

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

1. 国内の豊富な水資源を開発し、国内の電力需要を充たすとともに、電力を近隣諸国へ輸出し、国家財政の基盤としている。
2. 電化率の向上により国民生活の向上を図り、最貧国からの脱出を図ることを目標としている。2004年3月に起案され、2004年4月に承認されたEDLのラオスの電力開発計画：Power Development Plan (PDP2004-13)によれば、現在、世帯当たり41%である電化率を2005年までに45%、2010年までに70%を2020年までに90%の電化を達成することを目標にしている。

2-1-2 電力供給の基本方針

ラオスの地理的条件から、電力供給計画を策定するために国土を北部地域、中央1地域（Central 1: C1）、中央2地域（Central 2: C2）および南部地域の4つの電力地域に分けている。

国内向けの電力供給目的の水力発電設備は、主として中央地域1および南部地域にあり中央1地域の発電所からは北部地域と中央2地区の、また、南部地域の発電所からは中央2地域の電力需要を賄うことが可能である。この基本方針を実現するために、これら地域間の「電力融通」と「電力系統における適正なる供給予備力確保」のために、地域間の系統連系が必要となる。

本プロジェクトに関連する電力地域は、中央1地域および中央2地域である。

表2-1 電力地域と該当県名

電力地域	該当県名
北部地域	ボンサリー、ルアンムター、ボーケオ、フアパン
中央1地域 (C1)	ルアンプラバン、サイニャブリ、ビエンチャン、ビエンチャン特別区、シェンクアン、ボリカムサイ
中央2地域 (C2)	(C2-1) カムアン
	(C2-2) サバナケット
南部地域	サバワン、セコン、チャンパサク、アタプー

2-2 電力セクターの現状

2-2-1 電力セクター

電力セクターは、工業手工芸省（MIH：Ministry of Industry and Handicraft）電力局（DOE：Department of Electricity）の主管であり、電気事業は、ラオス電力公社（EDL：Electricite du Laos）および地方自治体（Provincial, or Community Power Company）により運営されている。これに加えて、民間の独立電力供給会社（IPP：Independent Power Producer）がタイ国への売電のための発電事業を行っており、その電力の一部は、ラオス国内向けに利用されることになっている。（電力セクターの組織等に関しては、**図2-1 ラオス電力セクターの機構**および**図2-4 EDL組織図**を参照のこと。）

また、ラオスの電力系統については、**図2-2 ラオスの電力系統**に示す。

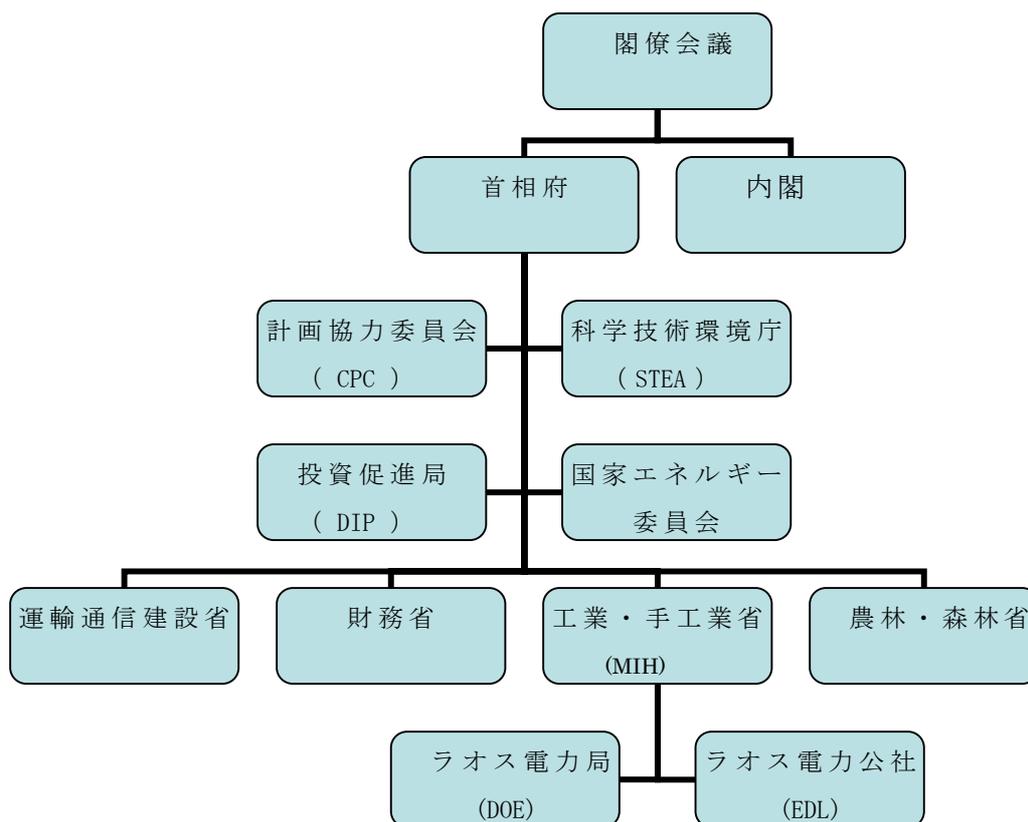


図2-1 ラオス電力セクター機構図

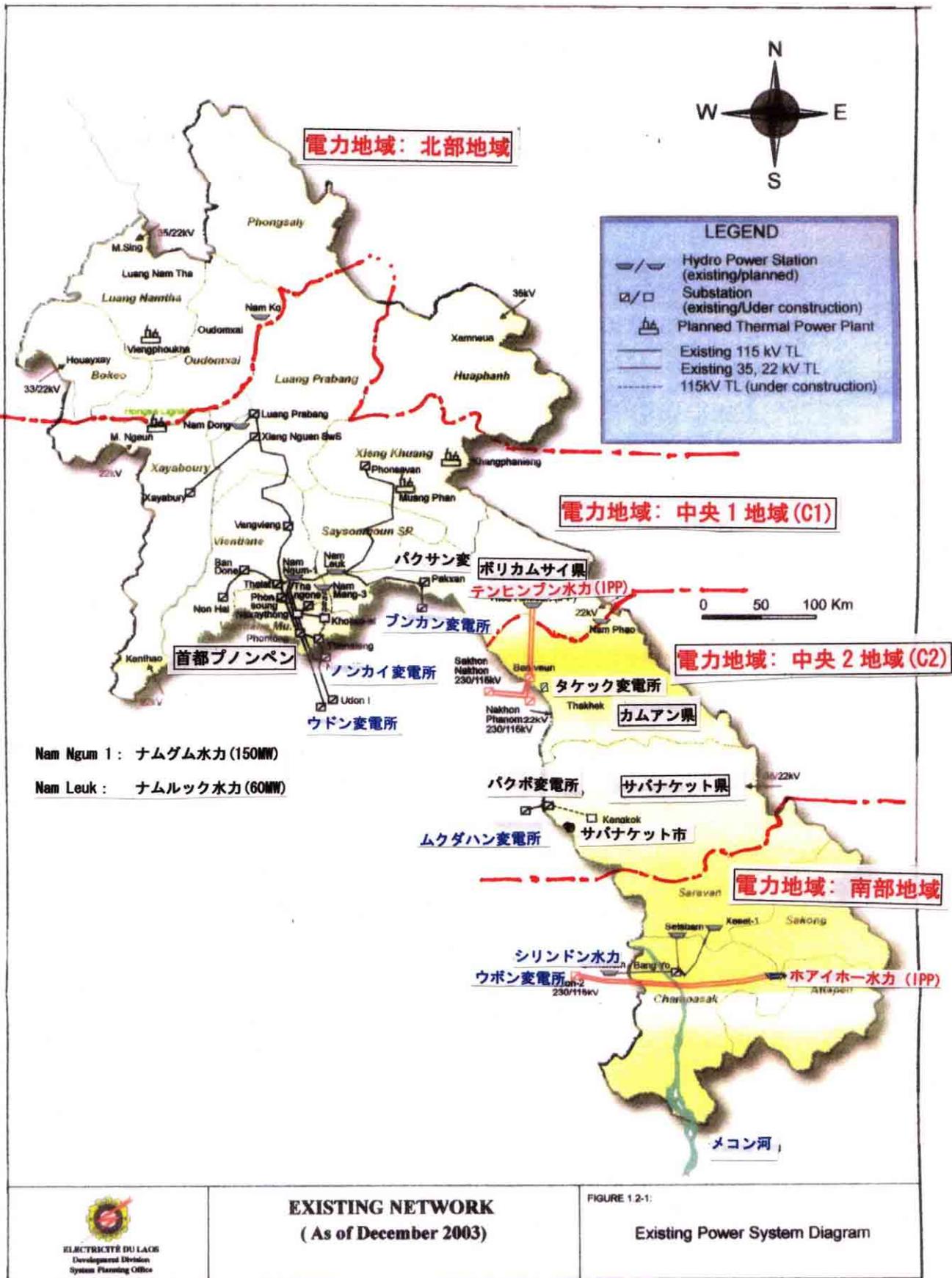


図 2-2 ラオス電力系統図 (2003年12月現在)

2-2-2 発電設備（IPPを含む）

2003年12月現在、ラオス国の総発電設備容量は645.2MWであり、627MW(97.3%)が水力発電であり、残りの2.7%はディーゼル発電等である。水力発電のうち269MW(41.7%)はEDLが所有、360MW（55.8%）はIPPが所有しており、残りの16.2MW（2.5%）は、地方自治体に属している。

表2-2 EDL 所有の発電設備

発電所名	発電容量（MW）	県名	電力地域
ナムグム水力	150	ビエンチャン	中央1地域
ナムルック水力	60	ビエンチャン	中央1地域
セセット水力	45	サラバン	南部地域
セラバン水力	5	チュンパサック	南部地域
ディーゼル発電（合計）	8.6	ビエンチャン、 ランプラバン	中央1地域

タイ国向けに電力を供給するIPP水力発電所は、現在2ヶ所あり、1998年に完成したテンヒンブン水力発電所（210MW、カムアン県）および1999年に完成したホアイホー水力発電所（150MW、アタプー県）である。

表2-3 IPP 発電設備

発電所名	発電容量（MW）	所有者	電力地域	運転開始（年）
テンヒンブン水力	210	THPC	中央1地域	1998
テンヒンブン水力（増設）	110	THPC	中央1地域	2007
ホアイホー水力	150	(IPP)	南部地域	1999
ナムテン2水力	1,000	NTEC	中央2地域	2009

（注：主たる売電先は、EGATであるが、発電電力の一部はEDLに売電される。）

2-2-3 送電系統

国内電力供給のための主たる送電系統は、115kV送電線で構成された独立した次の4系統からなっている。

1. ナムグム115kV送電系統（中央1地域）

この系統には、ナムグム1水力発電所（150MW）とナムルック水力発電所

(60MW) というラオスの主要水力発電所が接続されており、首都のビエンチャンをはじめとする首都圏の電力需要をまかなうと同時に北部地域の電力供給も行なっている。また、余剰電力については、タイ国のノンカイ変電所（EGAT：タイ国発電公社所有）経由で電力輸出を行っており、ラオス国の国家経済に寄与している。ナムルック水力発電所の完成を機会に 115kV 送電線は、南部地域に通じるパクサン変電所まで連結され、国内の水力発電所から直接電力供給が出来るようになった。この送電線が出来るまでは、ボリカムサイ県の電力は、タイ国からの輸入に依存していた。

2. タケック 115kV 送電系統（中央 2 地域）

カムアン県の電力供給は、メコン河の対岸にあるタイのブンカン変電所（EGAT 所有）からメコン河横断の架空送電線を用い、22kVにて（送電線は、115kV 設計）行なわれていたが、EDL の 115kV タケック変電所の新設により、2004年 6 月から、送電電圧を 115kV に昇圧し、115kV にて受電することが可能となった。

3. サバナケット 115kV 送電系統（中央 2 地域）

サバナケット県の電力需要は、メコン河の対岸にあるEGATのムクダハン変電所から、サバナケット市の北部にある 115kV パクボ変電所に 115kV 架空送電線経由での輸入に依存している。この地域の地方における電力需要の増加に伴い 115kV ケンコク変電所を新設し、パクボ～ケンコク間に 115kV 送電線を建設し、今までの22kV配電線の依存を中止した。

4. セセット 115kV 送電系統（南部地域）

この地域には、セセット 1 水力発電所（45MW）とサラバム水力発電所（5MW）があり、サラバン県とチュンパサック県のパクセ市の電力需要をまかなっており、余剰電力をタイ国に輸出しているが、セセット 1 水力発電所は、流れ込み型水力発電所なので、発電出力の季節変動が大きく、乾季には、かなりの電力をタイ国から輸入しなければならない。

2-2-4 配電設備

国内向けの配電は、変電所にて 115kV から22kVに降圧し、22kV配電線を幹線とし、需要家には400/220Vにて供給している。一部の地域に於いては、12.7kVによるSWER配電（大地を帰路とした単線配電方式：Single Wire Earth Return）も存在するが、一部に限られる。

2-2-5 国際連系

現在の電力の輸出入は、ナムグム水力発電所(150MW)とナムルック水力発電所(60MW)の余剰電力をタイ国へ輸出している。他方、本プロジェクトの対象となっている中央2地域(カムアン県とサバナケット県)の電力需要を充たすためには、今までは、タイ国からの電力再輸入を余儀なくされていた。この電力再輸入は量的にみて非常に少ないものであったので、EGATとしてもこのための特別な設備を建設することなく問題は生じなかった。

しかしながら、ラオスとタイ国間の国際連系送電線の運用が22kVから115kVに昇圧されたことにより、電力輸出入の単価差による逆ザヤは減少することになったが、電力再輸入量が増加するとEGATの電力設備に影響(送変電所の増改良)が出るので、いつまでもEGATの電力システムを利用しているわけにも行かなくなった。

EDLは、独自の電力連系システムを構築することにより、自国内の電力融通および供給予備力の最適化を可能とし、これにより電力システムの効率的運用を図ることを目的とし、今回、EDLから本プロジェクトの要請が浮上してきたものである。

また、中央地域にIPPが出現し、テンヒンブン水力発電所(210MW)が自前の230kV送電線にてEGATに直接売電をはじめたことにより、ラオス・タイの電力システムの電力潮流に変化を来している。更に、テンヒンブンの電力をタイ経由ではなくTHPCが直接EDLに売電することでEDLとの話が進んでいる。さらに、ナムテン2水力発電所の電力の一部がラオス国内でNTECから直接EDLに売電されることになる見通しがある等、中央地域においてのタイからの電力依存が少なくなってきた。

2-2-6 電力需要とピーク電力の推移

ラオス国の2003年における電力需要は、表2-4に示すように約905.7GWhであり、損失を含めた総電力消費量は、約1,101.7GWhとなっている。過去5年間(1999年から2003年まで)および過去9年間(1995年から2003年まで)の電力需要の伸びは、夫々年率13%および12%である。特に、南部地域では、過去5年間に年率14%と際立っており、とりわけ農業部門の灌漑ポンプの需要増が目覚ましいとのことである。

また、2003年のピーク電力は、中央1地域では161.2MW、中央2地域では35.7MWであり、ラオス国全体では232.3MWであった。

2-2-7 発電・電力輸出入・国内消費電力

表2-5は、ラオス国の発電・電力輸出入・国内消費電力量を示したものであるが、2003年における電力輸出量の低下は、河川の流入量が低下したためであり、水力発電による年間発生電力量は気象の変化に影響されることがあることを示している。

表 2-4 : 電力需要とピーク電力の推移 (PDP2004-13)

Descriptions /Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999 ²	2000	2001	2002	2003 ¹	Ave. Growth Rate (%)	
												95-2003	99-2003
Northern	-	-	-	1.0	2.8	4.4	5.5	7	15.7	18	22.2	-	-
Central 1	200.9	213.2	258.9	287.8	323.1	375.4	402.1	462.0	518.2	556.6	645.3	12	13
Central 2	38.2	45.0	53.2	61.7	72.1	87.1	102.2	114.2	119.5	125.8	141.3	13	8
Southern	17.8	21.2	25.3	29.4	36.1	47.7	57.3	65.4	74.6	85	97	19	14
Whole country	256.9	279.4	337.5	379.9	434.1	514.5	567.0	648.6	728.0	785.4	905.7	13	12
Northern	-	-	-	0.4	1.0	1.2	2.7	4.2	5.1	7.8	8.9	-	35
Central 1	50.5	55.7	64.0	70.6	77.0	90.1	102.7	119.9	132.8	140.6	161.2	12	12
Central 2	10.4	11.7	13.8	16.9	20.7	21.2	25.5	29.4	32.6	32.3	35.7	13	9
Southern	5.1	6.1	7.2	7.5	10.3	13.6	16.5	18.6	21.2	23.9	26.5	19	13
Whole country	66.0	73.4	85.0	95.4	109.0	126.2	147.4	172.1	191.7	204.7	232.3	13.0	12

(単位 : GWh (電力需要)、MW (ピーク電力))

表 2-5 : 発電・電力輸出入・国内消費電力量 (PDP2004-13)

Year	Generation		Imports		Exports		Consumption	
	(GWh)	Growth (%)	(GWh)	Growth (%)	(GWh)	Growth (%)	(GWh)	Growth (%)
1995	1,085	-9	76.8	34	675.5	-19	337.5	20.8
1996	1,248	15	87.6	14	792.4	17	379.9	12.5
1997	1,219	-2	101.6	16	710.2	-10	434.1	14.3
1998	947.8	-22	142.3	40	405.2	-43	514.6	18.5
1999	1,169	23	173.4	22	598.1	48	567.0	10.2
2000	1,578	35	162.6	-6	862.9	44	648.7	14.4
2001	1,554	-2	185.2	14	796.4	-8	728.0	12.2
2002	1,570	1	200.8	8	771.4	-3	785.4	8
2003 ¹	1,317	-16	237.9	18	452.2	-41	905.7	15

2-2-8 電力輸出入の電気料金

EDL と EGAT の間の電力輸出入に係る電気料金は、契約書にて詳細が定められているが、内容が複雑であるので、ここでは、EDL の 2002 年度版年次報告書にあるものを示す。

1. 電力輸出時の料金単価 (ナムグム、セセット、ナムルック水力)

(電圧が 115kV の場合)

ピーク時 (18:00 ~ 21:30h) : US\$0.0277/kWh

オフピーク時 (ピーク時以外) : US\$0.0259/kWh

2. 電力輸入時の料金単価：

(電圧が 115kV の場合)： ビエンチャン県 / セセット県

ピーク時 (18:00 ~ 21:30h)： US\$0.0320/kWh

オフピーク時 (ピーク時以外)： US\$0.0302/kWh

(電圧が 22kV の場合)： サバナケット県 / カムアン県

ピーク時 (18:00 ~ 21:30h)： US\$0.0600/kWh

オフピーク時 (ピーク時以外)： US\$0.0350/kWh

現在、中央 2 地域における電力輸入は、電圧が 115kV で行なわれているので、南部地域のセセット県の場合と同様と推測され、ピーク時で US\$0.032/kWh であると仮定すれば、22kV 受電時の輸入料金単価 US\$0.0600/kWh の約半分 (47% 安) となる。今後、中央地域における電力需要は、IPP により賄われることになり、電力輸入は減少の傾向となることを考慮すると、電力輸出入の逆ザヤは、JICA マスタープランで推定した額に程遠く、本プロジェクトの妥当性を逆ザヤとの経済比較のみで行なうことは難しい。

2-3 電力需要予測

2-3-1 電力需要予測の方法

国家のエネルギー政策を基本とし、EDL の電力開発計画 (Power Development Plan: PDP2004-13) に於いては、ラオス国の特徴・既存の電力系統・電源の分布・開発計画などを基にして、4 電力地域について 2020 年までの電力需要予測が行われている。

2-3-2 電力需要予測結果

予測に関しては、表 2-6 のとおりである。SPRE 計画による成長傾向として、2005 年の電力消費量およびピーク負荷がそれぞれ 21% および 19% の高成長となり、また、それ以降は降下し、6% の頭打ちになるということは十分考えられることである。

表 2-6： 全国電力需要想定 (PDP2004-13)

	単位	2003	2005	2010	2015	2020
電力消費量	(GWh)	1,101.7	1,608.7	2,684.1	3,650.8	4,854.7
年成長率	(%)	14.9	21.0	11.0	6.0	6.0
ピーク負荷	(MW)	232.3	328.3	510.7	694.6	923.6
年成長率	(%)	13.5	19.0	9.0	6.0	6.0
年負荷率	(%)	54.1	55.9	60.0	60.0	60.0

2-4 電力開発計画

2-4-1 国内向け電力供給計画（2000～2013）

1. 国内向け電力供給は、基本的には次の3種類に分けられる。
 - 1) EDL 所有の発電設備によるもの
 - 2) 近隣諸国からの輸入によるもの
 - 3) IPP 発電設備によるもの
2. 近隣諸国との電力融通を除くと、年間の電力輸入量は近年増加の傾向にあり、2005年には557GWhに達するものと想定されているが、2006年には激減し、2013年にはほとんどゼロになる見通しである。2006年からは、国内のIPPから電力を直接購入することになり、その年間購入電力量も国内の電力需要のかなりを占める値になると想定されており、2013年には、IPPの発電設備の年間発生電力量は1,931GWh、EDL所有の発電設備の45%程度の発生電力量を有する能力を持つと想定されている。
3. 電力開発計画（PDP2004-13）によると、国内向けの電力供給計画は、適正な電力供給力を考慮の上、主に国内の水力発電資源にて賄われるように計画されており、計画としては十分評価に値するものである。しかしながら、電気料金収入は十分でないために、世界銀行やアジア開発銀行から課せられた財務指標を満足するためには、投資の抑制を強いられることになり、現状では電力開発計画を実施するための資金源がはっきりしていない。
4. 電力開発計画（PDP2004-13）で計画されている中央地域の電力開発計画のうち、本プロジェクトに密接に関係する送変電設備拡充計画をまとめると表2-7および表2-8のようになる。

表2-7 中央地域における変電所拡充計画

変電所名	地域	電圧	運転開始	資金源	所有者
タケック	カムアン県	115/22kV	2004	WB, EDL	EDL
セポン鉸山	サバナケット県	115/22kV	2005	?	鉸山会社
マハサイ	カムアン県	115/22kV	2009	?	EDL

表 2-8 2006 年～ 2013 年の 115kV 送電線計画 (PDP2004-13)

送電線名	距離 (km)	電圧 (kV)	回 線 数	導 体 サイズ (mm ²)	運転開始	資金源	所有者
タケック～マハサイ	50	115	1	ACSR240	2005	?	鉱山会社
マハサイ～セポン鉱山	115	115	1	ACSR240	2005	?	鉱山会社
パクサン～タケック	185	115	2	ACSR240	2007	?	EDL
タケック～パクボ	93	115	2	ACSR240	2007	?	EDL
バンブ～タケック	10	115	2	ACSR240	2009	THPC	THPC
ナムテン 2 ～マハサイ	18	115	2	ACSR240	2009	NTEC	NTEC
マハサイ～タケック	50	115	1	ACSR240	2009	?	EDL
パクボ～ケンコク	50	115	+1	ACSR240	2010	?	EDL
ナムルック～パクサン	86	115	+1	ACSR240	2010	?	EDL

2-4-2 地方電化計画

1. 進行中の地方電化計画

ラオスでは 2 つの地方電化プロジェクトが進行中である。1 つは、北部・中央 1 地域で実施されているアジア開発銀行 (ADB) 融資による北部送配電計画 (PT&D) であり、もう 1 つは中央 2 地域と南部地域で行われている世界銀行融資による南部地域地方電化計画 (SPRE 計画) である。

この SPRE 計画は、本プロジェクトの対象地域であるボリカムサイ県、カムアン県、サバナケット県の他に、サラバン県、セコン県、チャンパサック県、アタプー県の計 7 県を対象として、1,200 km の 22 kV 中圧配電線と 950 km の 380/220 V 低圧配電線、および 630 台で合計 34 MVA の 22/0.4 kV 配電用変圧器を設置して、約 50,000 戸を新たに電化することを目的としている。2004 年中の完成を目指しており、本調査時 (2004 年 5 月) にはその大部分が完了していた。

この SPRE 計画に引き続いて、2005 年～2010 年の 6 年間に亘る SPRE-2 計画が準備されている。SPRE-2 計画は 2005～2007 年の Phase-1 と、2008～2010 年の Phase-2 の 2 期に分けて実施される予定である。SPRE-2 計画では全 7 県で 3,500 km の中圧配電線と、2,800 km の低圧配電線が拡張され、約 94,000 戸を電化する計画が立案されているが、実際には世界銀行の予算制約により、かなり縮小される模様である。

本プロジェクトの対象地域 3 県における SPRE 計画と SPRE-2 計画での配電グリッド拡張の設備概要をまとめると、表 2-9、2-10 のとおりである (出展 : EDL からの入手資料) 。

表 2-9 SPRE 計画（1998～2004年）の配電グリッド拡張概要

	ボリカムサイ県	カムアン県	サバナケット県	合 計
22 kV 配電線	209 km	133 km	310 km	652 km
0.4 kV 配電線	105 km	128 km	227 km	460 km
配電用変圧器	69 台	210 台	183 台	462 台
電化村落数	65 村	148 村	163 村	376 村
電化世帯数	6,040	7,340	13,080	26,460

表 2-10 SPRE-2 計画（2005～2010年）の配電グリッド拡張概要

	ボリカムサイ県	カムアン県	サバナケット県	合 計
22 kV 配電線	524 km	673 km	977 km	2,174 km
0.4 kV 配電線	348 km	404 km	730 km	1,482 km
配電用変圧器	173 台	257 台	443 台	873 台
電化村落数	123 村	250 村	384 村	757 村
電化世帯数	11,616	13,461	24,345	49,422

SPRE計画初期段階であった2000年と、完了間際2004年4月頃の、対象3県の22kV配電線と0.4kV配電線の設備延長、全世帯数と電化済世帯数、電力消費量を表2-11および表2-12に示す（出展：Annual Report、EDLからの入手資料、マスタープラン報告書）。

表 2-11 2000年の配電線延長、世帯数、電力消費量

	ボリカムサイ県	カムアン県	サバナケット県	合 計
22 kV 配電線	163 km	847 km	984 km	1,992 km
0.4 kV 配電線	149 km	477 km	591 km	1,217 km
全世帯数	29,573	56,156	122,666	208,395
電化世帯数	9,313	24,135	43,855	77,303
電化率	31 %	43 %	36 %	37 %
消費電力量	11,440 MWh	61,548 MWh	70,432 MWh	143,420 MWh

表 2-12 2004 年の配電線延長、世帯数、電力消費量

	ボリカムサイ県	カムアン県	サバナケット県	合 計
22 kV 配電線	646 km	1,244 km	1,324 km	3,214 km
0.4 kV 配電線	345 km	747 km	1,062 km	2,154 km
全世帯数	36,486	57,012	124,222	217,720
電化世帯数	16,062	31,429	63,270	110,761
電化率	44 %	55 %	51 %	51 %
消費電力量	24,683 MWh	75,676 MWh	93,707 MWh	194,066 MWh

2. 電力需要予測の妥当性について

2000 年～ 2004 年の電化世帯数と電力需要の増分は、表 2-11 および表 2-12 から、それぞれ 33,458 世帯および 50,646MWh である。

2004 年時点の新規電化世帯の電力需要は、JICA マスタープラン報告書中の道路アクセスがある農村 1 世帯あたりの平均電力需要 695kWh から推測すると、 $695\text{kWh} \times 33,458 = 23,253\text{MWh}$ となる。したがって、新規電化世帯以外（2000 年における既電化世帯）の電力需要増分は、 $27,393\text{MWh} (= 50,646\text{MWh} - 23,253\text{MWh})$ となる。

また、2000 年時点の既電化世帯の 1 世帯あたりの 2004 年までの平均電力需要の増分は、 $354\text{kWh} (= 27,393\text{MWh}/77,303 \text{ 世帯})$ となり、既電化世帯の 2004 年における 1 世帯あたりの年間電力需要は、 $695\text{kWh} + 354\text{kWh} = 1,049\text{kWh}$ となり、4 年間で 2000 年の 1.51 倍（ $= 1,049\text{kWh}/695\text{kWh}$ ）、言い換えると、平均伸び率は、年率 10% 強の伸びとなる。

上記の検討から、既設電化世帯は、新規電化世帯と異なり、電気を享受してから数年を経ており、世帯によってはテレビ、冷蔵庫、扇風機などを所有するものも出てきており、地方電化計画の需要予測は、妥当であると判断される。

SPRE-2 計画におけるプロジェクト・コストは、総額 US\$46,215,000 と見積もられている。世界銀行の資料によると、配電線建設コストは、中圧配電線：US\$9,000/km、低圧配電線：US\$5,000/km である。計画数量（中圧配電線：3,506km、低圧配電線：2,813km）にこの単価を掛けると US\$45,619,000 となり、他に変圧器分のコスト

（US\$10,000,000）が含まれることから、配電線コストは上述単価の 2 割程度安で見積もられていることが分かる。

2-4-3 電力開発計画の総投資額

1. 電力開発計画（PDP2004-13）によると、2004 年～2013 年までに必要とされる電力設備投資総額は、US\$583,600,000（外貨分が US\$457,600,000、内貨分が US\$126,000,000）と

試算されており、その電力設備別投資額は、表 2-13 のとおりである。また、世界銀行およびアジア開発銀行に課せられている財務指標を達成するためには、各年度別投資額が制限され、毎年のキャッシュフローを考慮の上、投資計画を策定することになる。それを図表に示すと図 2-3 および表 2-14 のとおりとなる。

2. EDL が求められている財務指標は、次のとおりである。

- 1) 自己資本比率 (Self Financial Ratio) が 30% 以上であること
- 2) 債務対資本比率 (Debt to Equity Ratio) が 1.5 以下であること
- 3) 債務対担保比率 (Debt Service Ratio) が 1.5 以上であること

表 2-13 電力設備別の計画総投資額 (PDP2004-13)

	Projects	FC [MUS\$]	LC [MUS\$]	Total [MUS\$]
1	Generating plants	225.3	56.3	281.6
2	Substations	53.9	7.7	61.6
3	Transmission Lines	105.8	26.5	132.3
4	Rural Electrification	45.3	17.7	63.0
5	Overhaul	27.3	17.8	45.1
	Total	457.6	126.0	583.6

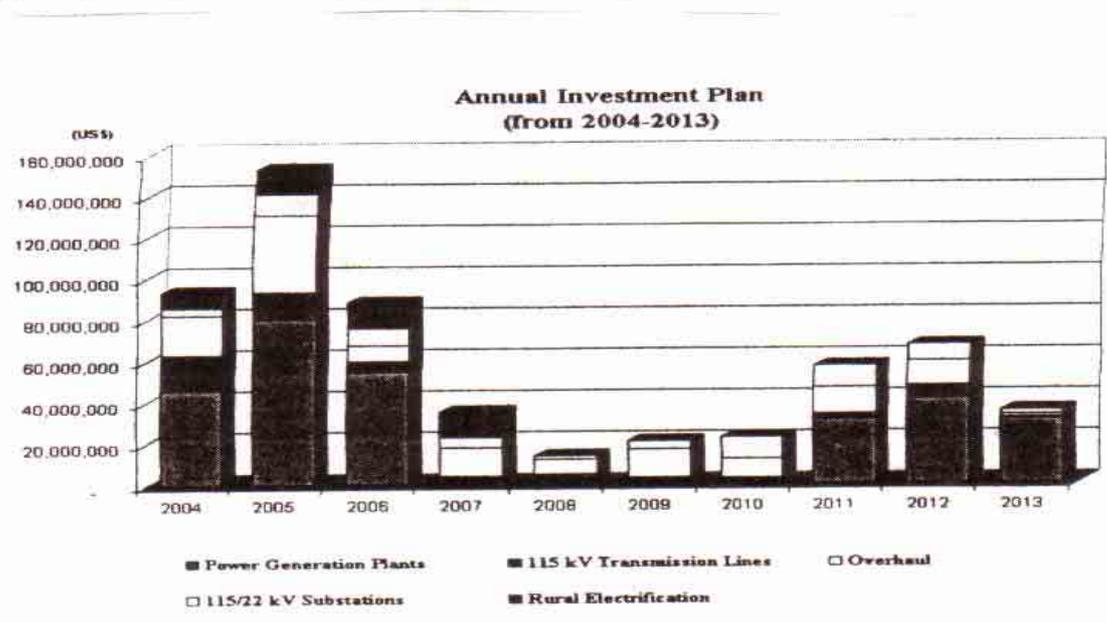


図 2-3 年度別電力設備投資計画 (2004 ~ 2013)

表 2-14 年度別電力設備投資計画 (単位: Million US\$)

Projects	Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Generating plants	281.6	45.5	79.9	54.2	-	-	-	-	30.6	40.8	30.6
Substations	132.2	18.9	37.3	7.1	13.4	6.7	13.4	9.3	12.8	12	1.3
115 kV Transmission Line	61.8	17.5	13.7	5.7	4.1	5.1	2.7	2.6	3	6.5	0.9
Rural Electrification	45.1	7.9	12.2	12.4	12.6	-	-	-	-	-	-
Overhaul	63.1	3.7	9.9	8.7	5.0	1.7	4.0	10.2	10.2	7.6	2.1
Total	583.7	93.5	153.0	88.1	35.1	13.5	20.1	22.1	56.6	66.9	34.9

2-5 プロジェクト実施機関

2-5-1 EDL の組織

本プロジェクトの実施機関である EDL は1959年に設立され、1986年9月23日に MIH と EDL との間に交わされた合意書に基づき、ラオス会社法 (Business Law) に従って運用されている。EDL は従業員 2,930 人 (2003年12月現在) を有する国有会社の一つで、ラオス政府が全額出資している。その組織図を図 2-4 に示す。なお、EDL の行政上の関係は、図 2-1 参照のこと。

2-5-2 EDL の技術水準

1. EDL は、ナムグム水力発電所を建設してから、30余年経っているが、ナムグム水力発電所等の発電所には、常に外国のアドバイザーが常駐し EDL スタッフの指導を行なってきたため、発電所の運転保守上の問題はあまり起きることがなく過ごしてきた。電力輸出に係る 115kV 送電線設備に関しても気象条件が比較的穏やかなために鉄塔倒壊等の大事故の経験もなく、この10年間の事故に関しても10件程度しかなく、それもほとんど重大事故に発展する以前に対処されている様子である。
2. この平和な状態が、EDL の技術者の技術水準を低く保つ結果になったことは否めない。今後、周辺諸国との電力系統連系が進むと隣国への事故波及や電力融通などの問題を避けて通れず、本プロジェクトの完成を機に、ラオスも ASEAN の一電気事業者として、本格的に電力系統運用、水力発電所の貯水池運用、給電業務の開始、各種事故対応の標準化などに直面することになる。2004年にラオスにおける電力技術基準が JICA の技術協力の下に制定されたばかりで、EDL の技術水準アップはこれからの重要課題であると考えられる。
3. 労働環境としては、今までは特に大きな問題は発生していないが、115kV 変電所そのものがまだ出来てから日が浅く、「事故時の緊急対応に関するマニュアル」などの整備が遅れていること、経験者が育っていないことなどで、積極的な技術教育が不可欠である。

4. 技術的経験も浅いため、プロジェクト管理に関しては、外国のコンサルタントの起用が好ましい。EDL 内部には既に外国の電力専門家やコンサルタントが常駐し、自ら指揮を執って同種業務を実施している。

2-5-3 EDL の財務状況と課題

1. EDL の電力開発計画 (PDP2014-13) には、EDL が作成した計画を実施するために必要な投資計画が示されている。この計画は、2004年から2013年までに総資金 US\$583,700,000を投じて、2005年には全世帯の 45% を、2010年には 70% を、2020年には最終ターゲットである電化率 90% を達成することを目標に試算している。この試算に当たっては、IPP 事業への投資に対する EDL への配当金などが繰り入れられており、資産のための条件等の記載がないため、この報告書には、EDL が示した結果のみを記載する。無償資金協力の場合には、返済の問題が生じないのでこれで十分であると考えられるが、本プロジェクトを借入金にて実施する場合には、精査する必要がある。
2. 表 2-15、表 2-16 および表 2-17 に、夫々 EDL のキャッシュフロー、財務指標の試算値および IPP プロジェクトからの配当金 (期待値) を示す。

表 2-15 キャッシュフロー (PDP2004-13)

Table 5.2-1: Annual Net Cash Flow (Million Kips)

Years	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Annual Net Cash Flow	213,595	(68,563)	(84,618)	122,423	309,988	63,658	206,858	185,987	315,278	716,620

表 2-16 EDL の財務指標の試算値 (PDP2004-13)

Table 5.1-3: Performance Indicators

Years	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Self-Financing Ratio (SFR ≥ 30%)	29%	18%	12%	35%	88%	36%	42%	37%	46%	98%
Debt: Equity (Debt/Equity ≤ 1.5)	0.7	1.0	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0
Debt Service Ratio (DSCR ≥ 1.5)	2.3	2.0	1.6	1.5	1.5	1.2	1.3	1.5	1.6	1.8

表 2-17 IPP プロジェクトからの配当金 (THPC)

Table 5.2-3: Dividends from IPP project (THPC)

Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dividends from IPP	657	16	30	149	111	80	25	59	120	53

3. 上記表 2-17 によれば、EDL は 2004 年・2005 年・2006 年には、自己資本比率が 30% を割り込み、また、2009 年および 2010 年には、債務・担保比率が 1.5 を割り込むことになる。
4. このままでは、EDL は PDP2004-13 に示した全てのプロジェクトに対し融資を受けられないことになる。この問題を解決する方法および EDL の財務状況を世界銀行およびアジア開発銀行などに受け入れ可能とするためには、EDL は、次に述べるような方策を行なう必要があると考える。
5. EDL が電力開発計画に示している方策は、次のとおりである。
 - 1) 新規のローンについては、金利は、年率 3% 以下で、返済期間は 25 年以上とすること。
 - 2) 収益率の低いプロジェクトに対しては、無償資金協力あるいは低金利のローンの利用を考慮すること。
 - 3) いくつかのプロジェクトについては、実施の延期をするか、または IPP により行なうこととすること。
 - 4) EDL は、財務状態の許す限り、自己資金にてプロジェクトを実施することなどである。
6. この EDL の方策に対し、世界銀行等は、EDL 財務会計の透明化、電気料金の適正化、IPP 事業投資についての会計分離などについても求めている。

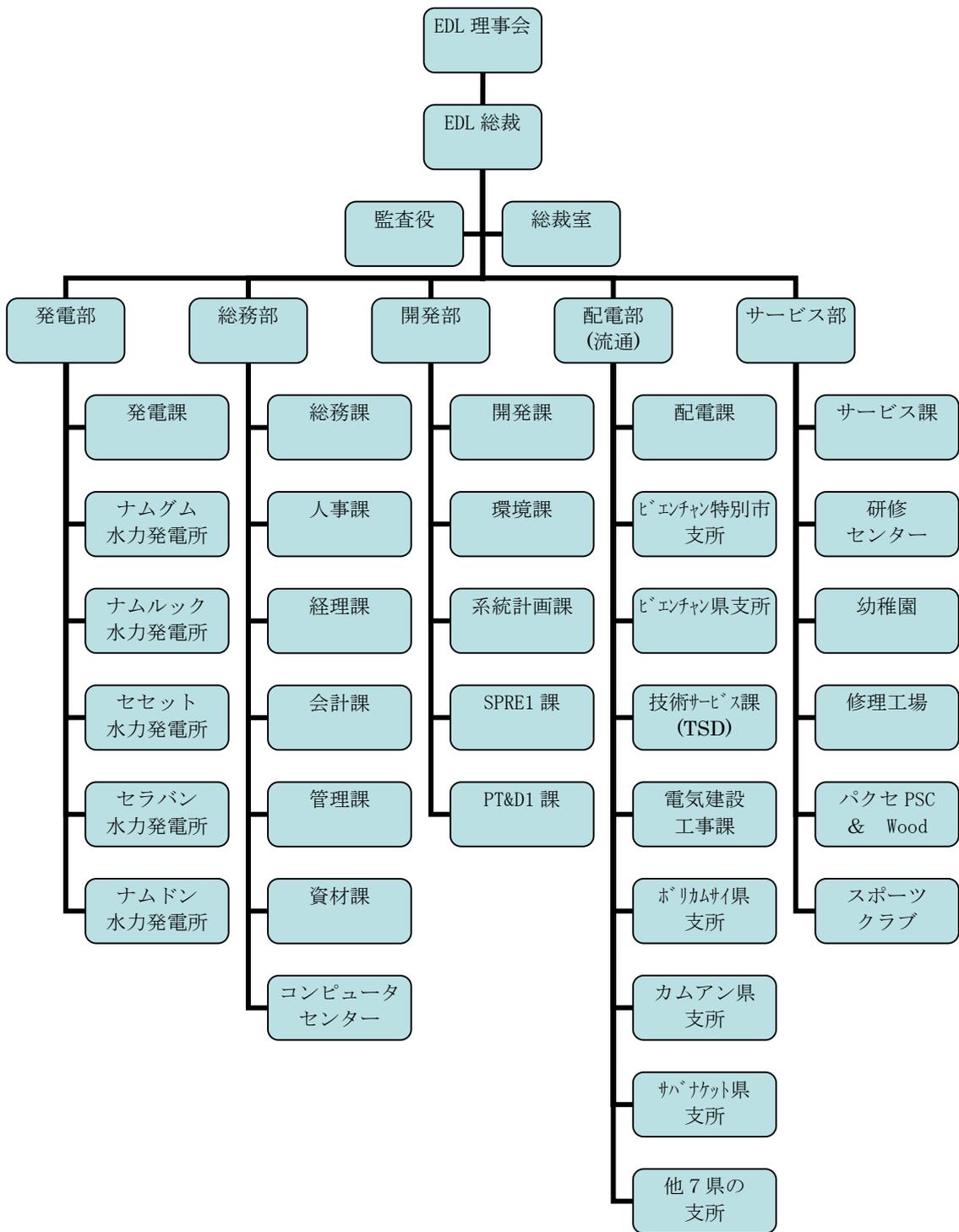


図 2 - 4 EDL 組織図