

スリランカ民主社会主義共和国  
セイロン電力庁

スリランカ国  
全国送配電網整備・効率化事業（II）  
準備調査報告書  
（要約）

平成 27 年 11 月  
（2015 年）

独立行政法人  
国際協力機構（JICA）

東電設計株式会社  
日本工営株式会社

## 要約

### 1. 調査の目的

本調査の主な目的は、我が国有償資金協力事業として実施するために、以下のとおりである。

- ✓ プロジェクト・スコープの確認
- ✓ 概略設計、概略事業費の積算、事業実施スケジュールおよび財務分析を含むプロジェクト概要の作成
- ✓ 事業実施・維持管理体制の作成
- ✓ 環境社会配慮の確認
- ✓ サンプル火力発電所事業に関連する状況の確認

### 2. 結果の概要

#### 1) 需要予測

表 3.1-1 に示される需要予測は CEB によって見直し中であり、その結果、現在の需要予測より下がる可能性がある。しかし、CEB と協議した結果、本調査の系統解析に現在の需要予測値を使用することは安全側となることから、そのまま使用することとなった。

#### 2) 発電開発計画

「長期電源開発計画（2013 年）」に記載されている電源計画は、最新の状況を考慮して更新されたものにはなっていないことから、表 3.2-1 に示すように修正された。さらに、この長期電源計画は修正後の需要予測をもとに変更される予定となっている。

#### 3) 220 kV から 400 kV への送電線の昇圧時期および 400 kV 変電所の検討

当初、サンプルーニューハバラナ送電線は 220 kV で運転されることとなる。その後、トリンコマレー 2 フェーズ 1 発電所の建設にあわせ、電圧を 400 kV に昇圧する。それは、CEB としては 16.5/220 kV 昇圧変圧器の数量が増えるのを抑制したためである。

400 kV 変電所については、送電線の昇圧のタイミングにあわせて建設する必要がある。しかし、400 kV 変電所の設計はまだ終わっておらず、さらにその検討には 1 年程度要する。そのため、この検討はできるだけ速やかに始められる必要がある。

#### 4) 送電設備設計

最初の現地調査時に、送電線のスコープについて確認した。その後、400 kV 送電線の仕様については IEC 標準、日本標準、現地の気温、風速状況等をもとに CEB のエンジニアと協議を行い、決定した。さらにコスト比較検討を行った結果、低損

失電線を 400 kV 送電線に適用することとなった。

#### 5) 変電設備設計

最初の現地調査時に、変電所のスコープについて確認した。その後、220 kV 設備の概略設計について CEB のエンジニアと協議を行い、決定した。

さらに、220 kV システムから 400 kV システムへの変更の方法について、停電の回避や系統への影響を考慮の上、提案を行った。

#### 6) 概略事業費の積算

上述の結果に基づき、送電および変電設備のスコープは以下のように確認された。

##### ✓ 送電線

- 400 kV サンプル-ニューハバラナ送電線 (4 x 低損失電線 (ゼブラ相当の電線容量)、95 km、2 回線、初期運転電圧は 220 kV)
- 220 kV サンプル-カパルトゥライ送電線 (2 x ゼブラ、45 km、2 回線)

##### ✓ サンプル開閉所

- 220 kV 屋内 GIS、1.5 重母線遮断器構成

ベースケースにおけるプロジェクトの概略事業費は以下のとおりとなった。

項目	外貨	内貨	合計
	百万円	百万ルピー	百万円
パッケージ 01: 送電線建設	9,752	4,501	13,457
パッケージ 02: 開閉所建設	7,697	3,847	10,863
コンサルティング・サービス	159	17	173

#### 7) 送変電設備の環境社会配慮

400 kV と 220 kV の送電線の設計においては、さまざまなオプションを十分慎重に考慮して、環境と社会への影響を最小限に抑えるようにした。本プロジェクトは、環境面に配慮した実行可能なプロジェクトであり、CEB による IEE (初期環境調査) レポートは JICA 環境社会配慮ガイドラインが求める要件を満たしていることが確認された。

本調査の結果は、プロジェクトにより発生する環境社会影響を特定している。本プロジェクトでは特に重大な影響は生じないが、さまざまな環境や社会へのある程度の影響が発生する。しかし、これらの影響は、提案された緩和策を実施することによって最小限に抑えることができる。

例えばホームガーデン、水田、その他の土地利用における wayleave クリアランスの影響は社会経済損失として評価している。関連するエリアのコミュニティのメンバーとのパブリックコンサルティングも行っている。

モニタリング計画を組み込んだ環境管理計画は、環境緩和策を管理するための、そして主に工事前、工事中の段階での環境コンプライアンスをチェックするためのガイドの役割をもつものである。

#### 8) 経済財務分析

経済財務分析の方法については協議を行い、それに基づき実施した。

プロジェクトの概略事業費、電力損失低減等に基づき実施した EIRR および FIRR の計算結果は以下のとおりであり、経済財務の面からは実現可能であることが確認された。

ケース	経済分析		財務分析	
	EIRR	B/C	FIRR	B/C
ベース	32.51%	2.00	29.49%	1.23
費用: +5%, 便益: 0%	27.18%	-	24.35%	-
費用: +10%, 便益: 0%	21.84%	-	19.35%	-
費用: 0%, 便益: -5%	26.88%	-	24.07%	-
費用: +5%, 便益: -5%	21.31%	-	18.84%	-
費用: +10%, 便益: -5%	16.49%	-	14.06%	-
費用: 0%, 便益: -10%	20.74%	-	18.29%	-
費用: +5%, 便益: -10%	15.75%	-	13.31%	-
費用: +10%, 便益: -10%	11.51%	-	8.76%	-

#### 9) サンプル石炭火力発電所

サンプル火力発電所は Trincomalee Power Company Limited (TPCL) によって建設される。そして、この発電所で発電された電力は 400 kV および 220 kV 送電線によって送電されることとなる。

## 目次

第1章	序論	1-1
1.1.	背景および目的	1-1
1.2.	組織情報	1-1
1.3.	プロジェクト・スコープ	1-1
1.4.	調査のスコープ	1-3
第2章	電力セクターの現況	2-1
2.1.	電力セクターの現況	2-1
2.2.	電力セクターの方針	2-2
第3章	電力系統解析	3-1
3.1.	需要想定	3-1
3.2.	発電所建設計画	3-1
3.2.1.	発電所建設計画	3-1
3.2.2.	サンプル変電所周辺の発電所建設計画	3-2
3.2.3.	石炭火力発電所の運転能力	3-4
3.2.4.	本プロジェクト送電線の潮流検討	3-4
3.3.	送電線拡張計画	3-6
3.4.	サンプル変電所－カパルトゥライ変電所間送電線の確認	3-7
3.5.	電力系統解析	3-8
3.5.1.	発電所および電力需要の条件	3-8
3.5.2.	電力系統解析断面	3-9
3.5.3.	短絡電流解析	3-10
3.6.	電力系統解析の解析結果	3-10
3.6.1.	潮流解析	3-10
3.6.2.	短絡電流解析	3-12
3.7.	まとめ	3-13
第4章	送電設備	4-1
4.1.	送電設備のスコープ	4-1
4.2.	送電線建設箇所の自然環境条件	4-1
4.3.	400 kV サンプル－ニューハバラナ 送電線	4-1
4.3.1.	送電線ルート	4-1
4.3.2.	デザイン	4-2
4.4.	220 kV サンプル－カパルトゥライ 送電線	4-11
4.4.1.	送電線ルート	4-11
4.4.2.	デザイン	4-12
4.5.	送電ロス低減	4-16
4.5.1.	予想発電計画	4-16
4.5.2.	送電ロス低減量および建設コスト差額回収年	4-17
第5章	変電設備設計	5-1
5.1.	事業スコープ	5-1
5.1.1.	サンプル 220 kV 開閉所	5-1
5.1.2.	ニューハバラナ変電所	5-1
5.1.3.	カパルトゥライ 220 kV 変電所	5-1
5.2.	サンプル開閉所における 220 kV GIS	5-2

5.2.1.	ガス絶縁開閉装置（GIS）の特徴.....	5-2
5.2.2.	サンプル 220 kV 開閉所への適用.....	5-3
5.2.3.	GIS 仕様.....	5-3
5.3.	変電設備の基本設計.....	5-3
5.3.1.	一般.....	5-3
5.3.2.	設計コンセプト.....	5-3
5.3.3.	サンプル開閉所の主な機器構成.....	5-6
5.3.4.	サンプル開閉所の主な機器仕様.....	5-7
5.3.5.	サンプル 220 kV 開閉所建設における特別な工法.....	5-10
第 6 章	調達パッケージおよび契約約款.....	6-1
6.1.	調達パッケージ.....	6-1
6.2.	契約約款.....	6-1
第 7 章	事業実施スケジュール.....	7-1
7.1.	考慮した点.....	7-1
7.2.	全体工程.....	7-1
第 8 章	事業実施・維持管理体制.....	8-1
8.1.	事業実施体制.....	8-1
8.1.1.	事業実施体制の組織図.....	8-1
8.1.2.	雇用計画.....	8-1
8.1.3.	トレーニング計画.....	8-1
8.2.	維持管理.....	8-2
8.2.1.	維持管理の組織図.....	8-2
8.2.2.	研修計画.....	8-3
第 9 章	コンサルティング・サービスの業務内容.....	9-1
9.1.	コンサルティング・サービスのスコープ.....	9-1
9.2.	人員.....	9-1
第 10 章	概略事業費の積算.....	10-1
10.1.	計算条件.....	10-1
10.2.	送電建設費.....	10-1
10.3.	開閉所建設費.....	10-2
10.4.	概略総事業費.....	10-2
第 11 章	送変電設備の環境社会配慮.....	11-1
11.1.	環境社会配慮に関する「ス」国の法令、制度.....	11-1
11.1.1.	環境社会配慮に関する基本法.....	11-1
11.1.2.	環境影響評価に関する法令、制度.....	11-1
11.1.3.	環境基準.....	11-3
11.2.	400 kV サンプル - ニューハバラナ 送電線建設の環境社会影響配慮.....	11-4
11.2.1.	環境社会影響の可能性のある事業コンポーネント.....	11-4
11.2.2.	プロジェクト地域の環境の現況.....	11-4
11.2.3.	代替案の比較検討.....	11-7
11.2.4.	スコーピング.....	11-8
11.2.5.	環境社会配慮調査の TOR.....	11-9
11.2.6.	環境社会配慮調査の結果.....	11-9
11.2.7.	環境影響評価.....	11-9
11.2.8.	モニタリング計画.....	11-14
11.3.	220 kV サンプル - カパルトウライ 送電線建設の環境社会影響配慮.....	11-17

11.3.1.	プロジェクト地域の環境の現況	11-17
11.3.2.	環境汚染	11-18
11.3.3.	代替案の比較検討	11-18
11.3.4.	スコーピング	11-18
11.3.5.	環境社会配慮調査の TOR	11-18
11.3.6.	環境社会配慮調査の結果	11-18
11.3.7.	環境影響評価と緩和策	11-18
11.3.8.	モニタリング計画	11-23
11.4.	用地取得、非自発的住民移転	11-24
11.4.1.	用地取得、非自発的住民移転の必要性	11-24
11.4.2.	法制度と政策	11-24
11.4.3.	補償対象の範囲と規模	11-26
11.4.4.	本プロジェクトにおける補償のポリシーと枠組み	11-27
11.4.5.	苦情処理システム	11-28
11.4.6.	補償プロセスの実施に責任を有する組織	11-28
11.4.7.	実施スケジュール	11-28
11.4.8.	補償コストと予算の推定	11-28
11.4.9.	ステークホルダー・ミーティング	11-28
第 12 章	サンプル 石炭火力発電所	12-1
12.1.	サンプル石炭火力発電所建設計画および進捗状況	12-1
12.1.1.	実施体制	12-1
12.1.2.	建設計画	12-1
12.1.3.	進捗状況	12-4
12.2.	サンプル石炭火力発電所に係る環境社会配慮	12-6
12.2.1.	火力発電所に係る環境影響評価	12-6
12.2.2.	サンプル火力発電所の環境影響評価の実施状況	12-6
第 13 章	財務経済分析	13-1
13.1.	分析の前提	13-1
13.2.	実施スケジュールと費用	13-1
13.2.1.	実施スケジュール	13-1
13.2.2.	実施費用	13-1
13.3.	運用期間中の費用	13-2
13.3.1.	電力購入費用	13-2
13.3.2.	維持管理費用	13-7
13.4.	経済分析	13-9
13.4.1.	経済便益	13-9
13.4.2.	経済費用	13-10
13.4.3.	経済分析結果	13-10
13.4.4.	経済感度分析	13-10
13.5.	財務分析	13-11
13.5.1.	財務便益	13-11
13.5.2.	財務費用	13-11
13.5.3.	財務分析結果	13-11
13.5.4.	財務感度分析	13-11
第 14 章	温室効果ガス排出削減量の計算	14-1
14.1.	温室効果ガス排出削減量の計算方法	14-1

14.1.1.	220 kV サンプールーカパルトゥライ送電線 .....	14-1
14.1.2.	400 kV サンプールーニューハバラナ送電線 .....	14-1
14.2.	温室効果ガス排出削減量の計算結果 .....	14-1
第 15 章	運用効果指標 .....	15-1
15.1.	運用効果指標の項目 .....	15-1
15.2.	運用効果指標の目標値 .....	15-1
第 16 章	結論および提言 .....	16-1
16.1.	結論 .....	16-1
16.1.1.	送電および変電設備のスコープ .....	16-1
16.1.2.	環境社会配慮 .....	16-1
16.1.3.	経済財務分析 .....	16-1
16.2.	提言 .....	16-2
16.2.1.	他の送変電設備 .....	16-2



## 表リスト

表 1.2-1	組織情報
表 1.3-1	プロジェクト・スコープ
表 2.1-1	スリランカ電力セクターの現況
表 3.1-1	経済成長に基づいた電力需要予測(2015年～2039年)
表 3.2-1	発電所建設計画(ベースケース 2015-2034)
表 3.2-2	石炭火力発電所の運転能力
表 3.4-1	カパルトゥライ変電所周辺の需要予測
表 3.5-1	電力系統解析条件
表 3.6-1	電圧の許容範囲
表 3.6-2	2020年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況
表 3.6-3	2022年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況
表 3.6-4	2024年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況
表 3.6-5	電圧階級別許容短絡電流値
表 3.6-6	サンプル変電所周辺の電圧階級別短絡電流解析結果
表 4.3-1	400 kV 送電線 基本設計条件
表 4.3-2	CEBの風圧値
表 4.3-3	調査団が提案した鉄塔の風圧値
表 4.3-4	低ロス電線と既存電線の比較
表 4.3-5	400 kV 送電線 地線仕様
表 4.3-6	400 kV 送電設備の耐電圧
表 4.3-7	400 kV 送電線の碍子連数
表 4.3-8	400 kV 送電線の碍子適用
表 4.3-9	400 kV 送電線の電線地上高
表 4.3-10	400 kV 送電線の鉄塔型
表 4.3-11	400 kV 送電線の絶縁間隔
表 4.3-12	400 kV 送電線のクリアランス
表 4.3-13	懸垂鉄塔の電線横振れ角度
表 4.3-14	400 kV 送電線の予想基礎荷重
表 4.3-15	400 kV サンプル - ニューハバラナ線 予想鉄塔数量および重量
表 4.3-16	400 kV サンプル - ニューハバラナ線 電線・地線数量
表 4.3-17	400 kV サンプル - ニューハバラナ線 碍子数量
表 4.3-18	400 kV サンプル - ニューハバラナ線 基礎数量
表 4.4-1	220 kV 送電線の基本条件
表 4.4-2	220 kV 送電線の風圧
表 4.4-3	220 kV 送電線の碍子仕様
表 4.4-4	220 kV 送電線の碍子個数および連数
表 4.4-5	220 kV 送電線の地上高
表 4.4-6	220 kV 送電線の地線仕様
表 4.4-7	220 kV 送電線のクリアランス
表 4.4-8	220 kV 送電線の鉄塔型
表 4.4-9	220 kV 送電線の最大ジャンパー横振れ
表 4.4-10	220 kV 送電線の基礎型
表 4.5-1	トリンコマリーエリアの発電予測

表 4.5-2	送電ロス低減量と差額回収年
表 9.2-1	コンサルタント／アドバイザーの要求条件
表 10.2-1	送電建設費（パッケージ01）
表 10.3-1	開閉所建設費（パッケージ02）
表 10.4-1	概略総事業費
表 11.1-1	IEE/EIA のプロセスの各ステップ
表 11.2-1	スコーピングの結果
表 11.2-2	環境影響評価の結果と緩和策
表 11.2-3	モニタリング計画
表 11.3-1	環境影響評価と緩和策
表 11.4-1	補償対象の範囲と規模
表 11.4-2	補償額の推定結果
表 12.1-1	サンプルル石炭火力発電所仕様
表 13.2-1	Allocation Rate of Costs
表 13.2-2	Allocation of Costs
表 13.3-1	Calculation of Capacity Charge Payable
表 13.3-2	Calculation of Additional Capacity Charge
表 13.3-3	Calculation of Energy Charges
表 13.3-4	Calculation of Power Purchase Costs (PPC)
表 13.3-5	O&M Costs
表 13.4-1	Power Sales Amounts
表 13.4-2	Project Economic Costs
表 13.4-3	Economic Evaluation Results
表 13.4-4	Results of EIRR Sensitivity Analysis
表 13.5-1	Project Financial Costs
表 13.5-2	Financial Evaluation Results
表 13.5-3	Results of FIRR Sensitivity Analysis
表 14.2-1	温室効果ガス削減量
表 15.2-1	運用効果指標の目標値
表 16.1-1	経済財務分析の感度分析結果

## 図リスト

図 1.3-1	プロジェクト位置図
図 3.2-1	2020 年におけるサンプル変電所周辺の概略電力系統図
図 3.2-2	2022 年におけるサンプル変電所周辺の概略電力系統図
図 3.2-3	2024 年におけるサンプル変電所周辺の概略電力系統図
図 3.2-4	2024 年断面の最大発電時の潮流状況
図 3.2-5	2024 年断面の最大発電時の潮流状況 (N-1 状態)
図 3.3-1	220 kV 送電系統図
図 3.3-2	400 kV および 220 kV 送電系統図
図 3.4-1	主要送電線の送電系統図
図 4.3-1	400 kV サンプル - ニューハバラナ送電線ルート
図 4.3-2	クリアランスダイヤグラム
図 4.3-3	既設 132 kV 送電線との交差方法
図 4.4-1	220 kV サンプル - カパルトゥライ送電線ルート
図 5.2-1	屋内型 GIS (セラフラピティヤ開閉所)
図 5.3-1	1+1/2 遮断器複合母線方式
図 7.2-1	全体工程
図 7.2-2	詳細な工事工程
図 8.1-1	事業実施体制の組織図
図 8.2-1	現在の維持管理の組織図
図 8.2-2	現在の送電線充電下における維持管理の組織図
図 12.1-1	組織図
図 12.1-2	サンプル石炭火力発電所配置計画図
図 12.1-3	サンプル石炭火力発電所プロジェクト工程

# 第1章 序論

## 1.1. 背景および目的

スリランカでは、ピーク時の電力需要 2,146 MW (2012 年) に対し、2,970 MW (2012 年) の電力供給能力を有しており、他の南アジア諸国と比較して安定的な電力供給が行われている。他方、近年の年平均 7% の経済成長に伴い、電力需要は年平均 5~6% 増加しており、急速な電力需要拡大に対応し、かつ発電コストを下げるため、スリランカ政府は長期電源開発計画に基づき、大規模な石炭火力発電所等の建設を計画的に進めている。

一方、送配電部門における損失率は年々改善傾向にある (2012 年時点 12.0%) もの、電力需要拡大に対応していくためには、高圧かつ低損失の送電線を導入するなど、引き続き損失率を低減させる取り組みが必要となっている。電力政策を主管する電力エネルギー省 (MOPE) は、国家エネルギー政策 (2006 年) の中で、電力の安定供給とエネルギー効率化を重要政策の一つとして掲げ、大規模発電所の建設と並行して、十分な送電容量が確保できる高圧の基幹送電網の整備を進めており、同時に送電損失率低減の観点から、低損失送電線の導入を進めている。

本事業は、トリンコマレー電力会社 (インド国営火力発電公社及びセイロン電力庁の共同出資による特別目的会社) によるサンプル石炭火力発電所 (250 MW × 2、2018 年運開予定) の稼働に合わせて、同発電所から最大の需要地であるコロンボに向けた送電網の中継地であるハバラナまでの区間等に基幹送電線の整備を行い、併せて必要な開閉所・変電所の新設・増設を実施することで全国の電力安定供給を図るものである。本事業では、同国で初となる高電圧 (400 kV) 仕様の設備及び低損失送電線の導入を行うことで、エネルギー効率の向上も目的としている。

このような背景を踏まえ、スリランカ政府から日本政府に対して有償資金協力の要請が行われた本協力準備調査は、当該事業の目的、概要、事業費、事業実施体制、運営・維持管理体制、環境社会配慮等、我が国有償資金協力事業として実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施するものである。

## 1.2. 組織情報

借主、執行機関および実施機関を表 1.2-1 に示す。

表 1.2-1 組織情報

借主	スリランカ政府 担当者: 財務計画次官
執行機関	電力エネルギー省 (MOPE) 担当者: 次官
実施機関	セイロン電力庁 (CEB) 担当者: ジェネラルマネージャー

## 1.3. プロジェクト・スコープ

プロジェクト・スコープを表 1.3-1 に示す。なお、詳細なスコープについては第 4 章および第 5 章に記載されている。

表 1.3-1 プロジェクト・スコープ

送電設備	400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (4xZebra 相当, 95 km, 2 回線, 初期運転電圧は 220 kV)
	220 kV サンプルーカパルトゥライ送電線 (2xZebra 相当, 45 km, 2 回線)
変電設備	サンプル開閉所における 220 kV 屋内 GIS、1.5 重母線遮断器構成

プロジェクトの位置を図 1.3-1 に示す。

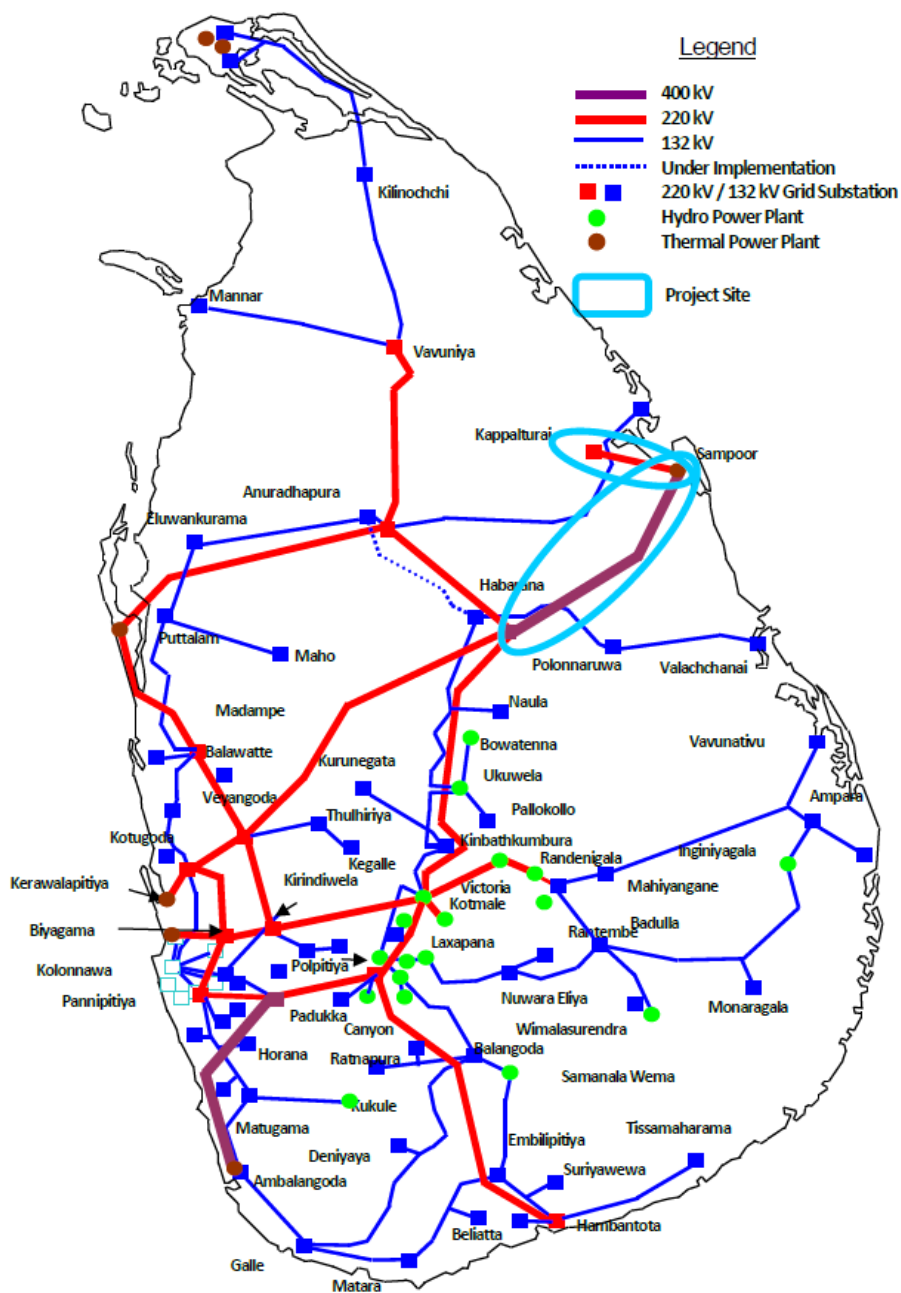


図 1.3-1 プロジェクト位置図

#### 1.4. 調査のスコープ

- ✓ TOR-1：事業の背景・妥当性の確認
- ✓ TOR-2：事業スコープの検証
- ✓ TOR-3：自然条件調査
- ✓ TOR-4：コンサルティング・サービスの内容
- ✓ TOR-5：施工・調達方法
- ✓ TOR-6：計画対象地域の電力潮流計算及び電力ロスの解析
- ✓ TOR-7：事業実施スケジュール
- ✓ TOR-8：事業実施・維持管理体制
- ✓ TOR-9：環境社会配慮
- ✓ TOR-10：概略事業費の積算
- ✓ TOR-11：サンプル火力発電所事業に係る開発計画・進捗及び環境社会配慮事項の確認
- ✓ TOR-12：事業効果の確認

## 第2章 電力セクターの現況

### 2.1. 電力セクターの現況

スリランカ電力セクターの現況を表 2.1-1 に要約する。

表 2.1-1 スリランカ電力セクターの現況

Item	2012	2013	Growth Rate (2012 – 2013) (%)
Total Installed capacity (MW)	3,312	3,362	1.5
Installed capacity by CEB (MW)	2,214	2,228	0.6
Hydro	1,357	1,361	0.3
Thermal - Oil	554	564	1.8
Thermal - Coal	300	300	0.0
Wind	3	3	0.0
Installed capacity by IPPs (MW)	1,098	1,134	3.3
Hydro - Small	227	267	17.6
Thermal	784	771	-1.7
Non-Conventional Renewable Energy	87	96	10.3
Gross Generation (GWh)	11,801	11,962	1.4
Gross Generation by CEB (GWh)	6,162	8,808	42.9
Hydro	2,727	6,010	120.4
Thermal - Oil	2,029	1,326	-34.6
Thermal - Coal	1,404	1,469	4.6
Wind	2	2	0.0
Gross Generation by IPPs (GWh)	5,640	3,154	-44.1
Hydro - Small	565	916	62.1
Thermal	4,906	1,977	-59.7
Non-Conventional Renewable Energy	169	260	53.8
Electricity sales by CEB (GWh)	10,475	10,621	1.4
Domestic and Religious	3,577	3,546	-0.9
Industrial	3,285	3,344	1.8
General Purpose and Hotel	2,202	2,227	1.1
Government	-	89	-
Bulk Sales to LECO	1,302	1,308	0.5
Street Lighting	109	108	-0.9
Electricity Sales by LECO (GWh)	1,217	1,222	0.4
Domestic and Religious	539	522	-3.2
Industrial	236	239	1.3
General Purpose and Hotel	412	431	4.6
Government	-	5	-
Temporary Connections	1	1	0.0
Street lighting	29	24	-17.2
Overall System Loss of CEB (%)	11.2	11.1	-0.9
Transmission & Distribution Losses	10.7	10.8	1.1
No. of Consumers (CEB+LECO) ('000)	5,477	5,717	4.4
Domestic and Religious	4,842	5,047	4.4
Industrial	54	56	3.7
General Purpose and Hotel	576	607	5.4

(出典: Central Bank of Sri Lanka Annual Report 2013 and CEB Statistical Digest 2013)

## 2.2. 電力セクターの方針

電力セクターの方針として、国家開発計画の‘Mahinda Chintana (Mahinda Vision)’には以下の内容が記載されている。

- ✓ 石炭火力を含む火力発電所および水力発電所はセイロン電力庁の発電計画に従い速やかに建設される予定であるが、その際、社会問題および環境影響についても考慮の必要がある
- ✓ 2012年末までに家庭の電化率を100%にするための必要な手続きを実施するとともに、2020年まで増加する電力需要に対応するためにできる限り少ないコストで発電所を建設する

電力セクターに対する政策指示は以下のとおりである。

- ✓ 国内で使用するエネルギー資源の多様化を促進し、将来火力発電所ができる限り少なくなるよう、エネルギーミックスを合理的に実施する
- ✓ 国内のエネルギー供給システムの管理運営については、エネルギーの使用を効率的に行うようにする

上記の政策指示に基づき、以下の内容が設定された。

- ✓ 発電：発電容量を2012年までに3,470 MW、2020年までに6,367 MWまで増加させ、石炭火力発電所、水力発電所等の導入により発電コストを低減させる
- ✓ 2012年末までに国内のすべての家庭に電気を供給する
- ✓ システムロスを2016年までに13%、2016年までに12%に削減する
- ✓ 2020年までに新エネルギーのシェアを20%に高める
- ✓ 2020年までにエネルギー消費量を8.7%削減する

上記の内、下線の引いてある理由に基づき、サンプル火力発電所は建設されることとなっている。さらに、その発電電力を送電するため、400 kV サンプルーニューハバナ送電線および220 kV サンプルーカパルトゥライ送電線を建設するとともに、サンプルに220 kV GIS 開閉所の建設を行う。

なお、電力エネルギー省では、「Sri Lanka Energy Sector Development Plan for a Knowledge-based Economy 2015-2025」を2015年3月末に発行し、CEBはこの目標に基づき、現在発電計画を作成中である。



## 第3章 電力系統解析

### 3.1. 需要想定

CEB の 2015 年から 2039 年の電力需要予測を表 3.1-1 に示す。スリランカ国の 2014 年の電力需要は 2,398 MW で 2039 年には 7,493 MW になると予想され、年率 4.7% の増加となっている。一方、電力損失は 2014 年には 10.79% であるが 2039 年は送電線網の拡張により 9.40% に低減する予想となっている。

表 3.1-1 経済成長に基づいた電力需要予測 (2015 年～2039 年)

年	消費電力量 (GWh)	送電損失 (%)	発電電力量 (GWh)	最大電力 (MW)	最小電力 (MW)
2014	10,953	10.79	12,278 *	2,398	959
2015	11,516	10.73	12,901 **	2,515	1,006
2016	12,015	10.68	13,451 **	2,611	1,044
2017	12,842	10.62	14,368	2,791	1,116
2018	13,726	10.57	15,348	2,926	1,170
2019	14,671	10.51	16,394	3,124	1,250
2020	15,681	10.46	17,512	3,294	1,318
2021	16,465	10.40	18,376	3,458	1,383
2022	17,288	10.35	19,283	3,630	1,452
2023	18,155	10.29	20,238	3,812	1,525
2024	19,069	10.23	21,243	4,003	1,601
2025	20,033	10.18	22,303	4,096	1,638
2026	21,050	10.12	23,421	4,304	1,722
2027	22,125	10.07	24,601	4,525	1,810
2028	23,243	10.01	25,829	4,754	1,902
2029	24,402	9.96	27,100	4,991	1,966
2030	25,598	9.90	28,410	5,100	2,040
2031	26,827	9.84	29,756	5,346	2,138
2032	28,087	9.79	31,135	5,597	2,239
2033	29,395	9.73	32,565	5,858	2,343
2034	30,759	9.68	34,055	6,131	2,452
2035	32,184	9.62	35,611	6,253	2,501
2036	33,673	9.57	37,235	6,542	2,617
2037	35,231	9.51	38,934	6,845	2,738
2038	36,862	9.46	40,711	7,162	2,865
2039	38,569	9.40	42,571	7,493	2,997

\* Fixed base on Energy Dispatch Forecast 2014 from system control center

\*\* Fixed base on Energy Marketing Branch Energy Demand Forecast 2015-2016

(出典: CEB Planning Section (As at December 19, 2014))

### 3.2. 発電所建設計画

#### 3.2.1. 発電所建設計画

CEB の発電所建設計画を表 3.2-1 に示す。この発電所計画は 2015 年 1 月 30 日現在のものであり、電力需要想定に基づいたものとなっている。2018 年、2019 年、2021 年にはケランティンチャ発電所にガスタービン発電機が設置される計画があり、2020 年～

2024年にかけてサンプル変電所周辺に石炭火力発電所の計画がある。その他の石炭火力発電所はハンバントータ周辺に計画されている。現在、CEBは電力需要やマスタープランの改定に向けて発電所建設計画の見直し準備をおこなっている。

表 3.2-1 発電所建設計画（ベースケース 2015-2034）

年	新設再生エネルギー	新設火力発電機	廃止火力発電機
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	35 MW Broadlands HPP 120 MW Uma Oya HPP	-	5 x 17 MW Kelanitissa Gas Turbines
2018	-	3 x 35 MW Gas Turbine	8 x 6.13 MW Asia Power
2019	-	1 x 105 MW Gas Turbine	4 x 18 MW Sapugaskanda diesel
2020	31 MW Moragolla HPP 15 MW Thalpitigala HPP	2 x 250 MW Sampoor Coal-fired Power Plants	6 x 16.6 MW Heladanavi Puttalam 14 x 7.11 MW ACE Power Embilipitiya 4 x 15 MW Colombo Power
2021	-	2 x 35MW Gas Turbine	-
2022	20 MW Seethawaka HPP 20 MW Gin Ganga HPP	2 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plants – Trincomalee-2, Phase-I	-
2023	-	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plants - Trincomalee-2, Phase-II	163 MW AES Kelanitissa Combined Cycle Plant 115 MW Gas Turbine 4 x 9 MW Sapugaskanda Diesel Ext. 6 x 5 MW Northern Power
2024	-	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plants - Trincomalee-2, Phase-II	-
2025	1 x 200 MW PSPP	-	4 x 9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.
2026	-	-	-
2027	2 x 200 MW PSPP	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plant	-
2028	-	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plant	-
2029	-	-	-
2030	-	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plant	-
2031	-	1 x 300 MW Ad. Sub Critical Coal-fired Plant	-
2032	-	-	-
2033	-	2 x 300M W Ad. Sub Critical Coal-fired Plant	165 MW Combined Cycle Plant (KPS)
2034	-	-	-

(出典: CEB Planning Section (As at 30 January 2015))

### 3.2.2. サンプル変電所周辺の発電所建設計画

サンプル石炭火力発電所およびトリンコマレー2 石炭火力発電所がサンプル変電所の周辺に建設され、この発電所はサンプル変電所と連系される予定となっている。

サンプル石炭火力発電所は、2020年にサンプル発電所と220 kV送電線で連系される。サンプル変電所とニューハバラナ変電所を結ぶ本プロジェクトの送電線は400 kV設計であるがこの時点では220 kVで運転を開始する。

トリンコマレー2 フェーズ1 発電所は2022年に建設され、サンプル変電所に400 kVで連系する計画となっている。本プロジェクトの送電線はこの時点で220 kVから400 kVに昇圧するため、サンプル変電所やニューハバラナ変電所の変電機器はCEBにて400 kVに対応するよう整備する必要がある。2020年における本プロジェクト送電線

の電力系統図の概略を図 3. 2-1 に示す。

トリンコマレー2 フェーズ 2 発電所は 2023 年および 2024 年に建設され 400 kV で連系される。2022 年における本プロジェクト送電線の電力系統図の概略を図 3. 2-2 に、同 2024 年における電力系統図の概略を図 3. 2-3 に示す。

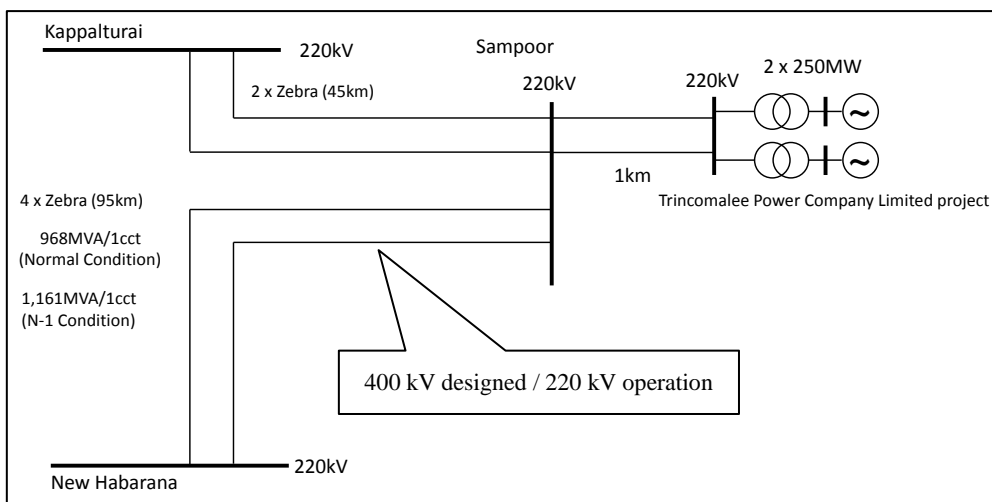


図 3. 2-1 2020 年におけるサンプル変電所周辺の概略電力系統図

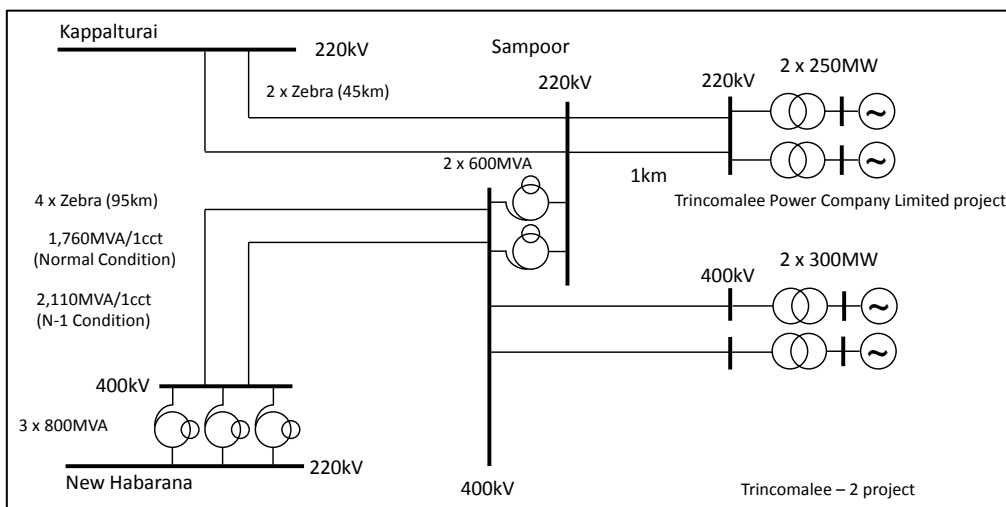


図 3. 2-2 2022 年におけるサンプル変電所周辺の概略電力系統図

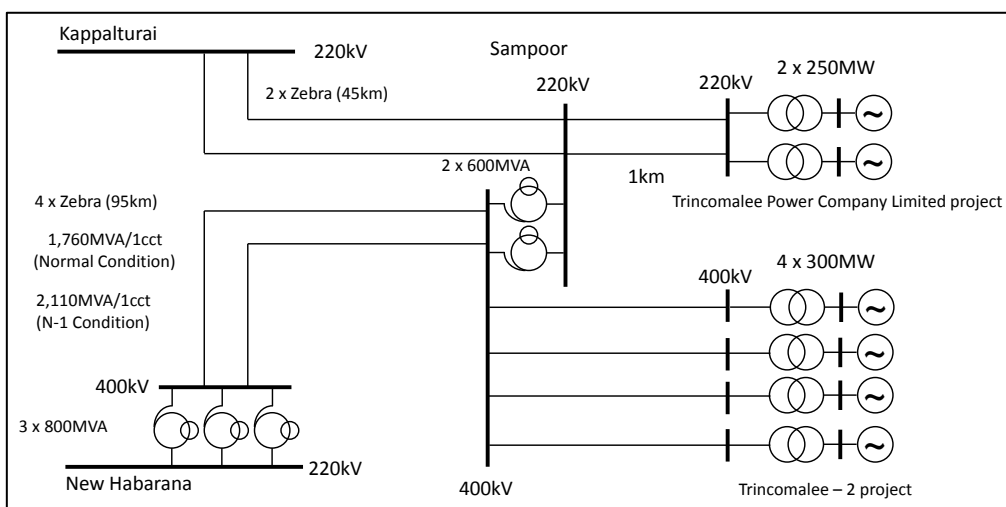


図 3. 2-3 2024 年におけるサンプルル変電所周辺の概略電力系統図

### 3.2.3. 石炭火力発電所の運転能力

CEB より提供を受けた石炭火力発電所の運転能力を表 3. 2-2 に示す。この表に示すとおりサンプルル発電所の最大発電能力は 227 MW で、トリンコマレー2 発電所の最大発電能力は 270 MW となっている。各発電所の所内で使用される電力は、最大発電能力の 10%を予定している。石炭火力発電所の最低運転出力はプットラム発電所で 200 MW、サンプルル発電所で 136. 2 MW、トリンコマレー2 発電所で 95 MW となっている。この中で、サンプルル発電所の最低運転出力は最大発電能力の 35%となっており、とても需給調整能力の高い発電所とすることができる。

表 3. 2-2 石炭火力発電所の運転能力

項目	単位	プットラム 発電所	サンプルル 石炭火力発電所	トリンコ マレー-2 石炭火 力発電所
発電機端出力	MW	300	250	300
送電端出力	MW	275	227	270
最小出力	% (MW)	73% (200 MW)	60% (136.2 MW)	35% (95 MW)
力率	進相	%	90	90
	遅相	%	85	85

(出典: CEB Planning Section)

### 3.2.4. 本プロジェクト送電線の潮流検討

調査団は 2024 年断面で本プロジェクト送電線の潮流状況を確認し、送電能力を超えないか確認を行った。サンプルル変電所周辺の発電所の最大運転能力は表 3. 2-2 に示す値を使用し、発電状態は遅れ力率 85%で検討を行った。サンプルル変電所周辺の潮流状況を図 3. 2-4 に示す。この時、カパルトゥライ変電所およびサンプルル変電所の電力需要は 0 MW と仮定した。この結果、本プロジェクトの送電線は送電容量を超えないことを確認した。

さらに本プロジェクト送電線が 1 回線停止時 (N-1 状態) に健全回線だけでサンプー

ル変電所周辺の発電所の発電電力が送電できるか確認を行った。この時の潮流状況を図 3.2-5 に示す。N-1 状態でも本プロジェクト送電線の送電容量を超えないことを確認した。

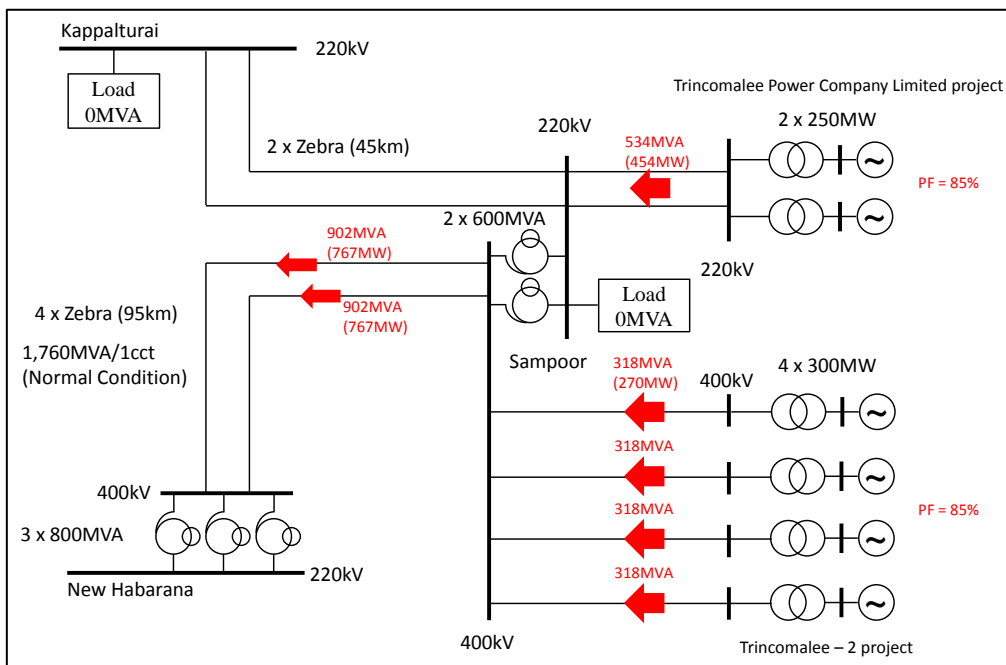


図 3.2-4 2024 年断面の最大発電時の潮流状況

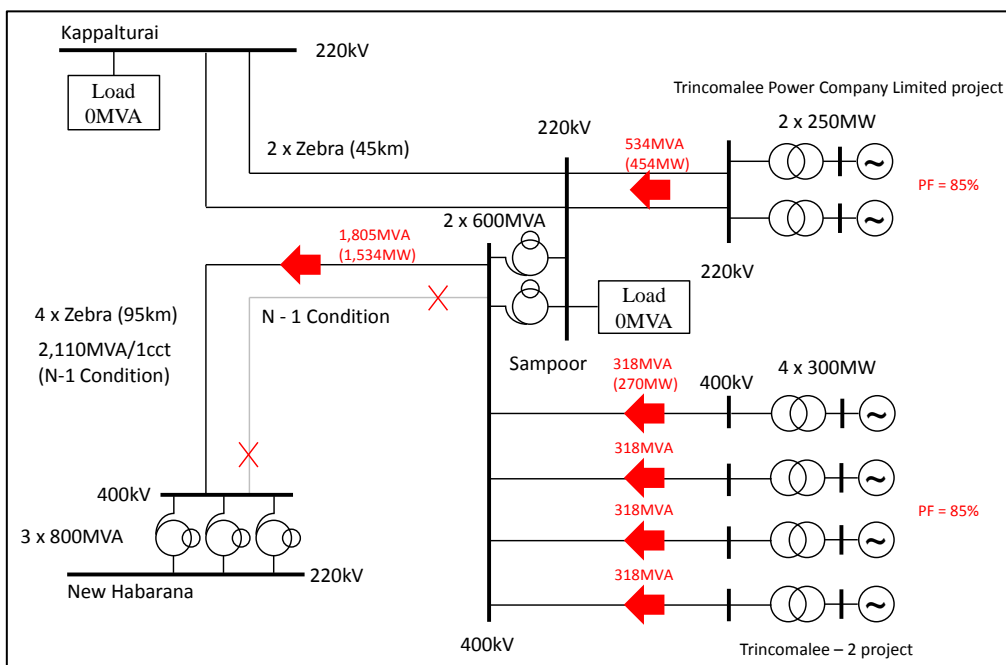


図 3.2-5 2024 年断面の最大発電時の潮流状況 (N-1 状態)

### 3.3. 送電線拡張計画

スリランカ国電力系統の最高使用電圧は 220 kV となっており、220 kV 送電線の 2015 年および 2020 年の送電系統図を図 3.3-1 に示す。2015 年の電力系統図を見ると主要発電所は 220 kV 送電線に連系され、220 kV 送電線は大電力消費地であるコロンボに向け電力系統が形成されていることがわかる。

2020 年になるとサンプル変電所とニューハバラナ変電所を結ぶ本プロジェクト送電線が運転を開始し、サンプル石炭火力発電所の電力の輸送が始まる。また、ニューハバラナ変電所とヴェヤンゴダ変電所を結ぶ送電線も運転を開始される。これらの送電線が運転を開始することで、東部に建設される発電所の発電電力をコロンボへ円滑に輸送することが可能となり、コロンボ周辺の送電能力が高められる。

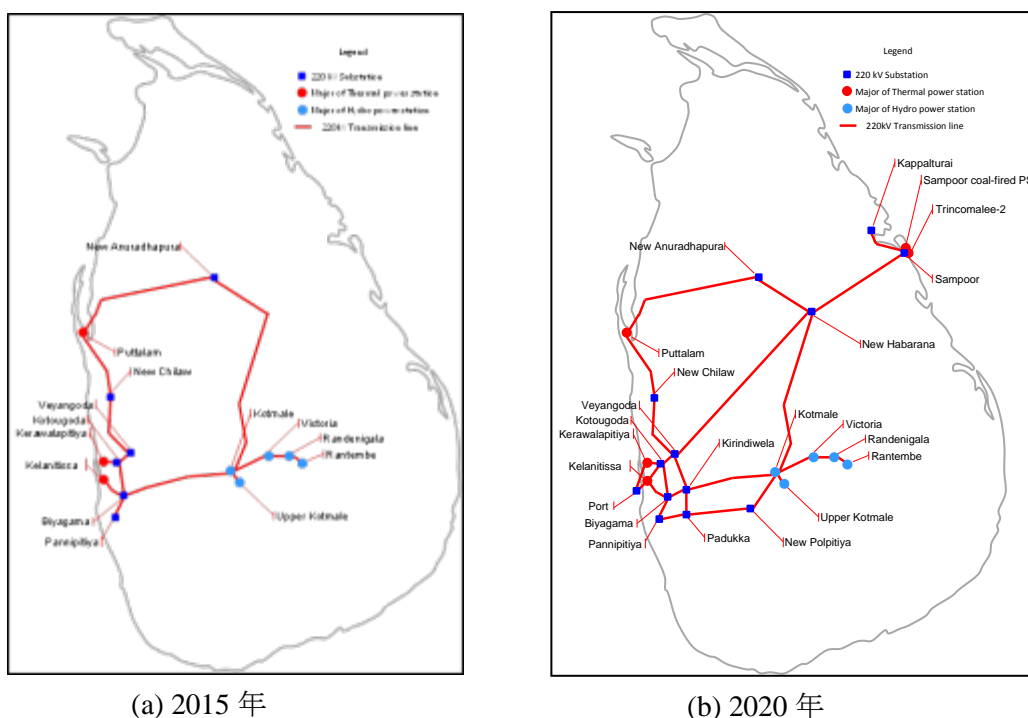


図 3.3-1 220 kV 送電系統図

2022 年に本プロジェクト送電線の運用電圧が 220 kV から 400 kV に昇圧され、スリランカ国の最高使用電圧は 400 kV になる。2022 年および 2024 年の送電系統図を図 3.3-2 に示す。本プロジェクトの送電線は 220 kV から 400 kV に昇圧されることで送電能力が高められ、東部で作られた大量の電力を西部方面へ輸送することに利用される。

このように本プロジェクトの送電線は、スリランカ国の発電地と需要地を結ぶとても重要な送電線となる。

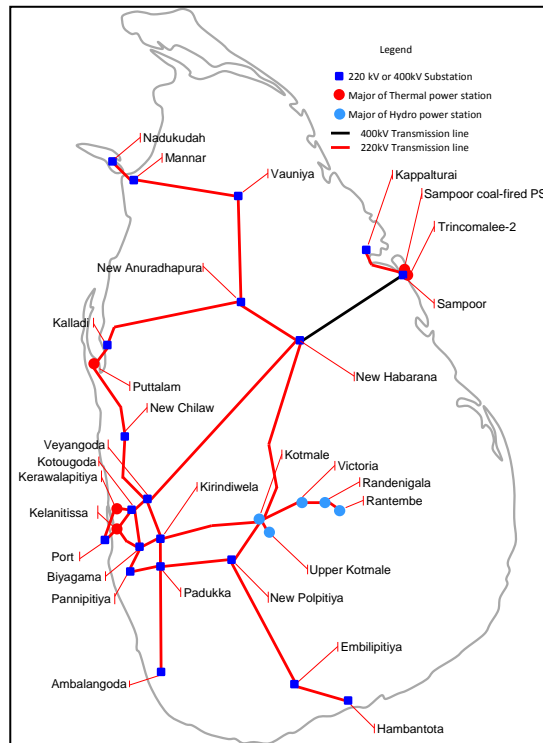


図 3.3-2 400 kV および 220 kV 送電系統図

### 3.4. サンプル変電所ーカパルトゥライ変電所間送電線の確認

サンプル変電所とカパルトゥライ変電所を 220 kV 送電線で結ぶ計画となっている。しかし、カパルトゥライ近傍に 132 kV のトリンコマレー変電所があり、この変電所はニューアニュラダハプラ変電所から 132 kV/ 2 回線送電線で結ばれている。ニューアニュラダハプラ変電所からトリンコマレー 132 kV 送電線の送電容量はスリランカ国電力公社より提供を受けた PSS/E データによると 1 回線あたり 100 MVA となっている。

カパルトゥライ変電所およびトリンコマレー変電所の電力需要予測を表 3.4-1 に示す。この 2 つの変電所の電力需要は合計で 100 MVA を超える予想となっている。このため、132 kV 送電線は N-1 条件下で過負荷となることがわかる。したがって、本プロジェクトの対象となるサンプル変電所ーカパルトゥライ変電所間を結ぶ 220 kV 送電線は、今後の電力需要の伸びに対し必要な送電線であることを確認した。さらにこの送電線は、図 3.4-1 の送電系統図に示すように 2032 年までにカパルトゥライ変電所からキリンノッジ変電所まで延伸する計画となっている。

このように、サンプル変電所ーカパルトゥライ変電所間を結ぶ 220 kV 送電線は、カパルトゥライ変電所の電力需要に対応する他に送電線の延伸計画に必要な送電線となることがわかった。

表 3.4-1 カパルトゥライ変電所周辺の需要予測

変電所名		2020	2021	2022	2023	2024
カパルトゥライ [MVA]		81.5	86.3	91.4	105.8	118.4
トリンコマレー [MVA]		33.6	34.1	34.9	35.6	36.5
合 計 [MVA]		115.1	120.4	126.3	141.4	154.9

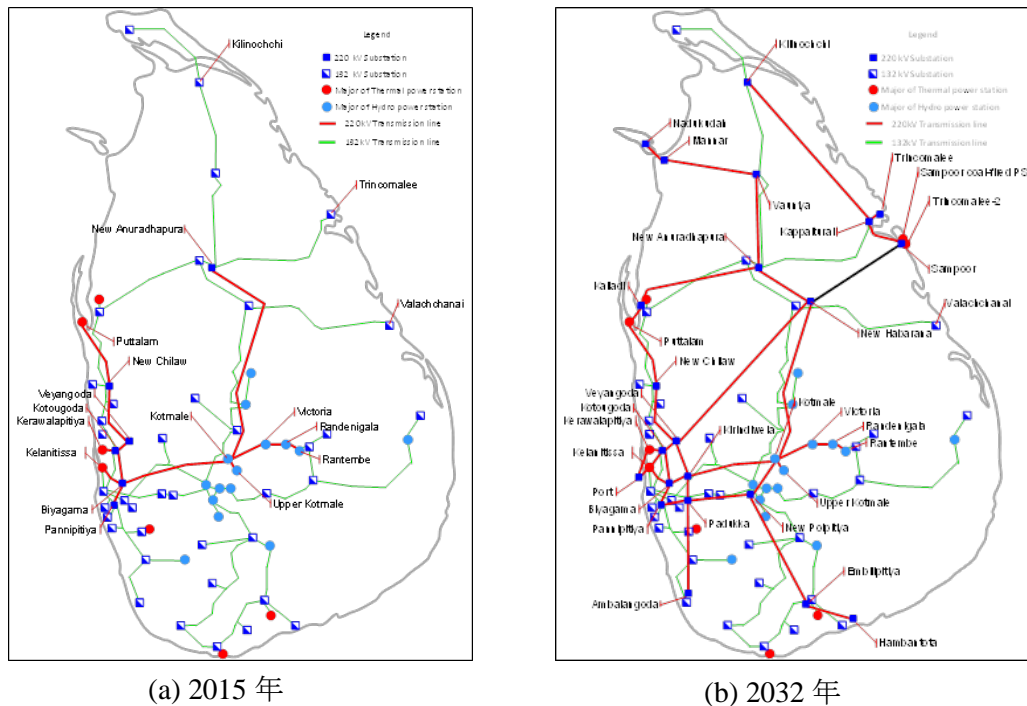


図 3.4-1 主要送電線の送電系統図

### 3.5. 電力系統解析

#### 3.5.1. 発電所および電力需要の条件

電力系統解析の解析条件を表 3.5-1 に示す。系統解析の条件はマスタープランに示された条件と同様に電力需要に占める発電機の構成別、電力需要別に全部で5つの条件の下で電力系統解析を実施した。

電力系統解析の条件の内、発電機構成別では、火力発電機の出力を最大出力運転 (Thermal maximum) と水力発電機の出力を最大出力運転 (Hydro maximum) に、電力需要別は夜間最大需要 (Night peak)、昼間最大需要 (Day peak)、最小需要 (Off peak) に分けた。



表 3.5-1 電力系統解析条件

シナリオ名	発電機の運転状態	電力需要	発電機出力
TMNP	火力最大 (Thermal maximum)	夜間最大 (Night peak)	火力 Max
			風力 0%
			小水力 33%
			デンドロ 100%
			水力 Balance
TMDP	火力最大 (Thermal maximum)	昼間最大 (Day peak)	火力 Max
			風力 0%
			小水力 33%
			デンドロ 100%
			水力 Balance
HMNP	水力最大 (Hydro maximum)	夜間最大 (Night peak)	火力 Balance
			風力 100%
			小水力 100%
			デンドロ 0%
			水力 Max
HMDP	水力最大 (Hydro maximum)	昼間最大 (Day peak)	火力 Balance
			風力 100%
			小水力 100%
			デンドロ 0%
			水力 Max
OP	-----	最小需要 (Off-peak)	火力 Partial
			風力 100%
			小水力 100%
			デンドロ 0%
			水力 Partial

\*デンドロ:木質バイオマス発電の一種

### 3.5.2. 電力系統解析断面

電力系統解析断面は以下に示すとおり 2020 年、2022 年、2024 年とした。それぞれの解析断面はサンプル変電所が運用を開始しており、電力系統解析では本プロジェクトの送電線や電力系統全体の潮流状況や電圧状況について確認を行った。

- ✓ 2020 年: サンプル石炭火力発電所の運用開始  
本プロジェクトの送電線は 220 kV で運用開始
- ✓ 2022 年: トリンコマレー-2 フェーズ 1 石炭火力発電所運用開始  
本プロジェクトの送電線は 400 kV で運用開始
- ✓ 2024 年: トリンコマレー-2 フェーズ 2 石炭火力発電所運用開始  
計画されているサンプル変電所周辺の発電所がすべて運転開始

### 3.5.3. 短絡電流解析

短絡電流解析はマスタープランと同様に次の条件で実施した。

- ✓ 電力系統の断面は電力系統解析断面と同じとする
- ✓ 電圧条件は 1.0 P.U. 位相は 0 度とする
- ✓ すべての変圧器および発電機用変圧器のタップは中間タップとし、位相 0 度とする
- ✓ 需要、種々の調相設備の正相分は無視する
- ✓ 送電線の対地静電容量および線路補償用シャントリアクトルの正相分は無視する
- ✓ 全ての直流抵抗分は無視する
- ✓ 同期機器の初期過渡リアクタンス（飽和）を使用する
- ✓ T分岐箇所は3方運用状態と仮定する

## 3.6. 電力系統解析の解析結果

### 3.6.1. 潮流解析

電力系統解析の実施に際し、電力系統の電圧条件はマスタープランと同様に表 3.6-1 に示すとおりとした。

発電機の運転条件は前述した解析条件に極力近づくようにした。また、電力需要が発電出力を上回る場合には、解析条件の意図を汲み、その条件に直接関係ない発電機を停止することとするが、自流式水力発電所は停止できない発電機として扱った。

表 3.6-1 電圧の許容範囲

母線標準電圧	電圧許容範囲	
	通常運転状態	N-1 状態
220 kV	±10%	±10%
132 kV	±10%	±10%

(出典: CEB Master plan)

#### 3.6.1.1. 2020 年断面

2020 年断面におけるサンプル変電所周辺の電力系統解析結果を表 3.6-2 に示す。

表 3.6-2 2020 年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況

送電線		発電機出力	送電線潮流 [MVA/1cct]					送電線容量 [MVA/1cct]
From	To		TMNP	TMDP	HMNP	HMDP	OP	
		サンプル	100%	100%	60%	60%	60%	
		トリンコマレー	---	---	---	---	---	
サンプル	~カパルトウライ		40	33	40	33	16	581
サンプル	~ニューハバラナ		188	194	97	104	121	1161
ニューハバラナ	~ニューアヌラダプラ		27	60	73	16	41	348
ニューハバラナ	~ビヤンゴダ		78	88	91	76	61	1000
ニューハバラナ	~コトマレ		49	92	31	21	65	290

### 3.6.1.2. 2022 年断面

2022 年断面におけるサンプル変電所周辺の電力系統解析結果を表 3.6-3 に示す。

表 3.6-3 2022 年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況

送電線		発電機出力	送電線潮流 [MVA/1cct]					送電線容量 [MVA/1cct]
From	To		TMNP	TMDP	HMNP	HMDP	OP	
		サンプル	100%	100%	60%	60%	60%	
		トリンコマレー	100%	100%	35%	35%	35%	
サンプル	~カパルトウライ		45	37	45	37	18	581
サンプル	~ニューハバラナ		453	461	187	198	219	2110
ニューハバラナ	~ニューアヌラダプラ		46	22	72	24	29	348
ニューハバラナ	~ビヤンゴダ		149	162	128	103	86	1000
ニューハバラナ	~コトマレ		147	196	68	37	101	290

### 3.6.1.3. 2024 年断面

2024 年断面におけるサンプル変電所周辺の電力系統解析結果を表 3.6-4 に示す。

表 3.6-4 2024 年断面のサンプル変電所周辺の潮流状況

送電線		発電機出力	送電線潮流[MVA/1cct]					送電線容量 [MVA/1cct]
			TMNP	TMDP	HMNP	HMDP	OP	
From	To	サンプル	100%	100%	60%	60%	60%	
		トリンコマレー	100%	100%	35%	35%	35%	
サンプル	~カパルトウライ		59	48	59	48	23	581
サンプル	~ニューハバラナ		714	730	269	280	303	2110
ニューハバラナ	~ニューアヌラダプラ		115	86	73	11	26	348
ニューハバラナ	~ビヤンゴダ		219	242	156	142	111	1000
ニューハバラナ	~コトマレ		231	272	102	83	129	290

### 3.6.2. 短絡電流解析

短絡電流解析は前述した条件で実施した。電圧階級別の短絡電流許容値を表 3.6-5 に、解析結果を表 3.6-6 に示す。

表 3.6-5 電圧階級別許容短絡電流値

母線電圧	送電形態	最大 3 相短絡電流 [kA]
132 kV 以上	架空送電線	40.0
	地中送電線	40.0
33 kV	架空送電線	25.0
	地中送電線	25.0
11 kV	地中送電線	25.0

(出典: CEB Master plan)

表 3.6-6 サンプル変電所周辺の電圧階級別短絡電流解析結果

変電所	母線 電圧	既設遮断器の 遮断能力	最大3相短絡電流 [kA]		
			2020年	2022年	2024年
サンプル	400 kV	-----	-----	9.9	13.1
	220 kV	-----	11.2	13.9	16.1
カパルトウライ	220 kV	-----	6.4	8.1	8.8
	33 kV	-----	11.6	12.6	12.9
ニューハバラナ	400 kV	-----	-----	10.3	11.8
	220 kV	-----	15.8	20.4	22.3
ハバラナ	220 kV	-----	15.8	20.4	22.3
	132 kV	25 kA	12.8	14.1	14.3
	33 kV	-----	9.5	10.3	10.4
ニューアヌラダプ ラ	220 kV	40 kA	12.7	15.3	15.5
	132 kV	25 kA	11.0	9.6	9.6
	33 kV	-----	4.6	4.8	4.8
ビヤンゴダ	220 kV	-----	25.1	27.2	25.4
	132 kV	25 kA	13.5	13.9	13.5
コトマレ	220 kV	40 kA	23.9	26.0	25.2

### 3.7. まとめ

本プロジェクトの送電線の送電容量を定性的に分析し、PSS/E を用いた電力系統解析を実施して本プロジェクトの妥当性を確認した。それぞれの分析および解析結果を次のとおり整理した。

- ✓ CEB の最新の計画に示された本プロジェクトの送電線は東部の発電機群の電力を輸送する送電線である
- ✓ 本プロジェクトの送電線を利用して東部の発電電力のほとんどを西部に輸送する
- ✓ 本プロジェクトの送電線は他の送電線計画と協調がとれている
- ✓ 本プロジェクトの送電線は十分な送電容量を備えている
- ✓ 電力系統解析の結果より、本プロジェクトの送電線は2回線運用状態（通常状態）および1回線運用状態（N-1状態）でも過負荷にならないことを確認した。
- ✓ 短絡電流解析の結果より、短絡電流は許容短絡電流を超えないことを確認した。
- ✓ サンプル変電所ーコトマレ変電所を結ぶ220 kV送電線は2024断面において送電容量の10%しか利用していない。しかしながら、コトマレ変電所周辺にはアヌラダプ変電所から送電されている132 kV送電線（送電容量100 MVA/1cct）敷設されているが、この132 kV送電だけでは2020断面のトリンコマレー変電

所（33.6 MVA）やコトマレ変電所（81.5 MVA）の需要を N-1 条件下で供給することができない。このため、調査団はこの 220 kV 送電線を本プロジェクトの対象とすることとした

電力システムの安定度は、一般に発電所が一地点に集中すると不安定になる可能性が高まる。サンプー変電所周辺は今後の電源開発によって合計出力 1,700 MW の発電機が集中し、これは 2024 年においては総需要 4,003 MW に対して 43%を占めることになる。このため、400 kV 送電線の運転開始後、系統安定度が不安定になる可能性が少なからずある。

調査団は現時点ではサンプル周辺発電所建設計画や発電機器の最終化されていないことや、スリランカ電力公社がマスタープランの見直しを行っているため電力系統安定度解析を実施しなかった。このため、発電所建設計画や発電機の出力などの条件が最終化された段階で CEB において電力系統安定度解析を実施することを勧める。

## 第4章 送電設備

### 4.1. 送電設備の Scope

本事業は次に示す2線路の送電線建設である。

- ✓ 400 kV サンプル – ニューハバラナ 送電線  
亘長：95 km、回線数：2回線、送電容量：2110 MVA、電線：Zebra 4 導体相当  
地線：OPGW ※初期運用は 220 kV 運用
- ✓ 220 kV サンプル – カパルトウライ 送電線 (45 km 2回線 580 MVA)  
亘長：45 km、回線数：2回線、送電容量：580 MVA、電線：Zebra 2 導体相当  
地線：OPGW

### 4.2. 送電線建設箇所の自然環境条件

本事業の送電線経過地域の自然条件は次の通りである。気象条件のデータはスリランカ国 気象庁データに基づく。

- ✓ 気温：最高 39.6°C 最低 14.4°C 平均 28.9°C
- ✓ 風速：最大風速<sup>1</sup> 10.3 m/s (Trincomalee 2007)
- ✓ 湿度：最大湿度 100%
- ✓ 日射量：最大 1019 (W/m<sup>2</sup>)
- ✓ 年間雷雨日：69 日/年
- ✓ Mahawelli 川水位<sup>2</sup>：OHWL 3.3m (MSL) MHWL 3.52m (MSL)

### 4.3. 400 kV サンプル – ニューハバラナ 送電線

#### 4.3.1. 送電線ルート

400 kV サンプル – ニューハバラナ送電線のルートを図 4.3-1 に示す。送電線は沿岸地域のサンプルから内陸の乾燥地であるハバラナをつなぐ送電線である。

---

<sup>1</sup> サンプルおよびポロンアルワエリアの測定記録は8:30と17:30の1日に2点測定された結果

<sup>2</sup> スリランカ国観測データをもとに調査団が数値解析した結果

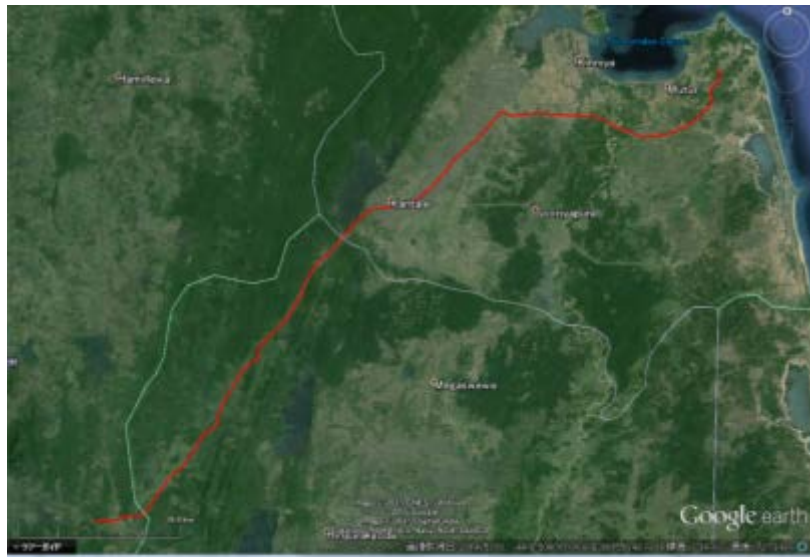


図 4.3-1 400 kV サンプル - ニューハバラナ送電線ルート

経過地域は全体に平坦で線路全体の3分の1以上を占めるサンプルからアグボプラは水田地帯であり、アグボプラからハバラナにかけては緩やかな丘の地帯で森林が広がる。

調査団が送電線を踏査した結果、送電線建設の障害となるものが経過地域にないことを確認した。

送電線建設にともない発生する線下補償、鉄塔敷地などについて CEB は用地取得ではなく補償により対応する方針である。用地補償については第11章に詳細を記載する。

#### 4.3.2. デザイン

45 次円借款事業で建設予定であるキリンドウェラ - パドゥカ送電線および本送電線はスリランカで初の 400 kV 送電線であるため、基本設計については本邦 500 kV 送電線の設計技術を応用した。

##### 4.3.2.1. 設計条件

###### 1) 基本設計条件

表 4.3-1 400 kV 送電線 基本設計条件

項目	値	備考
標準径間	450 m	
ウインドスパン	540 m	標準径間の 1.2 倍
ウインドスパン (断線条件)	410 m	ウインドスパンの 0.75 倍
ウエイトスパン	900 m	標準径間の 2.0 倍
ウエイトスパン (断線条件)	680 m	ウインドスパンの 0.75 倍
常時気温	32 °C	
最低気温	7 °C	
電線許容温度	75 °C	

(出典: CEB Technical specification)



## 2) 風圧

CEB ではこれまで小規模の鉄塔を建設していたため、表 4.3.2 に示す風圧値を設計条件として使用していた。しかし、本プロジェクトで建設される 400 kV 送電線は鉄塔高が 50～60 m 程度となるため、鉄塔の風圧値を見直す必要性を確認した。そこで、調査団は表 4.3-3 に示す本邦設計条件を提案した。

現在、CEB は 400 kV 送電線の風圧条件について調査団の意見をもとに検討中である。

表 4.3-2 CEB の風圧値

項目	値	備考
電線、地線	970 Pa	132 kV and 220 kV と同値
がいし	1170 Pa	132 kV and 220 kV と同値
鉄塔	1640 Pa	受風面積は投影面積の 1.5 倍

(出典: CEB Technical specification)

表 4.3-3 調査団が提案した鉄塔の風圧値

鉄塔高 (m)	JEC(1979) (Pa)	JEC(1965)	JEC(1979)/1.5 (Pa)	JEC(1965)/1.5 (Pa)
40	3,727	3,040	2,485	2,027
50	3,962	3,240	2,641	2,160
60	4,178	3,430	2,785	2,287
70	4,374	3,630	2,916	2,420
80	4,561	3,820	3,041	2,547
90	4,727	4,020	3,151	2,680
100	4,874	4,220	3,249	2,813

空気密度: 1.223 kg/m<sup>3</sup>, 風速 40m/s  
 JEC の風圧値は受風面積を投影面積としていることから、CEB の値に換算するため 1/1.5 倍した値を示す。

## 3) 安全率

電線及び碍子の安全率は次の通りである。

電線	32 °C	無風	4.5
	7 °C	風速 40 m/s	2.5
がいし			3.0

(出典: CEB Technical specification)

## 4) 耐電圧

送電設備の耐電圧は次の通りである。数値は IEC による。



開閉サージ電圧(対地):	1,050 kV
雷サージ電圧	1,425 kV

#### 4.3.2.2. 電線・地線

##### 1) 電線

電線は Zebra 相当の 4 導体が将来の送電容量より選択されている。調査団は効率的で、また、送電ロス低減により得られる利益により 5 年で電線価格差を回収できる低損失電線を本プロジェクトに適用するよう推奨した。電線の仕様を表 4.3-4 に示す。

表 4.3-4 低ロス電線と既存電線の比較

Type		LL-ACSR/AS (Zebra equivalent)	Zebra/AS (Conventional)
断面積		524.84 mm <sup>2</sup>	484.5 mm <sup>2</sup>
断面積	アルミ	491.84 mm <sup>2</sup>	428.9 mm <sup>2</sup>
	鋼心	33.00 mm <sup>2</sup>	55.6 mm <sup>2</sup>
外径		27.21 mm	28.62 mm
重量		1,623 kg/km	1,554 kg/km
最小引張荷重		133.1 kN	137.9 kN
弾性係数		7,235 kg/mm <sup>2</sup>	7,470 kg/mm <sup>2</sup>
線膨張係数		20.9 10 <sup>-6</sup> /°C	20.5 10 <sup>-6</sup> /°C
直流抵抗 20 °C		0.0588 Ω/km	0.06456 Ω/km
断面 (参考)			

(出典: Hitachi AS wire catalog, VISCAS information)

##### 2) 地線

地線は 2 条で AS 線と OPGW を各 1 条ずつ架線する。地線の仕様を表 4.3-5 に示す。

表 4.3-5 400 kV 送電線 地線仕様

Type	AS 110 mm <sup>2</sup>	OPGW 120 mm <sup>2</sup>
断面積	111.3 mm <sup>2</sup>	136.5 mm <sup>2</sup>
外径	13.5 mm	15.2 mm
重量	704.8 kg/km	734.2 kg/km
最小引張荷重	123.0 kN	82.0 kN
弾性係数	140 GPa	124.2 GPa
線膨張係数	13.4 10 <sup>-6</sup> /°C	14.5 10 <sup>-6</sup> /°C
光ファイバ数	-	24

(出典: HITACH AS wire catalog, J-power systems specification)

#### 4.3.2.3. 碍子

##### 1) 耐電圧

設備の耐電圧は表 4.3-6 に示すとおりである。

表 4.3-6 400 kV 送電設備の耐電圧

項目	値	備考
公称電圧	400 kV	
最大電圧	420 kV	IEC 60815
開閉サージ電圧	1050 kV	IEC 60071
雷サージ電圧	1425 kV	IEC 60071

##### 2) 碍子装置

碍子連数および使用碍子を表 4.3-7 および表 4.3-8 に示す。送電線の汚損区分は CEB による汚損調査の結果等を考慮し、海岸から 10 km 以内を IEC 区分 Heavy、10 km 以上を Medium とする。

表 4.3-7 400 kV 送電線の碍子連数

鉄塔型	連数
懸垂	2
耐張	4

表 4.3-8 400 kV 送電線の碍子適用

汚損	鉄塔型	仕様	強度	個数	連長
Heavy	懸垂	U160 BLP	160 kN	21	3570 mm
	耐張	U160 BLP	160 kN	21	3570 mm
	低張力箇所	U70 BLP	70 kN	25	3650 mm
	ジャンパー支持	U70 BLP	70 kN	25	3650 mm
Medium	懸垂	U160 BS	160 kN	28	4088 mm
	耐張	U160 BS	160 kN	28	4088 mm
	低張力箇所	U70 BL	70 kN	30	4380 mm
	ジャンパー支持	U70 BL	70 kN	30	4380 mm

### 3) ホーン間隔

CEB ではプロジェクトごとにホーン間隔を決めていたが、調査団は沿面放電による碍子損傷防止のため、東京電力で採用しているギャップ率（がいし連長 ( $Z_0$ )、ホーン間隔 ( $Z$ ) の比  $Z/Z_0$ ) 75%を推奨した。本プロジェクトにおいては 400 kV で 2600 mm となる。開閉サージにより 50%フラッシュオーバーする離隔は 2450 mm であるので、開閉サージではフラッシュオーバーしない距離であることも確認した。

#### 4.3.2.4. 電線地上高

電線の地上高は次の通りである。

表 4.3-9 400 kV 送電線の電線地上高

地上高	箇所	設定要件
8.5 m	一般地	
11 m	大型農耕機が入る田	農耕機および農耕機が排出するゴミとの離隔を考慮
15 m	高速道路、主要道	照明灯および 33 kV 配電線との離隔を考慮
19.3 m	鉄道	鉄道局要請
13 m	森、保護区、象横断箇所	樹木伐採数量の削減のため
15 m	住宅地、住宅予定地、行政指定地	地上および住居床面の電界強度 5 kV/m.

(出典: Initial environmental examination (IEE) study for the proposed 400 kV transmission line project from Sampoor to Habarana)

#### 4.3.2.5. 鉄塔型

鉄塔型は水平角度により表 4.3-10 に示す 5 型を適用する。

表 4.3-10 400 kV 送電線の鉄塔型

型名	適用
TDL	懸垂鉄塔
TD1	0 – 10° 角度鉄塔および保安鉄塔
TD3	10 – 30° 角度鉄塔
TD6	30 – 60° 角度鉄塔
TDT	引留鉄塔

#### 4.3.2.6. クリアランス

400 kV 送電線のクリアランス設計は本邦の考え方をもとに算出した。標準絶縁間隔、開閉サージ絶縁間隔（最小絶縁間隔）、商用周波電圧絶縁間隔を表 4.3-11 に示す。また、部材やカテナリの影響等を考慮し設計したクリアランスを表 4.3-12 に示す。

表 4.3-11 400 kV 送電線の絶縁間隔

絶縁間隔	値
標準絶縁間隔	2,920 mm
開閉サージ絶縁間隔	2,450 mm
商用周波電圧絶縁間隔	930 mm

表 4.3-12 400 kV 送電線のクリアランス

Item	Clearance
常時クリアランス	3,430 mm
異常時クリアランス	2,520 mm
最悪時クリアランス	930 mm
安全距離	2,800 mm

#### 4.3.2.7. クリアランスダイヤグラム

懸垂鉄塔のクリアランスダイヤグラムを図 4.3-2 に示す。CEB では風の横振れ角度を固定してダイヤグラムを作成する。各クリアランスの適用は表 4.3-13 の通りである。

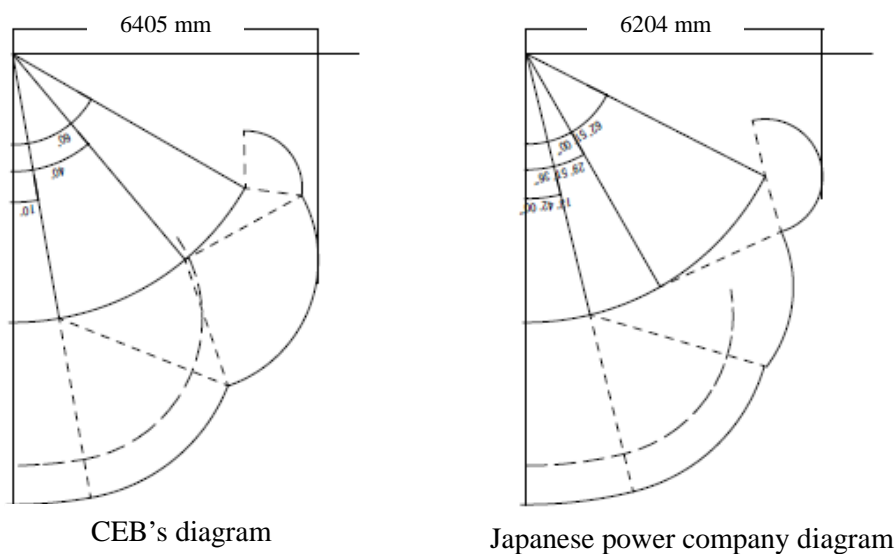


図 4.3-2 クリアランスダイヤグラム

表 4.3-13 懸垂鉄塔の電線横振れ角度

横振れ角	クリアランス
0°	3,430 mm
10°	3,430 mm
40°	2,520 mm
60°	930 mm

耐張鉄塔のクリアランスダイヤグラムを作成するに当たり、手作りジャンパーのジャ

ンパー深さを予測した。予測方法は本邦で使用している円弧近似により予測した。あわせてジャンパーの横振れ角についても予測し耐張鉄塔の設計に使用した。

#### 4.3.2.8. 鉄塔設計

上記条件を踏まえ鉄塔の試設計を行った。強度検討および鉄塔重量算出には東京電力の TT-2000 を使用し設計を行った。

#### 4.3.2.9. 基礎設計

##### 1) 地質条件

調査団は送電線ルート各地で標準貫入試験による地質調査を行った。地質調査の結果、マハウェリ川横断箇所を除く箇所では深さ 3m 程度で N 値が 30 以上となり、比較的浅い位置に支持層を確認した。

しかし、マハウェリ川横断箇所である AP39 においては、深さ 40 m まで調査をしたが支持層を確認することができなかった。

##### 2) 基礎設計

鉄塔設計により得られた基礎荷重を表 4.3-14 に示す。この値をもとに基礎を試設計した。基礎形状は逆 T 基礎としマハウェリ川横断箇所では杭基礎を試設計した。

表 4.3-14 400 kV 送電線の予想基礎荷重

鉄塔型 (extension: +0)	圧縮力	引張力
TDL	1420.0 kN	789.1 kN
TD1	1682.6 kN	1059.6 kN
TD3	2403.5 kN	1729.7 kN
TD6	3408.6 kN	2678.0 kN
TDT	4978.1 kN	3776.4 kN

##### 3) 洪水対策

マハウェリ川横断箇所では自然条件調査の結果、毎年水深 1m 程度まで川の水が氾濫するため洪水対策として CEB がこれまで行っている柱体の長い基礎を適用する予定である。

#### 4.3.2.10. 既設 132 kV 送電線との交差

送電線ルートには既設 132 kV Anuradhapura – Trincomalee 線との交差箇所が 2 カ所ある。既設送電線は 40 年以上前に建設されており、強度的に不安があることから交差には既設送電線に変更を加えず、400 kV 送電線が上空を横断するよう計画している。交差角度などを考え、調査団は交差に引留め鉄塔 (TDT 型) を使用し 132 kV 送電線径間中央で直角に交差することを提案した。

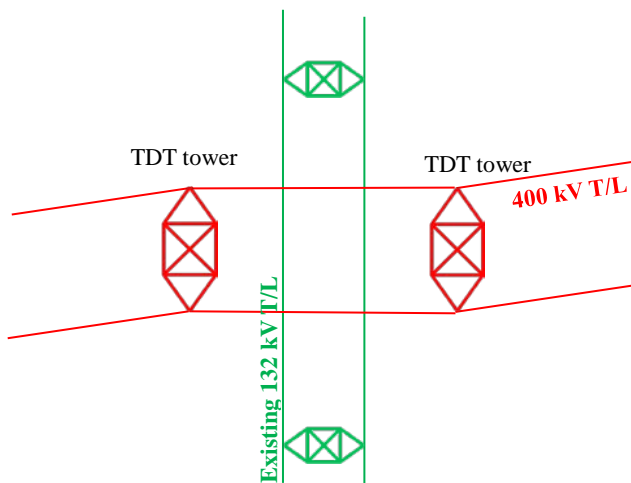


図 4.3-3 既設 132 kV 送電線との交差方法

4.3.2.11. 予想資材数量

調査団による 400 kV 送電線の予想資材数量は次の通りである。

1) 鉄塔

表 4.3-15 400 kV サンプル - ニューハバラナ線予想鉄塔数量および重量

鉄塔型	継足 (m)	基当り重量 (t)	基数 (基)	総重量 (t)
TDL (懸垂)	0	49.1	22	1080.2
	+3	55.4	143	7922.2
	+6	94.4	3	283.2
	+9	61.8	1	61.8
TD1 (水平角 0°-10°)	0	45.5	6	273.2
	+3	47.6	2	95.2
	+6	54.3	2	108.6
	+9	60.1	0	0.0
TD3 (水平角 10°-30°)	0	56.2	17	954.7
	+3	58.8	3	176.5
	+6	64.8	2	129.5
	+9	72.2	0	0.0
TD6 (水平角 30°-60°)	0	67.7	10	677.3
	+3	71.0	5	354.9
	+6	77.7	2	155.4
	+9	85.6	0	0.0
TDT (引留)	0	151.9	1	151.9
	+3	167.3	5	836.4
	+6	184.3	0	0.0
	+9	194.4	0	0.0
Total				13261.0

2) 電線・地線

表 4.3-16 400 kV サンプル - ニューハバラナ線 電線・地線数量

種類	導体数	相数	回線数	亘長 (km)	総数量 (km)
Low loss ACSR	4	3	2	91.2	2188.8
OPGW 120 mm <sup>2</sup>	1	-	1	91.2	91.2
AS 110 mm <sup>2</sup>	1	-	1	91.2	91.2

3) 碍子

表 4.3-17 400 kV サンプル - ニューハバラナ線 碍子数量

鉄塔型	連数	碍子種類	連当り碍子数	碍子装置数	鉄塔基数	連数計	碍子数計
懸垂	2	160BS	28	6	116	696	38,976
耐張	4	160BS	28	12	38	456	51,072
引留	4	160BS	28	6	5	30	3,360
	1	70BL	28	6	5	30	840
鉄構	1	70BL	28	6	1	6	168
懸垂	2	160BLP	21	6	53	318	13,356
耐張	4	160BLP	21	12	11	132	11,088
引留	4	160BLP	21	6	1	6	504
	1	70BLP	21	6	1	6	126
鉄構	1	70BLP	21	6	1	6	126
計		160BS					93,408
		70BL					1008
		160BLP					24,948
		70BLP					252

4) 基礎

表 4.3-18 400 kV サンプル - ニューハバラナ線 基礎数量

鉄塔型	基礎型	基数	コンクリート量 (m <sup>3</sup> /unit)	コンクリート量計(m <sup>3</sup> )	杭長 (m)
TDL	逆 T 基礎	162	84.8	13,737.6	-
	杭基礎	7	35.6	249.2	34
TD1	逆 T 基礎	10	101.6	1,016.0	-
TD3	逆 T 基礎	22	106.4	2,340.8	-
TD6	逆 T 基礎	17	174.0	2,958.0	-
TDT	逆 T 基礎	6	306.4	1,838.4	-



#### 4.4. 220 kV サンプル – カパルトウライ 送電線

##### 4.4.1. 送電線ルート

220 kV サンプル – カパルトウライ送電線のルートを図 4.4-1 に示す。送電線ルートは全般に平坦で田園エリアを通過している。サンプルから約 25 km の区間は本プロジェクトで建設される 400 kV 送電線と併走する。

調査団の現地踏査の結果、送電線建設予定ルートには特に建設の障害となるものは存在しない。



図 4.4-1 220 kV サンプル – カパルトウライ送電線ルート



National Road Crossing



Mahaweli River Crossing



Existing 132 kV T/L Crossing



Railway Crossing

#### 4.4.2. デザイン

##### 4.4.2.1. 設計条件

220 kV の設計条件は CEB の他の 220 kV 送電線と同じ設計条件である。

##### 1) 基本設計条件

表 4.4-1 220 kV 送電線の基本条件

項目	値	備考
標準径間	350 m	
ウインドスパン	420 m	標準径間の 1.2 倍
ウインドスパン (断線条件)	315 m	
懸垂鉄塔		
ウエイトスパン	700 m	標準径間の 2.0 倍
ウエイトスパン (断線条件)	525 m	ウエイトスパンの 0.75 倍
耐張鉄塔		
ウエイトスパン	1,050m	
ウエイトスパン (断線条件)	790m	
常時気温	32 °C	
最低気温	7 °C	
電線許容温度	75 °C	

(出典: CEB Technical specification)

##### 2) 風圧

表 4.4-2 220 kV 送電線の風圧

項目	値	備考
電線・地線	970 Pa	132 kV と同じ
碍子	1170 Pa	132 kV と同じ
鉄塔	1640 Pa	受風面積は投影面積の 1.5 倍

(出典: CEB Technical specification)

3) 安全率

電線 32 °C 無風	4.5
7 °C 風速 40 m/s	2.5
碍子	3.0
鉄塔	
懸垂	2.0
耐張	2.5
断線条件	1.25
基礎	1.5

(出典: CEB Technical specification)

4) 碍子

表 4. 4-3 220 kV 送電線の碍子仕様

項目	単位	懸垂	耐張
IEC 規格		U120B	U160BS
かさ径	mm	225	280
碍子高さ	mm	146	146
漏れ距離	mm	295	315
課電破壊荷重	kN	120	160

(出典: CEB Technical specification, IEC 60305)

表 4. 4-4 220 kV 送電線の碍子個数および連数

	連数	碍子個数
懸垂 (一般箇所)	1	16
重要箇所懸垂	2	16
ジャンパー支持	1	16
耐張	2	16
引込箇所	1	16

(出典: CEB Technical specification)

5) 地上高

電線温度 75°Cの時の地上高を表 4.4-5 に示す。

表 4.4-5 220 kV 送電線の地上高

箇所	最小離隔 (m)
道路のない一般地	7.0
一般道	7.4
主要道	8.5
鉄道	8.2
宙乗器ガード	4.0
宙乗器ガードのある道路 (Note 1)	9.8
電力線交差および近接箇所 (Note 2)	3.7
人がはしごをかける恐れのある構造物がある箇所 (Note 3)	4.6
人がはしごをかける恐れのない構造物がある箇所 (Note 3)	2.4
上部電線支持点と下線との離隔	15.0
調査および弛度調整エラーを考慮した余裕 (Note 4)	0.3
樹木伐採	
(i) はしごなどで上れない樹木	2.4
(ii) はしごなどで上れる樹木	4.6
(iii) 樹木倒壊により電線に引っかかる樹木	2.4

(出典: CEB Technical specification)

Note 1: 宙乗器を使用する可能性のある箇所。

Note 2: クリアランスは上を通過する送電線の電線温度が最高温度で、下を通過する電線が最低温度でかつ風により 45° 傾いたときとする。

Note 3: クリアランスは電線最高温度で風により 45° 傾いた状態からの距離とする。

Note 4: 地盤の起伏と基礎設置の誤差を考慮し 220 kV 送電線は 0.3m を余分に加える。

4.4.2.2. 電線・地線

1) 電線

調査団は電線について Zebra 複導体と LL-ACSR 複導体を経済比較した。検討の結果、ロス低減効果により得られる利益では LL-ACSR と Zebra との価格差を償却できないことが判明したため、調査団はサンプル - カパルトゥライ送電線について、既存電線の使用を推奨した。

2) 地線

地線は標準的に使用されている AS60 と OPGW 80mm<sup>2</sup> を使用する。地線の仕様を表 4.4-6 に示す。

表 4.4-6 220 kV 送電線の地線仕様

項目	AS 60 mm <sup>2</sup>	OPGW 80 mm <sup>2</sup>
断面積	58.07 mm <sup>2</sup>	85.53 mm <sup>2</sup>
外径	9.75 mm	14.3 mm
重量	387 kg/km	652 kg/km
最小引張荷重	70.26 kN	116.72 kN
弾性係数	162 GPa	131.38 GPa
線膨張係数	12.6 10 <sup>-6</sup> /°C	13.0 10 <sup>-6</sup> /°C
光ファイバ数	-	24

(出典: CEB Technical specification)

#### 4.4.2.3. 鉄塔設計

##### 1) クリアランス

表 4.4-7 220 kV 送電線のクリアランス

項目	クリアランス (mm)
懸垂鉄塔	
無風～10° 横振れ	2,200
10°～40° 横振れ	2,050
耐張鉄塔	
無風～10° のジャンパー横振れ	2,200
10°～40° のジャンパー横振れ	2,050
アークホーンから鉄塔までの最小離隔	2,200
相間	3,500

(出典: CEB Technical specification)

##### 2) 鉄塔型

表 4.4-8 220 kV 送電線の鉄塔型

鉄塔型	使用箇所	適用水平角	絶縁型
TDL	直線箇所	0° - 2°	懸垂
TD1	角度・保安	0° - 10°	耐張
TD3	角度	10° - 30°	耐張
TD6	角度	30° - 60°	耐張
TDT	引留	-	耐張

(出典: CEB Technical specification)

##### 3) ジャンパー横振れ

表 4.4-9 220 kV 送電線の最大ジャンパー横振れ

手作りジャンパー	40°
ジャンパー支持碍子がある場合のジャンパー	20°

(出典: CEB Technical specification)

#### 4.4.2.4. 鉄塔基礎

表 4.4-10 220 kV 送電線の基礎型

Foundation class	Foundation type	Soil Classification	Presumed allowable bearing value kN/m <sup>2</sup>	Design uplift frustum angle	Level of Water table	Concrete density kg/m <sup>3</sup>	Soil density kg/m <sup>3</sup>
1	ロックアンカー	S1	>2000	45		2240/1200	2000/1000
2	逆 T	S2	>600	30	低*	2240	1800
3	逆 T	S3	>200	20	低*	2240	1600
4	逆 T	S4	>100	10	低*	2240	1500
4A	逆 T	S4A	>100	10	低*	2240/1200	1500/1000
5	逆 T	S5	>50	0	低*	2240	1400
5A	逆 T	S5A	>50	0	低*	2240/1200	1400/960
6	杭	S6	地質調査要	0	低*	2240/1200	地質調査要
7	特殊	S7	地質調査要	0	低*	2240/1200	地質調査要

\* 床板より 0.5m 以上低い  
(出典: CEB Technical specification)

#### 4.5. 送電ロス低減

低ロス電線は従来電線と比較し送電ロスが少ないことが特徴であるが、価格が従来電線より高額になる。そこで、調査団は低損失電線の適用によるロス低減効果の予測とロス低減により得られる利益により電線価格差を何年で回収できるかを検討し、適用の適否を判断した。

##### 4.5.1. 予想発電計画

調査団は CEB 作成の「Long term generation expansion plan (2013 – 2032)」をもとに発電計画を表 4.5.1 のように予測した。

表 4.5-1 トリンコマリーエリアの発電予測

Plant Name	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Coal Trincomalee-2	0	0	0	0	0	3,221	4,637	5,918
Coal Trinco	0	0	0	3,360	3,381	3,400	3,416	3,425
Total	0	0	0	3,360	3,381	6,621	8,053	9,343

(出典: 調査団作成)

#### 4.5.2. 送電ロス低減量および建設コスト差額回収年

各送電線の送電ロス低減量およびLL-ACSRを使用した場合の建設コスト増額分回収年を Annex 4.5-1 および 4.5-2 に示す。概要を表 4.5.2 に示す。サンプル - ニューハバラナ線は年間のロス低減量が 18GWh と高く、また、運用開始から 5 年で建設費用の差額を回収できるため、環境的にも経済的にも低ロス電線を適用するメリットが大きい。しかし、サンプル - カパルトゥライ線は負荷が軽いため、送電ロス低減効果が低く、差額を回収するためには 41 年を要する。

送電設備の寿命はおよそ 30 年程度と考えられ、設備存続期間中に差額を回収できないことから、経済的ではないと判断される。

このため、調査団はサンプル - ニューハバラナ線について低ロス電線の適用を推奨する。

表 4.5-2 送電ロス低減量と差額回収年

線路名	差額回収年	年間ロス低減量	低減量
サンプル - ニューハバラナ線	5 年	18 GWh/年	282 百万円/年
サンプル - カパルトゥライ線	41 年	0.275 GWh/年	4.3 百万円/年

## 第5章 変電設備設計

### 5.1. 事業スコープ

#### 5.1.1. サンプル 220 kV 開閉所

##### 5.1.1.1. 建設予定場所

サンプル 220 kV 開閉所は、北部中央地方のトリンコマリー地区の北緯 8° 28' 30.35"、東経 81° 18' 56.14" に位置し、トリンコマリー中心部から南東方向へ 14.5 km 離れた場所に建設される計画である。

CEB との協議より、サンプル 220 kV 開閉所（将来の 400 kV への昇圧時含む）の土地はすでに取得されており、サンプル石炭火力発電所の建設予定地の隣に約 500 m × 160m の面積が確保されている。

##### 5.1.1.2. 事業スコープの確認

本調査では、調査団はサンプル 220 kV 開閉所の現地調査、および概略設計を実施した。サンプル 220 kV 開閉所は、1 km 離れた場所に位置するサンプル石炭火力発電所（出力 250 MW × 2 基）の発電電力をニューハバラナ変電所を中継してコロンボ首都圏、およびカパルトゥライ変電所に供給するために建設される。トリンコマリー 2 フェーズ 1 発電所がサンプル開閉所に接続される際、サンプル—ニューハバラナ変電所間の送電線が 400 kV 運用させることに合わせて、400/220 kV 変圧器や 400 kV GIS がサンプル開閉所の敷地内に建設される計画である。

#### 5.1.2. ニューハバラナ変電所

##### 5.1.2.1. 建設予定場所

ニューハバラナ 220 kV 変電所は、北部中央地方のアヌラダプラ地区の北緯 8° 02' 59.23"、東経 80° 43' 34.98" に位置し、ハバラナ中心部から北東報告に約 3.4 km 離れた場所に建設される計画である。

##### 5.1.2.2. 事業スコープの確認

ニューハバラナ 220 kV 変電所は「ハバラナ・ヴェヤンゴダ送電線建設事業」にて建設される計画であり、本事業スコープはサンプル開閉所からの送電線とニューハバラナ変電所の屋外鉄構の接続までとする。

ニューハバラナ 400 kV 変電所に関して、400 kV 変電所の建設は上記の別プロジェクトの範囲には含まれておらず、また、400 kV 変電所建設に向けた用地取得も未だ実施されていない。将来 400 kV に昇圧した際にニューハバラナ変電所の 220 kV 母線に接続することや資機材の搬入や据付を考慮すると、現在計画されている 220 kV 変電所に隣接するかたちでニューハバラナ 400 kV 変電所を建設することが望ましい。

#### 5.1.3. カパルトゥライ 220 kV 変電所

##### 5.1.3.1. 建設予定場所

カパルトゥライ変電所は、北部中央地方のトリンコマリー地区北緯 8° 33' 2.58"、東経 81° 07' 46.88" に位置し、トリンコマリー中心部より東方向に約 11.7 km 離れ



た場所に建設される計画である。

#### 5.1.3.2. 本事業スコープ

調査団はカパルトゥライ変電所建設が以下のADBローンプロジェクトで実施されることを確認した。

##### 1) プロジェクト名

Green Power Development and Energy Efficiency Improvement Investment Programme (TRANCHE 1)

Part 2 – Transmission Infrastructure Capacity Enhancement Project

ADB Loan No. 3147/3146 (SF) – SRI

##### 2) プロジェクト・スコープ

- ✓ 220/33 kV ケラワラピティヤ変電所の建設
- ✓ 220/(132)/33 kV カパルトゥライ変電所の建設
- ✓ 132/33 kV トリンコマリー変電所の増強
- ✓ 132/33 kV カトゥナヤカ変電所の増強

##### 3) 220/(132)/33 kV カパルトゥライ変電所建設の概要

本事業スコープであるサンプル開閉所からカパルトゥライ変電所までの送電線が建設される以前に、ニューアヌラダブラ変電所ートリンコマリー変電所間に既存する132 kV送電線の間地点に132/33 kVカパルトゥライ変電所の建設が計画されている。既存の132 kV送電線へはπ分岐で接続される。本事業送電線が建設されるまでは、カパルトゥライ変電所は132/33 kV変電所として運用される。本事業送電線が建設された際、132 kV送電線のフィーダは撤去され、代わりに220 kV送電線がカパルトゥライ変電所の屋外鉄構に接続される。132/33 kV変電所建設当初より設置される遮断器、断路器、および変圧器等の機器(屋外鉄構含む)は、220 kV昇圧時においても撤去せず、そのまま使用することが可能となるよう機器定格が設定される。

上記の状況を踏まえ、CEBと調査団はカパルトゥライ変電所の建設については、本事業のスコープから除くことを合意した。なお、本事業とADBプロジェクトの責任境界は、カパルトゥライ変電所の屋外構台とする。

## 5.2. サンプル開閉所における220 kV GIS

### 5.2.1. ガス絶縁開閉装置(GIS)の特徴

GISは、空気絶縁開閉装置(AIS)の必要とする設置スペースに対して、わずか15%程度のスペースで設置可能である。GISとその建屋の設置費用はAISの数倍となる可能性があるが、GISは市街地などの土地に制限のある場所や、工業地帯のような大気汚染地域に対して有効である。

### 5.2.2. サンプル 220 kV 開閉所への適用

サンプル開閉所の建設予定場所において、開閉装置、屋外鉄構やターミナル鉄塔の建設に使用できる土地は限られており、また将来 400 kV 変電所への拡張やケーブルの再敷設を考慮すると 220 kV 開閉所に使用できる面積は可能な限り小さくすることが望ましい。そのため、サンプル開閉所の開閉装置には GIS を採用することを推奨する。

### 5.2.3. GIS 仕様

GIS には、屋外タイプと屋内タイプの二種類がある。本事業では CEB との協議の結果、下記理由により屋内タイプの GIS を採用することとした。

- ✓ 屋外型 GIS の利点は、GIS 建屋の建設費削減である
- ✓ 当該個所は海に近いことから、塩害による対策を考慮しなければならない
- ✓ スリランカ国における屋外型 GIS の採用実績がない
- ✓ CEB スタッフは、屋内 GIS の保守維持管理の知識は持ち合わせている
- ✓ 洪水時における水位上昇を考慮しなければならない



図 5.2-1 屋内型 GIS (ケラワラピティヤ開閉所)

## 5.3. 変電設備の基本設計

### 5.3.1. 一般

調査団は、サンプル開閉所建設予定場所の現場調査を実施し、開閉所設置の有効性及び技術的実現性を確認し、以下に述べるように変電設備の基本設計を実施した。

### 5.3.2. 設計コンセプト

サンプル開閉所における変電設備設計のコンセプトを以下に述べる。

#### 5.3.2.1. 一般的なコンセプト

変電所機器は、電力系統内で変電所機能を最大限発揮できるよう下記を考慮した設計をする。

- ✓ 日常の運転・保守が、安全かつ確実に実施される。
- ✓ 機器性能を最高度に発揮し得る条件で、結線はできるだけ簡素化する。
- ✓ 万一事故が発生しても、その影響範囲を最小限にとどめるとともに、負荷切替えなどの操作を速やかに行い得る。
- ✓ 将来の増改修工事が容易である。
- ✓ 技術的に適正でありかつ経済的に妥当なものである。

### 5.3.2.2. 母線方式

CEB との協議の結果、下記理由により、サンプル 220 kV 開閉所では図 5.3-1 に示す「1+1/2 遮断器複合母線方式」を採用する。

- ✓ サンプル開閉所は大容量の発電電力をコロombo首都圏に供給する重要な役割を担っている。
- ✓ トリンコマリー2 フェーズ 1 発電所の発電電力についても、サンプル開閉所を介して供給される。
- ✓ 運転・保守に対して高い信頼性と柔軟性がある。
- ✓ コスト上昇分は、上記の有益さによって解消される。

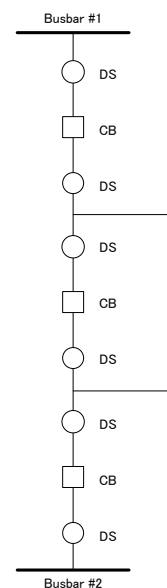


図 5.3-1  
1+1/2 遮断器複合母線方式  
(出典：調査団作成)

### 5.3.2.3. 所内負荷への電源供給

サンプル 220 kV 開閉所は、トリンコマリー2 フェーズ 1 発電所が接続されるまでは開閉所として運用することから、220 kV 系統から所内負荷へ供給が可能な変圧器を有していない。したがって、所内負荷への供給方法について他の手段を考慮する必要がある。

調査団は、所内負荷への電源供給のため、将来の拡張への考慮を含めた以下の 4 つの方法を推奨する。

- ✓ 既設 33 kV 配電線を開閉所まで約 2 km 延長し受電 ※常時運用
- ✓ サンプル石炭火力発電所の所内電源回路より受電（電力メータによる取引）
- ✓ 緊急時に備えディーゼル発電機を設置
- ✓ 400/220/33 kV 変圧器の（将来）三次巻線より電源供給

### 5.3.2.4. 送電線保護継電器

光ファイバ信号線が利用可能な送電線に於いては、主保護として数値解析機能を有し送電線差動継電器が要求される。差動継電器については、遠隔バックアップ保護として距離保護の機能を有したものにしなければならない。

### 5.3.2.5. 母線保護／遮断器不動作対策保護

CEB の標準仕様では、全ての各相間および対地間事故を検出するため、数値解析タイプの集中または非集中監視型の母線保護方式が求められる。

遮断器不動作対策保護に関しては、各相の検出器による各フィーダの相電流が監視可能となるように数値型遮断器不動作対策継電器システムが求められる。また、遮断器不動作対策継電器へは、計器用変流器では母線保護と同一回路から分岐される。

#### 5.3.2.6. 変電所自動化システム (SAS)

変電所自動化システム (SAS) は、IEC61850 に準じて設計される。

#### 5.3.2.7. 再閉路方式

サンプル開閉所～ニューハバラナ変電所間の送電線は、大容量電力をコロombo首都圏に送電する重要な役割を担っているため、本送電線の再閉路方式として「多相再閉路方式」の採用も考慮される。しかしながら、スリランカでは、同方式を採用している変電所が存在せず、また接続先であるニューハバラナ 220 kV 変電所においても同方式は採用しない計画である。

したがって、本事業における「多相再閉路方式」の導入は見送り、ニューハバラナ変電所と同一の再閉路方式を採用することを推奨する。また、これに関連し、サンプル開閉所の遮断器は各相遮断が可能なタイプを推奨する。

一方、調査団は将来 400 kV へ昇圧される際にその役割が大きくなることから、「多相再閉路方式」の採用についても考慮することを推奨する。

#### 5.3.2.8. デジタル障害記録装置 (DDR)

送電線に事故が発生した場合、その記録と原因解明のためデジタル障害記録装置 (DDR) を設置する。

#### 5.3.2.9. 通信システム

近年スリランカでは、通信手段として PLC に代わり OPGW を使用した光ファイバ回線へ移行されている。光ファイバネットワークは 155 Mbit/s の伝送容量を持ち合わせる SDH (STM-1) を基本に整備される。

#### 5.3.2.10. その他のコンセプト

##### 1) 接地システム

新設変電所の開閉所には、接地メッシュを適切に埋設する。また、変電所内のすべての機器は、適切に接地システムへ接続する。

##### 2) 災害対策

##### ✓ 粉じん／塩じん害対策

粉じん害地域に設置する変電所は、その地域において予想される汚損の程度により、適切な対策を実施する。サンプル変電所においては、塩害対策を変電設備設計に考慮する。

✓ 雷害対策

変電所の雷害対策については、系統条件、地域特性などを総合勘案して適切な対策を実施する。特に、主変圧器の前後や送電線ベイの引き込み口には避雷器を設置する。

✓ 洪水・水害対策

不可避的に洪水の恐れのある地域に設置する変電所は、その被害を軽微にとどめ、速やかに変電所の運転が復旧できるよう適切な対策を実施する。

✓ 火災対策

変電所の火災対策については、人身・設備を火災・爆発から防護するとともに、万一内部から火災が発生した場合は、その局限化を図るよう適切な対策を実施する。

### 5.3.3. サンプル開閉所の主な機器構成

サンプル開閉所の概略設計については、以下の図面を Annex5. 3-1、5. 3-2、5. 3-3、5. 3-4、および 5. 3-5 に添付する。

SL-SP SS-LY-001	サンプル 220 kV 開閉所	全体レイアウト
SL-SP SS-LY-002	サンプル 220 kV 開閉所	建屋レイアウト
SL-SP SS-SD-001	サンプル 220 kV 開閉所	単線結線図
SL-SP SS-SD-002	サンプル 220 kV 開閉所	所内電源系統図
SL-SP SS-SD-003	サンプル 220 kV 開閉所	制御システム系統図

#### 5.3.3.1. 220 kV GIS 装置

220 kV 受電フィーダ	2 ユニット
220 kV 送電フィーダ	4 ユニット

#### 5.3.3.2. 操作・保護継電器盤の新設

保護継電器盤	
220 kV GIS 受電フィーダ保護継電器盤	2 面
220 kV GIS 送電フィーダ保護継電器盤	4 面
操作盤	
220 kV GIS 受電フィーダ操作・同期盤	2 面
220 kV GIS 送電フィーダ操作・同期盤	4 面

#### 5.3.3.3. 通信システムの新設

光ファイバケーブル 24 芯用ラックの設置、ODF 盤の据付け
STM-1 および ODF のパッチケーブル接続
2 Mbit/s 以上のインターフェース・マルチチャンネルを創部した STM-1 の設置
将来 SCADA と電話回線を接続するため、STM-1 へ 64 kbit/s のインターフェース・マルチチャンネルを設置
OPGW 接続用光ファイバ接続箱を変電所内の引き込み鉄構へ設置

#### 5.3.3.4. その他の電力機器

33/0.4 kV 200 kVA 屋内用所内変圧器：2台	
200 kVA 屋外用自動起動式ディーゼルエンジン発電機：1セット（燃料タンクなどを含む）	
屋内用 36 kV 配電盤	
36 kV 受電盤（33 kV 商用電源用）：	1面
36 kV 受電盤（サンプル石炭火力発電所用）：	1面
36 kV 受電盤（将来用）	1面（将来）
400 V AC 分電盤：3面	
220 V 直流電源装置（220 V バッテリーバンク：2セット、充電器：2面、分電盤：1面 DC	
48 V 直流電源装置（48 V バッテリーバンク：2セット、充電器：2面、分電盤：1面 DC	
新設変電所敷地内の接地システム	
変電所の雷対策保護の架空地線システム	
変電所の屋外照明システム	

#### 5.3.4. サンプル開閉所の主な機器仕様

##### 5.3.4.1. 220 kV ガス絶縁開閉装置

###### 1) 標準仕様

GIS は、屋内型金属筐体、三相母線、開閉装置で構成され、SF6 絶縁ガスで充填される。

###### 2) 交流遮断器

定格電圧	245 kV
標準定格電流（母線）	3,150 A 以上
標準定格電流（引き出し線）	2,000 A
定格周波数	50 Hz
定格短絡遮断電流	40 kA, 1 秒
定格遮断時間	3 cycle、またはそれ以下
標準動作責務	O - 0.3 sec. - CO - 3 min. - CO
標準操作電圧	220 V DC
標準制御電圧	220 V DC
定格絶縁レベル	
a) 定格耐電圧 - 短時間商用周波数（実行値）	460 kV
b) 定格耐電圧 - 雷インパルス（波高値）	1050 kV

3) 交流断路器および接地開閉器

定格電圧	245 kV
標準定格電流	2,000 A
定格周波数	50 Hz
定格短時間耐電流	40 kA, 1 秒
標準制御電圧	220 V DC
定格絶縁レベル	
a) 定格耐電圧 - 短時間商用周波数 (実行値)	460 kV
b) 定格耐電圧 - 雷インパルス (波高値)	1050 kV

4) 計器用変流器

最高使用電圧	245 kV
定格周波数	50 Hz
定格絶縁レベル	
a) 定格耐電圧 - 短時間商用周波数 (実行値)	460 kV
b) 定格耐電圧 - 雷インパルス (最大値)	1050 kV
定格電流比率	サンプル開閉所単線結線図を参照
確度階級	5P20 (保護用), Class 0.5 (計測用)

5) 計器用変圧器

最高使用電圧	245 kV
定格周波数	50 Hz
電圧比	$\frac{220 \text{ kV}}{\sqrt{3}} : \frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}} : \frac{110 \text{ V}}{3}$
確度階級	0.5
定格絶縁レベル	
a) 定格耐電圧 - 短時間商用周波数 (実行値)	460 kV
b) 定格耐電圧 - 雷インパルス (波高値)	1050 kV

5.3.4.2. 屋外開閉機器

1) 避雷器

定格電圧 (実行値)	192 kV
定格周波数	50 Hz
公称放電電流	10 kA
放電クラス (長期)	Class 3 (Table-5, IEC 60099-4)
定格放圧電流	40 kA
定格絶縁レベル	
a) 定格耐電圧 - 短時間商用周波数 (実行値)	460 kV
b) 定格耐電圧 - 雷インパルス (波高値)	1050 kV

#### 5.3.4.3. 操作・保護継電器

##### 1) 保護継電器

- ✓ 220 kV 送電線保護

距離継電機能付き差動継電器（主保護）
非方向性過電流地絡保護継電器（後備用保護）
自動再閉路リレー
遮断器不動作対策保護リレー
同期確認リレー

- ✓ 220 kV 母線保護

比較差動継電器
---------

##### 2) 操作機器

新設する操作盤には、安全性および効率的な操作を行うための機器を含むものとし、220 kV 遮断器および断路器の操作および表示が可能なものとする。

遮断器および断路器の操作スイッチは盤の前面に取り付けられるものとする。

#### 5.3.4.4. 光ファイバ通信システム

光ファイバ通信システムにより、以下に述べるように SCADA、電話回線、テレプロテクション、およびその他のデータ伝送の通信チャンネルを構築する。

- ✓ 共同電話回線
- ✓ 管理用電話回線
- ✓ テレプロテクションシステム
- ✓ SCADA システム

#### 5.3.4.5. 220 kV 電力ケーブル

##### 1) ケーブル構成

将来 400 kV システムへ移行する際、ニューハバラナ向け送電線用の 220 kV フィーダの接続先は、400 / 220 kV 変圧器へと変更する必要がある。この際、新規ケーブルの購入費用を削減するために、220 kV GIS から屋外鉄構までのケーブルは 400 / 220 kV 変圧器へと再利用・再接続する。

##### 2) ケーブル区間

各区間の最大電流およびケーブルの許容電流値を考慮した結果、サンプル開閉所では以下のケーブルサイズが推奨される。



- ✓ 220 kV GIS – 屋外鉄構（ニューハバラナ 220 kV 変電所向け）間：1600 mm<sup>2</sup>
- ✓ 220 kV GIS – 屋外鉄構（カパルトゥライ変電所向け）間：800 mm<sup>2</sup>
- ✓ 220 kV GIS – 屋外鉄構（サンプルル石炭火力発電所向け）間：2000 mm<sup>2</sup>

#### 5.3.5. サンプルル 220 kV 開閉所建設における特別な工法

調査団は、サンプルル 220 kV は新設の開閉所であり、周辺設備との特別な協調を図る必要が無いこと、またケラワラピティヤ開閉所など、CEB が GIS 開閉所建設の経験を有していることから、開閉所建設にあたっては特別な工法を検討する必要ないことを確認した。

一方、将来 400 kV システムの拡張する際は、サンプルル開閉所のみならず、ニューハバラナ 400 kV 変電所においても既存開閉設備の再構築やケーブル再接続など、220 kV システムからの切り替えを行う際には、停電時間の削減など十分な配慮が必要となる。

## 第6章 調達パッケージおよび契約約款

### 6.1. 調達パッケージ

#### 1) パッケージ1：送電線建設

- ✓ サンプルーニューハバラナ間における 4 x LL-ACSR 電線 (Zebra 相当サイズ)、400 kV、95 km、2 回線送電線の建設
- ✓ サンプルーカパルトゥライ間における 2 x Zebra 電線、220 kV、45 km、2 回線送電線の建設
- ✓ 各種保守等用ツールおよび設備
- ✓ 充電下における 400 kV 送電線および低損失電線の保守のトレーニング

#### 2) パッケージ2：開閉所建設

- ✓ サンプル 220 kV 開閉所の建設 (1.5 重母線遮断器、送電用ベイ、GIS 用共通アイテム、GIS 用変電自動化システム、スペアパーツ)
- ✓ 各種保守用等のツールおよび設備
- ✓ 保護制御等に関するトレーニング

### 6.2. 契約約款

本プロジェクトの入札書類作成は第 45 次円借款の中に含まれており、一般契約条件としては、「FIDIC Yellow Book (1999)、“Plant and Design-Built Contract”」に準拠した JICA 標準入札書類「デザイン・ビルド (2015 年 7 月)」を使用することとなっている。

## 第7章 事業実施スケジュール

### 7.1. 考慮した点

マハヴェリ川周辺は雨季に洪水状態となることから、それらを考慮して、詳細な工程を検討した。その結果、400 kV サンプルーニューハバラナ送電線は24ヶ月、220 kV サンプルーカパルトゥライは22ヶ月、サンプル開閉所は24ヶ月の建設期間となった。

### 7.2. 全体工程

全体工程は図 7.2-1 に示すとおりであり、また、詳細な工事工程を図 7.2-2 に示す。運転開始後の保証期間として12ヶ月考慮すると、工期は36ヶ月となる。

	2015												2016												2017												2018												Month	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
																																																	0	
Appraisal																																																	1	
Pledge																																																	1	
Signing of Loan Agreement																																																	1	
Selection of Consulting Services																																																	10	
Invitation of Expression of Interest																																																	2	
Preparation of TOR, Short-List, L/I																																																	3	
JICA concurrence to TOR, Short-List, L/I																																																	1	
Issurance of L/I to Short-listed consultants																																																	1	
Proposal submission by Consultants																																																	2	
Evaluation of Consultant Proposal																																																	1	
JICA Approval of Evaluation of Consultant																																																	1	
Signing Consultant Contract																																																	1	
JICA Signing Consultant Contract																																																	1	
Land Acquisition	1												12												2												0													15
Package 01: Construction of Transmission Lines	0												0												12												12													24
Package 02: Construction of Switching Station	0												0												12												12													24

図 7.2-1 全体工程

	2017												2018												Month
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>Construction period</b>	12												12												24
<b>Package 01: Construction of Transmission Lines</b>	0												0												0
1.1 Construction of 400 kV Sampoor - New Habarana TL	12												12												24
1.1.1 (1) Survey and Soil Test excluding Mahaweli Area	6												0												6
1.1.1 (2) Survey and Soil Test for Mahaweli Area	2												0												2
1.1.2 Clearing of Right of Way, Construction of Access Road	7												0												7
1.1.3 Facility Design and Approval	9												0												9
1.1.4 Manufacturing and Factory Tests	10												2												12
1.1.5 Transportation	8												4												12
1.1.6 (1) Foundation Work excluding Mahaweli Area	7												6												13
1.1.6 (2) Foundation Work for Mahaweli Area	0												2												2
1.1.7 (1) Tower Erection Work excluding Mahaweli Area	3												7												10
1.1.7 (2) Tower Erection Work for Mahaweli Area	0												2												2
1.1.8 (1) Stringing Work excluding Mahaweli Area	0												9												9
1.1.8 (2) Stringing Work for Mahaweli Area	0												1												1
1.1.9 Test and Commissioning	0												1												1
1.2 Construction of 220kV Sampoor - Kappalturai TL	12												10												22
1.2.1 (1) Survey and Soil Test excluding Mahaweli Area	3												0												3
1.2.1 (2) Survey and Soil Test for Mahaweli Area	2												0												2
1.2.2 Clearing of Right of Way, Construction of Access Road	7												0												7
1.2.3 Facility Design and Approval	9												0												9
1.2.4 Manufacturing and Factory Tests	9												0												9
1.2.5 Transportation	8												1												9
1.2.6 (1) Foundation Work excluding Mahaweli Area	0												8												8
1.2.6 (2) Foundation Work for Mahaweli Area	0												2												2
1.2.7 (1) Tower Erection Work excluding Mahaweli Area	3												3												6
1.2.7 (2) Tower Erection Work for Mahaweli Area	0												2												2
1.2.8 (1) Stringing Work excluding Mahaweli Area	0												4												4
1.2.8 (2) Stringing Work for Mahaweli Area	0												1												1
1.2.9 Test and Commissioning	0												1												1
	0												0												0
<b>Package 02: Construction of Switching Station</b>	12												12												24
2.1 Construction of 220 kV Sampoor SS	12												12												24
2.1.1 Survey and Soil Test	3												0												3
2.1.2 Facility Design and Approval	8												0												8
2.1.3 Manufacturing and Factory Tests	9												3												12
2.1.4 Transportation	6												6												12
2.1.5 Civil and Building Work	8												2												10
2.1.6 Erection and Installation Work	1												10												11
2.1.7 Test and Commissioning	0												5												5
	0												0												0
<b>Warranty / Defect Liability Period</b>	0												0												0
	0												0												0

図 7.2-2 詳細な工事工程

## 第8章 事業実施・維持管理体制

### 8.1. 事業実施体制

#### 8.1.1. 事業実施体制の組織図

事業実施体制を図 8.1-1 に示す。

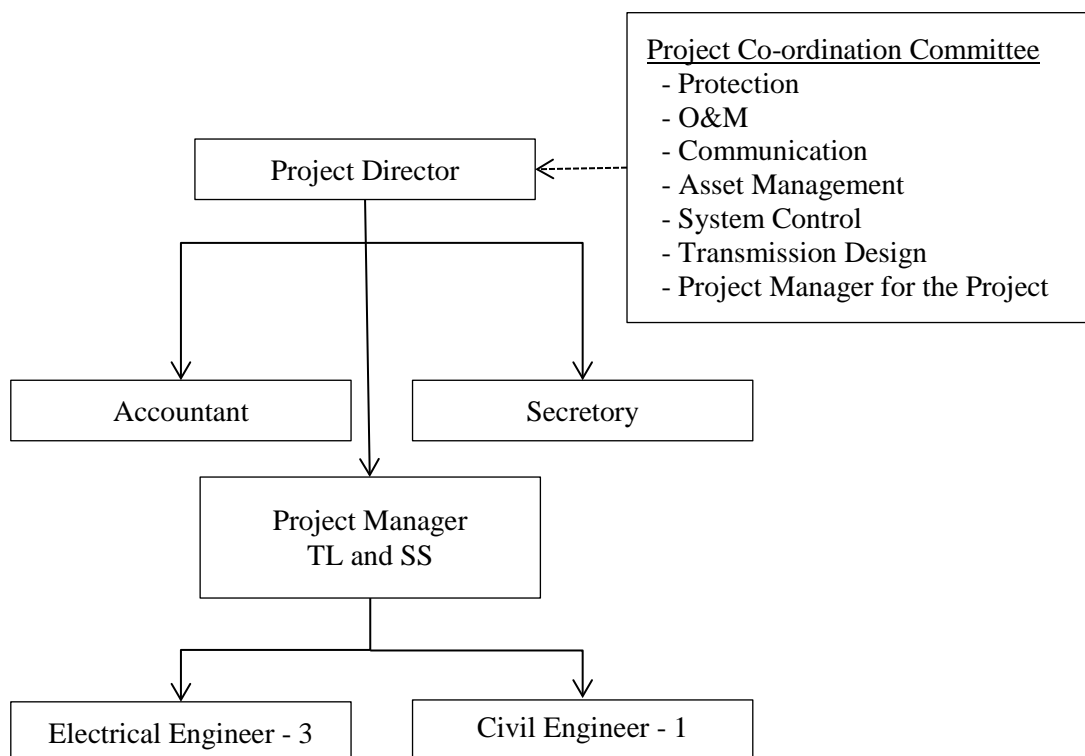


図 8.1-1 事業実施体制の組織図

#### 8.1.2. 雇用計画

現在のところ、新たな雇用計画はなく、45 次円借款のメンバー、他の終了したプロジェクトから異動により、対応可能と考えられる。

#### 8.1.3. トレーニング計画

220 kV 送電線と 400 kV 送電線では、若干規模が異なるものの、それほど大きな差異はないため、必要に応じ、コンサルタントもしくはコントラクターによる現地での OJT で十分と考えられる。

## 8.2. 維持管理

### 8.2.1. 維持管理の組織図

現状の維持管理の組織図を図 8.2-1 および 8.2-2 に示す。

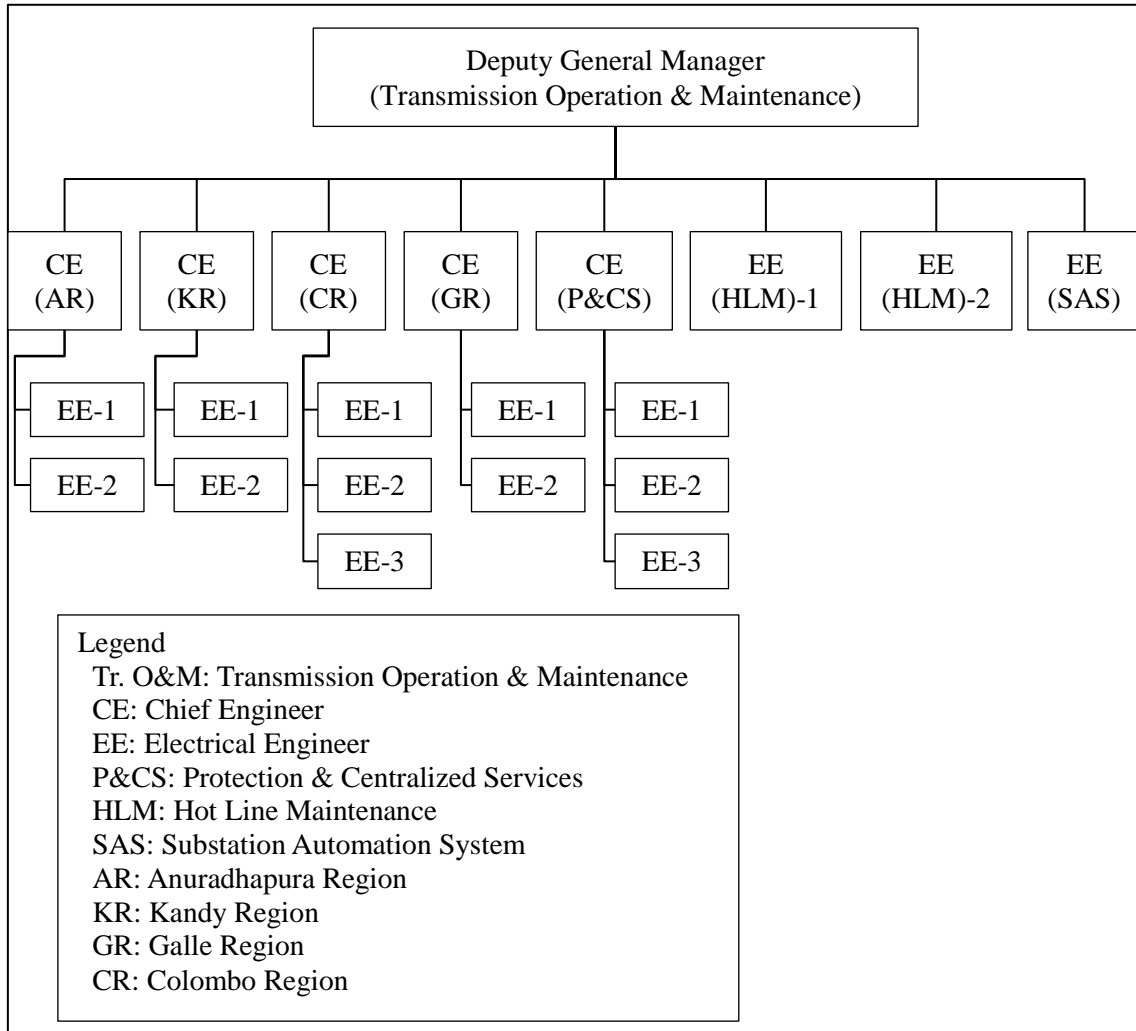


図 8.2-1 現在の維持管理の組織図

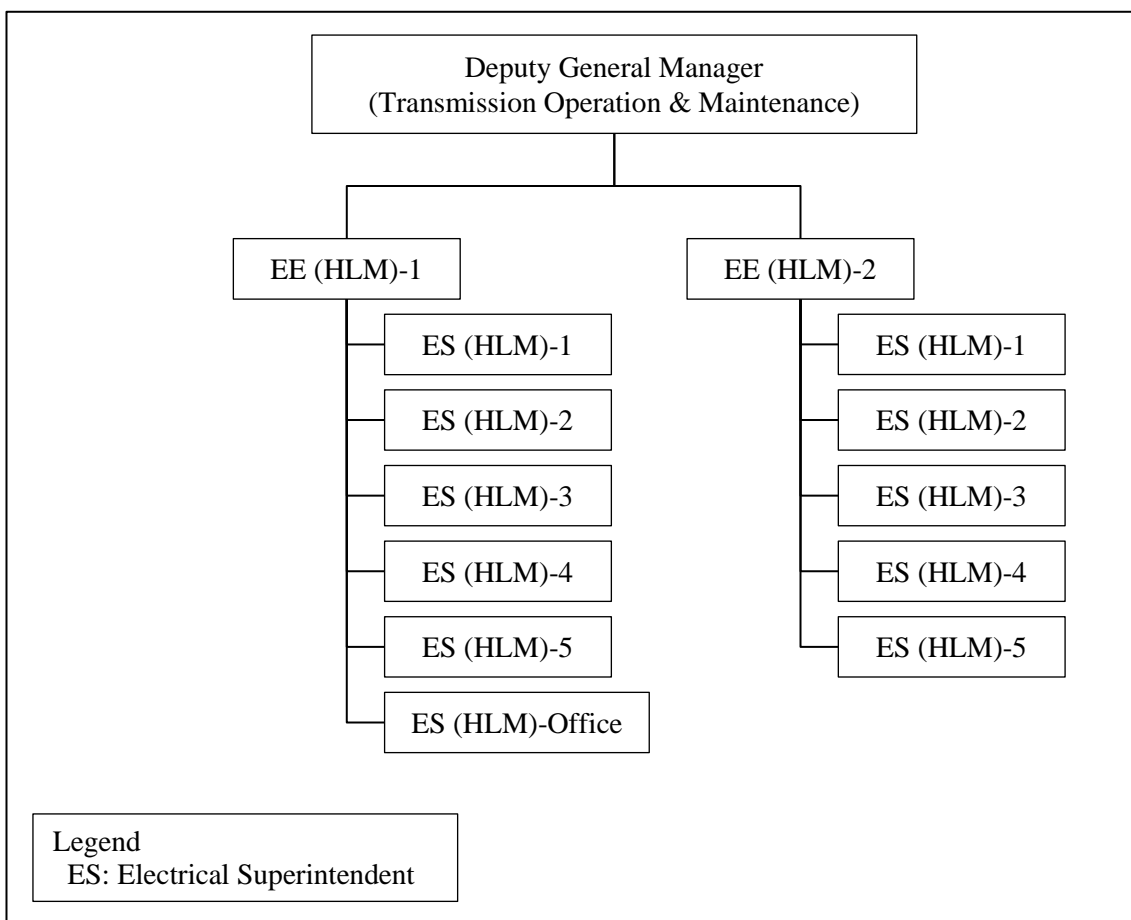


図 8.2-2 現在の送電線充電下における維持管理の組織図

本事業後は送電線充電下における維持管理のためのチームを1チーム増やす予定である。

#### 8.2.2. 研修計画

送電線については、400 kV 送電線の充電下における保守の研修および低損失電線に関連する研修を予定している。

また、開閉所については、1.5 重母線遮断器の保護制御、運転保守に関する研修を予定している。

なお、これらの研修はコントラクターによって実施されるものとする。

## 第9章 コンサルティング・サービスの業務内容

### 9.1. コンサルティング・サービスのスコープ

本事業内容、CEB の能力および経験等を踏まえ、コンサルティング／アドバイザーの業務範囲を最小限度にすることができると考えられ、それに基づくスコープ案を下記にしめす。

- ✓ コントラクターが作成した 400 kV 送電線および 220 kV GIS の詳細書類のレビュー支援
- ✓ 品質面およびスケジュール面に係る 400 kV 送電線および 220 kV GIS の工事監理の支援
- ✓ 現地における 400 kV 送電線および 220 kV GIS の建設・据付検査の支援
- ✓ コントラクターが作成した試験方法の審査支援
- ✓ 現地における竣工検査および工場試験の立会い
- ✓ コントラクターが作成した完成図書および保守運転マニュアルのチェック

### 9.2. 人員

人員としては、表 9.2-1 に示す担当が考えられ、合計 40MM が想定される。

表 9.2-1 コンサルタント／アドバイザーの要求条件

担当名	条件
送電	学歴 工学部卒
	経験： 電力分野での経験：15 年以上 電力に関するプロジェクトでの設計もしくは工事監理の経験：10 年以上 関連する送電の工事監理の経験：2 つ以上のプロジェクト
変電	学歴 工学部卒
	経験： 電力分野での経験：15 年以上 電力に関するプロジェクトでの設計もしくは工事監理の経験：10 年以上 関連する変電の工事監理の経験：2 つ以上のプロジェクト



## 第10章 概略事業費の積算

### 10.1. 計算条件

計算条件は、貴機構のデータ等に従い、以下のとおりである。

Items	Contents	Notes
Base year for cost estimation:	November/2014	
Exchange Rate		
JPY/USD:	107.10	
LKR/USD:	130.20	
LKR/JPY:	0.823	
Price Escalation		
Annual average of foreign currency:	2.0%	
Annual average of local currency:	3.8%	
Physical Contingency		
Construction:	5%	
Consultant:	5%	
Rate of Tax		
VAT:	12%	
Import Tax:	7.0%	Port and Airport Development Levy (PAL): 5% Nation Building Tax (NBT): 2%
Rate of Administration Cost:	5%	
Rate of Interest During Construction		
Construction:	0.30%	
Consultant:	0.01%	
Rate of Front End Fee:	0.2%	
Compensation and Land Acquisition Cost:	3%	

### 10.2. 送電建設費

送電建設費を表 10.2-1 に示す。

表 10.2-1 送電建設費（パッケージ 01）

Item	Unit	Qty	Unit Price		Cost		Total JPY
			Foreign	Local	Foreign	Local	
			JPY	LKR	JPY	LKR	
400 kV Sampoor - New Habarana T/L							
400 kV 2cct T/L (4xLow Loss Zebra-eq)	km	95	63,786,600	32,470,000	6,059,727,000	3,084,650,000	8,598,393,950
220 kV Sampoor - Kappalurai T/L							
220 kV 2cct T/L (2xZebra)	km	45	33,479,300	16,937,400	1,506,568,500	762,183,000	2,133,845,109
Tool and Equipment for Transmission Line							
UV Camera to detect Corona Discharge of Insulator	sets	2	9,110,000	0	18,220,000	0	18,220,000
Total Station (Sag Measurement Instrument: reflector less laser technology)	sets	3	3,000,000	0	9,000,000	0	9,000,000
Coating Thickness Gauges	sets	9	100,000	0	900,000	0	900,000
Hotline Tool Sets (Bare hand including sticks for 400 kV T/L)	sets	1	37,035,000	0	37,035,000	0	37,035,000
Live Line OPGW Stringing	sets	2	15,000,000	0	30,000,000	0	30,000,000

Traction Robot with All Accessories							
OPGW Cum-along Clamps	sets	6	200,000	0	1,200,000	0	1,200,000
Distance Measuring Scope (minimum 0.5 m measurement)	sets	2	40,000	0	80,000	0	80,000
Training							
Live Line Maintenance Training for 400 kV T/L	lot	1	8,230,000	0	8,230,000	0	8,230,000
Low Loss Conductor Maintenance Training	lot	1	823,000	0	823,000	0	823,000
Dispute Board Fee							
Dispute Board Fee	set	1	25,061,400	0	25,061,400	0	25,061,400
Total					7,696,844,900	3,846,833,000	10,862,788,459

### 10.3. 開閉所建設費

開閉所建設費を表 10. 3-1 に示す。

表 10. 3-1 開閉所建設費 (パッケージ 02)

Item	Unit	Qty	Unit Price		Cost		Total JPY
			Foreign	Local	Foreign	Local	
			JPY	LKR	JPY	LKR	
220 kV Sampoor S/S							
One-and-half circuit breaker line bay 220 kV for GIS	sets	3	250,000,000	12,980,000	750,000,000	38,940,000	782,047,620
Common items for GIS	lot	1	250,040,000	16,120,000	250,040,000	16,120,000	263,306,760
Substation automation for GIS	lot	1	46,682,371	561,000	46,682,371	561,000	47,144,074
Spare Parts	lot	1	38,270,566	2,076,270	38,270,566	2,076,270	39,979,336
Tool and Equipment for Substation							
Micro Ohm Tester	unit	5	408,000	0	2,040,000	0	2,040,000
SF6 Leak Detector (Flow rate detector type)	sets	2	536,000	0	1,072,000	0	1,072,000
SF6 Percentage Meter (Zero emission type)	sets	3	1,071,000	0	3,213,000	0	3,213,000
Thermal Image Camera	sets	3	161,000	0	483,000	0	483,000
Capacitor Tester	sets	2	5,000	0	10,000	0	10,000
Power Quality Analyzer	sets	2	375,000	0	750,000	0	750,000
Single Phase Current Injector	sets	1	2,500,000	0	2,500,000	0	2,500,000
Training							
Substation Automation System	lot	1	3,591,000	0	3,591,000	0	3,591,000
Protection for electrical Power Systems	lot	1	3,591,000	0	3,591,000	0	3,591,000
Protection for Transmission Lines	lot	1	3,591,000	0	3,591,000	0	3,591,000
Protection for Busbars, Circuit Breakers and Power Transformers	lot	1	3,591,000	0	3,591,000	0	3,591,000
Gas Insulated Switchgear Operation & Maintenance	lot	1	6,569,000	0	6,569,000	0	6,569,000
Dispute Board Fee							
Dispute Board Fee	set	1	25,061,400	0	25,061,400	0	25,061,400
Total					1,142,054,300	57,731,100	1,189,566,995

### 10.4. 概略総事業費

コンサルティング費用等も含めた概略総事業費を表 10. 4-1 に示す。

表 10.4-1 概略総事業費

Item		Foreign	Local	Total
		Mil. JPY	Mil. LKR	Mil. JPY
<b><u>A. ELIGIBLE PORTION</u></b>				
I)	Procurement/Construction	9,752	4,501	13,457
	Package 01: Construction of Transmission Lines	7,697	3,847	10,863
	Package 02: Construction of Switching Station	1,142	58	1,190
	Base cost for JICA financing	8,839	3,905	12,052
	Price escalation	449	382	764
	Physical contingency	464	214	641
II)	Consulting services	159	17	173
	Base cost	144	15	156
	Price escalation	7	1	9
	Physical contingency	8	1	8
Total (I + II)		9,911	4,518	13,629
<b><u>B. NON ELIGIBLE PORTION</u></b>				
a	Procurement / Construction	0	0	0
	Package 01: Construction of Transmission Lines	0	0	0
	Package 02: Construction of Switching Station	0	0	0
	Base cost for Borrower financing	0	0	0
	Price escalation	0	0	0
	Physical contingency	0	0	0
b	Land Acquisition	0	428	352
	Base cost	0	391	322
	Price escalation	0	16	13
	Physical contingency	0	20	17
c	Administration cost	0	849	699
d	VAT	0	1,987	1,636
e	Import Tax	0	843	694
Total (a + b + c + d + e)		0	4,107	3,380
TOTAL (A+B)		9,911	8,625	17,010
<b><u>C. Interest during Construction</u></b>				
	Interest during Construction(Const.)	60	0	60
	Interest during Construction (Consul.)	0	0	0
<b><u>D. Front End Fee</u></b>				
GRAND TOTAL (A+B+C+D)		9,999	8,625	17,097

## 第11章 送変電設備の環境社会配慮

### 11.1. 環境社会配慮に関する「ス」国の法令、制度

#### 11.1.1. 環境社会配慮に関する基本法

「ス」国の環境保護・管理の基本的な枠組みは、国家環境法 (National Environmental Act (NEA)) に示され、中央環境庁 (Central Environmental Authority, CEA) が同法の下での環境の保護・管理を統括する。

#### 11.1.2. 環境影響評価に関する法令、制度

1980年に施行された国家環境法 (NEA) が1988年にEIA関連の法規を含むものとして改正され、この時点でEIAの根拠法となった。EIA関連条項はNEAのPart 4Cの「プロジェクトの承認」に記述されているが、この部分は2000年に再度改定されている。

EIA実施ガイドラインは1993年に中央環境庁 (CEA) によって整備され、2003年に改正されている。

#### 11.1.2.1. IEE/EIAの対象プロジェクト

IEE/EIAの実施が求められるプロジェクトは‘Prescribed Projects’としてリストに特定されている。

長さ10 km、電圧50 kVを超える架空送電線の建設は‘Prescribed Project’‘と定められている。

そのうち特に環境的に脆弱な地域に計画されるプロジェクトはEIAの実施が必要である。EIAの実施が必要なプロジェクトは、工業開発に関するものとそれ以外のもの、また環境の影響の受けやすさ (水資源保全、自然林保護、野生生物を含む生物多様性保全、社会・経済への悪影響回避等を考慮) などの条件を踏まえて一覧として定められている。

IEEはEIAに比べて可能な限り内容を単純化することが求められる。そして以下の内容を含むものとする。

- ✓ 合理的な代替案の比較記述
- ✓ 影響を受ける環境
- ✓ 提案する事業活動による環境変化の結果
- ✓ 緩和策及びモニタリング計画
- ✓ 付属資料 (Appendixes) (IEE 予備資料、参考文献、バックアップデータ、分析データ)

#### 11.1.2.2. プロジェクト承認機関 (Project Approving Agency, PAA)

対象プロジェクトのIEE/EIAの実施プロセスの管理、環境影響の審査の責任は、プロジェクトの性格に最適な政府機関が持つ。その機関はプロジェクト承認機関 (PAA) と呼ばれ、現在指定されている23の政府機関のうちから選定される。

民間あるいは公共の機関が実施する IEE/EIA のプロセスは以下である。

- 1) プロジェクト実施機関が PAA に初期情報 (preliminary information, PI) を提出。
- 2) PAA によるスコーピング (Scoping) の作成
- 3) プロジェクト実施機関による IEE/EIA の実施、報告書の提出 (公定言語及び他の 2つの言語(要求があれば))。
- 4) PAA と CEA による IEE/EIA 報告書の審査。
- 5) 審査の際、PAA は実施機関に対して、報告書の内容の明確化と詳細化を要請できる。
- 6) 住民参加と関連機関によるコメント

ひと通りのレビューによって IEE/EIA 報告書が適切と評価された後には、EIA 報告書は 30 営業日間公開される (IEE は公開対象外)。

法律上の権限をもち、当該 IEE/EIA に関する特別な専門的知見を有する、あるいは関連する環境基準を管轄する関連機関は、一定の期間内に IEE/EIA に関するコメントを提出する。

- 7) 技術評価委員会の開催

住民参加期間の後、PAA は IEE/EIA 報告書を評価し勧告を作成するため技術評価委員会 (“Technical Evaluation Committee, TEC”) を開催する。

- 8) PAA はプロジェクトを承認するかしないかを決定

PAA はプロジェクトの実施に必要な付帯条件を付けて承認するか、あるいは理由を付して否認する。PP は否認が不当であると判断する場合は訴えることができる。

- 9) 環境管理計画 (Environmental Management Plan, EMP) の策定

現在、環境管理計画の必要性を定めた法令、通達はないが、影響緩和策は EIA のプロセスに含むべきとされている。

- 10) PAA は実施機関による報告書と共にモニタリング計画を CEA へ提出

- 11) IEE/EIA のプロセスの各ステップ

表 11.1-1 IEE/EIA のプロセスの各ステップ

ステップ	時期		根拠法令
	EIA	IEE	
初期情報の確認	6 日間	6 日間	Regulations Article 6-(i) of gazette no. 772/22, 18 June 1993
TOR の作成	30 日間	14 日間	Regulations Article 6-(iii) of gazette no. 772/22, 18 June 1993
住民のコメント	30 日間	-*	Regulations Article 11-(i) of gazette no. 772/22, 18 June 1993

ステップ	時期		根拠法令
	EIA	IEE	
プロジェクト実施機関への住民コメントの送付	6 日間	-*	Regulations Article 12 of gazette no. 772/22, 18 June 1993
報告書の承認 (プロジェクト実施機関のコメント受領後)	30 日間	21 日間 *	Regulations Article 13 of gazette no. 772/22, 18 June 1993 *Regulations Article 8 of gazette no. 1159/22, 21 November 2000

注：-\* IEE の公開の条項が廃止となったのは、2000 年 11 月  
(出典：EIA 実施ガイドライン、関連通達等により調査団作成)

### 11.1.2.3. 本プロジェクトに対する IEE の要求と承認

本プロジェクトは

- 1) 長さ 95 km、400 kV の送電線
- 2) 長さ 37.4 km、220 kV の送電線

架空送電線の建設なので、‘Prescribed Project’ の条件(長さ 10 km、電圧 50 kV を超える)に該当し、IEE あるいは EIA の報告書の提出が必要である。またプロジェクト地域は、環境的に脆弱な地域を含まないので、EIA でなく IEE の実施が要求された。

PAA の機関を最終的に決めるのは CEA である。2002 年以降は CEB が実施機関であるすべてのプロジェクトの PAA は CEA となった。しかし 400 kV プロジェクトは過渡的時期の事情により PAA は例外的に電力エネルギー省 (Ministry of Power and Energy, MOPE) となった。

400 kV 送電線の最終 IEE 報告書は、CEB により 2014 年 11 月に提出され、PAA (電力エネルギー省 : Ministry of Power and Energy, MOPE) により 2014 年 12 月 10 日に承認された。

220 kV 送電線の最終 IEE 報告書は、CEB により 2015 年 10 月はじめに提出された。2016 年 1 月頃に承認される予定である。

### 11.1.3. 環境基準

本プロジェクトの実施により負の影響を受ける可能性のある環境汚染項目について、「ス」国制定の環境基準を整理した。

- 1) 大気質基準
- 2) 騒音基準

地域のタイプ別の基準、地域のタイプ別の工業／商業活動による許容騒音レベル、建設活動による許容騒音レベル。

- 3) 振動基準

機械の運転、建設活動、交通車両の運転による暫定振動基準を表示。

爆破による ABOP (Air-Blast Over Pressure) 及び 地面振動の暫定基準。

4) 水質基準

- ✓ 工業排水の内陸表層水への排出の水質基準
- ✓ 工業排水及び生活排水の海岸地域への水質許容レベル
- ✓ 飲料水水質基準など

**11.2. 400 kV サンプル - ニューハバラナ 送電線建設の環境社会影響配慮**

11.2.1. 環境社会影響の可能性のある事業コンポーネント

以下に、220 kV サンプル - カパルトゥライ T/L を含めて、環境社会影響の可能性のある事業コンポーネントを示す。

送電線	1) 400 kV サンプル - ニューハバラナ 送電線の建設 (初期段階では 220 kV で稼働)
	2) 220 kV サンプル - カパルトゥライ 送電線の建設
変電所	3) 220 kV 屋内 GIS を備えたサンプル 開閉所の建設

1) 400 kV サンプル - ニューハバラナ 送電線

送電線の長さは約 95 km で容量は 2,110 MVA である。送電線は Trincomalee-2 石炭火力発電所の建設前の段階では 220 kV で稼働する。この発電所建設前も 400 kV のスケールで設計される。

環境社会配慮は本編 11.2. に記載。

2) 220 kV サンプル - カパルトゥライ 送電線

環境社会配慮は本編 11.3. に記載

3) サンプル 開閉所 (220 kV、屋内 GIS を備える)

環境社会配慮は、以下のように特段のものはない。

✓ 騒音・振動

開閉所予定地周辺には人家はなく、また設備は屋内型なので、騒音・振動の環境影響はほとんどない。

✓ 用地取得、住民移転

CEB はすでに 2013 年に使用用地を政府から取得しているため、本プロジェクトで用地取得、非自発的住民移転は生じない。

11.2.2. プロジェクト地域の環境の現況

### 11.2.2.1. 自然環境

#### 1) 非生物的環境

プロジェクト地域の地形、地質、土壌、気候・気象の特徴をまとめて記載した。

#### 2) 生物・生態系

##### ✓ 生態系資源

送電線計画地の中と周辺には、塩沼地、砂丘、海岸植生を除く、乾燥低地植物帯及び海岸ベルト植物帯の多くの典型的な自然植生が存在する。それ以外に非自然性の土地（放棄地、栽培樹林地、農耕地、ホームガーデン、ため池など）が存在する。

##### ✓ プロジェクト地域の植物種

CEBによるIEE調査（2014年7月）で、全186種の植物が記録された。そのうちスリランカ固有種は7種であった。移入種は29種あり、プロジェクト地域が人間の活動の影響下にあることを示している。

2012年基準のIUCN Red Listにより絶滅危惧種（endangered species, EN）とされる *Diospyros ebenum* (Kaluwara) が調査域で記録された。また危急種（vulnerable species, VU）として、*Haldina cordifolia* (Kolon) *Mitragyna parvifolia* (Helamba) が記録された。

##### ✓ プロジェクト地域の動物種

CEBによるIEE調査（2014年7月）で、全142種の植物が記録された。そのうち固有種は9種であったが、それらはすべてが調査域に限定して生息する種ではない。提案する送電線のルートの数か所で絶滅危惧種の *Elephas maximus* (象) が存在する証拠が見られた。

##### ✓ 保護区

送電線ルートは、Strict Natural Reserve、National Park、Nature Reserveなどの脆弱な自然環境の地域を含まない。また、重要な考古学的、歴史的、文化的遺産、世界遺産はプロジェクト地域に存在しない。

しかし、送電線ルートは3つのForest Reserveと1つのConservation Forest Reserveの林縁を部分的に含む。これら影響を受ける森林保護区は、すべてが自然林ではなく、二次林、灌木林、植林、草地なども存在する。

### 11.2.2.2. 社会環境

#### 1) 行政区

計画の送電線は、3つの県（District）トリンコモラー、ポロンナルワ、アヌラダプラと、その3県内の7つの郡（Divisional Secretary）を通過する。

##### 1. トリンコモラー県



(1) Muttur (2) Seruvila (3) Kinniya (4) Tambalagamuwa

(5) Kantalai

2. ポロンナルワ県

(6) Hingurakgoda

3. アヌラダプラ県

(7) Palugaswewa

2) 人口・世帯

送電線が通る 7 つの Divisional Secretary の人口は、男 156,030 人、女 158,753 人 合計 314,783 人である (2012 年人口センサス)。

世帯規模 (世帯当たりの人数) は、送電線が通る 3 つの郡で 3.5~3.8 で、国全体の平均 (3.8) とほとんど変わらない。

郡平均の世帯月收入 (Rs) は、ポロンナルワ、アヌラダプラ、トリンコモリーの順に、39,197、35,460、34,577 で、国平均は 45,878 である。

3) 民族・宗教

送電線が通る 3 つの県を比較すると、民族、宗教の割合にかなり差がある。ポロンナルワ とアヌラダプラでは人口割合で最も多いのがシンハラ族の 91%であるが、トリンコモリー県はスリランカムーア族の 41%である。

ポロンナルワとアヌラダプラでは人口割合で最も多いのが仏教で約の 90%であるが、トリンコモリーはイスラム教が 42%、仏教とヒンズー教が共に 26%である。

4) その他

✓ ナショナル・グリッドから電気を供給している世帯の割合

送電線が通る 3 つの県のナショナル・グリッドから電気を供給している世帯の割合は、アヌラダプラ、ポロンナルワ、トリンコモリーの順に、85%、83%、75% で、国平均は 87%である。

✓ 安全な飲料水の供給世帯割合

ポロンナルワ、アヌラダプラ、トリンコモリーの順に、50%、50%、43%で、国平均は 62%である。

✓ 地方政府により固体廃棄物を収集する世帯の割合

トリンコモリー、アヌラダプラ、ポロンナルワの順に、33%、6%、4%で、国平均は 20%である。

### 11.2.2.3. 環境汚染

マイナスの影響が予想される環境汚染項目ごとに、プロジェクト地域周辺の数か所における実測データを収集して汚染レベルの現状（バックグラウンド）を把握した。

#### 1) 大気質

- ✓ 2 か所（報告 2015 年）：PM<sub>10</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>
- ✓ 1 か所（報告 2015 年）：PM<sub>10</sub>, SPN, CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>
- ✓ プロジェクト地域周辺には大きな大気汚染源はないので、汚染のレベルは低い。

#### 2) 騒音

- ✓ 低騒音地域 3 か所（報告 2015 年）：Day time, Night time
- ✓ 騒音レベルは「ス」国の基準の範囲内。

#### 3) 水質

- ✓ 河川、小川各 1 か所（報告 2015 年）：Total Solid, Oil & Grease, COD, BOD, Total Coliform
- ✓ 汚染されておらず「ス」国の飲料用水基準をほぼクリアできる水質。

### 11.2.3. 代替案の比較検討

プロジェクトの計画の早期の段階で以下の 3 つの代替案を比較検討した。

- ✓ 代替案 1（ゼロ・オプション）  
本プロジェクトの計画事業を実施しない。
- ✓ 代替案 2（提案計画の最終デザイン）
- ✓ 1 本の 400 kV 送電線の代わりに 2 本の 220 kV の送電線を建設。

比較項目は以下である。

- ✓ 環境社会影響
- ✓ 電力供給条件
- ✓ 建設コスト
- ✓ 技術可能性
- ✓ 他の開発計画との整合性

比較検討の結果、代替案 2（提案計画の最終デザイン）が事業実施対象として選定された。

#### 11.2.4. スコーピング

主に JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年 4 月) に示されている項目に従って、環境社会影響を生じる可能性のある 40 項目を設定し、予測される影響を評価し、スコーピングとしてまとめた。

表 11.2-1 にスコーピングの結果を示す。

表 11.2-1 スコーピングの結果

環境項目		評価		
		工事前/工事中	供用時	
社会環境	1	用地取得・住民移転	D	D
	2	貧困層	D	D
	3	先住民族・少数民族	D	D
	4	雇用や生計手段等の地域経済	B+	C+
	5	土地利用や地域資源利用	B-	D
	6	水利用	C-	C-
	7	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+
社会環境	8	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D
	9	被害と便益の偏在	B-	B-
	10	地域内の利害対立	D	D
	11	文化的、歴史的、考古学的、宗教的遺産	D	D
	12	水利権、漁業権、入会権	C	C
	13	景観	C-	C-
	14	ジェンダー	D	D
	15	子どもの権利	D	D
	16	公衆の健康・衛生	C-	D
	17	HIV/AIDS 等の感染症	B-	D
	18	労働環境 (労働安全を含む)	B-	D
	19	交通事故	B-	D
	20	災害	C-	C-
	21	地球温暖化・気候変動	D	C+
	22	電磁波に対する安全性	D	C
	23	電波受信障害	C-	C-
自然環境	24	保護区	B-	D
	25	陸上植物	C-	D
	26	樹木・森林	B-	D
	27	陸上動物	B-	B-
	28	水生動物・植物	D	D
	29	水象	D	D
	30	地形、地質	D	D
	31	土壌浸食・土壌不安定化	C-	D
環境汚染	32	地下水	C-	D
	33	大気汚染	B-	D
	34	水質汚濁	C-	C-
	35	土壌汚染	C-	D
	36	底質	D	D
	37	廃棄物	B-	D
	38	騒音・振動	B-	D
	39	地盤沈下	D	D
	40	悪臭	D	D

<影響評価の評定>

A+/-: 多大な正の効果/重要な負の影響が予想される。

B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明である（さらに調査が必要である、影響の程度を明らかにする）。

D: 影響は想定されない。

（出典：調査団作成）

#### 11.2.5. 環境社会配慮調査の TOR

スコーピング結果、評価が B-、C-、C であった項目について、環境社会配慮調査の TOR(Terms of Reference)（内容と調査方法）を作成した。

#### 11.2.6. 環境社会配慮調査の結果

TOR に基づき環境社会配慮調査を行った。調査の方法は主として CEB 策定の IEE 報告書のレビューと、それ以外の JICA 調査団による調査（文献・資料調査、現地踏査、インタビューである）。

#### 11.2.7. 環境影響評価

スコーピング、環境社会配慮調査の結果を基に、スコーピングで評価が B-、C、または C であった項目について環境影響を評価した結果が B-（**ある程度の負の影響が予想される**）だった項目を表 11.2-2 に示す。表の右端の列には、その影響を最小化するための緩和策を示す。

表 11.2-2 環境影響評価の結果と緩和策

項目	評価		評価理由	緩和策
	工事前/ 工事中	供用時		
社会環境				
1	土地利用や地域資源 利用	B-	<p>工事前/工事中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・水田の一部の耕作が鉄塔支柱とアクセス道路の建設で制限されるが、制限される面積は大きくない。</li> <li>・送電線のROW (52m) 内では、一定の高さの樹木は伐採除去する。</li> <li>・工事中：工事に使う土砂は、工事現場あるいはライセンスを持ち環境管理されている土取場から採取する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・耕作制限による収入ロスは CEB が補償する。鉄塔支柱の工事終了後の水田は元のように耕作可能となる。</li> <li>・ホームガーデンの樹木の伐採・除去による収入ロスは CEB が補償する。</li> <li>・CEB は送電線下のホームガーデンで存在可能な低木果樹の植栽を推奨する。</li> </ul>
2	既存の社会インフラ や社会サービス	B-	<p>工事中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・工事用車両のために、一時的な交通混雑や速度制限が生じる可能性がある。そのため、住民の公共施設等へのアクセスなどの一時的な不便が生じる可能性がある。</li> <li>・既存ユーティリティ（設備、パイプ、線など）は可能な限り避けるように送電線ルートを設定する</li> <li>・一時的なアクセス道路（通常 4m 幅）は建設作業終了後に現状に復する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・工事計画は、公共施設等へのアクセスを妨げない内容とする。関連地方政府に協力して、交通管理計画を作る。送電線ルートは細い道や住宅地域に懸らないようにする。</li> <li>・必要なら工事の時間帯の調整をする。</li> <li>・工事計画と交通混雑可能性予想は、前もって情報公開する。</li> <li>・工事中、交通誘導のスタッフを置く。</li> <li>・何かのユーティリティの移動が避けられない場合は、サービス供給機関と協議して再配置する。</li> </ul>
3	公衆衛生・健康	B-	<p>工事中</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・工事労働者の宿舎とその周辺は、公衆衛生・健康に一時的な影響がある。衛生上の主な問題は廃棄物と排水に起因する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・工事請負業者は、労働者宿舎に適切な水供給設備、衛生設備を備える。</li> <li>・必要に応じ工事現場には腐敗槽型仮設トイレを設置する。</li> <li>・労働者宿舎の廃棄物は、適切に分別・再利用した後、地方政府の規則・ルールに従って指定場所に廃棄処分する。</li> <li>・処分地からの浸出水が地下水と土壌を汚染しないようにし、目で見える汚染、浸出水の汚染がないようにする。</li> </ul>
4	HIV/AIDS 等の感染症	B-	<p>工事中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・一時的に外部地域から流入する工事労働者/運転手の地域住民への接触により HIV/AIDS 等の感染症が広がる可能性がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・外部から流入する工事労働者には、HIV/AIDS 等の感染症の防止と対策の教育を徹底する。</li> <li>・周辺住民等への HIV/AIDS 等の感染症防止教育を行う。</li> </ul>
5	労働環境（労働安全を	B-	<p>工事中：</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・工事請負業者と雇用される労働者は労働条件・労働環境</li> </ul>

項目		評価		評価理由	緩和策
		工事前/ 工事中	供用時		
	含む)			<ul style="list-style-type: none"> <li>・本プロジェクトの工事は、高所、掘削穴、電気設備・装置、高圧電線など多くの危険な条件の作業を含む。従って、工事労働者の健康と安全に支障が生じる可能性がある。</li> <li>・工事請負業者はILOの基準を遵守して労働者の安全確保のためのすべての予防措置をとる。</li> <li>・CEBと工事請負業者は、労働者の労働条件、安全、健康と福祉に関する法律・規則を遵守する。</li> </ul>	<p>に関わる「ス」国の法令を遵守する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・工事期間中請負業者は、 <ul style="list-style-type: none"> <li>-労働災害防止に係る安全設備の設置</li> <li>-安全確保作業区域の物理的ゾーニング</li> </ul> </li> </ul> <p>等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮を措置する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・建設工事期間中請負業者は、交通安全、事故防止、公衆衛生等を含む労働条件関連規制に準じた安全衛生計画を策定する。</li> <li>・作業労働者とスタッフ員に対する安全、健康及び公衆衛生の教育訓練プログラムを実施等、ソフト面の安全対策を講じる。</li> </ul>
6	交通事故	B-		<p>工事中：</p> <p>輸送用車両と自走重機による交通事故の発生可能性がある。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事故発生可能性が最も低い輸送ルートを選定。</li> <li>・道路には、主要な輸送用車両の通過と時間帯を知らせる標識を掲示。</li> <li>・工事区域の境界をロープ、フェンス等で明確に示す。</li> <li>・輸送用車両の運転手、工事作業員への安全運転・安全作業指導の徹底。</li> <li>・資機材搬出入の内容とその予定、一時的交通制限に関する事前の公示。</li> <li>・必要な場合は、工事作業、輸送用車両の運行に係る作業時間帯をシフト。</li> </ul>
自然環境					
7	保護区	B-		<p>工事前/工事中</p> <p>送電線ルートは、Strict Natural Reserve、National Park、Nature Reserve、National Heritage and Wilderness Areaなどの脆弱な自然環境の地域を含まない</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・しかし、送電線ルートは3つのForest Reserveと1つのConservation Forest Reserveの林縁を部分的に含む。これらの影響を受ける森林保護区は、すべてが自然林ではなく、二次林、灌木林、草地なども存在し、人の</li> </ul>	<p>送電線建設の必要上、森林保護区等で一定規模の森林減少が不可避の場合、適切な固有種を用い生育環境を考慮した再森林再創造プログラム (reforestation program) が森林局 (Forest Department、FD) によって計画、実施される。CEBは資金上の支援をする。</p> <p>送電線用の土地のクリアランスを行う時は、生態環境へ攪乱を最小限にするために、できるだけマニユアルクリアランスで行うものとする。</p>

項目		評価		評価理由	緩和策
		工事前/ 工事中	供用時		
				立ち入りや道路脇の安全整備のため質の低下している部分もある。	
8	陸上植物	B-		工事前/工事中： 調査域で記録された絶滅危惧種(2012年基準のIUCN Red List)の <i>Diospyros ebenum</i> (Kaluwara) 及び危急種の <i>Haldina cordifolia</i> (Kolon) と <i>Mitragyna parvifolia</i> (Helamba) は、プロジェクト地域で容易に見られ、プロジェクト地域周辺で自然再生産されている。危急種の2種は四季通して水溜まりのある低地でよく見られる。3種ともそのいくつかは除去されても全体としての保存維持にほとんど影響はない。	これらの3種はFDによる森林再創造プログラム(reforestation program)の対象になると期待される。
9	樹木・森林	B-		工事前/工事中： 送電線の建設工事による森林減少に対しては適切な固有種を用い生育環境を考慮した森林再創造プログラム(reforestation program)をFDによって計画、実施する。CEBは資金上の支援をする。	森林の伐採/除去に対する森林再創造プログラムのコストは、概算でha当たり2,000 USD。 樹木園は、FDの要求を満たすように、ハバラナあるいは他の適切な地域に造られる予定である。
10	陸上動物	B-	B-	工事前/工事中/ (供用時)： ・送電線の工事及び送電線設備の存在により絶滅危機種の象の移動への影響が生じる可能性がある。この影響が最小限になるような緩和策が必要である(供用時も含む)。 ・生物調査の間、鳥類の渡りのルートや重要な生息地は観察されなかった。	工事地域を通過する象への対策、影響緩和策は以下である。 (i)送電線から地面まで13mのクリアランスを維持する。工事は可能な限り日中に行う。 (ii)象の体重が鉄塔にかかっても鉄塔及び象自身にダメージを受けないような強度と固さを鉄塔基礎に持たせる。 (iii)工事中基礎掘削区域を保全するために適切な柵を設置する。柵は象をかわすために適切な強度とし、象が生息しそうなすべての工事場所に設置する。
11	土壌侵食・土壌不安定化	B-		工事中： 斜面上でのいくつかの鉄塔工事において土壌侵食が生じる可能性がある。斜面工事地域の80%は森林で地表カバーされている。その他の斜面工事地域で地表カバーのない場所では必要に応じて侵食対策をする。	・雨期には侵食しやすい場所での地表土工を避ける。 ・地表土工をする際は、植生の除去を最小化する。排水路の両側には排水が溢れないように堤を築く。 表土の流失が進まないように、土工の終了後の平滑化・安定化は円滑に行う。
環境汚染					
12	大気汚染	B-		工事中： 輸送用車両からの粉じんと他の汚染物質の排出が想定	・低排ガスの車両、重機の使用、適切な点検、良質の燃料・オイル使用などの大気汚染物排出防止対策。

項目		評価		評価理由	緩和策
		工事前/ 工事中	供用時		
				される。 また、重機からの汚染物質の排出が想定されるが、作業は一時的で規模は小さいので、影響は工事域の周辺に限られる。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・輸送時、掘削時に土砂の舞い上がる工事現場では、土砂飛散防止のために散水。</li> <li>・輸送用車両の過積載規制。</li> <li>・苦情窓口の設置と苦情に対応した工事活動改善。</li> <li>・夜間は原則工事を行わない（工事時間帯：6am-19pm）。</li> <li>・道路周辺の大気質モニタリング。</li> </ul>
13	水質汚濁	B-		工事中： 土工活動により濁水が発生するが、その可能性は大きくない。輸送用車両、重機あるいは管理/処理の悪い廃水から油分漏れが生じる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none"> <li>・必要な場合には濁度の高い工事排水に対して沈殿池あるいはシルトトラップを設けて、土砂を沈殿させた上で、その上澄みを河川に放流する。</li> <li>・輸送用車両、建設重機のオイル等は漏出のないように使用し、廃オイルは保管して安全に廃棄処理する。</li> <li>・コンクリート養生水は中和させてから放水する。</li> <li>・工事中水質をモニタリングする。</li> </ul>
14	廃棄物	B-		工事中： <ul style="list-style-type: none"> <li>・建築残物（金属系、非金属系）、土砂残渣等の工事廃棄物が工事現場で発生する。労働者宿舎から一般生活廃棄物が発生する。</li> <li>・危険廃棄物の発生はほとんどない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・廃棄物関連の「ス」国の法律と地方政府の規制を厳格に遵守して、工事廃棄物を適切な収集、分別、処理、処分を行う。</li> <li>・プロジェクトサイトにおいて処理・処分できない廃棄物は持ち帰り、持ち込んだ地域の規制・ルールに従って適正に処理・処分する。</li> <li>・重機や車両で使用されたオイル等は貯留して安全廃棄を図る。</li> <li>・請負業者は、上記の活動（廃棄物の減量、分別、再利用及びリサイクル）について作業員への教育・啓蒙を行う。</li> <li>・工事現場には腐敗槽型仮設トイレを設置する。</li> </ul>
15	騒音・振動	B-		工事中 <ul style="list-style-type: none"> <li>・輸送用車両、重機からの騒音の発生が想定される。しかし、発生のレベル、範囲、時間は限定的である。</li> <li>・振動は主に鉄塔関連の工事時に短い時間生じる。しかし、大きな振動が発生する鉄塔関連工事は、住宅やビルの近くでは行われなことを現地調査で確認している。従って生活環境への振動影響は軽微である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・輸送車両と重機は低騒音・低振動状態で運転するために、メンテナンスを徹底する。</li> <li>・必要なら、防音壁、緩衝ゾーンを設置。</li> <li>・交通混雑が生じないように交通を制御・誘導。</li> <li>・道路周辺の騒音モニタリング。</li> <li>・夜間は原則工事を行わない（工事時間帯：6am-19pm）。</li> <li>・苦情窓口の設置と苦情に対応した工事活動改善。</li> <li>・工事スケジュールを地域住民に説明する。</li> </ul>

<影響評価の評定>



A+/-: 多大な正の効果/重要な負の影響が予想される。  
 B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される。  
 C+/-: 正/負の影響の程度は不明である（さらに調査が必要である、影響の程度を明らかにする）。  
 D: 影響は想定されない。  
 (出典: 調査団作成)

### 11.2.8. モニタリング計画

表 11.2-3 にモニタリング計画を示す。

表 11.2-3 モニタリング計画

分類	環境項目	モニタリング指標	モニタリングの地点/場所	モニタリングの方法	頻度(期間)	実施機関	責任機関
工事前							
社会環境	ホームガーデンの樹木の伐採/除去	<ul style="list-style-type: none"> <li>補償金の全額を受け取った PAHs (Project Affected Households)の割合</li> <li>PAHs(各ホームガーデン所有者)への補償支払日確認</li> </ul>	PAH の住居	PAHs への確認	年 3 回 (補償開始後)	CEB	CEB
	鉄塔基盤・支柱とアクセス道路建設のための一時的な水田耕作制限に対する補償	<ul style="list-style-type: none"> <li>補償金の全額を受け取った PAHs の割合</li> <li>PAHs(各該当水田所有者)への補償支払日確認</li> </ul>	PAH の住居	PAHs への確認	年 3 回 (補償開始後)	CEB	CEB
	鉄塔支柱用地使用のための長期的な水田耕作制限に対する補償	<ul style="list-style-type: none"> <li>補償金の全額を受け取った PAHs の割合</li> <li>PAHs(各該当水田所有者)への補償支払日確認</li> </ul>	PAH の住居	PAHs への確認	年 3 回 (補償開始後)	CEB	CEB
工事前/工事中							
自然環境	陸上植物	絶滅危惧種の存在	移植・代替植樹した場所	現地生態調査	年 3 回 (移植・代替植樹後)	委託先 コンサルタント	CEB 委託先 コンサルタント
	森林樹木の伐採/除去	必要な伐採/除去の面積	森林の現地	FD(Forest Department)と	年 3 回	委託先	CEB

分類	環境項目	モニタリング指標	モニタリングの地点/場所	モニタリングの方法	頻度(期間)	実施機関	責任機関
	の進行	に対する終了した面積(ha)		確認	森林樹木の伐採/除去開始後	コンサルタント	委託先 コンサルタント
	陸上動物-象の行動	象-人間のコンフリクト 象の通常の行動状態	鉄塔建設の場所の周辺	現地観察	工事前/工事中の期間中 全9回	委託先 コンサルタント	CEB 委託先 コンサルタント
工事中							
社会環境	一時的な道路混雑・	住民の移動、社会サービスへのアクセスの不便さの発生	主要道路、工事接続道路周辺	目視観察 住民へのヒヤリング	毎日 (工事期間中)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
	公衆衛生・健康	労働者宿舎の飲料水、衛生設備の状況	労働者宿舎	目視観察 労働者・住民へのヒヤリング	2回/月 (工事期間中)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
	HIV/AIDSなどの感染症	HIV-陽性の人数	地方政府の関係部署	関係する地方政府の関係部署へのヒヤリング	年2回 (工事期間中)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
	交通事故	工事に関係する交通事故	地方政府の交通関係部署、交通警察	地方政府の交通関係部署、交通警察へのヒヤリング	適時(工事関係の交通事故が発生した時) (工事開始後)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
	労働環境(労働安全性を含む)	労働安全性	工事現場	労働状況の観察	通常の労働状態常時(工事中)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
自然環境	森林	森林の自然度の高さ	送電線計画域の周辺の3つの Forest Reserve と 1つの Conservation Forest Reserve の区域の中の自然度の高い森林	生物・生態学的調査	年4回 (工事中)	委託先 コンサルタント	CEB
	土壌侵食/ 不安定化	土壌侵食の程度と緩和策の効果	鉄塔建設現場周辺	現場観察	月1回 (工事中)	工事請負業者	CEB 工事請負業者
環境汚染	大気質	SO <sub>2</sub> NO <sub>2</sub> CO PM10 SPM	4つの AP の近く ・ハバラナ変電所近く ・ハバラナとカンターレの間 ・カンターレ ・サンプル 各地点1回測定	現場測値メーター	1回(工事前) 年3回(工事中)	委託先 コンサルタント (測定)	CEB

分類	環境項目	モニタリング指標	モニタリングの地点/場所	モニタリングの方法	頻度(期間)	実施機関	責任機関
	水質	SS BOD <sub>5</sub> 濁度 油分& グリース	5つの陸水(表層) ・マラウエリ川 ・アップ川 ・ヴェリカル川 ・2つの水路	標準センサー/分析器 デジタル濁度計	乾期1回(工事前) 年3回(工事中)	委託先 コンサルタント (測定)	CEB
	騒音・振動	1) 騒音  2) 振動 Vibration	1) 騒音 大気質と同じ4地点 (昼間、夜間) 2) 振動 大きな振動源(5つの近く及び最も近い住宅・ビルの近傍)	1) 騒音 サウンドレベル計  2) 振動 振動レベル計	1) 騒音 乾期1回(工事前) 年4回(工事中) 2) 振動 乾期1回(工事前) 5つの振動源稼働中1回(工事中)	委託 コンサルタント(測定)	CEB
	廃棄物	工事廃棄物	工事現場	排出、処理・処分状況の 目視観察	月2回 住民からの苦情があったらその時点で随時詳細視察(工事中)	工事 請負業者	工事 請負業者
		一般生活廃棄物	労働者宿舎				

(出典：調査団作成)

## 11.3. 220 kV サンプル - カパルトウライ 送電線建設の環境社会影響配慮

### 11.3.1. プロジェクト地域の環境の現況

#### 11.3.1.1. 自然環境

##### 1) 非生物的環境

プロジェクト地域の地形、地質、土壌、気候・気象の特徴をまとめて記載した。

##### 2) 生物・生態系

###### ✓ 生態系資源

長さ 37.4km の送電線の計画地は、水田、放棄水田、低木・灌木地、河畔林、放棄地、劣化チーク栽培などの土地を通過する。計画地の中と周辺には、塩沼地、砂丘、海岸植生を除く、乾燥低地植物帯及び海岸ベルト植物帯の多くの典型的な自然植生が存在する。

###### ✓ プロジェクト地域の植物種

CEB による IEE 調査（2015 年 8 月）で、送電線中心から両側 100m 幅の地域で全 223 種の植物が記録された。そのうちスリランカ固有種は 4 種であった。移入種は 45 種あり、プロジェクト地域が人間の活動の影響下にあることを示している。

また、6 種（うち絶滅危惧種は 1 種）がスリランカ国のレッドリスト登録種（2012 年）であった。

###### ✓ プロジェクト地域の動物種

CEB による IEE 調査（2015 年 8 月）で、送電線中心から両側 100m 幅の地域で全 162 種の動物が記録された。そのうちスリランカ固有種は 7 種であった。また、10 種（うち絶滅危惧種は *Elephas maximus*（アジア象）1 種）がスリランカ国のレッドリスト登録種（2012 年）であった。アジア象が活動することは糞や聞き取りなどの証拠により確認された。

###### ✓ 保護区

送電線ルートは、Strict Natural Reserve、National Park、Nature Reserve などの脆弱な自然環境の地域を含まない。また、重要な考古学的、歴史的、文化的遺産、世界遺産はプロジェクト地域に存在しない。

#### 11.3.1.2. 社会環境

##### 1) 行政区

計画の送電線はトリンコマリー郡と、その 3 郡内の 5 つの Divisional Secretary (Town & Gravets, Tambalagamuwa, Kinniya, Seruvila, Muttur) を通過する。

## 2) 人口・世帯

送電線が通る 5 つの Divisional Secretary の合計人口は、男 128, 120 人、女 132, 760 人 合計 260, 880 人である (2012 年人口センサス)。

トリンコマリー郡の世帯規模 (世帯当たりの人数) は 3.5 で、国全体の平均 (3.8) とほとんど変わらない。

トリンコマリー郡の平均世帯月收入 (Rs) は 34, 577 で、国平均は 45, 878 である。トリンコマリー郡の平均世帯月支出 (Rs) は 31, 041 で、国平均は 41, 444 である。

## 3) 民族・宗教

トリンコマリー郡の民族の人口割合で最も多いのはスリランカムーア族の 41% である。

## 4) 地方政府により固体廃棄物を収集する世帯の割合

トリンコマリー郡は 4% で、国平均は 20% である。

### 11.3.2. 環境汚染

マイナスの影響が予想される環境汚染項目ごとに、プロジェクト地域周辺の数か所における実測データを収集して汚染レベルの現状 (バックグラウンド) を把握した。

### 11.3.3. 代替案の比較検討

ゼロ・オプション (本プロジェクトを実施しない代替案) を含め、4 つの代替案を、環境社会影響、事業コスト、技術的実行可能性の視点から比較検討した。その結果、現在提案の計画案を選定した。

### 11.3.4. スコーピング

主に JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年 4 月) に示されている項目に従って、環境社会影響を生じる可能性のある 40 項目を設定し、予測される影響を評価し、スコーピングとしてまとめた。スコーピングの結果の表は、400 kV 送電線の表 11.2-1 と同様なものである。

### 11.3.5. 環境社会配慮調査の TOR

スコーピング結果、評価が B-、C-、C であった項目について、環境社会配慮調査の TOR (Terms of Reference : 内容と方法) を作成した。

### 11.3.6. 環境社会配慮調査の結果

TOR に基づき環境社会配慮調査を行った。調査の方法は主として CEB 策定の IEE 報告書のレビューと、CEB が IEE 調査の過程で得た情報・データの利用による。

### 11.3.7. 環境影響評価と緩和策

スコーピング、環境社会配慮調査の結果を基に、スコーピングで評価が B-、C、または C であった項目について環境影響を評価した結果、B- (を表 11.3-1 に示す。表の右端の列には、その影響を最小化するための緩和策を示す。

表 11.3-1 環境影響評価と緩和策

項目		評価		環境影響評価の理由・根拠	緩和策
		工事前/ 工事中	供用時		
1	土地利用や地域資源利用	B-		<p>工事前:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水田の一部の耕作が鉄塔基盤とアクセス道路の建設で一時的に制限されるが、制限される面積は大きくない。</li> <li>水田の一部の耕作が鉄塔の4本の支柱の存在のため長期的に制限されるが、制限される面積は非常に小さい。水田の土地の所有権は移転しない。</li> <li>工事中: 工事に使う土砂採取による地域資源への影響はほとんどない。工事現場あるいはライセンスを持ち環境管理されている土取場から採取する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>耕作制限による収入ロスは CEB が補償する。</li> <li>鉄塔基盤の工事終了後の水田は元のように耕作可能とする。</li> <li>ホームガーデンのココナッツ木の伐採・除去による収入ロスは CEB が補償する。</li> <li>工事に使う土砂は、ライセンスを持ち環境管理されている土取場から採取する。</li> </ul>
2	既存の社会インフラや社会サービス	B-		<p>工事中:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>工事用車両のために、一時的な交通混雑や速度制限が生じる可能性がある。そのため、住民の公共施設等へのアクセスなどの一時的な不便が生じる可能性がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>工事計画は、公共施設等へのアクセスを妨げない内容とする。関連地方政府に協力して、交通管理計画を作る。</li> <li>送電線ルートは細い道や住宅地域に懸らないようにする。必要なら工事の時間帯の調整をする。</li> <li>工事計画と交通混雑可能性予想は、前もって情報公開する。</li> <li>工事中、交通誘導のスタッフを置く。</li> <li>水田内などの一時的なアクセス道路(通常 4 m 幅)は建設作業終了後に現状に復する。</li> </ul>
3	公衆衛生・健康	B-		<p>工事中</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>工事労働者の宿舎とその周辺は、公衆衛生・健康に一時的な影響がある。衛生上の主な問題は廃棄物と排水に起因する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>工事請負業者は、労働者宿舎に適切な水供給設備、衛生設備、排水設備を備える。</li> <li>必要に応じ工事現場には腐敗槽型仮設トイレを設置する。</li> <li>労働者宿舎の廃棄物は、適切に分別・再利用した後、地方政府の規則・ルールに従って指定場所に廃棄処分する。</li> <li>処分地からの浸出水が地下水と土壌を汚染しないようにし、目で見える汚染、浸出水の汚染がないようにする。</li> </ul>
4	HIV/AIDS 等の感染症	B-		<p>工事中:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>一時的に外部地域から流入する工事労働者/運転手の地域住民への接触により HIV/AIDS 等の感染症が広がる可能性がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>外部から流入する工事作業員には、HIV/AIDS 等の感染症の防止と対策の教育を徹底する。</li> <li>周辺住民等への HIV/AIDS 等の感染症防止教育を行う。</li> </ul>
5	労働環境(労働安全)	B-		<p>工事中:</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>工事請負業者は ILO の基準を遵守して、労働者の安全確保</li> </ul>

項目	評価		環境影響評価の理由・根拠	緩和策
	工事前/ 工事中	供用時		
を含む)			<ul style="list-style-type: none"> <li>本プロジェクトの工事は、高所、掘削穴、電気設備・装置、高圧電線など多くの危険な条件の作業を含む。従って、工事労働者の健康と安全に支障が生じる可能性がある。</li> </ul>	<p>のためのすべての予防措置をとる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CEB と工事請負業者は、労働者の労働条件、安全、健康と福祉に関する法律・規則を遵守する。・工事期間中請負業者は、 <ul style="list-style-type: none"> <li>-労働災害防止に係る安全設備の設置</li> <li>-安全確保作業区域の物理的ゾーニング</li> </ul> </li> <li>等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮を措置する。</li> <li>建設工事期間中請負業者は、 <ul style="list-style-type: none"> <li>-交通安全、事故防止、公衆衛生等を含む労働条件関連規制に準じた安全衛生計画を策定する。</li> <li>-作業労働者とスタッフ員に対する安全、健康及び公衆衛生の教育訓練プログラムを実施等、ソフト面の安全対策を講じる。</li> </ul> </li> </ul>
6	事故	B-	<p>工事前：樹木の伐採・除去の作業中、歩行者等に事故が起こる可能性は小さいが、万全の対策により可能性を排除する。</p> <p>工事中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>輸送用車両と自走重機による交通事故の発生可能性がある。</li> <li>安全対策を万全にすることで、建設工事関連で住民が事故に会う可能性は小さい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>交通事故発生可能性が最も低い輸送ルートを選定。</li> <li>道路には、主要な輸送用車両の通過と時間帯を知らせる標識を掲示。</li> <li>輸送用車両の運転手工事作業員への安全運転・安全作業指導の徹底。</li> <li>資機材搬出入の内容とその予定、一時的交通制限に関する事前の公示。</li> <li>工事区域の境界をロープ、フェンス等で明確に示す。</li> <li>工事請負業者は、樹木の伐採・除去の作業中、歩行者等に事故が起こらないようにする。</li> <li>必要な場合は、工事作業、輸送用車両の運行に係る作業時間帯をシフト。</li> </ul>
	災害	B-	<p>プロジェクト地域及びその周辺では、ストーム、サイクロンによる自然災害が生じる可能性は小さいが、洪水の影響を受ける可能性がある。AP 4-8、AP13-15 はトリンコマリ郡が灌漑局の情報によって作成した洪水危険地域図に含まれる。プロジェクト地域の洪水は、川の氾濫(主にマハウェリ川)と、暴風雨時の沿岸域の海水レベルの上昇と強雨による排水域の溢水による。</p>	<p>洪水危険地域では、雨期の工事は極力避ける。その上で、工事における洪水対策を万全にする。</p>
7	保護区	D	<p>工事前/工事中</p> <p>送電線ルートは、Strict Natural Reserve、National Park、Nature Reserve、National Heritage and Wilderness Areaな</p>	

項目	評価		環境影響評価の理由・根拠	緩和策
	工事前/ 工事中	供用時		
			どの脆弱な自然環境の地域を含まない	
8	陸上植物	B-	送電線の中心から両側100 m 幅の調査域で生存確認された植物相はほとんどが人間活動の影響下にある北東乾燥域における普通の種である。 従って、植物相の多様性は重要な影響を受けない。 確認された種のうち7種が固有種で、すべてスリランカ国のレッドリスト(2012年)の登録基準のLC(軽度懸念)である。 またスリランカ国のレッドリスト(2012年)に掲載の種は10種で、うちEN(絶滅危惧種)の <i>Salacia oblonga</i> はつる植物で、送電線のROW内のものが除去されても、周辺に生育する同種により保存維持にほとんど影響はない。	EN(絶滅危惧種)のつる植物 <i>Salacia oblonga</i> は、ROW 域内に存在した場合は、周辺の ROW 域外に存在するかどうか確認した上で除去する。周辺に存在しない場合は、移植も検討する。
9	樹木・森林	B-	工事前/工事中: 送電線のROW帯域内の、ホームガーデン1件(私有)の6本のココナツ木、森林(公有)の234本、灌木地(公有)の低木3, 154本の除去・伐採が必要である。	公有樹木(主に地方政府)の伐採・除去に対しては、対象地方政府とのルール、協議に基づき対応する。
10	陸上動物	B- B-	工事前/工事中/供用時: ・送電線の工事及び送電線設備の存在により絶滅危機種の象の移動への影響が生じる可能性がある。 送電線の中心から両側100 m 幅の調査域で生息確認された動物相はほとんどが人間活動の影響下にある北東乾燥域における普通の種であり、変化に容易に適応できる。 従って、動物相の多様性は重要な影響を受けない。 確認された種のうち7種が固有種で、スリランカ国のレッドリスト(2012年)登録種は10種(うち1種が絶滅危惧種のアジア象である)。 送電線計画域に象の特定の移動ルートが含まれるという可能性はあるが確実な証拠はない。また現在、プロジェクト計画周辺域で象と人間とのトラブルの発生は、非常に低いレベルである。	象への影響が最小限になるように、必要に応じて以下の緩和策を実施する。 工事地域を通過する象への対策、影響緩和策は以下である。 (i)送電線から地面まで13mのクリアランスを維持する。工事は可能な限り日中に行う。 (ii)象の体重が鉄塔にかかっても鉄塔及び象自身にダメージを受けないような強度と固さを鉄塔基礎に持たせる。 (iii)工事中基礎掘削区域を保全するために適切な柵を設置する。柵は象をかわすために適切な強度とし、象が生息しそうなすべての工事場所に設置する。
11	土壌侵食・土壌不安定化	B-	工事中: 斜面上でのいくつかの鉄塔工事において土壌侵食が生じ	・雨期には侵食しやすい場所での地表土工を避ける。 ・地表土工をする際は、植生の除去を最小化する。排水路の両



項目		評価		環境影響評価の理由・根拠	緩和策
		工事前/ 工事中	供用時		
				る可能性は小さい。斜面地域は計画地域の2%である。斜面工事地域の80%は森林で地表カバーされている。その他の斜面工事地域で地表カバーのない場所では必要に応じて侵食対策をする。	側には排水が溢れないように堤を築く。 表土の流失が進まないように、土工の終了後の平滑化・安定化は円滑に行う。
12	大気汚染	B-		工事中： 輸送用車両からの粉じんと他の汚染物質の排出が想定される。とくにアクセス道路は舗装されていない場合が多く、粉塵発生の可能性がある。 また、重機からの汚染物質の排出が想定されるが、作業は一時的で規模は小さいので、影響は工事域の周辺に限られる。	<ul style="list-style-type: none"> <li>低排ガスの車両、重機の使用、適切な点検、良質の燃料・オイル使用などの大気汚染物排出防止対策。</li> <li>輸送時、掘削時に土砂の舞い上がる工事現場では、土砂飛散防止のために散水。</li> <li>輸送用車両の過積載規制。</li> <li>苦情窓口の設置と苦情に対応した工事活動改善。</li> <li>夜間は原則工事を行わない(工事時間帯:6am-19pm)。</li> <li>道路周辺の大気質モニタリング。</li> </ul>
13	水質汚濁	B-		工事中： 工事現場での油分、燃料の漏出、工事中のセメント、化学物質などの汚染源物質の周辺表流水への流入の可能性は非常に小さいが、汚染源物質の流入は最小減にとどめる必要がある。 土工活動により濁水が発生するが、表流水の汚濁の可能性は小さい	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要な場合には濁度の高い工事排水に対して沈殿池あるはシルトトラップを設けて、土砂を沈殿させた上で、その上澄みを河川に放流する。</li> <li>輸送用車両、建設重機のオイル等は漏出のないように使用し、廃オイルは保管して安全に廃棄処理する。</li> <li>コンクリート養生水は中和させてから放水する。</li> <li>工事中水質をモニタリングする。</li> </ul>
14	廃棄物	B-		工事中： ・建築残物(金属系、非金属系)、土砂残渣等の工事廃棄物が工事現場で発生する。労働者宿舎から一般生活廃棄物が発生する。 ・危険廃棄物の発生はほとんどない。	<ul style="list-style-type: none"> <li>廃棄物関連の「ス」国の法律と地方政府の規制を厳格に遵守して、工事廃棄物を適切な収集、分別、処理、処分を行う。プロジェクトサイト周辺で処理・処分できない廃棄物については持ち帰り、持ち込んだ地域の規制・ルールに従って適正に処理・処分する。</li> <li>重機や車両で使用されたオイル等は貯留して安全廃棄を図る。</li> <li>請負業者は、上記の活動(廃棄物の減量、分別、再利用及びリサイクル)について作業員への教育・啓蒙を行う。</li> <li>工事現場には腐敗槽型仮設トイレを設置する。</li> </ul>
15	騒音・振動	B-		工事中 ・輸送用車両、重機からの騒音の発生が想定される。しかし、影響域のほとんどは水田、灌木地、森林であり、発生のレベル、範囲、時間は限定的である。	<ul style="list-style-type: none"> <li>車両と重機のメンテナンスを十分に行い、低騒音・低振動で運転できるようにする。</li> <li>必要なら、防音壁、緩衝ゾーンを設置。</li> <li>交通混雑が生じないように交通を制御・誘導。</li> </ul>

項目	評価		環境影響評価の理由・根拠	緩和策
	工事前/ 工事中	供用時		
			<ul style="list-style-type: none"> <li>振動は主に鉄塔関連の工事時に短い時間生じる。しかし、大きな振動が発生する鉄塔関連工事は、住宅やビルの近くでは行われないことを現地調査で確認している。従って生活環境への振動影響は軽微である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>道路周辺の騒音モニタリング。</li> <li>夜間は原則工事を行わない(工事時間帯:6am-19pm)。</li> <li>苦情窓口の設置と苦情に対応した工事活動改善。</li> <li>工事作業スケジュールの地域住民への説明。</li> </ul>

<影響評価の評定>

A+/-: 多大な正の効果/重要な負の影響が予想される。

B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明である (さらに調査が必要である、影響の程度を明らかにする)。

D: 影響は想定されない。

(出典: 調査団作成)

### 11.3.8. モニタリング計画

400 kV 送電線の建設事業に対する環境社会影響を監視し、緩和策の効果をフォローするためのモニタリング計画 (表 11.2-3 と同様なもの) を作成提案した。モニタリングの対象項目や方法は、両送電線で共通するものが多い。

## 11.4. 用地取得、非自発的住民移転

### 11.4.1. 用地取得、非自発的住民移転の必要性

#### 11.4.1.1. 400 kV 送電線

住民のある地域では、地面から電線の垂下点まで 15m を維持する。電線にこの高さを持たせれば、地上面と 2 階床面における電磁波暴露による人体影響からは安全である (ICNIRP (International Commission for Non-Ionizing Radiation Protection) のデータに基づく)。

ROW 幅域内に 3 階建て以上の家はない。従ってプロジェクトの実施により用地取得、非自発的住民移転は生じない。

#### 11.4.1.2. 220 kV 送電線

CEB による送電線の最終的なルートは、ROW 幅域内にある住居をすべて避けて計画される。

従ってプロジェクトの実施により用地取得、非自発的住民移転は生じない。

#### 11.4.1.3. 補償の必要性

用地取得、非自発的住民移転は生じないが、プロジェクトにより以下の影響が生じるので、CEB は PAHs (Project Affected Households、被影響世帯) に補償する必要がある。

- ✓ ホームガーデンの樹木の除去・伐採
- ✓ 鉄塔の基礎工事とアクセス道路設置のための一時的な水田耕作の制限
- ✓ 鉄塔の支柱に使われる水田の一部小面積部分の長期的な耕作制限

### 11.4.2. 法制度と政策

#### 11.4.2.1. 用地取得法 (Land Acquisition Act No 9 of 1950、several amendments of 1986、LA Regulations of 2008)

同法は用地取得と補償に関して全般的な規定をしているだけで、非自発的住民移転については規定していない。そしてプロジェクト実施機関に対して住民移転の計画や実施における以下のような主要課題を指示していない。

- 1) 住民への影響を最小化する代替案の提示
- 2) 影響を受ける資格証明のない住民への補償
- 3) 被影響者と移転先候補の住民・機関との協議
- 4) 被影響者の生活再建

本調査の報告書には用地取得のプロセスとその関連組織を示している。

土地所有者は、郡の関連機関を通してプロジェクト実施機関から補償金を支払われる。補償金受領後は土地所有者からの反論は認められない。

#### 11.4.2.2. スリランカ国非自発的住民移転政策 (National Involuntary Resettlement Policy (NIRP) of Sri Lanka)

同政策は 2001 年に策定されたが、現在は未だ法律ではない。

NIRP には、補償額算定の方法は含まれないが、補償には土地、構造物、他の資産と収入の損失が含まれると定めている。

同法で定めている住民移転の基本方針は以下である。

- ✓ 土地に対しては、一つのオプションとして代替え土地で補償する
- ✓ 補償は再取得価格によって迅速に支払う。
- ✓ 被影響世帯の生計再構築と生活の質を改善するために支援する。
- ✓ 住民移転プロセスのコストはプロジェクト実施機関が負担する。
- ✓ 移転先の共有資産資源、コミュニティ・公共サービスを提供する。
- ✓ 補償内容、移転先土地の選択など住民移転のオプションに関係する決定には被影響住民が参加できる。
- ✓ 住民移転プロセスには地域機関を含める。
- ✓ 住民移転プロセスは、被影響住民と移転先の新しいホストコミュニティがまとめられた参加型のものとする。

#### 11.4.2.3. JICA ガイドライン

JICA ガイドラインが示している用地取得及び非自発的住民移転に関する政策をまとめて示した。

#### 11.4.2.4. 用地取得及び非自発的住民移転に関する JICA ガイドラインとスリランカ国の法令との比較

用地取得及び非自発的住民移転に関する JICA ガイドラインとスリランカ国の法令（主に「スリランカ国非自発的住民移転政策」）とを比較分析した。大部分の規定項目について、両者の間に基本的差異はない。多少の項目があるものについては、本プロジェクトでは JICA ガイドラインに従うものとした。

#### 11.4.2.5. スリランカ国電力法 (No. 20 of 2009)

同法は、電力の発電、送電、配電、供給と利用について定めた法律である。

電力法の改正（2013 年 10 月）において郡政府は補償に関する権限を公共ユーティリティ委員会から代理委任された。(ANNEX 1 of the Electricity Act <DELEGATION OF POWERS TO DIVISIONAL SECRETARIES BY THE PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF SRI LANKA (17th October 2013)>

Wayleave クリアランスに関する補償については、電力法が基本的な法律である。

電力法においては 2 つのタイプの補償がある。一つは用地取得で、もう一つは用地取得以外の補償である。「非自発的住民移転」という用語による記述は電力法にはない。

<<樹木の伐採のガイドライン（2013年10月）>>

このガイドラインは、電力法の改正（2013年10月）で同法のANNEX 2となった。

郡政府はライセンサーに対して、電線の建設、維持の活動の際、安全のためにそれを阻害する樹木の伐採あるいは根のカットバックの申請をガイドする。

郡政府は公共ユーティリティ委員会から代理委任されている権限により以下を行う。

- ✓ Wayleave 権の付与の結果、土地所有者、住民が受ける種々のマイナス影響に対する補償額を評価算定する
- ✓ ライセンサーに対して、電線の建設、維持等の安全を阻害する樹木の除去・伐採あるいは根のカットバックの申請をガイドする。

除去・伐採と補償の公的な様式文書が用意されている。

### 11.4.3. 補償対象の範囲と規模

表 11.4-1 に補償対象の範囲と規模を示す。

表 11.4-1 補償対象の範囲と規模

	影響要因の活動	影響を受ける樹木/水田の項目	影響を受ける対象の数量	
			400 kV 送電線	220 kV 送電線
1	ホームガーデンの樹木の除去/伐採	ホームガーデンの合計樹木数	227	6
		樹木の種	ココナッツ及びその他	ココナッツ
		ホームガーデンの数	24	1
2	鉄塔の基礎工事とアクセス道路設置のための一時的な水田耕作の制限	鉄塔基礎工事で影響を受ける水田の単位面積 m <sup>2</sup> /塔 (仮推定)	1,000m <sup>2</sup> 鉄塔基礎: 400 m <sup>2</sup> アクセス道路: 400 m <sup>2</sup> 資材置き場: 200 m <sup>2</sup>	900m <sup>2</sup> 鉄塔基礎: 300 m <sup>2</sup> アクセス道路: 400 m <sup>2</sup> 資材置き場: 200 m <sup>2</sup>
		鉄塔の数(影響を受ける土地所有者の数はこれに近いと推定される) (仮推定)	80	60
		影響を受ける水田の合計面積 (仮推定)	80,000 m <sup>2</sup> =8ha	54,000 m <sup>2</sup> =5.4ha
		影響期間	1 シーズン (二毛作)	1 シーズン (一毛作)
3	鉄塔の支柱に使われる水田の一部の長期的な耕作制限	鉄塔の支柱に使われる水田の耕作制限の単位面積 m <sup>2</sup> /塔 (仮推定)	2 m <sup>2</sup> / 支柱→8 m <sup>2</sup> / 鉄塔	
		鉄塔の数(影響を受ける土地所有者の数はこれに近いと推定される) (仮推定)	80	60
		影響を受ける水田の合計面積 (仮推定)	640 m <sup>2</sup>	420m <sup>2</sup>
		影響期間	50 年=100 シーズン (二毛作)	50 年=50 シーズン (一毛作)

(出典：調査団作成)

#### 11.4.4. 本プロジェクトにおける補償のポリシーと枠組み

##### 11.4.4.1. 補償のポリシー

CEB は以下のように被影響者への補償と支援のポリシーを定める。

NPIR(2001)に、「固定資産、他の資産及び収入に対する補償額は、フル再取得コストをベースにし迅速に支払う」という原則が定められている。この原則は、本プロジェクトに適用し、すべての再取得コストは市場価格をベースにするものとする。

- ✓ 補償は以下に対して CEB が支払う。
  - ホームガーデンの樹木の除去・伐採
  - 鉄塔の基礎工事とアクセス道路設置のための一時的な水田耕作の制限
  - 鉄塔の支柱に使われる水田の一部小面積の長期的な耕作制限
- ✓ それぞれの補償額は、関係する郡政府が評価して決める。ホームガーデンの樹木の除去・伐採については、樹木の種類、樹齢、想定される樹木からの収入を考慮し、公平な市場価格をベースによって補償額を決める。
- ✓ ココナツ木については、ココナツ開発委員会 (Coconut Development Board) が定めた手順に従って補償額を決める。例えば、良好な収穫を上げる状態のココナツ木を除去・伐採する場合は、最高 SLR 55,000 を補償する。しかし、苗木を引き抜く場合は SLR 1,000 のみの補償である。
- ✓ 補償は現金あるいは被影響者の希望によっては現物的なもので支払う。

##### 11.4.4.2. 補償額の推定 (暫定)

補償額の推定結果を表 11.4-2 に示す。

表 11.4-2 補償額の推定結果

	影響要因の活動	補償額算定のための項目	影響を受ける対象の数量	
			400 kV 送電線	220 kV 送電線
1	-ホームガーデンの樹木の除去/伐採	ホームガーデンの合計樹木数	227	6
		樹木の種	ココナツ及びその他	ココナツ
		樹種別補償単価(仮推定)	樹種別に設定	樹種別に設定
		推定合計補償額(仮推定)	2239 千 LKR	180 千 LKR
2	鉄塔の基礎工事とアクセス道路設置のための一時的な水田耕作の制限	影響を受ける水田の合計面積 (仮推定)	80,000 m <sup>2</sup> =8ha	54,000 m <sup>2</sup> =5.4ha
		影響期間	1 シーズン (二毛作)	1 シーズン (一毛作)
		水田耕作によるネット収入	8.6 LKR/m <sup>2</sup> /シーズン	8.6 LKR/m <sup>2</sup> /シーズン
		推定合計補償額	688 千 LKR	464 千 LKR
3	鉄塔の支柱に使われる水田の一部の長期的な耕作制限	影響を受ける水田の合計面積 (仮推定)	640 m <sup>2</sup>	480m <sup>2</sup>
		影響期間	50 年=100 シーズン (二毛作)	50 年=100 シーズン (一毛作)
		水田耕作によるネット収入	8.6 LKR/m <sup>2</sup> /シーズン	8.6 LKR/m <sup>2</sup> /シーズン
		推定合計補償額	550 千 LKR	413 千 LKR

(出典: 調査団作成)

実際の補償プロセスは郡政府が実施を主導する。補償額は調査と評価に基づき郡政府が定める。補償プロセスは建設工事の開始前に終了する。

#### 11.4.5. 苦情処理システム

本プロジェクトの苦情処理メカニズムの基本方針は以下である。

苦情処理メカニズムは、JICA ガイドラインと関連するスリランカ国の制度をベースとした、被影響者がアクセスしやすく、公正で透明性のあるものとする。

CEB は被影響者との継続的な交流により、被影響者が持つ問題を把握し、その問題解決のための適切な対応をする。

以上の方針の実施のために、CEB は苦情処理の責任者 (Grievance redress officer: GRO) を置く。

- ✓ 苦情を受けた場合は速やかに対応の判断をする。
- ✓ GRO は郡政府と連携して苦情の適切かつ円滑な処理、問題解決を図る。

#### 11.4.6. 補償プロセスの実施に責任を有する組織

補償プロセスの実施に責任を有する組織は、CEB と郡政府であり、この2機関の役割と責務をまとめて示した。

#### 11.4.7. 実施スケジュール

補償プロセスの開始から終了までの実施スケジュールを提案した。

#### 11.4.8. 補償コストと予算の推定

推定した補償コストの予算は以下である。

補償費：4,328 千 LKR

直接費+間接費：1,588 千 LKR

合計予算：5,916 千 LKR

#### 11.4.9. ステークホルダー・ミーティング

##### 11.4.9.1. 400 kV 送電線

2箇所を実施。

1) 1回目

日時 2015年3月25日

場所：カンタレー 郡政府集会室

住民参加者：13人

プロジェクトの概要とサンプル-ニューハバラナ 400 kV 送電線のルート選定の経緯についての CEB の説明後、以下について質疑応答がされた。

- ✓ 送電線ルートを選定の仕方。
- ✓ 影響を受ける家屋
- ✓ Wayleave クリアランスのマーキングの仕方
- ✓ 補償の手順
- ✓ ココナッツ栽培への影響

住民は計画の説明と、質疑に対する応答の内容をよく理解した。

## 2) 2回目

日時：2015年3月26日

場所：Palugasweva 郡政府集会室

住民参加者：28人

プロジェクトの概要とサンプル-ニューハバラナ 400 kV 送電線のルート選定の経緯についての CEB の説明後、以下について質疑応答がされた。

- ✓ 送電線ルートを選定の仕方。
- ✓ 影響を受ける家屋
- ✓ Wayleave クリアランスのマーキングの仕方
- ✓ 補償の手順
- ✓ ココナッツ栽培への影響

住民は計画の説明と、質疑に対する応答の内容をよく理解した。

### 11.4.9.2. 220 kV 送電線

3箇所を実施。

#### 1) ミーティング 1

日時：2015年8月25日

場所：サンプル South GN 地区のティーショップ

参加者：サンプル South GN (Grama Niladhari) 地区の住民 5 人 (AP1 から AP2 の間の農地が影響を受ける)

ミーティングの内容：

- ✓ 調査チームからの計画の説明の後、参加住民から以下のようなコメントがされた。
- ✓ 農業用の水は耕作水田近くの小さい用水池を、ポンプ揚水して共同で利用している。耕作期、収穫期は女性や他の家族のメンバーが支援し合う。



- ✓ 鉄塔によって狭い水田が占有されるのは望まない。しかし補償がされるなら、家族と相談して前向きに対応したい。

## 2) ミーティング 2

日時：2015年8月25日

場所：Sannathawattai の広場 (222-Kattaiparichan South GN 地区)

参加者：GN のオフィサー 1 人、Amman Nagar of Pallikudiyuruppu GN 地区の住民 6 人 (彼らの村は地域環状道路に沿った AP-6 の反対側)、GN 代表

ミーティングの内容：

- ✓ 送電線はこの村の 200m 離れた反対側を通る。住民は高い場所の土地を保有し、住居と焼畑農業に使用している。世帯は平均 5 人で、収入源は小規模家族農業である。
- ✓ 400 kV サンプル - ニューハバラナ 送電線の用地、道路建設、森林の境界のマーキングがされはじめており、本 220 kV 送電線の建設に使う土地との関係に大きな関心がある。

## 3) ミーティング 3 (農業者組織とのミーティング)

日時：2015年8月27日

場所：Thampalakamam South GN のオフィス

参加者：農業者組織名：Sammanthuraively Vivasaya sangam

組織メンバー (代表を含む) の 8 人

ミーティングの内容：

- ✓ 彼らの水田は送電線の AP 13, 14 & 15 の周辺で影響を受ける。
- ✓ 組織のメンバーは 103 人で、合計水田面積は 465 エーカーで年二期作。約 340 エーカーの水田はヒンドゥー寺院が保有。この部分の土地はシーズン耕作権を農業者に貸している。
- ✓ この地域は独自の灌漑システムがないので、耕作で得る利益の潜在力が低い。全体として水田に鉄塔を建てることに反対はないが、鉄塔が占有する土地については補償を求める。

## 第12章 サンプル 石炭火力発電所

### 12.1. サンプル石炭火力発電所建設計画および進捗状況

#### 12.1.1. 実施体制

サンプル石炭火力発電所プロジェクトは Trincomalee Power Company Limited (TPCL)により実施される。TPCLは CEB と NTPC の共同企業として 2011年9月6日に設立された IPP である。両社のシェアはそれぞれ50%である。発電所に係る各契約書（電力購入契約、実施契約、投資委員会契約、土地賃貸借契約、石炭供給契約を含む）はスリランカ政府、CEB、TPCLにより2013年10月7日に締結された。TPCLはサンプル石炭火力発電所の準備業務、建設、運転保守を遂行する。CEBはPPAに基づき基本設計への同意およびTPCLより電力を購入する。NTPCはこのプロジェクトのエンジニアリングコンサルタントとなる。サンプル石炭火力発電所プロジェクトの組織図は図12.1-1に示す。

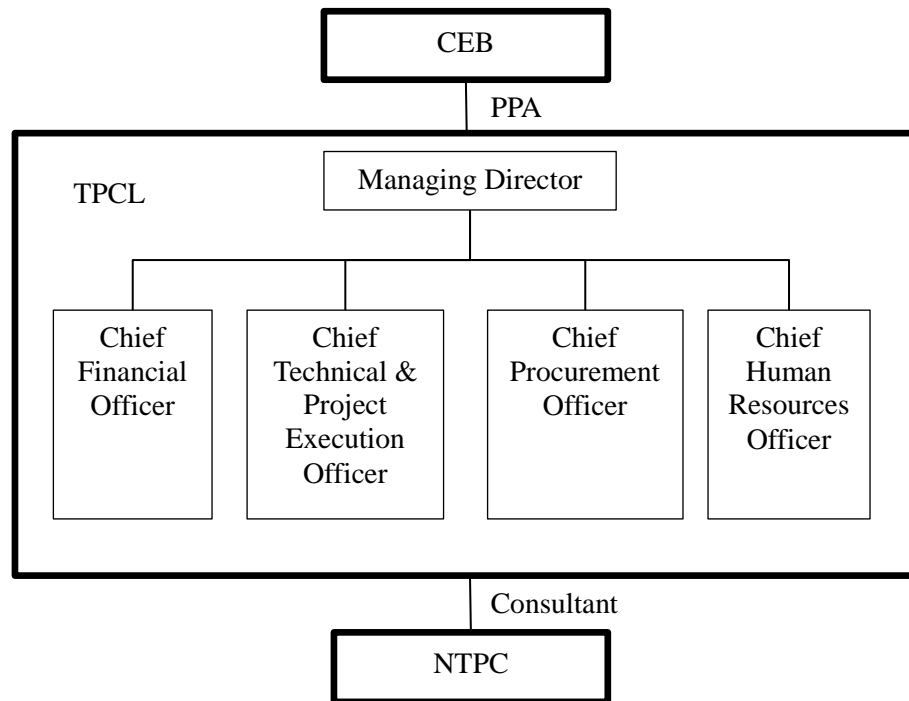


図 12.1-1 組織図

CEB と NTPC は建設予算の30%を出資する。残りの建設予算はEPC契約者により手配される。

#### 12.1.2. 建設計画

サンプル石炭火力発電所に敷地は無人の国有地である。その敷地面積は204.4 haである。このプロジェクトは発電端電力250 MW、送電端電力227 MWの設備を2台設置する計画である。この発電所はベースロードで運転される。

CEB電力系統への接続はCEBの開閉所の220 kV GISのブッシングで行われる。CEBの

開閉所は発電所近傍に建設される。

海水冷却方式は一過型とし、トリンコマリー湾から海水を取水し、湾口へ放水する。放水温度は取水温度からおおよそ7℃の上昇となる。飲料水、所内用水、ボイラー補給水、防火用水等に使われる淡水は脱塩プラントにより海水から造水される。

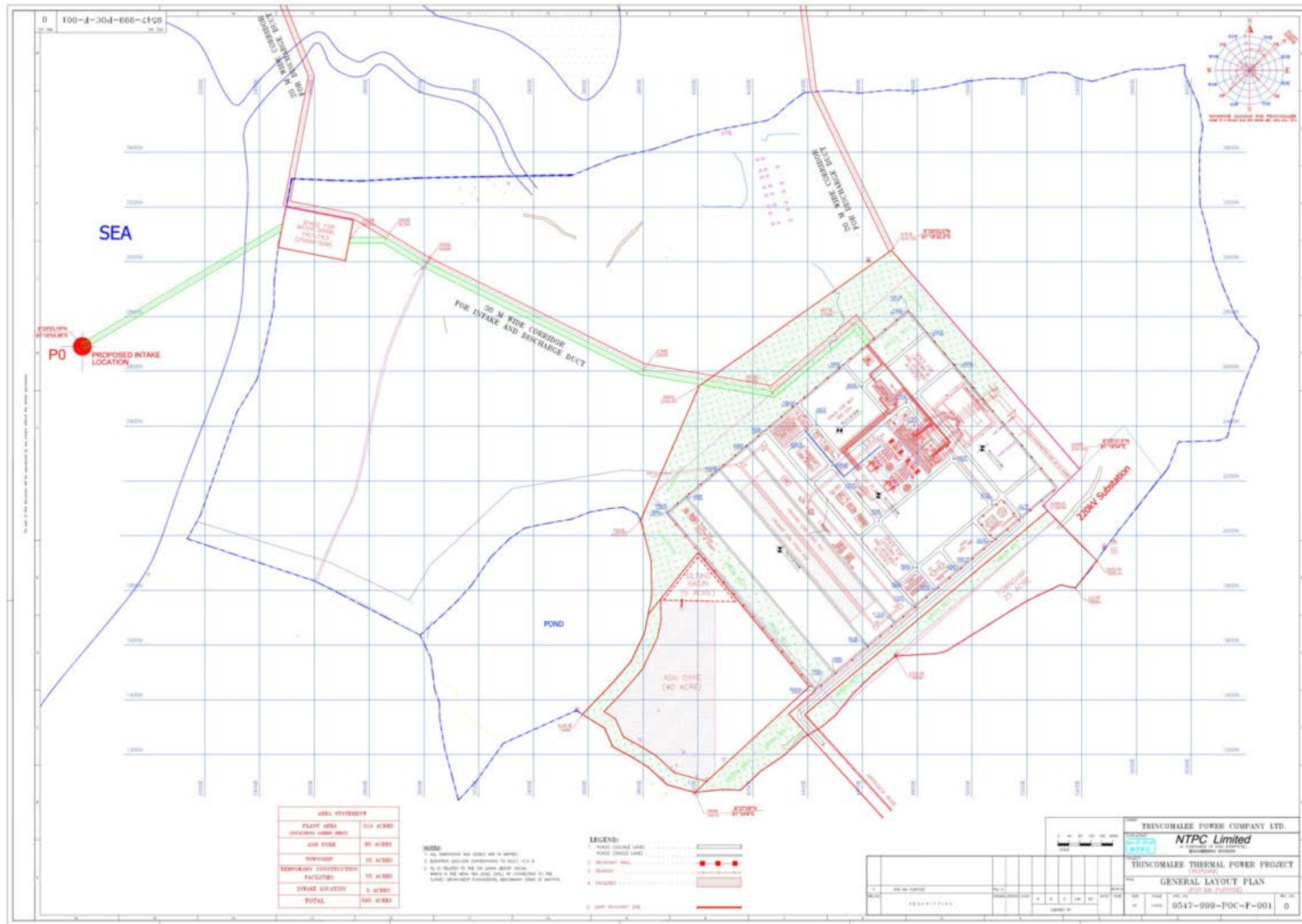
主燃料は海外から輸入される石炭であり、揚炭用突堤はトリンコマリー湾内に設置される。揚炭用突堤から貯炭場まではベルトコンベヤーを設置し石炭を運搬する。軽油燃焼設備は冷缶起動時、暖機時、低負荷時の燃焼安定のために用いられる。軽油はタンクローリー車により運送される。

ボイラーは微粉炭炊き亜臨界圧ボイラーを採用し、煙突の高さ135 mとなる。SO<sub>x</sub>の大気への排出を制限するため煙突周辺に海水を利用した脱硫設備を設置する。また、排ガスから粉塵を除去するため電気式集じん機を設置する。NO<sub>x</sub>の低減は石炭燃焼方式による。表 12. 1-1 にプラントの仕様を示す。図 12. 1-2 には配置計画を示す。

表 12. 1-1 サンプル石炭火力発電所仕様

項目	使用	備考
運転モード	ベースロード	
発電機	2台	
発電端出力	250 MW	
送電端出力	227 MW	
送電端電圧	220 kV	
敷地面積	204.4 ha	
主燃料	輸入炭	
補助燃料	軽油	
煙突高さ	135 m	
主蒸気温度 SH/RH	540 / 540 °C	ボイラー出口
主蒸気圧力 SH	155 kg/cm <sup>2</sup>	ボイラー出口
排煙脱硫方式	海水方式	
海水循環方式	一過式	
放水温度上昇	7 °C (最大)	取水温度と放水温度の差
プロジェクト予算 excluding IDC	513 百万 US\$	
プロジェクト予算 including IDC & WCM	615 百万 US\$	

(出典: Feasibility Report “Trincomalee Thermal Power Project (2x250 MW)” and EIA Report for Trincomalee Thermal Power Project (2 x 250 MW))



(出典：環境影響調査書)

図 12.1-2 サンプル石炭火力発電所配置計画図

### 12.1.3. 進捗状況

サンプル石炭火力発電所計画は準備期間、建設期間、運転期間に分けられる。

CEB から TCPL に発行された Letter“Extension of Preliminary Period of PPA dated October 7, 2014”により準備期間は 2015 年 12 月 31 日まで延期された。TCPL は建設開始通知をこの期日までに発行しなければならない。しかし、環境影響評価の承認が原計画では 3 月に予定されていたが、5 月になることが予想され、これに伴い準備期間も 2 か月延期される可能性がある。

建設期間は建設開始通知が発行されてから 48 か月を予定している。これに続き、運転期間は運転開始日以降 25 年間を予定している。

環境影響評価承認後、TPCL は準備期間中に EPC コントラクターの入札を実施する。この入札は整地工事、建屋工事、発電設備建設工事に 3 分割されている。整地工事と建屋工事は国内企業、発電設備建設工事は外国企業と契約する。入札図書の基本となる基本設計基準は、既に TPCL により作成され CEB により承認されている。

初運転開始予定日は 1 台目の発電設備の運転開始日時であり、建設開始通知が発行されてから 44 ヶ月後となっている。

運転開始予定日は 2 台目の発電設備の運転開始日時であり、建設開始通知が発行されてから 48 ヶ月後となっている。

よって、TPCL は建設開始通知が発行されてから、44 か月後に 1 台目の商業運転開始、2 台目の商業運転開始を 48 ヶ月後と想定している。

この発電所の試運転のため、CEB は 220 kV 送電系統から初運転開始予定日の 360 日前に電力を供給しなければならない。これは建設開始通知発行から 32 ヶ月後となる。

図 12. 1-3 にプロジェクト工程を示す。

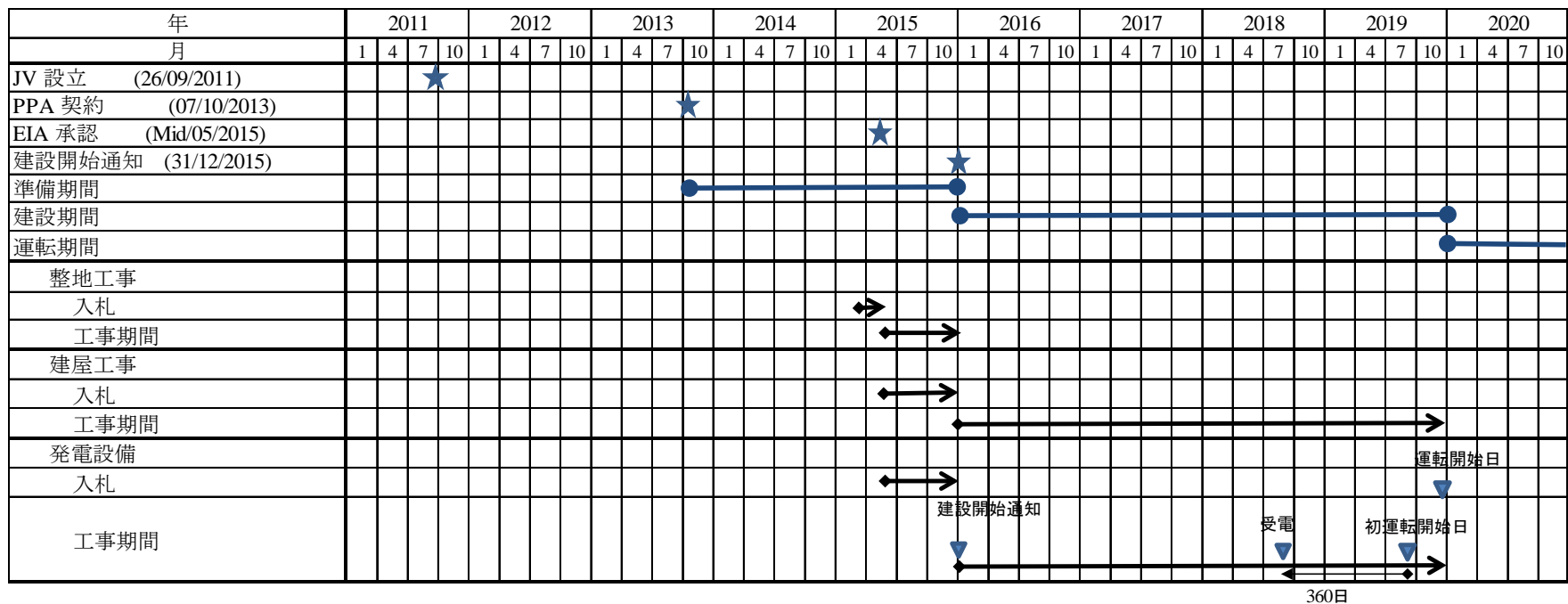


図 12.1-3 サンプル石炭火力発電所プロジェクト工程

## 12.2. サンプル石炭火力発電所に係る環境社会配慮

### 12.2.1. 火力発電所に係る環境影響評価

ス国官報（1993年6月24日 第772/22号、1995年2月23日第859/14号、1999年11月5日第1104/22号及び1999年11月29日第1108/1号）によると発電能力25MW以上の本サンプル石炭火力発電所は環境影響評価対象事業に該当する。

### 12.2.2. サンプル火力発電所の環境影響評価の実施状況

国家環境法（1908年第47号制定、1988年56号改訂、2000年第53号改訂）第23BBの(1)項に基づき、サンプル石炭火力発電所に係る環境影響評価書は、2015年2月9日に事業者であるTPCLからCEAに提出された。

提出された環境影響評価書はCEAウェブサイトにおいて3言語（シンハラ語、タミル語及び英語）で公開され、新聞による周知後トリコマレ地方事務局（District Secretariat/ Trincomalee）、ムートル地区事務局（Divisional Secretariat/ Mutur）及び中央環境庁局図書館等6箇所では30営業日の間縦覧された。

住民からの環境の見地からの意見を踏まえ、PAAは環境影響評価書に係るコメントを作成する。PAAは事業実施者からコメントに対する回答を受領後に承認手続きを行う。CEB環境ユニットによると、手続きが順調に進めば2015年7月に承認されると見込んでいる。

## 第13章 財務経済分析

### 13.1. 分析の前提

通常の送電プロジェクトは送電線の追加や取替えであり、その場合の便益は送電ロスの減少が中心となる。一方、今回のプロジェクトは新規の送電線建設であり、送電線建設エリアに既存の送電線はないため、既存の送電線との比較はできないため、送電ロスの計算はできない。

当該プロジェクトの目的は石炭火力発電所が発電した電力を既存の送電ネットワークに運ぶことにあるため、送電線を通じて運ばれた電力がプロジェクトの便益の元であると考えられる。

送電線はCEBが所有し、石炭火力はCEBとNTPCの合弁であるTPCLが所有・運用するため、石炭火力と送電線とは明確に区別する必要がある。当該プロジェクトの便益は送電線を通じて運ばれる電力の販売とするため、費用には送電線の建設コストに加え、送電線を通る電力の費用も含まれる。CEBとTPCLは別会社であるため、CEBはTPCLから電力を購入し、CEBはその電力を販売するという取引関係で便益・費用を計算する。

### 13.2. 実施スケジュールと費用

#### 13.2.1. 実施スケジュール

実施スケジュールの詳細は第7章に記載されており、IRR計算においても第7章に記載されているスケジュールに基づいて計算する。

#### 13.2.2. 実施費用

費用の条件は主にPre-conditionを適用し、以下の年度配分率で実施費用を計算している。

表 13.2-1 Allocation Rate of Costs

Category	2015	2016	2017	2018
Package 01: Construction of transmission lines	-	-	50%	50%
Package 02: Construction of switching station	-	-	50%	50%
Consulting services	-	-	43%	57%
Non eligible portion	1%	9%	45%	45%

(出典: 調査団作成)

実施費用の詳細は第10章に記載しているが、年度別の概要は以下のとおりである。

表 13.2-2 Allocation of Costs

(in million. JPY)

Items	Currency	2015	2016	2017	2018
Total Cost	FC	28	-	4,927	5,054
	LC	24	295	3,490	3,551
Total	-	51	295	8,417	8,605

(出典: 調査団作成)



### 13.3. 運用期間中の費用

#### 13.3.1. 電力購入費用

CEB はトリンコマレー石炭火力が運用を開始したら TPCL から電力を購入することになる。CEB は 2013 年 9 月 9 日に TPCL と PPA (“Power Purchase Agreement for the Bo Development of a Coal-Fired Power Facility at Trincomalee”)を締結している。PPA の schedule 9 に電力購入価格の計算式が規定されている。

TPCL の出資元である NTCP は新発電所建設のコンサルタントでもあり、NTCP は石炭火力の Feasibility Study を実施している (“Trincomalee Coal Power Co. Ltd. Feasibility Report”(T-FR))。このレポートでは PPA と同じ計算式で電力価格を計算している。以下、主に PPA と T-FR を利用して以下の計算を行っている。

##### 13.3.1.1. Capacity Charge と Energy Charge

電力購入費用は Capacity Charge と Energy Charge とに分けられる。Capacity Charge は使用可能容量で計算され、Energy Charge は石炭及び二次燃料使用費用に基づく石炭燃料率で計算される。

##### 13.3.1.2. Capacity Charge の計算

###### 1) Capacity Charge の計算式

Capacity Charge の計算では以下の略語が使用されている。

	Description
AAYA	actually achieved yearly availability
DOM	US dollar component of the operation and maintenance costs
DPR	US dollar component of the depreciation
FCCP	foreign currency component of the capacity charge payable
IOD	US dollar component of the interest on debt
IWC	interest on the working capital
RCCP	Sri Lankan rupee component of capacity charge payable
RIOD	Sri Lankan rupee component of the interest on debt
ROE	return on equity
ROM	Sri Lankan rupee component of the operation and maintenance cost
RPR	Sri Lankan rupee component of the depreciation
TA	target availability

Capacity Charge の計算には通常計算式、最高料金計算式、追加料金計算式の三種類の計算式がある。通常計算式は  $TA > AAYA$  である年に適用され、最高料金計算式及び追加料金計算式は  $TA < AAYA$  である年に適用される。

通常計算式

$$\begin{aligned}\text{FCCP} &= \frac{\text{AAYA}}{\text{TA}} * (\text{ROE}+\text{IOD}+\text{DPR}+\text{DOM}) \\ \text{RCCP} &= \frac{\text{AAYA}}{\text{TA}} * (\text{RIOD}+\text{RPR}+\text{IWC}+\text{ROM})\end{aligned}$$

最高料金計算式

$$\begin{aligned}\text{Ceiling foreign currency component (CFCC)} &= (\text{ROE}+\text{IOD}+\text{DPR}+\text{DOM}) \\ \text{Ceiling Sri Lankan rupee component (CRC)} &= (\text{RIOD}+\text{RPR}+\text{IWC}+\text{ROM})\end{aligned}$$

追加料金計算式

$$\text{Additional capacity charge} = \frac{\text{AAYA}}{\text{TA}} * \frac{\text{PHb}}{\text{PHy}} * (\text{CFCC}+\text{CRC})$$

PHb = Number of hours in which the facility has been dispatched by CEB

PHy = Number of hours in a year: 8,760

## 2) AAYA と TA の関係

TA と AAYA の大小で適用される計算式が決まる。TA は施設の側面から事前に決定した計画容量である。AAYA は実績値であるが、運転開始前であることから、推測して計算する。AAYA は基本的に重要予測から計算するが、需要予測が 2032 年までであるため、2033 年以降は AAYA を TA と同一として計算している。

## 3) 計算式の適用

2020 年から 2032 年にかけて AAYA は TA より上と推測され、最高料金計算式と追加料金計算式が適用される。2033 年以降は AAYA と TA が同値であり、通常計算式が適用される。AAYA と TA が同じ場合には、AAYA/TA が 1 となり、計算された結果は通常計算式と最高料金計算式では同じになるため、実質的に最高料金計算式がプロジェクト期間を通じて適用される。

## 4) 年度別 Capacity Charge の計算

Capacity Charge を構成する各項目 (ROE、IOD、DPR、DOM、RIOD、RPR、IWC、ROM) は、Schedule 9 に記載している計算式に従って、パラメータの値は Schedule 9 や T-FR に記載されている数値等を参考に推定している。各項目の計算結果をまとめると以下のようなになる。

表 13.3-1 Calculation of Capacity Charge Payable

(Mil JPY)

	Year	ROE	IOD	DPR	DOM	FCCP	ROD	PRP	IWC	ROM	RCCP
1	2020	2,256	3,809	3,134	2,838	12,037	5,322	3,065	1,516	1,021	10,925
2	2021	2,256	3,301	3,134	2,838	11,529	4,613	3,065	1,491	1,021	10,190
3	2022	2,256	2,793	3,134	2,838	11,021	3,903	3,065	1,460	1,021	9,450
4	2023	2,256	2,285	3,134	2,838	10,513	3,193	3,065	1,435	1,021	8,715
5	2024	2,256	1,777	3,134	2,838	10,006	2,484	3,065	1,407	1,021	7,978
6	2025	2,256	1,270	3,134	2,838	9,498	1,774	3,065	1,379	1,021	7,240
7	2026	2,256	762	3,134	2,838	8,990	1,064	3,065	1,354	1,021	6,505
8	2027	2,256	254	3,134	2,838	8,482	355	3,065	1,326	1,021	5,768
9	2028	2,256	-	3,134	2,838	8,228	-	3,065	1,305	1,021	5,392
10	2029	2,256	-	3,134	2,838	8,228	-	3,065	1,312	1,021	5,399
11	2030	2,256	-	3,134	2,838	8,228	-	3,065	1,312	1,021	5,399
12	2031	2,256	-	3,134	2,838	8,228	-	3,065	1,306	1,021	5,392
13	2032	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,168	1,021	2,189
14	2033	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
15	2034	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
16	2035	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
17	2036	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
18	2037	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
19	2038	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
20	2039	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
21	2040	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
22	2041	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,112	1,021	2,133
23	2042	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
24	2043	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
25	2044	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
26	2045	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
27	2046	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
28	2047	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
29	2048	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085
30	2049	2,256	-	-	2,838	5,094	-	-	1,064	1,021	2,085

(出典：調査団作成)

## 5) 追加 Capacity Charge の計算

2020年から2032年にかけてはAAYAがTAを超えているため、追加 Capacity Chargeを支払う必要がある。追加 Capacity Charge は Schedule 9 に記載している計算式に従って、パラメータの値はT-FRで使用されている数値等を参考に推定して計算されている。その計算結果は以下のとおりである。

表 13.3-2 Calculation of Additional Capacity Charge

	Year	AAYA (%)	TA (%)	PHb (h)	PHy (h)	CFCC (Mil JPY)	CRC (Mil JPY)	ACC (Mil JPY)
1	2020	84.3%	75%	815	8,760	12,037	10,925	2,399
2	2021	84.8%	75%	861	8,760	11,529	10,190	2,413
3	2022	85.3%	80%	465	8,760	11,021	9,450	1,157
4	2023	85.7%	80%	500	8,760	10,513	8,715	1,174
5	2024	85.9%	80%	519	8,760	10,006	7,978	1,145
6	2025	86.1%	80%	535	8,760	9,498	7,240	1,099
7	2026	86.1%	85%	103	8,760	8,990	6,505	185
8	2027	86.2%	85%	108	8,760	8,482	5,768	178
9	2028	86.2%	80%	548	8,760	8,228	5,392	918
10	2029	86.2%	85%	110	8,760	8,228	5,399	174
11	2030	86.2%	85%	110	8,760	8,228	5,399	174
12	2031	86.2%	80%	550	8,760	8,228	5,392	922
13	2032	86.2%	85%	112	8,760	5,094	2,189	95

(出典：調査団作成)

### 13.3.1.3. Energy Charge の計算

Energy Charge は発電量に CER (Coal Energy Rate) を掛けて計算される。CER は Schedule 9 に記載している計算式に従って、パラメータの値は T-FR で使用されている数値等を参考に推定して計算されている。その計算結果はいかのとおりである。

表 13.3-3 Calculation of Energy Charges  
(Mil JPY)

	Year	Production (GWh)	CER (JPY/kWh)	Energy Charge
1	2020	3,360	5.22	17,545
2	2021	3,381	5.22	17,655
3	2022	3,400	5.22	17,754
4	2023	3,416	5.22	17,838
5	2024	3,425	5.22	17,885
6	2025	3,432	5.22	17,921
7	2026	3,435	5.22	17,937
8	2027	3,437	5.22	17,947
9	2028	3,438	5.22	17,953
10	2029	3,438	5.22	17,953
11	2030	3,438	5.22	17,953
12	2031	3,439	5.22	17,958
13	2032	3,439	5.22	17,958
14	2033	3,189	5.22	16,650
15	2034	3,189	5.22	16,650
16	2035	3,189	5.22	16,650
17	2036	3,189	5.22	16,650
18	2037	3,189	5.22	16,650
19	2038	3,189	5.22	16,650
20	2039	3,189	5.22	16,650
21	2040	3,189	5.22	16,650
22	2041	3,189	5.22	16,650
23	2042	2,989	5.22	15,610
24	2043	2,989	5.22	15,610
25	2044	2,989	5.22	15,610
26	2045	2,989	5.22	15,610
27	2046	2,989	5.22	15,610
28	2047	2,989	5.22	15,610
29	2048	2,989	5.22	15,610
30	2049	2,989	5.22	15,610

(出典：調査団作成)

#### 13.3.1.4. 電力購入費用の計算

上記で計算された、年度別 Capacity Charge、追加 Capacity Charge、Energy Charge を集計すると電力購入費用となる。

表 13.3-4 Calculation of Power Purchase Costs (PPC)  
(Mil JPY)

	Year	FCCP	RCCP	ACC	Energy charge	PPC
1	2020	12,037	10,925	2,399	17,545	42,906
2	2021	11,529	10,190	2,413	17,655	41,787
3	2022	11,021	9,450	1,157	17,754	39,382
4	2023	10,513	8,715	1,174	17,838	38,240
5	2024	10,006	7,978	1,145	17,885	37,013
6	2025	9,498	7,240	1,099	17,921	35,758
7	2026	8,990	6,505	185	17,937	33,618
8	2027	8,482	5,768	178	17,947	32,375
9	2028	8,228	5,392	918	17,953	32,491
10	2029	8,228	5,399	174	17,953	31,753
11	2030	8,228	5,399	174	17,953	31,753
12	2031	8,228	5,392	922	17,958	32,501
13	2032	5,094	2,189	95	17,958	25,336
14	2033	5,094	2,133	-	16,650	23,878
15	2034	5,094	2,133	-	16,650	23,878
16	2035	5,094	2,133	-	16,650	23,878
17	2036	5,094	2,133	-	16,650	23,878
18	2037	5,094	2,133	-	16,650	23,878
19	2038	5,094	2,133	-	16,650	23,878
20	2039	5,094	2,133	-	16,650	23,878
21	2040	5,094	2,133	-	16,650	23,878
22	2041	5,094	2,133	-	16,650	23,878
23	2042	5,094	2,085	-	15,610	22,789
24	2043	5,094	2,085	-	15,610	22,789
25	2044	5,094	2,085	-	15,610	22,789
26	2045	5,094	2,085	-	15,610	22,789
27	2046	5,094	2,085	-	15,610	22,789
28	2047	5,094	2,085	-	15,610	22,789
29	2048	5,094	2,085	-	15,610	22,789
30	2049	5,094	2,085	-	15,610	22,789

(出典：調査団作成)

#### 13.3.2. 維持管理費用

2 種類の維持管理費用が適用される。石炭火力稼働前は新規送電線の維持管理費用が適用され、石炭火力稼働後は石炭火力で発電した電力に対応する維持管理費用が計上される。

新規送電線の維持管理費用は投資額の 1%として計算している。

石炭火力運用開始後は以下の計算式で計算される。

$$\frac{\text{CEB 全体の送電維持管理費} + \text{配電維持管理費}}{\text{CEB 総発電量}} * \text{石炭火力発電量}$$

表 13.3-5 O&M Costs

		PGQ GWh	UOMCT Mil JPY	OMCT Mil JPY	UOMCD Mil JPY	OMCD Mil JPY	TOMC Mil JPY
1	2020	3,360	0.6556	2,203	2.1253	7,141	9,344
2	2021	3,381	0.6556	2,217	2.1253	7,186	9,402
3	2022	3,400	0.6556	2,229	2.1253	7,226	9,455
4	2023	3,416	0.6556	2,240	2.1253	7,260	9,500
5	2024	3,425	0.6556	2,245	2.1253	7,279	9,525
6	2025	3,432	0.6556	2,250	2.1253	7,294	9,544
7	2026	3,435	0.6556	2,252	2.1253	7,301	9,552
8	2027	3,437	0.6556	2,253	2.1253	7,305	9,558
9	2028	3,438	0.6556	2,254	2.1253	7,307	9,561
10	2029	3,438	0.6556	2,254	2.1253	7,307	9,561
11	2030	3,438	0.6556	2,254	2.1253	7,307	9,561
12	2031	3,439	0.6556	2,255	2.1253	7,309	9,564
13	2032	3,439	0.6556	2,255	2.1253	7,309	9,564
14	2033	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
15	2034	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
16	2035	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
17	2036	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
18	2037	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
19	2038	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
20	2039	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
21	2040	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
22	2041	3,189	0.6556	2,090	2.1253	6,777	8,867
23	2042	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
24	2043	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
25	2044	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
26	2045	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
27	2046	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
28	2047	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
29	2048	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
30	2049	2,989	0.6556	1,960	2.1253	6,353	8,313
Total		97,091	-	63,653	-	206,349	270,002

(出典：調査団作成)

PGQ: planned generation quantity

UOMCT: unit O&M costs of transmission

OMCT: O&M costs of transmission

UOMCD: unit O&M costs of distribution

OMCD: O&M cost of distribution

TOMC: total O&M cost

## 13.4. 経済分析

### 13.4.1. 経済便益

電力販売の増加は以下の計算式で計算される。

$$[\text{発電量(GWh)}] * [\text{販売率(\%)}] * [\text{販売単価(mil. JPY)}]$$

発電量は基本的に CEB の発電計画の数値を適用する。発電計画は 2032 年までであるため、2033 年以降は TA における発電量とする。

販売率は発電量から送電ロス、配電ロスを差し引いて計算される。過去の推移から 2020 年の販売率を推定している。

消費者電力販売単価は過去の販売数量を販売金額で除して計算した、平均販売単価の推移を元に将来販売単価を推定して、2020 年の販売単価を計算している。以上から電力販売金額を計算すると以下のようになる。

表 13.4-1 Power Sales Amounts

	Year	Generation GWh	Sales rate %	Tariff Mil JPY	Sales Amounts Mil JPY
1	2020	3,360	88.79%	18.69	55,749
2	2021	3,381	88.79%	18.69	56,097
3	2022	3,400	88.79%	18.69	56,413
4	2023	3,416	88.79%	18.69	56,678
5	2024	3,425	88.79%	18.69	56,827
6	2025	3,432	88.79%	18.69	56,944
7	2026	3,435	88.79%	18.69	56,993
8	2027	3,437	88.79%	18.69	57,027
9	2028	3,438	88.79%	18.69	57,043
10	2029	3,438	88.79%	18.69	57,043
11	2030	3,438	88.79%	18.69	57,043
12	2031	3,439	88.79%	18.69	57,060
13	2032	3,439	88.79%	18.69	57,060
14	2033	3,189	88.79%	18.69	52,906
15	2034	3,189	88.79%	18.69	52,906
16	2035	3,189	88.79%	18.69	52,906
17	2036	3,189	88.79%	18.69	52,906
18	2037	3,189	88.79%	18.69	52,906
19	2038	3,189	88.79%	18.69	52,906
20	2039	3,189	88.79%	18.69	52,906
21	2040	3,189	88.79%	18.69	52,906
22	2041	3,189	88.79%	18.69	52,906
23	2042	2,989	88.79%	18.69	49,599
24	2043	2,989	88.79%	18.69	49,599
25	2044	2,989	88.79%	18.69	49,599
26	2045	2,989	88.79%	18.69	49,599
27	2046	2,989	88.79%	18.69	49,599
28	2047	2,989	88.79%	18.69	49,599
29	2048	2,989	88.79%	18.69	49,599
30	2049	2,989	88.79%	18.69	49,599
	Total	97,091			1,610,921



### 13.4.2. 経済費用

実施費用から以下について修正している。

現地通貨部分：一般的に発展途上国の通貨は多様な影響を受けるため、SCF(Standard Conversion Factors)により調整している。SCFは0.9を採用している。

実施費用から物価上昇及び税金等を差し引いている。

以上で計算された費用を基準年度(2020年)の価値に変換したのが以下である。

表 13.4-2 Project Economic Costs  
(in million Yen)

	2015	2016	2017	2018
Economic costs	60	350	7,795	7,790

### 13.4.3. 経済分析結果

経済分析の結果は以下のとおりである。

表 13.4-3 Economic Evaluation Results

Case	EIRR (%)	B/C ratio	B-C (mil. JPY)
Base case	32.58%	2.00	261,802

当該プロジェクトの割引率は10%を採用しており、計算されたIRRは32.58%であり、割引率を越えている。そのため当該プロジェクトは経済的には実施可能であると考えられる。

### 13.4.4. 経済感度分析

将来の便益、費用は多様な影響により変動する可能性がある。基準ケースに加えて、費用が5%、10%上昇し、便益が5%、10%減少する場合を組合せて、計8ケースについて計算した。その結果は以下のとおりである。

表 13.4-4 Results of EIRR Sensitivity Analysis

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	32.58	26.94	20.78
+5%	27.24	21.36	15.78
+10%	21.88	16.52	11.53

感度分析の結果は全てのケースで割引率の10%を超えており、便益・費用が変動するケースにおいても経済的に実施可能である。

## 13.5. 財務分析

### 13.5.1. 財務便益

財務便益の内容・金額は経済便益と同じである。

### 13.5.2. 財務費用

実施費用から物価上昇及び建設期間中の利子を差し引いた費用を基準年度(2020年)の価値に変換したのが以下である。

表 13.5-1 Project Financial Costs  
(in million Yen)

	2015	2016	2017	2018
Financial costs	60	350	9,411	9,418

### 13.5.3. 財務分析結果

経済分析の結果は以下のとおりである。

表 13.5-2 Financial Evaluation Results

Case	FIRR (%)	B/C ratio	B-C (mil. JPY)
Base case	29.50	1.23	61,173

FIRRは29.50%と計算された。この数値は割引率の10%を上回っており、財務的にこのプロジェクトは実施可能であることを示している。

### 13.5.4. 財務感度分析

将来の便益、費用は多様な影響により変動する可能性がある。基準ケースに加えて、費用が5%、10%上昇し、便益が5%、10%減少する場合を組合せて、計8ケースについて計算した。その結果は以下のとおりである。

表 13.5-3 Results of FIRR Sensitivity Analysis

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	29.50	24.08	18.30
+5%	24.36	18.85	13.31
+10%	19.35	14.07	8.76

費用が10%上昇し、便益が10%減少するケースでは割引率の10%を割っているが、それ以外のケースでは割引率の10%を超えている。そのため、当該プロジェクトは財務的に概ね実施可能であると判断できる。

## 第14章 温室効果ガス排出削減量の計算

### 14.1. 温室効果ガス排出削減量の計算方法

#### 14.1.1. 220 kV サンプルルーカパルトゥライ送電線

本プロジェクトの電圧は220 kV であるが、132 kV とした場合に対する比較を行った。

#### 14.1.2. 400 kV サンプルルーニューハバラナ送電線

本プロジェクトでは低損失電線が採用されることになっている。よって、通常の電線を適用した場合に対する比較を行った。なお、本送電線に流れる電力量は、発電電力量からカパルトゥライ送電線に流れる電力量を引いた分となる。

### 14.2. 温室効果ガス排出削減量の計算結果

2020 年における各送電線による温室効果ガス削減量を表 14. 2-1 に示す。

表 14. 2-1 温室効果ガス削減量

送電線名	削減量(t-CO2)
220 kV サンプルルーカパルトゥライ送電線	13, 304
400 kV サンプルルーニューハバラナ送電線	2, 326

## 第15章 運用効果指標

### 15.1. 運用効果指標の項目

本事業の運用効果を確認する指標として、設備の特徴等を考慮すると、以下の2つの指標が適切であると考えられる。

- ✓ 設備稼働率
- ✓ 送電損失率

### 15.2. 運用効果指標の目標値

運用効果指標の目標値を表 15. 2-1 に示す。

表 15. 2-1 運用効果指標の目標値

指標名	送電線名	目標値		
		2020	2022	2024
設備稼働率	220 kV サンプルーカパルトゥライ送電線	7%	8%	10%
	400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (運転電圧：220 kV)	17%	-	-
	400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (運転電圧：400 kV)	-	22%	35%
送電損失率	220 kV サンプルーカパルトゥライ送電線	0.08%	0.09%	0.12%
	400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (運転電圧：220 kV)	0.61%	-	-
	400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (運転電圧：400 kV)	-	0.39%	0.57%

## 第16章 結論および提言

### 16.1. 結論

#### 16.1.1. 送電および変電設備の Scope

系統解析、現地調査および CEB との協議の結果に基づき、送電および変電設備の Scope は下記のとおり、確認された。

##### 1) 送電設備

- ✓ 400 kV サンプルーニューハバラナ送電線 (4 x 低損失電線 (ゼブラ相当の電線容量)、95 km、2 回線、初期運転電圧は 220 kV)
- ✓ 220 kV サンプルーカパルトゥライ送電線 (2 x ゼブラ、45 km、2 回線)

##### 2) サンプルにおける開閉設備

- ✓ 220 kV 屋内 GIS、1.5 重母線遮断器構成

#### 16.1.2. 環境社会配慮

二つの送電線の設計 (400 kV と 220 kV) は、環境、社会への影響を最小限に抑えるためのさまざまなオプションを慎重に考慮して選択された。CEB は可能性のある環境社会への負の影響を精緻に広く分析した。これらの課題は、適切な IEE レポートに提案記載された緩和策によって管理される。

2つの送電線の IEE レポートの内容は、JICA 環境ガイドラインの要件に適合している。

#### 16.1.3. 経済財務分析

経済財務分析の感度分析を行った結果を表 16.1-1 に示す。この結果、経済財務の面からは実現可能であることが確認された。

表 16.1-1 経済財務分析の感度分析結果

ケース	経済分析		財務分析	
	EIRR	B/C	FIRR	B/C
ベース	32.51%	2.00	29.49%	1.23
費用: +5%, 便益: 0%	27.18%	-	24.35%	-
費用: +10%, 便益: 0%	21.84%	-	19.35%	-
費用: 0%, 便益: -5%	26.88%	-	24.07%	-
費用: +5%, 便益: -5%	21.31%	-	18.84%	-
費用: +10%, 便益: -5%	16.49%	-	14.06%	-
費用: 0%, 便益: -10%	20.74%	-	18.29%	-
費用: +5%, 便益: -10%	15.75%	-	13.31%	-
費用: +10%, 便益: -10%	11.51%	-	8.76%	-

## 16.2. 提言

### 16.2.1. 他の送変電設備

系統解析の結果、いくつかの送変電設備の増強等が必要であることが確認された。しかし、CEB は現在需要想定、それに基づく発電計画を準備していることから、それらが決まった後、マスタープランを実施することが推奨される。