

## **Appendix Document 7**

## Appendix Document 7.1-1

### 1 PV システムと既存電力供給システムのコスト比較

本調査では、PV システムとグリッドや配電線の延長とのコスト比較を行うこととする。ここでの比較では、蛍光灯具費用や屋内配線費用を除いている。また、実際には、送電線からの供給可能な電力量は、PV と比べるとかなり大きいですが、kWh 当たりの電力コストを求めるときの消費電力量は、PV と比較するため、PV で使用できる電力量と同じにした。

#### (1) 既存電力供給システムのコスト

##### 1) 発電コスト（または電力輸入コスト）

ボツワナでは、Morupule の石炭火力発電所を稼働させて電力を供給しているが、需要の 50%は SAPP (Southern African Power Pool) により電力を輸入している。従って、地方電化を進める上では、ボツワナの発電所からの電力供給と考えず、輸入電力により供給されると考える。

SAPP によりボツワナが輸入している電力単価は 6~7 RSA ¢/kWh とされ送電コストを含めて 11 RSA ¢/kWh である (BPC 情報)。すなわち、7.5 Thebe/kWh とする。

##### 2) 送電線および配電線の延長

グリッドの延長による地方電化を考える場合、送電線の延長と、変圧器および各家庭への配電線を必要とする。

##### a) 送電線の延長

2001 年に完成する 72 村落送電線延長プロジェクトの予算より、既存グリッドからの延長距離当たり平均建設費を算出し、現時点におけるコストとしては、その値に対しエスカレーションファクター 26% (BPC データ) を考慮して算出する。

$$81,600 \text{ P/km} \times 1.26 = 103,000 \text{ P/km}$$

**72 Village Electrification Cost (Budget)**

No.	Items	Voltage	Cumulative Distance	Region	No. of villages	Total population	Cost	Cost/ km	Cost/ men	Cost/ household	25% connection	60% connection
		kV	km				kP	kP/km	P/men	P/ household	P/ household	P/ household
1	Villages with 11kV supply within 15km (total)		222.9		29	36,319	23,789	107	655	3,275	13,100	5,458
1)	Villages to be done as small works (sub-total)		13.3		6	6,313	2,276	171	361	1,803	7,211	3,005
		11	9.3	south	4	2,793	1,496	161	536	2,678	10,712	4,464
		11	4.0	north	2	3,520	780	195	222	1,108	4,434	1,847
2)	Packaged contracts based on proximity (sub-total)		209.6		23	30,006	21,513	103	717	3,585	14,339	5,975
		11	116.6	south	12	15,376	11,639	100	757	3,785	15,140	6,308
		11	93.0	north	11	14,630	9,873	106	675	3,374	13,497	5,624
2	Proposed 66kV supply lines (total)	66	349.0	south	3	4,227	26,086	75	6,171	30,856	123,425	51,427
3	Proposed 33kV lines (total)	33	1,132.0	south	17	29,609	78,695	70	2,658	13,289	53,156	22,148
		33	614.0	south	9	13,771	40,721	66	2,957	14,785	59,141	24,642
		33	518.0	north	8	15,838	37,973	73	2,398	11,988	47,952	19,980
4	Proposed 11kV lines longer than 15km (total)		526.4		21	39,422	37,509	71	951	4,757	19,029	7,929
		11	173.0	south	6	8,490	10,793	62	1,271	6,356	25,425	10,594
		11	353.4	north	15	30,932	26,716	76	864	4,318	17,274	7,197
5	Grand Total		2,230.3		70	109,577	166,078	74	1,516	7,578	30,313	12,630
1)	11kV lines total	11	749.3		50	75,741	61,298	82	809	4,047	16,186	6,744
2)	33kV lines total	33	1,132.0		17	29,609	78,695	70	2,658	13,289	53,156	22,148
3)	66kV supply lines total	66	349.0		3	4,227	26,086	75	6,171	30,856	123,425	51,427

**Summary of costs on the implementation of the 72 Villages Electrification Project (Actual)**

Item	Amount (P)	Activities accounted for		
Construction	172,035,000	Construction and consultancy costs	94.5%	100.0%
Operations	8,961,000	Salaries, travel, cost of mapping, rentals, e.t.c	4.9%	5.2%
Capital	1,049,000	Purchase of vehicles, network printer/copier, e.t.c	0.6%	0.6%
<b>TOTAL</b>	<b>182,045,000</b>		<b>100.0%</b>	<b>105.8%</b>
Total km	2,230			
Cost on Phase 9				
Unit construction cost (P/km)	77,146			
Unit extension cost (P/km)	81,635			
Cost on Phase 14				
Unit construction cost (P/km)	97,204	26% cost up		
Unit extension cost (P/km)	102,860	26% cost up		

b) トランスおよび配電線

電化対象村落の集落密度は低く、現状の P3000 よりさらにコスト高となる見込みで P4500 と想定する。

3) 運営メンテナンスコスト

運営メンテナンスコストはグリッド拡張の全投資額の 2%と仮定する。

(2) PV システムのコスト

PV システムについては、本案件の実証プロジェクトでの実績値をベースに算出する。

1) PV システム機器据付費（投資金額）

実証プロジェクトでは 50Wp を 215 セット設置したが、その総請負工事金額は、

P1,570,000 であった。照明および室内配線を除く P1,400,000 であり、従って単位 Wp 当たりの単価は P130/Wp であった。全国規模のプロジェクトの場合は、スケールメリットにより大幅なコストダウンが期待される。この 70% の価格で設置できると考える。すなわち P91/Wp とする。

Grid 延長コストには、Owner サイドのコストを含むのでそれと同じくすると

$$91 \times 1.058 = 96.3 \text{ P/Wp}$$

バッテリーの交換については、実績では 105Ah で P514 であり、同様に 80% の価格で購入できると仮定し、P411/105Ah 3 年とする。

## 2) 運転メンテナンスコスト

### i) 各村落における運営体制に基づくコスト

各村落に料金徴収エージェント、第一線メンテナンス員を置くことにより、P750 / 村・月のコストと想定する。

### ii) BPC 本社、地域出張所の体制に基づくコスト

本社にプロジェクトマネージャーを配置し、PV 電化 1,000 世帯に 1 人のエンジニア、ブックキーパー、補助員および地域出張所に技術員、補助員を置く体制とする。

プロジェクトマネージャー	10,000	P/M	×	12m	=	120,000	}	3,000 世帯に 1 名
エンジニア	7,000	"	×	12	=	84,000		
ブックキーパー	4,000	"	×	12	=	48,000	}	1,500 世帯毎に 1 名
補助員	1,000		×	12	=	12,000		
地域テクニシャン	5,000		×	12	=	60,000		
補助員	1,000		×	12	=	12,000		
						216,000		

一世帯平均 PV 100Wp のシステムを設置すると仮定すると、一世帯当たりのコストは管理費を人件費の 50% 倍と仮定し、

$$\frac{(120,000 \times 0.5 + 216,000) \times 1.5}{1,500} \approx 276 \text{ P/世帯} \cdot \text{年}$$

## 2 ミニグリッド建設費・運転費の推算

ミニグリッドの場合、PVパネルアレイは、SHSの場合、50Wpパネルの代わりに300Wpパネルで構成されるとする（Motshegaletauは280Wp）。

### SHS 建設費内訳（実証プロジェクト）

	金額 (P)	比率 (%)	
機材費	1,073,391	68.4	100
工事費	496,035	31.6	46.2
合計	1,569,426	100	146.2

また、これよりBCSや予備品を除いたSHS建設費を算出すると、

	金額 (P)	比率 (%)
SHS 関連機材費	610,000	68.4
〔 内 SHS パネル費	263,846	(29.6)
BOS 費	346,154	(38.8)
SHS 総建設費	$610,000 \times 1,462 \div 892,600$	100

以上よりパネル費用は総建設費の30%とみることができる。

以上より300Wpパネルで建設した場合の建設費を推算する。

#### 1) PVパネル費用

50Wpの場合の総建設費をSとすると、

$$\text{パネル費 (50Wp ベース)} = S \times 0.3$$

パネルモジュールサイズを300Wpとした場合、Wpあたり価格は、スケールアップによりあまり変化無いと考える。(0.95乗則)。

$$\begin{aligned} \text{パネル費 (300Wp)} &= S \times 0.3 \times \frac{\left(\frac{300}{50}\right)^{0.95}}{\left(\frac{300}{50}\right)} \\ &= 0.274S \end{aligned}$$

2) BOS (付属機材)

$$\text{BOS 費 (50Wp ベース)} = S \times 0.388$$

モジュールサイズ 300Wp とした場合の BOS 費は、通常のスケールアップファクターである 0.7 乗則に従うものとする。

$$\begin{aligned} \text{BOS 費 (300Wp)} &= S \times 0.388 \times \frac{\left(\frac{300}{50}\right)^{0.7}}{\left(\frac{300}{50}\right)} \\ &= 0.227S \end{aligned}$$

3) 総建設費

$$\begin{aligned} \text{総建設工事費} &= (0.274 + 0.227) S \times 1,462 \\ &= 0.732S \end{aligned}$$

従って 300Wp を使用した場合は 50Wp の場合の建設費に対し 75%と見なす。

4) 村落内配電網建設費

低圧交流配電網の建設費として、グリッド電化の際想定した建設費と同様に各世帯当たり P4,500 要すると見なす。

5) 運転保全費

SHS に比しシステムが複雑化し、かなり専門的な運転保全が要求される。各村落が互いに遠隔していることから、各村にかかる第一線保全員を養成する必要があり、また監視ガードマンを要する等、コストは SHS に比し大幅な増加となる。

SHS の場合の現地所要費用の 2 倍と見なす。

## **Appendix 8 PV システム設計と環境対策**

## Appendix 8 PV システム設計と環境対策

### 8.1 PV システムの評価

実証プロジェクト用設備の発注仕様並びに機器基本構成の検討、機器調達、施工品質確認の各ステージにて技術評価を実施した。

#### 8.1.1 ボツワナスタンダード BOS 2-1:1999 「Code of practice for PV energy systems design and installation－Part1: Buildings に関する評価

今回の実証プロジェクトで使用した、一括（機器・工事）発注仕様書の作成に際し、機器並びに工事仕様の基本事項として Botswana Bureau of Standards により制定されている「Code of practice for PV energy systems design and installation－Part1: Buildings」の内容を考慮し、Implementation Body である BPC/EAD 技術者の意見を反映した仕様書とした。また、ボツワナ現地での調達可能な仕様とするため、機器の詳細仕様は現地数社から取り寄せた機器カタログを参考にした。本基準書は、BoTeC 並びに MMEWA により制定されていた「Code of practice for PV energy installation in Botswana」をベースに改訂され、1999 年にボツワナスタンダードとして制定されたものである。

特記的な、ボツワナスタンダードからの考慮事項を以下に示す。

##### (1) Standard Test Condition

###### Solar irradiation of 1kW per m<sup>2</sup> at cell temperature of 55℃

通常、IEC での規定はセル表面温度:25℃となっており、各メーカーは本条件での PV モジュール出力を定格出力値としている。本仕様は、ボツワナでの気象条件を考慮したものであるが、本仕様の反映により PV モジュール出力仕様の検討が必要となる。具体的には、セル表面温度を 55℃とした場合、結晶系 PV モジュールでは表示されている PV モジュール出力に対し一般的に 15%程度の出力低下が発生する。従って、50Wp の実出力が要求される場合、60Wp 程度の定格出力値を持った PV モジュールの選定が必要となる。実証プロジェクトでは、本項目を入札業者の技術評価項目の一つとして取り上げ、業者の技術確認を実施した。



(2) Minimum design life for battery

Minimum design life for battery: 3 years

1日当たり1回の充放電となるため、BPC/EAD技術者との意見交換により、1200回のバッテリー設計寿命を採用する事とした。また、1日当たりの放電深度は、PVシステム容量設計より15%とした。本値は、かなり高い仕様であり、適合機種を選定するためにはバッテリーに関する十分な知識が必要となる。従い、本項目を入札業者の技術評価項目の一つとし技術確認を実施する事とした。

(3) PV panel installation tilt

Panel installation tilt: the angle of latitude of the site  $\pm 5$  degrees

対象村落の緯度は、おおよそ南緯23~25度の範囲にあり、基本角度を25度に設定した。実設置に際しては、夏場と冬場の日射量の変化による、発電電力量の差を少なくするため、30度(25+5)の設置角度を採用した。本角度の決定に際しては、25/30/35度の各角度における発電電力量を、6月並びに12月のハボロネでの平均日射量をもとに試算し、その差が最も少ない角度を採用した。試算結果を以下に示す。

Appendix 表 8.1-1

	設置角度					
	25度		30度		35度	
	日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /d)	発電 電力量 (kWh/d)	日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /d)	発電 電力量 (kWh/d)	日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /d)	発電 電力量 (kWh/d)
a)6月(冬至)	5.580	0.215	5.810	0.220	5.940	0.225
	91%	91%	94%	93%	96%	95%
b)12月(夏至)	6.160	0.237	5.940	0.227	5.670	0.217
	100%	100%	96%	96%	92%	92%
12月と6月の差 《 b - a 》	0.580	0.022	0.130	0.007	-0.270	-0.008
	9%	9%	2%	3%	-4%	-3%

下段% : 25度での12月度の値を100%とした場合の比率を示す。

試算結果より、緯度と同値(25度)を採用した場合 冬場の発電電力量が夏場に対し9%低下し、35度の場合 約3~4%1年間を通した場合の総発電量の低下をきたす。

30度の場合、1年間を通じ平均した電力量を確保する事ができ、その値も最適角度での最大発電量の93~96%と高い発電量を維持することができる。

ボツワナ国は低緯度に位置するものの、夏場と冬場では日没差が約 2 時間程度発生するため、冬場の電気使用量の増加が推定され、冬場の発電電力量を考慮した角度設定が必要と考える。

ボツワナスタンダードでは、緯度±5 度の規定となっているが、以上の結果を踏まえた場合、緯度～(緯度+5 度) の範囲での据付けが推奨される。

その他のボツワナスタンダード記載内容は、PV 技術上 特殊な事柄ではなかったが、負荷機器に関する選定指針、施工上の留意事項 等良く整理された内容となっており本スタンダードの内容を正確に把握し、実施できれば技術上の問題は無いと考える。

### 8.1.2 現地 Supplier の技術評価（機器）

今回の実証プロジェクト機器入札での、現地 Supplier からのプロポーザルをもとに、その仕様理解能力についての評価を実施した。

入札書類を購入した現地 Supplier は、10 社。内、プロポーザルを提出したのは 3 社のみであった。主な項目についての、3 社のプロポーザルと JICA 仕様書との整合並びに技術確認結果は以下の通り。

#### (1) PV モジュール仕様

前述の通り、PV モジュールの出力容量を今回の仕様に合致させるためには、メーカー提示の定格出力容量ベースにて 60Wp 程度の容量選定が必要となる。

Appendix 表 8.1-2

	Si 系 PV モジュール主仕様	評価
A 社	NAPS K44/62.7Wp at 25°C	55°Cにて 50Wp 確保
B 社	Shell Solar RMS60/58Wp at 25°C	55°Cにて 50Wp 確保
C 社	SIEMENS SM55/55Wp at 25°C	55°Cにて 50Wp 以下/問題あり

A、B 社は、設置条件を満足した仕様選定をしており、PV モジュール仕様選定の基本事項は理解しており技術的問題は無しと判断できる。ただし、C 社については、表面温度 55°C の条件を満足しておらず、技術的力量に疑問がある。

また、仕様書にて PV モジュール数量の一部を、表面温度の高い条件にて 出力低下率が少なく、場合によっては熱回復（アニール効果）による総合的な出力増が期

待できる、アモルファス系 PV モジュールを「10 年間の 90%出力保証」を条件に Supplier にて調査・提案しても良い旨明記し、現地 Supplier の最新情報の入手力を評価した。

Appendix 表 8.1-3

	a-Si 系 PV モジュール主仕様	評価
A 社	該当品無しとの回答。	——
B 社	KANEKA PLE50/50Wp at 25°C	10 年間の出力保証付き
C 社	提案無く、回答も無し。	——

アモルファスについての提案が成された Supplier は B 社のみであった。プロポーザルを提出したのが、3 社のみであり、ボツワナ国 Supplier の評価に直接繋がらないものと推定できるが、最新情報の入手 並びに 技術の導入に関しての取組みが一層必要と考える。

また、今回採用したアモルファス PV モジュールは BCS に Si 系 PV モジュールと共に設置されており、その性能を初期検査時に比較を行った。結果、発電電力量（瞬時値）において Si 系 PV モジュール（定格出力総量:600Wp）が約 266W、アモルファス系 PV モジュール（定格出力総量:500Wp）が約 308W と定格出力総量が低いにもかかわらず、高い出力を発生している事が確認できた。但し、アモルファスの場合、初期の 2~3 ヶ月にて約 10%程度の出力低下を発生する懸念があり、継続モニタリングする事によりボツワナでのアモルファス系の優位性の有無を今後 検証していく必要がある。

(2) バッテリーの充放電寿命およびその他仕様

バッテリー関係の主な技術仕様に関する 3 社の提示は下記の通り、

Appendix 表 8.1-4

	JICA 要求仕様	A 社	B 社	C 社
1	充放電サイクル ODO 15%で 1200cyc 以上	1500cyc at 15% DOD	1200cyc at 15% DOD	回答無し
2	最大許容放電深度 50% 以上	Best suited for DOD ≤ 50%	≥ 50% applicable	回答無し
3	自己放電量/月 (25°C) 4% 以下	About 3%	≤ 4% applicable	回答無し

A、B社はJICA仕様書の内容を良く理解し、適合機種を提示してきたが、C社に関しては、仕様に関する詳細記述が無くバッテリーに関する技術不足の感が強い。

(3) プリペイドシステム仕様

JICA仕様書では、基本要件事項として

- 30日間のプリペイドカードシステム（カードリーダー式）
- SHSサイズに合わせたプリペイドカードの発行・使用
- 稼働状況・残日数・故障表示

を提示し、その他の詳細仕様はSupplierから提題する内容とした。

各社の選定機種は下記の通り。

Appendix 表 8.1-5

	プリペイドシステム主仕様	評価
A社	Shell Solar Power House	南アフリカで導入済みのシステムであり実績的には問題無し。但し基本仕様は100Wpまでであり、150Wp以上のシステム用には、改造が必要となる。
B社		
C社	SIEMENS MCS-PPM	使用実績に関する回答が無く、実績面での問題の有無は不明。但し、取説等は完備されており、有名メカである事より信頼性では問題無し。

A、B社が同一機種を提示してきており、ボツワナ国で入手可能なカードリーダー式のプリペイドシステムは限定されている様子である。プリペイドシステムとしては、今回採用したカードリーダー式より、スクラッチカード式(暗証番号入力方式)の方が読取り機構の不良・故障、カードデータの損傷等が無く信頼性の高いシステムとなるが、今回の対象村落ではデータ通信が困難であり本方式の採用を余儀なくされた。従って、実証プロジェクトにてデータシステムの不良発生内容・頻度のモニタリングがシステム改善に向けて不可欠と考える。

尚、BPCでは地方村落の電力需要家に対し、既にスクラッチカード式を採用しており、通信方式の問題が解決できれば、ボツワナ国で実績のあるスクラッチカード式の採用を推奨する。

### 8.1.3 ボツワナでの PV システム工事技術の評価

過去のボツワナ国での PV 関係プロジェクトでの、主な施工上の問題点は

- 設置方位・設置角度の不良
- ケーブル接続箇所の不良
- 屋根上設置時の雨漏り

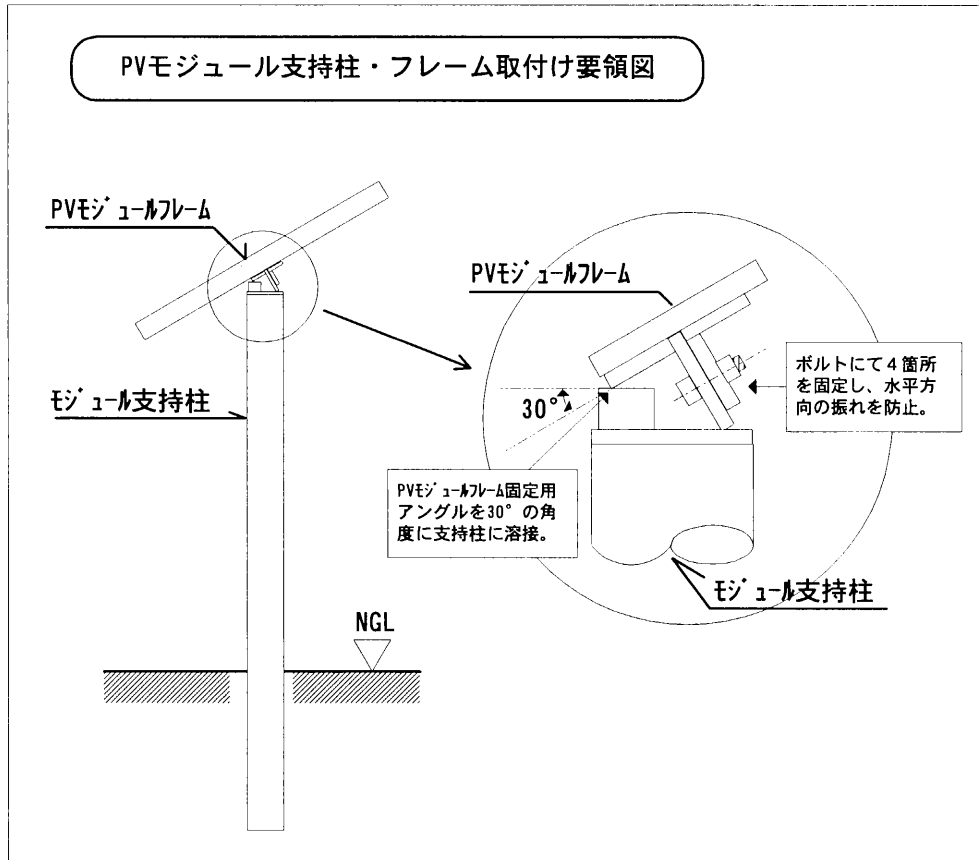
であり、今回の施工に際しては下記の方式を採用し施工品質の確保を実施した。

#### (1) 設置方位・設置角度の品質確保について

SHS は通常、施工費用を低減させるため 屋根上に設置する方式が採用されている。但し、本方式の場合 屋根の向き並びに角度がまちまちであり、適正な設置方位・設置角度の確保は 現場作業者の施工品質に委ねられる事になり、品質管理が困難になる。今回のプロジェクトでは、現場作業者の違いによる品質のバラツキを最小とするために、下図に示すポール設置方式を採用した。

本方式は、PV モジュール用フレームと、同フレームを取り付ける支持柱より構成されており、作業場内で事前に 30° の角度に PV モジュール用フレームが支持柱に取り付けられるよう加工した物である。このように、作業性の良い工場内で作成する事により加工品質を維持する事が容易であり、また 現場作業者は設置角度を気にする事無く、方角のみに注力し据付け工事が実施できるため、現場施工品質の向上にも繋がる方式と考える。

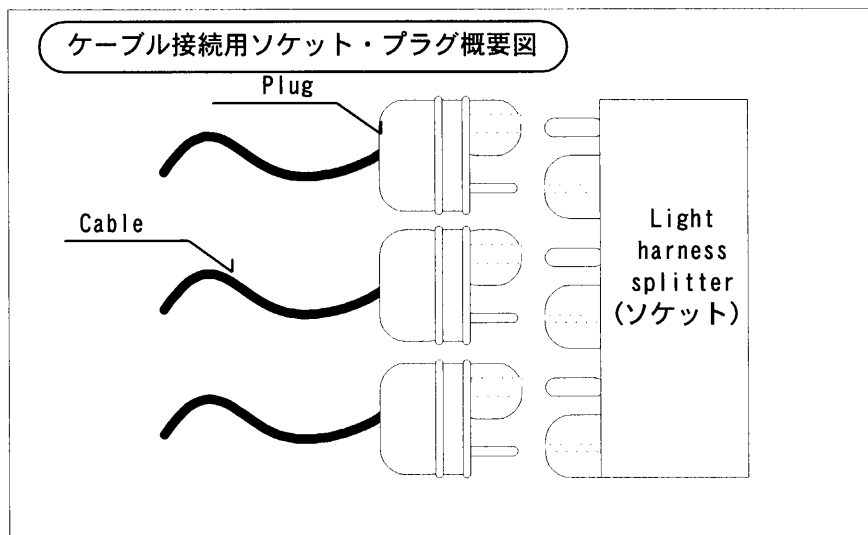
また、本ポール設置方式により 屋根上での作業が無くなり、雨漏り等の問題も解消でき、コスト面で不利な面もあるが、トータル的な施工品質を考えた場合、本方式を推奨する。



(2) ケーブル接続箇所の不良防止について

今回の工事では、現地でのケーブル接続箇所を低減することにより、本問題を防止する取組みを行った。具体的には、ケーブル接続をソケット方式とし、事前に作業性の良い工場内の作業場所にてソケットおよびプラグをケーブルに接続し、現場では差込み作業のみを実施させる事とした。

作業精度の確保には、作業環境の改善が有効であるが、現場である地方村落住居の環境改善は困難である。従って、本プレハブ方式は接続品質の向上並びに一定化に対し有効と考える。下図に示す今回採用したソケットの形状を示す。



## 8.2 環境保全および保健衛生

### 8.2.1 SHS の環境上の恩恵

CO<sub>2</sub>削減地球温暖化防止における SHS の役割に加えて、非集中型 PV システムは、村落家庭で通常置き換えているエネルギー源（例えば灯油ランプ、乾電池やグリッドまたは発電機から充電されるカーバッテリー等）に比較して、数多くの利点を提供してくれる。灯油ランプを PV 電気を使ったランプに置き換えることにより、灯油を貯蔵し使用することから生ずる危険と健康上の問題を緩和する。インドの Tata Energy Research Institute が行った調査によると、灯油ランプを使うことにより目の痛み、咳や鼻の問題を人々が訴えている。よく知られた呼吸障害汚染物質（例えば一酸化炭素、Nox および炭化水素類）の排出に加えて、灯油ランプは火災危険性がある。更にかかなりの数の子供達が毎年、偶然灯油を飲み込み毒死している。

PV システムは、ラジオ、カセットプレーヤー、フラッシュライトの電源として使用される乾電池を置き換えている。村落地帯では通常固形廃棄物処理のプログラムが無いので、使用済み乾電池をオープンごみ捨て場で焼却したり廃棄したりすることが、有毒物質（水銀を含む）で土壌や水源を汚染することにつながっている。

PV は灯油や乾電池より環境上優れているばかりでなく、他の電力供給の選択肢より優れている。PV モジュールは一般的に地域的な大気汚染や酸性雨発生ガス、水質汚濁または騒音を排出すること無しに電気を発生する。

PV モジュールは、通常屋根に設置されまたは地上でもわずかなスペースしか要しないので、PV 地方電化は、送電線や他の方法による発電（例えば大型水力発電）によりもたらされる破壊的な土地利用の影響を防止できる。

孤立 PV システムは送配電線無しに電気を供給するので、保護された森林地域や緩衝地域における PV の利用は特にエコシステム保護に有効である。

送配電線回廊は、森林地域の開発の為に自由な接近を許し、エコシステム内の種の多様性を変化させ、エコシステムの崩壊を起こさせる。更に送配電線建設とメンテナンス活動はそれ自身破壊的である。

多くの発展途上国においては、地方から都市地域への人口移動が社会的、生態学的な多くの問題を惹起している。人々は都市へ、職や電気その他の現代的な快適さを求めて移動している。しかし都市のインフラストラクチャーはしばしば、人口増大のペースにマッチできない。電気供給だけが地方から都市への人口移動の潮流をせき止めるということはあるが、PV 地方電化がその生活の質を向上する助けになることは確かである。

### 8.2.2 負の環境影響

SHS 普及による負の環境影響は、鉛-酸バッテリーの不適切な投棄によってもたらされる。注意深い鉛-酸バッテリーのリサイクルがこれを防止する最善の方法であるが、現行のリサイクルのやり方は国によって非常に異なっている。SHS が広く使用されるようになると、良く管理運転されたバッテリーリサイクルプログラムが重要となる。

鉛は環境に様々な方法で見つけることができる自然によくある金属である。それは地表の風化作用や火山活動の様な自然のプロセスの結果環境に入る。また鉛ベースの塗料の劣化や車の鉛入りガソリンの燃焼、工業的排出や様々な廃棄物の投棄の様な人間の活動に起因しても環境に入る。

鉛は微粒子の形で人体に飲み込まれたり吸入されたりして入る。子供達が鉛の微粒子の付着した塵埃で汚れた手や物をなめる傾向があるので最も無防備である。子供達は摂取した鉛の 50%を吸収するが、一方大人の場合は 10~15%である。

妊娠した女性における鉛の影響は、早産、過小体重、流産を起こす。子供に対する鉛の影響は、IQ の減少、成長率の低下、読書不調、心的障害、聴覚障害等を起こす。高いレベルの鉛被曝は、重度の脳、肝臓障害を大人、子供とも起こす。



鉛-酸バッテリーは通常 15%の金属鉛と 50%の硫酸塩/酸化物、5%のプラスチックおよび 4%のその他より成っている。

鉛-酸バッテリーのコンポーネントは、新しいバッテリーやケーブルカバリング、その他の製品を作るのに使用できる。

プラスチックケーシングでさえリサイクルできる。鉛-酸バッテリー製造において使用される鉛の約 60%がリサイクル鉛から作られている。

大部分の使用済みバッテリーはリサイクルされる。しかし多くのバッテリーが不適切に投棄され、その結果、バッテリーの焼却から鉛微粒子の蒸発や固形廃棄物埋立地から鉛や硫酸が浸出する等の問題を起こす潜在要因となっている。

### 8.2.3 環境法によるリサイクリング

#### (1) リサイクリング

工業化された大部分の国々は、一層環境に配慮する様になっている。これは多くの司法管轄区で導入されてきた厳しい環境保護法に反映されている。一般的にこれらの法は、危険物質の使用、輸送を通して生ずる害から環境を保護することに係わる。鉛は通常環境法の中で危険物質として分類される物質リストのトップに載せられている。使用済み鉛-酸バッテリーを取扱い廃棄することは、環境にリスクを与えるということに疑いの余地はない。

環境法への適合することに失敗すると、財政的ペナルティーを課せられる。ある司法管轄区では、環境責任の為にコーポレートタックスインセンティブを与えている。その様な法による要求事項は次の様に例示される。

- a) 禁止される廃棄：いかなる人も使用済み鉛-酸バッテリーを固形廃棄物に混入させたり投棄したりまたは、自動車用バッテリー小売または卸業者に、または Environmental Protection Agency により認可された二次鉛製錬業者に、またはこの法により認められた収集またはリサイクル業者に、送ることによる処分以外のバッテリーの処分を行う事はできない。
- b) デイラーによる廃棄：いかなる自動車バッテリー小売業者も、環境保護局 (EPA) によって認可された第二次鉛製錬業者、または法により認可された収集またはリサイクル設備へ出荷する以外使用済み鉛-酸バッテリーを処理してはならない。またいかなる自動車用バッテリー小売業者も EPA により認可された第二次鉛製錬業者、または法により認められた収集リサイクル業者へ出荷

する為、バッテリー製造業者の代理店に、または卸業者に出荷する以外に使用済み鉛-酸バッテリーを処理してはならない。

c) リサイクルの為の収集：鉛-酸バッテリーを小売で売ったり販売をしようとする者は

1. 受け渡しの場所で、少なくとも購入する数と同じ数量、購入される新品バッテリーと引換に使用済み鉛-酸バッテリーを受け入れなければならない。
2. 適正なサイズの、万国共通のリサイクルシンボルと次のメッセージを含む注意書きを貼り付けなければならない。
  - i. 「自動車または他の鉛-酸バッテリーを投棄するのは法律違反である」
  - ii. 「あなたの使用済みバッテリーをリサイクルせよ」
  - iii. 「法は、使用済み自動車用または他の鉛-酸バッテリーをリサイクルする為に、購入される新しいバッテリーと引き替えに受け取る事を我々に要求している」

d) 鉛-酸バッテリー卸業者：鉛-酸バッテリーを卸売で売る者は、受け渡しの場所で、少なくとも顧客が購入する数と同じ数量の使用済み鉛-酸バッテリーを受け入れなければならない。

バッテリー小売業者からバッテリーを受け取り輸送する者は、収集される小売地点から 90 日以内にバッテリーを移動させること。

e) バッテリー小売業者の検査：当局は、鉛-酸バッテリーが小売販売される全ての場所にサブセクション(c)で要求される注意書きを作成、プリント、配布しなければならない。当局は、この法で支配される全ての場所、建物または土地を検査できる。当局によりオーソライズされた職員は、このセクションの要求事項に合致できない者に警告を発行できる。要求された注意書きを貼付しなかった者は警告の後、\$25/日のペナルティを受け、当局が徴収する。

## (2) 貯蔵

使用済み鉛-酸バッテリーは、汚染の防止または酸の漏出による傷害を防止する為、適正に貯蔵されねばならない。バッテリーがクラックを起こし漏れ出す様な温度異常のリスクを軽減するため室内貯蔵が推奨される。室内貯蔵施設は少なくとも3面の壁を有し、石壁に永久的に付けられた屋根を有することが望ましい。

漏出液による腐蝕を防止する為、アスファルトまたはコンクリート床に耐酸防液堤が貯蔵所の周囲に作られ、漏出液が建物から逃げないように貯える様にする。小さな貯蔵所の防液堤は、アスファルトまたは単純な木製フレームで 20~40 ミリの厚み

の耐酸ポリエチレン、ポリプロピレンまたは塩化ビニールのシートで覆ったものでも良い。

バッテリーはパレット上に垂直に置かれ、5 段積以下で定期的に検査されるべきである。破れたりリークしているバッテリーは、単独にシールされた 5 ガロン PP 容器または他の耐酸、漏れの無いシールできる容器に入れ、貯蔵所内に締切って置くこと。漏出液は非常に腐食性があり、有毒レベルの鉛を含む故に、危険廃棄物として取り扱うこと。貯蔵所から逃げ出した漏出液は、地域の監督署に届け出ること。

### 8.3 実証プロジェクト技術モニタリング

実証プロジェクトにおいて PV システムの稼働状況をモニタリングすべく、次の 3 ヶ所の PV システムに対し、データロガーを設置した。

- \* Battery Charging Station (Lorolwana)  
多結晶モジュール (Shell)  
アモルファスモジュール (Kaneka)
- \* 50Wp SHS システム (Lorolwana)
- \* 200Wp SHS システム (Kudumatse)

計測項目は、日射量、PV パネル出力（電圧、電流）、バッテリーの出力（電圧、電流）負荷電圧、PV パネル表面温度である。

また BCS に関しては、上記のデータに加え、PV パネルの出力（電圧、電流）とバッテリー充電数が毎月 8:30、13:00、17:00 の 3 回、BCS オペレータにより所定の用紙に記録されている。また同オペレータは、BCS ユーザーが何時バッテリーの充電のため BCS にバッテリーを持って来たか記録している。

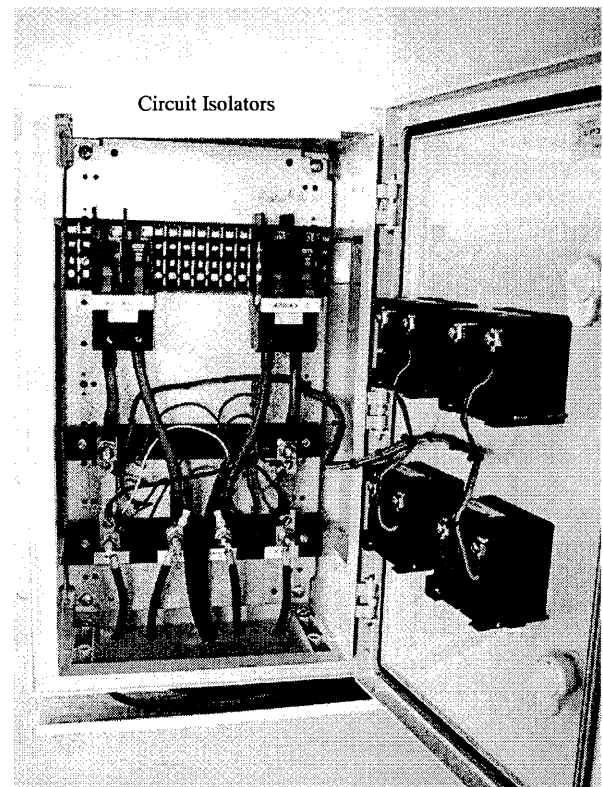
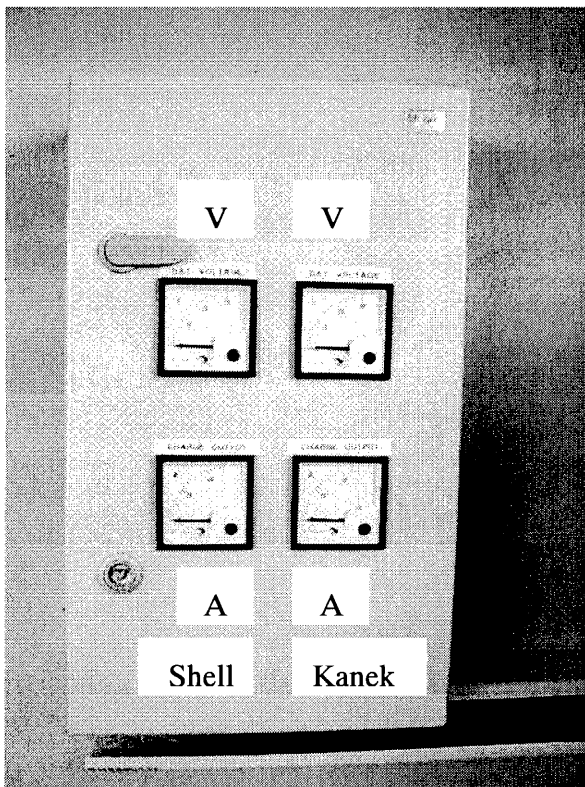
これらのモニタリングの結果を以下に示す。

### 8.3.1 Battery Charging Station (BCS)

#### (1) Electrical Layout

##### 1) Solar Array

The Solar Battery Charging Station consists of ten 60Wp Shell Solar panels and ten 50Wp Kaneka panels. The Shell and Kaneka panels are wired in two independent arrays (all panels wired in parallel) and charge the Solar Battery Boxes through a terminating, isolating and metering box (see schematic diagram in Attachment 4). As the name suggests, in this box the connecting terminals, circuit isolators and meters are located. Per array there is a voltmeter and ammeter to be able to monitor the arrays individually. V1 and A1 measure Shell panels voltage and current respectively, whereas V2 and A2 measure Kaneka panels voltage and current.



##### 2) Charging Station

The Charging Station consists of 42 individual boxes that incorporate a circuit isolator, a 5A electronic current limiting circuit, a voltage regulator and a red

LED indicator. The current limiting circuit limits the charging current of individual batteries to 5A in case few batteries are on charge. The LED indicates if power is available from the solar arrays (LED on: power is available). The boxes are alternately wired to the Shell Solar panels and Kaneka panels. This result in approximately equal loading of the individual arrays when the Solar Battery boxes are connected one after the other.

### 3) Autonomous AC system

To provide lighting for the Solar Battery Charging Station and power for socket outlets, one Kaneka panel is electrically separated from the rest of the Kaneka array. This panel charges two Deltec 102Ah batteries through a controller. A 300W TES inverter is connected to a distribution board to power two AC lights and two double sockets.

## (2) Performance Monitoring and Analysis

### 1) Performance monitoring

The performance of the battery charging station is monitored in two different ways:

1. Filling in an operator logbook
2. Using a data acquisition system (Data logger)

This report shows the results of the analysis using the data from the above both ways.

### 2) Performance analysis through the data in the operator logbook

During three different times over a day (8:00 AM, 13:00 PM and 17:00 PM) the number of batteries that are on charge, voltages and currents are noted in the operator logbook by the operator.

The data from the operator logbook has been entered in an Excel spreadsheet for further analysis (see Attachment 1 and 2). Some entries are missing but this has only minor effect on the analysis. Records of the functioning of the Battery Charging Station (BCS) have been taken since 15 February 2002. However, it appears that the BCS went into operation after 4 March 2002 since before this date few batteries have been charged. Analysis has been carried out in the following two period.

\* From 5 March to 17 April 2002

\* From 18 April to 2 July 2002

The following analyses have been made:

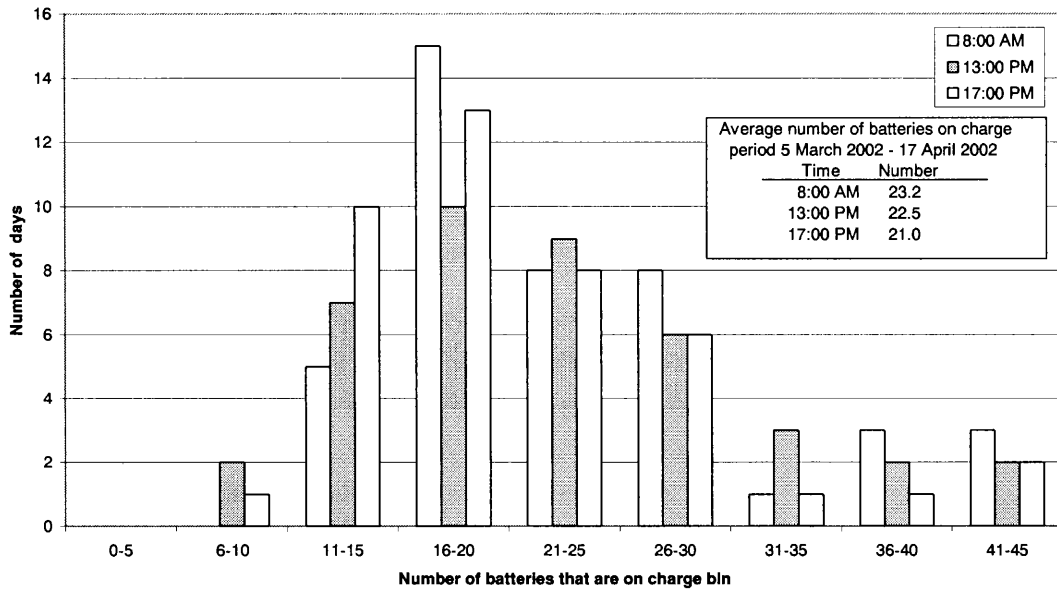
1. Number of batteries on charge,
2. The voltage output of the panels,
3. The current output of the panels.

The findings of the analyses are discussed below.

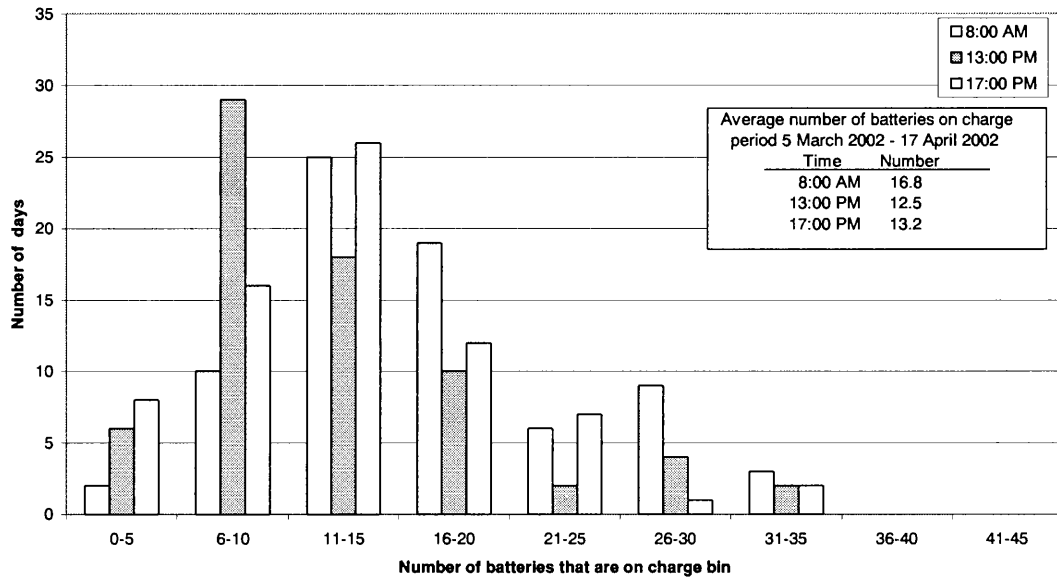
#### Number of batteries on charge

A histogram has been made indicating how many days during two periods a certain number of batteries have been on charge, at three different times of the day. The results are given in Appendix Figure 8.3-1 below.

**Frequency Distribution of Number of Batteries on Charge**  
5 March 2002 - 17 April 2002



**Frequency Distribution of Number of Batteries on Charge**  
18 April - 2 July 2002



**Appendix Figure 8.3-1 Frequency Distribution of Number of Batteries on Charge**

The maximum number of batteries that can be on charge at any given time is 42. From Appendix Figure 8.3-1 it can be concluded that there have been only 2 days during the time period between 5 March and 17 April that the BCS operated at full capacity. Most of the days the BCS operates at half or less of its maximum capacity. This indicates that most users use their batteries at least a number of days before they bring the batteries for recharge and also that the batteries are recharged quickly.

#### Voltage output of the solar panels

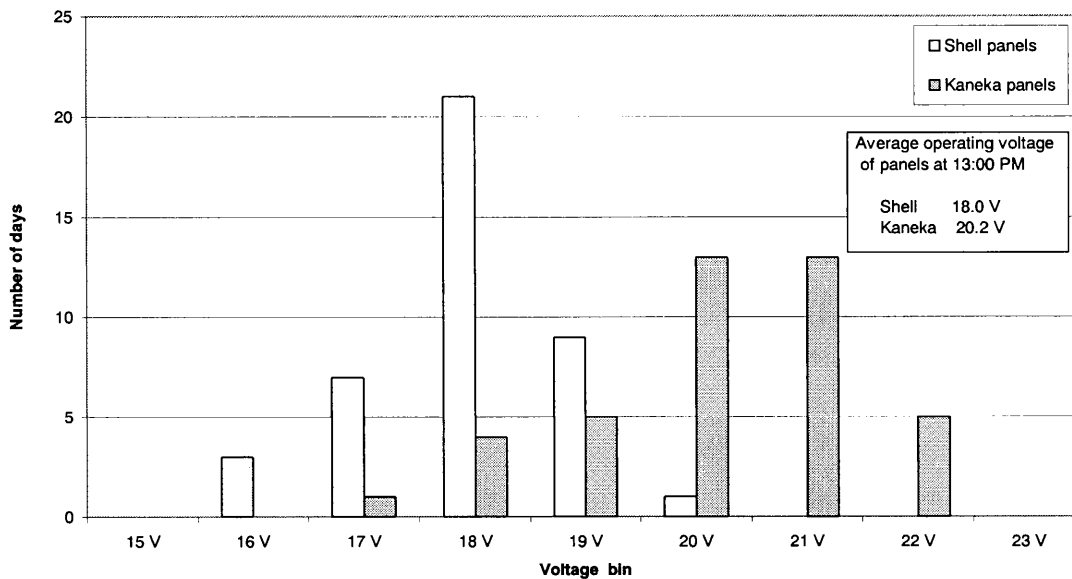
The voltage at which an array of solar panels is operating depends on a number of factors, which include:

- materials used and design of the solar panel
- load connected to the solar panel
- level of irradiation to which the solar panel is exposed
- cell temperature of the solar panel

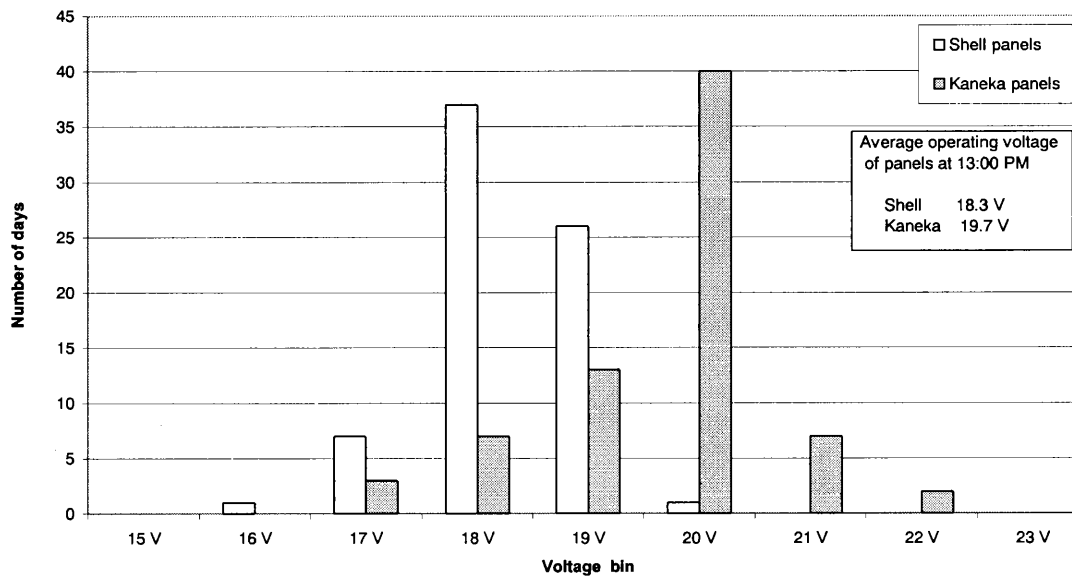
Appendix Figure 8.3-2 below gives an indication of the operating voltages of the Shell and Kaneka solar panel arrays at 13:00 PM.



**Frequency Distribution of the Voltage of Panels at 13:00 PM**  
5 March 2002 - 17 April 2002



**Frequency Distribution of the Voltage of Panels at 13:00 PM**  
18 April - 2 July 2002



**Appendix Figure 8.3-2 Frequency distribution of the voltage output of the Shell and Kaneka panel arrays at 13:00 PM**

From Appendix Figure 8.3-2 it can be concluded that most of the days the voltage output of the Shell array is about 18 V –19 V whereas the Kaneka array operates most of the days at 20 V – 21 V, which is approximately 12% higher. The average operating voltage of the Shell and Kaneka arrays under these conditions is 18.0 V and 20.2 V during the period between 5 March and 17 April 2002 and 18.3 V and 19.7 V during the period between 18 April and 2 July 2002 respectively. This confirms the results of the measurements that were carried out on individual panels, which gave an open voltage value of the Kaneka panels, which was substantially higher than the open voltage of the Shell panels under similar conditions.

#### Current output of the solar panels

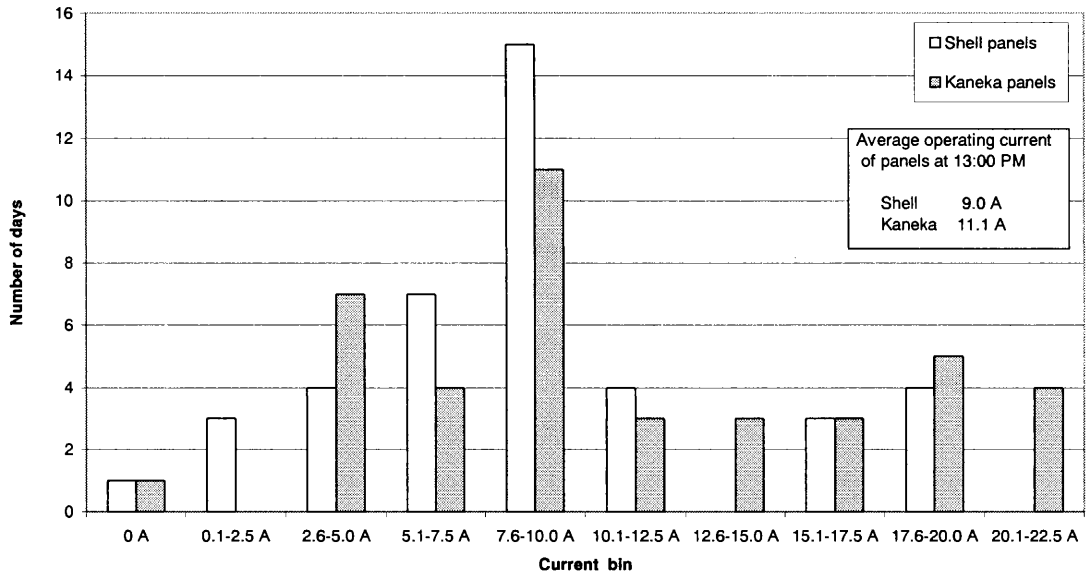
Like the voltage at which an array of panels operates, the current that is generated by an array of solar panels depends on a number of factors, which include:

- materials used and design of the solar panel
- load connected to the solar panel
- level of irradiation to which the solar panel is exposed
- cell temperature of the solar panel

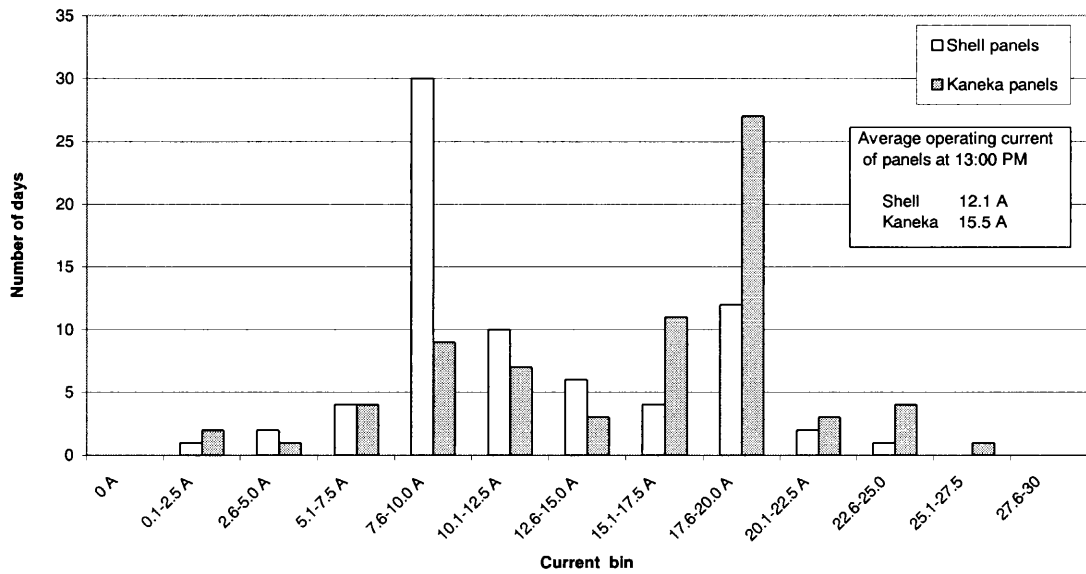
More than anything else, the current output depends on the power rating (Wp) of the solar panel.

Appendix Figure 8.3-3 below gives an indication of the current output of the Shell and Kaneka solar panel arrays at 13:00 PM.

**Frequency Distribution of the Current of Panels at 13:00 PM**  
5 March 2002 - 17 April 2002



**Frequency Distribution of the Current of Panels at 13:00 PM**  
18 April - 2 July 2002



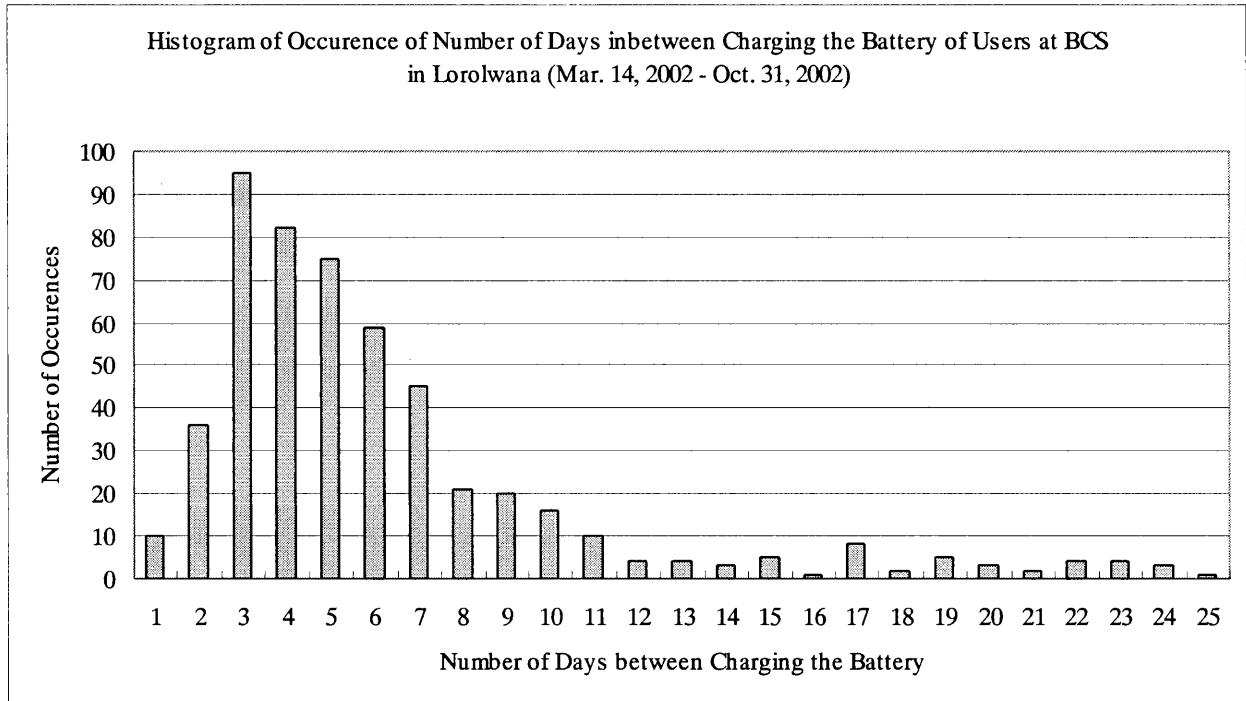
**Appendix Figure 8.3-3 Frequency distribution of the current output of the Shell and Kaneka panel arrays at 13:00 PM**

The average current outputs of the Shell and Kaneka arrays under these conditions are 9.0 A and 11.1 A during the period between 5 March and 17 April 2002 and 12.1 A and 15.5 A during the period between 18 April and 2 July 2002 respectively. This confirms the results of the measurements that were carried out on individual panels, which gave a short circuit current value of the Kaneka panels, which was substantially higher than that of the Shell panels, under similar conditions.

It should be noted that the Kaneka array consists of 9 solar panels with a nominal output of 50Wp (= 450Wp total array output), whereas the Shell array consists of 10 solar panels with a nominal output of 60Wp (= 600Wp total array output). In total 20 panels are installed but one of the Kaneka panels is used for powering the AC system of the BCS (see Appendix 4).

#### Number of Days in between Charging the Batteries

Appendix Figure 8.3-4 gives an indication of the number of days between charging the batteries at the BCS in Lorolwana, during the time period 14 March 2002 and 31 October 2002 (original data is shown in Attachment 3). Most users bring their batteries for charge within less than 10 days with a majority of users recharging their batteries within 3, 4 and 5 days. It should be noted that 5 out of the total number of 41 users, never bring their batteries for charging.



**Appendix Figure 8.3-4 Histogram of Occurrences of Number of Days in Between Charging the Battery of Users at BCS in Lorolwana**

3) Performance Analysis through the data acquisition system

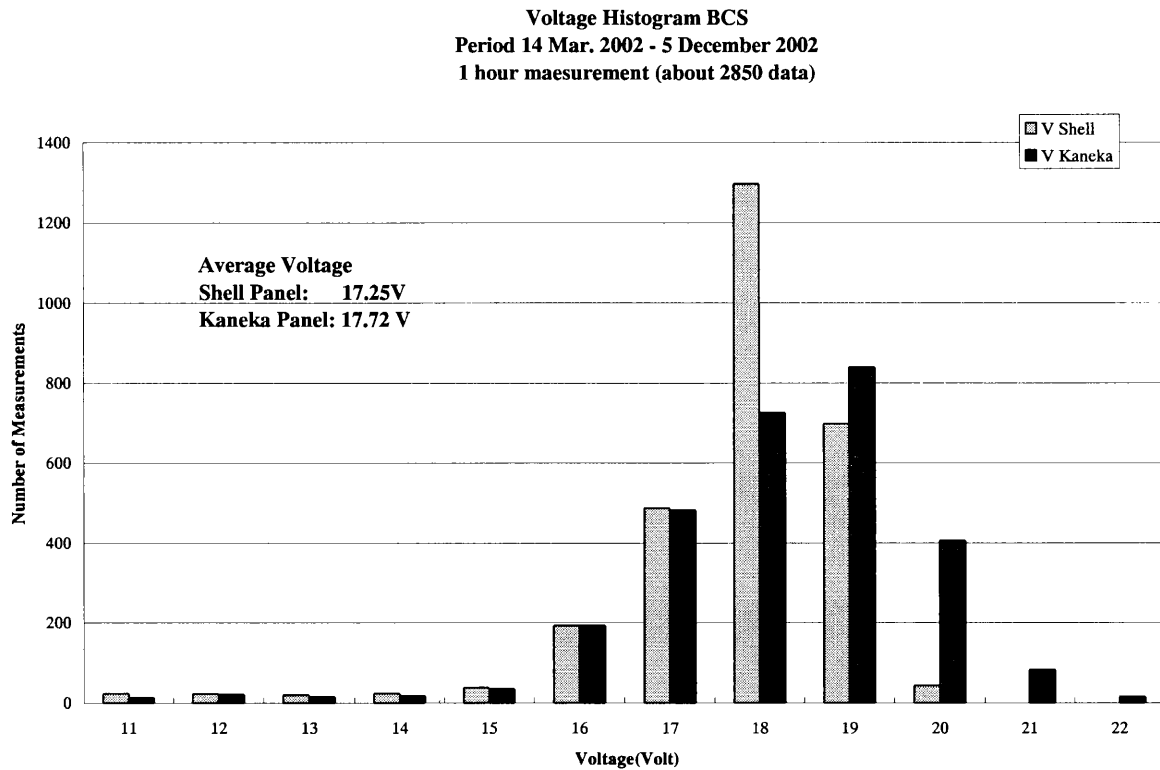
Data sampling using the data acquisition system has been done in the following period and manner.

Total 5,908 sampling data have been obtained in every one hour starting on 14 March and ending on 5 December, from which startical analyses for the voltage, current and power of the panel have been made.

**Appendix Table 8.3-1 BCS Sampling Data**

Data/Time		Duration (Days)	Sampling Interval (min)	No. of Sampling Data every one hour
From	To			
14/Mar 15:37	2/May 3:07	49	30	1,164
10/May 12:52	21/June 2:52	42	60	999
2/Jul 12:32	24/Jul 11:47	22	15	527
24/Jul 13:55	9/Oct 11:55	77	60	1,847
9/Oct 12:49	22/Oct 10:04	13	15	312
22/Oct 11:18	5/Dec 13:18	45	60	1,059
<b>Total</b>		248		5,908

## Panel Voltage



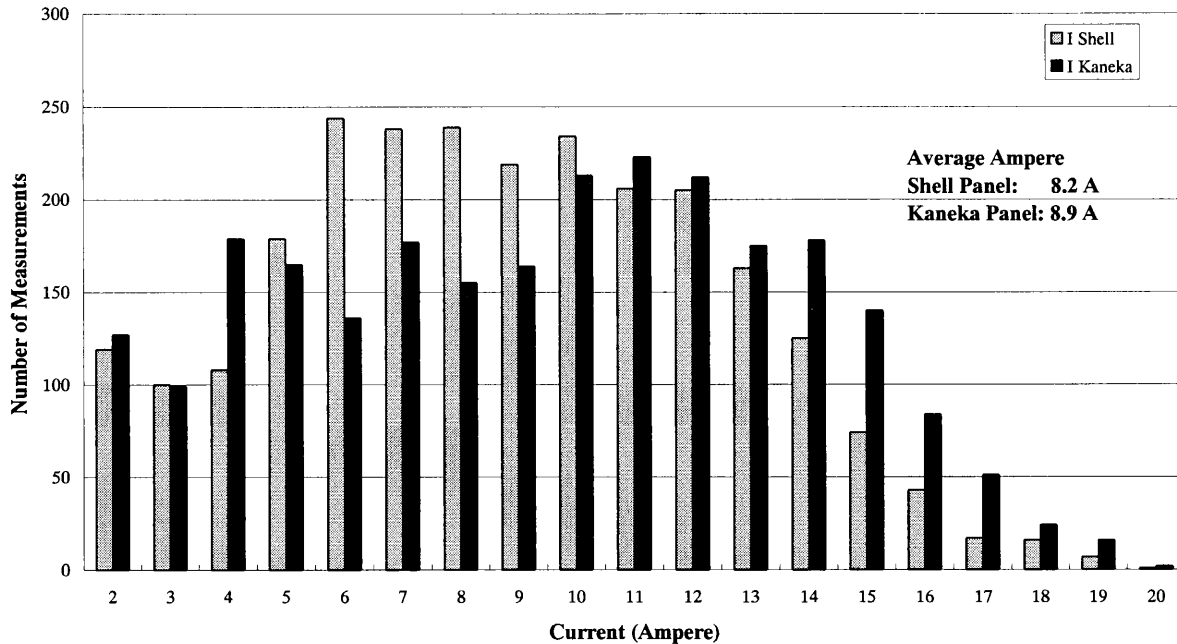
**Appendix Figure 8.3-5 Voltage Histogram BCS**  
Period 14 March 2002 – 5 December 2002  
1 hour measurement (about 2850 data)

### Observations:

- \* The Kaneka array is generating higher average voltages than the Shell array.
- \* High voltages are measured in the load disconnect situation when batteries are fully charged or when no batteries are connected to the system.
- \* Most of the time high voltages are measured and therefor most of the time there is a load disconnect situation. This indicates that the system is under utilised.
- \* This confirms panel-testing results carried out at Solar International workshop measuring open circuit voltages.

## Panel Current

**Current Histogram BCS**  
Period 14 Mar. 2002 - 5 Dec. 2002  
1 hour measurements ( about 2530 data)



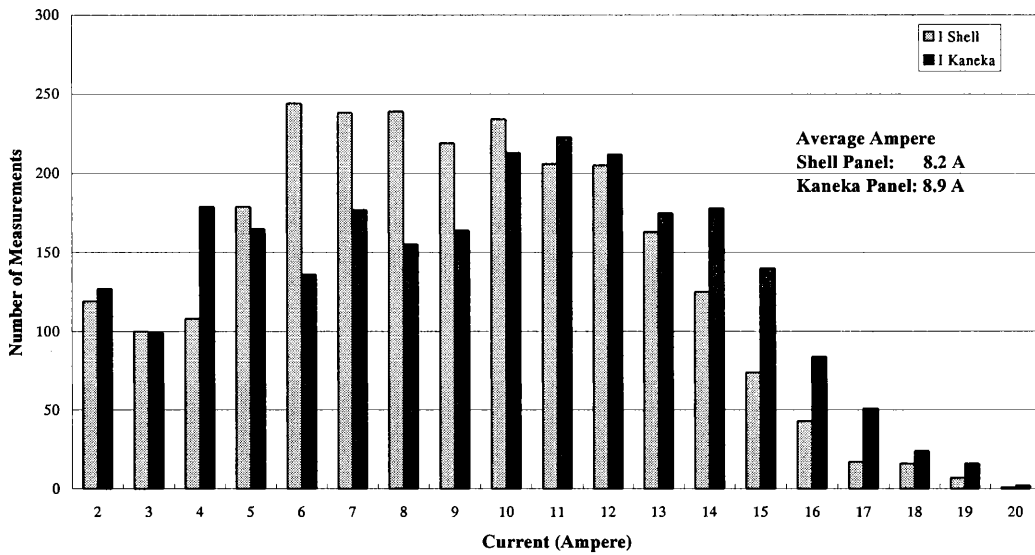
**Appendix Figure 8.3-6 Current Histogram BCS**  
Period 14 March 2002 – 5 December 2002  
1 hour measurements (about 2530 data)

### Observations:

- \* The system is under-utilized since the Kaneka and Shell arrays are capable of generating over 30A and 40A respectively at noon when there is sufficient load.
- \* During a larger time period higher currents are produced by the Kaneka array. This might be due to the fact that more batteries are connected to the Kaneka array at those particular times.

Power

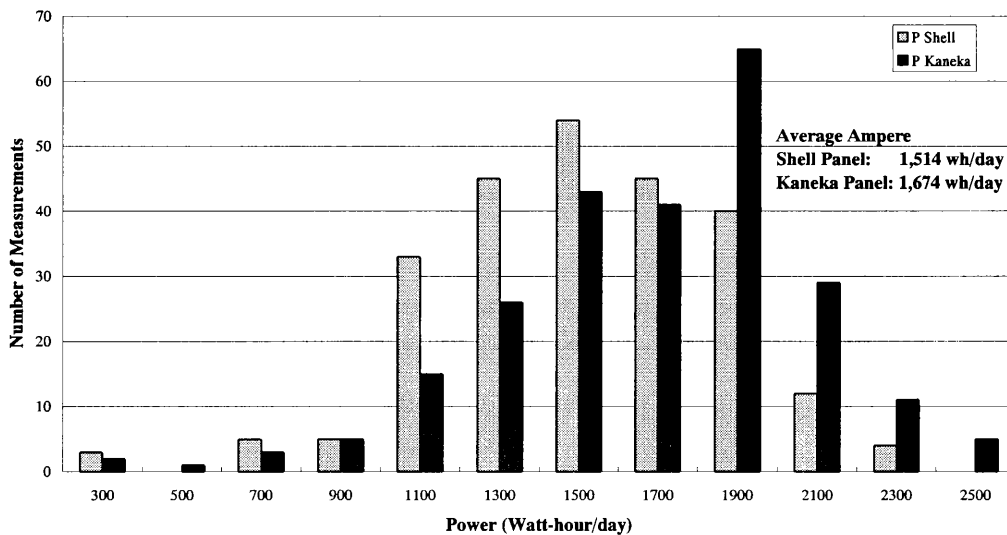
**Current Histogram BCS**  
**Period 14 Mar. 2002 - 5 Dec. 2002**  
**1 hour measurements ( about 2530 data)**



**Appendix Figure 8.3-7 Current Histogram BCS**  
**Period 14 March 2002 – 5 December 2002**  
**1 hour measurements (about 2490 data)**

Power Generation in a day

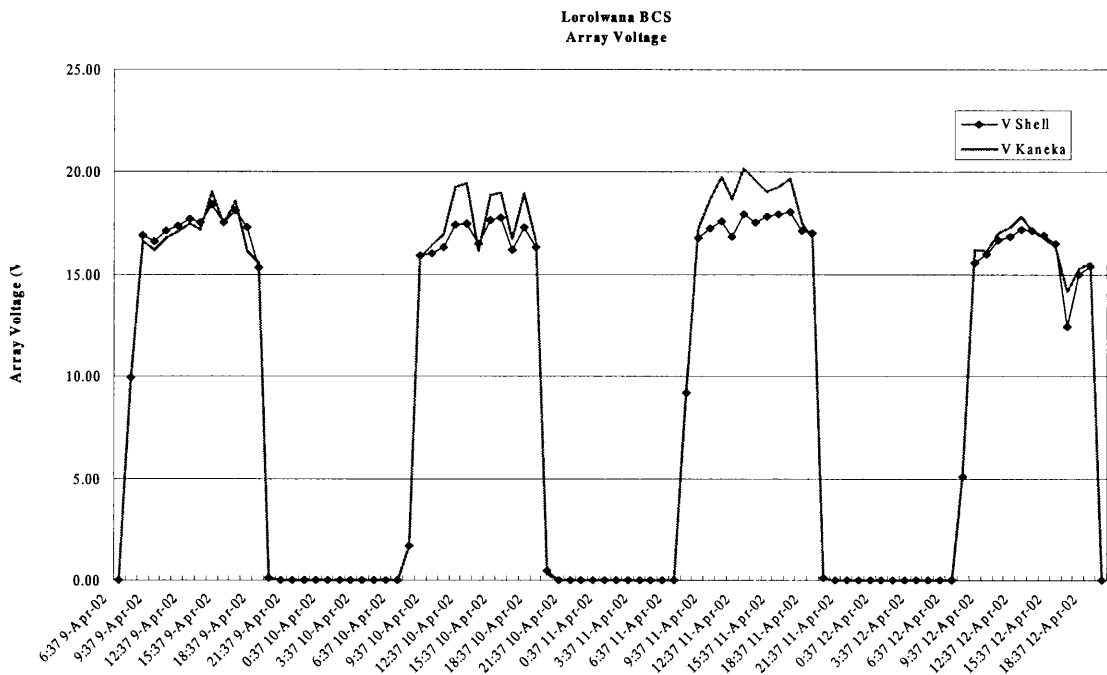
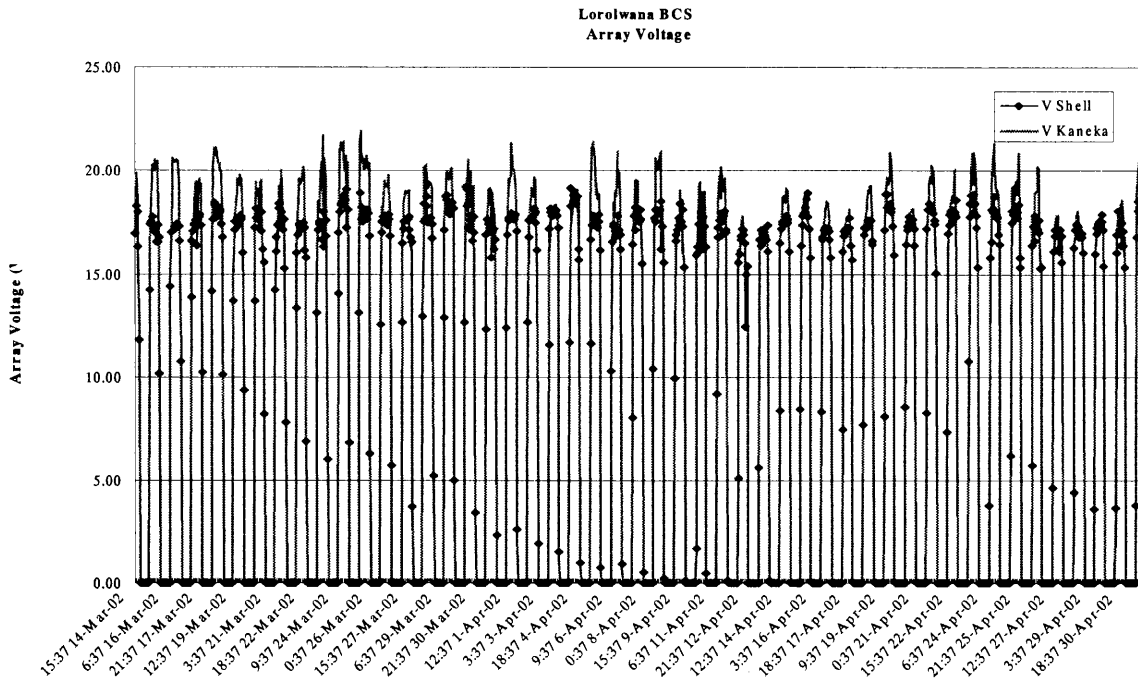
**Histogram BCS of Power Generation per day**  
**Period 14 Mar. 2002 - 5 Dec. 2002**  
**246 days**



**Appendix Figure 8.3-8 Histogram BCS of Power Generation per day**  
**Period 14 March 2002 – 5 December 2002 246 days**



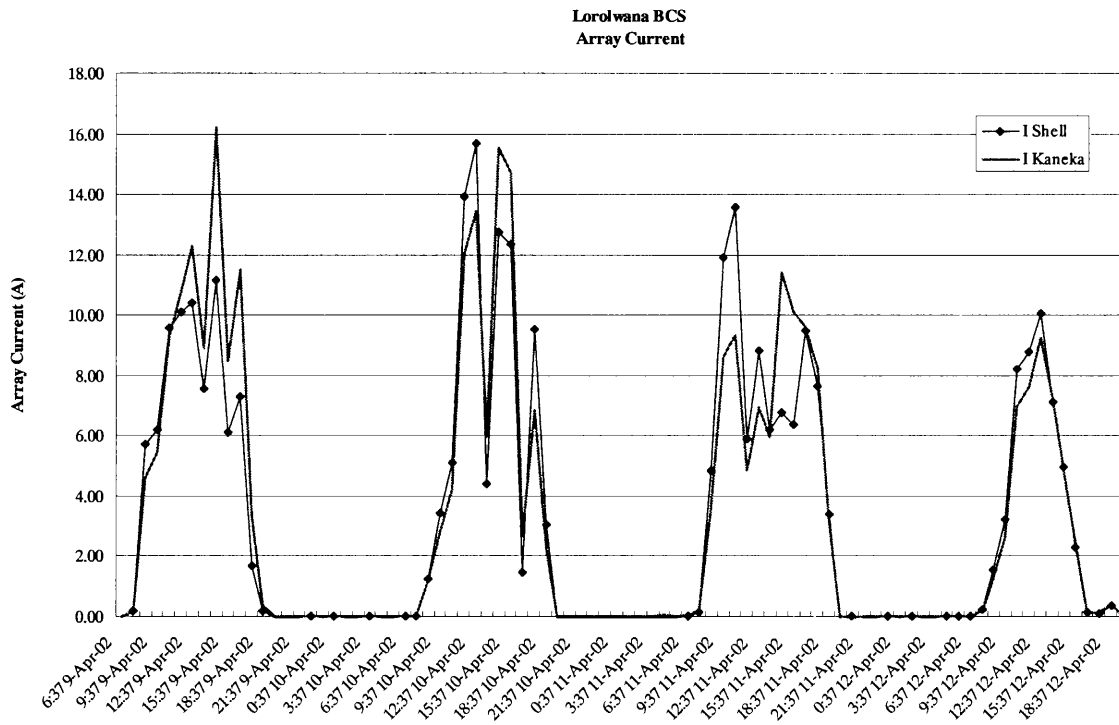
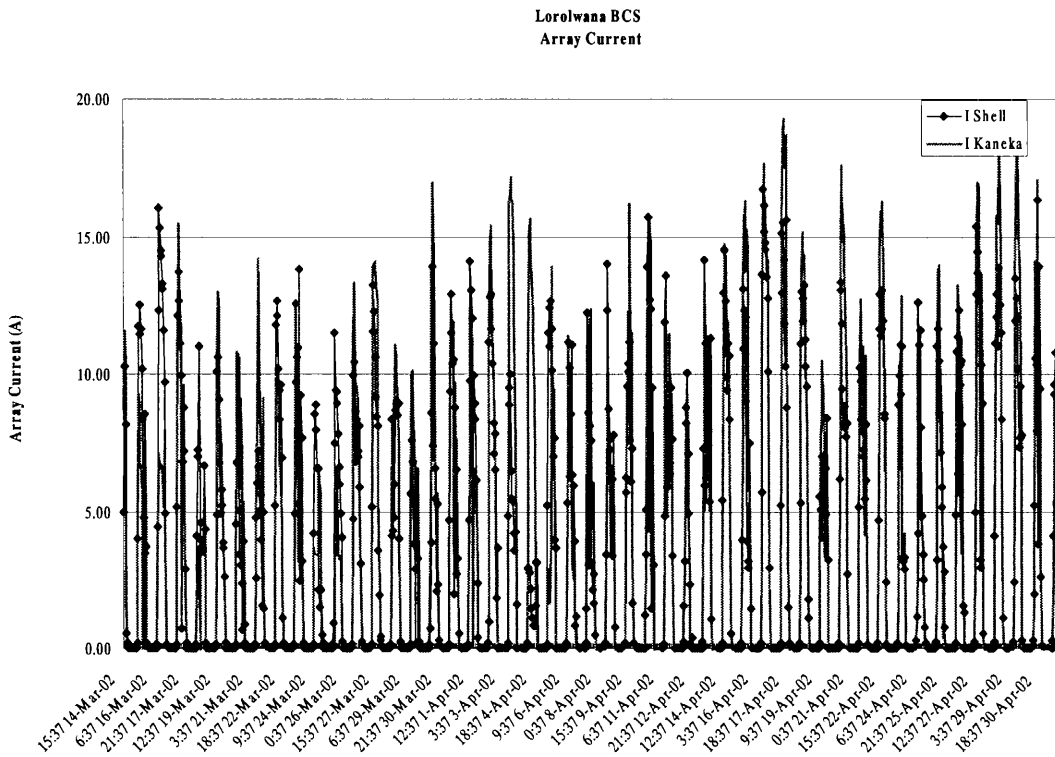
### 5) Typical Time Series Data



**Appendix Figure 8.3-9 Lorolwana BCS Array Voltage**

**Observations:**

- \* Graph at the bottom is the middle part of the graph at the top.
- \* Voltage output of Shell array is consistently lower than that of the Kaneka array.



**Appendix Figure 8.3-10 Lorolwana BCS Array Current**

Observation:

Two effect can be observed that take place simultaneously:

- connecting and disconnecting of batteries - change in level of irradiance.

#### 4) Conclusions

##### Usage of the Battery Charging Station

- Taking into consideration the number of batteries that are on charge at any given time, it can be concluded that the power output of the solar arrays is more than sufficient for charging the batteries within a short time period.

##### Performance of the BCS

One should be cautious when drawing conclusions from the data and analysis presented here. The performance of a solar array depends - among other factors - on materials used and design of the solar panels, the load that is connected, the level of irradiation, dust built up on the surface of the panels and the cell temperature of the solar panels. For a correct comparison of the performance of the Shell and Kaneka arrays, all of these different factors should be equal for the two arrays and clearly, under field conditions they are not. Nevertheless, the data and analysis presented in this study suggest that the Kaneka panels outperform the Shell panels, particularly when taking into consideration that the nominal output of the Shell array is 25% higher than the nominal output of the Kaneka array (600Wp of the Shell panels compared to 450Wp of the Kaneka panels).

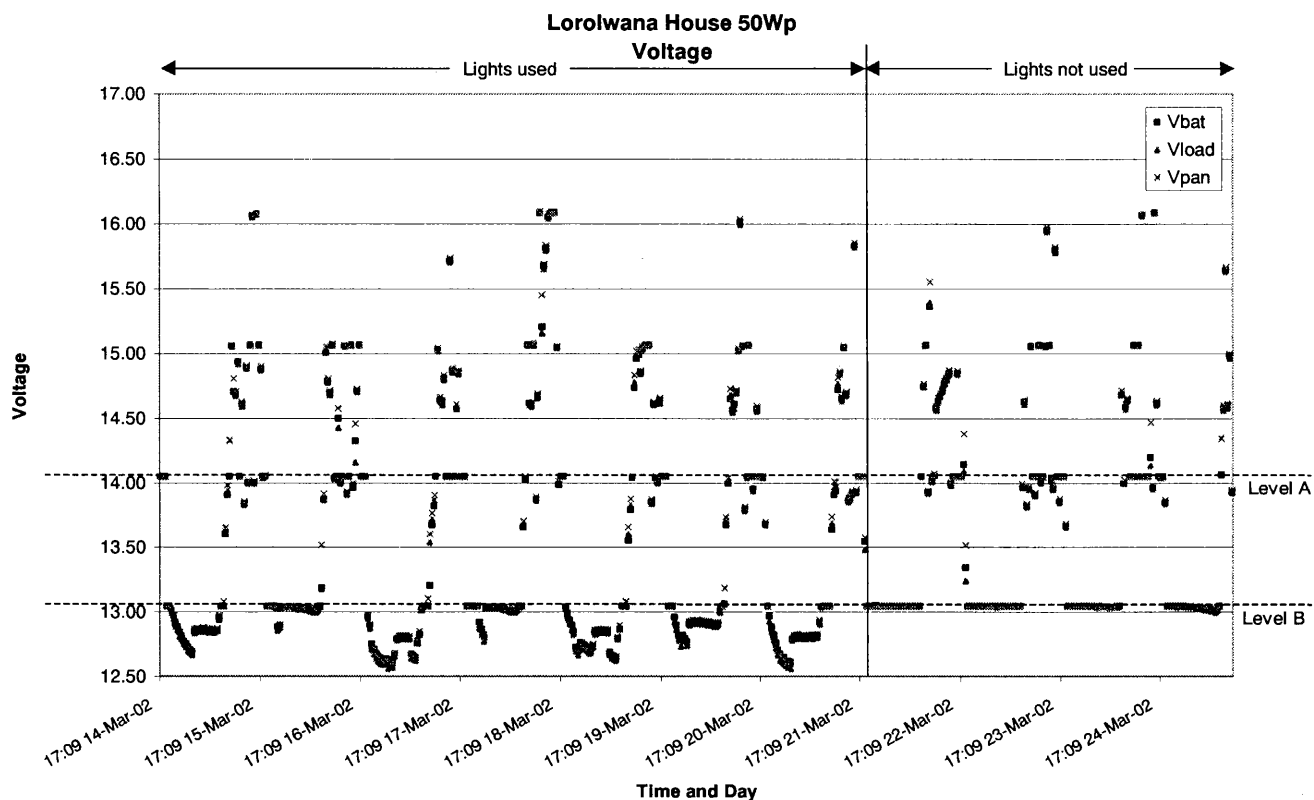
### 8.3.2 System 50Wp Lorolwana

Data sampling using the data acquisition system has been done in the following period and manner.

Typical time series data and comments on them are introduced in the following paragraph.

**Appendix Table 8.3-2 System 50Wp Lorolwana Sampling Data**

Data/Time				Duration (Days)	Sampling Interval (min)	No. of Sampling Data
From		To				
16 Feb	15:12	26 Feb	1:57	10	15	908
14 Mar	17:09	2 May	4:39	49	30	2,327
10 May	12:35	2 Jul	14:35	53	60	1,275
2 Jul	14:59	24 Jul	13:29	22	15	2,107
25 Jul	14:57	9 Oct	12:57	77	60	1,846
Total				211		8,463

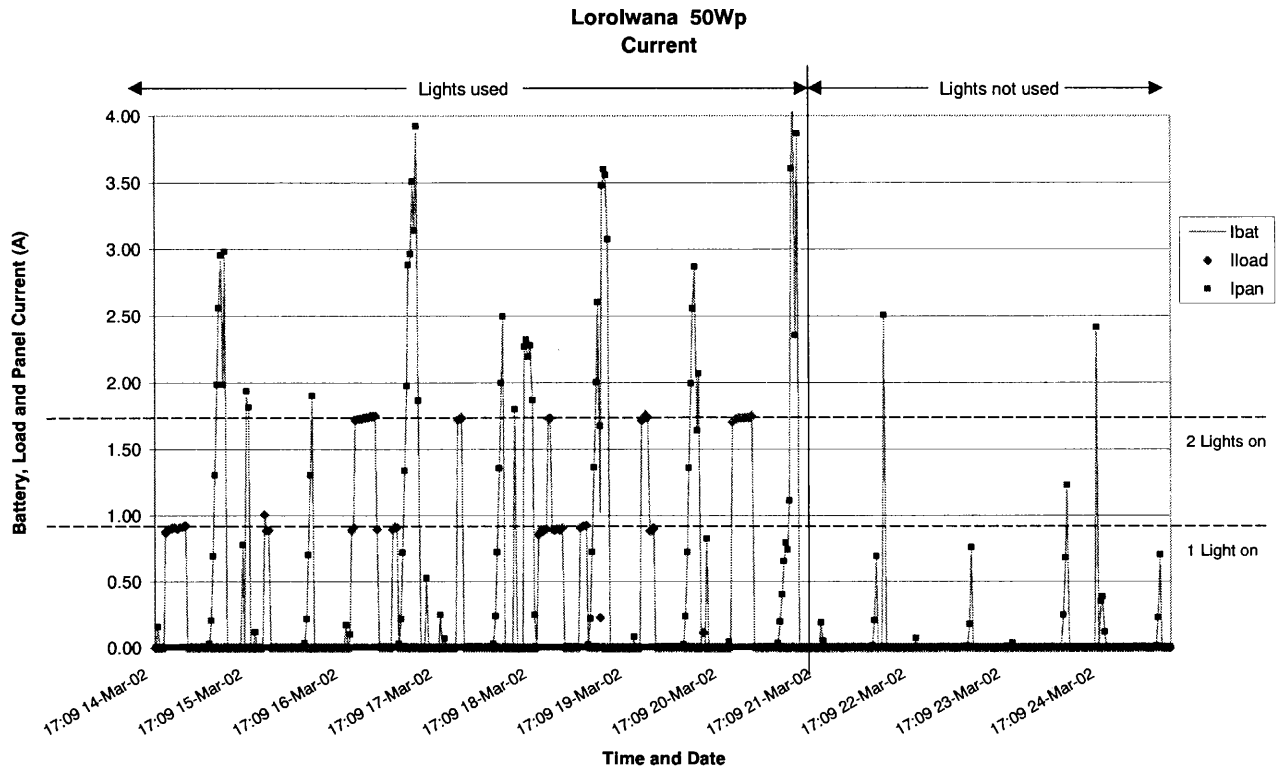


**Appendix Figure 8.3-11 Lorolwana House 50Wp**

The interpretation of the graph may be understood when taking into consideration the different charging modes of the Power House charge regulator (see Attachment 5).

**Observations:**

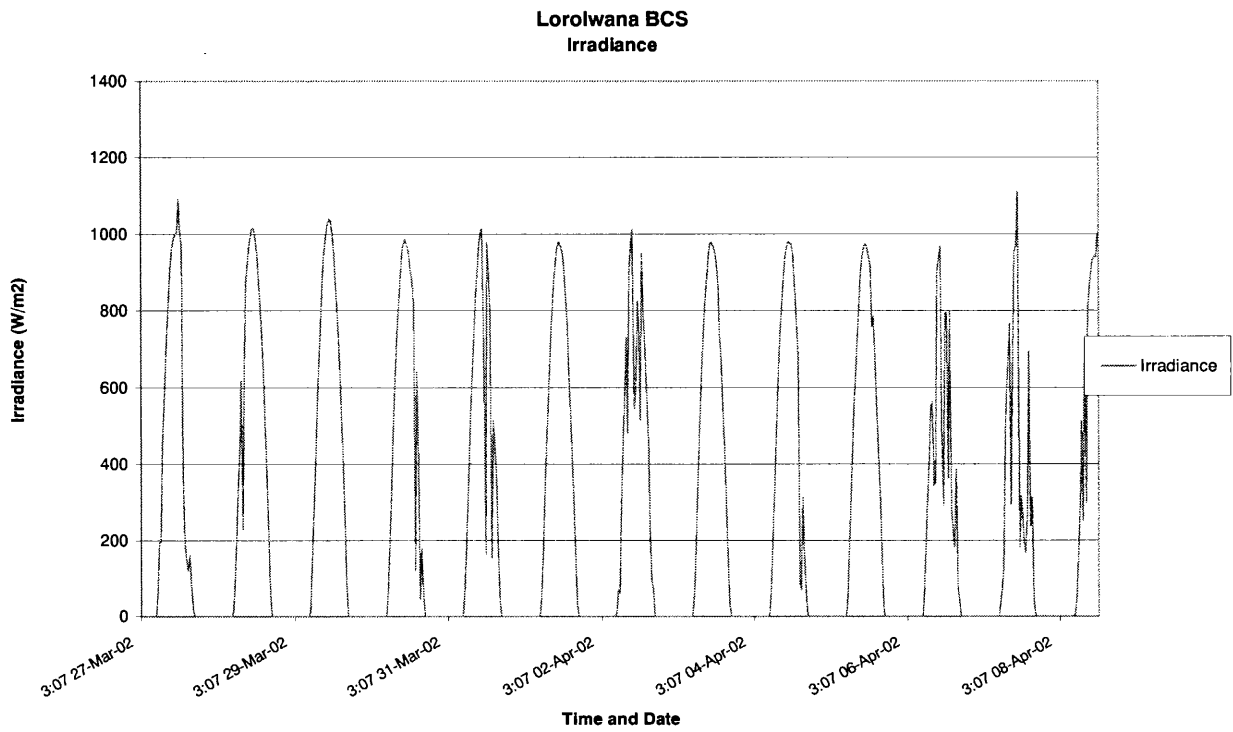
- \* Level A (see Appendix Figure 8.3-11) corresponds with the start of the absorb charge.
- \* Level B corresponds with the rest state of the battery when fully charged.
- \* Battery voltage drops to 12.5V when loads are connected during the evening.
- \* After 21 March 2002 the system was not used.



**Appendix Figure 8.3-12 Lorolwana 50Wp**

**Observations:**

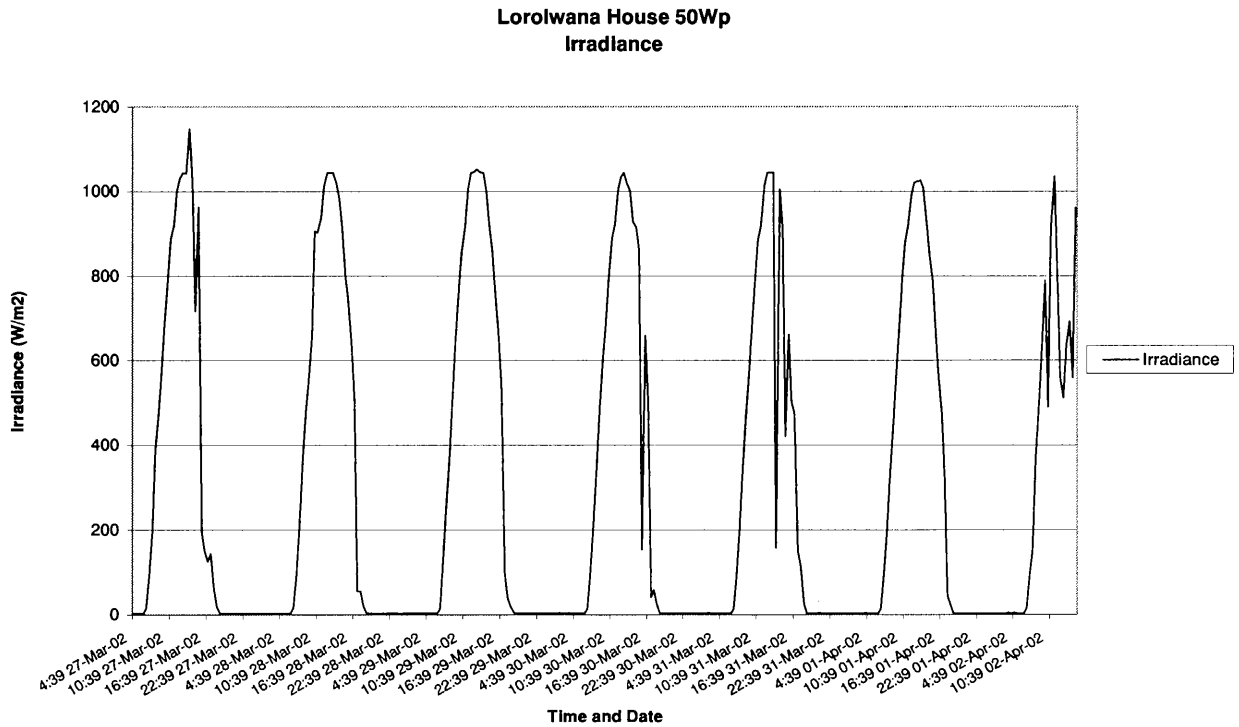
- \* During daytime, battery current is equal to panel current.
- \* During night-time, battery current is equal to load current.
- \* It is very clear when 1 light or 2 lights are switched on.
- \* Not continues charging due to pulse width modulation of the charger.
- \* System is also charging due to programmed float charging of the regulator.



**Appendix Figure 8.3-13 Lorolwana BCS**

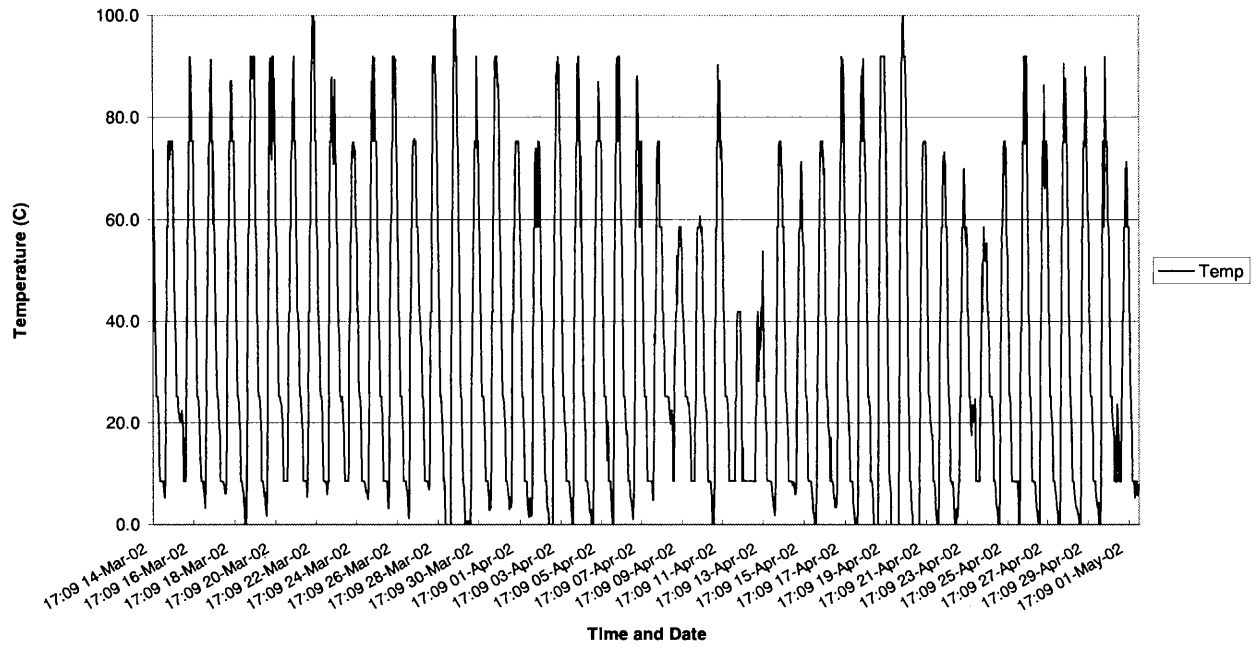
**Observations:**

- \* Irradiance levels reach a maximum at noon
- \* Variation between clear skies (e.g. 29 March 2002) and cloudy skies (e.g. 6 April 2002).



**Appendix Figure 8.3-14 Lorolwana House 50Wp Irradiance**

**Lorolwana House 50Wp  
Temperature**



**Appendix Figure 8.3-15 Lorolwana House 50Wp Temperature**

**Observations:**

- \* Large fluctuations between day and night temperatures