

5.3 SHS の設置

(1) 設置作業スケジュール

表 5.3 に設置作業スケジュールを示す。

表 5.3 設置作業スケジュール

Total Days	November																														December																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45										
	Date	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15									
	Day	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F	Sa	Su	M	Tu	W	T	F									
1 Warehouse Inspection of SHS at MATFORCE																																																							
2 Previous Site Survey																																																							
3 Verification of Datalogger at CERER																																																							
4 Transportation of Components																																																							
5 Indoor Installation (Wiring)																																																							
6 PV module installation																																																							
7 Initial Charge of Battery																																																							
8 Control Visit and Acceptance																																																							
9 Installation of Datalogger																																																							
10 Quality Test in CERER																																																							

(2) 設置作業管理

作業開始初期において設置業者は2作業チームしか派遣してこなかったが、最終的には各チーム2~3人で構成される4チームとした。今回の場合、作業員は設置請負会社が臨時に契約した下請業者から派遣されたため、チーム毎に設置したSHSの数量に応じて賃金が支払われる形態であった。したがって業者らは均等に設置作業数を分け合うことになった。本来は作業員の技量に応じて単位作業を割り当て同種作業の繰り返しによる、効率と工事の質が保障される場所であるが、OJTによる技術移転も兼ねてこうした形をとらざるを得なかった。現地の非効率な作業の割り当ては工期遅れの要因となるので工事前打ち合わせと工事工程計画作成は慎重に行う必要がある。

(3) 設置作業検査および検収

1) 概要

調査団はそれぞれの設置作業が終了するごとに検収および検査を設置作業技術仕様にしたがって実施した。不具合が発見された際には、それを指摘し設置作業者に修正するよう指示した。大まかな指摘事項は以下のとおり：

- 一部の PV モジュールが垂直に設置されていなかった。
- 一部の PV モジュールは十分な日射量を得られる位置に設置されていなかった。
- 一部のバッテリーはユーザーがコンロ（クッカー）を使用する部屋に設置されていた。
- 壁を貫通した配線や埋設した配線に一部保護カバーを施していなかった。
- ステープルの間隔が不適切であるために見た目に美しくない配線が一部あった。
- 一部の電灯は効果的な照明を得られる位置に取り付けられていなかった。
- LED ランプで効果的な照明を得るための適当な傾きを与えられていなかった。

これらの指摘事項はすべて修正され、ユーザーが満足することになったと考えられる。

(4) 検査ポイント 1: 配線

1) 配線損失

それぞれのチームは屋内配線から作業を開始した。配線の長さは電圧降下の許容範囲内に収まるように決定されなければならない。技術仕様では最大電圧降下は以下のように規定されていた。

PV モジュール・チャージコントローラー間	：	最大 2 %; $\Delta V \leq 0.24$ [V]
チャージコントローラー・バッテリー間	：	最大 1 %; $\Delta V \leq 0.12$ [V]
チャージコントローラー・負荷間	：	最大 5 %; $\Delta V \leq 0.6$ [V]

電圧降下は電流量の増加に比例して増加し、ケーブルの太さに反比例する。

$$\Delta V = IR$$

Eq.5.1

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

ここで、

- ΔV: 電圧降下 [V]
- I: 電線に流れる電流 [A]
- R: ケーブルの抵抗 [Ω]
- ρ: 抵抗率 (銅; 1.72×10^{-2} [$\Omega \text{mm}^2/\text{m}$], 20 degC)
- ℓ: ケーブル長さ (片道) [m]
- S: ケーブル太さ [mm^2]

設置した SHS では、PV-チャージコントローラー間およびチャージコントローラー-バッテリー間のケーブル太さは 4.0 mm^2 、チャージコントローラー-負荷間のケーブルは 2.5 mm^2 であった。

ケーブルの許容長さを考慮する際に、往復の電流を考慮する必要がある。そのため、許容ケーブル長さは Eq.5.3 で与えられる。

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

代表的な SHS 構成を図 5.1 に示す

設置したシステムの値を用いて、機器間配線の許容長さは次式で与えられる。

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

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

上記の式に最大電流を代入して最長許容長さが算出される。設置した 55Wp モジュールは最大出力点において 3.33A の電流を発生する。すなわち、ℓ1 の最大値は 8.4m となる。ℓ2 も同様に算出される。バッテリーに充電する際の電圧降下を低く抑えることが重要であるため、ℓ2 算出時の許容電圧降下は充電の際の許用値と考える。ℓ2 は最大 4.2m とな

る。しかし、チャージコントローラーとバッテリー間の距離は出来るだけ短い方が望ましい。すなわち、すべての設置システムにおいてその距離が 1.5m 以下であることを確認した。

□3 について考察する際、式 5.7 に代入する電流値は慎重に選ばなければならない。

図 10.5.2 に示されるような配線を計画したと仮定すると、電圧降下は各分岐点における電圧降下を足し合わせて算出される。

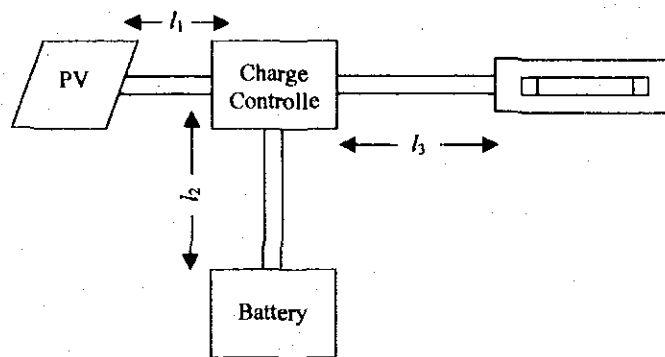


図 5.1 簡易 SHS ダイアグラム

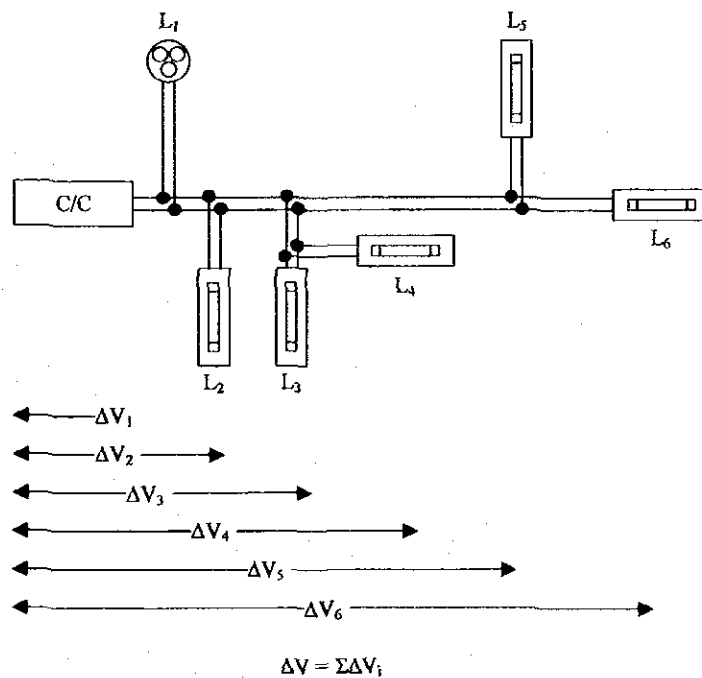


図 5.2 負荷の配線例

言い換えれば、電圧降下は同一の電線上にいくつの負荷が存在するかを数え上げること
によって決定される。

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

すべての変数がわかっているならば、前もってケーブルの許容長さを知っておくと便利
である。

$$l_3 \leq \frac{\Delta V \times 2.5}{2 \times 1.72 \times 10^{-2} \times I} = \frac{43.6}{I} \quad \text{Eq. 5.7}$$

上式に従って、最大許容長さの表を準備できる。

表 5.4 チャージコントローラ—負荷間の許容長さ (片道)

Current [A]	1	2	3	4	5
Distance [m]	43.6	21.8	14.5	10.9	8.7

理論的には、この計算上の最大長さを厳密に守るべきである。しかし、SHS 導入の目的
を考慮することも重要である。重要なことは高品質の照明を人々にもたらすことである
ので、もし電圧降下の計算値が負荷の最低動作電圧範囲内にあるのであれば、柔軟な姿
勢で検収に臨むことも必要である。

2) 配線の検査

検査を容易にするための参考値として、電圧降下を十分に低く抑えるための機器間の距
離を設定した。

表 5.5 それぞれの機器間のケーブル許容長さ

距離 (片道)	配線	備考
5 m	PV モジュール—チャージコントローラ	電圧降下の仕様を守ること
1.5 m	チャージコントローラ—バッテリー	電圧降下の仕様を守ること
20 m	チャージコントローラ—負荷	2 個のランプが同一電線上にあ ると仮定したときの値

同一電線上にすべての負荷がぶら下がっていることはめったになかったため、チャージ
コントローラと負荷の間の距離が 20m 以下である限り工事を受け入れた。負荷が同一

電線上に直列につないであり、ケーブルの長さが 20m を超す場合についてのみ、ケーブルの長さを十分に検査した。

距離の検査だけでなく見た目の美しさも確認した。ケーブルが適切な間隔のステーブルで垂直または水平を保って固定されているかどうか確認した。さらに、ケーブルが壁を貫通している場合は、ケーブルの保護管の状態も確認した。特に、2 つの建屋をまたいで配線されている場合には、ケーブルを保護管に入れて埋設するよう指示した。壁にあけた穴から水がしみてこないように、穴をシリコンで補強するよう作業者に指示した。



図 5.3 配線作業

(5) 検査ポイント 2, 屋内用機器設置

設置作業開始前に屋内用機器（蛍光灯、LED ランプ、スイッチ、コンセント）の設置場所を決めるために、サプライヤーはそれぞれの申し込み者宅を訪ねて要望を聞いた。申込者のほとんどが電気を使用した経験がないため、申込者の一部は電灯のような機器を最も便利に効果的に使うための設置場所を正確に指定できなかった。そのため何度か設置業者はいったん機器を固定した後で設置場所を変更しなければならなかった。

下記に示すような屋内用機器の設置上の不具合点を指摘し、設置業者にこれらの不具合点を修正させた。

- LED ランプの明かりは直進性があるため、よりよい照明を得るために LED ランプには適度な角度を付けなければならない。

- 蛍光灯の一部は、例えばカーテンの後ろのようなユーザーが快適な照明を得られない不適当な場所に設置されていた。

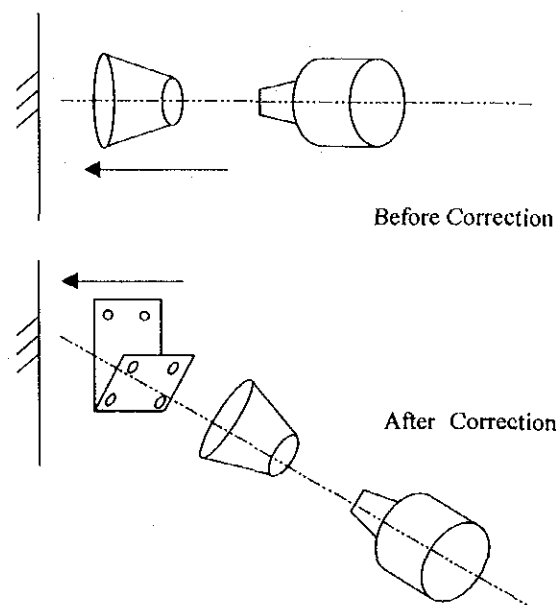


図 5.4 LED ランプの角度修正

バッテリーについて、バッテリーが調理器のような煙、火気および火花が発生する部屋にないかどうか確認した。ほとんどの場合、バッテリーは家庭の倉庫に設置されていた。ほとんどの家庭はガス調理器を倉庫に保管していたので、バッテリーボックスに火気を近づけないようユーザーに対して強く指導した。

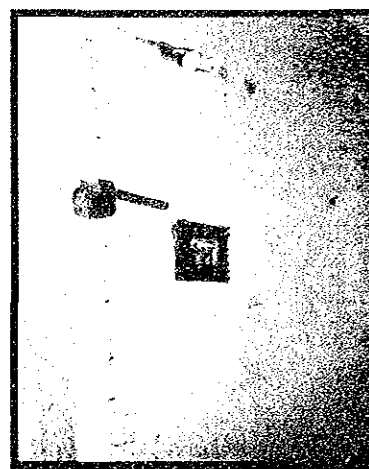


図 5.5 屋内用機器 (ラジオ用コンセントおよび LED ランプ)

(6) 検査ポイント 3, PV モジュール及び架台設置

PV モジュールが効果的に日射を受けられる場所で正しい方向（真南）を向けて設置してあるかどうか確認した。生長した木のために何ヶ所かで適当な設置場所を見つけるのに苦労した。そのような場合には、調査団と設置業者が協議し、最も日射を効果的に集められ、屋内配線が最適となる場所を決定した。

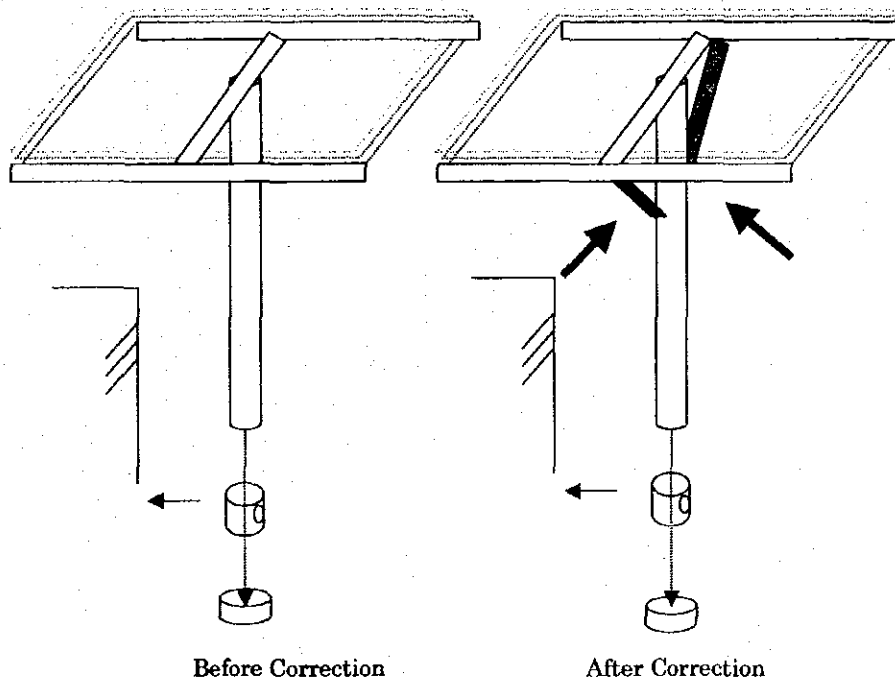


図 5.6 PV モジュール架台の補強

PV アレイへの日射を最大化するために、課題は適当な傾きを持つ必要がある;設置サイトでは 15 度である。この最適傾斜角はサイトの緯度によって異なる。一般的に、PV アレイへの日射が最大となる傾斜角は緯度と同じ値としている。南緯 15 度から北緯 15 度の地域では、雨水の排水性や雨による自然洗浄を考慮して、一般的にその値は 10 度から 15 度に固定されている。そこで、パイロットプロジェクトサイトでは PV アレイの傾斜角を 15 度とした。架台はもともと最適傾斜角を持つように設計されていたので傾斜角を調整する煩雑さはなかった。

架台は防錆金属で製作された。設置開始前に、架台が強風に耐えられるだけの強度を持ち合わせていないことが判明した。サプライヤーに対して補強板を挿入し、その板を防錆塗料で塗装するように指示した。

架台を壁に取り付ける際には壁に穴をあけたので、穴から水が浸入しないように十分注意するよう設置業者に指示した。ボルト用の穴やケーブル用の穴にシリコンやセメントを詰めて補強した。

(7) 検査ポイント4, バッテリー初期充電

バッテリーを長期に使用するために、使用開始前にバッテリーを十分に充電することが重要である。バッテリー初期充電を確実に実施したかどうか確認するために、バッテリーを接続する前に電解液密度及びバッテリー端子電圧を測定した。設置業者は設置したPVモジュールでバッテリーの初期充電を実施した。この際、バッテリーはPVモジュールに直結した。バッテリーの初期充電における主な関心事は;

- 電解液密度が 1.25 kg/l 以上か
- 端子電圧が 14.5 V 以上か

設置業者に対して、バッテリーをPVモジュールで充電後、上記の値を測定し記録するように指示した。

一般的な鉛蓄電池はドライチャージ状態で納品されるが、使用開始前に初期充電が必要である。PVモジュールでバッテリーを充電する際には、PVモジュールにバッテリーをどのぐらいの期間つないでおくべきか知る必要がある。PVモジュールによる初期充電の期間を見積もるために、バッテリーの充電状態 (SOC) の推定が有用である。

SOCは電解液密度測定によって推定できる。

$$Q = \left\{ 1 - \frac{D_0 - D_{20}}{K} \right\} \times 100 \quad \text{Eq. 5.8}$$

$$D_{20} = D_t - 0.0007 \times (T - 20) \quad \text{Eq. 5.9}$$

ここで

Q: バッテリー充電状態 (SOC) [%]

- D_0 : 満充電時の電解液密度[kg/l]
- D_{20} : 測定電解液密度の 20°Cにおける換算値[kg/l]
- D_t : T°Cにおいて測定された電解液密度[kg/l]
- T: 測定電解液温度 [°C]
- K: 比例定数

比例定数 K は SOC に応じて変化する電解液密度の変化量として規定される。これは次式のよ
うに表される;

$$K = D_0 - D_z \quad \text{Eq. 5.10}$$

ここで、

- D_z : 100%放電時の電解液密度

通常、100%放電時の電解液密度は 1.08 から 1.10 kg/l である。満充電時の電解液密度はバッテ
リーによって異なるが、納品されたバッテリーの密度は満充電時に 1.25 kg/l である。すなわち、
K の値は 0.15 から 0.17 と推定される。

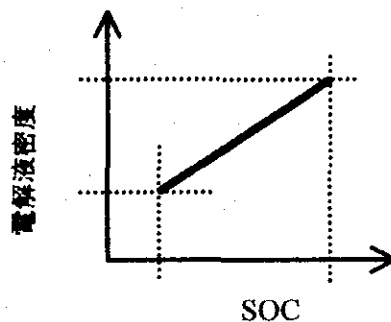


図 5.7 電解液密度と SOC の関係代表例

初期密度を電解液注入 2 時間後に測定した。平均的な電解液密度は 1.22 であった。設置業者
に密度を測定する際に電解液温度も測定するよう指示していたが、守られなかった。ここでは、
温度を 30°C と仮定する。20°C における電解液密度は式 10.5.9 から 1.213 と算出される。すなわ
ち、式 10.5.8 を用いて、最初の SOC は 75 から 78% と推定される。

納品されたバッテリー容量は 20 時間率で 120Ah である;したがって、電解液注入後の容量は 90
から 94Ah と推定できる。結果的に、バッテリーが満充電となるために 26 から 30Ah の電力を
充電しなければならないことが明らかとなった。

55Wp の PV モジュールは最大動作点においておよそ 3A の電流を発生する。5 kWh/m²/day の日射量を仮定すれば、15Ah/day の電力を 1 枚の PV モジュールで充電できることになる。この値から納品されたバッテリーを充電するためには少なくとも 2 日間かかる事がわかる (30/15=2)。

充電損失や日射変動及び他の損失を考慮して、設置業者には 3 日間の初期充電作業を実施するよう指示した。

バッテリーをユーザーの手の届かない場所に保管するために、すべてのバッテリーは鍵付きのバッテリーボックスに収められた。鍵はローカルテクニシャンに預けてある。

(8) 廃棄物の処理

セネガルには産業廃棄物処理に関する法律や条令が存在しないため、設置業者は廃棄物に何の注意も払っていなかった。子供達はプラスチックボトルや段ボール箱のような見慣れないものにとっても興味を引かれやすい。電解液の空いたボトルは毒性のある酸のために人体に重大な影響を及ぼす。設置作業者に空いたボトルをすべて回収し、適切に処理するよう指示した。業者は回収したボトルをマル島内で焼却処理した。

(9) データロガーの設置

地元の専門家の補助を受けて調査団がデータロガーを設置した。当初はシステムのタイプごとに 3 セットのデータロガーを振り分ける予定であったが、データロガーを設置するタイミングでタイプ 2 (テレビ適合システム) への応募がなかったため、1 セットのデータロガーをタイプ 1 を設置した家に、2 セットのデータロガーをタイプ 3 を設置した家 2 件にそれぞれ設置した。データロガーを設置する家屋は現地で以下の基準により決定した。

- 日射状況
 - 家屋のまわりに屋根より高い PV モジュールの影となる障害物がないこと。

- 家庭状況
 - 次のような家庭:
 - データロガーをおく十分なスペースがあること
 - 十分な強度の家屋であること (丈夫な柱及び壁)
 - 雨が振り込まない場所であること
 - PV の保守のため屋根に登れる構造の家屋であること

- データロガーシステムに直射日光が当たらない場所であること
- 床上浸水しない場所であること
- ユーザーの状況
 - 初めて電気を使用する家庭
 - ひとつのシステムのみ設置した家庭

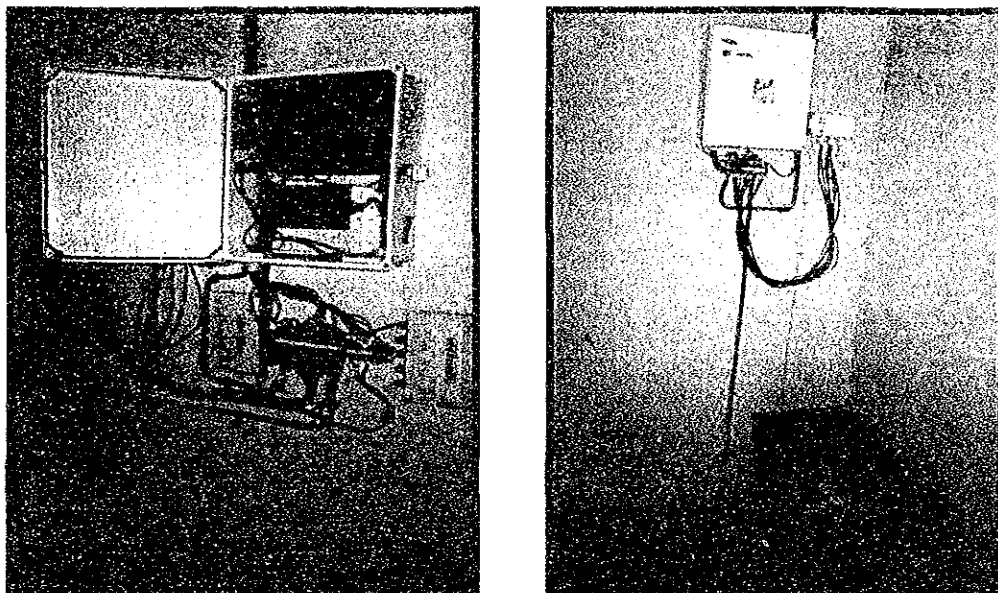


図 5.8 データロガー

記録するデータは:

- 全天日射
熱電対式のピラノメーターを日射測定に用いている。ピラノメーターは PV モジュールと同じ傾斜角で設置した。すなわち全天日射が測定される。測定範囲は 0W/m^2 から $2,000\text{W/m}^2$ 。
- 外気温度
温度計に白金抵抗測温体 (PT100) を採用した。測定範囲は -50°C から $+100^{\circ}\text{C}$ である。雨水や直射日光を避けるためにセンサーはシェルターに収めた。
- PV モジュール電圧及びバッテリー電圧
電圧は 1/10 に減圧された後、直接測定される。測定範囲は 0 から 25V である。

- バッテリー充放電電流及び負荷消費電流
電流はシャント抵抗によって電圧に変換して測定する。測定範囲は0から20Aである。

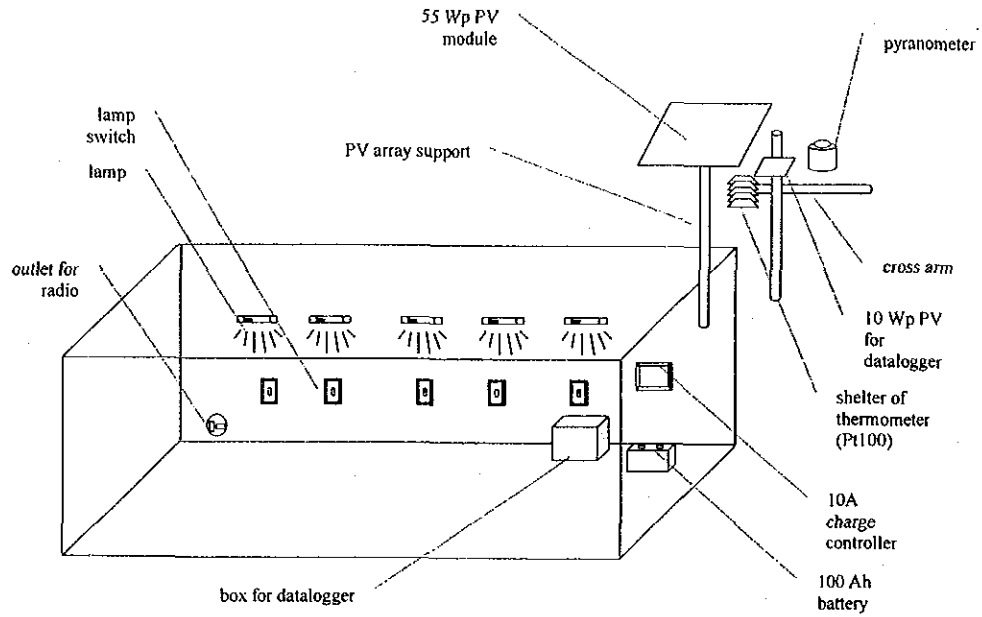


図 5.9 データロガー配置例

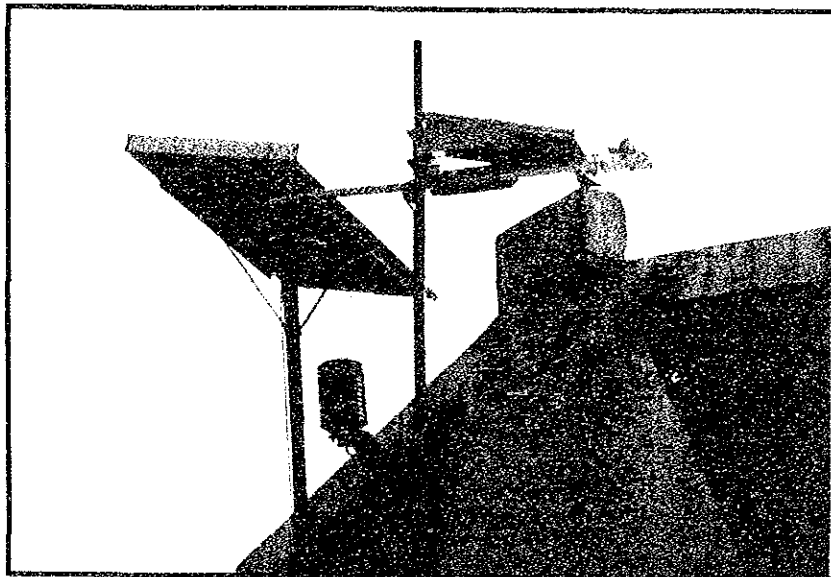


図 5.10 ピラノメーターおよび温度計

(10) ユーザーマニュアルの配布

注意事項を絵で記載したユーザーマニュアルを準備した（図 5.11 参照）。サプライヤーと調査団は、「Fee for Service」の原則下での使用方法と維持管理方法について、ユーザーがどのような情報を必要とするのか議論を重ねた。システムはオペレーターの指揮の下ローカルテクニシャンが保守することになっており、ユーザーは許可なくシステムを改造したり特殊な用途に使用したりしてはならない。そのため、ユーザーマニュアルはシステムを最大限効率よく使用するための保守の方法や異常時のサインについて記載すべきである。さらに、多くのユーザーは読み書きが出来ないため、ユーザーマニュアルは絵で表現されていなければならない。こうした考えに基づき、ユーザーマニュアルでは推薦事項や禁止事項が絵で表現されている。これらの絵はプラスチックケースに収められ、ユーザーがいつでも見られるようにすべてのシステムでチャージコントローラーの脇にくぎ止めしてある。

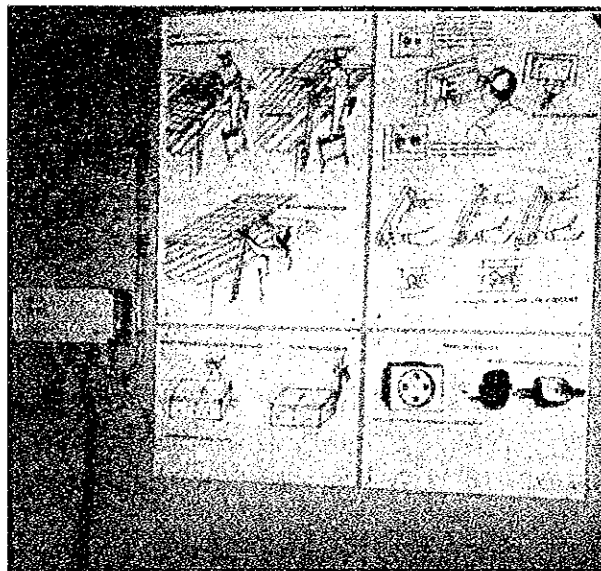


図 5.11 ユーザーマニュアル

1) PV モジュール

PV モジュール表面の清掃方法を示している。PV システムを効率的に使用するためには PV モジュール表面をきれいしておくことが重要である。清掃時の注意点についても示してある。

2) **チャージコントローラー**

チャージコントローラーはユーザーにシステムの状態を知らせる唯一の機器である。LED ランプがシステムの状態を示している。ユーザーマニュアルには LED の色の意味および故障の際にユーザーがすべき行動が示してある。

3) **バッテリー**

バッテリーはユーザーが触れないように鍵付きのバッテリーボックスに収めてある。ユーザーマニュアルにはバッテリーボックスの上あるいは近くではいけないことについて記載している。

4) **電灯**

電球交換方法について記載してある。LED ランプのソケットは白熱灯と互換性があるが、エネルギーの無駄遣いを防ぐため、ユーザーに白熱灯の使用を強く禁止している。

5) **テレビ及びラジオ用ソケット**

逆接続についての注意書きが絵で示されている。

(11) **アイソレーションアンプの取り付け**

電流測定用シャント抵抗に起因する信号の乱れのため、データロガー設置時には正確なデータを収集できなかった。CERER でのテストによりシャント抵抗からの信号を絶縁すれば正確なデータが得られることが明らかとなった（現地専門家の好意により、システムにアイソレーションアンプを挿入するとデータロガーがどのように動作するか確認することが出来た）。アイソレーションアンプを日本で調達し、現地へ持ち込んだ。雑音信号を除去するため、データロガーにアイソレーションアンプを挿入した。確実なデータ回収のためにはすべてのデータロガー入力信号を絶縁することが望ましいといわれているが、今回は電圧信号の絶縁は不要であった。

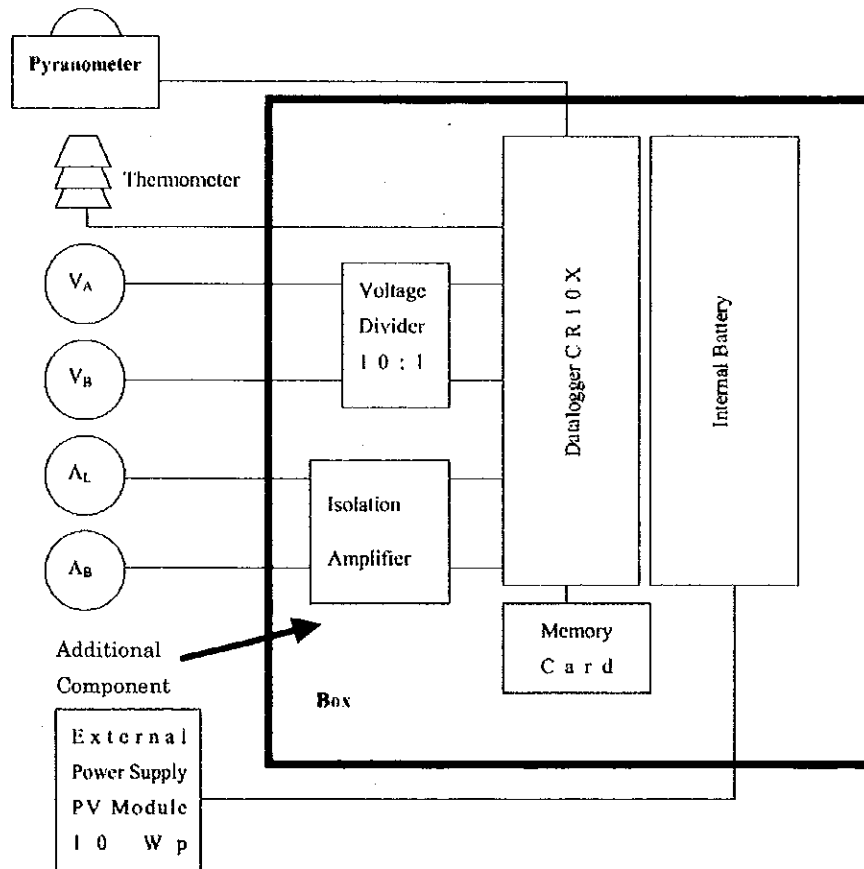


図 5.12 データロガーシステムブロック図

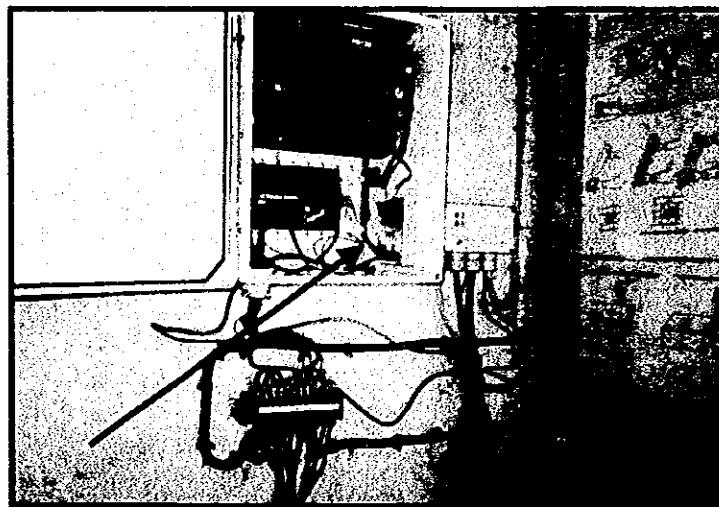


図 5.13 アイソレーションアンプ外観

(12) データ回収

現地専門家の好意により、調査団が調達できるまでアイソレーションアンプを借していただき、Mar Fafaco の一軒に設置していた。ここでは運転状況を示すために設置後3ヶ月について回収されたデータを示す。データロガーは5秒ごとにデータをスキャンしている。スキャンされたデータから20分毎に平均値を算出し、平均値を保存している。

1) 発電量及び消費量の計算

図 10.5.14 に基本データの測定点を示す。表 10.5.4 に示したデータはこれらの基本データを基に算出した。

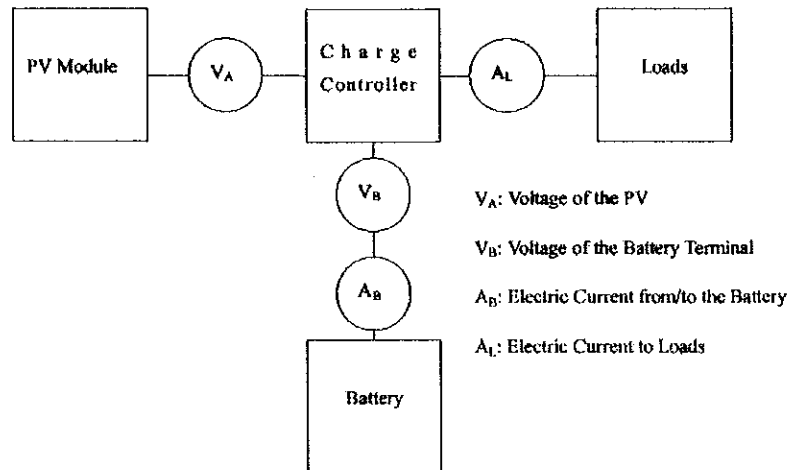


図 5.14 データ測定点

電流と電圧の積を積算してワット時となる。測定点間に電圧降下はないものとして V_B をワット時の算出に用いた。PV の電流の算出には A_L および A_B を用いた (図 5.14 参照)。 A_B の符号が正ならば、電流はバッテリーに向かって流れている (充電)。負ならば電流はバッテリーから流れてきている (放電)。

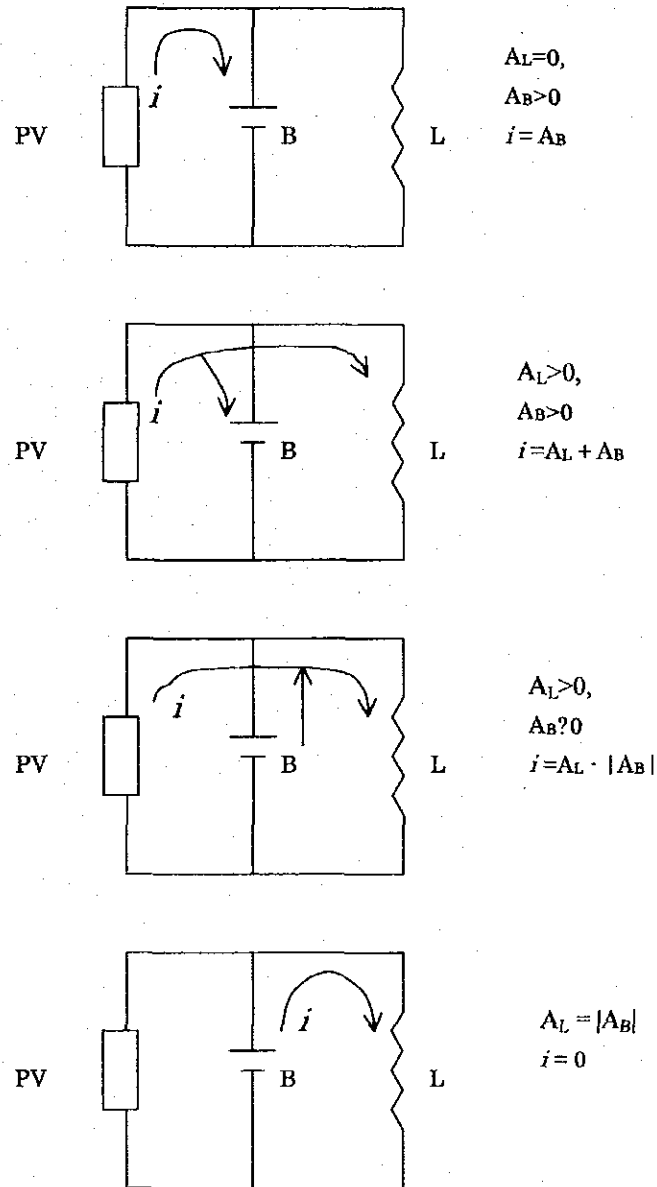


図 5.15 PV 電流の決定

図 10.5.4 に積算発電電力および消費電力を示す。このシステムは 2000 年 11 月 28 日に運転開始したので、2000 年 11 月のデータは省略した。3 月のデータは 1 日から 12 日までの積算値である。

表 5.6 期間発電電力及び消費電力 [kWh]

	日射量 [kWh/m ² /期間]	PV 発電電力 [kWh/期間]	バッテリー 充電量 [kWh/期間]	バッテリー 放電量 [kWh/期間]	消費電力 [kWh/期間]
Dec-00	176.84	2.583	2.574	1.426	1.255
Jan-01	195.77	2.249	2.219	1.606	1.489
Feb-01	154.23	2.222	2.195	1.489	1.414
Mar-01 (1st-12th)	83.15	1.269	1.240	0.956	0.942
Total	609.99	8.32	8.23	5.48	5.10

表 5.7 期間発電電力及び消費電力 [Ah]

	日射量 [kWh/m ² /期間]	PV 発電電力 [kWh/期間]	バッテリー 充電量 [kWh/期間]	バッテリー 放電量 [kWh/期間]	消費電力 [kWh/期間]
Dec-00	176.84	185.88	185.70	114.43	100.79
Jan-01	195.77	162.37	160.66	129.03	119.57
Feb-01	154.23	161.73	160.20	119.45	113.38
Mar-01 (1st-12th)	83.15	92.37	90.64	76.82	75.58
Total	609.99	602.35	597.20	439.73	409.31

(13) 発電量評価

システムの期待発電量は次式で与えられる。

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

ここで、

- E_o : 期待発電量[Wh/day]
- P_M : PV モジュールの公称出力[Wp]
- R_A : 日射量[kWh/m²/day]
- G_s : 基準状態における日射の強さ[1000 W/m²]
- K : システム損失係数

以下の仮定の下、システムの発電量をおよそ 180 Wh/day(月に換算して 5.4 kWh/month)と推定した。

$P_M: 55$ [Wp], $R_A: 5$ [kWh/m²/day], $K: 0.65$

表 5.8 消費電力実績および推定発電電力

	日射量 [kWh/m ² /期間]	(A) 消費電力実績 [kWh/期間]	(B) 推定発電電力 [kWh/期間]	(A)/(B)
Dec-00	176.84	1.255	6.32	0.198
Jan-01	195.77	1.489	7.00	0.213
Feb-01	154.23	1.414	5.51	0.256
Mar-01 (1st-12th)	83.15	0.942	2.97	0.317

推定システム損失係数および日射量実績から算出した推定発電電力を表 5.8 に示す。消費電力実績は推定発電電力の 20 から 30%であった。この少ない消費電力のため、バッテリーは PV モジュールの最大出力で充電しなければならないほどには放電しなかった。この低消費電力の理由はユーザーが電灯以外の不可を使っていないためと考えられる。

表 5.9 一日平均日射量実績および PV モジュール発電電力

	日射量 [kWh/m ² /day]	PV 発電電力 [Wh/day]
Dec-00	5.705	83.31
Jan-01	6.315	72.54
Feb-01	5.508	79.36
Mar-01 (1st-12th)	6.929	105.75

表.5.9 に各月の日射量実績及び PV 発電電力を示す。この表から日射量が推定値よりも大きいものの PV モジュールは最大出力まで動作していないことがわかる。

(14) バッテリー充放電のモニタリング

表 5.10 バッテリー回路効率

	E_A PV 発電電力 [kWh/期間]	E_{BI} バッテリー 充電電力 [kWh/期間]	E_{BO} バッテリー 放電電力 [kWh/期間]	E_{BO}/E_{BI} バッテリー 回路蓄電効率	E_{BO}/E_A バッテリー 回路補正係数
Dec-00	2.583	2.574	1.426	0.554	0.552
Jan-01	2.249	2.219	1.606	0.724	0.714
Feb-01	2.222	2.195	1.489	0.678	0.670
Mar-01 (1st-12th)	1.269	1.240	0.956	0.771	0.754

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

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

これらの係数をモニタリングすることによりバッテリーの充放電効率を評価できる。係数が急激に低下した場合は、バッテリー寿命が近づいている恐れがある。しかし、バッテリーが寿命を迎えたかどうかはバッテリー端子電圧、均等充電後の電解液密度、電解液の急激な減少（蒸留水の大量補給）など他の要素も考慮して総合的に判断しなければならない。

(15) ユーザー消費電力

図 5.16 に運転開始からの一日日射量、PV モジュール一日発電電力、バッテリー一日充電電力、バッテリー一日放電電力およびユーザー一日消費電力を示す。データロガーの点検のためなど、欠損データが存在している日については積算値を省略した。最初の数日間は、バッテリー放電電力およびユーザー消費電力は小さい一方で、PV モジュール発電電力及びバッテリー充電電力は日ごとに低下している。これはバッテリーの初期充電不足を補っているためである。

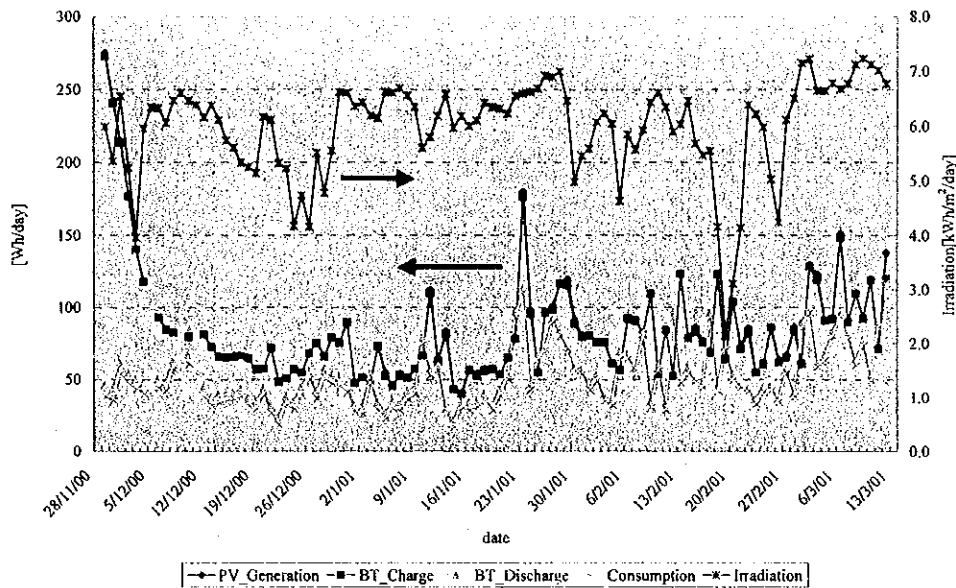


図 5.16 電力及び日射量の日々の傾向

バッテリーが十分に充電された後に、PV モジュール発電電力は消費電力の変動につれて変化している。

ユーザーの電力消費傾向を見るために、図 10.5.17 にサンプリング時刻ごと（20 分間隔）の月間平均値を示した。最大消費電流は 11 月から 3 月まで毎月増加している。また、時がたつにつれて電力消費する時間帯はだんだん広がっている。

使用している負荷は 8W の蛍光灯 2 灯と 0.7W の LED ランプ 4 灯である（タイプ 3）。さらにテレビ用コンセントおよびラジオ用コンセントがある。蛍光灯は、バラストインバーターの効率を考慮すると、0.7-0.9A の電流を消費すると考えられる。LED ランプにおいては、0.06A となるであろう。このようにそれぞれの電灯の消費電流を考慮すると、このユーザーは 11 月、12 月には平均して午後 7 時から 10 時の間に 3 時間蛍光灯を 1 灯のみしか使用していないようである。1 月からは同時間帯に 2 つの蛍光灯を使用し始めたようだ。1 月および 2 月に 1.2A という蛍光灯 2 灯の消費電流の合計とあわない電流が計測された理由は、蛍光灯 2 灯を使用した日もあれば 1 灯しか使用しなかった日もあるためと考えられる。

毎晩、このユーザーは一晩中 LED ランプを使用しているようである。

11 月と 3 月の早朝にもうひとつ電力使用のピークが見られる。これはおそらく宗教的な習慣によるものと考えられる。この理由について更なる社会経済調査が期待される。

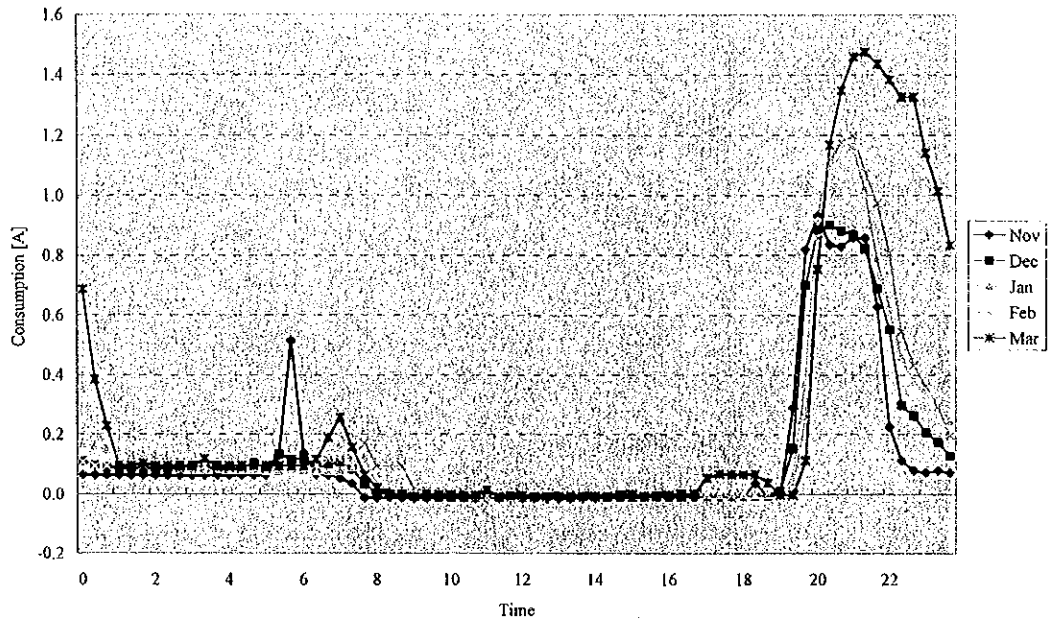


図 5.17 20 分毎の電力消費傾向の月間平均値

(16) バッテリーの状況

バッテリー充放電電流の変化の様子を図 5.18 に、バッテリー電圧の変化の様子を図 5.19 に示す。これはサンプリング時刻ごと（20 分間隔）の月間平均値である。使用開始以来バッテリー放電電流は大きくなり、放電時間帯は広がっていている。;すなわち前述のようにユーザーがシステムの使用に慣れてきたと考えられる。しかし、ユーザーがより多くの電力を消費するようになった 3 月においてすらバッテリーへの充電は昼頃には停止している。これは毎日昼頃にはバッテリーは満充電となっているということである。

チャージコントローラーの制御電圧値を表 5.11 に示す。

表 5.11 チャージコントローラーの制御電圧値

	SOC	Voltage (reference)
Load Disconnection	<30 [%]	11.1 [V]
Load Reconnection	>50 [%]	12.6 [V]
Final Voltage of Charge Normal		13.7 [V]
Cycle		14.4 [V]
Equalization		14.7 [V]
Temperature Compensation		-4 mV/K/cell

出典: SLR1010 Installation and Operation Instruction Manual,
Uhlmann Solarelectronic GmbH

チャージコントローラーは過充電および過放電を防止するためバッテリーへの充放電電流を監視している。近年ではバッテリー充電に最適な方法は「スリーステップ」充電法であるといわれている。それぞれのステップは下記のように定義される。

- 第一段階 - バルクチャージ
この段階は、バッテリーがガス発生電圧（通常 12V システムにおいて 14.4V）に達するまで定格電流で充電される。
- 第二段階 - アブソープションチャージ
この段階では、チャージコントローラーはバッテリー電圧を一定に保ち、バッテリーへの充電電流を減らし始める。この段階においてバッテリーは満充電となる。
- 第三段階 - フロートチャージ
電流が設定値に達したときあるいは一定の時間がたったときに、充電ステップはいわゆる「フロートチャージモード」に移行する。チャージコントローラーはバッテリー電圧をフロート電圧に保つ。この段階においては、バッテリーの充電状態を一定に保つために一定量の電流がバッテリーに供給される。

設置したチャージコントローラーは上記の充電方法によって制御していると考えられる。昼の直前にバッテリーへの電流は 2[A]まで上がり、日没まで 0.3 [A] に保たれている。この傾向はバッテリーを完全に充電するためのチャージコントローラーの特製によるものである。

このモニタリング期間を通して、バッテリー電圧は負荷切り離し電圧以下には一度も下がっていない。測定されたバッテリーの最低電圧は 12.33 [V] であった。

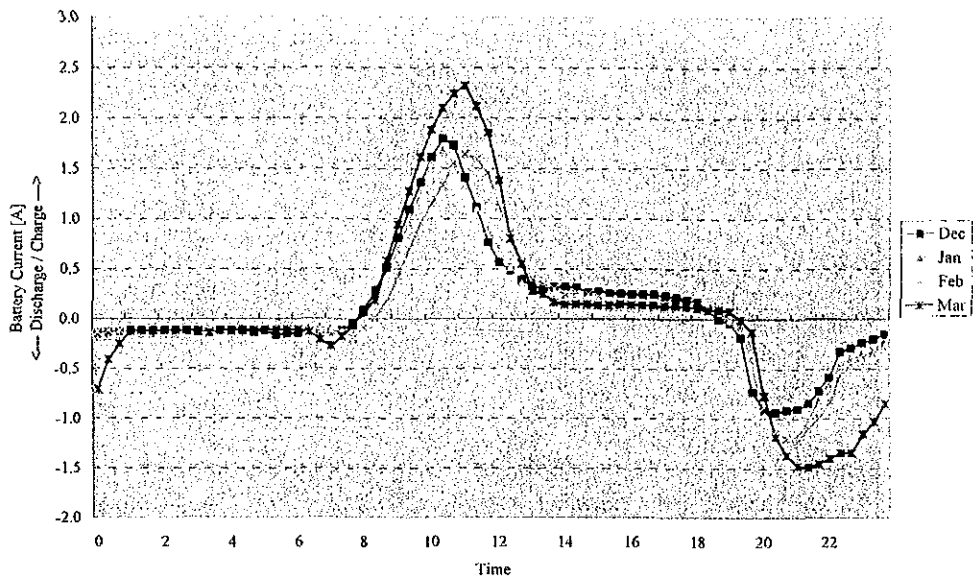


図 5.18 20分毎のバッテリー充放電傾向の月間平均値

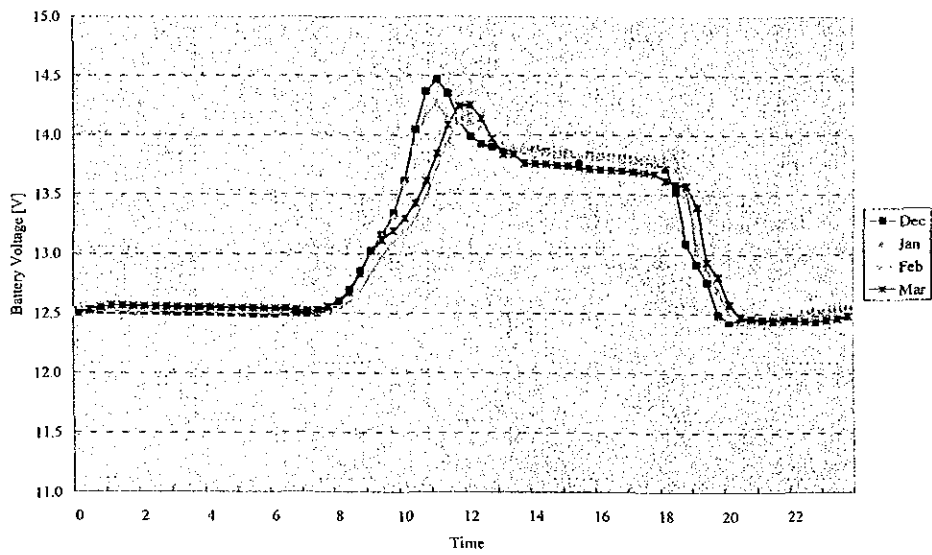


図 5.19 20分毎のバッテリー電圧の月間平均値

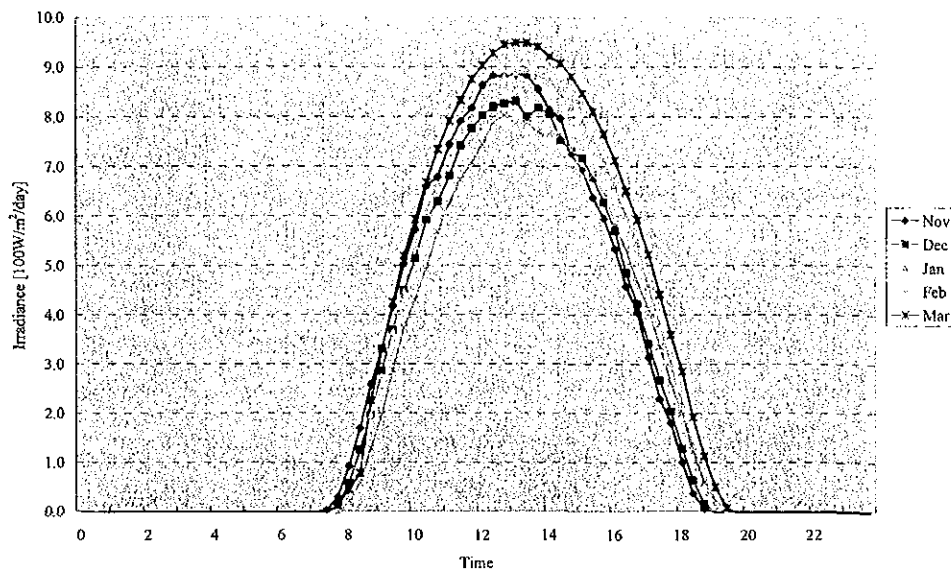


図 5.20 20 分毎の日射の強さの月間平均値

(17) 結論

十分な日射量にもかかわらず、バッテリーが容量に比してあまり使われていないため PV モジュールはその出力よりも低い出力しか発電していない。現在のところユーザーは電灯以外の負荷を使用していないようである。しかし、システムに慣れるにしたがい、より長時間電灯を使用し始めている。チャージコントローラーはテレビやラジオのような他の負荷をユーザーが使用し始めるまで電力制御を開始しないであろう。更なる電力消費によりチャージコントローラーが電力を制限し始めてから、ユーザーはシステムがどのように動作するのか学習し始めるものと考えられる。

6. オペレータの選定

パイロットプロジェクトオペレータの選定は、以下に示すようにマル島におけるパイロットプロジェクトの「サービスモデル」において限定指名入札を通じて行われた。

オペレータの職務を行う能力のある企業の中から、PPMC の代表者によって 4 候補会社が選定された。

マル島パイロットプロジェクトにおける「サービスモデル」の状況

支払方法

- | | |
|-----------|---|
| 1. 初期投資費用 | 登録時に 10,000 FCFA
システム設置前に 35,000 FCFA |
| 2. 通常の支払 | サービスモデルによって、以下の額が設定される。
月額 3,700 FCFA
(2 ヶ月に 1 回、あるいは年 2 回の支払ケースでは、明確な時期に支払うことが提案される。)
(通常の支払の月額は、2 年毎に見直される。) |

サービス提供期間

サービス提供期間は 20 年とし、5 年毎に契約更新を行う。

保証条項

いかなる機器および部品も、パイロットプロジェクトオペレーターの指導に従うユーザである限りは、システムの故障は直ちにオペレーターによって修理・交換される。その原因は、技術者とパイロットプロジェクトオペレーターから選ばれた専門家が、共同して故障したシステムのユーザと協力し、調査されることになっている。蓄電池、チャージコントローラー、モジュール等はオペレーターによって管理される。しかし、蛍光灯バルブのような消費財については、ユーザ自身が購入することとされている。

メンテナンスサポートシステム

修理および交換は、機器の故障から早くても 3 日、遅くても 1 週間で行われる。

料金徴収方法

料金徴収は、オペレータにより選定された者によって行われる。

徴収された料金の運用

初期投資費用および通常の支払で徴収された料金は、信頼のおける銀行に預金され、保護される。銀行預金は、管理に要する費用や設備の交換および改修を目的とする現在の支出に対して使用される。この積立金は、パイロットプロジェクトオペレーターによって適切に管理される。

システムの移転

システムは、契約に定める期間を越える通常の支払が滞った場合に移転（撤去）される。

交換期間

PV モジュール	20 年
チャージコントローラー	10 年
蓄電池	4 年

(参考：蒸留水は、蓄電池ごとに毎月 0.5 リットル程度補給される。)

候補会社は、以下に示すような要素を取り入れたマル島において実地されるパイロットプロジェクト運営のための提案書を提出することとされた。

1. 候補者及び居住地区を含む運営組織
2. 運営管理の手法
3. 運営組織と現地運営事務所とのコミュニケーション手段
4. PVシステム運転に必要な月額 (CFA)費用の見積
5. 料金徴収およびキャッシュフローの手法

プロジェクトの提案についてのスケジュールは以下のとおりである。

マル島訪問期日	10月12-13日
提案書の説明期日	10月10日 (ASER)
応募期日	10月20日午前10:00 (ASER)

PV設備および設置に係る契約供給事業者である MATFORCE が、最終的にはパイロットプロジェクトオペレータに選定された。

7. プロジェクト実施中の問題点および対応策

パイロットプロジェクトの準備期間、実施期間中に、様々な問題が発生した。これらの問題は、その都度 PPMC と関係機関、ユーザが協議して解決した。機材の購入・設置に係る問題については、PPMC と設置業者の協議を通じて対策を講じた。また、実施期間中の問題については、ユーザやオペレータへのアンケートおよびインタビュー調査を通じて問題点を確認した。これらの問題は、PPMC とオペレータの協議を通じて対策(案)を策定した。対策(案)はセミナーの際にユーザに説明され、参加者全員で妥当性を検討した後に最終確定した。

準備期間および実施期間中に発生した主な問題点とその対策を表 2 に記す。また、セミナーの内容は 8 章に記す。

8. セミナー

(1) 目的および方法

パイロットプロジェクトの実施に際し、参加者へのプロジェクトの説明、参加者の意向の調査、問題点に係る協議等を行うため、プロジェクト開始時(2000年12月12～13日)、中期(2001年6月25～26日)および終了時(2001年10月15～16日)にセミナーを実施した。

ユーザユーザからの意見および電気の使用状況等の現況は Mar Lothie および Mar Fafaco の VUA により実施されたアンケート調査を通じて調査した。調査を通じて確認された事項は PPMC のメンバーおよびオペレータの間で議論された。これらの議論の際に、アンケート調査で示されたユーザ側が考える対応策も検討された。その後、PPMC はセミナーで各課題に対する対応策をユーザに提案した。これらの提案は PPMC とユーザの議論を通じて確定された。

各セミナーはそれぞれ Mar Lothie と Mar Fafaco の両村落で開催された。第1回セミナーはプロジェクトの開催式と合わせて行われたため、全応募者およびその他の村人が多数出席した。第2回セミナーの出席者は SHS のユーザに限定した。出席者リストは表3に記した。

セミナーで議論された事項は以下の通り。

8.2 セミナーでの検討議題

(1) 第1回セミナー

第1回セミナーはプロジェクトの点灯式と合わせて行われた。契約書の内容説明、SHS の利用方法、オペレータの役割説明の後で、全ユーザがオペレータとの契約を結んだ。第1回セミナーに先駆け、2000年11月29～30日および12月12～13日に応募者とのミーティングを行った。このミーティングは各関係者(PPMC、オペレータ、VUA、ユーザ)の役割およびユーザ・オペレータ間の契約書の内容についての共通認識を確立するために行われたものである。この際、オペレータは VUA に料金徴収の支援の依頼もしていた。

ミーティングおよびセミナーでの質疑応答の内容は以下の通り。

Q1: LED ランプの明るさが期待に反して十分でないため、LED ランプを選んだユーザの一部がオプションの変更を希望している。

- A1: 現段階では、LED ランプの明るさは壁面に設置したランプの角度を変えることにより調整したい。それでもまだ問題があるようならば、中間評価にてこの問題をもう一度議論したい。
- Q2: 一部のユーザが SHS の仕様以上の電圧で作動するラジカセを用いている。彼等は SHS でこれらのラジカセを使用したいと希望している。
- A2: PPMC は、高電圧の電化製品の利用を希望するユーザは AC/DC コンバータを変更することができる旨を説明した。設置業者はインタビューにてユーザの必要性を確認後、この変更を行う。
- Q3: 誰が料金を徴収するのか
- A3: オペレータが毎月集金人を派遣する。
- Q4: 第 1 回の料金は 1 月に徴収されることになっている。しかし、事前に連絡が無かったため多くのユーザが期限内に支払えない状態にある。
- A4: PPMC とオペレータが協議した結果、オペレータはユーザの要請に基づき初回の支払を延期することに同意した。
- Q5: 両村落には SHS を希望する応募者が残っている。VUA は既にプロジェクトのウェイティングリストを作成している。プロジェクトに追加応募者を加えることは可能か
- A5: SHS の設置数は村人からの応募数に基づき決定されているため、PPMC はこれ以上の応募者の受入れはできない。プロジェクトへの参加希望者が多数いる旨は PPMC が ASER に報告する。

(2) 第 2 回セミナー

第 2 回セミナーは 2001 年 6 月の中間評価期間中に行われた。

PPMC は現地踏査およびアンケート調査の結果から、パイロットプロジェクトの維持管理システム上のいくつかの問題点を確認した。これらの問題は、料金徴収システムの問題と SHS の改造の需要に係る問題の 2 つに大別された。

PPMC のメンバー(ASER、MMEH および JICA 調査団)とオペレータは以下の点につき同意した。

1) 料金徴収システムの改善

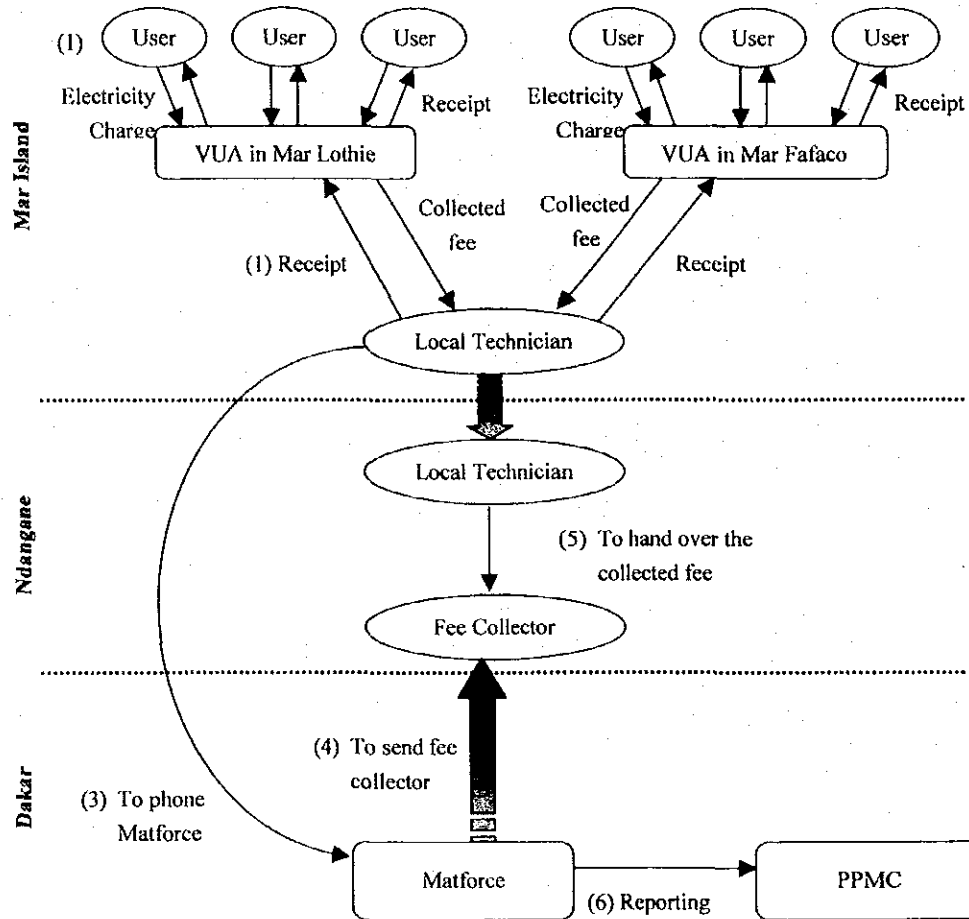
2000 年 12 月に締結された契約に基づき、オペレータは毎月集金人をマル島に派遣した。しかしながら、2000 年 12 月以降の料金徴収に費やした費用は総支出の訳 25%に相当す

ることが確認された。料金徴収に係る費用を削減するため、既存の料金徴収システムの改善が必要である。更に、支払者への受領書の発行も遅れていることが判明した。

PPMC とオペレータは料金徴収システムを以下のように改善することに合意した。

1. Mar Lothie と Mar Fafaco の VUA は Local Technician の協力を得て各ユーザから料金を徴収する。VUA はまた、受領書を各ユーザに発行する。
2. Local Technician は VUA より徴収した料金を受け取り、VUA に受領総額のレシートを渡す。
3. Local Technician は VUA から料金受領後にオペレータに連絡する。
4. オペレータは料金受取りのために Ndangane に集金人を派遣する。集金人は Local Technician の給与も運ぶ。
5. Local Technician は Ndangane で集金人に料金を手渡す。
6. オペレータは毎月、料金徴収記録を PPMC に提出する。PPMC は提出された記録を検査し、必要に応じてオペレータを指導する。オペレータから提出される全ての財務報告書は、送り状や領収書等の関連書類を含むものとする。

新料金徴収システムフロー図



2) SHS の改造

2000年12月以降の経験に基づき、一部のユーザがLEDランプやTV用ソケット、カラーTV用インバータ等のSHSの部品に係る改造を申し出た。PPMCおよびオペレータは下記の手続きに従いSHSの改造を許可することとした。なお、原則として改造に必要な費用はユーザにより支払われる。

1. ユーザは改造の要請をオペレータに提出する
2. オペレータは改造の技術面からの実行可能性を検討する。同時に、オペレータは改造に係る費用見積もりも作成する。
3. 要請が技術的検討に合格した場合、オペレータはユーザに費用見積りを提示する。
4. ユーザが見積り額の支払いに同意した場合、オペレータはSHSを改造する。

5. オペレータは全ての改造に関し、PPMC に報告を行う。

これらの対応策は第2回セミナーにてユーザに説明された。料金徴収システムに関しては、両VUAとも料金徴収に協力することを了解し、Mar FafacoのVUAは毎月の料金徴収日を設定した。一部のユーザは、その収入を毎月10日に支払われる年金に頼っている。この状況を考慮し、料金徴収日は毎月15日に設定された。半年周期での支払を選択したユーザに関しては、ユーザがMar Fafacoに帰ってきた時に料金を徴収する(これらのユーザは通常、島外に出稼ぎに出ている)。Mar Lothieの料金徴収日はセミナー中には確定されなかったが、VUAミーティングを行い決められることになっている。

説明後にPPMCとVUAとの間で質疑応答が行われた。主な質問事項と回答は以下の通り。

Q1: 多くのユーザがカラーTVの使用を熱望している。また、冷蔵庫の使用を希望するユーザもいる。これらは可能か。

A1: PPMCはカラーTVを見るためにSHSを改造することは技術的には可能であると説明した。但し、AC220VのカラーTVを見るためには、改造費用が高くつく上に、SHS自体に非常に大きな荷重がかかることとなる。従って、PPMCはダカールで購入可能であり、かつSHSにより適したDC12VのカラーTVの使用を推薦した。更に、PPMCはユーザに、DC12VカラーTVやその他の電化製品を購入する前に技術面での使用可能性についてオペレータに相談するように提言した。冷蔵庫の使用に関しては、今回設置したSHSは冷蔵庫用には容量が小さすぎる旨を説明した。PPMCは非常に高価な物ではあるが、PVパネルと一体になった冷蔵庫の使用の可能性についても説明した。

Q2: 短期間の蛍光管が切れ交換しているSHSユニットがある。これはバラストインバータに起因すると思われる。更に幾つかのチャージコントローラの異常も報告されている。

A2: PPMCは、この問題は現在オペレータと交渉中である旨を説明した。交渉の結果はVUAに報告されることとなった。

Q3: VUAは村落内にはSHSの設置を希望する多くの村人がいる旨を訴えた。

A3: PPMCは、セネガル政府はこの問題を考慮していることを説明した。PPMCはまた、新しいプロジェクトを設立するためには長い手続きが必要な旨を説明した。

また、Mar Lothie でのセミナーにおいて ASER の長官が、ASER は SHS に留まらず給水施設の発電機の余剰電力も利用したマル島の電化に係る新しいプロジェクトを計画している旨を説明した。

Q4: これらの他に、電化製品の使用・移動に係るいくつかの技術的な質問が成された。

A4: PPMC は、これらの問題は先ずオペレータに相談するようにと回答した。また、PPMC とオペレータから派遣された技術者は SHS の容量に関する基本的な理論を説明した。更に、PPMC はユーザは電化製品を購入する前に、その妥当性をオペレータに相談するよう助言した。

上記の質疑応答の他に、PPMC は保健所の蛍光灯の交換が延期されたままになっていることを指摘した。PPMC とユーザは、オペレータとの協議を通じて移設と必要経費の支払者を明らかにする旨を合意した。

(3) 第3回セミナー

第3回セミナーでは、2001年6月時点から問題となっていた蛍光灯のバラストインバータの異常、現地技術者の作業のスケジュール化および Mar Lothie 保健所の料金未払いについて議論が行なわれた。

1) 蛍光灯の交換

パイロットプロジェクトにより導入された SHS ユニットには、バラストインバータや蛍光管を別々に組み込んだ分離型蛍光灯を用いていた。2001年6月時点で、これらの蛍光灯でバラストインバータの異常のため蛍光管の寿命が極端に短くなるケースが多数確認された。このため PPMC とサプライヤーが協議の結果、これらの分離型蛍光灯をバラストインバータと蛍光管が一体となった一体型蛍光灯に置き換えることを同意した。

機材購入に係る契約書に基づき、この置換は無料で行なわれることとなった(但し、2回目以降の機材更新はユーザ負担となる)。基本的には全蛍光灯が置換の対象となるが、置換は蛍光管が切れたものから段階的に行なうことが同意された。この同意に基づき、2001年10月5～6日に、過去に蛍光管が切れたことのある20セットの分離型蛍光灯が一体型蛍光灯に交換され、さらに35セットが交換用機材として Mar 島内に保管された。

主な説明内容は以下の通り。

1. 一体型蛍光灯への交換は、蛍光管の切れた蛍光灯から段階的に行われる。

2. オペレータはスペアパーツとして 50 セットの一体型蛍光灯を島内に保管する。
3. 全ての分離型蛍光灯が交換の対象となる。
4. 蛍光灯の交換の際に、ユーザは切れた蛍光灯を現地技術者を通じてオペレータに提出しなければならない。蛍光灯が提出されない場合には、いかなる交換も行われない。

なお、ユーザ契約では蛍光管はユーザ負担により交換されるが、バラストインバータはオペレータが徴収した料金により交換されることとなっている。このため、PPMC とオペレータは一体型蛍光灯をユーザに販売する場合、定価の一部をユーザ負担とし、残りは積立てた徴収料金より支払うことで同意した。但し、ユーザ負担による一体型蛍光灯の交換は 3 年以上経たないと発生しない。交換時点での一体型蛍光灯の価格は現時点では不明であるため、現時点でユーザの負担率を確定することはできなかった。

2) 現地技術者の作業のスケジュール化

現地技術者より、Mar Lothie と Mar Fafaco のユーザから頻繁に呼ばれるため、作業量が非常に多くなっている旨の報告があった。ユーザ側から見れば、現地技術者があちこち移動しているため、連絡を取り難いという問題が発生していた。

これに対し、PPMC は現地技術者がそれぞれの村落を訪れる曜日を確定し、作業を効率化するようにセミナーにて提言した。Mar Lothie と Mar Fafaco のユーザはこの提案に合意した。

3) Mar Lothie 保健所の料金未払い問題

Mar Lothie 保健所の SHS2 基は、村落保健委員会を契約者として申請された。しかし、機材の据付け時に保健委員会の責任者が同席しなかったため、照明等の据付け位置は保健所に勤務する看護師の指示により行われた。この結果、照明器具が保健委員会の意図する位置と異なる場所に据え付けられたとして、保健委員会が 2 基のうち 1 基の SHS の支払を拒否していた。また、保健委員会はオペレータに無料で蛍光灯の移動を要請していた。

PPMC は当初、Mar Lothie の VUA の主導による問題解決に期待したが、問題は解決されぬまま 2001 年 10 月に至った。第 3 回セミナーの開催前に PPMC、サプライヤー、保健委員会代表者、副村長による協議を行なった。この協議において、PPMC は以下の提案を行なった。

1. ユーザは、ユーザ契約書に記載された事項を遵守しなければならない。SHS を利用している限り、料金の支払いを拒否することはできない。過去 10 ヶ月の未払い分 (CFA37,000) を 10 月の料金徴収時に支払えば、SHS の継続利用を認める。支払いが無い場合には、SHS は撤去する。
2. 照明器具の位置変更は 2001 年 6 月のセミナーで説明した「SHS の改造」に相当する。基本的には改造に係る経費は全額保健委員会の負担となる。但し、今回の場合、機材の設置時にサプライヤー、保健委員会両方に問題が見られた。したがって、保健委員会には技術者の日当および部品代の一部 (CFA26,000) を負担させることとする。10 月の料金支払い時に CFA26,000 が支払われれば、SHS の改造を行なうこととする。

保健委員会は PPMC の提示した上記の対応策に対し、村落内での協議が必要との理由で、明確な返答をしなかった。このため、PPMC はセミナーで参加者にこれらの状況を説明した。この際、保健委員会代表者および副村長から責任を持って村落内で協議する旨が発言された。

説明後に PPMC とユーザの間で質疑応答が行われた。主な質問事項と回答は以下の通り。

Q1: 現地技術者が村を訪れる曜日を定めれば、作業の依頼など非常にやりやすくなる。現在は現地技術者の家に行っても、作業に出ていて会えないことが多い。是非実施したい。

A1: 上記のユーザからの発言に対し、オペレータから「各世帯に SHS の保守点検ノートを設置したい」との新たな提言がなされた。協議の結果、下記項目についてセミナー参加者全員の了解が得られた。

- オペレータは各ユーザ世帯に保守点検ノートを配布する。
- 現地技術者は保守点検内容をノートに記載する。
- ノートの内容は 2~3 ヶ月毎に収集され、オペレータに報告される。

Q2: JICA プロジェクトの終了後、他所でもプロジェクトが行なわれるのか。また島内の SHS プロジェクトへの追加希望者への対応はどうなるのか。

A2: PPMC(MMEH および ASER)は責任を持ってプロジェクト活動を継続させる。また、ASER は Mar 島を地方電化の優先地区に位置づけており、新プロジェクトを計画中である。政府機関の組織変更があったため、プロジェクト形成に関する活動は進んでいないが、セネガル政府はマル島の電化を検討してい

る。但し JICA プロジェクトは既に終了しているので、これ以上の援助を JICA に頼むことはできない。

Q3: 6月のセミナーで、将来、生産活動を目的とした電化が行われると説明されたが、今後の計画を教えてください。

A3: 本プロジェクトは照明を目的とした電化である。これは電化の初期段階にあたる。本プロジェクトの経験を基に、次のプロジェクトが策定されることになる。ASER は既に 6月に説明した追加プロジェクトをセネガル政府に申請している。

Q4: 今後、月額料金は上がるのか。

A4: 月額料金は将来の機器更新のために積みたてられている。新しい政策により、PV 機器も課税対象となったため、見直しは必要である。PPMC としても政府からの補助金を得られるよう努力するが、難しい。

Q5: 新たに導入される一体型蛍光灯は分離型とどう違うのか。2回目以降はユーザが購入することになっているが、費用はどのくらいかかるのか。価格が高い場合、分離型蛍光灯に戻すことは可能か。

A5: 一部の分離型蛍光灯に異常が確認されたため、一体型への交換を行なうこととなった。一体型蛍光灯は、より長い蛍光管の寿命が期待できる。一体型蛍光灯の価格は分離型蛍光灯より高くなる。また、異常が見られない分離型蛍光灯に関しては、ユーザが交換するか否かを選択することができる。

この他、SHS 改造に係る技術的な質問が多数挙がった。一部の質問に対しては、PPMC の技術者およびオペレータが回答したが、基本的には後日、オペレータの派遣する技術者が技術面からの妥当性を検討することとした。

9. 評価

9.1 パイロットプロジェクトの評価

PCM 手法を用いて、パイロットプロジェクトの評価を行った。評価は 2000 年 12 月に作成した PDM に基づき行われた。評価に必要な情報およびデータは現地調査およびアンケート調査を通じて収集した。アンケート調査は 3 回実施された。ユーザのベースラインデータの収集を目的とした第 1 回目調査は 2000 年 12 月に、中間評価用のデータを集めるための第 2 回目調査は 2001 年 6 月に実施された。また、終了時評価用のデータを集めるための第 3 回目調査は 2001 年 10 月に実施された。調査結果は ANNEXB に記した。また、アンケート調査の他に村人からの意見聴取を目的とした現地踏査を行った。現地踏査の対象者は個々の SHS ユーザの他に SHS を導入した公共施設の代表者に対しても行った。公共施設への調査結果は、ANNEXC に記した。

パイロットプロジェクトは「効率性」、「目標達成度」、「インパクト」、「妥当性」、「自立発展性」からなる評価 5 項目の観点から評価された。評価 5 項目の概略説明を ANNEXD に記した。

パイロットプロジェクトの評価結果は以下の通りである。より詳細な評価結果は表 4 に記した。

(1) 効率性

効率性では、成果の達成度合いと金銭的、人的、物的投入がどの程度成果に転換されたかを検討した。

2001 年 10 月時点で、各成果はほぼ達成されていた。中間評価(2001 年 6 月)の際に幾つかの問題点が確認されたが、PPMC、オペレータ、ユーザ間の協議によりこれらに対する対策も策定された。2001 年 10 月には、特に大きな問題も無くパイロットプロジェクトは順調に稼働していることが確認された。

但し、投入のタイミング、量につき MMEH および ASER から以下の指摘があった。

JICA 調査団の滞在期間および派遣頻度について、MMEH より最低 1 名の団員はパイロットプロジェクト期間中は常駐するべきだとの意見が挙げられた。JICA 調査団からも、プロジェクト実施段階の初期における日本側からの支援の必要性が指摘された。

プロジェクトの実施時期についても検討の余地が見られる。現時点ではセネガル側の総合的な地方電化計画は策定されていない。このため、セネガル側が地方電化において SHS にどのような役割を期待しているのかが未確定のままである。更に主要カウンターパート機関のひとつで

ある ASER はプロジェクト開始時には設立されていなかった。このような状況にあったため、投入の効率性が損なわれたものと考えられる。

上記の問題の他に、VUA の協力姿勢の違いも検討すべき課題のひとつに挙げられる。2001 年 6 月より VUA の一層の参加を必要とする新たな料金徴収システムが導入された。しかしながら Mar Lothie の VUA は Mar Fafaco よりも協力意欲に欠けていた。プロジェクト活動のひとつとして、VUA の能力向上のための教育プログラムを含めておくべきだったと考察される。

(2) 目標達成度

目標達成度は、成果によってプロジェクト目標がどこまで達成されたか、あるいは達成される見込みかを検討する。

プロジェクト目標である「SHS の維持管理体制の確立」は、ほぼ達成された。2001 年 10 月時点で全ての SHS は順調に稼働し、整備されている。O&M のシステムもほぼ確立した。但し、維持管理費の見直し・削減や VUA の能力強化等の検討すべき問題も依然残っている。

(3) インパクト

プロジェクトが実施されたことにより生ずる直接的・間接的な正負の影響を検討する。計画当初に予想されなかった影響や効果も含む。

ユーザから報告された主なインパクトは以下の通り。

- 子供の学習環境が改善された
- 道路が明るくなった(家の玄関口の照明により)
- (照明用の)石油使用量が減少した
- 夜間の作業環境が改善された

パイロットプロジェクトの経験に基づき、ASER はマル島を地方電化のモデルエリアとして位置づけ、既存の発電機の有効利用や個人および公共利用を目的とした SHS の導入からなる新しいプロジェクトの実施を計画中である。

一方、社会経済面や環境面では、いかなる負のインパクトも報告されていない。

以上より、マル島は本パイロットプロジェクトにより非常に大きな正のインパクトを受けたと言える。

(4) 妥当性

妥当性では、評価時にプロジェクト目標、上位目標、成果が依然として意味があるかを検討する。

SHS による地方電化はセネガル政府の方針に沿ったものである。SHS を用いた地方電化戦略やプログラムこそ策定されていないものの、ASER/MMEH は SHS に地方電化実現のための重要な役割を割り当てている。

村人の需要面から見た場合、大半のユーザは SHS に満足している。しかしながら、ユーザの電力需要は時間が経つにつれ増加しているように見られる。したがって、将来的にはユーザユーザの満足度は変化する可能性がある。

(5) 自立発展性

自立発展性では、援助が終了した後もプロジェクトによる便益が持続されるかを検討する。MMEH は電化の担当省庁、ASER は地方電化の実施機関である。両組織ともセネガル政府の中で地方電化に係る重要な役割を担っている。

ASER、MMEH とともにパイロットプロジェクト終了後もプロジェクト活動を継続する強い意志を有している。実際に ASER は、パイロットプロジェクトの全活動をカバーする新しいプロジェクトの設立を計画している。

マル島の住民もまた、プロジェクト活動の継続を熱望している。ユーザは SHS に満足しており、使用の継続を希望している。2001 年 6 月には約 100 名の村人が SHS の追加応募者リストにのっていた。2001 年 10 月には、追加応募者は 200 人までに増えていた。

現時点では MMEH/ASER は将来的に活動を続けるための予算を確保できないが、必要な手続きはパイロットプロジェクトが引き渡される 2002 年 1 月までに完了させることになっている。

一方、機材の更新やメンテナンス等のプロジェクト活動に係る運営費は、村人から徴収された料金で賄われることになっている。プロジェクトの財務計画策定時に用いた PV 機材の価格の推移等の仮定についても、継続的なモニタリングを行い、財務計画に反映させる必要がある。

(6) 結論

効率性の部分で幾つか不適切な部分はあったものの、パイロットプロジェクトはほぼ成功したと言える。

MMEH/ASER はマル島を地方電化の優先地域として位置付けており、ユーザもプロジェクトの継続、拡大を望んでいる。

但し、VUA の強化、より効率的な運営体制の確立等の課題も残っている。今後、プロジェクトとして取り組むべき課題は、次章の提言・教訓にまとめた。

9.2 技術評価

(1) 技術評価

調査団が Matforce と SEMIS の協力の下に実施した年 3 回の定期点検の結果及び、3 軒の家庭に設置されたデータロガーに記録されたデータから判断すると下記 2 点の問題点を除き、すべてのシステムは正しく作動し、ローカルテクニシャンの適切な管理下で使用に供されている（点検記録は資料として別添する）。システムの安定性を表す最も重要な目安であるバッテリーの電圧は全システムについて 3 回の定期点検が実施され、すべて正常な範囲内にあるので今後の定期点検は年 1 回で十分と判断される。

- 1) バラストインバーター欠陥に起因する蛍光灯の寿命低下（不良発生し次第、メーカー責任において改良型に交換実施中）。
- 2) バッテリーターミナルの緩みなど、取り付け時の軽微なミスが原因と思われる数%の充電コントローラーの動作異常

1)の蛍光管寿命低下について

少なくない蛍光管に早期異常（アノードスポット）が発見され、点燈不能になったものも発見された。

- 原因

この現象が早期に発生する場合の原因は、アノードに塗布された放射材料が飛散した結果発生する現象で起動時に電極が異常に加熱される事に起因すると推察される（電極電圧が高過ぎる、あるいは低すぎて起動時間が長引き、過熱される）。

誘引は点燈器具に装着されたバラストインバーター（点燈起動装置）の不良と判断される。これは CERER で試験した結果、インバーター波形から異常なガクが発生している事実でも証明されている。（資料別添）。

- 対策

調査団は直ちに納入業者である Matforce と話し合い、不良品はすべて無償で交換するとの合意に達した。交換に際し、従来使用していたメーカー（米国 THIN-LITE 社）の製品（蛍光管・バラストインバーター分離型）は排除し、実績においてより信頼性のある（蛍光管・バラストインバーター一体型・独・STECA 社）を使用することとした（10月の時点すでに57本・約14%交換、更に50本を現地にストック中）。

- 経緯と交換理由

初期に設置した灯具は購入時においては、「汎用直管型蛍光管を使用し、安価で交換に出来るうえ、メーカーの、米国 THIN-LITE 社は ISO9000 及び QS-90000 の認定を受けており、品質に疑問を抱く余地はなかった」。しかし汎用蛍光管は、安定した交流電源を前提に設計されており、直流電源を使用する SHS 用にはバラストインバーターが必要になる。このインバーターの設計には蛍光管の特性とのマッチングが要求され、選定時に特別な配慮の必要があったが蛍光管付で購入したため今回のトラブルを予測することが出来なかった。今回新たに導入した一体型蛍光灯はあらかじめ蛍光管とインバーターのマッチングが配慮されているので初期投資は多いものの4年以上の寿命が期待され（稼働値6000時間）、入手についてもメーカーが現地のフィールドテクニシャンに50本の予備品をストックさせており再交換も容易である。

2)のチャージコントローラー動作異常について

約3%に動作表示ランプの不点燈が発見され交換した（LEDの半田付け不良に起因する輸送中もしくは取り付け作業中の故障と思われる）。また5%に過充電防止機能に異常が確認されたが直ちに重大な故障に結びつかない範囲であり、温度保障回路の結線作業に原因がある疑いもあったため、結線をやり直して監視を続け、再発する場合は交換する事とした。発生率から判断して、この機種全体に及ぶ問題ではなく初期故障の範囲と言える。

結論

蛍光灯の寿命低下は納入時の検査で発見出来る可能があったが工期が迫っており対応が十分とは云えなかったが、メーカーである米国 THIN-LITE 社は ISO9000 及び QS-90000 の認定を受けており、書面上において品質に疑問を抱く余地はなかった。その他の問題は運転初期故障として起こりうる範囲のものであり、すべてのシステムはローカルテクニシャンの善良な管理の下に設計どおりの性能を発揮して正常に稼動中である。

PCM 手法を用いて、パイロットプロジェクトの評価を行った。評価は 2000 年 12 月に作成した PDM に基づき行われた。評価に必要な情報およびデータは現地調査およびアンケート調査を通じて収集した。アンケート調査は 3 回実施された。ユーザのベースラインデータの収集を目的とした第 1 回目調査は 2000 年 12 月に、中間評価用のデータを集めるための第 2 回目調査は 2001 年 6 月に実施された。また、終了時評価用のデータを集めるための第 3 回目調査は 2001 年 10 月に実施された。調査結果は ANNEXB に記した。また、アンケート調査の他に村人からの意見聴取を目的とした現地踏査を行った。現地踏査の対象者は個々の SHS ユーザの他に SHS を導入した公共施設の代表者に対しても行った。公共施設への調査結果は、ANNEXC に記した。

パイロットプロジェクトは「効率性」、「目標達成度」、「インパクト」、「妥当性」、「自立発展性」からなる評価 5 項目の観点から評価された。評価 5 項目の概略説明を ANNEXD に記した。

パイロットプロジェクトの評価結果は以下の通りである。より詳細な評価結果は表 4 に記した。