

7 地方電化長期計画

7-1 太陽光発電による地方電化の可能性

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。これまでも維持管理が十分に行われなかった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。

7-1-1 太陽光発電の評価

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、本調査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) 経済性

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。この価格水準であれば政府の補助金等を使わなくても一部の高所得層には商業的に普及が進むと予想される。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、1回当たり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\$20、月額\$1.5~\$2.0程度を支払うことは問題ないといえる。

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、こういった水準の料金を提示できればラオス農村部に浸透可能と考えられる。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り、当初は長期資金や海外からの援助の確保が得やすい政府の主導で事業を実施し、その過程で事業環境を整備し、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、価格も安いので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。

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場合もある。

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、ここと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。

(2) 技術

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。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られやすい。これまでの調査結果から、SHS と BCS と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など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。ただし、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

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ラオス電力公社(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。)

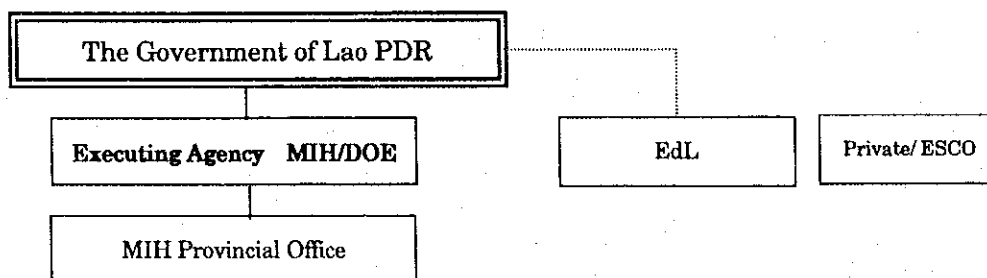


図 7-1 地方電化実施体制概念図

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する。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援助で行われる可能性が高く、そのための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) が担うことはありうるし、それは促進されるべきである。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ようになることが期待される。

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 (Village Electrification Committee) 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。

7-1-2 地方電化ガイドライン

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、まず本調査により明らかになった事柄を考慮し、地方電化を計画する場合のガイドラインの基本的考え方を示す。

(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。この段階であればソーラー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など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、この段階になるとソーラー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、グリッド延長か、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地域には適しているものの、将来の需要増加や交流電源利用機器の需要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ドル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ドルであるため、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に近づけるための簡素化設計が各種提案されており、そういった技術の採用を積極的に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。

7-2 地方電化戦略

次に、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、ラオスにおける太陽光発電を利用した地方電化戦略を提言する。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をいかに円滑に推進していくかということである。

7-2-1 基本システム

PV は料金が支払い可能なレベルとなれば持続可能なシステムとしてラオスの農村部で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、低所得者向けには BCS も推奨される。BCS 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り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がある。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）

7-2-2 料金と実施主体

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、数年内にシステムコストを現在の半額以下の \$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に充電頻度に対応して変わってくるもののほぼ月額 \$1 程度であろう。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。

政府部内の事業実施組織については当初の計画であった EdL 活用の構想は実現困難であり、MIH 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・人材の育成を図っていく必要がある。このための追加事業が 2000 年後半に実施された。

ラオス全土には 7000 以上の未電化村落があると言われており、こういった膨大な対象地域について中央政府だけが地方電化を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/DOE 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。

- (1) MIH/DOE による直轄事業 (モデル事業)
- (2) 地方政府による事業 (MIH からの予算措置)
- (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る。

7-2-3 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、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。その場合には海外からの無償資金援助が最も有力な財源となる。

レボルビングファンドの形成

無償資金の場合に関しても住民から設備資金相当分について維持管理費用を含む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。本プロジェクトにおいても、住民からは設備費と管理費の相当額として初回金と月額料金を徴収しており、その総額は既に約4,000万kip(約7,000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が可能となる。このような方式をレボルビ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精神にも合致するものである。

7-3 長期開発計画

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。以下の要因を考慮し、2010年までの電化目標を試算したものが表7-1である。

- 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) 所帯増加率
- 5) バッテリーやピコ水力の利用者数

これによれば、ヴィエンチャン市を除く地方部のほぼ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。そのための総事業費については、一戸当たりの直接経費が\$300、関連経費を50%とした場合、概算で約36百万ドルとなる。

表 7-1 全国での電化計画 (試算)

Code	Name of Provinces	Data 1999				Electrified by 1999 (grid/total/SH-P)				Forecast 2010						
		Vill.	HH	Popul.	Vill.	HH	Total yearly consumption (kipHH/yr)	HH growth (%)	Battery/Pico Hydro	HH	Grid Electrification (HH)	Grid Rate	PV Electrification (HH)	Battery/Pico 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	25,865	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	1,959	70.0%
6	Luangprabang	839	59,107	365,333	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	297,652	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	Xiangkhuaeng	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 Pt.	508	47,179	277,733	249	49.0%	26,372	55.9%	1,207,960	3	1,655	42,702	65.4%	4,747	2,330	76.2%
11	Bolikhamxay	485	27,928	165,343	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	130,332	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	63,896	14	4.2%	1,559	15.4%	787,696	2	687	12,615	43.3%	1,074	962	59.4%
16	Champasak	901	84,055	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%	1,961	576	41.4%
18	Xaisomboun Sp.	129	9,604	54,112	6	4.7%	200	2.1%	741,998	2	752	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	962,197	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/Pico users in 2010 was done by JICA study team.

7-4 事業実施計画

7-4-1 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。

7-4-2 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、ビ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し、その後はノウハウを修得した県レベルが主体となって実施することを基本とする。事業費についてはラオスの財政事情から政府予算の確保は難しく、海外援助機関からの無償資金を確保することを前提とする。MIH/DOEは対象地域(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い、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、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。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。

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、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地方電化業務を包括的に行うAgencyの業務のひとつとして実施することが適切と考えられる。

7-4-3 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 Battery Charging Station 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で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 7-2 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 7-3 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

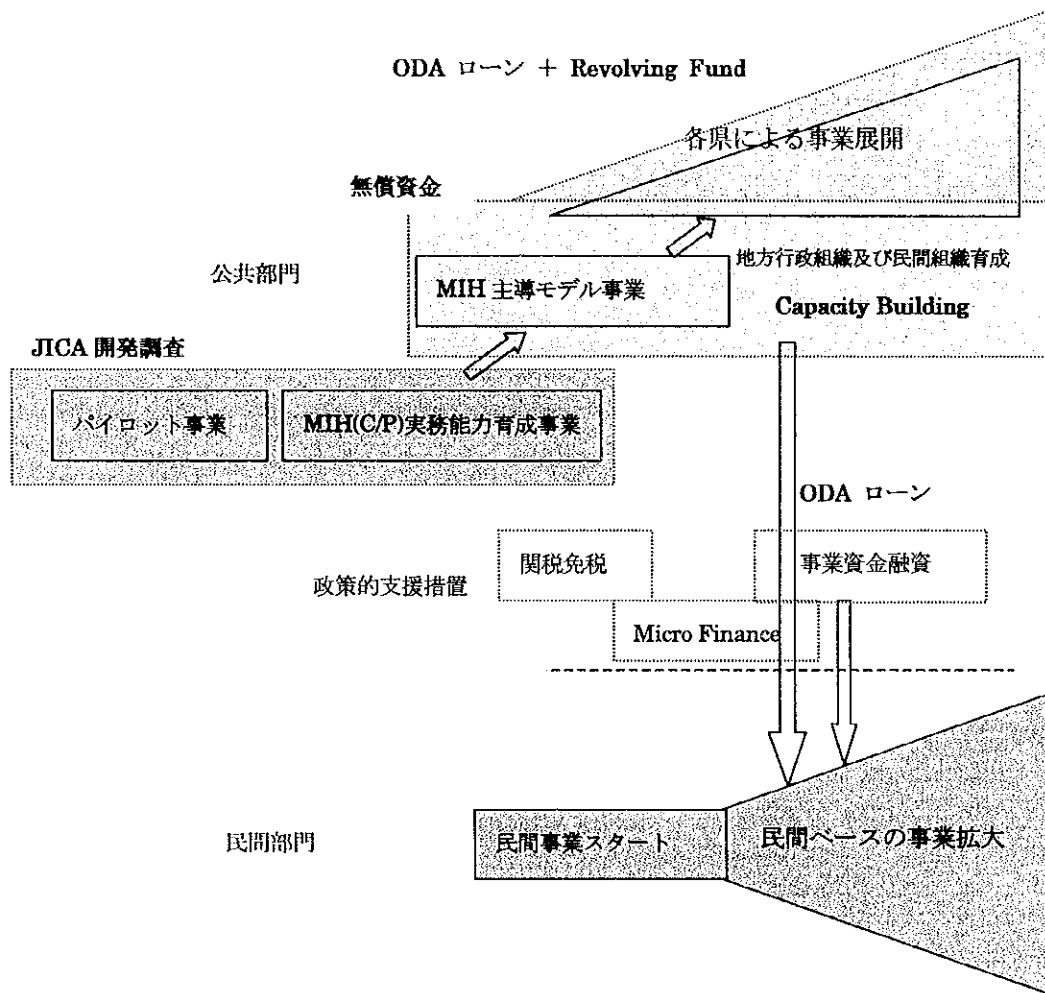


図 7-2 太陽光発電システム普及拡大の戦略図

8 小水力開発計画

8-1 小水力開発と地方電化

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。このため多数の実例があり、途上国に適した 20kW クラスから 100kW クラスの設計手法もほぼ確立していると言える。さらにこれよりも小規模なマイクロ水力と呼ばれるようなクラスについても用いる技術には本質的な差はない。本調査では太陽光発電とは異なり、小水力についてはプレ FS レベルの設計段階までの作業しか行っていない。したがって、以下の評価は実証的なものではない。

水力の経済性については地形や河川流量などの自然条件によって大きく左右される。水力発電の特性として初期投資が非常に大きく、投下資本の回収に長期間を要するという問題があり、商業的な観点からは開発が困難となる場合も少なくない。この点は太陽光発電とよく似ている。一方で小水力発電の場合には交流の電気が十分に使えるため、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。したがって、料金水準も太陽光発電よりは高く設定することも可能であろうが、一方で農民層の負担能力には限度があるため、やはり 1 ヶ月当たり \$2.0 程度の負担に抑えなければならないであろう。このため、このような条件で開発可能な地点を発掘し、開発を行うことが必要となってくる。

技術的には、小水力発電の場合には取水堰、水路、発電所などの土木構造物は、専門的知識を持った業者による工事が前提となる。また、水車・発電機・制御装置などいずれも注文生産の機器となり、その設置や調整などにやはり専門業者が必要となる。小水力発電設備では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ず、これは地方農村部ではかなり難しい条件となる。実際にも農村部における技術者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る小水力発電設備が多いことがそういった問題点を示している。

8-2 ラオスの小水力資源

ラオス領内の包蔵水力は中国雲南省以南のメコン本流に匹敵する 13,000MW とされている。この莫大な包蔵水力の既開発分は、中規模以上が計 620MW (Selabam-5MW, Nam Ngum-150MW, Xeset-45MW, Theun Hinboun-210MW, Houay Ho-150MW, Nam Leuk-60MW) に留まり、小水力に至っては、開発済みが僅か 6MW 足らず (37 件)、建設中が 3 件約 1,400kW (以上、いずれも 2000 年 8 月現在, MIH 調べ) で、包蔵水力に占める既開発分は高々 5% 未満である。このように豊富な水力資源に恵まれたラオスの場合、降雨量や地形から山岳部の裾野などで村落に近い場所に 1 村落への電力供給が可能な 20kW クラスの小水力発電の適地を発見できる可能性は高いが、将来の配電線電化区域を除くと、アクセスの問題などから実際に開発適地と考えられる地点は限られてくると考えられる。

各地域と調査対象となるヴィエンチャン、ボリカムサイ両県の水文状況を把握するために年間降水量の比較を行ったデータから見ると、ラオス国内においては、首都ヴィエンチャン市に代表される中部地域が相対的に豊富な降水量を有しており（ヴィエンチャン：年平均 1,684mm、ルアンプラバン：年平均 1,386mm、サヴァナケット：1,451mm 年平均）、その中部地域の中でもヴァンビエンは年平均 3,225mm、ケンクアンは年平均 1,944mm と、共にラオス国内でも降水量の豊富な地域である。

8-3 ケーススタディ

8-3-1 ゾーニング

ヴィエンチャン県とボリカムサイ県における小水力計画を検討するためのゾーニングに関する基本方針として以下の点を基本的条件として設定した。

- ①グリッド配電網による給電計画が向う 10 年間程度以内に予定されていない地域
- ②極端にアクセスが悪くはないこと
- ③既設もしくは計画グリッド端から 8km 以上離れている地域

この点は、ラオス国内における送・配電線の建設単価がおおよそ\$10,000/km であることから、グリッド端からの距離が 8km 程度未満の地域では送電線を延長するのが小水力を建設するよりも一般に経済的であるとの判断に基づく条件である。

注) ラオスでの小水力発電所建設単価の試算結果（後述）によれば送配電設備を含めた建設単価は約\$5,000/kW である。これを一村落の標準的な需要である 15kW 程度に掛け合わせると、村落電化用の小水力発電所のプロジェクト費用は概算で\$80,000 前後となる。これは 8km 程度のグリッド延長費用とほぼ等しいと考えられる。

さらに、計画地点を選定する場合には

- ④発電所の想定建設地点と最寄のアクセス可能道路との直線距離が 2km 以内であること
- という条件も設定した。これは発電所建設予定地点とアクセス可能道路との距離が 2km 以上になると、一般に工事用道路並びに送電線の建設費が高むことになり、これを避けるために設けた条件である。

(1) 既電化区域と計画区域

EdL 並びに MIH 現地事務所より提供を受けた資料を整理・統合した結果、当初から予想されたことではあったが、電化計画区域はグリッド送電線の近傍(殆どの場合、国道沿いの狭い範囲)に限られることが確認された。

(2) 小水力開発目標範囲設定(ゾーニング)

小水力開発目標範囲の設定は、既電化区域あるいは電化計画区域からのいずれかとの直線距離が 8km 程度以上の地域で、かつ、最寄のアクセス可能道路との直線距離が 2km 程度にあって小水

力地点の望めそうな村落ゾーンを、地形図(縮尺:1/10万)上で確認し設定した。

8-3-2 小水力開発計画

(1) ヴィエンチャン県のパイロット地点

首都ヴィエンチャンから4WD車で3時間の地点に位置するNalao村のHouay Sing川を選定した。Nalao村の82世帯(1998年時点)を対象として、設備容量15kW(保証出力10kW)の発電機と延長約780mの低圧配電線により、同村に電力を供給する計画である。

(2) ボリカムサイ県のパイロット地点

首都ヴィエンチャンから4WD車で5時間の地点に位置する、Nam Theun川支流の源流域でもある、Tonsan村のNam Phouan川を選定した。裨益者は、Tonsan村並びに隣接するKammouan村の計約147世帯(1998年時点)で、設備容量20kW(保証出力10kW)の発電機と延長約3.7kmの低圧配電線により、両村に電力を供給する計画である。

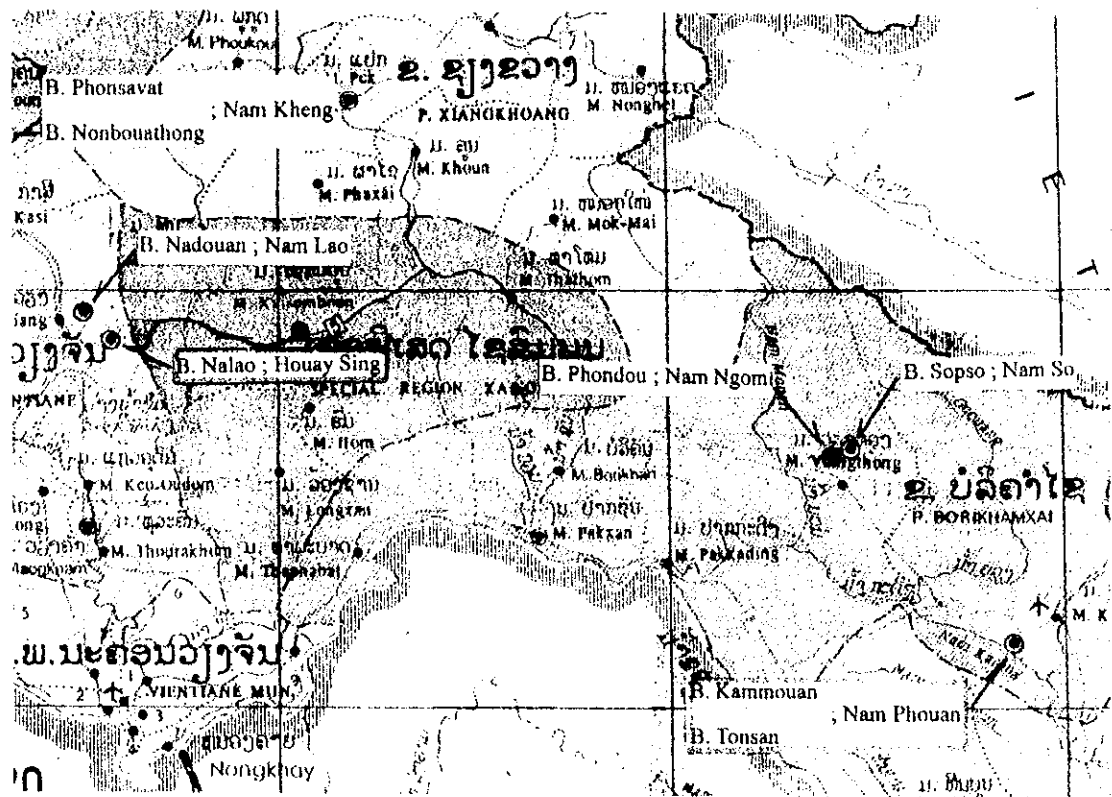


図8-1 パイロット計画地点位置図

8-3-3 基本設計

各パイロット地点について基本設計を実施し、概算事業費算出の根拠とした。設計に際し留意した点は、基本方針にも述べた様に、現地調達可能な工法、資・機材の採用と、維持補修の容易な施

設計画・設計に心掛けた。(設計図は本報告書添付資料)

8-3-4 パイロット地点の概算工事費

基本設計を基に工事数量を算出し、工事種目毎の直接工事費を算定した後、間接経費(仮に直接工事費の10%を上限値とした)を加味して概算工事費とした。尚、資材・施工単価については、ラオス国内の実績(EdL 調べ)を基本とし、これに拠れない場合は日本国内単価を参考にした。

(1) Houay Sing 地点(ヴィエンチャン県) ; 設備容量 15kW

・土木工事費	: \$37,900-
・発電設備工事費	: \$23,000-
・低圧配電線布設工事費(780m)	: \$4,800-
・付帯工事費	: \$5,900-
小計	: \$71,600-
・一般管理費(上記計の10%以内)	: \$7,100-
・概算工事費計	: \$78,700-
・設備容量当り工事費単価	: \$5,250/kW

(2) Nam Phouan 地点(ボリカムサイ県) ; 設備容量 20kW

・土木工事費	: \$34,700-
・発電設備工事費	: \$23,000-
・低圧配電線布設工事費(3.7km)	: \$26,100-
・付帯工事費	: \$9,500-
小計	: \$93,300-
・一般管理費(上記計の10%以内)	: \$9,200-
・概算工事費計	: \$102,500-
・設備容量当り工事費単価	: \$5,130/kW

(3) 設備容量当り工事単価の評価

上記のパイロット事業地点の事例から、ラオス国内においては、20kW 程度の設備規模の場合には、土木工事費と発電設備工事費はほぼ定額で、工費の多寡を規定する費目は送・配電線布設工事費であることが窺える。また、設備容量当りの工事費単価で評価すると、20kW 程度の設備規模(配電線 2km) の場合には、\$5,000-/kW 程度となることが判る。この内、土木工事及び発電設備工事関連費は\$3,700-/kW である。当初の目標であった総工事費\$3,000-/kW に比べると65%強の増額となるが、ほとんど全ての工業製品を輸入に依存せざるを得ないラオス国の現状と、施設維持管理の容易性に配慮してメンテナンス・フリーの構造物設計を行ったために、土木設備が割高になっている点を考慮すればやむを得ないものと考ええる。

8-4 小水力開発10カ年計画（マスタープラン）

小水力の個別地点についての調査が十分には行われていない現状では、個別地点をベースにした計画づくりは困難である。したがって、ここでは両県についての今後10カ年における小水力を用いた地方電化促進計画のあり方を検討する。

8-4-1 需要予測

(1) 需要家種別と使用機器

需要家規模は100世帯を標準とし、照明器具は全て蛍光灯とする。また、昼間の需要として公共施設のほか精米機、揚水ポンプ(生活用水、灌漑用水)を想定する。このような前提で試算を行った結果、最大需要量は夜間帯の14.9kWと算定され、これより、1世帯当たり平均で評価する需要量原単位は150W/世帯となる。この数字はやや大きく感じられるが、将来における需要増加を見込んだ数値として計画段階では用いることとする。

8-4-2 基本方針

小水力開発による地方電化促進計画立案に際し、以下の点を念頭に置いて実施する。

① 目標年次

西暦2001年を開始年とする10カ年の事業期間(2年間の調査及び計画・評価期間と8年間の建設期間)を設定し、計画終了年を西暦2010年とする。

② 電化単位と施設規模

標準的な電化単位としては、ラオスの標準村落規模である100世帯程度の村落とする。この結果、施設規模としては設備容量15kW程度が目安となる。

8-4-3 事業費試算

小水力開発10カ年計画において必要な事業費の試算を目的に開発対象地区等を検討した結果を示す。

(1) 開発検討対象地区

調査対象地域におけるグリッド電化の状況及び電化計画の状況(各地区の村名と総世帯数、電化現況及び電化計画の有無等)をEdLより入手、MIH/DOEにて確認し、各村の位置とその近傍における小水力適地の有無を別途設定した判定基準並びに1/10万地形図及びMIH現地事務所の情報等に基づいて確認し、各県の小水力開発検討対象地区(District)を次の様に選定した。

① ヱィエンチャン県

- ・ ヱァンビエン 地区
- ・ カシ 地区

② ボリカムサイ県

- ・カムケウト 地区
- ・ヴィアントン 地区

(2) 開発検討対象村

開発検討対象地区内各村の近傍における小水力適地の存在確認(1/10 万地形図での図上確認)と、図上確認ができなかった村落については MIH 現地事務所担当者からの聴取を行い、各地区における小水力開発にふさわしいと考えられる検討対象村を 16 箇所選定した。

一方、MIH/DOE が小水力開発事業を実施するにあたっては、組織・能力等の面から両県合わせ毎年 1~2 カ所程度の事業実施が適当と考えられる。そこで、具体的に必要とされるおよその事業費を概算するため、各地区における開発検討対象村の中から、前述のパイロット事業地点村落も含めた 10 事業 11 ヶ村を第 1 次候補として選定した(表 8-1)。

表 8-1 有望サイト 10 事業 11 村落 (第 1 次候補)

県名	地区名	村名	世帯数	備考
ヴィエンチャン	ヴァンヴィエン	Keokouang	119	パイロット事業村
		Nalao	82	
		Nakhoun	88	
		Phonsavang	86	
		Phonxou	94	
		地区計	469	
	カシ	Phato	106	
		Phonthiang	87	
		Viengsamay	106	
		地区計	299	
県計			768	
ボリカムサイ	カムケウト	Khammouane	105	Tonsan 村に隣接 パイロット事業村
		Tonsan	42	
		地区計	147	
	ヴィアントン	Phondou	117	
		地区計	117	
		県計	264	

(註) 世帯数は 1998 年 2 月時点の EdL 調べによる値である。

(3) 事業費試算

ここまで得られた、需要量原単位、開発が有望な 10 事業 11 村落(第 1 次候補)並びに世帯数、設備容量当り工事費単価等に基づき、小水力開発 10 カ年計画の概算事業費を試算した。この結果 10 カ年で事業費として約\$930,000 が必要となるという試算結果となった。(表 8-2 参照) 算定条件は次の通りである。

- ・需要量原単位：150W/世帯
- ・調査設計費：\$20,000-/1件(事前調査;\$500-, 計画;\$3,000-, 測量;\$1,500-, 設計;\$15,000-)
- ・設備容量当り工事費単価
 - 土木・発電設備工事費；\$3,700-/kW
 - 低圧配電線工事費；\$16,000-/2km

表 8-2 小水力開発 10 カ年計画の概算事業費試算 (第 1 次候補開発対象村ベース)

県名 地区名	村名	需要家 (世帯)	所要出力 (kW)	送電線 (km)	概算事業費 (\$)	備 考
ヴィエンチャン ヴァンヴィエン	Keokouang	119	17.9	2.0	\$102,300-	パイロット事業村
	Nalao	82	12.3	0.6	\$70,400-	
	Nakhoun	88	13.2	2.0	\$84,900-	
	Phonsavang	86	12.9	2.0	\$83,800-	
	Phonxou	94	14.1	2.0	\$88,200-	
	地区計	469	70.4	8.6	\$429,600-	
カシ	Phato	106	15.9	2.0	\$94,900-	
	Phonthiang	87	13.1	2.0	\$84,500-	
	Viengxamay	106	15.9	2.0	\$94,900-	
	地区計	299	44.9	6.0	\$274,300-	
県計		768	115.3	14.6	\$703,900-	
ボリカムサイ カムケウト	Khammouane	105	15.8			Tonsan村と併設 パイロット事業村
	Tonsan	42	6.3	3.0	\$125,800-	
	地区計	147	22.1	3.0	\$125,800-	
ヴィアントン	Phondou	117	17.6	2.0	\$101,200-	
	地区計	117	17.6	2.0	\$101,200-	
県計		264	39.7	5.0	\$227,000-	
2県合計		1132	155	19.6	\$930,900	

- (註)
1. 需要家(世帯)数は、西暦 1998 年時点の EdL 調べによる値である。
 2. 需要量原単位を 150W/世帯とした。
 3. 土木・発電設備工事費単価(一般管理費共)を\$3,700/kW, 配電線工事費を\$16,000-/2kmとした。
 4. 各事業費には、調査設計費として\$20,000-を含む。
 5. 概算事業費は、\$100-単位で切り上げた。

8-4-4 事業の優先順位

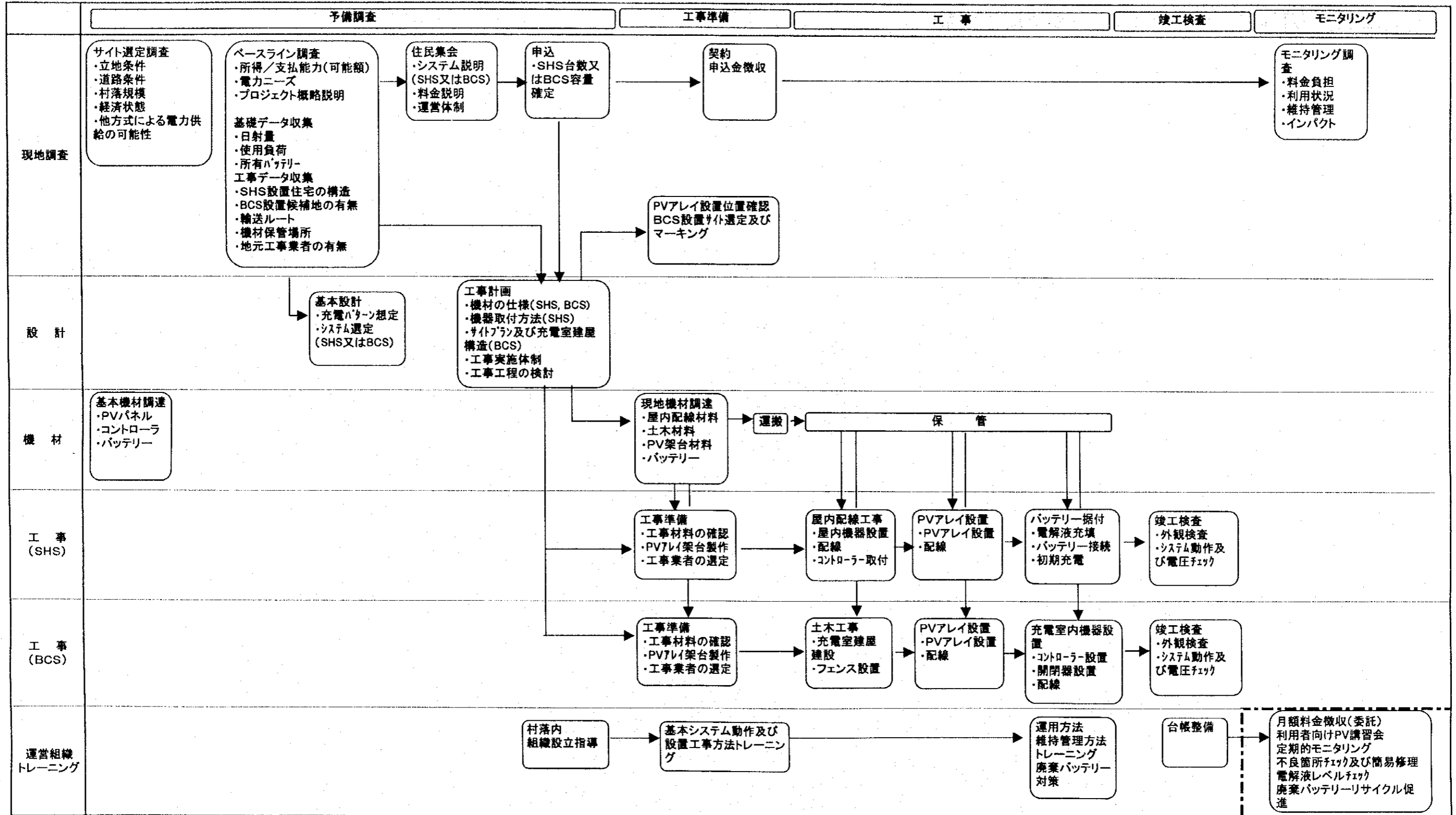
小水力開発 10 カ年計画の第 1 フェーズにおいては、個別地点についての詳細調査に基づき、経済性評価・電化の緊急性等を考慮し、地点の開発優先順位を決定する。それに基づき、これらの地点の全てを開発優先度の高い地点グループ(グループ A)と開発優先度の低い地点グループ(グループ B)とに区分する。これに従って、グループ A の中から順次着手することを基本とする。

8-4-5 投資計画

ここでは、2県における小水力開発10カ年計画の必要投資額約\$930,000について、年度ごとの必要費用を概算する。総事業費の内訳はエンジニアリング経費\$200,000と建設費\$730,000である。前述の通り、当初の2年間の第1フェーズで測量・設計を完了し(年間\$100,000)、残る8年間の第2フェーズで各建設事業を実施するパターンを想定しているため、1地点当たりでは\$80,000~100,000の資金投入が予定される。このように年間10万ドル規模の資金が必要である。

実際の小水力開発に当たっては太陽光発電の場合と同様に無償資金援助によって行うことが最も現実的であると考えられるが、とりあえず必要となる当初の調査費などについてはラオス政府の予算で実施する必要がある。このための初期資金を十分確保できない場合には、太陽光発電利用地方電化事業において創出される予定のリボリングファンドを利用することも可能と考えられる。このような措置により、これまで十分に行われてこなかった地方電化のための小水力開発が促進されることが期待される。なお、同時に小水力発電における維持管理の重要性から地方レベルの技術者を育成することも非常に重要であり、このためには、本格的な技術トレーニングプログラムの実施が不可欠であろう。

太陽光発電利用地方電化本格事業フロー



JICA