

CONCEPTION ET REALISATION D'UNE MINI-CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE CONNECTEE AU RESEAU AVEC STOCKAGE

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

Présenté et soutenu publiquement le 17/07/2024 par

KAMADJI Guillaume Rogoto (20131347)

Encadrant 2iE : Dr Daniel YAMEGUEU, Maître de Conférences, Enseignant-Chercheur en Génie Energétique

Maître de stage : Fulbert ADJOR, Ingénieur de conception génie électrique, CEMI GLOBAL

Structure (s) d'accueil du stage : CEMI Global

Jury d'évaluation du stage :

Président : Moussa SORO

Membres et correcteurs : Moussa KADRI
Aboubakar GOMNA

Promotion [2023/2024]

DEDICACE

Je dédie ce document à :

- Mon défunt père KAMADJI KAYA WHORR pour tous les sacrifices consentis pour me permettre de bénéficier d'une éducation de qualité
- Ma mère pour son amour et son soutien inconditionnel
- A toute ma famille et à mes amis pour leurs encouragements

"Les difficultés sont destinées à éveiller, non à décourager. L'esprit humain est rendu fort par les conflits"

WILLIAM ELLERY CHANNING

REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord le Dieu tout puissant sans qui rien de tout cela n'aurait été possible
Je remercie toute l'équipe administrative et le corps enseignant de l'institut international de l'eau et de l'environnement (2iE) pour la formation reçue tout au long de ces années.

Mes remerciements vont également à l'endroit du chef de département GEEL, Prof. Moussa Y SORO pour n'avoir ménagé aucun effort afin nous soyons épanouis.

Je remercie également mon encadreur pédagogique Prof. Daniel YAMEGUEU NGUEWO pour sa disponibilité son accompagnement et ses conseils durant mon stage.

Merci à tout le personnel de CEMIglobal pour leur encadrement, mention spéciale à monsieur Fulbert ADJOR mon maître de stage.

Merci à tous les burkinabè que j'ai pu rencontrer dans ce beau pays et qui ont participé à mon intégration. Mention spéciale à la famille OUEDRAOGO pour m'avoir accueilli chez eux et m'avoir traité comme leur fils.

RESUME

Ce document traite de la conception et de la réalisation d'une mini centrale photovoltaïque connectée au réseau avec back-up chez un particulier dans la ville de Lomé au Togo. L'utilisateur désire réduire ses factures d'électricité et avoir en permanence de l'énergie disponible.

La collecte de données nous a permis d'évaluer le besoin journalier en énergie du bâtiment. Ce besoin s'élève à 204157 Wh/jour.

Pour pouvoir satisfaire ce besoin, nous avons obtenu un champ photovoltaïque d'une puissance crête de 53,28 kWc. Nous avons choisi d'utiliser des onduleurs photovoltaïques de marque Fronius de puissance unitaire 27kVA, nous en avons utilisé 2.

Nous avons dimensionné un système de stockage d'énergie avec l'utilisation de batteries au lithium de 48 Volt et pouvant fournir une énergie de 5kWh. Nous aurons en tout 9 batteries pour pouvoir assurer la continuité de l'alimentation électrique du bâtiment. Ces batteries seront rechargées par le champ PV et aussi par le réseau public s'il y a insuffisance de la ressource renouvelable.

Durant les périodes où la ressource solaire ne sera pas disponible nous aurons deux autres sources d'énergie à savoir : Le stockage et le réseau public qui alimenteront les charges via 3 onduleurs chargeurs de 15kVA.

Les niveaux de priorité seront les suivants : champ PV – Batterie – réseau public

Le coût de l'installation s'élève à 51 206 890FCFA

Mots clés :

Mini-centrale photovoltaïque

Source d'appoint

Besoin énergétique

Réseau public

Stockage

ABSTRACT

This document deals with the design and implementation of a grid-connected mini photovoltaic power plant with back-up at a private home in the city of Lomé, Togo. The user wanted to reduce his electricity bills and have energy available at all times. We proposed a photovoltaic power plant with a back-up source that would be the public grid (CEET) and storage.

Data collection enabled us to assess the building's daily energy requirements. This requirement amounts to 204157 Wh/day.

To meet this requirement, we obtained a photovoltaic field with a peak power of 53.28 kWp. We chose to use Fronius photovoltaic inverters with a unitary power of 27kVA, of which we used 2.

We've dimensioned an energy storage system using 48-volt lithium batteries capable of delivering 5kWh of energy. We will have a total of 9 batteries to ensure continuity of the building's power supply. These batteries will be recharged by the PV field and also by the public grid if there is a shortage of renewable resources.

During periods when the solar resource is not available, we will have two other sources of energy: Storage and the public grid, which will supply loads via 3 15kVA inverter-loaders.

Priority levels will be as follows: PV field - battery - public grid.

The cost of the installation will be 51 206 890FCFA

Key words:

Photovoltaic power plant

Backup source

Energy requirement

Public grid

Storage

Liste des abréviations :

A : Ampère

AC : courant alternatif

CC : courant continu

CEET : compagnie d'électricité et d'énergie du Togo

GPV : Générateur photovoltaïque

Ical : calibre fusible

KWh : kilo watt heure

m : mètre

Nm : Nombre de modules

Nmsc : nombre de modules par sous-champ

Nms : nombre de modules en série

Nbat : nombre de batteries

Pch : Puissance de l'onduleur chargeur

Psc : puissance du sous champ

V : volt

Wh: Watt heure

BMS: Battery manager system

Sommaire

DEDICACE.....	I
CITATION.....	II
REMERCIEMENTS.....	III
RESUME.....	IV
ABSTRACT	V
LISTE DES ABREVIATIONS :	VI
SOMMAIRE	VII
INTRODUCTION	1
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL ET DU PROJET	2
I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL	2
I.2 PRESENTATION DU PROJET.....	2
II. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES.....	2
II.1 L’EFFET PHOTOVOLTAÏQUE	2
II.2 ETAT DE L’ART DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES	3
II.3 DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES. 5	
II.3.1 <i>Système autonome sans batterie (cas du pompage)</i>	6
II.3.2 <i>Système autonome avec batterie</i>	6
II.3.3 <i>Système fonctionnant en injection</i>	6
II.3.4 <i>Système avec appoint électrique</i>	8
III. DIMENSIONNEMENT DE LA MINI-CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE	8
III.1 BILAN ENERGETIQUE DU BATIMENT	9
III.2 IRRADIATION	12
III.3 RATIO DE PERFORMANCE	12
III.4 PUISSANCE CRETE ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE LA MINICENTRALE.....	13
III.4.1 <i>Modules PV</i>	14
III.4.2 <i>Choix des onduleurs et configuration du champ</i>	14
III.4.3 <i>Détermination de la capacité de stockage</i>	18
III.4.4 <i>Récapitulatif des équipements, leur nombre et leurs caractéristiques</i>	21

III.4.5	Dimensionnement des équipements de protection	22
III.4.6	Calcul des sections de câbles	23
IV.	SIMULATION SUR LOGICIEL	25
IV.1	DONNEES METEO	26
IV.2	INCLINAISON	27
IV.3	DIMENSIONNEMENT DES MODULES ET ONDULEURS	27
V.	ETAPES DE REALISATION DE LA CENTRALE SOLAIRE	28
V.1	LA POSE DES SUPPORTS DE L'INSTALLATION	28
V.2	MONTAGE DES PANNEAUX ET RACCORDEMENT	29
V.3	POSE DES ONDULEURS ET BATTERIES ET AUTRES EQUIPEMENTS	30
V.4	RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION AU TGBT	32
V.5	TESTS ET MESURES	32
VI.	RESULTATS ET DISCUSSIONS	33
VI.1	RESULTATS	34
VI.1.1	Méthode analytique	34
VI.1.2	Logiciel Pvsyst	34
VII.	ETUDE FINANCIERE	35
VII.1	ANALYSE SIMPLE DES COUTS	35
VII.1.1	Energie annuelle produite	35
VII.2	COUT DU KILOWATTHEURE	35
VII.2.1	Calcul du coût d'investissement	36
VII.2.2	Temps de retour sur investissement (TRI)	37
CONCLUSION.....		38
TRAVAUX CITES.....		XI
ANNEXES.....		XII

Liste des tableaux

TABLEAU 1:BESOIN ENERGETIQUE DU BATIMENT	10
TABLEAU 2 : IRRADIATION DU SITE EN FONCTION DE LA POSITION DES MODULES.....	12
TABLEAU 3 : RECAPITULATIF DES RESULTATS DE LA METHODE ANALYTIQUE.....	17
TABLEAU 4:RECAPITULATIF DES EQUIPEMENTS, LEUR NOMBRE ET LEURS CARACTERISTIQUES	21
TABLEAU 5:COURANT ADMISSIBLE EN DC EN FONCTION DE LA SECTION DE CABLE (6)	24

Liste des figures

Figure 1: Caractéristique typique d’une cellule photovoltaïque (3).....	3
Figure 2: Effet de l’éclairement et la température sur la performance d’un module PV (3)	3
Figure 3: Différents types de systèmes solaires photovoltaïques connectés réseau.....	4
Figure 4: Schéma synoptique d’une installation photovoltaïque	5
Figure 5: Système PV autonome sans batterie	6
Figure 6: Système PV autonome avec batterie.....	6
Figure 7: Système PV injecté au réseau public	7
Figure 8: Système PV injecté au réseau local	7
Figure 9: Système PV avec source d'appoint	8
Figure 10: Schéma synoptique d'une installation photovoltaïques connectée au réseau avec back-up	9
Figure 11: Evaluation du ratio en fonction des contraintes (5)	13
Figure 12: Onduleur PV installés sur site.....	15
Figure 13: Batterie lithium-ion 5kWh installées sur site.....	20
Figure 14: Onduleurs chargeurs 15kVA	21
Figure 15: Image 3D des supports module.....	29
Figure 16: Câblage du TGBT	32
Figure 17: Image de l'écran de l'analyseur réseau	33
Figure 18: Image de l'écran du color control.....	33
Figure 19: Localisation du projet	26
Figure 20: Donnée d'irradiation globale et diffuse journalière	26
Figure 21: Inclinaison.....	27
Figure 22: Dimensionnement des modules et onduleurs	28

INTRODUCTION

L'ensemble du continent africain connaît des disparités sur le plan énergétique. En conséquence la majorité des pays poursuit des ambitions communes : un accès universel à l'énergie et une transition vers un développement durable. Dans cette optique, la politique énergétique du Togo s'oriente depuis quelques années déjà vers l'utilisation des énergies vertes (1). Dans ce contexte, le Togo s'est engagé à porter le taux d'accès à l'électricité de 35% en 2015 à 60% au niveau national et de 6% en 2017 à 16% en milieu rural d'ici 2024 (2). Pour atteindre cet objectif, l'état a décidé de lancer des projets d'électrification des zones rurales via le solaire photovoltaïque dans tout le pays. De nombreuses Ecoles, centres de santé dans ces zones sont alimentés au solaire. En milieux urbains, les entreprises et particuliers se mettent également au solaire photovoltaïque dans le but de réduire leurs factures d'électricité ou alors d'être autonome. Notre étude porte donc sur l'étude de faisabilité technico-économique et la réalisation d'une centrale solaire connectée au réseau et avec un stockage (back-up) chez un particulier dans la ville de Lomé. Le client désire réduire au maximum ses factures d'électricité et couvrir les moments où la ressource solaire est défaillante (journée pluvieuse ou la nuit). La centrale est connectée sur le réseau public qui aura aussi pour rôle de recharger la batterie ou encore d'alimenter les charges du bâtiment s'il y a besoin. Notons que les batteries sont principalement chargées par un champ PV. Le réseau public n'interviendra qu'en cas d'indisponibilité ou d'insuffisance de la ressource solaire. Pour y parvenir, nous avons réalisé au préalable un bilan énergétique pour connaître le besoin en énergie du bâtiment, ensuite nous avons dimensionné par la méthode analytique les différents composants de la centrale (modules PV, onduleurs, batteries) ainsi que les équipements de protection et les câbles. Nous parlerons également des différents travaux effectués sur le terrain. Nous réaliserons une simulation sur le logiciel PVsyst et nous comparerons les résultats obtenus avec ceux de la méthode analytique. Pour finir, nous ferons une étude financière pour déterminer la rentabilité du projet.

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU PROJET

I.1 PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

CEMI-Global est une structure qui œuvre dans le domaine de l'électricité générale, le froid et les énergies renouvelables. Elle a vu le jour le 30 Novembre 2017, pour apporter ses services aux particuliers et entreprises. Elle a vocation à être un creuset essentiel pour les jeunes diplômés, cherche principalement ceux qui optent pour la filière électricité

L'entreprise base sa forme sur les opportunités, même les moindres qu'apportent tout le personnel. Ainsi, une place très importante est accordée au personnel.

Son promoteur qui reçoit des sollicitations de partout a voulu concrétiser son rêve en mettant en place la société CEMI-Global

I.2 PRESENTATION DU PROJET

Les difficultés récurrentes d'accès à l'énergie dans nos pays d'Afrique poussent particuliers et entreprises à utiliser les énergies renouvelables pour avoir une certaine autonomie énergétique. C'est en ce sens que l'entreprise CEMI-Global a été sollicitée par un particulier pour réaliser une installation solaire photovoltaïque connectée au réseau public (CEET) et un stockage (back-up) dans le but de réduire au maximum ses factures d'électricité.

Dans cette installation le réseau ne devrait intervenir que pour charger les batteries ou alimenter les charges en cas d'insuffisance voire d'absence de la source d'énergie renouvelable.

Le travail à réaliser sera de concevoir la mini centrale, de faire un dimensionnement de l'installation en fonction du besoin, parler du déroulement des travaux sur le terrain, réaliser une simulation sur le logiciel PVsyst.

Nous ferons aussi une étude financière du projet.

II. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

II.1 L'effet photovoltaïque

Il est la capacité de transformer l'énergie solaire en électricité. Ceci est possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques -PV-

Une cellule PV est capable de générer une tension comprise entre 0,5 V et 2 V suivant les

matériaux utilisés et un courant directement dépendant de la surface (cellule de 5 ou 6 pouces). Ses caractéristiques s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la figure 1:

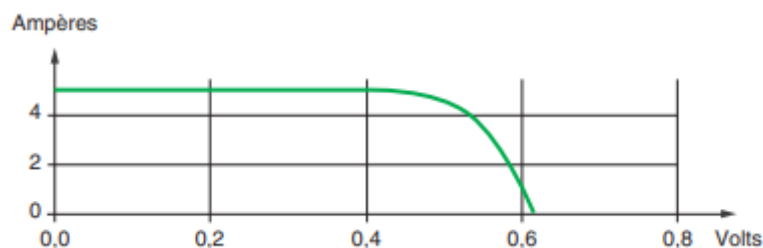


Figure 1: Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque (3)

L'effet photovoltaïque est fonction de deux grandeurs physiques : l'éclairement et la température.

Plus l'éclairement E (W/m^2) est important, plus la cellule va délivrer du courant. À l'inverse, plus la température (T°) est élevée, plus la tension de sortie est faible. Afin de pouvoir comparer les performances des cellules entre elles, la norme a défini les Conditions Standard de Tests (STC : Standard Tests Conditions) pour un éclairement de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ à 25°C et AM 1,5. (3)

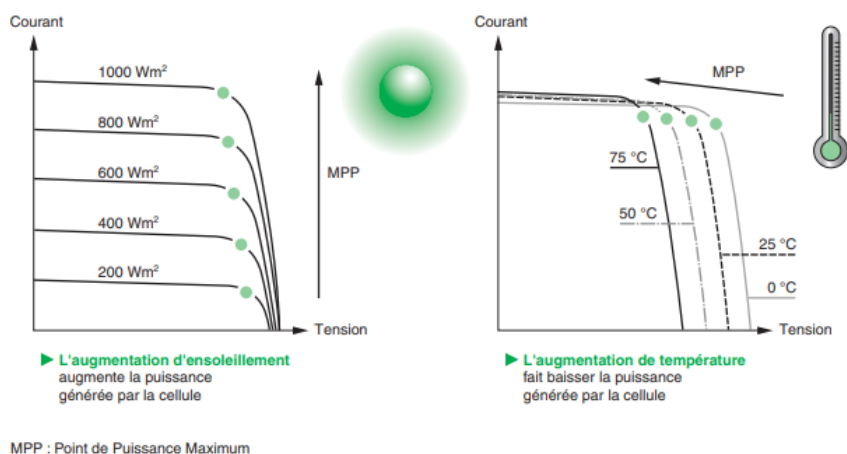


Figure 2: Effet de l'éclairement et la température sur la performance d'un module PV (3)

II.2 ETAT DE L'ART DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Un système solaire photovoltaïque est un ensemble de composants liés entre eux permettant de transformer le rayonnement solaire en énergie électrique.

On distingue de nos jours différents types de systèmes photovoltaïques :

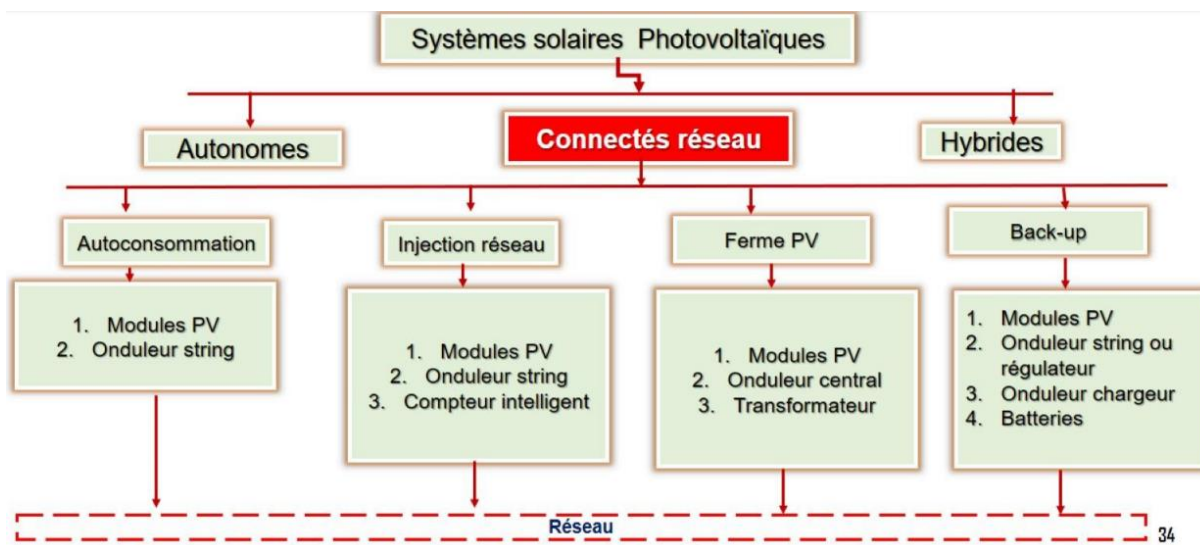


Figure 3: Différents types de systèmes solaires photovoltaïques connectés réseau

1. Les systèmes autonomes ou off-grid sans et avec stockage

Les systèmes autonomes sans stockage sont souvent utilisés pour le pompage. Pour alimenter des zones hors réseau électrique on utilise beaucoup plus les système off-grid avec stockage.

2. Les systèmes connectés au réseau

C'est un système tributaire d'un réseau électrique, il est généralement installé dans les zones urbaines où le réseau est présent. Les grandes centrales connectées réseau sont plutôt dans des zones urbaines à proximité des réseaux de transport HT. Ces systèmes en générale ne nécessitent pas un stockage.

On distingue plusieurs types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau selon leur application :

- Autoconsommation qui permet à l'utilisateur de consommer en totalité ce qui est produit par le système. Ce système est le plus souvent utilisé pour réduire les factures d'électricité,
- Injection sur le réseau permettant de produire de l'électricité pouvant être consommée sur place ou vendue selon la réglementation nationale.
- Injection réseau avec back-up qui permet au réseau de fournir l'énergie manquante. Le système peut fonctionner en absence de réseau car les onduleurs chargeur créés le réseau. Ce système permet l'utilisation des batteries.

3. Les systèmes hybrides

Ces systèmes intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur qui peut être une éolienne ou un groupe électrogène.

II.3 DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

Généralement une installation photovoltaïque comprend les éléments suivants :

- Un générateur photovoltaïque.
- Un convertisseur statique continu / continu (DC/DC).
- Un convertisseur statique continu / alternatif (DC/AC).
- Un système de régulation et de stockage.
- Une source auxiliaire d'appoints.

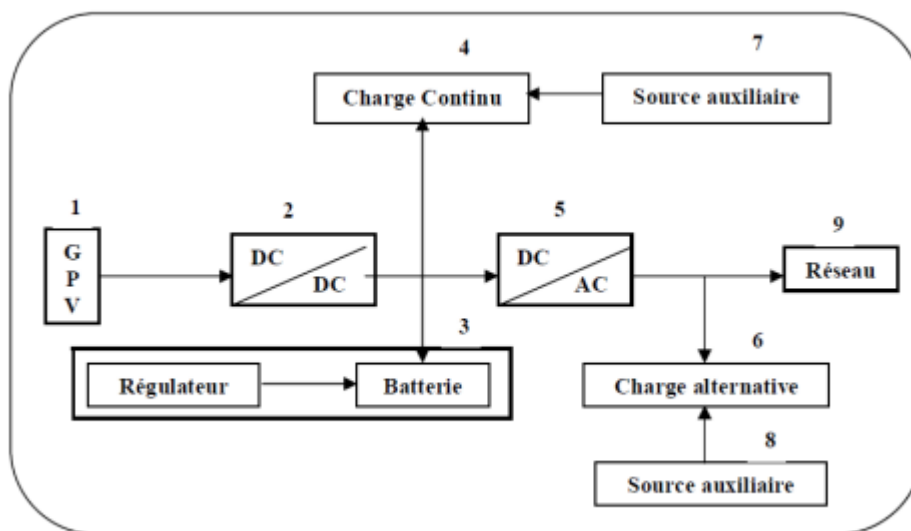


Figure 4: Schéma synoptique d'une installation photovoltaïque (4)

II.3.1 Système autonome sans batterie (cas du pompage)

Les systèmes photovoltaïques autonomes sans batterie sont représentés par la figure 5 :

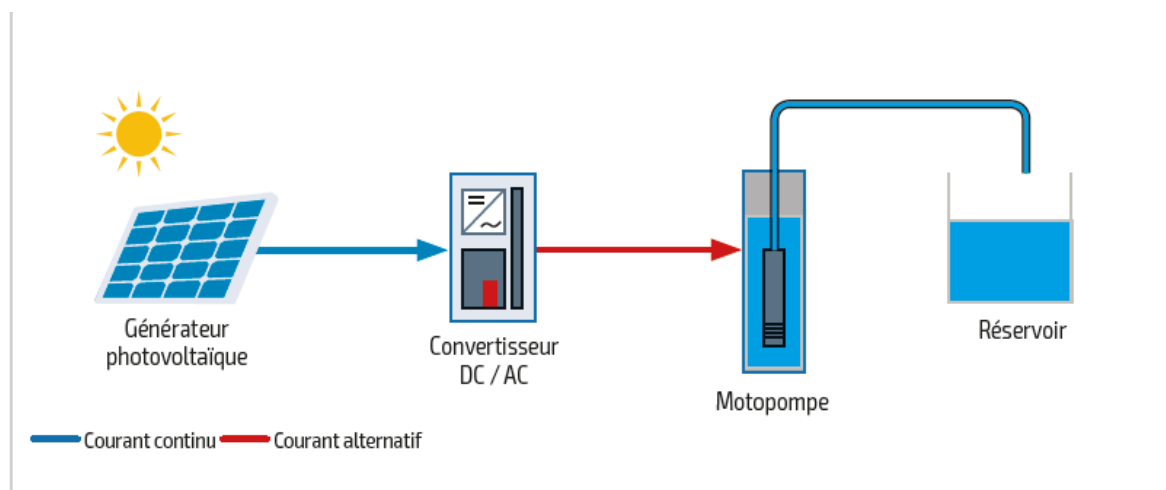


Figure 5: Système de pompage PV au fil du soleil

La charge est alimentée directement par le GPV, car la production d'énergie est suffisante pour le fonctionnement de la charge.

II.3.2 Système autonome avec batterie

Ces systèmes sont représentés par la figure 6. La batterie sert à stocker de l'énergie produite par le GPV, alors l'énergie peut être utilisée de tout temps, même en l'absence de rayonnement solaire.

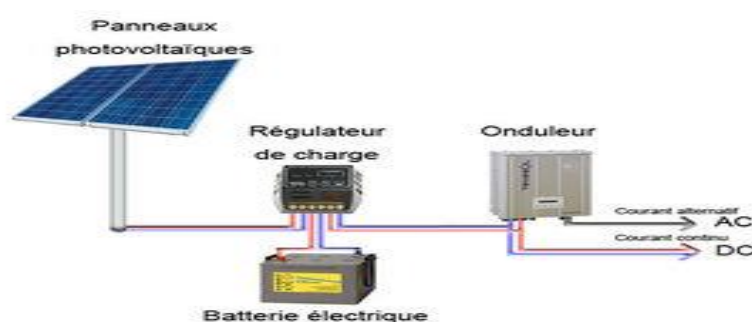


Figure 6: Système PV autonome avec batterie (5)

II.3.3 Système fonctionnant en injection

- Pour ces systèmes, l'énergie provenant du GPV passe par des onduleurs réseaux pour être injectée au réseau public comme le décrit la figure 7 :

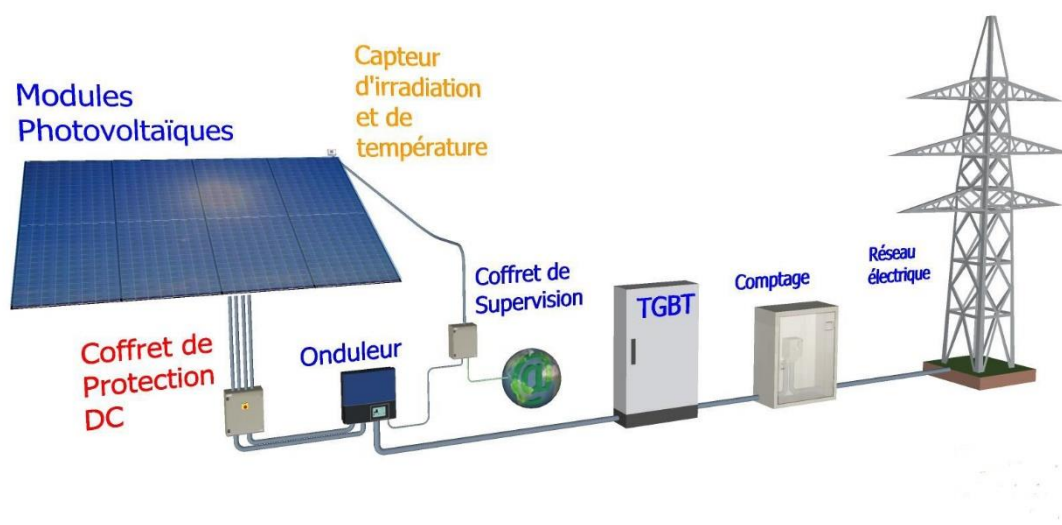


Figure 7: Système PV injecté au réseau public (5)

- L'énergie provenant du GPV peut aussi être injectée dans le réseau interne ou local pour l'autoconsommation comme le décrit la figure 8 :

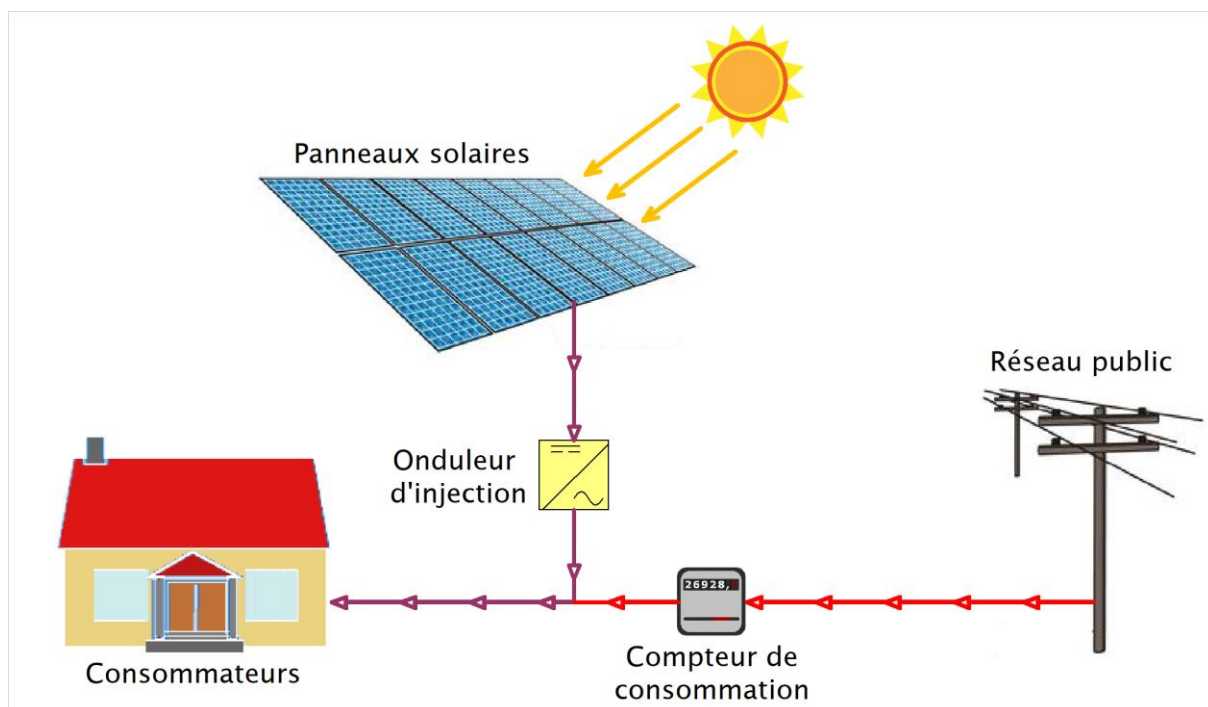


Figure 8: Système PV injecté au réseau local (5)

II.3.4 Système avec appoint électrique

Pour ces systèmes on introduit des générateurs auxiliaires qui n'interviennent qu'en cas d'insuffisances d'énergie électriques (manque de rayonnement solaire ou batteries déchargées), ces générateurs auxiliaires peuvent être de type continu et ; ou de type alternatif. Les sources auxiliaires peuvent être alimentées soit par le réseau soit par une autre source d'énergie.

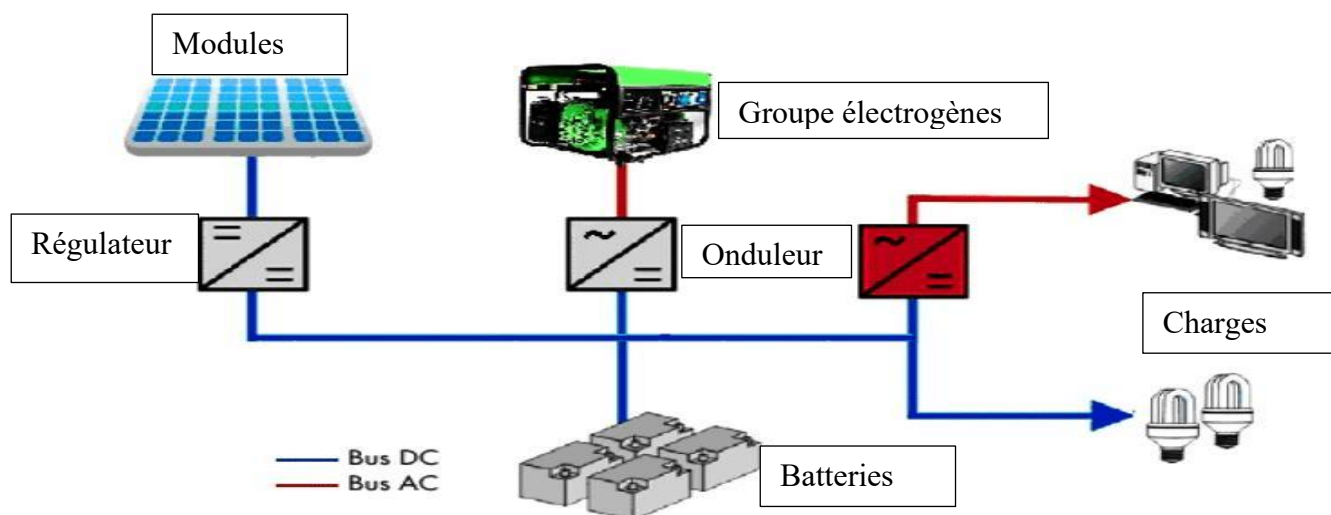


Figure 9: Système PV avec source d'appoint (5)

III. DIMENSIONNEMENT DE LA MINI-CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

Nous allons ici dimensionner une centrale solaire photovoltaïque connectée réseau (autoconsommation) avec stockage (back-up). Pour cette installation nous disposons de d'un champ PV qui alimentera les onduleurs réseau et rechargera les batteries. Le réseau public pourra alimenter les charges et également charger les batteries en cas d'absence de la ressource renouvelable.

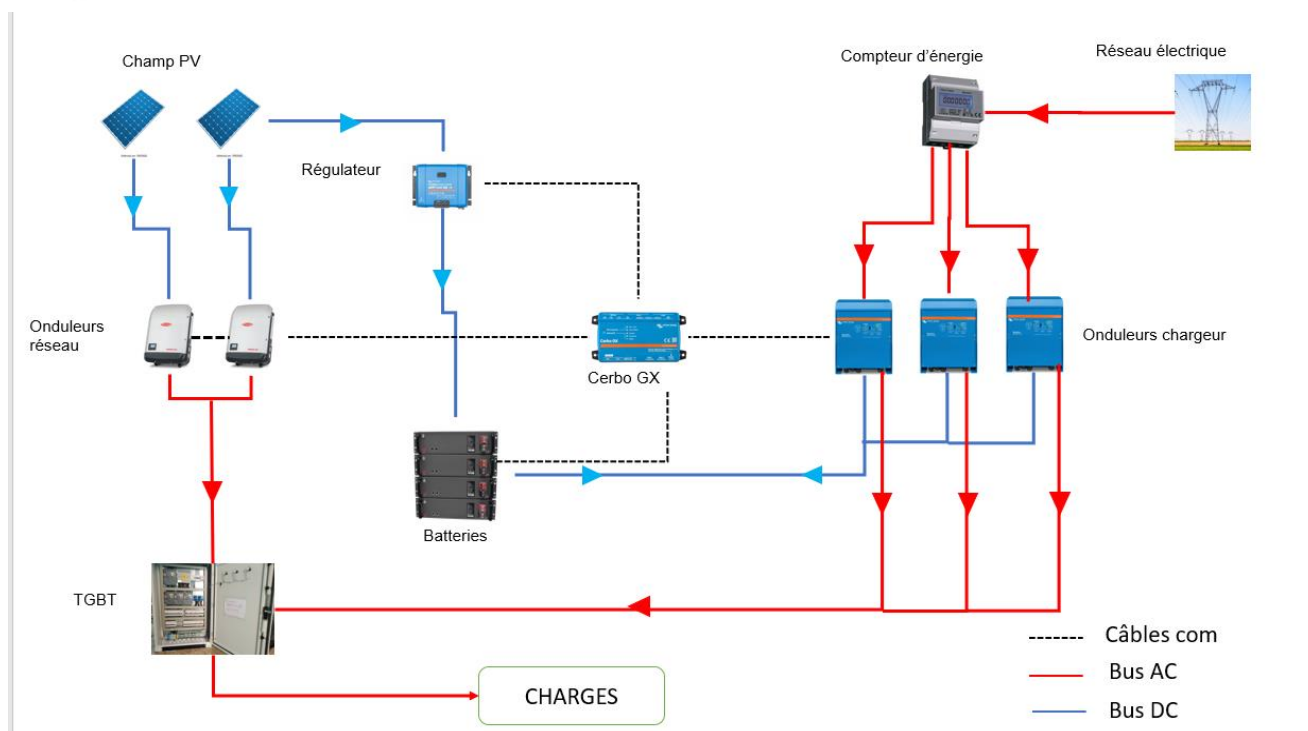


Figure 10: Schéma synoptique d'une installation photovoltaïque connectée au réseau avec back-up

Le dimensionnement a pour but la détermination des composantes de l'installation photovoltaïque à partir des données météorologiques (ensoleillement) du site et des besoins électriques de l'utilisateur. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire tout au long de l'année ou pour une période déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée.

III.1 BILAN ENERGETIQUE DU BATIMENT

Le bilan énergétique prend en compte la totalité des puissances des appareils installés et leur temps d'utilisation.

Le tableau 1 présente le bilan énergétique du bâtiment sujet de notre étude :

Tableau 1: Besoin énergétique du bâtiment

DESIGNATION DES RECEPTEURS	QTE	PUISSANCE NOMINALE(W)	UTILISATION QUOTIDIENNE DIURNE(H/J)	UTILISATION QUOTIDIENNE NOCTURNE(H/J)	ENERGIE DIURNE QUOTIDIENNE CONSOMMEE (Wh)	ENERGIE NOCTURNE QUOTIDIENNE CONSOMMEE (Wh)
Micro-onde	1	1150	1	1	1150	1150
Lampe bureaux	3	10	2	4	60	120
Appliques murales	4	18	2	4	144	288
Cafetière	1	1350	0,5	0,5	675	675
EAC	1	110	0,25	0,25	27,5	27,5
Lampes de milieu 1	3	8	2	4	48	96
Lampes de milieu 2	5	4	2	4	40	80
Projecteurs vidéo	1	638	1	3	638	1914
Réfrigérateur	2	184	8	8	2944	2944
Ventilateur	3	95	4	4	1140	1140
Ventilateur	2	60	4	0	480	0
Lampes douches	4	4	0,5	0,5	8	8
Lampes Ext	16	10	2	6	320	960
Projecteur	3	50	2	6	300	900
Lampes	1	10	2	6	20	60
Machine à laver	1	2000	6	0	12000	0
Climatiseurs	7	1104	8	8	61824	61824
Lampes douches	2	10	0,5	1,5	10	30
Lampes Ext	1	10	2	10	20	100
Pièce	2	10	1	3	20	60

Piscine	1	900	3	1	2700	900
Lampe	2	600	2	6	2400	7200
Pompe immergée	1	1104	2		2208	0
Lampes Salle de gym	2	10	1	1	20	20
Lampes berceuse	8	10	10		800	0
Cuveuse	1	1200	10	6	12000	7200
Congélateur	1	185	10	6	1850	1110
TV + décodeur	1	95	8	4	760	380
Ventilateur	1	55	2	6	110	330
Lampe	1	3	2	6	6	18
Vélo	3	350	2		2100	0
Moto électriques	3	1300	2		7800	0
Besoins énergétiques totaux					114622,5	89534,5
					204157	

III.2 Irradiation

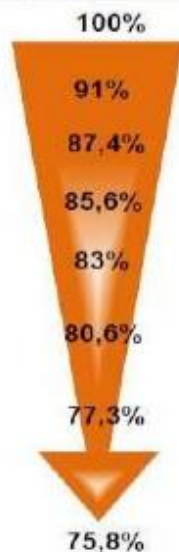
Nous avons déterminé le rayonnement solaire grâce au logiciel RETScreen Expert. Nous obtenons un rayonnement solaire quotidien-incliné moyen (H_i) de 5,11 kWh/m²/j pour une inclinaison de 10° avec un système de positionnement solaire fixe ; et une orientation plein Sud. Nous avons préféré considérer une inclinaison de 10° en plein Sud (car le TOGO étant dans l'hémisphère Nord) dans le but d'empêcher un grand dépôt de salissure réduisant le rendement des modules et d'optimiser la quantité de rayonnement solaire sur les modules tout le long de la journée (4). Le tableau 2 illustre les irradiances sur une année par rapport au site de l'installation de la mini centrale pour un système fixe et une inclinaison de 10°.

Tableau 2 : Irradiation du site

Mois	H_i (horizontal) kWh/ m ² /j	H_i (incliné) kWh/m ² /j
Janvier	5,51	6,03
Février	5,7	6,00
Mars	5,7	5,73
Avril	5,56	5,33
Mai	5,16	4,78
Juin	4,6	4,22
Juillet	4,48	4,15
Aout	4,36	4,15
Septembre	4,51	4,45
Octobre	5,03	5,19
Novembre	5,15	5,55
Décembre	5,24	5,79
Annuel	5,08	5,11

III.3 Ratio de performance

Le ratio de performance PR est le rapport entre la puissance délivrée et celle escomptée compte tenu des contraintes. Il permet de quantifier les pertes électriques d'une installation. Le ratio de performance est exprimé sous forme de coefficient. Plus il est proche de 1, plus l'installation solaire est performante. Il est généralement compris entre 0,7 et 0,8.

Ratio de performance (PR)

1. **Température.** (9%)
2. **Onduleur.** On peut considérer 6%. Les nouveaux onduleurs sont à peu près à 4%
3. **Câble:** CA, CC et autres composant: < 2%
4. **Tolérance module:** Il ne devrait pas être > 3%
5. **Pollution, réflexion et réflectance**
 - a) Système fixe: appro.3%
 - b) Système avec tracking : 2%
 En zone urbaine, il doit être augmenté de 2%
6. **Ombrage:** Il doit être moins de 4%
7. **Autres pertes** (incidents, etc...)
 - a) Système fixe: 2%
 - b) Système avec tracking : 4%

Figure 11: Evaluation du ratio en fonction des contraintes (5)

Dans notre cas nous utiliserons un ratio de performance de 0,75.

III.4 Puissance crête et choix des équipements de la mini centrale

La puissance crête à installer est la puissance du champ PV si ce dernier devait couvrir 100% des charges. Pour aboutir à la puissance crête à installer, nous avons procédé comme suit :

$$EPV = Pc \times Hi \times PR \quad (\text{Équation 1})$$

Où :

EPV : Energie journalière produite par l'installation (kWh)

Pc : Puissance crête de l'installation (kWc)

PR : Ratio de Performance (%)

Hi : Irradiation en moyenne par jour sur le plan incliné (kWh/m² /Jour)

Nous avons alors :

$$Pc = \frac{204157}{5,11 \times 0,75}$$

$$Pc = 53267 \text{ Wc}$$

A partir de la puissance crête trouvée, nous pouvons faire le dimensionnement des différents équipements de la mini centrale. Nous mettrons l'emphasis sur :

- Les modules photovoltaïques
- Les onduleurs
- Les batteries de stockage
- Les équipements de protection

III.4.1 Modules PV

Nous opterons pour de modules BLUESUN de 555Wc. Pour trouver le nombre de modules à installer, nous avons utilisé la formule suivante :

$$N_m = \frac{\text{Puissance du champ } P_c}{\text{Puissance nominale du module } P_m} \quad (\text{Équation 2})$$

$$= 53267 / 555$$

$$N_m = 96 \text{ modules.}$$

La fiche technique des modules se trouve en **annexe 2**

III.4.2 Choix des onduleurs et configuration du champ

Les onduleurs dans notre système vont nous permettre de définir la configuration à adopter pour notre champ photovoltaïque. En fonction de leurs caractéristiques, nous saurons quel nombre de sous-champ le système va avoir afin de permettre une continuité de service de la mini centrale en cas de soucis technique ou de maintenance.

En ayant une puissance de 53267 kWc à installer, nous allons la répartir en deux (02) sous-champs de 26640 kWc chacun et chaque sous-champ sera relié à un onduleur de 27kVA. La puissance du sous champ nécessaire est ici donnée par :

$$P_{sc} = \frac{\text{Puissance du champ } P_c}{\text{nombre de sous-champs}} \quad (\text{Équation 3})$$

$$P_{sc} = \frac{53,24}{2}$$

$$P_{sc} = 26,64 \text{ kWc}$$

Les onduleurs utilisés sont de la marque FRONIUS ECO 27.0-3. S. Ce sont des onduleurs de 27kVA. Leur fiche technique est fournie en annexe.



Figure 12: Onduleur PV installés sur site

Suivant les résultats obtenus plus haut, il est nécessaire de structurer notre configuration de la meilleure des façons pour rendre les raccordements possibles.

Configuration des sous-champs

$$N_{msc} = \frac{\text{Puissance du sous champ } P_{sc}}{\text{Puissance d'un module } P_{mod}} \quad (\text{Équation 4})$$

$$= \frac{26640}{555}$$

$$N_{msc} = 48 \text{ modules}$$

Nous retiendrons donc un total de 48 modules par sous champ.

Nous allons maintenant déterminer le nombre de modules par strings.

- Nombre de modules par strings

$$N_{ms} = \frac{V_{maxond}}{V_{Ocmoud}} \quad (\text{Équation 5})$$

$$N_{ms} = \frac{1000}{49,9}$$

$$N_{ms} = 20,04$$

On retiendra donc 20 modules par strings au maximum

- Calcul du nombre de strings

$$N_{ms} = \frac{N_{msc}}{N_{ms}}$$

$$N_{ms} = \frac{48}{20}$$

$$N_{ms}=2,4$$

Nous retiendrons 3 strings par sous champs.

Pour pouvoir répartir équitablement le nombre de modules par strings vu que nous en avons 48 par sous champs, nous avons décidé de que chaque string devrait avoir 16 modules.

Procédons à la vérification. Elle nous permettra de nous rassurer que la configuration corresponde aux conditions d'utilisation

Vérifications :

La vérification va concerner les conditions d'entrée de l'onduleur telles que la puissance, le courant et la tension d'entrée des onduleurs et le ratio de puissance.

- Puissance à l'entrée

Elle sera donnée par la formule suivante

$$PSC = Nstri \times Nms \times Pmod \text{ (Équation 6)}$$

$$PSC = 3 \times 16 \times 555$$

$$PSC = 26,64 \text{ kWc}$$

Nous avons une puissance du GPV à l'entrée de l'onduleur de 26,64kW. Sachant que la puissance maximale du GPV que peut recevoir l'onduleur à son entrée DC est de 37,8 kW, cette configuration peut fonctionner.

- Tension en circuit ouvert

Le calcul de la tension à circuit ouvert circulant sur chaque string est calculé comme suit :

$$Vocstring = Vocmod \times Nms$$

$$= 49,9 \times 16$$

$$Vocstring = 798,4V$$

Nous trouvons une tension à circuit-ouvert qui est de 798,4 V ce qui est une tension appropriée pour l'onduleur car inférieure à sa tension maximale d'entrée qui est de 1 100V

- Tension maximale d'entrée

Le calcul de la tension maximale pouvant circuler sur chaque string est donnée par :

$$Vmppstring = Vmppmod \times Nms$$

$$= 42,24 \times 16$$

$$Vmppstring = 675,84V$$

La tension maximale pouvant circuler sur chaque string est de 675,84V ; cette valeur est

aussi appropriée car elle rentre parfaitement dans la plage de tensions maximales admissibles et se rapproche de la valeur maximale : $580V \leq 844,1V \leq 850V$.

- Courant de court-circuit

Le calcul du courant de court- circuit sur chaque MPPT est donné par :

$$I_{scmppt} = I_{scmod} \times N_{mppt}$$

$$= 14,04 \times 1$$

$$I_{scstring} = 14,04 A$$

Cette valeur est aussi acceptable car étant inférieur à 47,7A. Notre onduleur a 1 MPPT où chaque MPPT peut supporter 47,7A.

- Ratio de puissance

$$\text{Ratio de puissance} = \frac{\text{Puissance nominal cc de l'onduleur}}{\text{Puissance du champ PV}}$$

$$\text{AN: Ratio de puissance} = \frac{27}{26,64}$$

$$\text{Ratio de puissance} = 1,01$$

Tableau 3 : Récapitulatif des résultats de la méthode analytique

Vérification	Calcul	Fronius ECO 27.0-3S	Vérification
Puissance du sous champ	$P_{SC} = 23,310 \text{ kWc}$	$P_{SC} \leq 38,7 \text{ kW}$	OK
Tension nominale	$V_{ocstring} = 798V$	$V_{ocstring} \leq 1000 V$	OK
Plage de tension	$V_{mppstring} = 675,8V$	580– 850V	OK
Courant entrée ond	$I_{scstring} = 14,04 A$	47,7 A	OK
Ratio de puissance	$27/26,64 = 1,03$	$101,3\% < 110\%$	OK

Nous avons donc la configuration suivante :

- 48 modules sur le premier onduleur soit :3 strings de 16 modules
- 48 modules sur le deuxième soit : 3 strings de 16 modules.

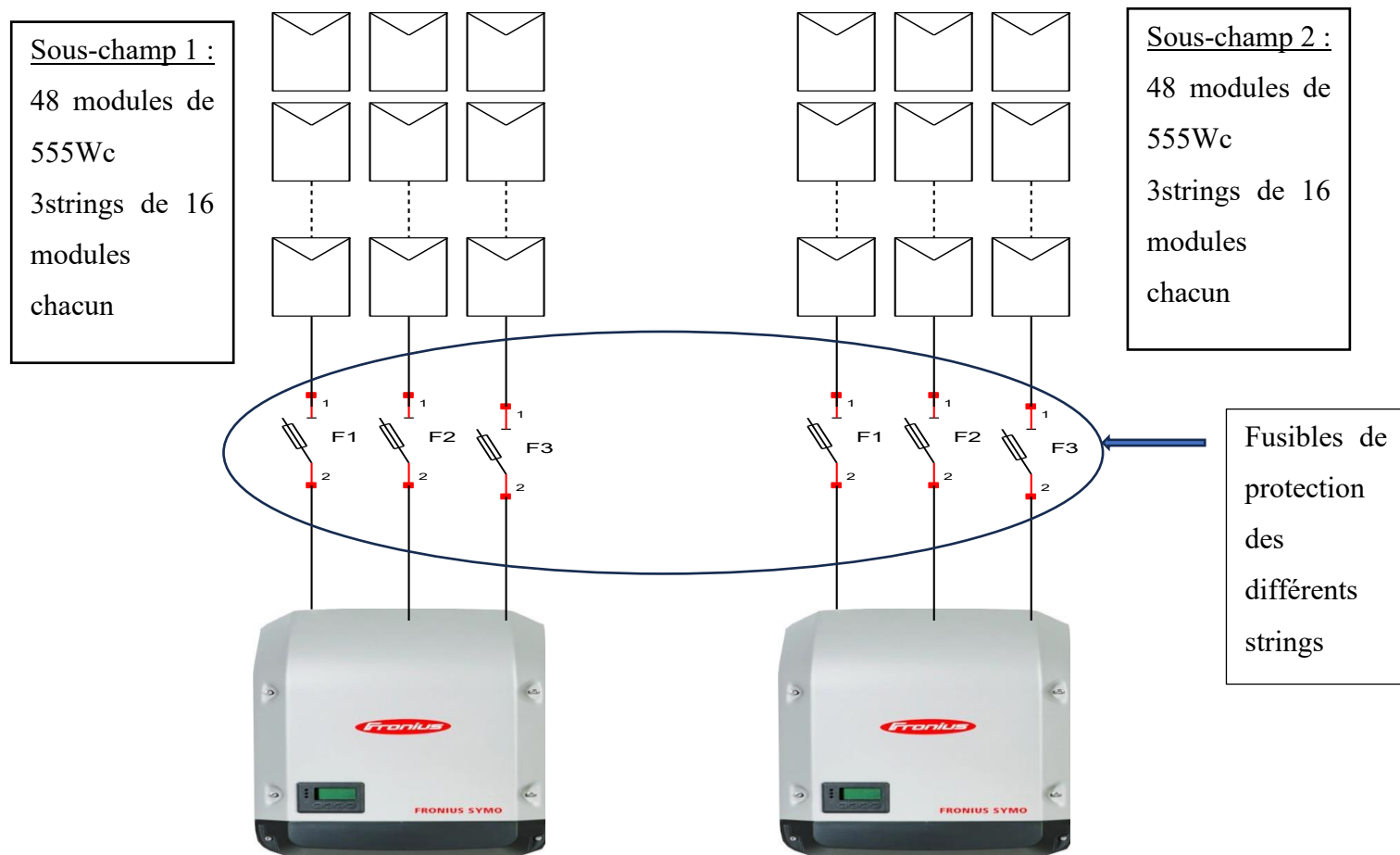


Figure 13: Connexions du champ aux onduleurs

III.4.3 Détermination de la capacité de stockage

Nous allons calculer la capacité de stockage et déterminer le nombre de batteries nécessaires :

Nous choisirons d'avoir une autonomie de 12h de temps dans le but de minimiser les coûts.

$$C_{bat} = \frac{\text{Charge nocturne journalière } E_j \text{ (Wh)} * J_{raut}}{V_{bat} * R_{bat} * DoD} \quad (\text{Équation 7})$$

Avec :

$J_{aut} = 0,5 \text{ jour}$

$DoD = 1$

$V_{bat} = 51,2 \text{ V}$

AN :

$$C_{bat} = \frac{92262 * 0,5}{51,2 * 0,98 * 1}$$

$$C_{bat} = 919,4 \text{ Ah}$$

Nombre de batterie :

$$N_{bat} = \frac{\text{capacité de stockage}}{\text{Capacité de la batterie}} \text{ (Équation 8)}$$

Sachant que la capacité de la batterie est de :

$$C = \text{Energie utile de la batterie} / \text{Tension de la batterie}$$

$$C = 5000 / 48$$

$$C = 104 \text{ Ah}$$

$$N_{bat} = \frac{919,4 * 48}{5000}$$

$$N_{bat} = 8,82 \text{ batteries}$$

Nous aurons 9 Batteries

Pour le stockage, nous utiliserons des batteries lithium-ion de 5 kWh et 48V. Leur capacité est de :

$$C_{bat} = \frac{5 * 1000}{48}$$

$$C_{bat} = 104 \text{ Ah}$$

Ces batteries seront chargées par un champ PV constitué de 16 modules PV avec les mêmes caractéristiques que ceux utilisés pour l'injection réseau.

Les batteries Li-ion sont les batteries de demain pour ce type d'application. Insensibles aux décharges profondes, durée de vie jusqu'à 20 ans. Leur prix encore prohibitif devrait chuter avec le démarrage de la production de masse. Elles seront alors les plus économiques pour ce genre d'application.



Figure 14: Batterie lithium-ion 5kWh installées sur site

Nous utiliserons des onduleurs chargeurs pour charger le parc batterie et ainsi permettre d'éviter les black-out en cas d'absence de la ressource.

Pour Dimensionner les onduleurs chargeurs, il faut prendre en compte le ratio $\frac{P_{ond}}{P_{ch}}$ compris entre 0,8 et 1. (6)

$$P_{ch} = 0,8 * (27 * 2)$$

$$P_{ch} = 43,2 \text{ kW}$$

Nous choisirons 3 convertisseurs monophasés de marque Victron Energy de puissance 15kVA soit une puissance de 45kVA.



Figure 15: Onduleurs chargeurs 15kVA

III.4.4 Récapitulatif des équipements, leur nombre et leurs caractéristiques

Tableau 4: Récapitulatif des équipements, leur nombre et leurs caractéristiques

EQUIPEMENTS	Nombre et caractéristiques
Modules PV	96 modules de 555Wc BLUESUN
Onduleurs réseau	2 Onduleurs de 27KVA fronius
Batteries	9 batteries BYD de 5kWh, 48V
Onduleurs chargeurs	3*15 kW Quatro Victron Energy
Régulateur	1 Mppt smart 250/100 Victron
Color control	1
Une GX touch 50	1
BMS des batteries BYD	1
Coffret	3
TGBT	1
Inverseur	1

III.4.5 Dimensionnement des équipements de protection

III.4.5.1 *Le coté continu (CC)*

Pour la protection de l'installation coté DC, nous aurons besoins des équipements suivants : les fusibles, les disjoncteurs cc, les interrupteurs sectionneurs et les parafoudres. Le fait de mettre en plus des fusibles dans les boites de jonctions malgré la présence de fusibles au niveau des onduleurs est pour apporter une protection supplémentaire à la partie en amont (modules, boites de raccordements).

- Les Fusibles

Les paramètres qui suivent doivent conditionner leur choix :

- Tension de fonctionnement du fusible $U_{fusible} \geq 1.15V_{oc\ string}$
- Le calibre du fusible $1.5ISC \leq I_{CAL} \leq 2ISC$
- Les valeurs suivant chaque string sont : $V_{OC\ string} = 998V$; $ISC = 14,04A$.

$$U_{fusible} \geq 1,15 \cdot 998 = 1147,7V$$

$$21,06A \leq I_{CAL} \leq 28,08A$$

- L'Interrupteur-sectionneur

Il se trouve que les onduleurs Fronius Eco 27 .0-3-S que nous avons choisis, ont un sectionneur intégré. Mais pour se conformer au cahier de charge, un second interrupteur sectionneur a été aussi installé au niveau des boites de jonction.

Il s'agit de l'interrupteur sectionneur de la marque NO ARK, modèle 1000 V 63A. V_e 1000 V, I_e 63 A

- Les parafoudres

La protection contre les surtensions est indispensable au même titre que les dispositifs de protection contre les surintensités. Les parafoudres assurent la protection contre les perturbations atmosphériques. Ils sont disposés dans les deux parties du système.

Dans la partie DC ils sont au sein des BJP et dans la partie AC ils sont localisés au niveau des onduleurs, dans les TGBT.

III.4.5.2 *Coté alternatif*

Les onduleurs Fronius Eco 27 .0-3-s que nous utilisons disposent en leur sein de disjoncteurs, d'interrupteur-sectionneurs et de parafoudres. En plus de ces équipements nous avons après les

onduleurs les TGBT

- Les Fusibles

Les fusibles coté AC doivent remplir les critères suivants :

$$U_{fus} \geq 1.15 * U_{oc. sting}$$

$$k * I_{sond} \leq I_{cal}$$

Avec :

Pour les fusibles gl $I_n = 10$ A correspond à $k = 1,31$;

$10 A \leq I_n < 25 A$ correspond à $k = 1,21$

Si $I_n > 25 A$ alors $k = 1,10$.

Pour les disjoncteurs $k = 1$

Le coefficient k est donné en fonction du calibre. Le courant maximal à la sortie de l'onduleur est de 40,9 A ce qui correspond à $k = 1,10$.

$$V_{oc sting} = 998 V.$$

Les caractéristiques des fusibles seront :

$$U_{fus} \geq 1147,7 V$$

$$I_{cal} \geq 44,99 A$$

III.4.6 Calcul des sections de câbles

Il est nécessaire de constituer un schéma électrique global de l'installation avant de calculer toutes les sections des câbles. Il faut également avoir une idée assez précise de l'implantation physique des composants pour réduire les distances entre les composants du système photovoltaïque afin de minimiser les chutes de tension qui constituent des pertes d'énergie. Les règles de base suivantes seront appliquées dans le choix du câblage (longueur, section) :

- Ne jamais mettre de câbles plus longs qu'il n'est strictement nécessaire.
- Organiser au mieux la répartition des éléments du système PV pour réduire les longueurs de câbles nécessaires.
- Augmenter la section des câbles de façon à réduire les chutes de tension dans les câbles
- La chute de tension maximale admissible (voir guide UTE C15-712) relative aux installations ne doit pas excéder 3% de la tension nominale dans la partie DC (idéalement 1%).

Pour avoir la section des câbles, nous allons respecter les conditions suivantes :

$$S \geq SC = \frac{2\phi LI}{\Delta V_{admi}} \text{ (Equation 9)}$$

$$I_{cal} \leq I_{admissible}$$

Le conducteur électrique qui sera utilisé pour le dimensionnement des câbles est le cuivre, qui aura pour résistivité $\phi = 0,0183 \Omega mm^2 / m$.

Le contrôle de la chute de tension dans les câbles doit être inférieur à la limite admise de 3%.

L : la longueur (m)

I : intensité du courant (A)

ΔV_{admi} : Chute de tension

S : Section des câbles

Nous allons choisir la section des câbles par rapport aux différents calibres tout en n'oubliant pas les conditions ci-dessus. Nous allons nous baser sur le tableau ci-dessous pour nos choix :

Tableau 5: Courant admissible en DC en fonction de la section de câble (6)

Câble size mm^2) Cu	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant admissible (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395

- Section de câble pour le tronçon modules-BJP-Onduleurs :

$$\Delta V = \frac{2\phi LI}{SC} \text{ (Équation 10)}$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0183 * 10 * 14,04}{2,5}$$

$$\Delta V = 2,06$$

Nous allons vérifier si cette chute de tension est inférieure à la chute de tension admissible :

$$\Delta V_{admis} = 0,03 * 998 = 29.9V$$

La chute de tension admissible est donc supérieure à celle calculée plus haut.

Calcule de la section Sc

$$Sc = \frac{2 * 0,0183 * 10 * 14,04}{29,9}$$

$$Sc = 0,26 mm^2$$

Vérification des conditions :

$$S = 2,5 mm^2 \geq Sc.$$

$$I_{cal} = 15 A \leq I_{adm} = 21 A$$

Nous retiendrons la section de 2,5 mm² pour les câbles quittant des modules pour les boîtiers

Pour ces deux cas de figure nous avons eu à utiliser une section de câble de 6 mm². Câble de

type solaire.

- Tronçon onduleurs chargeurs aux batteries

$$\Delta V = \frac{2\phi LI}{SC}$$

$$\Delta V = \frac{2 * 0,0183 * 5 * 200}{120}$$

$$\Delta V = 0,3$$

Tension admissible ici est de 48V

$$\Delta V_{admis} = 0,02 * 48 = 0,96V$$

La chute de tension admissible est donc supérieure à celle calculée plus haut.

$$SC = \frac{2 * 0,0183 * 5 * 200}{0,96}$$

$$SC = 38,125 \text{mm}^2$$

Nous retiendrons une section de câble de 50mm² pour ce tronçon.

IV. Simulation sur logiciel

La simulation sera réalisée sur le logiciel PVsyst qui est un outil de dimensionnement de systèmes solaires photovoltaïques. Localisation du site sur la carte

Pour commencer, nous avons tout d'abord localisé la zone du projet sur une carte.

Sur cette carte nous avons des détails comme :

- La latitude : 6.12874° (6) (7)
- La longitude : 1.22154°
- L'altitude (m) : 13

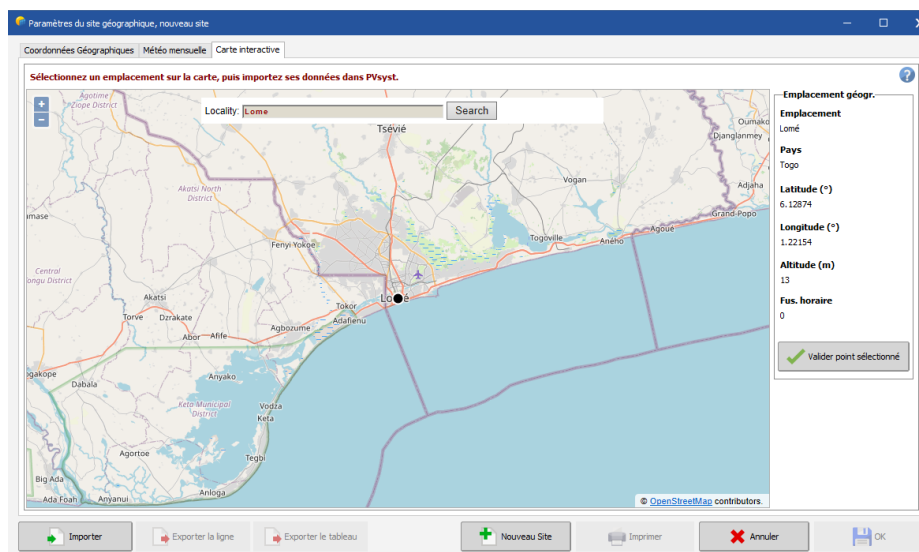


Figure 16: Localisation du projet

IV.1 Données météo

Les données météo nous permettent d'avoir les paramètres comme l'irradiation et la température qui est très importante dans la performance de notre centrale

Nous avons ici l'irradiation globale et diffuse.

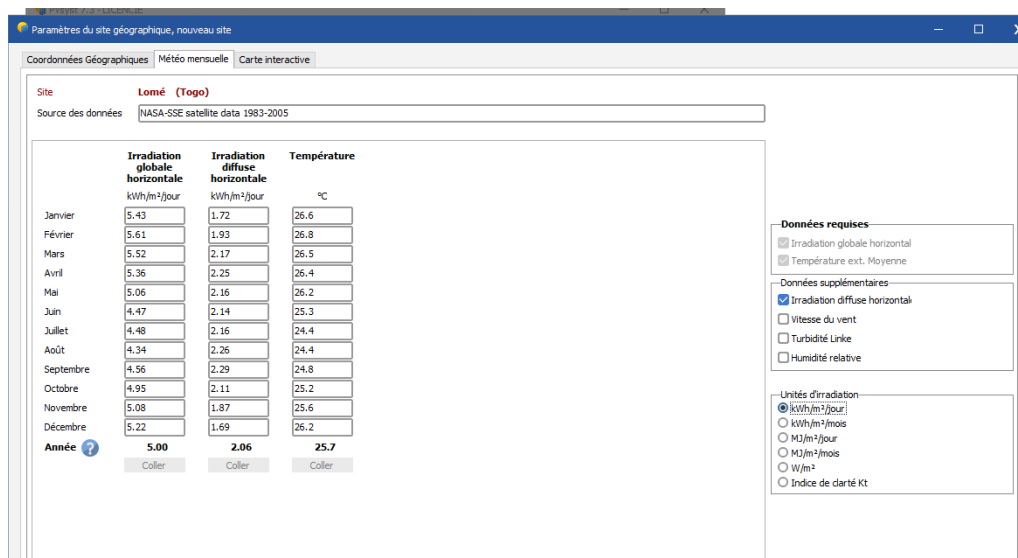


Figure 17: Donnée d'irradiation globale et diffuse journalière

L'irradiation globale annuelle sera utilisée et elle est de 5kWh/m²/jour.

IV.2 Inclinaison

L'inclinaison est importante dans le sens où selon le site nous devons poser les panneaux de la meilleure façon possible pour recevoir le maximum de rayonnement.

Les modules seront inclinés de 10 degrés.

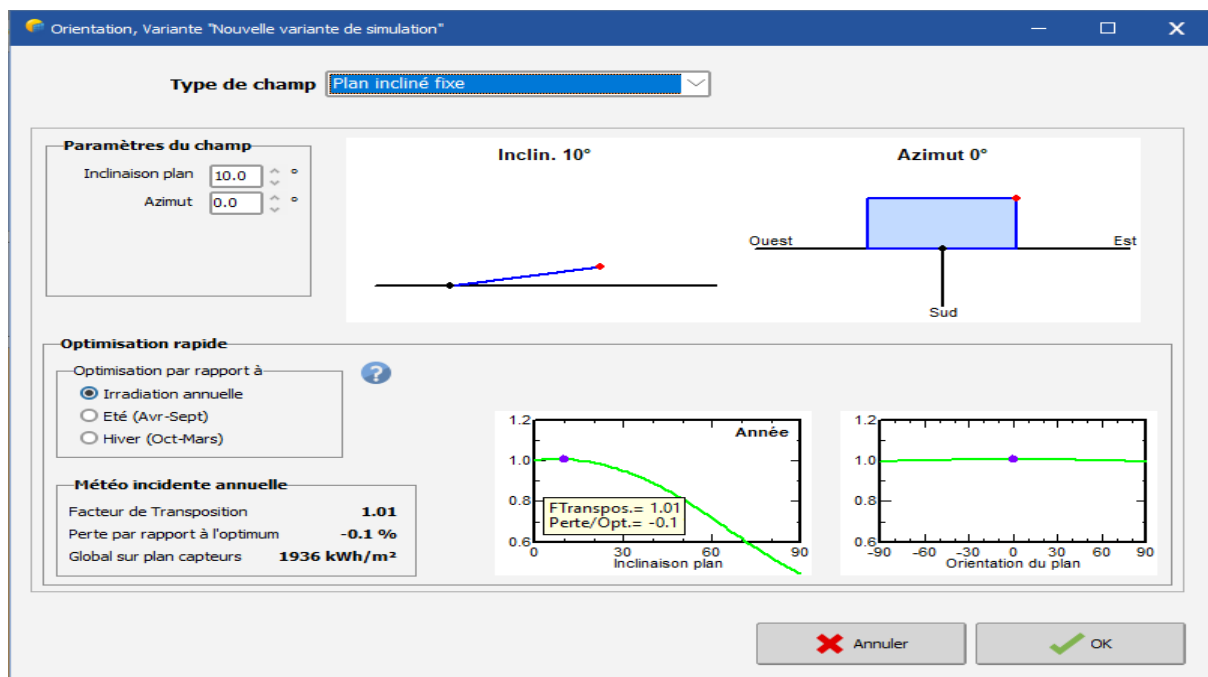


Figure 18: Inclinaison

IV.3 Dimensionnement des modules et onduleurs

Dans cette partie, nous avons entré les paramètres tels que la puissance crête voulue, les modules choisis ainsi que les onduleurs.

Le logiciel nous fera ressortir le nombre de modules et la configuration nécessaires, le nombre d'onduleurs.

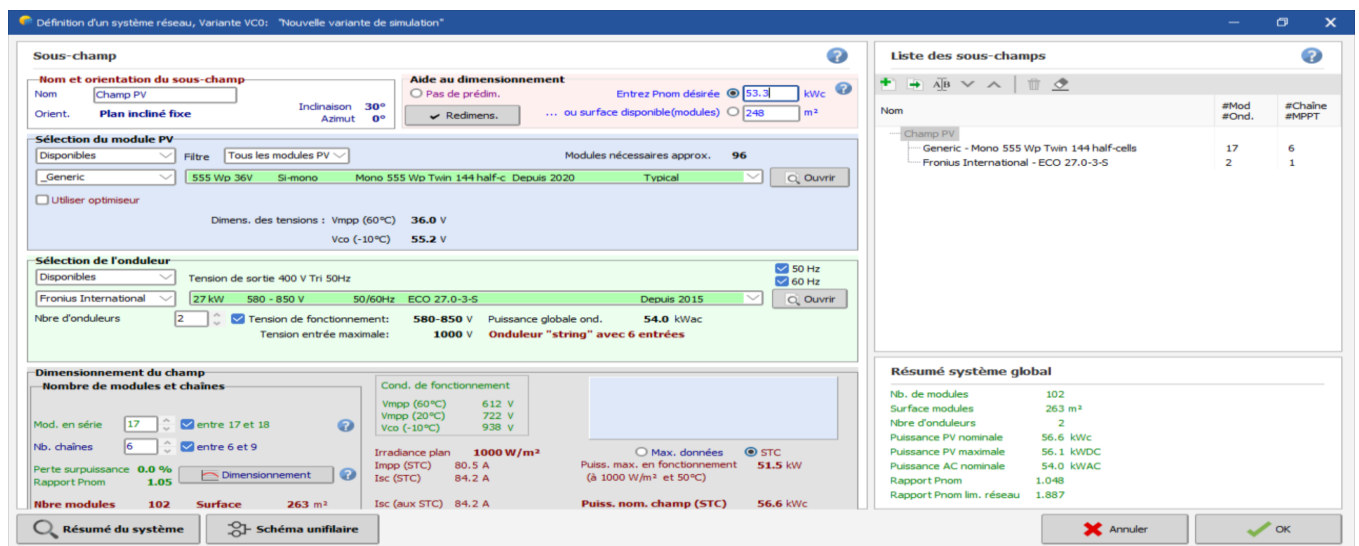


Figure 19: Dimensionnement des modules et onduleurs

- Nombre de modules de 555W : 102
- Nombre d'onduleurs Fronius de 27kW : 2

Sur chacun des onduleurs nous auront 3 strings de 17 modules.

V. Etapes de réalisation de la centrale solaire

La centrale dont il est question a été réalisée sur une période de 3 semaines. Les travaux se sont déroulés en plusieurs étapes :

- Pose des supports de l'installation
- Montage de modules et raccordement
- Pose des onduleurs et des batteries
- Raccordement électrique de l'installation au TGBT
- Tests et mesures

V.1 La pose des supports de l'installation

Les modules photovoltaïques doivent être fixés sur une surface aérée au sol, permettant de maximiser le plus grand ensoleillement possible. Mais avant tout, plusieurs facteurs doivent être prise en compte afin de choisir un meilleur type de fixation des modules au sol, ainsi nous allons mentionner entre autres :

- La rigidité de l'ensemble du champ photovoltaïque
- L'orientation pour éviter tout dégât naturel

- La protection contre tout mouvement des modules modifiant l'angle d'inclinaison.

Il est alors important de choisir un mode de fixation pouvant résister à l'érosion, au vent très fort afin de durer aussi longtemps que la durée de vie du projet.

Les supports sont posés sur une dalle.

Nous avons confectionné des blocs de bétons cubiques dans lesquels sont encastrés des barres d'acier galvanisé.

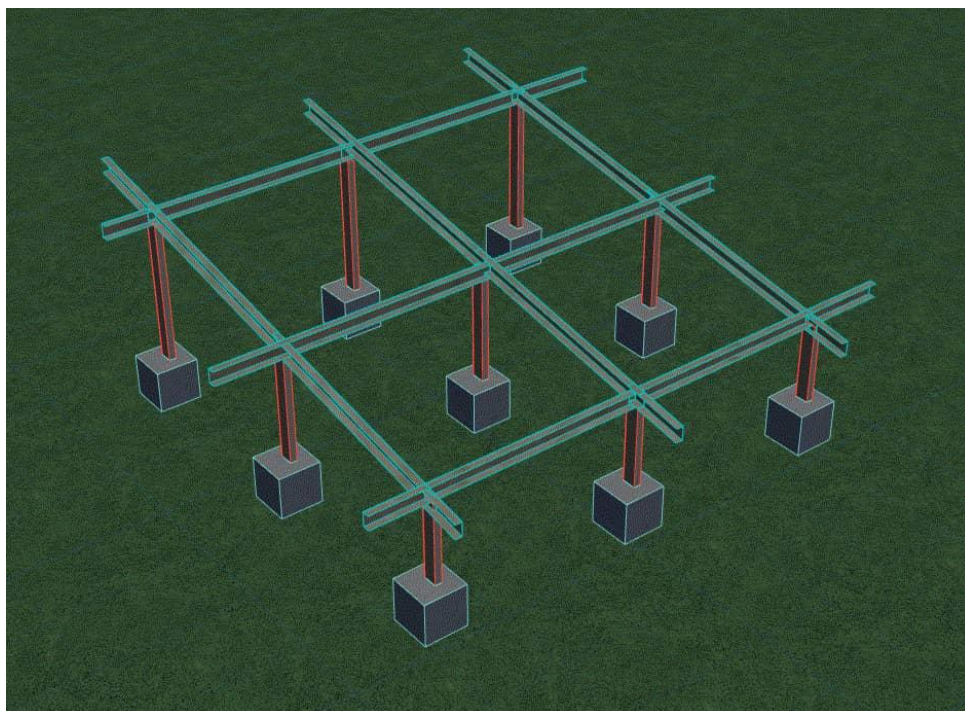


Figure 20: Image 3D des supports module

V.2 Montage des panneaux et raccordement

Nous avons posé les modules selon l'espace que nous avons à notre disposition.

Dans ces conditions il nous a fallu disposés les modules en 3 sous champs. Nous avons d'une part un sous champ de 48 modules et 2 autres sous champ de 16 modules.

Nous avons fait descendre les câbles le long du mur en les faisant passer dans des tubes PVC.

Ensuite nous avons creusé des fouilles qui mènent vers le local technique.

Les images qui vont suivre montrent la pose des modules photovoltaïques.



V.3 Pose des onduleurs et batteries et autres équipements

Les images qui suivent montrent comment sont disposés les équipements dans le local technique. On peut voir entre autres les équipements de protection DC (parafoudre, fusible)



V.4 Raccordement de l'installation au TGBT

Au niveau du TGBT, on a un disjoncteur tétrapolaire qui prend en entrée les 3 phases provenant des onduleurs. Ensuite les différentes phases sont départagées pour alimenter les charges en passant par des disjoncteurs.

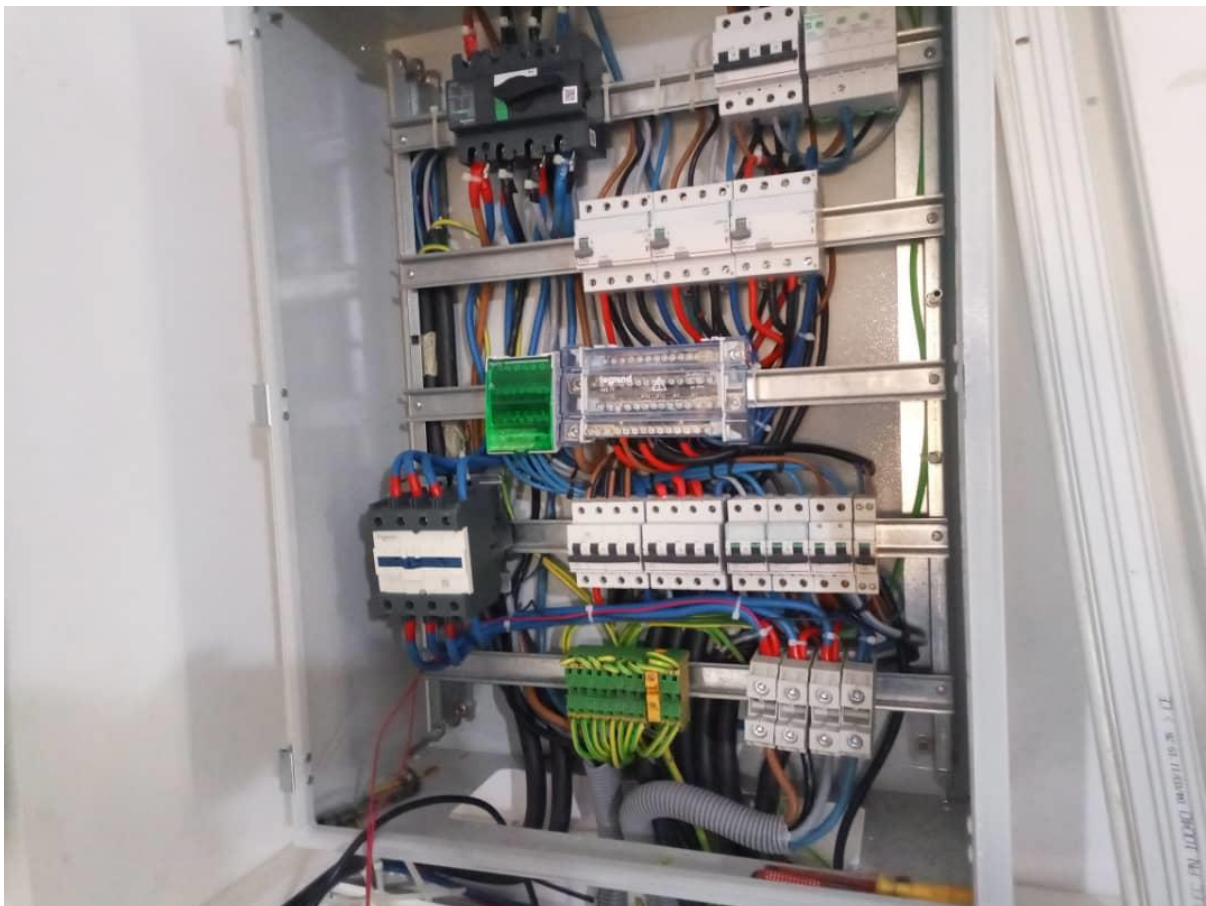


Figure 21:Câblage du TGBT

V.5 Tests et mesures

Grace a un analyseur réseau nous avons pu vérifier que les phases sont bien équilibrées pour éviter les surcharges.

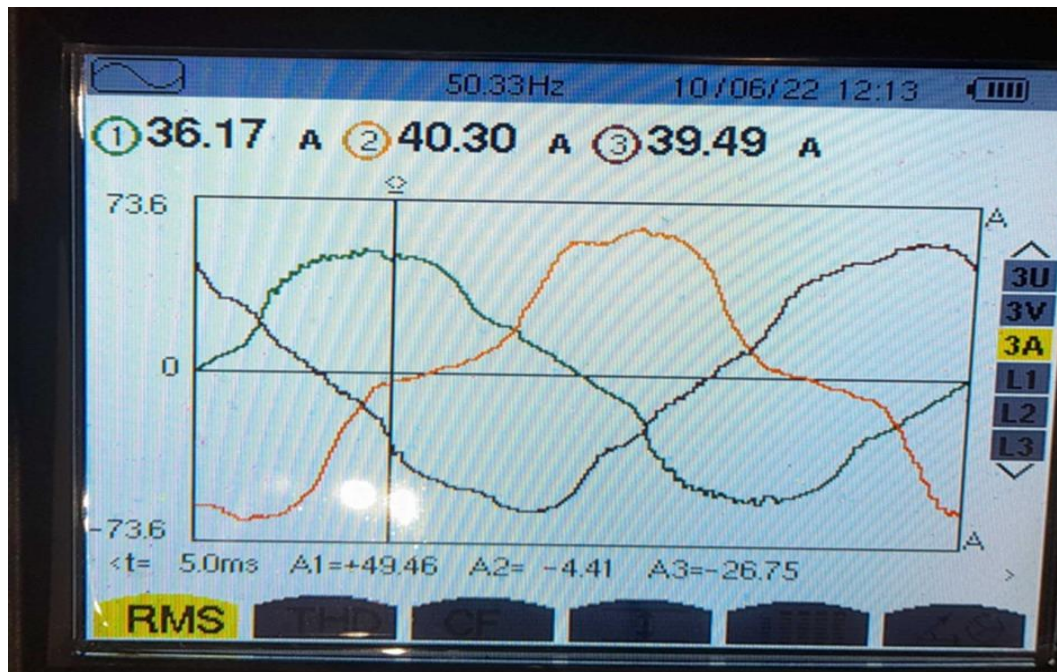


Figure 22:Image de l'écran de l'analyseur réseau

Le color control installé nous a permis de vérifier que nos équipements fonctionnent bien. Cet équipement montre à tout moment la puissance transmise aux charges par les onduleurs ou alors le réseau public ainsi que le niveau de charge ou de décharge des batteries.

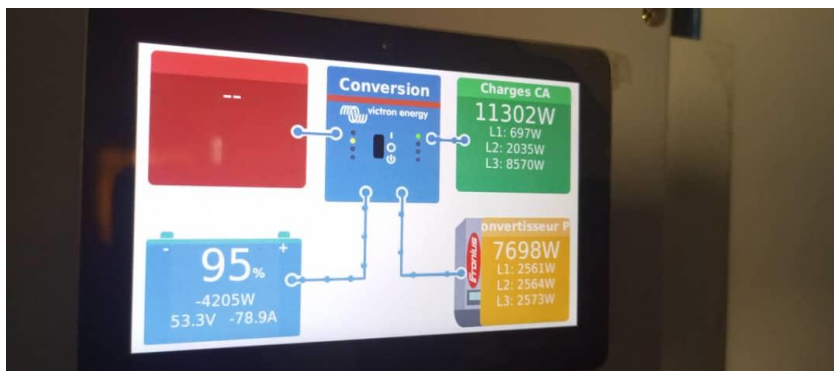


Figure 23:Image de l'écran du color control

VI. Résultats et discussions

Nous avons jusqu'ici dimensionné notre centrale PV par la méthode analytique puis par le logiciel PVsyst.

Dans cette partie il s'agira de présenter les différents résultats obtenus et de les comparer.

VI.1 Résultats

Dans cette partie nous dresserons un tableau comparatif des différents résultats obtenus par la méthode analytique et ceux obtenus par la méthode logicielle.

VI.1.1 Méthode analytique

Par la méthode Analytique, nous avons obtenu les résultats suivants :

- Nombre de modules : 96 modules de 555Wc avec 6 strings de 16 modules chacun
- Nombre d'onduleurs : 2 onduleurs réseau de 27kVA

VI.1.2 Logiciel Pvsyst

La simulation sur PVSYST nous donne les résultats suivants :

- Nombre de modules de 555W : 102
- Nombre d'onduleurs de 27kW : 2

Sur chacun des onduleurs nous auront 3 strings de 17 modules.

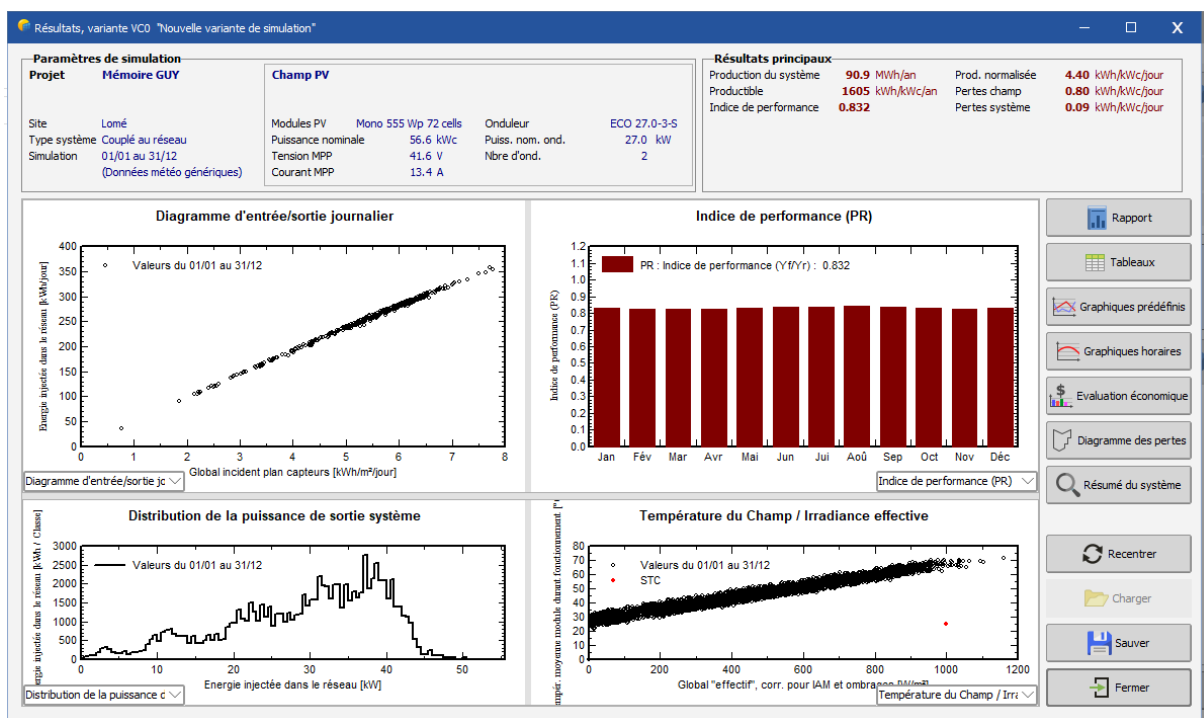


Figure 24: Paramètres du système

Après simulation, la figure 23 nous donne plus d'informations sur notre système telles que :

- La production du système : 90.9 MWh par an

- Le productible : 1605 kWh /kWc/an
- Indice de performance : 0,832

VII. Etude financière

L'étude financière d'un projet consiste à déterminer si ce dernier est effectivement rentable.

Pour réaliser l'analyse des coûts, nous pouvons procéder par deux types d'analyses à savoir :

- L'analyse simple des coûts
- L'analyse approfondie : elle consiste à utiliser les indicateurs technico-économiques de performance tels que le LCOE

Dans notre cas de figure, nous utiliserons l'analyse simple des coûts.

VII.1 Analyse simple des coûts

Pour ce faire on calculera tout d'abord l'énergie annuelle produite

VII.1.1 Energie annuelle produite

$$E_{ac} = 365 * H * Pc * PR$$

Avec :

H : irradiation solaire globale a la surface des modules

PR : rendement globale de la chaine énergétique DC en AC

$$E_{ac} = 74531,4 \text{ kWh/an}$$

Nous allons maintenant calculer le cout du kWh

VII.2 Coût actualisé de l'énergie

Le cout de kWh se calcul par la formule suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T C_t}{\sum_{t=1}^T E_t}$$

Où :

C_t : Coûts totaux pour l'année t, qui incluent les investissements, les coûts d'exploitation, de maintenance, et autres dépenses

E_t : Production d'énergie à l'année t, en kWh ou MWh

T : durée de vie de l'installation

La durée de vie d'une installation solaire est de 25 ans

Pour calculer le LCOE, nous devons suivre un certain nombre d'étapes :

➤ **Estimer le coût total de l'installation (CAPEX)**

Le **CAPEX (Capital Expenditure)** ou investissement initial couvre tous les coûts pour la construction de l'installation, y compris :

- **Coût des panneaux photovoltaïques** ou autres équipements (turbines éoliennes, générateurs, etc.)
- **Coût de l'onduleur**, du système de câblage, des batteries (si utilisées) et du raccordement au réseau.
- **Frais de permis et licences**, et autres frais administratif

➤ **Estimer les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX)**

Les **OPEX (Operating Expenditure)** sont les coûts récurrents pour l'entretien et le fonctionnement du système :

- Maintenance annuelle (nettoyage des panneaux, inspections).
- Assurance.
- Frais administratifs et de gestion.
- Remplacement de certains composants comme les onduleurs ou les batteries (s'il y en a).

En général, les OPEX représentent environ **1 à 3 % du CAPEX par an**

➤ **Calculer l'énergie annuelle produite**

VII.2.1 Calcul du coût d'investissement

Le cout d'investissement représente l'ensemble des dépenses liées à la réalisation de la centrale.

No	Désignation	Prix unitaire (XOF)	Quantité	Coût total TTC (XOF)
1	Modules PV Bluesun 555Wc	175000	96	16.800.000
2	Onduleurs FRONIUS 27 kVa	2147000	2	4.294.000
3	Batteries lithium-ion 48V/5kWh	1300000	9	11.700.000
5	Onduleur chargeur Victron 15kVA	3204000	3	9.612.000
6	Système de protection DC		Ens	110.000
7	Système de protection AC		Ens	130.000
8	Lots d'accessoires		Ens	90.000
9	Câbles		Ens	95.000
10	Support panneaux et batterie		Ens	200.000
	TOTAL TTC (sans main d'œuvre)		43.031.000	
	Main d'œuvre (19% du total TTC)		8.175.890	
	TOTAL (avec main d'œuvre)		51.206.890	

Le cout du kWh sera donc égal à :

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX}{\text{Energie produite sur la durée de vie de l'installation}}$$

$$CAPEX = 51206890 \text{ FCFA}$$

$$OPEX = (CAPEX * 0,03) * 25$$

$$OPEX = 39155150 \text{ FCFA}$$

$$LCOE = 48,49 \text{ FCFA/kWh}$$

VII.2.2 Temps de retour sur investissement (TRI)

Le calcul du TRI permet de connaitre le temps qu'il faut pour récupérer son investissement.

$$TRI = \frac{\text{Coût d'investissement}}{Eac * (\text{coût de l'énergie dans le pays} - LCOE)} \quad (\text{Équation 11})$$

Le coût de remplacement est compris dans le coût d'investissement. C'est la somme du CAPEX et de l'OPEX

Le coût de l'énergie au Togo pour les installations en triphasé est de : **140 FCFA/kWh**

Le temps de retour sur investissement de ce projet est de : **13ans et 3 mois**

Conclusion

L'objectif de ce travail était de dimensionner une centrale photovoltaïque connectée au réseau et un stockage afin d'avoir en permanence de l'énergie disponible.

Comme pour tout dimensionnement, nous avons de prime à bord commencé par un bilan énergétique pour connaître le besoin à satisfaire. Ce besoin s'élève à 204157Wh par jour et nous permet de calculer la puissance PV à installer. Cette puissance est de 53280Wc. A partir de la puissance crête nous avons pu déterminer les caractéristiques électriques des différents composants de la centrale (les modules, les onduleurs et les batteries) et de pouvoir les choisir sur le marché.

Le champ PV a été configuré en 6 strings de 16 modules, donc nous avons en tout 96 modules. Nous avons 2 onduleurs de 27kVA, avec chacun 3 strings à l'entrée. Pour le stockage nous avons 9 batteries de 5kWh en parallèle et des onduleurs chargeur de 15kVA pour charger les batteries.

Après simulation avec le logiciel de dimensionnement PVsyst nous avons obtenu des résultats différents de ceux que nous avons avec la méthode analytique. Ceci peut s'expliquer par le fait que le logiciel prend en compte plus de paramètres. Nous avons opté pour la configuration obtenue par la méthode analytique pour la réalisation de notre centrale photovoltaïque.

Le cout actualisé de l'énergie de notre système s'élève à 48,49 FCFA/kWh ce qui est plus avantageux que le cout du kilowattheure appliqué dans le pays qui est de 140 FCFA. Nous avons donc un temps de retour sur investissement relativement court qui est de 13 ans et 3 mois.

VIII. Travaux cités

1. **UEMOA.** *Chiffres clés sur l'énergie au TOGO et dans l'espace UEMOA* . 2019.
2. **TOGO, Membres cadere du MNV.** *PREMIER RAPPORT BIENNAL ACTUALISE DU TOGO SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUE*. 2017.
3. **Schneider electric.** *Guide d'installation électrique* . 2010.
4. **Solim, Bataka.** *Etude de faisabilite technico-economique d'une minicentrale hybride pour l'electrification des localite de Djekoloe et Attisohoe*. 2021.
5. **Y.Soro, Dr Moussa.** Conception et dimensionnement d'un système PV avec stockage. 2015.
6. **GuidEnR.** Guide des energies renouvelables. [En ligne] 2023.
7. **Dr.TOSSA, Alain.** Systèmes PV connectés réseau. Ouagadougou : s.n., 2020.
8. **Bagré, Dr Ahmed O.** Dimensionnement technique des installation photovoltaïque connectées réseau. 2016.
9. **Cochan, William Gemmell.** *Sampling techniques*. 1977.
10. **BAGRE, Ahmed O.** *CONCEPTION ET DIMENTIONNEMENT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUE AVEC BATTERIE*.

Annexes

Annexe 1: Fiche technique onduleur FRONIUS

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS ECO

The compact project inverter for maximum yields

SnapInverter Technology

Integrated data communication

Dynamic Peak Manager

Smart Grid Ready

Zero feed-in

The three-phase Fronius Eco in power categories 25.0 and 27.0 kW perfectly meets all the requirements of large-scale installations. Thanks to its light weight and SnapInverter mounting system, this transformerless device can be installed quickly and easily either indoors or outdoors.

This inverter range is setting new standards with its IP 66 protection class. Furthermore, thanks to its integrated double fuse holders and optional overvoltage protection, string collection boxes are no longer necessary.

TECHNICAL DATA FRONIUS ECO

INPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Number of MPPT trackers	1	1
Max. input current ($I_{in, max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. array short circuit current ($I_{sc, array}$) *	80 A	80 A
DC input voltage range ($U_{dc, min} - U_{dc, max}$)	580 - 1,800 V	580 - 1,800 V
Feed-in start voltage ($U_{dc, start}$)	850 V	850 V
Usable MPPT voltage range	580 - 850 V **	580 - 850 V **
Number of DC connections	6	6
Max. PV generator output ($P_{dc, max}$)	37.8 kW _{peak}	37.8 kW _{peak}

* $I_{sc, pv} = I_{sc, max} \times 1.25$ according to e.g. IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021. ** based on 230 V grid voltage

OUTPUT DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
AC nominal output ($P_{ac, n}$)	25,000 W	27,000 W
Max. output power / rated apparent power	25,000 VA	27,000 VA
AC output current ($I_{ac, max}$)	37.9 A / 38.2 A	40.9 A / 39.1 A
Grid connection (voltage range)	3-NPTE 380 V / 230 V or 3-NPTE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)	
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (FS - 05 Hz)	
Total harmonic distortion	< 3.0 %	
Power factor ($\cos \phi_{ac}$)	0 - 1 incl. / cap.	

GENERAL DATA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm	
Weight	35.7 kg	
Degree of protection	IP 66	
Protection class	1	
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3	
Stand-by consumption	< 1 W	
Inverter concept	Transformerless	
Cooling	Regulated air cooling	
Installation (DIN rail)	Indoor and outdoor installation (106 x 90 x 66 mm)	
Ambient temperature range	-25 - +60 °C	
Permitted humidity	0 to 100 %	
Max. altitude	2,000 m / 2,500 m unrestricted / restricted voltage range	
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²	
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²	
Certificates and compliance with standards	DVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 96-190, G99, G99, UNE 208007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	
Country of manufacture	Austria	

¹⁾ According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 or type 2 surge protection device available.
 Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

Annexe 2: Fiche technique modules Bluesun

BLUESUN
Your Best PV Supplier

www.bluesunpv.com

182
HEX5
MONOFACIAL

BSM560M10-72HPH
540~560W
HALF CELL PERC

BLUESUN SOLAR CO.,LTD

Bluesun, founded in 2004, as a superior photovoltaic manufacturer, is devoted to the R&D and the production of crystalline silicon solar cells and modules for 17 years. The company has its sales areas spread all over more than 100 countries and regions in the world, and the cumulative historical shipments exceeded 12 GW.

PERFORMANCE WARRANTY

- 12** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship.
- 25** Linear Power Performance Warranty*
- 0.55%** Annual Degradation Over 25 years no more than 0.55%

*According to the applicable Bluesun Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES

IEC 61215 / IEC 61730 / TÜV

THE IDEAL SOLUTION FOR:

- Rooftop arrays on residential buildings
- Ground-mounted solar power plants

- High module conversion efficiency
MBB Half Cell Technology, Module efficiency up to 21.68%
- Withstanding harsh environment
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline
- PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control
- Excellent weak light performance
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset
- Extended wind and snow load tests
Module certified to withstand extreme wind (2400 Pa) and snow loads (5400 Pa)

BLUESUN SOLAR CO.,LTD
 Tel: +86 (0)571 8271 2997
 Fax: +86 (0)571 8271 2442
 Email: info@bluesunpv.com
 Add: 899 Zhongxing Road, Shaoxing City, 312031 Hangzhou, China

*Reference: IEC 61215-1-7:2016 (IEC 61215-1:2016-07) Annex C-14

Annexe 3: Fiche technique Batteries

BATTERY-BOX LV FLEX

- Perfect 3U Format Modular Battery Offering Flexibility and Simple Installation.
- Scalable from 5 kWh to 320 kWh.
- Maximum Flexibility for any Application with up to 64 Modules Connected in Parallel.
- Compatible with Market Leading 1 and 3 Phase Inverters.
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Lifespan and Power.
- Capable of High-Powered Emergency-Backup and Off-Grid Function
- Self-Consumption Optimization for Residential and Commercial Applications.



BATTERY-BOX LV FLEX

The BYD Battery-Box LV Flex is a lithium iron phosphate (LFP) battery module for use with an external inverter. The communications with the inverter is established through the Battery-Box Premium LV BMU (Battery Management Unit). Up to 64 LV Flex Modules in parallel can be managed by one BMU.



TECHNICAL PARAMETERS — LV Flex

Usable Energy [1]	5.0 kWh
Max Cont. Output Current [2]	70 A
Peak Output Current [2]	105 A, 5 s
Dimensions (H/W/D)	132x 482 x 525 mm
Weight	47 kg
Nominal Voltage	51.2 V
Operating Voltage	43.2 -57.6 V
Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN
Enclosure Protection Rating	IP20
Round-trip Efficiency	≥95%
Scalability	Max. 64 in Parallel (320 kWh)
Certification	IEC62619 / CE / UN38.3 / IEC62040/ CEC
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box LV Flex Minimum Configuration List
Nominal Capacity	5.0 kWh
Rated DC Power	3.6 kW
Max Charge and Discharge Power	5.4 kW
Max Charge and Discharge Current	105 A
Short Circuit Current	2500 A

Optional Accessories — Pre-wired LV Flex Cabinet

Capacity	Maximum 4 modules in one cabinet
Weight	35 kg
Dimension (W/D/H)	600x 600x 800 mm
Warranty	Three years

[1] DC Usable Energy, Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at + 25 °C. System Usable Energy may vary with different inverter brands
 [2] Charge derating will occur between -10 °C and +15 °C



BYD Company Limited
www.bydbatterybox.com
 Global Sales: batteryboxgrp@byd.com
 Global Service: bboxservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
 EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
 Alps Power Pty Ltd
www.alpspower.com.au
service@alpspower.com.au

Battery-Box South Africa Service Partner
 AFRIPUS ENERGY GROUP (PTY) LTD
support@afriplusenergy.co.za



V1.4

Annexe 4 : Fiche technique convertisseur Victron

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Oui				
Commutateur de transfert intégré	Oui				
2 entrées CA	Plage de tension d'alimentation : 187-265 VCA Fréquence d'entrée : 45 – 65 Hz Facteur de puissance : 1				
Courant commutateur de transfert maximal (A)	2 x 50	2 x 100	2 x 100	2 x 100	2 x 100
CONVERTISSEUR					
Plage de tension d'entrée (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V				
Sortie (1)	Tension de sortie : 230 VCA ±2 % Fréquence : 50 Hz ±0,1 %				
Puissance de sortie cont. à 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Puissance de sortie en continue à 25°C (W)	2400	4000	6400	8000	12000
Puissance de sortie en continue à 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Puissance de sortie en continue à 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Puissance de crête (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Efficacité maximale (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consommation à vide (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consommation à vide en mode AES (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consommation à vide en mode recherche (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CHARGEUR					
Tension de charge « absorption » (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tension de charge « Float » (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Mode stockage (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Courant de charge de batterie de service (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Courant de charge de batterie de démarrage (A)	4 (modèles 12 V et 24 V uniquement)				
Sonde de température de batterie	Oui				
GÉNÉRAL					
Sortie Auxiliaire (A) (5)	25	50	50	50	50
Relais programmable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protection (2)	a - g				
Port de communication VE.Bus	Pour un fonctionnement en parallèle ou triphasé, suivi à distance et intégration du système				
Port de communication universel	2x	2x	2x	2x	2x
On/off à distance	Oui				
Caractéristiques communes	Température de fonctionnement : -40 à +65 °C Humidité (sans condensation) : 95 % maxi.				
Altitude maximale	3500 m				
BOÎTIER					
Caractéristiques communes	Matériel et Couleur en aluminium (bleu RAL 5012) Degré de protection : IP 21				
Raccordement batterie	4 boulons M8 (2 connexions positives et 2 négatives)				
Connexion CA 230 V	Visser les bornes 13 mm² (6 AWG)	Boulons M6	Boulons M6	Boulons M6	Boulons M6
Poids (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensions (H x L x P en mm)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMES					
Sécurité	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Émission, Immunité	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Véhicules routiers	Modèles de 12 V et 24 V : ECE R10-4				
Système contre l'illotage	Voir notre site Web.				
1) Peut être réglé sur 60 Hz ; 120 V / 60 Hz sur demande	3) Charge non linéaire, facteur de crête 3:1				
2) Touche de protection :	4) Jusqu'à une température ambiante de 25 °C				
a) court-circuit en sortie	5) S'éteint quand aucune source externe CA n'est disponible				
b) surcharge	6) Relais programmable qui peut être configuré comme une alarme générale, comme fonction de sous tension CC ou de démarrage/arrêt du générateur				
c) tension de batterie trop élevée	Rendement CA : 230 V / 4 A				
d) tension de batterie trop faible	Rendement CC : 4 A Jusqu'à 35 VCC, 1 A Jusqu'à 60 VCC				
e) température trop élevée					
f) 230 VCA sur sortie du convertisseur					
g) ondulation de la tension d'entrée trop haute					