

ラオス国
セラバム水力発電所改修計画
予備調査報告書

平成21年5月
(2009年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発部

序 文

包蔵水力が豊富なラオス国では、民生向上のための国内電力供給及び電力輸出による外貨獲得を主目的とする水力発電開発を重要課題とする一方、世帯電化率を 2010 年までに 70%、2020 年までに 90%に引き上げることを政策目標として掲げています。

こうした状況を受け、ラオス国政府は、南部地域の既存電源による確実な電力供給および隣国タイ国からの電力輸入の削減を目的として、セラバム水力発電所改修計画に関する無償資金協力を我が国に要請しました。

同要請に基づき、日本国政府はセラバム水力発電所改修計画に係る予備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構は平成 20 年 10 月から 11 月まで予備調査団を現地に派遣しました。現地調査における協議、サイト視察および国内作業の結果を取り纏め、今般、本報告書の作成に至りました。

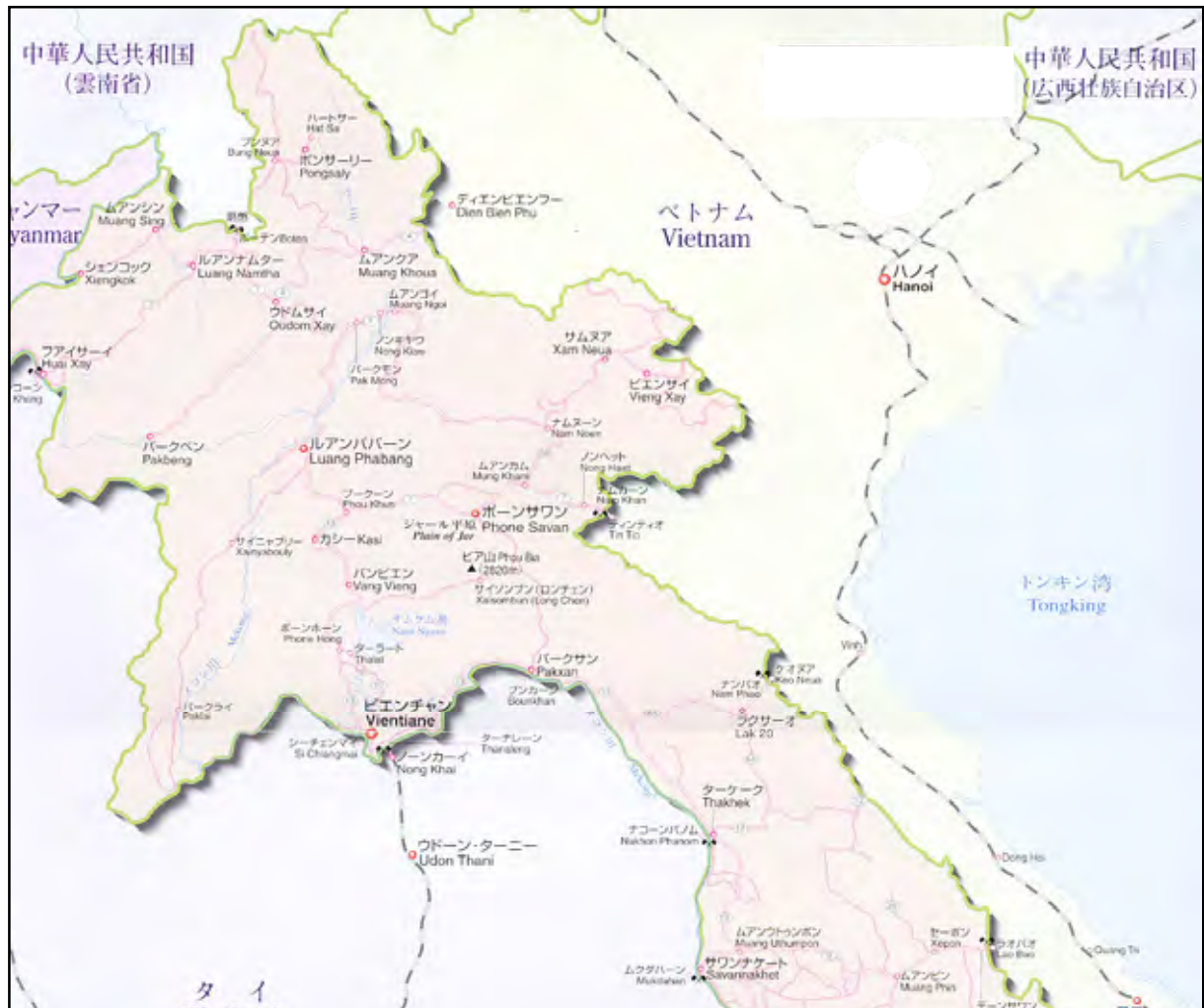
本報告書が、今後の更なる調査の実施、その他関係者の参考として活用されれば幸いです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 21 年 5 月

独立行政法人国際協力機構
産業開発部長
新井 博之

プロジェクト位置図



現地調査写真

1 サイト周辺状況



パクセ市内からセドン川の源流部方面を望む。



セドン川流域は、雨季の豊富な降雨を利用した稲作が盛ん。



発電所上流部。乾季はセドン川の水を灌漑用水として利用。



発電所上流部。1968年の洪水時は、男性の頭の位置まで浸水した。



発電所上流部。2007年の洪水時は、男性の指先の位置まで浸水した。



発電所上流部。村びと共有の養殖池。養殖池としての機能のほか、湿地環境を呈しているため、生物の良好な生息環境となっている。



灌漑ポンプ。ディーゼルポンプが設置されているが、石油価格高騰により停止を余儀なくされているものが多く、電気ポンプへの交換を望む声も聞かれた。



発電所下流部。セドン川は、洗濯や水浴の場としても利用される。



発電所下流部。セドン川は、自家消費用の魚類を採捕する場でもある。



セドン川河川浸食部。発電所上流部のところどころに河川の浸食箇所が見られ、発電所に土砂の流入があるものと想定される。

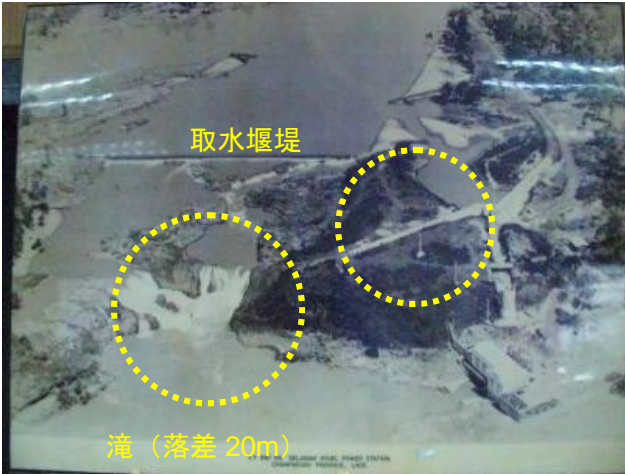


発電所上流のセドン川の状況。発電所上流1 km 辺りでは岩盤が露出している箇所が見られ、セラバム発電所においても比較的浅い位置に岩盤があるものと推察される。



セドン川はセラバム発電所の直上流にて分岐しており、発電所は東側に位置する西側下流の中州には村落があり、学生はボートにて学校へ通っている。

2 セラバム水力発電所サイト



4号機建設以前のセラバム発電所の状況（航空写真）。取水路は現在のように整備されていない。また、洪水時に発電所が冠水しないよう取水堰堤と発電所の間には堰が設けられている。



セドン川左岸側の滝。左図左側箇所現況。落差は約 20 m。セラバム発電所はこの落差を利用したものであり、有効落差は 16.0 m。



セドン川左岸側の滝。2008年4月（乾季の終盤）撮影。乾季の終盤で上右図より水量が少なく水位が低い。



セドン川の流況。左奥がセラバム発電所の取水スクリーン。右手が取水堰堤。



取水口スクリーン。スクリーン及び取水口は 2004 年に EDL により改修されている。



取水堰堤。頂高 EL 119.515 m。高さ 3.7 m、延長 195 m



主取水路。2004年にEDLによりスクリーンと併せて改修された。5号機拡張に合わせた仕様となっている。それ以前は蛇籠による取水路であり、壁面の崩壊や排砂の不備により発電所の稼働率が低下していた。



1~3号機取水口。



4号機取水口。



発電所建屋。左が4号機建屋、右が今回撤去要請のあった1~3号機建屋。1~3号機建屋の手前が所内開閉所。



所内開閉設備。左が1~3号機側、右が4号機側。今回の拡張工事により全て撤去し、新設する計画である。



送配電線路。セラバム発電所の発電電力は所内開閉所からセドン川を横断して西側へ送配電される。東側は未電化集落が幾つか存在するが、現状ではセラバム発電所から配電線を延伸する計画はない。5号機拡張案ではこのスペースに導水路を通す計画である。



1～3号発電所内部。奥から1, 2, 3号機。手前の3号機は故障停止中。



フランス Bouvier 社製発電機。製造会社が存続しておらず、スペアパーツの確保など修理が困難な状況。



制御盤。アナログ式のもので運転データは EDL 職員が手書きにて記録。



制御盤



発電所建屋。放水路側より望む。右が4号機建屋、左が1～3号機建屋。更に左が5号機建屋予定地。



放水路導流堤修繕箇所。2008年4月に放水路導流堤崩落の補修を実施。既設は石積にモルタルを拭き付けた構造。改修箇所は鉄筋コンクリートにより築造。雨季にセドン川流量の増加により、放水口水位が上昇するのを低減する役割を有する。



放水路導流堤補修状況。2008年4月EDL撮影。



補修前の導流堤。2006年2月EDL撮影。



5号機建屋建設予定地。1~3号機建屋を撤去せず、西隣のスペースに建設予定。



合流部。余水路との合流部。



住民説明会の様子。EDL職員が参加者に事業計画を説明。

3 アクセスルート



国道 13 号。セドン川西岸（右岸）からのアクセスはパクセより国道 13 号を約 35 km 北上する。ほぼ真っ直ぐな舗装道路。



国道 13 号からの支道（未舗装）。国道 13 号より分岐した支道。セドン川西岸まで約 2 km。雨季には洪水などでこの道路が使えなくなることもあるとのこと。周辺住民は工事車両による粉塵・騒音・交通事故を懸念していた。



EDL 所有の軽運搬船



セドン川右岸（西岸）。パクセ市内より約 37 km。朝夕のラッシュ時を除けば所要時間は約 40 分。車両等重量物運搬用の船外機付フェリー、20 トンまで運搬可能とのことである。民間（個人）所有で、発電所では年間契約をしているようである。



フェリーによる運搬状況



フェリーによる運搬状況



国道 16 号。パクセより東に延びる国道 16 号。



国道 17 号。国道 16 号より北方へ分岐する国道 17 号。数か所耐荷重 T-20 相当のベイリー橋が架かる。



配電線。世界銀行の SPRE プロジェクト（現在は REP）により設置された配電設備。Xeset 1 発電所のある東側より延伸されている。



国道 17 号からの支道の状況。右岸側と同様、国道からの支道については未舗装である。



国道 17 号からの支道の状況。道沿いに配電線が延びる。



河川横断部。比較的浅いため、トラック等クリアランスの大きい車両は通行可能である。



河川横断部



地域管理橋。ゲートが設けられ、通行料が必要。重量物は通行できないため、4号機建設の際には、乾季に橋の画面左側（人がいる辺り）を通行したとのことである。



不陸部。プロジェクト開始前にはEDLにより補修される予定。



4 Bang Yo 変電所



115 kV ヤード。手前側が 115 kV ヤード、一番奥が 22 kV ヤード。



115/22 kV Tr と 115 kV ヤード。115/22 kV Tr が 2 機。右手が 22 kV ヤードとなる。



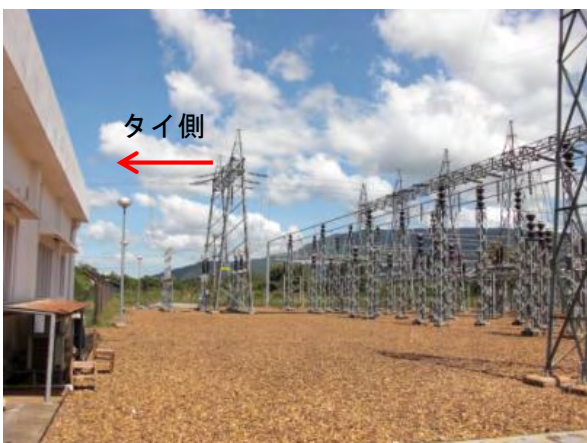
115/22 kV 変圧器。容量は 25 MVA。日本のダイヘン製。



22 kV ヤード。22 kV はセラバムも含め、8 フィーダ。



Bang Yo -Selabam 22 kV フィーダ。セラバム発電所の拡張に合わせて LS, CT 等は更新する必要があるが、Bang Yo 変電所設備の更新は EDL の負担により実施する計画。



タイとの 115 kV 連系線。Bang Yo 変電所はタイの Sirindhorn 水力発電所と連系されている。



保護制御盤。一番左がセラバムフィーダのもの。



Bang Yo -Selabam フィーダ保護制御盤
今回の拡張に合わせ、計器類を交換する必要があるが、EDLにて実施する計画である。



Bang Yo -Selabam フィーダ。当日（10/22）は、セラバム発電所→Bang Yo S/S の潮流であり、電流計（上の3つ）の針は左に振れている。まだ、出力は2.5 MW 程度を指している（下段中）。乾季には Bang Yo→Selabam の潮流となる。

目次

序文

プロジェクト位置図

現地調査写真

目次

図表リスト

略語集

第1章	調査の概要	1
1-1	要請内容の背景と経緯	1
1-2	予備調査の内容	1
1-2-1	調査の目的	1
1-2-2	調査団の構成	2
1-2-3	調査日程	2
1-2-4	主要面談者	4
1-3	調査概要	6
1-3-1	先方との協議	6
1-3-2	現地調査結果の概要	7
1-3-3	環境社会配慮調査の概要	9
第2章	ラオス国電力セクターの状況	13
2-1	国家エネルギー政策	13
2-1-1	ラオスの電力政策	13
2-1-2	電力供給の基本方針	14
2-2	電力セクターの現状	14
2-2-1	電力セクターの組織	14
2-2-2	発電設備（IPPを含む）	17
2-2-3	送電系統	18
2-2-4	配電設備	19
2-2-5	電力需要とピーク電力の推移	21
2-2-6	発電・電力輸出入・国内消費	21
2-2-7	電力料金	22
2-3	電力需要予測	27
2-3-1	電力需要予測手法	27
2-3-2	電力需要予測結果	29
2-4	電力開発計画	29

2-4-1	国内向け電力供給計画	29
2-4-2	地方電化計画	34
2-4-3	電力開発計画に必要な資金	37
2-5	プロジェクト実施機関	38
2-5-1	EDL の組織	38
2-5-2	EDL の財務状況と課題	41
第3章	要請プロジェクトサイト周辺の状況	45
3-1	セラバム水力発電所周辺の電力需給状況	45
3-1-1	対象地域における電力需給の現状	45
3-1-2	対象地域における電力輸出入の現状	51
3-1-3	対象地域における将来需給状況	52
3-2	対象地域の自然状況	56
3-2-1	対象地域の気象	56
3-2-2	対象地域の水系の状況	56
3-2-3	水生動植物、生態系の状況	57
3-3	対象地域及びその周辺の社会経済状況	59
3-3-1	社会状況	59
3-3-2	経済状況	59
3-3-3	行政 等	60
第4章	要請プロジェクトの妥当性	63
4-1	要請の背景・経緯	63
4-2	セラバム発電所の現状	64
4-2-1	既存施設の現状と課題	64
4-2-2	セラバム発電所の役割	66
4-3	要請内容の確認	66
4-3-1	要請内容の確認	66
4-3-2	施設規模の妥当性	68
4-3-3	送配電状況	69
4-3-4	取放水状況	69
4-3-5	既設送電設備の運用維持管理状況	70
4-3-6	適正規模・仕様の検討結果	71
4-4	要請プロジェクトの妥当性	72
4-4-1	要請プロジェクトの経済性	72
4-4-2	対象地域の妥当性	75
4-4-3	施設計画の妥当性	75
4-4-4	概略事業費の検討	76

4-4-5	予定工期・工程	77
4-4-6	調達事情	78
4-5	先方負担事項	78
4-6	プロジェクトの裨益	81
第5章	プロジェクト実施体制	85
5-1	主管官庁及び運営機関	85
5-2	運営体制と活動状況	85
5-2-1	要請段階	85
5-2-2	調査・設計段階	86
5-2-3	建設段階	86
5-2-4	運転維持管理段階	86
5-3	技術支援の必要性	88
第6章	環境社会配慮	91
6-1	環境社会配慮の必要性の有無	91
6-1-1	ラオス国の環境関連法令	91
6-1-2	環境に関する行政組織	91
6-1-3	IEE・EIAの実施体制・実施フロー	91
6-2	本プロジェクトの環境社会配慮手続きと実施状況	92
6-2-1	必要な環境社会配慮手続き	92
6-2-2	環境社会配慮実施体制と進捗状況	92
6-3	IEEレベルの環境社会配慮調査結果	95
6-3-1	社会環境（地域住民からの聞き取りの結果）	95
6-3-2	自然環境及び環境汚染・公害	96
6-4	環境社会配慮調査のスクリーニング及びスコアリング	102
6-4-1	環境カテゴリ及びその理由	102
6-4-2	スコアリング結果	102
6-4-3	関係機関の概要	106
6-4-4	要請内容および代替案の検討	106
6-4-5	プロジェクト実施による環境社会面へのマイナス面の影響	108
6-4-6	主な環境社会影響に対する回避・緩和策及びモニタリング	112
6-4-7	その他の情報（世界銀行からの聞き取り結果）	113
第7章	結論と提言	117
7-1	結論	117
7-1-1	プロジェクトの必要性、緊急性及び妥当性	117
7-1-2	協力規模および協力内容の方向性	118
7-2	提言	119

7-2-1	案件の実施に関する留意事項	119
7-2-2	環境社会配慮	119
7-3	基本設計レベルの調査に関して考慮すべき事項等	119
7-3-1	電力施設計画	119
7-3-2	環境社会配慮	120
7-3-3	基本設計レベルの調査団の構成案	122

図表リスト

=表番号=

表 1.1	現地調査日程.....	3
表 1.2	現地調査結果の概要.....	7
表 2.1	水力開発プロジェクト（2006-2010年）.....	13
表 2.2	EDLの事業概要.....	17
表 2.3	ラオスの電源設備構成.....	18
表 2.4	ラオスの既設電源設備.....	18
表 2.5	電力地域区分.....	19
表 2.6	EDLの既存配電設備.....	21
表 2.7	ラオス国内の電力需要の推移.....	21
表 2.8	国内販売電力料金表.....	23
表 2.9	平均電力料金の推移.....	23
表 2.10	EDLの電力輸出入料金.....	24
表 2.11	EGAT-EDLの電力輸出入契約（2006-2010年）.....	25
表 2.12	輸入超過分の電力料金.....	25
表 2.13	産業用需要リスト.....	28
表 2.14	国内向け電源開発計画.....	30
表 2.15	国内向け電源開発計画（ピーク電力）.....	32
表 2.16	国内向け電源開発計画（年間発電電力量）.....	32
表 2.17	2020年までの需給バランス.....	33
表 2.18	地域別電化率（2004年）.....	34
表 2.19	地方電化プロジェクト.....	35
表 2.20	世界銀行、ADBの地方電化プロジェクト計画.....	35
表 2.21	地方電化計画.....	36
表 2.22	電力所要投資額（2007-2016年）.....	37
表 2.23	発電設備所要投資額内訳.....	37
表 2.24	EDL損益計算書（2000-2006年）.....	41
表 3.1	南部系統の電源設備.....	46
表 3.2	セラバム水力発電所主要諸元.....	47
表 3.3	Xeset 2プロジェクトの概要.....	50
表 3.4	南部系統の需給バランス.....	50
表 3.5	南部系統における電力輸出入の状況.....	52
表 3.6	南部系統における電源開発計画.....	53
表 3.7	南部系統国内向け電源開発計画（ピーク電力）.....	53
表 3.8	南部系統国内向け電源開発計画（年間発電電力量）.....	54

表 3.9	南部系統の 2020 年までの需給バランス	55
表 3.10	パクセ気象観測所における過去 5 ヶ年の月別降水量 (mm)	56
表 3.11	セラバム観測地点における過去 5 ヶ年の月別降水量 (mm)	56
表 3.12	聞き取りによって得られたセドン川の生息魚類リスト	58
表 3.13	南部 4 県の概要	59
表 3.14	南部 4 県における従事者人口に占める主な生業の割合	59
表 3.15	チャンパサック県における農産品目の栽培面積及び生産量	60
表 4.1	当初要請内容と協議後の要請内容の比較	67
表 4.2	セドン川河川流況 (代表流量)	68
表 4.3	プロジェクト実施前後の発電所諸元	68
表 4.4	セラバム発電所の年間取放水状況	70
表 4.5	セラバム発電所の月別取放水状況	70
表 4.6	南部系統の月別需給状況 (2006 年)	71
表 4.7	発電原価算定の前提条件	72
表 4.8	発電原価試算結果	73
表 4.9	プロジェクトの内部収益率算定の前提条件	74
表 4.10	内部収益率算定結果	74
表 4.11	要請書のプロジェクト費用	76
表 4.12	PCI 及び PPI の推移	77
表 4.13	主要建設資材の調達事情	78
表 4.14	プロジェクト効果指標	81
表 5.1	セラバム発電所の運転維持管理費	87
表 6.1	地域住民からの聞き取り結果	95
表 6.2	セドン川の河川水	96
表 6.3	井戸水 (手押しポンプ)	97
表 6.4	セドン川における水質モニタリングの概要	97
表 6.5	発電所上流側の Souvannakhili 地点	98
表 6.6	パクセ Sedone 橋地点	98
表 6.7	対象地の立地環境	102
表 6.8	当初要請内容と協議後の要請内容の比較	107
表 6.9	代替案の比較検討	107
表 6.10	スコーピング案に対する調査結果	108
表 6.11	プロジェクトの各段階において想定されるマイナス面の影響	111
表 6.12	主な環境社会影響に対する回避・緩和策及びモニタリング	112
表 7.1	セラバム発電所周辺の未電化村落の配電線延伸事業 (案)	118
表 7.2	基本設計レベルの調査団構成 (案)	122

＝図番号＝

図 2.1	ラオス電力セクター組織	16
図 2.2	ラオス系統と地域区分	20
図 2.3	発電電力量・輸出入量・国内消費の推移（1976～2006年）	22
図 2.4	需要予測結果	29
図 2.5	2020年までの需給バランス推移	33
図 2.6	EDL組織図（2008年10月改定）	39
図 3.1	南部系統の需要推移	46
図 3.2	南部系統の月別発電電力量の推移	49
図 3.3	南部系統の発電・輸出入の推移	51
図 3.4	南部系統の2020年までの需給バランス推移	55
図 4.1	セラバム発電所設備稼働率の推移	65
図 4.2	セラバム発電所設備利用率の推移	65
図 4.3	ラオス南部地域の送電系統	69
図 4.4	PCI及びPPIの推移	77
図 4.5	セラバムサイトへのアクセス	80
図 5.1	セラバム水力発電所組織概要（2008年10月）	87
図 6.1	住民説明会参加村、及び聞き取り調査を行った村の位置図	94
図 6.2	簡易水質調査の採水地点、及び既存の水質モニタリング地点	99

略 語 表

略 語	正式名称	邦 訳
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
B/D	Basic Design (Study)	基本設計（調査）
CA	Concession Agreement	事業権契約
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
COD	Chemical Oxygen Demand	化学的酸素消費量
CT	Current Transformer	変流器
DANIDA	Danish International Development Agency	デンマーク国際開発事業団
DEPD	Department of Energy Promotion and Development	エネルギー振興開発局
DIWT	Department of Inland Water Transport	内水輸送局
DOE	Department of Electricity	電力局
DOI	Department of Irrigation	灌漑局
DOR	Department of Roads	道路局
DSM	Demand Side Management	需要側負荷管理
EDF	Electricite du France	フランス電力公社
EDL	Electricite du Laos	ラオス電力公社
EGAT	Electricity Generation Authority of Thailand	タイ発電公社
EIA	Environment Impact Assessment	環境影響評価
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・施工
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	社会環境影響評価
EVN	Electricity Viet Nam	ベトナム電力公社
F/S	Feasibility Study	可能性調査
FC	Foreign Currency	外国通貨
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GMS	Greater Mekong Sub-region	大メコン河流域圏
HH	Household (s)	世帯
HHPC	Houay Ho Power Company Limited	ホアイホ発電会社
HPP	Hydropower Plant	水力発電所
HPS	Hydropower Station	水力発電所
IEE	Initial Environment Examination	初期環境影響評価
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LC	Local Currency	国内通貨
LHSE	Lao Holding State Enterprise	ラオス国営持株会社
LLDC	Least among Less Developed Countries	後発開発途上国
LRMC	Long Run Marginal Cost	長期限界費用
LS	Line Switch	断路器
M/D	Minutes of Discussions	協議議事録
MEM	Ministry of Energy and Mines	エネルギー鉱業省
MIH	Ministry of Industry and Handicrafts	工業手工芸省
MOAF	Ministry of Agriculture and Forestry	農業林業省

略 語	正式名称	邦 訳
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MPWT	Ministry of Public Works and Transportation	公共事業輸送省
NBCA	National Biodiversity Conservation Area	国立生物多様性保全区域
NDF	Nordic Development Fund	北欧開発基金
NGO	Non Government Organization	非政府組織
PCI	Plant Cost Index	プラントコストインデックス
PDP	Power Development Plan	電力開発計画
PEA	Provincial Electricity Authority	タイ地方配電公社
pH	potential Hydrogen	水素イオン濃度
PMO	Prime Minister's Office	首相府
PPA	Power Purchase Agreement	電力売買契約
PPI	Plant Price Index	プラントプライスインデックス
ROR	Run-of-River (type)	流れ込み式（水力発電所）
S/S	Substation	変電所
SPP	Small Power Producer	小規模発電事業者
TA	Technical Assistance	技術支援
THPC	Theun Hinboun Power Company Limited	テンヒンブン発電会社
UXO	Unexploded Ordnance	不発弾
VLP	Viet-Lao Power Joint Stock Company	ベトナムーラオス電力会社
WB	The World Bank	世界銀行
WREA	Water Resources and Environment Administration	水資源環境庁

第 1 章

調査の概要

第1章 調査の概要

1-1 要請内容の背景と経緯

包蔵水力が豊富なラオス国では、民生向上のための国内電力供給及び電力輸出による外貨獲得を主目的とする水力発電開発が重要課題となっており、ドナーの支援を受けた国営電力公社による開発に加え、民間投資も活用しながら開発を推進している。

ラオス国の世帯電化率は58.3%であるが、近年は年率10%以上の改善を示しており、同国政府はこれを2010年までに70%、2020年までに90%に引き上げることを政策目標として掲げている。電化率の向上により、同国では、農村開発支援、社会環境の改善、軽工業の導入等による地場産業の育成を図ることを目的としている。

このため、同国電力セクターにおいては、急激な電力設備拡充に要する資金確保、電力行政や技術者の能力強化、効率的な電力システムの計画・運用、更には海外民間投資に対する審査機能強化等、多様な課題が指摘されている。

ラオス国南部の中心都市パクセ市から北方約30 kmに位置するセラバム水力発電所は、セドン川に建設、運用されている流れ込み式の水力発電所であり、1970年にフランス国の支援により開発され、その後1990年代に当該地域の需要増に応じて拡張されてきた。同発電所（最大出力5 MW）で発電された電力は、22 kVの送電線及び配電線により、パクセ市内にあるバンギョ変電所及び同発電所北方のサラワン県コンセドン地区の2方向へ供給されているが、水車発電機の老朽化や水路・取水口の排砂機能が十分ではないというような原因により、最大出力まで発電できない状況にあり、また、修繕のための発電停止の影響も加わり、計画電力量を供給することができない。

こうした状況を受け、ラオス国政府は、南部の山間部地方の社会経済状況の改善、メコン河流域での電力需要の増加に 대응するため、南部地域の既存電源による確実な電力供給及び隣国タイ国からの電力輸入の削減を目的として、今般我が国無償資金協力によるセラバム水力発電所の改修を要請してきたものである。

1-2 予備調査の内容

1-2-1 調査の目的

本案件については、セラバム水力発電所の電力供給力の改善という観点からの必要性は認められる一方、

- (1) 同発電所供給地域における需給面からの必要性、妥当性及び緊急性の検証が必要であること、
- (2) 本案件は、JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づくカテゴリ-B に位置づけられるため、初期環境影響評価（IEE）レベルの調査が必要とされるが、改修後の取水量の変化の有無等、環境・社会影響の検討内容に係る発電施設規模の設定について確認及び検討が必要であること、
- (3) 代替案の比較による最適案に関する環境社会面の影響評価と、ラオス国において必要な環境社会配慮に関する承認手続きや住民意見の聴取、反映に関し側面支援を行う必

要があること

が課題として認識された。

以上から、要請案件の必要性、妥当性及び緊急性を確認し、必要な環境社会配慮を行うとともに、今後無償資金協力案件形成のために実施が想定される基本設計レベルの適切な調査内容・方法等を提言することを目的として、今回、予備調査を行うこととなった。

1-2-2 調査団の構成

No.	氏名 Name	分野 Job title	所属 Occupation	派遣期間 Period
1	武井 耕一 Mr. Koichi TAKEI	総括 Team Leader	JICA ラオス事務所次長 Deputy Resident Representative JICA Laos Office	—
2	相良 冬木 Mr. Fuyuki SAGARA	計画管理 Project Coordinator	JICA 産業開発部資源・エネルギーグループ 電力・エネルギー課 Electric Power and Energy Division, Industrial Development Department, JICA	2008年10月24日 ～10月31日
3	中西 浩和 Mr. Hirokazu NAKANISHI	水力発電計画 Hydropower Planning	中部電力株式会社 Chubu Electric Power Co., Inc.	2008年10月15日 ～11月6日
4	土井 弘行 Mr. Hiroyuki DOI	環境社会配慮 Social and Environmental Consideration	個人コンサルタント Independent consultant	2008年10月15日 ～11月6日

1-2-3 調査日程

本調査は2008年10月1日より2008年12月12日を調査期間として、このうち、2008年10月15日から11月6日に至る23日間にわたり、ラオス国内における現地調査を実施した。現地調査行程を表 1.1 に示す。

表 1.1 現地調査日程

No.	Date		JICA members		Consultants	
			Leader	Project Coordinator (Mr. Sagara)	Hydropower Planning (Mr. Nakanishi)	Social and Environmental Consideration (Mr. Doi)
1	15-Oct	wed			NGO (10:35) → BKK (14:35) by TG645 BKK (20:00) → VTE (21:10) by TG692	KIX (11:45) → BKK (15:35) by TG623 BKK (20:00) → VTE (21:10) by TG692
2	16-Oct	thu			08:45 Courtesy Call to JICA 10:00 Courtesy Call to EoJ 11:00 Meeting with DoE & EDL	14:00 Meeting with JICA Expert to DoE 16:00 Meeting with JICA
3	17-Oct	fri			09:00 Meeting with DoE & EDL (Schedule, Application form, JICA Guideline, Questionnaire) 14:00 Meeting with DESIA, WREA 15:00 Document Collection (NSC, National Geographic Service)	
4	18-Oct	sat			(All day) Arrangement and analyses of collected documents	
5	19-Oct	sun			Vientiane (06:10) → Pakse (07:25) by QV512 (PM) Meeting with C/P of EDL	
6	20-Oct	mon			09:00 Meeting with PDEM and EDL-C 12:30 Meeting and site survey at Selabam HPP	
7	21-Oct	tue			08:00 Site Survey on Xeset HPS (I & II)	
8	22-Oct	wed			08:30 Survey on electricity demand in target area (EDL-C, Bang Yo S/S, Ban Na S/S, Jienxai S/S)	08:45 Meeting with Selabam, PDEM, EDL-C (Preparation for SHM), Visit neighboring villages
9	23-Oct	thu			09:00 Stakeholders Meeting 13:00 Site survey of surrounding area of Selabam (access road) 15:00 Operational Data Collection at Selabam HPP	12:30 Visiting Selabam Elementary School 15:00 Confirmation and compilation of Stakeholders Meeting (Consultation Meeting)
10	24-Oct	fri		NRT(11:00) → BKK (15:30) by TG641 BKK (20:00) → VTE (21:10) by TG692	08:00 Visit to Selabam HPP, Data collection, water sample collection	
11	25-Oct	sat		Vientiane (9:20) → Luang Prabang (10:00) by QV109, Luang Prabang (10:50) → Pakse (12:40) by QV513	Documentation 17:00 Reporting and Meeting with Mr. Sagara	
12	26-Oct	sun			08:30 Site Survey (Selabam HPP, Bang Yo S/S, Distribution, including REP-I project site)	
13	27-Oct	mon			08:30 Meeting with PDEM, EDL-C	
14	28-Oct	tue			Pakse (12:05) → Vientiane (13:20) by QV522, Discussion with EDL, DOE	
15	29-Oct	wed			08:30 Discussion on M/D with EDL, DOE	
16	30-Oct	thu			08:30 Discussion and signing on M/D with EDL, DOE 15:00 Reporting to EoJ	
17	31-Oct	fri		VTE → BKK by TG691/13:50 BKK → NRT by TG640/22:10	Vientiane (06:10) → Pakse (07:25) by QV512 Discussion with Selabam HPP, Data collection, Visit to villages around Selabam HPP	
18	1-Nov	sat			→NRT (06:20)	Documentation
19	2-Nov	sun				Documentation
20	3-Nov	mon			08:45 Data collection in Pakse Meteorology and Hydrology Office 11:30 Discussion with EDL Saravan branch 16:00 Date collection in Selabam HPP	Data collection and discussion with Champasak Provincial Offices
21	4-Nov	tue			Pakse (12:05) → Vientiane (13:20) by QV522, 14:30 Discussion with EDL	
22	5-Nov	wed			08:30 Meeting with WB 10:00 Meeting with ADB 13:00 Meeting with EDL 16:00 Reporting to JICA	10:30 Meeting with DESIA, WREA 13:30 Meeting with Water Quality Laboratory, MOAF/ DoI
23	6-Nov	thu			08:45 Meeting with DoR & DIWT/MPWT VTE (13:50) → BKK(14:55) by TG691	10:00 Meeting with Water Quality Laboratory, MOAForesty/ DoI VTE (13:50) → BKK(14:55) by TG691 BKK (22:40) by TG622
24	7-Nov	fri			BKK (00:20) → NGO (08:00) by TG644	→ KIX (06:10)

1-2-4 主要面談者

(下線は主たる C/P)

- (1) Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines (DoE/MEM)
 - Mr. Bouathep Malaykham, Director, Electric Power Management Division
 - Mr. Chansaveng Bounnong, Chief of Power Sector Planning Division
 - Mr. Sato, JICA Expert to DoE/MEM
- (2) Ministry of Public Works and Transport (MPWT)
 - i) Department of Roads (DoR)
 - Mr. Soulignet Vixayxongdeth, Planning & Technical Division
 - Mr. Muraoka, JICA Expert to DoR/MPWT
 - ii) Department of Inland Water Transport (DIWT)
 - Mr. Souksavanh Thithavong
- (3) Department of Environmental and Social Impact Assessment, Water Resources and Environment Administration, Prime Minister's Office (ESIAD/WREA/PMO)
 - Mr. Chansanouk Khounnouvong, Director of Center for ESIA in Energy sector
 - Mr. Soudaxay Khamphengxay
- (4) Electricite du Laos (EDL)
 - i) Head Office
 - Mr. Bounoum Syvanpheng, Deputy Managing Director
 - Mr. Thongphet, Douangneun, Director, Technical Department
 - Mr. Bounnong Bouttavong, Deputy Director, Technical Department
 - Ms. Lattana Phathmvanh, Deputy Director, Generation Department
 - Mr. Viraphanh Nandavong, Manager, Generation Design Study Office, Technical Department
 - Mr. Bounchiang Keovilayvanh, Manager, System Planning Office
 - Mr. Kaylath Bounphonk, Deputy Manager, Generation Design Study Office, Technical Department
 - Ms. Phouthone Pharagnok, Deputy Manager, Environment Office, Technical Department
 - ii) Selabam Hydropower Station
 - Mr. Khamphanh Phylavanh, Deputy Manager
 - Mr. Khammany Inthalangsy, Deputy Manager
 - Mr. Sitha Phannavong, Chief of Operation Department
 - iii) Xeset I Hydropower Plant
 - Mr. Boun Om Philavanh, Manager
 - Mr. Boun Chonh Soukchaleune, Deputy Manager
 - iv) Xeset II Hydropower Project Office
 - Mr. Te Khounnouvong, Manager
 - Mr. Kanha Chimphanya, Deputy Manager

- v) Champasak Branch Office
 - Mr. Khoune Bouaphengphanh, Deputy Manager
 - Mr. Sisay Keomanixay: Head of Technical Department
- vi) Saravan Branch Office
 - Mr. Thongphanh Xaythanasy, Manager
- (5) Energy and Mine Department of Champasak Province (PDEM)
 - Dr. Bounthong Dyvixay, Director General
 - Mr. Keo Sylsavath, Deputy Director
 - Mr. Khamtanh, Chief Officer
 - Ms. Dhaymany Saykham, Chief of Electrical Unit
 - Mr. Vannasak Sattakoun, Electrical Engineer
- (6) World Bank (WB)
 - Mr. Daniel R. Gibson, Sr. Social Scientist
 - Mr. Viengkeo Phetnavongxay, Environment & NRM Specialist
 - Mr. Grayson C. Heffner, Consultant (Middle East & North Africa Infrastructure)
- (7) Asian Development Bank (ADB)
 - Mr. Stefan Ekelund, Sr. Portfolio Management Specialist (Deputy Country Director)
- (8) 日本大使館
 - 宮下 正明 特命全権大使
 - 中村 建 一等書記官
- (9) JICA ラオス事務所
 - 武井 耕一 次長
 - 関根 創太 所員
 - Mr. Kayasith Sadettan, Assistant Program Officer

1-3 調査概要

1-3-1 先方との協議

今回の調査を通じて確認あるいは変更した内容について、協議議事録（M/D: Minutes of Discussions）として取りまとめ、DOE 及び EDL との 3 者間で署名・交換した。M/D の内容に基づき、以下に協議の概要を示す。

（1）要請内容の確認

ラオス政府から提出された要請書の内容に関連し、以下の点について確認した。

- a) 主取水口及び主導水路の改修については、EDL により既に実施されていることから要請から削除する。
- b) ①撤去、掘削工事費の削減、②訓練用設備として将来使用、③撤去作業に伴う廃棄物の削減、という理由から、EDL としては 1～3 号機発電所建屋を撤去せず、隣接する敷地に新たに 5 号機建屋を建設することを提案する。
- c) 既設 1～3 号機は撤去しないが、取水量の制約から発電利用は行わない。
- d) 今後、詳細検討を実施した結果、1～3 号機建屋が不要で撤去することとなった場合にはラオス側は撤去費用についても無償資金協力の範囲に含めることを要望する。
- e) セラバム発電所の拡張に対応した 22 kV 送電線及び配電線の架設については EDL により既に実施されている。

（2）先方負担事項

- a) サイトへのアクセス道路
サイトまでのアクセス道路（橋梁を含む）の改良についてはラオス政府側の負担とし、プロジェクトの開始前に作業を終了する。アクセス道路の改良に係る土地取得、住民補償についてはラオス政府側の負担とする。
- b) 既存設備の撤去及び処分
調査団は既存設備の撤去及び処分については原則としてラオス政府側の負担となることを説明した。しかしながら、プロジェクトの円滑な推進、技術的能力、撤去費用額の観点から、撤去費用に関する適切な分担について再検討を行う。
- c) 建設廃棄物の処理
ラオス政府は、プロジェクトから生じる建設廃棄物、廃材を処分する適切かつ十分な処分場を確保するものとする。処分場は環境について配慮したうえで適切に選定する。
- d) 準備作業
5 号機建屋予定地、仮設ヤード等の伐採・整地などプロジェクトに必要な準備作業についてはラオス政府の責任で実施するものとするが、ラオス政府は 5 号機建屋予定地の整地作業については無償協力の範囲内に含めることを要望する。

e) **Bang Yo 変電所の改造**

セラバム発電所の拡張に伴う、Bang Yo 変電所の一部施設の改良についてはラオス政府側の負担にて実施する。

(3) その他

a) 既設 4 号機の運転

電力需給がひっ迫する状況の中、既設 4 号機についてはプロジェクト期間中も極力運転を継続する。F/S の報告書では、取放水設備の取り付け部の工事期間である 3 ヶ月のみ 4 号機の運転を停止することとしているが、工事開始時期と雨季・乾季の季節性のため、工事開始時期に応じた建設工程に見直す必要がある。また、5 号機の建設・撤去作業により既設 4 号機の運転・維持に悪影響を及ぼさないように配慮しなければならない。

b) 既存設備の検査

既存設備の健全性はプロジェクトの成否のキーファクターであるため、ラオス政府側はプロジェクトにおいて流用される既存土木設備の健全性について保障することに同意した。

1-3-2 現地調査結果の概要

表 1.2 に現地調査対処方針に沿って調査結果の概要をまとめる。

表 1.2 現地調査結果の概要

対処方針	調査結果
(1) 2004 年に新エネルギー財団より実施されたセラバム水力発電所のリハビリ・拡張計画にかかるファイジビリティ調査 (F/S) の結果、及び EDL の電力開発計画 (PDP) 等をレビューし、ラオス国電力事情 (特に南部) およびセラバム発電所の最新状況を確認する。	- 要請内容の一部については既に先方の負担等により実施されていることが確認されたため、その部分については要請内容から削除した。
(2) 要請内容について再確認し、想定される協力内容を検討する。	- 無償資金協力事業として実施する場合の双方の負担事項について協議を実施した。撤去工事及び仮設工事については原則先方負担となる旨説明したところ、撤去を極力伴わないような要請内容について変更することとなった。
(3) EDL による将来需要予測の妥当性を検証し、同発電所の配電対象地域の世帯や公共部門等、民生需要の観点における本プロジェクトの必要性、妥当性を確認する。さらにプロジェクト効果指標の設定について検討する。	- EDL による需要予測については、マクロ・ミクロ両面からの検討がなされており、予測結果についても妥当といえることができる。世界銀行においても同様の評価をしており、独自の需要想定は実施せず、EDL の想定結果に基づいた支援を実施している。 - プロジェクト効果指標については、EDL 本部及びセラバム発電所との協議により、年間運転目標時間、計画停止時間、計画外停止時間等について設定した。

対処方針	調査結果
(4) 施設の適正規模について、F/S 結果および類似案件との比較等から検討する。特に、取水量の変化有無については環境・社会面への影響が異なるため、十分確認する。	- 乾季の河川流量に対しては拡張規模が大き過ぎると考えられるが、タイ国との電力融通バランスという観点から、雨季の豊富な水量を最大限活用できる現計画の規模を適正と判断した。
(5) 本案件は、JICA 環境カテゴリーB に位置づけられる。先方の環境社会配慮手続き状況を確認し、初期環境影響評価 (IEE) レベル調査の支援を行う。環境社会配慮に関する許認可については、原則的には基本設計レベルの調査の前までに得る必要がある旨、先方に申し入れる。	- JICA 環境社会配慮ガイドラインの基本事項を説明し、ラオス側はガイドラインにそって事業を進めることを確認した。今後先方が行う手続きは、水資源環境庁の環境社会影響評価部へプロジェクト概要書の提出、同部による審査 (詳細な EIA が要するかの判断)、同部からの許可書の取得 (Environmental Certificate) である。(M/D の 7. に記載)。
(6) 環境・社会影響に関し代替案の検討を行い、最適案について環境社会影響評価を行うとともにスコーピング案を作成する。特に水質、水利用への影響さらには水生生物への影響等については十分留意し、回避・緩和策を検討する。	- 代替案を比較検討した結果、予備調査中に確認した変更案が、①上流側への影響が無いこと、②下流側への影響が少ないこと、③発電機等の撤去が伴わないため廃棄物の発生量が少ないこと、④想定される影響は対策の立案・実施によって緩和できることから、最適案であると考えられる。
(7) プロジェクト対象地域周辺住民への事業内容及び影響緩和策の周知説明について、「ラ」国側による実施状況を確認する。周知に不足ある場合、また環境社会配慮上特に注意を要する点を確認された場合は、先方主導のもと住民説明会またはステークホルダーへのインタビューを実施することを推奨し、先方と協議の上、可能であれば調査期間中に実施支援する。	- ラオス側に住民説明会の開催を促した結果、EDL が主体となって住民説明会が開催された。説明会の結果、参加者は事業の実施に伴い大きな問題は生じないと考えており、現時点では大きな心配事は無いことを確認した。ただし、工事期間中は建設車両の通行に伴う埃の巻上げがあるため、これによる住民や子供達への健康被害を防止するためのアクセス道路 (未舗装) の改善を望んでいることがわかった。(M/D の 7-4 Annex-3 に記載)。
(8) 確認された住民の意向については、事業計画に反映されるよう基本設計レベルの調査に向けた留意事項としてフィードバックする。	- 基本設計レベルの調査では、実施機関である EDL 側が地域住民と今後も良好な関係を維持するため、工事計画・内容の説明方法 (工事計画を前広に住民に知らせる方法、環境に配慮した工事を実施していることを住民に知らせるため工事見学会を実施すること等) を検討することが必要である。また定期的な水質モニタリング手法の検討も必要である。
(9) その他、基本設計レベルの調査実施に向けた留意事項を把握し、提言を取り纏める。	以下の 7 項目について基本設計レベルの調査における留意事項として提言した。 <ul style="list-style-type: none"> - 変更レイアウトに基づく詳細設計 - 水力発電設備の仕様、価格検討 - 配電線延伸計画の精査 - 工事前の水質ベースラインデータの把握 (水質調査の実施) - セドン川の流域管理の重要性 - 環境評価規則 (改訂版 2008 年) の入手と変更点の確認 - 建設廃棄物の処理管理体制の確認

1-3-3 環境社会配慮調査の概要

本要請案件は、プロジェクトの立地環境の視点からは、国立生物多様性保全区域等の環境保全区域内における事業ではないこと、住民移転がないこと、事業特性の視点からは、基本的には取水から放水までが非常に短い区間であること、堰堤の嵩上げによる取水量の拡充は行わない計画であり下流側の流況変化は無いことから判断して、自然環境や地域社会へ及ぼす大きなマイナス面の環境社会影響はないと考えられる。

本予備調査期間中に行われた住民説明会の結果、参加者は事業の実施に伴い大きな問題は生じないと考えており、現時点では大きな心配事は無いことを確認した。ただし、工事期間中は建設用車両の通行に伴う埃の巻上げがあるため、これによる住民や子供達への健康被害を防止するためのアクセス道路（未舗装）の改善を望んでいる。また、地域住民からの聞き取り調査の結果、プロジェクト実施に伴う不安、心配事等は無いことが確認できた。

上記の住民説明会の結果や EDL 側の地域住民への対応からは、地域住民はプロジェクトの実施を許容していること、EDL 側は地域住民と良好な関係を築きあげていることが確認された。

EDL 側は今後も地域住民と良好な関係を継続するため、工事実施前や施工中の工事計画・内容の説明を主体的に十分に行う必要がある。なお、地域住民はプロジェクトの実施に伴って村の環境整備がなされることを期待しており、これへの対応も EDL 側の今後の課題となる。

第2章

ラオス国電力セクターの状況

第2章 ラオス国電力セクターの状況

2-1 国家エネルギー政策

2-1-1 ラオスの電力政策

ラオスでは石油、天然ガスなどの化石燃料資源には恵まれない一方、メコン河支流の豊富な包蔵水力を有し、水力エネルギーが利用可能な唯一の国産商業エネルギー資源である。こうした背景から、いわゆる国家エネルギー政策（National Energy Policy）なるものは特別に定められていないが、第6次国家社会経済開発5カ年計画（2006～2010年）¹において、鉱工業サブセクターにおける戦略及び目標として電力セクターの戦略・目標は以下のように示されている。

当該期間における電力セクターの戦略としては、

- ・ 電力輸出を加速するとともに、堅調に増加する国内需要に応えるため、電力開発計画に従って外国資本の導入による開発も含め、新規の発電所建設を推進すること。
- ・ 電源開発と並行して、送電ロスの削減を図るため系統設備の拡充を図ること、また、北部及び南部においてタイ及びベトナムへの電力輸出のために2,860 kmの送変電設備を建設すること。
- ・ タイ、ベトナム、中国、カンボジアの周辺国と協力して、国際電力融通システム開発を推進すること。

などが掲げられている。

また、同期間の具体的な数値目標として、

- ・ 世帯電化率 70%
- ・ 送電線の建設
(高圧 7,684 km、中圧 4,332 km、低圧 3,650 km=1,612 村落・125,879 世帯の電化)
- ・ 太陽光及びその他電源による 1,776 村落・30,000 世帯の電化
- ・ 2010年までに、発電電力量 14,000～15,000 GWh、設備容量 2,700 MW

などが示され、表 2.1 のようなプロジェクトなどが具体的に挙げられている。

表 2.1 水力開発プロジェクト（2006-2010年）

	Installed Capacity (MW)	Annual Generation (GWh)	COD ²
Nam Theun 2	1,088	5,500	2009
Xekaman 3	250	2,000	2009
Nam Mu	105	281	2009
Nam Ngum 2	615	--	2010
Nam Ngum 3	460	--	2010

¹ National Socio-Economic Development Plan (2006-2010), Committee for Planning and Investment, October 2006.

² Commercial Operation Date

Xeset 2	76	--	2007
---------	----	----	------

2-1-2 電力供給の基本方針

ラオスの電力政策を所管する MIH（工業手工芸省：現在は MEM に改編）は、2001 年 3 月に発表された Power Sector Policy Statement において、LLDC³脱却に向け電力セクターとしての取り組み方針を明らかにしている。

この中で、電力セクターでは、

- ・ 社会経済発展を促進するために廉価で安定・持続的な国内電力供給を維持、拡大する
- ・ 政府開発目的に見合う収入を得るための輸出向け電源開発を促進する

という2つの最終目標を設定し、このために

- ・ 電力開発を効果的に管理促進するための法・規制体系の整備と拡充
- ・ 責任と業務を明確にする組織や仕組みの改革

が不可欠な要素だとしている。

このことを踏まえ、下記のような具体的な政策が掲げられている。

- i) 2020年時点での国内電化率90%。このために国内グリッドの整備、オフグリッド供給の拡張、エネルギー自給率・安全の向上、長期持続的な電力プロジェクトの実施
- ii) GMS⁴域内での電力融通の促進、独立発電事業者（Independent Power Producer: IPP）によるプロジェクトの選択・実施手順の確立、またそれらがラオスにもたらす利益の最大化、電力融通に資する送電網の開発
- iii) 電力セクターの法・規準の見直し、環境保護に関する法の強化、国際的な投資基準に即した法体系の構築、オフグリッド開発のための法体系確立
- iv) 責任（業務）を明確化させるための電力セクター組織改編、料金算定基準の明確化、商業ベースにたった電力公社の改革

2-2 電力セクターの現状

2-2-1 電力セクターの組織

(1) 概要

現状のラオス電力セクターに関連する組織・系統は図 2.1 に示すとおりであるが、特に最近の目立った動きとしては次のようなものが挙げられる。

- 1) 電力行政を担当してきた工業手工芸省（MIH: Ministry of Industry and Handicrafts）からエネルギー・鉱業部門が分離され、エネルギー・鉱業省（MEM: Ministry of Energy and Mines）が新設されたこと。
- 2) PMO（首相府）傘下で、輸出向け電力プロジェクトへの投資、広域連携、電力輸出、プロジェクト支援機関との交渉などを担当してきた国家エネルギー委員会

³ Least among less developed countries; 後発開発途上国

⁴ Greater Mekong Sub-region

(LNCE: Lao National Committee of Energy) が解体され、LNCE 事務局機能が MEM 内のエネルギー振興局 (DEPD: Department of Energy Promotion and Development) へ引き継がれたこと。

- 3) 環境審査を担当してきた科学技術環境庁 (STEA: Science, Technology & Environment Agency) から環境部門が切り離され、他省庁の水資源関連組織とともに水資源環境庁 (WREA: Water Resources and Environment Administration) が新設されたこと。
- 4) ラオス政府を代表して IPP プロジェクトに参画するために、大蔵省 (Ministry of Finance) 傘下にラオス持株会社 (LHSE: Lao Holding State Enterprise) が新設されたこと。それまでの IPP プロジェクト (Theun Hinboun 及び Houay Ho) には、ラオス政府を代表して EDL が資本参加しており、LHSE の資本参加は現在建設中の Nam Theun 2 が初めてとなる。

以下に、本件プロジェクトと特に関わりの深い、電力局 (DOE) 及び EDL の概要について述べる。

(2) エネルギー鉱業省電力局 (DoE: Department of Electricity, MEM)

電力セクター開発に関するすべての責任は MEM 下の電力局 (DoE) の下にある。また、民間セクターによる電源開発 (IPP) に関する政策及び方針は、計画投資委員会 (CPI: Committee for Planning and Investment) と共同で検討されることとなっている。

電力法 (Electricity Law) 第 43 条において、MIH (現在は MEM) の権利及び義務として以下のように定められている。

1. 電気事業の改善に資する方針を定めること。
2. ラオス全土の電源開発の可能性に関するデータを収集し整理すること。
3. 電源開発及び環境保全に係る短期・中期及び長期のマスタープランを策定すること。
4. 電力の生産・供給に関するガイドラインを整備すること。
5. 電力設備の安全性を確保すること。
6. 電気事業に関して調査及び技術的指導を行うこと。
7. 政府承認に対する経費を見積もること。
8. 地方その他の管理・監督機関の調整を行うこと。
9. 国際機関と協力し、電気事業発展のための資金調達を行うこと。
10. 電力開発に係る規則、法令に定められた権利及び義務を果たすこと。

(3) ラオス電力公社 (EDL: Electricite du Laos)

EDL は MEM 下の国有企業で、全国の主要な発・送・配電設備を所有・運営するとともに輸出入の管理を行っている。EDL は自ら水力電源開発を実施するとともに、IPP 事業においてはラオス政府を代表し、資本参加する役割を担ってきた。EDL は 1959 年に設立され、その後、1997 年に公共企業体として法人化されている。

表 2.2 に EDL の事業規模概要をまとめる。

LAO POWER SECTOR - ORGANIZATION CHART

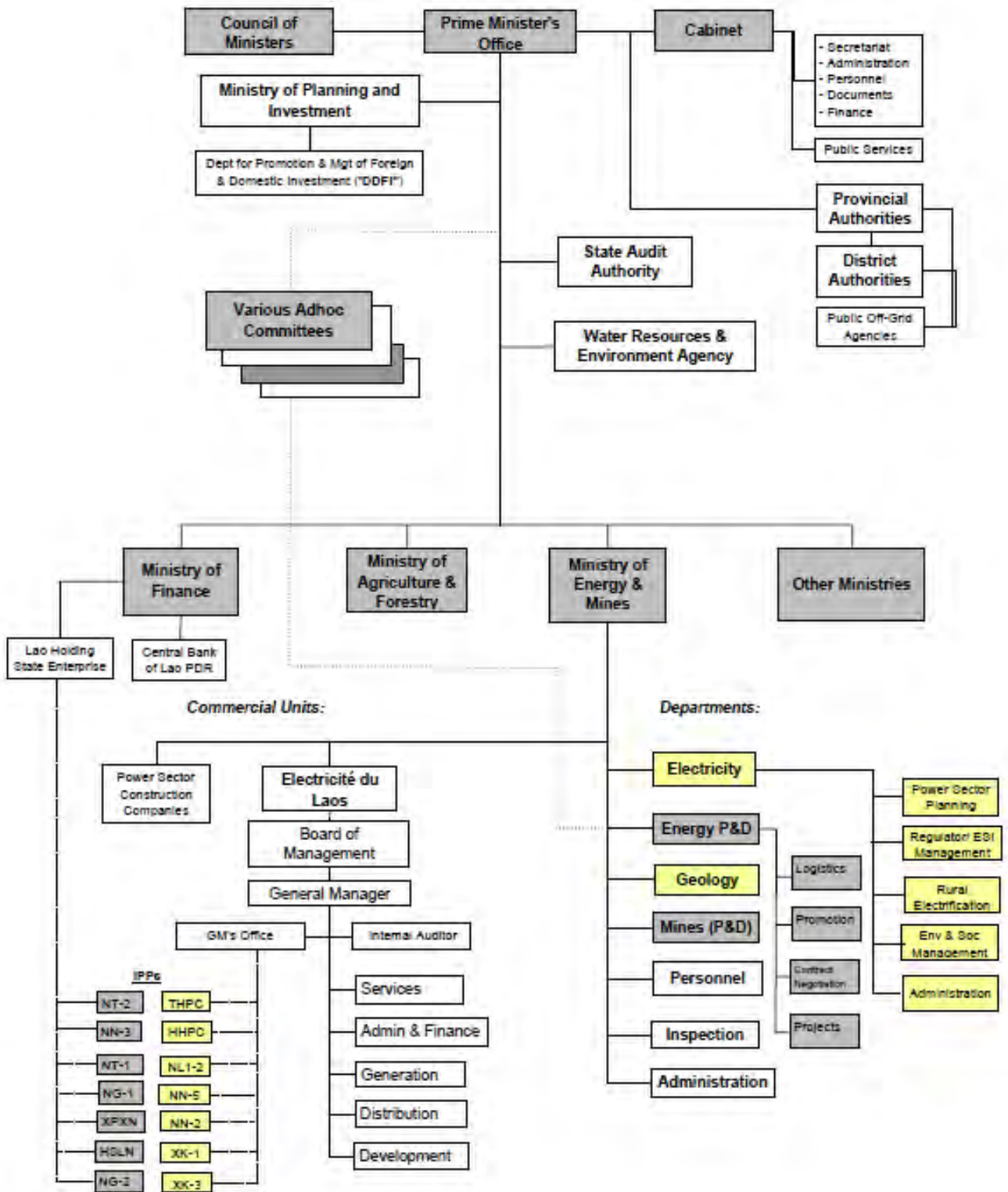


図 2.1 ラオス電力セクター組織

表 2.2 EDL の事業概要

Description	Unit	2006	2005	2004	2003
Installed capacity	MW	309.95	308.30	276.50	271.50
Generation of energy	GWh	1,639.30	1,715.05	1,416.46	1,316.92
Import of energy	GWh	334.55	325.63	277.58	229.34
Energy sales	GWh	1,659.44	1,738.81	1,409.81	1,318.39
- Domestic sales	GWh	1,115.65	1,011.06	902.76	883.74
- Export sales	GWh	547.04	727.75	507.05	434.65
Revenue from domestic sales	million Kip	574,860	515,767	444,593	355,380
Revenue from export sales	million Kip	186,907	232,374	157,391	133,732
Transmission/ Distribution line					
115 kV Transmission line	km-cc	1,861	1,498	1,180	1,111
All distribution lines	km-cc	10,920	9,800	8,401	7,353
0.4/ 0.22 kV low voltage lines	km-cc	9,614	8,855	8,034	7,083
Number of substations 115/22 kV		31	22	18	16
Installed capacity of S/S transformers	MVA	784	596	476	322
Number of distribution transformers		7,872	7,043	5,864	5,477
Installed capacity of distribution transformers	MVA	1,414	1,287	1,089	977
Provincial Agencies	MVA	22	13	13	13
Number of consumer meters		517,009	458,985	411,762	363,141
Number of employees		2,854	3,094	2,979	2,930
Management					
Debt collectable	million Kip	290,370	264,458	209,275	128,530
Energy loss	%	17.86	19.32	19.01	16.41
Finance					
Total revenue	million Kip	1,020,970	1,069,609	854,220	682,527
Total expense	million Kip	868,240	843,026	584,168	509,902
Profit (losses) before tax	million Kip	214,260	226,583	270,052	172,627
Tax	million Kip	31,190	45,579	44,623	21,909
Net Profit	million Kip	183,068	181,596	225,429	150,718
Dividend	million Kip	0	35,436	41,728	33,205

Source: EDL Annual Report 2003-2006

2-2-2 発電設備 (IPP を含む)

ラオスの電源構成は表 2.3 に示すとおり、全体の約 98% は水力 (小水力を含む) であり、それ以外に遠隔地で地方政府の行う電気事業においてディーゼル、太陽光が少量存在する。

また、EDL 及び地方政府が行う国内電力供給事業設備は約 330 MW で、2 箇所の輸出用 IPP の設備容量は約 360 MW である。

表 2.3 ラオスの電源設備構成

	EDL		IPP		Provincial		Total	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Hydropower	305.0	98.4%	362.1	100.0%	0	0.0%	667.1	96.2%
Small/Micro hydropower	4.95	1.6%	0	0.0%	6.59	31.2%	11.54	1.7%
Diesel	0	0.0%	0	0.0%	14.34	68.0%	14.34	2.1%
Solar power	0	0.0%	0	0.0%	0.17	0.8%	0.17	0.0%
Total	309.95	100.0%	362.1	100.0%	21.1	100.0%	693.15	100.0%

Source: EDL annual report 2006

表 2.4 にラオスの既存電源設備を示す。

表 2.4 ラオスの既設電源設備

Power Plants	Location (Province)	Region	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh p.a.)	Owner	Year of Commission
EDL						
1 Selabam	Champasak	South	5.0	21.5	EDL	1969
2 Nam Dong	Luang Prabang	Central 1	1.0	5	EDL	1970
3 Nam Ngum 1	Vientiane	Central 1	155.0	1,002	EDL	1971
4 Xeset 1	Saravan	South	45.0	133.9	EDL	1991
5 Nam Ko	Oudomxay	North	1.5	7.9	EDL	1996
6 Nam Leuk	Vientiane	Central 1	60.0	218	EDL	2000
7 Nam Mang 3	Vientiane	Central 1	40.0	150	EDL	2005
8 Nam Ngay	Phonsaly	North	1.2	2	EDL	--
EDL Total			308.7	1,540		
IPP						
1 Theun Hinboun	Khammouane	Central 2	210	1,620	THPC ⁵	1998
2 Houay Ho	Attapeu	South	152.1	617	HHPC ⁶	1999
IPP Total			362.1	2,237		
Province						
Microhydro	37 locations	--	6.59	--	Provincial	--
Solar PV	106 locations	--	0.17	--	Provincial	--
Diesel	48 locations	--	14.34	--	Provincial	--
Total			691.9	3,777.3		

Source: Power Development Plan (PDP 2007-16), Planning System Office, EDL

2-2-3 送電系統

ラオス国内の送電系統は EDL が独占的に建設・維持管理を行っている。ラオス国内にはいわゆる国土全体をカバーするナショナルグリッドは存在せず、表 2.5 に示す地域ごとに独立した 4 つの電力系統により、電力供給が行われている。

⁵ Theun Hinboun Power Company Limited.

⁶ Houay Ho Power Company Limited.

表 2.5 電力地域区分

電力地域 (area)	県 (province)
北部地域 (North)	: Phongsaly, Luang Namtha, Oudomxai, Bokeo, Houaphanh
中部 1 地域 (Central 1)	: Vientiane 特別市 ⁷ , Vientiane, Luang Prabang, Xieng Khuang, Xayabuly, Bolikhamxai
中部 2 地域 (Central 2)	: Khammouan, Savannakhet
南部地域 (South)	: Saravan, Sekong, Champasak, Attapeu

以下に各地域（系統）の特徴についてまとめるとともに、図 2.2 に 2006 年 7 月現在の系統図を示す。

(1) 北部系統 (North)

北部地域には 35 kV を超える高圧送電系統は確立されておらず、Phongsaly 及び Luang Namtha は中国と 35 kV 送電線で、Houaphanh の一部がベトナムと 35 kV 送電線で、また、Bokeo の一部がタイと 22 kV 送電線で連系されている。

(2) 中部 1 系統 (Central 1)

中部 1 地域においては、Vientiane、Luang Prabang、Xieng Khuang、Xayabuly が 115 kV 送電線で連系され、Nam Ngum 1 発電所 (150 MW) 及び Nam Leuk 発電所 (60 MW) から電力が供給されている。また、この 115 kV 送電系統はタイの EGAT の系統と Phontong、Thanaleng、Pakxan の 3 箇所と連系されている。

(3) 中部 2 系統 (Central 2)

中部 2 地域については、2 つの 115 kV 系統があり、それぞれ Thakhek 及び Savannakhet において EGAT の系統と連系されている。

(4) 南部系統 (South)

南部系統は Champasak 県及び Saravan 県をカバーしており、Xeset 1 発電所 (45 MW)、Selabam 発電所 (5 MW) 及び EGAT からの輸入電力により供給を受けている。Xeset 1 発電所はラオス国第 2 の都市である Pakse 及びタイ国の Ubon Ratchathani と連系されている。また、Attapeu 県で稼働中の IPP、Houay Ho 発電所 (150MW) の一部 (2.1MW 分) が 22 kV 配電線で発電所周辺地域に供給されている。

2-2-4 配電設備

EDL の配電系統は基本的には中圧 (22 kV) であり、フィーダは 115/22 kV 変電所の 22 kV 母線から都市部及び地方部に延伸されている。

低圧配電系は、一般的に 380/220 V の 3 相 4 線方式である。

表 2.6 に EDL の配電設備の概要を示す。

⁷ Vientiane, Municipality あるいは Vientiane, Capital と表記される。

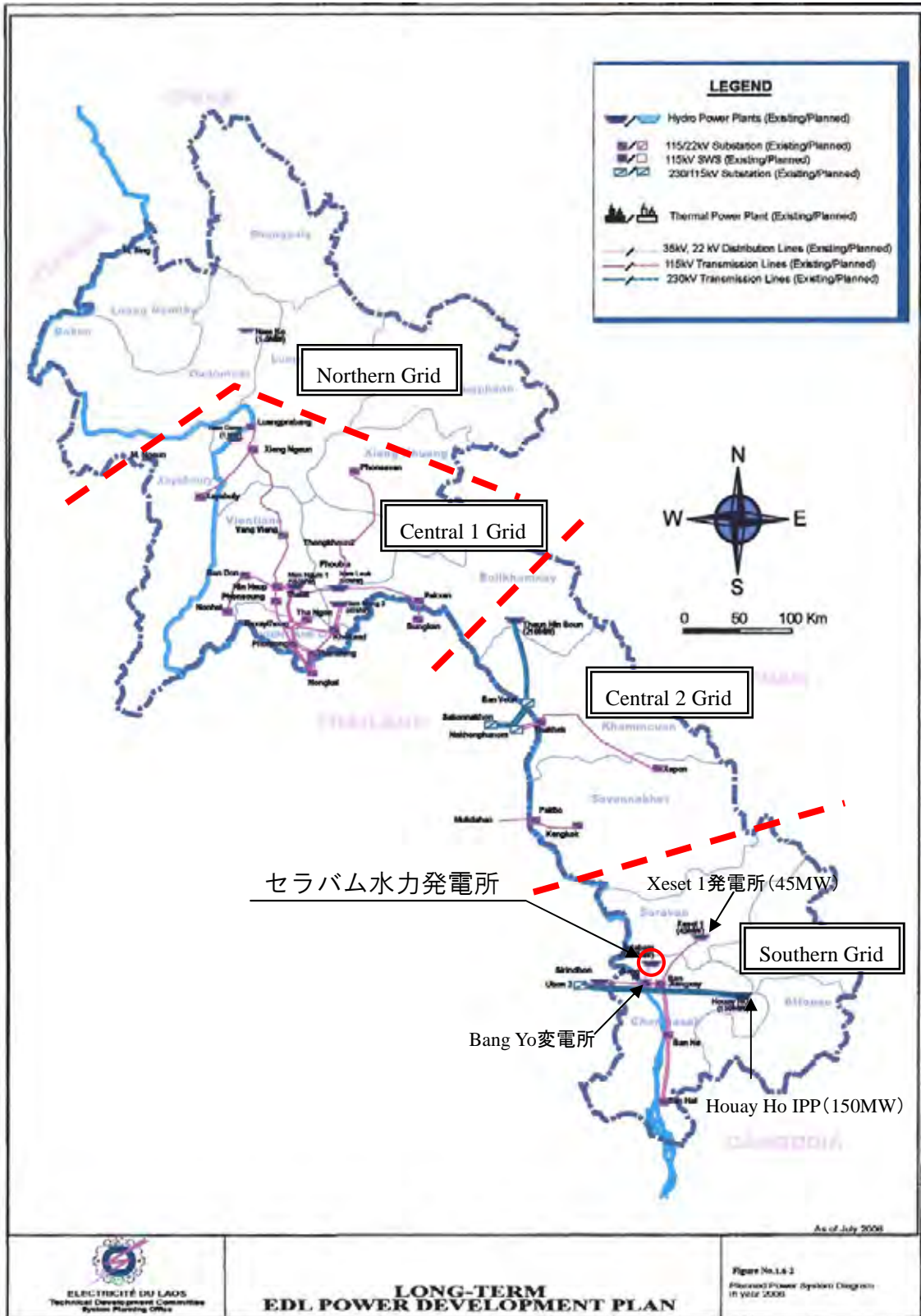


図 2.2 ラオス系統と地域区分

表 2.6 EDL の既存配電設備

Year	HV Transmission Line and MV Distribution Line						Low Distribution Line			
	Normal	Normal	Shieldwire	Shieldwire	Normal	SWER ⁸	Normal	Shieldwire	Shieldwire	SWER
	115 kV	35 kV	34.5 kV	25 kV	22 kV	12.7 kV	0.4 kV	0.4 kV	0.22 kV	0.22 kV
2003	1,111	167,304	177,714	142,423	7,384,220	39,659	7,197,309	174,490	120,830	10,896
2004	1,168	170,253	177,909	122,776	8,401,165	132,571	8,034,393	174,490	69,878	39,800
2005	1,510	160,931	185,165	138,230	9,171,339	132,571	8,552,595	195,374	67,486	39,800
2006	1,862	162,219	186,429	163,994	10,267,736	134,421	9,199,558	214,267	142,372	57,784

Source: Distribution Division, EDL, 2006

2-2-5 電力需要とピーク電力の推移

ラオス国内の電力消費は、堅調な経済成長と配電線延伸等による電化率の向上により、年率 10%を上回る高い伸びを示している。

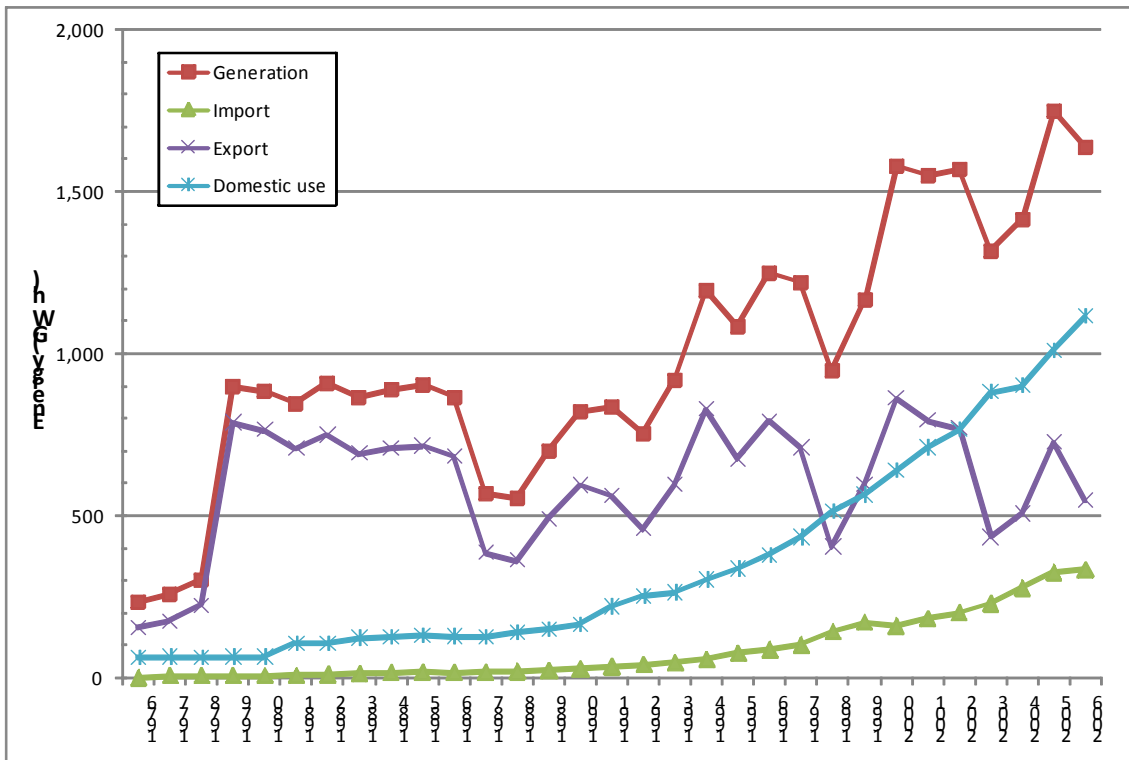
表 2.7 ラオス国内の電力需要の推移

Area/year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Growth ratio	
									1999-2006	2000-2006
Energy consumption in GWh										
North	6	7	9	12	15	16	21	26	24.8%	24.4%
Central 1	402	457	512	550	638	647	729	795	10.2%	9.7%
Central 2	102	114	120	126	141	142	157	464	24.1%	26.3%
South	56	62	70	79	90	98	104	116	10.8%	10.9%
Total	567	649	728	785	906	903	1,011	1,401	13.8%	13.7%
Peak load in MW										
North	2.9	3.8	4.4	6.4	7.0	7.1	8.3	12.8	23.9%	22.5%
Central 1	102.5	118.2	129.6	138.0	164.5	175.7	213.0	217.0	11.3%	10.7%
Central 2	25.5	29.4	32.6	32.3	35.3	39.5	40.0	83.6	18.5%	19.0%
South	15.9	17.3	19.8	22.0	24.6	26.8	30.0	36.9	12.7%	13.4%
Total	147.4	172.1	191.7	204.7	232.3	249.0	291.3	350.3	13.2%	12.6%

2-2-6 発電・電力輸出入・国内消費

図 2.3 に EDL の発電・輸出入及び国内消費電力量の推移を示す。国内消費及び輸入分については、毎年堅調に伸びている一方、発電及び輸出電力については年ごとの変動が大きく、輸出分については 1970 年代後半からほぼ一定の水準に留まっている。

⁸ Single Wire Earth Return (単線大地帰路方式)



Source: EDL Annual Report 2006

図 2.3 発電電力量・輸出入量・国内消費の推移（1976～2006年）

2-2-7 電力料金

(1) 国内料金

国内向け電気料金については、1997年のアジア通貨危機以降、ドル建て債務の国内通貨建て債権（電力販売収入）のギャップを埋めるために継続的に値上げが行われてきており、表 2.8 に示すように 2011 年までの電力料金が定められている。多くの開発途上国同様、供給コストに反して、小規模需要や灌漑需要の価格は低く抑えられ、中～大規模需要、産業需要に対して高く価格設定するという、内部補助が組み込まれている。

世界銀行が実施した調査（2004）⁹によれば、国内電力料金は LRMC（長期限界費用）に比べて 17% 低く、内部補助を無くしていくよう徐々に料金を上げていくことが必要であるとしている。

2008 年 1 月に改定された現行小売料金は、全体の平均で 5.11 ϕ kWh であり、内部補助のため中圧（22 kV）供給については 5.41 ϕ kWh である。詳細については後述するが、国内小売料金は輸出料金よりも遥かに高く設定されている。

⁹ "EDL Tariff Study Final Report," December 2004, Electrowatt-Ekono Ltd., Switzerland and Fichtner, Germany

表 2.8 国内販売電力料金表

Category	LRMC	Revenue Requirement	Effective Electricity Tariff up to 2011							
			Jul-05	Jan-06	Jan-07	Jan-08	Jan-09	Jan-10	Jan-11	
Low Voltage	220-380 V	8.09	5.94							
Residential		9.29	6.88	3.83	3.92	3.99	4.07	4.18	4.30	4.43
	0-25 kWh	--	--	1.06	1.22	1.41	1.62	1.86	2.14	2.46
	26-150 kWh	--	--	2.45	2.53	2.60	2.69	2.76	2.84	2.93
	150 <	--	--	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08
Non-residential		6.44	4.77	6.19	6.13	6.08	6.04	5.99	5.94	5.91
Enterprises		6.56	--	7.65	7.65	7.65	7.65	7.65	7.65	7.65
Entertainment		7.05	--	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14	10.14
Government Offices		6.49	--	6.54	6.44	6.35	6.27	6.18	6.09	6.01
Embassies		6.56	--	9.87	9.87	9.87	9.87	9.87	9.87	9.87
Industry		6.29	--	5.89	5.81	5.72	5.65	5.56	5.49	5.41
Irrigation		6.56	--	2.73	2.87	3.01	3.16	3.32	3.49	3.66
Medium Voltage	22 kV	5.13	3.80	5.59	5.54	5.47	5.41	5.35	5.29	5.23
Enterprises		5.31	--	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50
Government Offices		5.24	--	5.56	5.48	5.40	5.32	5.25	5.18	5.10
Industry		5.07	--	5.01	4.94	4.87	4.80	4.73	4.67	4.60
Irrigation		5.13	--	2.32	2.44	2.56	2.69	2.82	2.96	3.11
High Voltage		4.07	3.01	--	--	--	--	--	--	--
Total		7.79	5.74	5.03	5.06	5.09	5.11	5.17	5.19	5.23

Source: EDL annual report 2006

また、平均電気料金（国内電力販売収入／国内販売電力量）を見ると、表 2.9 に示すとおり、アジア通貨危機の発生した 1997 年に比べて 2007 年には現地通貨建てではほぼ 10 倍となっている。一方、米ドルに換算すると 2 割程度の増加に過ぎない。

表 2.9 平均電力料金の推移

	Average price Kip/kWh	Equivalent UScent/kWh	Exchange rate Kip/US\$		
			Beginning	End	Average
1997	52	4.26	945	1,891	1,220
1998	52	1.61	2,139	4,235	3,235
1999	113	1.60	4,300	7,805	7,044
2000	169	2.14	7,620	8,245	7,911
2001	240	2.68	8,255	9,550	8,948
2002	370	3.64	9,550	10,740	10,171
2003	402	3.78	10,670	10,499	10,625
2004	492	4.62	10,451	10,386	10,646
2005	510	4.76	10,356	10,832	10,706
2006	517	5.10	10,536	9,755	10,147

Source: EDL annual report 2006

(2) 輸出入料金

EDL の電力輸出入料金については、PDP 2007-16 に表 2.10 のようにまとめられている。

表 2.10 EDL の電力輸出入料金

Export tariff (at 115 kV level)				
Nam Ngum 1, Xeset 1 and Nam Leuk				
Peak	18:00-21:30	0.0301	US\$/kWh	Monday to Saturday
Off Peak	21:30-18:00	0.0281	US\$/kWh	Monday to Saturday
Off Peak	00:00-24:00	0.0281	US\$/kWh	Sunday
Import tariff				
1. From EGAT at the voltage level of 115 kV (Vientiane capital, Bolikhamxai, Khammouane, Savannakhet and Champasak) in TOD rate ¹⁰ :				
Peak	18:00-21:30	0.0347	US\$/kWh	Monday to Saturday
Off Peak	21:30-18:00	0.0328	US\$/kWh	Monday to Saturday
Off Peak	00:00-24:00	0.0328	US\$/kWh	Sunday
2. From EGAT at the voltage level of 115 kV Sepon Gold/Copper, Cement factory in Khammouane province) in TOU rate ¹¹ :				
Peak	09:00-22:00	0.0681	US\$/kWh	Monday to Friday
Off Peak	22:00-09:00	0.0325	US\$/kWh	Monday to Friday
Off Peak	00:00-24:00	0.0325	US\$/kWh	Saturday, Sunday and Official holidays
3. From Vietnam (EVN) at the voltage level of 35 kV (Sobbao/Huaphanh, Sepon/Savannakhet, Samouay/Saravan) in Flat rate: 0.06US\$/kWh				
4. From PEA at the level of 22 kV (Houayxai/Bokeo, Kenthao, Muong Ngeun, Muong Khop and Xieng Hon/Xayabuly) in TOU rate:				
Peak	09:00-22:00	0.0800	US\$/kWh	Monday to Friday
Off Peak	22:00-09:00	0.0325	US\$/kWh	Monday to Friday
Off Peak	00:00-24:00	0.0325	US\$/kWh	Saturday, Sunday and Official holidays
5. From China at level of 22 kV (Muong Mang (China) to the Pang Thong, Muong Sing, Bohan, Boten Denkham) in flat rate: 0.0769 US\$/kWh				

Source: PDP 2007-16, Planning System Office, EDL

この料金表を見る限りにおいては、ラオスとタイの間の電力取引の大部分を占める EGAT との電力輸出入価格（表 2.10 の Export tariff 及び Import tariff の 1.）について、例えば表 2.8 における高圧供給の LRMC や必要収益と比較すれば、以下の 2 点が認められる。すなわち、

- コマーシャルベースで輸出入料金（ピーク時：3.01 ¢/kWh、オフピーク時：2.81 ¢/kWh）を下回る水準の発電原価の発電設備を作るとは現実的に不可能
→ 新たな発電設備を作り、電力輸出を行うことは経済的に見合わない

¹⁰ TOD: Time of Date

¹¹ TOU: Time of Use

- コマーシャルベースで輸入料金（ピーク時：3.47 ¢/kWh、オフピーク時：3.28 ¢/kWh）を下回る水準の発電原価の発電設備を作ることは現実的に困難
→ 新たな発電設備を作るより、EGATからの輸入に頼った方が経済的に有利

ということである。つまり、この料金表が何の条件もなく、無制限に適用されるものであれば、自国内に電源設備を作らず、全量輸入に頼ることが経済性の面では合理的ということになる。この点についてEDLに照会したところ、EDLとEGAT間のPPAの詳細を確認することができた。

現在のPPAは2006年2月から2010年2月までの4年間で有効期間であり、要約すると、表2.1.1及び表2.1.2のように整理される。EDLからの年間の輸出電力量がEGATからの年間の輸入電力量を上回っている限りは表2.1.1が適用される。しかし、EGATからの年間の輸入電力量がEDLからの年間の輸出電力量を上回る場合、EDLからの年間の輸出電力量に相当する部分については表2.1.1が適用されるが、輸入超過分については表2.1.2に示す料金が適用される。

表 2.1.1 EGAT-EDL の電力輸出入契約（2006-2010年）

(Unit: Thai Baht)

	EDL→EGAT (Export)	EGAT→EDL (Import)	
		Normal	Emergency
Peak	1.60	1.79	1.60
Off Peak	1.20	1.39	1.20

- Peak: 09:00-22:00 (Mon – Fri)

- Off Peak: 22:00-09:00 (Mon – Fri)

00:00-24:00 (Sat, Sun, National Holidays of Thailand)

表 2.1.2 輸入超過分の電力料金

(Unit: Thai Baht)

Demand charge (Baht/kW)	Energy charge (Baht/kWh)		Monthly charge (Baht/month)
	Peak	Off Peak	
74.14	2.7595	1.3185	228.17

表2.1.0あるいは表2.1.1と前述の国内電気料金の比較から明らかなように、ラオス側については自国内の販売電力料金を大きく下回る水準で電力取引を行っており、タイについても事情は同様である。

これは両国間の輸出入が少なくともバランスすることを前提として設定されているものと想像される。

また、ラオス側の輸入料金が輸出料金を上回って設定されているが、出力調整可能な（タイ側の）火力電力と雨季の余剰電力の価値及び系統運用コストを考えれば、ラオス

側に不利な契約とも言えないであろう。

なお、電力料金は毎月の輸出入に対して支払いが行われ、取引通貨は 50%が米ドル建て、50%がタイバツ建てである。

2-3 電力需要予測

2-3-1 電力需要予測手法

ラオスの電力供給は、前述のように主として4つの独立した電力系統によりカバーされている。このような事情から需要予測は4つの系統ごと、更には各県に設置されたEDLの支店単位で、ミクロ面からの積み上げ及び計量経済モデルを用いたマクロ分析の双方から推定されている。

ラオスの場合、表 2.7 でみたように、現状では国内需要が350 MW 程度しかなく、更にビエンチャン首都圏を含む地域に集中しているため、MW オーダーの産業用需要の動向に大きな影響を受ける。したがって、EDL では表 2.13 に示すような産業用需要をあらかじめ把握し、需要予測に反映している。なお、表 2.13 に掲載された需要に対してEDLは全て引き受けるというわけではなく、例えば、南部系統Sekong 県のアルミニウム会社への供給については、EDL では対応しないこととしている。

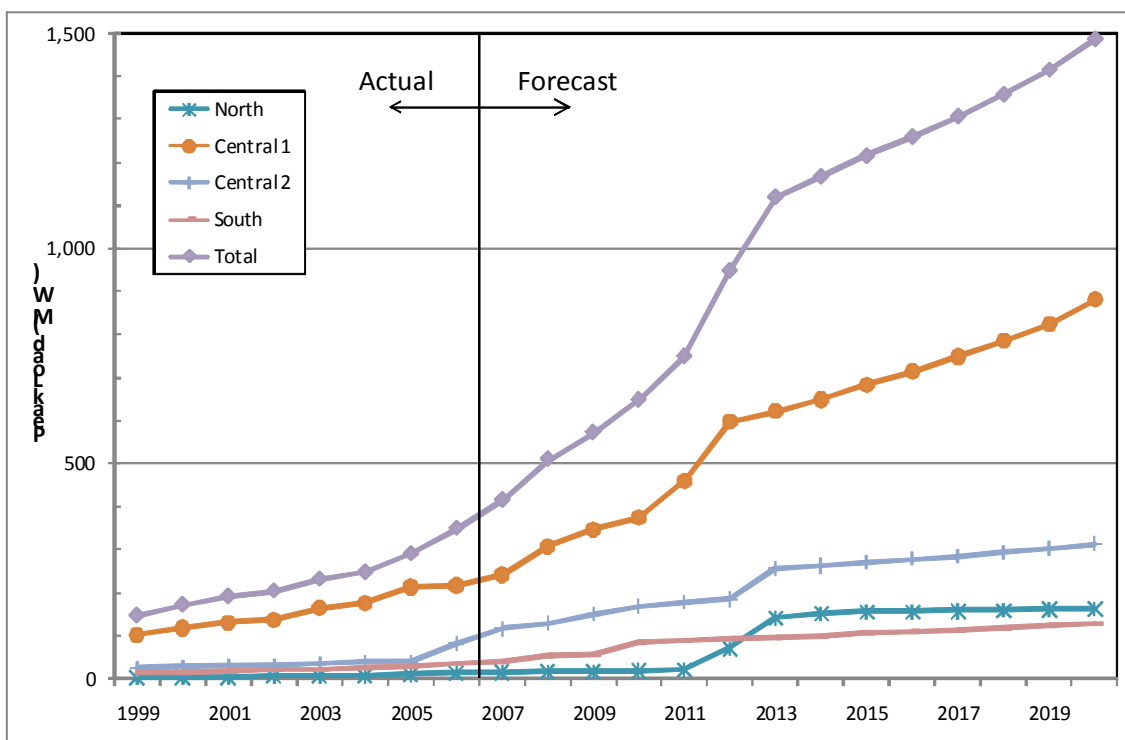
表 2.13 産業用需要リスト

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CENTRAL 1														
Luangprabang														
1 Cement factory at Pakmong	2.9	2.9	2.9	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	16	16	16	16	16	22
Vientiane province														
1 Kaly Factory		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2 Sanakham Mining						40	40	40	40	40	40	40	40	40
3 Phubia Gold/copper Mining project		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Vientiane city														
1 Cringer, Cement factory (already connected)														
2 Bear Saythany Factory		3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
3 Silicon Factory	8	8	8	8	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
4 Iron melting factory		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5 China town and new stadium		20	22	24	27	29	32	35	39	43	47	52	57	63
Xayabuly														
1 Cu Mining, Quangchi Vietnam					40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Xiengkhouang														
1 Fe Mining at Khun distr., Autu mind capital group, Canada-Vietnam			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2 Cu Mining at Kham distr., JMP windsor, Australia			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3 Fe mining at Pek distr., Yongxieng Yunnan China						10	10	10	10	10	10	10	10	10
CENTRAL 2														
Khammouan province														
1 Cement factory	20	20	20	20	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Savannakhet province														
1 Gold/copper mine	47.5	50	74	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
NORTH														
Phongsaly														
1 Cu Mining Yot ou Dist., Lao-China				10	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20
2 Ze mining, Yot Ou dist. Yunnan Zhongshen Mining Co, Ltd						10	10	10	10	10	10	10	10	10
3 Ze mining Phongsaly dist., Yunnan Zhongshen Mining Co, Ltd						10	10	10	10	10	10	10	10	10
4 Cu mining Bounneua, Yunnan Zhongshen Mining Co, Ltd						40	40	40	40	40	40	40	40	40
Luangnamtha province														
1 Minning at Long Dist		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2 Boten Econ. Zone		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
3 Cu Minning at Sing Dist.			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Oudomxay														
1 Cement Factory Namo dist.						10	10	10	10	10	10	10	10	10
2 Cu Mining Namo dist., Sanmou						20	20	20	20	20	20	20	20	20
SOUTH														
Saravan province														
1 Cement Factory		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Sekong province														
1 CYC Aluminium			75	75	75	2,000	2,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Champasak province														
1 Bear Lao Factory		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
TOTAL	78	220	351	378	449	2,516	2,519	3,532	3,543	3,547	3,551	3,556	3,561	3,573

Source: PDP 2007-16, System Planning Office, EDL

2-3-2 電力需要予測結果

図 2.4 にピーク電力需要の予測結果を示す。産業用需要等を反映し、2020 年のラオス全体の電力需要は現状の 4 倍以上、年平均にして 12%弱の高い伸びが続くものと想定している。



Source: PDP 2007-16, System Planning Office, EDL より作成

図 2.4 需要予測結果

2-4 電力開発計画

2-4-1 国内向け電力供給計画

EDL の策定した電力開発計画 (Power Development Plan 2007-16) においては、国内向け電源として表 2.14 のようにまとめている。なお、輸出用 IPP (IPP (e)) については、国内供給分のみ掲載されている。

表 2.14 国内向け電源開発計画

	Power plant	Installed capacity (MW)	Energy production (GWh p.a.)	Plant factor	COD	Status	Owner	Area
1	Nam Dong	1	4.7	54%	1961	Existing	EDL	C1
2	Xelabam	5	21.5	49%	1961	Existing	EDL	S
3	Nam Ngum 1	155	1,002.0	74%	1971	Existing	EDL	C1
4	Xeset 1	45	133.9	34%	1991	Existing	EDL	S
5	Nam Ko	1.5	7.9	60%	1996	Existing	EDL	N
6	Theun Hinboun (local)	8	24.5	35%	1998	Existing	IPP (e)	C2
7	Houay Ho (local)	2.1	8.3	45%	1999	Existing	IPP (e)	S
8	Nam Leuk	60	218.0	41%	2000	Existing	EDL	C1
9	Nam Mang 3	40	150.0	43%	2005	Existing	EDL	C1
10	Nam Ngay	1.2	2.0	19%	2006	Existing	EDL	N
11	Xeset 2	76	309.0	46%	2009	under construction	EDL	S
12	Nam Theun 2	75	300.0	46%	2009	under construction	IPP (e)	C2
13	Nam Nhon	2	11.6	55%	2010	under construction	IPP (d)	N
14	Nam Ham	5	15.4	35%	2010	Prepare for construction	IPP (d)	C1
15	Nam Lik 1/2	100	435.0	50%	2010	under construction	IPP (d)	C1
16	Xekaman 3	25	76.0	35%	2010	under construction	IPP (e)	S
17	Nam Ngum 5	120	500.0	48%	2011	under construction	IPP (d)	C1
18	Nam Lik 1	60	248.7	47%	2011	planned	IPP (d)	C1
20	Xelabam ext.	7.7	37.1	55%	2012	planned	EDL	S
21	Nam Tha 1	168	721.0	49%	2012	planned	IPP (d)	N
22	Nam Sim	8	29.9	43%	2012	planned	IPP (d)	N
23	Xekatom	61	296.8	56%	2012	planned	IPP (d)	S
24	Theun Hinboun (extension)	60	316.0	60%	2012	planned	IPP (e), (d)	C2
19	Xepon 3 (Upstream)	70	390.0	64%	2013	planned	IPP (d)	C2
26	Xepon 3 (Downstream)	30	210.0	80%	2013	planned	IPP (d)	C2
27	Hongsa Lignite TPP (local)	100	700.8	80%	2013	planned	IPP (e)	C1
28	Nam Theun 1 (local)	13	78.0	68%	2013	planned	IPP (e)	C1
30	Nam Bak 2	60	365.0	69%	2013	planned	IPP (e)	C1
31	Tasien	3.2	17.0	61%	2013	PPA	IPP (d)	C2
29	Xepian/ Xenamnoy (local)	40	202.9	58%	2014	planned	IPP (e)	S
25	Xekaman 1	45	199.3	51%	2014	planned	IPP (e)	S
32	Houaychampi	4	20.0	57%	2014	planned	IPP (d)	S
33	Nam Ou (local)	90	413.0	52%	2014	planned	IPP (e)	N
34	Nam Khan 2	126.2	500.0	45%	2014	MOU	EDL	C1

	Power plant	Installed capacity (MW)	Energy production (GWh p.a.)	Plant factor	COD	Status	Owner	Area
35	Houaylamphan	68	315.0	53%	2014	FS	EDL	S
36	Nam San 3	40	175.2	50%	2014	planned	IPP (d)	C1
37	Xeneua	60	236.5	45%	2014	planned	IPP (d)	C2
38	Nam Ngiep Regulating	20	115.0	66%	2014	PPA	IPP (e)	C1
51	Xelanong	40	157.8	45%	2014	planned	IPP (d)	S
39	Nam Khan 3	46.2	222.0	55%	2015	planned	EDL	C1
40	Nam Boun	8	42.0	60%	2015	planned	IPP (d)	N
41	Nam Phak	30	118.3	45%	2015	planned	IPP (d)	N
42	Donsahong	24	152.0	72%	2016	planned	IPP (e)	S
43	Nam Kong 1/ Sekong 4-5	60	318.0	61%	2017	planned	IPP (e)	S
44	Nam Mang 1	50	219.0	50%	2015	planned	IPP (d)	C1
45	Nam Long	20	78.8	45%	2016	planned	IPP (d)	N
46	Xeset 3-4	32	135.0	48%	2016	planned	IPP (d)	S
47	Nam Beng	33	125.0	43%	2017	planned	IPP (d)	N
48	Nam Kong 3	25	142.0	65%	2017	planned	IPP (d)	S
49	Xebangnuan	45	177.0	45%	2018	planned	IPP (d)	S
50	Nam Hao	10	43.8	50%	2019	planned	IPP (d)	N
57	Viengphukha	60	420.5	80%	2019	planned	IPP (d)	N
52	Nam Seuang 1	39	153.7	45%	2020	planned	IPP (d)	C1
53	Nam Seuang 2	20.1	79.2	45%	2020	planned	IPP (d)	C1
54	Nam Fa	100	394.2	45%	2021	planned	IPP (d)	N
55	Nam Feaung	50	197.1	45%	2021	planned	IPP (d)	C1
56	Nam Ngiep 2	37.5	147.8	45%	2022	planned	IPP (d)	C1
58	Xebanghieng	100	394.2	45%	2023	planned	IPP (d)	C2
59	Xebangfai	60	236.5	45%	2023	planned	IPP (d)	C2
60	Nam Hinboun	60	236.5	45%	2024	planned	IPP (d)	C2
61	Houaykatan	30	118.3	45%	2024	planned	IPP (d)	S
	Total	2,836.1	13,115.7	53%				

- IPP (e): IPP for export

- IPP (d): IPP for domestic use

Source: PDP 2007-2016

表 2.14に基づき、建設中（建設準備中を含む）及び2020年までの運転開始分について整理すると、ピーク電力、年間発電電力量について、それぞれ表 2.15、表 2.16のようになる。

表 2.15 国内向け電源開発計画（ピーク電力）

(unit: MW)

	Existing	Under construction ¹²		Planned up to 2020	
		Net	Total	Net	Total
EDL	308.7	76.0	384.7	324.1	632.8
IPP (e)	10.1	100.0	110.1	552.0	562.1
IPP (d)	0.0	227.4	227.4	1,143.7	1,143.7
Others	0.0	0.0	0.0	60.0	60.0
Total	318.8	403.4	722.2	2,079.8	2,398.6

- IPP (e): IPP for export
- IPP (d): IPP for domestic use

表 2.16 国内向け電源開発計画（年間発電電力量）

(unit: GWh p.a.)

	Existing	Under construction		Planned up to 2020	
		Net	Total	Net	Total
EDL	1,540.0	309.0	1,849.0	1,383.1	2,923.1
IPP (e)	32.8	376.0	408.8	2,920.0	2,952.8
IPP (d)	0.0	962.0	962.0	5,199.2	5,199.2
Others	0.0	0.0	0.0	316.0	316.0
Total	1,572.8	1,647.0	3,219.8	9,818.3	11,391.1

- IPP (e): IPP for export
- IPP (d): IPP for domestic use

供給計画は以上のとおりであるが、一方、2-3-2でみた電力需要予測結果と比較してみると表 2.17 及び図 2.5 のようになる。

2006 年の実績ベースで既にピーク電力では需要が供給を上回っており、実現性の高い建設段階プロジェクトが進行している 2011 年までは需要が供給を上回る状況が続くものと想定されている。2012 年以降は需給状況は緩和する計画であるが、表 2.15、表 2.16 より明らかのように、供給力の大半は IPP、とりわけ、これまで実績のない国内供給用 IPP によるものである。今後、堅調な電力需要に対し、設備形成を図っていくうえで、資金不足から民間資本を頼りにしているわけであるが、近年、プラント価格等の高騰もあり、PPA の見直しなど IPP の進捗が芳しくない状況が続いており、また、タイ、ベトナム等の海外オフテーカーと比較して信頼性の面で劣るラオス国内オフテーカー (EDL) 向け IPP の進展については楽観視できないであろう。

以上のように、今後もラオス国内の需給については逼迫した状況が続くものと想定される。

¹² Prepare for construction（建設準備中）を含む

表 2.17 2020 年までの需給バランス

	Energy demand (GWh)	Energy supply (GWh)	Reserve (%)	Peak load (MW)	Peak supply (MW)	Reserve (%)	Remarks
2006	1,401	1,573	12%	350.3	318.8	-9%	Actual
2007	1,711	1,573	-8%	415.6	318.8	-23%	Construction stage
2008	2,264	1,573	-31%	510.5	318.8	-38%	
2009	2,635	2,182	-17%	574.0	469.8	-18%	
2010	3,034	2,720	-10%	648.4	602.2	-7%	
2011	3,643	3,469	-5%	750.0	782.2	4%	
2012	4,885	4,869	0%	948.2	1,086.9	15%	Planned stage
2013	5,865	6,630	13%	1,119.5	1,363.1	22%	
2014	6,119	8,965	47%	1,168.6	1,896.3	62%	
2015	6,358	9,566	50%	1,216.2	2,030.5	67%	
2016	6,582	9,932	51%	1,260.0	2,106.5	67%	
2017	6,825	10,517	54%	1,307.2	2,224.5	70%	
2018	7,088	10,694	51%	1,357.9	2,269.5	67%	
2019	7,388	11,158	51%	1,415.5	2,339.5	65%	
2020	7,771	11,391	47%	1,486.8	2,398.6	61%	

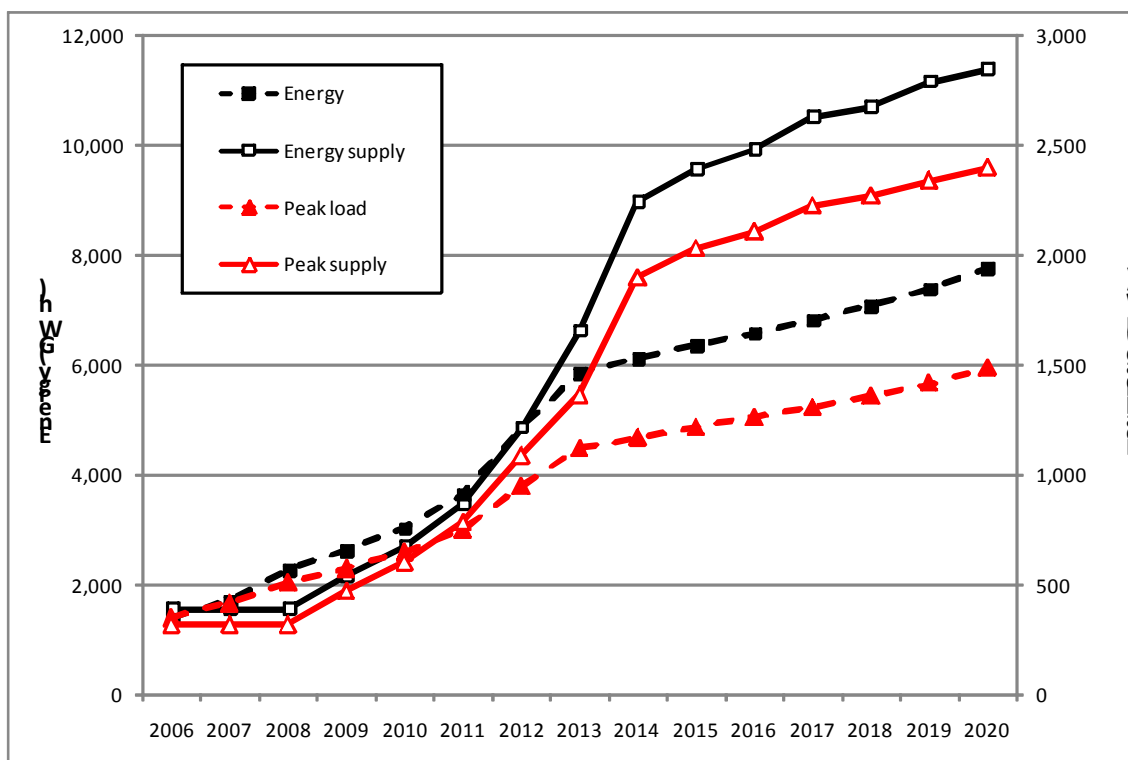


図 2.5 2020 年までの需給バランス推移

2-4-2 地方電化計画

2007年現在のラオス国全体の世帯電化率は58.3%であるが、ラオス政府は2010年に70%、2020年に90%という目標を掲げている。

表 2.2 1はEDLの策定したPDPにおける地方電化計画であるが、EDLではEDL自身によるオングリッド供給による電化分として、2010年に65%、2020年に83%という目標を設定し、不足分は地方政府等によるオフグリッド供給等による電化を想定している。

地域別にみると、表 2.1 8に示すように世帯電化率で北部地域及び南部地域が全国平均を下回っている。

表 2.1 8 地域別電化率 (2004 年)

	Total amount				Electrified in 2004					
	District	Village	HH	Population	District	Village		HH		
North										
1 Phongsaly	7	606	27,528	192,354	4	57%	35	6%	2,854	10%
2 Luang Namtha	5	410	24,965	138,297	5	100%	134	33%	8,295	33%
3 Houaphanh	8	785	43,175	279,461	8	100%	130	17%	12,630	29%
4 Bokeo	6	369	23,631	134,909	2	33%	96	26%	6,533	28%
5 Oudomxay	7	634	47,709	254,778	5	71%	65	10%	7,477	16%
Sub-total	33	2,804	167,008	999,799	24	73%	460	16%	37,789	23%
Central 1										
6 Vientiane muni.	9	499	126,185	695,473	9	100%	488	98%	113,865	90%
7 Vientiane	11	587	62,886	356,800	11	100%	479	82%	44,236	70%
8 Xaraboury	10	494	59,552	327,323	10	100%	242	49%	18,967	32%
9 Luang Prabang	11	936	66,622	418,859	11	100%	386	41%	29,681	45%
10 Xieng Khuang	7	579	31,232	228,525	7	100%	77	13%	7,229	23%
11 Bolikhamxay	6	328	36,489	214,416	6	100%	174	53%	18,396	50%
12 Xaysomboun	3	85	5,664	34,811	3	100%	31	36%	1,661	29%
Sub-total	57	3,508	388,630	2,276,207	57	100%	1,877	54%	234,035	60%
Central 2										
13 Khammuane	9	804	60,929	324,952	9	100%	474	59%	34,467	57%
14 Savannakhet	15	1,545	132,560	783,867	14	93%	631	41%	67,796	51%
Sub-total	24	2,349	193,489	1,108,819	23	96%	1,105	47%	102,263	53%
South										
15 Champasak	10	924	100,346	578,613	10	100%	453	49%	37,680	38%
16 Saravane	8	724	51,810	289,339	7	88%	264	36%	19,622	38%
17 Attapeu	5	210	18,432	101,517	3	60%	36	17%	2,717	15%
18 Sekong	4	262	11,267	79,602	3	75%	34	13%	3,543	31%
Sub-total	27	2,120	181,855	1,049,071	23	85%	787	37%	63,562	35%
Total	141	10,781	930,982	5,433,896	127	90%	4,229	39%	437,649	47%

Source: Electricity Statistics of Lao PDR, 2004, DoE/MIH

ラオスにおいてもとりわけ電化率の低い地域におけるEDLによる配電線延伸は、表 2.1 9に示すように、北部地域についてはADB、南部地域については世界銀行による支援が行われてきた。

表 2.19 地方電化プロジェクト

No.	Projects	Locations	No. of HHs	Period	Source of Fund	Owner
1	Power Transmission and Distribution phase II (PTD 2)	Luangpabang, Xayabury, Xiengkhouang, Oudomxay, Luangnamtha, Phongsaly and Xaysomboun Special Region	32,123	2004-06	ADB, NDF, EDL	EDL
2	Southern Provincial Rural Electrification phase II (SPRE 2)	Bolikhambay, Khammouane, Savannakhet, Champasak, Saravan, SekongAttapeu	44,224	2005-08	WB, EDL	EDL
3	Power Transmission and Distribution phase III (PTD 3)	Luangpabang, Xayabury, Xiengkhouang, Oudomxay, Luangnamtha, Phongsaly, Bokeo	35,000	2009-12	ADB, NDF, EDL	EDL
4	Southern Provincial Rural Electrification phase III (SPRE 3)	Bolikhambay, Khammouane, Savannakhet, Champasak, Saravan, Sekong Attapeu	55,000	2010-13	WB, EDL	EDL

Source: Power Development Plan 2004-13 より抜粋

ADB 及び世界銀行では引き続き、北部エリア及び南部エリアの地方電化に対する支援を継続することとしており、ADB については NDF 及び EDL と共同で 2004 年より新たに NARP (Northern Area Rural Power Distribution) プロジェクトを立ち上げ、また、世界銀行は 2006 年に REP (Rural Electrification Program) としてプログラムの再編が行われ、現在 phase-I (2006-2010) 及び phase-II (2008-2013) が実施・計画されている。表 2.20 に世界銀行及び ADB の地方電化プロジェクトの計画を示す。

表 2.20 世界銀行、ADB の地方電化プロジェクト計画

(unit: Households)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
(North)										
1 NARP 1 ADB	10,189	20,378	30,567	30,567	30,567	30,567	30,567	30,567	30,567	30,567
2 NARP 2 ADB				11,463	22,925	34,388	45,851	45,851	45,851	45,851
3 NARP 3 ADB								13,755	27,510	41,265
Subtotal North	10,189	20,378	30,567	42,030	53,492	64,955	76,418	90,173	103,928	117,683
(South)										
4 REP 1 WB	14,098	28,917	42,295	42,295	42,295	42,295	42,295	42,295	42,295	42,295
5 REP 2 WB				15,861	31,721	47,582	63,443	63,443	63,443	63,443
6 REP 3 WB								19,033	38,066	57,098
Subtotal South	14,098	28,917	42,295	58,156	74,016	89,877	105,738	124,771	143,804	162,836
Total	24,287	49,295	72,862	100,186	127,508	154,832	182,156	214,944	247,732	280,519

Source: PDP, 2007-2016

2-4-3 電力開発計画に必要な資金

EDL では、電力開発計画（PDP 2007-2016）の実施に必要な所要資金として表 2.2.2 のとおり見積もっている。但し、これらの金額には、環境影響評価（EIA）、不発弾（UXO）処理、DSM（Demand Side Management）、コンサルタント料、予備費、物価上昇調整等に係る費用は含んでいない。

表 2.2.2 電力所要投資額（2007-2016 年）

(unit: million US\$)

	Projects	FC ¹³	LC ¹⁴	Total
1	Generating Plants	484.3	121.1	605.4
2	Transmission Lines	253.4	105.2	358.6
3	Substation	70.5	10.4	80.9
4	Dispatching Control Center	13.4	5.8	19.2
5	Rural Electrification	131.3	32.8	164.1
6	Overhaul and Distribution reinforcement	25.8	6.4	32.2
	Total	978.7	281.7	1,260.4

Source: PDP 2007-16

また、表 2.1.4 に示した EDL の発電設備 5 案件への投資額について表 2.2.3 のように内訳が示されている。

表 2.2.3 発電設備所要投資額内訳

(unit: million US\$)

	Installed Capacity (MW)	Annual energy (GWh)	Plant Factor	COD	Area	Project Cost	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1 Xeset 2	76	309	46%	2009	S	131.9	26.4	52.7	52.7								
2 Xelabam (expansion)	7.7	37.06	55%	2012	S	15.8				3.2	6.3	6.3					
3 Houaylamphan Gnai	68	315	53%	2014	S	92						18.4	36.8	36.8			
4 Nam Khan 2	126.2	500	45%	2014	C1	273.8						54.8	109.5	109.5			
5 Nam Khan 3	46.2	222	55%	2015	C1	91.8							18.4	36.7	36.7		
Total	324.1	1,383.06	49%			605.3	26.4	52.7	52.7	3.2	6.3	79.5	164.7	183.0	36.7	0.0	
						FC	484.3	21.1	42.2	42.2	2.5	5.1	63.6	131.8	146.5	29.4	0.0
						LC	121.1	5.3	10.5	10.5	0.6	1.3	15.9	32.9	36.6	7.3	0.0

Source: PDP 2007-16

¹³ Foreign Currency portion

¹⁴ Local Currency portion

2-5 プロジェクト実施機関

2-5-1 EDLの組織

(1) 組織図

EDLの組織は2008年10月に組織変更があり、図 2.6に示すように変更がなされた。本件も含め、電力プロジェクトについては、調査・設計・計画段階においては、Technical Departmentが担当し、建設段階から発電プロジェクトについては Generation Department、送配電プロジェクトについては Transmission Line & Substation Departmentに引き渡されることとなる。

(2) 職員数

EDLの職員数は表 2.2に示したとおり、2006年末現在で2,854名¹⁵であり、ここ数年減少傾向にある。電力セクター改革において新設された LHSE などや民間発電会社 (IPP) への転出も要因の一つであろう。職員の内訳は2006年度のアニュアルレポートでは、

- Master degree: 143
- Bachelor degree: 249
- Qualified engineers: 410
- Technicians: 1,000
- Lower grade technicians: 667
- Assorted: 385

とされている。今後、民間水力開発を推進していく中で、電力技術者の育成・確保はEDLのみならずラオス国全体にとって重要な課題であり、世界銀行では電力セクター同様に今後の発展が期待される鉱業セクターとあわせて、ラオス大学に技術者養成コースを設立するプログラムを準備している¹⁶。

¹⁵ 2008年10月発行のEDLリーフレットによれば、職員数3,008名（うち男性2,537名、女性471名）である。

¹⁶ まだ準備段階であり、詳細については不明。世界銀行ラオス事務所にて聞き取り。



Organization Chart of Electricite du Laos

No: 1601 / EDL

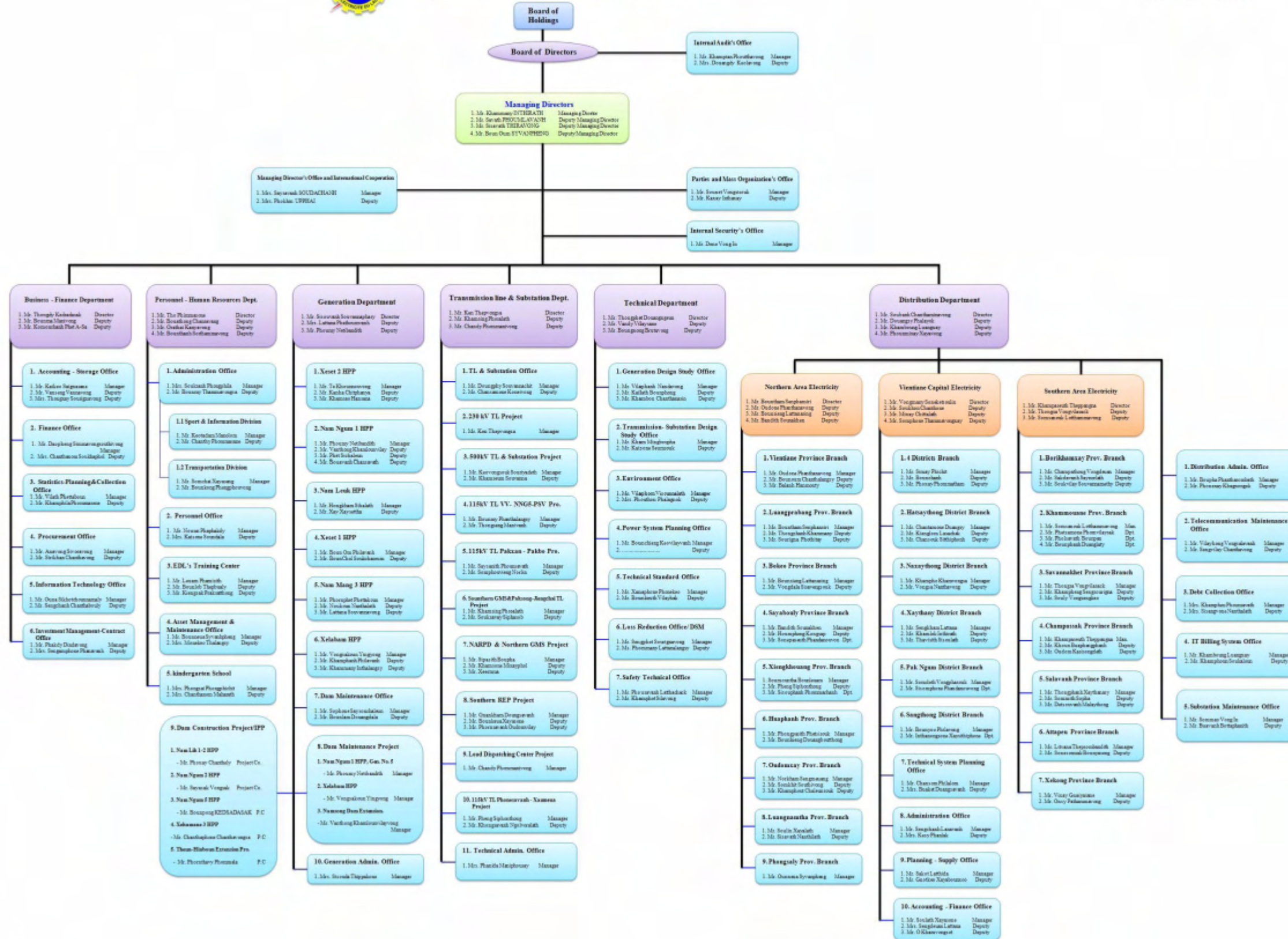


图 2.6 EDL 組織圖 (2008 年 10 月改定)

2-5-2 EDLの財務状況と課題

電気事業の財務状況については、基本的には電気料金水準によって決まってしまう。2-2-7で述べたように、EDLの電気料金については、世界銀行の指導も受けて段階的に値上げを続けてきており、表2.8に示したとおり2011年まで電気料金の値上げを継続するように決められている。

電気料金水準とあわせてEDLの財務状況については、国内向けIPPのオフテーカーの立場からも重要である。

表2.24に2000～2006年の損益計算書を示す。なお、表中パーセンテージは全て営業収益（Operating revenue）に対する比率を示す。

表 2.24 EDL 損益計算書（2000—2006年）

(unit: Lao Kips in millions)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Operating revenue	340,744	399,197	495,594	521,458	646,384	929,320	1,020,979
Electricity sales - overseas	208,470	202,802	228,174	133,732	160,075	232,374	186,907
Electricity sales - domestic	108,046	177,952	241,432	343,785	444,594	515,767	574,860
Other revenue	24,228	18,443	25,988	43,941	41,715	181,179	259,212
Operating cost	198,318	217,336	396,179	448,054	490,319	751,040	868,252
Operating profit	142,426	181,861	99,415	73,404	156,065	178,280	152,727
	42%	46%	20%	14%	24%	19%	15%
Interest expense	90,683	43,037	48,841	39,945	42,865	51,269	102,358
Foreign exchange loss	120,643	78,122	54,955	21,903	50,984	40,717	40,224
Non-operating income	144,763	135,566	123,966	161,069	207,836	140,289	204,116
	42%	34%	25%	31%	32%	15%	20%
Profit before tax	75,863	196,268	119,585	172,625	270,052	226,583	214,261
	22%	49%	24%	33%	42%	24%	21%
Taxation	35,961	77,493	13,495	21,909	44,623	45,579	31,199
Net profit	39,902	118,775	106,090	150,716	225,429	181,004	183,062
	12%	30%	21%	29%	35%	19%	18%

Source: EDL annual report

輸出電力収益については、図2.3に示したとおり輸出電力量を反映して、2000-2002年、2005年などは高く、2003年、2004年は落ち込んでいる。2006年は輸出入料金の改定が行われ、輸出電力量は2004年とほぼ同水準であったものの収益としては若干増加している。

国内電力収益については、堅調な電力需要の伸び（図2.3）と電気料金の改定（表2.9）のため、2000年と2006年を比較すると5倍以上に増加している。その内訳は需要増が約1.7倍、料金値上げが約3倍と値上げの影響の方が大きい。

その他収益の主なものは、電気設備の配線・接続費であり、収益全体の1割以下で推移している。

税引前利益あるいは純利益をみると、一定の利益率を確保しており、財務状況は健全であるように映るが、営業外収益の影響が大きいことに注意する必要がある。営業外収益のほとんどはEDLが資本参加している2箇所のIPPからの配当によるものであり、営業収益

の増加に伴い営業外収益の比率は相対的に小さくなりつつあるとはいうものの、この配当分を差し引くと、税引前利益ベースで赤字となる年度もあり、利益率はかなり低下してしまふ。

先に述べたように、ラオス政府は IPP への出資者を EDL ではなく大蔵省傘下の LHSE とすることとしており、配当の増加は期待できないため、今後、電力販売量の増加に伴い、収支が逼迫してくるものと予想され、本業からの利益確保のためには電気料金の改定が必要ということになるろう。