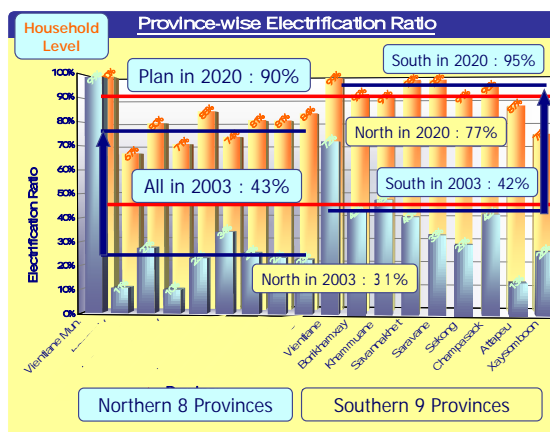


# 第3章 小水力地方電化マスタープラン

## 3.1 県レベルの小水力地方電化マスタープラン概要

### (1) 地方電化基本方針

ラオス国家は、2020年において総世帯数の90%電化を目標としている。このために、2003年時点でのラオス北部8県の平均電化率31%を77%に引き上げる必要がある。このため、既存の電源開発計画に、本調査による小水力発電の郡都中心の電化計画を追加することに加え、郡都以外の村落の電化が必要となってくる。



ここで、郡都以外の村落の現在の電化状況及び将来の電化手段を検討し、目標達成に向けた村落電化の推進の具体化を図る必要がある。本調査にて PDIH の協力を得て実施した村落電化状況調査に基づいて、各村落の世帯数を右のカテゴリーに分類し集計した。

電化状況	番号	電源
既電化	1	EDL 送配電線
	2	輸入電力送配電線
	3	オフグリッド(水力発電)
	4	オフグリッド(ピコ水力発電)
	5	オフグリッド(ディーゼル発電)
	6	オフグリッド(SHS)
未電化	7	EDL(short term plan)有り
	8	EDL(long term plan)有り
	9	本調査オフグリッド Pre-FS 計画 6 地点
	10	村落水力 (10kW~20kW)ポテンシャルサイト
	11	ピコ水力またはディーゼル発電の計画有り
	12	SHS 設置計画有り

表中のカテゴリーに基づき各村落毎の世帯数を郡及び県単位で集計した結果の概要を次に示す。ただし、ウドンサイ、ルアンプラバン、ホアパン及びシェンクアンについては 2003 年時点での電化状況情報に基づき、ポンサリ、ルアンナムタ、ボケオ及びサイナブリの 4 県については 2005 年 6 月時点での最新電化状況情報を入手し、これを集計に使用した。

既電化世帯の電力源内訳

県 No.	県名	世帯数	電化世帯数	電化率 %	既電化世帯の電力源					
					EDLグリッド	輸入電力	水/水力	ピコ水力	ディーゼル	ソーラー
02	ポンサリ	27,410	3,938	14.4	0	0	2,179	641	1,118	0
03	ルアンナムタ	25,168	8,839	35.3	0	6,232	228	192	889	1,298
04	ウドンサイ	41,500	8,338	20.2	0	0	5,697	0	1,961	680
05	ボケオ	25,657	9,366	36.5	0	7,643	0	1,689	34	0
06	ルアンプラバン	66,986	20,526	30.6	13,552	0	262	192	6,151	369

県 No.	県名	世帯数	電化世帯数	電化率 %	既電化世帯の電力源					
					EDL グリッド	輸入電力	村/水力	ピコ水力	マイクロセル	マイクロ
07	ホムン	41,621	21,664	52.1	0	8,485	3,272	9,723	184	0
08	サイブーリ	61,370	18,961	30.9	6,978	10,892	0	0	202	889
09	シェンガーン	34,527	10,243	29.7	4,258	0	535	3,414	1,837	199
合計		324,239	101,875	31.4	24,788	33,252	12,173	15,851	12,376	3,435

出典：JICA 調査団

### 第1ステップ

下表に示すように、北部 8 県の現在の電化率 31%は、既存の EDL グリッド延伸計画、本調査のオフグリッド小水力発電計画(Pre-FS 分)による電化、村落水力ポテンシャル地点の電化及び既存のピコ水力・SHS の設置計画を加えることにより、電化率 51%程度まで上昇する。

未電化世帯における既存電化計画実施電化世帯数及び電力源内訳

県 No.	県名	世帯数	電化計画実施後電化世帯数	電化計画実施後電化率 %	既存電化計画、本調査オフグリッド Pre-FS 及び VH ポテンシャルサイト					
					EDL (ショートタームプラン)	EDL (ロングタームプラン)	JICA オフグリッド Pre-FS	村落水力電化サイト	ピコ水力計画	SHS 計画
02	ホムン	27,410	8,451	30.8	2,951	0	527	1,035	0	0
03	ルアンナムタ	25,168	9,966	39.7	912	0	0	215	0	0
04	ウトンサイ	41,500	14,502	35.0	5,723	0	0	441	0	0
05	ホムタ	25,657	14,592	56.9	2,638	746	52	711	0	1,079
06	ルアンブーラン	66,986	27,699	41.4	4,707	0	676	1,481	0	309
07	ホムン	41,621	25,354	60.9	1,932	572	0	1,186	0	0
08	サイブーリ	61,370	42,234	68.8	7,418	8,524	0	489	415	6,427
09	シェンガーン	34,527	22,542	65.3	10,918	0	334	781	0	266
合計		324,239	165,340	50.9	37,199	9,842	1,589	6,339	415	8,081

出典：JICA 調査団

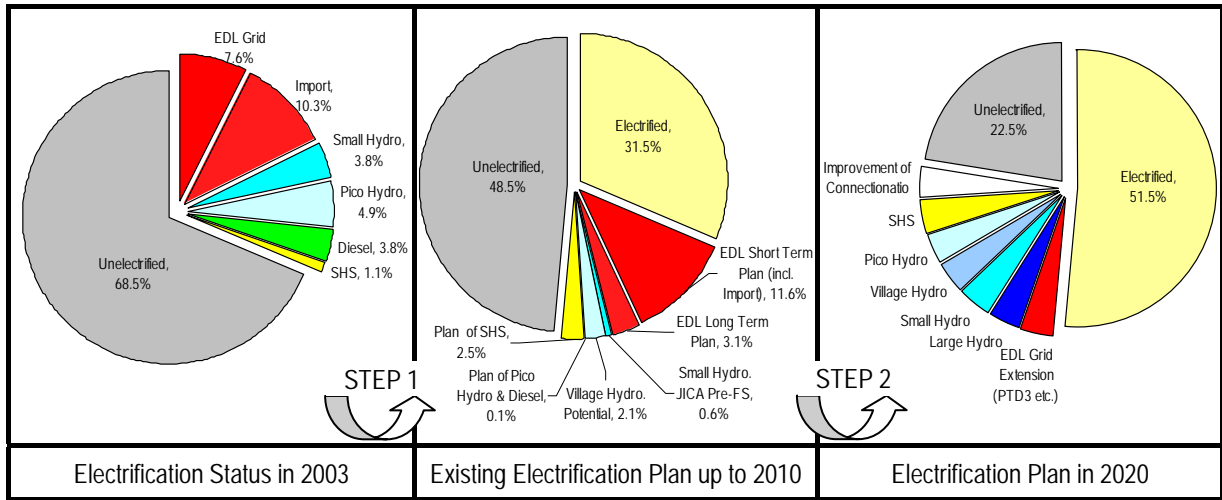
### 第2ステップ

ラオス国家の目標である 2020 年世帯電化率 90%の達成のために必要な北部 8 県の世帯電化率は 77%である。上記の既存の電化計画等の後の電化率を 51%から 77%に引き上げるために、以下の電源が考えられる。

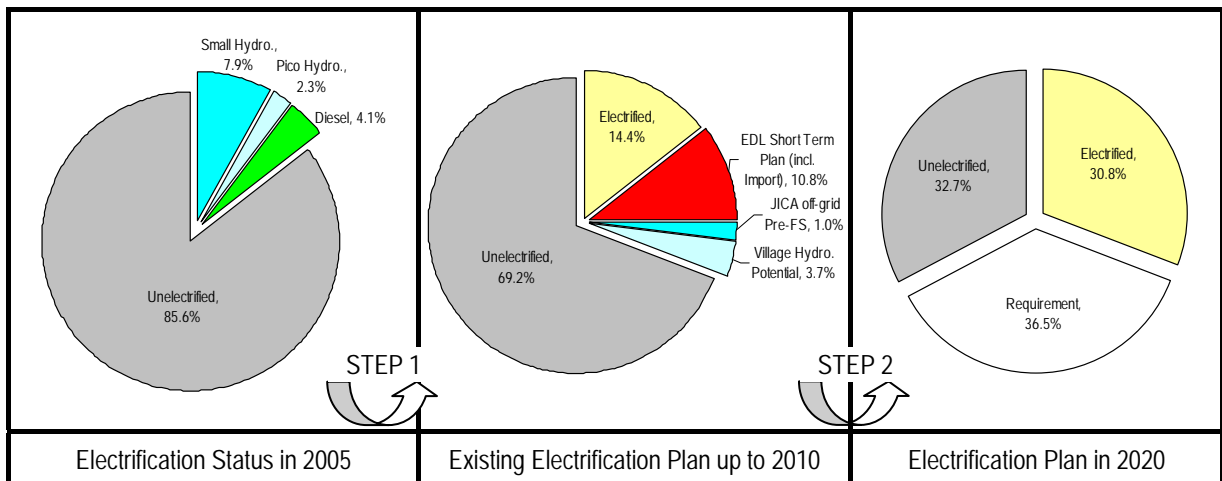
- a. EDL グリッド延伸計画(PTD3、県独自の延伸計画等)
- b. ラオス北部地域での大水力発電による近傍村落の電化
- c. 小水力発電
- d. 村落水力発電
- e. ピコ水力発電
- f. SHS

現況および第 1 ステップと第 2 ステップにおける、北部 8 県総合と各県における電化状況、既存計画および目標電化率達成のための指標を次図に示す。

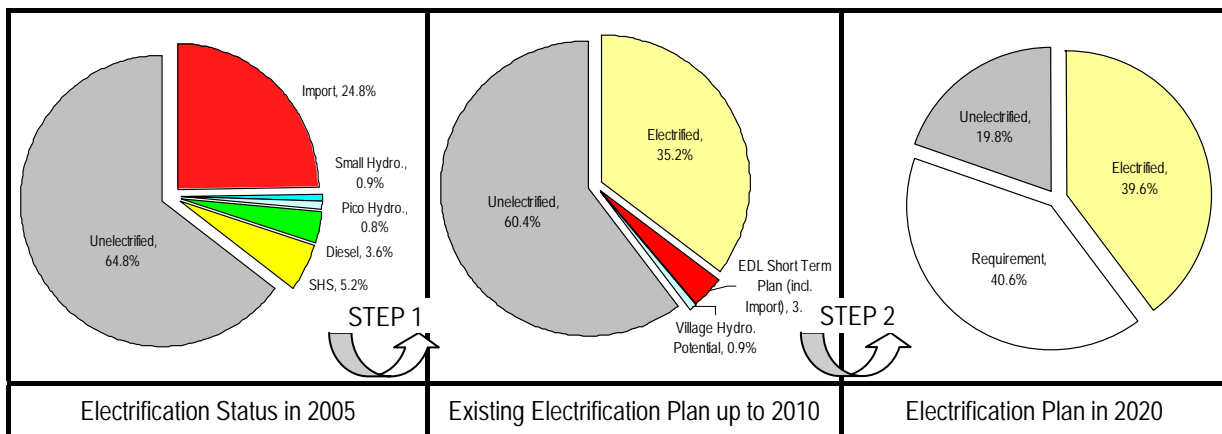
北部 8 県総合



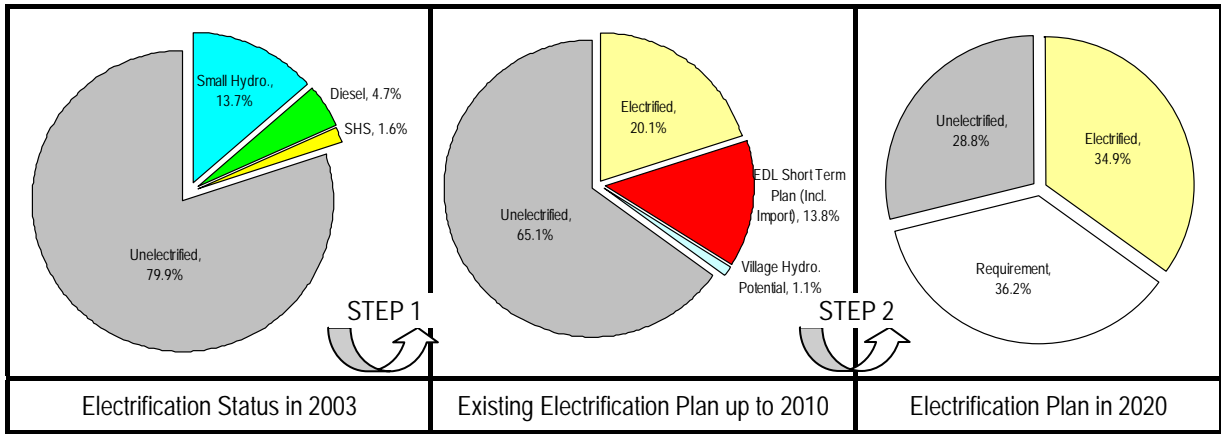
1. ボンサリ県 Phongsaly Province



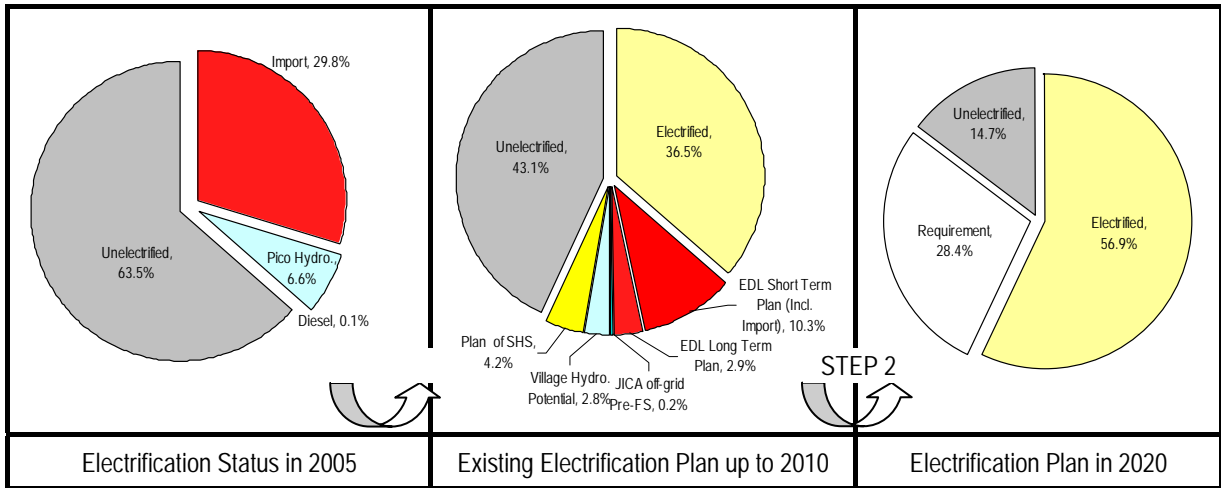
2. ルアンナムタ県 Luangnamtha Province



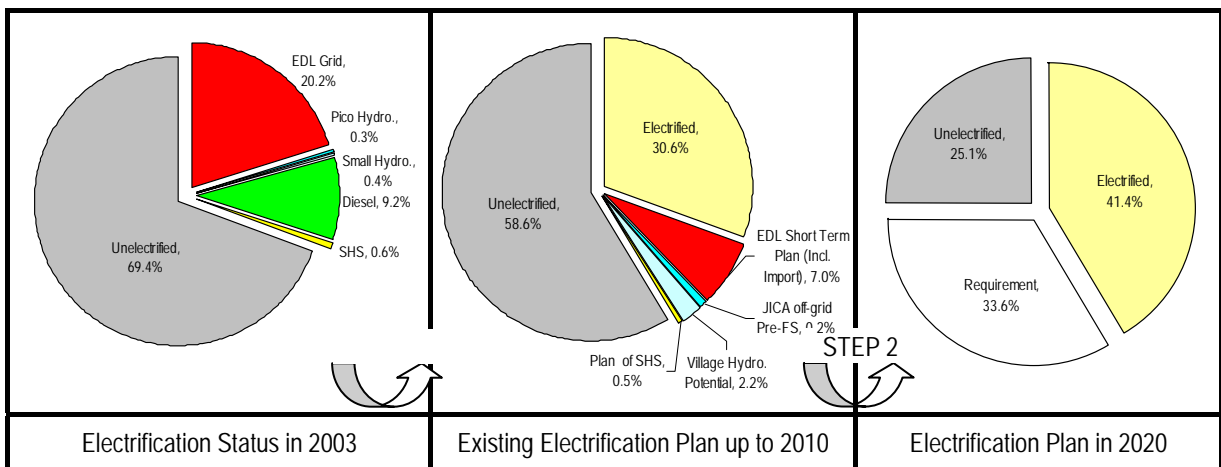
3. **ウドンサイ県 Oudomxay Province**



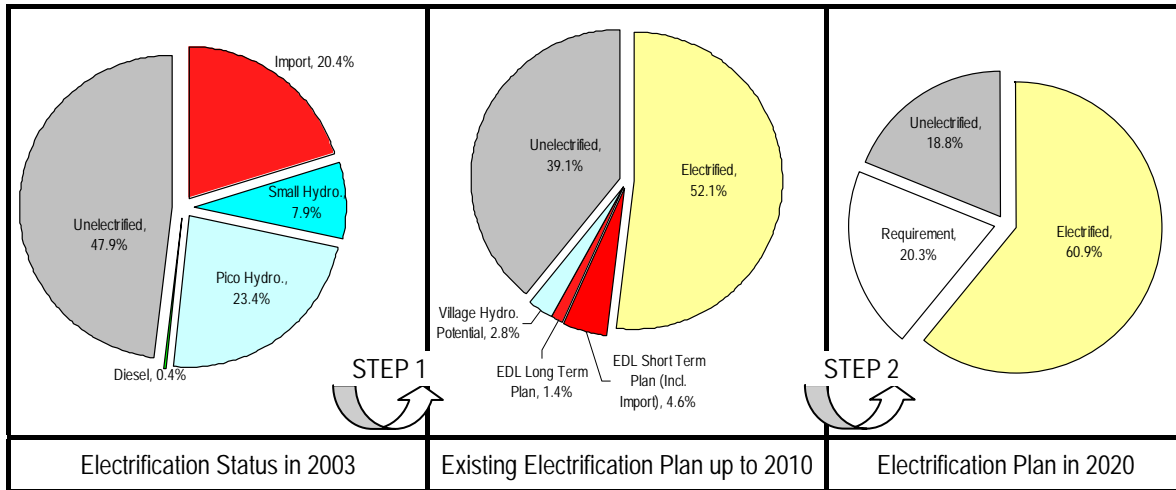
4. **ボケオ県 Bokeo Province**



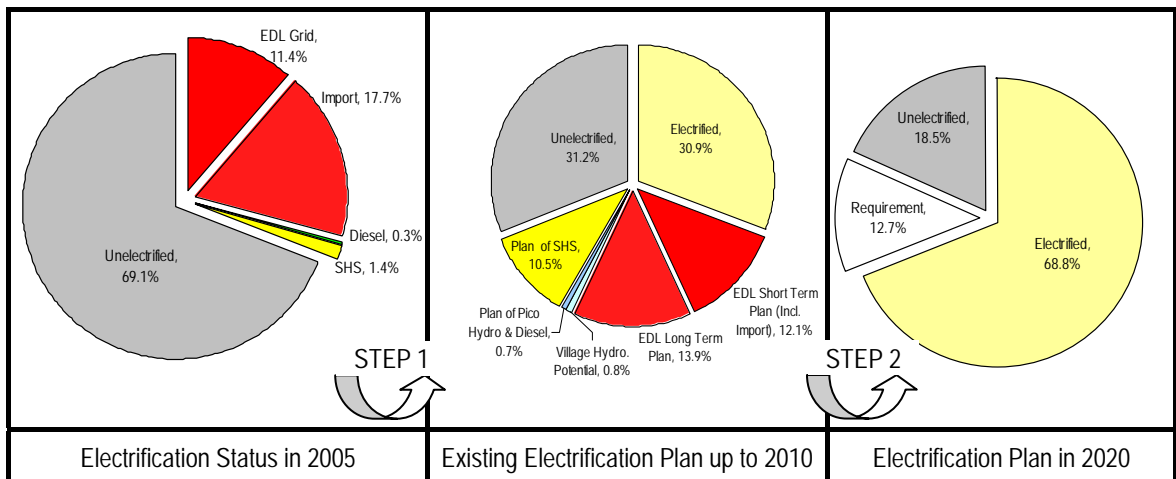
5. **ルアンプラバン県 Luangphrabang Province**



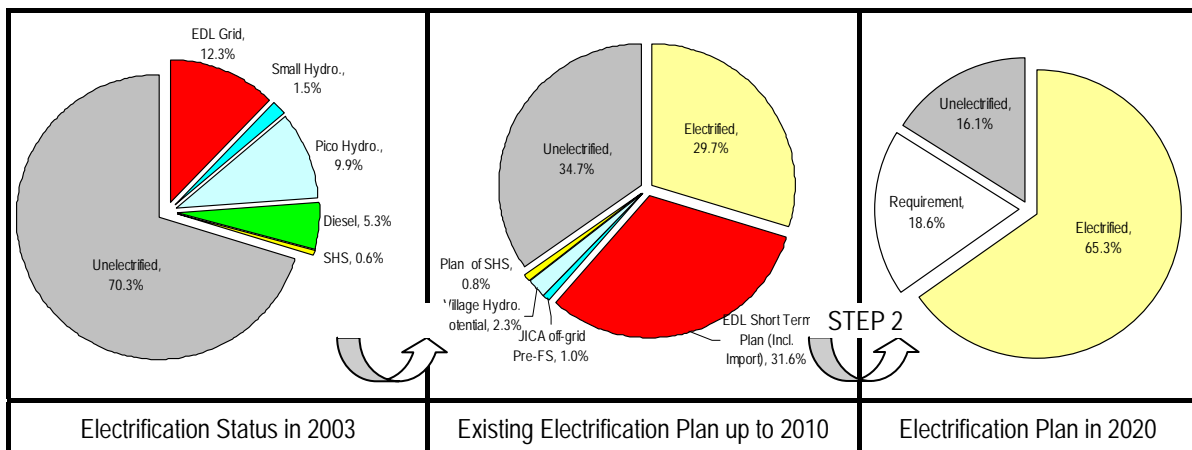
6. **ホアバン県 Huaphanh Province**



7. **サイナブリ県 Xayabury Province**



8. **シェンクアン県 Xiengkhuang Province**



(2) 地方電化目標達成に必要な概算事業費用の算定

第1及び第2ステップの目標電化率を達成するために必要となる概算費用の算定を行った。ここで、第2ステップでの電化手段は未定であるが、次の2ケースについて算定した。

ケース1：第2ステップでの電化を、世銀が実施している OPS プログラムの SHS で実施。

ケース2：第2ステップでの電化を、EDL 送電線延伸で実施。

概算事業費算出の検討条件及び集計結果を下記に示す。

EDL グリッド延伸による未電化村落の電化計画としては、現在予算が確定している PTD 2(2007 年程度まで)及びその他既存のグリッド延伸計画にのみ限定し、PTD3 については、規模及び範囲が確定していないので考慮しない。また、EDL グリッド延伸による1世帯あたりの電化費用は、PDP2004-13 に示されている SPRE2、SPRE3、PTD2 及び PTD3 の合計電化費用と電化対象世帯数に基づき、US\$1,610/世帯とした。

本調査にて Pre-FS 実施中であるオフグリッド水力発電計画6サイトは、ボケオ県の Nam Hat 2 以外の5サイトについて考慮し、それぞれ積算された建設費を概算費用に見込む。

Pre-FS 実施中のオフグリッド水力発電計画以外に、10~20kW 程度の村落水力発電計画ポテンシャルサイトとして抽出されたものは、村落水力として計上する。建設費は、現在世銀が実施中である OPS プログラムの村落電化の1軒当たりの建設費用(US\$227)とした。

現在、各村落に存在するピコ水力、SHS 及びディーゼル発電の計画がある場合、これを電源として建設費を計上した。建設費は現在世銀が実施中である OPS プログラムの SHS の1軒当たりの建設費用(US\$279)とした。

村落数は、2003 年から変化しないものとし、各村落の世帯増加率は、EDL の PDP 2004-13 の値を使用した。

2020 年時点での各県世帯数、第2ステップでの必要電化世帯数及び投入後の電化率を以下に示す。

県 No.	県名	世帯数 (2020)	STEP2 投入必要家屋数 (2020)	STEP2 後の目標電化率(%)
02	ボンサリ	35,304	23,472	67
03	ルアンナムタ	32,416	16,294	80
04	ウドンサイ	55,610	33,132	71
05	ボケオ	33,046	16,291	85
06	ルアンブラバン	89,761	46,460	75
07	ホアバン	55,772	19,957	81
08	サイナブリ	79,045	42,409	82
09	シェンクアン	46,266	24,284	84
合計		427,221	222,299	77

2020 年電化目標達成のための概算事業費(ケース1)

ここで算出された概算合計事業費は US\$140 百万であり、第2ステップにおける SHS 投入費

用は US\$32 百万である。

単位：US\$

県 No.	県名	世帯数	電化計画実施後電化率 %	既電化世帯の電力源別概算事業費(STEP1)						77%電化に必要な事業費 (STEP2)	合計事業費
				EDL(ショートタームプラン)	EDL(ロングタームプラン)	JICA 初 Pre-FS	村落水力電化サイト	小水力計画	SHS 計画		
02	ボーン	35,304	67.3	6,119,430	0	1,786,140	300,270	0	0	3,595,461	11,801,300
03	ルアンナムタ	32,416	80.2	1,891,196	0	0	62,861	0	0	3,675,057	5,629,114
04	ウトンサイ	55,610	71.2	12,346,800	0	0	134,143	0	0	5,619,826	18,100,770
05	ボク	33,046	85.3	5,470,368	1,546,965	229,360	207,879	0	387,741	2,617,340	10,459,654
06	ルアンゾラボン	89,761	74.9	10,154,882	0	859,392	450,491	0	115,523	8,408,336	19,988,623
07	ホアバン	55,772	81.2	4,168,097	1,234,033	0	360,757	0	0	3,161,398	8,924,285
08	サイブリー	79,045	81.5	15,382,558	17,676,048	0	142,972	121,336	2,309,555	2,805,713	38,438,182
09	シェンクワン	46,266	83.9	23,554,493	0	462,633	237,565	0	99,447	2,396,816	26,750,954
	合計	427,221	77.0	79,087,824	20,457,046	3,337,525	1,896,938	121,336	2,912,266	32,279,946	140,092,881

出典：JICA 調査団

### 2020 年電化目標達成のための概算事業費(ケース 2)

北部 8 県の世帯電化率を第 2 ステップにて 51% から 77% に引き上げるための電化を SHS ではなく、グリッド接続により実施する場合の概算合計事業費は US\$186 百万程度になり、SHS による電化の約 6 倍である。

また、各郡の電化計画を、GIS マップを利用して EDL の電化計画情報に本調査の小水力発電計画をインプットした。また、本計画の対象外である村落水力電化ポテンシャルサイトについても、マップスタディーを実施し村落水力電化の候補村落をプロットした。県別 GIS マップは添付資料に示す通りであり、今後の EDL のグリッド延伸計画、世銀 OPS プログラムの SHS 及び村落水力電化(VH)地点選定、また、各県及び郡の今後の電化計画にも有効な情報となると判断する。

## 3.2 小水力地方電化マスタープランの継続的更新

前記の地方電化計画の第 1 と第 2 ステップにおいて、本調査における小水力発電計画で電化率向上に貢献できる事項を次に示す。ここでは、ラオス北部 8 県の山岳部の村落分散状況、1 村落あたりの世帯数(約 40)と家屋あたりの電力消費量(2010 年時点で 190W)を考慮すると、村落単位での電化が現実的な対策となる可能性が高いと考えられる。よって、小水力発電の範囲を 10~20kW 程度の村落電化も含めて考察する。

### (1) 第 1 ステップ

第 1 ステップにおいて、電化率を 31% から 51% に向上するための小水力発電分野として求められることは、次に挙げる 2 点である。

オフグリッド電化計画として Pre-Fs を実施した 6 発電計画のうち、県の送電線延伸計画が確定した Nam Hat 2 以外の 5 発電計画を確実に実施する。Nam Ou Neau、Nam Likna、Nam Xeng、Nam Chong については、経済財務分析の結果、ディーゼル発電の

投入や送電線を延伸する場合よりも小水力発電による電化がより経済的であるという結果となった。これらの計画については、現計画に基づいたFSの実施が待たれる。

ただし、Nam Xan 3 については、送電線延伸の方が経済的という結果となった。よって、現小水力計画地点での再調査の実施による、建設コストの削減を考慮した、より適した設計の可能性を検討する必要がある。もしくは、Nam Xan 3 計画地点では、発電所を下流に移動することで、落差が1,000m確保でき、MW 級又は100kW 級の発電所を数段建設して、EDL グリッド増強の水力開発に切り替える可能性も検討の余地がある。

マップスタディーで特定した、村落電化ポテンシャルサイトの現地での確認、実施計画作成及び建設工事を促進する。村落電化ポテンシャルサイト位置は、各県のGIS マップに示した。水力による村落電化は、世銀のOPS プログラムの対象となっている。DOE の地方電化課に説明し、各県ESCO による現地調査および村落調査の実施を促すことは村落電化の実現のために有効である。

## (2) 第2ステップ

第2ステップの電化率向上のための小水力発電分野として求められることは、小水力及び村落水力発電のDOE 及びPDIH スタッフ自らによる調査・計画・設計の促進である。

本調査で実施した北部8県における小水力発電のマップスタディーと現地踏査、ならびに11箇所のPre-FSを通してカウンターパートであるDOE 及びPDIH スタッフに、キャパシティビルディングを実施した。この基礎知識のもと、DOE 及びPDIH スタッフは、本調査でPre-FSの実施に至らなかった水力発電計画地点もしくは電力需要がある新規小水力発電計画の発掘・計画・現地調査・設計・経済財務分析を実行し、建設に繋げることで電化率向上に寄与する。この際、PDIH スタッフだけの行動では不十分な場合が考えられ、DOE スタッフの現地調査および計画立案の補助も重要である。

第1ステップにて調査を実施した村落水力開発と同様に、マップスタディーから開発地点を特定し、村落水力開発を継続して実施する。本調査にてPre-FSを実施した郡都電化計画では村落が密集していないため設備容量が100kW以下に留まった箇所があった。僻地の離散した村落電化の場合、村落間を配電線で接続するとコストが大きくなり、多くの場合が各村落単位の開発となると予想される。これらの村落水力開発ポテンシャルサイトは、PDIH のスタッフが村民からの電化依頼情報を用いる際に、PDIH と村民自身がポテンシャルの有無を確認するという、地元にも根ざした努力が必要となる。



### 3.3 小水力地方電化マスタープラン更新の留意点

#### (1) 現地地形情報中心の計画展開

本調査では、既存小水力計画報告書ならびにマップスタディーの結果に基づいて小水力発電開発候補地を選定し、現地踏査によって Pre-FS 実施計画地点を絞り込んだ。この選定過程の難点は、マップスタディーを 1/10,000 地形図もしくは同精度の GIS マップを使用して実施したため、等高線間隔が 20m もしくは 40m と大きく、マップスタディーで推定された落差が、現地踏査時に半減したケースも見られ、再度現地で候補地探しをすることが少なくなかった。今後、小水力発電計画を進めるにあたり、5m 単位での落差が計画の経済性に大きく影響を及ぼすことを見据え、地形図情報のみに頼らず、PDIH 等からの現地情報を収集し、現場地形情報重視での発電計画が求められる。

#### (2) グリッド延伸計画との連携

本調査では、小水力発電計画候補地を選定する場合に、EDL の送電線延伸計画を基本としてオフグリッド水力発電計画候補地を選定したが、調査期間中においても延伸計画が変更されるため、延伸計画について頻繁に EDL に確認をした。今後 2006 年頃を目途に、PTD3 の 22kV 送電線計画が具体化することになるが、DOE スタッフが EDL に頻繁に確認することにより、この送電線延伸計画の把握とそれに続く各県が検討対象とする独自の送電線延伸計画をいち早く把握し、それら計画に合致したオフグリッド村落電化を実現することが重要である。本調査において得られた、PTD2 以降の県が要望する送電線延伸箇所は、可能な限り GIS マップに示した。

#### (3) 地域の気象・地形特質を考慮した発電計画

現在の各村落の電化状況を GIS マップにプロットした結果、EDL の送電線が到達していない箇所での電化手段に地域の特性が如実に現れている。降雨量の多いホアバン県では、小水力発電が多く建設されており、また、小規模なピコ水力発電もかなり多く浸透している。これに比べ、降雨量の少ないサイナプリ県やボケオ県では、SHS が急激に普及し始めている。これは、小水力発電に必要な豊富な河川流量の有無を明確に反映している。

本調査にて作成した乾季比流量マップにも示されているように、小水力発電計画は、乾季流量が比較的多い、ホアバン県、シェクアン県、ポンサリ県、ルアンナムタ県北部、ウドンサイ県北部及びルアンナムタ県北部で、有利に開発できる。このことを踏まえたうえで、村落の地形特質も考慮し、送電線が到達しない僻地村落での電化手法を選択することが効率の良い村落電化に繋がると考えられる。

# 第 4 章 小水力発電 PRE-F/S の実施

## 4.1 概要

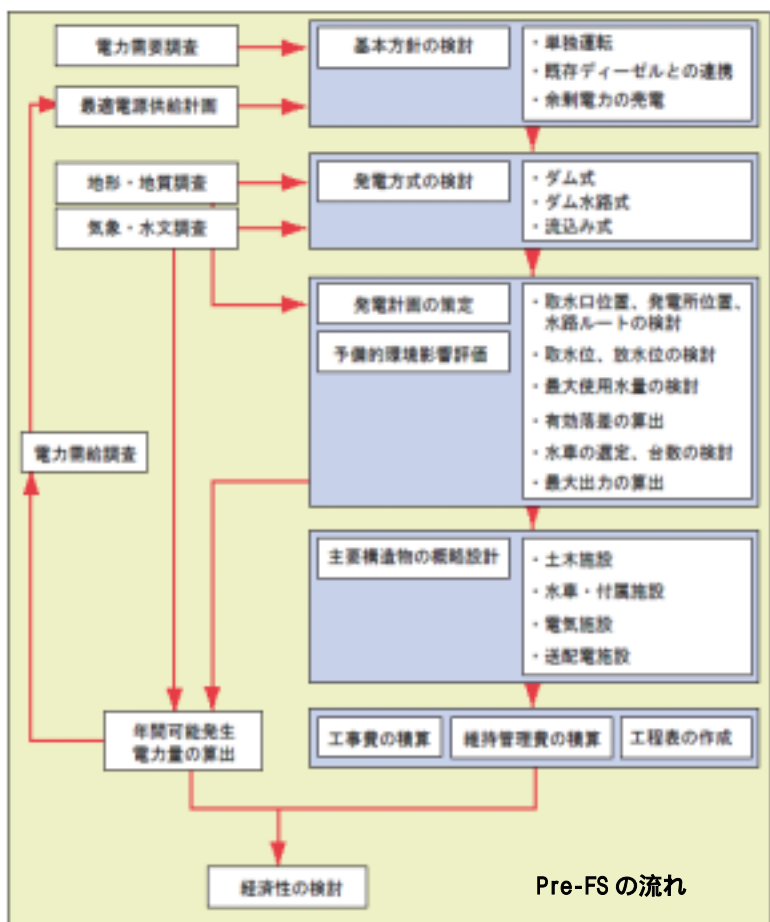
これまで調査したグリッド網整備計画、需要想定及び現地踏査結果、並びに開発優先クライテリアなどを総合的に評価し、早期開発が期待される有望小水力計画の Pre-F/S を実施した。

選定された小水力発電候補地点 11 箇所のうち、Pre-F/S を実施する MW 級など 7 箇所に対して、計画ダム地点・発電所地点・水路計画地点の地形測量、および計画ダム軸・発電所等の縦横断測量を現地再委託により実施した。また、流量観測も現地踏査時に JICA 購入資機材を用いて実施した。

本 Pre-F/S の実施する際には、100kW 級と MW 級の発電規模の違いに着目し、供給コストと電気料金収入など事業採算性確保の問題、既設配電設備を踏まえた新たな維持管理体制構築の問題など開発計画の持続性に係る要件の違いについて配慮した。

Pre-F/S での発電計画概略設計作業などに当たっては、測量を実施した地点以外については、原則 1/50,000 地形図又は 1/100,000 の地形図によることとする。

設備設計、事業費積算に当たってはラオス国で進行中の電力技術基準の制度化の内容を考慮する。経済・財務分析においては、初期コストだけでなく、運用、保守に要するコストも配慮したものとする。また、ラオス北部特有の事項に配慮した運用・保守の方法についても配慮する。



Pre-F/S における検討項目は、次に挙げるものであり、全 11 箇所のプロジェクト候補地に対し、それぞれ評価を行った。

気象・水文評価

最適電源供給計画(オングリッドにおける最適設備容量の検討等)

発電計画および概略設計(土木設備、電気・機械設備、送配電設備等)

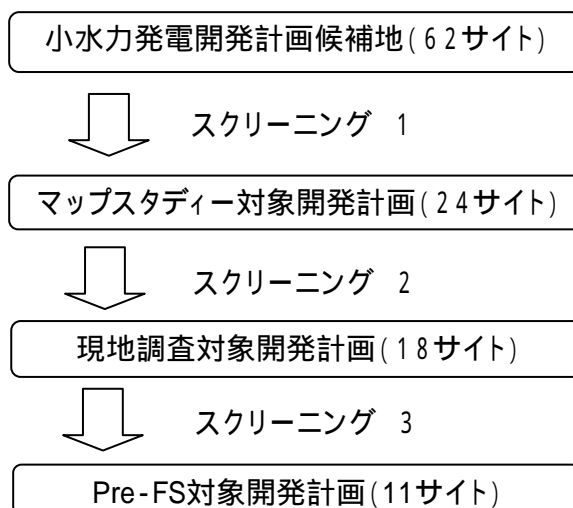
CDM 適用を含む経済/財務分析

予備的環境影響評価

## 4.2 小水力発電有望地点の選定

### (1) 概要

本調査は、ラオス北部 8 県の小水力発電候補地 62 サイト(100kW ~ 5MW)から 11 サイトの Pre-F/S を実施した。そのフローは、次の通りである。



### (2) 小水力発電開発計画候補地(62 サイト)の選定

まず始めに、未電化の郡都等のオフグリッド発電の需要地を選定し、その近傍で小水力発電候補地を探した。小水力ポテンシャルが無いとされていたボケオ県においては、需要地付近の河川状況をマップ上で検討し、新たな候補地を見出した。また、既存の小水力発電調査報告書を参考とし、輸入電力代替および主要送電線グリッドの補強としての開発の可能性がある小水力ポテンシャルサイトを選出した。これらのサイトは、合計 62 サイトとなった。

また、ラオス国では一般に、オフグリッド小水力発電の需要地として村落の規模が小さいため、近傍の村落をまとめても設備容量を本調査で対象としている最小発電量(100kW)にするには、送電線距離が極端に長くなる場合が多い。このため、建設費用が過剰となると判断さ

れた場合には、設備容量を 100kW 以下に設定するケースも検討対象とした。

逆に、MW 級の発電設備で、十分な河川流量と落差を有する小水力ポテンシャルサイトについては、輸入電力削減もしくはグリッド増強を目的として計画した。この場合スケールメリットが期待されるため、最適設備容量が本調査で対象としている最大容量(5MW)を超えるケースも検討対象とした。

### (3) スクリーニング 1 (マップスタディー対象地の選定)

マップスタディー対象地の選定にあたっては、EDL グリッド網整備計画(PTD2)や電力需給、電力輸入状況などを考慮し、各県ごとにオフグリッド小水力の開発が必要な地域(Load Center)を選定した。まず、北部 8 県における EDL 送電線 115kV 及び 22kV の既設部分と 2010 年までの延伸計画を確認しそれぞれ次図に示した。

2010 年段階で EDL の送配電線が建設される予定のない郡センターは、小水力発電対象地域(Load Center)と設定され、図中に番号で示したように次の 3 カテゴリーに分類される。

カテゴリー	2010 年段階の郡の状況	県名	郡名
1	主要な電力源が何もない。	Phongsaly	Nhot Ou, Samphan
		Bokeo	Meung, Pha Oudom
		Luangphrabang	Viengkhoue
		Xiengkhuang	Morkmay
2	既存の小水力発電以外に電力源がなく、電力不足である。	Luangnamtha	Nalae
		Oudomxay	Nga, Pakbeng
		Huaphanh	Viengthong, Huameuang, Xamtay
3	既存のディーゼル発電以外に電力源がなく、電力不足である。	Phongsaly	May, Khua
		Luangnamtha	Viengphoukha

上記の小水力発電対象地域 (Load Center)の決定にあたっては、ビエンチャンで開催した小水力発電のレクチャー実施時に、参加者の各県代表の PDIH 職員との協議、意見交換を重ね、各県の要望及び最新の電力に対する必要性を反映するものとした。

これに加え、輸入電力代替および主要送電線グリッドの補強として開発の可能性がある小水力ポテンシャルサイトは、既存送電線もしくは延伸計画がある送電線との位置関係より、その候補地を選定した。

小水力発電計画全候補地(62 地点)リストより、前述の 3 カテゴリーからなる小水力発電計画対象地域(Load Center)と、輸入電力削減もしくは EDL グリッド補強のために必要と考えられる水力ポテンシャル地点を考慮して、マップ



スタディの対象として下表中網掛けのある 24 地点を選択した。下表中の網掛けのない計画は現地踏査段階で追加した計画である。

マップスタディ対象地点一覧

Seq No.	Project Name	C/A (km2)	Spec. Dis. (l/s/kw2)	Dis. in Dry Sea. (m3/s)	Effec. Head (m)	Capacity in Dry Season (kW)	Installed Capa. (kW)	District	Province
1	Nam Nga	90	3.1	0.28	16	26	100	202 Mai	No.200 Phongsaly
2	Nam Kai	216	2.7	0.58	24	81	250	203 Khoua	
3	Nam Pok	407	3.2	1.30	80	613	150	204 Samphan	
4	Nam Likna						30	204 Samphan	
5	Nam Ou Neau	610.4	3.7	2.26	40	531	260	206 Gnod Ou	
6	Nam Boune 2						4,000	207 Bountai	
7	Nam Long	143.35	3.6	0.52	215	652	2,500	303 Long	No.300 Louangnamtha
8	Nam Pha	208	3.0	0.62	25	92	250	303 Viengphoukha	
9	Houay Song						-	304 Viengphoukha	
10	Nam Chouk						-	304 Viengphoukha	
11	Nam Heng	280	1.9	0.53	30	94	225	305 Nalae	No.400 Oudomxay
12	Nam Phak	594	2.7	1.60	100	943	5,100	403 Namou	
13	Nam Ngao	245	2.0	0.49	80	230	840	405 Beng	
14	Nam Tale	88	1	0.09	80	41	80	407 Pakbeng	
15	Nam Gnone	126	2.7	0.34	30	60	600	501 Houasay	No. 500 Bokco
16	Nam Khanoy	80	3.6	0.29	20	34	80	503 Meung	
17	Nam Chong	-	3.6	0.05	100	25	50	503 Meung	
18	Nam Polao						-	503 Meung	
19	Nam Hat	560	1.0	0.56	15	49	170	504 Pha Oudom	No.600 Luangphrabang
20	Nam Hat 2	112	1.0	0.11	50	30	120	504 Pha Oudom	
21	Houay Kouang	40	2.4	0.10	34	19	200	610 Vieng Kam	
22	Nam Mi						-	610 Vieng Kam	No.700 Houaphan
23	Nam Xeng	420	2.5	1.05	20	123	170	610 Vieng Kam	
24	Nam Peun	216	3.0	0.65	40	152	70	705 Houamouang	
25	Nam Hang	88	2.5	0.22	80	103	70	703 Viengthong	No.800 Xayabury
26	Nam Hao	419	3.0	1.26	129	951	5,000	704 Viengxay	
27	Nam Sim						8,000	704 Viengxay	
28	Nam Ngen 2	1100	1.0	1.10	20	129	610	802 Khorb	900 Xiengkhuang
29	Nam Ken	312	1.5	0.47	30	83	380	803 Hongsa	
30	Nam Lay	256.38	1.3	0.33	30	59	220	807 Paklay	
31	Nam Ham 2	100	1.0	0.10	176	103	1,000	809 Boten	900 Xiengkhuang
32	Nam Xan 3	136	4.0	0.54	60	192	120	904 Khoune	
33	Nam Chao	128	4.0	0.51	25	75	100	905 Morkmay	

(4) スクリーニング 2 (マップスタディによる現地調査対象地の選定)

小水力発電計画有望 24 地点に関する机上検討は、次の二つのグループに分割し、下記の要領で実施した。

マップスタディのグループ分け

グループ	小水力発電計画概要	計画地点数
1	オフグリッドの発電計画であり、上記の EDL の送配電線が建設されない郡を小水力発電対象地域 (Load Center) とする。	15 地点
2	EDL の送配電線が既存または建設予定の地域で、水力ポテンシャルが高い小水力発電計画地点を選択し、EDL のグリッドに接続することにより、EDL グリッドの補強もしくは、輸入電力の代替を目的とする。	9 地点

グループ 1 として選定した Load Center について、想定需要に見合った小水力発電計画候補地点を選定した。その選定された地点に対して流量及び落差等の発電計画上の基礎データを試算して発電計画の概要を策定し、施工上の条件及び経済性の概略評価、開発優先クライテリアなどに照らして開発が有望な地点を選別した。

次に、グループ2として選定した計画地点に関しては、EDL グリッド補強のためのグリッドへの接続と近隣国からの電力輸入量削減を目的とした。

現地踏査を実施する 18 地点を選定は、下記事項をポイント制で評価し、トータルポイントの高い開発地点を選定した。また、県別の著しい偏りがないよう配慮した。

設備容量 1kW 当りの建設費

電化の目的(未電化地区の電化、既存小水力発電の補強、ディーゼル発電の代替、EDL 系統電力の補強、近隣諸国からの輸入電力の代替)

乾季における発電能力と需要とのバランス

サイトへのアクセスの容易さ

小水力発電用水の下流域での灌漑の可能性

マップスタディーの結果、グループ1から11地点、グループ2から選定された7地点の合計18地点が現地調査対象地点として選定された。

(5) スクリーニング3(現地踏査による Pre-F/S 対象地の選定)

マップスタディ調査の結果選定された18箇所の他、現地踏査中に確認された新たな小水力発電候補地6箇所を追加して、現地踏査を実施した(右表参照)。2004年の11月から12月にかけて実施された現地踏査では、調査団とDOEの合同チーム2組が別々に全19箇所を調査した。また、調査団員の入域が許可されていなかったホアパン県およびシェンクアン県の4箇所についてはDOEが単独で実施した。

No.	Project Name	District	Province	Demand Area	Site Recon by
3	N. Pok	Samphan	Phongsaly	D.C.	3rd Field (A)
4	N. Likna	Samphan		D.C.	3rd Field (A)
5	N. Ou Neau	Gnod Ou		D.C.	3rd Field (A)
6	N. Boune 2	Bountai		Grid	3rd Field (A)
7	N. Long	Long	Louangnamtha	Grid	3rd Field (B)
8	N. Pha	Vienhphoukha		D.C.	3rd Field (B)
9	H. Song	Viengphoukha		D.C.	3rd Field (B)
10	N. Chouk	Viengphoukha		D.C.	3rd Field (B)
11	N. Heng	Nalae		D.C.	3rd Field (B)
13	N. Ngao	Beng	Oudomxay	Grid	3rd Field (B)
15	N. Gnone	Houasay	Bokeo	Grid	3rd Field (B)
16	N. Khanoy	Meung		D.C.	3rd Field (B)
17	N. Chong	Meung		D.C.	3rd Field (B)
18	N. Polao	Meung		D.C.	3rd Field (B)
19	N. Hat	Pha Oudom		D.C.	3rd Field (B)
20	N. Hat 2	Pha Oudom		D.C.	3rd Field (B)
21	H. Kouang	Vieng Kam		Luangphrabang	D.C.
22	N. Mi	Vieng Kam	D.C.		3rd Field (A)
23	N. Xeng	Vieng Kam	D.C.		3rd Field (A)
26	N. Hao	Viengxay	Houaphan	Grid	DOE
27	N. Sim	Viengxay		Grid	DOE
29	N. Ken	Hongsas	Xayabury	Grid	4th Field
31	N. Ham 2	Boten		Grid	DOE
32	N. Xan 3	Khoune	Xiengkhuang	Sub .C.	DOE

現地踏査では、調査の内容、精度および範囲を均一に保つため、土木調査、送配電線ルート調査、村落社会調査および環境分野それぞれの調査票を作成するとともに、踏査先の郡都や村落で用いるプロジェクト説明資料も準備した。

現地踏査の結果に基づき、マップスタディーで想定していた発電計画のための落差、河川流量、地形、周辺の村落状況、電力需要地である郡センターの電化状況等についての情報を明らかにし、これを総合評価することにより、Pre-F/S の対象地を選定した。なお、Pre-F/S を実施する地点の数量は10箇所と指示されていたが、DOEとの協議の結果、11箇所に増やした。

### 4.3 小水力発電 Pre-F/S の計画と設計

現地調査の結果選択された 11 サイトの小水力発電計画を下表に示す。Pre-F/S は調査団と DOE とが分担して実施した。調査団は Pre-F/S の計画・設計に先立ち、この両者の計画・設計の整合性および均一性を確保するために、計画・設計基準とプログラムを準備した。

Pre-F/S 実施地点一覧

Category	Project Name	District	Province	Demand Area	Map Study	Topo Survey	Socio Survey	Gauge Installation	Pre-F/S
U	N. Likna	Samphan	Phongsaly	D.C.	-	-	O	-	S/Team
U	N. Ou Neau	Gnod Ou		D.C.	O	EL only	O	O	S/Team
S	N. Boun 2	Bountai		Grid	-	O	-	-	S/Team
S	N. Long	Long	Louangnamtha	Grid	O	O	-	O	S/Team
I	N. Gnone	Houasay	Bokeo	Grid	O	O	-	O	S/Team
U	N. Chong	Meung		D.C.	-	-	O	-	S/Team
U	N. Hat 2	Pha Oudom		D.C.	-	-	O	-	DOE
U	N. Xeng	Vieng Kam	Luangphrabang	Pak Um	O	O	O	O	DOE
I	N. Sim	Viengxay	Houaphan	Grid	-	O	-	-	DOE
I	N. Ham 2	Boten	Xayabury	Grid	O	O	-	-	DOE
U	N. Xan 3	Khoune	Xiengkhuang	Ngan	O	-	O	-	DOE

Note: I: Import, D: Diesel, U: Unelectrified, AH: Hydro, S: Extension

#### (1) 小水力発電計画

Pre-F/S 対象となる有望地点には、近傍の村落群に電力を供給するオフグリッド型と、グリッドに接続するグリッド型とがあり、それらの計画手法は異なるため、2 種類のプロシージャーを用意した。

No.	分類	説明
1	オフグリッド型小水力発電計画	オフグリッド型小水力発電計画は、ミニグリッドを構築し、郡都とその周辺の村落に電力を供給することを目的としており、その適性開発規模はシステムのピーク電力負荷と水流量のバランスによって決定される。 この際、計画の供給面の目安となる水流量は 95% 流量とし、需要面の原単位となる各世帯のピーク負荷(標準ピーク時間 4 時間)を、既存の Nam Mong 水力の電力消費パターンを参考に 190W/HH と規定するとともに、オフピーク(ベース)負荷をピークの 40% と仮定している。また、接続率を全世帯数の 80% と仮定し、過大な開発規模にならないように留意した。
2	グリッド型小水力発電計画	比較的大規模なグリッド型小水力発電計画は EDL グリッドに電力を供給し、その増強もしくは輸入電力の削減を目的としているため、発電した電力は全てグリッドによって吸収されることを前提とした。従い、その最適規模は電力需要から一義的に確定するものではなく、規模の異なる何ケースかの検討から最も発電単価 (UScent/kWh) の安価なものを最適とした。そのため、全ケースの発生電力量シミュレーションの他に Pre-F/S 設計および積算を実施した。

なお、水文解析は、全ての Pre-F/S 地点において水文データが存在しないことから、データが存在する他流域(Nam Ou と Nam Souang)の流量から流域比および降雨量比を用いて当該地点の年間日流量を想定した。この際、Nam Ou、Nam Souang の各年の流況曲線を作成し、それぞれの標準年流況曲線を選定し平水年の日流量を選定した。ただし、Nam Sim 発電計画に関しては、過去に FS レベルの調査が実施されており、DOE が所有していた近傍流量観測所の流量データから作成した計画サイトの日平均流量を利用した。このようにして得られた日平均流量を用いて、年間発生電力量シミュレーションを行った。

### (2) Pre-F/S 設計

以上の概略計画に基づいて、11 地点の Pre-F/S 設計(調査団：6 地点、DOE：5 地点)を実施した。設計に当たっては、調査団作成中の小水力発電計画マニュアルに記載される基準を用い、それに沿って主要水路構造物の概略寸法を決定するプログラムを調査団側で準備した。同プログラムもカウンターパートの能力向上に資することを目的としており、その計算方法については詳細な解説を行った。

取水堰越流部の設計洪水流量は、現在ラオスで実施中の JICA 電力標準化マニュアルに従い、100 年確率洪水量を採用した。しかし、本調査内のオフグリッド型発電計画は、設備容量が 30kW~264kW と小さく、取水堰を設計する河川断面も比較的小さい。これらの河川に 100 年確率洪水量を対象とした洪水吐をレイアウトする場合、不必要な地山掘削と現況河川に馴染まない構造物のレイアウトになる。よって、オフグリッド型小水力発電計画に限り、設計洪水流量を 50 年確率洪水量とした。

### (3) Pre-F/S 積算

Pre-F/S レベルの概略設計が終了した案件については数量計算および積算を実施した。数量計算は基本的に設計図を基にした計算によって行われているが、グリッド型小水力計画の設備容量の最適設計の際に、調査団は概略的な数量計算用に数式による数量計算プログラムを準備し活用した。同プログラムもまた DOE の能力向上に資するよう解説を行った。

なお、積算で用いた単価は、ラオス国において実施された過去の水力発電プロジェクトの実績および、灌漑局や各北部 8 県の所有する建設単価を参考にして作成した。機電関係のコストは、EDL より過去の小水力発電建設時の費用を入手し、これを参考として見積もった。

### (4) Pre-F/S 計画・設計の結果

Pre-F/S の計画・設計の結果として、各地点の諸元(案)を示す。Pre-F/S の結果としては、その発電単価が発電計画を評価する一つの指標になるが、その地理的状況を踏まえた上で、ディーゼル発電による電化計画および既存送電線網からの送電線延伸計画との経済性比較も実施した。次表に各発電計画の計画概要および建設コストを示した。

Pre-F/S の諸元(案)と進捗

Seq. No.	Project Name	Total No. of HH	Design Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Effec. Head (m)	Inst. Cap. (kW)	Effec. Ann. Energy (MWh)	Const. Cost (US\$)	Gener. Cost (c/kWh)	Pre-F/S
4	N. Likna	154	0.37	12	30	106	198,273	24.70	S/T
5	N. Ou Neau	1,549	1.90	20	260	1,026	1,587,867	20.20	S/T
6	N. Boun 2	Grid	3.90	129	4,000	25,500	5,823,581	2.44	S/T
7	N. Long	Grid	1.35	238	2,500	15,269	3,515,003	2.48	S/T
15	N. Gnone	Grid	1.55	42	600	2,669	1,275,232	5.18	S/T
17	N. Chong	270	0.12	62	50	119	229,360	25.80	S/T
20	N. Hat 2	693	0.37	48	120	457	1,018,823	29.20	DOE
23	N. Xeng	629	1.64	10	110	416	859,392	29.80	S/T
27	N. Sim	Grid	6.71	148	8,000	31,673	6,502,610	2.20	DOE
31	N. Ham 2	Grid	0.78	170	1,000	5,794	1,888,824	3.53	DOE
32	N. Xan 3	431	0.41	29	80	293	462,633	20.80	DOE



## 4.4 CDM 検討を含む経済・財務分析

### (1) 財務分析

グリッド型の場合、プロジェクト・ライフを 30 年とし、EDL への売電による収入(売電単価 4.5 セント/kWh)を便益とした。Nam Gnone を除く 4 件が、財務的観点から見て合理的な水準にある。特に、Nam Boung 2 および Nam Sim、Nam Long の場合、発電単価が 2 セント台前半であるうえに、FIRR も 18%を超えるなど非常に良好な値を示している。

一方、オフグリッド型では、プロジェクト・ライフを 20 年とし、住民への売電収入を便益とした。住民への売電単価および接続料金は、地区別に社会調査によって算定された 80%の世帯が WTP を持つ価格水準に設定した。また、ラオスにかかわらず、オフグリッド地方電化案件に共通することではあるが、財務面から見ると全ての案件が不採算であることがわかる。発電単価は軒並み 20 セント/kWh を超えている。

経済・財務分析結果

項目	グリッド型					オフグリッド型					
	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim	Nam Likna	N. Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
発電単価 (セント/kWh)	2.44	2.48	5.18	3.53	2.20	24.7	20.2	25.8	29.8	20.8	29.2
FIRR	21.4%	18.9%	5.5%	11.4%	22.0%	-8.08	-6.9%	-10.8%	-11.3%	-7.5%	-12.8%
EIRR	24.9%	25.4%	7.9%	14.9%	28.1%	10.54	11.8%	9.4%	7.2%	10.8%	5.5%

### (2) 経済分析

グリッド型の場合、グリッド接続前は輸入電源の代替、グリッド接続後は EDL グリッドにかかる発送電の追加費用代替(長期限界費用)を便益とした。Nam Gnone を除く 4 件については、EIRR がラオス国における資本の機会費用 10%および ADB の基準 12%の双方を大きく上回っている。特に、Nam Boung 2 および Nam Sim、Nam Long の 3 件の場合、EIRR が 20%を大きく超える非常に良好な値を示しており、経済的に見て非常に良好なプロジェクトであることが確認できた。

一方、オフグリッド型は、社会調査によって算定された電力料金・接続料金に対する平均 WTP を便益とした。その結果、Nam Likna、Nam Ou Neua、Nam Xan 3 の 3 件の EIRR が 10%を超えており、経済的に見て妥当であることが確認できた。ただし、ADB 基準である 12%より下回っている。その他、Nam Chong についても EIRR が 9.42%と概ね良好であるが、Nam Xeng (7.19%)、Nam Hat 2 (5.47%)については経済的にみて妥当でないと判断できる。

### (3) 代替電源との費用比較

対象となった 6ヶ所のうち、Nam Likna、Nam Ou Neua、Nam Chong、Nam Xeng の 4 サイトについては、オフグリッド小水力の供給単価のほうが、ディーゼルおよびグリッド延伸よりも安いことが証明できた。一方、グリッドまでの距離が近い Nam Xan 3 および Nam Hat 2 につ

いては、グリッド延伸のほうが安価であることが判明した。なお、Nam Xan 3 については、本調査による Pre-F/S 終了後、EDL によるグリッド延伸事業の実施が決定している。

各代替案の供給単価比較

(単位: セント/kWh)

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
オフ・グリッド小水力	○ 24.74	○ 20.15	○ 25.82	○ 29.83	20.79	29.23
ディーゼル発電機	35.29	41.67	40.77	37.64	35.67	39.44
グリッド延伸	27.45	29.34	37.21	31.89	○ 17.17	○ 17.55

(4) 優先プロジェクトの選定

Pre-F/S を実施した 6 件のうち、Nam Gnone については財務・経済面からみて妥当であるとは判断されなかったため対象から除外。Nam Sim、Nam Boung 2 については、周辺地域の需要が小さいため、グリッド接続までの間の収入が小さく輸入代替効果も小さい。そのため、発電所の稼働開始は 115 kV 送電線が完成しグリッドとの接続が予定されている 2015 年 (Nam Sim)、2010 年 (Nam Boung 2) を待つ方が財務面・経済面からみてよいと判断された。一方、Nam Long、Nam Ham 2 については周辺需要が大きく、グリッドが延伸される前からある程度の収入および輸入代替効果が期待できる。このうち、FIRR、EIRR がより高い Nam Long が最優先プロジェクト、Nam Ham も優先プロジェクトであると判断できる。

グリッド型水力の優先プロジェクト

優先プロジェクト	Nam Long (2,500 kW: Luang Namtha 県)、Nam Ham 2 (1,000 kW: Bokeo 県)
実施候補プロジェクト	Nam Boung 2 (4,000 kW: Phongsaly 県)、Nam Sim (8,000 kW: Huaphanh 県)
対象外プロジェクト	Nam Gnone (600 kW: Bokeo 県)

6 件の内グリッド延伸の方が安価であると判断された Nam Xan 3、Nam Hat 2 は、事業を実施する必要がないと判断される。その他の 4 件の内、EIRR がラオスにおける資本の機会費用 (10%) を上回っている Nam Ou Neua、Nam Likna が優先プロジェクトとして選定できる。双方ともラオス政府が策定した国家貧困削減計画において優先郡として指定された 45 郡に含まれている上に、社会調査の結果から電力を利用した生産活動を通じた生計向上も期待できることが分かっている。貧困削減を主目的とするのであれば、より貧しい Gnot Ou の近傍に位置する Nam Ou Neua が最優先プロジェクト、住民の支払い能力・意志額を重視するのであれば Sampanh に近い Nam Likna の実施が優先されると判断できる。

オフ・グリッド型水力の優先プロジェクト

優先プロジェクト	Nam Ou Neua (260 kW: Sampanh 県)、Nam Likna (30 kW: Sampanh 県)
実施候補プロジェクト	Nam Chong (50 kW: Bokeo 県)、Nam Xeng (110 kW: Luangprabang 県)
対象外プロジェクト	Nam Xan 3 (80 kW: Xiengkhuang 県)、Nam Hat 2 (120 kW: Bokeo 県)

(5) CDM 適用における財務便益

本調査では、CDM 適用による効果として、CDM クレジットの有無による感度分析を下表のように実施した。但し、感度分析はオングリッド・オフグリッドにおいて GHG 削減効果が顕著である Nam Ham2 および Nam Ou Neua・Nam Likna に対して行っている。また、Nam Ham2 および Nam Ou Neua については、CDM 実施の際の申請書類(PDD)を SUPPORTING REPORT に作成・添付している。

検討ケース	Nam Ham 2		Nam Ou Neua		Nam Likna		Ou Neua + Likna	
	FIRR	NPV	FIRR	NPV	FIRR	NPV	FIRR	NPV
ベース・ケース	11.44%	-	-6.87%	-	-8.08%	-	-7.00%	
CDM クレジットあり (前払いなし)	12.38%	+115,154	-6.42%	+6,951	-9.33%	-19,695	-6.57%	+10,225
CDM クレジットあり (50%の前払いあり)	13.36%	+200,400	-6.59%	+24,996	-9.54%	-21,554	-6.70%	+30,128

注：感度分析では、ベースケースは CDM 適用なしの場合であり、クレジット 21 年間分の CDM クレジットの 50%を前払いで受け取るケース、前払いを受けない通常通りケースの 2 通りについて分析を行った。CDM 適用のコストとしては、有効化審査費用、CDM 事業登録費用、検証・認証費用を考慮している。

## 4.5 村落社会経済調査

### (1) 調査の概要

オフグリッド型小水力発電候補地点の近隣に位置する郡センター 8ヶ所を対象として、村落社会経済調査を実施した。各郡センター内に位置する 3~6 村において合計 60 世帯に対してインタビューを実施し、全体で 30 村の村落データおよび 480 世帯の世帯データを収集した。

### (2) 電力料金に対する支払い能力 (Ability to Pay: ATP)

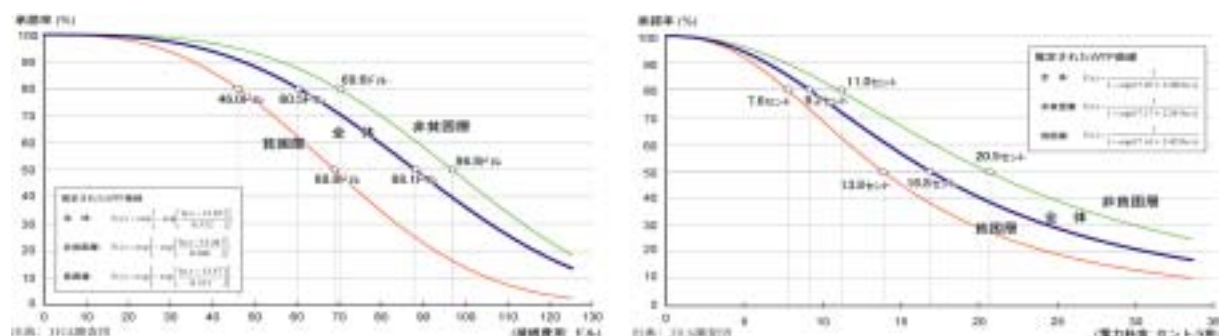
本調査では、各世帯の支出・消費に関するデータを収集した。推計された支出データ、光熱費に対する支出などから、総支出額の 5%~10%が電力料金に対する支払い可能額(Ability to Pay: ATP)であると設定した。その結果、各地区の ATP は以下の通りに算定された。

各地区の電力料金に対する支払い能力

項目	Pha Oudom	Meung	Vieng Phoukha	Nalae	Vieng Kham	Khoun	Sampanh	Gnot Ou	平均
総支出 (Kip/月)	903,754	743,526	644,075	490,444	1,782,686	767,195	1,229,520	723,901	985,032
支払い能力 (Kip/月)	45,188	37,176	32,204	24,522	89,134	38,360	61,476	36,195	49,252
支払い能力 (ドル/月)	90,375	74,353	64,408	49,044	178,269	76,720	122,952	72,390	98,503
支払い能力 (ドル/月)	4.35	3.58	3.10	2.36	8.59	3.70	5.92	3.49	4.75
	8.71	7.17	6.21	4.73	17.18	7.39	11.85	6.98	9.49

### (3) 電気サービスに対する支払い意志額 (WTP)

本調査では、回答者の電気サービスに対する支払い意志額 (Willingness to Pay: WTP)を聞き出す方法として、二段階二肢選択方式を採用した。調査の結果得られたデータを、消費水準をベースとして貧困世帯、非貧困世帯に分類し、これらデータをロジスティック、ワイブルの両モデルを適用して各グループの WTP 曲線を推計した。推計結果は以下の通り。



貧困世帯、貧困世帯別に推計された WTP 曲線(左: 接続料金、右: 電力料金)

接続料金に対する WTP 推定結果(平均、貧困・非貧困世帯別)

項目	サンプル数	係数α (p-値)	係数β (p-値)	最尤度	支払い意志額 WTP (ドル)		
					中央値	平均値	80%WTP
全サンプル	479	13.85 (0.00)	0.33 (0.00)	-375.2	88.05	88.82	60.45
貧困世帯のみ	124	13.57 (0.00)	0.33 (0.00)	-92.6	68.84	69.82	45.98
非貧困世帯のみ	355	13.94 (0.00)	0.30 (0.00)	-252.1	96.78	96.75	69.57

電力料金に対する WTP 推定結果(平均、貧困・非貧困世帯別)

項目	サンプル数	係数α (p-値)	係数β (p-値)	最尤度	支払い意志額 WTP(セント/kWh)		
					中央値	平均値	80%WTP
全サンプル	479	-17.07 (0.00)	2.29 (0.00)	-388.0	16.82	23.56	9.17
貧困世帯のみ	124	-17.61 (0.00)	2.42 (0.00)	-116.7	13.84	18.64	7.60
非貧困世帯のみ	355	-17.17 (0.00)	2.24 (0.00)	-240.8	20.48	29.13	11.0

各地区の WTP は、支出水準をベースとして算定した地区別の貧困世帯率と貧困世帯・非貧困世帯別の WTP 推計結果を加重平均することにより、以下の通り推計した。

地区別の WTP 推定結果(地区別)

項目	Pha Oudom	Meung	Vieng Phoukha	Nalae	Vieng Kham	Khoun	Sampanh	Gnot Ou	
貧困世帯率(%)	26.7%	28.3%	15.3%	38.3%	10.0%	33.3%	8.3%	31.7%	
接続料金 (ドル)	平均 WTP	89.6	89.1	92.6	86.4	94.1	87.8	94.5	88.2
	80% WTP	63.3	62.9	66.0	60.5	67.2	61.7	67.6	62.1
電力料金 (セント/kWh)	平均 WTP	23.39	23.28	25.59	22.64	26.81	22.96	27.20	23.07
	80% WTP	9.12	9.08	9.84	8.88	10.24	8.98	10.36	9.01

(4) 電気料金に対する WTP と ATP の比較

各地区の貧困世帯率をベースに算出した地区ごとの WTP を ATP と比較した結果、Nalae と Viengphouka 以外の 6 地区においては、平均 WTP が ATP の範囲に収まっていることがわかる。このことから算出された WTP および ATP がおおよそ妥当な水準にあること判断できる。

各地区における支払い可能額(ATP)と支払い意志額(WTP)の比較

項目	Pha Oudom	Meung	Vieng Phoukha	Nalae	Vieng Kham	Khoun	Sampanh	Gnot Ou	平均
使用量 25.8 kWh の場合の支払額 (ドル)	6.03	6.01	6.60	5.84	6.92	5.92	7.02	5.95	6.03
支払い能力: ATP (ドル/月・世帯)	4.35	3.58	3.10	2.36	8.59	3.70	5.92	3.49	4.75
	8.71	7.17	6.21	4.73	17.18	7.39	11.85	6.98	9.49

注: 25.8 kWh はインタビュー時に提示したモデル・サービスの場合に消費する電力量

(5) 農業・商工業の潜在電力需要

調査対象地区の多くの村において、雑貨店、食堂が立地しており、竹細工などの手工芸品や織物作成、家具製造、バイク修理店、アルコール醸造、煉瓦製作、銀細工などの小規模な商業活動が行われている。現時点でも、ピコ水力発電機やディーゼル・グリッドの電気を商業活動に利用している世帯は散見されるものの、前者の場合出力が低いこと、後者の場合供給時間が夕刻の2~3時間のみであることが理由となり、雑貨屋、食堂、織物のための夜間照明として利用しているに過ぎない。

一方、溶接、バイク修理店、家具製作のようにある程度の出力が必要な場合は、自家用ディーゼルを利用している。8地区の全30村の村長にインタビューした結果、24時間の電力供給が実現した場合、既にみられるバイク修理店や家具製造の他に、精米(調査対象地区には、ディーゼル燃料で稼働している精米器が合計349台ある)、農産加工、製氷業などの振興が期待されている。その他、Phongsaly 県 Gnot Ou 郡の4村では、電気ポンプを利用して雨期に141ha、乾期に181haの灌漑を行いたいとの意向を持っている。

4.6 環境影響評価

(1) Pre-F/S 優先プロジェクトのスクリーニング

ラオス国の環境影響評価制度に基づくスクリーニングは、プロジェクト概要書に基づき DOE が実施した。その結果、500kW 以下のプロジェクトについては IEE の実施は不要と判断され、500kW 以上のプロジェクトについてのみ IEE の実施が必要とされた。

また、JICA の環境社会配慮ガイドラインに基づくスクリーニングは、環境審査室が実施したカテゴリー分類分けに基づいて実施した。本プロジェクトはカテゴリーB 案件であるため、Pre-F/S に提案された全てのプロジェクトに対して IEE レベルの調査が必要と判断された。

(2) 初期環境調査結果の概要

No.	項目	初期環境調査結果の概要
1	プロジェクトの概要	提案された全てのプロジェクトが流込み式の小水力発電施設であり、その規模は30~6,000kWである。建設が必要な構造物としては、取水工、水路、発電設備、送電線、アクセス道路がある。なお、Nam Boun2 及び Nam Sim は流域変更を行う。
2	プロジェクト実施区域の社会・環境の状況	全てのプロジェクトがラオス北部8県の山間の森林地帯に位置し、サイト周辺には少数民族の村が多数存在する。ただし、今回のプロジェクトによる住民移転は発生しない。また、プロジェクト実施区域に含まれる環境保護地域はない
3	想定される環境影響	各プロジェクトで想定される環境影響は異なるが、今回提案された小水力プロジェクトで留意すべき環境影響としては、下流の水利用への影響(灌漑、滝観光等)、水生生物への影響、掘削土の発生が挙げられる。
4	代替案評価	4つのオプションを各評価項目に基づき定性的に評価した。ディーゼル発電は小水力発電の代替案と考えられる。しかし、同コストは原油の高騰により小水力に比べて多少高くなってきており、原油を国内資源に持たないため、採用しなかった。太陽光発電は環境への負荷は小水力に比べて小さいが、電力発生量が20-40kWと極めて小さい。本プロジェクトの目的は郡センターの電化率の向上であり、全てを太陽光で賄うとコストが高くなるため採用しなかった。プロジェクトを実施しないゼロオプションは環境への負荷はゼロであるが、地方電化率の向上には寄与しないため採用しなかった。

No.	項目	初期環境調査結果の概要
5	主要影響及びその軽減策	<p>各プロジェクトで想定される環境影響は異なるため、その軽減策もプロジェクト毎に異なるが、主な軽減策は下記の通り。</p> <p>下流の水利用の影響(灌漑、滝観光等)については、灌漑や滝観光用の維持流量の放流で対応する。水生生物への影響については、汚濁水の処理で、また、掘削土の発生については、発生土の適切な処理処分を実施することでその影響を軽減することを計画している</p>
6	環境管理計画	<p>提言した軽減策の効果をモニタリングするために、環境管理計画を提言している。主な環境管理計画の項目は下記の通り。</p> <p>水生生物への影響を軽減するために提言した汚濁水の処理の効果をモニタリングするために、(i) 処理の実施の有無の検査、(ii) 年 1 回程度の水質調査の実施を計画している。</p>
7	パブリックコンサルテーション	<p>プロジェクトのステークホルダー(DOE、北部各県の役員及びその他の関係者)にプロジェクトの概要とその環境影響を説明し、彼らの意見を聞くために、ワークショップをピエンチャン市の EDL ホールで 2 回、ルアンプラバンの市の県庁大講堂で 1 回実施した。なお、ラオス政府に対しては、JICA 環境ガイドラインに沿って、Pre-F/S 調査を実施した 11 件のプロジェクトに関する実際に影響を受ける地域住民との協議を出来るだけ早期に実施するよう要望する。</p>

## 第5章 小水力キャパシティ・ビルディングの実施

### 5.1 キャパシティ・ビルディングの背景と対象

ラオス国の村落電化に係る技術移転の背景として、2020年までに全国の電化率を90%に引き上げ、国民の80%以上が居住する農山村部の貧困削減、生活水準の向上を図るといった電化目標がある。同国全体の電化率は約36%、農山村部で約20%であるが、最も電化の遅れている本調査対象北部8県(61郡、約5,000村落、約272,000世帯)では、約15%程度にとどまる。

系統送電線によらない地方電化の担当部署であるMIHでは、水力担当部署(HPO: Hydro Power Office)が8年前に設立され、(i)独自の小水力発電計画立案、(ii)灌漑貯水池を利用した水力発電計画、(iii)IPP事業から委託された水文観測の実施などを行っている。しかし、その能力は依然十分とは言えず、今後DOEが中心となってマイクロおよび小水力を電源とした地方電化の普及を促進させるためには当分野におけるDOE職員の能力向上が不可欠である。また、ラオス側からもキャパシティ・ビルディングの実施を強く要請されている。

一方、効率的な地方電化の実現にはPDIHが主導的な役割を担うべきであるが、PDIH職員が有する小水力発電に対する理解は初歩的な状況であった。

このような背景をもって本調査では、小水力発電計画策定に関するカウンターパートのキャパシティ・ビルディングがひとつの重要な目的として位置づけられた。

なお、本調査における技術移転の対象は、MIH/DOE職員(全34名中、本調査のカウンターパートとなったPower System Planning Divisionに所属する8名)と、北部8県から2名ずつ計16名のPDIH職員とした。

### 5.2 キャパシティ・ビルディングの方針と手法

#### (1) キャパシティ・ビルディングの基本方針

技術移転とは、技術習得の場があり、その中で移転される側が相当の自助努力をしない限り達成できないのが現実である。本調査では、ラオス側自身がキャパシティ・ビルディングに積極的に取り組む姿勢を示しており、また、トレーニングは実際の小水力計画業務を通じてOJT (On-the-job)で行う方法が採用されているので、キャパシティ・ビルディングの基本要件

は整っていた。

(2) キャパシティ・ビルディングの手法

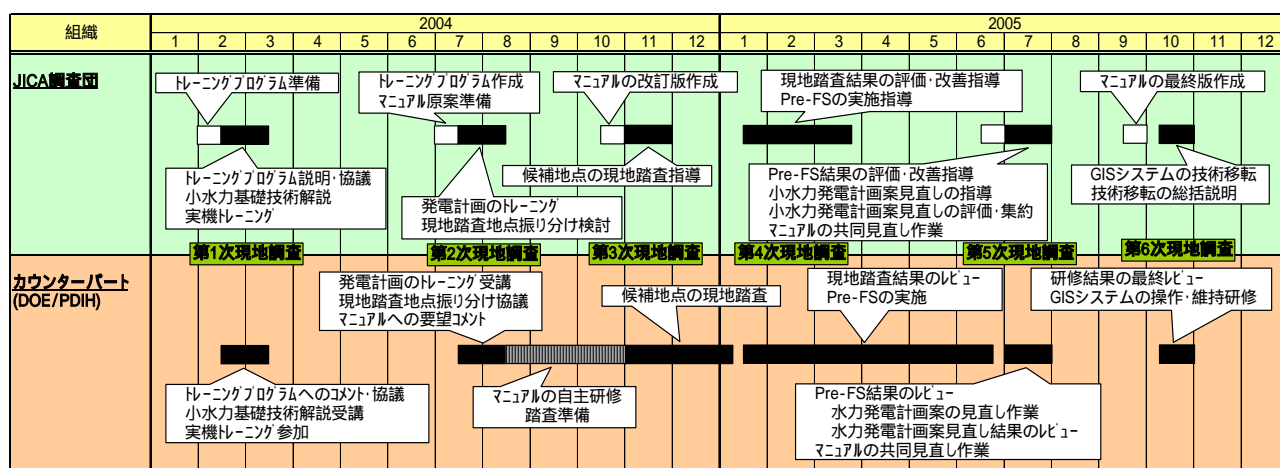
本調査で実施されるキャパシティ・ビルディングはレクチャー形式のものと OJT 方式ものに大別される。前者にはレクチャーやワークショップが含まれ、主に PDIH 職員を対象としている。一方、後者は現地踏査や計画・設計といった一連の Pre-F/S を通じた技術移転を指すものであり、主に DOE 職員に対するキャパシティ・ビルディングがこれに該当する。また、DOE および PDIH の両者を対象とした本邦国内カウンターパート研修を 2 度実施しており、本邦のマイクロ水力の実績視察や講義を通じて能力向上が図られた。

さらに、カウンターパートが習得した技術・知識を本調査終了後にも活用できるように「小水力マニュアル」を作成するとともに、簡易プログラムなどの種々のツールを準備した。

### 5.3 キャパシティ・ビルディングの実施体制と工程

キャパシティ・ビルディングの研修・指導は、主としてビエンチャン市内の DOE 内会議室において行った。研修計画担当団員を中心にカウンターパートを指導したが、小水力発電計画担当団員をはじめ各技術分野の担当団員が必要に応じて指導を補佐した。カウンターパート側の構成員は、DOE の技術者に加えて、北部 8 県から各 2 名ずつ事前に担当者として任命された PDIH 技術者である。また、現地踏査の際には、小水力発電計画候補地点の当該県の PDIH カウンターパートが必ず参加した。

キャパシティ・ビルディングにおける調査団とカウンターパートの役割分担と作業工程を下図に示す。



### 5.4 キャパシティ・ビルディングの実施内容

本調査で実施した技術移転の内容を、現場写真と共に次頁の表にまとめた。



小水力キャパシティービルディング実施内容リスト(1/5)

時期	項目	目的・内容	技術移転方法	評価方法
第1次現地調査	北部5県 PDIH 訪問	PDIH の訪問による現状把握 (組織、県実施の電化計画、技術等) し、研修プログラム立案に資する。	質問表によるアンケート実施。	アンケート集計、トレーニングプログラムへの反映。
				
		2004年2月20日 Oudomxay PDIH 訪問	2004年2月23日 Luang Phrabang PDIH 訪問	2004年2月21日 Nam Dong 水力発電所視察
	第1回ワークショップ開催	調査概要スケジュールの説明、MIH/EDL/NGD 各機関のプレゼンテーションによる政府側電化目標の明確化と伝達、PDIH の各県の現状発表、技術移転ニーズの把握。	各 PDIH 代表による発表(ラオ語同時通訳)、技術移転要望アンケートの実施。	アンケート集計、発表内容の議事録の記録と分析。
				
		2004年3月4日 第1回 W/S の開催	2004年3月17日 PDIH による質疑応答	2004年3月5日 W/S 開催記念写真
		水力発電建設サイト見学による施設/土木構造物の把握。	Nam Mang 3 サイト見学。	昼食時・帰路におけるインタビュー。
				
		2004年3月5日 Nam Mang 3 水力建設現場	2004年3月5日 Nam Mang 3 水力水没地視察	2005年3月6日 Nam Mang 3 水力でのプロジェクト概要説明
	トレーニングプログラムに関する協議	トレーニングプログラム協議による現状と問題の把握、プログラム作成手法の習得。	W/S における協議、アンケートの実施と集計。	W/S 議事録の記録、アンケート結果の分析。
資機材調達	資機材及び OA 機器の設置。	資機材の仕様検討における協議、OA 設備(LAN)の共同設置。	-	
量水標の設置	DOE から PDIH への河川流量観測方法の技術移転。	MW 級候補サイトへの DOE/PDIH 共同での量水標の設置、必要資材の現地調達。	第3次・第4次現地調査時に量水標確認、収集データの確認。	

小水力キャパシティビルディング実施内容リスト(2/5)

時期	項目	目的・内容	技術移転方法	評価方法				
第1次国内作業	トレーニングプログラムの作成	トレーニングプログラムの作成。	第1次現地調査で合意した内容に基づくトレーニングプログラムの作成。	第2次現地調査時に DOE に確認。				
	小水力発電計画マニュアル原案の準備	小水力発電計画マニュアル原案の作成、マニュアル原案をレクチャー資料に使用予定。	-	第2次現地調査時に DOE と内容について協議。				
第2次現地調査	小水力発電基礎事項のトレーニング (第1回・第2回レクチャー)	講義資料を用いた DOE/PDIH への小水力計画手法の発電基礎トレーニング。	講義と演習の組合せ、カウンターパートが作業を行い講師が指導する演習形式、講義はパワーポイントで DOE が通訳。講義資料は事前にラオ後に翻訳。	トレーニング・マニュアル内容に関する質疑応答及びコメント収集、第3次現地調査の現地踏査開始時に、調査団が直接理解度を確認。				
								
		2004年7月5日 第1回レクチャー開催	2004年7月6日 C/Pによる通訳と解説	2004年7月9日 PDIH 職員とのディスカッション				
	現地調査対象となる小水力発電候補地点の選定	小水力発電計画の妥当性を評価するための現地踏査実施地点の選定。						
						2004年7月21日 Nam Ngum 発電所視察	2004年7月21日 Nam Ngum 発電所視察	2004年7月23日 修了証書の授与式
						2004年7月6日 流量観測機材の使用方法説明	2004年7月19日 PDIH によるマップスタディー演習	2004年7月23日 PDIH とのマップスタディー
			24 地点候補中 18 地点を現地調査時行い、残り 6 地点を DOE/PDIH が独自に実施できるため取水・導水・発電などが類似した地点の現地踏査を、OJT 方式で実践。	カウンターパートが主体的に実施する Pre-F/S を確認し評価。				

小水力キャパシティービルディング実施内容リスト(3/5)

時期	項目	目的・内容	技術移転方法	評価方法
第3次国内作業	第1回 JICA C/P 研修	過去の研修生から高く評価されている本邦既設水力発電所への訪問及び少人数による効果的な演習の実施した。DOE から2名、PDIH から5名参加。	既設マイクロ水力発電所及びマイクロ水力用の水車発電機工場などの視察。講義ではPCを用いた小水力発電計画ソフトウェアの研修を実施。	本邦で習得した経験・技術を活かし、ラオス国におけるマイクロ水力・小水力による地方電化の普及促進が望まれる。
				
		2004年9月20日 日本工営にてPC講義	2004年9月17日 会議で研修生のディスカッション	2004年9月17日 JICA-NETでのテレビ会議
第3次～第4次現地調査	現地調査の実施	選定された小水力発電候補地点の現地踏査実施。計画地点の状況、河川流量、地形、地質、灌漑その他の水資源の利用状況、道路アクセスなどの状況把握と確認と妥当性を確認評価する。	DOE/担当及びPDIHの現地調査への参加。流量測定方法、既得利水調査方法、落差推定方法、構造物位置の選定方法、環境配慮の理解。調査団の立ち入りできない2県についてはDOE/PDIHが独自に実施。	小水力地点の現地踏査の結果を報告書に整理。独自に実施した上記4県(8地点)の現地踏査の記録・データ・写真・図面等をレビューし、評価。
				
		2004年11月26日 Nam Pha Project ヒアリング	2004年11月25日 Nam Xen Project 現地踏査	2004年12月5日 Nam Long Project 流量観測
第4次国内作業	第2回 JICA C/P 研修	全県からの参加を基本方針。第1回と同様に、DOEが通訳を兼ね1名、PDIHは残る3名が参加。開催中であった万国博「愛・地球博覧会」も見学対象とした。	既設マイクロ水力発電所及びマイクロ水力用の水車発電機工場などの視察を中心に据え、講義ではPCを用いた小水力発電計画ソフトウェアの研修を実施。	本邦で習得した経験・技術を活かし、ラオス国におけるマイクロ水力・小水力による地方電化の普及促進が望まれる。
				
		2005年6月11日 小水力発電計画の講義	2005年6月13日 小水力視察にて講義	2005年6月23日 JICAへの研修報告会での終了証書の授与式

小水力キャパシティービルディング実施内容リスト(4/5)

時期	項目	目的・内容	技術移転方法	評価方法	
第4次現地調査	Pre-FS の実施	地形測量・流量観測、気象・水文解析、最適電源供給計画、発電計画、概略設計、経済・財務分析、予備的環境影響評価等の実施。	調査団の Pre-FS の各作業に C/P を参画、各専門家の指導の下における実務を研修、DOE/PDIH の現地調査同行、地形測量や流量観測の実践。	C/P 主体 Pre-F/S の確認により評価。	
	小水力発電基礎事項のトレーニング(第3回)	マニュアル原案を用いた DOE/PDIH への小水力発電計画基礎トレーニング、C/P の自主研修期間におけるトレーニングの復習、マニュアルの自習。	講義と事例演習の組合せ、C/P が作業を行い講師が指導する演習形式、DOE が通訳し、使用する資料の事前のラオ語への翻訳。	トレーニング・マニュアル内容に関してコメント収集を目的とした質疑応答。第3次現地調査の現地踏査開始時に、調査団が直接理解度を確認。	
	第2回ワークショップ開催	調査活動の中間報告として M/P および Pre-F/S の進捗について DOE と調査団が合同で報告。	DOE による Pre-F/S を、調査団の支援のもと取り纏め、W/S にて報告。		第2回ワークショップにおいて確認。
					
		2005年3月7日 第2回 W/S の開催式	2005年3月7日 W/S での C/P による発表	2005年3月7日 W/S の参加者	
第5次現地調査	Pre-FS 結果の評価	C/P 主体による Pre-FS の発電計画の基本思想、技術検討結果、図面・計算、報告書記述内容等レビュー・評価。	調査団が行った Pre-FS との比較、成果の評価と改善点の指摘、今後のレベルアップのための指導と支援。	第4回レクチャーにおいて確認。	
	第4回レクチャーの実施	第1~3回レクチャーのレビューと GIS 研修、C/P から要望の大きかった経済・財務分析についての講義。	講義と演習の組合せ、カウンターパートが作業を行い講師が指導する演習形式。講義資料は事前にラオ後に翻訳。	Pre-FS やワークショップ発表にて確認。	
					
			2005年7月18日 第4回レクチャー開講式	2005年7月18日 DOE による通訳と解説	2005年7月18日 DOE による現地踏査報告
GIS システムにかかる技術移転	カウンターパートに有効的な活用方法に関する技術移転。	GIS データの見直し、操作マニュアル等によるシステムの維持技術移転。		実操作、課題の作成、出力、Pre-FS やワークショップ発表のプレゼン資料作り	
					
		2005年7月20日 PDIH による各県の GIS マップの作成	2005年7月19日 GIS を操作する研修生	2005年7月19日 GIS 操作による GIS 講義	

小水力キャパシティビルディング実施内容リスト(5/5)

時期	項目	目的・内容	技術移転方法	評価方法
第5次現地調査	CDM 現地踏査セミナーの実施	CDM の理論および小水力発電事業への適用を主な題材として CDM セミナーを実施。	CDM 適用可能性のあるプロジェクトサイトに現地踏査を行い、2 日間に渡るセミナーを開催。	CDM セミナーにおいて確認。
		 2005 年 7 月 10 日 CDM 現地踏査 (Nam Xeng)	 2005 年 7 月 21 日 CDM セミナー	 2005 年 7 月 21 日 CDM セミナー開催記念撮影
	小水力発電計画マニュアルの見直し	JICA 調査団と DOE が共同でマニュアルを見直し、修正。	ラオス語への翻訳作業を DOE と協力して開始。小水力発電運転保守マニュアルの作成。ラオス国の特殊性を考慮した上で要点をまとめる。	第3回ワークショップにおいて確認。
第6次現地調査	第3回ワークショップ開催	地方電化に関連する関係者が JICA やドナー期間も含めて一堂に会し、地方電化の課題や推進策について討議。	DOE 職員の発表の場も準備することを基本方針。DOE/PDIH が独自で Pre-FS を実施したプロジェクトの紹介は、それぞれを担当した DOE 職員が発表。	第3回ワークショップにおいて確認。
		 2005 年 11 月 2 日 第3回 W/S 会場の全景、壇上にはパネラーが並ぶ	 2005 年 11 月 3 日 W/S での JICA 専門員による地方電化に関する講演	 2005 年 11 月 2 日 展示パネルに見入る W/S の参加者
	GIS システムに係る技術移転	GIS データの更新・追加・保管等の運用方法を学ぶ。	GIS 担当団員が、DOE の GIS 担当者に直接指導。	GIS 専用 PC 化し、DOE 作業室に設置。