

第 3 章

変電所設備

第3章 変電所設備

3.1 変電所の設計方針

第I部 第7.3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 Pakxan、Thakhek および Savannakhet の3都市のうち、Thakhekを除く2都市には既存の115 kV 変電所が稼動中である。Pakxan 変電所および Pakbo 変電所においては、送電ベイ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、Thakhek には IDA 資金により新規 115 kV 変電所が 2004 年までに完成予定である。新 Thakhek 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ベイ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変電所の新設は必要なく、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って様々である。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

Pakxan 変電所および Thakhek 変電所(計画)は複母線方式(main and transfer bus 方式)を採用しているが、Pakbo 変電所は単母線方式を採用している。

現状の Pakbo 変電所は、タイからの電力輸入のための1送電ベイ、および2×10 MVA 変圧器用の2ベイの計3ベイのシンプルな構成であるため、単母線方式でも系統運用に支障をきたすことはないと思われる。しかし、現在 IDA 資金により Kengkok 変電所への送電ベイ増設工事中であり、本送変電プロジェクトで2回線が接続されると、単母線方式のままでは系統運用に支障が出るおそれがある。さらに、本送変電プロジェクトはラオス電力系統の基幹となる重要な線路であるため、それに接続する変電所は十分な信頼度を伴ったものである必要がある。従って、単母線方式を採用している Pakbo 変電所では、その複母線化を計画する。

(4) 主変圧器および22 kV 設備

現在 Pakbo 変電所では IDA 資金による変圧器の取替え工事(2×10 MVA 2×20 MVA)および22 kV

3.2.2 Thakhek変電所

2002年7月現在、Thakhek市には本送変電プロジェクトが接続可能な115 kV変電所はなく、タイからの輸入電力を配電するための22 kV変電所が運転されているだけである。しかし、Nam Theun 2 IPP発電所建設のための電力を供給するために、発電所の建設に先だって、IDA融資によるSPREプロジェクトの一環で、115 kV Thakhek変電所が建設される計画である。2002年7月現在、115 kV Thakhek変電所の建設計画は、EDLにより入札書類の審査中であり、2004年中の運転開始が予定されている。

計画されている115 kV Thakhek変電所は広大な敷地を有しており、本送電プロジェクトによるPakxan変電所との2回線接続およびPakbo変電所との2回線接続を見越して、合計4ベイ分の敷地が変電所構内に確保されている。そのため、本送変電プロジェクトに関して、変電所用地の問題はなく、必要な開閉機器を設置するだけでその接続が可能である。

Thakhek変電所は、下図に示すように、Khammouan県Thakhek市街地の南方約3 kmの位置に予定されている。予定地は小高い丘になっており、周囲には人家も無く、ベイの増設工事に伴う環境影響は懸念されない。

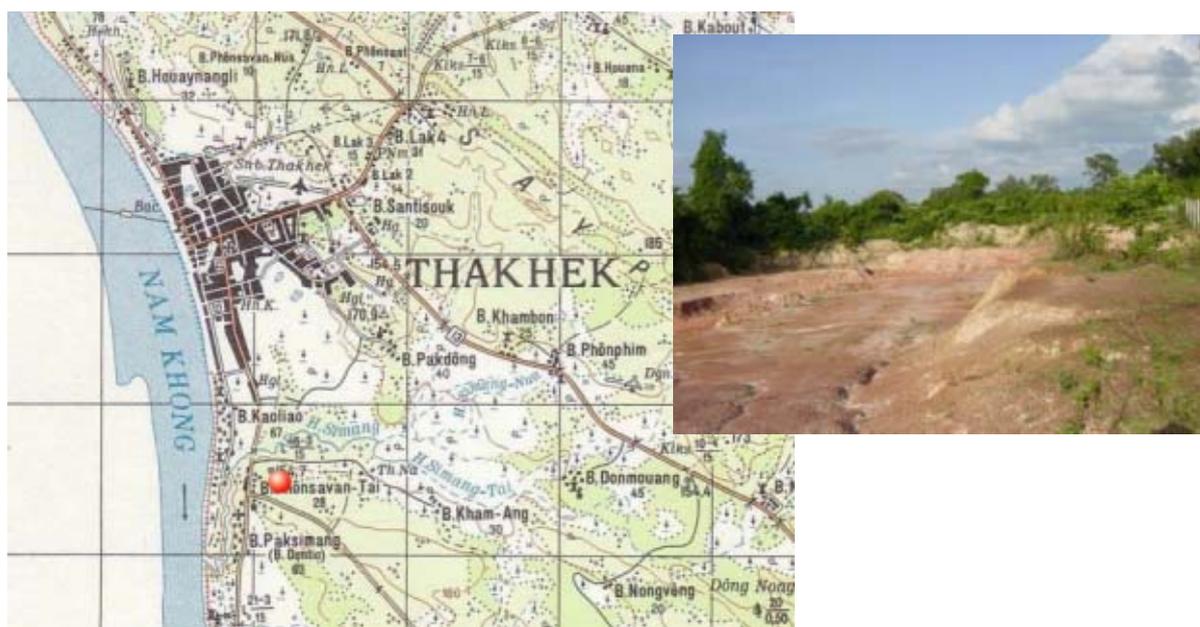


図3.2-2 Thakhek変電所予定地の位置図

3.2.3 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変電所は図3.2-3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。Pakbo変電所は現在IDA資金によるSPREプロジェクトにて、変圧器の取替えおよびKengkok変電所への送電ベイの増設工事中である。

本送変電プロジェクトでは Thakhek - Pakbo 2 回線送電線用に 2 ベイを増設し、既設単母線方式を複母線方式へ変更する計画であるが、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。ただし、拡張すべき箇所は EDL の所有地であるためその用地の問題はなく、また、変電所周辺には人家が無いため、増設工事にともなう騒音・振動による社会環境への影響も懸念されない。

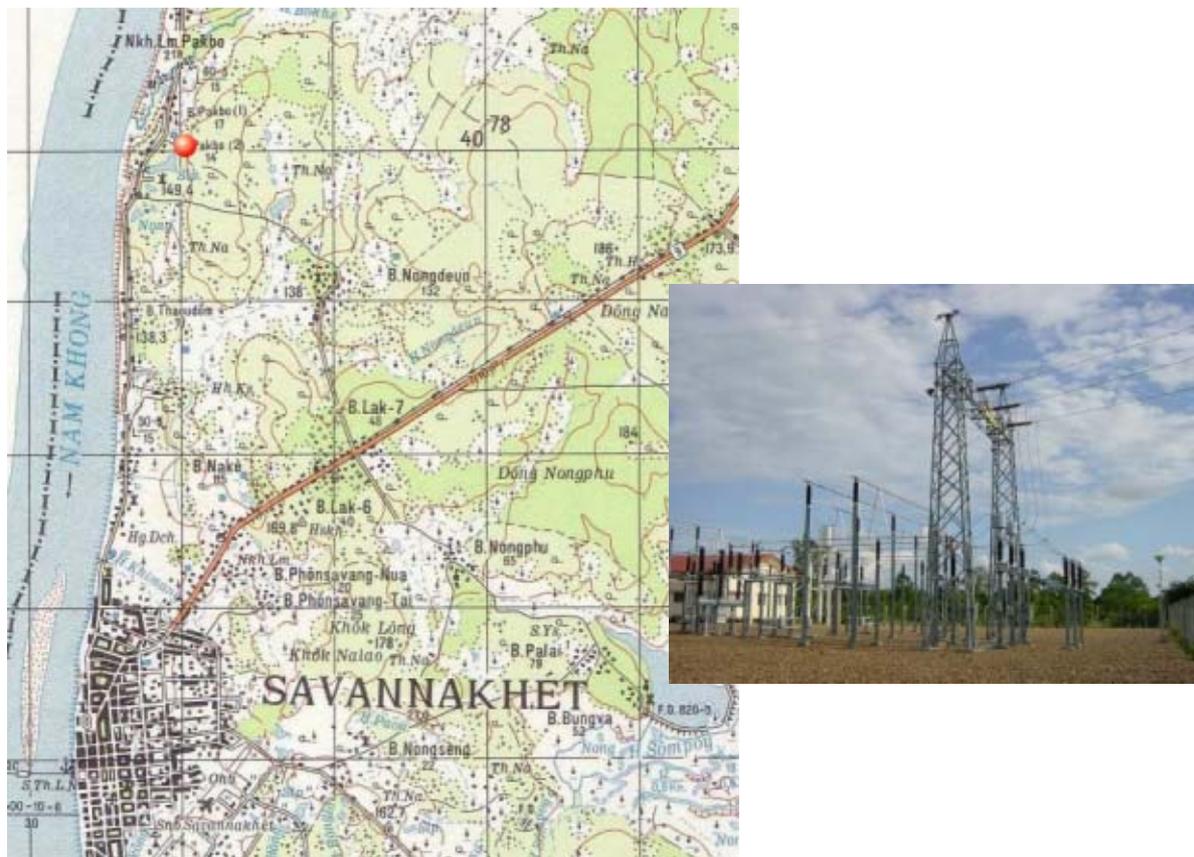


図3.2-3 既設Pakbo変電所位置図

3.3 Pakxan 変電所の設計

3.3.1 概要

Pakxan 変電所の 2002 年 7 月現在の単線結線図および機器配置平面図を、それぞれ図 3.3-1 および図 3.3-2 に示す。既設 Pakxan 変電所の概要は以下の通りである。

- | | |
|------------|--|
| (i) 所在 | Bolikhamxai 県 Pakxan 市 |
| (ii) 運転開始 | 1999 年 |
| (iii) 母線方式 | 2 重母線 (Main and Transfer) |
| (iv) 主変圧器 | 115/22 kV, 5 MVA 変圧器 1 台
(ただし、2004 年までに 2 × 16 MVA に増強予定) |

- イントラップ 2(R 相および T 相)、および避雷器 3
- PLC システムの設置および他システムとの協調
- 保護リレー盤および制御盤の制御室への設置(これに伴う制御室の拡張は必要無い)
- 制御盤設置に伴う AC および DC 盤の調整
- (c) ガントリーの延長
 - 上図 および 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
- (d) 上記に伴う土木工事・組立て工事
 - 基礎工事
 - 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
- (e) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品および工事・保守工具の調達
- (f) スペアパーツの調達

3.4 Thakhek 変電所の設計

3.4.1 概要

115 kV Thakhek 変電所は、IDA 資金による SPRE プロジェクトの一環として新設が計画されている。2002 年 7 月現在、その入札書類の審査中であり、2004 年の完成を予定している。

計画されている Thakhek 変電所の概要は以下の通りである。

- | | |
|------------------|--|
| (i) 所在 | Khammouan 県 Thakhek 市 |
| (ii) 運転開始予定 | 2004 年 |
| (iii) 母線方式 | 2 重母線(Main and Transfer) |
| (iv) 主変圧器 | 115/22 kV, 30 MVA 変圧器 2 台 |
| (v) 115 kV 開閉機器 | 変圧器ベイ:2 ベイ
ブスタイ:1 ベイ
送電線ベイ:2 ベイ(タイ Nakhon Phanom SS との連系)
* Nam Theun 2 への 2 回線送電線は、Nam Theun 2 IPP プロジェクトにより設置される。 |
| (vi) 22 kV フィーダー | 11 フィーダー
所内変圧器: 100 kVA × 2 台
キャパシタ:5 MVar × 4 台 |

この Thakhek 変電所の計画には、本送変電プロジェクトにて接続すべき Pakxan 変電所からの 2 回線および Pakbo 変電所への 2 回線、計 4 回線分の 115 kV 開閉機器を設置する敷地がすでに確保されている。そのため、本送変電プロジェクトによる大幅な改造の必要はない。

3.4.2 設計および工事内容

Thakhek 変電所には Pakxan 変電所および Pakbo 変電所へ接続する 4 回線分の送電ベいの増設が必要である。本送変電プロジェクト完了後の Thakhek 変電所の単線結線図を図 3.4-1 に、機器配置図を図 3.4-2(1)および図 3.4-2(2)にそれぞれ示す。ただし、Thakhek 変電所に関しては、2002 年 7 月現在、その新設工事のための入札評価中であるため、機器の仕様および配置が変更になる場合がある。

Thakhek 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- (a) 4 回線分の送電線ベいの設置
 - 1 ベいの構成は、遮断器 1、断路器 2、接地開閉器付き断路器 1、変流器 3、変成器 3、ライントラップ 2(R 相および T 相)、および避雷器 3
 - PLC システムの設置および他システムとの協調
 - 保護リレー盤および制御盤の制御室への設置(これに伴う制御室の拡張は必要無い)
 - 制御盤設置に伴う AC および DC 盤の調整
- (b) 上記に伴う土木工事・組立て工事
 - 基礎工事
 - 設置工事
 - 配線工事
 - 接地工事など
- (c) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品および工事・保守工具の調達
- (d) スペアパーツの調達

3.5 Pakbo 変電所の設計

3.5.1 概要

Pakbo 変電所では、2002 年 7 月現在、IDA 資金による SPRE プロジェクトの一環として、変圧器、送電線ベいおよび 22 kV 設備の増強工事を実施しており、2003 年内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、その SPRE 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。

SPRE プロジェクト完了後の単線結線図および機器配置平面図を、それぞれ図 3.5-1 および図 3.5-2 に示す。

既設 Pakbo 変電所の概要は以下の通りである。

- | | |
|------------|--|
| (i) 所在 | Savannakhet 県 Savannakhet 市 |
| (ii) 運転開始 | 1996 年 |
| (iii) 母線方式 | 単母線 |
| (iv) 主変圧器 | 115/22 kV, 10 MVA 変圧器 2 台
(ただし、2003 年までに 2 × 20 MVA に増強される) |

- (v) 115 kV 開閉機器 変圧器ベイ:2 ベイ
送電線ベイ:1 ベイ(タイ Mukdahan SS との連系)
(ただし、2003年までに Kengkok SS への1送電線ベイが追加される)
- (vi) 22 kV フィーダー 現在 5 フィーダー
(ただし、上記変圧器の増強に伴い、2 フィーダー追加)

3.5.2 設計および工事内容

本送変電プロジェクト完了後の Pakbo 変電所の単線結線図を図 3.5-3 に、機器配置図を図 3.5-4(1)および図 3.5-4(2)にそれぞれ示す。

Pakbo 変電所には Thakhek 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。但し、上述の SPRE プロジェクト後の変電所敷地には、その送電線を引込む開閉機器を設置するスペースがない。すなわち、SPRE プロジェクト後は図 3.5-5(a)に示すように および の位置に並列した送電線ベイ用の敷地があるが、EDL との協議の結果、 のスペースは Mukdahan 変電所(EGAT)との 2 回線目の接続用に空けておく必要があるとのことである。事実、メコン川を横断するこの送電鉄塔は 2 回線設計になっており、現在その片回線が使用されているだけである。

従って、本送変電プロジェクトにおいて、図 3.5-5(b)に示すように、変電所北側の敷地の拡張(および の位置)が必要となる。その拡張用地は EDL の所有地である。EDL と協議の結果、本送変電プロジェクトでは、 および の位置に 2 回線分の 115 kV 開閉機器を並列に設置することとした。

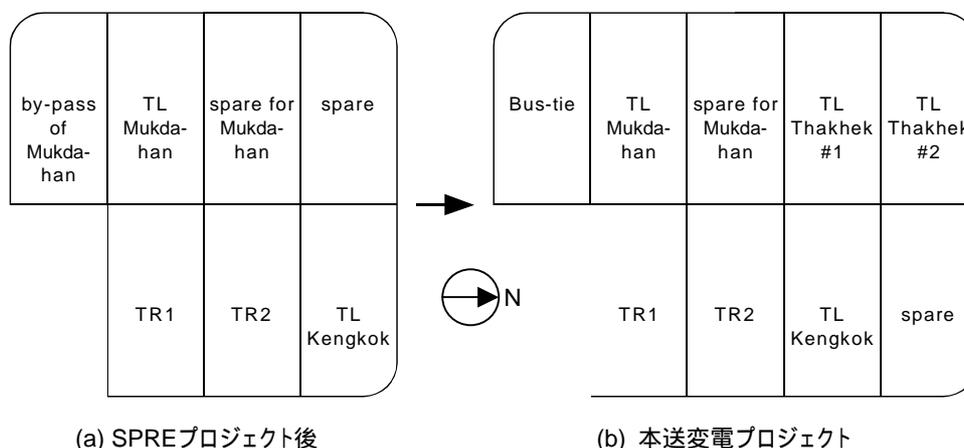


図3.5-5 Pakbo変電所の115 kV開閉設備レイアウトプラン

また、本送変電プロジェクトにおいて、Pakbo 変電所の信頼度を向上させるために、母線方式を単母線から複母線化する。複母線化にあたり、先ず既存の単母線を Main bus とする。また、現状では、上図 の位置に断路器 1 台の Mukudahan 変電所からの送電線のバイパスベイがある。これに遮断器 1 台および断路器 1 台を追加することによりプスタイとし、そのバイパスを Mukudahan の送電ベイから切り離し、末端を延長することにより Transfer bus とする(図 3.5-4(1)参照)。

複母線化に伴い、既存のガントリー間に電線による架空母線を張り、断路器をガントリー上に設置し、既存の変圧器ベイおよび送電ベイはそれらを介して Transfer bus に接続される(図 3.5-5(2) 参照)。

また、既存の変電所制御室には、上記 2 回線分の保護リレー盤および制御盤を設置するスペースがないことから、制御室の拡張も計画した(図 3.5-4(1) 参照)。

Pakbo 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- (a) 単母線を 2 重母線に変更
 - バイパスベイのブスタイへの変更(遮断器 1 台、断路器 1 台の設置)
 - 既設ガントリー間への架空母線の設置
 - 既設変圧器ベイおよび送電ベイへの断路器の設置(ガントリー上)
 - 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 および の位置)
 - 1 ベイの構成は、遮断器 1、断路器 2、接地開閉器付き断路器 1、変流器 3、変成器 3、ライントラップ 2(R 相および T 相)、および避雷器 3
 - PLC システムの設置および他システムとの協調
 - 保護リレー盤および制御盤の制御室への設置
 - 制御盤設置に伴う AC および DC 盤の調整
- (c) ガントリーの延長
 - 上図 および 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
- (d) Main bus への計器用変成器の設置
- (e) 変電所制御室の拡張
- (f) 上記に伴う土木工事・組立て工事
 - 基礎工事
 - 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
- (g) 上記に伴う電線、ケーブル、がいしなどの付属品および工事・保守工具の調達
- (h) スペアパーツの調達

3.6 主要機器

3.6.1 共通仕様

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
(ii)	定格電圧 (r.m.s. value) (機器の最高使用電圧)	123 kV
(iii)	定格周波数	50 Hz
(iv)	絶縁レベル	
	短時間商用周波耐電圧 (r.m.s. value)	230 kV
	雷インパルス耐電圧 (peak value)	550 kV
	中性点接地方式	直接接地
	対地絶縁間隔最小値	1,100 mm
	対地絶縁間隔標準値	1,400 mm
	相間絶縁間隔最小値	1,400 mm
	相間絶縁間隔標準値	2,300 mm
(v)	定格電流	1,250 A
(vi)	定格短時間耐電流 (3 sec)	40 kA
(vii)	表面漏れ距離 (最小値)	16 mm/kV

3.6.2 主要機器の仕様および数量

(1) 主要機器の仕様

すべての 115 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。

(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 (rms); - common value: 230 kV - across the isolating distance: 265 kV 定格雷インパルス耐電圧 (peak); - common value: 550 kV - across the isolating distance: 630 kV
-----	-----------	--

-
- | | |
|----------------------|--|
| (b) 断路器(3相) | 水平中心1点切 or 水平2点切型
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(rms);
- common value: 230 kV
- across the isolating distance: 265 kV
定格雷インパルス耐電圧(peak);
- common value: 550 kV
- across the isolating distance: 630 kV
動作機構: 110V DC モータノ手動 |
| (c) 断路器
(接地開閉器付き) | (b) 断路器と同様 |
| (d) 断路器(単相) | パンタグラフ型(Thakhek 変電所のみ)
電気的な仕様は(b) 断路器(3相)と同様 |
| (e) 変流器 | 定格電圧: 123 kV
コア 1: 400/1 A, 5P20, 25VA
コア 2: 400/1 A, 5P20, 25VA
コア 3: 400/1 A, cl.0.5, 25VA |
| (f) 変成器 | タイプ: キャパシティブ
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 |
| (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 |
| (h) ライントラップ | 定格連続電流: 800A
コイルインダクタンス: 0.5 mH |

ただし、Thakhek 変電所に関しては、2002年7月現在、その新設工事のための入札書類の審査中である。上記はその段階での仕様であるため、詳細設計段階で機器仕様の再確認が必要である。

(2) 主要機器の数量

各変電所の単線結線図および機器配置図から、各変電所に設置する主要機器の数量を以下の通りとした。

表3.6-1 主要機器の数量

主要機器	Pakxan 変電所	Thakhek 変電所	Pakbo 変電所
(a) 遮断器(3相)	2台	4台	3台
(b) 断路器(3相)	4台	-	9台
(c) 断路器(3相) (接地開閉器付き)	2台	4台	2台
(d) 断路器(单相) (パンタグラフ型)	-	8セット	-
(e) 変流器	6台	12台	6台
(f) 変成器	6台	12台	9台
(g) 避雷器	6台	12台	6台
(h) ライントラップ	4台	8台	4台

3.6.3 保護リレーシステム

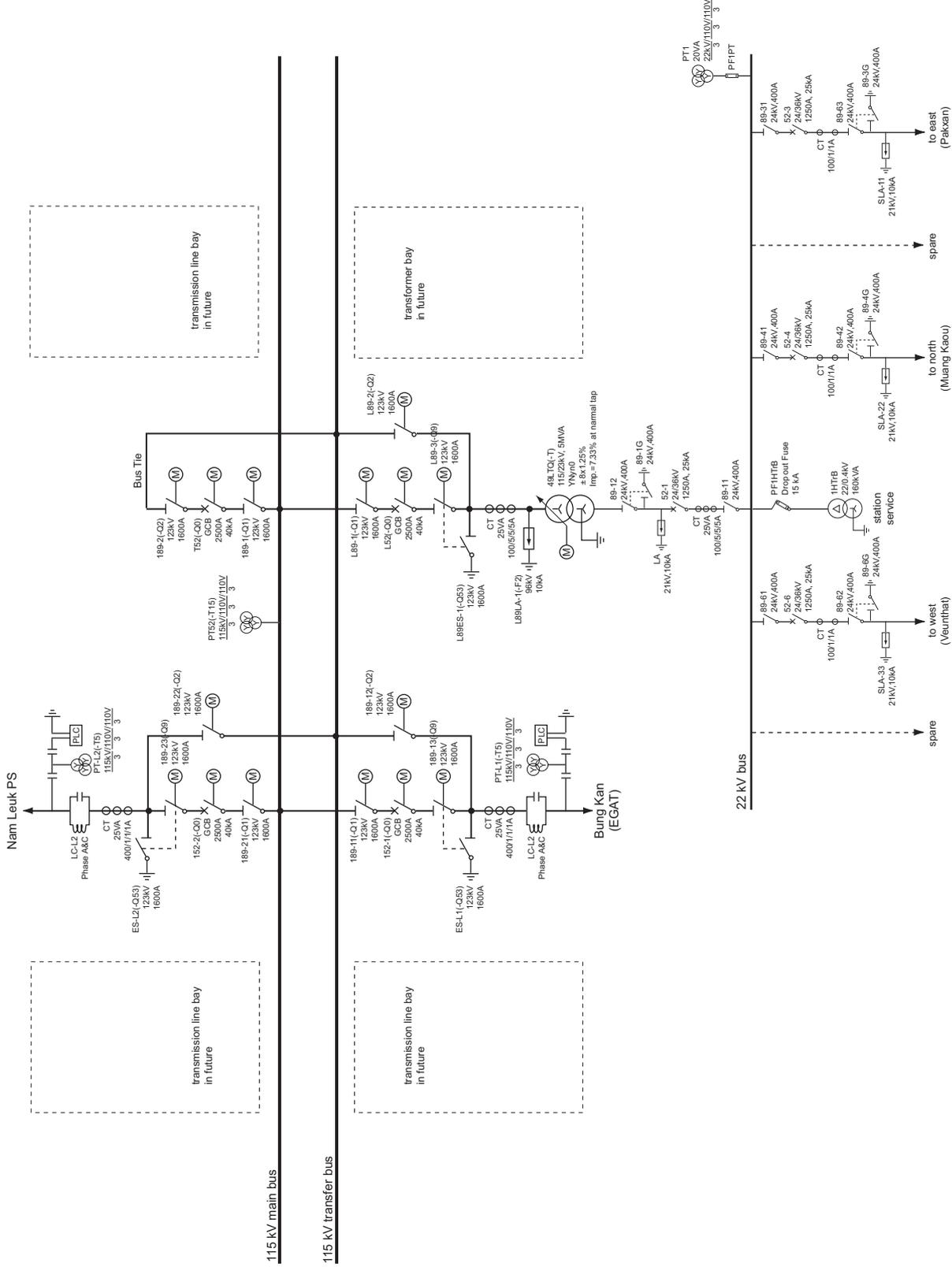
本送変電プロジェクトでは、下記の保護リレーシステムを採用する。

- (a) 115 kV 送電線保護
 - 距離保護(Distance protection)
 - 方向地絡保護(Directional earth fault protection)
 - 過電流および地絡保護(Over-current and earth fault protection)
 - 自動再閉路(Automatic re-closing)
- (b) 115 kV 母線保護
 - 差動保護(Differential protection)
 - 不足電圧保護(Under voltage protection)

3.6.4 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。



as of July, 2002

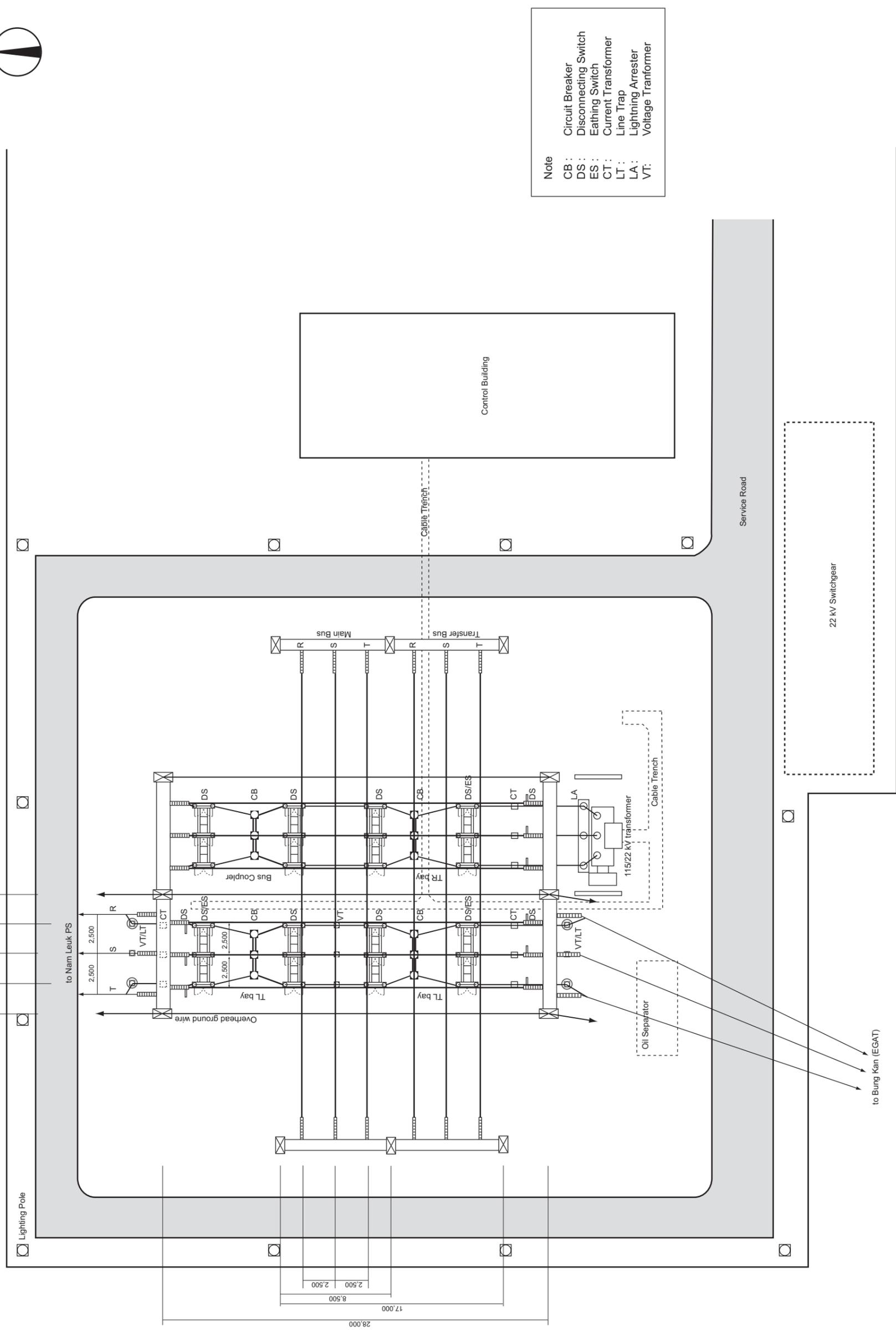
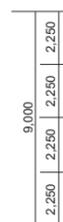


Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koei Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Company

The Study
 on Master Plan
 of Transmission Line
 and
 Substation System

Figure No. 3.3-1
 Title
 Pakxan 變電所
 單線結線圖
 (2002年7月現在)



Note

- CB : Circuit Breaker
- DS : Disconnecting Switch
- ES : Eathing Switch
- CT : Current Transformer
- LT : Line Trap
- LA : Lightning Arrester
- VT : Voltage Transformer

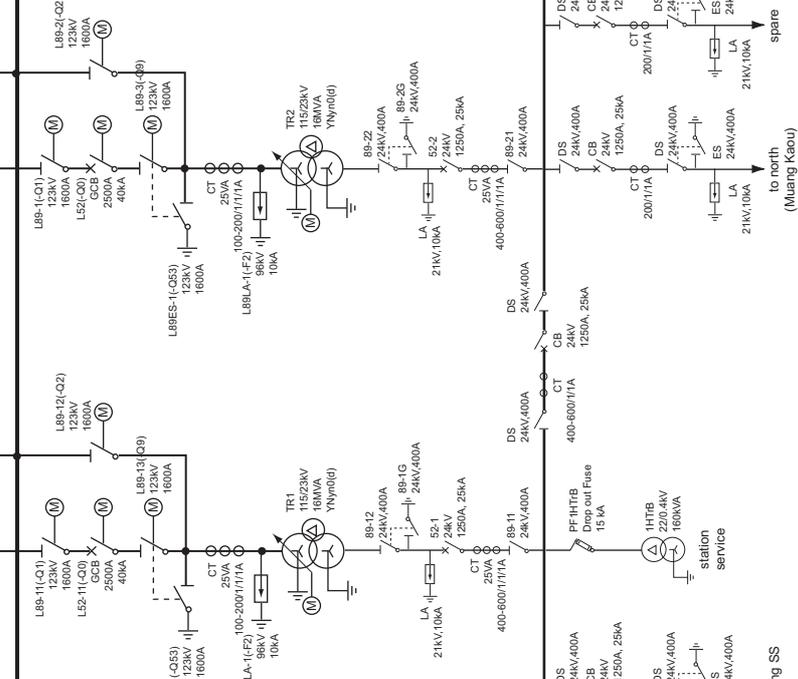
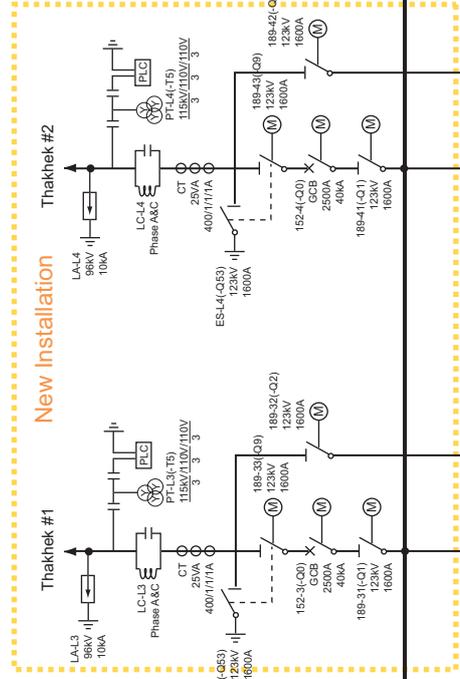
* not to scale



Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.3-2
Title
Pakxan変電所
既設115 kV開閉設備レイアウト
(2002年7月現在)



under the Project

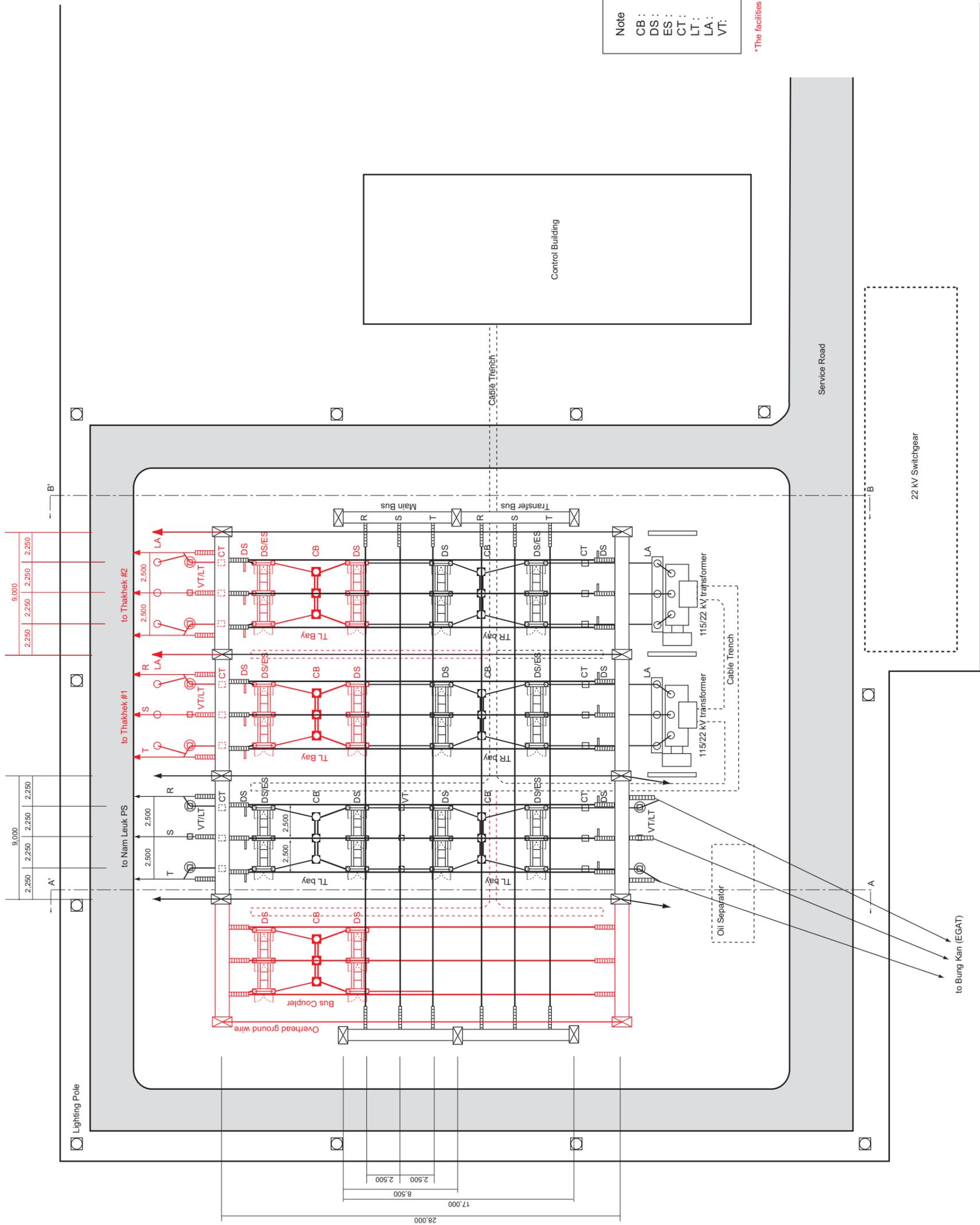


Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency (JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System

Figure No. 3.3-3
Title
Pakxan変電所 単線結線図 (本変電プロジェクト後)



Note

- CB : Circuit Breaker
- DS : Disconnecting Switch
- ES : Earthing Switch
- CT : Current Transformer
- LT : Line Trap
- LA : Lightning Arrester
- VT : Voltage Transformer

*The facilities in red are the target of the Project.

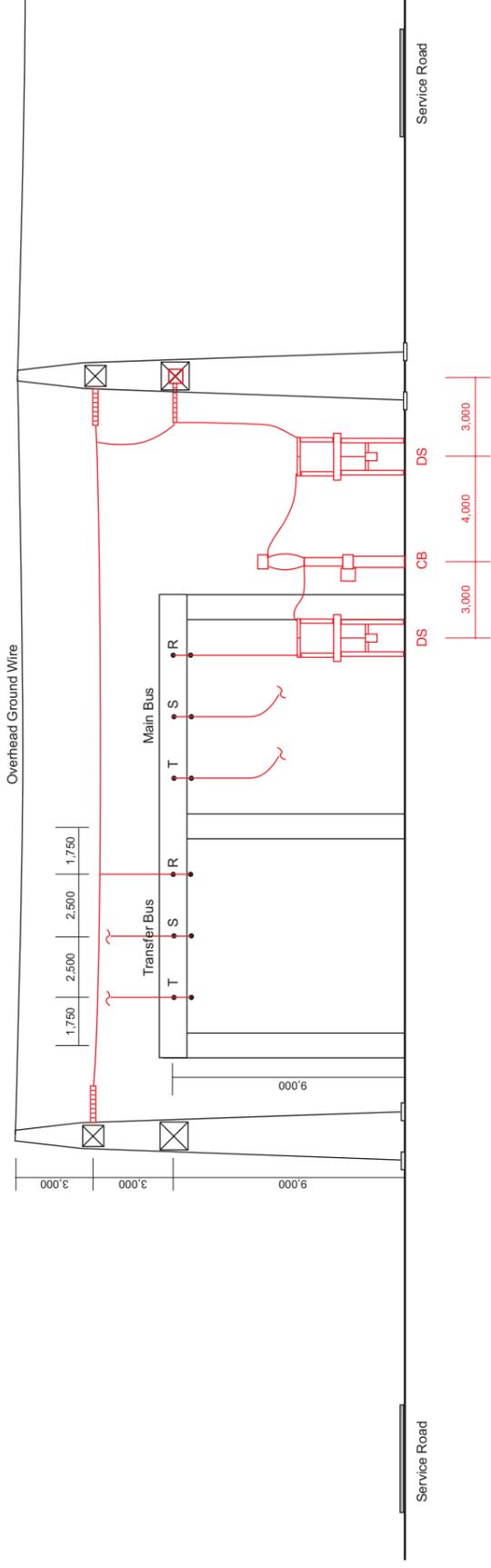
* not to scale



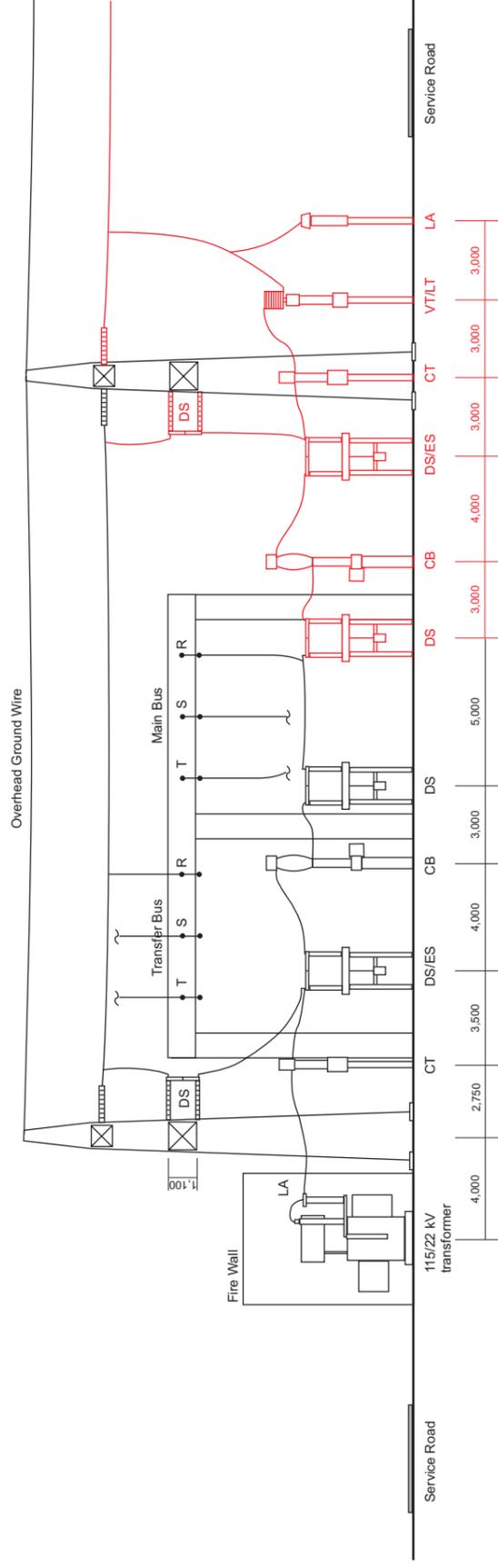
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.3-4 (1)
Title
Pakxan変電所
115 kV開閉設備レイアウトプラン



Section A - A'



Section B - B'

- Note
- CB : Circuit Breaker
 - DS : Disconnecting Switch
 - ES : Earthing Switch
 - CT : Current Transformer
 - LT : Line Trap
 - LA : Lightning Arrester
 - VT : Voltage Transformer

*The facilities in red are the target of the Project.

* not to scale



Electricite du Laos

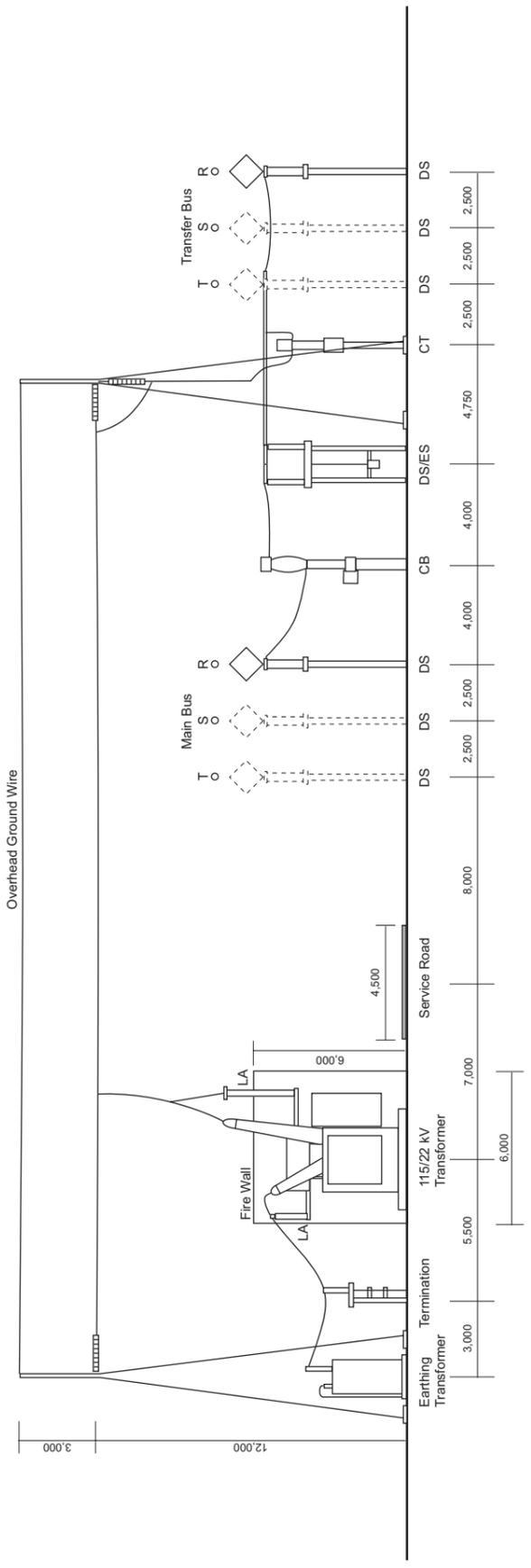
Japan International Cooperation Agency
(JICA)

Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

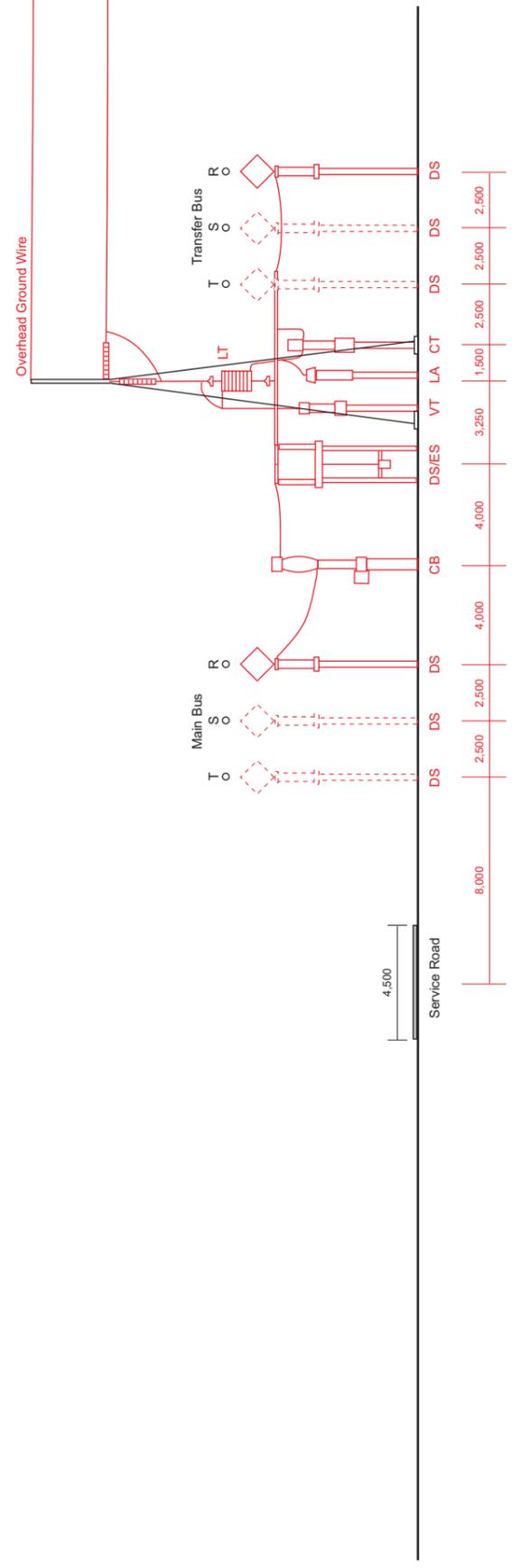
The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.3-4 (2)

Title
Pakxan変電所
115 kV開閉設備レイアウトプラン
(側面図)



Section A - A'



Section B - B'

- Note
- CB : Circuit Breaker
 - DS : Disconnecting Switch
 - ES : Earthing Switch
 - CT : Current Transformer
 - LT : Line Trap
 - LA : Lightning Arrester
 - VT : Voltage Transformer

*The facilities in red are the target of the Project.

* not to scale



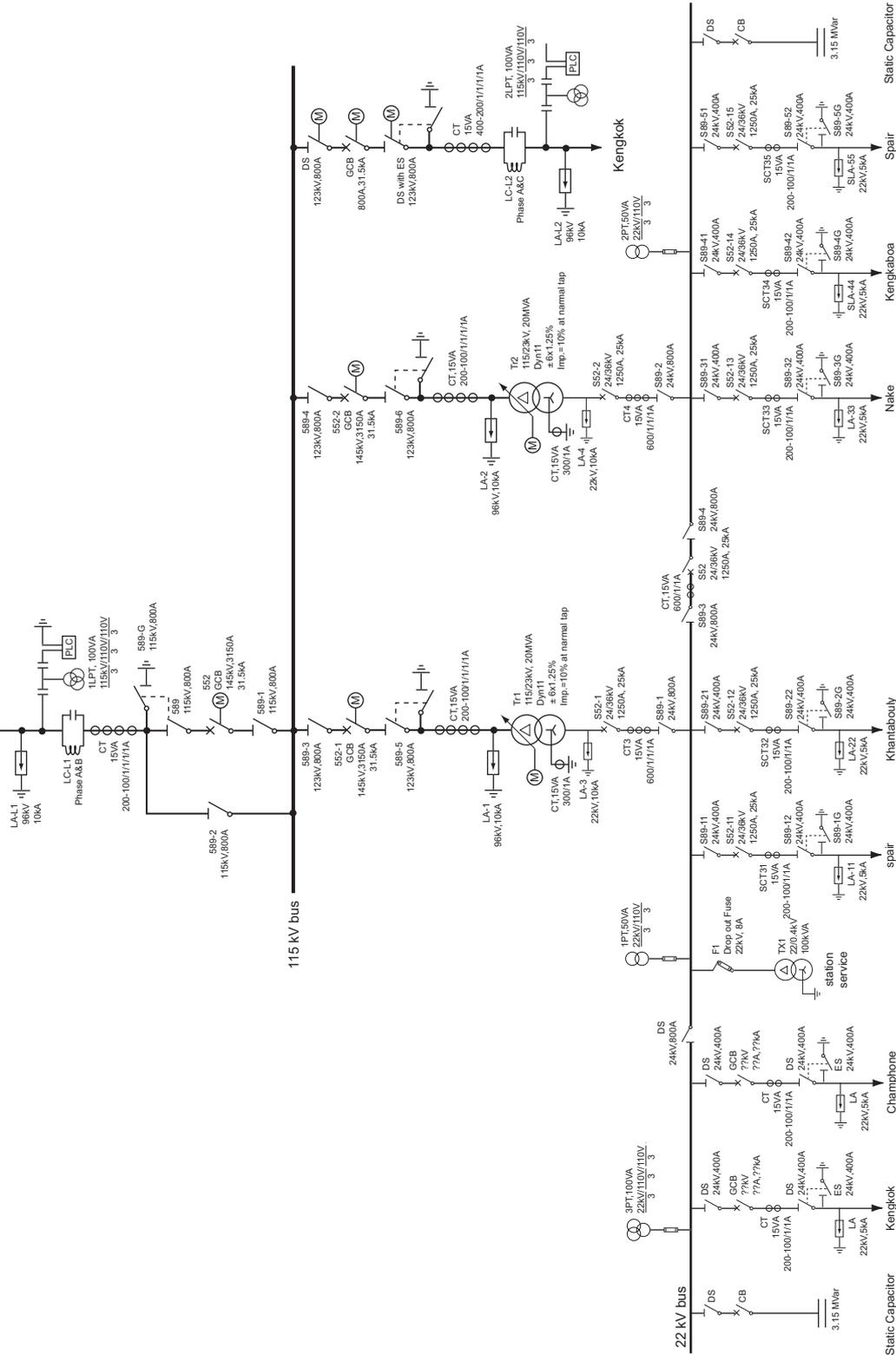
Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.4-2 (2)
Title
Thakhek変電所
115 kV開閉設備レイアウトプラン
(側面図)

Mukdahan (EGAT)

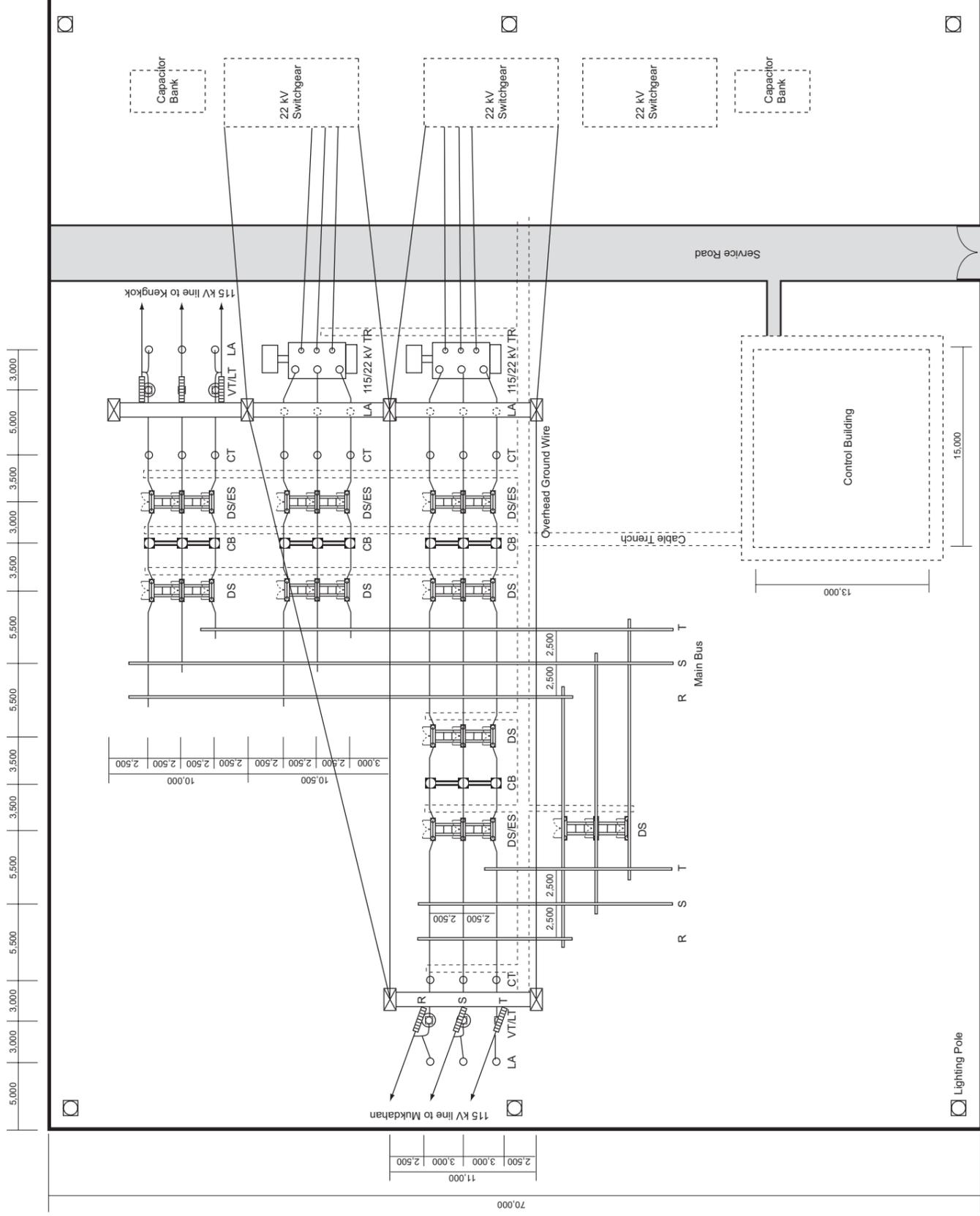
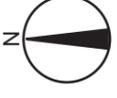


Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.5-1
Title
Pakbo変電所
単線結線図
(SPREプロジェクト後)



Note
 CB : Circuit Breaker
 DS : Disconnecting Switch
 ES : Earthing Switch
 CT : Current Transformer
 LT : Line Trap
 LA : Lightning Arrester
 VT : Voltage Transformer

* not to scale

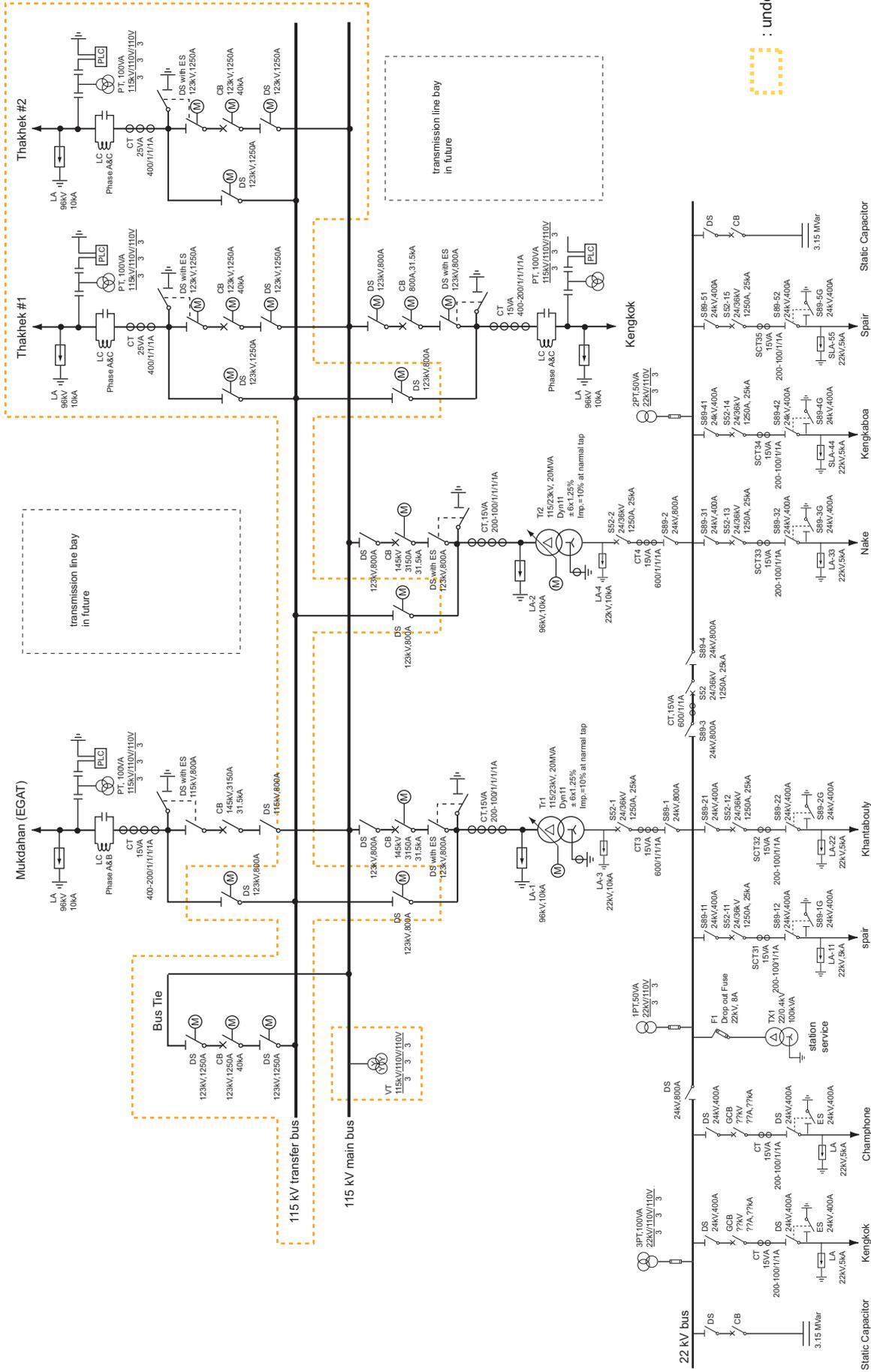


Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency
 (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koel Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Company

The Study
 on Master Plan
 of Transmission Line
 and
 Substation System

Figure No. 3.5-2
 Title
 Pakbo変電所
 115 kV開閉設備レイアウト
 (SPRE プロジェクト後)



under the Project

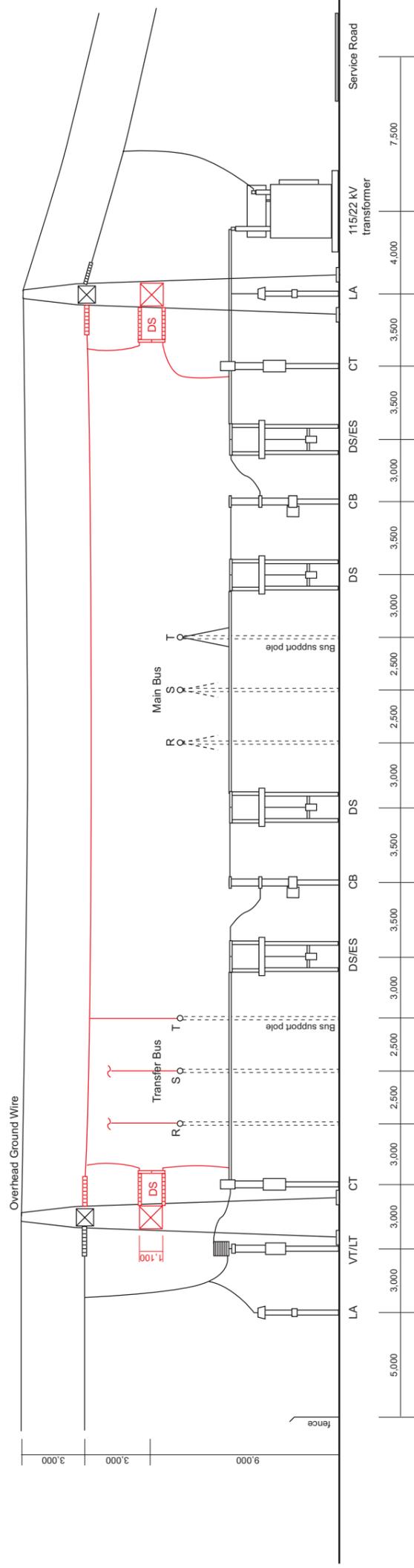
Figure No. 3.5-3
Title
Pakbo変電所
単線結線図
(本送電プロジェクト後)

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

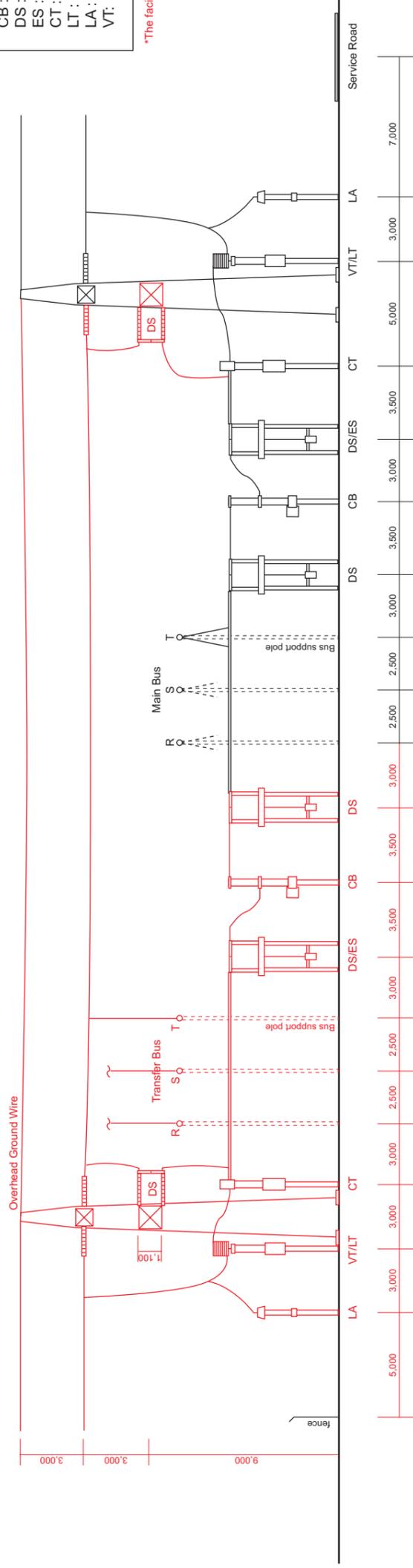
Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company



Electricite du Laos



Section A - A'



Section B - B'

- Note
- CB : Circuit Breaker
 - DS : Disconnecting Switch
 - ES : Earthing Switch
 - CT : Current Transformer
 - LT : Line Trap
 - LA : Lightning Arrester
 - VT : Voltage Transformer

*The facilities in red are the target of the Project.

* not to scale



Japan International Cooperation Agency
(JICA)
Joint Venture
Nippon Koei Co., Ltd.
&
Tokyo Electric Power Company

The Study
on Master Plan
of Transmission Line
and
Substation System

Figure No. 3.5-4 (2)
Title
Pakbo変電所
115 kV開閉設備レイアウトプラン
(側面図)

第 4 章

施工計画・資機材調達計画

第4章 施工計画・資機材調達計画

第II部 1.3節の基本計画にて概要を述べたが、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計画・資機材調達計画について述べる。

4.1 施工方針 / 調達方針

4.1.1 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、STEА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、実施機関であるラオス電力公社(EDL)に助言するコンサルタントが必要である。プロジェクト実施の関連機関の関係は下記と想定される。

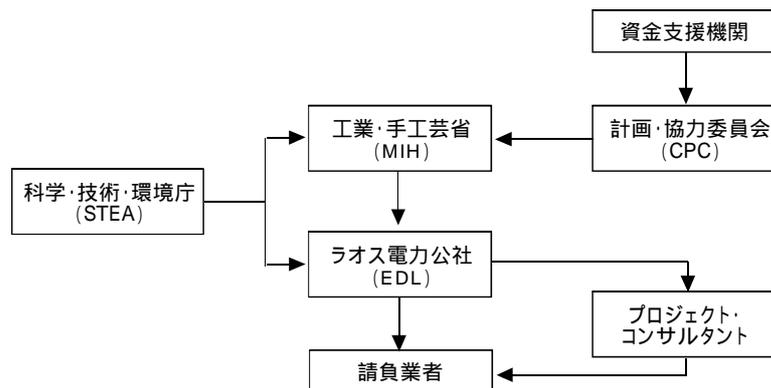


図4.1-1 プロジェクト実施関連機関の関係

実施決定後のラオス国側実施機関、およびプロジェクト・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、監督官庁である工業・手工芸省(MIH)のもとで、EDLが担当する。具体的には、EDLの開発部の管轄下にある「プロジェクト室」が、実務上の責任部署となる。この部署は、現在 ADB 支援の PTD プロジェクトと IDA 支援の SPRE プロジェクトを管理している。本送変電プロジェクトが実現した場合には、この部署に新たな担当チームが編成されることになる。EDL 内部では、プロジェクト施工管理には最も経験のある部署である。

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) プロジェクト・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

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(送電線ルートの地上測量も含む)
- (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

(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。

4.1.2 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。プロジェクト資金源にもよるが、原則的には、調達を送電線と変電所の2ロットに分け、それぞれフルターンキー契約の国際競争入札により請負業者を選定すると想定される。

(2) 調達先

国際競争入札により調達することを前提とする方針のため、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資材・機器関連の製造工場は皆無である。調査関係では、現地コンサルタントが漸く活動を開始したところである。一方、外国企業との建設関連の合弁企業も設立されつつあるが、UXO 調査・撤去作業以外には実績のある分野は少ない。従って、ラオス企業の参加は、現状では労務者提供・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、更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。

4.2 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 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、すべ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、ラオス側は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) 工事中の環境破壊の防止

予定送電線ルートは、その全長の約 20%の部分で水田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、送電鉄塔を山岳地の斜面に建設する場合、鉄塔基礎の切り土面からの土砂崩壊を防止する対策が必要となる。これらの対策については工事仕様書に規定する。

また、送電線の国道横断が7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。

4.3 施工区分 / 調達区分

本送変電プロジェクトに必要とする資機材の調達および施工は、送電・変電設備別の「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4.3-1 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 ・ 115 kV 送電線建設工事全般 ・ 115 kV 変電所増設工事全般 ・ 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 ・ UXO 撤去(必要とあれば) ・ 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

4.4 施工監理計画 / 調達監理計画

プロジェクト実施が決定した後の EDL とプロジェクト・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 本部プロジェクト室から選出する。(プロジェクト・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ー業務のために、開発部と環境室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。契約時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・建築担当を 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 Working Group などが稼働することになる。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・保守マニュアルの作成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。

4.5 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

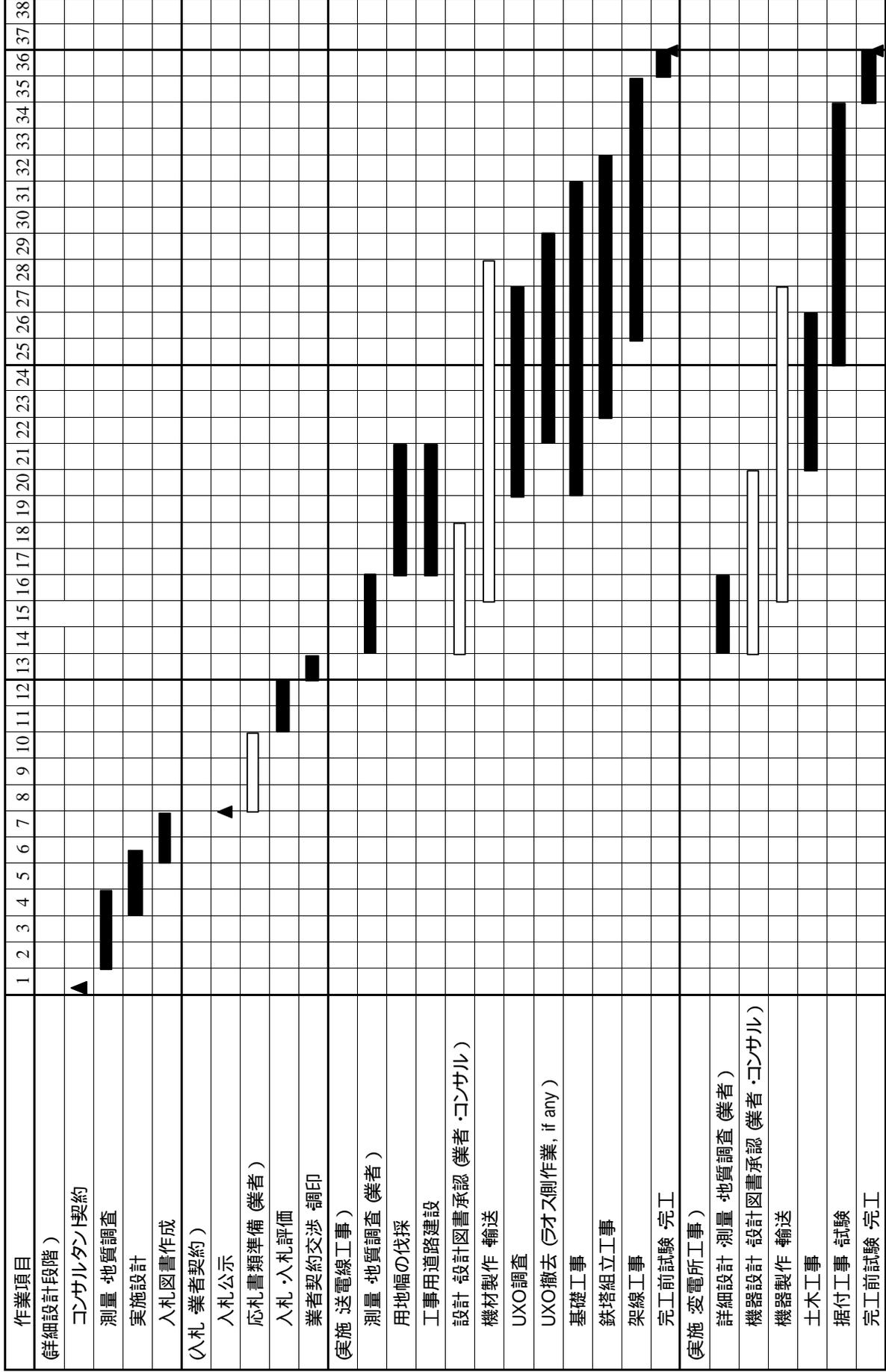
コンサルタントおよび EDL は、完成工事の引渡し前に実施する総合完成検査と試験により、設備の品質を最終的に確認する。

4.6 実施工程

本送変電プロジェクトの全体工程計画を図4.6-1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13ヵ月、業者契約から完工までを23ヵ月、合計36ヵ月を想定した。

送電鉄塔の基礎掘削工事前、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。

図4.6-1 作業工程計画



■ : 現地

□ : 国内

第 5 章

プロジェクトの運営・維持管理計画

第5章 プロジェクトの運営・維持管理計画

本章では、プロジェクト完成後の設備の運営・維持管理について検討した結果を述べる。

5.1 運営・維持管理の組織

5.1.1 現在の組織

現在、115 kV 送電線と変電所は下記地域にて運転されているのみである。

- (a) Nam Ngum 1/Nam Leuk 系統: Vientiane, Bolikhamxai, Luang Prabang の3県と Vientiane 特別市の地域
- (b) Pakbo 輸入系統: Savannakhet 県
- (c) Xeset 1 輸出入系統: Champasak 県

EDL の全体組織と各部門の分担業務を本報告書の第I部 第3.2.2節にて述べた。2002年7月現在、115 kV 変電所の運転・保守業務は、115 kV 送電線を除いて、本部の流通部 (Distribution Division) 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。この業務を総括しているのは技術支援課 (TSD: Technical Service Department) であり、全国各支所所管の変電・配電設備の運転・保守業務の技術面を管理している。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。

TSD は43名の職員で構成されており、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、2~3名の課員を現地に派遣して修復工事の指導も行っている。

国内最大の Nam Ngum 1/Nam Leuk 115 kV 系統に例をとれば、2002年7月現在、この系統内に運転している 115 kV 変電所・開閉所は表 5.1-1 の通りであり、変電所・開閉所の運転・保守作業の実務は、4県1特別市の EDL 各支所の担当部署がそれぞれ担当している。

現在 ADB 地方電化プロジェクトにて建設中の 115 kV 変電所、および中国支援の Nam Mang 3 水力発電所開発に伴う新変電所が運開すれば、新たに Oudomxai 県と Xieng Khuang 県にも 115 kV 変電所が稼動することになる。現在のところ、Xieng Khuang 県には EDL の支所は設置されていない。

表5.1-1 Nam Ngum 1-Nam Leuk系統の115 kV変電所・開閉所

変電/開閉所	所在地	運転・保守の実務
Thalat 開閉所	Vientiane 県	EDL Vientiane 県支所
Vangvieng 変電所	Vientiane 県	EDL Vientiane 県支所
Luang Prabang 変電所	Luang Prabang 県	EDL Luang Prabang 県支所
Phonesoung 変電所	Vientiane 県	EDL Vientiane 県支所
Tha Ngon 変電所	Vientiane 特別市	EDL Vientiane 市支所
Phonetong 変電所	Vientiane 特別市	EDL Vientiane 市支所
Thanaleng 変電所	Vientiane 特別市	EDL Vientiane 市支所
Pakxan 変電所	Bolikhamxai 県	EDL Bolikhamxai 県支所

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。現在 TSD は、115 kV 送電線の運転・保守には全く関与していない。115 kV 送電線設備の保守・修復業務は完全に各支所の責任とされている。

Vientiane 県と Vientiane 特別市の支所の例では、図 5.1-1 に見られるように支所に 115 kV 系統を担当している部署がある。Vientiane 特別市支所の送電部と Vientiane 県支所の送電・変電部がそれである。他の支所も同様の組織を有している。

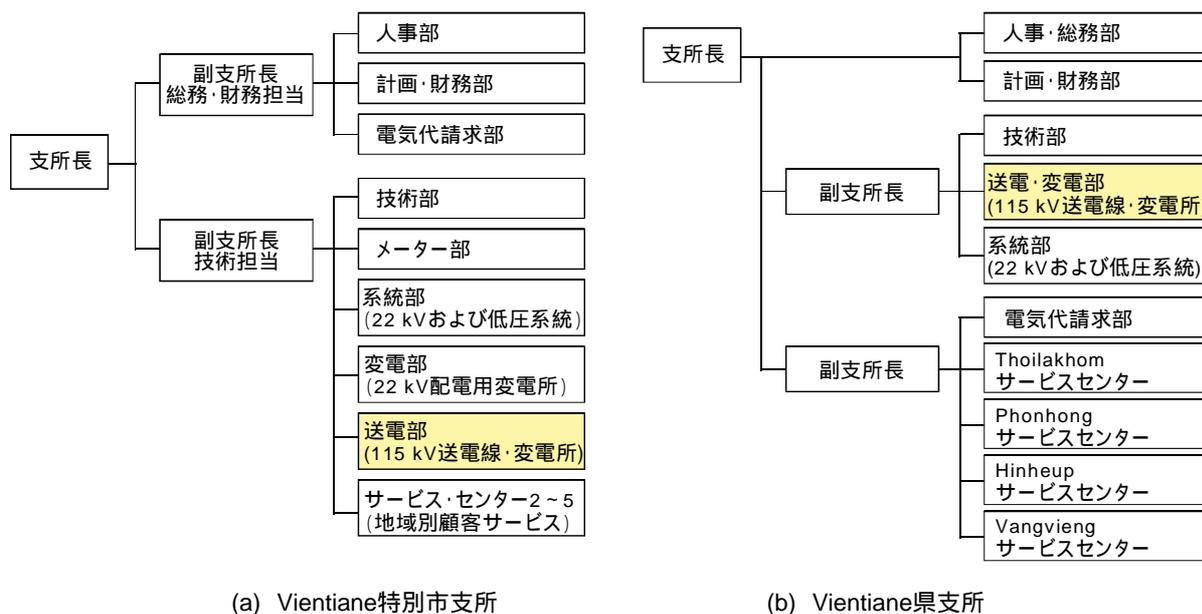


図5.1-1 Vientiane特別市とVientiane県のEDL支所の組織図(2002年7月現在)

Phonetong 変電所はラオス最大容量(3×30 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。保守業務は、TSD から定期的(緊急時も含む)に担当者派遣して実施されている。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、前述のように、ルーティンワークとして TSD に報告されている。また、比較的規模の大きい修復作業は、TSD の指示・指導により実施されている。また、Vientiane 市内の EDL 修理工場での補修は中圧(22 kV)の変圧器関連が主であり、その他の機器の補修は TSD の指導により各支

所・変電所にて実施されている。

Vientiane 特別市の 115 kV 送電線は合計 225 回線-km であるが、その支所の 15 名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。他の支所も同様の方法で保安伐採業務を行っている。

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 TSD に申請され、最終的には EDL 総裁の決済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 IDA/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。

5.1.2 115 kV 高圧送変電運用案

現在のラオスの系統規模では、マニュアルを遵守して運転・保守を行う限り、特に大きな障害は発生していない。ただし、TSD に相当の負担があることは事実である。系統拡張に伴い本部管理機能の向上と強化が必要となる。

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の内 3 ブロック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。ラオスには、第 1 部 第 3.11 節に述べたとおり、国营送電会社(LNGC)の設立計画がある。LNGC は基本的に 500 kV 系統および輸出関連送電系統の運営を目的しているが、国内送電系統の運用業務も見込まれている。未だ計画は具体化していないが、その設立後には送電系統の運用形態が大幅に変更されると考えられる。

しかし、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、LNGC 設立実現の如何にかかわらず、電力輸出入も含めて、ラオスの電力系統を統括する中央給電指令所(LDC: Load Dispatching Center)が必要となる。送変電設備の運用も、この指令所の指示に従って、総合的・組織的になされるべきである。この系統指令システムの調査・検討は、可能な限り早期に開始すべきである。

LNGC 設立前に本送変電プロジェクトが運転開始となった場合を想定して、本プロジェクトを含む連系送電システムの運用案を検討する。

本送変電プロジェクトの完成前に、ADB の北部・中央 1 地域での電化プロジェクト、および中央 2 地域での IDA 地方電化プロジェクトが完成し、ラオスの 115 kV 系統が大幅に増強される計画である。2005 年までに確実視される系統増強は、新設 115 kV 変電所が 7 ヶ所 (Oudomxai SS, Xieng Nguen SwS, Phonsavan SS, Ban Don SS, Non Hai SS, Lakxaosi SS, Thakhek SS)、および 115 kV 送電線が 1,100 回線-km 以上である。これらの送電線に加えて、22 kV と低圧の配電網も増強される計画である。115 kV 系統のみでも、現在工事中の増強設備の完成後には既設設備 (10 変電所と送電線 1,100 cct-km) の 2 倍の設備量になる (本送変電プロジェクト分を含まず)。

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) EDL 本部による送電線設備の管理

現状では、115 kV 送電線の運営を各支所に一任して、本部には全体の送電線設備の運営を統括する部署は存在しない。系統拡大に伴い、現在の方式では、拡大する送電設備の効率的かつ高品質な運営、迅速な事故処理などが不可能である。LDC の完成までは、少なくとも TSD に送電線担当部署を設置し、各支所による保守の総合的な管理、事故予防対策の策定と支所への通達、スペアパーツの効率的な運用、保守要員の再教育などを監視させるべきである。

(b) TSD (流通部の技術支援課) の増強

TSD では、現在においても過量気味の業務が、送電線担当部署の設置により一挙に増加することになる。従って、大幅な増員が必要であると共に、新担当者の教育・訓練を至急開始し、新系統の運用に対処しなければならない。

(c) 運転・保守要員の養成

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。

(d) プロジェクト実施中の OJT

EDL のトレーニング・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、コンサルタントおよび設備納入者に 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。

- (e) 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。
- (f) 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。Theun Hinboun IPP 発電所の記録様式が参考となる。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。
- (g) EDL 修理工場の充実
現在のEDL 修理工場は主に配電用変圧器の修理を行っているが、これまで蓄積してきた技術を活用し、各種変電・配電機器の補修も行うべきである。そのためには、中期的に工作機械・計器類の補充を図る必要がある。さらには、変電所保守班との関係の上に機器の事前補修を行うことにより、事故の未然防止と機器類の耐用年数の延長を図ることが可能である。
- (h) 系統間の通信手段の整備
現在の115 kV 送電線とVientiane 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・標準のPLC 設備にすべきである。
- (i) 変電所保守要員
現在は、TDS から派遣される保守要員が変電所の保守業務を遂行している。しかし、高圧系統の開発に伴い、一支所管内に複数の115 kV 変電所が運転されるため、現体制では、これらの変電所の保守・修復業務を迅速・適格に処理できない。各電力ブロック毎(北部、中央1、中央2 および南部)に変電所保守要員を配置し、地域内変電所の事故未然防止と事故復旧に当たらせる方法を考慮すべきである。TSD はそれら保守グループに対して助言や事故の予防対策・事故復旧の対策を指示することにより、より効率的な保守業務が可能となる。
- (j) EDL 訓練センターの積極的な活用
第I部 第3.9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、TSD 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。

さらに、訓練期間中には、設備計画の技術的根拠を理解させるために、JICA STEP 調査団の作成した「ラオス電力技術基準」の解説・教育を実施することも提案する。

5.2 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。しかし、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

マニュアルの具体例を、資料として別冊に添付した(付録 5.2 参照)。

変電所ごとの運転・保守マニュアルは、設備完成時に担当コンサルタントと機器納入者が 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。コンサルタントの作成するマニュアルは、EDL の標準マニュアルとの整合性および機器納入者のマニュアルから、当該変電所の運転・保守業務遂行に必要な特別な留意点を解説した総合的なものとする。

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 を施すということが考えられる。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。

第 I 部 第 9.2 節に述べた 2000 年に起こった Vangvieng - Luang Prabang 間の送電線事故による 3 日間の停電の原因は、保守マニュアルに記載されている規定を遵守していなかったことにある。すなわち、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。

第 6 章

プロジェクトの概算事業費

第6章 プロジェクトの概算事業費

本節では、本送変電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 2001 年時点の国際競争入札価格をベースとした。

6.1 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、用地・線下補償費および 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。

6.1.1 用地・線下補償費

ラオスにおける送変電設備工事の用地交渉は、すべて EDL が実施している。EDL の担当者によると、EDL には用地・線下補償に対する基準類はなく(現在作成中)、プロジェクト毎に用地交渉方法は異なるようである。例えば、Nam Leak 発電所～Pakxan 変電所間の送電線プロジェクトでは、鉄塔が水田に建設される場合に、鉄塔敷地面積の米の収穫を 5 年間分補償している。また送電線下にある樹木を伐採する場合や、家屋の移転には、栽培者や住民との交渉により補償を実施している。補償額はケースバイケースで一定のルールはないが、上記プロジェクトでは鉄塔 1 基当たりの水田補償額は US\$20 であった。

本送変電プロジェクトでは、Nam Leak 発電所～Pakxan 送電線の延長上にあることから、上記の考え方で用地補償費を算出した。現時点では規定もなく正確な用地・補償費の算出は難しいが、全線に亘って水田に建設される鉄塔 150 基分の用地補償費は US\$3,000 程度と算出され、線下伐採補償費も含めて、計 US\$10,000 を暫定的に事業費に加える。

6.1.2 UXO調査・撤去費

UXO マップ(第I部の図 6.2-2)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。現在ラオスで進行中である「北部地域送配電プロジェクト(ADB)」では、請負業者が Vientiane 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鉄塔敷地周辺(16 m×16 m=256 m²)の調査・撤去作業を行っている。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的大部分は UXO の残留のない箇所を通過するが、一部残留が危惧される箇所は以下の軽残留地域である(図 6.1-1 参照)。

- (a) Pakxan SS ~ Thakhek SS
Nam Kading 川 ~ Naliang 村: 約 35 km(鉄塔 100 基)
- (b) Thakhek SS ~ Pakbo SS
Thakhek 変電所 ~ Xe Bang Fai 川: 約 44 km(鉄塔 126 基)

上記区間に建設予定の鉄塔敷地周辺(256 m²/基)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

「北部地域送配電プロジェクト(ADB)」および UXO Lao による情報に基づき、1 ha 当たりの UXO 散在地域(軽残留)の調査・撤去費を US\$500 とした。

この単価を対象となる 226 基分の鉄塔敷地に適用すると、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 US\$3,000 となった。

$$(鉄塔 1 基当りの調査範囲: 256 m^2) \times (調査対象鉄塔: 226 基) \times (US\$500/ha) = US\$3,000$$

6.2 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、第 2 部 第 2.2 節「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「北部地域送配電プロジェクト(略称 PTD, ADB)」および「南部地域地方電化プロジェクト(略称 SPRE, IDA)」の契約単価、および調査団の所持する最新の ICB 価格を適用した。
- (b) 建設費は、下表に基づき、外貨(US\$)分・現地貨¹(US\$換算)分に振分けて積算した。

表6.2-1 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	測量・設計、用地幅の伐採、工所用道路の建設	30%	70%
	基礎工事	50%	50%
	鉄塔組立工事、架線工事	40%	60%
	接地工事	30%	70%
	国内輸送	0%	100%

1 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。

本送変電プロジェクトの送電線建設費を表 6.2-2 に示す。また、その詳細な積算結果を表 6.2-3 ~ 6.2-4 に示す。

表6.2-2 送電線設備の建設費

区 間	内 訳	外 貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
Pakxan SS ~ Thakhek SS (194.6 km)	資材費	8,233,500	0	8,233,500
	工事費	1,594,900	2,617,200	4,212,100
	合計	9,828,400	2,617,200	12,445,600 (\$63,955/km)
Thakhek SS ~ Pakbo SS (105.2 km)	資材費	4,359,200	0	4,359,200
	工事費	817,600	1,370,300	2,187,900
	合計	5,176,800	1,370,300	6,547,100 (\$62,235/km)
合 計 (299.8 km)	資材費	12,592,700	0	12,592,700
	工事費	2,412,500	3,987,500	6,400,000
	総 計	15,005,200	3,987,500	18,992,700 (\$62,351/km)

上表の建設費は、2002年6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、および第II部 第2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。

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I部 表 7.5-1 参照)と比較して、約 35%低減する結果となった。

6.3 変電所設備の建設費

第2部 第3章「変電所設備」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所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 PTD および SPRE 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 US\$ 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 (US\$) 分・現地貨 (US\$ 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 変電所を除いて用地の新規取得は必要無い。しかし、Pakbo 変電所での取得予定地は EDL の所有地であることから、用地取得費用は変電設備の建設費には含まない。
- (e) UXO の調査・撤去費用は、変電設備の建設費には含まない。
- (f) その他のコストとして、請負業者の設計費、報告書作成費などの費用を各変電所の総資材費・工事費の 10 % とする。

(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 6.3-1 に示す。また、変電所毎の詳細を表 6.3-2 に示す。

表6.3-1 変電所設備の建設費

項目		外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
Pakxan 変電所	資材費	619,400	0	619,400
	工事費	24,100	87,900	112,000
	その他	73,100	0	73,100
	合計	716,600	87,900	804,500
Thakhek 変電所	資材費	1,173,300	0	1,173,300
	工事費	48,200	170,500	218,700
	その他	139,200	0	139,200
	合計	1,360,700	170,500	1,531,200
Pakbo 変電所	資材費	1,093,300	0	1,093,300
	工事費	44,100	164,200	208,300
	その他	130,200	0	130,200
	合計	1,267,600	164,200	1,431,800
総計		3,344,900	422,600	3,767,500

6.4 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) 本章第 6.1 節で述べた通り、用地補償費、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 8%とする。ただし、送電線のルートおよび変電所の調査・測量を含む。
- (c) 物理的予備費は、外貨分・現地貨分とも 10%とする。
- (d) 価格予備費は、外貨分インフレーション:年 3%²および現地貨分インフレーション:年 8%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6.4-1 本送変電プロジェクトの総事業費

内 訳	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
送電線設備	15,005,200	3,987,500	18,992,700
変電所設備	3,344,900	422,600	3,767,500
建設費計	18,350,100	4,410,100	22,760,200
用地補償費	0	10,000	10,000
UXO 調査・撤去費	2,000	1,000	3,000
コンサルタント費	1,820,800	0	1,820,800
物理的予備費	1,835,000	441,000	2,276,000
価格予備費	550,500	352,800	903,300
総計	22,558,400	5,214,900	27,773,300

6.5 事業費の支出計画

本送変電プロジェクトは、第2部 第4.6節「実施工程」の図4.6-1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) 送電線および変電所設備の建設費は、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) 用地補償費は1年目(1～12ヶ月)で支出されるものとする。
- (c) 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年および3年目に均等に支出されるものとする。
- (d) コンサルタント費は、3年間で均等に支出されるものとする。

2 世界銀行の採用している国際価格のインフレーションより推定 (SPRE project Aide Memoire of the Midterm Review Mission, WB, dated April 25, 2002)

3 ラオスの過去数年のインフレーション (Bank of Lao PDR による) より推定

- (e) 物理的・價格的予備費は、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。

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6.5-1 総事業費の支出計画

月次	内 訳	外 貨 (US\$)	現地貨 (US\$)	合 計 (US\$)
1～12 ヶ月	送電線設備	0	0	0
	変電所設備	0	0	0
	用地補償費	0	10,000	10,000
	UXO 調査・撤去費	0	0	0
	コンサルタント費	607,000	0	607,000
	物理的予備費	0	0	0
	價格的予備費	0	0	0
	合 計	607,000	10,000	617,000
13～24 ヶ月	送電線設備	7,502,600	1,993,750	9,496,350
	変電所設備	1,672,450	211,300	1,883,750
	用地補償費	0	0	0
	UXO 調査・撤去費	1,000	500	1,500
	コンサルタント費	606,900	0	606,900
	物理的予備費	917,500	220,500	1,138,000
	價格的予備費	275,250	176,400	451,650
	合 計	10,975,700	2,602,450	13,578,150
25～36 ヶ月	送電線設備	7,502,600	1,993,750	9,496,350
	変電所設備	1,672,450	211,300	1,883,750
	用地補償費	0	0	0
	UXO 調査・撤去費	1,000	500	1,500
	コンサルタント費	606,900	0	606,900
	物理的予備費	917,500	220,500	1,138,000
	價格的予備費	275,250	176,400	451,650
	合 計	10,975,700	2,602,450	13,578,150
	総 計	22,558,400	5,214,900	27,773,300

表6.2-3 送電線建設費の積算

Item	Unit	Qty	Paxan - Thakhek			Total [USD]	No. of Tower	Tot. Wt[t]	Thakhek - Pakbo		Total [USD]	Total						
			FC [USD]	LC [USD]	LC [USD]				FC [USD]	LC [USD]		Qty	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]			
Towers																		
A1: Suspension Type 1	[ton]	490	2,450.0	2,695,000		2,695,000	275	1,375.0	1,512,500		1,512,500	3,825.0	4,207,500					4,207,500
A2: Suspension Type 2	[ton]	10	62.0	68,200		68,200	0	0.0	0		0	62.0	68,200					68,200
B1: Tension 0-15	[ton]	21	130.2	143,220		143,220	8	49.6	54,560		54,560	179.8	197,780					197,780
C1: Tension 0-30	[ton]	16	112.0	123,200		123,200	8	56.0	61,600		61,600	168.0	184,800					184,800
D1: Tension 0-90 Type 1	[ton]	15	138.0	151,800		151,800	7	64.4	70,840		70,840	202.4	222,640					222,640
D2: Tension 0-90 Type 2	[ton]	2	22.0	24,200		24,200	0	0.0	0		0	22.0	24,200					24,200
DE: Dead End	[ton]	4	37.6	41,360		41,360	2	18.8	20,680		20,680	56.4	62,040					62,040
Ga: Gantry	[ton]	4	6.0	6,600		6,600	0	0.0	0		0	6.0	6,600					6,600
Total Tower		562	2,957.8	3,253,580		3,253,580	300	1,563.8	1,720,180		1,720,180	4,521.6	4,973,760					4,973,760
	[Unit]	Qty	Unit Price	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	Qty	Unit Price	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]							
Conductors	[km]	1,226.0	2,600	3,187,600		3,187,600	662.8	2,600	1,723,280		1,723,280	1,888.8	4,910,880					4,910,880
Ground Wires	[km]	204.3	600	122,580		122,580	110.5	600	66,300		66,300	314.8	188,880					188,880
Insulators																		
Sus. Strings	[Units]	30,840	18	555,120		555,120	16,620	18	299,160		299,160	47,460	854,280					854,280
Ten Strings	[Units]	7,680	18	138,240		138,240	3,000	18	54,000		54,000	10,680	192,240					192,240
Jumper Supporting (for Ga)	[Units]	240	18	4,320		4,320	0	18	0		0	240	4,320					4,320
Total Insulators		38,760		697,680		697,680	19,620		353,160		353,160	58,380	1,050,840					1,050,840
Strings Conductor																		
Single Suspension	[Units]	2,916	50	145,800		145,800	1,638	50	81,900		81,900	4,554	227,700					227,700
Double Suspension	[Units]	84	75	6,300		6,300	12	75	900		900	96	7,200					7,200
Single Tension	[Units]	672	100	67,200		67,200	300	100	30,000		30,000	972	97,200					97,200
Double Tension	[Units]	48	100	4,800		4,800	0	100	0		0	48	4,800					4,800
V Structure (for Ga)	[Units]	12	150	1,800		1,800	0	150	0		0	12	1,800					1,800
Total Strings Conductor		3,732		225,900		225,900	1,950		112,800		112,800	5,682	338,700					338,700
Fittings																		
Dampers Conductor	[Units]	6,720	20	134,400		134,400	3,600	20	72,000		72,000	10,320	206,400					206,400
Dampers GW	[Units]	1,120	10	11,200		11,200	600	10	6,000		6,000	1,720	17,200					17,200
Compreure Joints Conductor	[Units]	817	20	16,347		16,347	442	20	8,837		8,837	1,259	25,184					25,184
Compreure Joints GW	[Units]	68	10	681		681	37	10	368		368	105	1,049					1,049
GW Suspension Fittings	[Units]	500	25	12,500		12,500	275	25	6,875		6,875	775	19,375					19,375
GW Tension Fittings	[Units]	62	50	3,100		3,100	25	50	1,250		1,250	87	4,350					4,350
Total Fittings				178,228		178,228			95,331		95,331		273,558					273,558
Tower Earthing	[Units]	562	100	56,200		56,200	302	100	30,200		30,200	864	86,400					86,400
Tower Tests	[Units]	5	20,000	100,000		100,000	2	20,000	40,000		40,000		140,000					140,000
Spare Parts and Tools	[Lots]	1		411,700		411,700	1		218,000		218,000		629,700					629,700
Total Supply				8,233,468	0	8,233,468			4,359,251	0	4,359,251		12,592,718	0				12,592,718
Construction Works																		
Preliminary Work																		
Survey, Profile Drawing	[km]	194.6	1,200	70,056	163,464	233,520	105.2	1,200	37,872	88,368	126,240	299.8	107,928	251,832				359,760
Design & Engineering	[km]	194.6	1,200	70,056	163,464	233,520	105.2	1,200	37,872	88,368	126,240	299.8	107,928	251,832				359,760
Bush Clearing	[km]	159.6	1,000	47,872	111,700	159,572	78.9	1,000	23,670	55,230	78,900	238.5	71,542	166,930				238,472
Access Roads Construction	[km]	94.5	1,000	28,356	66,164	94,520	75.1	1,000	22,543	52,600	75,143	169.7	50,899	118,764				169,663
Soil Investigation	[Units]	558	100	16,740	39,060	55,800	300	100	9,000	21,000	30,000	858	25,740	60,060				85,800
Total Preliminary				233,080	543,852	776,932			130,957	305,566	436,523		364,036	849,418				1,213,455
Foundation Work																		
Pad-1 (A1, A2 Tower, Soil-1)	[Units]	115	2,200	126,500	126,500	253,000	0	2,200	0	0	0	115	126,500	126,500				253,000
Pad-2 (B1, C1 Tower, Soil-1)	[Units]	8	3,800	15,200	15,200	30,400	0	3,800	0	0	0	8	15,200	15,200				30,400
Pad-3 (D1, D2, DE Tower, Soil-1)	[Units]	6	7,000	21,000	21,000	42,000	0	7,000	0	0	0	6	21,000	21,000				42,000
Pad-4 (A1, A2 Tower, Soil-2)	[Units]	234	2,600	304,200	304,200	608,400	261	2,600	339,300	339,300	678,600	495	643,500	643,500				1,287,000
Pad-5 (B1, C1 Tower, Soil-2)	[Units]	17	5,300	45,050	45,050	90,100	16	5,300	42,400	42,400	84,800	33	87,450	87,450				174,900
Pad-6 (D1, D2, DE Tower, Soil-2)	[Units]	12	10,300	61,800	61,800	123,600	8	10,300	41,200	41,200	82,400	20	103,000	103,000				206,000
Pad-7 (A1, A2 Tower, Soil-3)	[Units]	151	3,700	279,350	279,350	558,700	14	3,700	25,900	25,900	51,800	165	305,250	305,250				610,500
Pad-8 (B1, C1 Tower, Soil-3)	[Units]	12	8,800	52,800	52,800	105,600	0	8,800	0	0	0	12	52,800	52,800				105,600
Pad-9 (D1, D2, DE Tower, Soil-3)	[Units]	3	17,400	26,100	26,100	52,200	1	17,400	8,700	8,700	17,400	4	34,800	34,800				69,600
Pad-10: (Ga: Gantry Structure)	[Units]	4	1,000	2,000	2,000	4,000	0	1,000	0	0	0	4	2,000	2,000				4,000
Total Foundation Work		562		934,000	934,000	1,868,000	300		457,500	457,500	915,000	862	1,391,500	1,391,500				2,783,000
Tower Erection																		
A1: Suspension Type 1	[ton]	2,450.0	150	147,000	220,500	367,500	1,375.0	150	82,500	123,750	206,250	3,825.0	229,500	344,250				573,750
A2: Suspension Type 2	[ton]	62.0	150	3,720	5,580	9,300	0.0	150	0	0	0	62.0	3,720	5,580				9,300
B1: Tension 0-15	[ton]	130.2	150	7,812	11,718	19,530	49.6	150	2,976	4,464	7,440	180	10,788	16,182				26,970
C1: Tension 0-30	[ton]	112.0	150	6,720	10,080	16,800	56.0	150	3,360	5,040	8,400	168	10,080	15,120				25,200
D1: Tension 0-90 Type 1	[ton]	138.0	150	8,280	12,420	20,700	64.4	150	3,864	5,796	9,660	202	12,144	18,216				30,360
D2: Tension 0-90 Type 2	[ton]	22.0	150	1,320	1,980	3,300	0.0	150	0	0	0	22	1,320	1,980				3,300
DE: Dead End	[ton]	37.6	150	2,256	3,384	5,640	18.8	150	1,128	1,692	2,820	56	3,384	5,076				8,460
Ga: Gantry	[ton]	6.0	150	360	540	900	0.0	150	0	0	0	6	360	540				900
Total Tower Erection		2,957.8		177,468	266,202	443,670	1,563.8		93,828	140,742	234,570	4,522	271,296	406,944				678,240
Stringing and Sagging																		
6 Conductors	[km]	194.6	2,500	194,600	291,900	486,500	105.2	2,500	105,200	157,800	263,000	299.8	299,800	449,700				749,500
1 Ground Wire	[km]	194.6	500	38,920	58,380	97,300	105.2	500	21,040	31,560	52,600	299.8	59,					

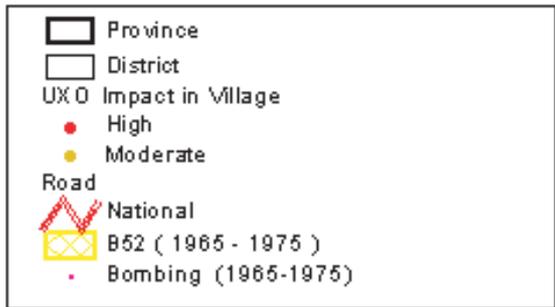
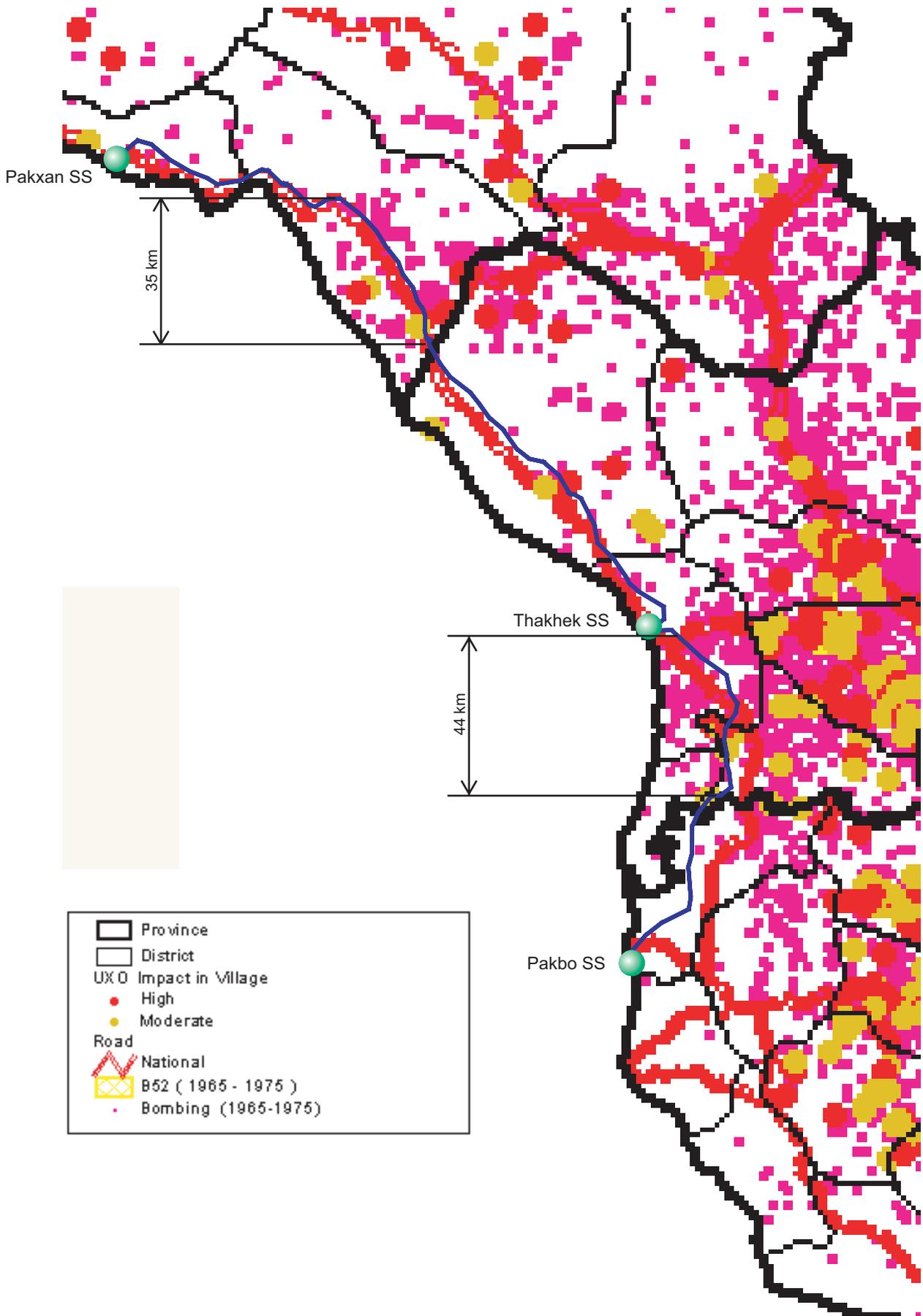
表6.3-2 変電所設備に対する建設費積算

1. Plant and equipment including inland transportation

Items	unit	CIF (\$)	Pakxan SS		Thakhek SS		Pakbo SS	
			Q'ty	Total Price	Q'ty	Total Price	Q'ty	Total Price
1.1 115 kV outdoor switchyard								
1 Circuit breaker	pcs	61,653.00	2	123,306.00	4	246,612.00	3	184,959.00
2 Isolator	pcs	10,302.00	4	41,208.00	8	82,416.00	9	92,718.00
3 Isolator with earthing switch	pcs	12,240.00	2	24,480.00	4	48,960.00	2	24,480.00
4 Current transformer	pcs	6,069.00	6	36,414.00	12	72,828.00	6	36,414.00
5 Capacitive voltage transformer	pcs	4,488.00	6	26,928.00	12	53,856.00	9	40,392.00
6 Lightning arrester	pcs	2,193.00	6	13,158.00	12	26,316.00	6	13,158.00
7 Line trap	pcs	6,834.00	4	27,336.00	8	54,672.00	4	27,336.00
8 Steel structure	lot	20,000.00	1	20,000.00	1.5	30,000.00	3	60,000.00
9 Accessories, insulators, buswork	lot	40,000.00	1	40,000.00	1.5	60,000.00	3	120,000.00
1.2 Control and Monitoring Equipment								
1 Local control, bay unit	lot	106,080.00	1	106,080.00	2	212,160.00	2	212,160.00
1.3 Protection 115 kV								
1 Line feeder	pcs	43,110.00	1	43,110.00	2	86,220.00	2	86,220.00
2 Bus bar protection (integration in the existing system)	pcs	12,699.00	1	12,699.00	1	12,699.00	1	12,699.00
1.4 Communication and SCADA								
1 Extension of ex. SCADA/PLC system	lot	46,410.00	1	46,410.00	1	46,410.00	1	46,410.00
1.5 MV, LV cables								
1 Control cables and LV power cables	lot	25,000.00	1	25,000.00	2	50,000.00	2	50,000.00
2 Cable supporting structures	lot	1,000.00	1	1,000.00	2	2,000.00	2	2,000.00
1.6 0.4 kV AC installations								
1 Integration into the existing AC system	lot	4,947.00	1	4,947.00	1	4,947.00	1	4,947.00
1.7 Earthing, Lighting, Lightning								
1 Earthing system (integration in the existing system)	lot	17,750.00	1	17,750.00	1	17,750.00	1	17,750.00
2 Lightning system (integration in the existing system)	lot	6,612.00	1	6,612.00	1	6,612.00	1	6,612.00
3 Lighting and socket system (integration in the existing system)	lot	2,958.00	1	2,958.00	1	2,958.00	1	2,958.00
1.8 Spare Parts								
5% of Total above	lot			31,000.00		55,900.00		52,100.00
				650,396.00		1,173,316.00		1,093,313.00

2. Civil and erection works

Items		FC (US\$)	LC (US\$)	Total (US\$)
2.1 Civil works				
Pakxan SS	lot	9,100.00	33,000.00	42,100.00
Thakhek SS	lot	18,200.00	66,000.00	84,200.00
Pakbo SS	lot	14,100.00	71,800.00	85,900.00
2.2 Erection works				
Pakxan SS	lot	15,000.00	54,900.00	69,900.00
Thakhek SS	lot	30,000.00	104,500.00	134,500.00
Pakbo SS	lot	30,000.00	92,400.00	122,400.00



Japan International Cooperation Agency (JICA)
 Joint Venture
 Nippon Koei Co., Ltd.
 &
 Tokyo Electric Power Company

The Study
 on Master Plan
 of Transmission Line
 and
 Substation System

Figure No. 6.1-1
 Title Pakxan SS - Pakbo SS 送電線沿いの UXO マップ

第7章

プロジェクト評価

第7章 プロジェクト評価

7.1 評価の基準

7.1.1 経済評価の基準

本送変電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は11%と仮定した。

本送変電プロジェクトの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2002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。2003年から2032年の評価対象期間には、詳細設計と建設期間(2003～2005年)が含まれる。また、2003年を基準年とした。
- (3) EIRRの算定にあたって、以下の費用を考慮した；
 - (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(第2部表6.4-1並びに6.5-1に詳細、表7.1-1に要約)。
 - (b) 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%(送電線)、1.5%(変電所)と仮定した。
 - (c) 第1編7.7.3節における分析と同様の手順を踏まえ、本送変電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。
 - (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) EIRRの算定にあたって、以下の便益を考慮した；
 - (a) 本送変電プロジェクトは中央1と中央2地域の電力融通を可能とし、将来的(2008年)には南部地域への供給も可能となる。本事業の最大の経済的便益は電力の輸入削減による外貨流出の節減である。従って、便益としてタイのEGATからの輸入電力に係る回避(節約)費用を適用した。
 - (b) EDLと協議のうえ、輸入電力節約(電力輸送に係わる融通費用の節約)による経済便益をkWh当りUS 1.0セント(2005年より)とした。本送変電プロジェクトにより節約される輸入電力量の予測値は第1部表5.5-1に詳細を、表7.1-2に要約を示した。
 - (c) 2005年から2012年に亘りXepon鉱山にて消費される電力も、本送変電プロジェクトが実施されない場合は、輸入電力によって賄われる。2013年以降は、Xepon発電所あるいは

第2部 最優先プロジェクトに対する設備設計

Nam Theun 2 発電所などの国内発電所から鉞山は電力供給を受ける。従って、Xepon 鉞山に対する電力輸送・融通費用の節約(kWh 当り US 1.0 セント)を 2012 年までの便益として加え事業便益を算定した。

表7.1-1 建設費用(本送変電プロジェクトおよび中圧・低圧系統)

(単位:千 USドル)

Year	115 kV						MV & LV									
	T/L		S/S		Consult.		Thakhek		Pakbo		Kengkok		Total		Consult.	
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC
2003					607	0										
2004	8,254	2,194	1,840	232	607	0	231	58	249	62	424	106	904	226	79	0
2005	8,254	2,194	1,840	232	607	0	231	58	249	62	424	106	904	226	79	0
2006							231	58	249	62	424	106	904	226	79	0
2007							231	58	249	62	424	106	904	226	79	0
2008							231	58	249	62	424	106	904	226	79	0
2009							443	112	311	78	175	44	929	234	81	0
2010							443	112	311	78	175	44	929	234	81	0
2011							443	112	311	78	175	44	929	234	81	0
2012							443	112	311	78	175	44	929	234	81	0
2013							443	112	311	78	175	44	929	234	81	0
2014							477	119	507	127	187	47	1,171	293	102	0
2015							477	119	507	127	187	47	1,171	293	102	0
2016							477	119	507	127	187	47	1,171	293	102	0
2017							477	119	507	127	187	47	1,171	293	102	0
2018							477	119	507	127	187	47	1,171	293	102	0
2019							336	84	454	113	206	52	996	249	87	0
2020							336	84	454	113	206	52	996	249	87	0
Total	16,508	4,398	3,680	464	1,821	0	6,427	1,613	6,243	1,561	4,342	1,089	17,012	4,263	1,489	0

(115 kV: 第II部 表 6.4-1 および 6.5-1、.MV & LV: 付録表 3.5、FC 80%、LC 20%、Consulting Service 7% of investment)

表7.1-2 変電所毎の必要電力量

(単位:GWh)

Year	Thakhek SS	Pakbo SS	Kengkok SS	Xepon SS ^(*)	Total	Mine	増加分
2005	121.8	88.6	53.9	18.4	282.7	210.0	-
2006	135.5	96.7	60.0	29.2	321.4	210.0	27.9
2007	148.4	117.4	67.7	30.6	364.1	210.0	69.2
2008	180.4	127.2	74.4	32.1	414.1	330.0	117.7
2009	195.7	137.0	81.2	33.5	447.4	340.0	149.6
2010	212.0	166.3	88.5	44.9	511.7	340.0	202.5
2011	227.7	182.5	101.0	47.7	558.9	340.0	246.9
2012	245.9	197.6	111.5	51.1	606.1	340.0	290.7
2013	270.0	212.1	122.1	54.5	658.7	(340.0)	339.9
2014	285.1	227.0	131.8	67.0	710.9	(410.0)	379.6
2015	341.3	278.2	143.2	70.2	832.9	(410.0)	498.4
2016	358.8	292.3	153.4	73.4	877.9	(410.0)	540.2
2017	381.4	308.1	164.2	76.5	930.2	(410.0)	589.4
2018	401.0	324.2	175.8	79.3	980.3	(410.0)	636.7
2019	424.8	342.2	189.3	100.5	1,056.8	(410.0)	692.0
2020	447.7	396.7	202.3	103.5	1,150.2	(410.0)	782.4
After	Constant	Constant	Constant	Constant	Constant		XPN & Mine を除

(第I部 表 5.5-1 より、但し Xepon SS は表 5.5-1 に示した需要量の半分(鉞山需要を除く))

7.1.2 財務評価の基準

本送変電プロジェクトの経済的内部収益率(FIRR)を算定するにあたって用いた仮定と前提条件を以下に示す。

- (1) 費用並びに収入とも 2002 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考慮し、30 年間を評価の対象期間とした。2003 年から 2032 年の評価対象期間には、詳細設計と建設期間(2003～2005 年)が含まれる。費用は全て 2003 年期首の時点に合わせ割り引く。
- (3) FIRR の算定にあたって、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 7.1-1 に示す。
 - (b) 収入は最終需要家への売電収入を基に算定しているため、変電設備に関連する中圧および低圧配電網に係る投資費用も本送変電プロジェクトの費用に加えた。プロジェクト費用は付録 6.2 の表 3.3 から表 3.5 に示した。
 - (c) 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% (送電線)、1.5% (変電所)、1% (配電設備) と仮定した。
 - (d) 償却、利払いは費用から除外した。
- (4) 財務分析の収入の算定にあたって、以下を考慮した；
 - (a) 財務評価は本プロジェクトにより直ちに給電可能な Thakhek、Savannakhet および Kengkok 地域での電力消費がもたらす EDL への増分収入に基づいて行った。また、Xepon 鉱山および Xepon 変電所での電力需要は、それら送電線および変電設備の建設費を考慮していないため、FIRR の算定から除いた。
 - (b) 送配電システムに係わる投資費用が発電所を含むシステム全体の投資額の約 40 % を占めることから、本プロジェクトの FIRR 算定に相応する売電収入は、総販売収入の 40 % と仮定した。
 - (c) FIRR 算定に当って、需要家全てに適用する収入単価(平均売電価格)を kWh 当り US 2.068 セント(新電力料金制による 2005 年の加重平均単価 US 5.17 セントの 40 %)とした。各関連変電設備における電力需要の増加量は、表 7.1-2 に要約した。

7.2 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。

7.2.1 経済的内部収益率(EIRR)

便益および費用のキャッシュフローに基づいて EIRR を求め、ベースケースにて 23.93 % と算定された。

また、以下の変化条件にて感度分析も併せて行った。表 7.2-1 に経済評価のキャッシュフロー、算定の結果を表 7.2-2 に要約する。

- (a) 設備投資費用が 15 % 上昇
- (b) 便益単価が 10 % 低下
- (c) 維持管理費用が 50 % 上昇
- (d) 販売電力収入が 30 % 低下 (電力需要、料金徴収、または現地貨の対米ドル交換レート等による変動)

表7.2-2 EIRRの算定結果

	EIRR (%)	NPV ₂₀₀₂ (1,000US\$)
ベースケース	23.93	31,347
設備投資費用が 15 % 上昇	21.35	28,024
便益単価が 10 % 低下	21.96	25,997
維持管理費用が 50 % 上昇	23.58	30,485
販売電力収入が 30 % 低下	17.80	15,295

本送変電プロジェクト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(11 %)を上回り、経済的に妥当な事業であると判断される。

7.2.2 財務的内部収益率(FIRR)

表 7.2-3 に財務評価のキャッシュフロー、算定の結果を表 7.2-4 に要約する。

表7.2-4 FIRRの算定結果

	FIRR (%)	NPV ₂₀₀₂ (US\$ 1,000)
ベースケース	14.87	52,137
設備投資費用が 15 % 上昇	13.44	50,238
便益単価が 10 % 低下	13.79	45,651
維持管理費用が 50 % 上昇	14.56	50,461
販売電力収入が 30 % 低下	11.35	32,698

ベースケースの計算結果(14.87 %)からも、本プロジェクトは財務的に妥当な事業であることが判る。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 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。

表7.2-1 (1) 本送変電プロジェクトのEIRR (ベースケース)

Year	115 kV Facilities						Total Capital		O & M Cost			Energy			Benefit			NPV
	TL Investment		SS Investment		Consult.		FC	LC	TL	SS	Total	4 SS (MWh)	Mine (MWh)	4 SS (\$/10MWh)	Mine (\$/10MWh)	Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	FC											FC+LC	
2003	0.00	9.00	0.00	0.00	607.00	607.00	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00						-616	
2004	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884	
2005	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884	
2006								209.05	62.16	271.21	321.400	210,000	2,100	3,214	2,100	5,314	5,043	
2007								209.05	62.16	271.21	364,100	210,000	2,100	3,641	2,100	5,741	5,470	
2008								209.05	62.16	271.21	414,100	330,000	3,300	4,141	3,300	7,441	7,170	
2009								209.05	62.16	271.21	447,400	340,000	3,400	4,474	3,400	7,874	7,603	
2010								209.05	62.16	271.21	511,700	340,000	3,400	5,117	3,400	8,517	8,246	
2011								209.05	62.16	271.21	558,900	340,000	3,400	5,589	3,400	8,989	8,718	
2012								209.05	62.16	271.21	606,100	340,000	3,400	6,061	3,400	9,461	9,190	
2013								209.05	62.16	271.21	658,700			6,587		6,587	6,316	
2014								209.05	62.16	271.21	710,900			7,109		7,109	6,838	
2015								209.05	62.16	271.21	832,900			8,329		8,329	8,058	
2016								209.05	62.16	271.21	877,900			8,779		8,779	8,508	
2017								209.05	62.16	271.21	930,200			9,302		9,302	9,031	
2018								209.05	62.16	271.21	980,300			9,803		9,803	9,532	
2019								209.05	62.16	271.21	1,056,800			10,568		10,568	10,297	
2020								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2021								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2022								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2023								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2024								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2025								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2026								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2027								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2028								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2029								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2030								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2032								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2032								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2033								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2034								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
2035								209.05	62.16	271.21	1,150,200			11,502		11,502	11,231	
Total	16,507.72	3,957.53	3,679.40	418.37	1,820.80	22,007.92	4,375.91				27,674,600	2,110,000					23.93	
Economic IRR for the Project (%)																		
Net Present Value (at 11%)																		
31,347																		

(US\$ 1,000)

表7.2-1 (2) 本送変電プロジェクトのEIRR (感度分析：投資コスト+15%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						Total Capital			O & M Cost			Energy			Benefit			NPV
	TL Investment		SS Investment		Consult.		FC	LC	TL	SS	TTL	4 SS (MWh)	Mine (MWh)	4 SS (\$/10MWh)	Mine (\$/10MWh)	Total			
2003	0.00	10.35	0.00	0.00	698.05	698.05	10.35	0.00	0.00	0.00	0.00							-708	
2004	9,491.94	2,270.41	2,115.66	240.57	697.94	12,305.53	2,510.97	0.00	0.00	0.00								-14,817	
2005	9,491.94	2,270.41	2,115.66	240.57	697.94	12,305.53	2,510.97	0.00	0.00	0.00								-14,817	
2006						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	321,400	210,000	210,000	3,214	2,100	5,314	5,002		
2007						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	364,100	210,000	210,000	3,641	2,100	5,741	5,429		
2008						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	414,100	330,000	330,000	4,141	3,300	7,441	7,129		
2009						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	447,400	340,000	340,000	4,474	3,400	7,874	7,562		
2010						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	511,700	340,000	340,000	5,117	3,400	8,517	8,205		
2011						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	558,900	340,000	340,000	5,589	3,400	8,989	8,677		
2012						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	606,100	340,000	340,000	6,061	3,400	9,461	9,149		
2013						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	658,700			6,587		6,587	6,275		
2014						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	710,900			7,109		7,109	6,797		
2015						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	832,900			8,329		8,329	8,017		
2016						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	877,900			8,779		8,779	8,467		
2017						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	930,200			9,302		9,302	8,990		
2018						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	980,300			9,803		9,803	9,491		
2019						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,056,800			10,568		10,568	10,256		
2020						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2021						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2022						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2023						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2024						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2025						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2026						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2027						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2028						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2029						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2030						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2032						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2032						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2033						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2034						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
2035						0.00	0.00	240.41	71.49	311.90	1,150,200			11,502		11,502	11,190		
Total	18,983.88	4,551.16	4,231.31	481.13	2,093.92	25,309.11	5,032.29				27,674,600	2,110,000						21.35	
Economic IRR for the Project (%)																			
Net Present Value (at 11%)																			
28,024																			

表7.2-1 (3) 本送変電プロジェクトのEIRR (感度分析：便益単価 -10%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						Total Capital		O & M Cost			Energy			Benefit			NPV
	TL Investment		SS Investment		Consult.		FC	LC	TL	SS	TTL	4 SS (MWh)	Mine (MWh)	4 SS (\$9/MWh)	Mine (\$9/MWh)	Total		
2003	0.00	9.00	0.00	0.00	607.00	FC	LC	0.00	0.00	0.00								-616
2004	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00								-12,884
2005	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00								-12,884
2006						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	321,400	210,000	2,893	1,890	4,783			4,511
2007						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	364,100	210,000	3,277	1,890	5,167			4,896
2008						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	414,100	330,000	3,727	2,970	6,697			6,426
2009						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	447,400	340,000	4,027	3,060	7,087			6,815
2010						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	511,700	340,000	4,605	3,060	7,665			7,394
2011						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	558,900	340,000	5,030	3,060	8,090			7,819
2012						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	606,100	340,000	5,455	3,060	8,515			8,244
2013						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	658,700		5,928		5,928			5,657
2014						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	710,900		6,398		6,398			6,127
2015						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	832,900		7,496		7,496			7,225
2016						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	877,900		7,901		7,901			7,630
2017						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	930,200		8,372		8,372			8,101
2018						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	980,300		8,823		8,823			8,551
2019						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,056,800		9,511		9,511			9,240
2020						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2021						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2022						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2023						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2024						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2025						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2026						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2027						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2028						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2029						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2030						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2032						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2032						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2033						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2034						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
2035						0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	1,150,200		10,352		10,352			10,081
Total	16,507.72	3,957.53	3,679.40	418.37	1,820.80	22,007.92	4,375.91				27,674,600	2,110,000						21.96
Economic IRR for the Project (%)																	25.997	
Net Present Value (at 11%)																		

表7.2-1 (4) 本送変電プロジェクトのEIRR (感度分析：維持管理費用 +50%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						Total Capital			O & M Cost			Energy			Benefit			NPV
	TL Investment		SS Investment		Consult.		FC	LC	TL	SS	TTL	4 SS (MWh)	Mine (MWh)	4 SS (\$/10MWh)	Mine (\$/10MWh)	Total	NPV		
	FC	LC	FC	LC	FC														
2003	0.00	9.00	0.00	0.00	607.00	0.00	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00						-616		
2004	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	10,700.46	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884		
2005	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	10,700.46	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884		
2006					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	321.400	210,000	3,214	2,100	5,314	4,907			
2007					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	364,100	210,000	3,641	2,100	5,741	5,334			
2008					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	414,100	330,000	4,141	3,300	7,441	7,034			
2009					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	447,400	340,000	4,474	3,400	7,874	7,467			
2010					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	511,700	340,000	5,117	3,400	8,517	8,110			
2011					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	558,900	340,000	5,589	3,400	8,989	8,582			
2012					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	606,100	340,000	6,061	3,400	9,461	9,054			
2013					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	658,700		6,587		6,587	6,180			
2014					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	710,900		7,109		7,109	6,702			
2015					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	832,900		8,329		8,329	7,922			
2016					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	877,900		8,779		8,779	8,372			
2017					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	930,200		9,302		9,302	8,895			
2018					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	980,300		9,803		9,803	9,396			
2019					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,056,800		10,568		10,568	10,161			
2020					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2021					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2022					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2023					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2024					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2025					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2026					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2027					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2028					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2029					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2030					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2032					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2032					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2033					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2034					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
2035					0.00	0.00	0.00	313.57	93.25	406.82	1,150,200		11,502		11,502	11,095			
Total	16,507.72	3,957.53	3,679.40	418.37	22,007.92	22,007.92	4,375.91				27,674,600	2,110,000					23.58		
																		30.485	

Economic IRR for the Project (%)
Net Present Value (at 11%)

表7.2-1 (5) 本送変電プロジェクトのEIRR (感度分析：販売収入 -30%)

Year	115 kV Facilities						Total Capital			O & M Cost			Energy			Benefit			NPV
	TL Investment		SS Investment		Consult.		FC	LC	Total	TL	SS	Total	4 SS (MWh)	Mine (MWh)	4 SS (\$10/MWh)	Mine (\$10/MWh)	Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	FC+LC												FC+LC	
2003	0.00	9.00	0.00	0.00	607.00	607.00	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						-616	
2004	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884	
2005	8,253.86	1,974.27	1,839.70	209.19	606.90	10,700.46	2,183.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						-12,884	
2006								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	224,980	147,000	2,250	1,470	3,720	3,449	
2007								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	254,870	147,000	2,549	1,470	4,019	3,747	
2008								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	289,870	231,000	2,899	2,310	5,209	4,937	
2009								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	313,180	238,000	3,132	2,380	5,512	5,241	
2010								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	358,190	238,000	3,582	2,380	5,962	5,691	
2011								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	391,230	238,000	3,912	2,380	6,292	6,021	
2012								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	424,270	238,000	4,243	2,380	6,623	6,351	
2013								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	461,090		4,611		4,611	4,340	
2014								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	497,630		4,976		4,976	4,705	
2015								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	583,030		5,830		5,830	5,559	
2016								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	614,530		6,145		6,145	5,874	
2017								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	651,140		6,511		6,511	6,240	
2018								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	686,210		6,862		6,862	6,591	
2019								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	739,760		7,398		7,398	7,126	
2020								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2021								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2022								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2023								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2024								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2025								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2026								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2027								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2028								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2029								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2030								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2032								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2032								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2033								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2034								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
2035								0.00	0.00	209.05	62.16	271.21	805,140		8,051		8,051	7,780	
Total	16,507.72	3,957.53	3,679.40	418.37	1,820.80	22,007.92	4,375.91						19,372,220	1,477,000				17,80	
Economic IRR for the Project (%)																			
Net Present Value (at 11%)																			
15,296																			

(US\$ 1,000)

表7.2-3 (1) 本送変電プロジェクトのFIRR (ベースケース)

Year	115 kV Facilities						MV & LV Facilities						Total Capital			O & M Cost				Incremental Energy & Revenue			NPV		
	TL Investment		SS Investment		Consult.		Investment		Consult.		FC	LC	FC	LC	FC+LC	SS	MV & LV	FC+LC	FC+LC	FC+LC	Energy (MWh)	Revenue (\$20.68/MWh)			
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC														FC+LC	FC+LC
2003	0.00	10.00	0.00	0.00	607.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	607.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-617	
2004	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	11,683.56	2,652.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-14,336	
2005	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	11,683.56	2,652.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-14,336	
2006						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	22.60	293.81	27.900	577						-926	
2007						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	33.90	305.11	69,200	1,431						-83	
2008						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	45.20	316.41	117,700	2,434						909	
2009						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	56.50	327.71	149,600	3,094						1,522	
2010						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	68.13	339.34	202,500	4,188						2,604	
2011						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	79.76	350.97	246,900	5,106						3,511	
2012						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	91.39	362.60	290,700	6,012						4,405	
2013						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	103.02	374.23	339,900	7,029						5,410	
2014						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	114.65	385.86	379,600	7,850						5,898	
2015						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	129.29	400.50	498,400	10,307						8,340	
2016						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	143.93	415.14	540,200	11,171						9,190	
2017						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	143.93	415.14	589,400	12,189						10,207	
2018						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	158.57	429.78	636,700	13,167						11,171	
2019						996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	1,083.15	249.00	209.05	62.16	173.21	444.42	692,000	14,311						12,534	
2020						996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	1,083.15	249.00	209.05	62.16	185.66	456.87	782,400	16,180						14,391	
2021									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2022									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2023									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2024									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2025									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2026									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2027									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2028									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2029									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2030									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2032									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2032									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2033									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2034									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
2035									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	782,400	16,180						15,711	
Total	16,507.72	4,397.26	3,679.40	464.86	1,820.80	17,012.00	4,263.00	1,489.25	40,509.17	9,125.12	40,509.17	9,125.12					17,299,100							14.87	
																									52,137

Financial IRR for the Project
Net Present Value (at 11%)

表7.2-3 (2) 本送変電プロジェクトのFIRR (感度分析: 投資コスト+15%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						MV & LV Facilities						Total Capital			O & M Cost						Incremental Energy & Revenue		NPV							
	TL Investment			SS Investment			Consult.			Investment			Consult.			FC	LC	FC+LC	TL	SS	FC+LC	MV & LV	FC+LC		Total	Energy (MWh)	Revenue (\$20.68/MWh)				
	FC	LC	FC+LC	FC	LC	FC+LC	FC	LC	FC+LC	FC	LC	FC+LC	FC	LC	FC+LC													FC	LC	FC+LC	FC
2003	0.00	11.50	0.00	0.00	698.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	698.05	11.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-710		
2004	9,491.94	2,522.67	2,115.66	267.29	697.94	1,039.60	259.90	90.97	13,436.09	3,049.87	13,436.09	3,049.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-16,486		
2005	9,491.94	2,522.67	2,115.66	267.29	697.94	1,039.60	259.90	90.97	13,436.09	3,049.87	13,436.09	3,049.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-16,486		
2006						1,039.60	259.90	90.97	1,130.57	259.90	1,130.57	259.90	240.41	71.49	25.99	337.89	27,900	577												-1,151	
2007						1,039.60	259.90	90.97	1,130.57	259.90	1,130.57	259.90	240.41	71.49	38.99	350.88	69,200	1,431												-310	
2008						1,039.60	259.90	90.97	1,130.57	259.90	1,130.57	259.90	240.41	71.49	51.98	363.88	117,700	2,434												680	
2009						1,068.35	269.10	93.62	1,161.97	269.10	1,161.97	269.10	240.41	71.49	64.98	376.87	149,600	3,094												1,286	
2010						1,068.35	269.10	93.62	1,161.97	269.10	1,161.97	269.10	240.41	71.49	78.35	390.25	202,500	4,188												2,366	
2011						1,068.35	269.10	93.62	1,161.97	269.10	1,161.97	269.10	240.41	71.49	91.72	403.62	246,900	5,106												3,271	
2012						1,068.35	269.10	93.62	1,161.97	269.10	1,161.97	269.10	240.41	71.49	105.10	416.99	290,700	6,012												4,164	
2013						1,068.35	269.10	93.62	1,161.97	269.10	1,161.97	269.10	240.41	71.49	118.47	430.37	339,900	7,029												5,168	
2014						1,346.65	336.95	117.85	1,464.50	336.95	1,464.50	336.95	240.41	71.49	131.85	443.74	379,600	7,850												5,605	
2015						1,346.65	336.95	117.85	1,464.50	336.95	1,464.50	336.95	240.41	71.49	148.68	460.58	498,400	10,307												8,045	
2016						1,346.65	336.95	117.85	1,464.50	336.95	1,464.50	336.95	240.41	71.49	165.52	477.42	540,200	11,171												8,892	
2017						1,346.65	336.95	117.85	1,464.50	336.95	1,464.50	336.95	240.41	71.49	165.52	477.42	589,400	12,189												9,910	
2018						1,346.65	336.95	117.85	1,464.50	336.95	1,464.50	336.95	240.41	71.49	182.36	494.25	636,700	13,167												10,871	
2019						1,145.40	286.35	100.22	1,245.62	286.35	1,245.62	286.35	240.41	71.49	199.19	511.09	692,000	14,311												12,268	
2020						1,145.40	286.35	100.22	1,245.62	286.35	1,245.62	286.35	240.41	71.49	213.51	525.40	782,400	16,180												14,123	
2021									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2022									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2023									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2024									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2025									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2026									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2027									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2028									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2029									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2030									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2032									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2032									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2033									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2034									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
2035									0.00	0.00	0.00	0.00	240.41	71.49	227.83	539.72	824,400	16,180													15,640
Total	18,983.88	5,056.85	4,231.31	534.59	2,093.92	19,563.80	4,902.45	1,712.64	46,585.55	10,493.89	46,585.55	10,493.89					17,299,100														13.44
																		Financial IRR for the Project		Net Present Value (at 11%)		50,238									

表7.2-3 (4) 本送変電プロジェクトのFIRR (感度分析: 維持管理費 + 50%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						MV & LV Facilities						Total Capital			O & M Cost						Incremental Energy & Revenue		NPV						
	TL Investment			SS Investment			Consult.			Investment			Consult.			FC	LC	FC+LC	TL	SS	FC+LC	MV & LV	FC+LC		Total	Energy (MWh)	Revenue (\$20.68/MWh)			
	FC	LC	TL	FC	LC	SS	FC	LC	Consult.	FC	LC	Investment	FC	LC	Consult.													FC	LC	FC+LC
2003	0.00	10.00	10.00	0.00	0.00	607.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-617
2004	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-14,336
2005	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-14,336
2006						904.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	313.57	93.25	33.90	440.72	27.900	577	777	777	777	777	777	777	777	-1,073
2007						904.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	313.57	93.25	50.85	457.67	69.200	1,431	1,431	1,431	1,431	1,431	1,431	1,431	1,431	-236
2008						904.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	313.57	93.25	67.80	474.62	117.700	2,434	2,434	2,434	2,434	2,434	2,434	2,434	2,434	750
2009						929.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	313.57	93.25	84.75	491.57	149.600	3,094	3,094	3,094	3,094	3,094	3,094	3,094	3,094	1,358
2010						929.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	313.57	93.25	102.20	509.02	202.500	4,188	4,188	4,188	4,188	4,188	4,188	4,188	4,188	2,434
2011						929.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	313.57	93.25	119.64	526.46	246.900	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	5,106	3,335
2012						929.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	313.57	93.25	137.09	543.91	290.700	6,012	6,012	6,012	6,012	6,012	6,012	6,012	6,012	4,223
2013						929.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	313.57	93.25	154.53	561.35	339.900	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	7,029	5,223
2014						1,171.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	313.57	93.25	171.98	578.80	379.600	7,850	7,850	7,850	7,850	7,850	7,850	7,850	7,850	5,705
2015						1,171.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	313.57	93.25	193.94	600.76	498.400	10,307	10,307	10,307	10,307	10,307	10,307	10,307	10,307	8,140
2016						1,171.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	313.57	93.25	215.90	622.72	540.200	11,171	11,171	11,171	11,171	11,171	11,171	11,171	11,171	8,982
2017						1,171.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	313.57	93.25	237.86	644.68	589.400	12,189	12,189	12,189	12,189	12,189	12,189	12,189	12,189	9,978
2018						1,171.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	313.57	93.25	259.82	666.64	636.700	13,167	13,167	13,167	13,167	13,167	13,167	13,167	13,167	10,934
2019						996.00	996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	313.57	93.25	281.78	688.60	692.000	14,311	14,311	14,311	14,311	14,311	14,311	14,311	14,311	12,290
2020						996.00	996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	313.57	93.25	300.45	707.27	782.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	14,141
2021										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2022										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2023										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2024										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2025										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2026										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2027										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2028										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2029										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2030										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2032										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2032										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2033										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2034										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
2035										0.00	0.00				0.00	0.00	313.57	93.25	319.13	725.95	824.400	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	16,180	15,454
Total	16,507.72	4,397.26	3,679.40	464.86	1,820.80	17,012.00	17,012.00	4,263.00	1,489.25	40,509.17	9,125.12	17,012.00	4,263.00	1,489.25	40,509.17	9,125.12					17,299,100									
																	Financial IRR for the Project		14.56											
																	Net Present Value (at 11 %)		50,461											

表7.2-3 (5) 本送変電プロジェクトのFIRR (感度分析 : 販売収入 - 30%)

(US\$ 1,000)

Year	115 kV Facilities						MV & LV Facilities						Total Capital			O & M Cost				Incremental Energy & Revenue			NPV			
	TL Investment		SS Investment		Consult.		Investment		Consult.		FC	LC	FC	LC	FC+LC	SS	MV & LV	FC+LC	FC+LC	FC+LC	Energy (MWh)	Revenue (\$20.68/MWh)				
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC														FC+LC	FC+LC	FC+LC
2003	0.00	10.00	0.00	0.00	607.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	607.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-617		
2004	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	11,683.56	2,652.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-14,336		
2005	8,253.86	2,193.63	1,839.70	232.43	606.90	904.00	226.00	79.10	11,683.56	2,652.06	11,683.56	2,652.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				-14,336		
2006						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	22.60	293.81	19,530	404							-1,099	
2007						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	33.90	305.11	48,440	1,002							-512	
2008						904.00	226.00	79.10	983.10	226.00	983.10	226.00	209.05	62.16	45.20	316.41	82,390	1,704							178	
2009						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	56.50	327.71	104,720	2,166							593	
2010						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	68.13	339.34	141,750	2,931							1,348	
2011						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	79.76	350.97	172,830	3,574							1,979	
2012						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	91.39	362.60	203,490	4,208							2,601	
2013						929.00	234.00	81.41	1,010.41	234.00	1,010.41	234.00	209.05	62.16	103.02	374.23	237,930	4,920							3,302	
2014						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	114.65	385.86	265,720	5,495							3,543	
2015						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	129.29	400.50	348,880	7,215							5,248	
2016						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	143.93	415.14	378,140	7,820							5,838	
2017						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	143.93	415.14	412,580	8,532							6,551	
2018						1,171.00	293.00	102.48	1,273.48	293.00	1,273.48	293.00	209.05	62.16	158.57	429.78	445,690	9,217							7,221	
2019						996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	1,083.15	249.00	209.05	62.16	173.21	444.42	484,400	10,017							8,241	
2020						996.00	249.00	87.15	1,083.15	249.00	1,083.15	249.00	209.05	62.16	185.66	456.87	547,680	11,326							9,537	
2021									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2022									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2023									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2024									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2025									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2026									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2027									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2028									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2029									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2030									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2031									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2032									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2033									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2034									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
2035									0.00	0.00	0.00	0.00	209.05	62.16	198.11	469.32	547,680	11,326							10,857	
Total	16,507.72	4,397.26	3,679.40	464.86	1,820.80	17,012.00	4,263.00	1,489.25	40,509.17	9,125.12	40,509.17	9,125.12									12,109,370				11.35	
																										32,698

Financial IRR for the Project
Net Present Value (at 11%)

第 8 章

結 論 と 提 言

第 8 章 結論と提言

本報告書第 I 部にて調査団の策定したラオス国の 2020 年までの最適国内送電系統の中から、最優先プロジェクトとして Pakxan - Thakhek - Pakbo 系統を選定した。本章では、この最優先プロジェクト設備の設計結果の結論と実施に向けての提言をまとめた。

8.1 結論

(1) 115 kV 変電所の位置

既設変電所および EDL の開発計画との関連から、本送変電プロジェクトが接続する 3 変電所の位置を決定した。

- (a) Pakxan では、既設 Pakxan 変電所の敷地内に送電線ベイを拡張して、Thakhek 向け送電線を引き出す。この変電所には、IDA の SPRE プロジェクトにより変圧器が増設される予定であり、この増設計画を勘案して新設機器の配置を決定した。
- (b) Thakhek では、Nam Theun 2 IPP 発電所建設のための電力を供給するために、発電所の建設に先だって、115 kV Thakhek 変電所が建設される計画である。この新変電所に送電ベイを増設して本送変電プロジェクトによる送電線を接続する。この新 115 kV 変電所は、本計画の実施以前(2004 年)に運開する予定である。
- (c) Savannakhet では、既設 115 kV Pakbo 変電所の敷地と変電所建屋を拡張して、Thakhek からの送電線を接続する。

いずれの変電所位置も、用地・UXO・環境の問題は発生しない。

(2) 115 kV 送電線ルートを選定

ラオスの環境保護法、MIH の電力設備環境法令、地域開発計画、地域の土地規制、UXO 残留状況などを調査の上、本送変電プロジェクトの送電線ルートを選定した。選定に当たっては EDL 支所からの詳細な情報・助言を得て、設備の安全確保、村落・学校地域の迂回、NBCA(国家生態系保全地域)の回避などを考慮の上、基本的に国道 13 号線沿いにルートを選定した。ルートは一部の場所を除きほぼ平坦な地形であり、樹木伐採も灌木がほとんどである。鉄塔基礎に影響を及ぼす経過地の地質も問題なく、特殊基礎の必要性はないと想定される。ルートへのアクセスが容易であること、平坦地を通過することなどから、雨季の状態を勘案して工程を計画すれば、特に建設工事が困難な区間はない。従って、保守業務も容易であると判断される。

(3) 送変電設備の設計

本送変電プロジェクトは国内送電システムの基幹を構成するものであることから、システムの安定度維持には特に留意し、その設計には N-1 規準を適用した。設備設計は、現地の気象データの解析結果、調査団の系統解析の結果、JICA STEP 調査団の策定したラオス電力技術基準、および現在ラオスで実施中の同種プロジェクトに適用されている国際規格などに基づいて実施した。

Pakxan SS - Pakbo SS 間の 115 kV、2 回線、ACSR 240mm² の送電線の全長は、1:100,000 地図上から計測して約 300 km である。標準径間(隣接鉄塔間の距離)を 350 m として、鉄塔基数は合計 860 基となる。この内 775 基は直線・軽角度型鉄塔、85 基は角度・引留型鉄塔であると推定される。115 kV 送電線の電線の最小必要地上高と鉄塔に対する絶縁離隔から、各鉄塔型の標準外形を決定し、鉄塔・基礎の仮強度計算を行った。また、がいし連の絶縁設計も再度行い、第 I 部にて仮定した設計結果の確認も行った。

変電所の設計は、前述の通り、既設設備の拡張を前提として実施した。IDA の SPRE プロジェクトにより、既設 Pakxan SS と Pakbo SS の変圧器の容量増、および新 Thakhek 変電所に新たに変圧器が設置されるため、本送変電プロジェクトでの変圧器の設置は考慮しない。従って、本送変電プロジェクトでは、系統連系のための送電線ベイ増設、関連機器の増設・変更を実施した。

(4) 事業費と支出計画

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。このコストは、国際競争入札価格ベースで積算しており、最近のラオスにおける同種類のプロジェクトと、世界市場の動向を参照している。総額は約 US\$27.7 百万である。

表8.1-1 本送変電プロジェクトの総事業費

内 訳	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
送電線設備	15,005,200	3,987,500	18,992,700
変電所設備	3,344,900	422,600	3,767,500
建設費計	18,350,100	4,410,100	22,760,200
用地補償費	0	10,000	10,000
UXO 調査・撤去費	2,000	1,000	3,000
コンサルタント費	1,820,800	0	1,820,800
物理的予備費	1,835,000	441,000	2,276,000
價格的予備費	550,500	352,800	903,300
総計	22,558,400	5,214,900	27,773,300

事業費の支出計画は、下記した実施スケジュールから次表の様に推定した。

表8.1-2 予想支出計画

支出年次	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$)	合計 (US\$)
1	607,000	10,000	617,000
2	10,975,700	2,602,450	13,578,150
3	10,975,700	2,602,450	13,578,150
(合計)	22,558,400	5,214,900	27,773,300

(5) プロジェクト実施スケジュール

本送変電プロジェクトの実施スケジュールを下記のように想定した。

表8.1-3 プロジェクト実施スケジュール

開発段階	主要業務内容
詳細設計	(a) 送電線ルートと変電所用地の測量・調査 (UXO 調査を含む) (b) 詳細設計書の作成 (c) 入札書類の作成および応札者招聘 (d) 上記に先行・併行しての環境許可の取得および用地補償
入札期間	応札者による提出書類の作成と応札書類の提出
応札書類の審査	審査業務および審査書類の作成と関係機関による承認
工事請負契約	請負契約書調印と関係機関による契約書の承認
請負者による機器設計	機器製作に先立つ設計および EDL の承認
請負者による現地工事	検測、伐採、基礎工事、組立工事、架線工事、検査・試験など
総合完成試験	送電線・変電所の総合試験

準備段階(詳細設計から請負契約承認まで)には、コンサルタント契約後 13 ヶ月が必要である。さらに、請負契約承認から総合完成試験終了までは、23 ヶ月を予定した。従って、コンサルタント決定から、完成までは最低 36 ヶ月が必要である。

(6) プロジェクトの効果

本送変電プロジェクトの完成により、(i)連系送電システムの完成による国内余剰電力の有効活用、(ii)輸入電力の削減による外貨流出の節減、(iii)98 万人に及び地域受益者(電化の恩恵)、(iv)地域社会環境の向上、(v)当該地域に与える経済効果、(vi)全国送電網開発の起爆的役割などの著しい効果が望まれる。

(7) プロジェクトの経済・財務評価

経済的・財務的内部収益率(EIRR と FIRR)とラオスの資本機会費用(OCC)11%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した。

本送変電プロジェクトは中央 1 と中央 2 地域の電力融通を可能とし、将来的(2008 年)には南部地域への供給も可能となる。従って、EIRR の便益としてはタイ EGAT からの輸入電力に係る回避(節約)費用を考慮した。一方、FIRR の便益は、本送変電プロジェクトにより直ちに供給可能な Thakhek、Savannakhet および Kengkok 地域での電力消費がもたらす EDL への増分収入である。

本送変電プロジェクトの EIRR と FIRR 並びにそれぞれの感度分析結果は表 8.1-4 の通りであった。すなわち、本送変電プロジェクトは、いずれのシナリオにおいても、資本の機会費用である OCC(11%)を上回り、経済的・財務的に妥当な事業であると判断される。

表8.1-4 EIRRおよびFIRRの算定結果

ベース・感度分析	経済的内部収益率		財務的内部収益率	
	EIRR (%)	NPV ₂₀₀₂	FIRR (%)	NPV ₂₀₀₂
ベースケース	23.93	31,347	14.87	52,137
設備投資費用が 15 % 上昇	21.35	28,024	13.44	50,238
便益単価が 10 % 低下	21.96	25,997	13.79	45,651
維持管理費用が 50 % 上昇	23.58	30,485	14.56	50,461
販売電力量が 30 % 低下	17.80	15,295	11.35	32,698

8.2 提言

本送変電プロジェクトは、その効果と評価から即急に実現させる必要があるが、開発着手に先立って処理すべき事前作業がある。これらの事項の解決と、完成後の継続的な適正設備運営などに対する調査団の提言を下記する。

(1) 環境評価

MIH の「電力事業環境評価規定」に従って、EDL は直ちに本送変電プロジェクトに関する環境アセスメント(EA)を実施し、STEА に申請する必要がある。仮に EA 後の追加調査・評価が必要となった場合、更なる環境調査のために最長で 147 日を要する。プロジェクト実現の可能性を確認するために、EDL 自身が直ちに EA を開始することを提案する。EA に必要な情報はほとんど本報告書に記載してあるため、活用することが可能である。

(2) プロジェクト用地の確保

本送変電プロジェクトが接続する 3 変電所に関しては、既設変電所の敷地内あるいはそれに隣接して増強がおこなわれることになるため、用地問題は発生しない。

送電線ルートに関しては、プロジェクト地域の EDL 支所の助言に沿って選定し、1:100,000 地図に表示してある。村落・市街地は可能な限り迂回して選定してあるため、家屋の立ち退きは、2002 年 6 月時点では、極めて少数であると推定される。最終的な数量は詳細設計段階で実施する地上測量結果から判明するが、添付のルート・マップを参照して送電線用地の確保手続きは開始可能である。地方関連機関との調整を事前に進めることが必要である。

(3) プロジェクト資金調達

プロジェクト・コスト総額約 US\$ 27.7 百万(ICB ベース)の調達を国際支援機関に申請することが、緊急の課題である。申請に必要な本送変電プロジェクトの内容は、本報告書に詳細に記述してある。MIH/EDL は直ちにその手続きを踏むことを提案する。

(4) プロジェクト完成後の設備運営

ラオスでは 115 kV 系統および中低圧配電系統が急速に開発されている。調査団は、現状の EDL の運転・保守体制のレビュー、体制強化、EDL 訓練センターを活用した要員育成などに対する提案を行なった。下記はその主な提案事項である。

- (a) 系統運用の責任体制の明確化
- (b) 流通部 技術支援課の増強
- (c) EDL 支所への変電所保守員の配置
- (d) 送変電保守要員の増員と教育
- (e) 運転・保守要員の再教育
- (f) 総合的な系統運用の中核となる中央給電指令所の設置