

第 3 章 Off-grid 地方電化の経済性評価と資金計画

3-1 Grid 延長と Off-grid 電化の経済性比較

中圧配電線 (Grid) の建設コストは平均して約\$10,000/km である。本調査の検討対象である山岳地域では、厳しい自然条件のため grid 延長は困難であり、建設コストは上昇する。また人口密度が低いため、1 戸当たりの grid 延長コストはさらに上昇することとなる。未電化コミュニティの調査結果によれば、grid からの距離は 20km 以上のところが多い。将来 grid の拡張が進んでも、未電化コミュニティと grid との距離が 10km 程度は残るものと予想される。そこで、grid から約 10km の離隔のある未電化コミュニティの中心部 (電化戸数は 100 戸) の電化を想定し、経済分析を行った。以下にその概略を示す。

Rough estimation of cost effectiveness - grid vs. off-grid

<u>Basic assumptions:</u> Number of households	100 HH
Electricity demand per household	50W/HH
Hours of electricity use per day	4 hours
Electricity tariff	700VND/kWh
Calculation period	20 years
<u>Case 1-1 10km Grid extension</u>	
Construction cost	\$100,000 (\$10,000/km)
<u>Development cost per HH</u>	<u>\$1,000/HH</u>
Total revenue over 20 years	\$6,720 (6.7% of investment)
<u>Case 1-2 10km Grid extension and increased demand (200W/HH)</u>	
Construction cost	\$100,000 (\$10,000/km)
<u>Development cost per HH</u>	<u>\$1,000/HH</u>
Total revenue over 20 years	\$26,880 (26.9% of investment)

Case1-1 は grid による電化のケースであり、総投資額に対して 20 年間の電気料金収入で回収できる部分は約 6.7%にとどまる。言い換えれば 90%以上のコストを開発事業者 (政府) が負担することとなる。グリッド延長コストは基本的に電力需要に左右されるが一定であるが、需要が拡大すれば電気料金収入も増加し、投資に対する回収分も増加する。例えば、Case1-2 は需要規模が 4 倍になった場合を表している。しかし、20 年間の電気料金収入の総計でも回収できる部分は投資額の約 4 分の 1にとどまる。

Case-2 5km Grid extension

Construction cost	\$50,000 (\$10,000/km)
<u>Development cost per HH</u>	<u>\$500/HH</u>
Total revenue over 20 years	\$6,720 (13.4% of investment)

Case-3 Stand-alone micro-hydro

5kW Micro-hydro plant	\$10,000
<u>Development cost per HH</u>	<u>\$100/HH</u>
Total revenue over 20 years	\$6,720 (67.2% of investment)

Case-2 のように grid からの距離が短い場合は、経済性の向上が望める。しかし、それでも投資に対する回収率は低い。このように、遠隔地にある小さなコミュニオンを電化する場合、電気料金収入と投資額とのバランスが取れないため、grid 延長による電化は適切ではない。

対照的に off-grid 電源は、実際の需要に合わせて開発する電源の規模を変化させることが可能であるため、このようなケースに適している。Case-3 は、5kW のマイクロ水力を \$10,000 程度で建設して電化を行う off-grid 事業の場合である。この場合には 20 年間の電気料金で投資額の 2/3 以上を回収可能であることを示しており、これはグリッド延長よりも回収の割合がかなり高い。最近の傾向として、マイクロ水力発電や太陽光発電のシステムコストが低下しており、将来的に off-grid 開発がさらに経済的に有利になる可能性がある。Off-grid 電化はグリッド延長と比較して、効率的な資金利用という点でさらに魅力的なものとなるだろう。結論として、地方農村部では grid 延長よりも off-grid 電源の検討をまず行うべきである。

3-2 需要想定

発電のポテンシャルと需要想定は、off-grid 発電所の設計に必要となる最初の作業である。地方電化事業の計画の際、必ずしも対象地域の全ての世帯が初期段階から電化されるわけではないという点を理解することが重要である。また、世帯の所有する電気器具は所得水準に応じた大きな差が生じる。さらに、住民はこうした電気器具の全てを発電所の運開時に購入するわけではなく、むしろ、少しずつ買い揃えていく。このため、実際の電力需要は運開後数年間はかなり少ないと考えられる。年月の経過とともに、電気供給サービスへの申込者と利用電気器具が増加し、合計の電力需要も継続的に増加していくと考えるのが妥当であろう。表 3-2-1 はベトナム農村地域における電力需要について検討したものであり、1 世帯あたりの平均的需要を示している。1 世帯あたり需要原単位は、電気機器の普及率と同時需要係数を用いて算出する。

普及率: 家庭で使用する電気機器の普及の割合 (%)

同時需要係数: 対象サイトで電気機器をピーク時間帯に使用する確率

表 3-2-1 農村部の標準的1世帯当たりの電力需要原単位

電気機器	消費電力 (W)	使用 台数	機器計 (W)	普及率 (%)	同時需要 係数(%)	ピーク需要 原単位 (W/世帯)	備 考
電 灯	20	2	40	100	80	32.0	蛍光灯 (小)
テレビ	30	1	30	80	80	19.2	白黒TV
ラジカセ	10	1	10	40	10	0.4	
扇風機	30	1	30	30	30	2.7	小型 (30cm)
計						54.3	

使用される電気器具は各世帯で様々であり、電力消費パターンも同様である。多くの住民が電灯やテレビなどを同時に使用するため、農村部では電力需要のピークは夕方に発生する。対照的に昼間の需要は比較的小さい。所得水準の高いコミュニティでは、カラーTVや電気ポットを使用する世帯もあるだろう。一方、貧しいコミュニティでは電灯のみが使用される。このような事情から、off-grid 電化を計画する際には1世帯あたりの需要原単位として50W(所得水準の比較的高いコミュニティでは70W)を用いることを提案する。この数値は比較的小さく見えるが、本調査では経済的持続可能性を確保するため、需要想定値を必要最小限におさえ電源の過剰部分を極力小さく抑えることを提案している。

3-3 段階的開発

Off-grid 電化プロジェクトでは、過剰な需要想定や供給範囲のいたずらな拡大の結果、過剰設備と投資コストの増加が生じるという例がしばしば見られる。この場合、投資コストと運営コストをカバーするための料金収入が十分に得られず、off-grid 電源の維持管理の質を低下させることとなる。そしてついには運転を停止し、二度と再開されなくなってしまう。

このような事態を防ぐためには、小規模な発電所を段階的に建設し、設備の過剰部分をできるだけ小さく抑えることが有効である。次の図はこの「段階的開発」の考え方を図解しているものである。図 3-3-1(A)のように当初から余裕を持って大きな設備を建設すると過剰設備を長期間抱えることになる。この場合には収支の赤字が長期間続き、保守費用の不足により運転が停止する事態が起こりうる。これに対して図 3-3-1(B)のように需要増加に合わせて順次設備を建設していけば、過剰設備となる部分は大幅に減り、稼働率も高くなり、利用者が過剰設備分のコストを負担する必要もなくなる。言い換えれば、我々が提案しているアプローチは、20kWクラスの電源1基を建設するよりも、5kWクラス電源を基本とし、順次同クラスの設備を増設していく方式なのである。

これは、住民からの電気料金収入によって維持管理されるべき off-grid 電源の経済的持続可能性を向上させるために極めて重要なコンセプトである。こうした観点から、特に1~10kWクラスの小規模電源に着目することとしたい。そして、ヴィエトナムの国内技術を確立し、

小規模 off-grid 地方電化のモデルを作ることと、ヴィトナム地方部の農民が負担可能な水準までコストを引き下げることが目標となる。

電力需要

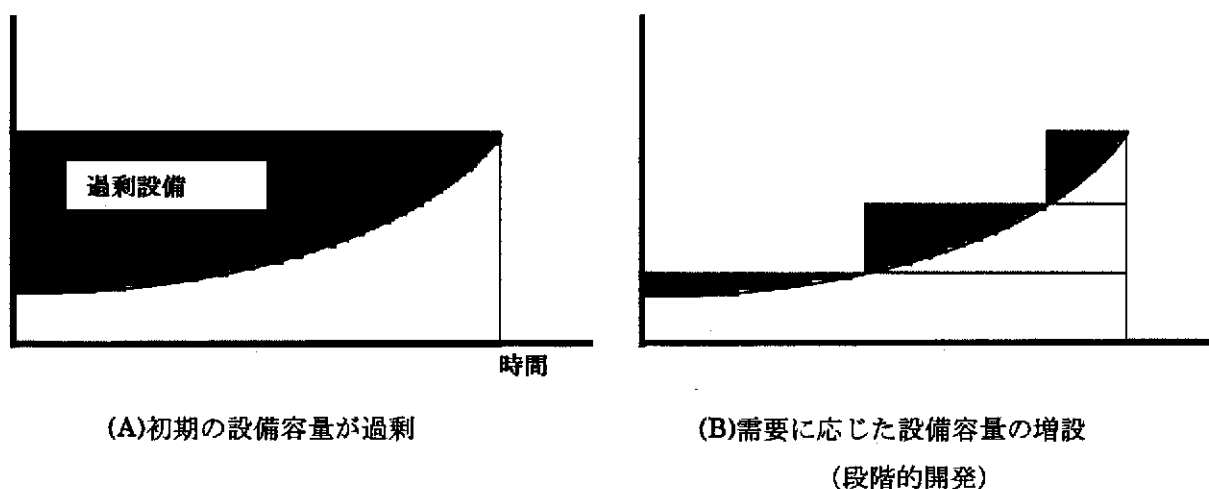


図 3-3-1 電力需要増加と設備容量

過去の海外ドナーによる地方電化プロジェクトでは、比較的大規模な設備建設が行われてきた。これは、従来の設計思想を変えようとしなかったためである。大きなシステムのほうがより信頼性が高いという思想の下に、例えば、数か村を電化する 100kW クラスの小水力発電所がしばしば開発された。こうした開発では、設置した off-grid 電源の長期的な運転と維持管理に対する配慮が不足しており、住民は正しく対処することができなかった。また、大きめのシステムを選択してきたもう一つの理由として、国内でのマイクロ水力発電の技術が十分に成熟していなかったため、いくつかの新技术を必要とする小規模発電所の開発に消極的であったことが挙げられる。本調査では、これまで述べてきたように、こういった従来の手法とは全く異なるアプローチを採用している。我々の提案は、「小さくなればより sustainable である」である。ヴィトナム国内で小規模 off-grid 電源の技術が確立されれば、コストの低減が期待でき、小規模 off-grid プロジェクトは農村部で急速に発展するであろう。

3-4 経済性評価

Off-grid プロジェクトでは、実施前に経済的実現可能性を確認することが重要である。これは、設置した電源の健全な管理において金銭的な問題が重要なポイントとなるためである。grid 延長と異なり、off-grid プロジェクトの運営コストを負担し、財務管理の責任を負うのは EVN ではなく、資金的な基盤が極めて脆弱であるコミュニティや村落自身となる。従って、最も重要なポイントは、住民からの料金収入で運営コストを賄うことができるか、という点である。運転コストを賄うのに料金収入が不足すれば、電源を適正に維持管理することはできない。これまで多数の地方電化プロジェクトが長続きせず停止してしまっているが、その

原因として収支見通しを誤ったというケースが少なくない。off-grid プロジェクトの経済的実現可能性が十分に検討されないケースもしばしば見られるが、厳密な経済性評価の実施はプロジェクトの長期的持続可能性を確保するためにも、極めて重要な作業なのである。

3-4-1 料金

Off-grid 事業を計画する際、住民の間での最大の関心事は、初回支払額と月額などの電気料金に関することである。住民の所得水準を考慮に入れ、彼らに受け容れられる料金体系を提示しなければ地方電化は順調には進まない。従って、料金は彼らが遅滞なく支払いができるレベルに設定されるべきである。住民からの料金収入が不足すると、保守にかかる費用が不足し、最終的には設備が停止してしまう。このような事態は絶対に避けなければならない。過去に我々が実施したインドシナ半島での調査によれば、平均的農民は月額にして \$1.50 ~ \$2.00 程度を電気に支払う意思があると言える。さらに、電気を使えるようにするための「投資」として約\$20 をピコ発電機やバッテリー購入費として支出することも普通である。

料金設定の原則は、完成後には海外援助や補助金への依存から脱却し、初期投資コストと運営コストをカバーするための十分なキャッシュフローを確保する「コストの 100% 回収」である。しかし、ヴェトナム政府は 1999 年に農村部における電気料金の上限を 700VND/kWh と設定する通達を出している。このガイドラインは、厳密には off-grid 電化事業には適用されないが、off-grid 事業の料金設定のベンチマークとして考慮する必要がある。農村部の一般的な世帯電力需要を 6kWh/月(50W x 4 時間 x 30 日)と想定した場合、利用者からの毎月の料金収入は 4,200VND (\$0.30) に過ぎない。これは、農民の負担可能額をはるかに下回る。しかし、農民の経済的負担を軽減するという政策がとられている限り、これより高い電気料金を課すことは困難である。この場合、料金収入の不足を埋めるために、かなりの額の補助金投入が必要となるが、この点については政府関係者の間でも十分に理解されている。

一般的に、電化後は夜間作業が可能となり各家庭では収入が増加する。しかし、発電所の運転開始前にはこの点はあまり良く確認されていない。さらに、収入獲得のためオフピーク時間帯(昼間)の電気を利用した生産活動が発展すると、コミュニティ全体が便益を受けることになる。off-grid 電化計画を立案する人々には、こうした収入増加のための電気利用についても考慮することが求められている。

3-4-2 費用分担と経済性評価

(1) マイクロ水力

一般的規模である 5kW マイクロ水力発電所から低圧配電(220V)により(ミニグリッド化)、半径 1-2 km の範囲の 100 世帯に電力供給することを想定した。さらに、バッテリー充電装置を設置し、充電料金を徴収することでより多くの収入を得る。開発コストの目標は\$10,000 であり、kW 当たり\$2,000 である。この場合、1 世帯あたりの開発コストは\$100 程度である。この目標値の実現は容易ではないが、本調査での検討作業により、設計の標準化とヴェトナム

ナム国内で生産されるマイクロ水力発電機器を利用することで達成可能と考えられる。

この数値と以下に示す条件の下で、5kW マイクロ水力の財務的実現可能性を評価した(表 3-4-2 参照)。設備容量が小さいため電力需要の伸びにより、数年で設備容量の上限に達する。ここでは、発電所は8年後にフル稼働状態に達すると想定した。キャッシュフロー分析によれば、初期費用に関して50%の補助金が与えられれば、設備は財務的に sustainable と言える。言い換えれば、初期費用の半分がカットされれば、利用者からの料金収入で初期費用の返済分(補助後)と設備の耐用年数にわたる O&M 費用をカバーすることができる、ということである。この補助金額、すなわち投資総額の50%は常識的なレベルである。さらに、クレジットを貸与するヴィエトナム政府や PPC は、返済された資金をレボルビングファンドのような特別会計として保持し、新たな地方電化事業へ再投資することができる。このように、以上のアプローチは村落規模のマイクロ水力開発における費用分担と財務管理についてのひとつの有効なシナリオを示していると言える。

表 3-4-1 財務評価の要約—5 kW マイクロ水力

Capital investment		\$10,000 (150 million VND)	
Subsidy		\$5,000 (50% of capital)	
Plant life		20 years	
Electricity demand per household		200Wh/day/HH in year 1 5% increase per year until year 8	
Number of connected households		100 households in year 1 2% increase per year until year 8	
Discount rate		6 %	
Cash out	O&M costs	\$20/year	Operation and maintenance cost including lubrication
		\$67 (1milliomVND)	Parts replacement cost in year 5 and 15
		\$670 (10milliomVND)	Overhaul cost of turbine and generator in year 10 and 20
	Administrative costs	\$20/month	Operator's salary and miscellaneous costs
Cash In	Tariff revenue	700VND/kWh	6kWh/month /HH in year 1 (200Wh×30days=6kWh)
	Charging Revenue	3,000VND/charge	4 users/day×30days 3~4 charge/month/HH
NPV		2.7 million VND	
FIRR		6.45%	

表 3-4-2 マイクロ水力(5kW)の財務評価試算

Preliminary Financial Evaluation on Village Hydro																					
Project Name	Sample Village Hydro (5kW)																				
Capacity	5 kW MHP																				
Total Investment (\$)	10,000																				
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Initial connected households	100																				
Investment per household (\$)	100																				
Investment (VND million)	-150.0																				
Subsidy Ratio(%)	50.0%																				
Subsidy (VND million)	75.0																				
Connected households		100	102	104	106	108	110	113	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Monthly demand (kWh) per household		6	6.3	6.6	6.9	7.3	7.7	8.0	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Yearly demand (kWh)		7200	7711	8259	8845	9473	10146	10968	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637
Financial Benefits (VND million)																					
Electricity Sales Revenue VND700/kWh		5.0	5.4	5.8	6.2	6.6	7.1	7.6	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Battery Charging Revenue VND3000/charge		4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Total benefits		9.4	9.7	10.1	10.5	11.0	11.4	11.9	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Financial Costs (VND million)																					
Operation & Maintenance		0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0
Operator salary and administration		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Total costs		3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6	3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6
Financial Net cash flow	-75	5.5	5.8	6.2	6.6	6.4	7.5	8.0	8.6	8.6	-1.1	8.6	8.6	8.6	8.6	7.9	8.6	8.6	8.6	8.6	-1.1
FIRR	6.45%																				
FNPV	27																				
Other assumptions																					
Calculation period	20 years																				
Discount rate	6%																				
Electricity demand per household	200Wh/day																				
Electricity demand growth	3% per year																				
Number of connected households	100 (year 1)																				
Increase of connected households	2% per year																				
Demand reaching plant capacity	year 8																				
Maintenance cost	\$20 a year for oiling and regular checking																				
	\$67 every 5 years for parts replacement																				
	\$870 every 10 years for major overhaul																				
Operator salary and other administration costs	\$20 per month																				
Number of battery charge users	4 per day																				

表 3-4-3は 5 kW マイクロ水力を建設した場合の村落への貸付 (クレジット) となる\$5,000 (75 百万 VND)を 20 年で返済するモデルを示す。料金収入から事務費や O&M 費用を差し引いた後、毎年のキャッシュフローにいくらかの余剰が生じる。住民はこの余剰からクレジットの返済を行うこととなる。この返済計画は発電所の引渡し前に貸し方と借り方の間で協議され、合意される必要がある。もちろん、実際の収支に基づき、返済計画には多少のフレキシビリティを持たせることが必要であろう。また、運営管理組織は部品の購入、定期的オーバーホールや予期せぬ故障修理等に備え、剰余金を積立金として確保しておく必要がある。財務的持続可能性を向上させるため、住民への設備移譲が行われて数年のうちに、できるだけ大きな額の積立金を確保することを強く推奨する。

表 3-4-3 開発資金返済モデル

(million VND)

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Net Cash Flow	5.5	5.8	6.2	6.6	6.4	7.5	8.0	8.6	8.6	-1.1
Cumulative Cash Reserve	0.5	0.8	1.5	2.6	3.5	4.0	5.0	6.6	8.1	0
Repayment	5.0	5.5	5.5	5.5	5.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
(Interest)	(4.5)	(4.5)	(4.4)	(4.3)	(4.3)	(4.2)	(4.0)	(3.9)	(3.7)	(3.5)
Debt outstanding	74.5	73.5	72.4	71.2	70.0	67.2	64.2	61.1	57.7	54.2
Year	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Net Cash Flow	8.6	8.6	8.6	8.6	7.9	8.6	8.6	8.6	8.6	-1.1
Cumulative Cash Reserve	1.2	2.3	3.5	4.7	5.1	6.3	7.5	8.6	9.8	1.7
Repayment	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.0
(Interest)	(3.3)	(3.0)	(2.7)	(2.5)	(2.2)	(1.9)	(1.5)	(1.2)	(0.8)	(0.4)
Debt outstanding	50.1	45.7	41.0	36.1	30.8	25.3	19.4	13.2	6.6	0

予期せぬ事故によって生じる補修費用の削減も需要である。Off-grid マイクロ水力開発の場合、運転員が経験不足なためしばしば故障が発生することがある。このようなリスクを念頭に、予期せぬ故障に対応する補修費用を準備する必要がある。一つの現実的アイデアとしては、追加費用を支払い、施工業者や機器メーカー等との間の保証契約期間を延長することによって補修費に上限 (cap) を設定するなどの工夫も考えられる。

上述の分析でも明らかのように、5 kW マイクロ水力発電所 は財務的に実現可能である。また、ベトナム政府や海外ドナーは同時に、その発電所が経済的にも社会的にも便益のあるものか、という点にも興味があるだろう。ポジティブな社会的影響として考えられるものは、収入の増加、灯油利用の削減、水の汲み上げに要した労力の削減、社会 (公共) 設備

の充実などが挙げられる。700VND/kWh に代わって 1,820VND/kWh (第2章参照) という電気への支払い意思額の数値を用いることで、マイクロ水力開発の「経済的」実現可能性を評価することができる。なお、3,000VND/回のバッテリー充電料金は、市場価格に準じているため変わらない。また、この分析においては shadow price は無視している。表 3-4-4 は分析結果であるが、5kW マイクロ水力の EIRR が補助金投入前で 10.2% となることを示している。収入の創出や教育の向上など他の経済的便益をこの分析に含めると EIRR はさらに向上する。

なお、補助金が投入されなかった場合について試算したところ、この 5kW マイクロ水力プロジェクトにおける電気料金を 1,320VND/kWh まで引き上げないと投資回収できないという結論になった。(表 3-4-5 参照)

表 3-4-4 マイクロ水力(5kW)の経済評価試算

Preliminary Economic Evaluation on Village Hydro																					
Project Name	Sample Village Hydro (5kW)																				
Capacity	5 kW MHP																				
Total Investment (\$)	10,000																				
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Initial connected households	100																				
Investment per household (\$)	100																				
Investment (VND million)	-150.0																				
Subsidy Ratio(%)	50.0%																				
Subsidy (VND million)	75.0																				
Connected households	100	102	104	106	108	110	113	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Monthly demand (kWh) per household	6	6.3	6.6	6.9	7.3	7.7	8.0	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Yearly demand (kWh)	7200	7711	8258	8845	9473	10146	10666	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637
Economic Benefits (VND million)																					
Willingness to pay for electricity VND1820/kWh	131	140	150	161	172	185	198	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Battery Charging Revenue VND3000/charge	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Total benefits	174	184	194	204	216	228	241	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255	255
Economic Costs (VND million)																					
Operation & Maintenance	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0
Operator salary and administration	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Total costs	3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6
Net cash flow (Before subsidy)	-150	135	145	155	165	170	18.9	20.2	21.6	21.6	11.9	21.6	21.6	21.6	21.6	20.9	21.6	21.6	21.6	21.6	11.9
Net cash flow (After subsidy)	-75	135	145	155	165	170	18.9	20.2	21.6	21.6	11.9	21.6	21.6	21.6	21.6	20.9	21.6	21.6	21.6	21.6	11.9
ERR (Before subsidy)	10.19%																				
ENPV (Before subsidy)	56.2																				
ERR (After subsidy)	21.95%																				
ENPV (After subsidy)	126.9																				
Other assumptions																					
Calculation period	20 years																				
Discount rate	5%																				
Electricity demand per household	200Wh/day																				
Electricity demand growth	5% per year																				
Number of connected households	100 (year 1)																				
Increase of connected households	2% per year																				
Demand reaching plant capacity	year 8																				
Maintenance cost	\$20 a year for piling and regular checking																				
	\$67 every 5 years for parts replacement																				
	\$670 every 10 years for major overhaul																				
Operator salary and other administration costs	\$20 per month																				
Number of battery charge users	4 per day																				

表 3-4-5 マイクロ水力の財務評価試算 (5kW 補助金なしのケース)

Preliminary Financial Evaluation on Village Hydro (No subsidy case)																					
Project Name	Sample Village Hydro (5kW)																				
Capacity	5 kW MHP																				
Total Investment (\$)	10,000																				
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Initial connected households	100																				
Investment per household (\$)	100																				
Investment (VND million)	-150.0																				
Subsidy Ratio(%)	0%																				
Subsidy (VND million)	0																				
Connected households		100	102	104	106	108	110	113	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Monthly demand (kWh) per household		6	6.3	6.6	6.9	7.3	7.7	8.0	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Yearly demand (kWh)		7200	7711	8258	8845	9473	10146	10866	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637	11637
Financial Benefits (VND million)																					
Electricity Sales Revenue VND1320/kWh		9.5	10.2	10.9	11.7	12.5	13.4	14.3	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4
Battery Charging Revenue VND3000/charge		4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Total benefits		13.8	14.5	15.2	16.0	16.8	17.7	18.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7	19.7
Financial Costs (VND million)																					
Operation & Maintenance		0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0	0.3	0.3	0.3	0.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3	10.0
Operator salary and administration		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Total costs		3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6	3.9	3.9	3.9	3.9	4.6	3.9	3.9	3.9	3.9	13.6
Financial Net cash flow	-150	9.9	10.6	11.3	12.1	12.2	13.8	14.8	15.8	15.8	6.1	15.8	15.8	15.8	15.8	15.1	15.8	15.8	15.8	15.8	6.1
FIRR	6.06%																				
FNPV	0.7																				
Other assumptions																					
Calculation period	20 years																				
Discount rate	8%																				
Electricity demand per household	200Wh/day																				
Electricity demand growth	5% per year																				
Number of connected households	100 (Year 1)																				
Increase of connected households	2% per year																				
Demand reaching plant capacity	Year 8																				
Maintenance cost	\$20 a year for oiling and regular checking \$67 every 5 years for parts replacement \$670 every 10 years for major overhaul																				
Operator salary and other administration costs	\$20 per month																				
Number of battery charge users	4 per day																				

(2) 太陽光発電

太陽光発電における財務分析に関する条件設定は以下の通りである (表 3-4-6 参照)。ここでは、1.5kW の典型的なバッテリー充電設備によって 40 世帯以上が裨益することを想定する。投資コストは \$7,000、kW 当たり \$4,666 でマイクロ水力よりかなり高い。なお、3kW の設備で 100 世帯へサービスを提供する場合には、地理的に離れた利用者をそれぞれ対象とするよう、1.5kW 設備 2 基が別々のサイトに設置されるであろう。太陽光発電設備は同容量のマイクロ水力設備よりもかなり大きな初期投資が必要となるため、財務的に実現可能とするためには、初期費用に関して 2/3 かそれ以上の政府補助が必要とされる (表 3-4-7 参照)。高い初期費用の最大の理由は、主要機材である太陽光モジュールが輸入品であり、その単価が世界市場において依然として高いことである。

表 3-4-6 財務評価の要約—1.5 kW PV BCS

Capital investment		\$7,000 (105 million VND)	
Subsidy		\$4,667 (66.7% of capital)	
Plant life		20 years	
Number of users		40 household in year 1 2% increase per year until year 10	
Charging frequency		40 times/year/HH in year 1 5% increase per year until year 10	
Discount rate		6 %	
Cash Out	O&M costs	\$15/year	Parts replacement, etc.
	Administrative costs	\$15/month	Operator's salary and miscellaneous costs
Cash In	Charging Revenue	3,000VND/charge	50Ah size battery
NPV		14.9 million VND	
FIRR		10.08%	

表 3-4-7 BCS 1.5kW 太陽光発電の財務評価試算

Preliminary Financial Evaluation on Village Solar																					
Project Name	Simple Village Solar (Battery Charging)																				
Capacity	1.5kW (10 units of 150W)																				
Total Investment (\$)	7000																				
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Initial Users	40																				
Initial Investment (\$)	7000																				
Investment (VND million)	-1.00																				
Subsidy Ratio	66.7%																				
Subsidy (VND million)	70.0																				
Users	40	40.8	41.6	42.4	43.3	44.2	45.0	45.9	46.9	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8	47.8
Average charges per user in a year	40	42.0	44.1	46.3	48.6	51.1	53.6	56.3	59.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1
Total charges in a year	1600	1714	1835	1966	2106	2255	2415	2586	2770	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966
Financial Benefits (VND million)																					
Revenue VND8000/charge		4.8	5.1	5.5	5.9	6.3	6.8	7.2	7.8	8.3	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Total benefits		4.8	5.1	5.5	5.9	6.3	6.8	7.2	7.8	8.3	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Financial Costs (VND million)																					
Operation & Maintenance		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Operator salary and administration		2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Total costs		2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Financial Net cash flow	-35.0	1.9	2.2	2.6	3.0	3.4	3.9	4.3	4.9	5.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
FIRR	10.06%																				
NPV	14.8																				
Other assumptions																					
Calculation period	20 years																				
Discount rate	6%																				
Number of initial users	40 (4/unit)																				
Increase of users	2% per year																				
Interval of charging	40 times per year/household																				
Increase of charging demand	5% per year																				
Demand reaching plant capacity	year 10 (max. 8000 charges/year)																				
Maintenance cost	\$15 per year																				
Operator salary and other administration costs	\$15 per month																				

3-5 資金計画

ベトナム政府は、off-grid 地方電化の推進のために十分な資金を確保することが求められる。先に述べたように、典型的な off-grid 事業にかかる費用は約\$10,000 であり、初期費用を住民が負担可能な額まで引き下げられるように、この費用の半分以上については補助金を投入する必要がある。この条件が満たされれば、補助金投入後の初期費用について、ユーザーによる返済が可能となる。

一般にベトナム政府や PPC にとって、このように小規模な事業への資金調達と比較的容易である。例えば、政府は 2000 以上の貧しいコミュニティを対象に、主にインフラ整備を支援する「135 プログラム」を実施している。各コミュニティへの年間予算は\$20,000 ~\$40,000 である。この 135 プログラム資金を利用することで、小規模な off-grid 電源は十分開発可能である。さらに、世銀や国際協力銀行 (JBIC) がそれぞれ、off-grid 地方電化のための特別資金を準備している。これらの資金が近い将来利用可能となれば、政府と PPC はさらに資金的な選択肢が増え、off-grid プロジェクトへの投資をより積極的に行えるようになるだろう。

3-5-1 135 プログラム資金

135 プログラムはベトナム政府による主要な貧困緩和プログラムの一つであり、特に生活環境の厳しい山岳・国境地域のコミュニティを対象としている (2,325 コミュニティ: 2001 年時点)。本調査の対象コミュニティのほとんどがこのプログラムの対象となっており、道路整備、学校建設や灌漑施設の整備などのインフラプロジェクトがこのプログラム下で実施されている。この中では実例は少ないが既設配電線の補修や改修なども実施されている。(表 3-5-1 参照)

表 3-5-1 135 プログラムによるインフラ整備プロジェクト実績

項目	1999 年		2000 年	
	プロジェクト数全 2,274	全投資額に占 める割合	プロジェクト数全 2,816	全投資額に占 める割合
道路	631	38.8%	1,039	43.4%
学校	642	27.3%	779	25.1%
灌漑施設	530	20.0%	548	18.1%
衛生飲料水	307	7.3%	204	5.5%
家庭用電力	121	5.2%	206	6.8%
保健施設	29	0.9%	24	0.6%
マーケット	14	0.5%	16	0.5%

出典: CEMMA 資料 May 2001

マイクロ水力開発のような Off-grid 電化はプログラムの中でも推奨されているが、個別の実現可能な計画立案が難しく、これまで実施例はほとんど見られない。Off-grid 電化は、道路や灌漑施設の建設より設計作業が複雑であり、それがプロジェクト実施の妨げとなってい

る。しかし、本調査で提案されている off-grid 電化スキームに基づき PPC 主導で off-grid 地方電化が推進されれば、将来においては off-grid 地方電化が 135 プログラムの主要プロジェクトの一つとなるだろう。

参考資料

Decision No. 135 /1998/QĐ-TTg of July 31, 1998

To approve the program on Socio-Economic Development in mountainous deep-lying and remote communes with special difficulties.

Article 1

IV. Tasks of the program

3. To develop the rural infrastructure in line with the production planning and population re-distribution planning, communications system, drinking water supply systems, and power-supply systems in areas where conditions permit, including mini-hydro-electric power stations.

Article 2

2. Investment and credit policies:

e/ The presidents of the People's Committees of the provinces covered by this program shall concentrate on directing and mobilizing various local resources for program implementation. Apart from the sources of investment capital for the overall development of the whole region, the State shall also give financial support for performing the following tasks.

-Construction of power supply projects: in areas where conditions permit, the State shall support the investment in building electric transmission lines to the centers of commune clusters according to the planning and the investment capability in each period. In areas where conditions permit the construction of mini-hydro-electric projects, the State shall support the inhabitants part of the expenditures and lend credits for development investment.

3-5-2 海外ドナー資金

先に述べたように、世界銀行とわが国の国際協力銀行はそれぞれ off-grid 地方電化の資金援助プログラムの設立を検討している。これは、貧困削減と地球温暖化問題が、双方の機関にとって重要な分野であり、off-grid 地方電化はその象徴的なテーマであるためである。このため、ベトナム政府が off-grid 再生可能エネルギー事業のための新たな資金を確保できる可能性は高い。

世界銀行 世銀の REAP に基づくファンド“Remote Area Renewable Electricity Facility”は、2003年から実施の方向で準備が進んでいる。このファンドをもとに各 province に対して off-grid 地方電化プロジェクトへ資金助成を行う計画である。

JBIC 既存の地方開発セクターローンの対象を拡大し、これまでの配電線延長事業に加えて off-grid の電化事業も含めるよう準備中である。ただし、早くても 2005 年の第 5 期からの開始となる。

(参考) JBIC 地方開発・生活環境改善事業 (地方開発セクターローン)

(Rural Infrastructure Development and Living standard Improvement Project)

「ヴェトナムでは都市・地方間における格差是正や、人口の大半がすむ農村地域開発が重要な課題。本事業は、地方部における道路、上水道施設、地方電化等、基礎インフラ設備の整備を通じ、農業を含めた産業振興・育成を図るとともに、地方・農村部の生活基盤を強化し、生活水準向上を目的とするもの。借款資金は、事業に必要な資機材、役務及びコンサルティング・サービス等に充当。事業実施者は、計画投資省 (MPI) 及び各地方人民委員会 (PPC)。」

(JBIC ODA Operation in Vietnam, April 2001 より抜粋)

表 3-5-2 JBIC 地方開発セクターローンの実績

第 1 期	1995 年度分	7,000 百万円 (\$53.8 mil.)
第 2 期	1996 年度分	4,000 百万円 (\$30.8 mil.)
第 3 期	1998 年度分	12,000 百万円 (\$92.3 mil.)

出典：JBIC ODA Operation in Vietnam, April 2001

Off-grid 地方電化は多数の小規模事業を必要とする。こうした特徴から、資金規模だけでなく、資金手続きの簡略化が重要となる。小規模事業の特性に適合した手続きを持つ資金スキームが望ましい。例えば、事業実施前に複雑なプロセスを要する日本政府の無償資金援助よりも、多くの小規模な地方開発事業への資金提供を目的とした JBIC の地方開発のためのソフトローンのほうが、小規模 off-grid 地方電化には適している。

前述の議論は、事業の実施段階に関係したものであるが、もちろん事前にフィージビリティ調査や設計作業が必要であり、政府や PPC はこのための十分な予算を確保しなければならない。しかし、本報告書で提案しているモデルプランは標準化されており、地点での個別の作業は限られているため事前調査や計画に必要な予算は少なくすむはずである。これは、厳しい経済状況にある地方政府にとっても有利な点である。

3-6 マイクロファイナンス制度

プロジェクト資金に加え、マイクロファイナンス制度が整備されれば、低所得層の住民もこの制度を利用して接続費用を支払う、ピコ発電機やバッテリーをを購入する、等が可能となり、電気利用にアクセスすることができる。ベトナムにおいてはマイクロファイナンスについて既に多数の実例があるが、ベトナム政府としての各種の制度的枠組みは未整備であった。現在 ADB 資金によって関連制度の整備について Technical Assistance による検討作業を実施中である。このため、この ADB 調査の結果を受けて、適切な時期に off-grid 電化のためのマイクロファイナンス制度の導入を検討することが望ましい。

3-6-1 マイクロファイナンスの概要

一般に、農村部の貧困層はあらゆる社会サービス、特に通常の金融サービス（銀行等のフォーマル金融サービス）へのアクセスが、主に以下の理由により困難な状況にある。

- 貸付希望額が融資最低額に満たない
- 銀行は遠い（物理的に遠い距離にある、心理的に行員の官僚的態度が恐い等）
- 手続きが煩雑で遅い
- 担保となる資産がない

このような事情により、通常の金融サービスへのアクセスは限られることとなり、親類または地元の金貸しといった在来金融から高い金利で貸付を受け、返済に苦しむケースも多い。これらの問題を取り除き、都市部・農村部の貧困層にもアクセス可能な小規模金融サービスへの道を開いたのが、マイクロファイナンスと呼ばれる貧困層や低所得者層を対象に貧困緩和を目的として行われる小規模金融である。その主たるものは途上国の農村における零細・小作農や零細事業主・職人を対象に行われる小口融資や貯蓄などの金融サービスを指す。農村部では、種子・農具・家畜購入など、主に収入創出のための資金として融資されている。このように、マイクロファイナンスは通常の金融サービスではカバーされない地域・所得層を対象とし、現金収入創出の機会を提供してきた。こうして、マイクロファイナンスは貧困削減の一方策として注目を浴びている。マイクロファイナンス制度の特徴は一般に、以下の点が挙げられる。

- 貸付額が小口である
- 農村住民に近い（心理的、物理的に）
- 融資の手続きを簡素化
- 担保なしの連帯責任制である（場合が多い）

3-6-2 ベトナムにおけるマイクロファイナンス

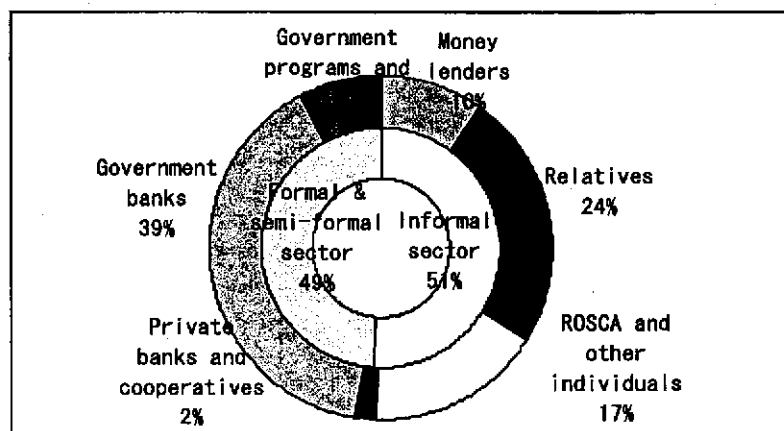
農業農村開発銀行（VBARD）と貧民銀行（VBP）は農村部世帯における 2 大官営金融サービス機関である。それでもなお、複雑な融資審査手続きなどの理由でこれらの金融サービ

スにアクセスできない人々が多く存在する。この結果として、これらの人々は高い利子にも関わらず、インフォーマルな金融サービスを利用することとなる。このような状況を改善するため、政府、海外ドナーやNGO（大衆組織を含む）によるマイクロファイナンスプログラムが実施されてきた。

表 3-6-1 ヴィエトナムの主な農村金融

	金融サービス機関等	世帯平均借入額
フォーマル	農業農村開発銀行 (VBARD)、貧民銀行 (VBP)、人民信用組合 (PCF)	3,209,000 VND
セミフォーマル	政府プログラム (雇用創出等)、大衆組織やNGOプログラム	
インフォーマル	Rotating savings and credit associations: ROSCA (講)、私的貸し	1,752,000 VND

参考：Vietnam Living Standard Survey, 1997-1998 GSO



出典: Micro finance in Vietnam, 2001 (British Department for International Development)より作成

図 3-6-1 農村部世帯における借り入れ先割合

VBARD、VBPや信用組合等のフォーマル金融機関は中央銀行の監督下にあり、利子率等が規制されている。しかし、マイクロファイナンスに関する明確な規制は存在しないため、他のセミフォーマルまたはインフォーマル機関は中央銀行の監督を受けない。農村部の貧しい人々を支援する小規模金融サービスの健全な発展のためには、マイクロファイナンスを実施するための適正な規制と促進策が必要とされる。このため、まず政府がマイクロファイナンス全体の枠組みを整備し、それに沿って、地方電化を推進するための新たなマイクロファイナンス制度が検討されるべきである。

3-6-3 Off-grid 地方電化におけるマイクロファイナンス制度の検討

マイクロファイナンスは多くの国の様々な開発プロジェクトで、その有効性が実証されている。また、ヴィエトナムの地方電化においても、マイクロファイナンスが導入されたプロ

プロジェクト例も数件見られるが、地方電化における制度として確立されているものではない。

参考：女性連合地方電化プロジェクト（第1期～1995年）：Solar Electric Light Fund 等支援

- 場所：Tien Giang ・Tra Vinh ・ Nghe An の3省
- 設置：130 世帯・5 コミュニティセンター・2 ローカルマーケット
- 設置技術者：ローカル技術者 14 人（国内での訓練後）
- 費用：利用者負担—VWU 運営によるマイクロファイナンス利用
 - コスト：\$ 300 / 世帯用システム 1 基
 - 返済期間・方法：3 年間返済（収入に従い、毎月または 2 ヶ月毎の返済）
 - 期日返済率：95%

出典：International Energy Agency (IEA)-Center for the Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies (CADDET), Technical brochure No.28, 1996

ピコ水力発電機やバッテリーによって電気の利用が可能となると、農村部の住民は電灯の下で手工芸などの作業をすることで、収入の増加も可能となる。結果として、マイクロファイナンスの返済が容易となる。このような状況は農村社会開発における理想的な姿である。

(1) マイクロファイナンスプログラムの実現可能性

地方電化におけるマイクロファイナンス制度が財務的に実現可能か、キャッシュフロー分析により検討を行う。

1) 前提条件

マイクロファイナンス制度を構築するにあたっては、利用者、実施機関、サービスについて慎重に検討する必要がある。さらに利用者の多くは担保資産を持たないため、貸し倒れへの対策も慎重な検討が必要となる。この分析においては、住民が 1 基 \$20 のピコ発電機を購入するために、年 24% の金利で \$ 15 を 24 ヶ月返済の条件で借り入れることを想定する。月利 2% という金利は、フォーマルセクターの平均月利 1.26% とインフォーマルセクターの平均月利 3.95%⁹ の間にある。通常、時間の経過とともに支払い利子額は減少していくが、この分析では毎月の支払い利子額の平均である \$0.15 を用いる。また、貸し倒れ等のリスクに対処するため、ローン返済ができなくなるケースが年間で融資残高の 3% 発生すると仮定した。さらに、運営経費を \$24 / 月（内訳：担当オフィサーの月給 \$20、事務費 \$4）と想定した。

2) 財務的実現可能性

この制度を評価する上で重要なのは、長期的持続可能性を確保するために制度がコストリカバリーベースで運営できるか、を見ることである。毎月 \$24 の収入を得るには、少なくとも平均 \$1,200 の融資残高が必要である。この上に、貸し倒れ等の損失をカバーすることが必要であり、年の 3% のローン償却を見込むとさらに \$200 の融資残高が必要である。従って、最小限必要な融資残高は \$1,400 となる。これは、190 人以上がコンスタントに制度を利用する

⁹ Source: Vietnam Living Standard Survey, 1997-1998 and Micro finance in Vietnam, 2001

ことで達成可能となる。

3) 支払月額の受容度

マイクロファイナンス制度の対象者は低所得者層であるため、平均返済月額である\$0.78がこうした利用者にとって受け容れ可能なものであるか、についての検討が必要である。この点については、未電化村落の灯油ランプ利用者は毎月\$1.0前後を灯油の購入代金に充当しているという事実がある。したがって、今回の試算におけるマイクロファイナンスの平均返済月額の設定は妥当であり、制度として実現可能性が高いことを示している。

第 4 章 Off-grid 地方電化における組織制度開発

4-1 Off-grid 地方電化における関係組織

4-1-1 プロジェクト実施組織と運営組織

地方電化プロジェクトの立案に当たっては技術的側面と経済的側面の2つの切り口から検討していく必要がある。技術的側面においては、設備の運転、点検、メンテナンス、修理に関する課題を適切に処理する必要があり、経済的側面では、初期投資に必要な資金の確保、住民負担が可能な料金体系の設定、利用者からの収入確保による維持管理費用と返済金捻出といった課題が挙げられる。これらの課題の処理は、適切な組織的枠組みを通じた確かつ効率的に実施される必要がある。

地方電化における組織的な側面としては、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があり、プロジェクトの実施組織と電源の運営管理組織の双方について、十分検討される必要がある。Off-grid 地方電化の様々な条件に適した組織体制を整備することは、大変やりがいのある仕事である。

表 4-1-1 Off-grid 地方電化における組織と役割

Type of electrification	Project Planning & Implementation Body	Operating Body	Support Mechanism
Village Hydro (1-10kW class including battery charging) Village Solar (Battery charging system with electricity supply at public facilities)	Province /Department of Industry responsible for project planning and implementation, making financial arrangements (provision of subsidy from state/provincial budget)	Community Electricity Unit responsible for daily operation and maintenance, tariff collection and accounting	PC local offices/ independent off-grid service providers for technical support & spare parts supply (back-stopping) Micro-financing to help users
Pico-hydro / Solar Home System	Individuals		Market price, Micro-financing to help users

4-1-2 政府の役割

EVN に代わって MOI と PPC が off-grid 地方電化の推進を担うことが期待される。これらの組織は、off-grid 電化の枠組み作りだけでなく、実際にプロジェクトの実施を担う。地方電化の初期段階では、民間セクターが off-grid プロジェクトの担い手となることは困難である。これは商業ベースでの事業実施が困難なためである。もちろん、長期的に見れば、民間セクターの参入も徐々に進むであろう。しかし当面は、資金措置、規則やガイドライン作り、さ

らにもっと重要である個々の発電所建設等を含む off-grid 電化事業については、中央政府と PPC が推進していかなければならない。

4-1-3 住民の自主的な運営

運転開始後、off-grid 電源は村落組織に引き渡される。本調査におけるモデルプランにおいては、特定の選抜された住民による電源の基本的な運転・保守の実施を想定している。しばしば農村部で見られるような、技術的に故障個所の診断や修理が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事態は避けなければならない。長期的持続可能性の確保のためにはメンテナンスを容易にする必要がある。また、地元の運転員は技術とマネジメントに関する一連のトレーニングを通じて、運転・保守に関する十分な知識を習得することが義務づけられる。しかし現実には、一部の故障修理については外部技術者に頼らざるを得ない。従って、外部機関を含めた機能的な支援メカニズムの確立も必要である。

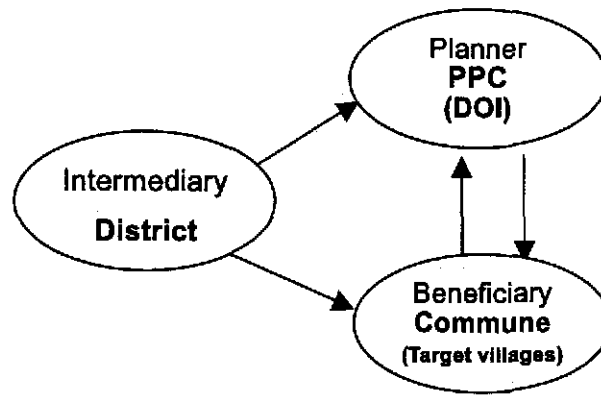
4-2 Off-grid 地方電化のための組織開発

一般的に、地方電化は初期投資額が大きい割に料金収入は少ないため、収益の面から見れば魅力的な事業とは言えない。さらに、政府は農村部の電気料金に 700VND/kWh という極めて低い上限を設けており、このことが off-grid 事業の推進を難しくさせている。また、off-grid 開発地点は、たいてい District 中心部から遠く離れており、車輛によるアクセスも困難な地域に位置している。このように不利な条件下では、民間企業による商業ベースでの off-grid 電源開発は期待できない。従って現実的には、off-grid 電化は民間企業の参入に必要な市場の環境が整備されるまでは、政府などの公的セクターによって行われるべきである。

4-2-1 Province と中央政府

EVN ではなく、PPC の工業局(DOI)が off-grid 電化に関して中核的な役割を担うことは明確だが、これまではほとんど off-grid プロジェクトの実施経験がない。DOI の技術者は off-grid 開発について経験・知識ともに不足しており、彼らの能力育成が緊急課題である。従って、DOI 技術者を対象とし、パイロット事業を組み合わせた適切なトレーニングプログラムが実施されれば、彼らが十分な知識と技術を蓄積し、今後の off-grid 地方電化事業において重要な役割を果たすことができるであろう。

電源の運転開始後は、PPC は住民に運転・保守を任せることが望ましい。このような業務を住民に任せることで、PPC は、off-grid 地方電化プロジェクトの計画と開発という重要な任務に専念することができる。



関係組織	役割	作業内容
省人民委員会 (PPC) / 工業局 (DOI)	プランナー	*Off-grid 計画立案 *現地調査 *F/S *住民へのプロジェクト説明 *CEU の提案と設立支援 *基本設計
郡人民委員会 (DPC)	仲介者 (調整役)	*PPC への対象地域のデータや情報提供 *プロジェクトへの理解増進のため、住民への説明や相談
コミュニオン人民委員会 (CPC)	裨益者	*電化方式、規制、電気料金等を含むプロジェクトへの理解と合意 *CEU の設立

図 4-2-1 計画立案段階での主要関連組織

MOI は DOI の活動を監督・調整する責任を有するが、これまでも off-grid 地方電化政策と促進メカニズムの整備を進めてきた。例えば、MOI は世銀と共同で、全国的な off-grid 地方電化の促進に貢献するため、off-grid 電源に関する資金スキーム作りを行っている。一方で、PPC は MPI の下で機能している。このため、off-grid 地方電化の促進に関して、これらの組織間関係において、ねじれ現象が生じている可能性がある。ともかく、MOI と MPI の協調関係に基づく努力が必要である。

4-2-2 District

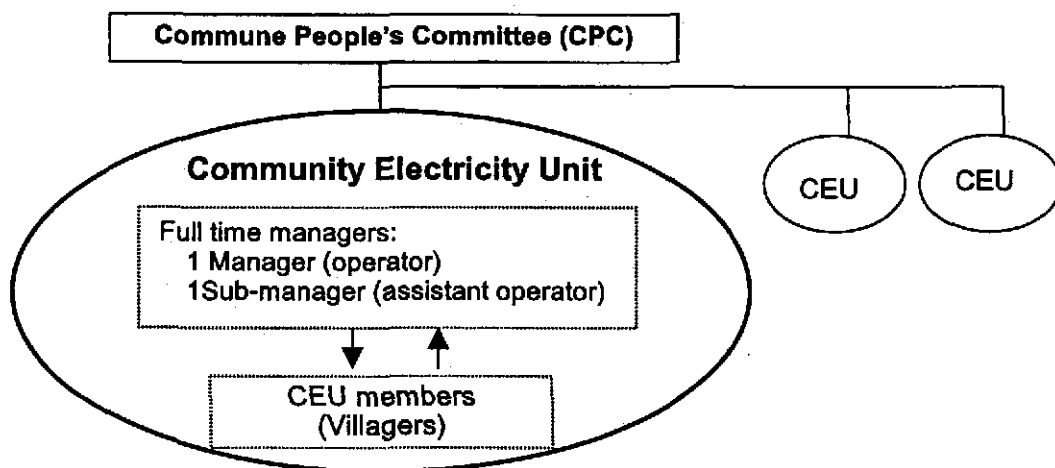
郡 (district) 事務所は仲介者またはコーディネーターとして機能し、off-grid プロジェクト推進のために、PPC 技術者の開発地点発掘への支援や、住民との話し合いなどの役割を果たすことが期待される。さらに、提案される電化計画について住民の理解を深め、また電源設置後の適正な設備管理を確保するため、住民に対して適切な説明や相談を行うことも重要な任務である。

4-2-3 村落における組織

Off-grid 地方電化の長期的成功の鍵となるのは、地元コミュニティの参画である。プロジェクト計画者と住民は、計画、設計、施工、試運転、運転というプロジェクトの各段階におい

て、フルに参画すべきである。コミュニティによる参加・協力がなくては off-grid プロジェクトは容易に失敗してしまう。

利用者が維持管理を行うことは sustainable な off-grid 電化のための重要なポイントである。Off-grid プロジェクトでは、住民がグリッド延長事業よりも多くの作業を担うことが求められる。そこで Community Electricity Unit (CEU) という小グループを組織することを提案する。CEU は off-grid 電源の運転と維持管理を担う自主的組織であり、設備の日常運転、定期点検、料金徴収、簡単な故障修理などを効率的に行うことが期待される。CEU の法的立場は「協同組合」または「インフォーマルな利用者グループ」のいずれでもよく、その任務は、物理的にも経済的にも電源を健全な状態に保ち、電気供給サービスを持続的に行うことである。グリッド延長の場合でも、利用者から電気料金を徴収する村落組織の設立を行うことはベトナムでは一般的である。したがって、このような組織体制やその機能について住民は慣れており、この点はベトナムで off-grid 地方電化を推進する上で有利な点である。

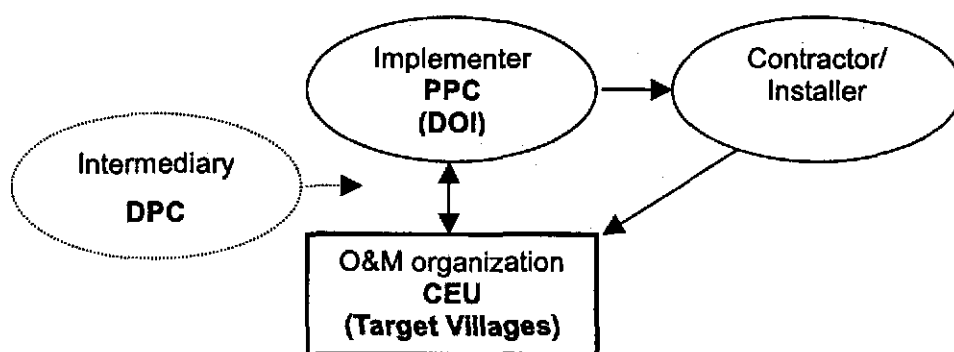


関係組織	役割	作業内容
CPC	監督者	*CEU の運営管理に関する監督と助言
CEU	マネージャー	*電源の運転・保守 (O&M) *簡単なトラブルシューティング *財務管理、料金徴収 *CPC への報告
	メンバー (村落住民)	①ミニグリッド利用者 *電気メーターの設置 & 屋内配線 *料金支払い ②BCS 利用者 *バッテリーの購入と保守 *充電料金の支払い

図 4-2-2 Off-grid プロジェクトにおける村落組織(CEU)

CEU 設立に関しては、事前に住民や関係機関の間でその業務等について協議しコンセンサスを醸成するために、住民集会や Project Cycle Management (PCM) ワークショップ等の開

働を奨めたい。CEU の中心メンバーであるマネージャーには、技術とマネージメントに関するトレーニングを受けてもらう必要がある。適正なトレーニングを受けることで、彼らは定期点検、料金徴収、簿記などの実施方法や留意点などについて学ぶことができる。理想としては、少なくとも2名の運転員が業務と責任を分担し、互いにバックアップすることが望ましい。原則として、運転員などこの組織において中心的な役割を果たす人物に対しては、労働の対価として日常の業務遂行意欲を確保できるような水準の報酬が必要である。集金した料金の管理については、事業体として経理を明確にし、設備資金の返済に充てる資本費と日常の運転管理費用、さらに将来の整備に必要な積立金に充当されるべき部分を区分して管理しておかなければならない。



関係組織	役割	作業内容
PPC /DOI	実施主体	<ul style="list-style-type: none"> * 施工業者の選定、雇い上げ * 施工管理、監督 * O&M トレーニングの実施 * マネージメントトレーニングの実施
DPC	仲介、調整	<ul style="list-style-type: none"> * 調整業務
CEU	維持管理組織 (O&M 組織)	<ul style="list-style-type: none"> * トレーニングへの参加 * 契約締結 (対 PPC、対利用者)
施工業者、設備業者	施工と OJT 指導	<ul style="list-style-type: none"> * 工事施工 * 設備設置 * O&M について OJT 指導

図 4-2-3 電源設置段階での主要関連組織

4-2-4 サポート組織

Off-grid 電源の運転開始前には地方部の住民は電気に関する知識を全く有していないため、彼ら自身で外部専門家の技術支援なしに長期間にわたってシステムを維持管理できるとは考えにくい。予期せぬトラブルが発生した際には、CEU は特別な技術サービスを提供してくれる外部技術者に頼らざるを得ない。このような技術的バックアップの確保は、off-grid 電源の持続的運転のために必須である。この点に関し、EVN と PC が off-grid 事業を技術的にサポートする用意があることが確認されている。従って、CEU への技術支援を確保するために、EVN、PC やその他の関連機関による適正なサポートシステムを確立することが望まれる。特に PC 地方事務所は、地方部における技術力の供給源として重要な役割を担うこととなる。

もちろん、PC は技術サービスを提供した場合、その対価を得ることとなる。

太陽光発電は基本的にメンテナンスフリーであるため、技術的問題の多くは水力発電において発生する。マイクロ水力発電による off-grid 事業では、長期間にわたる信頼性の確保のために土木設備と電気・機械設備の定期点検を行う必要がある。もちろん、機器メーカーや施工業者は、電源設置後 2～3 年間の有償保証契約結びサービスを提供することとなる。しかし遠隔地においても点検や補修サービスを提供できる地元のワークショップ（補修工場）を育成することは、長期的に見れば戦略的に重要なことである。Off-grid プロジェクトが数多く実施されれば、関連する電気設備の補修ワークショップは十分ビジネスとして成り立つだろう。

4-2-5 ユーザー契約方式

1 基の off-grid 電源で電力を供給できる世帯数はさほど多くはないが、利用者の権利と義務を明確化するため電気供給サービスの契約書を交わすことを強く推奨したい。将来的に誤解や無知による問題が生じないように、CEU と各利用者の責任範囲を明確に規定しておくことは極めて重要である。各利用者は工事直前には契約書に署名することが求められる。このため、計画段階において電気供給契約の条件と料金等について示し、合意形成しておくことが望ましい。また、計画段階で契約書への署名に同意する利用申込者数を確認することも重要である。このプロセスを省くと、設備容量の過不足や料金不払いといったトラブルが起きやすい。定期的な料金支払いが利用者の義務であることを書面上で再確認することは、過去の我々の off-grid プロジェクトでも料金のトラブルを少なくするために大変有効であった。

4-2-6 トレーニング

CEU を対象とした off-grid 電源の運転・保守、マネージメントに関する集中トレーニングは、off-grid 事業の長期的持続可能性を達成するために欠かせないものである。このトレーニングは施工期間中に開始され、設備完成後も継続される。運転員が過去に学んだことを思い出し、技術を向上させるために、少なくとも完成後 2 年間はフォローアップトレーニングが必要である。

4-3 キャパシティビルディング

本報告書にて提案しているモデルプランは、off-grid プロジェクトの推進者である PPC 技術者によって、実際の off-grid 事業の計画と実施のために利用されるものである。しかし、ほとんどの PPC 技術者は経験が不足している。ヴェトナム政府は我々のモデルプランを基に off-grid 地方電化を推進する意向であるが、法的枠組みや資金スキームの整備よりも先に PPC 技術者の能力向上に努めるべきである。これを後回しにすると off-grid 事業を担う人材が確保できなくなる。このため、各省（Province）におけるパイロット事業の実施を強く推奨する。これは、パイロット事業のプロセスを通じ、PPC 技術者が off-grid 事業について OJT に

より実地で知識と技術を習得することが最大のねらいである。また、このパイロット事業は PPC 技術者の経験不足を補うだけでなく、国内メーカーによる off-grid 電源資機材に関する品質向上とコストダウンにもつながるものである。

次の図は、本章で述べてきた議論をまとめたものであり、off-grid プロジェクトにおける、技術などのノウハウと資金の流れを表している。

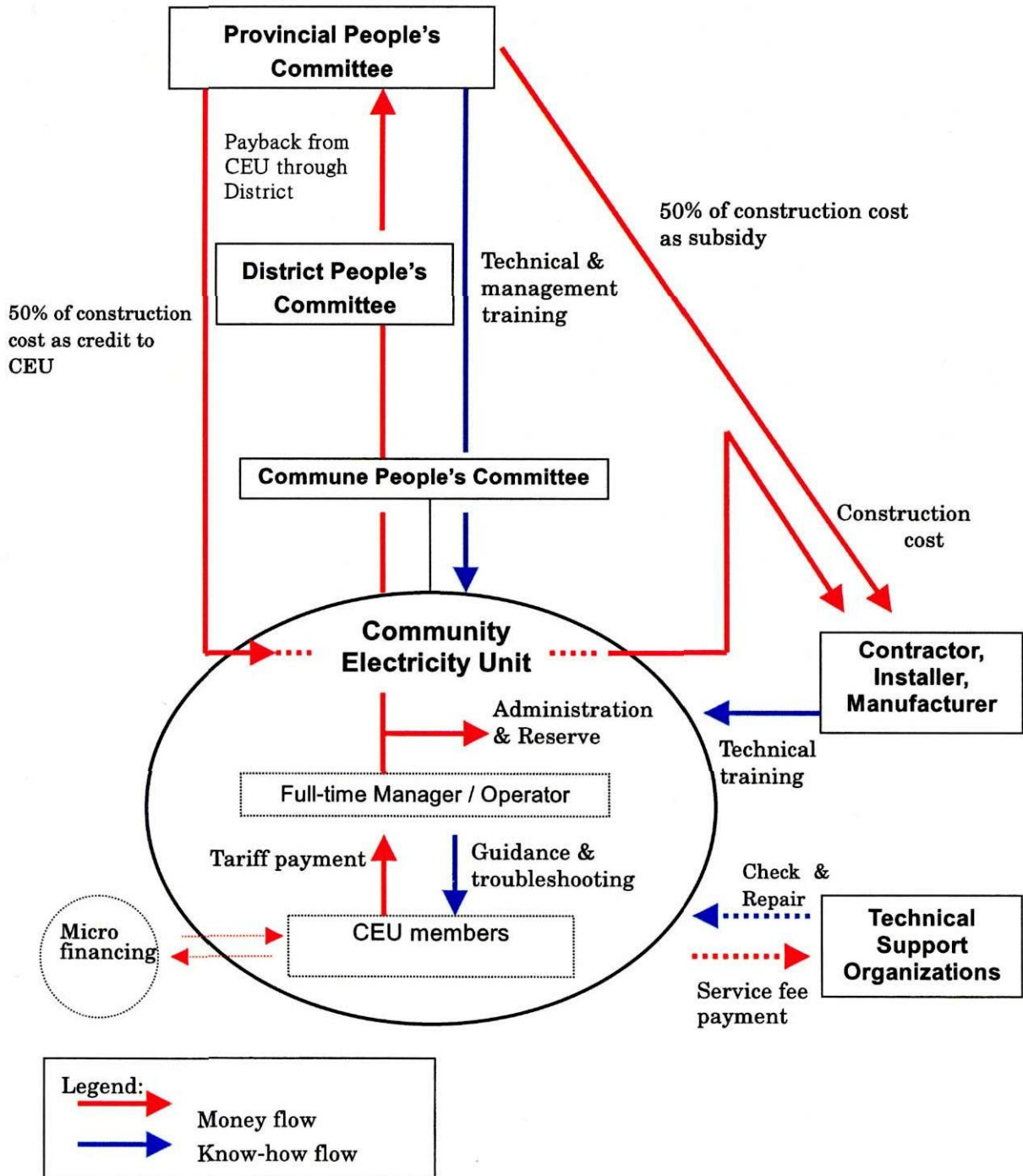


図 4-3-1 Off-grid project (マイクロ水力) における典型的なノウハウと資金の流れ

第 5 章 Village Hydro—小水力による地方電化計画

“Village Hydro”とは配電網への系統接続が難しい地方村落において、小水力資源を有効に活用することにより電力を供給する off-grid 電化方式である。Village Hydro の開発規模は通常 200 W から 20 kW の間となる。これより大規模なシステムでは、維持管理および運営のための費用を地方村落は負担できない。また実際の電力需要規模も大規模な電化方式を必要とするほど大きなものではない。第 3 章において述べたように、財務的に健全な地方電化を進めるためには、過大な設備を避けることが重要である。この開発戦略に合致した「小規模なマイクロ水力設備による段階的開発」が、Village Hydro の基本コンセプトである。本調査では、ベトナム国産技術に焦点を当てることにより低コストで頑丈な Village Hydro の設計を開発した。最終的な目標は、「事業費用の資金調達、建設、維持管理がいずれも容易に行える」システムを実現することである。

5-1 基本コンセプト

本調査において開発された Village Hydro の技術的特徴点は次の通りである。

- ① 国内技術に基づく設計の標準化
- ② 国内で調達できる製品および資機材の利用
- ③ 地元住民による運転、維持管理の実現
- ④ 人力運搬を可能とする構成機器の軽量化

標準化の実現がコスト低減および品質向上のポイントである。これによって交換部品の供給および修理サービスが容易かつ低コストで実現できる。PPC 技術者は熟練したマイクロ水力技術者に頼ることなく off-grid 地方電化を実現できる。また、標準化によって同様の発電設備を他の地点に広く普及させることが可能となる。標準化に加えて、国内技術の活用も重要なポイントである。これにより、設備の補修や部品交換を村民が実施しやすくなる。

Village Hydro の電力供給範囲は比較的狭い。これは、低圧配電の限界である通常 2km 程度の範囲を超えて配電するためには多くの追加投資を必要とするからである。供給範囲の外側に居住する村民はバッテリー充電を活用することが可能である。バッテリー充電設備は地方部においても入手が容易である。このバッテリー充電設備を発電所内に設置し利用することは、少額の追加投資により電化世帯数を増加させる現実的な方式である。昼間の余剰電力を有効活用するバッテリー充電からの収入は電化計画の経済性を向上させることから、計画段階ではバッテリー充電の需要についても調査することが重要である。

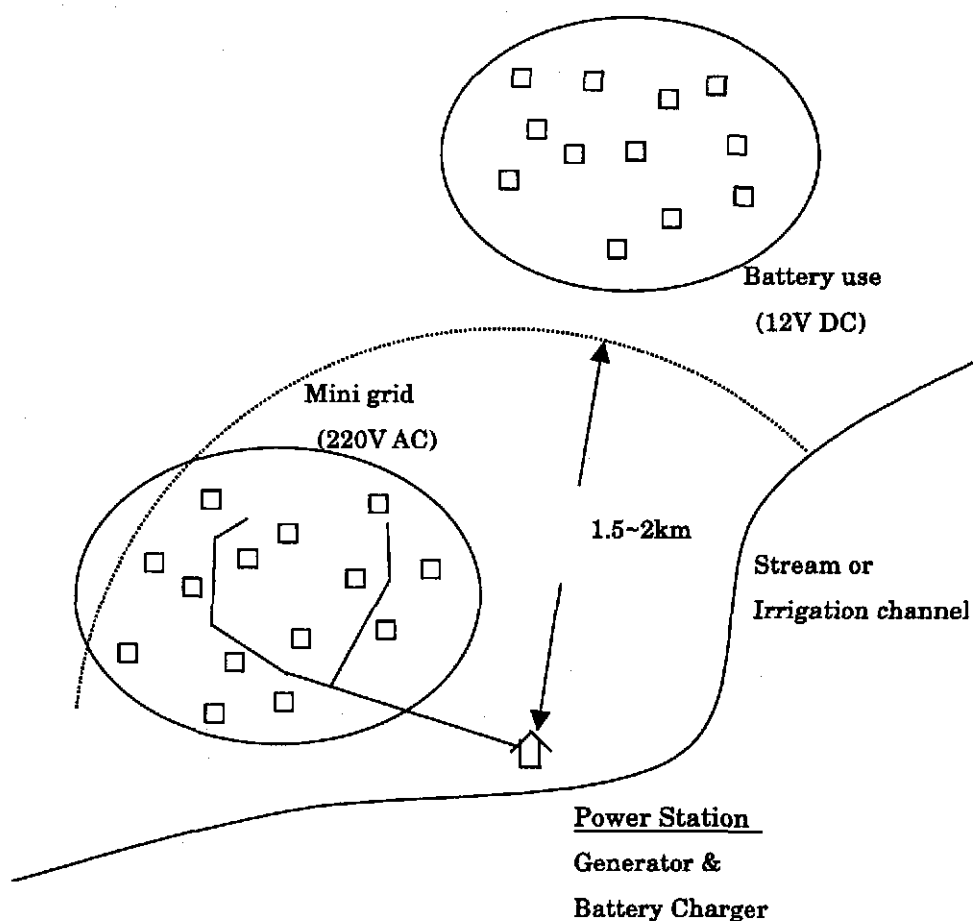


図 5-1-1 Village Hydro による地方電化の概念図

5-2 技術要件

5-2-1 発電設備

(1) Village Hydro-1 (流れ込み式)

Village Hydro-1 は、図 5-2-1 に示すとおり取水堰、取水口、水路、水槽、水圧管路、水車、発電機、発電所建屋より構成される典型的な流れ込み式水力発電方式である。遠隔村落においても既存の灌漑用水路を見つけることは容易であり、これを改修することにより Village Hydro の水路として共用することができる。水車と発電機については標準パッケージ化を図ることにより、サイトの河川流量と落差データに基づき選定可能となっている。これにより、off-grid 地方電化推進の主体である開発者や村民は、難易度の高い水車および発電機的设计技術を省略して地方電化を進めることが可能となる。経験の乏しい彼らにとって、これは大きなメリットであり、水車発電機に関して最適なパッケージを注文するだけでよい。水圧管路の建設はもうひとつの潜在的な問題である。これを解決するため、Village Hydro では鋼管の代わりに軽量かつ安価で十分な強度を有する PVC 管の使用を推奨する。

Village Hydro のポイントとなる技術のひとつは、ベトナムでは未だ広く知られていない自己励磁を活用することによりモーターを誘導発電機として使用する方式である。コスト低減に大きく寄与するこの方式は既にも実証済みであり、開発途上国におけるマイクロ水力では基本的な技術として定着しつつある。

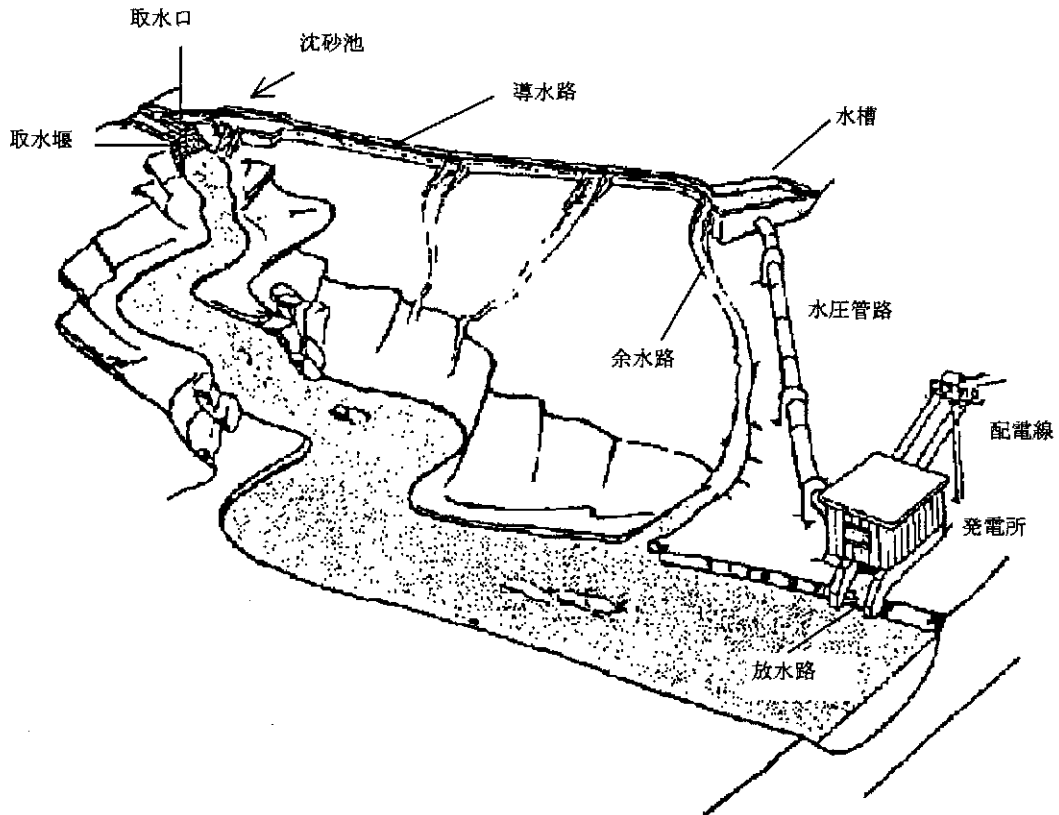


図 5-2-1 流れ込み式マイクロ水力概念図



図 5-2-2 Village hydro-1 のサイト例

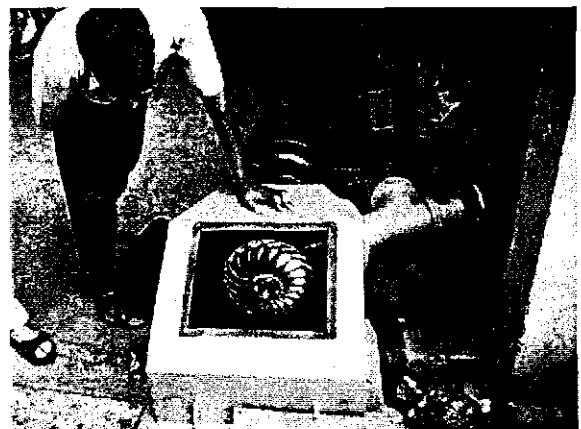


図 5-2-3 一体化された水車と発電機

1) 基本仕様

表 5-2-1 Village Hydro-1 の基本仕様一覧表

項目	仕様	摘要
1. 基本事項		
(1) 発電方式	流れ込み式	
(2) 出力	20 kW 以下	村落規模
(3) 総落差	50m 以下	最大使用落差は PVC 管内圧条件により設定
(4) 使用水量	0.20m ³ /s 以下	最大使用水量は PVC 管内径規格により設定
(5) 供給範囲	最大半径 2km	低圧配電における電圧降下条件により設定
2. 土木設備		
(1) 取水堰	石積コンクリート	既設灌漑用水設備を利用
(2) 取水口	石積コンクリート	既設灌漑用水設備を利用
(3) 沈砂池	鉄筋コンクリート	流水中の土砂成分がほとんどない場合は省略可
(4) 導水路	素掘	既設灌漑用水設備を利用
(5) 水槽	鉄筋コンクリート	灌漑と共用できる設計
(6) 水圧管路	PVC 管	軽量、低コスト、メンテナンスフリーの耐圧塩化ビニール管
(7) 発電機小屋	レンガ積	在来工法を活用
(8) 放水路	素掘	
3. 電気設備		
(1) 水車	一体型方式	ペルトン、ターゴインパルス、クロスフロー、プロペラ
(2) 発電機		モーターをコンデンサ励磁し誘導発電機として使用
(3) 自動制御		ダミーロードによる電子制御方式
4. 配電設備		
(1) 電圧区分	低圧 (220V)	
(2) 結線方式	単相	
(3) 供給電圧	220V - 198V	
(4) 周波数	50Hz ± 5%	

上記設備の資機材は、全てヴィエトナム国内で調達可能である。原則として、PVC パイプや配電用ケーブルも含めた必要な資機材については、地域の中心都市にて調達されるのが望ましい。しかし、水車、発電機、制御装置などの専門技術とノウハウを必要とする資機材については、経験のある工場で作成・テストされ、サイトに送られることとなる。土木工事は、建設業者の監督の下、地元住民の労働力を活用して実施する。

(2) Village Hydro-2 (ピコプラス水車発電機)

ピコプラス水車発電機は低落差サイト用に設計されたものであり、上限 2kW までの発電を行う方式である。低落差であることから流量は多く必要となるが、流量の確保が乾期には困難な場合もある。このピコプラスは、地方で容易に入手できる 100W クラスの超小型水車発電機 (ピコ hidro 発電機) と同様のプロペラ水車および発電技術を適用している。ピコプラス水車発電機は基本型式は永久磁石による発電方式となるが、小さなモーターを発電機として使用することもできる。また、特殊な水路 (Flume) により水流を水車へ導く方式であり、水圧管路や入口弁は省略されている。

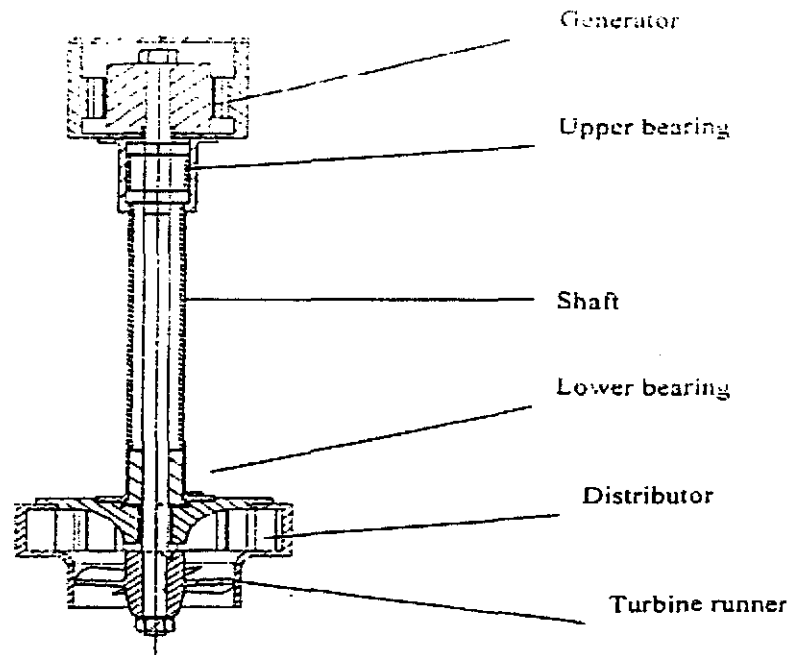


図 5-2-4 ピコプラス水車発電機ユニット

1) 設置方法

ピコプラス水車発電機の資機材は総重量でも 20 kg から 80 kg 程度と比較的軽量であり、運搬や設置が容易である。土木設備は、川の水位が高い時期も含め年間を通しての運用が可能な設計であり、洪水期には頻繁な機器取り外しが必要となるピコ発電機とは対照的である。ピコプラスの水車はプロペラ水車であり、発電に十分な落差（通常 1.0 ～ 2.5m）を確保するため短い導水路とドラフトチューブを要する。

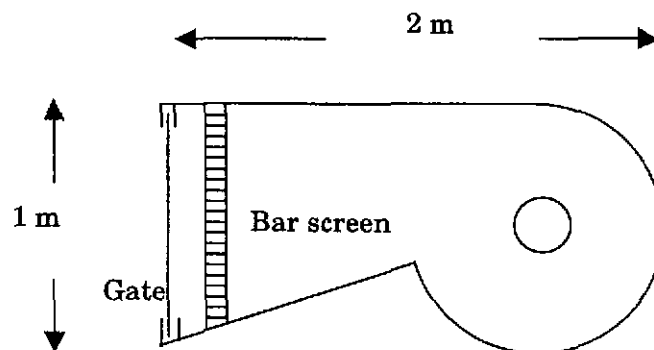


図 5-2-5 Flume 基本構造図

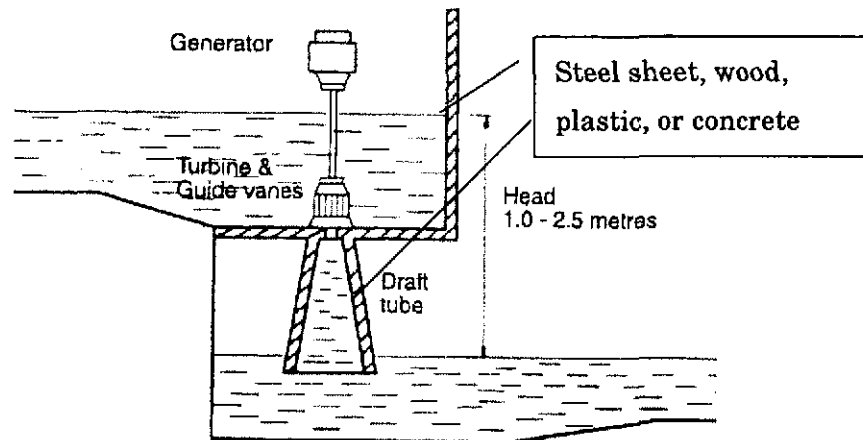


図 5-2-6 ピコプラス発電機の設置方法

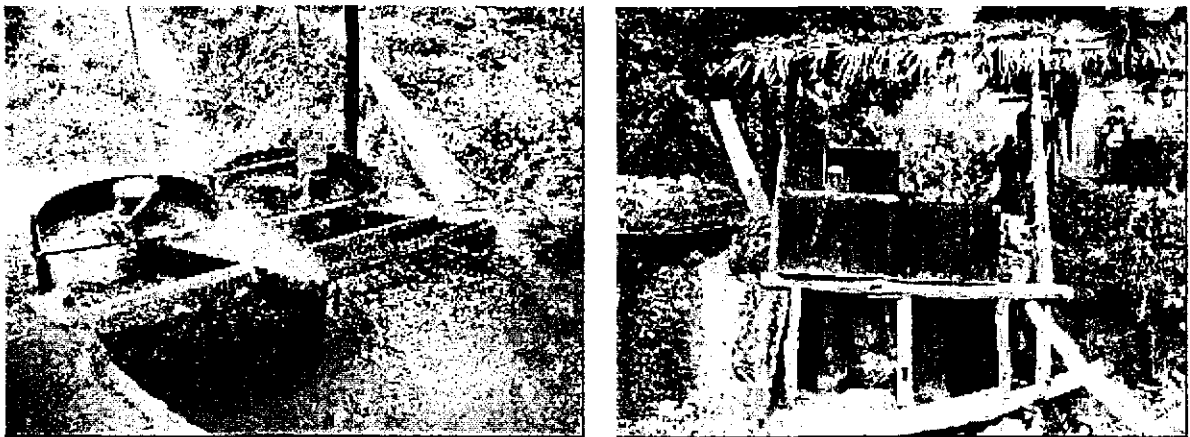
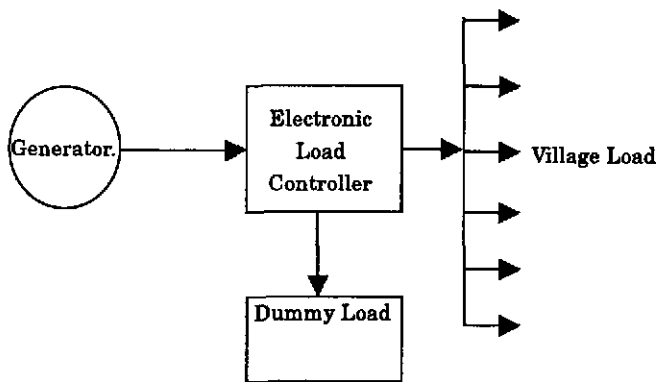


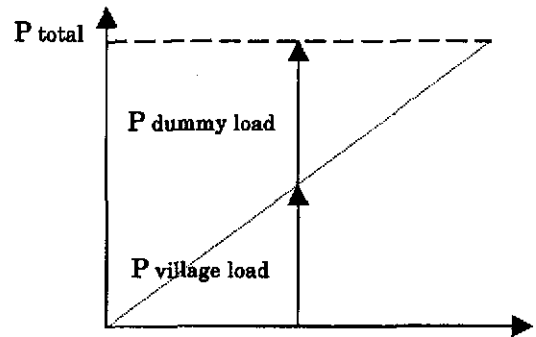
図 5-2-7 ピコプラス試作機（各 1kW）の試験状況

5-2-2 自動制御

このような Village Hydro の発電システムは、両方式とも電圧を 220V に安定させる電子制御装置（コントローラー）を装備している。電圧は下図に示すとおり需要負荷をほぼ一定に保つことにより制御される。すなわち、コントローラーは村落負荷の変動に合わせてダミーロード（抵抗）で消費される電力を自動的に調節し、合計の負荷を一定に保つことにより発電出力を一定に制御する。これにより常時定格発電が可能となり、発電システムの安全性および信頼性が大幅に向上し、無人運転も可能となる。このコントローラーの試作品は既に開発済みであり、ハノイにおいて試験中である。



(1) 制御概要



(2) 出力と負荷の配分

図 5-2-8 ダミーロードコントローラーの原理

5-2-3 保護装置

発電所建屋内の電気設備は接地棒と接続された接地端子に接続される。接地棒は地元で購入可能なものを使用する。保護装置として発電所には2種類の保護開閉器を取り付けする。1つは漏電遮断器 (ELCB) で、もう1つは主開閉器 (MCB) である。ELCB には人体への感電防止と配線や接続不良から設備全体を防護する機能がある。MCB も ELCB 同様、回路の損傷と人体への感電を防止する機能を持つ。回路を流れる電流が MCB の定格電流を超過した場合、MCB は発電機を遮断する。こういった事象は機器の誤操作あるいは配線不良によって引き起こされる過負荷あるいは短絡が原因となる。制御装置以降の配電線を保守点検する際には、MCB は手動でも開放される。

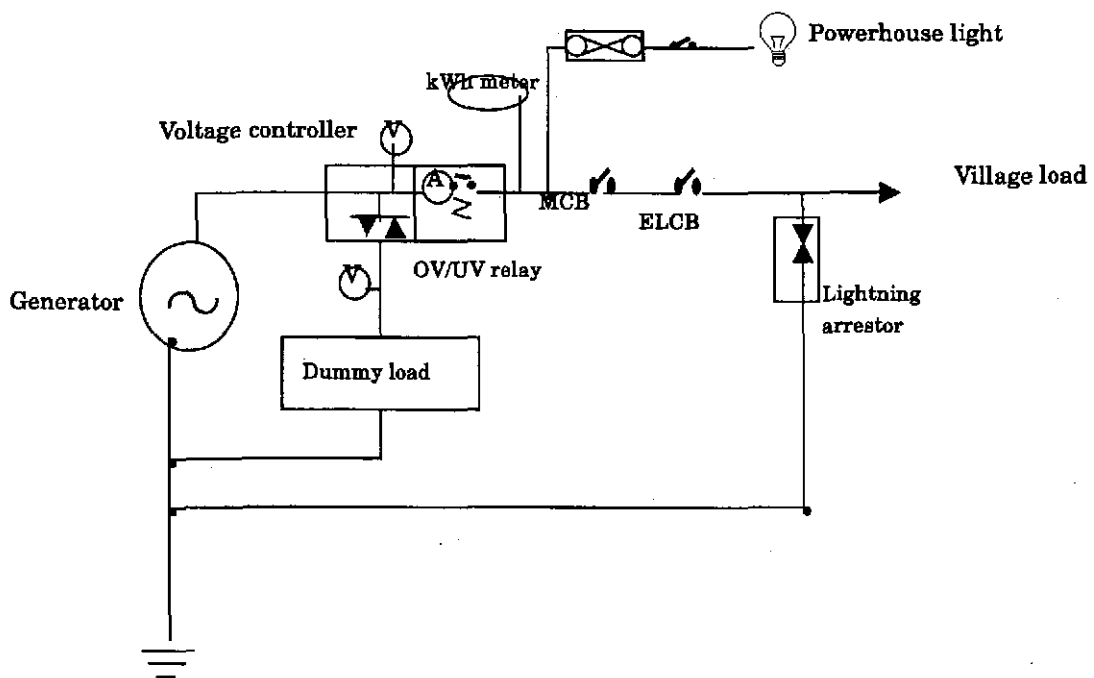


図 5-2-9 Village Hydro 結線図

5-2-4 配電設備

遠隔地域では家屋が点在しているため、配電設備は初期投資額の中で大きな割合を占める。高圧配電設備は経済性と維持管理の面で適切とは言えないため、Village Hydro では基準電圧 220V の低圧配電を採用する。配電設備の供給範囲は、配電線の末端における利用可能電圧が許容範囲内に収まるかによって決まる。より大きな径の線種を適用すれば供給範囲は拡大する反面、設備費用は上昇する。基準電圧より高め（最大 250V）に発電することも、実用的な考え方の 1 つである。この方法では、通常の場合、正常な負荷で運転されていれば配電線末端の需要家に到達する電圧は 220V 程度に低下する。これによって配電設備費を節約できる。

5-3 費用試算

表 5-3-1 に、典型的な 5kW の流れ込み式 Village Hydro の費用試算結果を示す。

表 5-3-1 Village Hydro-1 費用試算 (5kW クラス)

	Village Hydro モデルプラン	備考
		既設の灌漑用水設備を改修
1. 一般条件		
(1)出力	5kW	
(2)落差	20m	
(3)設計流量	0.05m ³ /s	
2. 需要規模		
(1)世帯数	100 世帯	
(2)設計需要原単位	50W/HH	
(3)配電線距離	0.8km	
3. 電化費用	費用(US\$)	
(1)発電設備	6,036	
a. 土木工事	3,151	既設灌漑水路改修 PVC管[水圧管路]
b. 電機工事	2,885	一体型水車発電機 バッテリーチャージ設備
(2)配電線費用	3,987	
工事費合計	10,023	
業務利益	551	工事費合計の5.5% 計上
付加価値税	528	5%
総プロジェクト費用	11,102	

注：この内訳は付属資料参照

また、表 5-3-2 に 500W のピコプラス発電機 2 台を設置した典型的な 1kW クラスの費用試算結果を示す。この規模で約 20 戸に対して電気供給が可能である。この場合、1kW 当たりのコストは約\$1,800、1世帯当たりのコストは\$90 となり、従来のマイクロ水力開発の考え方と比較して非常に廉価なものとなる。

表 5-3-2 Village Hydro-2 費用試算 (1kW ピコプラス)

項目	価格(\$)	数量	合計(\$)	内訳
土木工事	150		150	取水口、発電機小屋
水車発電機	250	2	500	制御装置を含む
フルーム ドラフトチューブ	150	2	300	スチール製か FRP (運搬・設置費用含む)
配電線	0.35/m	1,600m	560	
その他			100	
工事費合計			1,610	
業務利益			89	工事費合計の 5.5% 計上
付加価値税			85	5%
総プロジェクト費用			1,784	

5-4 Village Hydro の増設

Village Hydro は、電力需要の増加に伴う段階的な設備増設に対応できるよう設計されることが望ましい。既設の Village Hydro で流量増加が可能であれば、新たに水圧管路と水車発電機ユニットを追加することにより、出力は容易に増加できる。また、Village Hydro の設計は標準化されているため、他のサイトにおいても同様の方法で設置することが比較的容易である。流量を増加する場合には、取水口、沈砂池、導水路、水槽といった既設土木設備の改修が必要となる。このように将来の増設が予見される場合、これらの設備を計画当初から適切な余裕を見込んで建設することが望ましく、その場合の追加投資はわずかな金額である。

5-5 運転と維持管理

5-5-1 日常運転

日常業務として、水車が停止している時に、村落の運転員は水路構造物である取水口、導水路、余水路、ゴミ除け、水圧管路、水車および放水路を点検する。これらの設備について堆積物を清掃し、寄せ集められた砂、石、草木屑は除去する。さらに運転員は電気設備についても、停止期間中あるいは前回の点検以降に外部損傷が発生していないか確認するため点検する。

運転員は、上述の点検部分が良好であることを確認したうえで、水車に水を注入させるため入口弁やゲートを開放する。水が水車に注入されると水車は回転し始め、より多くの水が通水されることにより、水車は加速され発電機が電圧を発生する。十分な速度に達すると電圧は既定値である 220V に到達し、発生する電力はダミーロードに流される。水流を安定させるため数分間水車を運転した後、発電機への村落負荷の接続が可能となる。負荷接続運転を開始した後は、長時間（夜通し）運転員が常駐することなく継続運転することが可能である。水車を停止させる際には、すべての村落負荷を遮断し、その後バルブを閉め水車への流入を止め、最後に必要であれば水路の流れを止める。

雨天時には、運転員は約3時間毎に発電所を点検し、流れ込みの障害となりそうな草木屑をスクリーンから取り除く必要がある。

5-5-2 定期的な維持管理

CEUによる日常点検および予防的維持管理は、Village Hydro運営における主要な業務となる。Village Hydroでは、毎週あるいは毎月単位での継続的かつ定期的な維持管理が必要である。調整や修繕された項目は将来の設備管理に資するため、発電所管理台帳に記録する。

(1) 水路構造物

水路の閉塞や水路からの漏水は定期的かつ入念に点検すべきである。土砂の堆積や植生の成長により水流が阻害される場合には、土砂や草木の排除を実施する。また、大雨の後は臨時点検を実施し、水路において何らかの損傷を確認した場合は、在来技術によりCEUが主体となって設備を補修する。

(2) 電気機器設備

配線や接続を定期的に点検し、緩んだ箇所は締め直す。電気機器設備では次の3点が主要点検項目となる。

- ① 計器類の異常値
- ② 機器の温度上昇
- ③ 異常な振動・騒音

これらの異常が発生した場合は、注意深く電気機器設備を点検し、機器清掃やグリス塗布などの手入れを行う。その後も異常が継続する場合には、地元の技術者に点検を依頼する。水車やコントローラーに故障を発見した場合はそのメーカーへ連絡し修理を依頼する。標準的なモーターを使用した誘導発電機に故障が発生した場合については、地元の技術者が修理ノウハウを持っている可能性がある。

早期に摩耗することが多い水車は、定期的な手入れとして5年毎のベアリング交換や10年毎のオーバーホールが推奨される。発電機やコントローラーは長寿命であり、故障が発生した場合のみ、部品交換等が発生する。

(3) 配電線

架空線には樹木や枝を接触させない。電線が垂れ下がった場合は、村民や動物の障害とならないよう電線を張り直す。配電線の点検は、線路に沿って歩きながら各々の接続を入念に確認する。無許可の電気使用を排除するため不自然な箇所は確実に接続し直し、また、すべての部品が絶縁されていることを確認する。

5-6 トレーニング

Village Hydro の持続的な普及のため、適切な運転とメンテナンスを村民に浸透させる技術トレーニングは極めて重要である。しかしながら、熟成されたトレーニングプログラムや村民トレーニングの指導者はまだ存在しない。このため、第1段階として、トレーニング実施の人材を育成するため、各省人民委員会の DOI 技術者を対象とした「トレーナートレーニング」が必要となる。その上で、DOI 技術者が主導することにより、村落の維持管理組織 (CEU) メンバーを対象とした継続的な集中トレーニングを実施する。

5-6-1 トレーナートレーニング

地方主導型での地方電化を促進するためには、村民に有益なトレーニングを提供できる熟練したトレーナーの育成が必要である。トレーナーは Village Hydro の運転や維持管理に必要な技術の普及において主要な役割を担う。DOI 技術者が有力なトレーナー候補である。Village Hydro による地方電化の初期段階では、1週間程度の集中的トレーナートレーニングを組み入れ、以下の項目について実施する。

- ① 地方電化計画立案
- ② Off-grid 設備設計
- ③ 財務運営
- ④ 組織体制整備
- ⑤ 資材調達および設備建設
- ⑥ Village Hydro の運転と維持管理

5-6-2 CEU トレーニング

Village Hydro による地方電化を円滑に運営維持するには、CEU 運転員に対する教育・訓練が不可欠である。設備運営の責任者である CEU の主要メンバーに対しては、地方電化の実施準備段階、施工段階、試運転段階の3段階に分けたトレーニングを実施する。トレーニングの内容には、発電の基礎、Village Hydro の運転技術、事故防止、トラブルシューティング、定期点検や修繕という項目に加えて、会計や記録保持などの管理業務を含む。

5-6-3 リフレッシュ・トレーニング

Village Hydro の完成から少なくとも2年間は、CEU メンバーの記憶を呼び覚まし、また Village Hydro の維持管理に関する彼らの技能を向上させるため、継続的な技術トレーニングが必要である。このトレーニングは、運開後1ヶ月、3ヶ月および以降半年毎に実施されることが理想的である。

Village Hydroによる分散型地方電化基本作業フローチャート

