

第 8 章

概略設計

第8章 概略設計

8.1 架空送電設備

8.1.1 230kV 架空送電設備ルート概要

OHL_Route3 は、WPP と NPP 間の 230kV 架空送電線の間接点から GS5 まで通るルートである。送電線の経過地は、標高 10～20m のフラットなエリアで、地盤は概ね良好である。GS5 に近づくとつれ、住宅地が増えるため、送電線のルートが限られてくる。表 8.1-1 に 230kV 架空送電線の設備概要を、図 8.1-1 に絞込み後のルート図を示す。また図 8.1-2 にルート断面図を、図 8.1-3 に分岐予定の鉄塔を示す。

表 8.1-1 230kV 架空送電線の設備概要

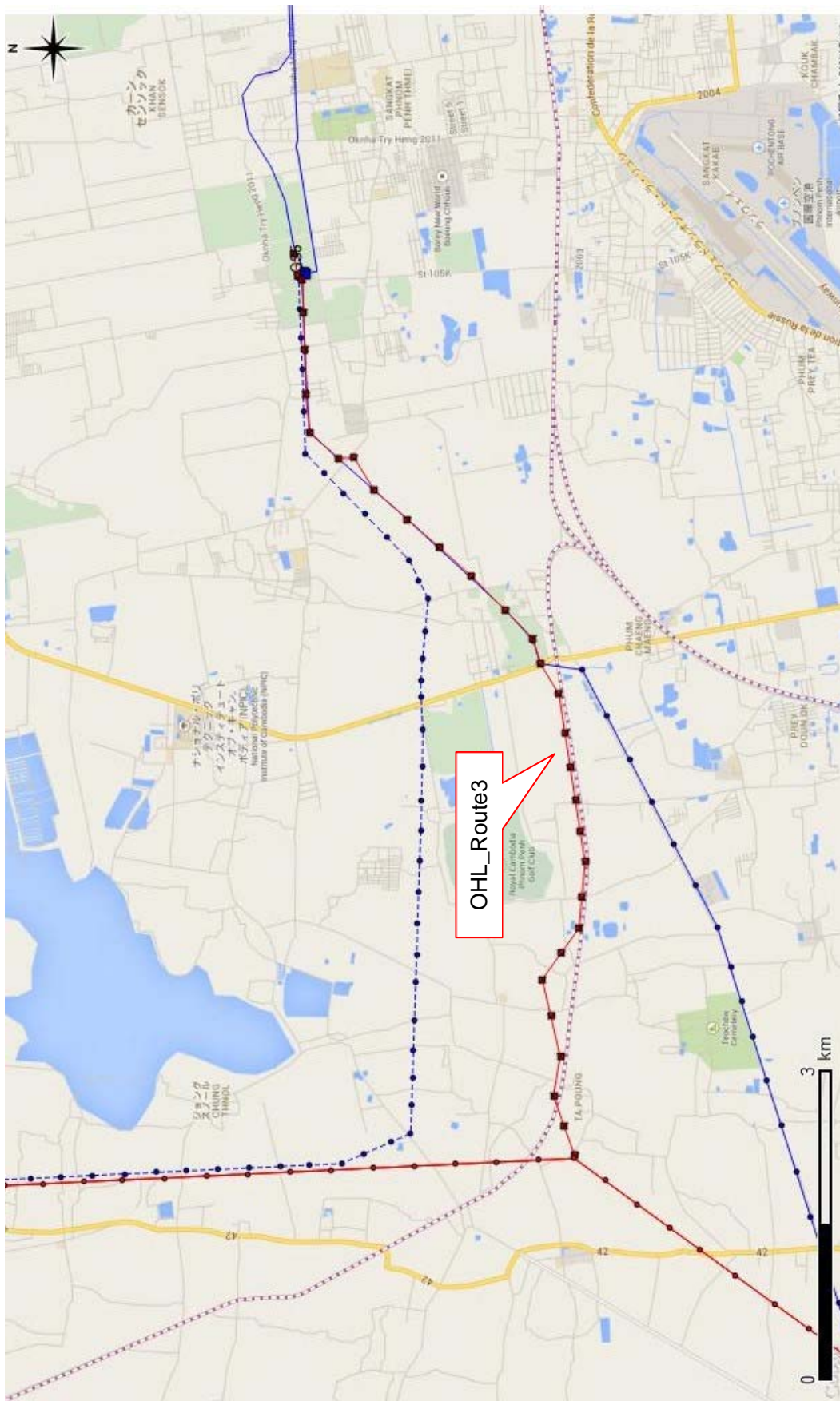
Route	OHL_Route3
Nominal Voltage	230kV
Circuits	2cct
Location	From : Midpoint of NPP and WPP To : GS5
Total Length	10.2km
Supporting structure	Steel tower or Special steel tower : 31
Conductor	TACSR*1 610mm ² × 2 or equivalent
Ground Wire	OPGW*2 90mm ² or equivalent
Ground Wire	AC*3 100mm ² or equivalent

*1 TACSR : Thermal-resistant Aluminum alloy Conductor Steel Reinforced
(鋼心耐熱アルミ合金より線)

*2 OPGW : Optical Fiber Ground Wire (光ファイバ複合架空地線)

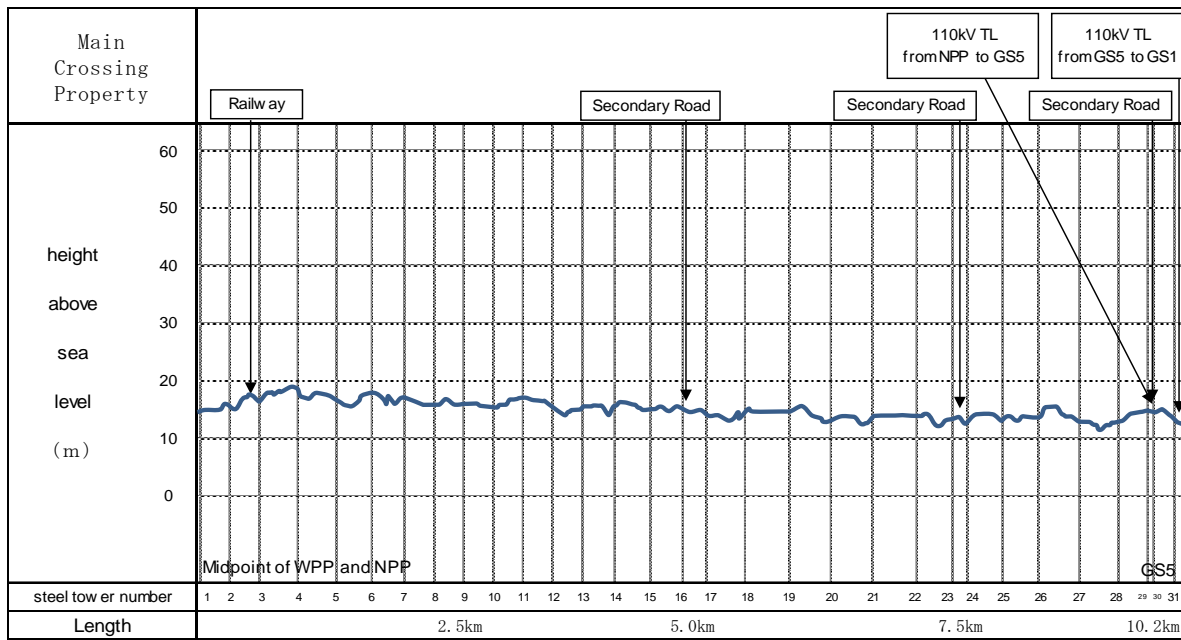
*3 AC : Aluminum Clad Steel (アルミ覆鋼より線)

出典 : JICA 調査団作成



©2014 Google
出典：JICA 調査団作成

図 8.1-1 230kV 架空送電線ルート図



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-2 230kV 架空送電線ルート断面図



図 8.1-3 230kV Steel Tower in the Midpoint of NPP and WPP

8.1.2 230kV 架空送電設備容量

OHL_Route3 は NPP～WPP 間の 230kV 送電線から π 分岐する。NPP～WPP 間と同等以上の送電設備容量を満足する電線線種とする。将来、EDC が π 分岐する鉄塔の付近に変電所を建設する計画を立てていることから、電力線は 1 回線当たり 1,300MVA 以上の送電容量がある TACSR 610mm² × 2 を想定する。表 8.1-2 に TACSR 610mm² × 2 と EDC で現在使用している 230kV の電線（送電容量）および架空地線を示す。

表 8.1-2 EDC で使用されている電線(送電容量)および架空地線

Type		230kV (Capacity)
Conductor	TACSR	610mm ² × 2 (1,359MVA/cct)
	ACSR*1	632mm ² × 2 (861MVA/cct)
		400mm ² × 2 (604MVA/cct)
		632mm ² (430MVA/cct)
		400mm ² (302MVA/cct)
Ground Wire	AC	90 mm ² , 100 mm ²
	GSW*2	90 mm ²
	OPGW	90 mm ² , 100 mm ²

*1 ACSR : Aluminum Conductor Steel Reinforced (鋼心アルミより線)

*2 GSW : Galvanized Stranded Steel Wire (亜鉛鍍金鋼より線)

出典：JICA 調査団作成

8.1.3 230kV 架空送電設備の概略設計

送電設備の概略設計は、次の手順によって行う。ここでは、「カ」国電力技術基準、「カ」国電力技術基準細則および現地で入手した資料から概略設計を実施した。

- Step1 気候条件の設定
- Step2 電力線、架空地線の選定
- Step3 クリアランス条件の設定
- Step4 架線条件の設定
- Step5 鉄塔、基礎、がいし装置の設定
- Step6 特殊箇所の個別設定

(1) 気候条件の設定

気候条件は、送電線の設計に影響を与える主要因である。「カ」国電力技術基準細則および至近年に実施された 230kV および 115kV 架空送電線の基本設計を参考として、表 8.1-3 の通り設定する。汚損レベルは、未舗装の道路が多く、砂埃が舞い上がっている実情を考慮して、低汚損地区と想定した。

表 8.1-3 Basic Climatic Conditions

Items	Range	Value
Temperature	Maximum	40°C
	Minimum	15°C
	Average	28°C
Altitude above sea level		Not exceed 1,000m
Isokeraunic Level (IKL)		38-132 thunderstorm days/year
Climate		Tropical
Annual Rainfall	Average	1,290mm
Maximum Wind Velocity		32.0m/s
Maximum Humidity		100%
Pollution Level		Salt contamination is little considered. Tropical condition shall be considered.

出典：JICA 調査団作成

(2) 電力線、架空地線の選定

電力線は 1 回線当たり 1、300MVA 以上のものが使用されるものとする。架空地線は WPP～NPP 間の 230kV 送電線と同性能のものが使用されるものとする。表 8.1-4 に電力線の諸元を、表 8.1-5 に架空地線の諸元を示す。架空地線は IKL 値を考慮し 2 条とする。

表 8.1-4 Technical Characteristics of Conductor (230kV)

Type of Conductor	TACSR/AC 610 mm ²
Component of stranded wires	Al 54/3.80, AC 7/3.80
Total area of Conductor	691.8 mm ²
Total Diameter	34.20 mm
Weight	2,198 kg/km
Ultimate Tensile strength	180,000 N
Modulus of elasticity	71.8 kN/mm ²
Coefficient of linear expansion	20.6 × 10 ⁻⁶ /°C
Maximum working tension	Less than 72,000N
DC resistance at 20°C	0.0458 ohm/km

出典：JICA 調査団作成

表 8.1-5 Technical Characteristics of Ground Wires (230kV)

Type	AC 100 mm ²	OPGW 90mm ²
Component of stranded wires	AC 7/4.3	AC:8/3.7, OP unit:1/6.0
Total area of wires	101.6 mm ²	106.4 mm ²
Total Diameter	12.9 mm	13.4 mm
Weight	643.7 kg/km	613.0 kg/km
Ultimate Tensile strength	112,400 N	98,300 N
Modulus of elasticity	149,100 N/mm ²	149,000 N/mm ²
Coefficient of linear expansion	12.9 × 10 ⁻⁶ /°C	12.9 × 10 ⁻⁶ /°C
Maximum working tension	Less than 40,460 N	Less than 35,380 N
DC resistance at 20°C	0.745 ohm/km	0.889 ohm/km
Number of optical fiber	—	24

出典：JICA 調査団作成

(3) クリアランス条件の設定

クリアランス条件の設定により、鉄塔高が決定される。「カ」国電力技術基準細則および過去の 230kV 送電線工事の案件を参考に地上からの最小高さを設定する。本案件では、プノンベン近郊の平地を経過し、道路等の横断が多数あることから、地上高は最低 14.2m 以上を確保する設計とする。230kV 送電線と地上の最小離隔距離は表 8.1-6 の通りである。

表 8.1-6 Minimum Height of Conductor above Ground (230kV)

Definition area	clearances
Among bare conductors and supporting structures, arms, guy wires and so on	No less than 1.45m
Urban areas	7.7m
Areas where third persons hardly approach	6.7m
Roads and railways	14.2m
River and seas	Adding 4.2m
Other facilities	4.2m
Trees	3.2m

出典：JICA 調査団作成

(4) 架線条件の設定

(a) 電力線の最大使用張力

電力線の最大使用張力は、次の 2 つの要因によって決定される。

- ・最大張力 (>最大使用張力) が最悪条件時に最大抗張力 (UTS: Ultimate Strength Tensile) の 40%を超えないこと。
- ・常時張力 (EDS : Every Day Stress) (Tension at 28°C with no wind) が UTS の 25%以下であること。

(b) 架空地線の最大使用張力

架空地線の最大使用張力は、標準径間 (350m) で EDS の条件において、電力線の 80% 程度の弛度となるよう設定する。要件を満たした結果を表 8.1-7 に示す。

表 8.1-7 Maximum Working Tension and EDS (Max Span Length = 500m)

Type	UTS	Maximum Working Tension	EDS
TACSR/AC 610mm ²	180,000N	49,030N (MWT / UTS =27%)	33,620N (EDS/UTS=19%)
AC 100mm ²	112,400N	19,620N (MWT / UTS =18%)	13,930N (EDS/UTS=13%)
OPGW 90mm ²	98,300N	19,620N (MWT / UTS =20%)	14,320N (EDS/UTS=15%)

※径間が特に短い箇所および分岐箇所は、別途検討を実施する。

出典：JICA 調査団作成

(c) 電力線の弛度

本事業の送電線経過地は高低差がほとんどなく径間長により鉄塔高の影響を受けることから最大径間長を 500m と設定する。径間長による弛度の概略計算結果を表 8.1-8 に示す。

表 8.1-8 Sag of Conductor (at 150°C with no wind)

Span length	Sag
200 m	6.77 m
250 m	8.80 m
300 m	11.3 m
350 m	14.2 m
400 m	17.5 m
450 m	21.1 m
500 m	25.1 m

出典：JICA 調査団作成

(5) がいし装置、支持物、基礎の設定

(a) がいし装置

がいし装置は、IEC 60120 および 60305 またはそれと同等の規格を満足するボールソケット型またはクレビス型の懸垂がいし (標準ディスクタイプのアルミナ磁器絶縁体) を採用する。表 8.1-9 にがいし装置の諸元を示す。がいし個数は、WPP から NPP まで経過する 230kV 送電線と同等の 17 個とする。図 8.1-4 にがいし図を示す。



出典：NGK Catalogue

図 8.1-4 SU165BN

表 8.1-9 Insulator Size

Type	Height	Diameter	R.U.S.	Remarks
SU165BN × 2	146mm	254mm	330kN	Tension (NGK)
U160BP × 2	146mm	320mm	320kN	Tension (Chinese)
SU165BN	146mm	254mm	165kN	suspension (NGK)
U160BP	146mm	320mm	160kN	suspension (Chinese)
SU120CN	146mm	254mm	120kN	suspension (NGK)
U120BP	146mm	254mm	120kN	suspension (Chinese)

出典：JICA 調査団作成

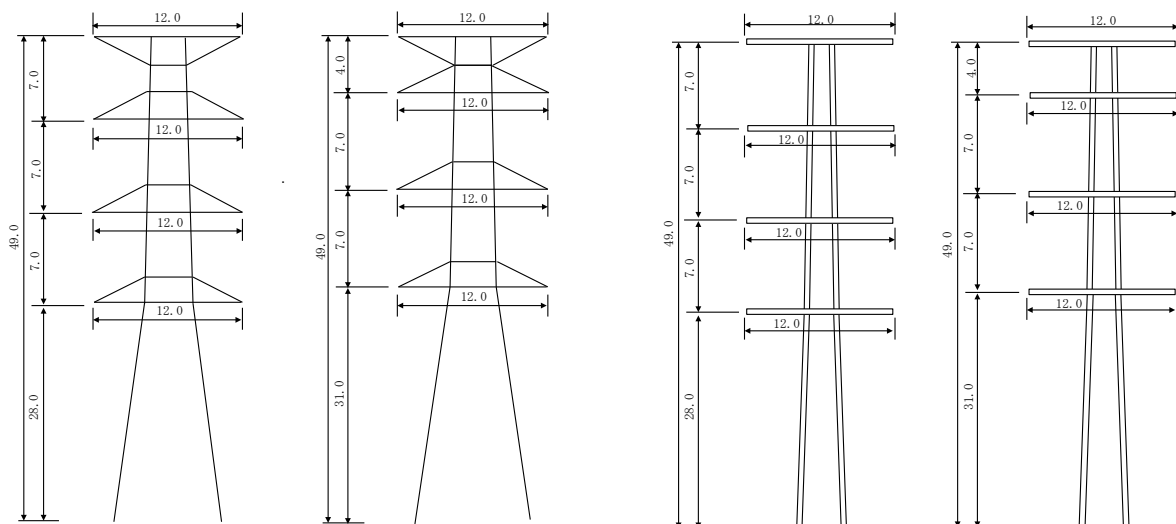
(b) 支持物

支持物は鉄塔またはスペシャル鉄塔を使用する。スペシャル鉄塔は鉄道沿いに採用する。基本的な鉄塔型は、表 8.1-10 に示す A～D の 4 型である。用地取得上困難な箇所と 115kV 送電線を横断する箇所は個別設計とする。鉄塔の構造図の例を図 8.1-5 に示す。

表 8.1-10 基本的な鉄塔型について

Tower Type	Insulator String	Horizontal Angle of Line
A	Suspension	0° ~ 3°
B	Tension	0° ~ 30°
C	Tension with supporting	0° ~ 60°
D	Tension with supporting	Dead end tower

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-5 Steel Tower's Example

(Left side : steel tower, Right side : special steel tower)

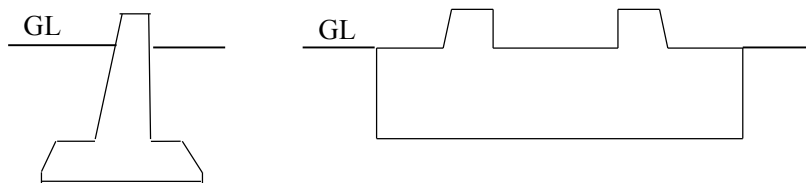
(c) 基礎

ボーリングを実施したところ、支持層が浅めで出てくることが想定される。そのため、基本は表 8.1-11 の Pad & Chimney 基礎を採用する。追加の地質調査の結果次第で、Mat 基礎の使用について考慮する。図 8.1-6 に基礎型の例を示す。

表 8.1-11 Foundation Type and Application

Foundation Type	Application
Pad & Chimney	- N value : More than 10 - Flat area with good soil condition
Mat	- N value : Less than 10 - Flat area with soft soil condition, and in which differential displacement might occur at Pad & Chimney

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-6 Foundation's Example
(Left: Pad & Chimney, Right: Mat)

(6) 特殊箇所の個別設定

(a) 115kV 送電線の横断箇所

用地上の制約により、115kV 送電線を計 2 回横断することとなる。既設の 115kV 送電線の鉄塔高が 28m~40m 弱であり、平地であることから、少なくとも 60m を超える鉄塔高が必要となる。そのため赤白鉄塔および航空障害標識の設置等について検討を要する。

(b) 鉄道沿いについて

鉄道は現在使用されていないが、鉄道沿いについては、将来使用される可能性を考慮し、鉄道の陥没等がないよう配慮する。

(c) 道路横断箇所

道路横断箇所は、最低地上高 14.2m を確保すれば電技上問題ないが、配電線および既設の構造物等を考慮し、離隔を取りたい。

8.1.4 230kV 概算工事費

概算工事費は「カ」国での過去の工事实績と日本企業の見積りを基に算定した。算定結果を表 8.1-12 に示す。不確定要素が多いことから、鉄塔、基礎共に想定されうる最大値を算入した。

表 8.1-12 Estimated Cost of Construction of 230kV Transmission Line

Category	No.	Items	From Midpoint of NPP and WPP to GS5; 230kV, 10.2km					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	Steel tower	sets	17	60.725	1,032.317	1,032.317	
	2	Special steel tower	sets	14	784.264	10,979.698	10,979.698	
	3	Conductor	km	122.4	10.600	1,297.440	1,297.440	
	4	Ground Wire	km	10.2	1.486	15.157	15.157	
	5	Optical Ground Wire	km	10.2	4.255	43.403	43.403	
	6	Junction BOX for OPGW	sets	7	0.234	1.640	1.640	
	7	Insulators	LS	1	231.000	231.000	231.000	
	8	Strings & Fittings	LS	1	160.776	160.776	160.776	
	9	Spare Parts & Others	LS	1	1,376.143	1,376.143	1,376.143	
		<i>subtotal</i>				15,137.574	15,137.574	0.000
Works Cost	10	Preparation of documents/drawings	LS	1	263.047	263.047		263.047
	11	Foundation Work	sets	17	56.521	960.859		960.859
	12	Foundation Work(special)	sets	14	118.694	1,661.720		1,661.720
	13	Tower Erection	sets	17	4.416	75.072		75.072
	14	Tower Erection(special)	sets	14	43.277	605.875		605.875
	15	Stringing & Sagging	km	10.2	6.938	70.770		70.770
	16	OPGW work	LS	1	6.308	6.308		6.308
	17	Temporary facilities	LS	1	80.685	80.685		80.685
	18	Others	LS	1	558.650	558.650		558.650
		<i>subtotal</i>				4,282.986	0.000	4,282.986
		Total				19,420.560	15,137.574	4,282.986

出典：JICA 調査団作成

8.1.5 230kV 概算工事工程

概算工事工程は、近隣諸国および過去実績を基に算定した。工程の例を表 8.1-13 に示す。用地取得が完了していれば、施工班を多数導入することにより工事工程は短縮できる。

表 8.1-13 230kV Rough Construction Process

Work Items	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Check survey and soil boring	■	■	■																					
Cleaning of right of way	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Construction of access road							■	■	■	■	■													
Preparation of documents / drawings and approval	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Manufacturing							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Foundation work							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tower erection work									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Stringing work																		■	■	■	■	■	■	■
Test and commissioning																								■

出典：JICA 調査団作成

8.1.6 115kV 架空送電設備ルート概要

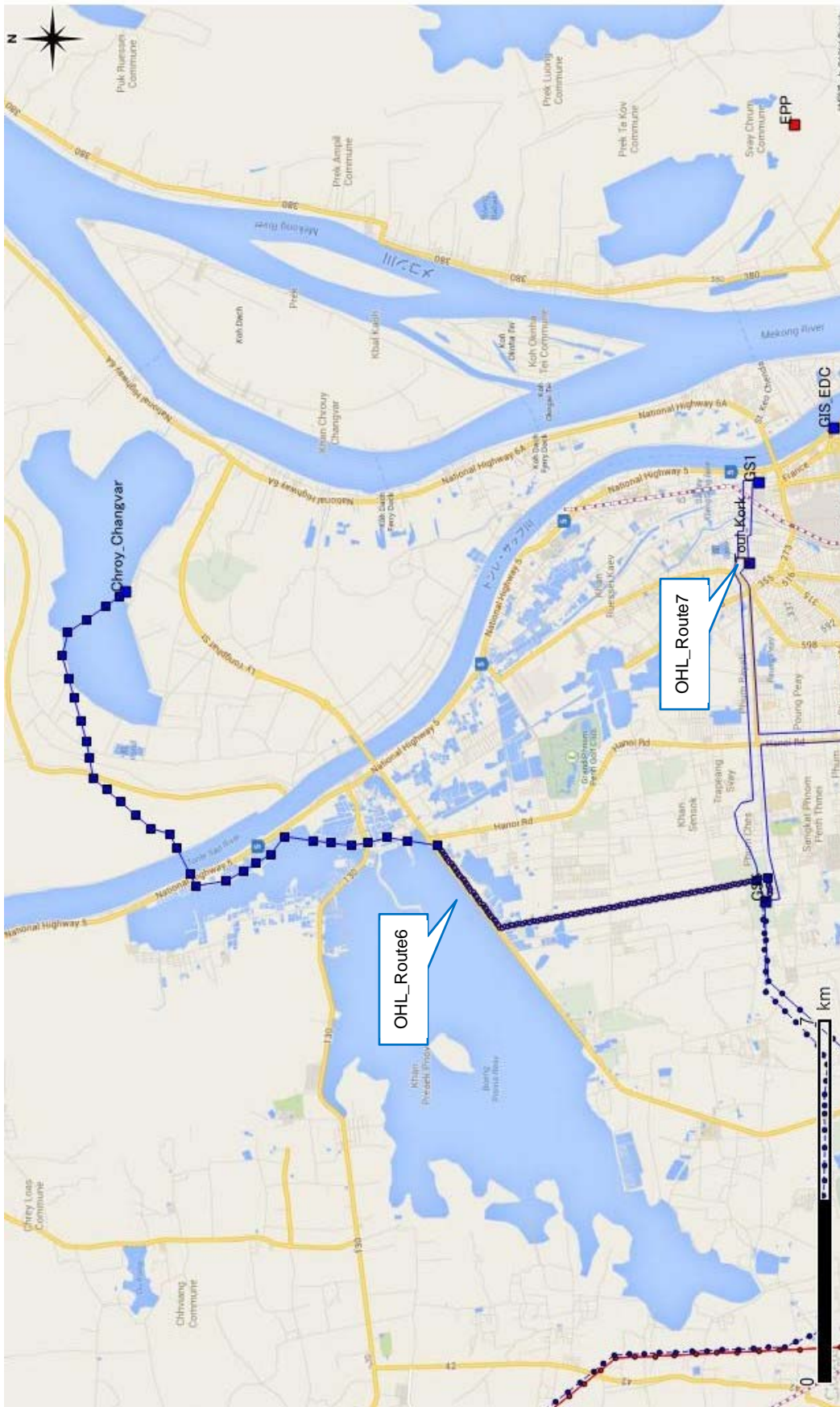
本事業では、2つの115kV 架空送電線がある。一つは、GS5 から Chroy Changvar 変電所までのルートと、GS5 と GS1 の中間点から Toul Kork 変電所までのルートである。表 8.1-14 に115kV 架空送電線の設備概要を、図 8.1-7 および図 8.1-8 に絞込み後のルート図を示す。OHL_Route6 のルート断面図を図 8.1-9 に示す。

表 8.1-14 115kV 架空送電線の設備概要

Route	OHL_Route6	OHL_Route7
Nominal Voltage	115kV	115kV
Circuits	2cct	2cct
Location	From GS5 To Chroy Changvar	From Midpoint of GS5 and GS1 To Toul Kork
Total Length	20.2km	0.1km
Supporting structure	Concrete pole 136 Steel pipe pole 9 Steel tower 33 (included 4cct steel tower : 4)	Steel pipe pole 1
Conductor	ACSR 632mm ² or AAC* 250mm ² × 2 or equivalent	AAC 250mm ² × 2
Ground-Wire	OPGW 70mm ² or equivalent AC 90mm ² or equivalent	OPGW 70mm ² × 2

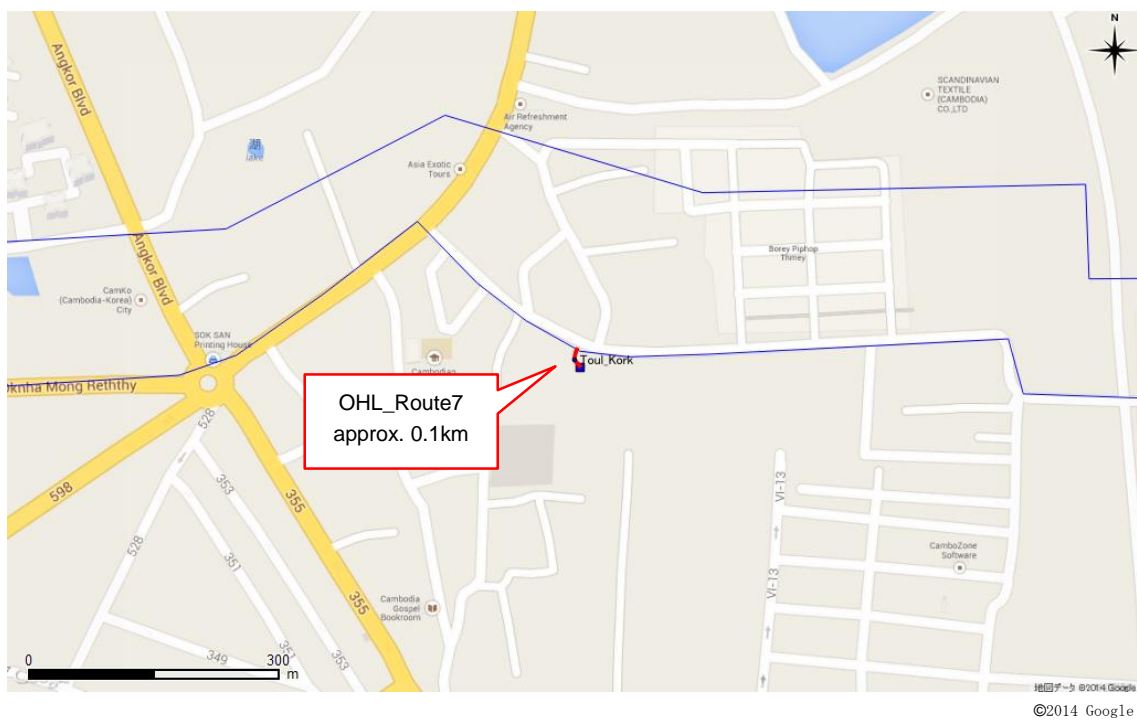
*AAC : All Aluminum Conductor (全アルミより線)

出典：JICA 調査団作成



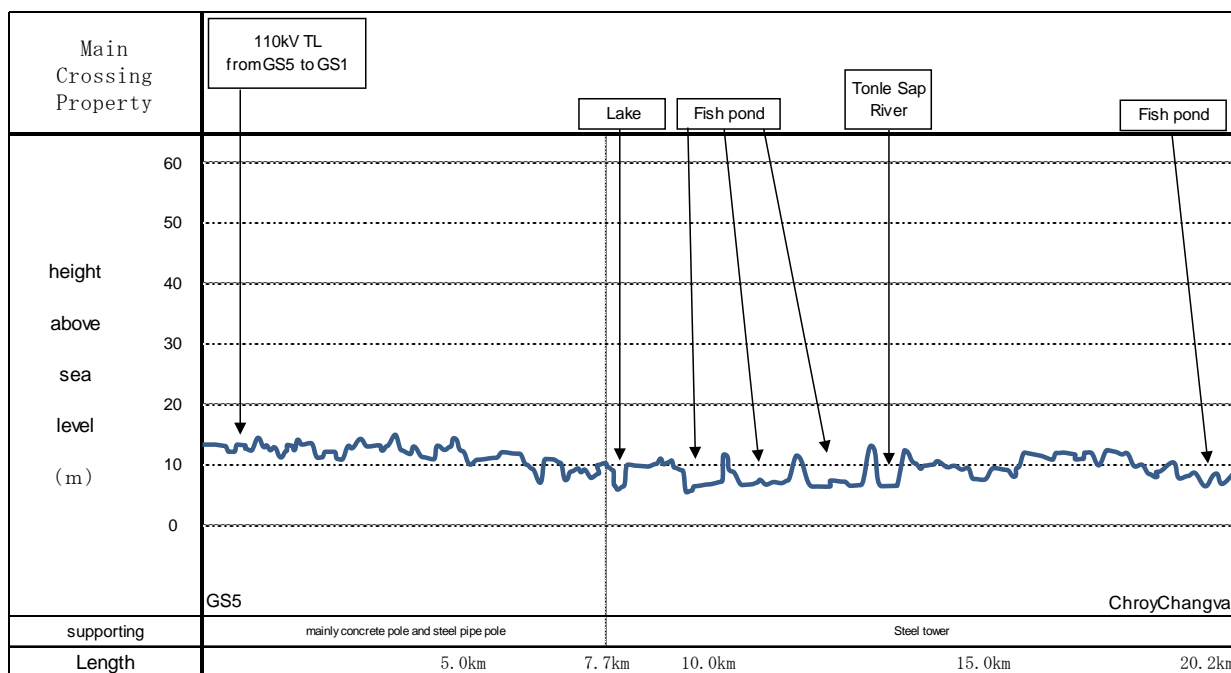
©2014 Google
出典：JICA 調査団作成

図 8.1-7 115kV 架空送電線ルート図



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-8 115kV_OHL_Route7 の拡大図



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-9 115kV_OHL_Route6 のルート断面図

8.1.7 115kV 架空送電設備容量

Chroy Changvar の将来の需要は、表 3.2-8 「プノンペン系統の各変電所における最大電力需要想定」より 2030 年に最大電力需要 234MW (246MVA) を想定している。そのため、OHL-Route6 は、2 回線 75% の送電容量がこの最大電力需要より大きく、これまでに採用実績のある ACSR 632mm² を使用するものとする。OHL_Route7 は GS5 から GS1 間の 115kV 送電線より分岐するので、分岐先と同等の電線 AAC 250mm² × 2 が使用されるものとする。表 8.1-15 に EDC で現在使用している 115kV の電線および架空地線のサイズおよび送電設備容量を示す。

表 8.1-15 EDC で現在使用している 115kV 電線のサイズと送電設備容量

Type		115kV (Capacity)
Conductor	ACSR	632mm ² (215MVA/cct)
		150mm ² (85MVA/cct)
	AAC	250mm ² × 2 (238MVA/cct)
Ground Wire	AC	90mm ²
	GSW	50mm ² , 70mm ²
	OPGW	70mm ²

出典：JICA 調査団作成

8.1.8 115kV 架空送電設備の概略設計

115kV 架空送電設備の概略設計は、230kV と同等の手順によって行う。

(1) 気候条件の設定

気候条件は、同じプノンペン近郊であることから、230kV 送電線と同様である。

(2) 電力線、架空地線の選定

115kV 送電線で実績のある線種を選定する。表 8.1-16 に電力線の諸元を、表 8.1-17 に架空地線の諸元を示す。架空地線は、雷が非常に多いことを考慮し、鉄塔区間は 2 条、コンクリート柱および鋼管柱区間は 1 条とする。

表 8.1-16 Technical Characteristics of Conductors (115kV)

Type of Conductor	ACSR 632mm ²	AAC 250 mm ²
Component of stranded wires	Al 45/4.20, St 7/2.80	19/4.22
Total area of Aluminum wires	666.55 mm ²	265.7 mm ²
Approximate Overall Diameter	33.60 mm	21.10 mm
Weight	2,060 kg/km	731 kg/km
Ultimate Tensile strength	148,700 N	40,400 N
Modulus of elasticity	71.1 kN/mm ²	56.0 kN/mm ²
Coefficient of linear expansion	20.85 × 10 ⁻⁶ /°C	23 × 10 ⁻⁶ /°C
Maximum working tension	Less than 53,500 N	Less than 14,540 N
DC resistance at 20°C	0.04633 ohm/km	0.1083 ohm/km

出典：JICA 調査団作成

表 8.1-17 Technical Characteristics of Ground-wires (115kV)

Type	OPGW 70 mm ²	AC 90 mm ²
Component of stranded wires	St 8/3.2, Al 1/5.0	AC 7/4.115
Total area of steel wires	64.34 mm ²	93.05 mm ²
Overall Diameter	11.4 mm	12.35 mm
Weight	454 kg/km	619 kg/km
Ultimate Tensile strength	78,000 N	101,000 N
Modulus of elasticity	149 kN/mm ²	149 kN/mm ²
Coefficient of linear expansion	12.9 × 10 ⁻⁶ /°C	12.9 × 10 ⁻⁶ /°C
Maximum working tension	Less than 28,080 N	Less than 36,360 N
DC resistance at 20°C	0.774 ohm/km	0.9197 ohm/km
Number of optical fiber	24	—

出典：JICA 調査団作成

(3) クリアランス条件の選定

「カ」国電力技術基準および「カ」国電力技術基準細則より、地上からの最小高さを設定する。115kV の電線と地上の最小離隔距離は表 8.1-18 の通りである。

表 8.1-18 Minimum Height of Conductor above Ground (115kV)

Definition area	clearances
Among bare conductors and supporting structures, arms, guy wires and so on	No less than 0.70m
Urban areas	7.0m
Areas where third persons hardly approach	6.0m
Roads and railways	13.5m
River and seas	Adding 3.5m
Other facilities	3.5m
Trees	2.5m

出典：JICA 調査団作成

(4) 架線条件の設定

(a) 電力線の最大使用張力

電力線の最大使用張力は、次の 2 つの要因によって決定される。

- ・ 最大張力 (Maximum Tension) が最悪条件時に UTS の 40%を超えないこと。
- ・ EDS (Tension at 28°C with no wind) が UTS の 25%以下であること。

(b) 架空地線の最大使用張力

架空地線の最大使用張力は、標準径間 (450m) で EDS の条件において、電力線の 80% 程度の弛度となるよう設定する。要件を満たした結果を表 8.1-19 に示す。

表 8.1-19 Maximum Working Tension and EDS (Max Span Length = 600m)

Type	UTS	Maximum Working Tension	EDS
ACSR 632mm ²	148,700N	47,070N (MWT / UTS =32%)	31,780N (EDS/UTS=22%)
AC 90mm ²	101,000N	19,620N (MWT / UTS =20%)	14,120N (EDS/UTS=14%)
OPGW 70mm ²	78,000N	19,620N (MWT / UTS =26%)	15,000N (EDS/UTS=20%)

※径間が特に短い箇所および分岐箇所は、別途検討を実施する。

出典：JICA 調査団作成

(c) 電力線の弛度

本事業の送電線経過地は高低差がほとんどなく径間長により鉄塔高の影響を受けることから、最大径間長を600mと設定する。径間長による弛度の概略計算結果を表 8.1-20 に示す。

表 8.1-20 Sag of conductor (at 90°C with no wind)

Span length	Sag
200 m	5.34 m
250 m	7.09 m
300 m	9.49 m
350 m	12.3 m
400 m	15.4 m
450 m	18.9 m
500 m	22.9 m
550 m	27.2 m
600 m	32.0 m

出典：JICA 調査団作成

(5) がいし装置、支持物、基礎の設定

(a) がいし装置

がいし装置は、IEC 60120 および 60305 またはそれと同等の規格を満足するボールソケット型またはクレビス型の懸垂がいし（標準ディスクタイプのアルミナ磁器絶縁体）を採用する。表 8.1-21 にがいし装置の諸元を示す。がいし個数は、一般的な 115kV 送電線と同等の 9 個とする。

表 8.1-21 Insulator Size

Type	Height	Diameter	R.U.S.	Remarks
SU165BN	146mm	254mm	165kN	Tension (NGK)
U160BP	146mm	320mm	160kN	Tension (Chinese)
SU120CN	146mm	254mm	120kN	suspension (NGK)
U120BP	146mm	254mm	120kN	suspension (Chinese)

出典：JICA 調査団作成

(b) 支持物

支持物は鉄塔、コンクリート柱、鋼管柱を使用する。コンクリート柱は、懸垂箇所のみを採用し、鋼管柱は、コンクリート柱と連結する耐張箇所および鉄塔との接続箇所に使用する。河川横断箇所等は別途、個別設計とする。

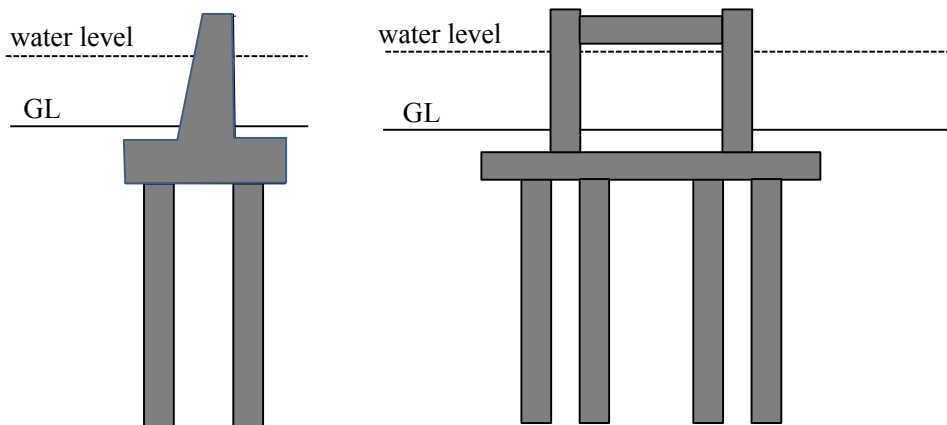
(c) 基礎

ボーリングを実施したところ、支持層が深いことが想定される。そのため、基本は表 8.1-22 の杭基礎またはラーメン基礎を採用する。追加の地質調査の結果次第で、逆 T 字型基礎とべた基礎の使用についても考慮する。図 8.1-10 に杭基礎とラーメン基礎の構造を示す。

表 8.1-22 Foundation Type and application

Foundation Type	Application
Pad & Chimney	- N value : More than 10 - Flat area with good soil condition
Mat	- N value : Less than 10 - Flat area with soft soil condition, and in which differential displacement might occur at Pad & Chimney
Pile	- N value : Less than 10 - Flat area with soft soil condition, and in which it is difficult to withstand compression stress at Pad & Chimney and Mat
Rahmen	- N value : Less than 10 - Flat area with soft soil condition, and high water level

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.1-10 Foundation's Example

(Left: Pile、Right: Rahmen)

(6) 特殊箇所の個別設定

(a) Tonle Sap 川の横断箇所

Tonle Sap 川の横断箇所については、今後横断可能な箇所が制約されることから、230kV 送電線横断の 4 回線設計の鉄塔とする。上部は 230kV の送電線を、下部は 115kV 送電線とする。船の横断もあることから、少なくとも 90m を超える鉄塔高が必要となると同時に、赤白鉄塔および航空障害標識の設置等について検討を要する。

(b) 115kV 送電線の横断箇所

GS5 から出てすぐに GS5 から GS1 へ向かう 115kV 送電線の横断が必要となる。横断箇所の両端には鉄塔を採用する。

8.1.9 115kV 概算工事費

概算工事費は「カ」国での過去の工事实績を基に算定した。算定結果を表 8.1-23 と表 8.1-24 に示す。ボーリング結果を参考に、支持物および基礎等は最悪の条件を想定した値を算入した。

表 8.1-23 Estimated Cost of Construction of 115kV_OHL_Route6

Category	No	Items	From GS5 to Chroy Changvar ; 115kV , 20.2km					
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1	Steel tower	sets	33	46.958	1,549.627	1,549.627	
	2	concrete pole	sets	136	2.044	277.948	277.948	
	3	steel pole	sets	9	23.190	208.710	208.710	
	4	Conductor	km	121.2	7.913	959.056	959.056	
	5	Ground Wire	km	12.52	1.486	18.605	18.605	
	6	Optical Ground Wire	km	20.2	3.546	71.629	71.629	
	7	Junction BOX for OPGW	sets	14	0.234	3.280	3.280	
	8	Insulators	LS	1	318.654	318.654	318.654	
	9	Strings & Fittings	LS	1	221.783	221.783	221.783	
	10	Spare Parts & Others	LS	1	725.858	725.858	725.858	
		<i>subtotal</i>				4,355.151	4,355.151	0.000
Works Cost	11	Preparation of documents/drawings	LS	1	333.723	333.723		333.723
	12	Foundation Work(steel tower)	sets	33	109.953	3,628.449		3,628.449
	13	Foundation Work(concrete pole)	sets	136	1.997	271.555		271.555
	14	Foundation Work(steel pole)	sets	9	9.984	89.853		89.853
	15	Tower Erection(steel tower)	sets	33	2.934	96.834		96.834
	16	Tower Erection(concrete pole)	sets	136	0.478	65.008		65.008
	17	Tower Erection(steel pole)	sets	9	2.390	21.510		21.510
	18	Stringing & Sagging	km	20.2	5.046	101.929		101.929
	19	OPGW work	LS	1	7.569	7.569		7.569
	20	Temporary facilities & clearing	LS	1	329.859	329.859		329.859
	21	Others	LS	1	494.629	494.629		494.629
		<i>subtotal</i>				5,440.917	0.000	5,440.917
		Total				9,796.068	4,355.151	5,440.917

出典：JICA 調査団作成

表 8.1-24 Estimated Cost of Construction of 115kV_OHL_Route7

Category	No	Items	From Midpoint of GS1 and GS5 to Toul Kork; 115kV, 0.1km					
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1	steel pole	sets	1	23.190	23.190	23.190	
	2	Conductor	km	1.2	2.873	3.448	3.448	
	3	Optical Ground Wire(+4.0km)	km	4.1	3.546	14.539	14.539	
	4	Junction BOX for OPGW	sets	2	0.234	0.469	0.469	
	5	Insulators	LS	1	4.536	4.536	4.536	
	6	Strings & Fittings	LS	1	3.157	3.157	3.157	
	7	Spare Parts & Others	LS	1	9.868	9.868	9.868	
		<i>subtotal</i>				59.206	59.206	0.000
Works Cost	8	Preparation of documents/drawings	LS	1	33.372	33.372		33.372
	9	Foundation Work(steel pole)	sets	1	9.984	151.784		151.784
	10	Tower Erection(steel pole)	sets	1	2.390	2.390		2.390
	11	Stringing & Sagging	km	4.1	2.250	9.225		9.225
	12	OPGW work	LS	1	2.250	2.250		2.250
	13	Others	LS	1	19.902	19.902		19.902
		<i>subtotal</i>				218.923	0.000	218.923
		Total				278.129	59.206	218.923

出典：JICA 調査団作成

8.1.10 115kV 概算工事工程

概算工事工程は近隣諸国および過去実績を基に算定した。工程の例を表 8.1-25 に示す。用地取得が完了していれば、施工班を多数入れることにより、工事工程は短縮できる。

表 8.1-25 Rough Construction Process of 115kV Transmission Line

Work Items	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Check survey and soil boring	■	■	■																					
Cleaning of right of way		■	■	■	■	■																		
Construction of access road							■	■	■	■										■	■			
Preparation of documents / drawings and approval	■	■	■	■	■	■																		
Manufacturing			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Foundation work			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
Tower erection work								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Stringing work																	■	■	■	■	■	■	■	■
Test and commissioning																								■

出典：JICA 調査団作成

8.2 地中送電設備の設計

8.2.1 地中送電設備ルート概要

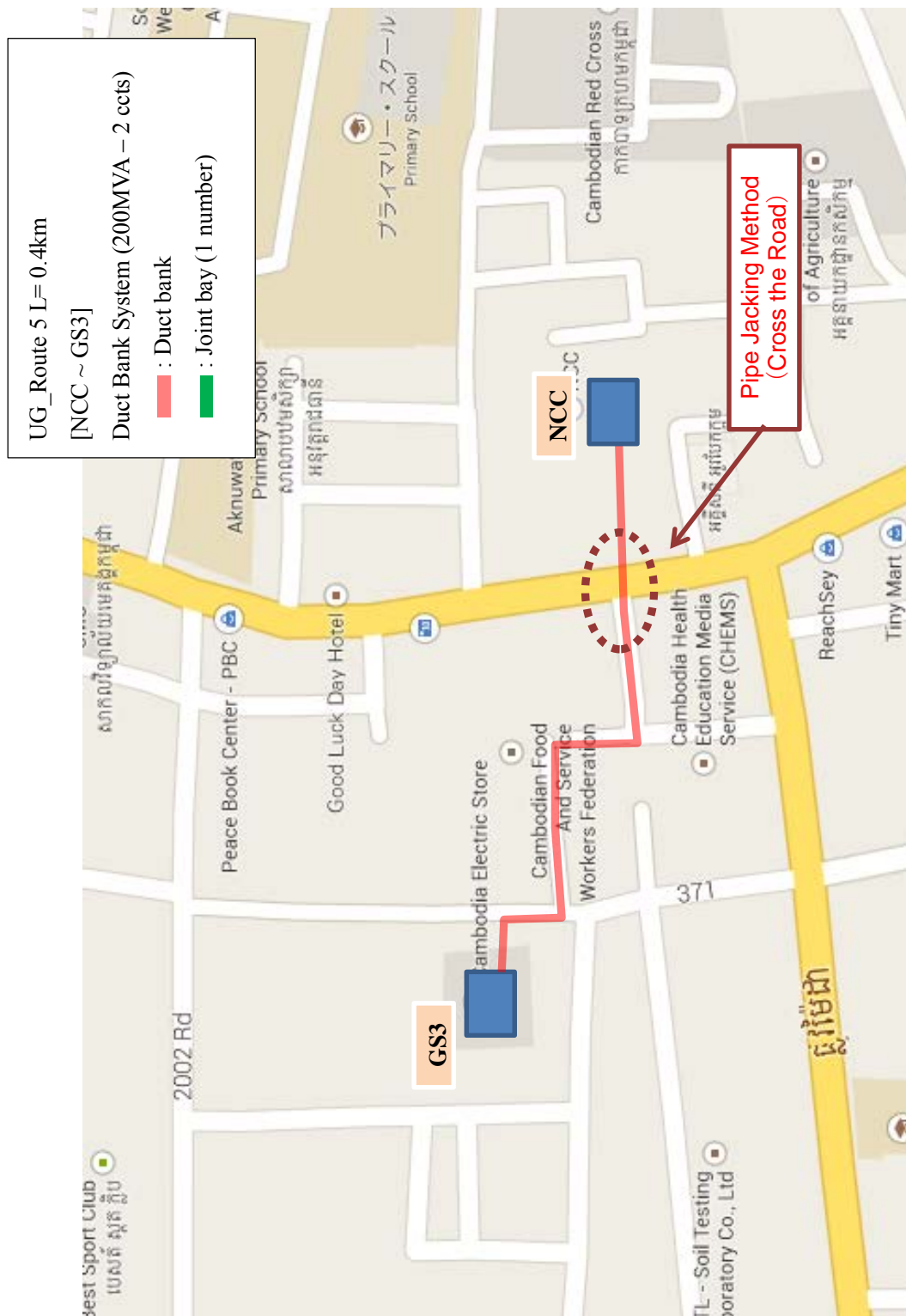
表 8.2-1 に 230kV/115kV 地中送電線 2 ルート案の一覧を、図 8.2-1、図 8.2-2 にルート平面図を示す。また、GS5 から中央給電指令所（NCC : National Control Center）への詳細ルート（UG_Route4）を Appendix 4 に示す。UG_Route5 は、JICA と EDC との協議の結果、本事業の対象から外れた。

表 8.2-1 230kV/115kV 地中送電線ルート案の一覧

No.	自	至	電圧	回線数	距離
UG_Route5	NCC	GS3	115 kV	2	0.4 km
UG_Route4	GS5	NCC	230 kV	1	9.28 km

■ : UG_Route5 は、JICA と EDC との協議の結果、本事業の対象から外れた。

出典：JICA 調査団作成



©2014 Google

Source: JICA Study Team

図 8.2-2 UG_Route5 平面図

8.2.2 地中送電設備容量

GS5 から NCC への 230kV 送電線路（1 回線）は 600MVA、NCC から GS3 への 115kV 送電線路（2 回線）は 200MVA の設備容量が必要となる。

8.2.3 地中送電設備線種、布設形態

標準工法としては、以下の理由により基本的に開削管路工法を採用する。

ケーブルの直接埋設方式ではジョイント・ベイ間（直線距離約 300m）が、ケーブル敷設までの約一カ月間程度は掘削した状態のまま放置することになり、道路幅の狭い個所、交通量の多い個所、道路わきでの生活者が多い個所などでは地域住民の生活に支障が出る恐れがある。一方、トレンチ開削後、管路を敷設しその日のうちに埋戻しが可能な開削管路工法を採用することにより、長期間掘削したままの状態を回避できることから、交通渋滞、生活支障等を防止可能となる。

ただし、第 4.2 節(2)「フェーズ 1 地中送電線路埋設計画ルート of 現地調査」で述べた課題に対応するため、以下に示す区域は推進工法を採用する。

- ・河川・鉄道横断等開削による施工が技術的に困難な箇所
- ・交通量の多い道路横断部

(1) 埋設深さ、土壤温度、土壤固有熱抵抗

地中線における許容電流決定のメカニズムは、通電時の導体最高温度を 90°C 以下に抑えることで、ケーブル設計寿命 30 年間にわたり架橋ポリエチレン絶縁体の熱劣化を防止することを必須条件として規定されている。

具体的には、許容電流計算にあたりケーブルの埋設深さとその深さでの土壤の温度の設定がキー・ファクターとなる。ケーブルの埋設深さが深くなればその分外傷を受ける可能性が低くなり安全性が高まるが、深くなれば土壤の熱抵抗値が大きくなり電流容量がその分減少する。「カ」国における既設埋設物（特に配電線、通信線）の埋設深さが 1.2m に規定されており、ケーブルの埋設深さは、1.2m 以上とした。

土壤温度、土壤固有熱抵抗は広く東南アジア（シンガポール、マレーシア、タイ、ベトナム）における地中送電線の規格で実態を反映して規定されている 30°C 及び 1.2K.m/W を採用することとした。上記パラメータは先行案件であるフェーズ 1 と同様である。

(2) 送電時の線種、敷設形態

230kV および 115kV 銅導体の地中ケーブルにおいて、表 8.2-2 の条件で導体サイズと許容電流の関係を示したものを図 8.2-3、図 8.2-4 に示す。

表 8.2-2 ケーブルの計算条件

埋設深さ (管路の上端まで)	1.2 m
相間隔 (230kV 単心ケーブル)	250 mm
土壌固有熱抵抗	1.2 K.m/W
土壌温度	30°C

出典：JICA 調査団作成

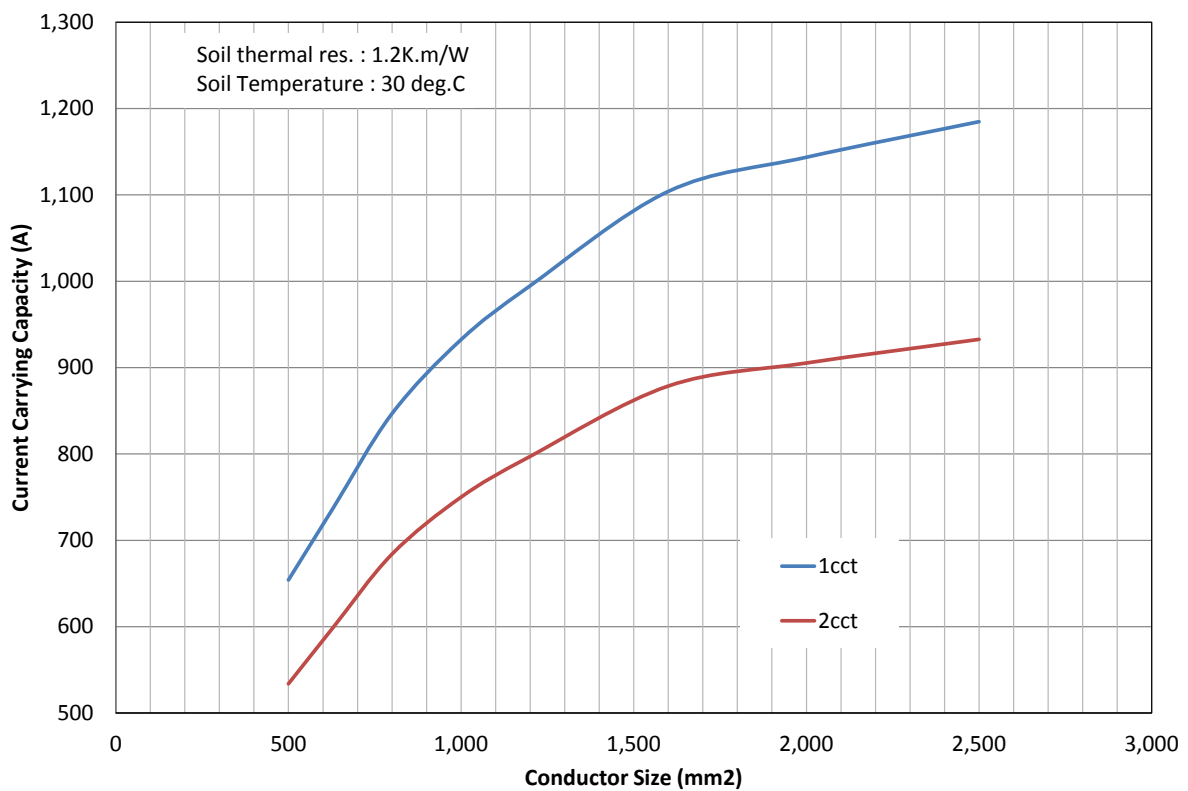


図 8.2-3 230kV 単心ケーブルの最大送電容量計算結果

出典：JICA 調査団作成

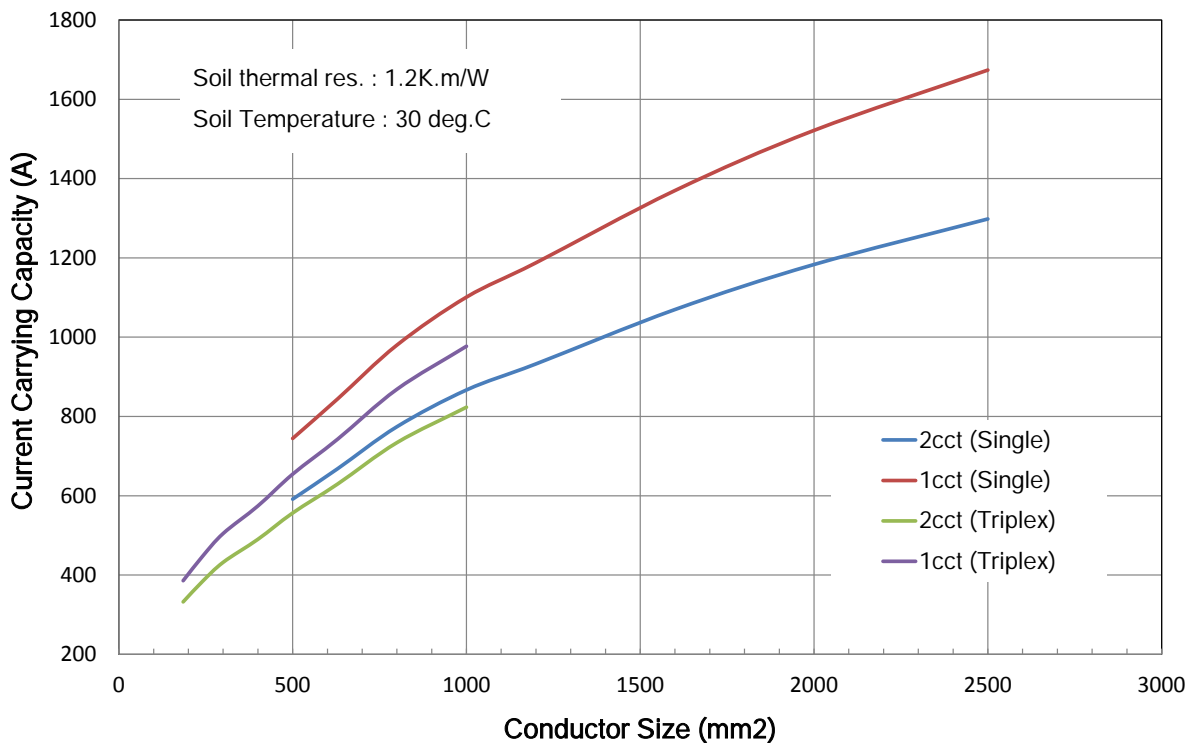


図 8.2-4 115kV 単心・トリプレックス型ケーブルの最大送電容量計算結果

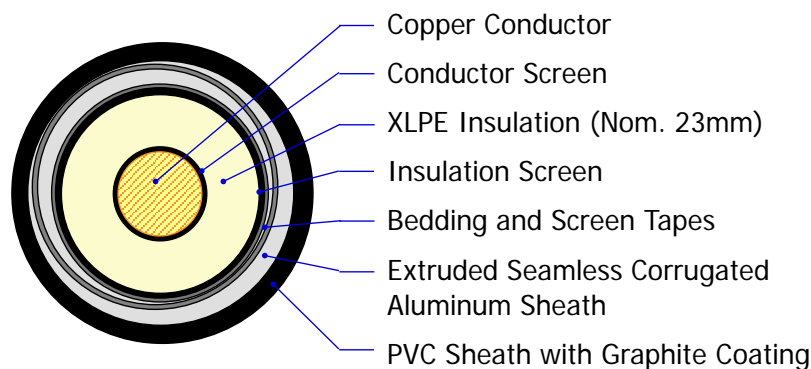
出典：JICA 調査団作成

系統電圧 230kV の線路において 600MVA 送電時の電流は 1,506A で、極めて大容量である。ケーブルメーカーが標準的に製作している最大サイズである銅導体 2,500 mm² の単心ケーブルでも、許容電流が 1,185A であり、600MVA 送電時の必要電流を満足しない。このため、標準的なケーブルを使用する場合には、1 相当たり 2 条のケーブルが必要となる。1 回線当たり 6 条必要となり、単心ケーブルであれば、ケーブル布設用の管路を 6 条敷設する必要がある。

図 8.2-3 からわかるように、単心型ケーブル 1,200 mm² を採用することで、必要送電容量を確保できる結果となり、同ケーブルを採用する。

系統電圧 115kV の線路 (2 回線) において 200MVA 送電時 (1 回線当たり 133.3MVA) の電流は 670A である。図 8.2-4 からわかるように、単心、トリプレックス型ケーブル共に 1,000 mm² を採用することで、必要送電容量を確保できる結果となり、フェーズ 1 同様、土木工事費が安いトリプレックス型ケーブルを採用する。

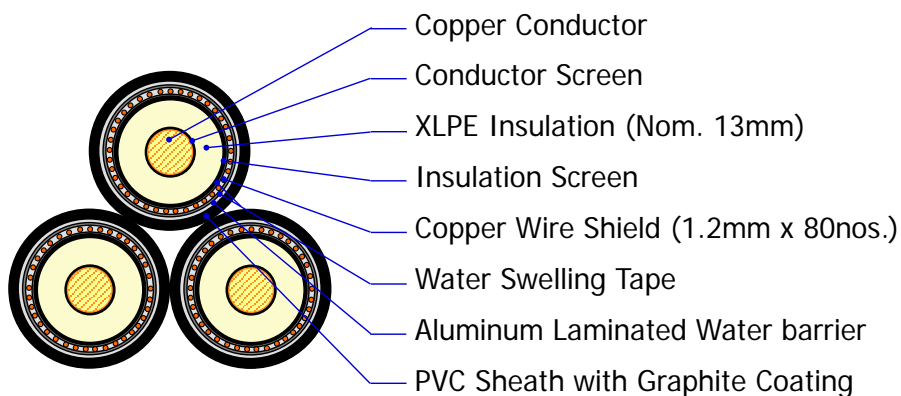
上記で採用されたケーブルのケーブル仕様図を図 8.2-5、図 8.2-6 に示す。



	1,200 mm ²
Overall diameter	Approx. 127 mm
Weight	Approx. 23 kg/m
Drum length	Max. 600 m

図 8.2-5 230kV 単心ケーブルのケーブル仕様図

出典：JICA 調査団作成



	1,000 mm ²
Core diameter	Approx. 88 mm
Overall diameter	Approx. 191 mm
Weight	Approx. 45 kg/m
Drum length	Max. 400 m

図 8.2-6 115kV トリプレックス型ケーブルのケーブル仕様図

出典：JICA 調査団作成

8.2.4 地中送電線の埋設施工方法の検討

現地調査にて確認した下記事項をもとに地中送電線埋設施工方法の検討を行った。

- ・道路状況（道路幅、車線数、交差点状況、道路上の構造物、混雑度合いなど）
- ・埋設状況（地上部から確認できる下水マンホール、水道空気弁など）
- ・周辺状況（土地利用状況、重要構造物状況など）

(1) 管路施工方法の検討

現地調査結果より、両歩道部には雨水排水用のマンホールや樹木があり、また配電線などの埋設物も歩道にあると想定し、フェーズ1同様、地中送電線設置位置は歩車道境界の車道を基本として、開削管路方式を用いることとした。

ただし、推進管路工法を、水路や鉄道横断等の開削管路方式の採用に問題がある箇所および、交通量が特に多い道路横断部を含む箇所に採用する。

開削管路方式の管路方式による施工費・工期の比較（230kV）を表 8.2-3 に示す。230kV における1条/1孔方式と3条/1孔方式の比較の結果、価格的には1孔1条の方が安く、工期も短い。更に、1孔3条の場合、外傷や事故が発生すれば3条すべての取替が必要となり復旧が長引くため、メンテナンスの観点も考慮し1孔1条を採用する。また、開削管路工法の断面図を図 8.2-7 に示す。

推進管路方式は、230kV 地中送電ルート上の3ヵ所（水路横断1ヵ所・鉄道横断1ヵ所・NCC前交差点1ヵ所）および115kV 地中送電線ルート上に1ヵ所（NCC前交差点）とする。230kV 地中送電ルート上の Russian Confederation Blvd（Row: 21m, 4 car lanes）の道路横断は、横断部が見通しのよい直線道路かつ付近に信号付交差点（交通量大）もないことから、1車線毎に開削管路工法で施工することで道路渋滞への影響を緩和可能と判断し、推進管路方式を用いていない。

推進管路方式の施工には、立坑設備が必要である。立坑寸法の概略サイズ、発進基地の概略サイズを図 8.2-8、図 8.2-9 に示す。また、推進管路工法の断面図を図 8.2-10 に示す。

推進工法を用いる場合の留意点の一つとして、ケーブルの絶縁破壊がある。通常、推進工法でヒューム管内は、一般的にエアモルタルが充填される。しかし、ケーブルからの発熱により、エアモルタルが乾燥すると、周辺土壌への熱の伝達が悪くなる。その結果、ケーブル温度を更に上昇させ、最悪の場合はケーブルの絶縁破壊に至る。このため、ケーブルが発する熱を周辺地盤に伝達し、速やかに熱を発散冷却する構造が必要である。この対策として推進管とケーブル収納管との隙間充填材料として、TC グラウト（Thermal Conduction Grout）を用

いる。TC グラウトの参考図を図 8.2-11 に示す。g 値¹を表 8.2-4 に示す。

表 8.2-3 230kV 管路方式による施工費・工期の比較

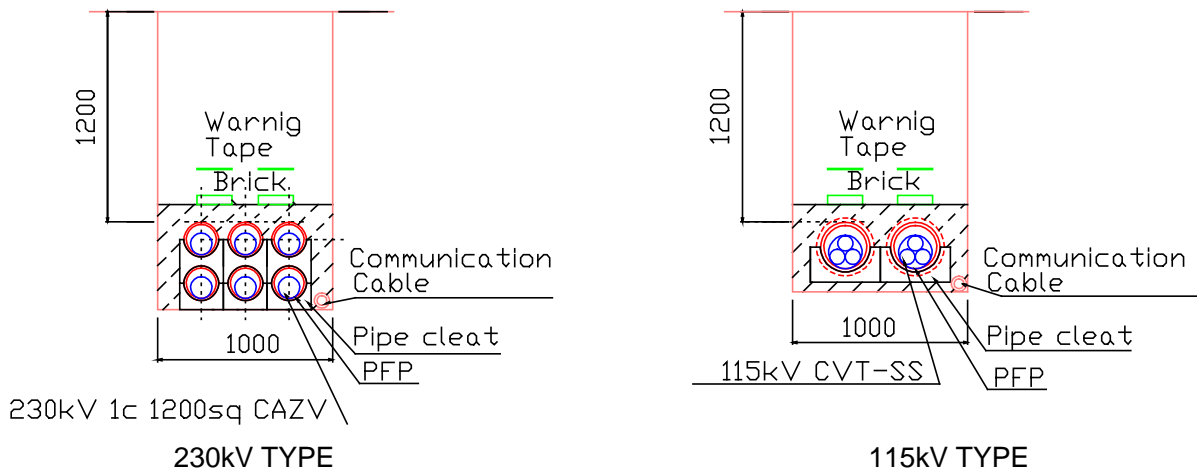
管路方式	1 条/1 孔	3 条/1 孔
断面図 (イメージ)		
管内径	φ 175 × 6 孔	φ 300 × 2 孔
連続延伸距離	約 300m	約 200m
配管材料	基準 (116 USD/m × 9 km × 6 sets = 6.3 million USD)	安い (260 USD/m × 9 km × 2 sets = 4.7 million USD)
掘削・配管費用	基準 (361 USD/m × 9 km = 3.2 million USD)	若干安い (318 USD/m × 9 km = 2.9 million USD)
ケーブル材料	基準 (353 USD/unit × 9km × 6 sets =19.1 million USD)	同等 ² (353 USD/unit × 9km × 6 sets =19.1 million USD)
ケーブル敷設	基準 (39 USD/unit × 9km × 6 sets =2.1 million USD)	若干高い (78 USD/unit × 9km × 2 sets =4.2 million USD)
ケーブル 接続材料	基準 (14,124 USD/unit × 204 units =2.9 million USD)	高い (14,124 USD/unit × 270 units =3.8 million USD)
Joint Bay 数 (施工費)	基準 (64,200 USD/unit × 34 units =2.2 million USD)	高い (64,200 USD/unit × 45 units =2.9 million USD)
総額	基準 (35.8 million USD)	高い (37.6 million USD)
工期	基準 (14 ヶ月)	約 1.5 倍 (21 ヶ月)
評価	推薦	—

互長：9 km で比較

出典：JICA 調査団作成

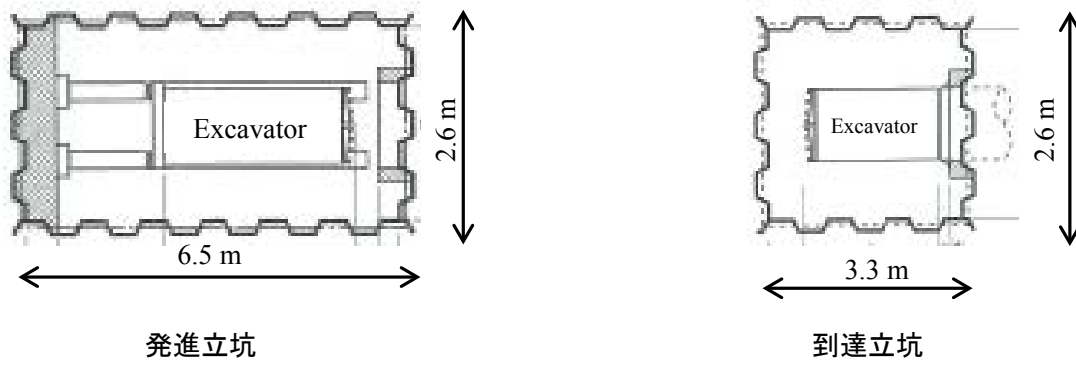
1 g 値とは「熱の伝わり難さ」を表す値で、g 値が低いほど熱がよく伝わると判断する。従来の充填剤として用いられていたエアモルタルは土壌と比較して 10 倍程度の g 値が高くなる可能性がある。

2 今回の比較は同じケーブルサイズで行ったが、条件によればケーブル相間の距離がないため、3 条/1 孔の場合ケーブルサイズアップの可能性がある。



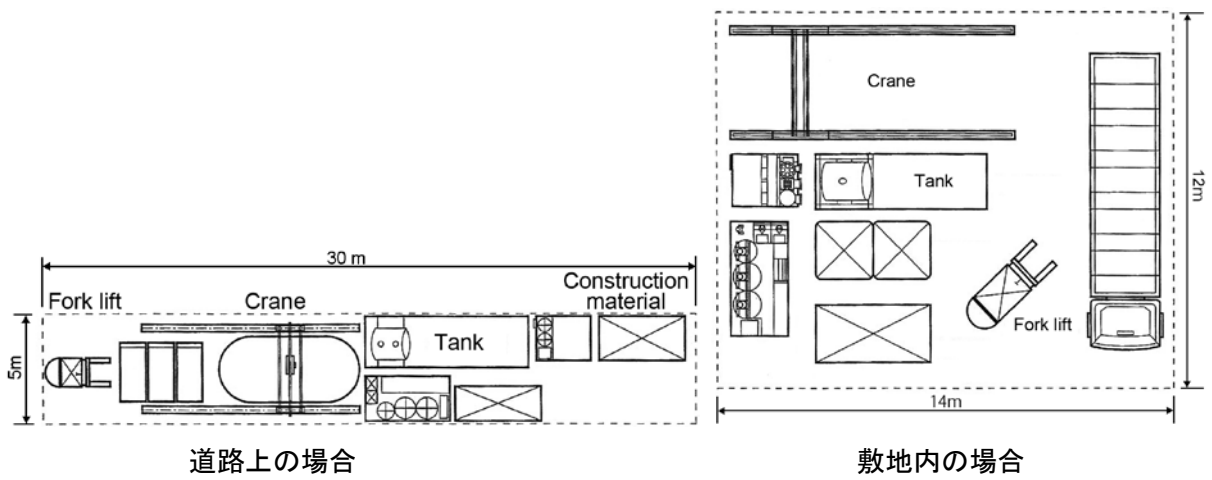
出典：JICA 調査団作成

図 8.2-7 管路断面図(開削方法)



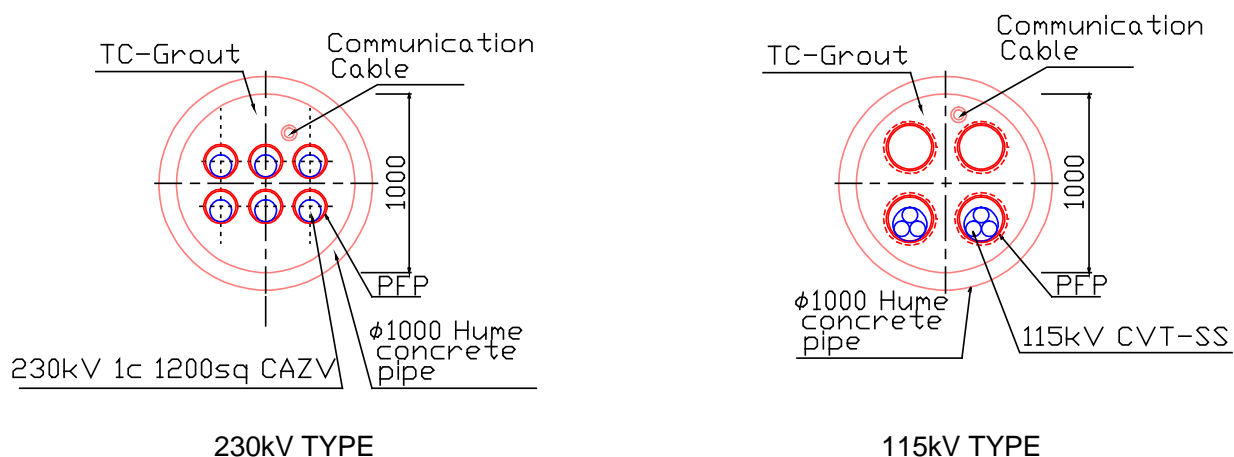
出典：JICA 調査団作成

図 8.2-8 立坑寸法の概略サイズ



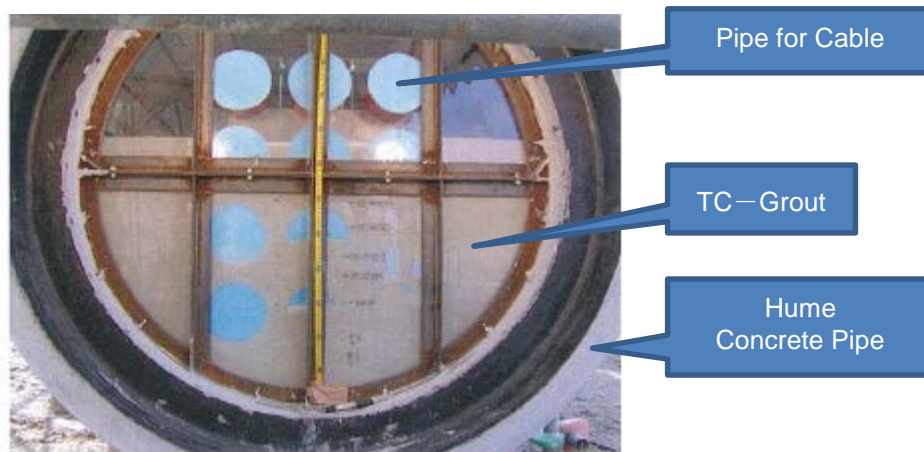
出典：JICA 調査団作成

図 8.2-9 発進基地の概略サイズ



出典：JICA 調査団作成

図 8.2-10 管路断面図(推進工法)



出典：JICA 調査団作成

図 8.2-11 Thermal Conduction Grout

表 8.2-4 各物質の g 値(k.cm/w)

物質名	g 値
コンクリート	約 100
土壌	約 50~100
TC グラウト	約 70~170
水	約 170
エアモルタル	約 500~1,000
空気	約 4,000

出典：JICA 調査団作成

(2) ジョイント・ベイの検討

ケーブル接続部施工の為のジョイント・ベイの構造および施工の検討を行った。以下にジョイント・ベイ構造図・施工図を示す。

◆ ジョイント・ベイの構造

ケーブル接続に必要なジョイント・ベイの概略内空寸法を下表に示す。経済的で堅固な鉄筋コンクリート構造とした。

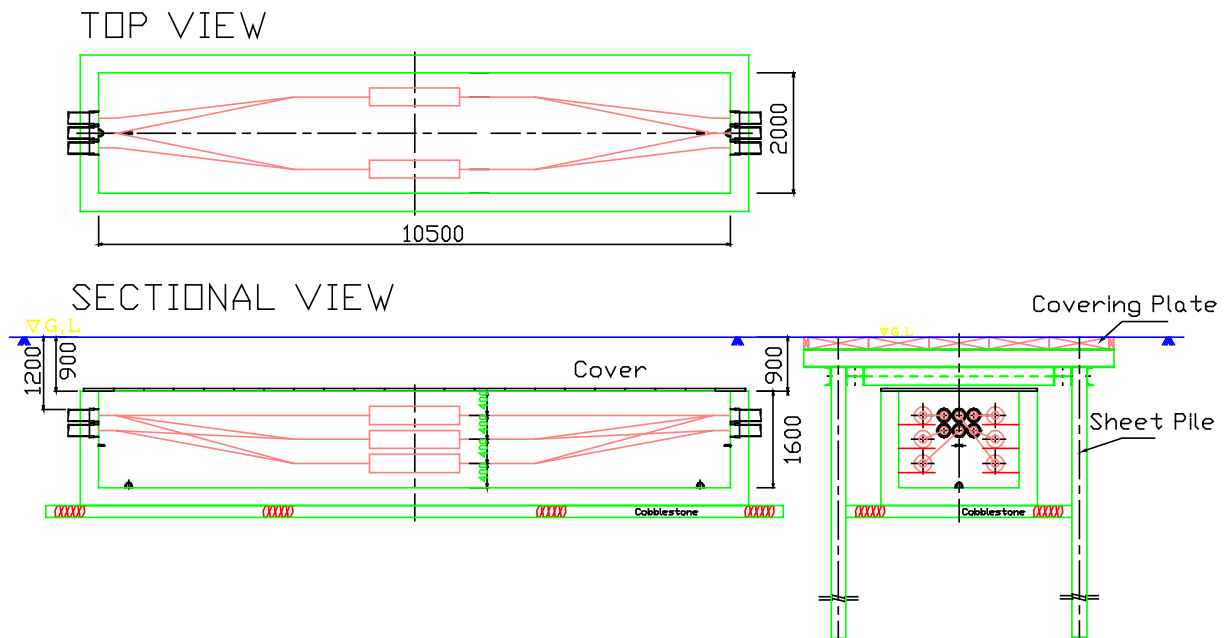
表 8.2-5 ジョイント・ベイ概略内空寸法

	Length	Width	Depth
230kV 1,200sq-1C × 6	10.5m	2m	1.6m
115kV 1,000sq-CVT × 2	8.1m	2m	1.6m

出典：JICA 調査団作成

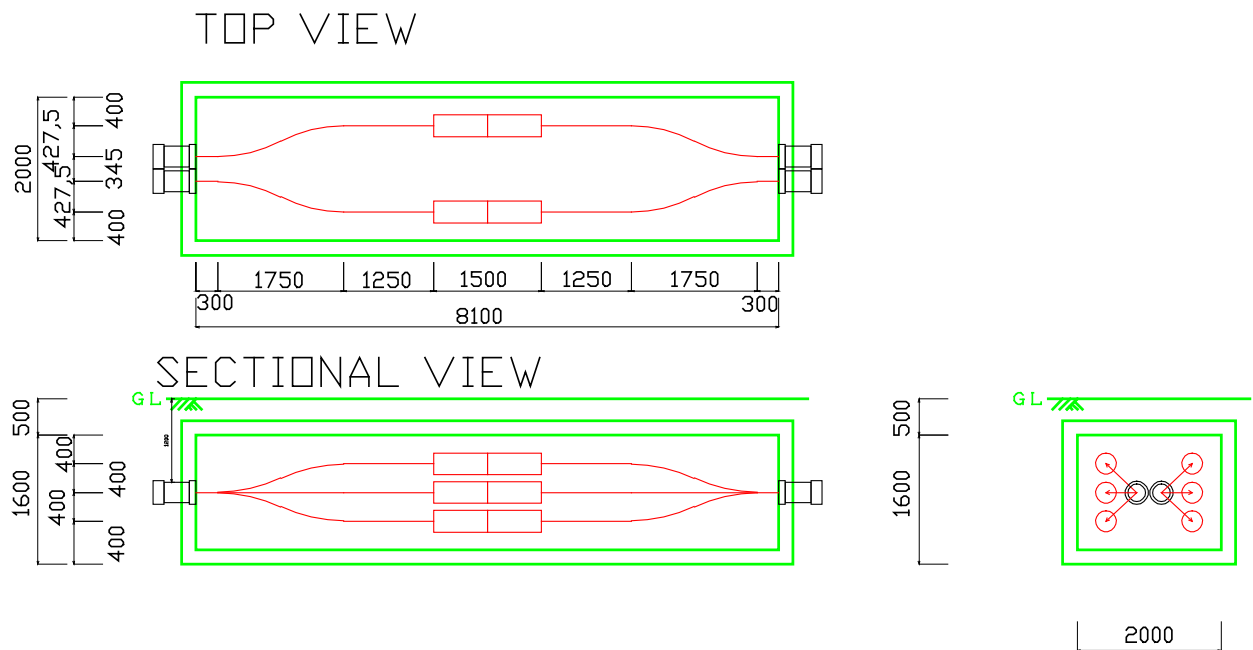
◆ ジョイント・ベイの構築方法

変電所間のケーブル敷設からケーブル接続工事までは、全ルートを連続で施工するため数か月間ジョイント・ベイを使用する必要があることから、230kV 地中送電線は鋼矢板の覆工板方式を採用し施工時外は一般車両が通行可能とした。



出典：JICA 調査団作成

図 8.2-12 230kV ジョイント・ベイ構造図・施工図



出典：JICA 調査団作成

図 8.2-13 115kV ジョイント・ベイ構造図・施工図

8.2.5 概算工事費

積算条件は以下の通り。

- ✓ 機器の基準単価と工事費の基準単価に数量を乗じて積算する。
- ✓ ケーブルの積算数量は、線路長に対し 3%の余裕を確保する。
- ✓ 基準単価は業者見積の最安値業者の単価を採用した。
- ✓ 外貨コスト (FC) と現地貨コスト (LC) は、次のよう分類する。
- ✓ 光ケーブルの積算数量は、線路長に対して 5%の余裕を確保する。

表 8.2-6 FCとLCの分類

	Item	FC	LC
CIF	Cable, Joint, Sealing End, Link Box, Communication cable	100%	0%
LTE	Trench Excavation, Backfilling, Installation of PFP Pipes, Cable Pulling/Laying, Joint Bay Construction, Pipe Jacking Construction	0%	100%

出典：JICA 調査団作成

表 8.2-7 地中送電設備の概算工事費

1. Route4 (From GS5 to NCC)

	NO.	Items	From GS5 to NCC; 230kV 600MVA(1cct), 9,280m					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Equipment Fee	1	230kV CV x 3 x2: 1,200sqmm 9,650m +3% 9,280m+300m[GS5]+70m[NCC]=9,650m	m	59,637	0.353	21,051.861	21,051.861	
	2	Joint	set	204	14.124	2,881.296	2,881.296	
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	6	18.832	112.992	112.992	
	4	Sealing End (GIS Type)	set	6	16.478	98.868	98.868	
	5	Link Box	set	72	5.000	360.000	360.000	
	6	Communication cable 9,650m + 5% (24 core single mode fiber opticunderground cable)	km	10.14	14.020	142.163	142.163	
		<i>subtotal</i>				24,647.180	24,647.180	0.000
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling [9,280m-100m-150m]	m	8,980	0.351	3,151.980		3,151.980
	2	Supply of PFP Pipes for Power cables	m	55,680	0.116	6,458.880	6,458.880	
	3	Supply of Pipe for Communication cable	m	9,650	0.006	57.900	57.900	
	4	Instalation of PFP Pipes	m	65,330	0.010	653.300		653.300
	5	Cable Pulling/Laying	m	57,900	0.039	2,258.100		2,258.100
	6	Joint Bay Construction	set	34	64.200	2,182.800		2,182.800
	7	Jointing, terminating, Earthing	set	288	23.219	6,687.072		6,687.072
	8	Instalation of Communication Cable	m	9,650	0.0390	376.350		376.350
	9	Construction by Pipe Jacking Method, Fixed Portion (for segment undercrossing waterway & railway)	L.S.	2	107.000	214.000	214.000	
	9a	Construction by Pipe Jacking Method, Variable Portion (for segment undercrossing waterway & railway)	m	100	4.864	486.400	486.400	
	10	Construction by Pipe Jacking Method, Fixed Portion (for segment undercrossing road)	L.S.	1	107.000	107.000	107.000	
10a	Construction by Pipe Jacking Method, Variable Portion (for segment undercrossing road)	m	200	4.864	972.800	972.800		
		<i>sub-total</i>				23,606.582	8,296.980	15,309.602
Total						48,253.762	32,944.160	15,309.602

2. Route5 (From NCC to GS3)

	NO.	Items	From NCC to GS3; 115kV 200MVA, 400m (D)					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Equipment Fee	1	115kV CVT * 1,000sqmm 560m +3% : (2cct) [400+90m[GS3]+70m[NCC]=560m	m	824	0.803	661.672	661.672	
	2	Joint	set	12	5.000	60.000	60.000	
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	6	5.000	30.000	30.000	
	4	Sealing End (GIS Type)	set	6	8.000	48.000	48.000	
	5	Link Box	set	8	5.000	40.000	40.000	
	7	Communication cable 400m + 5% (24 core single mode fiber opticunderground cable)	km	0.59	14.020	8.272	8.272	
			<i>subtotal</i>				847.944	847.944
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling [400m+90m[GS3]-100m]	m	390	0.351	136.890		136.890
	2	Supply of PFP Pipes	m	780	0.200	156.000	156.000	
	3	Supply of Pipe for Communication cable	m	390	0.010	3.900	3.900	
	4	Instalation of PFP Pipes	m	1,170	0.010	11.700		11.700
	5	Cable Pulling/Laying	m	1,120	0.039	43.680		43.680
	6	Joint Bay Construction	set	1	58.850	58.850		58.850
	7	Jointing, terminating, Earthing	set	32	7.500	240.000		240.000
	8	Construction by Pipe Jacking Method, Fixed Portion (for segment undercrossing road)	L.S.	1	42.800	42.800	42.800	
		Construction by Pipe Jacking Method, Variable Portion (for segment undercrossing road)	m	100	4.864	486.400	486.400	
9	Instalation of Communication Cable	m	560	0.039	21.840		21.840	
		<i>sub-total</i>				1,202.060	689.100	512.960
Total						2,050.004	1,537.044	512.960

3. Route NCC (From Olympic S/S to GS3)

	NO.	Items	From Olympic S/S to GS3; 115kV 300MVA, (D)					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Works	1	Joint Work of 115kV cables at NCC SS	L.S.	1	494.850	494.850	196.000	298.850
		<i>sub-total</i>				494.850	196.000	298.850

出典：JICA 調査団作成

8.2.6 概算工事工程

概略工事工程の例を以下に示す。施工班を複数投入し、工期短縮を図っている。

表 8.2-8 地中送電設備の概略工事工程 1

Items	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E	B M E
230kV Underground																								
Procurement/Manufacturing	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■												
Joint Bay Construction																								
No.01MH																								
No.02MH																								
No.03MH																								
No.04MH																								
No.05MH																								
No.06MH																								
No.07MH																								
No.08MH																								
No.09MH																								
No.10MH																								
No.11MH																								
No.12MH																								
No.13MH																								
No.14MH																								
No.15MH																								
No.16MH																								
No.17MH																								
No.18MH																								
No.19MH																								
No.20MH																								
No.21MH																								
No.22MH																								
No.23MH																								
No.24MH																								
No.25MH																								
No.26MH																								
No.27MH																								
No.28MH																								
No.29MH																								
No.30MH																								
No.31MH																								
No.32MH																								
No.33MH																								
No.34MH																								
Pipe Jacking Construction																								
NCC - Cross the road 200m																								
Cross the railway 50m																								
Cross the waterway 50m																								
Excavation of Pipe setting																								
Backfilling 20m/day																								
NCC -No.01MH 200m (200m)																								
No.01MH-No.02MH 210m																								
No.02MH-No.03MH 210m																								
No.03MH-No.04MH 250m																								
No.04MH-No.05MH 300m																								
No.05MH-No.06MH 250m																								
No.06MH-No.07MH 300m																								
No.07MH-No.08MH 280m																								
No.08MH-No.09MH 300m																								
No.09MH-No.10MH 300m																								
No.10MH-No.11MH 300m																								
No.11MH-No.12MH 250m																								
No.12MH-No.13MH 300m																								
No.13MH-No.14MH 120m																								
No.14MH-No.15MH 250m (150m)																								
No.15MH-No.16MH 120m																								
No.16MH-No.17MH 290m																								
No.17MH-No.18MH 300m																								
No.18MH-No.19MH 300m																								
No.19MH-No.20MH 300m																								
No.20MH-No.21MH 210m																								
No.21MH-No.22MH 200m																								
No.22MH-No.23MH 300m																								
No.23MH-No.24MH 290m																								
No.24MH-No.25MH 300m																								
No.25MH-No.26MH 300m																								
No.26MH-No.27MH 290m																								
No.27MH-No.28MH 300m																								
No.28MH-No.29MH 300m																								
No.29MH-No.30MH 300m																								
No.30MH-No.31MH 300m																								
No.31MH-No.32MH 250m																								
No.32MH-No.33MH 300m																								
No.33MH-No.34MH 220m																								
No.34MH- GS5 250m																								

出典：JICA 調査団作成

表 8.2-9 地中送電設備の概略工事工程 2

Items	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E
Cable Pulling/Laying																								
NCC -No.01MH 200m																								
No.01MH+No.02MH 210m																								
No.02MH+No.03MH 210m																								
No.03MH+No.04MH 250m																								
No.04MH+No.05MH 300m																								
No.05MH+No.06MH 250m																								
No.06MH+No.07MH 300m																								
No.07MH+No.08MH 280m																								
No.08MH+No.09MH 300m																								
No.09MH+No.10MH 300m																								
No.10MH+No.11MH 300m																								
No.11MH+No.12MH 250m																								
No.12MH+No.13MH 300m																								
No.13MH+No.14MH 120m																								
No.14MH+No.15MH 250m																								
No.15MH+No.16MH 120m																								
No.16MH+No.17MH 290m																								
No.17MH+No.18MH 300m																								
No.18MH+No.19MH 300m																								
No.19MH+No.20MH 300m																								
No.20MH+No.21MH 210m																								
No.21MH+No.22MH 200m																								
No.22MH+No.23MH 300m																								
No.23MH+No.24MH 290m																								
No.24MH+No.25MH 300m																								
No.25MH+No.26MH 300m																								
No.26MH+No.27MH 290m																								
No.27MH+No.28MH 300m																								
No.28MH+No.29MH 300m																								
No.29MH+No.30MH 300m																								
No.30MH+No.31MH 300m																								
No.31MH+No.32MH 250m																								
No.32MH+No.33MH 300m																								
No.33MH+No.34MH 220m																								
No.34MH+ GS5 250m																								
Joint Bay Cable Jointing																								
No.01MH																								
No.02MH																								
No.03MH																								
No.04MH																								
No.05MH																								
No.06MH																								
No.07MH																								
No.08MH																								
No.09MH																								
No.10MH																								
No.11MH																								
No.12MH																								
No.13MH																								
No.14MH																								
No.15MH																								
No.16MH																								
No.17MH																								
No.18MH																								
No.19MH																								
No.20MH																								
No.21MH																								
No.22MH																								
No.23MH																								
No.24MH																								
No.25MH																								
No.26MH																								
No.27MH																								
No.28MH																								
No.29MH																								
No.30MH																								
No.31MH																								
No.32MH																								
No.33MH																								
No.34MH																								
Cable Terminating																								
NCC																								
GS5																								
Cable Test																								
Communication Cable																								

出典：JICA 調査団作成

表 8.2-10 地中送電設備の概略工事工程 3

Items	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E	B	M	E
115kV Underground																								
Procurement/Manufacturing	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■												
Joint Bay Construction																								
No.01MH																								
No.02MH																								
Pipe Jacking Construction																								
NCC ~ Cross the road 100m																								
Excavation of Pipe setting																								
Backfilling 30m/day																								
No.01MH-No.02MH 200m																								
No.02MH-GS3 100m																								
Cable Pulling/Laying																								
NCC -No.01MH 100m																								
No.01MH-No.02MH 200m																								
No.02MH-GS3 100m																								
Joint Bay Cable Jointing																								
No.01MH																								
No.02MH																								
Cable Terminating																								
NCC																								
GS3																								
Cable Test																								

出典：JICA 調査団作成

8.3 変電設備

8.3.1 新設変電所（NCC、Toul Kork、Chroy Changvar）

(1) 設計概念

(a) 変電所の形態

計画変電所において、基本的に適用される変電所のタイプを設定する。

ガス絶縁開閉装置（GIS：Gas Insulated Switchgear）を適用した変電所（GIS 変電所）の特徴としては、一般的に都市部、美観等の周辺環境に特に配慮が必要な場所、または大気汚染が進んでいる場所に変電所を適用する場合には非常に適していると言える。また、GIS 変電所は、限られた敷地内で実施される変電所の新設工事や、気中絶縁開閉装置（AIS：Air Insulated Switchgear）を適用した変電所（AIS 変電所）の取替え工事においても有利である。

表 8.3-1 GIS と AIS の比較

	GIS	AIS
設置面積	小	大
コスト	高い	安い
設備故障時の復旧時間	長い	短い
汚損への信頼性	高い	低い
周辺環境への配慮	容易	難しい

出典：JICA 調査団作成

このプロジェクトでは、Toul Kork および NCC はプノンペン都市部に EDC が確保した敷地が狭隘であり、AIS 変電所を適用することが不可能であるため屋内式 GIS を適用することとし、Chroy Changvar 変電所については十分な用地確保を前提にコスト面で有利となる AIS 変電所の適用を検討する。

(b) 変電所の容量

新設配電用変電所の最終計画容量は、プノンペン市内の他の変電所の容量を参考にするとともに、将来の需要に対応できる容量とするため、各変電所共に 150MVA とした。

新設連系変電所の最終計画容量は、プノンペン中心部の将来的な需要増への対応と、送電設備能力の有効利用を可能とするため、600MVA とした。

なお、運転開始時点の容量は配電用および連系用ともに最終計画容量の50%とした。

(c) 変圧器の容量と台数

Toul Kork および NCC は、用地面の制約から、変圧器の配置可能数に限りがあるため次のとおりとする。

NCC	： 連系変圧器	300MVA × 1 台	(将来増設 1 台分のスペースを確保)
	配電用変圧器	75MVA × 1 台	(将来増設 1 台分のスペースを確保)
Toul Kork	： 配電用変圧器	75MVA × 1 台	(将来増設 1 台分のスペースを確保)

Chroy Changvar は AIS 変電所であり、230kV AIS 変電所への拡張も考慮した余裕のある敷地確保が予定されているため、次の通りとする。

Chroy Changvar : 配電用変圧器 75MVA × 1 台 (将来的増設 1 台 + α のスペースを確保)

(d) 変電所の保護リレー

機器保護については、既設設備の機器保護状況を把握し、保守運用面より既設変電所と整合を図ることとする。以下に主なりレーを示す。

230kV 送電線保護 :	【主保護】 電流差動リレー 【後備保護】 距離リレー、過電流リレー
230kV 母線保護 :	電流差動リレー、不足電圧リレー
230kV 変圧器保護 :	【主保護】 電流差動リレー 【主保護、後備保護】 過電流リレー、 【後備保護】 地絡リレー
115kV 送電線保護 :	【主保護】 電流差動リレー 【後備保護】 距離リレー、過電流リレー
115kV 変圧器保護 :	【主保護】 電流差動リレー 【主保護、後備保護】 過電流リレー 【後備保護】 地絡リレー
22kV 配電線保護 :	過電流リレー、地絡リレー

(e) 変電所の調相設備

本プロジェクトで設置する調相設備（並列コンデンサ 150MVar）のうち、新設変電所への配置は次の通りとする。

NCC : 30MVar × 1 ユニット（変電所建屋屋上に設置）

Chroy Changvar : 30MVar × 1 ユニット（将来3ユニット増設スペースを確保）

(2) 主機器の基本仕様

(a) 連系変圧器（NCC）

表 8.3-2 連系変圧器基本仕様(NCC)

		Basic specification
230kV/115kV Transformer	Type	YN Auto d1
	Rated voltage	230/ kV / 115kV
	Rated capacity (Primary/secondary)	300MVA

出典：JICA 調査団作成

(b) 配電用変圧器

表 8.3-3 配電用変圧器基本仕様

		Basic specification
115kV/22kV Transformer	Type	YNd11+zn
	Rated voltage	115 kV / 22kV
	Rated capacity (Primary/secondary)	75MVA

出典：JICA 調査団作成

(c) 230kV 開閉器ほか（NCC）

表 8.3-4 230kV 開閉器ほか(NCC)

	Basic specification
Rated voltage	230 kV
Bus bar configuration	Single bus-bar type (Double bus in the future)
GIS or AIS	GIS
Rated current	2000A
Rated short-time withstand current	40kA

出典：JICA 調査団作成

(d) 115kV 開閉器ほか

表 8.3-5 115kV 開閉器ほか

		Basic specification
共通	Rated voltage	115 kV
NCC, Chroy Changvar	Bus bar configuration	Single bus-bar type (Double bus in the future)
	GIS or AIS	GIS (NCC), AIS (Chroy Changvar)
	Rated voltage	115 kV
	Rated current	1250A, 2000A(Secondary MTr)
	Rated short-time withstand current	31.5kA
Toul Kork	Bus bar configuration	Single bus-bar type
	GIS or AIS	GIS
	Rated voltage	115 kV
	Rated current	1250A
	Rated short-time withstand current	31.5kA

出典：JICA 調査団作成

(e) 22kV 開閉器ほか

表 8.3-6 22kV 開閉器ほか

	Basic specification
Rated voltage	24 kV
Bus bar configuration	Single bus-bar Type
Housing	Metal-clad Indoor Switchgear
Rated current	3150A (Bus-bar, Tr(75MVA)), 2500A (Bus-tie), 300 or 630A (line)
Rated short-time withstand current	31.5kA

出典：JICA 調査団作成

(f) 115kV 並列コンデンサ

表 8.3-7 115kV 並列コンデンサ

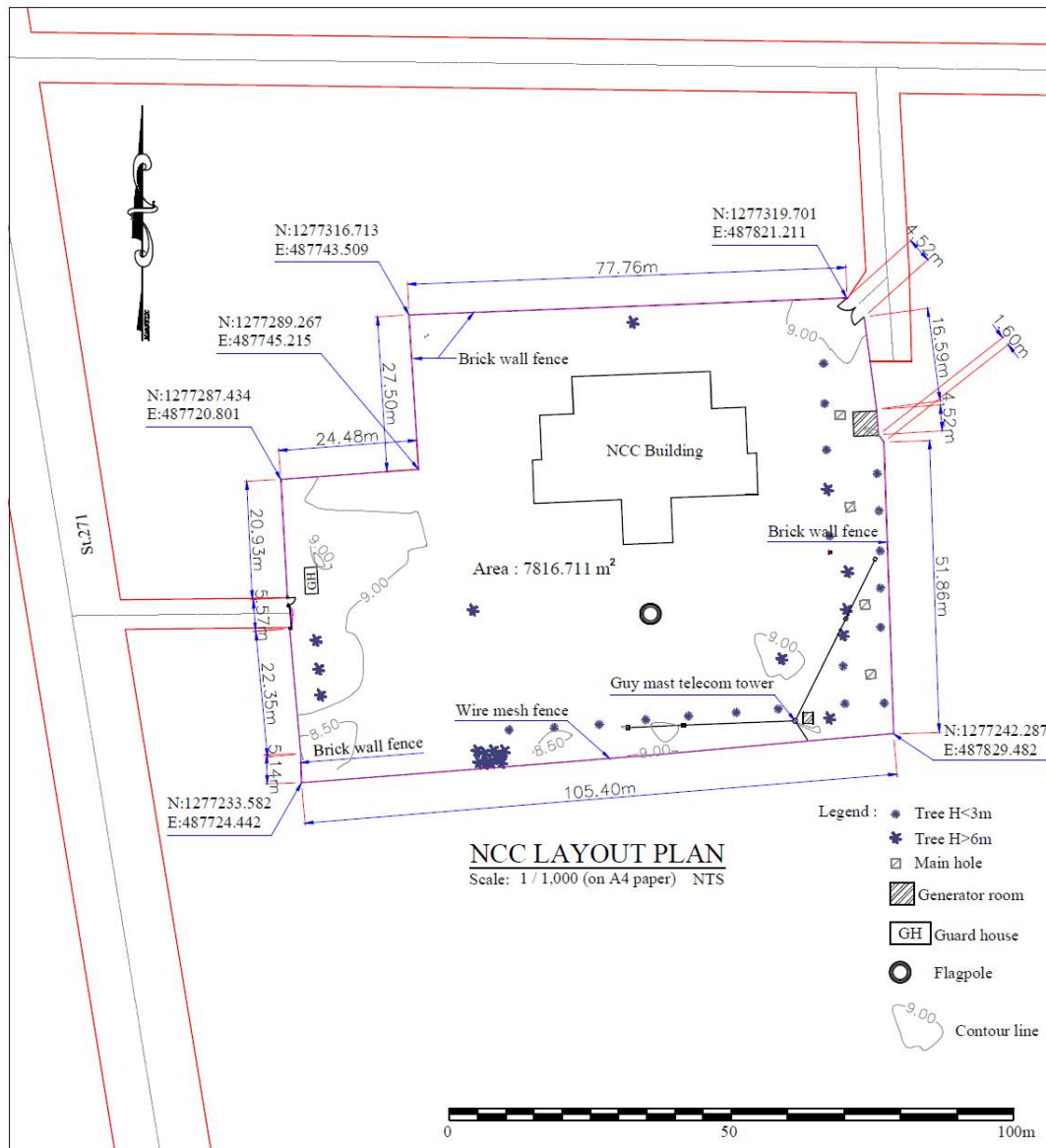
	Basic specification
Type	Can Type
Rated voltage	115 kV
Rated capacity	30MVar

出典：JICA 調査団作成

(3) NCC 敷地内の新変電所

(a) 変電所の位置

NCC 敷地内南側の空き地に設置する。スペースは 30m × 105m である。



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-1 NCC 周辺図

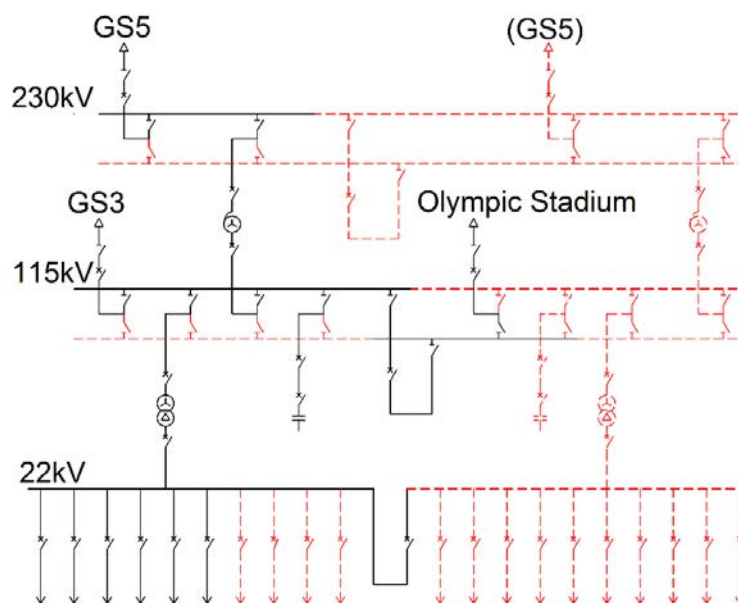
(b) 設備および機器配置

変電所の設備規模は、表 8.3-8 のとおり。また、図 8.3-2 に単線結線図を示す。

表 8.3-8 設備規模(NCC)

	Number of equipment
230kV GIS bus	Single bus (Double bus in the future)
230kV line	1 lines (2 lines in the future)
230kV/115kV Transformer (300MVA)	1 Bank (2 Banks in the future)
115kV GIS bus	Single bus (Double bus in the future)
115kV line	2 lines (4 lines in the future)
115kV/22kV Transformer (75MVA)	1 Bank (2)
115kV Shunt capacitor	1 unit (1 unit in the future)
22kV line	6 lines (20 lines in the future)

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-2 単線結線図(NCC)

機器配置は、限られた敷地内に設置するため、設置工事および将来の機器増設のためのアクセスや、メンテナンスに必要なスペースに配慮しつつ、コンパクト化を図った設計とした。変電所建屋には配電用変圧器を除く設備を配置する。重量機器である連系変圧器を Ground floor、230kV GIS を 1st floor、115kV GIS と 22kV 開閉装置を 2nd floor、制御室と監視制御装置他を 3rd floor、屋上に並列コンデンサを配置する。

また、NCC 敷地内への搬入路が狭いため、230kV 普通三相変圧器の通常の陸上輸送手段

であるシュナーベルトレーラーによる三相1体タンクの搬入が困難であることが判明した。通路の拡張は周辺が市街地のため不可能である。この搬入の問題を解決するために、一般的な低床トレーラーで輸送可能となる特別三相構造（相毎にタンクを分割して輸送し、現地で組み立てる）を採用する。変圧器の設置面積は普通三相に比べ若干増加するが NCC 変電所建屋内に十分配置可能であり問題はない。一方、低床トレーラーを使用することで交通規制や、道路補強等の制約なく輸送が可能となるメリットも大きい。



1) 正門搬入路



2) 裏門搬入路

図 8.3-3 NCC 搬入路

NCC 変電所の敷地内の機器配置イメージは Appendix 5-1-1 を参照。

NCC 変電所建屋内の機器配置イメージは Appendix 5-1-2 および 5-1-3 を参照。

(c) 建設コスト

この節では、変電所の建設コストを、(b)の当初設備数（新設時）を元に算出する。

1) 変電所機器の建設コスト

算出条件は以下のとおり。

- 全ての機器は海外から調達することとし、価格は運賃、保険料込条件（CIF：Cost, Insurance and Freight）価格（FC：Foreign Currency）で算出し、米ドルで表示する。
- 予備品や道具の調達コストはトータル機器コストの5%で算出する。
- 輸送費はトータル機器コストの5%で算出する（LC：Local Currency）。
- 建物コストは、外貨コスト（FC：30%）と現地コスト（LC：70%）に分け、米ドルで表示する。
- 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの15%で算出し、外貨コスト（FC：70%）と現地コスト（LC：30%）に分け、米ドルで表示する。
- 請負が実施する設備設計、作成書類などのコストを雑費用として算出する。その費用は、機器代+建物代+土木・機器組立て費総額のFC、LC各々の5%とする。
- 基準単価は業者見積の最安値業者の単価を採用した。

表 8.3-9 建設コスト(NCC)

category	NO.	Items	NCC					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear						
	1.1	230kV Gas Insulated Switchgear (2000A,40kA)	set	2	1240	2480	2480	0
	1.2	115kV Gas Insulated Switchgear (2000A,31.5kA)	set	6	475	2850	2850	0
	1.3	123kV GS (1200A, Multiple times operatable)	set	1	36	36	36	1
	1.4	22kV Switchgear (Indoor type, including control & protection)	set	8	25	200	200	0
	2	Transformer						
	2.1	230kV/115kV Transformer 300MVA	set	1	5900	5900	5900	0
	2.2	115kV/22kV Transformer 75MVA	set	1	1955	1955	1955	0
	2.3	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	16	32	32	0
	2.4	Neutral Earthing Transformer & Resistor	set	1	6	6	6	0
	3	Shunt Capacitor						
	3.1	115kV SC 30MVA	set	1	855	855	855	0
	4	Protection, Metering and Control						
	4.1	Substation Automation System	set	1	298	298	298	0
	4.2	Control Panel for230kV Bays	set	1	55	55	55	0
	4.3	Control Panel for 115kV Bays	set	1	60	60	60	0
	4.4	Protection for 230kV line	set	1	77	77	77	0
	4.5	Protection for 230kV transformer	set	1	61	61	61	0
	4.6	230kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	0
	4.7	230kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	0
	4.8	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0
	4.9	Protection for 115kV transformer	set	1	45	45	45	0
	4.10	Protection for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0
	4.11	115kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	0
	4.12	115kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	0
	4.13	115kV SC protection relay	set	1	45	45	45	0
	4.14	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	310	310	310	0
	5	Switch Board (LVAC,DC)						
	5.1	A.C.(400V) distribution boards		1	18	18	18	0
	5.2	D.C.(110V) distribution boards		1	225	225	225	0
	6	Communication and SCADA						
	6.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	161	161	161	0
	6.2	SCADA system						
7	AC/DC System							
7.1	110V DC system	Lot	1	194	194	194	0	
7.2	48V DC system	Lot	1	66	66	66	0	
7.3	Inverter system	Lot	1	30	30	30	0	
8	Power & Control Cable				0			
8.1	230kV cable and termination	Lot	1	261	261	261	0	
8.2	115kV cable and termination	Lot	2	142	284	284	0	
8.3	22kV cable and termination	Lot	1	156	156	156	0	
8.4	LVAC & Control cable	Lot	1	150	150	150	0	
8.5	Earthing and lightning systems	Lot	1	39	39	39	0	
	<i>Sub total (1+2+3+4+5+6+7+8)</i>				17153	17153	0	
9	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1	663	858	858	0	
	<i>subtotal</i>				18011	18011	0	
Building Cost	10	Preliminary works	Lot	1	494	494	148	346
	11	Reinforced Concrete	Lot	1	3216	3216	965	2251
	12	Steel Structure	Lot	1	168	168	50	118
	13	Architectural works	Lot	1	1574	1574	472	1102
	14	Electric equipment, Fire-fighting etc.	Lot	1	736	736	221	515
	15	Earthing and Lighting protection	Lot	1	758	758	227	531
	<i>sub-total</i>				6946	2083	4863	
Works Cost	16	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		901	0	901
	17	Civil and Erection(15% of Equipment Fee)	set	1		2702	1891	811
		<i>sub-total</i>				3603	1891	1712
Design, etc.	18	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		1036	881	155
		<i>sub-total</i>				1036	881	155
NCC Total						29,596	22,866	6,730

出典：JICA 調査団作成

(d) 建設スケジュール

変電所の建設スケジュールは以下の通り。

表 8.3-10 建設スケジュール(NCC)

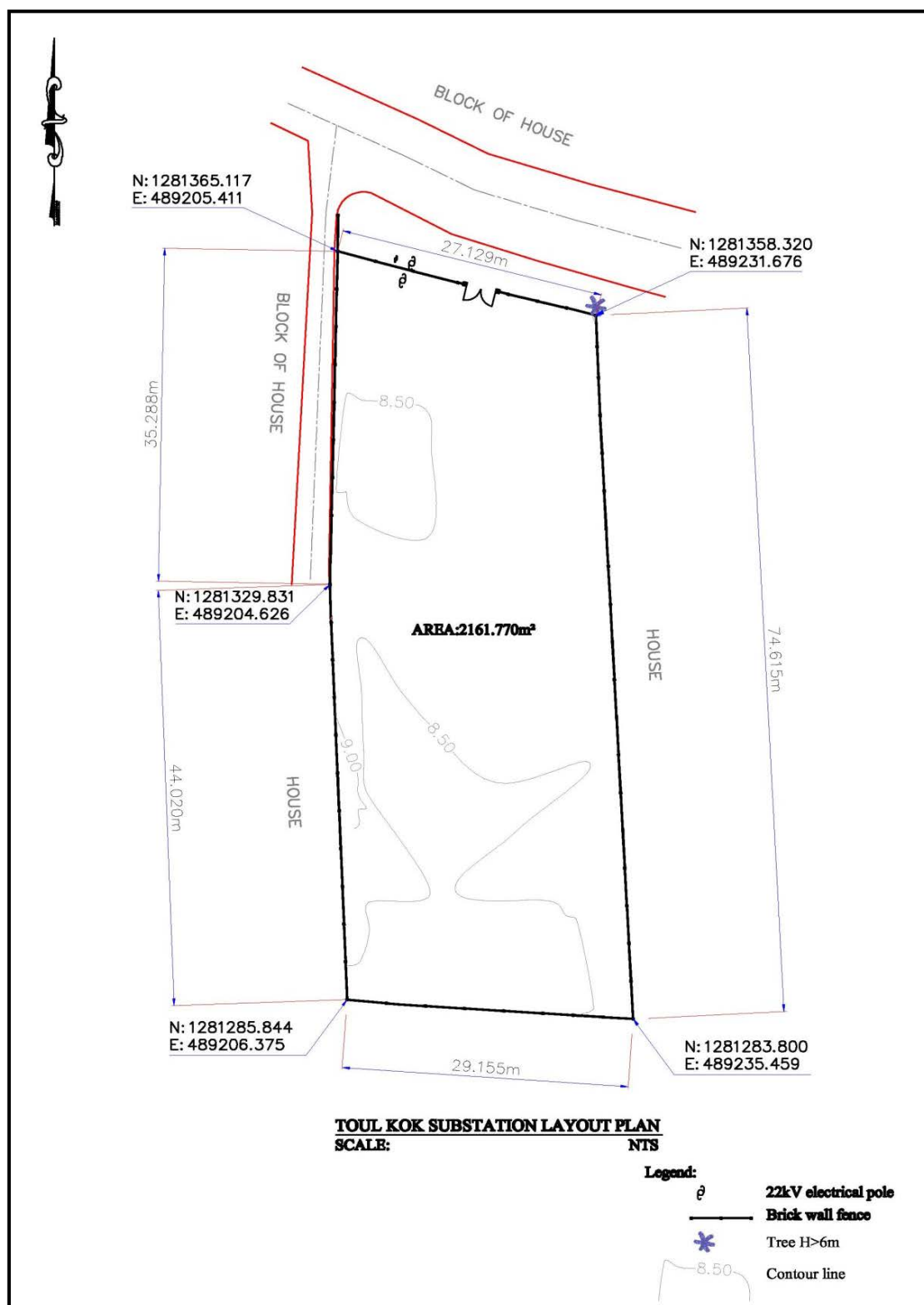
Year	First year												Second year												Third year					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
Order																														
Detail Designing	■	■	■	■																										
Building construction work					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Manufacturing & Transportation					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Installation work																														
GIS(230kV,115kV)																														
Main Transformer																														
Distribution Transformer																														
115kV Shunt Capacitor																														
22kV Switchgear																														
Control system, Relay																														
Testing & Commissioning																														
Energizing																														▲

出典：JICA 調査団作成

(4) Toul Kork の新変電所

(a) 変電所用地

Toul Kork の土地は EDC が取得済みである。敷地スペースは 25m × 75m である。



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-4 Toul Kork 変電所敷地

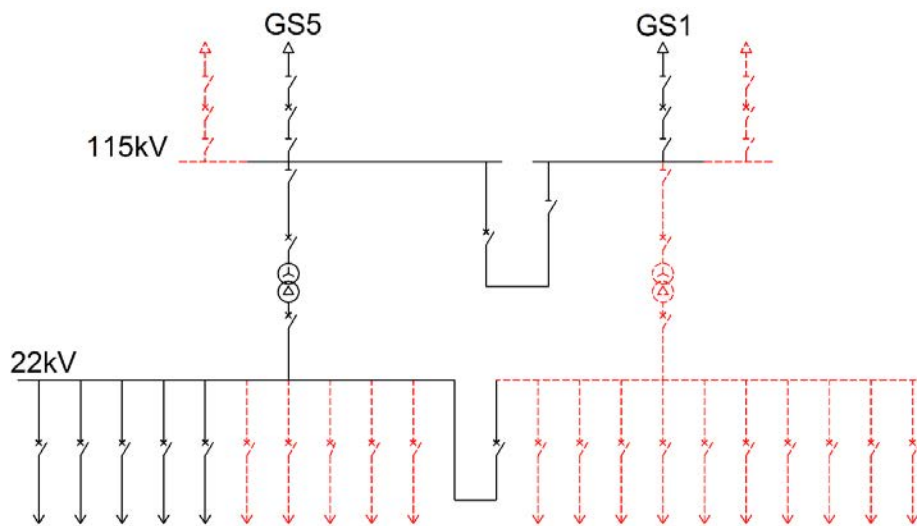
(b) 設備および機器配置

変電所の設備規模は、表 8.3-11 のとおり。また、図 8.3-5 に単線結線図を示す。

表 8.3-11 設備規模(Toul Kork)

	Number of equipment
115kV GIS bus	Single bus
115kV line	2 lines (4 lines in the future)
115kV/22kV Transformer (75MVA)	1 Bank (2 Banks in the future)
22kV line	5 lines (20 lines in the future)

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-5 単線結線図(Toul Kork)

入口が狭い長方形の敷地のため、機器配置は、設置工事および将来の機器増設のためのアクセス通路や、メンテナンスに必要なスペースに配慮しつつ、コンパクト化を図った設計とした。変電所建屋には配電用変圧器、送電線引出し鉄塔を除く設備を配置する。変電所建屋内部の機器配置は、重量機器である 115kV GIS を Ground floor、23kV 開閉装置を 1st floor、監視制御装置ほかを 2nd floor に配置する。送電線引出し鉄塔は、変電所引込用の電力ケーブル接続を鉄塔腕金で行うことで、鉄塔用敷地面積の縮小を図る。

Toul Kork 変電所の機器配置イメージは Appendix 5-2-1 を参照。

Toul Kork 変電所建屋内の機器配置イメージは Appendix 5-2-2 を参照。

(c) 建設コスト

この節では、変電所の建設コストを、(b)の当初設備数（新設時）を元に算出する。

1) 変電所機器の建設コスト

算出条件は以下のとおり。

- 全ての機器は海外から調達することとし、価格はCIF 価格（FC）で算出し、米ドルで表示する。
- 予備品や道具の調達コストはトータル機器コストの5%で算出する。
- 輸送費はトータル機器コストの5%で算出する（LC）。
- 建物コストは、外貨コスト（FC：30%）と現地コスト（LC：70%）に分け、米ドルで表示する。
- 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの20%で算出し、外貨コスト（FC：70%）と現地コスト（LC：30%）に分け、米ドルで表示する。
- 請負が実施する設備設計、作成書類などのコストを雑費用として算出する。その費用は、機器代+建物代+土木・機器組立て費総額のFC、LC 各々の5%とする。

表 8.3-12 建設コスト(Toul Kork)

category	NO.	Items	Toulkork					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear						
	1.1	115kV Gas Insulated Switchgear (2000A,31.5kA)	set	4	338	1352	1352	0
	1.2	22kV Switchgear (Indoor type, including control & protection)	set	7	25	175	175	0
	2	Transformer						
	2.1	115kV/22kV Transformer 75MVA	set	1	1955	1955	1955	0
	2.2	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	11	22	22	0
	2.3	Neutral Earthing Transformer & Resistor	set	1	6	6	6	0
	3	Protection, Metering and Control	set					
	3.1	Substation Automation System	set	1	298	298	298	0
	3.2	Control Panel for 115kV Bays	set	1	51	51	51	
	3.3	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0
	3.4	Protection for 115kV transformer	set	1	45	45	45	0
	3.5	Protection for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0
	3.6	115kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	
	3.7	115kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	
	3.8	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	298	298	298	
	4	Switch Board (LVAC,DC)						
	4.1	Service Switchboard	Lot	1	243	243	243	0
	5	Communication and SCADA						
	5.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	161	161	161	0
	6	AC/DC System						
	6.1	110V DC system	Lot	1	194	194	194	0
	6.2	48V DC system	Lot	1	66	66	66	0
	6.3	Inverter system	Lot	1	24	24	24	0
	7	Power & Control Cable						
	7.1	115kV cable and termination	Lot	2	156	312	312	0
	7.2	22kV cable and termination	Lot	1	68	68	68	0
	7.3	LVAC & Control cable	Lot	1	101	101	101	0
	8	Miscellaneous Equipment						
	8.1	Conductor and Fittings	set	1	23	23	23	
8.2	Insulators and Fittings	set	1	5	5	5		
8.3	Gantry steel structures & supports	set	1	60	60	60		
8.4	Low voltage and control cables	set	1	124	124	124		
8.5	Earthing and lightning systems	set	1	31	31	31		
	<i>Sub total (1+2+3+4+5+6+7+8)</i>				5847	5847	0	
9	Spare parts(5% of sub-total above)	set	1		292	292	0	
	<i>subtotal</i>				6139	6139	0	
Building Cost	10	Preliminary works	Lot	1	127	127	38	89
	11	Reinforced Concrete	Lot	1	828	828	248	580
	12	Steel Structure	Lot	1	43	43	13	30
	13	Architectural works	Lot	1	405	405	122	283
	14	Electric equipment, Fire-fighting etc.	Lot	1	368	368	110	258
	15	Earthing and Lighting protection	Lot	1	379	379	114	265
	<i>sub-total</i>				2150	645	1505	
Works Cost	16	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		307	0	307
	17	Civil and Erection(20% of Equipment Fee)	set	1		1228	860	368
		<i>sub-total</i>				1535	860	675
Design, etc.	18	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		368	313	55
		<i>sub-total</i>				368	313	55
Toulkork Total						10,192	7,957	2,235

出典：JICA 調査団作成

(d) 建設スケジュール

変電所の建設スケジュールは以下の通り。

表 8.3-13 建設スケジュール(Toul Kork)

Year	First year												Second year											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Detail Designing	■	■	■	■																				
Building construction work					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Manufacturing & Transportation					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Installation work																								
Steel structure																	■	■	■					
115kV GIS																					■	■		
Distribution Transformer																		■	■	■	■			
22kV Switchgear																					■	■		
Control system, Relay																					■	■	■	■
Testing & Commissioning																					■	■	■	■
Energizing																								▲

出典：JICA 調査団作成

(5) Chroy Changvar の新変電所

(a) 変電所用地

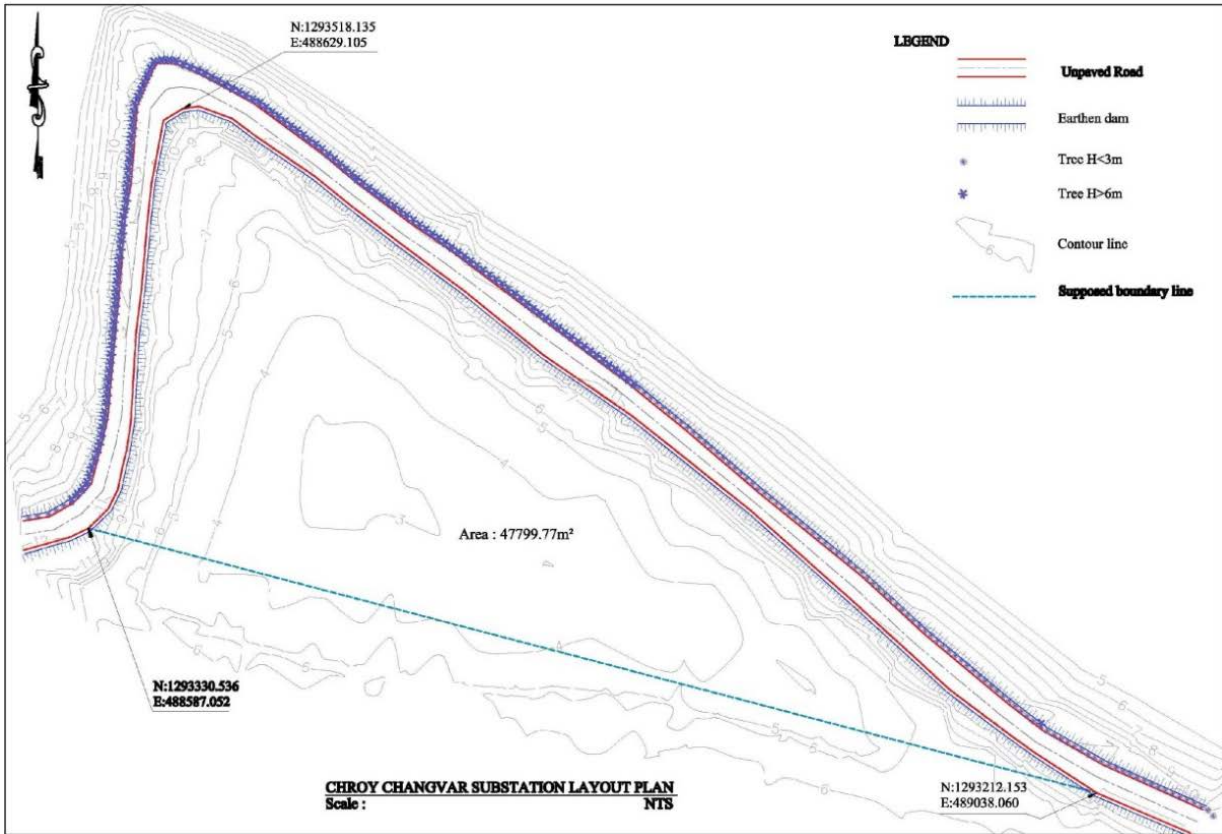
Chroy Changvar 変電所の用地は、Chroy Changvar 地区の大規模開発を行っている事業者と EDC が地点選定交渉中であるが、変電所敷地となる可能性の高い場所は大規模開発エリアの北側の池に面した低湿地付近とされている。

EDC は Chroy Changvar 変電所を将来 230kV 昇圧する構想を持っている。このため地点選定の条件は次の通りとなる。

- ・ 115kV 送電線ルートが確保できること
- ・ AIS 変電所に必要な敷地面積を確保すること
- ・ 230kV 系統からのアクセスが容易であること
- ・ 230kV 昇圧を考慮した敷地面積を確保すること

Chroy Changvar 変電所敷地の予定地点周辺は現時点で広大な空き地（低湿地）のため、これらの条件を満たすことができる用地確保を前提として検討を行った。

EDC はこれら全ての条件を満たす用地を確保する予定である。
(所要用地サイズの例：180m×180m)



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-6 Chroy Changvar 変電所予定エリア



図 8.3-7 Chroy Changvar 変電所予定エリア状況

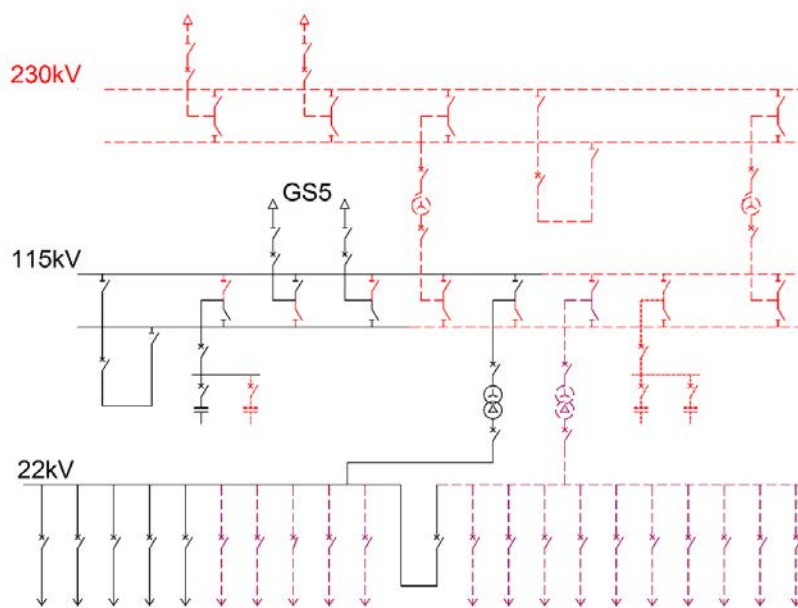
(b) 設備および機器配置

変電所の設備規模は、表 8.4-14 のとおり。また、図 8.3-8 に単線結線図を示す。

表 8.3-14 設備規模(Chroy Changvar)

	Number of equipment
230kV bus	0 Bus (Double bus in the future)
230kV line	0 lines (4 lines in the future)
230kV/115kV Transformer (300MVA)	0 Banks (2 Banks in the future)
115kV bus	Single bus (Double bus in the future)
115kV line	2 lines (6 lines in the future)
115kV/22kV Transformer (75MVA)	1 Bank (2 or 3 Banks in the future)
115kV Shunt capacitor	1 unit (4 units in the future)
22kV line	5 lines (20 lines in the future)

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-8 単線結線図(Chroy Changvar)

機器配置は、送電線の引出し方向、機器設置工事および将来の機器増設（115kV 設備増設および 230kV 昇圧）のための機器設置場所の確保、アクセス通路や、メンテナンスに必要なスペースに配慮した設計とした。

Chroy Changvar 変電所の機器配置イメージは Appendix 5-3 を参照。

(c) 建設コスト

この節では、変電所の建設コストを、(b)の当初設備数（新設時）を元に算出する。

1) 変電所機器の建設コスト

算出条件は以下のとおり。

- 全ての機器は海外から調達することとし、価格は CIF 価格（FC）で算出し、米ドルで表示する。
- 予備品や道具の調達コストはトータル機器コストの 5%で産出する。
- 輸送費はトータル機器コストの 5%で算出する（LC）。
- 建物コストは、外貨コスト（FC：30%）と現地コスト（LC：70%）に分け、米ドルで表示する。
- 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの 35%で算出し、外貨コスト（FC：70%）と現地コスト（LC：30%）に分け、米ドルで表示する。
- 請負が実施する設備設計、作成書類などのコストを雑費用として算出する。その費用は、機器代+建物代+土木・機器組立て費総額の FC、LC 各々の 5%とする。

表 8.3-15 建設コスト(Chroy Changvar)

category	NO.	Items	ChroyChangvar					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear						
	1.1	123kV Circuit breaker(2000A,31.5kA)	set	5	45	225	225	0
	1.2	123kV Circuit break Disconnect+earthing switch with supporting structure (2000A,31.5kA)	set	2	14	28	28	0
	1.3	123kV Circuit break Disconnect with supporting structure (2000A,31.5kA)	set	6	12	72	72	0
	1.4	123kV GS (1200A, Multiple times operatable)	set	1	36	36	36	0
	1.5	115kV Current Transformer(3phase / 1set)	set	6	30	180	180	0
	1.6	115kV Capacitor type voltage transformers (1phase / 1set)	set	8	10	80	80	0
	1.7	Surge Arrester (96kV, 10kA, discharge class 3)	set	3	5	15	15	0
	1.8	22kV Switchgear (Indoor type, including control & protection)	set	6	25	150	150	0
	2	Transformer						
	2.1	115kV/22kV Transformer 75MVA	set	1	1955	1955	1955	0
	2.2	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	11	22	22	0
	2.3	Neutral Earthing Transformer & Resistor	set	1	6	6	6	0
	3	Shunt Capacitor						
	3.1	115kV SC 30MVA	set	1	855	855	855	0
	4	Protection, Metering and Control						
	4.1	Substation Automation System	set	1	288	288	288	0
	4.2	Control Panel for 115kV Bays	set	1	51	51	51	0
	4.3	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0
	4.4	Protection for 115kV transformer	set	1	45	45	45	0
	4.5	Protection for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0
	4.6	115kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	
	4.7	115kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	
	4.8	115kV SC protection relay	set	1	45	45	45	0
	4.9	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	298	298	298	0
	5	Miscellaneous Equipment						
	5.1	Conductor and Fittings	lot	1	320	320	320	0
	5.2	Insulators and Fittings	lot	1	320	320	320	0
	5.3	Gantry steel structures & supports	lot	1	480	480	480	0
	5.4	Earthing and Lighting system	lot	1	150	150	150	0
	6	Switch Board (LVAC,DC)				0		
	6.1	Service Switchboard	Lot	1	243	243	243	0
	7	Communication and SCADA				0		
7.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	161	161	161	0	
8	AC/DC System							
8.1	110V DC system	Lot	1	194	194	194	0	
8.2	48V DC system	Lot	1	66	66	66	0	
8.3	Inverter system	Lot	1	24	24	24	0	
9	Power & Control Cable							
9.1	22kV cable and termination	Lot	1	68	68	68	0	
9.2	LVAC & Control cable	Lot	1	101	101	101	0	
	<i>Sub total (1+2+3+4+5+6+7+8)</i>				6711	6711	0	
10	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		336	336	0	
	<i>subtotal</i>				7047	7047	0	
Building Cost	11	Preliminary works	Lot	1	42	42	13	29
	12	Reinfoeced Concrete	Lot	1	343	343	103	240
	13	Steel Structure	Lot	1	18	18	5	13
	14	Architectural works	Lot	1	168	168	50	118
	15	Electric equipment, Fire-fighting etc.	Lot	1	368	368	110	258
	16	Earthing and Lighting protection	Lot	1	379	379	114	265
	<i>sub-total</i>				1318	395	923	
Works Cost	17	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		352	0	352
	18	Civil and Erection(35% of Equipment Fee)	set	1		2466	1726	740
	<i>sub-total</i>				2818	1726	1092	
Design, etc.	19	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		476	405	71
		<i>sub-total</i>				476	405	71
Chroy Changvar Total						11,659	9,573	2,086

出典：JICA 調査団作成

(d) 建設スケジュール

変電所の建設スケジュールは以下の通り。

表 8.3-16 建設スケジュール(Chroy Changvar)

Year	First year												Second year											
Order	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Detail Designing	■	■	■	■																				
Building construction work					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Manufacturing & Transportation					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Installation work																								
Steel structure																								
115kV Switchgear																								
Distribution Transformer																								
115kV Shunt Capacitor																								
22kV Switchgear																								
Control system, Relay																								
Testing & Commissioning																								
Energizing																								▲

出典：JICA 調査団作成

8.3.2 既設変電所 GS3 と建設工事中 GS5 の改修

(1) GS3

(a) 現状とベイの拡張性

GS3 の機器配置は、115kV 送電用フィーダーベイは最大 6 ベイまで拡張可能な設計となっている。現在はこの 2 ベイを GS1 向けと CEP 向け送電線に使用中であり、フェーズ 1 において、Olympic Stadium GIS 変電所向けに 1 ベイ使用する予定としていることから、使用可能なスペースは 3 ベイである。そのうち 1 ベイに使用されていない開閉器が据え付けられている。

(b) 改修の概要

GS3 では、フェーズ1 で Olympic Stadium GIS 変電所向けに設置された引出し設備を NCC 向けに変更する。また、調相設備として並列コンデンサ 30MVar 1 ユニットのを設置する。



1) 開閉装置設置箇所

2) 並列コンデンサ設置箇所(写真奥)

図 8.3-9 GS3 増設可能箇所状況

なお、本事業では GS3 の改修に伴って、以下に示す関連する機器の増設と制御装置や保護装置の改修・追加作業もあわせて実施する。

- i) 115kV 並列コンデンサ関係機器の制御および保護装置の増設
- ii) 上記設備追加に伴う変電所制御装置 (SCS : Substation Control System) の修正
- iii) 上記設備追加に伴う変電所内への電力系統監視制御システム (SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition) と通信設備の増設と NCC への接続

(c) 主機器の概略仕様

表 8.3-17 115kV 開閉器, 並列コンデンサほか

		Basic specification
115kV 開閉器	Rated voltage	115 kV
	Bus bar configuration	Single Bus-bar Type
	GIS or AIS	AIS
	Rated current	1250A : Shunt capacitor
	Rated short-time withstand current	31.5kA
115kV 並列コンデンサ	Type	Can Type
	Rated voltage	115 kV
	Rated capacity	30MVar

出典 : JICA 調査団作成

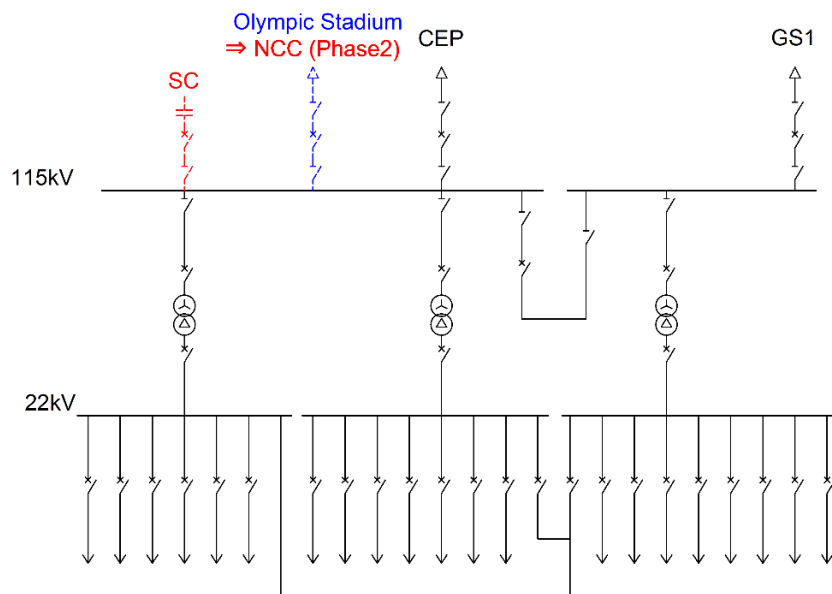
(d) 増設規模

表 8.3-18 増設工事規模

	Number of equipment
115kV Shunt capacitor	1 unit

出典：JICA 調査団作成

以下に単線結線図を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-10 単線結線図(GS3)

GS3 の機器配置イメージは Appendix 5-4 を参照。

(e) 改修コスト

上記で示した、変電所改修のための事業費を以下に算出する。

算出条件は以下のとおり。

- 全ての機器は海外から調達することとし、価格は CIF 価格 (FC) で算出し、米ドルで表示する。
- 予備品や道具の調達コストはトータル機器コストの 5% で産出する。
- 輸送費はトータル機器コストの 5% で算出する (LC)。
- 建物コストは、外貨コスト (FC : 30%) と現地コスト (LC : 70%) に分け、米ドルで

表示する。

- 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの 15%で算出し、外貨コスト (FC ; 70%) と現地コスト (LC : 30%) に分け、米ドルで表示する。
- 請負が実施する設備設計、作成書類などのコストを雑費用として算出する。その費用は、機器代+建物代+土木・機器組立て費総額の FC、LC 各々の 5%とする。

表 8.3-19 建設コスト(GS3)

category	NO.	Items	GS3						
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)	
Equipment Fee	1	Switchgear							
	1.1	123kV Circuit breaker(1200A,31.5kA)	set	1	45	45	45	0	
	1.2	123kV Circuit break Disconnecter with supporting structure (2000A,31.5kA)	set	1	12	12	12	0	
	1.3	115kV Current Transformer(3phase / 1set)	set	1	30	30	30	0	
	2	Shunt Capacitor							
	2.1	115kV SC 30MVA	set	1	855	855	855	0	
	3	Protection, Metering and Control	set					0	
	3.1	Modification Substation Automation System	set	2	100	200	200	0	
	3.2	Control Panel for 115kV Bays	set	1	20	20	20	0	
	3.3	115kV SC protection relay	set	1	45	45	45	0	
	3.4	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	54	54	54	0	
	4	Miscellaneous Equipment							
	4.1	Conductor and Fittings	lot	1	50	50	50	0	
	4.2	Insulators and Fittings	lot	1	50	50	50	0	
	4.3	Gantry steel structures & supports	lot	1	150	150	150	0	
	4.4	Earthing and Lighting system	lot	1	30	30	30	0	
	5	Communication and SCADA							
	5.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	79	79	79	0	
	6	Power & Control Cable							
	6.1	115kV cable and termination	Lot	1	156	156	156	0	
	6.2	Control cable	Lot	1	22	22	22	0	
						<i>Sub total(1+2+3+4+5+6)</i>	1798	1798	0
								90	90
						<i>subtotal</i>	1888	1888	0
Works Cost	7	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set			94	0	94	
	8	Civil and Erection(15% of Equipment Fee)	set			283	198	85	
		<i>sub-total</i>				377	198	179	
Design, etc.	9	Design, Documentation, etc.	set			109	93	16	
		(5% of equipment, civil and erection)							
		<i>sub-total</i>				109	93	16	
GS3 Total						2374	2179	195	

出典：JICA 調査団作成

(f) 改修スケジュール

改修に要するスケジュールは以下の通り。

表 8.3-20 建設スケジュール(GS3)

Year Order	First year												Second year											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Detail Designing	■	■																						
Manufacturing & Transportation			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
Installation work															□	□	□	□	(Foundations)					
Steel structure															■	■								
115kV Shunt Capacitor																■	■							
Switchgear (115kV)															■	■	■							
Control system, Relay																■	■	■						
Testing & Commissioning																	■	■						
Energizing																								▲

出典：JICA 調査団作成

(2) GS5

(a) 現状とベイの拡張性

GS5 は 115kV 開閉所に配電用変圧器が設置された構成となっているため、230kV ベイは存在しない。115kV ベイは 6 ベイ空きがあるが、これら 115kV 空きベイの北側の、未利用スペースは、230kV ベイ用の母線を横並びに 5 マス配置できる程度のスペースである。一方、敷地買い増しによる拡張性は東側の空き地の買収による方法が可能である。その場合、230kV ベイ用の母線は横並びに 8 マス程度配置可能となる。

(b) 本事業における改修の概要

i) 230kV/115kV 変圧器:2 台

連系変圧器 (300MVA) 2 台を設置する。

ii) 230kV 設備:6 ベイ

既設 NPP および SPP と 230kV 架空送電線で接続するための 230kV 架空送電用フィーダーベイ×2、新設 NCC 変電所と 230kV 電力ケーブルで接続するための 230kV 電力ケーブル用フィーダーベイ×1、母線連絡用ベイ×1、230kV/115kV 連系変圧器 1 次用ベイ×2 の合計 6 ベイを増設する。

iii) 115kV 並列コンデンサ:2 台

並列コンデンサ (30MVar) 2 台を設置する。

iv) 115kV 設備:6 ベイ

連系変圧器 2 次用ベイ×2、新設する Chroy Changvar AIS 変電所に接続するための 115kV 用架空送電用フィーダーベイ×2、母線連絡用ベイ×1、調相ベイ×1 の合計 6 ベイを増設する。

なお、空き地の購入による敷地拡張が EDC により行われることになったため、GIS よりもコスト、維持・運用の全てにおいてメリットが期待できる AIS 設備を使用した改修を行うことが可能となった。



1) 既設変電所内(115kV 母線北側)



2) GS5 東側の空き地

図 8.3-12 GS5 の 230kV AIS 設備増設箇所候補

なお、以下に示す関連する機器の増設と制御装置や保護装置の改修・追加作業もあわせて実施する。

i) 230kV 送電線フィーダー、変圧器関係機器の制御および保護装置の増設

ii) 115kV 送電線フィーダー、変圧器、調相設備等の制御および保護装置の増設

- iii) 上記設備追加に伴う SCS の修正
- iv) 上記設備追加に伴う変電所内への SCADA と通信設備の増設と NCC への接続

(c) 増設される主機器の概略仕様

i) 連系変圧器

表 8.3-21 連系変圧器

		Basic specification
230kV/115kV Transformer	Type	Yna0+d
	Rated voltage	230kV / 115kV
	Rated capacity (Primary/secondary)	300MVA

出典：JICA 調査団作成

ii) 230kV 開閉器ほか

表 8.3-22 230kV 開閉器ほか

	Basic specification
Rated voltage	230 kV
Bus bar configuration	Double bus-bar Type
GIS or AIS	AIS
Rated current	2000A
Rated short-time withstand current	40kA

出典：JICA 調査団作成

iii) 115kV 並列コンデンサ

表 8.3-23 115kV 並列コンデンサ

	Basic specification
Type	Can Type
Rated voltage	115 kV
Rated capacity	30MVar

出典：JICA 調査団作成

iv) 115kV 開閉器ほか

表 8.3-24 115kV 開閉器ほか

	Basic specification
Rated voltage	115 kV
Bus bar configuration	Double bus-bar Type
GIS or AIS	AIS
Rated current	1250A : Transmission line、2000A : MTr secondly
Rated short-time withstand current	31.5kA

出典：JICA 調査団作成

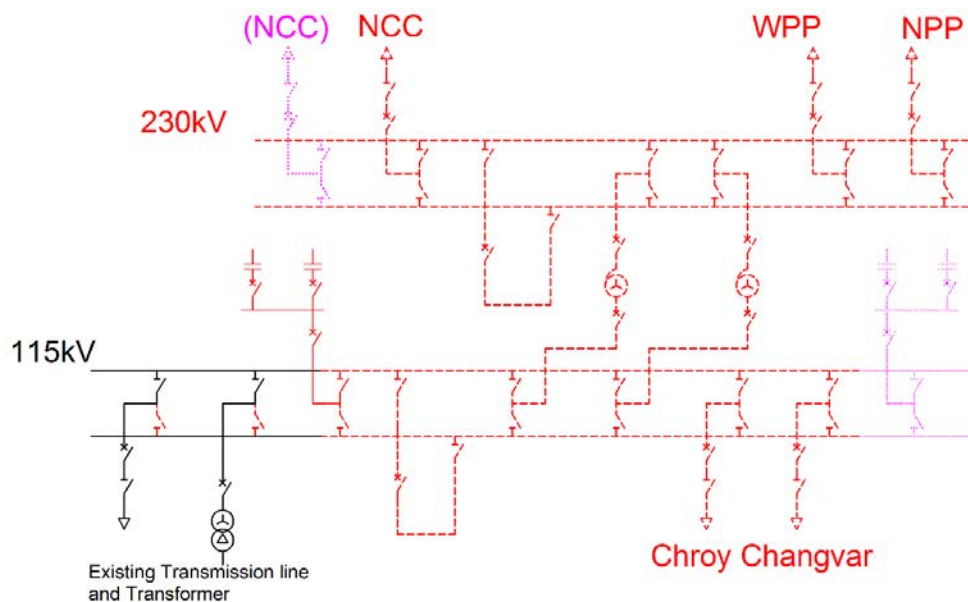
(d) 増設規模

表 8.3-25 増設規模

	Number of equipment
230kV AIS bus	Double bus
230kV line	3 lines (2 Transmission line, 1 power-cable)
230kV/115kV Transformer (300MVA)	2 Banks
115kV Shunt capacitor	2 units (4 units in the future)
115kV AIS bus	Expansion to Double bus (Existing single bus)
115kV line	2 lines

出典：JICA 調査団作成

また、以下に単線結線図を示す。



出典：JICA 調査団作成

図 8.3-13 単線結線図(GS5)

GS5 の増設機器配置イメージは Appendix 5-5 を参照。

(e) 改修コスト

上記で示した、変電所改修のための事業費を以下に算出する。

算出条件は以下のとおり。

- 全ての機器は海外から調達することとし、価格は CIF 価格 (FC) で算出し、米ドルで

表示する。

- 予備品や道具の調達コストはトータル機器コストの5%で産出する。
- 輸送費はトータル機器コストの5%で算出する（LC）。
- 建物コストは、外貨コスト（FC：30%）と現地コスト（LC：70%）に分け、米ドルで表示する。
- 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの15%で算出し、外貨コスト（FC；70%）と現地コスト（LC：30%）に分け、米ドルで表示する。
- 請負が実施する設備設計、作成書類などのコストを雑費用として算出する。その費用は、機器代+建物代+土木・機器組立て費総額のFC、LC各々の5%とする。

表 8.3-26 変電所改修の事業費 (GS5)

category	NO.	Items	GS5						
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000 US\$)	Amount (1000 US\$)	FC (1000 US\$)	LC (1000 US\$)	
Equipment Fee	1	Switchgear							
	1.1	245kV Circuit breaker(2000A,40kA)	set	6	140	840	840	0	
	1.2	245kV Circuit break Disconnect+earthing switch with supporting structure (2000A,40kA)	set	3	41	123	123	0	
	1.3	245kV Circuit break Disconnect with supporting structure (2000A,40kA)	set	12	29	348	348	0	
	1.4	245kV Current Transformer (3phase / 1set)	set	6	46	276	276	0	
	1.5	245kV Capacitor type voltage transformers (1phase / 1set)	set	9	15	135	135	0	
	1.6	Surge Arrester (192kV, 10kA, discharge class 3)	set	5	10	50	50	0	
	1.7	123kV Circuit breaker(2000A,31.5kA)	set	6	45	270	270	0	
	1.8	123kV GS (1200A, Multiple times operatable)	set	2	36	72	72	0	
	1.9	123kV Circuit break Disconnect+earthing switch with supporting structure (2000A,31.5kA)	set	2	12	24	24	0	
	1.10	123kV Circuit break Disconnect with supporting structure (2000A,31.5kA)	set	19	14	266	266	0	
	1.11	115kV Current Transformer(3phase / 1set)	set	8	30	240	240	0	
	1.12	115kV Capacitor type voltage transformers (1phase / 1set)	set	5	10	50	50	0	
	1.13	Surge Arrester (96kV, 10kA, discharge class 3)	set	4	5	20	20	0	
	1.14	22kV Switchgear (Indoor type, including control & protection)	set	2	25	50	50	0	
	2	Transformer							
	2.1	230kV/115kV Transformer 300MVA	set	2	5600	11200	11200	0	
	2.2	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	11	22	22	0	
	3	Shunt Capacitor							
	3.1	115kV SC 30MVA	set	2	855	1710	1710	0	
	4	Protection, Metering and Control							
	4.1	Substation Automation System	set	1	298	298	298	0	
	4.2	Control Panel for 230kV Bays	set	1	106	106	106	0	
	4.3	Control Panel for 115kV Bays	set	1	40	40	40	0	
	4.4	Protection for 230kV line	set	3	77	231	231	0	
	4.5	Protection for 230kV transformer	set	2	61	122	122	0	
	4.6	Protection for 230kV Bus coupler	set	1	61	61	61	0	
	4.7	230kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	0	
	4.8	230kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	0	
	4.9	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0	
	4.10	Protection for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0	
	4.11	115kV busbar protection relay panel	set	1	58	58	58	0	
	4.12	115kV breaker-fail protection relay	set	1	13	13	13	0	
	4.13	115kV SC protection relay	set	2	45	90	90	0	
	4.14	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	298	298	298	0	
	5	Miscellaneous Equipment							
	5.1	230kV Conductor and Fittings	lot	7	50	350	350	0	
	5.2	115kV Conductor and Fittings	lot	18.5	24	444	444	0	
	5.3	230kV Insulators and Fittings	lot	7	6	42	42	0	
	5.4	115kV Insulators and Fittings	lot	18.5	6	111	111	0	
	5.5	230kV Gantry steel structures & supports	lot	14	59	826	826	0	
	5.6	115kV Gantry steel structures & supports	lot	18.5	20	370	370	0	
	5.7	Earthing and Lighting system	lot	1	171	171	171	0	
	6	Switch Board (LVAC,DC)							
	6.1	Service Switchboard	Lot	1	243	243	243	0	
	7	Communication and SCADA							
	7.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	179	179	179	0	
	8	AC/DC System							
	8.1	110V DC system	Lot	1	194	194	194	0	
	8.2	48V DC system	Lot	1	66	66	66	0	
	8.3	Inverter system	Lot	1	30	30	30	0	
	9	Power & Control Cable							
	9.1	22kV cable and termination	Lot	1	68	68	68	0	
	9.2	LVAC & Control cable	Lot	1	273	273	273	0	
		<i>Sub total (1+2+3+4+5+6+7)</i>				20613	20613	0	
	10	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		1031	1031	0	
		<i>subtotal</i>				21644	21644	0	
	Building Cost	11	Preliminary works	Lot	1	42	42	13	29
		12	Reinforced Concrete	Lot	1	268	268	80	188
		13	Steel Structure	Lot	1	14	14	4	10
		14	Architectural works	Lot	1	132	132	40	92
		15	Electric equipment, Fire-fighting etc.	Lot	1	368	368	110	258
		16	Earthing and Lighting protection	Lot	1	379	379	114	265
		<i>sub-total</i>				1203	361	842	
	Works Cost	17	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		1082	0	1082
		18	Civil and Erection(15% of Equipment Fee)	set	1		3247	2273	974
		<i>sub-total</i>				4329	2273	2056	
Design, etc.	19	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		1245	1058	187	
		<i>sub-total</i>				1245	1058	187	
GS5 Substation Total						28421	25336	3085	

出典：JICA 調査団作成

(f) 改修スケジュール

改修に要するスケジュールは以下の通り。

表 8.3-27 建設スケジュール(GS5)

Year	First year												Second year												Third year					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
Detail Designing	■	■	■	■																										
Building construction work					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■											
Manufacturing & Transportation					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■											
Installation work																														
Steel Structure																														
Switchgear (230kV, 115kV)																														
Main Transformer																														
115kV Shunt Capacitor																														
Control system, Relay																														
Testing & Commissioning																														
Energizing																														▲

出典：JICA 調査団作成

8.4 配電設備

8.4.1 配電設備の概要

配電設備とは、配電用変電所と最終的な需要家（家庭、ビル、工場など）を繋いでいる設備のことで、主に、電柱、電線、変圧器などで構成される。

プノンペン市内においては、既に配電設備が整備されており一定の供給力は確保されているが、一方で、各所で大型開発プロジェクトが計画されているなど、今後も電力需要が顕著に伸びていくことが予想される。

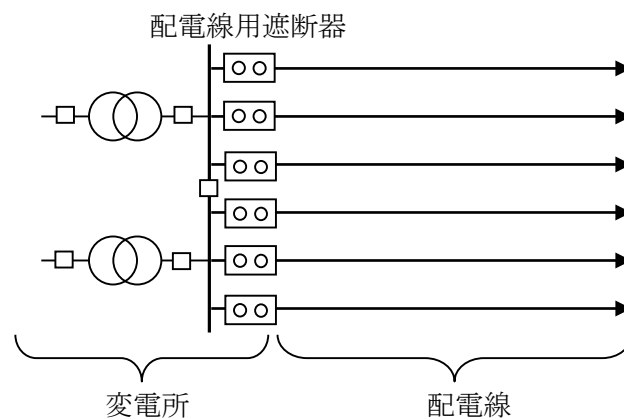
このような状況をふまえ、配電線の拡張に際しては、既存設備を有効利用しながら、今後予想される電力需要に対応できる設備を構築することが重要となる。



図 8.4-1 プノンペン市内の様子

(1) 配電線の構成

プノンペン市内およびその周辺には変電所が6箇所あり、各変電所から複数の配電線により電力が供給されている。各配電線には配電線用遮断器が設置されており、その容量を300Aとすると送電が可能な量は10MW程度となる。



出典：JICA 調査団作成

図 8.4-2 配電線接続例

(2) 電 圧

配電線路の電圧は主に中圧と低圧に大別でき、プノンペン市内においては表 8.4-1 のとおりである。

表 8.4-1 配電線路の電圧

種 別	電 圧
中 圧	22kV
低 圧	400V, 230V

出典：JICA 調査団作成

(3) 配電方式

配電方式は大きく架空電線路と地中電線路に分けられる。「カ」国においては架空電線路が基本であるが、プノンペン市内の中心部では地中電線路が採用されている。配電線路を新設する場合には、これらの現状を踏まえながら、配電方式を選定する必要がある。



図 8.4-3 架空電線路



図 8.4-4 地中電線路(工事中)

8.4.2 配電設備および施工の基準

(1) 配電設備の基準

電力技術基準、電力技術基準細則とそれに基づく EDC の Design Standard について記載する。

(a) 電 柱

表 8.4-2 に電柱の基準を示す。電柱長は 7.5~14m、強度は 2~10kN である。



図 8.4-5 施工例

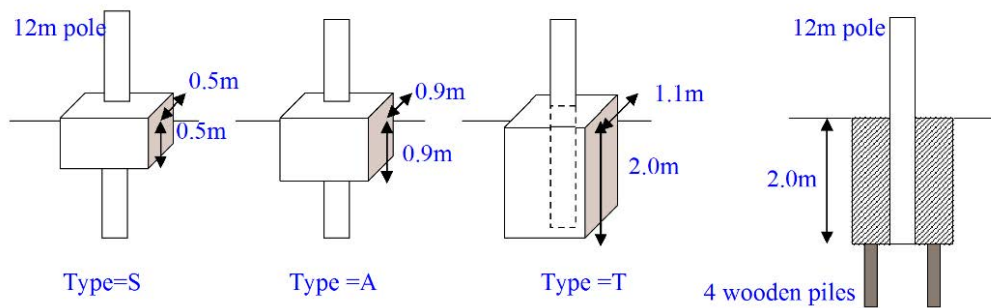
また、施工時には電柱長さの 1/6 以上の根入れが必要で、土壌係数および線路角度によって電柱根元をコンクリートで補強する必要がある。

図 8.4-6 に補強の方法を示す。

表 8.4-2 電柱の基準

Concrete pole table			
Length	Strength	Installation depth	Foundation block
7.5 m	2 kN	1.25 m	
9 m	2 kN	1.50 m	0.60 x 0.40 m
9 m	5 kN	1.50 m	0.70 x 0.45 m
9 m	8 kN	1.50 m	0.85 x 0.70 m
12 m	3 kN	2.00 m	0.60 x 0.40 m
12 m	6 kN	2.00 m	0.75 x 0.50 m
12 m	9 kN	2.00 m	0.90 x 0.75 m
14 m	4 kN	2.35 m	0.70 x 0.45 m
14 m	6.5 kN	2.35 m	0.80 x 0.50 m
14 m	10 kN	2.35 m	1.00 x 0.75 m

出典：Design standard distribution networks, EDC



出典：Design standard distribution networks, EDC

図 8.4-6 電柱補強の方法

(b) 22kV 配電線

22kV 配電線には、国際電気標準会議（IEC：International Electrotechnical Commission）や絶縁ケーブル技術者協会（ICEA：Insulated Cable Engineers Association）に準拠した電線やケーブルが採用されている。


一般的には、架空の場合は裸電線、地中の場合はケーブルが採用されるが、架空の場合においても構造物や電線との離隔を確保するために、絶縁電線、ケーブルが採用されることがある。



図 8.4-7 施工例

i) 22kV 架空裸電線


表 8.4-3 22kV 架空裸電線

<i>MV overhead line conductors</i>				
Bare conductors				
Type	240 mm ² AAC	150 mm ² AAC		70 mm ² AAC
EDC nomenclature				
Photograph				
Implementation range	MV overhead network			
Standards	IEC 61089			

出典 : Design standard distribution networks, EDC

ii) 22kV 架空絶縁電線

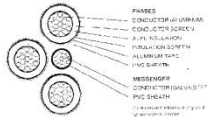
表 8.4-4 22kV 架空絶縁電線

<i>MV overhead line conductors</i>				
Partial insulated conductor				
Type	240 mm ²		150 mm ²	70 mm ²
EDC nomenclature				
Photograph				
Implementation range	MV overhead network			
Standards	ICEA S-66-524			

出典 : Design standard distribution networks, EDC

iii) 22kV 架空ケーブル

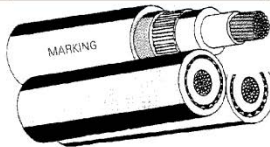
表 8.4-5 22kV 架空ケーブル

<i>MV overhead line conductors</i>				
Aerial Bundled Cable				
Type	240 mm ²	150 mm ²	70 mm ²	
EDC nomenclature				
Photograph				
Implementation range	MV overhead network			
Standards	IEC 60502			

出典 : Design standard distribution networks, EDC

iv) 22kV 地中ケーブル

表 8.4-6 22kV 地中ケーブル

<i>MV underground cables</i>			
	MV twisted underground cable		
Type	3 x 240 mm ² Alu	3 x 150 mm ² Alu	3 x 70 mm ² Alu
EDC nomenclature EDC	0840 1178	0840 1014	
Photograph			
Implementation range	MV underground network		
Standards	IEC 60502		

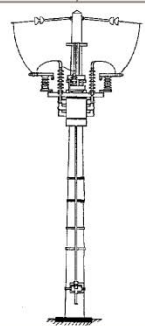

(出典 : Design standard distribution networks, EDC)

(c) 開閉装置

開閉装置には、柱上に設置する負荷開閉器 (LBS : Load Break Switch)、断路器 (DS : Disconnecting Switch) などや、屋内に設置する開閉装置などがある。

i) 電柱用

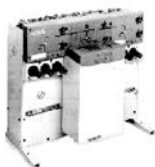
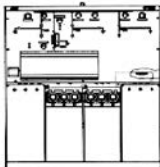
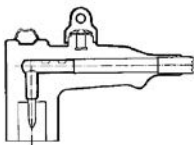
表 8.4-7 電柱用開閉装置

<i>Overhead MV switches</i>			
Type	630 A	400 A	200 A
EDC nomenclature			
Photograph			
Implementation range	On the main feeder.		spur line.
Standards	IEC 60420		IEC 60420

出典 : Design standard distribution networks, EDC

ii) 屋内用

表 8.4-8 屋内用開閉装置およびケーブル終端

<i>Ring main units and 630 A plug-in connector</i>			
EDC nomenclature	RMU 2S + T	RMU 2S + 2T	MV plug-in connector a) 630 A = b) 200 A =
Photograph			
Implementation range	Load break switches ensuring incoming / outgoing feeder sectioning and transformer protection	Load break switch ensuring incoming / outgoing feeders sectioning and protection for two transformers	Plug-in connector for MV single core cables on ring main units
Standards	IEC 60298, 60265, 60129, 60694, 60420, 60056		IEC

出典：Design standard distribution networks, EDC



図 8.4-8 柱上用開閉装置



図 8.4-9 屋内用開閉装置

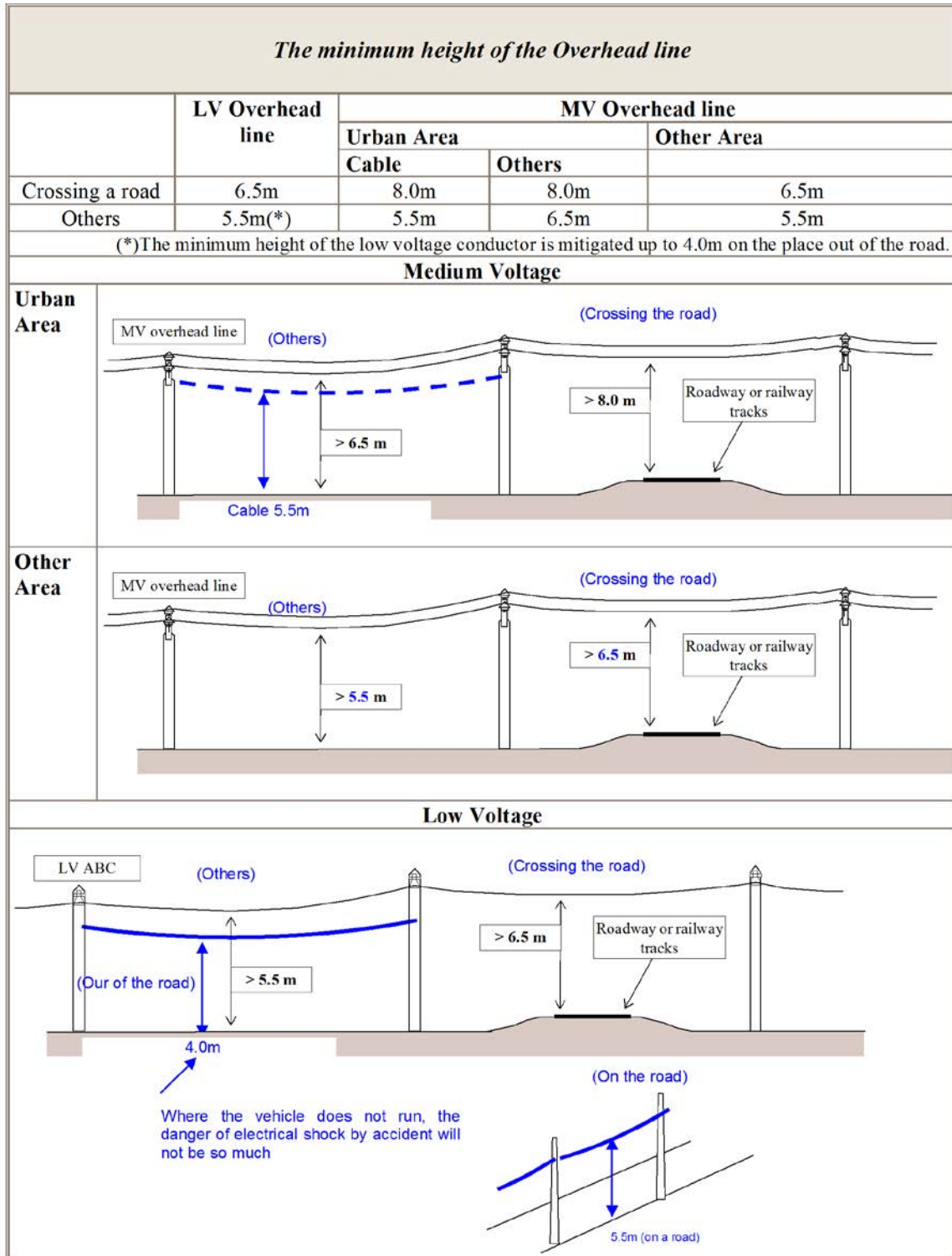
(2) 施工の基準

(a) 離隔

i) 架空電線の地上高

架空電線の電圧・種類、施工地域、道路横断の有無によって、電線の最低地上高が異なる。例えば、プノンペン市内で 22kV 架空絶縁電線を敷設する場合、道路横断箇所は 8.0m、その他は 6.5m の高さを確保する必要がある。

表 8.4-9 電線の地上高



出典 : Design standard distribution networks, EDC

ii) 架空電線と他の構造物との離隔

架空電線と住宅やビルなどの構造物や植物との間には、一定の離隔が必要となる。例えば、ビル周辺で 22kV 絶縁電線を敷設する場合には、ビルの側面から 1.5m 以上離す必要がある。

表 8.4-10 架空電線と他の構造物との離隔

Clearance between overhead line and others					
Structures of building	Upside adjacency	With the possibility for persons to climb on		LV	MV
				Bare conductor	
		Insulated conductor	2.0m	2.5m	
		Cable	1.0m	1.2m	
	Lateral and downside adjacency	Others	Bare conductor	-	3.0m
Insulated conductor			1.2m	1.5m	
Cable			0.4m	0.5m	
Plants			Bare conductor	-	2.0m
			Insulated conductor	Shall not contact directly	
			Cable	Shall not contact directly	

出典 : Design standard distribution networks, EDC

iii) 22kV 架空電線と他の電線との離隔

22kV 架空電線と他の電線との間には、一定の離隔が必要となる。

例えば 22kV 絶縁電線やケーブルの場合、電線同士の距離は 0.5m 以上必要にある。

表 8.4-11 架空電線と他の電線との離隔

<i>Adjacency and Crossing of MV</i>					
Other objects		Direction of adjacency or crossing	Clearance		
			Insulated Conductor	Cable	Others
Medium voltage line	Insulated Conductor	Lateral adjacency	0.5m or more	0.5m or more	2.0m or more
	Cable	Lateral adjacency	0.5m or more	0.5m or more	2.0m or more
	Others	Lateral adjacency	2.0m or more	2.0m or more	2.0m or more
Low voltage line		Downside adjacency	1.0m or more	0.5m or more	2.0m or more
		Upside adjacency and crossing	(*1)	0.5 or more	(*1)
Communication line		Downside adjacency	1.0m or more	0.5m or more	2.0m or more
		Upside adjacency and crossing	(*2)	0.5 or more	(*2)

(*1)(*2) If the MV line keeps the horizontal clearance of 3.0m or more with LV line or communication line, LV line or Communication line does not come in contact with the MV line when the supporting structure of the LV line or Communication line collapsed, this not be applicable.

H[m]: the length of supporting structure for low-voltage line

出典 : Design standard distribution networks, EDC

(b) 地中線

i) 標準施工と埋設深さ

地中線は直埋が標準である。埋設する深さは、車両などから圧力を受けるような箇所においては 1.2m 以上、その他の箇所は 0.6m 以上である。

ただし、道路横断箇所や規定の深さを確保できない場合には、管路を敷設する。

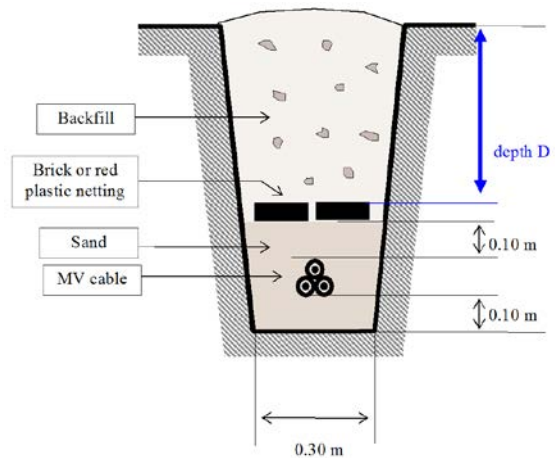


図 8.4-10 標準施工

出典：Design standard distribution networks, EDC

表 8.4-12 埋設深さ

<i>Depth in case of direct burial system</i>	
Installation position	Depth
At a place where there is a danger of receiving pressure from vehicles or other objects	D = 1.2 m or more
Other place	D = 0.6 m or more

出典：Design standard distribution networks, EDC

ii) 他電線との離隔

低圧電線同士は 0.15m、それ以外の場合は 0.3m の離隔が必要である。

表 8.4-13 他の電線との離隔

<i>Clearance between plural underground lines</i>		
New line	Other electrical lines	
	Low-voltage	Medium-voltage
Low-voltage	0.15m	0.3m
Medium-voltage	0.3m	0.3m

出典：Design standard distribution networks, EDC

iii) 他の埋設物との離隔

22kV 電線の場合、通信線とは 0.6m、ガス管とは 1.0m、上下水道とは 0.3m の離隔が必要である。

表 8.4-14 他の埋設物との離隔

<i>Clearance between plural underground lines</i>				
New line	Other electrical lines			
	Communication line	Gas	Water	Sewerage
Low-voltage	(* 0.1)0.3m	Shall not contact directly		
Medium-voltage	(* 0.1)0.6m	1.0m	0.3m	0.3m

(*) Approval of the owner of the communication line shall be required

出典 : Design standard distribution networks, EDC

8.4.3 配電線拡張の基本的な考え方

(1) 変電所新設に伴う対策

現在、プノンペン市内においては、多くの箇所でビルなどが建設されている状況にあるが、これら比較的小規模な開発に伴う電力需要の増加には、負荷分割等、既存の配電線を有効利用した対策を優先すべきであると考ええる。

一方、大型の開発計画などもあり、2014 年以降も年平均 10%程度の需要増加が予想される。特に、変電所を新設する①NCC、②Toul Kork、③Chroy Changvar 周辺においては、大型開発計画が集中しており電力需要の急増が予測されるため、これらの開発に同調して配電設備を拡張する必要がある。

開発規模	対 策	時 期
小規模	既存設備の有効活用（負荷分割など）	都度の対応
大規模	配電線の計画的な拡張	開発時期に同調

現地調査の結果を踏まえると、大規模開発計画が具体的に進展している状況を確認できなかったため、本事業においては、変電所の新設に同調して負荷を分割し、電力供給力・供給信頼度の向上を図ることを優先する。

(2) 負荷分割の手法

(1)を踏まえて、負荷分割の手法を図 8.4-11 に示す。これは、変電所の新設に併せて、周辺の既設配電線の負荷を取り込むものである。これにより、既設変電所の負荷が減り、供給力に余裕ができるとともに、他フィーダーからの電力融通が可能となり供給信頼度の向上が期待できる。

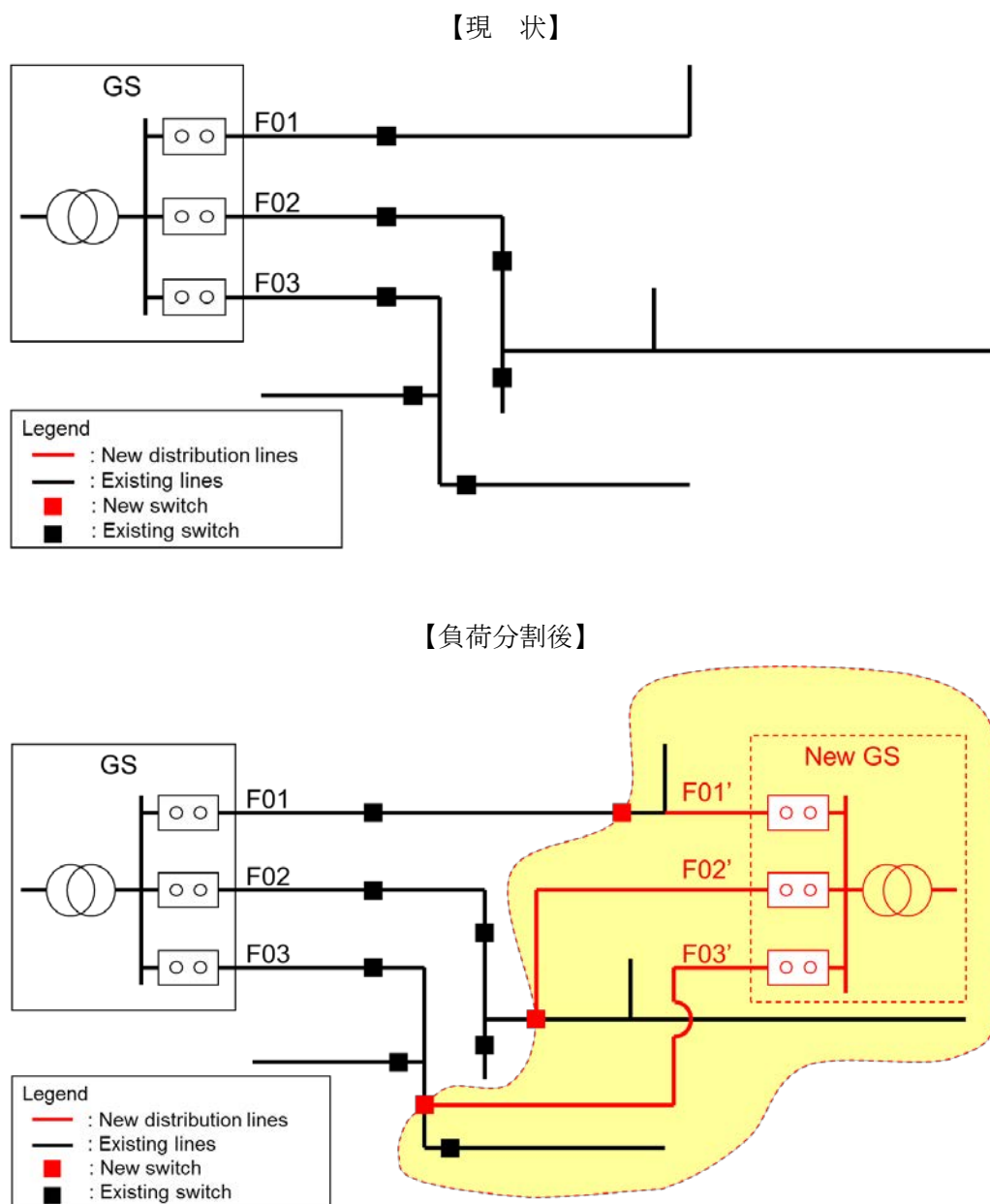


図 8.4-11 変電所新設に伴う系統切替えの手法(イメージ)

出典：JICA 調査団作成

(3) 送電線ルート新設に伴う対策

現地調査の結果、新設する送電線が既設の配電線と同一のルートになる可能性がある。この場合、送電線と配電線の離隔を確保する必要があるため、例えば、図 8.4-13 に示すように、配電線をケーブル化し添架位置を繰り下げるなどの対策が必要となる。また、既存の構造物との離隔確保が困難な場合には、地中化や電柱建替えによるルート変更も考慮する必要がある。

周囲の状況に応じて最適な対策を行う必要があるため、新設する送電線のルートを決定した後、改めて対策を検討する必要がある。

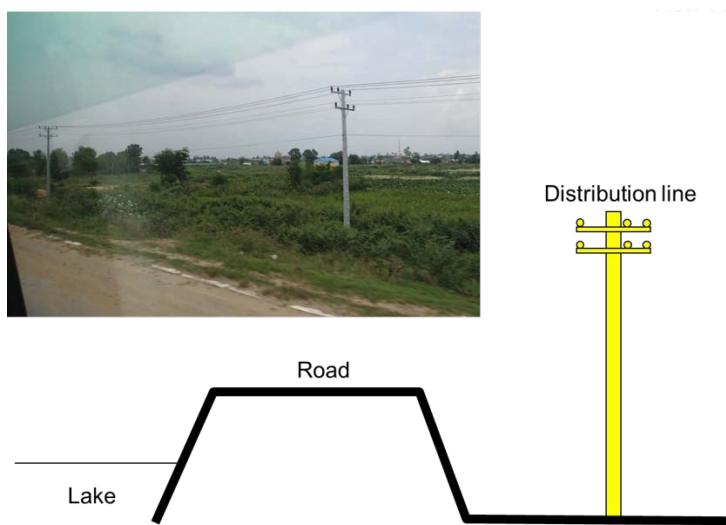


図 8.4-12 現 状

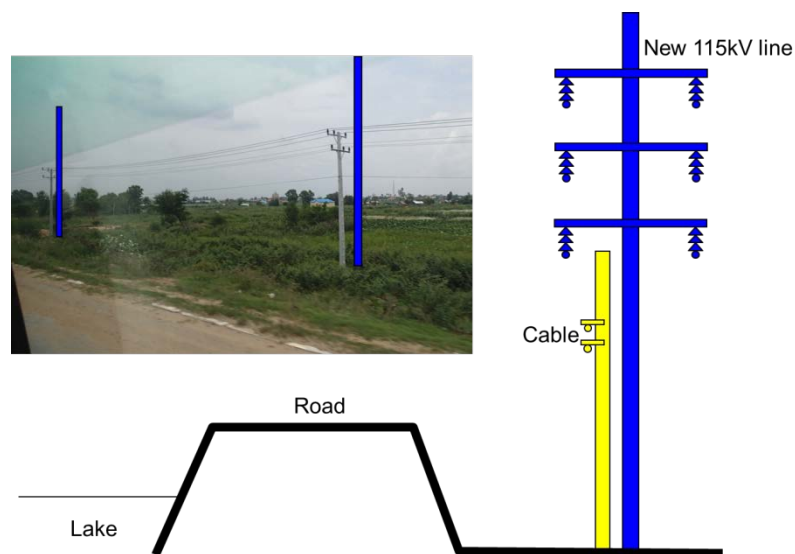


図 8.4-13 対策工事の例

出典：JICA 調査団作成

8.4.4 新設配電線ルートの検討手法

EDC の配電設備設計基準（Design Standard Distribution Networks）および現地で入手した情報などに基づき、次の手順により新設する配電線のルートを検討した。

- Step 1 既設配電線との接続候補箇所の検討
- Step 2 配電方式（架空/地中）の検討
- Step 3 新設配電線のルート（New GS～接続候補箇所）の検討

ただし、本概略設計は、一定の前提条件の下で実施の可能性が期待できる内容を検討したものである。最終的には、自治体などへの土地利用の承諾、水道など既設の地下埋設物の敷設状況の確認等を踏まえた上で、詳細設計を行う必要がある。

(1) 既設配電線との接続候補箇所の選定(Step1)

既設配電線の負荷を分割できる、または、供給信頼度の向上が期待できる箇所を選定した。選定にあたっては、既設の設備を有効利用することにも留意した。

(2) 配電方式(架空/地中)の検討(Step2)

変電所新設候補地の既設配電線の敷設状況、ならびに EDC 設計基準を基に配電方式を検討した。

(3) 新設配電線のルート(New GS～接続箇所候補)の検討(Step3)

Step1 により選定した接続候補箇所と新設変電所間の配電線のルートを検討した。なお、検討にあたっては以下の点にも留意した。

【留意事項】

- 基本的には道路敷地等の公用地へ敷設する。
- 経済性を考慮し、ルート長を短くする。
- 施工や保守を考慮し、道幅が広い道路を優先して、マーケットなど人や車両が集中する箇所は極力避ける。

8.4.5 概略設計

(1) NCC

新設する配電線は 6 フィーダーとし、接続先は屋内用開閉装置とした。また、配電方式は、既設配電線の敷設状況を踏まえ地中線とした。

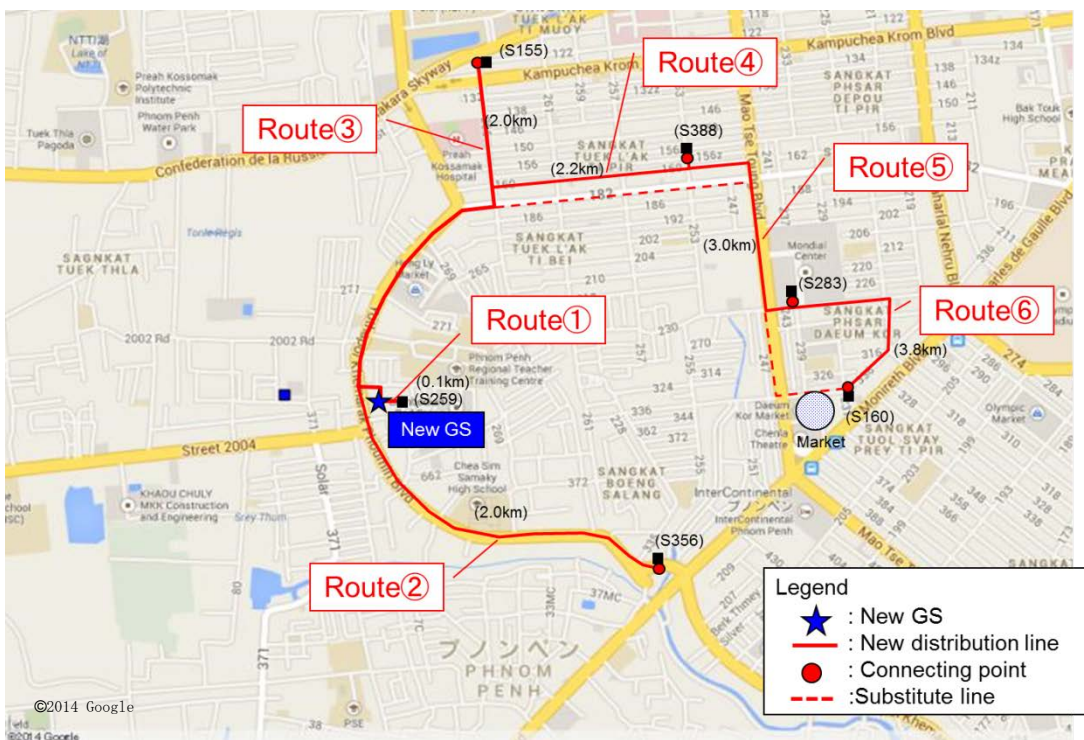
1 フィーダーは、NCC の供給信頼度向上のために敷設する。その他の配電線については、全て道路敷地に設置するものとするが、道路を管轄する自治体の許可が必要となる

表 8.4-15 NCC 変電所の接続候補箇所

	Candidate connection point*	Distribution system (OH/UG)	Approximately route length[km]	Remarks
①	S259	UG	0.1	Backup for supply to NCC
②	S356	UG	2.0	
③	S155	UG	2.0	
④	S388	UG	2.2	
⑤	S283	UG	3.0	
⑥	S160	UG	3.8	

*S: Substation

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.4-14 配電線ルート(NCC)

(2) Toul Kork

新設する配電線は5フィーダーとし、接続先は架空配電線部分および屋内用開閉装置とした。また、配電方式は、既設配電線の敷設状況を踏まえ地中線とするが、架空配電線部分への接続については、接続箇所周辺で地中から立ち上がり架空配電線へ接続するものとする。

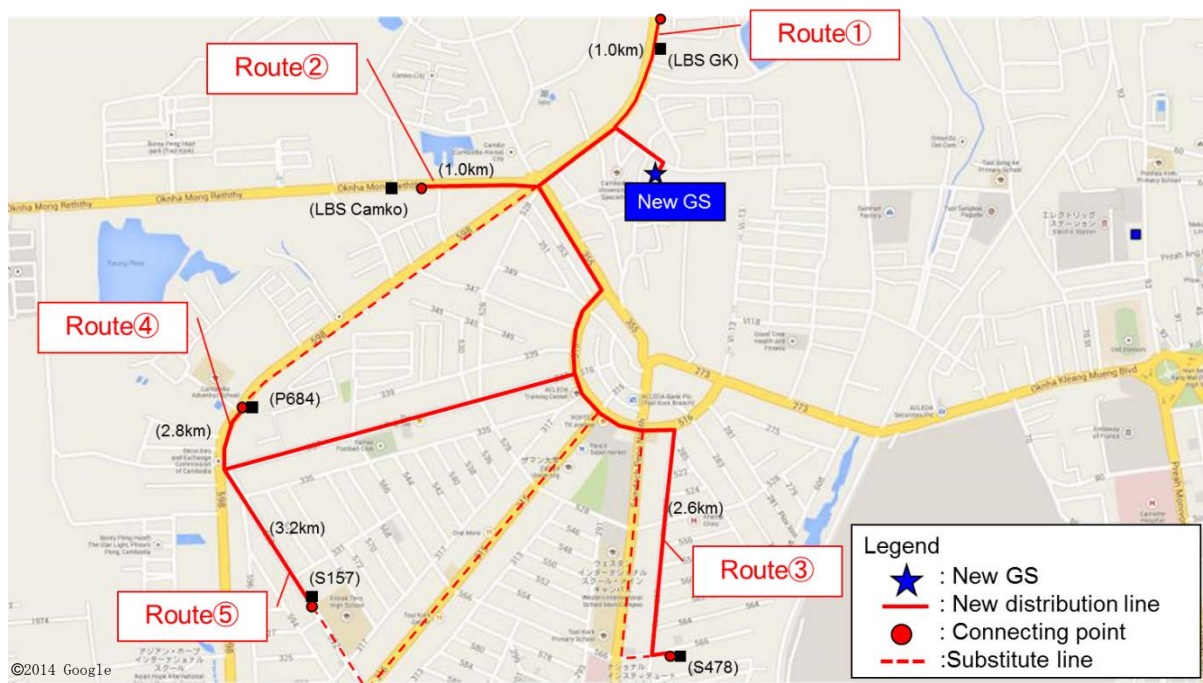
配電線は全て道路敷地に設置するものとするが、道路を管轄する自治体の許可が必要となる。

表 8.4-16 Toul Kork 変電所の接続候補箇所

	Candidate connection point*	Distribution system (OH/UG)	Approximately route length[km]	Remarks
①	Around LBS_GK	UG+OH	1.0	
②	Around LBS_Camko	UG+OH	1.0	
③	S478	UG	2.6	
④	Around P684	UG+OH	2.8	
⑤	S157	UG	3.2	

*S: Substation、P: Pole mounted transformer

出典：JICA 調査団作成



出典：JICA 調査団作成

図 8.4-15 配電線ルート(Toul Kork)

(3) Chroy Changvar

新設する配電線は5フィーダーとし、接続先は架空配電線部分および屋内用開閉装置とした。また、配電方式は基本的には架空線とするが、既設配電線の敷設状況を考慮して部分的に地中線も採用する。

配電線は基本的に道路敷地内に設置するものとし、道路を管轄する自治体の許可が必要である。また、変電所の周囲が全て私有地で道路等の公有地が存在しないため、この私有地での設置許可も別途必要となる。

本地域は、カンボジア電力庁（EAC：Electricity Authority of Cambodia）よりライセンスを取得した地方電気事業者（REE：Rural Electricity Enterprise）が配電・小売を行うエリアであり、EDC以外の会社が所有する配電設備も整備されている。現在これらのREEには既存のGS1およびGS6から電力が供給されているため、同地区に新設する変電所からの電力供給に切り替えるべきと考える。またこれに併せ、REEとの協議により、EDCシステムとREEとの接続点を変更すべきである。

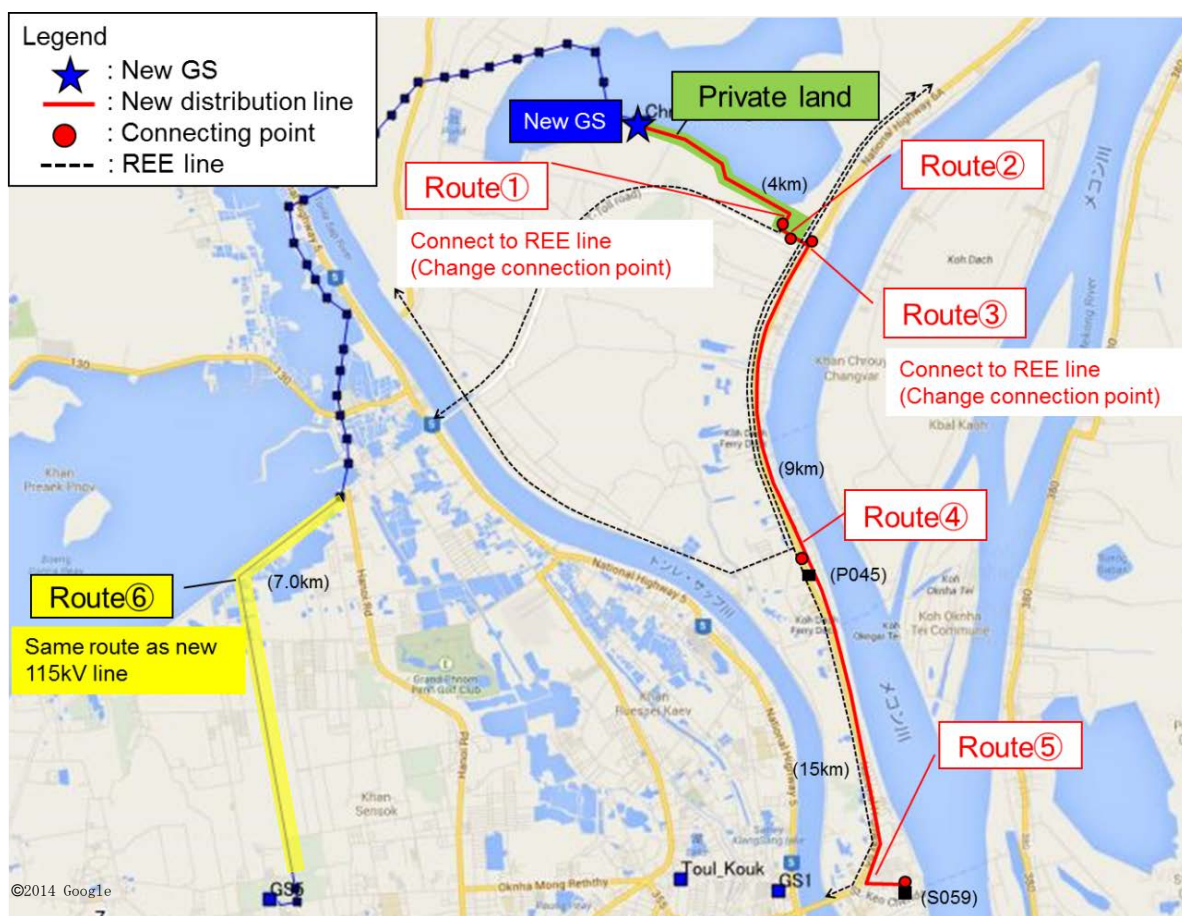
また、115kV送電線の新設に伴い、既設配電線の改造工事が必要となる箇所があるため、併せて実施する。

表 8.4-17 Chroy Changvar 変電所の接続候補箇所

	Candidate connection point*	Distribution system (OH/UG)	Approximately route length [km]	Remarks
①	Around the intersection between national road 6A and Toll road	OH	4.0	Construct in private land and public road. Connect to REE line. (Change connection point)
②	Around the intersection between national road 6A and Toll road	OH	4.0	Construct in private land and public road.
③	Around the intersection between national road 6A and Toll road	OH	4.0	Construct in private land and public road. Connect to REE line. (Change connection point)
④	Around P045	OH	9.0	Construct in private land and public road.
⑤	S059	OH+UG	15.0	Construct in private land and public road.
⑥	—	OH	7.0	Same route as new 115kV line.

*S: Substation、P: Pole mounted transformer

出典：JICA 調査団作成



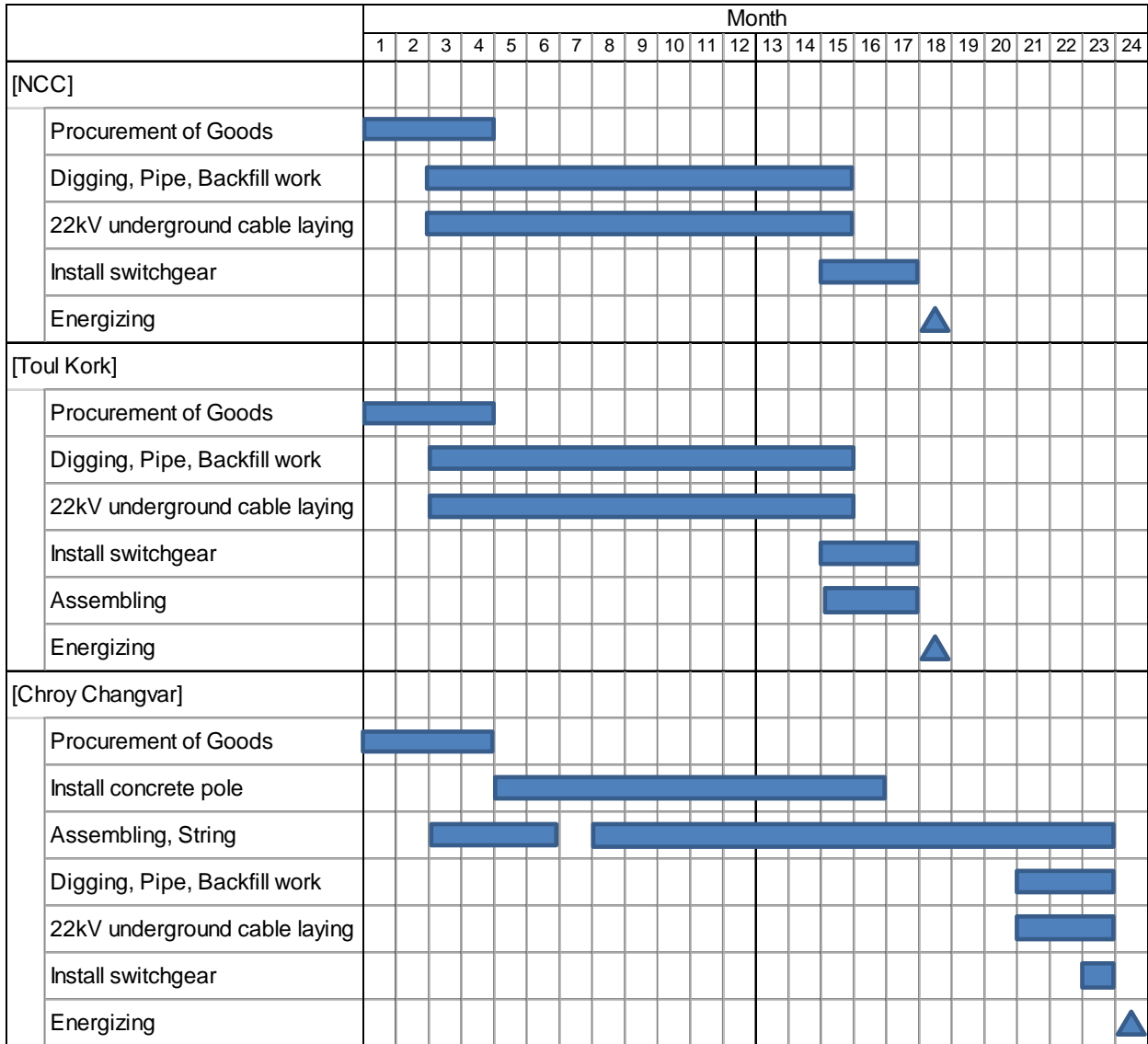
出典：JICA 調査団作成

図 8.4-16 配電線ルート(Chroy Changvar)

8.4.6 建設スケジュール

建設スケジュールを表 8.4-18 に示す。

表 8.4-18 建設スケジュール



出典：JICA 調査団作成

8.4.7 建設コスト算定

(1) 算定条件

建設コストは、以下の条件により算定する。

(a) 架空線

- 変電所から第一柱までは地中ケーブルとし、そのルート長を一律 100m とする。
- 電柱間隔は一律 50m とする。
- 電線の全長はルート長×1.05 とする。
- 第一柱と既設配電線との接続箇所に、柱上用の開閉装置を新規に設置する。
- 概算工事費単価は「カ」国での過去の工事实績を基に算定した。

(b) 地中線

- ケーブルの全長はルート長×1.05 とする。
- ケーブルの接続点を 250m ごとに設ける。
- 管路は EDC の設計基準に従って設置するものとし、全長は、過去の工事实績を参考にして、ルート長×0.15 とする。
- 既設配電線との接続箇所には、屋内用の開閉装置を新規に設置する。
- 概算工事費単価は「カ」国での過去の工事实績を基に算定した。

(2) 建設コスト算定

算定した建設コストの概要は次のとおりである。変電所毎の内訳を表 8.4-19～表 8.4-21 に示す。

GS name	Cost estimation		
	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)	Total
NCC	0.000	1,814.467	1,814.467
Toul Kork	0.000	1,390.358	1,390.358
Chroy Changvar	0.000	1,659.738	1,659.738
Total	0.000	4,864.563	4,864.563

出典：JICA 調査団作成

表 8.4-19 建設コスト(NCC)

Category	Items	Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
				(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
Equipment Fee	Underground cable AI- 3x240mm ²	m	13,755	0.029	398.895	0.000	398.895
	Junction box for undergrounding	pcs	47	0.606	28.482	0.000	28.482
	PVC Pipe f125*4000, Thickness ≥ 6mm	pcs	493	0.033	16.269	0.000	16.269
	Switchgear	set	6	30.250	181.500	0.000	181.500
	Accessaries for underground line (temination, joint sleeve, earthing, etc.) (5% of equipment)	lot	1	31.257	31.257	0.000	31.257
	Concrete pole	pcs	0	0.440	0.000	0.000	0.000
	Cross arm (for support conductor)	set	0	0.066	0.000	0.000	0.000
	Insulator	pcs	0	0.033	0.000	0.000	0.000
	Bare conductor AAC 1x240mm ²	m	0	0.005	0.000	0.000	0.000
	Overhead cable ABC 3x240mm ²	m	0	0.033	0.000	0.000	0.000
	Junction box for overhead	pcs	0	0.517	0.000	0.000	0.000
	Lightning arrester	pcs	0	0.060	0.000	0.000	0.000
	LBS, 630A	pcs	0	4.003	0.000	0.000	0.000
	Metering system	set	0	7.934	0.000	0.000	0.000
	Accessaries for overhead line (guy, earthing, support cable, insulator, LBS etc.) (5% of equipment)	lot	1	0.000	0.000	0.000	0.000
	Sub Total					656.403	0.000
	Excavation and back filling	m	13,100	0.077	1,008.700	0.000	1,008.700
	Install underground cable (Including install PVC pipe)	m	13,755	0.010	137.550	0.000	137.550
	Install junction box for undergrounding	set	47	0.132	6.204	0.000	6.204
	Install switchgear (Including remove existing switch gear)	set	6	0.935	5.610	0.000	5.610
	Install concrete pole	pcs	0	0.077	0.000	0.000	0.000
	Install corss arm	set	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install insulator	pcs	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install conductor	m	0	0.001	0.000	0.000	0.000
	Install overhead cable	m	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install junction box for overhead	pcs	0	0.002	0.000	0.000	0.000
	Install lightning arrester (Including grounding devise)	pcs	0	0.106	0.000	0.000	0.000
	Install LBS (Including grounding system)	pcs	0	0.724	0.000	0.000	0.000
	Install metering system (Including remove existing metering system)	set	0	1.935	0.000	0.000	0.000
	Remove conductor	m	0	0.001	0.000	0.000	0.000
	Sub Total					1,158.064	0.000
Total					1,814.467	0.000	1,814.467

出典：JICA 調査団作成

表 8.4-20 建設コスト(Toul Kork)

Category	Items	Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
				(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
Equipment Fee	Underground cable AI- 3x240mm ²	m	11,130	0.029	322.770	0.000	322.770
	Junction box for undergrounding	pcs	37	0.606	22.422	0.000	22.422
	PVC Pipe f125*4000, Thickness ≥ 6mm	pcs	399	0.033	13.167	0.000	13.167
	Switchgear	set	2	30.250	60.500	0.000	60.500
	Accessaries for underground line (termination, joint sleeve, earthing, etc.) (5% of equipment)	lot	1	20.943	20.943	0.000	20.943
	Concrete pole	pcs	0	0.440	0.000	0.000	0.000
	Cross arm (for support conductor)	set	0	0.066	0.000	0.000	0.000
	Insulator	pcs	0	0.033	0.000	0.000	0.000
	Bare conductor AAC 1x240mm ²	m	0	0.005	0.000	0.000	0.000
	Overhead cable ABC 3x240mm ²	m	0	0.033	0.000	0.000	0.000
	Junction box for overhead	pcs	0	0.517	0.000	0.000	0.000
	Lightning arrester	pcs	9	0.060	0.540	0.000	0.540
	LBS, 630A	pcs	3	4.003	12.009	0.000	12.009
	Metering system	set	0	7.934	0.000	0.000	0.000
	Accessaries for overhead line (guy, earthing, support cable, insulator, LBS etc.) (5% of equipment)	lot	1	0.627	0.627	0.000	0.627
	Sub Total					452.978	0.000
	Excavation and back filling	m	10,600	0.077	816.200	0.000	816.200
	Install underground cable (Including install PVC pipe)	m	11,130	0.010	111.300	0.000	111.300
	Install junction box for undergrounding	set	37	0.132	4.884	0.000	4.884
	Install switchgear (Including remove existing switch gear)	set	2	0.935	1.870	0.000	1.870
	Install concrete pole	pcs	0	0.077	0.000	0.000	0.000
	Install corss arm	set	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install insulator	pcs	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install conductor	m	0	0.001	0.000	0.000	0.000
	Install overhead cable	m	0	0.003	0.000	0.000	0.000
	Install junction box for overhead	pcs	0	0.002	0.000	0.000	0.000
	Install lightning arrester (Including grounding devise)	pcs	9	0.106	0.954	0.000	0.954
	Install LBS (Including grounding system)	pcs	3	0.724	2.172	0.000	2.172
	Install metering system (Including remove existing metering system)	set	0	1.935	0.000	0.000	0.000
	Remove conductor	m	0	0.001	0.000	0.000	0.000
	Sub Total					937.380	0.000
Total					1,390.358	0.000	1,390.358

出典：JICA 調査団作成

表 8.4-21 建設コスト(Chroy Changvar)

Category	Items	Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
				(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
Equipment Fee	Underground cable AI- 3x240mm ²	m	630	0.029	18.270	0.000	18.270
	Junction box for undergrounding	pcs	0	0.606	0.000	0.000	0.000
	PVC Pipe f125*4000, Thickness ≥ 6mm	pcs	24	0.033	0.792	0.000	0.792
	Switchgear	set	1	30.250	30.250	0.000	30.250
	Accessaries for underground line (temination, joint sleeve, earthing, etc.) (5% of equipment)	lot	1	2.466	2.466	0.000	2.466
	Concrete pole	pcs	460	0.440	202.400	0.000	202.400
	Cross arm (for support conductor)	set	720	0.066	47.520	0.000	47.520
	Insulator	pcs	2,160	0.033	71.280	0.000	71.280
	Bare conductor AAC 1x240mm ²	m	113,400	0.005	567.000	0.000	567.000
	Overhead cable ABC 3x240mm ²	m	9,450	0.033	311.850	0.000	311.850
	Junction box for overhead	pcs	36	0.517	18.612	0.000	18.612
	Lightning arrester	pcs	30	0.060	1.800	0.000	1.800
	LBS, 630A	pcs	10	4.003	40.030	0.000	40.030
	Metering system	set	2	7.934	15.868	0.000	15.868
	Accessaries for overhead line (guy, earthing, support cable, insulator, LBS etc.) (5% of equipment)	lot	1	63.818	63.818	0.000	63.818
	Sub Total					1,391.956	0.000
	Excavation and back filling	m	600	0.077	46.200	0.000	46.200
	Install underground cable (Including install PVC pipe)	m	630	0.010	6.300	0.000	6.300
	Install junction box for undergrounding	set	0	0.132	0.000	0.000	0.000
	Install switchgear (Including remove existing switch gear)	set	1	0.935	0.935	0.000	0.935
	Install concrete pole	pcs	460	0.077	35.420	0.000	35.420
	Install corss arm	set	720	0.003	2.160	0.000	2.160
	Install insulator	pcs	2,160	0.003	6.480	0.000	6.480
	Install conductor	m	113,400	0.001	113.400	0.000	113.400
	Install overhead cable	m	9,450	0.003	28.350	0.000	28.350
	Install junction box for overhead	pcs	36	0.002	0.072	0.000	0.072
	Install lightning arrester (Including grounding devise)	pcs	30	0.106	3.180	0.000	3.180
	Install LBS (Including grounding system)	pcs	10	0.724	7.240	0.000	7.240
	Install metering system (Including remove existing metering system)	set	2	1.935	3.870	0.000	3.870
	Remove conductor	m	28,350	0.001	14.175	0.000	14.175
	Sub Total					267.782	0.000
Total					1,659.738	0.000	1,659.738

出典：JICA 調査団作成

第9章 全体計画

第9章 全体計画

9.1 建設スケジュール

本章では、本プロジェクトでの建設スケジュールを述べる。

9.1.1 全体工程表

本プロジェクトにおける全体工程表を以下に示す。本プロジェクトでは、借款契約（L/A：Loan Agreement）締結から運転開始までの期間は、変電設備に「円借款事業に係る標準入札書類」のプラント・機器供給及び据付（PLANT）約款、その他設備（架空送電設備・地中送電設備・配電設備）に「円借款事業に係る標準入札書類」の土木工事（WORKS）の約款を適用した場合 59 ヶ月間となる（図 9.1-1 参照）。なお、全ての設備に PLANT の約款を適用した場合は 57 ヶ月となる（図 9.1-2 参照）。

JICA と EDC との協議の結果、変電設備は PLANT 方式、その他設備は WORKS 方式の全体工程表が本事業に採用された。

9.2 概略事業費

本事業の実施に必要となる事業費について概略事業費として積算を行った結果を以下に報告する。

積算において使用した米ドル (US\$)、日本円 (JPY)、カンボジア・リエル (KHR) の換算レートは、以下のとおりである。

US\$ 1 =	JPY 108.1
US\$ 1 =	KHR 4058
KHR 1 =	JPY 0.0266

9.2.1 変電所新設・増設費用

(1) 機材調達費及び設置工事費

本事業に含まれる変電所新設工事としては、中央給電指令所 (NCC : National Control Center) 変電所、Toul Kork 変電所、Chroy Changvar 変電所の3カ所がある。また、変電所の増設工事は、GS3、GS5の2カ所で実施する。これらの工事の機材調達費及び設置工事費については、前章の第8.3節で述べたとおりである。

(2) 土木工事費

上で述べた機材調達費と設置工事費以外に、Chroy Changvar 変電所の新設とGS5の増設にあたって、土木工事が必要となる。これらの工事費の積算結果は以下のとおりである。

表 9.2-1 Chroy Changvar 変電所新設にかかる土木工事費

Items	Unit	Q'ty	Chroy Changvar			
			Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Road Expansion [9m × 3m × 1000m]	cum	27000	0.006	162	0	162
Land Reclamation [180m × 180m × 6m]	cum	194400	0.006	1,166	0	1166
Land Leveling [180m × 180m]	sqm	32400	0.100	3,240	0	3240
Total				4,568		4,568

出典：JICA 調査団作成

表 9.2-2 GS5 増設にかかる土木工事費

No. Items	GS5					
	Unit	Q'ty	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
GS5 Land Leveling [210m x 210m]	sqm	44100	0.125	5,513	0	5,513

出典：JICA 調査団作成

(3) 変電所新設・増設建設費まとめ

3 ヲ所の変電所新設、及び2 ヲ所の変電所の増設にかかる建設費を以下の表にまとめる。

表 9.2-3 変電所新設・増設建設費総括表

	Description	Amount	FC	LC
		(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
Construction of New Substations	1. NCC Substation			
	1.1 Equipment Cost	18,011	18,011	0
	1.2 Installation Work Cost, including architectural and design works	11,585	4,855	6,730
	<i>sub total</i>	29,596	22,866	6,730
	2. Toul Kork Substation			
	2.1 Equipment Cost	6,139	6,139	0
	2.2 Installation Work Cost, including architectural and design works	4,053	1,818	2,235
	<i>sub total</i>	10,192	7,957	2,235
	3. Chroy Changvar Substation			
	3.1 Equipment Cost	7,047	7,047	0
	3.2 Installation Work Cost, including architectural and design works	4,612	2,526	2,086
	3.3 Land Preparation Cost	4,568	0	4,568
<i>sub total</i>	16,227	9,573	6,654	
Total New Substations	56,015	40,396	15,619	
Extension of Existing Substations	1. GS3 Substation Extension			
	1.1 Equipment Cost	1,888	1,888	0
	1.2 Installation Work Cost, including design works	486	291	195
	<i>sub total</i>	2,374	2,179	195
	2. GS5 Substation Extension			
	2.1 Equipment Cost	21,644	21,644	0
	2.2 Installation Work Cost, including architectural and design works	6,777	3,692	3,085
	2.3 Land Preparation Cost	5,513	0	5,513
	<i>sub total</i>	33,934	25,336	8,598
	Total Extension	36,308	27,515	8,793
Total Construction Cost for Substations	92,323	67,911	24,412	

出典：JICA 調査団作成

9.2.2 架空送電線建設費用

(1) 機材調達費および工事費

本事業に含まれる架空送電線工事には、230kV（10.2km）、115kV（20.2km+0.1km）の3つがある。これらの工事の機材調達費及び設置工事費は、第8.1節で述べたとおりである。

(2) 架空送電線建設費まとめ

230kV 送電線および 115kV 送電線の建設費を以下の表にまとめる。

表 9.2-4 架空送電線建設費総括表

Description	Amount	FC	LC
	(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
1. 230kV, Midpoint NPP-WPP to GS5			
1.1 Equipment Cost	15,138	15,138	0
1.2 Installation Work Cost	4,283	0	4,283
<i>Subtotal</i>	19,421	15,138	4,283
2. 115kV, GS5 to Chroy Changvar (Route 6)			
2.1 Equipment Cost	4,355	4,355	0
2.2 Installation Work Cost	5,441	0	5,441
<i>subtotal</i>	9,796	4,355	5,441
3. 115kV, Midpoint GS1-GS5 to Toul Kork (Route 7)			
3.1 Equipment Cost	59	59	0
3.2 Installation Work Cost	63	0	63
<i>subtotal</i>	122	59	63
Total Construction Cost for Transmission Lines	29,339	19,552	9,787

出典：JICA 調査団作成

9.2.3 地中送電線建設費用

(1) 機材調達費および工事費

本事業に含まれる地中送電線工事は、GS5 から NCC 変電所に至る 230kV の Route4 (9.28km) である。また、フェーズ 1 事業において NCC を経由してオリンピック変電所と GS3 を結ぶ 115kV 線が建設されることとなったが、この線を上で述べた NCC 変電所工事で設置される変圧器に接続するための工事費を本事業において用意することとする。これらの工事の機材調達費および設置工事費は、第8.2節で述べたとおりである。

(2) 地中送電線建設費まとめ

地中送電線の建設費を以下の表にまとめる。

表 9.2-5 地中送電線建設費総括表

Description	Amount	FC	LC
	(1000 US\$)	(1000 US\$)	(1000 US\$)
1. 230kV Underground Transmission Line Route 4 (GS5 to NCC)			
1.1 Equipment Cost	24,647	24,647	0
1.2 Installation Work Cost	23,607	8,297	15,310
<i>sub total</i>	48,254	32,944	15,310
2. Joint Work of 155kV line between Olympic S/S and GS3			
Joint Work	495	196	299
<i>sub total</i>	495	196	299
Total	48,749	33,140	15,608

出典：JICA 調査団作成

9.2.4 配電線建設費用

(1) 機材調達費および工事費

本事業に含まれる配電線工事には、NCC 変電所エリア、Toul Kork 変電所エリア、Chroy Changvar 変電所エリアの3つがある。これらの工事の機材調達費および設置工事費は、第8.4節で述べたとおりである。

(2) 配電線建設費まとめ

配電線の建設費を以下の表にまとめる。

表 9.2-6 配電線建設費総括表

Description	Amount	FC	LC
	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
1. NCC Area			
1.1 Equipment Cost	656	0	656
1.2 Installation Work Cost	1,158	0	1,158
<i>sub total</i>	1,814	0	1,814
2. Toul Kork Area			
2.1 Equipment Cost	453	0	453
2.2 Installation Work Cost	937	0	937
<i>sub total</i>	1,390	0	1,390
3. Chroy Changvar Area			
3.1 Equipment Cost	1,392	0	1,392
3.2 Installation Work Cost	268	0	268
<i>sub total</i>	1,660	0	1,660
Total Distribution Line	4,865	0	4,865

出典：JICA 調査団作成

9.2.5 その他の費用

(1) 環境モニタリング費

第7.1.9.2節で述べた計画に従い実施する環境モニタリング費用の積算結果は以下のとおりである。

表 9.2-7 環境モニタリング費

Item	Price (US\$)	Quantity	Unit	Total (US\$)	Remarks	
Cost Estimate for EMP Implementation						
Consultation & Workshop	3,000	1	set	3,000	-	
Provision of Public Health Information	2,500	1	set	2,500	-	
Cost Estimate for Monitoring						
Weekly Checking by DCC	Payroll including Transport Fee	120	152	days	18,240	- Monitoring requires 2 days/time for covering project area - Monitoring requires 1 month before the construction and 1 month after construction in addition to 33 months of construction period - 152weeks * 1day
Quarter Checking by EDC	Payroll including Transport Fee	120	24	days	2,880	- 36months/3months * 2days
Monthly Checking by DCC	Payroll including Transport Fee	120	70	days	8,400	- Monitoring requires 2 days/time for covering project area - Monitoring requires 1 month before the construction and 1 month after construction in addition to 33 months of construction period - 35months * 2days
Monthly Checking by EDC	Payroll including Transport Fee	120	70	days	8,400	ditto
Checking of Public Health and Workers Safety	Payroll including Transport Fee	120	2	days	240	- Checking requires 2 times during construction period
Contingency 10%				4,366	-	
Grand Total				48,026	-	

出典：JICA 調査団作成

(2) 用地取得費および補償費

Chroy Changvar 変電所、GS5 の新設・拡張および架空送電線鉄塔建設にかかる用地取得費（地上の資産の買取り費用含む）、架空送電線 ROW 内の利用制限にかかる補償費、用地取得及び補償教務にかかる管理費、及び予備費は、第 7.2.8.2 節にまとめた通りである。

また、Chroy Changvar 変電所へのアクセス道路、及び架空送電線のアクセス道路として、以下の面積の土地について借地料（但し事業開始時一括払い）が発生するものと想定する。

Chroy Changvar 変電所

面積 $[12\text{m} \times 1,000\text{m}] \times$ 借地単価 $[\text{US}\$100] = \text{US}\$ 1,200,000$

架空送電線

面積 $[3\text{m} \times 1,000\text{m}] \times$ 借地単価 $[\text{US}\$75] = \text{US}\$ 225,000$

これらの費用について、事業費に計上する。

(3) EDC のアドミニストレーション費

事業実施にあたって、EDC が実施する事業管理に要する費用を計上する。EDC の実績から、建設費の 3%とする。

(4) コンサルタント費

コンサルタント費は、第 9.4 節で述べるコンサルティングサービスの要員計画に基づいて積算した。

コンサルタントの人件費単価は以下のとおりとした。

国際（本邦）コンサルタント	JPY 2,895,000/月
国内コンサルタント	KHR12,500,000/月

(5) その他の費用

価格変動予備費（Price Contingency）

価格変動予備費は、工事費の外貨分に対して 2%/年、内貨分に対して 4.4%/年を考慮する。

物理的予備費（Physical Contingency）

物理的予備費は、工事費に価格変動予備費を加えたものに対して 5%を考慮する。

税

付加価値税（VAT : Value Added Tax）は、工事費（上記予備費を含む）、コンサルタント費、

用地取得費それぞれの内貨分について、10%の率を乗じて求める。
輸入税は、工事費（同上）の外貨分について、15%の率を乗じて求める。

その他

建中利子は、年利子率 0.01%として計算した。

9.2.6 総事業費

総事業費を外貨／内貨に区分したものを、以下の表に示す。なお、下表のうち工事費（Construction Cost）以外の項目については、外貨は円、内貨はリエルで計算した結果を米ドル換算して標記しているため、為替換算とその際の丸め誤差が含まれる。また、下表の項目 V～IX については、物価上昇を考慮しているため、前項で述べた額と異なる。

表 9.2-8 総事業費のまとめ

	Total (US\$1,000)	FC (US\$1,000)	LC (US\$1,000)
I. CONSTRUCTION COST	175,276	120,603	54,673
1. Package One (Substations)	92,323	67,911	24,412
1.1 Construction of New Substations	56,015	40,396	15,619
1.2 Extension of Existing Substations	36,308	27,515	8,793
2. Package Two (Transmission and Distribution)	82,953	52,692	30,261
2.1 Overhead Transmission Lines	29,339	19,552	9,787
2.2 Underground Transmission Lines	48,749	33,140	15,609
2.3 Distribution Lines	4,865	0	4,865
II. PRICE ESCALATION	22,455	10,906	11,549
III. PHYSICAL CONTINGENCY	9,886	6,575	3,311
IV. INTEREST DURING CONSTRUCTION	83	83	0
V. CONSULTING SERVICES	17,704	15,256	2,448
VI. LAND ACQUISITION / COMPENSATION	15,986	0	15,986
VII. ENVIRONMENTAL MONITORING	54	0	54
VIII. ADMINISTRATION	7,248	0	7,248
IX. TAX (VAT and Import Tax)	49,497	0	49,497
TOTAL PROJECT COST	298,190	153,423	144,766

出典：JICA 調査団作成

9.3 調達方法

9.3.1 調達形態

本事業の規模を考慮し、本事業をパッケージ1（変電設備）とパッケージ2（架空送電設備・地中送電設備・配電設備）に分割し、国際競争入札により各契約業者を選定する。

9.3.2 契約方式

本事業の契約方式として以下に示す2案がある。国際コンサルティング・エンジニア連盟（FIDIC : International Federation of Consulting Engineers）のRed Book MDBとYellow Bookとの主な考え方の違いを表9.3-1に示す。調達方式の違いによる工期・費用の比較を表9.3-2に示す。JICAとEDCとの協議の結果、変電設備はPLANT方式、その他設備はWORKS方式の全体工程表が本事業に採用された。

表 9.3-1 Red Book と Yellow Book との比較

	Red Book 1999	Yellow Book 1999
適用対象	Required for civil works.	Required for all Plant Design, Supply and Installation.
類似約款	PLANT	WORKS
名称	Conditions of Contract for Construction For Building and Engineering Works Designed by the Employer	Conditions of Contract for Plant and Design Build For Electrical and Mechanical Plant, and For Building and Engineering Works, Designed by the Contractor
設計主体	発注者 ・ 発注者がほとんど全ての設計をする。	請負者 ・ 請負者がほとんど全ての設計をし、施工する。 ・ 工事は発注者が作成した概要又は性能仕様書を満足する必要がある。
エンジニア	エンジニアは契約を管理し、工事を監督し、支払いを証明する。	
契約価格と支払い	工事の数量明細書に基づく ・ 契約価格は、品目ごとに数量を計測し、単価をかけて算出する。 ・ 追加が発生した場合、請負者が追加費用を受け取る権利を定めている。	一括総額（ランプサム）契約 ・ 支払いは主要管理点（マイルストーン）を達成した時点で一括払い。 ・ 追加が発生した場合、請負者が追加費用を受け取る権利を定めている。

出典：JICA 調査団作成

表 9.3-2 調達方式の違いによる工期・費用の比較

		Plan1	Plan2
パッケージと 適用約款	パッケージ1	変電設備：PLANT	変電設備：PLANT
	パッケージ2	架空送電・地中送電・配電：WORKS	架空送電・地中送電・配電：PLANT
全体工期		59 ヶ月	57 ヶ月
全体予算		コンサルタント費用が数 million US\$単位で高くなる	基準
設計責任		変電設備：コントラクター	変電設備：コントラクター
		その他設備：施主	その他設備：コントラクター
備考		WORKS 約款を適用することで、設計上のリスクをコントラクターの入札前に対応できる可能性があり、事業遅延リスクが PLANT 約款に比べて小さい可能性がある。	

出典：JICA 調査団作成

9.4 コンサルティングサービス TOR 案

9.4.1 本プロジェクトの実施省庁、コンサルタント会社、請負業者の業務

本プロジェクトの実施が確定した後、実施省庁（EDC）、コンサルタント会社およびコントラクターは下記の業務を実施する。

(1) 「カ」国側実施省庁(EDC)

EDC は本プロジェクト実施期間中に以下の業務を実施する。

- 1) プロジェクト実施部署の組織
- 2) プロジェクト円滑実施のための関連省庁、関連機関との調整
- 3) 架空送電・変電所用地の取得
- 4) 環境省（MOE : Ministry of Environment）からのプロジェクト環境認可の取得
- 5) 工事開始に必要なすべての許可手続き
- 6) コンサルタント会社の指名および同社への協力・支援
- 7) 応札、契約、資器材調達、進捗等に関するプロジェクト資金機関との密なコミュニケーション
- 8) 資器材の輸入に関する適切な手続きおよび業者への支援
- 9) コンサルタント会社、コントラクターへの支払い手続き
- 10) コントラクター、地元住民等に対するクレーム管理
- 11) 運転開始試験の実施
- 12) 架空送電設備・地中送電設備、ガス絶縁開閉装置（GIS : Gas Insulated Switchgear）
／気中絶縁開閉装置（AIS : Air Insulated Switchgear）変電設備の運転・保守に関する職員の配置および研修
- 13) 運転開始後の設備の運転・保守業務
- 14) 上記義務を遂行するための予算と要員の確保

(2) コンサルタント会社

コンサルタント会社は、EDC の業務を支援するために下記の業務を実施する。

- 1) 現地調査、架空・地中線ルート選定を含めた入札図書作成に必要な詳細設計
- 2) 設計書の作成および EDC への提出
- 3) 入札図書の作成および EDC への提出
- 4) 入札提案書の評価、入札会社選定のための EDC 評価委員会支援
- 5) 選定会社との交渉および契約締結の EDC 支援
- 6) コントラクターから提出される製作・施工図面類等の審査

- 7) コントラクターの工場で実施する資機材の検査・試験の立会い
- 8) コントラクターの現場業務の管理および監督
- 9) 工事完了報告書の EDC への提出
- 10) 保障期間を満了した設備への速やかな検査
- 11) EDC 職員への本プロジェクトに関する技術移転.

(3) コントラクター

コントラクターは、EDC との契約に基づき下記の業務を実施する。

- 1) 現地調査、ルート調査に基づく本プロジェクトの完成に必要な書類/図面の準備
- 2) プロジェクト完成に必要な資機材の設計、製造、試験、調達および管理
- 3) 土木・建築作業および資機材の据付業務および現地試験
- 4) 本プロジェクトのすべての設備が適切な機能で完成したことの確認と EDC への引渡し
- 5) 引渡をした設備の工事、運転、保守に関する EDC への技術移転

9.4.2 プロジェクト要員計画

EDC およびコンサルタント会社については、下記に示した要員にて本プロジェクトを実施する。

(1) 「カ」国側実施省庁(EDC)

- 1) EDC プロジェクトオフィスのプロジェクト・マネージャーは、プロジェクト実施期間を通じて担務する。(プロジェクト・マネージャーはコンサルタント会社のカウンターパートになる。)
- 2) 定期的に工事現場を監視し、コントラクターが実施すべき環境対策のモニタリングを行う EDC 環境関連部署の職員
- 3) 架空・地中線設備については、土木作業検査員各 1 名、ケーブル施設検査員各 1 名を配置し、コントラクターの現場作業を監督する責任だけでなく、当局との意思疎通、交渉を行う責任も果たす。
- 4) コントラクターは、複数変電所同時に建設を行うため、EDC は変電所ごとに、土木・建物作業検査員 1 名、電気検査員 1 名を配置する。なお、各変電所の運転・保守の On-the-job Training を、これらの検査員とは別の対象者に対して実施する。

- 5) コントラクターは、配電設備および通信設備の建設を行うため、EDC はこれらの施設作業の検査員1名を配置する。
- 6) 前述の検査員、研修者に加え、EDC は資機材調達委員会、プロジェクト実施ユニット、プロジェクト管理委員会、入札評価委員会等が EDC のルールに準拠して設置する。

(2) コンサルタント会社

1) コンサルタント業務

✓ 詳細設計および入札図書の作成

コンサルタント会社は、詳細設計、工事費積算、詳細なプロジェクト実施計画を現地調査の結果に基づき、EDC と協議をしつつ実施する。設計書にはすべての詳細設計結果を網羅し、これが EDC により承認されたら、入札図書の作成を開始する。

✓ 一般入札および契約

コンサルタント会社は、入札の公示、入札開封、入札評価、契約交渉、契約図書の作成の間、EDC を支援する。

✓ 調達管理

コンサルタント会社はコントラクターが提出する設計図書の審査、コントラクターの工場での資機材の検査・試験等のすべての作業を管理する。

✓ 工事管理

コンサルタント会社は、詳細設計、工事費積算、詳細なプロジェクト実施計画を現地調査の結果に基づき、EDC と協議をしつつ実施する。設計書にはすべての基本設計結果を網羅し、これが EDC により承認されたら、入札図書の作成を開始する。

✓ 運転開始試験および瑕疵期間点検

工事終了後、コンサルタントはコントラクターによる架空線、地中線、変電、配電への運転開始試験を管理する。またコンサルタントは、コントラクター提出の完了報告書を確認・承認し、EDC に対し、コントラクターからの設備引渡しをサポートする。更にコンサルタントは、設備の瑕疵期間前に速やかに、EDC とともにコントラクターへの最終的な証明書を発行するための設備点検を実施する。

9.5 本邦技術適用の可能性

9.5.1 変電分野での適用技術

(1) 特別三相変圧器

第 8.3 節での検討によれば、NCC 新設変電所への 230kV/115kV 連系変圧器について、普通三相型の場合のシュナーベルトトレーラーによる搬入が不可能であるため、分割して輸送できる特別三相を採用する必要がある。

普通三相型を基準とした場合の特別三相型と単相 3 台との比較を以下に示す。

NCC へ適用する際の評価をカッコ内に示しており、○および記載なしは適用可、△は条件付き適用可、×は適用不可を示す。

表 9.5-1 普通三相型と特別三相型と単相との比較

	普通三相	特別三相	単相器×3 台
最大輸送重量	100%	35～45%	40～50%
最大輸送体積	100%	16%	16%
輸送手段	吊り掛け式トレーラー (×)	低床トレーラー (○)	低床トレーラー (○)
設置面積	100% (○)	125% (○)	170% (×)
据付日数	100%	120%	170%
作業スペース	100%	100~120%	160%
内部解放作業	不要 (○)	必要 (△)	不要 (○)
総合評価	×	○	×

出典：JICA 調査団作成

特別三相型を採用することにより、通常の低床トレーラーによる陸上輸送が可能となることから交通規制が不要となり、さらに輸送重量が軽減されることにより橋や鉄道横断箇所の補強工事が少なくなるなどスムーズな変圧器輸送が可能となる。

一方、現地組み立て時に内部開放を伴うが、これは絶縁紙等の吸湿等、変圧器の品質に大きな影響を及ぼす可能性のある作業であり、品質管理に特に注意が必要な作業である。このた

め特別三相変圧器の現地作業品質管理基準が適用される製品を採用することが重要である。
(分解輸送変圧器でも現地作業品質管理基準が適用される製品であれば同様に採用可能である。)

なお、単相器3台の場合はGISとの接続にも相毎の設備が必要で、3次巻線も変圧器外部で構成する必要があるため設置に必要な面積が大きくなり、敷地面積に制約のあるNCCへの採用は適切でないと判断した。

9.5.2 地中送電線分野での適用技術

(1) 115kV CV(XLPE¹)ケーブル

本事業のフェーズ1での検討によれば、「カ」国で最初に導入される115kV地中送電線として、従来型の単心ケーブルを導入するよりも、日本固有の技術であるトリプレックス型ケーブル(三相撚合せ型ケーブル)を導入する方が経済的であるという結果を得ている(Appendix-7参照)。

従来型の単心ケーブルとトリプレックス型ケーブルの比較を以下に示す。

表 9.5-2 単心ケーブルとトリプレックス型ケーブルの比較

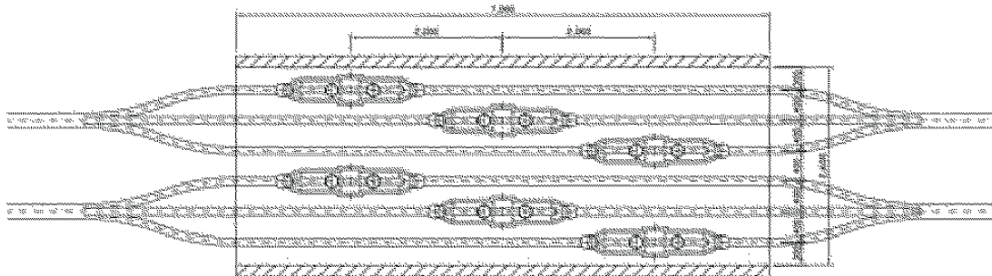
	単心ケーブル	トリプレックス型ケーブル
送電系統	トリプレックス型ケーブルと同等な送電ロス低減をはかるためには、ケーブルの相撚架及びクロスボンド接地方式の採用による対応が必要。	シンプルな送電系統仕様の適用
ジョイント・ベイの大きさ	ケーブルジョイント時、ケーブルの熱伸縮に伴う伸び出しを吸収するためのオフセット対応が必要。ジョイント・ベイ寸法の大型化。トリプレックス型ケーブルに対し約30%増加。	ケーブルの熱伸縮に伴う伸び出しを吸収できる点からケーブル接続部施工の為にジョイント・ベイの縮小化も可能。
納入単長	標準	重量が重くなるが、出荷単長は単心ケーブルと同様標準的な長さが可能。
ケーブル単価	標準	単心ケーブルと同程度。

出典：JICA 調査団作成

トリプレックス型ケーブルの選定により、シンプルな送電系統仕様の適用、直接埋設方式に

¹ XLPE：Cross-Lined Polyethylene (架橋ポリエチレン)

においてケーブル布設条数の低減から工期の短縮化ができる点、ケーブルの熱伸縮に伴う伸び出しを吸収できる点からケーブル接続部施工の為のジョイント・ベイの縮小化も可能となり、コスト縮減が期待できる。



出典：JICA 調査団作成

図 9.5-1 ジョイント・ベイ仕様

一方、ケーブル構造面から、単心ケーブルに比べ、輸送できる納入単長が短くなるという制約から、ジョイントの数が増加するというデメリットも考えられたが、今回の系統送電容量から $1,000\text{mm}^2$ のサイズを採用できる事になり、出荷単長は標準的な長さとなることが判明したためコスト的な問題は無くなった。国内の 66kV 級以下においては 40 年以上の運用実績があり、 154kV 級については 2005 年から導入されている。「カ」国でも、2002 年に終了した日本の無償資金協力の案件にて、総長 33km の 22kV 240mm^2 のトリプレックス型ケーブルがプノンペン市内で導入された実績を有することより、本仕様のケーブルを適用することは妥当と考えられる。

第 10 章

事業実施及び運営・維持管理体制の提言

第10章 事業実施及び運営・維持管理体制の提言

10.1 EDCの財務状況

EDCの年報から、2009年度から2012年度にかけての貸借対照表を下表に挙げる。同表には、調査団が流動比率と自己資本比率を計算して追記している。流動比率はこの期間継続して改善しており、2012年には150%を超える値となっている。短期的な負債に対して十分な流動資産のあることが示されており、健全な状況にあるといえる。また、この間、自己資本比率は40%前後の水準に保たれており、営業規模が急激に拡大するなかでも、負債と資産のバランスを保つ健全な経営が行われていると考えられる。

表 10.1-1 EDC 貸借対照表

(単位：KHR1,000)

	2009	2010	2011	2012
ASSETS	1,377,817,340	1,854,458,690	2,265,827,452	2,967,276,566
Non-current assets	791,072,614	1,261,333,433	1,428,131,911	1,847,187,790
Property, plant and equipment	790,960,747	1,066,646,944	1,226,183,735	1,652,736,044
Intangible assets	111,867	401,132	292,514	195,993
Other non-current assets		194,285,357	201,655,662	194,255,753
Current assets	586,744,726	593,125,257	837,695,541	1,120,088,776
Cash and cash equivalents	153,350,951	289,457,512	408,817,458	578,738,523
Trade and other receivables	150,873,266	186,275,785	287,024,944	373,215,974
Inventories	79,074,471	117,391,960	141,853,139	168,134,279
Other receivables	203,446,038			
EQUITY				
Assigned capital	614,393,127	662,390,444	680,173,081	680,185,054
Retained earnings		159,775,668	309,565,644	512,017,298
Accumulated losses	-23,343,787			
LIABILITIES				
Non-current liabilities	391,288,665	528,834,132	677,283,540	1,061,124,393
Borrowings	330,724,570	458,220,206	591,915,355	958,626,156
Customer deposits	59,898,913	68,164,789	78,258,708	89,724,146
Provision for retirement benefit	665,182	864,135	1,356,918	1,961,385
Deferred tax liability-net	-	1,585,002	5,752,559	10,812,706
Current liabilities	395,479,335	503,458,446	598,805,187	713,949,821
Borrowings	94,906,670	200,234,757	169,485,555	145,177,973
Finance Lease Liability	42,701,150	13,651		
Trade and other payables	234,557,571	272,301,325	408,479,660	536,924,009
Income tax	23,313,944	30,908,713	20,839,972	31,847,839
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	1,377,817,340	1,854,458,690	2,265,827,452	2,967,276,566
流動比率	97%	118%	140%	157%
自己資本比率	43%	44%	44%	40%

出典：EDC Annual Report, 調査団において年度間の整合を調整

同期間の損益計算書を次表に挙げる。EDC の収入は、販売電力量の増大に比例して急速に拡大してきており、これによって収益も拡大が続いている。2009 年以降、売上、収益とも倍近い伸びを示している。支出の面では、国際連系等による電力の調達費が突出する形となっている。周辺国からの電力の調達価格が EDC の財務のリスク要因ということもできる。EDC への関取りにおいて、特に為替リスク対策は採っていないとのことであったが、一方、独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）からの電力調達に関しては価格の上限値を設定しているとのことである。その他、人件費の伸びが顕著であるが、毎年 10%近い人員の増強を行っているほか、社員を適正な報酬で待遇することを経営方針に掲げていることなどが要因として考えられる。

表 10.1-2 EDC 損益計算書

(単位：KHR1,000)

	2009	2010	2011	2012
Revenue				
Electricity sales	1,215,763,623	1,577,667,850	1,808,509,354	2,253,164,604
Connection service fees	10,574,579	12,866,750	15,691,822	17,665,928
Other income	4,989,068	8,498,287	18,025,953	11,649,917
Operating expenses				
Purchased power	-875,453,346	-1,144,613,037	-1,348,820,232	-1,681,832,803
Fuel costs	-61,018,894	-32,782,648	-60,830,107	-69,308,114
Import duty	-10,596,794	-31,262,376	-35,821,899	-40,305,082
Salaries and other benefits	-29,764,019	-47,764,116	-65,436,166	-84,249,349
Other operating expenses	-34,410,007	-44,093,732	-48,368,994	-56,247,420
Depreciation(&Amortization)	-36,663,509	-40,111,790	-49,683,369	-58,872,605
Amortization			-108,618	-96,521
Foreign Exchange Loss net		-7,284,996		
Operating profit	183,420,701	251,120,192	233,157,744	291,568,555
Net finance costs	-19,768,955	-23,385,520	-40,710,828	-33,847,806
Profit before income tax	163,651,746	227,734,672	192,446,916	257,720,749
Income tax expense	-34,315,556	-44,615,217	-42,656,940	-55,269,095
Net profit for the year/total	129,336,190	183,119,455	149,789,976	202,451,654

出典：EDC Annual Report, 調査団において年度間の整合を調整

最後に、同時期の EDC のキャッシュフローを下表に示す。2012 年度には、3,000 億 Riel のネット・インフローから 1,400 億 Riel が設備投資に投入されている。最終的に 1,700 億 Riel 近い余剰を残す形となっており、今後のさらなる販売電力量の伸びを考慮すると、同等以上の投資活動を当面継続できる財務状況にあると考えられる。特に、2012 年の借入の伸びが大きく、合わせて返済額も急増している。しかしながら、貸借対照表に示されている通り、資産と負債のバランスは保たれている状況であり、需要の伸びに支えられて投資を積極的に行える環境を維持しているものと考えられる。

表 10.1-3 EDC キャッシュフロー表

(単位 : KHR1,000)

	2009	2010	2011	2012
Cash flow from operating activities				
Profit before income tax	130,229,827	227,734,672	192,446,916	257,720,749
Adjustments for:				
Depreciation and amortization		40,111,790	49,791,987	58,969,126
Revenue from transfer of assets from customers			-9,010,141	-
Loss on disposal of property, plant and equipment		2,544,085	598,173	1,596,196
Foreign expense		-12,941,938	-2,065,749	-7,865,808
Interest expense		23,385,520	37,707,767	34,482,370
Addition/reversal of allowance for bad and doubtful debts			-4,292,253	2,756,808
Allowance for retirement benefits		198,953	492,783	604,467
Allowance for inventory obsolescence		1,412,521	3,994,905	510,572
Reversal of Impairment Loss on Trade Receivables		-894,261		
Changes in:				
Trade and other receivables		-22,923,945	-31,620,486	-45,899,808
Inventories		-44,973,693	-67,392,929	-80,909,003
Other non-current assets		-9,904,251	-7,370,305	7,399,909
Trade and other payables		37,743,754	51,011,287	136,209,876
Customer deposits		8,265,876	10,093,919	11,465,438
Net cash generated from operations		249,759,083	224,385,874	377,040,892
Interest paid		-5,421,736	-14,509,745	-42,247,897
Income tax paid	-14,507,858	-35,435,446	-48,558,124	-31,814,007
Interest received	238,251	1,304,092		
Net cash generated from operating activities	115,960,220	210,205,993	161,318,005	302,978,988
Cash flows from Investing activities				
Purchases of property, plant and equipment	-15,435,505	-92,213,377	-68,884,618	-140,145,212
Proceeds from sale of property, plant and equipment	357,908	4,765,678	7,057,087	2,371,434
Decrease in Other Assets		7,480,619		
Purchases of Intangible Assets	-20,950	-357,010		
Net cash used in investing activities	-15,098,547	-80,324,090	-61,827,531	-137,773,778
Cash flow from financing activities				
Proceeds from borrowings	6,872,146	6,235,352	22,909,596	74,269,593
Payments on borrowings	-181,088		-3,040,124	-69,565,711
Government grants			-	11,973
Payments on finance lease		-10,694		
Net cash generated from financing activities	6,929,309	6,224,658	19,869,472	4,715,855
Net increase in cash and cash equivalents	107,552,731	136,106,561	119,359,946	169,921,065
Cash and cash equivalents at beginning of the year	45,798,220	153,350,951	289,457,512	408,817,458
Cash and cash equivalents at end of the year	153,350,951	289,457,512	408,817,458	578,738,523

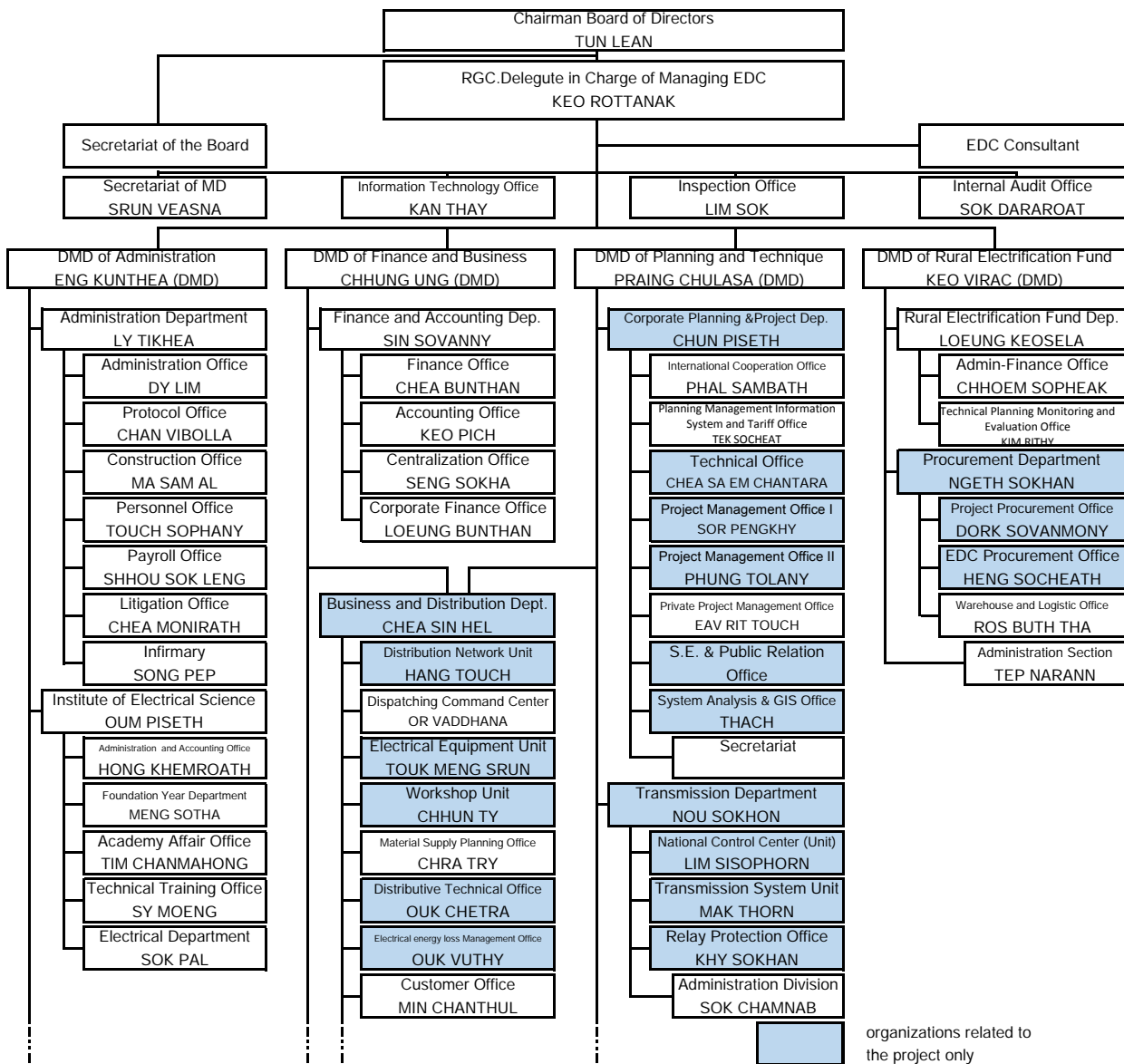
出典 : EDC Annual Report, 調査団において年度間の整合を調整

10.2 事業実施及び運営・維持管理体制の提言

10.2.1 事業実施体制、維持管理体制の現状

(1) 本社組織

現在のプノンペン首都圏内における電気事業体制は、発電部門は EDC と IPP が受け持ち、送配電部門は EDC がほぼ独占している。本事業の実施に関連すると想定される EDC 内の組織図を以下に示す。



出典：EDC

図 10.2-1 EDC の組織図(本事業に関連する組織のみを抜粋)

(2) 事業実施体制

国際機関融資案件の Project Management は EDC の Corporate Planning & Project Dept. の下部組織である事業管理事務所 (PMO : Project Management Office) - I または - II が実施している。

(3) 維持管理体制

既設の変電所 (GS1、GS2、GS3、GS4) における運転維持管理体制は、どの変電所でも所長 + 運転員 (各直 3 名、4 班体制) であり、13 名の職員 (警備の要員を除く) が配置されている。すでに全ての変電所に電力系統監視制御システム (SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition) が導入されており、中央給電指令所 (NCC : National Control Center) では、直接変電所の運転情報を入手することが可能な設備が整っている。しかし、NCC と変電所間の SCADA システムのプロトコルの違いにより、IPP 等については信号のやりとりができていない上、対向試験を実施していないので NCC の SCADA に取込み済みの情報であっても、現場機器の情報と一致せず、不正確で信頼できない等の理由で、NCC の SCADA は機能していない状態であると、フェーズ 1 報告書で述べられている。この変電所間の通信プロトコルについて、今回の調査で状況をヒヤリングすると、本問題は SCADA システムの問題でなく、アルカテル製 (NCC) と中国製との設備間の通信の問題である。具体的には設備間で異なるメーカーの装置を導入しているためプロトコルが不一致していない。対策は、プロトコル用のコンバータを追加設置する予定があるが、実施時期は未定である。本問題の解決のため、EDC が中国のコンサルタントを雇っているとの説明であった。

10.2.2 事業実施体制、維持管理体制の提案

(1) 事業実施体制

現在、EDC 内で多くのプロジェクトを推進しているため、本プロジェクトがどのような体制で実施されるかは、実際に動き出す段階にならないと決まらないが、他のプロジェクトも PMO が実施する体制になっており、本プロジェクトも PMO が実施することになると想定される。

Project Management に関しては、PMO がこれまで多数の設備拡充プロジェクトを実施しており、技術的なサポートをするコンサルタントを雇用すれば、大きな問題がなく推進できるものと考えられる。なお、今回新設する 230kV 地中送電線は、現在コンサルタントの選定手続き中であるフェーズ 1 プロジェクトを除き、「カ」国で初めて設置する設備であるため、EDC 内に精通した技術者がいないことを考慮する必要がある。具体的には、将来的に 230kV/115kV 地中送電線の維持管理の責任者になれるような要員を本事業の PMO 内に配置

し、建設の段階から事業に参加することによって十分に技術的なノウハウを吸収するような体制を構築する。

また、技術的ノウハウを吸収する体制を構築するトレーニングの一つとして、本プロジェクトの建設段階に於いて、EDC 技術者を対象に、同設備の維持管理体制に経験のある日本での研修の実施等が提案される。このトレーニングは、建設段階でのコンサルタントにより実施されると考える。

(2) 維持管理体制

建設完了後の維持管理は EDC の Transmission Dept. および Business and Distribution Dept. がその任に当たると見られる。Transmission Dept. は、2007 年に Transmission and Distribution Dept. が Distribution Dept. と Transmission Dept. に分かれてできたもので、これまで配電設備の維持管理・運転をしてきた経験はあるが、送変電設備の維持管理・運転をしてきた経験が少ない。

今回新設する設備のうち、230kV/115kV 地中送電線は、基本的には地中に埋設されるため、日常的な点検保守は不要であり、特別な維持管理体制は必要ない。ただし、何か異常が発生した際に迅速な対応を図る観点や、他の地下構造物との競合関係をチェックする観点から、埋設位置・深さを正確に把握し、管理を行っていくことが重要である。他の工事により地中送電線がダメージを受けるリスクを回避するために、埋設されている個所の近傍を掘り返すような工事の情報を早い段階で入手し、工事実施者に対策を促していくことが必要である。

フェーズ 1 同様、新設の変電所は、既設の変電所と同様に 1 変電所あたり 13 名を配置する運転維持管理体制をとるものと考えられる。運転維持管理体制も、既設変電所同様に所長＋運転員（各直 3 名、4 班体制）を考えている。

さらに、本プロジェクトの施工監理段階で、EDC 技術者を対象に、コンサルタントによる技術移転の実施を提案する。

第 11 章 本事業の評価

第 11 章 本事業の評価

11.1 定量的効果

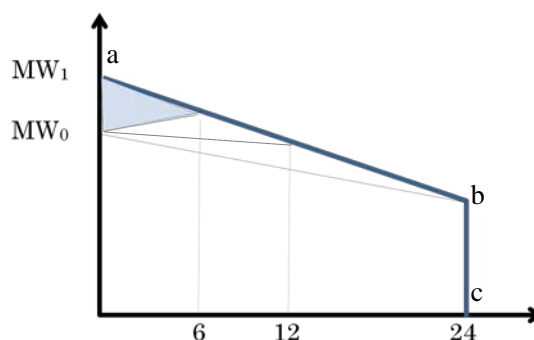
11.1.1 事業による便益

本事業による効果は、プノンペン系統の配電変圧器容量の不足の解消、系統の安定性の向上、送電損失の低減、等であるが、この中で最も顕著な効果である配電変圧器容量不足の解消による販売電力量の増大を評価の対象とする。

プノンペンの電力需要は急激な増加の途上にあり、本事業において整備される配電変圧器の稼働が開始する 2020 年までの期間においても、フェーズ 1 その他の事業によって複数の配電容量の拡大が図られる予定である。また、本事業の完成後も、わずか数年間の期間で需要が変電容量を超過することが予想されている。

かかる状況下で、本事業により整備される 3 ヲ所の新設変電所が直接的に資する販売電力量の増分を求めるにあたり、以下のモデル化を行った。本事業による配電変圧器容量の増を MW_0 から MW_1 とし、日負荷曲線 abc を用いて下図で説明する。

本事業で新設した変電所の配電容量は、設置当初は午前、午後のピーク時間帯でそれぞれ 3 時間にわたり効果を発現するとする。図 11.1-1 の状況である。その後、さらに需要が伸び、当該配電容量が半日（12 時間）にわたり効果を発現する状況を経て、最終的に 100%稼働する状況に至る。以上のプロセスが 2020 年から 2030 年の間に進行し、それ以降は効果は一定とする。



出典：JICA 調査団作成

図 11.1-1 販売電力量の増加のモデル

以上の仮定に基づき、2020 年から 2030 年までのプノンペン系統における a. 需要電力、b. 需要電力量、c. 本事業で整備する 3 変電所からの追加的な供給電力量、d. 追加的供給により消費者に供給される販売電力量の増分（事業の効果）を以下の表に示す。c と d の間には、配電損失（3%と想定）が考慮されている。

表 11.1-1 本事業による販売電力量の増分

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	単位
a. 需要電力	954	1,061	1,169	1,277	1,387	1,496	1,652	1,809	1,967	2,126	2,285	MW
b. 需要電力量	5,767	6,414	7,065	7,721	8,381	9,045	9,988	10,936	11,890	12,849	13,813	GWh
c. 3 変電所供給電力量	222	277	333	388	443	665	887	1,109	1,330	1,552	1,774	GWh
d. 販売電力量増分	215	269	323	376	430	645	860	1,075	1,291	1,506	1,721	GWh

出典：JICA 調査団作成

11.1.2 経済・財務分析による評価

(1) 財務分析

財務分析においては、上で述べた販売電力量の増分から得られる売り上げの増分を便益、事業に要する費用および販売電力増分に対応する購入電力の支払い増分を費用として、本事業の財務的な実施可能性を検討する。検討の条件を以下に述べる。

事業年数	30 年（うち、建設期間 5 年、運用期間 25 年）
事業費	本報告書第 9.2 節で述べた総事業費を対象とする
資金調達	円借款対象費目 100%を円借款、残りを自己資金とする ローン借入額 US\$ 225.3 million 自己資金 US\$ 72.7 million
融資条件	利子率 0.01 % p.a. 償還期間 30 年 うち償還猶予期間 10 年
収入	販売電力料率 KHR 782 per kWh (US¢ 19.27 per kWh) (EDC 年報より、総電力販売収入を総販売電力量で除したもの、販売電力量には配電の損失 3%を考慮する)
支出	購入電力料率 US¢ 10.5 per kWh (購入電力量には変電所までの損失 7%を考慮する) 年維持管理費 総事業費の 3% (EDC 財務部情報をもとに設定。 インフレーションの対象とする。) 減価償却 20 年定額 インフレーション 年 4.4%

税	所得税率	20%
---	------	-----

為替レートは、第 9 章で述べたレートを適用した

購入電力料率 (US¢ 10.5 per kWh) の設定にあたっては、以下のことを考慮した。

2014 年時点における独立系発電事業者 (IPP : Independent Power Producer) からの電力購入単価は、水力で US¢ 8.0 per kWh、(石炭) 火力で US¢ 11.0 per kWh である。石炭火力については、燃料費の上昇により電力の単価が上がる可能性がある。国際エネルギー機関資料による石炭価格の変動見通し¹から、石炭火力 IPP の電力価格について年 3% の上昇を考慮することとする。

一方、EDC は、IPP 火力からの電力購入価格について、US¢ 13.0 per kWh を上限と設定している。2014 年時点の価格 US¢ 11.0 per kWh を年率 3% で上昇させると、本事業が運用を開始する 2020 年時点で US¢ 13.1 となり、この上限値を超える。したがって、火力 IPP からの価格は US¢ 13.0 per kWh と設定する。

現在 EDC で検討が進められている電力開発マスタープランによると、今後、EDC の電源は主に水力 IPP と火力 IPP で構成される形となり、その比率はおおむね 50 対 50 である。以上のことから、購入電力料率は、水力 IPP の US¢ 8.0 per kWh と火力 IPP の US¢ 13.0 per kWh の単純平均をとり、US¢ 10.5 per kWh とする。

ここで、水力、火力とも、急増する需要に対応するには今後の開発に依存することになるが、よりリスクの大きい水力 IPP の開発が停滞し、火力 IPP の比率が高まって、結果的に電力購入費を押し上げる可能性もある。このことについて、火力の比率が 2020 年の 50% から直線的に上昇し 2030 年に最大 80% となって定常化する状況を想定し、感度分析において事業への影響の評価を行うこととする。この場合、2030 年以降の電力購入価格 (水力 IPP と火力 IPP の加重平均値) は US¢ 12.0 per kWh となる。

以上の条件でキャッシュフローの計算を行い、財務的内部収益率 (FIRR : Financial Internal Rate of Return) として、自己資金に対する利回り (Equity IRR) と、初期投資の資金源を特定しない全投資に対する利回り (Project IRR) の 2 指標を求めた。

FIRR 指標のうち自己資金に対する利回りである Equity IRR は 25.0 % となった。EDC からの聞き取り情報によると、EDC の民間メインバンクから資金調達をした場合の利率は 7% とのこ

¹ World Energy Outlook 2013, International Energy Agency

とである。これを EDC の資本コストとみなすならば、本事業は、投下した自己資本に対してその資本コストを上回る利益率が期待されるという結果である。

また、初期投資の資金源を特定しない Project IRR は 12.9 % という結果となっている。したがって、融資による資金調達の手当がこれ以下の場合はレバレッジが働き、自己資金に対する内部収益率は必ず 12.9 % 以上となる。このことから、本事業の財務は極めて健全であることが予想される。

以上の結果に対して、感度分析を行った。条件としては、以下の条件を設定した。

- a) 事業費のオーバーラン +10%
- b) 販売電力量増分の下振れ -10%
- c) 購入電力の価格上昇 購入電力のうち IPP 火力の比率が 2030 年に 80% に上昇
- d) 上記 a, b, c の同時生起

結果を下表にまとめる。いずれの条件設定においても Equity IRR は資本コストを超過しており、本事業の財務的頑健性が確認される結果となった。なお、下表には、社会的割引率 12.0% を適用した場合の事業の現在価値 (NPV : Net Present Value、基準年 2014 年) を併記した。

表 11.1-2 FIRR の感度分析

	Equity IRR	Project IRR	NPV (US\$ million)
初期条件	25.0 %	12.9 %	131.3
a) 事業費のオーバーラン +10%	23.3 %	11.9 %	119.9
b) 販売電力量増分の振れ -10%	23.2 %	11.8 %	106.8
c) 電力購入費の上昇 (火力比 80%)	22.5 %	10.9 %	89.5
d) 上記 a, b, c の同時生起	18.8 %	8.8 %	57.4

出典 : JICA 調査団作成

(2) 経済分析

経済分析においては、事業の実施に要する経済的な費用と、事業を実施することによる社会経済的な便益を比較し、事業の経済的実施可能性を評価する。

経済的費用の算出にあたっては、財務分析で使用した財務的費用に次の調整を加える。

付加価値税 (VAT : Value Added Tax) : 「カ」国経済の内部での移転とみなされるため、経済的費用には含めない。

- 建設費のうち外貨分 : 積算された費用は国境価格であるとみなし、そのまま経済的費用とする。ただし関税は除く。
- 建設費のうち内貨分 : 標準変換係数 (SCF : Standard Conversion Factor) 0.9 を乗じて、シャドープライスに変換して評価する。
- 用地取得費・補償費 : 当該の土地或いは補償の対象となる資産の機会費用とみなし、そのまま経済的費用とする。
- 維持管理費・EDC の事業管理 : 積算額をそのまま経済的費用とする。

一方、経済的便益の算出にあたっては、代替法を適用し、次のように算出した。

本事業は、送電線、変電所、配電線の建設を含むものであり、これに代わる電力供給方法としては、現実的には自家発電装置による方法しか考え難い。すなわち、本事業が無ければ自家発電装置による非効率な電力の確保をするよりなかったところを、より効率的な本事業で代替することにより、本事業のネットの便益が発生すると考える。

自家発電による電力のコストについては、例えば近年の調査であれば、アジア開発銀行 (ADB : Asian Development Bank) のプロジェクト²における US\$0.47/kWh (非一般世帯向け、ディーゼル発電機による) がある。但し、この数字は「カ」国の地方部におけるものであるため、やや割高となっている可能性がある。一方、本事業に先行するフェーズ 1 プロジェクトの報告書では、プノンペン経済特区の契約電力単価 US\$0.193/kWh を参考にしたうえで、US\$0.20/kWh を経済分析に使用している。プノンペン経済特区における電力供給事業は、ある程度まとまった電力供給であると共に配電サービスも含むものであると考えられるため、本事業の代替電力とみなすには適切である。最新の EAC の年報³によると、プノンペン経済特区 PPSEZ で電力供給事業を行っている Colben Energy 社の 2013 年の認可電力料金は US\$0.2016/kWh とされている。したがって、この料金を代替電力のコスト、すなわち、本事業の経済的便益の単価とみなすこととした。

以上の方法で各年度の経済的費用と便益を求め、そのバランスから経済的内部収益率 (EIRR : Economic Internal Rate of Return) を計算した。

その結果、EIRR は 17.5% となった。「カ」国の経済成長度を考慮すると、望まれる社会的割

2 Proposed Loan and Administration of Loan Kingdom of Cambodia: Medium-Voltage Sub-Transmission Expansion Sector Project, Report and Recommendation of the President to the Board of Directors, Project Number: 42361, November 2012, Asian Development Bank

3 The Annual Report on Power Sector of the Kingdom of Cambodia 2014 Edition, Electricity Authority of Cambodia

引率は 12%程度であり、これを十分に超過する EIRR が達成されると期待される。

以上の結果に対して、感度分析を行った。条件としては、財務分析と同様の条件を設定した。結果を下表にまとめる。EIRR は、いずれの悪条件下においても社会的割引率 12%を超過しており、本事業は条件の悪化が発生した場合も経済的な便益を「カ」国経済にもたらすことが期待される結果となった。

表 11.1-3 EIRR の感度分析

	EIRR
初期条件	17.5 %
a) 事業費のオーバーラン +10%	15.6 %
b) 販売電力量増分の振れ -10%	16.2 %
c) 購入電力の価格上昇 (火力比 80%)	15.5 %
d) 上記 a, b, c の同時生起	12.5 %

出典：JICA 調査団作成

表 11.1-5 本事業の経済的便益と費用の比較(初期条件)

year	Economic Benefit			Economic Cost					Balance		Net Benefit
	Energy Provided [GWh]	Alternative Tariff [US\$/kWh]	Alternative Energy Cost [US\$ mil]	Capital Cost [US\$ mil]	Energy Purchased [GWh]	Purchased Energy Price [US\$/kWh]	Purchased Energy Cost [US\$ mil]	OM Cost [US\$ mil]	Benefit	Cost	
2015				-10.359						-10.4	-10.36
2016				-13.023						-13.0	-13.02
2017				-36.054						-36.1	-36.05
2018				-84.907						-84.9	-84.91
2019				-77.011						-77.0	-77.01
2020	215.1	0.202	43.4	-14.498	239.0	0.105	-25.1	-9.83	43.4	-49.4	-6.06
2021	268.9	0.202	54.2	-5.487	298.7	0.105	-31.4	-10.26	54.2	-47.1	7.08
2022	322.6	0.202	65.0		358.5	0.105	-37.6	-10.72	65.0	-48.4	16.69
2023	376.4	0.202	75.9		418.2	0.105	-43.9	-11.19	75.9	-55.1	20.78
2024	430.2	0.202	86.7		478.0	0.105	-50.2	-11.68	86.7	-61.9	24.86
2025	645.3	0.202	130.1		717.0	0.105	-75.3	-12.19	130.1	-87.5	42.61
2026	860.3	0.202	173.4		955.9	0.105	-100.4	-12.73	173.4	-113.1	60.34
2027	1,075.4	0.202	216.8		1,194.9	0.105	-125.5	-13.29	216.8	-138.8	78.05
2028	1,290.5	0.202	260.2		1,433.9	0.105	-150.6	-13.87	260.2	-164.4	95.73
2029	1,505.6	0.202	303.5		1,672.9	0.105	-175.7	-14.48	303.5	-190.1	113.39
2030	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-15.12	346.9	-215.9	131.02
2031	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-15.79	346.9	-216.5	130.36
2032	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-16.48	346.9	-217.2	129.66
2033	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-17.21	346.9	-218.0	128.94
2034	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-17.96	346.9	-218.7	128.18
2035	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-18.75	346.9	-219.5	127.39
2036	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-19.58	346.9	-220.3	126.56
2037	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-20.44	346.9	-221.2	125.70
2038	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-21.34	346.9	-222.1	124.80
2039	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-22.28	346.9	-223.0	123.86
2040	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-23.26	346.9	-224.0	122.88
2041	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-24.28	346.9	-225.0	121.86
2042	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-25.35	346.9	-226.1	120.79
2043	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-26.47	346.9	-227.2	119.68
2044	1,720.7	0.202	346.9		1,911.9	0.105	-200.7	-27.63	346.9	-228.4	118.51
										EIRR=	17.5%

出典：JICA 調査団作成

11.1.3 CO₂排出量の算出

本事業を実施することによる効果のなかに、送電損失の低減がある。第 3 章で述べたとおり、2020 年時点で、次のような差が出ることを示されている。

without Project	年損失電力量＝	149,979MWh
with Project	同	133,799 MWh

これらの差 16,180MWh は、プロジェクトを実施したことにより回避された発電電力量であり、この電力量の発電にあたって排出されたはずの CO₂ 排出量が、プロジェクト実施による CO₂ 排出削減量となる。

EDC の電力系統における CO₂ の排出係数は明らかにされていない。既往の検討例として、日本の公益財団法人 地球環境戦略研究機関 (Institute for Global Environmental Strategies, IGES) によるプノンペン系統を対象とした調査結果が公表されている (Grid Emission Factor of the Phnom Penh Electricity Grid, 2011) が、調査対象期間は 2007-2009 年であり、その後 EDC の電力供給においては輸入電力が大幅に増加している。さらに今後の需要の伸びにより、プノンペン系統において 2020 年時点では 2009 年の 4 倍の電力量が必要される予測となっている。このことにより、CO₂ 排出係数の設定が難しい状況ではあるが、輸入電力がすべてベトナムからのものであると仮定し、ベトナムの 2011 年の排出係数⁴を用いることにより、次の方法で排出係数を想定した。

- a) 2008 年のプノンペン系統の発電電力量 (既往最大) 1,227GWh、このときの排出係数は 0.6951 t-CO₂/MWh (IGES 資料より)
- b) 2020 年のプノンペン系統の需要電力量 5,767GWh (本調査報告書より)
- c) 上記 a) と b) の電力量の差はベトナムからの輸入電力で賄われると仮定。ベトナムの全国の排出係数は 0.429t-CO₂/MWh
- d) 上記 a) と b) の電力量で加重平均をとり、2020 年の排出係数を想定

$$2020 \text{ 年時点の排出係数} = 0.6951 \times [1227/5767] + 0.429 \times [(5767-1227)/5767] = 0.4856 \text{ t-CO}_2/\text{MWh}$$

これらの条件で計算した CO₂ 排出削減効果は、以下の表のとおり、年あたり 7,857 t-CO₂ と推計される。

⁴ CO₂ Emissions from Fuel Combustion, International Energy Agency, 2013

表 11.1-6 本事業による CO₂ 排出削減効果(2020 年時点)

計算結果シート: 新設・既設			
カンボジア国 プノンペン首都圏送配電網拡張整備事業フェーズ 2			
事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂/y)			$ER_y = BE_y - PE_y$ (t-CO ₂ /y)
1. ベースライン排出量 $BE_y = BL_y \times EF_{BL,y}$			
BE_y	ベースライン排出量: 送電網が効率化されない場合の GHG 排出量	72,830	t-CO ₂ /y
BL_y	事業実施前の電力損失	149,979	MWh/y
$EF_{BL,y}$	抑制グリッドの電気の CO ₂ 排出係数	0.486	t-CO ₂ /MWh
2. プロジェクト排出量 $PE_y = PL_y \times EF_{BL,y}$			
PE_y	プロジェクト排出量: 送電網が効率化された場合の GHG 排出量	64,973	t-CO ₂ /y
PL_y	事業実施後の電力損失	133,799	MWh/y
$EF_{BL,y}$	抑制グリッドの電気の CO ₂ 排出係数	0.486	t-CO ₂ /MWh
3. 事業実施による GHG 排出削減量 $ER_y = BE_y - PE_y$ (t-CO₂/y)			
ER_y	事業実施による GHG 排出削減量	7,857	t-CO ₂ /y
BE_y	ベースライン排出量: 送電網施設が効率化されない場合の GHG 排出量	72,830	t-CO ₂ /y
PE_y	プロジェクト排出量: 送電網施設が効率化された場合の GHG 排出量	64,973	t-CO ₂ /y

出典：JICA 調査団作成

11.2 運用・効果指標の提案

11.2.1 運用・効果指標の提案

事後評価を行うための運用・評価指標として、表 11.2-1 に示す 3 指標を提案する。

表 11.2-1 提案する運用・評価指標

指標	作成方法	目的	
		運用指標として	評価指標として
a) 変圧器設備稼働率 [%]	最大負荷[MW]／ (設備定格容量[MVA]×力率)	配電用変電所が適正に運用されているかを評価	事業後において設備稼働率が適正值であるかを評価
b) 変電所停電回数 [回／年]	新增設連系変圧器事故により下位系統が 10 分間以上停電した回数	信頼度が適正に保たれているかを評価	事業後において信頼度が適正值であるかを評価
c) 送電端電力量 [MWh]	1 年間に対象変圧器から送電した電力量	配電用変電所が効率的に活用されていることを確認	増大した電力量を評価

出典：JICA 調査団作成

なお、設備稼働率および送電端電力量に関しては、連系変圧器、配電用変圧器及び送電線を対象設備として考えることができる。しかし、本事業による新增設連系変圧器及び送電線の潮流は、評価時点における系統運用状況に大きく依存する。例えば、115kV 送電線をどのような開閉状態で運用するかにより、これらの潮流は異なる。よって、新增設連系変圧器及び送電線を対象設備とした設備稼働率および送電端電力量は、指標には不適切であることから、ここでは、配電用変電所のみ設備稼働率および送電端電力量を指標として提案する。

11.2.2 運用・効果指標の目標値

目標値の設定にあたっては、事業完成 2 年後（2022 年）を目途とした値を設定する。

各運用・評価指標の目標値を 表 11.2-2 に示す。

なお、変圧器設備稼働率は、各変電所の 2022 年の需要想定値を最大負荷値として計算した。

表 11.2-2 運用・評価指標の目標値

指標	設備	基準値	目標値	備考
a) 変圧器設備稼働率 [%]	NCC* S/S (115/22kV)	—	98%	<ul style="list-style-type: none"> 力率 95% 最大負荷は、調査団調査結果としての 2022 年の需要想定値を使用 (69.5 at NCC, 70.3 at Toul Kork and 119.7 at Chroy Changvar) Chroy Changvar S/S に関しては、2022 年までに 75MVA 変圧器が増設されると仮定
	Toul Kork S/S (115/22kV)	—	99%	
	Chroy Changvar S/S (115/22kV)	—	84%	
b) 変電所停電回数 [回/年]	GS5 (230/115kV)	—	0	—
	NCC S/S (230/115kV)	—	0	—
c) 送電端電力量 [MWh]	NCC S/S (115/22kV)	—	89,104	目標値は、11.1 節に述べた方法で 3 変電所合計値を算出の上、2022 年の需要想定値で比例配分
	Toul Kork S/S (115/22kV)	—	90,119	
	Chroy Changvar S/S (115/22kV)	—	153,383	

* NCC : National Control Center (中央給電指令所)

出典 : JICA 調査団作成