

ラオス国
エネルギー鉱業省電力局
ラオス電力公社

ラオス国
電力系統計画調査
ファイナルレポート
(要約)

平成 22 年 1 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社
日本工営株式会社

産業
JR
09-091

S-1. 調査の背景と目的

ラオス国内の電力供給は4地域（北部、中央部1、中央部2および南部）に分けられており、それぞれの地域で孤立した形で行われている。ラオス国エネルギー鉱業省（MEM）電力局（DOE）はラオス電力公社（EDL）との協力のもと国内4地域の電力系統網を相互接続することによる電力系統の最適化と安定化に取り組んできた。「JICA ラオス国送変電設備マスタープラン（2001-2002）」にて計画策定に協力した中央部1と中央部2の間の送変電施設整備が現在、円借款により進められている。これにより、中央部1系統の電力を中央部2系統へ国内系統によって供給することが可能となり、コストの高いタイからの電力輸入削減が期待されている。

一方、中央部系統と南部系統は基幹接続されておらず、早急に基幹送電網を南部まで延伸させ、国内で発電した安価な電力を効率よく安定的に国内に融通するためのナショナルグリッドを完成させることが強く期待されている。これにより、全国大での電力融通を通じた電気事業経営の改善が図れるだけでなく、国の経済活動の活性化、国民のベーシック・ヒューマン・ニーズ(BHN)の充足、生活燃料の転換による環境の保全など国のエネルギー政策に貢献することが期待される。

以上の背景からラオス国の送変電分野に関し豊富な協力経験を持つ日本国に対し本事業への支援が要請された。同要請を受け、国際協力機構は2008年7月に事前調査を実施し調査範囲等について先方と協議、合意した後、2008年8月28日にS/Wの署名を行った。本調査はこのS/Wに基づき実施した。

調査の目的は、ラオス国全土を対象にした2011年から向こう20年間の最適な電力系統計画の策定、最優先プロジェクトの基本設計および相手国実施機関に対する電力系統計画策定に係る技術移転であった。

S-2. 電力セクターの現況

電力需要

ラオスの電力消費量は2006年に、100GWhに達しており、1996-2006年の10年間平均の年増加率は11%を超えている。産業、サービス、民生需要が安定して成長しており、特に民生については2004年以降年平均で10%以上、サービス業に至っては20%以上の成長を示している。また、2007年に最大電力は369MWに達しており、1999-2007年の年平均増加率は12%を超える値を示している。

電力規格

ラオスの供給信頼度基準は、供給不足見込み時間（LOLE(Loss of Load Expectation)）で24時間を採用している。「JICA ラオス国電力技術基準整備プロジェクト」を通じDOE、EDLとともにラオス国電力技術基準（Lao Electric Power Technical Standards:LEPTS）が整備された。同基準では、水力土木設備、水力発電設備、変電設備、送電設備、配電設備、需要家・一般家庭電気設備の保安を確保するために技術的条項が定められた。2004年2月に同基準はラオス国の省令として法制化された。引き続き「JICA 同基準促進支援プロジェクト」を通じて必要図書類の整備、人材育成、審査組織の構築、一般への広報が行われた。

電力法

ラオス国電気事業の基本法である「電力法」は1997年に発効し全11章81カ条から成り、電気事業の許可や電力の輸出入などの事項が定められている。現行の電力法は、エネルギーに関する開発、投資計画が明確に把握できないなど、急速に変化する今日の社会経済環境との間にずれが生じ始めていることから改訂作業が行われ、改訂電力法が発令された。

電力料金制度

電力法では、国内向け並びに輸出入用の電力料金は定期的に政府が承認する、と規定されている。ラオス国の電力料金システムは、国内向け小売り料金、電力輸出入料金、発電事業者による卸売り料金の3つに大別されている。国内向け小売料金の内、EDLが定める全国一律の料金水準は政策的に低く設定されており、特に「住宅」などの需要家が他の種別に比べて低めに設定されている。隣国タイとの電力の輸出入や地方国境地域でのタイやベトナム、中国の配電線からの受電（輸入）における輸出入料金は、定期的に関係者が交渉して更新しているが、一般に電力輸入単価は輸出電力単価よりも高く設定されている。現在2社の独立発電事業者(IPP)（Theun-Hinboun Power Company Limited:THPC, Houay Ho Power Company Limited:HHPC）がEDLに電力を卸売りしており、その卸売料金は、IPPコンソーシアムとEDLとの交渉によりそれぞれのプロジェクト毎に決定されている。

電力セクター

ラオス政府は2001年3月15日に発表したPower Sector Policy Statementにおいて、以下の2点を基本政策としている。

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

ラオス国の電力セクターはDOEが主管している。EDLはDOEを監督官庁とする発・送・配電一貫体制の国営電気事業者でありラオス国内の電力供給、および電力輸出入の管理を行っている。ラオス国内には大規模な電力輸出を担う組織として外国資本と合弁で設立されたIPPがあり、これらの発電力は電力輸出専用の送電線を通じ国外へ輸出されている。

環境社会配慮分野を主管する中央政府機関は水資源庁(WREA)である。ラオス国では、すべての事業について環境影響評価を実施する事を義務づけられており、送電線事業については初期環境影響評価(IEE)の実施が義務づけられてきた。IEEはEDL技術部環境室が作成し、DOE社会管理課での検討を経て、WREAへ承認申請される。また、ラオス国には環境保護法があり、IEEにおける詳細項目は、環境影響評価法が規定している。賠償や住民移転については、「開発事業における賠償および住民移転に係る法令」により手続きが定められている。

EDLの財務状況

向こう10年間で現行の4倍以上に伸びる電力需要を満たすだけの設備投資に必要な資金の調達にはEDLの課題のひとつであるが、その大半は海外の援助機関からの借入金に頼っている。より多くの融資を呼び込むためにも電気事業実施主体であるEDLは財務状況を良好に保つことが大切であるが、EDLの収支は継続して事業損失を計上している国内部門を、輸出事業や営業外収益である出資IPPからの配当収入で埋め合わせる構造になっている。現在は収益力の弱い国内収入を改善する為に世銀の指導の下、電力料金の改訂や遅滞料金の解決などに取り組んでいる。財務状況全般を見ると、長期的な安全性を評価する指標のひとつである自己資本比率や、資金繰りリスクなど短期的な安全性を評価する指標のひとつである流動比率は問題はないと判断でき、以上から援助機関からの融資を受けるに当たってEDLの財務状況には大きな問題はない、と結論づけられた。

EDLはラオス政府や世銀などと設備投資に際して融資されるための条件を以下のようにすることで合意している。

自己資金比率(Self Financing Ratio) : 30%以上

債務資本比率(Debt to Equity Ratio) : 1.5以下

債務返済率(Debt Service Coverage Ratio) : 1.5以上

中長期設備計画(2007-2016)は上記方針をおおむね遵守した形になっていることから同期間のEDLの資金計画は妥当と判断される。

S-3. 既存送変電設備

系統の構成

ラオス国内は北部、中央部 1、中央部 2 および南部の 4 地域に分かれて電力が供給されている。中央部 1 系統は首都ビエンチャンへの電力供給を行っており、Nam Ngum 1 (155MW)、Nam Leuk (60MW) および Nam Mang 3 (40MW) の各水力発電所およびタイ国との間に 115kV の連系線がある。中央部 2 系統はさらに二つに分かれており、それぞれ 115kV の連系線を通じてタイからの電力輸入を行っている。南部系統には Xeset 1 水力発電所 (45MW) および Selabam 水力発電所 (5MW) があり 115kV 回線の連系線によりタイとの電力の輸出入を行っている。北部系統には現在 115kV 変電所はなく、中央部 1 系統、隣国からの配電、および分散電源によって供給を受けている。

EDL の 115 kV の 4 送電系統は、国内の電力需要向け供給用と一部輸出入用に運転されている。これら送電系統に接続されている EDL 所管の既設・建設中の 115/22 kV 変電所・開閉所は全 28 箇所あり、それらの総変圧器容量は 873 MVA である。

現在のラオスには、国内の電力系統を集中管理する給電指令所は存在しない。

送電系統の運転と保守

EDL 本部の「配電部 (Distribution Department)」は、各県に設置されている EDL 支所を北部地域 (ビエンチャン首都圏を除く 9 県)、ビエンチャン首都圏 (6 郡)、南部地域 (7 県) に分けて管理しており、それらの支所が EDL 所管の送・変・配電設備の運転・保守業務を実施している。EDL の各県支所は、県内の EDL 所管の配電網の運転・保守業務のみならず、近隣諸国との中圧レベル (35 kV、22 kV) の電力輸出入施設の運転・保守業務も実施している。また、県営の配電網は各県庁の電力局が運転・保守の任に当たっている。

調査団の EDL 各運転・保守部門への面談から、下記事項が既存の問題点と判断される。

- a) 入手した送電線事故記録から判断すると、回避できる事故防止のために、O&M マニュアル通りの日常・定期点検が実行されていないと思われる。
- b) 変電所の運転記録 (電流・力率・負荷などの記録) について、一部変電所ではコンピュータ制御の自動記録システムが採用されているが、ほとんどの変電所において未だに手書きで運転日誌が記録されており、ヒューマンエラーによる記録ミスなどが散見される。できるだけ早期の自動記録システムの導入と、運転員に対する正確なメータの読み方の記録と、機器・メータ類の特性に対する理解度の向上を促す教育・訓練が必要である。
- c) 適切な修理をするためのスペアパーツ、特に配電資機材のパーツが不足している。同じ

ようなパーツを損傷を受けた機器から取り出し、他の機器の修理に当てている状態である。

- d) 送電線、変電所、配電線などの EDL として公式の共通 O&M マニュアルを早期に作成する必要がある。
- e) EDL 修理工場の責任者によれば、修理作業に必要な工具と測定器が不足している。
- f) 運転・保守従事者の総合的な技術力向上の必要性が認められる。

S-4. 送変電設備の予備設計

設計基準

送変電設備の予備設計に際し、以下に示す気象条件を適用した。

周囲温度、空気密度、風速、風圧、最過酷条件と EDS (Every Day Stress : 常時荷重) 条件、年間降雨量、年間雷雨日数 (IKL)、地震条件、およびその他の条件

新設および改修する変電機器の設計には、ラオスの「電力技術基準 (LEPTS)」および IEC 規格を適用した。

変電設備の予備設計は最適送電系統で策定された 230 kV および 115 kV 変電所の新設および既設変電所の改修計画のために実施した。まず、以下の項目について、設計コンセプトを設定した。

供給信頼度、変電所タイプ、変電所結線方式、接地システム、各種災害への配慮および環境対策

115 kV および 230 kV 変電所の母線構成は、その変電所に与えられる重要度を考慮し、供給信頼度、関連する送配電系統との協調、運転・保守面などの諸条件を考慮の上で選定した。本計画で採用する 115 kV および 230 kV の主変圧器は負荷時タップ切替装置 (OLTC) 付き、油絶縁 3 相変圧器とする。変圧器の冷却方式について、115 kV 変圧器には油入風冷式 (ONAF: Oil Natural Air Forced) を、230 kV 変圧器には導油風冷式 (ODAF: Oil Directed Air Forced) を採用した。変圧器の巻線は基本的に安定巻線付きの Y-Y- Δ とするが、115 kV 変圧器は 2 巻線、230 kV 変圧器は単巻線 (auto-transformer) とする。変圧器台数と単器容量は需要予測、経済性、供給信頼度、電圧降下、変電所の用地確保、機器の転用計画などを総合的に考慮して選定した。また、以下の開閉機器および関連設備について、予備設計を実施した。

遮断器、機器構成、調相設備、保護リレーシステム、通信システムおよび変電所制御システム

S-5. 電力需要予測

マクロ的な手法による電力需要予測

系統計画検討の前提となる 2030 年までの電力需要想定を実施する。実施の概略の内容フローは次図に示すとおりであり、ラオス国ならびに周辺諸国の経済指標ならびに電力消費量をマクロ的に分析し、その分析結果に基づきラオス国の将来の電力需要を予測した。

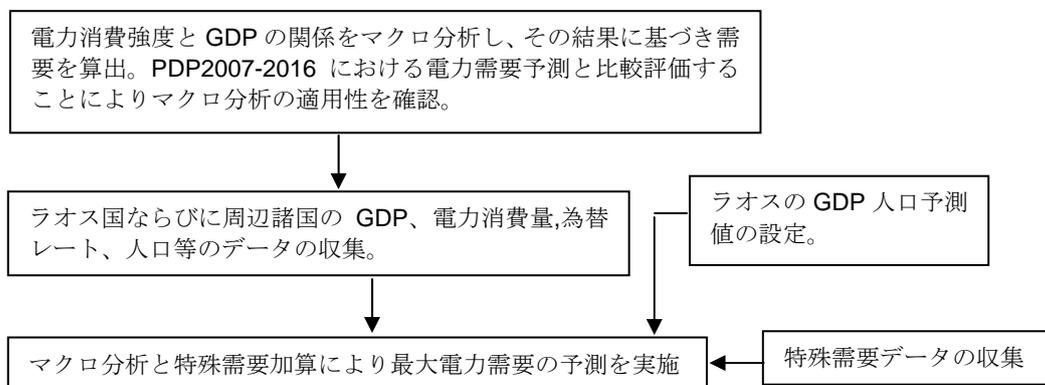


図 S-5.1: 需要予測の解析フロー

設定したシナリオはベースケース、ハイケース、ベース+SLACO ケースの 3 ケースとした。ベースケースとベース+SLACO ケースは経済成長率 7%を仮定し、ハイケースは 9%を仮定している。その値に対して、ベースケースとハイケースは特殊需要の内、南部地域の” SLACO” というアルミ精錬工場の需要は控除した値を、ベース+SLACO ケースはアルミ精錬工場の需要も含めた全ての需要を足し合わせて求めた結果とした。

ラオス国ならびに周辺国の GDP/capita とエネルギー強度(電力消費量/GDP) の関係を回帰分析を用いてマクロ的に分析し、関係式を得た。

需要想定 of 仮定は次のものを設定した。

経済成長率：ハイケース 9%、ベースケース 7%

人口予測：2020 年 7.3 百万人、2030 年 7.9 百万人

ラインロス率

Year	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20-30
Line Loss Rate (%)	21.4	20.8	20.4	19.8	19.3	18.7	18.2	17.7	17.1	16.6	16.1	15.5	15.0

(出典：PDP2007-2016 EDL)

システム負荷率

Year	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17	'18	'19
Load Factor (%)	44.3	45.6	46.9	48.2	49.5	50.8	52.1	53.4	54.8	56.1	57.4	58.7
Year	'20	'21	'22	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	
Load Factor (%)	60.0	61.0	62.0	63.0	64.0	65.0	66.0	67.0	68.0	69.0	70.0	

(出典：PDP2007-2016 EDL)

特殊需要：2009年2月現在で確認できたものを基本的には織り込む。2013, 14年に特殊需要が約1,000MW増加する。これはSLACOというアルミ精錬工場の運転開始に伴うものであり、極端に大きい値であることから、本件調査では、ベースケース、ハイケースにおいてはSLACOの需要を考慮せず、ベース+SLACOケースにおいては、この需要を考慮することとした。

マクロ分析により得られた回帰式と、設定した仮定に基づき想定した最大電力需要の検討結果を次図に示す。ベースケースにおいては2020年、1,852MWに、2030年、3,065MWに達し、現在の最大電力と比較してそれぞれ4倍以上、7倍以上の需要規模になることが分かる。ハイケースでは2020年、2,272MW、2030年、4,951MW、ベース+SLACOケースでは、2020年、2,851MW、2030年、4,065MWになり、2030年段階ではベース+SLACOはハイケースに抜かれる形となる。

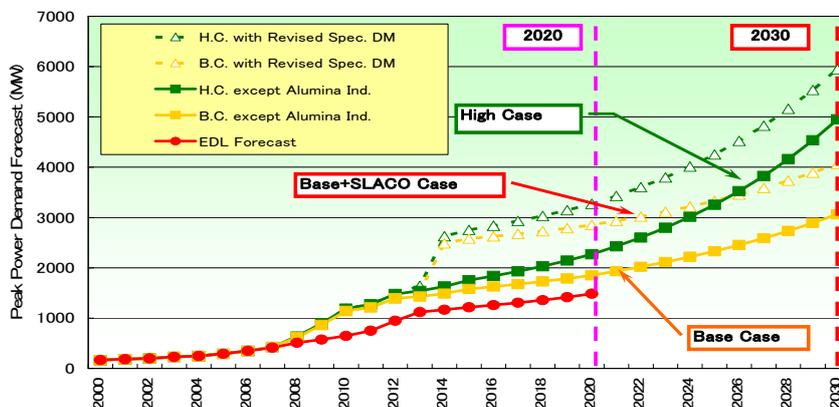


図 S-5. 2: 最大電力の予測結果

表 S-5. 1: 2020, 2030年の最大電力予測結果

Case Name	2020	2030
Base Case (MW)	1,852	3,065
High Case (MW)	2,272	4,951
Base+SLACO Case (MW)	2,851	4,065

変電所別の需要予測

JICA送変電マスタープラン調査(2002年)の方法をベースに、民生需要は人口、一人あたりの消費電力および電化率に、商業および鉱工業需要はGDPに相関するとして115 kV 変電所から供給する全国の電力需要を予測した。県毎の想定人口、一人あたりの想定電力消費量に基づき県毎の各115 kV 変電所の需要を想定した。動向の判明している特殊需要は全て織り込んだ。なお2026年以降はマクロ的な手法による需要想定との乖離分を特殊需要と想定した。

S-6. 電力系統計画のレビュー

ラオス政府の承認を受けている EDL 最新の開発計画（2008年3月）の妥当性を需給シミュレーションおよび系統解析により技術的側面から確認した。

需給シミュレーションの検討条件

基本需給シミュレーションでは、最新のラオス電力開発計画をレビューする。レビューする開発計画をベースにインドシナ域内の連系計画に基づき、最も蓋然性の高い連系系統構成をベースに、2016年における需給シミュレーションを行う。詳細需給シミュレーションでは、本件で検討し得られた需要想定と需要シナリオに対し、基本需給シミュレーション結果により得られた知見より将来のラオス系統の電源ベストミックスを検討し、2030年における最経済的な需給バランスを需給シミュレーションにより検討した。

隣国との連系計画は、ラオス国内需要への供給を目的とするものと隣国へのIPP輸出用があり、建設資金調達、PPAの交渉などにより、プロジェクトの中には計画が保留されるものもある。これらの計画の進捗状況を既存報告書および当該国カウンターパート、民間投資パートナー、世界銀行およびADBのドナーへのインタビューにより現状の進捗状況を把握し、蓋然性の高い系統連系構成を需給シミュレーションに反映した。

既存の政府承認を受けた最新電源開発計画のレビューを目的として実施する基本需給シミュレーションの検討条件を以下に示す。

電力系統

現状のラオス系統状況および系統増強計画を考慮し、ラオス国内を3系統、タイとの連系も考慮し、基本需給シミュレーション検討に使用する2016年の系統構成を設定した。

- ラオス（3 系統）：北部＋中央部 1 系統、中央部 2 系統、南部系統
- タイ（2 系統）：北東部系統、中部＋南部系統

電力需要

各系統の需要を次表に示す。ラオス系統の需要は、EDL 開発計画における想定最大電力需要を 2005 年の需要実績値に基づき配分した。各系統に配分した最大電力と系統毎の年負荷率の EDL 想定値により電力量を計算した。

表 S-6.1: 検討に使用した需要データ（2016 年）

系統名	最大電力 (MW)	電力量 (GWh)	年負荷率 (%)
ラオス北部＋中央部 1	847	4,971	67%
ラオス中央部 2	168	986	67%
ラオス南部	110	578	60%
タイ北東部	3,468	17,547	57.8%
タイ中部＋南部	28,974	201,792	79.5%

(出所：EDL、EGAT)

長期の電源開発計画

基本需給シミュレーションに使用する 2025 年までの想定可能な電源開発計画は、EDL の開発計画および DOE の資料に基づき調査団が作成した。水力発電の開発が主体であり、火力発電は 2013 年に IPP プロジェクトによる Hongsa 火力発電所（100MW、褐炭）開発、2019 年に Viengphukha 火力発電所（60MW、石炭）が計画されている。詳細需給シミュレーションには、基本需給シミュレーション結果を踏まえ、ラオス国の一次エネルギー、特に石炭の賦存量を勘案した電源のベストミックスを考慮した 2030 年までの開発計画を別途作成する。

連系線

連系系統の検討は、現状の電力開発計画に基づく 2016 年断面での連系系統を検討した。隣国との連系線容量は各国の開発計画に基づき、既設または計画中国際連系送電線を考慮したものである。系統間連系線の送電容量を示す。

表 S-6.2: 連系送電容量 (2016 年)

系統名	連系送電容量
ラオス北部+中央部 1 - ラオス中央部 2	90MW
ラオス中央部 2 - ラオス南部	180MW
ラオス北部+中央部 1 - タイ北東部	600MW
ラオス中央部 2 - タイ北東部	120MW
ラオス南部 - タイ北東部	120MW
タイ北東部 - タイ中部+南部	1,300MW

需給シミュレーション解析結果

政府承認を受けた開発計画に基づく 2016 年の供給信頼度状況を示す。連系線がない場合には、計画の供給信頼度基準 (LOLE=24 hour) を満たすために、241MW の供給予備力が必要であるが、連系線で繋ぐことで必要な供給予備力は 88MW に減少する。

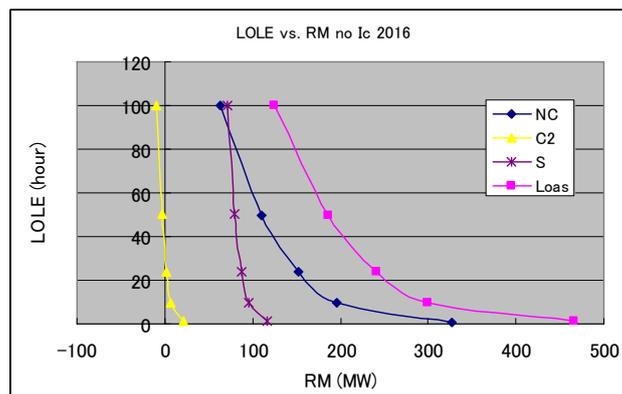


図 S-6.1: 単独系統での LOLE と予備力の関係

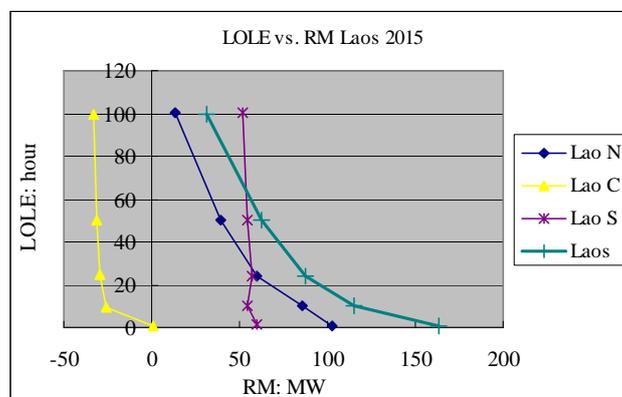


図 S-6.2: 連系系統での LOLE と予備力の関係

ラオス国の既存の開発計画に基づく、2016年での各系統の月毎の需給バランスは、電源開発が計画どおり進捗すれば、各系統とも最大電力時の供給力は確保できる。電力量バランスに関しては、北部、中央部1系統、南部系統で余剰が生じている。特に、雨季に顕著に余剰が生じる。一方、ラオス中央部2系統は連系線からの電力を合せても乾季には供給力不足となる。なお本検討にカンボジアへの電力輸出分は考慮していない。

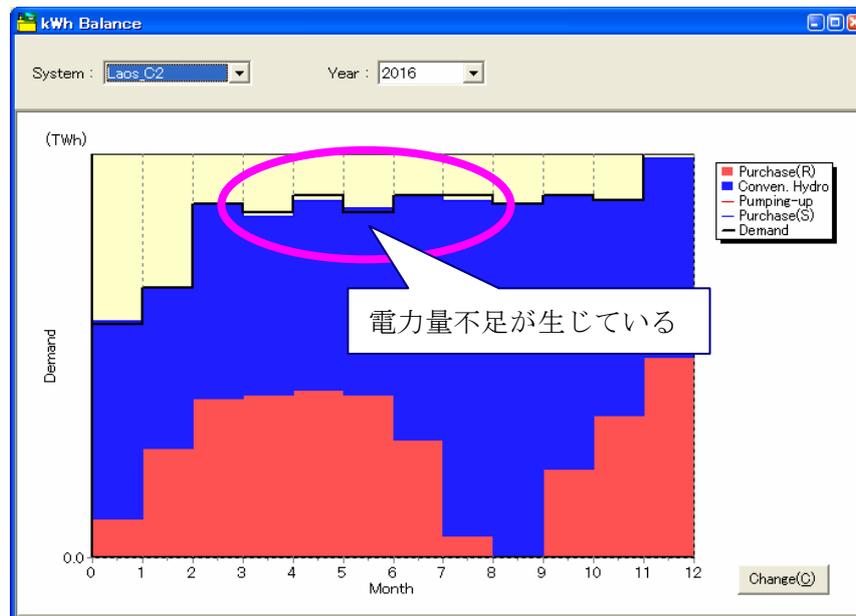


図 S-6.3: ラオス中部2系統の月別電力量バランス (2016年)

基本系統解析

EDLも保有する汎用的な系統解析ソフトウェアである PSS/E (Power System Simulator for Engineering) バージョン 31 を用い以下の基準および条件に基づき PDP 2007-16 の最終年度である 2016 年時点の乾季・雨季のピーク負荷時における設備健全時の潮流・電圧解析を実施した。

基本的な技術基準及び検討条件

- 設備健全運用時の送変電設備の潮流は、その定格容量以下でなければならない。
- 回線数が2回線以上の区間における1回線事故時において、残回線の潮流は定格容量以内でなければならない。
- 1回線事故時において、発電機の rejection が顕著でない場合、1回線送電線に接続された発電機群からの送電が許容される。

- 115/22kV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は定格容量の 110%以内でなければならない。
- 230/115kV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は、発電機群の規定発電出力の低減によりタイへの輸出電力を低減した後に、定格容量以内でなければならない。
- 設備健全運用時においては、送電系統の母線電圧は公称電圧の 95～105%の範囲内でなければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の 92～108%の範囲内でなければならない。
- 発電機の力率は、90%（進相）～85%（遅相）の範囲内でなければならない。
- 事故電流は、次表の値以下とした。

表 S-6.3: 許容事故電流最大値

電圧階級	許容事故電流最大値
230kV	40～50kA
115kV	25～31.5kA
22kV	25～31.5kA

- “1 回線 3 相短絡、主保護遮断、再開路なし” の事故条件において、主要な電源の発電電力制限や供給支障を生ずることなく電力系統安定度が維持される。
- 主保護リレーによる事故遮断時間は次表の通りとした。

表 S-6.4: 主保護遮断時間

電圧階級	遮断時間
230kV	100ms
115kV	140ms

- 国内供給用送電系統においては、系統電圧として 230kV および 115kV を適用した。
- 線路定数としては、既設及び EDL から提供されたデータ（2008 年～2016 年断面まで）を用いた。
- 既設変圧器及び EDL から提供された変圧器データ（2008 年～2016 年断面まで）についてはその値を、提供されたデータ以外の新規計画変圧器については、以下の条件を仮定した。

- 230kV 母線構成としては、1 + 1/2 方式を基本とする。供給信頼度等を特に考慮する必要がある場合は、二重主母線方式の採用も考慮する。
- 115/22kV 変圧器
 - ◇ 1 変電所当たり最大 30MVA、3 バンクまでとする。
 - ◇ 最大負荷は 60MVA を目標とする。
- 230/115kV 変圧器
 - ◇ 1 次側・2 次側の容量は、予想潮流により決定する。
 - ◇ 3 次側には 22kV、Δ 結線を適用する。3 次側容量は、1 次側・2 次側容量の 30% を基本とする。
 - ◇ 負荷時タップ切替え装置を適用する。
- 基準インピーダンス
電源変圧器のインピーダンスは次表に示す通りとした。

表 S-6.5: 基準インピーダンス

電 圧	1 次側と 2 次側間のインピーダンス
230/115kV	12.5%
115/22kV	8.5%

- 使用送電線の定格送電容量は、次表に示す通りとした。

表 S-6.6: EDL で使用される標準的な電線の送電容量

		MW	A	MVA
115kV	477 MCM ACSR	100	600	120
	795 MCM ACSR	140	818	163
	2 x 795 MCM ACSR	280	1636	326
230kV	1272 MCM ACSR	365	1,078	429
	2 x 1272 MCM ACSR	730	2,156	859
	4 x 1272 MCM ACSR	1,460	4,312	1,718
500kV	4 x 795 MCM ACSR	2,300	3,272	2,834
	4 x 1272 MCM ACSR	3,200	4,312	3,734

477 MCM ACSR : 240mm² (Hawk) と同等、795 MCM ACSR : 410mm² (Drake) と同等

- 乾季における発電機出力は、Estimated Generation in Dry Season / Year, ADB “Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project”, October 2008 の乾季出力を用いた。データ不明のものについては、各発電機ユニット設備容量の70%とした。
- 雨季については、系統安定度を維持する為に、設備健全時の南部エリアの発電機出力を80%に制限した。
- Hongsa Lignite の500/115kV 変圧器は開放することとした。

電力潮流・電圧解析の結果

- 乾季：設備健全時には、過負荷や電圧異常は生じない。
- 雨季：設備健全時には、過負荷や電圧異常は生じない。

2016年における単一設備事故時には、Saravan 変電所～Sekong 変電所の115kV送電線1回線事故時に各区間の残回線に過負荷が生じるが、これは解析上、南部の発電機が設備容量の80%で全機、南部以外の発電機が全機設備容量の100%で運転されている条件としているためであり、実際の運用においては定期点検等により停止する発電機も想定されることから全発電量はこれよりも小さいため、過負荷は解消されると考えられる。

また、北部系統の変電所の電圧が低下傾向にあるが、電力用コンデンサ導入により解消できる。

長期電力系統計画における環境社会配慮

ラオスの送電線事業においては、当該国の環境社会状況を踏まえ、特に以下の4項目についての配慮が重要であると考えられる。

住民移転を回避する為の住宅地での送電線ルートの迂回：

- 人口増加および都市化に伴い、特に南部における幹線道路である国道13号線沿い、首都ビエンチャン市、南部Khammouan 県、Savannakhet 県、Champasack 県の県庁所在地を中心に人口密度が高くなっている。今後もその傾向が続く場合、送電線ルートの用地取得は難しくなると予想され、これまで以上の配慮が必要となると考えられる。

生態系等自然環境への影響を軽減する為の保護地区での送電線ルートの迂回：

- 保護林および保全区内での事業は原則禁止されており、今後ますます規制が強化される傾向がある為、ルート選定時におけるこれらの地域への配慮、また、これらの地域の生態系への配慮についても、これまで以上に必要となると考えられる。

UX0 の把握とその除去についての配慮:

- UX0 の有無の把握とその除去については現在も作業が進んでいるが、その数は莫大な為、完全な除去には時間を要すると考えられる。よって、今後も予定事業域での UX0 の有無の調査とその除去は、建設時以前に実施することが必要である。

少数民族への配慮(公用言語であるラオ語を母国語としない民族への配慮、移動型農業を営む民族の土地利用の把握等):

- 少数民族における公用語の浸透および土地利用の把握が進む事により、少数民族への配慮の必要性は、長期的には低下すると考えられる。しかしながら、当該国における公用語を母国語としない民族が約 40%であることに鑑み、今後も事業設計段階において、IEE 等の実施により事業域の少数民族の分布および実情についての把握は必要であると考えられる。

S-7. 最優先プロジェクトの選定

優先プロジェクトの選定基準

最優先プロジェクトを選定するにあたって、まずあらかじめいくつかの優先プロジェクトを選定し、優先プロジェクトの中から最優先に検討を実施する最優先プロジェクトを選定した。

優先プロジェクトの選定に当たっては、カウンターパートと協議を行い、選定基準を設けた。ラオス国内の電力供給に広く便益をもたらす 10 のプロジェクトが PDP の 2016 年までの送変電計画の全プロジェクトリストから本調査での優先プロジェクトとして選定された。次に、緊急性、有効性、建設コスト、環境社会配慮の観点から 10 の優先プロジェクトの評価を行い、最優先プロジェクトを選定した。

環境社会配慮面については、ショートリストの事業について、環境スクリーニングを行い、予見される負の影響について検討した。当該調査において考慮すべき環境社会評価項目から、特に配慮が必要とされ、かつ、現時点で信頼しうる情報が入手できた住民移転、少数民族、保護地域、UX0 をスクリーニング項目とした。評価の結果、すべての事業において負の影響は予見されたが、

その影響は、ルート選定時において影響の予見される地区の回避等の対策を講じる事により軽減できる程度であると判断した。当該国の関連法令、JICA ガイドライン、過去に実施された IEE 等を踏まえ、当該調査において考慮すべき環境社会評価項目を設定した。

重要度の比較的高い優先プロジェクトとして、New 1 変電所の新設および Kengkok-Saravan 送電線の新設に絞り込まれ、カウンターパートとの協議の結果、広範囲に電力を融通し、タイからの輸入電力量を大幅に削減可能な Kengkok-Saravan 送電線の新設プロジェクトが本調査における最優先プロジェクトとして選定された。

最優先プロジェクトの電線サイズの検討

系統計画基準と経済性の両面を満足する最優先プロジェクトの電線サイズを選定するため、電線サイズ毎に潮流と年経費（建設費、運転保守費、送電損失費の和）の関係を検討した。送電損失によりタイへの電力輸出による収入が減少することから、送電損失費としては、タイへの電力輸出用単価（時間平均値）を使用した。年経費が最小となる電線サイズと潮流の関係は、下表の通りである。

表 S-7.1: 年経費が最小となる電線サイズと潮流の関係

年経費が最小となる 電線サイズ	潮 流		
	ACSR240mm ² 単導体	ACSR410mm ² 単導体	ACSR410mm ² 複導体
2 回線鉄塔	～61MW	61～135MW	135MW～

潮流計算結果から、2016 年断面における最優先プロジェクトの送電線区間の潮流は、1 回線当たり約 42MW であったため、最経済的な電線線種は ACSR240 単導体ということになる。2016 年以降の断面では、1 回線あたりの潮流が ACSR410 単導体との境界の 61MW を越え、ACSR410 単導体の使用が最経済的となることが想定されるが、系統解析上は、細線で、系統上より条件の厳しい ACSR240 単導体を採用した場合で検討を行った。

最優先プロジェクトの起点・終点の検討

当該送電線については、起点として Kengkok または Pakbo、終点として Saravan または Ban Jianxai とする候補が考えられる。また、Saravan 変電所から西 55km のルート上に Taothan 開閉所(本節では Napon 変電所の旧名称を用いた)を設置する構想がある。このため本節では、これらの条件を考慮した系統解析を行い、起点および終点を変えた各ケースの比較・検討を実施した。この結果、設備健全時においては、どのケースとも過負荷や電圧異常は生じないことが確認された。また 2016 年におけるラオスの電力系統の最大 3 相短絡電流はどのケースとも許容最大事故電流値以下となっている。2016 年断面では、Pakbo-Kengkok 間 1 回線(既設)、Pakbo-Napong-Saravan 間 2 回線という系統構成で、最も送電ロスが小さいことが分かった。

系統安定度は、系統を構成する機器の最過酷単一設備事故時に、発電機回転子間の位相角の動揺が収束する傾向にある場合、安定であると判定とする基準により計算を行った。乾季においては、いずれの接続方法についても、相差角の動揺波形は発散せず、収束する傾向にあり、本電力系統は、過酷な事故時においても安定して運用できることが確認された。雨季においては、Napon-Ban Jianxai 間を接続するケースにおいて、相差角の動揺波形は発散しないものの、Napon-Saravan 間を接続するケースに比べて振幅が大きいことが確認された。以上の結果から、Pakbo-Napon-Saravan 間 2 回線の系統構成が、最も安定して運用できるといえる。

当該最優先プロジェクトの送電線の起点として Kengkok または Pakbo、終点として Saravan または Ban Jianxai とする 4 つの接続パターンについて建設コストの比較を行った。なお、建設コストには、送電線及び変電所工事費および UX0 調査・処理費を含む。最優先プロジェクトの区間を Pakbo-Saravan とした場合のコストが最も小さい。

表 S-7.2: 接続パターン毎の建設費比較結果

No.	ケース	接続パターン	建設コスト('000 US\$)
1	PF-D1 PF-W1-80	Pakbo - Kengkok 2 回線 (既設 + 1 回線) Kengkok - Napong - Saravan 2 回線	33,281
2	PF-D2 PF-W2-80	Pakbo - Kengkok 2 回線 (既設 + 1 回線) Kengkok - Napong - Ban Jianxai 2 回線	34,973
3	PF-D3 PF-W3-80	Pakbo - Kengkok 1 回線 (既設のみ) Kengkok - Napong - Saravan 2 回線	32,926
4	PF-D4 PF-W4-80	Pakbo - Kengkok 1 回線 (既設のみ) Kengkok - Napong - Ban Jianxai 2 回線	34,619

以上より、最優先プロジェクトの建設区間は Pakbo-Saravan とする。

最優先プロジェクトの効果の検討

最優先プロジェクトの効果は、115kV 国内系統連系線を新設した場合、しない場合よりも全体の経済効果は 41 億円プラスであり、南部地域と中央部 2 地域を結ぶ同 115kV 送電線プロジェクトは経済面でも優れているという結論が明らかになった。

S-8. 2030 年までの詳細需給シミュレーション

電力需要想定

詳細需給シミュレーションで使用する電力需要想定を次表に示す。ラオス系統の需要は、EDL が保有している需要情報に基づき推定した。

表 S-8.1: 詳細需給シミュレーションの需要想定 (ベースケース)

		ラオス北部+中部 1	ラオス中部 2	ラオス南部	タイ北東部	タイ中部+南部
2016 年	最大電力(MW)	1,059	347	221	3,587	30,744
	電力量(GWh)	6,266	1,635	1,290	17,547	201,792
	負荷率(%)	68	54	67	56	75
2020 年	最大電力(MW)	1,207	401	245	4,061	38,369
	電力量(GWh)	7,300	1,845	1,432	21,932	252,212
	負荷率(%)	69	53	67	62	75
2030 年	最大電力(MW)	2,002	691	372	5,248	59,676
	電力量(GWh)	13,415	3,135	2,330	34,198	393,274
	負荷率(%)	76	52	72	74	75

(出所: EDL データに基づき調査団作成)

電力開発計画

詳細需給シミュレーションで使用する電力開発計画は、基本需給シミュレーションと同じものを使用する。しかし、2017 年以降は開発計画が定まっていないため、需給シミュレーション結果に基づき、DOE、EDL のカウンターパートと協議を行い将来の計画を設定した。

詳細需給シミュレーションの検討ケースの設定

詳細需給シミュレーションでは、既存の電源開発計画に基づき 2016 年、2020 年、2030 年の断面での需給状況のシミュレーションを行い、2030 年の想定需要を満たすために必要な追加開発分についてケースを設定する。長期的には、ラオス国内需要はラオス国内電源で供給することを基本政策としてケースを設定する。ラオス国内の水力開発潜在量および 1 次エネルギー潜在開発量を考慮して、最経済的な開発計画を選定するための検討ケースを設定した。

需給バランスの状況

電源開発計画と潜在開発可能量を考慮した現状の電源開発計画に基づく、2030 年の需給シミュレーション結果により、中央部 2 系統において供給力不足が生じていることが確認された。

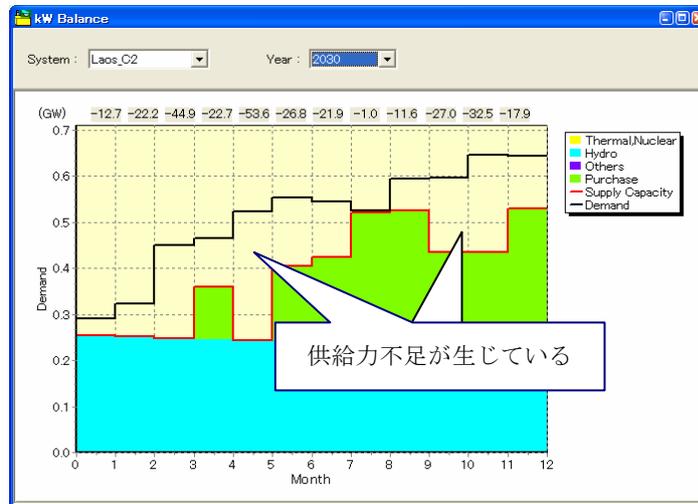


図 S-8.1: ラオス中部 2 系統の月別需給バランス (2030 年)

需給シミュレーション結果によると、ラオス中央部 2 系統での供給力不足分解消には、需要想定ベースケースにおいて 2030 年の乾季 5 月に 280MW の追加開発が必要となる。高需要時には更に 450MW の追加開発が必要であり、合計 730MW の追加電源が必要となる。また、各系統とも乾季の供給力不足に対応した電源の開発が必要である。特に、ラオス中央部 2 系統は年間を通じて供給力不足が生じており、電源の開発が必要である。

アルミ工場供給ケースでは、現状の系統規模の 5 倍近い電力の供給が一つの需要家に対して必要となる。このことから既存の開発計画では対応できないため、以下の課題が生じる。

供給規模から EDL が供給する場合には、供給計画策定の準備時間と開発実施資金の調達に問題がある。

アルミ工場が撤退した場合に開発資金の回収が不能となる。(ストランデットコスト化)

供給力として、輸出用 IPP 電源を使用することとなるため、既存の隣国との MOU 実現のために、代替の電源開発地点が必要となる。

一次エネルギー潜在開発量の状況

DOE の資料によると、ラオス国内の石炭潜在開発量は主に北部に賦存している。ラオス中央部 2 地域としては、Saravan に未確定ではあるがアンシラサイトの潜在開発量がある。概算の発電可能量は潜在量を除いても 6000kcal/kg として、450MW の石炭火力発電所 (熱効率 30%) を 70%利用率

で 60 年間運転できる。アンシラサイトは良質な石炭であり、ラオス政府としては発電用ではなく輸出用として外貨獲得に使用したい意向である。

詳細需給シミュレーション検討ケースの提案

需給バランスを見ると、南部系統を除いて乾季には供給力が低下し、タイ系統からの電力輸入に頼っていることが分かる。また、ラオス中央部 2 系統の供給力が不足しており、南部系統の供給力には余力がある。この状況から、乾季の供給力確保、ラオス中央部 2 系統とラオス南部系統との連系強化が検討ケースとして挙げられる。

乾季の供給力確保策としては、隣国からの電力輸入、火力発電所の開発が挙げられる。また、ラオス中央部 2 の供給力不足対策として、Saravan 地区の石炭開発、南部系統との連系強化および既存 IPP からの電力購入、具体的には Nam Theun 2、Nam Theun Hinboun のラオス系統への接続が挙げられる。

アルミ工場供給ケースでは、電源の確保として、南部系統の輸出用 IPP の流用、火力発電所の開発および隣国からの電力輸入検討がケースとして挙げられる。

今年タイ系統からの供給が停止したことに起因するビエンチャン系統の停電が生じたことから分かるように、ピーク供給力を恒常的に隣国に頼ることは供給信頼度の低下につながる。長期的には、ラオス国内の電力はラオス国内系統で賄うことを基本として計画を策定するべきである。

これらを勘案して、検討ケースとして以下を提案した。

- (1) Saravan 石炭火力発電所（乾季供給力、ラオス中央部 2 系統供給力対策）
- (2) Theun Hinboun 水力発電所のラオス系統への接続
- (3) ラオス中央部 2 系統－南部系統連系増強
- (4) アルミ工場供給用必要電源(IPP)検討（隣国連系を含む）

これら検討案について DOE ならびに EDL カウンターパートと協議を行い、詳細需給シミュレーションのケースを設定する。設定したケースに基づき、詳細需給シミュレーションを行い最経済的な電源開発計画を提案した。

2030年までの電源開発計画（IPP含む）

カウンターパートである DOE および EDL と本検討に使用する開発計画として合意した 2030 年までに開発を予定している国内供給用電源は 3,701MW である。輸出用電源は、17,854MW である。

詳細需給シミュレーション

2020 年、2030 年の断面での需給状況のシミュレーションを行い、2030 年の想定需要を満たすために必要な追加開発分について検討シナリオを設定した。

(1) 供給信頼度の状況

需給シミュレーション結果によると、2030 年でラオスの供給信頼度基準（LOLE24hour）を満たすためには、56MW の供給予備力が必要である。需給シミュレーションの結果に基づくと、全体で 300MW の供給予備力が確保できる。しかし、ラオス中央部 2 系統では連系系統による電力融通を考慮しても 200MW 程度の供給力不足が生じる。このため、追加的な供給力対策が必要である。

(2) 需給バランスの状況

GDP 成長率 7%を基準とした需要想定（Base Case）での需給シミュレーションの結果、2020 年では供給力不足は生じない。しかし、中央部 2 系統において 2028 年から供給力不足が生じる。

ラオス中央部 2 系統での供給力不足分解消には、需要想定 Base Case において 2030 年の乾季 5 月に 125MW の追加開発が必要となる。高需要時には、北部中央部 1 系統および中央部 2 系統で通年での供給力不足が生じる。北部中央部 1 系統で 1000MW、中央部 2 系統で 900MW の追加開発が必要であり、合計 1,900MW の追加電源が必要となる。各系統とも乾季の供給力不足に対応した電源の開発が必要である。水力発電は乾季には雨期の 3 分の 1 程度の出力に減少することから、乾季の供給力の 3 倍の設備を開発する必要がある。

(3) 一次エネルギー潜在開発量の状況

中央部 2 系統および南部系統に接続できる水力発電開発可能量は、320MW 分だけである。これに、Houay Ho 水力（216MW）は 2024 年に PPA 契約が終了しラオス側に引き渡される。したがって、2030 年にラオス中央部 2 系統に活用できる水力開発可能量は合計 536MW である。

石炭は主に北部に賦存している。ラオス中央部 2 系統地域としては、Saravan に未確定ではあるが無煙炭の潜在開発量がある。概算の石炭火力発電開発可能量は 450MW である。

(4) 詳細需給シミュレーション検討ケースの提案

需給バランスを見ると、南部系統を除いて乾季には供給力が低下し、タイ系統からの電力輸入に頼っていることが分かる。また、ラオス中央部 2 系統の供給力が不足しており、南部系統の供給力には余力がある。この状況から、乾季の供給力確保、ラオス中央部 2 系統とラオス南部系統との連系強化が検討ケースとして挙げられる。

(5) 詳細需給シミュレーション結果

2027 年から 2030 年の間に、基本需要ケースで中央部 2 系統に 450MW の増設が必要。高需要ケースでは北部中央部 1 系統に 1000MW、中央部 2 系統に 900MW の追加火力発電所が必要となる。需給バランスのみを考慮した場合には、ユニットサイズを 150MW とした場合に最大となった。

中央部 2 系統と南部系統間の連系容量を計画値である 300MW から増容量しても需給バランスに改善は見られない。これは、需給が逼迫する乾季には南部の供給余力が縮小するため、30MW を超えて連系容量を増やしても需給は緩和しない。

電源開発上の提言

(1) エネルギー・マスタープラン調査

電力需要の増加に伴い、2030 年近辺では 500MW 規模の大型の電力開発が必要となる。水力開発で賄う場合には乾季の出力低下の影響から、乾季の必要供給力の 3~5 倍の設備を開発する必要がある。このため、乾季の供給力として火力発電を導入することが経済的であると考えられる。しかし、ラオス国は燃料輸入のインフラが未整備であり、電力開発でインフラ整備を行い、その費用を電気料金でラオス国民が負担することが国民経済的に見て最適かどうか、国土開発計画および産業振興政策との整合を図った上で決定する必要がある。

(2) 石炭火力発電 F/S

ラオス国内に賦存する一次エネルギーの有効活用およびエネルギー・マスタープランの観点から、最経済的な燃料種別による火力発電所の FS を行う必要がある。また、火力発電所の大气および水質に関する環境保全基準が未整備であり、この点からも支援が必要と考えられる。

(3) 輸出用水力発電の国内適用のための系統整備および運用方法の確立

現状、輸出用の発電所は直接、タイおよびベトナムの系統に接続されており、ラオス系統と接続しているのは、Nam Ngum 1 のほかは小水力である。このため、PPA 期間が終了しラオス国に発

電設備が移譲された場合、ラオス系統に接続するための系統を整備する必要がある。また、これらを最経済的に安定に運用するための体制整備および能力向上が欠かせないと考えられる。

S-9. 2030年までの系統計画

本文第7章においてEDLが策定した2016年までのPDPをレビューした。本章では2030年までの電源開発計画および想定した電力需要予測をもとに2030年までの系統計画を策定した。策定した年度は2020年および2030年である。

予備的な系統計画

ラオス国は水力発電が中心であり、かつ発電所の立地点は地域間でばらつきがある。乾季に電力が不足する地域へ十分に送電を行えるように送電線の規模を検討した。また、雨季の豊富な水力発電力を輸出に十分に活用できるように送電線の規模を検討した。このため、予備的な系統計画として雨季・乾季の需給バランスを地域別に検討し、各地域間で必要となる送電能力を推定した。2020年までに更に必要となる送電線の候補は、LuangprabangもしくはXiengkhuangからビエンチャンへ900-1000 MW程度の送電容量を確保できる送電線、ビエンチャンからタイへの連系線の増強、南部からタイへの連系線の増強、新設される特殊需要および115/22 kV変電所への送電線、および新設される発電所からメイン系統への送電線である。2030年までに更に必要となる送電線は、Saravan火力からSavanhakhet、Kammoun方面へ200-400 MW程度の送電容量を確保できる送電線が候補となる。

2020年の系統解析

上記の2020年断面の将来送電系統について系統解析を実施し、技術的な妥当性を確認した。

電力潮流・電圧解析

乾季・雨季のピーク負荷時における設備健全時および単一設備事故時の潮流・電圧解析を実施した。新設発電所の乾季出力が不明のものについて、貯水池タイプは設備容量の70%、流れ込み式タイプは設備容量の30%と仮定した。安定度維持上、雨季には全発電機の出力合計値が設備容量合計値の9割相当の出力を仮定した。各変電所の母線電圧の調整のため、並列コンデンサを必要量導入した。Hongsa変電所に位相調整器を導入して潮流を制御した。

(1) 解析結果（乾季）

a) 設備健全時

設備健全時には、過負荷や電圧異常は生じない。

b) 単一設備事故時

ラオス系統については、単一設備事故時にも過負荷や電圧異常は生じない。

(2) 解析結果（雨季）

a) 設備健全時

設備健全時には、過負荷や電圧異常は生じない。

b) 単一設備事故時

単一設備事故時には、Hongsa 変電所～新開閉所間、Phonetong 変電所～New 1 変電所間、Khoksaad 変電所～Thanaleng 変電所間の 115kV 送電線 1 回線事故時の残回線で過負荷が生じる。これは、雨季の発電機出力が高稼働率となっていることにより、大量の余剰電力が EGAT 系統へ輸出されるためである。過負荷解消のためには、当該区間における回線数増加、或いは送電容量の大きい電線への張替えといった対策が必要となる。また、雨季における発電機の運用方法については更なる検討が必要と考えられる。

c) Hongsa Lignite の位相調整器の運用の位相角制御範囲およびその制御方法については更なる検討が必要と考えられる。

送電ロス

2020 年断面における乾季、雨季のラオス国内供給系統全体（電力輸出用系統を除く）の送電ロス計算結果は下表の通りである。

表 S-9.1: ラオス国内供給系統全体の送電ロス

乾季/雨季	kWロス [MW]	年間エネルギー損失 [MWh]	年間エネルギー損失 [million USD]
乾季	70	339,100	13.8
雨季	201	975,154	39.7

短絡電流解析

2020年におけるラオス国内電力系統の最大3相短絡電流計算結果は許容最大事故電流以下となっている。

概略安定度評価

2020年におけるラオス国内電力系統の安定度解析を行った。想定事故区間として、北部および中央部1地域における典型的な重潮流区間、中央部2および南部地域間の連系線を考慮した。発電機モデルについては、EDL提供データの使用を基本とし、不明の場合は標準的なモデルを適用した。設備容量が60MW以上の特定の発電機についてはPSS及びガバナを仮定した。PSSのモデル及びガバナは標準的なモデルを適用した。既設発電所については実態通りとした。

乾季・雨季共に、北部・中央部1地域間の主要な重潮流区間、中央部2地域と南部地域間の連系線の1回線事故という過酷な状態においても安定して運用できることが確認された。

2030年の基幹送電網の系統解析

地域間を連系する230kV基幹送電系統を構成した場合の概略系統安定度を確認した。想定事故区間として、230kV送電線の北部および中央部1地域における典型的な重潮流区間、中央部2および南部地域間の連系線を考慮した。設備容量60MW以上の特定の発電機については、PSS及びガバナを仮定した。乾季・雨季共に、北部・中央部1地域、中央部2・南部地域の230kV基幹送電線の1回線事故という過酷な状態においても安定して運用できることが確認された。

2030年乾季断面においては、ラオス国内の発電力が不足し、北部・中央部1地域のEGATとの連系線を介して大量の電力が輸入される。これに伴い、Hongsa変電所の500/115kV変圧器を介した輸入電力は、位相調整器による潮流制御によっても契約量(100MW)を大幅に超え、また中央部1地域とEGATとの連系線も過負荷する。EGAT系統からの電力輸入に依存する限り、同種の問題が発生することが予想されるため、この解消の為の更なる検討が必要と考えられる。

S-10. 電力系統プロジェクトの評価

送電設備のサブプロジェクト

最適送電系統に基づく 2010-2030 年の送電設備増強サブプロジェクトの総亘長を下表に示す。

表 S-10.1: 送電設備増強プロジェクトの総亘長 (km)

建設年	亘長		
	115 kV	230 kV	合計
2010～2016 年	3888.8	376.4	4,265.2
2017～2020 年	806.0	166.0	972.0
2021～2030 年	295.0	345.0	640.0
総 計	4989.8	887.4	5,877.2

変電設備のサブプロジェクト

変電所の新設・増強計画には下記のものが含まれる。

1) 変電所・開閉所の新設

2030 年までの系統計画に従って、変電所および開閉所の新設を計画した。ただし、この計画の中には ADB あるいは世界銀行の計画も含まれる。新設変電所の変圧器の台数・容量は次に述べる「3) 変圧器の増設・取替・移設計画」にて決定したものである。また将来送電線ベイや変圧器の増設が必要な変電所・開閉所はそれに対応できるような敷地を確保しておく必要がある。

2) 変電所電圧階級のアップグレード

2030 年までの系統計画に従って、既設 115 kV 変電所の 230 kV 変電所へのアップグレードを計画した。

3) 変圧器の新規設置・取替・移設

115 kV 変圧器の増設・取替・移設計画は、下記の基準に従って計画した。

- a) ビエンチャン市内の変電所には ‘N-1’ 基準を 2011 年から適用した。その際、‘N-1’ 基準を適用する変電所では、変圧器の短時間過負荷を 110 %まで許容する。その他の地域の変電所では過負荷を許容せず、過負荷が予想される年までに変圧器の増設あるいは取替を計画した。
- b) 負荷の力率をビエンチャン市内の変電所では $pf=0.95$ 、その他の変電所では $pf=0.85$ と

仮定して、2030年までの各年の電力需要予測に基づいてピーク MVA を算定し、それに従って必要な変圧器容量を計画した。

- c) 新規に設置する変圧器の容量は 10、20 および 30 MVA の中から選定した。
- d) 既設変圧器の有効利用を図るため変圧器の移設を計画した。その際には複数の変圧器の平行運転、機器の耐用年数、移設のタイミングなどを考慮して計画を作成した。機器の耐用年数は 40 年と仮定の上、それを超えるものは使用停止し、取り替え計画を作成した。

230 kV 変圧器については、系統解析結果から Luangprabang-2 変電所のみ 200 MVA 変圧器 2 台としたが、その他の 230 kV 変電所では 200 MVA 変圧器 1 台構成とした。

4) 送電線ベイの増設

系統計画や発電所の建設計画に従って、既設変電所に新たに送電線を引込む送電線ベイの増設を計画した。

5) 調相設備の設置

系統解析の結果に基づき、下記の変電所に電圧調整用の 22 kV 電力用コンデンサを新規に設置することとした。ただし、コンデンサの設置は変電所の新設時あるいは上記の増強計画の実施に併せて設置する。

供給地域毎の 2010 年から 2030 年までの建設中案件を含む変電設備の増強計画を本文中の表 10.2-2～10.2-5 に示す。

送電設備プロジェクトの事業費

(1) 積算単価

積算単価の算出に当たっては、主に、現在ラオスで進行中である「メコン電力ネットワーク開発事業 (JICA)」の契約単価、およびその他調査団の所持する最新の ICB (国際競争入札) 価格を適用して作成した。

(2) UX0 撤去費の算出

ラオス国内には大量の UX0 が残留しているため、建設作業を行う場合には、その調査・撤去作業が必要となる。特に送電線ではその撤去数量も大きくなることから、通常の工事費に加え、UX0 調査・撤去費も加算した。

(3) 積算条件

- a) 各送電線の建設コストは、km当りの建設単価に各送電線の亘長を乗じ、UXO撤去費を加えて算出した。
- b) 建設コストは本文中の表 10.3-3 に基づき、外貨 (US\$) 分・現地貨 (US\$換算) 分に振り分けて積算した。
- c) 用地補償費、工事保険、仮設設備、その他の費用として、主工事総額の 10%をコストに追加した。

(4) 積算結果

上記条件に従って積算した送電設備プロジェクトの総事業費 (建設中の案件の事業費は含まず) の概要を下表に示す。

表 S-10.2: 送電線プロジェクトの事業費積算 (1,000US\$)

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨	現地貨	合計
2010~2015 年	送電線の 신설	343,731.0	161,537.0	505,268.0
	UXO の調査・撤去	8,137.0	16,528.0	24,665.0
	合計	351,868.0	178,065.0	529,933.0
2016~2020 年	送電線の 신설	81,515.0	44,237.0	125,752.0
	UXO の調査・撤去	2,506.0	5,086.0	7,592.0
	合計	84,021.0	49,323.0	133,344.0
2021~2025 年	送電線の 신설	20,207.0	9,676.0	29,883.0
	UXO の調査・撤去	166.0	338.0	504.0
	合計	20,373.0	10,014.0	30,387.0
2026~2030 年	送電線の 신설	68,404.0	24,680.0	93,084.0
	UXO の調査・撤去	1,196.0	2,429.0	3,625.0
	合計	69,600.0	27,109.0	96,709.0
総計		525,862.0	264,511.0	790,373.0

変電設備プロジェクトの事業費

(1) 積算単価

積算の単価表は、主に、現在ラオスで進行中である「メコン電力ネットワーク開発事業 (JICA)」、 「北部送電線開発プロジェクト (ADB)」、 「GMS 電力融通プロジェクト (IDA)」などの送変電プロジェクトの契約単価を参考に作成した。その他、230 kV 機器などの単価は調査団の所持する最新の ICB 価格を適用して作成した。

(2) 積算条件

積算条件は下記の通りである。

- a) 変電機器は全て国外からの輸入品とし、その機材費は CIF 価格として US\$ で積算する。
- b) 据付・工事費は単価表に示すように外貨 (US\$) 分・現地貨 (US\$ 換算) 分に振分けて積算する。
- c) 母線・開閉設備の増強および調相設備の設置費用は、送電線ベいの増設や変圧器の増設時などのサブプロジェクトの費用に含める。
- d) UXO の調査・撤去費用は、それが必要な変電所に対して積算する。
- e) 用地補償費、工事保険、仮設設備、その他の費用として、新設変電所については主工事総額の 7 % を追加する。

(3) 積算結果

上記条件に従って積算した変電設備プロジェクトの総事業費（建設中の案件の事業費は含まず）の概要を下表に示す。

表 S-10.3: 変電設備プロジェクトの積算事業費 (1,000US\$)

建設年	事業費		
	外貨	現地貨	合計
2010～2015 年	144,674.7	31,668.2	176,342.9
2016～2020 年	43,997.7	8,407.5	52,405.2
2021～2025 年	38,962.9	6,871.9	45,834.8
2026～2030 年	23,704.4	4,131.6	27,836.0
総 計	251,339.7	51,079.2	302,418.9

送変電設備の総事業費

上記より、2010 年から 2030 年までの送電系統を構築するための送電・変電設備の総事業費は下表の通り US\$ 1,092.8 百万（外貨・現地貨合計）である（建設中の案件の事業費は含まず）。

表 S-10.4: 電力系統プロジェクトの総事業費 (1,000US\$)

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨	現地貨	合計
2010～2015年	送電線	351,868.0	178,065.0	529,933.0
	変電設備	144,674.7	31,668.2	176,342.9
	合計	496,542.7	209,733.2	706,275.9
2016～2020年	送電線	84,021.0	49,323.0	133,344.0
	変電設備	43,997.7	8,407.5	52,405.2
	合計	128,018.7	57,730.5	185,749.2
2021～2026年	送電線	20,373.0	10,014.0	30,387.0
	変電設備	38,962.9	6,871.9	45,834.8
	合計	59,335.9	16,885.9	76,221.8
2026～2030年	送電線	69,600.0	27,109.0	96,709.0
	変電設備	23,704.4	4,131.6	27,836.0
	合計	93,304.4	31,240.6	124,545.0
総計		777,201.7	315,590.2	1,092,791.9

実施スケジュールおよび支出予定

(1) 送電線建設の実施スケジュール

過去の同様のプロジェクトを参考にして、各サブプロジェクトの建設期間は、各プロジェクトの規模において多少の差異はあるものの、3年間にまたがる24ヶ月とし、2度の乾季における有効稼動のため、1年目の4月から3年目の3月に完成するものとした。なお、電線の増架工事については、規模も小さいため、準備を含めて1年間で完成するものとした。

(2) 変電設備建設の実施スケジュール

変電所新設の建設期間は、送電線建設の場合と同様に3年間にまたがる24ヶ月とし、1年目の4月に開始し、3年目の3月に完成するものとした。一方、送電線ベイの増設や変圧器更新サブプロジェクト等は、2年間にまたがる12～16ヶ月とした。

(3) 送電線および変電所建設費の支出計画

送電線、変電所新設の事業費は、1年目から3年目まで概ねそれぞれ総事業費の10%、80%、および10%を支出するものとした。

(4) 2030年までの送変電設備への投資計画

上記より、2010年から2030年までの送変電設備への年次毎の支出予定は次表の通りである（建設中の案件の事業費は含まず）。

表 S-10.5: 送変電設備建設の年度毎の投資計画（単位：1,000US\$）

年	送電線			変電設備			合計		
	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計
2010	73,735.0	38,915.0	112,650.0	21,478.3	4,474.3	25,952.6	95,213.3	43,389.3	138,602.6
2011	120,497.0	50,806.0	171,303.0	52,036.5	11,371.5	63,408.0	172,533.5	62,177.5	234,711
2012	40,912.0	28,821.0	69,733.0	32,692.4	6,438.6	39,131.0	73,604.4	35,259.6	108,864
2013	44,589.0	18,064.0	62,653.0	19,548.5	4,790.4	24,338.9	64,137.5	22,854.4	86,991.9
2014	33,004.0	20,602.0	53,606.0	11,166.6	2,975.9	14,142.5	44,170.6	23,577.9	67,748.5
2015	39,131.0	20,857.0	59,988.0	7,752.3	1,617.6	9,369.9	46,883.3	22,474.6	69,357.9
2016	44,943.0	22,090.0	67,033.0	7,396.4	1,202.6	8,599.0	52,339.4	23,292.6	75,632
2017	15,902.0	11,061.0	26,963.0	6,434.7	1,333.9	7,768.6	22,336.7	12,394.9	34,731.6
2018	5,608.0	5,508.0	11,116.0	7,948.6	1,539.1	9,487.7	13,556.6	7,047.1	20,603.7
2019	12,595.0	5,518.0	18,113.0	12,114.3	2,506.6	14,620.9	24,709.3	8,024.6	32,733.9
2020	4,973.0	5,146.0	10,119.0	10,103.6	1,825.4	11,929.0	15,076.6	6,971.4	22,048
2021	8,825.0	3,497.0	12,322.0	10,181.9	1,782.1	11,964.0	19,006.9	5,279.1	24,286
2022	1,924.0	1,946.0	3,870.0	10,696.9	1,881.5	12,578.4	12,620.9	3,827.5	16,448.4
2023	978.0	610.0	1,588.0	11,777.3	2,334.0	14,111.3	12,755.3	2,944.0	15,699.3
2024	4,847.0	1,845.0	6,692.0	3,653.8	538.8	4,192.6	8,500.8	2,383.8	10,884.6
2025	3,799.0	2,116.0	5,915.0	2,653.0	335.5	2,988.5	6,452.0	2,451.5	8,903.5
2026	8,597.0	5,302.0	13,899.0	3,442.0	560.4	4,002.4	12,039.0	5,862.4	17,901.4
2027	48,233.0	12,852.0	61,085.0	13,120.4	2,545.3	15,665.7	61,353.4	15,397.3	76,750.7
2028	9,608.0	7,306.0	16,914.0	3,760.1	577.8	4,337.9	13,368.0	7,883.8	21,251.8
2029	2,655.0	1,071.0	3,726.0	1,937.0	251.5	2,188.5	4,592.0	1,322.5	5,914.5
2030	507.0	578.0	1,085.0	1,444.9	196.6	1,641.5	1,951.9	774.6	2,726.5
合計	525,862.0	264,511.0	790,373.0	251,339.5	51,079.4	302,418.9	777,201.4	315,590.4	1,092,791.8

長期電力系統計画における環境社会配慮

2030年までの送電および変電所予定サブプロジェクトについて、第7章の送電線事業に係る環境社会配慮項目の内容を踏まえ、特に事業計画段階において配慮が必要な住民移転、保護区(保全区も含む)、および少数民族の3項目において環境スクリーニングを行った。スクリーニングの対象となったサブプロジェクトには、第8章で検討した優先プロジェクトおよび既にIEEが実施された事業は含まれていない。

スクリーニングは、第8章(3)環境社会配慮面と同じ手法で行い、参照資料および評価基準もこれに倣った。自然保護区についてはここではNBCAおよび国レベルの保護林についてのみスクリーニング対象としている為、県、郡レベルの自然保護区についてはさらなる調査が必要である。住

民移転については、参照資料は現時点(2009年)で入手可能な情報に基づく。よって、今後、国道沿いに予定されている多くのルートは将来の人口増加に伴い、現在より住民移転を回避する為のルート選定の必要性が高くなると考えられる。尚、同章において重要な環境社会配慮項目とした UX0 については前述の送電設備のサブプロジェクトを参照されたい。

個々の事業についてスクリーニングした結果、特に配慮が必要とされる事業について、北部、中央部 1、中央部 2 および南部の地域別にまとめた。保護区については、特に北部の送電線ルートおよび変電所予定地において保護区に隣接しているプロジェクトが 14 件あり、迂回措置等の必要性が高く、また、少数民族については、北部および南部の送電線ルート域および変電所予定地に多く居住しているため、その分布および土地利用には特別な配慮が必要と判断された。

最適システムに対する事業評価

第 10 章にて検討した送電線および変電所のサブプロジェクト・リストで構成される本電力系統プロジェクト（以下、系統計画）に対して、ラオス国を主体とする経済評価を行う。最適な送電系統とは、資源の最適配分という経済効率性を反映したものであると考える。この効率性を判断する指標には、本最適系統計画の経済的内部収益率（Economic Internal Rate of Return:EIRR）と、資本の機会費用（Opportunity Cost of Capital:OCC）、ここでは 12%を仮定、との比較を用いる。EIRR は最適系統計画のコストと便益のキャッシュフローを求めることで算出することとする。

前提および仮定条件

評価対象期間は、2010 年度より 2040 年度まで建設期間を含み 30 年間とする。便益は、本系統計画実施に伴い供給可能になる需要の増加分（図 S-10.1）に、一般需要家による電力量 kWh 当りの支払い意思額（Willingness To Pay:WTP）の内、送変電相当分を掛け合わせて得られるものとする。算定に用いられる WTP には最新の ADB 調査¹による算定値を引用した。同調査では、支払い意思額法に基づいて需要家カテゴリーごとに算出しているため、本分析では加重平均 WTP を求めて用いることとし、2,434 Kip/kWh (US\$ 0.29/kWh) との結果を得た（為替レート:8,515 Kip/USD, 8/27/2009 Yahoo）。

¹ Asian Development Bank TA No. 4816-LAO Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project, Oct. 2008

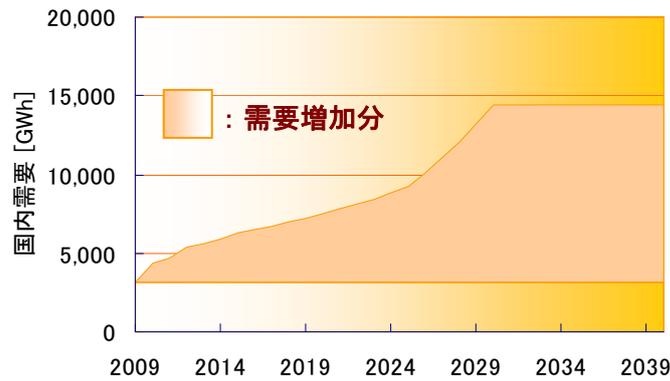


図 S-10.1: 2010 年から 2040 年のラオス国需要予測 (全体)

加重平均 WTP の送変電相当分を求めるには、最新の EDL 投資計画のレビューを行った世界銀行によるラオス国の電力料金調査²の結果を引用した。国内消費向け電力開発投資に係る長期限界費用の内、送変電相当分は、103 Kip/kWh (US\$ 0.01/kWh) で全体の約 14% と算定されている。よって、分析に用いる経済価値は、この比率を先述の加重平均 WTP 値に掛けて求め、US\$ 0.04/kWh の結果を得た。これをこの調査での単位あたり経済価値とし、求める経済便益はこの経済価値に先の需要増加分を掛け合わせることで得られる。

経済費用は、本最適系統計画に掛かる事業費用（建設費とそれに係る年間の維持・管理費）である。本文中の表 10.4-4 に示す本事業に係る資本支出費用の内、現地貨分は市場価格による財務価格であり、これを、標準変換係数（0.9 と仮定）を用いて経済価格に変換した。

² Tariff Study Update Project Final Report, International Development Association, June 2009

表 S-10. 6: 送電線/変電所開発プロジェクトの EIRR 計算

FY	Economic Costs										Gross Benefits		Net
	TL		SS		Total Capital		O&M:TL	O&M:SS	Total Cost	Incre. Energy (GWh)	Total Benefit		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC+LC	FC+LC					
FY 2010	93,203	43,196	29,114	5,401	122,317	48,598	0	0	170,915	0	0	-170,915	
FY 2011	129,737	50,840	53,838	10,559	183,575	61,399	1,364	518	246,856	1,484	59,384	-187,472	
FY 2012	40,912	25,939	32,692	5,795	73,604	31,734	3,170	1,484	109,991	2,263	90,575	-19,417	
FY 2013	44,589	16,258	19,549	4,311	64,138	20,569	3,838	2,061	90,606	2,416	96,676	6,071	
FY 2014	33,004	18,542	11,167	2,678	44,171	21,220	4,447	2,419	72,256	2,707	108,335	36,078	
FY 2015	39,131	18,771	7,752	1,456	46,883	20,227	4,962	2,627	74,699	3,096	123,905	49,206	
FY 2016	44,943	19,881	7,396	1,082	52,339	20,963	5,541	2,765	81,609	3,336	133,504	51,895	
FY 2017	15,902	9,955	6,435	1,200	22,337	11,155	6,189	2,892	42,573	3,546	141,894	99,320	
FY 2018	5,608	4,957	7,949	1,385	13,557	6,342	6,448	3,006	29,353	3,815	152,660	123,306	
FY 2019	12,595	4,966	12,114	2,256	24,709	7,222	6,554	3,146	41,632	4,061	162,501	120,869	
FY 2020	4,973	4,631	10,104	1,643	15,077	6,274	6,729	3,362	31,442	4,327	173,171	141,729	
FY 2021	8,825	3,147	10,182	1,604	19,007	4,751	6,825	3,538	34,122	4,616	184,732	150,610	
FY 2022	1,924	1,751	10,697	1,693	12,621	3,445	6,945	3,715	26,726	4,934	197,435	170,709	
FY 2023	978	549	11,777	2,101	12,755	2,650	6,982	3,901	26,288	5,283	211,409	185,122	
FY 2024	4,847	1,661	3,654	485	8,501	2,145	6,997	4,109	21,752	5,668	226,796	205,044	
FY 2025	3,799	1,904	2,653	302	6,452	2,206	7,062	4,171	19,892	6,091	243,758	223,866	
FY 2026	8,597	4,772	3,442	504	12,039	5,276	7,119	4,215	26,650	6,934	277,473	248,823	
FY 2027	48,233	11,567	13,120	2,291	61,353	13,858	7,253	4,275	86,738	7,862	315,421	228,682	
FY 2028	9,608	6,575	3,760	520	13,368	7,095	7,851	4,506	32,820	8,917	356,846	324,025	
FY 2029	2,655	964	1,937	226	4,592	1,190	8,013	4,570	18,365	10,047	402,058	383,694	
FY 2030	507	520	1,445	177	1,952	697	8,049	4,602	15,300	11,280	451,397	436,097	
FY 2031	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2032	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2033	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2034	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2035	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2036	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2037	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2038	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2039	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
FY 2040	0	0	0	0	0	0	8,059	4,627	12,686	11,280	451,397	438,711	
Total	554,570	251,348	260,778	47,670	815,348	299,018	202,930	112,148	1,429,444	215,508	8,623,901	7,194,457	

Economic Internal Rate of Return for the Project **20.4%**
 Net Present Value (at 12%) **523,915**

OER 250 Kip/THB (Aug.27, 2009 by Yahoo)
 OER 8,515 Kip/USD (Aug.27, 2009 by Yahoo)

Applied currency and unit: US\$ thousand
 Base year: Year 2009

Cost side
 SCF for Local Currency Portion **0.9**
 O&M cost: 1% for transmission, 1.5% for substation of capital cost.

Benefit side
 WTP on average 0.29 USD/kWh 2,434 Kip/ kWh
 TL&SS portion of WTP (14%) Year 2009 14% (Source: WB Tariff update study, Aug.20.2009)
 Benefit corresponding to this project 0.04 USD/kWh

分析並びに評価結果

以上の条件で算出した結果、EIRR は 20.4%であった。この数値は、判断指標であるラオス国の OCC の 12%より高い数値であるので、本事業の経済的妥当性は確認された。更に調査団は資材代の高騰など、将来の不確実性に対する本分析結果の堅牢さを確認するため、感度分析を行った。結果をまとめたものを表 S-10. 7 に示す。

表 S-10. 7: 経済評価およびその感度分析の結果

将来シナリオ	EIRR [%]	NPV2009 [Million USD]	弾性値	境界閾値
ベースケース	20.4	523.9	-	-
1. 資本投資額高騰シナリオ (+15%)	17.9	417.7	-0.82	+80%
2. 便益減少シナリオ(-10%)	18.5	400.7	0.94	-45%
3. WTP 半減シナリオ(-50%)	10.4	-92.0	0.99	-45%
4. 需要減少シナリオ(-30%)	14.6	154.4	0.95	-45%
5. 維持管理費高騰シナリオ (+50%)	19.9	494.9	-0.05	n.a. (+300%で 17.5%)

※NPV : Net Present Value (Discount rate 12%にて算出)。
 ※境界閾値 : EIRR が OCC の 12%を下回るような変数の値

結果、極端なケースである WTP 半減シナリオを除くすべてのシナリオにおいて、EIRR は判断指標となる OCC (12%) を上回ったことから、本系統計画の経済的妥当性は強固なものであることが確認できた。尚、WTP 半減シナリオでは本系統計画の経済的妥当性は無くなるが、WTP 半減を実現するには燃料費が 23-35USCent/l を下回ることが条件であるため、現実性が高いとはいえない。

財務分析

本事業の収益性を評価するため財務分析を行った。なお、本事業の実施機関となる EDL は発送配電一貫サービスを提供する電力公社であるため、実際の送変電相当分の電気料金を特定することは難しいことから、あくまで目安として行った。

分析に際し、費用は建設費用とその維持管理費用を、便益は事業収入となる現行の電気料金システム（平均小売料金）の送変電相当分に、先の需要増加分を掛け合わせて得られるものとした。分析の結果、指標となる財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return:FIRR）は 8.3% となり、ラオス国の類似電力事業の資金調達コスト 2-8% 程度を上回ることから、本事業は収益性についても大きな問題はないと判断される。最後に結果をまとめたものを表 S-10.8 に示す。

表 S-10.8: 財務評価およびその感度分析の結果

将来シナリオ	FIRR [%]	NPV2009 [Million USD]
ベースケース	8.3	1,168
新電力料金適用ケース	10.0	1,420
修正新電力料金適用ケース	5.1	365

※NPV: Net Present Value (Discount rate 2.7%にて算出)

S-11. 対象設備の選定

ラオス電力セクターに対する詳細な調査・検討に基づき、ラオス全国規模の 2030 年までの電力系統計画を策定した。更に種々の比較検討の結果、策定した系統計画の中でも Pakbo-Taothan-Saravan 間の送変電設備の建設が最優先プロジェクトであるとの結論に達し、ラオス側の合意も得た。計画の内容は、Pakbo-Taothan-Saravan 間に中央部 2 と南部地域の連系送電線と関連変電所を 2014 年に建設することであり、その工事概要は下記の通りである。

- a) 既設 Pakbo 変電所と 2011 年までに建設されることになっている Saravan 変電所間に、電線 TACSR 240 mm²、2 回線を有する 115 kV 送電線を建設
- b) 既設 115/22 kV Pakbo 変電所の拡張
- c) 新設予定の Saravan 115/22 kV 変電所の拡張

d) 115/22 kV Taothan 変電所の新設

115/22 kV Taothan 変電所は配電ロスの低減、地域供給信頼度の向上、地方電化の促進、安定度維持のための中間開閉所機能の必要性から必要となる。送電電圧については詳細需給シミュレーションに示されたように南部-中央部の連系線容量を増加しても既存の 2030 年までの発電計画では 100~200MW で効果が飽和するため、コスト面から 230kV の導入の必要性は少なく、また 2030 年付近までの送電容量の裕度は十分に確保されることから 115kV を採用した。電線線種については、2020 年までに必要な容量については ACSR240mm² 2 回線で十分であるが、2020 年以降の送電容量に柔軟性を持たせることが有利と判断されたため TACSR240mm² 2 回線とした。運転開始時期は南部地域における 2014 年以降最初の大規模発電所である Houaylamphan 水力発電所の運転開始時期に合わせ 2014 年とした。

S-12. 最優先プロジェクトの送電設備

ルート選定

- ・ Pakbo 変電所 - Taothan 変電所間 ; 152.2 km
- ・ Taothan 変電所 - Saravan 変電所間 ; 66.3 km
- ・ 総互長 ; 218.5 km

既設 115 kV 送電線、国道 13 号線、国道 15 号線沿いには人家が散在しているのみであるため、建設の容易性および保守作業の利便性を考慮して、送電線ルートを既設 115 kV 送電線、国道 13 号線および 15 号線沿いに選定した。集落がある地域においては送電線ルートをその後背に選定した。全般的に選定したルートは平坦地を通過する。その経過地は、灌木、水田、耕作地または林で覆われている。

地質

ルート沿い 42 箇所（角度鉄塔、主要道路・大型河川横断箇所）について、簡易なボーリング調査を行った結果、ルート全般で土壌内での水位はなく、地盤耐力 400~1,200 kN/m² の非常に硬質な砂岩、シルト、粘土地盤が確認された。

基本設計の実施

本送変電プロジェクトについて、ラオス国電力技術基準(LEPTS)および関連国際基準に準拠し、基本設計を実施した。

(1) 電線・地線線種

本送変電線プロジェクトでは、電線には TACSR/AS240mm² (ASTM: B549)、地線には AS70mm² (ASTM: A220)、OPGW70mm² (ASTM: Type A) の 2 条を全区間に亘り適用する。

(2) がいし

a) がいし種類

IEC 60305 に準拠する「ボールソケット型標準磁器製懸垂がいし」を選定した。

b) 連当りのがいし個数; 10 個

c) がいし装置

120 kN の 1 連がいし装置を適用する。ただし、国道、大型河川横過箇所および送電線交差箇所などの重要横過箇所については、保安上の観点から、懸垂・耐張がいし装置ともに 120 kN の 2 連がいし装置を適用した。

(3) 鉄塔形状

上記で選定した電線、がいし装置を用いたクリアランス設計を実施し、以下の 7 型の鉄塔形状を決定した。

表 S-12.1: 鉄塔形状の検討結果

鉄塔種類	懸垂鉄塔		耐張鉄塔				
	0~3°		0~15°	0~15°	0~30°	0~60°	0~40° (引留)
鉄塔型	A1	A2	B1	B3	C1	D1	DE
鉄塔高 [m]	34.5	37.5	33.9	39.9	33.9	33.9	33.9
腕金長 [m]	6.2	6.2	6.2	6.2	6.8	6.2	6.2
根開き [m]	7.2	7.5	7.8	9.5	7.8	7.8	7.8
継脚長さ [m]	24.5	27.5	24.0	30.0	24.0	24.0	24.0

(4) 鉄塔設計

鉄塔設計条件を基に各鉄塔型にて平面解析を実施した。各鉄塔の部材サイズを暫定的に決定し、鉄塔重量と鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。

表 S-12. 2: 鉄塔設計結果

鉄塔種類	懸垂鉄塔		耐張鉄塔				
	0~3°		0~15°	0~15°	0~30°	0~60°	0~40° (引留)
鉄塔型	A1	A2	B1	B3	C1	D1	DE
重量 [ton]	6.0	7.0	8.5	11.1	10.4	11.6	13.8
基礎圧縮荷重 [kN/Leg]: 常時	376	380	648	657	713	882	1,102
基礎引揚荷重 [kN/Leg]: 常時	312	313	565	566	627	772	964

(5) 鉄塔基礎設計

送電線ルート沿いの簡易ボーリング調査結果より、比較的硬質な地盤が確認されたことから、本送変電プロジェクトには全鉄塔で通常の直接基礎が適用可能と判断した。したがって、7型の鉄塔の直接基礎について基礎設計を実施し、各基礎の形状、コンクリート量、鉄筋量、掘削量を算出した。

資材数量の算出

本送変電プロジェクトの設計結果に基づき、その資材数量を算出した。

鉄塔基数および総鉄塔重量

表 S-12. 3: 鉄塔基数および鉄塔重量

鉄塔型	鉄塔重量 [ton]	Pakbo - Taothan		Taothan - Saravan		合計	
		鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]
A1	6.0	324	1,944.0	142	852.0	466	2,796.0
A2	7.0	14	98.0	4	28.0	18	126.0
B1	8.5	36	306.0	16	136.0	52	442.0
B3	11.1	1	11.1	0	0	1	11.1
C1	10.4	4	41.6	2	20.8	6	62.4
D1	11.5	4	46.0	1	11.5	5	57.5
DE	13.8	2	27.6	2	27.6	4	55.2
合計		385	2,474.3	167	1,075.9	552	3,550.2

電線・地線数量

本送変電プロジェクトの電線・地線数量は「電線・地線条数×ルート長×1.05（弛度による増加分および施工上の余長）」にて算出した。

表 S-12.4: 電線・地線数量

線種	条数 [本]	Pakbo - Taothan		Taothan- Saravan		合計 総亘長 [km]
		ルート長 [km]	総亘長 [km]	ルート長 [km]	総亘長 [km]	
TACSR 240 mm ²	6	152.2	958.9	66.3	417.7	1,376.6
AC 70 mm ²	1	152.2	159.8	66.3	69.6	229.4
OPGW 70mm ²	1	152.2	159.8	66.3	69.6	229.4

がいしおよびがいし装置数量

表 S-12.5: がいしおよびがいし装置数量

鉄塔種類	装置	数量 [個]	Pakbo - Taothan		Taothan- Saravan		合計 総数量[個]
			鉄塔[基]	総数量[個]	鉄塔[基]	総数量[個]	
懸垂鉄塔	がいし	60	320	19,200	139	8,340	27,540
	1連がいし装置	6		1,920		834	2,754
	がいし	120	18	2,160	8	960	3,120
	2連がいし装置	6		108		48	156
耐張鉄塔	がいし	120	42	5,040	18	2,160	7,200
	1連がいし装置	12		504		216	720
	がいし	240	5	1,200	2	480	1,680
	2連がいし装置	12		60		24	84
合計	がいし			27,600		11,940	39,540
	がいし装置			2,592		1,122	3,714

電線・地線付属品数量

表 S-12.6: 電線・地線付属品数量

付属品	Pakbo - Taothan	Taothan - Saravan	合計
電線ダンパー	4,608 個	1,992 個	6,600 個
地線ダンパー	768 個	332 個	1100 個
OPGW ダンパー	768 個	332 個	1100 個
電線スリーブ	480 個	209 個	689 個
地線スリーブ	80 個	35 個	115 個
OPGW ジョイントボックス	29 個	13 個	42 個
懸垂地線金具	338 個	147 個	485 個
耐張地線金具	47 個	20 個	67 個
懸垂 OPGW 金具	338 個	147 個	485 個
耐張 OPGW 金具	47 個	20 個	67 個

鉄塔基礎コンクリート数量

本送変電プロジェクトの鉄塔基礎コンクリート数量は、鉄塔立地点の 3 種類の地質に応じた鉄塔基礎型を選定の上算出した。

表 S-12.7: 鉄塔基礎コンクリート数量

地質*	鉄塔基礎型	コンクリート量/基	Pakbo – Taothan		Taothan - Saravan		合計
I	A-I	7.0 [m ³]	336 基	2,352.0 [m ³]	144 基	1,008.0 [m ³]	3,360.0 [m ³]
	B-I	12.4 [m ³]	34 基	421.6 [m ³]	16 基	198.4 [m ³]	620.0 [m ³]
	C-I	16.2 [m ³]	6 基	97.2 [m ³]	2 基	32.4 [m ³]	129.6 [m ³]
	D-I	21.8 [m ³]	4 基	87.2 [m ³]	1 基	21.8 [m ³]	109.0 [m ³]
	DE-I	31.3 [m ³]	2 基	62.6 [m ³]	2 基	62.6 [m ³]	125.2 [m ³]
II	A-II	9.9 [m ³]	2 基	19.8 [m ³]	2 基	19.8 [m ³]	39.6 [m ³]
III	B-III	22.8 [m ³]	1 基	22.8 [m ³]	0 基	0 [m ³]	22.8 [m ³]
合計			385 基	3,063.2 [m ³]	167 基	1,343.0 [m ³]	4,406.2 [m ³]

(*地質-I: 地盤耐力 600 kN/m² 以上, 地質-II: 地盤耐力 400 – 599 kN/m², 地質-III: 地盤耐力 200 – 399 kN/m²)

S-13. 最優先プロジェクトの変電設備

各変電所の工事内容

(1) Pakbo 変電所

Pakbo 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- a) ガントリーおよび母線の延長
- b) Thakhek 変電所向け 115 kV 送電線ベイの移設
- c) 2 回線分の送電線ベイの設置
- d) 上記に伴う土木工事・組立工事
- e) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品の調達
- f) スペアパーツおよび工事・保守工具の調達の調達など

(2) Taothan 変電所

Taothan 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- a) 変電所敷地の造成・整地
- b) 115/22 kV 20 MVA 主変圧器 2 台および 22/0.4 kV 所内用変圧器 1 台の設置
- c) 115 kV 開閉所の建設
- d) 22 kV 開閉所の建設

- e) 通信機器の設置
- f) 変電所制御ビルの建設
- g) 上記に伴う土木工事・組立工事
- h) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品の調達
- i) スペアパーツおよび工事・保守工具の調達の調達など

(3) Saravan 変電所

Saravan 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- a) ガントリーおよび母線の延長
- b) 2回線分の送電線ベイの設置
- c) 上記に伴う土木工事・組立工事
- d) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品の調達
- e) スペアパーツおよび工事・保守工具の調達の調達など

主要機器の仕様と数量

(1) 115/22kV 主変圧器

- 1) 定格容量 16,000/20,000 kVA (ONAN/ONAF)
 - 2) 相数 3相
 - 3) 定格周波数 50 Hz
 - 4) 定格電圧比 115/22/15 kV
 - 5) 巻線 Star - Star - Delta
 - 6) ベクトル YNyn0+d1
 - 7) インピーダンス 10 % (20 MVA 基準、75° C、標準タップ)
 - 8) 冷却方式 ONAN/ONAF
 - 9) 絶縁レベル
 - HV ターミナル / 中性点 550 / 230 kV (LI / AC*)
 - LV ターミナル / 中性点 125 / 50 kV (LI / AC*)
- * LI: 雷インパルス耐電圧, AC: 短時間商用周波耐電圧

(2) 開閉機器

	<u>115 kV 機器</u>	<u>22 kV 機器</u>
a) 遮断器 (3相)	<p>SF6 ガス遮断器 (3-pole) 定格電圧： 123 kV 定格連続電流： 1,250 A 定格遮断電流： 40 kA 動作責務： O - 0.3s - CO - 3min - CO 絶縁レベル (IEC 60694) - 定格短時間商用周波耐電圧； 230 kV - 定格雷インパルス耐電圧 (peak)； 550 kV</p>	<p>SF6 ガス遮断器 (3-pole) 定格電圧： 24 kV 定格連続電流： 630 A, 1,250 A 定格遮断電流： 25 kA 動作責務： O - 0.3s - CO - 3min - CO 絶縁レベル (IEC 60694) - 定格短時間商用周波耐電圧； 50 kV - 定格雷インパルス耐電圧 (peak)； 125 kV</p>
b) 断路器 (3相)	<p>水平中心 1 点切 定格電圧： 123 kV 定格連続電流： 1,250 A 定格短時間耐電流： 40 kA (3sec) 絶縁レベル (IEC 60694) - 定格短時間商用周波耐電圧； 230 kV - 定格雷インパルス耐電圧 (peak)； 550 kV 動作機構： 110V DC モータ/手動</p>	<p>水平中心 1 点切 定格電圧： 24 kV 定格連続電流： 630 A, 1,250 A 定格短時間耐電流： 25 kA (3sec) 絶縁レベル (IEC 60694) - 定格短時間商用周波耐電圧； 50 kV - 定格雷インパルス耐電圧 (peak)； 125 kV 動作機構： 110V DC モータ/手動</p>
c) 変流器	<p>定格電圧： 123 kV - 送電線ベイ： 800-400-200/1/1/1 A, 5P20, 25VA - 変圧器ベイ： 200-100/1/1/1 A, 5P20&cl. 0.5, 25VA</p>	<p>定格電圧： 24 kV - 変圧器ベイ： 600-300/1/1/1 A, 5P20&cl. 0.5, 25VA - 配電線ベイ： 200-100/1/1 A, 5P20&cl. 0.5, 25VA - ブスタイベイ： 600-300/1/1 A, 5P20&cl. 0.5, 25VA</p>
d) 変成器	<p>タイプ： キャパシティブ 変成比： 115 /$\sqrt{3}$ kV, 110 /$\sqrt{3}$ V, 110 /$\sqrt{3}$ V 精度・定格出力： - 2次 (計測)： 0.5, 100 VA - 3次 (保護)： 3P, 100 VA キャパシタンス： 8,800 pF\pm10%</p>	<p>タイプ： インダクティブ 変成比： 22 /$\sqrt{3}$ kV, 110 /$\sqrt{3}$ V, 110 /$\sqrt{3}$ V 精度・定格出力： 2次 (計測)： 0.5, 100 VA 3次 (保護)： 3P, 100 VA</p>
e) 避雷器	<p>ZnO タイプ サージカウンター付 定格電圧： 123 kV 定格電圧 (rms)： 96 kV 定格放電電流： 10 kA</p>	<p>ZnO タイプ サージカウンター付 定格電圧： 24 kV 定格電圧 (rms)： 21 kV 定格放電電流： 10 kA</p>

(3) 主要機器の数量

各変電所に設置する主要機器の数量は下表の通りである。

表 S-13.1: 主要機器の数量

主要機器	Pakbo 変電所	Taothan 変電所	Saravan 変電所
1) 変圧器			
a) 115/22 kV 主変圧器	-	1 台	-
b) 所内用変圧器	-	1 台	-
2) 115 kV 開閉機器			
a) 遮断器 (3 相)	2 台	6 台	2 台
b) 断路器 (3 相)	4 台	12 台	4 台
c) 断路器 (3 相) (接地開閉器付き)	2 台	5 台	2 台
d) 変流器	2 セット	5 セット	2 セット
e) 変成器	2 セット	5 セット	2 セット
f) 避雷器	2 セット	5 セット	2 セット
3) 22 kV 開閉機器			
a) 遮断器 (3 相)	-	7 台	-
b) 断路器 (3 相)	-	7 台	-
c) 断路器 (3 相) (接地開閉器付き)	-	5 台	-
d) 変流器	-	5 セット	-
e) 変成器	-	2 セット	-
f) 避雷器	-	5 セット	-
g) キャパシタ	-	1 セット	-

S-14. 最優先プロジェクトの施工計画／運営・計画

施工／調達計画

プロジェクト実現の促進のためになすべき事前業務としては、WREA からの環境証明書の取得、プロジェクト資金の確保などがある。それに引き続き、プロジェクト・コンサルタントの雇用を即急に実施しなければならない。詳細設計・入札・契約業務・プロジェクトの監理には、実施機関である EDL に助言するコンサルタントが必要である。

(1) 調達形態

本プロジェクトは、送電線と変電所のコンポーネントから成るが、基本的には調達を送電線と変電所の1ロットで、フルターンキー契約の国際競争入札により請負業者を選定すると想定される。

(2) 調達先

国際競争入札により調達する方針のため、調達先の限定はしないことが原則である。但し、調達に際しては、製品の品質管理、製造能力、過去の実績、クレームの有無、応札者およびその下請け企業の財務状況などを十分に検討した上での選択となる。詳細設計時に作成する購入仕様書には、応札資格に関する厳格な条件を規定し、設備の品質・永続性を確保する必要がある。

本プロジェクトに必要とする資機材の調達および施工は、送電・変電設備とも「フルターンキー形式」で請負業者が実施する計画であるが、一部ラオス側が負担すべき項目がある。その調達・施工区分は下表の通りである。EDLには予め実施予算の取得と要員の確保が求められる。

表 S-14.1: 施工区分

	請負業者	ラオス側
調 達	<ul style="list-style-type: none"> ・ 資機材の設計・製作 ・ 資機材の工場試験 ・ 梱包・輸送 ・ 資機材の現地倉庫保管 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 業者の設計資料の検討 ・ 資機材の通関関連業務 ・ 工場試験の立会い ・ 支払い証明書の発行
施 工	<ul style="list-style-type: none"> ・ 送変電設備の土木・建築工事 ・ UXO 調査・撤去 ・ 115 kV 送電線建設工事全般 ・ 115 kV 変電所新設・増設工事全般 ・ 完成検査・引渡し 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画実施に必要な用地の取得・補償、樹木伐採の許可取得 ・ 変電所工事のための停電計画 ・ 工事検査員の派遣 ・ 支払い証明書の発行 ・ 完成検査の立会い・承認

プロジェクト実施が決定した後のコンサルタントにより実施される施工監理および調達監理は、主に下記の通りと想定される。

- a) 実施設計・入札書類の作成
- b) 入札業務
- c) 調達監理
- d) 施工監理
- e) 竣工検査・瑕疵検査

実施工程

本プロジェクトの全体工程計画を本文中の図 15.6-1 に示す。本プロジェクトの工程は、コンサル契約から業者契約までを 12 ヶ月、業者契約から完工までを 24 ヶ月、合計 36 ヶ月を想定した。

運営・維持管理

本プロジェクトが完成すれば、全国 4 ブロックの電力地域全てが連系されることになり、この連系送電系統の運用・維持管理は、より組織的・安定的・経済的に実施せざるを得なくなる。発電所を含む国全体の電力系統の適正かつ経済的な運用を実現するという観点から、電力輸出入も含めて、ラオスの電力系統を統括する中央給電指令所（LDC：Load Dispatching Center）が早急に必要となるが、IDA 資金によりその建設が予定されており、2009 年 10 月現在、その設計コンサルタントの選定中である。

本プロジェクトの完成前に、ラオス全国の送電系統は 230 kV 設備の導入も含めて大幅に増強される計画である。これらの増設系統を併せ考慮して、本プロジェクト設備の継続的な安定運用を維持するために、下記対策の実施が必要である。

- a) 運転・保守要員の養成
- b) プロジェクト実施中の OJT
- c) 運転・保守用の測定器類・工具・スペアパーツの調達
- d) データ記録様式の標準化
- e) 系統間の通信手段の整備
- f) EDL 訓練センターの積極的な活用

EDL は、115 kV 送電線・変電所の運転・保守に関する標準マニュアル（ラオス語）を作成し、過去の事故経験・対応処置の結果から必要に応じて改訂を加えている。改訂版を作成した際には、各支所の担当責任者を召集し、改訂版の説明会を開催して主旨の徹底を図っている。既設送変電設備の運転・保守には、担当コンサルタントと機器納入者が提出したマニュアルが一部活用されている。本プロジェクトにおいても、実施段階でこれらのマニュアルの提出を義務付ける。EDL の標準マニュアルに関しては現行のものでよいと考えられるが、本プロジェクト実施に当たり、担当コンサルタントは現地組織体制・自然環境を考慮しつつ、EDL と共に現行マニュアルの見直しを行うことを提案する。

S-15. 最優先プロジェクトの初期的環境影響評価

当該国の環境アセスメント法にあたる環境評価規則(Regulation on Environment Assessment)によると、すべての事業はまず IEE を実施し、事業による負荷が甚大であると判断された場合、EIA を実施することになっている。当該最優先プロジェクトについてもこの法に則り IEE を実施した。

IEE 時の必須調査内容としては、事業予定地の社会経済状況の把握、事業に因る影響の予見とその緩和策としての環境管理計画(Environmental Management Plan:EMP)の策定、補償住民移転等が発生する場合は、その実施方法を住民移転行動計画(Resettlement Action Plan:RAP)として策定すること等が定められおり、当該プロジェクトの IEE 調査結果は IEE 調査報告書、EMP および RAP として取り纏められた。調査結果の概略は以下の通り。

事業予定域の自然社会環境

事業予定域は Savannakhet 県と Saravan 県の 2 県にまたがっている。送電線ルート上には Savannakhet 県の 4 つの郡、計 35 村および Saravan 県の 3 つの郡、計 46 村が位置する。この両県合計 81 村のうち、送電線予定ルートを中心に片側 250m、計 500m 域内に住宅地を配する村は 19 村あり、残りの 62 村は ROW が何らかの形で村内に接している。IEE 実施時の現地調査はこの 81 村の代表者から個別に各村の自然・社会経済状況についての情報収集を実施、また 81 村のうち無作為に選んだ 250 世帯から社会経済状況についての世帯調査を実施した。

土地利用： 予定事業域のほとんどの森林地は灌木疎林もしくは農地として開拓された一時的に木のない森林地 Unstocked Forest で構成されている。事業域で送電線域³ (ROW)として影響を受ける面積は約 544.3ha である。そのうち落葉樹林地が約 9%、灌木疎林および Unstocked Forest が 40%、水田が 50%、植林地が 1%である。ROW 確保の為に行われる 3m を超えた部分の森林の伐採の影響を受ける面積は、約 50ha と概算された。また、事業予定域のほぼ全域の農地では定住型農業が営まれており、移動型農業(Upland Rotating Agriculture)はほとんど行われていない。事業予定域すべての村は農地に対する土地利用権(Land Certificate for Agricultural Land)を交付されており、その土地は毎年税金(Land Certificate Tax)を課されている。⁴

保護区： 事業予定域には NBCA、県および郡の保護区、保全区は存在しない。ルートは一部 2 つの NBCA (Phou Xieng Thong NPA および Xe Bang Nuan NPA)の間を通る。生態系および野生動物へ

³ ラオス国の送電線事業では慣習的に 115kV 送電線域は送電線を中心に片側 12.5m 計 25m を送電域:Right-Of-Way (ROW)としている。法的拘束力はない。ROW 内では原則的に 3m 以上の固定資産の立地は許されず、また 3m 以上の木は伐採しなければならなく、また、3m 以下の木、作物等は伐採の必要性はないとされている。

⁴ この Land Use Certificate は、補償算定する際土地所有者であることを証明する書類であり、この Certificate に記載されている情報(土地面積、所有者名等)は、算定の根拠となる。

の直接の影響は現状で予見されないが、モニタリング等を通して影響を定期的に把握し、必要であれば緩和策を講じることが求められる。

景勝地・文化遺産：事業予定域には景勝地、文化遺産はない。

少数民族：事業予定域の約 92%が Lao-Thai 系語族(ラオ語を母国語とする多数民族)に属し、残りの 8%は、少数民族である Mon-Khmer 系語族である。現地聞き取り調査によると、これら少数民族はラオ語を母国語とする多数民族に緩やかに同化しつつあり、行政上も地域社会でも同等に扱われているとの結果であった。

地域経済：事業予定域の 80%以上が農業に従事し、残りの 20%は観光業等のサービス産業、工場等の製造業に従事している。

社会的に弱い立場の住民・グループ：事業予定域 81 村の約 12.5%が社会的に弱い立場の世帯に属する。その内訳は、女性が世帯主の世帯 6.4%、土地を所有していない世帯 3.5%、労働力のない世帯 1.4%、老人世帯 0.9%であった。

衛生：事業予定域の村はすべて幹線道路近くに位置する為、郡もしくは県立病院へのアクセスは非常に良い。過去 12 ヶ月の間の事業予定域の死因は、マラリア、デング熱、下痢等で、数例ではあるが HIV/AIDS による死亡も確認されている。

UXO：現地調査の結果によると、半数以上の村では残留 UXO は確認されなかった。Saravan 県の Saravan 郡および Vapi 郡内では若干の UXO の残留が確認された。この地区での UXO 除去作業はすでに過去実施されており、この 5 年間における UXO による被害は数例報告されているのみであった。

送電線用地取得および住民移転に係る補償

用地取得および住民移転に係る補償については、2005 年制定の開発事業における補償および住民移転の政令 (Decree on the Compensation and Resettlement of the Development Project, 2005 年 10 月) に規則および手続きが定められている。

尚、現時点で送電線事業の補償指針 (Instruction and Information on Compensation for Power Transmission Line Project) が法令化の作業中であり、調査団は当法最終案および過去の送電線事業に用いられた補償算定基準を基に用地取得、補償等を検討した。⁵

⁵ 現 F/S 段階では送電線ルートはあくまでも暫定的なものであり、補償の範囲は、D/D 時に最終的なルートが確定した後、詳細測量調査(Detailed Measurement Survey: DMS) によってすべての被影響資産および被影響者を特定し、正式に定められる。

現地ステークホルダー協議

IEE では、3 回にわたり現地ステークホルダーとの協議の場を持った。1 回目は、関係各省庁の中央担当部署職員および事業予定域の担当部署職員を対象に、2 回目の協議は、予定域内の住民を対象に事業説明および意見聴取を行った。さらに、3 回目のステークホルダー協議は、IEE ドラフトファイナルの内容説明、意見聴取を目的とし、予定域内の 2 つの県においてそれぞれ中央からの関係省庁関係者、県関係省庁関係者および予定域内の代表者を一堂に会し、ワークショップ形式で実施した。

IEE 実施結果

IEE の実施により、送電線は NBCA 等保護区や居住地域を回避するルートを選定している為、当該プロジェクトにおける自然環境および地域社会に対する影響は、回避もしくは適切な補償と緩和策の実施により最小化する事が可能であると判断し得る。よって EIA の実施は必要ない。

当該プロジェクトの主な社会経済影響は、鉄塔建設の為の用地取得による森林地および農地の損失と ROW 確保の為の森林伐採による経済損失である。また、建設時において建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う生活妨害については、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。

相手国政府との協議結果および今後の留意点

環境社会影響に係る回避・緩和策、モニタリングの実施方法、環境社会配慮の実施能力向上については特に相手国政府実施機関であるラオス電力公社環境室 (Electricite du Laos Environmental Office: EDL E0) と緊密に協議を重ね、IEE 調査書にその結果を反映させた。特に、EDL E0 が問題として度々提起したモニタリングの実施能力の向上の為には、現状を踏まえた適切な予算措置の実施、排出規制等数値的な規則およびモニタリング実施細則等法の整備、および EDL 支所のモニタリング能力の向上が必要であると考えられる。

S-16. 最優先プロジェクトの概算事業費

最優先プロジェクトに対する概算事業費の積算を実施した。積算は 2009 年時点の国際競争入札価格をベースとした。

環境社会配慮に係る費用

補償費には補償を特定するための詳細測量調査費を含む。また、鉄塔建設のための用地取得分に係る補償費、建設工事時に一時的に占有される水田、畑等の賃借料、損失作物に対する補償費および現状復帰に係る費用を含む。補償費の合計は概算で\$166,844.51と見積もられた。モニタリング・評価費の合計は概算で\$43,136.5と見積もられた。Saravan 郡内には一部 UX0 の軽残留の可能性がある。UX0 調査・撤去費は約 US\$726,200 となった。

建設費

本送変電プロジェクトの送電線建設費を表 S-16.1 に示す。建設費は、2009 年 1～8 月に実施した現地踏査結果、および本文第 12 章にて詳細に検討した鉄塔および基礎数量などの設備設計に基づいて算出した。

表 S-16.1: 送電線設備の建設費 (1,000 US\$)

区 間	内 訳	外 貨	現地貨	合 計
Pakxan SS～Taothan SS (194.6 km)	資材費	11,979.4	0	11,979.4
	工事費	999.0	4,245.8	5,244.8
	合計	12,978.4	4,245.8	17,224.2
Taothan SS ～ Pakbo SS (105.2 km)	資材費	4,839.5	0	4,839.5
	工事費	417.4	1,765.9	2,183.3
	合計	5,256.9	1,765.9	7,022.8
合 計 (299.8 km)	資材費	16,818.9	0	16,818.9
	工事費	1,416.4	6,011.7	7,428.1
	総 計	18,235.3	6,011.7	24,247.0

本送変電プロジェクトの単位 km 当たり送電線建設単価は、全国を網羅する最適送変電システムの検討時に算出した平均建設単価と比較して、約 40 %低減する結果となった。

本文第 13 章で決定した変電機器構成を基に、本送変電プロジェクトの変電所の建設費を積算した。本送変電プロジェクトにおける変電所設備工事では、Pakbo および Taothan 変電所で用地の新規取得が必要である。しかし、Pakbo 変電所での取得予定地は EDL の所有地であり、Taothan 変電所の候補地も県地方政府の所有であることから、用地取得費用は発生しない。

表 S-16. 2: 変電所設備の建設費 (1,000 US\$)

項目		外貨	現地貨	合計
Pakbo 変電所	機材費	681.0	65.8	746.8
	工事費	32.0	315.7	347.7
	合計	713.0	381.5	1094.5
Taothan 変電所	機材費	4,069.9	427.5	4,497.4
	工事費	95.0	1,479.9	1,574.9
	合計	4,164.9	1,907.4	6,072.3
Saravan 変電所	機材費	688.6	62.9	751.5
	工事費	14.0	82.0	96.0
	合計	702.6	144.9	847.5
総計		5,579.6	2,433.8	8,013.4

本送変電プロジェクトの総事業費は下表の通りである。本送変電プロジェクトは、36ヶ月工程で実施される。

表 S-16. 3: 本送変電プロジェクトの総事業費 (1,000 US\$)

内 訳	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
送電線設備	18,235.3	6,011.7	24,247.0
変電所設備	5,580.5	2,433.8	8,014.3
建設費計	23,815.8	8,445.5	32,261.3
補償費		166.8	166.8
環境モニタリング・評価費	-	43.1	43.1
UXO 調査・撤去費	-	271.2	271.2
コンサルタント費	2,258.3	192.0	2,450.3
物理的予備費	1,190.8	422.3	1,613.1
価格予備費	714.5	253.4	967.9
総計	27,979.4	9,794.3	37,773.7

S-17. 最優先プロジェクトの経済財務評価

評価の基準

最優先プロジェクトの評価に際し、国レベルの経済評価と事業者レベルの財務評価を行い、プロジェクトの実現性について分析、評価を行う。

最優先プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）とラオス国の資本機会費用（OCC、12%）を比較することで、本送変電プロジェクトの経済的妥当性を検討する。

EIRR はプロジェクトの費用と便益の流れを求めることにより得られる。この経済コストにはプロジェクトの建設費用とその運用保守費用を考慮した。この内、現地貨分は標準変換係数（SCF、0.9）をもって経済価格に変換した。プロジェクト設備の経済的耐用年数を考慮し、2011 年度から 2043 年度までの 33 年間の評価の対象期間とした。便益には、本送変電プロジェクトは国内の中央部 2 地域と南部地域の電力融通を可能とすることから、電力の輸入削減による外貨流出の節減分と、中央部 2 地域から輸出できるようになった輸出増に伴う新規外貨獲得分のそれぞれに、現行の輸出入単価を掛け合わせて得られるものとした。

本送変電プロジェクトの収支分析を行う財務分析では、財務的内部収益率（FIRR）と本送変電プロジェクトの資金調達コスト（WACC、2.7%と仮定）を比較することで判断する。FIRR は EIRR と同様、プロジェクトの費用と便益の流れにより求められる。基本的には費用は建設コストと関連する維持管理費用を、便益には将来小売電力料金収入の内の送変電相当分を、実際にプロジェクト送電線で送られる年間電力量に掛け合わせて得られるものとした。評価期間は 2011 年度から 2043 年度の 33 年間（詳細設計と建設期間の 2011～2013 年度を含む）とした。

評価の結果と感度分析

本送変電プロジェクトの EIRR と FIRR を上述した前提条件や仮定に沿って算定し、以下の結果を得た。

EIRR:27.9%、NPV:41.9 百万米ドル(discount rate 12%)

FIRR : 17.1%、NPV : 128.0 百万米ドル(discount-rate 2.7%)

EIRR、FIRR それぞれ指標となる OCC の 12%、WACC の 2.7%を上回っているため、本最優先プロジェクトは経済的、財務的にも妥当な事業と評価できる。また結果が将来予想される不確実な状況下でも大幅に変わることがないかを見定めるため、併せて感度分析を行った。結果を経済分析、財務分析それぞれ表 S-17.1、表 S-17.2 に示す。

表 S-17.1: 経済評価結果の概要

シナリオ	EIRR (%)	NPV2009 (Million US\$)	弾性値	境界閾値
ベースケース	27.9	41.9		
1) 設備投資費用が 15% 上昇	25.2	38.5	-0.63	+190%
2) 維持管理費用が 50% 上昇	27.5	41.0	-0.02	n.a. (+1,000%にて 21.1%)
3) 電力輸出入差益が 30% 減少	20.8	21.6	0.85	-60%

※NPV: Net Present Value (Discount rate 12%にて算出)。

※境界閾値：EIRR が OCC の 12%を下回るような変数の値。

表 S-17.2: 財務評価結果の概要

シナリオ	FIRR (%)	NPV2009 (Million US\$) 2.7%	弾性値	境界閾値
ベースケース	17.1	128.0	-	
1) 設備投資費用高騰(15%)	15.4	122.4	-0.67	n.a. (300%でも 3.5%)
2) 便益単価低下(-10%)	15.6	111.0	0.87	-80%
3) 維持管理費用高騰(50%)	16.7	124.1	0.05	n.a. (300%でも 14.6%)
4) 国内需要減少(-30%)	12.4	76.9	0.91	-80%
5) 新電力料金制度採用	24.1	158.9	-	-
6) 修正新電力料金制度採用	14.7	76.9	-	-

※NPV: Net Present Value (Discount rate 2.7%にて算出)。

※境界閾値: FIRR が WACC の 2.7% を下回るような変数の値。

上表のいずれの悲観的シナリオにおいても、経済評価では EIRR は資本の機会費用である OCC (12%) を上回り、財務分析では FIRR が WACC (2.7%) を上回っていることが明らかとなり、結果が様々な条件下でも堅牢であることが確認された。特に財務分析における弾性値の分析結果からは、世銀スタディ⁶にて提案されている新電力料金システムを適用したシナリオでは FIRR 値が最大値を示しており、EDL にとって電力料金システムを新システムへ移行することが更なる良い結果を導く要因であることがあらためて確認された。

資金計画

調査の結果、資金調達スキームは引き続き海外援助機関からの借入金が妥当であると結論づけられ、特に、EDL 側は円借款を希望していることを確認した。本章の最優先プロジェクトの財務分析の結果からも、同プロジェクトの FIRR は資金調達コストである WACC (2.7%) は上回っている。また本文第 3 章で行った EDL の財務状況の分析結果からも、財務状況は長期的な安全性を示す自己資本比率は過去 5 年間以上 60%前後と高く、EDL の設定しているローンポリシーの条件も長期的に満たしている。また世界銀行の調査で提案されている新料金制度が導入されれば EDL の財務状況は大きな改善が見込まれるため、融資面で問題はないと判断される。以上からも本資金計画は妥当と判断できる。

S-18. 結論と提言

本調査で得られた成果がラオスの電力セクターの政策および電力開発計画の策定に反映されることを期待する。

⁶ IDA, Tariff Study Update, June 2009

Pakbo 変電所-Saravan 変電所間の送電線が最優先プロジェクトとして選定された。EDL は WREA の環境証明書を手に入れるための諸業務を進め、早急に資金手当ての準備を開始することを提言する。

設計結果に基づいて積算した総事業費の総額は約 US\$37.4 百万である。本送変電プロジェクトの実施は経済・財務的に妥当であると判断される。

EDL は、この計画および計画策定を通じて得られた技術的な手法を基本として、需要実績および経済動向の変化による需要想定の見直し、電源開発スケジュールの変更などの最新情報を織り込みながら、毎年の断面の系統解析を実施し、基本となる系統計画のアップデートにつとめ、個別の電源や送変電プロジェクトの FS 調査段階での実施計画の検討に役立てていくことを提言する。

EDL は中央給電指令所の機能および系統運用部門の組織形態の検討を早急に行う必要がある。要員の育成、および運転・保守マニュアルの整備を一層強化していく必要がある。

EDL の電力系統に接続するための要件、系統運用者に提供する情報の種類などを定めた電力系統を利用する全ての者に対する共通のルール(Grid Code)を早急に策定する必要がある。

2030 年付近には新たに数百 MW の電源の開発が必要になる。この頃には新たな水力開発地点は乏しくなり、また北部や南部地域に、ある程度の規模で石炭の埋蔵が推定されていることから、ラオス国の火力発電所の開発も視野に入れるべきである。

