

5. Appels d'Offres et Travaux d'Installation

5.1 Appels d'Offres

Au cours de sa première mission au Sénégal, la study team s'est entretenu avec les homologues sénégalais des spécifications adéquates devant être considérées pour les SPF destinés à l'électrification rurale au Sénégal. La study team a alors appris que la plupart des composantes photovoltaïques était importé d'Europe ou d'Amérique et qu'il y avait un nombre bien limité des fournisseurs en mesure de fournir l'équipement et de réaliser les travaux d'installation dans les règles de l'art. La study team fit alors la recommandation à la JICA de ne laisser soumissionner que ces fournisseurs connus au niveau local.

C'est ainsi que, AFRIWATT, BUHAN & TEISSEIRE, EQUIP PLUS, MATFORCE, SEEE, TOTAL ENERGY AFRIQUE de L'OUEST ont eu à soumissionner.

(1) Calendrier des Soumissions

Seules les soumissionnaires sélectionnés étaient habilités à assister à la réunion d'information tenue au bureau de la JICA à Dakar. Le calendrier des soumissions est présenté ci-dessous.

30 juin 2000	Réunion d'information
14 juillet 2000, 12:00	Date limite de dépôt des Offres Techniques
21 juillet 2000, 10:00	Date limite de dépôt des Offres Financière, Ouverture des offres (1 ^{er} dépouillement)
4 août 2000, 10:00	Ouverture des Offres (2 nd dépouillement)

Puisque l'offre la moins disant dépassait le budget disponible lors du premier dépouillement, la JICA a procédé à un second appel d'offres après avoir révisé son budget.

(2) Evaluation des Offres Techniques

La study team a procédé à l'évaluation des offres techniques faites par les soumissionnaires et a même demandé aux fournisseurs dont les offres n'étaient pas assez claires d'apporter quelques clarifications. Ceci pour vous démontrer que la study team a consenti un maximum d'efforts pour accepter tous les fournisseurs à l'issue de l'évaluation des offres techniques. Le tableau 5.1 et 5.2. expriment les résultats de l'évaluation des offres techniques.

**Tableau 5.1 Résultats des Evaluations Techniques des Offres relatives à la fourniture de SPF
LOT-2, 3 Centrale d'acquisition de données**

LOT1 100 Kits SPF

Fournisseur	Résultat	Remarques/Raison de l'élimination
AFRIWATT	G	
BUHAN & TEISSEIRE	G	
EQUIP PLUS	G	
MATFORCE	G	
SEEE	G	
TOTAL ENERGY AFRIQUE de L'OUEST	NG	Absence de Courant Nominal pour le régulateur de tension CC/CC proposé

**Tableau 5.2 Résultats des Evaluations Techniques des Offres relatives à la fourniture de
Centrale d'acquisition de données**

Fournisseur	Résultat	Remarques/Raison de l'élimination
AFRIWATT	G	
BUHAN & TEISSEIRE	G	
EQUIP PLUS	G	
MATFORCE	G	
SEEE	G	
TOTAL ENERGY AFRIQUE de L'OUEST	NG	Ils N'ont proposé que leurs propres composantes et ne disposent pas de composantes universelles.

De manière générale, l'évaluation technique est faite sur la base des documents techniques fournis par les soumissionnaires. Notamment, les soumissionnaires doivent soumettre toute la documentation nécessaire à l'évaluation. Il est très important d'accorder assez de temps aux soumissionnaires pour qu'ils puissent préparer de tels documents. Cela aurait même dû être deux mois, si des composantes spéciales avaient été exigées pour le projet, car au Sénégal les fournisseurs ont leurs propres procédures commerciales et ont nécessairement besoin de temps pour assimiler toute nouvelle procédure. En réalité tous les soumissionnaires n'ont pas pu préparer la documentation suffisante nécessaire aux dépouillements, même si la study team a évalué sur la base de chaque composante et en faisant confiance à l'engagement personnelle des soumissionnaires.

(3) Résultats des Appels d'offres

A l'issue de l'évaluation des offres les fournisseurs ci-dessous sont respectivement adjudicataires des deux marchés.

100 Kits solaires SPF : MATFORCE
3 Centrales d'Acquisition de Données : AFRIWATT

5.2 Procédure d'acquisition des SPF

(1) Inspection des Systèmes

Avant la livraison sur le site du projet pilote, la study team a procédé à une inspection dans les magasins du fournisseur. Le but de l'inspection du magasin était non seulement de faire le décompte des composantes mais également de faire une inspection visuelle de chaque composante.

A la date limite de livraison, la totalité des composantes n'avait pas encore été livrée dans le magasin du fournisseur. Du fait des contraintes de temps, la study team a autorisé le fournisseur à livrer le reste des composantes sans aucune inspection en magasin. En revanche, la study team a demandé au fournisseur de corriger les imperfections sur site, si jamais il y en a.

A l'exception des kits envoyés au CERER pour test, les équipements ont été livrés sur site aux risques et périls du fournisseur après l'inspection en magasin.

(2) Livraison et Inspection des centrales d'acquisition de données en magasin

Avant l'installation, le fournisseur a livré au CERER les Centrales d'acquisition de Données pour que leurs performances soient testées. Les principales composantes des centrales d'acquisition de données, les batteries et les cartes mémoires ainsi que les cartes lectrices avaient déjà été installées dans une armoire de protection par le fabricant.

Lors des tests de performance des centrales d'acquisition de données, toutes les composantes ont été connectées sur la base d'un schéma de câblage qui avait été antérieurement élaboré au Japon à l'aide d'un SPF de simulation que la study team avait assemblé, en utilisant 2 panneaux solaires de 50Wc, une batterie de 100 Ah, un régulateur de charge de 10A et un simulateur de charge. Tous les éléments ayant été utilisé dans la simulation appartiennent au CERER.

La study team a pu s'assurer que les centrales d'acquisition de données fonctionnaient comme prévu. Cependant, la study team s'est rendu compte qu'un courant inattendu émettait un signal affectant la mesure des données du fait d'un problème dans le circuit de mesure. Il fallait alors un équipement appelé amplificateur de shunt pour résoudre ce problème.

Le procédé de test des centrales d'acquisition de données est présenté ci-dessous :

- a) Toutes les composantes ont été connectées conformément au schéma de câblage.
- b) La tension du pyranomètre a été vérifiée avant sa connexion à la centrale d'acquisition de données, pour en déterminer le résultat.
- c) Avant sa connexion à la centrale d'acquisition de données, la borne du capteur de température (résistance) a été identifiée en mesurant la résistance entre les bornes.
- d) La tension de sortie des shunts a été mesurée en chargeant de l'électricité pour déterminer le taux de conversion du courant (200mV/20A) avant sa connexion à la centrale d'acquisition de données ;
- e) Deux modules PV de 50-Wc, un Régulateur de Charge de 10A, une batterie de 100Ah et un simulateur de charge ont été installés dans le circuit de la centrale d'acquisition de données.
- f) Un programme spécial antérieurement élaboré au Japon pour le logiciel de la centrale d'acquisition de données a été transféré sur la centrale.
- g) La valeur réelle de la tension et du courant mesuré par le multimètre et les données recueillies par la centrale d'acquisition de données ont été comparées en ligne pour vérifier la fiabilité des données.
- h) Nous avons fait fonctionner les centrales d'acquisition de données jusqu'au lendemain pour en tester la fonction d'enregistrement.

Nous avons mené les actions suivantes en vue de repérer d'éventuelles données anormales et d'en identifier la cause.

- a) L'entrée du signal a été déplacée canal après canal pour voir quel signal affectait l'autre.
- b) Les shunts préalablement installés dans le circuit « positif » ont été essayés dans le circuit « négatif »..
- c) Le signal des shunts a été isolé à l'aide d'un amplificateur de shunt.

A l'issue de ces tests la study team a pu réaliser qu'il fallait nécessairement des amplificateurs de shunt pour recueillir des données fiables.

A l'issue de ces tests, la study team a transporté toutes les composantes de les centrales d'acquisition de données sur le site, en vue de leur installation. Il est cependant souhaitable que l'on demande au fournisseur de prendre toute la responsabilité, du point de vue sécurité et assurance, de la livraison de composantes sur site.

(3) Contrôle de Qualité effectué par le CERER

Trois des cent kits solaires, ont été livré au CERER en vue d'un contrôle de qualité. Afin de pouvoir confirmer la conformité des équipements aux spécifications techniques, les module PV, les Batteries, les Régulateurs de Charge et les lampes fluorescentes munies de ballast ont été testés.

1) Module Photovoltaïque

La puissance calibrée des modules PV a été testée à l'ensoleillement naturel. La valeur observée, V_{max} , la tension du module à sa puissance crête était 14,90 [V] à 60 degC de la température des cellules. Normalement, les modules PV destinés à des systèmes de 12V doivent fournir une tension supérieure à celle de la charge d'égalisation qui est déterminée par les caractéristiques du régulateur de tension. Un régulateur de charge ordinaire permet une charge d'égalisation d'environ 14,7 [V]. donc la valeur du module PV testé est acceptable.

2) Régulateur de Charge

Le principal avantage du régulateur de charge proposé, c'est qu'il est doté de seuils de tension permettant d'éviter une charge ou une décharge excessive et l'autoconsommation du régulateur de charge.

Le régulateur de charge proposé est doté d'un système de modulation par impulsions (PWM) contrôlé par de transistors. Ces transistors contrôlent le courant de charge et la tension. Les seuils de déconnexion (fin de charge et fin de décharge) sont conformes aux spécifications. L'autoconsommation du régulateur de charge est assez faible pour satisfaire aux spécifications.

3) Batterie

En effectuant une série de cycles de charges – décharges, nous avons pu vérifier si les batteries avaient bien la capacité déclarée. Les résultats des tests ont démontré que les batteries pourraient bien ne pas atteindre la capacité déclarée. Cependant, il

est difficile de créer des conditions de test telles que tous les laboratoires puissent aboutir aux mêmes résultats. Il est fortement conseillé à ces laboratoires désireux d'avoir le statut d'institut national d'intégrer le réseau international de certification. La study team avait exigé des fournisseurs de produire un certificat délivré par un laboratoire internationalement agréé et a trouvé que les batteries étaient conformes aux spécifications.

4) Réglettes Fluorescentes à Ballast.

Le ballast des réglettes fluorescentes peut perturber les conditions de réception radio si la fréquence du ballast n'est pas appropriée. Selon les connaissances actuelles, les ballasts dont la fréquence de sortie est supérieure à 16 kHz perturbent rarement les conditions de réception radio. Puisque le système proposé dans le cadre du projet pilote est supposé alimenter des postes radio et TV, nous nous sommes assurés de la bonne fréquence du ballast.

Des tests cycliques d'allumage et d'extinction ont été effectués pour déterminer la durée de vie du tube fluorescent.

Puisque la durée de vie du tube est également conditionnée par le facteur crête, nous avons effectué des tests à l'aide d'un oscilloscope.

Les résultats ont été pour la plupart conformes aux spécifications mais le facteur crête était relativement élevé, par comparaison à la valeur admise (2,8 alors que la valeur admise est de 1,7 ; qui est considéré comme la valeur garantissant une durée de vie assez longue pour les tubes). La study team a demandé au fournisseur de soumettre les résultats des tests effectués par le fabricant et a pu se rendre compte qu'ils étaient conformes aux spécifications.

5) Conclusion

Certains des résultats des tests n'ont pas été conformes aux spécifications alors que les valeurs fournies par le fabricant sont conformes. Il n'y a aucun moyen de déterminer quelle valeur est correcte. Il est indispensable de demander au fournisseur de soumettre un certificat délivré par un laboratoire internationalement agréé. Apparemment le CERER dispose de l'équipement ou des appareils appropriés pour effectuer des tests de certification. En intégrant le réseau international de normalisation, le CERER pourrait en tirer un grand bénéfice. Il est fortement

concentrer sur une tâche spécifique, comme le câblage intérieur, l'installation du module PV, etc. Pour ces installations, puisque certaines des équipes d'installation ont été engagées sur une base temporaire et sont payées à la tâche (par SPF installé) il fallait donc répartir équitablement le nombre de SPF à installer. Cette répartition inefficace des tâches entre les équipes aurait pu entraîner le retard des installations.

(4) Inspection et Réception des Installations

1) Résumé

Conformément aux spécifications techniques des installations, la study team a effectué l'inspection et la réception des systèmes, au fur et à mesure de l'achèvement des installations. A chaque fois qu'une anomalie a été décelée, la study team l'a signalé et a demandé à l'installateur de corriger l'erreur. Les différents problèmes ayant été souligné sont :

- Certains modules n'ont pas été installés verticalement.
- Certains modules PV n'avaient pas été bien orientés par rapport au soleil.
- Certaines batteries étaient placées dans des pièces où les usagers utilisaient des fourneaux.
- Certains câbles passant par le mur ou enterrés n'étaient pas protégés par une gaine de protection.
- L'apparence esthétique n'a pas été respectée dans certains cas, l'intervalle entre les attaches n'étant pas harmonisé.
- Certaines lampes n'avaient pas été installées à l'emplacement idéal permettant un bon éclairage.
- Les lampes à LED n'avaient pas été inclinées afin de permettre un meilleur éclairage.

Ces problèmes ayant été soulevés ont été corrigés et nous espérons que les usagers ont été satisfaits à l'issue de ces rectifications.

2) Les points concernés par l'inspection 1: Câblage

Chutes de tension liées au Câblage

Chaque équipe a démarré ses travaux par le câblage intérieur. La longueur du câblage sur chaque ligne devait être déterminée de sorte à ne pas dépasser la chute de tension admise. Les chutes de tensions maximales admises par les spécifications techniques sont présentées ci-dessous :

Du module PV au Régulateur de charge: 2 % au maximum; $\Delta V \leq 0.24$ [V]

Du Régulateur de Charge à la Batterie: 1% au maximum ; $\Delta V \leq 0.12$ [V]

Du régulateur de Charge aux Charges: 5% au maximum ; $\Delta V \leq 0.6$ [V]

La chute de tension augmente proportionnellement à l'augmentation du flux de courant et en règle inverse décroît proportionnellement à l'augmentation de la section du câble.

$$\Delta V = IR \quad \text{Eq. 5.1}$$

$$R = \rho \frac{\ell}{S} \quad \text{Eq. 5.2}$$

Avec,

ΔV : Chute de tension [V]

I: Courant de la ligne [A] ;

R: Résistance du Câble [Ω] ;

ρ : Résistivité (Cuivre; 1.72×10^{-2} [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$], 20 degC)

ℓ : Longueur du Câble (sur un sens) [m]

S: Section du Câble [mm^2] ;

Pour les SPF installés, la section du câble était de 4.0 mm^2 pour les connexions ; Module PV- Régulateur de Charge et Régulateur de Charge-Batterie, et de 2.5 mm^2 pour la ligne - Régulateur de Charge-Charges.

Pour déterminer la longueur de câble admissible, il faut tenir compte du flux en aval et en amont. Donc la longueur admissible est calculée à l'aide de l'équation Eq 5.3:

$$2 \times \ell = \frac{\Delta V \times S}{\rho \times I} \quad \therefore \ell = \frac{\Delta V \times S}{2 \times \rho \times I} \quad \text{Eq. 5.3}$$

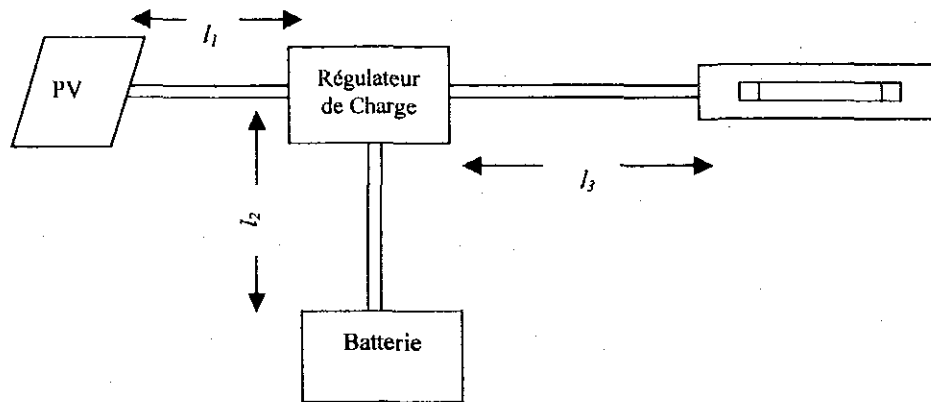


Schéma 5.1 Schéma Simplifié du SPF

La structure typique du SPF est représentée par le schéma 5.1. En appliquant les valeurs des systèmes installés, la longueur admise entre chaque composante est obtenue grâce à l'équation ci-dessous.

$$\ell_1 \leq \frac{\Delta V \times 4.0}{2 \times 1.72 \times 10^{-2} \times I} = \frac{27.9}{I} \quad \text{Eq. 5.4}$$

$$\ell_2 \leq \frac{\Delta V \times 4.0}{2 \times 1.72 \times 10^{-2} \times I} = \frac{14.0}{I} \quad \text{Eq. 5.5}$$

La longueur maximale de câble est calculée en appliquant le courant maximal à l'équation ci-dessus. Le module de 55Wc installé génère 3,33A de courant au point de puissance maximale. Donc, la longueur maximale de ℓ_1 devrait être 8,4m. ℓ_2 est également calculé de la même manière. Parce qu'il est important de réduire la chute de tension lorsque la batterie est chargée, la chute de tension admissible étant considérée dans le calcul de ℓ_2 comme la chute de tension de charge. ℓ_2 devrait être au maximum 4,2m. Cependant, il est préférable que la distance entre le Régulateur de Charge et la batterie soit le plus court possible. Par conséquent, pour toutes les installations nous avons vérifié que la distance entre ces deux composantes faisait moins de 1,5m.

Lorsque l'on considère ℓ_3 , la valeur du courant substitué pour l'équation 5.7 devrait être choisie avec précaution.

Prenant pour exemple les schémas de câblage représenté par le schéma 5.2, la chute de tension est calculée en additionnant les chutes de tension sur chaque ligne de connexion.

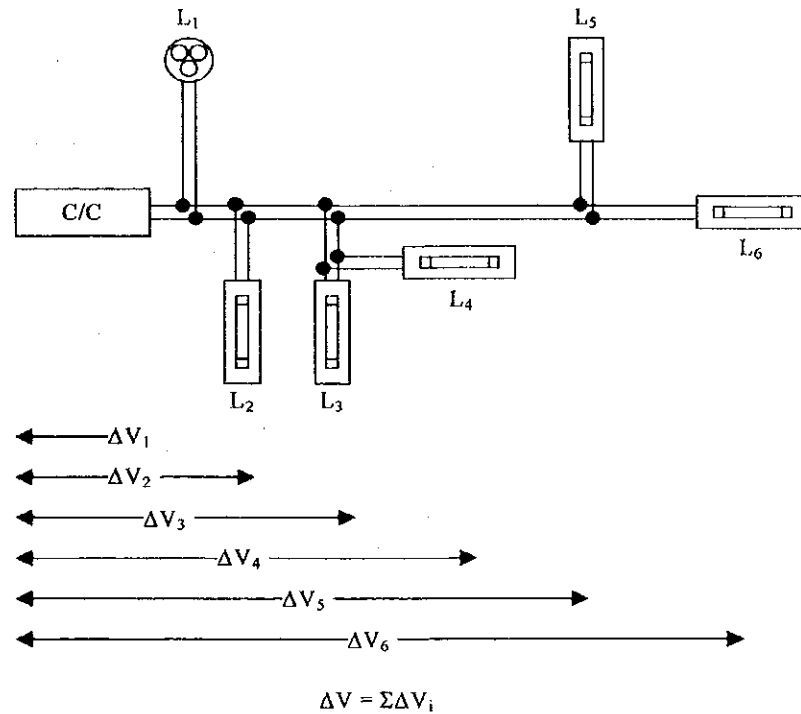


Schéma 5.2 Exemple de câblage des charges

En d'autres termes, la chute de tension est calculée en comptant le nombre de charge sur connectées sur la même ligne.

$$\Delta V = \sum \Delta V_i \quad \text{Eq. 5.6}$$

Lorsque toutes les variables sont connues, il est plus convenable de connaître d'avance la longueur de câble admissible.

$$\ell_3 \leq \frac{\Delta V \times 2.5}{2 \times 1.72 \times 10^{-2} \times I} = \frac{43.6}{I} \quad \text{Eq. 5.7}$$

Le tableau représentatif des distances maximales peut être réalisé sur la base de l'équation ci-dessus.

Tableau 5.4 Distance admissible entre le Régulateur de Charge et les Charges (sens unique)

Courant [A]	1	2	3	4	5
Distance [m]	43,6	21,8	14,5	10,9	8,7

Théoriquement, ces distances maximales calculées devraient être strictement respectées. Cependant, il faut également faire entrer en ligne de compte le but visé à travers l'introduction du SPF. Si le calcul de la chute de tension donne des résultats permettant de garantir le fonctionnement des charges au point de tension le plus faible, le concepteur doit faire preuve de flexibilité car ce qui importe, c'est d'offrir un éclairage de bonne qualité aux usagers.

3) Inspection du câblage

La distance permettant de minimiser les chutes de tension entre les différentes composantes a été déterminée pour servir de référence lors de l'inspection.

Tableau 5.5 Longueur de câble admissible pour chaque ligne, en vue de l'inspection

Distance (sens unique)	Direction	Remarques
5 m	Module PV – Régulateur de Charge	Pour respecter les spécifications relatives aux chutes de tension.
1.5 m	Régulateur de Charge – Batterie	Pour respecter les spécifications relatives aux chutes de tension.
20 m	Régulateur Charge – Charge	Pour respecter les spécifications relatives aux chutes de tension.

La distance admise entre le Régulateur de charge et les charges est inférieure à 20 m parce qu'il est très rare que toutes les charges soient placées sur une même ligne. La longueur de câble en direction des charges n'a fait l'objet d'une vérification minutieuse que lorsque les charges sont connectées en série sur un même câble ayant une longueur de plus de 20m.

Nous avons inspecté non seulement la longueur mais également l'apparence esthétique. Nous avons vérifié que tous les câbles étaient fixés à intervalles réguliers, par des attaches de façon à avoir une ligne parfaitement verticale ou horizontale. En plus de cela nous avons vérifié si les câbles passant à travers un mur étaient munis de

gaine de protection. Particulièrement lorsque le câble relie deux bâtiments, nous avons demandé que le câble soit introduit dans une gaine avant d'être enterré. Pour éviter l'infiltration de l'eau de pluie par les trous percés dans le mur, nous avons demandé aux installateurs de boucher les trous avec du silicone.



Schéma 5.3 Câblage

(5) Rubrique d'Inspection 2, Installation des composantes intérieures

Avant le démarrage des installations, le fournisseur a consulté individuellement chaque usager, afin que ces derniers lui indique l'emplacement des composantes internes (lampes fluorescentes, lampes à LED, interrupteurs, prises de courant). Puisque les usagers n'avaient aucune expérience de l'électricité, certains usagers n'ont pas pu indiquer l'emplacement exact permettant d'avoir les meilleures performances possibles et un meilleur rendement de composantes telles que les lampes. Donc, dans certains cas, l'installateur a dû changer l'emplacement des lampes.

Comme nous l'avons montré ci-dessous, la study team a fait remarquer l'installation inappropriée des composantes internes et l'installateur a entrepris des rectifications.

- Puisque la lumière fournie par les lampes à LED donnait droit sur le mur, il fallait les incliner selon un angle permettant un meilleur éclairage.
- Certains lampes fluorescentes avaient été montées de façon inappropriée, c'est à dire derrière le rideau empêchant ainsi l'utilisateur d'avoir un meilleur éclairage.

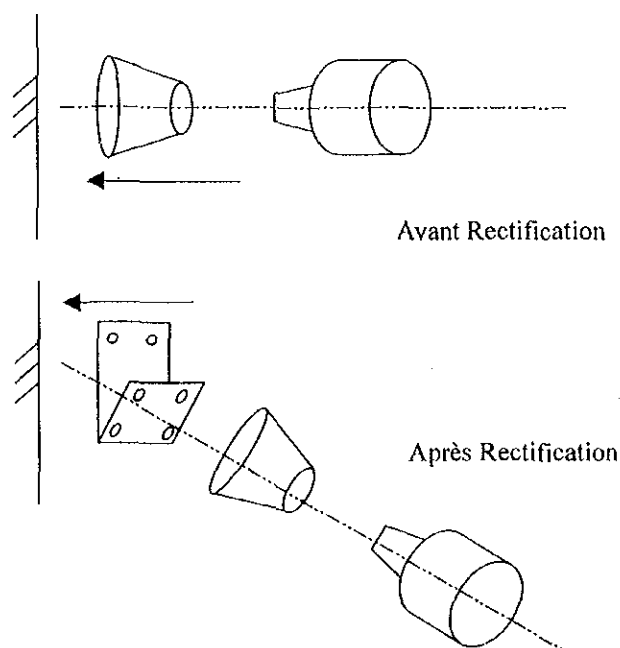


Schéma 5.4 Correction de l'inclinaison des Lampes à LED

Concernant les batteries, la study team a vérifié si les caissons à batterie étaient placés dans une pièce, à l'abri de la fumée, des flammes et des étincelles. Dans la plupart des cas, la batterie avait été placée dans le débarras. Puisque la plupart des ménages gardent les fourneaux à gaz dans le débarras, la study team a fortement recommandé aux usagers de mettre les caissons à batterie à l'abri des flammes.

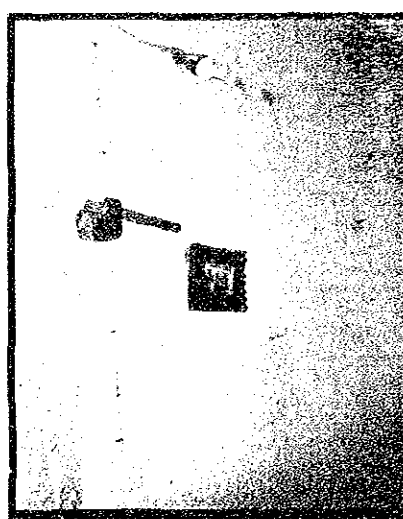


Schéma 5.5 Composantes Intérieures (prises radio et lampes à LED)

(6) Point concerné par l'inspection 3, Installation du module PV et de son support

La study team a vérifié si les modules PV étaient installés à l'emplacement idéal permettant d'optimiser le captage du rayonnement solaire et dans la bonne direction (vrai sud). Dans certaines maisons, il a été difficile de déterminer l'emplacement approprié à cause du branchage des arbres. Dans des pareils cas, la study team et l'installateur se sont concertés pour déterminer le meilleur emplacement pour le module PV afin de pouvoir maximiser l'irradiation et d'optimiser le câblage intérieur.

La study team a vérifié si les modules PV étaient installés à l'emplacement idéal permettant d'optimiser le captage du rayonnement solaire et dans la bonne direction (vrai sud). Dans certaines maisons, il a été difficile de déterminer l'emplacement approprié à cause du branchage des arbres. Dans des pareils cas, la study team et l'installateur se sont concertés pour déterminer le meilleur emplacement pour le module PV afin de pouvoir maximiser l'irradiation et d'optimiser le câblage intérieur.

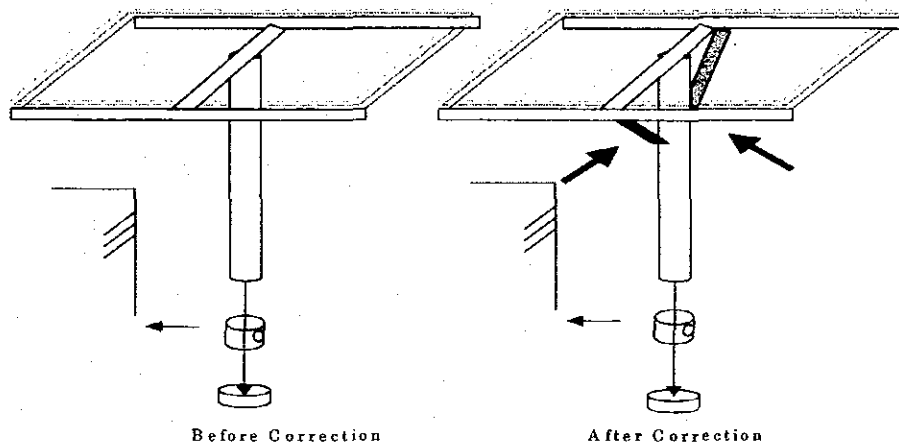


Schéma 5.6 Renforcement du Support des modules PV

Afin de maximiser l'irradiation captée par le module PV, le support doit avoir sa propre inclinaison; elle est de 15 degrés sur le site. Cette inclinaison varie en fonction de la latitude du site. Généralement, la valeur de l'inclinaison permettant de maximiser le rayonnement solaire capté par le panneau solaire correspond à la valeur de la latitude. Dans les régions dont la latitude est comprise entre 15 degrés sud et 15 degrés nord, cette valeur est généralement comprise entre 10 et 15 degrés pour que le panneau puisse être automatiquement rincé et nettoyé par les eaux de pluie. Alors, l'angle d'inclinaison des modules PV sur le site du projet est de 15 degrés. Il n'y a pas eu de difficulté à donner au

module PV l'inclinaison appropriée parce que le support avait été initialement conçu avec une inclinaison fixe..

Le support est fait d'un métal antirouille. Avant l'installation, la study team a réalisé que les supports n'étaient pas assez solides pour résister à des vents violents. La study team a alors demandé au fournisseur de renforcer les supports et de les protéger à l'aide d'une peinture antirouille (voir schéma 8.5.6).

Puisque les supports doivent passer à travers le mur pour y être fixés, nous avons demandé aux installateurs de veiller attentivement à ce que l'eau ne s'infilte pas par les trous percés. Alors, les installateurs ont bouché les trous de passage des câbles et des écrous avec du silicone ou du ciment.

(7) Point concerné par l'Inspection 4, Charge Initiale des Batteries

Pour que la batterie puisse durer longtemps, il est essentiel de la doter d'une charge complètement pleine avant sa mise en service. La study team a vérifié la densité de l'électrolyte et la tension aux bornes avant la mise en service du système, afin de s'assurer que la charge initiale a été convenablement effectuée. Les installateurs ont effectué la charge initiale des batteries à l'aide des panneaux solaires. Dans ce procédé, la batterie a été directement connectée au module PV. Pour ce qui est de la charge initiale des batteries, nous avons plutôt mis l'accent sur les conditions suivantes:

- la densité de l'électrolyte soit supérieure à 1,25 kg/l.
- La tension aux bornes est de 14,5 V

La study team a demandé aux installateurs de vérifier et de consigner par écrit les données indiquées ci-dessus après la charge à l'aide du module PV.

Bien que les batteries au plomb-acide aient été livrées avec une charge sèche, il n'en demeure pas moins qu'elles doivent faire l'objet d'une charge initiale avant la mise en service. Lorsque la batterie est chargée à l'aide du module PV, il est indispensable de connaître la durée pendant laquelle elle doit être connectée au module. Pour déterminer le temps de charge initial, quand la batterie est chargée à l'aide du module PV, il est utile d'estimer l'état de charge de la batterie (SOC).

L'état de charge peut être estimé en mesurant la densité de l'électrolyte.

$$Q = \left\{ 1 - \frac{D_0 - D_{20}}{K} \right\} \times 100 \quad \text{Eq. 5. 1}$$

$$D_{20} = D_1 - 0.0007 \times (T - 20) \quad \text{Eq. 5. 2}$$

Avec,

- Q: Etat de charge de la batterie (SOC) [%]
- D₀: Densité de l'électrolyte dans des conditions de pleine charge [kg/l]
- D₂₀: Densité d'électrolyte mesurée, convertie à la valeur sous 20 degrés [kg/l]
- D₁: Densité d'électrolyte mesurée à une température T degC [kg/l]
- T: Température d'électrolyte mesurée [degC]
- K: Coefficient Proportionnel

Le coefficient K est décrit comme un changement du taux de la densité de l'électrolyte qui varie proportionnellement à l'état de charge. En voici la description:

$$K = D_0 - D_z \quad \text{Eq. 5. 2}$$

D_z: Densité d'électrolyte à 100% de décharge

La densité de l'électrolyte lorsque la batterie atteint 100% de décharge de sa capacité est de 1,08 – 1,10 kg/l. Bien que la densité de l'électrolyte de la batterie pleinement chargée varie en fonction du type de batterie, la densité des batteries livrées au projet est de 1,25 kg/l dans des conditions de pleine charge. Donc, la valeur K est estimée à 0,15 – 0,17.

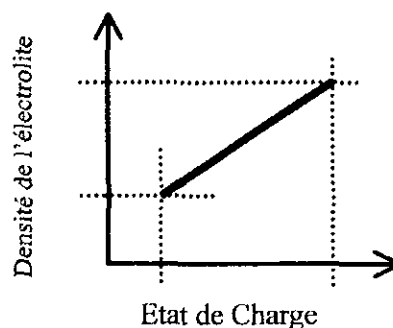


Schéma 5.7 Relation Typique entre la densité de l'électrolyte et l'Etat de charge

La densité initiale a été mesurée 2 heures après le remplissage de l'électrolyte. La densité d'électrolyte moyenne ayant été mesurée est de 1,22. Bien que les installateurs aient reçu l'instruction de mesurer la température de l'électrolyte en mesurant la densité, ils n'ont cependant pas obéi. Supposons que la température est de 30degC. La densité de l'électrolyte à 20 degC peut être estimée à 1,213 en utilisant l'équation 10.5.9. Donc, avec l'équation 10.5.8, l'état de charge initiale peut être estimé à 75 ou 78 %.

La capacité délivrée est de 120Ah à un taux de 20-heures; par conséquent, la capacité de la batterie après remplissage de l'électrolyte peut être estimée à 90 ou 94Ah. Il en résulte qu'il est évident que pour remplir la batterie d'électricité il faudrait une charge comprise entre 26 et 30 Ah.

Un module PV de 55Wc produit environ 3A de courant électrique lorsqu'il atteint sa puissance crête. Laissons supposer que l'irradiation est de 5 kWh/m²/jour, et que le module peut fournir une charge électrique de 15Ah/jour. Cette valeur nous indique que pour charger les batteries qui ont été livrées, il faut au moins deux jours (30/15=2).

Compte tenu des pertes de charge et des variations de l'irradiation et des autres facteurs de pertes, la study team a demandé aux installateurs d'effectuer la charge initiale sur 3 jours.

Chaque batterie a été placée dans un caisson fermé à clef pour empêcher les usagers de toucher la batterie. La study team a laissé les clefs au technicien local pour qu'il puisse effectuer la maintenance.

(8) Evacuation des déchets

Puisque le Sénégal ne dispose ni de lois ni de réglementations relatives aux déchets industriels, les installateurs ne se sont pas préoccupés des déchets issus des installations (bouteilles ayant contenu l'électrolyte, plastiques et autres déchets). Les enfants sont friands de ces choses qui ne leur sont pas familières, comme les bouteilles en plastique et les boîtes en carton. Les bouteilles d'électrolyte vides cause des effets nocifs sérieux sur les humains à cause de l'acide qui est toxique. La study team a ordonné à l'installateur de ramasser toutes les bouteilles vides et de s'en débarrasser de façon appropriée. L'installateur a ramassé toutes les bouteilles vides et les a brûlés sur place (sur l'île Mar).

(9) Installation des centrales d'acquisition de données

La study team a installé les centrales d'acquisition de données avec l'assistance d'un expert local. Sur les trois centrales d'acquisition de données, bien que nous ayons initialement prévu d'installer, une centrale par option, nous avons finalement installé une centrale dans un ménage ayant choisi l'option 1 et les deux autres ont été installées dans des ménages ayant opté pour l'option 3 parce qu'au moment où les centrales ont été installées, aucune souscription pour l'option 2 n'avait été enregistrée. Nous nous sommes basés sur les critères suivants pour sélectionner le type d'habitat où les centrales d'acquisition de données, devaient être installées, sur le site.

- Rayonnement
 - Aucun objet autour du bâtiment ne devrait faire de l'ombre sur le panneau.
- Conditions relatives à l'habitat :
 - Un ménage offrant les conditions ci-dessous:
 - Un espace suffisant pour loger l'armoire contenant la centrale d'acquisition de données ;
 - Un bâtiment doté d'une structure solide (piliers et murs solides) ;
 - Un emplacement à l'abri de l'infiltration des eaux de pluies ;
 - Une architecture permettant un accès facile sur le toit ; pour l'entretien du module PV ;
 - Un espace où le soleil ne tape pas directement sur la centrale d'acquisition de données ;
 - Un espace au-dessus du plancher, à l'abri des inondations ;
- Conditions relatives aux usagers
 - Un ménage accédant à l'électricité pour la première fois ;
 - Un ménage ayant un seul système PV.

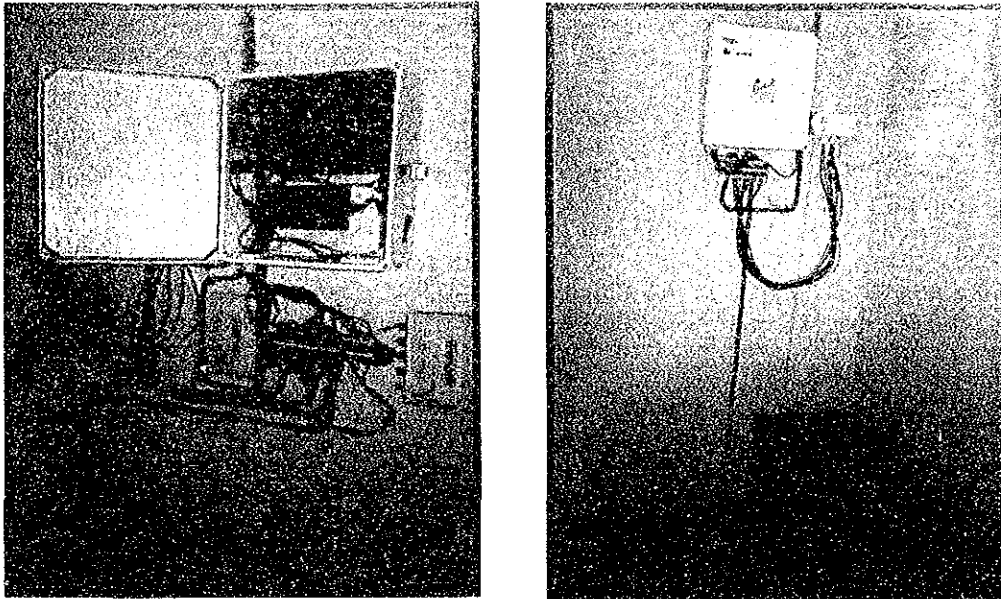


Schéma 5.8 Centrales d'acquisition de données

Les données devant être enregistrées sont:

- Rayonnement solaire
Un pyranomètre a été utilisé pour mesurer le rayonnement solaire. L'inclinaison du pyranomètre a été calée sur celle du module PV. Alors, le rayonnement solaire total a été recueilli. Les mesures effectuées varient entre 0W/m^2 et 2000W/m^2 .
- Température Ambiante
Un thermomètre doté de résistance en platine (PT100) a été adopté. Les plages de mesure varient entre -50degC et $+100\text{degC}$. Le capteur est recouvert par un abri pour empêcher l'infiltration de l'eau de pluie et le contact direct avec les rayons solaires.
- Tension du module PV et tension de la batterie
La tension est mesurée directement après la conversion du signal d'entrée en $1/10$ de la tension. Les plages de mesure varient entre 0 et 25V.
- Courant de charge et de décharge de la batterie et courant consommé par les charges
Le courant électrique est mesuré après avoir été converti en signal de tension par les shunts. Les plages de mesure varient entre 0 et 20A.

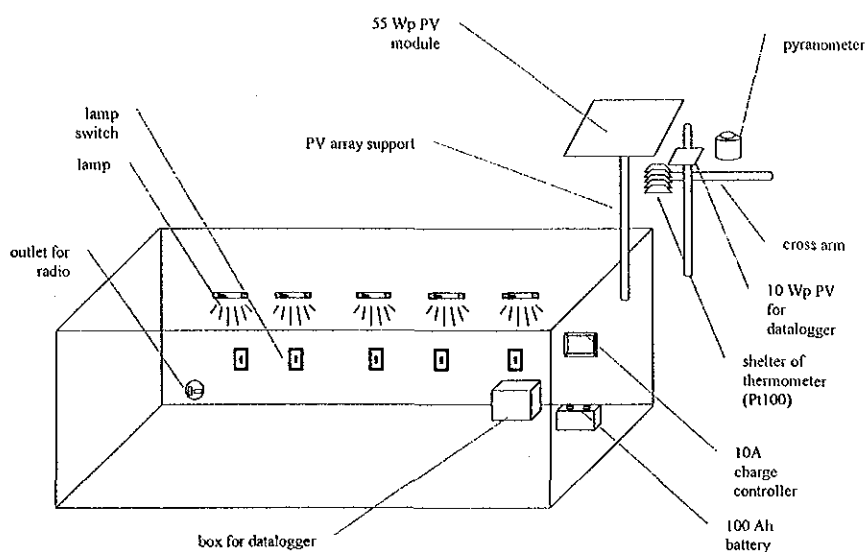


Schéma 5.9 Présentation de la centrale d'acquisition de données

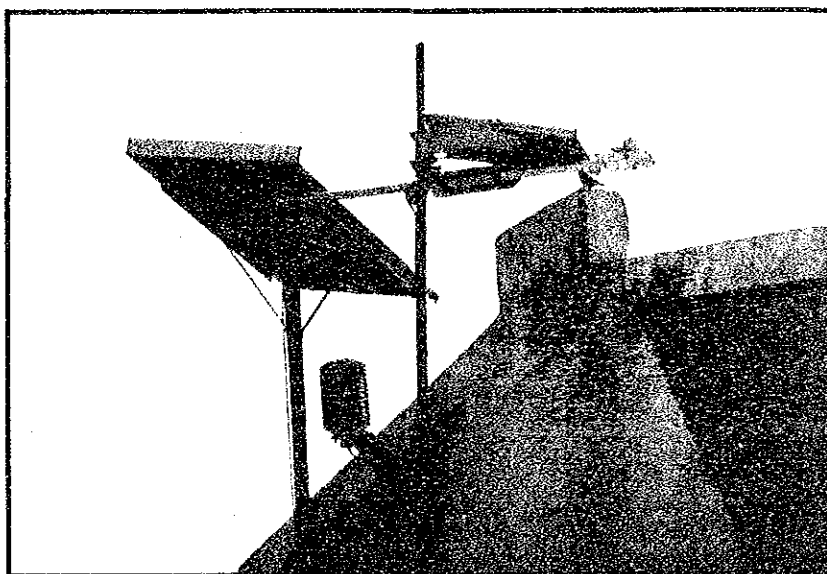


Schéma 5.10 Pyranomètre et Capteur de température Installé

(10) Distribution du manuel de l'utilisateur

Le manuel de l'utilisateur a été préparé sous forme de schémas matérialisant les aspects auxquels il faut prêter attention (voir schéma 10.5.11). Le fournisseur et la study team ont débattu à maintes reprises du type d'informations relatives à l'usage et à l'entretien, indispensables pour les usagers dans le contexte de la "vente de services". Le système doit être entretenu par le technicien local, sous la supervision de l'opérateur et les usagers ne

doivent effectuer aucun changement non autorisé ou aucun usage particulier sur le système. Par conséquent, le manuel de l'utilisateur devrait indiquer aux utilisateurs comment prendre soin du système pour en tirer un maximum d'efficacité mais également leur montrer les signaux inhabituels. En plus de cela, le manuel de l'utilisateur devrait être conçu sous forme d'images parce que la plupart des utilisateurs ne sont pas alphabétisés. Partant de ce concept, le manuel de l'utilisateur comporte des images matérialisant les recommandations et les interdictions. Ces dessins ont été recouverts de plastique et cloués au mur à côté du régulateur de charge de chaque système pour que l'utilisateur puisse s'y référer à tout moment.

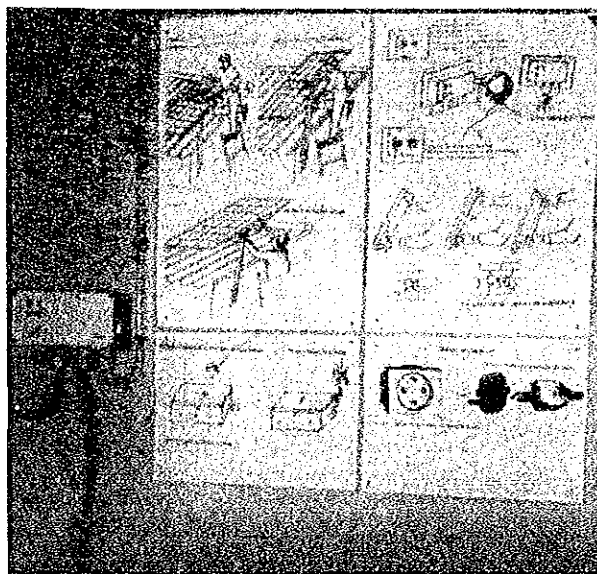


Schéma 5.11 Manuel de l'Usager

1) Module PV

Le manuel de l'utilisateur montre comment nettoyer la surface du module PV. Pour l'efficacité du système, il est indispensable de veiller à la propreté du module PV. Les précautions devant être observées lors du nettoyage du panneau sont également matérialisées.

2) Régulateur de Charge

Le Régulateur de Charge est le seul appareil pouvant renseigner l'utilisateur sur l'état du système. Les indicateurs à LED sur la façade du régulateur indiquent l'état du système. Le manuel de l'utilisateur indique la signification des couleurs des indicateurs à LED et indique à l'utilisateur les mesures qu'il faut prendre le cas échéant.

3) Batterie

La batterie est placée dans un caisson fermant à clef, les usagers ne peuvent donc pas y accéder. Cependant, le manuel indique les actions à éviter sur ou à proximité du caisson à batterie.

4) Lampes

Le manuel de l'utilisateur montre comment remplacer une ampoule. Puisque la douille des lampes à LED est compatible avec celle des ampoules incandescentes, pour éviter le gaspillage d'énergie, il est formellement interdit à l'utilisateur de faire usage d'une ampoule incandescente.

5) Prises TV et Radio

Les polarités sont indiquées par le schéma 5.3.11. : Installation des Amplificateurs Shunt

A cause des fluctuations du signal délivré par les shunts, pour les mesures de courant, nous n'avons pas pu avoir des données fiables au moment où les centrales d'acquisition de données ont été installées. A l'issue des tests réalisés au CERER nous nous sommes rendus à l'évidence que pour avoir des données fiables il fallait isoler le signal des shunts (grâce à la bonne volonté de l'expert local, la study team a pu tester la centrale d'acquisition de données en intégrant un amplificateur de shunt dans le circuit). A notre retour au Japon, nous avons acquis des amplificateurs de shunt pour les installer sur site. Pour couper le bruit, les amplificateurs de shunt ont été installés dans le circuit de la centrale d'acquisition de données. Bien que certains affirment qu'il est préférable d'isoler tous les signaux d'entrée de la centrale d'acquisition de données pour l'acquisition de données fiables, il n'a pas été nécessaire d'isoler le signal de tension.

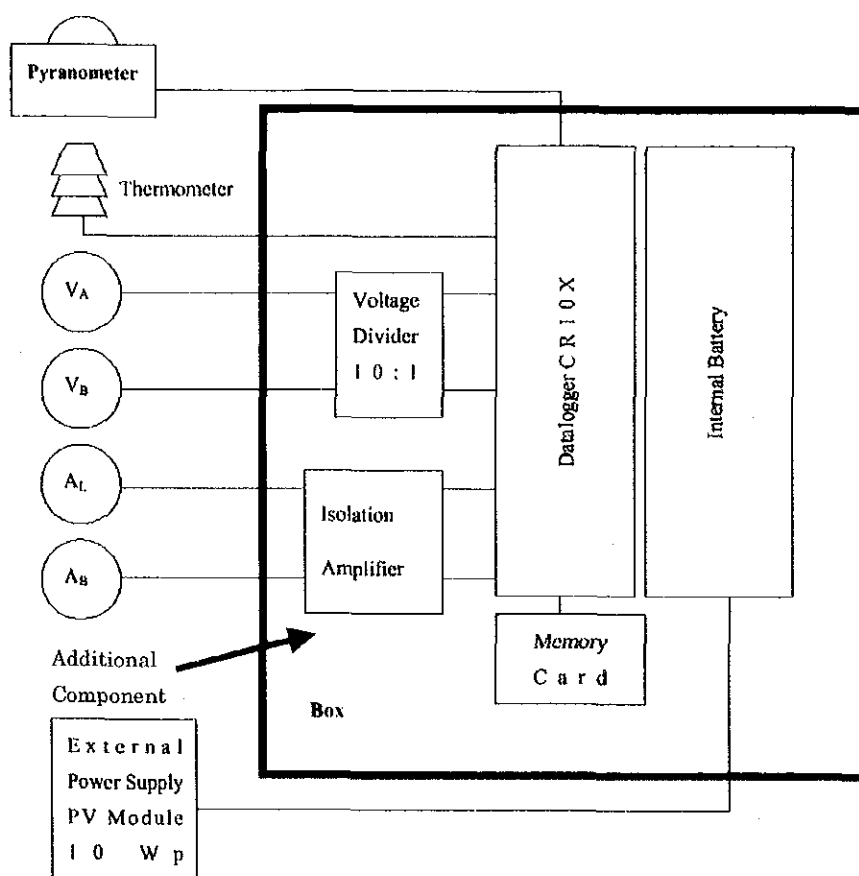


Schéma 5.12 Schéma d'ensemble de la centrale d'acquisition de données

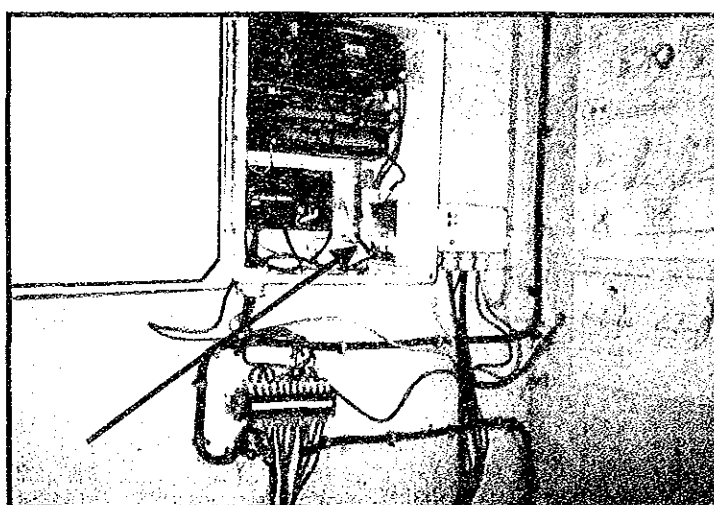


Schéma 5.13 Amplificateur de shunt

(12) Collecte de Données

L'expert local a fait preuve de bonne volonté et a bien voulu nous prêter un amplificateur de shunt en attendant que la study team puisse en acquérir d'autres pour les installer sur le site de Mar Fafaco. Voici les données relatives aux conditions de fonctionnement enregistrées dans les trois mois ayant suivi l'installation. La centrale d'acquisition de données effectue le balayage des données toutes les 5 secondes. Les données recueillies sont traitées toutes les 20 minutes pour faire la moyenne et les résultats sont stockés.

1) Calcul de la production et de la consommation

Le Schéma 10.5.14 représente le point de captage des données de base. Les données présentées au Tableau 10.5.4 ont été calculées à l'aide de ces données de base.

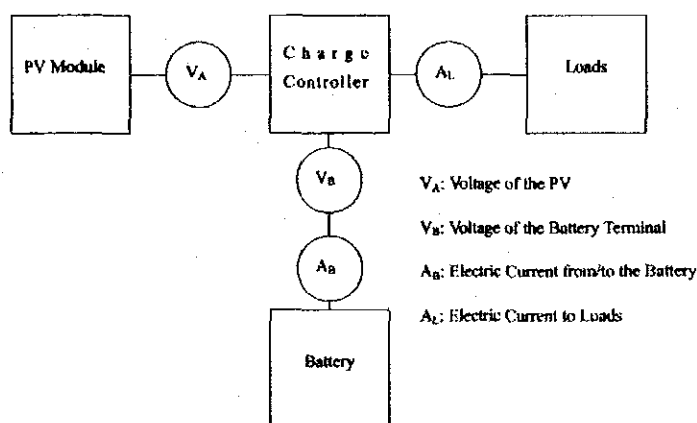


Schéma 5.14 Point de captage des données

La puissance Watt-heures est calculée en multipliant le courant et la tension et en faisant le cumul des résultats obtenus. V_B a été appliqué pour le calcul de la puissance watt-heures, en partant de l'hypothèse qu'il n'y a pas de chute de tension entre les points de captage. Le Courant provenant du module PV est calculé à l'aide de A_L et A_B (voir schéma 10.5.14). Lorsque le signe de A_B est positif, le courant va dans la batterie (charge). Lorsqu'il est négatif, le courant vient de la batterie (décharge).

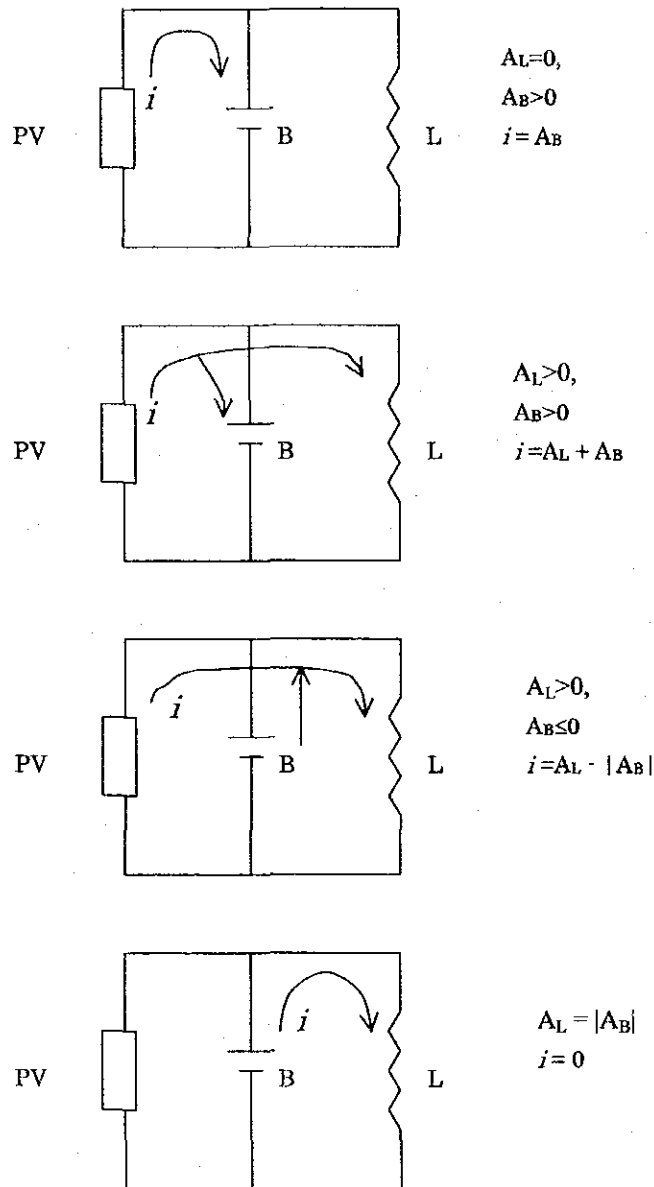


Schéma 5.15 Détermination du courant du module

Le Tableau 8.5.4 représente le cumul de l'électricité produite et de la consommation des usagers. Puisque les systèmes ont été mis en service depuis le 28 novembre 2000, ici nous avons fait abstraction de la valeur enregistrée en novembre 2000. Les valeurs en mars correspondent au cumul de la période allant du 1^{er} au 12 du mois.

Tableau 5.6 Electricité Produite et Consommée [kWh]/Terme

	Rayonnement [kWh/m ² /terme]	Production du module [kWh/terme]	Charge Batterie [kWh/terme]	Décharge Batterie [kWh/terme]	Consommation [kWh/terme]
déc.-00	176.84	2.583	2.574	1.426	1.255
janv.-01	195.77	2.249	2.219	1.606	1.489
fév.-01	154.23	2.222	2.195	1.489	1.414
mars-01 (1 ^{er} -12 ^e)	83.15	1.269	1.240	0.956	0.942
Total	609.99	8.32	8.23	5.48	5.10

Tableau 5.7 Electricité Produite et Consommée [kWh]/Terme

	Rayonnement [kWh/m ² /terme]	Production du module [Ah/terme]	Charge de la Batterie [Ah/terme]	Décharge de la Batterie [Ah/terme]	Consommation [Ah/terme]
déc-00	176.84	185.88	185.70	114.43	100.79
janv-01	195.77	162.37	160.66	129.03	119.57
fév-01	154.23	161.73	160.20	119.45	113.38
mars-01 (1 ^{er} -12 ^e)	83.15	92.37	90.64	76.82	75.58
Total	609.99	602.35	597.20	439.73	409.31

(13) Contrôle de l'énergie Générée

La production d'énergie prévue pour le système est obtenue grâce à l'équation ci-dessous.

$$E_O = P_M \left(\frac{R_A}{G_S} \right) K \quad \text{Eq. 5.11}$$

Avec,

E_O : Production énergétique prévue [Wh/jour]

P_M : Puissance Nominale du module PV [Wp]

R_A : Irradiation [kWh/m²/jour]

G_S : Irradiation dans les conditions standard de test [1000 W/m²]

K : Facteur de perte du système

L'énergie produite par le système est estimée à environ 180 Wh/jour (soit environ 5,4 kWh/mois) en partant de l'hypothèse ci-dessous.

$$P_M: 55 [Wc], R_A: 5 [kWh/m^2/jour], K: 0.65$$

Tableau 5.8 Consommation réelle et production énergétique prévue

	Rayonnement [kWh/m ² /terme]	(A) Consommation Réelle [kWh/terme]	(B) Production d'énergie prévue [kWh/terme]	(A)/(B)
déc-00	176.84	1.255	6.32	0.198
janv-01	195.77	1.489	7.00	0.213
fév-01	154.23	1.414	5.51	0.256
mars-01 (1 ^{er} -12 ^e)	83.15	0.942	2.97	0.317

La production énergétique prévue calculée avec sur la base de l'irradiation réelle et des facteurs de pertes estimés du système sont présentés au tableau 10.5.5. La consommation réelle est comprise entre 20 et 30 % de la production énergétique escomptée. Du fait de la faiblesse de la consommation énergétique des usagers, la batterie ne s'est pas beaucoup vidée pour nécessiter une charge avec la capacité maximale du module. Cette faible consommation est certainement due au fait que les usagers n'utilisent pas d'autres charges que les lampes.

Tableau 5.9 Rayonnement journalier moyen réel et électricité produite par le Module PV

	Rayonnement [kWh/m ² /jour]	Production du Module [Wh/jour]
déc-00	5.705	83.31
janv-01	6.315	72.54
fév-01	5.508	79.36
mars-01 (1 ^{er} -12 ^e)	6.929	105.75

Le Tableau 5.9 exprime l'irradiation réelle et l'électricité moyenne produite mensuellement par le module PV. Ce tableau montre que le module PV n'a pas fonctionné en pleine performance alors que l'irradiation a été plus élevée que prévue

(14) Suivi des performances de la batterie

Tableau 5.10 Efficacité du Circuit de la Batterie

	E_A Production du Module [kWh/terme]	E_{BI} Charge de la batterie [kWh/terme]	E_{BO} Décharge de la batterie [kWh/terme]	E_{BO}/E_{BI} Efficacité de stockage du circuit de la batterie	E_{BO}/E_A Facteur de correction du circuit de la batterie
déc-00	2.583	2.574	1.426	0.554	0.552
janv-01	2.249	2.219	1.606	0.724	0.714
fév-01	2.222	2.195	1.489	0.678	0.670
mars-01 (1 ^{er} -12 ^e)	1.269	1.240	0.956	0.771	0.754

Il y a deux facteurs à prendre en compte dans le monitoring du ratio charge – décharge de la batterie. Chacun des facteurs est défini par les formules ci-dessous :

$$\eta \equiv \frac{E_{BO}}{E_{BI}} \quad \text{Eq.5.12}$$

$$K_B \equiv \frac{E_{BO}}{E_A} \quad \text{Eq.5.13}$$

Le monitoring de ces facteurs permet d'évaluer l'efficacité de charge/décharge de la batterie. Lorsque le facteur accuse une baisse significative, il se peut la batterie ait atteint la fin de son cycle de vie. Cependant, cela doit être entièrement déterminé à l'aide d'autres paramètres tels que la tension aux bornes de la batterie, la densité de l'électrolyte après la charge d'égalisation, la baisse rapide du niveau d'électrolyte (grosse quantité d'eau remplie), si la batterie est usée.

(15) Niveau de Consommation des usagers

Le Schéma 8.5.16 présente l'irradiation journalière et le cumul de l'énergie générée par le module PV, charge de la batterie, décharge de la batterie et le cumul de la consommation énergétique journalière des usagers depuis la première mise en service. Pour les jours où aucune donnée n'a été enregistrée du fait de l'entretien de la centrale d'acquisition de données, nous avons fait abstraction des données cumulées. Dans les premiers jours, l'électricité générée par le module PV et l'énergie de charge de la batterie ont baissé jour après jour, en dépit du faible taux de décharge de la batterie et de la faible consommation

énergétique des usagers. Cela permet de compenser l'insuffisance de la charge initiale de la batterie.

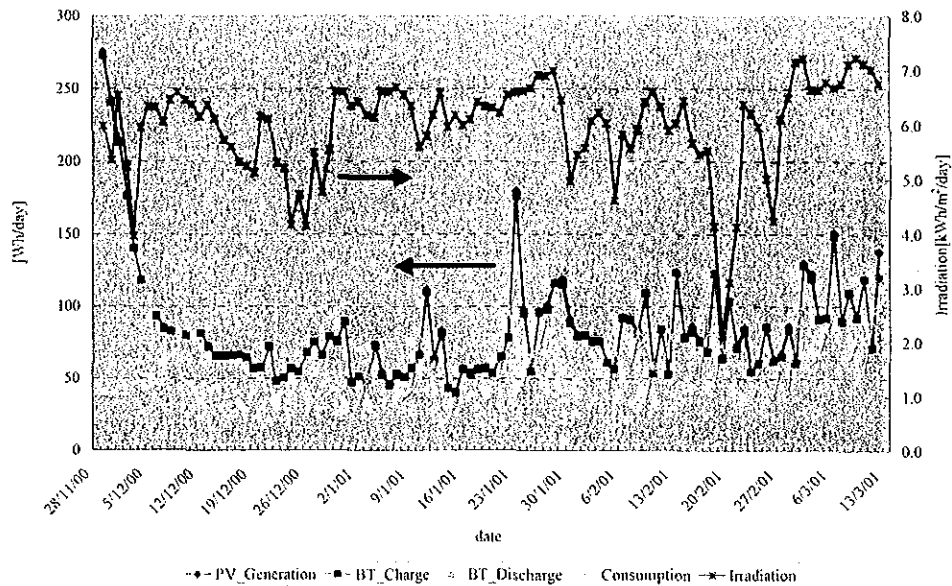


Schéma 5.16 Tendence énergétique et Rayonnement journalier

Lorsque la batterie atteint la pleine charge, l'énergie produite par le module évolue en fonction de la consommation.

Pour déterminer la tendance de la consommation énergétique des usagers, le schéma 5.17 illustre la consommation moyenne mensuelle pour chaque séquence d'acquisition (toutes les 20 minutes). Le niveau de consommation énergétique maximal a augmenté tous les mois, entre novembre et mars. De plus, les tranches de consommation s'élargissent de plus en plus au fil du temps.

Les charges des usagers sont constituées de deux lampes fluorescentes de 8W et de quatre lampes à diodes électroluminescentes de 0.7W (Option-3). En plus de cela, il y a deux prises; une prise TV et une prise radio. La consommation d'une lampe fluorescente est estimée à environ 0,7 – 0,9 Ampères, si l'on tient compte du rendement du ballast. Par contre, les lampes à diodes électroluminescentes ont une consommation estimée à 0,06 Ampères. Si l'on considère la consommation de chaque lampe, l'utilisateur semble n'avoir utilisé en moyenne qu'une seule lampe fluorescente pour une durée de 3 heures, entre 19h et 22h en novembre et décembre. Depuis janvier, les usagers semblent avoir commencé à utiliser 2 lampes fluorescentes pour une même séquence journalière. Pour les consommations de janvier et février tournant autour de 1,2 Ampères, ne correspondant pas

à la valeur de la consommation de 2 lampes fluorescentes, nous considérons qu'il y a une certaine alternance dans l'utilisation ; Pour certains jours 2 lampes ont été utilisées alors que pour d'autres une seule lampe a été utilisée.

Il semble que l'utilisateur a utilisé une lampe à LED tous les jours et toute la nuit durant. Un autre cas de consommation élevée, au petit matin a également été enregistré pour les mois de novembre et mars. Ce phénomène peut être lié à des raisons religieuses. Pour en déterminer la raison, d'autres études socioéconomiques devront être menées.

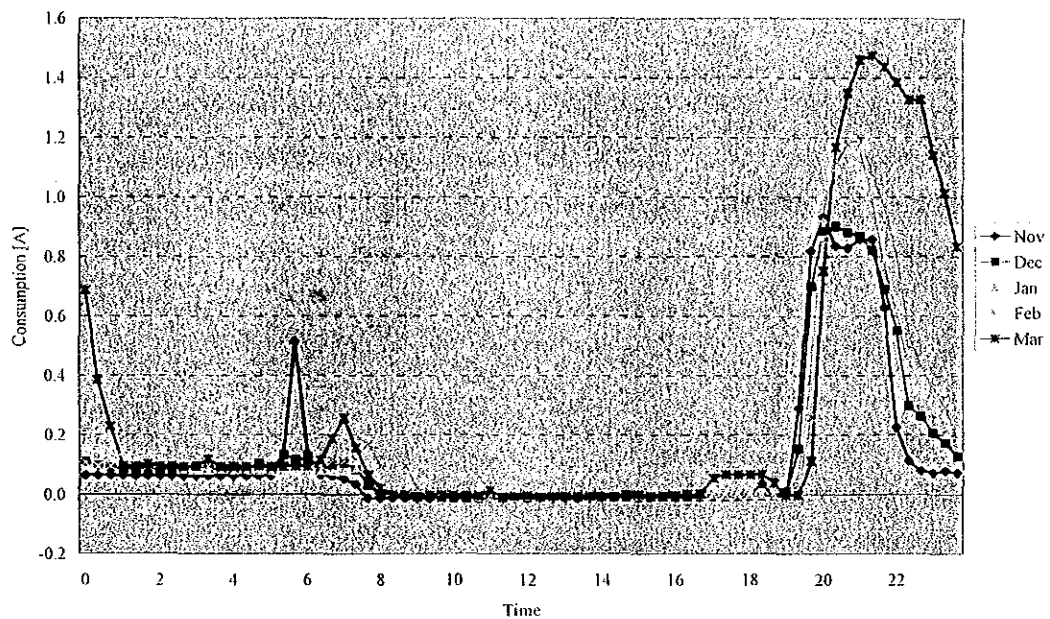


Schéma 5.17 Moyenne mensuelle des consommations enregistrées toutes les 20 minutes Figure

Le Schéma 5.18 exprime l'évolution du courant entrant ou sortant de la batterie alors que le schéma 5.19 exprime l'évolution de la tension de la batterie. Ces tendances correspondent à la moyenne mensuelle des séquences d'acquisition (toutes les 20 minutes). Le courant de décharge de la batterie a augmenté et le temps de décharge s'est ralenti au fur et à mesure, depuis le début; par conséquent, comme nous l'avons affirmé ci-dessus, l'utilisateur s'est familiarisé avec le système. Cependant, nous avons remarqué que même au mois de mars lorsque l'utilisateur a commencé à consommer plus d'énergie, la charge de la batterie s'arrête vers midi. Cela veut dire que chaque jour, la batterie atteint la pleine charge aux environs de midi.

Tableau 5.11 Seuils de Tension du Régulateur

	Etat de charge	Tension (Référence)
Déconnexion des charges	<30 [%]	11.1 [V]
Reconnexion des charges	>50 [%]	12.6 [V]
Tension de fin de charge Normal		13.7 [V]
Cycle		14.4 [V]
Egalisation		14.7 [V]
Compensation en Température		-4 mV/K/cell

Source: manuel d'installation et de fonctionnement du SLR1010 Uhlmann Solarelectronic GmbH

Le régulateur de charge contrôle la quantité de courant électrique entrant ou sortant de la batterie pour éviter qu'il n'y ait une charge ou une décharge excessive. Il est dit que la meilleure méthode de charge de batterie aujourd'hui est celle des trois phases. Chacune des phases est définie ci-dessous :

- 1^{ère} Phase – Charge à bloc
Dans cette phase, la batterie est chargée à l'aide d'un courant électrique calibré jusqu'à ce que la batterie atteigne la tension de gassing (normalement 14,4 V pour un système de 12V).
- 2nd Phase – Charge d'Absorption
Dans cette phase, le régulateur de charge maintient à un niveau constant la tension de la batterie et commence à diminuer le courant allant dans la batterie. La batterie atteint la pleine charge à l'issue de cette phase.
- 3^{ème} Phase – Charge d'égalisation
Lorsque le courant électrique atteint le niveau programmé ou après un certain temps de charge constante, la charge passe à la 3^{ème} phase que l'on appelle " Charge d'égalisation". Le régulateur maintient la tension de la batterie au même niveau que la tension d'égalisation. Pendant cette phase, une partie des électrons est chargée dans la batterie afin de maintenir le niveau de l'Etat de charge.

Nous pouvons voir que le type de régulateur de charge installé fonctionne selon la méthode présentée ci-dessus. Le courant de charge de la batterie atteint environ 2[A] un peu avant midi et est maintenu à environ 0.3[A] jusqu'au coucher du soleil. Cette tendance est due à la fonction du régulateur lui permettant de réaliser une charge complète de la batterie.

Tout au long de la période de monitoring, la tension de la batterie n'est jamais tombée en dessous de la tension de déconnexion des charges. La plus faible tension observée pour la batterie est en réalité de 12,33 [V].

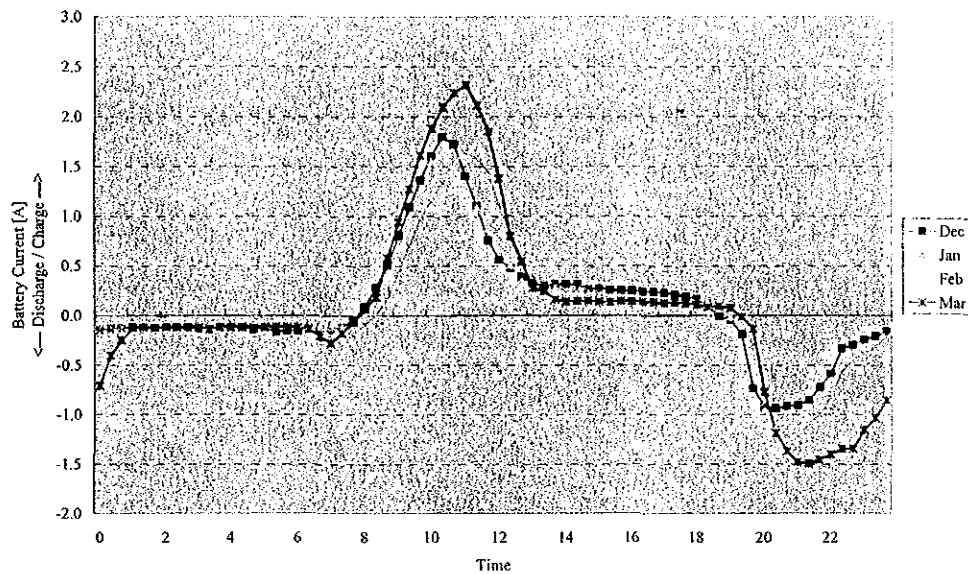


Schéma 5.18 Moyenne mensuelle des cycles de charge/décharge de la batterie, enregistrés par séquences de 20 minutes

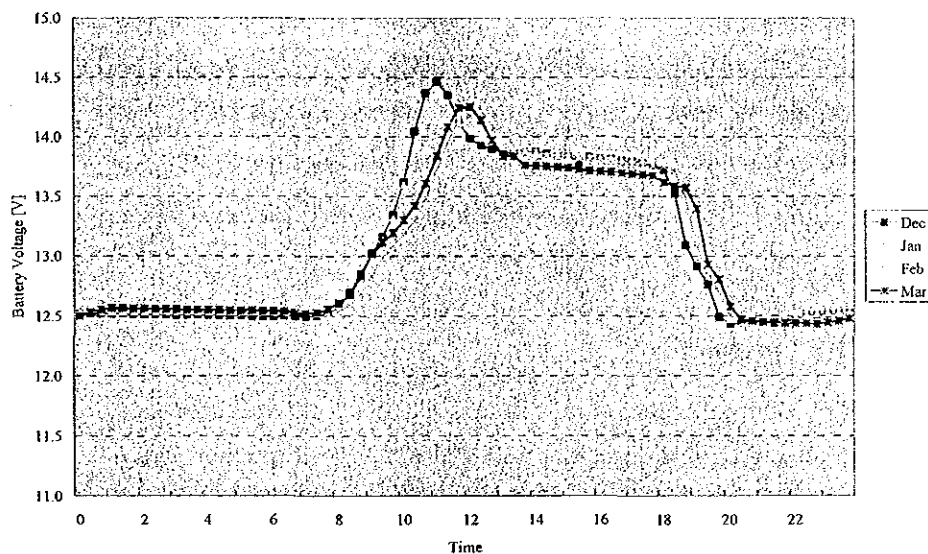


Schéma 5.19 Moyenne mensuelle de la tension de la batterie enregistrée par séquences de 20 minutes

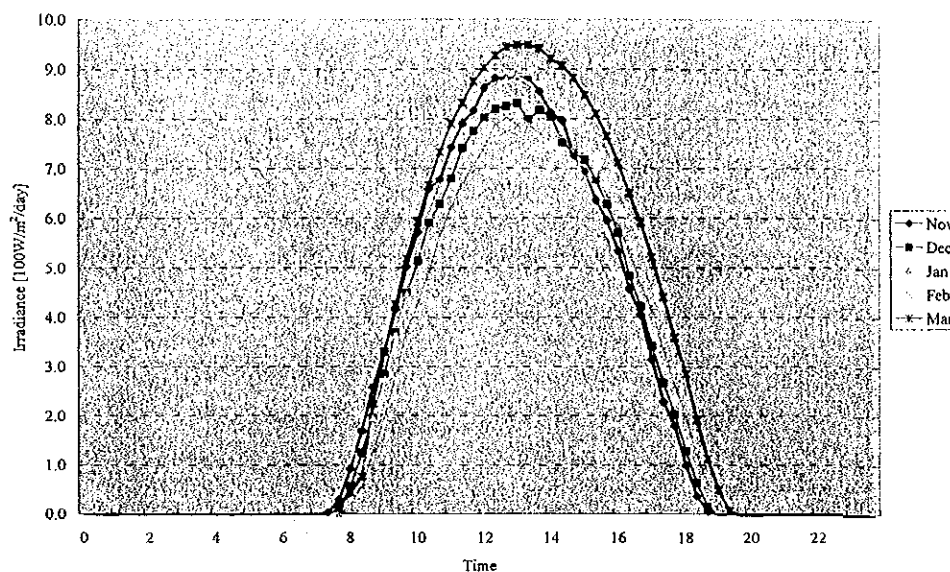


Schéma 5.20 Rayonnement mensuel moyen par séquences de 20 Minutes

(17) Conclusion

En dépit de l'irradiation suffisante, l'électricité produite par le module est inférieure à nos prévisions parce que la batterie n'a pas été utilisée au maximum de sa capacité. Il semblerait que jusqu'ici, l'utilisateur n'a pas encore commencé à utiliser des charges autres que les lampes. Cependant, l'utilisateur a commencé à utiliser les lampes sur une durée plus longue à mesure qu'il s'habitue au système. Le régulateur ne réglera pas l'électricité tant que l'utilisateur n'aura pas commencé à utiliser d'autres charges telles que la télé et la radio. Nous pensons que l'utilisateur apprendra comment le système fonctionne lorsque le régulateur commencera à réguler la charge avec l'augmentation de la consommation.

6. Choix de l'Opérateur

La sélection de l'opérateur du projet pilote s'est fait à travers un appel d'offres restreint, dans le contexte des conditions essentielles de la "Vente de Services" dans le cadre du Projet Pilote de l'île Mar, présentées ci-dessous:

A cet effet quatre (4) candidats ont été choisis parmi les sociétés pressenties pour cette mission, par les membres du Comité de Pilotage.

Conditions Essentielles de la "Vente de Service" dans le cadre du Projet Pilote de l'île Mar

Mode de Paiement

1. Contribution initiale 10.000 FCFA à la souscription
35.000 FCFA avant installation
2. Redevance régulière le service fourni sera payé comme suit :
Mensuel 3.700 FCFA chaque mois
(les échéances devront être proposées par l'utilisateur en cas de paiement bimestriel et semi-annuel)

La redevance régulière pourra faire l'objet d'une révision tous les deux ans.

Durée de Service

La durée de service est de 20 ans, cependant les contrats sont renouvelés tous les 5 ans.

Clause de Garantie

Dans la mesure où l'utilisateur se conforme aux instructions de l'opérateur du projet pilote, ce dernier devra réparer ou remplacer tout équipement et matériel en cas de dysfonctionnement du système. Le technicien formé et les experts désignés par l'opérateur du projet pilote vont conjointement, en collaboration avec l'utilisateur, mener des investigations pour déterminer les raisons et causes de la panne de système. La batterie, le régulateur de charge, le module, etc. seront placés sous la responsabilité de l'opérateur du projet pilote. Cependant, les consommables tels que les ampoules devront être remplacés aux frais de l'utilisateur lui-même.

Dispositif de Maintenance

La réparation et le remplacement des composants défectueux se fera dans les 3 jours en cas de panne mineure et dans les cas de pannes sérieuses dans un délai d'une semaine.

Méthode de Recouvrement

Le recouvrement se fera par l'agent désigné par l'opérateur du Projet Pilote.

Gestion des fonds recouverts

Les fonds devant être recouverts sous forme de contribution initiale et de redevance régulière seront déposés et épargnés dans une banque fiable. Un compte bancaire affecté aux dépenses administratives et au remplacement/renouvellement des équipements sera ouvert. Ces fonds seront convenablement gérés par l'Opérateur du Projet Pilote.

Démontage du Système

Le système sera démonté en cas de défaut de paiement de la redevance au-delà des délais fixés par le contrat.

Période de renouvellement prévue

Module PV	20 ans
Régulateur de Charge	10 ans
Batterie	4 ans

(à titre indicatif, il est conseillé de remplir la batterie d'eau distillée selon un ratio de 0,5 litre/batterie/mois.)

Les candidats sélectionnés devaient soumettre une proposition relative à la gestion du Projet Pilote de l'île Mar, comportant les éléments suivants :

1. Structure du dispositif d'exploitation désignant les agents détachés ainsi que leur lieux de résidence ;
2. Mode d'exploitation et de maintenance ;
3. Mode de communication entre le siège de l'Opérateur et le site ;
4. Proposition relative au coût nécessaire pour la gestion des systèmes PV, exprimée en Fcfa/mois ;
100 unités ont été acquises, 95 unités ont été installées et les cinq autres sont destinés à la maintenance.
5. Mode de recouvrement et gestion des fonds.

Voici le calendrier de l'appel d'offres :

Date de la visite de l'île Mar	12 – 13 octobre
Date de la présentation des propositions	10 octobre à l'ASER
Date de soumission	20 octobre à 10:00 à l'ASER

Finalement, c'est MATFORCE, le fournisseur et installateur des équipements PV qui a été choisi comme opérateur du Projet Pilote.

7. Problèmes Rencontrés dans la Mise en oeuvre du Projet et Solutions adoptée

Nous avons été confrontés à un certain nombre de problèmes dans la mise en œuvre du Projet Pilote. Ces problèmes ont pu être résolus suite à une concertation entre les différentes entités concernées Comité de Pilotage, fournisseur, opérateur et usagers. Les solutions apportées aux problèmes rencontrés dans l'acquisition et l'installation des équipements ont été dégagées suite à une discussion entre le Comité de Pilotage et le Fournisseur. Pour ce qui est de l'identification des problèmes rencontrés dans la mise en œuvre une interview et une enquête-questionnaire a été menée auprès des usagers et de l'opérateur. Les prémisses de solutions à ces problèmes ont été dégagées à l'issue des discussions entre le Comité de Pilotage et l'opérateur et ont ensuite été présentées aux usagers lors de séminaire avant d'être finalisés après en avoir vérifié la factibilité.

Le Tableau 7.1 présente les principaux problèmes rencontrés durant la phase préparatoire et celle de mise en œuvre et les solutions apportées. D'autre part, le contenu du séminaire est présenté au Chapitre 8.

Tableau 7.1 Difficultés et Mesures (1/3)

[Phase Préparatoire]

N°	Problèmes	Mesures	Remarques
1	Les droits d'adhésion au projet ont été fixés à 45000 FCFA. Cependant, beaucoup de villageois ont eu des difficultés à verser ce montant. De plus, certains souscripteurs s'étant manifestés pour plus d'un système n'ont payé que 45.000 de contribution initiale.	Le Comité de Pilotage a dû étendre la période de souscription et a conseillé aux villageois d'essayer d'épargner progressivement le montant de la contribution initiale. Par rapport aux usagers s'étant manifesté pour plusieurs SPF et n'ayant versé qu'une seule contribution initiale, le Comité de Pilotage leur a ré-expliqué le principe des souscriptions et leur a demandé de verser la contribution due pour les autres SPF.	L'une des raisons pour lesquelles la contribution initiale avait été exigée, était d'estimer la capacité financière, individuelle des souscripteurs. Cependant, en milieu rural la plupart des habitants tiennent leurs revenus à partir des pensions de retraite ou des transferts d'argent. L'adéquation de ces mesures devrait être considérée par rapport à cette situation financière.
2	Certains souscripteurs ont annulé leur inscription, pour avoir douté de la mise en oeuvre du projet (retard des installations).	De nouvelles souscriptions ont été considérées. Parce que la plupart des ménages reçoivent leurs transferts en novembre, il a été pratiquement facile de collecter les contributions initiales durant cette période.	
3	Certains villageois ont souscrit pour 2 ou 3 SPF. Par contre, beaucoup de villageois n'ont pas pu souscrire parce que le nombre de SPF prévus était épuisé.	Ce problème est lié à la variation du nombre de souscripteurs dans la phase préparatoire. Beaucoup de souscripteurs ont annulé leur manifestation d'intérêt juste avant les installations (après l'achat des équipements). Puisque le Comité de Pilotage ne s'attendait pas à une telle affluence, aucune règle n'avait été fixée par rapport au nombre de systèmes autorisé par souscripteur.	Le nombre de SPF autorisé par usager aurait dû être fixé avant le lancement des souscriptions.
4	Vers la fin des souscriptions, certains usagers ont manifesté leur souhait de changer d'option. Ce changement a entraîné une rupture de pièces de rechange.	Le Comité de Pilotage a expliqué aux souscripteurs que la commande des équipements avait été effectuée sur la base des options qu'ils avaient eux même choisies. Par conséquent ces derniers devraient en un premier temps conserver l'option qu'ils ont choisie. Si un quelconque problème survenait, alors les mesures idoines pourraient être prises lors de l'évaluation à mi-parcours.	L'adéquation de chaque option ainsi que le niveau de satisfaction de chaque usager devront faire l'objet d'une investigation lors de l'évaluation à mi-parcours.
5	Les Appels d'Offres ont été exclusivement dirigés par la JICA, ce qui excluait de fait la contrepartie sénégalaise. La contrepartie sénégalaise a cependant fait remarquer l'important des critères techniques dans la sélection du fournisseur.		Pour choisir des composantes de meilleure qualité, il aurait fallu voir la possibilité de tenir compte des critères techniques. Le MMEH étant supposé lancer des appels d'offres dans le cadre du programme d'électrification rurale, très bientôt, il aurait fallu voir dans quelle mesure impliquer les homologues dans la procédure d'appel d'offres.

Tableau 7.1 Difficultés et Mesures (2/3)

[Phase d'Installation (1/2)]

N°	Problèmes	Mesures	Remarques
6	Le Calendrier initial prévoyait le début des travaux d'installations des SPF en septembre. Cependant, du fait du retard accusé dans la fourniture des équipements, les installations n'ont pu démarrer qu'en mi-novembre.	Ce retard avait été annoncé depuis juin 2000. Le Comité de Pilotage a informé les usagers de ce retard lors des réunions qui se sont tenues en juin et en juillet. Cependant, ce retard a amené les usagers à douter de la mise en œuvre du projet.	
7	Trois des kits solaires fournis ont été soumis à des tests au laboratoire du CERER. Le retard accusé dans la fourniture des équipements a non seulement retardé le démarrage des installations mais également les tests effectués sur les composantes.	Le Comité de Pilotage a décidé de lancer les installations sans attendre les résultats des tests réalisés par le CERER car le fait d'attendre ces résultats aurait entraîné le report du début des travaux d'installation en juin 2001, compte tenu du calendrier de la JICA Study Team.	Les résultats des tests ont été soumis en mars 2001. Il a été confirmé que les batteries et les ballastes des lampes fluorescentes ne répondaient pas aux spécifications requises.
8	Du fait de la faible luminosité des lampes à Diodes Electroluminescentes, certains usagers ont dû demander leur remplacement par les lampes standards lors des installations.	A la demande des souscripteurs, l'inclinaison des lampes à diodes électroluminescentes a été réajustée.	N'ayant aucune expérience des lampes à diodes électroluminescentes, les villageois ne pouvaient pas s'imaginer la luminosité de ces lampes, malgré les explications du Comité de Pilotage lors de la consultation publique. Il aurait fallu utiliser l'équipement en tant que tel pour faire des démonstrations aux usagers. La satisfaction des Usagers par rapport aux lampes à diodes électroluminescentes aurait dû faire l'objet d'investigations lors de l'évaluation à mi-parcours.
9	Dans le dimensionnement des SPF, l'hypothèse considérée était que la capacité d'une radio cassette est de 5 W. Cependant, certains usagers font usage de radios cassette de plus de 12W, ce qui ne cadre pas avec les spécifications des SPF. Du fait de cette différence, les usagers ayant choisi cette option ne peuvent pas utiliser des radios cassette nécessitant une tension plus élevée.	Le Comité de Pilotage a intégré une option permettant d'obtenir une tension plus forte avec l'utilisation d'un convertisseur DC/DC. Cependant ces options offrent un temps d'utilisation plus court que l'option 1. Après avoir expliqué ces mesures, le Comité de Pilotage a mené une enquête questionnaire pour que les usagers puissent fixer les options qu'ils ont choisies.	D'habitude, pour évaluer les besoins des usagers, il faut mener une enquête questionnaire. Des questions relatives à la puissance effectivement nécessitée par les appareils électriques doivent figurer dans ce questionnaire. Ex: Taille et nombre de pile sèches nécessaires pour la radio / radio cassette, à la recharge.
10	Le schéma initial du projet n'intégrait que les prises mais les interrupteurs n'étaient pas inclus. Cependant, il a été remarqué que l'acquisition d'interrupteurs adaptés aux prises installées était très difficile pour les usagers une fois que les installations auraient commencée.	Le Comité de Pilotage a alors demandé au fournisseur de fournir le type d'interrupteur adéquat et le fournisseur a accepté.	

Tableau 7.1 Difficultés et Mesures (3/3)

[Phase de Mise en oeuvre]

Nbr	Problèmes	Mesures	Notes
11	Le Comité de Pilotage avait fixé la date de recouvrement en début janvier. Cependant, certains usagers puisqu'ils reçoivent des transferts d'argent une ou deux fois par ans n'ont pas pu respecter ce calendrier.	A la demande de certains usagers, l'Opérateur a dû reculer la première échéance de six mois (pour ce qui l'ont demandé)	En raison des modifications qui ont été opérées sur le concept et le calendrier d'exécution du projet, à plusieurs reprises, la notification du calendrier des paiements aux usagers a également été retardée.
12	Bon nombre d'usagers ont émis le souhait d'avoir des SPF d'une plus grande capacité lors de l'évaluation à mi-parcours. Certains usagers déclarent qu'ils souhaiteraient avoir la possibilité d'utiliser un téléviseur couleur (AC 220V) et un réfrigérateur	Le Comité de Pilotage a recommandé aux usagers de recourir à des postes téléviseurs couleur 12V qui sont disponibles dans le marché dakarais (voir ANNEX 2). Le dimensionnement des SPF installés a été fait sur la base des expériences du projet GTZ, de la capacité correspondant aux besoins prioritaires (éclairage), et de l'équilibre coût/profit.	Après avoir expérimenté l'électrification, les gens ont généralement tendance à voir leurs besoins en électricité augmenter. Cependant la demande en électricité des usagers a été inférieure à l'offre (voir Chap. 9.2).
13	Certaines composantes installées, notamment les batteries et les ballasts des lampes fluorescentes ne satisfont pas aux spécifications requises. La durée de vie anormale des tubes fluorescents qui serait imputable à un défaut des ballasts a été remarquée lors de l'évaluation à mi-parcours.	Le Comité de Pilotage a officiellement demandé à l'installateur de remplacer le ballaste des lampes fluorescentes. En octobre 2001, 57 lampes fluorescentes ont été remplacées par un modèle compact. Le modèle de lampes fluorescentes modulaire va progressivement remplacer les lampes dont la durée de vie est anormale.	La durée de vie anormale des tubes fluorescents qui serait imputable à un défaut des ballasts a été remarquée lors de l'évaluation à mi-parcours. Cependant, les usagers dont les tubes avaient grilles antérieurement avaient dû en acheter à 2000 FCFA l'unité. Il est considéré que des composantes de différentes marques peuvent être compatibles. Par conséquent, il faut faire preuve de minutie dans le choix de composantes comme les ballasts et tubes fluorescents.
14	Le modèle compact coûte plus cher que le modèle modulaire. Par conséquent, il y a des possibilités que le plan financier ne puisse pas couvrir le coût de renouvellement des équipements.	L'Opérateur a accepté de compenser une partie du prix des lampes compactes sur les fonds recouverts lors que les usagers devront en faire l'acquisition.	Le modèle modulaire coûte moins cher que le modèle compact, mais ce dernier a une durée de vie plus longue. D'autre part, le modèle compact fonctionne parfaitement mais son prix est un peu plus élevé.
15	Au début du projet, l'agent de recouvrement avait l'habitude de se rendre à Mar à partir de Dakar. Ces voyages étaient coûteux parce que ce dernier devait y rester deux jours.	Un nouveau dispositif de recouvrement selon lequel le Comité villageois va faire recouvrement avant l'arrivée de l'agent de recouvrement venant de Dakar a été adopté. Ce nouveau système permet de réduire les coûts liés au recouvrement de 25.000 Fcfa/voyage.	Le Comité villageois de Mar Fafaco est très coopératif et le nouveau dispositif de recouvrement fonctionne parfaitement grâce à leur bonne volonté. Par contre celui de Mar Lothie est moins participatif, c'est le technicien local qui assiste le recouvrement dans ce village. Il faudrait initier des activités contribuant au renforcement des capacités des villageois.