

カンボジア国
カンボジア電力公社 (EDC)

カンボジア国
プノンペン送配電網整備事業準備調査
ファイナルレポート

平成 25 年 11 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社
東電設計株式会社
日本工営株式会社

産公
CR(3)
13-160

目次

第1章 序章.....	1
1.1 本調査の背景.....	1
1.2 本調査の目的と活動内容.....	1
1.2.1 本調査の目的.....	1
1.2.2 対象地域.....	1
1.2.3 調査業務の内容.....	1
1.3 本事業のスコープ.....	3
1.4 実施体制.....	4
1.4.1 EDCサイドのカウンターパート.....	4
1.4.2 調査団.....	5
第2章 カンボジア電力セクター.....	6
2.1 カンボジアの経済状況.....	6
2.1.1 国内総生産.....	6
2.1.2 投資動向.....	7
2.1.3 その他の経済指標.....	8
2.2 電力セクターをめぐる基本政策.....	8
2.2.1 国家開発戦略.....	8
2.2.2 エネルギー政策.....	8
2.2.3 電力政策.....	9
2.3 電力セクターの関係機関とその役割.....	10
2.3.1 MIME.....	10
2.3.2 EAC.....	11
2.3.3 EDC.....	12
2.4 電力需給状況.....	14
2.4.1 電力需要.....	14
2.4.2 電源開発計画.....	21
2.4.3 電力系統の現状と将来計画.....	22
2.5 他ドナーの支援状況.....	25
2.5.1 世銀の動向.....	25
2.5.2 ADBの動向.....	25
第3章 本事業の必要性和妥当性.....	26
3.1 プノンペン系統の課題.....	26
3.1.1 プノンペン首都圏の経済状況、需要動向.....	26
3.1.2 プノンペン系統の課題.....	27
3.1.3 配電設備の現状と課題.....	31
3.1.4 通信設備の現状と課題.....	36
3.2 プノンペン系統の増強計画.....	41

3.2.1	プノンペン市および周辺地域への電力供給	41
3.2.2	計画中変電所の状況	41
3.2.3	Chroy Changvar地区への電力供給	44
3.2.4	プノンペン地区の電力需要想定	47
3.3	最適計画案の策定	52
3.3.1	比較対象とする代替案	52
3.3.2	代替案の比較	53
3.4	プノンペン系統の系統解析	60
3.4.1	系統計画基準（緩和N-1 基準）	60
3.4.2	115kV地中ケーブル	61
3.4.3	系統構成案（ループ系統）	62
3.4.4	N-1 想定事故解析（ループ系統）	66
3.4.5	系統構成案（放射状系統運用）	66
3.4.6	プノンペン中心部への 230kV系統の導入	69
3.4.7	調相設備配置による送電系統の電圧維持	71
第 4 章	現地調査の結果	73
4.1	現地の状況	73
4.1.1	変電所の現地調査	73
4.1.2	115kV地中送電線新設ルートでの現地調査	75
4.2	近隣諸国における調査結果	77
4.2.1	タイ	77
4.2.2	ベトナム	78
4.3	地質調査結果	80
4.3.1	地質調査概要	80
4.3.2	地質調査結果	80
4.4	ベースとなる環境及び社会の状況	83
4.4.1	交通量調査	83
4.4.2	騒音調査	86
4.4.3	変電所候補地の調査	87
4.4.4	送電線ルート	89
4.4.5	配電線ルート	89
第 5 章	環境社会配慮	91
5.1	対象プロジェクト	91
5.2	環境社会配慮制度・組織	91
5.2.1	環境社会配慮に係わる関係組織	91
5.2.2	環境社会配慮に係わる法令や基準等	95
5.2.3	環境社会配慮に係わる承認・許可取得	99
5.2.4	JICAガイドラインとの比較	102
5.3	ベースとなる環境及び社会の状況	104

5.3.1	環境汚染.....	104
5.3.2	自然環境.....	104
5.3.3	社会環境.....	105
5.4	代替案の比較検討.....	110
5.4.1	整備計画代替案.....	110
5.4.2	変電所候補地代替案.....	112
5.5	スコアピング.....	114
5.6	環境社会配慮調査結果及び影響評価.....	115
5.7	緩和策.....	121
5.8	ステークホルダー協議.....	123
5.9	環境チェックリスト.....	124
5.10	IEIA報告書.....	124
5.11	懸念事項.....	124
第 6 章	設備の設計.....	125
6.1	地中送電設備.....	125
6.1.1	地中送電設備ルート概要.....	125
6.1.2	地中送電設備容量.....	131
6.1.3	地中送電設備線種、布設形態.....	131
6.1.4	地中送電埋設施工方法の検討.....	136
6.1.5	概算工事費.....	141
6.1.6	概算工事工程.....	144
6.2	変電設備.....	146
6.2.1	新設変電所.....	146
6.2.2	既設変電所GS1 とGS3 の改修.....	162
6.3	配電設備.....	167
6.4	リレーシステム.....	182
6.4.1	系統安定化のためのリレーシステムの導入.....	182
6.4.2	系統安定化等に係わるEDCの現状.....	182
6.4.3	系統安定化等に向けた、今後の対応についての提言.....	183
6.5	通信設備.....	186
6.5.1	光通信ネットワークの追加.....	186
6.5.2	GIS変電所に増設する通信機器と仕様.....	186
6.5.3	増設する通信機器の事業費.....	188
6.5.4	通信機器の建設スケジュール.....	189
第 7 章	全体計画.....	190
7.1	建設スケジュール.....	190
7.1.1	全体工程表.....	190
7.2	事業費の積算.....	192
7.2.1	地中送電線の建設費.....	192

7.2.2	115 kV GIS 変電所の建設費	193
7.2.3	配電線の建設費.....	194
7.2.4	通信設備の建設費.....	194
7.2.5	Olympic Stadium S/Sの用地取得費.....	195
7.2.6	環境モニタリング費.....	195
7.2.7	プロジェクト総事業費	196
7.2.8	事業費の支払い計画.....	196
7.3	コンサルティングサービスTOR案.....	198
7.3.1	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.....	198
7.3.2	プロジェクト要員計画	199
7.4	本邦技術適用の可能性	203
7.4.1	115kV CV (XLPE) ケーブル	203
7.4.2	配電自動化(DAS).....	205
第 8 章	事業実施体制、維持管理体制の提案.....	206
8.1	EDCの財務状況.....	206
8.2	事業実施体制、維持管理体制.....	208
8.2.1	事業実施体制、維持管理体制の現状.....	208
8.2.2	事業実施体制、維持管理体制の提案.....	209
8.3	環境管理計画・モニタリング計画.....	210
8.3.1	環境管理計画・体制.....	210
8.3.2	モニタリング計画.....	212
第 9 章	プロジェクト評価.....	215
9.1	経済財務分析.....	215
9.1.1	総事業費用	215
9.1.2	事業による便益の評価方法とその条件.....	216
9.1.3	経済・財務評価.....	219
9.1.4	感度分析.....	221
9.1.5	代替案との比較.....	222
9.1.6	CO2 排出量の算出.....	229
9.2	運用効果指標の提案	231
9.2.1	運用効果指標の提案.....	231
9.2.2	運用効果指標の目標値	232

図表目次 (図)

図 1.1	調査開始時における本事業の対象設備	3
図 2.1	カンボジア国GDP伸び率実績と予測値	6
図 2.2	カンボジアと周辺国の産業別 GDP 構成比 (2012)	7
図 2.3	電力セクター関連図	10
図 2.4	MIME組織図	11
図 2.5	EAC組織図	12
図 2.6	EDC組織図	13
図 2.7	全国販売電力量実績	14
図 2.8	送配電ロスの推移	14
図 2.9	発電電力量の推移	15
図 2.10	最大電力実績の推移	16
図 2.11	負荷率の推移	16
図 2.12	日負荷曲線の推移	17
図 2.13	国内総生産 (GDP) 成長率の推移	18
図 2.14	GDP弾性値の推移	18
図 2.15	販売電力量想定	19
図 2.16	最大電力想定	20
図 2.17	カンボジア送電系統図	23
図 3.1	イオンモール建設予定地の写真	26
図 3.2	プノンペン地区の電力供給系統	27
図 3.3	プノンペン市周辺の電力系統図	29
図 3.4	プノンペン市内の配電設備	31
図 3.5	EDCプノンペン市内中心部の高圧配電線系統図	32
図 3.6	プノンペン市内中心部の既設 22kV 高圧配電線	33
図 3.7	配電用変電所の通信ならびに内部機器	34
図 3.8	EDCの通信ネットワーク (プノンペン市内)	36
図 3.9	NCCの監視制御室	38
図 3.10	EDCの中央給電指令所のシステム構成図	39
図 3.11	GS1 の既設光端局装置とRTU	40
図 3.12	プノンペン市周辺の電力供給	41
図 3.13	Development Master Plan at Chroy Changvar Area	44
図 3.14	Chroy Changvar地区への電力供給方式	45
図 3.15	プノンペン市内各地区の電力需要実績	47
図 3.16	プノンペン市内変電所の供給エリア	49
図 3.17	GDPと販売電力量の関係	57
図 3.18	停電コストの単価による感度解析	58
図 3.19	115kVケーブルの短時間許容電流値 (トリプレックスタイプ)	62
図 3.20	2020年におけるプノンペン系統の系統比較案	63
図 3.21	有効電力潮流 2020年(a) (ベトナムからの電力輸入最大化)	64
図 3.22	有効電力潮流 2020年(b) (カンボジア国内の発電最大化)	65
図 3.23	2020年におけるプノンペン系統の放射系統運用 (有効電力潮流)	68
図 3.24	230kV NCC変電所の導入 2020年	69
図 3.25	230kV NCC変電所の導入時の潮流図 2020年 (有効電力潮流)	70
図 3.26	プノンペン系統の電圧 2020年 (SC: 0MVar/320 MVar)	72
図 4.1	各変電所の位置図	74

図 4.2	各新設ルート案全体図	76
図 4.3	ボーリング柱状図	81
図 4.4	交通量・騒音調査地点の位置図及び写真	84
図 4.5	交通量測定結果	85
図 4.6	等価騒音レベルの経時変化	87
図 4.7	オリンピック市場の配電線ルート位置	90
図 5.1	環境省の組織図	92
図 5.2	プノンペン市組織図	94
図 5.3	IEIA/EIAの承認手続きのフロー	100
図 5.4	プノンペン市の行政界	106
図 5.5	プノンペン市のマスタープラン	107
図 5.6	2020年における大規模インフラ計画	108
図 6.1	UG_Route 全体平面図	126
図 6.2	UG_Route 1 平面図	127
図 6.3	UG_Route 2, 4 平面図	128
図 6.4	UG_Route 3 平面図	129
図 6.5	UG_Route 5 平面図	130
図 6.6	115kV単心ケーブルの最大送電容量計算結果	132
図 6.7	単心、トリプレックス型ケーブルの導体サイズと許容電流の関係	134
図 6.8	1000SQMMのケーブル構造表	135
図 6.9	開削管路方式（採用案）	137
図 6.10	直接埋設方式（不採用案）	138
図 6.11	推進管路方式（不採用案）	139
図 6.12	ジョイント・ベイ構造図・施工図	140
図 6.13	負荷の形状	148
図 6.14	EDC本社内のGIS変電所候補地	151
図 6.15	EDC本社内変電所の単線結線図	152
図 6.16	EDC本社敷地内イメージ	152
図 6.17	Olympic Stadium内変電所候補地	156
図 6.18	Olympic Stadium内変電所の単線結線図	158
図 6.19	Olympic Stadium内変電所の所要面積イメージ	158
図 6.20	GS1 とGS3 の送電線用フィーダーベイ増設箇所	163
図 6.21	配電用変電所新設に伴う基本的負荷分割のイメージ	167
図 6.22	配電用変電所での負荷分割方法	168
図 6.23	遠方制御機能付き配電用変電所概略	170
図 6.24	配電用変電所無線装置	170
図 6.25	埋設に関する規格	171
図 6.26	地中配電線防護物	173
図 6.27	管路設置例	173
図 6.28	新設配電線ルート案（EDC本社付近）	174
図 6.29	新設配電線ルート案（Olympic Stadium付近）	175
図 6.30	既設配電線への新設変電所配電線接続	176
図 6.31	新設配電線制御用光ケーブルルート案	180
図 6.32	本事業後のEDCの通信ネットワーク図（プノンペン市内）	186
図 7.1	ジョイント・ベイ仕様	204
図 8.1	EDCの組織図（本事業に関連する組織のみを抜粋）	208
図 8.2	設計段階での地中埋設物に関するチェック手順	211

図 8.3	地元説明会の実施要領	212
図 9.1	本事業による需要の伸びに対する供給対応（最大電力）の便益概略図	217
図 9.2	需要の伸びに対する供給対応不足量の計算方法概略図	218
図 9.3	本事業による需要の伸びに対する供給対応の便益推移評価	218
図 9.4	GDP 資料における各産業分野の伸びとプノンペン人口の割合	224
図 9.5	プノンペン地区の送配電ロス率	232
図 9.6	SAIFI, SAIDI	234

図表目次（表）

表 1.1	調査開始時における本事業の対象設備候補	3
表 1.2	EDC Counterpart Staffs	4
表 1.3	調査団名簿	5
表 2.1	カンボジア国経済指標	8
表 2.2	至近年に運転開始する電源開発プロジェクト	21
表 2.3	2020年までの送電線開発リスト	23
表 2.4	2012年末におけるプノンペン地域の変電容量	24
表 2.5	地方電化への援助	25
表 3.1	各案の比較結果	46
表 3.2	プノンペン地区各エリアの最大電力実績	48
表 3.3	プノンペン地区の最大電力需要想定	48
表 3.4	プノンペン地区各エリアの最大電力需要想定	50
表 3.5	比較検討を実施する複数案の候補	52
表 3.6	比較評価に使用する建設単価	53
表 3.7	各案の建設コスト	53
表 3.8	送電ロスと比較（150MVA送電の場合）	54
表 3.9	送電ロスのコスト比較	54
表 3.10	比較検討を実施する複数案の候補	55
表 3.11	最近の115kV送電線の事故実績	56
表 3.12	事故により停電となる年間電力量の期待値の比較	56
表 3.13	総合評価	58
表 3.14	115kV地中送電線定数	61
表 3.15	架空送電線N-1時のLoop 1の過負荷送電線（最大値）	66
表 3.16	架空送電線N-1時のLoop 2の過負荷送電線（最大値）	66
表 3.17	架空送電線N-1時のLoop 3の過負荷送電線（最大値）	66
表 3.18	架空送電線N-1時のRadial 1-(a)の過負荷送電線（最大値）	67
表 3.19	架空送電線N-1時のRadial 2-(a)の過負荷送電線（最大値）	67
表 3.20	架空送電線N-1時のRadial 3-(a)の過負荷送電線（最大値）	67
表 3.21	架空送電線N-1時の230kV-1の過負荷送電線（最大値）	71
表 3.22	架空送電線N-1時の230kV-2の過負荷送電線（最大値）	71
表 3.23	プノンペン中心部の115k母線の電圧	72
表 4.1	既設変電所および新設変電所の一覧	73
表 4.2	地中送電線新設ルート案の一覧	75
表 4.3	室内試験結果	82
表 4.4	交通量及び騒音調査の地点及び調査期間	83
表 4.5	交通量調査における分類	83
表 4.6	等価騒音レベル測定結果	86
表 4.7	既設変電所の計画予定地概要	87
表 4.8	新設変電所計画予定地の概要	88
表 4.9	地中送電線候補ルートの概況	89
表 5.1	環境社会配慮の調査対象	91
表 5.2	環境社会配慮に係わる主な法令リスト	95
表 5.3	用地取得・住民移転に係わる主な法令リスト	97
表 5.4	大気環境基準	98
表 5.5	有害物質の大気環境基準	98

表 5.6	公共地域・住宅地における騒音基準	99
表 5.7	水質基準	99
表 5.8	「カ」国の制度とJICA環境社会配慮ガイドライン(2010)の比較表	103
表 5.9	プノンペン市の概要	105
表 5.10	プノンペン市の行政区	106
表 5.11	調査対象地域の行政区	107
表 5.12	プノンペン市の地下埋設物	109
表 5.13	MPWTが管理するROW	109
表 5.14	整備計画の代替案比較表	111
表 5.15	送電線ルート of 代替案	112
表 5.16	環境社会影響スコوپング項目	114
表 5.17	環境社会への影響評価	118
表 5.18	緩和策	121
表 5.19	第1回ステークホルダー協議結果	123
表 5.20	第2回ステークホルダー協議結果	124
表 6.1	115kV地中送電線ルート案の一覧	125
表 6.2	単心ケーブルの計算条件	132
表 6.3	単心ケーブルと3心タイプケーブルの比較 (300MVA送電の場合)	133
表 6.4	単心ケーブルと3心タイプケーブルのロス比較 (115kV 1000mm ² の場合)	136
表 6.5	地中線路工事概算工事費 (3.6kmのモデルケース)	141
表 6.6	FCとLC の分類	142
表 6.7	GS1-EDC SS	142
表 6.8	EDC SS-HunSen Park SS	143
表 6.9	HunSen Park SS-Olympic Stadium SS	143
表 6.10	Olympic Stadium SS-GS3	144
表 6.11	概略工事工程	145
表 6.12	概略なコスト比較	146
表 6.13	比較対象変圧器の諸元	147
表 6.14	比較対象変圧器の諸元	147
表 6.15	年間ロスの計算結果	148
表 6.16	年間停電量の期待値	148
表 6.17	総合評価	149
表 6.18	主機器の基本仕様	150
表 6.19	設備規模 (EDC 本社)	151
表 6.20	建設コスト (EDC本社)	154
表 6.21	建設スケジュール (EDC本社)	155
表 6.22	変電所候補地の比較	157
表 6.23	設備規模 (Olympic Stadium)	157
表 6.24	建設コスト (Olympic Stadium)	160
表 6.25	建設スケジュール (Olympic Stadium)	161
表 6.26	変電所改修の事業費 (GS1)	165
表 6.27	変電所改修の事業費 (GS3)	166
表 6.28	GS1 およびGS3 改修工事の工程表	166
表 6.29	22kV地中ケーブル	169
表 6.30	SWギヤならびにケーブル終端規格	169
表 6.31	変電所無線装置規格	171
表 6.32	埋設深さ	172

表 6.33	離隔距離（地中電線）	172
表 6.34	離隔距離（地中電線以外）	172
表 6.35	掘削幅	172
表 6.36	建設費用	178
表 6.37	工事スケジュール	179
表 6.38	通信機器の事業費	189
表 6.39	通信機器の建設スケジュール	189
表 7.1	全体工程表	191
表 7.2	地中送電線総建設費	192
表 7.3	変電所総建設費	193
表 7.4	配電設備総建設費	194
表 7.5	通信設備総建設費	195
表 7.6	変電所用地取得費	195
表 7.7	環境モニタリング費	195
表 7.8	プロジェクト総事業費	196
表 7.9	総事業費支払い計画	197
表 7.10	事業スケジュール	201
表 7.11	単心ケーブルとトリプレックス型ケーブルの比較	203
表 8.1	EDC貸借対照表	206
表 8.2	EDC損益計算書	207
表 8.3	EDCキャッシュフロー計算書	207
表 8.4	環境管理体制	210
表 8.5	環境モニタリング計画	213
表 8.6	環境に係わる費用概算見積	214
表 9.1	プノンペン送配電網整備事業のサブプロジェクト別建設費(含据付工事・土木工 事)	215
表 9.2	“With Project”と“Without Project”の販売電力増分、ロス、追加購入電力量	218
表 9.3	財務内部収益率(FIRR)の計算	220
表 9.4	経済的内部収益率(EIRR)の計算	221
表 9.5	感度解析結果（2020年）	222
表 9.6	代替案の比較（2020年）	222
表 9.7	全国およびPhnom Penh都市部の産業別人口と割合	223
表 9.8	各案の内部収益率	224
表 9.9	PLAN 1の経済分析詳細表	226
表 9.10	PLAN 2の経済分析詳細表	227
表 9.11	PLAN 3の経済分析詳細表	228
表 9.12	CO ₂ 削減効果の計算結果シート	230
表 9.13	新設変電所のピーク時における負荷	232
表 9.14	新設地中送電線の平常状態における最大潮流	233
表 9.15	定量的運用効果指標のまとめ	235

略 語

略 語	Words (Original)	和文
AC	Alternating Current	交流
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ADSS	All-Dielectric Self-Supporting	全誘電体自立
AIS	Air Insulated Switchgear	空気絶縁開閉装置
ASEAN	Association of South-East Asian Nations	東南アジア諸国連合
BIL	Basic Insulation Level	基準衝撃絶縁強度
BOT	Build Operate & Transfer	ビルド・オペレート・トランスファー
CB	Circuit Breaker	遮断器
CDC	Council for the Development of Cambodia	カンボジア開発評議会
CEP	Cambodia Electricity Pte Co Ltd	(IPP 名)
CO2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
C/P	Counterpart	カウンターパート
CPTL	Cambodia Power Transmission Line	カンボジア送電会社
CV	Cross-linked polyethylene insulated Vinyl sheathed	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシース
CVT	CV Triplex type	CV 三線撚り型
DAS	Distribution Automation System	配電自動化
DC	Direct Current	直流
DEIA	Department of Environmental Impact Assessment	環境影響評価局
DFR	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DLMUPC	Department of Land Management, Urban Planning and Construction	都市管理計画建設局
DMD	Deputy Managing Director	副社長
DMS	Distribution Management System	配電管理システム
DOE	Department of Environment	環境局
DPWT	Department of Public Work and Transportation; DPWT	公共事業運輸局
DSM	Demand Side Management	需要側管理
EAC	Electricity Authority of Cambodia	カンボジア電力庁
EDC	Electricite du Cambodge	カンボジア電力公社
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand	タイ発電公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economical Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム
ERC	Energy Regulatory Commission of Thailand	タイ電力規制委員会
EVN	Electricity of Vietnam	ベトナム電力公社
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FR	Final Report	最終報告書
F/S	Feasibility Study	実行可能性調査
GD	General Department	総務部
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Geographic Information System	地図情報システム
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GMS	Greater Mekong Subregion	大メコン圏
GREPTS	General Requirements of Electric Power Technical Standards	電力技術基準

GS	Grid Substation	基幹変電所
HQ	Headquarters	本社
IcR	Inception Report	インセプションレポート
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IEIA	Initial Environmental Impact Assessment	初期の環境影響評価
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRC	Inter-ministerial Resettlement Committee	省庁間住民移転委員会
ItR	Interim Report	インテリムレポート
ITU-T	International Telecommunications Union -Telecommunications	国際電気通信連合 電気通信 標準化部門
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KEP	Khmer Electrical Power Co Ltd	(IPP 名)
LA	A-Weighted Sound Pressure Level	騒音レベル
LERNRM	Law on Environmental Protection and Natural Resource Management	環境保護及び天然資源管理法
LIWV	Lightning Impulse Withstand Voltage	雷インパルス耐電圧
MEA	Metropolitan Electricity Authority	首都圏配電公社
MEF	Ministry of Economic and Finance	経済財務省
MIME	Ministry Industry, Mines and Energy	鉱工業エネルギー省
MLMUPC	Ministry of Land management, Urban Planning and Construction	都市管理計画建設省
MOC	Ministry of Commerce	商務省
MOE	Ministry of Environment	環境省
MOU	Memorandum of Understanding	了解覚書
MPWT	Ministry of Public Works and Transport	公共事業運輸省
NCC	National Control Center	中央給電所
NPP	North Phnom Penh	(変電所名)
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
O&M	Operation and Maintenance	運営維持
OPGW	Optical Ground Wire	光ファイバ複合架空地線
PABX	Private Automatic Branch Exchange	自動電話交換機
PEO	Provincial Environment office	地方政府の環境局
PLC	Power Line Communication	電力線通信
PMO	Project Management Office	プロジェクト実施機関
PPSEZ	Phnom Penh Special Economic Zone	プノンペン経済特区
PPWSA	Phnom Penh Water Supply Authority	プノンペン市水道公社
PSS/E	Power System Simulation for Engineering	(系統解析用ソフト名)
PVC	Polyvinyl Chloride	ポリ塩化ビニル
RD	Resettlement Department	住民移転課
REE	Rural Electricity Enterprise	地方電気事業者
ROW	Right of Way	送電線用地
RTU	Remote Terminal Unit	遠方監視制御装置
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	1軒あたりの平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	1軒あたりの平均停電回数
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御とデータ収集
SCS	Substation Control System	変電所制御装置
SDH	Synchronous Digital Hierarchy	同期デジタル・ハイアラー キ
SF6	Sulfur Hexafluoride	六フッ化硫黄

SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダーミーティング
SMT	Synchronous Transfer Mode	同期転送モード
SPP	South Phnom Penh	(変電所名)
SQMM	Square millimeter	平方ミリメートル
SS	Substation	変電所
SWS	Switching Station	(変電所名)
TSP	Total Suspended Particulate	総浮遊粒子
UG	Underground	地中
UHF	Ultra-High Frequency	極超短波
USD	United States Dollar	米ドル
WB	World Bank	世界銀行
WHO	World Health Organization	世界保健機構
XLPE	Crosslinked Polyethylene	架橋ポリエチレン

第1章 序章

1.1 本調査の背景

カンボジア国（以下「カ」国）、とりわけプノンペン首都圏における電力需要は、安定的な経済成長に伴い、2002年以降年平均20%で増加している。2012年に国際協力機構（以下JICA）が実施した「カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査」によると、2024年までの電力需要は年率8～25%で増加していくものと想定している。当該地域への電力供給は、政府所有の電力会社であるカンボジア電力公社（EDC）が実施しているが、EDCは新規に送電線、配電線を建設するとともに、最新鋭の制御システムの導入を図り、このような電力需要の伸びに対応していくことが期待されている。

1.2 本調査の目的と活動内容

1.2.1 本調査の目的

「プノンペン首都圏送配電網整備事業」（本事業）は、プノンペンにおいて115kV地中送電線、115kV/22kV変電所及び22kV地中配電線の建設を行うとともに、高度な115kVリレーシステム、系統安定化装置や配電自動化装置を導入することにより、プノンペンにおける電力供給の安定性向上を図り、ひいては地域的な社会経済開発の向上を図ることを目的として実施される。

本調査の目的は、本調査により、本事業の目的、概要、事業費、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境社会配慮面等、円借款事業として実施するための審査に必要な情報を収集することである。

1.2.2 対象地域

プノンペン首都圏

1.2.3 調査業務の内容

調査は、2012年8月30日にEDCとJICAの両者がサインしたMinutes of Discussionに従って実施する。主たる実施項目は以下の通りである。

(1) 「カ」国電力セクターの現状調査

- 電気事業に関する政策の確認
- 電力セクターにおける組織・制度に関する調査
- 「カ」国、特にプノンペン首都圏における電力需給状況の調査
- 「カ」国における送電網整備の現況、特にプノンペン首都圏における送電網整備状況の分析
- EDCの財務状況の評価
- 電力セクター（EDC）に対する他ドナーの協力状況の確認

-
- (2) プノンペン首都圏における送電、変電、配電設備増強計画のレビュー
- 既往調査（“Feasibility Study of New Underground Cable in Phnom Penh”, 2008年と「カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査」, 2012年）をレビューし、事業スコープと予備設計の見直し（日本技術の適用可能性調査も含む）の実施
 - 将来の電力需要予測
- (3) プノンペン首都圏における既設設備（送電、変電、配電）の現状調査
- 「カ」国内で採用されている、115kV送電線、115kV/22kV変電所、22kV配電設備の仕様、設計、採用基準の確認
 - プノンペン首都圏における将来の需要予測を考慮した潮流解析の実施
 - プノンペン首都圏における送配電網のボトルネックの確認とその対応策の検討
 - 上記対応策について優先度の確認
- (4) 環境社会配慮
- 土地問題を含む環境社会配慮に関する法律、制度の確認
 - JICA環境社会配慮ガイドライン（2010年4月）に従った調査の実施
 - 必要な許可（IEIA、EIA、土地問題などを含む）の取得に関して、EDCの支援を実施
- (5) 実行可能性調査
- 事業実施体制、組織の確認
 - 概略設計の対象となる整備計画の決定
 - 概略設計実施に必要な地理的、地形的調査の実施
 - 計画設備及び関連設備の概略設計の実施
 - 事業の実施スケジュールの策定
 - プロジェクトの概略事業費の積算
 - 経済財務分析（FIRR、EIRRの算出）
 - プロジェクトリスクの分析
 - 本事業によるCO₂削減効果の算出
 - 事後評価を行うための運用・効果指標の提案
- (6) 維持管理体制の確認
- 送配電線の維持管理体制の確認
 - EDCの技術面・財務面の実施能力の確認
 - プロジェクトの効果発現を目指した維持管理体制の提案
 - 送配電線の維持管理部門における技術協力の必要性確認
- (7) ワークショップの開催（予備調査時、ドラフトファイナルレポート説明時）
-

1.3 本事業の Scope

調査開始時における本事業の対象設備候補を以下に示す。

表 1.1 調査開始時における本事業の対象設備候補

115kV 地中送電線	新設 GIS 変電所
第一変電所 (GS1) – EDC 本社内	EDC 本社内
第二変電所 (GS2) – Hun Sen Park 内	Hun Sen Park 内
第三変電所 (GS3) – Olympic Stadium 内	Olympic Stadium 内



図 1.1 調査開始時における本事業の対象設備

調査を進めている中で、Hun Sen Park 内変電所を早期に建設する必要が生じたため、EDC からの申し出により、GS2 – Hun Sen Park 間の地中送電線と Hun Sen Park 内変電所の新設は本調査の対象設備から外れた。

EDC は、プノンペン中心部に上記に加えて 2 つの 115/22kV 変電所 (Chroy Changvar, Toul Kork) の建設を計画している。本調査はこれらの変電所も含めた全体事業の Phase 1 調査として実施する。

1.4 実施体制

1.4.1 EDC サイドのカウンターパート

EDC は本調査の推進のため、以下のメンバーをカウンターパートとしてアサインした。

表 1.2 EDC Counterpart Staffs

Name	Position
1. Overall management	
• Dr. Chan Sodavath	Deputy Managing Director
• Dr. Praing Chulasa	Director, Department of Corporate Planning and Projects (DCPP)
• NouSokhon	Director, Department of Transmission (DT)
2. Coordinator	
• Chan Chetra	Deputy head office, DCPP
• NginKanida	Deputy head office, DCPP
3. Development Planning Team	
• Chun Piseth	Deputy Director, DCPP
• Hang Touch	Head office, Department of Business & Distribution (DBD)
• OukChetra	Head office, DBD
• RinSeihakiri	Deputy head office Planning, MIS and Tariff, DCPP
• ThourkMony	Deputy Office, DT
• ThachSovanReasy	Head office, DCPP
• LorsPuthy	Deputy head office, DT
• Try Soban	Staff, DT
• MuongVadhna	Staff, DT
• Touch La	Staff, DCPP
• SoamSopheak	Staff, DCPP
4. Facilities Design Team	
• PlongTitiaPhalkun	Deputy Director, DT
• Or Vadhna	Head office, Distribution Dispatching, DBD
• CheaSaemChantara	Deputy head office, DCPP
• KhySokhan	Head office, DT
• Hem Rattana	NCC/DT
• Vong Randy	NCC/DT
• HengSocheat	Staff, Telecommunication/SCADA
• Chon Virak	Staff, DCPP
• Prom Chan Nareth	Staff, DCPP
5. Environment	
• Mao Visal	Head of environment office, DCPP
• HeavChanvisal	Deputy head of environment office, DCPP

1.4.2 調査団

表 1.3 調査団名簿

氏名	専門
関 昇	総括／系統計画
横澤 康浩	電力需要予測/系統解析 A（電力需要予測）
由井原 篤	電力需要予測/系統解析 B（系統解析）
若林 孝	経済財務分析
小川 正浩	送変電設備 A（設備総括、事業費積算）
岩渕 雅博	送変電設備 B（設備間協調、通信設備）
秋元 政俊	送変電設備 C（リレーシステム）
高守 善紀	土木
市川 福夫	GIS 変電所設計
渡辺 恭敏	地中線設計
岩間 正樹	配電設備
武田 智恵	環境・社会配慮

第 2 章 カンボジア電力セクター

2.1 カンボジアの経済状況

2.1.1 国内総生産

カンボジア経済は、2004～2007 年の 4 年間、10%を超える高い経済成長を持続した。その主な要因は 1 縫製業の輸出増、2 堅調な観光業、3 良好な農業生産、4 建設業の活況(特に住居・ホテル・工場建設)、5 外国投資、6 市中銀行からの貸出の急速な進展が挙げられる。その後、世界的な経済危機の影響を受け、2009 年の経済成長率は 0.1%にまで落ち込んだ。しかし、2010 年には回復し（世界銀行 6.10%、MEF 推計 5.0%）2012 年以降も 6.5%程度の成長が期待されている。

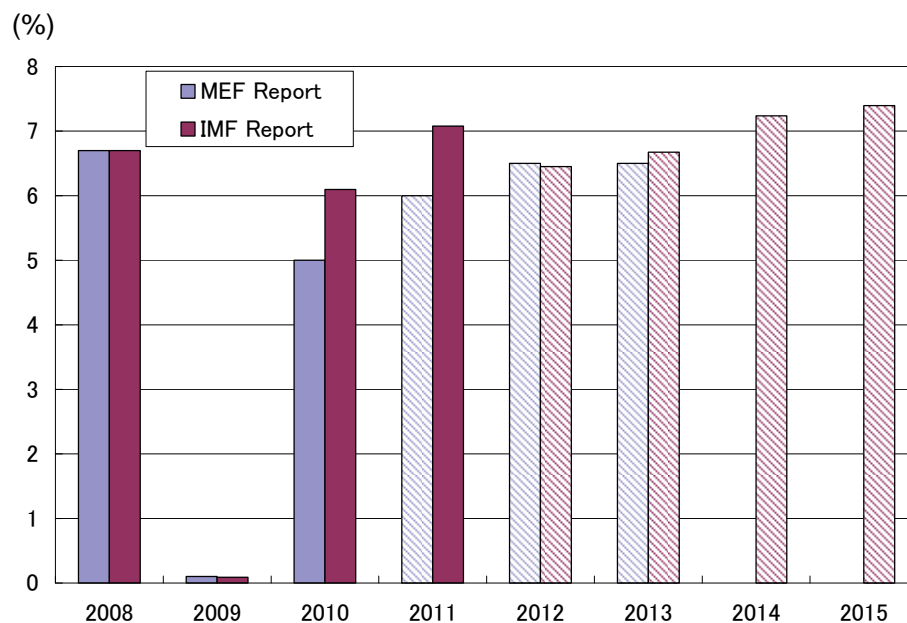
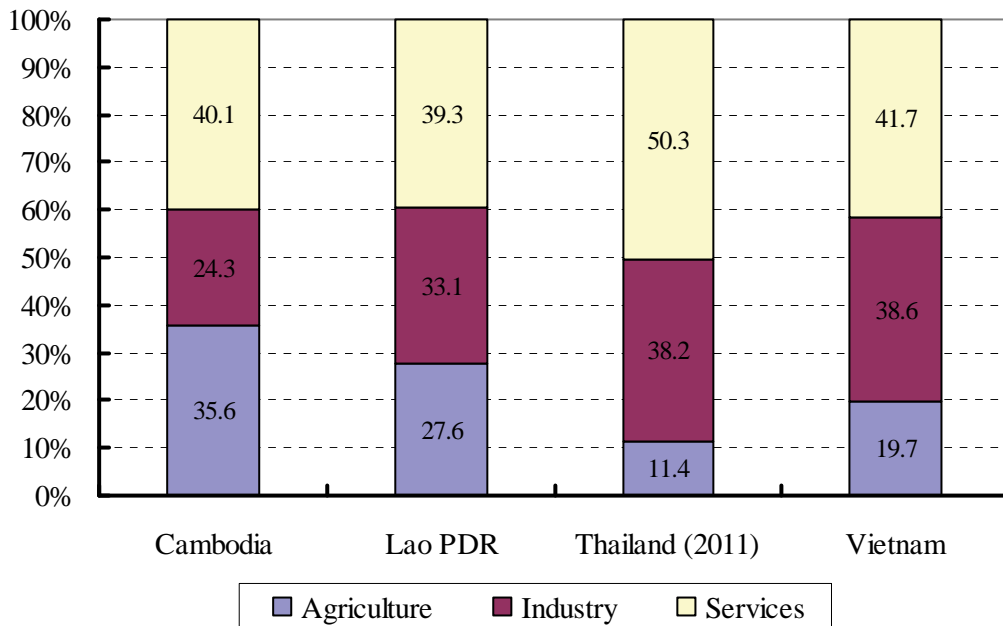


図 2.1 カンボジア国 GDP 伸び率実績と予測値

出典： カンボジア国 MEF Microeconomic Framework 2010-2011
 世界銀行 World Economic Database 2012 October

また、2012 年におけるカンボジアと周辺国の産業別 GDP 構成比を図 2.2に示す。



Source: ADB, Key Indicators for Asia and the Pacific 2013 (July)

図 2.2 カンボジアと周辺国の産業別 GDP 構成比 (2012)

カンボジアの産業構造を周辺国と比較すると、2012 年度の統計でもラオスと同様にいまだ工業化の初期段階にあることがわかる。

2.1.2 投資動向

カンボジア開発評議会(Council for the Development of Cambodia: CDC)によって投資優遇措置の供与が認可された投資プロジェクトには、カンボジア資本によるものと外国資本によるものがある。投資法 (Law on Investment)が制定された翌年の 1995 年における固定資産投資認可総額は 23 億ドルにのぼった。1994 年から 2005 年までの 12 年間の年間平均額は約 7.1 億ドルとなっているのに対し、2006 年から 2010 年までの 5 年間の年間平均額は約 7.5 倍の 53.0 億ドルとなっている。1994 年から 2010 年末までの累積認可投資額は 350.6 億ドルに達している。この間の国別投資認可動向を見ると中国 (合計投資額 1 位)、韓国 (2 位)、マレーシア (3 位) の 3 カ国で全体投資額の約 75%を占めており、各国との緊密な関係が伺える。一方、2011 年から、日本からの企業進出が大幅に増えてきており、2010 年のミネベアに続き、住友電装、矢崎総業など自動車部品産業、三井住友銀行、三菱東京 UFJ 銀行の現地事務所開設、日本通運、郵船ロジスティクス等の輸送関係の進出が進んでいる。カンボジア日本人商工会の会員数も 2007 年 34 社、2008 年 35 社、2009 年 45 社、2010 年 50 社、2011 年 83 社から 2013 年 7 月現在、商社、建設会社、各種製造会社、金融・サービス会社など 114 社の正会員と準会員・特別会員 29 の会社・団体を併せて合計 143 社・団体となっている。

2.1.3 その他の経済指標

そのほかの経済指標を表 2.1に示す。

表 2.1 カンボジア国経済指標

Index	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total population (million; as of 1 July)	13.5	13.7	13.9	14.1	14.3	14.5	14.8
GDP (US\$ billion; at current market prices)	7.3	8.6	10.4	10.4	11.2	12.8	14.0
Agriculture (%)	31.7	31.9	34.9	35.7	36.0	36.7	35.6
Industry (%)	27.6	26.8	23.8	23.1	23.3	23.5	24.3
Services (%)	40.8	41.3	41.3	41.3	40.7	39.8	40.1
Per capita GDP (US\$; at current market prices)	539	631	746	739	786	884	950
Export growth rate (%/yr)	27.0%	-12.0%	7.6%	-14.2%	29.7%	34.4%	15.3%
Import growth rate (%/yr)	21.8%	-5.3%	12.4%	-11.6%	21.7%	22.7%	18.7%
Inflation of Consumer price index (%/yr)	4.7	5.9	19.7	-0.7	4.0	5.4	2.9
Foreign direct investment (US\$ million)	475	866	795	520	762	873	1,527
External indebtedness (US\$ million; as of 31 Dec)	3,550	2,813	3,267	3,523	3,833	4,336	

Source: ADB, Key Indicators for Asia and the Pacific 2013 (July)

2.2 電力セクターをめぐる基本政策

2.2.1 国家開発戦略

カンボジア政府は、2013年に第3次四辺形戦略を策定した。四辺形戦略は、包括的な国家開発の枠組みを示したもので、農業分野の向上、インフラ復興と建設、民間セクターの開発と雇用創出、能力開発と人材育成の4分野に重点をおいている。

2.2.2 エネルギー政策

カンボジア政府のエネルギー政策では、1994年に策定された「Energy Sector Development Policy」において次の目標を掲げている。

- (1) エネルギーを適正な料金で全国に供給
- (2) 投資や経済発展を促進する電気料金の設定と安定かつ信頼性の高い電力供給
- (3) 経済発展に見合ったエネルギー供給を達成し、社会や環境に優しいエネルギー資源の開発を促進
- (4) エネルギーの効率的な使用を促進し、環境への影響を最小化

2.2.3 電力政策

(1) 政府方針

総合的な国家開発計画として、2010年に「National Strategic Development Plan」が策定されており、この中で電力セクターの重点政策として、次が挙げられている。

(a) 供給力の確保

- 1) 自国資源を活用した、水力、天然ガス、石炭火力の開発
- 2) 原子力や新技術によるエネルギー等の調査
- 3) 電源多様化および供給予備力の確保によるエネルギーセキュリティの向上
- 4) 省エネルギーの推進

(b) 低廉な電気料金

- 1) 送電網の整備
- 2) 二国間または多国間の協力による ASEAN、GMS 域内国際連系系統開発との連携
- 3) 再生可能エネルギー利用を含む地方電化の推進
- 4) 民間投資の促進
- 5) 開発プロジェクトにおける環境社会配慮と経済効率の両立

(c) 電力関係機関の強化と能力開発

- 1) 電力関係機関の人材育成、組織改編による運営能力向上、および電力品質改善

(2) 電化率目標

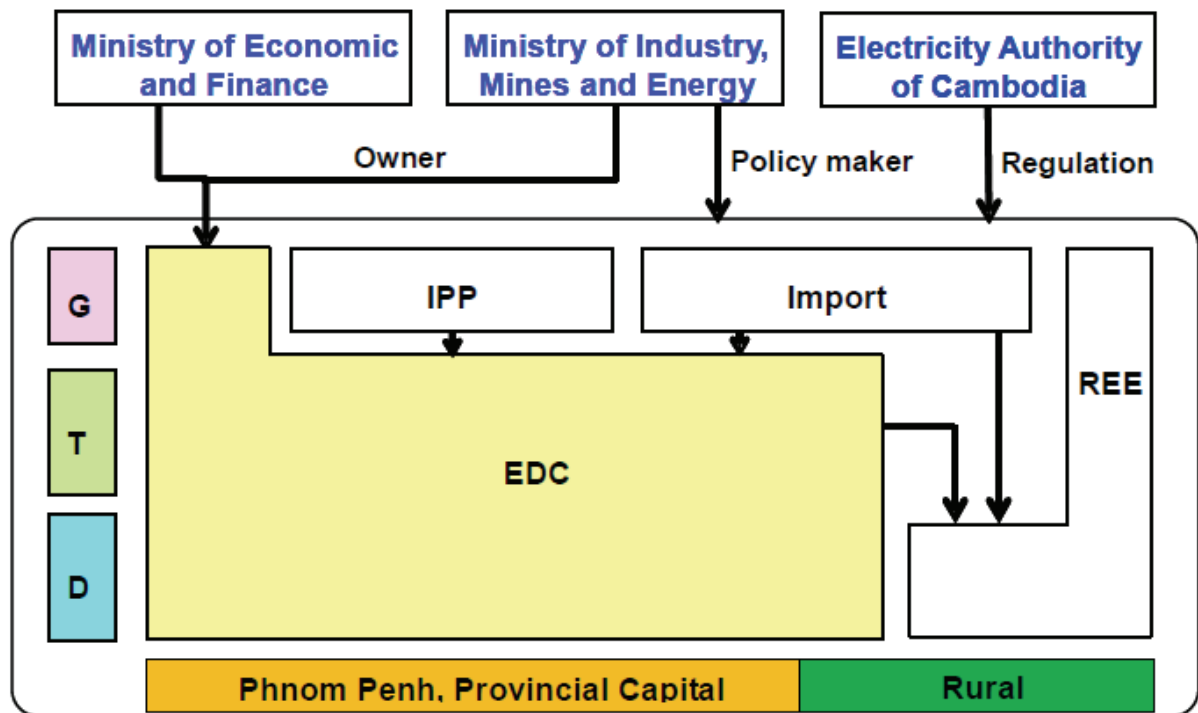
電力セクター電化率の目標として以下が設定されている。

- (a) 2020年までにバッテリー照明を含め村落電化率 100%
- (b) 2030年までに電力系統からの供給により少なくとも世帯電化率 70%

2.3 電力セクターの関係機関とその役割

電気事業法（2001年公布）によると、電力事業の事業認可等の規制を EAC が行い、MIME は電力設備の開発方針、開発計画や管理指針の策定を行うことが定められている。電気事業は主に EDC が行っている。EDC は、MIME と MEF が共同で管理している。

一方、電力設備開発への民間資本の活用も進められており、発電事業（IPP）、配電事業（REE）のみならず送電事業についても民間事業者が進出している。



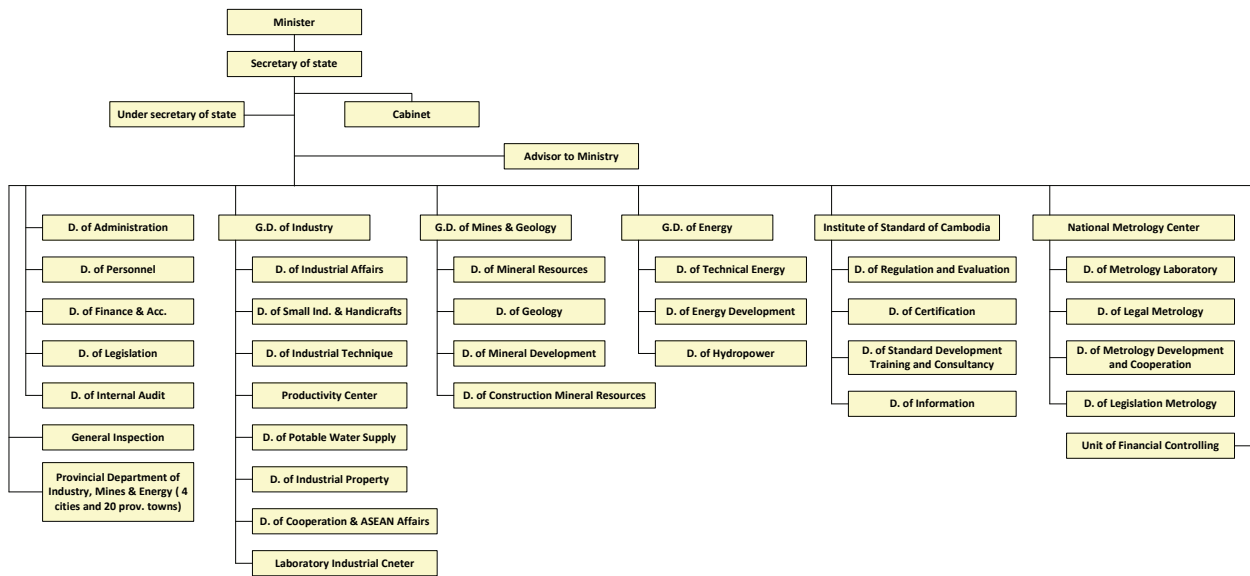
出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

図 2.3 電力セクター関連図

2.3.1 MIME

MIME は EAC と共に電力行政を管轄している。MIME はカンボジア国電力の方針策定、政策立案、電力開発計画の取りまとめ、電力技術・安全・環境基準の制定を担っている。

MIME は General Department (G.D.) of Industry、G.D. of Mines & Geology、G.D. of Energy、Institute of Standard of Cambodia、National Metrology、および地方を管轄する Center Provincial Department of Industry、Mines and Energy とから構成される。



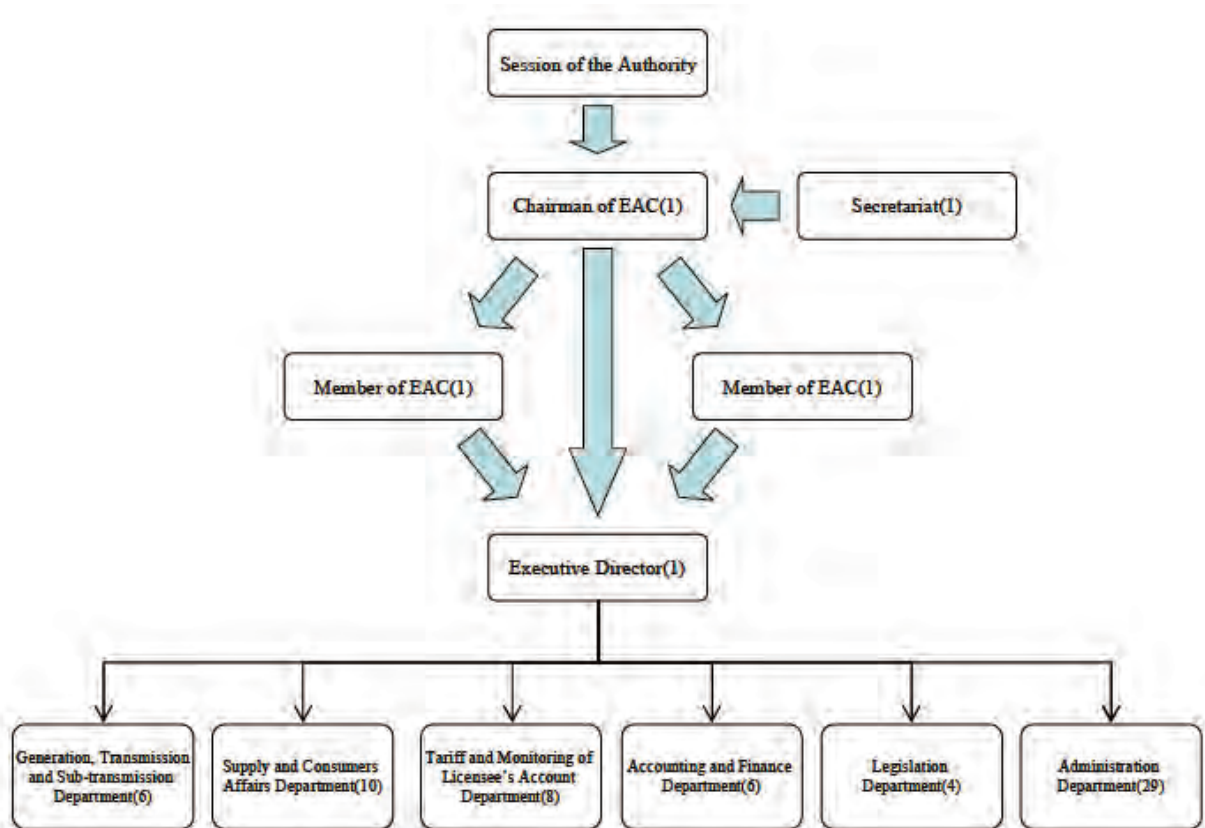
出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

図 2.4 MIME 組織図

2.3.2 EAC

EAC はカンボジア国電力事業の規制・指導を行っている。運営は、電気事業者からの免許料により行われており、独立採算で運営されている。

主な業務としては、事業免許の交付・停止、電気料金の認可、供給規則の策定、電気事業の監査、電気事業関連情報収集がある。

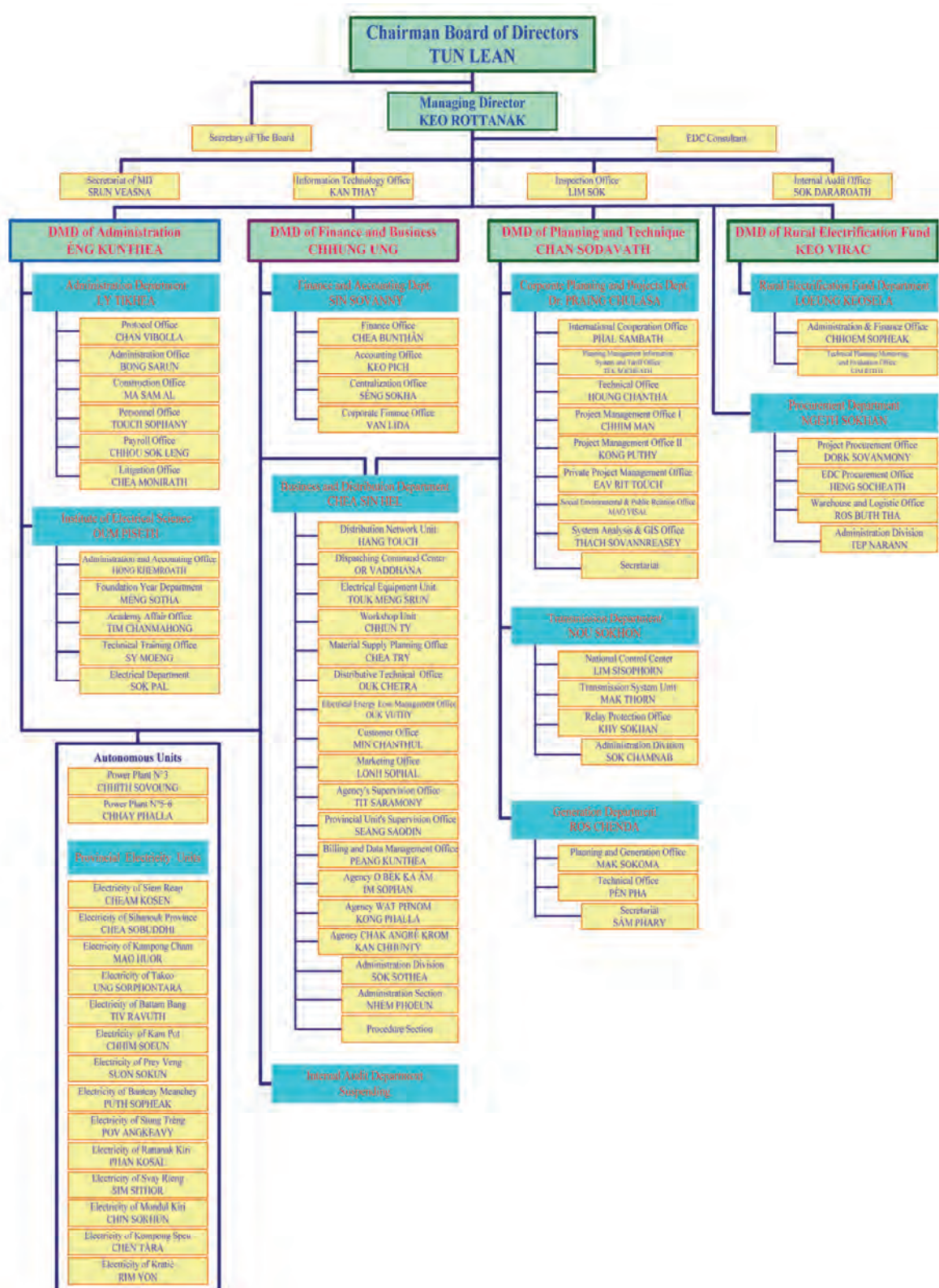


出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

図 2.5 EAC 組織図

2.3.3 EDC

EDCはカンボジア国の電力事業を行っている。基幹系統の事業許可はEDCにのみ許可されている。



出典 : EDC Annual Report 2012 Draft version

図 2.6 EDC 組織図

2.4 電力需給状況

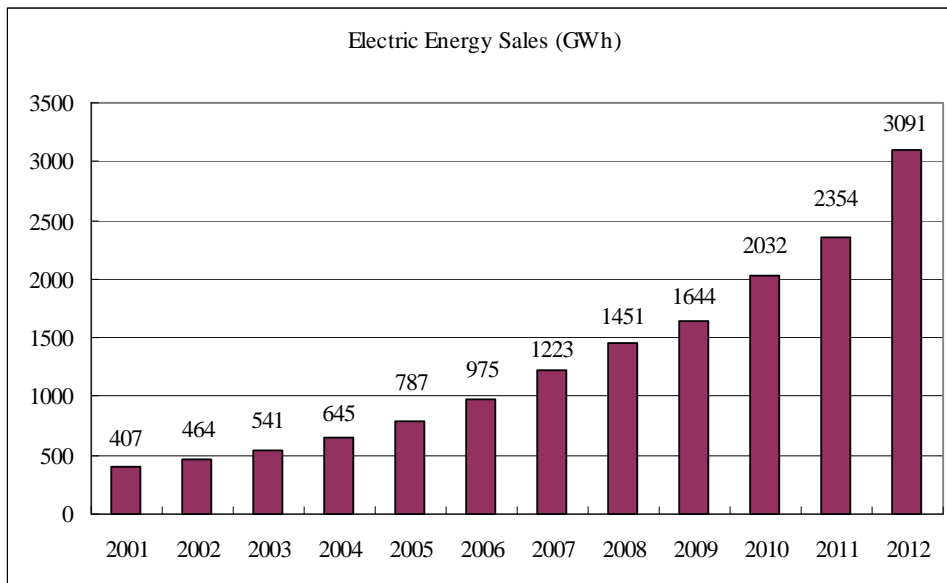
2.4.1 電力需要

(1) 販売電力量実績

(a) 販売電力量の推移

2001年から2012年までのカンボジア全国の販売電力需要実績を下表に示す。

2001年は407.3GWh、2012年には3091.1GWhに増加し、年平均伸び率は18.4%である。

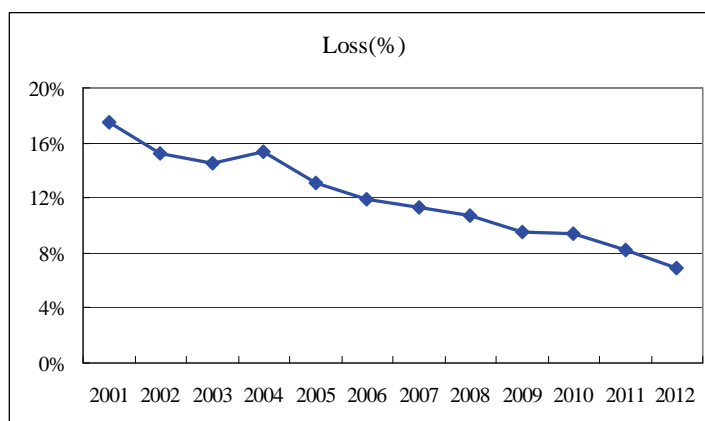


出典：EDC Annual report 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 draft

図 2.7 全国販売電力量実績

(b) 送配電ロスの推移

送配電ロスは2001年では17.5%、2012年には6.9%に低下している。

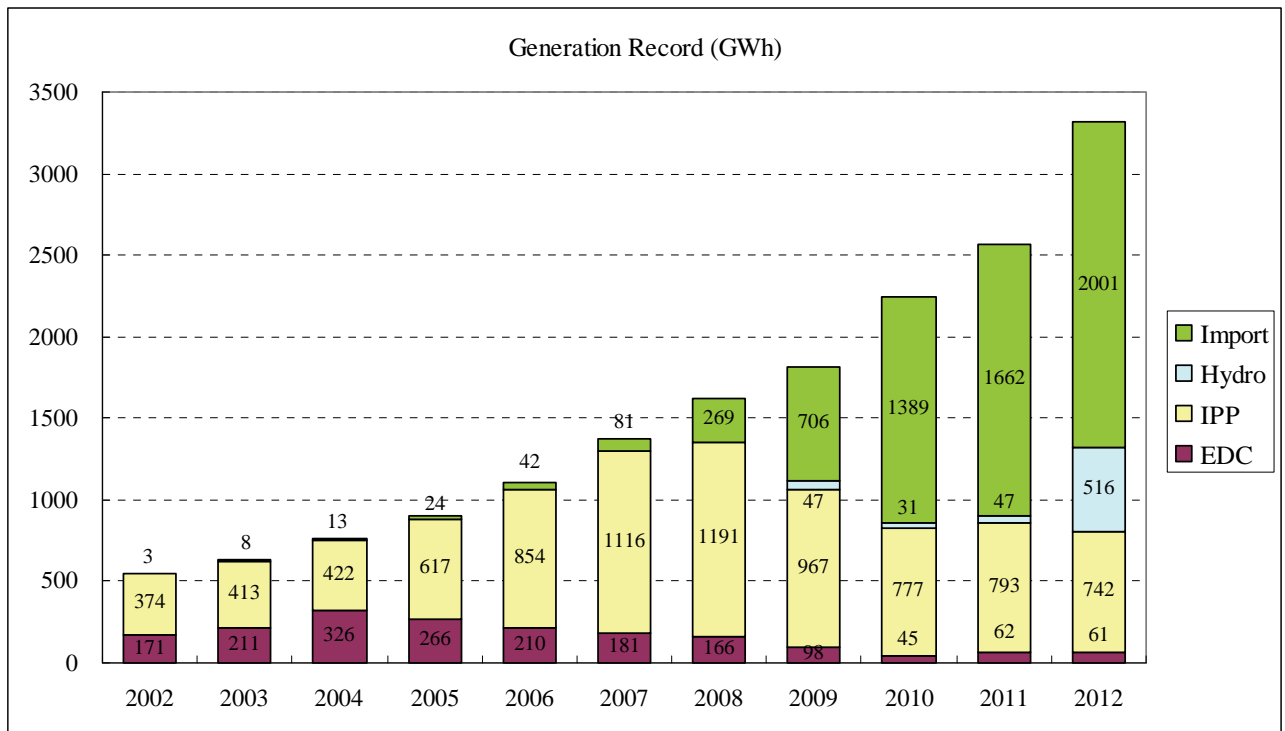


出典：EDC Annual report 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 draft

図 2.8 送配電ロスの推移

(c) 発電電力量の推移

発電電力量は2001年には493.4GWhであった。2012年には3319.4GWhを記録し、タイおよびベトナムからの電力輸入が60%を占める。2001年から2012年までの発電電力量の年平均伸び率は、17.2%である。



出典：EDC Annual report 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 draft

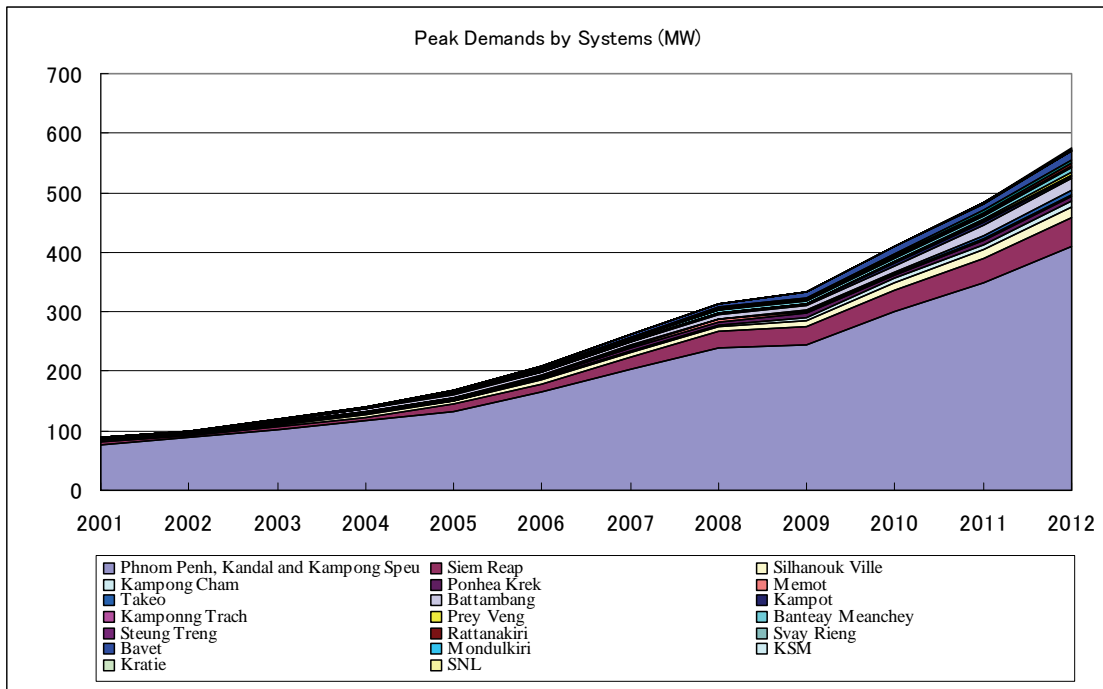
図 2.9 発電電力量の推移

(2) 最大電力実績

(a) 最大電力実績の推移

全国の最大電力は、2001年88.6MWであったものが、2012年で575.0MWと年平均伸び率で16.9%である。

地域別の最大電力のシェアを見ると、2001年実績では88%、2012年では71%をプノンペン系統が占めている。続いてシムリアップの需要が伸びて来ており、2012年では8%を占める。これは、地方電化推進の成果によるものである。シムリアップ系統の需要の伸びが大きいのは、タイ系統との連系線の運用開始により、電力輸入が行えるようになったことが要因として考えられる。

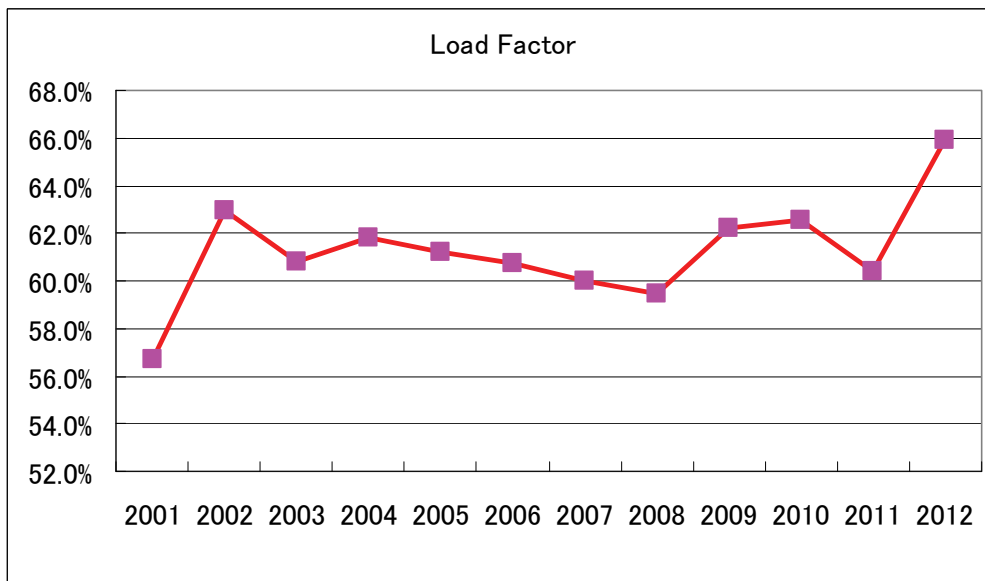


出典：EDC Annual report 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 draft

図 2.10 最大電力実績の推移

(b) 負荷率実績

負荷率は、2001年で56%、2012年で65.9%であり、平均61.2%である。タイのEGAT系統では、70%程度の負荷率となっており、工業化の進展に伴い負荷平準化が進むと考えられるが、DSM等の負荷平準化施策を検討する余地がある。

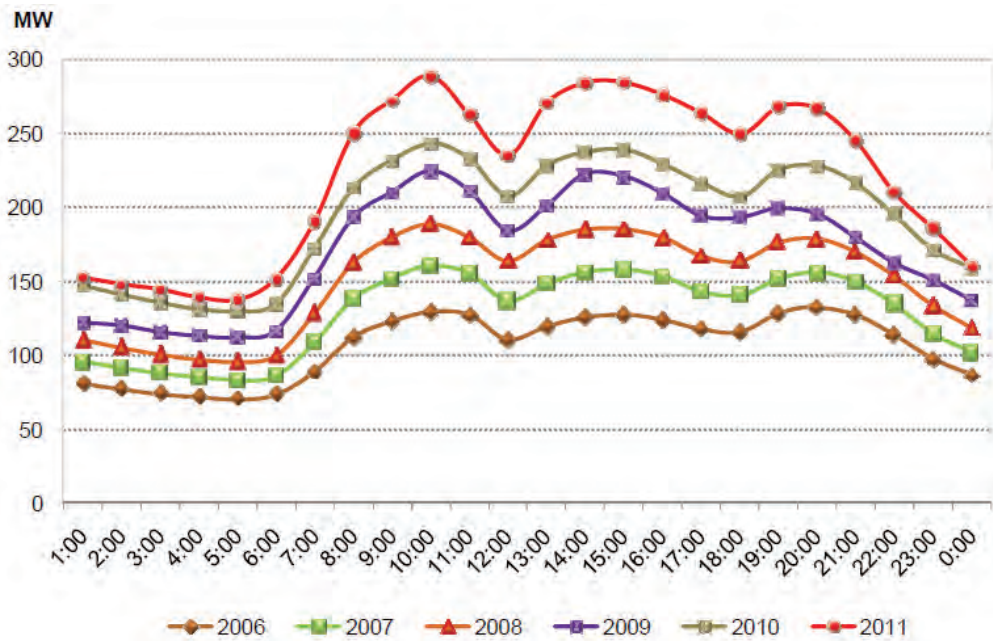


出典：EDC Annual report 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 draft

図 2.11 負荷率の推移

(c) 日負荷曲線

日負荷曲線の変化を見ると、タイ系統と同様な3つのピークが表れてきている。朝のピークは急峻な立ち上がりを見せてきており、この急峻な負荷に追従できる供給力が必要となってくる。現在は、負荷の値が大きくないので、ベトナム系統からの電力輸入により供給できている。



出典：EDC Annual report 2011 draft

図 2.12 日負荷曲線の推移

(3) 電力需要想定

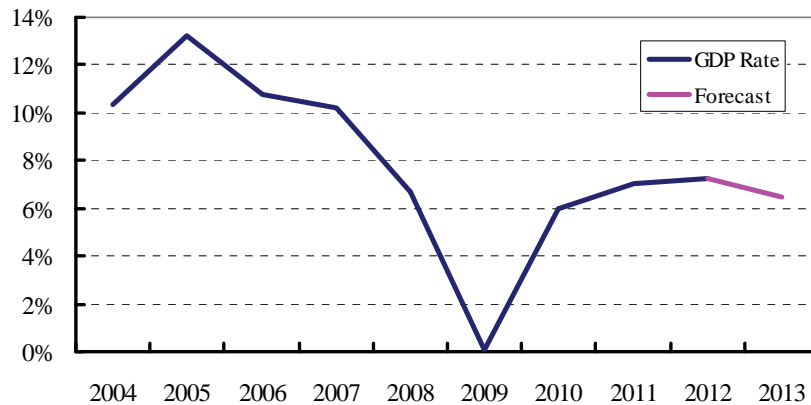
(a) 電力需要想定の手法

一般的には、国内総生産の伸び、人口の伸び、電化率、電源開発計画を考慮して販売電力量の想定を行い、送配電ロスを考慮し、送電端電力量を求める。この送電端電力量を経済負荷配分による発電種別の発電量を求め、各種別毎の発電所所内電力を加えて発電電力量を想定する。その後、産業の構造改革の進展や空調設備の普及状況を勘案して負荷率を想定する。この、負荷率により最大電力を想定する。

カンボジアでは、政府承認を受けた開発計画の需要想定は、WB の需要想定が採用されている。EDC によると、この需要想定では、GDP 推移と想定、人口増加率、地方電化率および MIMC の実地調査に基づく世帯電力需要を用いて需要想定を行っている。

(b) 国内総生産の推移と予想

カンボジアの経済は2009年の世界的な経済危機を迎えるまで、旺盛な海外投資に基づく製品輸出の増大などにより、高い成長率を記録した。2004年から2007年の間、GDPは10%の成長率を記録した。2009年には世界的な経済の落ち込みの影響を受け、0.1%にまで落ち込んだが、2010年には6%台に回復、2011年、2012年も7%以上を維持した。MEFの推定では、今後も6%台の伸びを維持できるとしている。



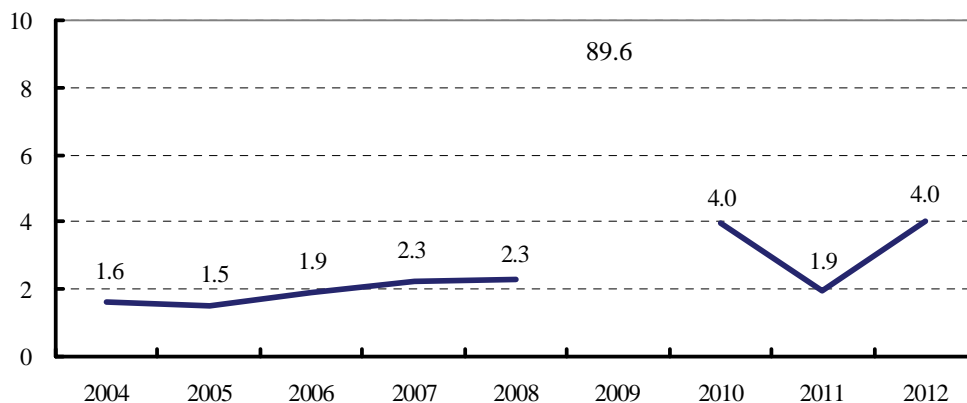
出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

図 2.13 国内総生産（GDP）成長率の推移

(c) GDP 弾性値の推移

電力需要と GDP の伸び率の弾性値を取ると、2008年までは1.5から2.3とやや高めの数値となっている。2009年の値を見ると世界的な経済危機の影響で、GDPが伸びない中でも、商業用や民生用の需要は落ちなかったために、GDP弾性値は大きな値となっている。

GDP弾性値が大きいということは、国内総生産を上げるために投入する電力が多いことを表す。つまり、電力の使用効率が悪いことを示している。照明や空調の省エネルギー対策の余地が高いことを示している。



出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

注：2009年はGDPの伸び率が0.1%と非常に低く、弾性値が大きすぎるため、グラフから除外した。

図 2.14 GDP 弾性値の推移

(d) カンボジアにおける最新電力需要想定

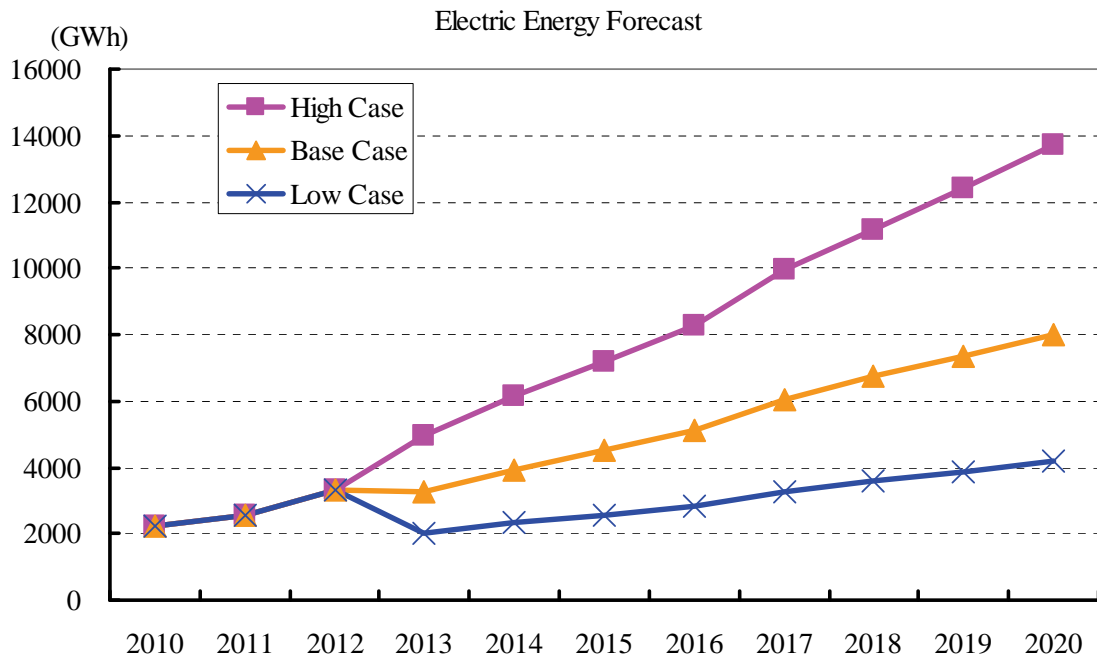
現在採用されている需要想定には、基本となる Base case に加えて、経済改善のケースとして High case、経済低迷ケースとして Low case の3つのケースが設定されている。

1) 発電電力量想定

2020年の想定値は High case で 13,689GWh、Base case で 8,019GWh、Low case で 4,188GWh である。それぞれの 2012 年実績からの年平均伸び率は、17.0%、10.3%、2.6% である。

また、GDP の伸び率の予測値は、6% であるから、Base case における弾性値は 1.7 である。

2001 年から 2011 年での実績の伸び率は 17.3% であったので、それぞれのケースは実績の伸び率から大幅に逸脱するものではない。一方、GDP 弾性値をみると、2009 年の経済危機以前の水準を見込んでおり、省エネ対策の効果を見込んでいないシナリオとなっている。



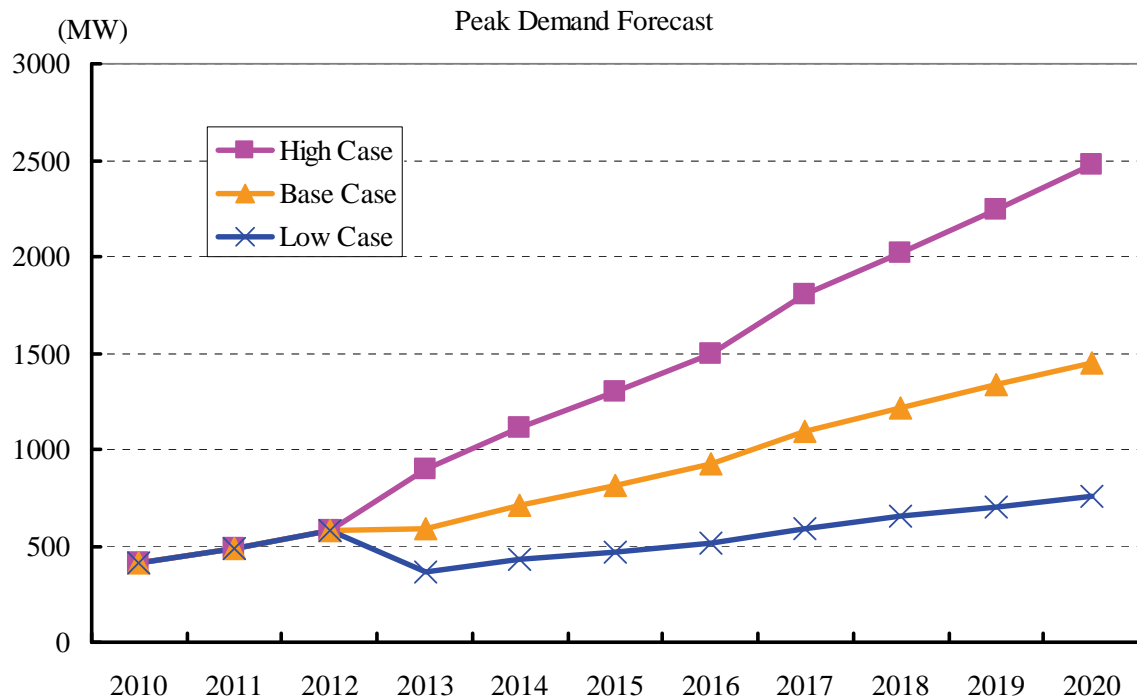
出典：EDC

図 2.15 販売電力量想定

2) 最大電力想定

発電電力量想定に基づき、3 ケースが想定されている。負荷率は 63% を想定しており、これは実績値と同等である。つまり、更なる負荷平準化施策の効果は見込まれていない。タイの状況をみると負荷率は改善傾向にあると思われるため最大電力想定は強めの想定となっていると思われる。

最大電力の想定値は 2020 年で、High case 2,478MW、Base case 1,452MW、Low case 758MW である。2012 年の実績からの年平均伸び率は、それぞれ 17.6%、10.8%、3.1% である。2012 年の実績 575.0MW に比べて、2020 年の想定系統規模は、それぞれ 4.3 倍、2.5 倍、1.3 倍となっている。



出典：EDC

図 2.16 最大電力想定

3) 需要想定の評価

過去の実績からみると、概ね妥当な想定となっている。一方、GDP 弾性値が高めになっていること、負荷率がやや低めであると考えられることから、やや強めの想定となっている。このことから、電源開発計画を考える場合に、開発遅延リスクなどを強めに考えると過剰設備を招く懸念がある。

しかし、これら GDP 弾性値や負荷率の考え方も、一般的な傾向と比べ大幅に外れている訳ではないので、現状の Base case を採用するのは妥当である。

2.4.2 電源開発計画

至近年に運転開始する電源開発プロジェクトを以下に示す。

表 2.2 至近年に運転開始する電源開発プロジェクト

No.	Project Name	Type	Capacity (MW)	Scheduled commencement progress	Company	Condition as of Dec. 2011	Connection Point to National grid
1	Kamchay	Hydro	194.1	Mar 2012	Sinohydro Kamchay Hydroelectric Project Co. Ltd. (China)	Under construction	230kV Kampot S/S (180MW) 22kV local (14.1 MW)
2	Kirirom III	Hydro	18	Apr 2012	CETIC Hydropower Development Co. Ltd. (China)	Under construction	115kV Kirirom I P/S
3	Stung Atay	Hydro	246	2012	C.H.D. (Cambodia) Hydropower Development Co. Ltd. (China)	Under construction	115kV O'soam S/S
4	Stung Tatay	Hydro	246	2013	Cambodian Tatay Hydropower Limited. (China)	Under construction	230kV O'soam S/S
5	Lower Stung Russei Churum	Hydro	338	2013	China Huadian Lower Russei Churum Hydroelectric Project (Cambodia) Co. Ltd.	Under construction	230kV O'soam S/S
6	100MW Project in the Preah Sihanouk Province	Coal	100	2013	Leader Universal Holding Berhad (Malaysia)	Under construction	230kV Sihanouk Province Terminal S/S
7	700MW Project in the Preah Sihanouk Province (Phase I)	Coal	135 135	2014 2015	Cambodia International Investment Development Group Co. Ltd.(China)	PPA signed with EDC	230kV Sihanouk Province Terminal S/S
8	100MW Project in the Preah Sihanouk Province	Coal	100	2016	Cambodia International Investment Development Group Co. Ltd. (China)	PPA signed with EDC	230kV Sihanouk Province Terminal S/S
9	700MW Project in the Preah Sihanouk Province (Phase II)	Coal	430	2017	Cambodia International Investment Development Group Co. Ltd. (China)	FS completed	230kV Sihanouk Province Terminal S/S

出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

2.4.3 電力システムの現状と将来計画

カンボジアは1990年代の後半まで、小規模なディーゼル発電による地域供給システムが存在するのみであった。1999年にGS1-GS2-GS3を接続する約23kmの115kV送電線が建設され、2002年にKirirom水力発電所とプノンペンを接続する約110kmの115kV送電線が建設された。

その後、2007年末にカンボジア北西部とタイ系統が115kVにより接続され、2009年には同国で初となる230kV送電線がカンボジア南東部とベトナムを接続する送電線(97km)として建設されプノンペン系統に接続された。また、この230kV送電系統はTakeo変電所からカンボジア南西部地域にも延長され、2011年にKampot変電所およびKamchy水力発電所に接続された。カンボジアはこれらの国際連系線を通じてベトナム・タイの両国から電力を輸入している。

2012年にはカンボジア北東部のBattambang – Pursat – Kampong Chang – NPP変電所を接続する230kV送電線が建設され運転を開始した。新設の230kVBattambang変電所はタイ系統に接続している115kV変電所に接続された、この接続により、タイ系統からもプノンペンに電力供給が可能となった。また、O'som変電所が230kV送電線によりPursat変電所と接続された。O'som変電所周辺では水力発電所の開発が予定されており、これらの発電所で発電された電力の送電が可能となった。

プノンペン市内を取り囲むように115kV変電所であるGS1、GS2、GS3、GS4変電所があり、プノンペン市内へ電力を供給している。これらの変電所にはカンボジア国内の発電所(主に水力発電所)とベトナム・タイの両国につながる230kV送電線から電力が供給されている。プノンペン市内の電力需要は急増しており、プノンペン市内の送電系統の増強が必要となっている。EDCはプノンペン市内における複数の115kV変電所の建設とこれらを接続する地中送電線の建設を計画しており、これらの接続方法と実現可能性について本調査にて検討を実施する。

図2.17に、カンボジアの230kVおよび115kVの既設送電系統および2020年までの送電系統開発計画を示す。同図において、実線は既設設備、点線は計画を示す。同図の通り、カンボジアでは全国を連系する230kVおよび115kV送電線の開発が進められており、カンボジア系統はラオスにも連系される予定である。表2.3に送電系統の開発計画リストを示す。

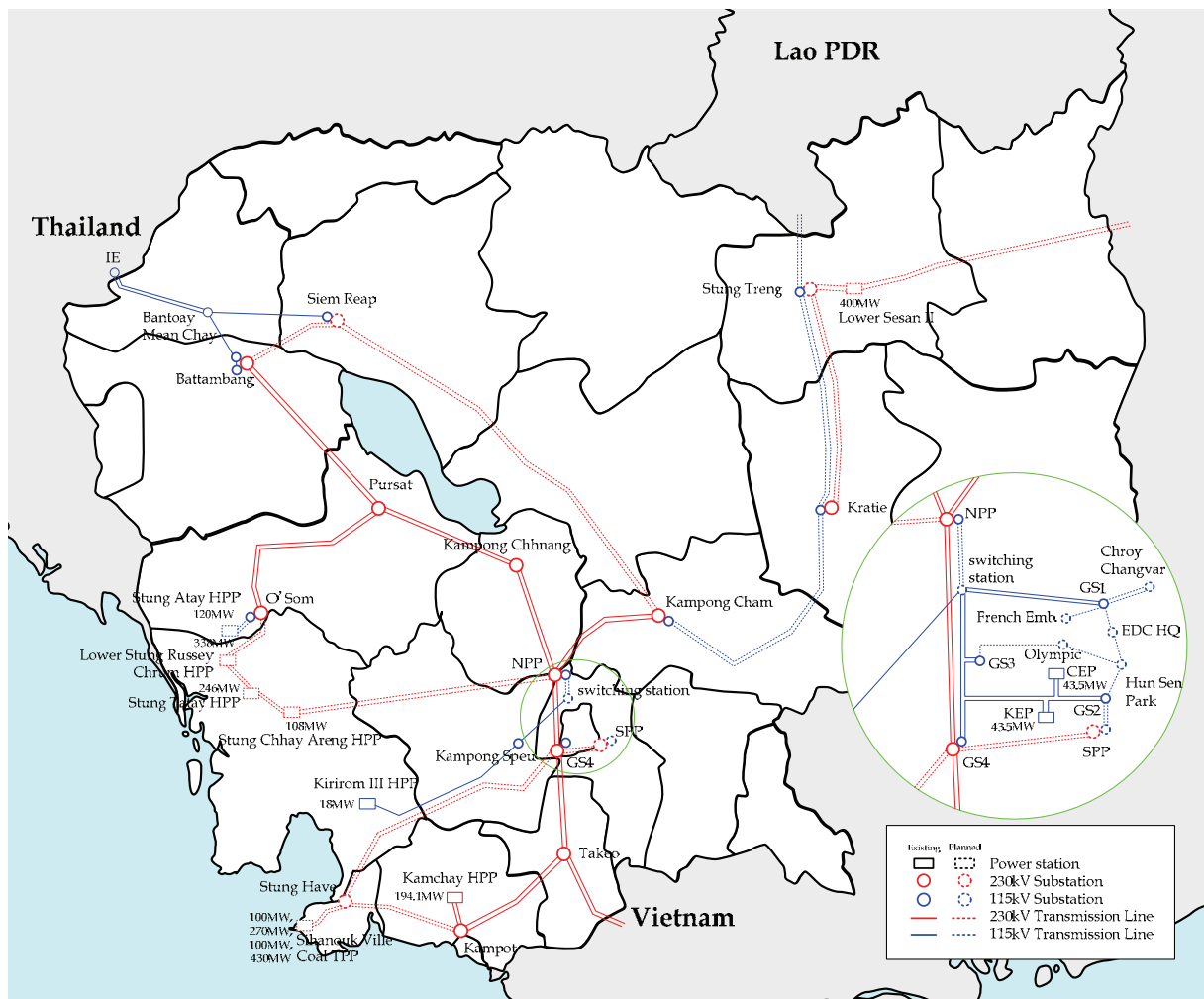


図 2.17 カンボジア送電系統図

表 2.3 2020 年までの送電線開発リスト

Transmission lines	Circuit	km	COD
230kV from GS Kampot-GS Steung Hav (SHV)	2	88	2013
115kV from GS Steung Hav-GS Sihanouk Ville	2	11	2013
115kV loop line Phnom Penh	2	42	2013
230kV loop line Phnom Penh	2	48	2013
230kV line from Phnom Penh(NPP)-Kampong Cham	2	110	2013
115kV line from Atay Hydro-GS Osom	2	10	2013
230kV line Loa-Steung Treng	2	56	2014
230kV line Steung Treng-Kratie	2	126	2015
230kV line Kratie-Kampong Cham	2	110	2015
230kV line Osom-Upper Reussey Chrum Hydro power	2	32	2015

Transmission lines	Circuit	km	COD
230kV line lower-Upper Reussey Chrum Hydro power	2	10	2015
230kV line Upper Reussey Chrum Hydro power-Tatay Hydro power	2	37	2015
230kV line Phnom Penh-Sihanouk ville (Along National Road No.4)	2	220	2016
230kV line Atay-Cheay Areng	2	32	2017
230kV line Cheay Areng-Phnom Penh (GS NPP)	2	145	2017
230kV line Phnom Penh-Neak Loeung-Svay Rieng	2	120	2018
230kV line Kampong Cham-Kampong Thom (GS KGT)- Siem Reap	2	250	2019

2012 年末における、プノンペン地域の変電設備容量は次表の通りである。

表 2.4 2012 年末におけるプノンペン地域の変電容量

Substations	115/22 kV	115/22/15 kV	230/115 kV
GS1	50 MVA×1	50 MVA×1	
GS2	50 MVA×1	50 MVA×1	
GS3		50 MVA×2	
GS4	50 MVA×2		200 MVA×2
NPP	50 MVA×2		200 MVA×2

<タイとの国際連系線>

カンボジアとタイとの電力融通協力協定は 2000 年 2 月 3 日に合意された。その後 2002 年に PPA が締結され、2007 年に改訂された。カンボジアは 2001 年から 22kV 配電線によるタイからの電力輸入を開始し、2007 年に 115kV の送電線によるタイの Arranh Prathet 変電所からの電力輸入が開始された。なお、Arranh Prathet 変電所とカンボジアの Battambang 変電所、Siem Reap 変電所までの送電線は民間企業であるカンボジア送電会社（Cambodia Power Transmission Line, CPTL）が所有している。

<ベトナムとの国際連系線>

カンボジアとベトナムの電力融通協力協定は 1999 年 6 月 10 日に合意された。ベトナムからの電力輸入は 2002 年より開始しており、運転開始当初はカンボジア南東部の地域に電力を供給していたが、2009 年に 230kV 送電線によるプノンペンへの電力輸入が開始された。

<ラオスとの国際連系線>

カンボジアとラオスの電力融通協力協定は 1999 年 10 月 21 日に合意された。2010 年に 22kV 配電線によるラオスからカンボジアの Steung Treng への電力供給が開始され、現在は世界銀行の支援によりラオスの Ban Hat と Steung Treng を接続する 115kV 送電線が建設中である。ただし、この送電線の建設は別案件の環境問題により中断しているとの情報がある。

2.5 他ドナーの支援状況

各国のドナーによる援助の状況は、下表のような地方電化への援助および国際連系線建設による電力輸入に対する支援が多い。

表 2.5 地方電化への援助

Loan or Grant Name	Amount	Province	Scope
KfW (Grant)	22 MEuro	Kampot & Takeo	22kV grid extension, Transmission line project from Takeo to Kampot
JICA (Loan)	2,632MJPY	Sihanouk Ville, Kampot	Counterpart loan with ADB for Transmission from Kampot to Sihanoukville. 22 kV grid extension
Aus-Aid (Grant)	5 MU\$	Svay Rieng	22 kV grid extension
China Exim Bank (Loan)	53 MU\$	Kampong Cham, Prey Veng, Kampong Speu, Sihanouk Ville	22 kV grid extension
ADB (Loan)	45 MU\$	Siem Reap, Kampong Thom, and Surrounding area of Phnom Penh	22 kV grid extension
Royal Government of Cambodia (Loan)	80 MU\$	Pursat, Battambang, Banteay Meanchey, Svay Rieng, Kampong Chhnang, Pailin, Oddor Meanchey, Preah Vihear, Kratie, Steung Treng, Ratanakiri, Mondulkiri	22 kV grid extension

出典：JICA カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査

2.5.1 世銀の動向

世界銀行は近年、ベトナム EVN からプノンペン系統への電力輸入を行うための技術支援および資金援助を実施した。具体的には、2012年1月に完了した「カンボジア地方電化送電計画」にて、ADBとの協調融資による国際連系線建設への資金援助、ならびにプノンペン市内の115kV送電線の増強計画への援助、給電指令所建設への支援、および地方都市での高圧配電線の延伸(500km)を実施した。

しかし、電力ではない他セクターのプロジェクトにおいて、住民移転に関する重大な条件違反があったため、援助は一時中止の状態にある。

2.5.2 ADBの動向

ADBは上述のベトナムとの230kV国際連系送電線への援助の他、世銀同様に高圧配電線の延伸への支援を実施している。現在も次期地方電化への支援へ向けて、案件を準備中である。

第3章 本事業の必要性と妥当性

3.1 プノンペン系統の課題

3.1.1 プノンペン首都圏の経済状況、需要動向

人口約135万人、面積678km²を有するカンボジア国プノンペン都は、経済、政治、産業の中心地となっており、中国や近隣のタイ・ベトナムの人件費高騰をうけ、より安価な人件費を誇る同地域は外国からの工場等企業移転が盛んになっている。特に日本国が支援しているプノンペン経済特区（Phnom Penh Special Economic Zone:通称PPSEZ）は、開発面積が約360ヘクタールで味の素など日系企業22社がすでに進出済みの箇所であり、プノンペン空港から車で15分、プノンペン市中心地からも車で45分程度の好立地にある。また専用発電所・上下水処理施設等インフラが整備され、税制上の優遇を受けることができることから企業移転が増加している。特に東日本大震災やタイの洪水で製造拠点の分散を検討する日系メーカーにとっても、良好な移転先となっている。

また本プロジェクトの対象であるプノンペン首都においても地域大規模開発が活発であり、特にダイヤモンドアイランド周辺エリアは唯一のカジノを備えたNAGAホテルの増築や、アジア最高の超高層ビル（555メートル）建設計画により今後の経済発展が予想されるエリアである。最近の日本企業の参入としてはイオンモールがあげられ、平成24年12月10日AEON会長、カンボジア首相同席のもと起工式を開催しダイヤモンドアイランド地区に隣接する川沿いのエリアに延べ床面積約100,500㎡の広大なショッピングセンターを建設することが決定している。プノンペン市内の大規模開発としては、近年の経済成長にともないボンコック湖埋立地やチュロイチャングバー地区などに新興住宅地が計画されている。

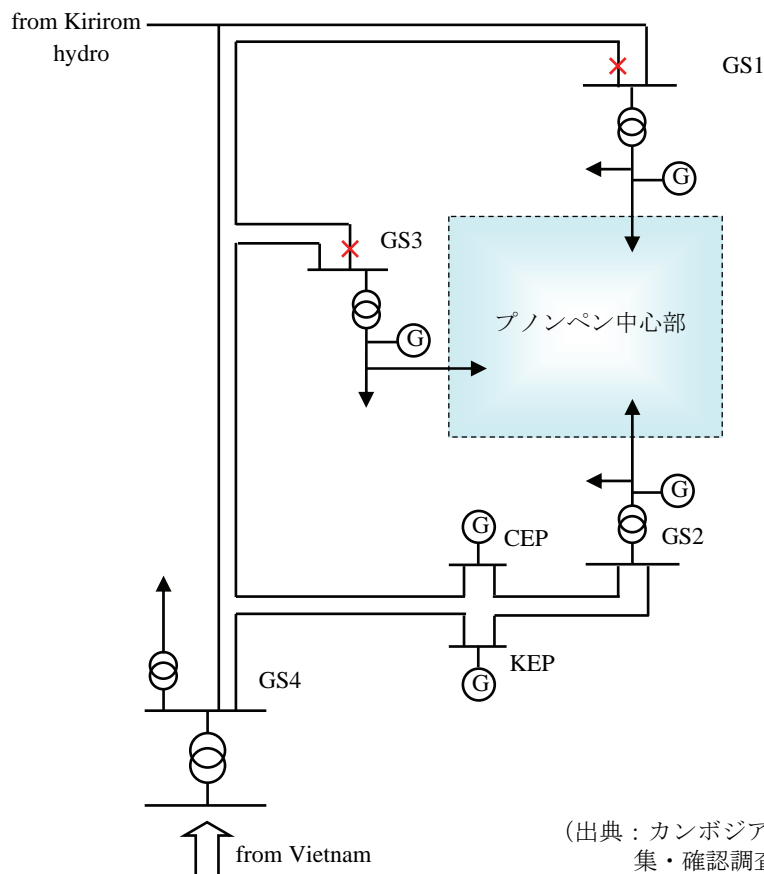


図3.1 イオンモール建設予定地の写真

3.1.2 プノンペン系統の課題

(1) 当面の課題

プノンペン市および周辺地域への電力供給に関する現状の系統図を以下に示す。プノンペン首都圏を取り囲むように 115kV の 2 回線送電線が建設されているが、東側にはメコン川が位置しているため、東側からの供給が難しい状況にある。



(出典：カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査を基に調査団作成)

図 3.2 プノンペン地区の電力供給系統

カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査報告書によると、プノンペン系統の当面の課題として、以下の 3 点が指摘されている。

(a) 変圧器の容量不足が原因で計画停電が発生する

需要が毎年 100MW 程度伸びる想定であることを考えると、2014 年以降も計画的に変電所の新設などで変電設備および配電設備の増強対策を継続して実施する必要がある。

(b) 送電線 1 回線事故時に、プノンペン首都圏内の半分程度が停電する

プノンペン首都圏を取り囲むように 115kV の 2 回線送電線が建設されている。しかし、実運用においては、事故時における適切な保護ができないため、GS1 と GS3 間の接続を切っており、GS2 に電力を供給している送電線である GS4 と KEP を結ぶ送電線で事故があると、少なくとも GS2, GS3 の変圧器からの電力供給が停止する。

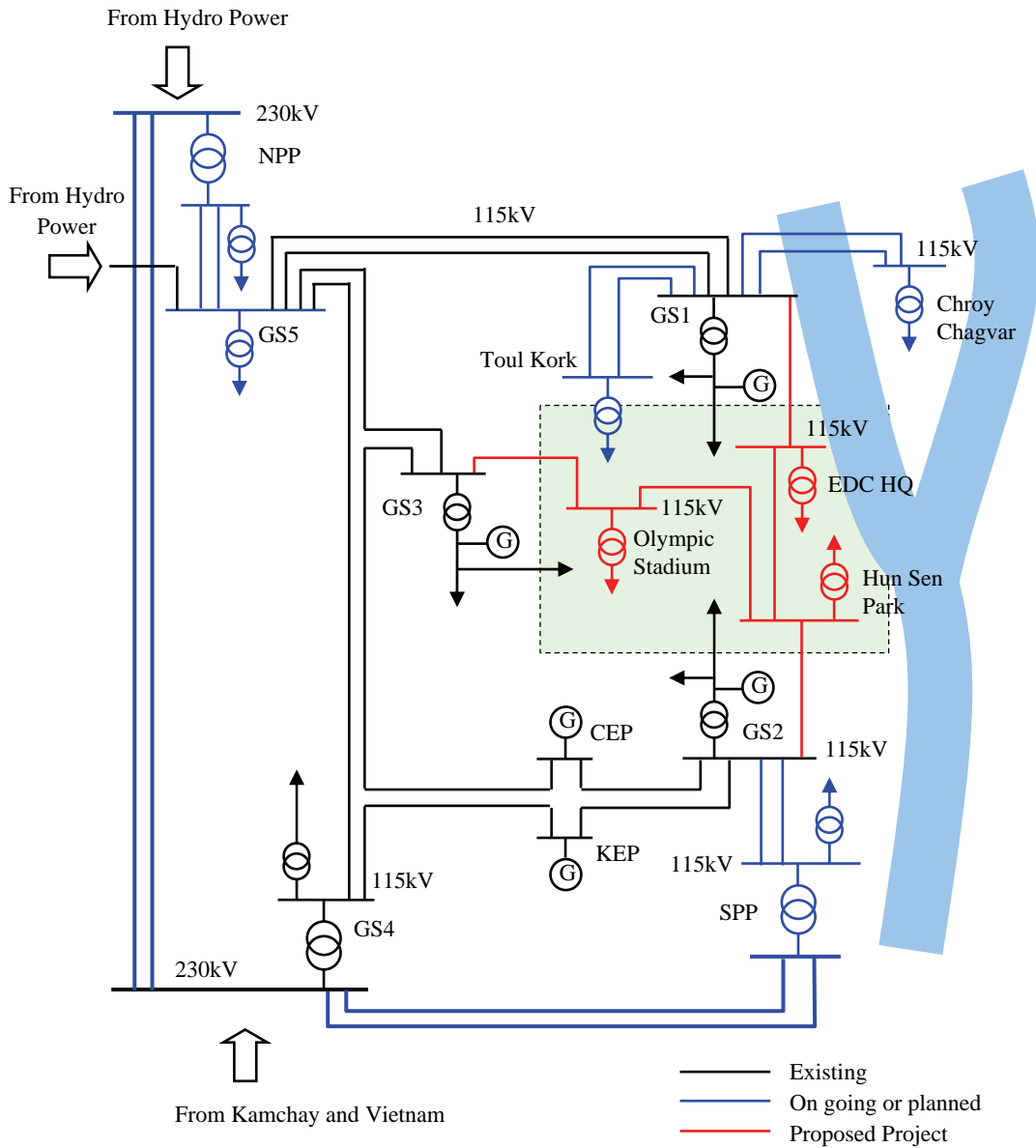
(c) 変圧器 1 台事故時に、電力供給を継続できない

上記の(a)にも関連するが、変圧器容量が不足していることに加えて、切り替え可能な配電線の容量に余裕がないため、変圧器 1 台事故時に電力の供給を再開できない個所が発生する。

EDC では、変圧器の容量不足に起因する不都合な状況を解消するために、GS1, GS2, GS3 の 3 変電所において現在の容量 100MVA から 150MVA への変圧器増容量工事を実施している。しかしながら、2013 年時点のプノンペン首都圏における需要の伸び率は年率 20%程度と非常に高く、この増容量を実施しても 2~3 年程度の対策にしかならない。このため、新規に変電所を建設し、抜本的に対策をすることが必要になる。

(2) 将来的な課題

プノンペン市および周辺地域への電力供給に関する将来計画図を以下に示す。



(出典：カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査を基に調査団作成)

図 3.3 プノンペン市周辺の電力系統図

(a) タイ系統とベトナム系統の混在

プノンペン市北部の NPP 変電所の運転開始後は、プノンペン首都圏の電力供給は、タイ系統に接続している NPP 変電所とベトナム系統に接続している GS4 変電所から供給することが可能になる。タイ系統およびベトナム系統とも相互の連系を認めていないので、どこかで両系統を切り離しておく必要がある。水力からの供給力とプノンペン市内の需要の状況によっては、プノンペン市内の配電線で切り分け、北部はタイ系統、南部はベトナム系統から供給する可能性もある。

その場合、配電線事故時に負荷を切り替える際には、一旦健全な配電線を停止する必要がある。
(元に戻す場合も同様の作業が必要になる。)

(b) 北部供給システムの強化

市の北部は既設の 115kV の 2 回線送電線により、GS1, EDC HQ, Chroy Changvar, Near French embassy の 4 つの変電所に供給することになる。その送電線の最大送電能力は、1 回線あたり 240MW 程度であり、2013 年時点での北部地区の最大需要 140MW 程度の供給は十分可能である。しかし、需要が急激に増加しており、2016 年頃には北部地区の需要が 240MW を超えると想定されている。この送電線は 2 回線送電線なので、240MW 以上の送電は可能であるが、1 回線事故時には、確実に送電容量が不足し、負荷の遮断が間に合わない場合には、健全な送電線も過負荷でトリップし、北部地区が全停となる事態が懸念される。

3.1.3 配電設備の現状と課題

(1) プノンペン市内配電設備の概要

プノンペン市中心部の配電設備は、EDC 内部に設置された配電線制御装置（SCADA）、高圧地中配電線（22kV）、建屋式またはプレハブ式の配電用変電所内に設置された高圧開閉装置ならびに配電用変圧器、架空低圧配電線によって構成される。



a. EDC 'SCADA



b. 建屋式変電所



c. プレハブ式変電所



d. 開閉装置



e. 建屋式変電所

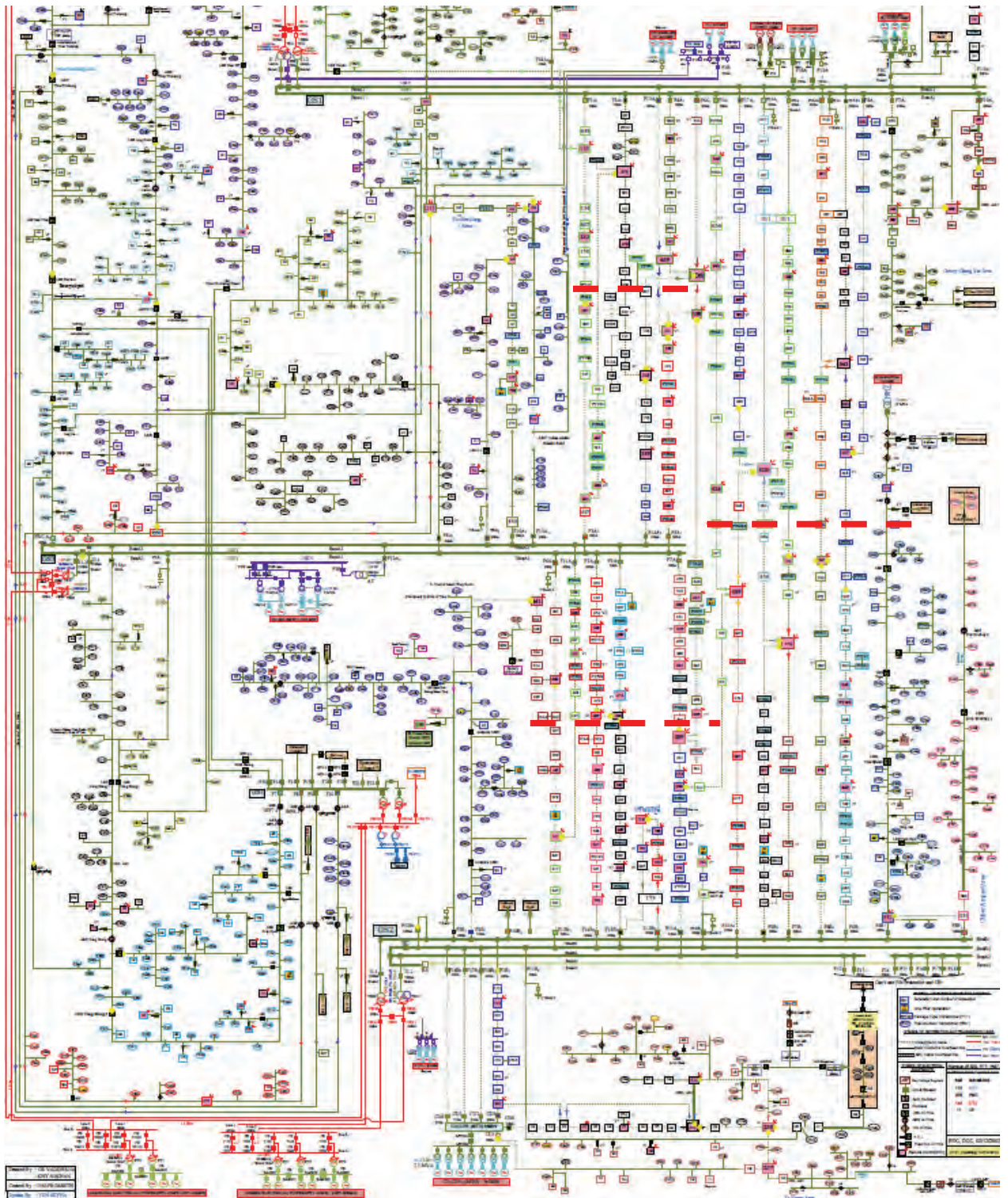


f. 低圧配電線

図 3.4 プノンペン市内の配電設備

市内中心部の高圧配電線は既設配電用変電所（GS1、GS2、GS3）より送電され、それぞれの配電線は途中で設けられた常時開放となっている開閉装置を介して GS1～GS2、GS2～GS3 または GS3～GS1 間を連系している。また、付近の他系統の配電線とは連系線によって接続されており、容易に系統切り替えが可能となっている。

なお、聞き取り調査の結果、現状におけるプノンペン市内中心部の高圧配電線事故の頻度は非常に少なく、主原因は掘削によるケーブル損傷とのことである。



----- : 第1回現地調査時に確認した開閉装置解放位置概略

(出典：EDC)

図 3.5 EDC プノンペン市内中心部の高圧配電線系統図



※黄色線が配電用変電所ごとの負荷受持エリアイメージに一致

(出典：EDC 提供資料に調査団加筆)

図 3.6 プノンペン市内中心部の既設 22kV 高圧配電線

(a) 配電線制御装置（配電制御用 SCADA）

EDC 本社最上階の配電制御室内には配電制御用 SCADA が設置されている。EDC の配電制御用 SCADA（親局）と遠方制御可能な配電用変電所内の制御装置（子局）との間は UHF 無線通信方式を採用している。配電用変電所（GS1、GS2、GS3）の配電線送り出し部分の情報（CB 入/切、電圧、電流、有効・無効電力、力率 等）の情報取得、UHF 無線を備えた配電用変電所内部に設置された高圧開閉装置の入/切状態ならびに入/切の遠方制御が可能である。



(a) EDC 屋上 UHF アンテナ

(b) 子局 UHF アンテナ

(c) 信号変換機

図 3.7 配電用変電所の通信ならびに内部機器

(b) 高圧地中配電線

22kV 高圧地中配電線は IEC60502 規格に準拠した 22KV 地中ケーブルが用いられ、幹線部分には Al 240mm²、幹線部分から分岐部分で関係の無い箇所には Cu 150mm² が用いられている。

（出典：ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007）

(c) 高圧開閉装置

配電用変電所内に設置され、遠方制御が可能なタイプと手動操作のみのタイプがあり、SF₆ 絶縁方式を採用しており、開閉装置ならびにケーブル端末部形状は IEC 規格に準拠している。

※高圧地中配電線事故発生時の自動切替え機能はない。

（出典：ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007）

(2) 既設配電設備に関する課題

(a) SCADA

UHF 無線は指向性が比較的高いため、以下の課題を有する。

- 親局（EDC 本社屋上）に設置された UHF 無線アンテナと子局アンテナ間に建物等の障害物が新設された場合、補助アンテナ設置等の改修を実施。
- EDC 無線周波数と放送局の無線周波数が近接していることから、親局からの指令に対し一回で子局が反応しない状況が発生。

また、既設の SCADA には 22kV 高圧配電線事故が発生した際は、EDC 社員の制御によって事故区間を特定する必要がある。

(b) 高圧配電系統

- 既設配電用変電所（GS1、GS2、GS3）の過負荷対策として、定期的な計画停電や系統切り替えを実施。
- 配電線の負荷状況は配電用変電所送出し部分のみしか把握できない。
- 現状、22kV 高圧配電線の区間ごとの負荷状況モニタリング未実施。

(c) 変電所

配電用変電所新設に伴い、新設配電線を既設配電線に接続する場合、以下の課題がある。このため、第2回調査時には、候補地点の詳細調査を行う。

- 各変電所建屋は場所毎に内部容積が異なる。
- 各変電所建屋内に設置された開閉装置の製造者、型式が相違している。
- 変圧器が過負荷となった場合、変圧器建屋の新設は困難でありパットマウントと呼ばれるプレハブ構造変電所を舗道上に設置。

3.1.4 通信設備の現状と課題

(1) カンボジアの電力用通信設備の概要

EDC の通信システムに要求される基本機能は、カンボジアの電力網に必要な通信機能を提供することであり、これにはデータ通信、会話、保護装置の信号通信などが含まれる。これらの役割を果たすため EDC の通信システムは、以下のような設備を備えている。

- 1) 光ファイバー通信および電力用搬送通信（PLC）装置
- 2) PABX を利用した電話システム、および直通電話（ホットライン）
- 3) 保護装置の信号送受信

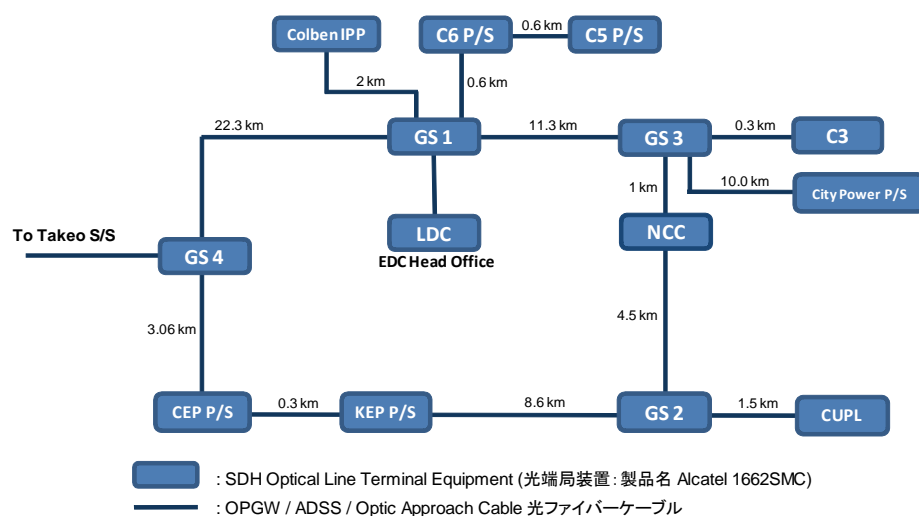
現在の EDC の光通信システムは、2012 年 1 月に完成した NCC の設営を機に、NCC と各地の発電所変電所を接続するために導入されたものである。EDC は日々の電力システムの運転制御を NCC から行う計画である。そのため、一つの機器が故障しても自動的に故障箇所を避けて通信速度やデータチャンネルなどの通信機能を維持し、NCC の重要な機能に影響を与えないよう、冗長化を考慮した通信システムとなっている。

(2) プノンペンの現在の通信ネットワーク

現在のプノンペン市内の EDC の通信ネットワークを図 3. 8 に示す。

EDC の通信設備は、115kV 送電線に併設された光ファイバーを利用して GS1、GS2、GS3、GS4、NCC、CEP 発電所、KEP 発電所をループ接続し、基幹回線として利用している。発電出力の小さな発電所（C5 発電所、C6 発電所、CUPL 発電所、City Power 発電所、Colben 発電所）は、GS1、GS2、GS3 を基点に分岐接続している。カンボジア南部からベトナムのチャオドックに展開する 230kV 系統に併設する通信ネットワークとは、GS4(West Phnom Penh S/S)で関係している。

キリロム発電所(IPP)とコンポンスプー変電所は、以前、電力線搬送通信（PLC）を利用して GS1 と通信していたが、現在は EDC の通信システムと関係されず、携帯電話によって系統指令が行われている状況にある。



出典: EDC の書類をもとに調査団が作成

図 3. 8 EDC の通信ネットワーク（プノンペン市内）

(3) 通信設備の仕様

現在、プノンペン市内の 115kV 系統で利用されている主要な通信設備の概要は、以下の通りである。

(a) 光ファイバー通信システム

EDC の電力用通信施設は、ITU-T(国際電気通信連合電気通信標準化部門)が作成した国際標準 ITU-T G.707 に準拠した SDH (同期デジタル・ハイアラキ) に基づく光伝送システムである。シングルモードの光ファイバーを利用し、ビット速度は、155.52 Mb/s (SMT-1) から 622.08 Mb/s (STM-4)までの対応が可能であるが、現在は SMT-1 にて利用されている。

1) OPGW (Optical Ground Wire)

断面積

-スチール: 64.34 mm²

-光ファイバー部: 13.55 mm²

最大抗張力: 78,000 N 以上

素線構成: 8/3.2 mm

光ファイバーコア数: 24 芯

素線径: St. 3.2mm/Al. 1/5.0 mm

外径: 11.4 mm

抵抗 20°C (ohm/km): 0.774 Ω/km (20°C)

コアタイプ: シングルモード

コア偏心量: 1.0 μm 以下

クラッド径: 125 ± 3μm

重量: 454 kg/km

2) 光ファイバーケーブル

敷設環境によって ADSS(All-Dielectric Self-Supporting) 光ファイバーケーブル (架線用)、屋外向け光ファイバーケーブル、屋内向け光ファイバーケーブルの 3 種類のケーブルが利用されている。これらの光ファイバーの特性は共通して以下の通りである。

光ファイバーコア数: 24 芯

コアタイプ: シングルモード

モードフィールド径: 9.3 μm ± 10%

コア偏心量: 1.0 μm 以下

遮断波長: 190 ≤ wave length c ≤ 1330 nm
(measured in 2 m fiber section)

クラッド径: 125 ± 3μm

(b) SDH 光回線終端装置 (SDH Optical Line Terminal Equipment)

および多重化装置(Multiplexer)

EDC のプノンペン市内の電力用光通信ネットワークでは、光回線端局に Alcatel-Lucent 社製 1662 SMC、Multiplexer に Shanghai Sunstar Telecom Technology Co., Ltd 社の P128M を利用している。これらの SDH 光端局装置 1662 SMC とマルチプレクサ P128M は、NCC の監視制御の対象となる発電所や変電所で EDC の標準機種として利用されている。

(c) 電話システム

EDC は自社の通信回線を利用して、独自の電話システムを使用している。EDC の電話システムは、以下の機能を有する。

- 1) PABX システム (自動交換機) による社内管理用電話
- 2) 中央給電指令所と各発電所、変電所を結ぶ系統指令用のホットライン
- 3) 音声録音システム

(d) SCADA システム

EDC は全国の電力系統を NCC の SCADA/EMS マスターステーションで監視制御するために、対象となる各地の発電所や変電所に SCADA 装置を整備中である。2012 年 12 月現在、GS1、GS2、GS3、GS4 が NCC との接続を完了している。

1) 中央給電指令所 (NCC)

NCCのSCADA/EMS¹マスターステーションのシステム構成図を図 3. 10に示す。



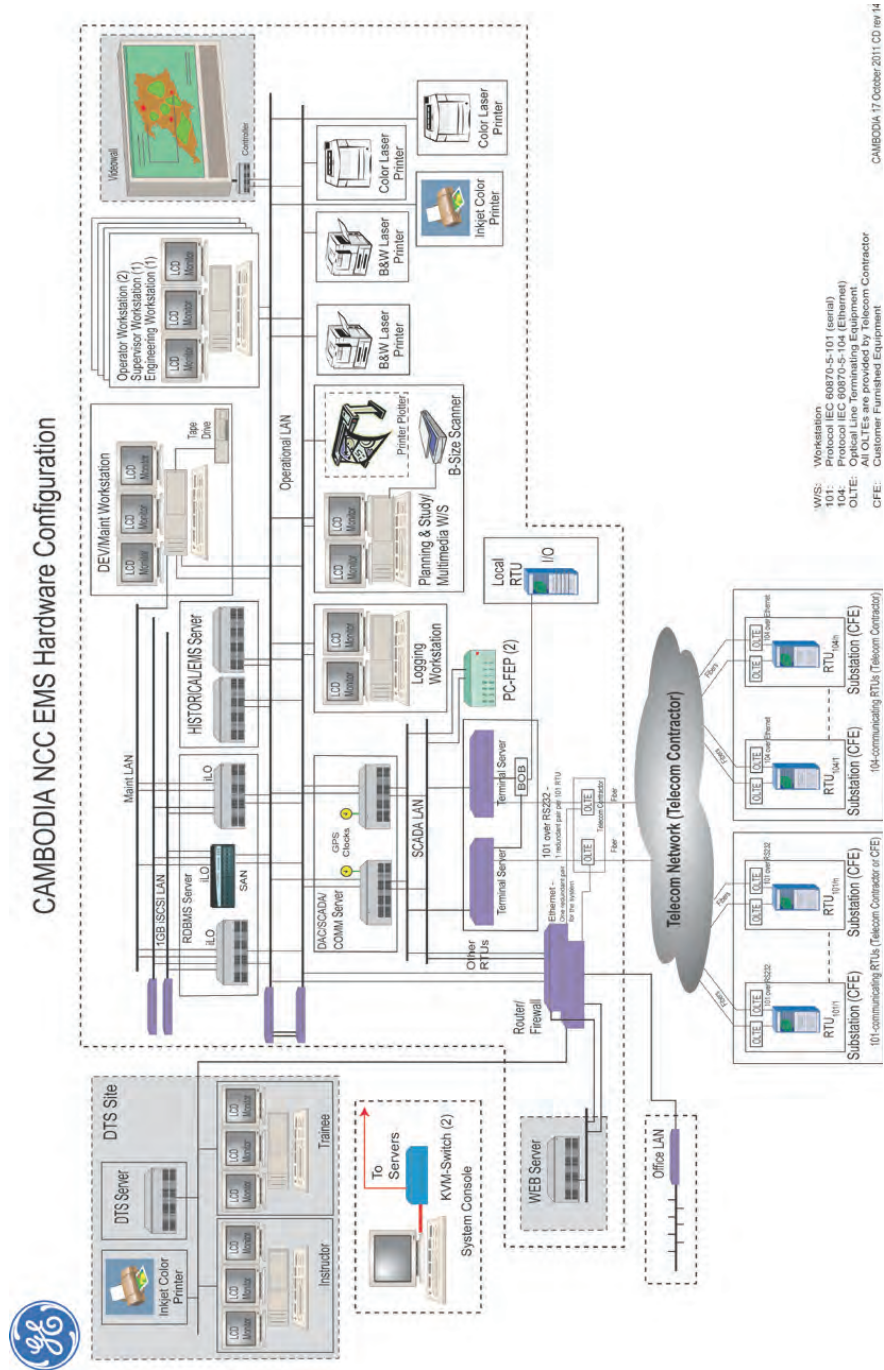
2012 年 12 月 14 日調査団撮影

図 3. 9 NCC の監視制御室

NCC は、SCADA を利用して 115kV と 230kV 送電系統に接続する発電所と変電所をリアルタイムで監視制御し、EMS を利用して発送電のデータベースを蓄積して発電所や系統の最適化運

¹ SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition、EMS: Energy Management System

用を実現するものである。なお、現在の EDC の EMS には、配電線の監視制御を目的とする DMS (Distribution Management System) の機能は含まれていない。



出典： EDC 保有の世銀プロジェクトの書類

図 3.10 EDC の中央給電指令所のシステム構成図

2) 遠隔端末装置(RTU: Remote Terminal Unit)

NCC の監視制御の対象となっているプノンペン市内の発電所や変電所では、英国の”Remsdaq 社製、Callisto NT”という RTU が統一して使用されている。この RTU は NCC のマスターステーションが指定する通信プロトコル IEC 60870-5 T101 に対応している。



光端局装置とマルチプレクサ



RTU

2012 年 12 月 14 日調査団撮影

図 3.11 GS1 の既設光端局装置と RTU

(4) 既設通信設備の課題

2012 年 12 月現在、プノンペン市内の EDC の光通信施設の接続性に問題はなく、正常に機能している。

しかしながら、カンボジア全土の電力用光通信ネットワークをみると、各所で IPP 事業者によって送電線や水力発電所の建設が進められており、そのような案件で独自に採用した通信・SCADA 設備が EDC の NCC と接続できない問題が発生している。このような問題の発生を防ぐために、EDC は 2011 年 2 月に発電所や送電線の建設関係者を招集し、事前に SCADA 通信機器のプロトコルを統一するよう指導したが問題は解決できていない。光端局装置は、接続相手とは異機種でもプロトコルを統一すれば通信は可能であるはずだが、そもそも異機種を納入した業者が EDC の既設の通信設備を介して NCC に繋ぎ込むことが出来ない状況が起きているため、問題となっている。

このような背景から、EDC は一部の通信設備で、接続できていない光端局装置とマルチプレクサを EDC がプノンペンで利用中である Alcatel-Lucent 社製 1662 SMC と Shanghai Sunstar Telecom Technology Co., Ltd 社製 P128M に、RTU は Remsdaq 社製 Callisto NT に入れ替え、NCC との通信接続を確立する作業を開始している。

EDC や現地工事業者は経験が浅く、十分な通信技術を有する技術者が不在であるため、接続は工事業者に全て任せる以外に対処方法がないのが実情である。そのため、通信設備に不慣れな EDC が採れる対処として、まずは設定や維持管理が複雑な光端局装置、マルチプレクサ、RTU については接続実績のある機種に限定し、設定や維持管理の手法を統一して対応するのが最良の策であるとする。しかし中長期的には、EDC 内部に通信技術に精通した技術者を養成し、EDC の通信システムに対応できるメーカーや機種の範囲を広げていくことが望まれる。

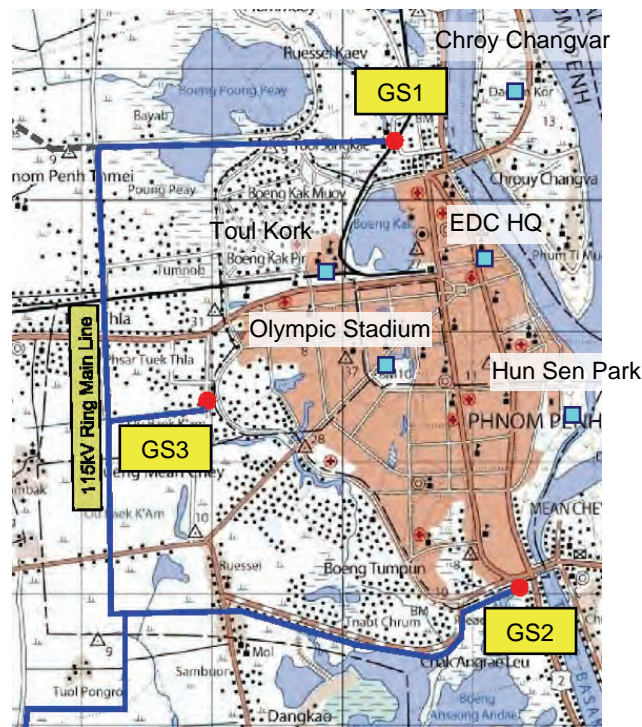
3.2 プノンペンシステムの増強計画

3.2.1 プノンペン市および周辺地域への電力供給

2012年12月現在のプノンペン市および周辺地域への電力供給を行っている変電所を以下に示す。プノンペン市および周辺地域への電力供給は、現状はGS1, GS2, GS3の3変電所からプノンペン首都圏へ電力供給を行っている。しかし、既設の3変電所とも高需要時には計画的な負荷遮断を実施している状況であり、変圧器容量が不足している。このため、すべての変電所において現在の容量100MVAから150MVAへの変圧器増容量工事を実施している。しかしながら、プノンペン首都圏における需要の伸び率は年率20%程度と非常に高く、この増容量を実施しても2~3年程度の対策にしかない。このため、新規に変電所を建設し、抜本的に対策をすることが必要になる。

3.2.2 計画中変電所の状況

プノンペン首都圏において、新規に計画されている115/22kV変電所は5地点ある。その位置図を以下に示す。



(出典：カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査を基に調査団作成)

図 3.12 プノンペン市周辺の電力供給

各変電所候補地点について、2012年12月現在の状況を以下に示す。

(1) Hun Sen Park 地点

プノンペンの中心部にありながらこれまで開発が遅れていたが、近年、大規模な開発が進展し始めている。周辺地区にはまだ広大な遊休地が残されており、今後急速に発展する可能性が高い。このため、EDCではGS2から当該地区まで115kV地中送電線を建設し、当該地区に115/22kV変電

所を建設する計画を考え、変電所用地を特定し取得の準備を開始した。2014 年の早い時期までに変電所の建設が是非とも必要であると考えており、変電所建設の準備に向けて資金の調達を開始している。手続きに時間がかかる円借款では必要時期までの建設に間に合わないため、円借款の対象とすることは難しい。

(2) Olympic Stadium 地点

プノンペン市西部地区は、GS3 から電力の供給を行っている。GS3 の変圧器容量は現在 100MVA (50MVA×2 台) であるが、50MVA 変圧器を 1 台増設して、150MVA に増容量する工事が始まっている。しかし、西部地区の需要の伸びも大きく、当該地区への電力供給の抜本的な対策として、GS3 よりも中心部の近くに位置する変電所の建設が必要になってくる。

このような要求に対応して、GS3 から当該地区まで 115kV 地中送電線を建設し、当該地区に 115/22kV 変電所を建設する計画が考えられている。変電所の用地は教育省が所有している Olympic Stadium 内に特定されているが、具体的な場所は特定されていない。(2013 年 10 月に、図 6. 17 の Option 2 の地点に特定された。)

(3) EDC HQ 地点

プノンペン市北部地区は、GS1 から電力の供給を行っている。GS1 の変圧器容量は現在 100MVA (50MVA×2 台) であるが、75MVA 変圧器に取り替えて、150MVA に増容量する工事が始まっている。しかし、北部地区への電力供給の抜本的な対策として、GS1 よりも中心部の近くに位置する変電所の建設が必要になってくる。

このような要求に対応して、GS1 から当該地区まで 115kV 地中送電線を建設し、当該地区に 115/22kV 変電所を建設する計画が考えられている。変電所の用地は、EDC が所有している本社内駐車場を予定している。

(4) Chroy Changvar 地点

Chroy Changvar 地区は、プノンペン中心部からトンレサップ川を渡った対岸に位置している。カンボジア日本友好橋が架けられているため、プノンペン中心部から比較的容易に行くことが可能であり、開発が期待されている。また、当該地区の北部は、以下に示す写真のように現在原野になっているが、片側 2 車線の道路が整備され、スタジアムや住宅団地などを大規模に開発する新都心構想がある。当該地区の開発を促進させるためには、電力の供給量増加が不可欠であるが、電力供給は GS1 から友好橋を経由して 22kV 配電線が 2 回線伸びているだけであり、抜本的な電力の供給量増加対策が必要である。(Chroy Changvar 地区の供給対策の比較は 3.2.3 参照)



現状は原野



2車線の道路



新設の橋（友好橋の上流）

(5) Toul Kork 地点

当該地区は住宅地が多く、現時点での需要はそれほど大きくないが、比較的中心部に近いこともあり、今後の需要の伸びは大きいものと想定され、いずれは当該地区のどこかに変電所が必要になる可能性が高い。なお、現在、当該地域内に位置するボンコック湖を埋め立てて、土地造成（130ha = 1.3km²）を行っている。埋め立て完了後は、大規模な開発が想定されているが、埋め立て事業が社会環境問題の影響を受けて、工程が遅延している。

3.2.3 Chroy Changvar 地区への電力供給

(1) Chroy Changvar 地区の開発構想

Chroy Changvar 地区には、以下に示す開発構想がある。



(Source: Developer)

図 3.13 Development Master Plan at Chroy Changvar Area

(2) Chroy Changvar 地区への電力供給方式

Chroy Changvar 地区への電力供給方式として、以下の 3 方式を提案し、比較検討する。

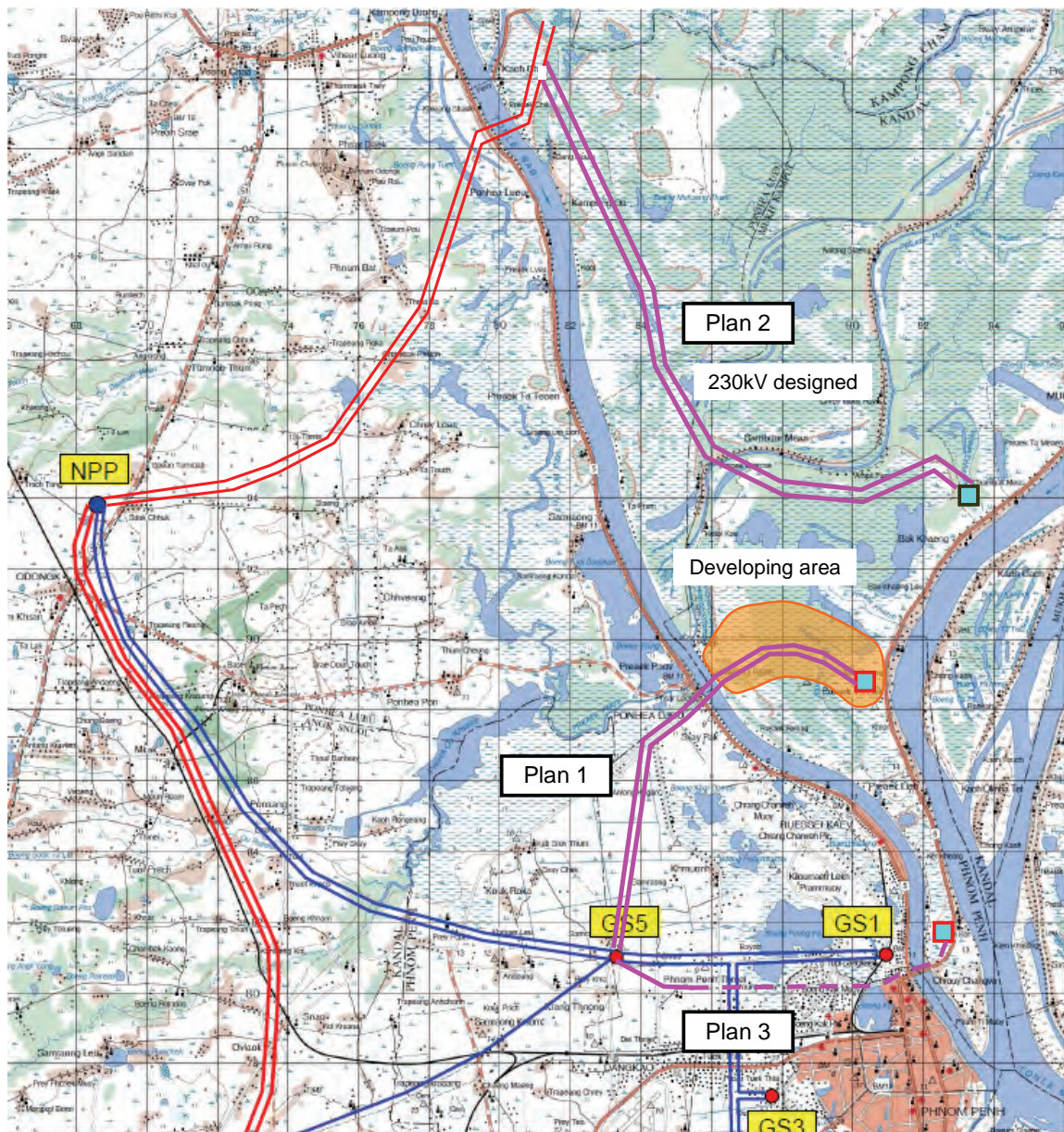
- Plan 1：エリアの北部に変電所を建設し、GS5 から 115kV 架空送電線を建設して接続
- Plan 2：Plan 1 よりもさらに北部に変電所を建設し、NPP と Kampong Cham 変電所間の送電線（230kV 設計、115kV で運転中）から分岐し、当面 115kV で接続
- Plan 3：友好橋の近隣に変電所を建設し、GS5 から 115kV 地中送電線（一部架空送電線）を建設して接続

なお、Plan 3 については、GS1 に接続するのが最も近くコストが安くなるが、GS5 と GS1 間の送電線容量が不足するため、案として不可とした。

Chroy Changvar 地区への電力供給に関して、最も留意すべき点はトンレサップ川の横断方法である。各 Plan は以下の方法により川を横断する。（現時点では可能性は不明）

- Plan 1：新設された横断橋付近は国道 5 号線沿いに切れ目なく家屋が建設されており、架空送電線を通すスペースがない。このため、新設された横断橋にケーブルを添架する。
- Plan 2：不要（Chroy Changvar 地区サイドから分岐する）
- Plan 3：友好橋にケーブルを添架する。

それぞれの Plan の位置関係を以下の図に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 3.14 Chroy Changvar 地区への電力供給方式

これらの Plan を比較した結果を以下に示す。

表 3.1 各案の比較結果

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Feature	115kV OH line (from GS5)	115kV (230kV designed) OH line (from NPP)	115kV UG cable (from GS5)
Construction Cost	12.4 mil. USD ----- OH lines 13km: 3.0 UG cable 1.5km: 2.4 S/S 50MVA: 7.0	33.0 mil. USD ----- OH lines 20km: 8.0 230kV S/S: 25.0	21.2 mil. USD ----- OH lines 2km: 0.4 UG cable 8km: 12.8 S/S 50MVA: 8.0
Advantage	- Cheap - Easy to get S/S land	- Precedent construction of future Phnom Penh 230kV ring - Easy to get S/S land	- S/S site is near to demand center at this moment
Disadvantage	- Possibility of cable installation on the bridge - Few demand at S/S site at this moment	- Expensive - Few demand at S/S site at this moment	- Expensive

(Source: JICA Survey Team)

Plan 1 は、大規模開発エリア内に架空送電線を建設する計画であるが、開発地域内の送電線について地中化を要請される可能性があり、その場合には、5 百万 USD 程度の工事費増となる。トンレサップ川の近くに変電所を作れば、地中線の距離は短くなるが、配電線の距離が長くなり、ロスが増加する。

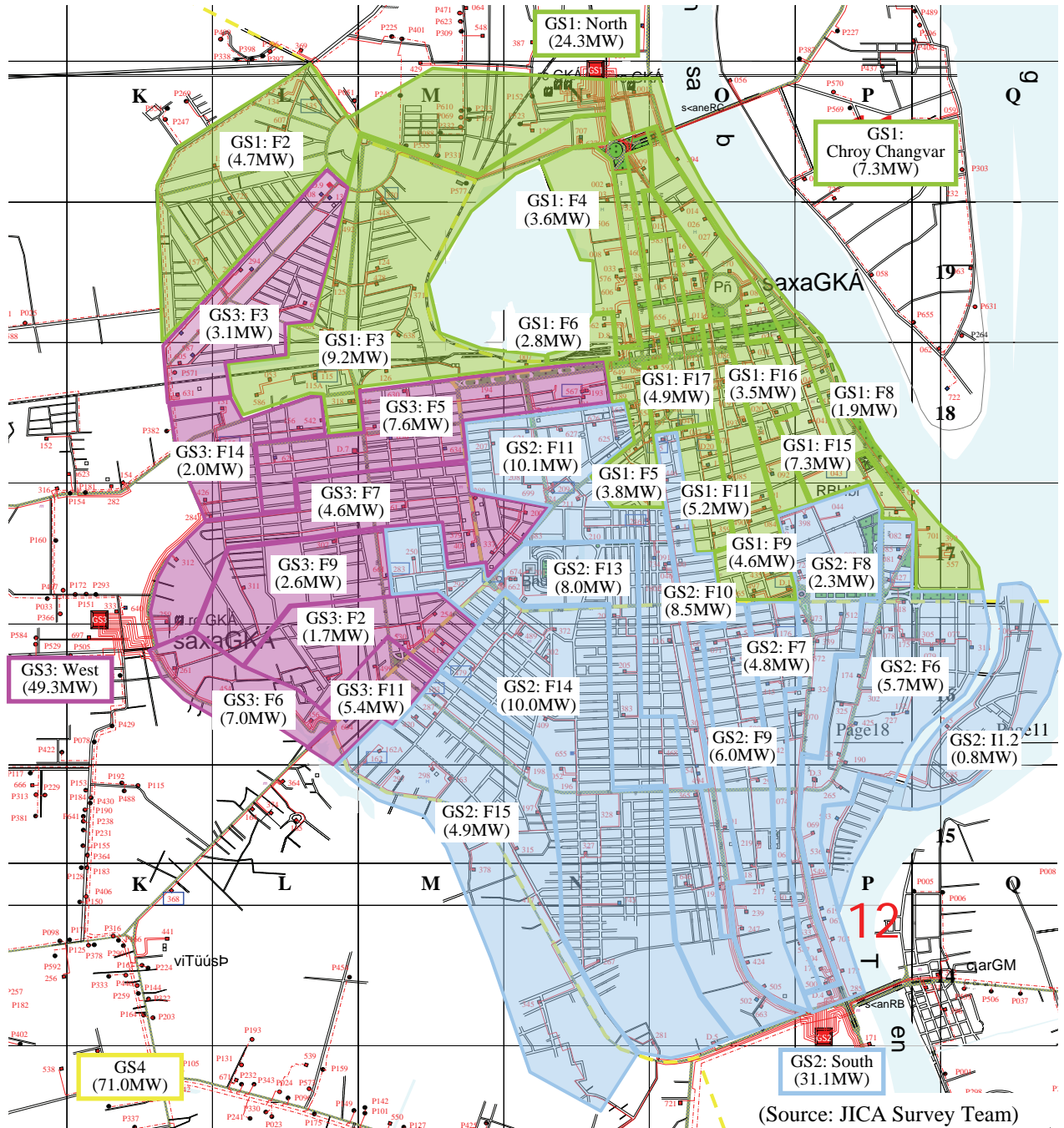
Plan 2 に関しては、最初の段階で将来計画分も考慮した設備を設置することになっているため、変電所の工事費が 25 百万 USD となり、他の案に比べて高くなっている。当面の投資額を抑える方策としては、移動用の変圧器 (25MVA×2 台 : 5 百万 USD 程度) を設置し、将来、昇圧時に変電所の増強をすることも考えられる。(その際に 20 百万 USD 程度の追加投資が必要)

調査団としては、将来の拡張性も考慮するとコストの増分もそれほど多くないので Plan 2 が良いのではないかと考えている。

3.2.4 プノンペン地区の電力需要想定

(1) エリアごとの電力需要実績

2012年9月7日11時における各配電線の供給エリアとその電力需要実績を下図に示す。



注：電力需要は、各配電線の電流値を基に、電圧 22kV、力率 95%として計算した。

図 3.15 プノンペン市内各地区の電力需要実績

上記の需要実態を踏まえて、EDCがプノンペン市首都圏に計画している5つの変電所および、既設変電所（2013年3月現在建設中の変電所を含む）について、供給対象エリアごとの需要を計算すると、概略以下のとおりとなる。（供給対象エリアは図3.16参照）

表3.2 プノンペン地区各エリアの最大電力実績

Status	Substation area	2012.09.07	Share
Existing	GS1	24.3 MW	7.4%
	GS2	31.8 MW	9.7%
	GS3	33.9 MW	10.3%
	GS4	35.5 MW	10.8%
Plan	EDC HQ	40.9 MW	12.4%
	Toul Kork	26.5 MW	8.1%
	Hun Sen Park	31.5 MW	9.6%
	Olympic Stadium	40.4 MW	12.3%
	Chroy Changvar	7.3 MW	2.2%
Under construction	NPP	9.9 MW	3.0%
	SPP	27.5 MW	8.4%
	GS5	19.7 MW	6.0%
Total		329.3 MW	100.0 %

(Source: JICA Survey Team)

(2) 地区全体の需要想定

カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査によると、プノンペン地区の最大電力需要想定は以下のとおりである。

表3.3 プノンペン地区の最大電力需要想定

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Maximum demand (MW)	439.9	541.1	649.3	753.2	858.7	961.7	1057.9	1161.5	1271.9
Annual Growth rate (%)	25.0%	23.0%	20.0%	16.0%	14.0%	12.0%	10.0%	9.8%	9.5%

(出典：カンボジア国電力セクター基礎情報収集・確認調査)

最大電力は、2020年において、2012年の3倍近い大きさに増加する。伸び率を見ると、2012年から2020年の8年間における平均伸び率は14.2%である。

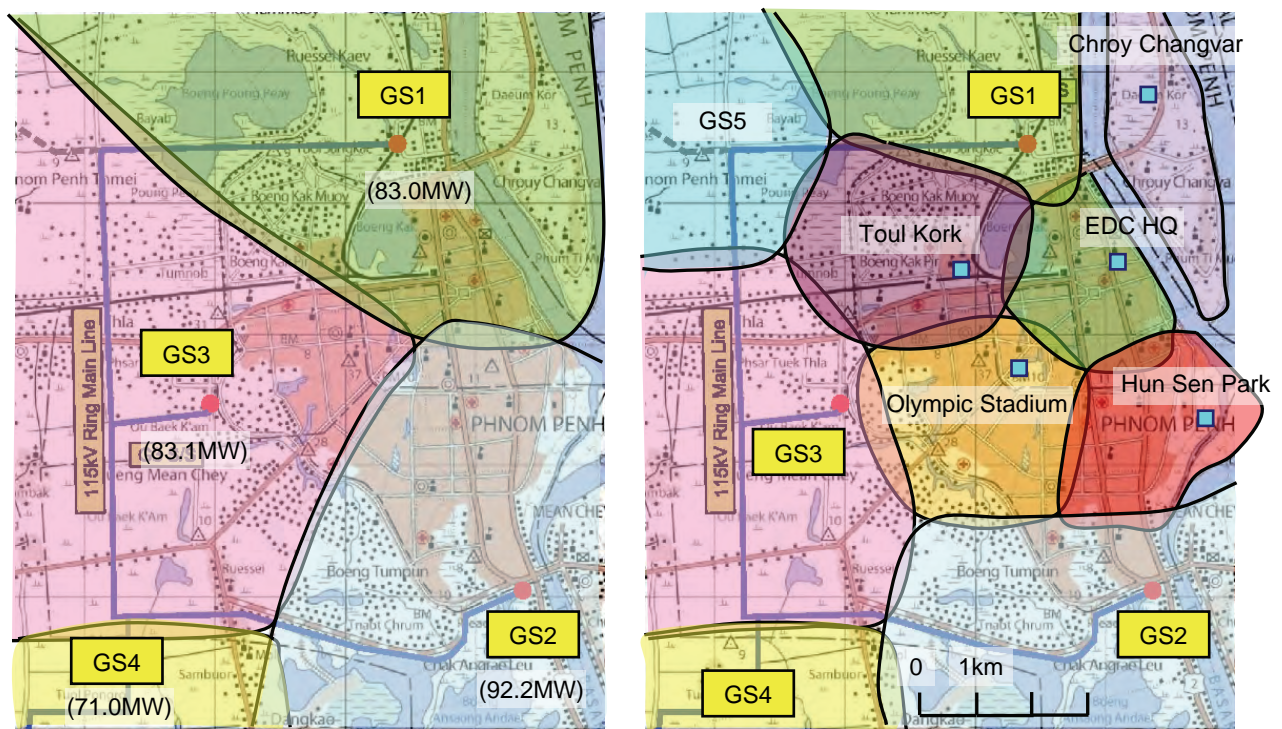
(3) エリアごとの電力需要想定

上記で述べたように、プノンペン地区の電力需要は今後高い伸び率で増加していく。都市部における電力需要の伸びの主要な要因は以下が考えられる。

- 中心部の遊休地における大規模開発
- 中心部の既開発地区の再開発
- 周辺地区への需要の広がり

プノンペン市の中心部として、王宮を中心とする半径 3km 程度のエリア（ただし、トンレサップ川の西側：7 Makara, Chamka Mon, Doun Penh, Toul Kork 区が該当）と定義すると、当該地域においては、既に開発が進展している。既開発地区の再開発も考えられるが、今後、大きな需要の増加が見込めるのは、中心部の遊休地における大規模開発となる。一方、周辺部においては、まだ開発の余地が十分にあり、今後大きな伸びが期待される。

現在 EDC が計画中的変電所と既設変電所を合わせて、12 の変電所がプノンペン市内および周辺地区にある。これらの変電所の位置関係から、供給区域を推定すると以下の図となる。なお、周辺部の電力供給は、GS1 の北部地域は、NPP 変電所から供給し、GS2 の南部地域は、SPP 変電所から供給し、GS3 の西部および南部は GS4 変電所から供給する。



現状：（ ）内は 2012 年 9 月 7 日の負荷状況

将来（計画中変電所も含む）

(Source: JICA Survey Team)

図 3.16 プノンペン市内変電所の供給エリア

中心部に設置を考えている 4 変電所の供給エリアは、隣接変電所との距離を考慮すると半径 2km 程度の円の内部と考えられ、せいぜい 12km² 程度となる。これらのエリアは、既にある程度開発が進展しており、大きな遊休地がない限り、あまり大きな需要の伸びは期待できない。

一方、既設の GS1, GS2, GS3 は中心部の負荷を切り離すことにより供給余力ができてくるため、周辺部での需要の増加に対応する。

変電所供給エリアごとの電力需要を想定するための条件を以下に示す。

- 中心部に位置するエリア：EDC HQ, Olympic Stadium, Hun Sen Park, Toul Kork など
 - ◆ 市内にある既設の3変電所（GS1, GS2, GS3）の負荷の半分は、市の中心部エリアに供給している。
 - ◆ すでに都市化が進展しており、遊休地での開発や再開発による需要増加は見込めるが、需要の伸びは周辺部の伸びよりも小さい。
 - ◆ 供給エリアが限られているため、都市化が成熟し、需要規模が100MWを超えると伸び率が急激に鈍化する。
 - ◆ Toul Kork エリアは、中心部の中では都市化が遅れているため、今後の伸びは大きい。さらに湖の埋め立てが完了して広い遊休地ができてくれば、市の中心部に近いので、需要の伸びは平均値よりも高い。
- 周辺部に位置するエリア：GS1, GS2, GS3, Chroy Changvar, GS5 など
 - ◆ 市内にある既設の3変電所は、市の中心部エリアの負荷を市の中心部に位置する3つの変電所に振り替えた後は、供給区域は市の周辺部となり、今後需要の伸びが平均値よりも高い。
 - ◆ Chroy Changvar エリアは、比較的の中心部エリアに近く、広い遊休地があるので、変電所建設後は需要の伸びが平均値よりも高い。
 - ◆ GS5 エリアは、市の周辺部に位置するため、今後需要の伸びが平均値よりも高い。
- 周辺部の外側に位置するエリア：NPP, SPP, GS4 など
 - ◆ 市の周辺部のさらに外側の需要に供給しているため、需要の伸びは周辺部よりは低い、平均値よりは高いと考えられる。

この条件を踏まえて算定した、プノンペン地区各エリアの最大電力需要想定を以下に示す。

表 3.4 プノンペン地区各エリアの最大電力需要想定

(Unit: MW, %/annum)

	2013	2015	2020	Growth rate
GS1	41.5	61.3	117.2	16.0%
GS2	54.3	80.2	153.4	16.0%
GS3	57.8	85.4	163.4	16.0%
GS4	58.3	81.1	144.0	13.8%
EDC HQ	63.4	79.2	98.9	6.6%
Toul Kork	43.6	61.5	114.7	14.8%
Hun Sen Park	52.7	74.6	105.3	10.4%
Olympic Stadium	65.2	84.1	106.4	7.2%
Chroy Changvar	12.2	18.8	43.6	19.9%
NPP	15.3	19.7	31.8	11.0%
SPP	44.4	60.7	107.7	13.5%
GS5	32.4	46.5	85.6	14.9%
Total	541.1	753.3	1272.0	13.0%

(Source: JICA Survey Team)

2013年においては、市内中心部の供給変電所はGS1, GS2, GS3の3ヶ所であり、その他の中心部地区の需要もこの3ヶ所から供給している。3変電所は、各変電所の変圧器容量（150MVA）に応じて、その他の地区の需要も分担しているが、3変電所の平均負荷率は95%程度で非常に高くなっている。2015年、2020年は各変電所が運転開始していれば、その地区の需要を分担して供給するが、その地区の変電所が運転開始していない場合には、近隣の変電所が分担して供給する。また、各エリアの需要規模が変圧器容量を超過する場合には、配電線の切り替えにより、余力がある近隣の変電所から供給する。

3.3 最適計画案の策定

3.3.1 比較対象とする代替案

現在までの調査結果を踏まえて、本事業の対象として、プノンペン中心部に変電所を2か所設置する案を抽出した。この変電所の増強計画について代替案比較を実施し、本事業の妥当性を検証する。具体的には、以下の3つのPlanについて比較する。

表 3.5 比較検討を実施する複数案の候補

Plan	Plan 1	Plan 2	Plan 3
特徴	周辺に変電所を2箇所追加設置し、22kV 配電系統で中心部に電力を供給	中心部内に変電所を2箇所追加設置し、電力を供給	左記に加えて、中心部の変電所間を連系
系統図			
コスト	安い	若干高い	高い
信頼度	低い	Plan 1 と同程度	高い
ロス	大きい	ロスの低減が可能	Plan 2 よりさらに低減可能

(Source: JICA Survey Team)

各変電所の容量は150MVAとし、Plan 1においては、中心部への供給用として、22kV配電線を1変電所あたり15回線敷設し、中心部の配電用変電所に直接接続する。なお、変電所の建設場所は、現時点で従来型の変電所が設置可能なエリアとして、既設変電所より1km程度郊外にならざるを得ないため、配電線の距離は平均して5kmとした。Plan 2では、既設変電所(GS1, GS3)と新設変電所間の送電容量は、150MVAとしているが、Plan 3では事故時における連系も考慮するため、同区間の送電容量は、300MVAとしている。また、新設変電所間の連系送電線の容量は150MVAとしている。

3.3.2 代替案の比較

(1) 建設コストの比較

以下の単価を使用して、各案の建設コストを比較する。なお、変電所のコストは設置する場所が異なるため、土地代は含まれていない。

表 3.6 比較評価に使用する建設単価

Item	Spec	Unit price
Substation	AIS Substation	10.6 million USD
	GIS Substation	11.7 million USD
115 kV Underground cable	150 MVA	1.6 million USD/km
	300 MVA	2.6 million USD/km
22kV Underground cable	10MVA	0.13 million USD/km
	30MVA	0.23 million USD/km

(Source: JICA Survey Team)

この結果、各案の建設コストは以下のとおりとなる。Plan 1 については、周辺地区から中心部エリアまで 5 km 程度 22kV 配電線により電力を輸送していると考えている。この際、22kV 配電線では、1 条あたり最大 10MVA までしか送電できないものと考え、150MVA の電力を送電するためには、22kV 配電線では 15 条必要になると考えている。(1 ルートあたり 3 条の設置が可能)

表 3.7 各案の建設コスト

Plan	Item	No.	Construction cost
Plan 1	AIS Substation	2	21.2 million USD
	22kV UG cable (30MVA)	50 km	11.5 million USD
	22kV UG cable (10MVA)	10 km	1.3 million USD
	Total		34.0 million USD
Plan 2	GIS Substation	2	23.4 million USD
	115 kV UG cable (150MVA)	8 km	12.8 million USD
	22kV UG cable (10MVA)	10 km	1.3 million USD
	Total		37.5 million USD
Plan 3	GIS Substation	2	23.4 million USD
	115 kV UG cable (300MVA)	8 km	20.8 million USD
	115 kV UG cable (150MVA)	8 km	12.8 million USD
	22kV UG cable (10MVA)	10 km	1.3 million USD
	Total		58.3 million USD

(Source: JICA Survey Team)

(2) ロスの比較

どの案でも変電所の個所数（変圧器の総容量）は同様であり、変圧器の負荷率は同等と考えられる。このため、変電所におけるロスはこの案においても同様と考えて比較の対象から除外し、送電線、配電線のロスを比較する。

表 3.8 送電ロスの比較（150MVA 送電の場合）

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Transmission voltage	22 kV	115 kV	115 kV
Resistance of transmission line	0.125 ohm/km	0.0782 ohm/km	0.0279 ohm/km
Number of circuit	15	2	2
Transmission current per circuit	276.2 A	396.4 A	396.4 A
Transmission Loss	2.15 MW	0.29 MW	0.11 MW
(Transmission Loss rate)	(1.51 %)	(0.21 %)	(0.07 %)

(力率は 95%としている。)

(Source: JICA Survey Team)

上記で算出したロスは、各変電所の変圧器容量である 150MVA 送電時における値である。これを以下の条件により、年間のロスコストに換算した結果を以下の表に示す。

- 各変電所の最大負荷：120MVA
- 各変電所の年間平均負荷：84MVA（最大負荷の 70%）
- 変電所数：2 か所
- ロスのコスト換算値：0.16 USD/kWh

表 3.9 送電ロスのコスト比較

Item	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Transmission Loss at 120MVA	1.37 MW	0.19 MW	0.07 MW
Annual Transmission Loss	13,308MWh	1,828MWh	652MWh
Loss cost (million USD/annum)	2.13	0.29	0.10
[Difference]	Base	[- 1.84]	[- 2.03]

(Source: JICA Survey Team)

Box. 年間のロス計算の計算式

$$W = w G H \text{ [Wh]}$$

w: Loss at maximum load

$$G = a F + (1-a) F^2 \text{ (G: Coefficient of Loss)}$$

H: Time of a Period [hour], a yea = 8,760 [hours]

F: Load Factor = (Average load) / (Maximum load)

a: Constant Value

a = 0.3, F = 70% として計算すると、G = 0.553

Plan 1 と Plan 2 を比較すると、建設コストはほぼ同じであるが、Plan 2 の方がロスが少ないため、ロス低減のメリットが発生する。ロスの差分は年間 1.84 million USD もあり、ロス分のメリットを考慮すると Plan 2 の方が Plan 1 よりも経済的である。

(3) 供給信頼度の比較

(a) 各案の供給信頼度の違い

送電線および配電線の事故時における各案の供給信頼度の違いを以下に示す。

表 3.10 比較検討を実施する複数案の候補

Plan	Plan 1	Plan 2	Plan 3	
系統図				
事故時	115kV OH line	既設 GS および新設 SS とともに停電する。	既設 GS および新設 SS とともに停電する。	既設 GS は停電するが、連系線により新設 SS は停電を回避可能。(負荷状況によっては既設 GS の停電も回避可能)
	115kV UG line	なし	新設 SS は停電する。	連系線により新設 SS は停電を回避可能。
	22kV UG line	事故の配電線で供給している負荷は停電する。	なし	なし

(Source: JICA Survey Team)

送電設備事故時の影響は、Plan 1 と Plan 2 では大きな差はないが、Plan 3 では、連系線により新設変電所の停電を回避することが可能となる。

(b) 送配電設備の事故率

このような事故の発生確率と事故時の停電時間を予測するのは非常に難しい。115kV 送電線の最近の事故実績は以下のとおりである。

表 3.11 最近の 115kV 送電線の事故実績

Year	Date	Location	Cause
2011	21-Mar	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building
	22-Apr	GS5 – GSKPS	Unknown
	07-May	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building
	26-May	GS1 – GS4	Kite
	29-Jun	GS2 – KEP	To touch the conductor by telephone wire
	29-Aug	GS2 – CEP	To touch the conductor by worker of construction building
	10-Nov	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building
2012	09-Feb	GS1 – GS4	Crane
	09-Mar	GS5 – GSKPS	A person climb up the tower
	20-Jun	GS1 – GS4	To touch the conductor by telecommunication wire
	01-Jul	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building
	01-Aug	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building
	26-Nov	GS1 – GS3	Crane
	12-Dec	GS1 – GS4	To touch the conductor by worker of construction building

(Source: EDC)

115kV 送電線の事故は、最近毎年 7 回発生している。原因を見ると、ほぼすべての事故は、他者が引き起こした人為的なものであり、自然災害や機器の不具合に起因するものは発生していない。この実態を考慮し、ここでは、仮に以下の条件において計算を行う。

- 115kV 系統架空線の事故：1 年間に 5 回、2 時間、平均 80MW 停電発生
- 115kV 系統地中線の各回線の事故：100 年に 1 回、48 時間、平均 80MW 停電発生
- 22kV 系統地中線の各回線の事故：50 年に 1 回、48 時間、平均 5MW 停電発生

それぞれの事故により、1 年間に停電となる電力量の期待値の各案比較を以下に示す。

表 3.12 事故により停電となる年間電力量の期待値の比較

Item	Plan 1	Plan 2	Plan 3
115kV 系統架空線の事故	800 MWh	800 MWh	0 MWh
115kV 系統地中線の事故	38 MWh	115 MWh	0 MWh
22kV 系統地中線の事故	144 MWh	0 MWh	0 MWh
Total	982 MWh	915 MWh	0 MWh

(Source: JICA Survey Team)

Plan 1 と Plan 2 を比較すると、22kV 系統で供給するか 115kV 系統で供給するかの違いはあるが、どちらも地中線であるため事故の確率は低く、停電の期待値は大きな差は見られない。一方、Plan

2 と Plan 3 を比較すると、115kV 系統架空線の事故時または 115kV 系統の地中線において事故が発生した場合、Plan 3 では、連系した他の変電所を経由して電力を供給することが可能であり、年間で 915MWh の停電が回避できる。

(c) 停電コスト

EDC では、特別に停電コストを試算していない。このため、「カ」国における GDP と電力使用量（販売電力量）の関係から停電コストを試算する。

「カ」国およびベトナム国の 2006 年から 2010 年における GDP（Agriculture 分を除く）と販売電力量の関係を以下に示す。

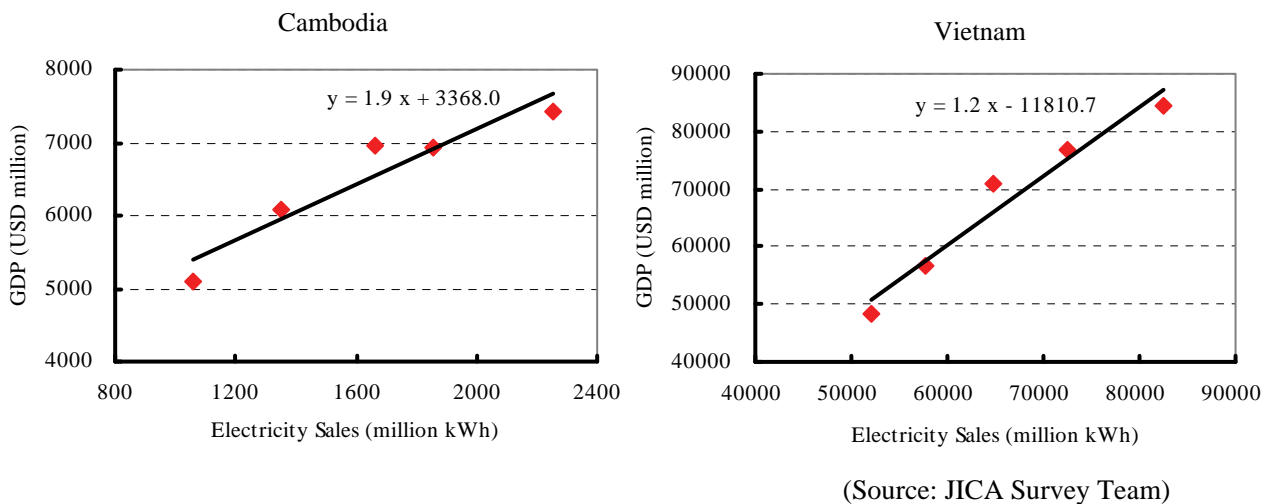


図 3.17 GDP と販売電力量の関係

GDP は必ずしも電力の生産と直接リンクしているわけではないが、国家の生産活動の大部分は電力の恩恵を受けており、電力の停止により、その生産活動が阻害されるものと考えられる。このように考えると、停電発生時には、kWh あたり 1.9 USD 程度の国家的損失が発生しているものと推測される。一方ベトナムの事例について同様の試算を実施すると、kWh あたり 1.2 USD 程度の国家的損失が発生しているものと推測される。

停電コストは、停電時に需要家がどの程度の損失を受けるのかを評価しており、GDP との関係だけでは評価できない。需要家の種類により受ける損失のレベルは変化するが、一般的には、高度な技術を使用している産業ほど損失額が高いと考えられる。つまり、発展の程度が高い地域ほど停電コストは高くなる傾向にある。現時点での一人あたりの GDP はベトナムの方が 2 倍程度多いため、平均的に見ると、ベトナムの方が「カ」国よりも発展の程度が高いと想定され、停電コストの価値もベトナムの方が若干高いと考えられる。このような点を考慮して、停電コストとしては、kWh あたり 1 USD が妥当なレベルであると考えられる。

ただし、この検討は「カ」国全体のものであり、首都であるプノンペン系統においては、停電発生時の影響が大きく、停電コストの単価は kWh あたり 1 USD よりも高いものと想定される。

(4) 総合評価

ロスと供給信頼度の評価を含めて、各案の経済性比較を行う。なお、各年の費用については、金利 10%²、残存率 10%、耐用年数 25 年とした毎年均等化資本費用（工事費の 10.92%）であり、O&M 費などは含んでいない。

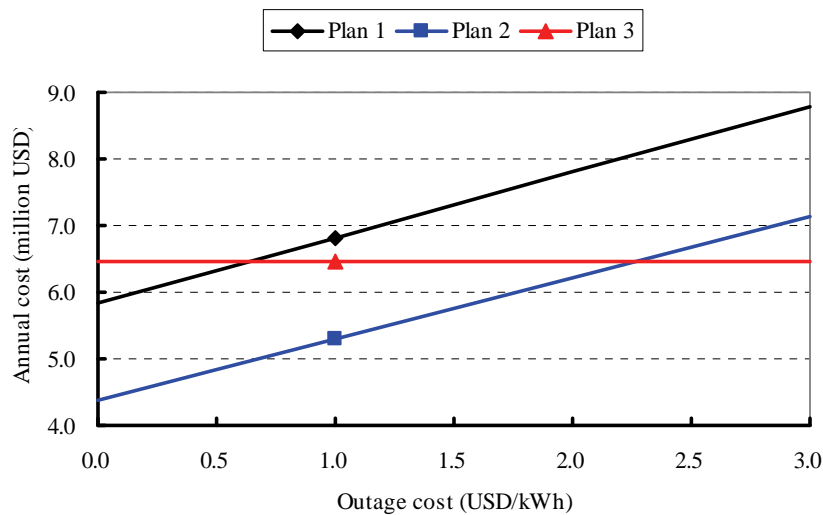
表 3.13 総合評価

(million USD/annum)

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
毎年の資本費用	3.71	4.09	6.36
ロスコスト	2.13	0.29	0.10
停電コスト	0.98	0.92	0
Total cost	6.82	5.30	6.46
[Difference]	Base	[- 1.52]	[- 0.36]

(Source: JICA Survey Team)

Total cost を見ると Plan 2 が最も経済的であり、Plan 3 が第 2 位である。Plan 2 と Plan 3 を比べた場合、Plan 3 の方が年間 1.16 million USD 程度高くなっているが、送電設備の事故の発生確率、事故時の停電時間、停電コストの単価によっては、Plan 3 の方が優位になる可能性はある。停電コストについては、kWh あたり 1 USD を基準ケースとしているが、プノンペン市内においては、停電時の影響が大きいと想定されるため、停電コストの単価による感度解析を行った結果を以下に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 3.18 停電コストの単価による感度解析

² MEF が事業の適格性を判断する際に使用している IRR の閾値。

停電コストの単価がkWhあたり2.5 USDを上回ると、Plan 3の方がPlan 2よりも経済的となる。プノンペン市内には重要需要家を多く抱えているため、停電コストの単価はkWhあたり1 USDよりも高いことが考えられることに加えて、今後経済の発展とともに、停電コストの単価は必ず高くなっていく。この点を考慮し、Plan 3を選択するのが望ましい。

3.4 プノンペンシステムの系統解析

プノンペン市内の電力需要に対応するため、EDCは230kV South Phnom Penh 変電所（SPP）の建設を2013年に計画している。また、230kV North Phnom Penh 変電所（NPP）は2012年まで建設工事が完了しており、これによりプノンペン市内の電力需要は2015年までに主に3つの230kV変電所から供給されることになる。230kV変電所において115kVに降圧され、今回の調査対象である115kV地中送電線および115/22kV変電所を経て、それぞれの需要に供給される。

本調査の目的であるプノンペン送配電網事業の検討・評価のため、プノンペン市内の2020年までの電力需要想定を考慮し、プノンペン市内系統における5つの新設115kV変電所およびこれらをつなぐ送電網の解析を実施する。送電系統解析にはEDCで使用されている解析ソフトウェアであるPSSEのVersion32を使用する。解析項目は、潮流・電圧解析および事故電流解析とする。送電線事故時の発電機の運転状態（安定／不安定）を確認する過渡安定度解析については、必要なデータがEDCより得られなかったため実施しない。

今回の検討では、プノンペン市内に新設される115kV変電所の全てが2020年のピーク時期までに運転開始すると想定し2020年を検討対象年度とした。

送電系統の計画は将来を見越し、送電線が過剰な電流（過負荷）が流れないように適切な送電線容量を選定する必要がある。本調査では、115kV地中送電線の容量を300MVAもしくは185MVAと想定し検討を実施する。

一般的に系統解析は運転される電源の違いによる潮流の変化を考慮し、検討対象年のピーク断面、オフピーク断面の2断面で実施される。プノンペン市内にはCEPおよびKEP発電所があるが、これは重油を使う発電所で不経済であるため、水力発電所や海外から安い電力が調達できれば停止される。CEPおよびKEPの停止条件は送電系統の検討にとって過酷な条件であり、これを考慮するとプノンペン市内の電力需要は周辺地域から230kVまたは115kV送電線により供給されることから、プノンペン市内の需要が大きいピーク断面が、送電系統の検討においてもっとも過酷な重潮流条件であると想定されるため、今回の検討ではピーク断面のみを検討の対象とした。

上述の通り、プノンペン市内への電力供給は周辺地域から230kVまたは115kV送電線により供給され、カンボジア国内で開発される水力電源が発電可能な場合はプノンペンの北側からの供給、そうでない場合はプノンペンの南側からの供給の2通りに大別される。

- (a) 南側：ベトナムからの輸入電力もしくはシアヌークビル地域に予定されている石炭火力発電所
- (b) 北側：カンボジア中西部で開発予定の水力電源

上記2つの電源地域はそれぞれプノンペンの南部に位置するGS4、北部に位置するNPPにそれぞれ接続されており、本調査では(a)の条件ではGS4側からの電力流入増加、(b)ではNPP側からの電力流入増加、として検討を実施する。

3.4.1 系統計画基準（緩和N-1基準）

送電系統は、送電線・変圧器などの単一設備事故でも供給支障を起こさないよう計画するのが一般的である（N-1基準、Normal-1）。ただし、以下に示す理由により、本検討では、架空送電線の事故のみを考慮し、短時間であれば地中送電線の過負荷は許容する「緩和N-1基準」を適用する。

- ▶ プノンペンは急激な電力需要の増加が想定されており、対応が困難であること

- 新しくプノンペン市内に導入される送電線は地中送電線であり、架空送電線と比較し事故率が低いこと

以下に、緩和 N-1 基準を示す。

<緩和 N-1 基準>

- 架空送電線の N-1 のみ考慮
- 短時間の地中送電線の過負荷を許容

なお、短時間とは運転員が送電線の切り替えにより過負荷を解消する時間とする。

EDC は系統電圧を基準電圧に対して $\pm 10\%$ 以内に維持するよう定めている。系統電圧は需要増加に伴い低下するため、これを適切に補償する必要がある。本検討では電圧調整に必要となる調相設備を配置し、系統電圧を適正に維持する。

電圧調整の目的のためには、小さい容量の調相設備を多数配置することが望ましいが、これらの開閉器や設置スペースを考慮し、経済的な容量を選定する必要がある。調相設備による系統の電圧変動率は「調相設備 (MVar) / 短絡容量 (MVA)」で計算できる。系統運用の観点から、調相設備の開閉による電圧変動率は 2%程度以内に抑えることが好ましい。

EDC はプノンペン市内の負荷力率として 90%を想定しており、2020 年ピーク断面のプノンペンの想定有効電力需要 (1,272MW) に対し、約 600MVar の無効電力が消費される。系統電圧を定格電圧と同程度に維持するためには、無効電力負荷と同程度の調相設備が必要となる。調相設備は 115kV 変電所の変圧器 1 次側または 2 次側の母線への配置を想定する。

送電線には連続して電流を流せる常時許容電流と、緊急時に短時間のみ許容される短時間許容電流がある。架空送電線は高温で連続して使用されると引張強度が低下するため、許容温度は電線の寿命によって決まるが、ケーブルの許容温度は周囲を覆う絶縁体の許容温度によって決まるため、架空送電線に対してケーブルの方が過負荷に対して高い強度を持つ。過負荷率にもよるが、120%を超過すると架空送電線の短時間容量は数十分程度であるが、地中送電線は数時間から 10 時間程度許容される。上記特性を考慮し、本検討では初期投資コストを抑制するために、ケーブルに対してのみ N-1 時の短時間過負荷を許容する。

3.4.2 115kV 地中ケーブル

6 章に示すとおり、本検討ではプノンペン市内に導入する 115kV 地中送電線として、1000mm² のケーブルの導入を想定している。潮流に応じて 1 相あたりのケーブル本数は 1 本または 2 本とする予定で、それぞれ各送電線の容量は 185MVA または 300MVA となる。以下に、系統解析で使用する送電線定数を示す。

表 3.14 115kV 地中送電線定数

Cable	MVA	R1	R0	X1	X0	Charge
1000 mm ² × 1	185	0.0261	0.1164	0.3429	0.1597	0.2844
		[Ω/km]	[Ω/km]	[mH/km]	[mH/km]	[μF/km]
		0.000216	0.000962	0.000890	0.000415	0.0108
		[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]

Cable	MVA	R1	R0	X1	X0	Charge
1000 mm ² ×2	300	0.01306	0.05821	0.17147	0.07984	0.56887
		[Ω/km]	[Ω/km]	[mH/km]	[mH/km]	[μF/km]
		0.000108	0.000481	0.000445	0.000207	0.0216
		[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]

下図はトリプレックスタイプケーブルの短時間許容電流を示す。縦軸は電流値、横軸は過電流継続時間である。常時の許容電流値 929A に対して、過負荷の継続時間が 1 時間であれば短時間許容電流値は 1900A 程度、継続時間が 2 時間であれば許容短時間電流は 1600A 程度と十分大きな余裕がある。この短時間許容時間内に必要な負荷切り替えを実施することは可能であると考え、N-1 時におけるケーブルシステムの過負荷は許容する。

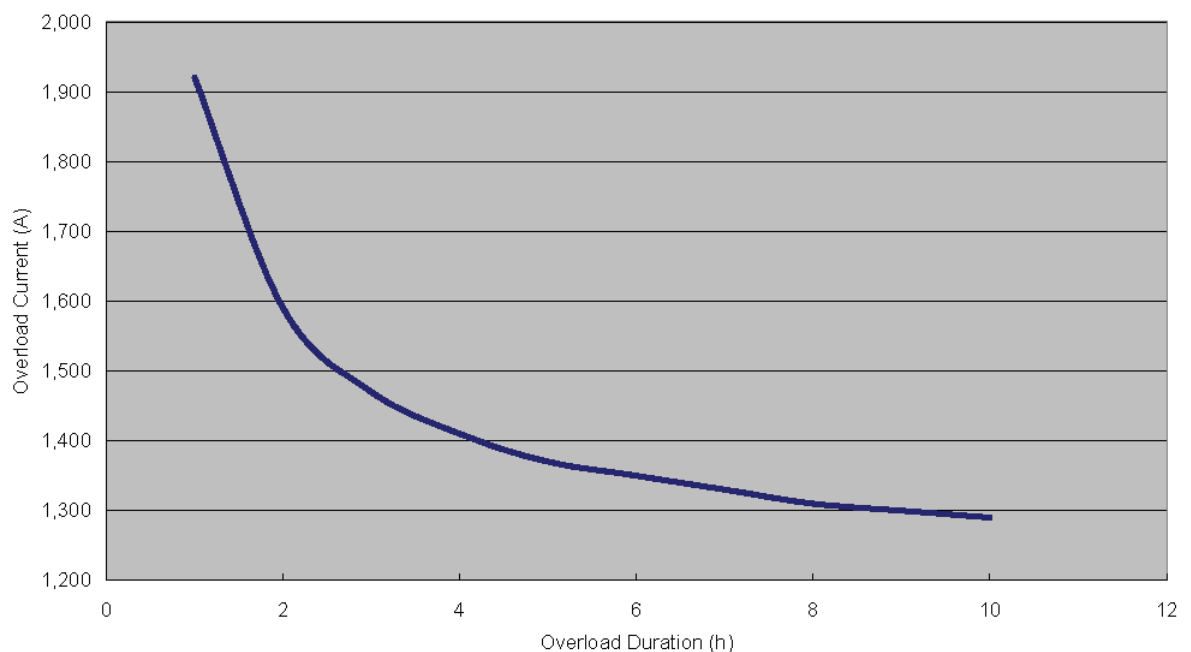


図 3.19 115kV ケーブルの短時間許容電流値 (トリプレックスタイプ)

3.4.3 系統構成案 (ループ系統)

2020 年断面におけるプノンペンの電力システムの検討を実施する。EDCとの協議結果を考慮し、図 3.20 に示すいくつかの系統構成案の比較を行う。供給信頼度を向上させるため基本的にはループ系統とし、市内に供給するための電源地中送電線は 300MVA の送電線とする。それ以外の 115kV 連系線は 185MVA の送電線とする。なお、GS2-Hun Sen Park 送電線については、中国の援助により 250MVA の 115kV 地中線が計画されており、この送電線のみ 250MVA の容量を想定した。また、Chory Changvar は GS5 から 115kV 架空送電線による供給とした。Loop 1 において Toul Kok 変電所は 1 回線のみ接続されるため、この送電線停止時に停電が発生する。

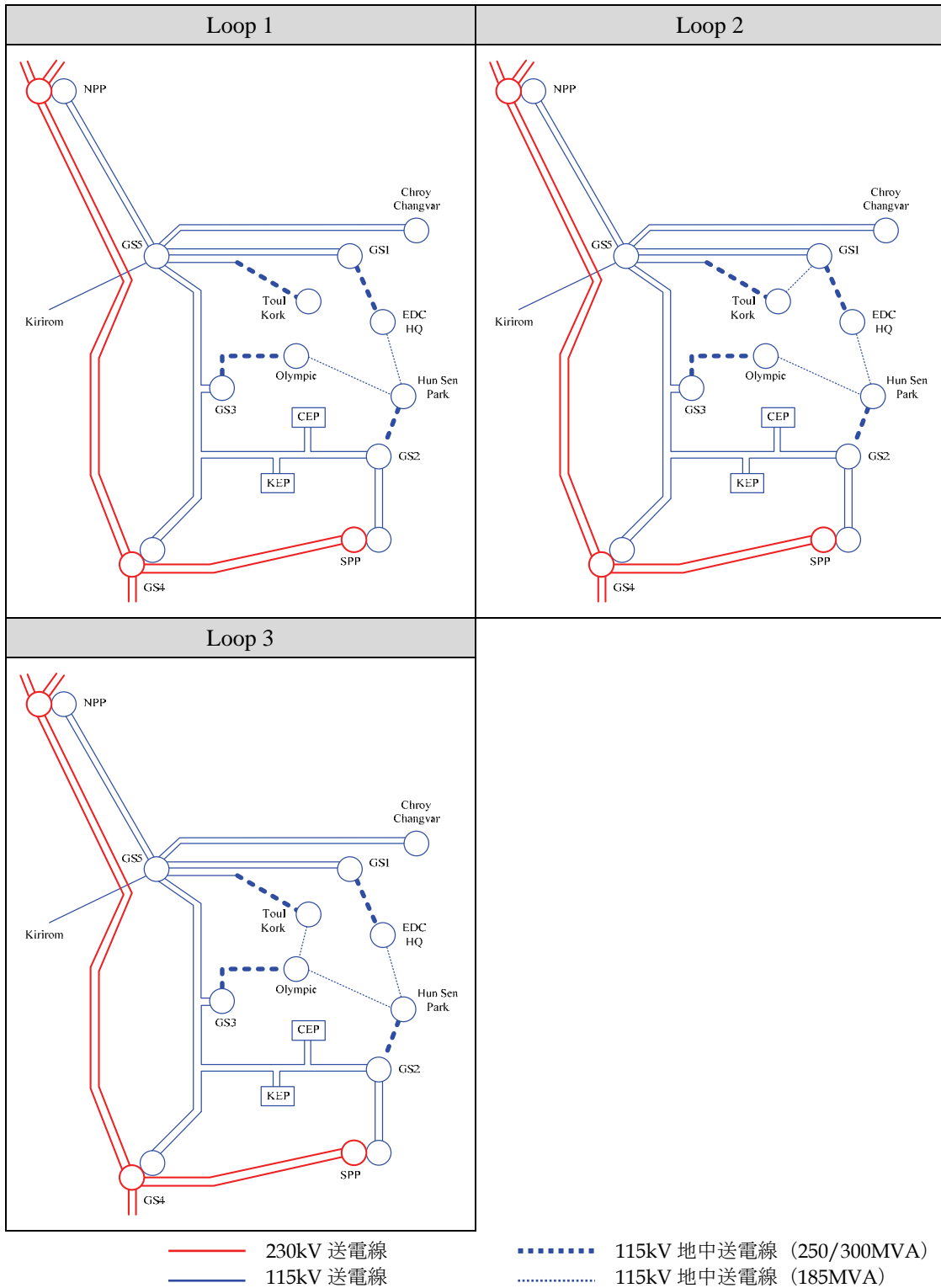


図 3.20 2020 年におけるプノンペンシステムの系統比較案

以下に 2020 年の各ケースの潮流図を示す。両図から分かる通り、GS2-Hun Sen Park 送電線 (250MVA) は常時過負荷している。このため、何らかの対策が必要となるが、この送電線は別で検討が進められているため、この回線が 1 回線のみであると仮定し検討を進める。

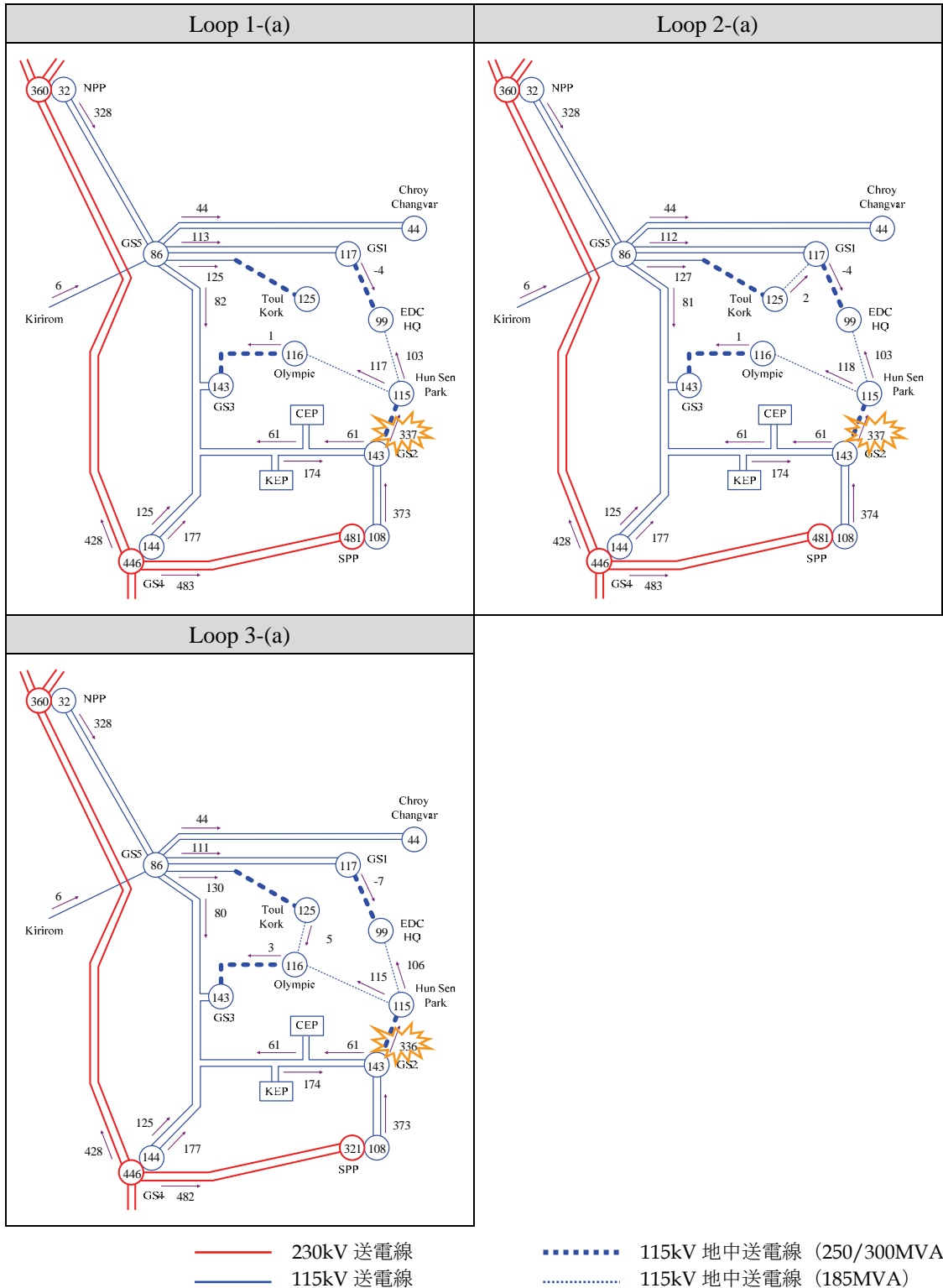


図 3.21 有効電力潮流 2020 年(a) (ベトナムからの電力輸入最大化)

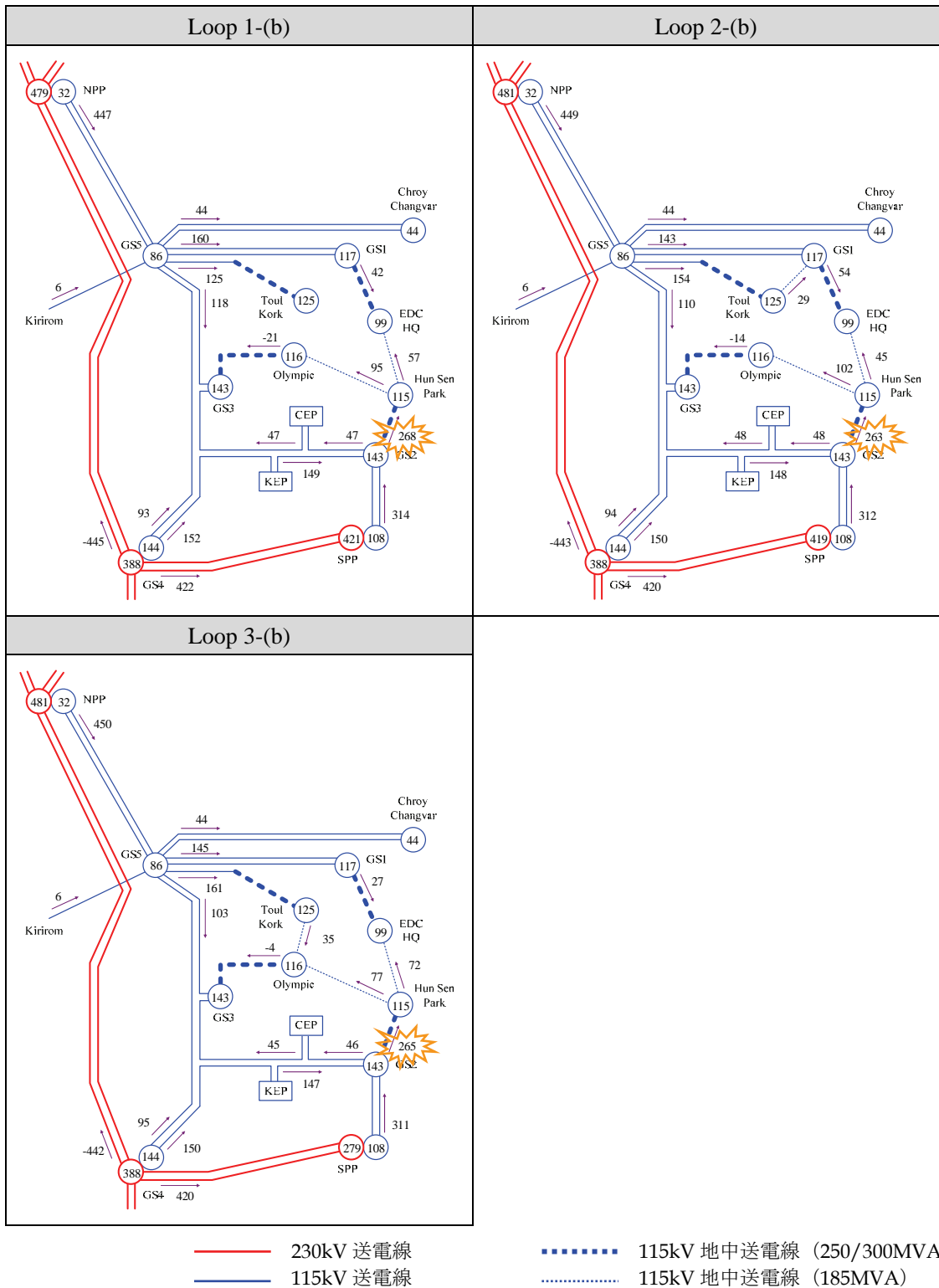


図 3.22 有効電力潮流 2020 年(b) (カンボジア国内の発電最大化)

3.4.4 N-1 想定事故解析（ループ系統）

プノンペン系統の 230kV および 115kV 架空送電線の 1 回線事故を想定し事故解析を実施した（N-1 想定事故解析）。以下に N-1 想定事故解析の結果を示す。3.4.1 に示す通り、本検討では緩和 N-1 基準を適用するため、N-1 時の地中送電線の短時間過負荷は許容するが、過負荷レベルを把握するため参考として地中送電線の最大過負荷も同表に記載する。これらの表からわかるとおり、どのケースも複数の架空送電線の N-1 時に過負荷する架空送電線が複数存在する。

表 3.15 架空送電線 N-1 時の Loop 1 の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-Hun Sen Park	UG	284.6	424.0	115kV GS4-GS5	有
115kV GS2-SPP	OHL	284.6	308.2	115kV GS2-SPP	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	353.1	115kV GS5-NPP	
115kV Hun Sen Park-Olympic	UG	185.0	198.0	115kV GS3-GS5	

表 3.16 架空送電線 N-1 時の Loop 2 の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-Hun Sen Park	UG	284.6	428.6	115kV GS4-GS5	有
115kV GS2-SPP	OHL	284.6	307.8	115kV GS2-SPP	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	353.7	115kV GS5-NPP	
115kV Hun Sen Park-Olympic	UG	185.0	199.4	115kV GS3-GS5	

表 3.17 架空送電線 N-1 時の Loop 3 の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-Hun Sen Park	UG	284.6	426.8	115kV GS4-GS5	有
115kV GS2-SPP	OHL	284.6	307.4	115kV GS2-SPP	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	353.9	115kV GS5-NPP	
115kV Hun Sen Park-Olympic	UG	185.0	192.0	115kV GS5-TLKK	

3.4.5 系統構成案（放射状系統運用）

上述の通り、プノンペン系統をループ系統とすると GS2-Hun Sen Park 送電線が常時過負荷となるため放射状系統運用を検討する。本検討では、潮流バランスを考え EDCHQ-Hun Sen Park 線および Hun Sen Park-Olympic 線を常時開放とする。

常時過負荷の解消および送電線停止時の停電範囲の最小化のため、日本の電力設備はメッシュ・ループ系統構成となっている。ただし、基幹系統のみループ・メッシュ系統運用であり、都市や地域部への電力供給は送電線の一方を開放し放射状系統で運用している。一般的にメッシュ・ループ系統の方が放射状系統と比較して、複数の送電線が潮流を分担するためアデカシー（供給能力の確保）を確保しやすいと考えられるが、潮流・電圧制御の容易さ、事故範囲の限定等の理由から、都市・地域供給系統は放射状系統で運用している。また、リレー整定についても放射状系統の方が容易である。

架空送電線N-1 時の解析結果を次表に示す。この結果から、放射状系統で運用しても架空送電線のN-1 で過負荷する架空送電線が存在することがわかる。また、通常時の潮流図を図 3. 23に示す。

表 3. 18 架空送電線 N-1 時の Radial 1-(a)の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-CEP	OHL	284.6	293.4	115kV GS4-GS5	
115kV GS3-CEP	OHL	284.6	294.1	115kV GS4-GS5	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	304.6	115kV GS5-NPP	

表 3. 19 架空送電線 N-1 時の Radial 2-(a)の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-CEP	OHL	284.6	303.0	115kV GS4-GS5	
115kV GS3-CEP	OHL	284.6	303.9	115kV GS4-GS5	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	300.9	115kV GS5-NPP	

表 3. 20 架空送電線 N-1 時の Radial 3-(a)の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS3-GS4	OHL	284.6	305.5	115kV GS4-GS5	
115kV GS5-NPP	OHL	284.6	312.8	115kV GS5-NPP	

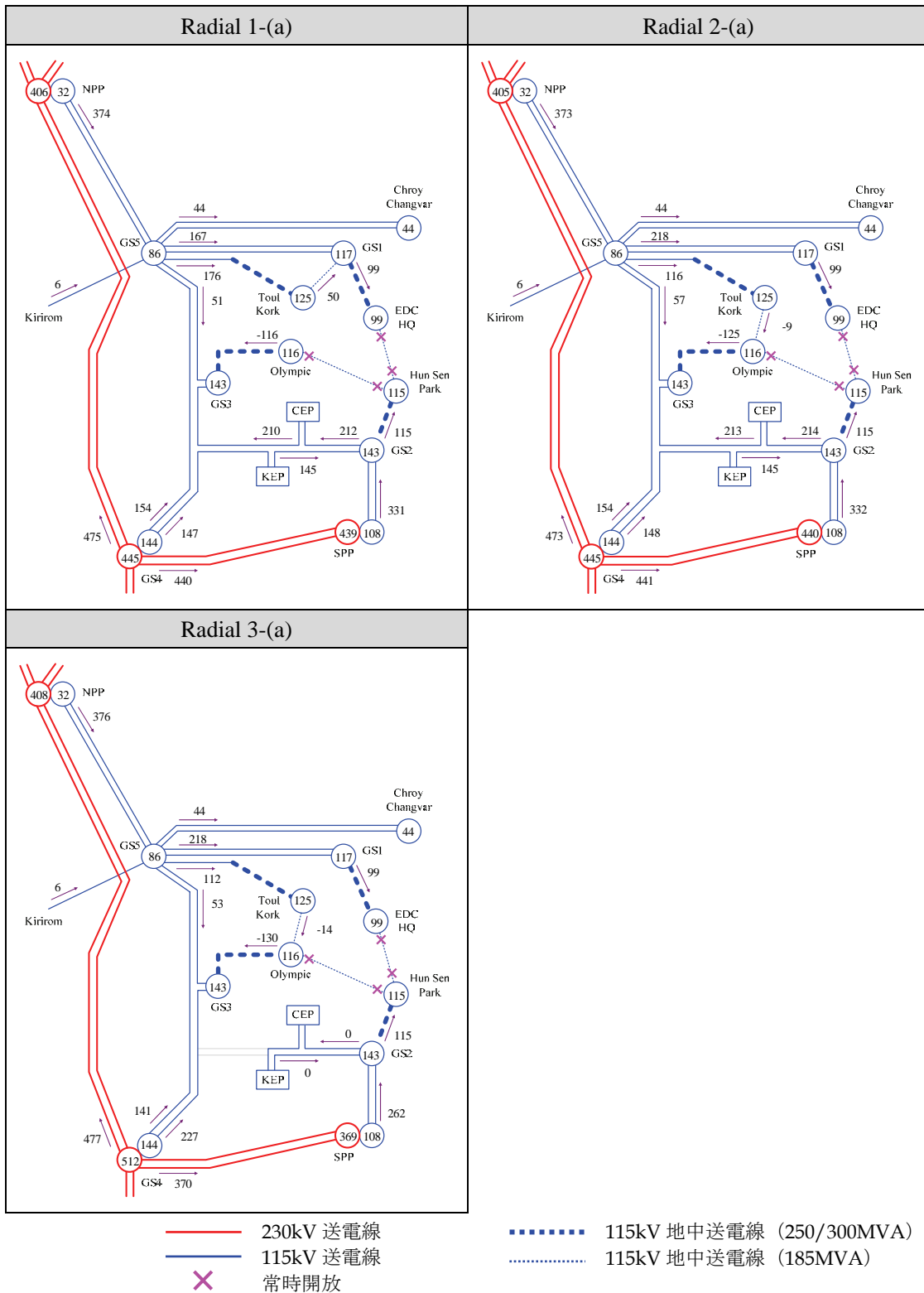


図 3.23 2020 年におけるプノンペン系統の放射系統運用 (有効電力潮流)

3.4.6 プノンペン中心部への 230kV 系統の導入

これまでの検討から、プノンペン市内の電力需要に対し本検討で適用する設備計画基準を満足した電力系統を開発するためには、さらなる送電線の開発が必要であることがわかった。これまでのように市内供給のための 115kV 送電線を開発する案も考えられるが、2020 年以降のさらなる需要の増加を考えると、より多くの電力を送電可能な 230kV 系統のプノンペン市内への導入が有効であると考えられる。

これまでの現地調査の結果から、プノンペン市中心部における変電所用地の確保は困難であることがわかっている。ただし、EDC の中央給電所（National Control Center, NCC）に隣接する EDC が保有する空き地は 230kV 変電所の建設用地としては十分な広さでありプノンペン市中心部にも近いことから、NCC を 230kV 変電所候補地として検討を実施した。

下図に検討ケースを示す。NCC 変電所に接続する 230kV 送電線は 230kV GS4-NPP 送電線から 2 回線で引き込んだ。また、Olympic 変電所と GS3 変電所の負荷の一部を NCC に移した。

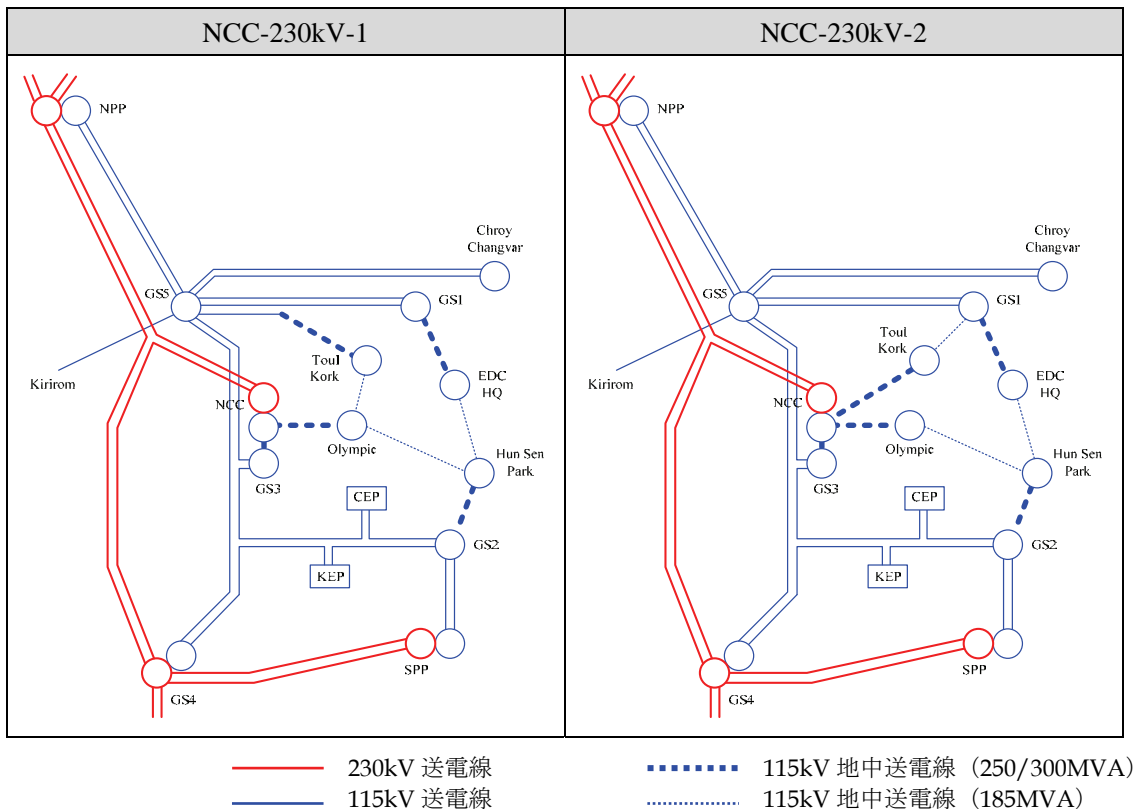


図 3.24 230kV NCC 変電所の導入 2020 年

以下に各電源パターンにおける通常時の有効電力潮流図を示す。ベトナムからの電力輸入を最大化した場合、GS2-Hun Sen Park 送電線の負荷率は依然として高いものの、常時過負荷は解消されていることがわかる。その他の送電線の負荷率も常時許容量以下である。

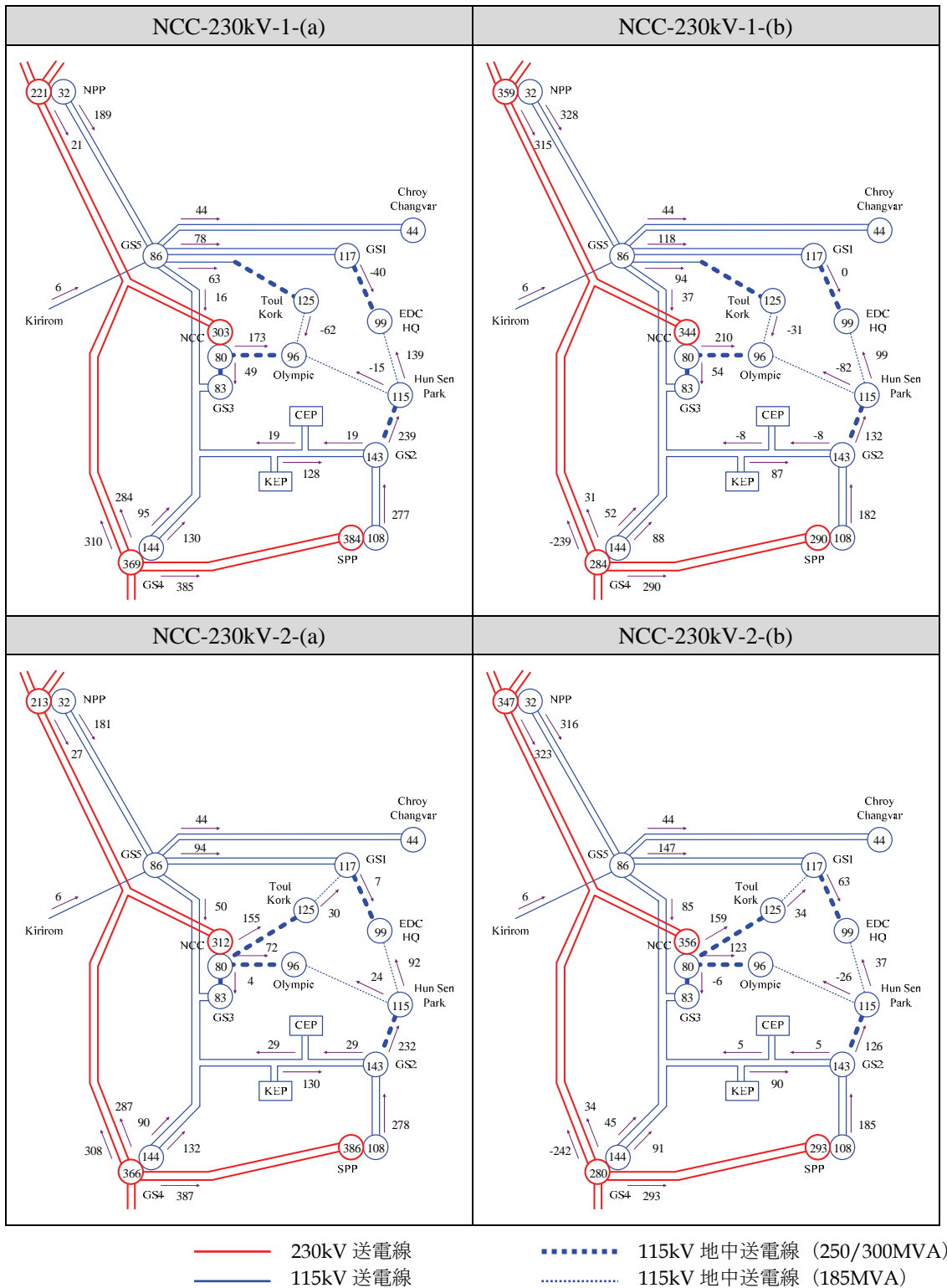


図 3.25 230kV NCC 変電所の導入時の潮流図 2020 年 (有効電力潮流)

230kV NCC 変電所導入時の架空送電線の N-1 解析結果を次表に示す。230kV NCC 変電所の導入により、架空送電線の N-1 事故時において過負荷が発生する送電線は、115kV GS2 – Hun Sen Park 線のみであり、この送電線は地中線であるため、緩和 N-1 基準を考慮すれば 230kV 系統の導入により本検討で適用した設備計画基準を満たしていることがわかる。過負荷する送電線、系統構成の観点から、本検討では 230kV-2 を最良系統構成案として提案する。

表 3.21 架空送電線 N-1 時の 230kV-1 の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
115kV GS2-Hun Sen Park	UG	284.6	341.2	115kV GS4-NPP	

表 3.22 架空送電線 N-1 時の 230kV-2 の過負荷送電線（最大値）

過負荷送電線	種別	定格容量 (MVA)	最大過負荷 (MVA)	最大過負荷時の事故	常時過負荷の有無
N/A					

3.4.7 調相設備配置による送電系統の電圧維持

需要の増加に伴い電力系統の電圧は降下するため、調相設備により適切に電圧を維持する必要がある。通常状態において電圧を上昇させるための調相設備として、一般的に電力用コンデンサ (Shunt capacitor、SC) が使用される。一方、電圧を降下させるための調相設備としては、一般的にシャントリアクトル (Shunt reactor、ShR) が使用される。

SC の適切な配置により電圧が改善される他、送電線の力率が改善されるため、送電線の過負荷が軽減され、送電系統のロスも低減される。また、無効電力は送電ロスが大きいため、調相設備はなるべく需要の近くに分散して配置した方が効果的である。送電線は充電容量と呼ばれる電圧を上昇させる電気特性を持つが、地中送電線は架空送電線に対してこの特性が 10 倍程度大きい。今回提案している 185MVA 地中送電線の充電容量は約 1.1Mvar/km であり、300MVA 地中送電線の充電容量は約 2.2Mvar/km である。

本検討では推奨案である NCC-230kV-2-(a)を用いて、プノンペン市内の 8 つの 115kV 変電所に SC を配置した場合のプノンペン系統の電圧を確認する。SC の設置効果をわかりやすくするため、初期条件としてプノンペン市内のすべての調相設備をすべて開放した。また、GS4 変電所の 230kV 母線を定格電圧である 230kV に固定した。

次表に、SC 配置量ごとのプノンペン市内の 115kV 母線電圧を示す。次表からわかるとおり、SC を配置しない場合、115kV 母線の電圧は 104kV 程度となり、EDC の系統計画基準である-10%を満足する。多くの電力会社は送電系統の電圧を通常時に±5%以内に維持するよう基準を定めており、その場合は各変電所に 40Mvar、プノンペン市内で合計 320Mvar の SC が必要となる。本検討では GS4 の 230kV 母線電圧を 230kV 固定として検討したが、実際の運用ではこれ以下となることが想定されるため、これを考慮した量とする必要がある。

以上より、2020 年における送電系統の電圧を適正に維持するためにはプノンペン市内で少なくとも合計 300MVar 程度の調相設備が必要である。なお、プノンペン市内の変電所は距離が近いいため、変電所の用地を考慮し、各変電所における調相設備の配置量を調整しても大きな影響はない。

表 3.23 プノンペン中心部の 115k 母線の電圧

Shunt capacitor at each substation (MVar)	[kV]					
	0	20	40	60	80	100
Total (MVar)	0	160	320	480	640	800
GS1	103.8	106.9	110.0	113.2	116.6	120.1
GS2	104.7	107.5	110.4	113.4	116.4	119.7
GS3	104.2	107.2	110.2	113.4	116.6	120.0
GS5	105.3	108.0	110.8	113.6	116.6	119.6
EDC HQ	103.8	106.9	110.0	113.3	116.6	120.1
Hun Sen Park	104.1	107.1	110.2	113.3	116.6	120.0
Olympic	104.1	107.1	110.2	113.3	116.6	120.1
Toul Kok	104.0	107.0	110.1	113.3	116.6	120.1

次図にプノンペン市内に SC を配置しない場合 (0MVar) と 8 つの 115kV 変電所に各 40MVar、合計 320MVar の SC を配置した場合の潮流・電圧図を示す。

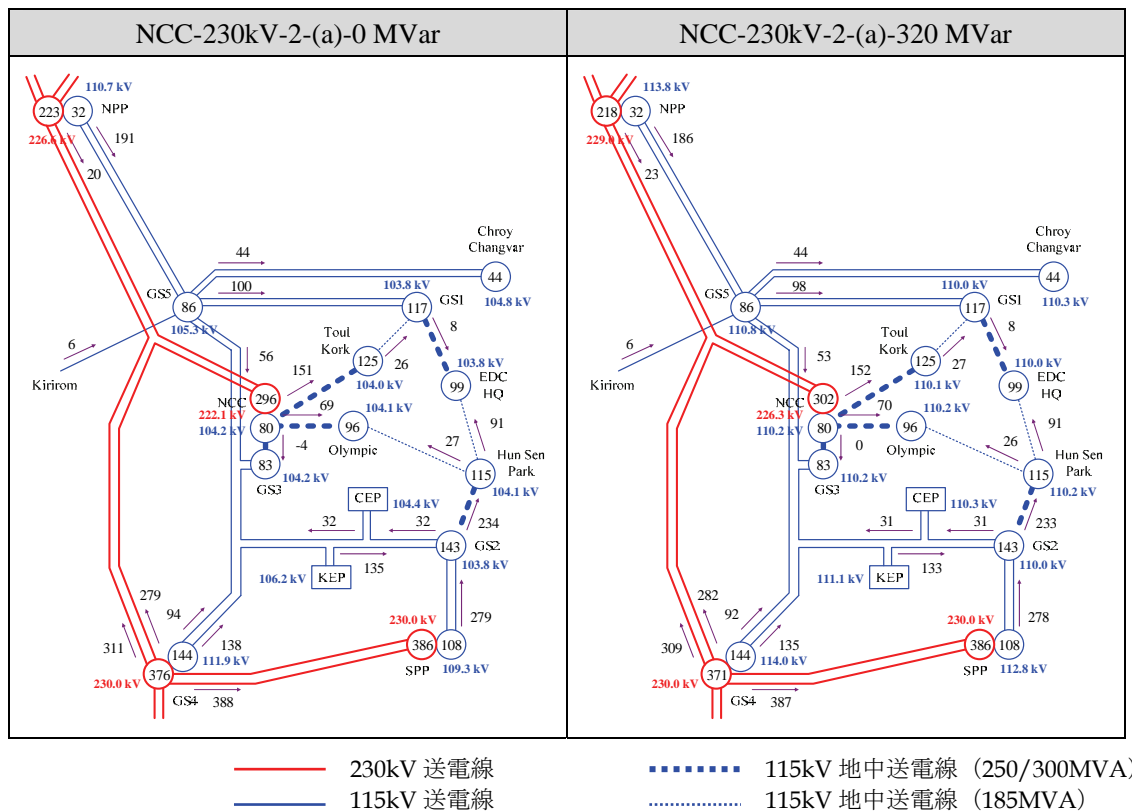


図 3.26 プノンペンシステムの電圧 2020 年 (SC: 0MVar/320 MVar)

第 4 章 現地調査の結果

4.1 現地の状況

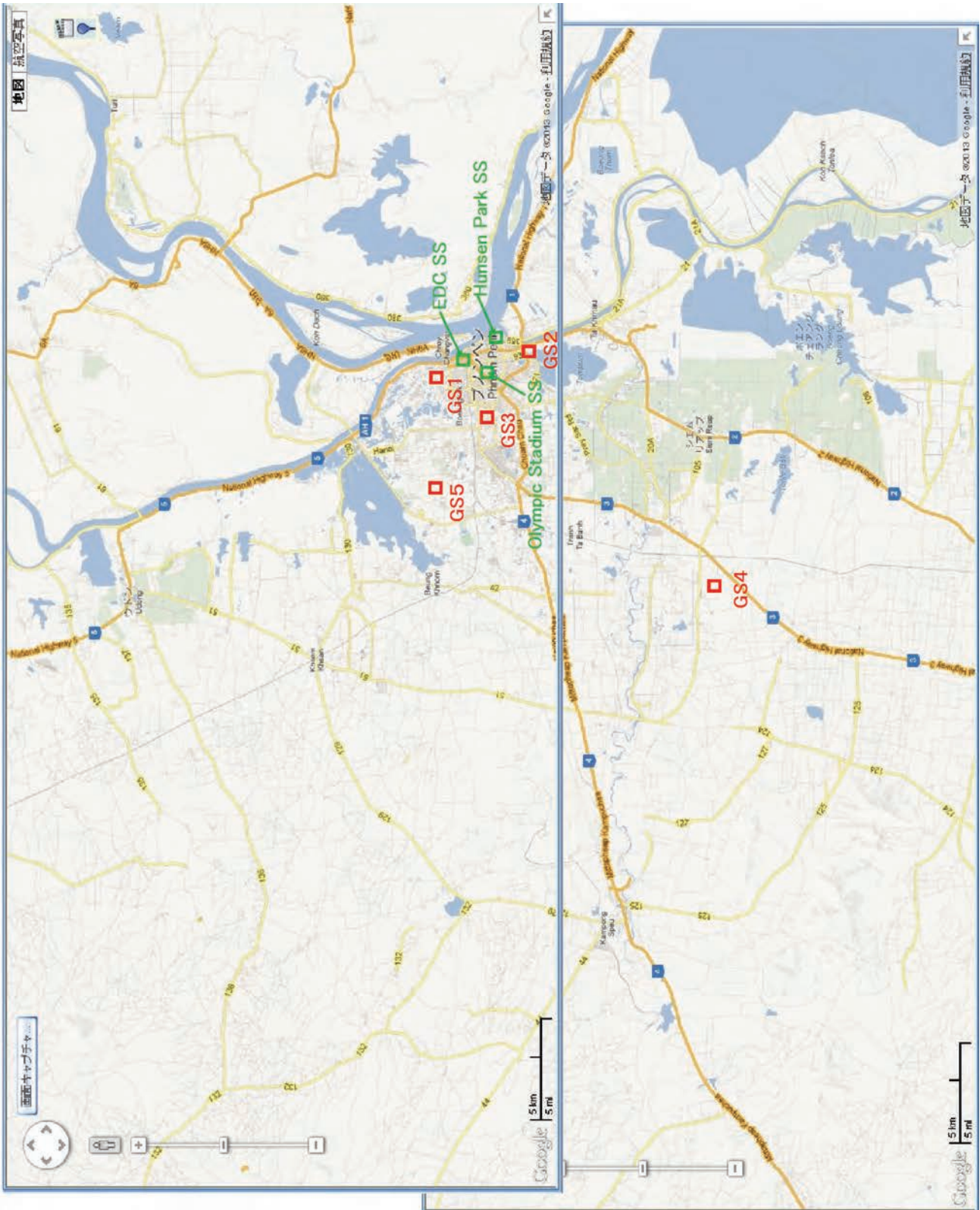
4.1.1 変電所の現地調査

現地調査にて確認した既設変電所および新設変電所予定地の一覧を表 4.1に、各変電所の位置図を図 4.1に示す。

また、各変電所の現地調査写真を Appendix 4.1.1 に示す。

表 4.1 既設変電所および新設変電所の一覧

既設・新設	変電所名	増設・改修作業内容／設備概要
既設変電所	GS-1	115kV 地中送電用フィーダーベイの増設 通信設備や保護リレー用パネルの増設 Substation Automation System の改修、など
	GS-2	
	GS-3	
	GS-4	本検討範囲対象外
	GS-5	建設中
新設変電所予定地	EDC SS	115kV/22kV、50MVA 変圧器 2 台
	Hunsen Park SS	115kV/22kV、50MVA 変圧器 2 台
	Olympic Stadium SS	115kV/22kV、50MVA 変圧器 2 台



© 2013 Google, Tele Atlas

図 4.1 各変電所の位置図

4.1.2 115kV 地中送電線新設ルート of 現地調査

現地調査にて確認した地中送電線新設ルート案の一覧を表 4.2 に、各新設ルート案全体図を図 4.2 に示す。

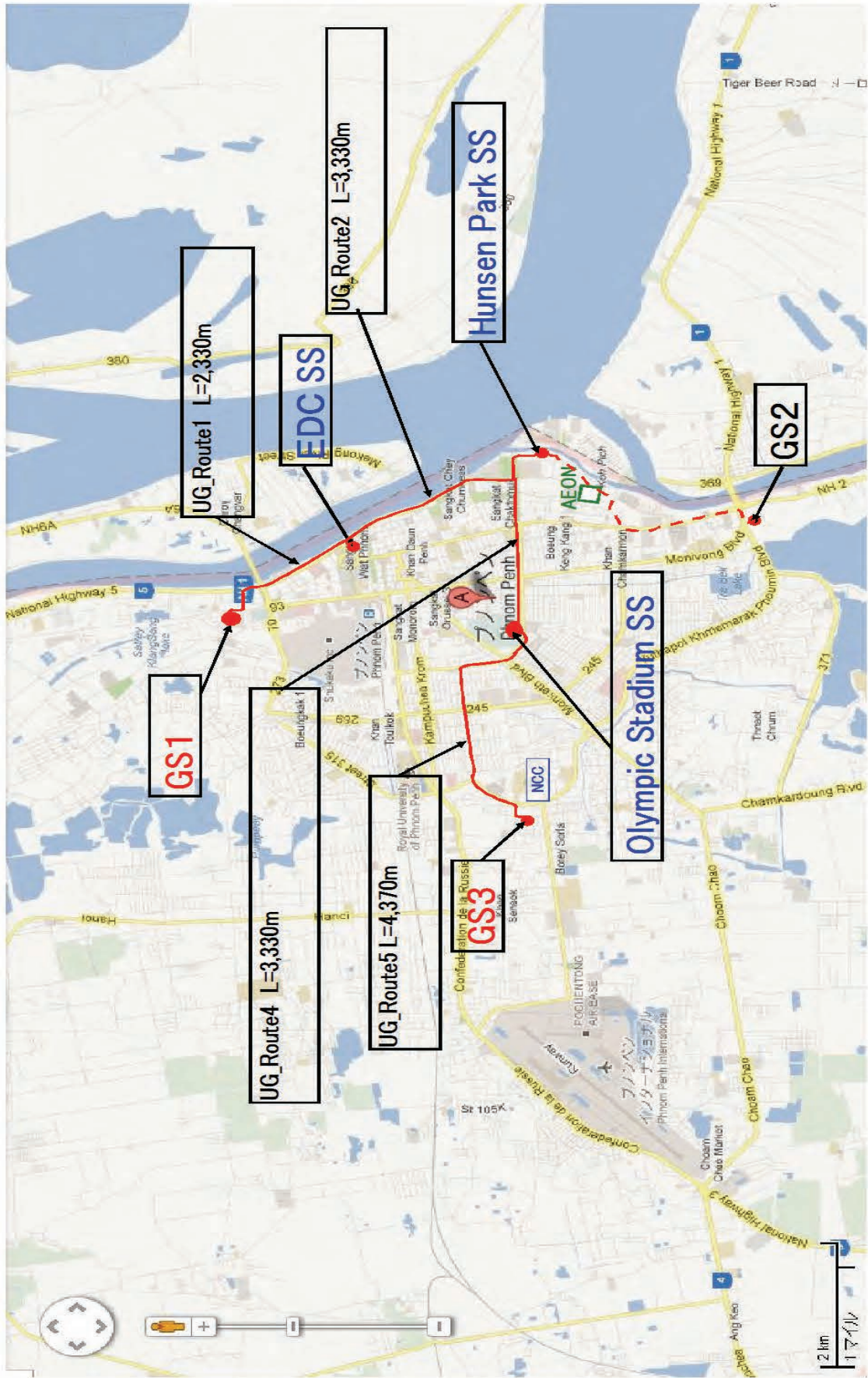
また、各新設ルート案の詳細な現地調査結果を Appendix 4.1.2 に示す。。

なお、第一次現地調査後の JICA および EDC との協議により、「UG_Route3」は円借款の審査対象からはずれたため、このルートについては今回の業務範囲から除外することとなった。

表 4.2 地中送電線新設ルート案の一覧

ルート名	区 間	区間距離 L(m)
UG_Route1	[GS1～EDC SS]	2,330m
UG_Route2	[EDC SS～Hunsen Park SS]	3,330m
UG_Route3	[Hunsen Park SS～GS2]	(3,810m)
UG_Route4	[Olympic Stadium SS～Hunsen Park SS]	3,330m
UG_Route5	[GS3～OlympicStadium SS]	4,370m
合計距離		13,360m (17,170m)

注) 合計距離の()は UG_Route3 を含む距離を示す



© 2013 Google, Tele Atlas

図 4.2 各新設ルート案全体図

4.2 近隣諸国における調査結果

4.2.1 タイ

(1) タイ電力規制委員会（ERC）

(a) カンボジアとの連系

カンボジアとの連系は、115kV 送電線によりバットアンバンとシムリアップへ送電している。最大電力は 80MW である。

カンボジアへの電力輸出は、援助ベースで割安な価格で行っている。タイの系統としても、東部ウボンラチャタニ周辺は電源も少なく、電力系統としては弱い地域である。

連系容量および売電価格は、政府間合意（MOU）によって定められる。送電条件やペナルティーについては、EGAT と EDC が協議をして詳細を詰める。合意した詳細内容は、EGAT が内閣に報告することになっている。

(b) カンボジアとの連系計画

現在、カンボジアとの連系増強計画はない。タイも電力不足が懸念されているため、更なる電力輸出を行うためには設備拡充も必要となるので、次期の連系増強時には現在のフレンドシップ価格はない。市場価格での売電になる。

(c) タイ東部の系統状況

現在、タイ東部の系統は老朽化が進み状況は良くない。しかし、EGAT の計画では、今後 5 カ年で改修工事を進める計画になっており、状況は改善する予定である。

(d) GMS 域内連系運用

ADB のサポートによる GMS 域内連系線の運用組織設立が計画されているが、未だ組織されていない。GMS メンバーの一部の国はこの地域を一括管理する系統運用者を設置したいようである。しかし、タイ政府としては、各国が責任を持って系統の周波数、電圧を制御し、連系線は潮流管理のみを行う形が自然と考えている。

(e) カンボジア内の連系線運用

基本的にカンボジア系統内は EDC の運用である。連系線に接続している系統での発電所試運転などの運用詳細が連絡されている訳ではない。

4.2.2 ベトナム

(1) ベトナム電力公社(EVN)南部給電指令所 (SLDC)

(a) カンボジアとの連系線の現状

運転開始以来系統事故は2回。1つはLAの故障。2つ目はタケオ変電所での運転員による操作ミス。これらは1回線事故のみでルート断は発生していない。タケオ変電所での操作ミスは、ベトナム側から操作手順表をFaxで送付してあったが操作ミスが起こった。このとき、中国のメーカー指導員もタケオ変電所にいた。

現在のPPAにおける送電容量は逐次増加して170MWである。運転開始当初は100MWであった。直近ではEDCから200MWの送電要求があった。送電線の設備容量は285MW。カンボジア側797MCM単導体。ベトナム側450mm²単導体。熱容量からの許容電流は880A。

カンボジア系統の発電機とは同期しないように系統構成を組んでいる。負荷のみ接続。このため、系統連系の手順は、電源側のベトナムから連系線を充電して、タケオの負荷をEDCが接続する。カンボジア系統内で、ベトナム系統に接続される発電所が運転開始する際にはEVNとの協議が必要。

PPAはEVNのTradingCompanyがEDCと協議。電力量計の計量はPTC4が実施。電力量計の相互確認はTradingCompany、PTC4、EDCが行う。

(b) 周波数制御と連系線潮流制御

EVNの規定では周波数は、 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 以内に制御する。通常時はLevel 1発電所（ダイニン、チアンの大規模水力発電所）による制御。N-1時は $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内。N-1時はLevel 2（その他の発電機を起動させる）の制御を行う。UFRにより負荷遮断を行い制御する。

連系線の潮流は運転員がSCADAで監視している。170MWを超えた場合に、EDCに電話連絡し負荷抑制を依頼する。連系線の170MW超過は頻発している。連系線の2012年での年平均負荷率は92%。

(c) 連系線保護制御

保護リレーは比率差動リレーが取付ける設計となっているが、OPGW通信設備が繋がっていないため使用していない。距離リレーは85%を保護範囲としている。このため、母線近くではリレー盲点が生じている。

(2) ベトナム電力公社(EVN)送電会社 (NPT) 送電会社4 (PTC4)

(a) カンボジアとの連系線の現状

カンボジアとの連系線は2009年3月に運転開始してから、2回事故があった。しかし、1回線事故であり、ルート断はない。

(b) 送電線メンテナンスの現状

連系線は年に1回1回線ずつ設備点検を行っている。メンテナンス実施日時は国家給電指令所 A0(NLDC)を通じて EDC と協議を行い決定する。双方で合意した日時に南部給電所 A2 から EDC に通知し、ベトナム側は PTC4 がメンテナンスを実施。設備分界点は No.84 送電鉄塔。ベトナム側機器は、Alstom 社製。カンボジア側機器は、中国製。

2011 年に PTC4 は EDC に対し、メンテナンスのトレーニングを実施した。しかし、EDC は設備不具合の度に PTC 4 に対し、付属品取り付けのサポートなどの支援を要請してくる状態である。

電力量計の計量は PTC4 が実施。電力量計の相互確認は TradingCompany、PTC4、EDC の3者で行う。TradingCompany は EVN の関連会社であり、PPA の協議を EDC と行っている。

(c) 連系設備設計

ベトナム側設備の設計は EVN の設計基準に基づく。EDC 側設備の設計は外国コンサルタントが実施し、EVN とは異なる設計となっている。双方の送電容量は、ほぼ同じである。

4.3 地質調査結果

4.3.1 地質調査概要

変電所の建設が予定されている EDC 本社の敷地において、新設変電所の基礎設計のための地質データを取得する目的で地質調査を実施した。

地質調査の概要を以下に示す。なお、詳細な地質調査の計画については Appendix 4.3 に示す。

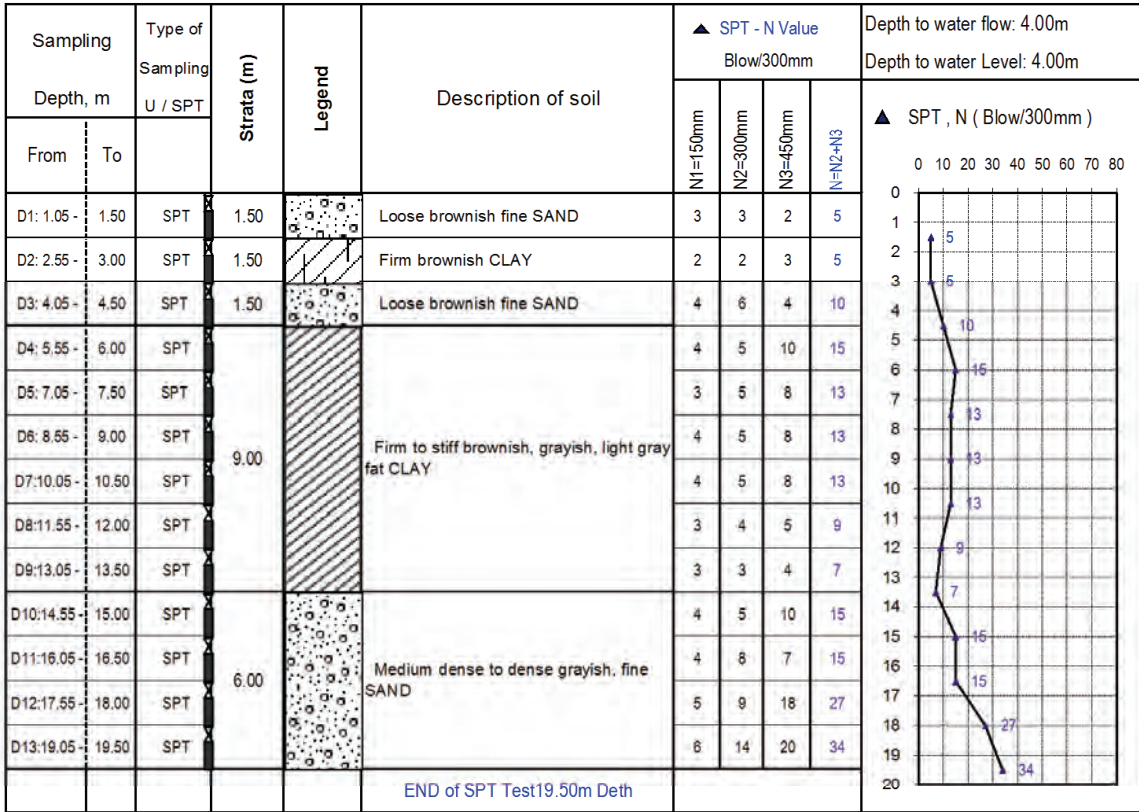
- ・地質調査日：2013 年 1 月 20 日
- ・地質調査の場所：EDC 本社内敷地
- ・ボーリング孔：1 本（φ180mm）、深さ 19.5m、標準貫入試験（SPT）
- ・室内試験：13 サンプル

4.3.2 地質調査結果

ボーリング柱状図を図 4.3 に、室内試験結果を表 4.3 に示す。なお、詳細な地質調査結果については Appendix 4.3 に示す。

BORE HOLE LOG BH.1

Sub-Contractor: Partner of Construction and Development Services Inc.	Method :Rotary Auger Casing Size : 180 mm Elevation:m	Date started : 20/1/2013 Date finished : 20/1/2013 Project : Sub Station Location : EDC (Wat Phnom, Phnom Penh)
---	---	--



Consistency	Very soft	Soft	Firm	Stiff	Very Stiff	Hard
Blows 30Cm, Clay	Less 2	2 - 4	4 - 8	8 - 15	15 - 30	> 30
Relate. Density, Blows/300mm		Very Loose	Loose	Med. Dense	Dense	Very Dense
Fine		1 - 2	3 - 6	7 - 15	16 - 30	?
medium		2 - 3	4 - 7	8 - 20	21 - 40	> 40
coarse		3 - 6	5 - 9	10 - 25	26 - 45	> 45
Unit weight of granular soil base, γ_{sat} , kN/m ³		11 - 16	14 - 18	17 - 20	17 - 22	20 - 23

LEGEND

	Stiff to hard sandy clay, lean Clay		Fill/topsoil		Standard Penetration
	Firm to stiff silty clay/ lean Clay		Gravelly Sand, Clean Sand		Test (SPT)
	stiff to hard clay , fat Clay		Silty coarse sand with gravel		SPT
	Clayey sand,Silty Sand		Weather Rock		SPT - N Value
	V. Soft to soft clay, organic clay		Sandstone		

図 4.3 ボーリング柱状図

表 4.3 室内試験結果

Soil Quality Analysis Office.

Project : Sub Station

Location : EDC (Wat Phnom, Phnom Penh)

DATE : 20/1/2013

TESTED BY : Mr. Chea Sery Vuth

Table.2

Boring No	Sample	Depth(m)		SPT - N Value Every 150Cm Blows / 300mm					Soil description	Unified Classification	NMC W (%)	Bulk density γ_d (g/cm ³)	Dry density γ_d (g/cm ³)	Atterberg limit			Grain size			Shear Strength			
		From	To	N1	N2	N3	N	LL (%)						PL (%)	PI (%)	Clay and Silt %	Sand %	Gravel %	Uncomp. Strength q_u (kg/cm ²)	Cohesion kpa	Friction Angle Degree (°)		
BH.1	D1	1.05	1.50	3	3	2	5		Loose brownish fine SAND	SC	9.94	1.902	1.730	-	-	-	10.64	86.25	3.11	-	-	28	
	D2	2.55	3.00	2	2	3	5		Firm brownish CLAY	CL	24.76	2.211	1.772	40.40	17.86	22.54	-	-	-	70.00	35.60	-	
	D3	4.05	4.50	4	6	4	10		Loose brownish fine SAND	SC	18.91	1.956	1.645	-	-	-	16.62	83.09	0.29	-	-	31	
	D4	5.55	6.00	4	5	10	15				24.46	2.229	1.791	49.20	18.47	30.73	-	-	-	240.00	120.00	-	
	D5	7.05	7.50	3	5	8	13				21.06	2.216	1.830	36.50	14.24	22.26	-	-	-	182.00	91.00	-	
	D6	8.55	9.00	4	5	8	13		Firm to stiff brownish, grayish, light gray fat CLAY	CH	27.42	2.220	1.742	71.60	18.01	53.59	-	-	-	234.00	117.00	-	
	D7	10.05	10.50	4	5	8	13				25.78	2.221	1.766	67.20	21.05	46.15	-	-	-	234.00	117.00	-	
	D8	11.55	12.00	3	4	5	9				20.41	2.219	1.843	37.20	17.30	19.90	-	-	-	126.00	63.00	-	
	D9	13.05	13.50	3	3	4	7				19.59	2.214	1.851	37.20	18.10	19.10	-	-	-	98.00	49.00	-	
	D10	14.55	15.00	4	5	10	15				21.76	2.115	1.737	-	-	-	23.48	76.52	0.00	-	-	32	
	D11	16.05	16.50	4	8	7	15		Medium dense to dense grayish, fine SAND	SC	24.32	2.127	1.711	-	-	-	17.32	82.68	0.00	-	-	32	
	D12	17.55	18.00	5	9	18	27				18.19	2.150	1.819	-	-	-	16.14	83.86	0.00	-	-	37	
	D13	19.05	19.50	6	14	20	34				18.84	2.179	1.834	-	-	-	17.35	71.74	10.91	-	-	39	
													END OF SPT TEST 19.50m DEPTH										

4.4 ベースとなる環境及び社会の状況

変電所候補地の環境社会状況を把握するための調査を実施した。騒音・交通量調査は、工事实施前における騒音・交通量のベースライン把握を目的として実施した。

4.4.1 交通量調査

工事期間中に、工事用車両の出入りの増加、それに伴う交通騒音の変動及び建設作業音の発生が考えられる地点の近くにおいて、交通量調査と次項に示す騒音調査を現地再委託業務の一環として実施した。

(1) 調査方法

比較的長期の工事の影響が発生すると考えられる、EDC本社のSS候補地とOlympic Stadium近くのSS候補地の2か所を調査地点に選定した。地点の概要及び調査期間は表4.4、位置及び近傍の写真は図4.4に示す通りである。

交通量調査は、表4.5に示す分類に従って通過車両の数量を測定した。調査期間は24時間とし、観測時間1時間のうち10分間を実測時間とした。なお、調査日は平常時を選択した。「カ」国において調査期間の1月2日～4日は平日であり、会社や学校等の通勤日・通学日にあたる。

表4.4 交通量及び騒音調査の地点及び調査期間

調査地点名		緯度	経度	地点概要	調査期間
地点1	EDC SS	11° 34' 35".0	104° 55' 31".4	EDC 本社裏門の Prean Ang Eng 通り (道路幅 7.8m, 2車線) の路肩から 4.5m の地点	6.00AM 2013.01.02 - 6.00AM 2013.01.03
地点2	Olympic Stadium SS	11° 33' 25".0	104° 54' 33".2	Olympic Stadium 近傍の Preah Sihanouk 通り (道路幅 16.8m, 6車線) の路肩から 2.6m の地点	6.00 AM 2013.01.03 - 6.00AM 2013.01.04

Source: JICA Survey Team

表4.5 交通量調査における分類

分類	車両の種類
Type I	自動二輪車、自動三輪車、オートバイ・トレーラー
Type II	セダン、ワゴン、軽ワゴン、軽トラック
Type III	トラック、トレーラー
Type IV	バス

Source: JICA Survey Team

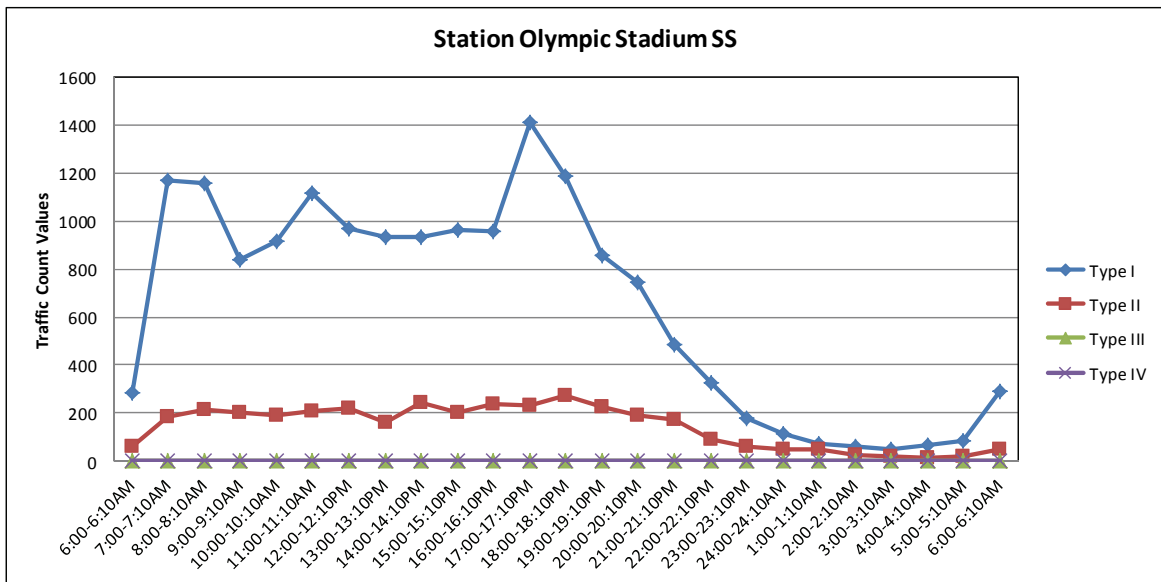
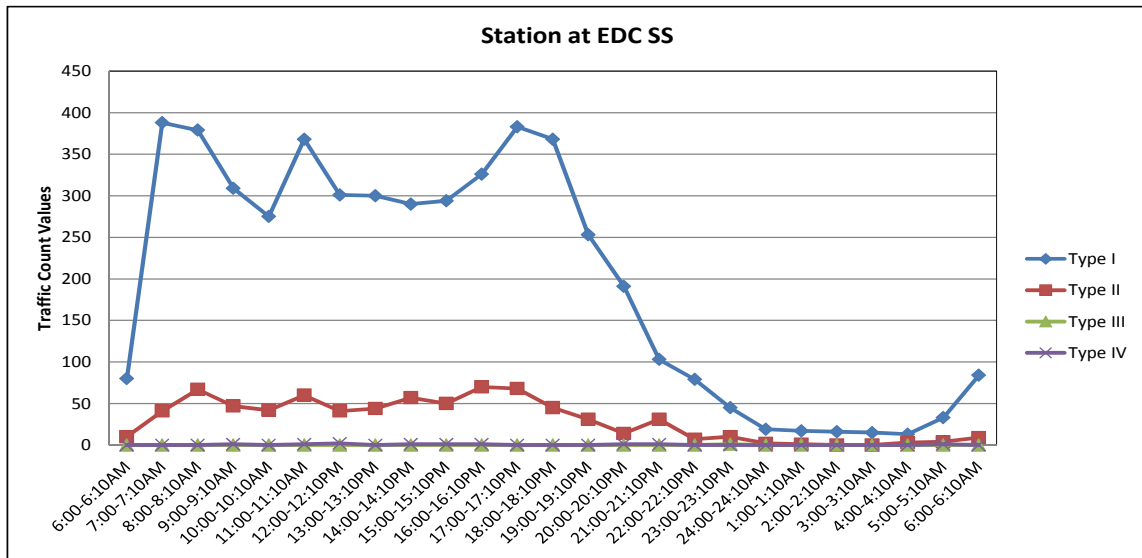


Source: JICA Survey Team

図 4.4 交通量・騒音調査地点の位置図及び写真

(2) 調査結果

各地点における全車線の合計交通量の時間変化を図 4.5 に車種別に示した。最大ピーク時の交通量は、EDC 本社の地点 1 で約 2400 台/時間、Olympic Stadium 近くの地点 2 で約 8400 台/時間であった。2 地点共に、1 日における交通量のピークは、7 時台～8 時台、11 時台及び 17 時台の 3 回あり、それぞれ朝の通勤時、昼食休憩時、夜の通勤時のラッシュアワーにあたる。2 地点共に、Type II に分類されるオートバイ等の交通量が全時間帯を通して最も多い。深夜は交通量が著しく減少するが、最も少ない時間帯である午前 3 時台でも、Type I のオートバイ等が EDC 本社の地点 1 で約 90 台/時間、Olympic Stadium の地点 2 で約 290 台/時間、観測された。地点間を比較すると、Olympic Stadium の地点 2 は、計 6 車線の大通り（Preah Sihanouk 通り）であるため、2 車線の道路沿いにある EDC 本社の地点 1 と比較して、交通量が多い。



Source: JICA Survey Team

図 4.5 交通量測定結果

4.4.2 騒音調査

工事期間中に、工事用車両の出入りの増加、それに伴う交通騒音の変動及び建設作業音の発生が考えられる地点の近くにおいて、現地再委託業務の一環として交通量調査と同様に騒音調査を実施した。

(1) 調査方法

等価騒音レベルは「積分型騒音計」を用い、交通量調査地点と同じ箇所において観測時間1時間のうち10分間を実測時間として、24時間観測した。地点の概要及び調査期間は表4.4、位置及び近傍の写真は図4.4に示した通りである。

(2) 調査結果

測定された時間ごとの等価騒音レベル(LAeq)を整理した結果は表4.6及び図4.6に示す通りである。EDC本社の地点1において、6時から18時までの時間帯におけるLAeqは、環境基準の70dBよりもやや低い67dBであったが、18時から6時までの夜間及び深夜の時間帯は、環境基準を超過した。Olympic Stadiumの地点2で観測されたLAeqは、6時から18時までの時間帯は環境基準と同程度の70dBであったが、以降の時間帯は環境基準を超過した。Preah Sihanouk通りは市内を代表する大通りであり、交通量が多いことが理由と考えられる。

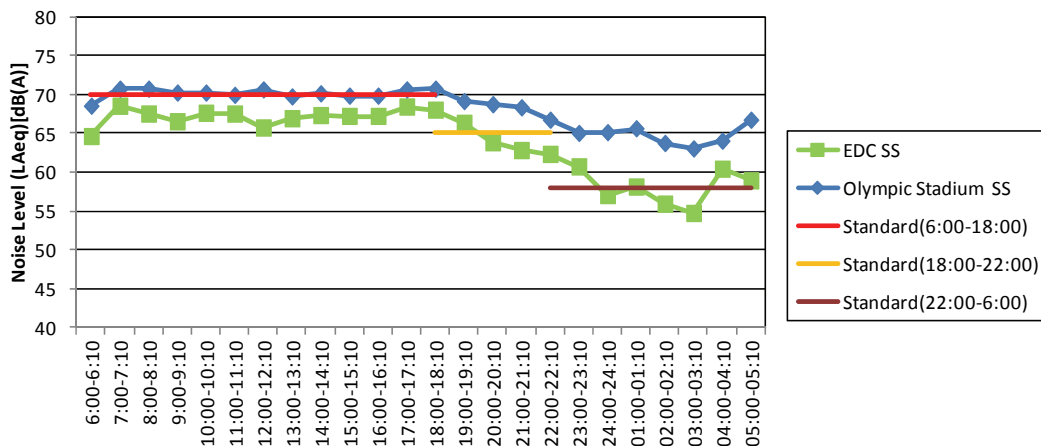
調査時の目視による観察結果と合すると、これらの地点の騒音は、バイクや車などのエンジンや排気システムの動作音等の交通騒音が主な原因であると考えられる。特に、EDC本社の地点1における18時から22時までの騒音レベルの減少は、同時間帯の交通量の減少傾向と相関が認められる。EDC本社の地点1について、日中の騒音は環境基準と比較して小さいが、深夜は環境基準を満たしていない現状が確認されたが、その理由は、日中よりも20dB低い基準が設定されている深夜の時間帯(22時-6時)においても、交通量調査結果で示された通りオートバイ等が一定量で通過している影響だと考えられる。一方、Olympic Stadiumの地点2のような大通りの周辺では、日中・夜間共に交通量が多い影響で、現状の騒音レベルは1日を通じて環境基準と同程度又は上回っていると考えられる。

表 4.6 等価騒音レベル測定結果

調査地点		用途地域	観測時間帯					
			6:00-18:00		18:00-22:00		22:00-6:00	
			等価騒音レベル(LAeq)[dB]	環境基準[dB]	等価騒音レベル(LAeq)[dB]	環境基準[dB]	等価騒音レベル(LAeq)[dB]	環境基準[dB]
地点1	EDC SS	オフィス、住宅等	67	70	65	65	58	50
地点2	Olympic Stadium SS	公園、商店、住宅等	70	70	69	65	55	50

注) 表中に示す騒音環境基準は、商業・サービス等複合地域に適用される環境基準

Source: JICA Survey Team



Source: JICA Survey Team

図 4.6 等価騒音レベルの経時変化

4.4.3 変電所候補地の調査

調査対象事業に含まれる変電所の建設計画用地について、表 4.7～表 4.8に示す通り所有者及び概況を確認した。115kV 地中送電用フィーダーベイの増設等を計画するGS1 及びGS3 は、すでに変電所としてEDCが所有・利用している土地であり、用地取得の必要はない。新設変電所として計画されている候補地のうち、EDC本社内駐車場はEDCが所有し、駐車場として使用されている土地であり、用地取得の必要はない。Olympic Stadium内では複数の変電所候補地が検討された結果、現在教育省が所有するOption2 の土地について、教育省からEDCに譲渡可能であることが確認された。

なお、本事業では、GS 及び SS に加えて、新設の変電所から 22kV の配電線に繋ぎこむための建屋タイプの配電用変電所が必要となる。現段階では、既存配電用変電所を活用するため、用地取得の見込みはない。

表 4.7 既設変電所の計画予定地概要

項目	GS	
	GS1	GS3
施設の新設/拡張	敷地内における拡張	敷地内における拡張
設備概要 (検討中)	<ul style="list-style-type: none"> - 115kV 地中送電用フィーダーベイの増設 - 通信設備や保護リレー用パネルの増設 - Substation Automation System の改修、等 	
規模	未定	未定
土地所有者	EDC	EDC
土地の履歴	既設変電所として利用	既設変電所として利用
本事業のための用地取得の有無	無	無
自然環境	砂利地、草地、コンクリート	砂利地、草地、コンクリート
社会環境	既設の変電所の施設内であり、関係者のみが入り出すよう管理されている。変電所施設用地の周囲は住居や商店が並ぶ。変電所正面から北方向に約 150m の位置に小学校が存在する。	既設の変電所の施設内であり、関係者のみが入り出すよう管理されている。変電所施設用地の周囲は住居や空き地が存在する。

Source: JICA Survey Team

表 4.8 新設変電所計画予定地の概要

項目	SS				
	EDC 本社内駐車場	Olympic Stadium 内変電所			
		Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
敷設の新設/拡張	新設	新設	新設	新設	新設
設備概要	115kV/22kV, 50MVA 変圧器 2 台	115kV/22kV, 50MVA 変圧器 2 台			
規模 (検討中)	20 x 40 m ²	30 x 50 m ²	30 x 50 m ²	30 x 50 m ²	30 x 50 m ²
土地所有者	EDC	教育省	教育省	教育省	教育省
土地の履歴	EDC 本社内の施設として利用	確認中	サッカー場として利用	雨水調整池として利用	雨水調整池として利用
本事業のための用地取得の有無	無	教育省からの譲渡が必要	教育省からの譲渡が必要	教育省からの譲渡が必要	教育省からの譲渡が必要
土地利用/自然環境	駐車場	造成整地後の平地	サッカー場	湿地、池	湿地
社会環境	<ul style="list-style-type: none"> EDC 本社内の用地であり、関係者のみが入り出りするよう管理されている。 現在は駐車場用地として利用されているため、代替駐車場の確保が必要となる。 周囲はオフィスビル、ワットプノン（寺院）、商店等が並ぶ。	近隣の建設工事に携わる作業者が利用しているとみられる建屋を確認。既に他業者による開発計画が進んでいる模様。	変電所の建設地となる場合は、サッカー場の代替地が必要となる可能性がある。	現在は洪水時の調整池として利用されており、排水管整備事業完了後、埋め立てられる予定である。(関係者ヒアリング結果)	現在は洪水時の調整池として利用されており、排水管整備事業完了後、埋め立てられる予定である。(関係者ヒアリング結果)
注記	-	<ul style="list-style-type: none"> 候補地選定について、4 つの候補地を調査団が EDC に提案した。EDC が教育省と協議した結果、譲渡が可能であった Option2 が計画予定地となった (2013 年 10 月時点) 候補 1,3,4 については、既に開発業者が開発権利をもっているという情報がある (関係者ヒアリング結果)。 			

Source: JICA Survey Team

4.4.4 送電線ルート

地中送電線については、各変電所を連結する計 4 つのルートが現在計画されている。各区間の概況を表 4.9 に示す。今後、各連結区間について、道路状況や既設埋設物、周辺の土地利用等を鑑みて、環境社会面での影響も考慮しながらルートは最終化される。現在のところ、地中送電線の埋設は、基本的に公道の車道又は歩道を予定している。また、現段階で農地等の私有地は事業予定地の対象となっていない。

表 4.9 地中送電線候補ルートの概況

項目	送電線			
	Route1	Route2	Route4	Route5
ルート名	GS1～EDC SS	EDC SS ～Hun Sen Park SS	Olympic Stadium SS ～Hun Sen Park SS	GS3～Olympic Stadium SS
距離	約 2,330m	約 3,330m	約 3,330m	約 4,370m
道路管理者	国道 5 号線: MPWT 市道: PPM (プノンペン市)	市道: PPM	市道: PPM	市道: PPM
周辺の概況	GS1 周辺は住宅や商店が密集している。川沿いの国道 5 号線は交通量が多い。EDC SS までのルート沿いには、レストラン、ホテルなどが並ぶ。	Sisowath Quay 通りには多くのレストラン等や商店などの商業店舗が立ち並び、観光スポットとなっているため、特に王宮前の通りなどでの工事には配慮が求められる。	Sihanouk 通りは片側 3 車線の大通りであり、レストランなどの商業施設やオフィスなどが並ぶ。	Olympic Stadium 近くは交通量が非常に多い Sihanouk 通りと Monireth 通りの交差点を通過する。Jawaharlal Nehru 通りから西方向に向かう 182 号線は、小規模の商店などが密集する。

注記：ルート 3 (Hun Sen ParkSS～GS2) は本調査の対象外となった

Source: JICA Survey Team

4.4.5 配電線ルート

地中配電線ルートは、現在 EDC 本社周辺及び Olympic Stadium 周辺で計画されている。送電線と同様に、今後、道路状況や既設埋設物、周辺の土地利用等を鑑みて、環境社会面での影響も考慮しながら最終化される。配電線工事は、工事対象地域が直接その裨益者となること、及び送電線工事と比較して工事規模が小さいため、総じて負のインパクトは小さいと考えられる。現在のところ、地中配電線の埋設箇所は、公道の車道又は歩道を予定しているが、Olympic Stadium 周辺のルートの一部は、オリンピック市場内の配電盤と連結するために、市場内の通路を通る計画となっている。図 4.7 に示す該当地は、市場のビジネスセンターが管理しており、既存の配電線が埋設されている。現時点の工事計画では、市場の店舗が閉鎖している夜間に工事を実施し、昼間は復旧する予定であるため、店舗等の販売に影響はないと想定するが、ビジネスセンターへの事前説明と工事許可が必要である。配電線ルートは、詳細設計時にルートが確定した後に、改めて環境社会配慮の影響を確認することが必要となる。



Source: JICA Survey Team

図 4.7 オリピック市場の配電線ルート位置

第5章 環境社会配慮

5.1 対象プロジェクト

本プロジェクトの主な対象は、2箇所新規変電所、115kV送電線及び22kV配電線、及び既存変電所の拡張工事である。環境社会配慮の本調査対象を表5.1に示した。

表 5.1 環境社会配慮の調査対象

項目	地点・ルート
新設 SS	EDC 本社
	Olympic Stadium
SS の増設・改修	GS1
	GS3
115kV 地中線	GS1 – EDC SS
	EDC SS – Hun Sen Park SS
	Olympic StadiumSS – Hun Sen Park SS
	GS3 - Olympic Stadium SS
22kV 配電線	EDC 本社周辺
	Olympic Stadium 周辺

Source: JICA Survey Team

5.2 環境社会配慮制度・組織

「カ」国の環境影響評価や用地取得、住民移転や補償に係わる法制度を調査し、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)の要求事項とのギャップを確認することで、本事業で従うべき規制や手順を整理した。合わせて、本調査対象事業で提案する環境管理計画・環境モニタリング計画に係る関連組織を明らかとするため、環境社会配慮に係る関連組織を整理した。

5.2.1 環境社会配慮に係わる関係組織

(1) EDC の環境社会配慮担当組織

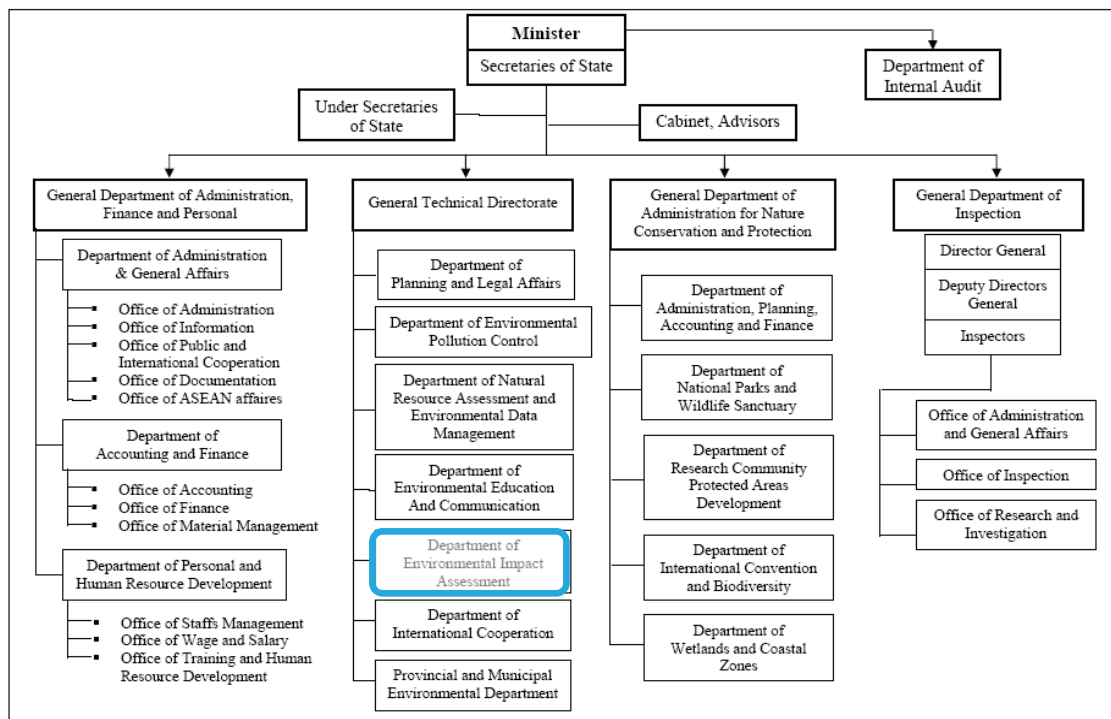
EDC の社会・環境・広報部局(Social, Environmental & Public Relations Office)は、経営企画事業部(Corporate Planning & Project Department) に 2003 年 7 月 7 日に設立されたが、当初は在籍するスタッフがいないため、実質的には 2004 年 5 月 9 日から機能した。EDC が関与するプロジェクトに関して主に、IEIA(Initial Environmental Impact Assessment ; IEE に相当)/EIA 報告書の提出及び管理、用地取得、住民移転、廃棄物管理等を含めた社会環境に係わる全般事項を担当している。これまでも、ADB が支援するシアヌークビル・カンポット間送電線 (230kV) 整備に係わる IEE 報告書 (2005 年 12 月) など、送電線整備事業における IEIA を MOE に提出している。EDC が実施する事業で、住民移転や用地取得に係わる場合は、EDC の経営企画事業部にある調達課と共に、公共事業運輸局 (DPWT) や都市管理計画建設局 (DLMUPC) などのプノンペン市の担当部局と協調して対応する。

2012 年時点で、Head の Mr.MaoVisal、Deputy Manager の Mr.Chanvisal と、計 8 名のスタッフが在籍している。うち 2 名は海外研修中であり、2013 年には更に 2 名を増員予定である。

(2) 環境省

環境省(MOE)は国家の環境資源を保護し、環境への影響を緩和するために EIA、大気・水環境管理、廃棄物管理等の事務を司る。EIA 手順に関する副令第 3 条において、MOE は他省と協調し、EIA 報告書を検査・評価すると共に、工事中及び供用時において、カンボジア国の法令及び承認された IEIA/EIA 報告書に記載される EMP を事業が遵守しているかどうかモニタリングする義務を負うと示されている。

環境影響評価局(Department of Environmental Impact Assessment; DEIA)は環境省の一般技術部 (General Technical Department) のもとに 1994 年に設立された部局であり、公共及び民間開発事業の IEIA/EIA の審査及び環境管理計画のモニタリング等を担当している。環境省の組織図を図 5. 1 に示す。



Source: Department of Environmental Impact Assessment, Ministry of Environment

図 5.1 環境省の組織図

(3) 中央省庁におけるその他の関連組織

(a) 経済財務省 (Ministry of Economics and Finance; MEF)

住民移転及び用地取得に係わる法整備、諸手続きは住民移転課 (Resettlement Department ; RD) が対応している。また、RD は開発事業に伴う住民移転や用地取得に関する方針を検討する省庁間住民移転委員会 (Inter-ministerial Resettlement Committee; IRC) の事務局を担っている。

(b) 公共事業運輸省 (Ministry of Public Works and Transport, MPWT)

中央機関として、3 つの総局 (総務総局、運輸総局、公共事業総局) と業務検査部、内部監査部が配置されており、さらに 24 のプノンペン市及び州の地方公共事業運輸局(DPWT)が設置され

ている。一桁国道(1-digit National Road)、二桁国道(2-digit National Road)及び州道(Provincial Road)を管轄しており、国道及び鉄道用地にかかる Sub-Decree の制定に係わる。

(c) 公共事業運輸局 (Department of Public Work and Transportation; DPWT)

公共事業運輸省 (Ministry of Public Works and Transport; MPWT) が各州に設置する出先機関である。プノンペン市の DPWT では、プノンペン市内の道路・橋梁等の運輸交通インフラ整備・維持管理を管轄している。

(d) 鉱工業エネルギー省 (Ministry of Industry, Mines and Energy; MIME)

MIME は電力セクターにおける法整備、戦略企画及び技術基準に関する責務を担当する。

(e) 土地管理・都市計画・建設省 (Ministry of Land management, Urban Planning and Construction; MLMUPC)

土地利用、都市計画、建設事業を管轄し、土地利用をめぐる紛争の解決を担う。土地法や都市市街地における国有地での不法建設にかかる通知などを規定する。

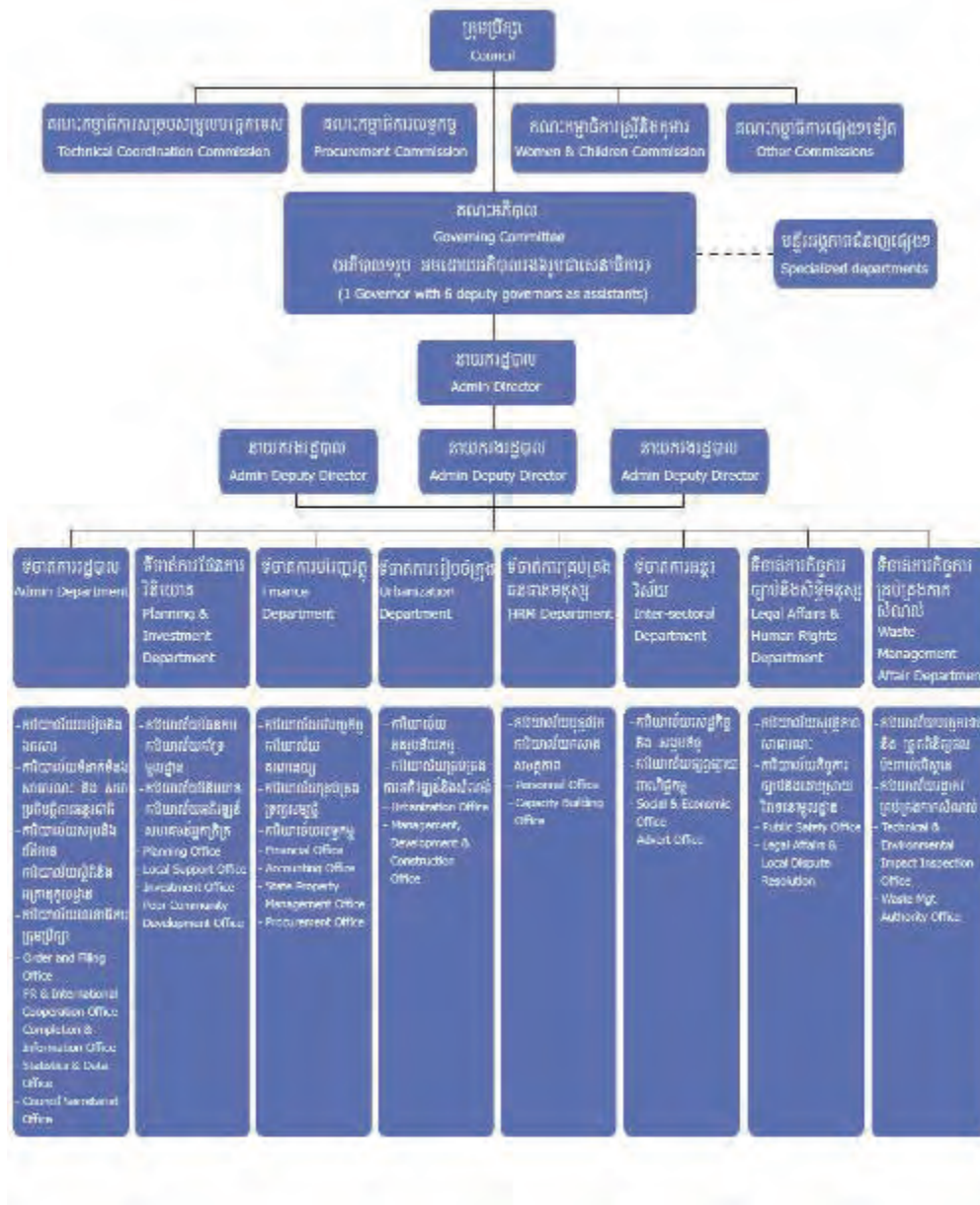
(f) 土地管理・都市計画・建設局 (Department of Land Management, Urban Planning and Construction; DLMUPC)

DLMUPC は MLMUPC が各州に設置する出先機関である。

(4) プノンペン市の関連組織

(a) プノンペン市の IEIA /EIA 担当組織

廃棄物管理部 (Waste Management Affair Department) の技術・環境影響検査局 (Technical & Environmental Impact Inspection office) が地方都市レベルのプロジェクトにおけるEIA担当にあたる。参考として、プノンペン市の組織図を図 5.2に示す。



Source: http://www.phnompenh.gov.kh/org_chart.php(Website of Phnom Penh Municipality, confirmed on 19th, Jan. 2013)

図 5.2 プノンペン市組織図

(b) プノンペン市警察、交通警察

プノンペン市警察、交通警察（Phnom Penh Municipality Police, Office of Traffic Police）は陸上交通法（Law on Land Traffic）に基づいて、交通整理、交通違反の取り締まり、交通事故捜査等の責任を有する。

5.2.2 環境社会配慮に係わる法令や基準等

(1) カンボジア国における関連法令

(a) 環境関連法令

「カ」国の環境基本法は 1996 年に制定された環境保護及び天然資源管理法 (Law on Environmental Protection and Natural Resource Management)であり、第 6 条に民間及び公共の全ての事業活動に対してEIAが実施され、MOEの承認後に政府に提出されることが規定されている。環境省の副法令である環境影響評価プロセスに関する閣僚会議令(Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process)では、EIAの定義や対象事業が明記され、巻末にIEIA/EIAの実施が要求される事業の種類と規模の一覧が示されている。IEIA/EIA報告書の作成要領や承認手続きは、初期環境影響評価及び環境影響評価報告実施に際するガイドライン(Prakas (Declaration) on General Guideline for Conducting Initial and Full Environmental Impact Assessment Reports)に従う。そのほか、主な関連法令及びその概要を表 5.2に示す。

表 5.2 環境社会配慮に係わる主な法令リスト

No.	法令等	施行年	概要
基本法			
1	環境保護及び天然資源管理法 (Law on Environmental Protection and Natural Resource Management (LEPNRM))	1996	カンボジアの環境基本法であり、第 3 章において、公共及び民間の開発事業に対して EIA の実施、政府の意思決定の前に MOE による承認を受けることなどが明記されている。第 7 条では、IEIA の実施規定が定められている。その他、天然資源管理、環境保護、モニタリング、インスペクション、市民参加、環境情報の管理、環境基金や罰則等に関する条項が記載されている。
EIA			
2	環境影響評価プロセスに関する副令 (Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process)	1999	EIA の定義、対象事業、市民参加等を定めた政令。事業者は IEIA を実施し、MOE に提出する。社会環境に深刻な影響を与えるとみられる場合、事業者は EIA 報告書を MOE に提出する。MOE は EIA レポートをレビューし、事業者が適切な処置を講じているかどうかをモニターする。Annex では、IEIA/EIA が求められる事業の種類と規模が示されている。
3	環境影響評価報告実施に際するガイドライン(Prakas (Declaration) on Guideline for Conducting Environmental Impact Assessment Reports)	2000	対象となる事業者への EIA 報告書の作成義務、MOE の DEIA (環境影響評価局) が EIA を担当することなどが定められている。
4	初期環境影響評価及び環境影響評価報告実施に際するガイドライン(Prakas (Declaration) on General Guideline for Conducting Initial and Full Environmental Impact Assessment Reports)	2009	EIA 報告実施に関する環境省の Peakas (省令)。IEIA/EIA の承認手続き、提出すべき書類の詳細等を示す。事業主又は商務省 (Ministry of Commerce ,MOC)に登録され、MOE に認可されたコンサルタント会社が IEIA/EIA 報告書を準備することを許可している。
自然環境			
5	保護地域創設・指定に関する勅令(Royal Decree on Creation and Designation of Protected Areas)	1993	環境省で制定された最初の省令。国の保護地域を(1)国立公園、(2)野生動物保護区、(3)保護景勝地、(4)複合地域に分け、環境省が保護地域の開発システムの策定について権限を保持することが定められている。
汚染管理/都市環境			
6	水質汚濁防止に関する副令(Sub-Decree on Water Pollution Control)	1999	排水基準を示す。MOE は汚染源及び汚染状況の監視をする責任を負う。
7	大気汚染・騒音防止に関する副令 (Sub-Decree on Air Pollution and Noise Disturbance)	2000	公共エリアにおける有害物質や大気基準、騒音レベルの許容基準を示す。
8	固形廃棄物管理に関する副令 (Sub-Decree on Solid Waste Management)	1999	通常の廃棄物と有害廃棄物の管理に関し、具体的な規則や手順を示す。
その他			
9	電気法(Electricity Law of the Kingdom of Cambodia)	2001	電力事業者が環境保護、安全、健康、税金、電気事業の実施、保護と基準に関するカンボジアの法律に従うことを定めている。

Source: JICA Survey Team

(b) 用地取得・住民移転関連法令

「カ」国の土地管理制度及び収用・住民移転制度は、憲法(1993)、土地法(2001)及び収用法(2010)を基本に成り立つ。土地の私有財産権は憲法により認められている。一方、占有に基づく事実上の所有権(possession)は同国の慣習的な権利であったが、2001年の土地法施行後は、継続使用に基づく新たな事実上の所有権は認められていない。

私有財産の収用については、憲法及び土地法で、事前の公平で公正な補償など法制度に従った手続きの下、公共の福祉に資する目的で政府が土地を収用することを認めている。収用法では、土地等の所有者からの合法的な収用を対象とした、原則や手続き等が規定されている。道路の公用地幅(ROW)は、無秩序な土地の不法占拠取締りに関する省令(Sechkdey Prakas No.6: Measures to Crack Down on Anarchic Land Grabbing and Encroachment, 1999)や国道、州道、コミュン道及び鉄道の公用地幅政策の運用に関する通知(Regarding the Implementation of Right of way policy on National Roads, Provincial Roads, Railways in Cambodia, 2000)で規定されており、ROW内に存在する私的財産について、公的な補償は行わないことが明記されている。ただし、原則として土地への補償を行わない一方で、家屋等の資産に関しては補償・支援を実施しているなど、事例に応じて複雑に機能している。公用地幅の私的財産の利用に対しては、慎重な対応が必要となる。

「カ」国における住民移転政策は、憲法及び土地法が定める「公共の福祉に資する私的財産収用」及び収用法が適用されているにとどまり、2013年1月時点で、住民移転に関する法的枠組みは未整備である。ADBの技術支援にて住民移転政策にかかる副法令のドラフト(Sub-Decree on Addressing Socio-Economic impacts caused by development projects(DRAFT))が作成されたが、継続検討されており施行に至っていない。そのほか、主な関連法令及びその概要を表5.3に示す。

表 5.3 用地取得・住民移転に係わる主な法令リスト

分類	法令等	施行年	概要
基本法	憲法 (Cambodian Constitution)	1993	カンボジア市民の土地所有権、公共の福祉のための用地取得の実施、国有財産が規定されている。
土地管理	土地法(Land Law)	2001	所有権に基づき、土地の収用は法に基づいた公正かつ公平な事前補償のもと、公共の利益のためのみに行使される。
用地取得	収用法(Expropriation Law)	2010	収用の原則、メカニズム、手続きを規定している。公平で公正な収用、事前の補償、公共インフラ事業を目的とした収用等が記載されている。合法的な土地等の所有者からの収用行為を対象としている。
土地使用権譲渡	社会的土地コンセッションに関する副令 (Sub-Decree on Social Land Concessions)	2003	土地管理都市計画建設省の管轄で制定された副法令。国家私有地を貧困層やインフラ開発事業に伴う住民移転の被影響者を対象に譲渡するための手順やメカニズム等を規定している。
	経済的土地コンセッションに関する副令 (Sub-Decree on Economic Land Concessions)	2003	農林水産省の管轄で制定された副法令で、経済開発を目的としたコンセッション (土地使用権譲渡) を規定している。
不法占拠	無秩序な土地の不法占拠取締りに関する省令 (Sechkdey Prakas No.6: Measures to Crack Down on Anarchic Land Grabbing and Encroachment)	1999	土地の不法占拠に関する対応を示す首相府令。特に道路及び鉄道沿線の不法占拠に対して、公用地幅 (ROW) を規定した (2009 年の公用地副法令で更新)。ただし、人口密集地には ROW を適用しないこととしている。
	都市市街地における国有地での不法建設にかかる通知 (Circular on Settlement of the illegal construction on the state land in cities and urban areas)	2010	都市市街地における不法占拠の解消を目的として、不法占拠の調査、解決策、ステークホルダーの参加などが示されている。
ROW	国道、州道、コミュニティ道及び鉄道の公用地幅政策の運用に関する通知 (Regarding the Implementation of Right of way policy on National Roads, Provincial Roads, Railways in Cambodia)	2000	MEF がプノンペン市及び地方州政府宛てに発行した通知であり、ROW の適切な管理と運用を示している。ROW 内に存在する私的財産について、公的な補償は行わないことが明記されている。
	国道及び鉄道用地にかかる副法令 (Sub-Decree on Right of way of National road and Railroads of the Kingdom of Cambodia)	2009	公共事業運輸省が管理する一桁及び二桁国道と鉄道の事業用地を規定する。各用地の ROW が明示されている。

Source: JICA Survey Team

(c) 労働法

労働法(1997) では、労働者の賃金、労働時間、残業時間、有休、健康管理、労働者の事故等に関する事項を規定する。

(2) 基準

(a) 大気環境基準

大気汚染・騒音防止に関する副令(Sub Decree on Air and Noise Pollution Control, 1999)に規定されている大気環境基準に表 5.4及び表 5.5に示す。

表 5.4 大気環境基準

No.	項目	1 時間平均値 mg/m3	8 時間平均値 mg/m3	24 時間平均値 mg/m3	1 年平均値 mg/m3
1	Carbon monoxide(CO)	40	20	-	-
2	Nitrogen dioxide(NO2)	0.3	-	0.1	-
3	Sulfur dioxide(SO2)	0.5	-	0.3	0.1
4	O zone(O ₃)	0.2	-	-	-
5	Lead (Pb)	-	-	0.005	-
6	Total Suspended Particulate (TSP)	-	-	0.33	0.1

Source: Sub Decree on Air and Noise Pollution Control (1999), Annex 1

表 5.5 有害物質の大気環境基準

No.	項目	化学式	最大値 (mg/m3)
1	Aniline	C6H5NH2	0.03
2	Ammonia	NH3	0.2
3	Acetic Acid	CH3COOH	0.2
4	Sulfuric Acid	H2SO4	0.3
5	Nitric Acid	HNO3	0.4
6	Ben Zene	C6H6	1
7	Ben Zidine	NH2C6H4C6H4NH2	
8	Carbondisulfide	CS2	0.02
9	Chloroform	CH3Cl3	0.01
10	Carbontetrachloride	CCl4	3
11	Particle containing Asbestos	-	
12	DDT	C8H11Cl4	0.5
13	Formaldehyde	HCOH	0.012
14	Hydrogen Arsenic	AsH3	0.002
15	Hydrogen Cyanide	HCN	0.01
16	Hydrogen Fluoride	HF	0.002
17	Hydrogen Sulfide	H2S	0.001
18	Phenol	C6H5OH	0.01
19	Styrene	C6H5CHCH2	0.003
20	Tetra Chloroethylene	C2Cl4	0.1
21	Tetraethyle Lead	Pb(C2H5)4	0.005
22	Tri Chloroethylene	C1CHCCl2	0.2
23	Toluene	C6H5CH3	0.4
24	Vinyl Chloride	C1CHCH2	0.05
25	Arsenic (Compound organic)	As	0.00001
26	Cadmium (Compound & Oxide)	Cd	0.003
27	Chromium (Compound & Metal)	Cr	0.0015
28	Nickel (Compound & Metal)	Ni	0.0002
29	Mercury (Compound & Metal)	Hg	0.0001
30	Petrol		5

Source: Sub Decree on Air and Noise Pollution Control (1999), Annex 1

(b) 騒音

騒音基準は、表 5.6に示す通り、水質汚濁防止に関する副令(Sub-Decree on Water Pollution Control, 1999) に示されている。

表 5.6 公共地域・住宅地における騒音基準

単位：dB(A)

No.	地域	時間帯		
		6:00 - 18:00	18:00- 22:00	22:00 - 6:00
1	Quiet areas - Hospitals - Libraries - School - Kindergarten	45	40	35
2	Residential area: - Hotels - Administration offices - House	60	50	45
3	Commercial and service area and mix	70	65	50
4	Small industrial factories intermingling in residential areas	75	70	50

Remark: This standard is applied to control of noise level of any source of activity that emitted noise into the public and residential area.

Source: Sub Decree on Air and Noise Pollution Control (1999), Annex 13

(c) 水質基準

カンボジアにおける水質基準は、水質汚濁防止に関する副令に示されている（表 5.7）。

表 5.7 水質基準

No.	項目	単位	MOE が規定する水質基準		
			河川(*)	湖 や 貯 水 池 (*)	公共用水域及び排水管への 排出基準(**)
1	温度	℃	-	-	<45
2	pH	-	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	5-9
3	TSS	mg/l	25-100	1-15	<120
4	DO	mg/l	2.0-7.5	2.0-7.5	>1
5	BOD5	mg/l	1-10	-	<80
6	COD	mg/l	-	1-8	<100
7	T-N	mg/l	-	0.1-0.6	-
8	T-P	mg/l	-	0.005-0.05	-
9	大腸菌	MPN/100ml	< 5000	< 1000	-

Source: (*)Annex 4, Sub-Decree on Water Pollution Control より引用

(**) Annex 2, Sub-Decree on Water Pollution Control より引用

5.2.3 環境社会配慮に係わる承認・許可取得

(1) 環境カテゴリ

市街地における変電所の建設工事及び送配電線の埋設工事期間中に、一時的な騒音・振動や交通渋滞などの環境・社会への影響が考えられる。環境カテゴリは「B」に分類される。

(2) 「カ」国における IEIA/EIA 手順

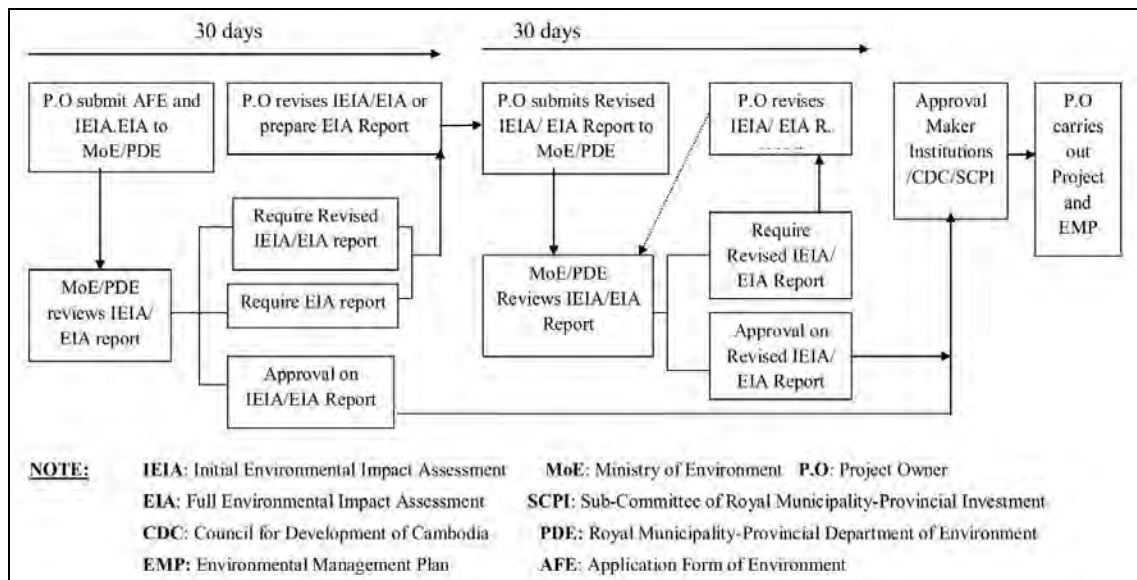
(a) IEIA/EIA の対象事業

IEIA 又は EIA の実施が必要となる事業は、“Sub-Decree on Environmental Impact Assessment Process” (No.72 ANRK.BK, 1999)の Annex に示されている。電力セクターでは、5MW 以上の発電所、1MW 以上の水力発電所が該当する。ここに送電線の建設事業は示されていないが、2012 年 12 月 28 日に新たに発行された Declaration (United Declaration for public service contribution of MoE, No. 999, 28 December 2012) により、115kV 以上の送電線事業には IEIA 承認が必要であると規定された。

(b) IEIA/EIA の手続き

カンボジアにおける環境影響評価手続きのフローを図 5.3に示す。PRAKAS(2009)の記述に従うと、事業者はまずIEIA を作成し、地域レベルの事業の場合、IEIAは地方政府の環境局(Provincial Environment office:PEO)に提出される。プノンペン市の場合はDepartment of Environment(DOE)に提出される。国レベルの事業の場合はMOE に提出する。MOE/PEO/DOEはIEIAを審査し、より詳細かつ全範囲のEIAを要すると判断した場合、事業者は続けてEIAを実施し、その結果をMOE/PEO/DOEに提出する。事業実施承認には、MOE/PEO/DOEから環境影響評価の審査と許可を受けることが必要である。

ただし、実際のところは、地方政府レベルの環境局は大きな権限を有さないため、IEIA は MOE の EIA 担当局である DEIA に提出されるといわれる。



Source: PRAKAS on General Guideline for Conducting Initial and Full Environmental Impact Assessment Report, 02 September, 2009

図 5.3 IEIA/EIA の承認手続きのフロー

(c) IEIA/EIA の記載要件

初期環境影響評価及び環境影響評価報告実施に際するガイドライン(Prakas (Declaration) on General Guideline for Conducting Initial and Full Environmental Impact Assessment Reports)では、IEIA/EIA 報告書に以下の内容の記載を求めている。

- 1 章: 序論
- 2 章: 法的枠組み
- 3 章: 事業概要
- 4 章: 自然社会環境の記述
- 5 章: 公共参加
- 6 章: 環境評価と緩和策
- 7 章: 環境管理計画
- 8 章: 経済分析と環境価値
- 9 章: 結論及び提言
- 参考資料
- 付属

(3) 住民協議

情報の公開・共有はコミュニオンや村のリーダーを通して実施される。参加者は村長、副村長、コミュニオンの議会メンバーや警察官、村民等であり、IEIA の調査期間中に実施される。

(4) 住民移転及び用地取得

カンボジア国では住民移転に関する法的枠組みは整っていない。実際の住民移転政策は、憲法(1993)、土地法(2001)及び収用法(2010)に基づいて実施される。カンボジアの中央省庁が実施する公共事業に伴う住民移転については、MEF の住民移転局(Resettlement Department)が対応している。個別の開発事業に伴って発生する住民移転や用地取得に関する方針は、MEF の RD が事務局を担う省庁間住民移転委員会(Inter-ministerial Resettlement Committee: IRC)で検討される。IRC は、MEF、MPWT、MLMUPC、市及び省レベルの関係者で構成され、MEF が指揮をとっている。

一方、2010年12月28日に政府文書においてEDCに関連するプロジェクトについては、EDCが責任を持ってすべての用地取得と住民移転を行うことが明記された。よって、本事業において用地取得や住民移転が必要となった場合は、EDCが主体となり、プノンペン市のDPWTやMLMUPC等の関連部局と協議しながら対応を進めることになる。EDCで用地取得や住民移転が必要となった際には、社会経済調査と用地取得費用の算定を実施する。調査結果に従って、EDCは被影響者や関係機関と補償及び住民移転計画について協議する。

5.2.4 JICA ガイドラインとの比較

「カ」国の法制度とJICA環境社会配慮ガイドライン(2010)では、住民移転、用地取得及びその補償についての考え方の一部に乖離が認められる。土地法(2001)では、ROWや公共用地を占拠する人々に対して、彼らが被影響住民や社会的弱者であっても、補償や社会的支援を受ける権利を与えていない。また、「カ」国では被影響住民が損失した生計手段を復元させる政策や方法が法律で定められていない。それに対し、JICA環境社会配慮ガイドライン(2010)では、非自発的住民移転及び生計手段の喪失の回避に努め、検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、対象者との合意の上で実効性ある対策を講じることを求めている。また、非自発的住民移転及び生計手段の喪失の影響を受ける者に対して、相手国等によって適切な時期に、以前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるような補償及び支援が与えられなければならないとしている。「カ」国における法制度とJICA環境社会配慮ガイドライン(2010)の比較を表 5.8に示す。本事業では、住民移転や生計手段の喪失の影響を受ける人々が発生した場合には、JICA環境社会配慮ガイドライン(2010)に従った配慮を事業者に要請する。

表 5.8 「カ」国の制度と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)の比較表

No.	項目	JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)	「カ」国における法制度	本事業における「カ」国の法制度と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)の乖離の解消手段
1	社会的弱者への支援	社会弱者は一般に様々な環境影響や社会的影響を受けやすい一方で、社会における意思決定プロセスへのアクセスが弱いことに留意し、適切な配慮がなされていない。	憲法 (1993) 及び土地法(2001)では社会的弱者について言及されていない。	JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)に従い、社会的弱者に適切な配慮を払う。
2	生計の回復及び向上への支援	相手国等は、移転住民が以前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるように努めなければならない。	移転住民の生計の回復について、明確な方針や手順は示されていない。	本プロジェクトが被影響者の生計の損失を伴う場合は JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)に従い、生活水準等の改善又は回復を支援するよう事業者に働きかける。
3	移転の計画及び実施において影響を受ける人々やコミュニティの参加	非自発的住民移転及び生計手段の喪失に係る対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。	社会的土地コンセッションに係わる副令 (Sub-decree on Social Land Concession) では、公共事業等により移転する人々への移転先用地の提供が規定されており、移転先用地の計画策定の初期においては、地域住民も参加することが、明記されている。	双方の方針に従う
4	補償費用と用地取得	補償は、可能な限り再取得価格に基づき事前に行われなければならない。	合法的な所有権については、公共の福祉に関らない限り所有権の収用がないことを前提に、収用を実施する際には、事前の公平・公正な補償と法律に基づいた手続きで、収用がなされる。つまり、そのほかの事例についての補償は明記されていない。	補償又は用地取得の必要が生じた場合は、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)の方針に従う。
5	不法占有に対する支援	非自発的住民移転及び生計手段の喪失の影響を受ける者に対しては、相手国等により、十分な補償及び支援が適切な時期に与えられなければならない。	ROW 又は公共用地を占有する人々に対して、彼らが被影響住民や社会的弱者であっても、公的な補償や社会支援を与えない。	JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)の方針に従う。
6	苦情に対する処理メカニズム	影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。	苦情処理システムは収用法(2011)で規定されている。	双方の方針に従う。

Source: JICA Survey Team

5.3 ベースとなる環境及び社会の状況

本調査対象事業である変電所の建設、及び地中送電線の敷設計画に係る環境社会配慮を含んだ代替案検討、及び環境社会配慮の検討を行うために必要となる環境面、社会面の現況の情報を整理した。

5.3.1 環境汚染

(1) 大気汚染

カンボジアでは自家発電と自動車による都市での大気汚染があり、未舗装道路周辺では粉じん濃度が高くなっている。プノンペン市ではNO₂、CO、ともにWHOのガイドライン値と同水準かそれ以下であると報告されている。³

(2) 騒音

市内の騒音に関する定期的なモニタリングデータは把握されていない。調査対象地域内の騒音に関するベースラインデータを取得するため、本調査で4.4項に示す騒音調査を実施した。

(3) 廃棄物管理

市内で発生する廃棄物は、主に自治体に委託された民間企業が収集している。プノンペン市内の最終処分場である Stung Mean Chey 処分場はオープンダンピング方式であり、日量約 670 トンの都市ごみが埋め立てられている。産業廃棄物は、Stung Mean Chey 処分場に搬入されるか、有害廃棄物専用処分場で処分されている。

5.3.2 自然環境

(1) 地形・地質

プノンペン市は、カンボジアの南中央地域に位置し、メコン川、サップ川、バサック川の合流・分枝地点右岸の沖積低地にある。旧市街地は自然堤防上に位置するが、市街地周辺は、ブン・コック (Boeng Kak) 湖、トンプン (Tompun) 湖およびトラベック (Trabek) 湖などの湖沼が多く形成された低湿地帯である

(2) 気象

カンボジアは熱帯モンスーン気候に属する。プノンペン市の気候は、12月から5月までの乾季及び6月から11月までの雨季に分かれ、気温はおよそ18°Cから38°Cで変動する。11月初旬から3月にかけては北東からのモンスーンが冷えて乾燥した空気を運び、4月から5月初旬には酷暑が続く。

3開発課題に対する効果的アプローチ —大気汚染— (JICA, 2005)

(3) 自然保護区

「カ」国では、環境省及び農林水産省により保護区域等が指定されているが、調査対象地域であるプノンペン市内は自然環境保護地域に該当しない。

(4) 都市生態系・動植物

調査対象地域は既に市街化が進んだ都市エリアであり、法律等で保護されるべき貴重種や絶滅種などは確認されていない。

(5) 水況

プノンペンには、トンレサップ湖から流れるトンレサップ川がメコン川と合流し、その下流ではメコン川とバサック川が分岐するところに位置する。メコン川は例年、雨季に多量の降水により洪水が生じる。プノンペンの観測所におけるトンレサップ川の水位は、最も高い8月～11月でEL.+7m以上、最も低い3月～6月でEL.+2m以下であり、雨季と乾季の水位差が大きい。メコン川の水位が上流トンレサップ湖の水位よりも低くなると、逆流が生じる。

(6) 景勝地・文化財

調査対象地域に指定された景勝地はない。ただし、トンレサップ川沿いは国内外の観光名所にあたるため、プノンペン市は景観に配慮している。一方、文化財としては、観光名所でもある王宮とワットプノンが市内に存在するが、本事業によって文化財の損傷・移転等は発生しない。

5.3.3 社会環境

(1) 人口

表 5.9 にプノンペン市の統計情報を示す。プノンペン市の公表によると、市の人口は約 150 万人であり、住民の職業比率は、2011 年時点で公務員が 24%、会社員が 26%、商店等でのサービス業従事者が 26%、農家が 14%となっており、第 3 次産業が多い。

表 5.9 プノンペン市の概要

面積 (km ²)	人口 (人)	女性人口 (人)	世帯数 (世帯)	人口密度 (人/km ²)	区数	地区数	村落数
678.46 (カンボジア全面積の 0.37%)	1,501,725	792,926	295,358	2,213	9	96	897

Source: <http://www.phnompenh.gov.kh/phnom-penh-city-facts-99.html>, <http://www.phnompenh.gov.kh/district.php> (プノンペン市 HP, 2013 年 1 月 19 日確認)

(2) 行政界

プノンペン市は 9 つの区(Khan)で構成されており、各区は、Sangkat と呼ばれる地区に細分される (表 5.10、図 5.4)。本事業で対象とする SS 及び送電線のルートは、計 6 つの Khan に位置する (表 5.11)。

表 5.10 プノンペン市の行政区

区	人口	面積 (m ²)	人口密度(人/km ²)
7 Makara	91,895	2,228,027	44,395
Chamka Mon	182,004	10,788,213	17,468
Dangkao	69,319	11,775,8500	589
Doun Penh	126,550	7,412,767	17,479
Mean Chey	327,801	44,000,448	2,951
PoSenChey	183,826	230,384,385	798
Russey Keo	196,684	63,948,255	1,827
Sensok	147,967	40,021,647	1,606
Toul Kork	171,200	8,432,543	21,977

Source: <http://www.phnompenh.gov.kh/phnom-penh-city-facts-99.html>

(プノンペン市 HP, 2013 年 1 月 19 日確認)

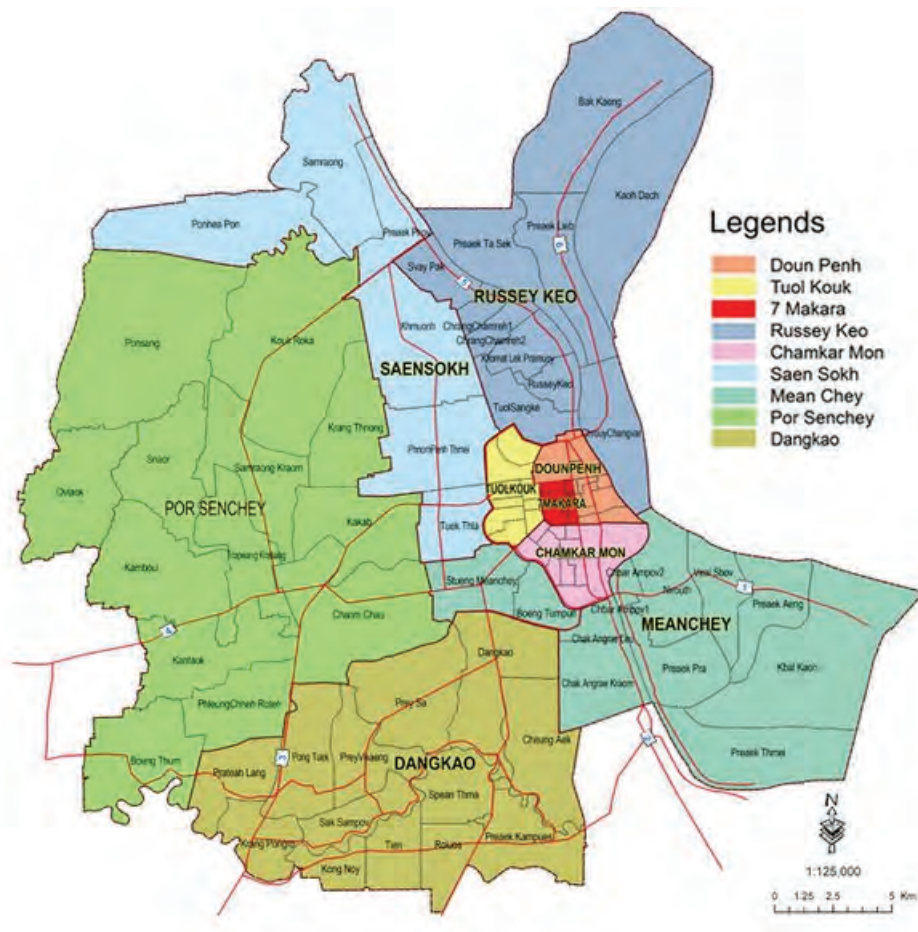


図 5.4 プノンペン市の行政区

Source: <http://www.phnompenh.gov.kh/district.php> (プノンペン市 HP, 2013 年 1 月 19 日確認)

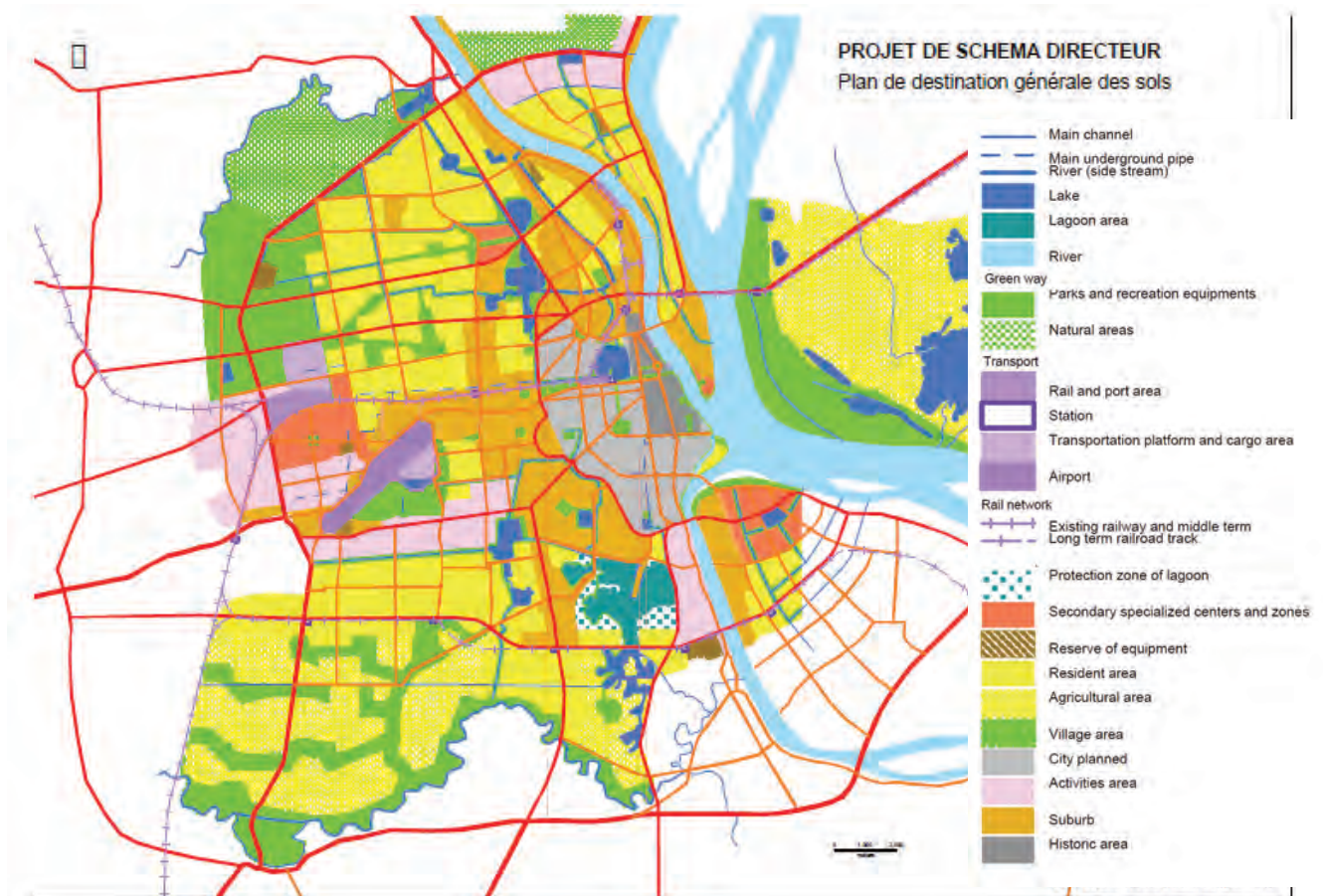
表 5.11 調査対象地域の行政区

項目	名称	区	
変電所	GS1	Russey Keo	
	GS3	Saen Sockh	
	SS in EDC	Doun Penh	
	SS in Olympic Stadium	7Makara	
送電線	Route1	GS1～EDC SS	Russey Keo, Doun Penh
	Route2	EDC SS～Hunsen Park SS	Doun Penh, Cham Mon
	Route4	Olympic Stadium SS～Hunsen Park SS	Chamka Mon, 7Makara
	Route5	GS3～Olympic Stadium SS	7Makara, Tuol Kouk, Saen Sockh

Source: JICA Survey Team

(3) 現況及び将来計画の土地利用

調査対象地域では、主に住居と中小規模の商店舗が混在している。土地利用図を図 5.5 に示す。



Source: Master Plan in Phnom Penh City, Office of Urban Affairs, Phnom Penh City, January 2005 より一部改変

図 5.5 プノンペン市のマスタープラン

(4) 都市開発計画

プノンペン市内における、大規模なインフラ計画を図 5.6 に示す。



Source: “Plan of grandes infrastructures in 2020”より一部抜粋

図 5.6 2020 年における大規模インフラ計画

(5) 地中埋設物

送電線敷設に際しては、地下埋設物が障害となりうる。プノンペン市における地下埋設物は、表 5.12 に示すように、上下水道、電気、電話、テレビおよび光ケーブルの 6 種類がある。

表 5.12 プノンペン市の地下埋設物

埋設物	管理	管轄機関
下水道（排水管）	公共	DPWT
	公共	District office
上水道	公共	プノンペン市水道公社（PPWSA）
電気	公共	カンボジア電気公社（EDC）
電話	公共	Telecom Cambodia
	民間	Camintel 社
テレビ	民間	PPFOTV 社
光ケーブル	民間	CFOCN 社

Source: 「カンボジア国第三次プノンペン市洪水防衛・排水改善計画準備調査報告書」（2011 年、JICA）

本事業では、地中送電線のルート検討と並行して今後、各管轄から既存の埋設管網図を入手し、埋設管の位置、深度、直径等の情報をルート設計に反映させる必要がある。既存埋設管の破損・寸断は、周辺地域の生活及び経済活動に影響を及ぼすため、配置の事前把握および安全な施工の実施が求められる。施工業者は、送電線埋設工事の着手前に、埋設区間において試掘を実施し、各埋設物の位置を確認するなどして、既存管に破損等が生じないように注意する必要がある。

(6) 公用地幅

MPWT が起草した国道及び鉄道用地にかかる副法令(Sub-Decree on Right of way of National road and Railroads of the Kingdom of Cambodia, 2009)において、MPWT が管理する一桁及び二桁国道の ROW が定められている。ただし、路線が首都や地方都市、市街地を通過する場合には、この規定によらず個別に検討される。表 5.13 に中央省庁が規定する道路事業用地の幅を示す。

表 5.13 MPWT が管理する ROW

道路のカテゴリ	ROW
1 桁国道	中心線より 30 m
2 桁国道	中心線より 25 m
3 桁の州/市道	中心線より 20 m
コミュニオン/村道等	中心線より 15 m

Source: Sub-Decree on Right of way of National road and Railroads of the Kingdom of Cambodia, 2009
Sechkdey Prakas No.6: Measures to Crack Down on Anarchic Land Grabbing and Encroachment, 1999

(7) 社会的弱者及び貧困層の分布状況

「カ」国は、カンボジア人（クメール族）が人口の 90% を占め、その他として、中国系（全カンボジア人口の 1%）、ベトナム系（同 5%）、チャム族などの少数民族が居住する。ほとんどの少数民族はラタナキリ、ストゥントレン、モンドルキリ州の北部やカンボジア北部（プレアヴィヒア州）に居住している。「カ」国の中央部は、クメール人で占められており、河川沿いのコミュニティーではクメール人とチャム族が混合していることが多い。都市部の人口は、クメール人やベトナム人から構成される。

「カ」国全体において貧困層の割合は近年減少傾向にあり、プノンペンにおいては絶対貧困ライン以下の人口は、2007年には1%未満に低下した⁴。なお、地方から仕事を求めて都市に流入してきた人々らが形成するスラムが1990年代から2000年代に急増したため、2006年にはプノンペン市内の大規模なスラムのひとつであるバサックスラムにおいて郊外へ強制移転が実施されるなど、都市開発に伴う住民移転問題等が多発している。

5.4 代替案の比較検討

本事業には商店や住宅が密集したプノンペン首都圏における地中送電線の敷設工事が含まれており、工事実施期間中に近隣の環境社会に与える影響が発生する可能性がある。本調査においては、複数の計画案を提示し、既存資料・情報の収集・分析および関係者ヒアリング・現地踏査等から、近隣住民への影響を考慮した上で、最適な計画をEDCに提案した。

5.4.1 整備計画代替案

整備計画の選定時には、本事業を実施しない案（ゼロオプション）、周辺に変電所を2箇所追加設置し、22kV配電系統で中心部に電力を供給する案（Plan 1）、中心部内に変電所を設置し、周辺の変電所から電力を供給する案（Plan 2）、及びPlan 2の仕様に加えて変電所間を連系する案（Plan 3）の計4案が検討された（表 5.14）。

プロジェクトを実施しなかった場合、建設工事に伴う自然・社会環境への影響は発生せず、事業費も発生しない。しかしながら、今後さらに増加する電力需要に対応できず、カンボジア市内での停電時間の増加や十分な電力を供給できない事態が生じ、地域開発が妨げられることになることから、ゼロオプションは現実的ではない。

Plan 1、Plan 2 及び Plan 3 では、工事期間中に建設作業音による騒音や工事区域の交通への影響が発生する可能性があるが一時的かつ限定的であり、現在及び将来の需要に応じた電力を供給するメリットが大きい。プノンペン市中心部は既に開発された地域であるため、Plan 1 で自然環境の保全が必要な土地を選定しない限りは、いずれも自然環境への影響はほとんどないと想定する。住民移転・用地取得に関しては、住民移転等を必要としないルートや変電所を計画することで、それらの影響は回避できる。実際に、Plan 2 及び Plan 3 の計画では、住民移転や用地取得を必要としない予定である。つまり、環境社会配慮に関して、Plan 2 及び Plan 3 は Plan 1 と比較して、ディスアドバンテージを持っていない。技術面においては、Plan 1 は建設コストが最も少ない一方、送電ロスや停電リスクが大きいため、Plan 2 及び Plan 3 と比較して総合的にメリットを生じない。したがって、Plan 2 及び Plan 3 は安定した電力を供給することにより、住民の生活環境の向上及び地域の商業活動の発展に大きく貢献するため、整備計画案として推奨される。

Plan 2 及び Plan 3 の比較については、Plan 2 の方が送電線の総距離は短いですが、1箇所工事期間は短く、騒音や交通への影響は一時的であるため、環境社会配慮に関する影響の程度は著しい差を生じないと考える。経済性を比較すると、停電コストが2.5USD/kWhよりも低い場合は、Plan 3 よりも Plan 2

⁴ プノンペン市公表資料(<http://www.phnompenh.gov.kh/phnom-penh-city-notable-data-339.html>) (2013年1月26日確認)

⁵ カンボジア王国 貧困プロファイル調査（アジア）最終報告書（JICA, 2010）

の方が経済的であるが、プノンペン市内では経済の発展とともに停電コストが上昇すると予測されるため、総合的には Plan3 の選択が望ましい。

表 5.14 整備計画の代替案比較表

項目		ゼロオプション	Plan1	Plan2	Plan3
概要	特徴	本事業を実施しない	周辺に変電所を 2 箇所追加設置し、22kV 配電系統で中心部に電力を供給	中心部内に変電所を設置し、周辺の変電所から電力を供給	Plan2 に加えて変電所間を連系
	新設 / 増設 変電所数	ゼロ	AIS 変電所 : 2	GIS 変電所 : 2	GIS 変電所 : 2
	地中送配電線の総延長	0 km	22kV UG cable(30MVA):50km 22kV UG cable (10MVA):10 km	115kV UG cable(150MVA): 8km 22kV UG cable(10MVA):10km	115kV UG cable (300MVA):8km 115kV UG cable(150MVA):8km 22kV UG cable (10MVA): 10km
技術面	電力供給	・停電のリスクが高まる ・増加する電力需要に対応できない	・中心部の電力需要に対応する。 ・送電ロスが大きく、停電のリスクが高い	・変電容量が増加するため、計画停電を回避でき、継続した電力供給が可能となる ・配電線事故等による停電が早く復旧できる	・変電容量が増加するため、計画停電を回避でき、継続した電力供給が可能となる ・配電線事故等による停電が早く復旧できる ・1 回線事故時に、連携区間内の他の変電所から電力を供給できるため、停電リスクを減少できる
	技術的観点	なし	22kV 配電線を 1 変電所あたり 15 回線敷設し、中心部の配電用変電所に直接接続	・配電自動化システム装置の導入 ・系統安定化装置の導入	・配電自動化システム装置の導入 ・系統安定化装置の導入 ・変電所間の連携送電線の敷設
	建設コスト	ゼロ	・やや高い(約 34million USD) ・ただし、ロスコストと停電コストが大きい	・やや高い(約 34.3million USD) ・Plan1 よりも建設コストが高いが、ロスコストと停電コストが少ないため、メリットを生じる	・高い(約 51million USD) ・建設コストは高いが、ロスコスト及び停電コストの発生を抑制できるため、将来的には最も経済的に優位
	都市開発との整合性	安定した電力を確保できないため、市内の経済発展を妨げる一因となりうる	中心部にとって必要量の電力を確保するが、供給の不安定性が、開発計画を妨げる因子となりうる	プノンペン市の都市開発の進展に寄与する	プノンペン市の都市開発の進展に寄与する
環境社会配慮	環境汚染	新たな汚染の発生は想定されない	工事期間中は、建設現場周辺に騒音・振動の影響を与える可能性がある	工事期間中は、建設現場周辺に騒音・振動の影響を与える可能性がある	工事期間中は、建設現場周辺に騒音・振動の影響を与える可能性がある
	自然環境	自然環境の影響はない	中心部より外側の地域で工事が実施されるため、変電所の選定場所によっては、自然環境に影響を与える可能性がある	都市地域であり自然環境の影響はほとんどない	都市地域であり自然環境の影響はほとんどない
	社会環境	・建設工事に伴う社会環境への影響は発生しない ・将来更に増加する需要に対応した電力を安定して供給できないため、地域の利便性、生活環境、商業活動に負の影響を及ぼす	・変電所に供する用地の取得が必要となる可能性がある。 ・配電線ルートや用地の検討時に、住民移転を回避するよう計画することで、影響を回避できる ・送電線工事期間中は、周辺の交通に一時的かつ限定的な影響を与える ・中心部外で工事が実施されるため、単位面積あたりの被影響者の人数は Plan 2 及び Plan3 と比較して少ないと想定されるが、配電線の総距離は長く影響を与える範囲は広い	・公用地及び EDC の私有地を変電所に使用することで、新たな用地の取得は回避できる。 ・送電線ルートや用地の検討時に、住民移転を回避するよう計画することで、影響を回避できる ・送電線工事期間中は、周辺の交通に一時的かつ限定的な影響を与える ・供用後は、電力事情の改善により、社会サービス、観光産業の発展、雇用の増大等により地域経済の発展に大きく寄与する	・公用地及び EDC の私有地を変電所に使用することで、新たな用地の取得は回避できる。 ・送電線ルートや用地の検討時に、住民移転を回避するよう計画することで、影響を回避できる ・送電線工事期間中は、周辺の交通に一時的かつ限定的な影響を与える ・供用後は、電力事情の改善により、社会サービス、観光産業の発展、雇用の増大等により地域経済の発展に大きく寄与する

項目	ゼロオプション	Plan1	Plan2	Plan3
		・供用後は、将来の電力需要に応じた電力を供給するが、供給の信頼度は低い	・周辺の生活環境が向上する	・周辺の生活環境が向上する ・Plan2 よりも停電リスクが小さくなるため、正の影響の程度が大きい
推奨される最適案とその根拠	この事業案は推奨されない ・現在及び将来の電力需要に対して十分な電力を供給できず、地域の発展が妨げられる	この事業案は推奨されない ・安定した電力を供給できないため、メリットが少ない。	この事業案は推奨される ・周辺環境に与える負の影響は一時的で限られている ・地域の電力需要に適応し、市民生活の安定と地域の発展に貢献する ・建設費、電力ロスと供給信頼度を含めたコスト比較では、停電コストの単価が 2 USD/ kWh よりも低い場合、最も経済的である。	この事業案は強く推奨される ・周辺環境に与える負の影響は一時的で限られている ・地域の電力需要に適応し、市民生活の安定と地域の発展に大きく貢献する ・コスト比較の結果では、将来的に最も優位である。今後経済の発展とともに、停電コストの単価が上昇する点を考慮すると、Plan 3 を選択することが望ましい。

Source: JICA Survey Team

5.4.2 変電所候補地代替案

施工距離が長い送電線の埋設工事では、ルート1、ルート2、ルート5のそれぞれについて、複数のルート案が比較され、最適案が提示された。主に以下の観点から各ルート案を比較検討し、自然社会への影響が最も小さいと考えられる経路を表5.15に示す通り選定した。

- ・河川の横断がない
- ・距離が短い
- ・道路幅が広い（工事を実施しても、通行への影響が小さい）
- ・慢性的な道路渋滞や混雑が発生していない

表 5.15 送電線ルートの代替案

ルート	ルート候補	概況	最適案と理由
ルート1: GS1 - EDC SS	A (図6.2においてGS1から北側のルートで海沿いの国道5号線に出るルート)	Str.93とStr.60の交差点に小学校があり、Str.60は道路幅が狭い。	・推奨されない ・道路幅が狭く、学校に近いルートは避けるべきである。
	B (GS1からStr.62を通過して5号線に出るルート)	Str.68は、GS1から5号線までの最短ルートであり、他のルートと比較して道幅が大きい。	・推奨される ・社会環境への影響が他案に比べ小さい。
	C (GS1から南側に進み、カンボジア日本友好橋に向かう通りから5号線に出るルート)	GS1の南側のStr.93は狭く、渋滞が激しい。道路の両脇には金物屋が並ぶ。	・推奨されない ・交通と近隣店舗への影響が大きい
ルート2: EDC SS - Hun Sen Park SS	A (図6.3で示される東側のルート)	川沿いの道は広く、道路脇に十分なスペースを有する。路上で営業する店舗はほとんどない。	・推奨される ・社会環境への影響が他の案と比較して少ない。
	B (図6.3で示される西側のルート)	店舗が多い通りを通過し、道幅は狭い	・推奨されない

ルート	ルート候補	概況	最適案と理由
ルート 4: Olympic Stadium SS – Hun Sen Park SS	Sihanouk 通り.	Sihanouk 通りは、Olympic Stadium SS と Hun Sen Park SS を繋ぐ最短かつ道幅の大きいルートである。	<ul style="list-style-type: none"> ・推奨される ・交通や周辺商業への影響が小さい
ルート 5: GS3 – Olympic Stadium SS	A (図 6.5 で Olympic Stadium から北側を進むルート)	182 番通り (Tep Phan Str.) は GS3 と Olympic Stadium を結ぶ主要な通りである。	<ul style="list-style-type: none"> ・推奨される ・自然環境、技術的観点、商業面への影響を勘案し、最も影響が小さいと考えられる。
	B (図 6.5 で Str.230 を進むルート)	Olympic Stadium から直接 GS3 方面へ向かうルートであるが、230 番通りから GS3 方面に通り返ることはできないため、結局ルート A と同じ Str.182 を通ることになる。	<ul style="list-style-type: none"> ・推奨されない ・ルート B よりも簡潔なルートをとっているルート A の方が望ましい
	C (図 6.5 で南側を進むルート)	距離が長く、川を横断する。河川の横断は技術的な困難を伴う。	<ul style="list-style-type: none"> ・推奨されない ・距離が長く、河川の横断を含むルート避けることが望ましい

Source: JICA Survey Team

5.5 スコーピング

環境社会現況のベースライン調査をふまえ、本調査対象事業で予定している送配電網整備に係る事業の特性を考慮し、事業を実施するにあたって考慮すべき環境社会項目を検討した結果を表 5. 16 に示した。スコーピング案は、ItRの後、EDCやステークホルダーのコメントを受けて一部修正した。

表 5. 16 環境社会影響スコーピング項目

No.	影響項目	初期評価		評価理由
		工事中	供用時	
環境汚染				
1	大気汚染	B-	D	(工事中) 送電線施設、道路補修、土の埋め戻しなどによって土埃が発生する。
2	水質汚濁	C-	C-	(工事中) 掘削土の仮置き場から土壌流出によって周辺河川等の水質悪化が生じる可能性は少ないが、IEIA 等による現地調査で情報の把握が必要である。 (供用時) 変電所に勤める職員の生活排水について、影響の程度は小さいと想定されるが、IEIA 等により情報の把握が必要である。
3	廃棄物(建設廃棄物・余剰土処理等)	B-	B	(工事中) 建設段階に発生する廃棄物は、適切な方法・場所で廃棄する必要がある。 (供用時) 影響の程度は小さいと想定されるが、新設の変電所からの一般廃棄物は、適切な方法で廃棄する必要がある。
4	土壌汚染	C-	D	(工事中) 新たに土壌汚染を与える要素はなく、影響はないと想定するが、掘削残土の汚染については不明のため、IEIA 等により情報の把握が必要である。
5	騒音・振動	B-	D	(工事中) 建設機械が、建設現場周辺に騒音・振動を発生させる可能性がある。
6	地盤沈下	D	D	切土や大規模な掘削は予定していないため、地盤沈下を引き起こすような作業は想定されない。
7	悪臭	D	D	悪臭に対する影響はないと想定される。
自然環境				
8	保護区	D	D	事業対象地及びその周辺に、国立公園や保護区等は存在せず、影響は無いと想定される。
9	生態系	D	D	事業対象地に絶滅危惧種などは存在しないことから、生態系への影響はほとんどないと考えられる。
10	水象(地下水を含む)	C-	C-	送電線ルートが河川等の通過することは想定していないが、ルート設計と並行して、IEIA 等により情報の把握が必要である。
11	地形、地質	D	D	(工事中)盛土、切土や大規模な掘削は予定していないため、土砂崩壊や地滑りが生じる可能性はほとんどないと考えられる。また、掘削土は掘削部の横に仮置きした後、埋め戻されるため、地形、地質に対する影響はないと想定される。
12	街路樹の伐採	C-	D	(工事中) 地中送電線の埋設箇所は、基本的に街路樹の伐採を必要としない箇所を検討するため影響は無いと想定されるが、送電線ルートの検討と並行して、IEIA 等による現地調査での情報の把握が必要である。
社会環境				
13	用地取得・住民移転	C-	D	(工事中) 工事予定地は全て公共用地又は EDC の私有地であるため、住民移転は発生しない。また、新規の用地取得は予定されておらず、生計への被影響住民がいないこと、用地の履歴からも補償上問題がないことから影響はないと想定される。その一方で、建設資材置き場や工事事務所などのために一時的な用地の確保が必要となる可能性があるが、現時点ではその程度は不明である。 (供用時) 住民移転及び用地取得は必要ない。
14	貧困層	D	D	貧困層の生計や生活手段に影響を与える要素はないことから、影響は無いと想定される。
15	少数民族・先住民	C-	C-	少数民族に影響を与える要素はないと考えられるが、調査対象地域での状況について IEIA 等により情報の把握が必要である。
16	雇用や生計手段等の地域経済	B-/B+	A+	(工事中) 送電線の埋設工事に伴い、一部周辺商業店への影響が生じるが、影響の程度は小さいと想定される。一方、地元住民にとっては建設工事のための雇用機会が与えられる。 (供用時) 地域経済の発展とともに雇用の増大に寄与すると想定される。
17	土地利用や地域資源利用	D	D	土地利用や地域資源利用への影響は無いと想定される。
18	水利利用	C-	C-	周辺の水利用に影響を与える可能性は小さいと想定されるが、IEIA 等により情報の把握が必要である。

19	既存の社会インフラや社会サービス	B-	A+	(工事中) 工事に交通等の既存社会インフラや観光業への影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。 (供用時) 本事業は電力事情を改善することから、結果的には社会サービス、観光産業の発展に大きく寄与するものと考えられる。
20	住民の生活環境	B-	A+	(工事中) 工事箇所周辺の交通に影響を与えるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。 (供用時) 本事業は電力事情を改善することから、周辺的生活環境の向上に大きく寄与するものと考えられる。
21	地域内の利害対立	C-/C+	C-/C+	IEIA 等による現地調査で情報の把握が必要である。
22	文化遺産	B-	D	(工事中) 文化遺産の移転等は発生しないが、建設機械の作業音が、周辺の寺院に騒音・振動を発生させる可能性がある。
23	景観	B-	B-	変電所のデザインが周囲と調和するよう配慮する必要がある。
24	ジェンダー	D	D	本事業が、ジェンダーに起因する役割分担・差別・不平等に影響を与える要素を含まないことから、影響は無いと想定される。
25	子どもの権利	C-	D	(工事中) 子どもが工事労働者として雇用される可能性があるかどうか、現地調査での情報の把握が必要である。
26	HIV/AIDS等の感染症	B-	D	(工事中) 調査対象地域に流入する工事労働者が HIV/AIDS 等の感染症の拡大を誘発する可能性がある。
27	労働環境(労働安全を含む)	B-	C-/C+	(工事中) 工事中の事故に対する配慮が必要である。 (供用時) 変電所で稼働する労働者の労働環境については不明のため、情報の把握が必要である。
その他				
28	事故	B-	D	(工事中) 交通事故発生の可能性はある。

A+/-: 大きな正/重大な負の影響

B+/-: 小さな正/あまり重大ではない負の影響

C+/-: 影響が不明

D: 影響なし

注) 網掛けは、A-, B-, C-を含む評価結果を示す。

Source: JICA Survey Team

5.6 環境社会配慮調査結果及び影響評価

スコーピングの結果、負の影響を含む項目又は影響が不明の項目について、文献収集、現地踏査、関係者からのヒアリング、類似案件などの調査からデータを収集した。それを基に、本調査対象事業の特性を考慮し、環境社会に対する影響を以下の通り予測し、変電所工事と送電線工事に分けた評価結果を表 5.17 にまとめた。なお、調査結果の一部は既に第 4 章に示した通りである。

(1) 大気汚染

変電所及び送配電線の工事中に、建設機械の稼働による粉じんの発生や、工事用車両の走行に伴う排出ガスの発生が、大気質の悪化を引き起こす要因となりうる。ただし、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。特に、1 箇所における工事期間が短い送配電線工事での影響は非常に小さい。

(2) 水質汚濁

掘削作業を伴う他の案件の事例を参考にすると、掘削土が流出することにより、周辺水の懸濁物質や濁度が増加する可能性がある。しかしながら、掘削工事は乾季に実施し、工事現場からの水が公共水域に排出されると想定する箇所はないため、影響は限られている。一方、供用時に変電所に勤

める職員の生活排水が発生するが、排水は排水管に排出されることと、1つの変電所の職員数は時間帯あたり3人程度と少ないため、公共用水域の水質に影響を与えるほどのインパクトはないと予想される。

(3) 廃棄物

工事期間中及び供用時には、建設作業員又は変電所職員の生活環境から排出される一般廃棄物が発生し、工事期間中・期間後には、建設に用いた資材の余りや余剰土などの建設廃棄物が発生する。ただし、プノンペン市の廃棄物処理体制に従い、廃棄物収集業者によって処理されるため、影響の程度は小さいと想定される。また、変電所の変圧器から絶縁油が漏出する可能性があるため、対策を講じる必要がある。

(4) 土壌汚染

再委託調査の結果から、これまでプノンペン市内で掘削土から土壌汚染が発覚した事例は把握されていない。

(5) 騒音・振動

建設機械の稼働及び工事用車両の走行に伴う騒音や振動の発生が想定される。送配電線工事と比較すると、変電所工事の方が同一地点における工事期間が長いですが、全体としては一時的なもので、機械や工法の選定によって緩和されるため影響は小さいと想定される。

(6) 水象（地下水を含む）

本調査時の送電線ルート案は、河川や水路等を横断していないため、水象への影響を及ぼすような作業は想定されない。ただし、ルートは詳細設計時に変更される可能性があるため、その際に再度確認が必要である。

(7) 街路樹の伐採

予定する変電所用地では、大規模な樹木の伐採は必要としない。一方、送配電線の埋設箇所は、街路樹の伐採を必要としない箇所で検討しているが、ルートは詳細設計時に変更される可能性があるため、その際に再度確認が必要である。

(8) 用地取得・住民移転

本事業で、新規及び拡張工事の対象となる変電所建設予定地は全て EDC の私有地又は公用地であり、本事業のために新たに用地取得が為されたものではない。従って、これらの土地に関する補償の対応は不要であると判断される。万が一、教育省が所有する Olympic Stadium の変電所候補地の譲渡交渉が成立せず、Olympic Stadium 周辺で新たな候補地を検討する場合は、適切な方法で用地取得が実施されなければならない。また、施工中に、建設資材置き場や工事事務所用の一時的な用地の確保が必要となる可能性がある。それらは、詳細設計時に検討されるため、現段階では不明である。

その一方、送配電線を埋設する道路は公共用地であり、「カ」国政府又はプノンペン市が管轄している。しかしながら、プノンペン市内では、公共用道路の一部で店舗や屋台等が営業している実態がみ

られる。本調査では、路上の店舗が密集している箇所は極力回避するよう、送電線ルートを検討した。EDC 環境担当者からのヒアリング結果によれば、公道上で営業している移動式店舗や屋台等は、営業許認可を得ておらず、カンボジア国の法律に従えば営業補償の必要はない。また、本調査では歩車道境界の車道側道路に地中線の埋設を予定しており、その箇所に一時的に位置する店舗は、移動可能な車輪付きの売店等であることを、ルート調査時に目視で確認した。送電線埋設のための掘削幅はおよそ 1.0~1.5m 程度で工事により利用できない範囲は道路の一部に限定されるため、それら移動式店舗は工事期間中に場所を移して営業し、工事後は元の場所で営業を継続することが可能であると予測される。ただし、事業者は、工事の実施前に周辺店舗へ工事スケジュール等を広報し、彼らの生計への深刻な影響を回避することとする。

(9) 少数民族・先住民族

EDC 関係者のヒアリング結果及び再委託先の調査結果から、対象地域において、事業によって負の影響を受ける少数民族は把握されなかった。

(10) 雇用や生計手段等の地域経済

送配電線の工事区間周辺では、通行の一部が制限されるため、一時的に周辺で営業する店舗に影響を及ぼす可能性がある。ただし、トレンチ開削後に管路を敷設しその日のうちに埋め戻しが可能な工法を採用する予定のため、長期間掘削したままの状態とはならない。その一方で、事業は地元住民に雇用の機会及び地域経済の発展をもたらす。

(11) 水利用

対象地域では水道水が利用されているため、地中送配電線の工事中に、既設の水道管を誤って破損する可能性がある。一方、供用時には水利用に影響を与える要素はない。

(12) 既存の社会インフラや社会サービス

地中送配電線の工事により、周辺道路の渋滞等が発生した場合、一時的ではあるが、交通や観光に影響を与えることが想定される。また、対象地域には、水道管のほかにも電話線や排水管等の既設埋設物が多く存在するため、破損しないよう十分注意する必要がある。

(13) 住民の生活環境

上述した通り、工事箇所周辺の住民に交通や騒音等の一時的な影響を与える可能性がある。

(14) 地域内の利害対立

上述した通り、送配電線の工事において、ルート沿いの路上や路面で営業する店舗が影響を受けた場合、地域内で利害を巡った対立が生じる可能性がある。

(15) 文化遺産

EDC 本社正門前には、ワットプノン寺院があるが、工事箇所は EDC 本社の裏門側であり、ワットプノンの敷地境界までは約 90m 離れている。また、その間を EDC の建屋が遮っているため、工事の

騒音が発生した場合も、参拝客に影響与える程度ではないと想定する。

(16) 景観

事業地域は景勝地に該当しない。ただし、プノンペン市では特に観光スポットの近辺で景観に配慮していることが、関係者からのヒアリングで把握された。工事中は建設機材や掘削中の状態が、周囲に圧迫感や不安感を与える可能性があるため、工事区間をフェンスで囲いを作るなどの配慮が求められる。また、変電所の建物のデザインについては、周囲の建物と調和するよう、EDC 関係者が求めているため、設計時の配慮が必要である。

(17) 子どもの権利

EDC 関係者からのヒアリングによると、これまで EDC が実施した事業で子どもの労働者が雇われた事例はない。しかしながら、万が一の可能性を勘案し、請負業者が労働者を雇う際に十分配慮することを求める。

(18) HIV/AIDS 等の感染症

工事労働者が事業対象地域外から多く流入すると、HIV/AIDS 等の感染症の拡大を誘発するリスクがある。ただし、本事業の規模で雇う労働者数は著しい規模ではなく、工事期間も約 2 年に限定されているため、影響は限られている。

(19) 労働環境（労働安全を含む）

施工現場では、建設機械の操作等の危険作業を伴うため、労働者が不慮の事故に遭遇する可能性がある。また、供用時には、変電所で高圧電流機器の近傍で作業する作業員に対し、不測の事態を想定した適切な安全管理が求められる。

(20) 事故

建設機械や掘削孔が存在する工事現場は危険を伴うため、関係者以外の人や車両が誤って侵入しないよう注意する必要がある。

表 5.17 環境社会への影響評価

No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		評価項目	調査結果に基づく影響評価			
		工事中	供用時		変電所		送配電線	
					工事中	供用時	工事中	供用時
環境汚染								
1	大気汚染	B-	D	(工事中) 変電所及び送配電線の工事中に、建設時に建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う排出ガス及び粉じんの発生による大気質の悪化が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B-	D	B-	D

No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		評価項目	調査結果に基づく影響評価			
		工事中	供用時		変電所		送配電線	
					工事中	供用時	工事中	供用時
2	水質汚濁	C-	C-	(工事中) 変電所及び送配電線の掘削現場で、周辺水の懸濁物質や濁度が増加する可能性がある。しかしながら、掘削工事は乾季に実施し、工事現場からの水が公共用水域に排出される箇所はないため、影響は限られている。 (供用時) 変電所からの生活排水は、排水管に排出されることと、変電所の職員数は非常に少ないため、公共用水域の水質に与えるインパクトはないと予想される。また、送配電線の供用時に、水質汚濁への影響は想定されない。	B-	D	B-	D
3	廃棄物(建設廃棄物・余剰土処理等)	B-	B	(工事中) 変電所及び送配電線工事共に、工事期間中・期間後には、建設廃棄物が発生する。また、建設作業員の生活環境から排出される廃棄物が発生する。しかしながら、それらは廃棄物収集業者によって処理される。建設段階に発生する廃棄物は、適切な方法・場所で廃棄する必要がある。 (供用時) 影響の程度は小さいと想定されるが、新設変電所で発生する廃棄物は、適切な方法で廃棄する必要がある。また、変電所の変圧器から絶縁油が漏れた場合を想定して対策を講じる必要がある。一方、供用時の送配電線は廃棄物の発生源とならない。	B-	B-	B-	D
4	土壌汚染	C-	D	(工事中) 変電所及び送配電線工事共に、新たに土壌汚染を与える要素はなく、影響はないと想定する。	D	D	D	D
5	騒音・振動	B-	D	(工事中) 変電所及び送配電線の工事中、建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う騒音、振動が想定されるが一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B-	D	B-	D
自然環境								
10	水象(地下水を含む)	C-	C-	(工事中) 本調査時の送電線ルートは河川等の横断を想定していないが、ルートの詳細設計時に情報の把握が必要である。変電所については、水象に影響を与える工事を予定していない。 (供用時) 変電所及び送配電線工事共に、水象への影響は想定されない。	D	D	C-	D
12	街路樹の伐採	C-	D	(工事中) 変電所建設に関しては、大規模な伐採は必要としない。地中送電線の埋設箇所は、基本的に街路樹の伐採を必要としない箇所を検討するため影響は無いと想定されるが、ルートの詳細設計時に情報の把握が必要である。	D	D	C-	D
社会環境								
13	用地取得・住民移転	C-	D	(工事中) 変電所及び送配電線の工事予定地は全て公共用地又は EDC の私有地であるため、住民移転は発生しない。また、新規の用地取得は予定されておらず、生計への被影響住民がいないこと、用地の履歴からも補償上問題がないことから影響はないと想定される。その一方で、建設資材置き場や工事事務所などのために一時的な用地の確保が必要となる可能性があるが、現時点ではその程度は不明である。	C-	D	C-	D
15	少数民族・先住民族	C-	C-	(工事中及び供用時) 事業地域はプノンペンの都市圏に位置し、負の影響を受ける少数民族は確認されていない。	D	D	D	D
16	雇用や生計手段等の地域経済	B-/B+	A+	(工事中) 送配電線の工事では、周囲の通行の一部が制限されるため、周辺店舗の営業に影響が生じる可能性があるが、その程度は一時的で小さいと想定される。変電所工事では、負の影響は想定されない。一方、地元住民にとっては建設工事のための雇用機会が与えられる。	B+	A+	B-/B+	A+
18	水利用	C-	C-	(工事中) 送配電線の工事中に、水道管等を誤って破損すると周辺住民に影響を受ける可能性がある。変電所工事では、影響を与える要素がない。 (供用時) 影響を与える要素がない。	D	D	C-	D

No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		評価項目	調査結果に基づく影響評価			
		工事中	供用時		変電所		送配電線	
					工事中	供用時	工事中	供用時
19	既存の社会インフラや社会サービス	B-	A+	(工事中) 送配電工事は、周囲の交通の制限を伴うため、市民生活や観光業への影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。また、送配電線の掘削箇所に既存の公共インフラに関する地下埋設物が埋設されている可能性があるため、施工業者はそれらを破損しないよう配慮しなければならない。変電所では、これらの負の影響は想定されない。	D	A+	B-	A+
20	住民の生活環境	B-	A+	(工事中) 変電所及び送配電線共に、周辺に交通や騒音の影響を与える可能性があるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。	B-	A+	B-	A+
21	地域内の利害対立	C-/C+	C-/C+	(工事中) 送配電線工事では、周囲の店舗が工事中の通行等の影響を嫌うなどした場合、ルートの選定が店舗間の利害の対立に繋がる可能性がある。影響は一時的であるため、地域の理解を得ることが必要となる。変電所に関しては、工事は敷地内で実施されるため、そのような対立は想定されない。(供用時) 事業の裨益は市内全体に及ぶ。	D	D	B-	D
22	文化遺産	B-	D	(工事中) 文化遺産の移転・破損等は発生しない。	D	D	D	D
23	景観	B-	B-	(工事中) 事業地域は景観地に該当しないが、変電所及び送配電線の工事中の外観が周辺の景観を一時的に乱す可能性がある。(供用時) 変電所が建設される場所は、景勝地には該当しないが、規模・色相・デザイン面が周辺の既存建設物と調和する必要がある。地中線については、埋設されるため影響はない。	B-	B-	B-	D
25	子どもの権利	C-	D	(工事中) カンボジアの法律では禁止されているが、子どもが工事労働者として雇用される可能性を懸念して、配慮が必要である。(供用時) 該当しない。	B-	D	B-	D
26	HIV/AIDS等の感染症	B-	D	(工事中) 調査対象地域に流入する工事労働者が HIV/AIDS等の感染症の拡大を誘発する可能性がある。	B-	D	B-	D
27	労働環境(労働安全を含む)	B-	C-/C+	(工事中) 変電所及び送配電線共に、不慮の事故が起こる可能性があるため、工事中の事故に対する注意が必要である。(供用時) 変電所では、変電所職員が常勤するため、彼らに対する適切な安全管理が求められる。	B-	B-	B-	D
その他								
28	事故	B-	D	(工事中) 変電所及び送配電線共に、建設機械や掘削孔が存在する工事現場は危険を伴うため、関係者以外の人や車両が誤って侵入しないよう、注意喚起の標識を設ける等の事故防止策が必要である。	B-	D	B-	D

A+/-: 大きな正/重大な負の影響

B+/-: 小さな正/あまり重大ではない負の影響

C+/-: 影響が不明

D: 影響なし

注) 網掛けは、A-, B-, C-となった再評価結果を示す。

Source: JICA Survey Team

以上より、本事業では、電力供給の安定性の向上により、市民生活及び地域経済への裨益が期待される。5.6章に示す影響評価結果から、現計画段階において事業による深刻な環境・社会影響は見込まれないが、調査対象地域はオフィスビルや商業施設、住宅などが密集した市街地であることから、特に工事中における騒音の発生、交通への影響、また路上や路面で営業する店舗等の商業活動への影響が懸念される。これらの影響は一時的かつ限定的であるが、適切な緩和策や対策が必要である。

5.7 緩和策

影響評価結果に従って、表 5.18に示す緩和策が提案された。工事の設計と実施に関するコストは工事費用に含まれ、その他のコストは表 8.6 に示されている。

表 5.18 緩和策

項目		段階	緩和策/管理対策	実施機関及び責任機関
1. 変電所				
汚染管理				
1-1	大気汚染	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 低排出ガス機械・車両等の使用、適切なメンテナンス - 散水等による土埃の飛散防止 - 積荷へのシートカバー掛け 	DCC,PIC, EDC
1-2	水質汚濁	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 土砂が周辺に流出しないためのトラップ設置、造成面の迅速な締め固め - 工事請負業者から廃棄物処理業者への委託による、建設残土の迅速な処理 	DCC,PIC, EDC
1-3	廃棄物（建設廃棄物・余剰土処理）	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 廃棄物を最小化する工法の工夫 - 廃棄物の適切な処理. 	DCC, PIC, EDC
		供用時	<ul style="list-style-type: none"> - 供用時の廃棄物量の最小化 - 廃棄物処理業者による処理 - トランスフォーマーオイルの流出防止のためのオイルトラップ設置及びそれら装置と排水系統の位置の分離 	EDC
1-5	騒音・振動	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 低騒音装置・工法の導入 - 地元コミュニティに対する工事スケジュールの説明 - 日中の工事時間の制限。夜間工事を実施する際の地元との協議 	DCC,PIC, EDC
社会環境				
1-13	住民移転・用地取得	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 工事請負業者が責任を持って工事期間中の資材置き場や建設現場事務所/宿舍用の土地を確保する。補償方針は、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)に従う。 - 万が一、Olympic Stadium の変電所候補地が確保されなかった場合、その他の候補地の取得はカンボジアの法律と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)に従って、実施される。 	DCC,PIC, EDC
1-20	住民の生活環境	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 工事用車両の出入り口では、交通整備に必要な機材や誘導員を用意する。. 	DCC,PIC, EDC
1-23	景観	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 景観への配慮が必要な工事箇所は、景観を損なわないようフェンスで覆う等の処置をとる。 	DCC,PIC, EDC
		供用時	<ul style="list-style-type: none"> - 変電所は周囲の景観と調和する色やデザインの設計とする。 	EDC
1-25	子どもの権利	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 法律を遵守し、大人の労働者を雇用する。 	DCC,PIC, EDC
1-26	HIV/AIDS 等の感染症	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 事業対象地域の労働者を雇用する - 労働者に衛生や HIV/AIDS に関する教育や啓蒙を実施する 	DCC,PIC, EDC

項目		段階	緩和策/管理対策	実施機関及び責任機関
1-27	労働環境（労働安全を含む）	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 工事請負業者は安全計画を用意し、安全靴、グローブ、防護メガネ、安全ヘルメット等の必要な備品を供給する。 - 安全計画が用意、チェック、履行される。 - 安全に関する指導が実施される。 - 工事現場において、安全な水と適切な廃棄物処理が確保される 	DCC,PIC, EDC
		供用時	<ul style="list-style-type: none"> - 安全計画が用意される - 安全に関する教育や情報が供される - 鉄塔の倒壊や電線の切断等の事故時には、スイッチギアや GIS の保護装置が機能する。 - 高電圧システムの稼働時には、漏電等の危険性があるため、警告標識等が掲げられる。 	EDC
その他				
1-28	事故	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 工事箇所には誘導灯や注意を喚起する標識等が掲示される。 	DCC,PIC, EDC
2. 送配電線				
汚染管理				
2-1	大気汚染	計画・工事段階	1-1 と同様	1-1 と同様
2-2	水質汚濁	計画・工事段階	1-2 と同様	1-2 と同様
2-3	廃棄物（建設廃棄物・余剰土処理）	計画・工事段階	1-3 と同様	1-3 と同様
2-5	騒音・振動	計画・工事段階	1-5 と同様	1-5 と同様
自然環境				
2-10	水象（地下水を含む）	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 送電線ルートが詳細設計時に変更される場合は、河川の横断を回避する。 	DCC,PIC, EDC
2-12	街路樹の伐採	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 送電線工事は、樹木の伐採をできるだけ回避する箇所とする。 - 樹木の伐採は事業で必要とする範囲にとどめる。 	DCC,PIC, EDC
社会環境				
2-13	住民移転・用地取得	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 工事請負業者は、資材置き場や工事現場事務所/宿舍に必要となる一時的な用地を責任を持って確保する。土地の確保に伴い補償が必要となる場合は、「JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010)」に従うよう、工事請負業者との契約に示し、工事中、工事請負業者の活動を監督する。 - 事業主の EDC は、送電線/配電線の施工に際し、ルート上の商店の許可が必要な場合は、協議する。 - 万が一、商店への影響が発生する場合は、事業者の EDC が責任を持って補償を実施する。 	DCC,PIC, EDC
2-16	雇用や生計手段等の地域経済	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - EDC は、工事前に対象地域のローカルコミュニティと適切な対話と交渉を実施する。 	EDC
2-18	水利用	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 水道管等の破損を防ぐため、管轄省庁の職員と事前に掘削箇所を確認する。 	DCC,PIC, EDC
2-19	既存の社会インフラや社会サービス	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 交通量の多い交差点などでは工事期間中に、交通整備に必要な機材や誘導員を用意する。 - 開削工法が、交通への影響の観点から関係機関に許可されない場合は、ダクトパイプ工法やパイプジャッキング工法等の施工方法を検討する。 - 送配電線ルート上の既存の地下埋設物は調査され、それらの破損を防ぐために、試行の掘削が実施される。 	DCC,PIC, EDC
2-20	住民の生活環境	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - 交通量の多い交差点などでは工事期間中に、交通整備に必要な機材や誘導員を用意する。 	DCC,PIC, EDC
2-21	地域内の利	計画・工事段階	<ul style="list-style-type: none"> - ローカルコミュニティや近隣店舗との協議を工 	DCC,PIC, EDC

項目	段階	緩和策/管理対策	実施機関及び責任機関
害対立		事前に実施する。重大な問題が生じた場合は、ルートの変更も検討する。	
2-23 景観	計画・工事段階	- 景観への配慮が必要な工事箇所は、景観を損なわないようフェンスで覆う等の処置をとる。	DCC, PIC, EDC
2-25 子どもの権利	計画・工事段階	1-25 と同様	1-25 と同様
2-26 HIV/AIDS 等の感染症	計画・工事段階	1-26 と同様	1-26 と同様
2-27 労働環境 (労働安全を含む)	計画・工事段階	1-27 と同様	1-27 と同様
その他			
2-28 事故	計画・工事段階	1-28 と同様	1-28 と同様

DCC: 工事請負業者

PIC: 事業実施コンサルタント

注) 影響項目のハイフン以降の番号は、スコーピング項目の番号と対応する。

Source: JICA Survey Team

5.8 ステークホルダー協議

調査団は本調査期間中において、スコーピング時及びDF/R時における計 2 回のステークホルダー協議 (SHM) の実施をEDCに依頼し、EDCは開催費の予算を考慮した上での 2 回のSHMの実施に合意した。第 1 回目の協議は 2013 年 3 月 18 日に実施され、スコーピング案の共有及び事業計画に関する意見が交換された。第 2 回目の協議は 2013 年 5 月 30 日に実施され、DF/Rの結果が共有された。それぞれの概要は表 5. 19及び表 5. 20 に示す通りであり、議事録はAppendix 5.8-1 及びAppendix 5.8-2 に示す通りである。協議にてステークホルダーから共有された意見は、例えばスコーピング案の修正といった形で本調査の検討に反映された。

表 5. 19 第 1 回ステークホルダー協議結果

a) 協議形式	ミーティング形式
b) 日程	2013 年 3 月 18 日
c) 場所	EDC 本社
d) 参加者	下記機関の代表者 - プノンペン市 DPWT - Khan(District) 7 Makara - Khan Don Penh - EDC - JICA 調査団
e) 概要	- EDC による事業概要の説明 - スコーピング案の説明及び事業実施による環境社会面の影響についての情報共有 - 考慮すべき配慮事項及び事業に求められる認可 - 事業計画に関するステークホルダーとの意見交換

Source: JICA Survey Team

表 5.20 第 2 回ステークホルダー協議結果

a) 協議形式	ミーティング形式
b) 日程	2013 年 5 月 30 日
c) 場所	EDC 本社
d) 参加者	下記機関の代表者 - 環境省環境影響評価局 - プノンペン市 - プノンペン市(f) 土地管理・都市計画・建設局 - 計画される変電所及び送電線が位置する Khan(District) - EDC - EDC の配電部門に関わる JICA ボランティア - JICA 調査団
e) 概要	- EDC による事業概要の説明 - Draft IEE の結果の共有 - 事業計画に関するステークホルダーとの意見交換

Source: JICA Survey Team

5.9 環境チェックリスト

環境チェックリスト（送変電・配電）を Appendix 5.9 に示す。チェックリストには、本報告書の 8.3 で後述する環境管理計画・モニタリング計画の内容を含む。

5.10 IEIA 報告書

本事業では IEIA 報告書の承認が求められる。IEIA 報告書案は DFR に基づいた内容で、第 2 回ステークホルダー協議でその内容が示された。IEIA 報告書の提出及び承認までの必要作業は EDC によって実施される。

5.11 懸念事項

工事の実施スケジュールを勘案し、EDC が IEIA の承認をできるだけ早く取得するよう引き続き働きかけることが重要となる。また、詳細設計時に送配電線のルートが確定した際及び施工中にも、環境社会に対する十分な配慮を実施するため、事業実施コンサルタントに環境社会配慮専門家を含めるなどの支援が必要である。

第 6 章 設備の設計

6.1 地中送電設備

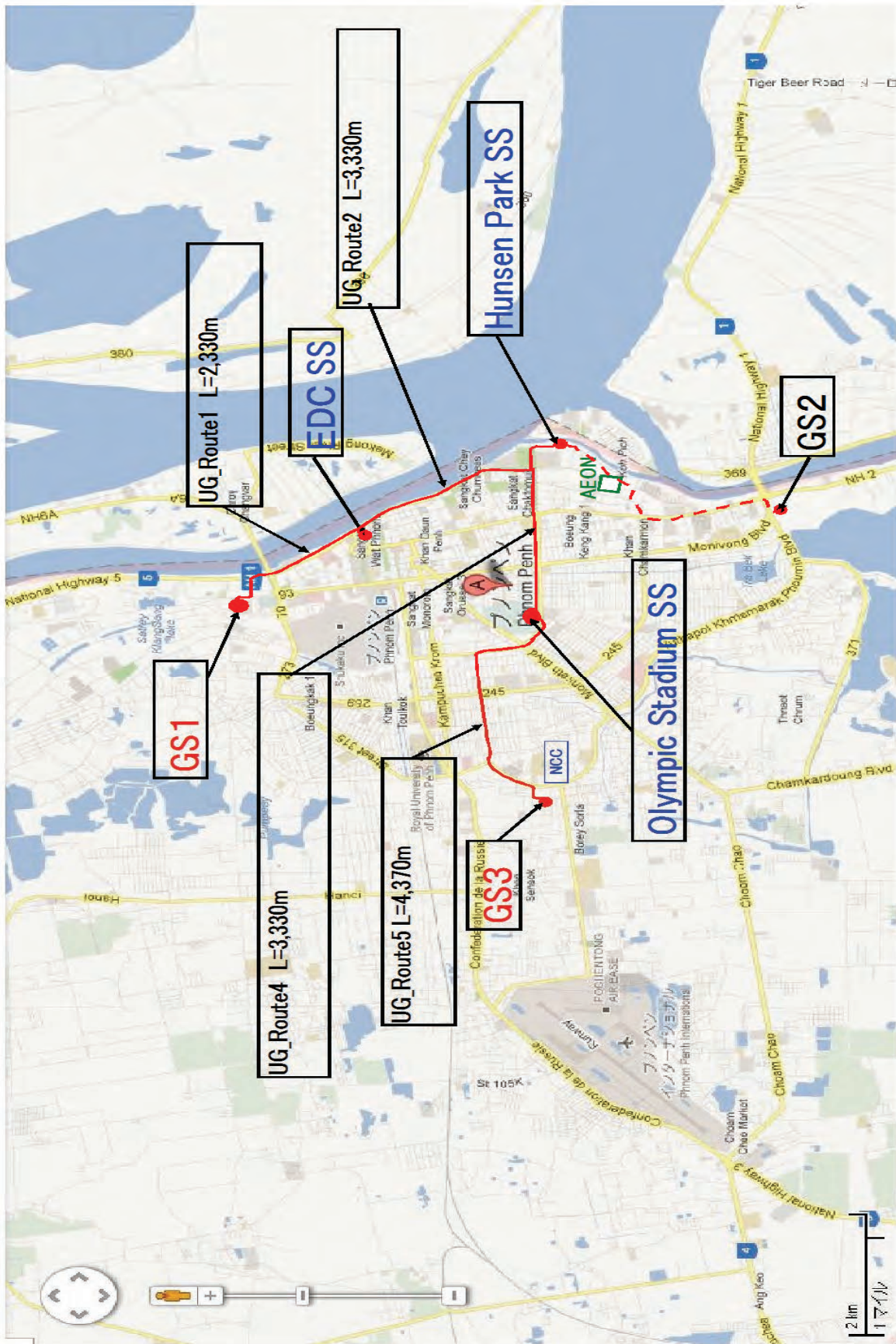
6.1.1 地中送電設備ルート概要

表 6.1 に 115kV 地中送電線 5 ルート案の一覧を、次ページ以降にルート平面図を示す。
なお、第一次現地調査後の JICA および EDC との協議により、「UG_Route3」は円借款の審査対象からはずれたため、このルートについては今回の業務範囲から除外することとなった。

表 6.1 115kV 地中送電線ルート案の一覧

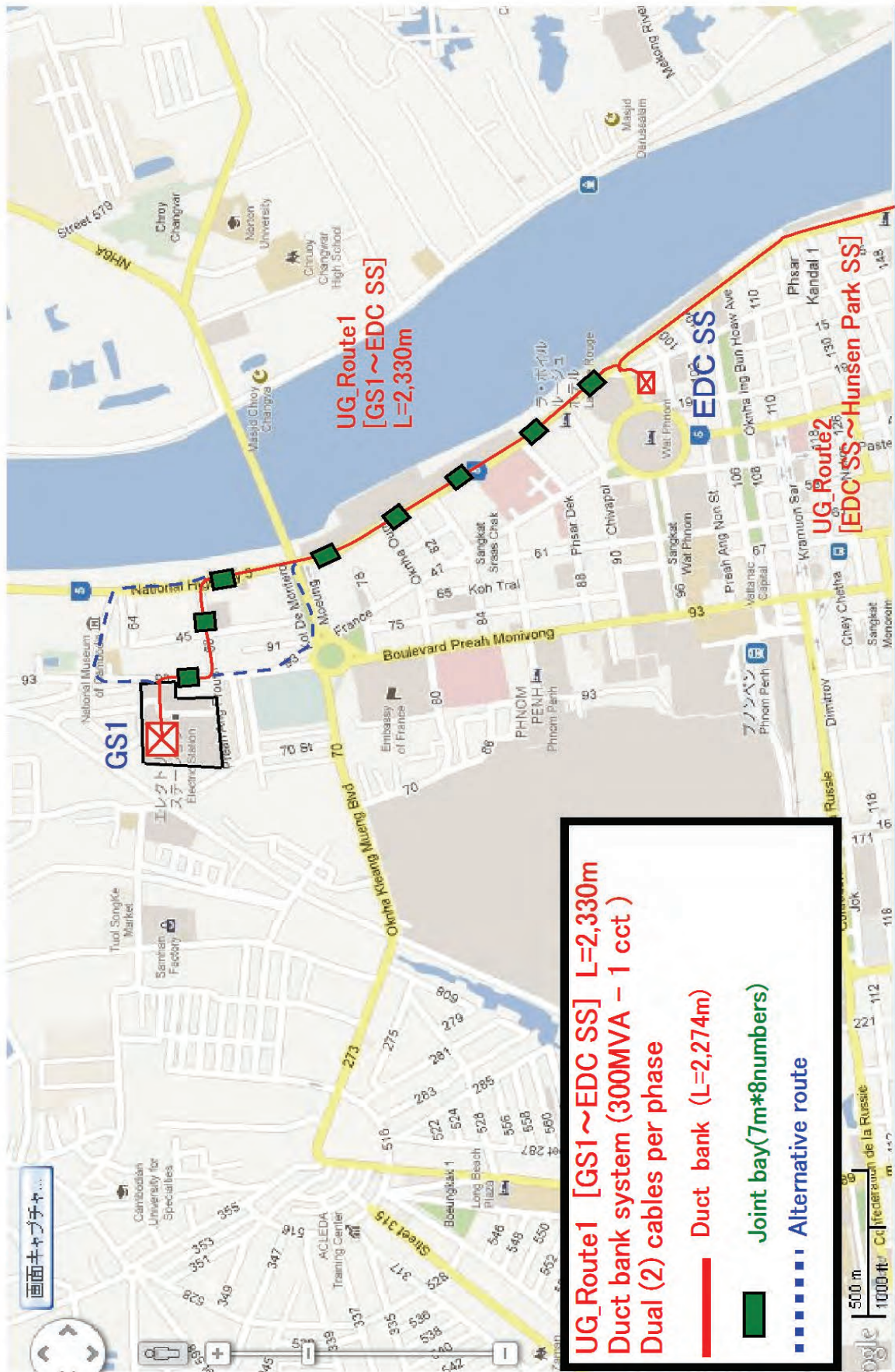
Route name	Location	Route distance (m)	Duct bank system	Join bay 7m (numbers)	Duct bank system (length)
UG_Route1	[GS1~EDC SS]	2,330m	Duct bank system (300MVA - 1 cct) Dual (2) cables per phase	8	2,274m
UG_Route2	[EDC SS~Hunsen Park SS]	3,330m	Duct bank system (150MVA -1cct) including spare duct for future another one circuit	11	3,253m
UG_Route3	[Hunsen Park SS~GS2]	(3,810m)	Duct bank system (150MVA -1cct) including spare duct for future another one circuit	(12)	(3,726m)
UG_Route4	[Olympic Stadium SS~Hunsen Park SS]	3,330m	Duct bank system (150MVA -1cct) including spare duct for future another one circuit	11	3,253m
UG_Route5	[GS3~Olympic Stadium SS]	4,370m	Duct bank system (300MVA - 1 cct) Dual (2) cables per phase	14	4,272m
Total		13,360m (17,170m)		44 (56)	13,052m (16,778m)

注) 合計距離の()はUG_Route3を含む距離を示す。



© 2013 Google, Tele Atlas

図 6.1 UG_Route 全体平面図



© 2013 Google, Tele Atlas

図 6.2 UG_Route 1 平面図



© 2013 Google, Tele Atlas

図 6.3 UG_Route 2, 4 平面図

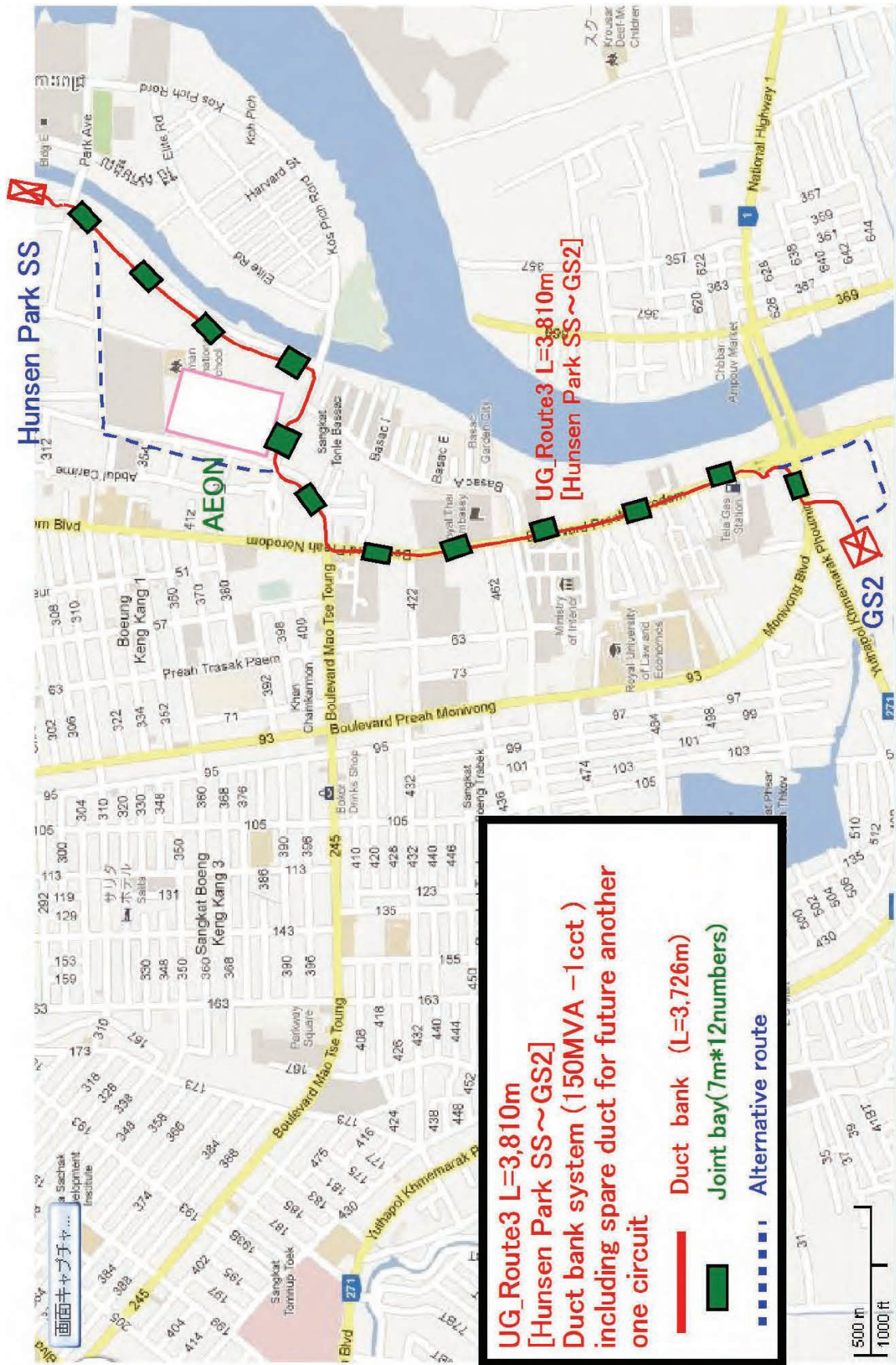
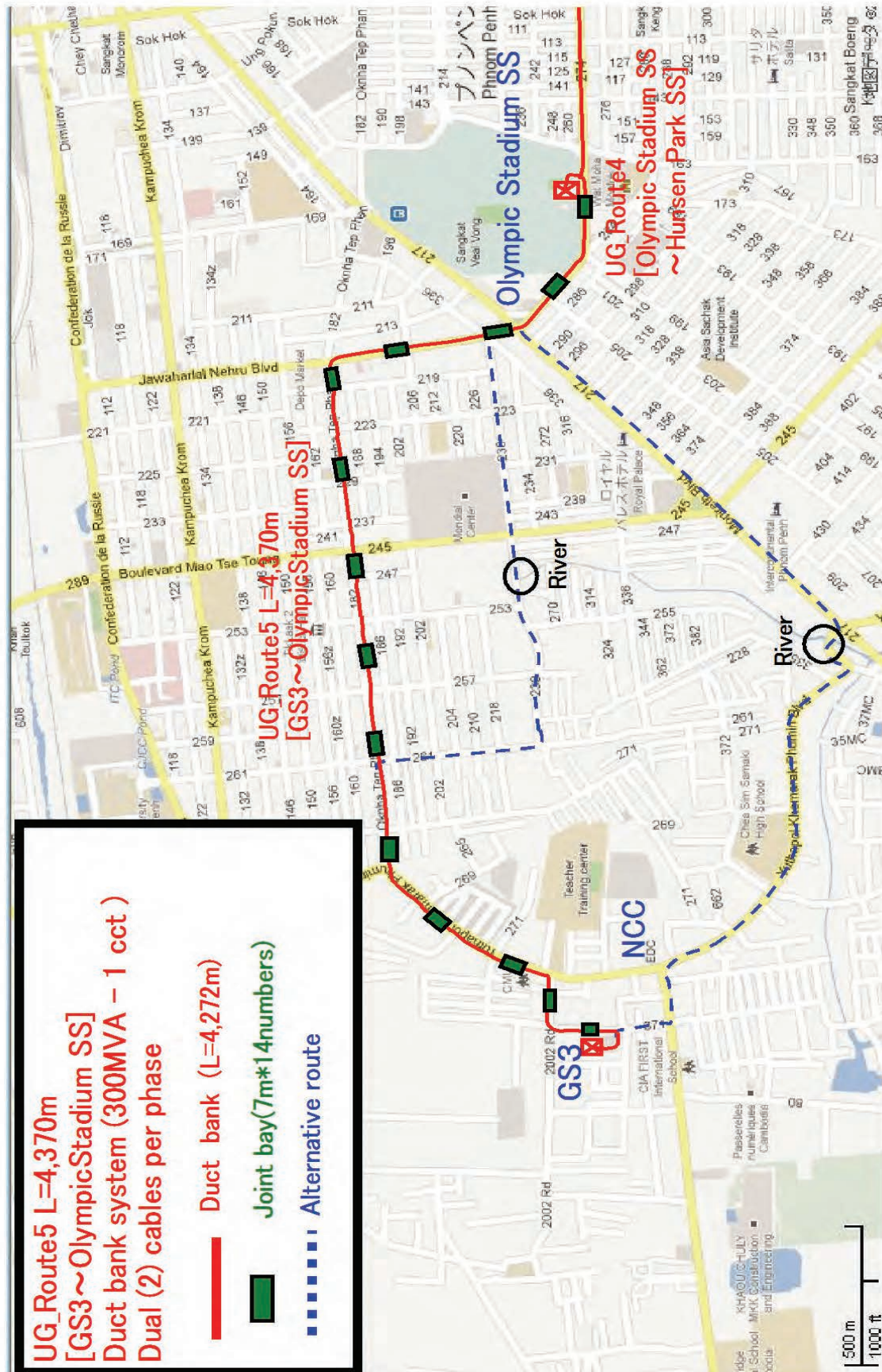


図 6.4 UG_Route 3 平面図



© 2013 Google, Tele Atlas

図 6.5 UG_Route 5 平面図

6.1.2 地中送電設備容量

既設変電所 GS1, GS3 から新設変電所 EDC, Olympic Stadium への連系送電線路は 300MVA、新設変電所間の送電線路は 150MVA の設備容量がそれぞれ必要となる。しかし新設変電所間の送電容量は将来更に 150MVA の回線が布設されることを想定して、将来回線まで含めた 2 回線布設として送電容量を満足できる布設形態、ケーブル種類、サイズを検討することとした。

6.1.3 地中送電設備線種、布設形態

地中送電線路は経済性、工期等を勘案し、基本的に海外における送電線路での標準的な布設形態である地中直接埋設方式を基本として、本工事に伴い発生することが予想される様々な支障等を防止、低減することを考慮して決定した。

標準工法としては、以下の理由により開削管路工法を採用することとした。

ケーブルの直接埋設方式ではジョイント・ベイ間（約 300m）が、ケーブル敷設までの約 1 ヶ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。

(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。カンボジア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、また近隣諸国のタイ、ベトナムにおける 132kV クラス地中送電線の埋設深さも 1.2m と規定されている。上記から、ケーブルの埋設深さは、1.2m 以上とした。

一方、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。

(2) 300MVA 送電時の線種、布設形態

115kV銅導体の地中ケーブルにおいて、表 6. 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 6. 6に示す。

表 6. 2 単心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	210 mm
土壌固有熱抵抗	1.2 K.m/W
土壌温度	30 °C

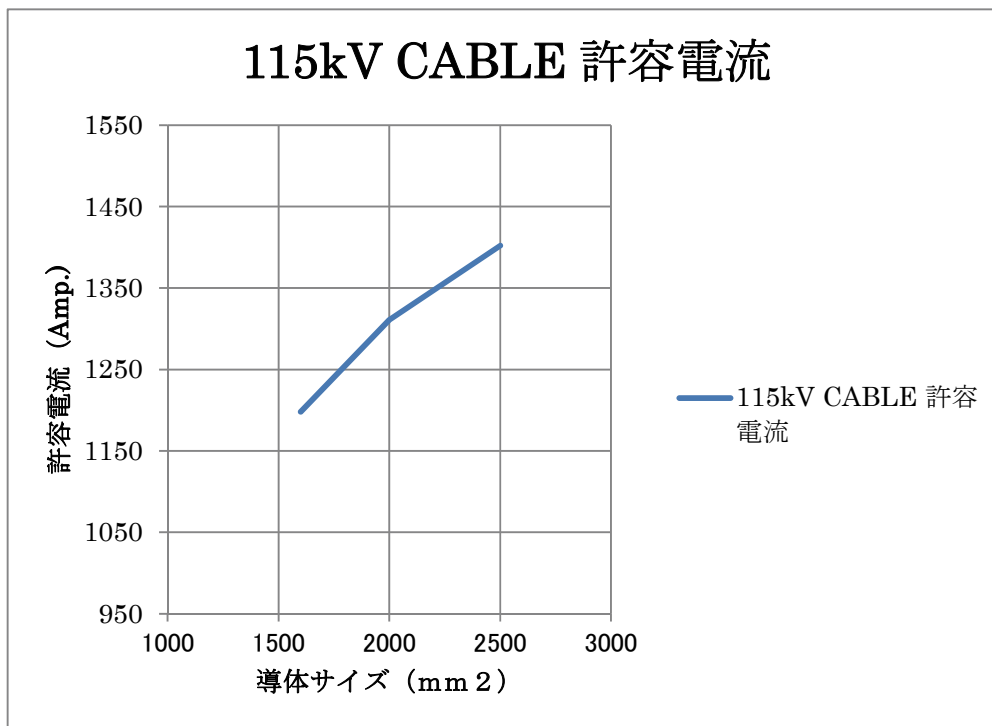


図 6. 6 115kV 単心ケーブルの最大送電容量計算結果

系統電圧 115kV の線路において 300MVA 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 2500mm² の単心ケーブルでも、許容電流が 1,402A であり、300MVA 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 条敷設する必要性があり、多条管路布設等により、工事スピードが遅くなる等、土木工事費が増加する。この対応策として、3 心タイプのケーブルも検討することとした。3 心タイプのケーブルであれば敷設管路条数は 2 条ですみ、3 心一括で布設が可能であるため、布設回数を 1/3 にできるメリットがあり、工程の短縮にも寄与する。以下に、単心ケーブルと 3 心タイプケーブルの比較を示す。

表 6.3 単心ケーブルと 3 心タイプケーブルの比較 (300MVA 送電の場合)

	単心ケーブル	3 心タイプケーブル
布設図	<p style="text-align: center;">Single Cable</p> <p style="text-align: center;">Roadway</p>	<p style="text-align: center;">Triplex Cable</p> <p style="text-align: center;">Roadway</p>
ケーブルサイズ	1000mm ²	1000mm ²
工事工程	12 か月	11 か月
材料費	1,637US\$/m	1,649US\$/m
土木、敷設工事費	998US\$/m	893US\$/m
ケーブル工事費合計	2,635US\$/m	2,542US\$/m
評価	△	◎

(工事区間が 3.6 km の場合)

(Source: JICA Survey Team)

上記の検討の結果、3 心タイプケーブルの方が工事費が安くなり、さらに工程の短縮が可能であるため、3 心タイプケーブルを採用することとした。なお、100kV 以上のクラスで、実用化されている 3 心ケーブルとしては、3 心撚り合わせ型のトリプレックス型ケーブルが日本において多くの採用実績がある。

本プロジェクトでの採用を前提に、単心、トリプレックス型ケーブルの許容電流を検討した結果を図 6.7 に示す。

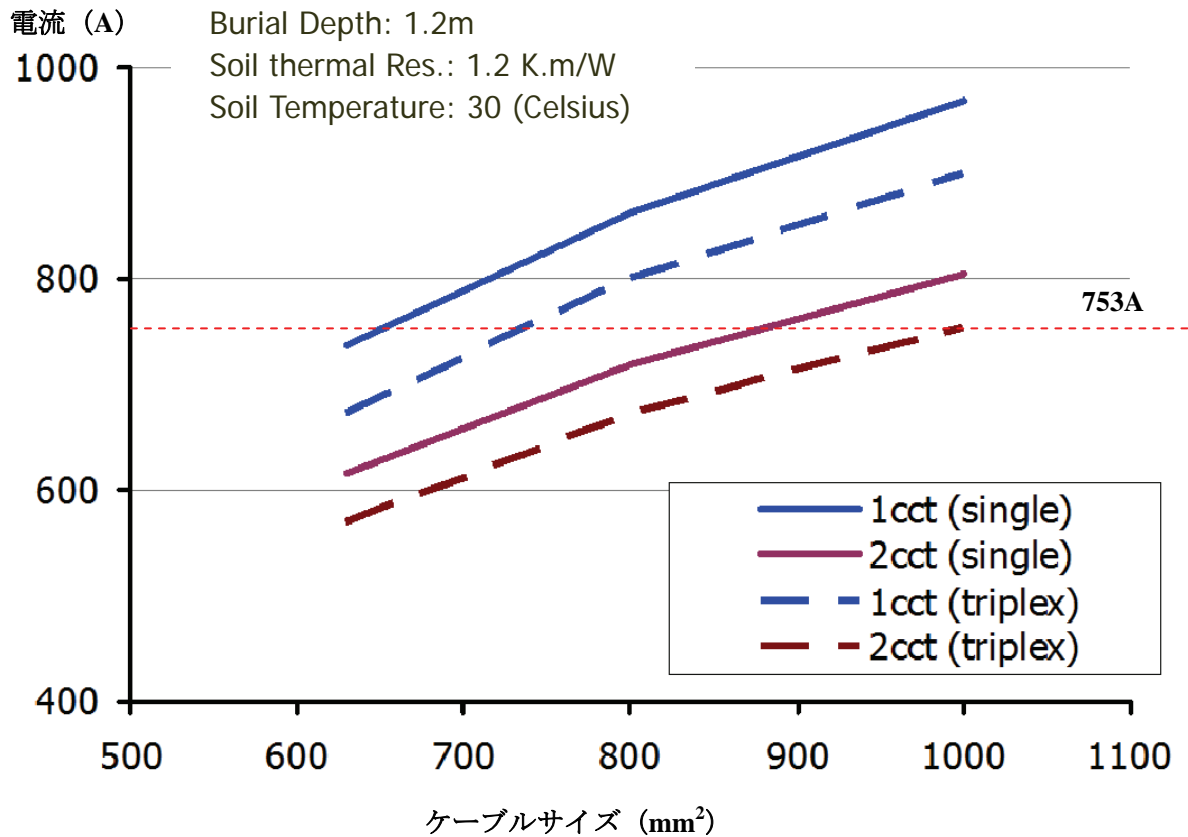


図 6.7 単心、トリプレックス型ケーブルの導体サイズと許容電流の関係

上記のグラフからわかるように、単心、トリプレックス型ケーブル共に 1000mm² を 1 回線当たり 2 条採用することで、必要送電容量 (1,506A) を確保できる結果となり、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ことにした。

(3) 150MVA 送電時の線種、布設形態

系統電圧 115kV の線路において、150MVA 送電時の電流は 753A である。しかし 6.1.2 項で言及したように新設変電所間の送電容量は将来更に 150MVA の回線が布設されることを想定して、将来回線まで含めた 2 回線布設として送電容量を満足できる布設形態、ケーブル種類、サイズを検討することとしたため、300MVA 送電時の検討結果と同一となる。経済性、工期等総合的に勘案し、1000mm² 銅導体のトリプレックス仕様のケーブル 2 回線を採用することとした。

(4) ケーブルの構造

図 6. 8に 1000SQMMのケーブル構造表を示す。

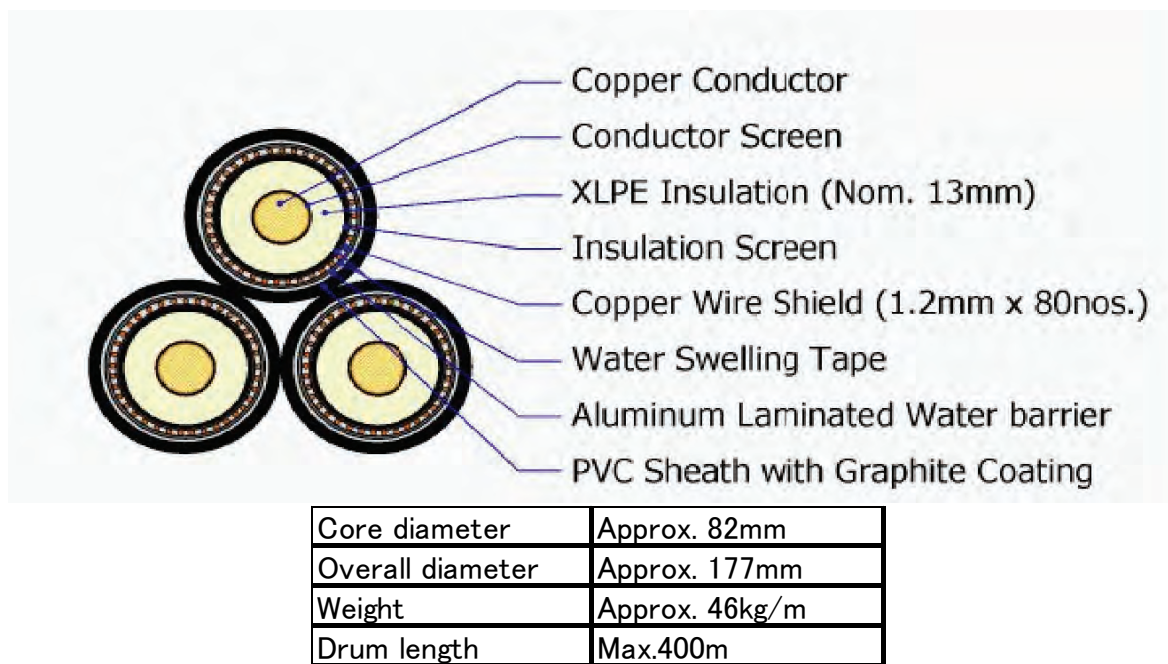


図 6. 8 1000SQMM のケーブル構造表

(Source: JICA Survey Team)

導体は銅導体で 4 分割圧縮タイプの 1000sqmm とし、架橋ポリエチレン絶縁体の厚さは BIL 値、IEC60840 で規定されている絶縁体耐電圧値を考慮して 13mm とした。また金属遮蔽層は地絡容量 40kA 0.5 秒に耐えうるよう銅線 1.2mm 80 本のワイヤーシールド仕様とした。

上記に示すトリプレックス型ケーブルを採用することにより、ケーブル線心が撓架されているという構造上の特長から線路運転時に発生する外部金属シースのロスが 3 相間で相殺され零となるロス低減のメリットがある。単心ケーブルとトリプレックス型ケーブルの運転時のロス比較表を表 6. 4に示す。更に、運転時の負荷変動によるケーブルの温度変化に伴う伸び出し、収縮という熱伸縮現象に対し、トリプレックス型ケーブルとすることにより、ケーブルが布設される管路内で自動的にケーブルが膨らんだり、元に戻ったりする自己伸縮特性が備わっており、これによりケーブルジョイント部でのケーブル熱伸縮対策が不要となり、ジョイント・ベイの寸法を 2 m 縮減することができるというメリットもある。

表 6.4 単心ケーブルと 3 心タイプケーブルのロス比較 (115kV 1000mm² の場合)

(Unit: W/m)

	Single cable	Triplex Cable
Conductor losses	13.37	13.37
Dielectric losses	0.43	0.43
Metallic sheath losses	0.67	0.00
Total losses	14.47	13.80

(Source: JICA Survey Team)

6.1.4 地中送電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 115kV 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、ほぼ全ルートに渡り両歩道部には雨水排水用のマンホールと樹木があり、またヒアリング結果から配電線などの埋設物も歩道にあることを考慮し、115kV 地中送電線は歩車道境界の車道を占有することとした。

また、できるだけ交通渋滞を避けるため、川側の占有など交差点掘削が少ない位置を占有することとした。

施工方法としては、以下の 3 工法が考えられる。

- 1) 開削管路方式（図 6.9 参照）
- 2) 直接直埋方式（図 6.10 参照）
- 3) 推進管路工法（図 6.11 参照）

コストは直接直埋方式、開削管路方式、推進管路工法の順で高くなるが、ルート全線にわたり交差点が多い、交通量が多い、パレスなどの重要施設がある、道路幅の狭い個所がある、道路わきの生活者が多いなどを考慮すると、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で長期間掘削したままの状態を回避できる開削管路工法を採用することとした。

なお、推進管路工法は直接直埋方式や開削管路方式よりも工事費は 10 倍以上高くなるため、既設埋設物が支障となり開削が不可能な箇所や交通量が多くて開削が不可能な交差点などの箇所への適用を当初考えたが、既設埋設物調査結果や交通量調査結果から開削工法が可能と判断した。

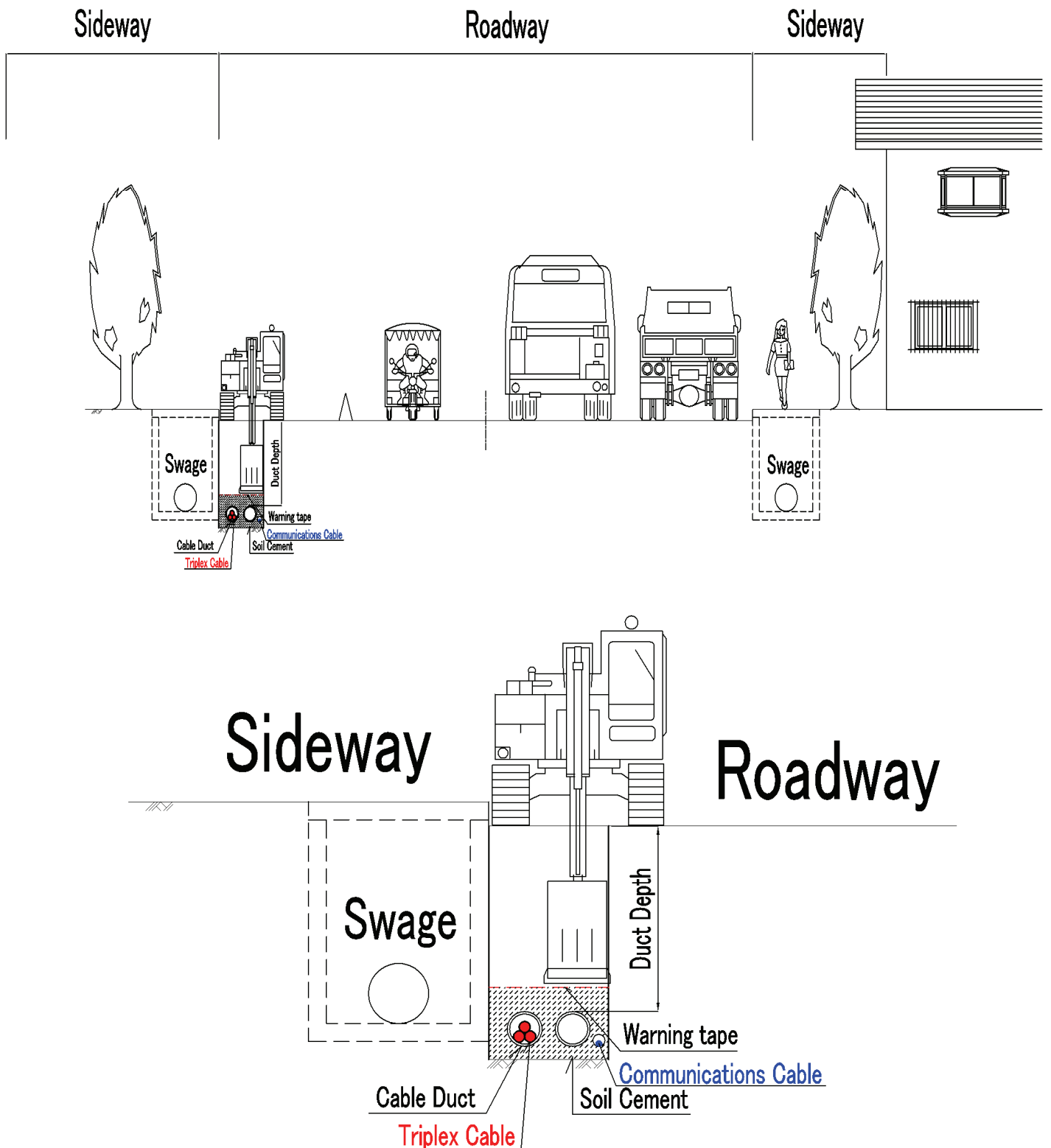


図 6.9 開削管路方式（採用案）

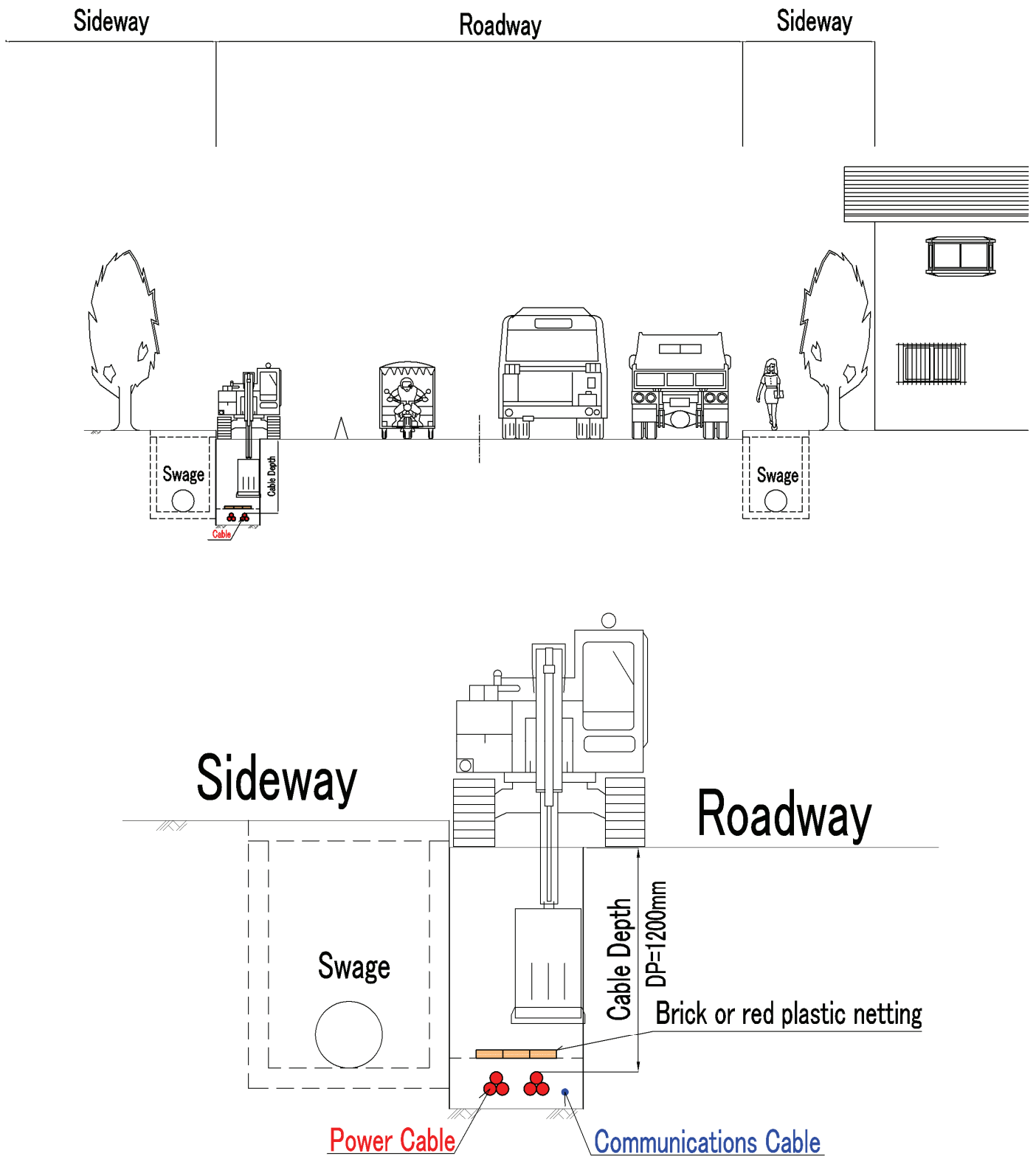


図 6.10 直接埋設方式（不採用案）

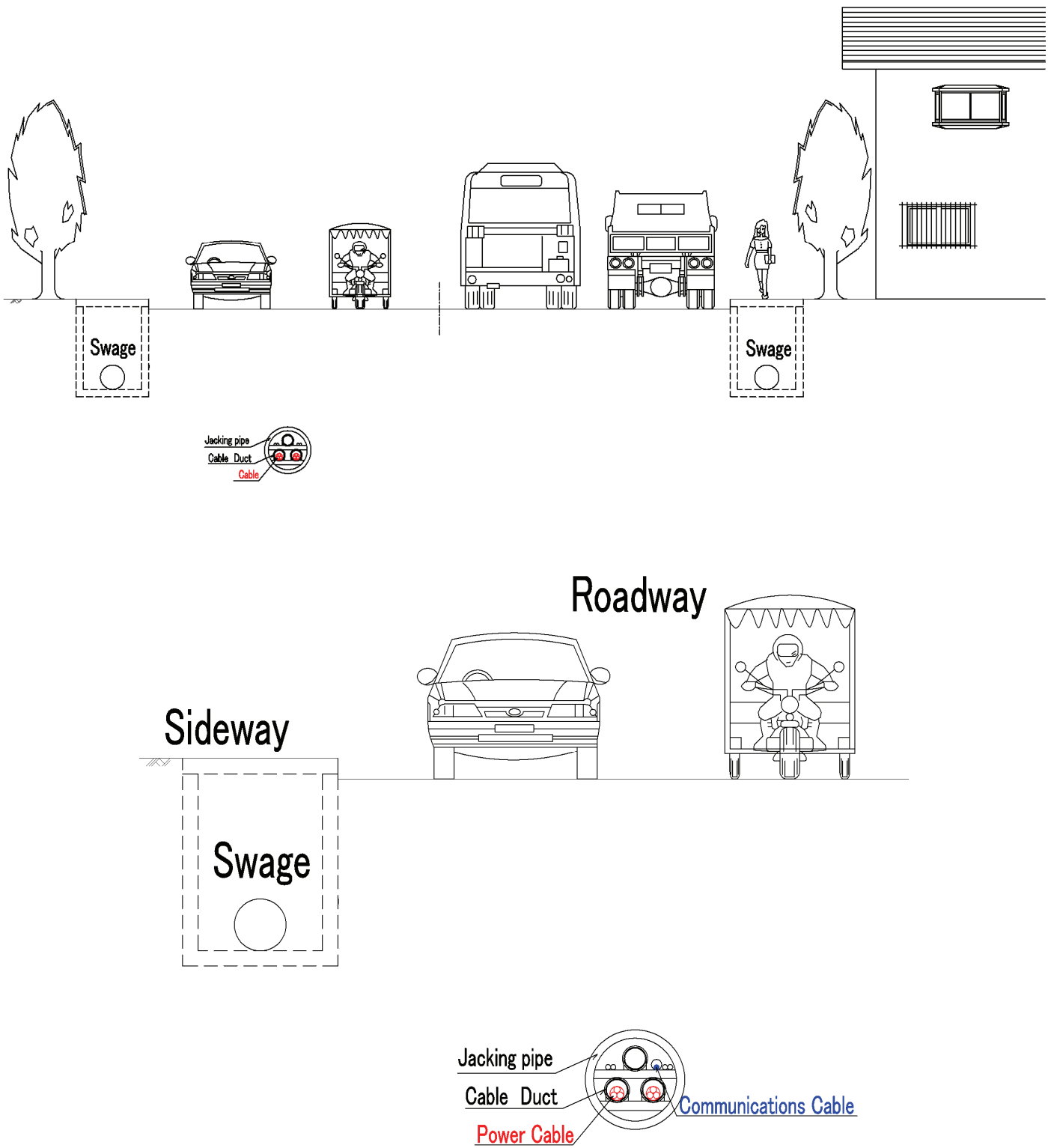


図 6.11 推進管路方式（不採用案）

(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。

図 6.12 にジョイント・ベイ構造図・施工図を示す。

(a) 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・ベイの内空寸法は幅 1.2m×長さ 7.0m×高さ 1.1m であり、経済的で堅固な鉄筋コンクリート構造とした。

(b) 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約 6 ヶ月間ジョイント・ベイを使用する必要があることから、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。

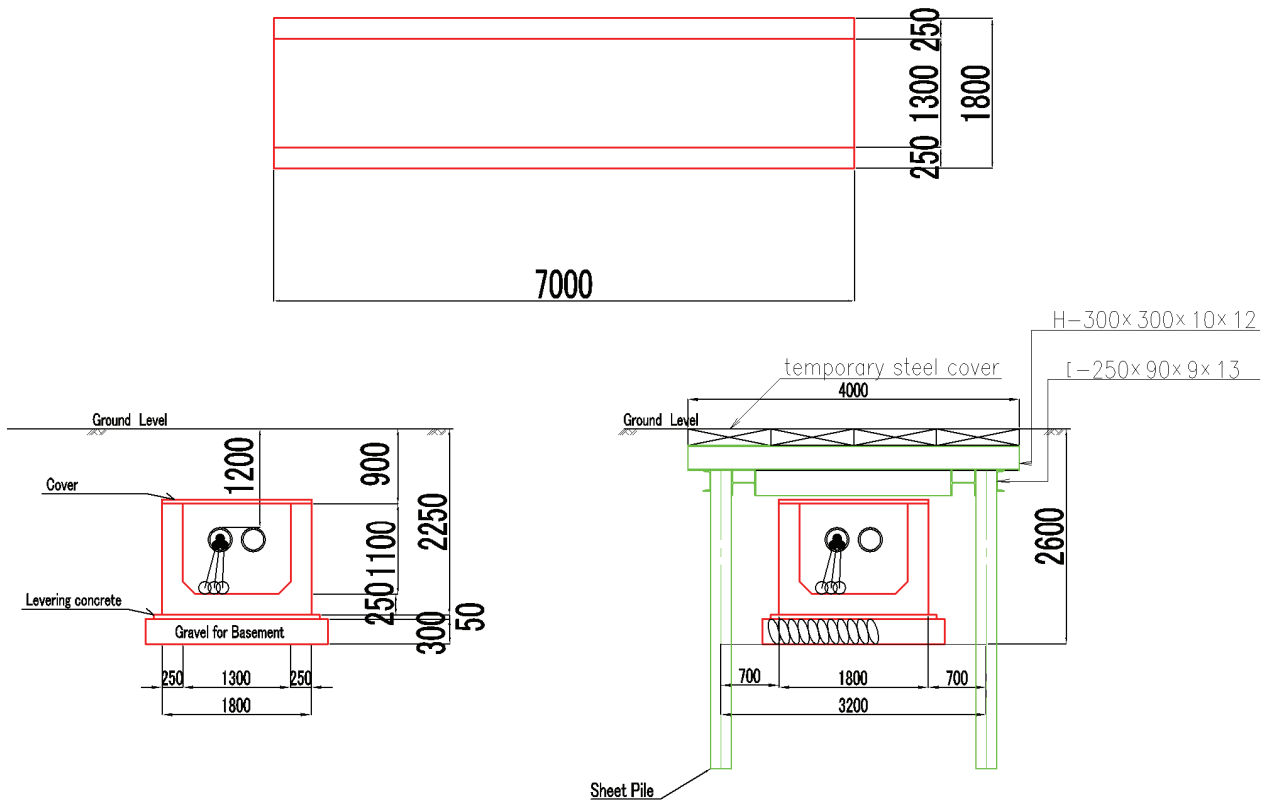


図 6.12 ジョイント・ベイ構造図・施工図

6.1.5 概算工事費

(1) モデルケースによる試算

地中線路工事の概算工事費を 300MVA（単心、トリプレックス双方のケースで）、150MVAのそれぞれの線路に対し算出し、その結果を表 6.5に示す。

なお、この概算工事費は変電所間のルート長 3.6km（スパン長 300m の 12 スパン）をモデルルートとして算定したものである。

表 6.5 地中線路工事概算工事費（3.6km のモデルケース）

		Description	Q'ty	Unit Price(US\$)		Sub Total(US\$)		
				FC	LC	FC	LC	
300MVA Circuit Triplex Type	Supply	115kV CVT 3x1000SQMM	7,200	750		5,400,000		
		Joint	66	5,000		330,000		
		Sealing End (Outdoor Type)	6	8,000		48,000		
		Sealing End (GIS Type)	6	5,000		30,000		
		Link Box (X Bond Type)	26	5,000		130,000		
		Supply Sub Total					5,938,000	
	Erection	Trench Excavation, Backfilling	3,600		351			1,263,600
		Supply of HDPE Pipes	7,200		63			453,600
		Intallation of HDPE Pipes	7,200		10			72,000
		Cable Pulling/Laying	7,200		39			280,800
		Joint Bay Construction	11		33,204			365,244
		Jointing, terminationg, Earthing	104		7,500			780,000
		Installation Sub Total						3,215,244
	Total						9,153,244	
300MVA Circuit Single Core Type	Supply	115kV CV 1x1000SQMM	21,600	248		5,356,800		
		Joint	66	5,000		330,000		
		Sealing End (Outdoor Type)	6	8,000		48,000		
		Sealing End (GIS Type)	6	5,000		30,000		
		Link Box (X Bond Type)	26	5,000		130,000		
		Supply Sub Total					5,894,800	
	Erection	Trench Excavation, Backfilling	3,600		351			1,263,600
		Supply of HDPE Pipes	21,600		16			345,600
		Intallation of HDPE Pipes	21,600		8			172,800
		Cable Pulling/Laying	21,600		26			561,600
		Joint Bay Construction	11		42,691			469,599
		Jointing, terminationg, Earthing	104		7,500			780,000
		Installation Sub Total						3,593,199
	Total						9,487,999	
150MVA Circuit triplex Type	Suply	115kV CVT 3x1000SQMM	3,600	750		2,700,000		
		Joint	33	5,000		165,000		
		Sealing End (Outdoor Type)	3	8,000		24,000		
		Sealing End (GIS Type)	3	5,000		15,000		
		Link Box (X Bond Type)	13	5,000		65,000		
		Supply Sub Total					2,969,000	
	Erection	Trench Excavation, Backfilling	3,600		351			1,263,600
		Supply of HDPE Pipes	7,200		63			453,600
		Intallation of HDPE Pipes	7,200		10			72,000
		Cable Pulling/Laying	3,600		39			140,400
		Joint Bay Construction	11		33,204			365,244
		Jointing, terminationg, Earthing	52		7,500			390,000
		Installation Sub Total						2,684,844
	Total						5,653,844	

(2) 具体的なルートにおける建設コスト

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。
- ✓ 基準単価は調査団所有のものに加え、タイ国での最新国際入札価格のものを適用する。
- ✓ 外貨コスト(FC)と現地貨コスト(LC)は、次のよう分類する。

表 6.6 FC と LC の分類

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

(Source: JICA Survey Team)

(a) GS1－EDC SS

表 6.7 GS1－EDC SS

Category	No.	Items	From GS1 to EDC HQ SS; 115kV, 300MVA, 2,330m					
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1	115kV CVT 3*1000sqmm 4,660+3%	m	4,800	0.750	3,600.000	3,600.000	0.000
	2	Joint	set	48	5.000	240.000	240.000	0.000
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	6	8.000	48.000	48.000	0.000
	4	Sealing End (GIS Type)	set	6	5.000	30.000	30.000	0.000
	5	Link Box	set	20	5.000	100.000	100.000	0.000
			subtotal				4,018.000	4,018.000
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling	m	2,274	0.351	798.174	0.000	798.174
	2	Supply of HDPE Pipes	m	4,548	0.063	286.524	0.000	286.524
	3	Installation of HDPE Pipes	m	4,548	0.010	45.480	0.000	45.480
	4	Cable Pulling/Laying	m	4,660	0.039	181.740	0.000	181.740
	5	Joint Bay Construction	set	8	33.204	265.632	0.000	265.632
	6	Jointing, terminating, Earthing	set	80	7.500	600.000	0.000	600.000
		subtotal				2,177.550	0.000	2,177.550
		Total				6,195.550	4,018.000	2,177.550

Source: JICA Survey Team

(b) EDC SS – HunSen Park SS

表 6.8 EDC SS – HunSen Park SS

Category	No.	Items	From EDC HQ ss to HunSen Park SS; 115kV, 150MVA, 3,330m					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	115kV CVT 3*1000sqmm 3,330+3%	m	3,430	0.750	2,572.500	2,572.500	0.000
	2	Joint	set	33	5.000	165.000	165.000	0.000
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	3	8.000	24.000	24.000	0.000
	4	Sealing End (GIS Type)	set	3	5.000	15.000	15.000	0.000
	5	Link Box	set	13	5.000	65.000	65.000	0.000
			subtotal				2,841.500	2,841.500
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling	m	3,253	0.351	1,141.803	0.000	1,141.803
	2	Supply of HDPE Pipes	m	6,506	0.063	409.878	0.000	409.878
	3	Installation of HDPE Pipes	m	6,506	0.010	65.060	0.000	65.060
	4	Cable Pulling/Laying	m	3,330	0.039	129.870	0.000	129.870
	5	Joint Bay Construction	set	11	33.204	365.244	0.000	365.244
	6	Jointing, terminating, Earthing	set	52	7.500	390.000	0.000	390.000
		subtotal				2,501.855	0.000	2,501.855
		Total				5,343.355	2,841.500	2,501.855

(Source: JICA Survey Team)

(c) HunSen Park SS – Olympic Stadium SS

表 6.9 HunSen Park SS – Olympic Stadium SS

Category	No.	Items	From HunSen Park SS to Olympic Stadium SS; 115kV, 150MVA, 3,330m					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	115kV CVT 3*1000sqmm 3,330+3%	m	3,430	0.750	2,572.500	2,572.500	0.000
	2	Joint	set	33	5.000	165.000	165.000	0.000
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	3	8.000	24.000	24.000	0.000
	4	Sealing End (GIS Type)	set	3	5.000	15.000	15.000	0.000
	5	Link Box	set	13	5.000	65.000	65.000	0.000
			subtotal				2,841.500	2,841.500
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling	m	3,253	0.351	1,141.803	0.000	1,141.803
	2	Supply of HDPE Pipes	m	6,506	0.063	409.878	0.000	409.878
	3	Installation of HDPE Pipes	m	6,506	0.010	65.060	0.000	65.060
	4	Cable Pulling/Laying	m	3,330	0.039	129.870	0.000	129.870
	5	Joint Bay Construction	set	11	33.204	365.244	0.000	365.244
	6	Jointing, terminating, Earthing	set	52	7.500	390.000	0.000	390.000
		subtotal				2,501.855	0.000	2,501.855
		Total				5,343.355	2,841.500	2,501.855

(Source: JICA Survey Team)

(d) Olympic Stadium SS – GS3

表 6.10 Olympic Stadium SS – GS3

Category	No.	Items	From GS3 to Olympic Stadium SS; 115kV, 300MVA, 4,370m					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	115kV CVT 3*1000sqmm 8,740+3%	m	9,000	0.750	6,750.000	6,750.000	0.000
	2	Joint	set	84	5.000	420.000	420.000	0.000
	3	Sealing End (Outdoor Type)	set	6	8.000	48.000	48.000	0.000
	4	Sealing End (GIS Type)	set	6	5.000	30.000	30.000	0.000
	5	Link Box	set	32	5.000	160.000	160.000	0.000
			subtotal				7,408.000	7,408.000
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling	m	4,272	0.351	1,499.472	0.000	1,499.472
	2	Supply of HDPE Pipes	m	8,544	0.063	538.272	0.000	538.272
	3	Installation of HDPE Pipes	m	8,544	0.010	85.440	0.000	85.440
	4	Cable Pulling/Laying	m	8,740	0.039	340.860	0.000	340.860
	5	Joint Bay Construction	set	14	33.204	464.856	0.000	464.856
	6	Jointing, terminating, Earthing	set	128	7.500	960.000	0.000	960.000
		subtotal				3,888.900	0.000	3,888.900
		Total				11,296.900	7,408.000	3,888.900

(Source: JICA Survey Team)

6.1.6 概算工事工程

6.1.5 概算工事費のモデルケースをベースに 300MVA 回線のトリプレックスケーブルの場合と単心ケーブルの場合を例にとり概算工事工程を検討した。

概算工事工程(12 スパン数の場合)の検討結果を表 6.11に示す。

表 6.11 概略工事工程

【トリプレックスケーブルのケース】

月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ケーブル製造		■												
接続箱製造		■												
輸送				■			■							
ケーブルトレンチ掘削、 管路敷設、埋戻	スパン1	■												
	スパン2		■											
	スパン3			■										
	スパン4				■									
	スパン5					■								
	スパン6						■							
	スパン7							■						
	スパン8								■					
	スパン9									■				
	スパン10										■			
	スパン11											■		
	スパン12												■	
ケーブル布設						■								
ジョイント作業							■							
テスト												■		
引渡し													■	

【単心ケーブルのケース】

月		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ケーブル製造		■												
接続箱製造		■												
輸送				■			■							
ケーブルトレンチ掘削、 管路敷設、埋戻	スパン1	■												
	スパン2		■											
	スパン3			■										
	スパン4				■									
	スパン5					■								
	スパン6						■							
	スパン7							■						
	スパン8								■					
	スパン9									■				
	スパン10										■			
	スパン11											■		
	スパン12												■	
ケーブル布設						■								
ジョイント作業							■							
テスト												■		
引渡し													■	

6.2 変電設備

6.2.1 新設変電所

(1) 設計概念

(a) 変電所の形態

計画段階において、基本的に適用される変電所のタイプを設定する。

ガス絶縁開閉器を適用した変電所（以下”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気中絶縁開閉器を適用した変電所（以下”AIS 変電所”）の取替え工事や変電所の新設工事においても有利である。

このプロジェクトでは、新設変電所を設置する予定候補地が、すべて都市部であるプノンペン市内（EDC 本社内、Olympic Stadium 内）であることから、上記内容および経済性の観点から屋内式 GIS 変電所を適用することとする。以下に AIS 変電所と GIS 変電所の概略なコスト比較を示す。

表 6.12 概略なコスト比較

Unit : million USD

	AIS substation	GIS substation
115kV switchgears 5 Bays(2L+2B+1T)	1.12 (0.223 * 5)	2.23 (0.445 * 5)
115/22kV Transformer 75 MVA*2	3.12 (1.556 * 2)	3.12 (1.556 * 2)
22kV switchgears 10 Bays	0.25 (0.025* 10)	0.25 (0.025 * 10)
Others Control, Protection Relay, AC/DC, power/control cable,..	2.23	2.23
Civil work & Building	3.34	3.34
Land	12.56 (100m *50m)	4.45 (50m * 35m)
Total	22.62	15.62

(Source: JICA Survey Team)

(b) 変電所の容量

変電所の容量は、プノンペン市内の他の変電所と同様に 150MVA とする。

(c) 変圧器の容量と台数

変電所の容量を 150MVA とした場合に、75MVA×2 台のケースと 50MVA×3 台のケースで比較する。以下にそれらの変圧器の諸元を示す。

表 6.13 比較対象変圧器の諸元⁶

Item	75MVA	50MVA
Transformer unit cost	1.56 million USD	1.15 million USD
Iron loss	59 kW	44 kW
Copper loss	278 kW	194 kW

(Source: JICA Survey Team)

1) 建設コストの比較

変圧器の台数を変えた場合に建設コストで大きく変わるのは、変圧器の価格と変圧器用 GIS の台数である。115kV GIS の単価は、0.44 million USD と想定している。変圧器と変圧器用 GIS の合計建設コストは以下のとおりとなる。

表 6.14 比較対象変圧器の諸元

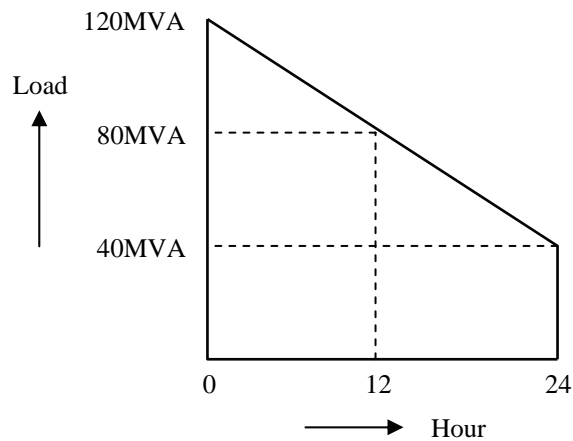
Item	75MVA×2	50MVA×3
Transformer	3.11 million USD	3.44 million USD
GIS for Transformer	0.89 million USD	1.33 million USD
Total	4.00 million USD	4.78 million USD

(Source: JICA Survey Team)

2) ロスの比較

変圧器のロスの中で大きなものは、負荷率に無関係な無負荷損と負荷率の 2 乗に比例する負荷損である。負荷率は時々刻々変化しているが、以下に示す負荷が 365 日出現すると考えてロスの計算を実施した。(時系列な負荷ではなく、1 日の中で負荷の大きい順番に入れ替えている。)

⁶ 変圧器のコストは容量の 3/4 乗に比例するものとして算出した。また、損失は中国の基準 (GB6451-2008) による。



(Source: JICA Survey Team)

図 6.13 負荷の形状

上記の負荷形状に基づいて年間の変圧器ロスを計算すると以下のとおりとなる。

表 6.15 年間ロスの計算結果

Item	75MVA×2	50MVA×3
Iron loss	980 MWh	1,068 MWh
Copper loss	1,545 MWh	1,635 MWh
Total	2,525 MWh	2,703 MWh

(Source: JICA Survey Team)

75MVA×2 台のケースの方が、50MVA×3 台のケースよりも若干ロスは少ない。

3) 供給信頼度の比較

変圧器台数の違いにより、変圧器の事故時における影響が異なるため、供給信頼度に差が発生する。75MVA×2 台のケースでは、変圧器の事故により供給能力が 75MVA にまで低下するが、50MVA×3 台のケースでは、100MVA の供給能力が維持できる。

変圧器の事故は非常に稀であるが、全く発生しないわけではなく、また事故発生時の影響が大きく、復旧に長期間を要する。ここでは、仮に 200 年に 1 回変圧器の事故が発生し、事故発生時には復旧までに 20 日間要するという条件において計算を行う。また、負荷の形状は、ロス計算時の形状（図参照）と同一とした。

表 6.16 年間停電量の期待値

Item	75MVA×2	50MVA×3
Expectation of outage	61 MWh	18 MWh

(Source: JICA Survey Team)

4) 総合評価

ロスと供給信頼度の評価を含めて、両案の経済性比較を行う。なお、建設コストに関する各年の費用については、金利 10%、残存率 10%、耐用年数 25 年とした毎年均等化資本費用（工事費の 10.92%）で評価し、変圧器ロスは 0.16 USD/kWh、停電コストは 1 USD/kWh で評価した。

表 6.17 総合評価 (thousand USD/annum)

	75MVA×2	50MVA×3
毎年の資本費用	437	522
ロスコスト	404	432
停電コスト	61	18
Total cost	902	972
[Difference]	Base	[+ 70]

(Source: JICA Survey Team)

Total cost を見ると 75MVA×2 台のケースの方が有利であり、本事業では 75MVA×2 台のケースを採用する。

(d) 変電所の保護リレー

新設変電所の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。以下に主保護リレーを示す。

- 115kV 送電線保護リレー：電流差動リレー
- 115kV 母線保護リレー：電流差動リレー
- 115kV 変圧器保護リレー：電流差動リレー
- 22kV 配電線保護リレー：過電流リレー、地絡リレー

(2) 主機器の基本仕様

(a) 変圧器

表 6. 18に示す。

(b) 開閉器

表 6. 18に示す。

表 6. 18 主機器の基本仕様

		Basic specification		
General	Bus bar configuration		Single Busbar type	
	Switchgear(115kV/22kV)		Full GIS type/Conventional type	
115kV Transformer	Type		YNd11	
	Rated voltage		115/ $\sqrt{3}$ kV / 22/ $\sqrt{3}$ kV	
	Rated capacity (primary/secondary)		75MVA	
115kV Switchgear	General	Rated voltage		115kV
		Rated current	Bus bar/line	3,150A
			Bank	3,150A
		Rated short-time withstand current		31.5kA

(Source: JICA Survey Team)

(3) EDC 本社敷地内の新変電所

(a) 変電所の位置

EDC本社に設置する変電所の候補地は現在駐車場になっている一部である。図 6. 14に候補地の写真を示す。スペースは約 40m×20mである。



(Source: the survey team prepared based on google earth.)

図 6. 14 EDC 本社内の GIS 変電所候補地

(b) 設備および機器配置

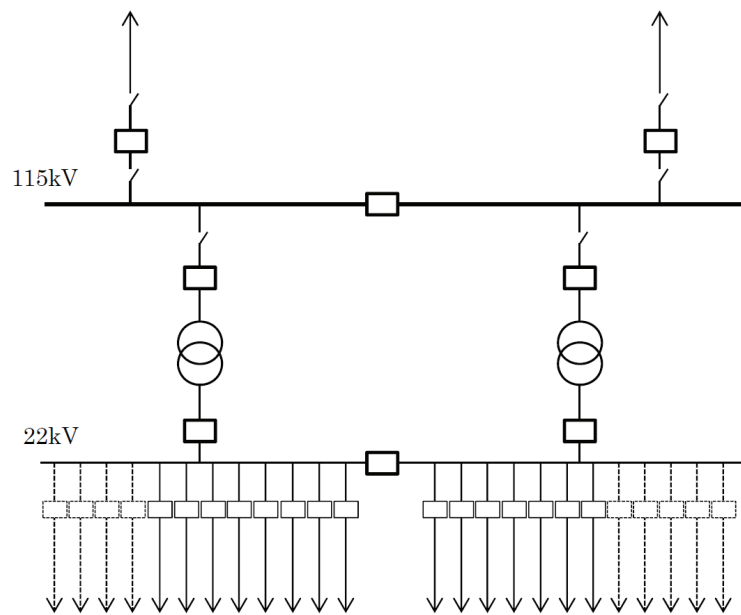
変電所の設備規模は、表 6. 19とする。

表 6. 19 設備規模 (EDC 本社)

	Number of equipment
115kV line	2 lines
115kV Transformer 75MVA	2 Banks
22kV line	15 lines (24 lines in the future)

(Source: JICA Survey Team)

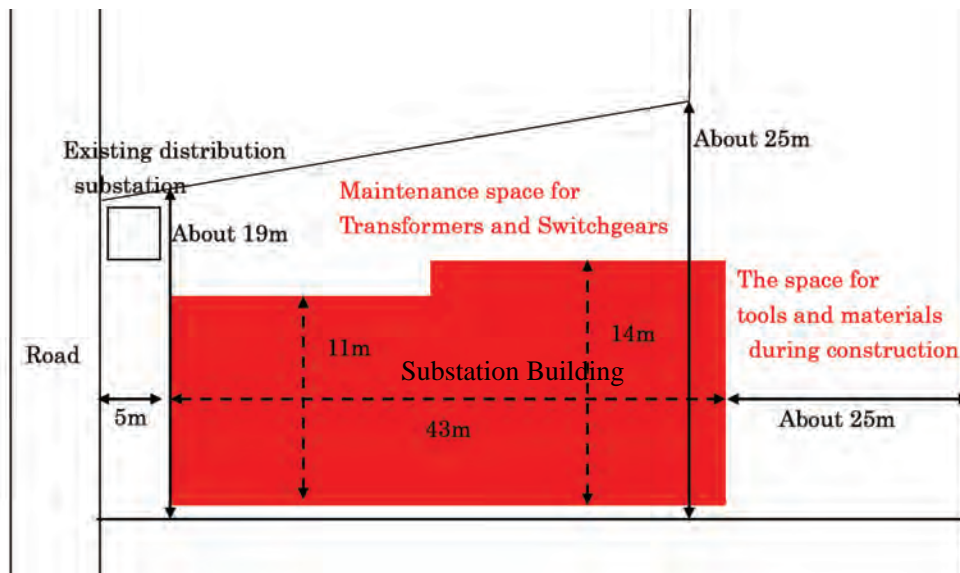
また、以下に単線結線図を示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 6.15 EDC 本社内変電所の単線結線図

機器配置は、限られた敷地内に設置するため、コンパクト化を図った設計とした。重量機器である変圧器を Ground floor に、115kV 開閉器を中 1F に、また監視制御装置と 22kV 開閉器を 1st Floor へそれぞれ配置する。機器配置図は Appendix 6.2.1-1 の各フローア図を参照。また、変電所の敷地内の配置図のイメージを以下に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 6.16 EDC 本社敷地内イメージ

(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）をもとに算出する。

1) 変電所機器の建設コスト

算出条件は以下の通り。

- ✓ 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（FC）。
- ✓ 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10%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 6.20 建設コスト (EDC 本社)

Category	No.	Items	EDC HQ ss					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear				2,140	2,140	0
	1.1	115kV Gas Insulated Switchgear	set	5	338	1,690	1,690	0
	1.2	22kV Switchgear (in-door type, including control & Protection)	set	18	25	450	450	0
	2	Transformer				3,146	3,146	0
	2.1	115kV/22kV Transformer 75MVA	set	2	1,556	3,112	3,112	0
	2.2	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	11	22	22	0
	2.3	Neutral Earthing Transformer & Resistor	set	2	6	12	12	0
	3	Protection, Metering and Control				938	938	0
	3.1	Substation Automation System	set	1	288	288	288	0
	3.2	Control Panel for 115kV bays	set	5	20	100	100	0
	3.3	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0
	3.4	Protection for 115kV transformer	set	2	45	90	90	0
	3.5	Protetcion for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0
	3.6	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	298	298	298	0
	4	LVAC Switch Board				70	70	0
	4.1	Service Switchboard	Lot	1	70	70	70	0
	5	Communication and SCADA				79	79	0
	5.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	79	79	79	0
	5.2	SCADA system(->Telecommunication and SCADA Facility)	Lot	0	0	0	0	0
	6	AC/DC System				114	114	0
6.1	110V DC system	Lot	1	70	70	70	0	
6.2	48V DC system	Lot	1	24	24	24	0	
6.3	Inverter system	Lot	1	20	20	20	0	
7	Power & Control Cable				247	247	0	
7.1	115kV cable and termination	Lot	1	78	78	78	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	Sub total (1+2+3+4+5+6+7)				(6,734)	(6,734)	(0)	
9	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		337	337	0	
10	Equipment Fee Total				(7,071)	(7,071)	(0)	
Building Cost	11	Preliminary works	Lot	1	103	103	31	72
	12	Reinforced Concrete	Lot	1	670	670	201	469
	13	Steel Structure	Lot	1	35	35	11	25
	14	Architectural works	Lot	1	328	328	98	230
	15	Electric equipment, Fire-fighting, etc.	Lot	1	368	368	110	258
	16	Earthing and Lighting protection	Lot	1	379	379	114	265
	17	Building Sub Total				(1,883)	(565)	(1,318)
Works Cost	18	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		354	0	354
	19	Civil and erection (10% of Equipment Fee)	set	1		707	495	212
Design, etc.	20	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		483	406	77
	Total					10,498	8,537	1,961

(Source: JICA Survey Team)

(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 6.21 建設スケジュール (EDC 本社)

Year	First year												Second year														
Order	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
Detail Designing	■																										
Building construction work		■																									
Manufacturing & Transportation										■																	
Installation work																											
1.115kV GIS															■												
2.Main transformer													■														
3.22kV switchgear															■												
4.SCADA,Relay															■												
Testing & commissioning																		■									
Energizing																								▲			

(Source: JICA Survey Team)

(4) Olympic Stadium 内の新変電所

(a) 変電所の位置

Olympic Stadium の土地は教育省の所有であり、2012年12月の時点では、未使用の遊休用地が多くある。調査団はEDC職員と協働で変電所候補地の調査を実施した。Olympic Stadium 周辺の衛星写真を以下に示す。変電所の候補地として、4か所を調査した。なお、変電所の形態としては、従来型のAIS変電所に必要な面積(50m×100m)の確保が難しいことに加えて、周辺の都市化が進展していることも踏まえてGIS変電所とし、必要な面積(35m×50m)を確保することとした。







(Source: the survey team prepared based on google earth.)

図 6.17 Olympic Stadium 内変電所候補地

上記に示した4か所の変電所候補地について、比較検討を実施した。なお、当該変電所はGS3変電所から115kV地中送電線を延伸して電力を供給するため、GS3変電所からの距離が近い方が地中送電線の工事費は安くなる。

表 6.22 変電所候補地の比較

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
Picture				
土地の状況	すでに土地の造成が終了している	土地造成済み、サッカー場として使用中	現状、池（ホテイアオイが繁殖）で土地の埋立造成が必要	現状、湿地帯で土地の埋立造成が必要
GS3 との距離	最も近い	中間	中間	最も遠い
工事用地の確保	周辺に用地確保が容易	競技場内に用地確保が可能	周辺に用地の確保が難しく、更なる土地の埋立造成が必要	競技場内に用地確保が可能
配電線の出し易さ	広い主要道路に面しており、2方向へ出すことが可能	広い主要道路に面しており、2方向へ出すことが可能	角地であり、3方向へ出すことが可能	道路に面しており、2方向へ出すことが可能
その他	既に、売却済みという未確認情報がある	サッカー場の代替地が必要となる可能性がある。		
優先順位	1 (top)	2	3	4 (least)

上記の比較の結果、Option 1 が土地の現状や GS3 との距離の面で優位であり、優先順位が最も高い。しかしながら、既に、ショッピングモール用の土地として売却済みという未確認情報があり、早急に用地取得の可能性を確認する必要がある。Option 1 の用地取得が難しい場合には、Option 2 を検討することになるが、完全な遊休地ではないため、サッカー場の代替地が必要になる可能性がある。Option 3 と Option 4 は、土地の埋立造成が必要になることから、工事費が増加することと、工期が長くなることが懸念されるため、優先順位は低い。

(b) 設備および機器配置

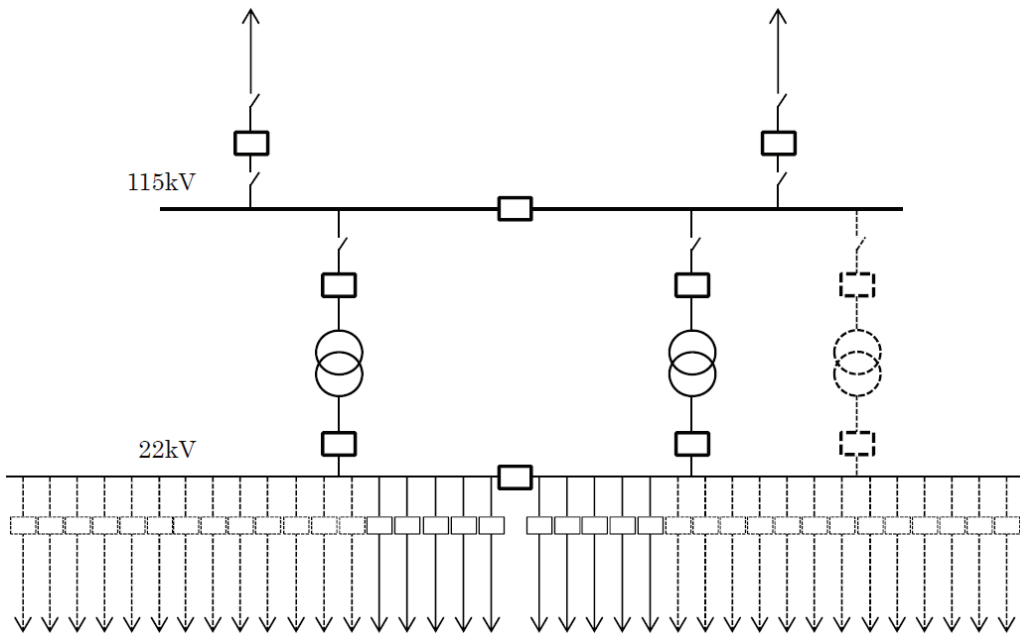
変電所の設備規模は、表 6.23 とする。

表 6.23 設備規模 (Olympic Stadium)

	Number of equipment
115kV line	2 lines
115kV Transformer 75MVA	2 Banks (3 Banks in the future)
22kV line	10 lines (36 lines in the future)

(Source: JICA Survey Team)

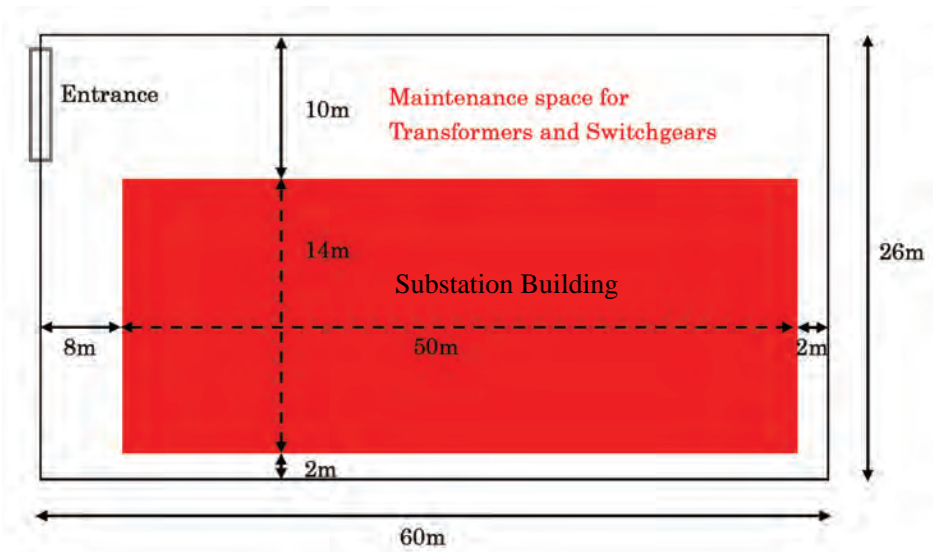
また、以下に単線結線図を示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 6.18 Olympic Stadium 内変電所の単線結線図

機器配置は、Olympic Stadium 内での土地取得をできるだけ容易にするため、EDC 本社の変電所と同様にコンパクト化を図った設計とした。重量機器である変圧器を Ground floor に、115kV 開閉器を中 1F に、また監視制御装置および 22kV 開閉器を 1st Floor へそれぞれ配置する。機器配置図は Appendix 6.2.1-2 の各フロー図を参照。また、変電所の所要面積は、以下のイメージ図に示す。



(Source: JICA Survey Team)

図 6.19 Olympic Stadium 内変電所の所要面積イメージ

(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）をもとに算出する。

1) 変電所機器の建設コスト

算出条件は以下の通り。

- ✓ 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（FC）。
- ✓ 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10%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 6.24 建設コスト (Olympic Stadium)

Category	No.	Items	Olympic Stadium ss					
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear				2,015	2,015	0
	1.1	115kV Gas Insulated Switchgear	set	5	338	1,690	1,690	0
	1.2	22kV Switchgear (in-door type, including control & Protection)	set	13	25	325	325	0
	2	Transformer				3,146	3,146	0
	2.1	115kV/22kV Transformer 75MVA	set	2	1,556	3,112	3,112	0
	2.2	22kV/400V Auxiliary Transformer	set	2	11	22	22	0
	2.3	Neutral Earthing Transformer & Resistor	set	2	6	12	12	0
	3	Protection, Metering and Control				938	938	0
	3.1	Substation Automation System	set	1	288	288	288	0
	3.2	Control Panel for 115kV bays	set	5	20	100	100	0
	3.3	Protection for 115kV line	set	2	54	108	108	0
	3.4	Protection for 115kV transformer	set	2	45	90	90	0
	3.5	Protetcion for 115kV Bus coupler	set	1	54	54	54	0
	3.6	Energy Metering Panel & Recorder	set	1	298	298	298	0
	4	LVAC Switch Board				70	70	0
	4.1	Service Switchboard	Lot	1	70	70	70	0
	5	Communication and SCADA				79	79	0
	5.1	Control system including Fiber Optic equipment	Lot	1	79	79	79	0
	5.2	SCADA system(->Telecommunication and SCADA Facility)	Lot	0	0	0	0	0
	6	AC/DC System				114	114	0
6.1	110V DC system	Lot	1	70	70	70	0	
6.2	48V DC system	Lot	1	24	24	24	0	
6.3	Inverter system	Lot	1	20	20	20	0	
7	Power & Control Cable				247	247	0	
7.1	115kV cable and termination	Lot	1	78	78	78	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	Sub total (1+2+3+4+5+6+7)				(6,609)	(6,609)	(0)	
9	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		331	331	0	
10	Equipment Fee Total				(6,940)	(6,940)	(0)	
Building Cost	11	Preliminary works	Lot	1	132	132	40	92
	12	Reinforced Concrete	Lot	1	856	856	257	599
	13	Steel Structure	Lot	1	44	44	13	31
	14	Architectural works	Lot	1	420	420	126	294
	15	Electric equipment, Fire-fighting, etc.	Lot	1	368	368	110	258
	16	Earthing and Lighting protection	Lot	1	379	379	114	265
	17	Building Sub Total				(2,199)	(660)	(1,539)
Works Cost	18	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		347	0	347
	19	Civil and erection (10% of Equipment Fee)	set	1		694	486	208
Design, etc.	20	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		491	404	87
		Total				10,671	8,490	2,181

(Source: JICA Survey Team)

(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 6.25 建設スケジュール (Olympic Stadium)

Year Order	First year												Second year																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
Detail Designing	■																												
Building construction work		■																											
Manufacturing & Transportation													■																
Installation work																													
1.115kV GIS																	■												
2.Main transformer																■													
3.22kV switchgear																													
4.SCADA,Relay																													
Testing & commissioning																													
Energizing																								▲					

(Source: JICA Survey Team)

6.2.2 既設変電所 GS1 と GS3 の改修

(1) GS1 と GS3 の現状と送電線用フィーダーベイの拡張性

GS1 の機器配置は、建設当初から 115kV 送電線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 GS3 と GS4(West Phnom Penh)への送電線に使用中であるため、残っている利用可能な送電フィーダーは 4 ベイとなっている。ただし GS1 においては、これらの利用可能な 4 ベイのうち 3 ベイに、現在では使用されていない過去の案件の開閉器が据え付けられているため、これらのベイを利用するには、既設開閉器を撤去する必要がある。

GS3 の機器配置も GS1 同様、115kV 送電線用フィーダーベイは、最大 6 ベイまでの拡張が可能な設計となっている。現在 2 ベイを使用中であるため、利用可能なスペースは 4 ベイであるが、そのうち 1 ベイに利用されていない開閉器が据え付けられている。

既設 GS1 と GS3 の 2013 年 3 月現在における単線結線図と機器配置図を、それぞれ Appendix6.2.2-1 と Appendix6.2.2-2 に示す。

(2) EDC による GS1 と GS3 の変圧器容量の増強計画

既設の変圧器容量は、それぞれ 50MVAx2 台=100MVA である。EDC は、逼迫した市内中心部の電力供給力不足を解消するため、GS1、GS2、GS3 の変圧器の増容量を計画し、工事を開始している。GS1 の変圧器 2 台を入れ替えて 150MVA (75MVA x 2 台)に、GS2 と GS3 には、それぞれ 50MVA を 1 台追加して、50MVA x 3 台=150MVA に増設する計画を進めている。この工事が終了すれば、GS1、GS2、GS3 の変圧器はそれぞれ 150MVA に増強される。

(3) 本事業における GS1 と GS3 改修の概要

本事業では、GS1 と GS3 に 115kV 地中送電線用フィーダーベイをそれぞれ 1 ベイ増設し、新設する EDC 本社内 GIS 変電所と Olympic Stadium GIS 変電所へ送電する。上述の通り、GS1 と GS3 には送電線用フィーダーベイの空きが複数あるが、本事業では現在既設機器が据え付けられていないフィーダーベイを利用するよう推奨する (Appendix6.2.2-1、Appendix6.2.2-2 および図 6.20 参照)。



2012年12月14日調査団撮影

図 6.20 GS1 と GS3 の送電線用フィーダーベイ増設箇所

なお、本事業では既設変電所 GS1 と GS3 の 115kV 地中送電線フィーダーの増設に伴って、以下に示す関連する機器の増設と既設の制御装置や保護装置の改修・追加作業も合わせて実施する。

- 1) 115kV 地中送電線フィーダーの制御および保護装置の増設
- 2) 上記フィーダー追加に伴う SCS(Substation Control System、変電所制御装置)の修正
- 3) 上記フィーダー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

(4) GS1 と GS3 に増設される 115kV 開閉器の概略仕様

GS1 と GS2 に増設する 115kV 開閉器は、既設同様 AIS (Air Insulated Switchgear)タイプとし、その概略仕様は以下の通りである。

(a) 115kV 3 相ガス遮断器

- 定格電圧 123 kV
- 定格電流 3,150 A
- 定格遮断電流 31.5 kA

(b) 115kV 断路器（一部、接地装置付き）

- 定格電圧 123 kV
- 定格電流 1,600 A
- 定格短時間電流 31.5 kA/s
- 操作方式 電動モーター方式

(c) 115kV コンデンサ形計器用変圧器

- 公称一次電圧 115 kV
- 定格二次電圧 110-110/ $\sqrt{3}$ V
- 確度階級 0.5(measuring), 3P(protection)

(d) 115kV 計器用変流器

- 定格電圧 123 kV
- 定格電流比と確度 1000/1/1/1 A (Class-X)

	1000/1 A (15VA、0.5CL)
(e) 115kV 避雷器	
- 公称電圧	115 kV
- 公称放電電流	10 kA
(f) 115kV ケーブルヘッド	
- 定格電圧	123 kV
- 雷インパルス耐電圧(BIL)	550kV

(5) GS1 と GS3 改修のコスト

上記(3)と(4)で示した変電所改修のための事業費を、以下に算出する。

算出条件は以下の通り。

- ✓ 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 (FC)。
- ✓ 制御ケーブルなどは雑費用として機器コストの 5% を算出する (FC)。
- ✓ 輸送費はトータル機器コストの 5% で算出する (LC)。
- ✓ 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの 30% で算出し、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。
- ✓ 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 6.26 変電所改修の事業費 (GS1)

Category	No.	Items	GS1 ss					
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear				254	254	0
	1.1	Circuit Breaker	Set	1	45	45	45	0
	1.2	Disconnecting Switch	Set	1	12	12	12	0
	1.3	Disconnecting Switch / earthing Switch	Set	1	14	14	14	0
	1.4	Current Transformer	Nos	3	10	30	30	0
	1.5	Capacitor Voltage Transformer	Nos	3	10	30	30	0
	1.6	Surge Arrestor	Nos	6	5	30	30	0
	1.7	Post Insulator	Nos	6	1	6	6	0
	1.8	Cable Head	Nos	6	12	72	72	0
	1.9	Conductor, Bus Bar & Fittings	Lot	1	1	1	1	0
	1.1	Gantry and Supporting Structure	Lot	1	14	14	14	0
	2	Control, Metering and Protection				178	178	0
	2.1	Modification on SCS	Lot	1	50	50	50	0
	2.2	Control panel for 115kV bay	Set	1	20	20	20	0
	2.3	Protection for 115kV line	Set	1	54	54	54	0
	2.4	Energy metering panel	Set	1	54	54	54	0
	3	Miscellaneous Materials				22	22	0
		Power cable, control cable, termination, etc.	Lot	1		22	22	0
4	Sub total (1+2+3)				(454)	(454)	(0)	
5	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		23	23	0	
6	Equipment Fee Total				(477)	(477)	(0)	
Works Cost	7	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		24	0	24
8	Civil and erection (30% of Equipment Fee)	Lot	1		143	43	100	
Design, etc.	9	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		31	26	5
	Total				675	546	129	

(Source: JICA Survey Team)

表 6.27 変電所改修の事業費 (GS3)

Category	No.	Items	GS3 ss					
			Unit	Quantity	Unit Rate (1000US\$)	Amount (1000US\$)	FC (1000US\$)	LC (1000US\$)
Equipment Fee	1	Switchgear				254	254	0
	1.1	Circuit Breaker	Set	1	45	45	45	0
	1.2	Disconnecting Switch	Set	1	12	12	12	0
	1.3	Disconnecting Switch / earthing Switch	Set	1	14	14	14	0
	1.4	Current Transformer	Nos	3	10	30	30	0
	1.5	Capacitor Voltage Transformer	Nos	3	10	30	30	0
	1.6	Surge Arrestor	Nos	6	5	30	30	0
	1.7	Post Insulator	Nos	6	1	6	6	0
	1.8	Cable Head	Nos	6	12	72	72	0
	1.9	Conductor, Bus Bar & Fittings	Lot	1	1	1	1	0
	1.1	Gantry and Supporting Structure	Lot	1	14	14	14	0
	2	Control, Metering and Protection				178	178	0
	2.1	Modification on SCS	Lot	1	50	50	50	0
	2.2	Control panel for 115kV bay	Set	1	20	20	20	0
	2.3	Protection for 115kV line	Set	1	54	54	54	0
	2.4	Energy metering panel	Set	1	54	54	54	0
	3	Miscellaneous Materials				22	22	0
		Power cable, control cable, termination, etc.	Lot	1		22	22	0
	4	Sub total (1+2+3)				(454)	(454)	(0)
	5	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		23	23	0
6	Equipment Fee Total				(477)	(477)	(0)	
Works Cost	7	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		24	0	24
	8	Civil and erection (30% of Equipment Fee)	Lot	1		143	43	100
Design, etc.	9	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		31	26	5
		Total				675	546	129

(Source: JICA Survey Team)

(6) GS1 と GS3 改修スケジュール

GS1 と GS3 の改修に要するスケジュールは以下の通りである。

表 6.28 GS1 および GS3 改修工事の工程表

Work Item	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Design, Manufacturing and Tests/Inspection		■															
Transportation and Delivery											■	■					
Installation/Pre-Commissioning													■	■	■		
Commissioning																	■

出典: 調査団作成

6.3 配電設備

(1) 新設配電線の要否検討

既設配電用変電所 (GS1、GS2、GS3) に接続される各 22kV 高圧配電線のフィーダー部分での電流記録 (EDC より提供) によると、(実際には配電線切替や 22kV 高圧配電線区間ごとの計画停電によって、各配電線の負荷調整 (配電線切替) を実施) 各配電線とも過負荷に至らない状況で運用されている。このことから、現状では配電線の 신설は不要であり、既設配電用変電所 (GS1、GS2、GS3) の負荷分割が優先課題であると判断する。

なお、第 1 回現地調査の聞き取り調査では、現状ではプノンペン市内中心部の北東部の負荷が大きい状況にあるとのことであった。

(2) 新設配電用変電所から既設 22kV 地中高圧地中配電線への接続について

6.3 (1) の状況を踏まえて、負荷分割方法の基本的考え方を図 6.21 に示す。モデル A の負荷分割方法を採用した場合において、22kV 高圧配電線のロス は配電用変電所新設前の 1/4 となる。ただし、1 配電線当たりの亘長が短い (約 4~5km) 状況に於いてこの方法を採用した場合、負荷分割後の配電線受け持ち需要が非常に小さくなる配電線区間が生まれることから不採用とした。今回、変電所設置計画位置付近での接続方法は、モデル B の負荷分割方法を採用する。本モデルにおいても (理想的には) 配電線のロス は配電用変電所新設前の 1/4 となる。

モデル B による配電用変電所内での負荷分割方法を図 6.22 に示す。モデル B の負荷分割方法に基づき、EDC 関係者との協議を行う共に接続可否に関する現地調査の結果を反映した、既設 22kV 高圧配電線への接続ルート案を図 6.28、図 6.29 に示す。

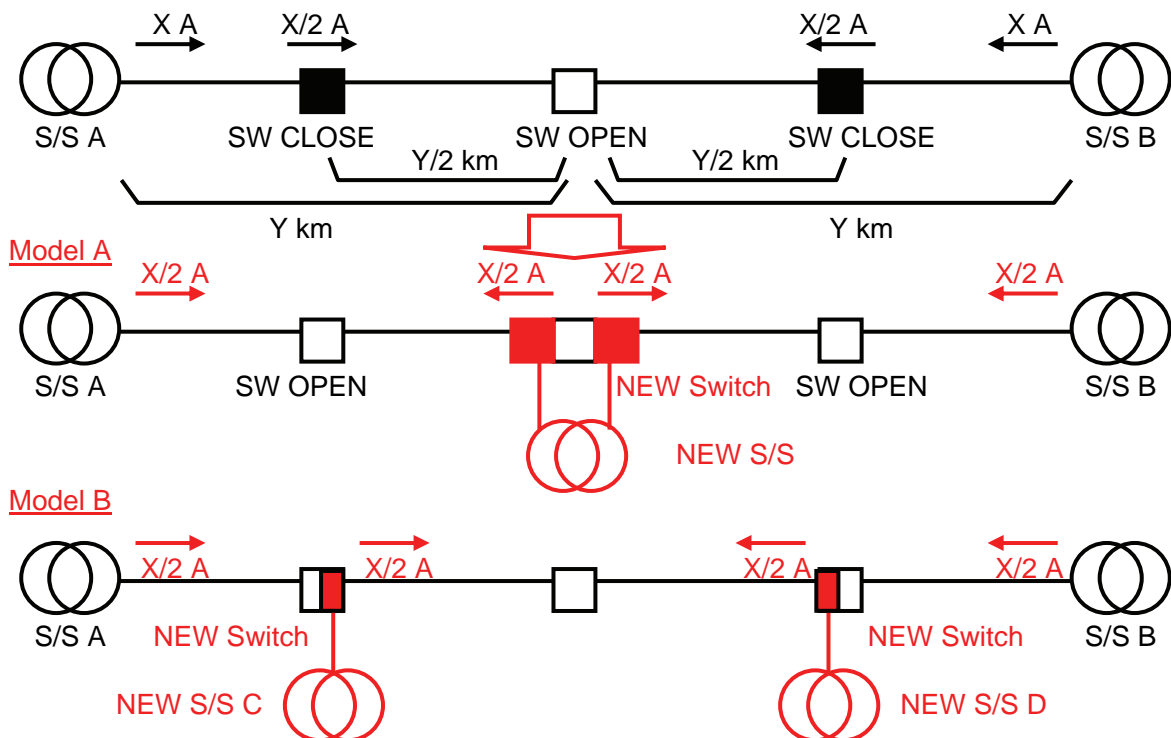
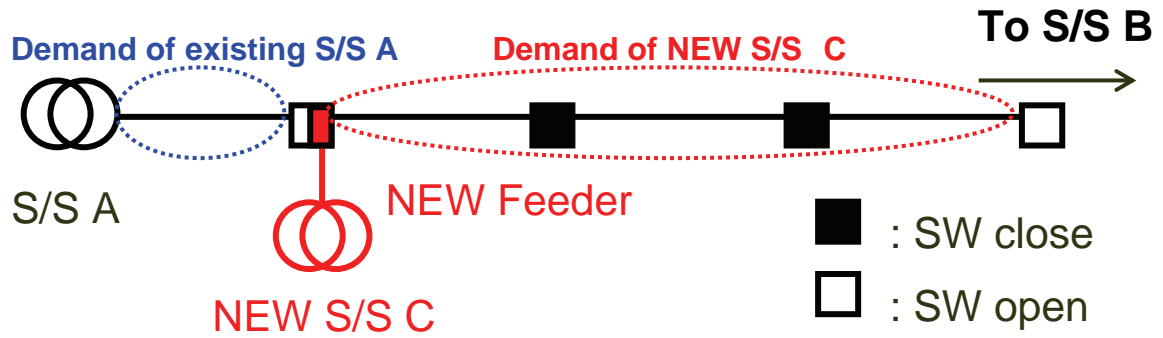
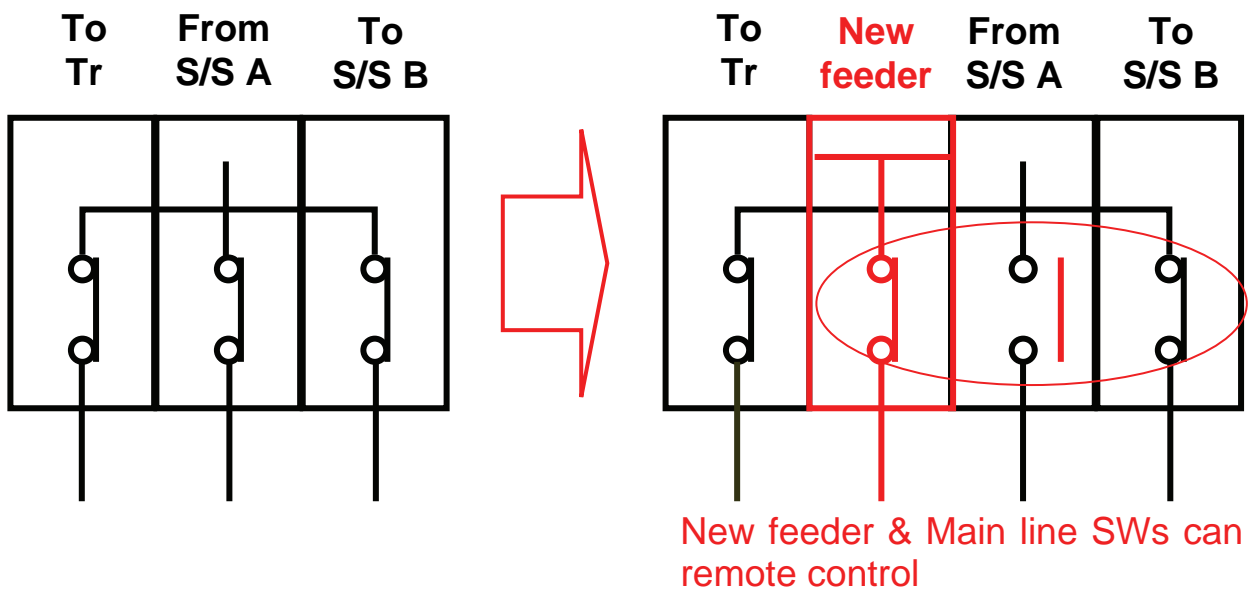


図 6.21 配電用変電所新設に伴う基本的負荷分割のイメージ



(a) 配電線の負荷分割



(b) SW 装置部分


図 6.22 配電用変電所での負荷分割方法

(3) 22kV 高圧配電ケーブルに関わる仕様概略

(a) 22kV 高圧地中ケーブル

- ・規格 IEC60502
- ・ケーブルタイプ 3×240mm² Al MV Twisted underground cable

表 6.29 22kV 地中ケーブル

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


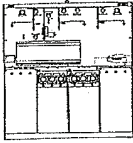
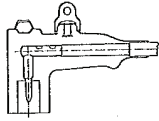
(b) 直線接続部

- ・規格 IEC
- ・要求事項 3×240mm² Al MV Twisted underground cable 用

(出典 : ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007)

(4) SW ギヤならびにケーブル終端規格

表 6.30 SW ギヤならびにケーブル終端規格

Ring main units and 630 A plug-in connector			
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 : ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007)

(5) 配電用変電所機器

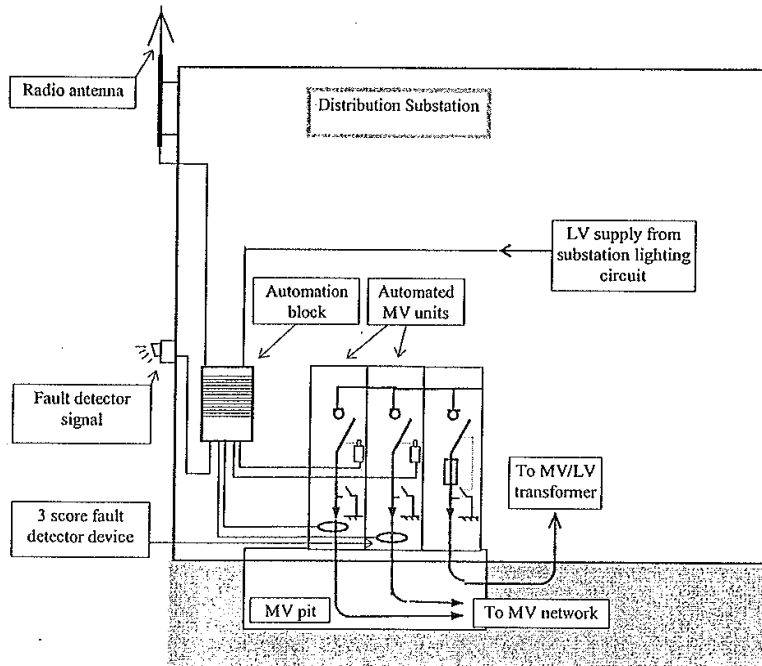


図 6.23 遠方制御機能付き配電用変電所概略

(出典 : ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007)

(6) 無線受送信装置

周波数 : UHF 459 – 459.5 MHz

469 – 469.5 MHz

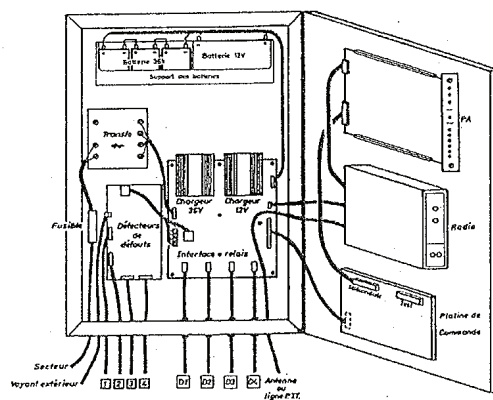

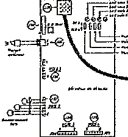
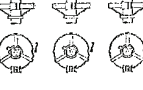
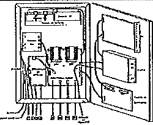
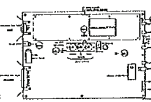
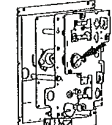


図 6.24 配電用変電所無線装置

表 6.31 変電所無線装置規格

<i>Radio station, radio antenna, fault detector card, fault detector magnetic coils</i>				
	Radio transceiver	Radio antenna	Fault detector card	Fault detector magnetic coils
Type	UHF 450 MHz	a) Low gain b) High gain		
EDC nomenclature				0840 1221
Photograph				
Implementation range	Radio transceiver to ensure data transmission between the PA4 card and the radio network	Data reception and data emitting between the distribution substation and the dispatching control center	Fault detector card accommodating up to 4 fault detector sets. Special order with the remote control box	Fault current detector
Standards				IEC

<i>Remote control box, PA4-MXR card, cubicle motorization and connecting cables</i>				
	Remote control box	PA4-MXR card	Cubicle motorization	Connecting cable
Type				
EDC nomenclature	0840 1202			
Photograph				
Implementation range	Control box for all the remote functions of MV/LV substations	Electronic card for remote control and remote information	MV switchgear remote motorization	Data transmission cable between remote control box and MV switchgear
Standards			HN 64-S-43	IEC

(出典 : ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007)

(7) 22kV 高圧地中配電線敷設に関わる規格
(a) 埋設規格

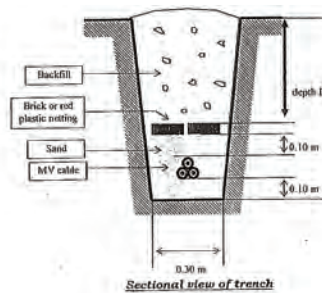


図 6.25 埋設に関する規格

(b) 埋設深さ

表 6.32 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

(c) 離隔距離

表 6.33 離隔距離 (地中電線)

<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

表 6.34 離隔距離 (地中電線以外)

<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

(d) 掘削幅

表 6.35 掘削幅

<i>Trench width related to the number of cables</i>								
		Number of LV cables*						
		0	1	2	3	4	5	6
Number Of MV Cables	0		0.30 m	0.50 m	0.70 m	0.90 m	1.10 m	1.30 m
	1	0.30 m	0.60 m	0.80 m	1.00 m	1.20 m	1.40 m	1.60 m
	2	0.60 m	0.90 m	1.10 m	1.30 m	1.50 m	1.70 m	1.90 m
	3	0.90 m	1.20 m	1.40 m	1.60 m	1.80 m	2.00 m	2.20 m

* The street lighting cable laid with the LV cable is taken into consideration in this table.

(出典 : ELECTRICITE DU CAMBODE DESIGN STANDARD/DISTRIBUTION NETWORK Ver.1,2 JUNE 2007)

(e) 地中配電線防護物工事

EDC 標準では、交通量の多い道路横断箇所には、管路を敷設する事となっている。本レポート作成時においては、道路掘削から埋設までの作業時間短縮を考慮し全ての区間で管路方式を採用する。

地中線管路には材料の例を図 6. 26に示す。直線部分には(a)に示すビニル製防護管、線路が大きく曲がる箇所には、(b)に示す自在割鋼管などを用いる。

また、多条設置の管路敷設例を図 6. 27に示す。



(a) ビニル製防護管

(b) 自在割鋼管

図 6. 26 地中配電線防護物

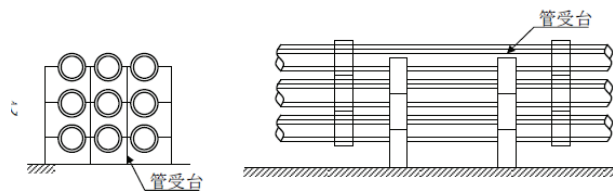
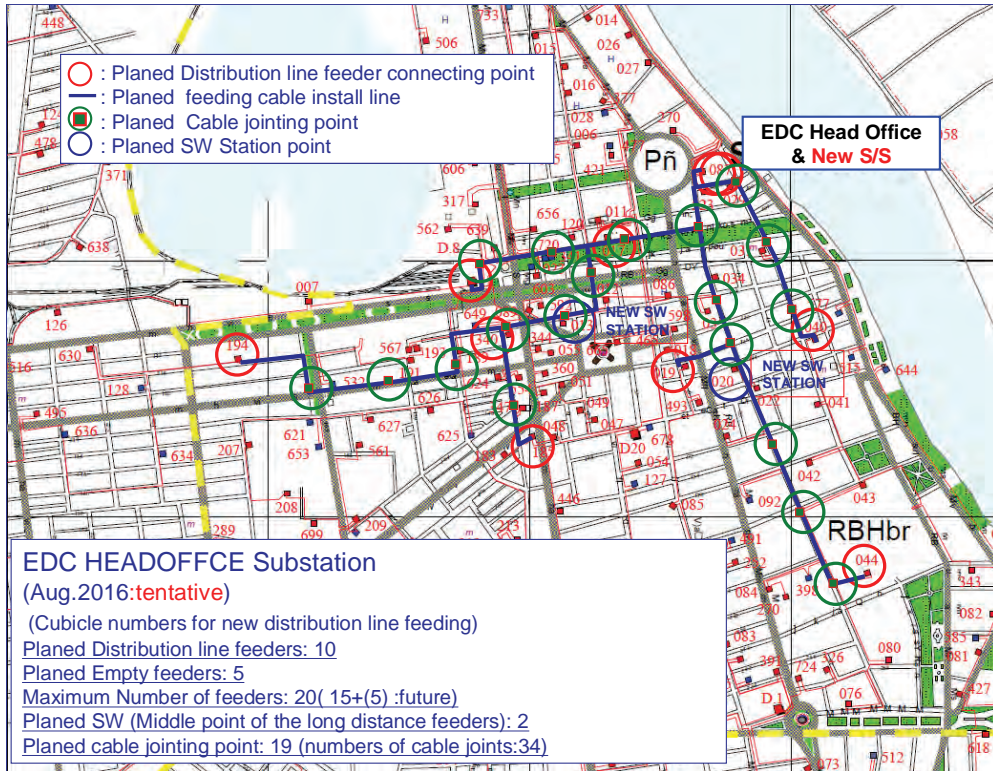


図 6. 27 管路設置例

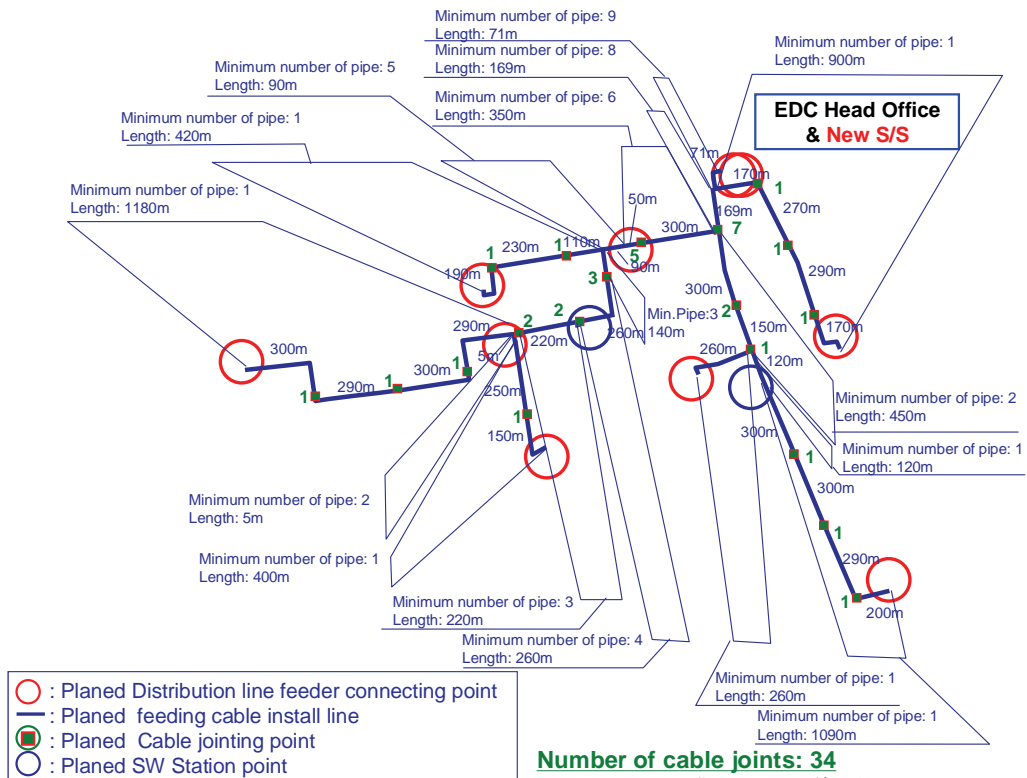
(Source: JICA Survey Team)

(8) 新設 22kV 高圧地中ケーブル新設ルート

第 2 回現地調査結果に基づき新設配電線のルート案を以下に示す。

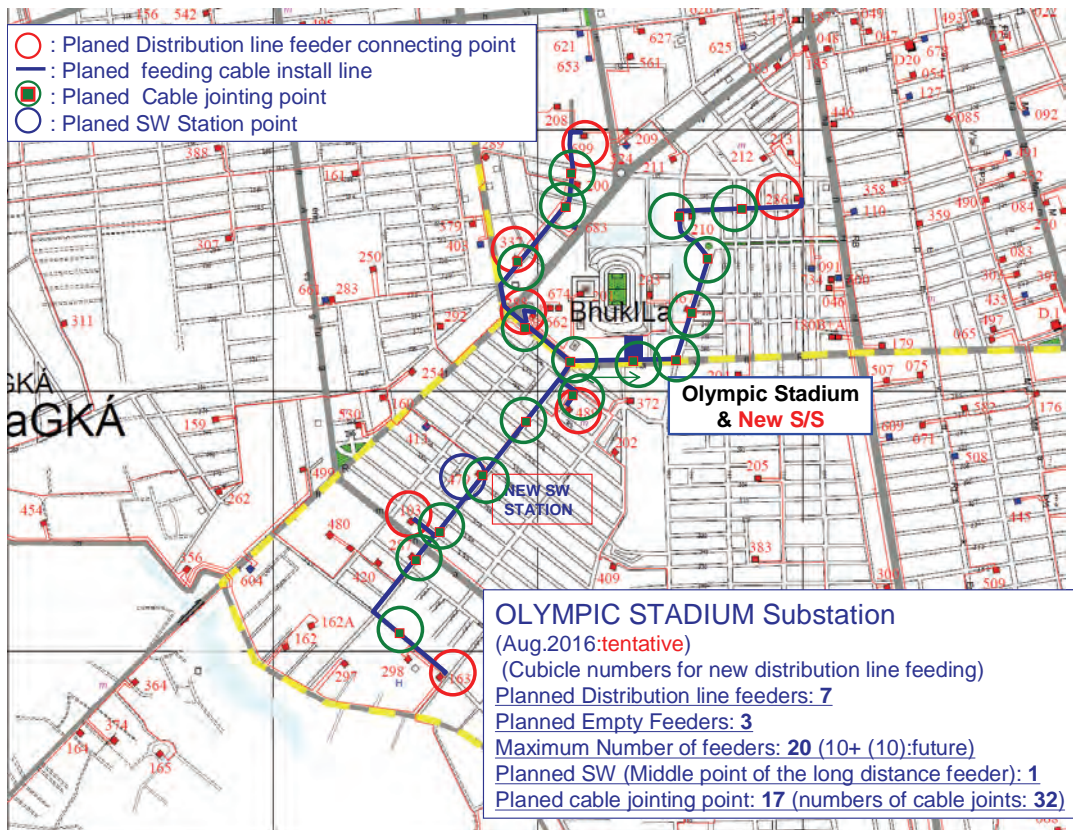


(a) 配電線接続箇所、配電線ルート、ケーブル接続箇所

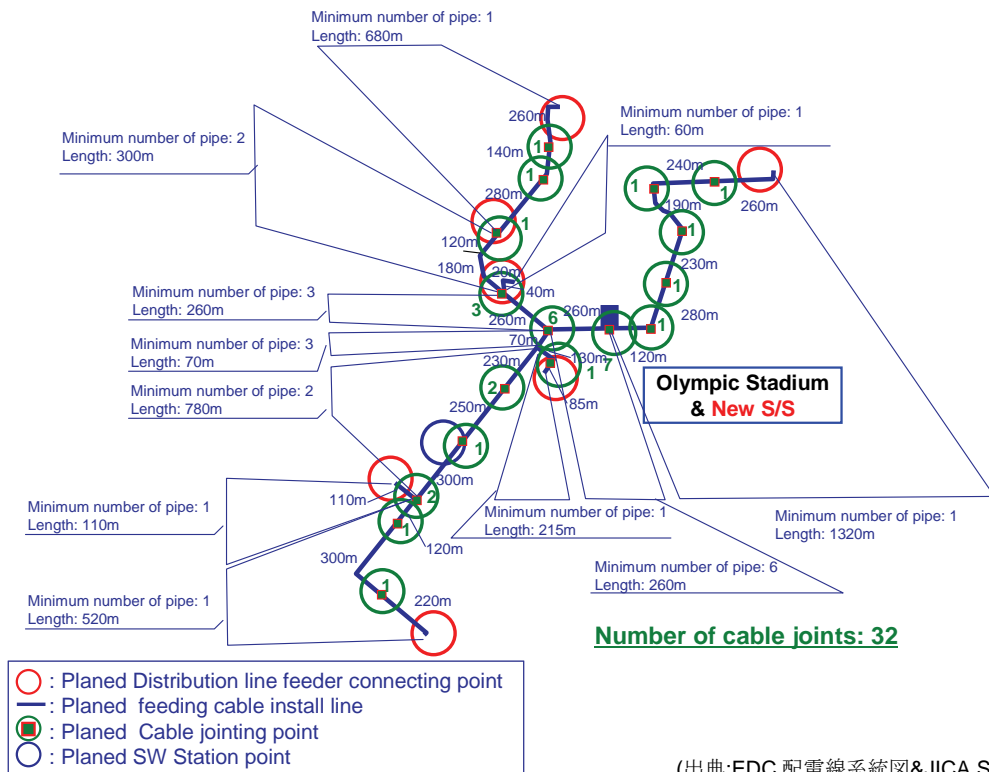


(b) 管路本数、ケーブル接続点箇所数

図 6.28 新設配電線ルート案 (EDC 本社付近)



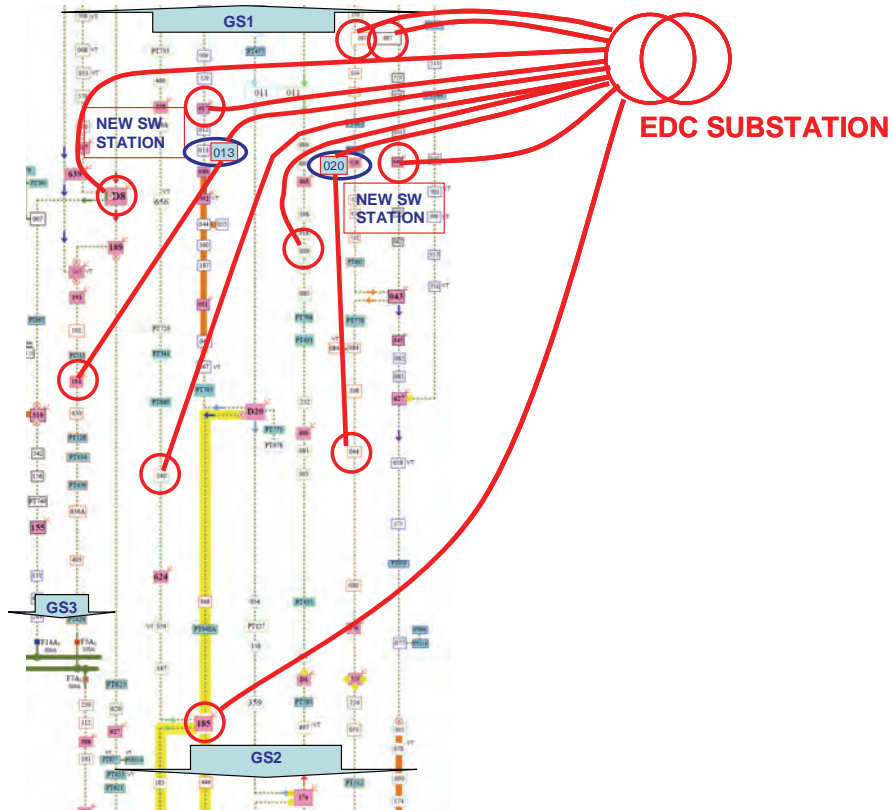
(a) 配電線接続箇所、配電線ルート、ケーブル接続箇所



(出典:EDC 配電線系統図&JICA Survey TEAM)

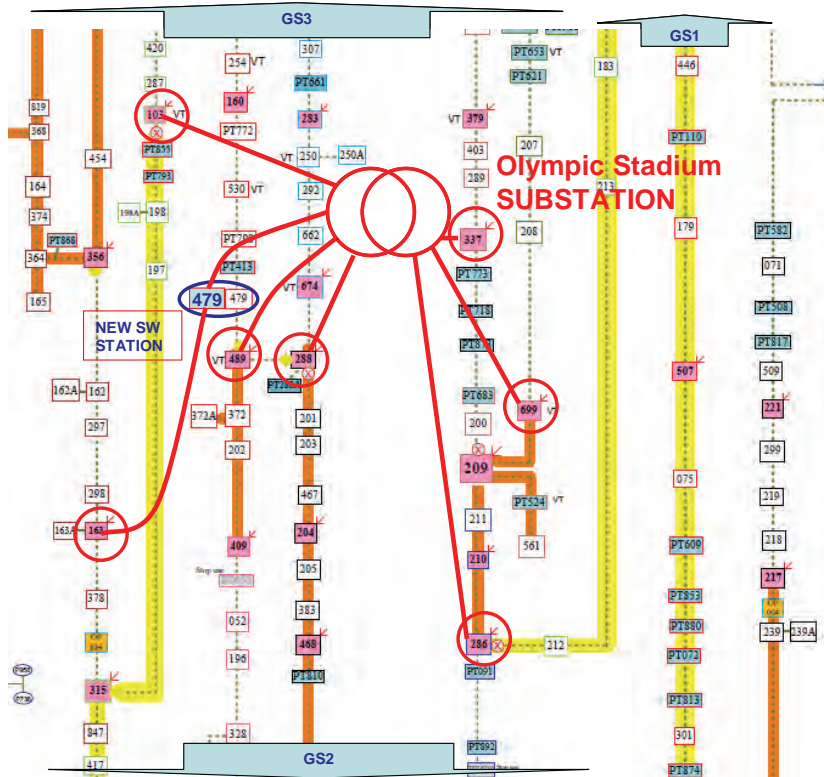
(b) 管路本数、ケーブル接続点箇所数

図 6.29 新設配電線ルート案 (Olympic Stadium 付近)



SOURCE: EDC OPERATING DIAGRAM OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM IN PHNOM PENH AND KANDAL PROVINCE

(a) EDC 本社付近変電所



SOURCE: EDC OPERATING DIAGRAM OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM IN PHNOM PENH AND KANDAL PROVINCE

(b) Olympic Stadium 付近 (出典:EDC 配電線系統図&JICA Survey TEAM)

図 6.30 既設配電線への新設変電所配電線接続

(9) 新設高圧地中配電線設備の工事費と工期の概算

配電線新設総延長約 19.6km、掘削延長約 11.0km、配電用変電所建屋内への 1 回路 SW ギヤ増設 17 箇所に伴う工事費と建設スケジュールの概略は以下の通り。

(a) 新設配電設備の建設コスト

算出条件は以下の通り。

- ✓ 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。
- ✓ 光ファイバーケーブルの積算数量は、線路長に対し 5%の余裕を確保する。
- ✓ 基準単価は調査団所有のものに加え、22kV 地中配電ケーブルに関してはカ国現地コンサルタントへの聞き取りを踏まえた最新国際入札価格のものを適用する。
- ✓ 22kV 地中配電ケーブル、開閉装置、光ファイバーケーブル等の主要電気機材は全て海外から調達するものとし (FC)、パイプ類は現地調達とする (LC)。
- ✓ 各種機材の設置に関しては、現地施工会社にて実施する (LC)。

また、設計条件を以下に示す。

- ✓ 全ての地中配電線には道路掘削から道路復旧時間を短縮し周辺住民への影響を低減するため、管路方式を採用する。
- ✓ 掘削幅は 1m とし、管路は平行に最大 3 本、3 本超過箇所は垂直方向に配管する。
- ✓ 掘削位置は送電線ルート同様に歩道際の道路部分とする。
- ✓ 地中ケーブルは最大 300m 毎に直線接続を実施する。
- ✓ 既設開閉装置への新設配電線接続は、フィーダー回路用開閉装置を 1 回路追加する。
- ✓ 新設配電線の接続箇所の開閉装置は遠方制御可能とする。
- ✓ 変電所から既設配電線へ接続箇所まで概ね 1.5km を超過する配電線には、中間部分に開閉装置を設置する (ケーブル事故発生時の事故点特定用)。
- ✓ 事故点特定用開閉装置は手動タイプとし、フィーダー接続に伴い手動タイプから遠方制御タイプに置き換える箇所の開閉装置を置き換えるものとする (3 箇所)

※送電線と同一ルート部分については送電ケーブルの上部に配電線を施設することを考慮するが、本時点で設置位置が確定していないため、別ルートとして積算する。

表 6.36 建設費用

Category	No.	Items	Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)
Equipment Fee	1.1	22kV Al CVT240mm ² Cable 19.600m+5%	m	20,580	0.035	720.300	720.300	0.000
	1.2	22kV 1 circuit type Switchgear (in- door including remote control mechanism, battery, charger, CT/PT, communication device)*	set	13	10.000	130.000	130.000	0.000
	1.3	22kV 4 circuit type Switchgear (in- door including remote control mechanism, battery, charger, CT/PT, communication device)*	set	4	40.000	160.000	160.000	0.000
	1.4	Strait Joint	set	66	0.380	25.080	25.080	0.000
	1.5	Terminal Joint	set	30	0.646	19.380	19.380	0.000
	1.6	Remote terminal unit (RTU)	set	11	2.000	22.000	22.000	0.000
		subtotal				1,076.760	1,076.760	0.000
	2.1	PVC pipe (150mm dia., 4m)	set	4,693	0.055	258.115	0.000	258.115
	2.1	PVC pipe joint (150mm dia.)	set	4,472	0.020	89.440	0.000	89.440
	2.1	Joint bay	set	35	0.182	6.370	0.000	6.370
		subtotal				353.925	0.000	353.925
	3	Optical fiber(incl. joints)24 core single mode underground OF cableand installation cost (without civil work cost)12500m+5%	m	13,125	0.004	52.500	52.500	0.000
		subtotal				52.500	52.500	0.000
	Equipment Fee Subtotal				1,483.185	1,129.260	353.925	
Works Cost	1	Trench Excavation, Backfilling, pavement	m	11,674	0.080	933.920	0.000	933.920
	2	Established distribution S/S repair works	set	19	0.500	9.500	0.000	9.500
	3	Cable Pulling/Laying	m	19,600	0.039	764.400	0.000	764.400
	4	Joint bay		35	0.018	0.630	0.000	0.630
	5	Installation of PVC pipe	m	18,896	0.012	226.752	0.000	226.752
	6	PVC pipe joint	set	4,472	0.003	13.416	0.000	13.416
	7	Cable strait joint	set	66	0.150	9.900	0.000	9.900
	8	Cable terminal joint	set	30	0.255	7.650	0.000	7.650
	9	Add 1 sw gear for established sw gears	set	13	1.000	13.000	0.000	13.000
	10	installation of 22kV 4 circuit type Switchgear	set	4	4.000	16.000	0.000	16.000
	11	remove established sw gears	set	4	2.197	8.788	0.000	8.788
	12	Installation of 3 circuit type sw gears	set	3	3.000	9.000	0.000	9.000
	13	Installation of 4 circuit type sw gears	set	4	4.000	16.000	0.000	16.000
	subtotal				2,028.956	0.000	2,028.956	
	Total				3,512.141	1,129.260	2,382.881	

(Source: JICA Survey Team)

(b) 建設スケジュール

配電線の建設スケジュールは以下の通り。

表 6.37 工事スケジュール

Year Order	First year												Second year											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Detail Designing	■	■																						
Civil work																								
1. Digging, pipe work, backfill and paving			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2. others			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Installation work																								
1. 22kV UG Cable																								
2. 22kV switchgear																								
3. others																								
Energizing																								

*including Optical fiber cable work

(Source: JICA Survey Team)

(10) 次世代配電自動化システムの提案

配電用変電所新設による、22kV 配電線負荷の分割に併せて、22kV 高圧配電線モニタリング装置を設置することにより、配電線区間ごとの負荷監視、配電線事故発生時の事故区間自動切り離しによる信頼性向上といった配電線の高度運転が可能となる。これら機能の実現のためには、EDC 本社の SCADA の更新ならびに光ケーブルによる高速大容量通信設備が必要となる。

更に、親局システムを更新においては配電自動化システム(DAS)または最新型 SCADA の仕様比較ならびに選択、EDC 本社配電系統制御所管配電線全ての既設通信子局や開閉装置（モニタリング装置）仕様について確認並びに検討が必要となる。

第 2 回現地調査時の EDC 経営層の意見では、現在配電線制御用の SCADA システム更新の予定はないとのことであった。しかし、将来の配電システム更新を見据えて、新設配電線の既設配電線との接続箇所まで光ファイバーケーブルを設置しておくこととの意見が提示された。

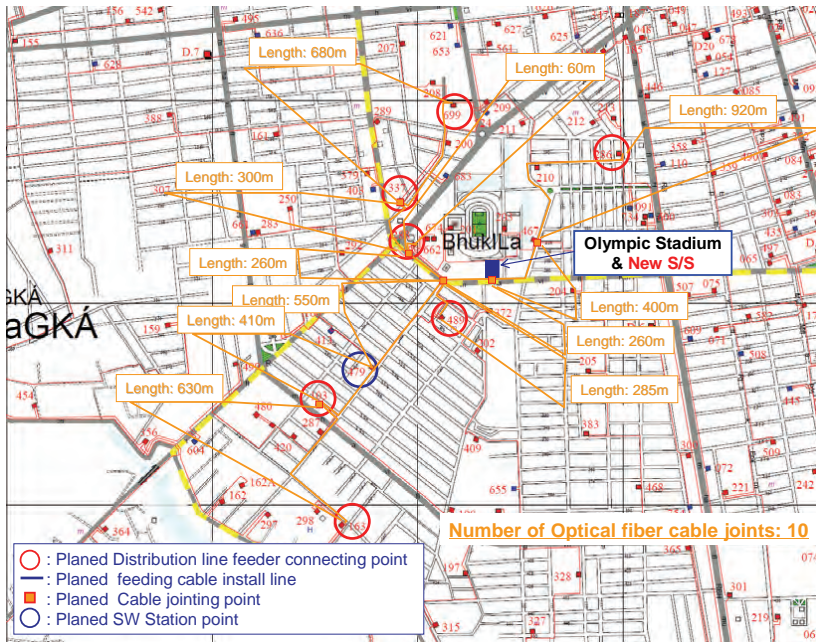
(11) 配電線制御用光ファイバーケーブル工事

将来用光ファイバーケーブルルート案を図 6.31に示す。



(a) EDC S/S 付近

(Source: JICA Survey Team)



(b) Olympic Stadium S/S 付近

(Source: JICA Survey Team)

図 6.31 新設配電線制御用光ケーブルルート案

(12) 配電制御用光ファイバーケーブルの工事費概略と工期概算

光ファイバーケーブル新設総延長約 12.5kmの工事費概略は表 6.35 に反映している通り。なお、配電線制御用の光ファイバーケーブル工事は地中配電線工事と同時に実施する事として、表 6.37 の工事スケジュールに含まれるものと想定した。

積算条件は以下の通り。

- ✓ 全ての光ファイバーケーブル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。
- ✓ 光ファイバーケーブルは変電所制御用と同一仕様品。
- ✓ 光ファイバーケーブルの積算数量は、線路長に対し 5%の余裕を確保する (FC)。
- ✓ 光ファイバーケーブルに関わる掘削工事は、配電線立ち上がりケーブルと同時実施することにより掘削費用は未発生。
- ✓ 光ファイバーケーブルの接続箇所はメンテナンス性を考慮して極力配電用変電所内で実施。

6.4 リレーシステム

6.4.1 系統安定化のためのリレーシステムの導入

EDC プノンペン系統では、現時点で、ピーク時需要の 30%以上の電力をベトナム系統からの融通受電でまかなっており、ベトナムとの連系線に事故が発生すると、系統安定度が損なわれ安定運転が継続できない状態にある。このため、EDC では、同連系線事故時でも、プノンペン系統の停電範囲を極小化して運転継続できる方策の適用を進めようとしている。

その方策としては、以下が考えられる。

- (a) 負荷遮断型脱調未然防止リレーの適用による安定化
- (b) 事故後の系統周波数の維持を目的とする周波数低下リレーの適用により、結果として、電力系統の運転継続を狙う

しかし、現在の需給運用、系統運用の実態から判断して、現時点で、(a)を導入することは早計と判断する。

(b)の周波数低下リレーについては、最近になって設置されたものの、技術的検討に基づく整定がなされておらず、事故時に効果的に動作するかどうか疑問である。

現時点を“将来の適用に向けて準備・条件整備を進めていく段階”と位置づけ、将来の適用に向け、目前の課題に着実に取り組んでいくべきである。

以下に、このような結論に至った背景、EDC の現状等を記述し、今後の対応について提言する。

6.4.2 系統安定化等に係わる EDC の現状

(1) 系統安定化

連系線事故後、仮に、残った系統の安定化が図られたとしても、その系統をコアとして、停電した負荷を確実に復旧していく給電運用技能とそれをサポートするオンライン給電情報の収集・表示機能(SCADA 機能)が不十分である。復旧操作は、需要やネットワークの潮流・電圧状況が、時々刻々変化していく中で進められるので、このような不十分な技能と施設の状態では、結果として、停電範囲が拡大し、却って、停電復旧が遅延するということにもなりかねない。

仮に、他国の支援を得て、負荷遮断型脱調未然防止リレーを導入したとしても、これらのリレーの整定には、コンピューターを使った系統安定度計算を実施することが必要であるが、EDC には、そのための技能が備わっていない。急速な需要の拡大に伴う、電源の新增設、ネットワークの拡大が進む中、整定見直しの頻度は益々高まると考えられ、現在の状況では、このようなリレーのメンテナンスができずに、結局、使われない状態になることが懸念される。

周波数低下リレーについては、EDC は、既に、関連資材を購入・設置し、周波数低下リレーの整定を行っているものの、系統安定度計算を実施する技能、ノウハウが全くないので、“経験と勘により整定”しているとしている。国際的な汎用ソフトとなっている PSSE(Power System Simulator for Engineering)を使った系統安定度計算を実施できさえすれば、技術的な検討結果を根拠として、的確な整定が行えるという認識はあるものの、計算経験皆無、全くのゼロからのスタートのため、

PSSE ソフトを動かすことができない。ユーザーマニュアルが、初心者にとっては難解な記述となっていることもあるが、発電機データや電力流通設備のインピーダンス等、必要な設備・系統のデータが整備されていないことも、その大きな原因のひとつである。そもそも、どのようなデータが必要なのか掴み切れていないので、着実に進めるにしても、どのような方向に進めばよいのか見当がつかないといった状況である。

(2) 115kV 系統保護リレー

115kV 基幹系送電系統の各発電所には、AREVA 製の電流差動継電器が設置されており、各発電所を結ぶ通信回線も Alcatel-lucent 社により整備・設置されている。しかしながら、現時点では、通信回線を通じての各継電器間の信号の授受ができずに使われていない状態であり、実際の保護は、同継電器に装備されている距離リレーで代用している。KEP、CEP の各 IPP では、同距離リレーの整定に疑問があるとして、自所で設置した ABB 製のリレーで対応している。EDC では、国際標準に則った通信規約に関する知識、ノウハウがないので、“信号の授受ができていない状態の修理”に向けて、どのようにコントラクター(Alcatel-lucent 社)に働きかければいいのかわからない状況にある。

新設設備のリレー整定については Corporate Planning & Project Dept.、実運用に移ってからのリレー運用担当部門は Transmission Dept.となっているが、部門間の業務引き渡しのまずさ、それに起因した、機器や通信回線の最終チェックの甘さも絡み合っ、このような状況に至っている。部門間の技術・ノウハウの共有、意思疎通・調整の必要性の認識等を促しながらの対応が必要となる。

現在、GS 1 と GS3 間は、上述のように、距離リレーの整定上の問題があること、ループ運用とした場合、系統事故発生により健全送電線が過負荷に至る可能性があることから、送電線開放運用としている。電流差動継電器が実運用で使えるようになれば、線路潮流が軽減される時間帯には、ループ運用として系統信頼度を向上させることが期待できる。どのような運用とするかについては、EDC 側による、“詳細な潮流検討”が必要であるが、EDC では、コンピューターを使った潮流計算のノウハウが定着しておらず、社内で立ち上げた“潮流計算ノウハウの習得を目指した検討チーム”もうまく機能していない。前記のような方向で業務を進めるには、相応の支援が必要と考える。

6.4.3 系統安定化等に向けた、今後の対応についての提言

(1) 新設 National Control Center (NCC) の SCADA システムの効果的な活用

SCADA システムを使って、発電所や系統の電気諸量のリアルタイムデータを一括監視・制御し、常時・事故時の系統運用の迅速化・効率化を図り、万一、系統事故が発生しても、系統の安定運転の回復・維持が速やかにできるような力量を備えることが必要である。具体的には、以下のような事項について実施・充実させていく必要がある。

(a) NCC の SCADA システムの本格運用の開始

現在、通信プロトコルの違いにより、IPP 等の他社情報が NCC に上がってきていない状況である。これを早急に解決して給電運用環境を整え、SCADA 情報に支えられた NCC の本格運用を開始して、新体制下での運用技能の底上げ・向上を進める。

SCADA 情報として NCC に上がってきている自社設備情報についても、種々の調整不足（例えば、竣工前の情報信号の対向試験を行っていない）のため、現地機器モニター情報と SCADA 表示情報にずれが見られる等、正確な情報が上がってきていないので、至急、原因を突き止め補正・修正する必要がある。

(b) 的確・迅速に系統復旧を行う人材の育成

事故復旧手順表が整備されていないばかりでなく、事故復旧訓練も行われていないので、復旧手順表の整備、SCADA に装備された訓練用シミュレーターの活用等、事故時の対応能力を高めるための体制を構築する必要がある。

(2) 実務的な系統解析計算技術・技能の習得と基本データの蓄積・整備

前述のようなりレーのメンテナンスばかりでなく、事故復旧手順を確立するための検討を行う際にも、コンピューターを使つての系統安定度計算、潮流計算は不可欠である。広く世界に普及している、“電力供給の信頼度を高める現代的な給電運用”の実現のためには、必須の“道具”となっている。

(a) 系統安定度計算、潮流計算実施技能とその結果の分析技術の習得

EDC では、SCADA 内蔵の NAS(Network Analysis System)、および国際的な汎用ソフトとなっている PSSE(Power System Simulator for Engineering)を使つて、系統安定度計算、潮流計算が実施できるようになるよう、社内で検討チームを立ち上げたり、タイ国へ要員を派遣するなどして、要員の技術・技能の向上を進めようとしている。

しかしながら、EDC では、これらソフトの実務での使用経験がないことから、これらの方策は思うような成果をあげていない。2013 年 1 月から開始されている JICA プロジェクト“カンボジア国送変電システム運営能力強化プロジェクト”は、これらについての支援を目的としたものではないが、関連する支援業務もあるので、その関連の中で支援ができるような方向を指向していくことを提案する。

(b) 系統データ・設備データの整備と日々の給電運用実績データの蓄積

負荷遮断型脱調未然防止りレーや周波数低下りレーの適用・メンテナンス等を可能とする系統安定度計算、潮流計算を実施するため、NCC の SCADA を活用して系統データ・設備データの整備と日々の給電運用実績データの蓄積を図る。

現在、EDC では、データの保存・蓄積は、すべて電話による収集とその筆記記録で成り立っている(1 時間毎に収集)。各データ間で時刻同期がとれておらず、系統解析用のデータとしての精度に欠けることについては、EDC 側でも認識している。

■ 系統データ・設備データ

潮流計算、系統安定度計算用データとして一元管理されたデータはない。

- ✓ 発電機昇圧変圧器、送電線、変電所変圧器等のインピーダンスについて、マップイメージで表示した系統インピーダンスマップ（2005 年に支援を得ながら作成したものの、以降、更新されていない。）
- ✓ 発電機モデルデータ、発電機制御系データ

- ✓ 変圧器モデルデータ(結線タイプ、タップデータ等)、変電所調相設備データ など
- 日々の給電運用実績データ
 - 新設 SCADA を使って、定められた時間ごとに時刻同期のとれた、下記のような系統状態データを蓄積
 - ✓ 総発電電力・電力量、融通受電実績、系統周波数
 - ✓ 各発電機の発電出力(有効・無効電力、電流)、発電電力量、発電機端子電圧
 - ✓ 母線電圧、変圧器・送電線の有効・無効電力、電流、力率 など

(3) 115kV 系統保護リレー(電流差動継電器)の実運用

Alcatel-lucent 社に対して、速やかに、前述の不具合修理への対応をするように働きかけられるよう、国際標準に則った通信規約に関する知識、ノウハウについて、EDC 側に伝達する必要がある。信号レベルのチェック等、実作業は、Alcatel-lucent 社が行うので、まずは、“同社を動かすために必要な知識、ノウハウ”を短時間で伝えればよい。

引き続き支援を受けながら、EDC 側が“実運用で使えるようにする”という熱意を持って着実に進めて行けば、リレー端末間を結ぶ光通信回線の接続の問題は解決できるはずで、同リレーを実運用で使えるようになる可能性は高い。

また、リレーの整定業務については、整定値のみが記録として残され、その技術的根拠となる計算過程に関する書類が保管・管理されておらず、整定値自体にも誤りと思われるものがある。

リレーの整定業務のルール化、計算過程の明確化を行う等、業務実施・運営方法の確立・定着が必要である。

これらについては、後述の“カンボジア国送変電システム運営能力強化プロジェクト”での支援事項として織り込むことを提案する。

(4) JICA プロジェクトを活用しての支援

2013年1月から開始されている JICA プロジェクト“カンボジア国送変電システム運営能力強化プロジェクト”は、主として、主要業務フローの確立とその定着を狙ったものであるが、NCC の本格運用に向けた業務環境変化も織り込んで進めることになるので、プロジェクトの本来の目的と整合した形で、できる範囲で、前記内容についての支援を行うようにしてはどうか。

今後、大幅な需要の増大と、急速な電力系統の拡大が見込まれる中、EDC カンボジア系統の電力の安定供給を担う系統運用部門が、NCC を中心として、その任務を的確に遂行するには、系統安定度計算や潮流計算等、コンピューターを駆使して、“技術的 fact に基づく計画的運用”を進めて行かなければならない。系統運用業務では、このようなコンピューターを使った計算業務と安定供給を担う本来的な業務は一体化しているのである。

従って、上記プロジェクトの目的と本項で提言する支援の範囲とは、大きく乖離するものではない。

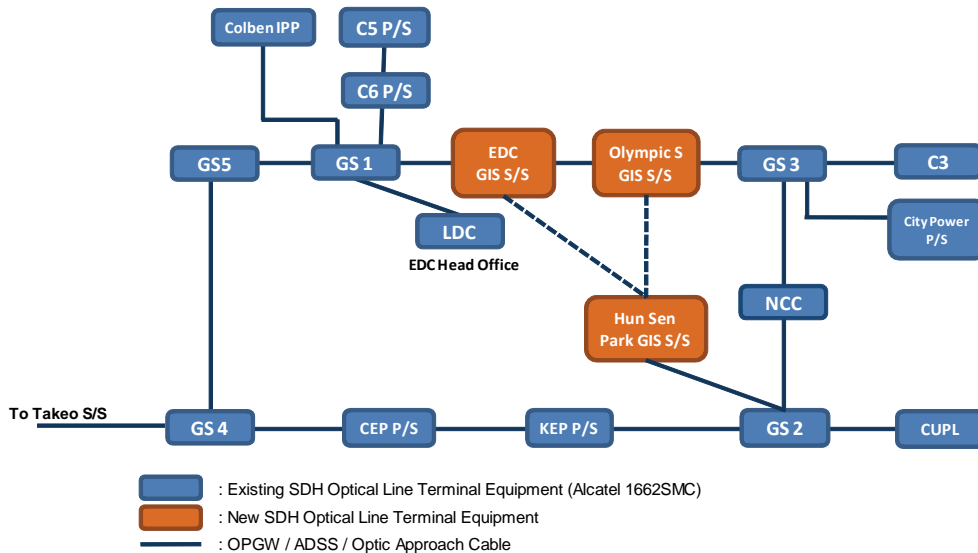
6.5 通信設備

6.5.1 光通信ネットワークの追加

本事業では、以下の区間に光通信設備を追加する。

- 1) GS1－EDC 本社 GIS 変電所間
- 2) GS3－Olympic StadiumGIS 変電所間
- 3) Olympic StadiumGIS－Hun Sen Park GIS 変電所間
- 4) EDC 本社 GIS－Hun Sen Park GIS 変電所間

上記の光通信設備を増設する際、図 6. 32に示す通り、EDC本社GIS変電所とOlympic StadiumGIS変電所をループ回線に組み込み、冗長化する。また、本事業では、EDC本社変電所とHun Sen Park変電所、およびOlympic Stadium変電所とHun Sen Park変電所を繋ぐ関係送電線のルートにも光ファイバケーブルを埋設し、バックアップ用通信回線として、通信設備の信頼性を向上させるよう推奨する。



出典： 調査団作成

図 6. 32 本事業後の EDC の通信ネットワーク図 (プノンペン市内)

6.5.2 GIS 変電所に増設する通信機器と仕様

本事業における変電所の新設に伴って、増設する主要通信設備は以下の通りである。

- 直埋設光ケーブル
- 光端局装置とマルチプレクサ
- テレプロテクションシグナル装置
- 自動交換機(PABX)と電話機
- 遠方監視制御装置 (RTU)
- 光接続箱、光ファイバー用配線盤など、雑品

(1) 直埋設用地中光ケーブル

光通信ケーブルは、図 6.9 に示す通り、115kV 地中送電用電力ケーブルに併設して埋設管の中に敷設する。この光通信ケーブルは、延び、曲げ、圧縮、振動、温度変化へ対応できる機械的強度と熱的特性を有するものとする。

光ファイバー特性

タイプ	ITU-T Recommendation 652D
コアタイプ:	シングルモード
コア偏心量:	1.0 μm 以下
クラッド径:	125 ± 3μm

ケーブルの構造

据付環境:	屋外 地中直埋設
光ファイバーコア数:	24 芯
構造:	ルースチューブタイプ
外装:	波付鋼管もしくは波付ステンレス管
ケーブルシース :	ポリエチレン

地中光ケーブルの線路長

EDC 本社 GIS 変電所- GS1 間:	2.33 km
EDC 本社 GIS 変電所-Hun Sen Park 変電所:	3.33 km
Olympic Stadium GIS 変電所-Hun Sen Park 変電所:	3.33 km
<u>Olympic Stadium GIS 変電所-GS3 間:</u>	<u>4.37 km</u>
合 計	13.36 km

(2) SDH 光端局装置と多重化装置 (マルチプレクサ)

GS1 と GS3 には既に光端局装置が設置済みであるので、新変電所との通信回線確保に必要な改修を施す。

EDC 本社と Olympic Stadium 変電所は新設変電所であるため、SDH 光端局装置とマルチプレクサを新たに据え付ける。通信回線の対向局となる GS1 や GS3 の既設との接続性を確保とし、更に異機種混在による EDC による維持管理の煩雑化を避けるために、現在 EDC が利用している 1662 SMC (SDH 光端局装置) と P128M (マルチプレクサ) と同等機種 (もしくは後継機種) を利用するのが望ましい。

なお、SDH 光端局装置とマルチプレクサと共に、保護リレー用の信号を制御するためのテレプロテクションシグナル装置も装備する。

(3) 電話システム

3.1.4 章で述べた通り、EDC は独自の通信回線を利用した電話システムを構築している。本事業では、EDC 本社変電所と Olympic Stadium 変電所に以下の機器を設置して、EDC の既存の電話システムに接続する。

PABX 装置

電話器 (PABX)

ホットライン用コンソール

音声録音システム

(4) 遠方監視制御装置 (RTU)

遠方監視制御装置 (RTU) は、変電所に据え付けられた機器と NCC のマスターステーションの交信を仲介し、NCC が遠隔で設備を監視制御することを可能とする装置である。NCC マスターステーションは、IEC 60870-5-101 プロトコルを採用していることから、RTU もこのプロトコルで動作する必要がある。

本事業で納入する RTU は、GS1 と GS3 変電所内での異機種混在による維持管理業務の煩雑化を避けるために、現在利用されている RTU と同機種となる英国 Remsdaq 社製、Callisto NT が同機種の後継機種を利用するのが望ましい。

6.5.3 増設する通信機器の事業費

6.5.2 に示した設備工事費を、以下に算出する。

算出条件は以下の通り。

- ✓ 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。
- ✓ 光ケーブルの積算数量は、線路長に対し 5% の余裕を確保する (FC)。
- ✓ 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 (FC)。
- ✓ 制御ケーブルなどは雑費用として機器コストの 5% を算出する (FC)。
- ✓ 輸送費はトータル機器コストの 5% で算出する (LC)。
- ✓ 土木工事と機器組立て費は、トータル機器コストの 30% で算出し、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。
- ✓ 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 6.38 通信機器の事業費

Category	No.	Items	Telecommunication and SCADA Facility						
			Unit	Quantity	Unit Rate	Amount	FC	LC	
					(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	(1000US\$)	
Equipment Fee	1	Underground Fiber Optic Cable				56	56	0	
		24 core single mode fiber optic underground cable	km	14.028	4	56	56	0	
	2	Telecommunication Equipment for EDC S/S and Olympic S/S				398	398	0	
	2.1	Substation FOT System, including -OLTE Multiplexer -Optical Fiber Interface -Teleprotection Signal Equipment	Set	2	84	168	168	0	
	2.2	PABX and Hot-line Telephone	Set	2	35	70	70	0	
	2.3	Remote Terminal Unit	Set	2	80	160	160	0	
	3	Telecommunication Equipment for GS1 and GS3				250	250	0	
	3.1	Substation FOT system modification	Set	2	65	130	130	0	
	3.2	Optical fiber interface	Set	2	10	20	20	0	
	3.3	Remote Terminal Unit	Set	2	50	100	100	0	
	4	Miscellaneous Materials				35	35	0	
		Control cable, termination, joints, etc.	Lot	1		35	35	0	
	5	Sub total (1+2+3+4)				(739)	(739)	(0)	
	6	Spare parts (5% of sub-total above)	set	1		37	37	0	
	7	Equipment Fee Total				(776)	(776)	(0)	
	Works Cost	8	Transportation Fee (5% of Equipment Fee)	set	1		39	0	39
		9	Civil and erection (30%of Equipment Fee)	Lot	1		233	70	163
Design, etc.	10	Design, Documentation, etc. (5% of Equipment, Civil and erection)	set	1		50	42	8	
		Total				1,098	888	210	

(Source: JICA Survey Team)

6.5.4 通信機器の建設スケジュール

通信機器の調達と据付に要するスケジュールは以下の通りである。

表 6.39 通信機器の建設スケジュール

Work Item	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Design, Manufacturing and Tests/Inspection		■																
Transportation and Delivery									■									
Installation/Pre-Commissioning										■	■	■	■	■	■			
Commissioning																■		

出典: 調査団作成

第7章 全体計画

7.1 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。

7.1.1 全体工程表

本プロジェクトにおける全体工程表を表 7. 1に示す。本プロジェクトでは、LA締結から運転開始まで43ヶ月間を要する。

表 7.1 全体工程表

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43									
Loan Agreement																																																				
IEIA Approval																																																				
Land Acquisition for Olympic Stadium SS																																																				
Selection of Consultant																																																				
Basic Design & Bidding Document																																																				
Bid Tender for Construction																																																				
Construction of Underground Cables																																																				
GS 1 - EDC SS																																																				
EDC HQ SS- Hunsen Park SS																																																				
Olympic Stadium SS - Hunsen Park SS																																																				
GS 3 - Olympic Stadium SS																																																				
Construction of Substations																																																				
EDC HQ SS																																																				
Olympic Stadium SS																																																				
Rehabilitation of GS1 and GS2																																																				
Construction of Distribution Lines																																																				
Around EDC HQ SS and Olympic Stadium SS																																																				
Construction of Communication Facilities																																																				
Between existing/new SSs																																																				
Commissioning																																																				

(Source: JICA Survey Team)

7.2 事業費の積算

本章では本プロジェクトに必要な事業費について述べる。

7.2.1 地中送電線の建設費

前述の地中送電線概略設計結果に基づき、各送電線ルートについて建設費を積算した。

(1) 積算条件

積算条件は、6.1.5 (2) を参照。

(2) 地中送電線の建設費

本プロジェクトにおける地中送電線総建設費を表 7.2 に示す。建設費の詳細は 6.1 章を参照のこと。

表 7.2 地中送電線総建設費

Section	Items	FC (1,000US\$)	LC (1,000US\$)	Total (1,000US\$)
GS1 - EDC HQ SS (2.33 km)	CIF	4,018	0	4,018
	LTE	0	2,178	2,178
	Sub Total	4,018	2,178	6,196
EDC HQ SS - Hunsen Park SS (3.33 km)	CIF	2,842	0	2,842
	LTE	0	2,502	2,502
	Sub Total	2,842	2,502	5,344
Hunsen Park SS - Olympic Stadium SS (3.33 km)	CIF	2,842	0	2,842
	LTE	0	2,502	2,502
	Sub Total	2,842	2,502	5,344
Olympic Stadium SS – GS3 (4.37 km)	CIF	7,408	0	7,408
	LTE	0	3,889	3,889
	Sub Total	7,408	3,889	11,297
Total (13.36 km)		17,110	11,071	28,181

2.11 mil US\$/km

(Source: JICA Survey Team)

7.2.2 115 kV GIS 変電所の建設費

前述の変電機器概略設計結果に基づき、新設変電所および既設変電所の改造工事について建設費を積算した。

(1) 積算条件

積算条件は、6.2.1 (3) および 6.2.2 (5) を参照。

(2) 変電所の建設費

本プロジェクトにおける変電所総建設費を表 7.3 に示す。建設費の詳細は 6.2 章を参照のこと。

表 7.3 変電所総建設費

Name	Items	FC (1000US\$)	LC (1,000US\$)	Total (1,000US\$)
New EDC HQ Substation (150 MVA)	Equipment	7,071	0	7,071
	Transportation fee	0	354	354
	Building	565	1,318	1,883
	General civil and erection	495	212	707
	Miscellaneous cost	406	77	483
	Sub total	8,537	1,961	10,498
New Olympic Stadium Substation (150 MVA)	Equipment	6,940	0	6,940
	Transportation fee	0	347	347
	Building	660	1,539	2,199
	General civil and erection	486	208	694
	Miscellaneous cost	404	87	491
	Sub total	8,490	2,181	10,671
Rehabilitation Works in GS1	Equipment	477	0	477
	Transportation fee	0	24	24
	General civil and erection	43	100	143
	Miscellaneous cost	26	5	31
	Sub total	546	129	675
Rehabilitation Works in GS3	Equipment	477	0	477
	Transportation fee	0	24	24
	General civil and erection	43	100	143
	Miscellaneous cost	26	5	31
	Sub total	546	129	675
Total		18,119	4,400	22,519

(Source: JICA Survey Team)

7.2.3 配電線の建設費

前述の配電設備概略設計結果に基づき、EDC HQ S/S、Olympic Stadium S/S 周辺の配電設備について積算を行った。

(1) 積算条件

積算条件は、6.3 (9) を参照。

(2) 配電設備の建設費

本プロジェクトにおける光ファイバー(12.5km)を含む配電設備の総建設費を表 7. 4に示す。建設費の詳細は 6.3 章を参照のこと。

表 7.4 配電設備総建設費

Area	Items	FC (1000US\$)	LC (1,000US\$)	Total (1,000US\$)
Around EDC HQ Substation and Olympic Stadium Substation (19.6 km)	CIF	1,130	354	1,484
	LTE	0	2,029	2,029
Total		1,130	2,383	3,513

(Source: JICA Survey Team)

7.2.4 通信設備の建設費

この節では、前述の通信設備概略設計結果に基づき、5 変電所間の通信設備について積算を行った。以下の積算条件にて積算を行った。

(1) 積算条件

積算条件は、6.5.3 を参照。

(2) 通信設備の建設費

本プロジェクトにおける 5 変電所間を結ぶ通信設備の総建設費を表 7.5 に示す。建設費の詳細は 6.5 章を参照のこと。

表 7.5 通信設備総建設費

Area	Items	FC (1000US\$)	LC (1,000US\$)	Total (1,000US\$)
Between GS1 and GS3 via Hunsen Park SS and Olympic Stadium SS	Equipment	776	0	776
	Transportation fee	0	39	39
	General civil and erection	70	163	233
	Miscellaneous cost	42	8	50
Total		888	210	1,098

(Source: JICA Survey Team)

7.2.5 Olympic Stadium S/S の用地取得費

(1) 用地取得費

Olympic Stadium S/S の用地取得費は、表 7.6に基づき積算を行った。

表 7.6 変電所用地取得費

SubStation Name	115kV Substation area (m2)	Highest Land Price in Olympic Stadium (USD/m2)	Cost for land acquisition (USD)
Olympic Stadium S/S	1,500 (30m×50m)	3,300	4,950,000

(Source: JICA Survey Team)

7.2.6 環境モニタリング費

本プロジェクトにおける環境モニタリング費を表 7.7に示す。

表 7.7 環境モニタリング費

Item		Total (USD)
Cost Estimate for EMP Implementation		
Consultation & Workshop		3,300
Provision of public health information		2,750
Subtotal		6,050
Cost Estimate for Monitoring		
Monthly Checking by EDC	Payroll including transportation fee	6,864
Monthly Checking by DCC	Payroll including transportation fee	6,864
Checking of public health and workers safety	Payroll including transportation fee	264
Subtotal		13,992
GRAND TOTAL		20,042

(Source: JICA Survey Team)

7.2.7 プロジェクト総事業費

本プロジェクトにおける総事業費の積算条件は以下の通り。

- a) 用地取得費、環境モニタリング費は LC ポーションに含む。
- b) コンサル費は FC と LC ポーションに分け、それぞれ電力設備総建設費の 8%として積算した。
- c) 物理的予備費は FC と LC ポーションともに、電力設備総建設費それぞれの 5%として積算した。
- d) 価格的予備費は FC と LC ポーションともに、電力設備総建設費それぞれの 3%として積算した。
- e) 建設費の内、輸入資機材については 5%の関税を考慮し、それ以外については 10%の VAT を考慮した。

表 7.8に本プロジェクトの総事業費を示す。

表 7.8 プロジェクト総事業費

[1,000USD]

Items	FC	LC	Total
Underground Cables	17,110	11,071	28,181
Substations	18,119	4,400	22,519
Distribution Lines	1,130	2,383	3,513
Communication Facilities	888	210	1,098
Sub-total	37,247	18,064	55,311
Related Taxes	2,026	1,807	3,833
Land Acquisition	-	4,950	4,950
Environment Monitoring	-	20	20
Consultant fee	2,980	1,446	4,426
Physical contingency	1,863	904	2,767
Price contingency	1,118	542	1,660
Total	45,234	27,733	72,967

(Source: JICA Survey Team)

7.2.8 事業費の支払い計画

本プロジェクトのES1, 2 業務は、表 7. 1に示したように 36 ヶ月で実施されるため、その事業費支払い計画は、以下の条件で行われると仮定した。

- a) 電力設備の建設費(税金を含む)は、請負業者契約後、工事が実施される 2, 3 年目に均等に支払われる。
- b) 用地取得費は一括して 1 年目に支払われる。
- c) 環境モニタリング費は、工事前に実施するものは 1 年目に、工事中に実施するものは 2,3 年目に 50%ずつ支払われる。

- d) コンサル費は1年目に 20%、2, 3 年目に 40% ずつ支払われる。
e) 両予備費は、2, 3 年目に 50% ずつ支払われる。

表 7.9 に本プロジェクトの支払いスケジュールを示す。

表 7.9 総事業費支払い計画

[1,000USD]

Months	Items	FC	LC	Total
1-12 months (1 st year) (Design stage)	Underground Cables	-	-	0
	Substation Facilities	-	-	0
	Distribution Lines			0
	Communication Facilities			0
	Related Taxes	-	-	0
	Land Acquisition		4,950	4,950
	Environment Monitoring	-	6	6
	Consultant Fee	596	290	886
	Contingencies	-	-	0
	Subtotal	596	5,246	5,842
13-24 months (2 nd year) (Construction stage)	Underground Cables	8,555	5,535	14,090
	Substation Facilities	9,059	2,200	11,259
	Distribution Lines	565	1,191	1,756
	Communication Facilities	444	105	549
	Related Taxes	1,013	903	1,916
	Land/Compensation	-	-	0
	Environment Monitoring	-	7	7
	Consultant Fee	1,192	578	1,770
	Contingencies	1,490	723	2,213
	Subtotal	22,318	11,242	33,560
25-36 months (3 rd year) (Construction stage)	Underground Cables	8,555	5,536	14,091
	Substation Facilities	9,060	2,200	11,260
	Distribution Lines	565	1,192	1,757
	Communication Facilities	444	105	549
	Related Taxes	1,013	904	1,917
	Land/Compensation	-	-	0
	Environment Monitoring	-	7	7
	Consultant Fee	1,192	578	1,770
	Contingencies	1,491	723	2,214
	Subtotal	22,320	11,245	33,565
	Total	45,234	27,733	72,967

(Source: JICA Survey Team)

7.3 コンサルティングサービス TOR 案

7.3.1 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) カンボジア側実施省庁(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) 変電所用地の取得
- 4) MOE (環境省)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) 地中送電設備、GIS 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、地中線ルート選定を含めた入札図書作成に必要な基本設計
- 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行う資器材の検査・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

本プロジェクトはフルターンキー契約で実施し、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実施設計
- 2) プロジェクト完成に必要な資機材の設計、製造、試験
- 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

7.3.2 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) 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) 地中線設備については、土木作業検査員 1 名、ケーブル施設検査員 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、2 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 OJT 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

1) コンサルタント業務

➤ 基本設計および入札図書の作成

コンサルタント会社は、基本設計、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。

➤ 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、基本設計、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地中線、変電、配電、通信設備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。

表 7.10 事業スケジュール

[Months]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
[Schedule]																																																						
Selection of Consultant (6)																																																						
Detailed Design, Preparation of Tender Documents (4)																																																						
Tender Assistance (8)																																																						
Tender Period																																																						
Tender Evaluation																																																						
JICA's concurrence of Tender Evaluation																																																						
Negotiation of Contract																																																						
Signing on Construction Contract																																																						
L/C Opening, L/Com Effectuate																																																						
Construction Period (24)																																																						
Guarantee Period (12)																																																						

コンサルタント業務 TOR 案

コンサルタント業務 TOR 案の概要は以下の通り。

[Scope of the Project]

The Project consists of:

- 1) Construction of about 13 km of the following 115 kV underground transmission lines
 - GS1 (Existing) – EDC HQ SS (New)
 - EDC HQ SS – Hunsen Park SS (To be constructed by other project)
 - Hunsen Park SS – Olympic Stadium SS (New)
 - Olympic Stadium SS – GS 3 (Existing)
- 2) Construction of 115/22kV GIS substations at EDC HQ and Olympic Stadium, and rehabilitation of exiting GS 1 and GS 2
- 3) Construction of about 20 km distribution lines around EDC HQ SS and Olympic Stadium SS
- 4) Installation of communication facilities the following sections
 - GS1– EDC HQ SS – Hunsen Park SS – Olympic Stadium SS – GS 3

[Scope of Consulting Services]

The Scope of the Consulting Services is to;

Basic Design and Tendering

- a) Collect all engineering data required for designing the Project facilities,
- b) Prepare basic designs for transmission lines, substations, distribution lines and communication facilities taking into account, the design practices used by EDC and current international standards,
- d) Prepare pre-qualification (PQ) document according to JICA’s Guidelines,
- e) Prepare bidding documents for all equipment and services required to implement the project to be suitable for international competitive bidding procedures, and
- f) Assist EDC to invite and evaluate PQ and award contracts.

Coordination

- a) Assist EDC to maintain the proper coordination and communication between PLN and JICA.

Supervision during Implementation Stage

- a) Review and approve the contractor’s design drawings and witness tests on equipment, if necessary,
- b) Review contractor’s manufacturing and delivery schedule of equipment and materials,
- c) Supervise the construction of project facilities and help contractors conform to the specifications,
- d) Assist EDC to institute cost control, project accounts, and quality assurance mechanisms, and

- check and approve the contractor's bills, and
- e) Review and compile as-built drawings, and review the operation and maintenance manuals made by the contractor for accuracy and adequacy.

Commissioning and Tests

- a) Check and approve contractor's procedure of commissioning and acceptance tests,
- b) Witness commissioning and acceptance tests, and assist EDC in association with EDC's engineers to take over the completed facilities, and
- c) Submit a detailed test report to EDC.

Submission of Report

- a) Submit Monthly Progress Reports to EDC,
- b) Assist EDC in preparing Quarterly Progress Reports to JICA, and
- c) Submit a Project Completion Report providing details of project implementation, problems encountered, solution adopted, and detailing and explaining any variation in project costs and implementation from the original estimates.

Capacity Building for O&M of Underground Transmission Line and GIS Substation

- a) Confirm the current status of EDC's power system facilities and O&M,
- b) Assist EDC to establish the work contents of the underground transmission line and GIS substation,
- c) Assist EDC to establish the organization and management of these facilities,
- d) Assist EDC to establish O&M criteria/manuals, and
- f) Give O&M training for these facilities

In addition to the above tasks, we should adhere to the Guidelines published by JICA in carrying out the Consulting Services.

7.4 本邦技術適用の可能性

7.4.1 115kV CV (XLPE) ケーブル

6.1 章での検討によれば、「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。（表 6.3 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 7.11 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の低減をはかる為には、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のジョイント・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。

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（図 7.1 ジョイント・ベイ仕様参照）、コスト縮減が期待できる。

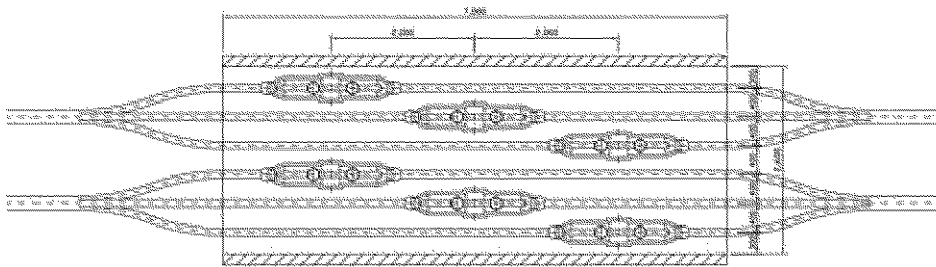


図 7.1 ジョイント・ベイ仕様

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 1000sqmm 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。カンボジアでも、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 240mm² 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。

7.4.2 配電自動化(DAS)

現地制御器と親局間の通信に光ファイバーを用いた最新型 DAS を導入し、モニタリング情報を活用することによるメリットは以下の通りである。

現地情報の効率的な取得：DAS による現地機器状態を把握

配電線稼働状況の把握：モニタリングデータならびにこれらデータの分析・演算により、相電流、線間電圧、相電圧、零相電流、零相電圧、相電流・相電圧の位相角、力率、高調波電圧等のデータを DAS 上に表示

配電線事故の未然防止：上記データの分析による、配電線劣化状況の把握と取替計画立案

配電計画効率化：上記データを日別、時間別等で DAS にて取得し配電計画に活用

事故停電時間の短縮と事故停電区間の最小化：事故区間の自動分離・自動切替による事故停電区間の最小化／リアルタイム監視など

配電ロス（テクニカルロス）低減：過負荷の配電線を区間接続切替で負荷均一化

顧客満足度の向上：リアルタイムな情報を顧客に連絡など

保守・メンテナンス：自己監視機能によるメンテナンス・フリー

これら機能の内、「事故停電時間の短縮と事故停電区間の最小化」を除いた機能に関しては、最新型の SCADA においても実現可能である。

第2回現地調査時の EDC 経営層意見により本整備事業においては、EDC 本社ビルに設置された配電制御用 SCADA システムの更新は見送ることとする。なお新設配電線立ち上がり線に沿わせて、将来用の光ファイバーケーブルを設置することとした。

第 8 章 事業実施体制、維持管理体制の提案

8.1 EDC の財務状況

表 8.1 に 2002 年から 2010 年までの EDC の貸借対照表を示す。短期的な安全性を評価する指標のひとつである流動比率は、2002 年から 2008 年にかけて悪化していったが、2009 年から改善傾向にある。また、長期的な安全性を評価する指標のひとつである自己資本比率も同様の傾向を示していることがわかる。

表 8.1 EDC 貸借対照表

Items	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
(unit: 1,000 Riels)									
Assets	687,753,261	667,144,307	740,468,273	846,617,646	974,158,618	904,851,713	1,065,255,733	1,377,817,340	1,757,763,688
Long-term assets	494,025,177	473,565,097	510,666,518	539,338,097	625,450,726	567,080,343	671,103,095	791,072,614	970,353,074
Property, Plant and equipment	485,418,785	466,929,191	510,681,674	539,318,685	563,234,083	568,903,716	670,965,708	790,960,747	969,951,942
Intangible	8,607,392	6,635,906	34,844	19,402	50,044	176,567	137,387	111,867	401,132
Receivable from MEF	-	-	-	-	62,166,599	-	-	-	-
Current assets	193,727,084	193,579,210	229,801,755	307,279,549	348,707,892	337,771,370	394,152,638	586,744,726	787,410,614
Cash and cash equivalents	20,964,005	34,460,057	23,558,474	41,667,975	43,071,197	60,999,351	45,798,270	753,950,951	289,457,512
Trade and other receivable	90,927,224	55,388,999	78,352,918	90,452,227	102,207,917	86,536,313	137,623,747	150,873,266	174,681,472
Inventories	33,744,075	34,523,599	43,385,450	43,095,072	51,863,932	58,009,813	66,123,313	79,074,471	117,391,960
Other assets	48,091,790	68,206,555	84,494,913	131,464,275	151,964,345	132,225,899	144,607,358	204,446,038	205,889,670
Liabilities and owner's equity	687,753,261	667,144,307	740,468,273	846,617,646	974,158,618	904,851,713	1,065,255,733	1,377,817,340	1,757,763,688
Non current liabilities	134,304,800	142,464,251	133,382,847	180,273,288	255,963,735	192,359,250	294,428,754	391,288,665	432,139,130
Borrowings	111,448,070	117,187,474	105,174,116	148,298,288	154,675,198	145,601,386	239,975,006	330,724,570	361,525,204
Customer deposits	22,856,730	25,276,777	28,208,731	31,975,000	38,646,042	46,255,939	53,787,756	99,898,913	68,164,789
Payable to Tax Department	-	-	-	-	62,166,599	-	-	-	1,585,002
Provision for retirement benefit	-	-	-	-	475,935	501,893	665,982	665,182	864,135
Current liabilities	136,438,304	118,974,521	190,926,112	299,787,738	314,065,990	294,141,293	317,808,940	395,479,335	503,458,446
Trade and other payables	49,749,583	54,865,277	73,063,754	130,319,719	130,021,248	182,252,205	213,865,252	234,557,571	272,301,325
Borrowings	21,534,881	10,115,348	41,481,752	55,845,923	64,478,533	81,353,377	78,092,672	94,906,670	138,279,382
Interest payable	22,127,872	28,180,007	34,441,452	41,668,732	49,254,107	29,188,459	22,410,880	42,701,150	61,969,026
Current income tax liabilities	43,096,968	25,813,899	40,949,254	71,153,364	80,312,108	1,347,292	3,640,636	23,313,944	30,908,713
Owner's equity	416,950,157	405,705,535	416,159,314	366,556,620	404,128,893	418,351,170	453,018,039	591,049,340	822,166,112
Capital	511,994,845	512,192,242	568,275,518	573,771,280	597,071,404	599,852,950	605,698,076	614,393,127	662,390,444
Accumulated losses	(95,044,688)	(106,486,707)	(152,116,204)	(207,214,660)	(192,944,511)	(181,501,780)	(152,679,977)	(23,343,787)	(39,775,668)
流動比率	342%	163%	120%	102%	111%	115%	124%	148%	156%
自己資本比率	61%	61%	56%	43%	41%	46%	43%	43%	47%

Source: EDC Annual Report

表 8.2 に 2002 年から 2010 年までの EDC の損益計算書を示す。EDC の売上高は、電力需要の増加によって急減に延びており、2010 年は 2002 年比で 545% になっている。一方、営業費用も同様に増加しており、2010 年は 2002 年比で 461% になっている。また、純利益は 2005 年までは赤字であったが、2006 年以降は黒字で計上されている。

なお、政府機関からの未収金に関する問題であるが、EAC によると 2011 年に首相から各省に対して支払いの適正化を指示する文書が出たことから、近日中に解消する見通しとのことである。

表 8.2 EDC 損益計算書

(unit: 1,000 Riels)									
Items	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Operation income	293,061,919	336,332,001	400,134,917	527,093,532	733,428,428	924,952,838	1,302,204,274	1,231,327,270	1,598,138,626
Electricity sales	286,305,991	330,092,888	394,396,785	517,685,044	719,042,874	900,026,129	1,206,179,617	1,215,763,623	1,577,667,850
Connexion fees	5,918,709	5,441,240	4,873,640	7,185,446	10,922,201	12,134,765	12,401,745	10,574,579	12,866,750
Grant income from RGC	-	-	-	-	-	-	-	79,595,200	-
Other income	837,219	797,873	864,492	2,223,042	3,463,353	12,791,944	4,027,712	4,989,068	7,604,026
Operating expenses	290,571,123	335,837,198	431,320,666	563,782,416	704,310,742	898,914,084	1,242,149,827	1,047,906,569	1,339,733,438
Purchased power	162,292,413	192,342,404	230,893,090	360,502,165	500,357,575	690,342,369	1,008,753,238	875,453,346	1,144,613,037
Fuel costs	48,456,656	68,423,998	111,895,943	114,559,510	114,957,751	113,066,222	131,107,946	61,018,894	32,782,648
Import duty	5,401,899	5,251,139	7,687,802	7,296,857	5,582,079	6,619,234	12,233,008	10,596,794	31,262,376
Salaries and staff costs	10,059,450	10,308,366	11,670,937	12,523,776	15,601,724	19,509,664	24,633,947	29,764,019	47,764,116
Other operating expenses	31,387,565	24,387,657	26,151,649	30,012,308	29,380,152	33,537,872	30,540,803	34,410,007	43,199,471
Depreciation	27,033,581	27,602,409	36,620,183	38,854,882	38,421,062	35,820,632	34,841,705	36,663,509	40,111,790
Amortisation	5,939,559	7,521,225	6,601,062	32,918	10,399	18,091	39,180	-	-
Operating profit	2,490,796	494,803	(31,185,749)	(36,688,884)	29,117,686	26,038,754	60,054,447	183,420,701	258,405,188
Finance costs (net)	(10,898,965)	(7,840,475)	(9,890,248)	(13,009,085)	(6,400,139)	(5,230,267)	(19,009,403)	(19,768,955)	(30,670,516)
Profit before income tax	(8,408,169)	(7,345,672)	(41,075,997)	(49,697,969)	22,717,547	20,808,487	41,045,044	163,651,746	227,734,672
Income tax expense	(5,049,575)	(4,096,343)	(4,705,742)	(5,123,493)	(8,447,398)	(9,365,756)	(12,223,241)	(34,315,556)	(44,615,217)
Net profit for the year	(13,457,744)	(11,442,015)	(45,781,739)	(54,821,462)	14,270,149	11,442,731	28,821,803	129,336,190	183,119,455

Source: EDC Annual Report

表 8.3に 2002 年から 2010 年までの EDC のキャッシュフロー計算書を示す。

2008 年のキャッシュフローは赤字になっているが、2009 年から改善し、2010 年の期末残高は 2,895 億リエルになっている。各電気事業者の財務状況を確認している EAC に EDC の財務状況について問い合わせたところ、今の財務状況から自らの供給エリアにおける配電線の拡張や近隣の REE への Sub-transmission Line の建設に関する投資は自己資金である程度できるだろうとのことである。ただ、多額の投資金額が必要になる大規模発電所や送変電網の整備については、BOT スキームの活用によって民間事業者の参入が見込まれるため、民間事業者の参入が見込まれない部分に EDC の資金を活用するという政府方針があるとのことである。

表 8.3 EDC キャッシュフロー計算書

(unit: 1,000 Riels)									
Items	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Cash flows from operating activities	4,060,755	41,871,879	3,820,371	28,047,426	12,558,448	43,514,068	34,221,473	115,721,969	216,382,520
Cash generated from operations	4,277,718	62,481,794	8,034,664	32,277,324	26,277,385	82,221,071	62,698,541	130,229,827	257,239,702
Interest paid	-	-	-	(720,014)	(1,475,470)	(28,492,124)	(18,547,212)	-	(5,421,736)
Taxes paid	(216,963)	(20,609,915)	(4,214,293)	(3,509,884)	(12,243,467)	(10,214,879)	(9,929,856)	(14,507,858)	(35,435,446)
Cash used in investing activities	(4,889,861)	(20,493,992)	(78,419,449)	(28,200,444)	(7,650,641)	(25,508,900)	(37,208,083)	(15,098,547)	(87,804,709)
Purchases of property, plant and equipment	(4,965,733)	(20,525,072)	(78,733,080)	(28,425,686)	(9,239,704)	(25,774,548)	(38,225,583)	(15,435,505)	(92,213,377)
Purchases of software	-	-	-	(17,476)	(41,041)	(144,614)	-	(20,950)	(357,010)
Proceeds from sale of property, plant and equipment	75,872	31,080	313,631	242,718	1,630,104	410,262	1,017,500	357,908	4,765,678
Cash flows from financing activities	2,972,912	(7,881,835)	63,697,495	18,262,519	(3,504,585)	(77,014)	(12,214,521)	6,929,309	7,528,750
Borrowing during the year	15,282,685	4,212,610	65,607,854	24,859,192	4,098,468	4,792,032	6,681,473	6,872,146	6,235,352
Repayment of borrowing	(12,309,773)	(12,094,445)	(6,206,604)	(6,596,673)	(7,603,053)	(4,869,046)	(20,050,794)	(181,088)	(10,694)
Grants, interest received	-	-	4,296,245	-	-	-	1,154,800	238,251	1,304,092
Increase in cash and cash equivalents	2,143,806	13,496,052	(10,901,583)	18,109,501	1,403,222	17,928,154	(15,201,131)	107,552,731	136,106,561
Cash and cash equivalents at beginning of year	18,820,199	20,964,005	34,460,057	23,558,474	41,667,975	43,071,197	60,999,351	45,798,220	153,350,951
Cash and cash equivalents at end of year	20,964,005	34,460,057	23,558,474	41,667,975	43,071,197	60,999,351	45,798,220	153,350,951	289,457,512

Source: EDC Annual Report

8.2 事業実施体制、維持管理体制

8.2.1 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。

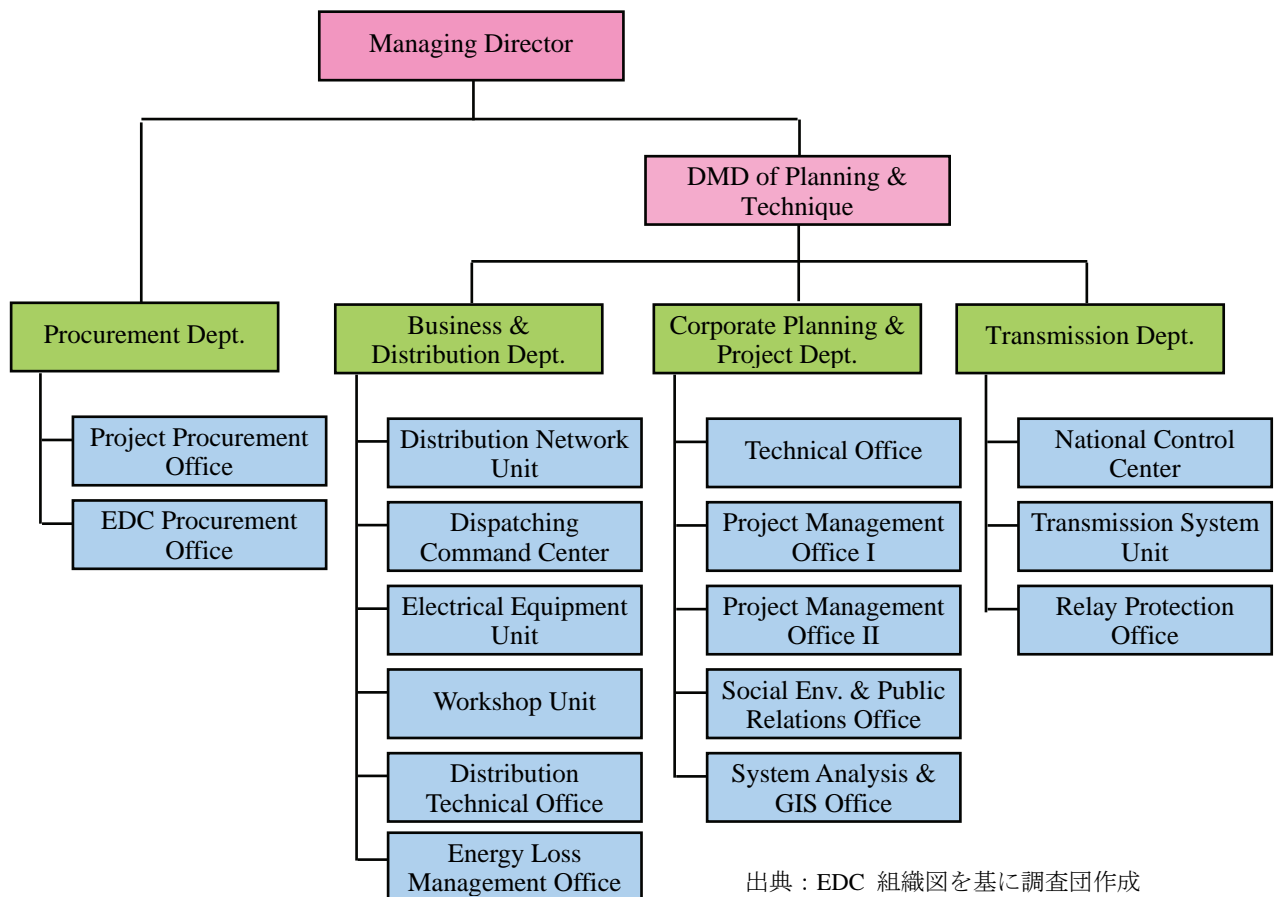


図 8.1 EDC の組織図（本事業に関連する組織のみを抜粋）

(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 Project Management Office (PMO) -I 又は-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。すでにすべての変電所に SCADA システムが導入されており、NCC 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授受ができていない上、対向試験を実施していないので NCC

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。

8.2.2 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 Project を推進しているため、本 Project がどのような体制で実施するかは、実際に Project が動き出す段階にならないと決まらないが、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きており、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 115kV 地中送電線は、「カ」国で初めて設置する機器であるため、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 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。

(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、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。

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。屋内型で GIS を使用している以外は、従来の変電所と大きな違いはないため、従来と同様な体制で問題は生じない。

8.3 環境管理計画・モニタリング計画

8.3.1 環境管理計画・体制

環境管理計画（EMP）を実施する上での主要な組織を表 8.4に示す。事業実施の全体的責任は事業主であるEDCが負う。工事請負業者(DCC)は、安全および環境対策書（施工計画書に含む）を作成し、履行する。事業実施コンサルタント(PIC)はその計画をレビューし、工事期間中に何らかの問題が認められる場合は、適切に対応するようDCCに求める。

工事期間中、事業対象地域の住民から苦情が寄せられた場合や、環境社会に問題が生じた場合は、EDCで技術的業務を担当する Project Management Office(PMO)が対応する。EDCの環境担当部局である Social, Environmental & Public Relations Office も必要に応じて、PMOと協調して問題の処理に当たる。一方で、市民からの苦情が対象 District やプノンペン市のオフィスに寄せられた場合も、EDCに報告され、EDCが問題の解決を図る。

表 8.4 環境管理体制

組織	役割
EDC	<ul style="list-style-type: none"> - EDCはIEIAやEMPの要求事項への対応を含め、事業の実施、管理、監督について責任を有する。 - EDCはDCCが実施し、PICが監督するモニタリング結果を承認する。 - EDCは、MIME及びMEFの指揮下にあるため、MIMEは事業の実施に関し、またMEFは住民移転や用地取得等が万が一発生した場合はその予算を管理する機関としての責任をもつ。 - EDCのPMO (Project Management Office) は、EMPの実施を含め、事業の設計及び工事を統轄する。 - 施工現場の担当技術者 (site engineer) は、工事を管理し、現場周辺の環境を定期的に巡視する。 - 経営企画事業部の社会・環境・広報部は、PMOと連携し、何らかの問題が生じた場合は状況確認のため現場へ派遣される。 - PMOは、事業実施中に生じた苦情等を受領する。
DCC	<ul style="list-style-type: none"> - EMPに沿った最終設計案を用意する。 - 安全および環境対策書（施工計画書に含む）を作成し、履行する。
PIC	<ul style="list-style-type: none"> - 事業が、EMPに沿って実施されるよう施工全体を管理する。 - DCCが作成する安全環境計画をチェックする。
MOE 及びプノンペン市の技術・環境影響検査局	<ul style="list-style-type: none"> - 事業がIEIAとEMPに示された内容を履行するよう監視する権限を持つ。 - 地域住民から苦情等がプノンペン市に寄せられた場合は、EDCに連絡する。

EDC: カンボジア電力公社

DCC: 工事請負業者

PIC: 事業実施コンサルタント

MOE: 環境省

Source: JICA Survey Team

環境管理計画は、表 5. 18で既に示した通りである。設計と施工に係わる項目のほか、地域住民への事前説明の実施、安全に関する教育や情報の提供及びモニタリングの実施が含まれる。この事業はプノンペン市中心部で計画されているため、特に、既存の地中埋設物や地元住民、周辺の商業活動や交通に十分に配慮して実施する必要がある。図 8. 2に示す通り、送配電線の詳細設計図案は各関係機関に配布され、そのほかの地中埋設物との干渉がないか確認されることとする。また、工事中には周囲の交通を整理しなければならないため、EDCはプノンペン市、地元Districtや交通警察等を含めたキックオフミーティングを開催し、工事实施中の配慮事項や工事地域で社会的問題が生じた場合の対応方針を確認することとする。工事を実施する前には、DCCはEDCと協調して、工事区間ごとに地元住

民を対象とした事業実施説明会を開催し、地元の理解を十分に得ることとする（図 8.3）。

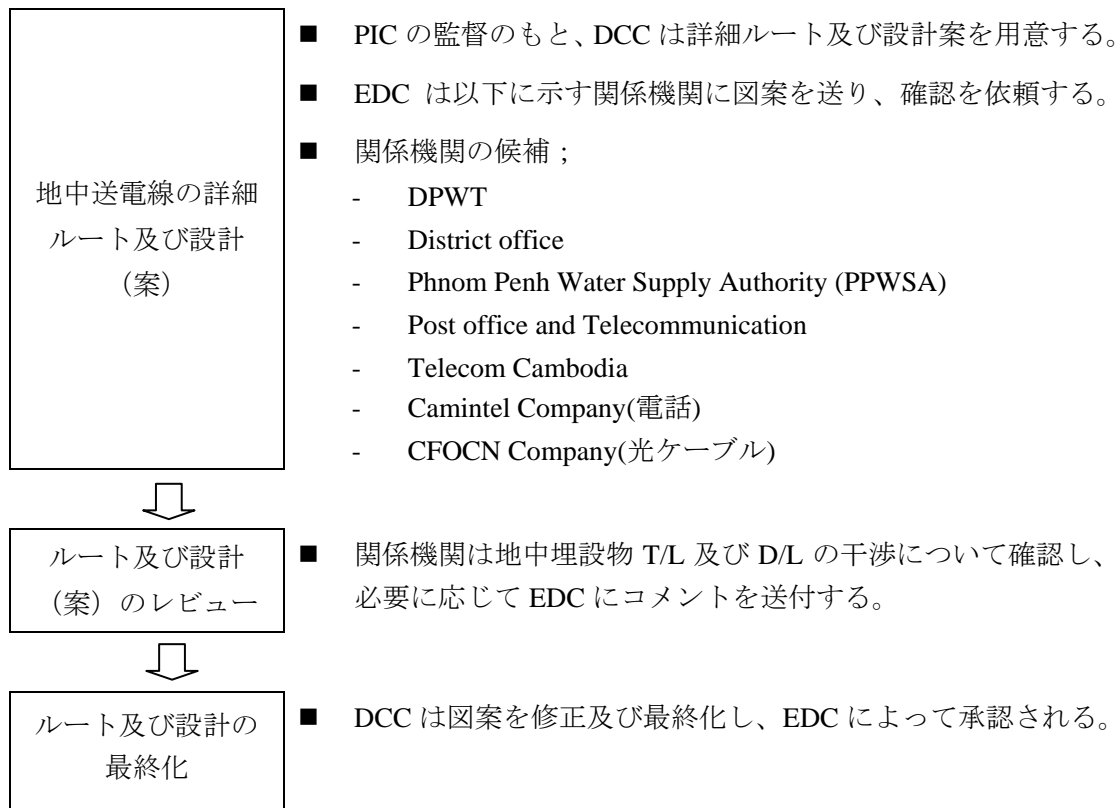


図 8.2 設計段階での地中埋設物に関するチェック手順

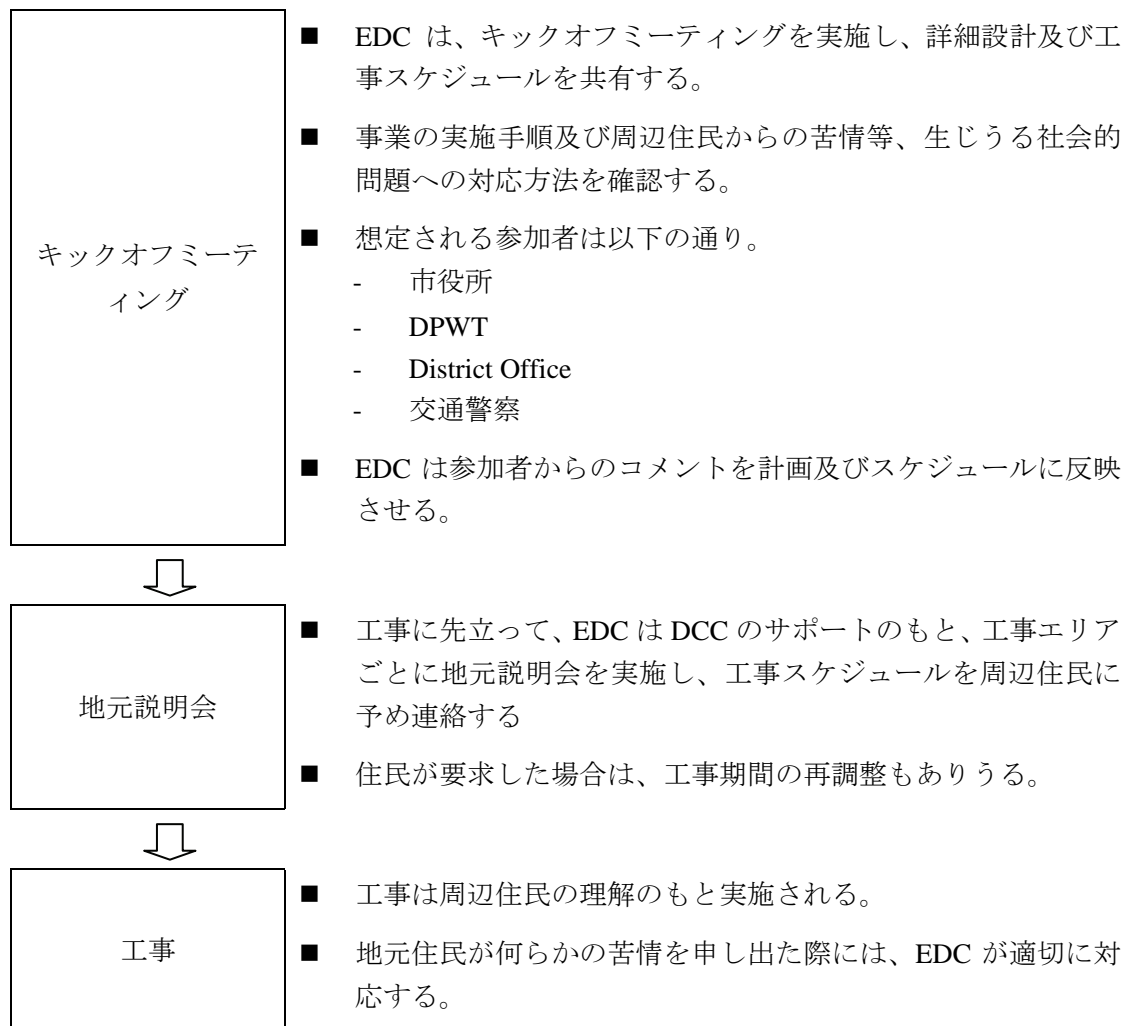


図 8.3 地元説明会の実施要領

8.3.2 モニタリング計画

策定した緩和策に従って作成したモニタリング計画は、EDCの組織体制やカンボジア国での技術レベルを勘案し、実現可能性が高く、効果的な内容とした。モニタリング計画及び環境に係わる概算見積費用を表 8.5及び表 8.6に示す。EDCがこれまで実施した案件の事例を勘案すると、環境管理計画が適切に遵守されるためには、詳細設計時に工事請負業者によって作成される安全計画に、環境配慮に関する事項が含まれ、共に計画・履行・モニタリングされることが望ましい。モニタリングフォームはAppendix 8.3に示す。なお、モニタリング計画及びモニタリングフォームは詳細設計段階で適宜更新されうる。

表 8.5 環境モニタリング計画

項目	緩和策	モニタリング項目	場所	頻度	責任機関及び実施機関
工事前段階					
全項目	- 土地の利用や環境に関する問題を回避するように設計される - 技術基準や予算、環境緩和策と対応するよう設計される	設計案の確認	事務所	設計案時、最終設計時	EDC, PIC
工事段階					
大気、騒音振動	工事や輸送に関する大気汚染、騒音の防止	粉じん、騒音、工事作業現場や資材の輸送状況の確認	工事現場及び資材置き場	毎週	EDC
				毎月	EDC,DCC
		大気	変電所近傍	工事前1回、工事中2回	DCC
		騒音振動	変電所近傍	工事前1回、工事中2回	DCC
水質汚濁	濁質の流出防止	濁質の流出の目視確認	工事現場周辺の表流水	掘削工事期間、毎週	EDC
				掘削工事期間、毎月	EDC,DCC
		濁度	水質汚染が懸念される工事個所の下流(1箇所につき最大3地点で計測)	水質汚染が懸念される場合は、工事前1回及び工事中2回	EDC
廃棄物	MOE の法律に遵守した適切な廃棄物管理の実施	廃棄物量・管理状況	工事現場及び現場事務所	毎週	EDC
				毎月	EDC,DCC
景観、住民の生活環境	工事現場や周辺地域において、景観や住民の生活環境に配慮した工事が実施される	巡回による現場確認、苦情の受付状況	工事現場	毎週	EDC
				毎月	EDC,DCC
公衆衛生、労働安全、子どもの権利	- 安全ツールや安全な労働環境が労働者に供される。 - HIV/AIDS に関する教育、安全や衛生に関する情報及び事故防止対策が労働者に供される。 - 大人の労働者を雇用する	労働状況	工事現場	工事期間中2回	EDC,DCC
交通	交通量の多い道路で交通整備が実施される	巡回	工事現場周辺	交通量の多い道路の工事期間中、毎週	EDC
				毎月	EDC,DCC
供用時					
安全管理	危険な箇所の警告標識	標識の掲示	変電所	毎年	EDC
廃棄物	MOE の法律に遵守した適切な廃棄物管理の実施	廃棄物管理状況	変電所	毎年	EDC

EDC: カンボジア電力公社

DCC: 工事請負業者

PIC: 事業実施コンサルタント

Source: JICA Survey Team

表 8.6 環境に係わる費用概算見積

Item		Price Unit(USD)	Q'ty	Total (USD)	Remarks
Cost Estimate for EMP Implementation					
Consultation & Workshop		3,000	1set	3,000	-
Provision of public health information		2,500	1set	2,500	-
Cost Estimate for Monitoring					
Weekly Checking by site engineer	Payroll including transportation fee	-	-	Included in the daily work	-
Monthly Checking by EDC	Payroll including transportation fee	120	52 days (26months x 2 days)	6,240	- Monitoring requires 2 days/time for covering project area - Monitoring requires one month before the construction and one month after the construction in addition to 24 months of construction period
Monthly Checking by DCC	Payroll including transportation fee	120	52 days (26months x 2 days)	6,240	ditto
Checking of public health and workers safety	Payroll including transportation fee	120	2 days	240	- Checking requires two times during construction period
Contingency 10%				1,822	-
GRAND TOTAL				20,042	-

Note) Reference of unit price: Initial Environmental Examination, Kampot-Sihanoukville 230 kV Transmission Line Feasibility Study , Power Distribution and Greater Mekong Subregion Transmission Project(2005)

Source: JICA Survey Team

第9章 プロジェクト評価

9.1 経済財務分析

9.1.1 総事業費用

7章において策定したプノンペン送配電網整備事業の計画では115kV 地中送電設備、変電所および関連配電・通信網整備の設計結果を用いて、各設備整備事業をサブ・プロジェクト単位とし、必要資機材の数量をまとめ、各サブ・プロジェクトの概略建設費を算出している。サブ・プロジェクト毎の概略積算を表9.1に再掲する。この積算においては調査団が収集したカンボジアにおける最近の送配電設備建設の契約金額および調査団所有の類似工事の実績データを参考とした。

表9.1 プノンペン送配電網整備事業のサブプロジェクト別建設費(含据付工事・土木工事)

(単位：1,000 USD)

設 備	外貨分	現地貨分	合 計
1. 115kV 地中送電線設備	17,110	11,071	28,181
2. 115kV/22kV 変電設備	18,119	4,400	22,519
3. 22 kV 配電設備	1,130	2,383	3,513
4. 保護 Ry・通信設備	888	210	1,098
小 計	37,247	18,064	55,311
5. 関税および税金	2,026	1,807	3,833
6. 用地取得	-	4,950	4,950
7. 環境モニタリング費用	-	20	20
8. コンサルタントサービス	2,980	1,446	4,426
9. 予備費 - 物理的	1,863	904	2,767
- 価格的	1,118	542	1,660
建設費合計	45,234	27,733	72,967

出典：調査団

従来の EDC 送変電・配電設備建設は主要設備機材を国内または輸入により調達し、据付け工事および関連土木工事は現地の業者に発注する形態をとっており、本事業の建設費も上記の方法により算出されている。また事業実施に際しては、建設費以外に以下のような費用を考慮している。

- a) 用地取得費、環境モニタリング費は LC ポーションに含む。
- b) コンサルタントサービスおよびエンジニアリング費用:設備建設費の 8%
- c) 物理的予備費は、外貨・現地貨分とも電力設備総建設費の 5%
- d) 価格的予備費は、外貨・現地貨分とも電力設備総建設費の 3%

また7章において検討された施工工程に基づく本送配電網整備事業実施のための投資計画は表7.9に示す通りである。投資計画において、115kV送変電設備の建設工事は、一般的に業者の選定から製造、運搬、据付け、竣工まで約2年～3年かかる。このためES1, 2業務が36ヶ月で実施され全体の送配電事業計画は3期に分けて実施される。

9.1.2 事業による便益の評価方法とその条件

送配電網整備事業の実施による便益は、以下の3点が考えられる。

- ・ 増加する電力需要への供給が可能となる
- ・ 供給信頼度の向上（設備事故時の停電時間が短くなる）
- ・ 損失の低減（CO2排出量の低減も含む）

このうち、本事業のようなケースは、増加する電力需要への供給を可能とすることが主たる目的であり、プロジェクトを実施した場合（With Project）と、プロジェクトを実施しない場合（Without Project）を比較すると、その差は電力需要に対する供給可能量の差となって現れる。しかしながら、電力需要が増加することが分かっているが何もしない（Without Project）ということは考えにくく、現実的には、増加する電力需要への供給を可能とする方策をいくつか考えて、その中から最適案を選定することになる。その際に、各案を比較すると、供給信頼度の向上や損失の低減などの便益が現れてくる。

電力設備の計画を行う際に、最も重要なファクターは成長する電力需要をどのように満たしていくかであり、需要の伸びに既設の供給側設備が対応できない場合、今回のプロジェクトのように送配電設備を新增設して電力供給を確保する。逆に需要の伸びに対応できない場合、以下のような課題が発生する。

新たな経済活動に対する電力供給が確保できないこととなり、国家的には、予測されるGDPの伸びを阻害することとなり、大きな国家損失となる。（EIRRにおける便益）

自家用発電設備を設置できる需要家は、それを設置して自分の需要を賄うことになる。（EIRRにおける便益）

EDCにとっては電力供給により得るべき収入が減となる。（FIRRにおける便益）

本事業は変電所を2か所（150MVA×2）設置して周辺に電力を供給するものであり、本事業を実施することにより、増加する電力需要への供給が可能となる。このイメージを図9.1に示す。

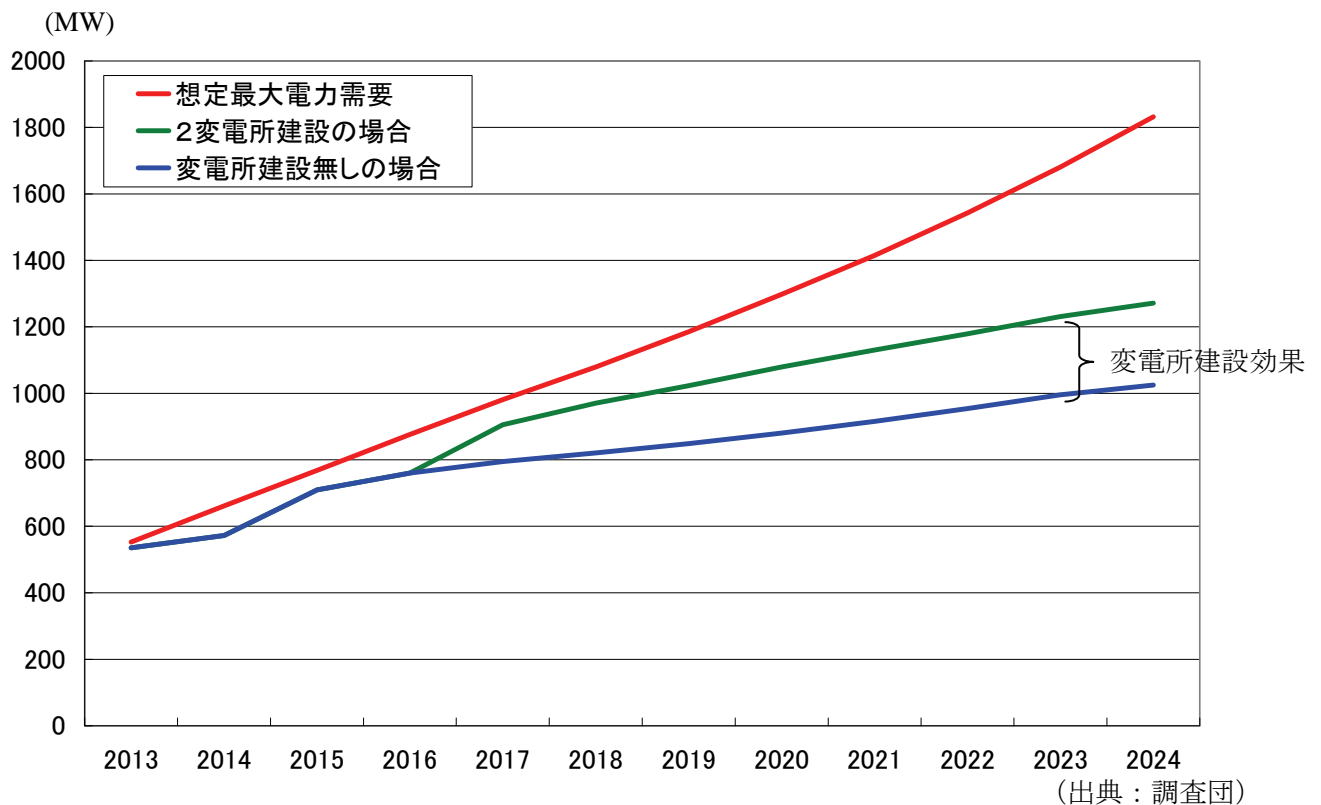


図 9.1 本事業による需要の伸びに対する供給対応（最大電力）の便益概略図

便益の評価のための With および Without のシナリオ要約についてまとめ、以下に示す。

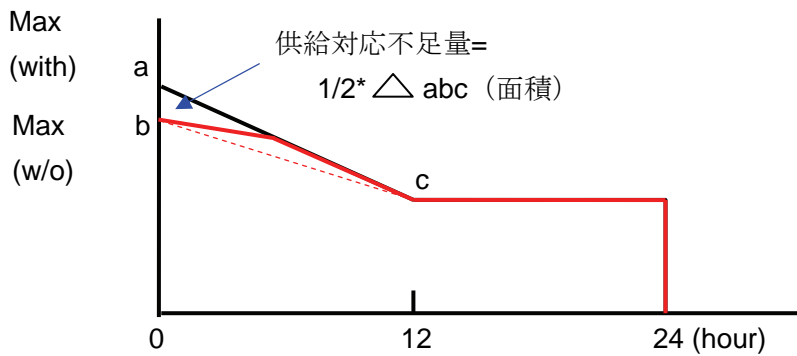
プロジェクトを実施した場合（With Project）の仮定

- 送配電設備の拡充により電力需要予測で想定した電力消費量を、安全に確実に供給可能である。
- 事業費が必要になる。
- 販売電力量が増加するが、その分ベトナムや IPP などからの購入電力量も増加する。その際に送配電ロスが増加するため、送配電ロスの増加分も含めて購入する必要が生じる。
- O&M コストが増加する。

プロジェクトを実施しない場合（Without Project）の仮定

- 送配電設備は 2013 年の現状のままとする。したがって、電力需要の伸びには対処できず、ピーク電力が現有の設備容量に達した時点からは、設備容量以上の部分については供給が不可能となり、受け取り可能な便益を逸失する。

この年間の供給支障量を算定する際には、負荷の形状が必要であるが、プノンペン市の負荷パターンは 6 章で用いた負荷の形状（図 6.13）が 365 日継続して出現するものと仮定した。この考え方に基づき Without の場合の供給支障量は With, Without の場合の最大供給可能電力の数値を元に以下のグラフの通り算定した。



(出典：調査団)

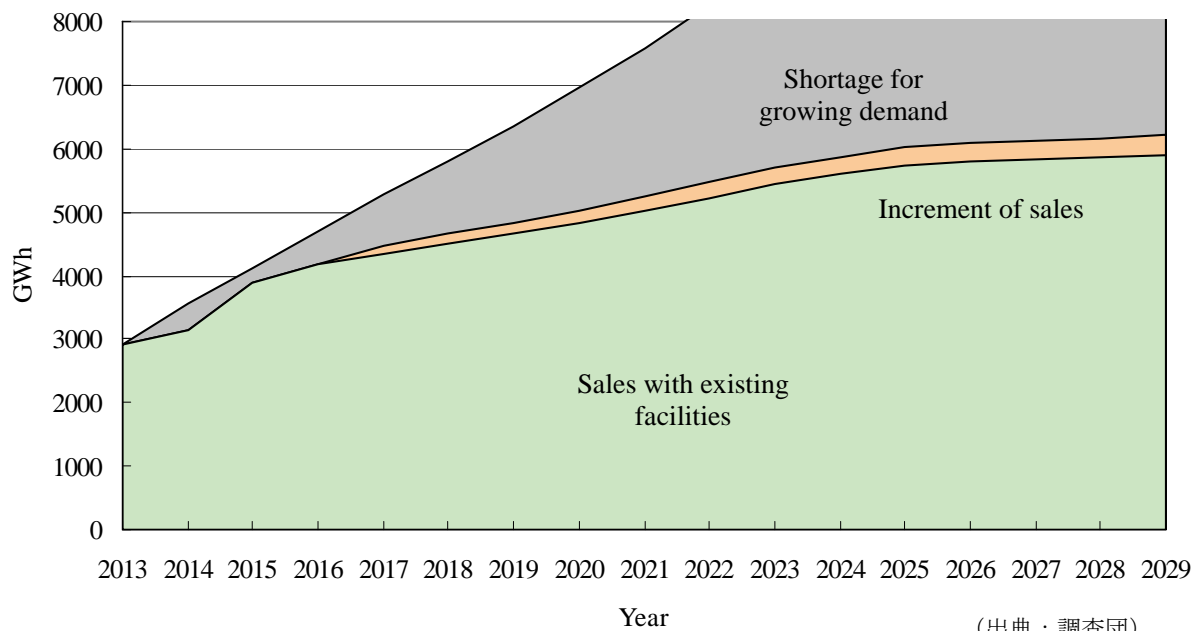
図 9.2 需要の伸びに対する供給対応不足量の計算方法概略図

以上の仮定に従って作成した“With Project”と“Without Project”それぞれのケースの年度別販売電力量、ロス、追加購入電力量を表 9.2 に、それを図化したものを図 9.3 に示す。

表 9.2 “With Project” と “Without Project” の販売電力増分、ロス、追加購入電力量

Scenario	Electricity Sales	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
"With"	販売電力増分 (GWh)	0.0	118.5	161.2	187.3	214.0	230.7	241.5	252.8
	追加購入電力 (GWh)	0.0	121.6	165.1	191.7	218.9	236.0	247.0	258.6
	配電ロス増分 (GWh)	0.0	3.0	3.9	4.4	4.9	5.3	5.5	5.7
	各年度の電力需要想定からの供給不能分 (GW)	635.1	900.5	1255.7	1653.5	2071.6	2503.2	2977.1	3499.9
"Without"	各年度の電力需要想定からの供給不能分 (GW)	635.1	1019.1	1417.0	1840.8	2285.6	2734.0	3218.6	3752.8

出典：調査団



(出典：調査団)

図 9.3 本事業による需要の伸びに対する供給対応の便益推移評価

9.1.3 経済・財務評価

(1) 概要

プロジェクトの経済・財務評価はプロジェクトを実施した場合（With Project）と実施しなかった場合（Without Project）のそれぞれのケースにおいて、費用（Cost）と収入（Revenue）を求め、その収益性を計算する。具体的にはプノンペン市の送配電網整備に対して2015年から2017年に計画される事業実施のための投資費用及び供用後の維持管理費用を求めた後、新設設備による収入増加に基づいて純便益を求め、当計画の収益性を分析し、経済内部収益率（Economic Internal Rate of Return: EIRR）および財務内部収益率（Financial Internal Rate of Return: FIRR）を求め、計画の効果を評価した。更に、電力需要予測、投資金額、電力供給単価及び販売単価それぞれの変動に対する感度分析を行い、内部収益率がいかに影響を受けるかを検討した。

プロジェクトの有効性を確認するため、内部収益率の計算は第9.1.2節で述べたように、“With Project”と“Without Project”を比較して得られた追加のコスト、収入、便益から年度ごとのキャッシュ・フローを作成し、内部収益率を計算した。追加の費用は（a）2014-2016年間の送配電網整備事業の建設コスト、（b）追加の運転保守および管理費、および（c）需要増に対応するための追加電力購入費用よりなる。

(2) 財務的内部収益率（FIRR）

収入の追加分は販売電力量の追加分である。これらの追加コストと追加収入を基に内部収益率を算定する。

財務的内部収益率の計算に用いた条件は以下の通りである。

- (i) 全ての価格は2013年中期価格とする。
- (ii) プロジェクトの経済寿命は25年とする。
- (iii) 輸入財（機器、材料）は国境価格（Border Price、CIF価格）とする。関税及び税金は除く。
- (iv) 毎年のO&M費は、建設コストの1%とする。
- (v) IPPからの電力購入単価及び需要家への電力販売単価はEDC Annual Report2011(Draft)にある国内外からの買電実績価格および電力量、EDCへの料金調査結果から以下の通りとする。
 - 国内外からの電力購入単価 USD 0.135 /kWh
 - 需要家へ販売単価(加重平均) USD 0.178/kWh

以上の条件に基づいて計算した結果、財務的内部収益率は約10.04%となった。EDCにおけるWACCは1.44%であり、その数値を上回っているため、本開発計画の財務的収益性は十分高く評価することができる。詳細な計算結果は表9.3（次ページ）に示す。

表 9.3 財務内部収益率(FIRR)の計算

	販売電力量 増分 (GWh)	電力調達 増分 (GWh)	配電ロス増分 (GWh)	電力料金 収入増加分	建設費および O&M支出	電力調達 増加費用	キャッシュ フロー
2014	0.00	0.00	0.00	0.0	5.9	0.0	-5.9
2015	0.00	0.00	0.00	0.0	33.6	0.0	-33.6
2016	0.00	0.00	0.00	0.0	33.6	0.0	-33.6
2017	118.55	121.57	3.02	21.1	0.7	16.4	3.9
2018	161.23	165.11	3.88	28.7	0.7	22.3	5.6
2019	187.32	191.72	4.40	33.3	0.7	25.9	6.7
2020	213.95	218.89	4.93	38.0	0.7	29.5	7.7
2021	230.72	235.99	5.27	41.0	0.7	31.9	8.4
2022	241.53	247.01	5.48	42.9	0.7	33.3	8.8
2023	252.84	258.55	5.71	44.9	0.7	34.9	9.3
2024	264.69	270.64	5.95	47.0	0.7	36.5	9.8
2025	277.09	283.29	6.19	49.2	0.7	38.2	10.3
2026	290.08	296.53	6.45	51.6	0.7	40.0	10.8
2027	303.67	310.39	6.73	54.0	0.7	41.9	11.3
2028	312.51	319.41	6.90	55.5	0.7	43.1	11.7
2029	319.39	326.43	7.04	56.8	0.7	44.1	12.0
2030	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2031	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2032	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2033	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2034	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2035	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2036	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2037	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1
2038	322.06	329.15	7.09	57.2	0.7	44.4	12.1

(出典：調査団)

単位
FIRR

Million USD
10.04%

(3) 経済的内部収益率 (EIRR)

経済的内部収益率の計算では、電力供給の不足をディーゼル発電での代替による社会損失として考えた。この考えに基づき一般的な 200V 5kVA~15kVA の発動機の発電単価 USD 0.187 /kWh およびディーゼル発電機のバックアップ機能を備えたプノンペン経済特区の契約電力単価 USD 0.193/kWh と同等の代替電源による供給として USD 0.200/kWh の単価にて評価を行った。

経済的内部収益率の計算に用いた条件は以下の通りである。

- (i) 全ての価格は 2013 年中期価格とする。
- (ii) プロジェクトの経済寿命は 25 年とする。
- (iii) 輸入財（機器、材料）は国境価格（Border Price、CIF 価格）とする。関税及び税金は除く。
- (iv) 毎年の O&M 費は、建設コストの 1%とする。
- (v) 電力購入単価 USD 0.135 /kWh とする。
- (vi) 代替発電機による運転費用を USD 0.200 /kWh とする。

以上の条件に基づいて計算した結果、経済的内部収益率は約 15.81%となり、本開発計画の経済的収益性は十分高いと評価することができる。詳細な計算結果は表 9.4 に示す。

表 9.4 経済的内部収益率(EIRR)の計算

	販売電力量 増分 (GWh)	電力調達 増分 (GWh)	配電ロス増分 (GWh)	代替電源 発電回避	建設費および O&M支出	電力調達 増加費用	キャッシュ フロー
2014	0.00	0.00	0.00	0.0	5.9	0.0	-5.9
2015	0.00	0.00	0.00	0.0	33.6	0.0	-33.6
2016	0.00	0.00	0.00	0.0	33.6	0.0	-33.6
2017	118.55	121.57	3.02	23.7	0.7	16.4	6.6
2018	161.23	165.11	3.88	32.2	0.7	22.3	9.2
2019	187.32	191.72	4.40	37.5	0.7	25.9	10.8
2020	213.95	218.89	4.93	42.8	0.7	29.5	12.5
2021	230.72	235.99	5.27	46.1	0.7	31.9	13.6
2022	241.53	247.01	5.48	48.3	0.7	33.3	14.2
2023	252.84	258.55	5.71	50.6	0.7	34.9	14.9
2024	264.69	270.64	5.95	52.9	0.7	36.5	15.7
2025	277.09	283.29	6.19	55.4	0.7	38.2	16.4
2026	290.08	296.53	6.45	58.0	0.7	40.0	17.2
2027	303.67	310.39	6.73	60.7	0.7	41.9	18.1
2028	312.51	319.41	6.90	62.5	0.7	43.1	18.6
2029	319.39	326.43	7.04	63.9	0.7	44.1	19.1
2030	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2031	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2032	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2033	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2034	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2035	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2036	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2037	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2
2038	322.06	329.15	7.09	64.4	0.7	44.4	19.2

(出典：調査団)

単位
EIRR

Million USD
15.81%

9.1.4 感度分析

本送配電整備事業計画の内部収益率が、評価条件の変化によっていかに影響を受けるかを検討する。ここでは、以下に示す4ケースの評価条件の変化について検討を行った。即ち、(a) 投資価格が10%上昇する場合、(b) 全販売電力量が2017年以降において予測値から10%減少する場合、(c) 電力購入単価が10%上昇する場合、(d) 販売電力単価が10%減少する場合を想定して分析した。

評価条件の変化：経済内部収益率

- (i) 建設コストが10%上昇した場合
- (ii) 全販売電力量が2017年以降において10%減少した場合
- (iii) 電力購入単価が10%上昇した場合
- (vi) 販売電力単価が10%減少した場合

このように、いずれの評価条件の変化に対しても、本送配電網整備事業計画が十分な収益性を保つことが判明した。

表 9.5 感度解析結果 (2020 年)

	シナリオ	FIRR	EIRR
	(ベースケース)	10.04%	15.81%
(i)	建設コストが 10% 上昇した場合	9.11%	14.63%
(ii)	全販売電力量が 2017 年以降において 10% 減少した場合	9.92%	15.60%
(iii)	電力購入単価が 10% 上昇した場合	3.73%	12.40%
(iv)	販売電力単価が 10% 減少した場合	0.81%	

系統全体のロス率は 2% と想定

(Source: JICA Survey Team)

なお、本評価において本事業代替案の FIRR、EIRR の優越は変化しなかった。

9.1.5 代替案との比較

9.1.2 節でも述べたように、電力需要が増加することが分かっているが何もしない(Without Project)ということは考えにくく、現実的には、増加する電力需要への供給を可能とする方策をいくつか考え、代替案比較の上で最適案を選定することになる。本調査において、表 3.5 に示す 3 つの案について代替比較を行っている。それを再掲すると以下のとおりである。

表 9.6 代替案の比較 (2020 年)

(単位 : GWh)

Plan	Plan 1	Plan 2	Plan 3
特徴	周辺に変電所を 2 箇所追加設置し、22kV 配電系統で中心部に電力を供給	中心部内に変電所を 2 箇所追加設置し、電力を供給	左記に加えて、中心部の変電所間を連系
販売電力量	200.51	213.04	213.95
停電量	0.982	0.915	0
送配電ロス	6.1	6.11	4.93
購入電力量	219.08	219.15	218.89

系統全体のロス率は 2% と想定

(Source: JICA Survey Team)

(1) 供給信頼度の比較

電力設備における供給信頼度の向上効果は設備事故が確率的に発生すること、社会的影響の定量化が困難なことから一般的な便益の定義が存在しないが、本事業の評価においては「3.3.2 節 代替案の比較」にて検討された、送電線の事故に伴って発生する供給支障量 (kWh) の差に相当する分だけ収入が減少すると考え評価する方法を採用した。これに基づき送電線に事故が発生する確率をこれまでの実績データに基づき設定したところ、Plan 1 では Plan 3 に比べて販売電力量が 982MWh 減少すると評価している。

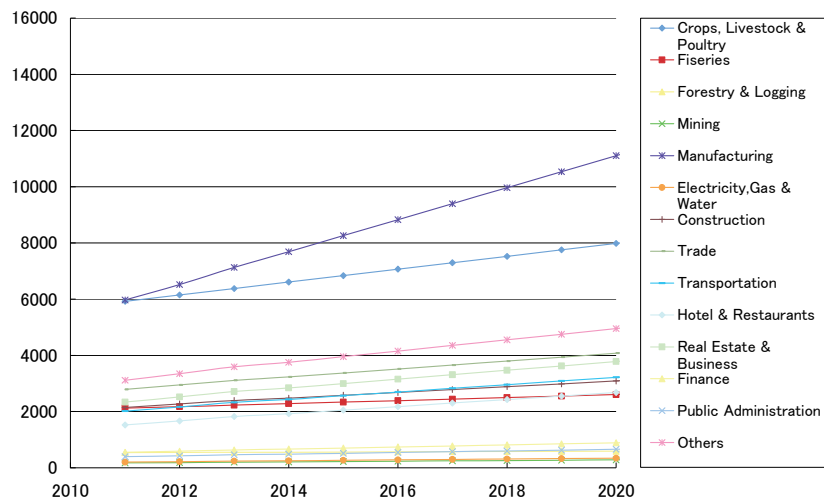
EDC サイドからみると、停電時の損失は販売電力量の減に伴う収入の減と評価されるが、国家的にみると突然生産活動が停止されるため、大きな損失となる。経済的内部収益率の計算においては、停電に伴ってプノンペン市内の GDP に大きな影響を与えることを考慮し、停電に伴って発生する GDP の逸失分を USD 3 /kWh で評価した。この根拠を以下に示す。

GDP については、今回のプロジェクトが同国でもっとも発展しているプノンペン市内の電力供給を対象としていることから、Regional GDP の算出としてカンボジア国経済財務省(MEF)の 産業別の GDP の推移および 2008 年に実施されたカンボジア国人口統計による全国およびプノンペン市内 (Metropolitan Area) の人口比率を用いて、プノンペン都市における GDP を全国 GDP に対する各産業構成人数による配分として算出した。この結果、表 9.7 に示されるようにプノンペンでは成長の著しい産業分野での人口の比率が高いため 2013 年で全国人口の 8.7% をしめるプノンペンの住民で GDP の 24.4% を創出しているという評価となった。つまり、プノンペン市内においては、停電に伴って発生する GDP の減少分は、全国平均の 3 倍に相当する。

表 9.7 全国および Phnom Penh 都市部の産業別人口と割合

Population Comparison in Business Sectors					Yr 2013	
Business Category	GDP (2013)	Phnom Penh City	Overall	Percentage	GDP in Phnom Penh	
Crops, Livestock & Poultry	6,378.00	12,516	4,931,465	0.25%	16.2	
Forestry & Logging	549.00	519	5,554	9.34%	51.3	
Fiseries	2,229.00	1,595	90,340	1.77%	39.4	
Mining	199.00	123	5,084	2.42%	4.8	
Manufacturing	7,126.00	158,663	433,392	36.61%	2608.8	
Electricity, Gas & Water	237.00	6,470	15,618	41.43%	98.2	
Construction	2,390.00	31,384	142,914	21.96%	524.8	
Trade	3,111.00	151,006	539,553	27.99%	870.7	
Transportation	2,328.00	41,247	156,440	26.37%	613.8	
Hotel & Restaurants	1,825.00	21,246	60,542	35.09%	640.4	
Real Estate & Business	2,715.00	800	1,624	49.26%	1337.4	
Finance	635.00	7,721	16,987	45.45%	288.6	
Public Administration	463.00	121,171	387,791	31.25%	144.7	
Others	3,595.00	47,444	172,076	27.57%	991.2	
				8.65%	24.4%	

出典：カンボジア統計局 人口センサス資料



出典：MEF Microeconomic Framework2010-2011

図 9.4 GDP 資料における各産業分野の伸びとプノンペン人口の割合

(2) 送配電損失の比較

損失の低減量については、「3.3.2 節 代替案の比較」の検討に用いられた Plan 1（長距離配電線による供給）と Plan 2 及び Plan 3（115kV 地中送電線網配備による供給）における損失量をもとに本プロジェクトの対象である 2 変電所での損失低減量について計算を行い、その損失分だけ余計にベトナムや IPP から電力を購入する量が増加するとして計算した。電力システムの損失は一般的に低い電圧で長距離送電すると損失が増加する傾向がある。長距離配電線による供給では、低い電圧である 22kV 配電線で長距離送電しているが、115kV 地中送電線網配備による供給では低い電圧での送電距離が短くなるため、損失が減少し、その分購入する電力量を減らすことができる。

年間の損失量計算にあたっては、3.3.2 節にて実施した送電ロス計算方式に則り計算を行った。負荷の周辺における配電線および変電所での損失量については、変電所での電力潮流が変化しないこと、すべての案について配電線接続箇所は同一であると仮定することから、差はないとして設定した。

(3) 各案の内部収益率

9.1.3 節で用いた計算方法を使用して、各案の財務的内部収益率と経済的内部収益率を計算すると以下のとおりとなる。

表 9.8 各案の内部収益率

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
FIRR	10.04%	12.43%	10.04%
EIRR	13.02%	15.57%	15.81%

(Source: JICA Survey Team)

FIRR は Plan 2 が最も良く、EIRR は Plan 3 が最も良くなる。変電所間の連系による停電時間短縮が与える社会的影響など経済価値評価が困難なメリットも勘案し国家的な見地で考えると、Plan 3 を選択するのが望ましいと考える。

表 9.9 PLAN 1 の経済分析詳細表

	With Scenario		Without Scenario	IRR (EIRR)		10.04%		IRR (FIRR)		13.02%		合計	
	販売電力量増分 (GWh)	追加購入量 (GWh)		配電ロス増分 (GWh)	供給支障分 (GWh)	電力料金収入増	建設費	電力発電原価	合計	GDP抑制回避	停電回避分		建設費
2014	0	0	0	0	0.00	5.85	0.00	-5.85	0.00	0.00	5.85	0.00	-5.85
2015	0	0	0	0	0.00	23.51	0.00	-23.51	0.00	0.00	23.51	0.00	-23.51
2016	0	0	0	0	0.00	23.51	0.00	-23.51	0.00	0.00	23.51	0.00	-23.51
2017	105	122	4	119	18.68	0.74	16.44	1.50	21.02	2.95	0.74	16.44	0.90
2018	148	165	5	161	26.26	0.74	22.32	3.21	29.56	2.95	0.74	22.32	3.56
2019	174	192	6	187	30.90	0.74	25.91	4.26	34.78	2.95	0.74	25.91	5.19
2020	201	219	6	214	35.63	0.74	29.58	5.32	40.10	2.95	0.74	29.58	6.84
2021	217	236	6	231	38.61	0.74	31.88	5.99	43.46	2.95	0.74	31.88	7.89
2022	228	247	7	242	40.53	0.74	33.37	6.43	45.62	2.95	0.74	33.37	8.56
2023	239	259	7	253	42.54	0.74	34.93	6.88	47.88	2.95	0.74	34.93	9.27
2024	251	271	7	265	44.65	0.74	36.56	7.35	50.25	2.95	0.74	36.56	10.01
2025	264	283	7	277	46.85	0.74	38.27	7.85	52.73	2.95	0.74	38.27	10.78
2026	277	297	8	290	49.16	0.74	40.06	8.37	55.33	2.95	0.74	40.06	11.59
2027	290	311	8	304	51.58	0.74	41.93	8.91	58.04	2.95	0.74	41.93	12.43
2028	299	320	8	313	53.15	0.74	43.15	9.27	59.81	2.95	0.74	43.15	12.99
2029	306	327	8	319	54.37	0.74	44.09	9.54	61.19	2.95	0.74	44.09	13.41
2030	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2031	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2032	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2033	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2034	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2035	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2036	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2037	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58
2038	309	329	8	322	54.84	0.74	44.46	9.65	61.72	2.95	0.74	44.46	13.58

Million USD

(金額単位)

(出典：調査団)

表 9.10 PLAN 2 の経済分析詳細表

	With Scenario		Without Scenario 供給支障分 (GWh)	IRR (FIRR)		建設費	12.43%		IRR (FIRR)	停電回避分	15.57%		合計
	販売電力量 増分 (GWh)	追加購入量 (GWh)		配電ロス増分 (GWh)	電力料金収入増		建設費	電力発電原価			合計	建設費	
2014	0	0	0	0.00	5.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.85	0.00	-5.85
2015	0	0	0	0.00	25.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.26	0.00	-25.26
2016	0	0	0	0.00	25.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.26	0.00	-25.26
2017	117	122	4	20.74	0.74	16.45	23.34	2.75	23.34	2.75	0.74	16.45	3.42
2018	159	165	5	28.33	0.74	22.32	31.88	2.75	31.88	2.75	0.74	22.32	6.07
2019	185	192	6	32.96	0.74	25.92	37.10	2.75	37.10	2.75	0.74	25.92	7.70
2020	212	219	6	37.70	0.74	29.58	42.42	2.75	42.42	2.75	0.74	29.58	9.36
2021	229	236	6	40.68	0.74	31.89	45.78	2.75	45.78	2.75	0.74	31.89	10.40
2022	240	247	7	42.60	0.74	33.38	47.94	2.75	47.94	2.75	0.74	33.38	11.08
2023	251	259	7	44.61	0.74	34.94	50.20	2.75	50.20	2.75	0.74	34.94	11.78
2024	263	271	7	46.71	0.74	36.57	52.57	2.75	52.57	2.75	0.74	36.57	12.52
2025	275	284	7	48.92	0.74	38.28	55.05	2.75	55.05	2.75	0.74	38.28	13.29
2026	288	297	8	51.22	0.74	40.07	57.65	2.75	57.65	2.75	0.74	40.07	14.10
2027	302	311	8	53.64	0.74	41.94	60.37	2.75	60.37	2.75	0.74	41.94	14.95
2028	311	320	8	55.21	0.74	43.16	62.14	2.75	62.14	2.75	0.74	43.16	15.50
2029	318	327	8	56.44	0.74	44.10	63.51	2.75	63.51	2.75	0.74	44.10	15.93
2030	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2031	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2032	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2033	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2034	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2035	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2036	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2037	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09
2038	320	329	8	56.91	0.74	44.47	64.05	2.75	64.05	2.75	0.74	44.47	16.09

(金額単位) Million USD

(出典：調査団)

表 9.11 PLAN 3 の経済分析詳細表

	With Scenario		Without Scenario	IRR (FIRR)		建設費	10.04%		IRR (EIRR)	停電回避分	15.81%	電力調達費用	合計
	販売電力量増分 (GWh)	追加購入量 (GWh)		配電ロス増分 (GWh)	供給支障分 (GWh)		電力料金収入増	建設費					
2014	0	0	0	0	0.00	5.85	0.00	-5.85	0.00	0.00	5.85	0.00	-5.85
2015	0	0	0	0	0.00	33.56	0.00	-33.56	0.00	0.00	33.56	0.00	-33.56
2016	0	0	0	0	0.00	33.56	0.00	-33.56	0.00	0.00	33.56	0.00	-33.56
2017	119	122	3	119	21.07	0.74	16.41	3.92	23.71	0.00	0.74	16.41	6.56
2018	161	165	4	161	28.65	0.74	22.29	5.63	32.25	0.00	0.74	22.29	9.22
2019	187	192	4	187	33.29	0.74	25.88	6.67	37.46	0.00	0.74	25.88	10.85
2020	214	219	5	214	38.02	0.74	29.55	7.74	42.79	0.00	0.74	29.55	12.51
2021	231	236	5	231	41.00	0.74	31.86	8.41	46.14	0.00	0.74	31.86	13.55
2022	242	247	5	242	42.92	0.74	33.35	8.84	48.31	0.00	0.74	33.35	14.22
2023	253	259	6	253	44.93	0.74	34.90	9.29	50.57	0.00	0.74	34.90	14.93
2024	265	271	6	265	47.04	0.74	36.54	9.77	52.94	0.00	0.74	36.54	15.67
2025	277	283	6	277	49.24	0.74	38.24	10.26	55.42	0.00	0.74	38.24	16.44
2026	290	297	6	290	51.55	0.74	40.03	10.78	58.02	0.00	0.74	40.03	17.25
2027	304	310	7	304	53.97	0.74	41.90	11.33	60.73	0.00	0.74	41.90	18.09
2028	313	319	7	313	55.54	0.74	43.12	11.68	62.50	0.00	0.74	43.12	18.65
2029	319	326	7	319	56.76	0.74	44.07	11.96	63.88	0.00	0.74	44.07	19.07
2030	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2031	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2032	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2033	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2034	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2035	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2036	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2037	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24
2038	322	329	7	322	57.23	0.74	44.44	12.06	64.41	0.00	0.74	44.44	19.24

Million USD

(金額単位)

(出典：調査団)

9.1.6 CO2 排出量の算出

本事業の実施に伴って、115kV 地中送電設備がプノンペン市街に初めて導入され、22kV 配電系統においてロス削減を図ることが可能と考えられることから CO2（温室効果ガス）排出量削減の影響も評価した。このため、将来の需要予測を踏まえて、本事業のケース（上記の Plan 3）と長距離配電線による供給（上記の Plan 1）の両ケースについてプノンペン首都圏におけるロス計算を実施し、本事業の実施に伴って発生する CO2 排出量削減効果を算出する。その算出においては JICA 策定の「気候変動対策支援ツール／緩和策 試行版 Ver.1.0」（2011 年 6 月）を使用して計算した。具体的には区分 15 に該当する送配電網施設の効率化_新設の入力シートにある評価方法を用いて計算している。この計算の際の単位発電量あたりの CO2 排出量については、カウンターパートからも有益な情報を確認しておらず、カ国としての公表もないことから、2011 年に経済産業省の受託でカ国 Ministry of Environment Cambodia と協力して実施した調査「Grid Emission Factor of the Phnom Penh Electricity Grid」の値を用いることとし、ロス低減による発電力の削減については老朽化したディーゼル設備であり、発電単価も高い CEP および KEP についての値 0.68 t-CO2/kWh を用いて計算を行った。その結果、プロジェクト完了後の翌年には年間約 4062 ton の CO2 排出抑制効果を確認できること、またプロジェクト終了後の経済の発展によりプロジェクト対象である 2 つの変電所の電力需要が堅調に推移した場合、最大で 9,213ton の年間 CO2 削減量が期待できると判定した。

表 9.12 CO₂削減効果の計算結果シート

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整備事業準備調査

事業実施によるGHG排出削減量 (t-CO₂/y) $ER_y = BE_y - PE_y$ (t-CO₂/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	9,688	t-CO ₂ /y
BL_y	事業実施前の電力損失	14,000	MWh/y
$EF_{BL,y}$	抑制グリッドの電気のCO ₂ 排出係数	0.692	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	475	t-CO ₂ /y
PL_y	事業実施後の電力損失	686	MWh/y
$EF_{BL,y}$	抑制グリッドの電気のCO ₂ 排出係数	0.692	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	9,213	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	9,688	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	475	t-CO ₂ /y

Source: JICA Survey Team

9.2 運用効果指標の提案

9.2.1 運用効果指標の提案

事後評価を行うための運用・効果指標は、以下の2つの視点を的確に評価するという観点を踏まえて提案した。

- プノンペン市民の生活レベルが向上しているか
- 事業実施機関の業績が向上しているか

なお、事後評価を行うための指標の提案にあたっては、以下の点を十分配慮して選定した。

- データの取得が容易であること（既設置の計測器から得られる直接的なデータまたは若干の加工により得られるデータであること）
- データの信頼性が高いこと（計測器の精度面で、定期的な校正が行われていること）
- 定義が明確であること（恣意的な要素の入る余地がなく、誰が取得しても同一の値になること）
- 継続的なトレンド管理が容易であること（特に過去のデータが定期的に存在していると効果の確認が容易である。）

(1) プノンペン市民生活レベル向上面

プノンペン市民生活レベルが向上しているかどうかを電力セクターのサイドを中心に評価すると、以下の3点に集約される。

- 電気料金が適正で支払可能なレベルで安定している。
- 停電の回数と継続時間が少なくなる。
- 経済発展が進行している。

この3つの指標は、本事業以外の要因も含めた複合的な要因で変化するため、事業の直接の影響が表れにくいという特徴があるが、極力、市民目線にとらえた指標を提案する。

(2) 事業実施機関の業績向上面

組織全体のレベルアップを図るためには、効率性を追求する指標だけで管理するのは片手おちである。効率性とトレードオフの関係にある設備の健全性も重要な要因である。このような観点から、事後評価を行うための運用・効果指標として以下を提案する。

- 効率性（収支・コスト面）
 - ◆ プノンペン地区の送変配電ロス率
- 設備面（安定供給の確保）：効率性とはトレードオフの関係にある。効率性の観点からは負荷率は高い方が望ましいが、安定供給の確保という観点からは、なるべく余力を持っている（負荷率が低い）方が良い。
 - ◆ 新設変電所の変圧器最大負荷率、平均負荷率
 - ◆ 新設地中送電線の最大通過潮流（MVA）
- サービス面（顧客満足度）：効率性とはトレードオフの関係になりがちである。
 - ◆ プノンペン地区の SAIFI、SAIDI

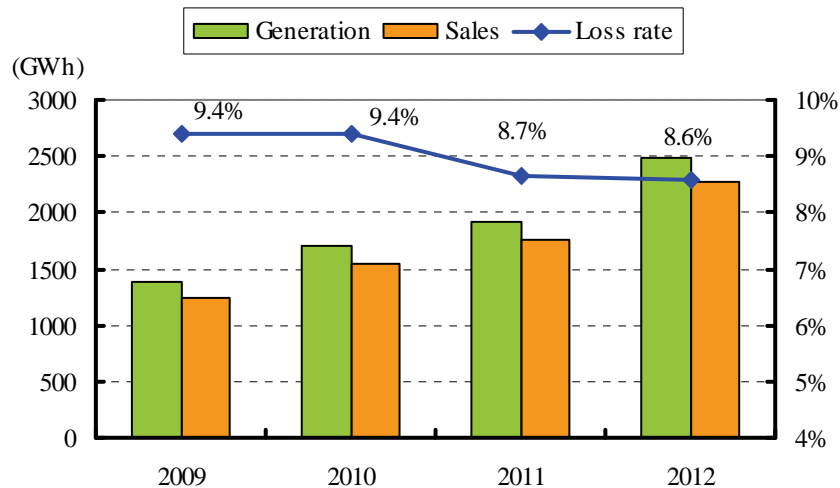
◆ 広域停電の発生回数

9.2.2 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（2020年頃）を目途とした値を設定する。

(1) プノンペン地区の送配電ロス率

プノンペン地区の送配電ロス率の実績を以下に示す。



出典：EDC Annual report

図 9.5 プノンペン地区の送配電ロス率

2012年の送配電ロス率は8.6%である。本事業において、中心部に変電所を建設することにより、ロスが大きい配電線（22kV）での輸送距離が減少するので、ロスは確実に減少すると考えられる。しかし、2020年頃には、本事業以外の要因によるロス低減の効果もあり、2020年において、本事業によるロス低減効果のみを把握することは難しいため、指標としては不適切である。

(2) 新設変電所の変圧器最大負荷率、平均負荷率

2020年における各変電所の負荷想定は、以下の通りである。各変電所の変圧器容量は150MVAであり、力率を95%として負荷率を算定している。

表 9.13 新設変電所のピーク時における負荷

Substation	Maximum Load	Load factor
EDC HQ	98.9 MW	69.4 %
Olympic Stadium	116.4 MW	81.7 %

出典：調査団

上記の負荷想定は、この2つの変電所に加えて、Hun Sen Park 変電所、Toul Kork 変電所、Chroy Changvar 変電所がすべて2020年に完成していることを前提としている。これらの変電所のうち、

一つでも完成していない場合には、未完成変電所の負荷を分担する必要があるため、想定負荷が増加する。また、変電所の供給区域は、ある程度決まっているが、配電線は変電所間を連系しているため、配電線の開放位置によっては、各変電所の負荷分担が異なってくる。2020年においては、プノンペン市の周辺地域の需要の伸びが大きいと想定されているため、既設のGS1, GS2, GS3変電所の負荷率が高い状況にあり、一部の負荷を新設変電所が分担する可能性もある。

このように、新設変電所の最大負荷率は、各変電所の負荷分担と2020年時点での地域毎の需要の伸びに左右される。前に述べたように効率性の観点からは負荷率は高い方が望ましいが、安定供給の確保という観点からは、なるべく負荷率が低い方が良い。この点を考慮して、2020年における最大負荷率の目標値は70%~90%とする。（系統内に事故が発生した場合を除く）

なお、平均負荷率は負荷の形状にもよるが、現状の形状があまり変わらないと考え、最大負荷率の62%程度と想定し、目標値は43%~56%とする。（年間送電電力量で見ると、500~700GWhとなる。）

(3) 新設地中送電線の最大通過潮流

系統解析の結果、2020年における新設地中送電線の平常状態における最大潮流は以下のとおりである。この値は、各種の系統構成と発電設備の運転状況を踏まえて、各送電線の最大潮流を示したものである。事故時においては、一時的に下記以上の潮流が流れることが想定される。

表 9.14 新設地中送電線の平常状態における最大潮流

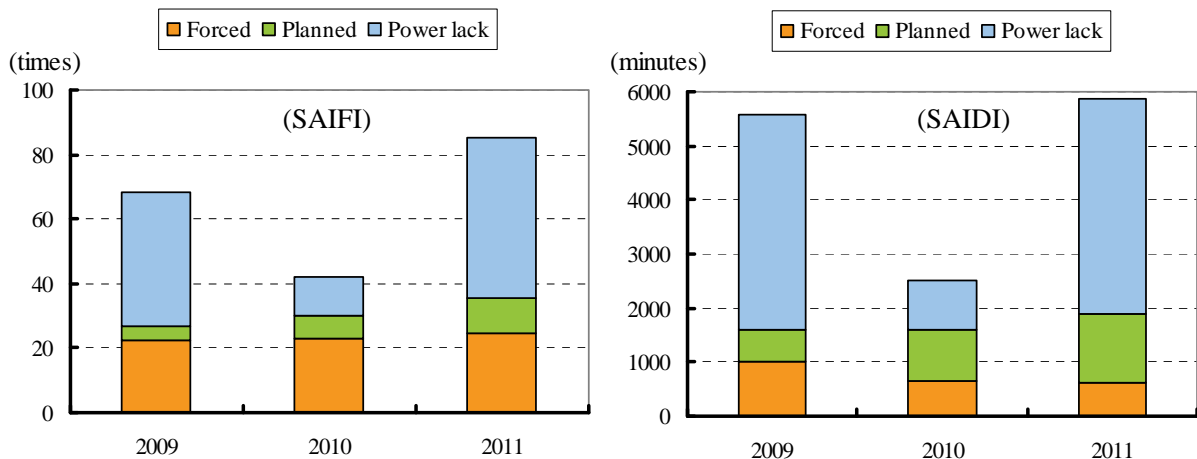
Underground Cable Route	Power flow	Case
GS1 → EDC HQ	99 MW	Radial operation
GS3 → Olympic Stadium	130 MW	Radial operation, partially loop operation
EDC HQ ← HunSen Park	106 MW	Loop operation, Power from south
Olympic Stadium ← HunSen Park	118 MW	Loop operation, Power from south

出典：調査団

これらの地中送電線は、平常状態においては、基本的に変電所への供給用送電線であり、放射状運用をすれば、最大潮流は変電所の負荷と同程度と想定される。変電所の最大負荷率の目標値は70%~90%としており、各変電所の変圧器容量が150MVAであることを考慮すると、新設地中送電線の最大潮流の目標値は、105MVA~135MVAとする。

(4) プノンペン地区のSAIFI、SAIDI

EDCは、プノンペン地区の停電に関するデータとして、SAIFI、SAIDIを毎年集計している。その結果を以下に示す。



出典：EDC 提供資料

図 9.6 SAIFI, SAIDI

発電設備の不足による停電を除くと、2011年の実績は、SAIFIは35.7回、SAIDIは1,884分である。

本事業の実施により、変電設備容量が増加するとともに、変電所間の連系が強化される。このため、変電設備の容量不足による停電や、系統の作業による停電の多くは回避可能となる。また、市内中心部に変電所ができることから、変電所と負荷の平均距離が短くなり、配電線レベルの連系が強化されて事故時に配電線切り替えが容易となるため、配電線事故時に発生する停電時間の大幅な削減が可能となり、供給信頼度の向上（SAIFI, SAIDIの減少）が見込まれる。しかし、2020年頃には、本事業以外の要因による供給信頼度向上の効果もあり、2020年において、本事業による供給信頼度向上の効果のみを把握することは難しいため、指標としては不適切である。

(5) 広域停電の発生回数

本事業において、プノンペン中心部に建設する変電所間を連系する計画である。この連系線により、プノンペン中心部の変電所は2以上の電力供給源を持つことになり、系統内のどこかで事故が発生しても、健全な他の供給源から供給が可能であるため、切り替え時間も考慮すると、変電所の負荷が10分以上全面的に停電となる事態は回避可能と考えられる。

1年間に変電所が上位系の送電線事故により10分以上長期に停電した回数の目標値はゼロとする。

(6) まとめ

(a) 定性的効果（本事業による効果のみの定量化が難しい指標）

■ プノンペン地区の送配電ロス率

中心部に変電所を建設することにより、ロスが大きい配電線（22kV）での輸送距離が減少するので、ロスは確実に減少すると考えられる。

■ プノンペン地区の供給信頼度（特に停電時間の減少）

変電所と負荷の平均距離が短くなり、配電線レベルの連系が強化されて事故時に配電線切り替えが容易となるため、配電線事故時に発生する停電時間の大幅な削減が可能となる。

■ プノンペン地区の経済発展

(b) 定量的指標

提案した定量的運用効果指標を整理したものを以下の表に示す。

表 9.15 定量的運用効果指標のまとめ

項目		目標値
新設変電所	最大負荷率	70%～90%
	平均負荷率 (年間送電電力量)	43%～56% (500～700GWh)
新設地中送電線	最大潮流	105MVA～135MVA
変電所が 10 分以上長期に停電した回数		0 回