

ALIMENTATION D'UNE STATION DE SERVICE D'ESSENCE EN SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME CAS DE BOCOM PETROLUEM

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER 2 EN GESTION DES INFRASTRUCTURES ET SERVICES
OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES (M2 GIS ER)

Présenté par

KAMDOUM KAMDOUM HUGUES FABRICE

Travaux dirigés par : **Prénom NOM**

Titre (Enseignant, Chercheur, Dr ...)

CENTRE COMMUN DE RECHERCHE ----

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Prénom NOM**

Membres et correcteurs : **Prénom NOM**
Prénom NOM
Prénom NOM

Promotion [2013/2014]

DEDICACE

A mon père **KAMDOUM CHARLES**
et ma mère **DONGMO**

A ma fiancée **NAMA WINNIE REINE**
Pour son assistance affectueuse et ces encouragements

A mes grande sœurs et leurs époux ; **TSAFACK AIMERANE ET TCHABONG SAMUEL, KAMDOUM CARINE ET FOBASSO SIMPLICE, KENFACK ROSINE ET KAGO HERMANN,**
Qui me soutiennent tous les jours tant spirituellement, physiquement que moralement.

A mes petites sœurs et frère **KAMDOUM YVETTE, KAMDOUM MARIETTE, KAMDOUM CEDRIC**
Le fait de penser à vous me donne plus de courage et de la force à avancer

REMERCIEMENTS

Ce travail est le fruit de l'association des efforts conjugués d'un ensemble d'acteurs, qu'il me soit permis de leur témoigner ici même toute ma gratitude.

Mes premiers remerciements iront à l'endroit du personnel administratif et mes enseignants du 2iE, Mme SYLVIE OUEDRAOGO, Prof. MAHAMADOU ABDOU TANKARI., Prof. YEZOUMA COULIBALY Dr Y. MOUSSA SORO, Dr. DANIEL YAMEGUEU., Dr YOHAN RICHARDSON., I. OUEDRAOGO, C. Brunschwig, Dr. MARIE SAWADOGO, Dr. FRANÇOIS PINTA, Dr GBOSSOU K. CHRISTOPHE, BACHIR ISMAËL OUEDRAOGO, , Henri KOTTIN Dr SIDIBE S. Qui part la qualité de leurs enseignements, nous ont insufflé le goût de l'ingénierie et de la recherche, l'expertise que requiert notre métier et la foi dans nos capacités.

Je tiens à remercier mon encadreur interne au 2IE Ing. David TSUANYO pour son soutien et la confiance dont il a fait preuve à mon égard.

Mes pensées vont aussi à l'endroit de tout le personnel de la Société **SIGMA TECH**. Je remercie chaleureusement le Directeur Général Mr TCHASSI PAULYCARPE à la tête de la Société et le Directeur Technique TSAFACK CLEMENT.

J'exprime ici, ma profonde gratitude à l'endroit de Mr FOTSO ELIE, Responsable service électrique et maintenance. Ces judicieux conseils, et la délicatesse de ces idées m'ont permis de mener à bien cette étude.

Je voudrais exprimer toute ma reconnaissance envers mes camarades de promotion TCHILIEBOU Gilles Cyrille, DAKO Komlan Dominique Tavio, ISSAKA ABDOULKARIM Assarid, TRAORE Maïmouna Tati Konaté. Pour l'agréable et productive ambiance de travail qu'ensemble nous avons su créer.

Enfin je voudrais exprimer ma profonde gratitude en ces quelques mots à tous ceux qui ont, d'une manière ou d'une autre, apporté leur contribution à la réalisation de ce mémoire.

RESUME

L'énergie solaire photovoltaïque reste encore mal connue des entreprises et des particuliers. La société **BOCOM PETROLUEM** alimente ses stations de service d'essence avec le réseau électrique couplé à des groupes d'alimentation de secours ou uniquement avec les groupes électrogènes en absence du réseau électrique.

Le prestataire de service **SIGMA TECH**, qui intervient dans la conception, l'installation et la maintenance électrique des équipements des stations veut montrer à son partenaire que l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le processus de production de l'énergie électrique est possible. Raison pour laquelle une étude a été menée sur l'alimentation en solaire photovoltaïque autonome de la station de service de Makepé Missoké à Douala au Cameroun.

Après avoir clairement défini l'énergie solaire photovoltaïque, nous avons présenté les différentes configurations possibles. Nous avons choisi la configuration PV/diesel car la station de service dispose déjà un groupe électrogène de 20 KVA. Le dimensionnement des équipements du système PV a été effectué à l'aide du bilan de puissance de la station, le temps de fonctionnement des postes de travail et de l'ensoleillement du site d'installation.

Dans un souci d'efficacité énergétique notre système PV ne couvrira que 76,56 % des besoins énergétiques de la station. L'analyse économique nous a permis de calculer le coût d'investissement initial du projet qui est de **104 751 305 FCFA HT**, le gain financier qui est de **10 994 400 FCFA**, le coût moyen de l'électricité produit qui est de **148,58 FCFA/KWH** et enfin le délai de récupération des fonds investis qui est de **10 ans**.

Mots Clés :

- 1 – Solaire
- 2 – Système photovoltaïque
- 3 – Photovoltaïque autonome
- 4 – Alimentation
- 5 - Groupe électrogène

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is still not well known from enterprises and individuals. The company BOCOM PETROLUEM supplies its fuel service stations with the electrical power coupled with emergency power groups or solely with generators in case of power failure.

SIGMA TECH, service provider, which is involved in the design installation and maintenance of electrical equipment of fuel service stations, wants to show tier partner that the integration of photovoltaic systems in the production process of electrical energy is possible. Reason why a study was conducted on autonomous photovoltaic solar supply of the fuel service station of Makepe Missoke in Douala, Cameroon.

After clearly defining solar photovoltaic energy, we have presented the different possible configurations. We have chosen the PV/diesel configuration because the fuel service station is already having a generator of 20 KVA. The equipment sizing of the PV system was performed using the power balance of the fuel service station, the operating time of the workstations and the sunshine of installation site.

For de sake of energy efficiency, our PV system will only cover 76,56% of energy needs of the fuel service station. The economic analysis has enabled us to calculate the initial investment cost of the project that is **104 751 305 FCFA HT**, the financial benefic that is **10 994 400 FCFA HT**, the average cost of the electricity produced that is **148,58 FCFA HT** and the payback period of the invested funds that is **10 ans**.

Key words :

- 1 - Solar**
- 2 – Photovoltaic system**
- 3 – Autonomous photovoltaic**
- 4 - supply**
- 5 – Generator**

LISTE DES ABREVIATIONS

RIS : Réseau Interconnecté Sud
ARSEL : Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité
CO₂ : Dioxyde de Carbone
NF : Norme Française
UTE : Union Technique de l'Electricité
CEI : Commission Electrotechnique Internationale
LCC : Life Cycle Cost
DRFI : Délai de Récupération des Fonds Investis
HT : Hors Taxe
GES : Gaz à Effet de Serre
CC : Courant-Continu
PV : Photovoltaïque
DC : Direct Curent
AC : Alternative Curent

NOMENCLATURE ET UNITES

kWh/m²/J : kilowattheure par mètre carré par jour
Wh : Watt heure
KWh : kilo watt heure
MWH : Méga Watt Heure
W_C : Watt Crete
KW_C : Kilo Watt Crète
KW : Kilo Watt
h/j : heure par jour
m² : mètre carré
mm² : millimètre carré
Ω : ohms
KG : Kilo Gramme
t : tonne
l/h : litre par heure
AH : Ampère Heure
KVA : Kilo Volt Ampère
P : Puissance
A : Ampère
KA : Kilo Ampère
C : Capacité
I : Intensité
V : Tension
U : Tension
S : Surface
E : Energie
h : heure
m : mètre

INDICES

Cmin : Crête minimale
MPPT : Maximum Power Point Tracker
MPP : Maximum Power Point
aut : autonomie
co : circuit ouvert
max : maximale
sur : surcharge
min : minimale
sc : court-circuit
gen : générateur
bat : batteries
n : nominal
bp : branche parallèle
as : accumulateurs en séries
c : crête
j_r : jour
s : série

SOMMAIRE

I. Introduction	1
II. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE.....	5
II.1 L'énergie solaire photovoltaïque	5
II.1.1 les systèmes PV sur site isolé ou système autonome.....	5
II.1.2 les systèmes PV raccordés au réseau électrique.....	9
II.2 Les principales composantes d'un système autonome.....	11
II.3 Les accessoires pour l'installation d'un système autonome	16
III. METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT.....	16
III.1 Etude de l'existant	17
III.2 DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PV POUR LA STATION.....	25
III.2.1 Données météorologiques.....	26
III.2.2 Dimensionnement des composants du système PV	26
III.2.3 Performance énergétique du système PV	35
IV. ANALYSE ECONOMIQUE ET IMPACT ENVIRONNEMENTAL.....	38
IV.1 ANALYSE ECONOMIQUE	38
IV.2 IMPACT ENVIRONNEMENTAL	39
V. RESULTATS ET DISCUSSION.....	41
VI. CONCLUSION.....	43
<i>VII. Références bibliographiques.....</i>	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>
ANNEXE.....	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan de puissance de la station de service	18
Tableau 2 : Temps de fonctionnement des postes de travail.....	22
Tableau 3 : Energie consommée par chaque poste de travail.....	23
Tableau 4 : Données météorologiques de la ville de Douala obtenu à partir du logiciel Restscreen	26
Tableau 5 : Données constructeur des onduleurs choisi	28
Tableau 6 : Caractéristiques du module PV choisi.....	29
Tableau 7 : Caractéristiques du champ PV d'une entrée de l'onduleur	30
Tableau 8 : Caractéristiques du champ PV global.....	30
Tableau 9 : Calcul de la capacité de l'accumulateur de charge.....	31
Tableau 10: Configuration du banc de stockage	31
Tableau 11: section des câbles côté courant continu DC et alternatif AC et chute de tension.....	33
Tableau 12: Récapitulatif des conditions de choix des fusibles	34
Tableau 13: Interrupteur sectionneur et parafoudre.....	35
Tableau 14: Caractéristiques du disjoncteur Schneider	35
Tableau 15: Caractéristiques du parafoudre CA Schneider	35
Tableau 16: Performance énergétique du système	36
Tableau 17: Rapport énergétique	41
Tableau 18 : Récapitulatif sur l'ensemble du matériel de l'installation.....	42

LISTE DES FIGURES

Figure 1:Schéma synoptique d'un système PV autonome sans batterie.....	6
Figure 2:Schéma synoptique d'un système PV sur site isolé.....	6
Figure 3:Configuration PV/diesel série	7
Figure 4:Configuration PV/diesel commutée.....	8
Figure 5:Configuration PV/diesel parallèle	9
Figure 6:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau sans injection [6]	10
Figure 7:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau avec injection du surplus de	10
Figure 8:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau avec injection de la totalité de	11
Figure 9: Pourcentage de répartition des puissances de la station.....	24
Figure 10: Pourcentage de répartition des énergies de la station	24
Figure 11:Schéma synoptique de l'installation du système PV	25
Figure 12:Energie mensuelle de la charge et Energie mensuelle fournie à la charge à 60% de décharge des batteries.....	37
Figure 13:Energie mensuelle de la charge et Energie mensuelle fournie à la charge à 50% de décharge des batteries.....	37

INTRODUCTION

a) Contexte

Vue l'insuffisance et la mauvaise qualité des moyens de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique, le réseau électrique interconnecté sud (RIS) du Cameroun a enregistré **12 178** interruptions au cours de l'année 2011, soit une moyenne de 33 interruptions par jour après consultation du registre des interruptions de AES SONEL par l'agence de régulation du Secteur de l'Electricité (**ARSEL**).

Pour lutter contre ce déficit énergétique, le gouvernement Camerounais a voté des nouvelles lois sur les matériels d'énergies renouvelables qui sont hors taxe et hors douane dans un souci de réduire le coût d'installation et encouragé l'utilisation de cette énergie (**LOI N° 2011/022 DU 14 DECEMBRE 2011 REGISSANT LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN**). L'utilisation des énergies renouvelables en particulier le solaire photovoltaïque apparaît comme des solutions à court et long terme vue la disponibilité permanente et inépuisable dans toutes les régions du pays.

Parmi les multiples avantages qu'offrent cette nouvelle forme d'énergie tels que la réduction des factures d'électricité, la réduction des consommations en carburant des groupes électrogènes et le coût de maintenance, la réduction des nuisances sonores des groupes, la lutte contre le changement climatique par la réduction des émissions de CO₂ et la vente du surplus de production à l'opérateur historique ; cette énergie reste mal connue des entreprises et des particuliers.

Il est de même pour la société **BOCOM PETROLUEM** qui alimente ses stations de service d'essence soit par le réseau électrique existant couplés à des groupes d'alimentation de secours ou uniquement avec des centrales thermiques en absence du réseau électrique.

Le but de ce travail est de montrer que l'intégration du solaire photovoltaïque dans le processus de production de l'énergie électrique est possible tout en respectant les consignes de sécurité de fonctionnement de la station.

C'est dans cette optique qu'une étude de cas mené par le prestataire de service **SIGMATECH** est faite sur l'alimentation en solaire photovoltaïque autonome de la station de service de Makepé Missoké à Douala.

Dans la présente étude nous allons dans un premier temps répertorier les équipements de la station de service, et analyser le profil de consommation de chaque poste de la station. Ensuite quels sont les besoins énergétiques pouvant être supportés par l'énergie solaire et la fraction de l'énergie solaire par rapport aux besoins énergétique totales de la station. Enfin nous donnerons les détails techniques du dimensionnement des différents équipements de conversion de l'énergie solaire, puis nous terminerons par les avantages économiques et environnementaux d'une telle station.

b) Problématique

Le prestataire de service **SIGMATECH** intervient dans la conception, l'installation et la maintenance électrique des équipements des stations **BOCOM PETROLUEM**. Les seules informations disponibles sont : les bilans puissances de la station, les courants de démarrages des différents équipements et les schémas de câblages électriques.

Par ailleurs nous ne disposons aucun appareil de mesure pouvant nous renseigner sur la consommation en énergie sur chaque poste de travail ; information importante pour le dimensionnement du système photovoltaïque. Les questions auxquelles nous devons donc répondre sont entre autres :

- Comment évaluer la durée de fonctionnement sur chaque équipement ?
- Quelle fraction d'énergie solaire devons-nous installer par rapport aux besoins énergétiques de la station et la surface disponible ?
- Quels sont les difficultés technico économiques auxquelles nous devons faire face ?
- L'installation respecte-elle les consignes de sécurités de la société et quelles sont ces impacts sur l'environnement ?
- L'autoconsommation énergétique est-elle rentable pour la société **BOCOM PETROLUEM**?

c) Objectif

Notre étude permettra de :

- Faire de l'autoconsommation électricité dans la station de service test,
- Montrer l'avantage du mix énergétique dans le processus de production de l'énergie électrique,
- Réduire les factures d'électricités,
- Réduire la consommation des groupes électrogènes,
- Réduire les émissions de CO₂,
- Réduire les coûts engendrés par l'entretien et la maintenance des groupes électrogènes,
- Augmenter le bénéfice de la station de service.

d) Méthodologie de travail

Pour mener à bien notre étude nous avons procédé de la manière suivante :

- Nous avons rencontré les différents responsables techniques de la société **BOCOM PETROLUEM** dans le but de la collecte des données (facture d'électricité, le volume de consommation des groupes électrogènes),
- Nous avons analysé le bilan de puissance déjà disponible de la station,
- Nous avons relevé les caractéristiques du groupe électrogène disponible,

- Nous avons analysé les équipements repris par le groupe électrogène en cas de coupure électrique
- A partir des informations fournies par la société BOCOM sur les temps de fonctionnement des postes de travail, nous avons estimé la consommation journalière des différents postes de la station,
- L'évaluation de la ressource solaire a été faite à l'aide du logiciel retscreen4,
- Ensuite nous avons évalué la puissance du champ photovoltaïque, le banc de stockage des batteries d'accumulateurs, et à partir du bilan de puissance des équipements nous avons dimensionné et choisi les équipements de l'installation (onduleurs, régulateur de charge, protection et câblage),
- Une demande de cotation auprès des fournisseurs en Europe a été faite dans le but d'évaluer le coût d'investissement initial du projet,
- Nous avons évalué le coût de production du KWh actualisé de l'énergie solaire photovoltaïque et le temps de retour sur investissement sans actualisation,
- Nous avons évalué l'impact sur l'environnement en calculant le volume de dioxyde de carbone évité en réduisant la consommation du groupe électrogène et consommation du réseau électrique.

e) Présentation de l'entreprise

SIGMATECH est une entreprise jeune, ambitieuse et dotée d'une équipe dynamique. Les services pour l'exécution de prestations sont les suivants :

- Fourniture et maintenance industrielle,
- Electrotechnique (études, conception, réalisation, câblage et connexion des armoires, installation des parafoudres et prises de terre),
- Suppresseurs et accessoires électriques,
- Fournitures, pose et entretien groupes électrogènes,
- Maintenance froid et climatisation (Conception, installations neuves, entretien et dépannage).

SIGMATECH a la confiance de nombreuses entreprises avec lesquelles elle travaille depuis plus de 5 ans telles que :

- ✓ **BOCOM PETROLEUM**
- ✓ **BOCOM MINES**
- ✓ **BOCOM INDUSTRY**
- ✓ **BOCOM INTERNATIONAL**
- ✓ **G - STONES**
- ✓ **HARVEST BTP**
- ✓ **HIGHT SECURITY COMPANY**

✓ **INTERNATIONAL LOGISTIC PROVIDER ETC...!**

Cette entreprise dispose des moyens tant humains que matériels. La société a une structure pyramidale hiérarchisée. L'organigramme est donné en [annexe 1]

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

II.1 L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est la transformation directe de la lumière en électricité. Cette transformation est effectuée à l'aide d'une photopile encore appelé cellule solaire photovoltaïque [1].

Une photopile est caractérisée par sa faible puissance et sa faible tension (0,5V à 0,6 V).

Compte tenu de leurs faibles caractéristiques électriques (puissance et tension) plusieurs cellules doivent être interconnectées en série pour accroître la tension et en parallèle pour augmenter la puissance. L'ensemble constitue un générateur unique commercialisable appelé **module**.

Un assemblage de plusieurs modules montés dans un même plan s'appelle **panneau** et l'ensemble des panneaux d'une installation s'appelle un **champ photovoltaïque** [2].

Il existe différentes configurations des systèmes PV : les systèmes PV sur site isolé ou système autonome et ceux raccordés au réseau électrique existant.

II.1.1 les systèmes PV sur site isolé ou système autonome

Pour avoir une vraie autonomie sans apport d'une autre source d'énergie, le système doit être capable de fournir de l'énergie électrique de jour comme de nuit. Le champ photovoltaïque ne produisant que le jour (quand il y a le soleil), une partie de la production doit être stockée dans les batteries d'accumulateurs pour satisfaire les besoins de la nuit [3].

Il existe une grande variété des systèmes autonome. Parmi ces systèmes nous pouvons citer : système autonome sans batterie, système autonome avec batterie et système hybride PV/génératrice.

a) Système autonome sans batterie

Ce type de système fonctionne au fil du soleil et n'alimentent que les charges continues dont l'adaptation de la charge est parfois nécessaire pour obtenir un fonctionnement optimal.

Les systèmes photovoltaïques autonome sans batterie sont habituellement utilisés dans les cas où l'on peut effectuer un stockage secondaire (stockage d'eau, de froid etc.) avec l'excès d'énergie qui aurai dû être stockée dans les batteries. C'est le stockage de l'énergie sous une autre forme, permettant ainsi de lisser la courbe de la production énergétique.

La figure ci-dessous donne un exemple de système PV autonome sans batterie fonctionnant au fil du soleil. Le réservoir d'eau sert de stockage d'énergie qui est sous forme potentielle.

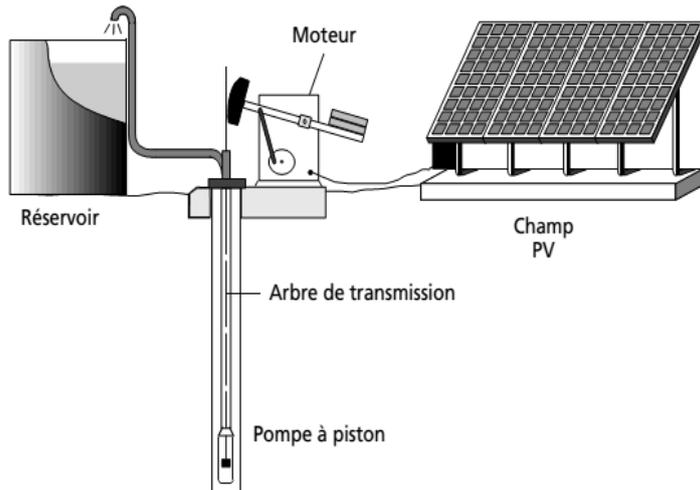


Figure 1:Schéma synoptique d'un système PV autonome sans batterie

b) Système autonome avec batterie

Dans ces systèmes, une fraction de l'énergie électrique produite au fil du soleil est stockée dans des batteries accumulateurs pour être utilisée durant les périodes où il n'y a pas le soleil. Au fur et à mesure que les accumulateurs se chargent, l'autre fraction d'énergie est utilisée pour alimenter en courant continu ou alternatif certaines charges. Les charges à courant alternatif sont alimentées par l'intermédiaire d'un onduleur et celles à courant continu sont directement câblées sur le régulateur. Ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour. La figure 2 présente le schéma synoptique d'un système PV autonome [3]

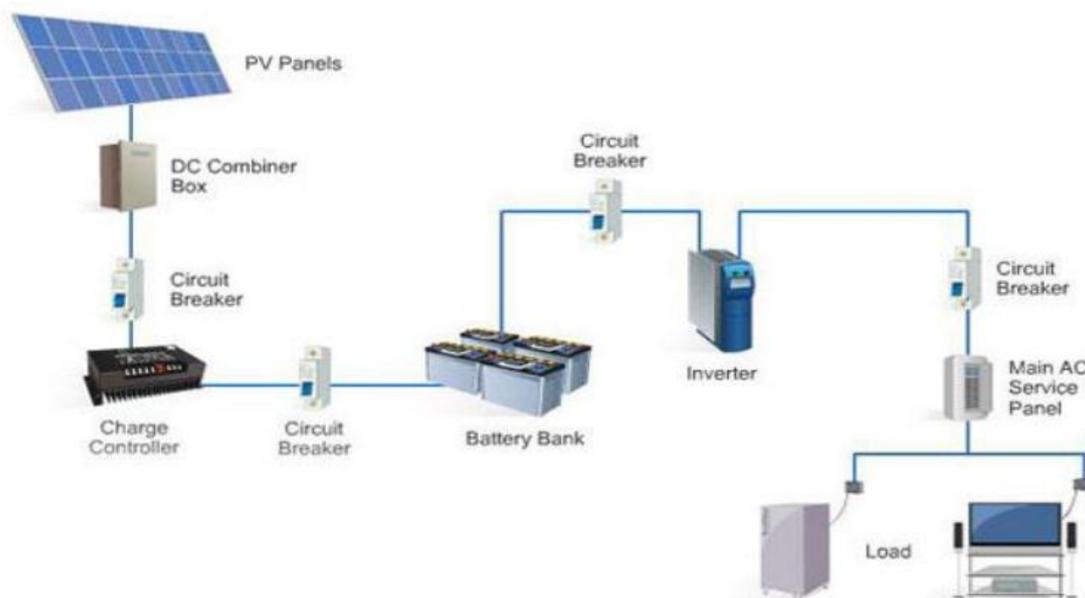


Figure 2:Schéma synoptique d'un système PV sur site isolé

c) Système hybride PV/génératrice

Ce système utilise les avantages de l'énergie photovoltaïque et de la génératrice au diesel, au propane ou à l'essence. Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées. La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries.

Les systèmes hybrides PV/génératrices sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques [1].

Il existe plusieurs configurations PV/diesel [4]

➤ La configuration PV/diesel série ou single master fixe

Dans cette configuration (voir figure 3), l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives.

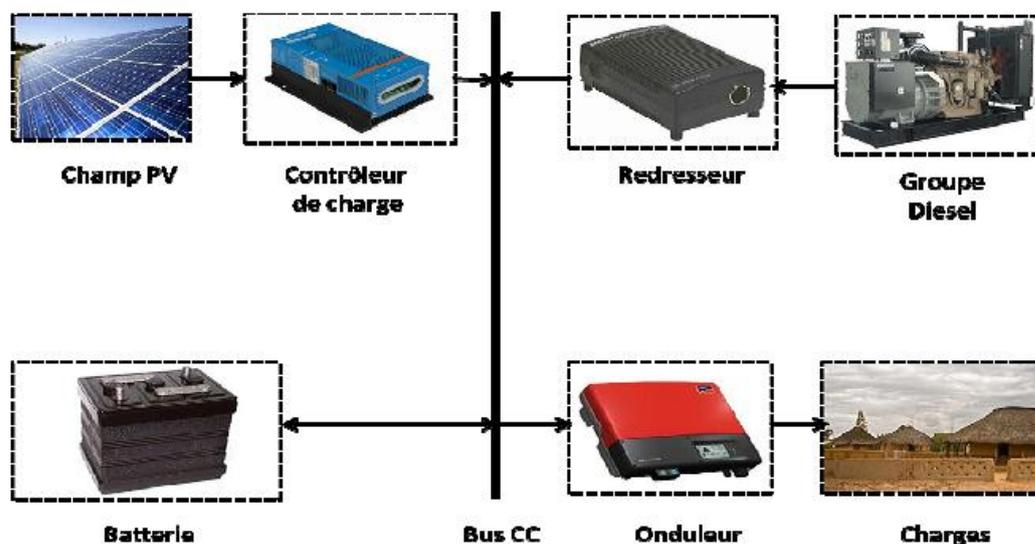


Figure 3: Configuration PV/diesel série

➤ Configuration PV/diesel commutée ou single master changeant

Cette configuration (Figure 4) est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles.

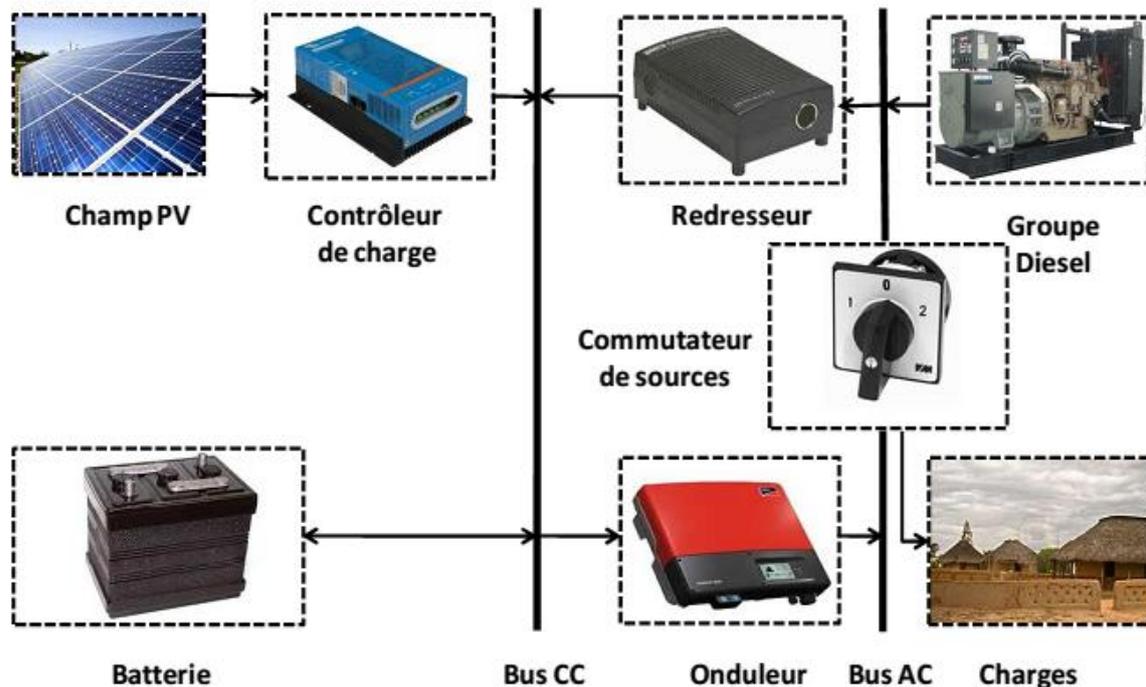


Figure 4: Configuration PV/diesel commuté

➤ Configuration PV/diesel parallèle ou multi master

La configuration parallèle ou multi-master est représentée sur la figure 5 ci-dessous.

Les points essentiels de cette configuration sont :

- toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demandes mais également suppléer les pointes en combinant les sources ;
- le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur diesel ;
- dans cette architecture un stockage n'est pas indispensable. Cependant l'ajout d'un stockage à court terme servira à atténuer les fluctuations rapides de la ressource renouvelable et à réduire au minimum la réserve tournante.
- la tension du réseau peut être contrôlée soit par le groupe diesel ou le cas échéant par les batteries de stockage.

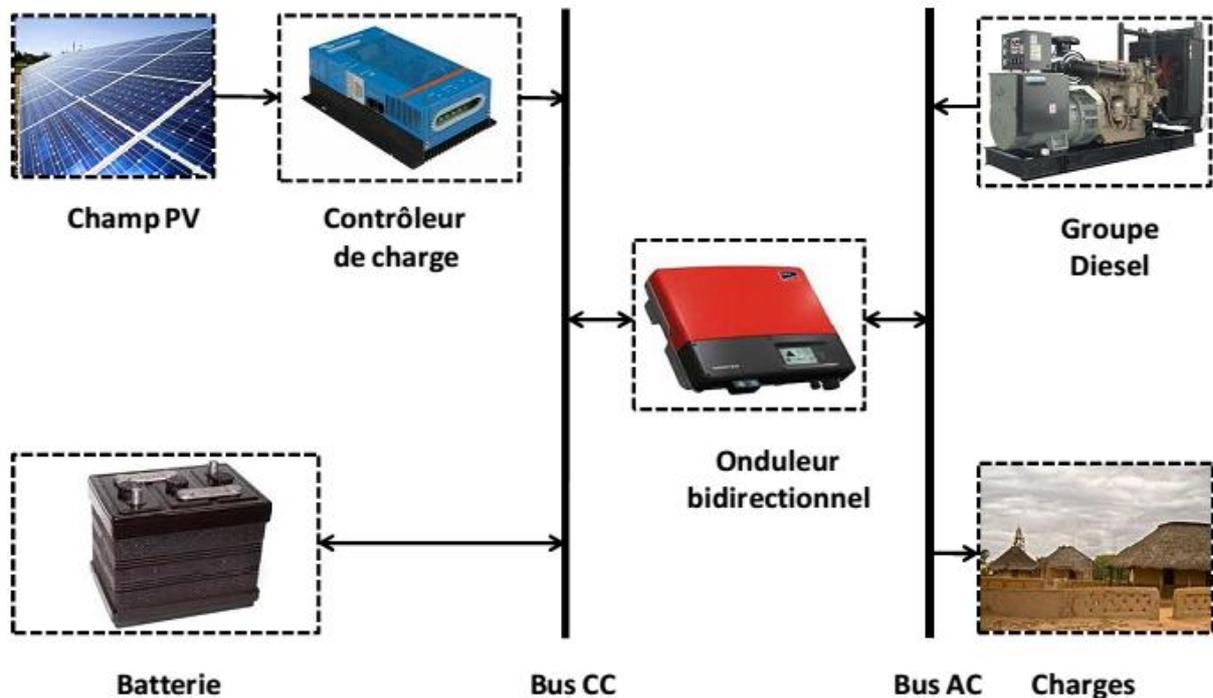


Figure 5: Configuration PV/diesel parallèle

II.1.2 les systèmes PV raccordés au réseau électrique

Partout où le réseau de distribution électrique est à disposition il est possible de se passer de l'élément de stockage par un couplage au réseau. Dans ce cas c'est le réseau qui joue le rôle de stockage [5].

De façon générale, le système PV consistera donc à installer un générateur PV dont la production d'électricité est injectée dans réseau électrique via un onduleur. Cet onduleur transforme le courant DC du générateur PV en courant AC de même phase et de même tension que celles du réseau.

Il y a trois configurations possibles de ce type de système : système PV connecté au réseau sans injection, système PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production, système PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite.

➤ Système PV connecté au réseau sans injection

Dans ce système connu aussi sous le nom d'autoconsommation, la production PV n'est pas injectée sur le réseau mais directement consommée. Le réseau n'est utilisé que pour l'appoint en l'absence d'ensoleillement suffisant. Cette configuration très proche du système PV en site isolé ; ici le réseau joue le rôle des batteries. Le schéma synoptique de cette installation est la suivante :

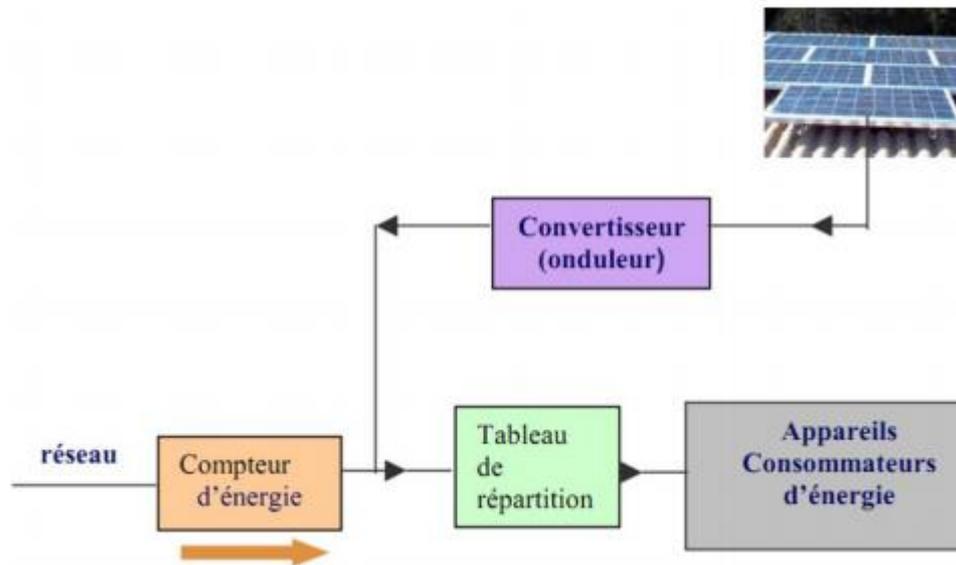


Figure 6:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau sans injection [6]

➤ **Système PV connecté au réseau avec injection du surplus de production PV [3]**

L'énergie produite par le générateur PV est prioritairement utilisée pour alimenter les charges et c'est seulement le surplus de production qui est injecté dans le réseau. Ici on utilise deux compteurs électriques : un pour compter le surplus d'énergie du PV envoyé sur le réseau et l'autre pour l'énergie du réseau utilisée par le consommateur en période d'absence ou d'insuffisance d'ensoleillement. Le schéma synoptique de cette installation est la suivante :

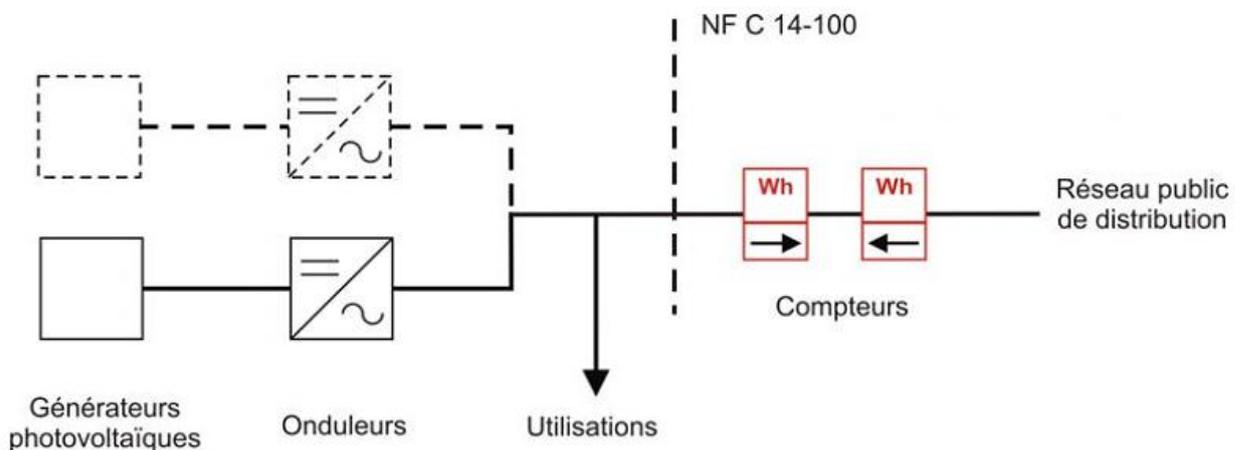


Figure 7:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau avec injection du surplus de production PV [7]

➤ **Système PV connecté au réseau avec injection de la totalité de la production PV [3]**

Ici, la totalité de l'énergie produite par le générateur PV est injectée dans le réseau ; les appareils sont exclusivement alimentés par le réseau électrique. Cette configuration nécessite trois compteurs : un pour le comptage de l'énergie produite par le générateur PV, le second pour l'énergie

que le consommateur achète avec l'opérateur du réseau et le troisième dit compteur de non consommation permet de vérifier que le consommateur n'utilise effectivement l'énergie produite par son installation PV. Le schéma synoptique de cette installation est la suivante :

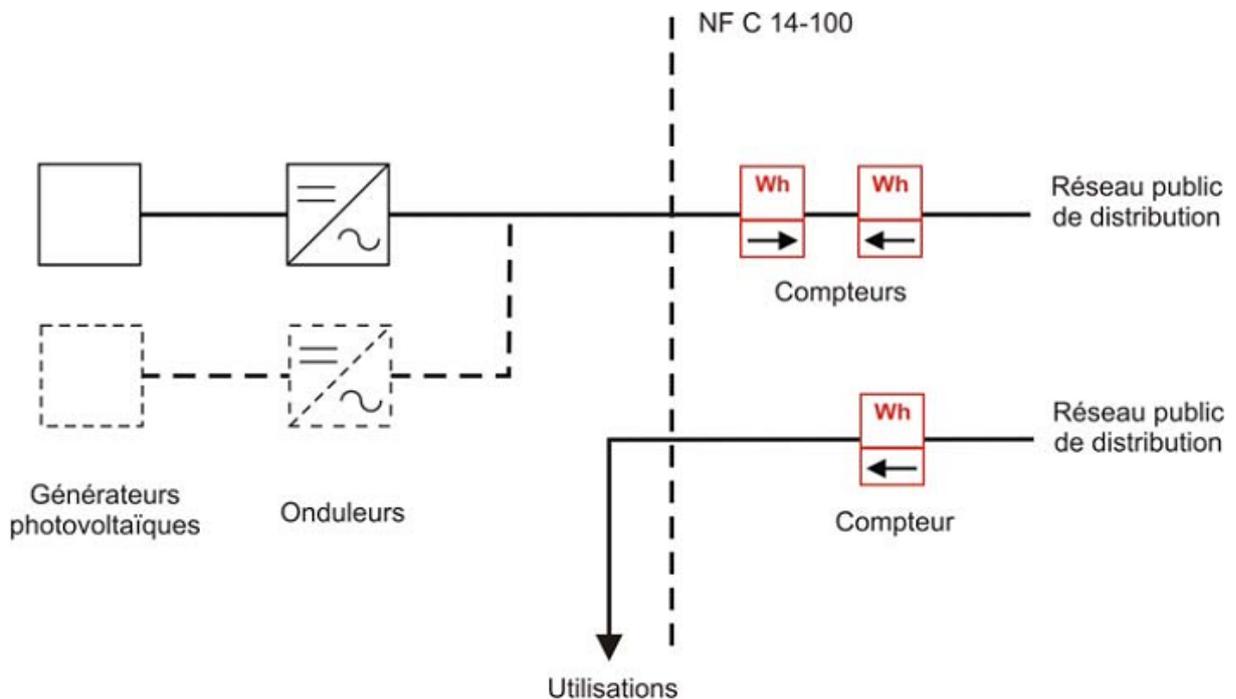


Figure 8:Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau avec injection de la totalité de production PV [7]

Vue les multiples configurations possibles des systèmes PV, nous avons choisi pour notre station de service d'essence un système PV autonome, configuration PV avec batterie/diesel parallèle ou multi master. Car notre station possède déjà un groupe d'alimentation de secours de marque SDMO de puissance 20 KVA.

Nous présenterons par la suite les principales composantes d'un système autonome avec stockage des batteries d'accumulateurs.

II.2 LES PRINCIPALES COMPOSANTES D'UN SYSTEME AUTONOME

Les principales composantes d'un système PV autonome sont les modules photovoltaïques, le régulateur de charge, l'onduleur et les batteries d'accumulateurs. Nous allons par la suite décrire chacune de ses composantes.

a) Les modules photovoltaïques

Le module photovoltaïque transforme l'énergie solaire en énergie électrique. Industriellement le matériau le plus utilisé dans la fabrication des modules photovoltaïques est le silicium qui est un semi-conducteur. On utilise également l'arséniure de gallium et des couches minces comme de CdTe (tellure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium-diséléniure). Il existe plusieurs types de cellules solaires : les cellules monocristallines (rendement 15% - 22%), les cellules polycristallines (rendement 10%-13%), les cellules amorphes (rendement 5%-8%). Le choix de la technologie pour

installation donnée dépendra des caractéristiques de cette dernière, mais aussi des conditions climatiques et d'ensoleillement [2].

Un module photovoltaïque est constitué de [8] :

- La face avant est en verre trempé ;
- Les cellules photovoltaïques associées en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et la puissance du module ;
- L'Acétate d'Éthylène-Vinyl (EVA) pour l'enrobage des cellules ;
- Un cadre en aluminium ou aluminium anodisé pour la protection mécanique et la fixation du module ;
- Un boîtier de connexion qui permet le repérage de sortie (+, -), la connexion et le passage des câbles de liaison, le logement des diodes de protection, l'étanchéité à l'humidité.

L'association série-parallèle de ces modules dans le but d'obtenir des puissances importantes (supérieure à la centaine de watts) forme un champ photovoltaïque. Les lois élémentaires de l'électricité sur la tension et le courant sont tout autant valable pour déterminer les caractéristiques du champ photovoltaïque. Pour imposer le caractère unidirectionnel au flux de courant, la mise en série-parallèle des modules sera assurée :

- Par une diode en série dans chaque branche (diode anti-retour) ;
- Par une diode parallèle (by-pass) sur chaque module.

Dans une installation photovoltaïque la puissance du champ solaire se détermine par la formule [9] :

$$P_{cmin} = \frac{E_j(\text{Wh/j})}{H_i(h/j) * R_{bat} * R_{gen}}$$

Où

$E_j(\text{Wh/j})$: Charge journalière

$H_i(h/j)$ ou $(\text{kWh/m}^2/\text{j})$: Rayonnement moyen journalier sur le plan des panneaux solaires (plan incliné)

$R_{gen} (\%)$: Rendement du générateur photovoltaïque (Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc.). Valeur typique 80%

$R_{bat} (\%)$: Rendement de la batterie d'accumulateurs

b) Le régulateur de charge

Le régulateur contrôle le niveau d'énergie stockée dans les batteries afin d'éviter la surcharge ou la décharge trop profonde des batteries :

- il limite, voire stoppe, la charge de la batterie solaire par le module solaire quand la batterie est complètement chargée;
- il ralentit la décharge par délestage de l'utilisation, voire même l'arrêt total, afin d'éviter les décharges profondes risquant d'endommager les batteries.

Le régulateur solaire affiche en permanence l'état de fonctionnement du générateur PV et l'état de charge de la batterie solaire à l'aide de LED ou sur un écran digital. C'est un appareil complètement autonome qui réalise toutes les opérations de mesure et de correction de la charge de manière automatique [3].

Pour le choix du régulateur de charge solaire nous devons respecter les conditions suivantes :

Le régulateur doit supporter au moins les intensités suivantes :

- Intensité maximale de court-circuit générée par le générateur : $I_{Gen} = I_{sc} \times N_{bp}$
- Intensité nominale de la totalité (fonctionnement simultané) des récepteurs alimentés par le régulateur $I_R = \sum I$

Les caractéristiques du régulateur seront donc :

- Intensité nominale du régulateur: $I_{nr} \geq \text{Max}(I_{Gen}, I_R)$,
- tension nominale (12, 24 ou 48 Vcc et plus) : elle doit être celle du champ photovoltaïque [9].

c) L'onduleur

L'onduleur permet de convertir le courant continu DC délivré par le générateur PV et les batteries en courant alternatif AC qui alimente les récepteurs fonctionnant en courant alternatif (téléviseurs, vidéo ou réfrigérateur).

Les onduleurs diffèrent par la forme d'onde du courant électrique qu'ils délivrent : carrée, sinus reconstituée. La forme sinusoïdale étant la norme habituelle de l'électricité fournie par le réseau électrique.

L'onduleur possède deux interfaces, une interface d'entrée à courant continu délivré par le champ PV et une autre interface de sortie à courant alternatif alimentant les récepteurs alternatifs.

Le choix de l'onduleur dans le catalogue fournisseur doit donc se faire sur la base de plusieurs paramètres.

Du côté champ PV, les caractéristiques de l'onduleur doivent être en accord avec les données de sorties des module PV. On retiendra entre autres les critères suivants :

- Plage d'entrée en tension de l'onduleur ; elle conditionne le nombre de module à connecter en série dans le champ. Cette plage doit contenir la tension de fonctionnement du champ PV ;

- Le courant d'entrée maximal de l'onduleur (I_{max}) doit être supérieur à la somme des courants I_{sc} des chaînes de module en parallèle ;
- Le ratio Puissance nominale DC de l'onduleur sur Puissance du champ PV doit être compris entre 70% et 120% : $0,7 < P_{onduleur}/P_{champ PV} < 1,2$ [6].

Du côté du courant alternatif, On retiendra entre autres les critères suivants :

- Le courant nominal de l'onduleur doit être supérieur à la somme des courants des récepteurs fonctionnant simultanément : $I_n(A) \geq I_{aval} calculé (A)$;
- La puissance nominale alternative doit être supérieure à la somme des puissances alternatives des récepteurs fonctionnant simultanément multiplié par un coefficient K : $P_n(VA) \geq k \times P_2(VA)$
 K facteur compris entre 2 et 3 pour tenir compte des appels de courant au démarrage des appareils (si l'installation comporte des moteurs, il est préférable de prendre $k=3$) ;
- Certains onduleurs admettent une surcharge pendant quelques secondes. Dans ce cas, comparer l'expression $k \times P_2$ à la puissance de surcharge (P_{sur}) de cet onduleur.
On doit avoir $P_{sur} > k \times P_2$ [9].

D'autres paramètres important doivent également être examinés tels que [3] :

- La Garantie du fournisseur ;
- La durée de vie de l'onduleur ;
- Le nom du fabricant doit être une marque reconnue ;
- Le rendement de l'onduleur annoncé par le constructeur doit être comparé au rendement Européen. Aujourd'hui, les meilleurs onduleurs ont des rendements supérieurs à 95%.
- La gamme de tension d'entrée, aujourd'hui de certains onduleurs sont dotés du MPP c'est-à-dire point de puissance maximum. Ils correspondent aux conditions entre courant et tension pour lesquelles la puissance maximale est produite;
- La technologie de l'onduleur peut être avec ou sans transformateur. Les onduleurs sans transformateurs sont généralement préconisés pour les modules photovoltaïques en couches minces ;
- La communication : Les onduleurs intègrent un petit écran qui permet au minimum d'indiquer l'état de fonctionnement, mais de plus en plus il affiche des informations sur la production effective de courant et permet également aux professionnels de diagnostiquer un dysfonctionnement. Il est aussi possible de relier l'onduleur à un réseau GPRS ou internet pour avoir des informations permanentes à distance de la production de son installation PV ou encore pour recevoir des alertes de dysfonctionnement ou de sécurité.

d) Les batteries d'accumulateurs [3]

Les batteries d'accumulateurs sont utilisées pour stocker l'énergie dans les systèmes PV.

Les batteries généralement utilisées sont de type plomb-acide (Pb). Les batteries nickel cadmium (NiCd) ont l'avantage d'avoir une longue durée de vie. Cependant, elles sont de moins en moins utilisées à cause de leur cherté et de la toxicité du cadmium.

Parmi les critères de choix d'une batterie solaire nous avons les critères techniques, économiques et sécuritaires.

➤ **Critères techniques**

Les batteries solaires subissent un grand nombre de cycles charge / décharge et leur état de charge évolue au fil de la journée et selon les saisons. Les batteries solaires doivent donc supporter un grand nombre de cycles et une décharge profonde.

- On installe généralement des batteries pouvant supporter plus de 300 cycles à 80 % de décharge.
- Une batterie solaire doit résister à une profondeur de décharge comprise entre 80% et 100% (mauvais ensoleillement, forte consommation électrique occasionnelle). Une batterie solaire optimale devrait stocker l'énergie électrique avec le moins de perte possible ; elle doit avoir un bon rendement.
- Une fois déchargée elle doit accepter toute l'énergie en provenance du générateur PV afin de ne pas gaspiller l'énergie produite. Une batterie solaire doit être capable de se recharger rapidement.
- Une fois stockée sous forme chimique, l'énergie électrique ne doit pas être perdue : l'autodécharge de la batterie doit être la plus faible possible. La durée de vie d'une batterie dépend beaucoup des paramètres de charge ainsi que de l'autodécharge qui eux-mêmes varient avec la température des batteries.

➤ **Critère économique**

Le coût d'achat des batteries est évidemment un critère important. Au prix initial s'ajoutent les coûts liés au transport, les frais liés à l'entretien et au remplacement des batteries que l'on cherchera à minimiser

➤ **Critère de sécurité**

L'absence de projection d'acide et de dégagement d'hydrogène peut être un critère important.

Les données nécessaires pour la détermination de la capacité minimale de la batterie (C_{batmin}) en plus de l'énergie totale journalière E_j sont:

- Rendement d'une batterie d'accumulateurs R_{acc} : Typiquement de 75% à 90 %,
- Tension nominale de la batterie d'accumulateurs V_{bat} : (12V, 24V, 48V, etc.),
- Décharge profonde des accumulateurs DM:en% : 50% à 80% pour batterie solaire,
- Nombre de jours de stockage : J_{raut} : 1 à 5 jours suivant le nombre maximum de jours consécutifs sans soleil. On retiendra 3 jours pour les petits systèmes PV dédiés aux besoins domestiques (éclairage, TV, radio, etc.). Pour un système dont la disponibilité est critique, il faut indiquer une autonomie plus élevée.

Toutes ces données sont liées par la formule ci-dessous [9] :

$$C_{batmin}(AH) = \frac{E_j(Wh/j) * J_{raut}}{V_{bat} * R_{bat} * DM}$$

II.3 LES ACCESSOIRES POUR L'INSTALLATION D'UN SYSTEME AUTONOME

Les composants qui entrent accessoirement dans la conception d'un système photovoltaïque sont entre autres :

- Les équipements de sécurités (parafoudres et paratonnerres) ;
- Les équipements de protection (fusibles, les disjoncteurs et les interrupteurs sectionneurs) ;
- Les équipements de surveillance pour assurer le monitoring ;
- Les structures support permettant une fixation sûre et efficace (orientation, inclinaison, et la disposition par rapport aux masques éventuels) des modules solaires ;
- Les boites de jonctions, les coffrets DC et AC, les connecteurs (C4B, C3B, B4A, B3A, B3B).

A travers l'étude bibliographique nous avons clairement défini l'énergie solaire photovoltaïque. Nous avons présenté les configurations déployées sur le terrain à savoir les systèmes PV sur site isolé encore appelé les systèmes PV autonomes ou ceux raccordés sur le réseau électrique existant.

Notre étude étant orientée sur les systèmes PV autonomes plus particulièrement la configuration PV/diesel parallèle, nous avons présenté les différents composants qui entrent dans l'architecture des systèmes PV à savoir les modules PV, l'onduleur, le régulateur de charge, les batteries d'accumulateurs et les accessoires intervenant dans le câblage et l'installation.

Nous allons par la suite proposer une méthode de dimensionnement de chaque composant.

III. METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT

La station **BOCOM PETROLUEM** de makepe missoké se trouve à Douala entre $4^{\circ} 3'54.53''N$ de latitude Nord et $9^{\circ}44'32.17''E$ de longitude Est. Le plan de localisation est en [annexe 2].

Pour dimensionner notre systèmes PV/diesel parallèle, nous avons d'abord procéder à l'analyse de l'existant dans le but de ressortir le bilan de puissance des équipements et le temps de fonctionnement de chaque poste de consommation d'énergie. Par la suite en fonction du bilan de puissance, la durée de fonctionnement des équipements et des conditions climatiques nous avons dimensionné chaque composant du système PV.

III.1 ETUDE DE L'EXISTANT

L'étude de l'existant consiste à faire l'état du lieu des installations, des équipements présents et le point sur la consommation électrique actuelle des équipements. La station de service de Makepé Missoké est composée d'une boutique, un restaurant, les pompes de services, la baie de graissage, la laverie et l'extérieur. Un groupe d'alimentation de secours permet la reprise de certaines charges lors des coupures d'électricités à savoir la boutique, les pompes de services, l'extérieure et le reste du bâtiment.

L'entreprise **SIGMATECH** qui doit effectuer cette étude intervient sur les installations électriques de **BOCOM PETROLUEM**. De ce fait le bilan de puissance de la station est bien connu.

Tableau 1 : Bilan de puissance de la station de service

N	INSTALLATION	APPAREILS		PCE INSTALLÉE	COEFFICIENT			PCE UTILISE (KW)	FACTEUR DE PCE
		NBRE	PCE UNITAIRE (KW)	TOTAL	UTILISATION	SIMULTANETTE	EXTENTION		
				(KW)					
1	BOUTIQUE								
	Spot 2x11	6	0,011	0,066	1	1	1,1	0,07	0,86
	Prise de courant 2P+T 10/16A	5	2,8	14	1	0,28	1,1	4,31	0,8
	split	1	2	2	1	1	1,1	2,20	0,8
	Réglette 1.20	1	0,036	0,036	1	1	1,1	0,04	0,86
	TOTAL							6,6	0,8
	INTENSITE (A)							12,08	
2	RESTE DU BATIMENT								
	Réglette 1.20	12	0,036	0,432	1	1	1,1	0,48	0,86
	Prise de courant 2P+T 10/16A	6	2,8	16,8	0,2	0,25	1,1	0,924	0,8
	split	1	0,98	0,98	1	1	1,1	1,078	0,8
	Réglette 0.60	1	0,18	0,18	1	1	1,1	0,198	0,86
	TOTAL							2,7	0,8
	INTENSITE (A)							4,86	

Alimentation en solaire photovoltaïque autonome d'une station de service d'essence

N	INSTALLATION	APPAREILS		PCE INSTALLÉE TOTAL (KW)	COEFFICIENT			PCE UTILE (KW)	FACTEUR DE PCE
		NBRE	PCE UNITAIRE (KW)		UTILISATION	SIMULTANETTE	EXTENTION		
3	BAIE DE GRAISSAGE								
	Réglette 1.20	8	0,036	0,288	1	1	1,1	0,32	0,86
	Ampoule 24V	2	0,04	0,08	1	1	1,1	0,088	1
	Prise de courant 2P+T 10/16A	3	2,8	8,4	0,2	0,4	1,1	0,74	0,8
	Prise de courant 3P+T 20A	1	10,53	10,53	1	1	1,1	11,58	0,8
	Compresseur	1	3,87	3,87	0,75	0,75	1,1	2,39	0,865
	TOTAL							15,12	0,8
	INTENSITE (A)							27,21	
4	LAVERIE								
	Réglette 1.20	2	0,036	0,072	1	1	1,1	0,79	0,86
	Pompe forage	1	1,1	1,1	0,75	0,75	1,1	0,91	0,81
	Catcher	1	11,7	11,7	0,75	0,75	1,1	9,65	0,81
	TOTAL							11,35	0,8
	INTENSITE (A)							20,4	

Alimentation en solaire photovoltaïque autonome d'une station de service d'essence

5	EXTERIEUR								
	Auvent (MAFF)	4	0,15	0,6	1	1	1,1	0,66	0,8
	Candélabre	4	0,4	1,6	1	1	1,1	1,76	0,8
	Totem	25	0,056	1,4	1	1	1,1	1,54	0,8
	TOTAL							3,96	0,8
	INTENSITE (A)							7,12	

Alimentation en solaire photovoltaïque autonome d'une station de service d'essence

N	INSTALLATION	APPAREILS		PCE INSTALLÉE TOTAL (KW)	COEFFICIENT			PCE UTILE (KW)	FACTEUR DE PCE
		NBRE	PCE UNITAIRE (KW)		UTILISATION	SIMULTANETTE	EXTENTION		
6	POMPES DE SERVICE								
	Pompes immergée	2	1,1	2,2	0,75	0,75	1,1	1,36	0,8
	Pompe aspirante	1	0,75	0,75	0,75	0,75	1,1	2,47	0,8
	TOTAL							3,84	0.80
	INTENSITE (A)							6,91	
7	RESTAURANT								
	Spot 2x11	6	0,011	0,132	1	1	1,1	0,145	0,8
	Applique 1x60	3	0,06	0,18	1	1	1,1	0,198	0,8
	Prise de courant 2P+T 10/16A	8	2,8	22,4	0,2	0,21	1,1	1,03	0,8
	Split	1	2,6	2,6	1	1	1,1	2,86	0,8
	Extacteur	2	0,1	0,2	1	0,75	1,1		
	TOTAL							4,23	0,8
	INTENSITE (A)							7,61	

Il reste juste à connaître le temps de fonctionnement de chaque poste de travail. D'après les objectifs attendus par **BOCOM PETROLUEM**, le temps de fonctionnement des postes de travail a été défini par la direction générale. Le temps de fonctionnement est décrit dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Temps de fonctionnement des postes de travail

Poste de travail	Temps de fonctionnement (h)
Boutique	12
Restaurant	12
Pompes de services	8
Baie de graissage	4
Laverie	6
Extérieur	12

À partir du bilan de puissance et le temps de fonctionnement du chaque poste de travail nous pouvons évaluer l'énergie électrique consommée par jour par la station de service d'essence.

$$E_j(\text{Wh/j}) = P(\text{W}) * T(\text{h})$$

$E_j(\text{Wh/j})$: Charge journalière, $P(\text{W})$ la puissance de chaque équipement et $T(\text{h})$ le temps de fonctionnement de chaque appareil.

La puissance apparente en **KVA** est la puissance installée divisée par son facteur de puissance.

Le tableau ci-dessous est le récapitulatif des puissances actives, apparentes, l'intensité du courant et l'énergie consommée par chaque poste de travail.

Tableau 3 : Energie consommée par chaque poste de travail

INSTALLATION	PCE INSTALLEE TOTAL(KW)	FACTEUR DE PUISSANCE	PUISSANCE APPARANTE (KVA)	Tps de fonctionnement en (h)	Energie Consommée par jour (KWH)	INTENSITE (A)
BOUTIQUE	6,7	0,81	8,3	12	80,4	12,08
RESTE DU BATIMENT	2,7	0,81	3,33	12	32,4	4,86
BAIE DE GRAISSAGE	15,12	0,81	18,67	4	60,48	27,21
LAVERIE	11,35	0,81	14,01	6	68,1	20,4
EXTERIEUR	3,96	0,81	5,10	12	47,52	7,12
POMPE SERVICE	3,84	0,81	4,88	8	30,72	6,91
RESTAURANT	4,23	0,81	5,22	12	50,76	7,61
TOTAL	47,9		59,13		370,38	86,19

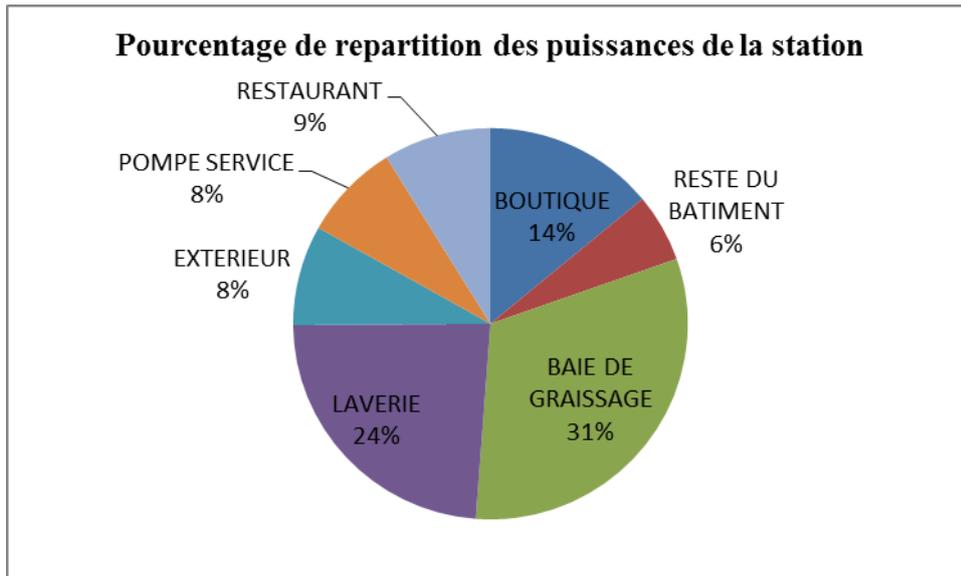


Figure 9: Pourcentage de répartition des puissances de la station

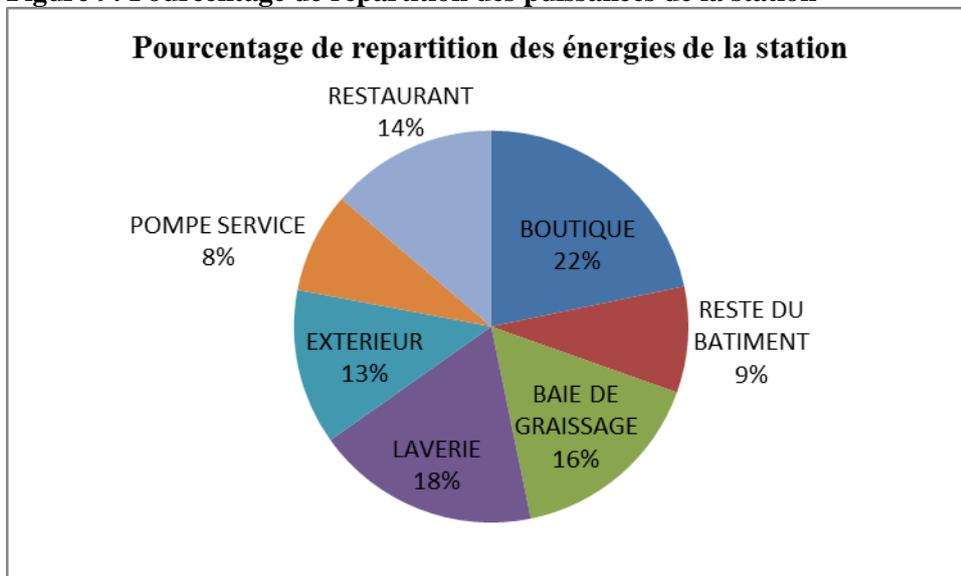


Figure 10: Pourcentage de répartition des énergies de la station

A travers cette figure qui représente le pourcentage de consommation d'énergie de chaque poste de travail, on remarque que les postes les plus consommateurs d'énergies sont la boutique, la laverie et la baie de graissage.

L'énergie journalière consommée par la station est de 370,38 KWH, qui correspondent à consommation mensuelle de 11111,4 KWH. Cette valeur est supérieure à la consommation enregistrée sur facture d'électricité qui est de : voir la facture d'électricité en [annexe 3].

A la consommation enregistrée sur la facture d'électricité, il faut également ajouter la consommation du groupe électrogène pour avoir l'énergie réelle consommée par la station.

Cette énergie journalière nécessitera un champ photovoltaïque de puissance minimale de **138180 W_C** et une superficie minimale de captage de **894,34 m²**. La méthodologie de calcul est expliquée dans les paragraphes ci-dessous.

Dans un souci d'efficacité énergétique et réduire le coût d'installation du système PV, nous avons exclu la baie de graissage et la laverie dans notre système PV car le catcher et le compresseur sont des postes où il y a déperdition d'énergie.

La puissance active, la puissance apparente, l'énergie consommée et l'intensité du courant transité par chaque poste de travail vont nous permettre de dimensionner les équipements du système PV.

III.2 DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PV POUR LA STATION

Avant de se lancer dans le dimensionnement des équipements du système PV, il faut tout d'abord bien définir les objectifs que l'on souhaite atteindre avec l'installation solaire. Pour ce faire nous avons effectué les hypothèses suivantes obtenues à partir du bilan de puissance et le temps de fonctionnement des différents postes de travail:

- Après retrait de la baie de graissage et la laverie le système PV doit supporter la puissance apparente et active appelée par la station qui sont respectivement de : **26,45 KVA et 21,43 KW** ;
- Le courant maximal appelé par l'installation est de : **38,58 A** ;
- L'énergie journalière consommée par la station est de : **241,8 KWH**
- La station possédant un groupe électrogène, dans le but de réduire le coût du système PV nous avons choisis le nombre de jour d'autonomie du banc des batteries d'accumulateurs à 1 jour. Ainsi lors des temps mauvais ou de faible ensoleillement si les batteries se déchargent de plus 60% le groupe électrogène prendra le relai mais ne devra pas fonctionner toute la journée pour des raisons techniques et écologiques. La durée de vie des batteries sera ainsi prolongée.

La figure ci-dessous représente le schéma synoptique de notre installation :

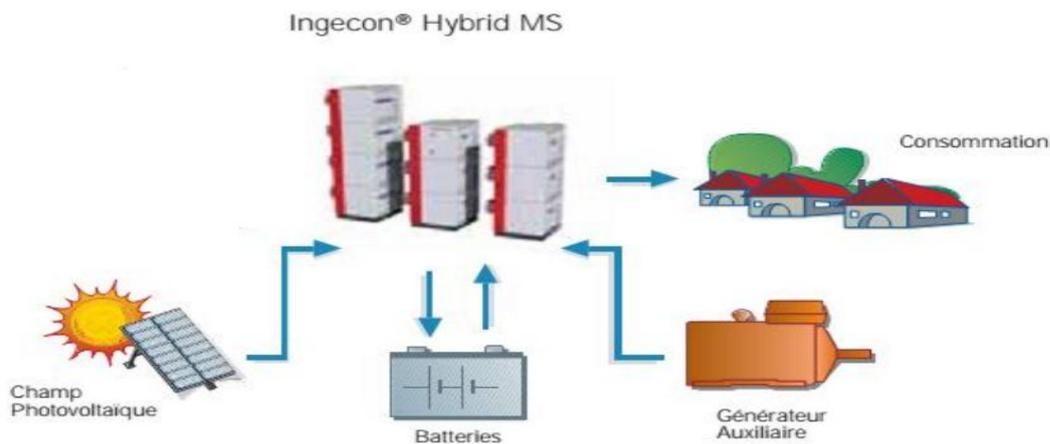


Figure 11:Schéma synoptique de l'installation du système PV

L'onduleur chargeur triphasé est le centre nerveux de notre installation. Son choix et son dimensionnement garantira la durée de vie et la sécurité de fonctionnement de notre installation.

Nous avons utilisé le logiciel RETSCREEN, pour déterminer la ressource solaire du lieu de l'étude. Ensuite nous avons effectué le dimensionnement par une méthode analytique et en utilisant les fiches techniques des fabricants des différents composants.

RETSCREEN : C'est un outil d'analyse des projets d'énergie propre, basé sur Excel, qui aide les décideurs à déterminer rapidement si un projet d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique ou de cogénération est financièrement et techniquement viable.

III.2.1 Données météorologiques

La production d'électricité à partir du soleil requiert la connaissance dès la base du potentiel en ressource solaire et les conditions susceptibles d'influencer cette ressource. En tout état de cause il est primordial de connaître les conditions météorologiques du site d'implantation du champ photovoltaïque. Dans le cadre de cette étude, les données météorologiques de la ville de Douala (CAMEROUN) utilisées sont obtenues à partir du logiciel Retscreen. Le logiciel donne les valeurs de l'ensoleillement par rapport au plan horizontal. Nous avons donc ramené ces valeurs sur le plan d'inclinaison des modules PV et ceci pour optimiser leur rendement. Ces données sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4 : Données météorologiques de la ville de Douala obtenu à partir du logiciel Restcreen

Altitude en (m)	406											
Longitude	9,7 °E											
Latitude	4,1 °N											
Mois	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Rayonnement solaire horizontal en (kWh/m²/j)	5,41	5,36	4,88	4,55	4,37	3,91	3,41	3,04	3,44	3,7	4,3	5,05
Rayonnement solaire sur un plan incliné de 10° en (kWh/m²/j)	5,73	5,53	4,89	4,44	4,18	3,72	3,28	2,97	3,41	3,75	4,47	5,37
Température de l'air en °C	24,5	24,8	24,7	24,7	24,5	23,7	22,8	22,8	23	23,4	23,7	24,1
Humidité relative	0,74	0,76	0,82	0,84	0,85	0,86	0,86	0,86	0,87	0,87	0,84	0,79
Pression atmosphérique en (Kpa)	96,7	96,7	96,6	96,6	96,7	96,9	97	97	96,9	96,8	96,7	96,7
Vitesse du vent en (m/s)	2	2	1,8	1,5	1,5	1,8	2,1	2,2	2	1,6	1,5	1,6

Par ailleurs le mois d'août a été retenu comme mois de référence dans tous nos calculs.

III.2.2 Dimensionnement des composants du système PV

a) Onduleur

Nous avons tout d'abord choisis l'onduleur chargeur capable de répondre à nos attentes parmi plusieurs modèles de fabrications disponibles. Nous avons opté pour l'onduleur chargeur pour photovoltaïque Ingecon® Hybrid MS solutions hybrides pour sites isolés non raccordés au réseau.

Les onduleurs triphasés Ingecon® Hybrid MS sont équipés d'un système modulaire innovateur qui réduit le temps de fabrication et de montage.

La flexibilité de ce nouveau système facilite l'adaptation de l'équipement aux exigences particulières

de chaque installation, en permettant de surcroît de futurs agrandissements. Chaque installation pourra être formée d'un maximum de 4 modules chargeurs de batteries, 4 modules onduleurs, 4 modules photovoltaïques et 4 modules aérogénérateurs. Chaque module aérogénérateur et chaque module photovoltaïque sont dotés de 3 entrées qui peuvent être connectées en parallèle.

Chaque entrée photovoltaïque dispose d'un algorithme avancé pour la recherche du maximum de puissance (MPPT) qui permet d'obtenir le meilleur rendement du champ photovoltaïque.

La supervision, le contrôle et la configuration des paramètres de l'appareil peuvent être réalisés in situ avec l'écran et le clavier situés sur la face de l'équipement ou à distance, à l'aide du logiciel Ingecon®

La fiche technique est en [annexe 4].

Pour déterminer les caractéristiques de l'onduleur il faut d'abord connaître la puissance DC du champ PV.

Dans une installation photovoltaïque la puissance du champ solaire se détermine par la formule [9] :

$$P_{cmin} = \frac{E_j(Wh/j)}{H_i(h/j) * R_{bat} * R_{gen}}$$

AN :

E _j (Wh/j)	H _i (h/j)	R _{bat}	R _{gen}	P_{cmin} (KW_C)
241,8	2,97	0,95	0,95	90,21

L'onduleur doit pouvoir supporter les conditions suivantes :

- $P_n(VA) \geq k * P_2(VA)$ OU $P_n(VA)$ est la puissance apparente de l'onduleur et $P_2(VA)$ est la puissance apparente de la station et K le facteur pris égale à 3 car la station possède des moteurs.

AN : $P_n(VA) \geq 3 * 26,45$; **$P_n(VA) \geq 79,35$ KVA**

- $0,7 < P_{DC} \text{ onduleur} / P_{cmin} \text{ champ PV} < 1,2$ AN : **$63,15KW_C < P_{DC} \text{ onduleur} < 108,25 KW_C$**

L'onduleur **Ingecon®Hybrid MS 3 modules** correspond aux critères techniques de notre installation. Ces caractéristiques sont décrites dans le tableau ci-dessous:

Tableau 5 : Données constructeur des onduleurs choisis

	1 Module	2 Module	3 Module	4 Module
Module photovoltaïque				
Nombre d'entrées	3	6	9	12
Puissance	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Plage de tension	150 - 700 Vdc			
Courant maximum pour chaque entrée	30 A	30 A	30 A	30 A
Module aérogénérateur				
Nombre d'entrées	3	6	9	12
Puissance	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Plage de tension de ligne	70 - 495 Vac			
Courant max. de ligne pour chaque entrée	24 A	24 A	24 A	24 A
Module chargeur de batteries				
Puissance	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW
Tension d'entrée	240 - 500 Vdc			
Courant maximum	100 A	200 A	300 A	400 A
Entrée Photovoltaïque *				
Puissance nominale	1 x 15 kW			
Plage de tension	150 - 700 Vdc			
Courant maximum	30 A	30 A	30	30 A
Module onduleur				
Puissance nominale	30 kVA	60 KVA	90 kVA	120 kVA
Tension de sortie	380 - 430 Vac (neutre accessible)			
Fréquence de sortie	50 - 60 Hz			
Distorsion harmonique	<4% (THD)	<4% (THD)	<4% (THD)	<4% (THD)
Cosinus Phi	de -1 a 1			
Rendement	<96%			
Données générales				
Température de fonctionnement	-10°C à +45°C			
Degré de protection IP 20	IP 20			
Références réglementaires	Marquago CE			

L'onduleur **Ingecon®Hybrid MS 3 modules**.

b) Champ photovoltaïque

➤ Choix du module PV

Le fournisseur de matériels solaire Krannich solar nous a proposé plusieurs marques de panneaux solaires par rapport à la qualité, la fiabilité et au pays de fabrication d'origine. Nous avons choisi les modules solaires poly cristalline de marque **AXIpower** fabriqué en Allemagne 12 ans de garanties la

fiches technique est en [annexe 5].

Tableau 6 : Caractéristiques du module PV choisi

Fabricant	AXIpower
Technologie	Si-Polycristalline
Nominal output P _{mpp} [Wp]	300
Nominal current I _{mpp} [A]	8,18
Nominal voltage V _{mpp} [V]	36,73
Short circuit current I _{sc} [A]	8,71
Open circuit voltage [V]	45,48
Surface [m ²]	1,94
Weight [KG]	23
Module conversion efficiency	15,46%

➤ **Caractéristiques du champ PV**

L'agencement des modules est fonction des caractéristiques d'entrées de l'onduleur.

Le dimensionnement du nombre de module en série et en parallèle se calcule par les formules suivantes [10] :

$$\text{Nombre minimal de module en serie} = E\left(\frac{U_{mppt, \min}}{U_{mppt} * 0,85}\right)$$

$$\text{Nombre maximal de module en serie} = E\left(\frac{U_{mppt, \max}}{U_{mppt} * 1,15}\right)$$

Où E(x) signifie la partie entière de x.

Le coefficient 1.15 est un coefficient de majoration permettant de calculer la tension MPP à -20 °C.

Le coefficient 0.85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{Nombre de chaine en parallèle} = E\left(\frac{I_{\max}}{I_{cc} * 1,25}\right)$$

Où E(x) signifie la partie entière de x.

Le coefficient 1.25 est un coefficient de sécurité imposé par le guide UTE C15-712.

Les données ci-dessous sont les valeurs d'entrées de l'onduleur chargeur :

$$I_{\max}=30 \text{ A}$$

$$(U_{mppt, \min} ; U_{mppt, \max}) = (150\text{V DC} ; 700\text{V DC}) \text{ pour le module photovoltaïque}$$

$$(U_{mppt, \min} ; U_{mppt, \max}) = (240\text{V DC} ; 500\text{V DC}) \text{ pour le module chargeur de batterie.}$$

Pour le calcul nous avons considéré $U_{mppt, \max}=700\text{V DC}$

Après les calculs, nous obtenons au total 39 modules : 13 modules en série et 3 branches parallèles. Les caractéristiques du champ PV d'une entrée de l'onduleur se présentent donc comme suit :

Tableau 7 : Caractéristiques du champ PV d'une entrée de l'onduleur

Fabricant	AXIpower
Technologie	Si-Polycristalline
Nominal output P _{mpp} [Wp]	11700
Nombre de module en série	13
Nombre de branche parallèle	3
Nombre totale de module	39
Nominal current I _{mpp} [A]	24,54
Nominal voltage V _{mpp} [V]	477,49
Short circuit current I _{sc} [A]	26,13
Open circuit voltage [V]	591,24
Surface [m ²]	75,66
Weight [KG]	897
Module conversion efficiency	15,46%

Le champ PV global aura donc une puissance crête de $11700 \times 8 = 93\ 600\ \text{WC}$

Tableau 8 : Caractéristiques du champ PV global

Fabricant	AXIpower
Technologie	Si-Polycristalline
Nominal output P _{mpp} [Wp]	93 600
Nombre de module en série	13
Nombre de branche parallèle	24
Nombre totale de module	312
Nominal current I _{mpp} [A]	196,32
Nominal voltage V _{mpp} [V]	477,49
Short circuit current I _{sc} [A]	209,04
Open circuit voltage [V]	591,24
Surface [m ²]	605,28
Weight [KG]	7176

c) Calcul du Banc de stockage

Généralement le dimensionnement d'un banc de stockage prend en compte plusieurs paramètres tels que : la capacité de l'accumulateur de charge, le nombre jour de stockage, la tension a ses bornes, sa capacité de stockage de l'énergie etc. Tous ces paramètres sont liés par la formule :

$$C_{batmin}(AH) = \frac{E_j(Wh/j) * \eta_{raut}}{V_{bat} * R_{bat} * DM}$$

Où R_{bat}, V_{bat}, DM, η_{raut}, E_j représentent respectivement : le rendement de la batterie

d'accumulateur ; la Tension nominale du banc de stockage ; la décharge profonde des accumulateurs ; le nombre de jours de stockage et la charge journalière.

Le nombre d'accumulateurs en séries N_{as} se calcule par la formule [9] :

$$N_{as} = V_{bat} / V_{acc} \text{ ou } V_{ac} \text{ est la tension de l'accumulateur}$$

Le nombre de branche en parallèle N_{bp} se calcule par la formule [9] :

$$N_{bp} = C_{batmin} / C_{ac} \text{ ou } C_{ac} \text{ est la capacité de l'accumulateur}$$

Le nombre total des batteries $N_{tbat} = N_{as} * N_{bp}$

Tableau 9 : Calcul de la capacité de l'accumulateur de charge

Estimation de la capacité de l'accumulateur de charge en AH					
Ej	J _{raut}	V _{bat}	R _{bat}	DM	C _{batmin}
241 800	1	240	0,9	0,5	2 239

➤ **Choix de la batterie d'accumulateur**

Le fournisseur de matériels solaire Krannich solar nous a proposé plusieurs marques de batteries solaires par rapport à la qualité, la fiabilité, le prix et au pays de fabrication d'origine. Nous avons choisi les batteries solaires **Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 175 Ah (C20)** de marque **Trojan reference J185E-AC** est en [annexe 6].

Après calcul nous obtenons au total 240 batteries. La configuration du banc de stockage se présente comme suit :

Tableau 10: Configuration du banc de stockage

Données	Valeurs numériques
Nombre batterie en série	20
Nombre de branche parallèle	13
Nombre total de batterie	260
Nombre de jour d'autonomie	1
Tension aux bornes du banc de stockage (V)	240
Capacité du banc de stockage (Ah)	2 239
Capacité du banc de stockage (KWh)	537,36
Efficacité (%)	97
Nombre de cycle à 50% de décharge profonde	1200

d) Câbles et raccordement des coffrets

Les câbles que nous proposons d'utiliser pour les modules PV sont de conducteurs en cuivre unipolaire de classe II souples, facile à installer avec une double isolation et résistant aux radiations ultraviolets.

Ces câbles seront dimensionnés et posés suivant les règles de l'art qui sont régies par les normes CEI (Commission Electrotechnique Internationale) CEI EN 50363 et CEI EN 60228.

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%) [9].

La chute de tension maximum autorisée entre le point de livraison (NF C 14-100) et les bornes AC de l'onduleur est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % [7].

Les chutes de tension se traduisent par l'échauffement des conducteurs. En courant continu elles sont évaluées par la formule [9]:

$$\Delta U * U = \frac{2 * \rho * L * I}{S} \Rightarrow S = \frac{2 * \rho * L * I}{\Delta U * U}$$

En courant alternatif elles sont évaluées par la formule [6]:

$$\Delta U = \sqrt{3} * \left(\rho * \frac{L}{S} * \cos \varphi + \gamma * L * \sin \varphi \right) * I$$

ρ, L, I, S, γ et φ

Représentent respectivement la résistivité du matériau ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) ; la longueur totale du câble (m) ; le courant maximal traversant la section (A) ; la section du câble ; la conductivité du matériau et le déphasage.

Les composants à dimensionner intervenant dans le câblage, la protection et le raccordement dans notre installation PV sont [7]:

- **Les câbles de chaînes PV** : câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction générateur ou à la boîte de jonction groupe PV.
- **Câbles de groupes PV** : câble reliant les boîtes de jonction groupe PV à la boîte de jonction générateur PV.
- **Câble principal continu PV** : câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'équipement de conversion (onduleur).
- **câble d'alimentation PV** : câble connectant l'équipement de conversion à l'installation électrique.
- **Dispositif de sectionnement pouvant être assuré par les connecteurs** : nous utiliserons les modèles C4B mâles et femelles.
- **Protection surintensité et courant de court-circuit** : cette protection sera assurée par les fusibles dédiés aux installations PV.
- **Dispositif de coupure et de sectionnement** : l'interrupteur sectionneur sera utilisé pour isoler les champs PV de l'onduleur dans le cas où l'on interviendrait sur le champ solaire.
- **Parafoudre** : Le parafoudre est un équipement qui a pour rôle de protéger les installations électriques contre les surtensions d'origine atmosphérique. Généralement ce sont la tension et le courant de sortie du champ qui entrent dans le choix des parafoudres.

➤ **Détermination des sections des câbles**

Nous allons déterminer les sections des câbles de chaînes PV, Câble principal continu PV, les câbles

reliant l'onduleur aux batteries d'accumulateurs, câble d'alimentation PV de l'installation.

Avant tout, les sections de câbles sont dimensionnées afin de pouvoir se dispenser des dispositifs de protection contre les surcharges et les courts-circuits. Le courant admissible du câble I_z doit être égal ou supérieur à $1,25 * I_{sc}$ [7]. Le tableau ci-dessous donne la section des conducteurs cuivre en fonction de l'intensité maximale que le conducteur peut supporter [9].

Section des câbles en (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant maximum (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395

C'est ce tableau qui sera utilisé en appliquant les formules ci-dessus pour déterminer la section du câble correspondante à chute de tension relative de 1% maximale. Le tableau ci-dessous est le récapitulatif des sections des câbles. Les feuilles de calcul Excel sont en [annexe 7 et 8].

Tableau 11: section des câbles côté courant continu DC et alternatif AC et chute de tension

Liaison	Longueur en (m)	Courant admissible I_z (A)	Section de câble mm ²	$\Delta U/U$ en%
Câbles des chaînes PV	30	10,89	2,5	0,81
Câble principal continu PV	30	32,66	10	0,6
Câble onduleur batterie	15	89,29	25	0,76
Câble d'alimentation PV	15	38,58	6	0,64

On retiendra les sections de : **2,5mm² ; 6 mm² ; 10mm² et 25mm²** pour notre installation.

e) Dimensionnement des dispositifs de protection

➤ Partie courant-continu

Les équipements de protection dont il s'agit dans cette partie sont entre autres : les fusibles pour la protection du champ PV, le parafoudre pour la protection de toute l'installation et les interrupteurs-sectionneurs. Avant de dimensionner un équipement de protections il faut connaître le courant de court-circuit qu'il devra supporter et le courant de court-circuit qu'il devra interrompre puis la tension qu'il devra supporter.

La protection du champ photovoltaïque sera réalisée à l'aide de fusibles installés sur chaque branche.

Le choix des différents fusibles doit tenir compte de deux conditions :

$$\text{Tension assignée fusible} \geq 1,15 * V_{CO} * N_s \text{ et } 1,5 * I_{SC} \leq \text{Calibre fusible} \leq 2 * I_{SC}$$

Pour la protection générale du champ, il sera installé à la tête de tout le champ un autre

fusible dont les caractéristiques vérifient les mêmes conditions ci-dessus. Le récapitulatif de ces conditions avec les valeurs numériques ($V_{CO} = 45,48V$; $I_{SC} = 8,71A$; $N_S = 13$; $N_{BP} = 3$) se présente comme suit :

Tableau 12: Récapitulatif des conditions de choix des fusibles

Conditions	Protection de branche	Protection de tête
Isc (A)	8,71	26,13
1ère condition ($1,15 \cdot V_{CO} \cdot N_S$)	679,93	679,93
2ème condition	$13,06 \leq I_n \leq 17,42$	$39,19 \leq I_n \leq 52,26$

En se référant aux valeurs du tableau ci-dessus, nous avons choisi 6*8 fusibles de marque Socomec, référence 60PV0015 de calibre 15A avec leur sectionneur fusible RM PV référence 56DC0020 calibre 32A, de tension assignée 1000 UDC (V) et 2*8 fusible de calibre 50 A, de tension assignée 1000 UDC (V) référence 60PV0050 pour la protection de tête [annexe 9].

Dans le coffret DC ou sera placé le fusible de tête, nous proposons l'installation d'interrupteur sectionneurs afin de pouvoir isoler le système du champ PV et intervenir en toute sécurité sur ce dernier. Par ailleurs dans le même boîtier il sera installé un parafoudre pour protéger les modules PV contre les risques de surtensions induites dans le circuit de la partie continue. Les caractéristiques de l'interrupteur et du parafoudre choisi sont consignées dans le tableau suivant [annexe 10 et 11] :

Tableau 13: Interrupteur sectionneur et parafoudre

	Marque	Désignation	Tension	Calibre	Quantité
Interrupteur-sectionneur	SOCOMEK	SIRCO MV PV	1000 Vdc	63 A	8
Parafoudre	SOCOMEK	SURGYS G51-PV type 2	1000 Vdc	40 KA	8

➤ Protection AC

Conformément au guide photovoltaïque, il sera installé dans un coffret AC un interrupteur-sectionneur de tête en aval de l'onduleur, un dispositif de protection différentielle, d'une protection magnétothermique ainsi qu'un parafoudre AC. Connaissant la valeur de l'intensité appelée par l'installation qui est de 38,58A ; cette valeur nous a permis de choisir l'interrupteur sectionneur et le disjoncteur différentiel.

Nous choisirions un interrupteur sectionneur Merlin Gerin Interpact INS 100.

Tableau 14: Caractéristiques du disjoncteur Schneider

Référence	Calibre nominal (A)	Courbe/déclencheur	Pouvoir de coupure en KA
C60N	63	C	10

Tableau 15: Caractéristiques du parafoudre CA Schneider

dénomination	installation	maxi de décharge) / I imp (kA)	In (courant nominal de décharge)	Up (niveau de protection)	Un (Tension nominale du réseau)	Uc (Tension maxi de régime permanent)	largeur en pas de 9 mm	références
Quick PRD40r 3P+N	triphasee	40	15 kA	≤ 1,5 kV	230/400 V	350 V	15	16294

L'ensemble des masses métalliques des équipements constituant l'installation du système PV doit être interconnecté et relié à un réseau de terre unique.

III.2.3 Performance énergétique du système PV

La performance énergétique du système est déterminée par l'analyse des paramètres suivants utilisés au cours du dimensionnement par le logiciel Retscreen. Il s'agit de :

- L'énergie mensuelle produite par le champ PV qui est fonction de la puissance crête, du rendement du champ PV, du rendement de l'onduleur, de l'ensoleillement, de l'inclinaison des modules, de l'azimut, du temps de fonctionnement journalier du système et des conditions climatiques telles que la température et la vitesse du vent.

- La capacité du banc de stockage de l'accumulateur qui est fonction du nombre de jours d'autonomie, la tension du banc de stockage, du rendement de l'accumulateur et du régulateur, le niveau maximum de décharge, la méthode de contrôle de la température, et la capacité de l'accumulateur.
- Le rendement du système en % qui est le ratio de l'énergie annuelle fournie à la charge/ l'énergie annuelle de la charge.

La simulation faite sur Retscreen présentée en [Annexe 12] donne les résultats suivants :

En modifiant les paramètres du niveau maximum de décharge entre (50% et 60%) nous obtenons les résultats suivants :

Tableau 16: Performance énergétique du système

Mois	Energie de la Charge en MWH	Energie fournie à la charge en MWH	
		60% décharge des batteries	50% décharge des batteries
Janvier	7,35	7,76	7,05
Février	7,35	7,01	6,37
Mars	7,35	7,76	7,06
Avril	7,35	7,51	6,83
Mai	7,35	7,76	7,05
Juin	7,35	7,44	6,81
Juillet	7,35	7,44	7,00
Août	7,35	7,10	6,90
Septembre	7,35	7,31	6,78
Octobre	7,35	7,69	7,03
Novembre	7,35	7,49	6,81
Décembre	7,35	7,75	7,05
Annuel	88,2	90,03	82,73
Rendement en %		102,08	93,80

On constate qu'à 60% de décharge des batteries d'accumulateur l'énergie fournie par le système PV seul est supérieure à l'énergie de la charge. Alors qu'à 50% de décharge des batteries d'accumulateurs, le système PV aura besoin de l'apport du groupe électrogène pour compenser le déficit énergétique du système.

Les figures ci-dessous représentent les graphiques de l'énergie mensuelle de charge et l'énergie du système PV à 60% et 50% de degré de décharge des batteries d'accumulateurs.

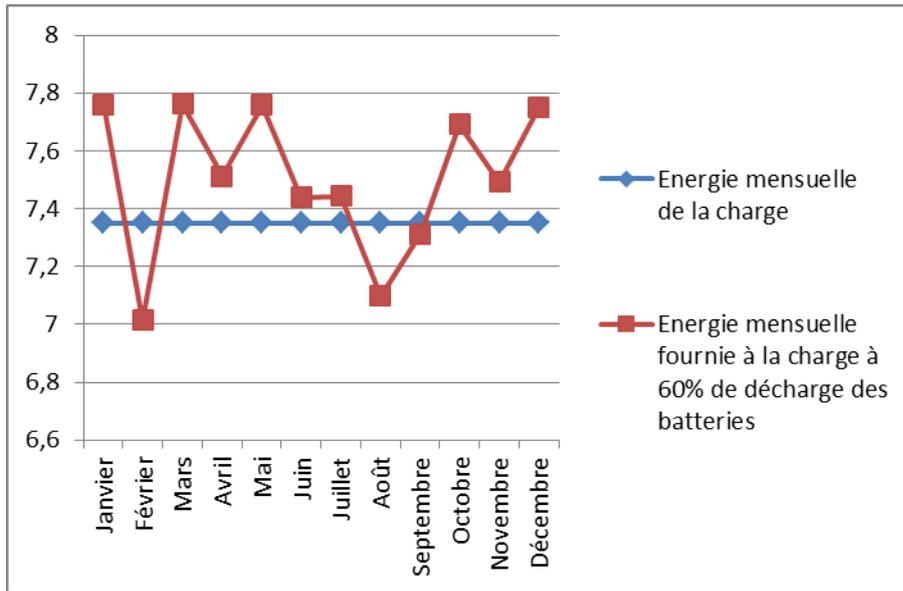


Figure 12: Energie mensuelle de la charge et Energie mensuelle fournie à la charge à 60% de décharge des batteries

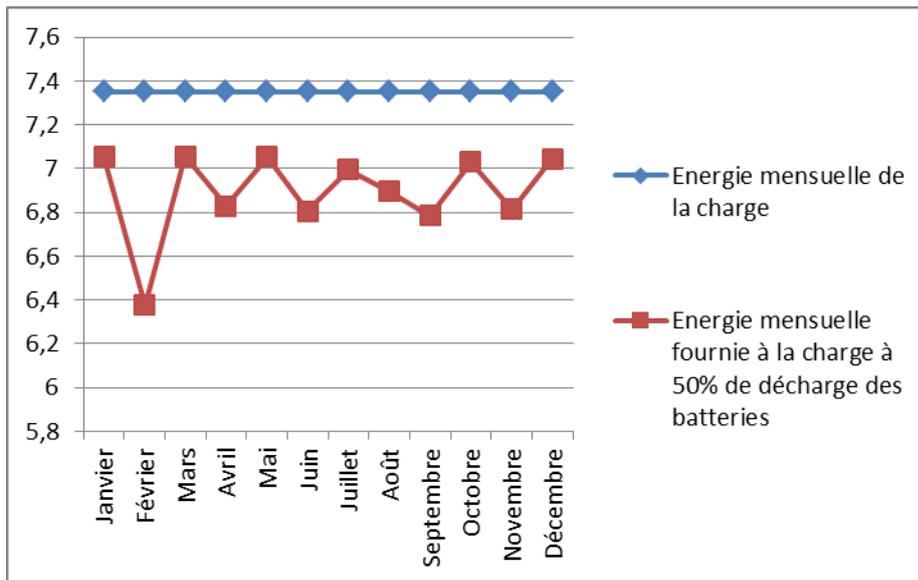


Figure 13: Energie mensuelle de la charge et Energie mensuelle fournie à la charge à 50% de décharge des batteries

A travers les résultats de l'analyse de performance, notre système PV fonctionnera sur une profondeur de décharge des batteries à 60%.

IV. ANALYSE ECONOMIQUE ET IMPACT ENVIRONNEMENTAL

IV.1 ANALYSE ECONOMIQUE

L'analyse économique conduit à la détermination du coût d'électricité produite et le Délai de Récupération des Fonds Investi (**DRFI**).

a) Coût d'électricité produite

Nous avons développé le modelé économique sur la fonction objective LCC (Life Cycle Cost) qui prend en compte toutes les dépenses occasionnées par le système durant sa durée de vie, ramenée à leurs valeurs actualisées [11].

$$LCOE = (Initial\ costs + \sum_{n=1}^N \frac{Annual\ Costs_n}{(1+r)^n}) / (\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+r)^n})$$

LCOE est le coût moyen de l'électricité produite

Initial costs est le coût d'investissement initial du projet qui correspond aux coûts d'acquisition du matériel et d'installation.

Annual Costs correspond au coût annuel récurrent de l'installation qui doit être ramené à sa valeur actualisée.

E_n est l'énergie annuelle produite ramenée à sa valeur actualisée.

r est le taux d'actualisation qui est pris à 6%.

n est la durée de vie de l'installation qui est en moyenne de 25 ans pour les systèmes photovoltaïques.

Pour évaluer le coût initial du système PV, nous avons demandé des cotations auprès des fournisseurs des équipements solaires en Europe. Les prix utilisés sont hors taxe et hors douane, à cela nous avons ajouté le coût du transport jusqu'au port autonome de Douala.

Le coût d'investissement initial du projet comprend :

- Les coûts liés aux équipements centraux de l'installation tels que les modules photovoltaïques, de l'onduleur et des batteries d'accumulateur ;
- Les coûts de génie civil, de câblage, des équipements de protection et des supports ;
- Les frais d'étude et la main d'œuvre ;
- Le coût du transport.

Dans les hypothèses de calcul :

- Les coûts de génie civil, de câblage, des équipements de protection et des supports correspondent à 8% du prix des équipements centraux du système PV ;
- Les frais d'étude et de main d'œuvre correspondent à 4% du prix des équipements centraux du système PV ;
- Le coût du transport correspond à 2% du prix des équipements centraux du système PV.

Le devis estimatif de l'installation est de **104 751 305 FCFA HT** [Annexe 13].

Les coûts annuels correspondent aux coûts d'exploitations et d'entretiens pris à 2% du coût d'investissement initial, à cela nous ajoutons le coût de remplacement des batteries d'accumulateurs

tous les 8 ans pendant la durée de vie du système.

Le coût de production actualisé de l'électricité produite est de :

LCOE = 148,58 FCFA/KWH [Annexe 14].

b) Délai de Récupération des Fonds Investi (DRFI)

Le DRFI correspond au nombre d'année au bout duquel le capital investi est récupéré.

$$CF_i = R_i - D_i - I_i + V_i \quad [12]$$

CF_i est le cash-flow annuel,

I_i est l'investissement initial du projet,

D_i est la dépense annuelle qui correspond au frais d'entretien et de maintenance,

V_i est la valeur résiduelle du projet,

R_i est la recette annuelle qui correspond aux économies sur la facture d'électricité et la consommation en gasoil du groupe électrogène.

La fraction de l'énergie solaire sur l'installation électrique est de **102,08/133,337** soit : **76,56%**

Ce qui engendre une réduction de la facture d'électricité de **750 000 FCFA/mois** à **175 800 FCFA/mois et un gain de 574 200 FCFA/mois**.

Le système PV a pris toute la charge électrique du groupe électrogène. Or la consommation moyenne du groupe électrogène est de **6840 litres/an** [annexe 15]. Ce qui fait un gain de **4 104 000 FCFA/an**.

$$R_i = 6890400 + 4104000$$

$$R_i = 10\,994\,400 \text{ FCFA/an}$$

D_i : nous avons pris un montant forfaitaire de **500 000 FCFA/an**

Le nombre d'année pour récupérer le capital investi est de **10 ans** [Annexe 16].

IV.2 IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'étude d'impact environnementale qui est faite concerne les émissions de CO₂ évitées par l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque et la réduction de la consommation du réseau électrique. Ces émissions sont calculées en tenant compte des facteurs d'émissions de GES rejetés dans l'atmosphère par l'utilisation du groupe électrogène et le KWh d'électricité produite par l'opérateur historique.

Au Cameroun la production de l'électricité par l'opérateur historique est issue des barrages hydroélectriques, des centrales thermiques à fioul lourd et à gaz naturel.

Le groupe électrogène consomme **4,8 l/h**, or d'après le registre journalier de 2012 le groupe a eu une consommation annuelle de **6840 litres** de gasoil ce qui correspond à **1425 h** de fonctionnement annuel et une production énergétique de **28,5 MWh/an**.

- Le facteur d'émission standard du KWh d'électricité

$$tCO_2/MWh_{el} = tCO_2/MWh_{fioul\ lourd} + tCO_2/MWh_{gaz\ naturel} = 0,481 \quad [13]$$

$$tCO_2 = 0,481 * 90,02 = 43,39 \text{ tones}$$

- Le facteur d'émission standard du gasoil ou du diesel du groupe $tCO_2/MWh_{fuel}=0,267$ [13]

$$tCO_2 = 0,267 * 28,5 = 7,61 \text{ tones}$$

Le taux annuelle total de CO₂ évités est de : **51 tones**

V. RESULTATS ET DISCUSSION

L'intégration du système PV dans l'alimentation électrique de la station apportera du mix énergétique suivant.

Tableau 17: Rapport énergétique

Désignation	Quantité	Ratio
Energie totale annuelle consommée par la station	133,337 MWh	
Apport énergétique annuelle de système PV	102,08 MWh	76,56%
Apport énergétique annuelle du réseau électrique	31,257 MWh	23,44%

A travers ce tableau on constate que le système PV couvrira 76,56 % de la demande énergétique de la station. Et le réseau électrique apportera 23,44% de la demande énergétique. Toute fois notre étude a été menée sur les bases suggestives car nous n'avons pas pu connaître exactement le temps de fonctionnement de chaque équipement. Si nous procédons à un audit énergétique des différents équipements de la station et si nous installons un compteur électronique avec enregistrement des paramètres tels que : courbe de charge, la puissance active, la puissance réactive, le temps de coupure et l'intensité du courant électrique de la station, l'apport de notre système PV pourra être vu à la hausse. Plusieurs types de compteurs électroniques sont disponible sur le marché nous avons par exemple le CONTAX D-10093-BUS la fiche technique est en [annexe 17] Une meilleure maîtrise de l'énergie consommée par la station pourra conduire à réduire le coût de l'installation du système PV qui est de **104 751 305 FCFA HT** et le DRFI sera aussi revu à la baisse. Le coût moyen de l'électricité produite par le système PV est de **148,58 FCFA/KWh** alors que le coût de vente de l'électricité actuel par l'opérateur historique qui est de **99 FCFA/KWh**. Mais notant que le système PV à l'avantage de produire une énergie verte c'est-à-dire non polluante pour l'environnement. Notre système PV nous fait éviter **51 tonnes/an** de **CO₂** qui devraient être libérés dans l'environnement. Un autre avantage est que l'état du Cameroun autorise déjà le producteur PV à vendre le surplus de production à l'opérateur historique et ce dernier à l'obligation de rachat. Dans l'installation électrique de la station le groupe électrogène étant déjà disponible, le système PV viendra se couplé au groupe via l'onduleur triphasé Ingecon® Hybrid MS 3 modules. Notre système PV sera composé de :

Tableau 18 : Récapitulatif sur l'ensemble du matériel de l'installation

Désignation	Quantité
Panneaux solaires AXIpower 300 W _C	312
Batteries solaires Monoblock 12V 175 Ah (C20)	260
onduleur triphasé Ingecon® Hybrid MS 3 modules	1
Fusible DC référence 60PV0015 de calibre 15A	48
Fusible DC référence référence 60PV0299 de calibre 50A	16
Interrupteur sectionneur DC SIRCO MV PV 1000 Vdc 63 A	8
Parafoudre SURGYS G51-PV type 2 1000 Vdc 40 KA	8
interrupteur sectionneur Merlin Gerin Interpact INS 100	1
disjoncteur Schneider C60N 63A	1
parafoudre CA Schneider Quick PRD40r 3P+N	1
Coffret AC	1
Coffret DC	8
Boite de jonction PVSBJ31M4 nombre de chaines 3	8
Câbles des chaines PV section 2,5 mm ²	720
Câble principal continu PV section 10 mm ²	240
Câble onduleur batterie section 25 mm ²	15
Câble d'alimentation PV section 6 mm ²	15
Surface minimale nécessaire en mm ²	605,28

VI. CONCLUSION

L'objectif de notre étude était de proposer une solution pour substituer l'alimentation électrique triphasée de la station de service d'essence de BOCOM PETROLUEM de Makepe Missoké Douala connecté au réseau AES SONEL, par un système PV autonome avec stockage sur batterie d'accumulation.

Parmi les différentes configurations des systèmes PV présentés, nous avons retenu la configuration **PV/diesel parallèle** car la station disposait déjà d'un groupe d'alimentation de secours.

A partir du bilan de puissance de la station et le temps de fonctionnement des postes de travail demandé par la société BOCOM PETROLUEM nous avons dimensionné les équipements du système PV.

Dans le souci d'efficacité énergétique notre système PV n'alimentera pas la baie de graissage et la laverie. L'analyse de la performance énergétique du système PV faite à l'aide du logiciel Restscreen nous permet d'observer qu'à 60% de décharge du banc de stockage des batteries, l'énergie fournie par le système PV couvrira 76,56 % des besoins énergétiques de la station, l'autre fraction sera supportée par le réseau électrique. L'énergie solaire étant intermittent le groupe électrogène ne fonctionnera que lors des temps d'ensoleillement les plus défavorable et lors des travaux de maintenance et t'entretien du système PV. La consommation et la maintenance du groupe électrogène seront ainsi réduites.

L'analyse économique nous a permis d'obtenir le coût d'investissement initial du projet et le coût moyen de l'électricité produit par le système PV. Comparé au prix actuel de vente de l'électricité par l'opérateur historique, le prix du système PV est plus élevé, mais l'électricité à travers les systèmes PV offre plusieurs avantages d'une part il est non nocif pour l'environnement, mais d'une part il est possible de vendre le surplus de la production à l'opérateur historique. Ceci pourra contribuer à baisser le coût de production des systèmes PV et réduire le délai de retour des fonds investis.

VII. Références bibliographiques

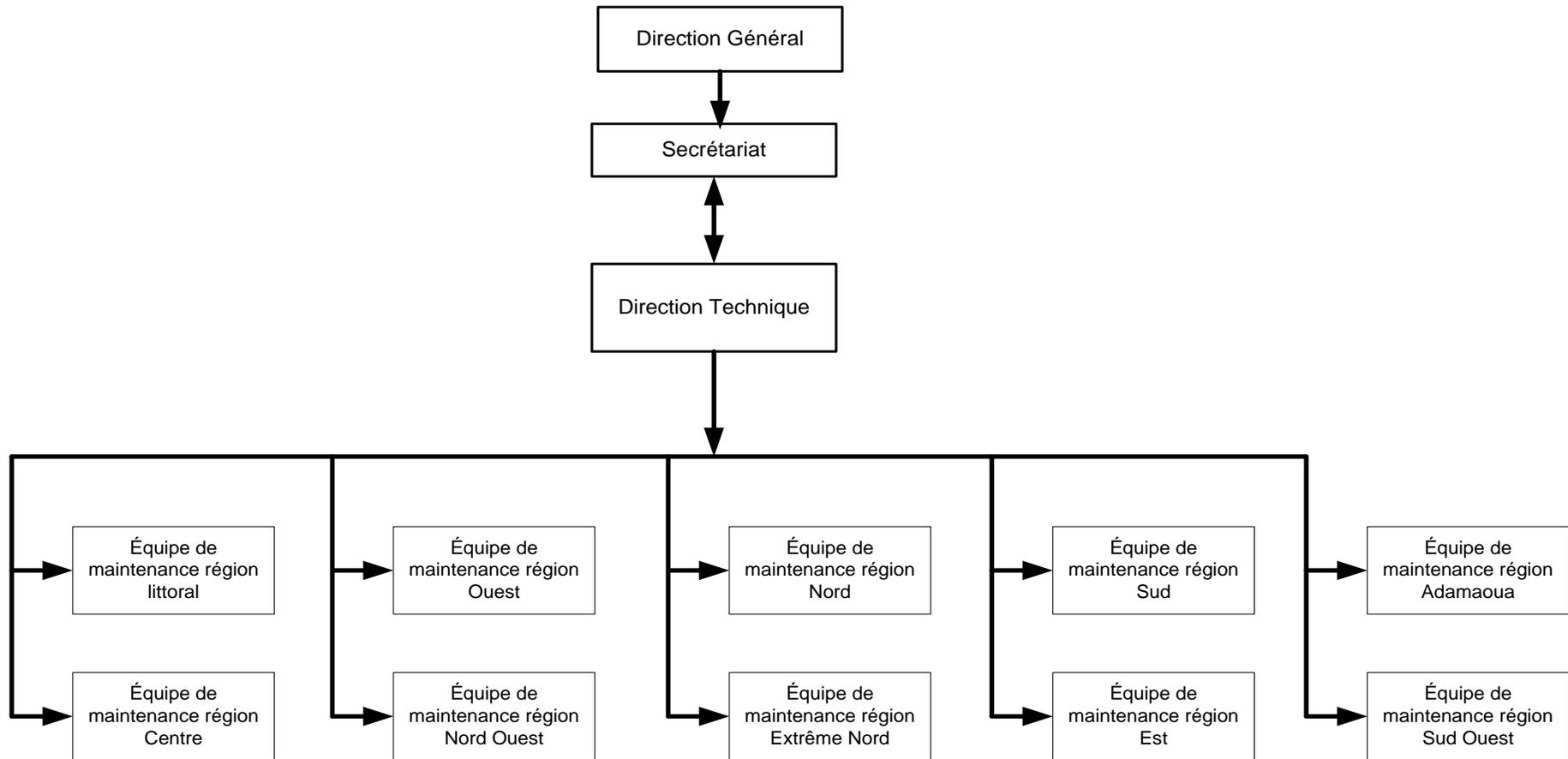
- [1] : Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller et Bocar Sada Sy Sous la direction de Eric Schiller
LE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens
IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA
- [2] : Dr Y. Moussa SORO Cours études préliminaires des systèmes solaires Novembre 2013
- [3] Dr Y. Moussa SORO Cours conception et dimensionnement des systèmes solaires Octobre 2013
- [4] Daniel YAMEGUEU NGUEWO THESE Présentée en vue d'obtenir le grade de DOCTEUR DE
L'UNIVERSITE DE PERPIGNAN en Sciences pour l'Ingénieur Spécialité : Systèmes énergétiques Et
de DOCTEUR DE 2iE en Sciences et Techniques de l'Eau, de l'Energie et l'Environnement
Spécialité: Energie
Thème : EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D'UN PROTOTYPE DE CENTRALE
HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU
CONCEPT « FLEXY ENERGY »
- [5] PACER Centrales photovoltaïques guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à
usage des bureaux d'ingénieurs 1996, N° de commande 724.243 f
- [6] ASSILATAHOUN Komlan MEMOIRE Présenté et soutenu publiquement le 25 Juin 2013 POUR
L'OBTENTION DU MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : ENERGIE ET PROCEDES INDUSTRIELES
Thème : ETUDE DE REALISATION D'UNE STATION-SERVICE FONCTIONNANT A
L'ENERGIE SOLAIRE
- [7] Norme UTE C 15-712 UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE INSTALLATIONS
ELECTRIQUES A BASSE TENSION GUIDE PRATIQUE Installations photovoltaïques Février
2008 Courriel : ute@ute.asso.fr – Internet : <http://www.ute-fr.com/>
- [8] Assani Dahouenon Le manuel du technicien photovoltaïque, programme pour la promotion des
énergies renouvelables, de l'électrification rurale et de l'approvisionnement durable en combustibles
domestiques. PERACOD site web : www.peracod.sn
- [9] Ahmed O BAGRE Cours CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES
PHOTOVOLTAÏQUES AVEC BATTERIE
- [10] [http :](http://) GuidEnR PHOTOVOLTAÏQUE cours Dimensionnement des onduleurs et Câblage des
modules photovoltaïques 2010
- [11] *Bachir Ismaël OUEDRAOGO*, cours Dérégulation Et Tarification
- [12] Françoise PINTA, cours Etude économique et financière d'un projet d'unité de production
d'énergie ou de combustible à partir de biomasse.
- [13] Convention des maires pour une énergie locale durable, le Guide (« Comment développer un plan
d'actions pour l'énergie durable »).

ANNEXE

ANNEXE 1 : Organigramme de l'entreprise	45
ANNEXE 2 : Plan de localisation de la station de service d'essence.....	46
ANNEXE 3 : La facture d'électricité	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 4 : Fiche technique de l'onduleur chargeur ingecom	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 5 : Fiche technique du module photovoltaïque.....	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 6 : Reference batterie d'accumulateur et caractéristiques en jaune	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 7 ET 8 : Feuilles Excel de calcul du choix des sections des câbles	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 9 : Fiches techniques caractéristiques des fusibles de l'installation PV.	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 10 ET 11 : Fiches techniques de l'interrupteur sectionneur DC et du parafoudre DC	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 12 : Performance énergétique du système PV avec Restscreen	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 13 : Devis estimatif de l'installation PV	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 14 : Calcul du coût moyen de l'électricité produit LCOE..	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 15 : Consommation annuelle du groupe électrogène en 2013	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 16 : DRFI	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 17 : Caractéristiques techniques du compteur électronique	Erreur ! Signet non défini.

ORGANIGRAMME DE L'ENTREPRISE

ANNEXE 1



ANNEXE 2 : Plan de localisation de la station de service d'essence



ANNEXE 3 : La facture d'électricité



The energy of Cameroon
 SA avec Conseil d'Administration au capital de 43.903.690.000 FCFA
 Siège social : Avenue de Gaulle, BP 4077 - Douala
 RCM : Douala n° RC/DIA/1974/B/4624 Numéro statistique 21511001 - S
 N° Contribuable : M05700001630
 www.eneocameroun.cm

Merci de payer dans les délais.
 Thank you for paying on time.

Facture d'Electricite / Electricity Bill
 N: 301071378



2 0 1 5 7 3 7 8 1
 Categorie / Category : LV - DOMESTIC

BOCOM PETROLEUM S.A
 Contrat N° / Contract No: 201573781
 BP : 28-00/01, 00
 N° Contribuable / Tax No :
 Agence / Agency : BASSA
 Ville: WOURI
 Point De Livraison / Supply Point Address: WOURI825-16-07-028-00-011

No. Compteur / Meter No: 8981991
 Date Releve / Reading Date: 27/01/2015
 Date De Facturation / Billing Date: 29/01/2015
 Code Regroupement / Group ID :

Date limite de paiement/Due date
10/02/2015
 10 Jours dès réception /
 10 Days after reception date

Total Facture / Bill Totals

mpayés / Arrears:		0	
Facture Du Mois / Current Bill:		911.796	
Dette Totale / Total Debt:		911.796	

* Cette situation peut avoir changé au moment où vous recevez cette facture / This situation can be different by the time you are receiving this bill.

Historique facturation / Billing history		
Mois/Month	Qte/Units	Montant/Amnt
DEC - 14	5482	645.095
NOV - 14	5268	619.831
OCT - 14	5374	632.345
SEP - 14	5084	598.108
AUG - 14	5234	615.817

Bill items	Previous reading	Previous reading	Unit (Kwh)	Rate	AMOUNT
Conso. Compteur actuel / Current Meter Consump.	202125	209872	1	7747	
TOTAL Energies Consommées / Energy Consumed				7747	
Tranche 1 / Tarif 1					
Tranche 2 / Tarif 2				146.67	99
TOTAL Consommation HT / Consumpt. Without Tax				7600.33	99
Autres / Others					766.953
Location Compteur / Meter Rent					0
TOTAL Facture Hors Taxes / TOTAL Bill Without Tax					766.953
TVA Sur Autres / VAT For Others					0
TVA Consommation Client / VAT Customer Cons.					144.843
TVA Location Compteur / VAT Meter Rent					
TOTAL Taxes / Tax (19.25%)					144.843
TOTAL TTC / WITH TAX					911.796

MESSAGE AU CLIENT:
 Recevez gratuitement le solde de votre facture par SMS. Envoyez Nom + No de contrat au 8704. Gagnez 500 F de bonus MTN. SMS gratuit.



Nous sommes à votre écoute et nous vous tenons au courant

ANNEXE 4 : Fiche technique de l'onduleur chargeur ingecom

Caractéristiques techniques

Ingecon® Hybrid MS	1 Module	2 Modules	3 Modules	4 Modules **
Module photovoltaïque				
Nombre d'entrées	3	6	9	12
Puissance	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Plage de tension	150 - 700 Vdc			
Courant maximum pour chaque entrée	30 A	30 A	30 A	30 A
Module aérogénérateur				
Nombre d'entrées	3	6	9	12
Puissance	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Plage de tension de ligne	70 - 495 Vac			
Courant max. de ligne pour chaque entrée	24 A	24 A	24 A	24 A
Module chargeur de batteries				
Puissance	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW
Tension d'entrée	240 - 500 Vdc			
Courant maximum	100 A	200 A	300 A	400 A
Entrée Photovoltaïque *				
Puissance nominale	1 x 15 kW			
Plage de tension	150 - 700 Vdc			
Courant maximum	30 A	30 A	30 A	30 A
Module onduleur				
Puissance nominale	30 kVA	60 kW	90 kW	120 kW
Tension de sortie	380 - 430 Vac (neutre accessible)			
Fréquence de sortie	50 - 60 Hz			
Distorsion harmonique	<4% (THD)	<4% (THD)	<4% (THD)	<4% (THD)
Cosinus Phi	de -1 a 1			
Rendement				
Rendement	<96%			
Données générales				
Température de fonctionnement	-10°C à +45°C			
Degré de protection IP 20	IP 20			
Références réglementaires	Marquago CE			
* Seul le premier module chargeur de batteries est doté d'une entrée additionnelle de champ photovoltaïque				
** Nombre maximum de modules				

ANNEXE 5 : Fiche technique du module photovoltaïque



Distributed by:

www.axitecsolar.com



Qualified, IEC 61215
Safety tested, IEC 61730
Periodic inspection



Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1.5 at a cell temperature of 25° C)

Type	Nominal output P _{mp}	Nominal voltage U _{mp}	Nominal current I _{mp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-290P/156-72S	290 Wp	36.19 V	8.02 A	8.59 A	44.86 V	14.95 %
AC-295P/156-72S	295 Wp	36.46 V	8.10 A	8.65 A	45.17 V	15.20 %
AC-300P/156-72S	300 Wp	36.73 V	8.18 A	8.71 A	45.48 V	15.46 %

Design

Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	72 polycrystalline high efficiency cells 156 mm x 156 mm (6")
Backside	Composite film
Frame	40 mm silver anodized aluminium frame

Mecanical data

L x W x H	1956 x 992 x 40 mm
Weight	23 kg with frame

Power connection

Socket	Protection Class IP65 (3 bypass diodes)
Wire	approx. 1,1 m, 4 mm ²
Plug-in system	Plug/socket IP67, MC4 mateable

Limit values

System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	2400 N/m ²
Revers current feed IR	15,0 A

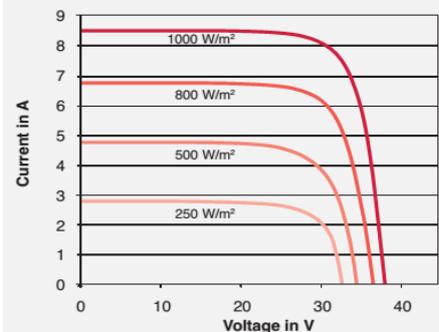
(No external voltages greater than Vo may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800W/m²; AM 1,5; wind speed 1m/s; Temperature 20°C

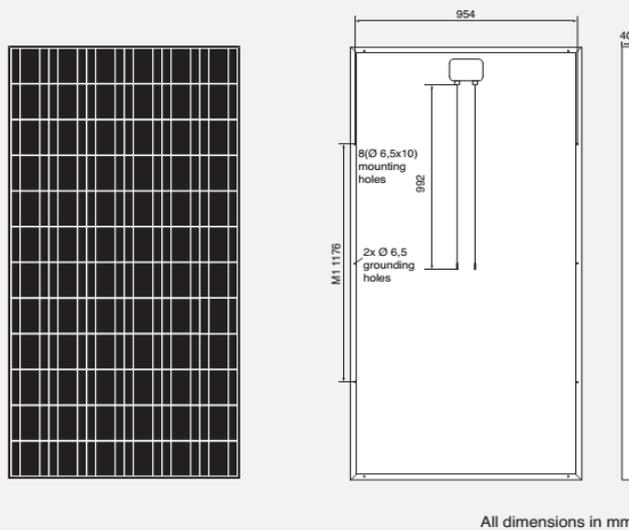
Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0,33 %/K
Current I _{sc}	0,06 %/K
Output P _{mp}	-0,44 %/K

I-U characteristic curve at 1000-800-500-250 W/m²



Example for AC-290P/156-72S



All dimensions in mm

Technical data are subject to change without prior notice, errors excepted.

The measurement tolerances are +/-3%

ANNEXE 6 : Reference batterie d'accumulateur et caractéristiques en jaune



	Features	SRP
- Trojan T-105	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 225 Ah (C20)</i>	178 €
- Trojan T 125	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 240 Ah (C20)</i>	204 €
- Trojan T-145	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 260 Ah (C20)</i>	255 €
- Trojan J305P-AC	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 330 Ah (C20)</i>	337 €
- Trojan L16E-AC	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 370 Ah (C20)</i>	355 €
- Trojan L16P-AC	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 6V 420 Ah (C20)</i>	402 €
- Trojan 24 TMX	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 85 Ah (C20)</i>	167 €
- Trojan 27TMX	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 105 Ah (C20)</i>	185 €
- Trojan 27 TMH	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 115 Ah (C20)</i>	208 €
- Trojan 30 XHS	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 130 Ah (C20)</i>	238 €
- Trojan T-1275	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 150 Ah (C20)</i>	273 €
- Trojan J185E-AC	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 175 Ah (C20)</i>	340 €
- Trojan J185H-AC	<i>Multi-Rib Separator, Monoblock 12V 225 Ah (C20)</i>	423 €

ANNEXE 7 ET 8 : Feuilles Excel de calcul du choix des sections des câbles

	Câble principal continu PV	Liaison onduleur-batterie											
Courant maximal (A)	32,66	89,29											
Tension maximale (V)	550,95	240											
$\rho(\Omega \text{ mm}^2/m)$	0,017	0,017											
L (m)	30	15											
Section des câbles en (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150
Câble principal continu PV $\Delta U/U$ en%	4,03	2,42	1,51	1,01	0,60	0,38	0,24	0,17	0,12	0,09	0,06	0,05	0,04
Liaison onduleur-batterie $\Delta U/U$ en%	12,65	7,59	4,74	3,16	1,9	1,19	0,76	0,54	0,38	0,27	0,2	0,16	0,13

Courant maximal (A)	38,58												
Tension maximale (V)	380												
$\rho(\Omega \text{ mm}^2/m)$	0,017												
L (m)	15												
cos Ψ	0,85												
Section des câbles en (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150
Liaison onduleur-disjoncteur $\Delta U/U$ en%	2,54	1,52	0,95	0,64	0,38	0,24	0,15	0,11	0,08	0,05	0,04	0,03	0,03

ANNEXE 9 : Fiches techniques caractéristiques des fusibles de l'installation PV

Fusibles photovoltaïques

Courbe gPV
de 1 à 600 A

Références

Tension assignée 1000 VDC

Calibre (A)	Taille des fusibles	Puissance dissipée		Pouvoir de coupure	Référence
		W @ In	W @ 0,8 In		
1	10 x 38	0,76	0,43	30 kA	60PV 0001
2	10 x 38	1,54	0,84	30 kA	60PV 0002
3	10 x 38	1,35	0,74	30 kA	60PV 0003
4	10 x 38	1,84	1,08	30 kA	60PV 0004
6	10 x 38	2,50	1,40	30 kA	60PV 0006
8	10 x 38	2,57	1,47	30 kA	60PV 0008
10	10 x 38	2,58	1,51	30 kA	60PV 0010
12	10 x 38	2,61	1,42	30 kA	60PV 0012
15	10 x 38	2,44	1,08	30 kA	60PV 0015
16	10 x 38	2,70	1,56	30 kA	60PV 0016
20	10 x 38	2,99	1,75	30 kA	60PV 0020
25	14 x 51	5,1	2,7	10 kA	60PV 0C25
32	14 x 51	6,2	3,3	10 kA	60PV 0C32
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160
200	2XL	50	28	33 kA	60PV 0200
250	2XL	60	34	33 kA	60PV 0250
315	2XL	66	40	33 kA	60PV 0315
355	2XL	68	42	50 kA	60PV 0355
400	3L	82	48	50 kA	60PV 0400
500	3L	85	50	50 kA	60PV 0500
600	3L	118	92	50 kA	60PV 0600

ANNEXE 10 ET 11 : Fiches techniques de l'interrupteur sectionneur DC et du parafoudre DC

➤ SIRCO MV PV - Caracteristiques selon CEI 60947-3

63 à 160 A

Courant thermique I_{th} à 40°C	63 A	80 A	100 A	125 A	160 A
Tension assignée d'isolement U_i (V)	1000	1000	1000	1000	1000
Tension assignée de tenue aux chocs U_{imp} (kV)	8	8	8	8	8

Courants assignés d'emploi I_n (A)

Tension assignée	Catégorie d'emploi	Nb pôles	Nb de pôle(s) en série par polarité	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)
800 V d.c.	DC-21 B	3 P	2 P + et 1 P -	63	80	100	125	160
1000 V d.c.	DC-21 B	4 P	2 P + et 2 P -	63	80	100	125	160

Raccordement

Section maximale câbles rigides Cu (mm ²)	70	70	70	70	70
Couple de serrage mini (Nm)	4	4	4	4	4
Couple de serrage maxi (Nm)	5	5	5	5	5

Caractéristiques mécaniques

Effort de manoeuvre (Nm)	4	4	4	4	4
Masse d'un appareil en 3 pôles (kg)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Masse d'un appareil en 4 pôles (kg)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

➤ Références

					SURGYS® G51-PV
Tension réseau	Description	Nb pôles	Mode de protection	Nombre de modules	Référence
500 V d.c.	sans télésignalisation	2	MC ⁽¹⁾	2	4982 2500
500 V d.c.	avec télésignalisation	2	MC ⁽¹⁾	2	4982 2501
600 V d.c.	sans télésignalisation	2	MC ⁽¹⁾	2	4982 2530
600 V d.c.	avec télésignalisation	2	MC ⁽¹⁾	2	4982 2531
800 V d.c.	sans télésignalisation	2	MC / MD ⁽²⁾⁽¹⁾	3	4982 2510
800 V d.c.	avec télésignalisation	2	MC / MD ⁽²⁾⁽¹⁾	3	4982 2511
1000 V d.c.	sans télésignalisation	2	MC / MD ⁽²⁾⁽¹⁾	3	4982 2520
1000 V d.c.	avec télésignalisation	2	MC / MD ⁽²⁾⁽¹⁾	3	4982 2521

(1) Mode commun

(2) Mode différentiel

Désignation d'accessoires	Mode de protection	Référence
Module de rechange débrochable m-G51 pour 500 V d.c.	MC ⁽¹⁾	4982 2509
Module de rechange débrochable m-G51 pour 600 V d.c.	MC ⁽¹⁾	4982 2539
Module de rechange débrochable m-G51 pour 800 V d.c.	MC / MD ⁽²⁾	4982 2519
Module de rechange débrochable m-G51 pour 1000 V d.c.	MC / MD ⁽²⁾	4982 2529

(1) Mode commun

(2) MC / MD : Mode commun / Mode différentiel.

ANNEXE 12 : Performance énergétique du système PV avec Restscreen

	Unité	Cas de référence	Cas proposé	
Électricité - quotidienne - CC	kWh	0,00	0,00	
Électricité - quotidienne - CA	kWh	0,00	0,00	
Électricité - quotidienne - CC	kWh			
Électricité - quotidienne - CA	kWh	241,800	241,800	
Corrélation ressource intermittente-charge			Négatif	
		Cas de référence	Cas proposé	Énergie économisée
Électricité - annuelle - CC	MWh	0,000	0,000	
Électricité - annuelle - CA	MWh	88,257	88,257	0%
Charge de pointe - annuelle	kW			

Système de production d'électricité du cas proposé

Onduleur

Capacité	kW	90,0	Charge de pointe - annuelle - CA
Rendement	%	95%	
Pertes diverses	%	2%	

Accumulateurs

Nombre de jours d'autonomie	j	1,0
Tension	V	240,0
Rendement	%	95%
Niveau maximal de décharge	%	60%
Rendement du régulateur de charge	%	95%
Méthode de contrôle de la température		Ambiant
Température des accumulateurs	°C	15,0

Réduction moyenne de la capacité due à la température	%	0,5%
Facteur de disparité batterie/charge/ressource	%	
Capacité	Ah	2 239
Accumulateurs	kWh	537

1 823

Technologie

Photovoltaïque

Évaluation des ressources

Système de positionnement solaire		Fixe
Inclinaison	°	10,0
Azimut	°	

Afficher information

	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Rayonnement solaire quotidien - incliné	Électricité fournie à la charge
Mois	kWh/m ² /j	kWh/m ² /j	MWh
Janvier	5,41	5,73	7,76
Février	5,36	5,53	7,01
Mars	4,88	4,89	7,76
Avril	4,55	4,44	7,51
Mai	4,37	4,18	7,76
Juin	3,91	3,72	7,44
Juillet	3,41	3,28	7,44
Août	3,04	2,97	7,10
Septembre	3,44	3,41	7,31
Octobre	3,70	3,75	7,69
Novembre	4,30	4,47	7,49
Décembre	5,05	5,37	7,75
Annuel	4,28	4,30	90,03

Rayonnement solaire annuel - horizontal	MWh/m ²	1,56
Rayonnement solaire annuel - incliné	MWh/m ²	1,57

Photovoltaïque

Type		poly-Si	
Capacité électrique	kW	93,60	
Fabricant	ICP Solar Technologies		
Modèle	poly-Si - SolarPRO plug'n'play® 300W		312 unité(s)
Rendement	%	9,9%	
Température nominale des cellules en opération	°C		
Coefficient de température	% / °C		
Température nominale des cellules en opération	°C	45	
Coefficient de température	% / °C	0,40%	
Surface du capteur solaire	m ²	941,6	
Méthode de contrôle	Optimiseur de puissance fournie		

Pertes diverses	%	2,0%
-----------------	---	------

Sommaire

Facteur d'utilisation	%	16,4%	
Électricité fournie à la charge	MWh	90,03	102,0%

ANNEXE 13 : Devis estimatif de l'installation PV

**DEVIS ESTIMATIF ALIMENTATION EN SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE AUTONOME
DE LA STATION D'ESSENCE BOCOM DE MAKEPE MISSOKE**

Désignation	Quantité	Prix Unitaire en FCFA	Prix Total en FCFA
Module photovoltaïque 300Wc polycristalin	312	112 176	34 998 912
Batterie solaire 225 AH	260	142750	37115000
L'onduleur Ingecon®Hybrid MS	1	19773198	19773198
Sous total			91 887 110
Support, câble et protection	FF		7 350 969
Frais d'étude et main d'œuvre	FF		3 675 484
Coût du transport (CIF)	FF		1 837 742
TOTAL GENERAL			104 751 305

ANNEXE 14 : Calcul du coût moyen de l'électricité produit LCOE

année	COEF d'actulsation	COUTS DE PRODUCTION			QUANTITE ENERGIE PRODUITE		
		COUTS NON ACTUALISEES	Coût actualisé	coût act cumulé	QTE ENERGIE	Qté actualisée	Qté act Cumulée
0	1,00	104 751 305	104 751 305,00	104 751 305,00	-	-	-
1	1,060	2 217 792	2 092 256,15	106 843 561,15	90 030	84 933,962	84 933,962
2	1,12360000	2 217 792	1 973 826,56	108 817 387,71	90 030	80 126,379	165 060,342
3	1,19101600	2 217 792	1 862 100,53	110 679 488,24	90 030	75 590,924	240 651,266
4	1,26247696	2 217 792	1 756 698,61	112 436 186,85	90 030	71 312,193	311 963,458
5	1,33822558	2 217 792	1 657 262,84	114 093 449,69	90 030	67 275,653	379 239,112
6	1,41851911	2 217 792	1 563 455,51	115 656 905,20	90 030	63 467,597	442 706,709
7	1,50363026	2 217 792	1 474 958,03	117 131 863,23	90 030	59 875,092	502 581,801
8	1,59384807	39 332 792	24 677 880,00	141 809 743,23	90 030	56 485,936	559 067,737
9	1,68947896	2 217 792	1 312 707,39	143 122 450,63	90 030	53 288,619	612 356,355
10	1,79084770	2 217 792	1 238 403,20	144 360 853,83	90 030	50 272,282	662 628,637
11	1,89829856	2 217 792	1 168 304,91	145 529 158,74	90 030	47 426,681	710 055,318
12	2,01219647	2 217 792	1 102 174,44	146 631 333,18	90 030	44 742,152	754 797,470

Alimentation en solaire photovoltaïque autonome d'une station de service d'essence

13	2,13292826	2 217 792	1 039 787,21	147 671 120,39	90 030	42 209,577	797 007,047
14	2,26090396	2 217 792	980 931,33	148 652 051,72	90 030	39 820,356	836 827,403
15	2,39655819	2 217 792	925 406,91	149 577 458,63	90 030	37 566,373	874 393,776
16	2,54035168	39 332 792	15 483 207,21	165 060 665,84	90 030	35 439,975	909 833,751
17	2,69277279	2 217 792	823 608,86	165 884 274,70	90 030	33 433,939	943 267,690
18	2,85433915	2 217 792	776 989,49	166 661 264,19	90 030	31 541,452	974 809,141
19	3,02559950	2 217 792	733 008,95	167 394 273,14	90 030	29 756,086	1 004 565,228
20	3,20713547	2 217 792	691 517,88	168 085 791,02	90 030	28 071,780	1 032 637,007
21	3,39956360	2 217 792	652 375,36	168 738 166,38	90 030	26 482,811	1 059 119,818
22	3,60353742	2 217 792	615 448,45	169 353 614,83	90 030	24 983,784	1 084 103,602
23	3,81974966	2 217 792	580 611,75	169 934 226,58	90 030	23 569,607	1 107 673,210
24	4,04893464	2 217 792	547 746,93	170 481 973,51	90 030	22 235,479	1 129 908,688
25	4,29187072	2 217 792	516 742,39	170 998 715,90	90 030	20 976,867	1 150 885,555
TOTAL			170 998 715,90			1 150 885,555	

LCOE = 148,58 FCFA/kwh

ANNEXE 15 : Consommation annuelle du groupe électrogène en 2013

Consommation en gazoil du groupe électrogène de la station Bocom de Makepe Missoké		
Date	Quantité (l)	Prix
02/01/2013	240	144 000
05/01/2013	80	48 000
07/01/2013	120	72 000
11/01/2013	120	72 000
12/01/2013	220	132 000
20/01/2013	240	144 000
27/01/2013	320	192 000
29/01/2013	80	48 000
31/01/2013	80	48 000
03/02/2013	60	36 000
05/02/2013	40	24 000
07/02/2013	180	108 000
08/02/2013	360	216 000
09/02/2013	240	144 000
10/02/2013	160	96 000
11/02/2013	140	84 000
14/02/2013	180	108 000
16/02/2013	100	60 000
18/02/2013	180	108 000
19/02/2013	120	72 000
20/02/2013	180	108 000
21/02/2013	120	72 000
22/02/2013	120	72 000
24/02/2013	240	144 000
25/02/2013	240	144 000
27/02/2013	120	72 000
01/03/2013	120	72 000
03/03/2013	120	72 000
10/03/2013	420	252 000
11/03/2013	200	120 000
12/03/2013	140	84 000
16/03/2013	40	24 000
17/03/2013	100	60 000
07/04/2013	80	48 000
13/04/2013	80	48 000
19/04/2013	240	144 000
29/04/2013	100	60 000
02/05/2013	120	72 000

Alimentation en solaire photovoltaïque autonome d'une station de service d'essence

09/05/2013	120	72 000
15/05/2013	80	48 000
24/05/2013	100	60 000
26/05/2013	100	60 000
11/06/2013	60	36 000
20/06/2013	60	36 000
01/07/2013	40	24 000
10/07/2013	80	48 000
26/07/2013	40	24 000
27/08/2013	80	48 000
07/11/2013	40	24 000
TOTAL	6840	4 104 000

ANNEXE 16 : DRFI

Année	Coût d'investissement en FCFA	recettes en FCFA	dépenses annuelles en FCFA	Cash-flow en FCFA	Cash-flow cumulés en FCFA (sans actualisation)
0	- 104 751 305	-	-	- 104 751 305,40	-104 751 305,40
1	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 94 256 905,40
2	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 83 762 505,40
3	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 73 268 105,40
4	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 62 773 705,40
5	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 52 279 305,40
6	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 41 784 905,40
7	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 31 290 505,40
8	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 20 796 105,40
9	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	- 10 301 705,40
10	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	192 694,60
11	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	10 687 094,60
12	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	21 181 494,60
13	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	31 675 894,60
14	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	42 170 294,60
15	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	52 664 694,60
16	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	63 159 094,60
17	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	73 653 494,60
18	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	84 147 894,60
19	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	94 642 294,60
20	-	10 994 400	500 000	10 494 400,00	105 136 694,60

on constate que :

* le délai de récupération des fonds investis DRFI dans le projet sera d'environ **10 ans**

ANNEXE 17 : Caractéristiques techniques du compteur électronique

Le CONTAX D-10093-BUS est un compteur numérique statique triphasé modulaire de classe de précision: B - Cl.1 (active) et 2 (réactive) pour lire l'énergie active dans les systèmes triphasés et de connexion directe max. 100 A.

Caractéristiques

- 9 modules de largeur.
- 4 périodes tarifaires.
- Mesure séparée importation/exportation.
- Courbe de charge de 9000 données de profondeur.
- Valeurs maximales de V, I, kW, Kvar.
- Enregistrement des coupures de courant.
- Écran LCD avec 5 chiffres.
- Communication Modbus par l'intermédiaire de RS485.
- Accessoires: Logiciel CONTAX ANRET de gestion de réseaux de mesure, adaptateur de lecture USB-RS485 et passerelle MODBUS-T

