



***Alimentation d'un site GSM isolé du réseau de distribution publique d'électricité par un système hybride (solaire PV + groupe électrogène)
Cas d'orange Centrafrique***

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER 2 SPECIALISE EN GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET
ENERGIES RENOUVELABLES
OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté et soutenu publiquement le 18 juillet 2012

Par :

Igor Prince Martial BONDOBO

Travaux dirigés par :

Daniel YAMEGEU Doctorant-UTER.

Génie Energétique Industriel ZIE

et

Thierry Patient BENDIMA

Ingénieur de conception en électromécanique

Master en Gestion des projets

Directeur des Etudes et distribution à l'Energie Centrafricaine (ENERCA)

Jury d'évaluation de mémoire :

Présidente : Dr. Mariam PABYAM SIDO

Membres et correcteurs :

- Anselme RUNGUNDU
- Hamed SANKARA

CITATIONS

Etant donné la facilité avec laquelle le soleil fait sortir les gens de chez eux, on est amené à penser que l'énergie solaire pourrait faire fonctionner à peu près n'importe quoi.

Ô Soleil ! Toi sans qui les choses
Ne seraient que ce qu'elles sont. [1]

DEDICACE

Je dédie ce travail :

A mes défunts parents envers qui je dois toute ma gratitude pour mon éducation,
Pour leurs sacrifices, leurs inlassables efforts et soutiens qu'ils ne
cessaient de déployer afin que je réussisse et m'épanouisse dans la vie
Papa Henri Valentin BONDOBO et maman Florentine IGOUWE voici le résultat de vos efforts.

REMERCIEMENTS

Je remercie l'Agence universitaire de la Francophonie (AUF) qui m'a octroyé la bourse me permettant de suivre cette formation de Master 2, ma pensée va à l'endroit de tous ceux qui m'ont prodigué conseils, critiques et encouragements pour l'élaboration de ce projet de fin d'études.

Ma reconnaissance s'adresse tout particulièrement à tout le staff managérial et académique de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement 2IE, sans oublier tous mes enseignants de Master 2 Génie Electrique Energétique et Energies Renouvelables (GEER), pour leurs conseils et critiques constructifs, ainsi que les différents collègues et participants à cette formation pour les échanges qu'ils ont su susciter et qui ont constitué autant d'occasions d'apprentissage et d'enrichissement.

Mes vifs remerciements s'adressent tout particulièrement à monsieur Daniel YAMEGEU, mon encadreur académique et monsieur Thierry Patient BENDIMA, mon encadreur professionnel, ils ont bien voulu m'encadrer dans ce travail, leurs orientations et conseils m'ont été d'un précieux soutien.

Ma gratitude va aussi à l'endroit du physicien Doctorant Thierry BANGASSI KOUAGOU, Chef de Département Génie Industriel à l'Institut Supérieur de Technologie de Bangui, pour sa présence et son pragmatisme exemplaire qui a donné un véritable sens à ce travail, sans oublier monsieur Eric SIMONGUY, enseignant à l'Institut Supérieur de Technologie de Bangui pour les conseils et directives lors de la rédaction de ce projet.

Enfin, je rends un hommage mérité aux membres de ma famille, particulièrement à ma fiancée Virginie TCHINANG et mes trois enfants Archange, Oracle et Prodige BONDOBO, qui m'ont soutenu dans cette démarche de recherche et qui ont été compréhensifs à plusieurs égards en me permettant, notamment, de consacrer une bonne partie du temps qui leur est dû à la finalisation du présent travail.

RESUME

Le but de ce projet de fin d'études est de réfléchir sur la problématique d'alimentation d'un site GSM isolé du réseau d'Energie Centrafricaine (ENERCA). Le problème d'énergie est crucial en Centrafrique et les pannes dues au manque d'énergie et délestages sont devenus très récurrents. En effet, ce site isolé est alimenté par des groupes électrogènes de production qui connaissent régulièrement des pannes avec les coûts de réparation très chère. Ce coût de maintenance élevé est dû en partie à la consommation en gasoil et au coût des consommables ainsi qu'au remplacement des pièces usées. C'est donc dans le souci de disposer d'une source d'énergie fiable et sûre tout en réduisant les coûts de la maintenance qu'Orange Centrafrique nous a commandé cette étude. L'objectif de ce projet est de faire ressortir l'intérêt d'alimenter un site isolé par ce système hybride solaire PV+Groupe électrogène. Comparativement au système classique qui consiste à installer 02 groupes électrogènes fonctionnant 24h/24 en alternance, le système hybride a l'avantage de contribuer à la protection de l'environnement par la réduction des gaz à effet de serre, d'exercer son activité à travers une énergie renouvelable tout en participant à la protection de l'environnement.

Mots clés: Systèmes hybrides photovoltaïques diesel – Dimensionnement.

ABSTRACT:

The aim of this project graduation consists in the finding of the best solution to supply electricity to a remote GSM site of the Central African Republic Company for Energy (ENERCA). As a matter of fact, the problem of energy is crucial in Central Africa Republic and breakdowns due to lack of energy and power cuts have become recurring. Indeed, isolated sites that are powered by diesel generators face to regular failures with very expensive maintenance costs. The electricity production cost is high due in part to fuel consumption and consumables cost and replacement costs of worn component. So in order to have a reliable power while reducing maintenance costs, Orange Central African Republic has undertake this study. The objective of this project is to highlight the benefits of supplying electricity to isolated sites by a hybrid PV/ generator system. Compared to the conventional system which consists of installing two (2) diesel generators running 24/24h alternatively, the hybrid system has the advantage of contributing to the protection of the environment by reducing greenhouse gas emissions, to carry on business through renewable energy activities.

Keywords: PV diesel hybrid systems - Design

ABREVIATIONS

- GEER : Génie Electrique Energétique et Energies renouvelables
- ENERCA : Energie Centrafricaine
- AUF : Agence Universitaire de la Francophonie
- BTS : Base Transceiver Station (Station de transmission de base)
- ONAF : Oil Natural Air Forcé (huile naturelle air forcé système de refroidissement)
- SEH : Système d'Energie Hybride
- PV : Photovoltaïque
- DC ou CC : Direct Curent (courant continu)
- AC ou CA : Alternatif Curent (courant alternatif)
- Er : Energies renouvelables
- TSM : Temps Solaire Moyen
- TSV : Temps Solaire Vrai
- TL : Temps Légal
- GMT : Greenwich Méridien Time
- GO : Gasoil
- TU : Temps Universel
- NASA : National Aeronautics and Space Administration est l'administration gouvernementale responsable du programme spatial des États-Unis
- GSM : Global Système for Mobile communication
- RCA : République Centrafricaine
- RDC : République Démocratique du Congo (ancien Zaïre)
- NB : latin nota bene, remarquez bien
- PC : Personnal Computer (ordinateur)
- MODEM : Modulateur Démodulateur
- NF : Norme Française de certification
- ISO : International Organization for Standardization
- CFA: (franc des Colonies Françaises d'Afrique et aujourd'hui franc de la Communauté Financière Africaine)

- DRCI : Délai de Récupération du Capital Investit
- SSPA : Solid State Power Amplifier
- DBS : Distributed Base Station
- SODIAM : Société de Diamant
- P_m : Puissance maximale
- I_m : Intensité maximale
- U_n : Tension nominale
- KW : Kilowatt Puissance électrique d'un système énergétique
- W : watt est la puissance d'un système énergétique
- kVA : Kilo voltampère Puissance électrique apparente
- kWc : Kilowatt crête puissance crête d'un système photovoltaïque
- Km/s : est l'unité de vitesse du système définie par la distance en mètres parcourue en une seconde
- www : World Wide Web. Désigne le réseau géant support de l'Internet.
- http : HyperText Transmission Protocol. Protocole pour la transmission des pages Web depuis un serveur vers un navigateur client
- TENESOL : Total Energie Solaire
- O&M : Operations and Maintenance

SOMMAIRE

Citation.....	i
Dédicace.....	ii
Remerciements.....	iii
Résumé.....	iv
Abréviations.....	v ; vi
Sommaire.....	vii ; ix
Liste des tableaux.....	x
Liste des figures.....	xi
Liste des schémas.....	xii
Introduction générale.....	1 ;2
Présentation de la structure d'accueil.....	3 ;5
Chapitre 1 : Le système d'énergie hybride.....	6
1.1-Introduction.....	7
1.2-Système photovoltaïque.....	9
1.2.1-Le générateur solaire.....	10
1.2.1.1-Les technologies des cellules solaires.....	10
1.2.1.2-Les grandes familles de la technologie des cellules solaire.....	10
1.2.1.2.1-Cellules cristalline.....	10
1.2.1.2.2-La cellule monocristalline.....	10
1.2.1.2.3-La cellule poly cristalline.....	11
1.2.1.2.4-La cellule amorphe.....	11
1.2.1.3-Le module photovoltaïque.....	12
1.2.1.3.1-Les caractéristiques d'un module PV.....	12
1.2.1.3.2-Les panneaux PV.....	13
1.2.1.3.3-Les avantages et inconvénients d'une installation PV.....	15
1.3-Le système de stockage.....	16
1.3.1-Les batteries d'accumulateurs.....	16
1.4-Le système de régulation.....	17

1.5-Le générateur diesel.....	17
1.6-Les conditionneurs d'énergie.....	17
1.7-Le système de supervision.....	18
1.8-Les configurations et topologies du système d'énergie hybride.....	18
1.8.1-Les différentes configurations du système d'énergie hybride.....	18
1.8.2-Configuration série.....	19
1.8.2.1-Avantages et inconvénients.....	19
1.8.3-Configuration commutée.....	20
1.8.3.1-Avantages et inconvénients.....	21
1.8.4-Configuration parallèle.....	22
1.8.4.1-Avantages et inconvénients.....	23
Chapitre 2 : Dimensionnement et maintenance du SEH solaire PV diesel.....	24
2.1-Présentation du site.....	25
2.1.1-Données climatiques.....	26
2.1.2-Les équipements du site.....	27
2.2-La méthodologie de dimensionnement.....	27
2.2.1-Dimensionnement par la méthode simplifiée.....	27
2.2.2-Calcul de l'énergie journalière consommée.....	28
2.2.3-Calcul de la consommation journalière en courant.....	29
2.2.4-Calcul du courant nominal de batterie.....	30
2.2.5-Evaluation énergétique.....	30
2.2.6-Calcul de la puissance crête.....	31
2.2.6.1-Montage des modules..... ;.....	32
2.2.6.1.1-Série.....	32
2.2.6.1.2-Parallèle.....	32
2.2.6.1.3-Nombre total des modules.....	32
2.2.7-Calcul de la capacité des batteries.....	34
2.2.7.1-Calcul du nombre de rangé des batteries.....	35
2.2.8-Dimensionnement du régulateur.....	36
2.2.8.1-Paramètres d'entrée et sortie du régulateur.....	36
2.2.9-Dimensionnement de l'onduleur.....	37
2.2.10-Dimensionnement du chargeur batterie.....	37
2.2.10.1-Capacité des batteries en cas de décharge profonde.....	38
2.2.10.2-Calcul de l'intensité du chargeur.....	38

2.2.10.3-Caractéristiques du chargeur batterie.....	38
2.2.11-Dimensionnement des câbles électrique.....	38
2.2.11.1-Section des câbles sous 48V.....	39
2.2.11.1.1-Calcul de la section des câble du sorties champs solaire.....	39
2.2.11.2-Section câbles sous 220V.....	40
2.2.11.2.1-Calcul de la section câble sortie onduleur.....	40
2.2.11.2.2-Calcul section câbles entrée chargeur batteries.....	41
2.2.12-Dimensionnement du groupe électrogène.....	42
2.2.13-Principe de fonctionnement du système.....	44
2.2.14-La maintenance du système.....	45
2.2.14.1-Maintenance du générateur photovoltaïque.....	46
2.2.14.2-Maintenance des batteries.....	46
2.2.14.3- Instruction de sécurité.....	46
2.2.14.4- Entretien du groupe électrogène.....	47
2.2.14.4.1- Entretien hebdomadaire.....	47
2.2.14.4.2- Entretien mensuel.....	47
2.2.14.4.5- Entretien de l' onduleur.....	47
2.2.14.4.6- La structure du dossier de maintenance.....	47
Chapitre 3 : Analyse financière du SEH solaire PV/diesel.....	48
3.1-Introduction.....	49
3.2-Consommation en gasoil.....	50
3.3-Evaluation du coût de possession du système avec groupe électrogène.....	51
3.4-Evaluation du coût de possession du système avec système solaire.....	52
3.5- Information du système du groupe électrogène.....	53
3.6-Etude de rentabilité du système du groupe électrogène.....	54
3.7-Information du système hybride.....	56
3.8-Etude de rentabilité du système hybride.....	57
Conclusion générale.....	57
Bibliographie	
Références	
Webographie	
Annexe	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque.....	15 ; 16
Tableau 2 : Avantage et inconvénient d'un système hybride photovoltaïque diesel parallèle.....	23
Tableau 3 : Récapitulatif des consommations.....	31
Tableau 4 : Résistivité admissible d'un conducteur.....	39
Tableau 5 : Bilan de puissance du groupe électrogène.....	42
Coût de possession du GE :	
Tableau 6 : Fournitures et poses.....	51
Tableau 7 : Frais annuel d'entretien.....	51
Tableau 8 : Charge de maintenance.....	51
Coût de possession du système hybride :	
Tableau 9 : Fournitures et poses.....	52
Tableau 10 : Entretien et maintenance.....	52
Coût de revient du système du groupe électrogène :	
Tableau 11 : Prix de revient du système diesel (groupe électrogène).....	53
Tableau 12 : Rentabilité et DRCI du système diesel (groupe électrogène).....	54
Coût de revient du système hybride :	
Tableau 13 : Prix de revient du système hybride.....	56
Tableau 14 : Rentabilité et DRCI du système hybride.....	57

LISTE DES FIGURES ET GRAPHIQUES

Figure 1 : Groupe France Télécoms dans le monde.....	4
Figure 2 : Organigramme de la société orange Centrafrique.....	5
Figure 3 : Synoptique d'un système photovoltaïque.....	9
Figure 4 : Les différentes étapes de la production d'un système photovoltaïque	10
Figure 5 : Silicium monocristallin.....	10
Figure 6 : Silicium poly cristallin.....	11
Figure 7 : Silicium amorphe.....	12
Figure 8 : Assemblage d'un générateur solaire.....	14
Figure 9 : Caractéristique d'un panneau photovoltaïque	14
Figure 10 : Système hybride PV diesel série.....	19
Figure 11 : Système hybride PV diesel commuté.....	21
Figure 12 : Système hybride PV diesel parallèle.....	22
Figure 13 : Carte géographique de la République Centrafricaine	25
Figure 14 : Donnée climatique de la ville de OBO.....	26
Figure 15 : Représentation graphique d'ensoleillement de la ville de OBO.....	27
Figure 16 : Model de montage d'une branche de 48V.....	35
Figure 17 : Diagramme des différents concepts de la maintenance.....	47
Figure 18 : Délai de récupération du capital investit du système diesel (groupe électrogène).....	55
Figure 19 : Délai de récupération du capital investit du système hybride.....	58

LISTE DES SCHEMAS

Schéma 1 : Schéma simplifié d'un système d'énergie hybride.....	7
Schéma 2 a : Cellule photovoltaïque.....	13
Schéma 2b : Module photovoltaïque.....	13
Schéma 2c : Champ photovoltaïque.....	13
Schéma 3 : Sous champs solaire N°1.....	33
Schéma 4 : Sous champ solaire N°2.....	33
Schéma 5 : Sous champ solaire N°3.....	34
Schéma 6: Schéma électrique de l'installation du site.....	43

INTRODUCTION GENERALE

Orange Centrafrique, dans le cadre de l'extension de son réseau GSM et Internet, a opté pour l'installation des systèmes d'énergies hybrides solaire PV/diesel sur tous les sites distants.. Cette production par source d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'alimentation électrique des stations relais GSM isolés tout en respectant l'environnement.[6]

Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour les exploiter aux mieux.

Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et des développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et augmenter l'efficacité énergétique.

La production d'électricité au moyen d'un système hybride combinant plusieurs sources d'énergie est d'un grand intérêt pour les pays en voie de développement comme la RCA. Ces pays possèdent des nombreuses régions, isolées et éloignées des réseaux classiques de distribution d'électricité. Ainsi, l'extension de ces réseaux serait d'un coût financier exorbitant. Pour résoudre ce problème, l'exploitation du potentiel en énergies renouvelables dont disposent ces pays doit être une priorité.

Le travail qui à été défini pour ce projet concerne une étude d'ingénierie pour l'alimentation d'un site GSM isolé du réseau de distribution publique d'électricité par un système hybride (solaire PV + groupe électrogène) Cas d'orange Centrafrique, L'objectif assigné est d'étudier les performances du SEH et d'évaluer les potentialités d'une installation de production d'énergie de source renouvelables, un GE comme générateur de secours et leurs jumelages avec des batteries et autres composant du système.

Afin d'accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en (03) principaux chapitres.

- Le tout premier chapitre est une étude bibliographique sur les systèmes d'énergie hybride pour des sites isolés.
- Le second chapitre concerne le dimensionnement et la maintenance du système ce chapitre étant le nœud du travail nous avons présenté les principaux éléments constituant le système, les données climatique, l'ensoleillement de la localité ainsi que tout les paramètres y relatif.

- Le troisième chapitre est consacré à une étude financière afin de déterminer le délai du retour sur investissement du projet et bien d'autre aspect financier résultant de cette étude qui doivent être pris en compte pour une bonne réussite de ce projet.

Enfin, les principaux résultats de ce travail de recherche et les perspectives qui en résultent sont donnés ainsi qu'une conclusion générale.

PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

1. Présentation d'Orange Centrafrique :

1.1. Historique :

Au début des années 1990, Cellnet et Vodafone dominaient le marché britannique et avaient plus ou moins établi un confortable duopole. Au cours des dix années précédentes, ces deux opérateurs avaient développé une activité importante et comptaient à l'époque environ 1 million de clients chacun.

Mais ces deux opérateurs étaient surtout axés sur le marché des entreprises. La perception que le grand public avait des utilisateurs de téléphones portables était fortement polarisée. Les utilisateurs du téléphone étaient considérés comme des personnes un peu louches. Autrement dit, le portable n'était pas une option pour le grand public. [8]

Huit mois avant le lancement d'Orange, en Septembre 1993, One2One avait fait son entrée sur le marché britannique, en introduisant une offre irrésistible avec appels gratuits, devenant ainsi le troisième opérateur. En entrant sur le marché, son objectif était de privilégier la notion de valeur dans une optique grand-public. Malheureusement pour One2One, les clients qu'il avait séduits appartenaient à la catégorie de ceux qui n'allumaient leur portable qu'à partir de 7 heures du soir, au moment où les appels devenaient gratuits. Les recettes générées étaient faibles et le réseau tombait régulièrement en panne en raison du volume des appels gratuits, un problème qui ne sera résolu qu'après plusieurs années. [8]

Le groupe Orange est donc né en Grande Bretagne en 1994. Sa philosophie : « Dans notre monde, le client occupe la première place dans tout ce que nous faisons et dans tout ce que nous disons. Nous sommes convaincus qu'il est bon de faciliter les choses pour nos clients. Si nous pouvons comprendre et proposer des produits et des services qui dépassent leurs attentes, ils sentiront que nous sommes « de leur côté ». Nous devons toujours placer le client à la première place et tenir nos promesses... ». Il est acheté par France Telecom en Mai 2000. Ce dernier décide de regrouper ses activités de téléphonie mobile sous l'appellation d'Orange SA. A partir de cet instant, un processus

de rassemblement est lancé à travers le monde, pour permettre à toutes les filiales de téléphonie mobile de France Télécom, de devenir Orange. [8]

La figure 1 donne une idée de l'organisation du groupe France Télécom dans le monde.

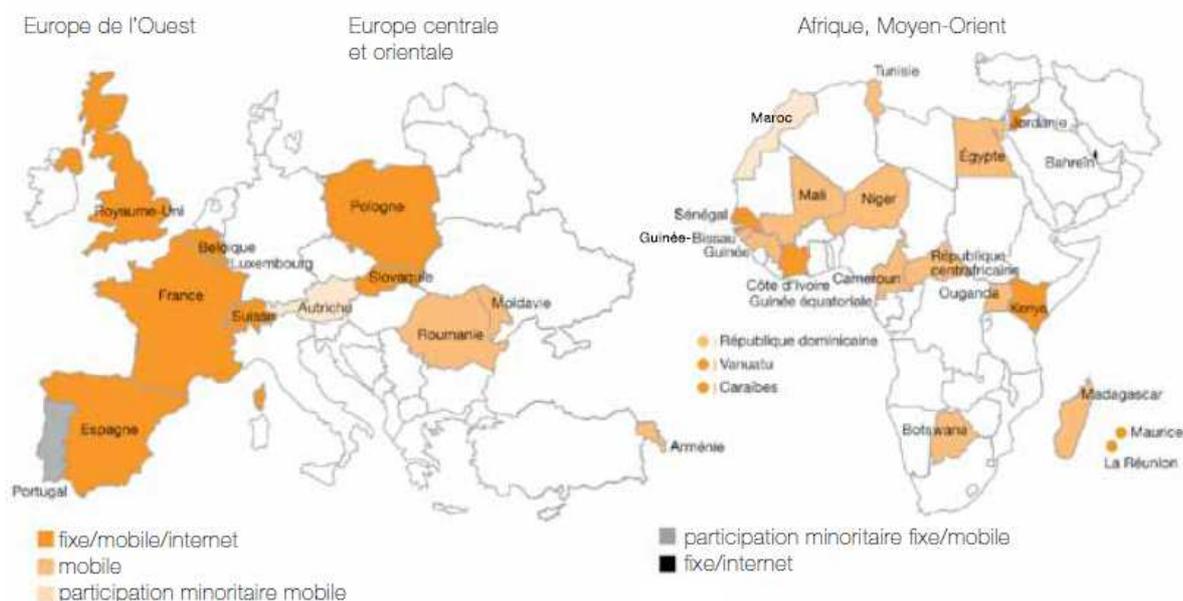


Figure 1 : Groupe France Télécom dans le monde

Avec un coût d'investissement de 23 millions d'Euros, soit environ 15 milliards de F CFA, Orange Centrafrique a lancé ses activités commerciales le 06 Décembre 2007. Son siège social est situé sur l'avenue Barthélémy BOGANDA, immeuble SODIAM. Quatrième opérateur à déployer son réseau en République Centrafricaine, cette société dispose d'une licence pour la téléphonie mobile et l'Internet à haut débit. Sa principale mission est de faire bénéficier à la République Centrafricaine le savoir-faire du groupe France Télécom. Orange Centrafrique a pour objectif de contribuer au développement des infrastructures des télécommunications en République Centrafricaine et de participer au désenclavement des régions. [8]

2. Structure organisationnelle :

La structure organisationnelle de la société Orange Centrafrique se présente comme suit :

- Conseil d'Administration ;
- Direction Générale ;
- Direction Technique ;
- Direction Administrative et Financière ;

- Direction Commerciale et Marketing ;
- Direction des Relations Publiques.

L'organigramme de la société Orange Centrafrique est présenté comme ci dessous :

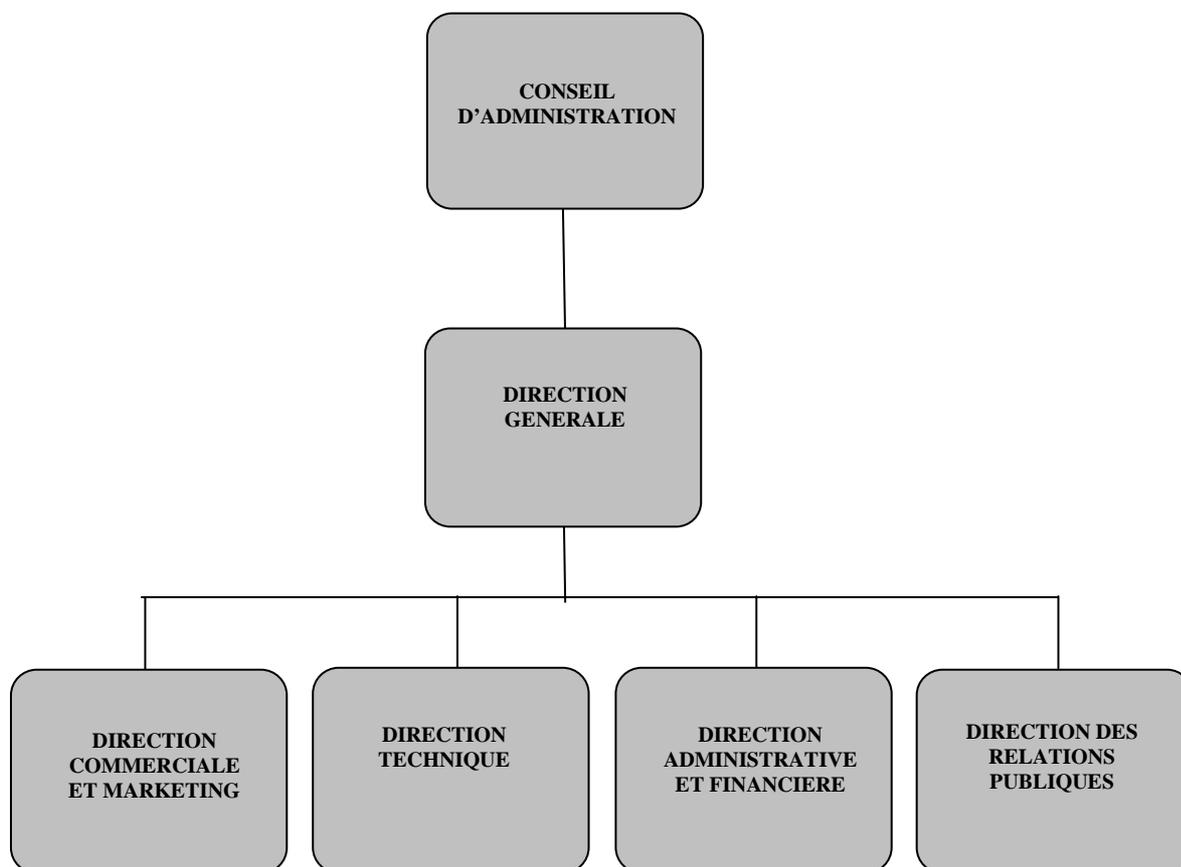


Figure 2: Organigramme de la société Orange Centrafrique. [8]

CHAPITRE I SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE

1.1-Introduction :

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique s'avère prohibitif et le surcoût de l'approvisionnement en combustible augmente radicalement avec l'isolement. Un système d'énergie hybride (SEH) peut avoir une incidence profitable, en termes de coût et de disponibilité.

L'utilisation de cette énergie renouvelable est souvent limitée par la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. C'est ainsi que dans ces régions, le couplage de plusieurs sources d'énergie est intéressant par exemple: un ou des groupe(s) électrogène(s), un ou des aérogénérateur(s), et des panneaux photovoltaïques.

Cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des SEH sont toujours nécessaires pour rendre cette technologie plus compétitive dans ces régions.

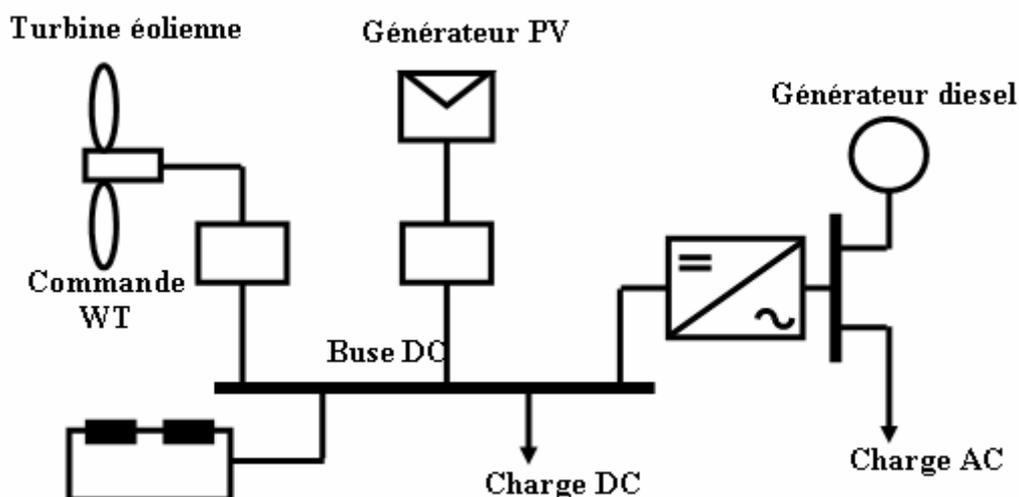


Schéma1: Schéma simplifié d'un système hybride [6]

- un système d'énergie hybride fait appel à plusieurs technologies complémentaires: une ou plusieurs sources de production d'énergie classique (groupe diesel en général) et au moins une source de production d'énergies renouvelables
- le caractère aléatoire de la puissance délivrée par les sources d'énergies renouvelables, telles que le PV, fait qu'on leur couple une source d'énergie classique (le groupe diesel par exemple) pour une production continue d'énergie

- pour de très nombreuses applications d'intérêt très sensible et stratégique comme les relais de télécommunication dans notre cas d'études pour le compte d'Orange Centrafrique, les postes frontières, dispensaires etc., hors réseau d'électricité conventionnel, la disponibilité permanente de la source primaire d'énergie est vitale et conditionne dans une très large mesure la fiabilité des installations et leur fonctionnement permanent.

Les solutions technologiques classiques apportées par le stockage électrochimique conventionnel sont trop onéreuses, très limitées techniquement en puissance et très restreintes en capacité. Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

- Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels très puissants.

Les systèmes d'énergie hybride sont en général constitués de sources d'énergie classique (groupe électrogène par exemple), des sources d'énergie renouvelable (éolienne, solaire, hydroélectricité, marémotrice, géothermique etc.), des convertisseurs statiques et dynamiques, des systèmes de stockage (batterie, volant d'inertie, le stockage hydrogène...), des charges principales et de délestages et un système de surveillance.

1.2-Système photovoltaïque :

Dans la plupart des pays en voie de développement, rendre l'électricité disponible dans le milieu rural a toujours été un enjeu socio-économique important. Ce problème d'accès à l'électricité est incompatible avec un développement équilibré de ces pays et constitue un des facteurs favorisant l'exode rural. C'est donc un défi de mettre à la disposition des populations rurales une source d'énergie capable de stimuler l'activité économique et de conduire à une amélioration de leurs conditions de vie. Aussi, il est nécessaire d'explorer de nouvelles solutions possibles pour assurer une électrification rationnelle du monde rural, par exemple l'exploitation du potentiel solaire abondant dont dispose la Centrafrique. L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités. Malgré sa facilité de mise en œuvre, son faible impact environnemental et le peu d'entretien qu'il nécessite, un système photovoltaïque n'est plus concurrentiel lorsque la demande augmente. La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, telles que le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant et au moindre coût. Mais les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de dimensionner approximativement le système PV.

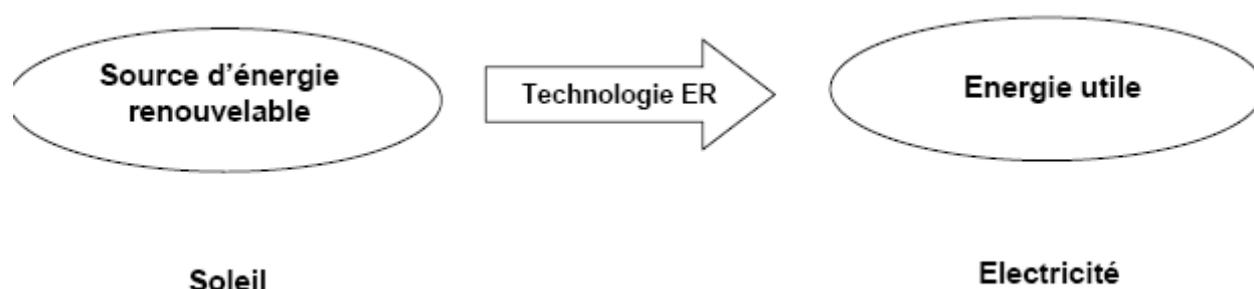


Figure3: Synoptique d'un système photovoltaïque

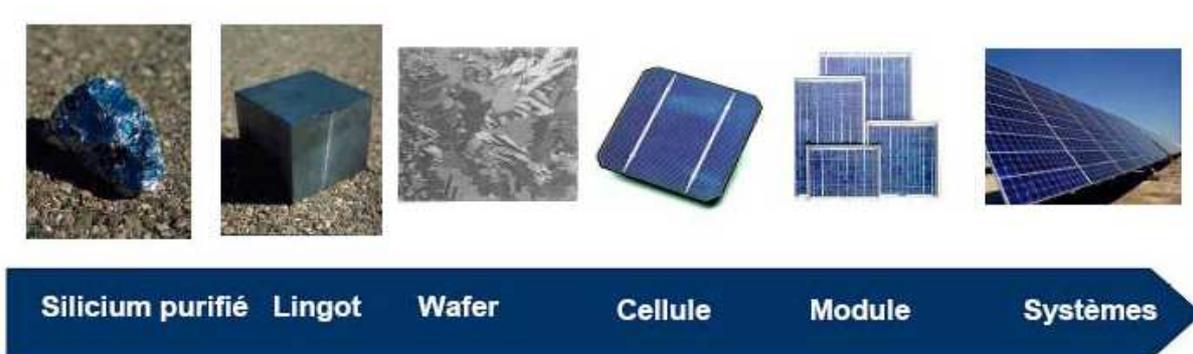


Figure 4: les différentes étapes de la production d'un système photovoltaïque (technologie cristalline). [4]

1.2.1-Les générateurs solaires:

1.2.1.1-Les technologies des cellules solaires :

1.2.1.2-Les grandes familles de la technologie des cellules solaires :

1.2.1.2.1- la cellule cristalline (qu'il soit mono ou poly) :

est une technologie éprouvée et robuste (espérance de vie : 30 ans), dont le rendement est de l'ordre de 13%. Ces cellules sont adaptées à des puissances de quelques centaines de watts à quelques dizaines de kilowatts. Elles représentent près de 80 % de la production mondiale en 2000.

1.2.1.2.2- La cellule monocristalline :

Sont des cellules qui s'approchent le plus du modèle théorique, elles sont effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie, plus onéreux, il est cependant plus efficace que la cellule poly-cristalline.



Figure 5: Silicium monocristallin

1.2.1.2.3-La cellule poly-cristalline :

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées : elles représentent 49 % de l'ensemble de la production mondiale en 2000. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication, leurs rendements sont de l'ordre de 13% à 20% en labo.



Figure 6: Silicium polycristallin

1.2.1.2.4-La cellule amorphe :

Les coûts de fabrication sont sensiblement meilleurs marchés que ceux du silicium cristallin. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une alternative économique est recherchée, ou, quand très peu d'électricité est nécessaire (par exemple, alimentation des montres, calculatrices, luminaires de secours). Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir. Cependant, le rendement est 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface.

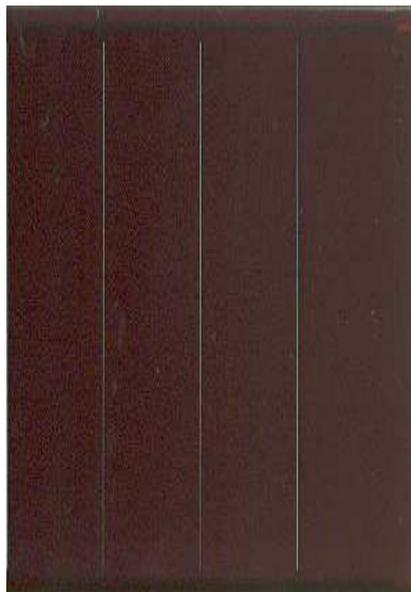


Figure 7 : Silicium amorphe

1.2.1.3-Le module photovoltaïque :

Les puissances demandées par les charges couramment utilisées nécessitent conjointement des tensions supérieures à ceux que peuvent fournir les cellules élémentaires. Il faut donc envisager des groupements, pour cela les cellules sont assemblées pour former un module. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension. Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique.

1.2.1.3.1-Caractéristiques d'un module :

Voici la description des paramètres d'un module :

La puissance crête P_c : puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standard.

La caractéristique $i(v)$: courbe représentant le courant i débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide V_{co} : tension aux bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairage « plein soleil ».

Courant de court circuit I_{cc} : courant débité par un module en court circuit pour un éclairage « plein soleil ».

Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m) : lorsque la puissance de crête est maximum en « Plein soleil », $P_m = U_m \cdot I_m$.

Rendement maximal : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : rapport entre la puissance optimale p_m et la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : rapport entre la puissance optimale p_m et la puissance maximale que peut

Avoir la cellule : V_{co} , I_{cc} .

1.2.1.3.2-Le panneau photovoltaïque :

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenter la tension) et en parallèle (augmenter le courant) pour former un panneau (ou champ PV). La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend :

- des besoins en électricité
- de la taille du panneau
- de l'ensoleillement du lieu d'utilisateur
- de la saison d'utilisateur

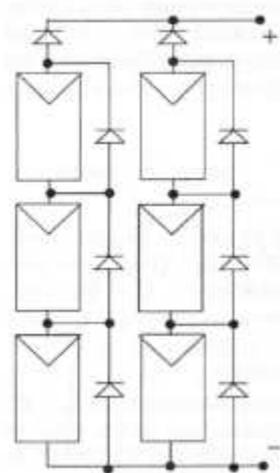
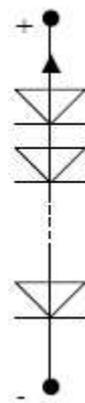


Schéma 2 : a) Cellule [5]

b) module [5]

c) champs PV [5]

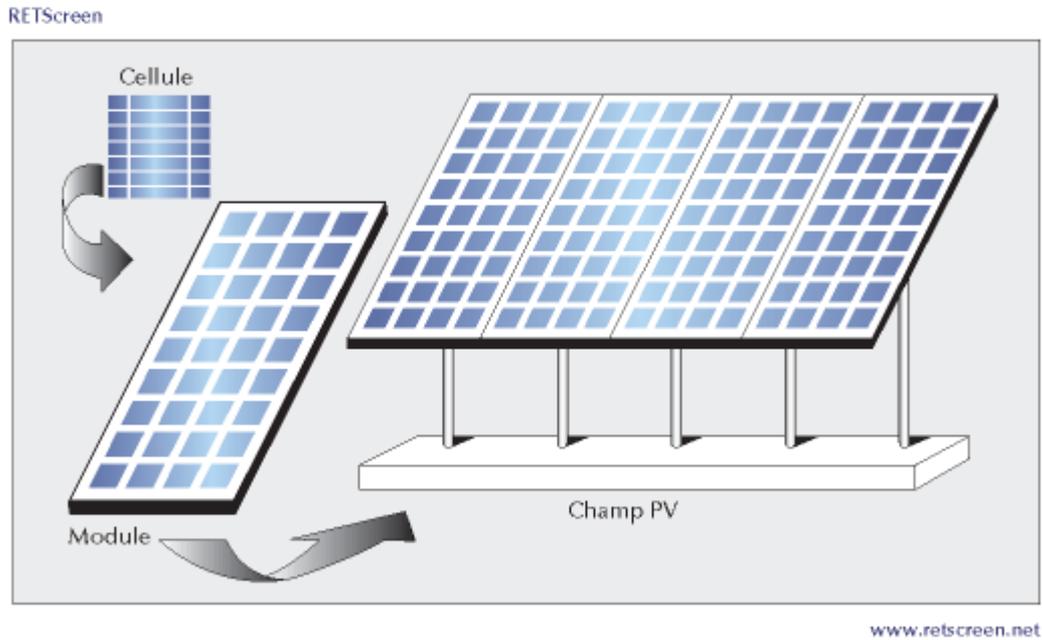


Figure 8 : Assemblage du générateur solaire

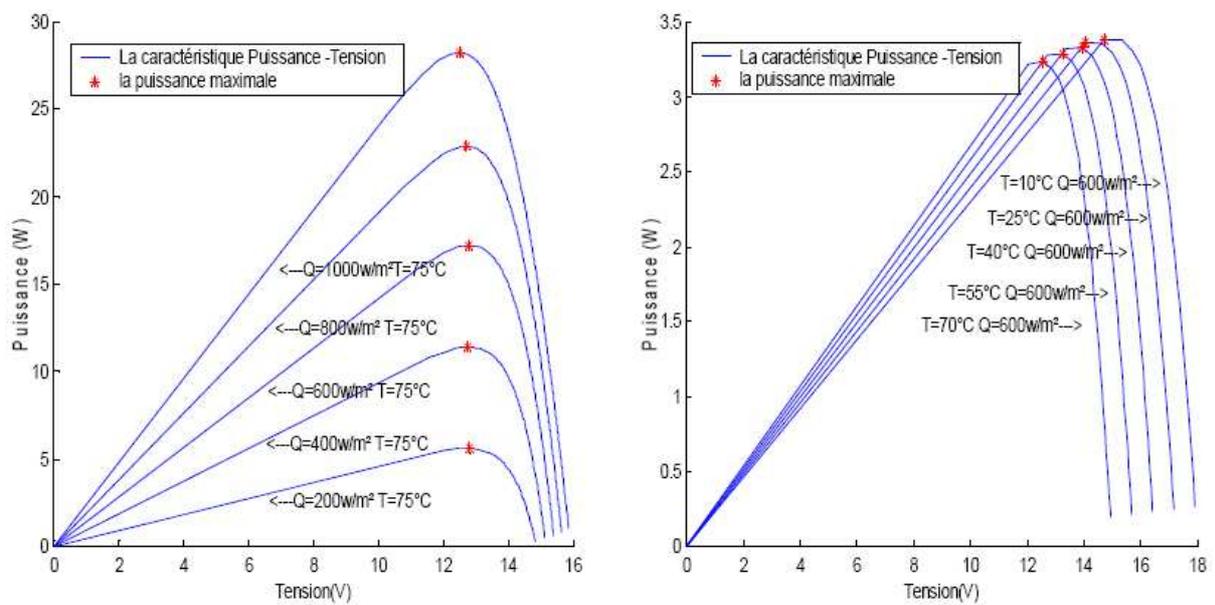


Figure 9: caractéristique d'un panneau photovoltaïque

1.2.1.3.3-Avantages et inconvénients d'une installation PV :

<p><u>Avantage :</u></p> <ul style="list-style-type: none">- son énergie est gratuite : <p>Le soleil est la seule ressource dont a besoin un panneau solaire. Et le soleil brillera jusqu'à la fin des temps. De plus, la plupart des cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de silicium, un matériau abondant et non toxique (second matériau le plus abondant sur terre).</p> <ul style="list-style-type: none">- l'énergie solaire photovoltaïque ne génère ni bruit, ni émissions nocives, ni gaz polluants : <p>L'électricité solaire utilise seulement l'énergie du soleil comme carburant. Elle ne crée aucun co-produit nocif et contribue activement à réduire le réchauffement climatique.</p> <ul style="list-style-type: none">- les systèmes photovoltaïques sont très sûrs et d'une grande fiabilité : <p>L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs</p> <ul style="list-style-type: none">- les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur <p>Production (silicium, verre, aluminium, etc.) Peuvent être réutilisés. Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.</p> <ul style="list-style-type: none">- l'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance : <p>Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.</p>	<p><u>Inconvénients :</u></p> <p>Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de chose dans le bilan énergétique mondial. L'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20 % d'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre immédiatement aux enjeux nationaux actuels.</p> <ul style="list-style-type: none">- la fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.- le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%)- les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.- lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. la fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis- tributaire des conditions météorologiques.- beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230 v alternatif. or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (<30v), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur
---	---

<p>- l'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité aux zones rurales les plus isolées : Les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée aux zones rurales (en particulier dans les pays en développement où il n'y a pas de réseau électrique disponible).</p> <p>- l'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments : Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique</p> <p>- l'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la consommation mondiale pendant une année : Au total, ce rayonnement représente 1.6 milliards de TWH, soit huit mille fois la consommation énergétique annuelle mondiale.</p>	
---	--

Tableau 1: Avantage et inconvénient d'une installation photovoltaïque

1.3-Le système de stockage :

1.3.1-Les batteries d'accumulateur

Elles servent à stocker l'énergie produite en temps ensoleillé et à alimenter les équipements pendant les périodes où il n'y a pas d'ensoleillement. Les batteries sont les éléments les plus sensibles du système. Elles sont moins durables que les autres éléments (5 ans, 8 ans, ou 10 ans selon les technologies et les fabricants) et sont pour la plupart responsables des pannes. Mais toutefois si elles sont correctement dimensionnées, installées et entretenues, il est possible de diminuer la fréquence des pannes et d'allonger leurs durées de vie. Il existe plusieurs types de batteries (Plomb acide sulfurique, nickel cadmium, etc.). Les plus utilisées pour les systèmes solaires sont les batteries Plomb – acide sulfurique. Dans cette catégorie de batteries, on trouve de nombreuses variantes : batteries de voiture, batterie solaire monobloc, batterie solaire stationnaire. Elles peuvent être, soit ouvertes, soit étanches (sans entretien).

1.4- Le système de régulation :

Le coffret de régulation abrite le régulateur de charge qui est le cerveau du système. Il gère la charge/décharge des batteries. Il est l'interface entre le champ solaire, les batteries et la charge (utilisation). Il assure la survie de l'installation à travers le processus de contrôle/commande et protection. Le régulateur donne également des informations sur l'état de fonctionnement du système (lecture des données et signalisation par voyants lumineux).

1.5-Générateur diesel :

Le générateur diesel fonctionne comme une alimentation de soutien ou de secours, soit lors d'une défaillance sur la production solaire, soit à compléter la charge des batteries les jours où il y a moins d'ensoleillement. Il est constitué d'un moteur à combustion interne accouplé à un alternateur triphasé et des équipements de commande, entièrement ou partiellement manuel ou automatique. Les caractéristiques mécaniques du moteur en fonction des performances électriques exigées pour l'alternateur, doivent être définies par le constructeur suivant la fiche technique

1.6- Les conditionneurs d'énergie :

Dans un système d'énergie hybride les convertisseurs sont utilisés pour charger les batteries de stockage et pour transformer le courant continu (CC) en courant alternatif (CA) et vice versa. Trois type de convertisseur sont souvent rencontrés dans le SEH, les redresseur, les onduleurs, les hacheurs.

- les redresseurs convertissent le CA/CC, dans un SEH ils sont souvent utilisés pour charger les batteries à partir d'une source à CA.
- Les onduleurs convertissent le CC en CA, ils peuvent fonctionner pour alimenter les charges en CA ou en parallèle avec des sources à CA, les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leurs propres fréquences à la charge.
- Les hacheurs, le troisième type du convertisseur, permettent de réaliser la conversion CC/CC pour adapter la tension entre deux sources.

1.7-Le système de supervision :

La supervision contrôle et gère la conduite du système de production en fonction des performances exigées. Elle recouvre ainsi les aspects normal et anormal de fonctionnement :

- En fonctionnement normal, son rôle est de prendre en temps réel les décisions

Permettant d'atteindre les objectifs de production. Pour cela, elle est amenée à faire de l'ordonnancement en temps réel, de l'optimisation et à modifier en ligne la commande appliquée.

- En présence d'aléas, la supervision doit prendre toutes les décisions nécessaires pour assurer le retour vers un fonctionnement normal.

La télégestion joue un rôle important pour la bonne marche de l'installation hybride. Elle permet d'avoir un aperçu en temps réel sur les différents paramètres de l'installation ainsi que les alarmes et défauts présents et passés. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Un autre type de commande plus globale permet la surveillance de certains ou de tous les composants. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt du générateur diesel, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges

1.8-Les configurations et topologies du SEH :

Nous présentons succinctement quelques topologies possibles pour un SEH, qui ont été réalisées et qui nous ont conduits à l'étude de ces systèmes.

Quelques exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle, les architectures de chaînes de conversion d'énergie sont donnés en association avec différents types de générateurs, celle choisie par Orange Centrafrique par le skill center du groupe est celui du système hybride PV-diesel commuté

1.8.1- Les différentes configurations des systèmes d'énergie hybrides :

Le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais certains récepteurs exigent le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. On distingue les configurations suivantes:

- Système hybride PV - Diesel série
- Système hybride PV - Diesel commuté
- Système hybride PV - Diesel parallèle.

Nous présenterons ci-après, les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

1.8.2- Configuration série :

Dans cette configuration, 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. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est débrayé. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge – décharge.

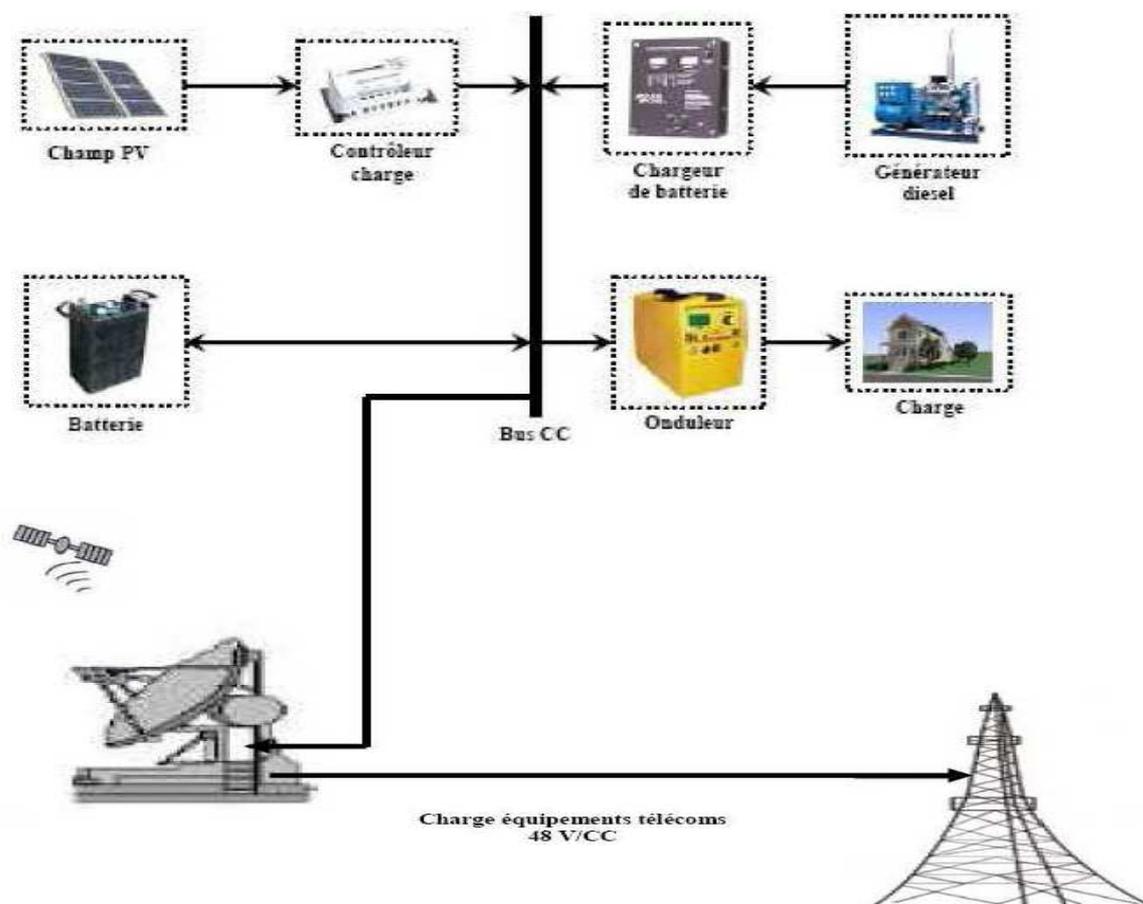


Figure 10: Système hybride PV-diesel série [3]

1.8.2.1- Les avantages de cette configuration sont:

Le régime de fonctionnement du générateur dépend d'une part de la demande d'énergie et d'autre part, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand l'énergie est produite en excès par le champ. Au contraire, quand l'énergie produite n'est pas

suffisante, alors la batterie se décharge. Le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel. Les avantages sont:

- La puissance du GE peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70 - 80 %.
- Le système électrique est simplifié à cause de l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif.
- La mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge.
- Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdal, carré,...).

Les inconvénients sont:

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge.
- La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge - décharge.
- Le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge.
- La détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.

1.8.3- Configuration commutée :

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles. La charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le champ PV et le diesel. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série consiste dans l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion. En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle.

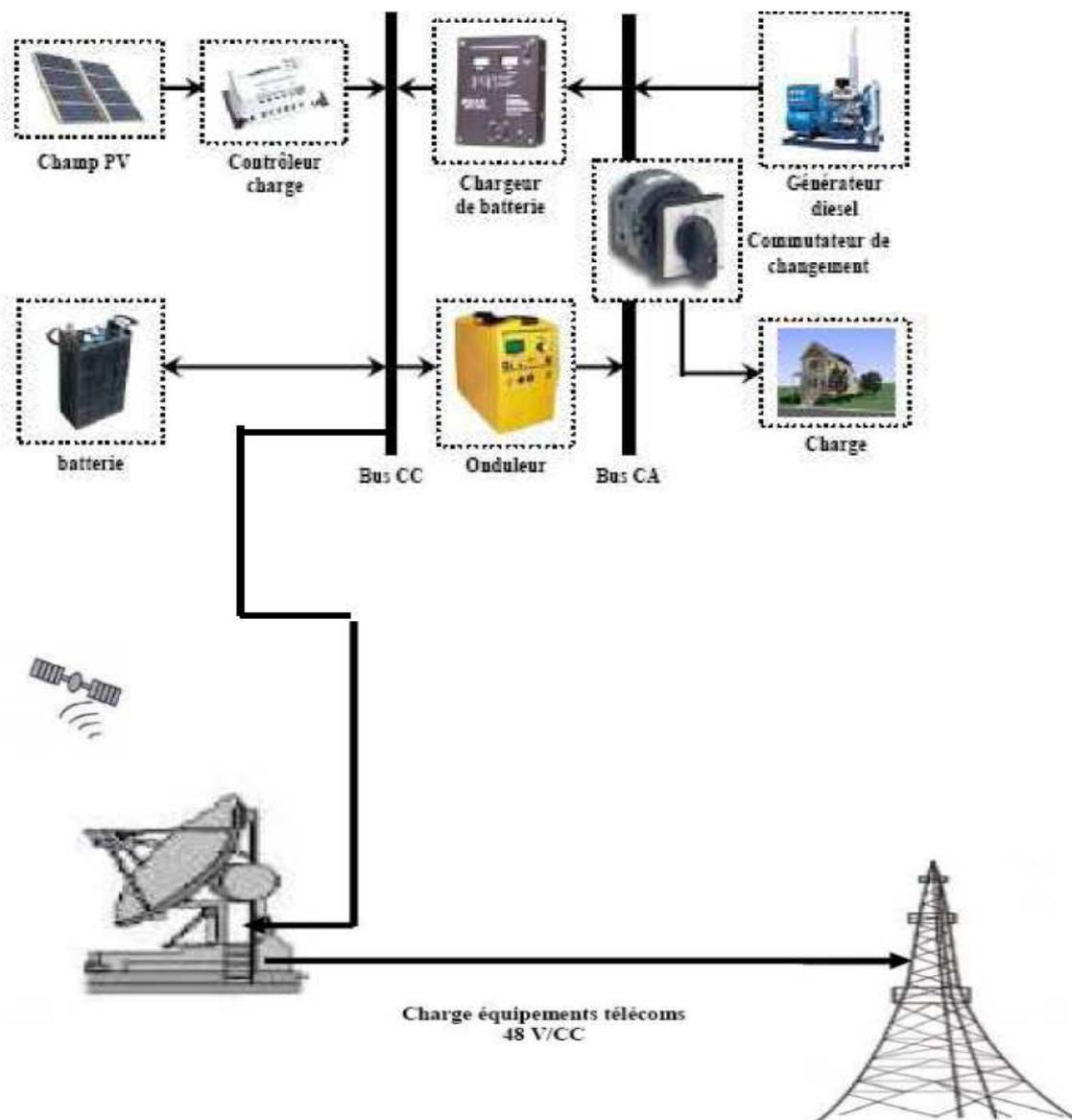


Figure 11: Système hybride PV-diesel commuté (option Orange RCA) [3]

1.8.3.1- Les avantages de cette configuration sont:

- Différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré,..).
- Le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant. Par contre, les inconvénients sont:

- Il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives.
- Le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge.

1.8.4- Configuration parallèle :

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. L'onduleur bi-directionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur

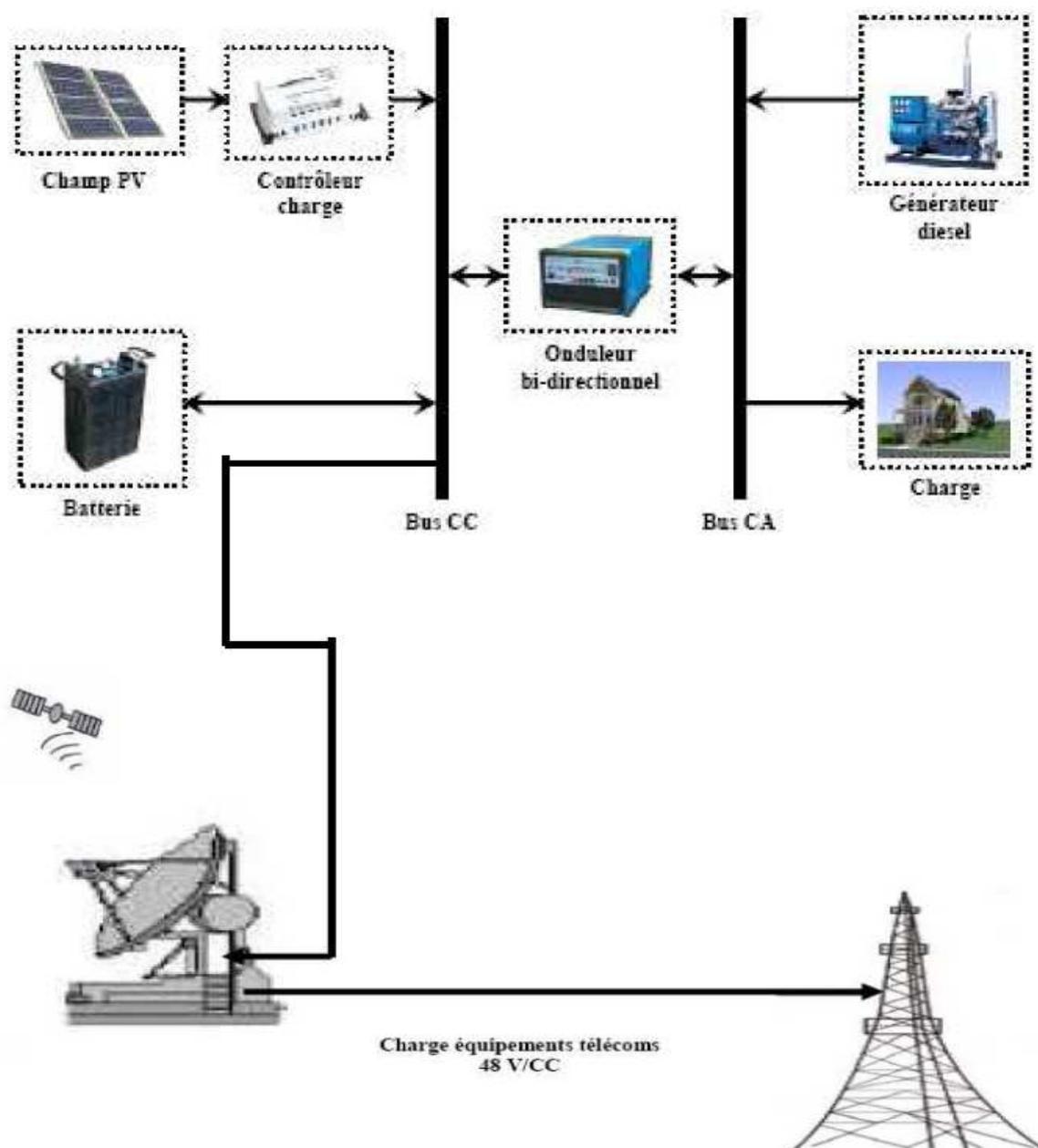


Figure 12: Système hybride PV - Diesel parallèle [3]

Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée. L'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration.

La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée, ce qui augmente la partie de l'énergie directement utilisée d'où on obtient une augmentation du rendement du système. En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre des éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux, mais peut empêcher l'augmentation de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en électricité augmente.

1.8.4.1-Avantages et inconvénients :

<p><u>Avantage:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale. • Le rendement du générateur diesel peut être augmenté. • Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit. • Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge. 	<p><u>Inconvénient:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système. • L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible. • Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formé. Dans ce papier, nous avons choisi d'étudier un système hybride photovoltaïque fonctionnant selon la configuration série et nous étudierons les différents flux d'énergie qui prennent place au sein de ce système.
--	--

Tableau 2: Avantages et inconvénients d'un système hybride PV - Diesel parallèle

**CHAPITRE
II
DIMENSIONNEMENT
&
MAINTENANCE
DU SYSTEME D'ENERGIE
HYBRIDE
SOLAIRE PV/DIESEL**

2-1-Présentation du site :

La République Centrafricaine est un pays enclavé situé au cœur de l'Afrique. Avec une superficie de 623.000 km² et une population estimée à quatre millions (4.000.000) d'habitants, elle est limitée à l'Est par le Soudan, à l'Ouest par le Cameroun, au Nord par le Tchad et au sud par le Congo Brazzaville et la République Démocratique du Congo (RDC). L'ensoleillement annuel de la Centrafrique est de 3000 heures et son rayonnement solaire journalier est de 6 KWh/m² la RCA est classée parmi les pays qui disposent d'un excellent gisement solaire. Ce pendant celui-ci reste sous-exploité. Les régions rurales n'ont pas accès à l'électricité, le taux d'électrification rurale de la RCA est de 1%, comme dit précédemment la RCA souffre d'une grave pénurie d'énergie électrique dans la ville de Bangui et l'impossibilité d'accéder au réseau pour les zones rurales. L'énergie solaire et ses applications technologiques semblent être une clé de l'électrification de toute la Centrafrique.

Cette étude de dimensionnement permettra à Orange Centrafrique de faire une première expérience sur son site GSM qui se trouve à Obo une ville de la République centrafricaine située à 1200 kilomètres de la capitale Bangui, dans la préfecture de Haut-Mbomou avec une population de 7 187 habitants d'après le recensement général de la population centrafricaine de 2003, cette ville est accessible par voie routière en cinq (05) jours de route que pendant la saison sèche et par voie aérienne en trois (03) heures de temps de vol.

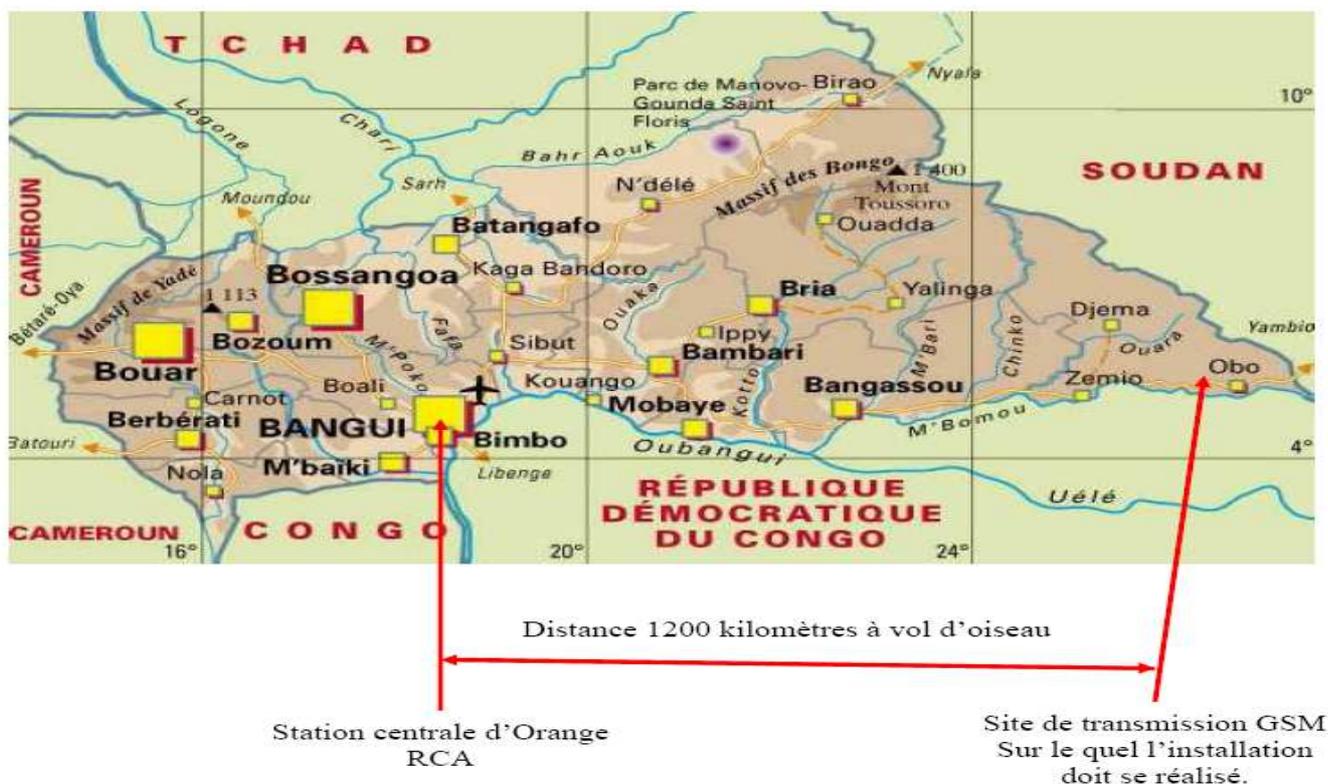


Figure 13 : Carte géographique de la Centrafrique

2.1.1- Données climatiques

RETScreen

Pays - région : République centrafricaine
 Province / État : n/a
 Lieu des données climatiques : Obo

Latitude : *N 5,4
 Longitude : *E 26,5 Source
 Élévation : m 625 NASA
 Température extérieure de calcul de chauffage : °C 19,2 NASA
 Température extérieure de calcul de climatisation : °C 34,0 NASA
 Amplitude des températures du sol : °C 12,5 NASA

	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation
	°C	%	kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janv	27,9	30,4%	6,16	94,0	3,4	29,8	0	556
Févr	28,5	34,9%	6,47	93,9	3,3	30,5	0	519
Mars	27,2	56,9%	6,21	93,9	2,9	28,4	0	533
Avr	25,8	70,8%	5,73	93,9	2,6	26,5	0	475
Mai	25,1	72,9%	5,51	94,1	2,2	25,4	0	469
Juin	24,7	69,9%	5,19	94,2	2,3	24,8	0	441
Juill	24,6	66,5%	4,96	94,3	2,0	24,8	0	452
Août	24,2	70,8%	5,11	94,3	2,0	24,5	0	441
Sept	24,1	73,4%	5,55	94,2	1,8	24,4	0	423
Oct	24,3	73,5%	5,34	94,1	2,0	24,6	0	442
Nov	25,4	61,1%	5,71	94,1	2,5	26,0	0	463
Déc	27,3	38,3%	5,97	94,1	3,4	28,5	0	536
Annuel	25,8	60,1%	5,65	94,1	2,5	26,5	0	5 749
Source	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Mesuré à : m 10 0

Figure 14 : Donnée climatique du site d'Obo

Source Retscreen

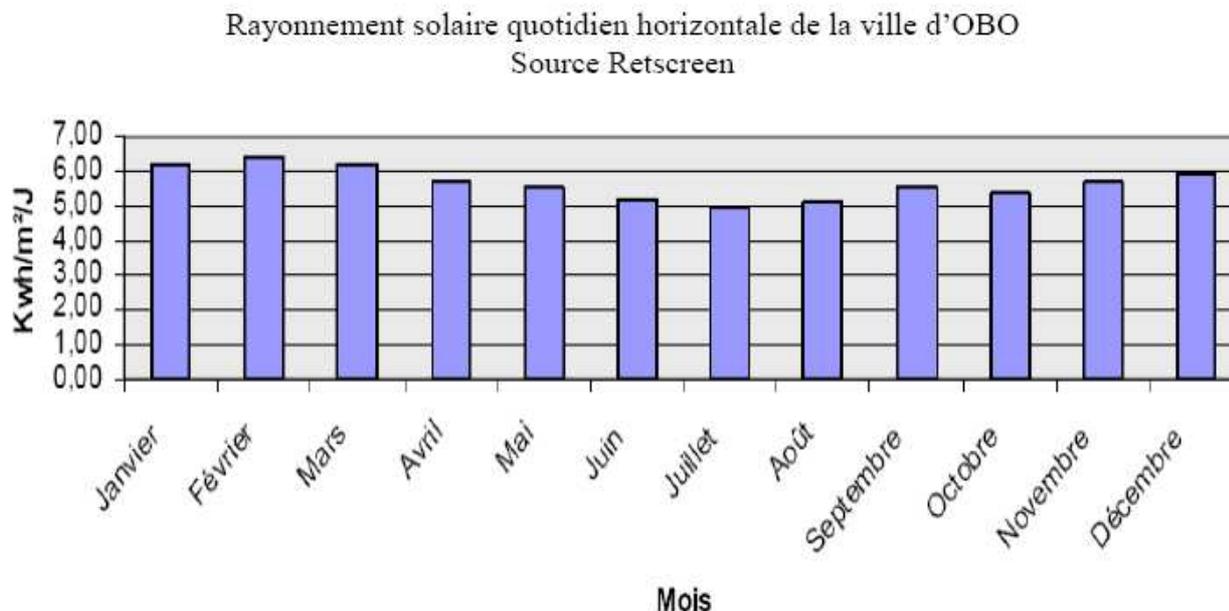


Figure 15 : Représentation graphique d'enseillement dans la ville d'Obo

2.1.2-Les équipements du site :

Une station de base de transmission GSM est plus ou moins constituée d'équipements suivants :

- 01 DBS900 GSM (Telecel en sharing avec Orange)
- 01 BTS3006C (Orange)
- 01 Amplificateur de puissance SSPA 40W + C-Band Transceiver
- 01 Optimiseur de voix de marque Memotec CXU1010
- 01 Modem CDM Qx utilisée pour la transmission numérique VSAT
- 01 Lampe Balise
- 06 points d'éclairage

2.2-Méthodologie du dimensionnement :

2.2.1-Dimensionnement par méthode simplifiée :

La méthode dite simplifiée ou manuelle permet de calculer la puissance Crête du générateur : soit le nombre de panneaux connectés en série et en parallèle pour obtenir une tension de sortie de 48 volts et la capacité de stockage demandée à partir de l'irradiation reçue sur les panneaux , de la consommation journalière et de l'autonomie exigée, la tension de fonctionnement de la charge, la tension nominale du module solaire, du nombre d'heures équivalentes , du nombre de jours consécutifs N sans ensoleillement (autonomie), du rendement $\eta\beta$ de la batterie, de la profondeur de décharge DP.

2.2.2- Calcul de l'énergie journalière consommée (Wh/j) :

$$E_j = P_{totale} \cdot \Delta t$$

- DBS 900:

$$\text{AN: } 520 \cdot 24 = 12480 \text{ Wh/j}$$

- BTS 3006C:

$$\text{AN: } 900 \cdot 24 = 21600 \text{ Wh/j}$$

- SSPA 40W + C Band Transceiver:

$$\text{AN: } 280 \cdot 24 = 6720 \text{ Wh/j}$$

- Memotech CXU1010:

$$\text{AN: } 20 \cdot 24 = 480 \text{ Wh/j}$$

- Modem CDM QX:

$$\text{AN: } 40 \cdot 24 = 1080 \text{ Wh/j}$$

- Lampe de balise:

$$\text{AN: } 40 \cdot 12 = 480 \text{ Wh/j}$$

2.2.3- Calcul de la consommation journalière en courant (Ah/j) :

$$I_j = \frac{E_j}{U_{batterie}}$$

DBS 900:

$$AN : \frac{12480}{48} = 260Ah/j$$

- BTS 3006C:

$$AN: \frac{21600}{48} = 450Ah/j$$

- SSPA 40W + C Band Transceiver:

$$AN: \frac{6720}{48} = 140Ah/j$$

- Memotech CXU1010:

$$AN: \frac{480}{48} = 10Ah/j$$

- Modem CDM QX:

$$AN : \frac{1080}{48} = 22,5Ah/j$$

- lampe de balise:

$$AN : \frac{480}{48} = 10Ah/j$$

2.2.4- Calcul du courant nominal batterie (A) :

$$I = \frac{I_j}{\Delta t}$$

DBS 900:

$$\text{AN: } \frac{260}{24} = 10,83 \text{ A}$$

- BTS 3006C:

$$\text{AN: } \frac{450}{24} = 18,75 \text{ A}$$

- SSPA 40W + C Band Transceiver:

$$\text{AN: } \frac{140}{24} = 5,83 \text{ A}$$

- Memotech CXU1010:

$$\text{AN: } \frac{10}{24} = 0,4 \text{ A}$$

- Modem CDM QX:

$$\text{AN: } \frac{22,5}{24} = 0,9 \text{ A}$$

- Lampe de balise:

$$\text{AN: } \frac{10}{12} = 0,8 \text{ A}$$

2.2.5-Evaluation énergétique :

Elle a été estimée en ayant à l'esprit qu'un système solaire ne peut fournir de l'électricité pour des applications de forte puissance telles que les équipements des télécommunications, transmission et GSM. Ainsi donc, ce type d'électrification sera essentiellement destiné à l'alimentation électrique des différentes composantes. L'énergie totale consommée quotidiennement par une entité est calculée en faisant la somme de toutes les consommations quotidiennes de toutes les charges.

Appareils à alimenter	Quantité	Puissance (W)	Temps d'utilisation (h)	Rendement onduleur (%)	Consommation (Wh/j)	Consommation Ah/j	Intensité (A)
DBS 900	1	520	24	100%	12480	260	10,83
BTS 3006C	1	900	24	100%	21600	450	18,75
SSPA 40W + C Band Transceiver	1	280	24	100%	6720	140	5,83
Memotech CXU1010	1	20	24	100%	480	10	0,4
Modem CDM QX	1	40	24	100%	1080	22,5	0,9
Lampe balise	1	40	12	100%	480	10	0,8
Consommation journalière totale					42840	892,5	37,51

Tableau 3: Tableau récapitulatif des consommations

2.2.6- Calcul de la puissance crête :

La puissance crête P_c du générateur solaire est fonction du besoin énergétique totale du rendement électrique des batteries, du rendement de l'onduleur, du rendement électrique du reste de l'installation (régulateur de charge...), et du rayonnement moyen quotidien du mois le plus défavorable dans le plan du panneau.

$$P_c = \frac{B_j}{E_j \cdot \eta_i \cdot \eta_b}$$

B_j : consommation moyenne journalière (kWh/j)

E_j : ensoleillement du mois le plus défavorable à Obo est de 4,96 kWh/m²/jour

η_i : rendement de l'installation 90%

η_b : rendement de charge et décharge de la batterie 80%

Pc: Puissance crête PV (Kwc)

$$AN : \frac{42840}{4,96.0,9.0,8}$$

$$P_c = 12 \text{ Kw}_c$$

2.2.6.1-Montage des modules :

2.2.6.1.1-Série :

$$N_s = \frac{U_{\text{utile}}}{U_{\text{module}}}$$

$$AN : N_s = \frac{48}{12} \\ = 4$$

$$N_s = 4$$

Nous mettrons 4 modules PV poly cristallin de 12 volts 125W de marque Bp Solar Bp3125 (Cf. Annexe) en série pour avoir la tension utile de 48 volts

2.2.6.1.2-Parallèle :

$$N_{//} = \frac{P_c}{N_s.P_c \text{ module}}$$

$$AN : N_{//} = \frac{12000}{4.125} \\ = 24$$

$$N_{//} = 24$$

Nous aurons 24 branches de 48 volts couplés en parallèles

2.2.6.1.3-Nombre totale des modules :

$$N_T = N_s.N_{//}$$

$$AN: N_T = 4.24 \\ = 96$$

$$N_T = 96$$

Il nous faut 96 modules PV pour réaliser ce champ solaire reparté en 03 sous champs solaire de 08 branches qui seront branchées en parallèle afin de répondre au principe de montage définis

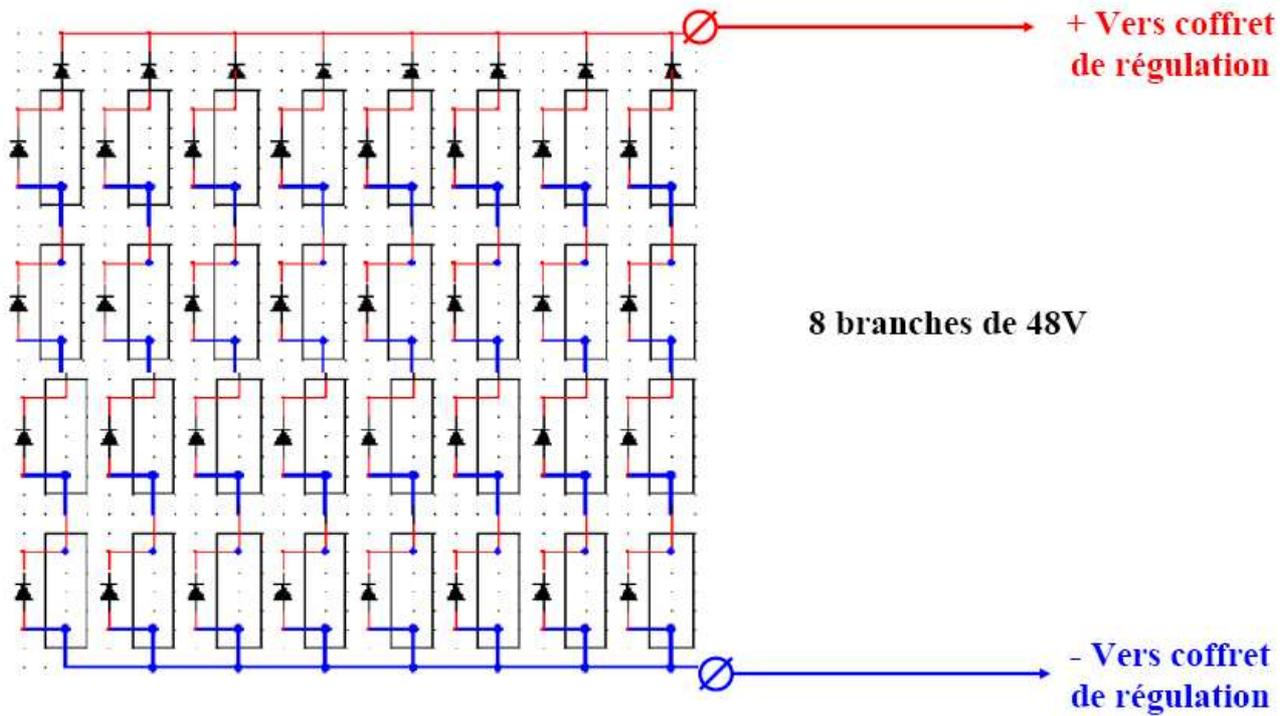


Schéma 3 : Sous champ solaire N°1

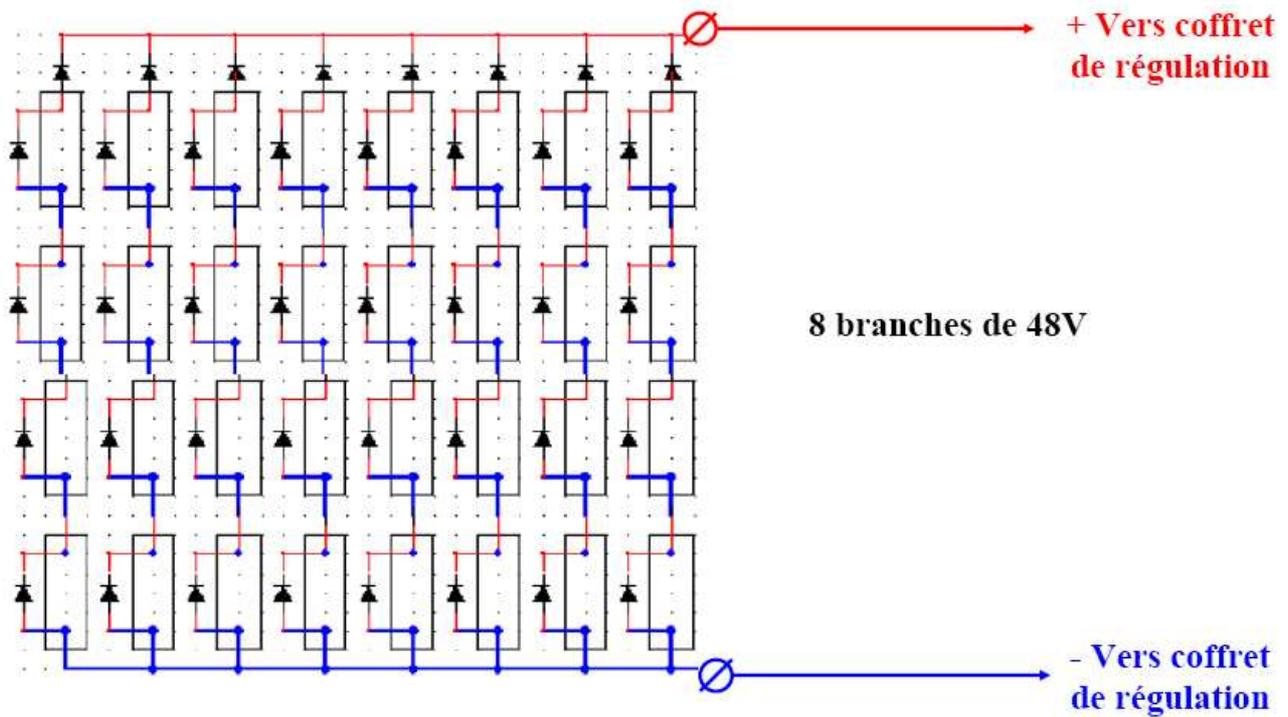


Schéma 4 : Sous champ solaire N°2

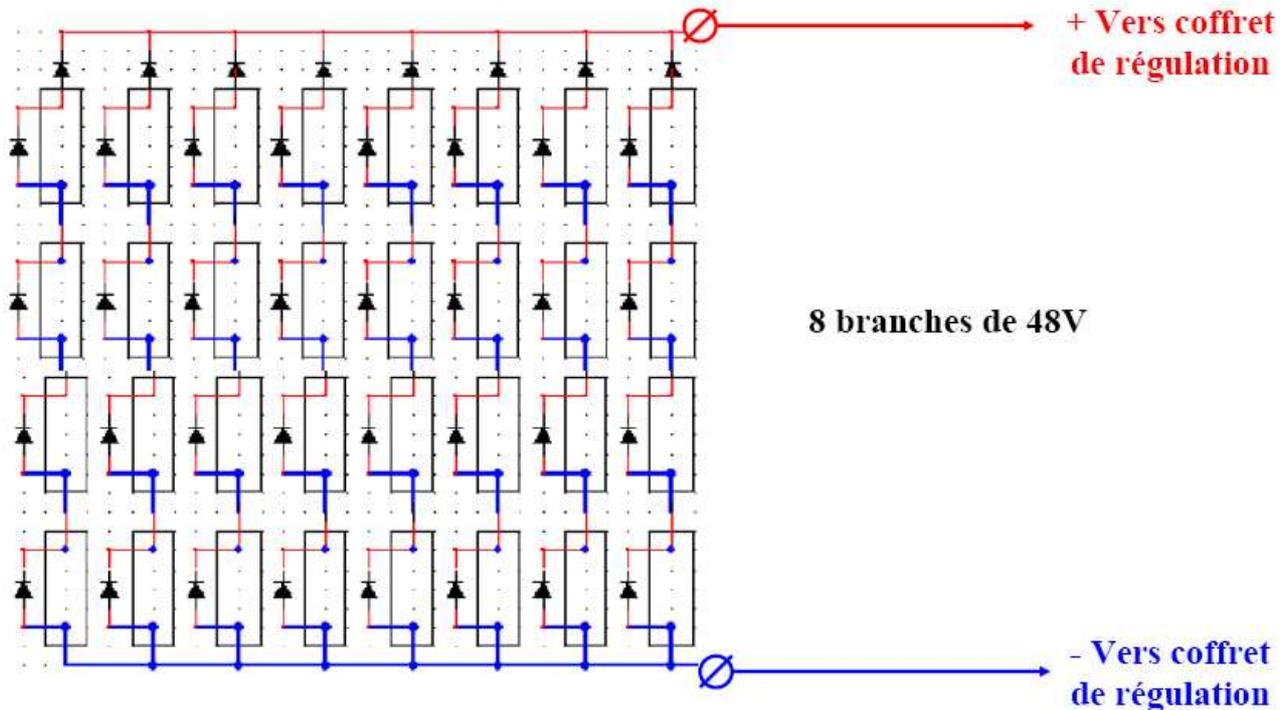


Schéma 5 : Sous champ solaire N°3

2.2.7- Calcul de la capacité batterie (Ah):

Avec une autonomie de trois (03) jours sans ensoleillement. La capacité de la batterie est fonction de certains paramètres tels que l'autonomie de stockage désirée en jours, la tension des batteries, le degré de décharge maximum autorisé et le rendement. Ainsi, la capacité nominale des batteries se traduit par la relation suivante:

$$C = \frac{B_j \cdot \text{Aut}}{\eta_{bat} \cdot D_p \cdot V}$$

C : Capacité de la batterie nécessaire (Ah)

Aut : Nombre de jours d'autonomie de la batterie (J)

B_j : Résultat du bilan des consommations électriques (Wh/j)

D_p : Coefficient de décharge profonde ou pourcentage de décharge au bout de l'autonomie (0,7)

V : Tension nominale du générateur photovoltaïque (V)

η_{bat} : Rendement de la batterie 85%

$$AN : \frac{3.42840}{0,85.0,7.48}$$

$$= 4500$$

$$C = 4500 \text{ Ah}$$

2.2.7.1-Calcul du nombre de rangé :

$$\text{Rangée} = \frac{4500}{400}$$

$$= 11,25 \text{ soit } 12$$

Pour le parc batteries on choisira les batteries de marque Coslight GFM 400Z (cf. Annexe) étanche de 2 volts 400 Ah, afin de réaliser 12 branches de 48 volts soit un nombre total de 288 éléments de 2 volts.

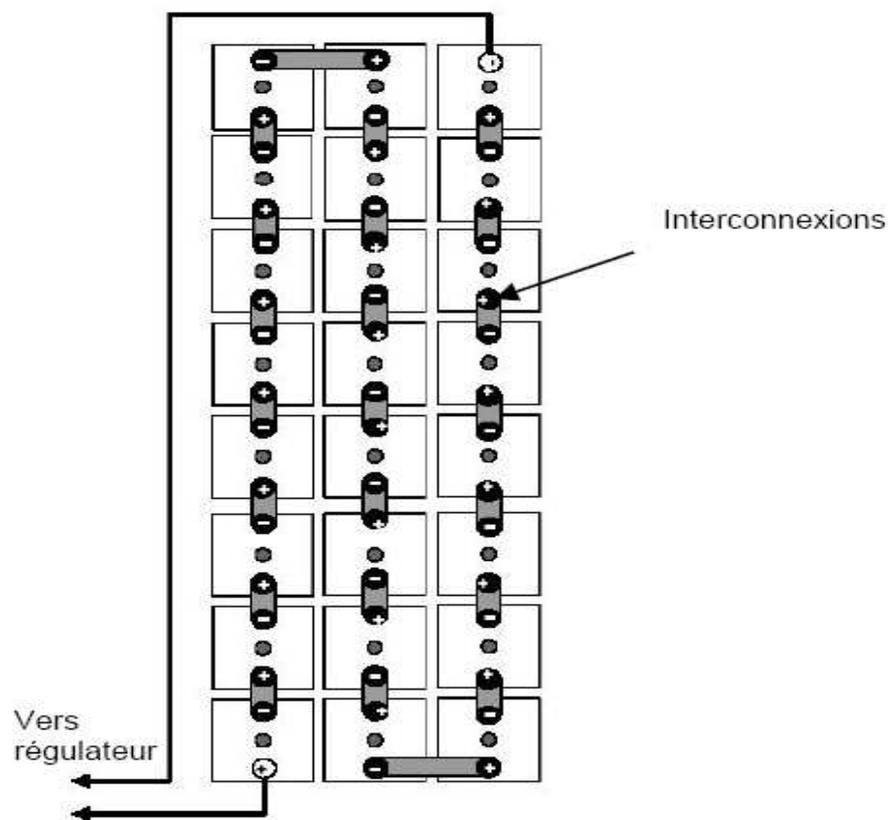


Figure 16 : Model de montage d'une branche de 48 volts [4]

Branchement de 24 éléments de 2 volts monté en série pour avoir une branche de 48 volts

Pour le cas étudié il nous faudrait 12 branches donc 24 él x 12 branches = 288 éléments

2.2.8- Dimensionnement de régulateur :

Le régulateur choisi doit pouvoir supporter au moins les intensités suivantes :

- intensité générée par les modules PV
- intensité de la totalité des récepteurs

Module photovoltaïque avec une puissance crête de 12 KWc et batterie solaire de 4500 Ah pour couvrir l'ensemble des besoins. Il faut maintenant que nous déterminions le régulateur le mieux adapté à cette situation. L'intérêt d'un régulateur est qu'il peut couper l'alimentation des appareils avant que les batteries ne soient complètement déchargées. La tension du système photovoltaïque adaptée aux équipements de télécoms est de 48VDC. La tension du régulateur sera donc également de 48VDC. L'intensité qu'il devra tolérer est celle du module photovoltaïque.

2.2.8.1-Paramètres d'entrée et de sortie du régulateur :

$$P = UI \text{ et } I = \frac{P}{U_{\max}}$$

$$\text{AN: } \frac{12000}{70,4}$$

$$I = 170,45\text{A}$$

Vérification avec les données du constructeur: $P=125\text{W}$; $U_{\max}= 17,6\text{V}$; $I_{\max}=7,10\text{A}$

Pour une sous branche qui est constitué de :

4 module en série donne= 70,4V

8 branches en parallèle nous donnent un courant max (I_{\max}) de 56,8A

La somme des courants max (I_{\max}) des trois sous branches nous donnent 170,4A la même valeur obtenue avec la puissance crête

On choisira donc un régulateur de :

Entrée 48V DC 170,45A

Sortie 48V DC 40A

2.2.9- Dimensionnement du convertisseur (onduleur) :

Cette étape est relativement indépendante des précédentes. La puissance des modules photovoltaïques et la capacité des batteries n'influent pas sur le dimensionnement du convertisseur de courant. Nous n'utiliserons pour cela que les données de départ, à savoir la puissance des appareils électriques que l'on veut alimenter en AC.

Rappelons que le besoin d'énergie alternative n'est utile que pour l'éclairage du poste de contrôle des agents de sécurité du site et pour brancher l'ordinateur des techniciens qui viendront de temps en temps pour la maintenance sans oublier les batteries des téléphones portables qui permettent la communication entre le site central et le distant.

La documentation technique de ces appareils nous renseigne sur leur consommation:

Ampoule basse consommation : 11W (maximum 2 utilisées en même temps)

Téléphone portable : 25W

Ordinateur portable : 300W

Poste radio : 50W

Lampes d'éclairage du site : 78W

La tension d'entrée : c'est la même que la tension des batteries ou du régulateur soit 48VDC.

La tension de sortie : est de 220/230 VAC, 50Hz

La puissance : pour la calculer, il suffit de faire la somme de la puissance des appareils électriques :

$$AN : \sum P = (11 \times 2) + 25 + 300 + 50 + 78 =$$

$$P = 475W$$

Nous avons besoin d'un convertisseur 48 volts DC/ 220 volts AC d'une puissance normalisée de 700 Watts de marque STECA COS2D4070 AJ700 (Cf. annexe). [2]

Cependant, ce chiffre est ce dont on a besoin si tous les appareils fonctionnent en même temps. Si on se force à les utiliser les uns après les autres, on peut réduire la puissance nominale de l'onduleur.

Le rendement : Il faut s'orienter vers un convertisseur ayant un rendement de 90% minimum. Dans le cas contraire, les pertes seraient trop importantes.

La forme du signal : En théorie, les appareils de notre exemple peuvent être alimentés par un courant pseudo-sinus, ce qui réduira fortement le coût de l'onduleur. Cependant, cela dépend beaucoup de l'âge des appareils et de leur qualité (les nouvelles générations et les produits moyen/haut de gamme sont plus tolérants).

2.2.10-Dimensionnement du chargeur batterie :

2.2.10.1-Capacité de charge des batteries quand il y'a décharge profonde :

$$C_{dp} = C \cdot d_p$$

$$4500 \cdot 0,7 = 3150 \text{ Ah}$$

2.2.10.2-Calcul de l'intensité du chargeur batterie :

$$3150 \cdot 10\% = 315$$

Soit une intensité de 315 A

On choisira une baie d'énergie de marque EMERSON PS48350/25 ayant une capacité de 15 modules redresseurs HD4825-3 avec une puissance unitaire de 1200W soit une puissance totale installée de 16800W dont un module de monitoring PSM-A10 PCU (cf. annexe)

2.2.10.3-Caractéristiques du chargeur :

Tension d'entrée : 3x220V 50Hz

Tension de sortie : 48V/315A/15120W

2.2.11- Dimensionnement de câble électrique :

La disposition de l'installation est la suivante : les modules se trouvent à 5 mètres des équipements, pour profiter d'une bonne exposition. Il est prévu de placer le régulateur, les batteries et l'onduleur sous le hangar abritant la station de transmission de base (BTS), à proximité les uns des autres. Il y aura donc 8 mètres de câbles entre le module et les batteries, plus 2 mètres entre les batteries et l'onduleur.

2.2.11.1- Section du câble sous 48 volts DC :

Faisons la somme des distances entre les équipements permettant de définir la longueur des câbles

$$8+5+2 = 15 \text{ mètres}$$

Quelques valeurs de résistivités exprimées en $\Omega \text{ mm}^2/\text{mètre}$ à une température de 20°C suivant différents métaux :

Argent	0,016
Cuivre	0,017
Or	0,024
Aluminium	0,029
Bronze	0,054
Platine	0,094
Fer	0,123
Étain	0,142
Plomb	0,207

Tableau 4 : Valeurs de résistivités exprimées en $\Omega \text{ mm}^2/\text{mètre}$

Dans notre cas nous travaillons avec des câbles en cuivre donc $\rho = 0.017$

Pour tout les trois cas le but est de réduire les pertes de puissance à $\pm 3\%$ (maximum conseillé).

2.2.11.1.1- Calcul de la section des câbles sortie champs photovoltaïque :

$$P = UI = 70,4 \cdot 170,4 = 11996,16 \text{ soit } 12000 \text{ W}$$

$$P = 12000 \text{ W } (\Delta \text{ max } P : \text{ variation de puissance max acceptable } 3\% \text{ soit } 360 \text{ W})$$

Longueur = 15 m

$$P = R I^2$$

$$R = \frac{\Delta \text{ max } P}{2 I^2}$$

$$R = \frac{360}{2 \cdot (170,4)^2}$$

= 0,006 Ω la résistance du câble ne doit pas dépasser cette valeur

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

$$S = \rho \cdot \frac{L}{R}$$

$$S = 0,017 \cdot \frac{15}{0,006}$$

$$= 42,5 \text{ mm}^2$$

On prendra une section normalisée de 95 mm² (cf. Annexe)

2.2.11.2- Section du câble sous 220 volts AC :

Faisons la somme des distances entre les équipements permettant de définir la longueur des câbles

Onduleur à la charge AC = 10 m

GE au chargeur batterie (baie d'énergie EMERSON) = 10 m

2.2.11.2.1- Calcul de la section des câbles sous 220V AC (sortie onduleur) :

$$P = 475 \text{ w}$$

$$P = UI \cos \rho \text{ ----} \rightarrow I = \frac{P}{U \cos \rho} = \frac{475}{220 \cdot \cos \rho} = 2,69 \text{ A}$$

$$P = 475 \text{ W } (\Delta \text{ max } P : \text{ variation de puissance max acceptable } 3\% \text{ soit } 14,25 \text{ W})$$

Longueur = 10 m

$$P = R I^2$$

$$R = \frac{\Delta \max P}{2 I^2}$$

$$R = \frac{14,25}{2 \cdot (2,69)^2}$$

= 0,9846 Ω la résistance du câble ne doit pas dépasser cette valeur

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

$$S = \rho \cdot \frac{L}{R}$$

$$S = 0,017 \cdot \frac{10}{0,9846}$$

$$= 0,172 \text{ mm}^2$$

On prendra une section normalisée de 1,5 mm² (cf. Annexe)

2.2.11.2.2-Calcul de la section des câbles sous 220V AC (entrée baie d'énergie EMERSON):

$$P = 5280 \text{ w}$$

$$P = UI \cos \rho \text{ ----} \rightarrow I = \frac{P}{U \cos \rho} = \frac{5280}{220 \cdot \cos \rho} = 30 \text{ A}$$

$$P = 5265 \text{ W} (\Delta \max P : \text{variation de puissance max acceptable } 3\% \text{ soit } 158 \text{ W})$$

$$\text{Longueur} = 10 \text{ m}$$

$$P = R I^2$$

$$R = \frac{\Delta \max P}{2 I^2}$$

$$R = \frac{158}{2 \cdot (30)^2}$$

= 0,087 Ω la résistance du câble ne doit pas dépasser cette valeur

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

$$S = \rho \cdot \frac{L}{R}$$

$$S = 0,017 \cdot \frac{10}{0,087}$$
$$= 1,93 \text{mm}^2$$

On prendra une section normalisée de 2,5 mm² (cf. Annexe)

Pour nous éviter ces longs calculs, il existe des catalogues et tableaux permettant de connaître directement la résistance d'un câble, ou de choisir une section en fonction de la longueur et de l'intensité. Réduire encore les pertes : Dans cet exemple, même une fois l'installation terminée, il sera encore possible de réduire les pertes dans les câbles en consommant l'énergie de façon optimale. Pour cela, il faudrait faire l'effort de ne pas allumer tout les appareils en même temps. Par exemple, l'ordinateur consomme à lui seul 300W sur les 475W maximum que peuvent consommer l'ensemble des appareils. Par conséquent, si on pouvait faire en sorte de n'utiliser aucun autre appareil lorsque l'ordinateur fonctionne, on diviserait l'intensité qui circule dans les câbles quasiment par deux, et donc les pertes par quatre.

2.2.12- Dimensionnement du groupe :

On appelle source de remplacement ou source secours, la source d'alimentation permettant l'exploitation totale ou partielle des équipements en l'absence de source normale qui est le photovoltaïque. Après la détermination de la puissance nominale de la source normale d'alimentation, il faut déterminer la puissance de la source de remplacement lorsque cette source est prévue pour l'installation considérée.

L'évaluation de la puissance de l'alternateur se fait de la manière suivante :

- L'addition de toutes les puissances installées exprimées en kW, pour tous les appareils alimentés par le groupe électrogène, en appliquant à chaque appareil un coefficient d'utilisation qui lui est propre,
- Pour les moteurs électriques de puissances supérieures à 5 kW, l'addition de la surpuissance au démarrage (1,8 à 2,5 fois leur puissance active nominale),

- L'application des coefficients de simultanéité aux différents niveaux du schéma suivant le cas,
- La prise en compte d'un facteur de puissance moyen estimé ou calculé,
- Une majoration de 10% à 20% pour extension éventuelle

Récepteurs	Puissance nominale (KW)	Puissance de démarrage (KW)	Coefficient d'utilisation	Puissance appelée (KW)
Eclairages	0,078	-	1	0,078
Téléphone portable	0,025	-	1	0,025
Ordinateur portable	0,3	-	1	0,3
Poste radio	0,05	-	1	0,05
Chargeur batterie 30A/220V	5,28	-	1	5,28
TOTAL				5,68
Coefficient de simultanéité				0,85
Puissance d'utilisation (KW)				4,83
Facteur de puissance				0,8
Puissance apparente (KVA)				6,03
Majoration pour extension ultérieure				1,1
Puissance apparente totale (KVA)				6,64

Tableau 5 : Bilan de puissance du groupe électrogène

Normalement le choix devrait se porter sur un groupe électrogène triphasé 8KVA du type GEK8-1 Olympia (cf. Annexe), mais compte tenu de l'accord de la direction générale d'orange RCA pour l'alimentation électrique de la base militaire luttant contre la rébellion du LRA, la radio communautaire, et la base vie des humanitaires la puissance à été revue en hausse d'où le choix des 30 KVA triphasé du type GEP30-1 de marque Olympia (cf. Annexe) avec un facteur de puissance 0,8.

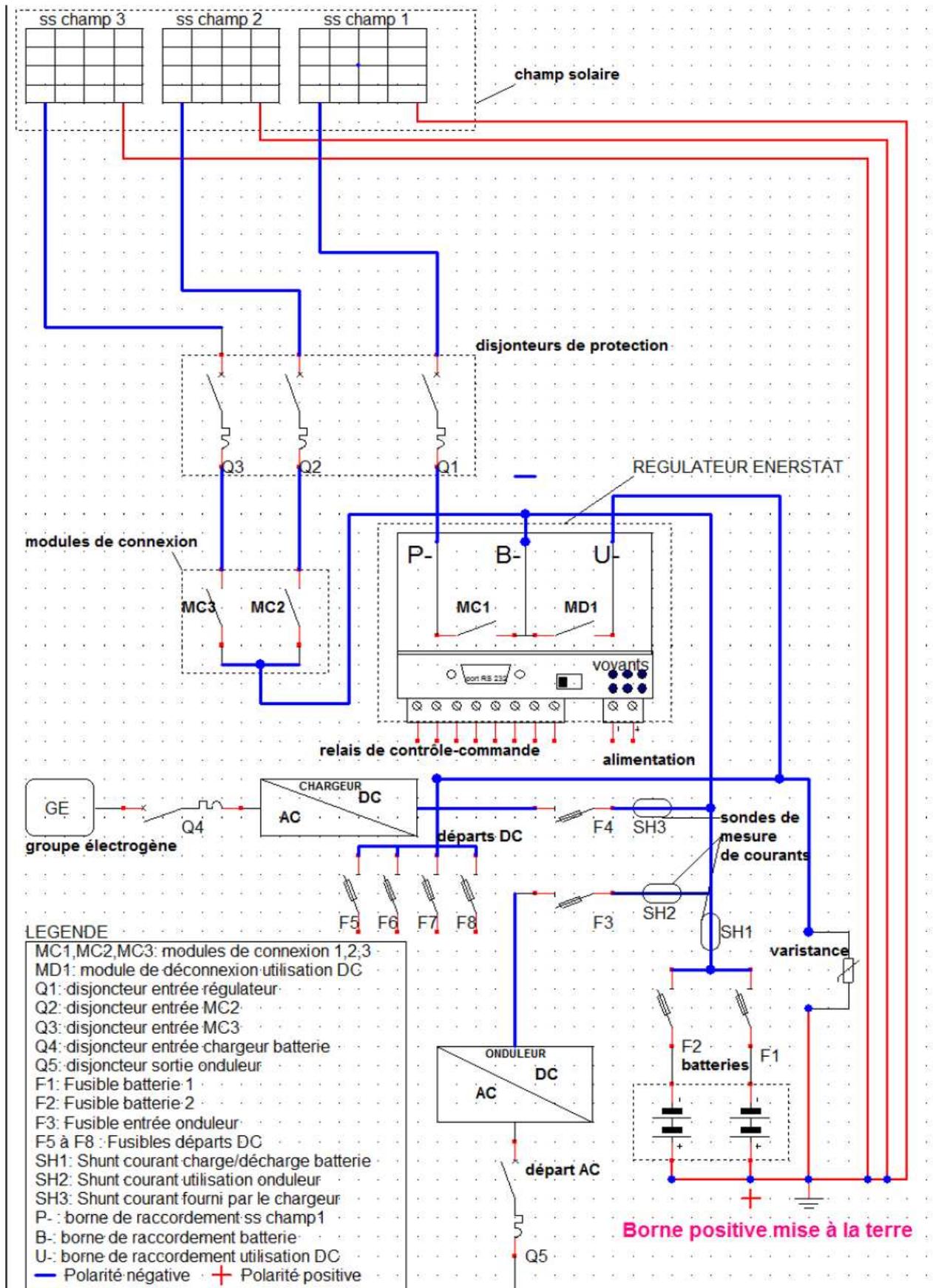


Schéma 6 : Schéma électrique de l'installation [4]

2.2.13-Principe de fonctionnement :

Un système hybride solaire PV / diesel est composé d'un système solaire PV (un champ solaire à technologie mono ou multi cristalline muni de son armoire de gestion et de sa batterie,...) et d'un système de production d'énergie diesel (un groupe électrogène diesel et son redresseur pour assurer la transformation du CA en CC, ...). Pendant la journée, le champ solaire charge la batterie et fournit l'alimentation nécessaire aux équipements. La production du système PV est calculée en fonction de la situation géographique et des conditions du site, ainsi que des composants sélectionnés pour le fonctionnement du système. La nuit, les batteries alimentent les charges. Lorsque l'état de charge des batteries atteint le seuil prédéterminé (%), l'armoire de gestion du système solaire génère automatiquement un ordre de démarrage au groupe électrogène pour recharger les batteries. La charge finale des batteries est assurée par le système solaire PV lors de sa reconnexion.

La production du groupe électrogène repose sur des contraintes locales (situation géographique, accès et consommation du site, surface d'installation disponible sur site pour l'intégralité du système - peut également déterminer la puissance nominale du champ solaire); des considérations économiques (investissement, exigence en terme de consommation carburant, planning de maintenance et heures au compteur du groupe électrogène); (type de l'application, heures de fonctionnement maximum du groupe électrogène, spécifications techniques à respecter). La télégestion sur site ou à distance sont des options possibles suivant la configuration des sites. L'armoire de gestion du système peut être équipée de modules supplémentaires afin de contrôler, stocker et transmettre les données aux centres de supervision (à la fois pour le champ solaire et le groupe électrogène).

2.2.14-La maintenance du système:

Par définition, la maintenance vise (toutes les activités destinées à maintenir ou à rétablir un bien dans un état ou dans des conditions données de sûreté de fonctionnement, pour accomplir une fonction requise. Ces activités sont une combinaison d'activités techniques, administratives et de management). Elle doit être assurée par un technicien spécialisé. Elle vise principalement l'entretien de la batterie et du groupe électrogène. Les modules PV et les onduleurs requièrent moins de maintenance.

2.2.14.1- Maintenance du générateur photovoltaïque :

Elle comporte les parties suivantes:

- Nettoyage périodique du panneau.
- Inspection visuelle.
- Contrôle des connexions électriques et du câblage.
- Contrôle des caractéristiques électriques du panneau.

2.2.14.2- Maintenance des batteries :

- Elle consiste au nettoyage des bornes de connexion et à la surveillance de serrage des bornes. L'inspection visuelle déterminera les tâches appropriées à mener.
- Le même procédé est applicable en cas de sulfatation d'électrodes, corrosion de bornes après quoi on peut améliorer leur état en appliquant de la graisse.

Une autre tâche de maintenance à réaliser est la surveillance du niveau des mesures de tension par éléments, une mesure hebdomadaire est recommandée s'il y a des déviations de +/-10% entre un élément et la moyenne de toutes les mesures, on doit faire une charge d'égalisation.

2.2.14.3- Instructions de sécurité :

- Avoir les dispositifs de protection individuelle.
- N'utiliser ni montre, ni bague ou autre objet en métal.
- Utiliser des outils isolés et ne pas placer d'objets métallique sur la batterie.
- Ne pas fumer à proximité de la batterie
- Assurer une bonne ventilation naturelle du parc batterie.
- Ne pas utiliser d'extincteurs du type halon mais utiliser ceux au CO2

2.2.14.4- Entretien du groupe électrogène :

2.2.14.4.1- Entretien hebdomadaire :

- Vérification de l'état général du Groupe après chaque remplissage de combustible.
- Vérification du châssis (nettoyage, resserrage, etc....).
- Contrôle du niveau d'électrolyte de la batterie.
- Vérification d'état du tableau de bord (nettoyage, resserrage de la carcasse et des connexions électriques).
- Vérifier les signaux lumineux et les fusibles.
- Vérifier les fuites de gaz d'échappement.

2.2.14.4.2- Entretien mensuel :

- Vérification des silent-blocks.
- Vérification de la densité des éléments de la batterie.

2.2.14.5- Entretien de l'onduleur :

Il peut être trimestriel.

- Il importe de faire un contrôle de serrage des bornes.
- Le dépoussiérage de l'électronique et des autres accessoires.
- Contrôler les ventilateurs.
- Vérifier visuellement l'état des condensateurs.

2.2.14.6-La structuration du dossier d'entretien :

Pour chacun des équipements sélectionnés dans le programme d'entretien préventif, il est important de monter un dossier qui sera conservé dans un classeur à portée des intervenants de l'équipe de maintenance. Ce dossier contiendra : la fiche technique de l'équipement, le rapport historique et la fiche d'entretien préventif. (cf. Annexe).

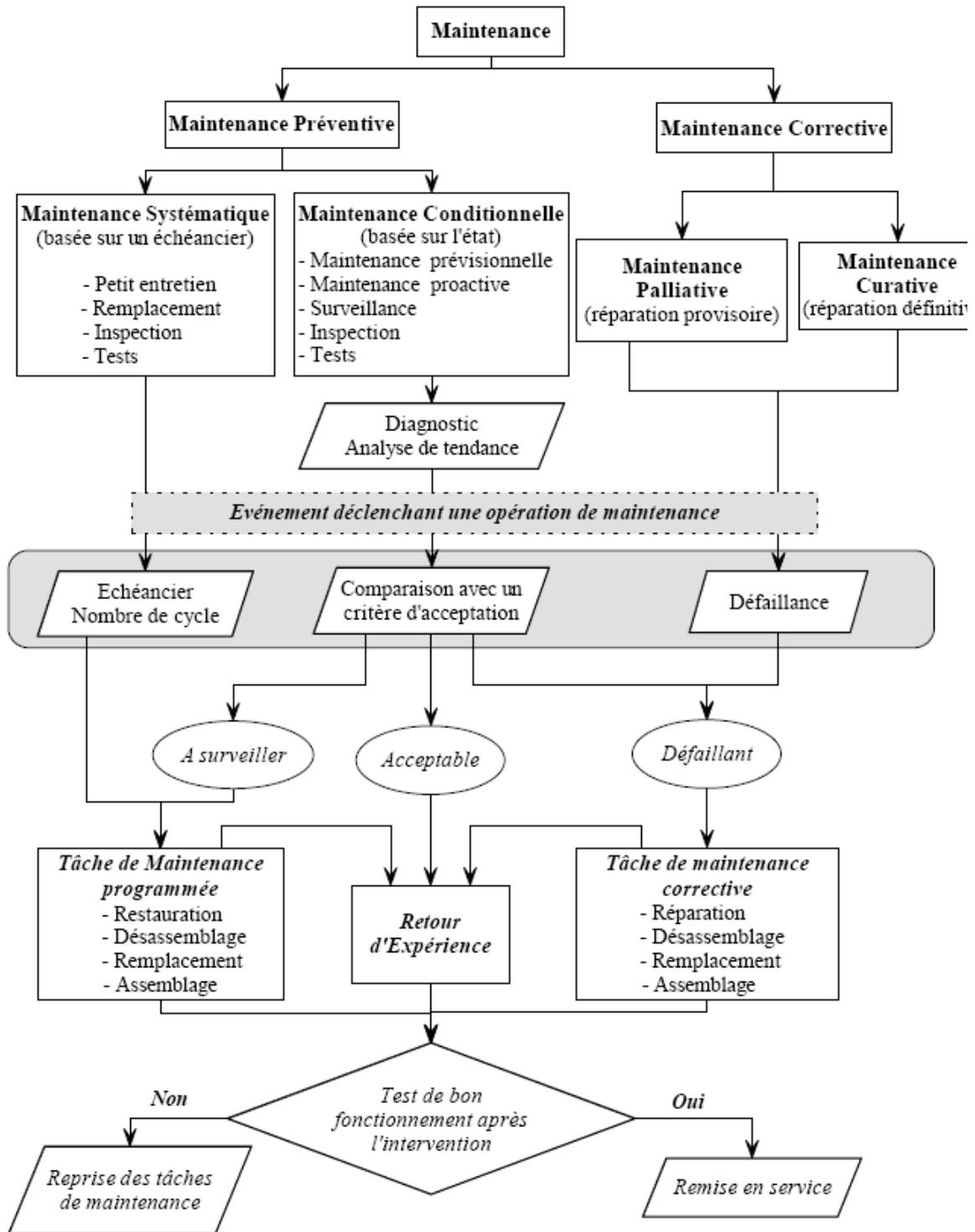


Figure 17 : Diagramme des différents concepts de la maintenance [7]

**CHAPITRE
III
ANALYSE FINANCIERE
DU SYSTEME
HYBRIDE
DIESEL/SOLAIRE PV**

3.1-Introduction :

L'analyse financière est indispensable pour quantifier la rentabilité du projet afin de convaincre les décideurs et les utilisateurs de pouvoir juger de la compétitivité de la production via un système d'énergie hybride solaire PV avec une source de référence particulièrement le diesel, il y'a lieu d'évaluer un certain nombre de paramètre économique et parmi les plus important :

- Le coût du KWh produit par les différentes options.
- La période d'analyse: durée de vie du système bénéficiant de la plus grande espérance de vie.
- L'investissement initial / capital: comprenant l'achat du matériel et l'installation du système.
- Le taux d'actualisation: représentatif de la 'préférence pour le présent' et qui permet de rendre équivalentes des sommes dépensées à des moments différents dans le temps.
- La maintenance et l'exploitation 'O&M': somme dépensée chaque année pour faire fonctionner le système.
- Le coût en carburant: prix dépensé annuellement pour l'approvisionnement en carburant, si carburant il y a.
- Les coûts de remplacement: les coûts de remplacement de chacun des composants ayant une durée de vie inférieure à celle du système. Dans la plupart des cas, l'investissement initial est considéré comme combinaison linéaire des variables essentielles du dimensionnement du système énergétique (surface ou puissance crête du champ PV, capacité de stockage des batteries, puissance nominale du groupe,...). Il comprend le coût initial brut composé des coûts des matériels et du coût de l'installation souvent estimé comme proportionnel au coût initial brut. Le coût d'installation est dans la plupart des cas considéré comme proportionnel au coût initial brut c'est-à-dire au coût des composants.

Le coût annuel des 'O&M' pour un système PV est considéré très souvent lui aussi comme proportionnel au coût brut du système. Pour un groupe électrogène, il sera soit proportionnel au coût brut, soit proportionnel au temps de fonctionnement. Enfin, le coût en carburant dépend de la consommation du groupe en gasoil et du prix du gasoil. Ce dernier dépend fortement de la politique énergétique du pays où celui-ci est vendu. Il s'agit donc d'une donnée dont la valeur pourra changer, selon l'année d'étude et le site d'implantation du système étudié.

Pour terminer, le coût du kWh actualisé est calculé en utilisant une méthodologie bien connue qu'il serait trop long d'exposer ici.

3.2-Les consommations en gasoil :

Gasoil : 800 francs CFA/litre en Centrafrique

Consommation journalière en GO :

$$5,7 \times 24 = 136,8 \text{ L/jour}$$

Consommation annuelle en GO :

$$136,8 \times 365 = 49932 \text{ L /an}$$

Soit pour un budget annuel de :

$$49932 \text{ L} \times 800 \text{ FCFA} = 39.945.600\text{FCFA}$$

Pour évaluer les coûts de possessions et évaluer la rentabilité d'un système il y'a lieu d'identifier les différents coûts tels que présenter dans les tableaux ci bas

3.3-Evaluation du coût de possession du système groupe :

N°	Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix Total	Observation
1	Groupe électrogène 30 KVA	2	5000000	10000000	
2	cuve enterré de2000L	2	2500000	5000000	
3	Accessoires de pose	1	275000	275000	
4	Total fourniture			15275000	
5	Renouvellement de groupe après 3 ans	2	5000000	10000000	
6	Total fourniture et pose après 3 ans			25275000	

Tableau 6 : Fourniture et pose

N°	Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix Total	Observation
8	consommation en diésel	49932	800	39945600	
9	Pièces de rechange	3	80000	240000	
10	Lubrifiants	10	3500	35000	
11	Total entretien annuel			40220600	
12	Total au bout de 3 ans	3	40220600	120661800	
13	Total d'investissement et charges (4+10)			55495600	
14	Total d'investi et charges pour 3 ans	3	55495600	166486800	

Tableau 7 : Frais annuel d'entretien

N°	Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix Total	Observation
15	Frais de mission	2	23000	46000	
16	Diésel pour le véhicule pour un déplacement	1200	1000	1200000	
17	Carburant annuel	320	800	256000	
18	Total annuel			1502000	
19	Total pour les 3 ans	3	1502000	4506000	

Tableau 8 : Charges de maintenance

Le coût de possession en 03 ans est: (14+19)

$166486800+4506000= 170992800$ francs CFA

Les charges annuelles de l'exploitation et la maintenance en 01 an est : (11+18)

$40220600+150200=41722600$ francs CFA.

3.4-Evaluation du cout de possession du système hybride

N°	Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix Total	Observation
1	Acquisition du système solaire	1	40500000	40500000	
2	Groupe électrogène de 30 KVA	1	5000000	5000000	
3	Chargeur de Batterie	1	3500000	3500000	
4	Total fourniture système hybride			49000000	

Tableau 9 : Fourniture et pose

N°	Désignation	Quantité	Prix Unitaire	Prix Total	Observation
5	consommation annuelle de diesel	49932	800	39945600	
6	Frais de diesel	240	800	192000	
7	Pièces de rechanges	3	300000	900000	
8	Déplacement du technicien	2	23000	46000	
9	Total annuel des charges de maintenance			41083600	
10	Total des charges de maintenance 3ans	3	41083600	123250800	

Tableau 10 : Entretien et maintenance

Le coût de possession en 03 ans est: (4+10)

$49000000+123250800= 172250800$ francs CFA

Les charges annuelles de l'exploitation et la maintenance en 01 an est : (4+9)

$49000000+41083600=90083600$ francs CFA

3.5- Information du système diesel :

Année	Investissement	Production annuelle unitaire	P-R unitaire annuel	Revenus annuels	Dépenses annuelles
0	15 275 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
1		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
2		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
3	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
4		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
5		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
6	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
7		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
8		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
9	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
10		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
11		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
12	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
13		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
14		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
15	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
16		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
17		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
18	10 000 000	2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
19		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
20		2 511	2 153	5 406 424	1 821 900
TOTAL	75 275 000	52 735	2 153	113 534 900	38 259 900

Tableau 11 : Prix de revient du système diesel (Groupe Electrogène)

$$\text{Prix de Revient} = \frac{\sum \text{Investissements} + \sum \text{Dépenses}}{\sum \text{Production}}$$

Revenus annuels = Production annuelle unitaire x Prix de revient annuel unitaire

3.6 - Etude de rentabilité du système diesel (groupe électrogène) :

- Capital investi : 75.275.000 FCFA
- Durée investissement : 20 ans
- Taux d'actualisation : 10%
- Revenus annuels nets du groupe électrogène : 5.406.424 FCFA
- Charges annuelles nettes : 1.821.900 FCFA

Période	Capital	Revenus	Charges	Cash-flow	Cash-flow annuels actualisés	Cumul Cash-flow
1		5 406 424	1 821 900	3 584 524	3 942 976	3 942 976
2		5 406 424	1 821 900	3 584 524	4 337 274	8 280 250
3		5 406 424	1 821 900	3 584 524	4 771 001	13 051 251
4		5 406 424	1 821 900	3 584 524	5 248 102	18 299 353
5		5 406 424	1 821 900	3 584 524	5 772 912	24 072 265
6		5 406 424	1 821 900	3 584 524	6 350 203	30 422 468
7		5 406 424	1 821 900	3 584 524	6 985 223	37 407 691
8		5 406 424	1 821 900	3 584 524	7 683 746	45 091 437
9		5 406 424	1 821 900	3 584 524	8 452 120	53 543 557
10		5 406 424	1 821 900	3 584 524	9 297 332	62 840 889
11		5 406 424	1 821 900	3 584 524	10 227 065	73 067 954
12		5 406 424	1 821 900	3 584 524	11 249 772	84 317 726
13		5 406 424	1 821 900	3 584 524	12 374 749	96 692 475
14		5 406 424	1 821 900	3 584 524	13 612 224	110 304 699
15		5 406 424	1 821 900	3 584 524	14 973 446	125 278 145
16		5 406 424	1 821 900	3 584 524	16 470 791	141 748 936
17		5 406 424	1 821 900	3 584 524	18 117 870	159 866 806
18		5 406 424	1 821 900	3 584 524	19 929 657	179 796 463
19		5 406 424	1 821 900	3 584 524	21 922 623	201 719 086
20		5 406 424	1 821 900	3 584 524	24 114 885	225 833 971
TOTAL	75 275 000	108 128 480	36 438 000	71 690 480	225 833 971	

Tableau 12 : Rentabilité et DRCI du système diesel (Groupe Electrogène)

Cash flows annuels = Revenus annuels nets - Charges annuelles nets

Cash flows actualises = $a_n(1+i)^n$

Valeur actuelle nette = $\sum a_n (1+i)^n$ - Investissement
= 225 833 971 - 75 275 000

VAN = 150 558 971

Commentaire: un projet d'investissement est rentable lorsque sa valeur actuelle nette est supérieure à zéro. Le délai de récupération du capital investi est compris entre la 11^è et 12^è année (voir la colonne de cumul cash-flow) à partir de 73 067 954 et 84 317 726 d'où:

$$\text{DRCI} = 12 \text{ mois} \times \frac{84317726 - 73067954}{73067954} = 11 \text{ ans et 2 mois}$$

DRCI = 11 ans et 2 mois

DRCI SYST GE

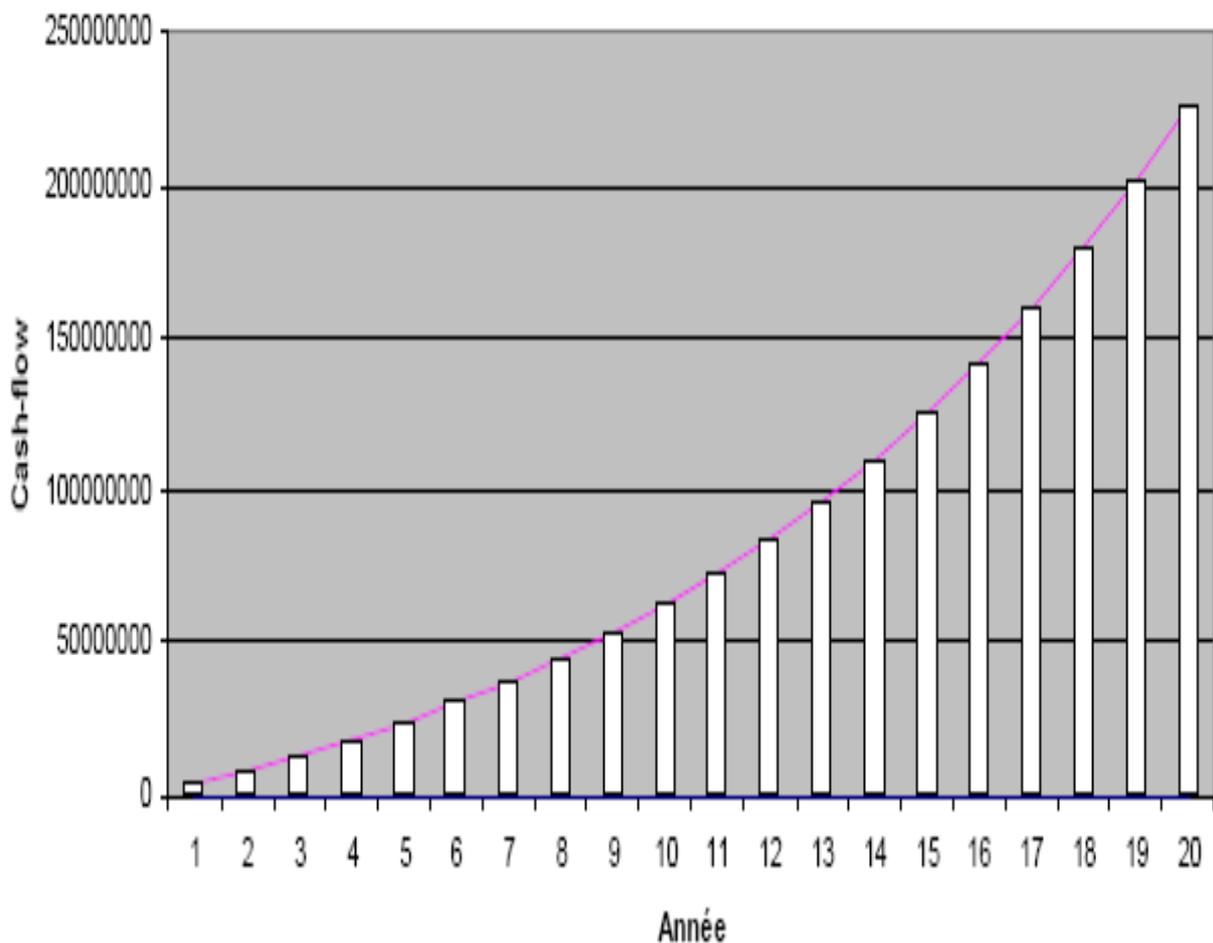


Figure 18 : Délai de récupération de capital investi du Groupe Electrogène

3.7- Information du système hybride :

Année	Investissement	Production annuelle unitaire	P-R unitaire annuel	Revenus annuels	Dépenses annuelles
0	48 897 000				
1		160	272 685	43 761 361	41 083 600
2		160	272 685	43 761 361	41 083 600
3		160	272 685	43 761 361	41 083 600
4		160	272 685	43 761 361	41 083 600
5		160	272 685	43 761 361	41 083 600
6		160	272 685	43 761 361	41 083 600
7		160	272 685	43 761 361	41 083 600
8		160	272 685	43 761 361	41 083 600
9		160	272 685	43 761 361	41 083 600
10	7 334 550	160	272 685	43 761 361	41 083 600
11		160	272 685	43 761 361	41 083 600
12		160	272 685	43 761 361	41 083 600
13		160	272 685	43 761 361	41 083 600
14		160	272 685	43 761 361	41 083 600
15		160	272 685	43 761 361	41 083 600
16		160	272 685	43 761 361	41 083 600
17		160	272 685	43 761 361	41 083 600
18		160	272 685	43 761 361	41 083 600
19		160	272 685	43 761 361	41 083 600
20		160	272 685	43 761 361	41 083 600
TOTAL	56 231 550	3 210	272 685	875 227 228	821 672 000

Tableau 13 : Prix de revient du système du système hybride

$$\text{Prix de Revient} = \frac{\sum \text{Investissements} + \sum \text{Dépenses}}{\sum \text{Production}}$$

Revenus annuels = Production annuelle unitaire x Prix de revient annuel unitaire

3.8- Etude de rentabilité du Système hybride :

Capital Investi : 56 231 550 FCFA

Durée investissement : 20 ans

Taux d'actualisation : 10%

Revenus annuels nets SH : 43 761 361 FCFA

Charges annuelles nettes : 41 083 600 FCFA

Période	Capital	Revenus	Charges	Cash-flow	Cash-flow annuels actualisés	Cumul Cash-flow
0	48 897 000					
1		43 761 361	41 083 600	2 677 761	2 945 538	2 945 538
2		43 761 361	41 083 600	2 677 761	3 240 091	6 185 629
3		43 761 361	41 083 600	2 677 761	3 564 100	9 749 729
4		43 761 361	41 083 600	2 677 761	3 920 510	13 670 239
5		43 761 361	41 083 600	2 677 761	4 312 561	17 982 800
6		43 761 361	41 083 600	2 677 761	4 743 817	22 726 617
7		43 761 361	41 083 600	2 677 761	5 218 199	27 944 816
8		43 761 361	41 083 600	2 677 761	5 740 019	33 684 835
9		43 761 361	41 083 600	2 677 761	6 314 020	39 998 855
10	7 334 550	43 761 361	41 083 600	2 677 761	6 945 422	46 944 277
11		43 761 361	41 083 600	2 677 761	7 639 965	54 584 242
12		43 761 361	41 083 600	2 677 761	8 403 961	62 988 203
13		43 761 361	41 083 600	2 677 761	9 244 357	72 232 560
14		43 761 361	41 083 600	2 677 761	10 168 793	82 401 353
15		43 761 361	41 083 600	2 677 761	11 185 672	93 587 025
16		43 761 361	41 083 600	2 677 761	12 304 239	105 891 264
17		43 761 361	41 083 600	2 677 761	13 534 663	119 425 927
18		43 761 361	41 083 600	2 677 761	14 888 130	134 314 057
19		43 761 361	41 083 600	2 677 761	16 376 943	150 691 000
20		43 761 361	41 083 600	2 677 761	18 014 637	168 705 637
TOTAL	56 231 550	875 227 228	821 672 000	53 555 228	168 705 637	

Tableau 14 : Rentabilité et DRCI du système hybride

Cash flows annuels = Revenus annuels nets – Charges annuelles nets

Cash flows actualisés = $a\eta(1+i)^n$

Valeur actuelle nette = $\sum a\eta(1+i)^n$ - Investissement

$$= 168 705 661 - 56 231 550$$

$$\text{VAN} = 112 474 111$$

Commentaire : un projet d'investissement est rentable lorsque sa valeur actuelle nette est supérieure à zéro

$$DRCI = 12\text{mois} \times \frac{62988203 - 54584242}{54584242} = 11 \text{ ans et 2 mois}$$

DRCI = 11 ans et 2 mois

DRCI SYST HYB

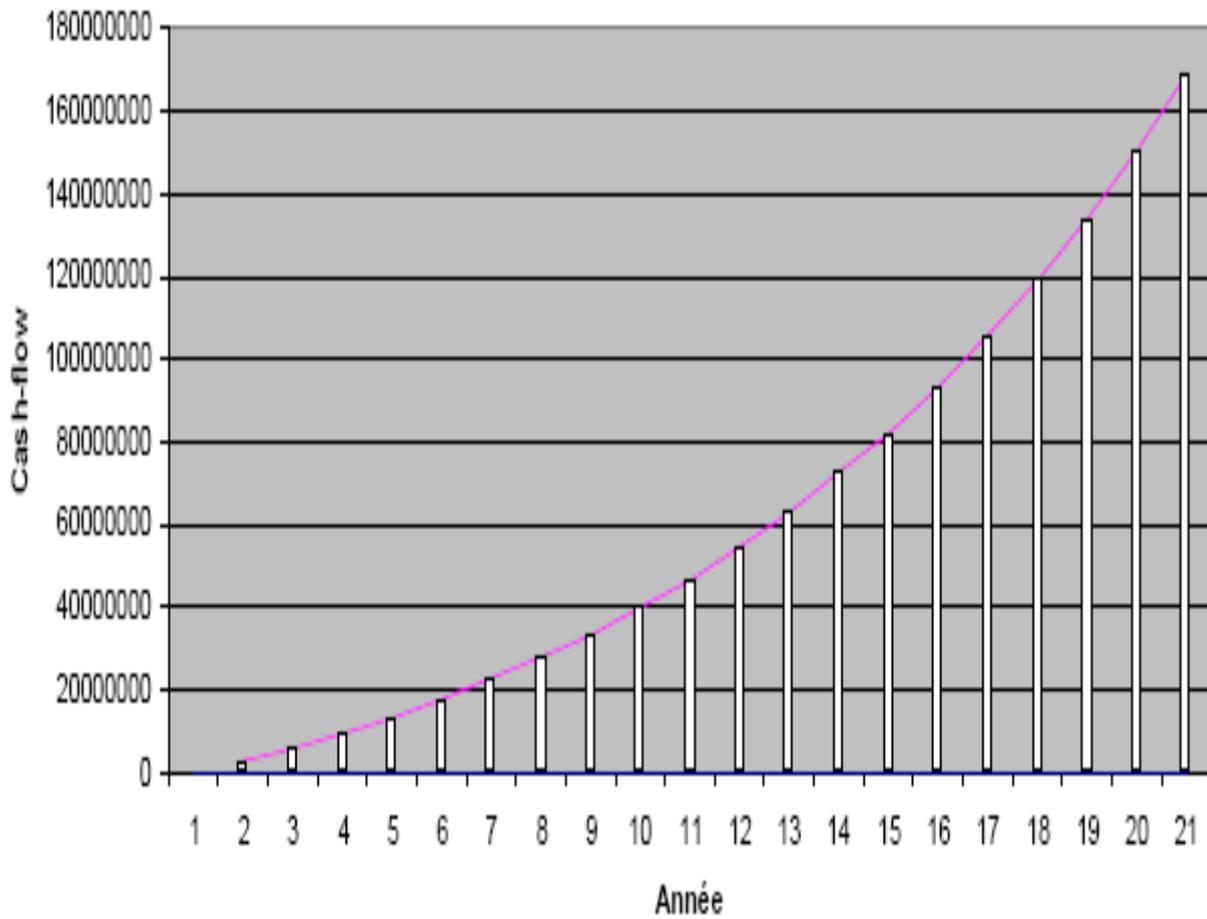


Figure 19 : Délai de récupération de capital investi du système hybride

CONCLUSION GENERALE

Le présent travail a permis de démontrer que la combinaison de différentes sources d'énergie engendre un profit considérable (diminution du capital investi sur le système).

Notre objectif était d'apporter une amélioration sensible dans le système énergétique que ce soit du point de vue énergie, fiabilité sur l'ensemble des équipements installé.

Des améliorations dans la conception et le fonctionnement des systèmes hybrides sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitive l'intégration des sources d'énergies alternatives dans le bilan des systèmes globaux de production d'énergie. Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans ce mémoire est une contribution ayant trait à l'amélioration des coûts d'installation et de maintenance des infrastructures énergétiques sur les sites isolés à accès difficile.

Les résultats du travail de recherche présentés dans ce mémoire permettent de dégager des perspectives futures pour améliorer le rendement et l'efficacité de l'installation.

Cette étude montre bien que le système hybride PV/diesel peut être une solution pour réduire le coût de production de l'électricité dans les sites isolés. Du point de vue environnemental, cette étude montre que le système hybride PV/diesel permet d'une part d'éviter le rejet dans l'environnement des tonnes de CO₂ comparé à une centrale purement diesel. D'autre part, comparativement avec le PV pure, on évite avec le système hybride de polluer en jetant des batteries dans l'environnement ce qui constitue un atout majeur vu qu'il n'existe quasiment pas de structure de recyclage des batteries en Afrique.

BIBLIOGRAPHIE

- N. Achaïbou, “ Introduction à l'Etude du Système de Stockage dans un Système Photovoltaïque”, Rev. Energ. Ren. : Valorisation (1999).
- Séverine Busquet, “Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et un pile a combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation ”, Thèse de doctorat, de l'Ecole des Mines de Paris, 15 décembre 2003.
- M. Rodot et A. Benallou, ‘Electricité Solaire au Service du Développement Rural’, Edition et diffusion: Quadrichromie, Déc. 1987.
- A. Ricaud, ‘Modules Photovoltaïques: les Filières Technologiques’, Editions Sciences et Techniques de l'Ingénieur, www.techniques-ingenieur.fr, 2006.
- Guide des Energies Renouvelables, Edition 2007, Ministère de l'Energie et des Mines
 - Cours Solaire Photovoltaïque 2010 dispensé par : Zacharie KOALAGA
 - Cours de gestion financière des projets M2 GEER 2010-2011 dispensé par : Frédéric TRAORE Enseignant d'Économie, de Gestion et de Management au 2ie.
 - Cours de maintenance des équipements M2 GEER 2010-2011 dispensé par : GOUNDIAM Madi Yassa Enseignant chercheur 2iE
 - Projet de fin d'étude en vue de l'obtention de M2 GEER 2IE (thème : Diagnostic de l'Electrification Rurale Décentralisée par groupe diesel et par interconnexion au réseau national) par monsieur Alidou KOUTOU Promotion 2009/2010
 - Projet de fin d'étude en vue de l'obtention de M2 GEER 2IE (thème : Etude d'un mécanisme de production intégrée Energie-Eau-Agriculture : cas de la ferme école de Todjonoukoin) par monsieur KOULETIO E. C. Herbert Promotion 2009/2010
 - projet de fin d'étude en vue de l'obtention d'ingénieur de conception en génie mécanique de l'Ecole supérieur Polytechnique Centre de Thiès (optimisation de la conception d'une centrale hybride PV - diesel pour l'électrification rurale application à la centrale de Dionewar-Niodior) par monsieur Mouhamadou BA promotion juin 2005
 - Exposé sur la méthode simple de dimensionnement des éléments d'une installation solaire par monsieur Bernard BASSEMEL expert ingénierie énergie et environnement

REFERENCES

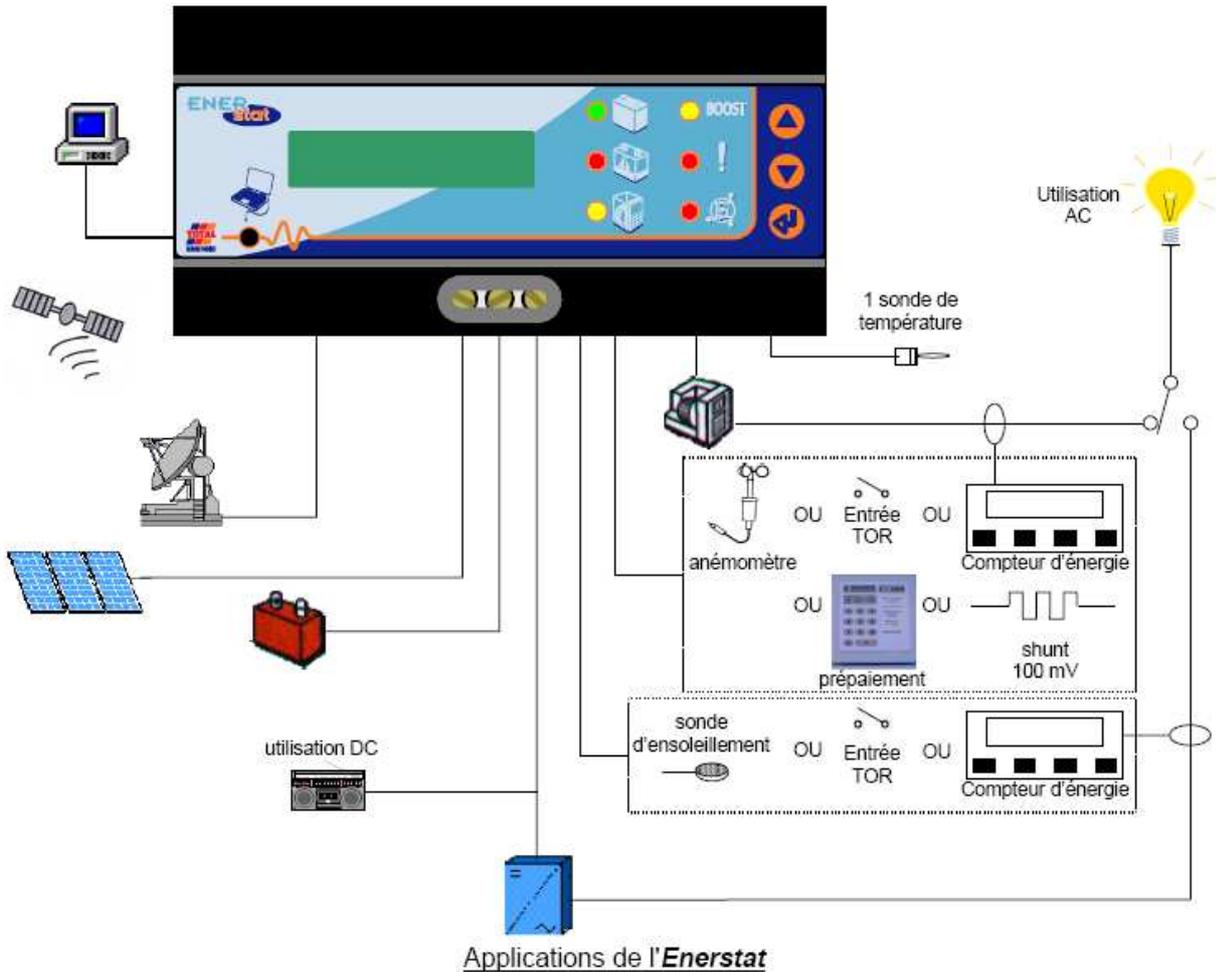
- [1]: Edmond Rostand citation du jour www.citation-du-jour.fr/citation-edmond-rostand/o-soleil-toi-sans-choses-seraient-elles-sont-18539.html
- [2]: catalogue-sites-isoles-DISTENER-2010 «contact@distener.fr»
- [3] : L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables «Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 1 »
- [4] : manuel d'installation et de maintenance générateur PV ; régulateur TENESOL
- [5] : G.SOW ; SYLLA.ELHADJI séminaire de renforcement de capacité de formation en énergie renouvelable option: système hybride (solaire / diesel) du 24 au 28 septembre 2007 à ndangane (îles du Saloum)
- [6] : Miguel LOPEZ thèse de doctorat «contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée» Université de Paris sud 11
- [7] : ROSA ABBOU thèse doctorat « contribution à la mise en autre d'une maintenance centralisée conception et optimisation d'un atelier de maintenance» Université Joseph Fourier - GRENOBLE 1 octobre 2003
- [8] : Documentation direction générale d'Orange Centrafrique

WEBOGRAPHIE

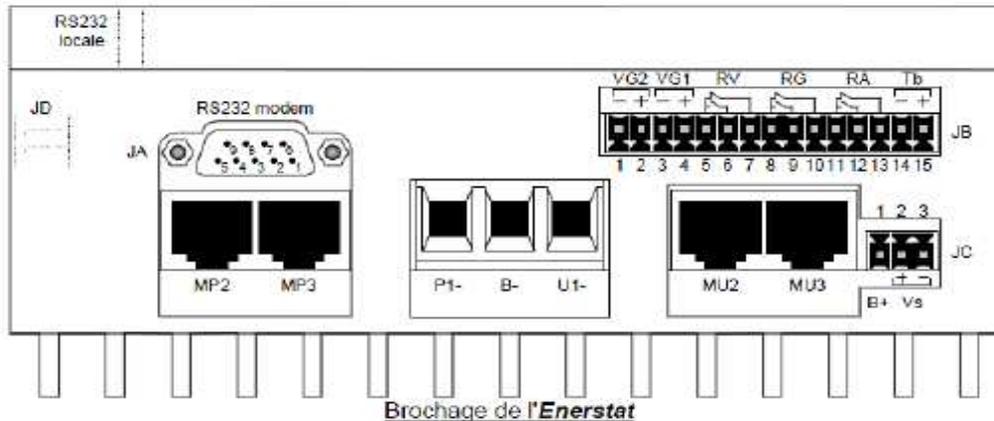
<http://WWW.photowatt.com/products-erd-fr.php>, l'Electrification rurale décentralisée
www.planete-energies.com
<http://www.tenesol.com/fr>
<http://mon-energie-solaire.com/magazine-specialise-publie-par-systemes-solaires-le-journal-des-energies-renouvelables/>
<http://www.energie-renouvelable.tv/revue-de-presse-energies-renouvelables.html>
<http://www.biomasse-normandie.org/>
<http://www.energies-renouvelables.org/>
<http://www.cder.dz/?rub=revue&srub=n&pag=index>
<http://www.outilssolaires.com/Archi/prin-magazines.htm>
http://www.energies-renouvelables.org/accueil_systemes_solaires.asp
<http://energie-online.fr/sites/magazines.html>
<http://www.cder.dz/vlib/search.php?all=&key=Recherche&heading=3>

ANNEXES

Annexe 1: Schéma synoptique du branchement de l'ENERSAT



Annexe 2 : Description du régulateur ENERSAT



P1- : Borne négative du champ photovoltaïque n°1
B- : Borne négative de la batterie
U1- : Borne négative des utilisations n°1

B+ : Entrée d'alimentation de 10 à 70 V

Vs : Tension de la batterie

MP2, MP3 : Liaison avec les modules des champs photovoltaïques n°2 et 3

MU2, MU3 : Liaison avec les modules des utilisations n°2 et 3

VG1 : Entrée paramétrable :

- DI1 : Entrée logique d'état, d'alarme ou comptage d'énergie
- Iii : Courant onduleur ; sortant de la batterie (shunt 100 mV)
- Iau : Courant auxiliaire ; entrant dans la batterie (shunt 100 mV)
- Ve1 : Entrée analogique 0/5V ou entrée anémomètre ou entrée **Energash**

VG2 : Entrée paramétrable :

- DI2 : Entrée logique d'état, d'alarme ou comptage d'énergie
- Gi : Sonde d'ensoleillement (0/150 mV)

RV : Relais sur seuil batterie haut et/ou bas

RG : Relais de commande du groupe électrogène

RA : Relais d'alarme générale

Tb : Température batterie

RS232 locale / modem : interface RS232 unique pour communiquer avec le logiciel **Energsoft**. Cette ligne dispose de deux connecteurs physiques différents (jack 3,5mm et SUB-D 9 points) pour une connexion locale ou à distance (via un modem). Ces deux connecteurs ne peuvent pas être utilisés simultanément.

JD : Interface sur le côté gauche pour extension future

Annexe 3 : Groupe électrogène diesel 30KVA à installer sur le site d'OBO



*groupe électrogène diesel 30 kVA
avec capotage insonorisé*

Annexe 4 : choix du groupe électrogène Caterpillar et Olympian

Groupes électrogènes Olympian • 5,5 à 550 kVA								
Fréquence • 50 Hz								
Modeles triphasés								
Modèle	Puissance				Enceinte insonorisée			Consommation de carburant à 75% de charge
	LTP (de secours) ¹		PRP (principal) ²		L x l x H	Poids	Contenance du réservoir de carburant	
	Cos φ 0,8 kVA	kWe	Cos φ 0,8 kVA	kWe				
GEK8-1	8	6,4	7	5,6	1485x770x1100	400	30	1,6
GEKH8-1 ³	8	6,4	-	-	1318x650x920	281	23	1,9
GEK10-1	10	8	9	7,2	1485x770x1100	413	30	2,0
GEKH12-1 ³	12	9,6	-	-	1318x650x920	292	23	2,8
GEP13.5-2	13,8	11	12,5	10	1684x860x1382	654	45	2,8
GEP18-2	18	14,4	16,5	13,2	1684x860x1382	715	45	3,5
GEP22-2	22	17,6	20	16	1684x860x1382	728	45	3,9
GEPH22-2 ³	22	17,6	-	-	1684x860x1382	632	45	5,7
GEP30-1	30	24	27	21,6	2090x950x1558	1094	230	5,7
GEPX30-1	30	24	27	21,6	2090x950x1558	961	233	5,7
GEPH30-2 ³	30	24	-	-	1684x860x1382	698	45	7,1
GEP33-1	33	26,4	30	24	2090x950x1558	1104	230	5,2
GEPX33-1	33	26,4	30	24	2090x950x1558	971	233	5,2
GEPH35-2 ³	35	28	-	-	1684x860x1382	720	45	7,9
GEP44-5	44	35,2	40	32	2090x1100x1640	1245	245	7,1
GEPX44-5	44	35,2	40	32	2250x1100x1640	1104	245	7,1
GEP50-5	50	40	45	36	2090x1100x1640	1245	245	7,9
GEPX50-5	50	40	45	36	2250x1100x1640	1104	245	7,9
GEP55-1	55	44	50	40	2090x1100x1640	1265	245	8,9
GEPX55-1	55	44	50	40	2250x1100x1640	1124	245	8,9
GEP65-5	65	52	60	48	2090x1100x1640	1315	245	10,3
GEPX65-5	65	52	60	48	2250x1100x1640	1174	245	10,3
GEP88-1	88	70,4	80	64	2090x1100x1640	1435	245	13,6
GEPX88-1	88	70,4	80	64	2250x1100x1640	1286	245	13,6
GEP100	100	80	90	72	2805x1100x1610	1694	300	15,7
GEPX100	100	80	90	72	2830x1100x1812	1600	300	15,7
GEP110	110	88	100	80	2805x1100x1610	1714	300	16,9
GEPX110	110	88	100	80	2830x1100x1812	1750	300	16,9
GEP150	150	120	135	108	3425x1100x1590	1970	375	23,9
GEPX150	150	120	135	108	3245x1100x1795	1860	300	23,9
GEP165	165	132	150	120	3425x1100x1790	1975	375	26,4
GEPX165	165	132	150	120	3395x1100x1795	1940	300	26,4
GEH220	220	176	200	160	3900x1300x1996	2881	350	33,3
GEH250	250	200	230	184	3900x1300x1996	3010	350	37,6
GEH275	275	220	250	200	3900x1300x1996	3075	350	42,5
GEP330	330	264	300	240	4560x1600x2200	4675	817	49,1
GEP350	350	280	-	-	4560x1600x2200	4600	817	56,7
GEP380	380	304	350	280	4560x1600x2200	4600	817	57,0
GEP400	400	320	-	-	4560x1600x2200	4740	817	64,0
GEP440	440	352	400	320	4560x1600x2200	4740	817	63,9
GEP450	450	360	-	-	4560x1600x2200	4890	817	71,1
GEP500	500	400	450	360	5823x1600x2346	5444	880	76,5
GEP550	550	440	500	400	5823x1600x2346	5454	880	82,3
Modeles monophasés								
GEK6SP-1		6		5,5	1485x770x1100	400	30	1,6
GEKH6SP-1 ³		6		-	1318x650x920	281	23	1,8
GEK8SP-1		8		7	1485x770x1100	413	30	2,0
GEKH9SP-1 ³		9		-	1318x650x920	292	23	2,7
GEP11SP-2		11		10	1684x860x1382	654	45	2,8
GEP14SP-2		14		13	1684x860x1382	715	45	3,4
GEP16SP-2		16,5		15	1684x860x1382	728	45	3,7
GEPH17SP ³		17,5		-	1684x860x1382	632	45	5,6
GEPH24SP ³		24		-	1684x860x1382	698	45	7,1
GEPH28SP ³		28		-	1684x860x1382	720	45	7,9
GEP26SP1		26		24	2090x950x1558	1104	230	5,2
GEPX26SP1		26		24	2090x950x1558	971	233	5,2
GEP35SP5		35		32	2090x1100x1640	1315	245	7,4
GEPX35SP5		35		32	2250x1100x1640	1174	245	7,4
GEP44SP1		44		40	2090x1100x1640	1315	245	9,2
GEPX44SP1		44		40	2250x1100x1640	1174	245	9,2
GEP50SP5		50		45	2090x1100x1640	1355	245	10,2
GEPX50SP5		50		45	2250x1100x1640	1104	245	10,2
GEP64SP1		64		58	2090x1100x1640	1478	245	12,9
GEPX64SP1		64		58	2250x1100x1640	1328	245	12,9
GEP80SP1		80		72	2805x1100x1610	1839	300	16,4
GEP88SP1		88		80	3900x1300x1996	2907	550	18,1
GEP105SP1		105		96	3900x1300x1996	2982	550	22,0

Annexe 5 : Sections normalisées câbles par TENESOL

TABLEAU DE CHOIX DE SECTION DES CABLES CUIVRES																
48 VOLTS DC																
PUISSANCE EN W	INTENSITÉ EN A	LONGUEURS EN M														
		10	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600	700
50	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	6	10	10	10	16	16	25	25
100	2,1	1,5	1,5	2,5	2,5	4	6	10	10	16	16	25	25	35	50	50
150	3,1	1,5	2,5	4	4	6	10	10	25	25	25	35	50	50	70	70
200	4,2	1,5	2,5	4	6	10	10	16	25	25	25	50	50	70	95	95
250	5,2	2,5	4	6	10	10	16	16	25	35	35	50	50	70	95	120
300	6,3	2,5	4	6	10	10	16	16	25	35	50	50	70	95	120	150
350	7,3	2,5	6	10	10	16	25	25	35	50	70	70	95	120	150	150
400	8,3	2,5	6	10	10	16	25	25	35	50	70	95	120	150	185	185
450	9,4	4	6	10	16	16	25	35	50	50	70	95	120	150	185	240
500	10,4	4	10	10	16	16	25	35	50	70	95	95	150	185	185	240
600	12,5	4	10	16	16	25	35	50	70	95	95	120	150	185	240	
700	14,6	6	10	16	25	25	35	50	70	95	120	150	185	240		
800	17	6	10	16	25	25	50	50	95	120	150	150	240			
900	19	6	16	25	25	35	50	70	95	120	150	185	240			
1000	21	10	16	25	25	35	50	70	95	150	185	185				
1200	25	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240				
1400	29	10	25	35	35	50	70	95	150	185	240					
1600	33	10	25	35	50	50	95	120	150	240						
1800	38	16	25	35	50	70	95	120	185	240						
2000	42	16	25	50	50	70	95	150	185							
2500	52	16	35	50	70	95	120	185	240							
3000	63	25	50	70	95	95	150	185								
3500	73	25	50	70	95	120	185	240								
4000	83	25	50	95	120	150	185									
4500	94	35	70	95	120	150	240									
5000	104	35	70	95	150	185	240									
6000	125	50	95	120	150	185										
7000	146	50	95	150	185	240										

TABLEAU DE CHOIX DE SECTION DES CABLES CUIVRES																
220 VOLTS Monophasé Cosφ = 1																
PUISSANCE EN KW	INTENSITÉ EN A	LONGUEURS EN M														
		10	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600	700
0,5	2,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	10	10	16
1	4,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	4	6	6	10	10	16	16	25	25
1,5	6,8	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	6	10	10	16	16	25	25	35	35
2	9	1,5	1,5	2,5	2,5	4	6	6	10	16	16	25	25	35	35	50
2,5	11,5	1,5	1,5	2,5	4	4	6	10	16	16	25	25	35	50	50	70
3	13,5	1,5	2,5	4	4	6	10	10	16	25	25	35	35	50	70	70
3,5	16	1,5	2,5	4	6	6	10	16	16	25	35	35	50	70	70	95
4	18	1,5	2,5	4	6	6	10	16	25	25	35	35	50	70	70	95
4,5	20	1,5	2,5	4	6	10	10	16	25	25	35	50	50	70	95	95
5	23	1,5	4	6	6	10	16	16	25	35	35	50	70	95	95	120
6	27	2,5	4	6	10	10	16	25	35	35	50	70	70	95	120	120
7	32	2,5	6	10	10	16	16	25	35	50	70	70	95	120	123	143
8	36	2,5	6	10	10	16	25	25	35	50	70	70	95	120	136	150
9	41	4	6	10	16	16	25	35	50	70	70	95	120	131	150	150
10	45	4	6	10	16	16	25	35	50	70	95	95	120	142	150	240
12	55	4	10	16	16	25	35	50	70	95	95	120	141	150	240	
14	64	6	10	16	25	25	35	50	70	95	120	123	180	240		
16	73	6	10	16	25	25	35	50	70	95	120	140	240	240		
18	82	6	16	16	25	35	50	70	95	120	131	150	240			
20	91	6	16	25	25	35	50	70	95	120	145	150	240			
25	114	10	16	25	35	50	70	95	120	146	150	240				
30	136	10	25	35	35	50	70	95	129	150	240					
35	159	16	25	35	50	70	95	120	150	240						
40	182	16	25	35	50	70	95	120	150	240						
45	205	16	35	50	70	70	120	131	240							
50	227	16	35	50	70	95	120	144	240							
60	273	25	35	70	70	95	130	150								
70	318	25	50	70	95	120	150	240								

Annexe 6 : information technique du module PV



BP 3125

125 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride coated multicrystalline silicon cells.

Performance

Rated power (P_{max})	125W
Power tolerance	± 5%
Nominal voltage	12V
Limited Warranty ¹	25 years

Configuration

S BP 3125S	Clear universal frame with LoPro J-Box and polarized Multicontact (MC) connectors
U BP 3125U	Clear universal frame and standard J-Box

Electrical Characteristics²

	BP 3125
Maximum power (P_{max}) ³	125W
Voltage at Pmax (V_{mp})	17.6V
Current at Pmax (I_{mp})	7.1A
Warranted minimum P_{max}	118.75W
Short-circuit current (I_{sc})	7.54A
Open-circuit voltage (V_{oc})	22.1V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47±2°C
Maximum series fuse rating	15A (S), 20A (U)
Maximum system voltage	600 V (US NEC rating) 1000V (IEC rating)



Mechanical Characteristics

Dimensions	S,U	Length: 1510mm (59.4") Width: 674mm (26.5") Depth: 50mm (1.97")
Weight	S,U	12.0 kg (26.5 pounds)
Solar Cells	S,U	36 cells (157mm x 157mm) in a 4x9 matrix connected in series
Output Cables	S	RHW AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 900mm (-) and 800mm (+)
Junction Box	U	U-Version junction box with 6-terminal connection block; IP 54, accepts PG 13.5, M20, ½ inch conduit, or cable fittings accepting 6-12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 to 10mm ² (8 to 14 AWG) wire.
Diodes	S,U	IntegraBus™ technology includes for every 18 cells, a Schottky by-pass diode integrated into the printed circuit board bus
Construction	S,U	Front: High-transmission 3mm (1/8 th inch) tempered glass; Back: Tedlar; Encapsulant: EVA
Frame	S,U	Clear anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: silver

1. Module Warranty: 25-year limited warranty of 80% power output; 12-year limited warranty of 90% power output; 5-year limited warranty of materials and workmanship. See your local representative for full terms of these warranties.
2. These data represent the performance of typical BP 3125 products, and are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 3% from typical P_{max} .

Annexe 7 : spécifications technique de l'onduleur

Onduleurs Sinus

teca

STUDER

victron energy
SINCE 1982

Ces onduleurs (de 180 à 2400 W), parfaitement adaptés aux applications les plus diverses, possèdent des caractéristiques exceptionnelles (sortie sinusoïdale pure, forte puissance, haut rendement...) malgré des dimensions et poids réduits.

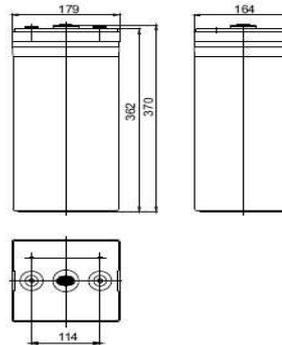
Leur capacité de surcharge exceptionnelle et leur protection complète interne garantissent une excellente fiabilité et un fonctionnement silencieux.



Code	Type	Tension sortie (V)	Puissance (W)	Dimensions	Poids
COS7D1018	Phoenix 12/180	12	180	72 x 132 x 200	2,70
COS7D2018	Phoenix 24/180	24	180	72 x 132 x 200	2,70
COS2D1027	AJ275	12	275	163 x 142 x 84	2,30
COS7D1035	Phoenix 12/350	12	350	72 x 155 x 237	3,50
COS7D2035	Phoenix 24/350	24	350	72 x 155 x 237	3,50
COS2D4040	AJ400	48	400	240 x 142 x 84	4,50
COS2D2060	AJ600	24	600	240 x 142 x 84	4,50
COS2D4070	AJ700	48	700	240 x 142 x 84	4,50
COS2D1055	PI550	12	550	212 x 395 x 130	6,60
COS2D2060	PI600	24	600	212 x 395 x 130	6,60
COS2D1100	PI1100	12	1100	212 x 395 x 130	9,00
COS2D2100	PI1100	24	1100	212 x 395 x 130	9,00
COS2D2100	PI1100	24	1000	428 x 142 x 84	8,50
COS2D2130	AJ1300	24	1300	428 x 142 x 84	8,50
COS2D1210	AJ2100	12	2100	399 x 273 x 117	19,00
COS2D2240	AJ2400	24	2400	399 x 273 x 117	19,00



Data sheet for GFM-400Z battery



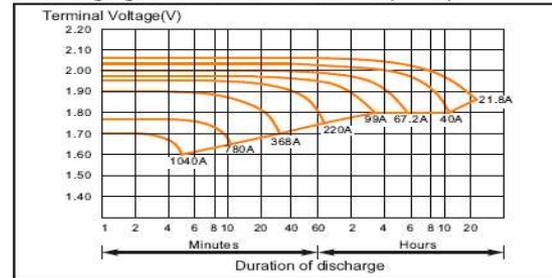
Specifications

Nominal Voltage		2V
Rated Capacity(10 hourrate)		400Ah(25 °C)
Total Height(with terminals)		370mm (14.57 inches)
Dimension	Height	362mm (14.25 inches)
	Lenght	164mm (6.46 inches)
	Width	179mm (7.05 inches)
Weight		Approx.25.5Kg(56.22lbs)

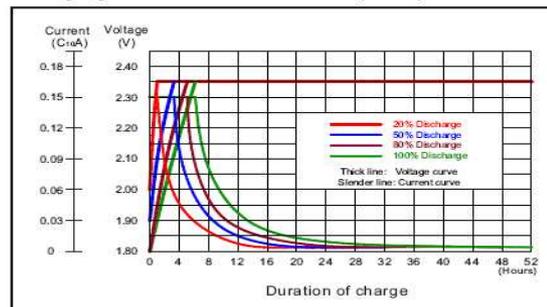
Characteristics

Capacity (25 °C)	20Hr	436Ah
	10Hr	400Ah
	5Hr	336Ah
	1Hr	220Ah
Internal Resistance(Full charged)		0.32 mΩ (25°C)
Capacity affected by temperature	40 °C	109%
	25 °C	100%
	0 ° C	88%
	-15 ° C	76%
Self-Discharge (25 °C)	Capacity after 3 month storage	92%
Charging(25 °C)	Cycle	2.35V,60A or small
	Float	2.23V,60A or small
Temperature compensation coefficient		-0.003V / °C

Discharging Characteristics Curves (25 °C)



Charging Characteristics Curves (25 °C)



Constant current discharge (Ampere @25 °C)

Final Voltage (V/cell)	Minute								Hour							
	5	10	15	20	30	40	50	1	2	3	4	5	6	8	10	
1.85	744	640	420	339	284	245	216	200	128	97	78.4	64.8	56.1	44.8	39.2	
1.80	800	672	504	390	316	268	228	208	130	99	81.2	67.2	56.8	48.0	40.0	
1.75	880	712	560	433	324	278	240	220	132	102	82.4	69.2	57.5	48.4	40.4	
1.70	952	752	584	467	368	293	252	228	135	104	82.8	69.6	58.6	48.8	40.8	
1.65	1000	780	604	482	380	304	268	240	138	105	83.2	70.0	59.1	49.2	40.8	
1.60	1040	800	620	500	400	316	280	248	141	106	83.6	70.4	59.7	49.2	41.2	

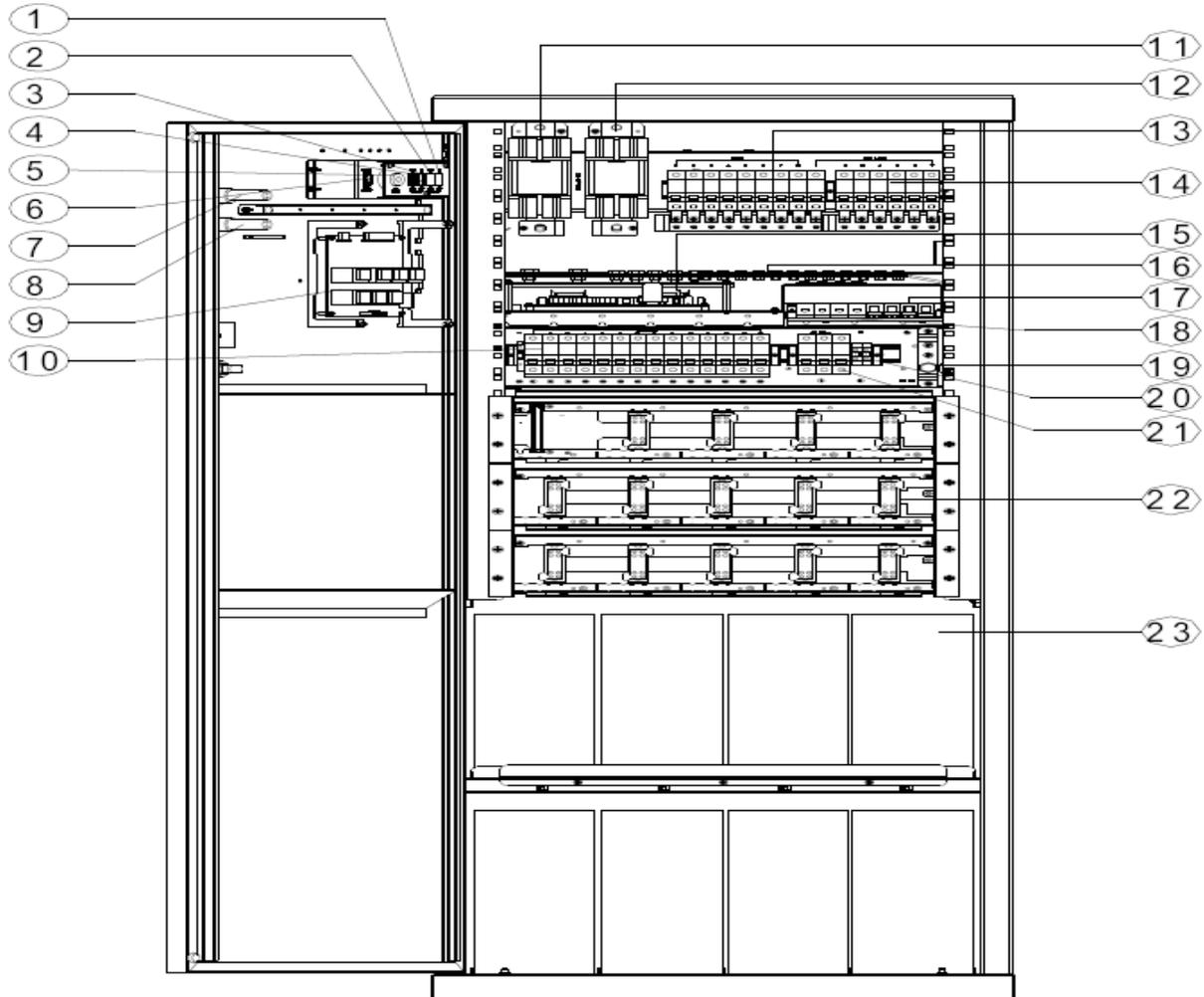
Constant power discharge (Watt/cell @25 °C)

Final Voltage (V/cell)	Minute								Hour							
	5	10	15	20	30	40	50	1	2	3	4	5	6	8	10	
1.85	1296	1152	756	600	508	456	416	376	240	184	151	126	107.2	87.6	76.4	
1.80	1440	1208	908	700	568	480	432	396	252	190	154	131	110.4	93.6	78.0	
1.75	1584	1280	1008	752	584	504	446	408	256	193	155	134	114.8	94.8	78.8	
1.70	1716	1352	1052	800	612	528	458	416	260	195	156	136	115.6	95.6	79.2	
1.65	1800	1404	1084	844	636	544	466	424	264	196	157	137	116.4	96.0	79.6	
1.60	1872	1440	1116	900	656	556	472	428	268	198	158	138	117.2	96.4	80.2	

This information is generally descriptive only and is not intended to make or imply any representation, guarantee or warranty with respect to any cells and batteries. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact Coslight for the last information.

Annexe 8 : Spécifications technique des batteries solaires étanche

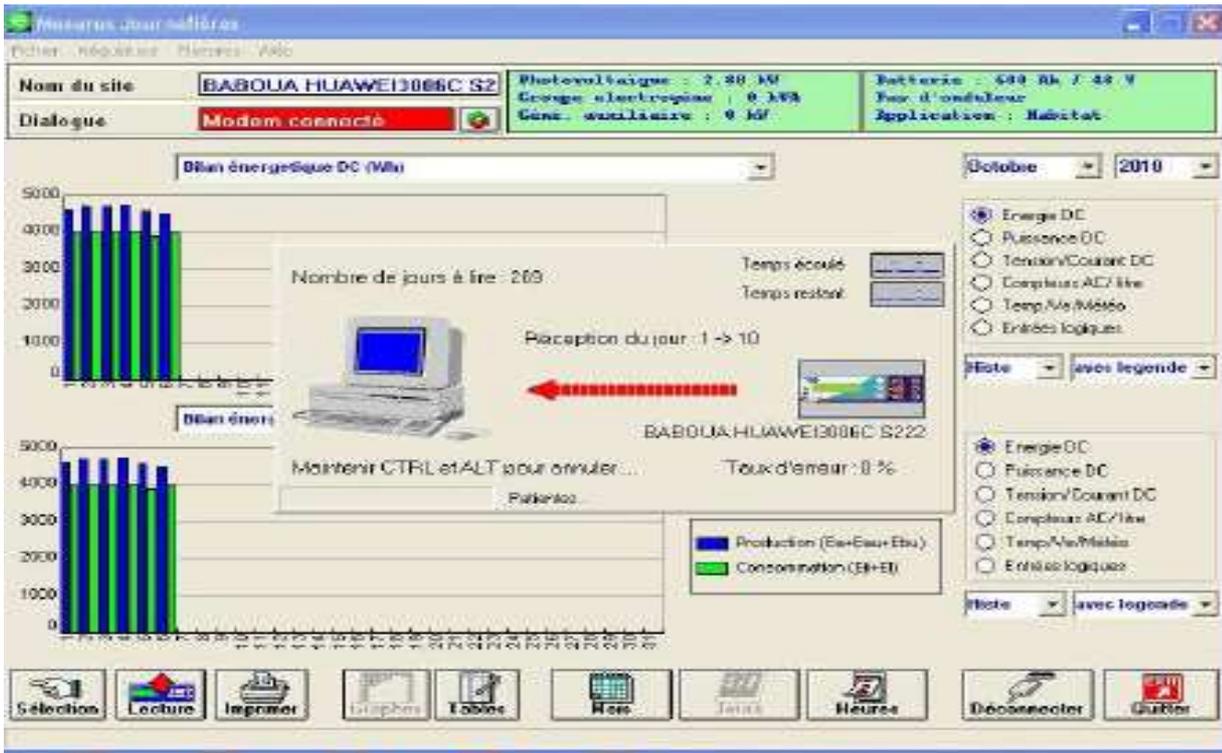
Annexe 9: Vue éclatée de la baie énergie EMERSON



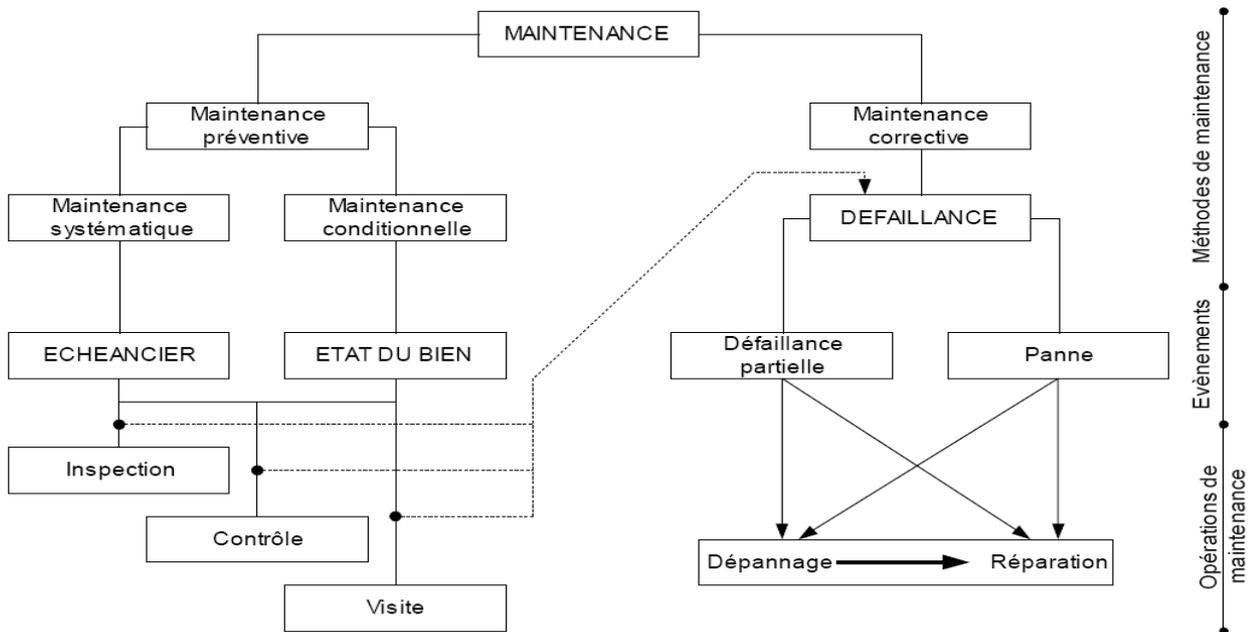
AC/DC distribution unit of PS48350-1B/25-X2 (Front view)

- | | |
|------------------------------|--------------------------------------|
| (1),(2)—LLVD switch | (13)—Non-priority load output MCB(-) |
| (3),(4)—BLVD switch | (14)—Priority load output MCB(-) |
| (5)—Buzzer | (15)—Signal transfer board |
| (6)—Buzzer switch | (16)—Positive busbar |
| (7)—Operation indicator | (17)—II/C SPD |
| (8)—Fault indicator | (18)—SPD MCB |
| (9)—AC signal sampling board | (19)—Earth bar |
| (10)—Rectifier input MCB | (20)—Input neutral line terminal |
| (11)—Battery 1 fuse | (21) - Mains input MCB |
| (12)—Battery 2 fuse | (22) - Rectifier backplane |

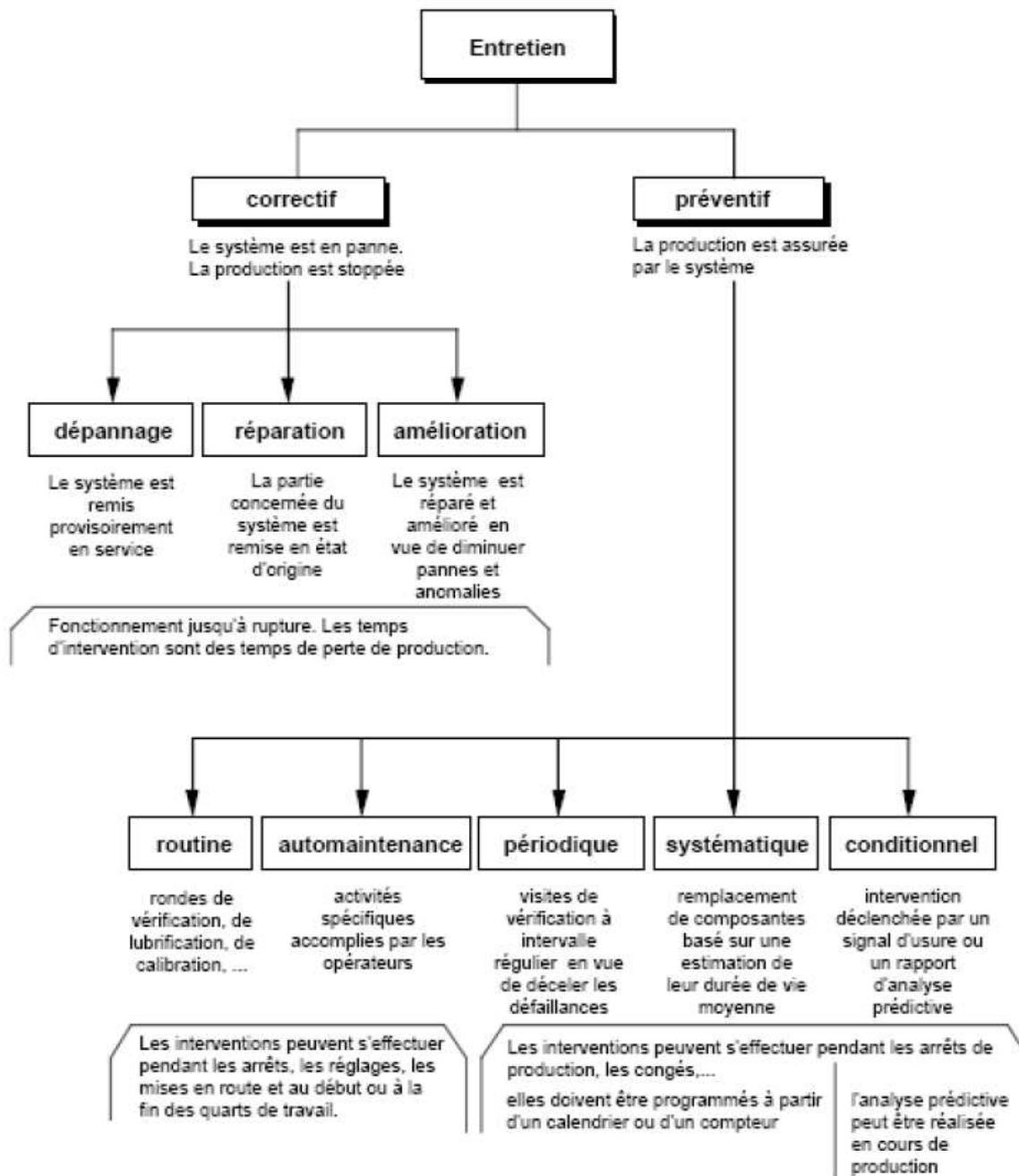
Annexe 10 : Monitoring de la supervision d'un site distant



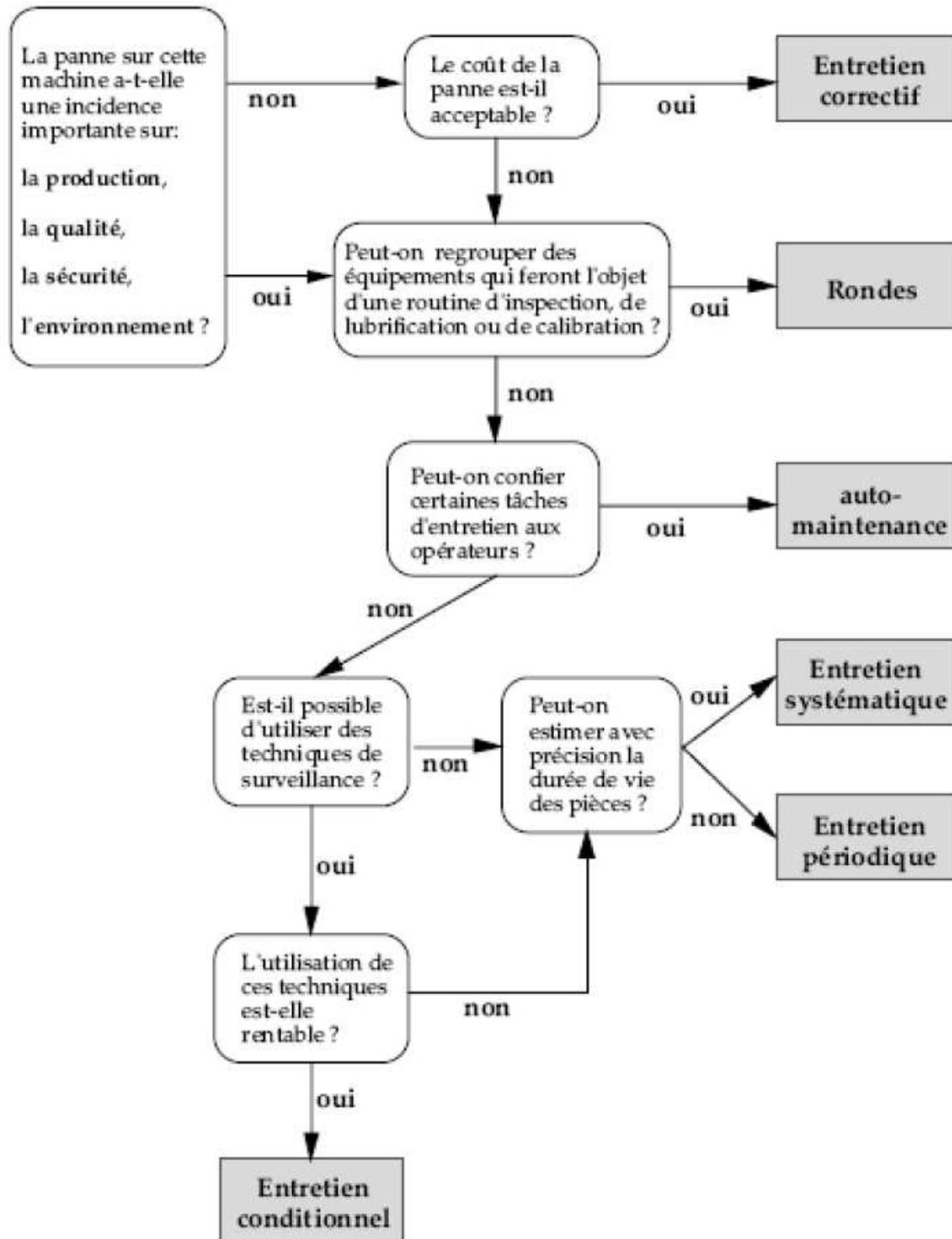
Annexe 11 : Les topologies des opérations de maintenance



Annexe 14 : Classification des types d'entretiens



Annexe 15 : Algorithme pour le choix du type d'entretien



Annexe 16 : vue d'une BTS 3006C avec ses composants



Annexe 17 : vue des équipements télécoms (modulation démodulation/optimisations de voix)



Modem comtech CDM-QX



Mémotech CXU1010

Annexe 18 : liaison de transmission exploitée pour recueillir les alarmes des sites distants à partir du site central (centre de supervision)

