5.3　河川水位観測

5.3.1　量水標の設置

(1)　水位観測の目的

カンボジア国では、乾期の河川流量は雨季に比べ極端に減少します。従って、分散型の小水力により、安定した電力供給を計画するためには、特に乾期流量を把握することが重要になります。小水力発電候補地を選定したら、一年を通じて水位を記録することを勧めます。

また、雨季における洪水位を記録し、最高洪水位を元に、主要構造物が洪水による影響を受けないように設計することも必要です。

量水標が設置され日水位観測記録および数回にわたる流量観測を実施すれば、図 5.3.1 に示すように、量水標の水位(H)と流量(Q)の相関曲線を用いて日流量を推定することが可能となります。

バッタンバン州サンケ川に設置した水位観測所

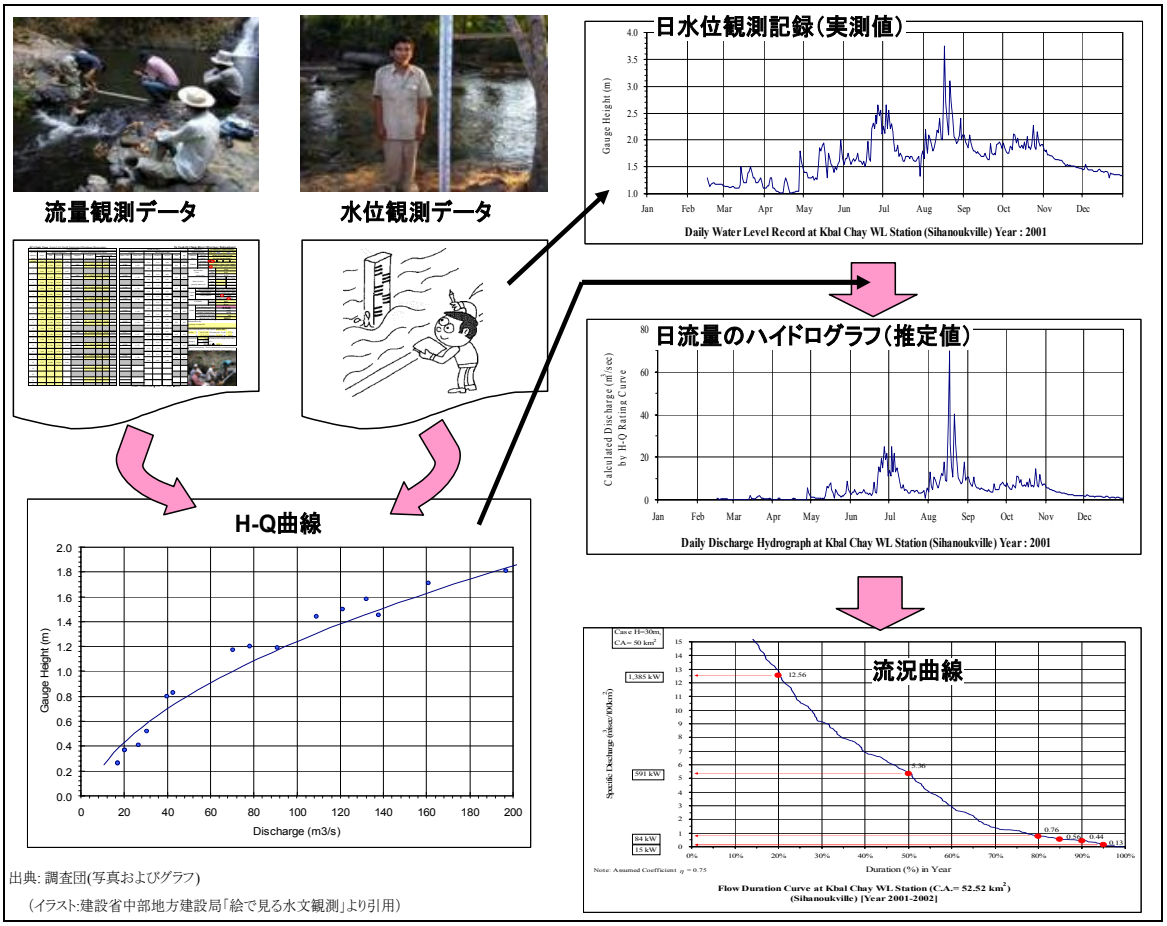


図 5.3.1　H-Q 曲線を用いた日流量推定方法

(2)　量水標の設置適地

流量および水位観測は水深が一定で流れが安定している河川の直線部を選定して行います。また、洗掘や堆積によって生じる経年的な河川形状変化に影響されないように、河川縦断が上下流とも一定の勾配を持った位置を選定することが重要です。量水標が流失した時に、再度同じ水位系で観測ができるように、量水標の近くにベンチマーク（高さの基準点）を設置し、量水標の読みとベンチマークからの高低差を記録しておきます。

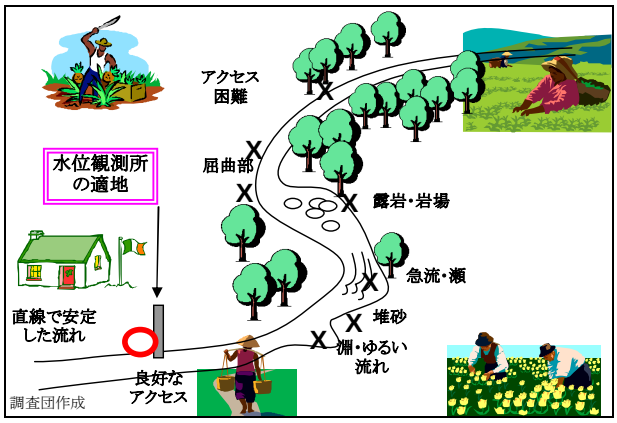


図 5.3.2　水位観測所の設置適地

洪水や土砂によって流出しないようにベンチマークの設置場所には注意を払う必要があります。また、河床に安定した岩があれば、観測時毎に、その岩の上に量水標を置いて水位を計測することも可能です。但し、この場合は、量水標を置く場所を間違わないように明確に印しておくことが必要です。

(3)　量水標の設置

量水標は板の表面に 1cm 刻みに目盛りをつけ、その下端をコンクリートでしっかりと垂直に固定します。河川の流れによって流出しないように、深さ 50cm 以上差し込みます。量水標の 0 (ゼロ) 点は、乾季の最低水位以下に設定することが必要ですから、量水標の据付は乾季に行います。量水標の目盛り面は、観測者が容易に観測および掃除ができるような方向に向けておくことも大切です。

量水標は垂直に設置し、川岸から読み取りやすい位置を選びます。さらに、量水標の表面には、何 m の水位であるのかが分かり易いように、1m 毎に大きな文字で明瞭にメートルを記載します。図 5.3.3 に量水標設置の様子を示します。量水標を設置した後、設置地点の座標およびゼロ点標高を計測して、記録しておきます。

量水標の製作

コンクリート基礎

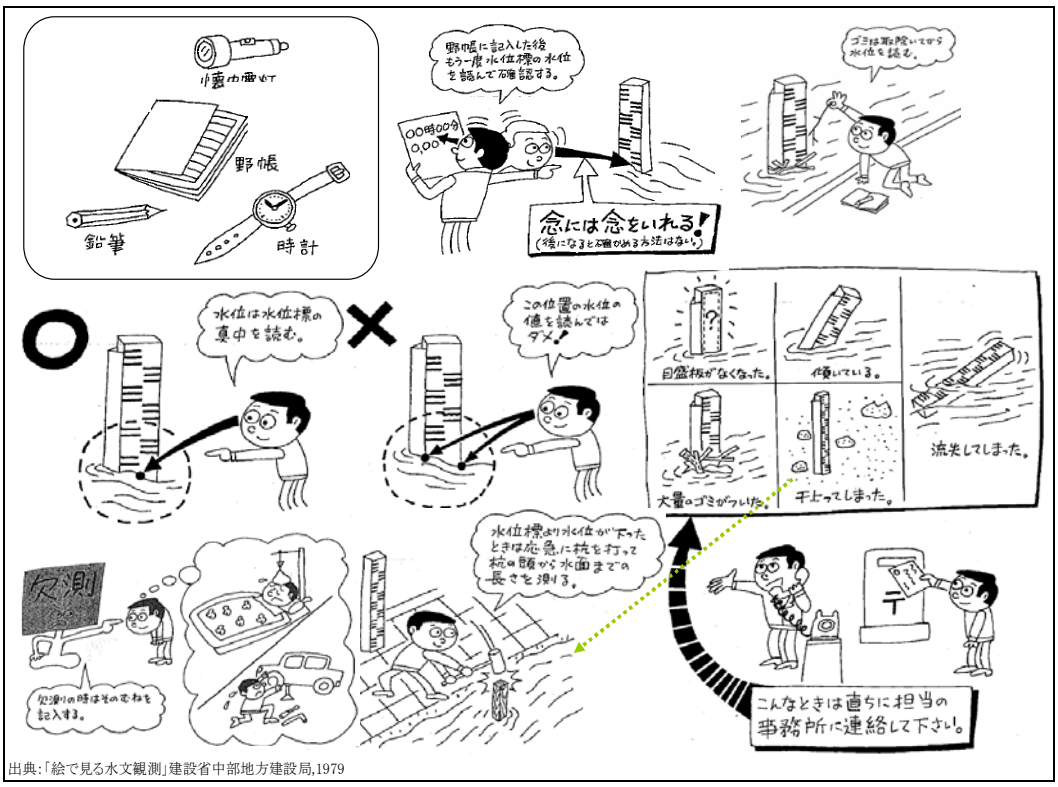
設置した量水標

出典: 調査団

図 5.3.3　量水標の設置手順

5.3.2　水位観測

水位観測は、毎日同じ時間に、一日 1 回（例えば朝 7 時など）あるいは一日 2 回（朝 6 時と夕方 6 時など）に行います。観測は注意深く誠実に行います。もし、観測員が何らかの理由で観測できなかった場合は、観測記録は空欄とするか「欠側」と記入します（推定値は記入してはいけません）。水位観測時の留意点を図 5.3.4 に示します。



出典:「絵で見る水文観測」建設省中部地方建設局,1979

図 5.3.4　水位観測の留意点

5.3.3　水位記録

水位観測の記録用の様式を表 5.3.1 に添付します。

5.3.4　水位－流量曲線（H-Q 曲線）の作成

小水力発電の計画には乾季流量の測定が最も重要な事項の一つであり、乾季末、すなわち最乾季の流量を測定することが必要です。乾季流量測定時の水位も記録しておくことが重要です。

河川の流況をより詳しく知るためには図 5.3.5 に示すような水位―流用曲線を準備します。水位や流量を測定する上での留意事項は以下の通りです。

1) 取水候補地点近傍における水位－流量曲線を作成可能な水位の範囲で、10 回以上の流量測定を行います。流量観測時には必ず量水標の水位も読み取ります。

2) 観測された流量(Q)と水位(H)のデータを用いて、一般に二次方程式で現される水位と流量の関係式を作成します。この関係式は表 5.3.2 を用いれば計算できます。この関係式を水位－流量曲線（H-Q 曲線）と呼びます。水位－流量曲線は定期的に校正が必要です。特に、洪水期の後は、堆砂や侵食などで河川断面形状が変化するので注意が必要です。

表 5.3.1 水位観測記録用紙（月表様式）

JICA Study Team

Form of Daily Water Level Record (Monthly Table)

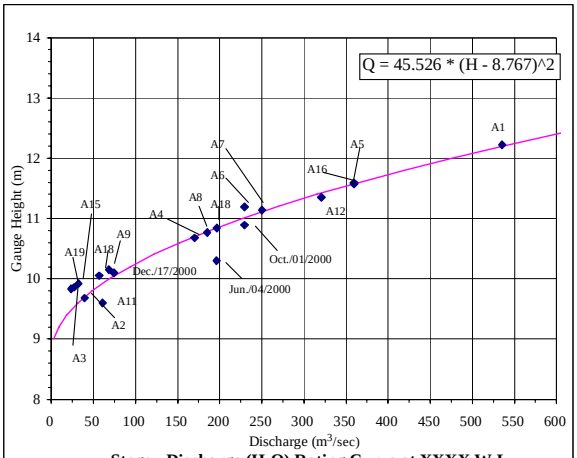
Province	:	River Name	:
District	:	W.L. Station	:
Commune	:	Coordinates	: N ° ' ", E ° ' "
Village	:	Observer	:
Year	:		

Month	Morning 6:00 a.m.				Evening 18:00 a.m.				Notes
	Time	Weather	Water Level		Time	Weather	Water Level		
Date			m	cm			m	cm	
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	:	○			:	○			

Weather : ○=clear weather, ①=fair, ◎=cloudy, ●=rain

Sample of Discharge and Gauge Height Observation Data
Measured by JICA Study Team

River Name	Station	No.	Obs. Date (Y/M/D)	Time	Weather	Q Obs. Discharge (m^3/s)	Gauge Hight (m)	Q Obs. Method
YYYY	XXXX	A-1	1998/9/2	13:10	fine	535.35	12.22	Current meter
		A-2	1998/12/8	15:30	cloudy	39.68	9.68	
		A-3	1999/2/9	12:52	cloudy	23.44	9.83	
		A-4	1999/5/29	11:15	cloudy	170.13	10.68	
		A-5	1999/6/25	14:20	cloudy	359.56	11.57	
		A-6	1999/8/3	9:25	cloudy	229.45	11.19	
		A-7	1999/9/5	11:15	cloudy	250.15	11.14	
		A-8	1999/10/9	9:57	cloudy	184.96	10.77	
		A-9	1999/11/28	13:00	fine	68.53	10.15	
		A-10	2000/1/27	15:20	fine	60.75	9.60	
		A-11	2000/6/4	9:33	cloudy	196.18	10.30	
		A-12	2000/7/30	9:59	cloudy	320.77	11.35	
		A-13	2000/10/1	9:15	cloudy	229.41	10.89	
		A-14	2000/12/17	9:37	cloudy	74.18	10.10	
		A-15	2001/2/17	13:17	cloudy	32.12	9.92	
		A-16	2001/7/4	10:49	rainy	359.29	11.59	
		A-17	2001/9/29	17:28	fine	196.52	10.84	
		A-18	2002/1/9	11:35	fine	56.87	10.05	
		A-19	2002/3/27	9:45	fine	27.35	9.86	



Stage - Discharge (H-Q) Rating Curve at XXXX W.L. Station
(YYYY River) [JICA Study Team]

出典: 調査団

図 5.3.5　水位－流量曲線（H-Q 曲線）の例

表 5.3.2　水位－流量曲線式の計算例

Calculation Sheet of H - Q Rating Curve (1/2)

Rating Curve (I)　from 02-Sep-1998　to 17-Feb-2001
Gauge Height for Using : 9.60 m ～ 12.22 m
Q= a^2 *(H ± b/a)^2
Q= 45.526 8.767）^2

Basin	MMMM		River	YYYY		Station	XXXX
No.	Date	Time	H	H2	Q	√Q	H√Q
1	1998/9/2	13:10	12.22	149.33	535.35	23.14	282.74
2	1998/12/8	15:30	9.68	93.70	39.68	6.30	60.98
3	1999/2/9	12:52	9.83	96.63	23.44	4.84	47.59
4	1999/5/29	11:15	10.68	114.06	170.13	13.04	139.30
5	1999/6/25	14:20	11.57	133.86	359.56	18.96	219.39
6	1999/8/3	9:25	11.19	125.22	229.45	15.15	169.50
7	1999/9/5	11:15	11.14	124.10	250.15	15.82	176.19
8	1999/10/9	9:57	10.77	115.99	184.96	13.60	146.47
9	1999/11/28	13:00	10.15	103.02	68.53	8.28	84.02
10	2000/1/27	15:20	9.60	92.16	60.75	7.79	74.82
11	2000/6/4	9:33	10.30	106.09	196.18	14.01	144.27
12	2000/7/30	9:59	11.35	128.82	320.77	17.91	203.28
13	2000/10/1	9:15	10.89	118.59	229.41	15.15	164.94
14	2000/12/17	9:37	10.10	102.01	74.18	8.61	86.99
15	2001/2/17	13:17	9.92	98.41	32.12	5.67	56.22
16	2001.7.4	10:49	11.59	134.33	359.29	18.95	219.69
Total			170.98	1,836.33	3,133.95	207.22	2,276.41

Calculation Sheet of H - Q Rating Curve (2/2)

Rating Curve (I)　fro 02-Sep-1998　to 17-Feb-2001

n * [H√Q]	=	16	*	2,276.406	=	36,422
[H] * [√Q]	=	170.98	*	207.218	=	35,430
n * [H^2]	=	16	*	1,836.327	=	29,381
[H^2]	=	170.98	2		=	29,234
[H^2]*[√Q]	=	1,836.327	*	207.218	=	380,520
[H]*[H√Q]	=	170.98	*	2276.405519	=	389,220

$$a = \frac{n*[H]*[H\sqrt{Q}]-[H][\sqrt{Q}]}{n[H^2]-[H]^2} = \frac{36,422 - 35,430}{29,381 - 29,234} = 6.747$$

$$b = \frac{[H^2][\sqrt{Q}]-[H][H\sqrt{Q}]}{n*[H^2]-[H]^2} = \frac{380,520 - 389,220}{470,100 - 29,234} = -59.152$$

a^2= 6.747 ^{2} = 45.526

b/a = -59.152 ／ 6.747 = -8.767

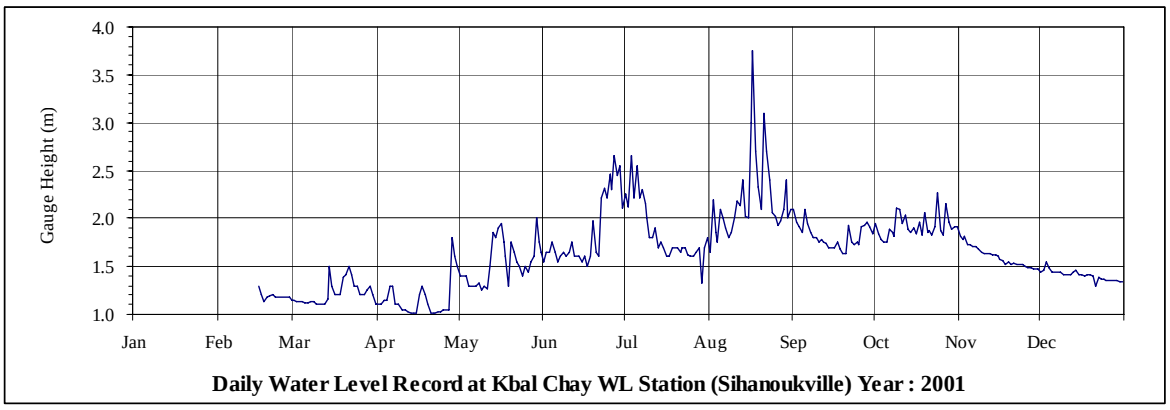
Q = a^2* (H ± b/a)^2 = 45.526 (H -8.767) ^{2}

出典: 調査団

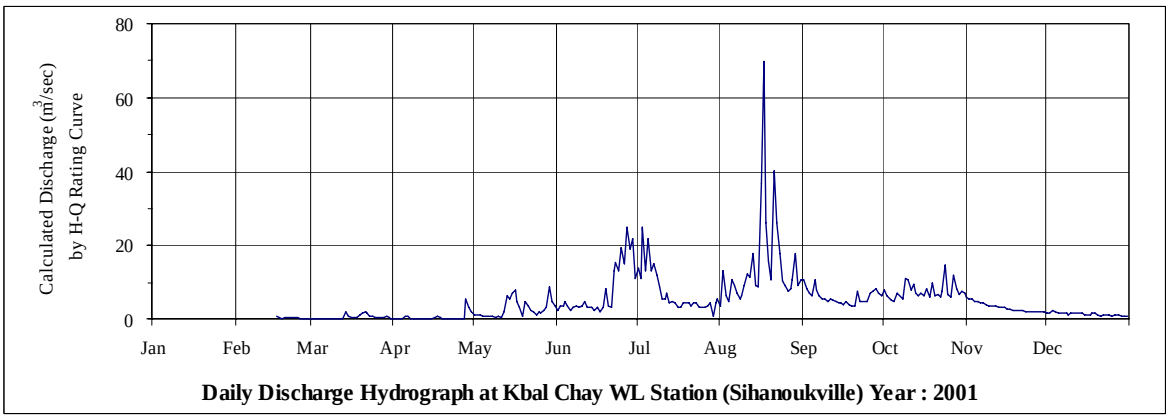
5.3.5 取水候補地点における最低使用水量の推定

(1) 日流量曲線の作成

日流量曲線(ハイドログラフ)は、量水標の日水位観測記録と水位－流量曲線より推定できる（図 5.3.6）。



出典: DOWRAM, Sihanoukville.

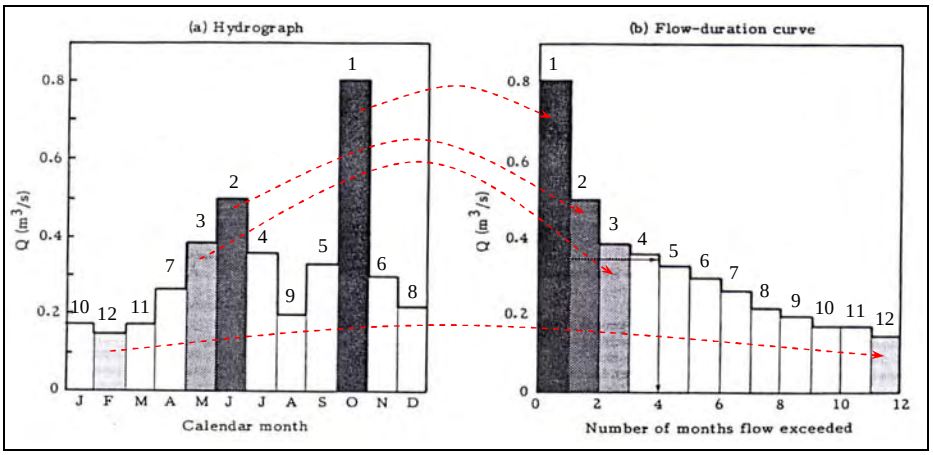


出典: カンボジア王国首都圏・シアヌークビル成長回廊地域開発調査, JICA (2003)

図 5.3.6 日水位曲線および日流量曲線の例（シアヌークビル市クバチャイ水位観測所）

(2) 流況曲線の作成

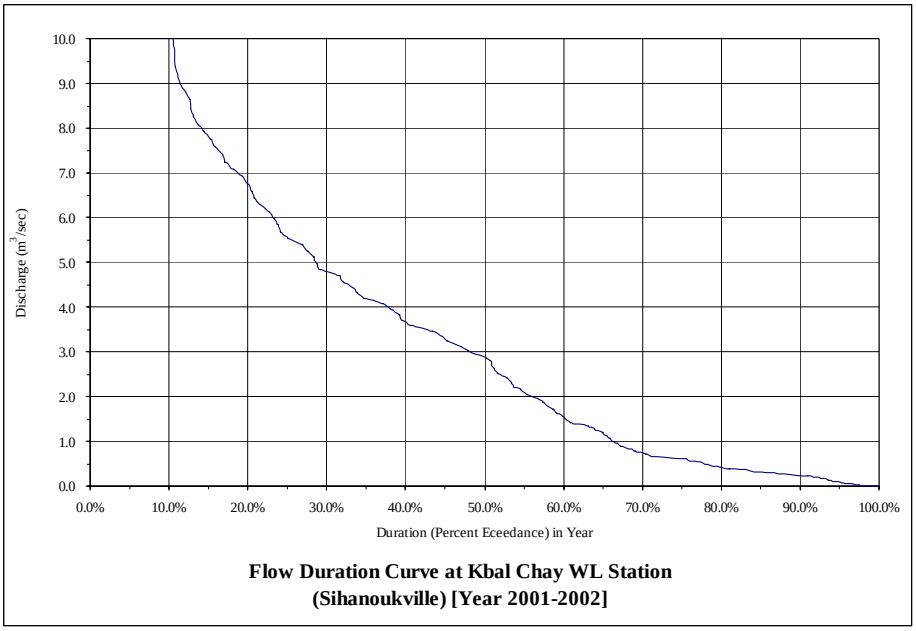
流況曲線は、水車のサイズ決定や、計画地点の年間出力を予測する際に便利なグラフです。この曲線は、流量ハイドログラフを、流量の大きいのもから小さい順に並べ替えることにより作成します。ここでは、流況曲線の作成方法を説明します。単純化するために、図 5.3.7(a)に示すような月流量を仮定すれば、これに対応する流況曲線は図 5.3.7(b)のようになります。ここで、順番に並べ替えられた流況曲線上の流量は、各月の流量の相対的な大きさを表しています。また、流況曲線の横軸は、月数（計１年間）となっており、対応する流量の年間の発生割合（超過確率）と言うこともできます。例えば、同図で 0.35 m^3/s（この値は仮定したサンプルであり観測値ではありません）という流量は、年間で４番目の月流量である（あるいは４ヶ月の発生割合：１年の内４ヶ月間はこの流量を超えるでしょう）ということを示します。



出典: "Micro-Hydropower Sourcebook", by Allen R. Inversin, NRECA,

図 5.3.7　ハイドログラフと流況曲線の関係

実際には、河川流量は連続しており、ハイドログラフは前出の図 5.3.6 のようになります。従って、ハイドログラフは、本質的には上図 5.3.7 (a)に示したような棒グラフで表すことができますが、棒の幅は月ではなく日単位となる為より細かくなり、対応する流況曲線（図 5.3.7 (b)）の棒も同様に細かくなります。これら日単位の棒の幅はせまくなるので、結果として図 5.3.7 (b)のようにスムーズな曲線で表すことができます。



出典:　カンボジア王国首都圏・シアヌークビル成長回廊地域開発調査, JICA (2003)

図 5.3.8　流況曲線の例（シアヌークビル市クバチャイ水位観測所）

なお、流況曲線の横軸は、流量の年間発生日数で表すよりも、流量の年間発生割合(%)で表す方がより一般的でよく用いられ、「期間%」あるいは「発生率%」などで表されます。例えば、シアヌークビル市クバチャイ水位観測所（流域面積= 52.25 km^2）における 2001～2002 年の流況曲線を用いれば、表 5.3.3 に示すように、0.07 m^3/s の流量（比流量 0.13 $m^3/s/100km^2$）は年間の 95%の発生確率（または年間の 347 日常時流量）となります。

表 5.3.3 流量発生確率の例（シアヌークビル市クバチャイ水位観測所）

Duration (%) of Year	No.Days per Year	Discharge (m^3/sec)	Sepecific Discharge (m^3/sec/100 km^2)	P (kW) (H=30m, η=0.7)
20%	73	6.60	12.56	1,454
50%	183	2.81	5.36	620
80%	292	0.40	0.76	88
85%	310	0.29	0.56	64
90%	329	0.23	0.44	51
95%	347	0.07	0.13	15
100%	365	0.0002	0.00029	-

出典: 調査団

(3) 取水候補地点における最低使用水量の設定

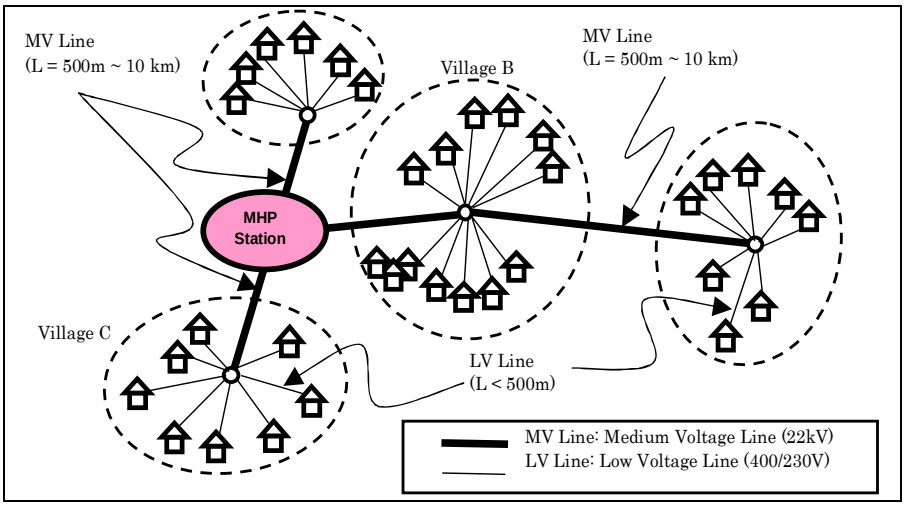
流況曲線は情報を整理するのに便利です。発電所の出力や、特定の出力が年間のどの程度の期間確保できるかなどを算定する際にも流況曲線が用いられています。

独立電源として小水力発電を計画する場合、年間を通じて安定した電力供給が求められるため、常時使用流量は年間の 95%流量程度に設定します。仮に、前述のシアヌークビル市クバチャイ川の滝で落差 30m が得られるとした場合、95%流量を適用すれば常時出力は 15kW となります。

5.4 小水力ミニグリッドの予備計画

5.4.1 ミニグリッドの予備計画

小水力によるミニグリッドでは、対象村落が発電所から 0.5 から 1 km 離れている場合が多く、ミニグリッドの典型的なレイアウトは下図に描くようなものとなります。



出典：調査団

図 5.4.1 小水力によるミニグリッドの概念図

小水力発電所から中圧配電線を対象村落へと延長します。対象村落では中圧配電線からさらに低圧配電線を延長し、各世帯に給電します。中圧配電線と低圧配電線の分岐点は費用を最小化するために対象村落の中心部に配置します。予備計画を立案するには図 5.2.1 に示すようなスケッチを用意します。

5.4.2 中圧配電線長の測定

中圧配電線のルートは発電所と対象村落を最短の距離で結びますが、維持管理が容易なように基本的に道路沿いに選定します。中圧配電線の所要延長は 10 万分の 1 もしくは、5 万分の 1 の地形図上で測ります。

5.4.3 低圧配電線長の測定

低圧配電線の必要長さは次のように算定します。

1) 低圧配電線のルートは道路沿いに位置する村落を接続するために主だった通り沿いに選定します。低圧配電線の長さは 500 m 以内が望ましいが、負荷が少ない場合には最長 1,000 m とします。
2) すべてのルートの長さを巻尺か、歩測によって測る（歩数×0.7 ~ 0.8 m、測定者の身長によります）。
3) 道路の後方に位置する家屋ではそれぞれの家屋までの必要長を測定します。

5.5 小水力ミニグリッドのコスト算定

5.5.1 発電施設と発電機のコスト算定

発電施設と発電機のコストは、予備計画段階では以下の通り推定します。

小水力発電計画のコスト算定のためにはまず、建設工事の数量を推定します。

小水力発電計画の主要構造物を以下に示します。

1) 取水堰
2) 沈砂池
3) 水路
4) ペンストック（水圧管路）.

上記 4 項目に加えて 5) 発電機器、6) 配電線、7) 予備費も算定します。

項目 1) ～ 4)については次の通り計算します。

(1) 取水構造物

取水堰の数量を計算するにはまず堰の天端長を設定します。天端長は取水堰の高さと地形図から求めます。小水力発電計画の場合、取水堰の高さは上流部の堆砂量を最小化するために通常 3～5m 以下とします。取水堰地点の等高線を読み取ることにより、天端長を求めます。

天端長がわかると、掘削量、コンクリート量、鉄筋量、ゲート重量を中小水力開発ガイドマニュアル（新エネルギー財団）等に記載の経験式から、以下の通り算出できます。

掘削量(m^3) : $Ve = 8.69 \times (Hd \times L)^{1.14}$ (m)

コンクリート数量 (m^3) : $Vc = 16.1 \times (Hd^2 \times L)^{0.695}$

鉄筋量(ton) : $Wr = 0.274 \times Vc^{0.830}$

ゲート重量 (ton) : $Wg = 0.910 \times Qf^{0.692}$

ここに、

Hd: 取水堰の高さ(m)

L: 取水堰天端長さ (m)

Qf: 設計洪水量 (m^3/sec)

(2) 沈砂池

中小水力開発ガイドマニュアル（新エネルギー財団）記載の経験式から、沈砂池の数量は下記の通り算定します。

掘削量(m^3) : $Ve = 515 \times Q^{1.07}$

コンクリート数量 (m^3) : $Vc = 169 \times Q^{0.936}$

鉄筋量(ton) : $Wr = 0.120 \times Vc^{0.847}$

ゲート重量 (ton) : $Wg = 0.910 \times Q^{0.613}$

除塵器重量 (ton) : $Ws = 0.879 \times Q^{0.785}$

(3) 水路

マスタープランのレベルでは推定した、もしくは実測の乾季流量を最大使用水量 Q (m^3/sec)として計画を策定します。水路の工事数量は水路長（L）と最大使用水量（Q）から算定します。水路の諸元（水路幅 B、水路高 H）も最大使用水量（Q）から算出します。

中小水力開発ガイドマニュアル（新エネルギー財団）記載の経験式から、以下のように算出します。

$sqrt(BH) = 1.09 \times Q^{0.379}$

掘削量(m^3) : $Ve = 6.22 \times (sqrt(BH))^{1.04} \times L$

コンクリート数量 (m^3) : $Vc = H \times t \times 2 + (B + 2t) \times t$

鉄筋量(ton) : $Wr = 0.577 \times (Vc/L)^{0.888} \times L$

ここに、

Q: 最大使用水量 (m^3/sec)

L: 水路総延長 (m)

B: 水路幅 (m)

t: 水路のコンクリート厚 (m)

H : 水路高 (m)

水路は通常開水路として計画しますが、埋設水路や水路のふたが必要な場合は、コンクリート数量（Vc）に 4/3 をかけてボックスカルバート構造の数量として求めます。

水路が異なる設計諸元、または PVC パイプのように異なる材料で建設する場合は、数量算定のために別途計算が必要となります。

(4) ペンストック（水圧管路）

毎秒 3 m の管内流速を仮定し、最大使用水量を用いてペンストックの直径を計算します。30 cm を超える直径の場合には鉄管とし、30 cm 以下の場合には PVC パイプを適用します。

(5) 発電機

発電機のコストはその設備容量から計算します。本マスタープランでは単価を$525/kW と仮定しました。

(6) 配電線

配電線のコストは中圧配電線と低圧配電線に分けて算定します。5.5.2 節参照。

(7) 予備費

マスタープランの段階では総建設費の 30 %を物理的な予備費として計上します。

(8) 単価

予備計画段階ののコスト算定では以下に示す単価を参考にできるでしょう。

表 5.5.1 小水力発電計画のコスト算定に用いる単価

No.	項目	単位	単価
1	掘削	$/m^3	5
2	盛土、埋め戻し	$/m^3	6
3	マスコンクリート	$/m^3	80
4	構造コンクリート	$/m^3	130
5	鉄筋	$/ton	700
6	鋼材	$/ton	1,200
7	水車・発電機	$/kW	660

（注：関税、付加価値税、間接費を含む）
出典：調査団

上記の単価を適用するに当たり、以下に示す注意が必要です。

1) 上記の単価は予備計画段階でのみ使用する。
2) 実際の単価は、町からの距離、アクセス道路の有無、計画の規模など、さまざまな現地条件に影響されます。
3) 上記のうち、材料価格は市場の需要供給バランスを反映し、変動します。計画地点近傍の市場価格のチェックが必要です。

5.5.2 送配電施設のコスト算定

送配電施設コストの算定は、1) 中圧配電線、2) 低圧配電線、3) 変圧器、4) 家屋接続費、の合計として算定します。

(1) 中圧配電線

中圧配電線の長さ測定後（5.4.2 節、「中圧配電線長の測定」参照）、コストは次式で算定します。

Cost for MV lines ($) = Length of MV lines (km) x Unit cost of MV lines ($/km)

本マスタープランでは対象世帯規模別に、単価を$5,100/km（500 世帯未満対象）、$6,000/km（500 世帯以上対象）として見積もっています。

(2) 低圧配電線

低圧配電線の長さ測定後（5.4.3 節、「低圧配電線長の測定」参照）、コストは次式で算定します。

Cost for LV lines ($) = Length of LV lines (km) x Unit cost of LV lines ($/km)

本マスタープランでは対象世帯規模別に、単価を$6,500/km（500 世帯未満対象）、$7,100/km（500 世帯以上対象）として見積もっています。また、低圧配電線を中圧配電施設に併架する場合は、$9,800/km（500 世帯未満対象）、$10,700/km（500 世帯以上対象）としました。

(3) 変圧器のコスト

変圧器は発電所ならびに中圧配電線から低圧配電線への分岐点に設置します。降圧する電圧は 22 kV から 400 V もしくは 230 V です。変圧器の容量は各地点の総需要量により決まりますが、通常、便利さと費用節約の観点から、標準的な容量の変圧器を採用します。

マスタープラン段階では、22/0.23 kV, 25 kVA の単相変圧器を村落電化用に採用するのが一般的です。また、適用する変圧器の形式（単相／三相）および容量は、動力需要の有無と需要の大きさから決まります。

詳細な配電線、変圧器のレイアウトが決まっている場合は、下表を参考にして見積もります。

No	項目	単位	単価	
			500 世帯未満	500 世帯以上
1	22 kV 中圧配電線	$/km	5,100 (35mm^2)	6,000 (50mm^2)
2	22 kV 中圧配電線と低圧配電線併架	$/km	9,800	10,700
3	低圧配電線*	$/km	6,500 (50mm^2)	7,100 (70mm^2)
4	変圧器 15kVA 単相 (集落の端部に設置)	$/set	6,200	
5	変圧器 25kVA 単相 (集落の端部に設置)	$/set	6,600	
6	変圧器 25kVA 3相 (集落の中心部に設置)	$/set	7,300	
7	変圧器 50kVA 3相 (集落の中心部に設置)	$/set	8,100	

*3 相 4 線(50%)と単相 2 線(50%)の被服電線の加重平均
（出典：調査団）

(4) 家屋接続コスト

家屋接続コストには、a) メータとその支柱への取り付け、b) メータから家屋への引き込み線、c) ブレーカとヒューズを含む家屋内の配線、が含まれます。本マスタープランでは、家屋接続コストを 1 世帯当り$50 と想定しました。

5.5.3 維持管理コスト

年間維持管理コストの一例を以下に示す。

1)	定期技術点検のための技術者2名の派遣費用（交通費、宿泊費を含む）		
		500$/回 x 1 回/年 =	$500
2)	5人の運転管理員の給与	$40 x 5 x 12 ヶ月 =	$2,400
3)	土木構造物の維持管理用作業員	$60 x 12 ヶ月=	$720
			$3,620

5.5.4 将来の機器更新に備えた減価償却費

減価償却費と将来の更新費用は小水力発電計画における構造物／構成部品により以下の通り見積もります。

表 5.5.2 小水力発電計画に用いる、将来の交換に備えた減価償却費

	Depreciation Period	Initial Cost	Monthly Depreciation Cost
Civil Structures	20 year	A	A/(20*12)
Turbine	10 year	B	B/(10*12)
Generator	20 year	C	C/(20*12)
Distribution Line	30 year	D	D/(30*12)
Total		Total Initial Cost	Total Monthly Depreciation Cost

出典：調査団

水車と鋼構造物の定期点検は5年ごとに行うことを勧めます。

5.6 小水力発電計画のための一般的な技術基準

小水力発電計画策定に当っては、一般に次に示す技術基準が参照されます。マスタープランで対象とするほとんどの村落では分散型独立システムとして電化されるでしょう。このため、適用すべき技術基準・規格は小水力発電プロジェクトに関するものとなります。

小水力発電の計画、設計に関する、より詳細情報については、以下に示すガイドブックやマニュアルが市販されています（Part 2 の参考文献も参照）。

1) “Micro-hydropower Sourcebook”, a Practical Guide to Design and Implementation in Developing Countries, by Allen R. Inversin, NRECA, 1994, NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) International Foundation, Washington, D.C., U.S.A. (http://www.nreca.org) [Paperback only, $25 + shipping]

2) “Micro-Hydro Design Manual, A Guide to Small-Scale Water Power Schemes”, Adam Harvey, Intermediate Technology Publications, United Kingdom, 1993, ITDG (http://www.itdg.org/) (http://www.developmentbookshop.com/), [Paperback only, $57.49 + shipping, order available from www.amazon.com]

3) “Layman’s Guidebook on how to develop a small hydro site”, Commission of the European Communities, Celso Penche, Directorate-General for Energy by European Small Hydropower Association (ESHA), 1997, (http://microhydropower.net/) [Available online PDF from web. Site, free of charge]

表 5.6.1 小水力発電計画のための一般的な技術基準(土木構造物)

	構造物	基準・考え方
1	取水堰/ダム (Intake Weir / Dam)	・取水地点は河床の安定した地点を選定する。 ・取水ダムの構造はコンクリート構造とする。 ・取水開口部の上にパイプスクリーンを設置し、土石がスクリーン上部を流下できる様にする。 ・設計、施工、維持管理等を考慮し出来るだけ構造の標準化を図る。
2	沈砂池 (Sand Settling Basin)	・取水ダムに近い所に沈砂池を設ける。 ・沈砂池の末端に排砂設備を設ける。 ・沈砂池内の平均流速は 0.2m/sec、水深は 1mを原則として、沈砂池の長さを決定する。 ・同様に構造の標準化を図る。
3	導水路 (Canal)	・原則として開水路方式とする。 ・通水量の水理計算はマニング公式を用いる。 ・同一の通水断面積で最大の動水半径を与える最有利断面を採用する。 ・水路の最大平均流速は、水路内面が侵食されない範囲内の許容流速以下（1m/sec 前後）とする。
4	水槽 (Head Tank)	・水圧管路入口に水槽を設置する。 ・水槽の容量は最大使用水量を 30 秒間以上補給できること。 ・入口のゲートは原則として設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設ける。 ・水槽側部に自由越流余式の余水吐を設ける。 ・槽内に流入した土砂を排除できる様に、土砂吐ゲートを設け、手動で操作できる様スピンドルゲートとする。 ・水槽の構造は鉄筋コンクリート造りとする。
5	水圧管路 (Penstock)	・水圧管はフランジ付普通給水管を採用。 ・保守面を考慮して埋設を基本とする。 ・管内の設計流速は最大で 3.5m/sec とし、管径は極力統一する。
6	発電所 (Power House)	・機器の点検、分解等が出来るスペースを確保する。 ・発電所建家は、基礎から高さ 1 m の部分をコンクリート壁とする。 ・土砂流入、転石による損傷を防ぐ構造とする。 ・発電機器は建屋内に設置する。 ・防虫網付の換気口を設け換気に配慮する。
7	放水口 (Tailrace)	・放水口は、水車より流下する水に渦流を発生させないよう、一定の水深を保つように設計する。

出典：調査団

表 5.6.2 小水力発電計画のための一般的な技術基準(電気設備)

	設 備	基準・考え方
1	水車	・中落差、小水量の場合、構造が簡単で、経済的なクロスフロー水車を採用する。 ・50 kW 前後の出力の場合、ガイドベーンサーボモーターを採用すると機構が複雑となり保守が困難で、不経済となることから以下の方式を採用する。 ➢ 水量調整:需要に合わせガイドベーンを手動調整する ➢ 速度調整:電子サーボレスガバナーとし、需要の増減に応じ回転数が一定となるよう擬似負荷(ダミーロード)を放水路に設け、擬似負荷の電流を電子回路により制御する静止型ガバナー ➢ 入口弁 :手動式仕切弁 なお、このサーボレスガバナを採用した場合、ガバナの故障発生時、無拘束速度に達しても機械的損傷等の問題のない設計とする。
2	発電機	・発電所の制御は無人制御方式とし、1 日 1 回程度の巡視点検で運転に支障のないよう設計上の配慮する。 ➢ 制御方式 :発電機電圧は自動電圧調整装置(AVR)による自動制御とする。 【発電機】 ● 型 式 :3 相交流ブラシレス同期発電機 ● 周波数 :50 Hz ● 発電機電圧 :AC400V ● 結 線 :星形、3 相 4 線式 ・水車発電機は直結式とし、ベルト式の連結効率低下および保守上の煩雑さを避ける。 ・水車効率 71%、発電機効率 85%とし、総合効率は 60%とする。

出典:調査団

第 6 章　太陽光システムの計画

6.1　太陽光発電の課題

2005 年 1 月に調査団がＤＩＭＥに対して行った調査アンケートから、約 871,593 軒あるいは 38.1%が家庭照明のためにバッテリーを利用していることが判明しました。多くの住民が、他に選択肢がないため、バッテリー照明を利用しています。また、ディーゼル BCS とバッテリーの特徴を理解しないまま、バッテリーの充放電が行われています。

(1)　ＳＨＳの課題

無償設置の場合の所有権

世界の過去の事例によると、無償でＳＨＳを設置した場合、数年後に必要となるバッテリー交換費用を捻出できないために、多くのシステムが動いていない、あるいは放棄されたケースがあります。住民は、消耗品であるヒューズ、ランプあるいはバッテリーの交換が必要なことは理解しています。しかし、消耗品を入手出来ない地域もありました。

支払い能力が不十分な場合の低い持続性

ＳＨＳの設置後、交換が必要となる消耗品のなかで最も高価なものはバッテリーです。浅い放電深度を持つ鉛バッテリーは、短い時間に大電流を供給する自動車用に設計されています。放電深度が深いバッテリーに比べて寿命は短くなります。しかし、長寿命の深い放電深度のバッテリーを利用する場合、システムの初期費用が高くなります。バッテリーの交換のための支払い能力が低い場合、SHS は遅かれ早かれ破綻します。ひとえに利用者の支払い能力によります。

個人ベースでの導入

世界の多くのケースで、SHS はシステム販売会社およびクレジット会社の販売努力によって普及しています。品質と持続性を保つためには、システムの標準化および供給者の訓練が必要です。太陽光発電により村落電化を促進するためには、政府が適切な補助・支援制度を提供することが必要です。本 MP では、SHS は個人ベースで導入していくことを推奨します。

(2)　太陽光ミニグリッドの課題

他電源と比べ高価な初期資本費用

村落電化の需要は朝晩の照明がほとんどです。しかし、太陽光発電では昼間しか発電できません。したがって夜間に利用するために電気を蓄電する必要があります。太陽光利用ミニグリッドの初期資本費用は他電源と比べてはるかに高くなります。さらに、数年後蓄電設備の更新が必要になります。

SHS および BCS に比較して増大する電気需要

日給電量が太陽光ミニグリッドでは特に限定されます。設計給電量で PV およびバッテリ

ー容量が決まっています。電気を設計量を超えて利用することはできません。ミニグリッドは集中型システムになるため、SHS および BCS のように各世帯の電気利用を自主管理するよう誘導することは困難です。過剰使用が生じ、設計需給バランスが崩れた場合、給電が不安定になり停電にもつながるでしょう。本 MP では、太陽光ミニグリッドは、その高いシステム単価、および給電の維持管理の視点から推奨しません。

(3) 既存のディーゼル BCS の問題

充電設備

既存 BCS のほとんどの電源は、中古の３相交流ディーゼル発電機です。バッテリー充電のため、手作り整流器により直流に変換しています。ディーゼル発電機／整流器の出力電圧に合わせるために、バッテリーを直列に接続して充電しています。異なる放電状態、容量、劣化程度のバッテリーを同じ直列回路で充電しています。効率よく充電するためには、バッテリーの放電状態によって充電電流および電圧を設定する必要があります。既存のディーゼル BCS ではこの点が無視されており、バッテリーの寿命に悪影響を与えます。BCS は並列充電を適用するべきです。

充電完了検知器

ディーゼル BCS では充電完了の検知器が無いため、バッテリー充電状態を把握できません。バッテリーを過充電した場合、バッテリーの基盤に負担がかかり、寿命に影響します。住民はそのような事実を知らずに充電代金を支払っています。過充電を避けるため充電完了検知器（あるいは Wh メータ）が必要です。

充電時期の検知器

家庭でも、バッテリーの充電が必要となっていることを検知する簡単な装置（LED ランプ）の設置が望まれます。充電のタイミングを見極める方法を指導することもできるが、利用機器の容量、利用時間を記録し、計算する必要があるので、指導が重要となります。例えば、バッテリーの容量１００Ａｈの場合、最高放電深度を５０％とすると合計５０Ａｈの電流を利用可能です。利用可能電気容量は１２Ｖ ｘ ５０Ah ＝ ６００ Wh となります。従って、毎日１２０ Wh を利用する場合、バッテリーは５日間利用したら充電する必要があります。利用可能日数を増やすためには、使用機器を小さくするか、利用時間を減らすことが必要です。

充電記録の必要性

既存 BCS では、顧客のバッテリーの充電記録は作成されていません。この記録をとると、充電用電気消費量、充電代、充電したバッテリーの数等を把握できます。これで、顧客の支払能力、需要、サービス範囲を把握できます。この様な記録は特別な努力なしで BCS で記録可能です。

6.2 僻地電化と社会電化

6.2.1 太陽光 BCS による*僻地電化*ってなーに?

2004 年 12 月から 2005 年 1 月にかけて JICA 調査団が全国の DIME からヒアリング調査した結果によると、バッテリー照明の普及率は全国平均で 38.1%でした。最高はタケオ州の 98.3%、最低

はバッタンバン州とラタナキリ州の 0.7%、その次に低かったのはシェムリアップ州の 3.2%です。Part 1 の図 3.6.2 に示されるように、バッテリー普及率はカンボジアの北東部と北部の州（ラタナキリ、モンドルキリ、ストゥントレン、プレビヒール、オダールミンチェアイ、シェムリアップ、カンポントム州）で相対的に低くなっています。これらの州の村落は、太陽光 BCS の設置候補として高い優先度を持ちます。

この MP では、*僻地電化*を 100%の村落電化率を達成する手段として提案しています。村内あるいは近隣村落に BCS がない村落には、太陽光 BCS を優先的に設置します。初期設置費用は、以下を条件として全額補助金で賄います。

1) 村人が自費で、BCS の土地を用意し、建物を建設します。
2) 村人がバッテリーを 2-3 年毎に自費で購入します。容量 50 Ah のバッテリーは 25-30 ドル程度で購入できます。
3) 村人が、1 回 1,200 リエル程度の充電料金を支払います。この料金で BCS の運営・維持管理費およびリース料を賄います。
4) 村人が、BCS の運営・維持管理を担当します。
5) BCS の所有権は政府に属します。
6) あなたの村が将来ミニグリッドあるいは系統延伸により電化された場合には、BCS は撤去され、まだ BCS のない他の村に移設されます。

村人が担当することが必要となる主な運営・維持管理作業は次のとおりです。

1) 毎日の充電作業と記録作成
2) PV パネル表面、BCS、敷地の毎日の清掃
3) 充電料金の会計
4) 電解液などの消耗品の購入と在庫管理
5) 毎月の会計報告と充電記録の DIME への報告
6) BCS 建物の修理

6.2.2 公共施設用 PV システムによる*社会電化*ってなーに?

前節と同様の条件で、PV システムを未電化の公共施設に設置します。これは、家庭照明用のバッテリーを購入できないような貧困村落を対象とします。*僻地電化*の太陽光 BCS と異なり、PV システムの一部としてバッテリーも全額補助金で設置されます。ただし、以下が前提条件です。

1) 村人が、ランプ、電解液などの消耗品を自費で購入する。
2) 村人が、4-5 年後にバッテリーが寿命に達した場合には、自費でバッテリーを購入する。その資金として、毎月一定額を積み立てることが必要となります。
3) PV システムの所有権は政府に属します。
4) あなたの村が将来ミニグリッドあるいは系統延伸により電化された場合には、PV システムは撤去され、まだ PV システムのない他の村に移設します。

村人が担当することが必要となる主な運営・維持管理作業は次のとおりです。

1) PV パネルの清掃と、電解液の定期的補充
2) バッテリー更新のための積み立て金の徴収
3) ランプ、電解液などの消耗品の購入と在庫管理

6.3 遠隔地域での電化計画

(1) 電化対象村落の選定

バッテリー照明の普及率が低く(10-20%未満) 、かつ村内に BCS がなく、遠方の BCS まで長距離運搬している村落を対象とします。このような村落におけるバッテリー照明の普及率を 50%以上に高めることを目的とします。

(2) バッテリー充電需要の評価

バッテリー充電需要を評価するために以下の検討が必要となります。

- 村内あるいは近接村落にも BCS が無く、遠方まで充電のためにバッテリーを運んでいる世帯がある場合、BCS 需要が高いと判断できます。この場合、村内に充電容量が十分な BCS を設置することにより、バッテリー照明の普及率を向上できる可能性があります。
- バッテリーの普及率が 10%未満で、ラジオ、懐中電灯等のために乾電池あるいは夜間照明のため灯油ランプが利用されている場合、太陽光 BCS が適しています。バッテリーおよび照明器具の支払い能力が課題です。
- 多くの村落では６V の小型バッテリーがある程度普及しています。しかしこれは家庭内の照明目的ではなく、屋外作業用であり、容量も小さいです。また日によって利用量が変動します。この様な小規模かつ不規則な充電需要も、その需要がある場合には、BCS の容量に見込みます。６V バッテリーの充電には、１２V バッテリー用に設計した BCS を利用できます。

(3) 設計日射量の決定

システム設計のため、設置場所での設計日射量を決定する必要があります。全国の年平均は 5.1 kWh/m^2/day で、最低平均は 4.6 kWh/m^2/day です。設計は全国年平均日射量で行うのが一般的ですが、特に雨季の 7 月から 9 月の期間も需要を満たすために、最低年平均日射量で設計することを推奨します。その場合、乾季には逆に発電量に余剰が生じます。そこで、地域年平均日射量が全国年平均より低い地域では、最低年平均日射量を用いて設計することを標準とします。

日射量以外では、PV モジュールの設置傾斜度が、発電力を最適化するための重要な要素です。PV アレイは南向き（北半球の場合）とし、サイトの緯度に合せ設置するのが一般的です。傾斜角度は日射量が低い月の発電量を最大化するような角度を選択します。表 6.3.1 は日射量およびそれぞれの州の標準傾斜角度を示します。地域ごとの詳しい日射量を表ＡＰ－Ｂ1.1、添付資料－Ｂに添付します。

表 6.3.1 州毎の日射量と PV パネルの傾斜角度

グループ	州	日射量 (kWh/m^2/day)	傾斜角度 (度)
1	Kampot, Koh Kong, Pursat and Takeo	4.6	5
2	その他	5.1	10

出典：調査団

(4) システム形状

太陽光 BCS の主なコンポーネントを以下に示します。

1) PV モジュール

PV モジュールは直射日光に正対した場合に最大出力が得られます。モジュール温度が上がると、出力電圧は低下します。したがって、30 度以上の高い外気温でも所要電圧を出せる PV モジュールを選択、あるいは出力電圧を満たすために PV モジュールを組み合せることが必要です。例えば、PV 設備内で約 2V の電圧降下が生ずると仮定すると、PV モジュールが最低 15V（最適出力時）を、高い外気温下でも発電できることが必要です。

2) 充電装置 (逆接続防止および電力計付き)

充電を効果的に行うために、充電装置はバッテリーの充電状態にあわせて充電するとともに、過充電防止機能を持つ必要があります。事故から守るために、充電装置は逆接続防止機能を持つ必要があります。充電の電流量を把握するため、電流計付き充電装置あるいは別途電流計が必要です。

3) 配線

必要電流を供給し、１日で充電するために PV モジュールを組み合わせることが必要です。効果的な充電のため、PV アレイから充電装置を経由して、各バッテリーに接続します。

(5) 標準設計パラメータ

表 6.3.2 に太陽光 BCS 用基準設計パラメータを示します。

表 6.3.2 太陽光 BCS の標準設計パラメータ

番号	パラメータ	標準値	単位	備考
1	Horizontal solar irradiation	5.1	$kWh/m^2/d$	Country average
2	Horizontal solar irradiation	4.6	$kWh/m^2/d$	Minimum average for lower irradiation region
3	Module derating factor	10	%	Decrease of output due to dirt, years of uses and so on.
4	Columbic efficiency	90	%	To charge battery effectively.
5	Charge controller (C/C) consumption	10	mA/day	Depends on manufacturer
6	Depth of discharge (DOD) of battery	50	%	for shallow cycle lead acid battery
7	Charging interval	5	days	To avoid deep discharge
8	Voltage output from charge controller (C/C)	13.5	V	Minimum voltage to charge battery effectively
9	C/C capacity	12	Amp	To charge battery effectively
10	Battery to be charged	50, 70 & 100	Ah	Present battery size charged at DG BCS

出典：調査団

(6) 村落に適した容量の選定

上表に示すように、浅い深度の鉛バッテリーの最高放電深度は５０％とします。したがって各バ

ッテリーの使用可能な容量は次のようになります。

- ５０Ａｈの場合２５Ａｈまで放電（利用）可能
- ７０Ａｈの場合３５Ａｈまで放電可能
- １００Ａｈの場合５０Ａｈまで放電可能

村落規模と BCS モデルの組み合わせ

各 BCS で毎日充電するバッテリーの数、あるいはサービスする総世帯数を決める必要があります。バッテリーの数および世帯数は村落によって異なります。遠隔地域の小さな村落を含めて幅広くサービスを提供するため、ひとつの大きな BCS より、村落規模に適した小さな BCS を村落毎に設置することが望まれます。小さな村落もカバーするため、BCS モデルを以下のようにグループ分けします。

- BCS モデル２５　１　から　２５軒まで
- BCS モデル５０　２６　から　５０軒まで
- BCS モデル７５　５１　から　７５軒まで
- BCS モデル１００　　７６　から　１００軒まで

１００軒以上の世帯を擁する村落の場合、上記モデルを組み合わせて計画します。

(7)　設備容量

設備容量を決定するために以下の点を考慮します。

各バッテリーを充電するための総電流

BCS の設備容量を決定するために、世帯数に加えて、容量別にバッテリー数を把握する必要があります。MP では以下のように想定しました。

- ５０Ａｈのバッテリーは全軒数の３０％
- ７０Ａｈのバッテリーは全軒数の５０％
- １００Ａｈのバッテリーは全軒数の２０％

各バッテリーを充電するため必要な総電流量は次式で算定します。

$$\text{総電流量 } T_{Imp}(Ah) = \frac{\text{バッテリーの最高放電量 (Ah) } B_{Ah}}{\text{太陽電池の劣化・汚れ係数 } (M_{kf}) \times \text{充電効率}(C_{eff})} + \text{充放電装置消費 (C/C)}$$

数多くのバッテリーを充電するために、総電流を求める必要があります。下表ではモデル BCS 毎に、充電可能なバッテリー数を示します。

バッテリー容量	充電可能なバッテリー数			
	BCS Model 25	BCS Model 50	BCS Model 75	BCS Model 100
100 Ah	5	10	15	20
75 Ah	12.5	25	37.5	50
50 Ah	7.5	15	22.5	30

PV 容量の算定方法

必要充電量を算定後、必要電流および電力量は以下のように求めます。

所要総電流 (Ah/day) =

総電流 (T_{Imp}) x バッテリーの総数 / 充電周期 (day)

所要電力量 (kWh/day) =

所要総電流 (Ah/day) x 充電電圧 / 1000

PV 容量を決定するために、モジュールの出力電流を知る必要があります。各 PV モジュールが 50 Wp (最大電力)で 3.00 Imp (最適電流)を発電する場合、次のように算定します。

PV モジュールが発電する最大電流 (PV総電流) =

PV 発電電流 x 日射量 / PV の経年劣化・汚れ係数

PV モジュールの所要数 =

所要総電流 / (バッテリー充電係数 x 各 PV の発電電流)

PV モジュールの数を切り上げて 1 個単位に丸めます。

太陽電池の所要容量は以下のように算定します。

BCS モデル25の場合 1 kWp
BCS モデル50の場合 2
BCS モデル75の場合 3
BCS モデル100の場合 4

(8) 必要土地面積

PV を設置するための土地面積は１ｋＷｐあたり 11 m^2 が必要です。これは利用する太陽電池の種類および土地の形によって多少異なります。バッテリー充電室は、１ｋＷｐシステムに付き約 3 m^2 の床面積が必要になります。据え付け後の作業スペースも考慮して、１ｋＷｐシステムで約 15 m^2 の土地面積が必要になります。

(9) サイト選定

太陽光 BCS のサイトを選定する際、以下のことを考慮します。

- 通年でアクセス可能な場所
- 全ての世帯からアクセスしやすい場所
- PV 表面に最低朝８時から夕方４時まで影がささない場所
- ごみ捨て場や火気のある所から離れた場所
- 保安上の問題がない場所

6.4 PV システムによる公共施設の電化計画

(1) 対象施設

公共施設用 PV 設備は、ほとんどの住民がバッテリーを購入するだけの支払い能力を持たないような村落内の未電化の診療所、夜間学校、集会所などを対象とします。

(2) 電気需要

公共施設の電気需要を把握するために、使用機器の負荷、利用時間を推定する必要があります。照度設計のため、各部屋の床面積、部屋の数、利用目的を把握します。

(3) 住民のバッテリー充電需要

一部の住民がバッテリー充電を希望し、支払い能力を持つなら、6.3 節に述べた太陽光 BCS の方法に沿って充電設備を設計します。

(4) 設計日射量

設計日射量は太陽光 BCS と同じです。

(5) システム形状

公共施設用 PV 設備 の主なコンポーネントは次の３点です。

- PV モジュール

  発電電力を公共施設に備えるバッテリーに蓄えるとともに、昼間は施設の電気機器が直接利用することができます。

- 充放電装置

  PV からの電力を充放電装置を通してバッテリーを充電すると共に、過充電防止のためバッテリーが満充電に達した場合は、負荷に直接供給します。悪天候および夜間には、充放電装置を通して過放電にならない範囲で負荷機器に給電します。

- バッテリー

  悪天候および夜間には、バッテリーから給電します。無日照日にも給電する必要があり、供給日数およびバッテリー容量は無日照日数によって決まります。全国の平均無日照日数は３日です。地域毎の無日照日数を表ＡＰ－Ｂ.1.2、添付資料－Ｂに添付します。

(6) 標準設計パラメータ

表 6.4.1 に公共施設用太陽光発電設備の基準設計パラメータを示します。

表 6.4.1 公共施設用 PV 設備の標準設計パラメータ

項目	パラメータ	標準値	単位	備考
1	Horizontal solar irradiation	5.1	$kWh/m^2/d$	Country average
2	Horizontal solar irradiation	4.6	$kWh/m^2/d$	Minimum average for lower irradiation region
3	Module derating factor	10	%	Decrease of output due to dust, years of uses and so on
4	Columbic efficiency	90	%	To charge battery effectively
5	Depth of discharge (DOD) of battery	80	%	for deep cycle battery
6	Days of autonomy	3	days	for no sun days
7	Charging interval	5	days	for battery charging option
8	Voltage output from charge controller (C/C)	13.5	V	Voltage to charge battery effectively
9	System voltage (DC)	12	V	

出典：調査団

(7) システム設計

PV およびバッテリー容量を以下のように求めます。

1) 直流負荷 (Wh/day) = 負荷容量 (W) x 利用数 (nos.) x 利用時間 (hour/day)

2) 総直流負荷 =

{直流負荷(Wh/day) / 充放電効率 (%)} + {充放電機器の消費電量 (Ah/day) / システム電圧 (V)}

3) 総直流負荷電流 (Ah/day) = 直流負荷 (Wh/day) / システム電圧 (V)

4) 各 PV モジュールからの総発電電流 =

PV モジュールの電流 x 日射量 / PV の経年劣化･汚れ係数

5) バッテリーの所要容量 =

総直流負荷電流 (Ah/day) x 無日照日 (days) / バッテリーの最高放電深度 (DOD)

6) PV モジュールの必要数 =

所要総直流電流 / (充放電効率 x 各 PV モジュールからの総発電電流)

PV モジュールの数を切り上げて 1 個単位に丸めます。

7) 総 PV 容量 = PV モジュールの必要数 x 各 PV の容量

8) 充放電装置の容量 =

各 PV モジュールの発電電流 x PV モジュールの設置数

(8) 必要土地面積

公共施設用 PV システムの設置面積は、太陽光 BCS と同じく１ ｋＷｐのあたり 11 m^2 が必要となります。これは利用する太陽電池の種類および土地の形によって多少異なります。公共施設用 PV 設備の場合、バッテリーを置く通気の良いスペースが必要になります。バッテリーの設置面積はその容量によって異なります。１００Ａｈの放電深度が深いバッテリーを置くためには約 120 cm^2 (30cm x 40cm) のスペースが必要です。

6.5 費用概算

(1) 土地の整備

PV アレイを設置するために、土地の状態によっては整地が必要となります。整地費用は 1m^2 あたり約 8 ドルと想定します。

(2) 太陽光 BCS の建屋費用

モデル BCS の建屋費用は、その対象世帯数によって異なります。建屋の建設費は BCS 利用者一軒当り 30 ドルと想定します。公共施設用 PV システムの場合、特別な建屋は不要です。

(3) 太陽光 BCS および公共施設用 PV 設備の機材費用

標準モデル BCS の機器費用を表 6.5.1 に示します。

表 6.5.1 標準モデル BCS の機器コスト

No.	項目	費用	単位
1	PV module	3.7	US$/Wp
2	Charge controller with Amp hour meter	265	US$/unit
3	Accessories cost (Frame structure for PV, breaker, wires, switch etc.)	15	% (of total cost excluding Charge house)

出典：調査団

機器コストは 2005 年の国際市場価格であり税金等は含みません。

公共施設用 PV 設備の機器コストを表 6.5.2 に示します。アクセサリーコストは太陽光 BCS に比べ次の理由から割高となります。

- 建物が既存であることから、長い配線が必要になる可能性がある
- PV アレイを公共施設の周辺に設置するため、整地費用が必要となる可能性がある

表 6.5.2 公共施設用 PV 設備の機器コスト

No.	項目	費用	単位
1	PV module	3.7	$/Wp
2	Charge controller (C/C) 12 V DC - 5 Amp	30	$/pcs.
	12 Amp	95	
	20 Amp	115	
	30 Amp	170	
	40 Amp	220	
3	Deep cycle battery	1.47	$/Ah
4	Lamp set (12V DC) 5 to 7 W (CFL)	4	$/set
	8 to 11 W (CFL)	5	
	20 W (FL)	15	
	40 W (FL)	30	
5	Accessories cost (Frame structure for PV, breaker, wires, switch etc.)	20	% (of total cost)

出典：調査団

(4) 運用および維持管理コスト

太陽光発電設備の場合、他電源と比べて、維持管理費用が小さいことが特徴です。しかし毎日の運用管理、例えば太陽光 BCS では毎日、公共施設の場合定期的に、電解液の充填、ヒューズ・ランプの定期的な交換、太陽電池表面の清掃が必要になります。この様なことから平均で設備費用の２％程度の維持管理費用を見込みます。

第 7 章 既存ミニグリッドの改良と EDC 系統への接続

7.1 既存ミニグリッドの改良

7.1.1 配電設備

EAC の認可事業者の配電設備は、EdC のものを除いて、カンボジアの技術基準にはほど遠く、また州都あるいは郡都の顧客に給電するいくつかの認可業者の配電設備以外は、極めて貧弱です。低圧線が貧弱な木の棒あるいは竹棒に、ガイシなしで懸架されただけの配電設備が多数見受けられます。

2001 年以前に DIME が認可した事業者および未認可事業者については、配電線の状況は EAC 認可事業者のものと同様か、さらにひどいのが実状です。

7.1.2 給電事業者のエネルギー損失

EdC および EAC の認可事業者は別として、それ以外の給電事業者のエネルギー損失に関する信頼できるデータはありません。EAC の認可事業者については、年報で給電事業者の詳細情報が定期的に公表されています。

給電事業者のエネルギー損失をグループ別に表 7.1.1 に示します。地域によりエネルギー損失は広範囲で分布しています。すなわち、スバイリエン州の Baveth システム（ベトナムからの輸入電力が電源）の 3.7%から、EdC のシェムリアップシステムの 22.3%まで、また、複合免許者の場合にはスバイリエン州の認可事業者 No. 036L の 10.7%からタケオ州の No. 015L の 40.3%まで、パイリン州の No. 009L （タイからの輸入電力が電源）の 4.0%から同州の No. 089 の 25.3%まで、様々です。この表は、平均エネルギー損失がカンボジア国での発電量および輸入電力量の 20.4%に上ることを示しています。給電事業者グループの中でも、配電免許者の平均エネルギー損失が最低で、複合免許者が最高です。一般的に、配電免許者の平均給電規模は、複合免許者の 20 倍に上ります。ほとんどの配電免許者は、州都および郡都を供給地域としており、配電設備の状況は複合免許者のものより良好です。

表 7.1.1 給電事業者のエネルギー損失

Unit:MWh

Group	Generation/Purchased	Sold	Losses	%
EDC	744,252	589,010	155,242	20.9
Consolidated Licensees	18,095	12,865	5,230	28.9
Distribution Licensees	53,204	47,475	5,728	10.8
Total	815,550	649,350	166,200	20.4

出典：Annual report 2004 of EAC

DIME の認可事業者および未認可事業者のエネルギー損失は、上述の複合免許者のものと同水準にあると推測されます。

7.1.3 ミニグリッド向けの技術基準

ミニグリッドの場合でも、構造物の設計条件、材料の電気・機械的条件、および材料選択時の最小限の技術条件は、人々の安全確保のために、遵守すべきです。しかし、「定格短時間電流」のように、給電系統の規模により決定されるものや、支柱や導体材料の種類や寸法など、電気条件の適用範囲はミニグリッドの建設費節減のために、拡大することができるでしょう。

以下の設計条件が、EdC の州給電プロジェクト（Province Power Supply Project 、ADB 融資）の中圧・低圧配電設備に適用されています。

(1) 設計条件

標高	1,000 m まで
外気温	
平均	+ 27.5 ^{o}C
最低	+ 13.3 ^{o}C
最高	+ 40.5 ^{o}C
設計風圧（設計風速 25 m/sec)	
導体	35 kg/m^2
支柱	45 kg/m^2
その他	36 kg/m^2

(2) 中圧配電設備の設計資料

公称電圧 U_n	22 kV
最高システム電圧 U_{max}	24 kV
設計電圧 U_m	24 kV
標準周波数	50 Hz
システム構成	3-phase, 3-wire
アース	Solidly earthed
絶縁 co-ordination	IEC 60071-2
定格 impulse withstand (ピーク)	125 kV
定格 1 分 power frequency withstand (ピーク)	50 kV
定格短時間電流	25 kA/1 sec
最小 phase-to-earth 間隔	220 mm
屋外クリープ距離	20 mm/kV
変圧器ベクトルグループ	Dyn11

(3) 低圧配電設備の設計資料

公称電圧 U_n	400/230 V
最高システム電圧 U_{max}	440/245 V
設計電圧 U_m	1.0/0.6 kV
電圧変動	± 5%
標準周波数	50 Hz
システム構成	3-Ø, 4-wire; 1- Ø, 2 or 3-wire
アース	Solidly earthed
絶縁 co-ordination	IEC 60071-2
定格 impulse withstand (ピーク)	6 kV
定格 1 分 power frequency withstand (ピーク)	2 kV
定格短時間電流	25 kA/1 sec

(4) 中圧コンダクター（導体）

1) AAC (All Aluminium Conductor、全アルミ導体)

AACs は中圧架空配電線に用いられ、その構造は IEC 60889 および IEC 61089 を満たすことが必要です。

Nominal Area	Code Name	Stranding (mm)
150 mm^2	Cricket	7/5.36
70 mm^2	Earwig	7/3.78
35 mm^2	Mosquito	7/2.59

2) AAAC (All Aluminium Alloy Conductor、全アルミ合金導体) XLPE Covered Conductor

AAAC 被覆導体（部分絶縁）は、樹木の接触と瞬間的な給電遮断が予想されるような、架空配電線に用います。

Nominal Area	Code Name	Stranding (mm)
150 mm^2	Krypton	19/3.25
35 mm^2	Mosquito	7/2.59

(5) 低圧架空束導体（LV aerial bundled conductor、ABC）

３芯中性の架空導体ケーブルは低圧配電線に用います。

Cable Type	Cable	Construction
ABC(1)	3x150+70 mm^2	Distribution line without street
ABC(2)	3x70+70 mm^2	Lighting pilot wires
ABC(3)	3x150+70+2x16mm^2	Distribution lines with street
ABC(4)	3x70+70+2x16mm^2	lighting pilot wires

(6) 亜鉛メッキガイワイヤ（Galvanized steel guy wire）

亜鉛メッキガイワイヤ（支持ワイヤ）は、配電支柱の張り綱として用います。

公称寸法	50 mm^2
構造	7x3.25
亜鉛コティング重量	0.24 kg/m^2
極限引張強度	68 kN

(7) 中圧・低圧ケーブル（MV & LV cables）

1) 中圧３芯 XLPE 絶縁導体（MV Three-core XLPE Insulated Cables）

３芯 12.7/22 (24) kV 150 mm^2 および 35 mm^2 アルミ導体、cross-linked ポリエチレン (XLPE)絶縁、スクリーン、PVC 地下ケーブルは、22 kV 回線に用います。

2) 中圧単芯 XLPE 絶縁導体（MV Single Core XLPE Insulated Cables）

単芯 12.7/22 (24) kV 70 mm^2 アルミ導体、cross-linked ポリエチレン (XLPE)絶縁、スクリーン、PVC 地下ケーブルは、配電用変圧器の１次ブッシングから屋内のリングメインユニット（RTU）の 22 kV フューズスイッチまでの配線に用います。

3) 低圧ケーブル（LV Cables）

４芯 XLPE 絶縁、3x150 mm^2 AAC フェーズ導体と 1x70 mm^2 AAC 中性導体は、低圧配電キャビネット（設置する場合）と架空束導体、および低圧線の道路横断（必要な場合）用の地下接続に用います。

(8) 支柱（Support Poles）

支柱は、矩形あるいは円形断面のプレストレスコンクリートとします。支柱の長さ、形状、および設計荷重は次のとおりとします。

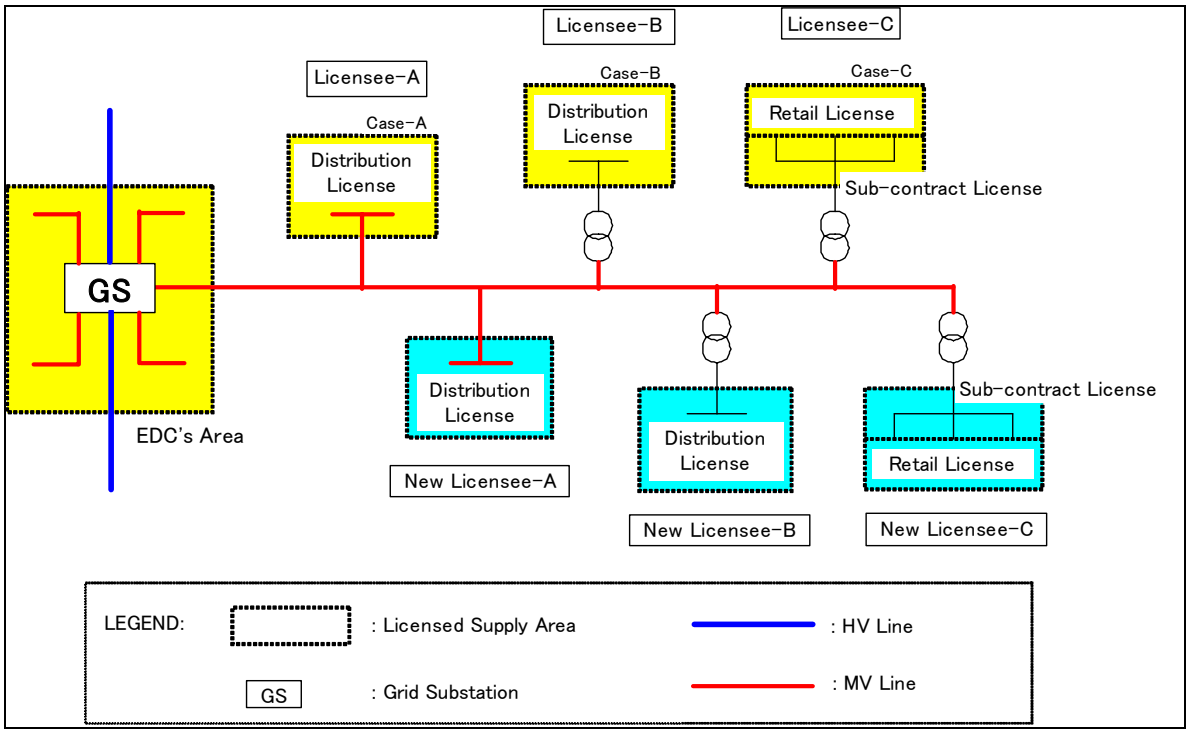
表 7.1.2 支柱の長さ、形状、設計荷重

Length	Type	Design Load Applied Pole		Design Bending Moment at GL	
		Traverse kN	Longitud. kN	Traverse kN.m	Longitu. kN.m
9m	Type T	3.0	1.0	22.5	7.5
9m	Type A	5.0	1.7	35.0	13.0
9m	Type S	8.0	2.7	60.0	20.0
12m	Type T	5.0	1.7	50.0	15.0
12m	Type A	8.0	2.7	80.0	24.0
12m	Type S	12.0	4.0	120.0	36.0
14m	Type T	4.3	1.4	50.0	16.0
14m	Type A	6.8	2.1	80.0	24.0
14m	Type S	10.2	3.4	120.0	40.0

出典：調査団

7.2 将来の系統接続のための配慮

副送電線の延伸により、既存電気事業者（認可および未認可）のミニグリッドあるいは未電化村落を全国電力系統に接続する典型例を図 7.2.1 に示します。より詳細は Part 2 の 2.1.3 節を参照。



出典：調査団

図 7.2.1　副送電系統の延伸と REE の系統接続

第 8 章　実施および運営に関する組織体制

8.1　はじめに

8.1.1　既存のビジネスモデルの長所および短所の分析

地方村落部において電化を実施する団体としては、カンボジア電力公社（EdC）、地方電気事業者（REE）、コミュニティー組織（CEC）の 3 つがあります。

- EdC は、プノンペンを含む主要州都における発送配電、広域送電線の運営を担当
- REE は、ミニグリッドや太陽光発電システムを利用した小規模電気事業を担当
- CEC は、REE が事業展開をしないような地域において、ミニグリッドや太陽光発電システムを利用した電気事業を担当

下表に、各ビジネスモデルの長所および短所をまとめます。

表 8.1.1　各ビジネスモデルの長所および短所

Model/Description	Advantages	Disadvantages
1. National Utility (EdC) Model Government-owned electricity utility extends its grid to rural areas and augments its generating capacity as required. May operate peri-urban mini grids as well, with own generation or cross-border supplies.	• Well proven model internationally • Can cross-subsidies costs of electrification from urban consumers and industries (this can also be a disadvantage). • Depending on government financial policy, may benefit from lower cost of capital than private companies. • Large utility size means less likely to require outside technical support and can benefit from economies of scale. • Internalizes planning process so that decisions on location of generation, grid expansion and electrification opportunities can be easily coordinated.	• Government ownership tends to lead to greater inefficiencies in operation and investment. • Does not provide access to new sources of funds for electrification. (The REF support mechanism is not applicable to EdC.) • Tendency to focus on urban consumers at expense of rural areas due to greater political influence of former. • Difficult to set tariffs that discriminate by location – requiring urban consumers to cross-subsidies rural consumers or meaning connecting additional rural consumers involves making a loss. • Subsidies will tend to benefit both richer urban and poorer rural consumers rather than being targeted on the latter.
2. Rural Electricity Enterprises (REEs) Private companies or individuals construct small networks (mainly at low voltage), install generators (mostly diesel) and supply electricity. The term generally refers to the Cambodian model.	• Generally greater capacity and higher quality of supply than individual household systems • Generally private sector has greater incentives to improve efficiency, access to new technology and expertise and freedom from public sector controls. • Introduces new sources of funding for investments.	• Service quality and capacity generally less than EdC grid supply and costs generally higher (depending on distance from grid) • Lack of technical capability and absence of regulation/competition can lead to poor service quality. • Can be high-cost due to monopoly position, and therefore supplies tend to be restricted to richest households (it may be possible to address this through regulation and subsidies, but these will increase costs and reduce interest). • In absence of subsidies, no incentive to

Model/Description	Advantages	Disadvantages
		expand services to poorer households. (This will be addressed by the REF subsidy facility.) • Can be difficult to attract private financing in absence of established legal and regulatory framework. (This will be addressed by the REF support facility.)
4-1 Community Ownership (CECs) Local communities (communes/villages), either separately or in combination with each other, undertake the construction and operation of electrical systems. In the RE context, this often includes RET-based local generation. Consumer cooperatives owned by consumers are included in CEC model.	• Allows greater consumer participation in design and operation helps to improve sustainability • Cooperative nature assists in reducing non-technical losses and improving collection of billing • In principle, cooperatives are self-financing • Absence of profits (non-profit making nature) reduces costs of financing	• Cooperatives often have difficulty persuading members to pay tariffs at levels sufficient to fund necessary maintenance and rehabilitation. • Pressure to use surplus funds for other purposes (e.g. agriculture) rather than to retain these for future rehabilitation and investment • Often financial controls are inadequate • Lack of scrutiny of management due to dispersed ownership and absence of clear measures of performance in absence of profits targets leads to inefficiencies and higher costs • Lack of expertise among cooperative members means frequent need for external support and monitoring • Cooperatives may be unwilling to expand service to new members where this will raise costs for existing members. • Difficulties in apportioning responsibility between asset owner and cooperative for maintenance (cooperative) and investments (owner)

出典：調査団

8.1.2 EdC と REE の役割分担について

EdC と REE は、以下の通り役割分担をします。

- EdC は、① 優先度の高い PAGE への送電線の延伸、② PAGE 内の電気需要の高い地域への中圧配電線の延伸を担当
- REE は、① 既存のグリッドの改善(全国グリッドに接続するため)、② ミニグリッドの新設と延伸(新規顧客に給電するため)を担当

PAGE は、REE が既に事業を実施している地域を含みますが、そのような地域において EdC が配電システムを展開して競合が生じているケースが見受けられます。EdC が事前に延伸計画を公示し、REE との協議・周知を徹底し、さらに EAC から免許を取得することが必要です。EdC と REE の事業範囲については、明確な境界を引くことが重要です。

EdC の系統延伸と共に、REE の事業範囲を展開させ、将来的には EdC の系統へ接続することが望まれます。両者の活動は十分に調整すべきです。

8.1.3 REE と CEC の役割分担について

REE は民間事業者であり営利を求めます。REE を設立するにあたり重要なことは、対象とする地区の特性です。① 世帯数、② 経済力（電化需要の大きさと支払い能力）、③ 廉価で安定的なエネルギー源の有無などです。REE と CEC の役割分担は以下の通りです。

- REE のミニグリッドは、民間事業者（投資家）の関心が高く、所得水準も比較的高い地域で展開されるでしょう。収益性を確保するためには、世帯数は 200 以上が必要でしょう。
- CEC のミニグリッドは、所得水準の高くない地域でも展開され、特別な利益は追求しません。しかし、組合のような共同体を地域内で形成できる場合、村落電化を進める有効な手段となります。共同体を形成する必要条件は以下の通りです。
  - ① 施設整備を実施する際に、労力の現物出資により建設費を低減する。
  - ② 共同体の内部で、施設の維持管理を含めた運営、さらに料金徴収を実施する。

社会経済調査の結果より、以下の地域についてはコミュニティーによる地方電化事業の実施が可能と思われます。

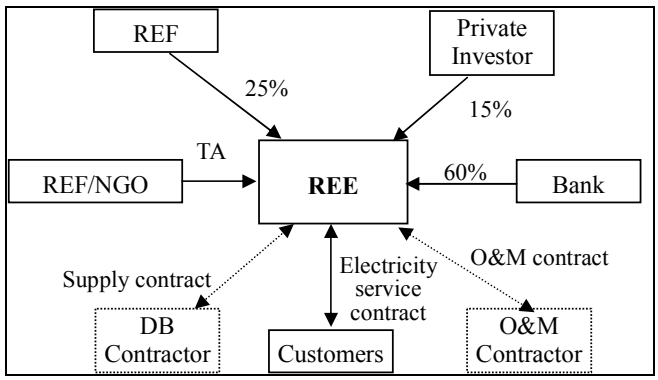
- Pursat 州、Koh Kong 州を含めた南西部、Kampot 州や Battambang 州の一部
- Siem Reap 州や Preah Vihear 州を含めた北部
- Ratana Kiri 州、Stung Treng 州および Mondul Kiri 州の東部

太陽光 BCS や太陽電池（PV）システムについては、REE と CEC を区別することは困難です。NGO と類似した利益を追求しない CEC が運営を担当することが必要です。

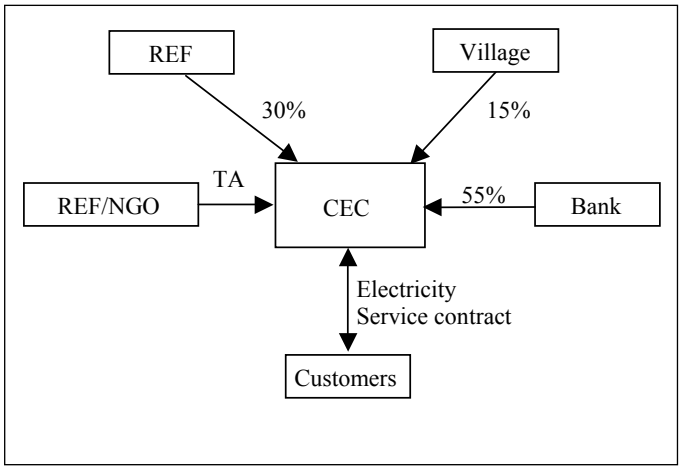
営利目的の REE は数が多く、NGO の指導を受けた能力の高い CEC は稀という見方もあります。これは、カンボジアの共同体の歴史によるものでしょう。カンボジアでは、共同体で農業を営むことが少ないため、またポルポト時代の負の遺産から、共同体の組織力は弱いと言われてきました。電力供給事業においても、REE によって営まれる場合が多く、カンボジア国政府や世界銀行（WB）も、この考え方に賛同しています。一方、調査団は、オフグリッド地域の早期電化を推進するために、ボトムアップ・アプローチ型の村落主導の電化を提言しています。REE が村落から電化事業を委託されることもあります。CEC が REF や NGO の支援を得て、独自に実施・運営するケースもあります。

8.1.4 REE ビジネスモデルの体系

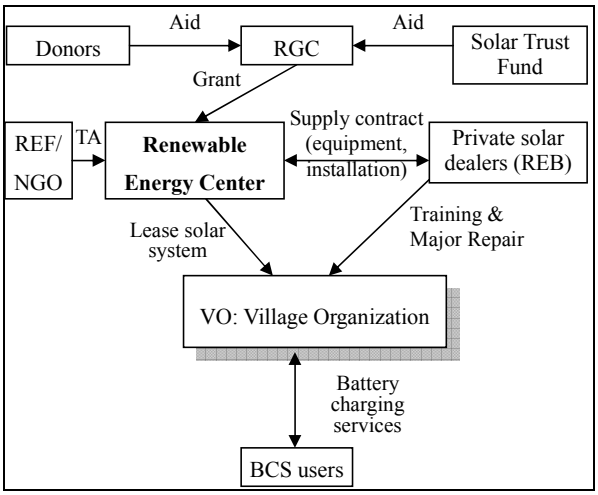
REE は次の 3 つに分類されます。① 民間電気事業者主導の REE モデル、② コミュニティー主導による REE（CEC）モデル、③ 政府主導の REE モデル（再生可能エネルギーセンター、太陽電池システムによる遠隔地の電化や社会電化目的）の 3 つです。各モデルの実施体系を以下に示します。



(a) 民間事業者主導の REE モデル



(b) コミュニティー主導の REE モデル



(c) 政府主導の BCS モデル

出典：調査団

図 8.1.1 REE ビジネスモデルの体系

8.2 ミニグリッド地域における REE

8.2.1 はじめに

REE は、人口密度や地域全体の所得水準が比較的高い地域で電気事業を展開しています。世帯数も 200 以上となるでしょう。バイオマスガスを電源として、REE が運営するミニグリッドのモデル計画を紹介します。主な特徴は以下の通りです。

- 電源出力: 20 – 100 kW、あるいはそれ以上
- 顧客数: 200 – 500 世帯、あるいはそれ以上
- 電力供給時間: 1 日あたり 5 時間以上

8.2.2 料金設定

REE は、事業運営実施で発生する原価は全て詳細に EAC に対して明示し、法令に則った計算をした上で料金を設定することが義務付けられています。同法令の中で、各項目の定量化や計算方法についても詳細に定められています。原価は、利用者から徴収する料金と補助金によって賄われます。原価を構成する主な項目は以下の通りです。

1) 運営維持管理費
2) 燃料購入費
3) 一般管理費
4) 電力購入費
5) 減価償却費
6) 資本収益と借入返済金
7) EAC が承認しうるその他の経費

上記 5)項や 6)項について検討する際は、REF/CFR による資金支援制度と照らし合わせ、補助金やスマートローンの適用が可能か否かについて十分な考慮が必要です。

表 8.2.1　電化方式と事業者別の地方電化資金支援制度

Type of Electrification	Scope of Work	Ownership	Fund Sources of Capital Costs	
1. National grid extension	Grid extension to priority supply and high demand areas	EdC	Equity (30%), Loan (70%)	
			REE	CEC
2. Rehabilitation of REE grid	Rehabilitation of Distribution lines and Extension of an existing mini grid systems	REE	Subsidy (25%), Equity (25%), Soft Loan (50%)*	-
3. Renewable Energy new mini grid (Hydro, Biomass)	Generation and distribution	REE/CEC	Subsidy (40%), Equity (20%), Soft Loan (40%)	Subsidy (50%), Equity (10%), Soft Loan (40%)
4. Diesel new mini grid	Generation and distribution	REE/CEC	Subsidy (25%), Equity (25%), Soft Loan (50%)	Subsidy (30%), Equity (20%), Soft Loan (50%)
5. Solar system	SHS, BCS	REE/CEC	Subsidy(40%)** Equity (20%), Soft Loan (40%)	Subsidy (50%)**, Equity (10%), Soft Loan (40%)
	Remote & Social electrification by solar power	Public (Owned by a New National Agency)	Grant (100%)	

Note) Above figures are changeable by future investigation
* Expected interest rate is around 7% with guarantee of REF
** Capital cost of Solar system is very high, so subsidy rate may be raised
出典：調査団

以上を踏まえて、利用者の料金を設定します。

電気料金は、①コスト回収原則と、②受益者の支払い能力原則のという２つの原則に基づいて決定します。

第１の原則は、サービス提供に必要なコストは受益者の負担、すなわち、料金徴収により回収する原則。第２の原則は、接続料[1]と消費電力量に応じた使用料は受益者の負担可能な(affordable)なレベルに設定されなければならないという原則です。この２つの原則は相反するもので持続的な料金設定をしばしば困難にしています。

従って、この２つの相反する原則、すなわち、前者の投資家の利益と後者の公共の利益をいかにして、運営的にも財務的にも持続的な方法で両立させるかが料金設定の決め手となります。

表 1.7.1 はカンボジアのオフグリッド電化地域のミニグリッドに適用する料金表のサンプルです。この料金表は、需要を喚起する従量逓減型です。当初、いわゆるライフライン(固定料金)価格を最小限の使用量レンジ、例えば月 1 kWh 未満（７W の省エネ電灯１灯を毎日 4-5 時間使用する場

[1] 接続料は配電盤から先の、引き込み線、メーターと屋内配電線に設置に要する費用でカンボジアでは 30 から 100 ドルの範囲にある。現金収入の乏しい貧困村落ではこの接続料を一回で支払い可能な世帯は少なく、マイクロファイナンスを利用した延べ払いや補助金等による支援が必要である。

合に相当）の世帯に対して設定することを考えました。しかし、平均単価を 50 セントと高めに想定しても、このような最小使用量の世帯に平均単価を適用した場合の月料金は 0.50 ドル（2,000 リエル）に留まります。これは、平均月 3 ドル程度を支出しているバッテリー照明と比べて格安となります。結局、貧困世帯の電気へのアクセスを確保するための課題は、毎月の電気料金ではなく、むしろ初期費用の捻出にあることが判明しました。REE のミニグリッドなら$50 程度の初期接続料金、CEC なら同額程度の初期拠出金が必要となります。これについては、どのミニグリッドでも初期に建設工事が必要となるため、特に CEC のミニグリッドにおいては、工事用労力として貧困世帯を優先雇用することにより、この初期費用を捻出することを推奨します。２ヶ月間労働すれば、$50 程度を貯蓄できると考えられます。

オフグリッド電化地域の料金表

Household Class (electricity consumed in kWh/month)	Tariff Level	
	Riel/kWh	US¢/kWh
1) 0 – 10	1,400	35
2) 10 –20	1,280	32
3) over 20	1,160	29

1 US$=Riel 4,000

（出典：調査団）

上の表はあくまでも料金表のサンプルとして示したものです。実際の料金は、地域条件、規模、住民の支払い能力等によって地域的にも電化方法によっても変わります。

REE は、自ら提案する料金設定を EAC へ提出し、EAC は規定に基づいてそれを審査し承認します。

8.2.3 REE が EAC に認可される条件

村落電化を進める上で、住民と新規 REE が契約する際に重視される点は下記の通りです。

1) 一世帯あたりの電気使用の限界値（契約アンペア）
2) 1 日あたりの供給時間（一般的な供給時間は、午後 5 時から午後 11 時までの 6 時間）
3) 電力供給の開始日
4) 利用者に最低限保障されている電圧
5) 初期接続料
6) 1 kWh あたりの電気料金と、支払延滞への対抗手段（例えば、2 ヶ月以上支払のない場合は給電停止）
7) 定期点検の頻度と、点検時に生じる停電対策（例えば、停電時はバッテリー照明で代用する）
8) REE の当初保障水準よりも停電が多い場合の対抗手段
9) REE が倒産した場合に住民に提示される条件
10) REE と利用者間で結ばれる契約解除に関する条件

8.2.4 REE との交渉

8.2.3 節で挙げたような条件は、REE と利用者の間で事前交渉が必要です。交渉の際には、上述の項目について具体例を掲示するのが望まれます。現在、100 程度の REE が EAC の許認可を受けていますが、全て電源をディーゼルに拠っています。新規の REE が再生可能エネルギーを利用する際の交渉材料の一例として、ディーゼル発電とバイオマスガス化発電の特徴を表 8.2.2 に示します。

表 8.2.2 ディーゼル発電とバイオマスガス化発電の違い

No.	Items	Diesel Mini-Grid	Biomass Mini-Grid
1.	Capital cost	Low	High
2.	Fuel cost	High	Low

出典：調査団

8.2.5 運営維持管理を担当する職員の任務

運営維持管理を担当する職員の人数や任務内容は、採用する発電システムの種類、世帯数などによって多様です。以下に、想定されるシステムに適合するような運営案の一例を示します（但し、ハイブリッドは除く）。

表 8.2.3 電源別維持管理要員とその任務内容(例)

Energy source	Implementation	The generation capacity	Distribution facilities	Number of users	Staff required
Diesel	REE	varies	LV/MV	200 – 500	Manager 1 Generator operator 1 Line technician/tariff collector 1
Biomass	REE	10 – 500 kW	MV/LV	200 – 2,000	Manager 1 Accountant 1 Generator operator 3 (including biomass-fuel collectors) Line technician/tariff collector 1
Micro-hydro	REE	5 – 200 kW	MV/LV	200 – 2,000	Manager/accountant 1 Civil/mechanical engineer 1 Electrical engineer 1 Tariff collector one (1) each village/commune (part-timer)
Micro-hydro	CEC	5 – 50 kW	MV/LV	50 – 500	Manager/accountant 1 Civil/mechanical engineer 1 Electrical engineer 1 Tariff collector one (1) each village/commune (part-timer)
Solar PV	BCS	1-4 kWp		25-100	System operator/tariff collector

8.3 小規模ミニグリッドの CEC による実施・運営

8.3.1 バイオマス発電ミニグリッドの運転・維持管理作業

CEC が担当すべき主要作業は、特にバイオマスガス化発電の場合は燃料供給です。燃料供給には以下が必要となります。

1) 燃料木栽培者との契約、および運転開始予定の最低 1 年前から苗木の育成が必要です。
2) 毎月の燃料購入計画の作成、および供給者の指名
3) 特に雨季中は、十分な燃料ストック（1 ヶ月分以上）を屋根付き、排水付き倉庫に保管
4) 燃料木のチッピング（小片に裁断）

8.4 僻地電化の運営

8.4.1 必要な作業

太陽光 BCS の運営のために必要となる作業を以下に示します。

1) 毎日の BCS 営業のために要員を指名、BCS 営業記録作成
2) 顧客バッテリーの充電台帳作成
3) バッテリー電解液の在庫管理
4) 充電料金の徴収と会計
5) 雨季中の負荷機器の利用方法とバッテリーの正しい使い方（放電深度 50%まで）を、顧客に指導、啓蒙
6) フューズ、ランプなどの予備品の購入・保管、取替え作業の支援
7) PV パネル表面から木の葉、鳥糞等の異物の除去、清掃
8) システム全体の目視による点検と清掃
9) 必要な時、技術支援を要請

8.5 社会電化の運営

8.5.1 必要な作業

公共施設用 PV システムの定期点検が必要です。必要な作業は次のとおりです。

1) バッテリー状況の記録作成、保管
2) PV パネル表面から木の葉、鳥糞等の異物の除去、清掃
3) バッテリー電解液の在庫管理、および使用記録
4) システム全体の目視による点検と清掃
5) 必要な時、技術支援を要請

第 9 章　環境配慮

9.1　小水力発電計画

9.1.1　河川水の既存利用者への影響

河川水の既存利用者への影響の有無について、プロジェクト計画時に次の手順で実態を把握し、問題の回避を図ります。

(1) 先ずステークホルダー会議を下記の場所で開催し、実態を把握します。

1）　関連 Province 政府所在地
2）　関連 Commune 事務所

(2) ステークホルダー会議で次の事項を明確にします。

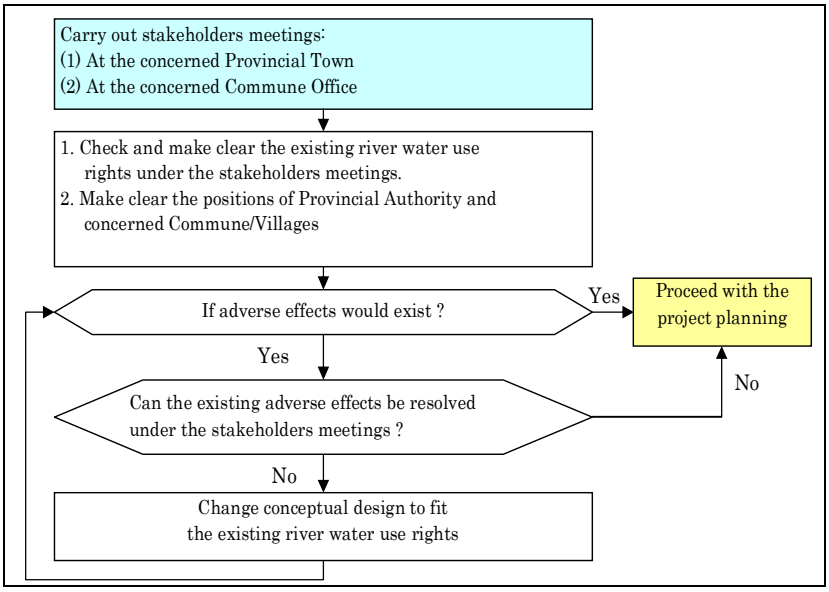
1）　河川水の既存利用状況
2）　関連 Province 政府や Commune 責任者の河川水利用状況に対する考え方や立場

(3) 上記会議の結果に基づき次の方策を取ります。

1）　プロジェクトの実施によって既存河川水利用者への影響が無いと判断される場合、計画を続行。
2）　プロジェクトの実施によって既存河川水利用者への悪影響が生じると判断される場合、プロジェクト計画の内容を再検討・修正。

(4) プロジェクト計画の内容を再検討・修正を行った場合、再度ステークホルダー会議を開催し、合意を得ます。

図 9.1.1 に上記手順の流れを示します。



出典：調査団

図 9.1.1　既存水利権に対する悪影響の回避プロセス

9.1.2 河川における滝を利用する場合の観光業界への影響

河川における滝を利用する場合の観光業界への影響の有無について、プロジェクト計画時に次の手順で問題の回避を図ります。

(1) 先ずステークホルダー会議を下記の場所で開催し、滝の観光実態を把握します。

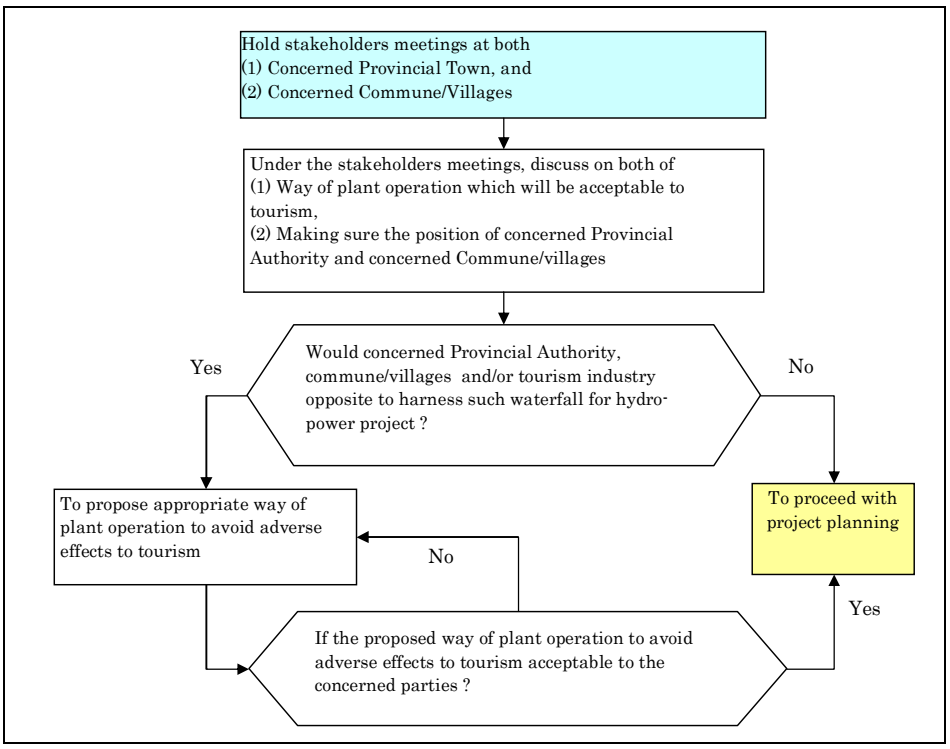
1) 関連 Province 政府所在地
2) 関連 Commune 事務所

(2) ステークホルダー会議で次の事項を明確にします。

1) 地域住民や観光事業に受け入れられる滝を利用した発電所の運用方法
2) 関連 Province 政府や Commune 責任者の滝の利用に対する考え方や立場

(3) 上記会議の結果に基づき、地域住民や観光事業に受け入れられる発電所の運用方法を明確にし、発電所の運用方法を策定します。例えば乾季の昼間の観光時間帯には発電所の運転を停止します。

図 9.1.2 に上記手順の流れを示します。



出典：調査団

図 9.1.2 滝利用の場合の観光産業への悪影響の回避プロセス

9.1.3 土地買占めによる少数民族への社会的影響

土地買占めによる地域少数民族への社会的悪影響を回避し、プロジェクト効用の実現を図ります。

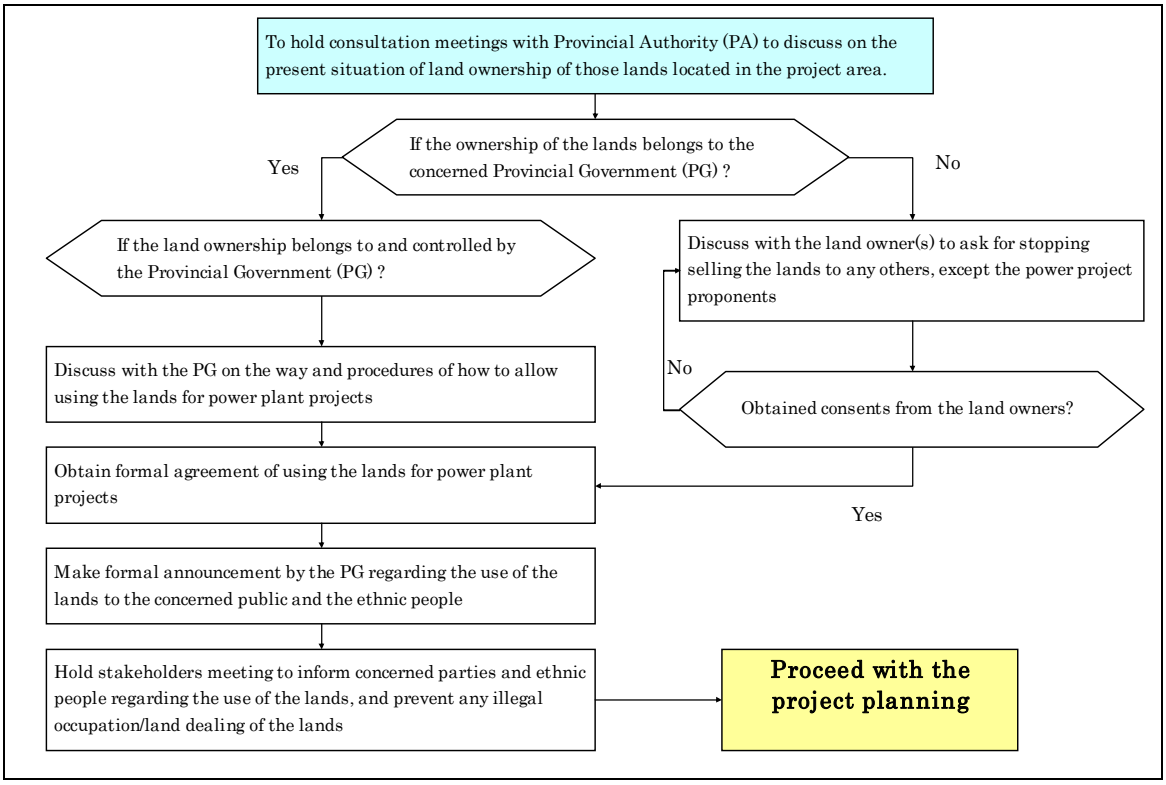
1) 先ずステークホルダー会議を下記の場所で開催し、計画地点周辺土地の所有権を把握します。

2) もし計画地点周辺の土地はその Province 政府の所有で、当該政府の管理下にある場合、プロジェクト事業者は当該政府から土地使用の許可を得ます。

3) もし計画地点周辺の土地は地域少数民族の所有であり、他者に買い占めされていない場合、プロジェクト事業者は当該地域少数民族から、土地の転売を行わないよう約束を得ます。また、プロジェクト計画に利用できるよう合意をえて、その土地の所有権の譲渡を受けます。

4) 以上の結果は所在地政府に報告し、土地利用を確定します。

一方、RGC の土地法等（参考資料リストを参照）を参考にします。図 9.1.3 に上記手順の流れを示します。



出典：調査団

図 9.1.3　少数民族への土地所有権に係る社会的影響の回避プロセス

9.2　バイオマスガス化発電計画

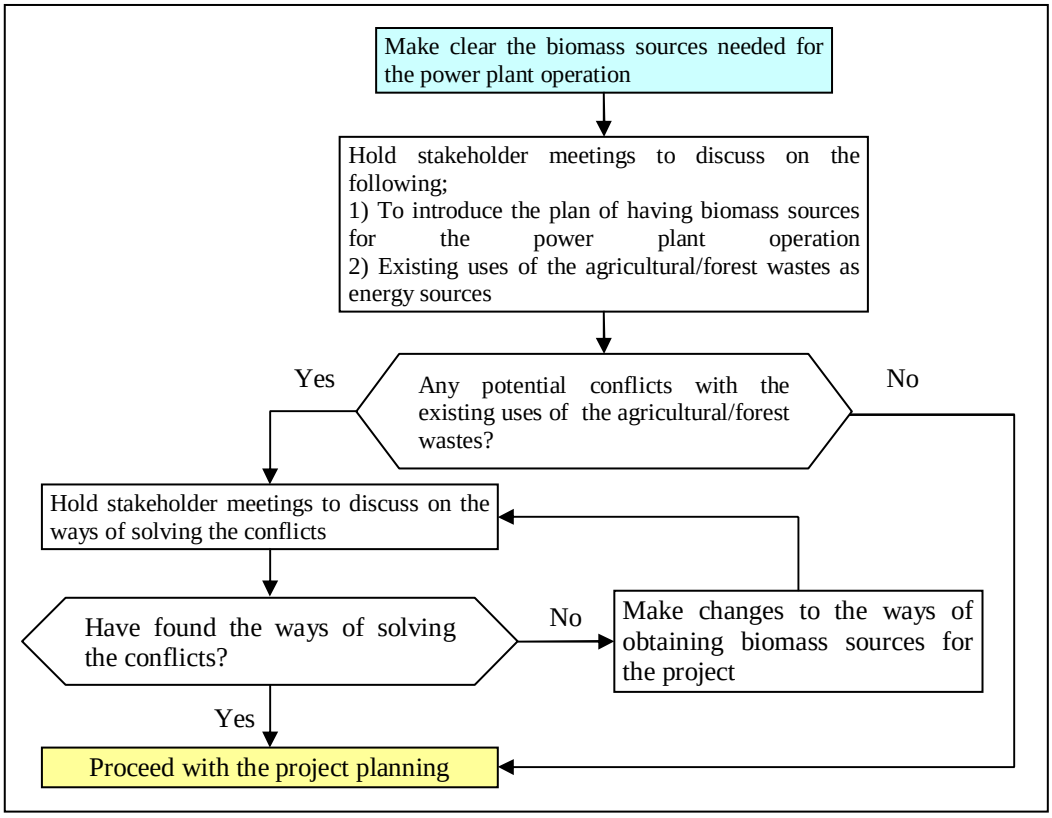
9.2.1　農産物や森林廃棄物のエネルギー既存利用者との抵触問題

バイオマスガス化発電計画では農産物や森林廃棄物のエネルギー既存利用者との抵触問題が生じないよう、計画の当初から注意するこが重要です。

(1) 先ずステークホルダー会議を下記の場所で開催し、下記の事項について検討を行います。
　1） プロジェクトのバイオマス利用計画を提示し、討議。
　2） 農産物や森林廃棄物のエネルギー既存利用方法の実態把握

(2) ステークホルダー会議の結果に基づき、抵触問題の有無や可能性を明確にします。
(3) 抵触問題が存在すると判断される場合、再度ステークホルダー会議で問題解決方策を検討し、合意を得ます。
(4) 合意内容にしたがってプロジェクトのバイオマス利用計画を決定。

図 9.2.1 に上記の行動手順を示します。



出典：調査団

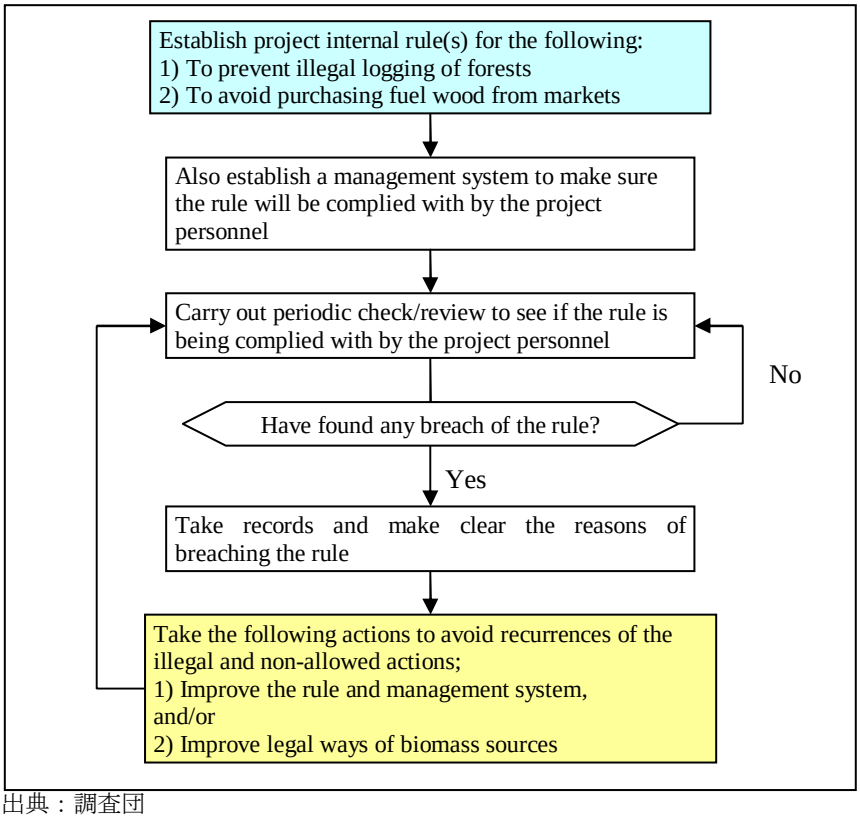
図 9.2.1 農業・森林廃棄物の既存利用者との競合の回避プロセス

9.2.2 森林違法伐採等への圧力

バイオマス発電所の継続運転にはそのための充分なバイオマス燃料源が必要です。当初計画に反して燃料不足が生じた場合、発電所要員が森林盗伐や市場での燃料購入に走る恐れがあります。このような状況にならないようプロジェクト計画当初に充分なバイオマス燃料源を継続して確保できるように計画することが必要です。

また、発電所要員が個人的な思惑で上記の行動にでることのないよう、管理体制の確立も重要です。

図 9.2.2 に上記諸事項の対応手順を示します。



出典：調査団

図 9.2.2　森林違法伐採圧力の回避プロセス

9.2.3　栽培燃料木の盗伐

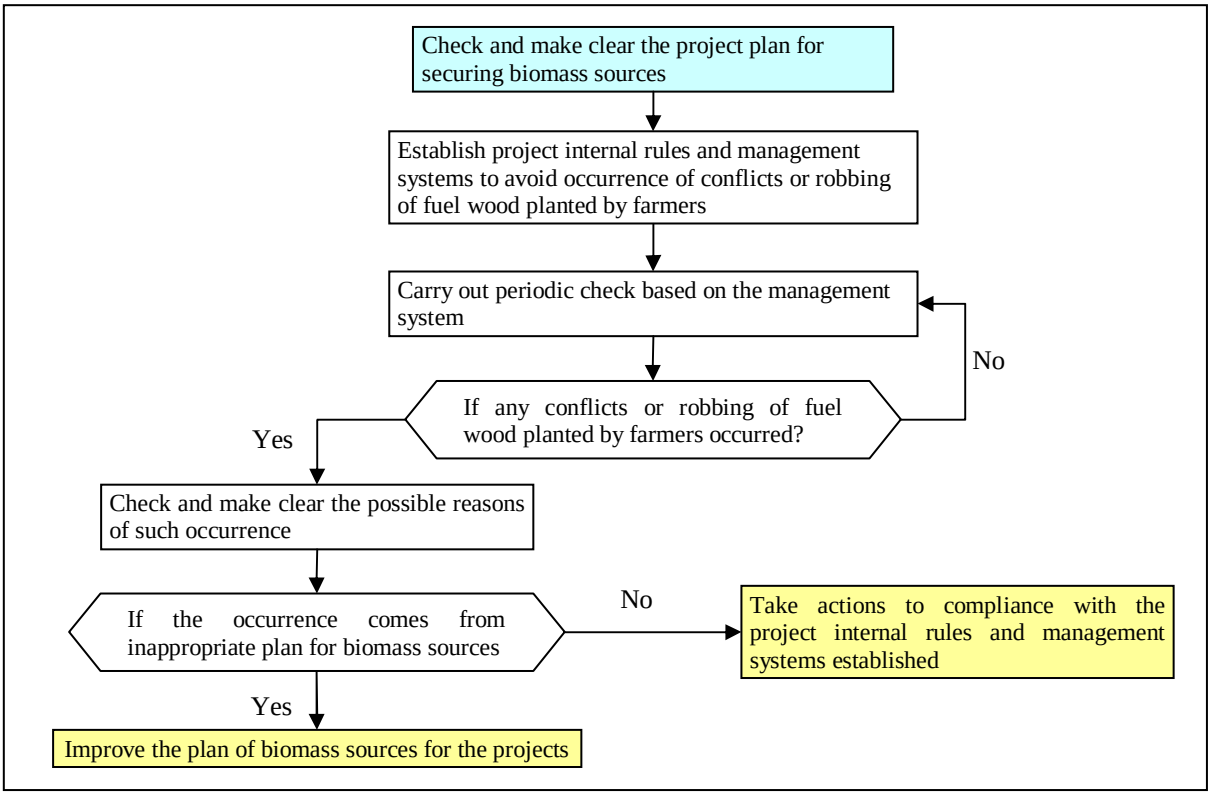
発電所要員がバイオマス燃料を確保する目的で、農民が薪材として植林した樹木を仮に盗伐するようなことがあると、地域社会に大きな問題を引き起こすでしょう。プロジェクト事業者は下記の諸行動・方策を取り、問題発生を防ぐ必要があります。

1) バイオマス発電所の継続運転に必要な燃料源の確保計画を再度チェックします。不足が生じるおそれがある場合、計画を改善します。

2) 農民が薪材として植林した樹木を盗伐することがないよう、発電所の運転に関する規則および管理体制を確立し、定期的監査を行います。

3) 発電所要員が個人的な思惑で上記の違法行動にでることのないよう管理を徹底する。

図 9.2.3 に上記諸事項の行動手順を示します。



出典：調査団

図 9.2.3　栽培燃料木の盗伐の回避プロセス

9.3　太陽光発電計画

9.3.1　廃棄バッテリーの収集、処分およびリサイクル

以下に廃棄バッテリーの収集、処分およびリサイクル手順を示します。

1) 各地方自治体は使用済みバッテリーの恣意的な廃棄を禁止する法令を設ける。

2) 廃棄バッテリーの収集業者は登録・認可制にする。

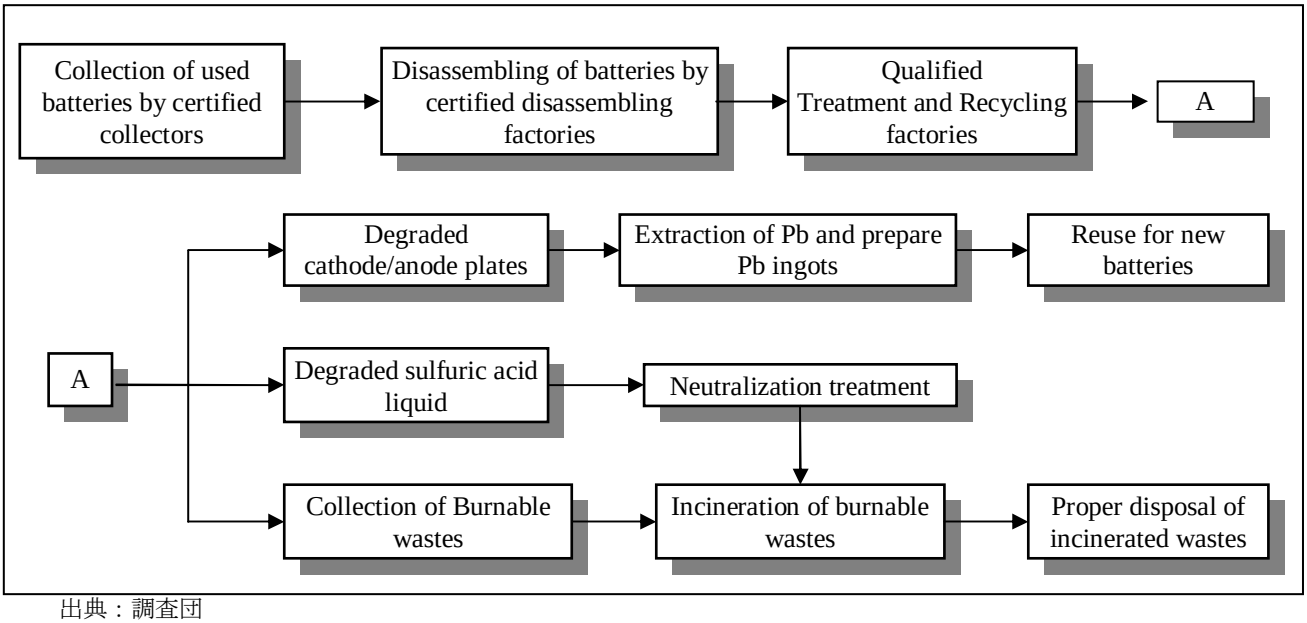
3) 収集された廃棄バッテリーの分解業者も登録・認可制にする。

4) 可燃性廃棄物の焼却場も登録・認可制にする。

5) 再使用可能物質のリサイクル業者も登録・認可制にする。

6) 以上の諸認可済み業者による収集、分解、焼却処理、リサイクル・再生を行い、廃棄バッテリーによる環境への負荷をを低減する。

図 9.3.1 に以上の手順を示します。



出典：調査団

図 9.3.1　廃棄バッテリーの収集、処分、リサイクルのプロセス

9.3.2　系統接続時の BCS および SHS の処分

(1) BCS の撤去･移設あるいは処分

本 MP では、BCS を設置した村落がミニグリッドあるいは系統延伸により電化が実現した場合には、その BCS は他の未電化村落に移設することを、基本としています。何らかの理由により BCS の解体･処分が必要となった場合には、以下の手順が必要となります。

1) 太陽光発電パネルとの接続部分を分離

2) 分離した太陽光発電パネルは別の場所での再使用を考える

3) 充電制御器の分離

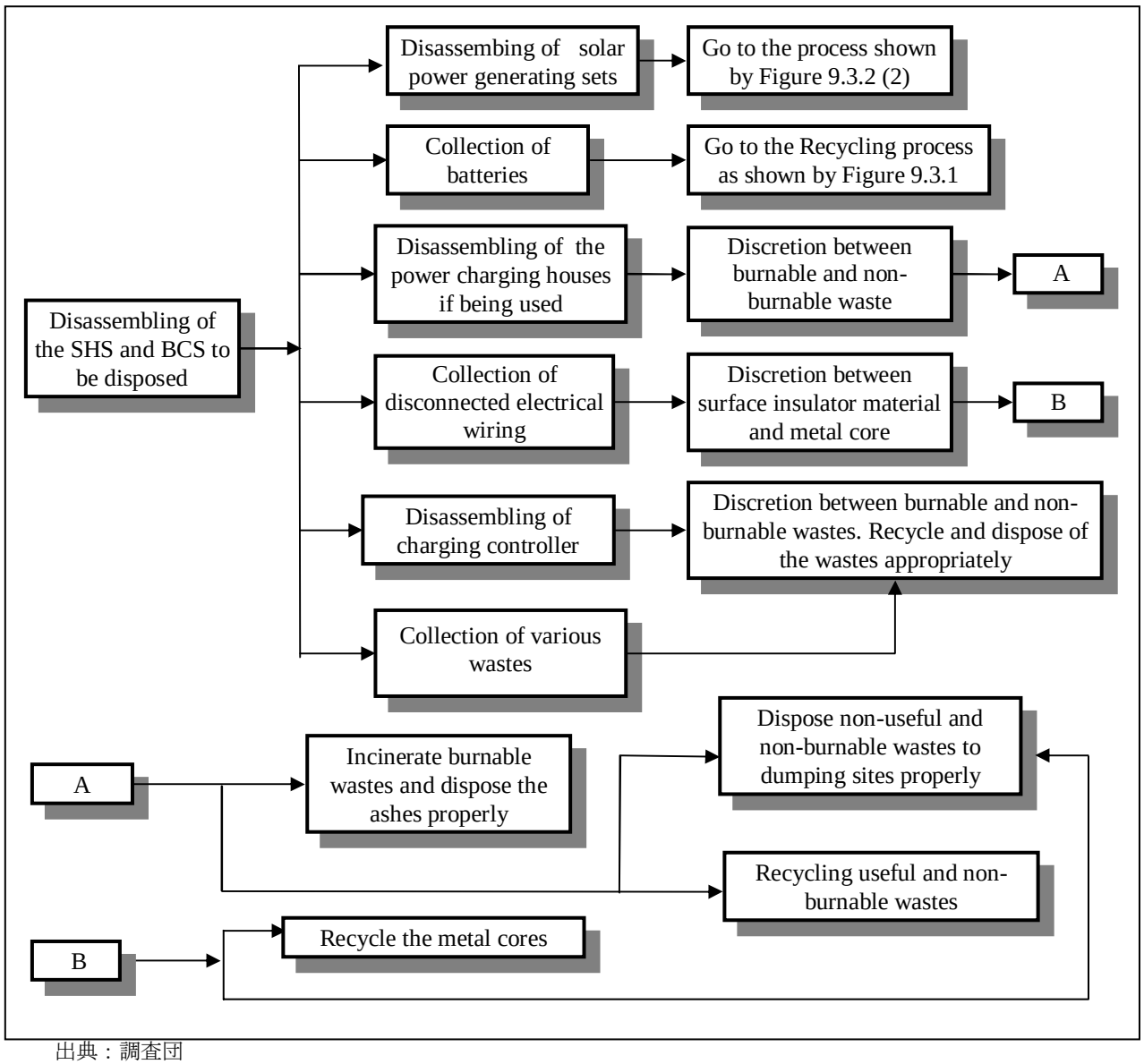
4) 廃棄バッテリーの分離

5) 配線網の分離収集

6) 充電室がある場合、その解体処分

7) 各種廃棄物の分別収集・処理処分

図 9.3.2(1)に上記諸事項の実施手順を示します。



出典：調査団

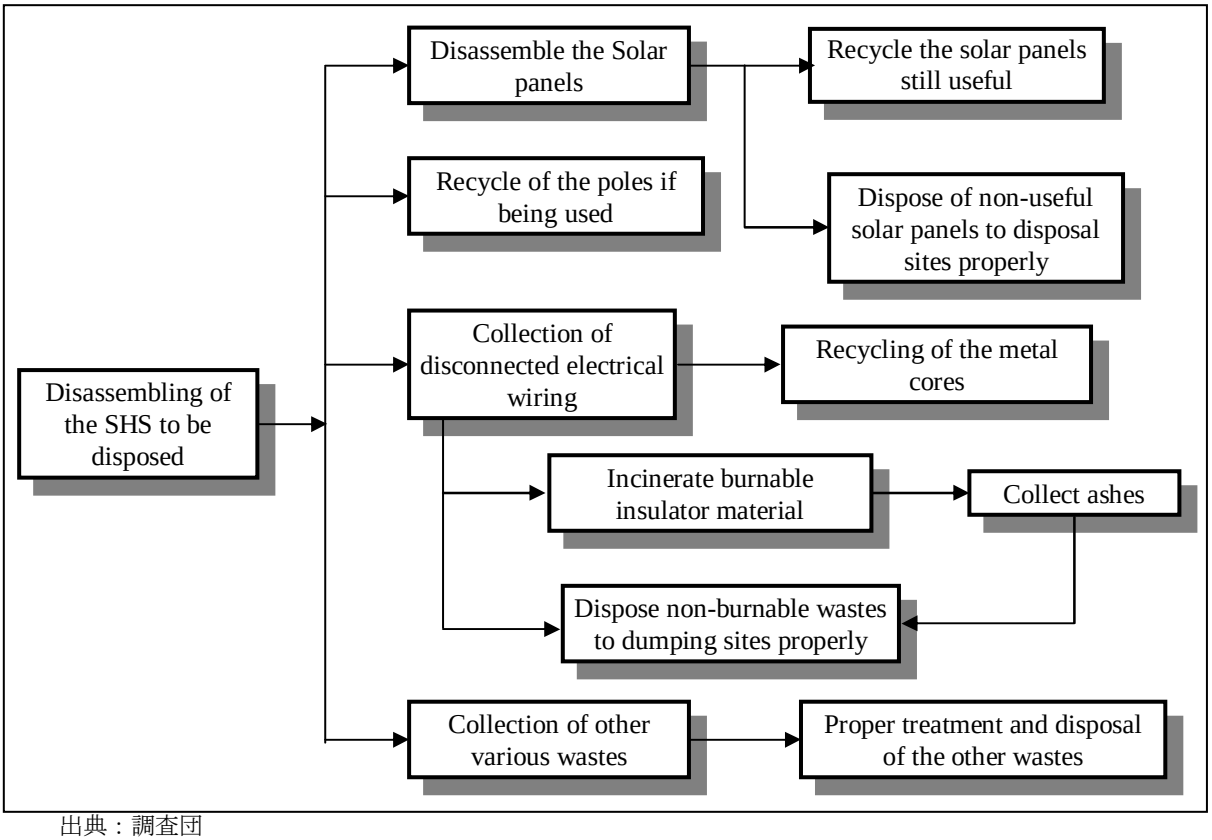
図 9.3.2 BCS および SHS を処理する場合のプロセス

(2) SHS の撤去・移設あるいは処分

本 MP では、SHS は、個人が REF からの補助金を得て設置することを基本としています。電化が実現し SHS が不要となった場合には、一般的には市場で売却することになります。何らかの理由により SHS の解体・処分が必要となった場合には、以下の手順が必要となります。

1) 太陽光発電パネルの分離
   (i) 再使用可能な太陽光発電パネルは別の場所で再利用
   (ii) 再使用不可能な太陽光発電パネルは固体廃棄物として適切に処理・処分。
2) 充電制御器の分離
3) 配線網の分離収集
4) 各種廃棄物の分別収集・処理処分

図 9.3.2 (2)に上記諸項目の作業手順を示します。



出典：調査団

図 9.3.3　系統接続時の PV システムの処理プロセス

第 10 章 電気事業者の申請と支援システム

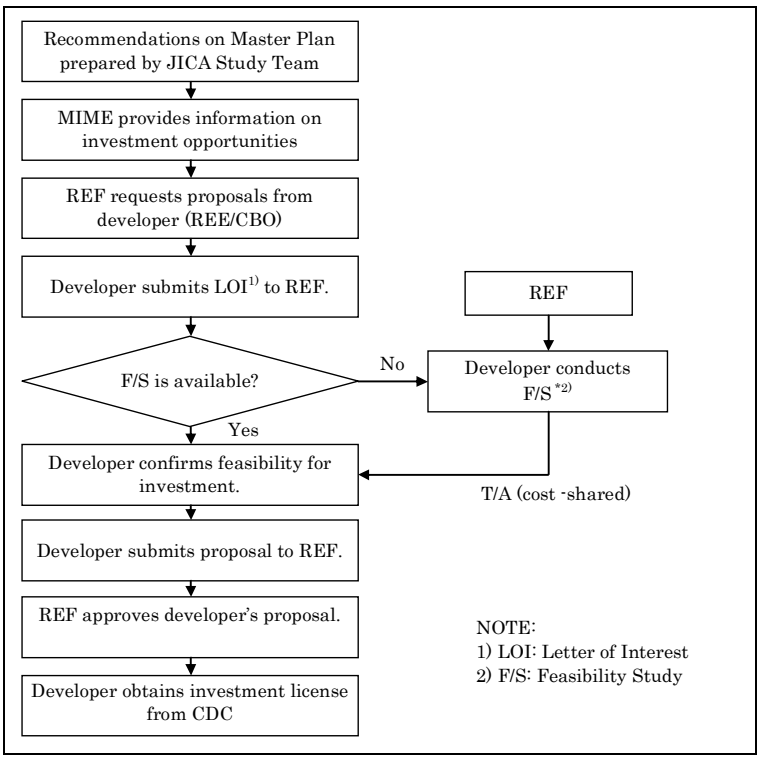
10.1 民間事業者の投資手続方法 (REE と CEC)

民間事業者 (REE, CEC and NGO)が電気事業へ投資する方法は 2 つあります。1 つは、REE が地方電化基金(REF)へ申し込む方法であり、もうひとつは CEC がプライオリティアクションプラン (priority action plan、PAP)方式を取ることです。

10.1.1 REF のプロセス

REF のプロセスを図 10.1.1 に示します。（事業サイクルの詳細と REF 支援申請書の様式は付属資料 F に示します。）民間事業者 (REE, CEC and NGOs)は、以下のステップに則って、REF メカニズムに基づいた地方電化事業へ投資することができます。

1) REF による事業提案書の公募
2) 事業者による投資の検討および事業投資提案書の作成
3) REF メカニズムにより拠出される補助金の認定
4) 補助金の支払
5) EAC による事業免許の交付
6) 系統を電源とする配電事業の場合には、EdC と電力購入契約の締結



出典：調査団

図 10.1.1 REF メカニズムに則った地方電化事業への投資プロセス

(1) REFによる、事業提案書の公募

EAC と連携して、REF は民間投資家に対して、地方電化事業の提案書を公募します。候補となる事業や地域については、鉱工業エネルギー省(MIME)が決定します。REF 事務局は、REE が EAC から認可を得るときに利用する用紙を、応募用紙として利用します。

(2) 事業者による、投資の検討および事業投資提案書の作成

地方電化事業に関心のある投資家は、次の手順により投資を実施します。

1) REF事務局へ関心表明書を、事業者が提出する。

2) 事業の Feasibility Study[2]が済んでいない場合、事業者はその調査を実施する許可を得る(調査項目の詳細については後述)。

3) 事業実施における総合的な実現性や収益性について、事業者が確認する。

4) 事業者が事業の実施を決定した後、投資金が更に必要な場合は、金融機関へ借入金の申請をする。

5) 投資家が、MIME や DIME へ REE の登録を申請する（1. 125 kVA 以上の場合は MIME へ申請、2. それ以下の場合は DIME へ申請）。

6) 投資家は、EAC に対して然るべき免許交付の申請をする(発電、配電、複合のいずれか)。

7) 事業者は、REF に対して事業提案書を提出する。その際、F/S に関する報告書やその他関係書類を全て添付する。

民間による投資事業は、カンボジア開発委員会(Cambodia Development Committee (CDC))へ申請が必要ですが、電気事業に関わる投資の場合は CDC の承認は不要です。MIME あるいは DIME の承認は必要です（但し、カンボジア投資委員会(CIB)による投資許可のある場合は除きます）。

(3) REFメカニズムより拠出される補助金の認定

REFによる補助金は、以下の基準を満たした事業に対して拠出されます。

1) REFによる支援を受けることの可能な事業に共通の基準

- 規制の遵守
- 技術基準の遵守
- 事業の採算性

[2] REF 申請書には F/S のコピー添付を要求している。F/S のレベルと内容は事業の規模とスコープによって簡単な事業計画から詳細なフル F/S へと大きく変わる。本 M/P で対象とする地方電化事業については、簡単な事業計画種レベルで十分である。このレベルでは、以下の項目が盛り込まれていれば十分である。①サイトの状況、②需要想定、③供給ポテンシャルと供給計画、④事業費見積、⑤事業実施と運営管理計画と⑥経済・財務分析(含む料金設定)

- 組織としての事業運営の可能性
- 社会、環境面におけるセーフティガードに関する、ドナーの提示する基準の遵守

2) 配電事業に関する基準

- EAC へ提出する料金設定案を作成する際、REF からの補助金を考慮して計算します。
- 住民が保証金を積むことにより、電化事業に対する意思を表明済み

3) グリッドに接続しているバイオマスガ発電事業や水力発電事業に関する基準

- EdC は事業者と電力購入契約(PPA)あるいは、買電意図表明書を発行

4) 太陽光 BCS、太陽電池システムの導入する事業に関する基準

- 太陽光事業者も REF 補助金の対象となります。

(4) 補助金の支払

1) 補助金について調査団の案を表 10.1.1 に示します。

表 10.1.1 補助金 (案)

Type of Electrification	Scope of Work	Ownership	Funding Modality of Capital Costs	
			REE	CEC
1. Extension of REE grid	Rehabilitation of Distribution lines and Extension of an existing mini grid systems	REE	Subsidy (25%), Equity (15%), Soft Loan (60%)*	-
2. Renewable Energy new mini grid (Hydro)	Generation and distribution	REE/CEC	Subsidy (25%), Equity (15%), Soft Loan (60%)	Subsidy (50%), Equity (10%), Soft Loan (40%)
3. Renewable Energy new mini grid (Biomass)	Generation and distribution	REE/CEC	Subsidy (25%), Equity (15%), Soft Loan (60%)	Subsidy (25%), Equity (15%), Soft Loan (60%)
4. Diesel new mini grid	Generation and distribution	REE/CEC	Subsidy (25%), Equity (25%), Soft Loan (50%)	Subsidy (25%), Equity (25%), Soft Loan (50%)
5. Solar system	SHS,BCS	REE/CEC	Subsidy (25%) Equity (15%), Soft Loan (60%)	Subsidy (95%), Equity (5%), Soft Loan (0%)

出典：調査団

2) 補助金の支払基準（案）

- グリッド延伸、およびミニグリッド

① 事業契約が締結し、事業計画を提出したことを事業者により報告を受けた後、建設事業開始時に 40%を支払う。

② 建設事業終了時に、仕様書に基づいて事業が終了したことが担当技師により証明された後、40%を支払う。

③ 事業運営が開始した 3 ヵ月経過後、EAC または EdC によりパフォーマンスが良好であることが証明された場合、残りの 20%を支払う。

- 太陽光発電システム

① 最初に 100%を支払う。

REF 運用手引きでは、補助金供与契約の不履行や規約違反などが生じた場合について、事業家の報告の確認、評価の手続きが紹介されています。

(5) EAC による事業免許の交付

電気法では、全ての事業家に対し、EAC からの免許や事業認可を取得することを求めています。EAC の免許付与、事業実施認可を行う過程は直接的で簡素化されています。詳細は、EAC のホームページ(http://www.eac.gov.kh)参照。

事業実施に際し付与される免許の有効期間は 5 年です。事業の承認を得る過程において、必要な最新の情報は、同ホームページで取得可能です。

(6) EdC との電力購入契約（PPA）の締結

本 MP では、グリッド延伸により REE のミニグリッドを系統へ接続後、再生可能エネルギー技術(RET)を利用した発電事業者が生み出す余剰電力を EdC へ売却できるような PPA を、MIME、REF、EdC および EAC が適用することを提言しています。電力の買い手としては、EdC や地方電気事業者が挙げられます。一般論として、RET を利用した電力を① 固定額、② 10-15 年の契約期間という 2 つの条件を満たす PPA を形成することが考えられます。このような契約条件が実現すれば、事業への融資条件の緩和が期待されます。これは、建設事業などで高額の融資を必要とする場合に、商業銀行が貸し付けやすくなり、投資家も融資の目処が付くことにより F/S 実施に踏み切り易くなります。

PPA 締結に際し、詳細の取引条件を詰めていく上で、当事者間の討議が非常に重要です。PPA が提案された時点で、MIME、REF、EdC などの関連省庁と、余剰電力の売却を希望する事業者間の協議がまずなされるべきです。PPA が締結されるまでの過程を以下に示します。

1) 電化事業を形成し、その事業に対する投資の可否に関する CDC の承認を得て、その事業の運営免許を取得する。

2) 事業実施について MIME および REF へ公式に通知する。

3) MIME、REF および EdC に対し、PPA に関する応募用紙を提出する。このとき、契約条件等についても提案する。

4) CDC 承認の取得(但し、2 万ドルを超えない投資の場合は、地方局の承認でよい)。

上記の手続きを経たのちに政府からの承認を得ると、EdC との契約交渉が始まる。

事業実施の進め方は以下の通り。

1) REF の要請内容と関連法規に沿って F/S を実施

2) プロジェクトコストの試算

3) 環境関連法規に沿って環境影響評価や環境負荷の低減に関する検討および調査

4) 事業の運営分析

5) 社会経済調査

6) 対象給電地域における料金設定と支払能力に関する分析

7) 事業の財務分析

8) 上述の 7 項目の検討を反映させた事業提案書の、金融機関および関連省庁への提出

9) 投資および事業の政府による認可

10) 施設の詳細設計、施設の修復作業、あるいは建設作業に伴う場合の建設業者の選定

11) 施設の修復作業あるいは建設作業

10.2 財務支援

REF の評価基準を満たす事業家は、REF からの補助金やソフトローンを獲得しやすくなります。REF 補助金一覧を以下に示します。

表 10.2.1 REF 補助金

Type of Electrification	Scope of Work	Ownership	Funding Modality of Capital Costs	
			REE	CEC
1. Extension of REE grid	Rehabilitation of Distribution lines and Extension of an existing mini grid systems	REE	Subsidy 25% Equity 25% Loan 50%	
2. Renewable Energy new mini grid (Hydro)	Generation and distribution	REE		
3. Diesel new mini grid	Generation and distribution	REE		
4. Solar system	SHS	REE		

出典：REF

REF 補助金制度は、バイオマス発電、太陽光 BCS を対象としていません。CEC も認識されていません。50%のローンは商業銀行ローンを想定しています。この REF 支援制度を補完するため、調査団は、バイオマス等の再生可能エネルギーによるオフグリッド地域の地方電化事業に対する融資機能と、CEC の設立・運営指導などの技術支援機能を併せ持つ支援機能（CFR）の創設を提案しています（第 2 巻 Part 2 1.7.3 節参照）。

資金支援の詳細については、2006 年に発足予定の REF 事務局への問い合わせて下さい。

10.3 技術･運営面における支援

10.3.1 REF/CFR による技術支援

REF/CFR は、技術面および運営面の能力強化と REF に提出する事業提案書の質を高めるために、民間事業者(REE)、NGO および CEC に対して、MIME、NGO、EdC および NGO と連携して技術支援を提供します。

(1) 対象となる事業者

電気事業者として以下を含みます。

- 事業者（REE と CEC）
- 再生可能エネルギー技術や地方電化事業を専門とするコンサルタント、建設会社、施設や設備を取り扱う機器メーカー
- 再生可能エネルギー技術や地方電化事業に対する投資を行う金融機関

(2) 支援内容

地方電化において、電気事業者に対する支援は全ての段階（投資準備、事業開始、市場開発、事業環境の改善および成長）において実施されます。

- グリッドを利用した地方電化事業実施に参加している事業者を対象とした、事業展開支援
- 再生可能エネルギー技術の普及を促進する、機器メーカーや機器リース会社などの会社に対する事業展開支援
- 地方電化や再生可能エネルギー技術を利用した事業に関する、金融セクター(銀行やマイクロファイナンス機関)の能力強化
- 地方電化事業者（コミュニティーまたは小規模の民間事業者）に対する、運営、金融、顧客関係、維持管理に関する技術支援
- 電気の昼間利用の促進
- 技術基準、品質管理の向上（電気メータの精度保証も含む）

10.3.2 NGOs

電気事業の実施において、NGO は非常に重要な役割を果たします。カンボジアには NGO が多数存在します。そのなかでも電気事業の経験を既に有している NGO をここで紹介します。

(1) Small and Medium Enterprises Cambodia (SME Cambodia)

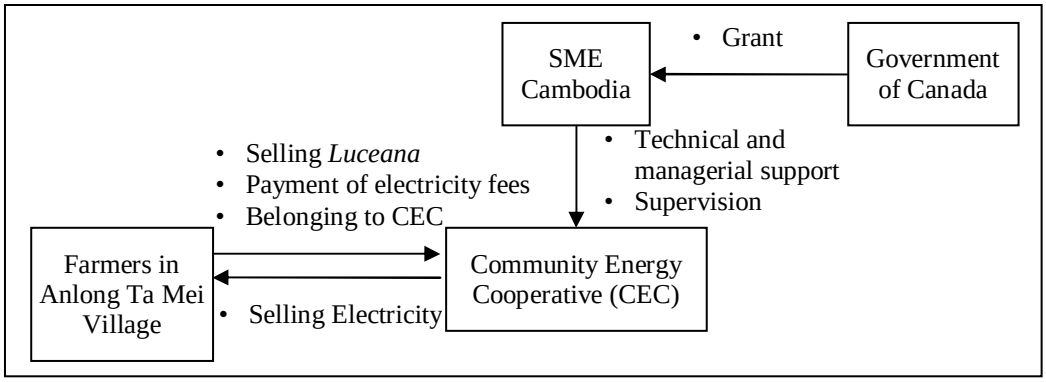
<u>組織概要：</u>

Small and Medium Enterprises Cambodia (SME Cambodia) は、中小企業の育成とその振興を主な目的として、1997 年に創設されました。現在は、民間企業の組織力強化、金融ファシリティー、新しい生産技術の普及、市場や環境の整備などを主な活動分野としています。

<u>今まで実施した地方電化事業：</u>

Battambang 州 Anlong Ta Mei 村にて、バイオマス電化事業を実施しました。初期資金は、カナダ政府からの無償援助を受けました。事業は 2005 年 2 月より運転を開始しました。本事業では、SME Cambodia は、電気事業の実施体である Community Energy Cooperative (CEC)の設立を支援し

ました。その際、技術面および運営面のトレーニングも実施。事業の仕組みを以下に示します。



連絡先：

住所 : 92K, Russian Fed. Blvd., Toul Kok, Phnom Penh Cambodia, P.O.Box 614
電話番号 : (855-23) 882 354　Fax: (855-23) 882 354
ホームページ : http://www.smecambodia.org/

(2)　Centre Kram Ngoy (CKN)

組織概要[3,4]：

CKN は、フランス系 NGO であり、1998 年よりカンボジアで活動しています。人材育成、電気に関する技術教育、職業訓練などが主な活動内容です。活動資金は、Electriciens Sans Frontiéres (ESF)、Agence Intergouvemementale de la Francophonie (AIF)、Association d'aide pour la femme khmére (AFK) や UNESCO などから支援を受けています。

技術教育については、プノンペン市のトレーニングセンターのみならず、地方都市でも出張形式で実施しており、電気技術のみならず事業運営に関する知識の普及や企業家精神の育成に努めています。この技術教育の延長として、プノンペン市から 30km 程離れたところに位置する Banteay Dek 村で発電事業を始めました。この事業では、CKN のトレーニングを地元で受けた人間が運営に携わっています。

連絡先：

住所 : # 58A Street 318, Phnom Penh 12309, Cambodia
電話番号 : (855-23) 987 843
E-mail : ptm.ckn@online.com.kh
ホームページ : http://www.ckn-cambodia.org/fr

3 http://www.recambodia.org
4 http://www.ckn-cambodia.org/fr

(3) Concern Worldwide Cambodia

組織概要：

Concern Worldwide は、ナイジェリア紛争で生じている難民の飢餓の緩和を目的として、アイルランドで 1968 年に発足した African Concern を前身とする組織です。1999 年にカンボジアでの活動を開始し、地方部に居住している貧困層の安全の確保と生活環境の改善を目的とした事業を手掛けてきました。

本 NGO は「Community Forestry Management Committees (CFMC)」の設立支援および事業運営支援を行い、コミュニティーフォレストリー事業を実施しています。この事業は、本調査で提案している、栽培型バイオマス発電事業への適用が可能でしょう。

連絡先：

住所 : # 36, Street 352, Quarter Boeung Keng Kang 1, District Chamka Mon, Phnom Penh, Cambodia, P.O.Box 485
電話番号 : (855-23) 214 879 Fax: (855-23) 210 314
E-mail : cfppenh@concerncambodia.net

(4) UTA-Cambodia, Centre for Livestock and Agriculture Development (CelAgrid)

組織概要：

UTA-Cambodia, Centre for Livestock and Agriculture Development (CelAgrid)は、1997 年に設立されました。主な目的は、畜産を基本とした持続可能な農業の発展と、地場の資源を活用した研究活動です。主な資金源は、Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)や、The Swedish International Development Cooperation Agency (SIDA)です。このような資金支援を受け、再生可能エネルギー技術（特に、食物、飼料、再生可能な資源を利用したバイオマス発電）の利用に関する研究を実施しています。

連絡先：

住所 : Kandal Village, Rolous Commune, Kandal Stung District, Kandal Province, P.O.Box 2423, Phnom Penh III
電話番号 : (855-23) 211 323 Fax: (855-24) 394 570
E-mail : khieu_borin@forum.org.kh
ホームページ : http://www.utafoundation.org

10.3.3 コンサルタント

(1) JBJ-Crossroads to Development

組織概要：

JBJ-Crossroads to Development は、2003 年に設立されたコンサルティング会社である。社会調査や経済調査を重点分野とする一方、NGO、研究機関、他企業等と連携して、人材育成も実施しています。

連絡先：

住所 : #11A, Street 29, Sangkat Tonle Bassac, Khan Chamcar Mon, Phnom Penh, Cambodia
電話番号 : (855-23) 220 657 Fax: (855-23) 211 725
E-mail : crossroads@online.com.kh

(2) GRET (Groupe de Recherche et d'Echanges Technologiques)-KOSAN

組織概要[5]：

GRET は、途上国の社会･経済開発を目的として、1976 年、フランスに設立されました。1988 年以来、農業、水力発電、マイクロファイナンス、教育を捉えた地方開発事業をカンボジアで展開しています。GRET はカンボジアの建設会社である KOSAN Engineering と連携して、社会開発のみならず、地方部におけるインフラ開発支援も実施しています。

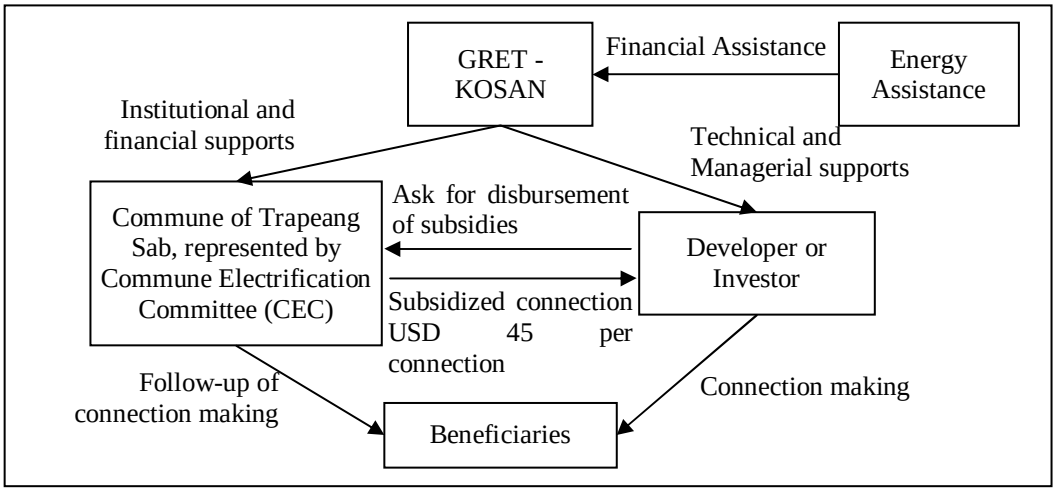
今まで実施した地方電化事業：

GRET は、Takeo 州において、ベルギーの Energy Assistance の資金支援を受けて地方電化事業を実施しました。GRET-KOSAN は、電気事業者の運営･財務能力強化、Commune Electrification Committee (CEC)の設立に係る支援を実施しています。

本事業では、Energy Assistance から受けた支援資金を、貧困家庭への接続費用としてアウトプット方式で REE へ支払う形式を採用しています。ここで言う「貧困家庭」とは、所得が低いために接続料金を支払うことの出来ない家庭を指し、貧困家庭と位置づける所得指標は CEC が決定します。REE に対するその他の金融支援は、Peng Heng SME 銀行や ACLEDA 銀行が実施しています。この 2 銀行は、GRET-KOSAN が保証人を務めることで、通常よりも好条件で融資を行っています。

[5] http://www.gret.org

事業の実施体制を以下に示します。



連絡先：

住所: Hotel Cambodiana, Ground Floor, Office 4, Phnom Penh, Cambodia
電話番号/Fax : (855-23) 212 891
E-mail : gret@camnet.com.kh
ホームページ : http://www.gret.org

10.3.4 二国間援助

在カンボジア日本大使館では、1992 年より、「草の根無償支援協力」を実施しています[6]。事業の申請方法については「草の根無償資金協力ガイドライン」を参照して下さい。

[6] Guidelines for Japan's Grant Assistance for Grass-roots/Human Security Projects (KUSANONE)

参考文献

カンボジア国における再生可能エネルギーを用いた地方電化のためには、以下の参考文献が役立つものと考えられます。

No.	タイトル	メディア	備　考
設計マニュアル / ガイドライン等（小水力発電関連）			
1	“ Micro-hydropower Sourcebook”, a Practical Guide to Design and Implementation in Developing Countries, by Allen R. Inversin, NRECA, 1994.	Paperback only	NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) International Foundation, Washington, D.C., U.S.A. (http://www.nreca.org) [$25 + shipping]
2	“Micro-Hydro Design Manual, A Guide to Small-Scale Water Power Schemes”, Adam Harvey, Intermediate Technology Publications, United Kingdom, 1993.	Paperback only,	ITDG (http://www.itdg.org/) (http://www.developmentbookshop.com/) [$57.49 + shipping, available from www.amazon.com]
3	“ Micro-Hydro Power, A Guide for Development Workers”, Peter Fraenkel, Paish, Bokalders, Harvey, Brown, Edwards, ITDG, 1991.	Paperback only,	Intermediate Technology Development Group (ITDG) Publications, United Kingdom, (http://www.itdg.org/) [$30 + shipping, available from www.amazon.com]
4	“Layman’s Guidebook on how to develop a small hydro site”, Commission of the European Communities, Celso Penche, Directorate-General for Energy by European Small Hydropower Association (ESHA), 1997.	PDF	microhydropower.net (http://microhydropower.net/) [Available online PDF from web. Site, free of charge]
5	“Small-Scale Hydro-Power Generation”, Engineering Manual for Irrigation & Drainage, Japanese Institute of Irrigation and Drainage, Japan, March 1987.	Paperback only,	JIID (http://www.jiid.or.jp/e) [Currently NOT AVAILABLE]
6	“Guide Manual for Development Aid Programs and Studies of Hydro Electric Power Project”, New Energy Foundation (NEF) Japan, 1996.	Paperback only,	NEF (http://www.nef.or.jp) [Paperback only]
7	“Manual de mini y microcentrales hidráulicas”, Una Guía para el Desarrollo de Proyectos, Intermediate Technology Development Group (ITDG)- Perú, PAIE/JUNAC, OLADE, BID, 1995.	PDF	ITDG(http://www.itdg.org.pe/Programas/energia/enerpub.htm) [Available online PDF from website, free of charge]
8	“The Study on Introduction of Renewable Energies in Rural Areas in Myanmar”, Final Report, Main Report Volume 4, Manuals for Sustainable Small Hydros, JICA/ MEPE & MOEP, September 2003, NK/ IEEEJ.	PDF	JICA (http://lvzopac.jica.go.jp/library/) [Available online as PDF from website, free of charge]
9	“ The Study for Establishment of Electric Power Technical Standards and Guidelines in Kingdom of Cambodia”, Final Report, Main Report Vol. II Guidebook, JICA/MIME, February 2004, J-Power/ CEPCO.	Paperback only,	JICA (http://lvzopac.jica.go.jp/library/) [Paperback only in Library]
10	“ Small HydroPower Handbook”, A Guide to Understanding and Constructing Your Own Small Hydro Project, Ron Williams, Morehead Valley Hydro Inc., October 2002.	PDF	Morehead Valley Hydro Inc. (http://www.smallhydropower.com)
11	“Best Practices for Sustainable Development of Micro Hydro Power in Developing Countries”, Department for International, Development, UK. & The World Bank, March 2000, Smail Khennas and Andrew Barnett, in association with London Economics / deLucia Associates USA.	PDF	ITDG:(http://www.itdg.org/docs/energy/bestpractsynthe.pdf) [Available online as PDF from website, free of charge]
12	“Small Hydropower Systems”, Energy Efficiency and Renewable Energy, DOE/GO-102001-1173, FS217, U.S. Department of Energy (DOE), the National Renewable Energy Laboratory (NREL), July 2001.	Paper	US.DOE(http://www.energy.gov/engine/content.do)

No.	タイトル	メディア	備　考
13	"Mini Centrales Hidráulicas para el desarrollo rural", PROPER - Bolivia, , Ilistración: Juan Carlos Parra,	Pamphlet	Al PROPER-Bolivia (address: Lanza No.0736, Casilla 2672, Cochabamba, Bolivia, Tel: +591-042-50327) (or Centro de Informacion en Energias Renovables :CINER: http://www.ciner.org/)
14	(Other information & links on Micro Hydro Power)	Web.	microhydropower.net (http://microhydropower.net/literature.html#Inversin)
Design Manuals / Guidelines (Others)			
1	Social aspects		Two case studies of community based electrification : 1. Rural electrification by mini-grid at Trapeang Sab Commune, Bati District, Takeo Province, 2 Village electrification by bio-mass at Anlong Ta mei village, Chuteal Commune, Banon District, Battambang Province
Suppliers Information			
	Equipment manufacturers of biomass gasification power		
	Equipment manufacturers of micro hydro (see Webpage Link sites)		Morehead Valley Hydro Inc. (http://www.smallhydropower.com/), microhydropower.net (http://microhydropower.net/), etc.
	Suppliers of solar power applications		
	Suppliers of materials of distribution lines		
	Concrete poles and fittings		
	Insulators and cables		
Cost Information			
	Biomass gasification power system		
	Micro hydro generator sets (see Webpage Link sites)		Morehead Valley Hydro Inc. (http://www.smallhydropower.com/), microhydropower.net (http://microhydropower.net/), etc.
	Solar BCS		
	SHS		
	Materials of distribution lines		
Environmental Considerations (List of References re Environmental Regulations and Land Management in Cambodia)			
1	Article 59 of the Constitution of the Kingdom of Cambodia		
2	Royal Decree on the Protection of Protected Areas		
3	Royal Decree on The Establishment and Management of Tonle Sap Biosphere Reserve		
4	Law on Environmental Protection and Natural Resources Management		
5	Sub-Decree on the Organization and Function of the Ministry of Environment		
6	Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process		
7	Prakas (Declaration) on Guideline for Conducting Environmental Impact Assessment Report		
8	Guidelines for Conducting Environmental Impact Assessment (EIA) Report		
9	Sub-Decree on Water Pollution Control		
10	Sub-Decree on Solid Waste Management		
11	Sub-Decree on Air and Noise Pollution Control		
12	Prakas (Declaration) No. 1033 on Protected Areas		
13	Annex to Prakas No. 1033		
14	Drafted Decree on the Establishment and Management of Protected Areas		
15	Land Law (PREACH REACH KRAM), NS/RKM/0801/14, August 13, 2001		

No.	タイトル	メディア	備　考
16	STRATEGY OF LAND POLICY FRAMWORK (Interim Paper), by Council of Land Policy, September 06, 2002		
17	POLICY PAPER ON SOCIAL LAND CONCESSIONS IN KINGDOM OF CAMBODIA, by Council of Land Policy, March 19, 2003		
18	SUB DECREE on SOCIAL LAND CONCESSIONS IN KINGDOM OF CAMBODIA,		
Clean Development Mechanism (CDM)			
1	The documents of The Ministry of Environment, GOJ : http:/www.env.go.jp/		
2	The documents of CDM-EB : http:/cdm.unfccc.int/		
3	CDM and JI in CHARTS, Version 2.1, by The Ministry of Environment, Government of Japan, March 2005		
4	List of Designated National Authorities (DNA), as of May 22, 2005		
5	List of Designated Operational Entity (DOE), as of May 22, 2005		
6	CDM Simplified PDD for Small-scale CDM Project Activities, Version 01, January 21, 2003, --- *Appendix A* to the Simplified Modalities and Procedures for Small-Scale CDM Project Activities		