

第13章 最優先プロジェクト の 変電設備

第13章 最優先プロジェクトの変電設備

13.1 変電所の建設方針

第5章 5.4節におけるマスタープランに対する変電設備の予備設計コンセプトに加えて、本送変電プロジェクトに焦点を絞った設計方針を以下に述べる。

(1) 既設変電所の活用

本送変電プロジェクトにより送電線の接続が予定されている Savannakhet、Taothan および Saravan の地域のうち、Savannakhet には Pakbo 変電所が稼働中であり、Taothan と Saravan には 2009 年 10 月現在 115 kV 変電所はない。現在 Pakbo 変電所では、円借款による「メコン地域電力ネットワーク整備計画（Greater Mekong Power Network Development Project）」により送電線ベイの増設工事中であるが、その完成後に敷地を増設すれば本送変電プロジェクトの送電線の接続は可能である。また、Saravan には IDA 資金による「Greater Mekong Subregion Power Trade Project (GMSPTP)」により新規 115 kV 変電所が 2011 年中に完成予定である。その新 Saravan 変電所の計画には、既に本送変電プロジェクトに接続する送電線の敷地が確保されている。すなわち、本送変電プロジェクトにおいて、Taothan を除き、変電所の新設は必要なく、Savannakhet および Saravan では既設変電所の有効活用が可能である。

(2) 既存設備との協調

各変電所の既設変電機器の仕様やその配置は標準化されたものでなく、各変電所においてその建設時期や設計したコンサルタントなどにより様々である。従って、各変電所に設置する変電機器の仕様の決定およびその配置については、各変電所の既存設備との協調を十分に考慮して設計する。

(3) 母線構成

現在増強中の Pakbo 変電所および新設中の Saravan 変電所は main and transfer 母線方式を採用している。本送変電プロジェクトで新設予定の Taothan 変電所は、本送変電プロジェクトにて 4 送電線ベイおよび 1 変圧器ベイを建設予定で、将来的に 4 送電線ベイの増設が可能なスペースを確保する。従って、系統運用面や信頼度面を考慮して、新 Taothan 変電所でも同様に main and transfer 母線方式を採用する。

(4) 主変圧器および 22 kV 設備

新設する Taothan 変電所の主変圧器容量について、本調査にて調査団が予測した今後 2030 年までの当該変電所の電力需要を満たす容量とする。台数については EDL と協議の結果 1 台とする。同変電所の 22 kV フィーダー数は、EDL の標準である主変圧器 1 台につき 4 フィーダーとする（予備フィーダーを含む）。

また、Pakbo および Saravan 変電所については、本送変電プロジェクトによる 22 kV 設備の増強の必要性が認められないため、22 kV 設備の増設・取替えは考慮しない。

13.2 変電所の位置

13.2.1 Pakbo 変電所

既設 Pakbo 変電所は、タイからの輸入電力を Savannakhet 市周辺へ配電するために建設され、1996 年から運転されている。Pakbo 変電所は下図に示すように、Savannakhet 県 Savannakhet 市街地の北方約 7 km に位置している。現在 Pakbo 変電所は円借款資金によるプロジェクトにて、Thakhek 変電所への送電ベいの増設工事中である。



図 13.2-1 既設 Pakbo 変電所位置図

本送電プロジェクトでは Taothan 変電所向け 2 回線送電線用に 2 ベイを増設する計画であるが、現状の変電所の敷地ではそれら計画に必要な開閉機器を設置するスペースを確保することが困難である。従って、Pakbo 変電所ではその敷地の拡張を計画するが、拡張すべき箇所は EDL の所有地である。

13.2.2 Taothan 変電所

Taothan 変電所の建設予定地は、下図に示すように、国道 13 号線沿い、国道 13 号線から 15 号線への分岐点（Napong 村）より北方約 13 km の Taothan 村の近傍に予定されている。

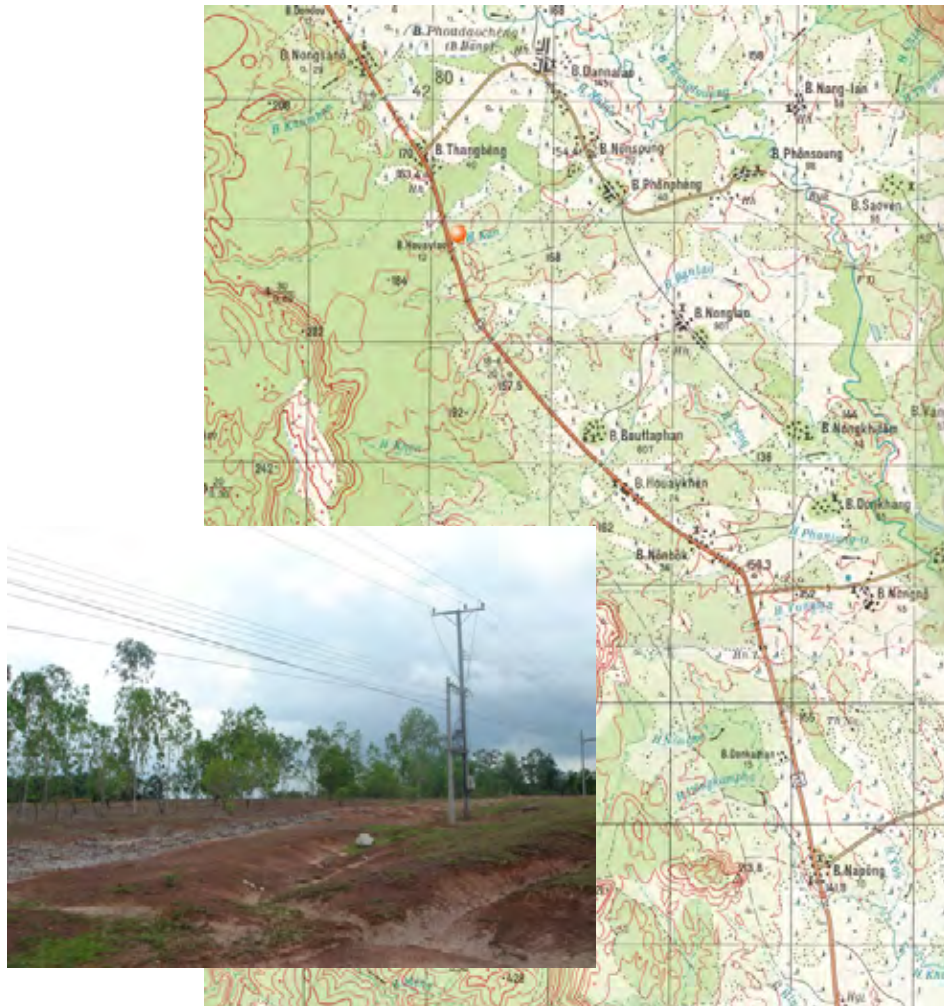


図 13.2-2 Taothan 変電所予定地の位置図

建設予定地周辺は Saravan 地方政府所有の土地のため、その用地取得について問題はなく、EDL は既にその内 200 × 200 m の土地を取得済みである。

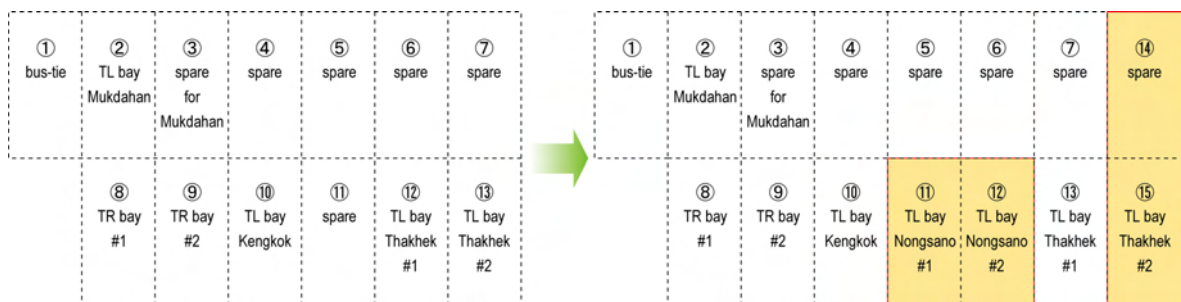
13.2.3 Saravan 変電所

2009 年 10 月現在、Saravan 市には本送変電プロジェクトが接続可能な 115 kV 変電所はないが、IDA 資金による GMSPTP の一環で、Xeset-1 水力発電所からの 115 kV 2 回線送電線と Saravan 変電所が建設される計画であり、既に施工業者も決定し、2011 年中の運転開始が予定されている。

- ii) 運転開始 1996 年
- iii) 母線方式 Main and transfer 母線
- iv) 主変圧器 115/22 kV 20 MVA 変圧器 2 台
- v) 115 kV 開閉機器 変圧器ベイ:2 ベイ
送電線ベイ:4 ベイ(1 x Mukdahan SS (EGAT), 1 x Kengkok SS, 2 x Thakhek SS)
- vi) 22 kV 配電線 8 フィーダー

13.3.2 設計および工事内容

Pakbo 変電所では、Taothan 変電所へ接続する 2 回線分の送電線ベイの増設が必要である。図 13.3-1 (a)に示すように、円借款プロジェクト完成後の Pakbo 変電所の 115 kV 開閉所敷地内には④、⑤、⑥、⑦および⑪の位置に 5 回線分の予備スペースがある。しかし、他送電線との交差を避け、さらに引き出し後の送電線ルートを検討すると、本送変電プロジェクトでの Taothan 変電所への 2 回線送電線は、⑪および⑫の位置に設置するのが望ましく、そのためには Thakhek 変電所への 2 回線送電線ベイを移設する必要がある。そのため、EDL と協議の結果、本送変電プロジェクトにおいて、図 13.3-1 (b)に示すように、変電所北側の敷地(⑭および⑮の位置)を拡張し、Thakhek 変電所への 2 回線送電線ベイを⑬および⑮の位置に移設の上で、⑪および⑫の位置に Taothan 変電所への 2 回線分の 115 kV 開閉機器を並列に設置する計画とした。



(a) 円借款プロジェクト後

(b) 本送変電プロジェクト

図 13.3-1 Pakbo 変電所の 115 kV 開閉設備レイアウトプラン

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

- 上図⑭および⑮の位置にガントリーの延長 (ガントリー間の架空母線の設置を含む)
- パイプブスの延長 (Main および Transfer bus 両方)

b) Thakhek 変電所向け 115 kV 送電線ベイの移設(⑫⑬の位置から⑮⑯の位置へ)

- ⑮の位置に新規に開閉装置を設置し、引込み線をつなぎかえる

c) 2 回線分の送電線ベイの設置(上図⑪および⑫の位置)

- ⑪の位置に新規に開閉装置を設置し、⑫の位置は Thakhek 変電所向けの既設開閉装置を転用
- 1 ベイの構成は、遮断器 1 セット、断路器 2 セット、接地開閉器付き断路器 1 セット、変流器 1 セット、変成器 1 セット、および避雷器 1 セット
- 制御盤・保護リレー盤の制御室への設置

d) 上記に伴う土木工事・組立て工事

- 基礎工事
- 機器の組立て・設置工事
- 敷地の拡張（盛土、整地）
- 変電所敷地内の保守・点検用道路の延長
- 防護フェンスの延長
- 配線工事
- 接地工事（接地メッシュの拡張を含む）
- ケーブルトレンチの延長など

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

本送変電プロジェクト実施後の Pakbo 変電所の以下図面を付録 13 に示す。

- 図面番号 SS_PKB_01: Pakbo 変電所 単線結線図
- 図面番号 SS_PKB_02: Pakbo 変電所 機器配置平面図
- 図面番号 SS_PKB_03: Pakbo 変電所 機器配置側面図

13.4 Taothan 変電所の設計

13.4.1 概要

本送変電プロジェクトにて新設する Taothan 変電所の概要は以下の通りである。

- | | |
|-----------------|---|
| i) 所在 | Saravan 県 Taothan 村 |
| ii) 母線方式 | Main and Transfer 母線 |
| iii) 主変圧器 | 115/22 kV, 20 MVA 変圧器 1 台 |
| iv) 115 kV 開閉設備 | 変圧器ベイ:1 ベイ
ブスタイ:1 ベイ
送電線ベイ:4 ベイ(Pakbo SS および Saravan SS との連系) |
| v) 22 kV 設備 | 配電フィーダー×4 フィーダー
所内変圧器: 100 kVA×1 台 |

キャパシタ:5 MVar×1 台、2.5 MVar×1 台

13.4.2 設計および工事内容

Taothan 変電所では、Pakbo 変電所および Saravan 変電所へ接続する4回線分の115 kV 送電ベイ、115/22 kV 10 MVA 主変圧器1台、22 kV 開閉設備などを新設する。

Taothan 変電所の敷地について、変電所内の115 kV 開閉所では、本送変電プロジェクトに必要な機器の設置スペースに加え、将来の接続を見越して4回線分の送電線ベイの設置が可能な予備スペースを確保し、その広さは110 m×90 mとなる。

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

- 4×送電線ベイ（1ベイの構成は、遮断器1セット、断路器2セット、接地開閉器付き断路器1セット、変流器1セット、変成器1セット、および避雷器1セット）
- 1×主変圧器ベイ（1ベイの構成は、遮断器1セット、断路器2セット、接地開閉器付き断路器1セット、変流器1セット、および避雷器1セット）
- ブスタイベイ（遮断器1セット、断路器2セット）
- Main および Transfer 母線（変成器1セットを含む）
- 上述設備のガントリー（ガントリー間の架空母線の設置を含む）

d) 22 kV 開閉所の建設

- 4×配電線フィーダー
- 1×主変圧器フィーダー
- 1×所内変圧器フィーダー
- 2×キャパシタフィーダー（2.5 + 5 MVar）

e) 通信機器の設置

- 光通信システム（ODF, 光通信設備など）
- 電話システム（PABX など）
- VHF システムなど

f) 変電所制御ビルの建設

- 変電所自動制御システム（Substation Automation Control System）
- 115 kV 設備の制御・保護継電器盤
- 22 kV 設備の制御・保護継電器盤
- 通信機器室
- バッテリー（110 V & 48 V）室
- 照明・空調設備など

g) 上記に伴う土木工事・組立て工事

- 基礎工事
- オイルピット建設工事
- 機器の組立て・設置工事
- 保守・点検用道路の建設
- ケーブルトレンチの建設
- 接地工事（接地メッシュの建設を含む）
- 防雷工事（架空地線の設置を含む）
- 警備小屋の設置
- ゲート・防護フェンスの設置
- 構内照明機器の設置
- 配線工事
- 排水溝の建設など

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**

本送変電プロジェクト実施後の Taothan 変電所の以下図面を付録 13 に示す。

- 図面番号 SS_TOT_01: Taothan 変電所 単線結線図
- 図面番号 SS_TOT_02: Taothan 変電所 機器配置平面図
- 図面番号 SS_TOT_03: Taothan 変電所 機器配置側面図(1)
- 図面番号 SS_TOT_04: Taothan 変電所 機器配置側面図(2)

13.5 Saravan 変電所の設計**13.5.1 概要**

Saravan 変電所は、2009 年 10 月現在、IDA 資金による「Greater Mekong Subregion Power Trade Project」にて新設工事中であり、2011 年中の完工を予定している。従って、本送変電プロジェクトでは、同プロジェクトが完了後の変電設備に対する設計を実施する。

設計の前提となる IDA プロジェクト完了後の概要は以下の通りである。

- | | |
|-----------------|--|
| i) 所在 | Saravan 県 Nadonkhouang 村 |
| ii) 母線方式 | Main and Transfer 母線 |
| iii) 主変圧器 | 115/22 kV, 20 MVA 変圧器 2 台 |
| iv) 115 kV 開閉設備 | 変圧器ベイ: 2 ベイ
送電線ベイ: 2 ベイ (Xeset-1 水力発電所との連系) |
| v) 22 kV 配電線 | 8 フィーダー |

13.5.2 設計および工事内容

Saravan 変電所には Taothan 変電所へ接続する 2 回線分の送電ベイの増設が必要である。現在建設中の Saravan 変電所の 115 kV 開閉所敷地内には、下図 13.5-1 に示すように、①および②の位置に Taothan 変電所向けの 2 回線分の開閉設備の設置スペースが既に確保されている。

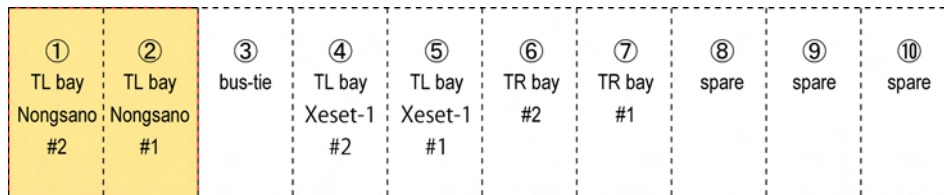


図 13.5-1 Saravan 変電所の 115 kV 開閉設備レイアウトプラン

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

- 上図①および②の位置にガントリーの延長（ガントリー間の架空母線の設置を含む）
- パイプブスの延長（Main および Transfer bus 両方）

b) 2 回線分の送電線ベイの設置（上図①および②の位置）

- 1 ベイの構成は、遮断器 1 セット、断路器 2 セット、接地開閉器付き断路器 1 セット、変流器 1 セット、変成器 1 セット、および避雷器 1 セット
- 制御盤・保護リレー盤の制御室への設置

c) 上記に伴う土木工事・組立て工事

- 基礎工事
- 機器の組立て・設置工事
- 配線工事
- 接地工事
- ケーブルトレンチの延長など

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

本送変電プロジェクト実施後の Saravan 変電所の以下図面を付録 13 に示す。

- 図面番号 SS_SRV_01: Saravan 変電所 単線結線図
- 図面番号 SS_SRV_02: Saravan 変電所 機器配置平面図
- 図面番号 SS_SRV_03: Saravan 変電所 機器配置側面図

13.6 主要機器

13.6.1 共通仕様

115 kV および 22 kV 主要機器の共通仕様は以下の通りとした。

i)	公称電圧	115 kV	22 kV
ii)	定格電圧 (r.m.s. value) (機器の最高使用電圧)	123 kV	24 kV
iii)	定格周波数	50 Hz	50 Hz
iv)	絶縁レベル		
	短時間商用周波耐電圧 (r.m.s. value)	230 kV	50 kV
	雷インパルス耐電圧 (peak value)	550 kV	125 kV
	対地絶縁間隔最小値	1,100 mm	270 mm
	対地絶縁間隔標準値	1,400 mm	350 mm
	相間絶縁間隔最小値	1,400 mm	350 mm
	相間絶縁間隔標準値	2,300 mm	700 mm
v)	定格電流	1,250 A	1,250 A
vi)	定格短時間耐電流 (3 sec)	40 kA	25 kA

13.6.2 主要機器の仕様および数量

(1) 変圧器の仕様

a) 115/22 kV 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
- 10) 温度上昇
 - 巻線 60° C
 - 上部絶縁油 55° C
- 11) 負荷時タップ切替装置
 - タップ比 ± 8 x 1.25 %
 - タップ数 17 taps

b) 22/0.4 kV 所内変圧器

- 1) 定格容量 100 kVA
 - 2) 相数 3 相
 - 3) 定格周波数 50 Hz
 - 4) 定格電圧比 22/0.4 kV
 - 5) 巻線 Delta - Star
 - 6) ベクトル Dyn11
 - 7) インピーダンス 4 % (100 kVA 基準、75° C)
 - 8) 冷却方式 ONAN
 - 9) 絶縁レベル
 - HV ターミナル / 中性点 125 / 50 kV (LI / AC*)
 - LV ターミナル / 中性点 - / 3 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) 開閉機器の仕様

すべての 115 kV および 22 kV 開閉機器は屋外型とした。各変電所に設置する主要機器の仕様は以下の通りとした。

	<u>115 kV 機器</u>	<u>22 kV 機器</u>
a) 遮断器 (3 相)	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	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
b) 断路器 (3 相)	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	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
c) 断路器 (接地開閉器付き)	b) 断路器と同様	b) 断路器と同様
d) 変流器	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	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
e) 変成器	タイプ: キャパシティブ	タイプ: インダクティブ

	変成比: 115 /√3 kV, 110 /√3 V, 110 /√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±10%	変成比: 22 /√3 kV, 110 /√3 V, 110 /√3 V 精度・定格出力: 2 次(計測): 0.5, 100 VA 3 次(保護): 3P, 100 VA
g) 避雷器	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	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
h) キャパシタ バンク	-	定格電圧: 24 kV 定格雷インパルス耐電圧: 125 kV (peak) 定格商用周波短時間耐電圧: 50 kV (rms) 定格出力: 2.5 & 5 MVar

ただし、Saravan 変電所に関しては、2009 年 10 月現在、その新設工事のための業者作成の設計図面の承認審査中である。上記はその段階での仕様であるため、本送変電プロジェクトの詳細設計段階で機器仕様の再確認が必要である。

(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 13.6-1 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	-

13.6.3 保護リレーシステム

本送変電プロジェクトでは、下記の保護リレーシステムを採用する。

a) 115 kV 送電線保護

- 主保護：距離リレー (Distance relay phase & earth)
- 後備保護：方向過電流・地絡リレー (Directional over-current & earth fault relay)
- 自動再閉路リレー (Auto-reclosing relay)
- 遮断器故障リレー (Breaker failure relay)
- シンクロチェックリレー (Synchrho check relay)

b) 115 kV 母線保護

- 比率差動リレー (Ratio differential relay)
- 不足電圧保護 (Under voltage protection)

c) 115/22 kV 主変圧器保護

- 制限地絡リレー (Restricted earth fault relay)
- 比率電流差動リレー (Ratio differential current relay)
- 過電流リレー (Over current relay)
- 地絡過電流リレー (Over current ground relay (51N))
- 方向地絡リレー (Directional earth fault relay)
- 遮断器故障リレー (Breaker failure relay)
- シンクロチェックリレー (Synchrho check relay)
- AVR リレー (Automatic voltage regulation (AVR) relay)
- ブッフホルツリレー (Buchholz relay (2 steps))
- 主タンクの減圧装置 (Pressure relief device for main tank)
- 巻線の温度検出装置 (Temperature detectors for winding)
- 絶縁油の温度検出装置 (Temperature detectors for oil (2 steps))
- 絶縁油上部と巻線の温度表示装置 (Dial type thermometers for indicating top oil and winding temperatures)
- コンサバータの絶縁油レベル表示装置 (Dial type oil level indicator for conservator)
- 主タンクの絶縁油レベル低下保護 (Low oil level for transformer)
- タップ切替装置故障保護 (Tap changer failure protection)
- OLTC の絶縁油圧リレー (Oil pressure relay for OLTC)
- OLTC の減圧装置 (Pressure relief device for OTLC)
- OLTC の絶縁油レベル低下保護 (Low oil level for OTLC)
- 冷却ファン故障保護 (Cooling fan failure protection)
- 循環ポンプ故障保護 (Circulation pump failure protection)
- 循環油故障保護 (Circulation oil flow failure protection)

d) 22 kV 母線保護

- 過電圧および不足電圧保護 (Over-voltage and under-voltage protection)

e) 22 kV フィーダー保護

- 瞬時および逆時過電流&地絡保護 (Instantaneous and inverse-time over current and earth fault protection)
- 自動再閉路 (Auto-reclosing)
- 周波数負荷制限調整 (Frequency load shedding arrangement)

f) 22 kV キャパシタバンク保護

- 過負荷保護リレー (Overload protection relay)
- 過電圧保護 (Over-voltage protection)

13.6.4 スペアパーツおよび工具

変電所の運転・保守に必要なスペアパーツと工具・計測器類は、変電所を管理する EDL 支所がそれぞれ異なることもあり、各変電所単位（各支所の責任保管・管理）で調達することが必要である。調達品目・数量については詳細設計段階で決定する。

スペアパーツおよび工具・計測器類の調達費の積算は、通例に従って、各変電所資機材調達費の合計の5%程度を考慮する。

第14章 最優先プロジェクト の 施工計画/運営・維持計画

第14章 最優先プロジェクトの施工計画／運営・維持計画

本送変電プロジェクト実現のためには、次のステップとして、測量などを含む詳細設計段階が必要となる。本章では、本送変電プロジェクトを実施する場合の施工・資機材調達計画および実施後の運営・維持計画について述べる。

14.1 施工／調達方針

14.1.1 施工方針

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。

実施決定後のラオス側実施機関およびコンサルタントそれぞれの担当すべき業務分担は下記の通りと想定される。

(1) ラオス側実施機関

本送変電プロジェクトのラオス側の実施機関は、監督官庁であるエネルギー鉱業省 (MEM) の電力局 (DOE) のもとで、EDL が担当する。具体的には、EDL の「送変電部 (Transmission Line & Substation Dept.)」の管轄下で各送変電プロジェクト毎に編成される「プロジェクト室」が実務上の責任部署となる。本送変電プロジェクトが実現した場合には、この部署に新たなプロジェクト担当チームが編成される。

本送変電プロジェクト実施に当たっては、EDL は下記業務に責任を有する。

- a) 本送変電プロジェクトに対する Project Implementation Unit などの組織の設立
- b) プロジェクト実施に関連した中央関係省庁・県庁との調整
- c) プロジェクト地域への立ち入り権の確保、実施に必要な用地の確保・補償
- d) プロジェクト実施の環境許可証の事前取得
- e) コンサルタントの任命と協力・支援
- f) 入札・契約・調達・工事進捗などに関連した項目の支援機関への緊密な連絡と承認取得
- g) 資機材の輸入に関する通関手続き
- h) 工事支払い証明書の発行

- i) 請負業者や地元住民のクレーム処理
- j) 完成試験の遂行
- k) 運転・保守要員の育成と指導
- l) 完成後の設備の継続的で適正な運転・保守
- m) 必要に応じた UXO の撤去など

EDL は、上記業務を遂行するための予算および要員の確保を事前に行なわなければならない。

(2) コンサルタント

コンサルタントは、本送変電プロジェクト実施にあたり以下の業務を実施する。

- a) 詳細設計（送電線ルートの上測量も含む）
- b) 詳細設計報告書の作成（事業費のレビューを含む）
- c) 資機材購入・現地施工仕様書および入札書類の作成
- d) 入札書類の審査および請負業者の選定補助
- e) EDL と請負業者間の契約交渉と締結の補助
- f) 製作・工事図面の承認
- g) 船積前工場検査・試験の立会い
- h) 施工監理（スケジュール管理、工事全般の監理、EDL と業者間の調整を含む）
- i) 運転・保守マニュアル・完成図書の作成
- j) 瑕疵検査立会
- k) EDL のプロジェクト担当者への技術移転など

(3) 請負業者

本送変電プロジェクトは、フルターン・キー形式で実施する。請負業者は、コンサルタント作成の契約仕様書に従って次の業務を実施する。

- a) 資機材の設計
- b) 資機材の製作と試験
- c) 資機材の輸出梱包、現地までの輸送
- d) 送電鉄塔基礎の掘削工事開始前の UXO 調査

e) 建築・土木工事

f) 現場試験により建設設備および建設後の性能の検証、およびラオス側への引渡しなど

なお、請負業者へも一連の建設工事および現場試験の期間中に、ラオス側への技術移転を行う責任を課す。

14.1.1 調達方針

(1) 調達の形態

本送変電プロジェクトは、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、フルターンキィ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。

現在のラオスには本送変電プロジェクトに必要な機器関連の製造工場は皆無であるが、一部コンクリートなどの資機材は調達可能である。調査関係では、環境や測量関連の現地コンサルタントが数社活動している。外国企業との建設関連の合弁企業も設立され、UXO の調査・撤去作業には実績の企業が数社ある。従って、ラオス企業の参加は、現状では環境関連のモニタリング、送電ルート測量、UXO 調査・撤去、労務者提供・建屋増設工事・土木工事・工事材料（基礎用の細・粗骨材、現地製セメントなど）の供給などが想定されるが、主要な機器・資機材は輸入に依存せざるを得ない状況である。

(3) 設備の保証期間

一定期間の設備保証期間を購入仕様書に規定し、さらに運転開始初期の一定期間、請負業者による変電所運転・保守の EDL 担当者に対する教育を義務付けることが必要である。

14.2 施工上／調達上の留意事項

(1) EDL のプロジェクト管理体制

本送変電プロジェクトが開始・進行する時期には、IDA、ADB、その他の同種のプロジェクトも併行して実施されている。前述の EDL 「送変電部プロジェクト室」の陣容にも限りがあるため、プロジェクト管理に未経験の職員が本送変電プロジェクトの担当者に任命される可能性がある。プロジェクト・コンサルタントは、これら職員に対して詳細な指示を与えると同時に、送変電設備の技術的な知識移譲を行わなければならない。

(2) 安全作業

本送変電プロジェクトにおける変電設備関連の工事は、2 箇所の変電所において既設変電所の拡張工事となる。停電作業・活線作業なども多く、人身事故・既設設備への損傷、停電の防止、作業員の感電防止に留意し、安全管理に配慮する必要がある。送電線工事に関しても、広域に亘っての高所作業、頻繁な移動、特殊工具の使用など多種多様な工事が実施されるため、施工上の安全確保が重要となる。

現地労務者には未だ安全装備着用の習慣はなく、工事施工中の災害発生が予測されるため、請負業者に対して安全装具の着用を義務付ける必要がある。入札仕様書には、安全対策を厳密に規定する。

(3) 不発弾(UXO)

本送変電プロジェクト実施地域には Saravan 県内の一部の地域を除いて UXO 残留が少ないと報告されているが、UXO の存在が予測される地点に対しては調査を実施する必要がある。その存在が明らかになった場合には、速やかに関係者に連絡の上、撤去終了および安全確認の終了まで立ち入り禁止を指示する。

また、万一工事中に UXO が発見された場合にも、速やかに工事を中止し、ラオス側と協議を行い、適切な撤去を実施する必要がある。

(4) 資機材調達・輸送

本送変電プロジェクトに必要な大部分の資機材、調査・工事用の重機・工具などは、すべて請負業者が海外から調達し、タイ経由で輸入することになる。従って、これら資機材輸入許可および工事終了後の重機・工具類の再輸出許可の手配をラオス側は遅滞なく行い、工事進捗への影響を防止しなければならない。

(5) 工事中的環境破壊の防止

予定送電線ルートは、その全長の約 50% の部分で水田などの耕作地帯を通過するため、工事資材の輸送、作業員の移動に伴う耕作地の踏み荒らしが危惧される。請負業者には、可能な限りの通路限定を厳守させ、使用通路の原型復帰・踏み荒らしの補償の責任を持たせる。

また、送電線の国道横断が 4 ヶ所で計画されており、県道・村道横断などと併せて、通行人・車輛などへの危険防止対策（保護柵の設置、監視員の配置など）を義務づける。

14.3 施工区分／調達区分

本送変電プロジェクトに必要な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 14.3-1 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

14.4 施工・調達監理計画

プロジェクト実施が決定した後の EDL とコンサルタントの専任要員により実施される施工監理および調達監理は、下記の通りと想定される。

(1) EDL 要員

- a) プロジェクト実施の全期間に亘る総括責任者を EDL 本部「送変電部プロジェクト室」から選出する。（コンサルタントのカウンターパートとなる。）
- b) 工事中の環境モニタリング業務のために、環境室（Environmental Office）要員の随時派遣が必要となる。関連県庁・郡地区の担当者も必要となる。
- c) 関連 EDL 支所からの派遣要員も含めた送電線工事管理のための検査要員は、工事セッション毎に、土木関係要員を基礎工事期間中最低 1 名、鉄塔組立・架線工事に最低 2 名を配置する。これら要員は、その任期中、施工管理のみならず、EDL 責任事項に関する地元関係者との折衝業務も行う。請負業者の工事班数にもよるが、相当数の要員配置が必要となる。業者契約後に請負業者の施工セッション数が判明するため、EDL は適応人員をその時点で最終的に決定する。
- d) 3 ケ所の変電所工事は、時期的に併行して進行することもある。変電所工事管理には、変電所毎に、土木担当を 1 名、電気関係担当を 1 名配置する。完成後の運転・保守要員の OJT 目的の工事参加は、別途考慮すべきである。
- e) 以上の他に、EDL 本部において、プロジェクト実施体制としての Procurement Committee、Project Implementation Unit、Management Committee、および Bid Evaluation Committee などが稼動することになる。随時、通関・支払い証明・関係省庁との折衝などに、担当部署の支援も必要となる。

(2) コンサルタント

a) 実施設計・入札書類の作成

コンサルタントは、現地調査およびラオス側との協議を通じて、詳細設計の実施、工事

費の積算、施工計画の作成を行い、設計報告書を作成する。この報告書の資金支援機関からの承認後、または併行して入札仕様書の作成を行う。チームリーダー、送電担当、測量技師、変電担当、各1名がこの業務に従事する。短期的には、環境担当、通信担当、積算・経済担当の参加も必要である。

b) 入札業務

コンサルタントは、EDLによる入札公告・入札の立会い・入札結果の評価・契約交渉の補助および業者契約の立会いなどの業務を実施する。チームリーダー、送電担当、変電担当がそれぞれ1名従事する。

c) 調達監理

コンサルタントは、設計図の承認・出荷前の製品検査立会いなどを通じて、調達品の監理を行なう。チームリーダー、送電担当、変電担当それぞれ1名が、必要に応じてそれらの業務を遂行する。

d) 施工監理

コンサルタントは工事期間中、現地建設工事の全般的な技術監理業務を実施する。また、EDLの関係職員と設備完成後の運転・保守要員のプロジェクト施工期間内の教育にも責任を有する。チームリーダー、送電線担当2名、変電所担当1名（場合によっては追加1名）が常駐ベースで業務を遂行する。通信担当者の短期間派遣も考慮する。

e) 竣工検査・瑕疵検査

建設工事完了後、送電線・変電所のそれぞれの竣工検査および送変電システムの総合試験を主査する。さらに、完成図書、運転・保守マニュアルの承認と業者契約完了の諸手続きのEDLへの補助業務を行う。また、設備に対する業者の保証期間経過前に実施される瑕疵検査業務にも責任を有する。

14.5 品質管理計画

(1) 納入資機材の品質管理

a) 設計図面・仕様書の審査と承認

コンサルタントは、請負業者契約後、資機材に関する業者からの承認用設計図面および契約仕様書に基づき業者が作成した品質管理要綱書の審査を行う。契約資機材の性能と品質が契約仕様書の内容を満たしているかどうかを審査し、必要に応じて変更を要求する。

b) 資材・機器の工場検査

コンサルタントは、製作された資材・機器の性能・品質を承認図・適用規格・契約仕様書規定条項と照合しつつ、製作工場において出荷前検査を行う。主要機器については、コンサルタントに加えてEDL技術者も検査に立ち会い、その品質の確認を行う。

(2) 建設工事中の品質管理

a) 施工図面審査と承認

コンサルタントは、施工図面・施工計画書および品質管理計画書を請負業者に提出させ、現地工事の品質維持に厳格に対応する。

b) 使用材料検査

コンサルタントは、基礎・建屋工事に使用するコンクリート・鉄筋などの材料サンプルを、現地研究施設の装置を利用して試験させ、品質の確認を行う。また、コンクリートの品質管理のため、施工現場で随時採取したサンプルの圧縮試験を義務付ける。

c) 現地工事管理

コンサルタントは、EDL 検査員と共に、送電線新設工事（基礎、鉄塔組立、架線工事）、変電所増設工事（用地拡張、基礎工事、建屋拡張工事、機器据付工事）期間を通じて、資材・機器の損傷の有無を検査し、損傷資材・機器の補修または取り替え要求をする。また、個々の設備の完成毎に、その支払い証明書発行前に検査を行い、品質を確認する。

d) プロジェクト完成試験

コンサルタントおよび EDL は、完成工事の引渡し前に実施する総合完成検査と試験により、設備の品質を最終的に確認する。

14.6 実施工程

本送変電プロジェクトの全体工程計画を章末の図 14.6-1 に示す。本送変電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。

送電鉄塔の基礎掘削工事の前に、安全確保のため、UXO 調査を実施する。この UXO 調査は、全ルート沿いを調査するのではなく、特にその存在が危ぶまれる箇所を重点的に実施する計画である。この調査の結果 UXO の存在が確認された場合には、その地域の工事を UXO 撤去終了まで延期する。UXO 残留状況が、プロジェクトの全体工程に影響を及ぼす可能性は無視できない。

14.7 運営・維持管理の組織

14.7.1 現在の組織

EDL の全体組織と各部門の分担業務を本報告書の 4.6 節にて述べた。2009 年 10 月現在、115 kV 送電線・変電所の運転・保守業務は、本部の流通部（Distribution Department）が中低圧配電システムの運営・保守と併せて管理している。一方、送変配電設備の運転・保守の実務は、流通部の管轄する各県の支所が担当している。

本部の流通部は、各支所からの運転・保守業務の状況報告を受け、必要に応じて指示を与え

ている。各支所からの日常および緊急報告は PLC 通信設備（電力線搬送電話）または公共電話によるが、同時に文書による報告書提出を各支所に義務付けている。さらに、設備の修復作業が必要になった場合には、本部の送変電部や技術部（Technical Department）などから数名の職員を現地に派遣して修復工事の指導も行っている。

一方、115 kV 送電線は各県・市に跨って運転されているが、県境付近にて各支所の分担区域が分割されている。即ち、各支所の保守担当部署は、その管内の送電設備の保守業務に専任している。

Phonetong 変電所はラオス最大容量（4×30 MVA）の変電所であるが、運転は 3 交代（4 シフト）制で、1 シフト（班）に 3 名が配属されている。その他の変電所も同様に 3 交代制であるが、シフト当たりの要員数は、変電所規模により差がある。日常の運転・保守業務は、ルーティンワークとして変電所スタッフにより実施されているが、比較的規模の大きい修復作業は、本部の指示・指導により実施されている。

115 kV 送電線は、その支所の保守要員により巡視・点検・補修業務が実施されている。同一区間の設備の巡視・点検は、最低年 2 回の割合で行うように計画されている。特に雨季の前後には、草木の多い地域の状況を点検し、草木の電線への接触による地絡事故の防止に注意を払っている。草木の伐採は、必要に応じて地元の住民に支所の経費から有料で請け負わせている。

変電所・送電線のスペアパーツは、変電所または支所の倉庫に保管されている。送電線のスペアパーツ、特にがいしは、過去の実績から 6 ヶ月分を確保するよう手配されている。変電機器用のスペアパーツは、変電所完成時に担当コンサルタントの助言により購入したものと、過去の運転実績から必要品目・数量を確保するよう努めている。追加購入については、各変電所・支所から本部に申請され、最終的には EDL 総裁の決意を得て実施するシステムである。

EDL 担当部署によれば、上記の運転・保守制度は現在のところ特別な問題を生じていない。今後 JICA、ADB、その他のプロジェクトによる新変電所・送電線が開発されても、当分の間は現状の体制で良いとの判断である。

14.7.2 高圧送変電運用案

本送変電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。

本送変電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、本送変電プロジェクト設備

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

近い将来電力設備が現在の 2 倍以上となるため、少なくとも現在と同数の運転・保守要員の増員が必要となる。要員養成は、EDL のトレーニング・センターにおける教育と併せて、各支所の既設設備にて運転・保守業務の実務経験を十分に積ませる必要がある。従って、時間的にも要員の養成を至急開始する必要がある。

b) プロジェクト実施中の OJT

EDL の訓練センターにおける基本訓練を終了した従業員から随時、設備工事中の現場に派遣し、機器・設備に習熟させると同時に、各機器の機能・特性・構成・試験方法などの実務を習得させる。なお、本送変電プロジェクトの契約には、設備納入者に EDL 運転員・保守員の OJT、および変電所運転・保守業務の実務習得のために、設備の初期運転から一定期間の運転・保守指導も義務付けるべきである。

c) 運転・保守用の測定器類・工具・スペアパーツの調達

測定器具・保守用工具は異なる製造者による機器にも共通に使用可能であるため、各支所共有を考慮し余分な数量の調達を控える。一方、変電機器は同じ仕様書により製造しても製造者により異なる場合が多いため、機器スペアパーツの調達には、その項目・数量を EDL の運転実績を踏まえ、コンサルタントと慎重に検討すべきである。

d) データ記録様式の標準化

EDL の事務処理の簡素化・迅速化を図り、コンピュータによるデータベースの作成のためにも、変電所の記録様式の統一を即急に実施する必要がある。EDL 本部のコンピュータ室と関係をとれば容易に実現可能であり、統計解析の能率向上のためにも早急に実施することを提案する。

e) 系統間の通信手段の整備

現在の 115 kV 送電線とビエンチャン市内の 22 kV 系統には PLC が加重されており、今後の送電線にもこの設備は必要不可欠である。支所や発・変電所と本部間の連絡業務に有効に活用することにより、SCADA（遠方制御監視）の運用や業務指示・事故処理の迅速化が図られる。通信手段の整備は、将来の LDC 実現の際にも活用されることになり、国内の統一した規格・規準の通信設備にすべきである。

f) EDL 訓練センターの積極的な活用

4.6 節で現状を述べたが、EDL 訓練センターは電力設備全般の実務の教育・訓練を行っている。教育設備・講師も充実しているため、新たな運転・保守要員の教育を直ちに開始し、拡大する系統の適切な運転・保守に備えるべきである。このセンターには、EDL 本部から担当技師を適時派遣し、送電線および変電所の運転・保守マニュアルの詳細を教育することも考えられる。また、保守要員へのマニュアル厳守を徹底するために、定期的に現業要員の再教育を実施することも必要である。現在トレーニング・センターには、水力発電、配電設備の保守トレーニングコースはあるが、送変電設備のコースはない。しかしながら、2009 年 9 月より戦略的なトレーニング計画を指導する JICA 技術者

がトレーニング・センターに配置されていることから、この専門家が中心となり、JICA の別プロジェクトで設置された 115kV 訓練用送電設備、変電機器測定装置等を有効に活用した運転・保守要員の具体的な養成コースを設置予定である。なお、トレーニング・センターでは、EDL 技術者全員を対象に、設備設計・計画の技術的根拠を理解させるための「ラオス電力技術基準 (LEPTS) 解説・実地コース」が実施されている。従って、このコースとうまく組み合わせることでより効果的な保守要員の養成が可能と考えられる。

14.8 運転・保守マニュアルと訓練

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。本送変電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、本送変電プロジェクト実施に当たり、担当コンサルタントは下記内容のマニュアル案をベースに、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。

送電線の保守マニュアル

- a) 保守業務の責任体制
- b) 保守作業の種類（日常・緊急・特別巡視）とそれぞれの目的
- c) 巡視作業の詳細項目と巡視頻度
- d) 点検作業の種類（初期・定期・特定・特別点検）とそれぞれの目的
- e) 点検作業の詳細項目と点検頻度
- f) 事故対策と事故処理
- g) 安全対策と業務の留意点

変電所の運転・保守マニュアル

- a) 運転・保守業務の責任体制
- b) 日常運転業務の詳細項目と記録事項
- c) 日常運転業務の留意事項
- d) 保守作業の種類（日常・定期・特別巡視）とそれぞれの目的
- e) 巡視作業の詳細項目と巡視頻度

- f) 点検作業の種類（初期・通常・細部・特殊点検）とそれぞれの目的
- g) 各機器に対する点検作業の詳細項目、点検方法と点検頻度
- h) 事故対策と事故処理
- i) 安全対策と業務の留意点

変電所ごとの運転・保守マニュアルは、設備完成時に機器納入者が作成しコンサルタントの承認を経て EDL に提出するのが一般的である。機器納入者の提出するマニュアルには、各機器の仕様・特性・構成図・分解点検手順・パーツ交換時期などを詳細に記述させる必要がある。本送変電プロジェクト実施時には、このマニュアル提出義務を契約書に明示する必要がある。さらに、機器据付時、試験時および初期運転指導期間中に EDL の予定される運転員に対して、このマニュアルを参照して OJT を行うことを機器納入者に義務づけることを提案する。

運転・保守要員養成の一案として、完成後の設備の運転・保守担当となる EDL 職員をプロジェクト施工に参加させ、コンサルタントおよび施工業者から OJT を施すことが考えられる。また、特に変電所の運転開始からの一定期間、設備の運転・保守の実務を機器納入者に指導させ、設備の適正な運用に EDL の要員を習熟させることが有益である。

運転・保守業務では、マニュアルの規定を遵守することが重要である。その適正な遂行は、運転・保守員の義務認識次第であるが、EDL 責任者の従業員教育に負うところが多い。担当コンサルタントおよび EDL 責任者は、常に運転・保守業務の要点を繰り返し要員に徹底する努力を払う必要がある。また、迅速で正確な報告を行う習慣を、運転・保守要員に植え付ける努力を続けなければならない。

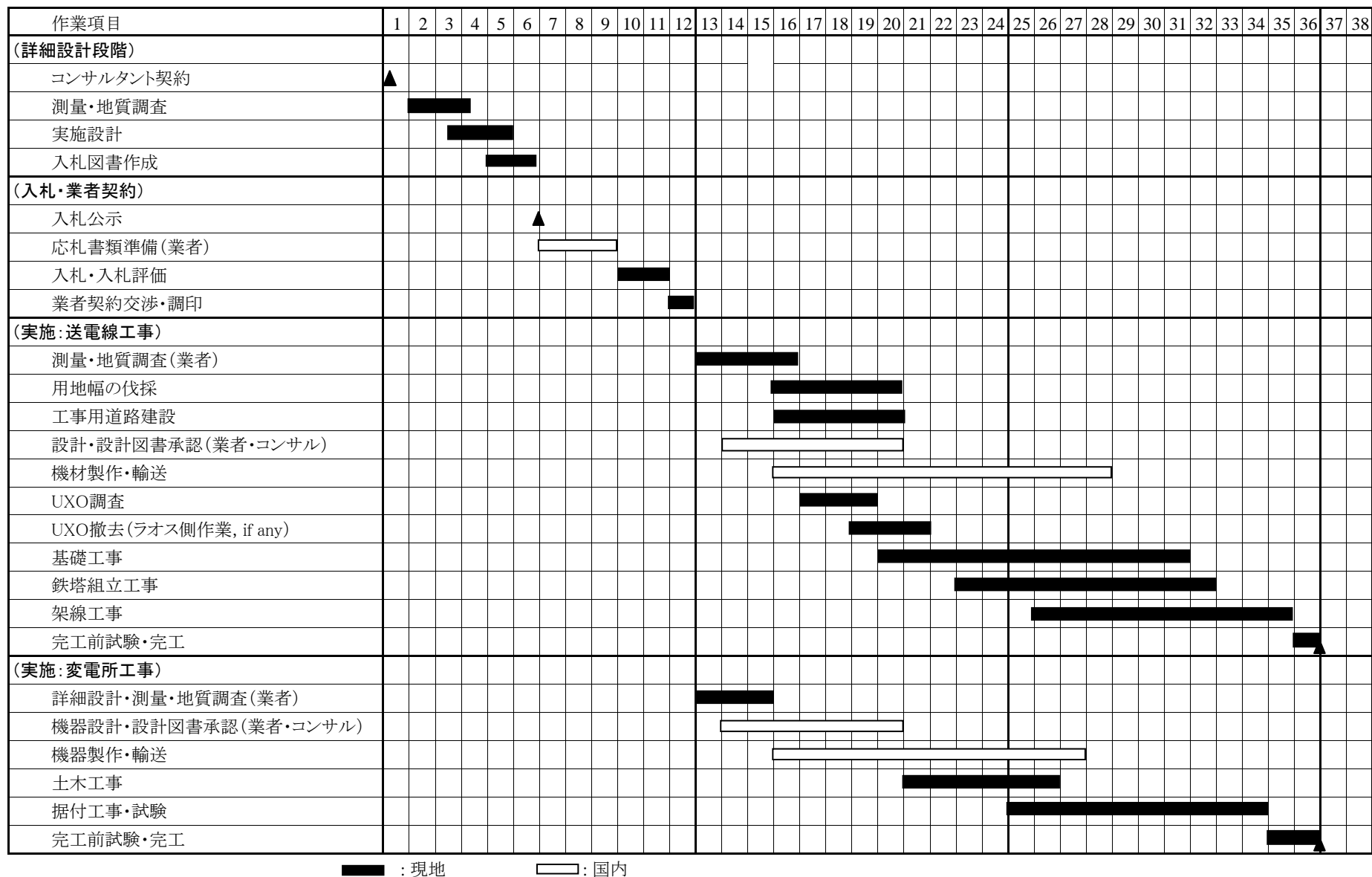


図14.6-1 作業工程計画

第15章 最優先プロジェクト の 初期的環境影響評価

第15章 最優先プロジェクトの初期的環境影響評価

15.1 環境社会配慮調査の概要(初期的環境影響評価(IEE)実施概要)

ラオス国において、すべての開発事業には環境行政主管庁である水資源環境庁(WREA)からの環境遵守認定証(ECC)の取得が義務づけられている。事業者は、その取得のために、F/S時に環境評価を実施し、事業に因る環境への影響を調査し、特に負の影響を最小限にする施策を講じなければならない。環境評価は、おおまかに初期環境影響評価(IEE)と、環境影響評価(EIA)の2つの調査方法に分けられる。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、すべての事業は環境評価(Environmental Assessment)を実施することが義務づけられている。事業者は、事業計画書を開発事業所轄官庁に提出し、所轄官庁による環境スクリーニングの結果如何により IEE を実施し、事業の負の影響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、事業者による IEE 実施を支援した。現在までに当該事業のような送電線新設事業は IEE の実施のみで EIA の実施実績はない。IEE 時の必修調査内容としては、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(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(RAP)として策定すること等が定められている。また、事業対象地域での少数民族の割合が高い場合において作成することとなっている Ethnic People Development Plan (EPDP)については、先方実施機関との協議の結果、現時点では必要なしと判断する事となった。さらに、IEE 時の住民参加の実施結果は、付録として添付した IEE 報告書を参照されたい。(調査項目および IEE 報告書のフォーマットについては 3.8 節の環境法令に述べた通りである。)

当該プロジェクトの IEE は現地コンサルティング会社に委託し、2009年6月より8月末まで実施された。以下はその IEE 報告書の結果に基づき、当該プロジェクトの環境社会配慮調査として取り纏めたものである。なお、IEE 報告書、EMP および RAP は付録参照のこと。

15.1.1 代替案の検討

優先プロジェクト基本設計の段階で様々な代替案が検討された。以下の代替案は特に環境社会影響を考慮しなければならないとの観点から検討された代替案とその結果である。

(1) 送電線ルート代替案

ルート選定時には以下の3つの代替案が検討された。それぞれのルートを図 15.1-1 に示す。

- 代替案 1: Pakbo 変電所 - Taothan 変電所 - Saravan 変電所
- 代替案 2: Pakbo 変電所 - Kengkok 変電所 - Saravan 変電所
- 代替案 3: Pakbo 変電所 - Xepon 変電所 - Saravan 変電所

すべての代替案は Pakbo 変電所より 13 号線に沿って 37km の地点までは同じルートをとる。その後代替案 3 は 9 号線沿い東にルートを取り、Xepon 変電所を経由し、南東に向かう 1G 号線沿いを通して Saravan 変電所に到達する。代替案 2 も代替案 3 と同じく 9 号線沿いに東にルートをとった後、Kennkok 変電所を経由し、Pakxong 近くで代替案 1 に合流する。

送電線下用地幅(ROW)500m 以内に居住地域がある村の数は圧倒的に代替案 1 が少ない。また、代替案 1 および代替案 2 は Phou Xian Thong NBCA に隣接はしていないものの、その間 400 m と比較的近くを通過している。送電域および変電所用地面積はどの代替案もほぼ同じと見積もられた。UXO リスクについては代替案 1、代替案 2 共に低く、代替案 3 は一部サラワン県内で UXO のリスクの高い地域を通る。建設費用は代替案が一番低く見積もられた。総合的に住民移転の確率が低く、コスト的にも優位であった代替案 1 を優先プロジェクトのルート案とした。

表 15.1-1 代替案比較表

	代替案 1	代替案 2	代替案 3
住民移転	19	30	28
生態系	Phou Xian Thong NBCA から 400m	Phou Xian Thong NBCA から 400m	Xe Bang Nouan 保護地域より 1km
ROW および変電所用地面積(ha)	551	581	524
UXO リスク	低い	低い	一部高い
コスト(\$)	39,988 ¹	40,387	40,707

住民移転:送電域 500m 以内に居住地域がある村の数 生態系:送電線ルートと自然保護地域の距離
ROW および変電所用地面積:ROW および変電所用地面積の合計 UXO リスク:送電線ルートの UXO 量

(2) 変電所代替案

Xepon 変電所: ルート選定の代替案 3 と関連して Xepon 変電所の建設も検討されたが、最優先プロジェクトとされなかったため、環境社会配慮面の評価をするに至らなかった。

Nongnou 変電所: 最優先プロジェクトルート案(代替案 1)の変電所候補地。Taothan 変電所予定地から Pakbo 変電所側 3km 北西に位置する。灌木疎林と伐採もしくは自然原因により一時的に木のない状態になっている Unstocked Forest で構成されている。住居等の固定資産は存在しない。1ha の用地取得が必要。

Taothan 変電所: 最優先プロジェクトルート案(代替案 1)の変電所候補地。土地の約 10%がユーカリの植林地、残り 90%は伐採され更地になっている。Saravan 県の所有地であるため、土地は EDL に譲渡され、用地取得(1ha)は必要ない。住居等の固定資産は存在しない。

Nongnou 変電所については、IEE 現地調査時には最有力候補地であったが、その後 Saravan 県と EDL との間で Taothan 変電所用地の譲渡についての合意がなされ、最終的に用地取得が必要ない Taothan 変電所が選定された。

¹ IEE 実施時(2009 年 6 月)の見積もり額。

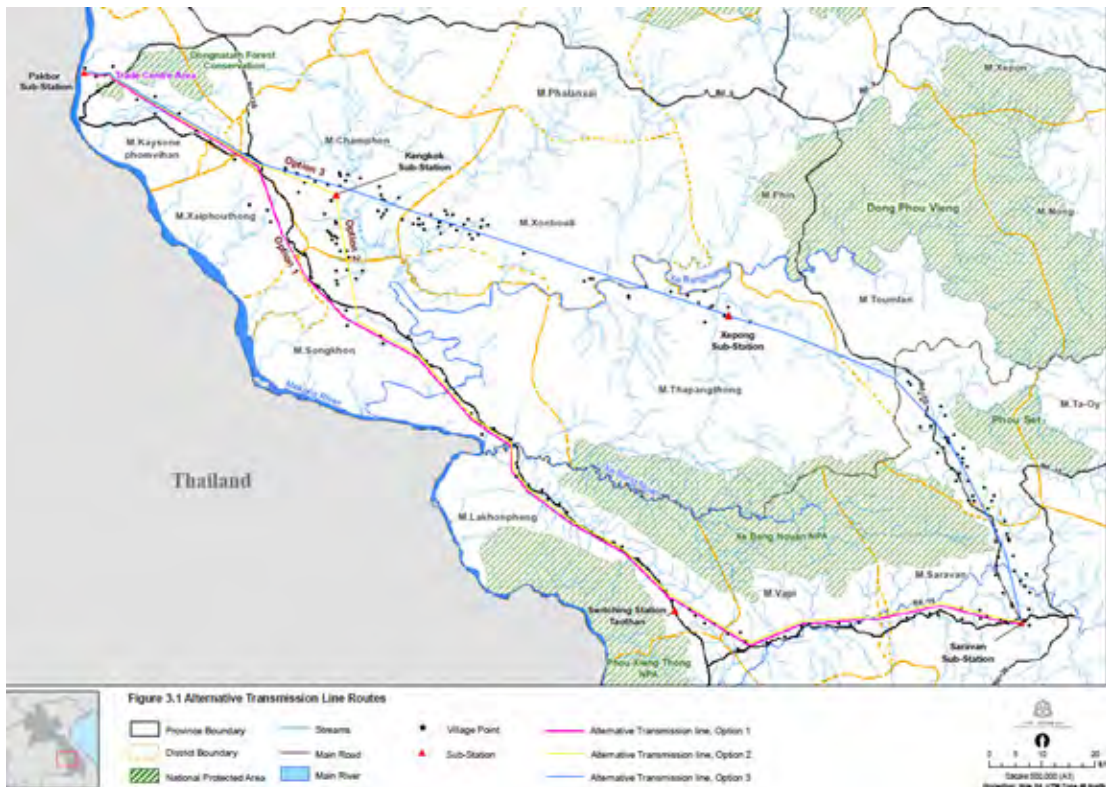


図 15.1-1 送電線ルート代替案位置図

(出典：Earth Systems Lao (2009), IEE Report)

(3) プロジェクトを実施しない案

中央部 2 地域と南部の電力系統をつなぐ当該プロジェクトを実施しなかった場合、送電線および変電所の建設時と供用時に予見される土地、水質および大気に対する負の影響は発生しない。同様に、住民移転、用地取得に伴う補償は一切発生しない。一方、ラオス政府は、中央部 2 地域が電力不足時に、ラオス南部の電力系統からタイに売電された高価な電力をタイから購入し続けることになる。後述するように当該優先プロジェクトの自然環境および地域社会に与える負の影響は非常に限られたものであることに鑑み、プロジェクトを実施しないことによってラオス政府が将来にわたってタイより買電し続けることによる財政負担は大きく、プロジェクトを実施しない案は現実的ではない。

15.1.2 事業予定域の自然環境

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 の村および Saravan 県の 3 つの郡計 46 の村が位置する。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 250 m 計 500 m の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。以下はその概要である。(詳細については付録 IEE 調査書 Chapter5.および RAP を参照されたい)

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(Degraded Forest)で構成されている。Unstocked Forest は、樹冠率 20%以下の森林地と定義されている。2事業予定域の土地利用の状況を表 15.1-2 に、また、土地利用図を図 15.1-2 に示す。ラオス国の送電線事業では慣習的に 115 kV 送電線を中心に片側 12.5 m 計 25 m を送電線下用地幅:Right-Of-Way (ROW)としているが、法的拘束力はない。ROW 内では原則的に 3 m 以上の固定資産の立地は許されず、また 3 m 以上の木は伐採されなければならない。また、3 m 以下の木、作物等は伐採の必要性はないとされている。この土地利用図によると、事業域で ROW として影響を受ける面積は約 544.3 ha 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 確保のために行われる 3 m を超えた部分の森林の伐採の影響を受ける面積は、現地調査結果、土地利用図(図 15.1-2)および衛星写真より約 50 ha と概算された。

森林法 (Forestry Law 2007) によると、保全林もしくは保護林以外の森林地は、生産林とされ、事業域の森林地はすべてこの生産林に属する。事業域の森林地は落葉樹林地と灌木疎林・Unstocked Forest で構成されているが、生産林という法律上の位置づけにおいて 2 つの森林地に区分はない。また、開発の際の許認可については、生産林内の直径 15 cm 以上のすべての木の種類は林野局の調査を経たのち当局より伐採の許可を受ける事と定められている。³ 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

表 15.1-2 事業予定域の土地利用

District	Line distance on village land (metres)	Total area of TL ROW (m2)	Estimated land (Forest land)		Estimated land (Agricultural land)	
			Mixed deciduous forest	Dry diptocarp and unstocked	Rice Paddy	Plantation
Champhone	25382	634550	0%	86%	14%	0%
Kaysone	4654	116350	36%	16%	43%	4%
Xaiphouthong	23786	594650	3%	32%	65%	0%
Songkhone	54327	1358175	17%	39%	44%	0%
Lakhonpheng	52803	1320075	9%	48%	44%	0%
Vapi	31952	798800	1%	21%	78%	0%
Salavan	24814	620350	0%	35%	65%	0%
Total	217718	5442950	9%	40%	50%	1%

(出典 : Earth Systems Lao (2009), IEE Report)

2 農林省統計局 2002

3 Forestry Law 2007

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。

保護区: 事業予定域には NBCA、県・郡の保護区、および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)の間を通り、双方の NBCA に隣接はしていないが、Phou Xieng Thong ではルートとの距離が最短で 400m の地点がある。生態系および野生動物へ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。

15.1.3 事業予定域の社会経済環境

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 Katang 族、Ta-Oy 族、Xuay 族および Suiy 族の 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ため、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。

15.1.4 主な環境社会影響に対する回避・緩和策(EMP)

スコーピング(第 3 章 8 環境法令に記載)に基づく調査結果を表 15.1-3 および表 15.1-4 にまとめた。この調査結果のもとに、負の影響に対する回避・緩和策およびその実施機関が IEE 報告書に環境管理計画として取り纏められた。(表 15.1-5 主要な影響項目に対する回避・緩和策) この環境管理計画の回避・緩和策が建設段階および供用段階のモニタリング項目となる。モニタリングの方法および実施機関の詳細については後述する。

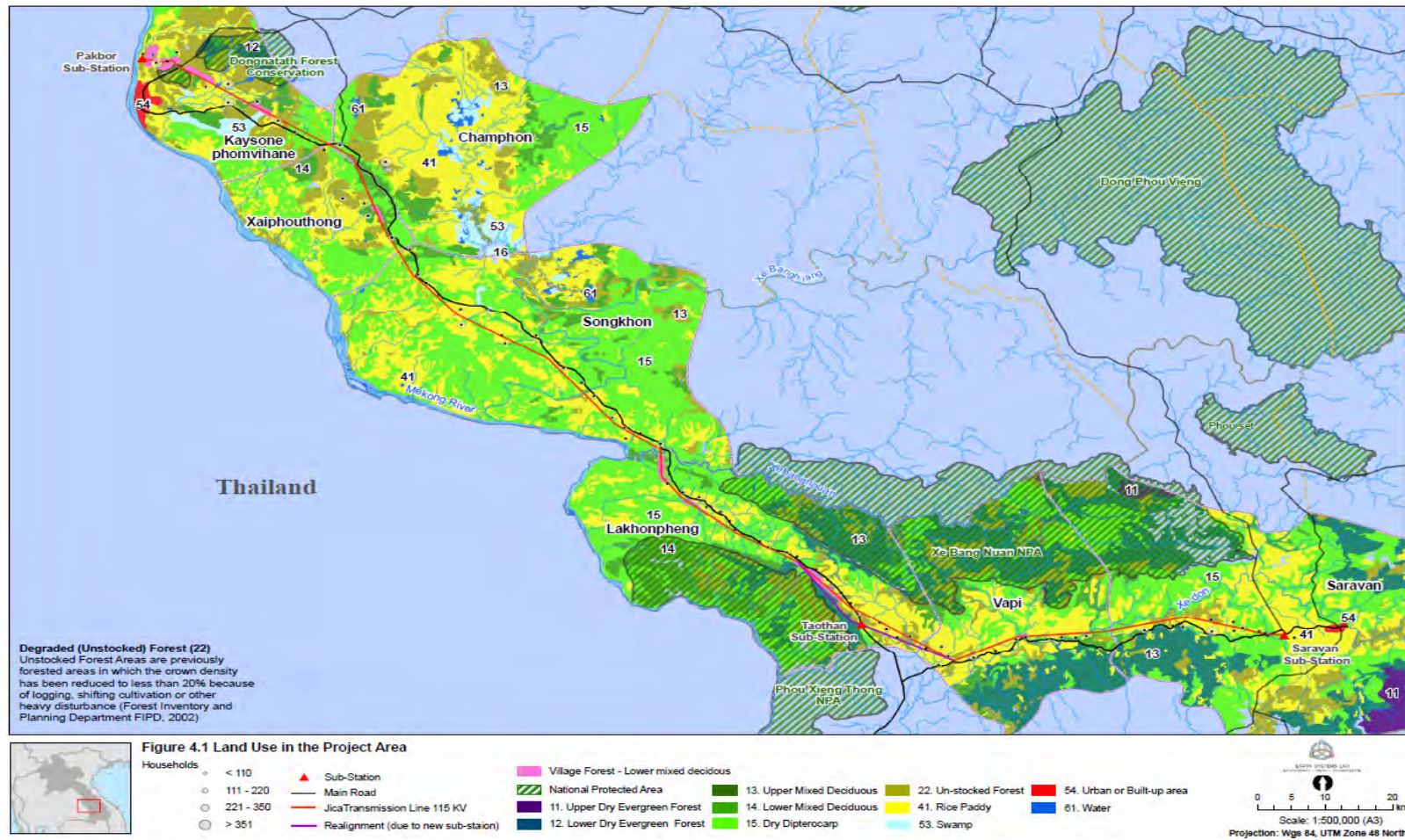


図 15.1-2 事業予定域の土地利用
 (出典：Earth Systems Lao (2009), IEE Report)

表 15.1-3(a) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果 (社会環境)

注) 表中 Responsibility 欄が実施機関に相当する。

EdL Project Management Office: EdL 事業管理室

Contractor: 工事業者

EdL E0: EdL 環境室 (Environment Office)

EMU: EdL 環境管理ユニット (Environmental Management Unit)

PEMC: 事業環境管理委員会 (Project Environmental Management Committee)

No.	影響	評価	調査結果	調査後評価
1	非自発的住民移転および農地の損失	B	IEE 現地調査時にはルート上に 33 軒の家屋もしくは作業小屋が確認された。その後これらの家屋を避けるルートを選定したため、現時点では住民移転は必要ない。鉄塔建設に伴う用地取得には約 2.88 ㎡の用地が必要のため、一部農地等への影響が生じ得る。	B
2	雇用や生計手段等の地域経済	B	鉄塔建設に伴う用地取得により一部農地等への影響が生じるが、影響の程度は小さいと想定される。	B
3	既存の社会インフラや社会サービス	B	建設時に交通等の既存社会インフラへの影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
4	住民の生活	B	建設時に影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
5	感染症(HIV/AIDS 等)	C	HIV/AIDS については事業予定域にて数例確認された。事業予定域では NGO 等による感染症予防のための啓発活動が実施されている。工事労働者の流入による感染症の拡大等は予見し得る。	B
6	水利用、水利権、入会権	B	建設時に表流水が利用される場合には、地域の水利用への影響が生じ得る。	B
7	歴史、文化遺産の損失	C	送電線ルート上に歴史文化遺産はない。	
8	少数民族、貧困層等社会的に弱い立場の住民、グループ	C	事業予定域の少数民族の割合は約 8% であった。これらの少数民族は多数民族である Tai-Lao 語族への同化しつつあるため、少数民族であるための不利益を被るとは想定されない。事業予定域の約 12% が老人世帯、女性世帯主等社会的に弱い立場の住民であるため、これらの世帯が用地取得の被影響者になった場合影響が生じ得る。	B

表 15.1-3(b) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果 (自然環境)

No.	影響	評価	調査結果	調査後評価
9	野生動物、生態系	C	送電線ルート上に保護地区はない。一部 NBCA から 400m の地点に送電線ルートが通る箇所があり、影響が生じ得るが、その程度は小さいと想定される。	B
10	森林伐採	B	送電線ルート域確保のため約 250ha の森林地が影響を受ける。この森林地の約 80% が農地開拓等のために伐採された Unstocked Forest であるため、実際伐採の対象となる森林地は約 50ha と想定される。伐採による影響は生じ得るが、その程度は小さいと想定される。	B
11	景観	B	送電線ルートは国道 13 号線および国道 15 号線沿いに建設されるため、景観への影響は生じ得るが、ルート上は農地および森林地のみで景勝地はないため、その影響の程度は小さいと想定される。	B
12	土壌浸食	B	森林伐採による土壌浸食は生じ得るが、その影響の程度は小さいと想定される。	B
13	地下水	C	Savannah 県では約 92%、Saravan 県では約 62% の住民が地下水に頼っていることから、建設時に大量に地下水を使用する場合、地域の水利用への影響が生じ得る。	B

表 15.1-3(c) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果 (公害)

No.	影響	評価	調査結果	調査後評価
14	大気汚染	B	建設時に建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う排出ガスによる大気質の悪化が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
15	水質汚染	B	建設時に濁水等による周辺公共用水域の水質汚染が想定される。	B
16	土壌汚染		影響は想定されない。	
17	廃棄物	C	建設時に発生する資材等からの廃棄物および建設時の工事従事者宿舎からの生活廃棄物の排出が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
18	建設副産物	C	建設時の森林伐採による木材等の排出が想定される。	B
19	粉塵	B	建設時建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う粉塵の排出が想定されるが一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
20	騒音、振動	B	建設時建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う騒音、振動が想定されるが一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
21	住民、工事労働者の事故	C	建設時に工事用車両および関連車両の走行に伴う交通事故の増大が生じ得るが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B
22	建設資材中の PCB による汚染		ラオス国においては PCB を含んだ建設資材の使用は禁止されているため、影響は想定されない。	
23	UXO による事故	C	IEE 現地調査の結果、送電線ルート上の 50%以上は UXO の残留は確認されなかった。Saravan 県 Saravan 郡および Vapi 郡では一部 UXO の残留の可能性がある。工事着工前に UXO 残留の詳細調査を実施し、必要であれば除去作業を実施することで事故による影響は最小化し得る。	B

評価 A: 重大な影響が予測される B: 一定程度の影響が予測される C: 影響の程度は不明である No Mark: 影響は予測されない

表 15.1-4 供用時における環境社会影響スコーピング項目調査結果

No.	影響	評価	調査結果	調査後評価
社会環境				
1	不適正な住民移転および農地補償	B	住民移転は現時点では必要ない。農地補償については詳細設計時に被影響者別に補償金額を決定する。住民移転計画の適切な実施により影響は最小限し得る。	B
自然環境				
2	NBCA 付近の野生動物および生態系	B	送電線ルートは NBCA 内を通っていないがルートと NBCA の距離が近くなる地点での影響は生じ得る。しかしその影響の程度は小さいと想定される。	B
公害				
3	水質および土壌汚染	B	送電線ルート整備のために除草剤等を使用した場合、水質および土壌への影響は生じ得るが、除草剤使用の禁止等適切な管理により影響は最小限に抑えられと想定される。	B
4	騒音および振動	C	変電所からの騒音および振動は居住地域から適切な距離をおくことで影響は最小化し得る。現在建設予定の変電所周辺は農地のため、影響はほとんど生じないと想定される。	B
5	住民の通信サービス	C	電波障害等の影響が想定されるが、送電線ルートと居住地域に適切な距離をとることで影響の程度は小さいと想定される。	B
6	事故	C	すべての鉄塔に立ち入り禁止看板を取り付ける等事故防止策を実施する事で影響は回避し得る。	

評価 A: 重大な影響が予測される B: 一定程度の影響が予測される C: 影響の程度は不明である No Mark: 影響は予測されない

表 15.1-5 主要な影響項目に対する回避・緩和策

(出典: Earth Systems Lao (2009), IEE Report,)

注) 表中 Responsibility 欄が実施機関に相当する。

EdL Project Management Office: EdL 事業管理室

Contractor: 工事業者

EdL EO: EdL 環境室(Environment Office)

EDL PMO: EDL Project Management Office

EDL BO: EDL Branch Office

EMU: EdL 環境管理ユニット(Environmental Management Unit)

PEMC: 事業環境管理委員会(Project Environmental Management Committee)

Potential impact area	Project issue / impact	Significance	Mitigation and management measures	Responsibility
DESIGN AND CONSTRUCTION				
Terrestrial Biodiversity	Impact on terrestrial vegetation, terrestrial fauna, forest resources and protected areas	Minor - Moderate	Management clearing of the ROW:	
			Avoid clearance of mixed deciduous forest wherever possible.	EDL PMO
			Minimize the amount of land cleared for the Project.	EDL PMO
			Use of herbicides will be prohibited.	Contractor
			Burning will be prohibited.	Contractor
			Identify sensitive habitats and important NTFP areas close to construction areas and designate these as 'no go' areas.	Contractor
			Maintain forest cover as close as possible to the edge of all Project components.	Contractor
			Only use local, non-invasive plant species in revegetation work.	Contractor
			Carefully monitor land clearance activities throughout the construction phase to ensure that vegetation is not cleared beyond pre-defined project boundaries.	EDL EO/EMUs
			Ensure that ground vegetation and shrubs are not disturbed in the ROW below the required clearance height	Contractor
			Ensure that the alignment of the transmission line is sited as far as possible from NPAs and other designated environmentally sensitive areas.	EDL PMO
			Consider the implementation of measures to minimize impacts on birds and mammals due to electrocution and wire strikes, particularly where the transmission line alignment passes in the vicinity of the NPAs.	EDL PMO
			Prohibit staff and contractors from hunting or trading of wildlife as well as the collection of timber and NTFPs in the vicinity of the NPAs.	Contractor
			Selling of logs by the Contractor and by EdL will be prohibited. Logging and logs selling process will be based on the Forestry Law No.6 (24/Dec/2007) Article 49 and conducted by the Forest and Forestland Management Organizations.	Contractor EDL EMUs
Land use	Impact on land use	Moderate	Forestry Clearing Committee, District Forestry Unit and land owners to list and mark big trees or commercial tree species and cut before ROW clearing.	PEMC District Forestry Unit
			Provide compensation for productive land and residential land lost as a result of the Project.	PEMC EDL EO / EMUs
			Replace or re-install utilities and facilities (such as ground water pumps, fishing ponds, access tracks) disturbed by the Project.	PEMC EDL EO / EMUs
			Construction activities will be timed to avoid disturbance of field crops where possible.	Contractor
			Where crop disturbance is unavoidable, compensation will be paid.	PEMC EDL EO / EMUs

Potential impact area	Project issue / impact	Significance	Mitigation and management measures	Responsibility		
			Access track construction will be minimized. Established roads will be used for construction and maintenance where possible. Where construction of access routes is required, they will be restricted to a single carriage way within the ROW.	Contractor		
			Temporary concrete batching plants will be located on disturbed sites or areas of low production value (e.g. grass land where possible).	Contractor		
			Spoil disposal areas will be identified prior to beginning construction. Productive land areas and areas important for biodiversity will be avoided.	EDL PMO		
			Felled trees and other cleared or pruned vegetation will be made available to the owner (individual or village), or will be removed if requested by the owner.	EDL EO / EMUs		
			Compensation for removed or pruned trees will be paid at fair market value based on tree type and age.	PEMC/EDL EO/EMUs		
Aquatic Biodiversity	Impact on local aquatic flora and fauna	Negligible	Prohibit hunting and fishing, and species introduction by employee of contractor and Project staff	Contractor EDL EO / EMUs		
			Control erosion and sedimentation from Project activities. (See below).	Contractor		
Erosion and Sediment Transport	Erosion and sediment transport during project construction	Minor	Where possible, schedule construction activities during the dry season (low rainfall).	Contractor		
			Towers will be located on flat to gently sloping terrain (i.e. slopes of less than 30°).	EDL Project Management Office		
			Minimize the area of land cleared for project construction work, and retain vegetation in suitable locations (e.g. riparian) to maximize filtration of sediment from turbid runoff, during and post construction.	Contractor EDL EO / EMUs		
			Progressively revegetate disturbed land surfaces at the Project site as soon as practicable, to facilitate long term stabilization.	Contractor		
			Compensate villagers for any lost land, assets and livelihood, associated with increased sediment transport rates downstream of project areas.	PEMC EDL EO / EMUs		
Water Quality	Increased total suspended solids (TSS) and turbidity downstream of construction areas.	Minor	See above measures for 'Erosion and sediment transport'	EDL EO/EMUs		
			Changes to pH downstream of project areas.	Negligible	Install sedimentation ponds to collect runoff from concrete preparation and construction sites.	Contractor
					Treat (neutralize) runoff from concrete preparation and construction sites, if necessary, prior to offsite discharge.	Contractor
	Prevent washing of excess concrete/ cement from vehicles or equipment adjacent to or in streams.	Contractor				
	Accidental release of oil or hydrocarbons	Minor	Store liquid hydrocarbons (fuels, oils and lubricants) in leak-proof containers within suitably designed bunded areas.	Contractor		
			Provide temporary shelters to prevent rainfall entering bunded areas.	Contractor		
			Store absorbent material in hydrocarbon storage areas.	Contractor		
			Store spill response kits at suitable locations, in case of spills outside bunded areas.	Contractor		
			Conduct regular maintenance of vehicles and equipment to prevent hydrocarbon leaks.	Contractor		
			Conduct vehicle / equipment maintenance in designated areas where contaminated runoff can be contained.	Contractor		
Park vehicles and equipment on sealed surfaces where contaminated runoff can be contained.			Contractor			

Potential impact area	Project issue / impact	Significance	Mitigation and management measures	Responsibility
Air quality	Dust emissions	Minor	Disturb only the minimum area necessary. Leave ground vegetation, such as grasses and shrubs, under the line within the ROW	Contractor
			Water roads and / or construction areas to minimize generation of wind-blown dust.	Contractor
	Vehicle exhaust	Negligible	Use low emission trucks and mechanical equipment	Contractor
Noise and Vibration	Nuisance noise and Vibration impacts	Minor	Limit the hours of operation to daylight hours. Local residents will be consulted if some evening work is required.	Contractor
Climate and Energy	Greenhouse gas emissions and energy loss	Minor	Implement measures designed to reduce greenhouse gas emissions and energy loss in transmission systems (including energy efficient transformers, power factor correction and SF6 recycling and elimination strategies)	EDL PMO
General Waste and Hazardous Material	Potential health and safety impacts	Minor	Minimize the production of waste.	Contractor
			Site worker camps at least 1 km from NPAs and other areas of conservation significance, 50 m from surface water bodies and 1 km from villages and sites of cultural significance.	Contractor
			Sewage and solid waste will be stored in septic tanks or treatment ponds.	Contractor
			Maximize waste recycling and reuse.	Contractor
			Waste will be properly disposed and buried on a daily basis.	Contractor
			Clearly label hazardous materials and waste storage sites with appropriate signage in both English and Lao.	Contractor
Maintain an inventory of all hazardous materials on site and update regularly.	Contractor			
Construction Waste	Health, safety and nuisance impacts of improperly disposed waste.	Minor	Vegetation debris from the ROW will be stacked outside the ROW. Burning is not permitted.	Contractor
			Packaging waste will be recycled or disposed of in the local landfill.	Contractor
Archaeology	Loss of physical cultural resources	Minor	Suspend excavation and take appropriate counter-measure according to the instruction or guidance of the Provincial Culture and Tourism Directorate (PCTD) when historical, cultural or archeological property or heritage is discovered or identified at construction site for authorities' inspection.	Contractor
			Compensate for the loss of community's cultural properties such as village cemeteries.	PEMC EDL EO / EMUs
Health and Safety	Increased spread of diseases, including sexually transmitted infections	Minor	Where possible, local labor will be used.	Contractor
			Public health information will be provided to the construction workforce and community before commencement of works – including information on STIs.	EDL EO
			Support existing provincial STD HIV/AIDS awareness and prevention programmes and apply them specifically to the TL construction.	EDL EO
	Sanitation and waste	Minor	Construction contractor to prepare an Occupation Health and Safety Plan and provide related training and instructions to staff and sub contractors during induction.	Contractor
			Construction workforce facilities will include proper sanitation, water and waste facilities.	Contractor
	UXO	Minor	Areas of high likelihood of UXO contamination will be surveyed prior to engaging in construction activities. Surveyed and cleared areas will be marked.	EDL PMO
Electrocution risk and effects of electro-magnetic radiation	Minor	EDL standards for safe clearance to live conductor for a 115 kV transmission line will be adhered to.	EDL PMO	
		Danger and Warning Signs will be erected on every tower as well as on conductors where the line is crossing a road or river.	EDL EMO / EMUs	
		Appropriate conductor materials will be used to minimize health and safety risks.	EDL PMO	

Potential impact area	Project issue / impact	Significance	Mitigation and management measures	Responsibility
	Occupational health and safety	Minor	Construction contractor to prepare an Occupation Health and Safety Plan and provide related training and instructions to staff and sub contractors during induction.	Contractor
			Employees will be provided with training and appropriate PPE (personal protection equipment)	Contractor
Roads and Access	Temporary loss of road use and access routes	Minor	Post warning signs to indicate slowing traffic, merging lanes and change of route.	Contractor
			Identify alternative access routes when roads are blocked.	Contractor
OPERATIONS				
Terrestrial Biodiversity	Impact on terrestrial vegetation, terrestrial fauna, forest resources and protected areas	Moderate	Maintenance of the ROW:	
			Maintain forest cover as close as possible to the edge of all Project components.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			Plantation trees and crops with higher than 3 m will not be allowed.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			ROW checking and maintenance of ROW should be conducted at least once or twice a year.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			Use of herbicides, burning to clear and control vegetation will be prohibited.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			The boundary of the NPA will be regularly patrolled to ensure that local residents are not utilizing protected area forests.	EDL BOs in cooperation with PAFO
Water Quality	Contamination from leakage of oils from transformers	Minor	Transformers will be constructed within a concrete bunded area to contain any spills or leaks.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			Transformers will be periodically inspected.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
	Contamination from use of herbicides	Minor	Use of herbicides will not be permitted.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
Health and Safety	Electrocution risk	Minor	EDL standards for safe clearance to live conductor for a 115 kV transmission line will be adhered to.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			Danger and Warning Signs will be maintained on every tower as well as on conductors where the line is crossing a road or river.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
			An exclusion perimeter around the Nongsano substation of at least 12 meters will be maintained with a fence.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)
	Effects of electro-magnetic field	Minor	25 m ROW will be maintained through period inspection.	EDL BO (Saravan/Savannakhet)

15.1.5 環境社会影響に関するモニタリング(実施体制、方法等)

(1) 実施体制

環境社会影響に関するモニタリングは以下の機関が中心となって実施することになっている。

- 事業環境管理委員会(Project Environmental Management Committee: PEMC): PEMC は補償算定基準および事業の環境社会影響についてのモニタリングを実施することを目的として組織される。PEMC は事業予定域の県単位の少なくとも 10 名の EDL 支所、WREA 県支局、MEM 県支局、土地管理庁県支局、農林省県支局等関係諸機関の代表によって構

成される。PEMC の下部には森林伐採、補償、苦情申し立てを取り扱う小委員会が組織されている。

- 環境室(Environment Office: EO): EO は EDL 本部にあり DOE 環境社会課で策定された基準に従い電力事業者として IEE および EIA 報告書を作成し、PEMC と EMU による RAP および EMP の実施状況の監督、およびモニタリングを行う。
- 環境管理ユニット(Environmental Management Units: EMUs): 事業予定域管轄の EDL 支局において現場での RAP および EMP の実施、およびモニタリングを担当し、事業域自治体と被影響者との調整も取り扱う。また、被影響者の苦情申し立ての窓口でもある。
- MEM、DOE 環境社会課: EMU および PEMC の RAP、および EMP 実施状況の把握、それらの見直しの是非および現場での被影響者からの意見聴取を実施する。
- Saravan 県および Savannakhet 県 WREA 支局: EMU および PEMC の RAP、および EMP 実施状況の把握、それらの見直しの是非および現場での被影響者からの意見聴取を実施する。

表 15.1-6 にモニタリング実施機関名、実施機関構成組織およびその役割を示す。

(2) 実施方法

モニタリングには事業者 EDL が実施する内部モニタリングと第三機関が実施する外部モニタリングがある。当該プロジェクトでのモニタリングは以下の方法によって実施される。

- Monthly Monitoring: 月に一度 EO 職員がプロジェクトサイトにて EMU および PEMC の RAP、および EMP 実施状況をモニタリングする。また、現場にて被影響者より意見聴取を実施する。
- Three Month Monitoring: 3 ヶ月に一度実施される、EO 職員と DOE 環境社会課職員による共同モニタリング。EMU および PEMC の RAP、および EMP 実施状況の把握、見直しの是非および現場での被影響者からの意見聴取を目的とする。
- Six Month Monitoring: 6 ヶ月に一度実施される、WREA 県支局職員、DOE 環境社会課職員および EO による EMU および PEMC の RAP、および EMP 実施状況の把握、それらの見直しの是非および現場での被影響者からの意見聴取を目的とする。
- External (Independent) Monitoring and Evaluation: 事業者により選定された第 3 者機関による外部モニタリングは、RAP および EMP の実施状況のモニタリングおよび評価、EMU および PEMC の評価を目的とする。外部モニタリングは内部モニタリングと平行して、事業実施期間中、定期的実施することが望ましいとされている(“13.4 External Monitoring” Resettlement Technical Guidelines,2005 WREA)が、過去の送電線プロジェクトでは、限られた予算の中で単価の高い外部モニタリングを長期間実施した例はほとんどない。当該プロジェクトについては、限られた予算枠の中で実現可能でかつその重要性の高い RAP 終了時に、1 度だけ外部モニタリングを実施する予算を組んだ。この外部モ

モニタリングは前述の目的と共に、RAP の最終評価、将来の RAP 作成のための提言、事業供用時における EMP の策定およびその予算見積もりを目的とする。⁵

表 15.1-6 モニタリング実施機関とその役割

(出典：Earth Systems Lao (2009), IEE Report)

Institution/Organisation	Participants	Tasks
Project Environmental Management Committee (PEMC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EDL Saravan and Savannakhet Provincial Cabinet Office(Saravan and Savannakhet) ▪ District Cabinet Office (Saravan and Savannakhet) ▪ Provincial Industry & Handicraft Dept. ▪ Provincial WREAs, ▪ Provincial Agriculture & Forestry Dept ▪ Provincial Health Dept ▪ Provincial Lands & Asset Dept ▪ Provincial Communication Transport Post & Construction (PCTPC) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Project consultation meetings ▪ Monitoring, evaluate review environmental plan and implementation work ▪ Negotiating compensation unit costs, supervision and authorization of compensation payment
Edl Environment Office (EO)	Edl Environment Office (EO)	Co-ordination of project, the financier and other stake- holders
EDL Environmental Management Unit (EMU)	Saravan and Savannakhet Provincial EDL Branch (EMU)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implementation of RAP ▪ Supervision of environmental activities ▪ Co-ordination with local authorities and affected persons, data collection and reporting
Forest Clearing Committee(Sub PEMC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EDL VTE (EO) and (EMU) ▪ Provincial/District Cabinets ▪ Provincial Energy and Mines Dept. ▪ Provincial WREOs ▪ Provincial/District Forestry Officer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Determination of timber value ▪ Monitoring of clearing process ▪ Provide guidance and authorization of timber sale and or relocation, appoint contractor in timber handling activities
Compensation Committee(Sub PEMC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EDL VTE (EO) and (EMU) ▪ Provincial/District Cabinets ▪ Provincial Energy and Mines Dept. ▪ Provincial Land Officer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Determination, negotiation of value of land ▪ Preparation of compensation guidelines ▪ Monitoring of disbursement of compensation payments ▪ Participation in Compensation Committee ▪ Certification of transfer of land ownership ▪ Payment of compensation (with EDL)
Grievance Committee(Sub PEMC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ EDL VTE (EO) and (EMU) ▪ Provincial/District Cabinets ▪ Provincial Energy and Mines Dept. ▪ Village Authority 	Settlement of complaints about compensation payments, as well others arise from the Project implementation discrepancies and conflicts

事業による負の影響の回避および緩和策をもとに策定された EMP モニタリング計画を表 15.1-7 に示す。また、表 15.1-8 は、EDL EO が過去の送電事業のモニタリングで使用した環境評価表(Environmental Check List)である。

⁵通常の外部モニタリングの必修作業内容は EMP および RAP 実施状況のモニタリングと評価、EMU および PEMC の評価のみである。EMP のモニタリング計画(付録 EMP Chapter 5. Monitoring Program)には供用時のモニタリング項目も含まれているが、暫定的な意味合いが強いため、RAP 終了後より実情にあった EMP の策定が必要であるとの EO 側の判断でこれらの作業が追加された。また供用時のモニタリングについては担当部署が EO から事業域を管轄する EDL 支局に移る。支援体制および予算措置等の問題により現在まで供用時のモニタリングは実際には実施されていない。(詳細は 15.2 相手国との協議結果および今後の留意点を参照されたい)

表 15.1-7 環境モニタリング計画

(出典 : Earth Systems Lao (2009), IEE Report)

Location	Issue	Parameter	Project Phase	Frequency
ROW	Biodiversity	Ensure that the alignment of transmission line is sited as far as possible from NPAs and other designated environmentally sensitive areas	Design	Once
	Biodiversity	Presence of boundary markings prior to clearance	Pre-Construction	Once
	Biodiversity	Confirm use of manual clearing methods. No use of herbicides or burning	Construction	Monthly
	Biodiversity	Visually confirm that clearance does not extend past the set boundaries.	Construction	Monthly
	Biodiversity	Visually confirm that ground vegetation and shrubs and trees below the clearance distance are allowed to remain in the ROW	Construction	Monthly
	Waste Management	Ensure vegetation debris from the ROW will be stacked outside the ROW	Construction	Monthly
	Erosion control	Presence of erosion control measures; absence of gullies, rivulets, etc.	Construction	Monthly
	Sediment transport	Monitor the turbidity of water downstream of construction activities	Construction	Monthly
	Water Quality	Oil and Turbidity; pH downstream of cement mixing sites	Construction	Monthly
	Biodiversity	Record incidents of bird and mammal death resulting from electrocution or collision with transmission line or towers.	Operation	Monthly
	Health and Safety	Check that no buildings have been constructed in the ROW	Operation	Quarterly
Contractor Camps	Biodiversity	Evidence of wildlife extraction (e.g. fishing and hunting equipment; animal remains; etc.)	Construction	Monthly
	Waste Management	Proper solid waste disposal	Construction	Monthly
	Waste Management	Proper storage and disposal of sewage	Construction	Monthly
	Water Quality	Monitor field parameters (pH, EC, ORP, temperature); Faecal coliforms; turbidity; and presence of oil in surface water downstream of contractor camps	Construction	Monthly
	Health and Safety	Confirm presence of proper latrines	Construction	Monthly
	Hazardous Materials	Check that hazardous materials are properly stored (i.e. bunded area, proper signage, etc.)	Construction	Monthly
	Rehabilitation	Confirm that contractor camps are properly decommissioned	Post-Construction	Once
Affected Villages	Village grievances	Keep a record of reported grievances and any corrective measures undertaken to address these grievances.	Construction	Monthly
	Log selling	Review the process of log selling, and identify who has access to the cuttings and who is selling the cuttings.	Construction	Monthly
	Noise	Keep track of grievances regarding noise. Ensure that project activities - including vehicles on the road - are during daylight hours only.	Construction	Monthly
	Air quality	Keep track of grievances regarding dust. Ensure that dust mitigation measures being fulfilled.	Construction	Monthly
NPA	Extraction of resources from the NPA	Check for evidence of increased extraction of wildlife from NPAs by visually looking for evidence and consulting with local residents	Operation	Monthly (1st year of operation)
Substation	Water quality	Oil and turbidity	Construction	Monthly
	Biodiversity	Record incidents of bird and mammal death resulting from electrocution	Operation	Monthly
	Health and Safety	Presence of security fence to maintain 12 m buffer	Operation	Annually
	Water quality	Visual observation for oil contamination.	Operation	Monthly

表 15.1-8: Environmental Check List

Project Name: _____
 Date of Monitoring: ____/____/____

How many staff/workers: _____, Equipments: _____ (the contractor is required to submit lists of their staff/workers and equipments used for performance of construction activities)

Issues	Comments	Action to be taken
I. Forest and bushes clearing along the TL ROW		
1. Is tree and bushes debris disposed the areas permitted by the relevant authorities?		
2. Are herbicides used to control vegetation along the ROW?		
3. Is there any burning to clear and control vegetation along the ROW?		
4. Have high commercial tree species been marked and cut before ROW clearing? (This will be undertaken by the Forest Clearing Committee, the District Forestry Unit and land owners who will list and mark big trees or commercial tree species).		
5. Is vegetation debris from the ROW/Substation clearances stacked on the outside area of the ROW/Substation properly and burnt up?		
II. Site worker camps and other facilities		
6. Are all site workers accommodated in the provided camps? (No other accommodation of workers will be permitted).		
7. Are temporary site worker camps located along ROW proposed roads?		
8. Is there any impact on the watercourse or stream water quality (water pollution) caused by temporary site worker camps located along the ROW proposed roads?		
9. Are the camp sites and surroundings kept tidy and clean?		
10. How many rubbish bins are there at the camp sites _____? Is it an adequate number for general liters and rubbish?		
11. Are workers provided with a portable water supply and/or water tank and secure?		
12. Is waste/rubbish collection done and taken to a managed waste disposal facility regularly?		
III. Construction of Access Road and steel Towers, including transportation of all materials		
13. Is construction carried out during the dry (non-farming) season? When was construction of the access road started?		
14. Is there any disruption to assets and/or production activities caused by construction of access road? Yes or No. (What kind of disruption? How significant?)		
15. Has the compensation been fairly to affected people?		
16. Does the contractor provide a proper drainage system in harmony with the natural drain?		
17. Is sump oil properly disposed of? Yes or No. Is it washed down of oil into water bodies?		
18. Is transportation of material conducted within the allowable time frame (from 7.00AM to 6.00PM)?		
19. Does the contractor post warning signs and manage traffic to protect the traveling public and its workers?		
IV. Dust emission		
20. Does the contractor spray water during dry and windy conditions on local roads where the trucks pass through?	No _____ Yes (_____times per day)	
V. Noise (civil works)		
21. Daytime working hours (from 7.00AM to 6.00PM), not exceeding the noise limit especially during the nighttime. Nighttime, in principle, means from 9.00PM to 6.00AM. Principally, working will not be allowed during nighttime: Are these standards being meet?		
VI. Interference with other infrastructure during the construction and transportation of material		
22. Does the contractor post warning signs and manage traffic to protect the traveling public and its workers?		
23. In the event that the stringing conductor poses a possible risk to houses, community centers, and to traffic in public roads or rivers, are the bamboo scaffolds constructed across the roads and rivers to protect pedestrians, vehicles, boats (and the conductor itself) from potential injury/damage during conductor stringing?		
24. In the event that the usage of explosives to create access for road and tower foundation construction presents a possible risk to houses, community centers, and to traffic on public roads or rivers, warning signs and warning system are to be		

Issues	Comments	Action to be taken
posted to protect pedestrians, vehicles, boats (and the conductor itself) from potential injury/damage during conductor stringing?		
25. Are there any weak roads or bridges that need to be temporarily reinforced because they might potentially buckle under if heavy materials are transported over them?	Yes or No, how many? __, Where? _____ __	
VII. Health and safety; Injury and sickness of workers and members of the public		
26. Does the Contractor have a health and safety plan prepared?	Yes or No (the contractor is required to submit the plan).	
27. Have the workers had their health screened and been provided with health and safety training sessions?		
28. Are the necessary safety tools such as helmets, working shoes, ear protections, dust filters and etcetera adequately provided for the site workers?		
III. Encroachment into farmland, loss of agricultural land and productivities		
29. Are affected farmers/villagers properly compensated for the loss of agricultural land and productivity?		
IX. Encroachment into industrial tree plantation areas, loss of planted trees		
30. Are affected farmers/investors properly compensated for the loss of planted trees?		
X. Historical, cultural and archeological property		
31. Were there any historical, cultural or archeological assets found during excavation? If yes, what action will the contractors take towards informing the proper agency concerned?		
32. Sitting the TL and Tower away from such areas. If unavoidable by way of alignment position, does the contractor site the tower outside i.e. at each end? Yes or No, what procedures does the contractor undergo?		
XI. Encroachment into Temple or village cemetery		
33. Is there any encroachment into the temple or village cemetery? Yes or No. If yes, is compensation paid out to the village?		
XII. Electro-magnetic field		
34. Does the contractor's work meet the Safety Clearance for Live Conductors of 230 kV and 500 kV; minimum clearance distance (meter)? Yes or No, (see annex 1&2 below for reference)		
III. Other issues		
35.		
36.		

(出典：EDL 環境室)

15.1.6 補償算定および手続き

(1) 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、3.8 節の環境法令で述べた通り、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。これによると、事業の影響を受ける住民への、土地権利や財産（建造物、農作物、森林、その他固定資産）の損失に対して等価の補償を行うことが、事業者に対して義務づけられている。また、開発事業における補償および住民移転に関する技術指針(Technical Guidelines on Compensation and Resettlement in Development Project)には、移転に係る予算費目についての概略が説明されている。さらに、植林事業の発展および振興に係る規則(Regulation on the Development and Promotion of Long Term Plantation 2000 年 8 月)が規定する森林事業の補償算定法は、送電線事業に因る森林伐採の補償の根拠となっている。開発事業に因る用地取得においては、土地

法の定める土地管理庁(Land Management Authority)の許可が必要である。

しかしながら、右法令は送電線事業についての明確な補償規則は定められておらず、現在までの送電線事業の補償は、右の法令および国際基準に照らし合わせて算定されている。

(a) 補償算定基準

補償算定基準以下は過去の送電事業において用いられた補償算定基準である。送電線事業で補償が発生した場合、この基準をもとに、当該事業地域を管轄する県、および関連機関と影響を受ける住民との間で協議がもたれ、最終的な補償金額が決定される。

- 水田（陸稲も含む）の補償：
補償金額=単位面積あたり米販売額 x 影響を受ける水田面積 x 年数(影響を受ける住民との合意による)
- 畑および原野: 同面積の水田の補償額の 3 分の 1
- 商業用木材： 補償金額=土地整備費+苗代+(苗管理費 x 管理年数)
- 商業用果樹：
- 補償金額=土地整備費+苗代+(苗管理費 x 管理年数)+(果樹からの平均年収 x 果樹からの収入を得るまでの管理年数)
- 建造物： 建造物と等価の補償（現金もしくは影響を受ける建造物と等価の建造物の建設）

また、建設工事等による土地の占有等の一時的な影響についても補償を支払うことになっている。この場合、占有された土地の作物の損失について等価の補償と土地の現状回復費が補償の対象となっている。さらに、住民移転については、移転に伴う費用および移転に伴う収入の損失に対する補償が義務づけられている。

この他にも、村にあるインフラ（道路、橋、学校、電気、水道等）の損失に対しても現状回復もしくは等価の施設の新設が義務づけられている。

なお、現時点で送電線事業の補償指針(Instruction and Information on Compensation for Power Transmission Line Project)の法令化作業を実施中であり、調査団は当法最終案および右補償算定基準を基に用地取得および補償等を検討した。補償概算見積もりの詳細は第 16 章 1 節環境社会配慮に係る費用を参照されたい。

後述するように現 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。

現状では鉄塔建設用の用地として水田(1.59ha)、水田以外の農地(0.3ha)、2 村の墓地が、また、建設工事に伴う一時的な損失として水田、畑、果樹等の作物の損失および現状復帰費が補償費の対象とされ、その補償額は約 53,400 米ドルと見積もられた。なお、変電所予定地 1ha

は、政府から EDL に譲渡されるため、補償は発生しない。

(b) 被影響住民(Project Affected People: PAP)の定義とその資格(Entitlement)

PAP については、補償および住民移転の政令において「公式に承認されたカット・オフ・デート(Cut-Off-Date)⁶において事業予定域内で生活するすべての個人、並びに事業予定域に生活していないが、土地や建物を所有するすべての個人」と規定している。表 15.1-8 は補償および住民移転に係る技術指針(WREA, 2005)で定められている損失の種類とその損失を被る PAP の定義および補償の種類である。

(2) 詳細測量調査(Detailed Measurement Survey: DMS)

D/D 段階でルートが確定した後、補償を特定するための詳細測量調査が実施される。この調査は、前述の損失の種類、RAP の定義に基づき、補償のルート上の被影響者、被影響資産を把握するための Lost Inventory Survey および被影響者の社会経済状況を把握するためのセンサスからなる。この調査結果が補償算定の根拠資料となる。

表 15.1-9 損失の種類、PAP の定義および補償の種類

TYPE OF LOSS	APPLICATION	DEFINITION OF ENTITLED PERSON	COMPENSATION POLICY
(a) Arable land	a.1 Less than 20% of total landholding to be acquired (marginal impact on household income and living standards).	a) Legal user of affected land with permanent land rights, and AP's who meet the criteria for permanent land use rights and will therefore be issued with permanent LURC in due time.	- cash compensation for crops and trees at market price, AND - cash compensation for acquired land at 100% of replacement cost.
		b) Legal user of affected land with temporary land rights (illegitimate).	- Cash compensation for crops and trees at market price; AND - (a) cash compensation for affected land corresponding to 100% of the replacement cost of affected land; OR - (b) cash assistance for lost income from the affected land for the remaining period of the temporary land use right.
		c) Legal user of affected land with lease land rights (illegitimate).	- cash compensation for crops and trees at market price; AND - cash assistance for loss income for the remaining lease period.
Arable land (cont'd)	a.2 More than 20% of total land holding and remaining land is rendered unviable for continued use. (severe impact on household income and living standards.)	a) Legal user of affected land with permanent land rights, and AP's who meet the criteria for permanent land use rights and will therefore be issued with permanent LURC in due time.	- Cash compensation for crops and trees at market price; - (a) full title to land of equal productivity at location acceptable to AP's, wherever available; OR - (b) cash compensation for lost land at 100% replacement cost at the informed request of AP's; - Transport allowance to shift to relocation site; - Subsistence allowance for six months; - Rehabilitation package (training for one family member in current or new occupation and training allowance / agricultural extension services, and farm inputs to increase productivity on remaining land, or any other type of suitable assistance)
		b) Legal user of affected land with temporary land rights (illegitimate).	- AP's will be entitled to: - Cash compensation for crops and trees at market price; - cash equivalent to 100% of the replacement cost of the affected

⁶ Cut-Off-Date とは F/S 時に RAP のための調査の一環として実施される被影響住民数のセンサスおよび被影響資産把握のためのインベントリー調査の実施日を指す。この2つの調査結果は、補償および生計回復支援をうける資格対象者や資産等を算定するための根拠資料となる。

TYPE OF LOSS	APPLICATION	DEFINITION OF ENTITLED PERSON	COMPENSATION POLICY
			land; - Transport allowance; - Subsistence Allowance for 6 months, - a rehabilitation package (training for one family member in current or new occupation and training allowance / agricultural extension services, and farm inputs to increase productivity on the farm land, or any other suitable assistance); OR - Cash assistance to provide for lost income from the land for the remaining period of temporary land use right.
		c) Legal user of affected land with lease land rights (illegitimate).	- APs will be entitled to: - Cash compensation for loss of crops and trees at market prices; - Land for land compensation of equivalent productive capacity at location acceptable to the APs and on a similar lease basis if available; OR Cash equivalent to provide for lost income from affected land for the remaining lease period; - Transport allowance; - Subsistence allowance for each family member for 6 months; - Rehabilitation package (training for one family member in current or new occupation and training allowance OR agricultural extension services, and farm inputs to increase productivity on the farm land OR any other suitable assistance).
Temporary loss	Loss of use of the land for a period up to a maximum of 1 year.	Legal user of affected agricultural land	Cash compensation for loss of crops at market prices
(b) Residential and/or commercial land (without structures built thereon)	Loss of residential or commercial land due to the project works	Legal land user with permanent rights or temporary rights (but legitimate).	APs will be entitled to cash compensation at 100% of replacement cost of the affected land.
		Legal land user with temporary right (illegitimate).	APs will be entitled to cash assistance equivalent to 30% of replacement cost of the affected land.
(c) Residential and/or commercial land (with structures built thereon)	Loss of residential or commercial land. With remaining legal residential and/or commercial land sufficient to reorganize (at least equal to 100 m ² in rural area)	a) Legal user of affected land with permanent use rights or temporary use rights that will be legalized in due time.	- Cash compensation for land lost at 100% of replacement cost; - Subsistence allowance for 3 months; - Repair cost to re-build the house front if structures partially affected; - APs who are allowed to reorganize will be issued a permanent LURC in case not yet obtained. In exceptional cases, permission may be given to APs to reorganize on their remaining legal land in area less than the standard. APs will be entitled to a special allowance equivalent in value to the difference in land area between the standard plot size and the remaining area on which AP is reorganizing, at the rate of replacement. APs are also entitled to repair costs for partially demolished structures.
(d) Loss of residential or commercial land (with structure)	APs has remaining permanently legal or legalizable residential and/or commercial land less than 100m ²	a) Legal APs of the affected land with permanent use rights.	<u>Group Relocation:</u> - Land for land compensation of full title to a standard size plot, on a project sponsored relocation site, (for residential or residential and commercial 100 m ² ; and for commercial only 14 m ²) of land of the same quality (or better) as the affected land and for their remaining legal land (not less than the minimum standard plot size). APs losing an area greater than the plot in RS will receive compensation in cash for the difference; - Sites will be serviced with electricity, water, drainage, access and internal road, and will provide the same access to services (health, education, market) as at the former location, either on site or in the vicinity; OR <u>Self Relocation:</u> At the informed request of the APs they may make their own arrangements for relocation and will be entitled to: - Cash in lieu of land at 100 % replacement cost ; - Transport allowance; - Subsistence allowance for a period of 6 months; - APs who have their business affected will be entitled to a special income rehabilitation allowance (USD 100 per household) to provide for loss of income during the transition period. - Assistance from local authorities to locate possible plots and to purchase land for resettlement. <u>Re-organization:</u> Only in exceptional cases permission may be given to

TYPE OF LOSS	APPLICATION	DEFINITION OF ENTITLED PERSON	COMPENSATION POLICY
			APs to organize on their remaining legal land in less than standard area. APs will be entitled to a special allowance equivalent in value to the difference in land area between the standard plot size on a RS and the remaining area on which AP is reorganizing, at the rate of RS land. Reorganizing APs will get subsistence allowance for three months.
Residential or commercial land (continued)	less than 100m ² (same as above)	b) Legal APs of the affected land with temporary use rights (but illegitimate).	AP's will be entitled to: <u>Group Relocation</u> : same as for entitled persons category a) ; OR <u>Self Relocation</u> : At the informed request of APs they may make their own arrangements for relocation and will be entitled to: - Cash equivalent to 100% of the replacement cost of their lost land; - Cash compensation to 100% of replacement cost of structures; - Subsistence allowance for 6 months; - Transport allowance; - APs who had business at their affected location and who must relocate are entitled to a special income rehabilitation allowance of USD 100 to provide for loss of income during the transition period; - Assistance from local authorities to locate possible plots and to purchase land for resettlement.
Residential or commercial land (continued)	less than 100m ² (same as above)	c) Illegal APs with no rights to use the affected land and not legitimate.	APs who have no rights to use the land acquired and no legal or legalizable land remaining will be entitled to one of the following options: <u>Group relocation</u> : same as for entitled persons category a); OR <u>Self-Relocation</u> : At the informed request of APs they may make their own arrangements for relocation and will be entitled to: - Cash assistance equivalent to the actual cost of a plot in resettlement site; - Cash compensation at replacement cost for their structures; - Transport allowance to relocation site; - Subsistence allowance; - APs who are entitled to relocation and who have business affected will be entitled to a special income rehabilitation allowance of USD100 to provide for loss of income during the transition period; - Assistance from local authorities to locate possible plots and to purchase land for resettlement.
(e) Structures	Structures affected by the project	a) Legal owner of the affected structure.	- APs with legal right to build the affected structure will be entitled to compensation at 100% of replacement cost of the affected structure, including material, cash or a combination of the two. No deduction will be made for depreciation or for salvageable materials. - Partially affected structures will be compensated for the affected part at replacement cost and additional cash assistance (Repair allowance) will be made to cover the cost of repairing the structure.
		b) Tenants of leased affected structure	- Tenants of structures will be entitled to 3 months rent allowance and assistance in finding alternate rental accommodation
(f) Independent shop owners	Shops located in the project area (with residences at a different location).	a) Legal owner of the shop with permanent rights to use the affected land.	APs will be entitled to one of the following options: <u>Group Relocation</u> : - Land for land compensation of full title to a plot of land on a group resettlement site of the same area and quality as the area lost (minimum 14 m ²) on the site suitable for restoring business or at a market place; - Cash compensation for affected structure at replacement cost; - Transport allowance; - Subsistence allowance for 6 months; - Special income rehabilitation allowance of US\$ 100 to provide for lost income during the transition period; - Suitable rehabilitation assistance; OR <u>Self relocation</u> : At the informed request of APs they may make their own arrangements for relocation and will be entitled to: - Cash compensation at replacement cost for their land lost; - Cash compensation for their structures; - Transport allowance; - Subsistence allowance; - Suitable rehabilitation assistance; - Special income rehabilitation allowance of US\$ 100 to provide for lost income during the transition period. - Assistance from local authorities in identifying individual

TYPE OF LOSS	APPLICATION	DEFINITION OF ENTITLED PERSON	COMPENSATION POLICY
			resettlement sites
Independent shop owners (continued)		b) Illegal owner of the shop with no land use rights	<p>APs will be entitled to one of the following options:</p> <p>Group relocation:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Assistance to relocate to suitable site or at market place; - Cash compensation for affected structure; - Transport assistance; - Special income rehabilitation allowance USD 50 to provide for lost income during the transition period; - Subsistence allowance; - Suitable rehabilitation assistance. OR <p>Self relocation: At the informed request of AP's they may make their own arrangements for relocation and will be entitled to:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cash assistance at 100% of replacement cost for their structures; - Transport allowance; - Subsistence allowance; - Special income rehabilitation allowance USD 50 to provide for lost income during the transition period; - Suitable rehabilitation assistance; - Assistance from local authorities in identifying individual resettlement sites.
Graves	Graves located in the area acquired.	Household who owns the graves	APs are entitled to cash compensation for all costs of excavation, movement and reburial.
Private wells	Wells located in area acquired	Household who owns the well.	Cash compensation at replacement cost or a replacement well if requested by the AP.
Crops	Affected Crops	Owner of affected crops	Compensation in cash at current market prices (farmgate price of crops plus cost of production)
Perennial Trees	Affected Trees	Owner of trees	<p>APs will be entitled to:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A lump sum amount for young non-fruit bearing trees to cover for the cost of maintenance and inputs; - For fruit bearing trees compensation at 3 years production value at current market prices.

(出典: Technical Guidelines on Compensation and Resettlement of the Development Project (2005), WREA)

(3) RAP の承認

“Linear Project”として定義される道路や送電線事業は、ダムや工業団地事業等の面開発とは違い、事業影響域は長く狭く、また事業域の確定が F/S ではなく D/D で行われることが特徴である。⁷通常 RAP は F/S 段階で実施した調査結果に基づき作成されるが、送電線事業の場合は、ルートが D/D 段階でしか確定されないため、RAP で求められる正確な被影響者、被影響資産の特定は F/S 時に把握することはできない。この場合、RAP は正確な被影響者および被影響資産の特定およびその補償算定をしないままいったん F/S 終了時に IEE 報告書、EMP とともに WREA に ECC 交付申請をするために提出される。この際、RAP には D/D 段階に必要な DMS 等追加調査の詳細を明記しておかなければならない。その後、D/D 時にこの追加調査の要件をすべて満たし修正した RAP を管轄官庁である DOE および WREA に提出し、承認を得ることとされている。⁸表 15.1-10 は、送電線事業における F/S 時と D/D 時の RAP 作成手順をまとめたものである。

⁷ WREA (2005), Technical Guidelines on Compensation and Resettlement of the Development Project

⁸ WREA (2005), Technical Guidelines on Compensation and Resettlement of the Development Project

表 15.1-10 RAP 作成手順

	Item	Proposed Action	Action at Feasibility Phase	Action Taken by EDL at Detail Design Phase
1	Collect data on land use in project area	Collect information on land tenure in project area	Collect information on land tenure with 100% coverage in project area	
2	Hold stakeholders meeting	Disseminate information on the project to central/local government officials and local representatives in project area in order to agree on the RAP approach	Organize stakeholders meeting in co-operate with EDL	
3	Conduct site survey on Affected Peoples (APs)	Formulate census of APs, inventory of affected land/other assets and socio-economic Data through site survey and set up cut-off date in order to establish an eligibility for entitlements of compensation	Conduct a census, inventory of land/other assets and socio-economic data of all APs found to be residing in the project area A census, inventory of land/other assets and socio-economic data for APs such as doing business or cultivating land or having rights over resources in the project area are covered only 250 households as a means of sampling survey	Conduct a census, inventory of land/other assets and socio-economic data of <u>all APs with 100% coverage</u> found to be residing, doing business, cultivating land or having rights over resources in the project area Set up cut-off date in order to establish an eligibility for entitlements of compensation
4	Prepare a entitlement matrix	Analyze data to identify different categories of APs depending upon the degree and scale of impacts of the project components. The result is to be addressed as a form of entitlement matrix	Prepare draft entitlement matrix	Prepare a finalized entitlement matrix
5	Hold consultation with the key stakeholder to design compensation package	Formulate compensation payment framework (formula for compensation estimation), allowances and rehabilitation assistance through consultation	Formulate draft compensation package (outline only)	Finalize compensation package in holding a stakeholder consultation Compensation package includes: compensation for affected assets, in cash or in kind, allowances (materials transportation allowance, transition subsistence allowance, repair allowance, etc),rehabilitation assistance
6	Select and design relocation site(s) as appropriate	In considering following principles proceed selection and designing of relocation site(s) - The plots size for house construction should be based on earlier homestead size - APs should be allowed the option to build their own house structure - The replacement residential land must have environmental, social, cultural and economic characteristics similar to the previous site.	Formulate a procedure on section and designing of relocation site(s) referring available second source information	Prepare site and design the relocation site(s) when APs preferred to choose in kind of compensation in replacing their loss of residential land to relocation site. The options and alternative sites should be developed through a consultative process with the APs
7	Conduct site survey on host population as appropriate	Obtain and analyze information includes: settlement patterns and arrangements of location, population density and production capacity of the land, socio-economic and demographic composition, common property resources, territorial claims to land and resources, land utilization patterns, needed for new infrastructure development, willingness and acceptability of host population, existing community organizations, cultural sites and networks		Conduct site survey on host population when the AP prefered to relocated to another site

8	Select replacement land for loss of productive assets (agricultural and commercial land) as appropriate	In considering following principles, proceed selection of replacement land -Land for land is considered to be the most desirable option for compensating the private and community land acquired for the project. -Replacement land should be equivalent productive potential to previous land -Where suitable land at locations acceptable to APs is not available, and at “informed choice” of APs, compensation in cash may be paid. -If APs opt for individual or self-relocation, the project should assist them rather than forcing them to accept the site selected by the project for relocation -Where suitable land for reasonable quality for agriculture is not available, skill-up-grading training schemes, income generating schemes and agriculture intensification programs may be suitable option.		Prepare replacement land upon the project requirements and APs’ preferences
9	Formulate time bound schedule for the implementation of RAP	Provide a resettlement implementation schedule showing specific time-frame and linking resettlement to civil works in RAP	Prepare outline of implementation procedures of RAP	Prepare time bound schedule on the acquisition of assets, compensation payment in full and rehabilitation activities for segment/section or phase (except where long-term rehabilitation measures such as vocational training or other measures recommended)
10	Formulate procedures for grievance redress	Provide procedures in order to address any complaints and grievances arising out of issues such as determining entitlements to compensation, allowances and other assistance in RAP	Prepare outline on grievance redress procedures	Prepare detail grievance redress procedure
11	Determine monitoring procedures	Provide monitoring procedures during and post-project period and identify a competent external monitoring agency for external monitoring	Prepare outline on monitoring procedures	Prepare procedures and plan on monitoring
12	Prepare detailed cost estimates for implementation of RAP	Estimate compensation, relocation costs, rehabilitation (or income restoration) costs, administrative costs, preparation costs and technical assistance costs Provide budgetary plan linked to the resettlement timetable. Assigned financial responsibility	Prepare outline on cost estimation for implementing RAP	Prepare detailed cost estimates, budgetary plan and institutional arrangement on RAP budget
13	Hold consultations with the key stakeholders on draft RAP	Consult with representatives of APs, local/central authorities in order to finalize RAP		Finalize draft RAP in reflecting the result of stakeholder consultation
14	Submit the RAP report to WREA to be legally enforceable	Submit RAP report to WREA for approval	Identify the gaps that remain in the RAP prepared at feasibility phase	Fulfill all requirements on RAP and submit RAP report to WREA for approval

(4) 支払い手順

補償の算定および支払い等の実質的な手続きはRAPがWREAに承認されてから始められる。最終的な補償算定金額は、補償金額が市場価格を反映しかつ損失資産と等価であることを確認した上で、実際に被影響者の受け取り資格を決定する前に事業管轄官庁によって承認されなければならない。その後補償支払いに先立ち、事業管轄官庁内に設置された住民移転課と

自治体による村ごとの公聴会の場で、損失資産の確定および補償受け取り資格決定についての日程が住民に説明される。個々の補償についての算定金額が事業管轄官庁によって承認された後、事業者は全ての被影響者のもとを訪れ、個々の被影響者についての損失資産、補償受け取り資格、総補償金額、および総支給金額の確定を行う。それらの情報は被影響者別に補償受け取り資格用紙(Compensation Entitlement Form)に記載される。また、この補償受け取り資格用紙には、損失面積、損失資産の明細、補償受け取り資格および補償総額について合意した被影響者による署名がなされる。この用紙の写しは被影響者に証明書類として渡される。被影響者すべてから補償についての合意署名を集めた後、村ごとに会議がもたれ、被影響者に対して補償金の支払い日程、移転日程および工事の日程が事業者より通知される。また、すべての補償金および支給金の支払いは、公共の場で行われることになっている。移転の時期については、住民移転課および自治体の支援の下、被影響者の工事のための住居明け渡しには十分な時間を割いた計画を策定し、工事はすべての被影響者が補償金を受け取り、移転が完了してから始めることになっている。⁹

15.1.7 現地ステークホルダーとの協議結果

(1) 当該事業のステークホルダー

当該事業の主なステークホルダーは、以下の通りである。

- PAPs
- 被影響村(81 村)
- 政府関係機関(中央、県、郡): エネルギー鉱業省、WREA、財務省、農林省、土地管理庁、保健省、教育省、Lao Women's Union およびその県、郡の下部組織等
- 事業者(EDL)
- Non-Governmental Organizations(NGOs)

(2) 協議結果

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所を持った。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、個別に事業の説明および事業に対するの意見聴取を実施。また担当地域の官庁からは現地調査の許可、協力を得る事を目的とした。

2 回目の協議は、予定域内の住民を対象に、事業による便益および負の影響について説明するとともに、被影響者や負の影響の特定、補償算定の根拠となる資産の市場価格の調査、補償の種類についての被影響者の意見の聴取を目的とした。

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、

⁹ WREA (2005), Technical Guidelines on Compensation and Resettlement in Development Projects

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。質疑応答時では、特に、県および村の代表者から補償の算定方法、支払手順についての質問が多く寄せられた。県単位で補償基準を設定後、事業者である EDL とステークホルダーの間で、最終補償金額の確定は被影響者と個別に行うという従来の方法の再確認を行った。

ステークホルダー協議の事業説明用ラオ語小冊子、ステークホルダー対象者リスト、ワークショップの行程表、議事録、写真は付録 IEE 報告書 6.Public Involvement および同 Appendix 1-Stakeholder Consultation Information Brochure、Appendix 2 - List of Stakeholders Consulted、Appendix 3 - Workshop Report を参照されたい。

15.1.8 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ため、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。

ROW には 81 の村全 904 世帯が何らかの形で土地を所有している。IEE 実施時には ROW 上に 33 の固定資産が確認されたが、その後あらたにルートを選定し直した結果、現時点での住民移転の必要性はない。

当該プロジェクトの主な社会経済影響は、鉄塔建設のための用地取得による森林地および農地の損失と ROW 確保のための森林伐採による経済損失である。

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が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。

以上の事を踏まえ、当該プロジェクトの環境社会への負の影響は、限定的なものであり、適切な補償と環境管理計画の実施により環境社会への影響は最小化し得ると考えられる。

15.2 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 EO) と緊密に協議を重ね、IEE 調査書にその結果を反映させた。以下は、特に、EDL EO が問題として度々提起したモニタリングの実施能力についての現状および今後の留意点について取り纏めたものである。

(1) 予算措置

現状: 事業自体が無償もしくは有償の援助で実施される場合においてもモニタリングに要する予算はすべて事業者である EDL から捻出される。よって資金提供先によるこの分野につ

いての外部チェック機能は働きにくい。¹⁰また、当該事業者は元々財源が潤沢にあるわけではなく、過去の送電線事業のモニタリングで計上されていた予算は当該事業者の現状を踏まえていない形式上の数字である。EMP に計上されたモニタリングのための予算が EDL によって全額割り当てられることはまれであり、内部チェック機能も働きにくい。また、環境管理の実施は、事業のプロジェクトリーダーの意識如何によるところが大きく、現状ではその意識はあまり高いとはいえないため、モニタリング実施についての予算措置、実施体制の確保等への配慮に支障をきたしている。

今後の留意点および現状を踏まえた上で環境管理計に計上するモニタリングのための予算を見直す。言い換えれば事業者が確実に予算を充当できる規模のモニタリング計画を策定する。当該プロジェクトの IEE 環境管理計画に計上した予算はその点に考慮し、より現実的なものとした。具体的にはモニタリングの回数を週一回から月一回の削減、外部コンサルタントによるモニタリングの回数の削減等に反映されている。

(2) 法の整備

現状:モニタリング実施についての規則（排出規制等数値的な規則および実施細則等）、ガイドライン等が未整備であるため、国際基準にのみ焦点を合わせたモニタリング計画を策定せざるをえない。これは当該国の実情を反映しづらく、実際には技術的にモニタリング項目をすべて実施することができない、法的根拠がないため、適切な人員配置、予算措置が行われにくい等、計画自体が形式化する要因となっている。

今後の留意点: 法の整備は現在 WREA でドラフト作業が進行中であるが、法の成立までは前述の予算措置と同じく現状を反映した実施可能な計画を策定することが重要であると思われる。

(3) EU のモニタリング実施能力

現状: 各県にある EDL 支所には環境社会配慮のための要員が 1 名配置されて、EU としてモニタリング業務を担当しているが、通常の電力事業の規模を考えると十分とはいえない。また、中央の EO 職員が環境分野の専門をバックグラウンドとして持っているのに対し、各支所の担当者は環境分野を専門とする人材が少なくモニタリングの適切な実施に支障をきたしている。特に事業供用時のモニタリングは事業域管轄の支所が担当とされており、能力的に支援が必要である。過去においても外国支援のもと環境社会配慮要員の人材育成プログラムは実施された事があるが、まだ効果は十分に上がっているとは言い難い。

改善策: 支所と本店の能力差解消のためにも本社支所間の人材交流を進めることで底上げを図ることが重要だと考えられる。

¹⁰ WB 資金提供の最近のプロジェクトでは、外部モニタリング費用を借款の一部と認めた事例がある。(Technical Guidelines on Compensation and Resettlement of the Development Project 2005 STEA/WREA)

第16章 最優先プロジェクト の 概算事業費

第16章 最優先プロジェクトの概算事業費

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

16.1 用地・UXO

本送変電プロジェクトの概算事業費の積算に当り、環境社会配慮に係る費用および UXO 調査・撤去費と実施箇所の考え方について本節に述べる。

16.1.1 環境社会配慮に係る費用

環境社会配慮に係る費用は補償費とモニタリング・評価費に大別される。以下はその算定の基本的考え方と IEE で算定された概算費用である。

(1) 補償費

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。

- 詳細測量費は、のべ 20 人、40 日の調査が必要とし、また、RAP 実施費用としてのべ 3 人の事業域全 81 村での活動が各村 2 日必要とする。(表 16.1-1 RAP 費用を含む詳細測量調査費の内訳)
- 補償費は、鉄塔建設のための用地取得分約 2,89 ha(鉄塔一基の用地平均面積を 52.99 m²、全必要鉄塔数を 544 基とした)に係る水田等の補償費(表 16.1-2)、作物損失補償費(表 16.1-3)、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(表 16.1-4)を含む。
- 補償費は、被影響地域支援費を含む。
- 補償費は第 15 章でのべた補償算定基準をもとに、過去に実施された IEE (Pakse-Khonphapheng1、Xeset1-Saravanh 115 kV lines、および Nabon-Thinthaen 500 kV)の賠償基準単価、現地調査で得た情報(別添 RAP Annex2-Field Survey Result Summary)、土地利用図(農林省統計局)、および衛星写真から得た情報により算定する。¹
- 右の考えに基づき、補償費の合計は概算で 166,844.51 USD と見積もる。

¹ 第 16 章で述べた通り、送電線事業の F/S 時の調査では被影響者および被固定資産を確定できないため、ここでは概算算定レベルにとどまる。実際の算定は D/D 時の DMS 実施後に被影響者と EDL により行われる。

(2) モニタリング・評価費

モニタリング費用・評価費には Monthly Monitoring(60 日/人)、 3Month Monitoring (6 回/3 日/2 人)、6 Month Monitoring(3 回/3 日/3 人)、外部モニタリング(1 回)の費用が含まれる。(表 16.1-5)

- モニタリング・評価費には PEMC の活動費用が含まれる。(表 1.16-6)
- モニタリング・評価費には、被影響者へのコンサルテーション費、被影響者との協議費、事務費が含まれる。
- 全予算の 10%を予備費として計上する。
- 右の考え方にに基づき、モニタリング・評価費の合計は概算で 43,136.5 USD とする。
- 右補償費とモニタリング評価の合計 209,981.01 USD を暫定的に事業費に加える。(表 16.1-7)

表 16.1-1 RAP 費用を含む詳細測量調査費の内訳

Item	Unit	Quantity	Day	Unit Cost (USD)	Total Cost (USD)
DMS					
DMS Staff	Pers	20	40	50	40,000
DMS Expenses	Lump sum				20,000
RAP					
RAP Implementation Staff	Per.	3	162	50	24,300
Expenses	Lump sum				10,000
Total					94,300

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-2 鉄塔用用地取得に伴う農地等補償

Description	Unit	Quantity	Unit Price (Kip)	Total Compensation Cost (Kip)
Rice paddy land	m2	15,900	400	6,360,000
Non rice paddy land	m2	3,000	150	450,000
Cemeteries	l.s.	2	5,000,000	10,000,000
Total				16,810,000

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-3 鉄塔用用地取得に伴う商業用樹木補償

Asset	Unit	Unit price (kip)	Quantity	Compensation cost (Kip)
Mango	tree	100,000	50	5,000,000
Tamarind	tree	75,000	50	3,750,000
Coconut and othe	tree	25,000	100	2,500,000
High value timber	tree	100,000	500	50,000,000
Mid value timber	tree	25,000	10,000	250,000,000
Low value timber	tree	6,000	5,000	30,000,000
Total			15,700	341,250,000

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-4 建設工事に伴う一時的補償

Description	Unit	Quantity	Unit Price (Kip)	Total Comp. Cost (Kip)
1. Rental Land				20,640,000
Paddy	m2	233,000	80	18,640,000
Garden	m2	10,000	60	600,000
Swidden	m2	10,000	50	500,000
Non productive land	m2	30,000	30	900,000
2. Crop Damage				30,000,000
Dry season crop		lump sum		30,000,000
3. Rehabilitation				45,000,000
Rehabilitation / restoration		lump sum		45,000,000
TOTAL				95,640,000

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-5 モニタリング・評価費

Budget Estimation for Environmental Monitoring and Evaluation Monitoring	Ps/Unit	Day	Unit Price (USD)	Total (USD)	Remarks
Monthly				8,700	
EDL Environmental Office	1	60 (20months x 3 days)	30	1,800	1 monitoring requires 3 days for covering project area
Driver	1	60 (20 months x 3 days)	15	900	
Transportation/Petrol	1	60 (20 months x 3 days)	100	6,000	
3 month				3,150	
EMO & SEU of DOE	2	18 (6 times in 20 months x 3 days)	30	1,080	
Driver	1	18 (6 times in 20 months x 3 days)	15	270	
Transportation	1	18 (6 times in 20 months x 3 days)	100	1,800	
6 month				1,845	
WREA, EDL & DOE	3	9 (3 times in 20months x 3 days)	30	810	1 monitoring requires 3 days for covering project area
Driver	1	9 (3 times in 20months x 3 days)	15	135	
Transportation/Petrol	1	9 (3 times in 20months x 3 days)	100	900	
Independent Monitoring				6,300	
Social Specialist	1	20	200	4,000	
Driver	1	20	15	300	
Transport and others	1	20	100	2,000	
GRAND TOTAL				19,995	

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-6 PEMC 活動費

Item	Unit	Quantity	Day	Unit Cost (USD)	Total Cost (USD)
PEMC	Pers.	4 (2 in Saravan and 2 in Savanakhet)	60 (60 days for Saravan and 60 days for Savanakhet)	30	7,200
Driver	Pers.	2	60	15	1,800
Transportation/Petrol		2	60	100	1,200
Miscellaneous (10%)					1,020
Total					11,220

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

表 16.1-7 環境に係る費用概算見積もり

Items	Total Cost (Kip)	Total Cost (USD)
1 Permanent Loss	16,810,000	1,978
Paddy Rice	22,120,000	
Land Other Than Rice Paddy-	450,000	
Cemeteries	10,000,000	
2 Loss of Trees	341,250,000	40,147.06
3 Temporary Loss	95,640,000	11,251.77
Land Rental	20,640,000	
Crop Damage	30,000,000	
Rehabilitation	45,000,000	
4 DMS		94,300
5 Estimation for Field Work of PEMC		11,220
6 Estimation for Monitoring and Evaluation		19,995
7 Estimation for Community Assistance and HIV/AIDS awareness		4,000
8 Estimation for Consultation & Workshop		3,000
9 General Administration		5,000
Contingency 10%		19,089.18
Grand Total		209,981.01

Exchange rate: 1 USD = 8,500 Kip

(出典: Earth Systems Lao (2009) RAP)

16.1.2 UXO 調査・撤去費

UXO マップ (図 10.1-1) に示すように、ラオス国内には大量の UXO が残留しているため、送変電設備の建設工事を行う場合には、その調査・撤去作業が必要となる。最近ラオスで工事が完了した「500 kV Nam Teun 2 送電線プロジェクト」では、請負業者がビエンチャン市内にある調査会社 (UXO Lao) を雇用し、UXO の残留可能性のある送電線下用地幅 (50 m; 500 kV) の調査・撤去作業を行った。本送変電プロジェクトでもこの考え方にに基づき、その費用を算出し事業費に加える。

(1) UXO 調査箇所

UXO マップによると、本送電プロジェクトの送電線ルートの大部分は UXO の残留のない

箇所を通過するが、初期環境影響調査結果より、Saravan 郡内には一部 UXO の軽残留の可能性はある。

(a) Pakbo SS～Thao Tan SS

残留地区なし

(b) Thao Tan SS～Saravan SS

Xeset 川～Saravan 変電所： 22.6 km

上記区間に建設予定の線下用地幅 (25 m; 115 kV) に対して、UXO の調査・撤去作業を実施すると仮定した。

(2) UXO 調査・撤去費

「500 kV Nam Teun 2 送電線プロジェクト」による情報に基づき、1 m² 当たりの UXO 散在地域 (軽残留) の調査・撤去費を 0.48 USD とした。

この単価を対象となる 22.6 km の線下用地幅に適用すると、本送変電プロジェクトによる UXO 調査・撤去費は下記のように約 271,200 USD となった。

$$22,600 \text{ m} \times 25 \text{ m} \times 0.48 \text{ USD/m}^2 = 271,200 \text{ USD}$$

16.2 送電線設備の建設費

下記の積算条件にて、本送変電プロジェクトの送電線設備の建設コストを積算した。

- a) 送電線の建設コストは、12.2 送電線の設計にて算出した数量に、資材単価および工事単価を乗じ算出した。なお、単価については、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 2008 年 4 月時点の資材代上昇後に安定した時期の ICB (国際競争入札) 価格を適用した。
- b) 建設費は、表 16.2-1 に基づき、外貨分・現地貨² (USD 換算) 分に振分けて積算した。

本送変電プロジェクトの送電線建設費を表 16.2-2 に示す。また、その詳細な積算結果を章末の表 16.2-3 に示す。

表 16.2-2 の建設費は、2009 年 1～8 月に実施した最優先プロジェクトに対する現地踏査結果、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。

2 本報告書で使用する(外貨)と(現地貨)は、それぞれ国外からの調達品のためのコスト、現地にて使用するコスト(資機材の調達、労務者雇用、内陸輸送、保険、重機借り上げ、土地・建物・植物などの補償、など)を意味し、必ずしもラオス政府の出資を意味するものではない。

表 16.2-1 積算項目の外貨・現地貨の振分け率

	積算項目	外貨	現地貨
資材費	鉄塔、電線、地線、がいし装置、付属品、スペア パーツ・工具	100%	0%
工事費	UXO 調査・撤去費	0%	100%
	測量・設計	40%	60%
	工事用道路の建設	30%	70%
	用地幅の伐採、基礎工事	20%	80%
	国内輸送	0%	100%
	鉄塔組立作業、架線作業 雑工事等(上記主工事に対する%)	30%	70%

表 16.2-2 送電線設備の建設費

(1,000 USD)				
区 間	内 訳	外貨	現地貨	合計
Pakbo SS～Thaotan SS (152.2 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
Thaotan SS ～ Saravan SS (66.3 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 (218.5 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

現地踏査により、送電線の経過地の良好な地盤、平坦な地形、送電線用地内の樹木の伐採量、資材運搬の容易さ、工事用道路建設の容易さ、UXO 残留の程度などの詳細な情報が入手できた。また、設備設計では、現地踏査で得られたデータにより、現場の状況に応じた最適な設計を実施し、経済的な鉄塔重量と基礎工事量が得られた。さらに、ラオスにおける 115 kV 送電線プロジェクトの詳細な ICB 契約単価を入手した。

これらの調査・検討によって、国道 13 号線および 15 号線沿に建設される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、地形・地質・植生などの異なる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（第 10.3 節の表 10.3-1 参照）と比較して、約 40%低減する結果となった。これは鉄塔重量の低減、鉄塔基礎工事の掘削量の大幅低減によるものである。

16.3 変電所設備の建設費

第 13 章「最優先プロジェクトの変電設備」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設備の建設費を積算した。

(1) 積算単価

積算単価は、送電線設備と同様に、現在ラオスで進行中である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、調査団の所持する最新の ICB 価格を適用した。

(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 USD で積算する。
- b) 各変電所の総機材費の 5% をスペアパーツ・工具類の調達費用とする。
- c) 土木・据付工事費は外貨分・現地貨（USD 換算）分に振分けて積算する。
- d) 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。
- e) UXO の調査・撤去費用は、変電設備の建設費には含まない。

(3) 積算結果

上記条件に従って積算した本送変電プロジェクトの変電所設備の建設費を表 16.3-1 に示す。また、変電所毎の詳細を章末の表 16.3-2(a)～(c) に示す。

表 16.3-1 変電所設備の建設費

(単位: 1,000 USD)

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

16.4 総事業費

総事業費を算出するための積算条件は下記の通りである。

- a) 補償費、環境モニタリング・評価費、UXO 調査・撤去費用を含める。

- b) コンサルタント費を送電線および変電所設備建設費総額の 7%とする。
- c) 物理的予備費は、外貨分・現地貨分とも 5%とする。
- d) 価格的予備費は、外貨分・現地貨分とも 3%とする。

これらの条件に従って積算した本送変電プロジェクトの総事業費は下表の通りである。

表 16.4-1 本送変電プロジェクトの総事業費

(単位: 1,000 USD)

内 訳	外貨 (USD)	現地貨 (USD 換算)	合計 (USD)
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
価格的予備費	714.5	253.4	967.9
総計	27,979.4	9,794.3	37,773.7

16.5 事業費の支出計画

本送変電プロジェクトは、第 14.6 節「実施工程」の図 14.6-1 に示す通り、36 ヶ月工程で実施される。総事業費の支出計画を作成するに当たり、以下の条件を設定した。

- a) 送電線の建設費は業者契約後の 2 年間 (13 ヶ月目～36 ヶ月目) で均等に支出されるものとする。
- b) 変電所設備の建設費は、2 年目に 30%、3 年目に 70%が支出されるものとする。
- c) 用地補償費は 1 年目 (1～12 ヶ月) で支出されるものとする。
- d) 環境モニタリング・評価費は 2 年目および 3 年目に均等に支出されるものとする。
- e) UXO 調査・撤去は送電鉄塔の基礎掘削前に実施されるものとし、その費用は 2 年目に支出されるものとする。
- f) コンサルタント費は、1 年目に 20%、2 年目に 40%、3 年目に 40%が支出されるものとする。

g) 物理的・価格的予備費は、それぞれ 2 年目に 30%、3 年目に 70%が支出されるものとする。

上記条件より、本送変電プロジェクトの 12 ヶ月毎の支出予定は下表の通りである。

表 16.5-1 総事業費の支出計画

(単位: 1,000 USD)

月次	内訳	外貨	現地貨	合計
1～12 ヶ月	送電線設備	-	-	-
	変電所設備	-	-	-
	補償費	-	166.8	166.8
	環境モニタリング・評価費	-	-	-
	UXO 調査・撤去	-	0	0
	コンサルタント	451.7	38.4	490.1
	予備費	0	0	0
	合計	451.7	205.2	656.9
13～24 ヶ月	送電線設備	9,117.7	3,005.8	12,123.5
	変電所設備	1,674.2	730.1	2,404.3
	補償費	-	-	-
	環境モニタリング・評価費	-	21.5	21.5
	UXO 調査・撤去	-	271.2	271.2
	コンサルタント	903.3	76.8	980.1
	予備費	571.6	202.7	774.3
	合計	12,266.7	4,308.3	16,575
25～36 ヶ月	送電線設備	9,117.7	3,005.8	12,123.5
	変電所設備	3,906.4	1,703.7	5,610.1
	補償費	-	-	-
	環境モニタリング・評価費	-	21.5	21.5
	UXO 調査・撤去	-	-	-
	コンサルタント	903.3	76.8	980.1
	予備費	1,333.7	473.0	1,806.7
	合計	15,261.0	5,280.9	20,541.9
	総計	27,979.4	9,794.3	37,773.7

表16.2-3 Assumed Estimation for Pakbo-Saravan T/L Construction Cost
"Voltage; 115kV, Conductor; T-Hawk, Single "
for
Laos (Lao People's Democratic Republic)

Assumption:
(1) Foundation Type: 100% of Pad Type Foundations
(2) Soil Conditions: Normal

Category	No.	Items	115kV, 2cct, 217.4km Conductor : T-Hawk, Single											Remarks	
			Pakbo S/S-Tao Than S/S (152.2 km)						Tao Than S/S-Saravan S/S (66.3 km)						
			Unit	Q'ty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	FC (US\$)	LC (US\$)	Unit	Q'ty	Unit Rate (US\$)	Amount (US\$)	FC (US\$)		LC (US\$)
COST, INSURANCE AND FREIGHT	1	Tower	ton	2,474.3	1,600	3,958,880	3,958,880	0	ton	852.0	1,600	1,363,200	1,363,200	0	FC:100% LC: 0%
	2	Conductor	km	958.9	5,100	4,890,390	4,890,390	0	km	417.7	5,100	2,130,270	2,130,270	0	
	3	OPGW 60mm2	km	159.8	5,900	942,820	942,820	0	km	69.6	5,900	410,640	410,640	0	
	4	OH G.W.	km	159.8	1,200	191,760	191,760	0	km	69.6	1,200	83,520	83,520	0	
	5	Single Suspension Insulator String	set	1,920	400	768,000	768,000	0	set	834	400	333,600	333,600	0	
	6	Single Tension Insulator String	set	504	700	352,800	352,800	0	set	216	700	151,200	151,200	0	
	7	Double Suspension Insulator String	set	108	450	48,600	48,600	0	set	54	450	24,300	24,300	0	
	8	Double Tension Insulator String	set	60	800	48,000	48,000	0	set	24	800	19,200	19,200	0	
	9	Conductor Dumper	unit	4,608	30	138,240	138,240	0	unit	1,992	30	59,760	59,760	0	
	10	OPGW Dumper	unit	768	20	15,360	15,360	0	unit	332	20	6,640	6,640	0	
	11	GW Dumper	unit	768	20	15,360	15,360	0	unit	332	20	6,640	6,640	0	
	12	Conductor Sleeve	unit	480	20	9,600	9,600	0	unit	209	20	4,180	4,180	0	
	13	GW Sleeve	unit	80	15	1,200	1,200	0	unit	33	15	495	495	0	
	14	OPGW Joint Box	unit	29	600	17,400	17,400	0	unit	13	600	7,800	7,800	0	
	15	GW Suspension Unit	unit	338	100	33,800	33,800	0	unit	147	100	14,700	14,700	0	
	16	GW Tension Unit	unit	47	200	9,400	9,400	0	unit	20	200	4,000	4,000	0	
	17	OPGW Suspension Unit	unit	338	200	67,600	67,600	0	unit	147	200	29,400	29,400	0	
	18	OPGW Tension Unit	unit	47	200	9,400	9,400	0	unit	20	200	4,000	4,000	0	
	19	Others	lot	1	4%	460,744	460,744	0	lot	1	4%	185,982	185,982	0	
		Subtotal				11,979,354	11,979,354	0				4,839,527	4,839,527	0	
COST OF LABOUR, INLAND TRANSPORTATION AND EXPENSES	1	Survey & S. Investigation	km	152.2	2,000	304,400	121,760	182,640	km	66.3	2,000	132,600	53,040	79,560	FC:40%,
	2	Access Construction	km	304.4	1,000	304,400	91,320	213,080	km	132.6	1,000	132,600	39,780	92,820	FC:30%, LC:70%
	3	Land Clearing	km	152.2	1,000	152,200	30,440	121,760	km	66.3	1,000	66,300	13,260	53,040	FC:20%, LC:80%
	4	Foundation (Volume of Concrete)	m ³	3,063.2	500	1,531,600	306,320	1,225,280	m ³	1,343.0	500	671,500	134,300	537,200	FC:20%, LC:80%
	5	Tower Erection	ton	2,474.3	240	593,832	178,150	415,682	ton	852.0	240	204,480	61,344	143,136	FC:30%,
	6	Stringing	km	152.2	3,000	456,600	136,980	319,620	km	66.3	3,000	198,900	59,670	139,230	FC:30%,
	7	Inland Transportation			CIF*10%	1,197,935	0	1,197,935			CIF*10%	483,953	0	483,953	FC:0%, LC:100%
	8	Miscellaneous	lot	1	5%	227,048	43,248	183,800	lot	1	5%	94,517	18,070	76,447	
	9	General Expenses	lot	1	10%	476,802	90,822	385,980	lot	1	10%	198,485	37,946	160,539	
		Subtotal				5,244,817	999,040	4,245,778				2,183,334	417,410	1,765,924	
		Total				17,224,172	12,978,394	4,245,778				7,022,861	5,256,937	1,765,924	24,247,033

Estimated Condition ; Aluminum base LME 1550US\$/ton, Exchange Rate ; 100Yen/US\$, 3.0Yen/THB

Total (US\$)	24,247,033
(FC)	18,235,331
(LC)	6,011,702

表16.3-2 (a) Pakbo変電所の建設費

1. Plant and equipment

Items	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			CIF	Total FC	Insurance, inland transportation & installation	Total LC
1.1 115 kV outdoor switchyard						
1 Circuit breakers	set	2	50,000.00	100,000.00	4,800.00	9,600.00
2 Disconnectors	set	4	6,900.00	27,600.00	800.00	3,200.00
3 Disconnectors with earthing switches	set	2	8,100.00	16,200.00	900.00	1,800.00
4 Current transformers	pcs	6	7,800.00	46,800.00	600.00	3,600.00
5 Capacitor voltage transformers	pcs	6	9,100.00	54,600.00	500.00	3,000.00
6 Surge arresters	pcs	6	2,000.00	12,000.00	200.00	1,200.00
7 Post insulators	pcs	8	1,100.00	8,800.00	100.00	800.00
8 115 kV busbar with structure	lot	1	8,000.00	8,000.00	1,500.00	1,500.00
9 Power conductors	lot	1	2,500.00	2,500.00	1,000.00	1,000.00
10 Suspension insulator disks	lot	1	3,000.00	3,000.00	1,000.00	1,000.00
11 Steel structures (Gantries), 2 towers & 2 beams	lot	1	36,000.00	36,000.00	3,600.00	3,600.00
12 Accessories, connectors, hardware, etc	lot	1	14,000.00	14,000.00	800.00	800.00
1.2 Protection & Control Panels						
1 115 kV Line feeder protection	set	2	78,000.00	156,000.00	3,400.00	6,800.00
2 115 kV TL bay control	set	2	25,000.00	50,000.00	2,800.00	5,600.00
1.3 Optical Fiber Communication System						
1 Optical fiber cable (36 cores)	lot	1	3,200.00	3,200.00	2,000.00	2,000.00
2 OPGW joint boxes	lot	1	3,400.00	3,400.00	500.00	500.00
1.4 Power and Control cables						
1 1000 V solid dielectric power cables	lot	1	26,400.00	26,400.00	3,120.00	3,120.00
2 PVC insulated control cables	lot	1	48,600.00	48,600.00	7,800.00	7,800.00
1.5 Earthing, Lightning Protection and Lighting System						
1 Earthing system (integration in the existing system)	lot	1	25,300.00	25,300.00	7,500.00	7,500.00
2 Lightning protection system	lot	1	1,300.00	1,300.00	800.00	800.00
3 Lighting system	lot	1	3,000.00	3,000.00	600.00	600.00
1.6 Spare Parts & Special Tools						
1 5% of Total above	lot	1		32,300.00		
2 Documents	lot	1		2,000.00		
				681,000.00		65,820.00

2. Civil & Other Works

	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			FC	Total FC	LC	Total LC
2.1 Preliminary Works						
1 Site survey	lot	1	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
2 Sub-soil investigation	lot	1	2,000.00	2,000.00	1,000.00	1,000.00
3 Civil engineering works	lot	1	30,000.00	30,000.00	0.00	0.00
4 Temporary works, site office	lot	1		0.00	36,000.00	36,000.00
2.2 Site Cleaning & Formation Works						
1 Cutting and removing trees & shrubs	lot	1		0.00	9,100.00	9,100.00
2 Demolishing existing structure	lot	1		0.00	13,500.00	13,500.00
3 Cutting, filling and compacting earth	lot	1		0.00	42,000.00	42,000.00
4 Earth retaining structure	lot	1		0.00	23,100.00	23,100.00
2.3 Civil Works						
1 Cable trenches & ducts	lot	1		0.00	32,000.00	32,000.00
2 Foundations	lot	1		0.00	62,000.00	62,000.00
3 Water supply and drainage	lot	1		0.00	28,000.00	28,000.00
4 Service roads	lot	1		0.00	20,000.00	20,000.00
5 Chainlink fences	lot	1		0.00	19,200.00	19,200.00
6 Graveling	lot	1		0.00	29,800.00	29,800.00
				32,000.00		315,700.00

表16.3-2 (b) Taothan変電所の建設費

1. Plant and equipment

Items	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			CIF	Total FC	Insurance, inland transportation & installation	Total LC
1.1 Transformers						
1 3 phase 115/22 kV transformer, 20 MVA	set	1	550,000.00	550,000.00	25,000.00	25,000.00
2 Auxiliary transformer, 22/0.4 kV, 100 kVA	set	1	20,000.00	20,000.00	3,000.00	3,000.00
1.2 115 kV outdoor switchyard						
1 Circuit breakers for TR bays & bus-tie	set	2	43,000.00	86,000.00	4,800.00	9,600.00
2 Circuit breakers for TL bays	set	4	50,000.00	200,000.00	4,800.00	19,200.00
3 Disconnectors	set	12	6,900.00	82,800.00	800.00	9,600.00
4 Disconnectors with earthing switches	set	5	8,100.00	40,500.00	900.00	4,500.00
5 Current transformers for TR bay	pcs	3	8,200.00	24,600.00	600.00	1,800.00
6 Current transformers for TL bays	pcs	12	7,800.00	93,600.00	600.00	7,200.00
7 Capacitor voltage transformers	pcs	15	9,100.00	136,500.00	500.00	7,500.00
8 Surge arresters	pcs	15	2,000.00	30,000.00	200.00	3,000.00
9 Post insulators	pcs	61	1,100.00	67,100.00	100.00	6,100.00
10 115 kV busbar with structure	lot	1	28,300.00	28,300.00	6,200.00	6,200.00
11 Power conductors	lot	1	22,800.00	22,800.00	4,800.00	4,800.00
12 Suspension insulator disks	lot	1	16,300.00	16,300.00	5,200.00	5,200.00
13 Steel structures (Gantries), 15 towers & 8 beams	lot	1	154,000.00	154,000.00	21,300.00	21,300.00
14 Accessories, connectors, hardware, etc	lot	1	66,000.00	66,000.00	4,000.00	4,000.00
1.3 22 kV outdoor switchgear						
1 Circuit breakers	set	7	15,100.00	105,700.00	1,800.00	12,600.00
2 Disconnectors	set	7	7,100.00	49,700.00	1,400.00	9,800.00
3 Disconnectors with earthing switches	set	5	8,200.00	41,000.00	1,700.00	8,500.00
4 Current transformers for TR bays	pcs	3	1,800.00	5,400.00	500.00	1,500.00
5 Current transformers for feeders	pcs	12	1,800.00	21,600.00	500.00	6,000.00
6 Capacitor voltage transformers	pcs	6	1,400.00	8,400.00	500.00	3,000.00
7 Surge arresters	pcs	15	900.00	13,500.00	400.00	6,000.00
8 Static capacitor bank, 2.5 MVar	set	1	32,500.00	32,500.00	1,600.00	1,600.00
9 Static capacitor bank, 5 MVar	set	1	40,000.00	40,000.00	2,000.00	2,000.00
10 Switch-Fuse Combinations for Aux. TR	set	1	4,100.00	4,100.00	1,900.00	1,900.00
11 22 kV busbar	lot	1	9,500.00	9,500.00	3,500.00	3,500.00
12 Power conductors	lot	1	7,600.00	7,600.00	2,400.00	2,400.00
13 Suspension insulator disks	lot	1	5,400.00	5,400.00	1,800.00	1,800.00
14 Steel structures (Gantries)	lot	1	36,000.00	36,000.00	8,800.00	8,800.00
15 Accessories, connectors, hardware, etc	lot	1	11,700.00	11,700.00	2,800.00	2,800.00
1.4 Protection & Control Panels						
1 115/22 kV transformer protection	set	1	82,000.00	82,000.00	4,000.00	4,000.00
2 115 kV Line feeder protection	set	4	78,000.00	312,000.00	3,400.00	13,600.00
3 115 kV busbar protection	set	1	63,000.00	63,000.00	3,100.00	3,100.00
4 115/22 kV transformer control	set	1	32,000.00	32,000.00	3,000.00	3,000.00
5 115 kV TL bay control	set	4	25,000.00	100,000.00	2,800.00	11,200.00
6 115 kV bus-tie control	set	1	16,000.00	16,000.00	2,500.00	2,500.00
7 22 kV feeder protection & control	set	4	47,000.00	188,000.00	2,400.00	9,600.00
8 22 kV static capacitor protection & control	set	1	12,000.00	12,000.00	2,400.00	2,400.00
9 Distributed Control System	lot	1	365,000.00	365,000.00	3,800.00	3,800.00
1.5 Optical Fiber Communication System						
1 SDH, MPX & ODB	lot	1	93,800.00	93,800.00	50,000.00	50,000.00
2 Optical fiber cable (36 cores)	lot	1	3,200.00	3,200.00	5,000.00	5,000.00
3 OPGW joint boxes	lot	1	3,400.00	3,400.00	500.00	500.00
4 Digital PABX	lot	1	21,700.00	21,700.00	3,000.00	3,000.00
5 Telephone system	lot	1	15,400.00	15,400.00	2,500.00	2,500.00
6 VHF radio telecommunication system	lot	1	28,800.00	28,800.00	5,300.00	5,300.00
1.6 Power and Control cables						

Items	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			CIF	Total FC	Insurance, inland transportation & installation	Total LC
1 1000 V solid dielectric power cables	lot	1	52,800.00	52,800.00	14,400.00	14,400.00
2 PVC insulated control cables	lot	1	97,200.00	97,200.00	20,800.00	20,800.00
1.7 DC installations						
1 110 V battery banks	set	2	16,400.00	32,800.00	1,400.00	2,800.00
2 48 V battery banks	set	2	14,400.00	28,800.00	1,300.00	2,600.00
3 110 V battery charging system	set	2	11,900.00	23,800.00	1,100.00	2,200.00
4 48 V battery charging system	set	2	8,800.00	17,600.00	800.00	1,600.00
5 110 V DC distribution board	set	1	16,200.00	16,200.00	1,400.00	1,400.00
6 48 V DC distribution board	set	1	16,200.00	16,200.00	1,400.00	1,400.00
1.8 0.4 kV AC installations						
1 AC distribution board	set	1	32,800.00	32,800.00	2,900.00	2,900.00
1.9 Earthing, Lightning Protection and Lighting System						
1 Earthing system	lot	1	151,500.00	151,500.00	37,500.00	37,500.00
2 Lightning protection system	lot	1	28,000.00	28,000.00	6,400.00	6,400.00
3 Lighting system	lot	1	22,000.00	22,000.00	3,800.00	3,800.00
1.10 Spare Parts & Special Tools						
1 5% of Total above	lot	1		193,300.00		
2 Documents	lot	1		10,000.00		
			4,069,900.00		427,500.00	

2. Civil & Other Works

	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			FC	Total FC	LC	Total LC
2.1 Preliminary Works						
1 Site survey	lot	1	5,000.00	5,000.00	7,000.00	7,000.00
2 Sub-soil investigation	lot	1	5,000.00	5,000.00	12,000.00	12,000.00
3 Civil engineering works	lot	1	85,000.00	85,000.00	0.00	0.00
4 Temporary works, site office	lot	1		0.00	120,000.00	120,000.00
2.2 Site Cleaning & Formation Works						
1 Cutting and removing trees & shrubs	lot	1		0.00	22,600.00	22,600.00
2 Demolishing existing structure	lot	1		0.00	27,000.00	27,000.00
3 Cutting, filling and compacting earth	lot	1		0.00	116,500.00	116,500.00
4 Earth retaining structure	lot	1		0.00	92,400.00	92,400.00
2.3 Civil Works						
1 Cable trenches & ducts	lot	1		0.00	168,000.00	168,000.00
2 Foundations	lot	1		0.00	278,000.00	278,000.00
3 Water supply and drainage	lot	1		0.00	84,000.00	84,000.00
4 Service roads	lot	1		0.00	60,000.00	60,000.00
5 Chainlink fences	lot	1		0.00	52,000.00	52,000.00
6 Graveling	lot	1		0.00	68,000.00	68,000.00
7 Oil pit for TR	lot	1		0.00	18,400.00	18,400.00
2.4 Building Works						
1 Control building & guard house	lot	1		0.00	354,000.00	354,000.00
			95,000.00		1,479,900.00	

表16.3-2 (c) Saravan変電所の建設費

1. Plant and equipment

Items	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			CIF	Total FC	Insurance, inland transportation & installation	Total LC
1.1 115 kV outdoor switchyard						
1 Circuit breakers	set	2	50,000.00	100,000.00	4,800.00	9,600.00
2 Disconnectors	set	4	8,000.00	32,000.00	800.00	3,200.00
3 Disconnectors with earthing switches	set	2	10,000.00	20,000.00	900.00	1,800.00
4 Current transformers	pcs	6	8,000.00	48,000.00	600.00	3,600.00
5 Capacitor voltage transformers	pcs	6	9,500.00	57,000.00	500.00	3,000.00
6 Surge arresters	pcs	6	2,200.00	13,200.00	200.00	1,200.00
7 Post insulators	pcs	28	900.00	25,200.00	100.00	2,800.00
8 115 kV busbar with structure	lot	1	8,000.00	8,000.00	2,000.00	2,000.00
9 Power conductors	lot	1	2,500.00	2,500.00	1,000.00	1,000.00
10 Suspension insulator disks	lot	1	3,000.00	3,000.00	1,000.00	1,000.00
11 Steel structures (Gantries), 4 towers & 4 beams	lot	1	36,000.00	36,000.00	3,600.00	3,600.00
12 Accessories, connectors, hardware, etc	lot	1	14,000.00	14,000.00	800.00	800.00
1.2 Protection & Control Panels						
1 115 kV Line feeder protection	set	2	78,000.00	156,000.00	3,400.00	6,800.00
2 115 kV TL bay control	set	2	25,000.00	50,000.00	2,800.00	5,600.00
1.3 Optical Fiber Communication System						
1 Optical fiber cable (36 cores)	lot	1	3,200.00	3,200.00	2,000.00	2,000.00
2 OPGW joint boxes	lot	1	3,400.00	3,400.00	500.00	500.00
1.4 Power and Control Cables						
1 1000 V solid dielectric power cables	lot	1	26,400.00	26,400.00	3,120.00	3,120.00
2 PVC insulated control cables	lot	1	48,600.00	48,600.00	7,800.00	7,800.00
1.5 Earthing, Lightning Protection and Lighting System						
1 Earthing system (integration in the existing system)	lot	1	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
2 Lightning protection system	lot	1	2,500.00	2,500.00	1,500.00	1,500.00
1.6 Spare Parts & Special Tools						
1 5% of Total above	lot	1		32,600.00		
2 Documents	lot	1		5,000.00		
				688,600.00		62,920.00

2. Civil & Other Works

	unit	Q'ty	FC (US\$)		LC (US\$)	
			FC	Total FC	LC	Total LC
2.1 Preliminary Works						
1 Site survey	lot	1	2,000.00	2,000.00	2,000.00	2,000.00
2 Sub-soil investigation	lot	1	2,000.00	2,000.00	1,000.00	1,000.00
3 Civil engineering works	lot	1	10,000.00	10,000.00		
4 Temporary works, site office	lot	1		0.00	25,000.00	25,000.00
2.2 Civil Works						
1 Cable trenches & ducts	lot	1		0.00	14,000.00	14,000.00
2 Foundations	lot	1		0.00	40,000.00	40,000.00
				14,000.00		82,000.00

第17章 最優先プロジェクト の 経済財務評価

第17章 最優先プロジェクトの経済財務評価

17.1 評価の基準

本節では、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主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。

17.1.1 経済評価の基準

第10章電力系統プロジェクトの評価と同様、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)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。なお、ラオス国のOCCには第10章の最適電力系統プロジェクトの分析と同じくアジア開発銀行(ADB)のガイドライン並びに類似ラオス電力プロジェクト^{*)}から引用し、本評価でも12%を用いることとした。

本最優先プロジェクトのEIRRを算定するにあたって用いた仮定と前提条件を以下に示す。

- (1) 費用並びに便益とも2009年時点の実質価格にて示した。
- (2) プロジェクト設備の経済的耐用年数を考慮し、30年間を評価の対象期間とした。2011年度から2043年度の評価対象期間には、詳細設計と建設期間(2011年度～2013年度)が含まれる。支出は最適電力系統プロジェクト分析時と同様に、毎年度末(3月)に発生すると設定したので、最優先プロジェクトも2011年4月着工2014年3月完工と仮定している。
- (3) 費用には以下を考慮した：
 - a. コンサルティング費用、鉄塔位置における限定的な場所のUXO調査・除去費用を含む本送変電プロジェクトの建設費用、物理的予備費を含む。費用のフローの内、建設費用分は既出の表16.5-1「総事業費の支出計画」のフローを用いることとした。
 - b. 10.6節における分析と同様の手順を踏まえ、本最優先プロジェクト費用の現地貨ポーションは、標準変換係数(SCF、0.9)を以て経済価格に変換した。
 - c. 本送変電プロジェクト設備に関する年当りの運営・維持管理費用は、設備に充当される総投資費用のそれぞれ1%(送電設備)、1.5%(変電設備)と仮定した。
 - d. 償却、利払い、その他税金や関税支払いは経済費用から除外した。
- (4) 便益には以下を考慮した：

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

- a. 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。これにより、本事業の最大の経済的便益は将来の中央部 2 地域の電力不足を補う予定だった電力の輸入削減による外貨流出の節減と、従来南部地域から輸出していた送電線では国際連系線容量の関係で輸出できなかった分が中央部 2 地域から輸出できるようになった輸出増による外貨獲得である。従って、便益にはタイの EGAT からの輸入電力に係る回避(節約)費用と同公社への電力輸出による収入を適用した。
- b. 単位当たり経済価値には現行の輸出入単価を用いた(表 3.7-3 「輸入単価」、表 3.7-4 「輸出単価」参照)。本送変電プロジェクトにより節約される輸入電力量並びに増加される輸出電力量の予測値は 8.6 節最優先プロジェクトの効果にて算出された表 8.6-1 「優先プロジェクトが実施された場合の年間融通電力の変化」に示される値を用いた。

17.1.2 財務評価の基準

ここでは、事業主体である EDL の視点からみた本送変電プロジェクトの収支分析を行う。経済分析と異なり、現地貨ポジションはそのままの値を用い、インフレ予備費も計上した。

本送変電プロジェクトの財務的妥当性は、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) を比較することで判断する。なお、比較する WACC は前出の ADB 調査案件の場合と利息や自己資金調達割合が類似している¹⁾ことから、同調査で採用している値(2.7%)を用いることとした。

本送変電プロジェクトの財務的内部収益率 (FIRR) を算定するにあたって用いた仮定と前提条件の詳細を以下に示す。

- (1) 費用並びに収入とも 2009 年時点の実質価格にて示した。
- (2) 経済評価と同様、プロジェクト設備の経済的耐用年数を 30 年間とし、詳細設計と建設期間 (2011~2013 年度) を含めた 33 年間(2011 年度から 2043 年度)を評価の対象期間とした。費用は全て 2009 年期首の時点に合わせ割り引くこととした。
- (3) FIRR の算定にあたっては以下の費用を考慮した：
 - a. 本送変電プロジェクトの建設費用は表 16.5-1 「総事業費の支出計画」の値を用いた (予備費は物理的並びに価格(インフレ)予備費の双方を含む)。
 - b. 本送変電プロジェクト設備に係る年当りの運営維持管理費用も、経済評価同様、設備に充当される総投資費用のそれぞれ 1% (送電設備)、1.5% (変電設備) と仮定した。
 - c. 償却、利払いは費用から除外した。

1 利息 1.0%、ローン 9 割、ラオス国・EDL 拠出分 1 割。

(4) 収入の算定にあたって、以下を考慮した：

- a. 財務評価は本送変電プロジェクトにより輸送されることが想定される電力による最終需要家の電力消費がもたらす EDL への需要増分収入に基づいて行った。想定輸送電力量は系統解析結果による潮流計算に基づいて見積もり、年間 530 GWh²が輸送されると算出された。
- b. FIRR 算定に当っては、便益の単位財務価値には現行の電気料金（平均小売料金）を用いた。現行制度では毎年 5% ずつ上昇してくことになっている。また、送変電システムに係わる投資費用が先の系統プロジェクトの分析でも引用したように、発電所を含む電力システム全体の投資額の約 14% を占めると算出されたので、本送変電プロジェクトの FIRR 算定に相応する売電収入は、総販売収入の 14% と仮定した。これにより、分析には上記平均小売料金の値に送変電設備分 14% を掛け合わせたものを財務価値として用いることとした。

17.2 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。

17.2.1 経済評価の感度分析

上述の設定（以下、ベースケース）では本事業の経済的妥当性が確認された。本 17.2 節末の表 17.2c-1 にベースケースの経済評価のキャッシュフローを示す。本節では 10 章の最適系統計画の分析と同様、将来の環境の変化による影響を把握すべく、本プロジェクトの経済的妥当性が有効な範囲の視覚化を行った。言い換えれば、複数のシナリオを設定し、その下で本送変電プロジェクトの経済性について再評価を行った。検討に用いたのは以下の 3 つのシナリオである。

1) 設備投資額高騰シナリオ

設備投資費用が為替や建設資材代の変動などにより 15% 上昇するケースを設定した。至近

2 2020 年のピーク需要時の雨季・乾季における Saravan-Pakbo 送電線の Pakbo 端の潮流は、系統解析により、それぞれ 113 MW および 69 MW と計算された。これより中央部 2 地域内の需要を減じてオフピーク時の潮流を推定すると、雨季・乾季でそれぞれ 33 MW および 27 MW と計算された。これより、年間の通過電力量は約 530GWh と推定された。

年の EDL 送電線プロジェクトでも類似の事象があったため、本結果への影響を検証することとした。

2) 維持管理費用高騰シナリオ

労働賃金の高騰などにより、毎年の維持管理費用がベースケースよりも 50%高いケースを検証することとした。これは労働賃金を含む維持管理費用が毎年 5%の割合（物価上昇率の影響を除く）で上昇する場合に相当する（2011 年度から 2043 年度の維持管理費用総額を現在価値換算して計算）。

3) 電力輸出入差益減少シナリオ

主にタイ国電力需要の冷え込みを始め、EGAT との輸出入単価の契約交渉に伴う便益単価の低減、料金徴収の遅滞、または現地貨の対米ドル/タイ・パーツ交換レートの変動などを想定し、毎年の電力輸出入差益がベースケースの場合と比べて 30% 低下した場合を設定した。

以上のシナリオ条件下での経済分析結果の内、キャッシュフローを表 17.2c-2に、EIRR などをまとめたものを表 17.2-1に示す。

表 17.2-1 経済評価結果の概要

シナリオ	EIRR (%)	NPV2009 (Million USD)	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。

上表のいずれの悲観的シナリオにおいても、資本の機会費用である OCC (12%) を上回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。参考までに各変数が経済評価結果に及ぼす影響の度合いについて分析したところ、輸出入電力単価の設定など、電力輸出入差益の変動が与える影響が最も大きく（弾性値が大きい）、設備投資費用の調節よりも評価結果への効果・影響が大きいことも明らかになった。

次に経済的妥当性が無くなる究極の条件（境界閾値）をシナリオごとに算出し、表 17.2-1 に併せて掲載した。各シナリオの変数が境界閾値以下を取ると、最優先送変電プロジェクトの EIRR がベンチマークである OCC の 12%を下回り、経済的妥当性が無くなると判断される。

弾性値の分析結果から最も経済分析結果への影響が大きい因子とされた電力輸出入差益は、値がベースケースよりも 60%以上減少する状況が続く場合、例えば輸出先であるタイ国の電力需要伸び率が現行の半分以下に減少する、もしくはラオス国の中部 2 地域の電力需要の伸びが減速する状況が長期間続く見通しが確実な場合、経済分析結果である EIRR が 12%を下回るため、経済的妥当性が無くなる。

一方、影響が比較的小さい因子である資本投資額の場合は、各年度の値がベースケースよりも 3 倍近くまで高騰する状況が長期に渡って続くようであれば、同様の理由により、経済的妥当性が無くなり、場合によっては投資額の削減や繰越などを検討する必要がでてくる。

維持管理費の場合では、ベースケースの 10 倍以上の値になっても、EIRR は OCC の 12% を上回る 21.1% と算出され、この因子が原因で経済的妥当性が無くなる可能性は低いと結論付けられた。

以上をまとめたものを図 17.2-1 に示す。

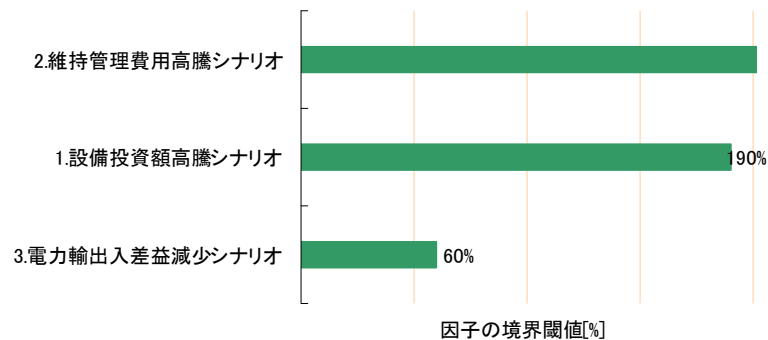


図 17.2-1 経済的妥当性が確保される因子の範囲

17.2.2 財務評価の感度分析

上述の設定（以下、ベースケース）では本事業の財務的妥当性が確認された。本 17.2 節末の表 17.2c-3 にベースケースの財務評価のキャッシュフローを示す。

経済評価の場合と同じく、本節では将来の不確実性に対する本結果の堅牢性を確認する目的で、以下の条件で感度分析を行った（結果のキャッシュフローは表 17.2c-4 参照）。検討に用いたシナリオは 6 つである。その中には、本調査と同時期に並行して実施された世銀調査（世銀タリフ・アップデート調査、2009.6）で提案している 2016 年までの平均小売料金の値（表 10.6-7 「提案されている新料金制度（平均小売料金）」参照）を採用した場合についても対象として含めた。

1) 設備投資額高騰シナリオ

設備投資費用が為替や建設資材代の変動などにより 15 % 上昇するケースを設定した。至近年の EDL 送電線プロジェクトでも類似の事象があったため、本結果への影響を検証することとした。

2) 維持管理費用高騰シナリオ

労働賃金の高騰などにより、毎年の維持管理費用がベースケースよりも 50% 高いケースを

検証することとした。これは労働賃金を含む維持管理費用が毎年 5% の割合（物価上昇率の影響を除く）で上昇する場合に相当する（2011 年度から 2043 年度までの維持管理費用総額を現在価値換算して計算。）。

3) 便益単価減少シナリオ

小売電力料金値下げ圧力などにより現行の電気料金制度の下で、平均小売電気料金がベースケースよりも 1 割低下するケースを想定。

4) 国内需要減少シナリオ

国内の電力需要（販売電力量）がベースケースよりも 30 % 低下するケースを想定した。

5) 新電力料金制度採用シナリオ

世銀タリフ・アップデートで提案している新電力料金制度を導入したケースを設定した。

6) 修正新電力料金制度採用シナリオ

5) の新料金は値が高いとして、元の半分程度の値で落ち着く修正提案が後日なされており、その料金制度を導入したケースを設定した。

図 17.2-2 に各電力料金制度の平均小売料金を示す。

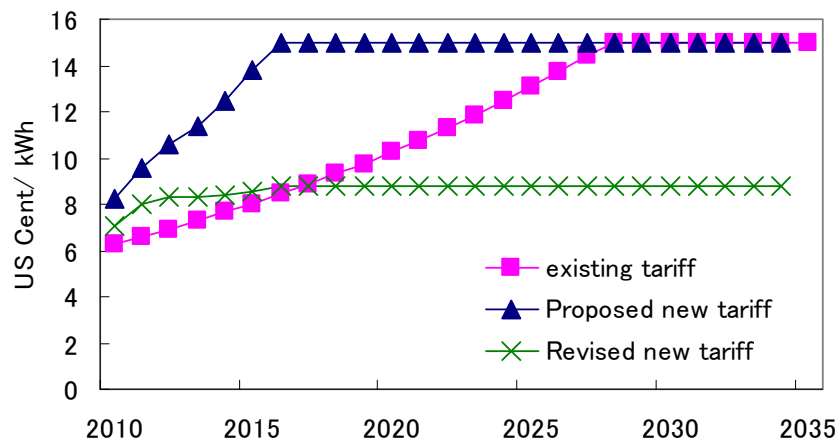


図 17.2-2 便益計算に用いた小売電気料金の設定

表 17.2-2 にこれら財務分析の結果を要約する。

表 17.2-2 財務評価結果の概要

シナリオ	FIRR (%)	NPV2009 (Million USD) 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。

すべてのシナリオにおいて、FIRR は判断指標となる WACC(2.7%)を上回ったことから、本最優先送変電プロジェクトの財務的妥当性は強固なものであることが確認できた。加えて、基幹送電線の整備に伴い、安価な水力発電による電力が中央部 2 地域や全国各地の需要地域に輸送されることで、電力収入の一層の増加が見込まれている。

弾性値からは便益単価、ここでは現行電力料金制度の変化が設備投資費用の増減よりもプロジェクトの収支に与える影響が大きいことが判明した。特に世銀スタディにて提案されている新電力料金制度を適用したシナリオでは FIRR 値が最大値を示しており、EDL にとって電力料金制度を新制度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。後日修正提案された料金制度でも大幅に WACC を上回ることが確認できた。

財務的妥当性が有効な範囲の目安となる境界閾値の算出も行い、併せて表 17.2-2 に掲載した。

弾性値分析の結果から、最も影響が大きいと判断された需要減少シナリオの場合、国内電力需要、この場合はラオス国南部地域から中部 2 地域へ送電される電力量、がベースケースよりも 80%以上減少する状況が続く見通しが確実になる場合、財務的妥当性はなくなる。逆に言えば、同送電電力量がベースケースで想定した値の 2 割以下になる状況が持続する恐れが無い限り、財務的妥当性は確保されることが確認できた。

次いで影響の大きい電気料金（現行制度）についても、設定した額の 80%引きにならない限り、FIRR が WACC を下回ることはない、つまり財務的妥当性は確保される、と結論づけられた。

図 17.2-3 に財務的妥当性が確保される因子の範囲をまとめたものを示す。

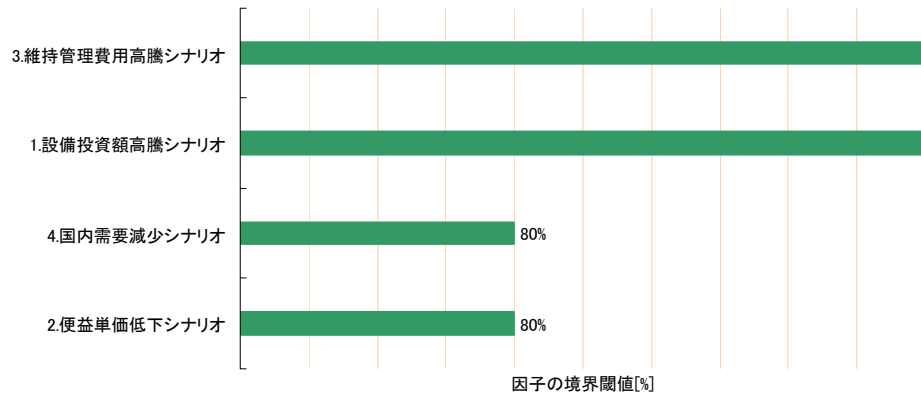


図 17.2-3 財務的妥当性が確保される因子の範囲

表 17.2c-1 経済評価のキャッシュフロー

Fiscal Year	Economic Cost													Total Capital		O&M cost		INVESTMENT	Gross Benefit			Benefit	NET
	TL Investment		SS Investment		Consult		Land&ROW	Contingency(Physical)		portion)		TL	SS	Total	Energy	Increased	Total						
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	LC	FC	LC	FC	LC	FC+LC	FC+LC	FC+LC	Saved	Import	Export						
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	LC	FC	LC	FC	LC	FC+LC	FC+LC	FC+LC	(GWh)	(GWh)	(GWh)						
FY2011	0	0	0	0	452	35	150	0	0	452	185	0	0	636	0	0	0	-636					
FY2012	9,118	2,705	1,674	657	903	69	263	357	114	12,052	3,809	0	0	15,861	0	0	0	-15,861					
FY2013	9,118	2,705	3,906	1,533	903	69	19	834	266	14,761	4,593	0	0	19,354	0	0	0	-19,354					
FY2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	244	-100	8,146	7,793					
FY2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	170	92	13,255	12,902					
FY2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	85	82	8,329	7,976					
FY2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	189	21	10,934	10,581					
FY2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	28	238	12,689	12,336					
FY2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	15	228	11,510	11,157					
FY2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
FY2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	236	117	353	29	306	15,967	15,614					
Total	18,235	5,411	5,581	2,190	2,258	173	433	1,191	380	27,265	8,587	7,094	3,497	46,442	1,437	7,914	448,062	401,619					

Economic IRR for the Project (%) **27.9%**
 Net Present Value (at 12%) **41,916**

OER 250 Kip/THB (Aug. 27, 2009 by Yahoo)
 OER 8,515 Kip/USD (Aug. 27, 2009 by Yahoo)
 OER 34 thb/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
 EGAT import tariff(peak)*1 1.79 THB/kWh **5.26** USCent/kWh
 EGAT export tariff(peak) 1.60 THB/kWh **4.71** USCent/kWh

表 17.2c-2 経済評価のキャッシュフロー(感度分析結果)

Fiscal Year	a) Investment Costs +15%						b) O&M +50%			c) Benefits(reduced tariff rate)		
	15%						50%			-30%		
	Economic Cost						Economic Cost		Net		Gross Benefit	Net
	Investment		Total Capital	O&M cost	INVESTMENT		INVESTMENT		Net			
FC+LC	FC+LC	FC+LC	TL&SS	Total	FC+LC	O&M (TL+SS)	Total	FC+LC	FC+LC			
FY2011	0	0	636	0	636	0	636	-636		0	-636	
FY2012	13,596	2,681	17,984	0	17,984	0	15,861	-17,984	0	0	-15,861	
FY2013	13,596	6,256	21,943	0	21,943	0	19,354	-21,943	0	0	-19,354	
FY2014	0	0	0	406	406	530	530	7,740	7,617	5,702	5,349	
FY2015	0	0	0	406	406	530	530	12,849	12,725	9,278	8,925	
FY2016	0	0	0	406	406	530	530	7,923	7,799	5,830	5,477	
FY2017	0	0	0	406	406	530	530	10,528	10,404	7,654	7,301	
FY2018	0	0	0	406	406	530	530	12,283	12,159	8,882	8,529	
FY2019	0	0	0	406	406	530	530	11,104	10,980	8,057	7,704	
FY2020	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2021	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2022	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2023	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2024	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2025	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2026	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2027	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2028	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2029	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2030	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2031	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2032	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2033	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2034	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2035	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2036	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2037	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2038	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2039	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2040	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2041	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2042	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
FY2043	0	0	0	406	406	530	530	15,561	15,437	11,177	10,824	
Total	27,193	8,937	40,564	12,179	52,743	395,318	15,886	51,738	396,324	313,643	267,201	

Economic IRR for the Project (%)	25.2%	27.5%	20.8%
Net Present Value (at 12%)	38,489	41,013	21,570

表 17.2c-3 財務評価のキャッシュフロー

Financial Analysis of the Selected Project																				Unit: '000 USD	
Fiscal Year	Financial Cost												Total Capital			O&M cost		Incremental Energy & Revenues			NET
	TL Investment		SS Investment		Consult		Land&ROW		Contingency		FC	LC	TL	SS	Total	Energy (MWh)	Tariff (\$/MWh)	Total Revenue			
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	LC	FC	LC	FC+LC									FC+LC	FC+LC	
Fy2011	0	0	0	0	452	38	167	0	0	452	205	0	0	657	0	9	0	-657			
Fy2012	9,118	3,006	1,674	730	903	77	293	572	203	12,267	4,308	0	0	16,575	0	10	0	-16,575			
Fy2013	9,118	3,006	3,906	1,704	903	77	22	1,334	473	15,261	5,281	0	0	20,542	0	10	0	-20,542			
Fy2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	11	5,680	5,253			
Fy2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	11	5,964	5,537			
Fy2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	12	6,262	5,835			
Fy2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	12	6,575	6,148			
Fy2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	13	6,904	6,477			
Fy2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	14	7,249	6,822			
Fy2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	14	7,611	7,185			
Fy2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	15	7,992	7,565			
Fy2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	16	8,392	7,965			
Fy2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	17	8,811	8,384			
Fy2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	17	9,252	8,825			
Fy2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	18	9,714	9,288			
Fy2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	19	10,200	9,773			
Fy2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	20	10,710	10,283			
Fy2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Fy2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	147	427	530,000	21	11,245	10,819			
Total	18,235	6,012	5,581	2,434	2,258	192	481	1,906	676	27,979	9,794	8,394	4,407	50,575	15,900,000	0	291,243	240,668			
																Financial IRR for the Project (%)		17.1%			
																Net Present value with discount rate of 2.7%		127,974			
OER <input type="text" value="1.000"/> USD 250 Kp/THB (Aug. 27,2009 by Yahoo) OER 8,515 Kp/USD (Aug. 27,2009 by Yahoo) Applied currency and unit: US\$ thousand Base year: Year 2009 Cost side WAOC <input type="text" value="2.7%"/> Benefit side TL&SS portion of tariff <input type="text" value="14%"/> (Source: WB Tariff update study, Aug20,2009)																					

表 17.2c-4 財務評価のキャッシュフロー(感度分析結果)

Fiscal Year	SA1) Investment Costs +15%						SA2) Benefits (reduced tariff -10%)		SA3) O&M +50%				SA4) Sales volume -30%			SA5) New tariff system				SA6) Revised New Traiff				
	Financial Cost		Total Capital		O&M cost	Investment	Gross Revenue	NET	Financial Cost		Investment		Gross Benefit		NET		Gross Benefit		NET		Gross Benefit		NET	
	TL FC+LC	SS FC+LC	FC+LC	FC+LC	TL&SS FC+LC	FC+LC			O&M (TL+SS)	FC+LC	FC+LC	FC+LC	Energy (MWh)	Revenue			New Tariff \$equivalent (Kip/kWh) (\$/MWh)	Revenue			New Tariff \$equivalent (Kip/kWh) (\$/MWh)	Revenue		
FY2011	0	0	657	0	657	-657	0	-657	0	657	-657	0	0	-657	114	13	0	-657	95	11	0	-657		
FY2012	13,942	2,765	18,754	0	18,754	-18,754	0	-18,575	0	16,575	-18,575	371,000	3,976	3,549	127	15	0	-18,575	99	12	0	-18,575		
FY2013	13,942	6,452	23,202	0	23,202	-23,202	0	-20,542	0	20,542	-20,542	0	0	-20,542	136	16	0	-20,542	99	12	0	-20,542		
FY2014	0	0	0	491	491	5,189	5,112	4,685	640	640	5,040	371,000	4,175	3,748	149	17	9,272	8,845	100	12	6,204	5,778		
FY2015	0	0	0	491	491	5,473	5,367	4,941	640	640	5,324	371,000	4,383	3,957	165	19	10,248	9,821	102	12	6,318	5,891		
FY2016	0	0	0	491	491	5,771	5,636	5,209	640	640	5,622	371,000	4,603	4,176	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2017	0	0	0	491	491	6,084	5,918	5,491	640	640	5,935	371,000	4,833	4,406	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2018	0	0	0	491	491	6,413	6,213	5,787	640	640	6,264	371,000	5,074	4,648	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2019	0	0	0	491	491	6,758	6,524	6,097	640	640	6,609	371,000	5,328	4,901	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2020	0	0	0	491	491	7,121	6,850	6,424	640	640	6,971	371,000	5,594	5,168	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2021	0	0	0	491	491	7,501	7,193	6,766	640	640	7,352	371,000	5,874	5,447	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2022	0	0	0	491	491	7,901	7,552	7,126	640	640	7,751	371,000	6,168	5,741	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2023	0	0	0	491	491	8,320	7,930	7,503	640	640	8,171	371,000	6,476	6,049	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2024	0	0	0	491	491	8,761	8,327	7,900	640	640	8,612	371,000	6,800	6,373	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2025	0	0	0	491	491	9,224	8,743	8,316	640	640	9,074	371,000	7,140	6,713	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2026	0	0	0	491	491	9,709	9,180	8,753	640	640	9,560	371,000	7,497	7,070	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2027	0	0	0	491	491	10,219	9,639	9,212	640	640	10,070	371,000	7,872	7,445	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2028	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	8,272	7,845	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2029	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	8,782	8,355	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2030	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	9,292	8,865	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2031	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	9,802	9,375	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2032	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	10,312	9,885	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2033	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	10,822	10,395	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2034	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	11,332	10,905	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2035	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	11,842	11,415	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2036	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	12,352	11,925	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2037	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	12,862	12,435	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2038	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	13,372	12,945	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2039	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	13,882	13,455	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2040	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	14,392	13,965	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2041	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	14,902	14,475	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2042	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	15,412	14,985	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
FY2043	0	0	0	491	491	10,755	10,121	9,694	640	640	10,605	371,000	15,922	15,495	178	21	11,102	10,675	105	12	6,527	6,100		
Total	27,884	9,216	42,613	14,721	57,334	233,908	262,118	211,543	19,202	56,976	234,267	11,130,000	203,870	153,295			330,366	279,792			195,273	144,698		
						Financial IRR for the Project		15.4%			16.7%				12.4%			24.1%			14.7%			
						Net Present Value at	2.7%	110,956	2.7%		124,065	2.7%		76,919	2.7%		158,872	2.7%		76,918	2.7%			

17.3 最優先プロジェクトの資金計画

電気事業の設備資金計画は、電気事業経営に及ぼす影響だけでなく、その使命である低廉な電気の供給を行う上でも影響があることから、巨額の資金をいかに安定的かつ低コストで調達するかが大事とされる。

17.3.1 日本による援助の現況

日本国政府は1970年代以降、これまで中央部地域に位置する首都圏への電力安定供給を目的とする Nam Ngum 1 水力発電所(1971年、155 MW)をはじめ資金協力、技術協力方面でラオス国の電力分野に多くの協力を行ってきている。また、電力系統では、有償資金協力(2004年)を実施しており、中央部1地域と中央部2地域の電力系統を結ぶための Paxan-Pakbo 間約300 km 程度の 115 kV 送変電設備整備のための協力を実施中である。近年ではラオス国電力セクターにかかる総合的な政策支援として、電力政策アドバイザーの派遣および電力技術基準整備プロジェクトを実施してきている。以下に主な電力分野での有償資金協力実績を示す。

- 1974年 Nam Ngum-1 ダム水力発電事業(31.80億円)
- 1976年 Nam Ngum-1 ダム水力発電事業(20.10億円)
- 1996年 Nam Leuk 水力発電計画(39.03億円)
- 2004年 メコン地域電力ネットワーク整備計画(33.26億円)

(出典:ODA 国別データブック 2008 [11]ラオス)

我が国の対ラオス国別援助計画(2006年9月)における援助目標の一つは、「自立的・持続的成長の原動力となる経済成長を促進すべく、その基盤造りを支援する」ものであり、重点分野として「社会経済インフラ整備および既存インフラの有効活用」が上げられている。JICA 国別事業実施計画(2007年2月)はこれを踏襲している。その電力分野における方向性はラオスにおける国家目標である①エネルギー自給率、安全性、持続性を高めながら世帯電化率の向上および②電力輸出による外貨獲得、といった電力セクターの課題に対して引き続き、①電力政策支援、②中長期的な計画策定支援、③電力設備拡充支援、④電力技術基準執行能力向上など技術協力と資金協力をうまく組み合わせることにより、貢献していくことが求められている。

本件は、主要都市への安定した電力供給、未電化地域の電化促進を通じた民生向上、および貧困削減のために、電源開発・送配電の計画的かつ効率的な実施のための電力行政能力の強化、および電力事業体の能力向上を目的とする電力整備プログラムに位置づけられる。

17.3.2 他ファイナンスおよび他ドナー国の動向

ラオス国内 115 kV 送変電開発関連の支援では世界銀行(以降、世銀)が国内南部、アジア開発銀行が北部を支援しており、わが国が支援する中南部の国内基幹系統の整備とうまく棲

み分けができています。また、世銀が中央給電指令所など国内系統制御システムの整備支援を近い将来計画しており、本送変電プロジェクトとの相乗効果が期待される。

各ドナーによる電力セクターへの協力状況を以下に列挙する。

- 世界銀行
 - 115 kV 送電線 Ban Hat 変電所(SS)-カンボジア国境
 - 115 kV 送電線 Xeset 1 水力発電所 – Saravan SS
 - 中央給電指令所の設置
 - 変電所での情報管理システム支援
- アジア開発銀行
 - 北部送変電拡張(115 kV)
- JICA (旧 JBIC)
 - 中央部 1 地域および中央部 2 地域系統を結ぶ送電設備拡張(115 kV)
(出典：「ラオス国電力系統計画調査事前調査報告書」)

17.3.3 資金調達スキームの検討

(1) 各スキームの比較

本送変電事業を実施するにあたり、その事業資金調達の選択肢を検討する。電力設備のようなインフラ設備投資資金を調達するための選択肢は一般に表 3.9-1 「主な資金調達源」に挙げるものが考えられる(表 17.3-1に再掲。)。内、主な選択肢の想定されるリスクを表 17.3-2 に示す。

表 17.3-1 主な資金調達スキーム

1) 内部金融	a. 留保利益	株主資本コスト	
	b. 減価償却費など	加重平均資本コスト	
2) 外部金融 (直接・間接金融)	a. エキティ・ファイナンス	株主資本コスト	直接：増資 (株式発行)
	b. デット・ファイナンス	負債コスト	直接：社債、CP 間接：借入金
	c. アセット・ファイナンス		

※他にプロジェクトファイナンスや官民パートナーシップなど民間資本を活用した資金調達スキームもあるが、これらはラオス国の電力法が EDL 以外の事業者による送電網の所有を認めていないことを鑑み、選択肢には含めないこととした。また、2 章でも述べたように、公共投資などの国家財源による投資の可能性も現在のラオス国では殆ど見込みはないため、選択肢からは除いた。

(出典：「電気事業の経理」)

表 17.3-2 主な資金調達スキームとリスク

資金調達方法	想定されるリスク
留保利益	全投資金額をカバーするには不足。
市中銀行からの借入金	借入金への偏重は長期的には EDL の財務状況悪化の恐れ。
海外援助機関からの借入金	審査期間長期化の恐れ。
社債/プロジェクト債発行	金融市場の状況により調達額未達の恐れ。
株式市場への上場	同上。

(2) EDL を取り巻く環境と最適な資金調達スキーム

3.9 節でも分析したが、年 11% を越える電力需要成長率を満足させるため、設備構築の迅速性が EDL には求められており、従って資金調達についても審査期間など然りである。調達源をみたとき、まずラオス国政府にはインフラ投資へ回せるだけの予算は確保されていない。また、社債発行や市中銀行からの借入金についても国内の金融市場はまだ整備途上におり、準備ができていない状況にはない。その他、2010 年の 10 月には証券取引所設立も計画されているが、これもどの企業を上場するかも含めて現時点では内容がまだ固まっていないため、候補から除いた。可能性としては 2009 年末もしくは年明けにアジア開発銀行（ADB）主導で計画されているタイ・パーツ建て電力債の発行が挙げられる。バンコク・ポスト 5/23（土）号によれば、現時点の内容は、THPC 社(Theun-Hinboun Power Company Limited)と HHPC 社(Houay Ho Power Company Limited)の既存タイ向け IPP 事業からの収入を保証に、400 億円程度の額をタイ・パーツ建てで募り、償還期限は 5-15 年とし、集めた資金は新規発電プロジェクトへの出資に割り当てる予定、とされている。しかし本電力債は発電プロジェクトの資金調達が主目的のため、本送変電事業への資金源として選択肢に加わる見込みは低い。以上から、最適な選択肢は従来と同じく、世界銀行などの海外からの援助機関からの借入金に限られてくる。同スキームの採用に際しては、表 17.3-2 でも示したように EDL の財務状況が悪化しないか、同公社のローン（借入金）ポリシーに照らし合わせた計画的な利用が大切である。

17.3.4 資金計画

前節からの議論を踏まえ、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と見なされると結論づけられた。さらに、EDL 側は円借入を希望していることから、想定される貸し出し条件は、現行の「メコン地域電力ネットワーク整備計画」プロジェクトとの類似性からこれに近いものになると思われる。以下に想定される条件を示す。

- 通貨：円建て
- 金利：1%
- 償還期間：30 年
- 内、措置期間：10 年
- 資金需要額：事業費用 37.8 百万米ドル
- 資金調達額（外部資金）：事業費用の 90%以上（自己資金率 10%未満）。
- 支出計画：3 カ年（2011 年 4 月－2014 年 3 月）

この場合、17.2 節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、第 3 章で行った EDL の財務状況分析の結果からも、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は満たしていることなどから、融資面で問題ないと判断される。さらに現在世銀より提案されている新電力料金制度の導入が実現されれば、EDL の財務状況の向上も期待される。以上からも本資金計画は妥当と判断できる。

第18章 結論と提言

第18章 結論と提言

本調査の主目的は 2030 年までの最適な系統計画を策定し、その計画の中から選定した最優先プロジェクトの設備設計を実施することであった。本調査において、安定かつ持続的な国内電力供給を維持拡大するというラオス国の電力セクターの政策に沿った最適な系統計画が策定された。

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。

18.1 最優先プロジェクト

安定かつ持続的な国内電力供給を維持拡大するというラオス国の電力セクターの政策に沿ったものとして早急に必要となり、かつ南部地域と中央部地域を連系することで南部の余剰電力を有効に活用し輸入電力の削減に寄与するプロジェクトとして、上記の系統計画の中から 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。このプロジェクトの概要は以下のとおりであり、プロジェクトの運転開始時期は Houaylamphan 発電所の運転開始時期と整合を図ることで EDL 総裁との協議を踏まえ、2014 年とした。

- Pakbo 変電所 Saravan 変電所間 115 kV 送電線新設
 - 送電区間 : Pakbo – Taothan および Taothan – Saravan
 - 電圧 : 115 kV
 - 送電線の距離 : 220 km
 - 回線数 : 2 回線
 - 電線種類・サイズ : TACSR 240 mm²
- 上記送電線新設関連変電工事
 - Pakbo 変電所: 2 送電線引き出し口の追加およびそれに伴う変電所改造
 - Saravan 変電所 :4 送電ベイの追加
 - Taothan 変電所の新設: 20 MVA 変圧器 1 台および 4 送電ベイの新設

このプロジェクトの初期的環境影響評価を本調査において支援した。プロジェクトは保護区や居住地域を回避する等の環境社会配慮がなされており、自然環境および地域社会への影響は最小化することが可能であると判断された。

プロジェクトの建設に先だって必要となる追加調査は設備の詳細設計、要求のあった場合の

追加の環境調査、送電線用地の取得、入札書類の作成などであり、第 11 章 11.4.2 節に示した。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は下表の通りである。総額は約 37.8 百万 USD である。

表 18.1-1 最優先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

このプロジェクトの完成により、電力需要の伸びに対する電力供給力が将来的に不足する中央部 2 地域へ、余剰電力の発生が見込まれる南部地域の電力を送電することができる。これによりタイからの輸入電力量の大幅な削減および地域の電化推進が可能となる。

プロジェクトの経済・財務評価の結果は第 17 章に示したように、経済的内部収益率は基準となる資本機会費用 (OCC) を上回り、財務的内部収益率は本送変電プロジェクトの資金調達コスト (WACC) を上回っているため、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。

18.2 系統計画

本調査で策定された 2030 年までの系統計画を送電サブプロジェクト毎に第 10 章の表 10.1-1 から表 10.1-3 に、変電サブプロジェクト毎に第 10 章の表 10.2-1 から表 10.2-3 に示した。これらのサブプロジェクトは、DOE/EDL 策定の電源開発計画による電源、および本調査で提案された 2030 年付近の大規模石炭火力を全国の変電所、動向の判明している特殊需要家およびタイ系統へ送電するための基本となる系統計画である。

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。

18.3 系統運用

ラオス国の電力系統の地域間連系が進み、系統の規模が拡大していくことに合わせて中央給電指令所の新設が予定されており、第 7 章 7.6 にその機能を提案した。EDL は中央給電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。

さらに、近い将来電力設備が現在の 2 倍以上になるため、設備の運転・保守要員の増員が必要である。設備の運転・保守に携わる者は、施行されているラオス国の電気設備に関する技術基準に精通することが必要であり、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。

また、EDL の電力系統に接続される IPP や大規模な需要家が今後増加してくるために、系統運用のための情報収集、および系統信頼度や電圧などの電力系統の電力品質の管理が一層難しくなることが予想される。このため、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。

18.4 電源開発計画

DOE/EDL 策定の電源開発計画に基づいた国内供給用の電源によって 2020 年付近までは十分に高い供給信頼度を保った電力供給が可能である。

しかし電力需要の増加に伴い、2030 年付近には新たに数百 MW の電源の開発が必要になる。特に、水力発電所の出力減少による乾季の供給力不足対策が必要である。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。

参考文献

1. ASEAN 週報(2009/3/16)、金融ファクシミリ新聞社。
2. 「インドシナ研究最終報告書」、独立行政法人 国際協力機構(JICA)、2008年2月。
3. EDL 財務諸表 (2008、2007、2006、2005 年度)。
4. 「海外諸国の電気事業」、社団法人 海外電力調査会、2005年。
5. 国際連合エネルギー統計ウェブサイト、<<http://data.un.org>>、国際連合。
6. 「国家成長・貧困撲滅戦略(NGPES)」、ラオス国、2004年1月。
7. 「第6次社会経済5カ年計画」、ラオス国計画投資委員会、2006年3月。
8. 在ラオス日本大使館ウェブサイト、http://www.la.emb-japan.go.jp/index_j.htm、在ラオス日本大使館。
9. 政府開発援助 (ODA) 国別データブック 2008 [11]ラオス、日本国外務省。
10. 「電気事業講座 電気料金」電気事業講座編集委員会、2008年2月。
11. 「電気事業の経理」、電気事業講座編集委員会編纂、エネルギーフォーラム、2008年1月。
12. Bangkok Post (バンコク・ポスト)、5/23号。
13. 「ラオス国送変電設備マスタープラン調査ファイナルレポート」、JICA、2002年9月。
14. 「ラオス国電力系統計画調査事前調査報告書」、JICA、2008年9月。
15. 「ラオスの産業基盤」、鈴木 基義編著、JICA ラオス事務所発行、2008年7月。
16. 「ラオスの社会・経済基盤」、鈴木 基義編著、JICA ラオス事務所発行、2008年7月。
17. ADB Key Indicators 2007、アジア開発銀行。
18. "Draft The Law on Electricity Revised Edition," Ministry of Energy and Mine, July 2008.
19. EDL Annual Report 2007.
20. Electricity of Law, Lao PDR.
21. Electricity Statistics Yearbook 2006 and 2007 Lao PDR, Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines.
22. "GUIDELINES FOR THE ECONOMIC ANALYSIS OF PROJECTS", Economics and Development Resource Center, Asian Development Bank, Feb. 1997.
23. "Lao PDR Economic Monitor." The World Bank Web., The World Bank Office, Vientiane., Nov. 2008. 16 Apr. 2009. <<http://www.worldbank.org/lao>>.
24. Lao PDR: Greater Mekong Sub-region Power Trade Program, "Feasibility Study on Xeset-1 to Saravan 115 kV Transmission Line System and associated Substation at Saravan", Final Report, EDL, May 2006.
25. Lao PDR: Greater Mekong Sub-region Power Trade Program, Policy and Human

-
- Resource Development Fund PHRD Grant No.TF054626, 'Power Import and Export Study', Final Report, "VOLUME II A: Feasibility Study of Ban Hat-Stung Treng 115 kV-Line and Substation", Main Report, Ministry of Industry and Handicraft and Electricite du Laos, Lao PDR.
26. Lao PDR: Proposed Greater Mekong Sub Region (GMS) Power Trade Program Consulting Services: Study on Ownership and Benefit-Sharing for the Proposed 500kV Interconnection Between China, Laos and Thailand Phase2 Report, "Volume2: Specific recommendations to the China – Laos – Thailand 500kV transmission line", Department of Electricity, The Ministry of Energy and Mines, Lao PDR, August 2006.
 27. POWER DEVELOPMENT PLAN (PDP2007-16), ELECTRICITÉ DU LAOS, March 2008.
 28. "Results from the Population and Housing Census 2005", Steering Committee for Census of Population and Housing., March 2005.
 29. Statistical Yearbook 2007 Lao PDR, Ministry of Planning and Investment, June 2008.
 30. "TA No. 4816-LAO: Preparing the Greater Mekong Subregion Northern Power Transmission Project", Asian Development Bank, Oct. 2008.
 31. "Tariff Study Update(世銀：タリフアップデート調査)", International Development Association, June 2009.
 32. Vientiane Times, Nov. 28, 2008.

