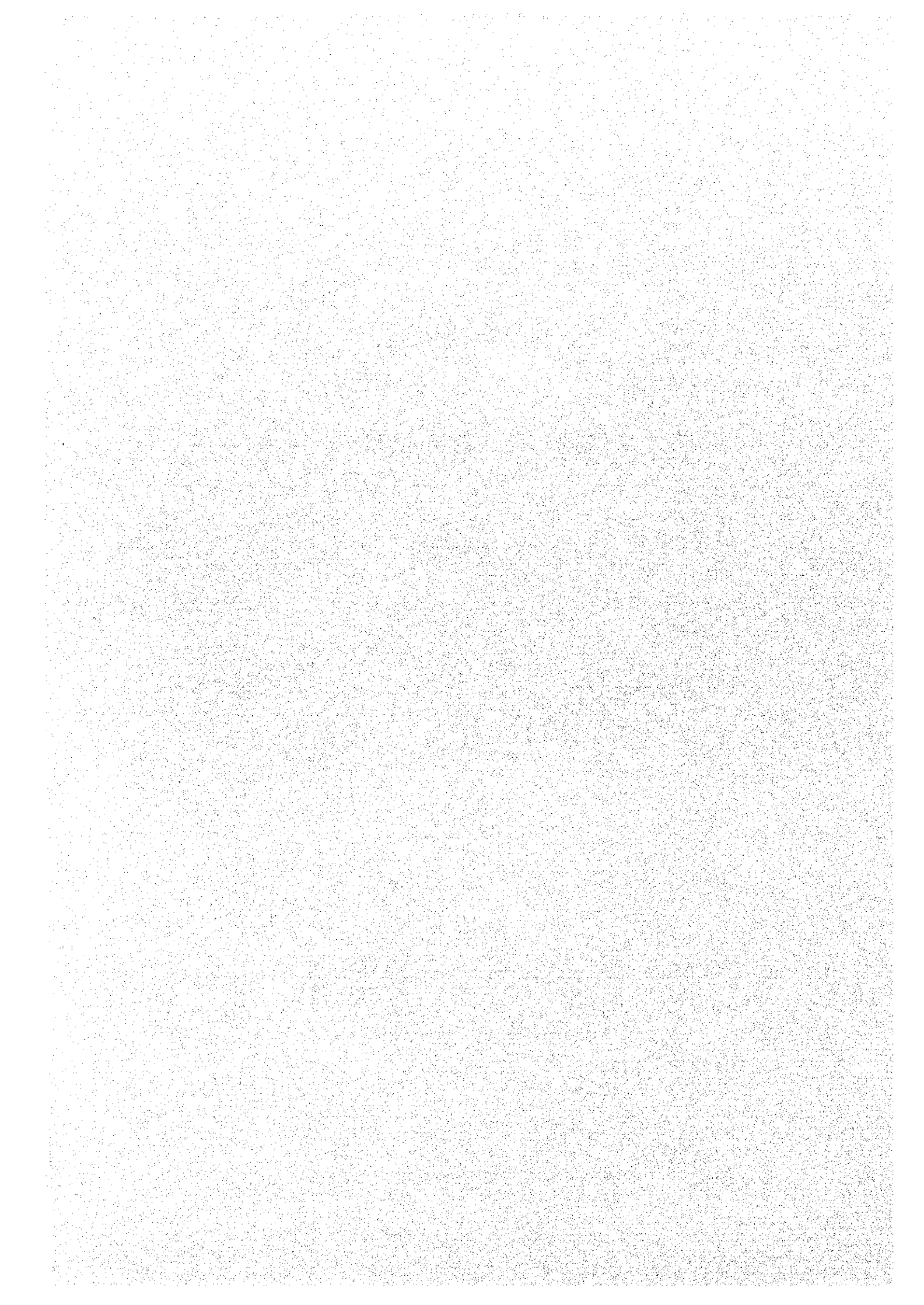


第8章

ラオスに適した太陽光発電システム と 環境対策



第8章 ラオスに適した太陽光発電システムと環境対策

パイロットプロジェクトの実証・調査結果を基に、ラオス国に適した標準的な太陽光発電システムをカウンターパートに提案し、そのシステムの設置・メンテナンスマニュアルを取りまとめた。また、今後太陽光発電システムの普及に伴い課題となる廃棄バッテリーの処理方法について、ラオス国における現状を調査し、将来的な対応策の提案を行った。

8-1 ラオスにおける太陽光発電システムの導入状況

ラオスではこれまでマイクロ波中継局、電話中継所、ラジオ中継所等の無人システムの電源として太陽光発電システムが導入されてきた。これらのシステムはMCTPC（通信・運輸・郵政・建設省）が中心となり設置しており、設置地点は79箇所、総容量は122kWを超えている。一方、村落電化を目的とした太陽光発電システムの導入は最近始まったばかりであり、MIH、STEА、EDL等がそれぞれ試験的に導入している。太陽光発電システムの導入状況を図8-1-1に示す。

○MIH（工業・手工芸省）

オーストラリアからの援助などにより数か村の診療所や集会所に太陽光発電システムを設置した経験を持つ。また、本プロジェクトのパイロット事業6村落に加え、その後独自に3村落に太陽光発電システムを設置し（2000年11月時点）、さらにその周辺村落への設置を進めている。こういった経験をもとに、太陽光発電システムによる地方電化計画の推進主体として、本調査に続く本格的な事業計画を準備中である。

○STEА（科学・技術・環境局）

主に研究目的でラオス南部のサヴァナケット近郊の村落にSHS及びBCSを設置した。BCSの設置に当たっては架台の設計から機材の調達、設置工事までを手がけ、また、独自にコントローラーの開発も実施しており、技術的に豊富な蓄積を有している。

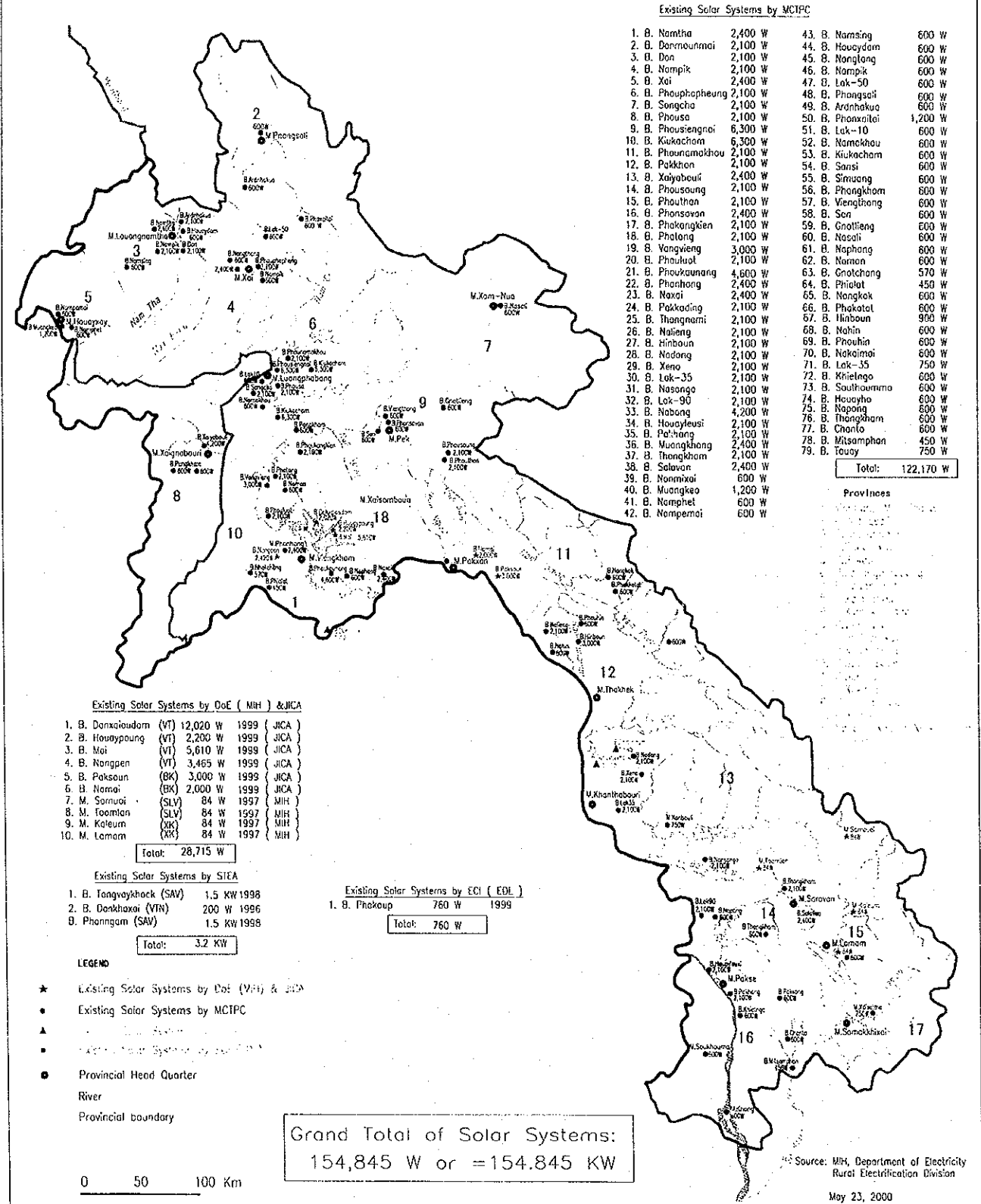
○EdL（ラオス電力公社）

世界銀行資金によるオフ・グリッド電化プロジェクトの一環としてSHSを1村落に設置している。しかし、EdLではオフ・グリッド電化は採算性があわず電気事業としては成り立たないとの判断から、その後のシステム導入に関する検討は進んでいない。

○その他

EUの援助でSHSが各地に設置されている。ルアンプラバンに近いKasiya村のケースは無償援助に近い形での試験的導入であり、維持管理などに課題が残っている。また、首都ヴィエンチャンのほか各地に太陽光発電システムを販売している民間業者があり、ラオス国内で太陽光発電システムの関連機器を調達することは十分可能である。

Solar Systems Development in the Lao PDR



Existing Solar Systems by MCIPC

1. B. Namtha	2,400 W	43. B. Namsing	600 W
2. B. Dornounmai	2,100 W	44. B. Houaydam	600 W
3. B. Don	2,100 W	45. B. Nanglong	600 W
4. B. Nampik	2,100 W	46. B. Nampik	600 W
5. B. Xoi	2,400 W	47. B. Lok-50	600 W
6. B. Phouphapheng	2,100 W	48. B. Phongsai	600 W
7. B. Songcha	2,100 W	49. B. Ardnakua	600 W
8. B. Phouso	2,100 W	50. B. Phoungkhai	1,200 W
9. B. Phoungsengnoi	6,300 W	51. B. Lok-10	600 W
10. B. Kiukacham	6,300 W	52. B. Namkhou	600 W
11. B. Phouamakhou	2,100 W	53. B. Kiukacham	600 W
12. B. Pakkhen	2,100 W	54. B. Sansi	600 W
13. B. Xaiyabouli	2,400 W	55. B. Simuang	600 W
14. B. Phousoung	2,100 W	56. B. Phangkham	600 W
15. B. Phouthan	2,100 W	57. B. Viengkham	600 W
16. B. Phonsavan	2,400 W	58. B. Sen	600 W
17. B. Phakengien	2,100 W	59. B. Nongtieng	600 W
18. B. Phalang	2,100 W	60. B. Nasali	600 W
19. B. Vangvieng	3,000 W	61. B. Naphang	600 W
20. B. Phoulout	2,100 W	62. B. Namon	600 W
21. B. Phoukuanang	4,600 W	63. B. Gnotchong	570 W
22. B. Phanhong	2,400 W	64. B. Phialat	450 W
23. B. Naxoi	2,400 W	65. B. Nongkok	600 W
24. B. Pakkading	2,100 W	66. B. Phakotai	600 W
25. B. Thangnami	2,100 W	67. B. Ikhoun	900 W
26. B. Nalieng	2,100 W	68. B. Nahin	600 W
27. B. Hinboun	2,100 W	69. B. Phouhin	600 W
28. B. Nadong	2,100 W	70. B. Nakaimoi	600 W
29. B. Xeno	2,100 W	71. B. Lok-35	750 W
30. B. Lok-35	2,100 W	72. B. Krielingo	600 W
31. B. Nasong	2,100 W	73. B. Southoumma	600 W
32. B. Lok-90	2,100 W	74. B. Houayha	600 W
33. B. Nabong	4,200 W	75. B. Nagon	600 W
34. B. Houayveusi	2,100 W	76. B. Thangkham	600 W
35. B. Pethang	2,100 W	77. B. Chanlo	600 W
36. B. Muangkham	2,400 W	78. B. Mitsamphan	450 W
37. B. Thangkham	2,100 W	79. B. Touay	750 W
38. B. Salavan	2,400 W		
39. B. Nonmxi	600 W		
40. B. Muangkeo	1,200 W		
41. B. Namphet	600 W		
42. B. Nompemai	600 W		

Total: 122,170 W

Existing Solar Systems by DoE (MIH) & JICA

1. B. Donxaioum (VT)	12,020 W	1999	JICA
2. B. Houaypoung (VT)	2,200 W	1999	JICA
3. B. Moi (VT)	5,610 W	1999	JICA
4. B. Nongpen (VT)	3,465 W	1999	JICA
5. B. Paksoun (BK)	3,000 W	1999	JICA
6. B. Namoi (BK)	2,000 W	1999	JICA
7. M. Sornuoi (SLV)	84 W	1997	MIH
8. M. Toomian (SLV)	84 W	1997	MIH
9. M. Kalem (XK)	84 W	1997	MIH
10. M. Lemam (XK)	84 W	1997	MIH

Total: 28,715 W

Existing Solar Systems by SICA

1. B. Tangvaykhaek (SAV)	1.5 KW	1998
2. B. Donkhaoui (VTN)	200 W	1996
B. Phonngam (SAV)	1.5 KW	1998

Total: 3.2 KW

Existing Solar Systems by ECI (EDL)

1. B. Phokoup	760 W	1999
---------------	-------	------

Total: 760 W

LEGEND

- ★ Existing Solar Systems by DoE (MIH) & JICA
- Existing Solar Systems by MCIPC
- ▲ Existing Solar Systems by SICA
- ▲ Existing Solar Systems by ECI (EDL)
- Provincial Head Quarter
- River
- Provincial boundary

Grand Total of Solar Systems:
154,845 W or =154.845 KW

Source: MIH, Department of Electricity Rural Electrification Division

May 23, 2000

図 8-1-1 ラオス国内の太陽光発電システム設置状況

出典: MIH 資料 2000 年 5 月

8-2 標準システムの提案

太陽光発電システムを標準化しておくことは、料金徴収、維持管理組織の役割、技術者の育成、保守・管理マニュアルの整備など様々な面で統一化が図れ、利用者にわかりやすい地方電化計画を作成する手助けとなる。

8-2-1 システム構成

(1) SHS

SHSは太陽電池モジュール、架台、コントローラー、開閉器、ヒューズ、バッテリー、スイッチ、蛍光灯、プラグで構成する。基本システムは太陽電池容量 50W、バッテリー容量 70Ah とし、夜間に 10W の蛍光灯が 6 時間、20W の白黒 TV が 3 時間使用できる。基本システムよりも多い電力利用を希望する利用者に対しては太陽電池容量 100W、バッテリー容量 120Ah のシステムを推奨する。また、ラオスでは狩猟用ライトや機織り時の照明の電源としてバッテリーが利用されており、これらバッテリーの充電要望が強い。そこで、パイロットプロジェクトでは 110W システムに付加した他のバッテリーの充電機能を、提案する SHS のオプションとして、50W 及び 100W システムに付加できることとした。ただし、他のバッテリーの充電にあたっては、基本システムのバッテリーが満充電状態で、かつ余剰電力が発生しているときのみ他のバッテリーを充電するよう利用者に教育徹底する必要がある。

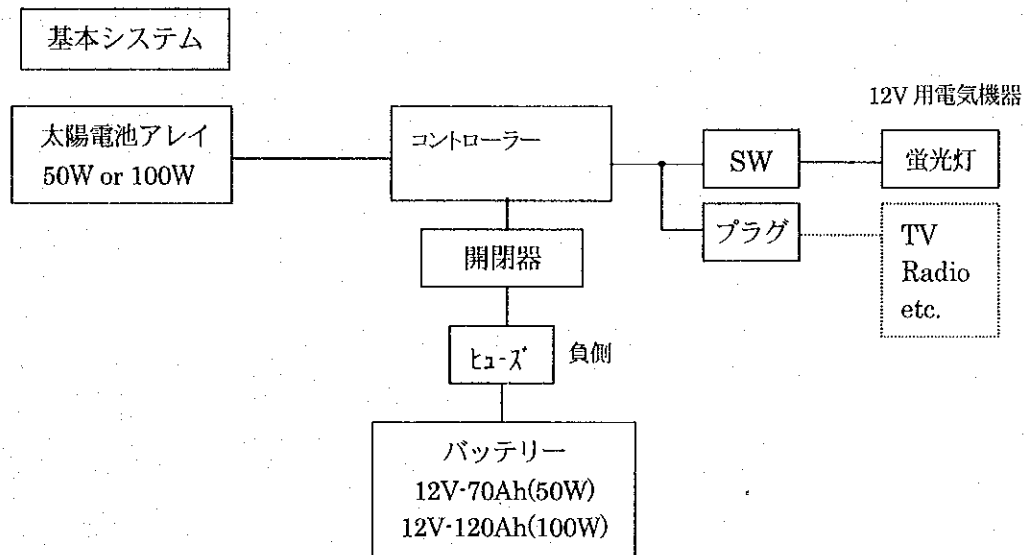


図 8-2-1 基本システム構成図

基本システムでは、日中太陽電池からの発電電力をバッテリーに充電し、夜間に電気機器を使用するケースを想定すると、図 8-2-4 のように、50W システムでは 10W 蛍光灯が 5 時間、20W の B/W TV が 3 時間使用できる。100W システムでは倍の電力の使用が可能となる。

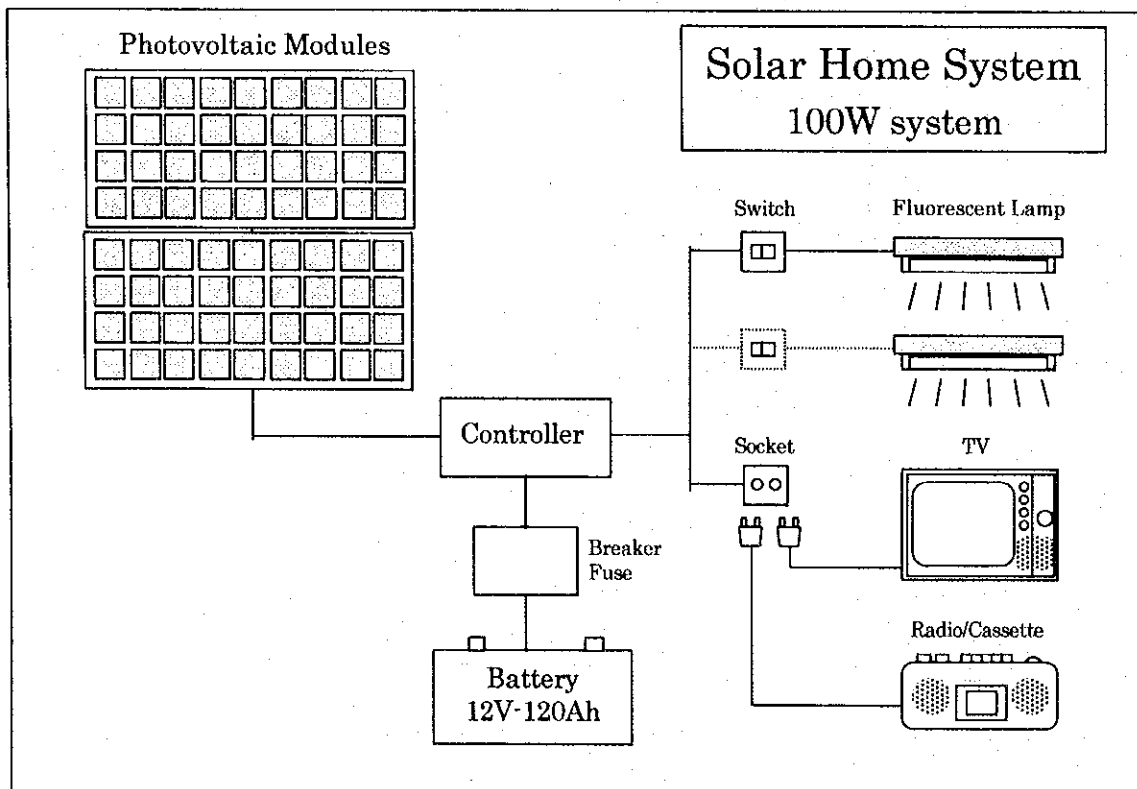
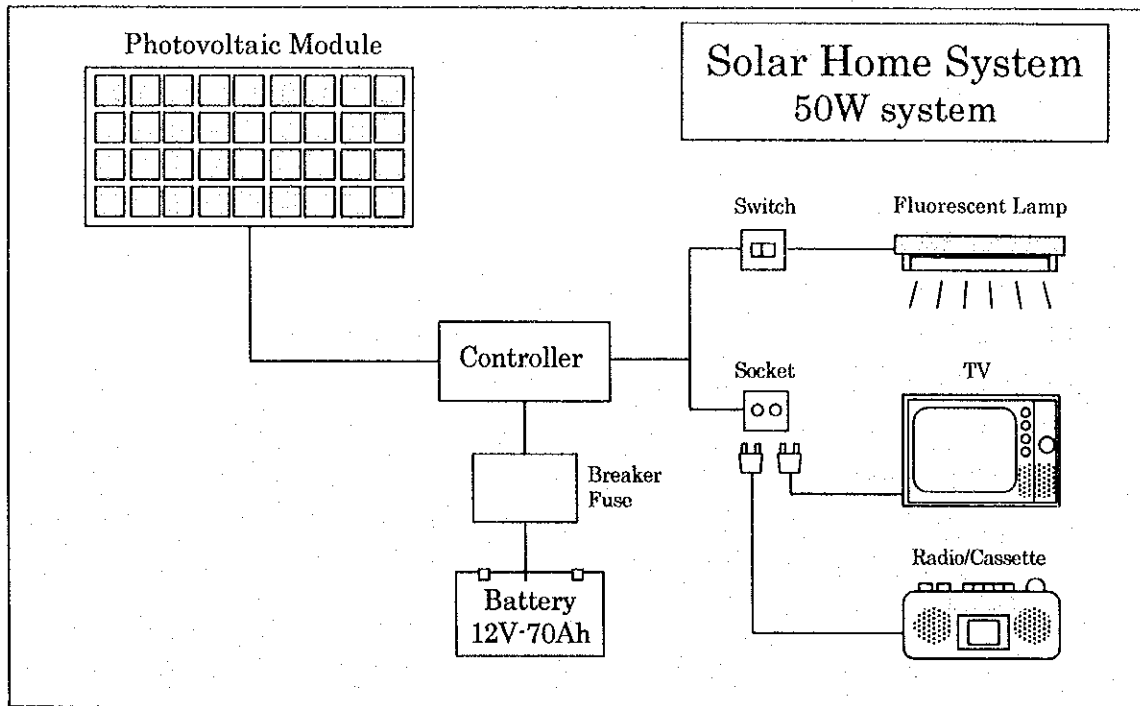


図 8-2-2 基本システムイメージ図

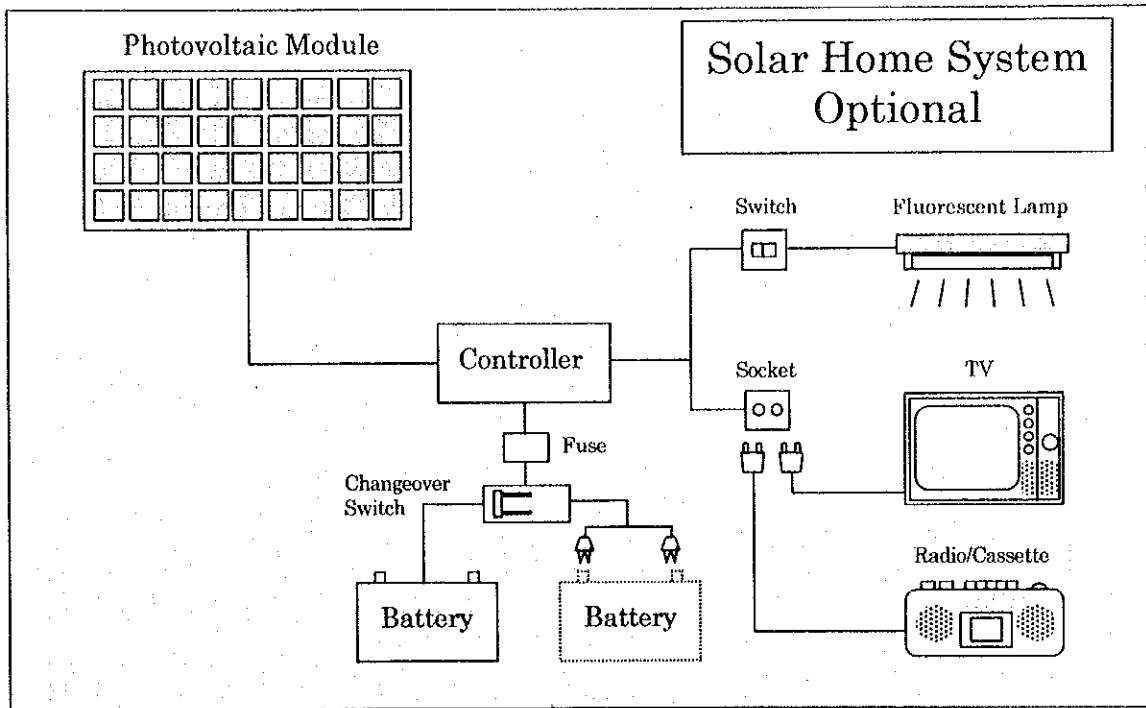


図 8-2-3 オプションシステムのイメージ図

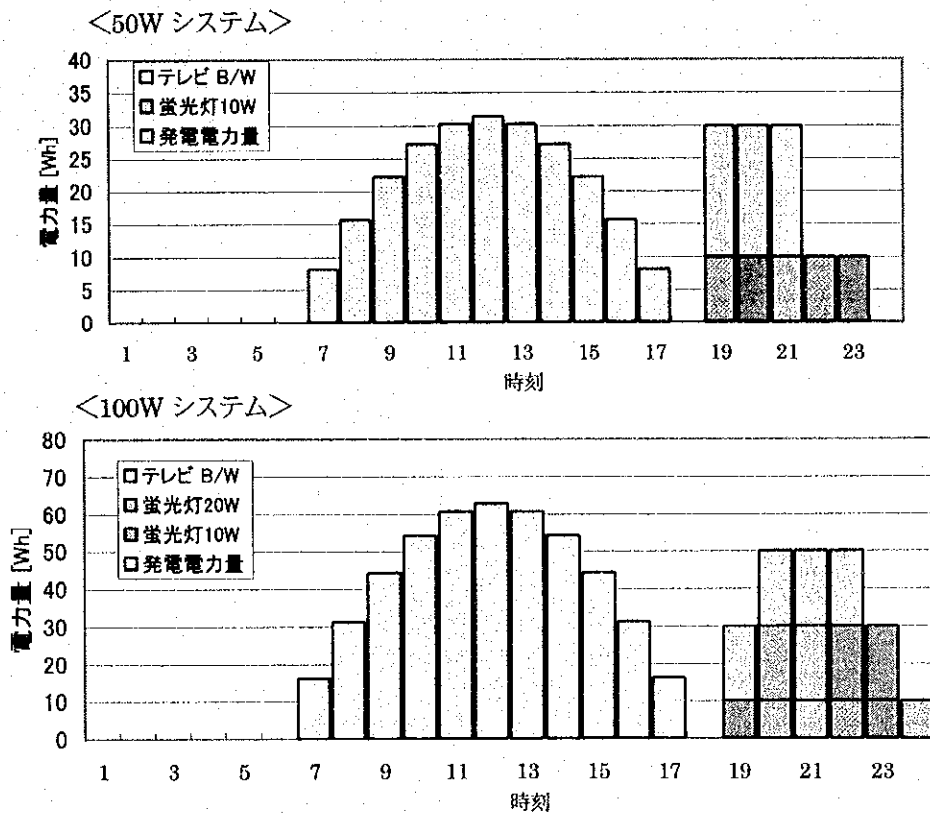


図 8-2-4 基本システムの運転モデル

(2) BCS

BCSは太陽電池容量が150Wのシステムを基本とし、80Ahまでのバッテリー充電に対応する。80Ah～150Ahのバッテリーに対しては150Wシステム2セットをコントローラーの出力側で並列接続することにより充電可能とする。BCSの基本システムは、太陽電池モジュール、架台、開閉器、コントローラー、接続用クリップで構成される。80Ah～150Ahのバッテリー充電に対しては2台の基本システムに対し1台の切替式開閉器を設置する。

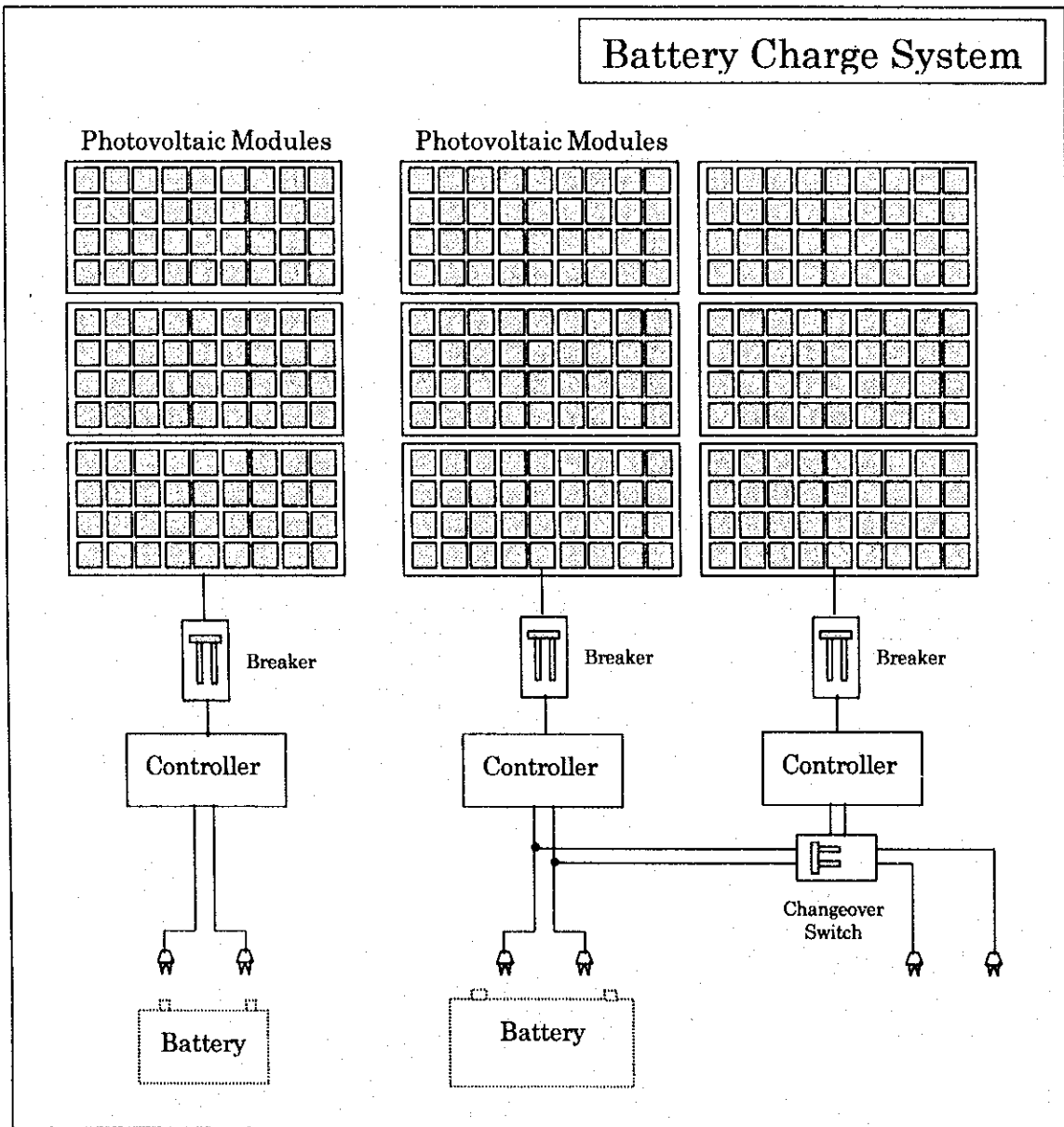


図 8-2-5 BCSのイメージ

8-2-2 機器選定に当たっての注意点

(1) 太陽電池モジュール

一般的に電力用の用途にはシリコン系の太陽電池が利用されている。シリコン系の太陽電池には結晶型とアモルファス型がありそれぞれ温度により特性が変化する。特に電圧の変化が大きく、太陽電池モジュールを選定するためにはこの温度特性を考慮する必要がある。

表 8-2-1 太陽電池の温度特性

種類		温度係数		特性曲線
		電圧変化率	電流変化率	
結晶型	単結晶	-0.32 [%/°C]	+0.09 [%/°C]	
	多結晶	-0.30 [%/°C]	+0.07 [%/°C]	
アモルファス		-0.36 [%/°C]	+0.10 [%/°C]	
特性式		$V_{oc2} - V_{oc1} = \beta \times (T_2 - T_1) \times V_{oc1}$		
		ここで、 V_{oc1} : 温度 T_1 の時のモジュール開放電圧 (標準時 $T_1=25^\circ\text{C}$) V_{oc2} : 温度 T_2 の時のモジュール開放電圧		

太陽電池セルの温度は外気温と日射強度に関係し、夏期の昼間には 60°C を超えることがある。太陽電池は温度が上昇すると電圧が低下する特性を持ち、太陽電池セルの温度が 60°C に達すると、開放電圧は約 14% 低下する。バッテリーの充電を伴うシステムではこの電圧低下を十分考慮しておく必要がある。下式に示すように、太陽電池アレイ開放電圧は温度上昇時において、配線及びコントローラー内部の電圧降下も加えてバッテリーの満充電電圧よりも大きい必要がある。

$$V_{oc2} > V_b + V_c + V_d$$

ここで V_{oc2} : 温度 T_2 の時の太陽電池モジュール開放電圧
 V_b : バッテリーの満充電電圧
 V_c : コントローラー内部の電圧降下
 V_d : 太陽電池アレイ-バッテリー間の配線上の電圧降下

(2) バッテリー

太陽光発電システムで一般的に利用されているバッテリーは鉛バッテリーであり、ベント型（液式）とシール型がある。ベント型は補水等の保守が必要であるが信頼性が高くシール型に比べて安価である。一方、シール型は補水が不要であり、そのため無人システムに用いられている。

表 8-2-2 代表的な鉛バッテリーの特性比較

種類	ベント型鉛バッテリー		シール型鉛バッテリー
	太陽光発電用(ラッド式)	自動車用	
特性	深放電サイクル用	効率放電用	緩放電用
メンテナンス	補水が必要	補水が必要	フリー
価格	高	低	中
期待寿命	DOD 20% 7-10年 DOD 50% 1000h	DOD 20% 2-3年 DOD 50% 300h	DOD 20% 5-6年 DOD 50% 700h

注) DOD: 放電深度 (Depth of discharge)

バッテリーの選定に当たってはコントローラーとの組合せを十分考慮する必要がある。バッテリーは種類により多少満充電電圧が異なることから、適正なバッテリー管理を行うためにはコントローラーの設定電圧とマッチしたものを選定する必要がある。

(3) コントローラー

バッテリーは過充電や過放電を繰り返すと著しく寿命が短くなる。コントローラーは、バッテリーの充放電状況を監視し、過充電または過放電の状態にならないよう充放電を制御する装置である。コントローラーには充放電電流量を監視するタイプとバッテリー端子電圧を監視するタイプのものがあるが、一般的にはバッテリー端子電圧を監視するタイプの安価なコントローラーが使用されている。コントローラーには過充電・過放電防止機能の他に表 8-2-3 に示すような逆流防止、逆接続防止、過電流保護などの機能が備わっていることが望ましい。その他、センシングや温度補正などバッテリーの端子電圧を補正する機能が備わっているコントローラーもある。

表 8-2-3 コントローラーの機能

機能	説明
過充電防止	バッテリー端子電圧が規定電圧（満充電電圧）に達すると満充電状態と判断し、太陽電池からの充電をカットまたは制限する。
過放電防止	バッテリー端子電圧が規定電圧（過放電電圧）に達すると過放電状態と判断し、バッテリーから負荷への電力供給を停止する。
逆流防止	夜間等にバッテリーから太陽電池側に電流が流れることを防止する。
太陽電池逆接続保護	太陽電池アレイの極性が逆に接続された場合に、回路の切断や利用者への連絡をおこなう。
バッテリー逆接続保護	バッテリーの極性が逆に接続された場合に、回路の切断や利用者への連絡をおこなう。
過電流保護	負荷側の回路で短絡が生じ、バッテリーから規定値以上の過電流が流れた場合にバッテリー回路を開放する。
センシング	コントローラーからバッテリーの間で発生する電圧降下を補正するため、主回路とは別にバッテリー端子電圧を専用線でモニタリングする。
温度補正	バッテリー電圧は温度の影響を受けて変化するため、温度を測定し適正な電圧に補正する。

コントローラーの選定に当たっては、必要な機能の有無を確認する他、内部消費電力や各種設定電圧を確認する必要がある。容量の小さい SHS では消費電力の小さいコントローラーが望ましく、また、過充電及び過放電制御電圧がバッテリーの電圧特性とマッチしている必要がある。

(4) 照明器具

一般的に未電化村落の住宅では、夜間の照明器具としてろうそくや灯油ランプ、ガスランプなどが利用されている。一方、電化村落においては蛍光灯や価格の安い白熱電球などが利用されている。これら各種照明器具の光効率（1W のエネルギーを投入して得られる光の量）を比較すると蛍光灯が最も高い値を示している。したがって、蛍光灯は他の照明器具に比べ効率が良く、使用電力に制限のある太陽光発電システムにおいて最も適した照明器具であることがわかる。

表 8-2-4 各種照明器具の性能比較

照明器具の種類	エネルギー源	エネルギー消費	仕事量[W]	光束[lm]	光効率[lm/W]
Kerosene Lantern	Kerosene	0.05 l/h	488	100	0.21
Candle	Wax	7.20 g/h	72	16	0.22
Pressure Lamp	Kerosene	0.08 l/h	813	1300	1.60
Gas Lamp	LPG	34.00 g/h	425	1000	2.35
Incandescent Lamp	Electricity	100 W	100	1200	12
Halogen Lamp	Electricity	25 W	25	500	20
Fluorescent Lamp	Electricity	13 W	13	585	45

出典：Rural Lighting, IT Power and Stockholm Environment Institute

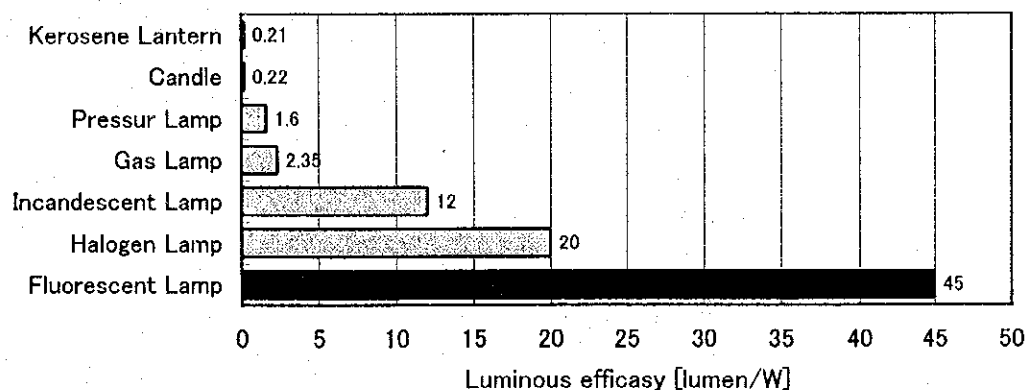


図 8-2-6 各種照明器具の光効率の比較

ラオスの地方村落のバッテリーを所有している住宅では、一般的に 10W または 20W の蛍光灯が使用されている。この蛍光灯にはタイまたは中国製のバラスト（インバータ）が利用されているが性能は悪い。その他ラオスで入手可能な蛍光灯としては、U字タイプの省エネ蛍光灯、パイロットプロジェクトで使用した 8W 蛍光灯、EU が Kasiya 村に設置した PV システムに使用している 10W 蛍光灯がある。これらの蛍光灯にはそれぞれ長所・短所があり、それらの特性を見極

めて機器を選定する必要がある。

表 8-2-5 ラオス国で調達可能な照明器具の比較

種類	特徴	価格(\$)	
		本体	管
市販の蛍光灯 10W	地方でも購入可能。性能はあまり良くない。電力損失大	2.0	1.0
U字型蛍光灯 11W	地方でも購入可能。本体と管が一体となっており、故障時には全て交換する必要がある。	19(ドイツ製)	
ヨーロッパ製 10W	本体は輸入品で高価。蛍光管は市販のものが利用できる。	34.5	1.0
パイロットプロジェクト 8W	本体は輸入品で高価。蛍光管も特殊であるが一部販売店で購入可能。	28.0	2.0

8-2-3 機器の交換

太陽光発電システムの寿命は、太陽電池モジュールやケーブルは 20 年程度あるものの、コントローラーは 10 年、PV 用バッテリーは約 7 年、自動車用バッテリーは約 2～3 年と云われている。このうち、コントローラーやスイッチ、照明器具などは、故障がはっきりと現れるので発生した時点で取替や修理による対応ができる。しかし、バッテリーの場合は充放電を繰り返すと徐々に特性が劣化するので、天候状況やシステム構成機器の動作状況などを見ながら、十分な教育を受けた技術者が的確に判断しバッテリー交換時期を見極めなくてはならない。ここではバッテリーの交換とスペアパーツについて述べる。

(1) バッテリー寿命の判定

バッテリーの劣化は利用者側から見て「電気機器の使用時間が短くなった」などの現象として現れる。この時、一般的にバッテリー自体には、

- ・充電してもバッテリー液比重が上がらない。各セル間の比重差が大きい。
- ・バッテリー液の減りが激しい。各セル間の液量の差が大きい。
- ・負荷接続時及び充電停止直後のバッテリー端子電圧低下が大きい。
- ・バッテリー温度が周囲温度より異常に高い。

などが現れる。従って、一般的な交換時期の判定方法として、液比重による方法とバッテリー電圧による方法とが考えられる。

①液比重による方法

パイロットプロジェクトで使用したバッテリーの満充電状態での液比重は「1.28」であるが、充放電を繰り返すと徐々に比重値が低下し、各液槽間での比重差がでてくる。このときに均等充電を実施し回復をはかるが復帰しなかった時に交換時期と判断する。比重の測定は電解液及び測定器具の取り扱いや測定条件などに注意が必要。

②バッテリー端子電圧による方法

劣化が進んだバッテリーは内部抵抗が高くなっており、充電停止後や負荷接続時に電圧が急激に低下する。晴天時に1～2日かけてバッテリーを満充電状態とし、充電時電圧と充電停止後5分程度時間を開け電圧を測定し比較する。新しいバッテリーの電圧低下は10%程度であるが、この電圧比較値とその後の利用者の負荷使用状況などから寿命を判断する。

これらを確実に見極めるには、定期的に比重や補水状況および端子電圧などを測定・記録しておくことが大変重要である。次にバッテリーの寿命判定手順を図8-2-7に示す。

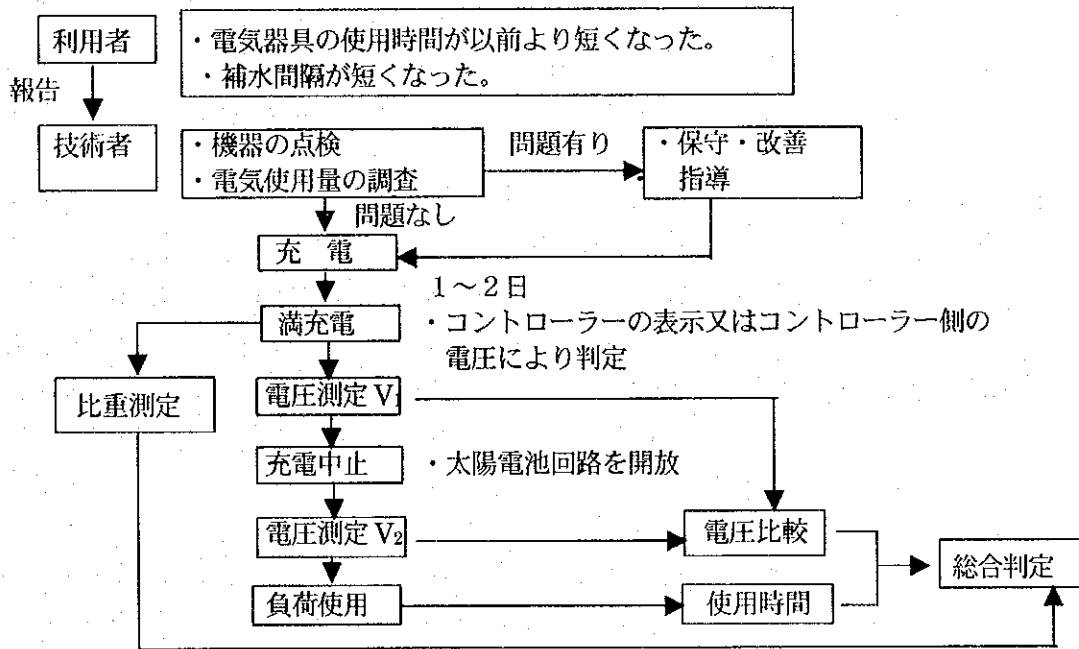


図 8-2-7 バッテリーの寿命判定の手順

(2) スペアパーツ

独立型太陽光発電システムでは、構成機器の故障やケーブルの断線などにより給電が停止するので、事故や故障が発生した場合には速やかに機材の交換・修理が行われることが望ましい。このためには、太陽電池モジュールやコントローラーのスペアを事業主体が保管し、必要に応じて地方技術者の管理・指導により交換する。その他の機材については、市場調達が可能で機材なので村落内で保管し必要に応じ現地技術者が交換する。

表 8-2-6 推奨されるスペアパーツ

	保管場所	機 器	数 量
S	政府 (中央又は地方)	太陽電池モジュール	全モジュール枚数の 0.4%
		コントローラー	全数の 4%
H S	村落	配線	1 ロール
		スイッチ・プラグ	全数の 4%
		ヒューズ	全数の 10%
		蛍光灯バラスト	全数の 4%
		蛍光管	全数の 10%
B C	政府 (中央又は地方)	太陽電池モジュール	全数の 0.4%
		コントローラー	全数の 4%
S	村落	配線	1 ロール
		開閉器	全数の 4%

8-3 維持管理技術の向上

パイロットプロジェクトではシステムの設計・建設・評価を通じて、カウンターパートに対し太陽光発電システムに関する技術移転を図るとともに、村落電化委員会の技術者に対してワークショップの開催やOJTにより点検・保守方法の技術トレーニングを実施した。今後PV導入によるラオス国の地方電化を進めるにあたり、技術指導や連絡体制の確立、技術マニュアルの整備および技術トレーニングを定期的実施することが重要である。次にこれらについて述べる。

8-3-1 技術マニュアルの整備

標準システムの提案に伴い、SHS及びBCSの技術マニュアルをカウンターパートと協議し完成させた。この技術マニュアルは、現在ラオスで調達可能な機材やパイロットプロジェクトの経験、一般的に発生が予想される問題などをもとに作成しており、標準システムの構成、設置方法、点検・保守方法、トラブルシューティング及び使用上の注意事項が網羅され、ラオ語にも翻訳されている。今後PVシステムを普及促進していく際、システムを設置した地域の技術者や村落技術者などに配布し、適切に維持管理を行いできるだけ長期にわたってサステナビリティーが確保できるよう有効活用をはかる。

8-3-2 技術トレーニング計画

太陽光発電の分野は技術進歩が早く、常に新しい情報収集や技術習得を実施し、これをそれぞれ担当する技術者に反映しなくてはならない。このためには、中長期的な展望にたちそれぞれの分担ごとに継続的な技術トレーニングや情報交換などを行う必要がある。

(1) プロジェクト管理者

MIH/DOEの技術者がプロジェクト管理者にあたる。プロジェクト管理者は導入普及のための技術リーダーであり、システム設計から運転点検保守まで幅広い知識を習得する必要がある。パイ

ロットプロジェクトを通じて全般的な技術移転は終了しているが、この技術レベルを維持しさらに新しい技術を習得するためにも定期的な専門家による講習会の開催や国際機関によるトレーニングの受講および技術情報の収集、製品の調査、関係機関との情報交換などを実施していく必要がある。

(2) 地方技術者

各県のローカル MIH 又は ESCO の技術者が地方技術者にあたる。地方技術者は地方における太陽光発電システムが持続的に維持管理されるよう技術サポートを行う役割を持ち、現地技術者への技術トレーニングや現地技術者では行えないような補修、交換機材の供給などを行う。したがって、地方技術者は高い技術レベルが要求され、専用のトレーニングコースを設けてこの養成を行うことが望ましい。地方技術者は最初トレーニングコースを受講し、その後は年に1回程度プロジェクト管理者からフォローアップ教育を受ける。また、地方技術者が駐在する事務所にSHSを設置することにより、システムの維持管理を通じて技術力の向上、新しい技術者への技術移転が図れる。このシステムは、周辺の未電化村落へのデモ機材及び現地技術者の訓練用機材として利用できる。

(3) 現地技術者

村落電化委員会の技術者が現地技術者にあたり、太陽光発電システム設置村落の中から3名程度を選出する。ラオスの遠隔地はアクセスが悪く、地方技術者が頻繁に点検に赴くことは難しいので、簡単な故障修理などは村落内で解決する必要がある。したがって、現地技術者にはシステムの設置・施工方法やシステムの点検・保守、問題の探求・改善方法などの知識が要求される。現地技術者のトレーニングは、地方技術者が担当し、主にシステムの設置、点検・保守、問題点の探求・改善に重点が置かれ、地方事務所などで実システムを利用して行う。また、地方技術者が年に2回程度現地を訪問し、フォローアップ教育をおこなうことも望まれる。

(4) 利用者

利用者に対しては運転マニュアルを配布し、運転開始前に地方技術者が点検保守方法及びシステムの使用法の説明をおこなう。日常的には、問題がある場合に現地技術者が指導・助言をおこなう。

表 8-3-1 技術トレーニングの内容

トレーニング内容	地方技術者	現地技術者
<講義>		
・太陽光発電システムの概要	○	○
・太陽電池の原理、基本特性	○	
・構成機器の役割、機能	○	○
・システム設計	○	
・システム設置工事方法	○	○
・適正なシステム運用方法	○	○
・点検・保守方法	○	○
・トラブルシューティング	○	○
・モニタリング方法	○	○
・運営管理方法	○	
<実習>		
・太陽電池の特性試験	○	
・太陽光発電システムの設置工事	○	○
・点検・保守	○	○
・機材の交換	○	○
・トラブルシューティング	○	○
・測定 — 電圧	○	○
— 電流、比重、温度	○	

8-4 廃棄バッテリー処理方法の提案

独立型太陽光発電システムで用いられるバッテリーは有害な物質を含んでおり、適正に廃棄されることが望ましい。したがって、将来的に太陽光発電システムの普及を図るためにはバッテリーが寿命となったときの処理方法について検討しておく必要がある。そこで、日本における廃棄バッテリーの処理状況並びにラオス国における廃棄バッテリー処理状況と関連法規を調査し、将来的な太陽光発電システム普及時における適正な廃棄バッテリーの処理方法に関する提案を行った。

8-4-1 日本における状況

日本では1994年に制定された「廃棄物の処理および清掃に関する法律」に基づき、厚生省並びに通商産業省から事業者に対して適正な処置を確保するよう要請があり、それを受けて電池工業会は「リサイクルプログラム」を発表し、バッテリーのリサイクル事業を展開している。このプログラムは製品の流れると逆方向で廃棄バッテリーを回収する方法を採っており、自動車用バッテリーの再利用率は94%を越えているという。(96年度実績) また、鉛の再生過程で生じる廃プラスチックは再生または適正に埋立処分されており、廃酸(廃アルカリ)に関しては適正な処理の後放流されている。

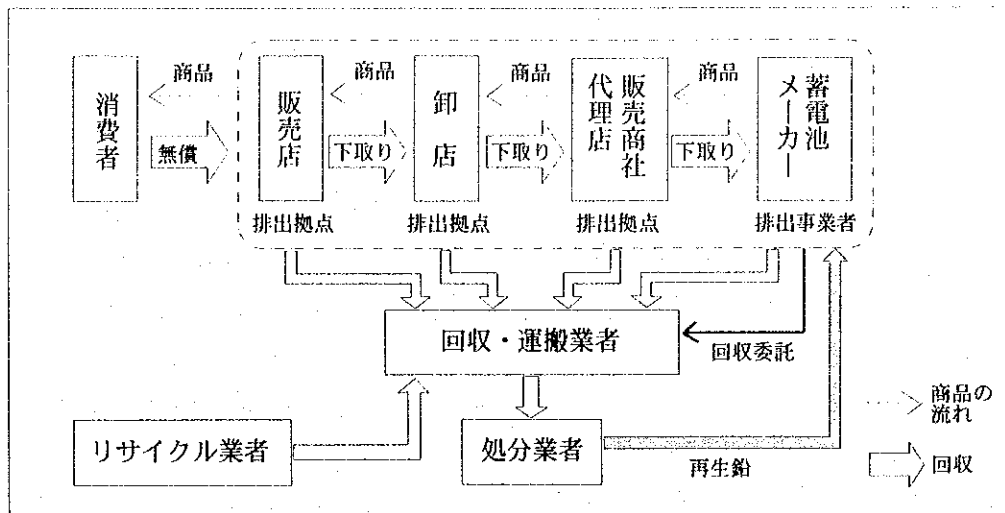


図 8-4-1 リサイクルプログラム

8-4-2 ラオス国における状況

ラオスでは 1999 年に STEA(Science, Technology and Environment Agency)が中心となり”Law on Environment Protection”を制定した。この法規は環境の保護・緩和・回復に必要な手法や規則を規定するとともに環境保護に関する基本原理を確立するためのものである。この中でバッテリーも廃棄物の一つとして取り上げられており、一般廃棄物との分別・処理を実施すべきであることが記述されている。しかし、現在のところラオス国内にバッテリーの処理施設及びその設置計画は無く、また、回収や処分を担当する組織・体制も整っておらず、当分、廃棄バッテリーの処理は個人又は民間業者にまかされることになる。

バッテリーは主に車やオートバイ、狩猟用のライト等に利用されている。地方レベルでは電源として利用されることが多く、バッテリー充電屋で定期的に充電してバッテリーを利用している。バッテリーの廃棄方法に関して聞き取り調査を実施した結果を表 8-4-1 にまとめる。

表 8-4-1 廃棄バッテリー処理に係る聞き取り調査結果

調査対象	調査結果
ヴィンチャン市内のリサイクル業者	<ul style="list-style-type: none"> ・廃棄バッテリーは容量に応じ 200kip/Ah 程度で所有者から購入している。 ・バッテリーは「鉛電極部」と「プラスチック部」に分別し、タイやベトナムの再生業者に「鉛電極部」は 220kip/Ah で販売している。 ・廃液は適正な処理をされず投棄されている。
Houaypong 村	<ul style="list-style-type: none"> ・定期的に業者が村を訪れ、買い取っていく。70kip/Ah
Namai 村	<ul style="list-style-type: none"> ・定期的に業者が村を訪れ、買い取っていく。50Ah-3,000kip, 6V-500kip
Paksoun 村	<ul style="list-style-type: none"> ・燃やして中の金属を取り出し、漁網用のおもりとして売る。
Chout 3 村	<ul style="list-style-type: none"> ・バッテリー充電屋が買い取る。100kip/Ah

このように、ヴィエンチャン市内にはリサイクル業者が存在し、廃棄バッテリーの買取・解体、解体品の販売を行っている。一方、地方では買い取り業者が定期的に訪問するケース、自分で処理するケースなど様々である。

8-4-3 対策の検討

ラオス国内にはバッテリー製造工場が無く、タイ国などからの輸入品に依存している。したがって、国内での再生鉛の需要は少なく、日本のようなバッテリーメーカー、処分業者、販売店、消費者などが一体となったりリサイクルシステムの構築は難しいと考えられる。バッテリーの処理には政府が中心となった体制作りが必要であるが、現在のところバッテリー需要は小さく、廃棄に係わる問題も起こっていないため体制づくりは見送られている。このように、近い将来ラオス国内で完全にバッテリーを処理することは難しい。しかし、ビエンチャン市内にはリサイクル業者があり、回収した金属及びプラスチックを海外へ販売していることから、このシステムを利用した廃棄バッテリーの回収・処理システムを構築することが適切であると考えられる。図 8-4-2 に回収・処理フローを示す。廃棄バッテリーは村落電化委員会が回収・保管し、ある程度まとまった時点でリサイクル業者に連絡する。リサイクル業者はこれらの廃棄バッテリーを買い取り、解体・処分する。政府は回収・処分が適正に行われるよう管理する。廃棄バッテリーの解体にあたって、現状では電解液がそのまま垂れ流されていることから、中和処理など適正に処理するよう業者を指導する必要がある。このシステムも廃棄バッテリーの増加と共に供給過剰となり再生鉛の価格が低下すると成り立たなくなる可能性がある。したがって、将来的には政府を中心とした廃棄バッテリーの処理システムを確立する必要がある。この場合においても太陽光発電プロジェクトで構築した維持管理組織を通して確実に廃棄バッテリーを回収することが重要となる。回収したバッテリーは政府の管理下で適正に処理されることが望ましい。

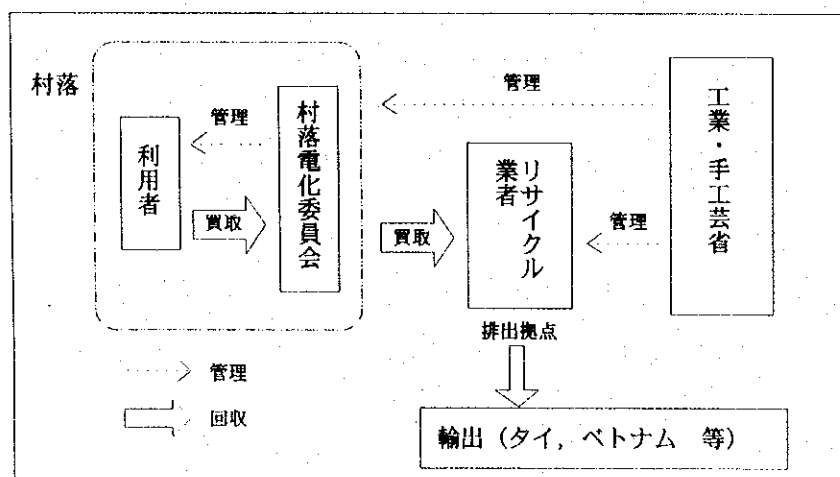


図 8-4-2 近い将来における廃棄バッテリーの回収フロー (案)

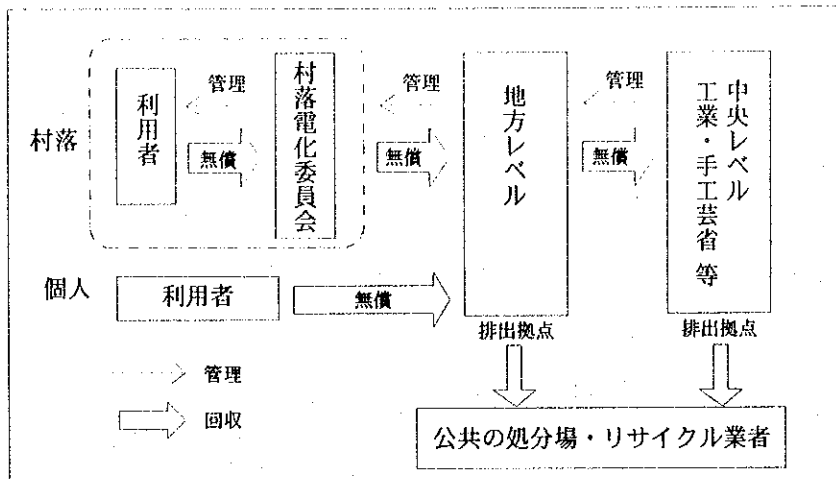


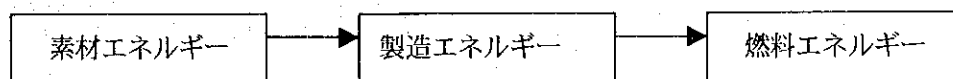
図 8-4-3 将来的な廃棄バッテリーの回収フロー (案)

8-5 温室ガス対策効果—CO₂ 排出量比較

太陽光発電や小水力発電は発電時に二酸化炭素を発生しないことから地球温暖化防止対策として注目されている。しかし、太陽電池や小水力発電設備の製造段階から考えると、その過程においてたくさんのエネルギーを必要とする。ここでは1村落 50 システムの電力需要を仮定して太陽光発電、ディーゼル発電、小水力発電の kWh 当たりの二酸化炭素排出量を比較した。電力需要は太陽光発電システムをベースとして1世帯当たり 44.4kWh/年で、50 世帯の村では 2,220kWh/年となる。

8-5-1 分析方法

CO₂ 排出量を推定するために、各システムに投入されるエネルギーを大きく3つに分けた(素材エネルギー、製造エネルギー、燃料エネルギー)。素材エネルギーは、小水力やディーゼル発電機の場合、粗鋼が素材となり、太陽電池の場合は主にシリコンである。製造エネルギーは素材から製品が作られるまでに必要なエネルギー、燃料エネルギーはディーゼル発電機の場合はその燃料、太陽発電の場合はバッテリーとなる。



8-5-2 前提条件

今回の検討では、CO₂ 排出原単位はすべて日本のデータを使用した。また、ディーゼル発電機および小水力発電設備の製造エネルギー・データがないため、データが得られた日本の一般機械製

造業および金属製品製造業の平均製造エネルギー量を基に CO₂ 排出原単位を求めた。それぞれの CO₂ 排出原単位は、以下の通りである。

電力	93g-C/kWh
粗鋼	520g-C/kg
シリコン	189g-C/Wp
機械製造	127g-C/kg
太陽電池製造	210g-C/Wp
石油製品	855g-C/kg (採掘から燃焼まで)
自動車バッテリー	329g-C/個

8-5-3 ディーゼル発電機 CO₂ 排出量

50 世帯に供給するディーゼル発電機の容量を 5kW、重量を約 100kg、発電機効率を 20%と仮定すると 1kWh 当たりの燃料消費量は約 0.43kg/kWh となり、CO₂ 排出量は表 8-5-1 の通りである。

表 8-5-1 ディーゼル発電機の CO₂ 排出量

	計算式	g-C
素材エネルギー	100kg×520g-C/kg	52,000
製造エネルギー	100kg×127g-C/kg	12,700
燃料エネルギー	2,220kWh/年×20年×0.43kg/kWh×855g-C/kg	16,323,660
CO ₂ 排出量合計		16,388,360
CO ₂ 排出量/kWh	16,388,360g-C÷2,222kWh/年÷20年	369g-C/kWh

8-5-4 小水力発電 CO₂ 排出量

小水力発電設備は大きく、導水管、水車、発電機の 3 つに分けられる。本調査で設計されている小水力発電は 25kW の容量で、約 150 世帯に供給することを考えている。導水管の長さを 100m とするとそれぞれの重量は、導水管 6,000kg、水車 300kg、発電機 200kg になる。小水力発電の場合、燃料エネルギーは 0 とした。CO₂ 排出量は表 8-5-2 の通りである。

表 8-5-2 小水力発電の CO₂ 排出量

	計算式	g-C
素材エネルギー	6,500kg×520g-C/kg	3,380,000
製造エネルギー	6,500kg×127g-C/kg	825,500
CO ₂ 排出量合計		4,205,500
CO ₂ 排出量/kWh	4,205,500g-C÷44.4kWh/年・世帯÷150世帯÷20年	31g-C/kWh

8-5-5 太陽光発電 CO₂ 排出量

1 システムのモジュール容量を 50W とし、その他の部材材料重量を 10kg、バッテリー個数を 1 個とし、2 年毎にバッテリーを交換する。50 世帯分の CO₂ 排出量は表 8-5-3 の通りである。

表 8-5-3 太陽光発電システムの CO₂ 排出量

			g-C
素材エネルギー	モジュール	50Wp/set×50sets×189g-C/Wp	472,500
	その他部材	10kg/set×50sets×520g-C/kg	260,000
製造エネルギー	モジュール	50Wp/set×50sets×210g-C/Wp	525,000
	その他部材	10kg/set×50sets×127g-C/kg	63,500
燃料エネルギー	バッテリー	10pieces/set×50sets×329g-C/kg	164,500
CO ₂ 排出量合計			1,485,500
CO ₂ 排出量/kWh	1,485,500g-C÷2,220kWh/年÷20年		33g-C/kWh

8-5-6 比較結果

各システムの20年間のライフ・サイクル評価では、小水力と太陽光発電システムは kWh 当たりほぼ同じ CO₂ 排出量になっている。一方、ディーゼル発電機は設備関連で発生する CO₂ 排出量は非常に小さいが、燃料エネルギーからの CO₂ 排出量が大きく、総排出量は小水力、太陽光発電システムの10倍以上になっている。(図 8-5-1)

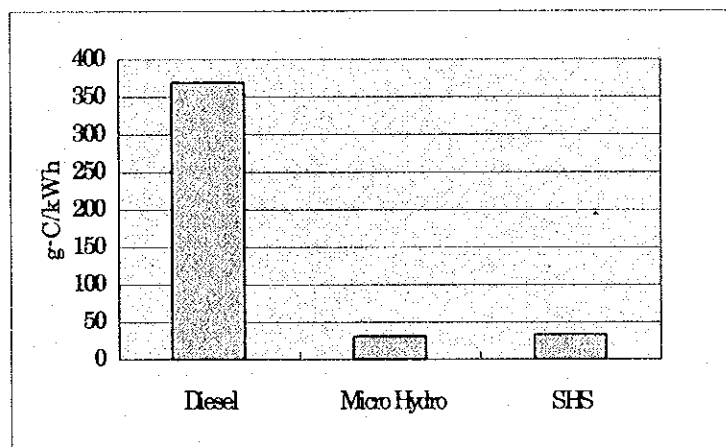
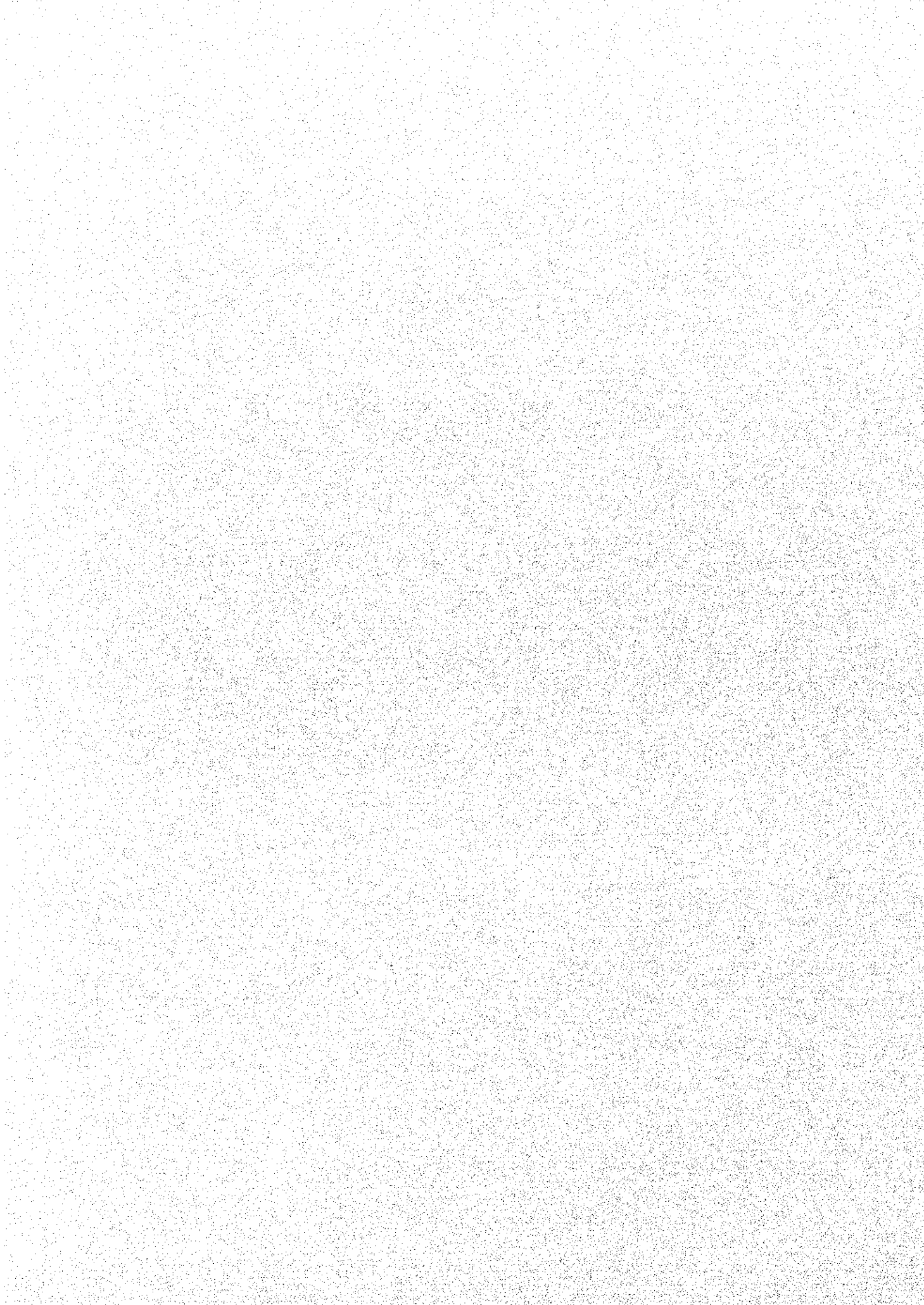


図 8-5-1 各システムの CO₂ 排出原単位比較

第9章

地方電化長期計画



第9章 地方電化長期計画

9-1 地方電化の意義

開発が遅れている途上国の農村部が発展を遂げていくための条件として、電灯の利用ということが非常に大きな意味を持っている。電灯は従来のランプに比べて格段に明るい照明であり、この電灯が利用できれば夜間でも昼間と同様の作業が可能となり、作業時間や営業時間の延長によって収入の増加が実現する。また、学習機会が増加し、さらにテレビやラジオの利用によって生活に役立つさまざまな情報を容易に入手することができるようになる。これまでのところ、ラオスでは電化計画は市街地を優先して行われてきたため、農村部の住民はこういったメリットをほとんど享受できなかった。ラオス国内では都市部と農村部における生活水準の格差が広がる一方であることから、政府は地方部の開発を進め、格差を是正することが必要との認識から、地方振興を国内開発の重点施策に位置づけている。電力セクターについても、これまでの外貨獲得用の電力輸出を目指した電源開発から、国内への供給力整備に重点を移しつつある。特に地方電化の推進は今後の重要政策課題となっており、現在 34%程度の電化率を 2020 年までに 90%（人口ベース）に引き上げることを目標としている。

地方部の電化が進まなかった最大の理由は投資効率が極めて悪いことである。グリッドの延長やディーゼル発電機の設置など、これまで行われてきた手法では、引き込み費用や電気料金というかたちでの住民負担だけでは初期投資と運転経費をまかなうことは不可能であり、外国からの援助や政府の補助金などによって住民負担と実際の経費の差額を埋めていくことが必要であった。ラオスで電気事業を行っている EDL としても、現在、財務体質の改善を図りつつあるところで、このような構造的な不採算事業を拡大していくことには限界があり、全国電化率を 2020 年までに 90%に引き上げるという政府の目標にもかかわらず、EDL が主体となって地方電化を速いピッチで進めることは難しくなりつつあった。

このためにラオス政府は 1997 年に電力法（Electricity Law）を制定し、地方電化に適した小規模な電源開発（100kW 以下）については個人や組合、地元企業などが地方レベル（県やその下の郡レベル）の許認可によって実施できるように市場開放を行った。電化率を 20 年余りで 90%に引き上げるという目標を達成するためには EDL の配電線延長による電化だけではとても間に合わないため、小規模電力供給事業への新規参入を促進して地方電化を推進することをねらいとしたものである。以下に関連条項の抜粋（「 」内）を示す。

「

Chapter II Electricity Activities

Article 9 電気事業の規模

ラオス国では電気事業の規模は以下の 4 つに区分される。（1、2 略）

3. 100～2,000 キロワット以上の容量の設備を持つ電気事業は、MIH の承認に基づき、県レベルの行政府によって認可される。

4. 100 キロワット以下の容量の設備を持つ電気事業は、県レベル行政府の承認に基づき、郡行政府に

よって認可される。

Chapter IX Electricity Development in Localities and in Rural Areas

Article 39 地方及び農村部における電気事業設立の承認

県レベルの工業手工芸課はその行政の及ぶ範囲内で、地域の電気事業の設立と開発計画を具体化するため、100～2,000 キロワット程度の小規模な電源に関して調査及び情報収集を行う。

県レベル政府の首長は MIH の技術的承認に基づき、その責任の及ぶ範囲において地域における電気事業の設立申請に対し、認可を与える当事者となる。

郡レベルの工業手工芸課はその行政の及ぶ範囲内で、100 キロワット以下の具体的な電源に関し調査、データ収集を行う。郡の首長は県レベルの工業手工芸課の技術的承認に基づき、その責任の及ぶ範囲においてその地域における電気事業の設立申請に対し、認可を与える。

Article 41 地方及び農村部における電力開発のための基金

国家は、地方及び農村部における電力設備の建設、工事、開発の実施を推進するローンと援助のための基金を設立する。

地方及び農村部における電力開発のための基金は以下の資金源によるものである。

1. 国家予算
2. 国家と国民
3. 国民
4. 国内外による援助

加えて、国家は地方や農村部における電気事業の運営や設備の建設に関連し、車両や用具の輸入クレジットを付与し、税と関税を免除または減免するという政策をもちうる。

しかし、こういった法制度に対応した資金的支援措置などは未整備であり、従来型の小規模電源（ディーゼルや小水力）が有する経済的なデメリット（＝小規模になるほど割高になる、初期投資が大きく回収期間が長い（小水力）、燃料費・運転保守費などのランニング・コストが大である（ディーゼル））を克服できないため、具体的な地方電化事業を拡大することは困難であった。電力法の制定によって個人、民間企業や住民組織など、国民各層の力を結集して地方電化を推進する基礎がつくられたが、厳しい財政事情から具体的なプロジェクトを実施するまでには至っていない。このため、太陽光発電などの新技術の導入によって、従来の完全電化とは異なるが、農村部の多数の家庭で必要最小限の電灯やテレビなどだけでも利用可能とするような電化促進施策を展開することが重要なテーマとなってきた。

太陽電池の価格は着実に低下してきており、また低電力消費で高効率の小型蛍光灯なども普及してきていることから、太陽光発電によって地方電化を進めることが技術的にもまた経済的にも非常に有望視されるようになってきている。世界的にみても照明主体に小型の太陽光発電設備を利用している家庭は急速に増加しており、これが市場の拡大をもたらし、関連機器の価格低下によってさらに利用が拡大するという好循環を生み出している。このように太陽光発電は開発途上国の地方電化における最有力手段となりつつあり、これを各国の実情に合わせて定着させていくこ

とが現時点の課題である。これまで、このような技術についてなじみのなかった国々も、太陽光発電の計画、設置、運転・維持管理などに習熟し、また資金的、組織的な普及支援策を講じることによって、国内での普及拡大にはずみをつけていくことが求められている。

太陽光発電と同様の自然エネルギー利用技術である小水力発電は河川流量と落差を必要とするという点で、太陽光のみあれば発電可能な太陽光発電と比較して利用の可能性は地理的にかなり限定される。また、設計、施工、運転といった事項について太陽光発電よりも一段高い技術水準が必要である。しかし、地方電化の対象となる山間部に存在するエネルギー資源であり、利用範囲の広い交流電力を供給できるといったメリットも大きいため、太陽光発電との単純なコスト比較は難しいが、もし未電化村落の近傍に適当なサイトがあればそれを積極的に開発利用するよう努めることが肝要である。経済性については簡素化設計などにより改善が可能と考えられ、立地条件から経済性が有利な地点を選び順次開発を行っていく必要がある。なお、以下の議論は主に太陽光発電を対象に検討した結果である。

9-2 地方電化推進のための課題

中長期的な地方電化の推進方策を検討するために、経済的側面、技術的側面、さらに組織的側面の3つの視点が必要であろう。これらの項目全てについて持続的な開発の可能性を明確化できなければ、目標となる発電設備の導入や運転管理について将来的に問題が生じ、たとえ導入されたとしても長期間にわたって稼働を維持することは困難となる。これまでにも維持管理が十分に行われないまま放置されてしまった発電設備の例は多いため、持続可能性の検証は特に重要である。

経済的な側面とは、地方電化のための発電設備について、初期投資、運転経費などに必要な資金の確保と長期間にわたる資金の流れをうまく形成できるかという問題である。現時点ではラオス国内でも個人住宅用の小規模な太陽光発電設備（50W クラス）は約 700 ドルという価格で販売されている。この価格では一般農民には無縁の存在である。本格的な地方電化を進めるためには農村部の住民に受け容れられる料金体系を設定し、その徴収を確実にし、これをベースに必要な資金を確保して設備の維持管理を十分に行うよう担保する必要がある。資金不足による不十分な維持管理の結果、運転開始後数年で停止に陥るといった事態は絶対に避けなければならない。

技術的な側面としては、対象地域に適した設備設計、機材確保や製作、施工、運転保守などの適正技術の確立と、その技術を常にユーザーが利用できるように担保しておくことが重要である。設計に当たってはコストダウンを意識して極力シンプルな設計をするという思想が重要であり、またメンテナンスのし易さも重要なポイントである。故障箇所の診断や修理が技術的に十分できないため運転を停止したまま長期間放置されるといったことのないよう注意しなければならない。勿論、ユーザーが全てのメンテナンス技術をマスターすることができれば問題はないが、現実的には日常的な点検保守はユーザーが行い、複雑な故障修理については技術者のサービスが受けら

れるようにしておくことが目標となる。

組織的な側面とは、事業実施側とユーザー側それぞれについて、地方電化に関する一連の事業項目を円滑かつ確実に実施していくための組織をどのように形成するかという課題である。一般的に地方電化事業については、収益性は期待できない。これは農村部における電力需要密度の低さに対して初期投資額が大きく、さらに地理的な条件が悪いため工事単価やその後の維持管理、集金といった作業も割高になるからである。加えて、ユーザーである農民層の負担能力は低い。こういった制約を前提に、地方電化事業を実施する行政サイドの組織整備や民間企業の育成をどのように行っていくか、またユーザー側では村落単位に組織を作り、そこに発電設備の維持管理のノウハウを蓄積していくことで、電気の知識が全くないような家庭も含めて長期間にわたって電気を利用できるような環境をつくっていくことが目標となる。こういった事項は自然発生的に行われるものではなく、構成員が自らに課せられた任務を確実に遂行するように適切な組織を作ることが必要であることは明らかであり、そのためのインセンティブ、また各担当者に必要な知識や技能を与えて任務遂行が可能となるようなトレーニングなどによってうまく機能する組織を作らなければならない。

ラオスにおける地方電化計画を策定するためには、こういったいくつかの課題について具体案を提示する必要があるが、その際に重要な視点は持続可能性 (sustainability & replicability) である。ここで sustainability とは設置された発電設備自体の持続可能性を意味しており、replicability とは実施された事業が他の地点でも同様に実施できるということを意味している。

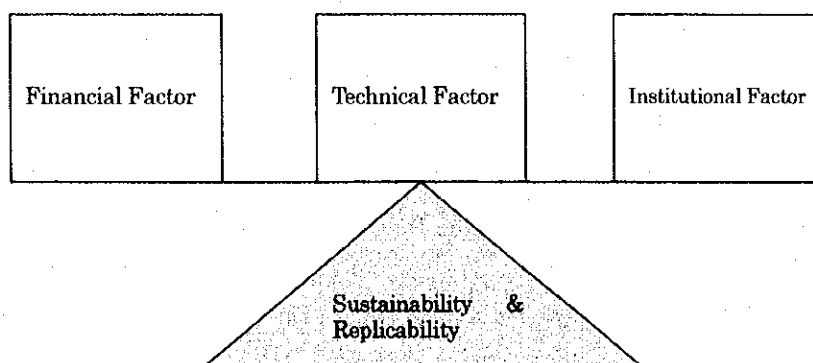


図 9-2-1 地方電化プロジェクトの3つの側面

9-3 地方電化方式とその推進方策

9-3-1 太陽光発電

ラオスにおいて太陽光発電の利用がどの程度進むかは料金水準と維持管理の容易さに大きく依存するが、本プロジェクトで実施したパイロットプロジェクトの結果から、ラオスの農村部においても将来的には太陽光発電は十分浸透し、持続可能な状態に維持できるという見通しが得られた。

(1) 経済的側面

まず経済的な問題としては、住民側から見ればどのような料金負担で利用できるのかという点が最大の関心事である。料金設定の原則は全コストを受益者負担とし、政府の補助などを使わないことである。太陽光発電システムの価格は急速に低下しつつあり、ラオスの農村に適した規模と考えられる 50W の SHS で 2005 年までに \$300 (関税非課税扱いの場合) 程度になるものと予想される。(第 6 章参照) 勿論、大多数の農民層はこの水準でも購入は難しく、分割払い制度あるいはリース制度をつくり毎月の料金を支払い可能限度額以下に設定する必要がある。本プロジェクトのパイロット事業では将来の価格を仮定して料金水準を設定し、農民の支払い能力を確認した。その結果から、住民の電化に対するニーズが非常に高く、これまでのエネルギー支出額を大幅に超えた自己負担が可能であることが明らかとなった。SHS の場合、初回金を \$20、月額 \$1.5 ~ \$2.0 程度を支払うことは問題ないといえる。

今後の SHS 設置事業を拡大するためには中低所得者が利用できるよう、初期投資費用のほか運転保守費用も含めて月額負担を \$2.0 以下に抑えることが必要と考えられ、超長期(たとえば太陽電池パネルの耐用年数と同じ 20 年)のリース契約制度などを導入することで、この水準の料金を提示できればラオス農村部に浸透可能であろう。なお、太陽光発電の維持管理は容易であるため、初期投資に比べて運転管理費用の比率はわずかである。このような超長期リースの場合には事業者サイドとしては設備費の回収に長期間を要するため商業ベースでの実施は困難である。このため、当初は長期資金や海外からの援助の確保が可能な政府の主導で事業を実施し、徐々に民間企業の参入を促していくことが適当であろう。

また、料金にバッテリー交換の費用を含めるべきか否かという問題については、本プロジェクトではバッテリー交換をユーザーの責任として料金に含めていない。このようにした場合にはユーザーが購入するのは安価で豊富に出回っている自動車用バッテリーとなる。その寿命は太陽光発電用の特殊なバッテリーと比較すると短い、価格も安いいため長期間のコストを比較した場合には不利にはならない。自動車用バッテリーであっても SHS の運転は可能であるため、入手可能性や持続可能性を考えた場合にはむしろベターであると考えられる。また、料金設定において太陽光発電の長期リースの初回金をバッテリー相当の費用と同等の水準に設定することにより、バッテリー交換時の費用捻出が可能な階層がユーザーとなるよう誘導できる。

SHS と同様な太陽電池パネルによるバッテリー充電方式として BCS も可能である。BCS は SHS に比べてバッテリーの運搬という作業が発生するため便益はやや劣るが、SHS よりも低価格でサービスを提供できる。バッテリーは SHS の場合と同様に自己負担である。BCS では同じ戸数にサービスを提供する場合に SHS よりも太陽電池パネルの必要枚数が少なく済み、設備的にも集約されるためコストダウンは十分可能である。また、BCS の場合には利用頻度の調節によって各家庭の支払可能額に応じた使い方が可能であるという特長もある。既に配電線やディーゼル発電機を利用したバッテリーの充電サービスはラオスの農村部で広範に行われており、一回当たりの充電料金は当該地域におけるこういった市場価格（バッテリー充電料金）に収斂するため、かなりの利潤が発生する場合も予想され、商業的にも魅力のある事業となりうる。2005 年の想定コストを前提とすれば 10 年程度で投資の回収が可能なる場合もある。（第 6 章参照） したがって早い時点での民間企業参入も可能と考えられる。

料金に関してはその徴収を確実にすることも重要な事項であり、そのためにいろいろな工夫が必要である。本プロジェクトでは SHS についてはリース契約書（ラオ語）を作成し、各ユーザーに申込み時点で署名させた。また、毎月の集金は村内の有力者で構成される Village Electrification Committee (VEC) に有償で委託し、さらに集金記録も台帳に記入させている。一方、BCS についてはユーザーが不特定多数となるため VEC をオーナーと位置づけ、ここ一種の設備リース契約を結んでいる。利用率の高い BCS ではかなりの収益をあげているところがある。ユーザーとの間で口頭了解ではなく、このような書面契約という手法をとった結果、全体での料金徴収率は 95% 以上の極めて高い値を示した。このようなきちんとした手続きを行うことが住民の意識を高め、滞納を減らすことにつながっていると考えられる。

財源問題については、ラオス政府の財政が厳しく、当面は海外からの無償資金援助が最も有力な財源となろう。この場合には一般のユーザーに直接機材を供与するのではなく、政府または関係機関への供与として援助が実施される。このため、機材の所有権の移転を伴わないリース方式を採用することは無償資金援助事業になじみやすい。

(2) 技術的側面

技術面については、SHS は海外で多数の実例があり、途上国向けの基本仕様はほぼ確立している。ラオスの気象条件から 50W クラスの太陽電池パネルを用い、小型(70Ah クラス)のバッテリー（鉛蓄電池）と制御用コントローラーを組み合わせたシステムを基本システムとして推奨する。（第 8 章参照） このシステムは最低限の機能を提供するものであり、さらに利用度を拡大させるためにバッテリーを大型化する場合に太陽電池パネルの容量も増加させなければならない。また、コストダウンを図るための設備の簡素化などについては将来の技術改良の余地は残されている。SHS の場合には小型の構造物であり、個人で設置することも可能である。これに対して BCS の場合には大きな構造物となるため、専門的知識を持った業者による工事が前提となるが、ラオス

国内の業者で十分実施可能である。

運転や維持管理については、既にラオスではバッテリー利用による蛍光灯やテレビ・ラジオなどの利用が農村部ではかなり普及しており、バッテリーを使って直流電気を利用する技術への馴染みがあるため、維持管理技術の移転は比較的容易である。また、技術的な特長として、半導体によって発電し、充放電の制御も電子回路によって行うというメカニカルな部分を持たないシステムであるため、部品の摩耗や破損の心配がないという利点があり、農村部には非常に受け入れやすい。これまでのパイロット事業の結果から、SHS と BCS ともに運転管理については技術的には大きな問題はないと言える。特に、最近では充電放電の制御を行うコントローラーが過電圧、正負逆接続などに対する保護機能を強化し、性能品質が向上しており、ほとんどメンテナンスフリーの状態をつくるのが可能となっている。したがって住民としては基本的にバッテリーや蛍光管の交換などを何年かおきに行うだけでよい。もちろん、バッテリーのメンテナンス（蒸留水の補給、多数の機器を接続するといった不適切な使用の抑制など）、配線・コネクタのゆるみの点検や清掃などの日常的な作業は必要であり、これは維持管理マニュアルの作成や VEC の技術的指導者の育成によって各住民への指導を行うことで対処可能であろう。したがって、技術マニュアルに従えば誰でも維持管理できるという状態にもっていくことが可能である。また、フューズや蛍光管などのスペアパーツを十分に確保しておくことはメンテナンスコストを下げるために重要な要素である。コントローラーの故障や太陽電池パネルの破損などの重大な故障については修理は難しく、交換するのが適当であるが、これはスペアとしてある程度の在庫を持っておけば、交換作業自体はユーザーでも実施可能である。

(3) 組織的側面

組織論のうち、実施主体側の議論としては、コストや採算を意識した事業展開へと体質改善を図りつつある電力公社(EDL)としては地方電化の必要性は理解しつつも、地方電化事業に採算性を求めることは困難であることから、自らが事業として実施することには消極的である。このような事情は開発途上国全体に共通であり、地方電化については本来の電気事業とは切り離して政府直轄で実施している国が多い。(下図参照 同様の例としてタイ、フィリピンなどがある。)

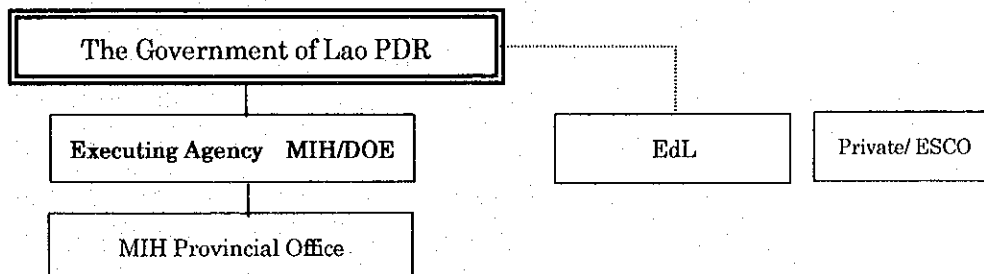


図 9-3-1 地方電化実施体制概念図

現状では EDL が地方電化の実施主体となることは困難であり、当面は工業手工芸省（MIH）が本プロジェクトの成果をもとに地方電化事業を直接実施することが現実的と考えられる。そしてある程度の移行期間を経て、徐々に直接的な事業を地方や民間に移管し、政府としては本来の計画、監督業務に戻る事が理想的である。この考え方はラオスにおける太陽光発電利用の地方電化が当初は海外からの無償資金援助で行われる可能性が高く、そのためには公的な受け皿機関が責任を持って事業を実施するという体制を準備しておく必要があることとも合致するものである。勿論、ごく一部の商業的に成り立つ部分を民間企業（Energy Service Company; ESCO）や農民の組合組織などが担うことはありうるし、補助金を与えるなどの支援策によってそれを促進すべきである。将来的には、農村部の所得向上に伴い太陽光発電による地方電化のかなりの部分が商業ベースで実施されることが期待される。

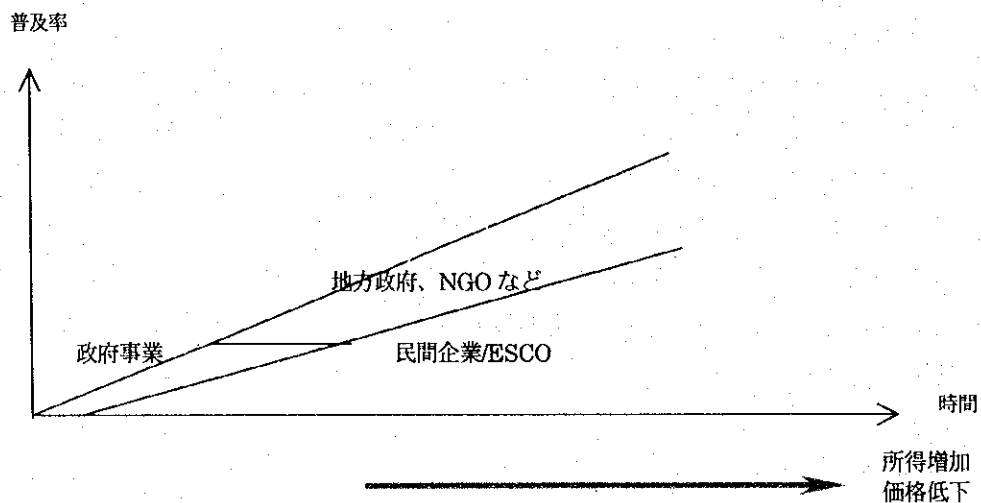


図 9-3-2 ラオスにおける太陽光発電事業の進展（イメージ）

また、太陽光発電設備のユーザー側としても何らかの組織を持つことが適当である。これは料金徴収や日常点検、さらに故障修理などについて組織として対応したほうが確実かつ効率的であるためであり、さらに BCS の場合には利用者の順番調整などの機能も重要となる。ラオスの農村は家屋が密集しており、村落単位のまとまりがよく、村長など村落幹部の指導力は大きい。このため本プロジェクトでは村長以下の指導によって数人の幹事役を選定し、これを村落電化委員会（VEC）と名付けてそこに集金、記録、日常点検、スペアパーツ管理などの業務を行わせてみた。その結果、適切な指導を行えばこれらの業務遂行はどの村落でも問題なく実施できた。このように VEC がうまく機能したことは次のような理由によるものと考えられる。

- 1) 従来から村落単位の組織運営が定着していること
- 2) 電化へのニーズが非常に高く、住民が協力的であること
- 3) 太陽光発電設備の維持管理が容易であり、素人でも可能であること
- 4) ステイタスと報酬を与えたこと

ユーザーサイドの組織としてはこういった村落内の組織形成が最適であろう。ラオスの農村ではこういった住民組織の活動²⁵は一般的であり、全く問題はない。事業主体としても集金や保守点検を委託できるため、その負担は大幅に軽減され、事業全体としてのコスト削減や持続可能性の向上につながる。したがって、今後の本格的事業化に当たっても、このような村落単位の受け皿組織の設立、その育成、トレーニングは不可欠と考えられる。

9-3-2 小水力発電

地方電化のための小水力発電については古くから世界各地で開発が行われている。太陽光発電と比較して、小水力発電の場合には交流の電気が利用できるためユーザーの便益は太陽光発電とは比較にならないほど大きい。しかし、村落の近傍にこういった小水力資源がある場所は限られており、また水力発電の特性として、燃料費が不要であるものの土木設備、発電設備に大きな初期投資が必要であり、開発資金の確保が困難であることが多い。さらに発電システムの維持管理にはかなりの専門的な技術や経験が必要であり、太陽光発電よりもレベルの高い技術的素養を持った人材を確保しなければならないといった課題もある。このように地方農村部での小水力開発には難しい課題が多く、水力資源が豊富なラオスでも海外からの援助事業によって行われた事例が30件程度あるに過ぎない。さらに、このうちのかなりの部分が技術力の欠如から十分な維持管理が行えず、休止または廃止となっているというのが実情である。地方電化のための小水力開発は基本的にこれまで以上に推進すべき課題であるが、そのためには前述のような課題を克服するため、コストダウンと容易な維持管理を目指した簡素化設計を進めるとともに、地方レベルでの維持管理を中心とした技術力の向上を図るトレーニングなども並行して実施しつつ、開発を進めていくことが望ましい。(第10章参照)

9-4 地方電化推進のための戦略

地方電化の方法は、需要規模・コスト・地形に適した技術など様々な条件を考慮して選択されていくべきものである。そのため、無駄なコストを省き、適切な地に適切な方式を用いて電化を推進するためのガイドラインの整備が今後求められることとなろう。ここでは本調査により明らかになった事柄を考慮し、地方電化ガイドラインの基本的考え方を示す。さらに、本プロジェクトによって非常に大きな可能性があることが実証された太陽光発電についての次の課題は、パイロットプロジェクトに続く本格的な地方電化事業にいかに関滑につなげていくかということであり、

²⁵ 既存の村内組織としては、村全体の運営を担うグループの他、青年、女性、退役軍人、治安に関するグループなどが存在し、活動を行っている。

このための戦略についても提言する。

9-4-1 地方電化方式選定ガイドラインの基本的考え方

(1) 需要規模

一般に開発途上国における一戸あたりの電力需要は利用する電気機器が電灯(蛍光灯や白熱電球)、テレビ、ラジオなどが基本的なものであるため、これらを利用するために必要な電力が最小単位となる。その値は100W未満であり、直流電源を利用する機種も入手可能である。この段階であれば太陽光発電システム利用による電化が有効である。しかし、所得の向上や生活パターンの変化によって電力需要は増大し、さらに、灌漑用動力や昼間の工業用動力需要が発生すると村落全体の電力需要は急速に増加していく。一戸あたりの需要が150W以上となる場合には扇風機やカラーテレビ、冷蔵庫などの需要が伴うことが多く、この段階になると太陽光発電システム利用の場合には直流から交流に変換するインバータが必要となり、また設備全体も大型化するためコスト的に不利になる。この場合には、独立型電源としてはディーゼル発電または小水力発電を検討する必要がある。

(2) 経済性

グリッド、ディーゼル、太陽光、小水力の各電化方式に対する経済性評価結果(第6章参照)から、経済性の優劣は対象地域の条件(需要原単位、村落規模や既存送電線からの距離など)で大きく変動することがわかる。言い換えれば絶対的に有利な方式というものはない。

ディーゼルについては当初の設置費用は割安であるが運転開始後の維持管理費用や燃料価格の変動(上昇)などの不安定要因があり、さらに地方農村部では燃料の輸送や貯蔵などにもかなりのコストが発生することにも留意しなければならない。このような場合にはライフサイクルコストでは非常に不利になり、持続可能性は低下する。

太陽光発電は長期間にわたって100W未満のミニマムな電力需要にとどまると想定されるような地域には適しているものの、将来の需要増加、交流電源利用機器には対応しきれない可能性が高いことに留意しなければならない。また、各家庭個別に設置するため需要家数が少ない村落ではコスト的には優位となるものの、大規模な村落では集中的に発電を行う他の方式が有利となる場合もある。

小水力発電については地形や河川流量などの自然条件によって経済性は大きく左右される。標準的な条件のサイトの場合にはディーゼル発電よりも長期的には有利になると予想されるが、初期投資額は大きい。

グリッド延長は最も望ましい方式であるが、他の電化方式との比較から一戸当たりの設備投資額

が\$500以上となる場合には他の方式が経済的に有利となる場合が予想される。グリッド延長のコストは1km当たり約\$10,000であるため、5km延長の場合には100戸以上の需要が前提となり、10kmの場合には200戸という規模が目安となる。

(3) 技術

持続可能性を考えた場合、維持管理技術が確保できるか否かが焦点となる。ディーゼル発電や小水力発電については小規模な発電設備であっても専門的な知識を有する技術者の存在が必要となる場合が多く、これは途上国の農村部にはかなり厳しい条件となる。小水力発電についてはメンテナンスフリーを目指した設計が各種提案されており、コスト上昇や信頼性低下などの問題はあってもそういった技術の採用を検討する必要がある。これに対して太陽光発電は既にほぼメンテナンスフリーとなっており、維持管理の面では問題はほとんど発生しない。この点で技術者の確保が極めて困難な遠隔地などには、まず太陽光発電の採用を検討するという考え方もある。

9-4-2 太陽光発電を利用した地方電化戦略

(1) 基本システム

利用料金が支払い可能なレベルとなれば、太陽光発電は農村部でも持続可能なシステムとして定着することが可能である。システムについては50WクラスのSHSが基本となる。SHSは利便性に優れたシステムであり、どのような遠隔地でも設置は可能で、かつ維持管理が容易であるという優れた特長を有している。また、低所得者層向けにはBCSも推奨される。これまでバッテリーの充電を遠くで行う必要があり非常に不便であったためバッテリー利用をしていなかった階層も、近くにバッテリー充電装置ができれば利用するようになるはずである。また、BCSについては設備ごと移設することが容易であり、その地域が配電線延長によって電化された場合でも他の地域へ移設することで設備を有効に長期間利用することができるというメリットもある。

(2) 電化推進のステップ

現在のところ、割高なシステムコストが最大の障害となっているため、以下のような方策を講じてシステムの初期費用と運転費用を削減することが必要である。

- (1) 関税の免税措置など機器単価抑制
- (2) 国内費用である工事費用の圧縮（住民の貢献）
- (3) 事業資金として無償資金、低利資金の導入
- (4) 運転管理コストの抑制（メンテナンスの確実な実施、村落組織の活用など）

このような方策の組み合わせと太陽電池パネル自体の生産価格の低下によって、数年内にSHSのコストは現在の半額以下の\$300という水準になるであろう。この価格であれば、長期（20年程度）のリース方式を導入し、料金を月額\$2.0以下に抑えて、各地方でのモデル事業展開を行う

ことが可能である。また、BCSについても、各地にあるバッテリー充電業者と同じサービスを提供するものであり、SHSよりも定着しやすく、料金負担は個々のユーザーの充電頻度に対応して変わってくるもののほぼ月額\$1ドル前後であろう。この水準であれば現在のエネルギー支出額をやや上回る程度であり、ラオス農村部でかなり大きな需要が見込める。したがって、システム価格の低下を促すためにも、当面は政府主導によって両方式を用いたモデルとなる事業をラオス各地において実施し、太陽光発電利用地方電化の定着と次の本格的な事業展開のための準備を行うことが求められる。

こういった先行的な事業の成果をもとに地方政府のウェイトを増加させ、村民組織やNGOなどの非営利組織も動員して、各地方での事業拡大を図るのが次の段階となる。この段階では政府（地方政府を含む）の直接事業のほか、民間参入も進み商業ベースの事業が増加することが期待される。さらに長期的には、民間事業者の成長、農村部の所得向上、システム価格の低下等の要因によって商業的な事業化が本格的に進むようになり、政府としては税制や補助金などによってこれを助成するという役割が中心となる。

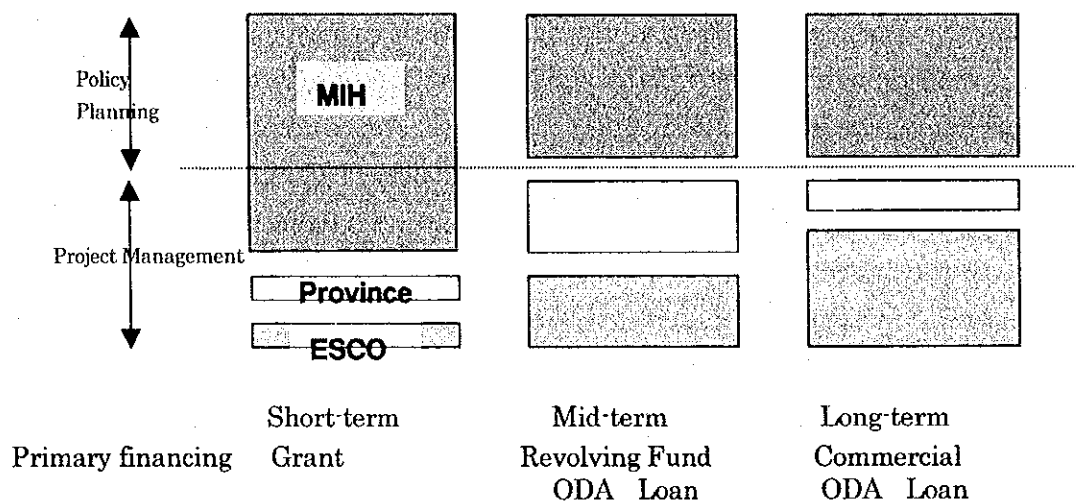


図 9-4-1 地方電化における実施主体移行の考え方

(3) 財源問題

本プロジェクトのパイロット事業の結果、住民の電化に対するニーズが非常に高く、太陽光発電に対してかなりの自己負担が可能であることが明らかとなったが、現状のシステム価格ではまだ割高である。また、リース方式などが必要であるが、投下資本の回収に要する期間が長く商業ベースでの事業実施が可能なケースは限定される。このため、当面は民間資金による事業展開は困難である。一方、ラオス政府の財政の現状から、地方電化については重要な政策課題ではあるものの事業資金を財政から支出することは困難と考えられる。したがって、当面は政府主導で海外の援助資金を確保し、事業を実施することが必要である。

(参考：住民の資金工面方法)

パイロットプロジェクトによると、月額については、これまでのエネルギー支出工面方法（ケロシン油に対する）とほぼ同様で、通常の収入（野菜・果物・魚の販売等）から工面するようである。また、バッテリー購入相当額である初回金については、家畜の処分や貯蓄に通常収入（野菜・果物販売や機織り物販売等）を合わせて工面する方法が農村では最も一般的と考えられる。または村落内での（特に親類間）お金の貸し借りや、互助意識の強い村落においては村落独自のプール資金貸し出しなどの方法も考えられる。未電化地域の多くは、町へのアクセスも悪く、また経済状態も良好とは言えないため、一般的な金融機関からのローンについては期待できない。

ラオス政府と UNDP/CDF が共同実施し、農村において活躍しつつあるマイクロファイナンスのシステムも、世帯への PV 導入に関して直接的に利用することは難しいと言える。このシステムは、主に貧しい農村世帯の収入を生むための活動について少額融資（最低融資額 60,000kip 程度で約 10 ドル弱）されるもので、返済については同様に融資を受けている数名でグループを構成し、共同責任を負う。その利用者のほとんどが機織りや野菜販売等の小規模ビジネスによる収入を期待する女性であり、これまで 83 村落 3,400 人が利用、期限返済率 99% と、このシステムは順調に機能しているようである。このような現状を考慮した場合、マイクロファイナンス導入により生活向上が見られる未電化農村は収入も少しずつ増加し、エネルギーへの支払能力も向上すると考えられる。従って将来的には、他電源の可能性も考慮しつつ、これらの農村に対し優先的に PV の普及を図っていく等の方策を検討することも考えられる。

援助資金は大別して返済義務の有無によって区別される。返済義務のない資金は無償資金援助 (Grant) と呼ばれ、こういった資金によって機材が購入され、据え付けられる場合がある。この場合には、ラオス政府としての設備費負担はゼロであり、費用として考える必要があるのは維持管理費だけである。一方、返済義務のある資金は借款 (Loan) であって、長期にわたる返済計画が必要である。この場合には金利負担も考慮しなければならない。現時点で可能性の高いのはラオス政府の財政事情から Loan ではなく Grant による援助を受けて太陽光利用地方電化を行うケースである。

(4) レボルピングファンドの形成

無償資金による事業の場合でも住民から設備資金相当分について料金を徴収することは可能である。この場合には、ラオス政府には時間の経過とともに資金がプールされていく。本調査でも住民からは設備費相当額として初回金と月額料金を徴収しており、その総額は 2000 年 11 月時点で約 4000 万 kip (約 5000 ドル) に達しており、今後も毎月 200 万 kip 程度の資金が蓄積されていく。このようにして蓄積されていく資金を地方電化のための特別ファンドとしてラオス政府が管理すると、その資金や金利分を利用して独自の地方電化事業を実施することも可能となる。このような方式をレボルピングファンドという。このような地方電化基金の確保は電力法の問題にも合致するものである。商業ベースで事業が軌道に乗るまでの間はこのような無償資金と派生するファンドの活用を積極的に検討する必要がある。

(参考：レボルピングファンドの試算)

総額 4 百万ドル程度の無償資金により、SHS を 5000 台、BCS を合計 300kW を建設するケースを想定する。これによれば SHS の申込金が各戸当たり \$20 で合計 \$100,000 であり、さらに毎月の料金 (\$1.50) から年間収入は $\$1.50 \times 12 \times 5000$ で \$90,000 である。一方、BCS は設備使用料として毎月 \$25/kW と仮定すれば、年間収入は \$90,000 である。したがって、これらを合計し 10 年間では合計 1.9

百万ドルの資金が集まる。この資金から事務経費、維持管理経費など（約 25%）を差し引き、残りの 75%を再投資に回すとすれば約 1.4 百万ドルが利用可能となる。この資金で 1 基 300 ドルの SHS であれば約 4,000 台購入でき、あるいは 10kW クラスのマイクロ水力発電所（単価 5,000 ドル/kW）であれば 20 数カ所建設できる。このほか、資金運用による金利収入も期待できるため実際に利用できる資金はさらに大きくなる。

(5) 組織体制

地方電化の推進母体として当初の計画であった EDL 活用の構想は実現困難であり、MIH の電力局 (DOE) を中核にした事業展開を基本に今後の計画を立てる必要がある。MIH/DOE に地方電化担当課 (Rural Electrification Division) が正式に設置されたのは 1999 年のことであるが、現在でも小規模な組織であり、今後徐々に整備されていくという段階であるため、本プロジェクトに引き続き実務経験の蓄積を行って、組織・人材の強化を図っていく必要がある。

ラオス全土には 7000 以上の未電化村落があるとされており、こういった膨大な対象地域について中央政府がいつまでも地方電化事業を直接実施することは現実的ではないため、中央政府だけでなくラオス全土の各県ごとにある MIH 出先機関を活用して事業を行うことが求められており、これら出先機関の組織についても充実しなければならない。むしろ、当初、モデル事業として何カ所かの地方電化プロジェクトを MIH が実施し、その後はこれを参考に地方政府、NGO や村落住民組織が主体となって事業を実施していくという戦略が必要である。

こういった段階を経て、個人の起業家、民間企業などが独自の計画と資金によって太陽光発電利用の地方電化事業に参入してくることが望まれる。将来においては以下のようなさまざまな形態で太陽光利用による農村部での電化事業が行われることが予想される。(図 9-4-2, 図 9-4-3 参照)

- (1) MIH による直轄事業 (モデル事業)
- (2) 地方政府による直轄事業
- (3) 村落住民が組合を結成し、自己資金を集めて行う事業
- (4) 個人または企業が商業的に行う事業
- (5) 海外援助機関が実施する事業
- (6) 個人による SHS の購入

商業的な事業が動き出した時点では、政府の役割は率先して事業を行う立場からこういった各種の事業を調整し、最も効率的でかつ公益の増進に資するように規制や助成を行うという立場に変化していくことになろう。

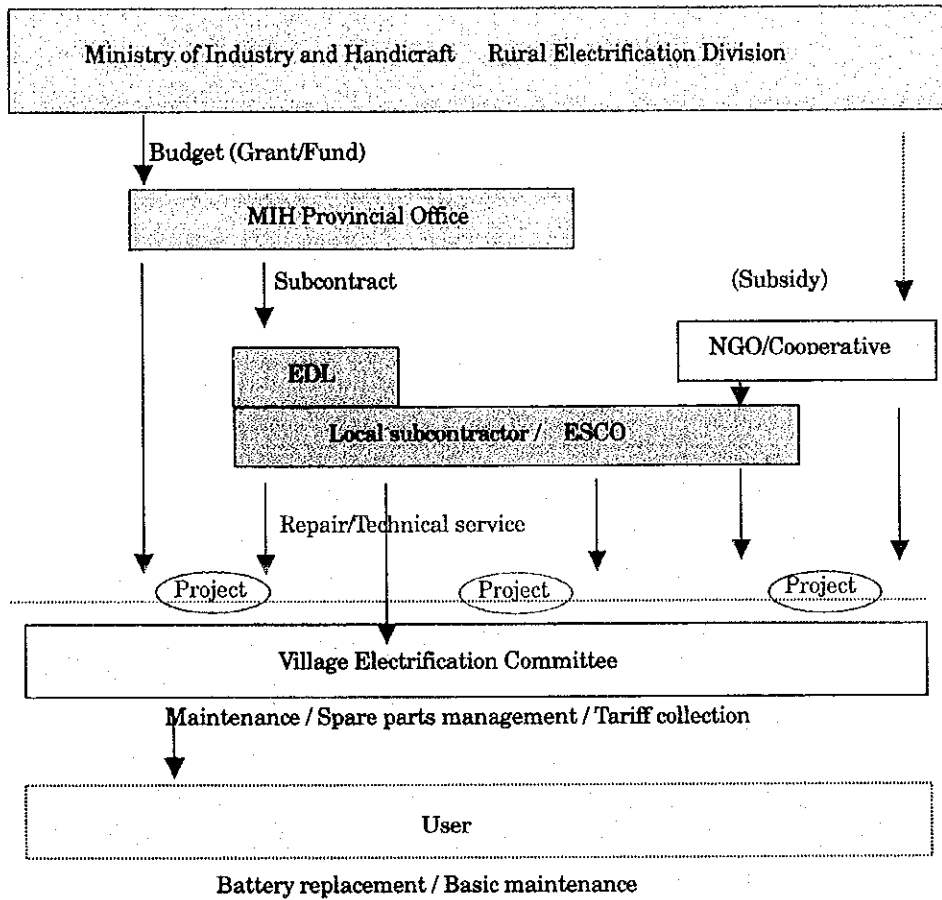


図 9-4-2 太陽光発電利用地方電化組織体制図

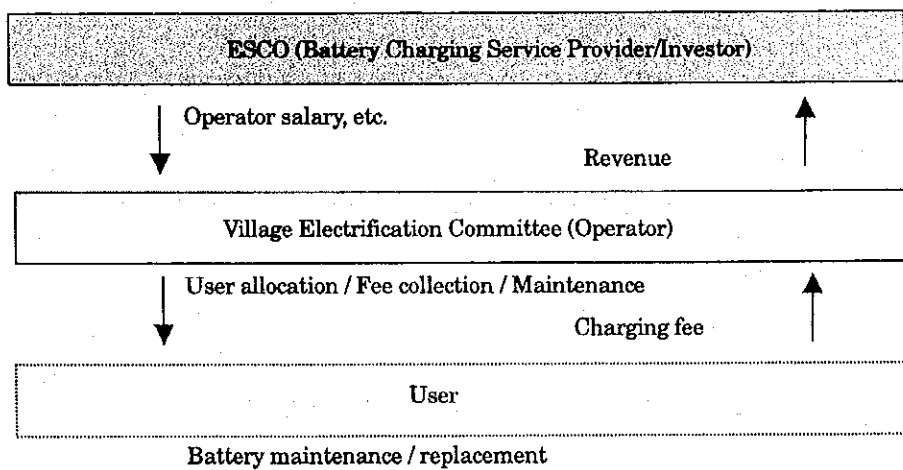


図 9-4-3 商業的な BCS の運営組織図

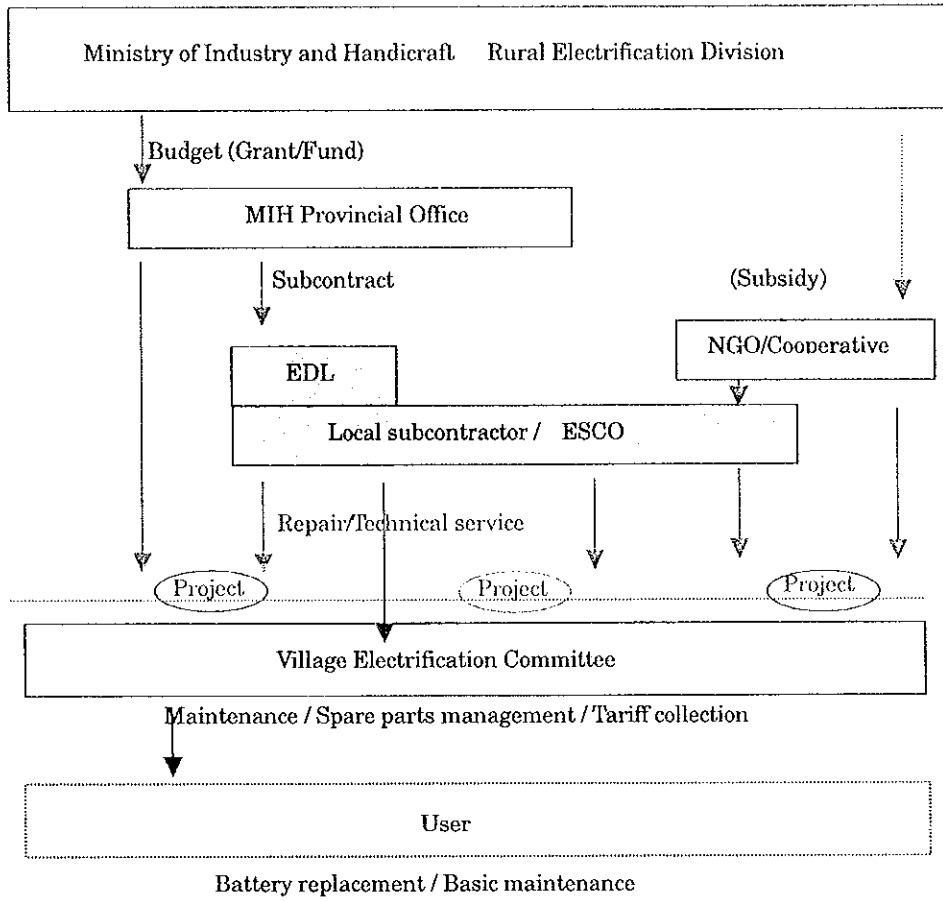


図 9-4-2 太陽光発電利用地方電化組織体制図

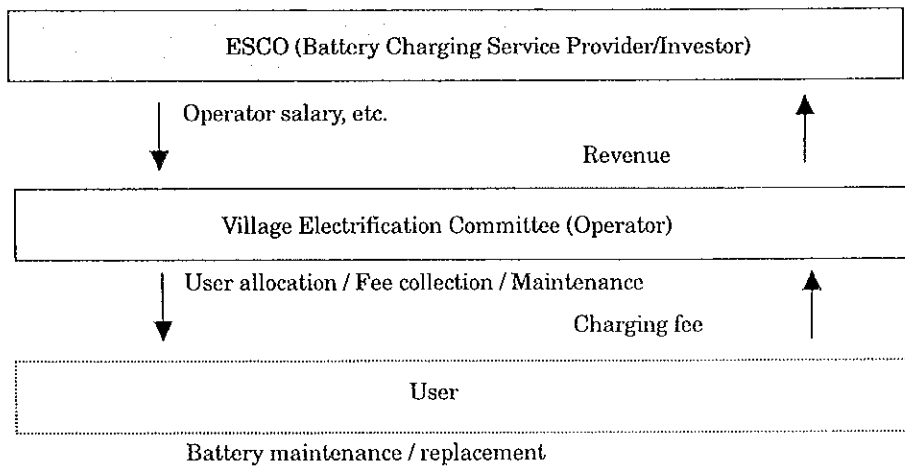


図 9-4-3 商業的な BCS の運営組織図

9-5 太陽光発電設備設置事業フロー

ラオスにおける将来の太陽光発電設備（SHS および BCS）の設置事業について基本的な作業手順を太陽光発電設備設置事業フローチャート（添付資料）に示す。ここでは事業主体が MIH であると想定しているが、民間企業(ESCO)の場合でも同じ作業手順で実施することが基本である。これは本プロジェクトにおけるパイロット事業の成果をもとに作成したものであり、ラオスの実情を十分考慮しており実施可能性については問題ない。なお、パイロット事業と本格事業との相違点は表 9-5-1 の通りである。

表 9-5-1 ラオスにおける太陽光発電利用地方電化のマネージメント

	パイロットプロジェクト	将来計画（政府事業を想定）
事前準備 現地調査	(1) サイト調査 JICA/MIH 共同実施 (2) 住民集会 JICA 主導で実施。MIH はサポート	(1) サイト調査 MIH（県事務所）が実施 (2) 住民集会 MIH（県事務所）が主催
設置	(1) プロジェクト対象村落住民技術トレーニング JICA/MIH, EDL 中心で実施。 (2) 設置工事 JICA/MIH の計画により施工業者が実施。 EDL がサポート。 建設工事を通じて、OJT にて技術移転 *工程管理方法 *設置技術 (3) 試験と試運転 JICA/MIH が施工業者とともに実施する。この期間を通じ、住民や EDL に運転管理や保守点検について技術移転。	(1) 導入対象村落住民技術トレーニング MIH（県事務所）が中心となり、設置や使用方法等について実施する。 (2) 設置工事 マニュアルにより、住民が中心となって設置を行う。困難な部分は業者に委託。 (3) 試験と試運転 トレーニングを受けた住民が電圧、電流等をマニュアルによってチェックできるよう教育する。 困難な部分は業者に委託。
保守点検	JICA/MIH, 施工業者中心で実施。OJT にて住民をトレーニング 施工後 6 ヶ月は保証期間として、施工業者が責任を負う。	基本的にトレーニングを受けた住民がマニュアルによって実施する。MIH/EDL はこの業務をサポートする。 故障等が発生し住民で対応が困難なときは業者に委託
事務管理 資金管理	JICA 調査団の計画に基づき、実務は JICA/MIH による共同管理 村落電化委員会が現場対応 村落電化委員会による毎月の集金 JICA/MIH による共同の資金管理(銀行預金) 委員会の活動費用を支出 トレーニング費用やメンテナンス費用支出	MIH が総合的な計画や管理を実施 実務は県事務所 村落電化委員会が現場対応 村落電化委員会による毎月の集金 収入は MIH が基金として管理し活用（注） 内部管理経費(人件費、事務所費など)支出 委員会の活動費用を支出 トレーニング費用やメンテナンス費用の支出

注) ESCO が事業を実施する場合には該当しない。

9-6 ヴィエンチャン県、ボリカムサイ県への普及ポテンシャル

ここではパイロット村落での調査結果を用いて、ヴィエンチャン、ボリカムサイの両県での太陽光発電設備についての住民の受入のポテンシャルについて試算を行う。両県でのPVの普及のポテンシャルを試算するにあたり、住民に受入れられるための要因のうち、より直接的なものである「支払い能力」として「エネルギー支出額」を取り上げて、両県でのPVの普及のポテンシャルを次のステップで推定してみる。

- (1) パイロット村落のエネルギー支出額（支払い可能額）がPVの月額料金を上回った家計が受入れると仮定。
- (2) 両県のエネルギー支出額分布が両県を代表すると仮定。
- (3) SHS 料金月額 12,000kip、BCS 月額 6,000kip を払える家計の割合を算出。
- (4) 2010年までに電化予定のない各県の未電化戸数にこの割合をかけてSHS、BCS電化対象の戸数を算出。

図9-6-1はヴィエンチャン、ボリカムサイ両県のパイロット対象村6村のベースライン調査時のエネルギー支出額の分布図である。図中のエネルギー支出額は98年10月当時のものである。パイロットでは99年2月に月額料金（初回金の他にSHS-55Wで5,000kip/mo、SHS-110Wで10,000kip/mo）を決定し、99年2月から99年10月にかけて申込を募った。

2000年6月時点でSHS料金月額12,000kip、BCS月額6,000kipを払える家計の割合は、それぞれ、SHS支払い可能、BCS支払い可能とマークしてある点にあたり、SHS料金を払えるのは約35%、BCS料金を払えるのは約70%である（消費者物価指数で12,000kip、6,000kipを98年10月時点の価値に換算して5,168kip、2,584kipとしている）²⁶。

²⁶支払い可能性が実際の普及可能性の代理値とすることが妥当かどうかを、パイロットの実際の申込結果からみてもみる。実際の応募はSHS-110Wでは36%の家計が、SHS-55Wと110Wを合わせると90%の家計が申し込んでいる。これに対しこのグラフから得られる支払い可能世帯の率は約45%、80%であり、おおよそ妥当な試算といえる（エネルギー支出額との比較のために最終申込時点の99年10月の月額料金を消費者物価指数で98年10月時点に換算した：SHS-55Wで2,261kip/mo、SHS-110Wで4,523kip/mo）。

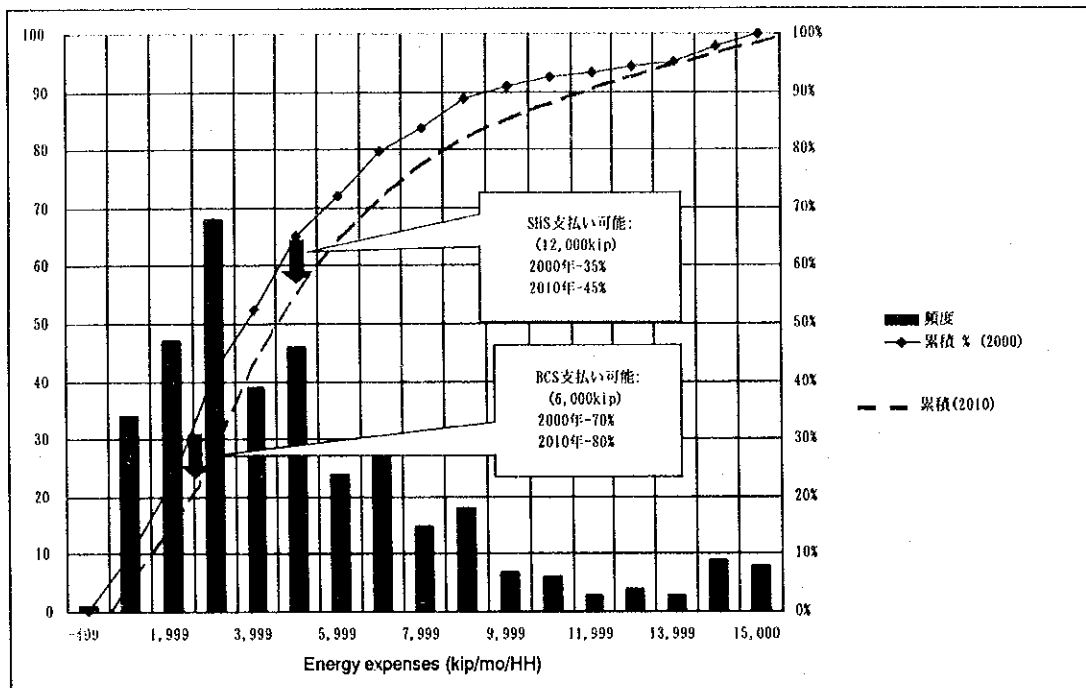


図 9-6-1 両県のパイロットプロジェクトでのエネルギー支出額

よって、2000年6月時点でヴィエンチャン、ボリカムサイ両県では約70%の家計がPVを受入れる可能性があり、そのうち全体の約35%の家計がSHSを受入れる可能性があるといえる。更に、2010年でのエネルギー支出額を推定する。ここ数年の実績より一人当たり所得が年4%で増加し、エネルギー支出額も同じ割合で増加すると仮定し、推定したものが累積(2010)のラインである。これによると、2010年では80%の家計がPVを受入れる可能性があり、そのうち全体の45%の家計がSHSを受入れる可能性があるといえる。この数字を基に、2010年までに電化予定のない各県の未電化戸数にこの割合をかけてSHS、BCS電化対象の戸数を試算することができる。

9-7 長期開発計画

本調査によって、太陽光発電がラオスにおいて地方電化の有力な方策となりうることは、技術、経済、組織の3つの側面から確認された。今後は、ラオス政府としてこういった太陽光発電を地方農村部に普及させていくための施策の確立が必要である。現在のところ、地方電化事業を民間ベースで実施していただくだけの社会的、経済的な基盤はできていない。このため、商業的に太陽光発電設備が普及していく事例は当面は極めてわずかと考えられ、政府事業として実施するものが大半とならざるを得ない。一方で我が国をはじめ欧米各国は再生可能エネルギーである太陽光発電を用いた途上国援助を今後増加させていくと予想されるため、ラオス政府としてはこれを活用し、太陽光発電設備を全国の地方農村部に展開していくことが必要であろう。

ラオスの目標である2020年までに90%の電化を達成するため、2010年には少なくとも65%程

度の電化率を達成しておく必要があると考えられる。このためには 2010 年までの間にどの程度の太陽光発電設備の普及が必要かを検討しなければならない。これを試算するためには以下の要因を分析する必要がある。

- 1) 送配電線拡張計画
- 2) 小水力やディーゼルによる電化計画
- 3) 地方農村部の所得水準
- 4) 世帯増加率
- 5) バッテリーやピコ水力の利用者数

1) および 2) については MIH/DOE によるデータが基本となる。EDL の独自予算および世銀や ADB による借款などの資金による配電線延長や小水力発電所の開発によって、各県ごと村落単位で 2010 年までに電化される予定の地域が計画されているため、このデータを尊重する。3) の地方農村部の所得水準は太陽光発電設備の導入可能性に大きく影響する。所得が高い県は相対的に導入のスピードが速いと予想される。先に示した試算から比較的所得の高いヴィエンチャン、ボリカムサイ両県での太陽光発電の導入可能性は 80% と高い。こういった点を考慮しつつ、各県の所得データとの比較で導入予想量を仮定する。所得データはラオス統計局のデータを用いる。

4) の世帯増加率は過去のトレンドから推定する。また、5) のバッテリー充電やピコ水力の利用者数については統計資料が公表されているが、この部分についても太陽光発電と同様に電化されている世帯にカウントすることが適当である。バッテリー利用については配電線が拡大していく過程で充電サービスが可能な範囲が広がるため、ある段階までは利用者は増加するが、全国の大半をカバーするまで配電線が整備された段階では逆に利用者数は減少する。このような変遷は太陽光発電についても同様である。2010 年までの間をとればバッテリー利用や太陽光発電の利用者数は単調に増加するものと予想される。

以上のような基本的考え方をもとに 2010 年までの電化目標を試算したものが表 9-7-1 である。これによればヴィエンチャン市を除く地方部世帯数のほぼ 10% に相当する 80,000 世帯を太陽光発電で電化する必要があるという結論になる。このための総事業費については、一戸当たり直接経費が \$ 300、間接経費を 50% とした場合、概算で約 36 百万ドルとなる。

表 9-7-1 全国での電化計画 (試算)

Code	Name of Provinces	Data 1999			Electrified by 1999 (grid/diesel/SFP)			Forecast 2010								
		Vill.	HH	Popul.	Vill.	HH	Total yearly consumption (kip/HH/yr)	HH growth (%/yr)	Battery/Floor Hydro	HH	Grid/SFP Electrification (HH)	Grid Rate	PV Electrification(HH)	Battery/Floor Hydro	Elec. Rate	
1	Vientiane Mun.	489	84,923	531,109	407	83.2%	78,727	92.7%	1,807,581	3	3,098	117,146	99.7%	0	0	99.7%
2	Phongsaly	664	25,866	152,820	20	3.0%	1,702	6.6%	634,489	2	725	6,120	19.0%	3,906	1,015	34.3%
3	Luangnamtha	485	20,851	114,519	41	8.5%	2,458	11.8%	710,300	2	920	6,525	25.2%	2,910	1,288	41.4%
4	Oudomxai	816	39,407	210,820	41	5.0%	3,390	8.6%	620,753	2	1,081	11,427	23.3%	5,636	1,513	37.9%
5	Bokeo	399	19,238	113,493	16	4.0%	1,747	9.1%	854,791	2	1,399	12,791	53.5%	2,003	1,969	70.0%
6	Luangphrabang	839	59,107	366,333	174	20.7%	14,423	24.4%	800,111	2.5	2,234	29,906	38.6%	8,576	3,128	53.7%
7	Houaphan	729	28,456	198,787	64	8.8%	4,914	17.3%	590,904	2	2,354	14,304	40.4%	3,162	3,296	58.7%
8	Xayaboury	595	50,754	297,662	74	12.4%	7,119	14.0%	1,249,959	2.5	1,309	37,131	55.8%	6,187	1,833	67.8%
9	Xiangkhuang	475	27,965	199,816	44	9.3%	3,940	14.1%	938,526	2	1,922	10,221	29.4%	4,419	2,691	49.8%
10	Vientiane Pr.	508	47,179	277,733	249	49.0%	26,372	55.9%	1,207,960	3	1,665	42,702	65.4%	4,747	2,330	76.2%
11	Bolikhamxay	485	27,928	166,343	92	19.0%	8,562	30.7%	1,077,205	3	1,549	38,659	50.2%	4,039	2,169	66.3%
12	Khammoune	801	53,096	281,512	267	33.3%	22,994	43.3%	989,771	2	903	66,018	52.8%	5,607	1,264	63.2%
13	Savannakhet	1,533	104,821	671,581	329	21.5%	39,512	37.7%	924,790	2	5,225	190,332	59.9%	9,417	7,315	72.7%
14	Saravan	742	41,645	256,550	132	17.8%	9,566	23.0%	838,942	2	1,604	51,780	49.5%	4,711	2,246	62.9%
15	Xekong	337	10,146	63,836	14	4.2%	1,559	15.4%	787,696	2	687	12,615	43.3%	1,074	962	59.4%
16	Champasak	901	84,056	501,061	202	22.4%	26,254	31.2%	884,375	2	2,890	104,512	45.3%	10,291	4,046	59.0%
17	Attapeu	188	14,619	87,182	14	7.4%	896	6.1%	769,470	2	412	18,177	27.3%	1,981	576	41.4%
18	Xaisomboun Sp.	129	9,604	54,112	6	4.7%	200	2.1%	741,998	2	732	11,941	40.7%	1,062	1,053	58.4%
	Total:	11,115	749,659	4,543,259	2,186	19.7%	254,335	33.9%	1,006,149		30,728	508,815	52.9%	79,729	38,683	65.2%

Sources: Ministry of Industry and Handicraft.

National Statistical Centre, The households of Lao PDR, Social and economic indicators, Lao Expenditure and Consumption Survey 1997/98 (LECS2).

*Forecast of PV Electrification and Battery/Floor users in 2010 was done by JICA study team.

9-8 事業実施計画

9-8-1 マスタープランの位置づけ

将来的にグリッド延長が困難な地域において地方電化を進めるための有力な方策であるとして注目されている太陽光発電設備の導入について、ラオス政府として明確な方針を示し、政府として取り組む事業の内容を国民に明らかにするとともに、政府が太陽光発電による地方電化事業を行う民間事業者を育成し、その事業環境の整備にも取り組む姿勢を示すことによって、民間の市場参入を積極的に呼びかけることも重要である。2010年までの太陽光発電利用地方電化マスタープランはこのような内容を含むものとして作成されなければならない。その中では、政府主導で行う計画の事業量と、民間事業の育成によって間接的に達成する目標数量を合計したラオス全体としての太陽光発電設備導入数量の目標値が設定される。

9-6で述べたように数値上では2010年までの10年間で約80,000戸の太陽光利用地方電化を進めることが目標となるが、その達成には多くの困難が伴い、その実現のためには政府の強い決意と総合的な戦略の確立が不可欠となる。あくまでもこの80,000戸という数値は政策目標の電化水準を達成するための必要条件として導き出されるものであるが、その実現のためにどのような施策を実施していくのかを具体的に示すことが求められている。ラオスの現状から太陽光発電による地方電化について民間事業が早期に動き出す可能性は低い。これは民間の資本や技術蓄積が十分ではなく、また事業としての採算性にも懸念があるためである。したがって、当初は政府主導で長期的な観点から事業を推進し、それによる技術蓄積、マーケットの拡大によって徐々に民間事業者を育成し、次の段階での事業拡大を図っていくことが妥当と考えられる。以下にこれを実現するための方策について、組織、資金などの面から検討した結果を示す。

9-8-2 公的部門における施策

・第1段階(2001年度～2004年度)

ラオスにおける太陽光利用地方電化の第1段階は、事業としての採算性が不透明であることや関連の民間事業者が育っていないことから政府主導によって行われる。この段階での実施責任者はEDLではなく、本調査のC/Pである工業手工芸省電力局(MIH/DOE)である。この段階では太陽光発電による地方電化の事例を全国に拡大し、その手法についての国民各層の幅広い理解を得ると同時に、次の段階での民間事業者による事業展開につながるよう各種の施策を展開することが目標となる。この期間はマスタープラン期間10年間のうちの助走期間であり、2001年度から2004年度までの4年間と想定する。

この4年間のうち初年度の目標は具体的な事業実施計画の立案と一部地域における事業実施である。このため、事業実施に必要な資金確保についての見通しを確実なものにすることがまず必要となるが、ラオスの財政事情は極めて悪化しており税収は歳出の半分程度に過ぎず、不足分は海外からの援助資金によって賄われているのが実情である。税収はほとんど経常費用をカバーする

だけであり、したがって開発事業のほとんどが無償援助資金あるいは海外からの ODA ローンによって実施されている。ラオスの GDP が約 2,000 百万ドルであり、これに対し無償資金が年間およそ 100~150 百万ドル、ODA ローンは年間 200 百万ドル程度となっており、こういった援助資金に対する依存度は高い。このような現状から、ラオス政府としては太陽光発電利用地方電化についても海外援助機関との折衝によって事業資金を確保することが最優先課題となる。現在のところ、太陽光発電設備のコストが高く、またラオス国内のプロジェクト実施能力も十分とは言えないためローンによる事業化ではなく、我が国などからの無償資金援助による事業実施が期待されている。このほか、EU やオーストラリアも太陽光利用地方電化プロジェクトの実施に関心を示していると言われている。また本件調査と同時期にパイロット事業を行ってきた世銀/GEF(Global Environmental Facility)からの資金援助についても、パイロット終了後の評価によっては 2004 年度以降において可能性がある。したがって、これらの資金援助プランについて早急に具体化を図ることが目標となる。同時に、こういった資金の確保と並行して、太陽光利用地方電化の全国的な実施を前に、ユーザーに提示される利用条件、すなわち契約方式、料金制度などの基本的事項をラオス政府としてオーソライズしておくことも資金確保後の事業の円滑な実施のために必要である。

本件調査のパイロット事業によって実証された事項、またモニタリング調査から得られたデータから明らかなように、住民は太陽光発電とその料金、維持管理方法などを受入れており、また C/P としてパイロット事業の実施に当たった MIH/DOE もパイロット事業において用いた手法を適切なものとして評価しているため、こういった成果が本格的導入の際のモデルとなるであろう。さらに MIH/DOE としては、事業実施主体として、料金徴収によって形成されるファンドの管理に関する基本的枠組みを決定するとともに、対象村落選定の基本方針を明確化し、多数寄せられると予想される電化要望について公平に対応できるよう準備しておくことも必要である。

この第 1 段階では MIH/DOE は各年度の実施予定地域（県）を定め、電化の対象となる村落を選定する必要がある。この段階では、ヴィエンチャン市を除くラオス全土の 17 の県及び特別地域についてそれぞれ 10 カ所程度の実施対象村落を選定することが妥当であると考えられ、さらに、各県ごとに最初の 2~3 カ所については既に事業実施ノウハウを有している MIH/DOE がモデル事業として直接実施することを基本とする。特に、初年度に実施対象となる県については早急に対象村落を選定しなければならない。既に、MIH/DOE では北部のウドンサイ、ルアンナムタ、フォンサリの 3 県については候補村落（各 20 カ所）の選定を終えているため、初年度はこの中から候補地点を選定することが適当である。

初年度に対象となる各県の担当部局である Department of Industry and Handicraft (MIH の出先機関) は、この MIH/DOE によるモデル事業によって実施される対象村落での住民集会から設備設置、維持管理の組織づくり、運用のトレーニングなどの一連の過程に参加することで、事業

実施手法についてのノウハウを取得でき、以降の事業については政府の計画に基づき自らが事業実施を担当することが可能になると考えられる。本調査におけるパイロット事業による経験からも、太陽光発電設備利用の地方電化に関する作業（付録の作業フロー図参照）を習得するためには2ないし3村落での実地経験が必要であった。したがって、この規模でモデル事業を実施することが適当である。このように MIH/DOE としては、次年度以降も対象地域（県）を順次拡大し、先行して実施するモデル事業をもとに地方政府レベルでの Capacity Building を進めながら、事業を行っていくこととなる。

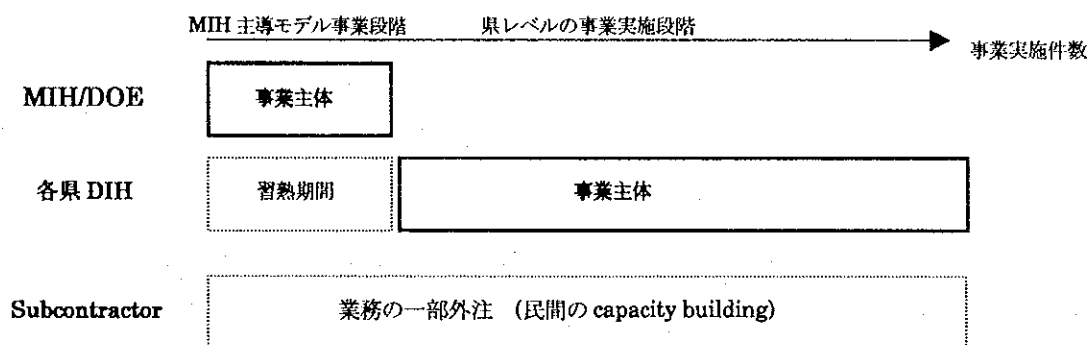


図 9-8-1 第1段階の事業の進め方

モデル事業の責任者となる MIH/DOE の担当者は対象村落の調査、住民への説明、工事計画の立案、工事資機材と輸送の手配、工事管理、住民へのトレーニング、住民組織への指導などの一連の作業を総括することとなるが、これまでにパイロット事業で実務経験を積んでおり、これらの作業を十分実施可能なノウハウを有している。各県の DIH はこのモデル事業によって OJT で実務ノウハウを修得し、これに続く事業で計画、監督、トレーニングなどを自ら行うことができるよう準備する。また同時に、地元で電気機材を扱う事業者などを機材調達、施工などの作業に活用し、彼らが太陽光発電についての経験を積み、事業化への検討を具体的に行えるように措置することも必要である。

実際に 100 世帯程度の村落での事業を完了させるのに必要な業務量としては、本調査後半に行われた C/P による自主的な事業実施の実績から、こういった経験を有するスタッフ 1 人がプロジェクトリーダーとなり、村民を指導しながら設置作業を行わせることで約 1 ヶ月が必要である。このため、MIH/DOE としては、現状の 8 人のスタッフで各人が年間数カ所の村落について事業実施を行うことによって年間に 30~40 村落程度は実施可能であると考えられる。一方、この第 1 段階では 1 年間に最大 5 県において事業が実施されると予想されるが、各県ごとに 3 カ所程度のモデル事業を想定しても MIH/DOE としては年間に最大で 20 村落程度を実施すればよく、十分に実施可能である。モデル事業以降についてはノウハウを修得した各県の担当者が主体となって残りの対象村落において事業実施を行うこととなる。

このように各県ごとに MIH/DOE によるモデル事業を 3カ所程度実施し、これに続く事業はモデル事業でノウハウを修得した各県 DIH が行うという進め方で、17 県全てを 4 年間でカバーする。したがって、年間 4 ないし 5 の県において 50 前後（初年度は 3 県、30 カ所）の村落について電化事業が行われることとなり、ラオスにおける平均的な規模である 100 戸の村落で応募者を 70% 程度と想定すれば、年間 3,500 戸規模（初年度は 2,000 戸）の電化が可能と考えられる。したがって、第 1 段階の 4 年間では公共部門による事業として、約 170 村落（各県 10 村落と想定）、約 12,000 戸の電化を目標とすることが現実的と考えられる。

この事業量に対応する費用としては、SHS と BCS との組み合わせで算定する必要があるが、第 6 章の分析を参考にすると SHS の価格はこの時点で 1 戸当たり約 \$350、同じく BCS は \$280 と想定され、その比率を 6:4、必要なエンジニアリング費用や現地への輸送費用を機材価格の 25% と見込むと、平均して 1 戸当たり \$400 のコスト（間接的経費を含む）が必要となる。このため第 1 段階に必要な海外援助機関からの（無償）援助資金の必要額は約 5 百万ドルと試算される。なお、地方政府レベルの Capacity Building については、実際の事業実施における OJT のみならず、総合的なトレーニングプログラムの立案と実施も必要と考えられる。したがって、こういったソフト面での継続的支援も無償資金事業と組み合わせて実施されることが期待される。

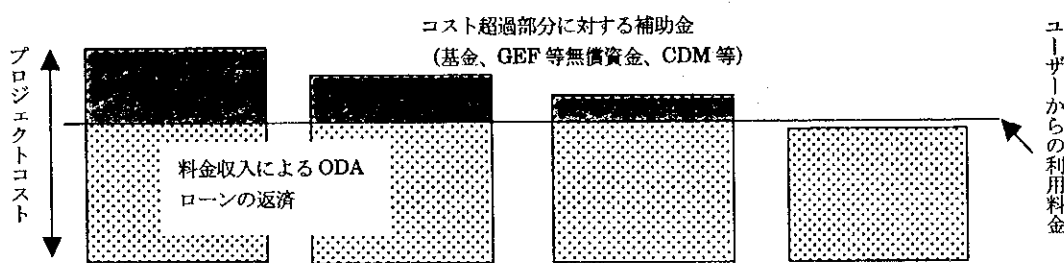
・第 2 段階(2005 年度～2007 年度)

2005 年度から 2007 年度までの第 2 段階では、既に全国レベルでの試験実施（各県平均 10 村落）が一巡しており、地方政府レベルにもノウハウの移転が完了しているため、政府の基本計画に従って各県が自主性を高めて地方電化事業を実施するという政策を進めることが必要である。この第 2 段階では太陽光設備利用に関し遠隔地の住民からも要望が多数出されると予想されるため、政府としてはこういった地域を対象に事業範囲を拡大する必要が生じる。特に電化率が低い北部地域について重点的な予算配分が必要となろう。

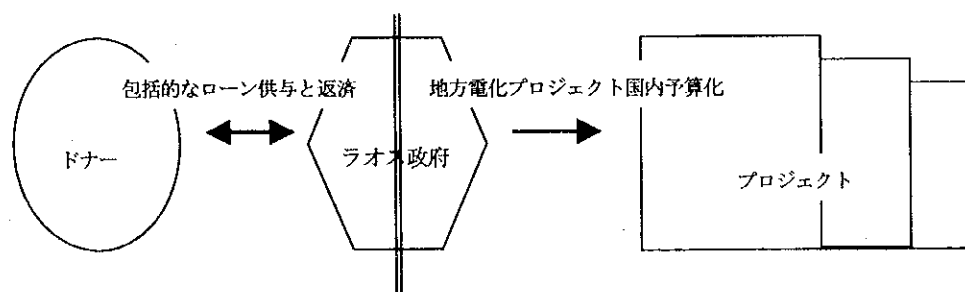
この段階における政府の事業資金としては海外からの援助資金を引き続き確保する必要があるが、一方で第 1 段階で実施された事業によって住民から徴収する利用料金が年間 20 万ドル程度（5 百万ドルのうち間接費を除いた 4 百万ドルを 20 年で回収と想定）の規模となっており、それが蓄積された基金が形成されているため、これを自主財源として活用することも可能である。第 2 段階では事業規模が拡大し、さらに対象範囲も特定の村落ではなく、全国的に拡大することとなるため、第 1 段階のような無償資金を主体にした事業展開は困難となり、こういった事業に適した世銀や JBIC などからのローンの導入を積極的に検討すべきである。ラオス政府は ADB や世銀からの借入残高が大きいのが、所謂「重債務国」ではなく、経済規模との比較から見て対外債務は極めて深刻な状態とは言えない。しかし、急激な借入れ増加は危険であるため、政府の方針として対外借入れを年間約 200 百万ドル程度の規模に制限することになっており、この範囲内で優先順位の高い案件について借入れを行っている。IMF などの見解では、この水準に借入れを抑えてお

けば今後の経済成長によって返済可能と理解されている。

地方電化は政策的にも重要なテーマであり、また、世銀やJBICも今後の方針として地方開発などBHNに係わるプロジェクトに重点を移していこうという姿勢を明確化させてきており、特に再生可能エネルギーに関しては極めて長期かつ低金利のローンを制度化するなどして支援する姿勢を示しているため、ローン実現の可能性は高いと考えられる。もちろん、ローンの場合には事業としての採算性が前提となるが、一般的に地方電化事業の採算性は低いため通常はローンの対象となり難い。このため、各国の援助機関では不採算部分に対する補助金などと組み合わせる(図9-8-2の1))、あるいは、事業単独の収支については考えず返済条件を包括的に相手国政府との間で取り決めるだけとする(図9-8-2の2))、などの措置をとることでこういった地方電化プロジェクトに対するローンを積極的に供与しようという構想も検討されている。特にこの第2段階では太陽光発電機器のコスト低下はまだ十分ではないため、補助金を用いずに住民からの料金収入だけでローンの返済を行うことは困難と考えられる。しかし、ラオスの場合には前述の基金の一部を補助金に活用することが可能であるため、このような補助金との組み合わせによるローン構想が実現する可能性は高い。なお、この第2段階では地球温暖化対策による Clean Development Mechanism (CDM) なども動き始めていると想定されるため、こういった資金を活用して事業の採算性を向上させるという点も視野に入れる必要がある。



1) ローンと補助金の組合せ方式



2) 包括的なローンの供与方式

図 9-8-2 地方電化事業への ODA ローン構想

このように第2段階では、海外からのローン、さらにラオス政府の自主財源(基金)、また部分的

な無償資金などの多額の財源が確保されることが期待される。ローンによる事業実施となるため事業効率向上が必要となり、MIH/DOE による管理には限界が生じると考えられる。むしろ、これら資金を総合的に管理し、地方電化事業実施を総合的に計画、監督する役割を担う Agency（例えば地方電化公社）を MIH の下部機関として各県ごとの出先機関を含めて設立することが検討されなくてはならない。この組織は EDL の一部となる可能性も考えられるが、採算性が低いことには変わりなく、これまで事業を実施してきた MIH/DOE を発展させた政府部内の組織として設立することが現実的であろう。この組織には第 1 段階でノウハウを蓄積したスタッフが移行することが基本となり、自主的な事業として、年間約 5,000 戸以上、3 年間で約 15,000 戸以上の電化を目標とする。この段階では太陽光発電関連機器のコスト低下が進んでおり、第 1 段階よりも 2 割以上安い 1 戸当たり平均して約 \$300 のコスト（間接的経費を含む）で実施可能と想定され、必要な総事業資金額は約 5 百万ドルと算定される。このうち、ローンとして 3 百万ドル、自主財源百万ドル、また海外ドナーからの無償資金を百万ドル程度確保することを目標とする。

なお、この段階では第 1 段階で設置した太陽光発電設備のバッテリーの交換が必要となる。このため、政府としてはその廃棄処分方法について明確なルールづくりを行い、環境保全と資源の有効利用の観点から、8-4 で提言されているように回収・再資源化を原則として各村落にもこの趣旨を徹底するよう指導を行う必要がある。村落での電化委員会が設置されている場合には、その業務の一環として使用済みバッテリーの保管と再資源化事業者への売却などをルール化する必要がある。こういった業務は基本的に有償で行われるものであるため定着しやすいと考えられるが、地域に回収・再資源化事業者が存在しない場合にはその地域での事業者育成も検討する必要がある。

・第 3 段階(2008 年度～2010 年度)

2008 年度から 2010 年度までの 3 年間は太陽光利用地方電化の主体を民間部門にシフトさせ、民間主導で全国的に展開させる第 3 段階である。この段階では公共部門は商業ベースでは事業が困難な遠隔地域、貧困地域等を中心に事業を行うこととなり、事業効率は低下するため年間の設置戸数はそれまでの期間よりも減少し、年間では 4,000 戸程度の水準となるものと予想される。資金源としては、利用料金収入が年間 40 万ドル程度の規模に増加しているため、それを活用することで海外からの援助資金への依存度を低下させても安定的な事業実施が可能となる。この段階では太陽光発電関連機器のコスト低下がさらに進んでおり、1 戸当たり平均して \$250 のコスト（間接的経費を含む）で可能と想定され、3 年間で必要な総事業資金額は約 3 百万ドルと算定される。このうち、ローンとして 2 百万ドル、自主財源百万ドル程度を確保することを目標とする。

以上のようなシナリオが現実的と考えられるが、特にローンについては各年度に交渉するのではなく、通常的手法としてある期間をとって（例えば第 2 段階と第 3 段階）ローン総額を取り決めるという方法が一般的である。このような前提に立てば、確保すべきローンの総額は合計 5 百万ドル程度となり、他のローン案件に比べれば小規模なものと言える。こういった直接事業のため

の資金確保に加えて、後述の民間セクターによる事業推進のための融資制度などに必要となる資金の確保も検討課題となる。特に、第3段階では大幅に民間セクターによる電化事業の比率を上げる必要があり、年間 10,000 戸程度の規模を期待するものであることから、そのための事業資金融資規模は年間約 2～3 百万ドルが必要になると予想される。こういった民間への融資についても前述の Agency の業務のひとつとして実施することが適当と考えられる。

9-8-3 民間部門による導入促進

・第1段階(2001年度～2004年度)

第1段階では民間部門による事業は小規模なものであるが、比較的所得の高い農村部での太陽光発電設備の販売や収益性が高いと考えられる BCS の設置など、事業として成り立つ部分が先行的に実施されると考えられる。既にラオス国内では太陽光発電による地方電化が拡大するとの見通しを持った事業者が活動しており、ごく小規模ではあるが設備設置や部品販売の実績を有している。政府としては民間事業による太陽光発電設備の普及を推進するとの姿勢を明確化し、中長期的にこういった事業者の健全な育成を図るための具体的な方策として、関連機器に対する関税の免税などを行うと同時に、需要喚起のための一般国民に対する太陽光発電の普及・啓発事業などを早期に実施することが望まれる。

また、政府が太陽光発電利用地方電化事業を直接実施する過程で、将来の民間部門による太陽光発電設備導入促進の中核となるべき事業者 (Energy Service Company :ESCO) の育成を行うという視点を持つことも重要である。このためには、事業の一部業務 (設置工事や維持管理、集金など) を外注するなどによって、意欲のある民間組織が必要な経験を積み、将来的に事業を立ち上げることができるよう配慮することが必要である。なお、この場合には小規模企業の乱立を防ぎ、事業者の健全な育成を図るという観点から、県単位あるいは郡単位での独占的な事業権 (concession) を付与することも検討する必要がある。こういった政府の支援措置と民間部門のイニシアティブによって第1段階では初年度に 500 戸程度の導入が実現し、さらに住民の太陽光発電システムに対する理解が深まるにつれて、事業規模は順次拡大し、2004 年度では年間 2000 戸程度の規模となることが期待できる。この結果、この第1段階では合計で約 5000 戸に対して商業的な設置が行われるものと期待される。

・第2段階(2005年度～2007年度)

第2段階では、第1段階において育成された事業実施ノウハウを有する民間組織が本格的な事業化に乗り出し、また、それまでに行われた事業によって太陽光発電に関する部品のサプライ網や故障修理業などのビジネスインフラが充実するという条件が整うため、民間の自主的な事業が活発化してくる。市場経済の浸透と農村部の生産性向上によって農村部の現金収入は長期的に増加していくと予想され、これと太陽光発電設備の価格低下によって太陽光発電への需要は増大する。同時にビジネスインフラの整備が進むため民間ベースの地方電化事業は年間 3,000～5,000 戸

の規模に拡大し、公共部門と肩を並べる水準となることが期待される。このような民間主導の導入を支援するため、政府としては海外からのローンを原資にして民間事業者に対して初期投資資金の融資や事業費補助の制度を充実させるほか、住民に対しても micro finance の制度を作り初期費用の負担軽減を図るなど、間接的な導入支援措置の充実にも取り組む必要がある。

・第3段階(2008年度～2010年度)

第3段階では機器コストの一層の低下や関連ビジネスの増加などによって、事業規模は大幅に拡大し、公共部門を上回る規模となることが期待される。2010年度までに全体で80,000戸を太陽光によって電化するという目標を達成するためには、この第3段階の3年間で約24,000戸に対する設備導入が民間ベースで行われることが必要である。政府としては、このような民間ベースの事業拡大について、海外からのローンを活用した事業資金融資などの制度を大幅に拡充し、後押しする必要がある。年間10,000戸の水準を目標とした場合には、必要な投資資金は年間約3百万ドルとなり、このうちのかなりの部分は融資によってまかなわれることになる。なお、このような融資制度は太陽光だけでなく小水力による地方電化事業にも適用可能とすべきである。さらに、この段階では政府としてはこういった民間事業者による事業内容についてチェックし、全国的に良質なサービスが提供されるよう必要な規制や指導を行うことも重要な任務となる。

表 9-8-1 太陽光発電設備導入計画 (戸数)

	第1段階 2001-04	第2段階 2005-07	第3段階 2008-10	合計
公共部門	12,000	15,000	12,000	39,000
民間部門	5,000	12,000	24,000	41,000
合計	17,000	27,000	36,000	80,000

解説：公共部門の数値は、政府や県が実施する電化事業の目標を示している。
民間部門の数値は、民間事業に期待する戸数であり、公共部門に比べて変動の余地は大きい。

表 9-8-2 太陽光利用地方電化推進のための政府の施策

実施済み	第1段階	第2段階	第3段階
電力法改正	無償援助資金の確保 機器の関税免税 基金の運用ルール PVの普及・啓発 民間育成プログラム Concession 制度 企業設立手続き簡素化	ローンの確保 Agency の設立 民間企業への事業費補助 同 融資制度 micro finance 制度 廃棄バッテリー対策	ローンの増額 Agency の機能強化 民間への補助・融資制度の拡充 良質なサービス確保のための事業規制

注) 政府(県)が直接行う事業は除く

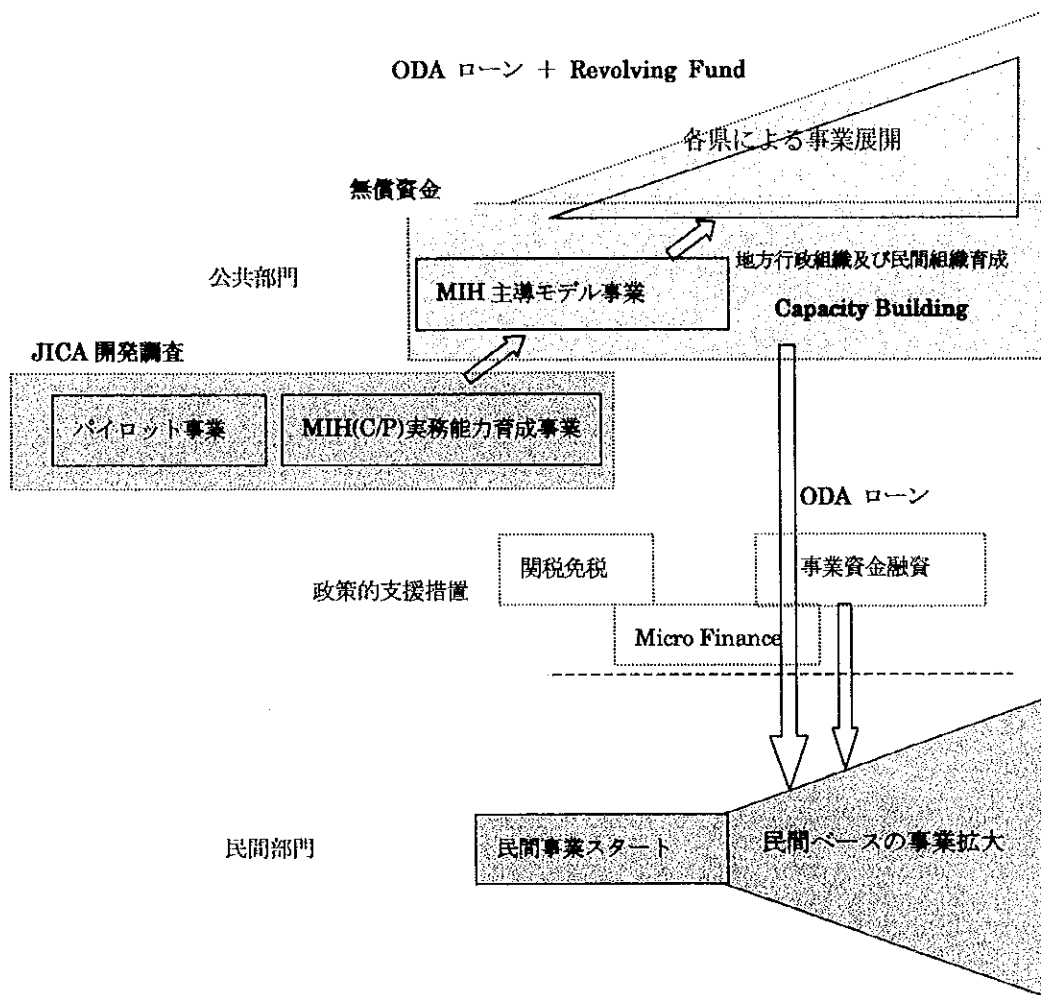


図 9-8-3 太陽光発電システム普及拡大の戦略図

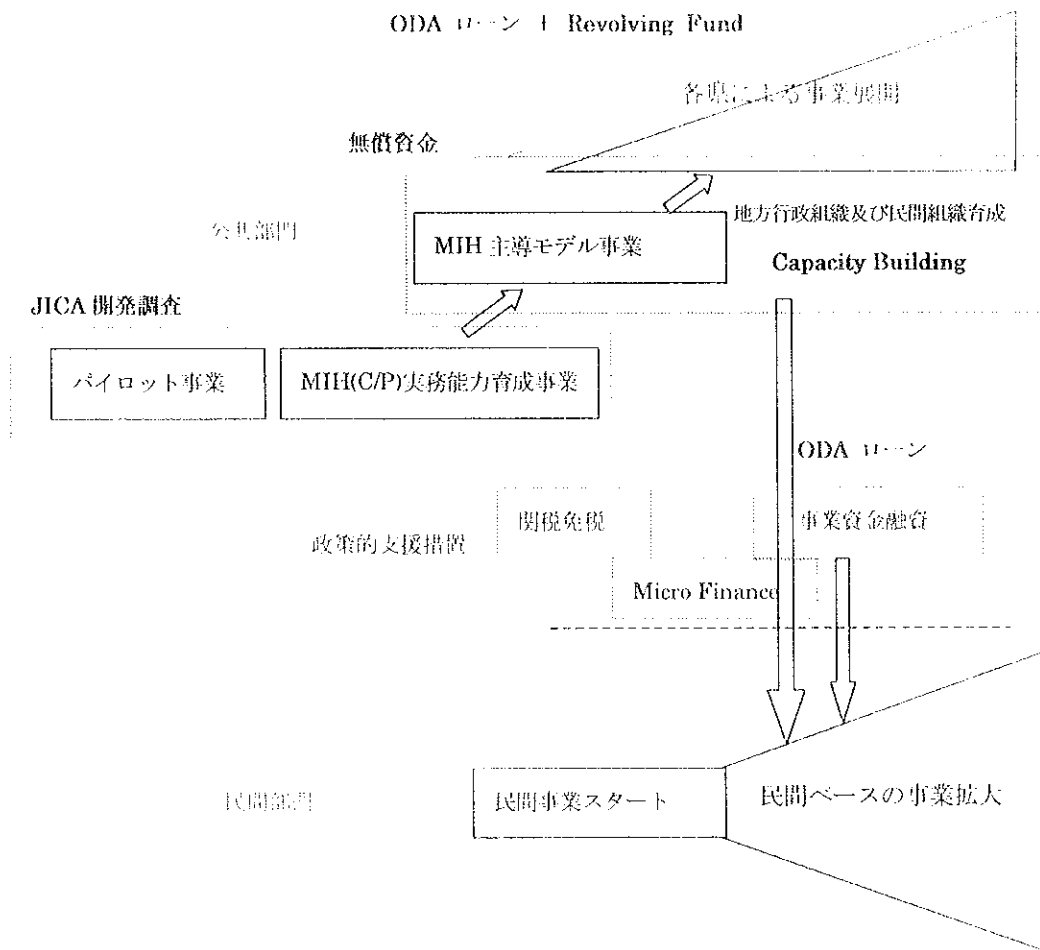


図 9-8-3 太陽光発電システム普及拡大の戦略図

