



OPTIMISATION DE LA CENTRALE HYBRIDE PV/DIESEL DE OUELESSEBOUGOU ET ACCROISSEMENT DE SA CAPACITE POUR SATISFAIRE A LA DEMANDE A L'HORIZON 2022

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER 2 EN GENIE ELECTRIQUE ENERGETIQUE ET ENERGIE RENOUVELABLE
OPTION : Production et Distribution de l'Energie (PDE)**

Présenté et soutenu publiquement le **16/01/2013** par

TCHUENTE Alain.

Travaux dirigés par : Daniel YAMEUGUEU

Jury d'évaluation du stage :

Président : M. Soro

Membres et correcteurs : D. Yameugueu

P. Dangang

Promotion [2011/2012]

REMERCIEMENTS

Je souhaite témoigner ma reconnaissance envers les personnes qui m'ont accompagné durant cette période, et qui pour certaines sont activement intervenues dans le déroulement de mon stage.

Je remercie tout d'abord **M. Mamadou Frankaly KEITA, Directeur Production Electricité EDM-SA** pour m'avoir donné la possibilité d'effectuer mon stage de fin d'étude au sein du service exploitation.

Je remercie **M. Fousseyni DIARRA CSE** pour m'avoir intégré dans son équipe.

Toute ma reconnaissance va à l'endroit de **M. Mahmoud N'DAW, mon Encadreur**, pour le soutien sans cesse qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de cette période. Je le remercie pour la façon dont il a su me mettre en confiance pendant les moments difficiles, pour ces remarques constructives, pour ces aptitudes pédagogiques dont il a fait preuve et enfin pour son entière disponibilité.

Toute ma reconnaissance va également à l'endroit de **M. Daniel YAMEGUEU, mon Encadreur académique**, pour m'avoir accordé de son temps. Je le remercie pour ses remarques et son esprit de clarté scientifique qu'il a bien voulu mettre au service de ce mémoire. J'ai appris beaucoup grâce à ses conseils.

Je remercie **Mr Diankiné TRAORE, Chef de la centrale hybride de Ouéléssébougou** et le personnel de la centrale pour leur accueil et leur disponibilité.

Mes remerciements vont également à l'endroit de **M. Patrice COULIBALY, Ingénieur de maintenance à EDM-SA** pour son concours ainsi qu'à tout le personnel de la DPE.

A ma famille qui ne ménage pas d'effort pour ma réussite.

Au corps professoral de la **Filière GEER du 2iE** pour la qualité de l'enseignement dispensé.

A tous ceux qui de près ou de loin m'ont accompagné durant ma formation.

RESUME

L'objectif principal de ce stage est d'optimiser et de déterminer la puissance crête complémentaire à ajouter à la centrale hybride photovoltaïque/groupe électrogène/batteries de Ouéléssébougou au Mali. Après un an d'exploitation, une analyse des paramètres de la centrale a permis de faire des propositions afin de mieux suivre son évolution et d'améliorer son service. Une simulation du comportement énergétique du système est effectuée et plusieurs paramètres sont considérés tels que : le taux de charge des groupes, le nombre de modules photovoltaïques nécessaires, la capacité de stockage. L'analyse a permis de trouver un couple optimal (Capacité de stockage ; nombre de string) pour chaque année et sur 10 ans. Il ressort qu'en considérant un taux moyen annuel d'augmentation de la consommation d'électricité calculé à 13%, la puissance des groupes électrogènes installés et des UPS sera insuffisante à l'horizon 2022.

MOTS CLES

- 1- Hybride.
- 2- Photovoltaïque.
- 3- Groupe électrogène.
- 4- Stockage.
- 5- Optimisation.

ABSTRACT

The main objective of this work is to optimize and determine the PV power peak to be added to the hybrid photovoltaic / Diesel generators / batteries power station of Ouéléssébougou, Mali. After one year of operation, an analysis of the plant parameters allowed to make proposals to improve its management and then the quality of the service. A simulation of the energy behaviour of the system is undertaken and several parameters were analyzed such as: the rate charge, the number of PV modules required and the storage capacity. The analysis helped to find an optimal couple (storage capacity, number of strings) for each year and over 10 years. It appears that by considering an annual average rate of increase in consumption calculated at 13%, the power of Diesel generators and UPS will be deficient by 2022.

KEY WORDS:

- 1- Hybrid system.
- 2- Photovoltaic.
- 3- Diesel Generator.
- 4- Storage.
- 5- Optimization.

NOMENCLATURE

OMD : Objectifs du millénaire pour le développement.

PIB : Produit Intérieur Brut.

GPL : Gasoil Plus Leger.

ENR : Energie Nouvelle et Renouvelable.

PTF : Partenaire Technique et Financière.

RI : Réseau Interconnecté.

CI : Centre Isolé.

PV : Photovoltaïque.

GE : Groupe Electrogène.

UPS : Uninterruptible Power Supply.

NRC 50 : Module de gestion de la centrale.

ISTL : Seuil de courant en dessous duquel le NRC 50 reconnecte les branches PV.

VSTL : Seuil de tension en dessous duquel le NRC 50 reconnecte les branches PV.

ILTS : Seuil de courant au dessus duquel le NRC 50 arrête de connecter les branches PV

VLTS : Tension au dessus de laquelle le NRC 50 arrête de connecter les branches PV.

ISTU : Courant au dessus duquel le NRC 50 déconnecte les branches PV.

VSTU : Tension batterie en dessus duquel le NRC 50 déconnecte les branches PV.

CBP : Pourcentage de charge des batteries par rapport à 100% de la capacité théorique.

TCG : Taux de charge des groupes électrogène par rapport à 100% de la puissance nominale.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	i
RESUME.....	ii
NOMENCLATURE.....	iv
LISTE DES TABLEAUX.....	vi
TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	vi
LISTE DES IMAGES.....	vi
I. INTRODUCTION :	1
II. OBJECTIFS DU TRAVAIL.....	3
A. Etat de la centrale hybride de Ouéléssébougou :	3
B. Objectifs :	4
III. METHODOLOGIE	5
A. Synthèse des éléments de la centrale :	5
B. Fonctionnement de la centrale :	6
C. Méthode de traitement des données :	7
IV. RESULTATS	10
A. Traitement des données du champ PV :	10
1. Données d'ensoleillement :	10
2. Données d'intensité, puissance et énergie du champ PV :	11
B. Synthèse de l'exploitation de la centrale hybride :	11
1. Attribution des tranches horaires pour chaque source :	11
2. Temps de marche des différentes sources en 2011 :	13
C. Proposition d'une puissance crête complémentaire pour la centrale.....	15
1. Données de bases pour le dimensionnement du champ :	15
2. Optimisation de la taille du champ PV :	15
V. ANALYSES.....	18
A. Analyse des données traitées :	18
B. Analyse et synthèse des problèmes d'exploitation de la centrale :	19
C. Evaluation de la performance des équipements de la centrale :	19
VI. RECOMMANDATIONS	21
VII. CONCLUSION	22
BIBLIOGRAPHIE.....	24
ANNEXE :	25

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Tranches horaires et sources d'énergies.	4
Tableau 7 : Evolution des Puissances crêtes, capacités des batteries et des groupes par année.	23
Tableau 2 : Temps de marche des différentes sources en 2011.	25
Tableau 3 : Temps de marche, production d'énergie et de CO2 en 2011.	25
Tableau 4 : Taux d'augmentation de la consommation par mois entre 2008 et 2011.	26
Tableau 5 : Caractéristiques et Données des modules.	26
Tableau 6 : Consommation par tranche horaire en Avril 2011.	27

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 2 : Eclairement moyen mensuel en 2011 à Ouéléssébougou.	10
Figure 3 : Tendance des puissances moyennes journalière de la centrale.	12
Figure 4 : Puissance produite et Eclairement.	13
Figure 5 : Energies produites de champ PV et des GE.	14
Figure 6 : Profil des énergies livrées en 2011.	15
Figure 1 : Schéma synoptique de la centrale hybride de Ouéléssébougou.	28
Figure 7 : Energies normalement produites par chaque source en 2011.	29
Figure 8 : Taux de charge batteries (CBP) = fonction (Taux de charge des groupes (TCG) et du Nombre de Modules)	30
Figure 9 : Couple optimal (Nombre de module ; Taux de charge des Groupes).	31

LISTE DES IMAGES

Photo 1 : Champ solaire.	32
Photo 2 : Armoire de regroupement des branches.	33
Photo 3 : Intérieur de l'armoire de regroupement des branches.	34
Photo 4 : Armoire UPS-DC.	35
Photo 5 : Armoire UPS-AC.	36
Photo 6 : Armoire UPS-DC.	37
Photo 7 : UPS.	38
Photo 8 : Intérieur UPS.	39
Photo 9 : Données du logiciel Wind Solar sur PC.	40

<i>Photo 10 : Données des UPS du logiciel Wind Solar sur PC.</i>	<i>41</i>
<i>Photo 11 : Données du champ PV du Logiciel Wind Solar sur PC.....</i>	<i>42</i>

I. INTRODUCTION :

Les services énergétiques participent à l'impulsion des secteurs de développement économique et social, ainsi que dans toutes les activités humaines pour l'atteinte des meilleures conditions de vie. Les objectifs du millénaire pour le développement (OMD) reconnaissent le rôle transversal de l'énergie pour l'atteinte de ses huit objectifs retenus [1]. La maîtrise de l'énergie avec ses deux composantes, efficacité énergétique et énergie renouvelable, est aujourd'hui une nécessité pour un pays comme le Mali, compte tenu de sa situation géographique. Il y va de sa sécurité énergétique, de sa compétitivité économique et de sa stabilité sociale. A ces exigences nationales s'ajoutent le contexte international marqué d'une part par l'augmentation du prix du baril et d'autre part par un engagement collectif de plus en plus contraignant en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Au Mali, le secteur de l'énergie couvre des enjeux importants en termes de développement économique. La demande énergétique augmente plus rapidement que l'évolution du PIB, ce qui pose un problème de compétitivité économique, d'une part, et de sécurité d'approvisionnement énergétique, d'autre part. Le PIB croît d'environ 5 % par an contre 14 % pour la demande d'énergie primaire hors biomasse et plus de 10 % pour l'électricité. La demande en énergie coûte cher à l'Etat puisque la facture énergétique est évaluée en 2007 à 316 milliards FCFA. Le seul GPL absorbe une subvention d'environ 2,79 milliards de FCFA en 2007 [2].

L'analyse des données énergétiques du Mali pour l'année 2008 fait ressortir que :

- La consommation d'électricité est d'environ 300 kWh/hab/an.
- La principale source primaire de production d'électricité est constituée de produits pétroliers importés en totalité (facture de 171 milliards de FCFA en 2007).
- Une forte croissance de la demande d'électricité (environ 10 % par an) entraînerait d'importants investissements pour satisfaire la demande.
- Une progression du taux d'électrification de l'ordre de 4 % par an, ce taux étant de 59 % en milieu urbain et d'environ 12% en milieu rural [2].

En 2009, Les principales centrales de production d'énergie au Mali sont les centrales hydroélectriques (quatre (4) centrales : Sélingué, Sotuba, Félou et Manantali) et les centrales thermiques (Darsalam, Balingué et la centrale de Location Aggreko à Nouakchott en Mauritanie). La production totale du Réseau interconnecté (RI) était de 962,61 GWh donc la composante thermique était de 29,73%. En plus du RI, EDM-SA gère 20 centres isolés (CI) équipés de groupes diesels.

En 2012, le Mali est déjà inscrit dans la liste des pays qui s'engagent dans l'atteinte des OMD, la réduction des gaz à effets de serre, la réduction de la consommation énergétique, la diversification des sources d'énergie et surtout le développement des énergies renouvelables alternatives aux énergies fossiles. C'est dans ce cadre que EDM-SA avec ses partenaires techniques et financiers (PTF), ont

entrepris en 2008, la réalisation d'une centrale hybride solaire-PV diesel, dans la ville de Ouéllessébougou au Mali.

Le projet pilote de Ouéllessébougou a été un prélude dans l'introduction des ENR dans le parc de production d'EDM-SA, afin de réduire la consommation en combustible, d'augmenter la durée de vie des groupes électrogènes par un fonctionnement proche de la charge nominale et la réduction de leur temps de marche. Le projet de réalisation de cette centrale de Ouéllessébougou contribue à la diversification des sources de production d'énergie au Mali. Aussi, le coût d'exploitation d'une centrale solaire est inférieur à celui d'une centrale diesel pour une même quantité d'énergie produite.

Un tel projet, du fait de son caractère pilote, nécessite une analyse de ces données d'exploitation un an après sa mise en œuvre. Ceci a pour but de recenser les problèmes rencontrés et de proposer des solutions afin d'améliorer l'exploitation et d'assurer une bonne desserte à l'endroit des consommateurs. C'est dans ce cadre que s'inscrit ce travail, qui se propose d'analyser les données recueillies après un an d'exploitation (année 2011), de confronter les résultats d'analyse aux objectifs visés au moment de la mise en œuvre et d'apporter où besoin sera, des propositions de solutions pour un meilleur service de la centrale.

II. OBJECTIFS DU TRAVAIL

A. Etat de la centrale hybride de Ouéléssébougou :

La centrale hybride étudiée (photovoltaïque et thermique diesel) a été inaugurée en février 2011 dans la ville de Ouéléssébougou. C'est une ville moyenne d'environ 17 000 habitants dont les ménages constituent la grande part de la consommation d'électricité et quelques activités à caractère commercial. La desserte de la ville auparavant effectuée par deux groupes électrogènes de 220 kW chacun, fonctionnant en alternance est aujourd'hui assurée par un champ photovoltaïque (PV) avec des modules polycristallins (216 kWc), des batteries de stockage (4000 Ah), les deux groupes électrogènes existants (220 kW chacun) et un troisième groupe (455 kVA) récemment installé.

La philosophie du projet consistait à réduire au maximum les dépenses engendrées par l'exploitation des groupes électrogènes (GE), cela se faisant par la réduction maximale de leur temps de marche. Le projet a été conçu et réalisé par l'entreprise Zénith Energie et Développement (ZED-SA) sur la base des données d'exploitation de l'année 2008. Les données de base exploitées par ZED-SA ont servies à réaliser une simulation de la production de la centrale hybride sur une échéance de dix ans, avec un taux d'augmentation de la consommation de 5% par an. Ceci a conduit à l'installation d'une puissance crête de 216 kWc, d'un jeu de deux (2) bloc de batteries d'une capacité de 2000 Ah chacune. Cette puissance installée devrait permettre d'obtenir un temps de marche pour les groupes de 25% et pour le champ PV + batterie de 75%. Les tranches horaires de marches sont représentées dans **le tableau 1**.

Le travail présentement effectué après un an d'exploitation, permet de mettre en regard la production réelle et celle simulée au moment du dimensionnement. Il ressort que la demande actuelle d'énergie dépasse celle attendue et fausse ainsi le taux d'augmentation choisi pour le dimensionnement. Le temps de marche alloué aux groupes électrogènes est largement supérieur au temps prévu. Une conséquence directe de cette situation est la difficulté de satisfaire la demande des consommateurs dans le respect des objectifs préalablement visés qui consistaient en partie à réduire le temps de marche des GE. La capacité de la centrale à répondre aux besoins de la ville limitée par une augmentation de la demande, a motivé l'arrivée du troisième groupe électrogène Caterpillar de 455 kVA, et l'idée d'augmenter le champ solaire.

C'est l'une des raisons pour laquelle EDM-SA a décidé de faire un bilan de la centrale et d'augmenter la puissance du champ PV pour satisfaire au mieux sa clientèle à l'horizon 2022.

Tranches	Nombre d'heures	Source d'alimentation prioritaire	Source d'alimentation secours
8H à 16H	8	Générateur photovoltaïque en injection directe sur le réseau et charge batteries.	Groupes électrogènes
16H à 18H	2	Batteries +Générateur photovoltaïque à travers les onduleurs PV.	Groupes électrogènes
18H à 00H	6	Groupes électrogènes.	Batteries à travers les onduleurs PV.
00H à 08H	8	Batteries à travers des Onduleurs PV.	Groupes électrogènes

Tableau 1 : Tranches horaires et sources d'énergies.

B. Objectifs :

Cette étude a pour objectif principal de proposer une puissance crête complémentaire pour la centrale hybride de Ouéléssébougou sur la base des données d'exploitation de l'année 2011 et en tenant compte des aspects techniques et économiques liés à l'exploitation de cette centrale, afin de pouvoir répondre à la demande sur les 10 années à venir avec un taux d'augmentation de la consommation à déterminer.

On s'intéressera également aux paramètres de production enregistrés. Une analyse de ces paramètres, une évaluation des performances des éléments de la chaîne énergétique et l'analyse des problèmes d'exploitation nous permettront de comprendre le fonctionnement du système et de faire des propositions pour une meilleure exploitation de la centrale. Il s'agit là des objectifs spécifiques que nous nous proposons d'atteindre.

III. METHODOLOGIE

Tout au long de ce stage de fin d'étude, plusieurs visites sur site ont été effectuées pour l'acquisition des données, ainsi que pour une meilleure compréhension de la configuration et du fonctionnement de la centrale.

A. Synthèse des éléments de la centrale :

La centrale hybride de Ouéléssébougou est constituée des éléments suivants :

- **Champ photovoltaïque :** la centrale comporte 60 strings de 18 modules chacun ce qui fait un total de 1080 modules de 200 Wc unitaire en polycristallin de marque SUNTECH, soit une puissance totale solaire installée de **216 kWc**.
- **Coffrets de jonction :** Douze (12) coffrets à huit (8) entrées, un pour chaque rangée. Chaque rangée est constituée de cinq (5) strings. Chaque coffret comprend 16 coupe-circuit de 32 A équipé de fusibles, un interrupteur-sectionneur général, une protection contre la foudre de 40 kA, un bornier de raccordement pour la puissance et les alarmes, un coffret IP65 de type EUROPA.
- **Armoire de regroupement PV :** Une armoire qui regroupe les douze (12) rangées. Cette armoire intègre 22 coupe-circuits de 32 A, un interrupteur-sectionneur général 800 A, des contacteurs de régulation de la puissance du champ PV, les shunts de mesure du courant des entrées des branches, une protection contre la foudre de 40 kA, un bornier de raccordement pour la puissance et les alarmes.
- **Le NRC 50 :** c'est le module de gestion de la centrale.
- **Ensemble UPS composé de 3 PROTECT 4.33 de 220 kVA chacun :** Raccordés en parallèle au niveau de leurs sorties. La priorité des sources sera définie par le NRC 50. Deux parafoudres à haut pouvoir d'écoulement protégeront les UPS des surtensions pouvant venir, soit des GE ou du réseau.
- **Le paratonnerre :** Un paratonnerre Active 2D Solaire, un pylône autoportant de 9 mètres, cinquante colliers en acier inoxydable, une borne de coupure de terre, trois piquets de terre en acier galvanisé. Situé à une hauteur de 5 mètres au dessus de tous les équipements, il assure une protection de niveau 2 (taux d'efficacité de 95% pour un courant crête de 5,2 à 150 kA) à une distance de 97 mètres.
- **Une surveillance péri-métrique du champ PV :** il permet de déterminer la présence d'un intrus dans le champ solaire.
- **Un PC avec son logiciel Wind Solar :** Pour le monitoring.

- **Deux blocs de batteries de stockage** : 4000 Ah/ 400 V (2000 Ah chacune), rendement du cycle charge/ décharge est d'environ 85%.
- **Deux GE Cummins de 275 kVA chacun et un troisième Caterpillar de 455 kVA.** Le NRC 50 contrôle les ordres de marches/arrêts de ces derniers. Les groupes sont démarrés lorsque les batteries seront considérées par le système comme étant déchargées et si toutes les branches PV sont connectées, soit sur tranche horaire.
- La partie thermique dispose d'un poste de commande, avec une armoire de commande des groupes et une armoire TGBT. Il y'a également un transformateur 400V/15 kV.

Une représentation synoptique de la centrale est illustrée en **annexe II, figure 1**.

B. Fonctionnement de la centrale :

La centrale hybride de Ouéléssébougou est composée de deux sources principales de production d'énergie (le champ PV et les GE) et d'un système de stockage électrochimique constitué des batteries. Le fonctionnement prévu de la centrale est le suivant :

- **Entre 08 heures du matin et 16 heures du soir**, la source prioritaire est le champ PV qui assure seul l'alimentation de la ville de Ouéléssébougou et la recharge des batteries.
- En cas d'ensoleillement insuffisant et si l'état de charge des batteries le permet, la ville est alimentée par les batteries. Dans la mesure où les batteries ne peuvent assurer l'alimentation de la ville, le NRC 50, grâce au périphérique de commande des groupes met en marche un groupe suivant la puissance appelée du réseau.
- **Entre 16 heures et 18 heures**, la source prioritaire est le jeu de batteries qui assure seul l'alimentation de la ville. En cas d'insuffisance de la puissance débitée des batteries, les groupes sont mis en marche par le NRC 50.
- **Entre 18 heures et 24 heures**, la source prioritaire est constituée des GE. En cas d'indisponibilité des groupes, les batteries seront branchées sur le réseau.
- **Entre 24 heures et 08 heures**, la ville de Ouéléssébougou est alimentée par les batteries ou les GE dans le cas où la capacité des batteries serait limitée.

La régulation de la charge de la batterie par rapport à la puissance appelée de la ville est assurée par le NRC 50 par un contrôle des paramètres de gestion et l'intervention sur les branches photovoltaïques:

- Pour que le système connecte les branches photovoltaïques à l'application, il faut que le courant batterie soit inférieur au seuil ISTL et que la tension batterie soit inférieure au seuil VSTL.

- Pour que le système arrête de connecter des branches photovoltaïques, il faut que le courant batterie soit supérieur au seuil ILTS ou que la tension batterie soit supérieure au seuil VLTS.
- Pour que le système déconnecte des branches photovoltaïques, il faut que le courant batterie soit supérieur au seuil ISTU ou que la tension batterie soit supérieure au seuil VSTU.
- Pour que le système arrête de déconnecter des branches photovoltaïques de l'application il faut que le courant batterie soit inférieur au seuil IUTS et que la tension batterie soit inférieure au seuil VUTS.

Pour que le système fonctionne correctement, les conditions suivantes sur les seuils de tension et courant doivent être respectées :

- $VLTS \geq VSTL$ et $VSTU \geq VUTS$,
- $VLTS < VSTU$ et $VUTS > VSTL$,
- $ILTS \geq ISTL$ et $ISTU \geq IUTS$,
- $ILTS < ISTU$ et $IUTS > ISTL$.

Lorsque le NRC 50 considère que les batteries sont déchargées (la tension par élément batterie passe en dessous du seuil de décharge VCTD défini par l'utilisateur) et que la commande des groupes électrogènes est installée ces derniers seront démarrés et resteront actifs jusqu'à ce que la tension par élément batterie repasse au-dessus du seuil VDTC (paramétrable par l'utilisateur). VCTD doit obligatoirement être inférieur à VSTL et VDTC supérieure ou égale à VCTD. Dans l'état actuel d'exploitation de la centrale, la valeur de VCTD est estimée à environ 1,98 V.

Un seuil de protection en tension V_{max} et un seuil de protection en courant I_{max} sont paramétrables par l'utilisateur et permettent, lorsqu'ils sont dépassés de mettre le système en protection (délestage immédiat de toutes les branches photovoltaïques).

C. Méthode de traitement des données :

Afin de parvenir à l'atteinte des objectifs fixés, on procèdera à l'analyse des paramètres enregistrés de la centrale hybride. Ces données sont réparties en fonction des deux sources présentes. Il s'agit des données d'exploitations relatives au champ PV et aux batteries d'une part, et des données des groupes thermiques d'autre part.

Les paramètres du champ PV et des batteries relevés à chaque heure de la journée sont : Les valeurs de l'éclairement (W/m^2), l'intensité moyenne du champ (A), l'intensité totale du champ (A), la puissance en sortie du champ (kW), l'énergie cumulée du champ PV (kWh), les tensions et températures des batteries. Ces paramètres sont obtenus soit à partir du NRC 50, soit à partir des UPS.

La modélisation des cellules PV permet d'établir un ensemble de relation entre les paramètres suscités [3]. Il ressort que la caractéristique courant-tension au niveau d'une cellule PV peut s'appliquer à l'échelle du champ PV. Cette caractéristique présente une certaine sensibilité à l'influence de l'éclairement dont la variation ne modifiera pas la forme générale, mais les valeurs de I_{cc} , V_{co} et le produit $((I_m.V_m))$. Une observation de l'influence de l'éclairement relevé sur l'intensité et la puissance sera donc faite. Elle aura pour but de déterminer la fiabilité des capteurs reliés au NRC 50.

Les énergies cumulées recueillies du champ représentent une intégration de sa puissance produite pendant le temps d'ensoleillement. Une méthode rapide d'observer cette relation est de comparer les valeurs de puissance et d'énergie recueillies à la première heure d'utilisation du champ. On pourra ainsi mettre en évidence la fiabilité des convertisseurs de mesures d'énergie et de puissance.

Par la suite, il sera question de faire ressortir les temps de marches relatifs à chaque source de production d'énergie (PV, batteries, GE) afin d'évaluer les écarts par rapport aux objectifs fixés au moment de la conception du projet de la centrale, soit 25% pour les GE et 75% pour le champ PV et les batteries. Les problèmes d'exploitations à l'origine de ces écarts seront ensuite déterminés. Cependant, on peut déjà mettre en évidence un certain nombre d'éléments pouvant justifier d'éventuels écarts. D'une part, la capacité à présent limitée de la centrale ne permet pas d'assurer une bonne recharge des batteries, et d'autre part, les tranches horaires attribuées à chaque source de production pourraient ne pas permettre d'assurer une production optimale pour chacune d'elles. Il sera donc important de porter une analyse, justificative ou non des tranches horaires attribuées d'une part et surtout de reconsidérer le dimensionnement du champ PV, des batteries et des éléments de conversion (UPS) d'autre part.

L'analyse des énergies livrées par la centrale hybride permettra d'avoir une idée de sa tendance pour chaque jour et pour chaque mois. Une même analyse des données d'ensoleillement permettra également d'établir une tendance de la courbe d'éclairement sur une journée. La comparaison des deux courbes permettra de déterminer les tranches horaires pour chaque source en fonction de la disponibilité du soleil et du taux de charge des groupes électrogènes. Suite à la détermination des tranches horaires, on procède à l'évaluation des performances des éléments de la chaîne de production de la centrale et enfin au redimensionnement pour déterminer la puissance complémentaire à la centrale.

La méthode employée pour le dimensionnement optimal prendra en compte les critères techniques et économiques liés à l'exploitation de la centrale. Dans ce cadre, les paramètres à prendre en compte sont nombreux (coût des modules, coût des batteries, coût du fuel, coût de maintenance globale et séparé, rendement des équipements etc) et peuvent rendre le travail d'optimisation très

complexe. Dans notre cas, on s'intéressera, à la consommation des groupes thermiques (31 litre par heure à 50 % de la charge) et au nombre de module PV.

On définit les paramètres : Charge batterie-PV et taux de charge des groupes :

- ✓ **Charge batterie-PV (CBP)** : Ce taux correspond à la quantité d'énergie que doit fournir le générateur photovoltaïque aux batteries pour assurer avec la part des GE, une charge complète, c'est-à-dire 100% de la capacité théorique des batteries.
- ✓ **Taux de charge des groupes (TCG)** : Correspond aux pourcentages de puissance que les groupes doivent fournir par rapport à leurs puissances nominales.

Le principe consiste à déterminer le couple optimal (Puissance crête ; CBP), et donc la puissance crête nécessaire pour assurer l'alimentation de la ville et la recharge des batteries. La recharge complète des batteries sera effectuée par les groupes électrogènes avec un taux de charge acceptable (proche de 100% de sa puissance nominale), limitant surtout la perte en consommation de carburant. Les données de base utilisées seront ceux du mois présentant le pic de production au cours de l'année 2011. Une analyse de la relation entre le CBP, le TCG et le nombre de string sera effectuée avec le logiciel MATLAB7.6.0 (R2008a) pour une année (2011). Après détermination du taux d'augmentation de la consommation des utilisateurs, on procèdera à une simulation avec le logiciel Microsoft office Excel 2007 de cette consommation sur 5 et 10 ans.

IV. RESULTATS

La méthode de traitement des données d'exploitation de la centrale hybride est intéressante, car elle permet de contrôler l'évolution des paramètres de la centrale, de déceler ou de prévoir d'éventuel dysfonctionnement, ou bien encore d'optimiser l'exploitation par l'augmentation de l'efficacité du système et la réduction des coûts d'exploitation. Cependant, les résultats qui en découlent sont la base pour toutes éventuelles propositions de solution à l'amélioration de l'efficacité et de la rentabilité de la centrale. Leur présentation fera l'objet de cette partie de notre étude.

A. Traitement des données du champ PV :

1. Données d'ensoleillement :

Le soleil est la source d'énergie utilisée par les modules PV pour produire l'énergie nécessaire afin de satisfaire la demande. Pour une meilleure exploitation du rayonnement solaire, les panneaux solaires doivent être correctement orientés. On les place habituellement avec la pente vers l'équateur (vers le sud dans l'hémisphère nord). L'inclinaison des panneaux est en général égale à la latitude (ici c'est égale à 15°). Les données d'ensoleillement captées par le pyranomètre du champ PV ont été recueillies et ont permis de déterminer l'ensoleillement moyen mensuel pour chaque mois de l'année (*Voir figure 2 annexe II*). L'éclairement moyen mensuel mesuré sur le plan des modules sur les mois de collecte (de Février à Novembre) est donc de 417 W/m^2 .

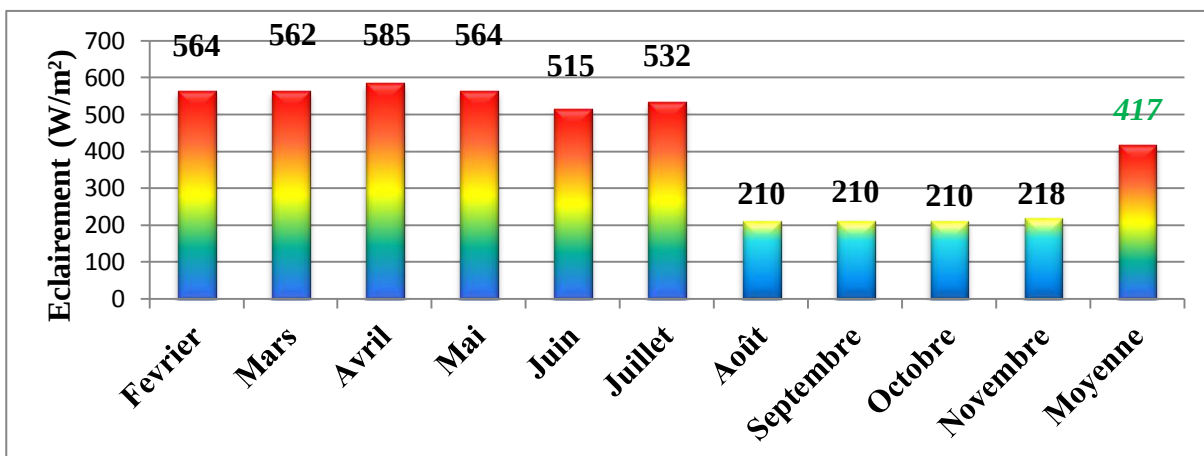


Figure 1 : Eclairement moyen mensuel en 2011 à Ouéléssébougou.

L'éclairement maximal est de 694 W/m^2 , ce qui correspond à une irradiation d'environ $3,98 \text{ kWh/m}^2/\text{jr}$ (pour 9 h d'ensoleillement), la référence (données satellitaires) étant de $5,6 \text{ kWh/m}^2/\text{jr}$. On constate donc un taux de captage d'environ 60 % des données de références satellitaires du lieu.

$$E \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot jr} \right) = \frac{2 \times G_{max} \left(\frac{W}{m^2} \right)}{\pi \times 1000} \times t(Heure) \quad (1)$$

E : Ensoleillement

G_{max} : Eclairement maximal.

t : Temps d'ensoleillement.

2. Données d'intensité, puissance et énergie du champ PV :

La caractéristique électrique des modules photovoltaïque est soumise à plusieurs influences, entre autre la variation de l'ensoleillement et la température des modules. Les études menées montrent qu'une augmentation de l'éclairement provoque une augmentation de l'intensité du courant produite par le module et qu'une élévation de la température provoque une réduction (faible) de la tension du module. De ce fait, il existe une corrélation entre la puissance produite du module et l'éclairement disponible. Une augmentation de l'éclairement devra correspondre à une élévation de la puissance produite du module.

Cependant, l'analyse conjointe de l'éclairement d'une part et de la puissance produite du champ PV d'autre part présente la plus part du temps des disparités. Le profil d'ensoleillement ne correspond pas au profil de puissance enregistré. Il en est de même pour l'énergie cumulée enregistrée.

L'énergie enregistrée à la première heure d'exploitation du champ solaire (en kWh) devrait correspondre à la puissance produite enregistrée. Ceci n'est très souvent pas le cas des valeurs collectées du NRC 50. De plus son profil ne présente pas de corrélation avec celui de l'ensoleillement dans la plus part des cas. Ces disparités conduisent à vérifier les éléments de captage et de mesure des différents paramètres.

La collecte des données effectuée une fois à chaque heure de la journée peut cacher des dispersions non négligeables. Ceci peut donner une vision erronée du comportement des paramètres collectés.

B. Synthèse de l'exploitation de la centrale hybride :

1. Attribution des tranches horaires pour chaque source :

La tendance des charges journalières établie est la même pour tous les mois de l'année (*voire figure 3 annexe II*).

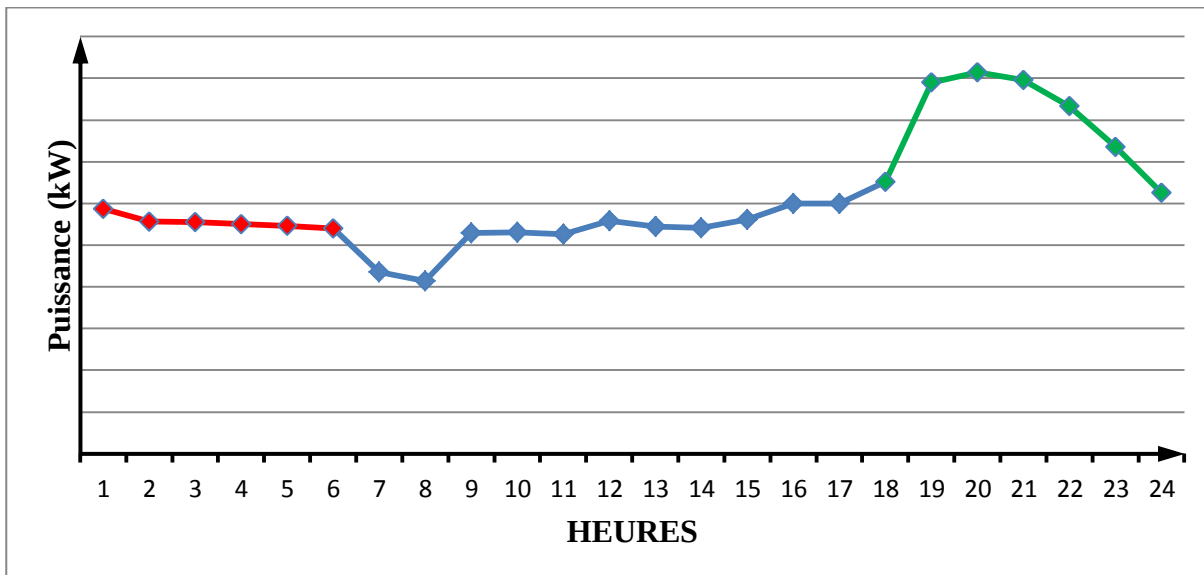


Figure 2 : Profil des puissances moyennes journalière de la centrale.

L'analyse de cette courbe en fonction des tranches horaires montre que les puissances élevées sont produites entre 18Heure et 24Heure. Ceci s'explique avec l'augmentation de la puissance appelée. Cette puissance baisse entre 24Heure et 06Heure, heures durant lesquelles les ménages sont endormis. Ensuite, on observe un creux de puissance appelée entre 06Heure et 08Heure et enfin une remontée, entre 08Heure et 18Heure correspondant aux heures de fonctionnement de certaines structures de la ville (SOTELMA, Château d'eau, CMDT).

L'analyse des données d'ensoleillement montre que le mode de fonctionnement adopté pour la centrale est justifié, en superposant les courbes de puissance produite du champ PV et des groupes avec la courbe d'ensoleillement au mois d'Avril 2011 par exemple (**voire figure4**). Cette figure permet d'estimer les temps de marche de chaque source de production. Il ressort que, le champ solaire ne pouvant produire qu'en période d'ensoleillement, soit entre 8 heures et 16 heures, la production en dehors de cette tranche devra être assurée par les groupes thermiques et les batteries. La répartition des temps de marche entre groupes et batteries sera faite selon l'hypothèse d'un éclaircissement insuffisant au cours de la journée (cas défavorable) et donc d'une charge insuffisante des batteries. De ce fait, la charge entre 18 heures et 24 heures étant élevée (pointe du soir) la centrale fonctionnera sur les groupes électrogènes durant cette période et sur les batteries le reste du temps (00 Heure – 08 Heure).

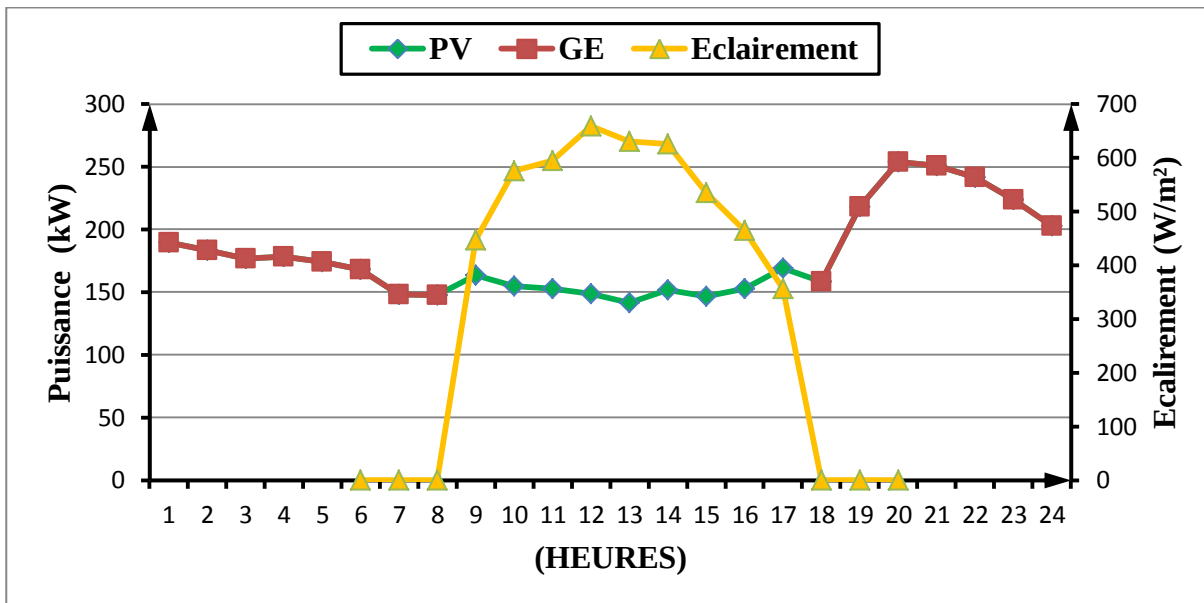


Figure 3 : Puissance produite et Eclairement.

2. Temps de marche des différentes sources en 2011 :

L'objectif de la centrale hybride était de réduire au mieux la part des groupes thermiques donc, leur durée de fonctionnement. Les avantages étant : l'augmentation de leur durée de vie, la réduction des coûts d'exploitation, la réduction des émissions polluantes, la diversification des sources d'énergie.

Il ressort de la comptabilité des temps de marche de la centrale au cours de l'année 2011, que le champ PV et les batteries ont produit pendant 1620 heures, les groupes pendant 7069 heures et le temps de non production est de 71 heures (**voire tableau 2 annexe I**). Le mois qui présente le plus grand creux de production est le mois de Juillet 2011. Pour la répartition des énergies produites par chaque source en 2001, voir **figure 5 annexe II**.

La centrale a donc fonctionné 22% du temps de fonctionnement sur le champ solaire et les batteries et 78% sur les groupes thermiques tandis qu'il était prévu un fonctionnement de 75% sur le champ solaire et les batteries et de 25% sur les groupes thermiques. Ce qui précède est en corrélation avec la quantité d'énergie produite par chacune des sources de la centrale : 19% de l'énergie est produite par le champ photovoltaïque et 81% par les groupes thermiques.

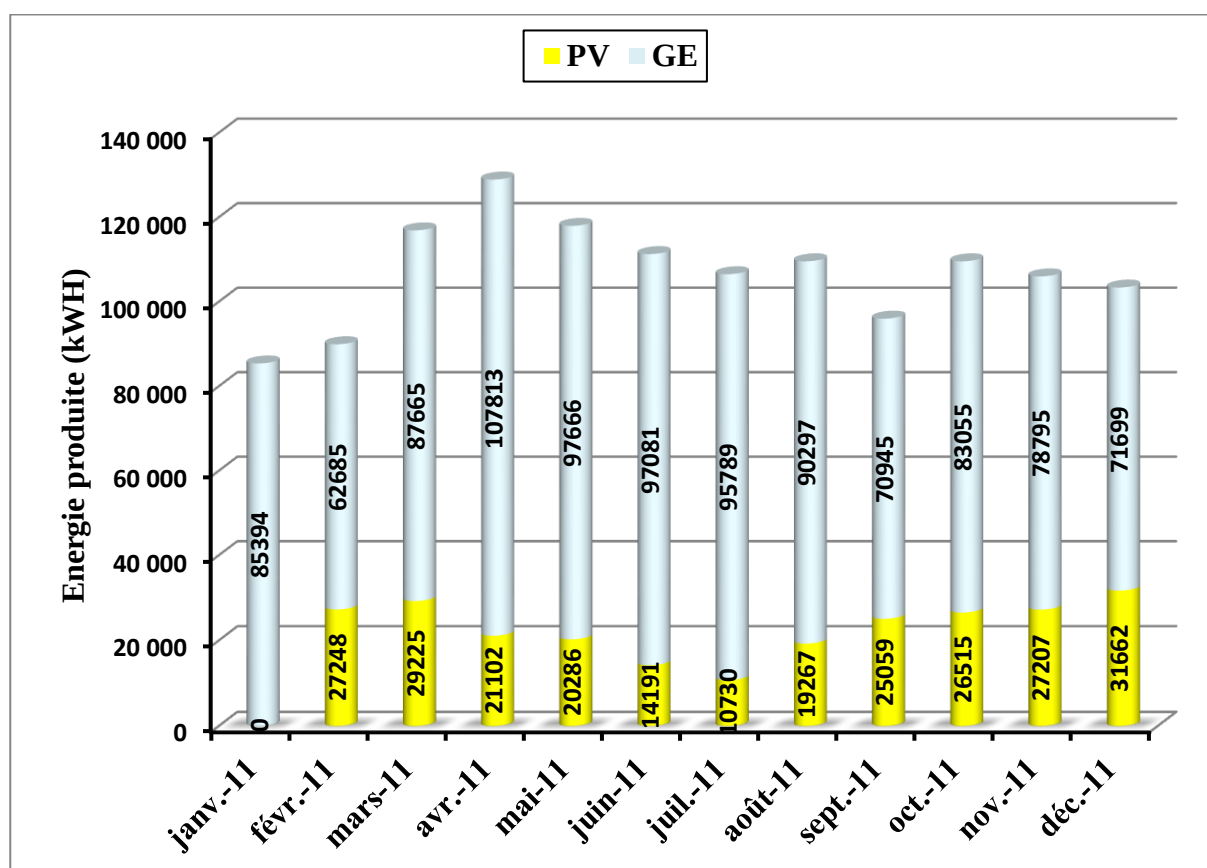


Figure 4 : Energies produites de champ PV et des GE.

L'impact environnemental d'un tel fonctionnement est résumé au **tableau 3 annexe I**.

Le taux d'accroissement de la consommation utilisé au cours du dimensionnement était de 5%. Ce taux est à présent largement dépassé et sa moyenne calculée est de 13%. L'exploitation de la centrale ne reflète pas la philosophie du projet et ne contribue pas à l'atteinte des principaux objectifs : réduction du temps de marche des groupes, du coût d'exploitation de la centrale et du coût du combustible. **Le tableau 4 en annexe I** présente le taux d'accroissement de la consommation d'énergie, calculé pour chaque mois entre 2008 et 2011.

Au regard de ce qui précède, il est à présent important de reconsidérer le dimensionnement du champ solaire en tenant compte de la demande actuelle et d'un meilleur taux d'accroissement de la consommation (13%) afin de répondre à la demande et d'assurer la charge des batteries. Il est question de déterminer la puissance nécessaire à ajouter par rapport à celle existante. **La figure 6 annexe II** permet de constater que le mois de plus forte consommation d'énergie est le mois d'avril. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'il s'agisse du mois le plus chaud de l'année.

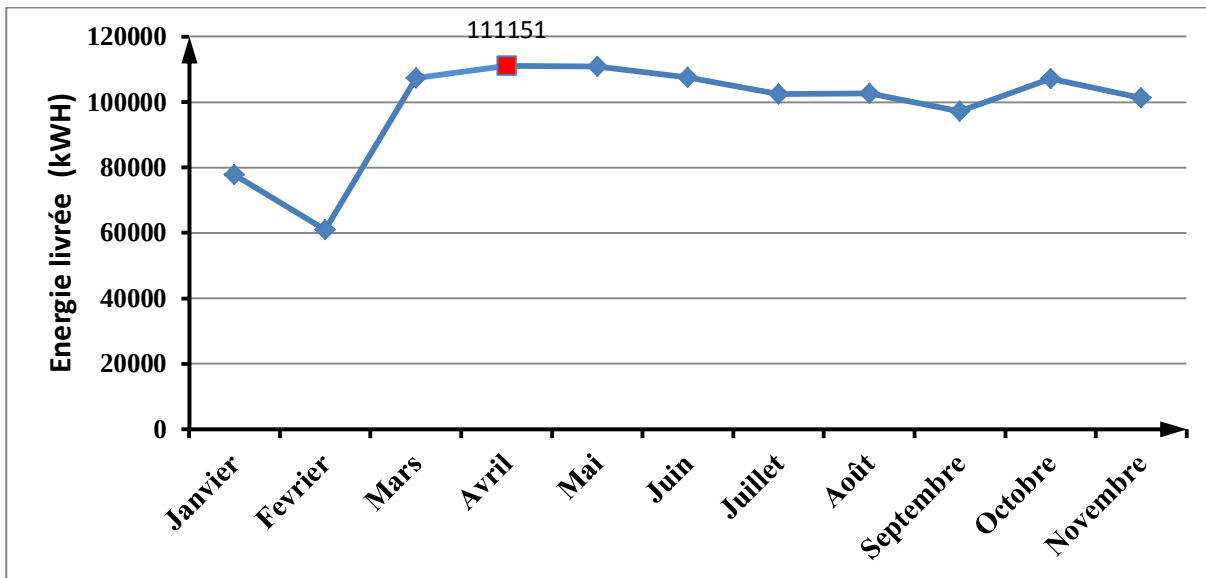


Figure 5 : Profil des énergies livrées en 2011.

C. Proposition d'une puissance crête complémentaire pour la centrale

1. Données de bases pour le dimensionnement du champ :

La puissance crête actuellement installée ne permet pas la desserte de la ville dans le respect des tranches horaires allouées à chaque source d'énergie. En effet, si la ville est correctement alimentée par le champ PV entre 08 heures et 16 heures, la quantité d'énergie injectée dans les batteries par le champ n'est pas suffisante assurer la recharge complète des batteries et donc satisfaire la demande entre 00 heure et 08 heures. On se propose dans cette partie de déterminer la puissance crête afin de satisfaire la demande actuelle (année 2012) dans le respect des objectifs visés au moment du dimensionnement de la centrale. Ensuite on va projeter un accroissement de la consommation sur 10 ans avec un facteur de croissance de la consommation de 13%.

Les données utilisées sont les caractéristiques électriques des équipements et les données d'exploitation de la centrale au cours de l'année 2011.

- ✓ **Les caractéristiques et données des modules** sont données au **tableau 5, annexe I**.
- ✓ **Les données des consommations par source de production sur l'année 2011** sont représentées sur **la figure 7 en annexe II**.
- ✓ **Les données de la consommation mensuelle par tranche horaire du mois d'avril** sont représentées dans **le tableau 6 en annexe I**.

2. Optimisation de la taille du champ PV :

La charge de base supportée par les groupes (G4 et G5 à la fois) correspond à la puissance active produite pour la ville, soit 262 kW (66% de la puissance nominale cumulée). Elle permet, en

régime établit de charger les accumulateurs grâce à une puissance résiduelle disponible de 178 kW. L'évolution du CBP avec le TCG et le nombre de string sur MATLAB est représentée à **la figure 8 annexe II**. L'analyse du TCG et du nombre de module, les deux en fonction du CBP sur Microsoft office Excel2007 a permis de déterminer un couple optimal (Puissance crête ; CBP).

On trouve le CBP optimal de 31%, le couple optimal (778 kWc ; 31%) en 2012. Un tableau récapitulatif des puissances crêtes et de la capacité des batteries pour chaque année sur 10 ans est représenté au **tableau 7 en annexe I**.

Le calcul de la batterie est faite en tenant compte de la charge journalière à supporter, de la tension des batteries, du rendement des batteries et du facteur de correction du à la profondeur de décharge [4]. La charge simulée permet de trouver une capacité de 7568 Ah pour l'année 2012.

$$C (Ah) = \frac{\text{Consommation (kWh)} \times \text{Autonomie(jour)}}{V_{acc}(V) \times \eta_{acc} \times d_M} \quad (2)$$

L'autonomie de la batterie a été choisie pour une journée de production. Les études de L.Stoyanov, G.Notton et V.Lazarov de l'équipe Energie Renouvelables du laboratoire de l'Université de Corse et de Sofia ont montré que la capacité de stockage supérieure à deux ou trois jours d'autonomie n'est pas nécessaire car une augmentation du stockage au-dessus de cette valeur n'a pas un impact suffisant sur les performances du système hybride [5].

La puissance crête déterminée pour l'année 2012 représente environ 2 fois la puissance actuellement installée. Cette puissance est déterminée suivant le principe qui suit :

✓ **Détermination de la surface des modules en fonctions de leurs caractéristiques :**

$$S(m^2) = \frac{(E_{08\text{heur}-16\text{heur}} + (E_{00\text{heur}-08\text{heur}} \times CBP)) \times FS}{E_{ensol} \times \eta_b \times \eta_g \times \eta_c \times n} \quad (3)$$

Avec,

$E_{08\text{heur}-16\text{heur}}$: Energie à produire entre 08 heures et 16 heures en kWh.

$E_{00\text{heur}-08\text{heur}}$: Energie à produire entre 00 heure et 08 heures en kWh.

FS : Facteur de sécurité.

E_{ensol} : Ensoleillement moyen en kWh/m²/jour.

$\eta_b, \eta_g, \eta_c, n$ respectivement les rendements des batteries, du régulateur, le rendement de conversion des panneaux et le nombre de jour du mois.

✓ **Détermination du nombre de module :**

$$N_{mod} = \frac{S(m^2)}{S_{mod}(m^2)} \quad (4)$$

S_{mod} : Surface d'un module.

✓ **Détermination la puissance crête :**

$$P_c(kW_c) = \frac{N_{mod} \times P_{c\ mod}(W_c)}{1000} \quad (5)$$

$P_{c\ mod}$: Puissance crête d'un module.

Les valeurs des différents paramètres utilisés sont en **annexe I tableau 4**.

Les UPS, qui reçoivent la puissance du champ doivent correspondre aux caractéristiques électriques de ce dernier. L'éclairement maximal mesuré au cours de l'année 2011 était de 694 W/m². Pour la puissance à installer en 2012 et suivant le rendement théorique des modules, la puissance maximale produite par le champ PV sera de 540 kW.

Cette puissance est parfaitement supportable pour les UPS actuellement installés qui représentent ensemble 587 kW à l'entrée (660 kVA en sortie, rendement théorique 0,94, facteur de puissance égal à 0,8). Chaque année, une puissance crête doit être ajoutée pour satisfaire à la demande et ce jusqu'en 2022. A partir de l'année 2013, il faudrait déjà ajouter des UPS car la puissance maximale en sortie du champ pour les UPS sera supérieur à la puissance des UPS en parallèles, soit 709 kW.

V. ANALYSES

A. Analyse des données traitées :

L'analyse des résultats en rapport avec les données d'ensoleillement donne un taux de captage d'environ 60 % des données de références satellitaires du lieu. Cette différence est dans la plage acceptable en théorie et nous amène à considérer un certain nombre de point pour son amélioration :

- ✓ L'entretien (nettoyage régulier) du pyranomètre,
- ✓ La fiabilité des valeurs du NRC 50.

Pour y parvenir, des mesures sur le terrain sont nécessaires à différents points afin de comprendre et/ou apporter des modifications éventuelles. Les valeurs mesurées devront être comparées aux valeurs affichées du NRC 50. Nous n'avons pas pu effectuer ces mesures du fait d'un manque de matériel.

Les disparités relevées dans les données du champ PV amènent à remettre en question l'état des convertisseurs de mesure, les valeurs affichées du NRC 50 étant souvent différentes de celles affichées des UPS. La méthode de collecte des données peut cacher des dispersions avec une influence non négligeables pour l'analyse des données. Ceci peut donner une vision erronée du comportement des paramètres collectés. Une solution serait :

- ✓ Une collecte de données permettant une analyse par extrapolation fiable. Ceci implique la réduction de l'intervalle de temps de collecte de données.

En dépit du fait que nous ne puissions pas accéder aux équipements (réception définitive de la centrale non effectuée), nous pouvons analyser les paramètres collectés. Il ressort une corroboration à l'endroit des paramètres d'intensité moyenne et totale, de tension et puissance à la sortie du champ. Il s'ensuit une certaine fiabilité des capteurs de courant, de tension et de puissance à la sortie du champ PV. Les capteurs concernés pour une vérification sont le pyranomètre et le capteur d'énergie cumulée.

Le taux d'augmentation trouvé corrobore les estimations de *Sami Marrouki et Rafik Missaoui*, conférant ainsi plus de fiabilité aux données de calcul et de ce fait aux résultats obtenus. Avec un taux d'accroissement de la charge de 13%, les deux groupes ne pourront plus assurer la charge des batteries à partir de l'année 2016 et il faudra utiliser le groupe Caterpillar G6 et un groupe Cummins. A l'horizon 2019, les trois groupes devront être en marche et en 2022 un groupe supplémentaire devra être ajouté. L'évolution de l'énergie produite des groupes, de la puissance crête et de la CBP est illustrée à la **figure 9 annexe II**.

B. Analyse et synthèse des problèmes d'exploitation de la centrale :

L'exploitation de la centrale de Ouéléssébougou au cours de l'année 2011 a présenté un certain nombre de problèmes qui ont empêché d'atteindre les objets souhaités au moment de sa mise en œuvre. Ces problèmes concernent surtout l'exploitation de sa partie photovoltaïque et cet état de fait se caractérise par le temps de fonctionnement élevé des GE qui fonctionnent la plus part du temps en dehors de leur tranche horaire. Une raison de cette situation est l'impossibilité pour ces derniers d'assurer la recharge des batteries lorsque leur tension est en dessous d'environ 390 V. Cette impossibilité résulte du système de protection électrique des UPS. Ce dernier ne supporte pas le courant trop fort de la phase transitoire au moment du couplage avec les groupes électrogènes.

Une autre raison est l'augmentation de la demande au-delà des prévisions considérées au moment de la réalisation du projet. De ce fait, le champ ne parvient plus à assurer la charge normale des batteries tout en alimentant la ville.

En raison de la difficulté d'association des groupes et des batteries, la charge de ces dernières devra être en grande partie assurée par le champ solaire. Cela a deux avantages :

- ✓ La réduction effective des sollicitations du groupe,
- ✓ Du fait que les groupes ne parviennent pas à assurer la charge des batteries avant un certain seuil de tension, cela permettra d'obtenir une tension au-dessus de ce seuil (estimé à 390 V) en attendant de palier au problème du couplage Groupe-Batteries.

En outre des problèmes suscités, on a également :

- ✓ Le problème de coupure au moment du basculement entre sources (2 fois par jour). Le temps d'établissement de la tension est d'une dizaine de secondes.
- ✓ Le problème de l'élévation de la température des batteries.
- ✓ La salissure des modules PV est accentuée en saison sèche à cause de la proximité du champ PV avec la route (environ 100 m).

C. Evaluation de la performance des équipements de la centrale :

Le relevé des paramètres tel qu'effectuée actuellement permet une évaluation partielle de la performance des différents équipements. Pour y parvenir, il faut installer des compteurs permettant de déterminer l'efficacité de chaque équipement à différents niveaux :

- ✓ Pour l'évaluation des performances du champ solaire, il est nécessaire de disposer des données fiables d'éclairement et de la puissance à la sortie du champ PV. Pour cela, il faudra installer un compteur à la sortie du champ permettant de comparer les valeurs mesurées aux valeurs affichées du NRC 50. L'installation de ce compteur permettra ainsi de déterminer la fiabilité

des équipements et de disposer des données avec une meilleure fiabilité pour l'exploitation de la centrale.

- ✓ L'installation d'un compteur donnant les valeurs de courant et de tension avant et après les UPS sera aussi nécessaire pour déterminer le rendement de cet équipement.
- ✓ Un compteur à l'entrée et à la sortie des batteries sera également nécessaire pour contrôler leur rendement.

Ainsi le rendement du champ pour la journée du 12/06/2011 donne à titre indicatif : **0.12**. Cette valeur représente le ratio entre la puissance produite par le champ PV et l'éclairement solaire reçu.

VI. RECOMMANDATIONS

Etant donné la capacité de la centrale de plus en plus limitée et le fait que les objectifs visés au moment du dimensionnement n'aient pas été atteints, on recommande à EDM-SA de procéder à l'augmentation annuelle de la puissance crête du champ PV et de la capacité des batteries de la centrale de Ouéléssébougou. La démarche de calcul de la puissance crête est explicitée plus haut et la puissance à ajouter annuellement est la différence entre la puissance crête nécessaire et celle déjà existante l'année précédente.

$$P_{c \text{ ajoutée}} = P_{c \text{ année } (i+1)} - P_{c \text{ année } (i)} \quad (6)$$

La demande de la ville ne permet pas toujours le fonctionnement des GE avec leur puissance nominale. La régulation de la charge des batteries par les GE permet d'atteindre cette puissance nominale. La charge des batteries ainsi réalisé par les GE n'assure pas la recharge complète de ces dernières. Le complément de recharge est assuré par le champ PV et ce complément correspond au CBP.

Une autre recommandation est de prévoir l'augmentation de la puissance des UPS puis, l'installation d'un limiteur de courant à leur entrée pour permettre la recharge des batteries par les groupes et réduire les microcoupures au moment du basculement des sources ou l'installation d'un alternateur avec une réactance subtransitoire adéquat. L'appel de puissance instantanée, provoquant un fonctionnement momentané en régime dit transitoire, provoque une chute de tension instantanée due au courant total absorbé à cet instant. La règle communément admise est de limiter cette chute de tension à 25 %. La compatibilité entre UPS et strings consiste à vérifier que :

- ✓ La puissance nominale de l'UPS est comprise entre 80% et 110% de la puissance crête.
- ✓ Les tensions générées doivent être dans les limites acceptables de l'UPS :
- ✓ Le courant maximal doit être inférieur au courant admissible de l'UPS.

Il sera également important de procéder à la vérification des convertisseurs de mesures afin de disposer de données fiables pour le suivi de la centrale. L'installation de compteurs à la sortie du champ PV, à l'entrée et à la sortie des UPS et des batteries sera importante pour s'assurer de l'efficacité en temps continu de ces derniers et de la fiabilité des convertisseurs de mesures en relation avec le NRC 50 et les UPS.

VII. CONCLUSION

Le travail effectué dans le cadre de ce stage a permis d'analyser et d'optimiser le fonctionnement de la centrale hybride de Ouéléssébougou au Mali. Pour ce faire, nous avons apporté une attention particulière aux données d'exploitation après un an de fonctionnement, en essayant d'appréhender au mieux les paramètres relevés et les disparités observées par rapport à leur comportement attendu. L'analyse de ces paramètres et des problèmes d'exploitation ont constitué le premier travail que nous avons réalisé. Il ressort l'installation de compteurs pour s'assurer à tout moment de la fiabilité des convertisseurs de mesures, des paramètres du NRC 50 et des UPS d'une part, et de déterminer l'efficacité réelle des composants d'autre part.

L'énergie totale que doit produire la centrale hybride au cours de l'année 2022 pour satisfaire la demande est de 4 915 180 kWh. L'énergie produite par le champ PV en 2022 sera de 2 786 312 kWh, soit 57% de l'énergie totale à produire par la centrale hybride. La puissance crête à ajouter à l'existant pour satisfaire à la demande chaque année jusqu'en 2022 avec un taux de charge acceptable des GE est représentée dans le **tableau7** ci-dessous. Cette puissance augmente dans le temps avec l'énergie produite des GE. Une simulation de l'augmentation de la consommation de la ville avec un taux de 13 %, a permis de constater qu'à l'horizon 2017 les deux GE Cummins devront être secouru par le groupe Caterpillar pour pouvoir satisfaire à la demande de la ville et la recharge des batteries. On constate également qu'à partir de l'année 2013, la puissance des UPS devra être augmentée de 220 kVA chaque année. La quantité de CO₂ évitée en 2013 sera 44,26% (58 290 kg de CO₂) de la quantité produite en l'absence de champ PV.

Ce travail non exhaustif ouvre une perspective certaine d'améliorer l'exploitation de la centrale hybride de Ouéléssébougou et des futures centrales hybrides qui seront bientôt installées au Mali.

ANNEE	Energie Produite				GE				PV	Batterie	UPS
	00H - 08H	08H - 16H	16H - 18H	18H - 24H	Energie Groupes (kWh)	G4	G5	G6	Puiss à ajouter (kWc)	Capacité Nominale (Ah)	Puiss. kVA
2012	46316	41094	11105	47159	79200				562	7568	660
2013	52338	46436	12548	53290	79200				245	8552	880
2014	59141	52472	14179	60218	79200				278	9664	1100
2015	66830	59294	16023	68046	79200				314	10920	1320
2016	75518	67002	18106	76892	79200				354	12339	1540
2017	85335	75712	20459	86888	105120				37	13944	1760
2018	96429	85555	23119	98184	105120				452	15756	1980
2019	108964	96677	26125	110948	144720				0	17805	2200
2020	123130	109245	29521	125371	144720				578	20119	2420
2021	139137	123447	33358	141669	144720				653	22735	2640
2022	157224	139495	37695	160086	144720				522	25690	2860

Tableau 2 : Evolution des Puissances crêtes, capacités des batteries et des groupes par année.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Elodie HANFF, *Energie et Enjeux environnementaux*, Support de cours 2iE, 2011.
- [2] : *Stratégie de développement de la maitrise de l'énergie au Mali*, Mai 2010.
- [3] : Alain Ricaud, *Modules et Systèmes photovoltaïque*, Sept 2008.
- [4] : Zacharie KOALAGA, *Electricité Solaire Photovoltaïque*, Support de cours 2iE, 2012.
- [5] : L.Stoyanov, G.Notton et V.Lazarov, *Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergie renouvelables*, Mars 2007.
- [6] : PACER, *Centrale Photovoltaïque, Guide pour le dimensionnement et la réalisation des projets*, Juin 1996.
- [7] : Michel Vandenberg, *Systèmes hybrides PV/Diesel pour l'électrification rurale*, ISET, 2012.
- [8] : D. Rekioua, Z.Roumila et T. Rekioua, *Etude d'une centrale hybride photovoltaïque-éolien-diesel*, Décembre 2008.
- [9] : A. Chermitti, B. Benyoucef, *Dispositif d'orientation de Panneaux Solaires*, Université Aboubek Berkaid, 2002.
- [10] : Sylvain BRIGAND, *Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque*, Avril 2008.
- [11] : Jean Jacques BEZIAN, *L'Energie Solaire*, 18 novembre 2004.
- [12] : Daniel LINCOT, Directeur de recherches au CNRS, *La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire*, février 2007.
- [13] : R. Tchuidjan, M.J Tchana Nkouimi, *Outil d'aide au dimensionnement des systems photovoltaïques domestiques*, Univerité de Yaoundé I, Ecole Nationale Supérieur Polytechnique, Septembre 2009.

ANNEXE :

ANNEXE I : Tableaux

Sources	PV+Batteries	GE	Non production
Temps de marche (Heures)	1620	7273	71

Tableau 3 : Temps de marche des différentes sources en 2011.

Sources d'énergie	Temps de marche (heure)		Energie produite		Quantité de CO2 évité (kg)	
	Prévu	Actuellement	Prévue	Actuellement	Prévu	Actuellement
Champ PV+Batteries	6570 (75%)	1620 (18,49%)	961032 (75%)	252492 (20%)	768 826	201 994
GE	2190 (25%)	7069 (80,69%)	320344 (25%)	1028884 (80%)		

Tableau 4 : Temps de marche, production d'énergie et de CO2 en 2011.

ANNEE	janv-11	févr-11	mars-11	avr-11	mai-11	juin-11	juil-11	août-11	sept-11	oct-11	nov-11	déc-11
2008	52650	60853	70295	78185	78330	75272	71267	71917	87274	86939	82904	81596
2009	61860	69315	83280	92367	89782	86207	81483	82752	90092	93909	89982	88287
2010	72680	78954	98664	109121	102907	98730	93164	95219	93001	101438	97664	95527
2011	85394	89933	116890	128915	117952	113072	106519	109564	96004	109570	106002	103361
t%	17%	14%	18%	18%	15%	15%	14%	15%	3%	8%	9%	8%

Tableau 5 : Taux d'augmentation de la consommation par mois entre 2008 et 2011.

Données		
Rendement Batterie (η b)	0,85	%
Rendement Régulateur (η g)	0,93	%
Facteur de sécurité (FS)	1,25	-
Ensoleillement moyen (E)	3,35	kWh/m ² /jr
Surface Module (S)	1,314144	m ²
Tension à puissance max (Vmp)	26,2	V
Intensité à puissance max (Imp)	7,63	A
Puissance max.standard (Pmax)	200	Wc
Eclairement standard (Gstd)	1000	W/m ²

Tableau 6 : Caractéristiques et Données des modules.

Equipements	Batteries	Champ PV	Batteries	GE
Tranche horaire	00H 00 - 08H 00	08H 00 - 16H 00	16H 00 - 18H 00	18H 00 - 24H 00
Charge (kWh)	40 988	36 366	9 827	41 734
Temps de marche	8	8	2	6

Tableau 7 : Consommation par tranche horaire en Avril 2011.

ANNEXE II : Figures

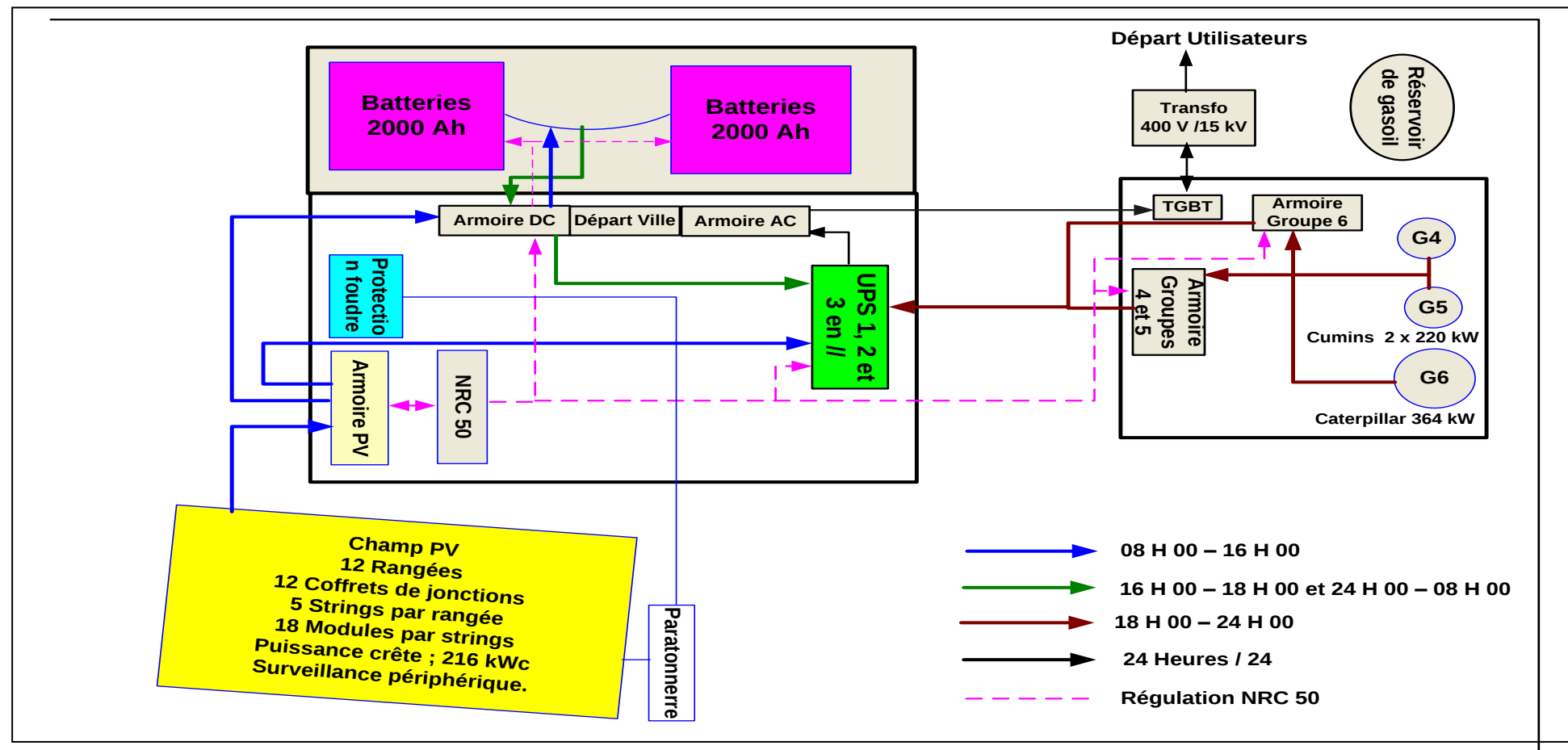


Figure 6 : Schéma synoptique de la centrale hybride de Ouéllessébougou.

SIKASSO

Trafic routier (route goudronnée)

BAMAKO

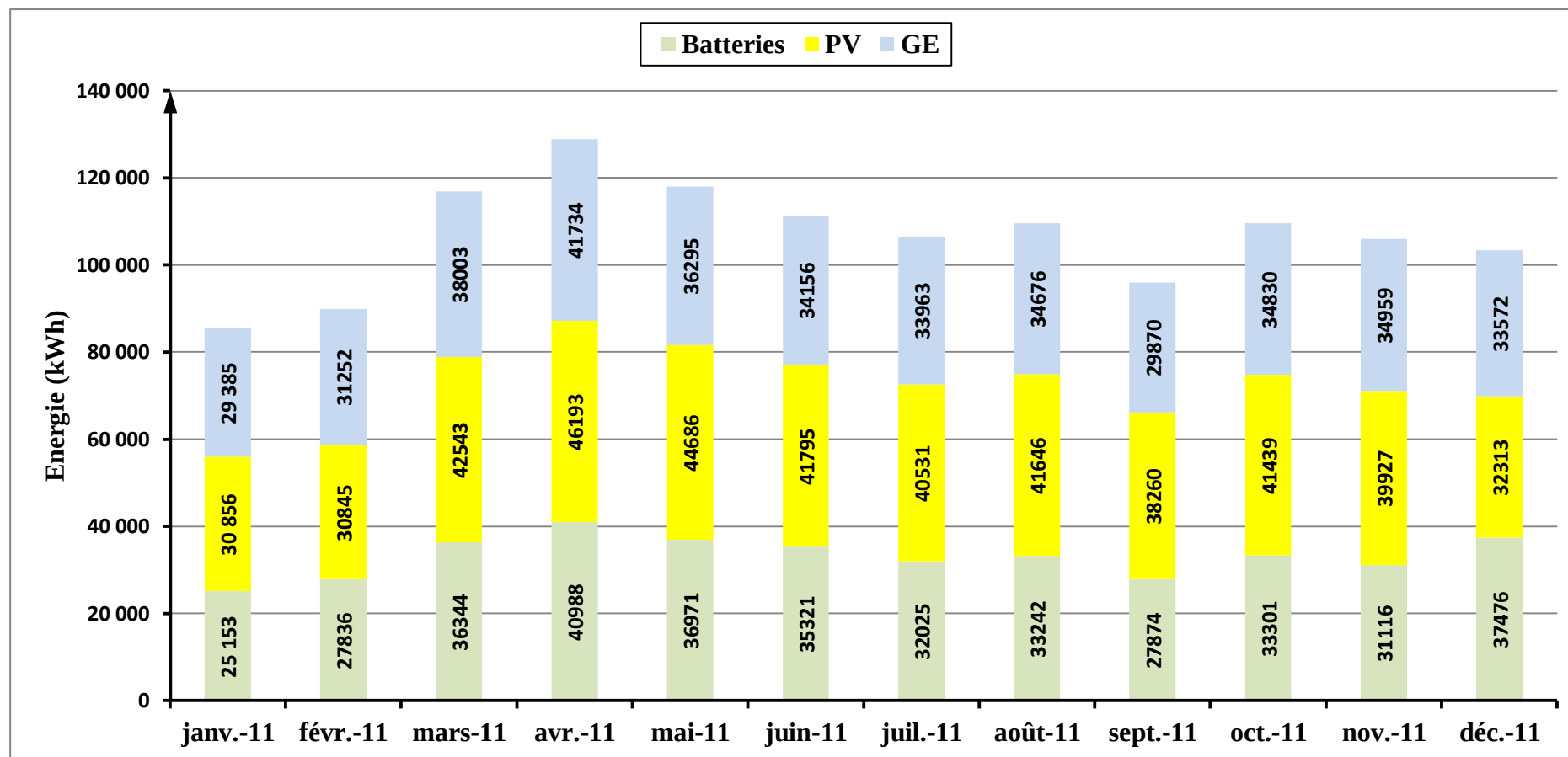


Figure 7 : Energies normalement produites par chaque source en 2011.

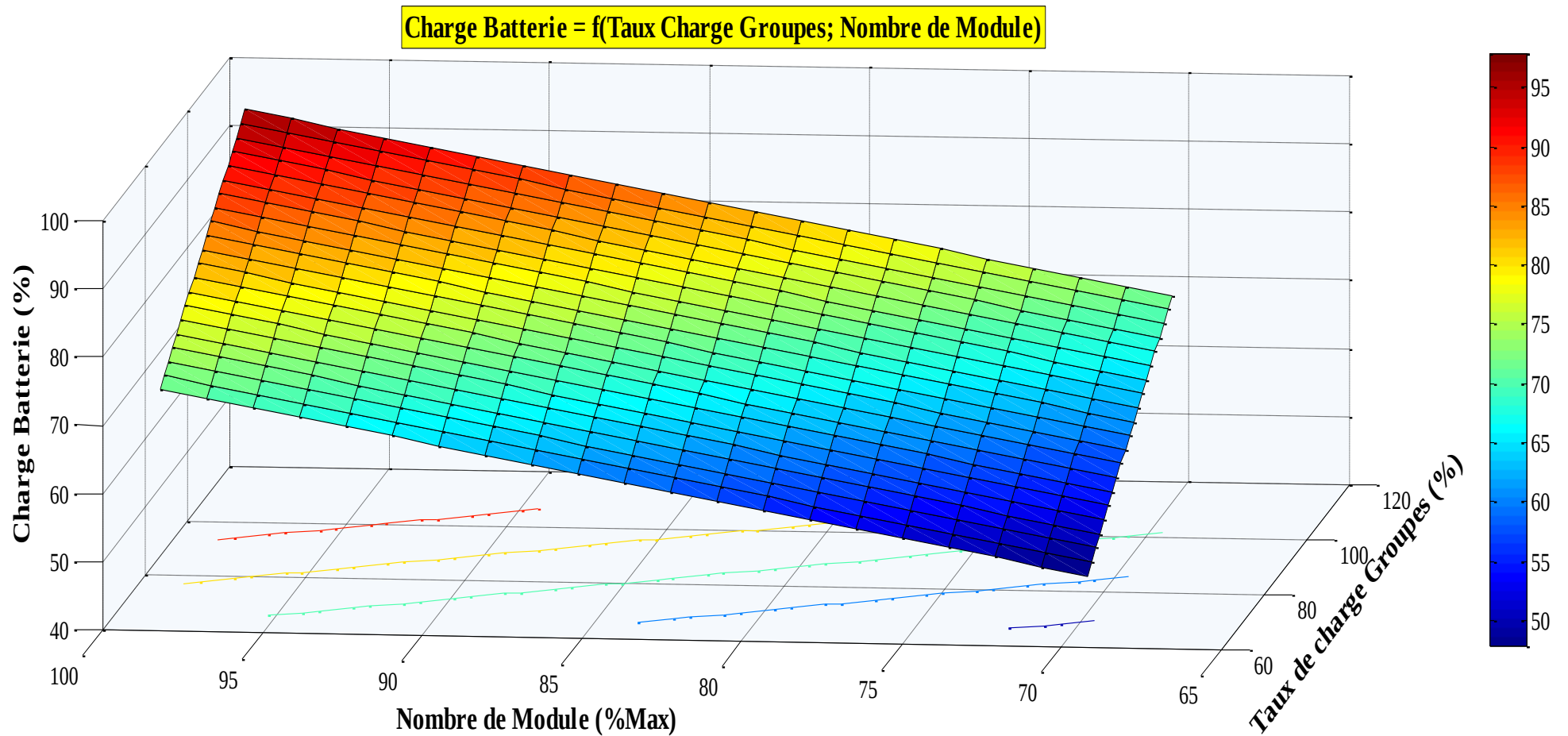


Figure 8 : Taux de charge batteries (CBP) = fonction (Taux de charge des groupes (TCG) et du Nombre de Modules).

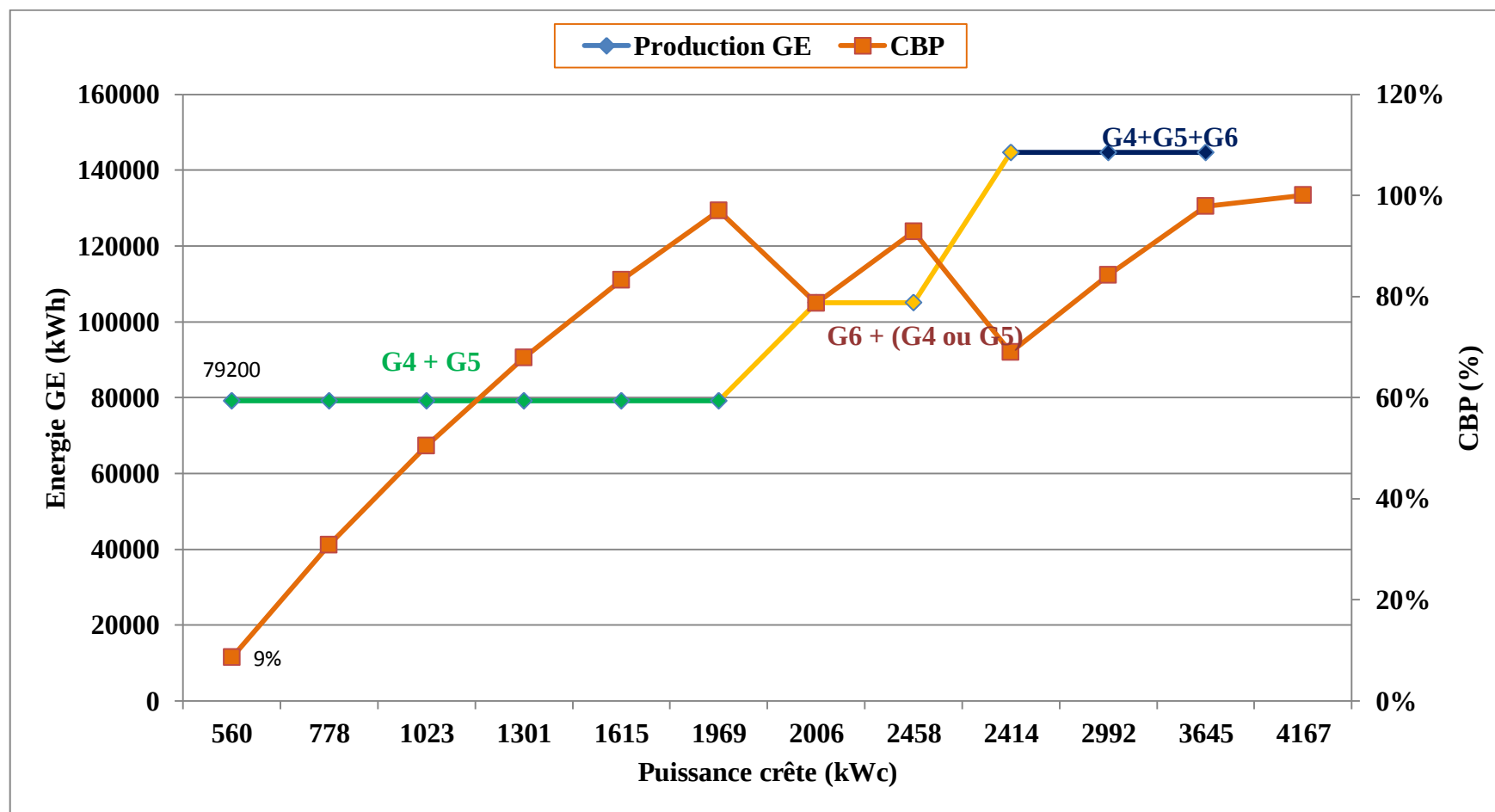


Figure 9 : Couple optimal (Nombre de module ; Taux de charge des Groupes).

ANNEXE III : Images.



Photo 1 : Champ solaire.



Photo 2 : Armoire de regroupement des branches.

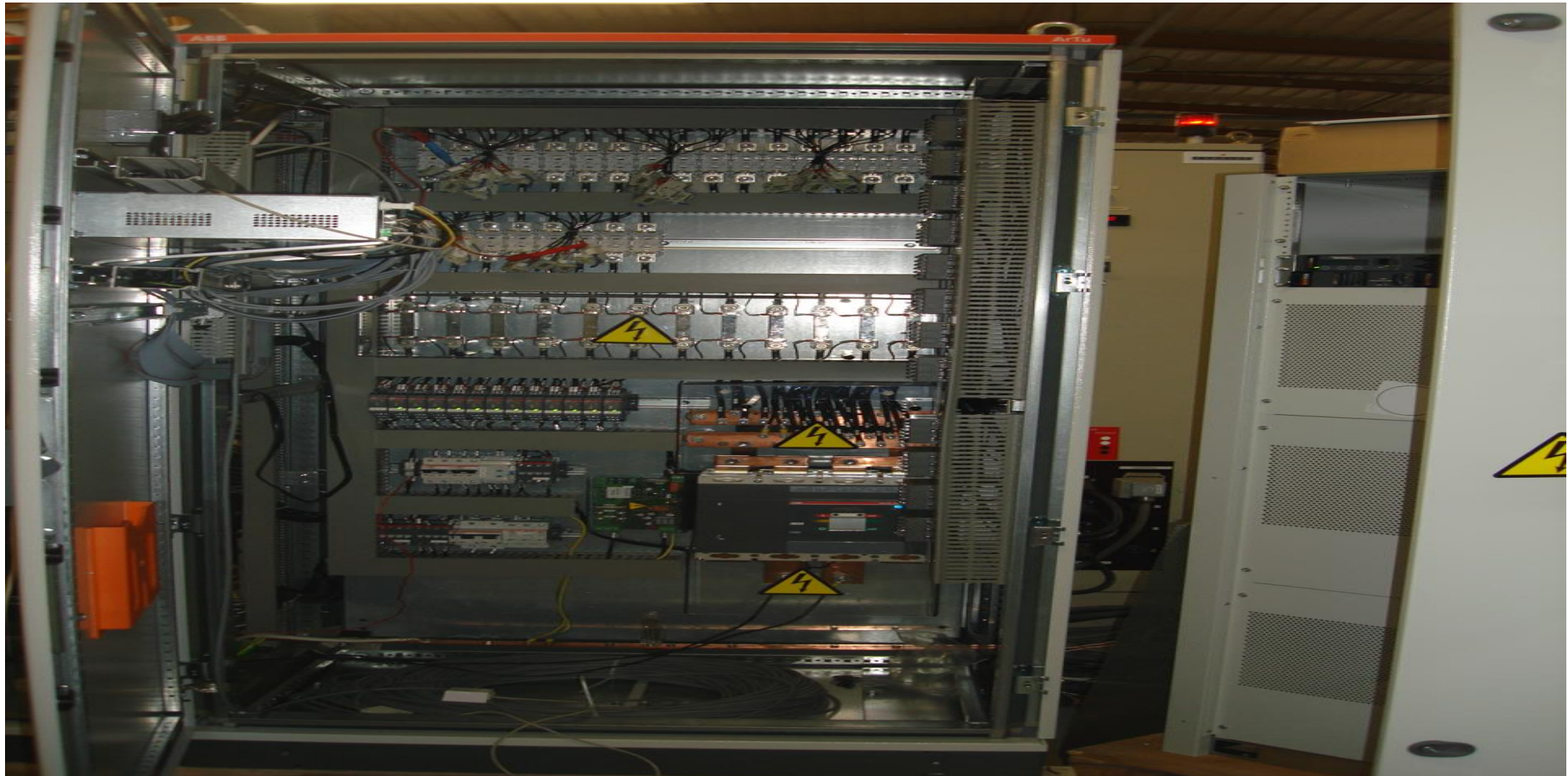


Photo 3 : Intérieur de l'armoire de regroupement des branches.



Photo 4 : Armoire UPS-DC.



Photo 5 : Armoire UPS-AC.



Photo 6 : Armoire UPS-DC.



Photo 7 : UPS.



Photo 8 : Intérieur UPS.

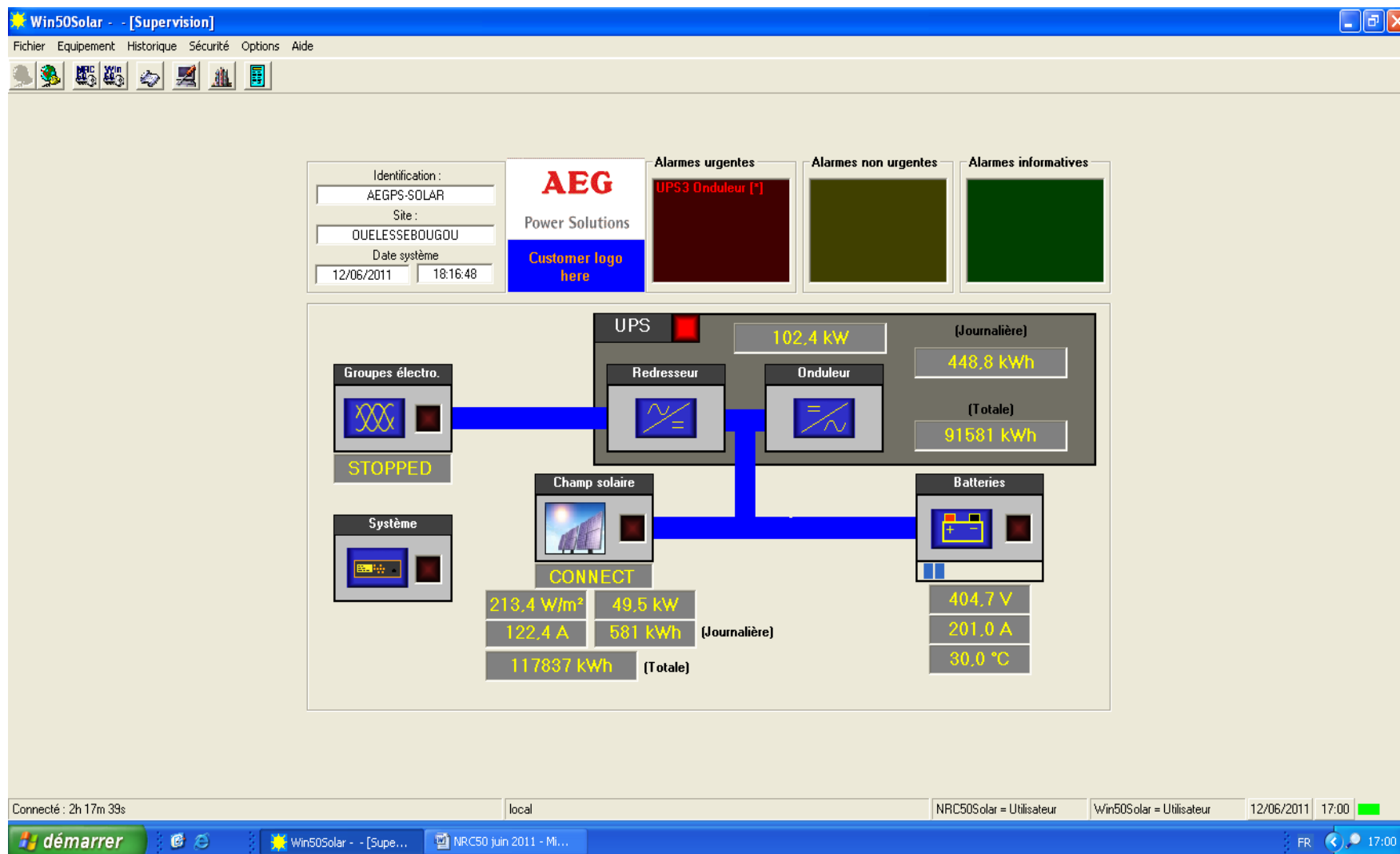


Photo 9 : Données du logiciel Wind Solar sur PC.

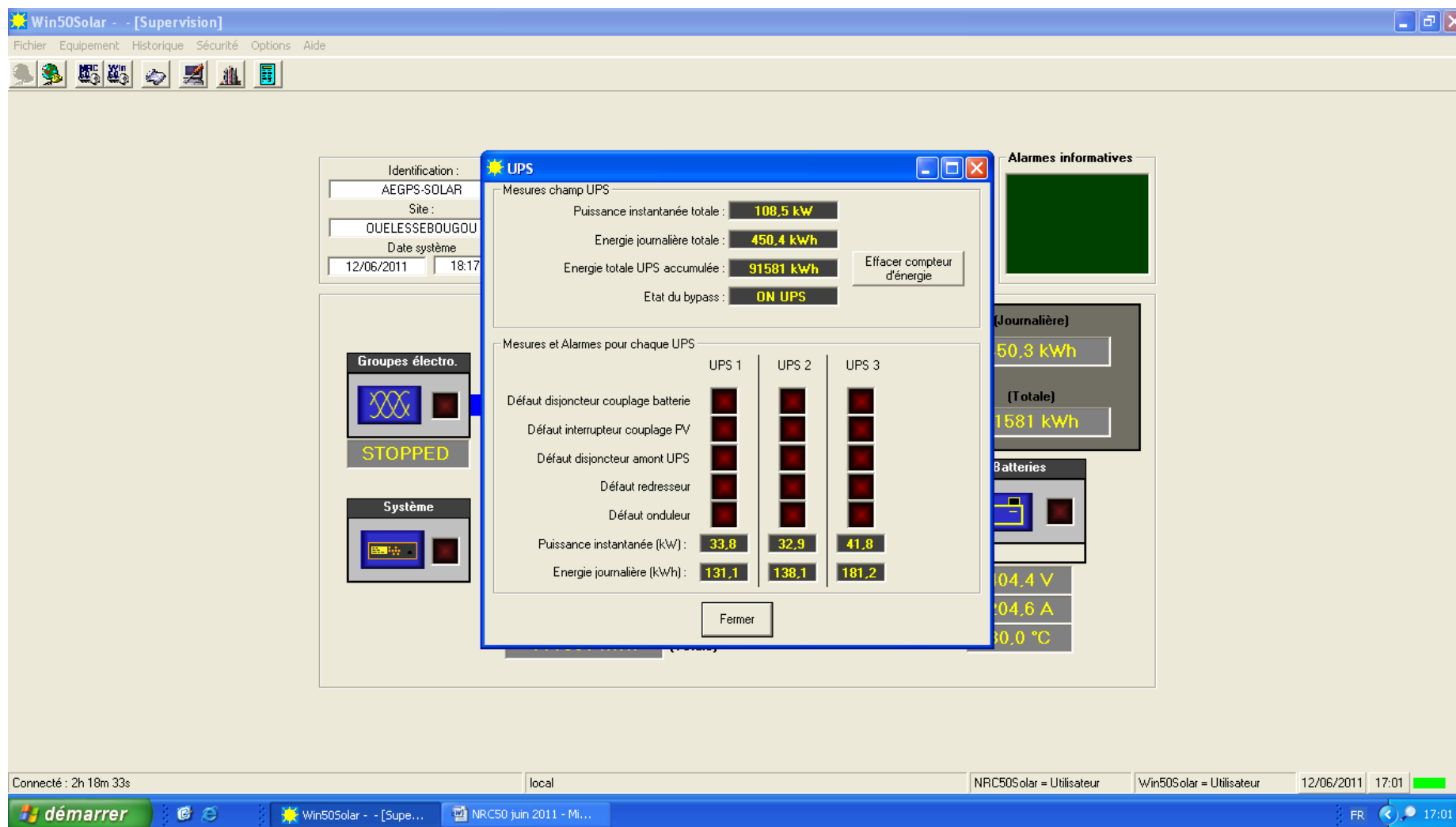


Photo 10 : Données des UPS du logiciel Wind Solar sur PC.

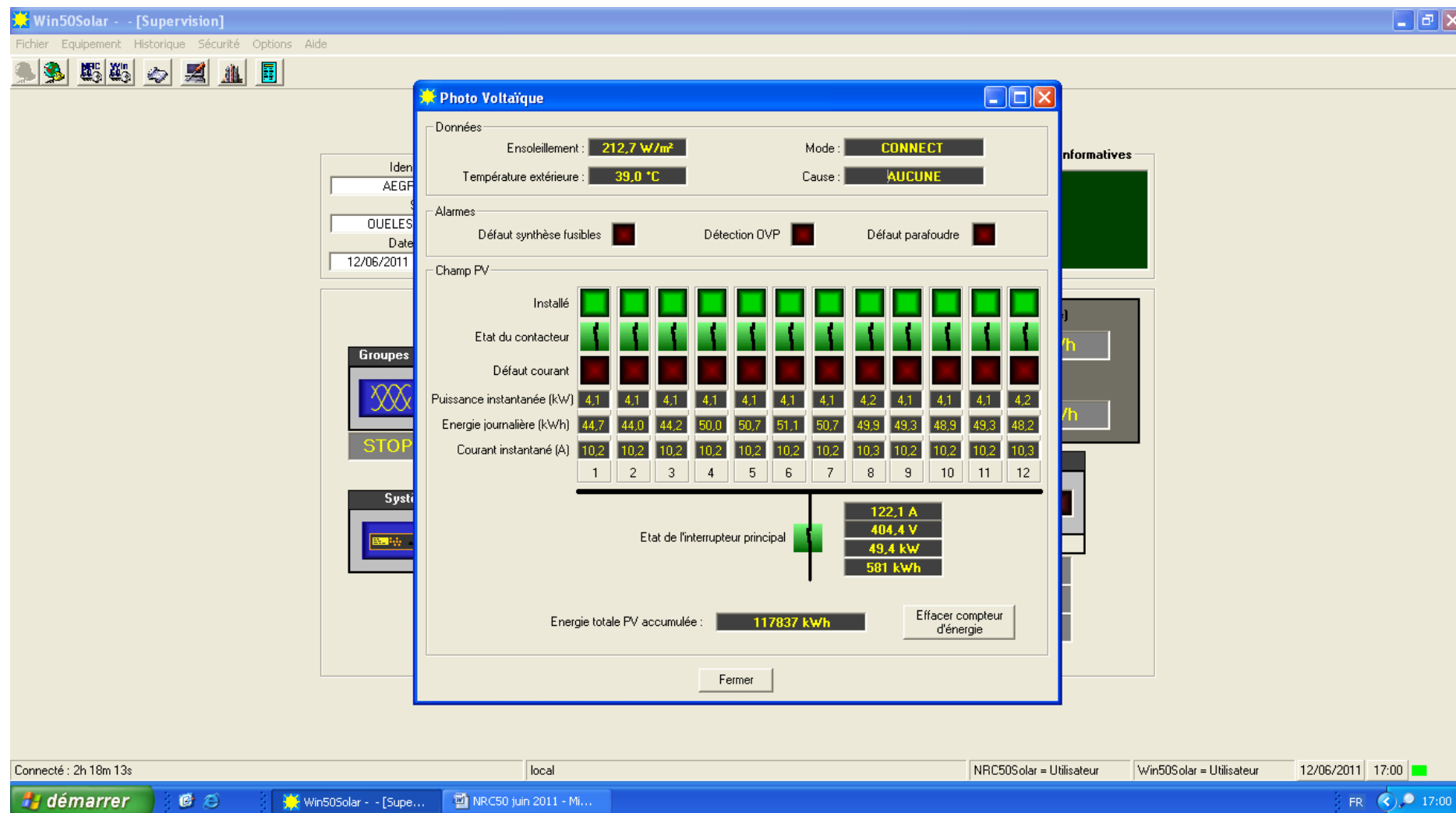


Photo 11 : Données du champ PV du Logiciel Wind Solar sur PC.