

国際協力事業団  
工業手工芸省  
ラオス電力公社

## ラオス国

### 送変電設備マスタープラン調査

## ファイナル・レポート (要約)

平成14年9月

日本工営株式会社  
東京電力株式会社

## 序 文

日本国政府は、ラオス人民民主共和国政府の要請に基づき、同国の送変電設備の開発計画にかかるマスタープラン調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成 13 年 2 月から平成 14 年 9 月までの間、6 回にわたり日本工営株式会社の中島浩氏を団長とし、日本工営株式会社および東京電力株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ラオス国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、ラオス国送変電設備の状況改善および同国の経済発展に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 14 年 9 月

国際協力事業団  
総裁 川上 隆朗

## 伝 達 状

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗 殿

今般、ラオス人民民主共和国における送変電設備マスタープラン調査が終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴事業団との契約に基づき当共同企業体が平成13年2月より平成14年9月までの20ヶ月にわたって実施してまいりました。本報告書は、ラオス国の送変電設備の技術的・経済的に実施可能な改善策を検討し、2020年までを目処としたマスタープラン調査の結果をまとめたものであります。

尚、同期間中、貴事業団を始め、外務省、経済産業省関係者には多大のご理解並びにご協力を賜わりお礼を申し上げます。また、ラオス国における現地調査期間中は、工業・手工芸省、ラオス電力公社、在ラオス国日本大使館の貴重な助言とご協力を賜ったことを付け加えさせていただきます。

つきましては、本計画の推進に向けて、本報告書が活用されることを切望いたします。

平成14年9月

ラオス人民民主共和国

送変電設備マスタープラン調査団

総括 日本工営株式会社 中島 浩

ラオス国  
送変電設備マスタープラン調査

ファイナル・レポート  
(要約)

目次

1.	結論と提言	1
1.1	国内電力供給用の最適送変電システム	1
1.2	最適送変電システムへの投資計画	1
1.3	最適システムの事業評価	2
1.4	最優先プロジェクトの選定	3
1.5	最優先プロジェクトの設備設計	3
1.6	最優先プロジェクトの事業費	4
1.7	最優先プロジェクトの事業評価	4
1.8	提言	5
2.	ラオスの概要	7
2.1	地勢と社会の現況	7
2.2	ラオスのエネルギー部門	7
3.	ラオスの電力セクター	8
3.1	概要	8
3.2	既設電力設備	8
3.3	電力需要の実績	10
3.4	電力料金システム	11
3.5	電力系統増強・拡張計画	12
3.6	セクターの問題点	13
4.	調査の背景と内容	14
4.1	調査の背景	14
4.2	調査の目的と内容	14
5.	電力需要予測	15
5.1	需要予測の手法	15
5.2	需要予測結果	15
5.3	需給バランス	15
6.	最適送電系統計画の策定	16
6.1	計画策定の方法	16
6.2	最適系統の選定基準	17
6.3	最適送電系統の解析手法	17
6.4	系統計画基準	18
6.5	最適系統電圧と電線サイズ	19
6.6	最適送変電システム	19
6.7	分散型電源による地方電化	20

7.	プロジェクトの予備設計 .....	20
7.1	設計基準および条件 .....	20
7.2	送電線の予備設計 .....	21
7.3	変電所の予備設計 .....	23
8.	最適系統の事業費と評価 .....	26
8.1	送変電設備の建設コスト .....	26
8.2	最適系統の事業費と実施スケジュール .....	27
8.3	最適系統に対する事業評価 .....	29
9.	最優先プロジェクトの選定 .....	31
9.1	候補系統 .....	31
9.2	評価基準と評価方法 .....	31
9.3	評価の結果 .....	32
9.4	最優先プロジェクトの効果 .....	32
10.	最優先プロジェクトの設計 .....	33
10.1	設計の概要 .....	33
10.2	送電線設備 .....	33
10.3	変電所設備 .....	36
10.4	施工・調達計画 .....	39
10.5	プロジェクト後の運営・維持・管理計画 .....	41
11.	プロジェクトの概算事業費 .....	43
11.1	用地・UXO .....	43
11.2	送電線設備の建設費 .....	44
11.3	変電所設備の建設費 .....	44
11.4	総事業費 .....	44
11.5	事業費の支出計画 .....	45
12.	最優先プロジェクトの評価 .....	46
12.1	経済・財務評価の基準 .....	46
12.2	EIRR の便益 .....	47
12.3	FIRR の便益 .....	47
12.4	評価の結果と感度分析 .....	47

## 略 語

ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced (鋼芯アルミニウム撚線)
ADB	:	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
AFTA	:	Association of Southeast Asian Nations Free Trade Area (東南アジア自由貿易地域)
ASEAN	:	Association of Southeast Asian Nations (東南アジア諸国連合)
BOT	:	Build, Operate, and Transfer (建設・運転・移譲)
BOOT	:	Build, Own, Operate, and Transfer (建設・保全・運転・移譲)
CA	:	Concession Agreement (開発権契約)
CB	:	Circuit Breaker (遮断器)
CIF	:	Cost, Insurance, and Freight (海上運賃・海上保険料込み価格)
CPC	:	Committee for Planning and Cooperation (計画・協力委員会)
CPI	:	Consumer Price Index (消費者物価指数)
CT	:	Current Transformer (変流器)
DIP	:	Department of Investment Promotion (投資促進局)
DL	:	Distribution Line (配電線)
DOE	:	Department of Electricity in MIH (工業・手工芸省の電力局)
DS	:	Disconnecting Switch (断路器)
EDS	:	Every Day Stress (常時負荷)
EDL	:	Electricite du Laos (ラオス電力公社)
EGAT	:	Electricity Generating Authority of Thailand (タイ発電公社)
EIA	:	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return (経済的内部収益率)
EU	:	European Union (欧州連合)
FIRR	:	Financial Internal Rate of Return (財務的内部収益率)
FOB	:	Free on Board (本船渡し)
GEF	:	Global Environment Facility (地球環境基金)
GDP	:	Gross Domestic Product (国内総生産)
GMS	:	Greater Mekong Sub-region (拡大メコン流域圏)
HDI	:	Human Development Index (人的開発指標)
HDSS	:	Hydropower Development Strategy Study (水力発電開発計画調査)
HV	:	High Voltage (高圧; ラオスでは 230 kV と 115 kV)
ICB	:	International Competitive Bidding (国際競争入札)
IEC	:	International Electro-technical Committee (国際電気標準会議)
IDA	:	International Development Association (国際開発協会)
IKL	:	Isokeraunic Level (年間雷発生日数)
IMF	:	International Monetary Fund (国際通貨基金)
IPP	:	Independent Power Producer (独立電力事業者)
IRR	:	Internal Rate of Return (内部収益率)
ISO	:	International Standards Organization (国際標準化機構)
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)
JICA	:	Japan International Cooperation Agency (国際協力事業団)
JIS	:	Japanese Industrial Standard (日本工業規格)
LAO P.D.R.	:	Lao People's Democratic Republic (ラオス人民民主共和国)
LDC	:	Load Dispatching Center (給電指令所)
LF	:	Load Factor (負荷率)

LNGC	:	Lao National Grid Company (ラオス国営送電会社)
LOLP	:	Loss of Load Probability (供給力不足見込日数)
LRMC	:	Long Run Marginal Cost (長期限界費用)
LV	:	Low Voltage (低圧;ラオスでは 380/220 V)
MIH	:	Ministry of Industry and Handicrafts (工業・手工芸省)
MOSES	:	Multi-Objective Scenario Evaluation System (多目的シナリオ評価システム)
MOU	:	Memorandum of Understanding (請負覚書)
MV	:	Medium Voltage (中圧;ラオスでは 34.5 kV と 22 kV)
NBCA	:	National Bio-diversity and Conservation Area (国立生態系保全地域)
NEAP	:	National Environmental Action Plan (国家環境行動計画)
NETG	:	National Electricity Transmission Grid (国家送電グリッド)
NPV	:	Net Present Value (純現在価値)
NTL	:	Non-Technical (Energy) Loss (非技術的電力損失)
OCC	:	Opportunity Cost of Capital (資本の機会費用)
OH	:	Overhead (line) (架空線)
OPGW	:	Optical fiber Ground-wire (光ファイバー架空地線)
O&M	:	Operation and Maintenance (運転・保守)
PEA	:	Provincial Electricity Authority (in Thailand) (地域電力局:タイ)
PIP	:	Public Investment Program (公共投資計画)
PLC	:	Power Line Carrier (communications) (電力線搬送)
PPA	:	Power Purchase Agreement (電力購入覚書)
PS	:	Power Station (発電所)
PSS/E	:	Power System Simulator for Engineering (系統解析ソフトウェア)
PSSS	:	Power Sector Strategy Study (電力セクター計画調査 by ADB)
PT	:	Potential Transformer (変成器)
RUS	:	Rated Ultimate Strength (規定破壊強度)
SS	:	Substation (変電所)
STEA	:	Science, Technology, and Environmental Agency (ラオス科学・技術・環境庁)
STEP	:	Electric Power Standard Establishment Project (ラオス電力設備基準策定プロジェクト)
SCF	:	Standard Conversion Factor (標準変換係数)
SHS	:	Solar Home System (ソーラ・ホーム・システム)
SwS	:	Switching Station (開閉所)
TA	:	Technical Assistance (技術協力)
TL	:	Transmission Line (送電線)
TOR	:	Terms of Reference (業務指示事項)
TR	:	Transformer (変圧器)
UNDP	:	United Nations Development Program (国連開発プログラム)
UNHCR	:	United Nations High Commissioner for Refugees (国連難民高等弁務官事務所)
UXO	:	Unexploded Ordnance (不発弾)
WB	:	World Bank (世界銀行)
WTO	:	World Trade Organization (世界貿易機関)
WTP	:	Willingness to Pay (支払い意思額)

## 单 位

### 距離

mm	:	Millimeters
cm	:	Centimeters (10.0 mm )
m	:	Meters (100.0 cm)
km	:	Kilometers (1,000.0 m)

### 面積

cm <sup>2</sup>	:	Square-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm)
m <sup>2</sup>	:	Square-meters (1.0 m x 1.0 m)
km <sup>2</sup>	:	Square-kilometers (1.0 km x 1.0 km)
ha	:	Hectares (10,000 m <sup>2</sup> )

### 体積

cm <sup>3</sup>	:	Cubic-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm x 1.0 cm)
m <sup>3</sup>	:	Cubic-meters (1.0 m x 1.0 m x 1.0 m)

### 重量

g	:	grams
kg	:	kilograms (1,000 g)
ton	:	Metric ton (1,000 kg)

### 時間

sec.	:	Seconds
min.	:	Minutes (60 sec.)
hr.	:	Hours (60 min.)

### 通貨

KIP	:	Lao Kip
US\$	:	United State Dollars
¥	:	Japanese Yen

### 電力

V	:	Volts (Joule/coulomb)
kV	:	Kilo volts (1,000 V)
A	:	Amperes (Coulomb/second)
kA	:	Kilo amperes (1,000 A)
W	:	Watts (active power) (J/s: Joule/second)
kW	:	Kilo watts (10 <sup>3</sup> W)
MW	:	Mega watts (10 <sup>6</sup> W)
GW	:	Giga watts (10 <sup>9</sup> W)
Wh	:	Watt-hours (watt x hour)
kWh	:	Kilo watt-hours (10 <sup>3</sup> Wh)
MWh	:	Mega watt-hours (10 <sup>6</sup> Wh)
GWh	:	Giga watt-hours (10 <sup>9</sup> Wh)
VA	:	Volt-amperes (apparent power)
kVA	:	Kilo volt-amperes (10 <sup>3</sup> VA)
MVA	:	Mega volt-amperes (10 <sup>6</sup> Wh)
var	:	Volt-ampere reactive (reactive power)
kvar	:	Kilo volt-ampere reactive (10 <sup>3</sup> var)
Mvar	:	Mega volt-ampere reactive (10 <sup>6</sup> var)

---

## 要 約

### 1. 結論と提言

#### 1.1 国内電力供給用の最適送変電システム

本マスタープラン調査の主目的は、国内向け発電所および輸出用 IPP 発電所からの電力を有効活用し国内電化率の向上のため、下記の通りであった。

- (a) 2020 年までの国内電力需要に対応するための最適送電系統の開発計画の策定
- (b) その最適系統の中から最優先プロジェクトの選定
- (c) 最優先プロジェクトの設備設計

この最適系統の開発計画は、現在のラオス全体の世帯電化率 34 %を、2020 年までに 90 %に引き上げるというラオス政府の政策にベースを置いた。また、策定の基本となる電源開発計画は、工業・手工芸省 (MIH)/ラオス電力公社 (EDL) 策定の国内向けの発電所と輸出主体の IPP 発電所の開発プログラムを与条件として使用した。

需要地までの経済的な電力流通、電力系統の安定度、環境面からの系統選定などを検討のうえ策定した国内電力供給用の最適送変電システムを添付図 1.1-1 に示す。最適送変電システムの開発年次は、国内供給用の新設発電所の運転開始時期に合わせて計画した。策定の結果、2020 年までには国内供給用の基幹送電系統が完成することになる。

詳細検討の結果、基幹変電所の位置を各県の県庁所在地と需要の期待される都市に選定した。送電線ルートは国立公園、国家生態系保全地域、人口密集地、および UXO の重残留地域を回避しつつ、建設・保守作業の利便性を考慮して選定した。2020 年までのラオス国内供給用の系統電圧は 115 kV、電線のサイズは ACSR (鋼心アルミニウム撚線) 240 mm<sup>2</sup> と 410 mm<sup>2</sup> が最適であるとの結論に達した。

#### 1.2 最適送変電システムへの投資計画

2020 年までの最適送変電システム構築の総事業費およびその年次毎の支出予定 (現在工事中の北部地域送配電プロジェクト (PTD: ADB&NDF 資金) および南部地域地方電化プロジェクト (SPRE: IDA 資金) の工事費を含む) は、次表の通り総額 480 百万米ドルである。

事業費積算は主に、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、およびその他調査団の所持する最新の ICB (国際競争入札) 価格を適用して作成した。送変電設備とも雨季を考慮に入れて、一区間を平均 24 ヶ月にて完成すると想定した。ただし小規模区間 (10 km 未満) には 18 ヶ月を予定した。

送変電設備建設の年度毎の投資計画(単位:1,000US\$)

年	送電線			変電設備			合計		
	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計
2001	2,865.3	1,464.8	4,330.1	1,410.3	229.9	1,640.2	4,275.6	1,694.7	5,970.3
2002	15,730.1	4,305.9	20,036.0	11,698.9	1,890.0	13,588.9	27,429.0	6,195.9	33,624.9
2003	19,316.7	9,263.6	28,580.3	6,899.5	971.4	7,870.9	26,216.2	10,235.0	36,451.2
2004	54,474.0	17,107.8	71,581.9	18,090.8	2,779.2	20,870.0	72,564.8	19,887.0	92,451.8
2005	31,258.1	14,263.9	45,522.0	5,374.2	823.3	6,197.5	36,632.3	15,087.2	51,719.5
2006	8,941.5	5,540.2	14,481.6	1,438.8	288.2	1,727.0	10,380.3	5,828.4	16,208.7
2007	23,796.9	6,371.8	30,168.7	6,207.2	1,399.6	7,606.8	30,004.1	7,771.4	37,775.5
2008	10,448.1	6,322.3	16,770.4	2,294.2	372.5	2,666.7	12,742.3	6,694.8	19,437.1
2009	23,634.5	6,810.0	30,444.5	12,438.6	1,610.8	14,049.4	36,073.1	8,420.8	44,493.9
2010	15,518.1	8,987.3	24,505.4	4,430.1	546.5	4,976.6	19,948.2	9,533.8	29,482.0
2011	33,332.5	9,783.0	43,115.6	7,004.9	1,321.7	8,326.6	40,337.4	11,104.7	51,442.1
2012	8,216.7	5,755.0	13,971.6	1,329.3	215.7	1,545.0	9,546.0	5,970.7	15,516.7
2013	425.2	155.1	580.3	670.4	72.9	743.3	1,095.6	228.0	1,323.6
2014	2,043.2	1,075.6	3,118.7	1,196.0	211.7	1,407.7	3,239.2	1,287.3	4,526.5
2015	11,283.8	3,353.1	14,637.0	2,785.3	334.9	3,120.2	14,069.1	3,688.0	17,757.1
2016	2,809.0	1,933.9	4,742.9	1,492.2	192.0	1,684.2	4,301.2	2,125.9	6,427.1
2017	992.2	361.9	1,354.0	414.4	81.8	496.2	1,406.6	443.7	1,850.3
2018	1,451.7	771.9	2,223.5	692.3	67.9	760.2	2,144.0	839.8	2,983.8
2019	5,478.5	1,504.0	6,982.5	1,275.9	125.4	1,401.3	6,754.4	1,629.4	8,383.8
2020	1,225.7	814.1	2,039.9	151.4	15.0	166.4	1,377.1	829.1	2,206.2
<b>合計</b>	<b>273,241.7</b>	<b>105,945.2</b>	<b>379,186.9</b>	<b>87,294.6</b>	<b>13,550.5</b>	<b>100,845.1</b>	<b>360,536.5</b>	<b>119,495.6</b>	<b>480,032.0</b>

### 1.3 最適システムの事業評価

最適な送電システムとは、資源の最適配分という経済効率性を反映したものであると考え、最適システムの効率性は、本最適システム計画の経済的内部収益率(Economic Internal Rate of Return : EIRR)と、資本の機会費用(Opportunity Cost of Capital : OCC)との比較によって評価した。EIRRの算定値がOCCより大きければ、本最適送電計画の経済的妥当性が証明される。OCCに関するデータは、ラオスにおいて入手不可能であったが、同程度の経済開発水準の途上国におけるOCCを考慮して、本評価では11%と仮定した。

算定の結果、ベースケースのEIRRは23.9%であった。この数値は、OCC(11%)より高い数値である。よって、本事業の経済的妥当性は確保されると評価する。下表に感度分析の結果と併せて示す。

経済評価およびその感度分析の結果

変化項目	EIRR (%)	NPV <sub>2001</sub> 百万 US\$
ベースケース	23.9	221.1
資本投資コスト +15 %	20.3	192.3
便益 -10 %	20.9	179.3
維持管理コスト +50 %	23.2	217.3

一方、本事業の実施機関となるEDLは発送配電設備全てを所有し、発電から末端需要家への配電に至るまで一貫した責任を有する電力公社である。つまり、発電端での送電側への引渡し価格、または配電網への卸売り価格は存在しない。本事業は全国的な送変電システムに対する整備を対象としたものであり、

補助金が含まれている電力料金および散在する需要地全てを包含した系統では、コストに対応する精度の高い送変配電系統に相当する電力量販売収入の認識は困難である。対応する収入を算定するために、2005 年まで制定されている新電力料金の 40% (送変配電設備分)を送変配電設備に係わる卸売り価格と推定して FIRR の算出を試みたが、結果はネガティブであった。

#### 1.4 最優先プロジェクトの選定

2005 年までに完成すべき最適送変電システムから、IDA、ADB、その他の機関の支援で建設中および実施が確実視されている系統を除いた下記 4 系統を選定候補とした。

- Pakxan 変電所 ~ Thakhek 変電所 ~ Pakbo 変電所間の送電線と関連変電所
- Nam Theun 2 発電所 ~ Xaibouathong 変電所間の送電線と関連変電所
- Kengkok 変電所 ~ Xepon 変電所間の送電線と関連変電所
- Lakpet 開閉所 ~ Ban Boun 変電所 ~ Thakho 変電所間の送電線と関連変電所

EDL との詳細協議の結果、最終的に下記項目について各サブプロジェクトの評価を実施した。

- (a) 政府開発計画の観点からの緊急性
- (b) 環境への影響と UXO 撤去費用
- (c) 輸入電力の削減
- (d) 受益者数
- (e) 投資効率 (e-1) : 投資額あたり電力販売量  
(e-2) : 投資額あたり受益者数

評価の結果、最優先プロジェクトとして Pakxan-Thakhek-Pakbo 系統が選定された。

#### 1.5 最優先プロジェクトの設備設計

##### (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、最優先プロジェクトの送電線は、既設 Pakxan 変電所、既設 Pakbo 変電所、および EDL の 2004 年に完成予定の Thakhek 新変電所内に開閉機器を増設し接続することとした。いずれの変電所も、用地・UXO・環境の問題は発生しない。

##### (2) 115 kV 送電線ルートの選定

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。基本的には、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、システムの信頼度には特に留意し、その設計にはN-1規準を適用した。また、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」、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設備設計を実施した。

## 1.6 最優先プロジェクトの事業費

設備設計の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。

最優先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

本送変電プロジェクトは、詳細設計、資機材調達および建設工事を含めて36ヶ月にて完成可能である。ただし、MIH/EDL が事前に処理すべき用地手配および環境証明書の取得が肝要である。

## 1.7 最優先プロジェクトの事業評価

経済的・財務的内部収益率(EIRR と FIRR)とラオス国の資本機会費用(OCC)11%と比較することにより、本送変電プロジェクトの経済・財務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への収入の増分である。

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下表の通りであった。

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 <sub>2002</sub>	FIRR (%)	NPV <sub>2002</sub>
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

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の 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。

また、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 2005~2020 年の外貨流出額約 US\$ 63.4 百万の節減、(iii) 98 万人に及ぶ地域受益者(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期待できる。

## 1.8 提言

ラオスにおいては、電力セクター・環境などに関する基本的な諸法律・政令が発布され、現在、国際機関の支援により細部の法令・条例を制定する検討を続けている。一方、ASEAN や GMS 諸国間の国際連系線に開発計画も継続審議中である。また、JICA の STEP 調査団は、ラオスの電力設備に対する技術基準を作成中である。WB は、EDL の会計制度の改善、国内の新電力料金制度の策定を行っている。この様に、技術・財政的な国際支援により、ラオスの電力セクターは確実に改善が進んでいる。

### (1) 電力セクター全般に関する提言

調査団は、マスタープラン調査を通じて得た経験を踏まえて、電力セクターの更なる改善と保全のために、MIH/EDL に下記事項への取り組みを提言する。

- (a) 社会環境の変化・電源開発計画の変更に伴う最適送変電マスタープランの継続的なレビュー
- (b) 送電システムの運転・保守体制の新組織
- (c) Off-grid 地域の電化
- (d) EDL の国内連系電力システムの最適運用
- (e) 中央給電指令所の設立
- (f) 貯水池運用法の検討
- (g) IPP 発電所からの配分電力の有効利用

---

## (2) 最優先プロジェクトに関する提言

最優先プロジェクトは、その効果と評価からも即急に実現すべきであるが、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。

### (a) 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、科学・技術・環境庁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。

### (b) 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を計画するため、用地問題は発生しない。送電線ルートは、プロジェクト地域のEDL支所の助言を参考にして選定し、1:100,000地図上に表示した。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7月時点では、極めて少数であると推定される。最終的にその数量は、詳細設計段階で実施する地上測量結果から判明するが、添付のルート図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必要がある。

### (c) 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)の資金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ため、MIH/EDLは直ちにその手続きを踏むことを提案する。

### (d) 最優先プロジェクト完成後の設備運営

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

## 2. ラオスの概要

### 2.1 地勢と社会の現況

ラオスは、山岳地帯が多くベトナム、カンボディア、タイ、ミャンマーと中国の5ヶ国と国境を接している内陸国である。ラオスの気候は、典型的な熱帯モンスーン性であり、5月から9月までの雨季と10月から4月までの乾季の2シーズンに分かれている。総人口は1995年の国勢調査時点で約460万人であった。典型的な農業国であり、1995年の総労働人口は220万人で、その内80%は農漁業に従事している。同国は東アジアでは最も貧しく、最も開発の遅れた国の一つである。1人当たりの所得も低く(1999年時点で年間約280ドル)、社会指標も下表のようにこの地域の低位グループに属する。ラオス政府はその5ヶ年計画で、経済構造を現在の農業主体から工業主体へ移行することを企図している。

ラオス国の各種指標

国土	面積	: 236,800 km <sup>2</sup>
	首都	: ヴィエンチャン
	気象	: 雨期・乾期のある熱帯性気候、年間を通じて高温多湿
	国境	: ベトナム、カンボディア、タイ、ミャンマーと中国
	地籍	: 森林 46%、農耕地 4%、その他 50% (1992年統計)
	農耕地	: 変動作物地 46%、休耕地 11%、定作物 8%、荒地 5%、その他 2%
	人口	総人口
増加率		: 年間 2.6% (2000年央推定)
平均寿命	予想寿命	: 53.8才 (2000年央推定)
	出生率	: 人口 1,000人当たり 40人 (1995年推定)
	小児死亡率	: 人口 1,000人当たり 104人 (1995年推定)
労働力	総労働人口	: 2,166,501人 (1995年統計)
	増加率	: 3.0% (1995年統計)
宗教		: 約 60%が仏教徒
言語		: 公式言語はラオ語
就学率		: 77% (1999年)
識字率		: 58% (男性 64%、女性 42%、1996年統計)
国内総生産	1990年ベース	: 1,065,817 x 10 <sup>6</sup> キップ (1999年統計)
	年度ベース	: 10,388,076 x 10 <sup>6</sup> キップ (1999年統計)
	平均増加率	: 6.18% (1996-2000年)
飲料水普及		: 人口の 39% (1999年推定)
医師の数		: 人口 1,000人あたり 0.2人 (1999年推定)
病院のベッド数		: 人口 1,000人あたり 2.6 (1999年推定)

(出典: 旧 State Planning Committee : National Statistic Center および 2000年世銀指標資料)

### 2.2 ラオスのエネルギー部門

国内で消費するエネルギーは現在のところ、その約90%は薪炭、5%が電力、5%が油によって供給されている。領土内のエネルギー資源としては、水力、石炭、薪、太陽エネルギーなどがある。

ラオスは極めて水力資源の豊富な国であり、国の理論包蔵水力はメコン河の本流を除いても18,000 ~ 26,000 MWと推定されている。また、石炭の埋蔵は、フォンサリ、ヴィエンチャン、シエンクワン、カムアン、

---

サラワンの各県で確認されている。また、良質の亜炭もサヤブリ県のタイ国境近くのホンサ郡で確認されており、その埋蔵量は 2.2 億トンと推定されている。ADB 調査の HDSS 報告書によれば、これら豊富な石炭・亜炭資源により 2,000 MW の発電が可能である。

1994 年の国内の薪生産量は、438 万 m<sup>3</sup> であり、1991 年から 1994 年の期間に年率 3% で増加している。薪の消費量増加の対応策として小水力発電プラントやディーゼル発電、太陽光発電プラントを山岳地帯に設置する計画が検討されている。ラオスの太陽輻射は年間約 1,800 kWh/m<sup>2</sup> であり、太陽光電池モジュールが遠隔地の小規模エネルギー源として利用されている。MIH は、外国支援による電力系統外の地域へのモジュールの据付に期待を寄せている。一方、化石燃料については、その埋蔵調査を実施したが結果は公表されておらず、風力エネルギー資源に対してもそのポテンシャルは確認されていない。

### 3. ラオスの電力セクター

#### 3.1 概要

現在の国内の電力供給は主要電力系統と独立電力系統により行われている。国内の電力系統には下記の 3 つの電源から電力が供給されている。

- (a) EDL の中小規模の発電所からの電力
- (b) IPP 発電所からの国内需要向け電力
- (c) タイおよびベトナムからの輸入電力

これ以外に地方では、地域毎に独立した小規模のディーゼル・エンジン発電所、小水力発電所、太陽光電力により供給している。1999 年の全国の村落と世帯の電化率はそれぞれ 20.0% と 34.2% であった。

政府は 2020 年までに全国の電化率を 90% にするという計画を発表している。この計画達成には、既設送電線の拡張と太陽光・小水力のような再生可能エネルギーの開発が必要不可欠である。電化プログラムは政府の優先計画であり、未電化地域の電化は、既設系統の拡張、僻地への設備追加、IPP の国内向け供給分の活用などにより実現する計画である。既設電力系統からの拡張計画は、主に高需要地域と人口密度の高い地域への電力供給を目的としている。系統からの供給が経済的に高価となる地域には、分散型発電設備による電化が計画されている。

ラオスの電力セクターは電力法に基づき、MIH が国の電力セクターを全面的に統括している。この省の下に EDL が国の電力供給の運営と管理のために組織されている。EDL の支所が存在しない県では、県自身が発配電事業の運営・管理を行っている現状である。

#### 3.2 既設電力設備

2002 年 6 月現在の既設電力設備は以下の通りである。

(1) 発電設備

国の総発電設備の 97%以上が水力発電形式である。現在 IPP 形態での大規模発電所である Theun Hinboun (210 MW、1998 年完成)と Houay Ho (150 MW、1999 年完成) 発電所がその電力をタイに輸出している。既設のラオスの発電所はこれら IPP を含めて下記の通りである。

既設発電所

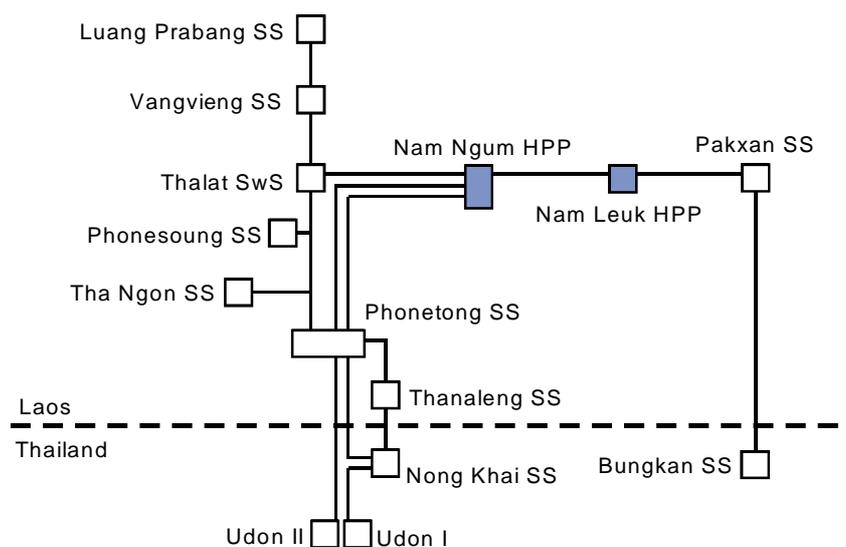
発電所 (H：水力)	所在地 ( 県 )	最大出力 (MW)	発電量 (GWh/年)	所有者	完成年
Theun Hinboun (H)	Khammouane	210	1,620	IPP	1998
Nam Ngum 1 (H)	Vientiane	150	960	EDL	1971
Houay Ho (H)	Attapeu	150	617	IPP	1999
Nam Leuk (H)	Vientiane	60	245	EDL	2000
Xeset 1 (H)	Saravane	45	181	EDL	1991
Selabam (H)	Champasak	5	34	EDL	1969
Nam Phao (H)	Bolikhamxai	1.6	7	Province	1995
Nam Ko (H)	Oudomxai	1.5	8	Province	1996
Nam Dong (H)	Luang Prabang	1	5	EDL	1970
Micro-Hydro (H)	(24 ケ所)	1.3	-	Province	-
Diesel	(11 ケ所)	15.2	-	Province	-
合計		640.6	3,677		

(2) 送電線設備

国内給電用の既設主要送電線の電圧は 115 kV である。現在、115 kV の 4 系統が国内で運転されているが、それぞれ単独の系統であり、連系はされていない。

(a) Nam Ngum 115 kV 系統

次図の Nam Ngum-Nam Leuk 水力発電所系統がラオス最大の国内電力供給系統である。この系統の余剰電力は、タイへ輸出されている。



Nam Ngum 115 kV送電系統図 (2002年6月時点)

(b) Savannakhet 115 kV 系統

現在 Savannakhet へ電力を供給する国内の電源はない。従って、Pakbo 115/22 kV 変電所を含む Savannakhet の 115 kV 系統は、タイの EGAT 系統から電力を輸入するための施設である。

(c) Xeset 115 kV 系統

この地域には、Xeset 1(45 MW)と Selabam(5 MW)の 2 ケ所の水力発電所がある。これらは Saravane 県内と Champasak 県の Pakse に電力を供給している。余剰電力はタイへ輸出されているが、Xeset 1 発電所は流込式であるため乾季には水量不足により需要を賅えず、逆にタイから輸入している。すなわち、この 115 kV 系統は電力の輸出入に活用されている。

(d) Thakhek 22kV(115 kV)系統

タイの Nakhon Phanom 変電所から Khammouan 県の Thakhek 22 kV 変電所への電力輸入のため、115 kV 2 回線設備の送電線が現在 22 kV で運用されている。この輸入用送電線は、近々 115 kV に昇圧される計画である。

(3) 変電設備

上記の 115 kV の 4 送電系統は、国内の電力需要向け供給用と一部輸出入用に運転されている。これら送電系統に接続されている 115/22 kV 既設変電所は次表の通りである。

既設115/22 kV変電所(2002年7月現在)

変電所名	供給地域	変圧器台数・単器容量	変圧器総容量
Luang Prabang	中央 1	1 x 12.5 MVA	12.5 MVA
Vangvieng	中央 1	1 x 12.5 MVA	17.5 MVA
Phonesoung	中央 1	1 x 10 MVA	10 MVA
Tha Ngon	中央 1	1 x 22 MVA	22 MVA
Phonetong	中央 1	3 x 30 MVA	90 MVA
Thanaleng	中央 1	1 x 22 + 1 x 10 MVA	32 MVA
Pakxan	中央 1	1 x 5 MVA	5 MVA
Pakbo	中央 2	2 x 10 MVA	20 MVA
Bang Yo	南部	1 x 16 + 2 x 8 MVA	32 MVA
		合計	281 MVA

(4) 配電設備

EDL の中圧配電系統の電圧は 22 kV が標準であるが、一部 Vietnam からの電力輸入用配電線に 35 kV も使用されている。22 kV 配電線は、EDL の 115/22 kV 系統や県営のディーゼル・小水力発電所から架空線や地中線で市街や近郊への電力輸送に使用されている。一般需要家への低圧配電系統は、380/220 V の 3 相 4 線式である。

### 3.3 電力需要の実績

全国の電力消費量の平均増加率は、1992 年から 2000 年の期間では 12.5%であったが、1995 年から 2000 年の最近 5 年間では 14.0%であった。南部地区では、過去 5 年間の伸び率が 20.9%と非常に顕著で

ある。各地区の2000年の総電力消費量に占める割合は、中央1地区が71%、次いで中央2地区が18%、南部地区が10%、そして北部地区はわずかに1%である。1992年から2000年にかけて、中央1地区の割合が減少傾向にあり、中央2地区と南部地区ではその占める割合が増加している。

電力消費量およびピーク電力の概要

項目/年	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	平均増加率 (%)	
										92-2000	95-2000
年間電力消費量 (GWh)											
北部	-	-	-	-	1.0	2.8	4.4	5.5	7.0	-	-
中央1	204.6	200.9	213.2	258.9	287.8	323.1	375.4	402.1	462.0	10.7	12.3
中央2	33.1	38.2	45.0	53.2	61.7	72.1	87.1	102.2	114.2	16.7	16.5
南部	15.1	17.8	21.2	25.3	29.4	36.1	47.7	57.3	65.4	20.2	20.9
全国	<b>252.7</b>	<b>256.9</b>	<b>279.4</b>	<b>337.5</b>	<b>379.9</b>	<b>434.1</b>	<b>514.5</b>	<b>567.0</b>	<b>648.6</b>	<b>12.5</b>	<b>14.0</b>
ピーク電力 (MW)											
北部	-	-	-	-	0.4	1.0	1.2	2.7	4.2	-	-
中央1	51.4	50.5	55.7	64.0	70.6	77.0	90.1	102.7	119.9	11.2	13.4
中央2	8.7	10.4	11.7	13.8	16.9	20.7	21.2	25.5	29.4	16.5	16.3
南部	4.3	5.1	6.1	7.2	7.5	10.3	13.6	16.5	18.6	20.1	20.8
全国	<b>64.4</b>	<b>66.0</b>	<b>73.4</b>	<b>85.0</b>	<b>95.4</b>	<b>109.0</b>	<b>126.2</b>	<b>147.4</b>	<b>172.1</b>	<b>13.1</b>	<b>15.2</b>

(Source: EDL, System Planning Office)

### 3.4 電力料金システム

#### (1) 国内需要家用電力料金

消費電力は全て kWh 当たりの料金で請求されていて、契約需要家の設備電力容量の大小に関する容量料金制はない。EDL および地方自治体の供給する電力料金は全国一律に定められている。時間帯料金や季節料金制も適用されていない。

ラオス政府は、コンサルタントの検討結果に基づき、2002年5月から次表の電力料金制度に変更し、2005年までは毎月2.3%の値上げを継続することを決定した。このコンサルタントの試算によれば、需要家端の長期限界費用(LRMC)は741 Kips/kWhである。従って、数値は減少しているが、政府は新電力料金に対しても、依然として補助金を考慮しているとの発表を行っている。しかし、この新料金により、EDLの財務改善が期待される。

新電気料金制度 (料金単位: Kip/kWh)

需要家種別	2002年5月の新料金	月増加率	予想料金		
			2003年5月	2004年5月	2005年5月
一般需要					
1~50 kWh/月	64	2.3 %	84	110	145
51~150 kWh/月	150	2.3 %	197	259	340
151 kWh/月以上	433	2.3 %	569	747	982
工業・手工芸需要	360	2.3 %	473	621	816
商業・業務需要	468	2.3 %	615	808	1,061
接客需要	620	2.3 %	815	1,070	1,406
灌漑需要	167	2.3 %	219	288	379
政府機関需要	400	2.3 %	525	690	907
外交団・外国人需要	9.9 US cent	-	9.9 US cent	9.9 US cent	9.9 US cent

(出典: EDL, System Planning Office)

## (2) EDL の輸出入電力単価

輸出入電力の単価は、タイやベトナムの関係当局との定期交渉で決められている。Nam Ngum - Nam Leuk 発電所からの輸出単価と Savannakhet と Thakhek における輸入単価は、「EGAT-EDL 間電力売買協定」にて 1999 年 12 月 13 日に合意に至っており、2003 年 9 月 30 日まで有効である。この協定では、輸出入のピーク電力(kW)も電力量(kWh)にも取引量の制限条件がなく、EDLとEGATの実施可能な範囲で輸出入すると定められている。

タイとの輸出入電力単価

時間	ラオスからの輸出	ラオスの輸入
ピーク時間帯 (18:00~21:30)	1.22 Bahts/kWh	輸出単価 + 0.5 Cent/kWh = 1.41 Bahts/kWh
オフピーク時間帯 (21:30~18:00)	1.1924 Bahts/kWh	輸出単価 + 0.5 Cent/kWh = 1.35 Bahts/kWh

(出典:EDL, System Planning Office)

(註) - オフピークの単価は、日曜日全日にも適用されている。

- 支払いは US\$で行なわれる。(支払い額の 50%は US\$ 1.0=Bahts 38 の固定レート、残りの 50%は支払日の交換レートによる。)

上表のように、EGAT からの輸入電力単価は EGAT への輸出単価に比べて 16~17%割高になっている。また、タイの PEA(地方電力公社)とベトナムからの輸入単価は、EGAT の単価より更に割高となっている。

## 3.5 電力系統増強・拡張計画

世界銀行(WB)やアジア開発銀行(ADB)などの支援調査で提案されている電力セクターに対する種々の開発・拡張計画を基に、MIH/EDL は独自の拡張計画を作成している。

### (1) 電源開発計画

国内向け電源開発計画(EDL作成)

No	地域	プロジェクト	完成年	設備容量 (MW)	平均年間発生 電力量 (GWh)
1	Central	Nam Mang 3	2004	35	140
2	Southern	Xeset 2	2005	76	309
3	Central	Nam Ngum 5	2006	100	430
4	Northern	Nam Beng	2006	45	175
5	Southern	Tha Kho	2008	36	215
6	Southern	Xeset 3	2008	20	85
7	Southern	Houay Lamphan Gnai	2010	65	354
8	Central	Nam Ngum 4B	2012	54	268
9	Southern	Xepon	2012	75	338
10	Central	Nam Pot	2014	23	97
11	Southern	Nam Kong 3	2016	34	156
12	Central	Nam Bak 2B	2016	116	563
13	Central	Nam Ngum 4A	2018	54	250
14	Southern	Xexou	2020	59	277
15	Central	Nam Sane2	2020	60	279
		合計		852	3,936

上記の内、Nam Mang 3 発電所は、中国輸出入銀行からの借款により、2004 年の完成に向けて既に着工した。

IPP電源開発計画(EDL作成)

No	地域	プロジェクト	完成年	設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (GWh)	国内需要割当て	
						(MW)	(GWh)
1	Central 1	Nam Mo	2006	105	581	5	29
2	Central 1	Nam Ngum 2	2008	615	2,109	31	105
3	Central 1	Nam Ngum 3	2008	460	1,851	23	93
4	Central 2	Nam Theun 2	2008	1,088	5,500	75	275
5	Central 1	Hongsa Lignite	2010	720	4,265	36	213
6	Southern	Xepien-Xenamnoy	2010	390	1,995	20	100
7	Southern	Xe Kaman 1	2010	468	1,925	23	96
8	Central 1	Nam Theun 1	2012	400	1,897	20	95
9	Southern	Nam Kong 1	2012	240	802	12	40
10	Southern	Xe Kaman 3	2012	218	1,349	11	67
11	Central 1	Nam Ngiep 1	2012	240	1,429	12	71
12	Southern	Sekong 4	2014	440	1,746	22	87
13	Southern	Sekong 5	2014	253	1,183	13	59
14	Central 1	Nam Theun 3	2016	236	772	12	39
15	Central 1	Nam Ngiep 2	2016	495	2,487	25	124
16	Central 1	Nam Ou	2018	500	2,628	25	131
17	Central 1	Nam Khan 2	2018	145	724	7	36
		合計		7,013	33,243	372	1,660

## (2) 送変電設備拡張計画

国内供給用の送変電設備は、WB と ADB その他の支援で開発を進めている。特に ADB は Nam Ngum-Nam Leuk 系統の開発に集中している。一方、輸出用の 230 kV と 500 kV 送電系統は基本的に IPP がその発電所開発に併せて建設することになっている。この他に ADB 主導の GMS (Greater Mekong Sub-region: 拡大メコン流域圏) による 500 kV 連系系統開発並びに ASEAN グループによる連系計画も進行中である。

## (3) 配電網の拡張計画

WB や ADB は、送変電設備の拡張・増強プロジェクトを実施する地域において、地方電化促進のため配電網の開発を支援している。

## 3.6 セクターの問題点

ラオス電力セクターの現在の問題点は下記に集約される。

- (a) 国内に連系送電線がないために安価な余剰電力を需要地に給電できず、地域ごとにタイ・ヴェトナムから割高な電力を輸入せざるを得ない状況にある。
- (b) 国内産業の未成熟のために電力設備のほとんどを輸入に依存している。

- 
- (c) 国内販売電力料金が政策的に低額に抑制されており、政府からの厳しい借款条件、種々の納付金、現地貨の対米ドルレートの下落などの要因により EDL の財務状況は脆弱である。
  - (d) 急速に改善されつつあるが、国内法規・制度の不備と技術力が停滞している。

## 4. 調査の背景と内容

### 4.1 調査の背景

ラオス政府は、18,000 MW 以上の包蔵水力を開発することにより、外貨獲得を目的とした近隣諸国への電力輸出と国内電化促進の 2 大目標を掲げている。電力輸出による外貨収入は Nam Ngum 1 発電所の運転開始以来、国家財政に寄与している。2001 年の Nam Ngum 1、Nam Leuk および Xeset 1 水力発電所による電力輸出額は US\$ 22.2 百万 (796 GWh) であった。これは同年における国家の外貨収入の 8% を占めている。一方、国内における送電系統の不備のため、国内生産の余剰電力の国内融通ができず、国の一部地域では、タイまたは 베트남 からの電力輸入に依存している状況である。輸入電力単価は、輸出電力単価を上回っている。輸入電力の総額は、2001 年には US\$ 6.5 百万 (183GWh) であった。

ラオスでは、輸入に依存せざるを得ない地域に余剰電力を給電する送電系統が未だ建設されていない。さらに、ラオス政府と IPP の契約書には、輸出用 IPP の発電電力の一部を国内需要に向けることが義務付けられている。EDL の国内需用の発電所開発計画による電力とともに、この IPP 電力の有効活用を図る適切な送電系統の建設が求められている。

このような背景のもと、ラオス政府は、2000 年 5 月に日本政府に対しラオス全土を対象とした送電網を計画するために、送変電設備開発のマスタープラン調査を要請した。国際協力事業団 (JICA) は 2000 年 11 月に予備調査団をラオスに派遣し、MIH および EDL との協議の後、マスタープラン調査に関する S/W (調査内容) および M/M (議事録) に署名を行い、その実施を決定した。

### 4.2 調査の目的と内容

本調査の主目的は、MIH/EDL の計画発電所と IPP からの電力の有効利用を考慮し、2020 年までの国内供給用の送変電設備に対する最適開発計画の策定、最優先プロジェクトの選定、および最優先プロジェクトに対する設備設計であった。

本件調査は、2001 年 2 月から 2002 年 9 月までの期間に、「基礎調査段階」、「システム計画段階」、および「マスタープラン策定段階」の 3 段階で、国内と現地作業によって実施した。なお、マスタープラン策定段階では、国内供給用の最適送電系統の策定とその系統の中から最優先プロジェクトを選定し、それに対する設備設計も実施した。

## 5. 電力需要予測

### 5.1 需要予測の手法

電力需要予測は、2020年まで各年毎および各郡(District)毎に、年間需要電力量(GWh)とピーク電力(MW)の両方について実施した。郡毎の電力量需要は、家庭用、工業用、商業およびサービス用と農業用の4カテゴリーに分け、その他特別に予定されている負荷の需要を加えることで得られる。

2001年3月に発表されたラオス政府の社会経済開発政策の電力セクター政策によれば、2020年までに世帯に対する電化率を90%とすると述べられており、これを家庭用需要想定の基本とした。人口・世帯数は、1995年の実施された人口調査をベースとした。工業用および商業・サービス用の電力量需要は、各セクターのGDPと電力消費量の関係を考慮して想定し、農業用については別途考慮した。さらに、ラオス政府や民間による開発計画が予定されている場合は、その電力需要を想定し、別口需要として追加した。このベースケースの想定に加え、High GrowthとLow Growthのケースについても需要想定を実施した。家庭需要については、年間平均消費量の伸びをベースケースに想定した5%をそれぞれ6%と4%に変化させた。工業・商業セクター需要のHigh, Low GrowthはGDPの伸びをベースケースの場合の±0.5%の変動を仮定した。

### 5.2 需要予測結果

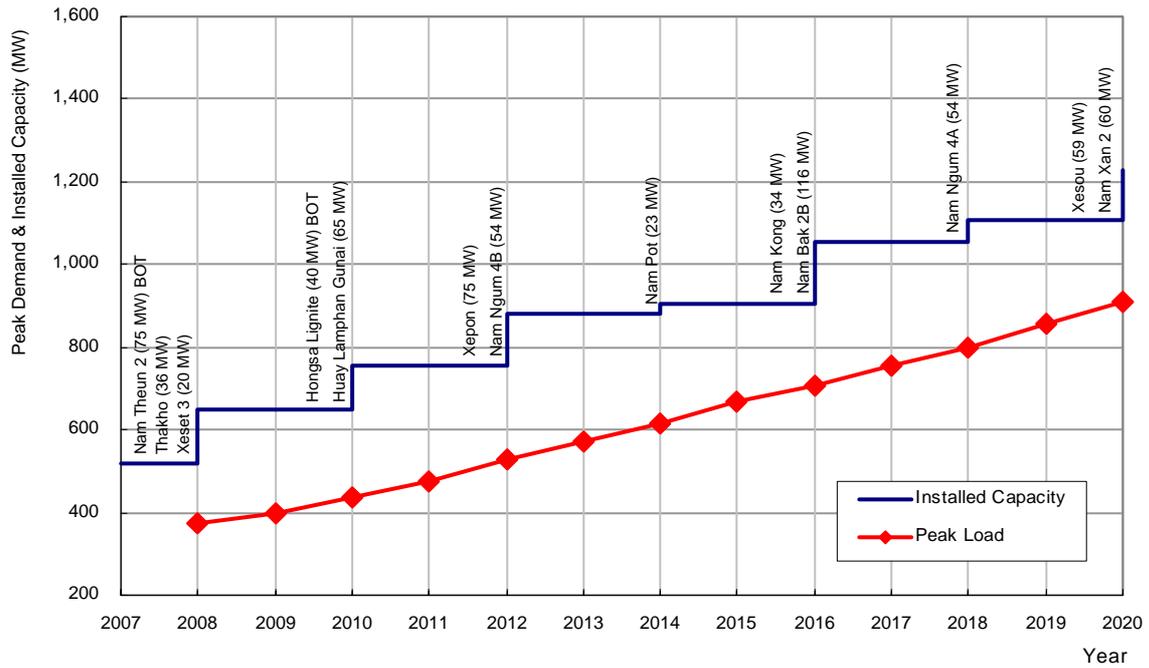
2020年までの電力量およびピーク電力のそれぞれのケースの需要想定結果は下表の通りとなった。

需要予測結果

項目	単位	ケース	2005	2010	2015	2020
電力量需要	(GWh)	High	1,374	2,196	3,350	4,715
	(GWh)	Base	1,337	2,093	3,138	4,320
	(GWh)	Low	1,302	1,997	2,945	3,975
系統損失	(GWh)	High	343	493	670	832
	(GWh)	Base	334	470	628	762
	(GWh)	Low	326	448	589	701
電力量需要 (発電端)	(GWh)	High	1,672	2,688	4,020	5,547
	(GWh)	Base	1,672	2,563	3,765	5,082
	(GWh)	Low	1,628	2,445	3,534	4,676
ピーク電力	(MW)	High	340	512	765	1,055
	(MW)	Base	331	488	716	967
	(MW)	Low	322	465	672	890

### 5.3 需給バランス

MIH/EDLの電源開発計画と調査団の想定したベースケース電力需要想定値から、ラオス国内向け電力の需給バランスは次図のようになる。

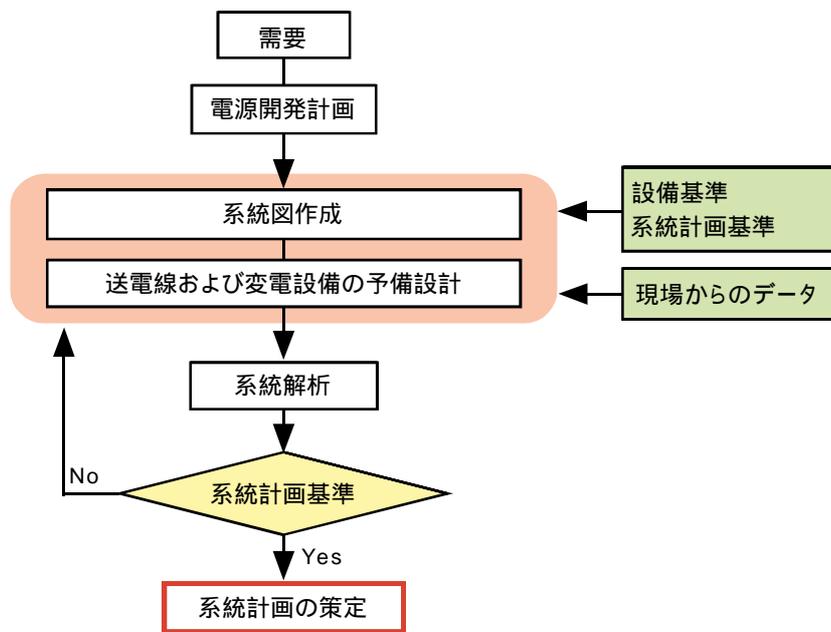


需給バランス

## 6. 最適送電系統計画の策定

### 6.1 計画策定の方法

系統計画は下図のフローに拠って策定した。



系統計画フロー

MIH/EDL作成の電源開発計画、電力需要想定および各支援機関により建設中・実施計画中の送変電設備を総合検討し、国内供給用の2020年までの予備的な送電系統図を開発年度毎に作成した。また、「設備基準」や、供給信頼度および電圧・事故電流・安定度などの「系統計画基準」は、系統解析の実施前にEDLと協議の上で決定した。

予備的な送電系統図は、各送電区間について代案も種々比較検討することにより作成した。この予備的な送電系統図に対する系統電圧と電線種類を選定し、コンピュータによる系統解析により、策定した系統計画案の技術的な妥当性を検証した。さらに、この系統計画案に対する系統解析および経済性評価を通じて系統構成や系統要素(系統電圧・電線種類等)の最適化を行い、系統計画基準を満足するとともに経済的ともなる最適送電系統を構築した。

## 6.2 最適系統の選定基準

全国送電系統の主な目的は、(a) 2020年までに全国の電化率を90%に改善、(b) 政府当局により計画された地方開発に必要な電力供給、(c) 国内発電所の有効利用による輸入電力の削減、および(d) IPP設備からの電力の有効利用である。

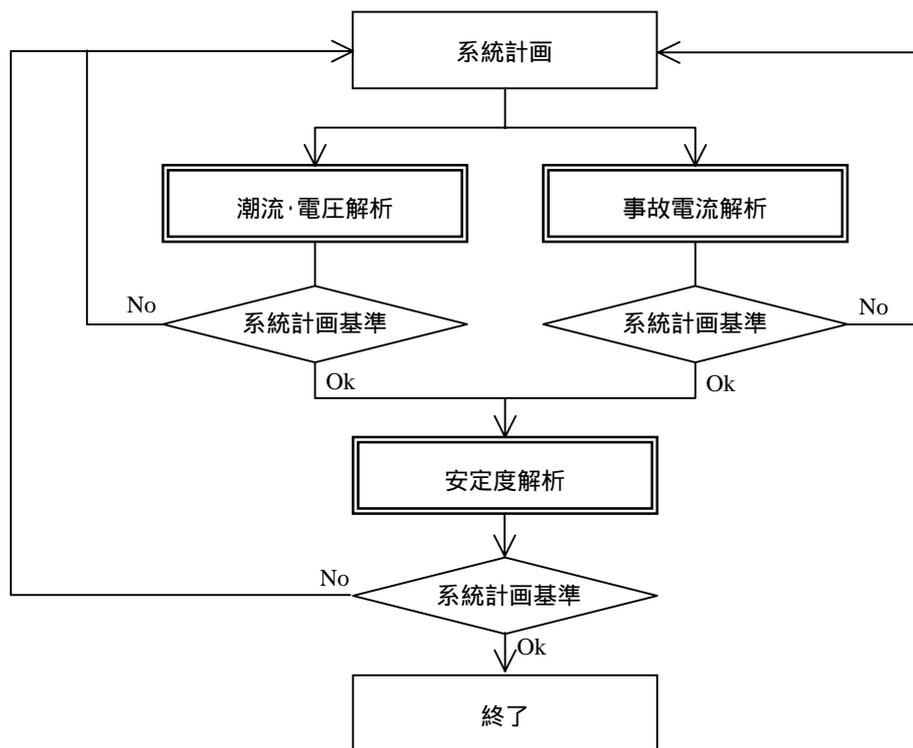
最適送電系統の各区間を選定する基準を下記のように定めた。

- (1) 社会・環境影響
- (2) 送電系統の潮流、電圧、事故電流、安定度、信頼度
- (3) 地方開発計画を含めた需要地への適切で効率的な電力供給
- (4) 需要地域の配電網の開発度
- (5) 輸入電力の削減度
- (6) 受益者数とBHN効果
- (7) 送電ロスの低減
- (8) UXOの影響
- (9) 建設・保守のアクセス道路建設の難易度
- (10) 最小の建設費と保守費

## 6.3 最適送電系統の解析手法

電源開発計画および需要想定を基に、EDLの国際連系送電計画にも配慮しつつ、系統計画基準を満たす最適な系統計画を策定した。潮流・電圧、事故電流、安定度は電力系統が適切に機能するための技術的基本事項である。

系統解析は下図の検討フローに基づいて実施した。柔軟性のある系統計画を策定するため、現在の電源開発計画の変化ケースについても、補足的に系統解析を行った。系統解析ツールとしては、EDLも所有する系統解析ソフトウェアであるPSS/Eを使用した。



系統解析の検討フロー

## 6.4 系統計画基準

EDLと協議の上、下記の系統計画基準を適用した。

### (a) 系統の分類

送電系統を、その重要性から「基幹系統」と「地域供給系統」という2種類に分類した。

### (b) 潮流

(i) 設備健全時には、送変電設備の潮流はその定格容量以内とした。

(ii) 基幹系統においては、単一設備事故時にも供給支障を生ずることなく、送変電設備の潮流はその定格容量以内とした。ただし、Vientiane 特別市の 115/22 kV 変圧器の潮流については、見直した系統計画基準を本格的に適用する 2011 年以降、単一設備事故時にはその定格容量の 110% 以内とした。

### (c) 電圧

(i) 設備健全時には、送電系統の母線電圧は公称電圧の 95 ~ 105% 以内とした。

(ii) 基幹系統においては、単一設備事故時に供給支障を生ずることなく、母線電圧は公称電圧の 92 ~ 108% 以内とした。

(iii) 発電機の力率は 90% (進相) ~ 85% (遅相) 以内とした。

## (d) 事故電流

3相短絡電流および1線地絡電流は次の値以下とした。

許容事故電流最大値

電圧階級	許容事故電流最大値
230 kV	40.0 kA (50.0 kA <sup>*1</sup> )
115 kV	25.0 kA (31.5 kA <sup>*2</sup> )
22 kV	25.0 kA (31.5 kA <sup>*2</sup> )

(註)\*1: 将来、事故電流が40 kAを超過することが予想される場合には、50 kAを適用する。

(註)\*2: 将来、事故電流が25 kAを超過することが予想される場合には、31.5 kAを適用する。

## (e) 安定度

送電線の事故時にも、供給支障や主要な電源の発電力を制限することなく、安定度を維持すべきである。事故条件は「1回線3相地絡、主保護遮断、再閉路なし」とし、主保護遮断時間は230 kV系統では100 ms、115 kV系統では140 msとした。

## 6.5 最適系統電圧と電線サイズ

国内供給用の送電系統においては、系統電圧として230 kVおよび115 kVを検討した。結果的に2020年までは、国内供給用送電線の電圧は115 kVが最適であることが判明した。

電線サイズは、系統計画基準を満たすとともに、経済的であることを条件として検討した結果、ACSR 240mm<sup>2</sup>およびACSR410mm<sup>2</sup>を最適サイズとして選定した。

## 6.6 最適送変電システム

以上の検討および系統解析による計画基準の適合性から、各開発年度別の最適システムとして添付図1.1-1に示す系統を決定した。同図中に示す数字はその区間の開発年度をあらわす。国内供給用の系統電圧は全て115 kVとし、使用電線は、下記区間を除いて、すべてACSR 240mm<sup>2</sup>を適用する。

ACSR 410 mm<sup>2</sup>の電線を適用する区間

起点	終点	適用電線サイズ
Thalat SwS	Phonetong SS	410 mm <sup>2</sup>
Phonesoung SS	Phonetong SS	410 mm <sup>2</sup>
Nam Leuk PS	Nam Mang 3 PS	410 mm <sup>2</sup>
Lakxaosi SS	Thanaleng SS	410 mm <sup>2</sup>
Nam Ngum 5 PS	Phoukhoun SwS	410 mm <sup>2</sup>
Nam Back 2 PS	Nam Leuk PS	410 mm <sup>2</sup>
Ban Boun SS	Lakpet SS	410 mm <sup>2</sup>

## 6.7 分散型電源による地方電化

調査団の策定した最適系統計画から遠く隔離している地域の中には、地形上、経済性、また技術的な理由により、グリッドの拡張による電化が困難な地域が存在する。

これら系統から隔離された地域の電化のためには、県また郡の自治体による代替電源による電力供給が必要である。調査団はこれら地域の電力供給の実態と、予想される代替電源を下表の通り検討した。

分散型電源による地方電化

県	郡	代替電源案
Phongsaly	Phongsaly、Samphan と Ngot Ou の一部および May の全地域	小水力とディーゼル発電の組合せ
Luang Namtha	Long の一部	太陽光発電システム
Bokeo	Houayxai、Meung と Phaoudom の一部	小水力とディーゼル発電の組合せ
Luang Prabang	Viangkham	小水力
Houanphanh	Vienthong と Xam Tai	小水力
Xieng Khuang	Kham、Nonghed、Morkmay と Phookood の一部	小水力、太陽光発電
Bolikhamxai	Khamkeuth と Viengthong の一部	小水力、太陽光発電
Khammouan	Boualapha の一部	小水力、太陽光発電
Xaisomboun	殆どの郡	太陽光発電システム

## 7. プロジェクトの予備設計

### 7.1 設計基準および条件

#### (1) 国家基準

ラオスでは、電気設備に関する国家技術基準・規定・規則などは、未だ制定されていない。現在 JICA の「電力技術基準制定プロジェクト(STEP)」チームが、MIH の DOE(電力局)を支援して電力設備の包括的な技術基準の制定を進めている。調査団は、系統計画や設備設計における種々の電気基準や設計条件を、STEP チームからの情報および EDL の系統・設備計画における慣例を基本にして決定した。

#### (2) 気象条件

全国送電系統の予備設計に適用した気象条件は、以下に示す通りである。

(a) 周囲温度	最高気温	45	
	最低気温	0	
	年平均気温	25	
(b) 空気密度	0.12		
(c) 風速	35 m/s		
(d) 風圧	電線: 720 N/m <sup>2</sup>		
	がいし: 1,010 N/m <sup>2</sup>		
	鉄塔: 2,100 N/m <sup>2</sup> (裏面材風圧を含む)		
(e) 最過酷条件と EDS (Every Day Stress: 常時荷重) 条件	条件	気温	風速
	最過酷	10	35 m/s
	EDS	25	無風

(f)	年間降雨量	4,000 mm
(g)	年間雷雨日数 (IKL)	140 days/year
(h)	地震条件	考慮しない
(i)	最高湿度	100 %
(j)	汚損レベル	軽微

### (3) 送電線の設計条件

送電線の最小安全率は以下の通りとした。

- (a) 電線/地線
  - 最過酷時条件下の支持点において UTS (引張破断強度) に対し 2.5
  - EDS (常時荷重) 時の支持点において UTS に対し 5.0
- (b) がいし連
  - 支持点の最過酷時張力が RUS (規定破壊強度) に対し 2.5
- (c) 鉄塔
  - 常時条件 (最過酷条件) 下にて、部材の降伏点強度に対し 1.5
  - 断線時条件 (常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重) 下にて、部材の許容強度に対し 1.0
- (d) 基礎
  - 常時条件 (最過酷条件) 下にて、基礎体の降伏点強度に対し 2.0
  - 断線時条件 (常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重) 下にて、基礎体の許容強度に対し 1.33

### (4) 変電機器の設計条件

最適送電系統計画で新設および改修する変電機器の設計に際して、基本的に IEC 規格を適用する。ただし、現在作成中であるラオスの「電力技術基準」と矛盾のない設計とした。

- (a) 絶縁設計
  - 変電機器の絶縁設計に関しては IEC-60071<sup>1</sup>および IEC-60694<sup>2</sup>を適用した。
- (b) 変電機器の設計に適用する国際規格
  - 変電機器の設計に際しては、IEC 規格 (最新版) に準拠した。

## 7.2 送電線の予備設計

### (1) 電線および地線の選定

- (a) 電線・地線の線種
  - 2020 年までの系統解析結果より、ラオス国内の 115 kV 送電系統の電線には、ACSR240 mm<sup>2</sup> (ASTM: Hawk) または ACSR410 mm<sup>2</sup> (ASTM: Drake) を適用した。また地線には、既設および計

<sup>1</sup> IEC-60071: Insulation co-ordination

<sup>2</sup> IEC-60694: Common Specification for high-voltage switchgear and control gear standards

---

画中の送電線で使用されている GSW 50 mm<sup>2</sup> (ASTM: GSW 3/8)を適用した。

(b) 標準径間長

鉄塔間の標準径間長は 350 m とした。

(2) がいし設計

(a) 適用がいし

IEC 60305 に準拠する 120 kN ( ACSR 240 mm<sup>2</sup>)および 160 kN (ACSR 410 mm<sup>2</sup>)の「ボールソケット型標準磁器製懸垂がいし」を適用した。

(b) 連当りのがいし個数

がいし汚損レベル、雷インパルス耐電圧、保守面を考慮して連当りのがいし個数を 10 個とした。既設および計画中の 115 kV 送電線用の標準がいし連も 10 個/連を採用している。

(c) がいし装置当りのがいし連数

1 連または 2 連を適用した。

(3) 電線の地上高

山、林、荒地等、人が稀にしか立ち入らないまたは将来に亘って立ち入らない箇所における 115 kV 送電線の最小電線地上高は 7.0 m とした。

(4) 鉄塔設計

(a) 絶縁設計

115kV 送電線における標準絶縁間隔および異常時絶縁間隔を IEC60038 に準拠して決定し、電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランス検討を実施し、8 型の鉄塔形状を検討した。

(b) 鉄塔の概略設計

鉄塔の設計条件を基に各鉄塔型の概略設計を実施し、鉄塔重量と鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。

(c) 鉄塔基礎の予備設計

鉄塔から基礎への伝達荷重(垂直および水平荷重)に基づき、基礎の概略コンクリート量を算出した。なお、ラオスでは「大陸性の砂岩および粘土」のような硬質地盤が広範囲に亘って占めているため、鉄塔基礎周辺の地盤状況を非軟弱地盤と仮定した。

(5) 概略数量の算出

10 km 当りの 115 kV 送電線の平均数量を平野部と山間部に分けて算出した。

---

10 km当りの115 kV送電線の概略数量

		115 kV 1cct		115 kV 2cct	
		平野部	山間部	平野部	山間部
ACSR240 mm <sup>2</sup> (Hawk)	鉄塔	115 t	115 t	150 t	155 t
	電線	30 km	30 km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10km	10 km
	懸垂がいし装置	78 セット	69 セット	156 セット	138 セット
	耐張がいし装置	18 セット	36 セット	36 セット	72 セット
	鉄塔基礎(コンクリート量)	140 m <sup>3</sup>	170 m <sup>3</sup>	470 m <sup>3</sup>	540 m <sup>3</sup>
ACSR410 mm <sup>2</sup> (Drake)	鉄塔	150 t	155 t	195 t	200 t
	電線	30 km	30 km	60 km	60 km
	地線	10 km	10 km	10 km	10 km
	懸垂がいし装置	78 セット	69 セット	156 セット	138 セット
	耐張がいし装置	18 セット	36 セット	36 セット	72 セット
	鉄塔基礎(コンクリート量)	140 m <sup>3</sup>	170 m <sup>3</sup>	470 m <sup>3</sup>	540 m <sup>3</sup>

### 7.3 変電所の予備設計

変電所の計画および設計は、(i) 系統計画基準、(ii) 電力需要予測、(iii) 系統解析および(iv) 調査団の策定した最適系統計画に従って実施した。

#### (1) 設計コンセプト

##### (a) 供給信頼度

Vientiane 特別市内の変電所の新設および増強に対して、2011 年から N-1 基準を適用した。

##### (b) 変電所タイプ

変電所タイプは基本的に従来型の機器を適用した屋外型とした。

##### (c) 接地システム

新規変電所の構内には接地網を埋設した接地システムを構築する。既設変電所の増設の場合には、増設個所の接地システムを既設のものと接続する。

#### (2) 母線構成

115 kV 変電所の母線構成は、供給信頼度、関連する送配電系統との協調、運転・保守面などの諸条件を考慮し、選定すべきである。標準的な 115 kV 変電所の母線には、複母線(Main and Transfer)方式を適用した。一方、小規模で、接続される送電線・変圧器の数が少なく、系統の切換えが頻繁におこなわれないような変電所では、単母線方式を適用する。

22 kV 母線には全て単母線方式を適用する。複数の変圧器の接続する 22 kV 母線同士は、通常は負荷開閉器などのブスタイを閉じて並列運転をすることを基本とした。

---

(3) 主変圧器

(a) 変圧器タイプ

主変圧器は負荷時タップ切換装置付き、油絶縁 3 相変圧器とした。変圧器の冷却方式は油入風冷式 (ONAF) を採用した。本計画で採用する変圧器の巻線は、基本的に Y-Y- とした。1 次側の Y 結線の中性点は直接接地、2 次側は抵抗接地とした。

(b) 主変圧器の台数および単位容量

変圧器台数と単位容量は需要予測、経済性、供給信頼度、電圧降下、変電所の用地確保、機器の転用計画などを総合的に考慮して選定した。

変圧器単位容量は、1 台の変圧器が故障した場合 (N-1) でも、残りの台数でピーク負荷に対応できるように選定することが望ましい。Vientiane 特別市の既存および新設される変電所は、重要な変電所と位置付け、N-1 基準を適用した。それ以外の変電所には N-1 基準は適用しない。なお、地方に計画されている小規模変電所では、総建設費を抑えるため、変圧器故障が重大な影響を及ぼさない限り、その台数を 1 台とした。

(c) 22 kV 配電線の引出し回線数

22 kV 配電線の引出し回線数は変圧器 1 台につき、3 フィーダーとした。

(4) 開閉機器およびその他の機器

(a) 遮断器

遮断器は SF6 ガスタイプのものとし、115 kV および 230 kV 送電線の送電側および受電側の両端に設置する。また、主変圧器の 1 次側および 2 次側の両端にも設置する。22 kV フィーダーは遮断器を介して 22 kV 母線に接続する。

遮断器の連続定格電流は接続する送電線路、変圧器などの短時間負荷容量に見合ったものを選定する。また、遮断器の定格遮断電流は、種々の系統構成における故障電流の解析結果に基づいて、標準的な定格遮断電流値より選定する。電圧別に選定する連続定格電流および定格遮断電流を下表に示す。

遮断器の定格容量

機器の最高使用電圧	標準連続定格電流	標準定格遮断電流
245 kV	1,600 A, 2,000 A	40 kA, 50 kA
123 kV	1,250 A, 1,600 A	25.0 kA, 31.5 kA
24 kV	800 A, 1,250 A	25.0 kA, 31.5 kA

(b) 機器の構成

送電ベイ、変圧器ベイ、ブスタイなどの標準的な構成は下表の通りである。

## 機器の標準構成

ベイ	機器構成
230 kV and 115 kV line ベイ	1 CB, 2 DS, 1 DS+ES, 3 CT, 2 LT, 3 VT and 3LA
230 kV and 115 kV TR ベイ	1 CB, 2 DS, 1 DS+ES, 3 CT and 3 LA
230 kV and 115 kV ブスタイ	1 CB and 2 DS
22 kV line feeders (outdoor)	1CB, 1 DS, 1 DS+ES, 3 CT and 3 LA
22 kV TR feeders (outdoor)	1CB, 1 DS, 3 CT and 3 LA

注) CB: Circuit Breaker(遮断器), DS: Disconnecter(断路器), ES: Earthing Switch(接地開閉器), CT: Current Transformer(変流器), LT: Line Trap(ライントラップ), VT: Voltage Transformer(変成器) and LA: Lightning Arrester(避雷器)

## (c) 調相設備

原則として、115/22 kV 変電所に電圧調整を目的として 22 kV 電力用コンデンサの設置を計画した。電力用コンデンサの所要バンク容量および単位容量、またその設置場所は系統解析の結果にしたがって選定した。電力用コンデンサは 22 kV 母線に接続した。

## (5) 変電設備のサブプロジェクト

変電所の新設・増強計画には下記のものが含まれる。

- (a) 変電所・開閉所の新設 (UXO の調査・撤去を含む)
- (b) 変圧器の新規設置・取替・移設
- (c) 送電線ベイの増設
- (d) 母線・開閉機器の増強
- (e) 調相設備の設置

添付図 7.3-1 ~ 7.3-4 に各変電所の増強計画を示す。その概要は以下の通りである。

## (a) 変電所・開閉所の新設計画

最適送電系統に従って、変電所および開閉所の新設を計画した。ただし、これらの中には ADB あるいは WB にて計画されているものも含まれる。新設変電所の変圧器の台数・容量は次に述べる「変圧器の増設・取替・移設計画」にて決定したものである。

## (b) 変圧器の増設・取替・移設計画

115 kV 変圧器の増設・取替・移設計画は、下記の基準に従って計画した。

- i) Vientiane 特別市内の変電所には N-1 基準を 2011 年から適用した。その際、N-1 基準を適用する変電所では、変圧器の短時間過負荷を 110 %まで許容する。その他の地域の変電所では過負荷を許容せず、過負荷が予想される年までに変圧器の増設あるいは取替を計画した。
- ii) 負荷の力率を Vientiane 特別市内の変電所では  $pf=0.95$ 、その他の変電所では  $pf=0.85$  と仮定して、2020 年までの各年の電力需要予測に基づいてピーク MVA を算定し、それによって必要な変圧器容量を計画した。

- 
- iii) 新規に設置する変圧器の容量は 10、20 および 30 MVA の中から選定した。
- iv) 既設変圧器の有効利用を図るため変圧器の移設を計画した。その際には複数の変圧器の平行運転、機器の耐用年数、移設のタイミングなどを考慮して計画を作成した。機器の耐用年数は 40 年と仮定の上、それを超えるものは使用停止し、取り替え計画を作成した。
- (c) 送電線ベいの増設計画  
最適系統計画に従って、既設変電所に新たに送電線を引込む場合、その変電所に送電線ベいの増設が必要となる。
- (d) 母線・開閉機器の増強計画  
現在、単母線方式や母線を設置していない既設変電所において、最適送電系統計画により、N-1 基準を採用する変電所、あるいは上記に示した変圧器や送電ベいの増設が必要な変電所では、複母線方式の適用を計画した。それに伴い、遮断器の増設などの開閉設備の増強や敷地の拡張も計画した。
- (e) 調相設備の設置計画  
系統解析の結果に基づき、変電所に電圧調整用の 22 kV 電力用コンデンサを新規に設置する。

## 8. 最適系統の事業費と評価

### 8.1 送変電設備の建設コスト

積算単価の算出に当たっては、主に現在ラオスで進行中である PTD プロジェクト(ADB)および SPRE プロジェクト(IDA)の契約単価、および調査団の所持する最新の ICB (国際競争入札) 価格を適用して作成した。

また、送電線各プロジェクトの UXO 調査・撤去費は、現在ラオスで進行中のプロジェクトの情報に基づき、下記 2 種類の単価を設定した。

- UXO 集中地域(重残留) : US\$ 12,500/km  
(115 kV 送電線の用地幅を 25 m とし、US\$ 5,000/ha の単価より算出)
- UXO 散在地域(軽残留) : US\$ 1,250/km  
(115 kV 送電線の用地幅を 25 m とし、US\$ 500/ha の単価より算出)

UXO 調査・撤去作業はほとんどの送電線プロジェクトに対し実施することとし、各送電線における撤去作業の内容(UXO 集中地域での作業または UXO 散在地域での作業)は、UXO マップより決定した。

## (1) 送電線プロジェクト事業費

年次毎の送電線プロジェクトの事業費を下表に示す。またその詳細を添付表 8.1-1 に示す。

送電線プロジェクトの事業費

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
～2005年	送電線の 신설	93,146,200	34,586,900	127,733,100
	UXOの調査・撤去	6,248,100	3,124,000	9,372,100
	合計	<b>99,394,300</b>	<b>37,710,900</b>	<b>137,105,200</b>
2006～2010年	送電線の 신설	92,262,800	35,414,500	127,677,300
	UXOの調査・撤去	4,244,200	2,122,100	6,366,300
	合計	<b>96,507,000</b>	<b>37,536,600</b>	<b>134,043,600</b>
2011～2015年	送電線の 신설	46,392,700	18,077,100	64,469,800
	UXOの調査・撤去	5,768,600	2,884,300	8,652,900
	合計	<b>52,161,300</b>	<b>20,961,400</b>	<b>73,122,700</b>
2016～2020年	送電線の 신설	24,279,800	9,286,700	33,566,500
	UXOの調査・撤去	899,300	449,600	1,348,900
	合計	<b>25,179,100</b>	<b>9,736,300</b>	<b>34,915,400</b>
<b>総計</b>		<b>273,241,700</b>	<b>105,945,200</b>	<b>379,186,900</b>

## (2) 変電設備プロジェクトの事業費

変電機器の予備設計で述べた機器構成を、変電所別の各サブプロジェクトに適用して、下表のように事業費を積算した。また、その詳細を添付表 8.1-2 に示す。

変電設備プロジェクトの事業費

建設年	事業費		
	外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
～2005年	43,473,700	6,693,800	50,167,500
2006～2010年	26,808,800	4,217,700	31,026,500
2011～2015年	12,985,800	2,157,000	15,142,800
2016～2020年	4,026,200	482,100	4,508,300
<b>総計</b>	<b>87,294,500</b>	<b>13,550,600</b>	<b>100,845,100</b>

## 8.2 最適系統の事業費と実施スケジュール

## (1) 事業費

2020年までの最適送変電系統を構築するための送電線・変電所の総事業費は下表に示す通りUS\$480百万(外貨・現地貨合計)である。総額の中には、現在建設中のIDAおよびADBプロジェクトのコストも含まれている。

最適系統を構築するための総事業費

建設年	サブプロジェクト	事業費		
		外貨 (US\$)	現地貨 (US\$換算)	合計 (US\$)
～2005年	送電線	99,394,300	37,710,900	137,105,200
	変電設備	43,473,700	6,693,800	50,167,500
	合計	<b>142,868,000</b>	<b>44,404,700</b>	<b>187,272,700</b>
2006～2010年	送電線	96,507,000	37,536,600	134,043,600
	変電設備	26,808,800	4,217,700	31,026,500
	合計	<b>123,315,800</b>	<b>41,754,300</b>	<b>165,070,100</b>
2011～2015年	送電線	52,161,300	20,961,400	73,122,700
	変電設備	12,985,800	2,157,000	15,142,800
	合計	<b>65,147,100</b>	<b>23,118,400</b>	<b>88,265,500</b>
2016～2020年	送電線	25,179,100	9,736,300	34,915,400
	変電設備	4,026,200	482,100	4,508,300
	合計	<b>29,205,300</b>	<b>10,218,400</b>	<b>39,423,700</b>
<b>総計</b>		<b>360,536,200</b>	<b>119,495,800</b>	<b>480,032,000</b>

(2) 実施スケジュール

巨長 10 km 以上の各サブプロジェクトの建設期間は、各プロジェクトの規模において多少の差異はあるものの、3年間にまたがる24ヶ月とし、2度の乾季における有効稼働のため、1年目の4月から3年目の3月に完成するものとした。一方、巨長 10 km 未満のプロジェクトについては、2年間にまたがる18ヶ月程度と推定される。しかし、送電線の距離・地勢にかかわらず標準的な区間の実施スケジュールを次図のように24ヶ月と想定した。

年次	1年目									2年目												3年目		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	カレンダー月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
契約締結																								
UXO 調査・撤去																								
測量・設計																								
用地幅の伐採																								
工事用道路建設																								
機材製作・輸送																								
基礎工事																								
鉄塔組立工事																								
架線工事																								
完工前試験																								
完工																								

標準的な送電線建設の実施スケジュール

変電設備の各サブプロジェクトの建設期間は、下図のように送電線建設の場合と同様に3年間にまたがる24ヶ月と想定した。

年次 月次 カレンダー月	1年目									2年目												3年目										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3								
契約締結																																
機器設計・製作	■																															
機器輸送							■																									
土木工事									■																							
据付工事・試験												■																				
完工前試験																							■									
完工																																

標準的な変電設備建設の実施スケジュール

### 8.3 最適システムに対する事業評価

#### (1) 評価前提条件

最適な送電システムとは、資源の最適配分という経済効率性を反映したものであると考え、最適システムの効率性は、本最適システム計画の経済的内部収益率(EIRR)と資本の機会費用(Opportunity Cost of Capital : OCC)との比較により明らかとなる。EIRRの算定値がOCCより大きければ、本最適送電計画の経済的妥当性が証明される。OCCに関するデータはラオス国において入手は不可能であるが、同程度の経済開発水準の途上国におけるOCCを考慮して、本評価では11%と仮定した。

最適システムの事業計画は、i)2005年まで、ii)2006年から2010年まで、iii)2011年から2015年まで、およびiv)2016年から2020年までの4フェーズより構成される。2008年までにほとんどの基幹送電線が完成すること、および2010年以降の電源開発計画に不確定要素が想定されることから、本最適システム計画の経済評価については、付随する変電所を含む第1および2フェーズをその対象とし、本計画のEIRRを算定するため、費用および便益フローを作成した。

なお、経済評価に係る前提および仮定条件は以下の通りとした。

- i) 評価対象期間は、2001年より2030年まで建設期間を含み30年間とする。
- ii) 費用、便益の双方とも2001年時点の価格にて固定した実質価格にて表示する。
- iii) 送電システムに係る事業費用(中低圧配電網費用を含む)と比較するため、便益は、一般需要家による電力量kWh当りの支払い意志額(Willingness To Pay : WTP)より、同じく電力量kWh当りの発電部分価値相当を控除することで算定した。一般需要家による電力量kWh当りのWTPは、ADB調査による算定値および調査団が現地調査時に入手した情報を引用した。
- iv) 本最適システム計画に係る維持・管理費用は、送電線部分についてはその資本費用の1%、変電所については1.5%、配電網の部分については1%とした。
- v) 税金、補助金等の国内移転費用等は、経済評価においては考慮しない。
- vi) プロジェクトの実施に伴い増加する販売電力量は、中低圧配電網の検討(本報告書付録6.2)の表4.1に示す値を用いた。

## (2) 便益

ADB による調査では、電力の経済的価値を支払い意志額法に基づいて包括的に分析しており、電力消費量が増加するに従って低減する「限界価値」として算定している。ADB の調査では、この限界価値を求めるため、電力に対する需要曲線を新規および既存需要家それぞれに求め、これら需要曲線より、新規需要家については US\$ 0.204/kWh、既存需要家については US\$ 0.193/kWh の WTP が算定された。次に、これらの加重平均を求め、全需要家の WTP は US\$ 0.202/kWh との結果を得ている。

同じく ADB 調査は、2000 年より 2010 年にかけての国内消費向け電力開発投資は全体で 716 百万 US\$ と算定している。このうち発電部分は、約 60% に及び 430 百万 US\$ と算定されている。

送変電設備(計算のため配電設備も総費用に含めた)の整備に係る本事業の評価では、この発電部分が占める比率を、先述の WTP 値より控除することで、費用に対応する経済便益値を求めることとし、US\$ 0.081/kWh (US\$ 0.202/kWh ~ US\$ 0.121/kWh) が電力量経済価値と算定された。

なお、需要家カテゴリー毎の WTP は、それぞれ一般(家庭)、商業、農業(灌漑)、工業需要家それぞれに算定されているが、本評価においては、それぞれに計算上の大差が無く、将来に亘り一般需要家による需要量が主要な地位を占めることより、一般需要家による WTP を引用している。

## (3) 経済費用

本事業に係る資本支出費用は市場価格による財務価格であり、これを経済価格に変換する。但し、外貨建てにより積算された事業費用部分は、十分に競争的な国際市場における「国境価格」で表示されており、これらはその財やサービスの供給に用いられる資源の実価値(経済価格)を表している。事業費用のうち現地貨部分は、通常政府の規制や、補助政策などによりその市場価格が歪められており、資源の実価値を表していない。従って、それを経済価格に変換する必要がある。経済価格への変換に当たっては、現地貨部分の財やサービスに対する標準変換係数を用い、本評価ではこれを 0.9 と仮定した。

## (4) 評価の結果

上記により算定された便益、および費用の流れより求められる EIRR は 23.9 % であった。この数値は、先述の OCC(11%) より高い数値である。よって、本事業の経済的妥当性は確保されると評価する。下表に感度分析の結果と併せて示す。

経済評価およびその感度分析の結果

変化項目	EIRR %	NPV <sub>2001</sub> 百万 US\$
ベースケース	23.9	231.1
資本投資コスト +15 %	20.3	192.3
便益 -10 %	20.9	179.3
維持管理コスト +50 %	23.2	217.3

## (5) 財務分析

本事業の実施機関となる EDL は、発送配電設備全てを所有し、発電から末端需要家への配電に至るまで一貫した責任を有する電力公社である。つまり、発電端での送電側への引渡し価格、または配電網への卸売り価格は不確定である。本事業は全国的な送変電システムに対する整備を対象としたものであり、補助金が含まれている電力料金および散在する需要地全てを包含した系統では、コストに対応する精度の高い電力量販売収入の認識は困難である。対応する収入を算定するために、2005 年まで制定されている新電力料金の 40 % (送変配電設備分) を送変配電設備に係わる卸売り価格と推定して FIRR の算出を試みたが、結果はネガティブであった。

## 9. 最優先プロジェクトの選定

### 9.1 候補系統

2005 年までに完成すべき送電系統から、IDA、ADB、その他の機関の支援で建設中および実施が確実視されている系統を除いた下記 4 系統(サブプロジェクト)を選定候補とした。

- Pakxan 変電所 ~ Thakhek 変電所 ~ Pakbo 変電所間の送電線と関連変電所
- Nam Theun 2 発電所 ~ Xaibouathong 変電所間の送電線と関連変電所
- Kengkok 変電所 ~ Xepon 変電所間の送電線と関連変電所
- Lakpet 開閉所 ~ Ban Boun 変電所 ~ Thakho 変電所間の送電線と関連変電所

### 9.2 評価基準と評価方法

EDL との詳細協議の結果、最終的に下記項目について各サブプロジェクトの評価を実施した。

- (a) 政府開発計画の観点からの緊急性
- (b) 環境への影響と UXO 撤去費用
- (c) 輸入電力の削減
- (d) 受益者数
- (e) 投資効率
  - (e-1) : 投資額あたり電力販売量
  - (e-2) : 投資額あたり受益者数

4 区間の候補サブプロジェクトに対して、上述の 5 項目に関する評価を行った。サブプロジェクトに総合的な観点から順位を付けるために、本マスタープラン策定を通じて検討してきた各種調査の具体的な結果から、各サブプロジェクトの評価項目に点数を付した。

項目(a)の「政府開発計画の観点からの緊急性」を除く全ての評価項目については、調査結果から具体的な数量が算出されている。評価項目毎の点数は、各項目について最高評価点を持つサブプロジェクトを 100 点とし、このサブプロジェクトに対する他サブプロジェクトの算出数量の割合を求め、その割合の数値をそのサブプロジェクトの得点とした。各評価項目毎に、この方法で算出した得点をサブプロジェクト別に合計し、最高得点のサブプロジェクトを最優先プロジェクトとした。

さらに、最優先プロジェクト選定方法の代案として、AHP法 (Analytic Hierarchy Process; 階層分析法) を使って各サブプロジェクトの評価を行った。このAHP法は、ある選択に対する適切な意思決定を行うために開発された評価方法の一つである。評価項目は前者と同じであるが、各評価項目間にウェイトを持たせており、このウェイトを配慮した得点評価を行うものである。マスタープラン策定に協同作業を行ったEDLのカウンターパートと調査団の全員がこのマトリクス評価を行い、その総合結果から最優先プロジェクト選定を別の面からも評価した。

### 9.3 評価の結果

評価得点法による結果を下記の表に示す。

候補サブプロジェクトの評価点数

評価項目	Pakxan - Thakhek - Pakbo		Nam Theun 2 - Xaibouathong		Kengkok - Xepon		Lakpet - Ban Boun - Thakho	
	数量	得点	数量	得点	数量	得点	数量	得点
(a) 緊急度	-	100	-	80	-	80	-	80
(b) 環境/UXO (US\$)	1,373,000	50	688,000	100	1,705,000	40	931,000	74
(c) 輸入電力削減量 (MWh)	5,792,114	100	0	0	1,690,364	29	629,898	11
(d) 受益者数 (person)	912,537	100	65,073	7	337,947	37	846,746	93
(e1) 販売電力量/投資額	79.40	78	83.50	82	101.64	100	44.18	43
(e2) 受益者数/投資額	14.19	66	4.88	23	11.28	52	21.50	100
得点合計	-	494	-	292	-	338	-	401

得点法による評価では、Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo 系統が最優先プロジェクトに選定された。また、AHP法による評価結果も、下表の通り、同セクションを最優先プロジェクトとした。

AHP法による優先順位の評価結果

	Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo	Nam Theun 2 ~ Xaibouathong	Kengkok ~ Xepon	Lakpet ~ Ban Boun ~ Thakho
順位	1: 8人	1: 0人	1: 0人	1: 5人
	2: 4人	2: 1人	2: 2人	2: 7人
	3: 1人	3: 0人	3: 10人	3: 1人
	4: 0人	4: 12人	4: 1人	4: 0人

### 9.4 最優先プロジェクトの効果

最優先プロジェクトの対象地域である Khammouan、Savannakhet の両県とも現在は発電所が稼動しておらず、2008年に運転開始が予定されている Nam Theun 2 発電所 (IPP) の開発を待っている状況である。この両県は、現在タイの EGAT からの輸入電力に依存している。この地域は他の地域に比べて、国家的規模の貿易・産業セクターで極めて重要な位置を占め、国家経済の向上に貢献するであろうこの地域の開発計画実現のためには、相当量の電力を必要としている。

Pakxan ~ Thakhek ~ Pakbo 間の送電系統は、中央 1 地域から中央 2 地域への国内電力の融通を可能にし、国内余剰電力の有効活用とタイからの電力輸入を節減することにより、国家に多大な貢献をする。こ

の輸入電力の節減は、2020年までに約6,290 GWhに達し、金額的には送変電設備の投資額とO&Mコストを差し引いてUS\$32百万の節減となる。また、地域受益者は98万人に及び、地域社会環境の向上に多大に貢献することになる。

さらに、このサブプロジェクト無くして、北部と南部の国内電力融通は実現しない。国内送電系統の実現の第一歩として、このサブプロジェクトは必要不可欠である。

## 10. 最優先プロジェクトの設計

### 10.1 設計の概要

本送変電プロジェクトは、Pakxan - Thakhek - Pakbo間に中央1と中央2地域の連系送電線と関連変電所を建設することであり、その工事概要は下記の通りである。

- (a) 既設Pakxan変電所と新たにIDA資金にて2004年までに建設されることになっている115 kV Thakhek変電所間に、電線ACSR 240 mm<sup>2</sup>、2回線を有する115 kV送電線の建設
- (b) このThakhek変電所とその南のSavannakhet県にある既設115 kV Pakbo変電所間に、電線ACSR 240 mm<sup>2</sup>、2回線を有する115 kV送電線の建設
- (c) 既設115/22 kV Pakxan変電所の拡張
- (d) 新たに建設予定のThakhek 115/22 kV変電所の拡張
- (e) 既設115/22 kV Pakbo変電所の拡張

また、対象設備の設計は、原則的にはJICAにより制定中である「ラオス電力技術基準」によるが、IEC規格と実務慣習も参照して実施した。それら設計基準、気象条件などは、第7節に記述した最適送電系統の予備設計に適用した通りである。

### 10.2 送電線設備

#### (1) 送電線ルート

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)の回避などを考慮して、基本的には国道13号線沿いにルートを選定した(添付図10.2-1参照)。

ルートは極く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。

---

## (2) 用地と環境

### (a) 地質

ルート沿いの地質分布状況を示す地質図を添付図 10.2-2 に示す。

### (b) 地形と地目

地形はルート全体的に平地で、平坦で開けているか緩やかな起伏を形成している。

### (c) 環境影響

本送変電プロジェクトの送電線ルート付近には、国定環境保護区、国立公園、史跡、文化遺産、景勝地などは存在しない。また既設インフラ設備および計画中のインフラ設備も、EDL 支所の情報によれば、選定したルート付近にはない。国道 13 号線から平均して数百 m から 1 km は離隔してルートを選定してある上、国道沿いの灌木が視覚を遮り、通行者からは送電線設備が死角となる。この様に総合的にルート上の環境影響は小さく、特別な影響緩和対策は必要ないと考えられる。

## (3) 電線・地線の設計

本送電線プロジェクトの電線には ACSR 240 mm<sup>2</sup> (ASTM: Hawk)、地線には GSW 50 mm<sup>2</sup> (ASTM: GSW 3/8)を全区間に亘り適用した。

## (4) がいし設計

### (a) 適用がいし

IEC 60305 に準拠する 120 kN 「ボールソケット型標準磁器製懸垂がいし」を選定した。

### (b) 連当りのがいし個数

汚損レベル、雷インパルス耐電圧、保守面を考慮して、連当りのがいし個数を 10 個とした。

### (c) がいし装置

本送変電プロジェクトの懸垂および耐張がいし装置は、全区間に亘り 120 kN の 1 連がいし装置を適用した。ただし、国道および大型河川横過箇所など重要横過箇所 10 箇所の両端鉄塔のがいし連数については、保安上の観点から、懸垂・耐張がいし装置ともに 120 kN の 2 連がいし装置を適用した。

## (5) 電線の地上高

本送変電プロジェクトにおける最小電線地上高は以下の通りとした。

## 最小電線地上高

電線横過箇所区分	本送電線プロジェクトでの適用箇所	高さ	設定根拠
人が稀にしか立ち入らない、または将来に亘って立ち入らない箇所	灌木、林、草原、小型河川	7.0 m	5.0 m (ラオス電力技術基準) + 2.0 m (余裕) = 7.0 m
人が容易に立ち入るまたは将来立ち入りそうな箇所	水田・耕作地、一般道路、大型河川	8.0 m	6.0 m (ラオス電力技術基準) + 2.0 m (余裕) = 8.0 m
配電線が構築されている箇所、または将来構築されそうな箇所	国道横断箇所	9.5 m	2.33 m (ラオス電力技術基準)* + 5.0 m (配電線高) + 2.0 m (余裕) = 9.5 m

(\*: 22 kV 配電線との離隔距離)

## (6) 鉄塔設計

115kV 送電線における標準絶縁間隔および異常時絶縁間隔を IEC60038 に準拠して決定し、電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランスを検討し、以下の 7 型の鉄塔型を設定した。

## 鉄塔型および寸法案

鉄塔種類	懸垂鉄塔		耐張鉄塔				
	0 ~ 3°		0 ~ 15°	0 ~ 30°	0 ~ 90°		0 ~ 90° (引留)
適用線路水平角	0 ~ 3°		0 ~ 15°	0 ~ 30°	0 ~ 90°		0 ~ 90° (引留)
鉄塔型	A1	A2	B1	C1	D1	D2	DE
鉄塔高 [m]	32.9	37.9	32.8	33.3	34.0	39.0	34.0
腕金長 [m]	6.2	6.2	6.2	6.8	7.6	7.6	7.6
根開き [m]	6.0	7.2	7.0	7.0	7.0	8.4	7.0
継脚長さ [m]	21.5	26.5	20.0	20.0	20.0	25.0	20.0
電線地上高 [m]	8.3	13.3	8.8	8.8	8.8	13.8	8.8
適用箇所*							
図面番号	図 10.2-3	図 10.2-4	図 10.2-5	図 10.2-6	図 10.2-7	図 10.2-8	図 10.2-7

適用箇所 : 国道横断箇所以外 (灌木、林、平原、水田・耕作地、一般道路、河川)

適用箇所 : 国道横断箇所

鉄塔設計条件を基に各鉄塔型の平面解析を実施し、各鉄塔の部材サイズを暫定的に決定し、鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重を算出した。なお、鉄塔・ボルト鋼材には高張力鋼材を使用し、すべて亜鉛メッキを施すものとした。

## (7) 鉄塔基礎設計

本送変電プロジェクトは、地質鉱石地図(地質鉱山局)によると非軟弱地盤を通過している。国道 13 号線 Nam Kading - Savannakhet 間の河川横過箇所のボーリングデータでも硬質な地盤を示していることから、全鉄塔で通常の直接基礎が適用可能と判断した。

鉄塔から基礎への伝達荷重(垂直および水平荷重)より、各鉄塔型に対する基礎設計を実施し、各基礎の形状、コンクリート量、鉄筋量、掘削量、埋戻量を算出した。

## (8) 資材数量の算出

鉄塔基数および鉄塔重量

鉄塔型	鉄塔重量 [ton]	Pakxan - Thakhek		Thakhek - Pakbo		合 計	
		鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]	鉄塔基数 [基]	総鉄塔重量 [ton]
A1	5.0	490	2,450.0	275	1,375.0	765	3,825.0
A2	6.2	10	62.0	0	0.0	10	62.0
B1	6.2	21	130.2	8	49.6	29	179.8
C1	7.0	16	112.0	8	56.0	24	168.0
D1	9.2	15	138.0	7	64.4	22	202.4
D2	11.0	2	22.0	0	0.0	2	22.0
DE	9.4	4	37.6	2	18.8	6	56.4
Ga	1.5	4	6.0	0	0.0	4	6.0
合計		562	2,957.8	300	1,563.8	862	4,521.6

電線・地線数量

線種	条数 [本]	Pakxan - Thakhek		Thakhek - Pakbo		合 計
		ルート長 [km]	総亘長 [km]	ルート長 [km]	総亘長 [km]	総亘長 [km]
ACSR 240 mm <sup>2</sup>	6	194.6	1,226.0	105.2	662.8	1,888.8
GSW 50 mm <sup>2</sup>	1	194.6	204.3	105.2	110.5	314.8

## 10.3 変電所設備

### (1) 変電所の設計方針

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。

#### (a) 既設変電所の活用

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。

#### (b) 既存設備との協調

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した。

#### (c) 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。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した。

#### (d) 主変圧器および 22 kV 設備

本送変電プロジェクトでは、主変圧器および 22 kV 設備の増設・取替えは考慮しない。

---

## (2) 変電所の位置

### (a) Pakxan 変電所

既設 Pakxan 変電所は、Nam Ngum 1 および Nam Leuk 発電所の電力を Pakxan 市周辺への配電、および余剰電力をタイへ輸出するために建設され、1999 年から運転されている。Pakxan 変電所は、国道 13 号線沿い Bolikhamxai 県 Pakxan 市街地の西方約 2 km に位置している。

Pakxan 変電所には Pakxan - Thakhek 2 回線送電線用に 2 ベイを増設する。2002 年 7 月現在、Pakxan 変電所には Nam Luek 発電所および EGAT の Bungkhan 変電所と接続する 115 kV 送電線用の 2 ベイがあるが、変電所構内には増設のための敷地が確保されているため、敷地拡張の必要はない。また、変電所敷地の周囲には人家も無く、建設工事中の騒音・振動などの環境影響の懸念もない。

### (b) 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、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の懸念はない。

### (c) 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、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した。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

---

の影響の懸念もない。

### (3) Pakxan 変電所の設計

Pakxan 変電所には、IDA 資金による SPRE プロジェクトの一環として変圧器および 22 kV 設備の増強計画がある。現在その入札書類の審査中で、2004 年の完成を予定している。そのため、本送変電プロジェクトでは、その計画が完了後の変電設備に対する設計を実施した。

本送変電プロジェクト完了後の Pakxan 変電所の単線結線図を添付図 10.3-1 に、機器配置図を図 10.3-2(1)および図 10.3-2(2)にそれぞれ示す。

Pakxan 変電所における主な工事内容は以下の通りである。

- (a) ブスタイの移設
- (b) 2 回線分の送電線ベイの設置
- (c) ガントリーの延長
- (d) 上記に伴う土木工事・組立て工事
- (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

### (4) Thakhek 変電所の設計

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、2004 年の完成を予定している。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。

Thakhek 変電所には Pakxan 変電所および Pakbo 変電所へ接続する 4 回線分の送電ベイ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添付図 10.3-3 に、機器配置図を図 10.3-4(1)および図 10.3-4(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審査中であるため、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 回線分の送電線ベイの設置
- (b) 上記に伴う土木工事・組立て工事
- (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

#### (5) Pakbo 変電所の設計

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で、変圧器、送電線ベイおよび 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。

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添付図 10.3-5 に、機器配置図を図 10.3-6(1)および図 10.3-6(2)にそれぞれ示す。

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
- (b) 2 回線分の送電線ベイの設置
- (c) ガントリーの延長
- (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
- (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

#### (6) 主要機器

各変電所に設置する主要機器の数量は以下の通りである。

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

### 10.4 施工・調達計画

#### (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は、STEА からの環境証明書取得、プロジェクト資金の確保などがあり、それに引き続き、コンサルタントの雇用を即急に実施しなければならない。詳細設計・入札・契約業務、プロジェクトの監理には、実施機関である EDL に助言するコンサルタントが必要である。

## (2) 調達方針

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・変電所の 2 ロットに分け、フルターン・キー形式の国際競争入札により請負業者を選定する。

調達に際しては、製品の品質管理、製造能力、過去の実績、過去のクレームの有無、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入札仕様書には、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。

また、一定期間の設備保証期間を入札仕様書に規定し、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 担当者への指導を義務付けることが必要である。

## (3) 施工区分 / 調達区分

本送変電プロジェクトに関する資機材の調達および施工は、「フルターン・キー形式」で請負業者が一括して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。

施工区分

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

## (4) 施工監理計画 / 調達監理計画

施工監理および調達監理は、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。

### (a) EDL 要員

- i) 本送変電プロジェクトの総括責任者を EDL 本部プロジェクト室から選出する。
- ii) 工事中の環境モニター業務のために、開発部 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。
- iii) 送電線工事管理のための検査要員は、関連 EDL 支所からの派遣要員も含めて、請負業者各工事セクションに、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、請負業者の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。

- iv) 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 名ずつ配置する。

(b) コンサルタント

- i) 実施設計・入札書類の作成
- ii) 入札業務
- iii) 調達監理
- iv) 施工監理
- v) 竣工検査・瑕疵検査

(5) 実施工程

本送変電プロジェクトの全体工程計画を添付図 10.4-1 に示す。本送変電プロジェクトの工程は、コンサルタント契約から業者契約までを 13 か月、業者契約から完工までを 23 か月、合計 36 か月を想定した。

## 10.5 プロジェクト後の運営・維持・管理計画

(1) 運営・維持管理の組織

2002 年 7 月現在の 115 kV 変電所の運転・保守業務は、115 kV 送電線を除いて、EDL 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 (Technical Service Department, TSD) であり、全国各支所管轄の全ての変電・配電設備の運転・保守業務を管理している。ただし、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。

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 送電線に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。

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 プロジェクトで新変電所・送電線が開発されても、当分の間は現状体制で良いとの判断である。

(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、系統拡張に伴い EDL 本部の管理機能の向上と強化が必要となる。

本計画の完成予定前に、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 年までに确实

---

視される系統増強は、新設 115 kV 変電所が 7ヶ所、および 115 kV 送電線が 1,100 回線-km 以上である。上記送変電計画に加えて、22 kV と低圧の配電網が増設される。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の 2 倍になる。

これらの増設系統を併せ考慮して、本送変電プロジェクト設備の継続的な安定運用を維持するために、下記対策の実施が必要である。

- (a) EDL 本社の送電線設備の管理
- (b) TSD (流通部門の技術支援課) の増強
- (c) 運転・保守要員の養成
- (d) プロジェクト実施中の OJT
- (e) 運転・保守用の測定器類・工具・スペアパーツの調達
- (f) データ記録様式の標準化
- (g) EDL 修理工場の充実
- (h) 系統間の通信手段の整備
- (i) 変電所保守要員
- (j) EDL 訓練センターの積極的な活用

### (3) 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を作成し、随時過去の事故経験・対応処置の結果から、必要に応じて改訂を加えている。既設送変電設備の運転・保守には、担当コンサルタントと機器納入者が提出したマニュアルが一部活用されている。本送変電プロジェクトにおいても、実施段階でこれらのマニュアルの提出を義務付ける。EDL の標準マニュアルに関しては現行のものでよいと考えられるが、本送変電プロジェクト実施に当たり、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。

変電所毎の運転・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。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 の運転員予定者に対して、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 O&M 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初期の一定期間、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。

## 11. プロジェクトの概算事業費

### 11.1 用地・UXO

#### (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、プロジェクト毎に用地交渉の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。また送電線の線下にある樹木を伐採する場合や、線下となる家屋の移転にも、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、上述の考え方で用地補償費を算出した。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た。

#### (2) UXO 調査・撤去費

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 PTD プロジェクトでは、請負業者が UXO 調査のコンサルタント会社を雇用し、UXO の残留可能性のある鉄塔敷地周辺の調査・撤去作業を行っていることから、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た。

##### (a) UXO 調査箇所

本送電プロジェクトの送電線ルートは、UXO の残留が少ない箇所を選定したが、なお残留が危惧される箇所は以下の区間である。

- i) Pakxan SS～Thakhek SS セクション: Nam Kading 川～Naliang 村: 約 35 km
- ii) Thakhek SS～Pakbo SS セクション: Thakhek 変電所～Xe Bang Fai 川: 約 44 km

上記区間に建設予定の鉄塔周辺(256 m<sup>2</sup>/基)に対して、UXO の調査・撤去作業を実施する。

##### (b) UXO 調査・撤去費

PTD プロジェクトおよび 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)調査・撤去費を US\$ 500 とした。この単価に基づいて、本送変電プロジェクトによる UXO 調査・撤去費を対象となる 226 基に適用すると約 US\$ 3,000 程度である。

## 11.2 送電線設備の建設費

本送変電プロジェクトの送電線建設費を下表に、また、その詳細を添付表 11.2-1 ~ 11.2-2 に示す。

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)

## 11.3 変電所設備の建設費

本送変電プロジェクトの変電所設備の建設費を下表に示す。また、その詳細を添付表 11.3-1 に示す。

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		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		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		130,200
	合計	1,267,600	164,200	1,431,800
総 計		3,344,900	422,600	3,767,500

## 11.4 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) 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。

- (c) 物理的予備費は、外貨分・現地貨分とも10%とする。
- (d) 价格的予備費は、外貨分インフレーション:年 3%<sup>3</sup>および現地貨分インフレーション:年 8%<sup>4</sup>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。

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
价格的予備費	550,500	352,800	903,300
総計	22,558,400	5,214,900	27,773,300

## 11.5 事業費の支出計画

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。
- (e) 物理的・价格的予備費は、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。

3 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)

4 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

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
	价格的予備費	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
	价格的予備費	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
	价格的予備費	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

## 12. 最優先プロジェクトの評価

### 12.1 経済・財務評価の基準

本プロジェクトを経済的および財務的内部収益率(EIRRとFIRR)の観点から評価した。以下は本プロジェクトのIRRを算定するにあたって用いた仮定と前提条件である。

- (a) 費用並びに便益とも2002年時点の実質価格を用い、費用は全て2003年期首の時点に合わせ割り引いた。
- (b) 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。
- (c) IRRの算定にあたって、以下の費用を考慮した；
  - コンサルティング費用、不発弾(UXO)調査・撤去費用を含む本プロジェクトの建設費用、これには物理的および物価上昇予備費を加えた。
  - 本プロジェクト設備に係る年当りの運営維持管理費用は、本送変電プロジェクト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。
  - EIRR評価においては、本プロジェクト費用の現地貨ポーションを、標準変換係数(0.9)を以て経済価格に変換した。
  - 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。

- 中・低圧配電網のコストも FIRR 評価に加えた。

## 12.2 EIRRの便益

- 本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、便益としてタイ国 EGAT からの輸入電力に係る回避(節約)費用を考える。
- EDL の提言により、輸入電力節約(電力輸送 / 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。
- 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ため、同様に、電力輸送 / 融通費用の節約(kWh 当り US 1.0 セント)を便益として事業便益を算定した。

## 12.3 FIRRの便益

- 財務評価は、本送変電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 への収入の増分に基づいて実施した。
- FIRR 算定に相応する売電収入は、送配電システムに係る投資費用がシステム全体の投資費用の約 40%を占めることから、総売電収入の 40%と仮定した。
- FIRR 算定に当っては、全需要家への平均売電価格である kWh 当り US 2.068 セント(2005 年に適用されることになっている平均電力料金 US 5.17 セント/kWh の 40%)を適用した。

## 12.4 評価の結果と感度分析

本プロジェクトの EIRR と FIRR を上述した前提条件や仮定に沿って算定した。また、以下の項目についての感度分析も併せて実施した。

- 設備投資費用が 15 %上昇
- 便益単価が 10 %低下
- 維持管理費用が 50 %上昇
- 販売電力量が 30 %低下

EIRRおよびFIRRの算定結果

ベース・感度項目	経済的内部収益率		財務的内部収益率	
	EIRR (%)	NPV <sub>2002</sub>	FIRR (%)	NPV <sub>2002</sub>
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

---

本プロジェクトの何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。

加えて、本基幹送電線の整備に伴い、安価な水力発電による国内電力が中央 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。

## 添付表

















表8.1-2 変電設備サブ・プロジェクトの事業費支出計画

Items	Commissioning Year	Total Cost	FC&LC	Construction and Disbursement Schedule (US\$1,000)																					
				2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
<b>Southern</b>																									
<b>Lakpet SS</b>																									
- New Construction, 4 TL	2005	\$1,972,000	FC 1661.2																						
			LC 310.8	166.1	1,329.0	166.1	1,329.0	166.1																	
- additional 2 TL bays to Kengkok SS	2008	\$552,000	FC 513.5	31.1	248.6	31.1	248.6	31.1																	
			LC 38.5	51.4	410.8	51.4	410.8	51.4																	
- Upgrading SwS to SS, 2 TL to Xeset 1, 20 MV TR	2010	\$1,136,000	FC 1048.0																						
			LC 88.0	104.8	838.4	104.8	838.4	104.8																	
- additional new 1x20 MVA TR	2017	\$644,000	FC 592.3																						
			LC 51.7	59.2	473.9	59.2	473.9	59.2																	
<b>Thakho SS</b>																									
- New Construction, 4 TL, 1x20 MVA TR	2005	\$2,422,000	FC 2066.1	206.6	1,652.9	206.6	1,652.9	206.6																	
			LC 355.9	35.6	284.7	35.6	284.7	35.6																	
<b>Ban Boun SS</b>																									
- New Construction, 4 TL, 1x20 MVA TR	2005	\$2,404,000	FC 2106.9	0.0																					
			LC 297.1	210.7	1,685.5	210.7	1,685.5	210.7																	
- additional 2 TL bays to Attapeu SS	2012	\$552,000	FC 513.5	29.7	237.7	29.7	237.7	29.7																	
			LC 38.5	51.4	410.8	51.4	410.8	51.4																	
<b>Saravan SS</b>																									
- New Construction, 4 TL, 1x20 MVA TR	2010	\$2,327,000	FC 2057.3																						
			LC 269.7	205.7	1,645.9	205.7	1,645.9	205.7																	
<b>Sekong SS</b>																									
- New Construction, 4 TL, 1x5 MVA TR	2010	\$2,152,000	FC 1778.9																						
			LC 373.1	177.9	1,423.1	177.9	1,423.1	177.9																	
<b>Attapeu SS</b>																									
- New Construction, 2 TL, 1x10 MVA TR	2012	\$1,935,000	FC 1578.0																						
			LC 357.0	157.8	1,262.4	157.8	1,262.4	157.8																	
- additional 2 TL bays to Nam Kong 3 HPS	2016	\$552,000	FC 513.5	35.7	285.6	35.7	285.6	35.7																	
			LC 38.5	51.4	410.8	51.4	410.8	51.4																	
- additional 2 TL bays to Xexou HPS	2020	\$552,000	FC 513.5																						
			LC 38.5	37.3	288.5	37.3	288.5	37.3																	
<b>Xeset 1</b>																									
- additional 2 TL bays to Xeset 2 and double busbar system	2005	\$902,000	FC 788.5	78.8	630.8	78.8	630.8	78.8																	
			LC 113.5	11.4	90.8	11.4	90.8	11.4																	
- additional 4 TL bays to Saravan SS & Lakpet SS	2010	\$1,314,000	FC 1192.2																						
			LC 121.8	119.2	953.7	119.2	953.7	119.2																	
<b>Bang Yo SS</b>																									
- additional 30 Mvar static capacitor	2010	\$150,000	FC 136.8																						
			LC 13.2	13.7	109.4	13.7	109.4	13.7																	
<b>Pakson 230/115/22 kv SS</b>																									
- New Construction, 2x230 kv TL, 2x 115 kv TL, 1 TR	2005	\$5,079,000	FC 4603.5	460.3	3,682.8	460.3	3,682.8	460.3																	
			LC 475.5	47.6	380.4	47.6	380.4	47.6																	
<b>Total of Central 2 Area</b>		<b>\$24,645,000</b>	<b>FC 21,663.7</b>	0.0	0.0	1,122.6	8,981.0	1,122.6	51.4	410.8	672.7	4,970.5	830.5	1,673.2	209.1	0.0	51.4	470.1	525.2	59.2	51.4	410.8	51.4		
			<b>LC 2,981.3</b>	0.0	0.0	155.3	1,242.2	155.3	3.8	30.8	90.4	692.7	126.1	316.4	39.6	0.0	3.8	35.9	45.2	5.2	3.8	30.8	3.8		
<b>Overall Total</b>		<b>88,697,000.0</b>	<b>FC 76,910.7</b>	372.0	3,391.8	5,861.1	18,090.8	5,374.2	1,438.8	6,207.2	2,294.2	12,438.6	4,430.1	7,004.9	1,329.3	670.4	1,196.0	2,785.3	1,492.2	414.4	692.3	1,275.9	151.4		
			<b>LC 11,786.3</b>	53.4	478.6	795.0	2,779.2	823.3	288.2	1,399.6	372.5	1,610.8	548.5	1,321.7	215.7	72.9	211.7	334.9	192.0	81.8	67.9	125.4	15.0		

表11.2-1 送電線總建設費の積算

Item	Unit	Qty	Paxan - Thakhek				Thakhek - Pakbo				Total					
			No. of Tower	Tot. Wt[t]	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	No. of Tower	Tot. Wt[t]	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	Qty	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]
					1,100					1,100						
<b>Towers</b>																
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
<b>Total Tower</b>		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]	Qty	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	
<b>Conductors</b>	[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
<b>Ground Wires</b>	[km]	204.3	600	122,580		122,580	110.5	600	66,300		66,300	314.8	188,880			188,880
<b>Insulators</b>																
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
<b>Total Insulators</b>		38,760		697,680		697,680	19,620		353,160		353,160	58,380	1,050,840			1,050,840
<b>Strings Conductor</b>																
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
<b>Total Strings Conductor</b>		3,732		225,900		225,900	1,950		112,800		112,800	5,682	338,700			338,700
<b>Fittings</b>																
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
<b>Total Fittings</b>				178,228		178,228			95,331		95,331		273,558			273,558
<b>Tower Earthing</b>	[Units]	562	100	56,200		56,200	302	100	30,200		30,200	864	86,400			86,400
<b>Tower Tests</b>	[Units]	5	20,000	100,000		100,000	2	20,000	40,000		40,000		140,000			140,000
<b>Spare Parts and Tools</b>	[Lots]	1		411,700		411,700	1		218,000		218,000		629,700			629,700
<b>Total Supply</b>				8,233,468	0	8,233,468			4,359,251	0	4,359,251		12,592,718	0		12,592,718
<b>Construction Works</b>																
	Unit	Qty	Unit Price	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]		Unit Price	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	Qty	FC [USD]	LC [USD]	Total [USD]	
<b>Preliminary Work</b>																
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	
<b>Total Preliminary</b>				233,080	543,852	776,932			130,957	305,566	436,523		364,036	849,418	1,213,455	
<b>Foundation Work</b>																
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	
<b>Total Foundation Work</b>		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	
<b>Tower Erection</b>																
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	
<b>Total Tower Erection</b>		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	
<b>Stringing and Sagging</b>																
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	59,960	89,940	149,900	
<b>Total Stringing and Sagging</b>				233,520	350,280	583,800			126,240	189,360	315,600		359,760	539,640	899,400	
<b>Earthing Work</b>	[Units]	562	100	16,860	39,340	56,200	302	100	9,060	21,140	30,200	864	25,920	60,480	86,400	
<b>Inland Transportation</b>																
Tower	[ton]	2,957.8	100	0	295,780	295,780	1,563.8	100	0	156,380	156,380	4				

表11.2-2 基礎工事費の積算

Soil Type	Foundation Type	Compression and Uplift Loads [kN]	Concrete Volume [m3]	Excavation Volume [m3]	Foundation Work	UNIT	Quantity /Tower	Unit Price [USD]	Total [USD]
Soil -I	Pad-1	s	0.6	3.4	Excavation	m3	13.6	5	68
					Reinforcement	ton	0.2	700	168
					Concrete	m3	2.4	80	192
					Backfilling	m3	11.2	20	224
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>2,200</b>				
	Pad-2	200 ~ 400	2.0	12.1	Excavation	m3	48.4	5	242
					Reinforcement	ton	0.8	700	560
					Concrete	m3	8.0	80	640
					Backfilling	m3	40.4	20	808
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>3,800</b>				
	Pad-3	400 ~ 600	5.1	28.2	Excavation	m3	112.8	5	564
					Reinforcement	ton	2.0	700	1,428
					Concrete	m3	20.4	80	1,632
Backfilling					m3	92.4	20	1,848	
Miscellaneous					Lots	1	1,500	1,500	
<b>subtotal</b>				<b>7,000</b>					
Soil -II	Pad-4	~ 200	0.9	6.3	Excavation	m3	25.2	5	126
					Reinforcement	ton	0.4	700	252
					Concrete	m3	3.6	80	288
					Backfilling	m3	21.6	20	432
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>2,600</b>				
	Pad-5	200 ~ 400	3.5	19.8	Excavation	m3	79.2	5	396
					Reinforcement	ton	1.4	700	980
					Concrete	m3	14.0	80	1,120
					Backfilling	m3	65.2	20	1,304
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>5,300</b>				
	Pad-6	400 ~ 600	8.8	41.9	Excavation	m3	167.6	5	838
					Reinforcement	ton	3.5	700	2,464
					Concrete	m3	35.2	80	2,816
Backfilling					m3	132.4	20	2,648	
Miscellaneous					Lots	1	1,500	1,500	
<b>subtotal</b>				<b>10,300</b>					
Soil -III	Pad-7	~ 200	1.5	14.2	Excavation	m3	56.8	5	284
					Reinforcement	ton	0.6	700	420
					Concrete	m3	6.0	80	480
					Backfilling	m3	50.8	20	1,016
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>3,700</b>				
	Pad-8	200 ~ 400	6.3	40.7	Excavation	m3	162.8	5	814
					Reinforcement	ton	2.5	700	1,764
					Concrete	m3	25.2	80	2,016
					Backfilling	m3	137.6	20	2,752
					Miscellaneous	Lots	1	1,500	1,500
	<b>subtotal</b>				<b>8,800</b>				
	Pad-9	400 ~ 600	15.6	77.7	Excavation	m3	310.8	5	1,554
					Reinforcement	ton	6.2	700	4,368
					Concrete	m3	62.4	80	4,992
Backfilling					m3	248.4	20	4,968	
Miscellaneous					Lots	1	1,500	1,500	
<b>subtotal</b>				<b>17,400</b>					

表11.3-1 変電所設備に対する建設費積算

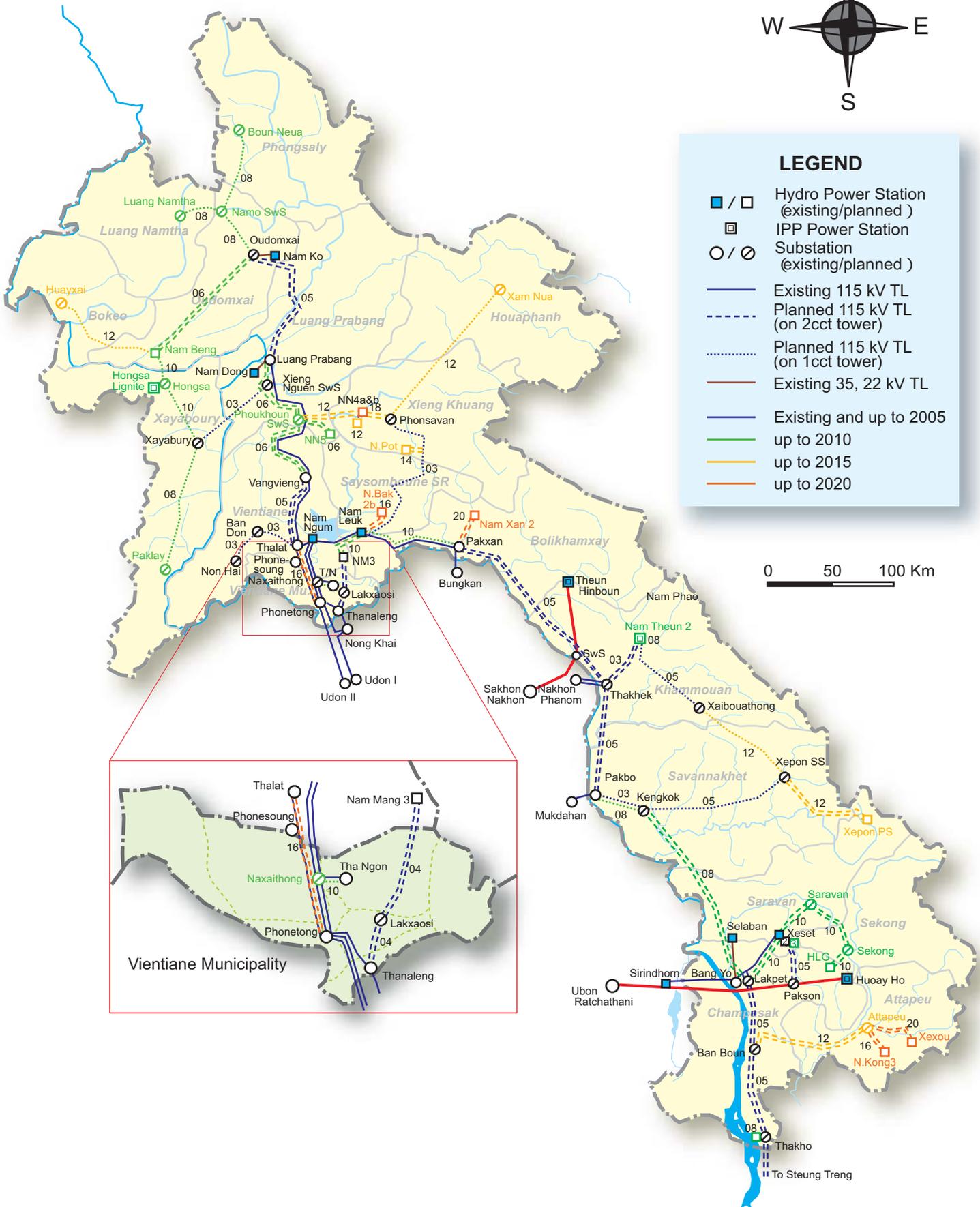
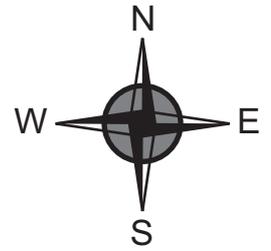
**1. Plant and equipment including inland transportation**

Items	unit	CIF (\$)	Pakxan SS		Thakhek SS		Pakbo SS	
			Q'ty	Total Price	Q'ty	Total Price	Q'ty	Total Price
<b>1.1 115 kV outdoor switchyard</b>								
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
<b>1.2 Control and Monitoring Equipment</b>								
1 Local control, bay unit	lot	106,080.00	1	106,080.00	2	212,160.00	2	212,160.00
<b>1.3 Protection 115 kV</b>								
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
<b>1.4 Communication and SCADA</b>								
1 Extension of ex. SCADA/PLC system	lot	46,410.00	1	46,410.00	1	46,410.00	1	46,410.00
<b>1.5 MV, LV cables</b>								
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
<b>1.6 0.4 kV AC installations</b>								
1 Integration into the existing AC system	lot	4,947.00	1	4,947.00	1	4,947.00	1	4,947.00
<b>1.7 Earthing, Lighting, Lightning</b>								
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
<b>1.8 Spare Parts</b>								
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\$)
<b>2.1 Civil works</b>				
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
<b>2.2 Erection works</b>				
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

添付図



**LEGEND**

- / □ Hydro Power Station (existing/planned)
- ⊠ IPP Power Station
- / ⊙ Substation (existing/planned)
- Existing 115 kV TL
- - - Planned 115 kV TL (on 2cct tower)
- ⋯ Planned 115 kV TL (on 1cct tower)
- Existing 35, 22 kV TL
- Existing and up to 2005
- up to 2010
- up to 2015
- up to 2020

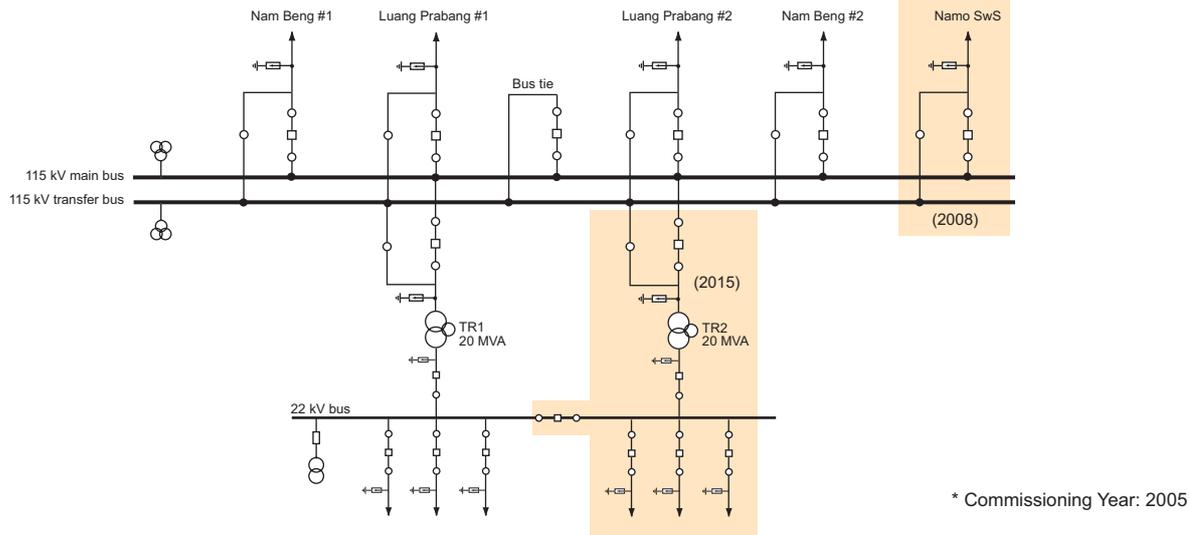
0 50 100 Km



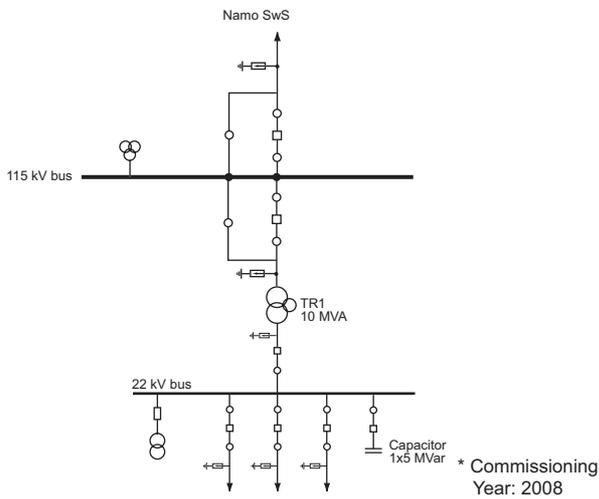
Japan International Cooperation Agency (JICA)  
 Joint Venture  
 Nippon Koei Co., Ltd.  
 &  
 Tokyo Electric Power Company

The Study  
 on Master Plan  
 of Transmission Line  
 and  
 Substation System

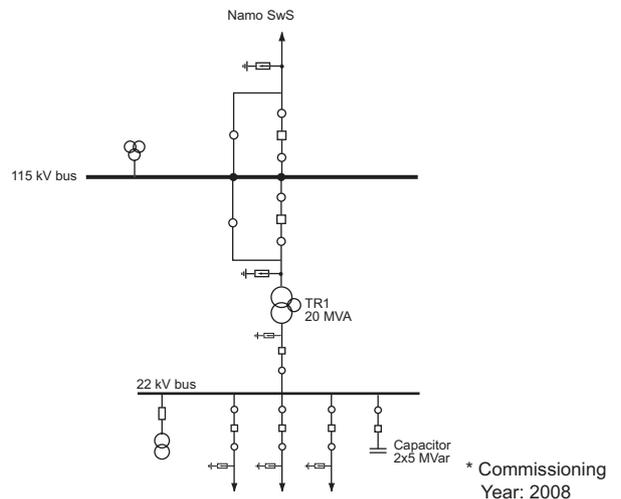
Figure No. 1.1-1  
 Title  
 最適送電系統  
 (2020年時点)



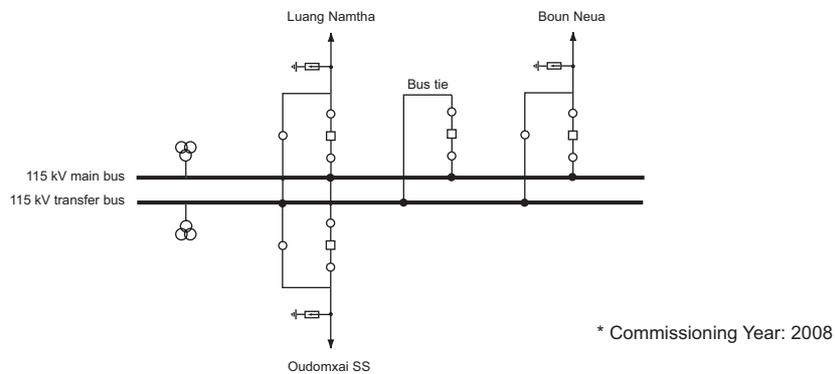
(1) Oudomxai SS



(2) Boun Neua SS

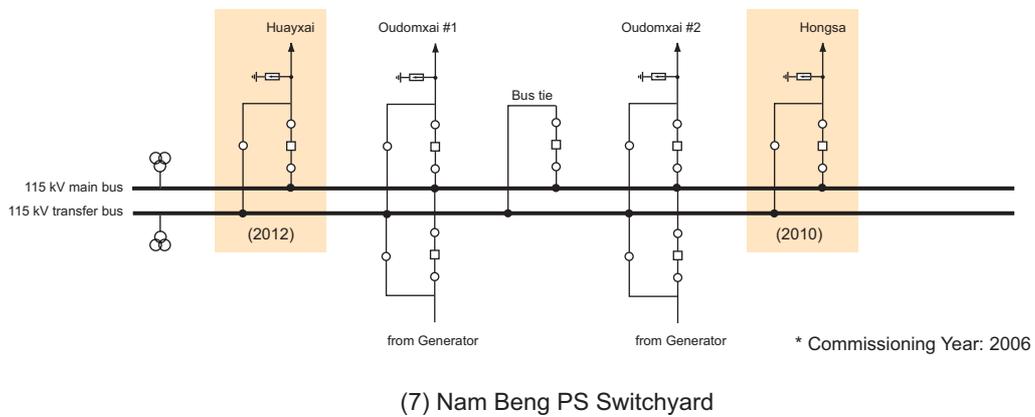
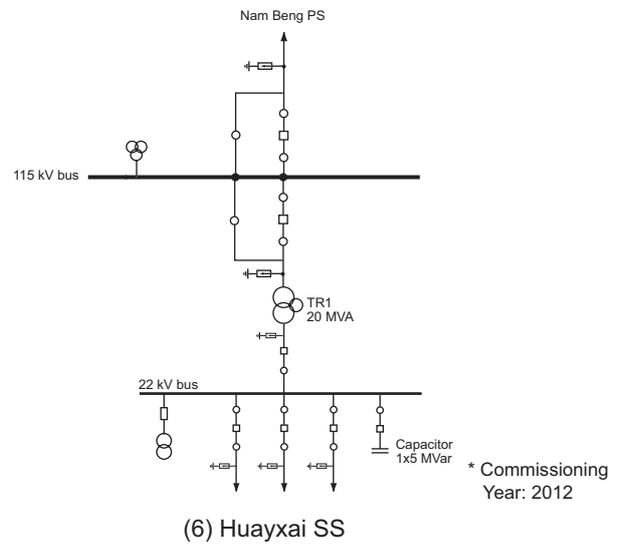
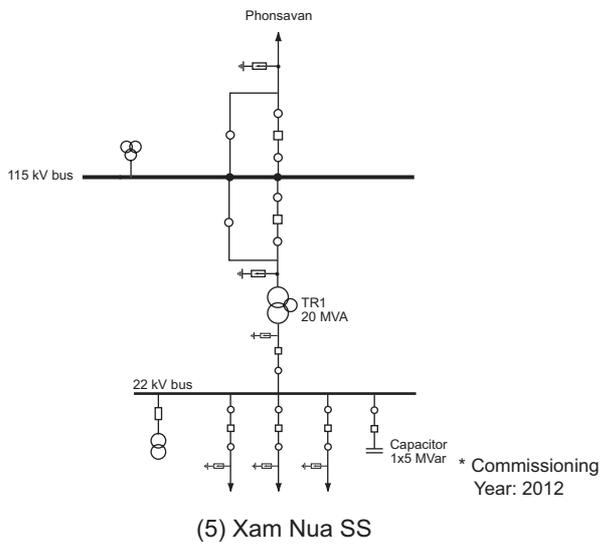


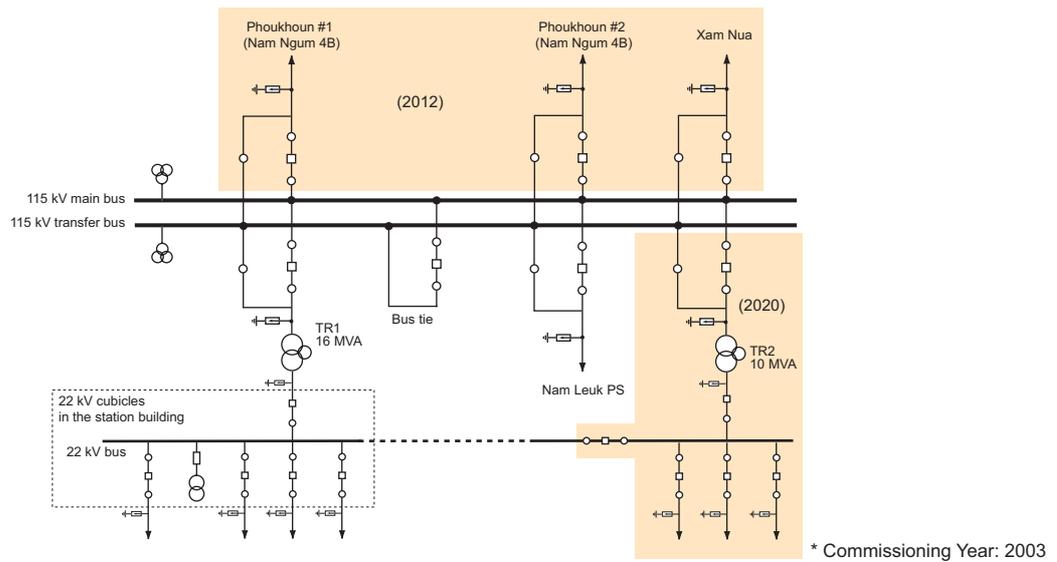
(3) Luang Namtha SS



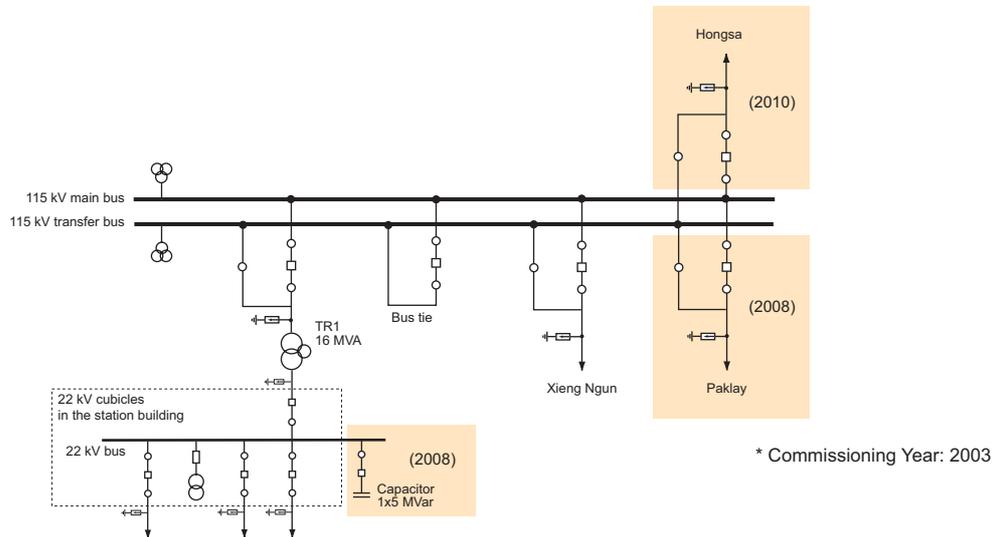
(4) Namo SwS

 Electricite du Laos	<b>Japan International Cooperation Agency (JICA)</b>	<b>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</b>	<b>Figure No. 7.3-1 (1) to (4)</b> <b>Title</b> 変電所 / 開閉所の単線結線図 (北部地域)
	<b>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. &amp; Tokyo Electric Power Company</b>		

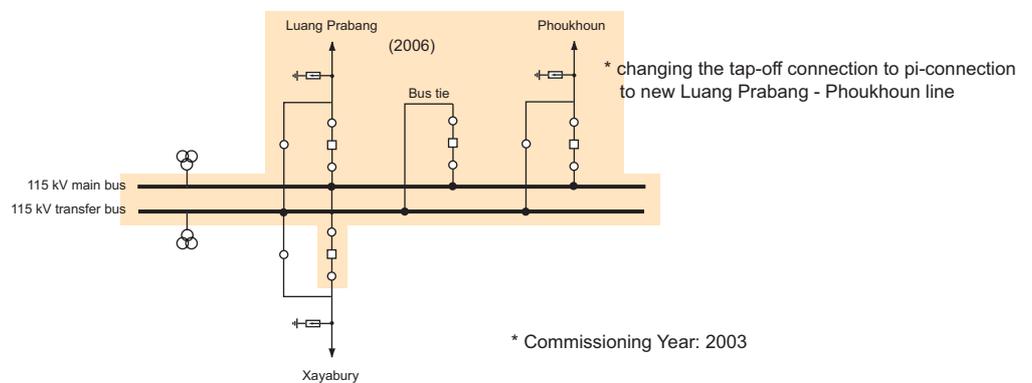




(1) Phonsavan SS



(2) Xayabuly SS



(3) Xieng Ngun SWS



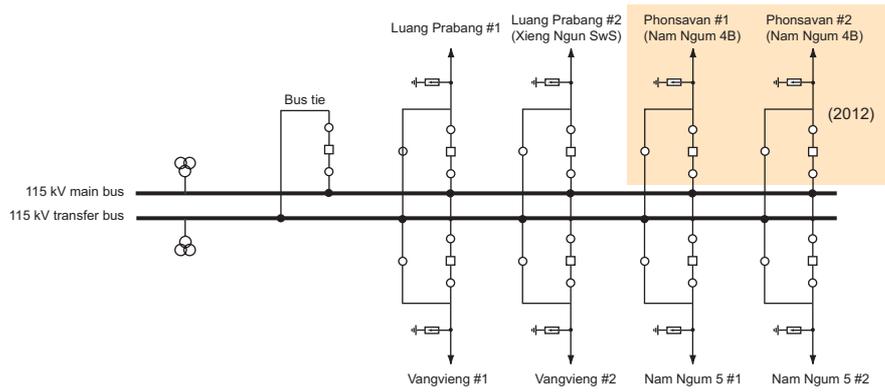
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 7.3-2 (1) to (3)

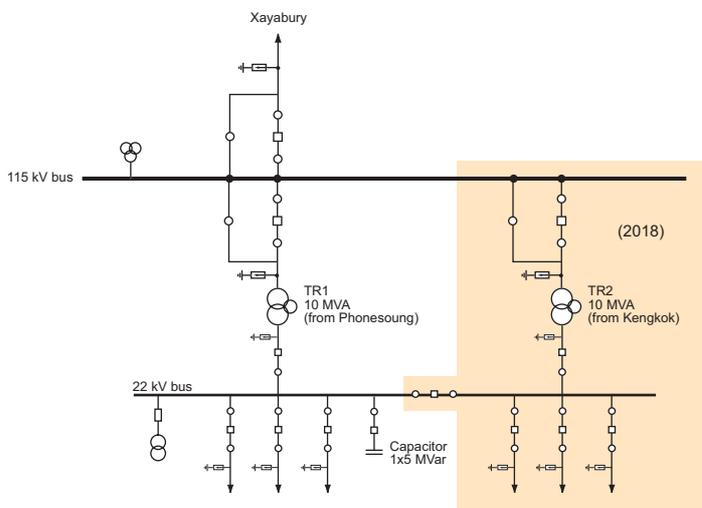
Title

変電所 / 開閉所の単線結線図  
(中央地域)



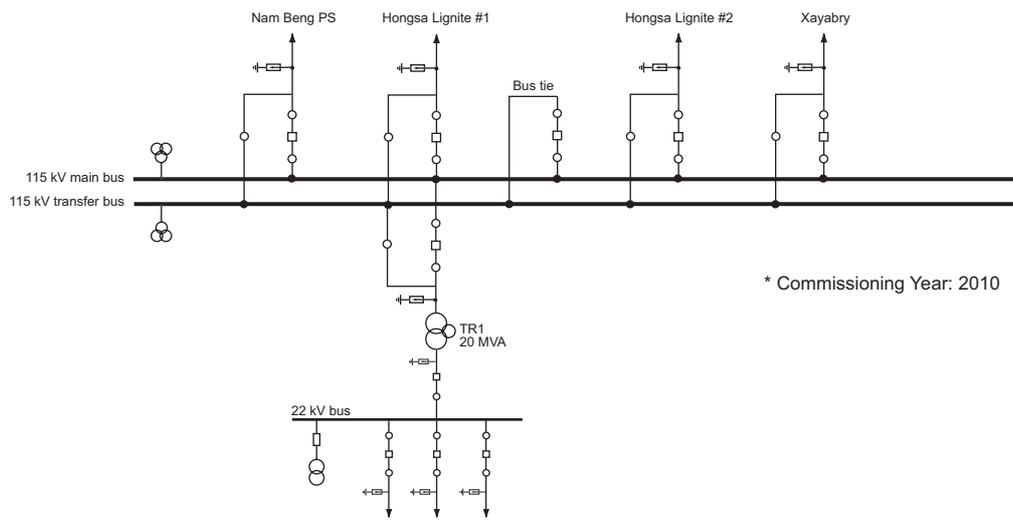
\* Commissioning Year: 2006

(4) Phoukhoun SWS



\* Commissioning Year: 2008

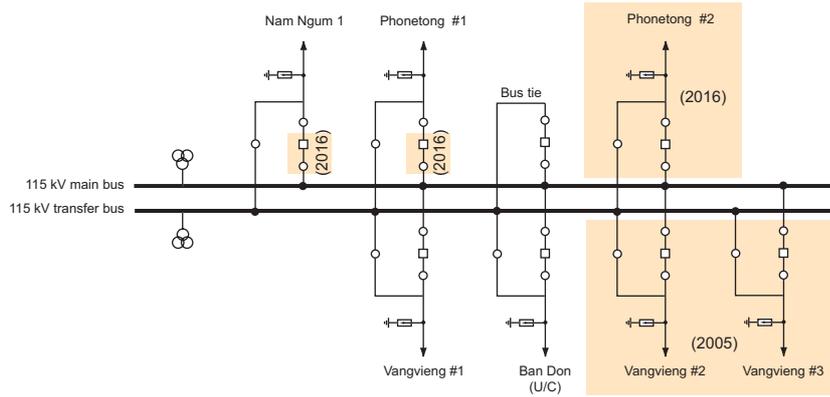
(5) Paklay SS



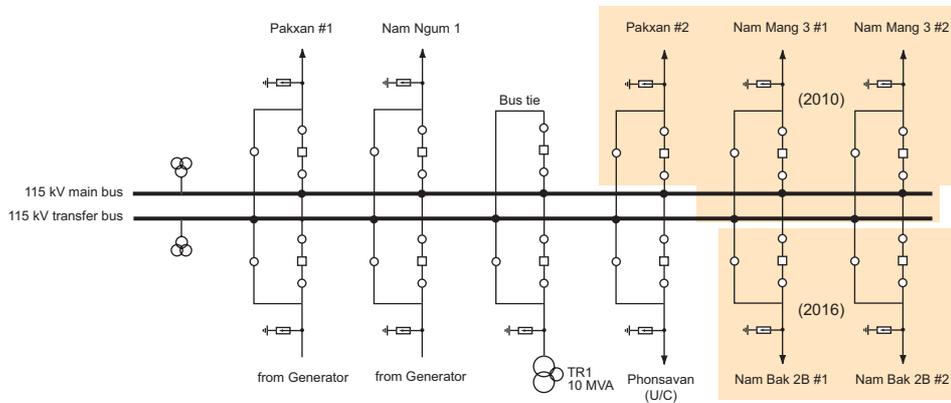
\* Commissioning Year: 2010

(6) Hongsa SS

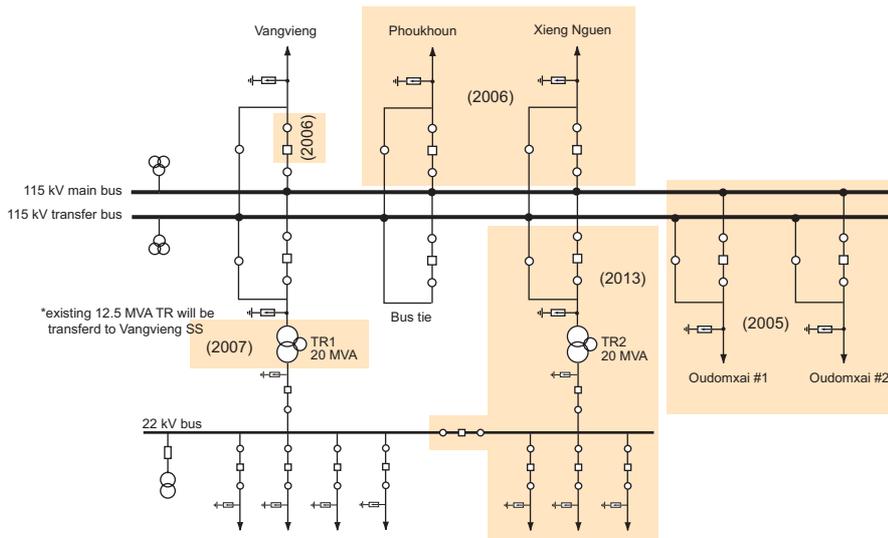
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.3-2 (4) to (6) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (中央地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. &amp; Tokyo Electric Power Company</p>		



(7) Thatat SwS



(8) Nam Leuk PS Switchyard



(9) Luang Prabang SS



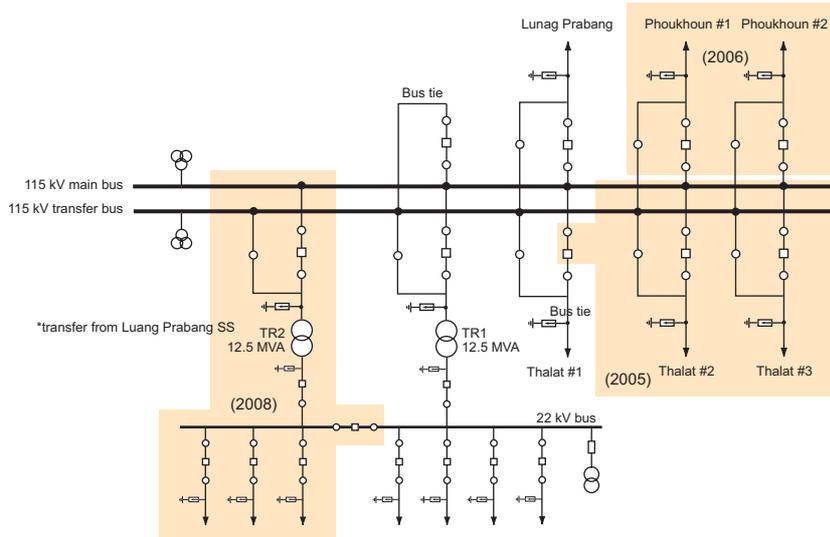
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

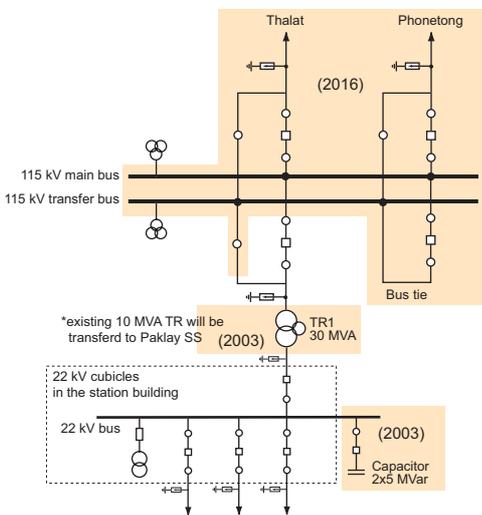
Figure No. 7.3-2 (7) to (9)

Title

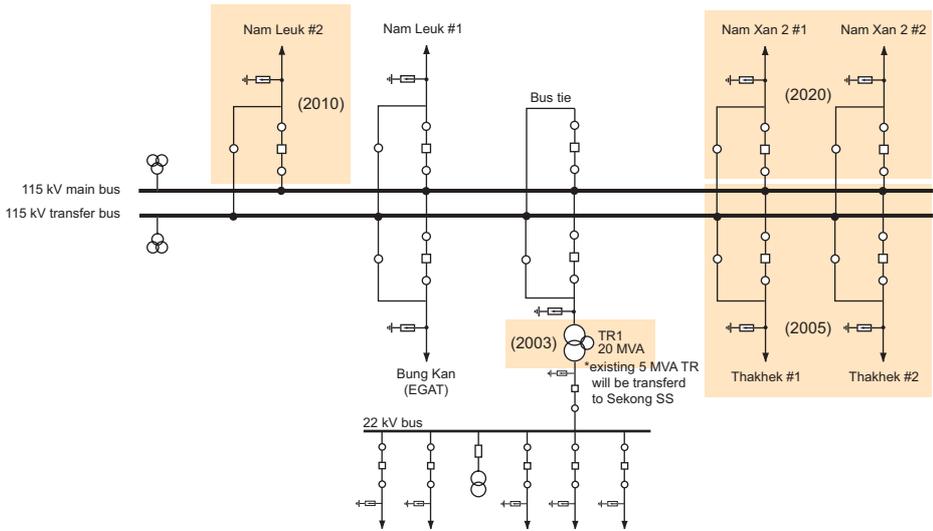
変電所 / 開閉所の単線結線図  
(中央地域)



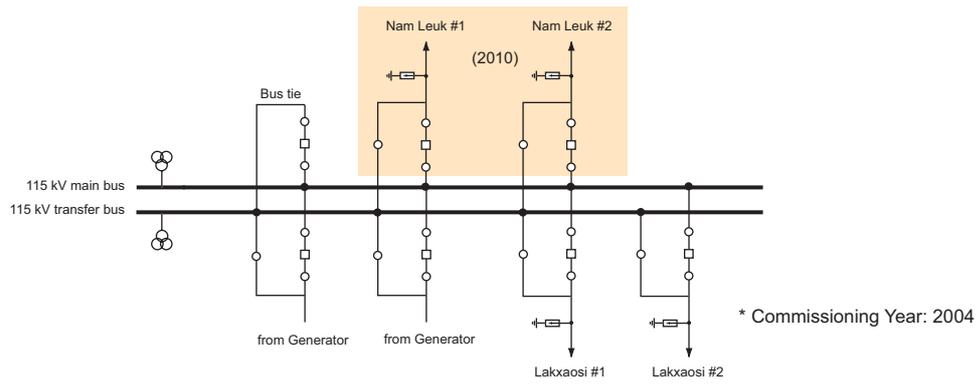
(10) Vangvieng SS



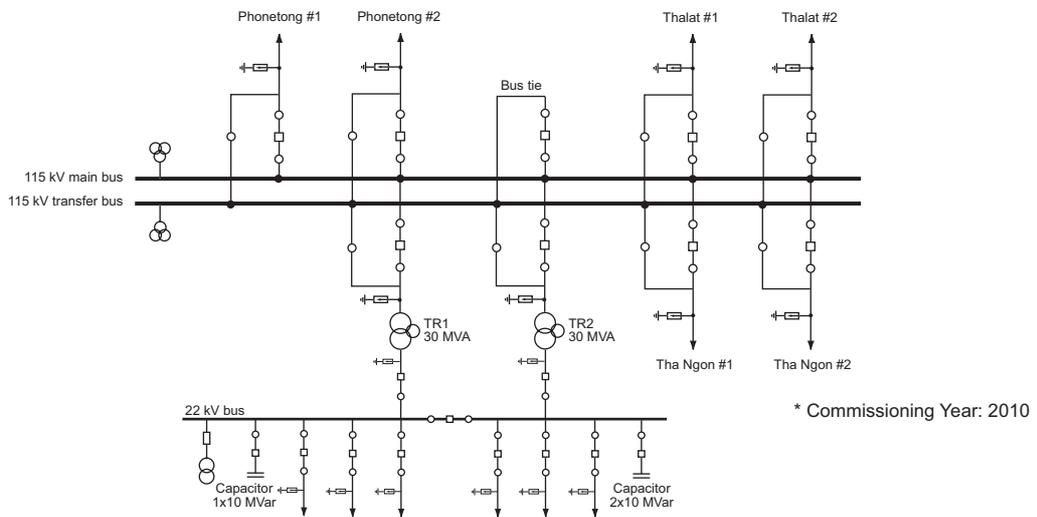
(11) Phonesoung SS



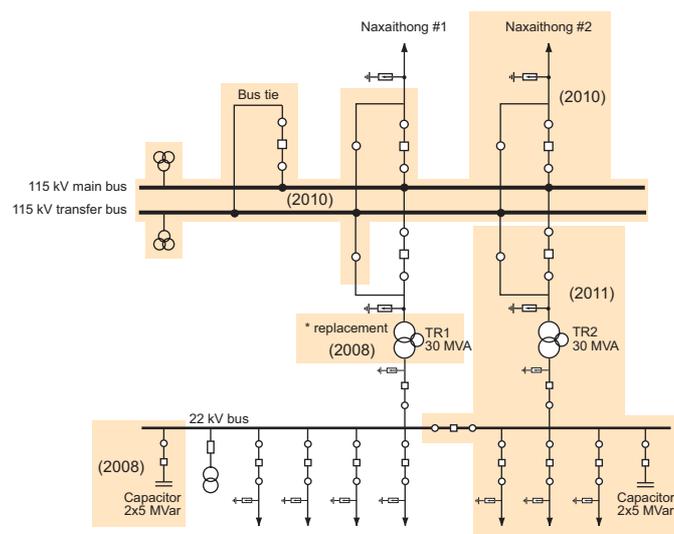
(12) Pakxan SS



(13) Nam Mang 3 PS Switchyard

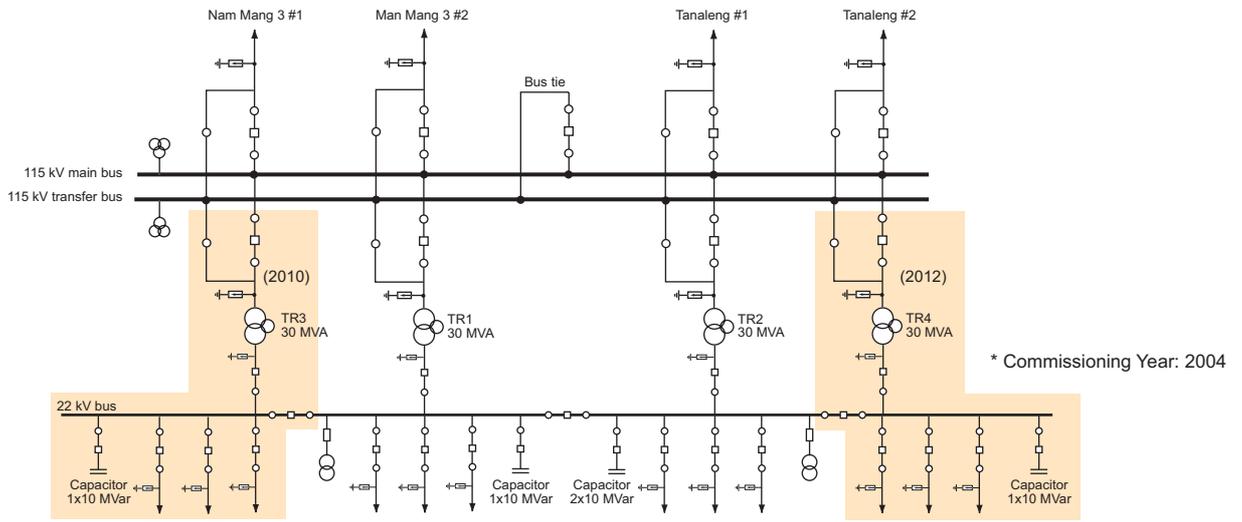


(14) Naxithong SS (upgrading from SWS)

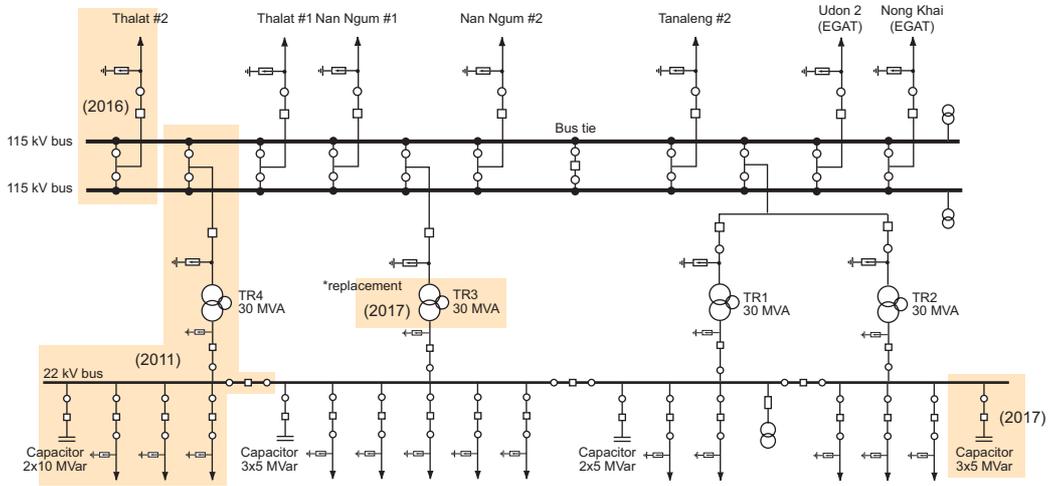


(15) Tha Ngon SS

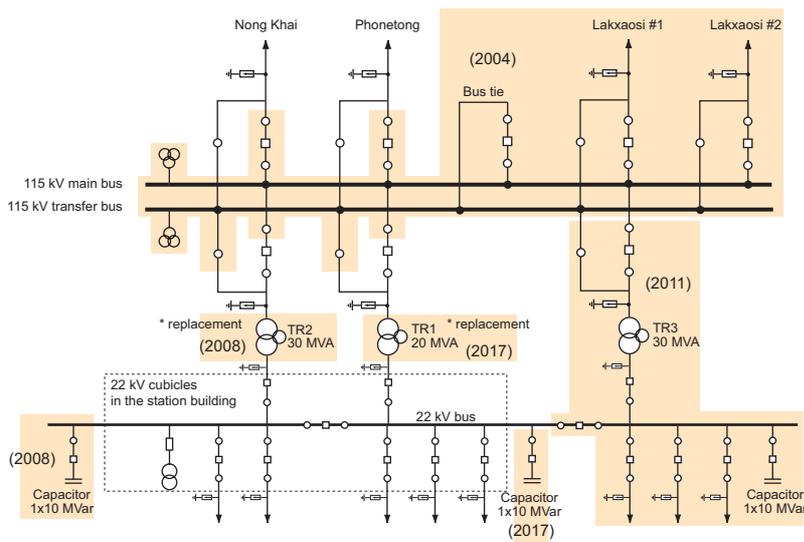
 <p>Electricite du Laos</p>	<p>Japan International Cooperation Agency (JICA)</p>	<p>The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System</p>	<p>Figure No. 7.3-2 (13) to (15) Title 変電所 / 開閉所の単線結線図 (中央地域)</p>
	<p>Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. &amp; Tokyo Electric Power Company</p>		



(16) Lakxaosi SS



(17) Phonetong SS



(18) Tanaleng SS

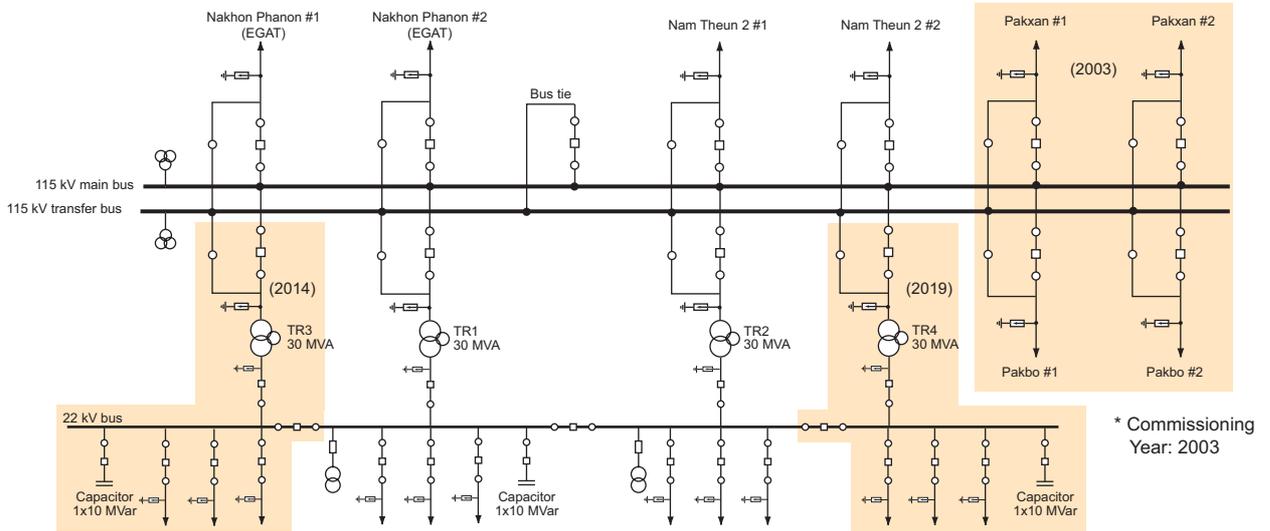


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

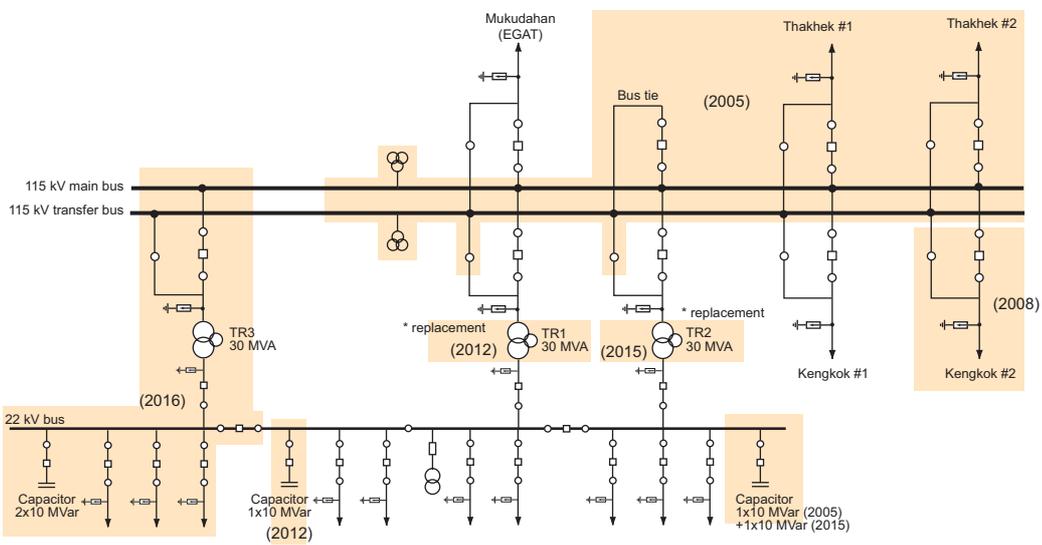
The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 7.3-2 (16) to (18)  
Title

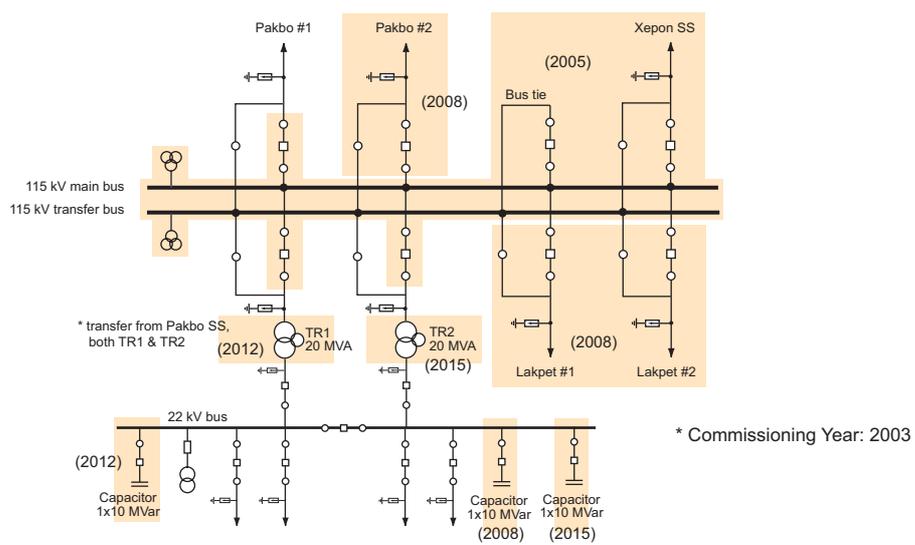
変電所 / 開閉所の単線結線図  
(中央地域)



(1) Thakhek SS



(2) Pakbo SS



(3) Kengkok SS



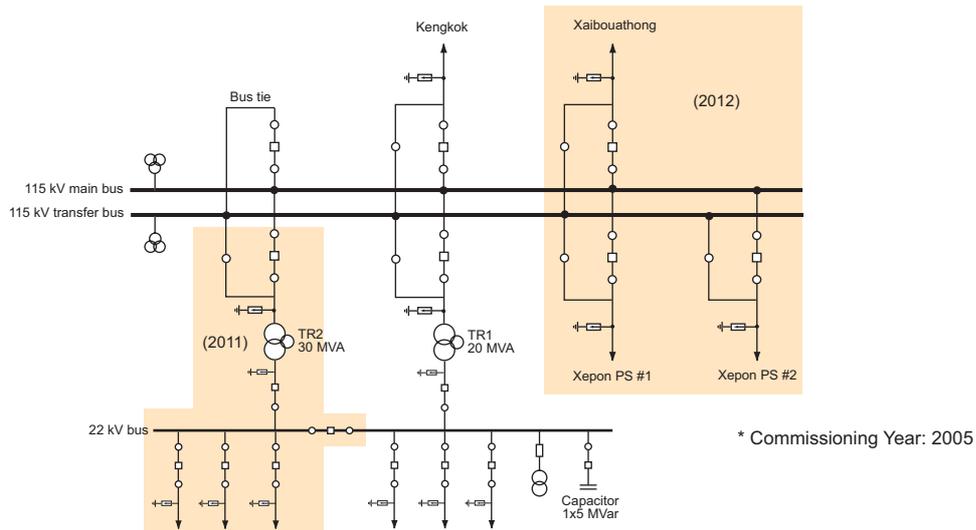
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

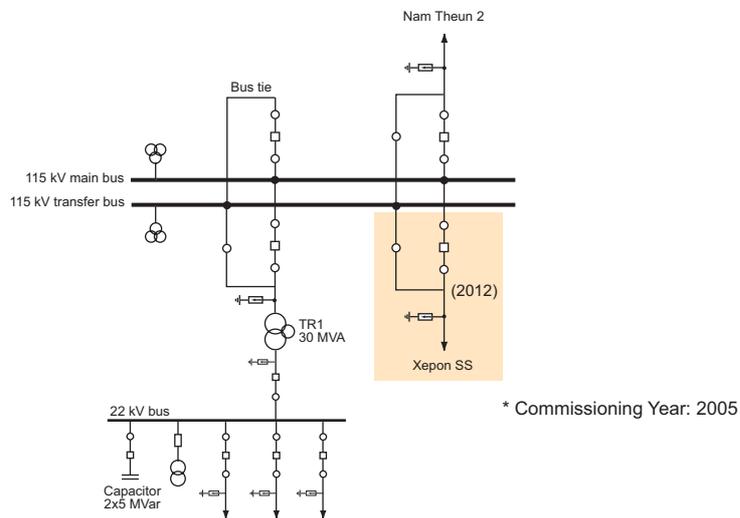
Figure No. 7.3-3 (1) to (3)

Title

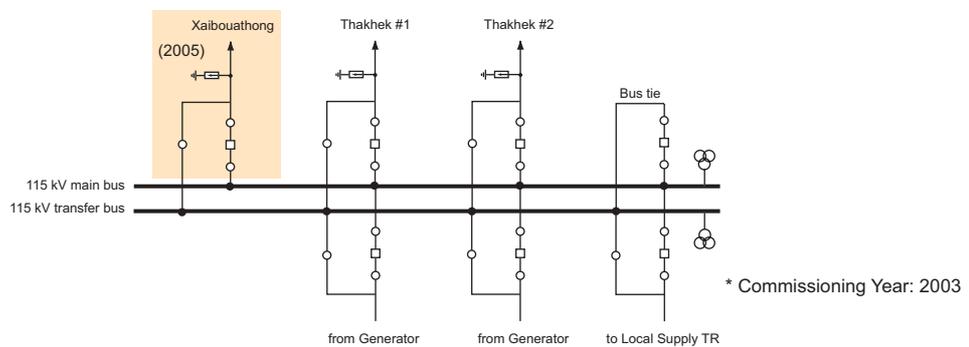
変電所 / 開閉所の単線結線図  
(中央地域)



(4) Xepon SS



(5) Xaibouathong SS



(6) Nam Theun 2 PS Switchyard



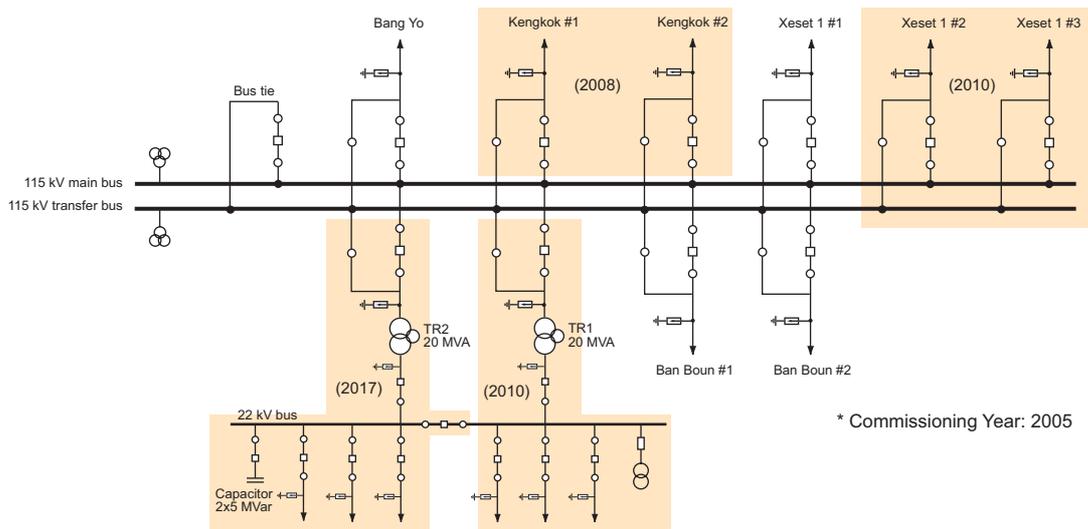
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 7.3-3 (4) to (6)

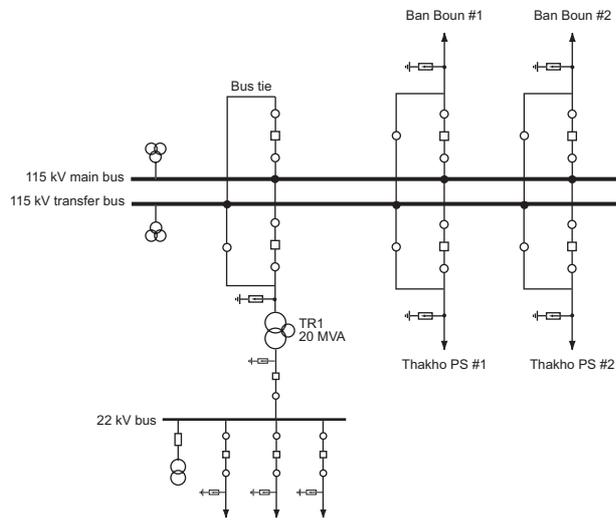
Title

変電所 / 開閉所の単線結線図  
(中央地域)



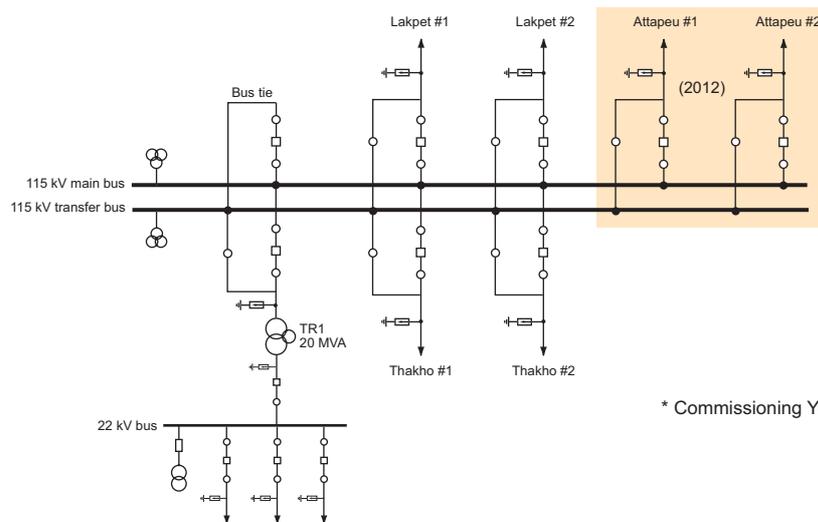
\* Commissioning Year: 2005

(1) Lakpet SS (upgrading from SwS)



\* Commissioning Year: 2005

(2) Thakho SS



\* Commissioning Year: 2005

(3) Ban Boun SS



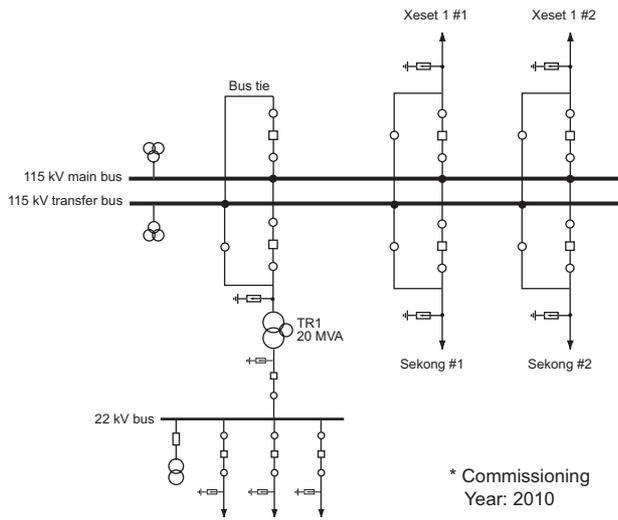
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

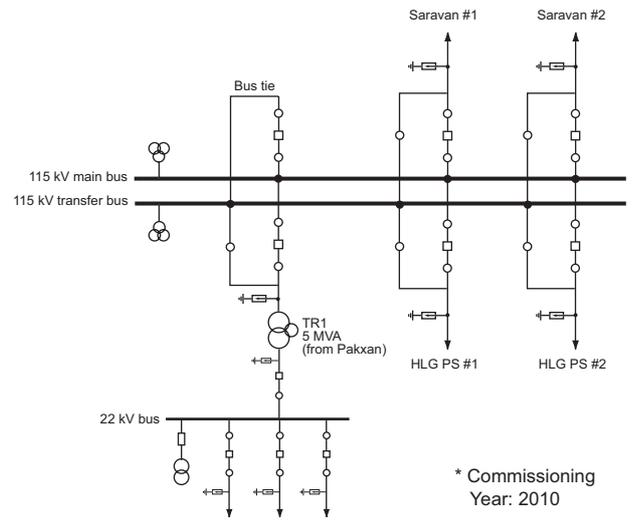
Figure No. 7.3-4 (1) to (3)

Title

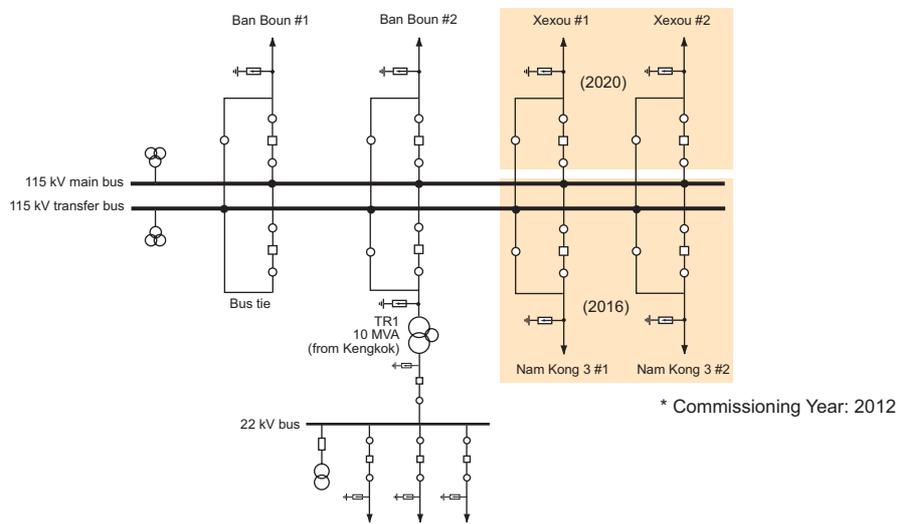
変電所 / 開閉所の単線結線図  
(南部地域)



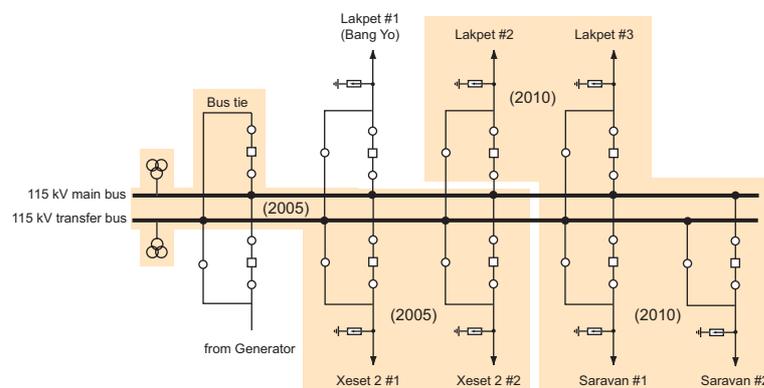
(4) Saravan SS



(5) Sekong SS



(6) Attapeu SS



(7) Xeset 1 PS Switchyard



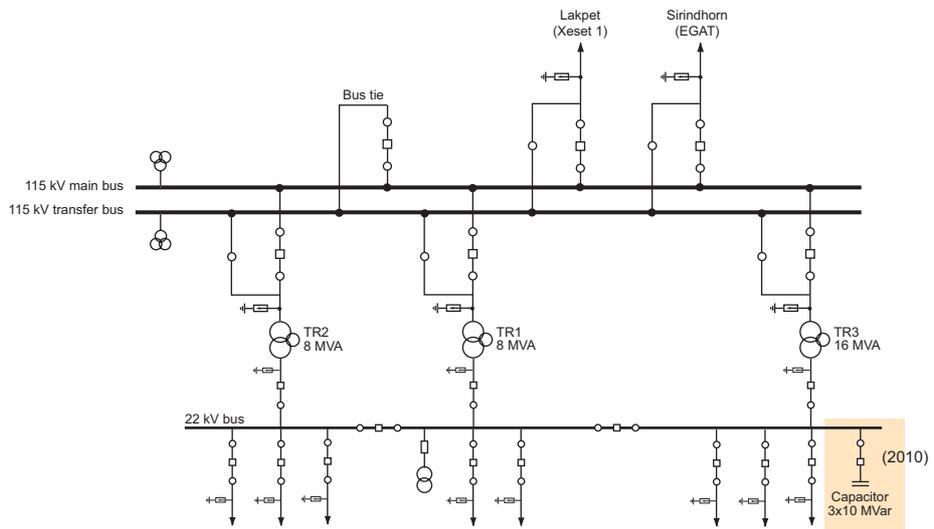
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

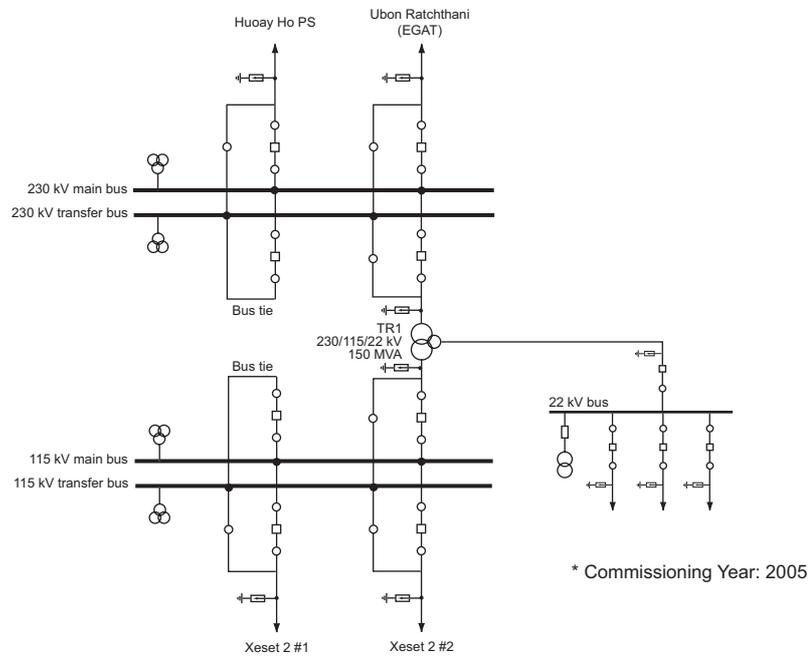
Figure No. 7.3-4 (4) to (7)

Title

変電所 / 開閉所の単線結線図  
(南部地域)



(8) Bang Yo SS



(9) Pakson 230 kV SS



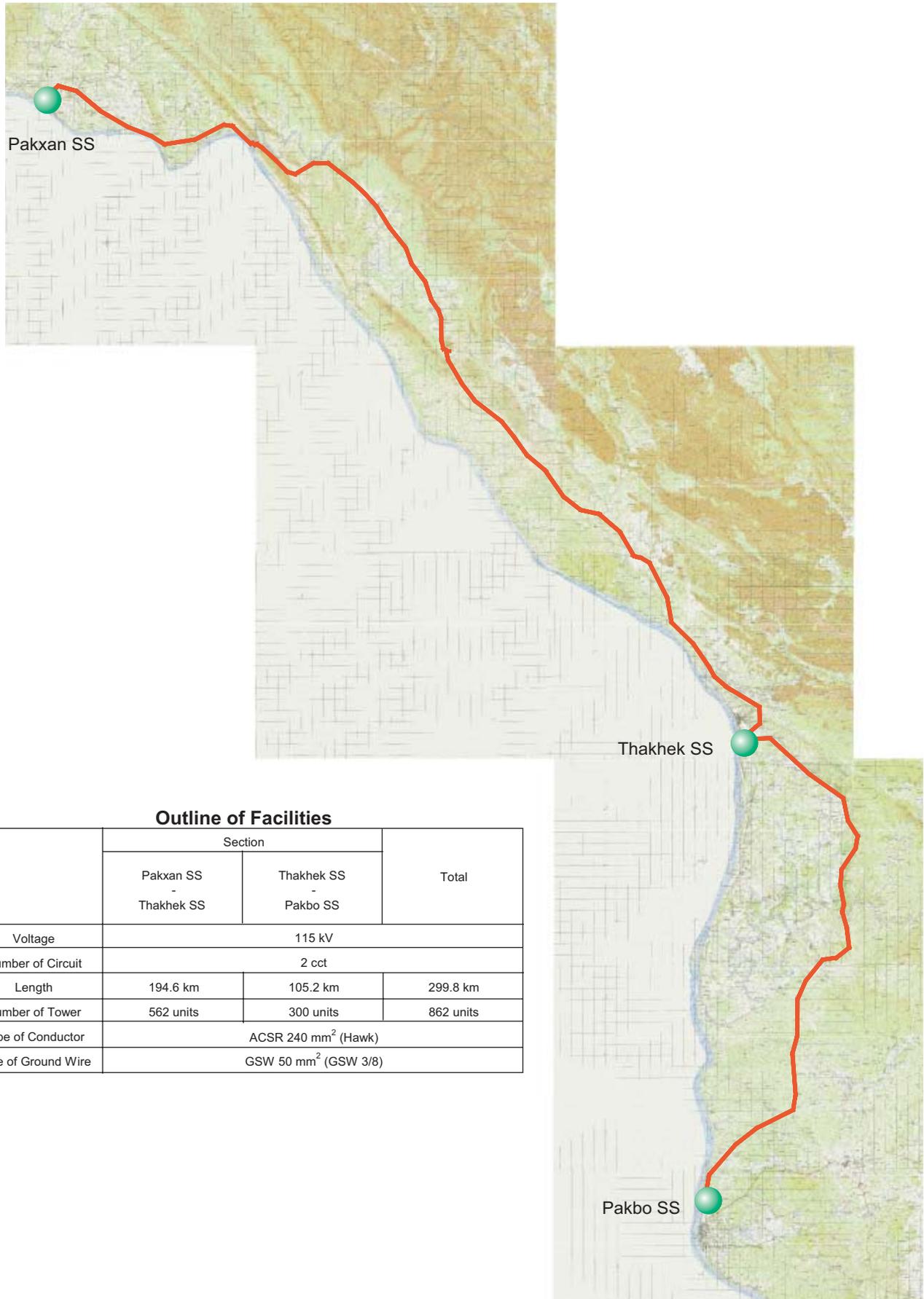
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 7.3-4 (8) and (9)

Title

変電所 / 開閉所の単線結線図  
(南部地域)



**Outline of Facilities**

	Section		Total
	Pakxan SS - Thakhek SS	Thakhek SS - Pakbo SS	
Voltage	115 kV		
Number of Circuit	2 cct		
Length	194.6 km	105.2 km	299.8 km
Number of Tower	562 units	300 units	862 units
Type of Conductor	ACSR 240 mm <sup>2</sup> (Hawk)		
Type of Ground Wire	GSW 50 mm <sup>2</sup> (GSW 3/8)		



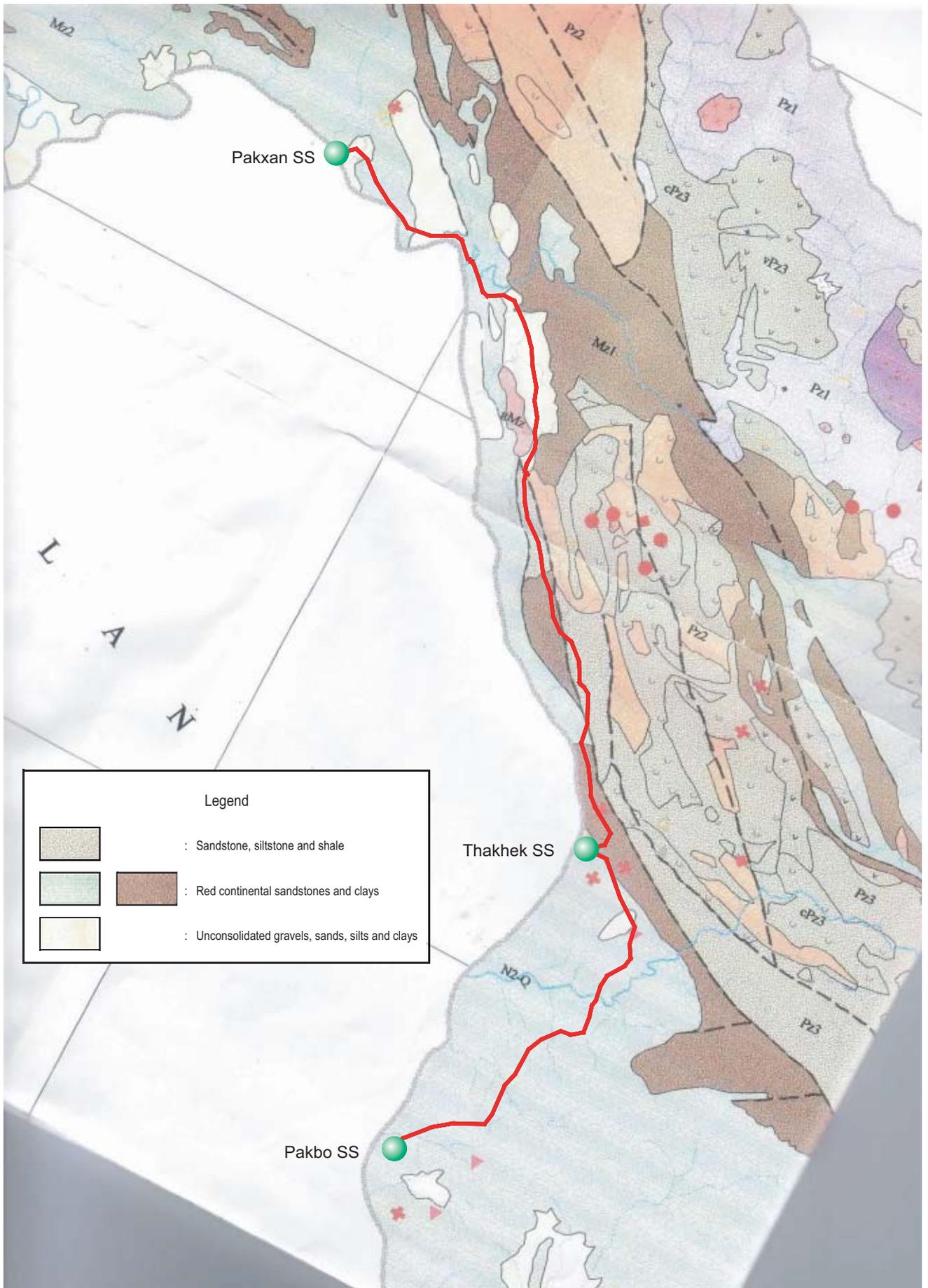
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.2-1

Title

Pakxan SSからPakbo SSへの  
送電線ルート

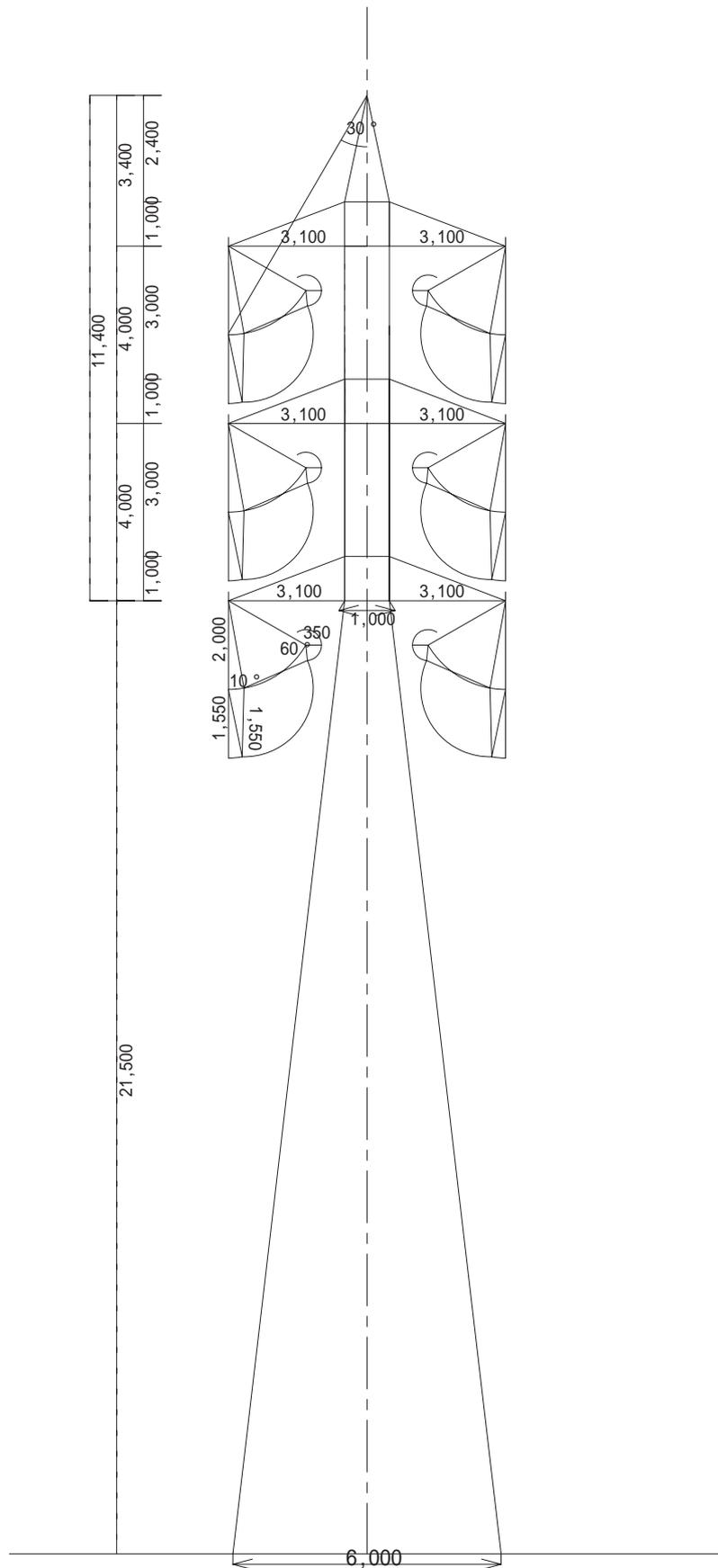


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.2-2  
Title

地質図



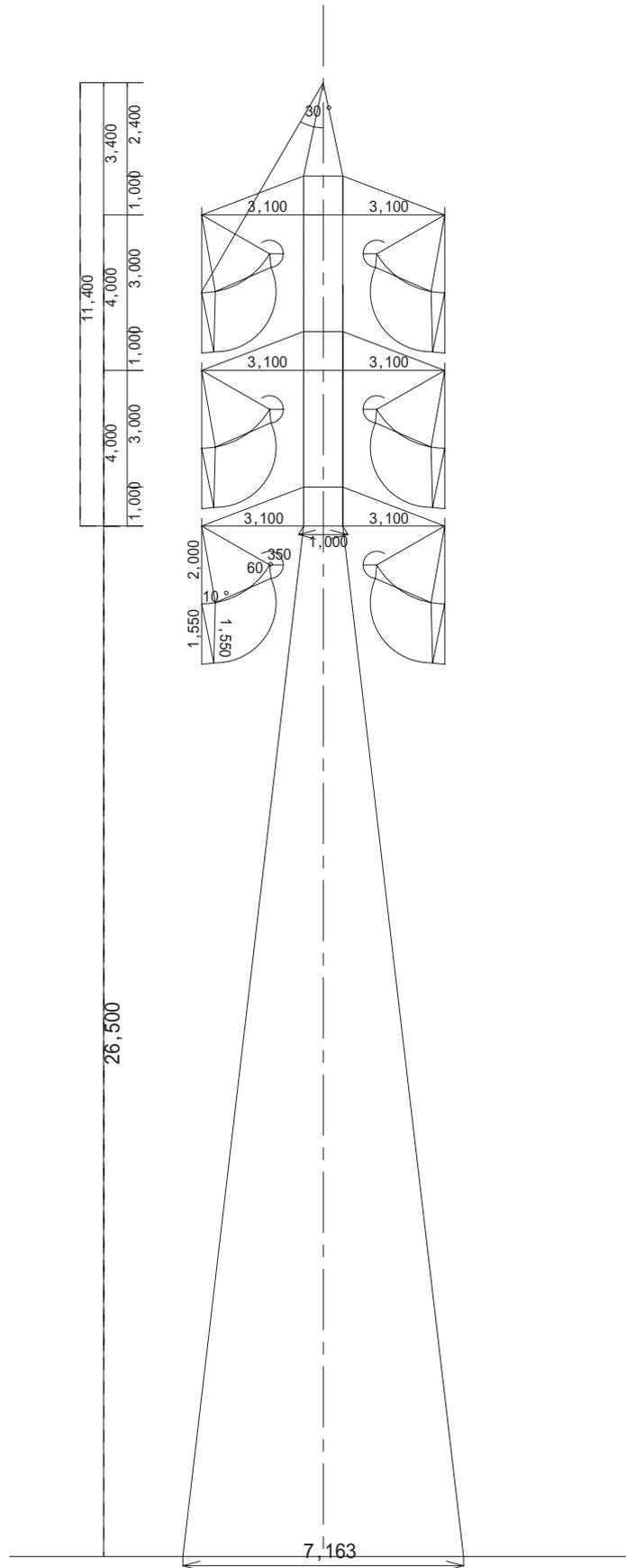
Electricite du Laos

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. 10.2-3  
Title

懸垂鉄塔 : A1 型  
(水平角度 : 0 - 3 deg.)

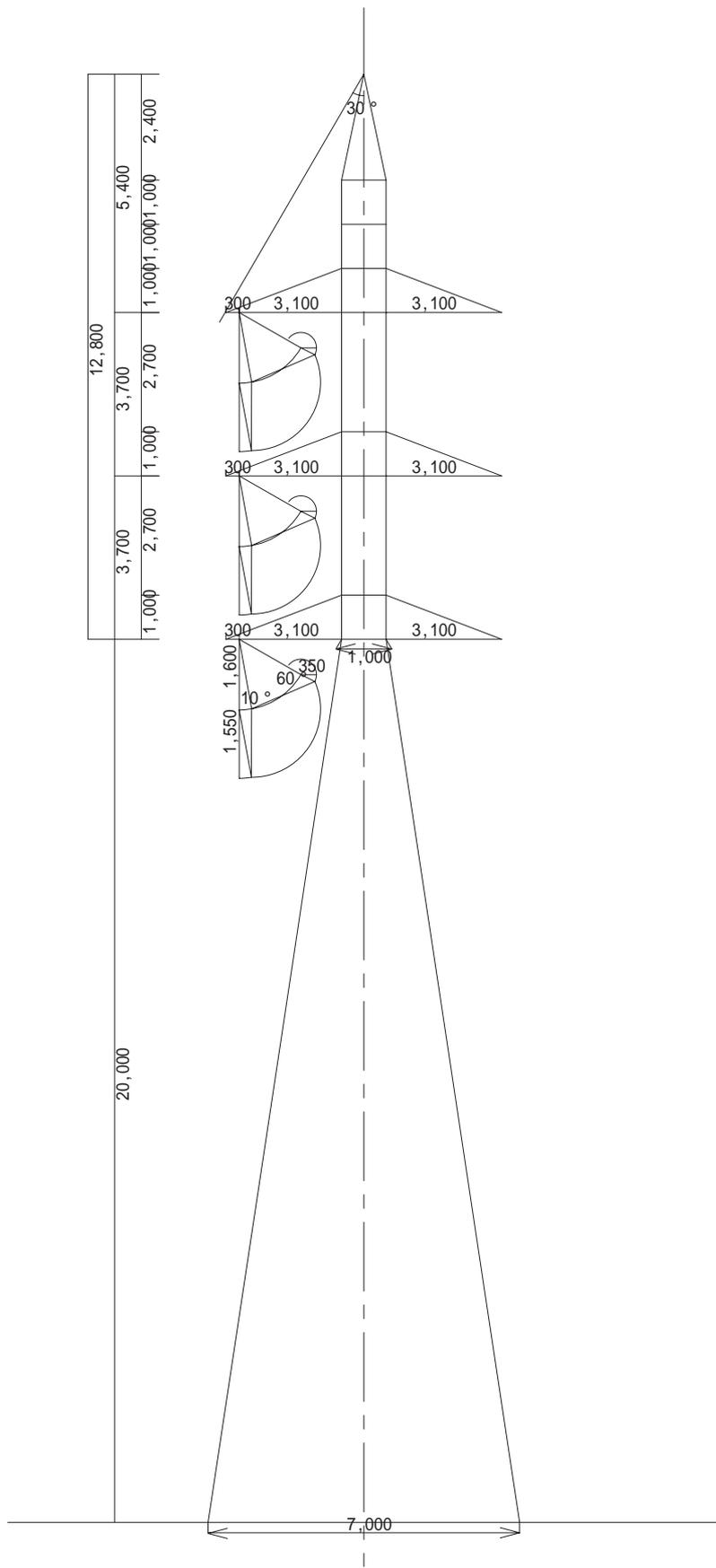


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.2-4  
Title

懸垂鉄塔 : A2 型  
(水平角度 : 0 - 3 deg.)

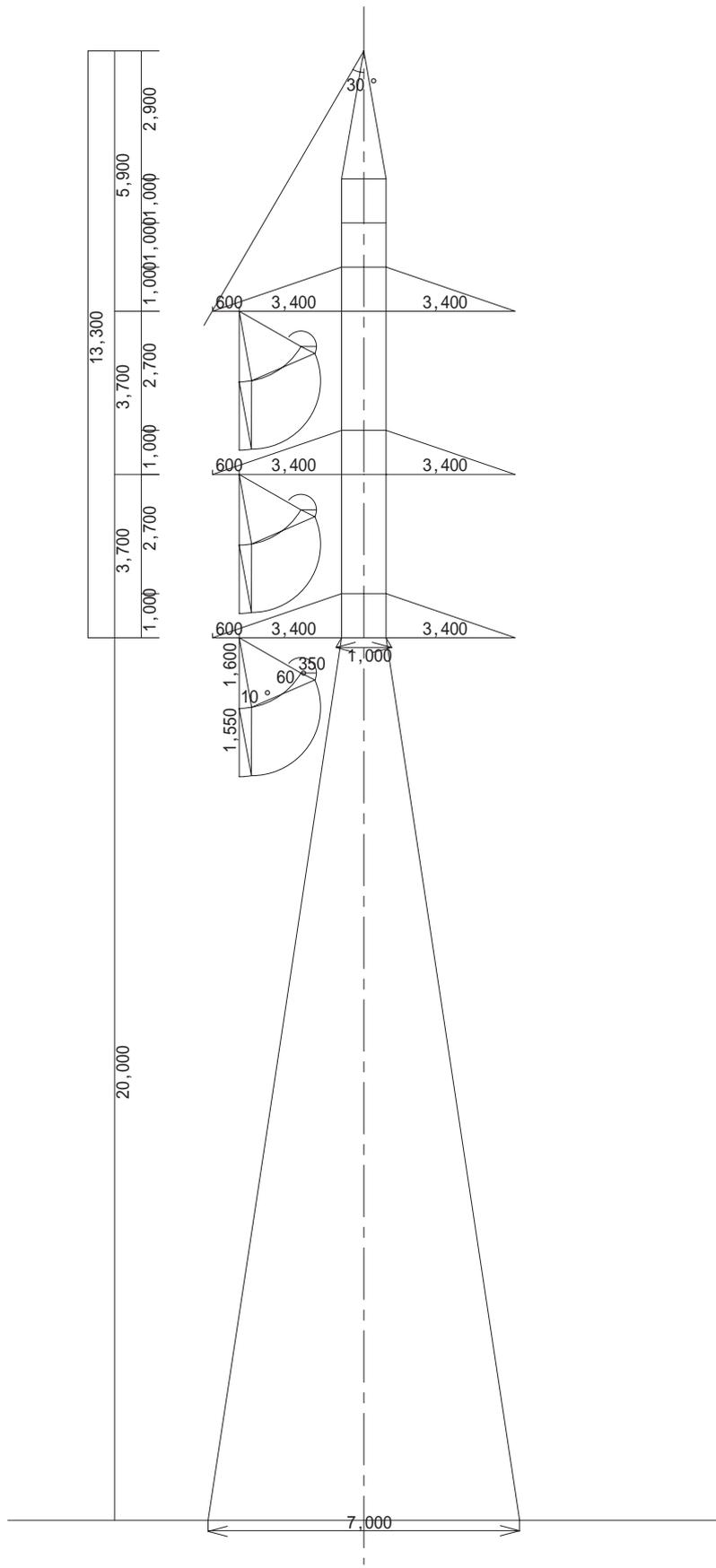


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.2-5  
Title

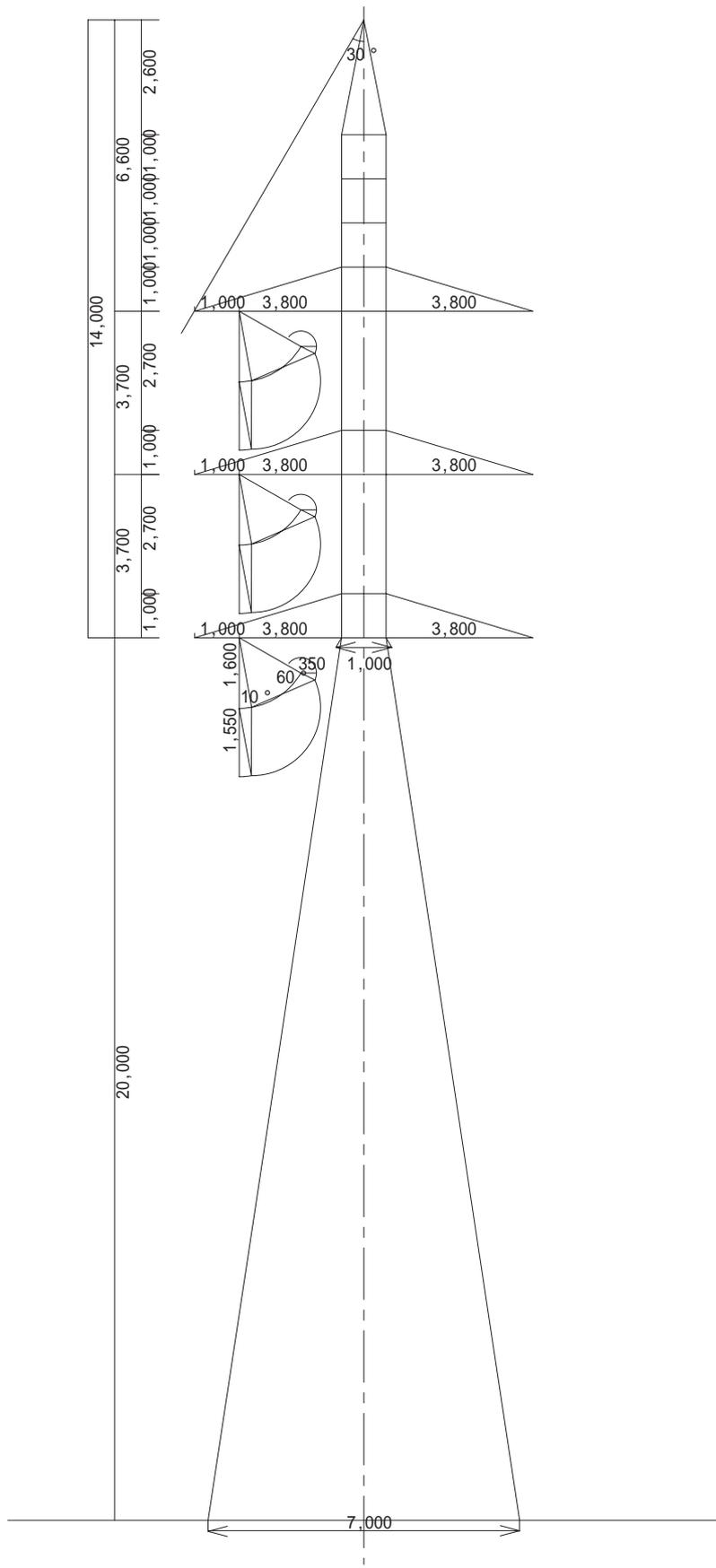
耐張鉄塔 : B1 型  
(水平角度 : 0 - 15 deg.)



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. 10.2-6  
Title  
耐張鉄塔 : C1 型  
(水平角度 : 0 - 30 deg.)



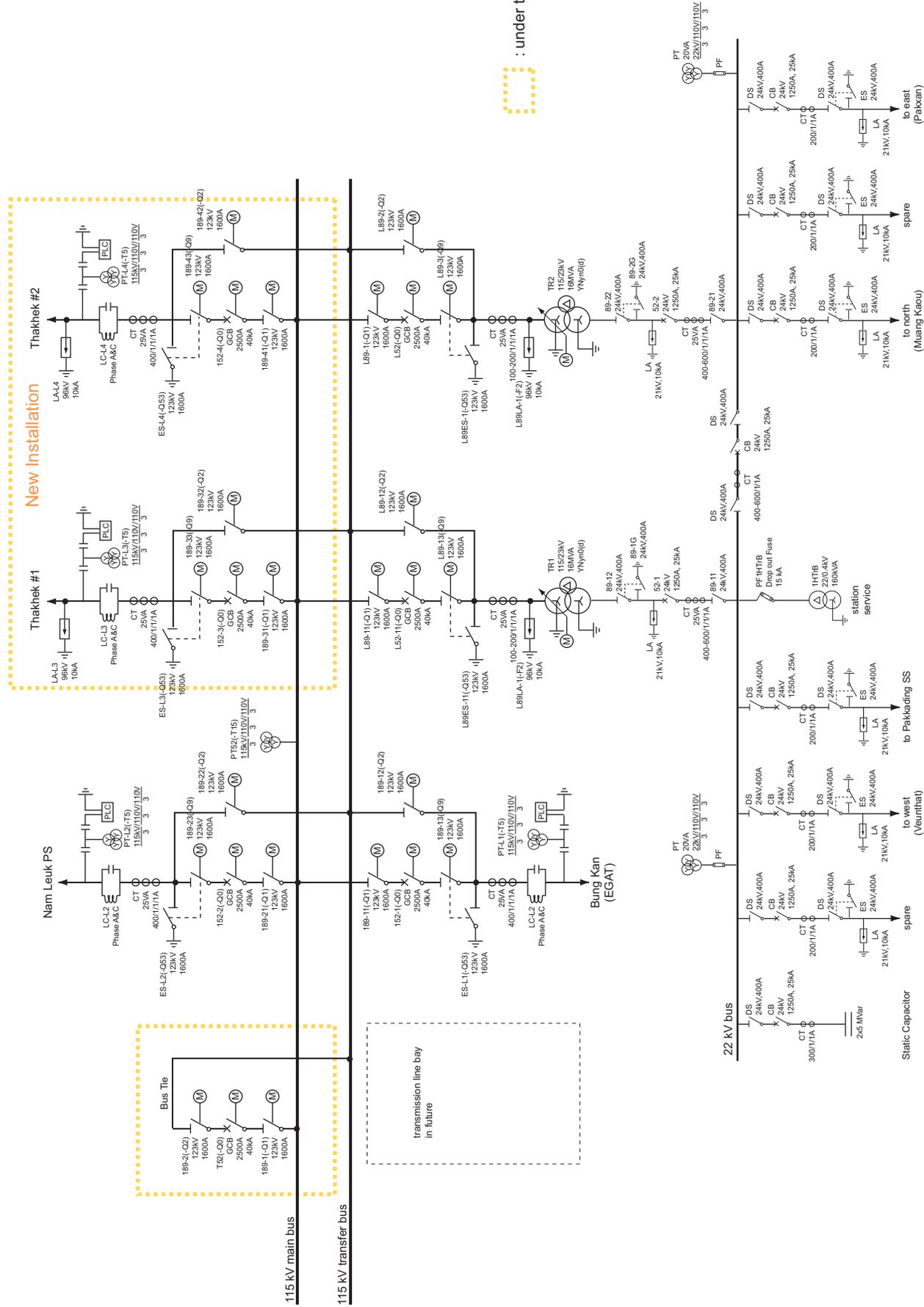
Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.2-7  
Title

耐張鉄塔 : D1, DE 型  
(水平角度 : 0 - 90 deg.)





under the Project

**Figure No. 10.3-1**  
**Title**  
 Pakxan変電所 単線結線図  
 (本送電プロジェクト後)

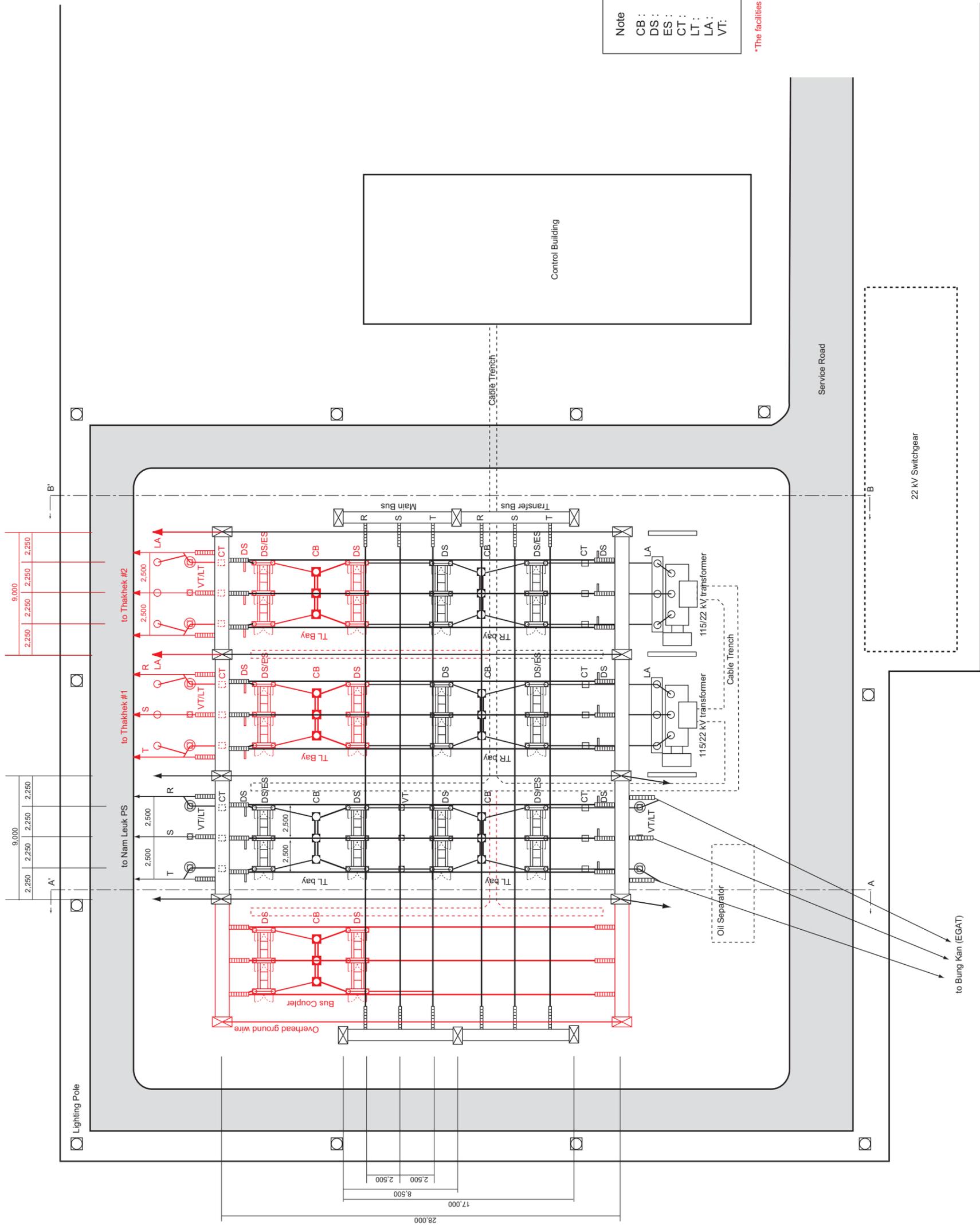
**The Study**  
**on Master Plan**  
**of Transmission Line**  
**and**  
**Substation System**

**Japan International Cooperation Agency**  
**(JICA)**

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



**Electricite du Laos**



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

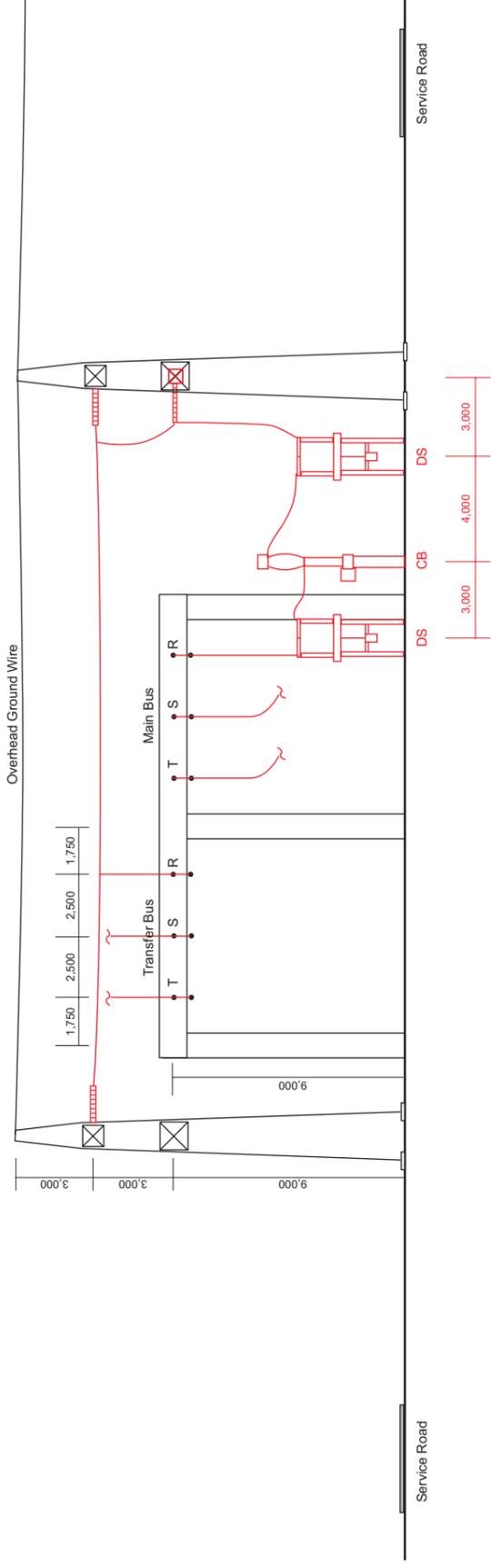


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

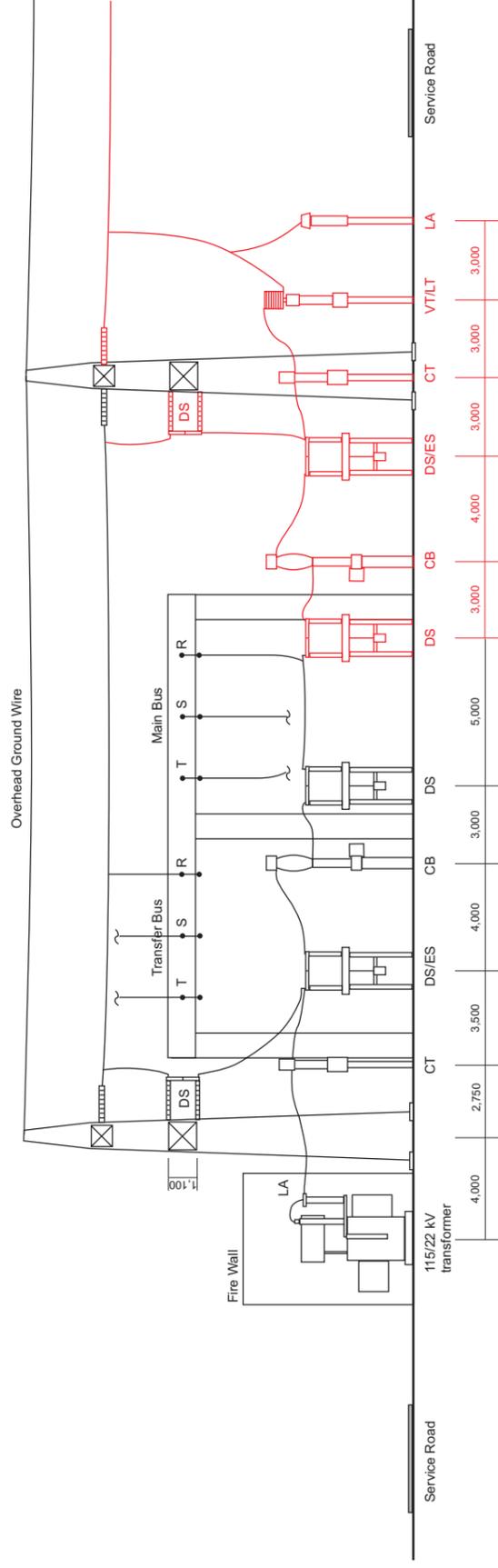
The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.3-2 (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.

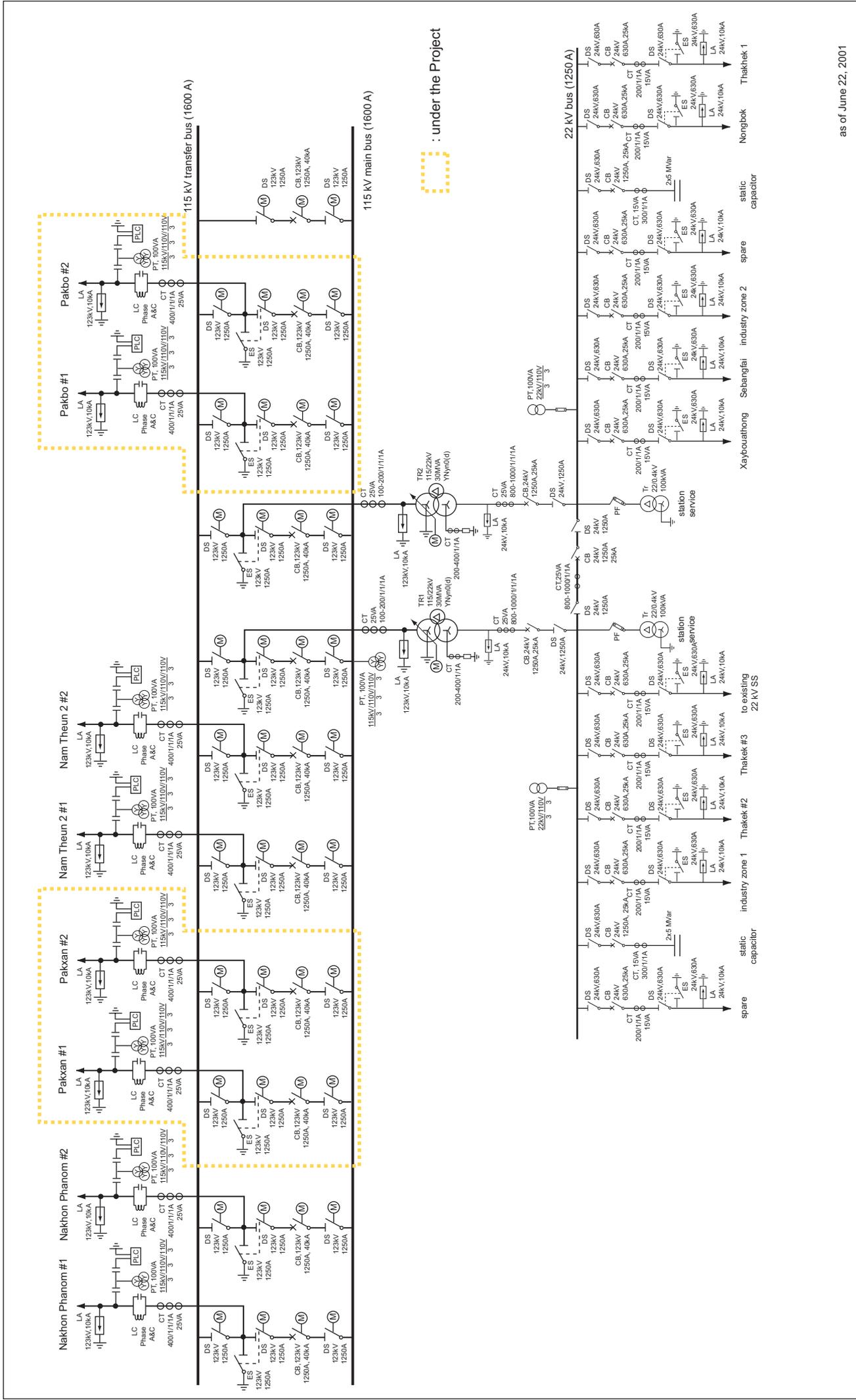
\* not to scale



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. 10.3-2 (2)  
Title  
Pakxan変電所  
115 kV開閉設備レイアウトプラン  
(側面図)



**Figure No. 10.3-3**  
**Title**  
 The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System

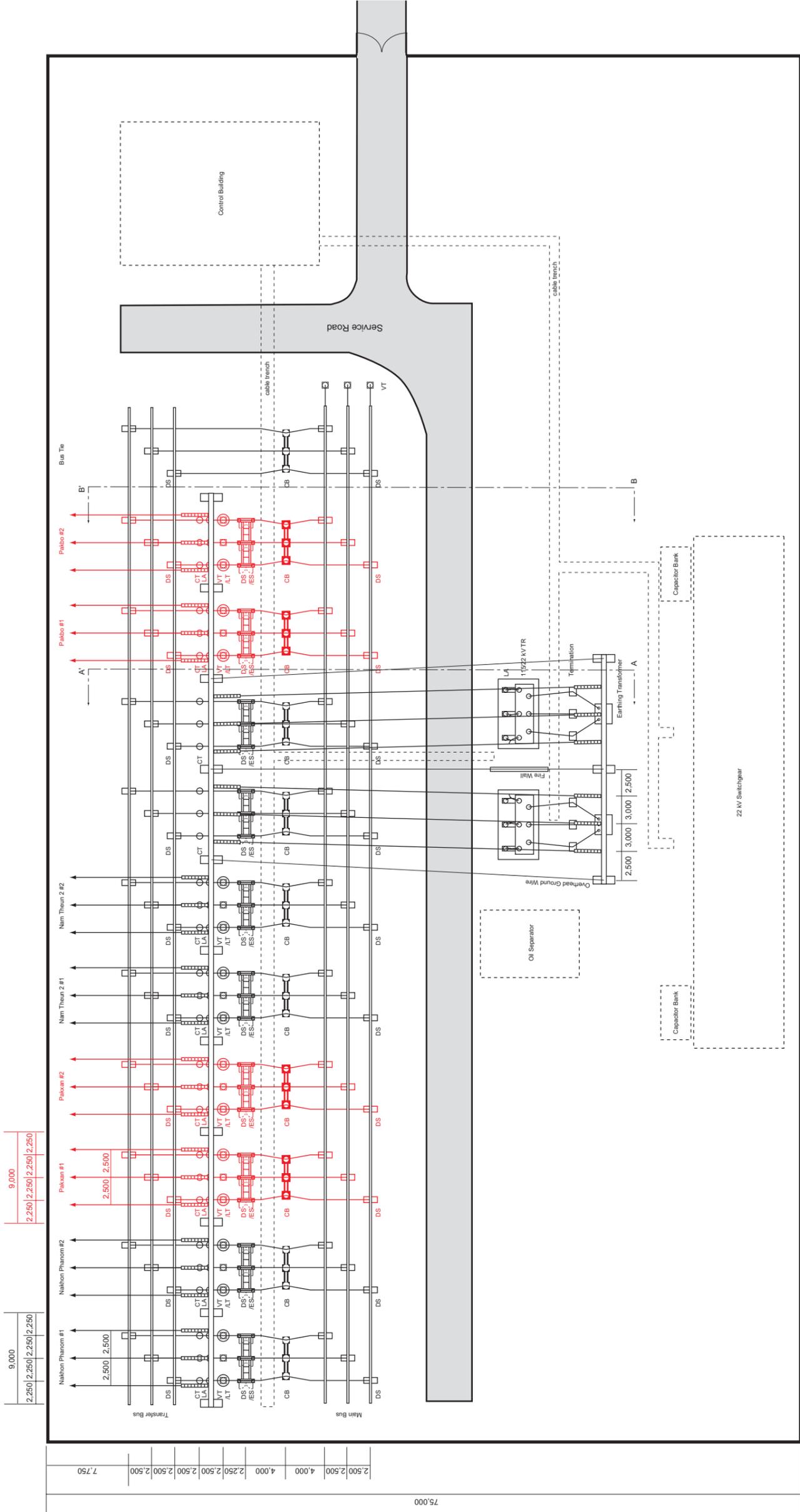
**Japan International Cooperation Agency (JICA)**  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & Tokyo Electric Power Company

**Thakhek 變電所 單線結線圖**

as of June 22, 2001



**Electricite du Laos**



- 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)

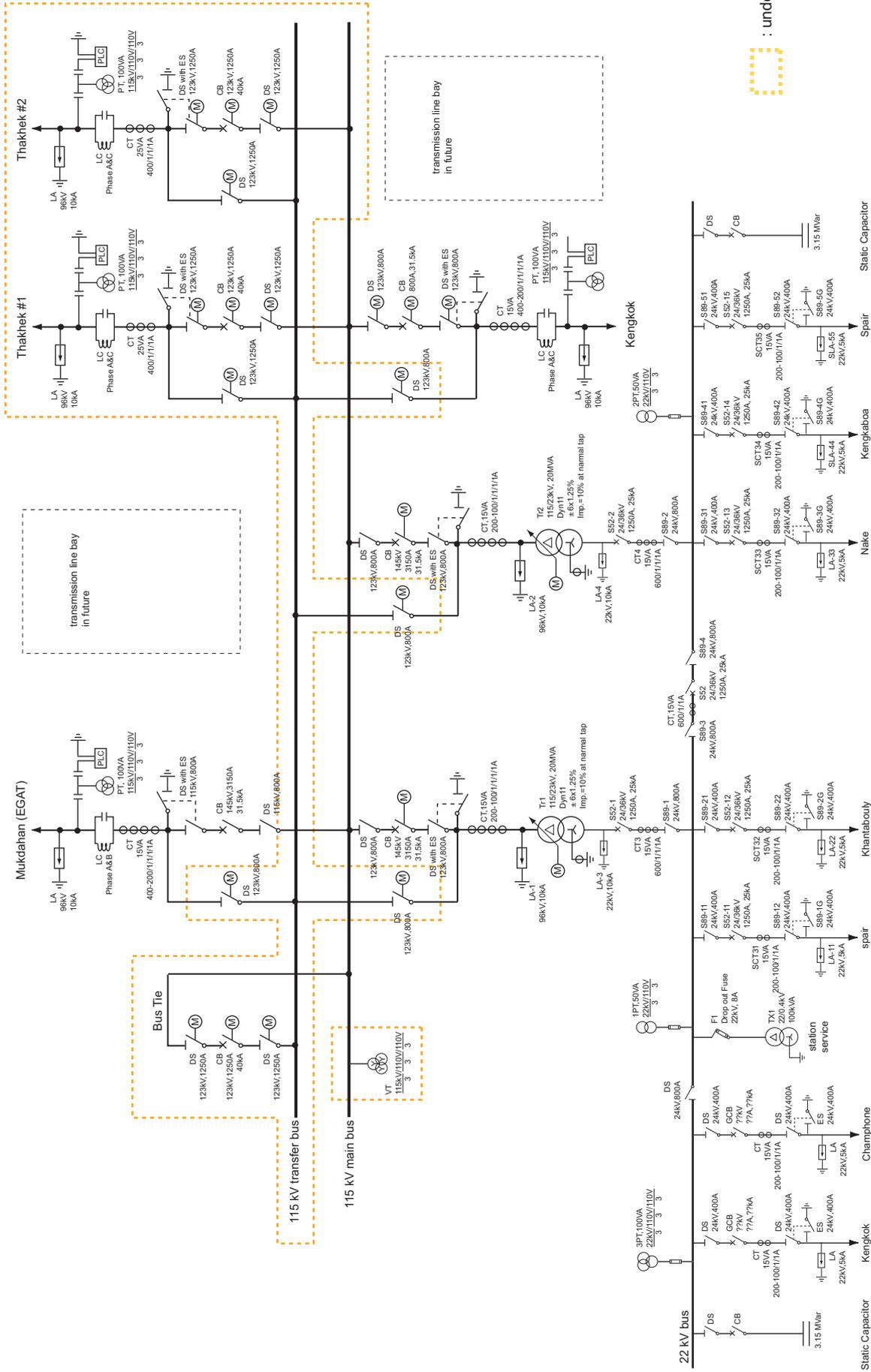
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study on Master Plan of Transmission Line and Substation System

Figure No. 10.3-4 (1)

Title  
Thakhek変電所  
115 kV開閉設備レイアウトプラン





: under the Project

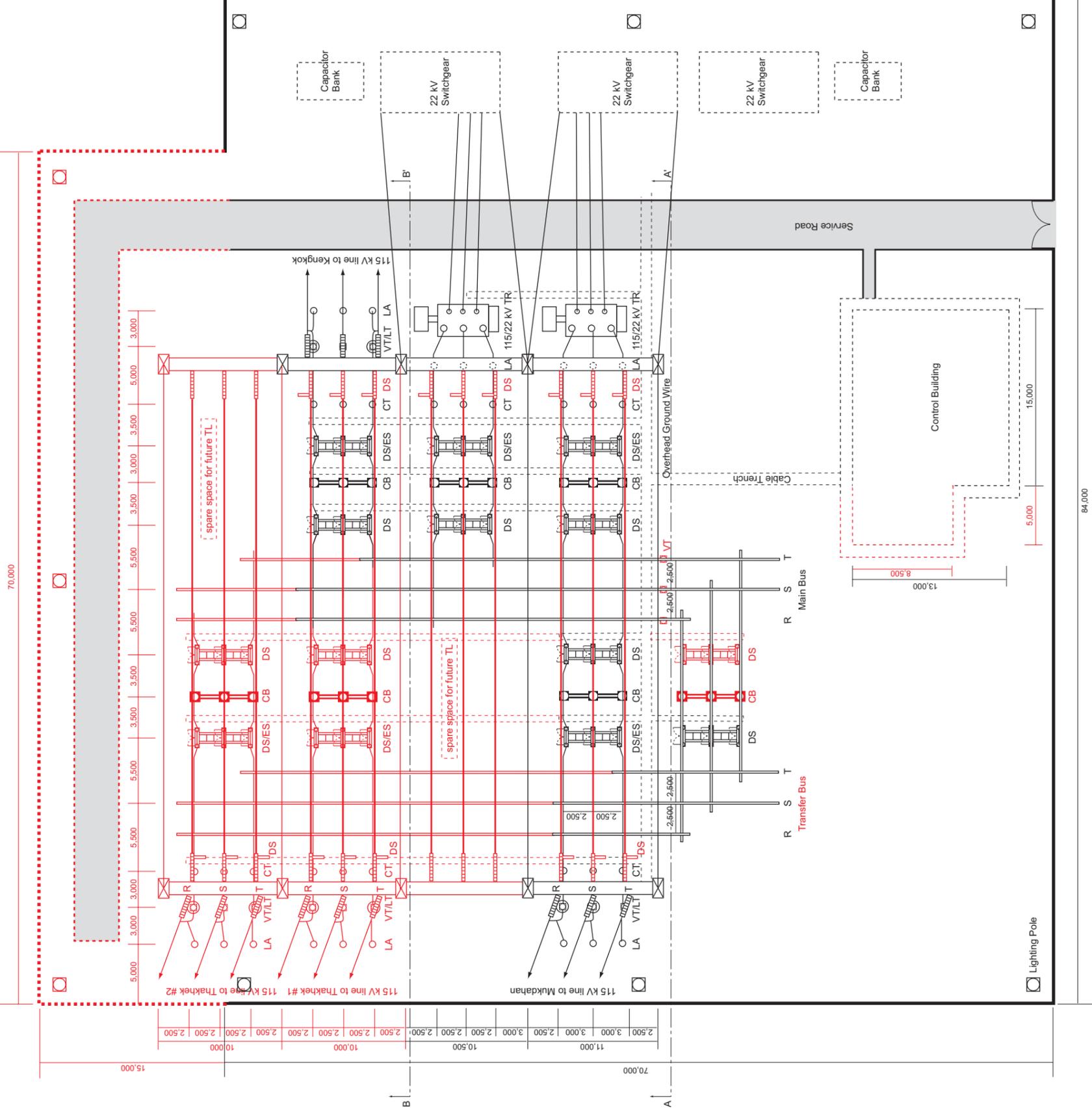
**Figure No. 10.3-5**  
**Title**  
 Pakbo変電所  
 単線結線図  
 (本送電プロジェクト後)

**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**



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

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

\* not to scale



Electricite du Laos

Japan International Cooperation Agency  
(JICA)

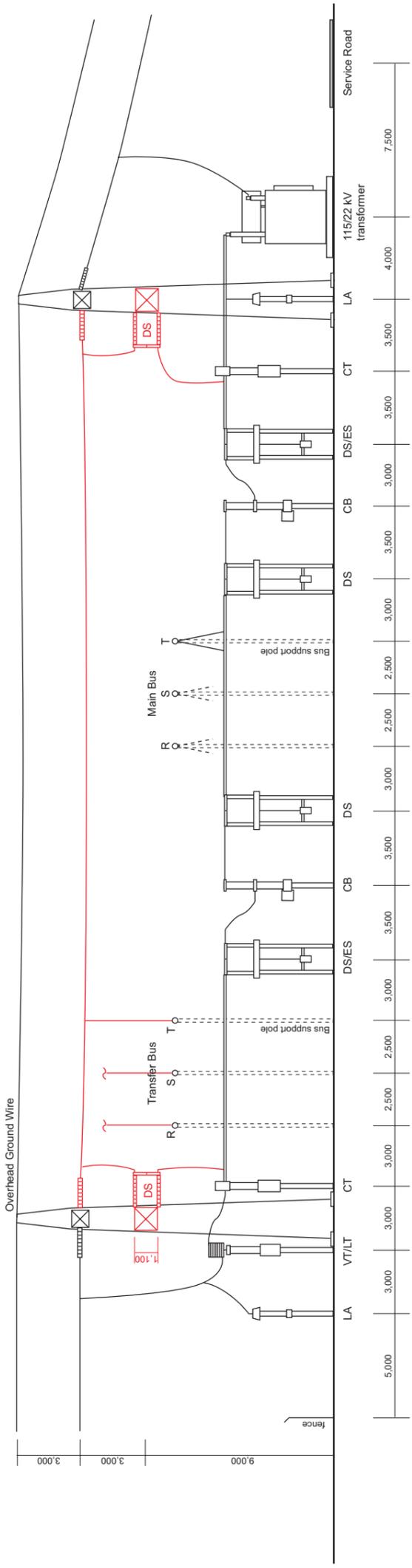
Joint Venture  
 Nippon Koei Co., Ltd.  
 &  
 Tokyo Electric Power Company

The Study  
 on Master Plan  
 of Transmission Line  
 and  
 Substation System

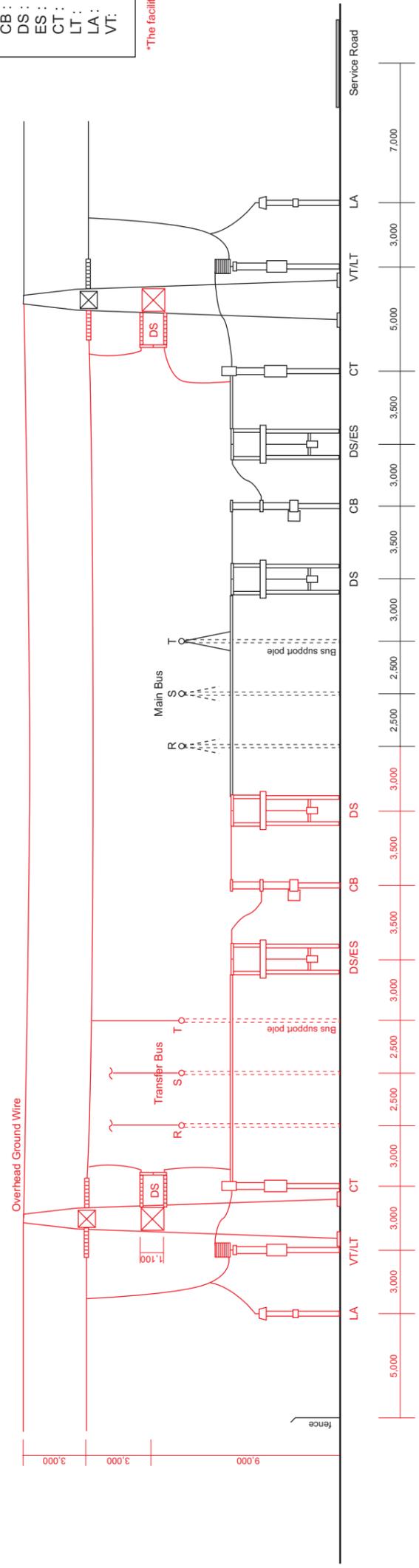
Figure No. 10.3-6 (1)

Title  
 Pakbo変電所  
 115 kV開閉設備レイアウトプラン

84,000



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

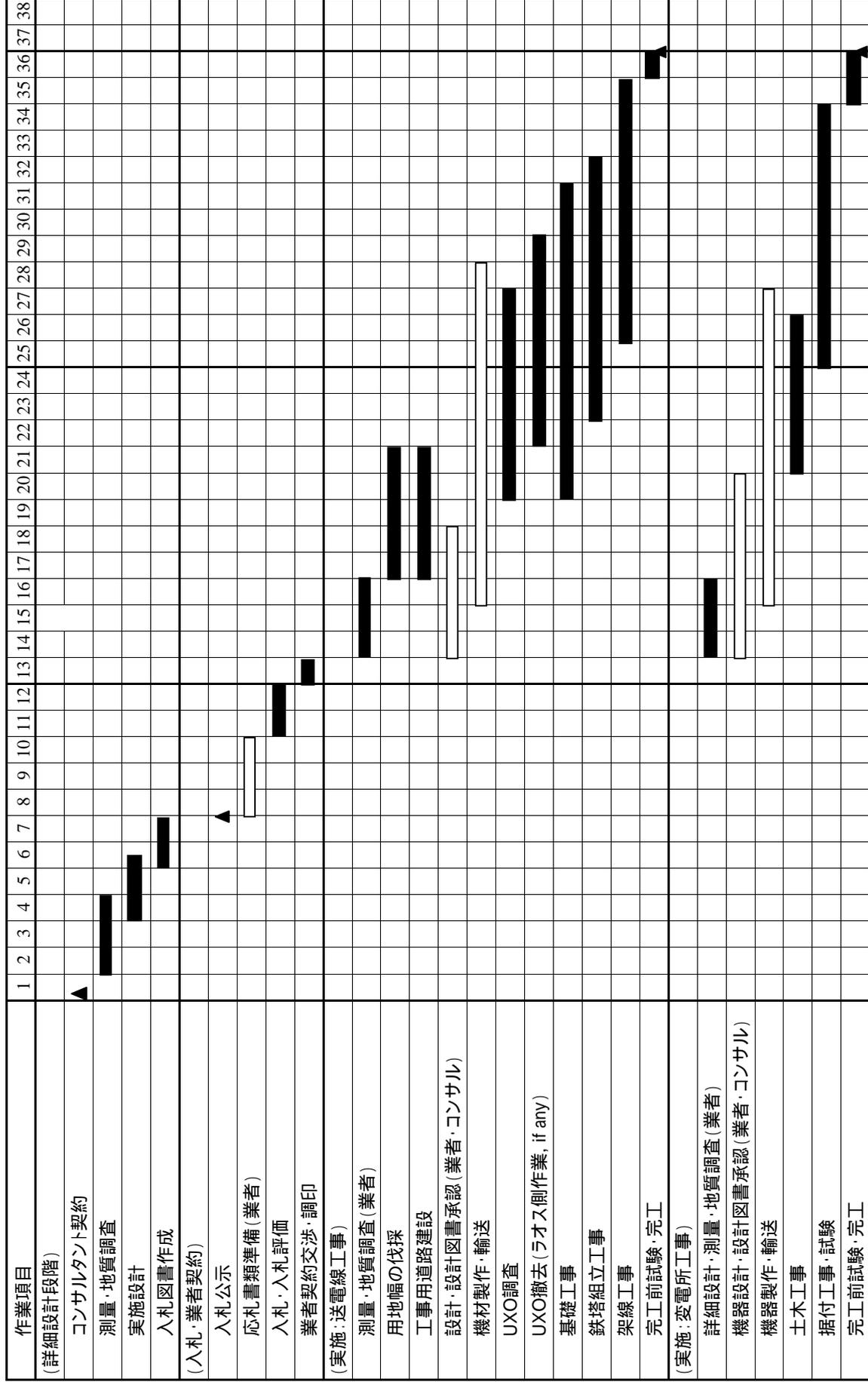


Japan International Cooperation Agency  
(JICA)  
Joint Venture  
Nippon Koei Co., Ltd.  
&  
Tokyo Electric Power Company

The Study  
on Master Plan  
of Transmission Line  
and  
Substation System

Figure No. 10.3-6 (2)  
Title  
Pakbo変電所  
115 kV開閉設備レイアウトプラン  
(側面図)

図10.4-1 作業工程計画



■ : 現地

□ : 国内