

スリランカ国  
セイロン電力庁

スリランカ国  
ピーク需要対応型電源最適化計画調査

ファイナルレポート

平成 27 年 2 月  
(2015 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)  
電源開発株式会社

産公
JR
15-015

## 目 次

<b>第1章 序論</b>	
1.1 本件調査に至るまでの経緯 .....	1-1
1.2 本件調査の目的、スコープ .....	1-2
1.3 調査計画 .....	1-4
1.3.1 調査の流れ.....	1-4
1.3.2 調査スケジュール.....	1-5
1.4 調査団 .....	1-6
1.5 カウンターパート .....	1-7
1.6 収集資料リスト .....	1-8
<b>第2章 電力セクターの概要とセクター開発政策</b>	
2.1 電力セクターの概要 .....	2-1
2.1.1 電力供給実績.....	2-1
2.1.2 電力セクター政策.....	2-4
2.1.3 電力供給実施体制.....	2-5
2.1.4 電力セクターに対する外国支援.....	2-6
2.2 発電事業許認可に係る制度 .....	2-6
2.3 電力料金と CEB 財務状況.....	2-8
2.3.1 電力料金.....	2-8
2.3.2 CEB 財務状況.....	2-11
2.4 他のドナーによる支援 .....	2-12
<b>第3章 電力需要想定</b>	
3.1 電力需要の現状 .....	3-1
3.1.1 電力需要実績.....	3-1
3.1.2 電化率.....	3-1
3.1.3 顧客カテゴリー別消費電力量の実績.....	3-2
3.1.4 送配電損失の状況.....	3-3
3.1.5 負荷率の状況.....	3-3
3.1.6 日負荷曲線の現状.....	3-3
3.2 経済状況と電力需要 .....	3-6
3.2.1 電力需要と GDP の関係.....	3-6
3.3 需要想定 .....	3-8
3.3.1 電力需要想定.....	3-8
3.3.2 電力需要想定手法.....	3-8
3.3.3 需要想定.....	3-10
3.3.4 需要想定 of 課題と推奨される対策.....	3-12
<b>第4章 電源開発計画</b>	
4.1 CEB による発電拡張計画.....	4-1

4.2	ピーク負荷対応型電源の必要性 .....	4-3
4.3	ピーク負荷対応型電源の必要規模 .....	4-5
4.4	2025年時点での電源構成 .....	4-7
4.5	ピーク需要対応型電源の投入時期 .....	4-7
<b>第5章</b>	<b>系統計画・運用</b>	
5.1	系統運用の現状 .....	5-1
5.1.1	系統運用基準 .....	5-1
5.1.2	系統運用状況 .....	5-2
5.2	系統計画の現状 .....	5-5
5.2.1	系統計画の概要 .....	5-5
5.2.2	首都圏への電力供給対策 .....	5-7
5.2.3	電源開発計画を踏まえた系統計画 .....	5-7
5.2.4	インド-スリランカ連系線計画 .....	5-10
<b>第6章</b>	<b>環境社会配慮</b>	
6.1	スリランカ環境の概説 .....	6-1
6.1.1	物理的環境 .....	6-1
6.1.2	スリランカの生態系 .....	6-2
6.1.3	種についての現状 .....	6-6
6.1.4	生物多様性保全の現状 .....	6-14
6.1.5	社会環境 .....	6-18
6.2	スリランカの環境社会配慮 .....	6-29
6.2.1	環境社会配慮に係わる政府機関 .....	6-29
6.2.2	環境社会配慮に関する法制度 .....	6-31
6.2.3	JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離 .....	6-51
6.3	戦略的環境影響評価 .....	6-53
6.3.1	本調査での戦略的環境影響評価 .....	6-53
6.3.2	ピーク需要に対応した複数の電源選定時での SEA .....	6-54
6.3.3	サイト候補地選定時での SEA .....	6-54
6.3.4	ステークホルダーズ会議 (SHM) .....	6-55
<b>第7章</b>	<b>ステークホルダーズミーティング</b>	
7.1	はじめに .....	7-1
7.2	第1回 SHM .....	7-1
7.2.1	目的とステークホルダー .....	7-1
7.2.2	候補地への事前視察 .....	7-3
7.2.3	第1回 SHM 開催内容 .....	7-4
7.3	第2回 SHM .....	7-7
7.3.1	目的とステークホルダー .....	7-7
7.3.2	候補地への事前視察 .....	7-8
7.3.3	第2回 SHM 開催内容 .....	7-11

7.4	第3回 SHM.....	7-15
7.4.1	目的とステークホルダー.....	7-15
7.4.2	第3回 SHM 開催内容.....	7-15
<b>第8章</b>	<b>ピーク需要対応型電源の選定（シナリオ検討段階 SEA）</b>	
8.1	はじめに.....	8-1
8.2	オプションの洗い出し（第1スクリーニング）.....	8-1
8.2.1	電源オプション.....	8-1
8.2.2	電源以外のオプション.....	8-5
8.2.3	第1スクリーニング結果.....	8-7
8.3	最適オプションの絞り込み（第2スクリーニング）.....	8-7
8.3.1	電源の負荷追従性・発電特性.....	8-7
8.3.2	環境社会配慮.....	8-9
8.3.3	経済性.....	8-15
8.3.4	最適ピーク対応電源の選定.....	8-19
8.4	揚水発電の開発規模.....	8-19
8.5	電源の組み合わせ開発.....	8-20
8.5.1	揚水発電と再生可能エネルギー発電.....	8-20
8.5.2	揚水発電と LNG CC 発電.....	8-20
8.5.3	揚水発電と LNG シンプルガスタービン発電.....	8-21
<b>第9章</b>	<b>候補地点の一次選定</b>	
9.1	候補地点の概要.....	9-1
9.1.1	計画概要.....	9-1
9.1.2	環境調査の概要.....	9-1
9.2	地形・地質.....	9-5
9.2.1	地形.....	9-5
9.2.2	地質.....	9-5
9.2.3	地震.....	9-8
9.2.4	各候補地点の地質.....	9-10
9.3	気象・水文.....	9-15
9.3.1	気候一般.....	9-15
9.3.2	測候所および測水所.....	9-16
9.3.3	気象.....	9-18
9.3.4	洪水解析.....	9-20
9.3.5	堆砂.....	9-30
9.4	揚水発電計画.....	9-33
9.4.1	揚水発電計画概要.....	9-33
9.4.2	単機出力の検討.....	9-35
9.4.3	ポンプ水車製作限界.....	9-37
9.4.4	概算工事費の算定方法.....	9-41



9.5	候補地点の評価	9-43
9.5.1	Kiriketi 1	9-43
9.5.2	Kiriketi 2	9-51
9.5.3	Maussakelle 1	9-59
9.5.4	Maussakelle 2	9-67
9.5.5	Halgran 1	9-72
9.5.6	Halgran 2	9-80
9.5.7	Halgran 3	9-86
9.5.8	Halgran 4	9-94
9.5.9	Maha 1	9-100
9.5.10	Maha 2	9-108
9.5.11	Loggal	9-113
9.6	有力候補地点選定	9-121
9.6.1	候補地点の計画諸元	9-121
9.6.2	第一次スクリーニング	9-121
9.6.3	自然・社会環境影響による評価	9-122
9.6.4	地質による評価	9-125
9.6.5	施工性に関する評価	9-125
9.6.6	ポンプ水車製作限界	9-126
9.6.7	概算工事費	9-126
9.6.8	有力地点選定	9-127
<b>第10章 候補地点の二次選定</b>		
10.1	概要	10-1
10.2	最有力候補地点の評価概要	10-1
10.2.1	環境調査(2)の概要	10-1
10.2.2	地形・地質調査(1)の概要	10-3
10.2.3	揚水発電計画の見直し	10-4
10.2.4	ポンプ水車の製作限界の見直し	10-4
10.2.5	送電線	10-6
10.2.6	系統安定	10-10
10.2.7	概算工事費	10-13
10.3	Halgran 3 計画	10-14
10.3.1	計画概要	10-14
10.3.2	地質	10-14
10.3.3	建設工事の施工性	10-21
10.3.4	接続送電線	10-21
10.3.5	系統安定	10-32
10.3.6	概算工事費	10-53
10.3.7	自然環境	10-54

10.3.8	社会環境	10-61
10.4	Maha 2 計画	10-65
10.4.1	計画概要	10-65
10.4.2	地質	10-65
10.4.3	建設工事の施工性	10-71
10.4.4	接続送電線	10-71
10.4.5	系統安定	10-78
10.4.6	概算工事費	10-117
10.4.7	自然環境	10-118
10.4.8	社会環境	10-122
10.5	Maha 3 計画	10-127
10.5.1	計画概要	10-127
10.5.2	地質	10-127
10.5.3	建設工事の施工性	10-130
10.5.4	接続送電線	10-131
10.5.5	系統安定	10-131
10.5.6	概算工事費	10-131
10.5.7	自然環境	10-132
10.5.8	社会環境	10-134
10.6	Loggal 計画	10-136
10.6.1	計画概要	10-136
10.6.2	地質	10-137
10.6.3	建設工事の施工性	10-137
10.6.4	接続送電線	10-137
10.6.5	系統安定	10-145
10.6.6	概算工事費	10-185
10.6.7	自然環境	10-186
10.6.8	社会環境	10-191
10.7	最有力候補地点の選定	10-197
10.7.1	概要	10-197
10.7.2	地質による評価	10-199
10.7.3	施工性による評価	10-199
10.7.4	接続送電線・系統安定性	10-200
10.7.5	ポンプ・水車の製作限界	10-200
10.7.6	概算工事費	10-201
10.7.7	自然・社会環境影響	10-201
10.7.8	最有力候補地点の選定	10-213

## 第 11 章 経済・財務分析

11.1	経済評価	11-1
------	------	------

---

11.1.1	評価手法.....	11-1
11.1.2	本計画の経済費用.....	11-2
11.1.3	本計画の経済便益.....	11-4
11.1.4	本計画の経済分析と感度分析.....	11-6
11.1.5	補論（ケーススタディ）：石炭火力抑制・LNG 開発シナリオによる揚水 経済性の影響.....	11-8
11.2	財務評価.....	11-10
11.2.1	評価手法.....	11-10
11.2.2	本計画の財務費用及び便益.....	11-11
11.2.3	感度分析.....	11-14
<b>第 12 章 結論および提言</b>		
12.1	結論.....	12-1
12.1.1	プロジェクトの必要性.....	12-1
12.1.2	最有力地点の概要.....	12-1
12.1.3	地質調査結果.....	12-5
12.1.4	工事費・工期.....	12-8
12.1.5	経済・財務分析.....	12-13
12.1.6	可変速揚水機の導入.....	12-15
12.1.7	各検討課題における結論.....	12-17
12.2	提言.....	12-23
12.2.1	プロジェクト実施計画.....	12-23
12.2.2	次段階の調査実施に向けた提言.....	12-24

**Appendix**

- A 6.1 List of IBAs in Sri Lanka
- A 7.1 Participant List of SHM-1
- A 7.2 Participant List of SHM-2
- A 7.3 Participant List of SHM-3
- A 7.4 Presentation Material for SHM-1
- A 7.5 Presentation Material for SHM-2
- A 7.6 Presentation Material for SHM-3-Session I
- A 7.8 Presentation Material for SHM-3-Session II to IV
- A 8.1 Trial Calculation of Contribution to Greenhouse Gas Reduction by Pumped Storage Power Project
- A 9.1 Flow Gauge Stations in Sri Lanka
- A 9.2 Rain Gauge Stations Functioning
- A 9.3 Peak Flow Data
- A 9.4 Evaporation and Wind Speed Data
- A 9.5 Kiriketi 1, Kiriketi 2 Plan
- A 9.6 Mausakelle A, Mausakelle B Plan
- A 9.7 Hargran 1, Hargran 2 Plan
- A 9.8 Hargran 3, Hargran 4 Plan
- A 9.9 Maha 1, Maha 2, Maha 3 Plan
- A 9.10 Loggal Plan
- A 12.1 Geology evaluation of the most promising site Maha 3
- A 12.2 Basic Information Questionnaire (PI Draft)
- A 12.3 "Draft Scoping Table of the Proposed Pumped Storage Power Plant Development at Maha area"
- A 12.4 "Terms of Reference Environmental Impact Assessment Study (TENTATIVE AND DRAFT ONLY)"
- A 12.5 Drawings of the most promising site (Maha 3)

## 表リスト

Table 1.1-1	Annual Variation of Economic Indicator of Sri Lanka .....	1-1
Table 1.1-2	Annual Variation of Power Demand and Supply .....	1-1
Table 1.3.2-1	調査スケジュール .....	1-5
Table 1.4-1	業務従事者の分担業務内容 .....	1-6
Table 1.5-1	カウンターパート構成 .....	1-7
Table 2.3.1-1	Revisions of Electricity Tariffs 2008 – 2013 .....	2-9
Table 2.3.1-2	Comparison of Category-wise Average Charge 2012/2013.....	2-10
Table 2.3.2-1	CEB's Financial Performance 2007–2013 .....	2-11
Table 2.3.2-2	Government Support to CEB 2007–2012.....	2-12
Table 3.2-1	スリランカにおける主な経済指標 .....	3-6
Table 3.3.2-1	販売電力量想定に用いる変数 .....	3-9
Table 4.1-1	Generation Expansion Plan.....	4-1
Table 4.1-2	Power Development Plan.....	4-2
Table 4.3-1	Generation Record of Power Generation on Monthly Peak Demand Day in 2011 .....	4-5
Table 5.1.1-1	Voltage Criteria.....	5-1
Table 5.1.1-2	Conditions for Stability Analysis.....	5-1
Table 5.1.1-3	Allowable Maximum 3φ Short Circuit Levels.....	5-2
Table 5.1.1-4	Load Shedding Scheme for Frequency Drop.....	5-2
Table 5.1.2-1	Power Station Operating at Free Governor Mode .....	5-5
Table 5.2.1-1	Transmission and Substation Expansion Proposals up to 2022 .....	5-6
Table 6.1.2-1	スリランカの生態系 .....	6-2
Table 6.1.3-1	スリランカの動物種のレッド・リストの要約.....	6-7
Table 6.1.3-2	スリランカの植物種のレッド・リストの要約.....	6-7
Table 6.1.3-3	分類群ごとの現状の要約 .....	6-8
Table 6.1.3-4	スリランカの絶滅が危惧される脊椎動物の分布状況.....	6-11
Table 6.1.3-5	スリランカの絶滅が危惧される種子植物の分布状況.....	6-12
Table 6.1.3-6	スリランカでの世界規模での絶滅危惧種数.....	6-12
Table 6.1.3-7	IUCN Red List と National Red List での保全状況が違う種の例.....	6-13
Table 6.1.3-8	スリランカのもっとも問題になっている侵略的外来種.....	6-13
Table 6.1.4-1	野生生物保全局と森林局が管理する保護区.....	6-14
Table 6.1.4-2	野生生物保全局が管理する保護区のカテゴリーと規制.....	6-14
Table 6.1.4-3	森林局が管理する保護区のカテゴリーと規制.....	6-15
Table 6.1.4-4	スリランカのラムサール条約登録湿地.....	6-16
Table 6.1.4-5	スリランカの生物圏保護区 .....	6-17
Table 6.1.5-1	州別及び県別人口（2011年現在） .....	6-19
Table 6.1.5-2	民族別人口比 .....	6-21
Table 6.1.5-3	宗教別人口比 .....	6-21

Table 6.1.5-4	失業率 .....	6-26
Table 6.1.5-5	セクター別最低賃金表 .....	6-27
Table 6.1.5-6	県別貧困率 .....	6-28
Table 6.2.1-1	環境社会配慮に係わる政府機関リスト .....	6-29
Table 6.2.2-1	環境関連の法律 .....	6-33
Table 6.2.2-2	環境保全に係わる国際条約 .....	6-34
Table 6.2.2-3	水力発電開発に必要な許認可 .....	6-35
Table 6.2.2-4	発電、送電線プロジェクト .....	6-36
Table 6.2.2-5	プロジェクトにより影響を受けやすい地域 .....	6-37
Table 6.2.2-6	事業計画承認機関 (PAAs) .....	6-38
Table 6.2.2-7	EIA 手続きの各実施責任者 .....	6-39
Table 6.2.2-8	EIA/IEE 手続きにかかる期間 .....	6-41
Table 6.2.2-9	用地取得関連法令 .....	6-42
Table 6.2.2-10	用地手続きフロー .....	6-43
Table 6.2.2-11	大気質基準 .....	6-46
Table 6.2.2-12	主な河川及び湖の暫定水質基準 .....	6-47
Table 6.2.2-13	内陸表流水に排水を放流する場合の一般基準 .....	6-48
Table 6.2.2-14	灌漑用地に放流される産業排水の許容限度 .....	6-49
Table 6.2.2-15	騒音に係わる環境基準 .....	6-50
Table 6.2.3-1	EIA に関する JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離 .....	6-51
Table 6.2.3-2	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法制度との乖離 .....	6-51
Table 6.3.4-1	SHM と議事内容 .....	6-55
Table 7.2.1-1	招待する学識経験者と NGO .....	7-2
Table 7.2.1-2	招待する関係省庁 .....	7-2
Table 7.2.2-1	訪問した Divisional Secretaries の詳細 .....	7-3
Table 7.2.2-2	各候補地現状 .....	7-3
Table 7.2.2-3	揚水発電所開発候補地点についてのスコーピング (案) .....	7-4
Table 7.2.3-1	第 1 回 SHM のまとめ .....	7-4
Table 7.2.3-2	第 1 回 SHM での質疑応答 .....	7-5
Table 7.3.1-1	招待する学識経験者と NGO .....	7-8
Table 7.3.1-2	招待する関係省庁 .....	7-8
Table 7.3.2-1	訪問した村と郡 .....	7-8
Table 7.3.2-2	各候補地の現状 .....	7-9
Table 7.3.2-3	揚水発電所開発有望地点についてのスコーピング (案) .....	7-11
Table 7.3.3-1	第 2 回 SHM のまとめ .....	7-11
Table 7.3.3-2	第 2 回 SHM での質疑応答 .....	7-12
Table 7.4.2-1	第 3 回 SHM のまとめ .....	7-16
Table 7.4.2-2	第 3 回 SHM での質疑応答 .....	7-16
Table 8.2.1-1	Options of Hydropower (New) .....	8-1

Table 8.2.1-2	Options of Hydropower (Extension).....	8-2
Table 8.2.1-3	Options of Coal Thermal Power .....	8-3
Table 8.2.2-1	Generation Cost (2012).....	8-5
Table 8.3.1-1	Characteristics of Power Options and their Qualifications.....	8-8
Table 8.3.1-2	Comparison of Generation Characteristics .....	8-8
Table 8.3.2-1	各電源の大気汚染についての評価 .....	8-9
Table 8.3.2-2	各電源の水質汚染についての評価 .....	8-10
Table 8.3.2-3	各電源の温室効果ガス排出についての評価.....	8-10
Table 8.3.2-4	各電源の生態系への影響についての評価.....	8-11
Table 8.3.2-5	各電源の住民移転による影響についての評価.....	8-12
Table 8.3.2-6	各電源の水利用および水利権への影響についての評価.....	8-13
Table 8.3.2-7	各電源の農業への影響についての評価.....	8-13
Table 8.3.2-8	各電源の漁業への影響についての評価.....	8-14
Table 8.3.2-9	各電源の観光への影響についての評価.....	8-14
Table 8.3.2-10	各電源の健康への影響についての評価.....	8-15
Table 8.3.2-11	各電源の環境社会配慮面での比較結果.....	8-15
Table 8.3.3-1	Indices of Generation Options .....	8-17
Table 8.3.3-2	Ranking of Options from Economic Aspect .....	8-18
Table 8.3.4-1	Ranking Summary of Options .....	8-19
Table 8.4-1	Comparison of Power Generation Capacity .....	8-20
Table 8.5.3-1	Study Cases.....	8-21
Table 8.5.3-2	Case Study of Annual Cost along with Pumping Source.....	8-24
Table 9.1.1-1	各候補地点の計画概要 .....	9-1
Table 9.1.2-1	11 か所の候補地のスコーピング .....	9-4
Table 9.2.2-1	Typical rock types of Sri Lankan geological complexes .....	9-6
Table 9.2.3-1	Historical earthquakes reported to have occurred in Sri Lanka.....	9-9
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-1) .....	9-12
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-2) .....	9-13
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-3) .....	9-14
Table 9.3.2-1	List of Meteorological and Hydrological Stations.....	9-18
Table 9.3.4-1	Yearly Maximum Inflow of Holombuwa Gauging Station.....	9-22
Table 9.3.4-2	Yearly Maximum Inflow of Taldena Gauging Station.....	9-22
Table 9.3.4-3	Yearly Maximum Inflow of Kithulgala Gauging Station.....	9-23
Table 9.3.4-4	Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Holombuwa .....	9-24
Table 9.3.4-5	Probable Flood at the sites .....	9-25
Table 9.3.4-6	Probable Flood in Taldena .....	9-26
Table 9.3.4-7	Probable Flood at the sites .....	9-26
Table 9.3.4-8	Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Kithulgala.....	9-27
Table 9.3.4-9	Probable Flood at the sites .....	9-28
Table 9.3.5-1	Specific Sediment Yield for Design.....	9-31

Table 9.4.2-1	電源脱落許容量の年推移 .....	9-36
Table 9.4.3-1	ポンプ水車製作限界検討結果 (200MW×3units) .....	9-40
Table 9.4.3-2	ポンプ水車製作限界検討結果 (150MW×4units) .....	9-41
Table 9.4.4-1	土木工事費単価 .....	9-42
Table 9.5.1-1	Kiriketi 1 上池の自然環境 .....	9-44
Table 9.5.1-2	Kieiketi 1 上池の社会環境 .....	9-44
Table 9.5.1-3	Kiriketi 1 下池の自然環境 .....	9-45
Table 9.5.1-4	Kiriketi 1 下池の社会環境 .....	9-46
Table 9.5.1-5	Kiriketi 1 上池の自然環境の評価 .....	9-46
Table 9.5.1-6	Kiriketi 1 上池の社会環境の評価 .....	9-47
Table 9.5.1-7	Kiriketi 1 下池の自然環境の評価 .....	9-47
Table 9.5.1-8	Kiriketi 1 下池の社会環境の評価 .....	9-47
Table 9.5.1-9	Kiriketi 1 群の評価 .....	9-48
Table 9.5.1-10	Kiriketi 1 地点の概算工事費 .....	9-49
Table 9.5.2-1	Kiriketi 2 上池の自然環境 .....	9-52
Table 9.5.2-2	Kieiketi 2 上池の社会環境 .....	9-53
Table 9.5.2-3	Kiriketi 2 下池の自然環境 .....	9-53
Table 9.5.2-4	Kiriketi 2 下池の社会環境 .....	9-54
Table 9.5.2-5	Kiriketi 2 上池の自然環境の評価 .....	9-55
Table 9.5.2-6	Kiriketi 2 上池の社会環境の評価 .....	9-55
Table 9.5.2-7	Kiriketi 2 下池の自然環境の評価 .....	9-55
Table 9.5.2-8	Kiriketi 2 下池の社会環境の評価 .....	9-56
Table 9.5.2-9	Kiriketi 2 群の評価 .....	9-56
Table 9.5.2-10	Kiriketi 2 地点の概算工事費 .....	9-58
Table 9.5.3-1	Maussakelle 1 上池の自然環境 .....	9-60
Table 9.5.3-2	Maussakelle 1 上池の社会環境 .....	9-60
Table 9.5.3-3	Maussakelle 1 下池の自然環境 .....	9-61
Table 9.5.3-4	Maussakelle 1 下池の社会環境 .....	9-62
Table 9.5.3-5	Maussakelle 1 上池の自然環境の評価 .....	9-62
Table 9.5.3-6	Maussakelle 1 上池の社会環境の評価 .....	9-63
Table 9.5.3-7	Maussakelle 1 下池の自然環境の評価 .....	9-63
Table 9.5.3-8	Maussakelle 1 下池の社会環境の評価 .....	9-63
Table 9.5.3-9	Maussakelle 1 群の評価 .....	9-64
Table 9.5.3-10	Maussakelle A 地点の概算工事費 .....	9-65
Table 9.5.4-1	Maussakelle 2 下池の自然環境 .....	9-68
Table 9.5.4-2	Maussakelle 2 下池の社会環境 .....	9-68
Table 9.5.4-3	Maussakelle 2 下池の自然環境の評価 .....	9-69
Table 9.5.4-4	Maussakelle 2 下池の社会環境の評価 .....	9-69
Table 9.5.4-5	Maussakelle 1 群の評価 .....	9-70
Table 9.5.4-6	Maussakelle B 地点の概算工事費 .....	9-71



Table 9.5.5-1	Halgran 1 上池の自然環境.....	9-73
Table 9.5.5-2	Halgran 1 上池の社会環境.....	9-74
Table 9.5.5-3	Halgran 1&2 下池の自然環境 .....	9-74
Table 9.5.5-4	Halgran 1&2 下池の社会環境 .....	9-75
Table 9.5.5-5	Halgran 1 上池の自然環境の評価.....	9-76
Table 9.5.5-6	Halgran 1 上池の社会環境の評価.....	9-76
Table 9.5.5-7	Halgran 1&2 下池の自然環境の評価.....	9-77
Table 9.5.5-8	Halgran 1&2 下池の社会環境の評価.....	9-77
Table 9.5.5-9	Halgran 1 群の評価 .....	9-77
Table 9.5.5-10	Halgran 1 地点の概算工事費.....	9-79
Table 9.5.6-1	Halgran 2 上池の自然環境.....	9-81
Table 9.5.6-2	Halgran 2 上池の社会環境.....	9-81
Table 9.5.6-3	Halgran 2 上池の自然環境の評価.....	9-82
Table 9.5.6-4	Halgran 2 上池の社会環境の評価.....	9-83
Table 9.5.6-5	Halgran 2 群の評価 .....	9-83
Table 9.5.6-6	Halgran 2 地点の概算工事費.....	9-85
Table 9.5.7-1	Halgran 3 上池の自然環境.....	9-87
Table 9.5.7-2	Halgran 3 上池の社会環境.....	9-88
Table 9.5.7-3	Halgran 3 下池の自然環境.....	9-89
Table 9.5.7-4	Halgran 3 下池の社会環境.....	9-89
Table 9.5.7-5	Halgran 3 上池の自然環境の評価.....	9-90
Table 9.5.7-6	Halgran 3 上池の社会環境の評価.....	9-90
Table 9.5.7-7	Halgran 3 下池の自然環境の評価.....	9-91
Table 9.5.7-8	Halgran 3 下池の社会環境の評価.....	9-91
Table 9.5.7-9	Halgran 3 群の評価 .....	9-91
Table 9.5.7-10	Halgran 3 地点の概算工事費.....	9-93
Table 9.5.8-1	Halgran 4 上池の自然環境.....	9-95
Table 9.5.8-2	Halgran 4 上池の社会環境.....	9-95
Table 9.5.8-3	Halgran 4 上池の自然環境の評価.....	9-96
Table 9.5.8-4	Halgran 4 上池の社会環境の評価.....	9-97
Table 9.5.8-5	Halgran 4 群の評価 .....	9-97
Table 9.5.8-6	Halgran 4 地点の概算工事費.....	9-99
Table 9.5.9-1	Maha 1 上池の自然環境 .....	9-101
Table 9.5.9-2	Maha 1 上池の社会環境 .....	9-102
Table 9.5.9-3	Maha 1&2 下池の自然環境.....	9-102
Table 9.5.9-4	Maha 1&2 下池の社会環境.....	9-103
Table 9.5.9-5	Maha 1 上池の自然環境の評価 .....	9-104
Table 9.5.9-6	Maha 1 上池の社会環境の評価 .....	9-104
Table 9.5.9-7	Maha 1 下池の自然環境の評価 .....	9-105
Table 9.5.9-8	Maha 1 下池の社会環境の評価 .....	9-105

Table 9.5.9-9	Maha 1 群の評価 .....	9-105
Table 9.5.9-10	Maha 1 地点の概算工事費 .....	9-107
Table 9.5.10-1	Maha 2 上池の自然環境 .....	9-108
Table 9.5.10-2	Maha 2 上池の社会環境 .....	9-109
Table 9.5.10-3	Maha 2 上池の自然環境の評価 .....	9-110
Table 9.5.10-4	Maha 2 上池の社会環境の評価 .....	9-110
Table 9.5.10-5	Maha 2 群の評価 .....	9-111
Table 9.5.10-6	Maha 2 地点の概算工事費 .....	9-112
Table 9.5.11-1	Loggal 上池の自然環境 .....	9-114
Table 9.5.11-2	Loggal 上池の社会環境 .....	9-114
Table 9.5.11-3	Loggal 下池の自然環境 .....	9-115
Table 9.5.11-4	Loggal 下池の社会環境 .....	9-116
Table 9.5.11-5	Loggal 上池の自然環境の評価 .....	9-116
Table 9.5.11-6	Loggal 上池の社会環境の評価 .....	9-117
Table 9.5.11-7	Loggal 下池の自然環境の評価 .....	9-117
Table 9.5.11-8	Loggal 下池の社会環境の評価 .....	9-117
Table 9.5.11-9	Loggal 群の評価 .....	9-118
Table 9.5.11-10	Loggal 地点の概算工事費 .....	9-119
Table 9.6.1-1	候補地点の計画諸元 (200MW×3 台案) .....	9-121
Table 9.6.2-1	第一次スクリーニング結果 .....	9-122
Table 9.6.3-1	自然・社会環境調査結果の概要 .....	9-123
Table 9.6.4-1	地質による評価 .....	9-125
Table 9.6.5-1	施工性に関する評価 .....	9-125
Table 9.6.6-1	ポンプ水車製作限界の評価結果 .....	9-126
Table 9.6.7-1	建設工事費単価と評価 .....	9-126
Table 9.6.8-1	地点ランキング結果 (Even ケース) .....	9-128
Table 9.6.8-2	地点ランキング結果 (環境重視 ケース) .....	9-129
Table 10.2.2-1	地質調査(1)の概要 .....	10-3
Table 10.2.4-1	ポンプ水車製作限界検討結果 (200MW×3units) .....	10-5
Table 10.2.4-2	ポンプ水車製作限界検討結果 (150MW×4units) .....	10-6
Table 10.2.5-1	候補地点の最大入力・出力 .....	10-8
Table 10.2.5-2	適用可能な導体タイプの仕様 .....	10-8
Table 10.2.5-3	ASCR Zebra の送電容量 .....	10-9
Table 10.2.5-4	送電容量の計算 .....	10-9
Table 10.2.6-1	Maha 揚水発電所の発電機定数 (200MW) .....	10-12
Table 10.2.6-2	Maha 揚水発電所の発電機定数 (150MW) .....	10-12
Table 10.2.6-3	Halgran 揚水発電所の発電機定数 (200MW) .....	10-12
Table 10.2.6-4	Loggal 揚水発電所の発電機定数 (200MW) .....	10-12
Table 10.2.6-5	Loggal 揚水発電所の発電機定数 (150MW) .....	10-12
Table 10.3.2-1	Rock Mass Classification by the CRIEPI .....	10-17

Table 10.3.4-1	Comparison of T/L routes and Connection Point (from “Halgran”).....	10-29
Table 10.3.4-2	Barriers and the route.....	10-31
Table 10.3.4-3	Assessment on the Halgran – Kotamale PS route.....	10-31
Table 10.3.5-1	2025 年ピーク需要断面の短絡電流.....	10-45
Table 10.3.6-1	Halgran 3 地点の概算工事費.....	10-53
Table 10.3.6-2	Halgran 3 地点主な土木構造物諸元.....	10-54
Table 10.3.7-1	Threatened Floral Species at Halgran 3 Upper.....	10-55
Table 10.3.7-2	Threatened Faunal Species at Halgran 3 Upper.....	10-56
Table 10.3.7-3	Ecosystems of Halgran 3 Upper.....	10-57
Table 10.3.7-4	Threatened Floral Species at Halgran 3 Lower.....	10-58
Table 10.3.7-5	Threatened Faunal Species at Halgran 3 Lower.....	10-59
Table 10.3.7-6	Ecosystems of Halgran 3 Lower.....	10-60
Table 10.3.8-1	Social conditions at Halgran Upper.....	10-61
Table 10.3.8-2	Land use pattern of Halgran Upper.....	10-62
Table 10.3.8-3	Social conditions at Halgran 3 Lower.....	10-63
Table 10.3.8-4	Land use pattern of Halgran 3 Lower.....	10-64
Table 10.4.4-1	Comparison of T/L routes and Connection Point (from “Maha”).....	10-75
Table 10.4.4-2	Barriers and the routes.....	10-77
Table 10.4.4-3	Assessment on the Maha proposed routes.....	10-77
Table 10.4.5-1	2025 年ピーク需要断面の短絡電流.....	10-103
Table 10.4.6-1	Maha 2 地点の概算工事費.....	10-117
Table 10.4.6-2	Maha 2 地点 主な土木構造物諸元.....	10-118
Table 10.4.7-1	Threatened Faunal Species at Maha Upper.....	10-119
Table 10.4.7-2	Ecosystems of Maha 2 Upper.....	10-119
Table 10.4.7-3	Threatened Floral Species at Maha Lower.....	10-120
Table 10.4.7-4	Threatened Faunal Species at Maha Lower.....	10-121
Table 10.4.7-5	Ecosystems of Maha Lower.....	10-122
Table 10.4.8-1	Social conditions at Maha 2 Upper.....	10-122
Table 10.4.8-2	Land use pattern of Maha 2 Upper.....	10-123
Table 10.4.8-3	Social conditions at Maha Lower.....	10-124
Table 10.4.8-4	Land use pattern of Maha Lower.....	10-126
Table 10.5.6-1	Maha3 地点の概算工事費.....	10-131
Table 10.5.6-2	Maha 3 地点 主な土木構造物諸元.....	10-132
Table 10.5.7-1	Threatened Floral Species at Maha 3 Upper.....	10-133
Table 10.5.7-2	Threatened Faunal Species at Maha 3 Upper.....	10-133
Table 10.5.7-3	Ecosystems of Maha 3 Upper.....	10-134
Table 10.5.8-1	Social conditions at Maha 3 Upper.....	10-134
Table 10.5.8-2	Land use pattern of Maha 3 Upper.....	10-135
Table 10.6.4-1	Comparison of T/L routes and Connection Point (from “Loggal”).....	10-142
Table 10.6.4-2	Barriers and the route.....	10-144

Table 10.6.4-3	Assessment on the Loggal – Kotamale PS route .....	10-144
Table 10.6.5-1	2025 年ピーク需要断面の短絡電流.....	10-171
Table 10.6.6-1	Loggal 地点の概算工事費 .....	10-185
Table 10.6.6-2	Loggal 地点 主な土木構造物諸元 .....	10-186
Table 10.6.7-1	Threatened Floral Species at Loggal Upper.....	10-187
Table 10.6.7-2	Threatened Faunal Species at Loggal Upper .....	10-187
Table 10.6.7-3	Ecosystems of Loggal Upper.....	10-188
Table 10.6.7-4	Threatened Floral Species at Loggal Lower .....	10-189
Table 10.6.7-5	Threatened Faunal Species at Loggal Lower.....	10-190
Table 10.6.7-6	Ecosystems of Loggal Lower .....	10-191
Table 10.6.8-1	Social conditions at Loggal Upper.....	10-192
Table 10.6.8-2	Land use pattern of Loggal Upper .....	10-193
Table 10.6.8-3	Social conditions of Loggal Lower.....	10-195
Table 10.6.8-4	Land use pattern of Loggal Lower.....	10-196
Table 10.7.1-1	有力候補地点の計画諸元 .....	10-198
Table 10.7.2-1	有力候補地点の評価結果 .....	10-199
Table 10.7.3-1	施工性に関する評価 .....	10-199
Table 10.7.4-1	系統解析の結果に対する評価 .....	10-200
Table 10.7.5-1	ポンプ・水車の製作限界に対する評価.....	10-200
Table 10.7.6-1	概算工事費 .....	10-201
Table 10.7.7-1	Selection Criteria from the Environmental considerations .....	10-201
Table 10.7.7-2	Outlines and results of evaluation of each site.....	10-205
Table 10.7.7-3	Environmental and Social Assessment on the proposed transmission lines' routes .....	10-213
Table 10.7.8-1	各候補地点のスコア計算表 .....	10-215
Table 10.7.8-2	Even ケースのランキング結果 .....	10-216
Table 10.7.8-3	環境重視ケースのランキング結果 .....	10-216
Table 10.7.8-4	環境関連評価基準によるランキング結果.....	10-217
Table 10.7.8-5	環境関連評価基準によるランキング結果（自然環境重視） .....	10-217
Table 11.1.2-1	Factors Used for Economic Cost (Construction) Calculation.....	11-2
Table 11.1.2-2	Initial Investment Cost.....	11-3
Table 11.1.2-3	Replacement Investment Cost .....	11-3
Table 11.1.2-4	PSPP Pump-up Cost (Coal Power Case).....	11-3
Table 11.1.2-5	PSPP Pump-up Cost (LNG-Combined Cycle).....	11-4
Table 11.1.3-1	Alternative Thermal Power Plant (Gas Turbine 105MW Auto Diesel) .....	11-5
Table 11.1.3-2	Alternative Thermal Power Plant (LNG-Simple Cycle Gas Turbine) .....	11-6
Table 11.1.4-1	Cash-flow of Base Case and Its EIRR .....	11-7
Table 11.1.4-2	Results of Economic Sensitivity Analysis .....	11-8
Table 11.1.5-1	Case Studies with Limitation on Coal Power Development.....	11-9
Table 11.1.5-2	Case Study Results .....	11-10

Table 11.2.2-1	Initial Investment Cost (Financial) .....	11-11
Table 11.2.2-2	Replacement Investment Cost (Financial) .....	11-11
Table 11.2.2-3	Cash-flow of Base Case and Its FIRR .....	11-13
Table 11.2.3-1	Results of Financial Sensitivity Analysis.....	11-14
Table 12.1.2-1	Maha 3 計画諸元 .....	12-4
Table 12.1.2-2	Summary of Major Parameters of Pump-turbine, Generator-Motor .....	12-5
Table 12.1.3-1	地形・地質調査 (1) 調査数量一覧表.....	12-6
Table 12.1.3-2	地形・地質調査 (2) 調査数量一覧表.....	12-6
Table 12.1.4-1	Maha 3 計画概算工事費 .....	12-9
Table 12.1.4-2	Maha 3 計画概算工事費 (可変速 1 台) .....	12-9
Table 12.1.5-1	Results of Economic Sensitivity Analysis .....	12-13
Table 12.1.5-2	Results of Financial Sensitivity Analysis.....	12-14
Table 12.1.7-1	Ranking Summary of Options .....	12-18
Table 12.1.7-2	各地点のスコアおよびランキング結果.....	12-20

## 図リスト

Figure 1.3.1-1	作業内容とアウトプット .....	1-4
Figure 2.1.1-1	Sri Lanka: Share of Electricity Generation (1993-2012).....	2-1
Figure 2.1.1-2	Sri Lanka: Electricity Generation and Sales (2002-2013) .....	2-2
Figure 2.1.1-3	Sri Lanka: Electricity Sales and GDP Growth Rate (2002-2013).....	2-2
Figure 2.1.1-4	Sri Lanka: Maximum Electricity Demand (2002-2013).....	2-3
Figure 2.1.1-5	Sri Lanka: Load Factor (2002-2012) .....	2-3
Figure 2.1.3-1	Institutional Framework of Electricity Industry in Sri Lanka.....	2-5
Figure 2.2-1	Project Approval and Implementation Process for Foreign Sovereign Offer .....	2-8
Figure 3.1.1-1	販売電力量と最大電力実績 .....	3-1
Figure 3.1.2-1	地域毎の電化率 .....	3-2
Figure 3.1.3-1	顧客カテゴリー別消費電力量の実績 .....	3-2
Figure 3.1.4-1	送配電ロス率実績 .....	3-3
Figure 3.1.6-1	過去の最大電力発生日の日負荷曲線 .....	3-4
Figure 3.1.6-2	2011 年最大電力発生時の日負荷曲線.....	3-4
Figure 3.1.6-3	コロンボ地区での日負荷曲線 (2011 年) .....	3-5
Figure 3.1.6-4	全国とコロンボ地区の日負荷曲線比較 (2011 年ピーク発生日) .....	3-6
Figure 3.2.1-1	GDP 伸び率と電力需要伸び率の想定値.....	3-7
Figure 3.2.1-2	GDP 弾性値 .....	3-7
Figure 3.3.3-1	電力需要想定 (GWh) .....	3-10
Figure 3.3.3-2	LTGEP2013-32 想定と 2010 想定 .....	3-11
Figure 3.3.3-3	LTGEP2013-32 と前回 2010 年の最大電力想定 .....	3-11
Figure 4.1-1	Generation Capacity and Peak Load.....	4-2

Figure 4.2-1	Composition of Power Generation in 2013 .....	4-3
Figure 4.2-2	Daily Load Curve on May 20, 2011 .....	4-4
Figure 4.2-3	Daily Load Curve on November 16, 2011 .....	4-5
Figure 4.3-1	Daily Load Curve Model in 2025 .....	4-6
Figure 4.4-1	Composition of Power Generation in 2025 .....	4-7
Figure 5.1.2-1	Current Problem of Power System in Sri Lanka.....	5-4
Figure 5.2.2-1	Power System for Metropolitan Area .....	5-7
Figure 5.2.3-1	Difference of Power System due to Installation of Puttalam in 2013 and 2022 .....	5-8
Figure 5.2.3-2	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Sampoor .....	5-9
Figure 5.2.3-3	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Ambalangoda .....	5-10
Figure 5.2.4-1	India - Sri Lanka Interconnection .....	5-11
Figure 6.1.1-1	スリランカの年平均降雨量 .....	6-2
Figure 6.1.2-1	スリランカの植生図 .....	6-3
Figure 6.1.2-2	「Western Ghats & Sri Lanka」生物多様性ホットスポット.....	6-4
Figure 6.1.2-3	スリランカの重要野鳥生息地 (IBAs) .....	6-5
Figure 6.1.4-1	スリランカのラムサール条約登録湿地 (●) と生物圏保護区 (★) .....	6-16
Figure 6.1.5-1	平均人口増加率 1871-2012.....	6-20
Figure 6.1.5-2	地方行政サービス機関と地方議会 .....	6-22
Figure 6.1.5-3	行政区分図 .....	6-23
Figure 6.1.5-4	セクター別 (農業、工業及びサービス) 労働人口(1992-2011).....	6-26
Figure 6.2.2-1	EIA 手続きフロー.....	6-40
Figure 6.3.1-1	開発プロジェクトと環境評価の流れ .....	6-53
Figure 6.3.2-1	複数の電源からもっとも適した電源を選定するための2回のスクリー ニング .....	6-54
Figure 7.1-1	調査の各段階と SHM との関係.....	7-1
Figure 7.2.3-1	Jayasekera 氏 (副総括マネージャー、CEB : 上左) による開会の辞と 質 疑応答 (上右、下) .....	7-7
Figure 7.3.2-1	Loggal 候補地の村の関係者へのインタビュー .....	7-10
Figure 7.3.2-2	Halgran 候補地の村と郡 (Walapane 郡) の関係者へのインタビュー .....	7-10
Figure 7.3.2-3	Maha 候補地の村の関係者へのインタビュー .....	7-10
Figure 7.3.3-1	JICA 本部からのメッセージ (小笠原氏 : 左上)、JICA 調査団総括 (萩 原氏) の発表 (右上)、質疑応答 (下) .....	7-15
Figure 7.4.2-1	CEB からの開会の辞 (Kamani 氏 : 左上)、JICA 本部からのメッセージ (渡邊氏 : 右上)、JICA 調査団の発表 (左下)、質疑応答での Withanage 氏 (Center for Environmental Justice : 右下) .....	7-17
Figure 8.3.3-1	Annual Cost of Generation .....	8-16
Figure 8.3.3-2	Annual Cost of Generation of Options .....	8-18
Figure 8.3.3-3	Specific Cost of Generation of Options .....	8-18
Figure 8.5.3-1	Annual Cost of Generation of Options (Case-1).....	8-22
Figure 8.5.3-2	Specific Cost of Generation of Options (Case-1) .....	8-22

Figure 8.5.3-3	Annual Cost of Generation of Options (Case-2).....	8-23
Figure 8.5.3-4	Specific Cost of Generation of Options (Case-2) .....	8-23
Figure 9.1.2-1	ラムサール条約登録湿地 (●)、生物圏保護区 (★) と候補地 (■) .....	9-2
Figure 9.1.2-2	IBA (数字) と候補地 (■) .....	9-3
Figure 9.2.1-1	Digrammatic section of Sri Lanka from west to east. Showing 4 peneplains.....	9-5
Figure 9.2.2-1	Lithological structure of Sri Lanka.....	9-6
Figure 9.2.2-2	Geology of Sri Lanka.....	9-7
Figure 9.2.3-1	Seismicity map of Sri Lanka.....	9-9
Figure 9.2.3-2	Seismic acceleration map around Sri Lanka.....	9-10
Figure 9.3.1-1	Averaged mean monthly temperature 1961-1990 (°C).....	9-15
Figure 9.3.1-2	Average monthly rainfalls 1961-1990 (mm).....	9-16
Figure 9.3.1-3	Rain Fall Climate Zone in Sri Lanka.....	9-16
Figure 9.3.2-1	Location of Candidate Sites and Hydrological Gauging Station .....	9-17
Figure 9.3.3-1	Average Monthly Rainfalls (1981-2010).....	9-19
Figure 9.3.3-2	Average Monthly Temperatures (1981-2010).....	9-19
Figure 9.3.3-3	Average Monthly Evapolutions (1981-2010).....	9-20
Figure 9.3.3-4	Average Monthly Wind Speed (1981-2010) .....	9-20
Figure 9.3.4-1	Probable Flood Analysis .....	9-21
Figure 9.3.4-2	Specific Flood Discharge Curve .....	9-29
Figure 9.3.4-3	Rain gauging stations near Halgran sites.....	9-29
Figure 9.3.4-4	Rain gauging stations near Maha sites.....	9-30
Figure 9.3.4-5	Rain gauging stations near Loggal sites.....	9-30
Figure 9.4.1-1	揚水発電計画立案フロー .....	9-34
Figure 9.4.3-1	ポンプ水車製作実績 .....	9-37
Figure 9.4.3-2	フランシス水車ランナーの形状 .....	9-38
Figure 9.4.3-3	高落差ポンプ水車ランナーの製作限界.....	9-38
Figure 9.4.3-4	ポンプ水車比速度 $N_s$ 実績.....	9-39
Figure 9.4.3-5	ポンプ比速度・落差の実績相関図 ( $K < 4,300$ ) .....	9-39
Figure 9.4.3-6	出力比速度曲線 .....	9-40
Figure 9.5.1-1	Kiriketi 1 地点へのアクセスルート .....	9-49
Figure 9.5.2-1	Kiriketi 2 地点へのアクセスルート .....	9-57
Figure 9.5.3-1	Maussakelle A 地点へのアクセスルート.....	9-65
Figure 9.5.4-1	Mausakelle B 地点へのアクセスルート .....	9-70
Figure 9.5.5-1	Halgran 1 地点へのアクセスルート.....	9-78
Figure 9.5.6-1	Halgran 2 地点へのアクセスルート.....	9-84
Figure 9.5.7-1	Halgran 3 地点へのアクセスルート.....	9-92
Figure 9.5.8-1	Halgran 4 地点へのアクセスルート.....	9-98
Figure 9.5.9-1	Maha 1 地点へのアクセスルート .....	9-106
Figure 9.5.10-1	Maha 2 地点へのアクセスルート .....	9-111
Figure 9.5.11-1	Loggal 地点へのアクセスルート .....	9-119

Figure 10.2.3-1	揚水発電計画見直しフロー .....	10-4
Figure 10.2.5-1	既設送電線への接続方法 .....	10-7
Figure 10.2.6-1	揚水発電所の送電系統 .....	10-11
Figure 10.3.2-1	Halgran 3 既往地質図による地質状況 (1:100,000).....	10-15
Figure 10.3.2-2	Halgran 3 地表地質調査結果 (1:10,000).....	10-16
Figure 10.3.2-3	Halgran 3 上池ダム軸地質断面 (1:10,000).....	10-19
Figure 10.3.2-4	Halgran 3 水路地質断面 (1:10,000).....	10-20
Figure 10.3.2-5	Halgran 3 下池ダム軸地質断面 (1:10,000).....	10-20
Figure 10.3.4-1	Connection Points from “Halgran”.....	10-22
Figure 10.3.4-2	Transmission Line Route Plan from “Halgran” .....	10-23
Figure 10.3.4-3	Layout of Kotmale PS Switchyard .....	10-25
Figure 10.3.4-4	Single Line Diagram of Kotmale PS Switchyard .....	10-26
Figure 10.3.4-5	Population density and their growth rate along the route .....	10-30
Figure 10.3.5-1	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、Kotmale 接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-33
Figure 10.3.5-2	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-35
Figure 10.3.5-3	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、Kotmale 接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-37
Figure 10.3.5-4	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-39
Figure 10.3.5-5	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、Kotmale 接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-41
Figure 10.3.5-6	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、 $\pi$ 分岐接続、Halgran 単機容量 200MW).....	10-43
Figure 10.3.5-7	Halgran PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-47
Figure 10.3.5-8	Halgran PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-47
Figure 10.3.5-9	Halgran PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-48
Figure 10.3.5-10	Halgran PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-48
Figure 10.3.5-11	Halgran PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-49
Figure 10.3.5-12	Halgran PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-49
Figure 10.3.5-13	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-50
Figure 10.3.5-14	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-50
Figure 10.3.5-15	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-51
Figure 10.3.5-16	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-51
Figure 10.3.5-17	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-52
Figure 10.3.5-18	Halgran PSPP 発電機 1 台脱落.....	10-52
Figure 10.3.7-1	Forests at Halgran 3 Upper.....	10-54
Figure 10.3.7-2	Forests at Halgran 3 Lower.....	10-58



Figure 10.3.8-1	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Halgran Upper .....	10-62
Figure 10.3.8-2	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Halgran 3 Lower.....	10-64
Figure 10.4.2-1	Maha2 既往地質図による地質状況 (1:100,000).....	10-66
Figure 10.4.2-2	Maha 2 地表地質調査結果 (1:10,000).....	10-67
Figure 10.4.2-3	Maha 2 上池ダム軸断面 (1:10,000).....	10-70
Figure 10.4.2-4	Maha 2 水路地質断面 (1:10,000).....	10-70
Figure 10.4.2-5	Maha 2 下池ダム地質断面 (1:10,000).....	10-71
Figure 10.4.4-1	Connection Points from “Maha”.....	10-72
Figure 10.4.4-2	Transmission Line Route Plan from “Maha”.....	10-73
Figure 10.4.4-3	Population density and their growth rate along the route .....	10-76
Figure 10.4.5-1	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、Kotmale 接続、Maha 単機容量 200MW).....	10-79
Figure 10.4.5-2	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、Kotmale 接続、Maha 単機容量 150MW).....	10-81
Figure 10.4.5-3	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 200MW) .....	10-83
Figure 10.4.5-4	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 150MW) .....	10-85
Figure 10.4.5-5	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、Kotmale 接続、Maha 単機容量 200MW).....	10-87
Figure 10.4.5-6	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、Kotmale 接続、Maha 単機容量 150MW).....	10-89
Figure 10.4.5-7	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 200MW) .....	10-91
Figure 10.4.5-8	潮流図 (2025 年乾季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 150MW) .....	10-93
Figure 10.4.5-9	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、Kotmale 接続、Maha 単機容量 200MW).....	10-95
Figure 10.4.5-10	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、Kotmale 接続、Maha 単機容量 150MW).....	10-97
Figure 10.4.5-11	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 200MW) .....	10-99
Figure 10.4.5-12	潮流図 (2025 年オフピーク、揚水、 $\pi$ 分岐接続、Maha 単機容量 150MW) .....	10-101
Figure 10.4.5-13	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断.....	10-105
Figure 10.4.5-14	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断.....	10-105
Figure 10.4.5-15	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断.....	10-106
Figure 10.4.5-16	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断.....	10-106

Figure 10.4.5-17	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-107
Figure 10.4.5-18	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-107
Figure 10.4.5-19	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-108
Figure 10.4.5-20	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-108
Figure 10.4.5-21	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-109
Figure 10.4.5-22	Maha PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-109
Figure 10.4.5-23	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-110
Figure 10.4.5-24	Maha PSPP – Kirindiwela 三相地絡故障再閉路最終遮断 .....	10-110
Figure 10.4.5-25	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-111
Figure 10.4.5-26	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-111
Figure 10.4.5-27	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-112
Figure 10.4.5-28	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-112
Figure 10.4.5-29	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-113
Figure 10.4.5-30	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-113
Figure 10.4.5-31	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-114
Figure 10.4.5-32	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-114
Figure 10.4.5-33	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-115
Figure 10.4.5-34	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-115
Figure 10.4.5-35	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-116
Figure 10.4.5-36	Maha PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落 .....	10-116
Figure 10.4.7-1	Forests at Maha Lower .....	10-120
Figure 10.4.8-1	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Maha 2 Upper .....	10-124
Figure 10.4.8-2	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Maha Lower .....	10-126
Figure 10.5.2-1	Maha3 既往地質図による地質状況 (1:100,000) .....	10-127
Figure 10.5.2-2	Maha 3 地表地質調査結果 (1:10,000) .....	10-128
Figure 10.5.2-3	Maha 3 上池ダム軸地質断面 (1:10,000) .....	10-130
Figure 10.5.2-4	Maha 3 水路地質断面 (1:10,000) .....	10-130
Figure 10.5.7-1	Forests at Maha 3 Upper .....	10-132
Figure 10.5.8-1	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Maha 3 Upper .....	10-136
Figure 10.6.4-1	Connection Points from “Loggal” .....	10-138
Figure 10.6.4-2	Transmission Line Route Plan from “Loggal” .....	10-139
Figure 10.6.4-3	Population density and their growth rate along the route .....	10-143
Figure 10.6.5-1	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、Kotmale 接続、Loggal 単機容量 200MW) .....	10-147
Figure 10.6.5-2	潮流図 (2025 年雨季ピーク、発電、Kotmale 接続、Loggal 単機容量 150MW) .....	10-149

Figure 10.6.5-3	潮流図 (2025年雨季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量200MW)	10-151
Figure 10.6.5-4	潮流図 (2025年雨季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量150MW)	10-153
Figure 10.6.5-5	潮流図 (2025年乾季ピーク、発電、Kotmale 接続、Loggal 単機容量200MW)	10-155
Figure 10.6.5-6	潮流図 (2025年乾季ピーク、発電、Kotmale 接続、Loggal 単機容量150MW)	10-157
Figure 10.6.5-7	潮流図 (2025年乾季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量200MW)	10-159
Figure 10.6.5-8	潮流図 (2025年乾季ピーク、発電、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量150MW)	10-161
Figure 10.6.5-9	潮流図 (2025年オフピーク、揚水、Kotmale 接続、Loggal 単機容量200MW)	10-163
Figure 10.6.5-10	潮流図 (2025年オフピーク、揚水、Kotmale 接続、Loggal 単機容量150MW)	10-165
Figure 10.6.5-11	潮流図 (2025年オフピーク、揚水、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量200MW)	10-167
Figure 10.6.5-12	潮流図 (2025年オフピーク、揚水、 $\pi$ 分岐接続、Loggal 単機容量150MW)	10-169
Figure 10.6.5-13	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-173
Figure 10.6.5-14	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-173
Figure 10.6.5-15	Loggal PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-174
Figure 10.6.5-16	Loggal PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-174
Figure 10.6.5-17	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-175
Figure 10.6.5-18	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-175
Figure 10.6.5-19	Loggal PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-176
Figure 10.6.5-20	Loggal PSPP – New Polpitiya 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-176
Figure 10.6.5-21	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-177
Figure 10.6.5-22	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-177
Figure 10.6.5-23	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-178
Figure 10.6.5-24	Loggal PSPP – Kotmale 三相地絡故障再閉路最終遮断	10-178
Figure 10.6.5-25	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-179
Figure 10.6.5-26	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-179
Figure 10.6.5-27	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-180
Figure 10.6.5-28	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-180
Figure 10.6.5-29	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-181
Figure 10.6.5-30	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-181
Figure 10.6.5-31	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-182
Figure 10.6.5-32	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落	10-182

---

Figure 10.6.5-33	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落.....	10-183
Figure 10.6.5-34	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落.....	10-183
Figure 10.6.5-35	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落.....	10-184
Figure 10.6.5-36	Loggal PSPP 発電機 (1 ユニット) 脱落.....	10-184
Figure 10.6.7-1	Forests at Loggal Upper.....	10-186
Figure 10.6.7-2	Forests at Loggal Lower .....	10-189
Figure 10.6.8-1	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Loggal Upper.....	10-194
Figure 10.6.8-2	Land use pattern and locations of houses of the inundated area the Buffer Zone of Loggal Lower .....	10-196
Figure 11.1.4-1	Utilization Rate of PSPP in OECD Countries (2012).....	11-6
Figure 12.1.2-1	Maha 3 計画位置図 .....	12-2
Figure 12.1.2-2	揚水発電計画見直しフロー .....	12-3
Figure 12.1.4-1	Maha 3 揚水発電所建設工事概略工程 .....	12-11
Figure 12.1.6-1	タービン効率特性 .....	12-16
Figure 12.2.1-1	Draft Overall Implementation Schedule of Development of PSPP in Sri Lanka.....	12-24
Figure 12.2.2-1	等価ピーク計測時間と建設費および EIRR の関係.....	12-29

## 略 語 表

略 語	英文正式名称	日本語訳
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ADCC	Auto Diesel Combined Cycle	軽油を燃料とする複合発電
ADGC	Auto Diesel Gas Turbine	軽油を燃料とするガスタービン
AMI	Advanced Metering Infrastructure	(広義の)スマートメーター：メーターやそれに接続された通信網などを含む電力消費データ取得に関連する基盤技術
BOD	Biochemical Oxygen Demand	生物化学的酸素要求量
BOI	Board of Investment	投資庁
C/P	Counterpart	相手方
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	Hexafluoroethane	六フッ化エタン
CEA	Central Environment Authority	中央環境庁
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
CF <sub>4</sub>	Carbon Tetrafluoride	四フッ化炭素
CFL	Compact Fluorescent Lamp	電球型蛍光灯
CFL	Compact Fluorescent Lamp	コンパクト蛍光ランプ
CH <sub>4</sub>	Methane	メタン
CO	Carbon Monoxide	一酸化炭素
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COD	Chemical Oxygen Demand	科学的酸素要求量
CPC	Ceylon Petroleum Corporation	スリランカ国営石油会社
CR	Critically Endangered	(絶滅危惧種 IA 類)
CST	Coal Steam Thermal	石炭火力発電
DFR	Draft Final Report	最終レポート案
DG	Director General	長官
DGM	Deputy General Manager	副社長
DO	Dissolved Oxygen	溶存酸素量
DSM	Demand Side Management	電力需要管理
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ELT	Economic Life Time	耐用年
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EN	Endangered	(絶滅危惧種 IB 類)
ENEPEP	Energy and Power Evaluation Program	電力評価プログラム
EPL	Environmental Protection License	環境保護ライセンス
EPZZ	Export Processing Zones	輸出加工区
EW	Extinct in the Wild	野生絶滅
EX	Extinct	絶滅
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
FAC	Fuel Adjustment Charge	燃料調整費
FAO	Food and Agricultural Organization	国際連合食料農業機関
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FOB	Free on Board	本線渡し
GBM	Geological Survey and Mines Bureau	地質鉱山省

略語	英文正式名称	日本語訳
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GMT	Greenwich Mean Time	グリニッジ標準時
GN	Grama Niladari	村（行政最小単位）
GSHAP	Global Seismic Hazard Assessment Program	世界地震ハザード評価プログラム
GTW	Gas Turbine World	ガスタービン専門雑誌
HC	Highland Complex	Highland コンプレックス
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IAS	Invasive Alien Species	侵略的外来種
IBAs	Important Bird Areas	鳥類重要生息地
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Evaluation	初期環境影響評価
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KC	Kadugannawa Complex	Kadugannawa コンプレックス
LAA	Land Acquisition Act	用地取得法
LC	Least Concern	（正式訳なし。非危惧種）
LCLTGEP	Least Cost Long Term Generation Expansion Plan	最少費用長期電源開発計画
LECO	Lanka Electricity Company	ランカ電気会社（配電会社）
LED	Light Emitting Diode	発光ダイオード
LKR	Lanka Rupee	スリランカの通貨単位（ルピー）
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
LNG IGCC	LNG Integrated Gas Combined Cycle PP	LNG 統合ガス・コンバインド・サイクル発電所
LOLP	Loss of Load Probability	供給信頼度
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan	長期電源開発計画
LTTDP	Long Term Transmission Development Plan	長期送電線拡充計画(系統計画)
LTTE	Liberation Tigers of Tamil Eelam	タミル・イーラム開放の虎
MAB	Man and the Biosphere	人間と生物圏
MOPE	Ministry of Power and Energy	電力エネルギー省
MOU	Memorandum of Understandings	覚書
MPN	Most Probable Number	最確数
N/A	not applicable	適用外
N <sub>2</sub> O	Dinitrogen Monoxide	一酸化二窒素
NBRO	National Building Research Organization	国家建設物調査機関
NCSDP	National Committee on Seismic Design Parameters	NCSDP
NEA	National Environmental Act	国家環境法
NGO	Non-governmental Organization	民間団体
NIRP	National Involuntary Resettlement Policy	国家住民移転政策
NO <sub>2</sub>	Nitrogen Dioxide	二酸化窒素
NO <sub>3</sub> -N	Nitrate Nitrogen	硝酸態窒素

略語	英文正式名称	日本語訳
NTFPs	Non-timber forest products	非木材森林産物
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
PAA	Project Approving Agency	事業承認機関
PD	Project Director	プロジェクトディレクター
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インドで主に送電事業を行う特殊法人
PI	Preliminary Information	初期概要情報
PM10	Particulate Matter 10	微小粒子状物質 10 マイクロメートル以下
PM2.5	Particulate Matter 2.5	微小粒子状物質 2.5 マイクロメートル以下
PO4-P	Phosphate Phosphorous	リン酸態リン
PP	Power Plant	発電所
PP	Project Proponent	プロジェクト実施主体
PPA	Power Purchase Agreement	買電契約
PS	Power Station	発電所
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PUCSL	Public Utilities Commission of Sri Lanka	公益サービス規制委員会
QC	Wanni Complex	Wanni コンプレックス
Rs	Rupee	スリランカの通貨単位 (ルピー)
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SEA	Sustainable Energy Authority	持続可能エネルギー局
SFC	Static Frequency Converter	発電電動機始動装置
SHM	Stakeholders Meeting	利害関係者会議
SLS	Sri Lanka Standard	スリランカ水質基準
SLSC	Standard Least-Squares Criterion	標準最小二乗基準
SO	Sulfur Dioxide	二酸化硫黄
SPPA	Standard Power Purchase Agreement	標準売電契約
SS	Sub-Station	変電所
SYSIM	System Simulation Package	水力発電解析用プログラム
T/L	Transmission Line	送電線
TEC	Technical Evaluation Committee	技術評価委員会
TOR	Terms of Reference	委託事項
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization	国際連合教育科学文化機関
USD	United States Dollar	米ドル
VC	Vijayan Complex	Vijayan コンプレックス
VU	Vulnerable	(絶滅危惧種 II 類)
WEPA	Water Environment Partnership in Asia	アジア水環境パートナーシップ
WHO	World Health Organization	世界保健機構

# 第 1 章

## 序 論



## 目 次

### 第1章 序論

1.1	本件調査に至るまでの経緯 .....	1-1
1.2	本件調査の目的、スコープ .....	1-2
1.3	調査計画 .....	1-4
1.3.1	調査の流れ.....	1-4
1.3.2	調査スケジュール.....	1-5
1.4	調査団 .....	1-6
1.5	カウンターパート .....	1-7
1.6	収集資料リスト .....	1-8

## 表リスト

Table 1.1-1	Annual Variation of Economic Indicator of Sri Lanka .....	1-1
Table 1.1-2	Annual Variation of Power Demand and Supply .....	1-1
Table 1.3.2-1	調査スケジュール .....	1-5
Table 1.4-1	業務従事者の分担業務内容 .....	1-6
Table 1.5-1	カウンターパート構成 .....	1-7

## 図リスト

Figure 1.3.1-1	作業内容とアウトプット .....	1-4
----------------	-------------------	-----

## 第1章 序論

### 1.1 本件調査に至るまでの経緯

スリランカ経済の推移を Table 1.1-1 に示す。2008 年に米国のリーマンショックに端を発した世界的な金融危機と、それに続く世界経済の低迷により 2009 年の GDP 成長率は 3.5%程度まで減少したものの、2009 年後半以降は、内戦終結に伴う復興需要により鉱工業と運輸・通信業が急速に回復し、観光業も盛況となり、2010 年、2011 年において、GDP 実質成長率はそれぞれ 8.0%、8.2%を達成した。2012 年ではその後半に発生した異常渇水による計画停電等生産活動への影響があったものの堅調な推移を見せ、リーマンショック以前のレベルの成長率 6.3%を示し、2013 年には成長率 7.3%と高い水準に復帰している。

**Table 1.1-1 Annual Variation of Economic Indicator of Sri Lanka**

	units	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mid-Year Population	thousand	20,039	20,217	20,450	20,653	20,869	20,328	20,483
Growth of Population	%	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8
GDP at market price	billion Rs.	3,579	4,411	4,835	5,604	6,544	7,579	8,674
GDP per Capita	Rs.	178,845	218,167	236,445	271,346	313,576	372,814	423,467
Exchange Rate	Rs./USD	110.62	108.33	114.94	113.06	110.57	127.60	129.11
GDP per Capita	USD	1,617	2,014	2,057	2,400	2,836	2,922	3,280
GDP Real Growth	%	6.8	6.0	3.5	8.0	8.2	6.3	7.3

(出典：Annual Report 2013, Central Bank of Sri Lanka)

スリランカにおける電力需給状況の推移を Table 1.1-2 に示す。

**Table 1.1-2 Annual Variation of Power Demand and Supply**

Year	Generation (GWh)	Growth (%)	Demand (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2003	7,612	11.8	6,209	12.8	1,516	6.6
2004	8,043	5.7	6,781	9.2	1,563	3.1
2005	8,769	9.0	7,255	7.0	1,748	11.8
2006	9,389	7.1	7,832	8.0	1,893	8.3
2007	9,814	4.5	8,276	5.7	1,842	-2.7
2008	9,901	0.9	8,417	1.7	1,922	4.3
2009	9,882	-0.2	8,441	0.3	1,868	-2.8
2010	10,714	8.4	9,268	9.8	1,955	4.7
2011	11,528	7.6	10,023	8.1	2,163	10.6
2012	11,801	2.4	10,474	4.5	2,146	-0.8
2013	11,962	1.4	10,621	1.4	2,164	0.8
Ave.		4.6		5.5		3.6

(出典：LTGEP 2013-2032, CEB Statistical Digest 2013)

スリランカの 2011 年の発電電力量は 11,528GWh（発電端、自家発は除く）、販売電力量は 10,023GWh となっており、差は所内用電力と送配電損失である。2012 年は異常渇水に見舞われ、計画停電を余儀なくされたものの、発電電力量は 11,801GWh、販売電力量は 10,474GWh を記録し、その伸び率はそれぞれ 2.4%、4.5%となった。堅調な経済状況を背景に、至近 10 ヶ年（2003 年から 2013 年）の発電電力量の伸びは平均 4.6%、販売電力量の伸びは平均 5.5%となっている。最大電力では、至近 10 ヶ年の伸びは平均 3.6%であるが、2010 年、2011 年、2012 年は 4.7%、10.6%、-0.8%を記録している。2012 年の最大電力量の減少は異常渇水が原因しているものと考えられる。

また、Central Bank of Sri Lanka の Annual Report 2012 によれば、2013 年以降もインフラ開発や観光産業の伸びにより、引き続き 8%程度の GDP 成長率が見込まれている（2014 年：7.8%、2015 年：8.2%）。このような状況下、引き続き電力需要の大幅な伸びが予測されている。

特にスリランカは、電灯需要を主因とした夕方から 22 時ごろまでのピーク電力需要が卓越しており、電化率の向上もピークの先鋭に拍車をかけている。本来、約 40%の発電電力量を占める水力発電所がピーク対応電源としてその機能を発揮すべきところであるが、2012 年で起きた異常渇水でも分かるよう、乾季におけるピーク対応発電能力の低下を補うため、あるいは今後の大幅な導入を予定している再生可能エネルギー電源の出力変動を調整するためにも、セイロン電力庁（Ceylon Electricity Board : CEB）は、国産エネルギーを有効活用したピーク需要対応電源として揚水発電所の開発を検討する方針とし、我が国政府に技術支援を要請した。

これを受けて JICA は詳細計画策定調査を実施し、スリランカ側と協議する中で次の事項の検討が求められていることが明確となった。

- 電源オプションのピーク需要に対する信頼度調査および最適オプションの選定
- ピーク需要に対する電源オプションとしての揚水発電の妥当性
- 再生可能エネルギーの今後の投入拡大への対応のための揚水発電導入の必要性
- ベース電源の石炭火力発電の開発状況を踏まえた適切な揚水発電開発時期
- LNG 活用計画の検討が開始される中、適切なピーク需要対応電源

以上の調査背景に鑑み、ピーク対応電源の調査が妥当であると双方で認識を共有し、調査のタイトルを「The Project for the Development Planning on Optimal Power Generation for Peak Power Demand in Sri Lanka」に変更した。このことにより、スリランカ国の電源として考えられるピーク対応型電源オプションを広く選定し、これらの比較検討により揚水発電システムが最適なピーク対応型電源であることを確認したうえで、揚水発電所調査を進めることとなった。

## 1.2 本件調査の目的、スコープ

本調査は、適切なピーク対応型電源を提唱し、プロジェクトの実現により、絶対的なピーク電力不足や発電量の季節間格差を緩和し、電力の安定供給を通じて、スリランカにおける国民生活の向上や円滑な経済発展と環境管理の調和に資することを目的とする。また、スリランカ政府関係者との共同調査を通じて、ピーク対応型電源の開発に係る技術移転、人材育成を図るものである。

具体的には、2012年にJICAとスリランカ国政府の間で確認された”Record of Discussion on the Project for the Development Planning on Optimal Power Generation for Peak Power Demand in Democratic Socialist Republic of Sri Lanka”に従い、以下を本調査のスコープとする。

- 2013年以降の15～20年間にわたる電力需要予測の妥当性確認を行い、既存電源開発計画と照らし合わせた上で、ピーク対応型電源の必要性を確認する。
- ピーク対応型電源として、揚水発電所やその他の代替電源（ガス・コンバインドサイクル等負荷調整型火力発電所の新設、ピーク対応水力発電所の新設、既設水力発電所のピーク化（増設）、インドとの国際連系線など）の中から、経済性、技術的制約、立地的制約（地理的制約や環境影響など）、電力系統への影響などの関連要素を総合的に調査、検討した上で、最適なピーク対応型電源（複数の組合せも含む）を提案する。
- ピーク対応型電源として揚水発電所が適切であることを確認した上で、これまでCEBが検討してきた地点に、必要があれば、地形図から新たに発掘する地点を加え、揚水発電の候補地点（10カ所程度）をリストアップし、評価基準を作成した上で有力候補地点（3カ所程度）を抽出し、更に環境社会配慮調査や地形地質調査を行った上で最有力候補地点（1カ所）を選定する。

詳細は、1.3 調査計画に記載するとおりである。

1.3 調査計画

1.3.1 調査の流れ

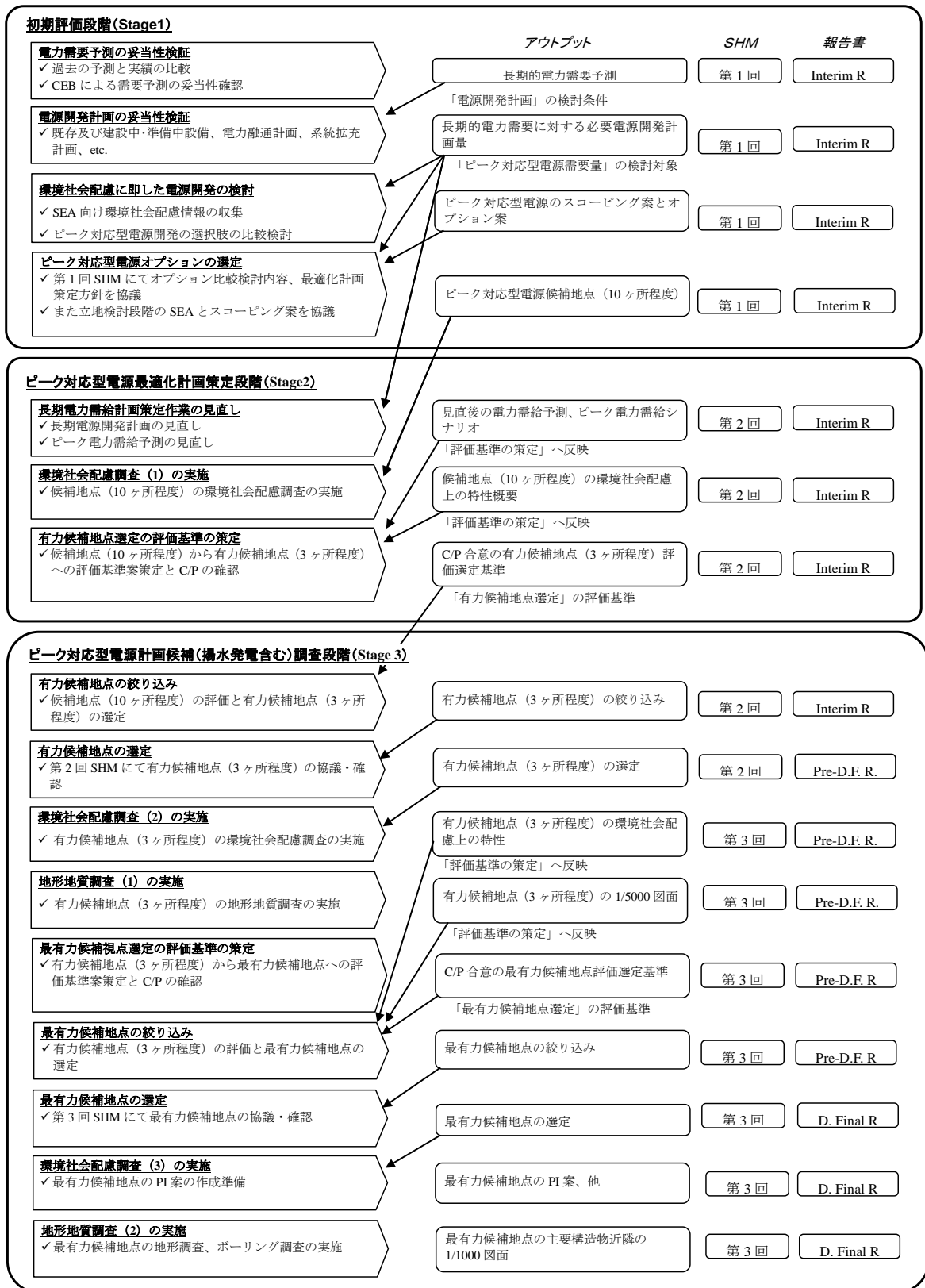


Figure 1.3.1-1 作業内容とアウトプット

1.3.2 調査スケジュール

Table 1.3.2-1 調査スケジュール

作業項目	2012年度			2013年度												2014年度											
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2			
国内準備作業																											
(1) 事前準備及びインセプションレポートの作成	□																										
第1次現地調査																											
(1) インセプションレポートの説明・協議		▲▲																									
(2) 現地セミナーの開催		▲▲																									
(3) 電力セクターのデータの収集・分析		■																									
(4) 電力需要予測の妥当性検証		■																									
(5) 既設電力設備の確認		■																									
(6) 電源開発計画、系統拡充計画の妥当性検証		■																									
(7) 環境社会配慮に係る情報収集と分析		■																									
(8) ピーク対応型電源の選択肢と比較検討		■																									
第1次国内作業																											
(1) 第一回SHM開催準備				□																							
(2) 環境社会配慮調査(1)再委託準備			□																								
第2次現地調査																											
(1) 第一回SHM開催支援とピーク対応型電源の確認					▲																						
(2) 長期電源開発計画の見直し					■																						
(3) ピーク電力需給シナリオ設定および最適化検討					■																						
(4) 環境社会配慮調査(1)の実施 (現地再委託)																											
第2次国内作業																											
(1) 有力候補地点の評価基準の作成										□																	
(2) 本邦研修の実施										□																	
第3次現地調査																											
(1) 評価基準の合意形成																											
(2) 環境社会配慮調査(1)の状況確認																											
第3次国内作業																											
(1) 有力候補3地点の選定準備																											
(2) インテリムレポートの作成																											
第4次現地調査																											
(1) 候補地点の評価と有力候補地点の選定																											
(2) インテリムレポートの確認																											
(3) 第2回SHM開催支援と有力候補地点の確認																											
(4) 環境社会配慮調査(2)の実施 (現地再委託)																											
(5) 地形地質調査(1)の実施 (現地再委託)																											
第4次国内作業																											
(1) 最有力候補地点の評価基準の策定																											
(2) 地形地質調査(1)の検収・分析																											
第5次現地調査																											
(1) JCCでの最有力候補地点の評価基準の合意形成																											
(2) 環境社会配慮調査(2)の状況確認																											
第5次国内作業																											
(1) 最有力候補地点の選定準備																											
(2) プレドラフトファイナルレポート作成																											
第6次現地調査																											
(1) 有力候補地点の評価と最有力候補地点の選定																											
(2) プレドラフトファイナルレポートの説明・協議																											
(3) 第3回SHM開催支援と最有力候補地点の確認																											
(4) 環境社会配慮調査(2)の検収・分析																											
(5) 優先プロジェクトに対するスコーピングおよびEIAのTOR案の作成																											
(6) 地形地質調査(2)の実施 (現地再委託)																											
第6次国内作業																											
(1) ドラフトファイナルレポートの作成																											
第7次現地調査																											
(1) ドラフトファイナルレポートの説明・協議																											
(2) 環境社会配慮調査(3)、地形地質調査(2)の検収																											
第7次国内作業																											
(1) ファイナルレポートの作成																											

凡例： ■ 現地調査期間    ▨ 現地再委託期間    □ 国内作業期間    ▲▲ 報告書等の説明

## 1.4 調査団

本調査の JICA 調査団の構成を以下に示す。

Table 1.4-1 業務従事者の分担業務内容

氏名	担当	業務内容
萩原 克	総括／電源開発計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 業務方針決定と横断的調整</li> <li>- C/P および関係機関への説明・協議・合意</li> <li>- 現地再委託業務の契約</li> <li>- 報告書取りまとめ</li> <li>- 最適ピーク対応型電源の選択</li> <li>- プロジェクト評価基準作成と評価（全電源）</li> <li>- ピーク対応型電源（揚水発電含む）の最適化</li> <li>- 有力候補地点、最有力候補地点の選定</li> <li>- 長期電源開発計画の見直し</li> </ul>
吉野 泰	副総括／水力開発計画／ 水土木 A (計画策定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 総括業務の代行</li> <li>- 技術的事項の総括</li> <li>- ピーク対応型電源（揚水発電含む）の最適化</li> <li>- プロジェクト評価基準作成と評価（揚水発電）</li> <li>- 有力候補地点、最有力候補地点の選定</li> <li>- 概略発電計画の策定</li> </ul>
吉田 秀一 (途中交代) 渡部 浩	水力開発計画／水土木 B (積算)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクト評価基準作成と評価（揚水発電）</li> <li>- 有力候補地点、最有力候補地点の選定</li> <li>- プロジェクト概算事業費（全体、土木工事費）の算定</li> </ul>
原田 円	地形・地質	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクト評価基準作成と評価（揚水発電の地形・地質）</li> <li>- 有力候補地点、最有力候補地点の選定</li> <li>- 現地再委託業務の管理</li> </ul>
松岡 学	水文・気象解析	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクト評価基準作成と評価（揚水発電の水文・気象）</li> <li>- 水文・気象データの解析、妥当性の検証</li> </ul>
横澤 康浩 (途中交代) 古越 仁	系統計画 A (電力需要予測)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 電力需要予測手法の検証</li> <li>- 電力需要予測</li> </ul>
倉知 政英	系統計画 B (系統解析)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 既存電力系統の確認、系統拡充計画の確認・策定</li> <li>- プロジェクトの評価基準作成と評価（系統）</li> <li>- ピーク対応型電源が系統に与える影響の確認</li> <li>- 有力候補地点の系統解析の実施</li> </ul>
木村 武生	送電計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクトの評価基準作成と評価（送電線）</li> <li>- 有力候補地点の送電線ルートの検討</li> <li>- 有力候補地点の概算送電線工事費の算定</li> </ul>
内海 巧三	電気設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>- プロジェクトの評価基準作成と評価（電気設備）</li> <li>- 候補地点、有力候補地点、最有力候補地点の概算電気設備工事費の算定</li> </ul>
井田 八郎	経済財務分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 経済政策、エネルギー政策、電力政策等の確認</li> <li>- CEB の財務状況の確認</li> <li>- 有力候補地点の経済財務分析（試算）の実施</li> <li>- 最有力候補地点の経済財務分析の実施</li> <li>- 資金調達方法の検討</li> </ul>
臼井 俊二	環境社会配慮 A (自然環境／GIS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 候補プロジェクトの環境面からの評価</li> <li>- 有力プロジェクトの環境面からの評価</li> <li>- 情報公開とステークホルダー協議の開催支援</li> <li>- 現地再委託業務の準備・管理</li> </ul>

氏名	担当	業務内容
林 のぶき	環境社会配慮 B (社会影響)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 候補プロジェクトの社会面からの評価</li> <li>- 有力プロジェクトの社会面からの評価</li> <li>- 調査団内、CP および関係機関との間の庶務業務補助</li> <li>- ステークホルダー協議の開催支援</li> <li>- 現地再委託業務の準備・管理</li> </ul>

## 1.5 カウンターパート

本調査は、スリランカでの発電事業を主管するセイロン電力庁（CEB: Ceylon Electricity Board）からの調査協力に基づき実施することとし、CEB を本調査でのカウンターパートとする。カウンターパートの構成を以下に示す。

Table 1.5-1 カウンターパート構成

Name	Position	Assignment for Study
Ms. Kamani Jayasekera	DGM (Tr. & Gen. Planning)	Leader/Power Development Planning
Mr. Buddhika Samarasekera	Chief Engineer (Gen. Planning)	Sub-Leader/ Planning, Transmission Line Engineering
Ms. Thushara de Silva	Chief Engineer (Gen. Development Studies)	Hydrology, Meteorology, Power Demand Forecast, Economical & Financial Analysis
Mr. Rohitha Gunawardena	Head of Environment	Cost Estimation, Environmental & Social Considerations
Dr. H.M. Wijekoon Banda	Chief Engineer (Trans. Planning)	System Analysis
Mr. Lathika Attanayaka	Electric Engineer (Gen. Planning)	Planning, Geography & Geology
Mr. Kelum Niranjan	Civil Engineer (Tr. Design & Environment)	Cost Estimation, Environmental & Social Considerations
Ms. Diyasha Hapuarachchi	Electric Engineer (Gen. Planning)	Hydrology & Meteorology, Economical & Financial Analysis
Mr. Dayan Yasuranga	Electric Engineer (Trans. Design)	Transmission Line Engineering
Mr. Randika Wijekoon	Electric Engineer (Gen. Planning)	Electrical Engineering



## 1.6 収集資料リスト

Chapter	No.	title	source	year
Chapter 2	1	Long term Generation Expansion Plan 2013-2032	Ceylon Electricity Board	2013
	2	Sri Lanka Electricity Act (2009)	Sri Lankan gov.	2009
	3	Sri Lanka Electricity (AMENDMENT) Act	Sri Lankan gov.	2013
	4	National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka	MINISTRY OF POWER AND ENERGY	2008
	5	General Policy Guidelines on the Electricity Industry for the Republic Utilities Commission of Sri Lanka	Sri Lankan gov.	
	6	Tariff Methodology	Public Utilities Commission of Sri Lanka	2011
	7	Consultation Paper on Setting Tariffs for the Period of 2011-2015	Public Utilities Commission of Sri Lanka	2010
	8	performance report of distribution licensees 2012	Public Utilities Commission of Sri Lanka	2013
	9	CEB Annual Report 2012	Ceylon Electricity Board	2013
	10	CEB Annual Report 2011	Ceylon Electricity Board	2012
	11	CEB Financial Statement 2012	Ceylon Electricity Board	2013
	12	Annual Report 2012	Ministry of Finance and Planning, Sri Lanka	2013
	13	Energy Diversification Enhancement Project, Phase IIA Feasibility Study for Introducing LNG to Sri Lanka	JICA	2014
Chapter 5	14	Long Term Transmission Development Plan 2013-2022	Ceylon Electricity Board	2013
	15	monthly peak demand 2011	Ceylon Electricity Board	2011
	16	CEB - generation data 2010 - 2012	Ceylon Electricity Board	2010-12
	17	Annual Report 2011, System Control and Operations	Ceylon Electricity Board	2012
	18	Monthly review, 2012/Dec, System Control and Operations	Ceylon Electricity Board	2013
Chapter 6	19	Environmental Act	CENTRAL ENVIRONMENTAL AUTHORITY	1980
	20	Environmental Guidelines for Road and Rail Development in Sri Lanka	CENTRAL ENVIRONMENTAL AUTHORITY	1997
	21	Environmental Guidelines for Agriculture Sector Projects in Sri Lanka	CENTRAL ENVIRONMENTAL AUTHORITY	1997
	22	Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment (EIA) Process	CENTRAL ENVIRONMENTAL AUTHORITY	2006
	23	Forest management in Sri Lanka Fact sheet No.6	CENTRAL ENVIRONMENTAL AUTHORITY	2004
	24	Sri Lanka Environmental Issues in the Power Sector, Final Report	Economic Consulting Associates Ltd.	2010
	25	Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action	Ministry of Forestry and Environment	1999
	26	Climate Change Secretariat	Ministry of Environment, Sri Lanka	web site
	27	Annual Report 2013	Central Bank of Sri Lanka	2014
	28	FAO Country Profiles: Sri Lanka	Food and Agriculture Organization of the United Nations	web site
	29	Birds of Sri Lanka	Deepal Warakagoda, Carol Inskipp, Tim Inskipp and Richard Grimmett	2012
	30	Conservation International (homepage)	Conservation International	web site
	31	Important Bird Areas in Asia: key sites for conservation	BirdLife International	2004
	32	The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora	Ministry of Environment, Sri Lanka	2012
	33	The IUCN Red List of Threatened Species	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	2013
	34	The National Atlas of Sri Lanka – second edition	Survey Department, Sri Lanka	2007
	35	Progress Report 2011 and Action Plan 2012	Forest Department, Ministry of Environment	2012
	36	Sri Lanka Forestry Outlook Study	Food and Agriculture Organization of the United Nations	2009
	37	Ramsar Convention	ramsar@ramsar.org, etc.	web site
	38	UNESCO World Heritage Centre	UNESCO	web site
	39	UNESCO Biosphere Reserves	UNESCO	web site
	40	Fourth Country Report from Sri Lanka to the United Nations Convention on Biological Diversity	Sri Lankan gov.	2009
	41	Preliminary report-1, Census of Population and Housing 2011	Department of Census and Statistics Sri Lanka	2012
	42	Population & Housing Data 2012	Department of Census and Statistics Sri Lanka	2012
	43	JETRO Annual Report 2012	Japan External Trade Organization (JETRO)	2013
	44	Labour Force Survey Annual report 2011	Department of Census and Statistics Sri Lanka	2012
	45	Sri Lanka Labour Gazette Volume 63 No. 4	Ministry of Labour and Labour Relations	-
	45	The website of Ministry of Education in Sri Lanka	Ministry of Education in Sri Lanka	web site
	46	National Action Plan for Haritha Lanka Programme	Ministry of Environment and Natural Resources,	web site
	47	Mahinda Chintana, 10 year development framework	Sri Lankan gov.	2010
	48	Hand book on multilateral environment agreements 2008	Ministry of Environment & Natural Resources	2008
	49	Land acquisition and implementation of the national involuntary resettlement policy, A guide for public officials on Good practices first print 2013	Sri Lankan gov.	2013
	50	Environmental Norms 2011	Board of Investment of Sri Lanka	2011
	51	Water Environment Partnership in Asia (WEPA)	Water Environment Partnership in Asia (WEPA)	2012

Chapter	No.	title	source	year
Chapter 8	52	Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report	International Energy Agency	2000
Chapter 9	53	An Introduction to Geology of Ceylon	Cooray, P.G	1984
	54	Engineering properties of Sri Lankan rocks	U. de S. Jayawardena	2009
	55	The Global Seismic Hazard Assessment Program	United Nations	1999
	56	1:100,000 Geology maps	Geological Survey and Mines Bureau	varies
	57	1:50,000 Land slide hazard maps	National Building Reserch Organization	varies
	58	Aerophotographs	Survey Department, Sri Lanka	varies
	59	INVESTIGATION OF WATER LEAKAGE MECHANISM IN THE KARSTIC DAM SITE, SAMANALAWEWA, SRI LANKA	L.B. Kamal Laksiri	2007
	60	Development of a risk assessment methodology for landslides in Sri Lanka	Bandara ABEYSINGHE, et., al	2004
	61	Padiyapellella landslide	National Building Research Organization	web site
	62	Mahawewa Landslide	Mohammed NAALIR, Sundayobserver	2011
	63	Seventy landslide-prone areas identified files	Mohammed NAALIR, Sundayobserver	2012
	64	Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station	JICA	2008-09
	65	National Policy on Disaster Management	Ministry of Disaster Management	2013
	66	Geotechnical Disasters in Sri Lanka related to residual soils	Osamu Kusakabe, et., al.	1996
	67	SEISMICITY AROUND SRI LANKA	ICCEE	2011
	68	A new plate boundary near Sri Lanka future geohazard	C.B. Dissanayake, Univ. of Peradeniya	2005
	69	Possible Cause of Recent Earthquakes around Ampara, Sri Lanka	Tissa Munasinghe, et., al.	2013
	70	Kotmale Hydro Power Project - Evaluations Report	Ceylon Electricity Board	1989
	71	Kulale Ganga Hydropower Project FS	Ceylon Electricity Board	1992
	72	Moragolla Hydro Power Project Project Review Report Part 1	Nippon Koei JV	2012
	73	Moragolla Hydropower Project FS	Ceylon Electricity Board	2010
	74	Meteorological Information (Monthly Average Rainfall, Monthly Average Temperature etc.)	Department of Meteorology, etc.	varies
	75	Hydrological Annual 2009-2010 Sri Lanka	Ministry of Irrigation and Water Management	2011
	76	Rain Gauge Stations Functioning District Wise	Department of Meteorology	varies
	77	various information	World Meteorological Organization	varies
	78	Master Plan for the Electricity supply of Sri Lanka	Ceylon Electricity Board	1988
Chapter 11	79	Electricity Information	International Energy Agency	2014
Chapter 12	80	Safeguard Policy Statement	Asian Development Bank	2009

## 第2章

### 電力セクターの概要と セクター開発政策

## 目 次

## 第2章 電力セクターの概要とセクター開発政策

2.1	電力セクターの概要 .....	2-1
2.1.1	電力供給実績 .....	2-1
2.1.2	電力セクター政策 .....	2-4
2.1.3	電力供給実施体制 .....	2-5
2.1.4	電力セクターに対する外国支援 .....	2-6
2.2	発電事業許認可に係る制度 .....	2-6
2.3	電力料金と CEB 財務状況 .....	2-8
2.3.1	電力料金 .....	2-8
2.3.2	CEB 財務状況 .....	2-11
2.4	他のドナーによる支援 .....	2-12

## 表リスト

Table 2.3.1-1	Revisions of Electricity Tariffs 2008 – 2013 .....	2-9
Table 2.3.1-2	Comparison of Category-wise Average Charge 2012/2013 .....	2-10
Table 2.3.2-1	CEB's Financial Performance 2007–2013 .....	2-11
Table 2.3.2-2	Government Support to CEB 2007–2012 .....	2-12

## 図リスト

Figure 2.1.1-1	Sri Lanka: Share of Electricity Generation (1993-2012) .....	2-1
Figure 2.1.1-2	Sri Lanka: Electricity Generation and Sales (2002-2013) .....	2-2
Figure 2.1.1-3	Sri Lanka: Electricity Sales and GDP Growth Rate (2002-2013) .....	2-2
Figure 2.1.1-4	Sri Lanka: Maximum Electricity Demand (2002-2013) .....	2-3
Figure 2.1.1-5	Sri Lanka: Load Factor (2002-2012) .....	2-3
Figure 2.1.3-1	Institutional Framework of Electricity Industry in Sri Lanka .....	2-5
Figure 2.2-1	Project Approval and Implementation Process for Foreign Sovereign Offer .....	2-8

## 第2章 電力セクターの概要とセクター開発政策

### 2.1 電力セクターの概要

#### 2.1.1 電力供給実績

スリランカ経済は、長期間に亘りおおむね安定的に成長しており、それに伴い電力需要も旺盛な伸びを示している。以下、電力需給実績と特徴を述べる。

- スリランカの 2012 年の年間発電電力量は 11,801GWh、販売電力量は 10,474GWh である。また、これら 2003 年～2013 年の至近 10 年間の年平均増加率は、それぞれ 4.6%、5.5% である。
- スリランカで IPP 等民活発電は 1996 年に始まり（当初は発電設備のレンタルや余剰電力の買い取りといった形態）、同年の買電量は 307GWh であった。その後 IPP 発電が発電電力量に占める割合が徐々に増え 2012 年には 5,638GWh（48%）まで増加している。
- 全発電量に占める水力発電の割合（小水力除く）は、2010 年～12 年の 3 年間平均で 34.5% である。1990 年代前半は発電量の 90% 以上が水力発電であったが、過去 20 年間で新規水力発電運開は 2 ヶ所に限られ、電力需要増加分の殆どが CEB の火力及び IPP により賄われている。2012 年は渇水のため水力の発電量（小水力除く）が過去最低の 23.5% まで低下した。石油ベースの火力発電は発電単価が割高のため、電力供給費用を押し上げる要因となっている。

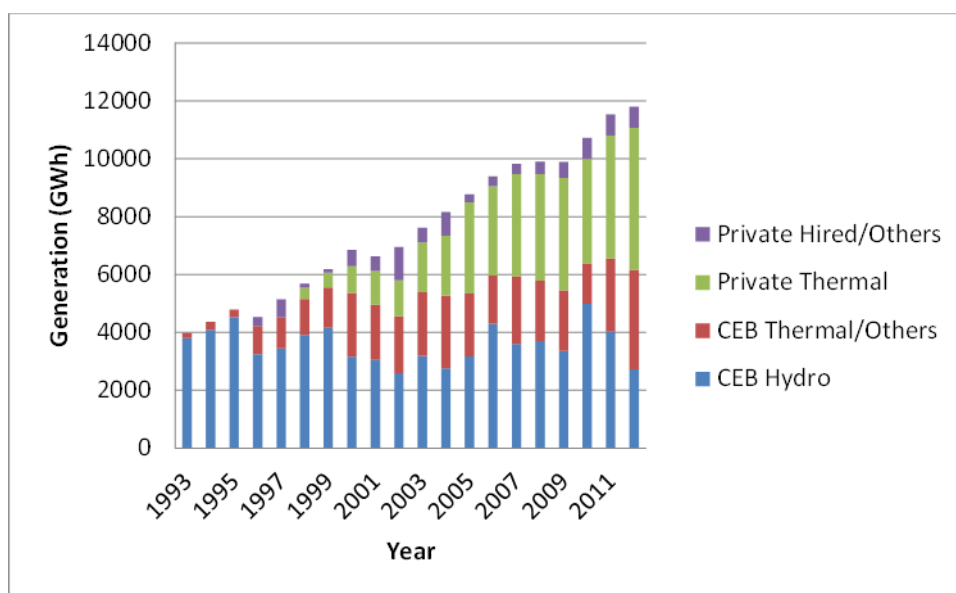


Figure 2.1.1-1 Sri Lanka: Share of Electricity Generation (1993-2012)

- 2011 年 7 月にスリランカで最初の石炭火力発電所（300MW）が運開した。また、2014 年に 2 号機・3 号機（各 300MW）も運開し、これにより発電単価を大きく引き下げることが期待されている。

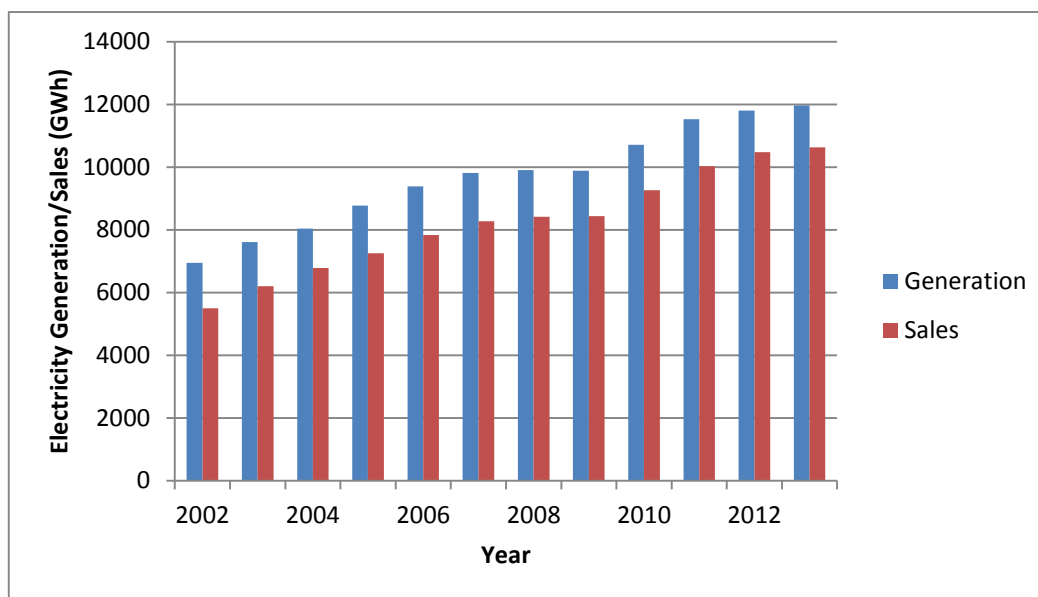


Figure 2.1.1-2 Sri Lanka: Electricity Generation and Sales (2002-2013)

- スリランカの 2002 年～2012 年の経済成長率（GDP 増加率）は年平均 6%程度であり、経済成長率と電力需要増加の趨勢との相関がみられる。

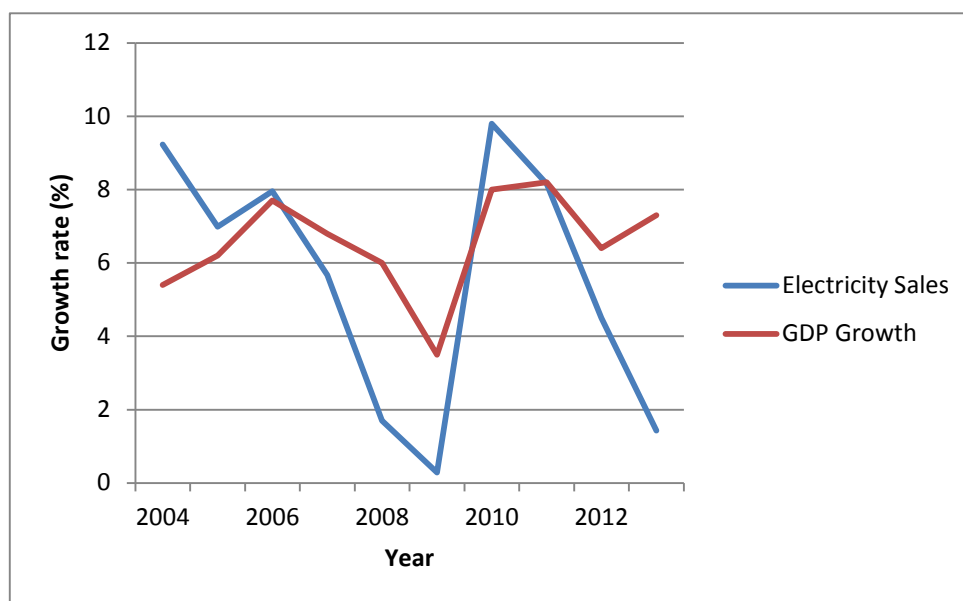


Figure 2.1.1-3 Sri Lanka: Electricity Sales and GDP Growth Rate (2002-2013)

- 2012 年の年間最大電力需要は 2,146MW であった。過去最大は、2011 年 5 月 20 日に記録した 2,163MW である。年間最大電力需要の過去 10 年間（2003～2013）の平均増加率は 3.6% であるが、この増加率は小さくなる傾向にある。負荷率がわずかずつ改善していることと、電力ロス率が下がっていることが、最大電力の増加率を抑制している要因である。

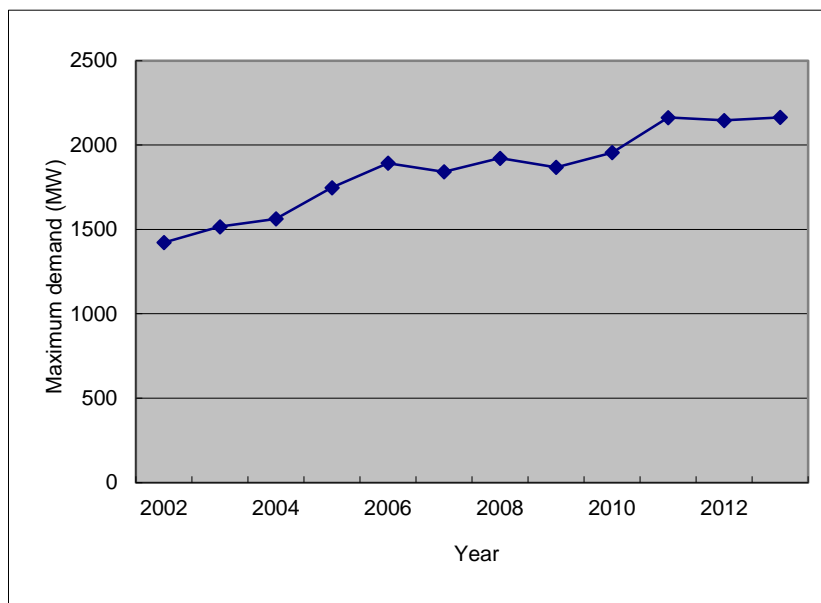


Figure 2.1.1-4 Sri Lanka: Maximum Electricity Demand (2002-2013)

- 家庭電化率は 2003 年に 67%（オフグリッド含む）であったが 2012 年には 94%（同）にまで増え、近隣諸国と比較すると高い電化率である。
- LECO を除く CEB の主要顧客カテゴリー別の電気消費量（2012 年）は、家庭用 39.5%、産業用 36.2%、業務・ホテル用 24.3%である。過去 10 年間の家庭用の割合は 40%前後でほぼ一定、産業用は-5%、その分が概ね業務・ホテル用の増加分となっている。
- Figure 2.1.1-5 は、小水力・風力等の非在来型再生可能エネルギーを除く負荷率（ロードファクター）の推移を示したものである。負荷率は改善の傾向（負荷平準化の傾向）が見られる。但し、負荷率が僅かずつ改善しても、電力需要量の総量や最大電力が増加していることから、ピーク電力とオフピーク電力の差の絶対量は依然として拡大する傾向にある。

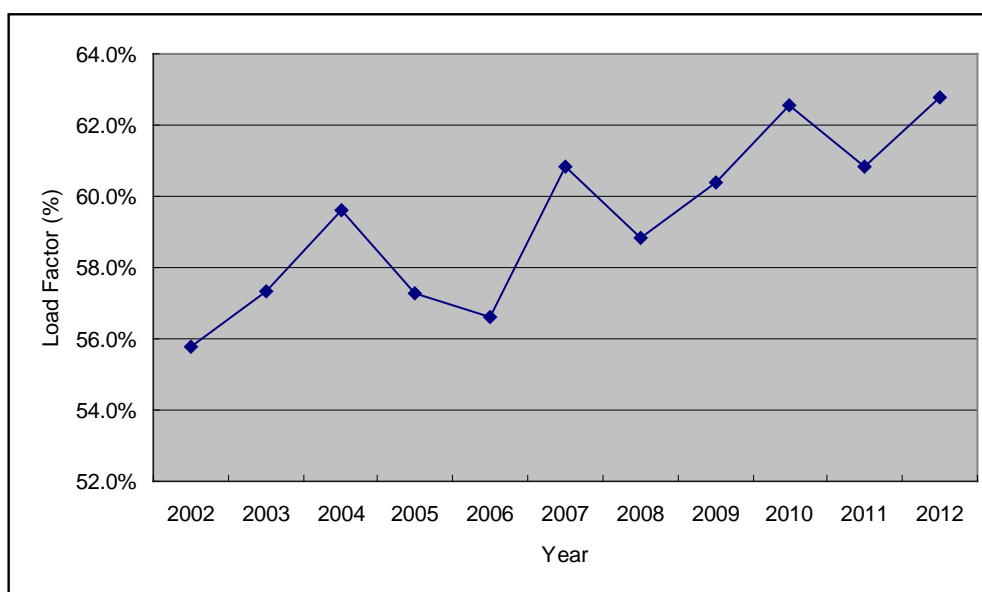


Figure 2.1.1-5 Sri Lanka: Load Factor (2002-2012)

## 2.1.2 電力セクター政策

スリランカの電力セクター開発は、国民の生活福祉向上と経済発展のために不可欠な基礎インフラと位置付けられ、常に高いプライオリティーがおかれてきた。過去何回か電力・エネルギー政策ペーパーが作成されたが、最も包括的且つ具体的に示した文書は電力エネルギー省が作成し2006年5月に閣議承認された『国家エネルギー政策・戦略 (National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka)』である。同ペーパーは、電力セクターを含むエネルギーセクター全般を説明し、基本原則と政策、実施戦略、目標と責任機関から構成される。国会においても議論・承認され、2008年6月に官報により公表された。また、電力セクターの効率性や透明性を高めるために、CEBの発電・送電・配電部門を分離することが明示されている。

国家エネルギー政策・戦略の中で、電力セクター関連の具体的目標として、以下を述べている。

- 家庭電化率の拡大：2010年にグリッド接続電化率80%、オフグリッド電化率6%（達成済）
- ターゲットを絞った補助金提供：サムルディ（スリランカの生活保護プログラム）対象者に限定
- 電力エネルギー源の多様化：石油火力発電の低下（2015年に8%まで減少）、石炭火力発電・再生可能エネルギーの拡大
- 料金制度：費用を反映した料金設定と需要化サイドの管理（DSM）を促す料金体系

この政策と戦略を実施するために2009年にスリランカ電力法（Sri Lanka Electricity Act, No. 20 of 2009）が成立した。同法は、スリランカ電力セクター事業の実施体制・機能分担と実施方法を定めたものである。この電力法の下では、中立的組織であるスリランカ公益事業委員会（PUCSL: Public Utility Commission of Sri Lanka）が許認可権限者（Regulator）として中心的役割を果たす制度になっている。具体的には、事業者に対する事業免許発行、料金承認、技術基準・安全基準策定、消費者保護等の役割を担う。政府の役割については、電力エネルギー省が包括的政策ガイドライン（General Policy Guidelines on the Electricity Industry for the Republic Utilities Commission of Sri Lanka）を策定し、閣議承認を得ることとしている。包括的政策ガイドラインは、持続的経済成長やその地域的バランス・社会的配慮、電源の多様化、適切な料金制度、政府の役割等を考慮しながら策定することと定められている。最初の包括的政策ガイドラインは2009年6月に電力エネルギー省により公表された。PUCSLはこのガイドラインと整合性をとりつつ任務を遂行しなければならない。

なお、国家エネルギー政策・戦略では、CEBを発電・送電・配電（複数社）に分割する方針が示されていたが、2009年の電力法においてはCEBの分社化ではなく、CEBを組織として維持したまま、社内に発電・送電・配電の事業部（Functional Business Unit）を設け、それら事業部の分掌業務に免許を付与する枠組みとした。このため同法では、事業部毎に会計を独立させて各事業固有の費用のみ計上を認めており、透明な費用管理を求めている。



### 2.1.3 電力供給実施体制

上述のとおり、スリランカの電力セクターを管理する体制は 2009 年に大きく変化した。2009 年以前は、政策立案・開発推進と許認可の両方を電力エネルギー省が担っていたが、2009 年のスリランカ電力法の施行により、事業者（発電・送電・配電）への免許交付や電力料金の承認は PUCSL の権限となり、電力エネルギー省の所掌は政策立案とセクター開発の推進や CEB 等の監督などの限定的な役割になった。

電力供給に係る事業者の関係は次の図のとおりである。

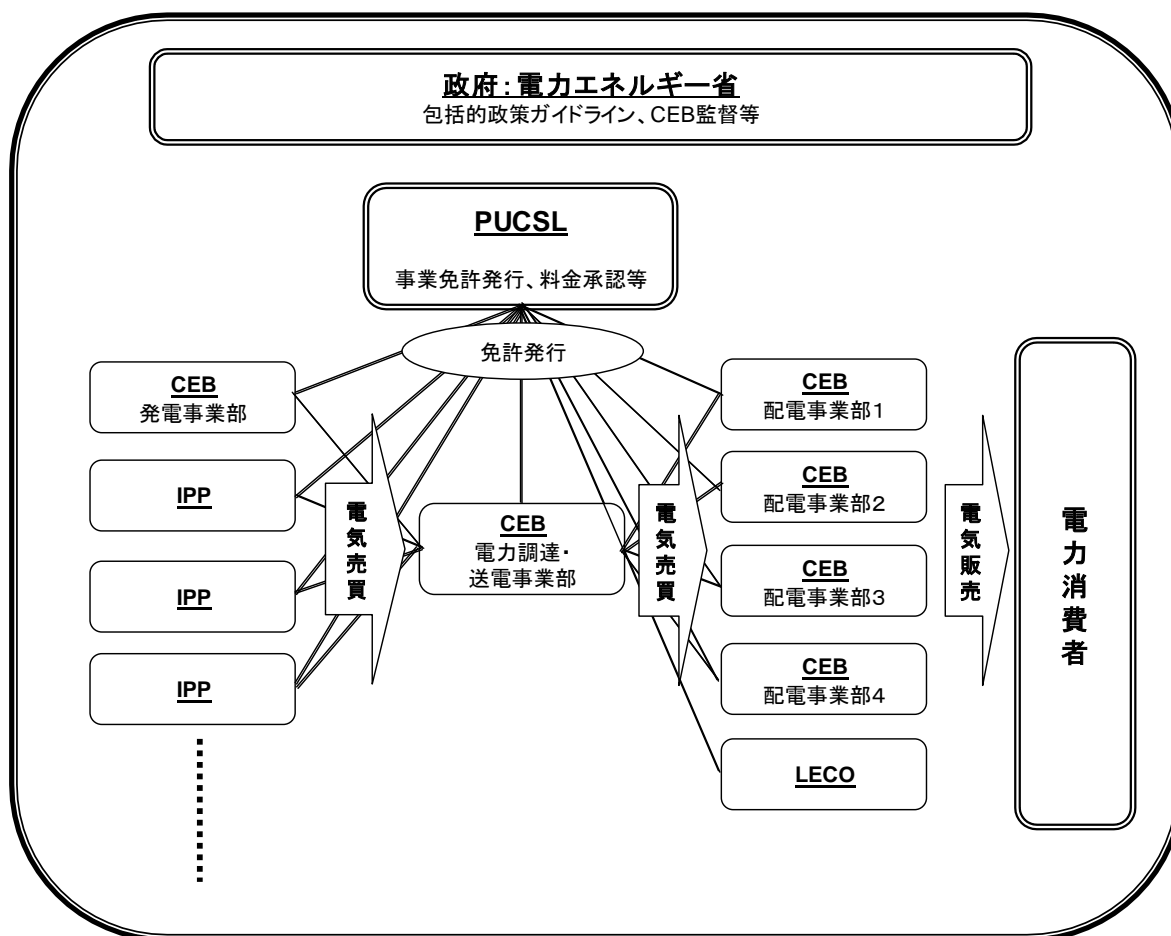


Figure 2.1.3-1 Institutional Framework of Electricity Industry in Sri Lanka

PUCSL が CEB に与える免許は、実質的には分かれた事業部への免許である（発電部門・送電部門に免許を一つずつ、配電は地域ごとに 4 つの免許を受けており、CEB には合計 6 件の免許が PUCSL から交付されている。その他に配電会社である Lanka Electricity Company (LECO) に配電事業免許、IPP は 11 事業にそれぞれ発電事業免許が与えられている。更に、標準 IPP 契約書を使って契約している小規模 IPP（小水力発電、風力発電、バイオマス発電等）が 100 件余りある。これらを合計すると、PUCSL は約 120 件の事業免許を与えていることになる。

## 2.1.4 電力セクターに対する外国支援

スリランカは発電・送電・配電施設整備のほとんどを外国援助に依存している。発電分野の最近の完成案件としては、中国の Norochcholai 石炭火力発電 (300MW×3基)、日本 (JICA 円借款) の Upper Kotmale 水力 (150MW) が大規模な案件である。その他、オーストリアとフランスの輸出金融による Old Laxpana 水力発電修復、JBIC の Ukuwela 水力発電所修復も最近完工した。建設中の発電事業は Broadlands 水力 (35MW、中国)、Uma Oya 水力 (120MW、イラン)、今後着工されるものとして Moragolla 水力 (27MW、ADB) がある。その他、インドの Sampur 石炭火力 (250MW×2基) が契約済みである。また、送電・配電分野は ADB と JICA が継続的且つ大規模に支援をしているほか、農村電化を中国、イラン、スウェーデン等が支援している。

## 2.2 発電事業許認可に係る制度

本調査で検討するピーク需要対応型電源開発事業が遅滞なく実施できるよう、発電事業の許認可手続きについて確認した。

新たな電源開発に関する制度上の手続きには2つの段階がある。一つは長期電源開発計画の策定と承認。もう一つが個別の発電所建設計画とその実施に係る承認である。いずれも CEB の送電事業部門が主体となって進める手続きである。

### (1) スリランカ電力法 (2009年)

これまで長期電源開発計画は、CEB の電源開発の指針として慣習として毎年 CEB が作成・公表していた。その主な目的は将来の電力需要を満たすために開発すべき発電所の規模・運轉時期を特定し、それら発電所建設の妥当性を裏付けることにあった。具体的には、IAEA が開発した WASP IV (Wien Automatic System Planning Package IV) を含む電力評価プログラム (Energy and Power Evaluation Program: ENEPEP) を用いて最適電源開発計画が立案されている。

2009年電力法の下では、長期電源開発計画に関する直接的言及はないが、送電事業者が果たすべき義務として①配電事業者が消費者に安価な電気供給を可能にすること、②電力需要を妥当な範囲で充足すること、が定められている<sup>1</sup>。これを正しく実施するためには最少費用で需要を満たす『長期電源開発計画』の策定が不可欠である。

また、同法では発電所の建設については、PUCSL が定めた調達ガイドラインに従って入札を行い、送電事業者が最少費用の提案者を選定し、その結果について PUCSL の同意を得るとの定めが含まれている。但し、官報に告示されるべき調達ガイドラインは今のところ未策定のままである。この法律を施行するために作成された包括的政策ガイドラインでも、事業者から提出された計画の経済的有効性を PUCSL が独自に確認するとしている<sup>2</sup>。但し、これらのための具体的な手法や手続きについては未整備のままであった。

<sup>1</sup> Section 24 (1) A transmission licensee shall (b) procure and sell electricity in bulk to distribution licensees so as to ensure a secure, reliable and economical supply of electricity to consumers; and (c) ensure that there is sufficient capacity from generation plant to meet reasonable forecast demand for electricity.

<sup>2</sup> Para 21 PUCSL shall independently confirm the economic viability of development plans prepared by licensees and the adequacy of such plans to meet the national power demand to an acceptable level of reliability.

## (2) スリランカ電力法の一部を改正する法律 (2013 年)

2013 年 8 月にスリランカ電力法の一部を改正する法律が国会を通過した。この改正法では最少費用長期電源開発計画 (LCLTGEP: Least Cost Long Term Generation Expansion Plan) を「送電事業者が作成した電力需要を最少費用で充足する電源開発、かつ技術及び信頼性に関する基準を満たす計画であり、PUCSL が確認・承認し、PUCSL が官報で周知する」と定めている。これにより、長期電源開発計画策定の枠組みが明確化された。また、PUCSL は LCLTGEP 策定に係る具体的指針 (策定周期、策定手法等) を Least-Cost Generation Expansion Planning Code として定めた (2012 年 5 月に決定した Grid Code の一部として追加)。基本的にはこれまで CEB が実施してきた LTGEP 策定手法と差はないが、①計画期間を 20 年間に延ばす、②少なくとも 2 年に一度改訂、③LOLP の標準値として 0.82 (3 日間) を外挿する、④停電による経済的ロス (Cost of Unserved Energy) を 0.5USD/kWh に引き下げる、等の変更を加えている。

また、同改正法は、個別の発電所建設 (拡張含む) の手続きも明らかにした。その主要な項目は以下のとおりである。

- 送電事業者は新規発電計画 (又は既存の発電設備の拡張。以下同じ) とその調達実施について事前に PUCSL の許可を得る。
- 送電事業者は入札を実施する。
- 送電事業者は応札内容につき、(a)入札要件を満たし、(b)最少費用であり、(c)LCLTGEP の要件を満たす、ことを確認・勘案して落札者を決定し、PUCSL に対して事業認可を提案する。
- PUCSL は最少費用であること及び LCLTGEP の要件を満たしていること確認し、事業実施承認を与える。

上述の如く、スリランカ電力法 (改正法) は新規発電計画 (拡張も同じ) の実施に当たっては、送電事業者が入札を経て発電事業者を決定することが求められている。但し、閣議承認を得て外国政府からの借入により実施する事業の場合は事業者選定の入札を経なくてよいと規定している。この場合は、送電事業者が PUCSL に当該発電事業の事業費積算を含む F/S を提出し、PUCSL から実施承認を得て建設に着手する。そして事業実施後 (建設完了後)、PUCSL は建設に要した実際の費用を再度レビューし、発電事業免許を発行する。

外国政府からの借入により実施する際の各種手続きを纏めたものが Figure 2.2-1 である。

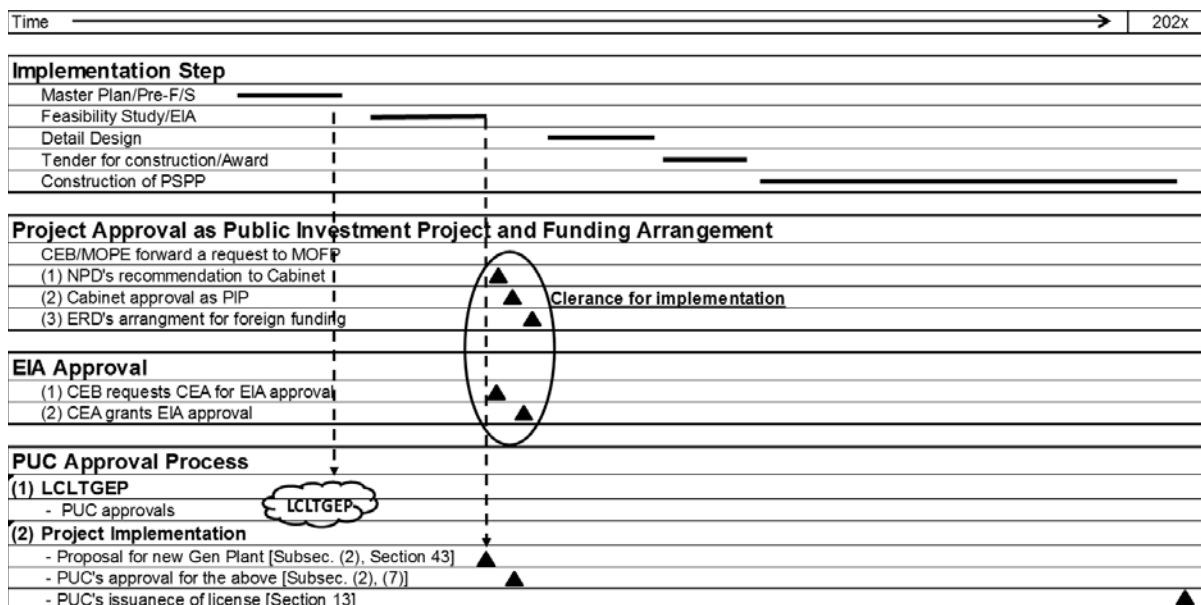


Figure 2.2-1 Project Approval and Implementation Process for Foreign Sovereign Offer

## 2.3 電力料金と CEB 財務状況

スリランカの電力料金は、制度的には原価方式が認められている（Cost-reflective pricing policy, including a reasonable return on equity<sup>3</sup>）ので、電力事業者が効率的に業務を遂行している限り大きな財務問題に陥ることはないはずである。しかし、現実には電力料金を適切に引き上げることは社会的・政治的抵抗にあうため実施が難しく、そのしわ寄せは送電事業者である CEB の大きな負担となっている。特に 2011 年・12 年は、異常渇水だったため火力発電量が大幅に増加したことに加え、石油価格も上昇したため、CEB 財務状況が急速に悪化した。以下、電力料金の問題と CEB の財務状況を概観する。

### 2.3.1 電力料金

#### (1) 電力料金の推移

電力料金の決定については、①2009 年の電力法（第 30 条 Tariffs）、②PUCSL が定めた電力料金算定方法<sup>4</sup>、で定められた電力料金の基準は方法により決めることとなっている。その基本的な考え方は、電力料金は供給費用を反映した原価方式である。これら新しい電力料金制度の下で 2010 年に電力料金改定 5 年計画が策定された。原価方式を完全に導入すると料金を大きく値上げしなければならなかったが、料金の激変は望ましくないことや、予定されていた石炭火力発電の投入により発電単価が下がることが期待されていたことなどから、5 年間にかけて漸進的に料金を改定し、原価方式のあるべき料金体系に持っていく計画を PUCSL は提案した<sup>5</sup>。PUCSL が電気料金認可機関として最初に行なった料金改定は 2011 年 1 月 1 日

<sup>3</sup> Sec. 3.5, National Energy Policy and Strategies of Sri Lanka, 2008 GOSL Gazette Notification

<sup>4</sup> Tariff Methodology, Dec. 2011, PUCSL

<sup>5</sup> Consultation Paper on Setting Tariffs for the Period of 2011-2015, PUCSL, 2010

であったが、その直前の料金を含む、主な顧客カテゴリーの電気料金の変遷を Table 2.3.1-1 に纏めた<sup>6</sup>。

Table 2.3.1-1 Revisions of Electricity Tariffs 2008 - 2013

Effective from 2008/11/1		Effective fm 2011/1/1		Effective fm 2012/2/1		Effective fm 2013/4/20	
Customer Catgry	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh	Cus. Cat.	Rs./kWh
<b>Domestic</b>							
<=30	3.00	<=30	3.00	<=30	3.75	<=30	3.75
31 - 60	4.70	31 - 60	4.70	31 - 60	6.35	31 - 60	6.35
61 - 90	7.50	61 - 90	7.50	61 - 90	10.50	61 - 90	13.20
91 - 180	20.80	91 - 120	21.00	91 - 120	29.40	91 - 120	37.10
		121 - 180	24.00	121 - 180	33.60	121 - 180	42.70
181 - 600	32.50	181=<	36.00	181=<	50.40	181=<	58.80
601=<	39.00						
<b>General</b>							
GP1	19.50	GP1	19.50	GP1	24.38	GP-1 <211	24.38
						GP-1 >210	26.88
GP2	17.94	GP2	19.40	GP2	24.25	GP-2 peak	31.25
						day	25.63
						off-p	18.13
GP3	17.68	GP3	19.10	GP3	23.88	GP-3 peak	30.00
						day	24.38
						off-p	16.88
<b>Industrial</b>							
I-1	13.65	I-1	10.50	I-1	12.08	I-1	14.38
I-2	12.09	X					
I-3	11.83						
I-2 (TD) peak	31.98						
off-p	10.92						
I-3 (TD) peak	29.90						
off-p	10.40						
I-2 (TD3) peak	29.90	I-2 peak	13.60	I-2 peak	15.64	I-2 peak	24.15
day	9.49	day	10.45	day	12.02	day	13.00
off-p	6.89	off-p	7.35	off-p	8.45	off-p	8.05
I-3 (TD3) peak	27.90	I-3 peak	13.40	I-3 peak	15.41	I-3 peak	27.60
day	8.97	day	10.25	day	11.79	day	12.08
off-p	6.50	off-p	7.15	off-p	8.22	off-p	6.90

Note: Above figures are unit charges (Rs./kWh) only. Fixed and demand charges not included. Fuel adjustment charges are included in above figures.

(出典: CEB, PUCSL)

<sup>6</sup> 本調査の最終とりまとめ時点で、料金改定が急遽実施された。プッタラム石炭火力発電所 2 号機・3 号機の運転開始により発電単価が低下したことを受け、2014 年 9 月 16 日付けで家庭用電気料金を約 25%削減。更に、工業及び業務向け料金カテゴリーに月使用料 300kWh 以下の料金を新たに設け、その料金は従前比 25%減とし、同カテゴリー（工業及び業務）のその他の顧客（月 300kWh 以上使用）は変更前に比して約 15%の料金削減を 2014 年 11 月 15 日付けで実施した。

Table 2.3.1-2 Comparison of Category-wise Average Charge 2012/2013

Year	Category	Domestic	Religious	Industrial	Hotel	General Purpose	Govt+ Str light	LECO	Total
2012	Sales (GWh)	3,522	55	3,285	160	2,042	109	1,302	10,475
	Revenue (Rs. Mil)	42,887	377	46,079	2,676	52,309	0	18,628	162,956
	Revenue/unit (Rs./kWh)	12.2	6.9	14.0	16.7	25.6		14.3	15.6
2013 (estimate)	Sales (GWh)	3,488	58	3,344	168	2,059	197	1,308	10,622
	Revenue (Rs. Mil)	52,373	405	53,529	3,297	56,783	1,724	22,376	190,487
	Revenue/unit (Rs./kWh)	15.0	7.0	16.0	19.6	27.6	8.8	17.1	17.9
2013/12	Increase rate (%)	23.3%	1.9%	14.1%	17.3%	7.7%		19.6%	15.3%

Source: CEB Statistical Digest 2013

- PUCSLにとって最初の料金改定となる2011年1月は、その後5年間のRoad Mapを提示することが重要であり、値上げの幅は小幅であった。産業用の料金の中高圧契約者(I-2, I-3)は、それ以前は、時間帯別料金はオプションであったが、新料金では全顧客が時間帯別料金となり、全日一律料金は使えなくなった。なお、旧料金には、基本料金に加え30%の燃料調整費(FAC)が付加されていたが、新料金はFACを取り込んでリセットし、FACはゼロになった。
- 新料金制度は開始から1年を経て、2012年2月に料金に変更された。但し、石油価格の高騰に合わせた燃料調整費(FAC)だけの調整にとどめ(家庭用25~40%、業務用25%、産業用・ホテル用15%)料金表自体は変えていない。
- 2013年4月の改定は、大きな見直しが行なわれた。既に一番高い料金であった業務用の値上げを小規模に留め、家庭用と産業用・ホテル用の電気料金を相対的に大きく引き上げた。特に家庭用は平均で36.3%の値上げになるが、月間消費が60kWh以下の部分については値上げをおこなっていないので、大量消費の部分の値上げがいつそう厳しいものとなっている。また、産業用と同じく、業務用(GP-2, GP-3)についても時間帯別料金だけとした。
- 最新の電気料金を顧客カテゴリー別に従量料金の低い順に並べると、少量消費家庭向け(90kWh/月以下)がライフラインタリフの扱いで最も安く、次いで産業用、ホテル用、一般業務用の順で高くなり、最も高いのは90kWh/月を越える部分の家庭向け料金である。家庭向け料金は、最も安い部分(Rs. 3.75/kWh。燃料調整費適用外)と最も高い部分(Rs. 58.8/kWh。燃料調整費込み)の差は15.7倍にもなっている。

## (2) 電力料金の課題

- 2013年改訂の当初原案は、家庭用料金の少量消費部分(いわゆるライフラインタリフ部分)も25%程度値上げすることをPUCSLは公表した。ところが、このことが社会的・政治的反発を招き、最終的には大統領の裁定により、60kWh以下の部分は値上げしないという政治的決着が図られた。PUCSLの中立性を損ねるものであり、好ましくない決定過程であった。
- 本来、半年毎に料金調整が行なわなければならないが、実行できていない。料金改定の頻度が下がると、改訂幅が大きくなる可能性が高く、その場合は消費者の抵抗も大きくなる。

定期的な見直しを敢行すべきであろう。

- 時間帯別料金の範囲が広がり、ピーク需要を抑える力がより働くようになってきた。即ち、夕刻のピーク需要を昼間・深夜の需要にシフトさせる動機付けとなる。但し、料金の変化だけで、消費者は必ずしも反応しないので、効果の検証が肝要である。時間帯別料金制度の導入に併せて、周知・啓蒙や技術的なアドバイス等の提供により消費者がピークシフトしやすい支援も大切である。顧客がピークシフト行動をとることは、CEB の財務や経済全体にとってメリットのあることである。

### 2.3.2 CEB 財務状況

CEB の 2012 年の決算（監査未了）は、過去最悪の赤字を記録した。電力料金収入 Rs. 1,640 億（前年比 24%増）に対し、直接費用（製造原価）は Rs.2,222 億（同 46%増）、その他収支も加えた税引き前赤字 Rs.612 億（同 217%増）であった。この赤字は GDP の 1%に近い規模である。この赤字には、CEB が CPC から調達している石油製品に含まれる補助金相当額が含まれていない。補助金相当額の Rs.540 億<sup>7</sup>を加えると、電力供給に係る収支欠損は Rs. 1,152 億に達し、その規模は GDP の 1.5%に達する。この欠損は、政府系商業銀行からの短期借入や政府からの借り入れに対する返済の猶予で賄い、キャッシュフローをкаろうじて維持している。

供給費用増大の主因は、水力発電の減少に伴って、火力発電が増加したこと。加えて、石油価格の上昇やルピーの減価によりディーゼル等燃料の単価が上昇したことも影響した。この結果バランスシートは劣化し、債務残高（短期・長期計）は Rs.3,256 億（前年比 60%増）に拡大した。

Table 2.3.2-1 CEB's Financial Performance 2007-2013

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Profit and Loss</b>								
Sales of Electricity	Rs. Mln	87,575	111,287	110,518	121,226	132,460	163,513	194,147
Cost of Sales	Rs. Mln	-108,355	-145,713	-118,186	-116,168	-152,427	-222,419	-166,926
<b>Gross Profit/(Loss)</b>	<b>Rs. Mln</b>	<b>-20,780</b>	<b>-34,426</b>	<b>-7,668</b>	<b>5,058</b>	<b>-19,967</b>	<b>-58,906</b>	<b>27,221</b>
Admin. Expenses	Rs. Mln	-1,534	-1,487	-2,870	-1,851	-2,013	-2,997	-2,598
<b>Operating Profit/(Loss)</b>	<b>Rs. Mln</b>	<b>-22,314</b>	<b>-35,913</b>	<b>-10,538</b>	<b>3,207</b>	<b>-21,980</b>	<b>-61,903</b>	<b>24,623</b>
Other Income	Rs. Mln	9,205	3,581	4,273	4,230	4,543	6,355	6,460
Finance Cost	Rs. Mln	-1,703	-1,537	-3,073	-2,605	-1,828	-5,898	-12,490
<b>Profit/(Loss) Bef Tax</b>	<b>Rs. Mln</b>	<b>-14,812</b>	<b>-33,869</b>	<b>-9,338</b>	<b>4,832</b>	<b>-19,265</b>	<b>-61,446</b>	<b>18,593</b>

Source: CEB Annual Report 2011, 2012, and CEB Financial Statements 2013 (unaudited)

Table 2.3.2-2 は、財務計画省が 2012 年年報で公表した政府から CEB への財政支援の纏めである。政府からの転貸（On-lending）は政府が継続的に実施していることであり特段の問題はないが、政府からの借入に対する返済の猶予や新たな借入のため国債の発行は緊急事態であり留意を要する。2007 年～2012 年までのこの 2 項目の累計は約 Rs.1,000 億に上る。

<sup>7</sup> Annual Report 2012, Ministry of Finance and Planning

Table 2.3.2-2 Government Support to CEB 2007-2012

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
On-lending (External loans)	23,945	16,807	32,857	23,586	31,357	29,401
Rural Electrification Grant				1,200	1,595	710
Debt moratorium - loss to gov revenue	11,315	12,893	14,273	14,896	17,047	21,920
Cost of Rs. 50 billion bond issue						5,750
<b>Total support</b>	<b>35,260</b>	<b>29,700</b>	<b>47,130</b>	<b>39,682</b>	<b>49,999</b>	<b>57,781</b>

Source: Annual Report 2012, Ministry of Finance and Planning

2000年代の前半から滞っている返済について、プッタラムの石炭火力発電所2・3号機が運開する2014年以降、返済を再開することで財務計画省と合意が出来ている。返済再開後の毎年の返済額（元利計）はRs. 250億程度になると見込まれている。

今後、CEBの財務状況を着実に改善していくためには、①電力料金を総括原価方式の原則を守って適切な料金水準に引き上げ、見直しも定期的に実施すること、②プッタラム石炭火力2・3号機の計画通りの運開と1～3号機の正常な運転が継続することである。その他外部条件になるが、③水力発電のための降雨、④石油価格の低下と安定、⑤為替の安定、等が重要なファクターである。

## 2.4 他のドナーによる支援

スリランカは発電・送電・配電施設整備のほとんどを外国援助に依存している。発電分野の最近の完成案件としては、中国のNorochcholai石炭火力発電(300MW x 3基)、日本のUpper Kotmale水力(150MW)が大規模な案件である。この他、オーストリアとフランスの輸出金融によるOld Laxpana水力発電修復、JBICのUkuwela水力発電所修復も最近完工した。建設中の発電事業はBroadlands水力(35MW、中国)、Uma Oya水力(120MW、イラン)、今後着工されるものとしてMoragolla水力(27MW、ADB)がある。その他、インドのSampur石炭火力(250MW x 2基)が契約済みである。また、送電・配電分野はADBとJICAが継続的且つ大規模に支援をしているほか、農村電化を中国、イラン、スウェーデン等が支援している。



## 第 3 章

# 電力需要想定

## 目 次

<b>第3章 電力需要想定</b>	
3.1 電力需要の現状 .....	3-1
3.1.1 電力需要実績 .....	3-1
3.1.2 電化率 .....	3-1
3.1.3 顧客カテゴリー別消費電力量の実績 .....	3-2
3.1.4 送配電損失の状況 .....	3-3
3.1.5 負荷率の状況 .....	3-3
3.1.6 日負荷曲線の現状 .....	3-3
3.2 経済状況と電力需要 .....	3-6
3.2.1 電力需要と GDP の関係 .....	3-6
3.3 需要想定 .....	3-8
3.3.1 電力需要想定 .....	3-8
3.3.2 電力需要想定手法 .....	3-8
3.3.3 需要想定 .....	3-10
3.3.4 需要想定 of 課題と推奨される対策 .....	3-12

## 表リスト

Table 3.2-1	スリランカにおける主な経済指標 .....	3-6
Table 3.3.2-1	販売電力量想定に用いる変数 .....	3-9

## 図リスト

Figure 3.1.1-1	販売電力量と最大電力実績 .....	3-1
Figure 3.1.2-1	地域毎の電化率 .....	3-2
Figure 3.1.3-1	顧客カテゴリー別消費電力量の実績 .....	3-2
Figure 3.1.4-1	送配電ロス率実績 .....	3-3
Figure 3.1.6-1	過去の最大電力発生日の日負荷曲線 .....	3-4
Figure 3.1.6-2	2011 年最大電力発生日の日負荷曲線 .....	3-4
Figure 3.1.6-3	コロンボ地区での日負荷曲線 (2011 年) .....	3-5
Figure 3.1.6-4	全国とコロンボ地区の日負荷曲線比較 (2011 年ピーク発生日) .....	3-6
Figure 3.2.1-1	GDP 伸び率と電力需要伸び率の想定値 .....	3-7
Figure 3.2.1-2	GDP 弾性値 .....	3-7
Figure 3.3.3-1	電力需要想定 (GWh) .....	3-10
Figure 3.3.3-2	LTGEP2013-32 想定と 2010 想定 .....	3-11
Figure 3.3.3-3	LTGEP2013-32 と前回 2010 年の最大電力想定 .....	3-11

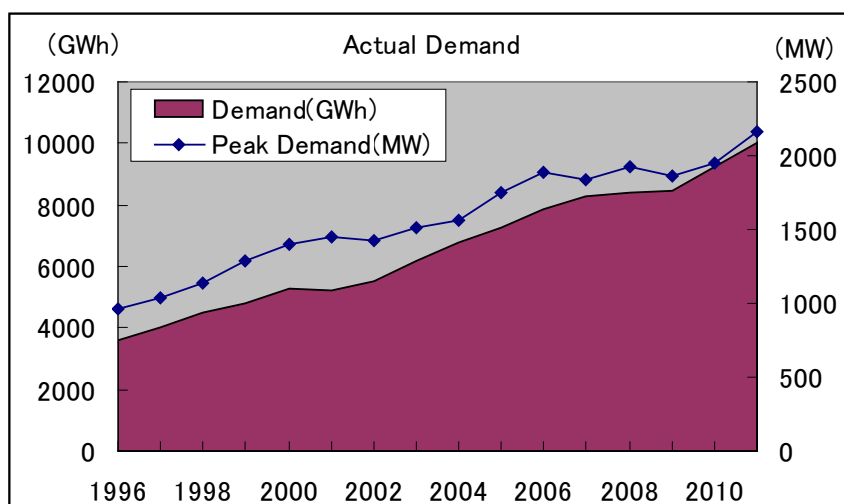
## 第3章 電力需要想定

### 3.1 電力需要の現状

#### 3.1.1 電力需要実績

CEB の長期電源計画 2013 年版 (LTGEP2013-32) によると、スリランカの 2012 年の発電電力量実績は、11,801GWh (発電端、自家発除く)、販売電力量は 10,474GWh となっており、残りは所内電力と送配電損失となっている。至近 10 ヶ年の発電電力量の伸びは平均 4.6%、販売電力量の伸びは平均 5.5%となっている。

同国の最大電力は、2007 年と 2009 年において前年の水準より低く留まったが、その他の年は堅調に伸び 2011 年には 2,163MW に達し、至近 10 ヶ年では平均 3.6%の伸びを記録している。2007 年に最大電力が減ったのは、2006 年 9 月に工業用ピーク時料金が大幅に値上げされたことが要因として挙げられる。2009 年の落ち込みは、前年の米国リーマンショックに端を発した世界的な金融危機と、それに続く世界経済の低迷、加えて、2008 年 11 月の電気料金の改定が原因と想定される。

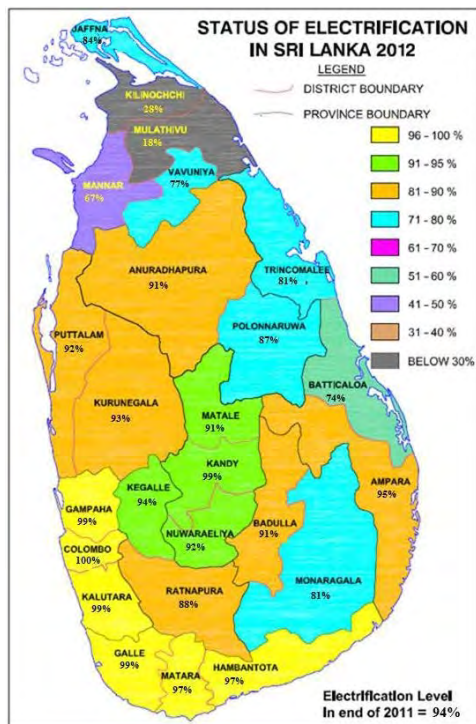


(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.1-1 販売電力量と最大電力実績

#### 3.1.2 電化率

2012 年 12 月末で、93%の世帯電化が達成されている。Figure 3.1.2-1 にスリランカの地域毎電化率の状況を示す。西部および南部地域では電化率は既に 97%以上を達成している。一方、北部、東部地域では電化が遅れている。北部系統とスリランカ系統は、2012 年に連系された。

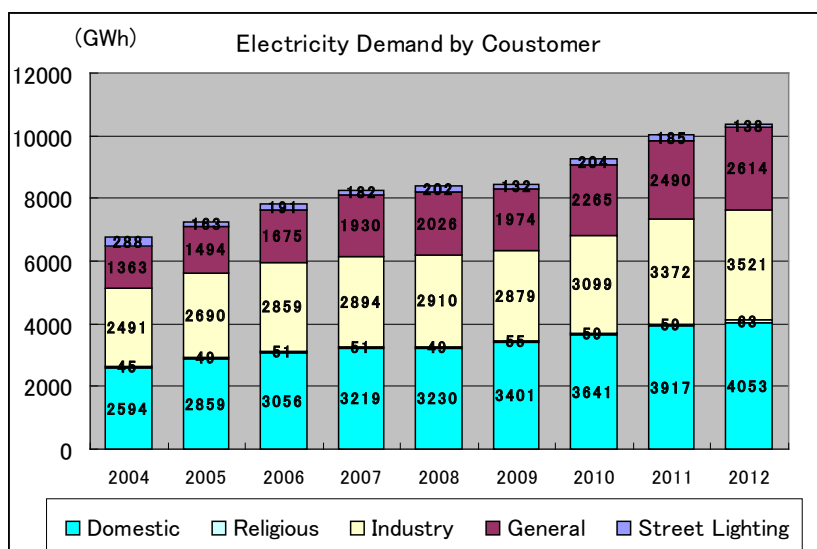


(出典：LTGEP2013-32)

Figure 3.1.2-1 地域毎の電化率

### 3.1.3 顧客カテゴリー別消費電力量の実績

2012年には、民生用39%、産業用34%、商業用（General）25%および宗教・街灯2%である。2004年における顧客毎の電力消費量は、民生用40%、産業用37%、商業用20%および宗教・街灯3%であった。商業用需要がシェアを伸ばしている。一般住宅の需要が主である民生用需要も同様に伸びていることが分かる。



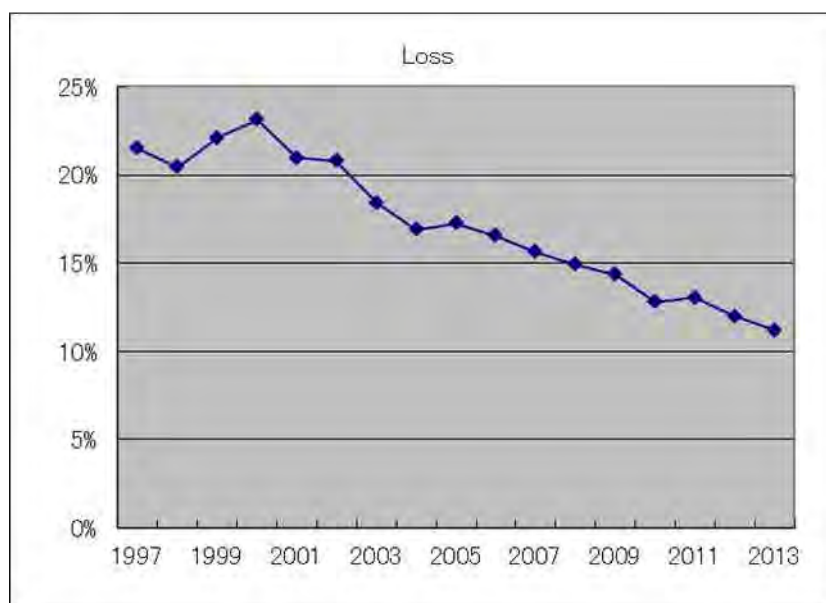
(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.3-1 顧客カテゴリー別消費電力量の実績

### 3.1.4 送配電損失の状況

送配電ロスの実績をみると、1997年の20%台から2012年には11%後半まで改善してきている。料金体系が定額制から従量料金制に変わり、その際に料金メーターを取り付けたことにより改善された。

現在建設中のトリンコマレ石炭火力発電所からの電力を送電する系統の一部に低ロス電線を採用するなど、テクニカルロスを低減する方策が採られている。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.4-1 送配電ロス率実績

### 3.1.5 負荷率の状況

マイクロ水力等再生可能エネルギー発電を含む負荷率は1996年の51.6%から2011年には57%と増加している。2012年も大幅に改善しているが、この年は計画停電を行ったため参考にならない。再生可能エネルギーを含めた負荷率は、1996年の51.1%から2011年には60.8%と同様に増加している。

また、負荷率向上のため、白熱電球を蛍光灯に変更する政策が取られている他、ピーク時間帯の料金を高くする時間帯別料金の導入が検討されている。

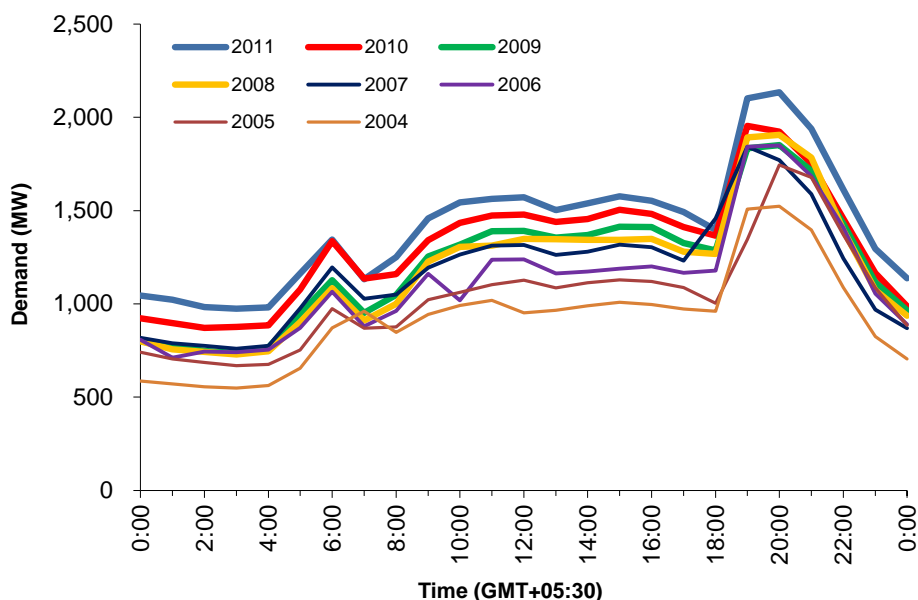
### 3.1.6 日負荷曲線の現状

#### (1) 最大電力発生日の日負荷曲線

2011年の最大電力は2,163MWに達しており、5月20日の19時に発生した。CEB提出のデータに基づく日負荷曲線によると、朝6時に小さなピークがあり、7時に一旦減少した後に昼間の需要を迎えるが、これは緩やかなピークを形成している。夜には19時から22時にかけてピークが生じており、これが日最大需要となっている。CEBのSystem Control Centerによると

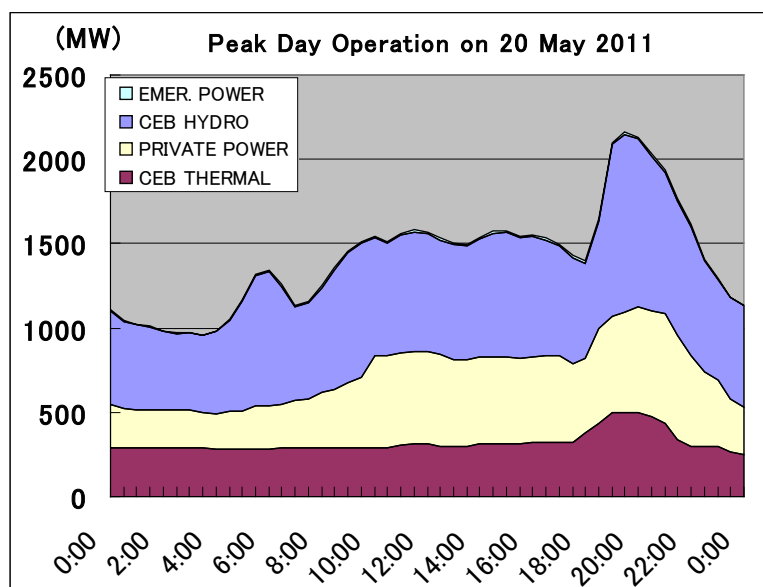
朝のピークは、学校へ持っていく弁当を作るために朝早く支度をするために生じている電灯ピークということで、学校が休みの日には現れないとのことである。

日負荷曲線の形状は経年的に大きな変化はなく、ピーク需要が年々増加している。卓越している夜ピークの継続時間は、3-4時間、ピークとして現れる需要は600MW程度である。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-1 過去の最大電力発生日の日負荷曲線



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-2 2011年最大電力発生時の日負荷曲線

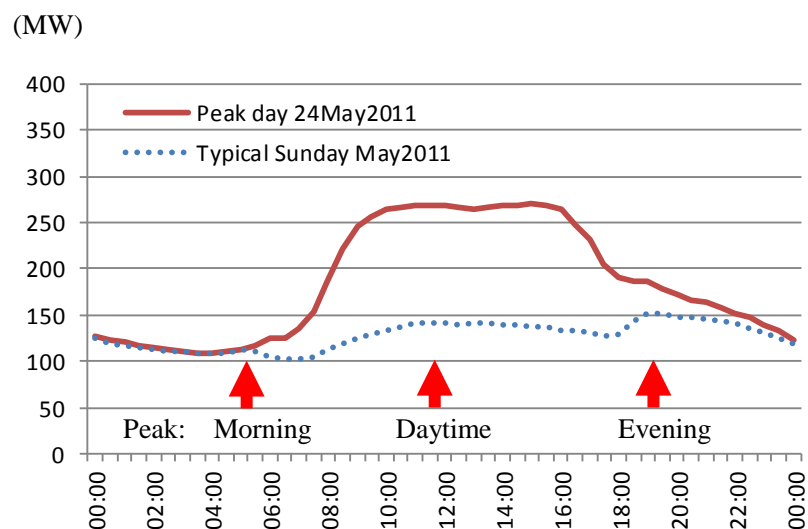
## (2) 日負荷曲線の変化

スリランカ国は観光立国を目指しているため、今後、工業に加えてサービス業が開発され盛んになると昼間需要が伸びてくることが予想される。既にコロンボ地区では、平日には昼間需要が増加して、日最大需要が昼間に発生している。コロンボ地区の祝日の日負荷曲線は、朝、昼、夜の3つのピークの出現が認められ、全国の日負荷曲線と同様な形状をしている（Figure 3.1.6-3 参照）。夜間の需要は平日・休日の差がなく、昼の時間帯の需要は休日に比べて平日が高くなっていることから、工業・サービス業等による昼間の電力需要が増加していると想定される。

需要想定を行う場合には、このような変化を考慮して負荷率に反映させる必要がある。特にピーク需要の発生が現状の夜から昼に変わる場合にはピーク需要想定に影響が出るので、今後の需要の動向、および国家開発政策、同計画の変更に留意を要するとともに、政策変更があった場合にはその影響を評価する必要がある。

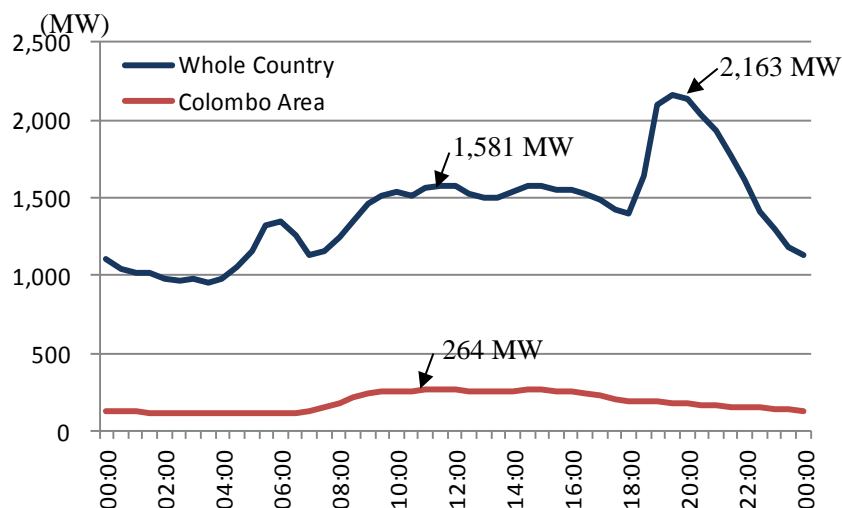
しかしながら現状では、Figure 3.1.6-4 に示すようにコロンボ地区の昼間需要は全国の電力需要に比べて小さく、日負荷曲線を大きく変えるまでには至っていない。また、Figure 3.1.6-1 に示した全国の日負荷曲線の経年変化によると、近年の昼ピークの増加量は年平均5%/年、夜ピークは4%/年程度で伸びている。伸び率は昼ピークの方が夜ピークより若干大きいものの、差は僅か1%程度に留まっている。また、夜・昼ピークは現状で600MW（ピーク需要の3割）程度もの差があることから、昼ピークが夜ピークと拮抗するまでにはかなりの年数を要すると想定される。

従って現状におけるピーク需要想定は夜ピークを対象とし、ピーク需要の増加に合わせたピーク電力を計画して確実に開発することが求められる。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-3 コロンボ地区での日負荷曲線 (2011 年)



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.1.6-4 全国とコロンボ地区の日負荷曲線比較（2011年ピーク発生日）

### 3.2 経済状況と電力需要

スリランカの人口は2,000万人台で、一人当たりGDPは3,000USDに近づいている。GDPの伸びは年平均3.5-8%で増加している。

2012年のGDPの内訳を見ると、交易23%、工業17%、交通通信14%、農林水産業11%、銀行証券不動産9%、建設8%、政府関連7%、鉱業3%、サービス業3%、電力ガス水道2%、その他3%である。電力消費が大きいと考えられる鉱工業の割合は全体の20%である。交通分野では電化が進んでおらず、電力に依存するセクターの占める割合が少ない特徴がある。

Table 3.2-1 スリランカにおける主な経済指標

	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
人口	Million	19.89	20.01	20.22	20.45	20.65	20.87	20.32
人口増加率	%	1.1	1.1	1.0	1.1	1.0	1.0	n.a.
実質GDP増加率	%	7.7	6.8	6.0	3.5	8.0	8.2	6.4
GDP/Capita	USD	1,421	1,634	2,014	2,057	2,400	2,836	2,923
為替レート	LKR/USD	103.96	110.62	108.33	114.94	113.06	110.57	127.60
GDP2002 価格	Mill. LKR	2,090,564	2,232,656	2,365,501	2,449,214	2,645,542	2,863,854	3,047,277

(出典：Annual Report 2012, Central Bank of Sri Lanka)

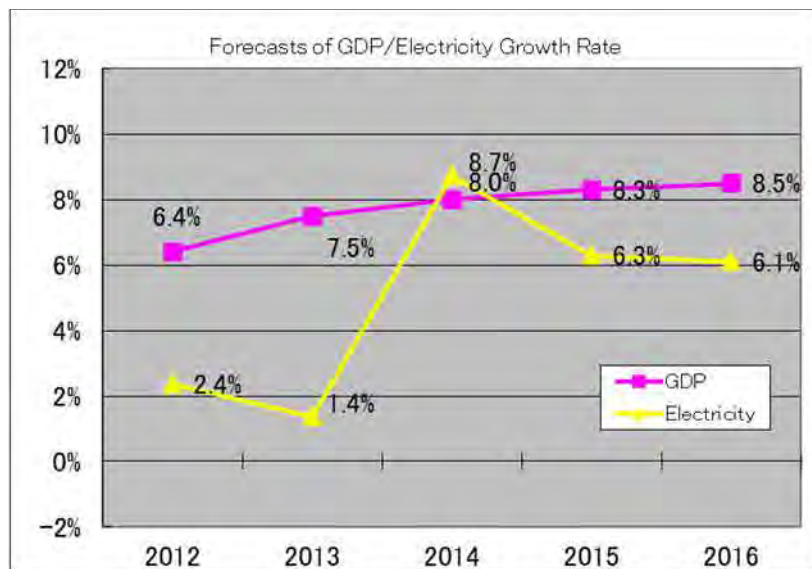
#### 3.2.1 電力需要とGDPの関係

GDP伸び率と電力伸び率を下図に示す。GDP伸び率はスリランカ中央銀行からの2012年に発表された予測値である。また、電力量伸び率は、LTGEPで想定している予測値（ただし、2012年および2013年は実績）を示している。

電力量伸び率の実績は2%程度に留まっており、GDP伸び率の想定値に比べて低い。2012/2013



年の GDP 実績は想定値と同程度の伸び率（2012 年：6.3%、2013 年：7.3%）を記録していることから傾向に差はない。2014 年以降の GDP・電力量予測では、2014 年の伸び率が同程度であるものの、2015 年以降は電力の伸び率が GDP の伸び率に比べて小さくなっており、全般的に電力量の伸び率は GDP 伸び率に比べて低い状況にある。

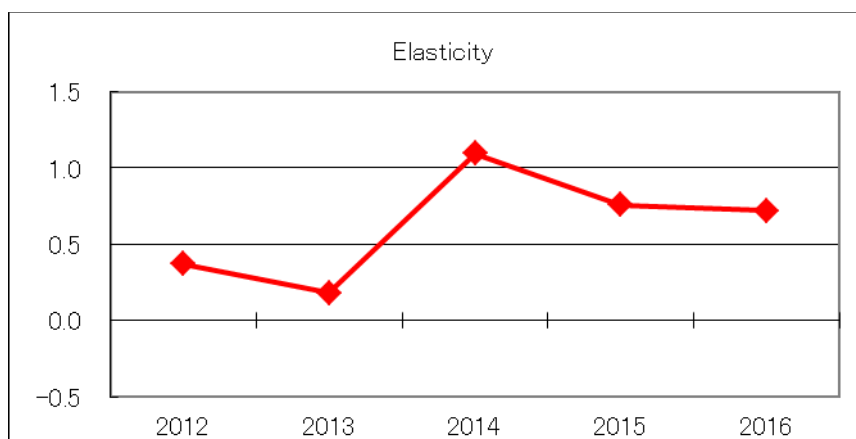


(出典：CEB データに基づき調査団作成)

**Figure 3.2.1-1 GDP 伸び率と電力需要伸び率の想定値**

電力需要の増加率を GDP の増加率で除した、GDP 弾性値は以下のとおり。GDP の構成上で大きな割合を占めるセクターの電力消費量が大きくないことから、GDP 弾性値が 1 を割り込んでいる。

なお、将来的に工業やサービス業の GDP に占める割合が増えた場合や交通機関の電化が進んだ場合には、GDP 弾性値は 1-1.2 の範囲に増えてくると考えられる。



(出典：CEB データより調査団作成)

**Figure 3.2.1-2 GDP 弾性値**

### 3.3 需要想定

#### 3.3.1 電力需要想定

スリランカ政府の経済・エネルギー・電力政策は、今後のスリランカ国の電力需要に大きな影響を与えることから、これらを確認し、以下の観点から CEB が実施している電力需要の妥当性、ピーク対応電源の必要性を検証する。

- (i) 経済政策に基づく産業構造変化による電力需要、電力負荷パターン変化への影響
- (ii) 電力需要予測の計量経済モデル（使用変数）の検証
- (iii) 需要側管理（Demand Side Management : DSM）政策、省エネルギー政策

スリランカ国では、CEB の計画部門が電力需要想定を数年毎に見直し、電力設備計画と共に CEB が取りまとめて Public Utility Committee の承認を受けている。

需要想定は、計量経済モデルを作成して将来需要を予測し、これを元に需要側管理や政策に基づく負荷率の改善効果（1.5%/10年程度）を見込んでピーク需要を想定している。

3.1.6 節で述べたように、首都圏では昼間のピークが卓越しているものの、全国的にはピーク需要は夜間に発生しており、昼ピークは夜ピークの 75% 程度に留まっている。また、昼・夜ピークの年伸び率には差がなく、電力負荷パターンを大きく変えるまでには至っていないので、現状の需要形状に基づいた想定が適切である。

現状で使われている計量経済モデルは、次節で述べるように、過去の実績と GDP の影響が大きいモデルであるが、寄与率が高いことから現状の想定手法として妥当と考えられる。

#### 3.3.2 電力需要想定手法

販売電力量想定は、需要区分毎に政府政策を考慮して計量経済モデルを作成し想定を行っている。送電端発電電力量は、販売電力量に、送配電ロス、再生可能エネルギー導入予測、DSM および省エネルギー施策の効果予測を考慮して行う。

具体的な需要区分としては、Domestic（民生需要）、Industry（工業）、Commercial（商業、ホテル業を含む）、その他（街灯、宗教利用）の 4 カテゴリー毎に重回帰分析を行い想定している。2011 年までは、工業と商業を一括してモデル化してきたが、政府の商業振興政策を考慮して工業と商業とを分けて想定することとしている。

再生可能エネルギー導入による電力量は、Renewable Energy Authority により想定されており、これを使用して想定している。

##### (1) 計量経済モデル（販売電力量想定）

販売電力量想定に用いている計量経済モデルに使用される変数は下表のとおり。

この変数から分かるように、顧客種別毎の過去のトレンド、GDP 予測、顧客数から重回帰分析を行って想定を行っている。先述のとおり GDP の伸びより電力需要の伸びは小さくなるが、GDP との相関は強い。したがって、これら変数を選定することは妥当と考えられる。

**Table 3.3.2-1 販売電力量想定に用いる変数**

Sector	Variables
Domestic	Previous year Demand, GDP per Capita, Domestic Consumer Accounts
Industrial	Previous year Demand, GDP
Commercial	Previous year Demand, GDP
Others	Year

(出典：LTGEP2013-32)

## (2) 顧客カテゴリー毎の計量経済モデル

顧客カテゴリー毎の重回帰モデルは以下のとおり。

### 1) 民生用

民生用の重回帰モデルは以下のとおり。

$$D_{\text{dom}}(t) = -51.01 + 0.0037\text{GDPPC}(t) + 0.00016\text{Cadom}(t) + 0.74D_{\text{dom}}(t-1)$$

ここで、 $D_{\text{dom}}(t)$  : t 年における民生用需要 (GWh)、 $\text{GDPPC}(t)$  : t 年における一人当たり GDP (MLKR)、 $\text{Cadom}(t)$  : t 年における民生用顧客数、 $D_{\text{dom}}(t-1)$  : t-1 年における民生用需要 (GWh)

それぞれの変数の t 年における値は、過去のトレンドによって計算されている。このモデルの決定係数  $R^2$  (重相関係数の二乗で算出され、1 に近いほど重回帰モデルに当てはまる、寄与率ともいう) は、0.997 と当てはまりも非常に良い。

### 2) 工業用

工業用の重回帰モデルは以下のとおり。

$$D_{\text{i}}(t) = -51.01 + 0.00036\text{GDP}(t) + 0.75D_{\text{i}}(t-1)$$

ここで、 $D_{\text{i}}(t)$  : t 年における工業用需要 (GWh)、 $\text{GDP}(t)$  : t 年における GDP (MLKR)、 $D_{\text{i}}(t-1)$  : t-1 年における工業用需要 (GWh)

それぞれの変数の t 年における値は、過去のトレンドによって計算されている。このモデルの  $R^2$  は、0.969 と当てはまりも良い。

### 3) 商業用

商業用の重回帰モデルは以下のとおり。

$$D_{\text{c}}(t) = -228.07 + 0.0006\text{GDP}(t) + 0.48D_{\text{c}}(t-1)$$

ここで、 $D_{\text{c}}(t)$  : t 年における商業用需要 (GWh)、 $\text{GDP}(t)$  : t 年における GDP (MLKR)、 $D_{\text{c}}(t-1)$  : t-1 年における商業用需要 (GWh)

それぞれの変数の t 年における値は、過去のトレンドによって計算されている。このモデルの決定係数 R2 は、0.988 と当てはまりも非常に良い。

#### 4) その他

その他（街灯、宗教）の重回帰モデルは以下のとおり。

$$\text{Ln}(\text{Dos}(t)) = -108.4 + 0.057t$$

ここで、Dos(t)：その他需要（GWh）、t：年

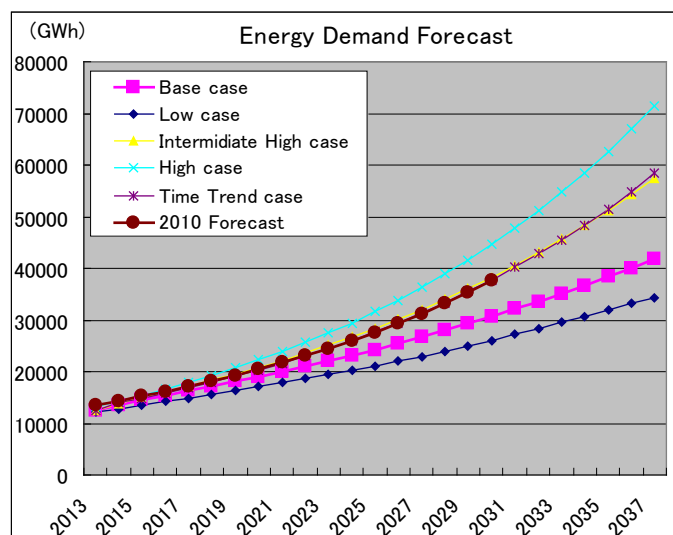
このモデルの決定係数 R2 は、0.980 で当てはまりも良い。

### 3.3.3 需要想定

#### (1) 電力量想定

先述の重回帰モデルで想定した需要をベースケースとしている。この他に、Sustainable Energy Authority が試算する DSM や省エネルギーの効果を考慮したローケース、スリランカ中央銀行が想定する人口増加や GDP 増加を考慮した中間ハイケース、高人口増シナリオと経済成長を考慮したハイケース、および過去の需要のトレンドによるタイムトレンドケースを想定し、感度分析を行っている。

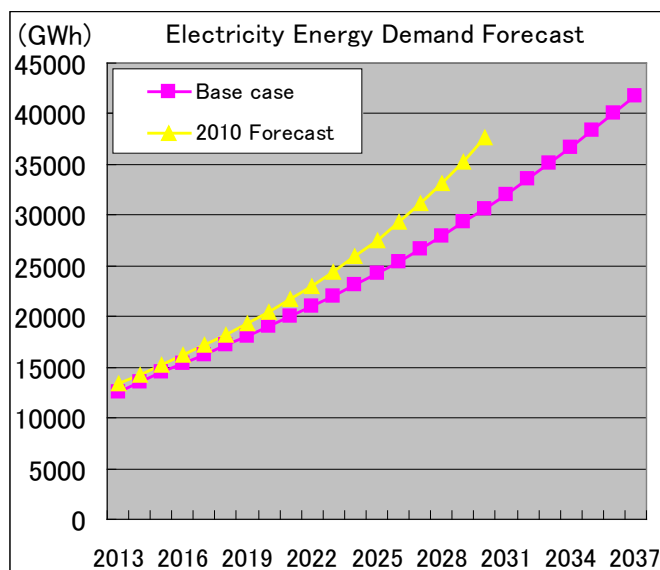
ベースケースより、ローケースは 2 年遅れ、中間ハイケースは 2 年進み、ハイケースは 5 年進みの想定となっている。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-1 電力需要想定 (GWh)

LTGEP2013-32 におけるベースケースは、前回 2010 年想定ベースケースより 2014 年断面で 2 年遅れとなっている。

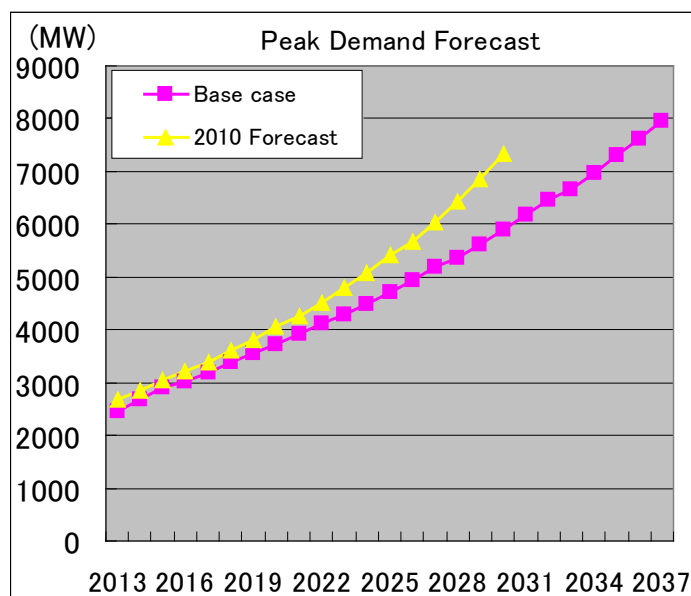


(出所：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-2 LTGEP2013-32 想定と 2010 想定

## (2) 最大電力想定

負荷率は 2011 年実績の 57%に対して、58%-60%で想定されている。負荷率の想定は、過去の実績から単回帰で想定している。この負荷率に基づき、送配電ロスを考慮して最大電力を想定している。最大電力想定を以下に示す。



(出典：CEB データより調査団作成)

Figure 3.3.3-3 LTGEP2013-32 と前回 2010 年の最大電力想定

### (3) 日負荷曲線

日負荷曲線に関しては、過去の最大電力発生日の日負荷曲線を採用している。負荷率が改善する分ピーク電力が低くなることを想定している。

しかし、現状の顧客カテゴリー別の電力需要実績を見ると、商業の割合が増えてきている。このため、商業の日負荷曲線について分析を行い、電力量のシェアに合わせてそれぞれの日負荷曲線を加重平均し、日負荷曲線の想定を行うことを推奨する。

#### 3.3.4 需要想定課題と推奨される対策

今後社会インフラ整備が開発されていくと、過去のトレンドと合わないことが生じる可能性がある。また、需要実態を正しく把握することが想定の基本となるため、体制整備を含めて情報収集を図る必要がある。

このためには、以下の事項を推奨する。

##### (1) 自家発自家消費の実態調査

現在、大口需要家の自家発自家消費に関しては、需要家から情報を収集する体制が整っていない。このため、電力需要の全容を把握できていない。供給力不足を賄うために、自家発の活用を考える場合にも実態の把握が欠かせない。

このため、自家発自家消費の報告を義務付ける法整備や集計箇所の整備を含めた体制整備が必要である。

##### (2) 電力の使用方法の変化による日負荷曲線への影響評価

産業構造の変化や国家開発計画の影響による電力使用状況の変化を検討する必要がある。具体的には、各顧客カテゴリー別に日負荷曲線の特徴を分析しエンドユーザーモデルを作成する。電力量需要の顧客カテゴリー別の割合に合わせて、各日負荷曲線を加重平均し、将来の日負荷曲線を想定する。

このためには、顧客側の時間毎電力使用量データを蓄積する事が必要である。時間毎に記録の出来るメーターの導入や、スマートメータを導入したAMI (Advanced Metering Infrastructure) を構築して広くデータを収集することが検討の基礎となる。

## 第 4 章

# 電源開発計画

## 目 次

## 第4章 電源開発計画

4.1	CEBによる発電拡張計画.....	4-1
4.2	ピーク負荷対応型電源の必要性.....	4-3
4.3	ピーク負荷対応型電源の必要規模.....	4-5
4.4	2025年時点での電源構成.....	4-7
4.5	ピーク需要対応型電源の投入時期.....	4-7

## 表リスト

Table 4.1-1	Generation Expansion Plan.....	4-1
Table 4.1-2	Power Development Plan.....	4-2
Table 4.3-1	Generation Record of Power Generation on Monthly Peak Demand Day in 2011.....	4-5

## 図リスト

Figure 4.1-1	Generation Capacity and Peak Load.....	4-2
Figure 4.2-1	Composition of Power Generation in 2013.....	4-3
Figure 4.2-2	Daily Load Curve on May 20, 2011.....	4-4
Figure 4.2-3	Daily Load Curve on November 16, 2011.....	4-5
Figure 4.3-1	Daily Load Curve Model in 2025.....	4-6
Figure 4.4-1	Composition of Power Generation in 2025.....	4-7



## 第4章 電源開発計画

### 4.1 CEB による発電拡張計画

CEB は、スリランカ国の法令によってスリランカ全土に対し効率的で調和した経済的な電力供給システムを構築し維持する義務を負っており、電力需要に応じた発電ないしは電力調達することが求められている。この要求を達成するため、CEB は将来の電力需要の増加に対応する長期発電拡張計画を毎年策定している。

第3章で述べた需要想定にもとづいて2014年4月に作成された拡張計画(Long Term Generation Expansion Plan 2013-2032)が最新であり、これをTable 4.1-1に示す。この計画は23通りのシナリオのケーススタディを行い、主に総合的な経済性を指標に基本ケース<sup>1</sup>の選定およびプロジェクトの開発順序を決めている。

Table 4.1-1 Generation Expansion Plan

YEAR	RENEWABLE ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS	LOLP %
2013			4x5 MW ACE Power Matara 4x5 MW ACE Power Horana 4x5.63 MW Lakdanavi	1.821
2014		<i>4x5 MW Northern Power 3x8 MW Chunnakum Extension 1x300 MW Puttalam Coal (Stage II)</i>		1.357
2015		<i>1x300 MW Puttalam Coal (Stage II) 3x75 MW Gas Turbine</i>	6x16.6 MW Helandanavi Puttalam 14x7.11 MW ACE Power Embilipitiya 4x15 MW Colombo Power	1.228
2016	<i>35 MW Broadlands 120 MW Uma Oya</i>			1.017
2017		1x105 MW Gas Turbine		1.483
2018	27 MW Moragolla	2x250 MW Trincomalee Coal	4x5 MW Northern Power 8x6.13 MW Asia Power	0.399
2019		2x300 MW Coal Plant	5x17 MW Kelanitissa Gas Turbines 4x18 MW Sapugaskanda Diesel	0.080
2020				0.247
2021		1x300 MW Coal Plant		0.162
2022	49 MW Gin Ganga	1x300 MW Coal Plant		0.085
2023		2x300 MW Coal Plant	163 MW AES Kelanitissa CCY 115 MW Gas Turbine 4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.	0.045
2024				0.169
2025		1x300 MW Coal Plant	4x9 MW Sapugaskanda Diesel Ext.	0.162
2026				0.518
2027		1x300 MW Coal Plant		0.466
2028		1x300 MW Coal Plant		0.370
2029				1.078
2030		1x300 MW Coal Plant		1.094
2031		1x300 MW Coal Plant		1.140
2032		1x300 MW Coal Plant		1.233
Note:	Committed plants are shown in <i>Italics</i> .			
Source:	LTGEP 2013-2032 Revised Base Case Plan			

<sup>1</sup> 各電源開発シナリオのうち least cost present value となるシナリオを基本ケースと呼ぶ。

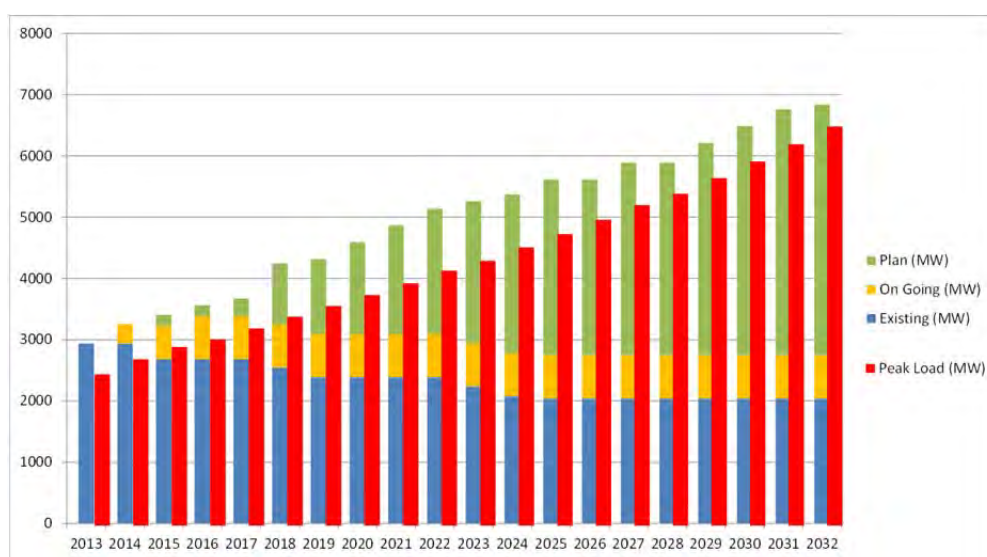
Table 4.1-2 および Figure 4.1-1 は、CEB の需要想定と開発計画から算定した需給バランスを示す。開発計画が計画に基づいて順調に運転開始すれば、2013 年から至近 10 年間で全設備出力の 15% から 20% の余裕を確保することが可能となる。ただし、2017 年以降のプロジェクトは、プロジェクトの実施が決定されていないことに留意する必要がある。

一方、ピーク需要に対応できる水力は 2012 年に営業運転を開始した Upper Kotmale の 150 MW 以降、計画に計上されていない。

**Table 4.1-2 Power Development Plan**

Year	Existing (MW)	On Going (MW)	Plan (MW)	Retirement (MW)	Total (MW)	Peak Load (MW)	Margin Capacity (MW)	Margin (%)
2013	2,874				2,874	2,451	423	15
2014	2,874	319	4		3,197	2,692	505	16
2015	2,874	594	234	-260	3,442	2,894	548	16
2016	2,874	749	238	-260	3,601	3,016	585	16
2017	2,874	749	347	-260	3,710	3,193	517	14
2018	2,874	749	832	-329	4,126	3,383	743	18
2019	2,874	749	1,386	-486	4,523	3,556	967	21
2020	2,874	749	1,390	-486	4,527	3,731	796	18
2021	2,874	749	1,669	-486	4,806	3,920	886	18
2022	2,874	749	1,997	-486	5,134	4,125	1,009	20
2023	2,874	749	2,551	-637	5,537	4,287	1,250	23
2024	2,874	749	2,555	-800	5,378	4,499	879	16
2025	2,874	749	2,834	-836	5,621	4,717	904	16
2026	2,874	749	2,838	-836	5,625	4,948	677	12
2027	2,874	749	3,117	-836	5,904	5,187	717	12
2028	2,874	749	3,396	-836	6,183	5,369	814	13
2029	2,874	749	3,400	-836	6,187	5,625	562	9
2030	2,874	749	3,679	-836	6,466	5,893	573	9
2031	2,874	749	3,958	-836	6,745	6,171	574	9
2032	2,874	749	4,237	-836	7,024	6,461	563	8

Source: LTGEP 2013-2032 excluding mini hydro and NCRE



**Figure 4.1-1 Generation Capacity and Peak Load**

## 4.2 ピーク負荷対応型電源の必要性

LTGEP 2013-2032に基づく2013年断面における電源構成をFigure 4.2-1に示す。

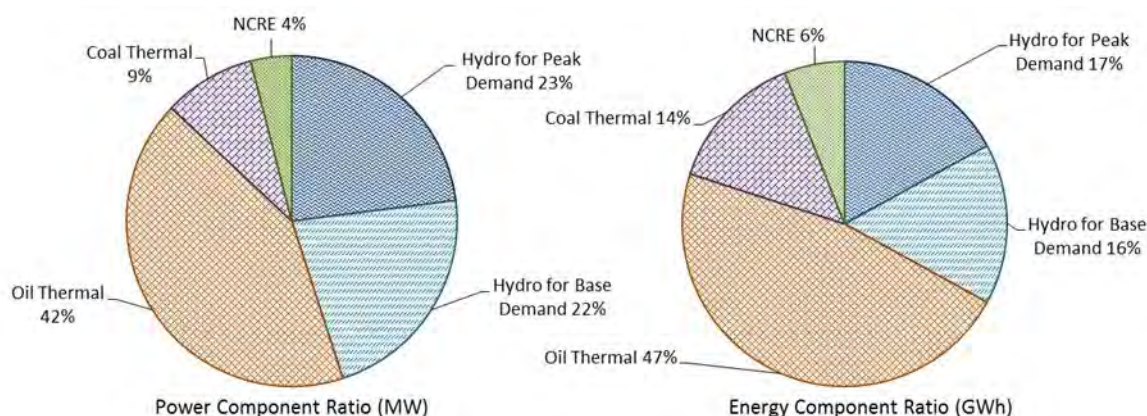


Figure 4.2-1 Composition of Power Generation in 2013

4.1 “CEB による発電拡張計画” に示すように、CEB は経済成長に伴う将来の電力需要の増加に対応するために、2013年版 LTGEP の中で、2013年から2032年までの発電拡張計画を策定している。2016年までの計画は、プロジェクトの実施が決定済みあるいは既に建設中のものが含まれるが、この発電拡張計画には以下の課題が残されている。

- ピーク負荷対応型の電源を目的とした水力発電所の新設が2013年以降計画されていない。
- 輸入ディーゼル燃料の価格高騰<sup>2</sup>のため、ピーク対応の火力発電設備の新設は困難な状況にある。
- ピーク負荷対応を担ってきた既設火力発電設備が老朽化と相まって廃止の時期を迎えている。

その対策として、電源拡張計画から、ピーク需要の増加に対応した電源の確保として、大規模貯水池を持つ水力の新規開発、既設水力をベースおよびミドル電源からピーク電源へのシフト、および既設水力の増設が考えられる。これらの実施は、確実な国産再生可能エネルギーの有効利用に努めることになる。

しかしながら、同国の開発可能な包蔵水力のほとんどが、開発済み、あるいは建設中であり、また有望な新規水力は限られているため、特に規模の大きな新規地点はない。また、既設水力の増設には、経済性や工事中の貯水池水位の低下（工事中の発電の停止）などの課題がある。8章で詳細を述べるが、既設水力発電所の中で、ピーク対応電源として増設計画の余地を残すものに、Victoria 水力発電所および Samanalawewa 水力発電所の増設計画があり、このうち Victoria 増設計画が至近年に着手可能なプロジェクトとして位置付けられる。本増設計画は既に増設用の取水口が建設されており、建設中に貯水池水位を低下させることなく増設工事が行えるという利点を有

<sup>2</sup> 例えば、2014年1月時点 U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur No.2 Diesel Spot 価格が、5年前比で204% : U.S. Energy Information Administration Data

している。

2011年5月20日19:30に既往最大電力需要として2,163MWを記録した。この日の日負荷曲線をFigure 4.2-2に示す。この図より、ピーク時間はおよそ17時30分から4～5時間であり、ピーク負荷は735MWを示している。このピーク負荷はCEBが所有する火力発電所で約180MW、IPP火力発電所で130MW<sup>3</sup>、CEBの水力発電所で425MW<sup>4</sup>の供給で賄われている。

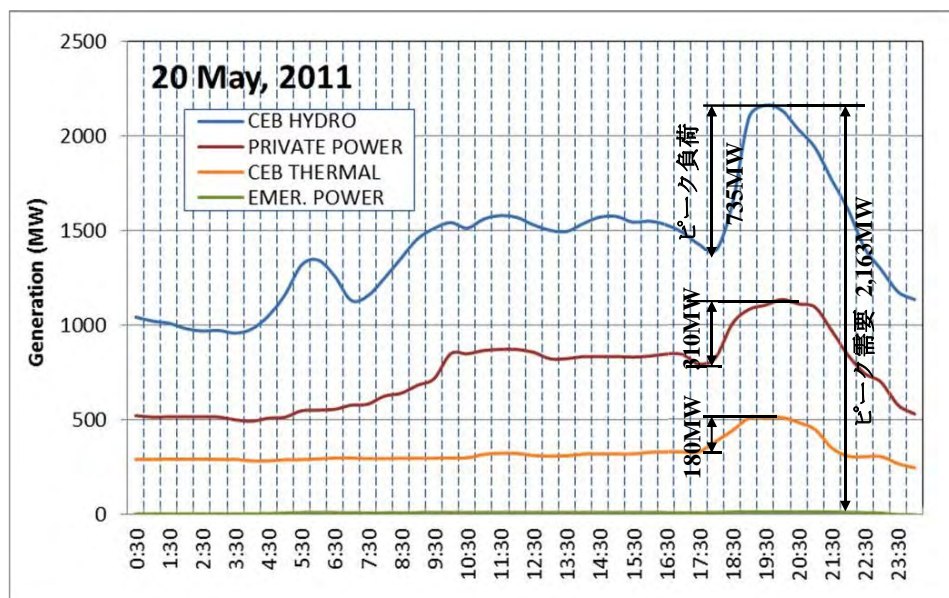


Figure 4.2-2 Daily Load Curve on May 20, 2011

2011年5月20日の日負荷曲線は比較的豊水時期のものであり、参考までに比較的渇水時期である11月16日の日負荷曲線をFigure 4.2-3に示す。この日は、水力発電所の貯水池に余裕がないためオフピーク時も火力発電所はほぼフル稼働を行い、水力発電所の貯留水はピーク時の発電対応に備えられた。この結果、ピーク負荷の514MWは水力発電所で476MW、CEBが所有する火力発電所で約13MW、IPP火力発電所で22MW賄われている。

<sup>3</sup> 130MW=310MW-180MW

<sup>4</sup> 425MW=735MW-310MW



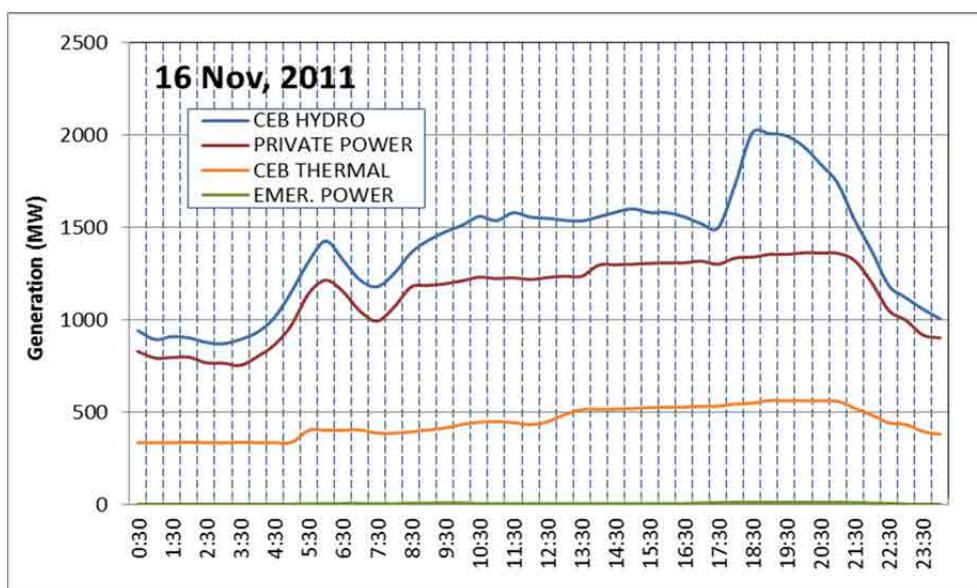


Figure 4.2-3 Daily Load Curve on November 16, 2011

上述したようにピーク負荷対応電源として使用されている CEB の既設火力や IPP 火力がリタイアの時期を迎えている一方で、ピーク需要、ピーク負荷は年々増え続けると予測されており、今後ピーク対応電源確保に向けた施策が急務となっている。

#### 4.3 ピーク負荷対応型電源の必要規模

2011 年における毎月の最大電力需要日における、ピーク時およびピーク時直前（17:30）の発電実績を Figure 4.3-1 に示す。この表から、2011 年におけるピーク負荷は、最大で 734MW（ピーク需要の 34%）、最小で 514MW（同じく 25%）、平均で 573MW（同じく 28%）であったことが判る。同様なチェックを 2010 年でも行くと、ピーク負荷の最大は 655MW で、ピーク需要の 34% である。このことより、ピーク需要が 1 年間で 1,955MW から 2,163MW に増加しても、ピーク負荷のピーク需要に対する割合は、ほぼ同じであったことが判る。

Table 4.3-1 Generation Record of Power Generation on Monthly Peak Demand Day in 2011

	Off-Peak Time (17:30) Load & Supply (A) MW					Peak Time (18:30-19:30) Load & Supply (B) MW					Balance (B-A) MW				
	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P.	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P.	Total	Hydro	CEB T.	IPP T.	Emer. P.
Jan. 25	1,352.5	746.2	112.5	484.7	9.1	1,873.3	1,090.6	125.3	644.0	13.4	520.8	344.4	12.8	159.3	4.3
Feb. 23	1,358.1	639.3	337.0	371.1	10.7	1,961.1	907.7	391.7	646.9	14.8	603.0	268.4	54.7	275.8	4.1
Mar. 30	1,493.9	597.6	383.0	503.2	10.1	2,020.3	877.8	555.0	572.8	14.7	526.4	280.2	172.0	69.6	4.6
Apr. 05	1,465.4	737.2	284.5	433.6	10.1	1,994.3	1,157.2	385.8	438.2	13.1	528.9	420.0	101.3	4.6	3.0
May 20	1,428.6	634.2	320.5	463.9	10.0	2,163.1	1,055.0	499.5	594.0	14.6	734.5	420.8	179.0	130.1	4.6
Jun. 28	1,448.5	406.7	391.5	643.2	7.1	2,013.4	815.9	398.3	784.9	14.3	564.9	409.2	6.8	141.7	7.2
Jul. 21	1,388.5	264.0	469.0	648.6	6.9	1,985.5	619.8	566.5	785.4	13.8	597.0	355.8	97.5	136.8	6.9
Aug. 29	1,406.8	288.3	603.0	500.9	14.6	1,999.6	756.0	691.7	537.3	14.6	592.8	467.7	88.7	36.4	0.0
Sep. 28	1,446.8	257.0	350.0	828.4	11.4	2,033.4	783.1	397.5	838.0	14.8	586.6	526.1	47.5	9.6	3.4
Oct. 06	1,453.8	257.6	388.5	799.6	8.1	2,040.2	818.2	396.8	811.2	14.0	586.4	560.6	8.3	11.6	5.9
Nov. 16	1,500.3	197.9	522.0	768.2	12.2	2,013.8	673.8	535.2	789.9	14.9	513.5	475.9	13.2	21.7	2.7
Dec. 06	1,513.1	286.9	616.5	599.0	10.7	2,032.1	779.3	629.4	609.8	13.6	519.0	492.4	12.9	10.8	2.9
Minimum	1,352.5	197.9	112.5	371.1	6.9	1,873.3	619.8	125.3	438.2	13.1	513.5	268.4	6.8	4.6	0.0
Maximum	1,513.1	746.2	616.5	828.4	14.6	2,163.1	1,157.2	691.7	838	14.9	734.5	560.6	179	275.8	7.2
Average	1,438.0	442.7	398.2	587.0	10.1	2,010.8	861.2	464.4	671.0	14.2	572.8	418.5	66.2	84.0	4.1

検討対象年として 2025 年における日負荷曲線を以下の条件で想定した。

- 電力需要想定は3章に示すように、人口、GDP、GDP capita、電気料金、前年度電力需要、顧客数をインプットデータとして Domestic、Industrial、Commercial、その他に分け実施
- ピーク需要予測は、上記に加え負荷率（Load Factor）を考慮
- 2025年における発生電力量および最大ピーク需要は、それぞれ 24,284GWh および 4,717MW（LTGEP 2013-2032 による）
- 2011年実績として、ピーク負荷はピーク需要の 25~34%（平均値 28%）
- 3.1.6 (2) で述べたように、今後工業やサービス業が開発されると昼間の電力需要が伸び負荷率が改善されると想定されるが、昼間の電力需要が大きく変化し安定するまでには、時間を要する。
- ピーク負荷の絶対値の予測に影響を与える主要な指標は、負荷率であり、負荷率が増えると日負荷曲線がフラット化し、ピーク負荷は小さくなる傾向
- LTGEP 2013-2032 の需要想定によれば、2013年から2025年の負荷率を 57.2%から 58.8%の範囲で変化するとしており、その変化量が小さいので日負荷曲線の大きな形状変化はないと想定される
- このため、2025年の日負荷曲線は現状の形が相似形を保つと考え、ピーク負荷は最大ピーク需要の 28%とし、1,320MW
- 最低需要（ベース負荷）も同様に、ピーク需要の 44%とし、2,000MW
- ミドルピーク負荷は、差し引きで約 1,400MW

想定する日負荷曲線を Figure 4.3-1 に示す。

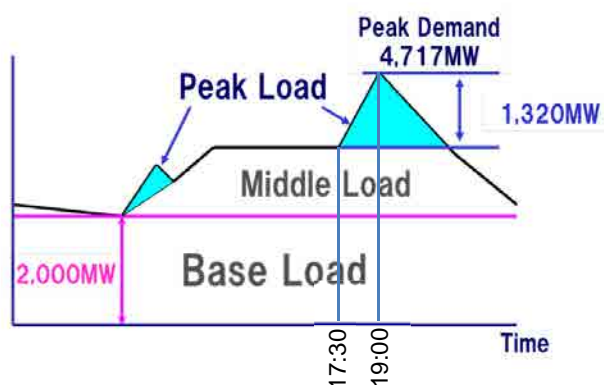


Figure 4.3-1 Daily Load Curve Model in 2025

前述のとおり、LTGEP 2013-2032 には今後ピーク対応電源の建設が予定されていないため、今後必要となる開発量を以下の方法で算出した。

- 火力発電所の高効率確保のため、ピーク負荷対応電源として水力のみで対応
- 2025年におけるピーク需要対応可能水力発電設備とし、425MW+150MW(UKHP)=575MW
- LTGEP 2013-2032 に計上されていないが、Victoria 増設（228MW）が 2025 年以前に開発されると仮定
- 今後新規開発が必要なピーク負荷対応型電源は、520MW ( $\cong 1,320\text{MW}^5 - 575\text{MW}^5 - 228\text{MW}^5$ )

<sup>5</sup> 2011年ピーク需要時の水力対応実績概算値

よって、2025 年において投入が必要なピーク負荷対応電源は、将来の需要増を考慮し 600MW 程度と判断する。

#### 4.4 2025 年時点での電源構成

LTGEP 2013-2032 によれば、2025 年断面での電源構成は、Figure 4.4-1 となる。

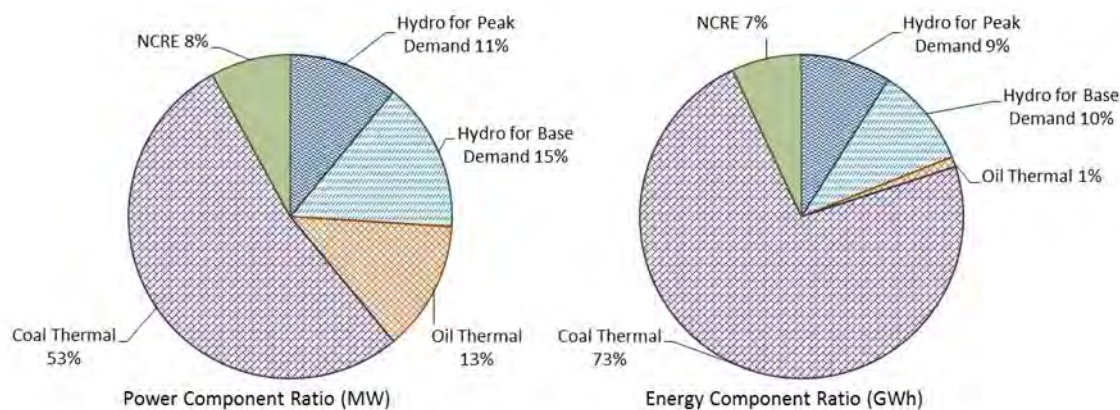


Figure 4.4-1 Composition of Power Generation in 2025

図のように石炭火力の構成比率（MW ベース）は約 53%と電源構成に占める割合が大きい。これは、電気料金の適正化を図ろうとするために石炭火力の開発を優先したためであるが、電源のベストミックスの観点からは歪な構成となっている。このため、負荷追従性の悪い石炭火力を効率的に運用するためにも、相当量のピーク負荷対応電源の開発が必要である。

2025 年におけるベース負荷対応電源として、今後開発される石炭火力が主に受け持つ。石炭火力の余力となる容量は、ミドルピーク負荷対応電源、待機電源、またはピーク負荷対応電源として揚水発電が選定された場合の揚水原資電源となる。ミドルピーク対応電源としては、既設の CEB 火力、IPP 火力、石炭火力の一部、時期的に不確実ではあるが今後開発される LNG コンバインドサイクル発電が対応する。

#### 4.5 ピーク需要対応型電源の投入時期

現在、ピーク負荷対応は、発電専用の貯水池ないし調整池を持つ水力発電所および石油系の火力発電所によって賄われている。Figure 4.2-1 に示すように、2013 年におけるこれらピーク負荷に対応が可能な電源は、全電源の 65%（設備出力で 1,900MW 強）を占めている。2025 年断面では、Figure 4.4-1 に示すようにピーク負荷に対応が可能な電源は、全電源の 24%（設備出力で 1,400MW 強）に減少する。この原因は、新規の大規模貯水池式水力発電所の開発が予定されていないことや、Table 4.1-2 に示すように廃止火力発電所が徐々に増加していることにある。これらのことから、火力発電所の廃止がピークを迎える 2025 年までには、一定規模のピーク需要対応型電源の開発が必要となっている。

## 第 5 章

### 系統計画・運用



## 目 次

## 第5章 系統計画・運用

5.1	系統運用の現状 .....	5-1
5.1.1	系統運用基準.....	5-1
5.1.2	系統運用状況.....	5-2
5.2	系統計画の現状 .....	5-5
5.2.1	系統計画の概要.....	5-5
5.2.2	首都圏への電力供給対策.....	5-7
5.2.3	電源開発計画を踏まえた系統計画.....	5-7
5.2.4	インド-スリランカ連系線計画.....	5-10

## 表リスト

Table 5.1.1-1	Voltage Criteria .....	5-1
Table 5.1.1-2	Conditions for Stability Analysis .....	5-1
Table 5.1.1-3	Allowable Maximum 3 $\phi$ Short Circuit Levels.....	5-2
Table 5.1.1-4	Load Shedding Scheme for Frequency Drop .....	5-2
Table 5.1.2-1	Power Station Operating at Free Governor Mode .....	5-5
Table 5.2.1-1	Transmission and Substation Expansion Proposals up to 2022 .....	5-6

## 図リスト

Figure 5.1.2-1	Current Problem of Power System in Sri Lanka.....	5-4
Figure 5.2.2-1	Power System for Metropolitan Area .....	5-7
Figure 5.2.3-1	Difference of Power System due to Installation of Puttalam in 2013 and 2022 .....	5-8
Figure 5.2.3-2	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Sampoor .....	5-9
Figure 5.2.3-3	Transmission and Substation Expansion due to Installation of Ambalangoda.....	5-10
Figure 5.2.4-1	India - Sri Lanka Interconnection .....	5-11

## 第5章 系統計画・運用

### 5.1 系統運用の現状

#### 5.1.1 系統運用基準

現在、CEB が適用している系統運用の基準を、以下に示す。

##### (1) 電圧基準

**Table 5.1.1-1 Voltage Criteria**

母線電圧	許容電圧変動[%]	
	常時	単一故障時
220kV	±10%	±10%
132kV	±10%	±10%

(出典：LTTDP 2013-2022)

##### (2) 熱容量基準

送変電設備の容量を超過しない事。

##### (3) 安定度基準

以下の系統事故が発生しても、系統の安定性を保つ事ができる系統構成とする。

- 三相故障（単一回線送電線事故に伴う再閉路失敗）
- 発電機(1 ユニット)の脱落
- 変圧器 1 台停止による負荷脱落

安定度の解析は、Table 5.1.1-2 に示す二つの条件で実施される。

**Table 5.1.1-2 Conditions for Stability Analysis**

Switching Sequence	Steps
I . Successful Re-closing	1. t=0 故障発生 2. t=120ms 送電線遮断 3. t=620ms 送電線再開路
II . Unsuccessful Re-closing	1. t=0 故障発生 2. t=120ms 故障除去、送電線遮断 3. t=620ms 故障継続中の送電線再開路 4. t=740ms 送電線遮断

(出典：LTTDP 2013-2022)

##### (4) 短絡容量基準

変電所母線で三相短絡故障が発生した場合、Table 5.1.1-3 のレベルを満足する事。

Table 5.1.1-3 Allowable Maximum 3  $\phi$  Short Circuit Levels

母線電圧	架空/地中	短絡容量(kA)
132kV 以上	架空線	40.0
	地中ケーブル	40.0
33kV	架空線	13.1
	地中ケーブル	16.0
11kV	地中ケーブル	20.0

(出典 : LTTDP 2013-2022)

**(5) 周波数基準**

通常運用時、周波数は定格 50Hz $\pm$ 1%以内とする。また、電源脱落により、周波数低下が起こる場合、Table 5.1.1-4 に示すスキームで負荷遮断を実施し、系統安定を保ち、周波数を 50Hz $\pm$ 1%以内まで回復する必要がある。

Table 5.1.1-4 Load Shedding Scheme for Frequency Drop

ステージ	負荷遮断周波数	遮断時間	負荷遮断
I	48.75Hz	100ms	5.00%
II	48.50Hz	500ms	5.00%
III	48.25Hz 49Hz AND df/dt<-0.85Hz/s	500ms	10.00%
		100ms	3.00%
IV	48.00Hz 49Hz AND df/dt<-0.85Hz/s	500ms	10.00%
		100ms	3.00%
V	47.50Hz 49Hz AND df/dt<-0.85Hz/s	瞬時	10.00%
		100ms	4.00%
VI	49Hz AND df/dt<-0.85Hz/s	100ms	10.00%

(出典 : CEB System Control Center (2013/06/20))

**(6) 瞬動予備力**

CEB では瞬動予備力を 5%として運用を行っている。

**5.1.2 系統運用状況****(1) 概要**

スリランカ最大の都市であるコロンボが最大の需要地であり、その周辺を含むコロンボ首都圏が全体の需要 2,143MW の約半分 (1,009MW) を占めている。

電源については、コロンボ周辺の火力(ガス、コンバインドサイクル、ディーゼル、出力：約 1,100MW)、中央部の水力(出力：約 1,100MW)、北西部の火力(石炭、ディーゼル、出力：400MW) が主要な供給力である。

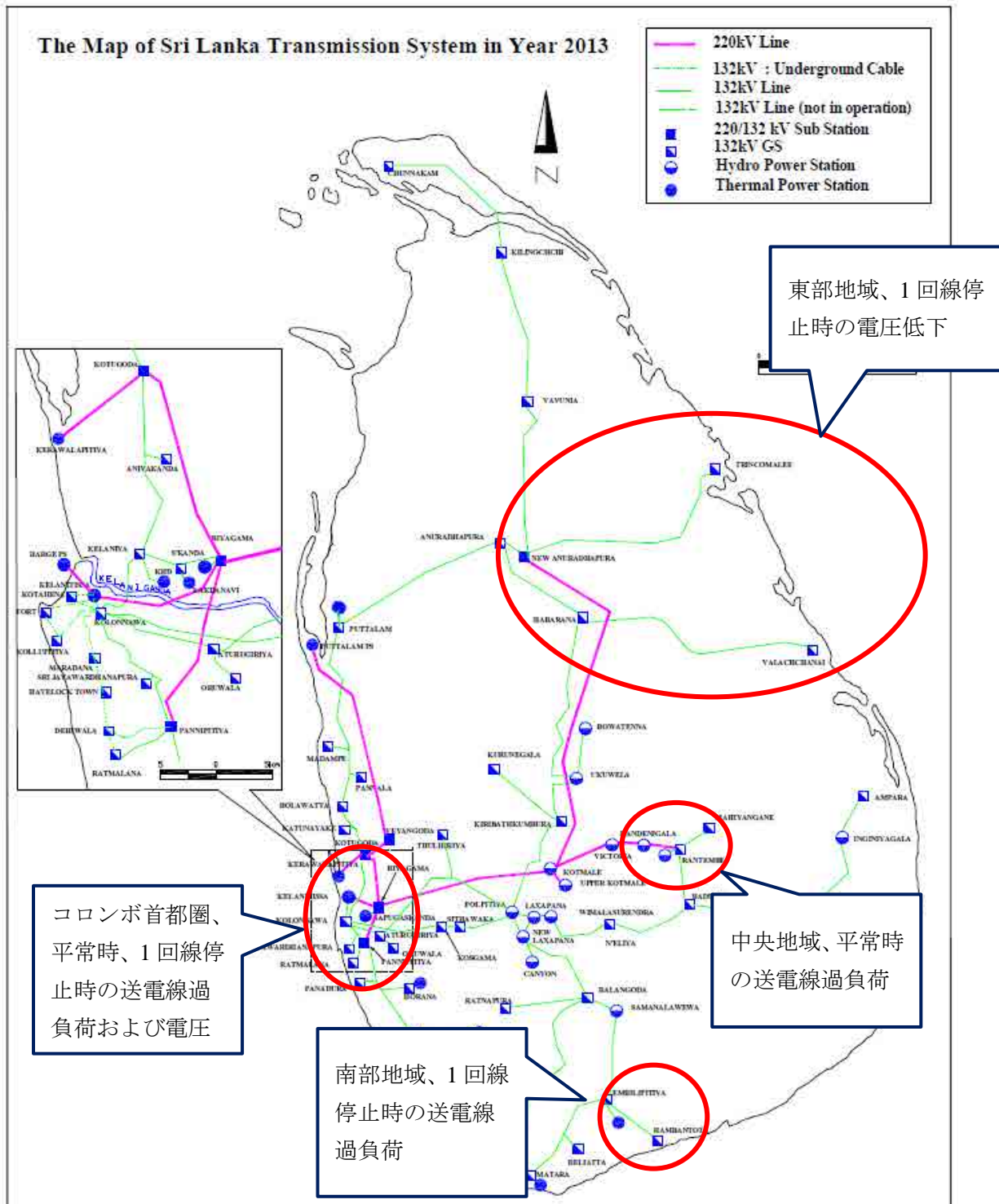
雨季において、水力発電の比率が高い場合は、中央部の水力電源地帯で発電した電力を、220kV 系統の Kotmale 発電所から Biyagama 変電所を通して、コロombo市内へ送電しており、この送電線が重潮流になる事が予想される。

## (2) 問題点の特徴

現在の電力系統では、主に以下に示す問題を抱えており、系統計画において、対策が必要である。

- コロンボ首都圏における、平常時、1 回線停止時ともに、系統電圧の低下、送電線の過負荷。
- 東部地域、1 回線停止時の、New Anuradhapura 変電所 220kV 系、Trincomalee、Valachenai 変電所 132kV 系の電圧低下。
- 中央部水力電源地帯、平常時は Randeniga – Rantambe の送電線で過負荷となる場合があり、Randeniga – Rantambe の送電線 1 回線停止時には、電圧が崩壊する事が懸念される。この対策として、Laxapana 水系の水力発電所を最大出力で稼働する必要がある。
- 南部地域、Embilipitiya – Hambatota 送電線 1 回線停止時に過負荷になる場合がある。

上述した問題点を Figure 5.1.2-1 に図示する。



(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.1.2-1 Current Problem of Power System in Sri Lanka

### (3) 周波数の運用

現在、周波数の調整は基本的にはガバナフリー運転により、自動的に行っているが、ガバナフリー運転で調整できない分については、給電指令により、水力発電所の、Victoria、Kotmale、Samanalawera、New Laxapana の内、1 台の発電機で手動調整を行っている。

Table 5.1.2-1 にガバナフリー運転を行っている発電所を示す。

**Table 5.1.2-1 Power Station Operating at Free Governor Mode**

Plant Name	Classification	Capacity(MW)
Victoria	Hydro	210
Kotmale	Hydro	201
Upper Kotmale	Hydro	150
Bowatenna	Hydro	40
Samanalawera	Hydro	120
AES	C.C.	163
WCP	C.C.	270

(出典：CEB System Control Center)

しかし今後 LTGEP に従って石炭火力を開発した場合、現状の周波数調整能力では早晚周波数基準を満足できなくなるだけでなく、需要の少ない深夜帯には余剰電力対策も必要となる。この周波数調整能力の増強と余剰電力対策を同時に達成する有効な手段として、発電時に加えて揚水時にも周波数調整が可能で、広範な発電／揚水出力調整幅を有する可変速揚水の採用が挙げられる。

但し、その導入に向けては各発電機／可変速揚水機の運転状態を中央給電所に取り込み、周波数調整能力を有する各発電機／可変速揚水機の調整余力や貯水池水位等を勘案のうえ、周波数調整に必要な補正量と各発電機への最適配分を演算し、対象設備へ補正指令を送信できる環境を構築する必要がある。

## 5.2 系統計画の現状

### 5.2.1 系統計画の概要

系統計画においては、5.1 で述べた現在の系統運用上の問題の改善、電源開発計画を踏まえた最適系統の構築が必要である。また、CEB の最新の系統計画では、詳細検討を行っている最新のものが 2022 年、概略検討を行っている最新のものが 2032 年である。

2022 年までに計画されている、送変電設備を Table 5.2.1-1 に示す。

Table 5.2.1-1 Transmission and Substation Expansion Proposals up to 2022

Sub Station	Transmission Line & Under Ground Cable
400kV New Habarana	400kV Sampoor – New Habarana (95km)
400kV Padukka	400kV Ambalangoda – Padukka (75km,220kV operation)
220kV Kappalthurei	220kV New Habarana – Veyangoda (148km)
220kV New Polpitiya	220kV Kotmale – New Polpitiya (23km)
220kV Vavunia	220kV Veyangoda – Kirindiwera (18km)
220kV Padukka	220kV New Polpitiya – Padukka (41km)
220kV New Chailaw	220kV Kerawalpitiya – Port (14.9km)
220kV Kilindiwera	220kV New Anuradhapura – Puttalam (100km)
220kV Port	220kV Kirindiwera – Padukka (20km)
132kV Chemmany	220kV Vavunia – New Anuradhapura (55km)
132kV Mannar	220kV Pannipitiya – Padukka (18km)
132kV Eluwankulama	132kV Mannar – Vavunia (75km)
132kV Maho	132kV Puttalam – Maho (42km)
132kV Polonnaruwa	132kV New Chilaw – Madampe (7km)
132kV Naula	132kV Ampara – Akkaraipattu (25km)
132kV Madampe	132kV Umaoya – Badulla (25km)
132kV Vavunativu	132kV Ampara – Vavunativ (50km)
132kV Akkaraipattu	132kV Ampara – Mahiyange (97km)
132kV Nawalapitiya	132kV Monaragala – Badulla (32.5km)
132kV Monaragala	132kV Monaragala – Inginitagala (47.5km)
132kV Wellawaya	132kV Suriyawewa – Embipitiya (22km)
132kV Wewalwatta	132kV Suriyawewa – Hambantota (31km)
132kV Suriyawewa	132kV Galle – Ambalangoda (36km)
132kV Tissamaharama	132kV Pettah – Kotahena (2km)
132kV Port City	132kV Kelanitissa – Kotahena (2km)
132kV Slave Island	132kV Kolonnawa – Pettah (4km)
132kV Wellawatta	132kV Port – Slave Island (3.2km)
132kV Colombo K	132kV Port – Fort (1.2km)
132kV Battaramulla	132kV Fort – Hunupitiya (2.4km)
132kV Oruwala	132kV Wellawatta – Kollupitiya (6.5km)
132kV Pettah	132kV Wellawatta – Pannipitiya (14.1km)
132kV Hunupitiya	132kV Hambantota – Tiswamaharama (22km)
	132kV Athurugiriya – Oruwala (3.4km)
	132kV Padukka – Athurugiriya (13km)
	132kV New habarana – Naula (37km)
	132kV Naula – Ukuwela (45km)
	132kV Colombo K – Dehiwala (6km)
	132kV Colombo K – Havelock Town (7km)

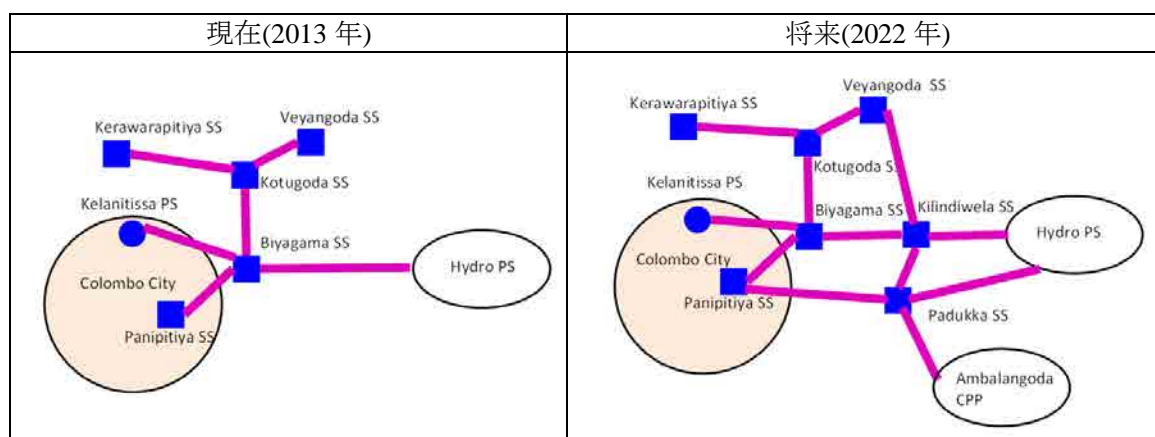
(出典：LTTDP 2013-2022)

## 5.2.2 首都圏への電力供給対策

5.1.2 で述べたように、首都圏は系統電圧の低下、送電線の過負荷のような問題を抱えている。また、現在は電源地帯からの電力を受ける、220kV 変電所は Biyagama の 1 か所のみであり、首都圏の主要変電所へ電力を配分している。このような形態では、同変電所において母線故障等の重大故障が発生した場合、首都圏への電力供給に関して、大きな制約が生じる。この問題を回避するため、2022 年の系統計画では、以下に示す対策が有効であると考えられる。

- 水力電源地帯から首都圏への送電線の 2 ルート化
- 基幹変電所として、400kV Padukka、220kV Kilindiwela の新設

Figure 5.2.2-1 にコロンボ首都圏の 2013 年と 2022 年の系統の相違を示す。



(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.2-1 Power System for Metropolitan Area

## 5.2.3 電源開発計画を踏まえた系統計画

長期送電線開発計画 (Long Term Transmission Development Plan ; LTTDP, 2013-2022 Draft) の ANNEX-D によれば、今後、導入される電源は主に石炭火力であり、2022 年までに合計 2,600MW の導入が計画されている。その内訳は増設も含めて以下の 3 か所の発電所で計画されている。

- Puttalam: 900MW (600MW 増設) 北西部地域
- Sampoor (Tricomalee) : 800MW 東部地域
- Ambalangoda: 900MW 南部地域

上記の大規模電源より首都圏に向けて電力が送電される事が想定されるので、これらを考慮した系統計画を検討する必要がある。

### (1) Puttalam: 900MW 北西部地域

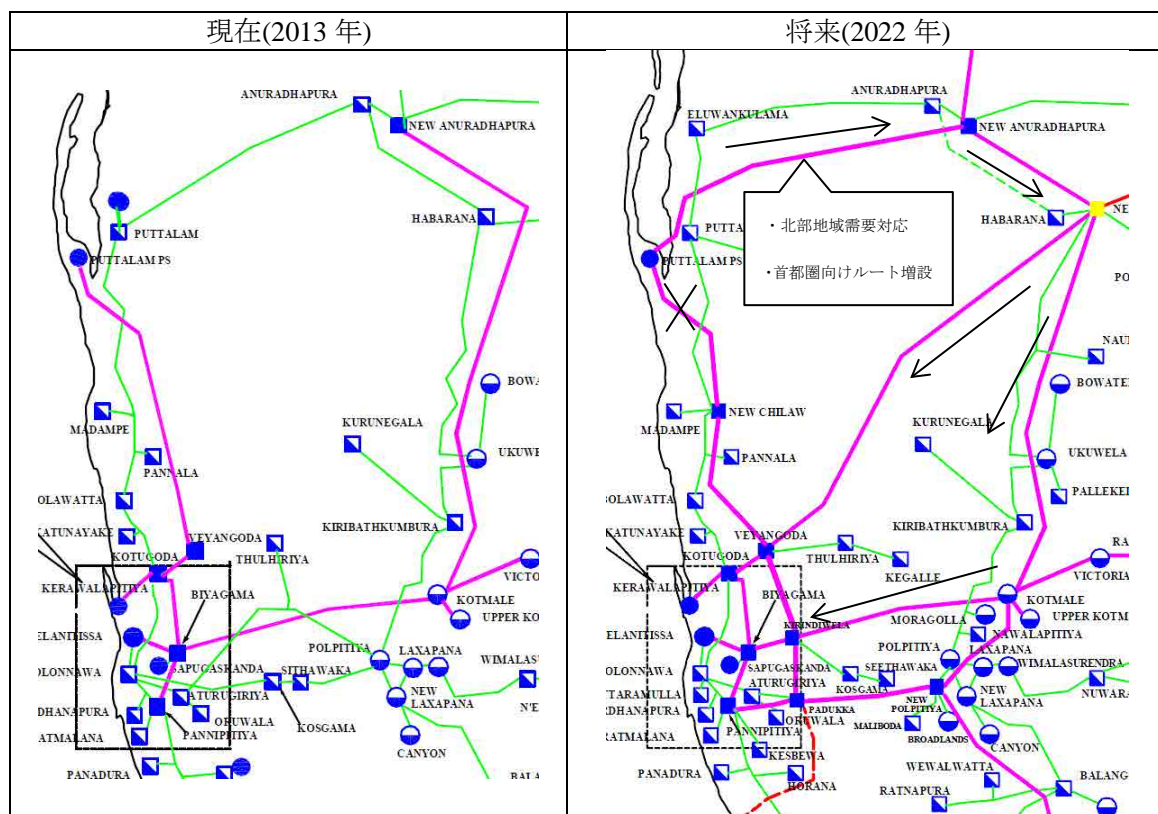
現在、Puttalam から首都圏向けに Puttalam – Veyangoda 220kV 送電線が 1 ルートあるものの系統計画では、Puttalam – New Anuradhapura 送電線が建設される事で、2 ルート化される。



従って、Puttalam – Veyangoda 送電線のルート断事故が発生した際も、Puttalam – New Anuradhapura 送電線ルートより、首都圏に向けて電力を送電する事が可能であり、首都圏の供給支障回避に有効であると判定される。

また、将来の北部地域の需要増加にも対応が可能であると考えられる。

Puttalam の導入に伴う、2013年と2022年の系統の変更箇所を Figure 5.2.3-1 に示す。



(出典 : Source: LTDP 2013-2022)

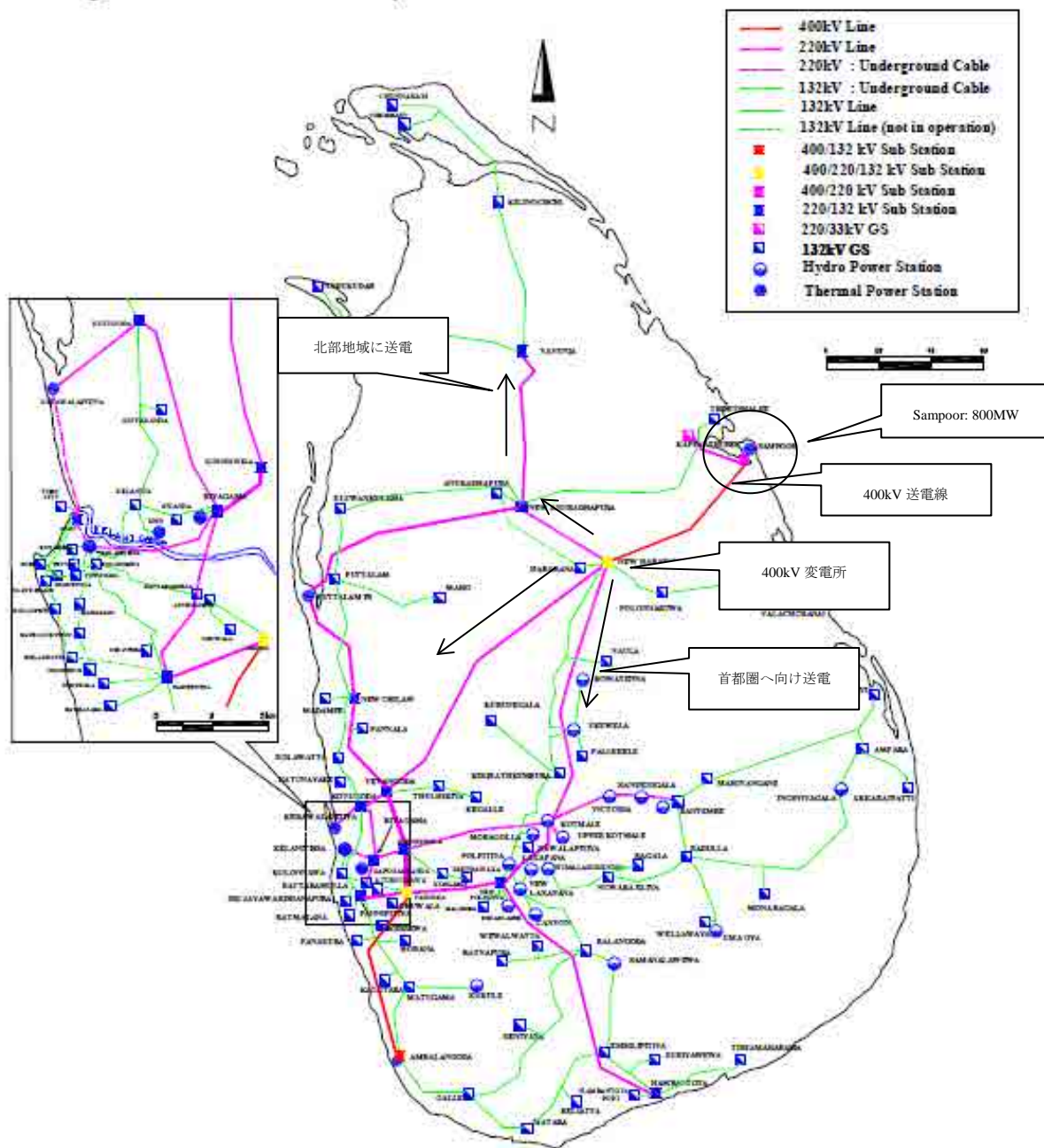
Figure 5.2.3-1 Difference of Power System due to Installation of Puttalam in 2013 and 2022

## (2) Sampoor (Trincomalee) : 800MW 東部地域

現在、2022年までに東部地域に石炭火力 Sampoor 800MW の建設が計画されている。その計画に伴い、400kV 変電所 New Habarana および Sampoor – New Habarana 400kV 送電線が計画されている。Sampoor – New Habarana 送電線を 400kV とする事で、1回線停止時の過負荷の回避に有効であると考えられる。

主に Sampoor で発電した電力を New Habarana を経由して、首都圏および北部地域に送電する。

The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2022



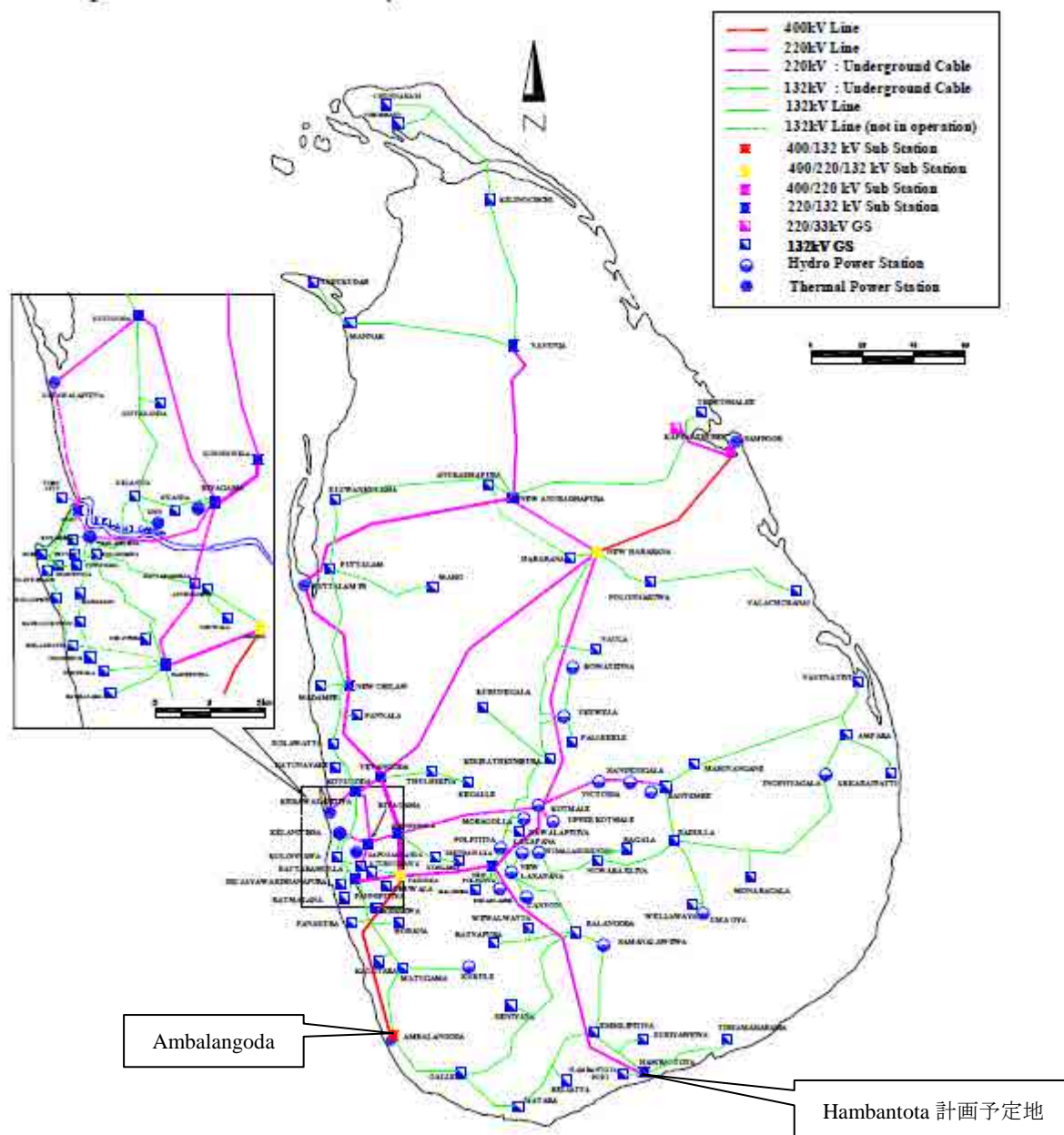
(出典 : LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.3-2 Transmission and Substation Expansion due to Installation of Sampoor

(3) Ambalangoda: 900MW 南部地域

現在、2022年までに南部地域に石炭火力 Ambalangoda 900MW の建設が計画されている。その計画に伴い、Ambalangoda – Padukka 400kV 送電線が計画されている。また、2032年の概略検討では、Ambalangoda の東、約 150km に石炭火力 Hanbantota が建設される予定である。

The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2022



(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.3-3 Transmission and Substation Expansion due to Installation of Ambalangoda

#### 5.2.4 インド-スリランカ連系線計画

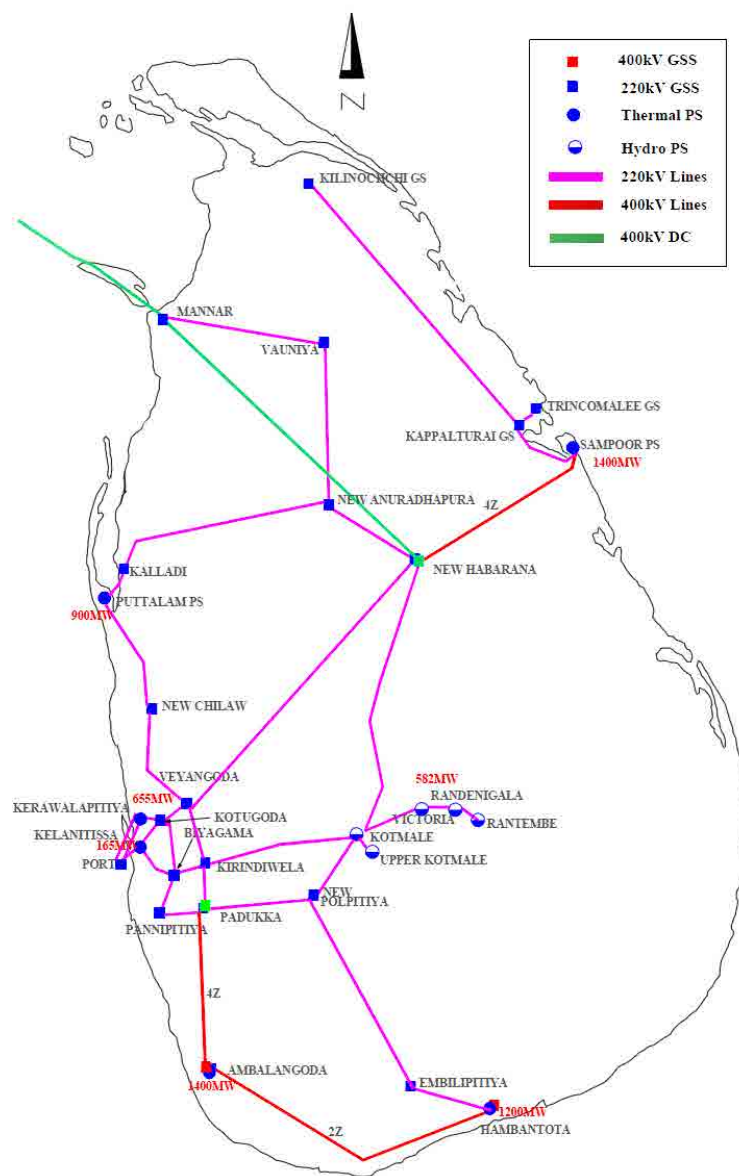
CEB の 2032 年の概略検討では、インドと直流送電による連系が検討されている。LTGEP によれば、最初のステップとして、500MW を建設し、その後、1,000MW に増強する事が検討されている。

LTGEP では、2032 年の石炭火力の導入量は 4,900MW となる予定であり、最低出力で運転した場合でも、需要の少ない深夜帯には、余剰分が発生すると予想される。また、石炭火力はベース電源である事から、最低出力で運転した場合、低効率となると考えられる。

この対策として、深夜帯の余剰分をインドに送電する事で、需給バランスを保つ事が可能となる。

また、直流送電方式で検討している事については、一般的に海底ケーブルの場合、30~50km以上であれば、直流送電の方が交流送電より低コストとされている事から、本検討は妥当であると考えられる。

The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2032



(出典：LTTDP 2013-2022)

Figure 5.2.4-1 India - Sri Lanka Interconnection

## 第 6 章

### 環境社会配慮



## 目 次

<b>第 6 章 環境社会配慮</b>	
6.1 スリランカ環境の概説 .....	6-1
6.1.1 物理的環境.....	6-1
6.1.2 スリランカの生態系.....	6-2
6.1.3 種についての現状.....	6-6
6.1.4 生物多様性保全の現状.....	6-14
6.1.5 社会環境.....	6-18
6.2 スリランカの環境社会配慮 .....	6-29
6.2.1 環境社会配慮に係わる政府機関.....	6-29
6.2.2 環境社会配慮に関する法制度 .....	6-31
6.2.3 JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離.....	6-51
6.3 戦略的環境影響評価 .....	6-53
6.3.1 本調査での戦略的環境影響評価.....	6-53
6.3.2 ピーク需要に対応した複数の電源選定時での SEA.....	6-54
6.3.3 サイト候補地選定時での SEA .....	6-54
6.3.4 ステークホルダーズ会議 (SHM) .....	6-55

## 表リスト

Table 6.1.2-1	スリランカの生態系 .....	6-2
Table 6.1.3-1	スリランカの動物種のレッド・リストの要約.....	6-7
Table 6.1.3-2	スリランカの植物種のレッド・リストの要約.....	6-7
Table 6.1.3-3	分類群ごとの現状の要約 .....	6-8
Table 6.1.3-4	スリランカの絶滅が危惧される脊椎動物の分布状況.....	6-11
Table 6.1.3-5	スリランカの絶滅が危惧される種子植物の分布状況.....	6-12
Table 6.1.3-6	スリランカでの世界規模での絶滅危惧種数.....	6-12
Table 6.1.3-7	IUCN Red List と National Red List での保全状況が違う種の例.....	6-13
Table 6.1.3-8	スリランカのもっとも問題になっている侵略的外来種.....	6-13
Table 6.1.4-1	野生生物保全局と森林局が管理する保護区.....	6-14
Table 6.1.4-2	野生生物保全局が管理する保護区のカテゴリーと規制.....	6-14
Table 6.1.4-3	森林局が管理する保護区のカテゴリーと規制.....	6-15
Table 6.1.4-4	スリランカのラムサール条約登録湿地.....	6-16
Table 6.1.4-5	スリランカの生物圏保護区 .....	6-17
Table 6.1.5-1	州別及び県別人口 (2011 年現在) .....	6-19
Table 6.1.5-2	民族別人口比 .....	6-21
Table 6.1.5-3	宗教別人口比 .....	6-21
Table 6.1.5-4	失業率 .....	6-26

Table 6.1.5-5	セクター別最低賃金表 .....	6-27
Table 6.1.5-6	県別貧困率 .....	6-28
Table 6.2.1-1	環境社会配慮に係わる政府機関リスト.....	6-29
Table 6.2.2-1	環境関連の法律 .....	6-33
Table 6.2.2-2	環境保全に係わる国際条約 .....	6-34
Table 6.2.2-3	水力発電開発に必要な許認可.....	6-35
Table 6.2.2-4	発電、送電線プロジェクト .....	6-36
Table 6.2.2-5	プロジェクトにより影響を受けやすい地域.....	6-37
Table 6.2.2-6	事業計画承認機関（PAAs） .....	6-38
Table 6.2.2-7	EIA 手続きの各実施責任者.....	6-39
Table 6.2.2-8	EIA/IEE 手続きにかかる期間.....	6-41
Table 6.2.2-9	用地取得関連法令 .....	6-42
Table 6.2.2-10	用地手続きフロー .....	6-43
Table 6.2.2-11	大気質基準 .....	6-46
Table 6.2.2-12	主な河川及び湖の暫定水質基準.....	6-47
Table 6.2.2-13	内陸表流水に排水を放流する場合の一般基準.....	6-48
Table 6.2.2-14	灌漑用地に放流される産業排水の許容限度.....	6-49
Table 6.2.2-15	騒音に係わる環境基準 .....	6-50
Table 6.2.3-1	EIA に関する JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離.....	6-51
Table 6.2.3-2	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法制度との乖離 .....	6-51
Table 6.3.4-1	SHM と議事内容.....	6-55

## 図リスト

Figure 6.1.1-1	スリランカの年平均降雨量 .....	6-2
Figure 6.1.2-1	スリランカの植生図 .....	6-3
Figure 6.1.2-2	「Western Ghats & Sri Lanka」生物多様性ホットスポット.....	6-4
Figure 6.1.2-3	スリランカの重要野鳥生息地（IBAs） .....	6-5
Figure 6.1.4-1	スリランカのラムサール条約登録湿地（●）と生物圏保護区（★） .....	6-16
Figure 6.1.5-1	平均人口増加率 1871-2012 .....	6-20
Figure 6.1.5-2	地方行政サービス機関と地方議会.....	6-22
Figure 6.1.5-3	行政区分図 .....	6-23
Figure 6.1.5-4	セクター別（農業、工業及びサービス）労働人口(1992-2011).....	6-26
Figure 6.2.2-1	EIA 手続きフロー.....	6-40
Figure 6.3.1-1	開発プロジェクトと環境評価の流れ.....	6-53
Figure 6.3.2-1	複数の電源からもっとも適した電源を選定するための2回のスクリーニング .....	6-54

Figure 6.3.3-1	揚水発電所開発にもっとも適した地点を選定するための2回のスクリーニング .....	6-55
Figure 6.3.4-1	調査の各段階と SHM との関係 .....	6-55



## 第6章 環境社会配慮

### 6.1 スリランカ環境の概説

#### 6.1.1 物理的環境<sup>1</sup>

スリランカはインド亜大陸の南東にある島嶼国で、北緯 5° 54' - 9° 52' と東経 79° 39' - 81° 53' の間に位置し、国土面積は 65,610 km<sup>2</sup> である。

南部に海拔 2,500 m を有する中央山岳地帯があり、海拔 0 - 75 m の低地平野部が中央山岳地帯を囲んでいる。中央山岳地帯から 9 つの主要河川と 94 の中小河川が平野部を通りインド洋に流れでている。

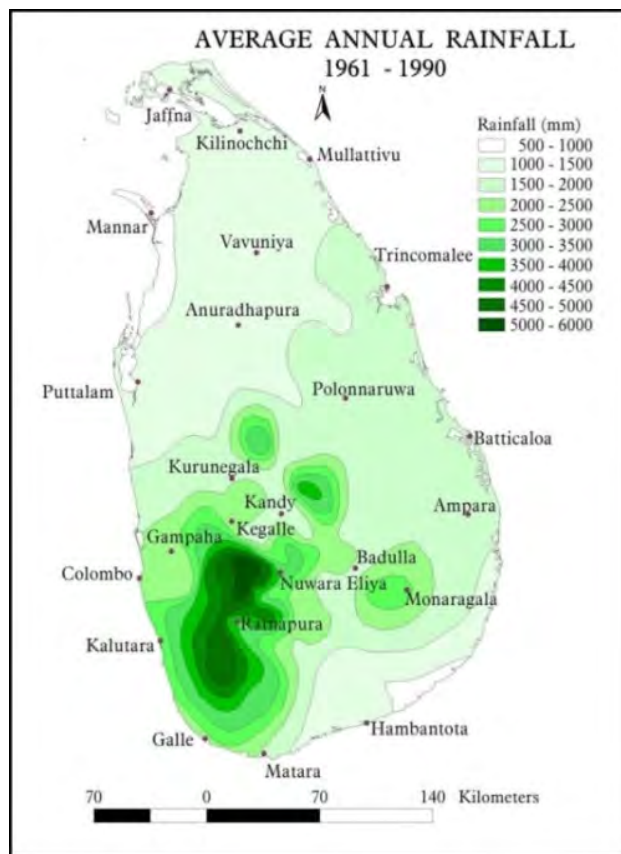
スリランカは赤道熱帯域に属し、モンスーンの影響を受ける。北東モンスーンによってスリランカ北部と東部は 12 月から 1 月の間に雨期があり、西部・南部・中部は南西モンスーンによって 5 月から 7 月の間に雨期がある。

スリランカは一般的に次の 3 つの気候地帯に分けることができる - 湿潤地帯、乾燥地帯と中間地帯。南西部が湿潤地帯、北東から南西部が乾燥地帯、その中間の丘陵・山岳部が中間地帯となっている。

降雨量は季節的に変動し、北東および南西モンスーンや大気対流・低気圧活動によっても変化する。平野部の平均気温は湿潤地帯で 27°C、乾燥地帯で 30°C である。高度を増すごとに平均気温は下がり、山岳地帯での月平均気温は 13°C から 16°C で、夜間には時に 0°C 近くまで下がることがある。

Figure 6.1.1-1 は年平均降雨量を表している。

<sup>1</sup> The information of this section are from Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999), Climate Change Secretariat, Ministry of Environment, Sri Lanka web site: [http://www.climatechange.lk/ccs\\_index.html](http://www.climatechange.lk/ccs_index.html), and Central Bank of Sri Lanka Annual Report 2013.



(Source: Climate Change Secretariat, Ministry of Environment, Sri Lanka)

**Figure 6.1.1-1** スリランカの年平均降雨量

## 6.1.2 スリランカの生態系

### (1) 概説

森林環境省（当時）<sup>2</sup>によるとスリランカには4つの主な生態系があり、それらはさらに細かな生態系に分けられる（Table 6.1.2-1）。Figure 6.1.2-1はスリランカの植生図を表している。

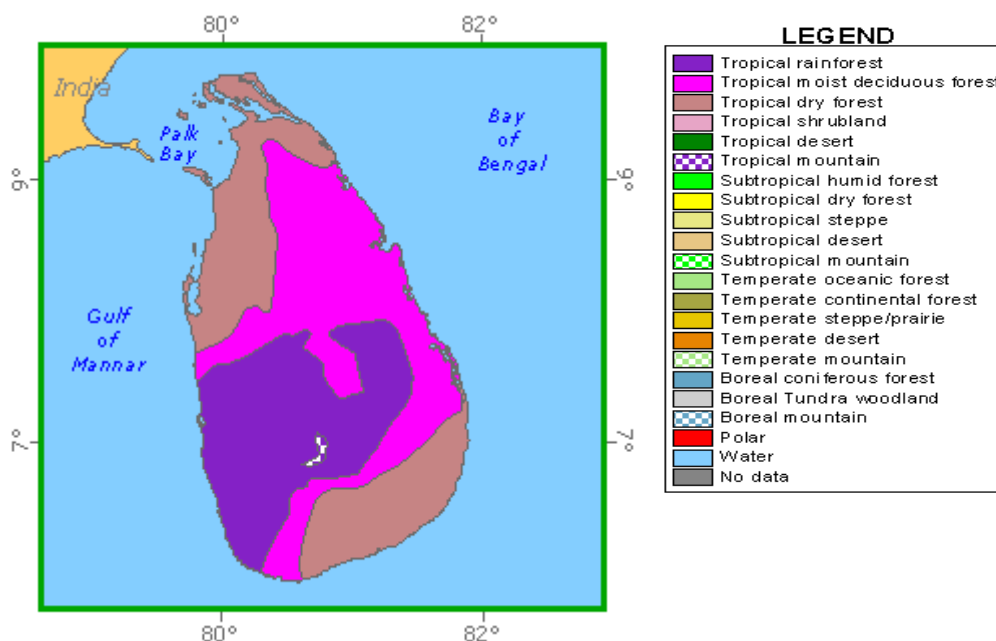
**Table 6.1.2-1** スリランカの生態系

Group	Ecosystems
Forest and related ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tropical wet evergreen forest (lowland rain forest)</li> <li>• Tropical moist evergreen forest</li> <li>• Tropical dry mixed evergreen forest</li> <li>• Tropical thorn forest</li> <li>• Savannah</li> <li>• Riverine forest</li> <li>• Tropical sub montane forest</li> <li>• Tropical montane forest</li> <li>• Dry montane grasslands dry patanas</li> </ul>
Inland wetland ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flood plains</li> <li>• Swamps</li> <li>• Streams and rivers</li> </ul>

<sup>2</sup> Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999).

Group	Ecosystems
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reservoirs and ponds</li> <li>Wet Villu grasslands</li> <li>Wet montane grasslands wet patanas</li> </ul>
Coastal and marine ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mangroves</li> <li>Salt marshes</li> <li>Sand dunes and beaches</li> <li>Mudflats</li> <li>Seagrass beds</li> <li>Lagoons and estuaries</li> <li>Coral reefs</li> <li>Coastal seas</li> </ul>
Agricultural ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> <li>Paddy lands</li> <li>Horticultural farms</li> <li>Small crop holdings or other field crops (pulses, sesame etc.)</li> <li>Crop plantations</li> <li>Home gardens</li> <li>Chena lands (slash and burn cultivation)</li> </ul>

(Source: Biodiversity Conservation in Sri Lanka - A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment,) 1999).



(Source: FAO Country Profiles: Sri Lanka)

Figure 6.1.2-1 スリランカの植生図

森林生態系<sup>3</sup>: 森林生態系の内、低地・山岳地帯にある湿潤雨林は生物多様性が非常に高い。湿潤雨林にとってもっとも重要な地域は Peak Wilderness Sanctuary、Kanneliya-Dediyagala-Nakiyadeniya Reserve、Sinharaja Forest、Knuckles Range of Forests および Horton Plains National Park である。

<sup>3</sup> Information on “Forest and related ecosystems”, “Inland wetland ecosystems” and “Coastal and marine ecosystems” and part of “Agricultural lands” are from Biodiversity Conservation in Sri Lanka – A Framework for Action (Ministry of Forestry and Environment, 1999).

内陸湿地生態系：湿潤森林内とそこから流れ出る河川・沢には特有な淡水魚が、平野部に散在する人工貯水池（tanks）には様々な魚類が生息している。山岳地帯の湿潤 patanas には特有な淡水植生がある。沿岸湿地は特に渡り鳥を含めた鳥類にとって重要な生息地である。

沿岸・海洋生態系：サンゴ礁は特に生物多様性が高く、さまざまな動植物の重要な生息地になっている。

農地：ゴム、茶栽培地や水田は特定の種にとっての生息地となっている。例えば、茶栽培地は特定の鳥類グループが頻繁に使用している<sup>4</sup>。また、スリランカは農作物の種多様性が高いことが知られている。

## (2) 生物多様性ホットスポット

国際自然保全 NGO の Conservation International は、世界で生物多様性が高くしかも早急な保全対策が必要な地域を生物多様性ホットスポットとして指定して保全策を進めることを提唱している。スリランカは生物多様性ホットスポットの1つである「Western Ghats & Sri Lanka」に属している。つまり、スリランカは自然保全に十分な配慮をし、一般種を含めたすべての生態系・種を保全するための適切な活動を行う必要があると考えられている。このホットスポットにおける生物多様性への脅威の一つが森林の分断化であり、スリランカではももとの森林の1.5%しか残っていないと考えられている<sup>5</sup>。



(Source: Conservation International)

Figure 6.1.2-2 「Western Ghats & Sri Lanka」生物多様性ホットスポット

<sup>4</sup> Birds of Sri Lanka (Deepal Warakagoda, Carol Inskipp, Tim Inskipp and Richard Grimmett, 2012).

<sup>5</sup> Conservation International web site.

[http://www.conservation.org/where/priority\\_areas/hotspots/asia-pacific/Western-Ghats-and-Sri-Lanka/Pages/default.aspx](http://www.conservation.org/where/priority_areas/hotspots/asia-pacific/Western-Ghats-and-Sri-Lanka/Pages/default.aspx)

### (3) 重要野鳥生息地<sup>6</sup>

国際的鳥類保全団体である BirdLife International は、全世界で重要野鳥生息地 (Important Bird Areas : IBAs) を鳥類とその生息地の保全のために特定し、公表している。IBAs は通常以下のような特長を1つまたはそれ以上を持つために、重要と考えられている。

- 1種またはそれ以上の世界的絶滅危惧種が集中的に生息する。
- 地域限定種またはバイオーム (biome) 限定種が生息する継続的な地域の一部をなしている。
- 渡りをする、または集団を形成する種の個体が非常に多く集まる場所である。

IBAs はその全体を保全するに適した大きさであること、通常はすでに当該国の保護地域ネットワークに組み入れられていることから、保全のための鍵となる地域として国際的に考えられている。

スリランカには70のIBAsがあり (Figure 6.1.2-3)、そのリストを Appendix 6.1 として添付した。



(Source: Important Bird Areas in Asia: key sites for conservation (BirdLife International, 2004)

The map is prepared by the Study Team.)

**Figure 6.1.2-3** スリランカの重要野鳥生息地 (IBAs)

<sup>6</sup> BirdLife International web site. <http://www.birdlife.org/action/science/sites/>

### 6.1.3 種についての現状

#### (1) 絶滅危惧種

前章で述べたようにスリランカは生物多様性ホットスポットの1つに属している。スリランカの生物多様性の高さは、気候的・地形的・土壌的な多様性から形成された水系・陸上系のさまざまな生息地と生物地理的な特徴 - 大陸移動とインド亜大陸からの分離の歴史 - から生まれている<sup>7</sup>。

人口増加と森林の減少・分断化によって多くの動植物が絶滅の危機に瀕している。2007年に International Union for Conservation of Nature (IUCN) はスリランカ政府とともに「The 2007 Red List of Threatened Fauna and Flora of Sri Lanka」を出版し、2012年に環境省はそのデータを更新し「The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora」を出版した。

Table 6.1.3-1～Table 6.1.3-5 に 2012 年版レッド・リストの内容を要約した。

2012 年版レッド・リストは、すべての分類群の種にとって、森林破壊などの生息地の劣化と消失が脅威の主なる要因の一つであり、南西部の湿潤地帯（低地から山岳部）がもっとも重要な地域であるとしている。また、スリランカの動植物についての現在利用可能な情報のほとんどは高等植物と脊椎動物に限られていることを強調している。高等植物と脊椎動物は記載されているすべての種のわずか約3%に過ぎず、動植物の真の現状と今入手している情報が示している現状には大きな差があることを示している。

<sup>7</sup> The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012).

Table 6.1.3-1 スリランカの動物種のレッド・リストの要約

Taxonomic group	Critically Endangered	Critically Endangered possibly extinct	Endangered	Vulnerable	Total number of threatened species	Total number of species
Spiders	41 (14)	-	21 (10)	-	62 (24)	501 (257)
Freshwater crabs	34 (34)	-	12 (11)	-	46 (45)	51 (50)
Dragonflies	26 (22)	-	18 (14)	17 (4)	61 (40)	118 (47)
Ants	25 (5)	-	18 (3)	16	59 (8)	194 (33)
Bees	48	-	38	20	106	130
Butterflies	21 (5)	-	38 (10)	40 (7)	99 (22)	245 (26)
Land snails (excluding 21 not evaluated)	80 (70)	-	76 (72)	23 (20)	179 (162)	253 (205)
Freshwater fish	19 (16)	2 (2)	19 (17)	5 (4)	45 (39)	91 (50)
Amphibians	34 (34)	1 (1)	28 (27)	10 (9)	73 (71)	111 (95)
Reptiles (including marine species)	38 (36)	1 (1)	50 (39)	18 (11)	107 (87)	211 (124)
Birds	18	-	18 (7)	31 (11)	67 (18)	240 (27)
Terrestrial mammals	13 (6)	-	25 (8)	15 (4)	53 (18)	95 (21)

Numbers with brackets indicate endemic species.

Critically Endangered possibly extinct is defined as “species with no distribution records in last 60 years” . Total number of threatened species means the total number of Critically Endangered, Endangered and Vulnerable species.

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

Table 6.1.3-2 スリランカの植物種のレッド・リストの要約

Taxonomic group	Critically Endangered	Critically Endangered possibly extinct	Endangered	Vulnerable	Total number of threatened species	Total number of species
Pteridophytes	42 (10)	21 (5)	88 (11)	70 (12)	200 (33)	336 (49)
Angiosperms	218 (1029)	177 (72)	552 (272)	615 (220)	1,385 (594)	3,154 (894)
Gymnosperms	1	-	-	1	2	-

Numbers with brackets indicate endemic species.

Critically Endangered possibly extinct is defined as “species with no distribution records in last 60 years” . Total number of threatened species means the total number of Critically Endangered, Endangered and Vulnerable species.

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

Table 6.1.3-3 分類群ごとの現状の要約

Taxonomic group	Distribution in Sri Lanka	Threats	Conservation
Dragonflies	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Majority of the common Oriental species are found in tanks (reservoirs) in the dry zone.</li> <li>➤ One species is restricted to the coastal areas.</li> <li>➤ Several other common species are widespread in the wet lowlands and mid-hills, in marshes, streams and seeps.</li> <li>➤ A few species are restricted to the higher elevations.</li> <li>➤ The endemics tend to localized to specialized habitats within wet zone rainforest.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Deforestation</li> <li>➤ Water pollution</li> <li>➤ Changes in water sources</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Enforce existing conservation measures in protected areas</li> <li>➤ Establish new protected areas in the wet zone and montane areas</li> <li>➤ Legislate additional protection for streams, rivulets and forest corridors in the wet zone</li> <li>➤ Restore already degraded areas in key locations</li> <li>➤ Limit agricultural expansion in forest areas</li> <li>➤ Enforce existing legislation regarding corridors and reservations</li> <li>➤ Conduct comprehensive faunistic work</li> </ul>
Ants	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <i>No detailed information due to lack of data.</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Lack of ground vegetation and leaf litter in cultivated lands</li> <li>➤ Setting fire to land before cultivating or to promote grass growth in pasture lands</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct awareness programme on the ecological and economic (where applicable) importance of the species</li> <li>➤ Identify and protect habitats that do not come within protected area network.</li> </ul>
Butterflies	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Many species are generalists and occur in a range of climatic zones.</li> <li>➤ Few species have a very local and restricted distribution.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ The most significant threat is the disappearance and degradation of forest, grassland and coastal habitats due to human activity.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct comprehensive research on the group especially on the endangered and critically endangered species.</li> </ul>
Spiders	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Endemic Sri Lankan spiders are confined mostly to the intact natural forest remaining in the south-west and central highlands.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Forest disappearance and degradation</li> <li>➤ Utilization of pesticide</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Identify the key habitats necessary for spider conservation and draw up a plan to protect them especially in natural ecosystems of the wet zone.</li> <li>➤ Regulate pesticide.</li> </ul>
Freshwater crabs	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Nearly half the freshwater crabs (23 species) are point endemics.</li> <li>➤ 80 % of the crabs (41 spp.) are restricted to the wet zone.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Invasive alien species</li> <li>➤ Influx of fertilizer and pesticide, local climate change</li> <li>➤ Loss of forest cover due to encroachment and illegal timber extraction</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct a national survey to identify key habitats for conservation attention.</li> <li>➤ Monitor at least critically endangered species.</li> <li>➤ Maintain water quality of their habitats.</li> <li>➤ Introduce legal and institutional reforms necessary to engage local communities in the in situ</li> </ul>



Taxonomic group	Distribution in Sri Lanka	Threats	Conservation
			<p>conservation of point-endemic species.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Promote awareness programmes to conserve the group.</li> </ul>
Land snails	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Five endemic genera and their species show discontinued distribution and are restricted to few specific habitats in the wet and southwestern portion of the island.</li> <li>➤ Lowland rainforest zone and the montane rainforest zone have distinctive snail faunas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss (fragmentation and clearance of forest floor)</li> <li>➤ Frequent fire in the grasslands, scrublands and forests</li> <li>➤ Utilization of agrochemicals</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conserve effectively the remaining rainforest fragments in the lowland rainforests of wet zone and the montane forests.</li> <li>➤ Conduct research on the group.</li> <li>➤ Develop plans for population restoration of endemic and relict species that are facing extinction due to habitat loss</li> <li>➤ Establish strict regulation to control the entry of exotic land snails to the country.</li> <li>➤ Carefully control the spread of predatory gastropods.</li> <li>➤ Promote awareness programmes to conserve the group.</li> </ul>
Freshwater fishes	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ South Western and Mahaweli zones support the highest diversity in freshwater fish.</li> <li>➤ Number of species are only known from a single location (point endemics).</li> <li>➤ Some species are only known from a single river basin.</li> <li>➤ Most of the threatened or endemic species are found in streams outside the protected area network.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss</li> <li>➤ Invasive alien plant species</li> <li>➤ Water quality</li> <li>➤ Agrochemicals</li> <li>➤ Invasive alien fish species</li> <li>➤ Aquarium trade</li> <li>➤ Destructive fishing techniques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Protect habitats of threatened or endemic species that occur outside the protected area network, especially their catchment areas.</li> <li>➤ Carefully establish and implement ex situ breeding programmes.</li> </ul>
Amphibians	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ The vast majority of the amphibians are restricted to the south western wet zone quarter of the island.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss</li> <li>➤ Utilization of pesticide</li> <li>➤ Erosion from sloping lands</li> <li>➤ Acid rain (?)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct comprehensive research on the group including its habitats.</li> </ul>
Reptiles	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ The majority of the endemic and threatened reptiles are restricted to the lowland and montane forests.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Loss of habitat and fragmentation due to deforestation</li> <li>➤ Forest fire</li> <li>➤ Agrochemicals</li> <li>➤ Road kills</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct comprehensive research on the group including its habitats.</li> </ul>

Taxonomic group	Distribution in Sri Lanka	Threats	Conservation
		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Non-selective killing of snakes</li> <li>➤ Predation by farm and domestic animals</li> </ul>	
Birds	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Low country wet zone, Mid country wet zone and Hill country wet zone contain most of the endemic and threatened species.</li> <li>➤ Nearly one third of all the resident birds are forest birds including all the endemic species.</li> <li>➤ Out of the endemic birds, more than 60 % are restricted to the forests in the wet zone.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss</li> <li>➤ Degradation of wetlands due to development and spread of invasive species</li> <li>➤ Illegal pet trade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conduct comprehensive research on the group including its habitats.</li> <li>➤ Preserve the existing habitats.</li> <li>➤ Establish a captive breeding programme for the threatened endemic birds.</li> <li>➤ Monitor the critical bird species, important bird habitats and large breeding colonies.</li> </ul>
Mammals	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Most of the endemic and threatened mammals are restricted to wet zone and especially montane zone.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss and degradation</li> <li>➤ Influx of pest species and domestic predators</li> <li>➤ Hunting and conflict</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <i>No specific measures are stated.</i></li> </ul>
Pteridophyte	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ About 81 % of pteridophytespecies in the National Herbarium have been collected from the wet zone.</li> <li>➤ Majority of endemic pteridophyte have been collected in the Central Province.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat loss</li> <li>➤ Alien invasive species</li> <li>➤ Soil erosion</li> <li>➤ Environmental pollution</li> <li>➤ Over exploitation of ornamental pteridophyte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conserve natural forests in the wet zone areas.</li> <li>➤ Monitor populations of at least threatened species.</li> <li>➤ Strengthen ferneries of the network of the National Botanic Gardens.</li> </ul>
Seed plants	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Dry-zone (Dry forest, Savanna, grassland) flora, lowland wet zone flora, montane forests, fresh water aquatic flora and mangroves are stated separately.</li> <li>➤ The highest number of threatened species are found in the wet zone districts such as Kandy, Ratnapura, Nuwara Eliya, Badulla, Galle and Kalutara.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Habitat destruction</li> <li>➤ Forest fire</li> <li>➤ Direct exploitation (grazing, trade)</li> <li>➤ Invasive species</li> <li>➤ Pollution</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Conserve natural forests and grassland in all zones.</li> <li>➤ Conduct comprehensive research on the group including its habitats.</li> </ul>

Prepared by the JICA Study Team

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

Table 6.1.3-4 スリランカの絶滅が危惧される脊椎動物の分布状況

District	Freshwater fish			Amphibians			Reptiles			Birds			Mammals			Total	
	CR	EN	VU	CR	EN	VU	CR	EN	VU	CR	EN	VU	CR	EN	VU		
Ampara	1 (1)	1 (0)	1 (1)	1 (1)				4 (2)	7 (3)		1 (0)	2 (0)	11 (1)		3 (1)		32 (11)
Anuradhapura	1 (1)	3 (2)	4 (3)			3 (2)		2 (2)	5 (3)	8 (3)		1 (0)	6 (0)		12 (1)	12 (1)	57 (18)
Badulla	1 (1)	2 (1)	1 (1)	1 (1)	4 (4)	5 (5)		5 (4)	14 (12)	5 (3)	1 (0)	6 (1)	18 (10)	4 (3)	11 (4)	10 (2)	88 (52)
Batticaloa		1 (0)								1 (0)			2 (0)		1 (1)		5 (1)
Colombo	3 (2)	14 (12)	3 (2)		7 (6)	6 (6)			2 (1)	3 (0)		2 (0)	11 (3)		3 (1)	4 (1)	58 (34)
Galle	4 (3)	18 (17)	3 (2)	3 (3)	20 (19)	8 (8)		4 (4)	11 (10)	13 (8)		10 (5)	16 (10)	1 (0)	8 (2)	10 (3)	129 (94)
Gampaha	2 (1)	10 (9)	2 (1)			1 (1)			3 (2)	3 (1)		3 (1)	5 (2)		3 (1)	6 (2)	35 (21)
Hambantota	1 (1)		2 (2)						6 (3)	11 (6)	2 (0)	7 (0)	20 (6)		10 (2)	7 (1)	66 (21)
Jaffna						1 (0)	1 (0)			3 (0)		1 (0)	3 (0)				9 (0)
Kalutara	7 (5)	16 (14)	3 (2)		9 (8)	5 (5)			9 (9)	8 (5)		8 (4)	17 (10)	1 (0)	5 (2)	9 (3)	97 (62)
Kandy	5 (5)	2 (1)	3 (3)	13 (13)	12 (12)	8 (8)		9 (7)	25 (23)	13 (10)	1 (0)	15 (6)	19 (11)	1 (1)	12 (4)	6 (2)	144 (108)
Kegalle	4 (2)	15 (13)	2 (2)	1 (1)	10 (9)	5 (5)		1 (1)	9 (9)	9 (7)		11 (7)	17 (11)		2 (2)	8 (3)	94 (72)
Kilinochchi																	0 (0)
Kurunegala		2 (1)			1 (1)	2 (1)			2 (2)	2 (2)		1 (0)	3 (1)	1 (0)	6 (2)	6 (0)	26 (10)
Mannar	1 (1)	1 (0)				1 (0)			2 (0)	4 (0)	1 (0)	1 (0)	6 (0)		1 (0)		18 (1)
Matale	4 (4)		2 (2)	5 (5)	5 (5)	8 (7)		7 (6)	8 (8)	8 (6)	2 (0)	10 (2)	23 (7)	2 (0)	9 (2)	5 (1)	96 (55)
Matara	4 (3)	10 (10)	3 (2)	2 (2)	13 (12)	6 (6)		2 (2)	12 (11)	10 (7)		6 (4)	15 (11)		5 (2)	8 (3)	96 (75)
Monaragala	1 (1)	2 (1)	1 (1)	1 (1)	1 (1)	4 (4)		3 (1)	6 (5)	11 (8)	4 (0)	6 (0)	14 (4)		10 (3)	5 (1)	69 (31)
Mullaitivu	1 (1)	1 (0)				1 (0)		1 (0)	1 (0)	1 (0)	1 (0)	2 (0)	11 (1)		2 (1)		22 (3)
Nuwara Eliya	1 (1)	1 (1)	1 (1)	12 (12)	17 (16)	7 (7)		7 (6)	18 (15)	10 (7)		1 (0)	6 (0)	4 (3)	14 (6)	8 (3)	107 (78)
Polonnaruwa	3 (3)	3 (2)	3 (3)			4 (3)		1 (1)	3 (2)	6 (5)	1 (0)	6 (1)	18 (10)		5 (1)	6 (1)	59 (32)
Puttalam	1 (1)	2 (1)	2 (1)			2 (1)		1 (1)	3 (0)	6 (2)			2 (0)		5 (0)	3 (0)	27 (7)
Ratnapura	6 (5)	15 (13)	2 (2)	19 (19)	27 (26)	8 (8)		13 (12)	23 (21)	12 (9)		2 (0)	11 (3)	1 (1)	15 (5)	12 (3)	166 (127)
Trincomalee	1 (1)	1 (0)				2 (1)						10 (5)	16 (10)		5 (1)	1 (0)	36 (18)
Vavuniya	1 (1)	1 (0)								1 (0)		3 (1)	5 (2)				11 (3)

Numbers with brackets indicate endemic species.

CR: Critically Endangered; EN: Endangered; and, VU: Vulnerable

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

Table 6.1.3-5 スリランカの絶滅が危惧される種子植物の分布状況

District	Threatened speceis	Total species
Ampara	94 (17)	477 (39)
Anuradhapura	236 (47)	956 (100)
Badulla	421 (145)	1129 (246)
Batticaloa	85 (12)	474 (24)
Colombo	174 (53)	652 (111)
Galle	411 (252)	1050 (385)
Gampaha	81 (24)	418 (48)
Hambantota	178 (24)	885 (65)
Jaffna	97 (7)	546 (21)
Kalutara	361 (213)	902 (338)
Kandy	868 (388)	1952 (567)
Kegalle	281 (167)	699 (275)
Kilinochchi	11 (2)	43 (3)
Kurunegala	215 (55)	825 (128)
Mannar	77 (5)	365 (13)
Matale	344 (111)	1125 (212)
Matarata	261 (165)	667 (276)
Monaragala	217 (48)	766 (108)
Mullaitivu	22 (3)	86 (7)
Nuwara Eliya	596 (260)	1261 (400)
Polonnaruwa	127 (21)	645 (52)
Puttalam	117 (13)	694 (47)
Ratnapura	739 (397)	1539 (570)
Trincomalee	101 (8)	594 (29)
Vavuniya	41 (5)	218 (9)

Numbers with brackets indicate endemic species.

Source: The National Red List 2012 of Sri Lanka - Conservation Status of the Fauna and Flora (Ministry of Environment, Sri Lanka, 2012)

## (2) 世界規模での絶滅危惧種

IUCNは「The IUCN Red List of Threatened Species」を「植物と動物種の保全状況をもっとも総合的・客観的に世界規模で評価したもの<sup>8</sup>」として公表している。スリランカで記録されている絶滅危惧種の数を Table 6.1.3-6 に示す。

Table 6.1.3-6 スリランカでの世界規模での絶滅危惧種数

Taxonomic group	Mammals	Birds	Reptiles	Amphibians	Fishes	Molluscs	Other invertebrates	Plants	Total
Number	30	15	11	56	43	0	130	286	571

(Source: Threatened species in each country (totals by taxonomic group) in IUCN Red List version 2013.1.)

<sup>8</sup> <http://www.iucnredlist.org/about/red-list-overview#introduction>

「The IUCN Red List of Threatened Species」と「The National Red List 2012 of Sri Lanka」は違うものとして認識する必要がある。前者は地球規模での絶滅危惧種を、後者はスリランカ国内での絶滅危惧種をリストアップしている。両者での違いを示す例を Table 6.1.3-7 にまとめた。このようにスリランカでの種の評価をする場合、その保全状況については十分な注意が必要で、適切な配慮をすべきである。

**Table 6.1.3-7 IUCN Red ListとNational Red Listでの保全状況が違う種の例**

Species		Status in the IUCN Red List* <sup>1</sup>	Status in the National Red List* <sup>2</sup>
Scientific name	English name		
<i>Francolinus pictus</i>	Painted Francolin	LC	CR
<i>Ficedula subrubra</i>	Kashmir Flycatcher	VU	Not listed
<i>Rhinolophus beddomei</i>	Beddome's Horseshoe Bat or Great Horseshoe Bat	LC	VU
<i>Macaca sinica</i>	Toque Monkey	EN	LC

Source: \*1: The IUCN Red List of Threatened Species, \*2: The National Red List 2012 of Sri Lanka

CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable, LC: Least Concern

### (3) 侵略的外来種

IUCN によると侵略的外来種 (Invasive alien species) とは「自然分布域の外に人間によって導入された動物、植物またはその他の生命体で、導入された地域で繁殖を確立し分布を広げることによって、同地域の在来生態系および種に負の影響を与えるもの」であり、時に人の健康や経済 (観光、農業など) にも負の影響を与えている<sup>9</sup>。

スリランカでは 12 の動物種、17 の植物種がもっとも問題になっている侵略的外来種とされている (Table 6.1.3-8)<sup>10</sup>。

**Table 6.1.3-8 スリランカのもっとも問題になっている侵略的外来種**

	Fauna	Flora
1	Knife fish <i>Chitala ornate</i>	Water hyacinth <i>Eichhornia crassipes</i>
2	Mozambique tilapia <i>Oreochromis mossambicus</i>	Salvinia <i>Salvinia molesta</i>
3	Walking catfish <i>Clarias batrachus</i>	Pond weed <i>Najas marina</i>
4	Rainbow trout <i>Oncorhynchus mykiss</i>	Pond apple <i>Annona glabra</i>
5	Ship rat <i>Rattus rattus</i>	'Diyapara' <i>Dillenia suffruticosa</i>
6	Domestic / feral cat <i>Felis catus</i>	Giant sensitive plant <i>Mimosa pigra</i>
7	Domestic / feral dog <i>Canis familiaris</i>	Prickly lantana <i>Lantana camara</i>
8	Feral buffalo <i>Bubalus bubalis</i>	Gorse <i>Ulex europaeus</i>
9	Apple snail <i>Pomacea diffusa</i>	Mesquite <i>Prosopis juliflora</i>
10	Giant African snail <i>Lissachatina fulica</i>	Prickly pear cactus <i>Opuntia dillenni</i>
11	Slug <i>Deroceras reticulatum</i>	Koster's curse <i>Clidemis hirta</i>
12	Red eared slider turtle <i>Trachemys scripta</i>	Ipil ipil <i>Leucaena leucocephala</i>
13		Congress weed <i>Parthenium hysterophorus</i>
14		Wedelia <i>Wedelia trilobata</i>
15		Mile-a-minute <i>Mikania micrantha</i>
16		Cogon grass <i>Imperata cylindrica</i>
17		Guinea grass <i>Panicum maximum</i>

(Source: The National Atlas of Sri Lanka - second edition (Survey Department, Sri Lanka, 2007))

<sup>9</sup> <http://www.issg.org/index.html>

<sup>10</sup> The National Atlas of Sri Lanka - second edition (Survey Department, Sri Lanka, 2007).

観賞魚取引と園芸取引（鑑賞植物および作物）がスリランカにおける侵略的外来種の導入の主要因である考えられている<sup>11</sup>。

#### 6.1.4 生物多様性保全の現状

##### (1) 保護区と森林の保全

重要な生態系を保全するために、野生生物保全局が計 938,771.91 ha を国立公園などの保護区として管理<sup>12</sup>し、森林局が計 1,180,227ha を国家遺産および厳正自然地域などの保護区として管理<sup>13</sup>している（Table 6.1.4-1 から Table 6.1.4-3）。

残存している森林の保全については、1990 年に伐採禁止が施行され、現時点では近い将来に伐採禁止が解除されることはないとされている<sup>14</sup>。

**Table 6.1.4-1 野生生物保全局と森林局が管理する保護区**

	Name	Number	Area (ha)
Department of Wildlife Conservation	Strict Natural Reserve	3	31,574.40
	National Park	22	535,181.50
	Nature Reserve	5	64,585.01
	Sanctuary	64	307,431.00
	Jungle Corridor	-	-
	Refuge	-	-
	Marine Reserve	-	-
	Intermediate Zone	-	-
	Total		<b>938,771.91</b>
Forest Department	National Heritage and Wilderness Area	1	11,187
	Conservation Forest	55	76,822
	Reserved Forest	360	575,228
	Village Forest	-	-
	Other State Forest	-	516,990
	Total		<b>1,180,227</b>

Source: Department of Wildlife Conservation: Information from Mr. Channa Suraweera, Assistant Director - Natural Resource management, Department of Wildlife Conservation received on 15July 2013.

Forest Department: Progress Report 2011 and Action Plan 2012 (Ministry of Environment).

**Table 6.1.4-2 野生生物保全局が管理する保護区の 카테고리 と規制**

Category	Restrictions
Strict Natural Reserve	Off limits. Research activities are allowed with permission by the Director General DWC.
National Park	In principle, off limits. For the purposes of education, research and sightseeing, entry and observation may be allowed with the permission of the DWC. Traditional human activities are allowed.
Nature Reserve	Only traditional human activities are allowed. Research activities are allowed under the supervision of DWC.

<sup>11</sup> The National Atlas of Sri Lanka – second edition (Survey Department, Sri Lanka, 2007).

<sup>12</sup> Information from Mr. Channa Suraweera, Assistant Director - Natural Resource management, Department of Wildlife Conservation received on 15July 2013.

<sup>13</sup> Progress Report 2011 and Action Plan 2012 (Ministry of Environment).

<sup>14</sup> Sri Lanka Forestry Outlook Study (FAO, 2009).

Category	Restrictions
Sanctuary and Managed Elephant Reserve	Only traditional human activities (agriculture and residence etc.) are allowed in privately owned lands; they are prohibited in state-owned lands. There is no need to obtain permission for entering sanctuaries.
Jungle Corridor	Animal trails (e.g. elephants). Only traditional human activities are allowed. Research activities are allowed under the supervision of DWC.

(Source: Department of Wildlife Conservation: Information from Mr. Channa Suraweera, Assistant Director - Natural Resource management, Department of Wildlife Conservation received on 08 November 2013).

**Table 6.1.4-3 森林局が管理する保護区のカテゴリーと規制**

Category	Law provision	Description and restrictions
National Heritage and Wilderness Area	National Heritage Wilderness Areas Act	These are the unique ecosystems of the country under the maximum legal protection. Sinharaja forest is the only area declared as a national heritage wilderness area at present.
Conservation Forest	Forest Ordinance (Section 3)	These are the most important ecosystems under the maximum legal protection. No activity other than research and visitations is allowed within these forests.
Reserved Forest	Forest Ordinance (Section 3)	These are the important forest areas for conservation of soil, water and biodiversity. Activities confined to non-extractive uses are allowed within these forests.
Village Forest	Forest Ordinance (Section 12)	These are the forest areas to provide forest products and services for the local communities.
Other State Forest	Forest Ordinance (Section 20)	Forests areas do not fall under the previous categories. After surveying and demarcation of forest boundaries these forests will eventually be declared in to one of the above categories.

Source: Forest Department web site

[http://www.forestdept.gov.lk/web/index.php?option=com\\_content&view=article&id=124](http://www.forestdept.gov.lk/web/index.php?option=com_content&view=article&id=124)

## (2) 環境保護区 (Environmental Protection Areas) <sup>15</sup>

中央環境庁 (Central Environment Authority : CEA) は国家環境法 (National Environmental Act) に基づき、環境上の特色を持った場所を環境保護区として指定している。中央環境庁が環境保護区の保護計画と開発に責任を負っている。

以下の9つが現時点までに環境保護区に指定している場所である。

- Muthurajawela buffer zone
- Bolgoda Lake
- Maragala Kanda, Moneragala
- Wathurana Swamp Forest
- Bulathsinhala
- Hanthana
- Knuckles
- Thalangama Tank
- Lake Gregory, Nuwara Eliya

<sup>15</sup> PROGRESS REPORT 2011 and ACTION PLAN 2012 Ministry of Environment

以下の4つの地域を今後環境保護区として指定する予定である。

- Benthara Ganga
- Dedigamuwa Kanda
- Koggala Lagoon
- Gin Oya

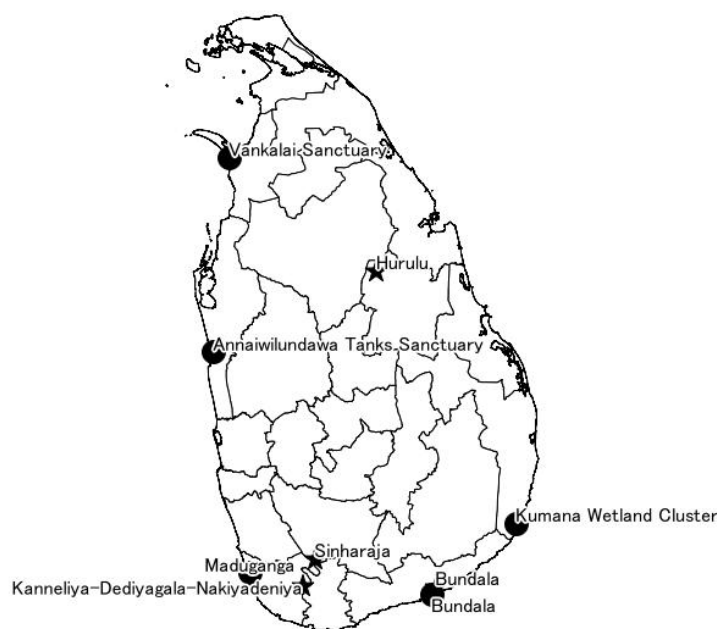
### (3) ラムサール条約登録湿地<sup>16</sup>

特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約（ラムサール条約）は各条約締約国に対して「国際的に重要な湿地を登録する」ことを求め、登録湿地は全世界の人類にとって重要な意味をもつものとして認識されている。

スリランカには5つのラムサール条約登録湿地がある（Table 6.1.4-4、Figure 6.1.4-1）。

**Table 6.1.4-4** スリランカのラムサール条約登録湿地

No.	Name	Province or district	Area (ha)	Coordinates
1	Annaiwilundawa Tanks Sanctuary	Northwestern Province	1,397	07°42'N 079°49'E
2	Bundala	Southern Province	6,210	06°10'N 081°12'E
3	Kumana Wetland Cluster	Ampara District	19,011	06°37'N 081°44'E
4	Maduganga	Southern Province	915	06°18'N 080°03'E
5	Vankalai Sanctuary	North West, Mannar District	4,839	08°56'N 079°55'E



(Source: Ramsar Convention web site and UNESCO web site. The map is prepared by the Study Team)

**Figure 6.1.4-1** スリランカのラムサール条約登録湿地 (●) と生物圏保護区 (★)

<sup>16</sup> From the website of Ramsar Convention  
([http://www.ramsar.org/cda/en/ramsar-documents-list/main/ramsar/1-31-218\\_4000\\_0\\_\\_](http://www.ramsar.org/cda/en/ramsar-documents-list/main/ramsar/1-31-218_4000_0__))



**(4) 世界自然遺産<sup>17</sup>**

スリランカは世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約の締約国であり、2つの世界自然遺産 - Sinharaja Forest Reserve と Central Highlands - が登録されている。

**(5) 生物圏保護区<sup>18</sup>**

地域住民の協力と科学的な手法によって持続可能な発展を進めるために、United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) とスリランカ政府は UNESCO の「Man and the Biosphere (MAB) Programme」の下で生物圏保護区を設立している。スリランカには4つの生物圏保護区がある (Table 6.1.4-5、Figure 6.1.4-1)。

**Table 6.1.4-5 スリランカの生物圏保護区**

No.	Name	Province or district	Area (ha)	Coordinates
1	Hurulu	Anuradhapura	25,500	08°05' to 08°20'N; 80°47' to 80°55'E
2	Sinharaja	Rathnapura	11,187	06°21' to 06°26'N; 80°21' to 80°34'E
3	Kanneliya-Dediyagala-Nakiyadeniya	Galle and Matara	20,139	6°13'40.26"N; 80°23'6.08"E <sup>19</sup> (Central point)
4	Bundala	Southern Province	24,838	06°12'50"N; 81°13'30"E (Central point)

**(6) 種の保護**

スリランカに生息する生物種は「Fauna and Flora Protection Ordinance」によって保護されている。「Fauna and Flora Protection (amendment) Act, 2009」は以下のように保護種（または非保護種）を指定している。この法律での保護とは採取（狩猟など）の禁止を主なものとしている。

- Schedule I: List of Mammals and Reptiles that are not protected;
- Schedule II: Mammals and Reptiles that are strictly protected;
- Schedule III: List of Birds that are not protected;
- Schedule IV: Birds that are strictly protected;
- Schedule V: List of Amphibians that are not protected;
- Schedule VI: List of Fish that are protected;
- Schedule VII: List of Invertebrates that are protected; and,
- Schedule VIII: List of Plants that are protected.

<sup>17</sup> From the website of UNESCO World Heritage Centre (<http://whc.unesco.org/en/list/#note28>)

<sup>18</sup> From the website of UNESCO Biosphere Reserves (<http://www.unesco.org/new/en/natural-sciences/environment/ecological-sciences/biosphere-reserves/>)

<sup>19</sup> The National Atlas of Sri Lanka – second edition (Sri Lanka Survey Department, 2006)

## (7) 生物多様性に対する脅威

スリランカ政府は、以下のような要因を同国の生物多様性に対する脅威として考えている<sup>20</sup>。開発プロジェクトを計画する際には、以下のような脅威を生じさせないようにすることが重要である。

- 生息地の消失と分断化
- 生息地の劣化
- 生物資源の過剰利用
- 伝統的作物や家畜の喪失
- 公害
- 人と野生生物種の利害紛争
- 侵略的外来種の蔓延
- 人口密度の増加

### 6.1.5 社会環境

#### (1) 人口

スリランカの国勢調査は、10年おきに実施されており、1871年以来2001年までに13回の国勢調査が実施されている。2001年の国勢調査は当時の内戦の影響で北部州と東部州のデータが含まれていない。2009年の内戦終了後、2011年、14回目の上記2州を含む全国調査が20年ぶりに実施された。

スリランカ政府統計局2011年次報告書 (Preliminary report-1, Census of Population and Housing 2011) によれば、2011年現在、人口は約20百万人 (Table 6.1.5-1 参照)。2001年以来1.4百万人、7.9%の増加となっている。人口増加率は Figure 6.1.5-1 が示す通り、1953年の2.8%を頂点に2001年には1.2%、2011年には0.7%の伸び率となっている。

総人口の約28.8%が西部州に集中しており、5.2%が北部州に住んでいることになる。

県 (District レベル) で2百万人以上の人口を抱えるところはコロンボとガンパハ県の2つのみである。

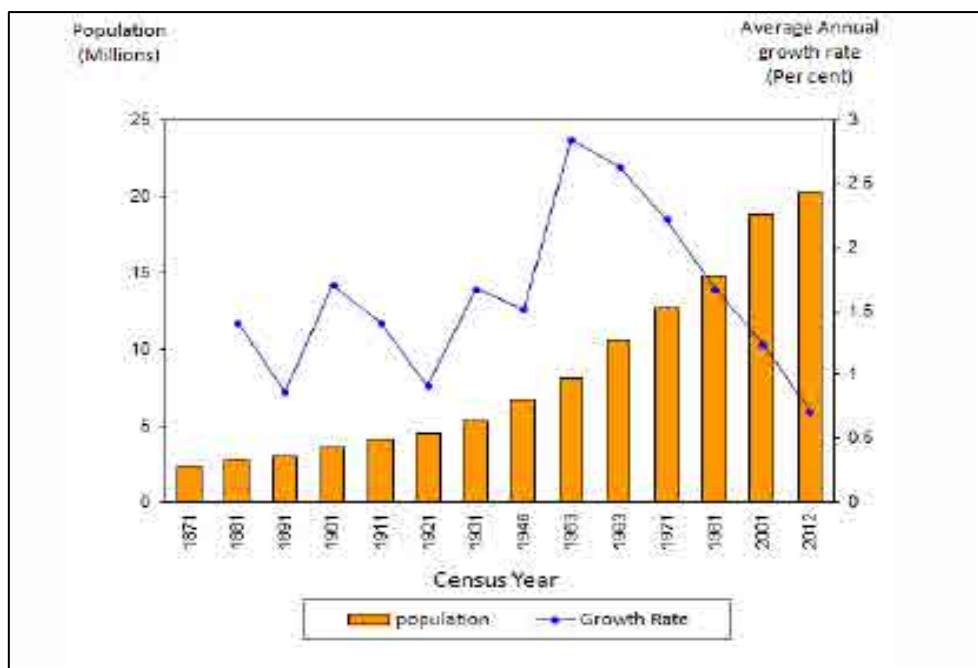
また、人口密度は、1981年当時で1km<sup>2</sup>当たり230人、2001年時で300人、2011年時で323人と増加傾向にある。

<sup>20</sup> Fourth Country Report from Sri Lanka to the United Nations Convention on Biological Diversity (2009)

Table 6.1.5-1 州別及び県別人口 (2011年現在)

Province and District	Population enumerated		Total population enumerated	
	Usual residents	Homeless	Number	Percentage
Sri Lanka	20,274,179	3,418	20,277,597	100.0
Western Province	5,835,852	1442	5,837,294	28.8
Colombo	2,322,942	884	2,323,826	11.5
Gampaha	2,298,190	398	2,298,588	11.3
Kalutara	1,214,720	160	1,214,880	6.0
Central Province	2,556,350	424	2,556,774	12.6
Kandy	1,367,900	316	1,368,216	6.7
Matale	482,294	54	482,348	2.4
NuwaraEliya	706,156	54	706,210	3.5
Southern Province	2,465,333	293	2,465,626	12.2
Galle	1,058,902	144	1,059,046	5.2
Matara	810,629	74	810,703	4.0
Hambantota	595,802	75	595,877	2.9
Northern Province	1,059,888	135	1,060,023	5.2
Jaffna	582,995	76	583,071	2.9
Mannar	99,063	0	99,063	0.5
Vavuniya	172,730	59	172,789	0.9
Mullaitivu	92,228	0	92,228	0.5
Kilinochchi	112,872	0	112,872	0.6
Eastern Province	1,547,306	71	1,547,377	7.6
Batticaloa	525,166	20	525,186	2.6
Ampara	645,803	22	645,825	3.2
Trincomalee	376,337	29	376,366	1.9
North Western Province	2,371,881	304	2,372,185	11.7
Kurunegala	1,611,230	177	1,611,407	7.9
Puttalam	760,651	127	760,778	3.8
North Central Province	1,259,200	221	1,259,421	6.2
Anuradhapura	855,373	189	855,562	4.2
Polonnaruwa	403,827	32	403,859	2.0
Uva Province	1,259,218	201	1,259,419	6.2
Badulla	811,138	87	811,225	4.0
Monaragala	448,080	114	448,194	2.2
Sabaragamuwa Province	1,919,151	327	1,919,478	9.5
Ratnapura	1,082,051	248	1,082,299	5.3
Kegalle	837,100	79	837,179	4.1

(Source: Population & Housing Data 2012, Department of Census and Statistics Sri Lanka)



(Source: Census of Population and Housing 2011, Department of Census and Statistics)

Figure 6.1.5-1 平均人口増加率 1871-2012

## (2) 民族及び宗教

スリランカの民族別人口比は、2001年のスリランカ政府統計局データによると、主に、シンハラ人、シンハラタミル人、インドタミル人、ムーア人に大別され、それぞれ、74.9%、11.1%、4.1%、9.3%となっている (Table 6.1.5-2)。その他バーガー人、マレー人が数%となっており、様々な民族が共存している。これらの民族は、宗教・言語の区別に基づいている。シンハラ人は、国の南部、西部、中央部及び中央北部の各地区において多数を占めており、特に低地の農村地帯においては、95%以上の構成比を示している。シンハラタミル人及びインドタミル人は主に、ジャフナ半島、中央高地、コロンボ及び北部低地に居住している。ムーア人は主として東部低地に住んでいる。

また、宗教別人口比 Table 6.1.5-3 に示す通り、仏教徒が 70.1%、イスラム教徒が 9.7%、ヒンズー教徒が 12.6%、カソリック教徒が 6.2%、その他のクリスチャンが 1.4%となっている。

Table 6.1.5-2 民族別人口比

Table A8: Population by ethnic group, sex and sector

Sector and sex	All ethnic groups	Ethnic groups								
		Sinhala	Sri Lanka Tamil	Indian Tamil	Sri Lanka Moor	Burgher	Malay	Sri Lanka Chetty	Bharatha	Other
<b>Sri Lanka</b>										
<b>Both Sexes</b>										
Total	20,359,439	15,250,081	2,269,266	839,504	1,892,638	38,293	44,130	5,595	1,717	18,215
Male	9,856,634	7,393,041	1,089,030	401,076	920,228	18,157	21,001	2,662	1,025	10,414
Female	10,502,805	7,857,040	1,180,236	438,428	972,410	20,136	23,129	2,933	692	7,801
<b>Urban</b>										
Total	3,704,470	2,325,065	619,246	46,622	662,642	19,416	20,811	1,167	998	8,503
Male	1,800,327	1,129,837	296,589	22,354	326,808	9,156	9,948	560	481	4,594
Female	1,904,143	1,195,228	322,657	24,268	335,834	10,260	10,863	607	517	3,909
<b>Rural</b>										
Total	15,753,322	12,823,212	1,534,359	116,045	1,223,799	18,321	23,126	4,385	711	9,364
Male	7,623,176	6,213,235	736,174	55,354	590,472	8,735	10,955	2,081	543	5,627
Female	8,130,146	6,609,977	798,185	60,691	633,327	9,586	12,171	2,304	168	3,737
<b>Estate</b>										
Total	901,647	101,804	115,661	676,837	6,197	556	193	43	8	348
Male	433,131	49,969	56,267	323,368	2,948	266	98	21	1	193
Female	468,516	51,835	59,394	353,469	3,249	290	95	22	7	155

(Source: Census of Population and Housing 2012, Department of Census and Statistics Sri Lanka)

Table 6.1.5-3 宗教別人口比

Table A6: Population by religion, sex and sector

Sector and sex	All religions	Religion					
		Buddhist	Hindu	Islam	Roman Catholic	Other Cristian	Other
<b>Sri Lanka</b>							
<b>Both Sexes</b>							
Total	20,359,439	14,272,056	2,561,299	1,967,523	1,261,194	290,967	6,400
Male	9,856,634	6,935,594	1,232,315	955,704	593,884	135,064	4,073
Female	10,502,805	7,336,462	1,328,984	1,011,819	667,310	155,903	2,327
<b>Urban</b>							
Total	3,704,470	2,007,401	480,480	697,200	410,206	106,361	2,822
Male	1,800,327	981,960	232,119	343,403	192,044	49,186	1,615
Female	1,904,143	1,025,441	248,361	353,797	218,162	57,175	1,207
<b>Rural</b>							
Total	15,753,322	12,163,955	1,366,785	1,261,106	801,356	156,688	3,432
Male	7,623,176	5,904,124	657,510	607,894	378,375	72,890	2,383
Female	8,130,146	6,259,831	709,275	653,212	422,981	83,798	1,049
<b>Estate</b>							
Total	901,647	100,700	714,034	9,217	49,632	27,918	146
Male	433,131	49,510	342,686	4,407	23,465	12,988	75
Female	468,516	51,190	371,348	4,810	26,167	14,930	71

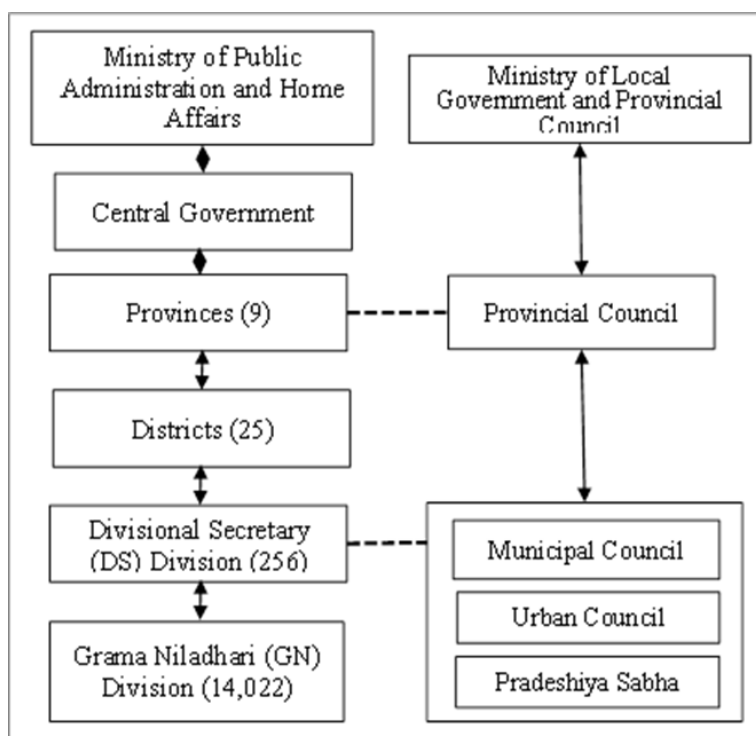
(Source : Census of Population and Housing 2012, Department of Census and Statistics Sri Lanka)

### (3) 政治・行政

スリランカは共和制であり、国会は任期 6 年、225 名からなる一院制をとっている。225 名のうち、196 名は 22 の地方選挙区から、29 名は全国区からそれぞれ比例代表制により選出される<sup>21</sup>。

地方行政は、Ministry of Public Administration and Home Affairs 監督の下、地方行政サービスを担う組織 (Administrative division) と Ministry of Local Government and Provincial Councils 監督の下、選挙によって選出される州知事等が担う地方議会 (Local Authorities) がある (Figure 6.1.5-2 参照)。地方行政サービス組織設立は、歴史的に古く、イギリス植民地時代から始まり、18 世紀に導入されたもので、主に税金を徴収するために設置された組織である。当初は州 (Province) のみで、1955 年以降、州の下に県 (District) を設置、1993 年に県の権限が郡 (Divisional Secretariat) に下ろされる。村は 1963 年以前から存在するが、現在の Grama Niladari は 1987 年からの体制になっており、村が行政区分上、最小単位である。スリランカ政府統計局によれば、2013 年現在、9 州、25 県、256 群、14,022 村から構成されている。各行政レベルの長は中央政府により任命される<sup>22</sup>。

一方、地方議会は、1987 年の憲法改正で地方分権化により設置された組織である。現在、州 (Provincial Council)、市 (Municipal Council)、郡 (Urban Council)、それ以外の地方会 (Pradeshiya Sabha) に分かれて、地方議会を担っている。Figure 6.1.5-3 に行政区域境界を示す。



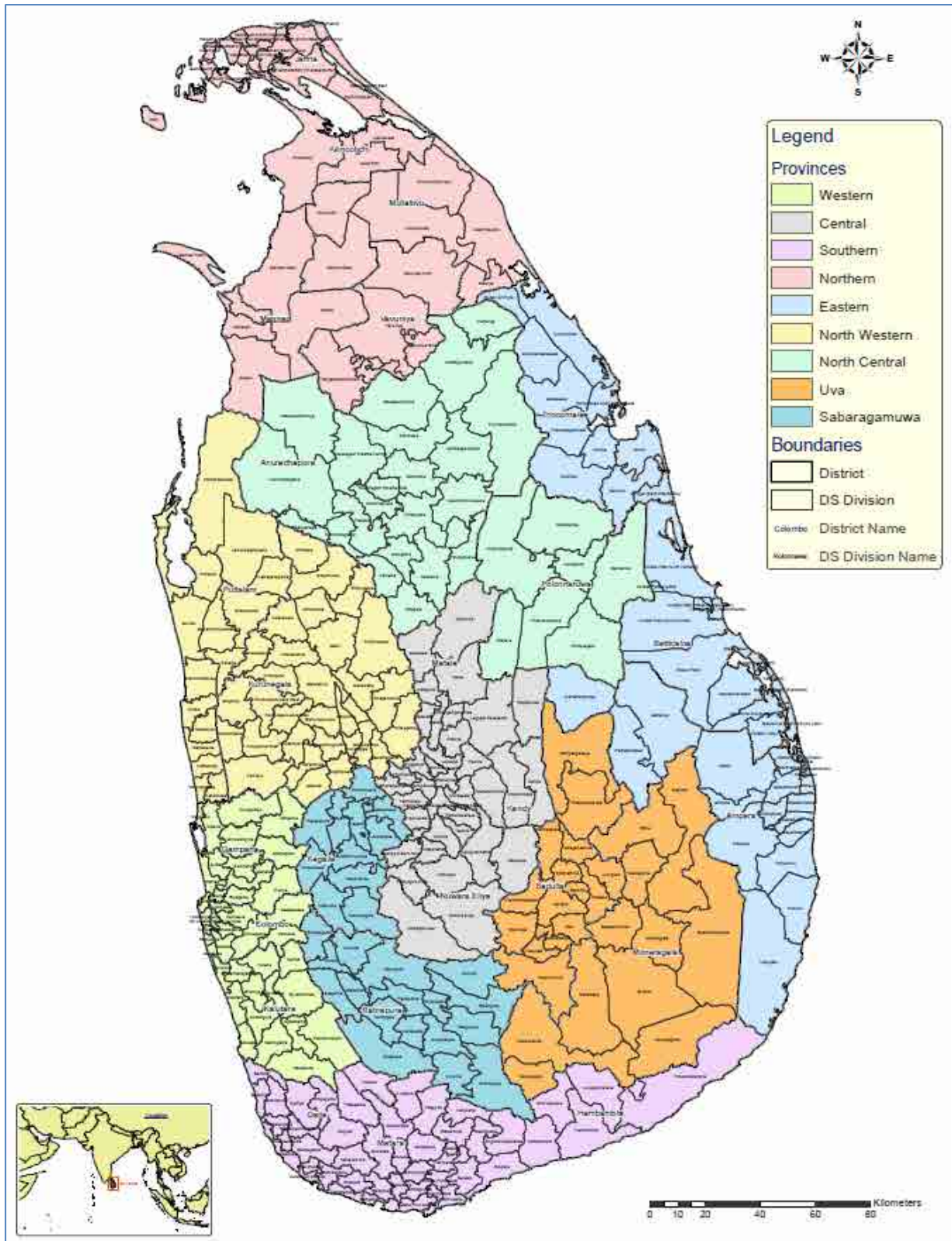
(Source: Made by JICA study team after hearing)

Figure 6.1.5-2 地方行政サービス機関と地方議会

<sup>21</sup> From the website of Parliament of Sri Lanka:

<http://www.parliament.lk/en/members-of-parliament/the-system-of-elections-in-sri-lanka/the-electoral-system>

<sup>22</sup> National Atlas of Sri Lanka, Chapter 10.2 Local Government



(Source: Department of Census and Statistics, Sri Lanka)

Figure 6.1.5-3 行政区分図

#### (4) 産業の概況

スリランカ経済は、伝統的には米と3大プランテーション作物（紅茶、ゴム、ココナッツ）を中心とする農業依存型経済であったが、経済発展とともに製造業や卸・小売業等が拡大し、最近では衣類製品が最大の輸出品目になっている。

2010年の実質GDP成長率は8%に達し、過去30年間で最も高い成長率となった。特にサービス業の寄与度が大きく、内戦終結を受けて国内需要が活性化し、治安情勢の改善による観光客増によりホテル・飲食業が著しい伸びを示した。また北部・東部の復興需要やインフラ整備のための建設資材の需要も増加している<sup>23</sup>。

以下に、揚水発電開発で社会的影響が考えられる農業、内水面漁業、林業、サービス業、製造業について述べる<sup>24</sup>。

##### 1) 農業

農業部門はスリランカ経済の中で、GDPの10%を占め、プランテーション農業と小農によって営まれている伝統的な水田農業である。スリランカ人口の80%、労働人口の45%が農業に従事しているが、その多くは貧困層に属す。国土の2/3が乾燥地帯、半乾燥地帯のため長年にわたり灌漑事業が投入されているが、不十分な施設の維持管理、老朽化のため、生産量が低く、収益も少ない。近年は稲作から換金性の高いバナナ等の農産物に転換している例も見られるが、生産技術、市場・流通の整備の遅れなどの課題がある。

茶、天然ゴム、パーム油は、現在でもスリランカ国の主要な輸出品として残っている。茶の生産の71.4%は小規模農業家によってまかなわれ、前年より2.7%生産量が増えている。一方、大規模農業による中・高地での茶の生産量は7.4%、93.2トンに減っている。また、伝統的な紅茶の生産量は減少し、特殊加工した紅茶や、無農薬紅茶、インスタント紅茶など付加価値をつけた紅茶の生産が増えている。

##### 2) 内水面漁業

スリランカには、50の主要な貯水池があり、陸水生態系固有種は約80種と言われているが、コイ科のオリーブバーブ(*Puntius sarana*)やラベオ(*Labeo Dussumieri*)は内水面漁業に貢献している。1952年頃から外来種であるブルーティラピア(*Oreochromis*)、中国やインドのコイ(*Chinese and Indian Carps*)が入ってきている。外来種による内水面漁業(ティラピア)は1989年にピークを迎えるが、その後、政府による内水面漁業への補助金支援が減少すると共に、その生産量も減ってきている。しかし、1990年半ば以降、政府の支援が再び入ることにより15,600人の内水面漁業の雇用を増やし、生産量はピーク時に戻っている。

##### 3) 林業

スリランカは小さな島国であるが、地勢上、150種以上の固有種樹木が降雨地帯に分布していた。しかしながら、植民地時代より材木大量生産のための植林が盛んに行われた。チーク、マホガニーが最初の主要な植林であったが後にユーカリや松に変わっている。森林開発

<sup>23</sup> 日本の外務省 HP、最近のスリランカ情勢

<sup>24</sup> スリランカ中央銀行年次報告書 2012年版、National Atlas of Sri Lanka, JETRO 年次報告書 2012年版



による自然林の減少は近年留まることなく、また人口増による農業生産の拡大もあり森林面積は減少している。人工造林が進められているが、植栽量が少なく、木材生産のほとんどが燃料として消費されているため生産がおいつかない状態である。

#### 4) サービス業

2009年の内戦終結以降、観光産業の発展が著しい。急発展の要因としては、仏教遺跡をはじめとする8つの世界遺産があること、ビーチリゾートが欧州や中東の人々の人気を集めていると考えられる。2011年の外国人観光客は85万人、観光収入は、8億US\$であった。スリランカ政府は観光が雇用を生む重要産業と位置づけ、2016年までに年間250万人、観光収入を27億US\$まで増やす目標を据えており、税制優遇や観光施設向け電力料金の引き下げなど、観光関連の投資を呼び込む政策を推進している。

#### 5) 製造業

スリランカ最大の輸出品目は、繊維製品・衣料品で2011年比24.9%増の41億9,120万US\$である。衣料品の品質の高さ、及び他の競合国では賃上げ圧力によって生産コストが上昇したことにより、スリランカの繊維製品、衣料品輸出への高い需要が維持された。ゴム製品、石油製品、宝石・ダイヤモンド・宝飾品類も原材料の輸入関税譲許が図られたことにより輸出を伸ばしている。

### (5) 労働力

スリランカ政府統計局の2011年次報告書によれば、10歳以上の人口は1千7百90万人（男性：8百40万人、女性：9百40万人）その内、労働力は約8百50万人、実際の雇用者数は、8百19万人であることから、失業率は約4.2%であり、最近10年間で失業率は約半分に減っている（Table 6.1.5-4）。

1993年から2011年の間で、セクター別にみる労働人口では、工業とサービス業が徐々に伸びてきており、逆に農業人口は1997年から徐々に減っている（Figure 6.1.5-4 参照）。

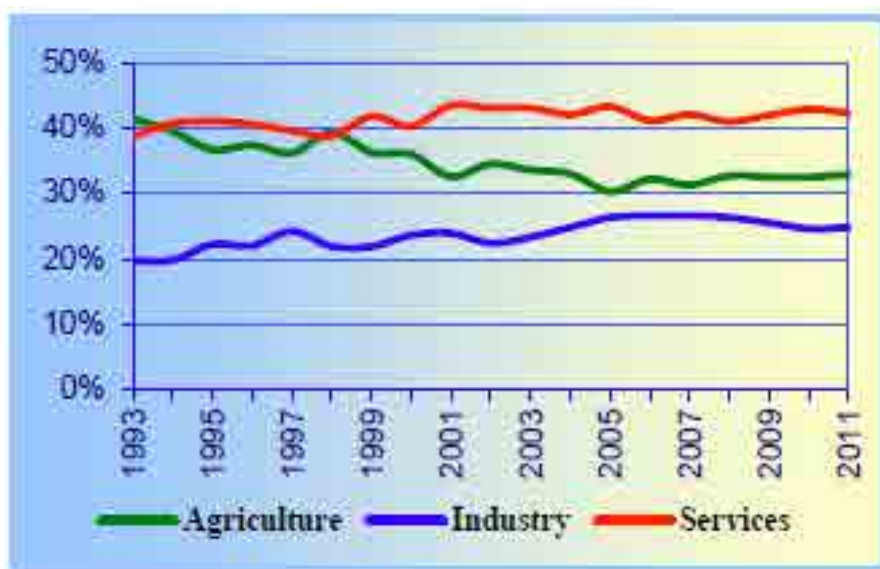
労働者の最低賃金（Table 6.1.5-5）は、セクター別にみると農業者の月額賃金が2001年で1,176.5ルピー、2011年で、3,427.2ルピー、工業で見ると、2001年月額919.6ルピーから2,402.1ルピー、またサービス業では、2001年月額657.6ルピーから1851.8ルピーと、どのセクターも10年間で約2倍以上に伸びている。

Table 6.1.5-4 失業率

Year	Total	Gender	
		Male	Female
1993	13.8	9.7	21.7
1994	13.1	9.7	20.1
1995	12.3	9.0	18.7
1996	11.3	8.2	17.7
1997	10.5	7.7	16.1
1998	9.2	6.5	14.0
1999	8.9	6.7	13.0
2000	7.6	5.8	11.0
2001	7.9	6.2	11.5
2002	8.8	6.6	12.9
2003	8.1	6.0	12.3
2004	8.1	6.0	12.1
2005	7.2	5.3	10.7
2006	6.5	4.7	9.7
2007	6.0	4.3	9.0
2008	5.2	3.6	8.0
2009	5.7	4.3	8.2
2010	4.9	3.5	7.5
2011	4.0	2.7	6.3

\* Excluding Northern &amp; Eastern provinces

(Source: Labour Force Survey Annual report 2011, Department of Census and statistics)



(Source : Census of Population and Housing 2011)

Figure 6.1.5-4 セクター別（農業、工業及びサービス）労働人口(1992-2011)

Table 6.1.5-5 セクター別最低賃金表

Period**	Worker in Agriculture(a)		Workers in Industry and Commerce(b)		Workers in Services(c)		Wokers in Wages Board Trades(d)	
	Minimum Wage Rate Index	Real Wage Rate Index	minimum Wage Rate Index	Real Wage Rate Index	Minimum Wage Rate Index	Real Wage Rate Index	Minimum Wage Rate Index	Real Wage Rate Index
1993	803.7	136.6	528.7	89.8	365.8	62.2	685.7	116.6
1994	821.4	128.8	555.8	87.2	431.4	67.6	712.5	111.7
1995	830.9	121.1	651.6	94.8	456.7	66.5	740.3	107.8
1996	907.9	113.9	682.8	85.9	559.7	61.3	801.7	100.7
1997	971.8	114.4	710.8	81.4	487.2	55.9	849.1	97.3
1998	1,097.7	115.0	807.7	84.6	506.4	53.0	953.3	99.9
1999	1,115.9	111.7	829.2	83.0	559.7	56.0	977.6	97.8
2000	1,142.7	107.7	857.2	80.8	559.7	52.8	1,004.4	94.0
2001	1,176.5	97.1	919.6	75.9	657.6	54.3	1,049.3	86.6
2002	1,269.6	95.6	986.5	74.4	678.0	51.1	1,126.5	84.9
2003	1,382.3	98.0	1,009.4	71.6	678.0	48.1	1,205.2	85.4
2004	1,397.7	92.2	1,044.1	68.9	750.9	49.5	1,233.0	81.3
2005	1,527.4	90.2	1,078.4	63.7	779.7	46.0	1,329.7	78.5
2006	1,567.1	81.3	1,090.7	56.6	779.7	40.5	1,358.2	70.5
2007	1,821.4	81.3	1,522.4	67.9	1,057.1	47.1	1,648.8	73.6
2008	2,286.6	83.5	1,877.5	68.5	1,370.8	49.9	2,070.4	75.5
2009	2,349.4	83.0	2,054.0	72.5	1,545.8	54.6	2,171.4	76.7
2010	3,327.6	110.7	2,199.0	73.1	1,673.3	55.6	2,865.3	95.3
2011	3,427.2	106.8	2,402.1	74.9	1,851.8	57.7	2,996.1	93.3

Sources: Statistics Division, Dept., of Labour and Central Bank of Sri Lanka

\* The index numbers are calculated on fixed weights based on the numbers employed as at 31st December 1978. The wage rates used in the calculation of index numbers are minimum wages for different trades fixed by the Wages Boards.

\*\* Annual figures shown are average of monthly figures

(a) The index refers to wage rates of tea growing and manufacturing, rubber growing and manufacturing, coconut, cocoa, cardamoms and pepper growing trades only.

(b) Includes baking, brick and tile manufacturing, coconut manufacturing, printing, tyre and tube manufacturing, coir mattresses &amp; bristle fibre export, hosiery manufacturing, engineering, garment manufacturing, match manufacturing, biscuit and confectionery tea export and rubber export traders only

(c) This includes cinema, motor transport and nursing home trades only.

(d) Combined index for workers in agriculture, in industry and in services.

(Source: Sri Lanka Labour Gazette Volume 63 No. 4 Ministry of Labour and Labour Relations)

## (6) 教育

スリランカの識字率は92.5%<sup>25</sup>である。教育制度は、5-6(4.2)-2制。初等教育が5年間、中等教育は下級中学校が4年間、上級中学校2年間、高校2年間の合計8年間。義務教育は、初等教育から下級中学校までとなる。初等教育の就学率は99%であるが、中等教育就学率は70%、大学進学は2.5%<sup>26</sup>である。

## (7) 貧困

スリランカにおける貧困測定基準は多種多様に存在し、政府統計局が実施している世帯所得、支出調査<sup>27</sup> (Household Income and Expenditure Survey) またはスリランカ中央銀行による消費者金融社会経済調査 (Consumer Finances and Socio Economic Survey) に基づいていたが、2004年に公式貧困線<sup>28</sup> (Official Poverty Line) が導入されている。貧困に関するデータは、全国、

<sup>25</sup> United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) as of 2010

<sup>26</sup> The website of Ministry of Education in Sri Lanka

<sup>27</sup> 世界銀行の測定基準 (20-39歳の成人男性を基準とする1日あたりの栄養摂取量2,500キロカロリー、及びタンパク質53グラムを基準に構成される食糧バスケットを通貨換算することで「食糧貧困ライン」を算出し、そこに基本的な非食糧支出を加えることによって「参考貧困ライン」を設定する) に基づく (参照：<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTPOVERTY/EXTPA/0,,contentMDK:22405907~menuPK:6626650~pagePK:148956~piPK:216618~theSitePK:430367,00.html>)。

<sup>28</sup> 2002年の最低栄養摂取量として2,030キロカロリーが設定され、この2,030キロカロリーを満たす一人あたりの支出として公式貧困線が設定される (Department of Census and Statistics 2004), <http://www.statistics.gov.lk/poverty/OfficialPovertyLineBuletin.pdf> 参照)。

セクター別、州別、県別に分類している。セクター別とは、都市部(Urban)、農村部(Rural)、プランテーション(Estate)の3つに分けられ、都市部は市(Municipal Council)、または郡(Urban Council)によって統治される地域をいい、プランテーションは面積20エーカー以上で、かつ10人以上の住込み労働者が存在するプランテーション地域を指す。農村部は都市部にもプランテーションにも属さない居住地域を指す。

政府統計局実施の世帯所得支出調査2009/10年によれば、スリランカの貧困率は全国で8.9%である。セクター別でみると、都市部が5.3%、農村部が9.4%、プランテーションが11.4%となっており、プランテーションの貧困率が比較的高い。

州別では、東部州14.8%が一番高く、次いでウバ州13.7%、北部州で12.8%となっている。

県別では、北部のBataloa県が20.3%、Jaffna県が16.1%、ウバ州 Moneragala 県が14.5%と貧困率が高い。

揚水発電候補地点となる10か所(Kandy, Nuwara-eliya, Badulla, Ratnapura, Kegalle)は、Table 6.1.5-6のとおり、Badulla県の貧困率(13.3%)がやや高い。

Table 6.1.5-6 県別貧困率

District	HIES survey period				
	1990/91	1995/96	2002	2006/07	2009/10
Colombo	16.2	12.0	6.4	5.4	3.6
Gampaha	14.7	14.1	10.7	8.7	3.9
Kalutara	32.3	29.5	20.0	13.0	6.0
Kandy	35.9	36.7	24.9	17.0	10.3
Matale	28.7	41.9	29.6	18.9	11.5
Nuwara-eliya	20.1	32.1	22.6	33.8	7.6
Galle	29.7	31.6	25.8	13.7	10.3
Matara	29.2	35.0	27.5	14.7	11.2
Ham bantota	32.4	31.0	32.2	12.7	6.9
Jaffna					16.1
Vavuniya					2.3
Batticalos				10.7	20.3
Ampara				10.9	11.8
Trincomalee					11.7
Kurunegala	27.2	26.2	25.4	15.4	11.7
Puttlam	22.3	31.1	31.3	13.1	10.5
Anuradhapura	24.4	27.0	20.4	14.9	5.7
Polonnaruwa	24.9	20.1	23.7	12.7	5.8
Badulla	31.0	41.0	37.3	23.7	13.3
Moneragala	33.7	56.2	37.2	33.2	14.5
Ratnapura	30.8	46.4	34.4	26.6	10.5
Kegalle	31.2	36.3	32.5	21.1	10.8

(Source: Poverty Indicators May 2011, Department of Census and Statistics Sri Lanka)

## (8) 先住民族

International Group for Indigenous Affairs (IWGIA)<sup>29</sup>の2011年のレポートによればスリランカ国において正式に先住民族と認めている民族にヴェッダ人(Vedda)という狩猟民族がおり、主に南東部と東部沿岸地帯、北部、中央部に居住し、1,229人から4,510人ほどいると植民地時代の人口統計記録にあるが、近年30年ほどは先住民族と区別して、人口統計はとられてお

<sup>29</sup> <http://www.iwgia.org/iwgia/who-we-are-/organisational-structure>

らず、近隣の森林に依存するコミュニティであるシンハラ人、イスラム人、タミル人などの主要な民族グループに組み込まれている。また先住民族ヴェッダ人としてその人権保護するような国内法が特に成立されてはいない。

## (9) 世界文化遺産<sup>30</sup>

スリランカは世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約の締約国であり、6つの世界文化遺産が登録されている。

- Sacred City of Anuradhapura
- Ancient City of Polonnaruwa
- Ancient City of Sigiriya
- Sacred City of Kandy
- Old Town of Galle and its Fortifications
- Golden Temple of Dambulla

## 6.2 スリランカの環境社会配慮

### 6.2.1 環境社会配慮に係わる政府機関

Table 6.2.1-1 に環境社会配慮に係わる政府機関を示す。

**Table 6.2.1-1 環境社会配慮に係わる政府機関リスト**

Organizations		Assigned role
Ministry	Environment and Renewable Energy	Provide leadership to manage the environment and natural resources in order to ensure national commitment for sustainable development for the benefit of the present and future generation.
	Economic Development	The Ministry of Economic Development in Sri Lanka has a varied purview including regional and rural development, poverty alleviation and empowerment of the poor, promoting investments to Sri Lanka, travel and tourism industry development and nature and wildlife conservation.
	Industries and Commerce	Responsible for promoting industrial development in the country within the wide policy framework of Mahinda Chintana spelt out by the government.
	Economic Reform, Science and Technology	Responsible for the formulation of policies, programmes and projects with regard to Technology and Research and for the direction of the implementation of such policies, programmes and projects.
	Finance & Planning	Responsible of the Preparation of a Long Term /Medium Term Development Plans and the Investment Programme Development of a macro-economic framework, strategies. Review of economic development policies, strategies, programmes and project appraisal
	Health, Nutrition & Welfare	To contribute to social and economic development of Sri Lanka by achieving the highest attainable health status through promotive, preventive, curative and rehabilitative services of

<sup>30</sup> Source : The website of UNESCO World Heritage Centre, <http://whc.unesco.org/en/statesparties/LK/>

		high quality made available and accessible to people of Sri Lanka.
	Local Government & Provincial Councils	To ensure efficient and effective Provincial and Local Administrative system responsive to the aspirations of the people and facilitate the achievement of Sustainable and equitable human development in Sri Lanka by advocating and strengthening the systems of Decentralized Governance
	Fisheries & Aquatic Resources Development	It is the principal National Institute charged with the responsibility of carrying out and coordinating research, development and management activities on the subject of Aquatic Resources in Sri Lanka.
	Land & Land Development	In case where a land is required for a public purpose of any Ministry, Department, Corporation, Statutory Board, Provincial Council or a Local Government Institution, the Head of the particular Department forwards an acquisition proposal to the Secretary, Ministry of Land and Land Development through the Secretary to the Ministry of which the particular institution fallen under the purview. After confirming accuracy of the proposal, the acquisition procedure is commenced on the approval of the Minister of Land and Land Development. The lands are acquired under the provisions of the Land Acquisition Act and regulations imposed thereto and compensation and interests are paid to the land owners in respect of the lands acquired.
	Culture and the Arts	To assist in building Sri Lanka as a proud nation with a unique Sri Lankan identity by facilitating the emergency of a culture that would develop all communities of the country while in the process protecting and preserving Sri Lankan national heritage.
	Disaster Management	To facilitate harmony and the prosperity and dignity of human life through effective prevention and mitigation of natural and man-made disasters in Sri Lanka
	Cultural Affairs & National Heritage	Formulation and implementation of policies and programme for Preservation, Promotion, and Propagation of Culture
Department	Forest	Conserve and develop the Forest Resources in Sri Lanka to ensure the prosperity of the nation
	Wildlife Conservation	Responsible for maintaining national parks, nature reserves and wildlife in wilderness areas in Sri Lanka. Forest reserves and wilderness areas are maintained by the Department of Forest Conservation
	Census and Statistics	To collect, compile and disseminate relevant, reliable and up-to-date statistical information required to plant a better future for our country and the people for Sri Lanka, to monitor the progress of development and other Socio-economic activities and to measure the impact of various government policies of the economy of our country and the living standards of the people.
Authority	Central Environmental Authority	CEA was established in 1981, under the provision of the National Environmental Act No.47 of 1980. The Ministry of Environment has the overall responsibility in the affairs of the CEA with the objective of integrating environmental considerations into the development process of the country. CEA was given wider regulatory powers under the National Environment Amendment Acts No. 56 of 1988 and No. 53 of 2000. Protect, manage and enhance the environment, regulate, maintain and control the quality of the environment, and prevent, abate and control pollution.

(Source: The website of each government agency, made by JICA study team)

## 6.2.2 環境社会配慮に関する法制度

### (1) 国家環境政策

スリランカの環境政策に関する基本文書は、1991年に環境・国会省 (Ministry of Environment and Parliamentary Affairs) により策定された「国家環境行動計画 1992-1996」(National Environmental Action Plan, 1992-1996) である。この内容は、a) 環境概観、b) 持続的発展のための生態系の管理、c) 環境を含む人間活動、d) 環境保護に対する制約と持続的発展、e) 戦略、f) 実施が掲げられている。その後、CEA がこの基本戦略に基づき、水、海洋資源、土地資源 (生物学的)、土地資源 (非生物学的)、森林、生物的多様性及び野生、都市・産業公害、エネルギー、人間居住環境、教育、文化資源の項目に分け、当該分野の現状、問題が述べられている。

国家環境行動計画は5年ごとに見直され、現在、2009-2013年版 (Haritha Lanka Programme) が最新版となっており、年次報告書が発行されている<sup>31</sup>。

以下に最新版国家環境行動計画より、特に水力発電と関わりのある土地、水資源及びエネルギーに関する内容を述べる。

#### 1) 土地

2千年以上にわたりスリランカ社会は農業が基本の暮らしとなっている。古代から水の分配、灌漑用水を取り入れ、その運用を規定し、農業開発を推進し、適正な土地利用の重要性を認識してきた。しかしながら、大規模なプランテーション開発、産業セクターの成長、急速な人口増加などにより、土地資源が激しく搾取され、土地の劣化が進んでいる。このような前提にたつて、行動計画は、a) 農業生産地域の土地劣化の削減、b) 劣化した土地の回復、c) 非耕作農地利用のためのプログラム開発、d) 土壌保全の最適化、e) 精密農業や、農業生態条件に合う伝統的作物の普及、f) 重要な地勢、地形の保全、改善、g) 森林保全状況の評価、h) 水資源涵養地帯管理の推進、i) 干ばつ対策を実施することとしている。

#### 2) 水資源

スリランカ国の平均年間降雨量は2,000mm以上あり水資源に恵まれた国である。しかしながら国土の65% (スリランカ島の中央から北部にかけての雨量の少ない地域) はドライゾーン地域であり年間数ヶ月は水不足と干ばつに悩まされる。古代から灌漑設備は開発されていたが、様々な理由から崩壊し、再び整備されるようになったのは18世紀に入ってからである。また、産業や農業、家庭からの汚染水による急速な水質悪化も深刻な問題となっている。このような視点から、行動計画は、a) 様々な目的のための系統的な水配分設備を確率する、b) 小さな貯水タンクの改修計画をたてることとカスケード式貯水タンクの復旧、c) 灌漑システムの拡大、d) 排水のゾーニングや水質管理による安全な水の確保、e) 総合水資源管理の強化、f) 肥料の溶脱や富栄養化の軽減を実施することとしている。

<sup>31</sup> The website of Ministry of Environment and Natural Resources, National Action Plan for Haritha Lanka Programme

### 3) エネルギー<sup>32</sup>

スリランカの一次エネルギー供給量を見ると、薪(Biomass) が 46%、石油が 42%、水力が 12%となっている。包蔵水力約 2,000MW のうち、既に 1,551MW の開発が済んでおり、経済性において有望な地点はほとんど残っていない。

最近 10 か年のエネルギー消費量は年平均約 2%増加しており、将来的な電力需要の成長に対応するための行動計画は、a) 発電エネルギーの多様化、b) 石油火力発電所の後退、c) 石炭火力発電所、再生可能エネルギーの普及促進、d) エネルギー効率や省エネルギーの推進を掲げている。

## (2) 貧困削減政策<sup>33</sup>

スリランカ政府は、2000年にミレニアム開発目標、2002年に貧困削減戦略を作成しており、これらを元に、マヒンダ・チンタナ（国家開発目標）の中で、貧困削減に係わる政策を以下のように掲げている。

- 飢餓と極度な貧困の根絶
- 全国民へ中等教育の普及
- 栄養失調児童の割合を 3/1 から 12-15%に減らす
- 出生児平均余命を 76 歳から 80 歳に延ばす
- 都市部におけるきれいな水の普及率を 65%から 90%に拡大

## (3) 地方・農村開発

人口の 8 割が農村部に居住し、その 7 割が農業に従事していること、また農業が GDP 及び輸出に占める割合が大きいことからマヒンダ・チンタナでは下記の目標を掲げている。

- 年間 6%の農業生産性の向上
- 生產品種の多様化
- 農業外雇用機会の創出
- 農村部のインフラ整備

## (4) 環境社会配慮に関するスリランカ国内の法律

1978年に制定されたスリランカ国憲法には、「環境の保護、保全はスリランカ国民の責務である」（第 28 条）、「国家は社会の利益のために、環境を保護し、保存し、かつ改善しなければならない」（第 27 条）と規定している。これに基づき、スリランカの環境保護、管理の基本的な枠組みを示す国家環境法（National Environmental Act No.47 of 1980NEA）が 1980年に制定さ

<sup>32</sup> National Energy Policy & Strategies of Sri Lanka 2008

<sup>33</sup> 国家成長戦略（マヒンダ・チンタナ）より抜粋。マヒンダ・チンタナは 2006 年から 2016 年までの開発枠組みで、2010 年に改訂版が出されている。



れた。また 1981 年に、これらの施策の実施機関として、中央環境庁（CEA）が設立された。なお、環境法はその後改訂が 1988 年と 2000 年に行われている。

水力発電開発に関わる主な環境関係法律に下記のものがある（Table 6.2.2-1）。

**Table 6.2.2-1 環境関連の法律**

Law		Description
Natural Environment		
Forest Ordinance	No.16 of 1907 No.11 of 1912 No.24 of 1918 No.23 of 1931 No.16 of 1935 No.30 of 1945 No.8 of 1947	Consolidates the laws relating to forests and to the felling and transportation of timber. Empowers the Minister to declare any area of state land as a Reserved Forest Conservation Forest or Village Forest.
Forest Act	No.34 of 1951 No.49 of 1954 No.13 of 1966 No.56 of 1979 No.13 of 1982 No.84 of 1988 No.23 of 1995	Supplemental rules for forests
Felling of Trees Ordinance	No.9 of 1951	Provides for the prohibition, regulation and control of the felling of specified tree species, including cultivated tree species such as Jack, Bread Fruit and female Palmyra trees.
Fauna and Flora Protection Ordinance	No.2 of 1937 No.31 of 1942 No.12 of 1944 No.12 of 1945	Provides for the conservation of plants and animals that have been declared as protected species. Empowers the Minister to declare any area of state land as a National Reserve or Sanctuary.
Fauna and Flora Protection Ordinance Act	No.38 of 1949 No.44 of 1964 No.1 of 1970 No.49 of 1993 No.12 of 2005	Supplemental rules for fauna and flora
Mines and Minerals Act	No.4 of 1973 No.33 of 1992	Regulates mining, exploitation, processing, trading and export of minerals.
National Water Supply and Drainage Board Law	No.2 of 1974	Responsible for the provision of safe drinking water and facilitating the provision of sanitation to the people in Sri Lanka.
National Aquatic Resources Research and Development Agency Act	No.54 of 1981 No. 2 of 1996	Makes provision to protect and conserve fisheries and aquatic biodiversity in marine and freshwater areas and for the declaration of fisheries reserves. Imposes licensing and registration requirements for fishing. Defines the terms 'Sri Lankan Waters'.
National Heritage Wilderness Act	No.3 of 1988	Provides for the declaration, protection and preservation of any area of state land with unique ecosystems, genetic resources or outstanding natural features such as National Heritage Wilderness Areas.
Flood Protection	No. 4 of 1924	Flood protection

Ordinance	No. 22 of 1955	
Land Reclamation and Development Corporation Act	No. 15 of 1968 No. 52 of 1982	Flood protection area declared
Botanic Gardens Ordinance	No. 32 of 1973	The plant protection ordinance
Social Environment		
Sri Lanka Electricity Act	No.20 of 2009	
Mahaweli Authority of Sri Lanka Act	No.23 of 1979	Established the Mahaweli Authority of Sri Lanka and provides for the conservation and maintenance of the physical environment of Mahaweli Areas, including watershed management, soil erosion and the protection of reservation areas.
Soil Conservation Act	No.25 of 1951 No.29 of 1953 No.30 of 1996	Provides for the conservation of soil resources, mitigation of soil erosion and protection of lands against flood and drought.
Irrigation Ordinance	No.32 of 1946 No.1 of 1951 No.48 of 1968 No.37 of 1973	Deals with environmental aspects of water, irrigation and land use in irrigated agricultural activities.
Antiquities Ordinance	No.9 of 1940 No.24 of 1998	Provide for the better preservation of the Antiquities of Sri Lanka
Antiquities Act	No.2 of 1955 No.22 of 1955 No.24 of 1998	Supplemental rules for Antiquities Ordinance
Land Acquisition Act	No.9 of 1950 No.13 of 1986	To make provision for the acquisition of lands and servitudes for public purpose
Crown Lands Ordinance	No.8 of 1947	To make provision for the grant and disposition of crown lands
National Involuntary Resettlement Policy	2001	Outline legislative and regulatory framework that guide land acquisition and valuation process
State Lands (Recovery of Possession) Act	No.7 of 1979	To make provision for the recovery of possession of state lands from persons in unauthorized possession or occupation
Tourist Development Act	No.14 of 1968 No.38 of 2005	Policy relating the tourism industry

(Source: From the website of each government and made by JICA study team)

## (5) 環境関連の国際条約

スリランカ国の環境保全に係わる国際条約を Table 6.2.2-2 に示す。

**Table 6.2.2-2 環境保全に係わる国際条約**

No.	Environment related International Conventions and Treaties	
1	International Plant Protection Convention	Rome 1951
2	Plant Protection Agreement for the South East Asia and Pacific Region	Rome 1956
3	Convention on Wetlands of International Importance especially as Waterfowl Habitat	Ramsar 1971
4	Convention Concerning the Protection of the World Cultural and Natural Heritage	Paris 1972

No.	Environment related International Conventions and Treaties	
5	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	Washington 1973
6	Convention on Conservation of Migratory Species	Bonn 1979
7	Convention on Biological Diversity	Rio De Janeiro 1994
8	International Convention to Combat Desertification	Paris 1994
9	Agreement for the Implementation of the Provisions of the United Nations Convention on the Law of the Sea of 10 December 1982 Relating to the Conservation and Management of Straddling Fish Stocks and Highly Migratory Fish Stocks	New York 1995
10	United Nations Convention to Combat Desertification in those Countries Experiencing Serious Drought and/or Desertification, Particularly in Africa	Paris 1994
11	Cartagena protocol on Biosafety to the Convention on Biological Diversity	Cartagena 2003

(Source: Hand book on multilateral environment agreements 2008, Ministry of Environment & Natural Resources)

#### (6) 水力発電開発に必要な許認可

スリランカ国における水力発電開発に必要な許認可を Table 6.2.2-3 に示す。

**Table 6.2.2-3 水力発電開発に必要な許認可**

No.	Name of government agency	Requirement
1	Divisional Secretariat	Approval of social acceptability
2	Local government authorities' (Urban council, Municipal Council, and Pradeshiya Sabhas) approval for construction	Approval for construction activities (ex. Transport, unloading, excavation, building, dumping and so on.)
3	Mahaweli Authority	In case of a project location is along Mahaweli River and its reservation.
4	Road Development Authority	In case of existing roads are to be affected by a proposed project, and/or new road is necessary for a project
5	Department of Archaeology	To study on archaeological artifacts and structures of historical interest whether lying or hidden beneath the surface of the ground or in any water/lake
6	Geological Survey and Mines Bureau	Quarry permit, quarry extraction, transport and unloading
7	Department of Agriculture	Soil erosion, and soil conservation plan In case of a proposed project site is within a radius of 1 km from the boundary of botanic gardens
8	National Water Supply & Drainage Board, Department of Irrigation, Mahaweli Authority, and the concerned government agencies	There is no written rule for water right in Sri Lanka. But if a proposed project will affect water distribution for water supply for drinking, irrigation and so on, the concerned agencies have to be consulted.
9	Project Approving Agency appointed by CEA	EIA/IEE
10	Land and Land Development Authority	Resettlement Action Plan Land acquisition

(Source: made by JICA study team after hearing with CEB, and CEA)

**(7) 戦略的環境アセスメント<sup>34</sup> (SEA)**

スリランカはインド亜大陸の南東ある島嶼国で、約 2,500 年の長い歴史があり、世界最古の自然が残っているとされている。イギリス統治時代から様々な形で環境行政は導入され徐々に形成されてきた。しかし、環境そのものを対象とした保全あるいは管理といった取組は、経済政策が急変した 1980 年代からであり、歴史的には浅い。1980 年の国家環境法制定まで、環境分野を網羅した体系的な法律がなかった。当初の環境法から 3 度の改訂を経て 1993 年に最終的な環境影響評価に関する法律が施行された。それ以降、色々な分野の環境影響評価が実施されてきたが、急激な経済発展により環境保護、保全は追いつかずさらなる法の強化が必要となっていた。この累積的環境影響を軽減するために、戦略的影響評価(SEA)が導入されることになり、スリランカ政府は 2006 年より全ての政策、計画、プログラムに SEA を実施することになった。中央環境庁 (CEA) は、各省庁の政策、計画に SEA を推進させるべく、2009 年に SEA のガイドラインを作成し、支援を行っている。

**(8) 環境影響評価<sup>35</sup> (EIA)****1) 環境法の基づく環境影響評価の制定**

1988 年、スリランカ国の戦略的な持続開発のため、国家環境法 No.56 が改訂され、環境影響審査を行う機関として中央環境庁が設置された。

この法令 IV 及び官報 (Gazette No. 772/22 of 24 June 1993, 859/14 of 23 February 1995, 1104/22 of 5 November 1999 and 1106/1 of 29 November 1999.) では、EIA が必要とされるプロジェクトが明記されている。

発電事業及び送電線設置事業は上記官報 I に明記されており、事業内容、Table 6.2.2-4 に示すようなプロジェクトは EIA が必要となる。

**Table 6.2.2-4 発電、送電線プロジェクト**

1	Construction of hydroelectric power stations exceeding 50 MW
2	Construction of thermal power plants having generation capacity exceeding 25 MW at a single location or capacity addition exceeding 25 MW to existing plants
3	Construction of nuclear power plants
4	All renewable energy based electricity generating stations exceeding 50 MW
5	Installation of overhead transmission lines of length exceeding 10 km and voltage above 50 kv
6	Involuntary resettlement exceeding 100 families other than resettlement effected under emergency situations

(Source : Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 (CEA) )

その他、一般に影響を及ぼしやすいプロジェクトや影響を受けやすい地域における開発案件は EIA が必要となる (Table 6.2.2-5 参照)。

<sup>34</sup> A simple guide to strategic environmental assessment, Central Environmental Authority

<sup>35</sup> Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 and No.2, CEA

Table 6.2.2-5 プロジェクトにより影響を受けやすい地域

1	Projects and undertaking if located wholly or partly outside the coastal zone as defined by coast conservation act. No. 57 of 1981
2	All river basin development and irrigation projects excluding minor irrigation works (as defined by Irrigation Ordinance chapter 453)
3	Reclamation of land, wetland area exceeding 4 hectares
4	Extraction of timber covering land area exceeding 5 hectare
5	Conversion of forests covering an area exceeding 1 hectare into no-forest uses
6	Clearing of land areas exceeding 50 hectares
7	Within 100 meters from the boundaries of, or within, any area declared as a Sanctuary under the Fauna and Flora Protection Ordinance (Chapter 469)
8	Within 100 meters from the high flood level contour of, or within, a public lake as defined in the Crown Lands Ordinance (Chapter 454) including those declared under section 71 of the said ordinance
9	60 meter from the bank of a public stream as defined in the Crown Lands Ordinance (Chapter 454) and having width of more than 25 meters at any point of its courses
10	100 meters from the boundaries of or within any area declared under the National Heritage Wilderness, Act No 3 of 1988
11	100 meters from the boundaries of or within any area declared 1981 under the Forest Ordinance (Chapter 451)
12	Any erodible area declared under the Soil Conservation Act (Chapter 450)
13	Any flood area declared under the Flood Protection Ordinance (Chapter 449)
14	Any flood protection area declared under the Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation Act 15 of 1968 as amended by Act No. 52 of 1982
15	Any reservation beyond the full supply level of a reservoir
16	Any archaeological reserve, ancient or protected monument as defined or declared under the Antiquities Ordinance (Chapter 188)
17	Any area declared under the Botanic Gardens Ordinance (Chapter 446)
18	Within a distance of 1 mile of the boundary of a National Reserve declared under the Fauna and Flora Protection Ordinance

(Source : Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 (CEA))

## 2) 事業計画承認機関 (PAA)

環境影響評価の承認は事業承認機関 (PAA) によって行われる。現在 23 の政府機関が PAA として指名されている。通常、中央環境庁が Table 6.2.2-6 に示す政府機関の中から、プロジェクトによる影響が最も大きいと考えられる事象の主務官庁である政府機関を EIA の総責任機関として指名する。場合によっては複数の機関が指名されることもある。但し、開発主体である政府機関が PAA になることはできない。

Table 6.2.2-6 事業計画承認機関 (PAAs)

Ministry	National Planning
	Irrigation
	Energy
	Agriculture
	Lands
	Forests
	Industries
	Housing
	Construction
	Transport
	Highway
	Fisheries
	Aquatic Resources
	Plantation Industries
Department	Coast Conservation
	Wildlife Conservation
	Forest
Authority	The Urban Development Authority
	The Central Environmental Authority
	The Mahaweli Authority of Sri Lanka
Others	The Geological Survey and Mines Bureau
	The Ceylon Tourist Board
	The Board of Investment of Sri Lanka

(Source: Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 (CEA))

### 3) EIAの手続き

環境法ではEIAには2通り方法があり、プロジェクトによる環境影響が小さいと判断される場合には初期環境影響調査(IEE)が要求され、その実施期間は短く、簡易なものとなる。またプロジェクトによる環境影響が大きいと判断される場合には環境影響評価(EIA)が要求され、詳細な内容、包括的な調査が求められる。

環境影響評価報告書は30営業日間公開されるが、IEEは特に公開されない。ただし、IEEは公文書として公開を求められる場合もある。

プロジェクトに関わる用地取得及び100軒を超える住民移転については、EIA報告書に記載する必要があるが、PAAが承認機関ではなく、土地・土地開発省による承認が必要となる。EIAに記載される用地取得及び住民移転情報は、実現可能性調査(FS)レベルの概要であり、詳細な用地取得計画及び住民移転計画はプロジェクトが実施されると決まってから再調査し精度をあげることになる。従って、EIA承認機関と用地取得及び住民移転の承認機関は異なり、また承認時期も異なる。用地取得について6.2.2(9)に記載。

EIAの各手続き実施責任者をTable 6.2.2-7に示す。手続きは下記に示すa)からf)の手順になる。

Table 6.2.2-7 EIA手続きの各実施責任者

EIA Steps	Executive Agency
Preliminary Information	Project Proponent (PP)
Scoping ( including Screening)	Project Approving Agency (PAA)
Make up EIA TOR	
EIA Study	PP
Publication of EIA Report	PAA
Approval of EIA	

(Source: Guidance for implementing the environmental impact assessment process No.1 (CEA))

a) 初期概要情報(Preliminary Information: PI)の提出

プロジェクト実施主体は中央環境庁（CEA）に初期概要情報(PI)を提出する。PIを出すタイミングは案件の実施場所が確定し、事業計画が確定次第提出する。

2014年3月、中央環境庁職員への聞き取りによれば、PIはIEEかEIAのどちらを実施するかを判定するスクリーニングのための資料であり、このPIを基にPAAがEIAのTORを作成するわけではない。

b) スコーピング<sup>36</sup>

中央環境庁（CEA）は規定に沿って、適切なEIAの承認機関(PAA)を決定する。指名を受けたPAAはスコーピング委員会を開催し、プロジェクト実施主体から事業内容について説明を受け、スコーピング委員会による現地視察を行い、環境影響調査の範囲(TOR)を作成し、プロジェクト実施主体へTORを指示する。

c) EIA/IEE 報告書の作成

プロジェクト実施主体はPAAの作成したTORに沿って環境影響調査を行い、環境影響報告書をPAAへ提出するが、調査は専門コンサルタントに実施を再委託することも可能である。

d) 報告書の縦覧及び評価

報告書はPAAによって評価されたのち、30日間の期限つきで、情報公開される。報告書はシンハラ、タミル、英語の3言語で公開される。一般からコメントがあった場合、プロジェクト開発主体は回答しなければならない。情報公開期間中、PAAは技術評価委員会（Technical Evaluation Committee: TEC）を設置し、審査、見解を求めることとしている。

e) 承認/非承認

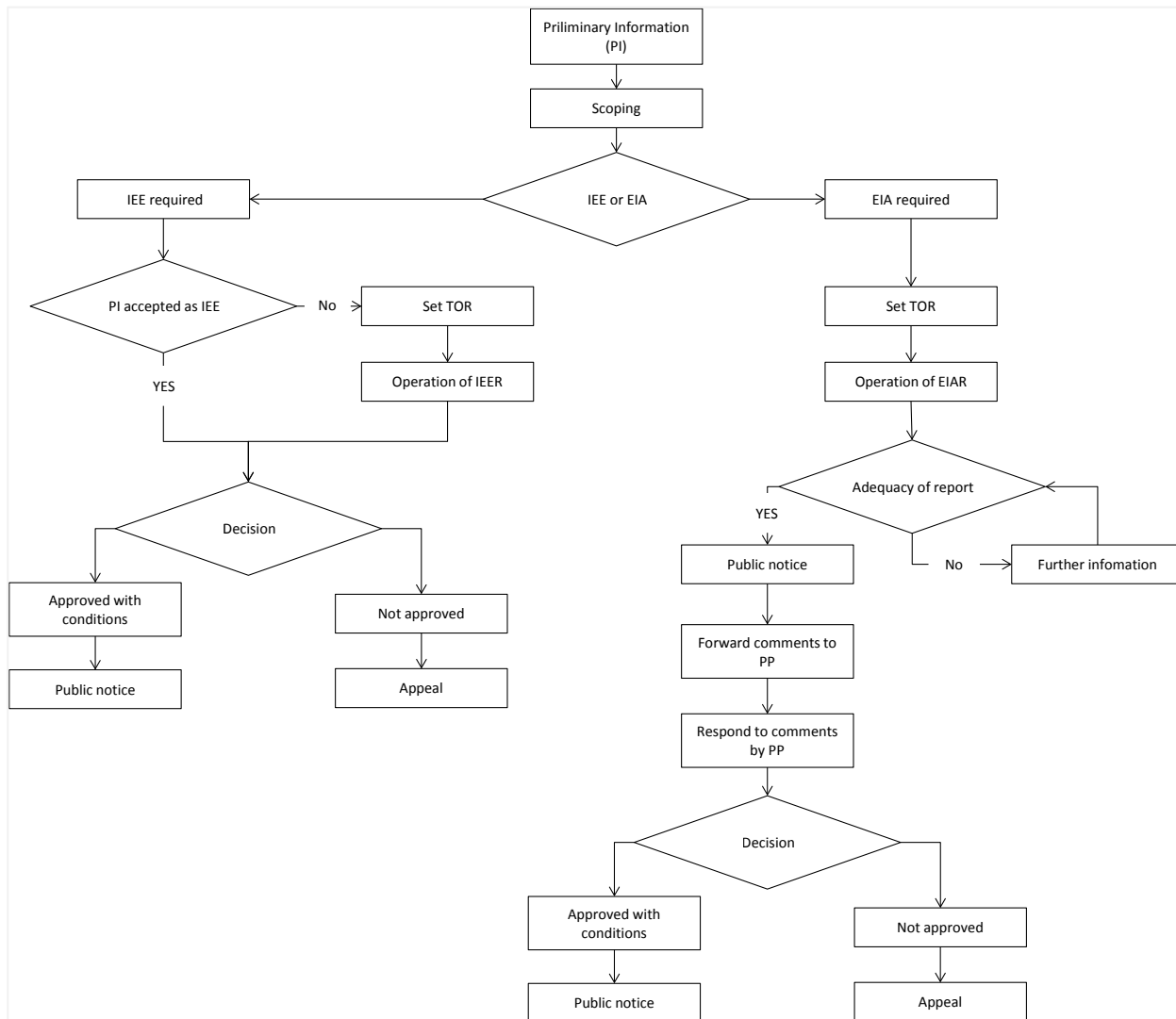
PAAは技術評価委員会の見解に基づいて、承認または非承認の判断をする。なお、承認・非承認の判断に先立ち、CEAの意見を求めることになっている。

<sup>36</sup> スリランカのEIAガイドラインによるスコーピングは、現地ステークホルダーとして地方自治体レベルまでの意見は反映されるが、プロジェクト直接影響者またはその代表であるNGOが常にスコーピングミーティングに入るとは限らない。そのためJICA環境社会配慮ガイドラインと若干、整合性がとれていない。

f) モニタリング

環境影響評価は通常、モニタリングの条件付きで承認され、CEA または PAA がプロジェクト実施状況をモニタリングする。プロジェクト実施主体の違反行為があれば、承認は取り消される。

Figure 6.2.2-1 に EIA 手続きフローを示す。



(Source: Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment Process No.1)

Figure 6.2.2-1 EIA 手続きフロー



## 4) EIA 手続きにかかる期間

Table 6.2.2-8 に EIA/IEE 手続きにかかる期間を示す。

**Table 6.2.2-8 EIA/IEE手続きにかかる期間**

Step	Timing		Law background
	EIA	IEE	
Acknowledgement of the preliminary information	6 days	6 days	Regulations Article 6-i/No.772/22,18 <sup>th</sup> June, 1993
Producing of the TOR	30 days	14 days	Regulation Article 6-iii/No. 772/22 18 <sup>th</sup> June, 1993
Public commenting	30 days	-	Regulations Article 11-(i)/772/22, 18 <sup>th</sup> June, 1993
Sending comments to the project proponents (PP)	6 days		Regulations Article 12/722/22,18 <sup>th</sup> June, 1993
Approval (After receiving the comments of the PP)	30 days	21 days	Regulations Article 13/772/22, 18 <sup>th</sup> June, 1993, Regulation Article 8/1159/22,21 <sup>st</sup> Nov. 2000

(Source : Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment Process No.1)

(9) 用地取得及び住民移転<sup>37</sup>

## 1) 用地取得及び国家非自発的住民移転

スリランカ政府は 1950 年に用地取得法を施行しているが、開発実施主体が土地や建物、作物について補償をすることのみをうたっており、住民移転計画、住民への影響を最小化するための代替案、正式な土地所有者ではない人々への補償、住民との協議、移転住民の生計支援について対処することは求められていなかった。

政府は用地取得及び住民移転に関わる政策を 2001 年より導入し、2013 年にアジア開発銀行の支援を受け、用地取得及び住民移転に関わるガイドラインを発行している。この政策導入により、プロジェクト影響者への補償や移転、回復を確実にすること、開発実施の遅延や費用超過を削減すること、地域住民とのよい関係を保つことを意図している。

スリランカ政府は、政策の中で次のように説明している。開発計画は適切な代替国有地がない状態での私有地及び他の財産取得が要求される。これは時によって強制退去となり地域社会へ悪影響をもたらすことになる。また、用地取得や公有地への利用制限は開発計画により直接影響を受ける住民を貧困にさらす危険性をもっている。そのため、プロジェクトにより直接影響を受ける人々や、用地取得による影響を把握、最小化するなどの対策を検討しなければならない。用地取得が避けられないまたは生計手段を失う場合には、適切な方法で十分な補償を行うか代替地を与え、生計手段を提供するなどの対策をとらねばならない。

用地取得及び住民移転については、地方地自体も含め、土地・土地開発省の承認を取らな

<sup>37</sup> Land acquisition and implementation of the national involuntary resettlement policy, A guide for public officials on Good practices first print 2013

なければならない。開発実施主体の監督官庁から土地・土地開発省へ要請をあげることになる。土地・土地開発省は要請書の内容を精査し、用地取得手続きをとることになる。用地は用地取得条例や規定に沿って手続きが行われ、補償費が最終土地所有者へ支払われることになる<sup>38</sup>。

## 2) 用地取得及び住民移転に関する法令

**Table 6.2.2-9 用地取得関連法令**

Land Development Ordinance	No.19 of 1935
Land Grants (Special Provisions) Act	No.43 of 1979
State Land Ordinance	No.8 of 1947
State Land (Recovery of possession) Act	No.7 of 1979
Land Acquisition Act	No. 9 of 1950 No.39 of 1954 No.22 of 1955
Land Acquisition regulations	2008
Land Settlement Ordinance	No.20 of 1931
Title registration Act	No.21 of 1998
Crown Lands Ordinance	No.8 of 1947
National Involuntary resettlement Policy	2001

(Source : Land and Land Development Authority HP)

## 3) 用地取得及び住民移転に係わる政府関係機関

- Department of Surveys
- Offices of the Government Agents
- Divisional Secretariats
- All District Courts and Fiscal Offices
- Department of Government Press
- Department of Valuation
- Registration office of the Ministry of Land and Land Development

## 4) 用地取得及び住民移転手続き

Table 6.2.2-10 に用地手続きフローを示す。

<sup>38</sup> The website of Ministry of Land & Land Development

Table 6.2.2-10 用地手続きフロー

Procedures		Agency in Charge
Step 1	Investigation of the land, preparation of acquisition proposal and obtaining approval (Section 2 of Land Acquisition Act(LAA))	Project executing / implementing agency
	Issuance of order	Ministry of Land and Land Development
Step 2	Publication of Section 2 Notice and preparation of advance tracing (Section 2 of LAA)	Divisional Secretary
	Advance tracing	Survey Department
Step 3	Intention of acquisition and calling for objections (Section 4 of LAA)	Ministry of Land and Land Development
	Publish the notice inviting objections	Divisional Secretary
Step 4	Decision to acquire land and preparation of preliminary plan (Section 5 & 6 of LAA)	Ministry of Land and Land Development
	Publish a gazette notice that Hon. Minister of Land and Land Development decided that the land is to be acquired	Divisional Secretary/Government Printer
	Final plan	Survey Department
Step 5	Publication of Section 7 Notice, submission of claims for ownership and compensation and the conduct of inquiry (Section 7 & 9 of LAA)	Divisional Secretary
Step 6	Determination of ownership status and request for valuation (Section 10.1.A of LAA)	Divisional Secretary
	Valuation	Valuation Department
Step 7	Award of compensation, payment of compensation and appeal process (Section 17,22 and 23 of LAA)	Divisional Secretary
	Payment of Compensation (Allocate financial provisions from the Ministry of Lands or the relevant institution and make payments to the land owner)	Divisional Secretary
Step 8	Taking over the possession of the land (Section 38(a) proviso of LAA)	Ministry of Land and Land Development
Step 9	Revocation of vesting orders and divesting of lands (Section 39, 50(1) and 39 A of LAA)	Ministry of Land and Land Development
Step 10	Vesting of land (Section 44 of LAA)	Divisional Secretary
Step 11	Registration of land acquired by the State	Divisional Secretary / Project executing /implementing agency

(Source : Land and Land Development Authority HP)

#### 5) 住民移転計画書の作成

2001年に策定された国家住民移転政策（NIRP）によれば、20世帯以上の住民移転があるプロジェクトは、資金源に関係なく、住民移転計画書を作成しなければならない。NIRPはADBプロジェクトの事例をあげ、200人以上の住民移転があるプロジェクトはカテゴリーA

案件、プロジェクトにより住民移転に重大な影響を与えるプロジェクトとして分類され、十分な配慮を要するとしている。1980年の国家環境法、及び1993年と1995年の環境規定により、100世帯以上の住民移転があるプロジェクトはCEAによる住民移転計画への承認と要求すると規定している。CEAの住民移転に関する承認は、CEAが発行しているEIAガイドラインに沿った内容で、EIAまたはIEE報告書の中で住民移転についての詳細情報、影響の範囲、緩和策によって判断される。

1950年の用地取得法によれば、公共事業による用地取得申請は開発実施主体の監督官庁または、地方行政事務所より土地・土地開発省に行う。もし当該案件（揚水発電事業）が実施となった場合には、エネルギー省またはセイロン電力庁が住民移転計画を作成し、提出することになる。

住民移転計画とは、時間的制約と限られた予算によって策定されるものである。十分な住民移転計画はプロジェクトによる住民移転が重大な影響を与える場合に策定し、また、簡易な住民移転計画はその移転影響が小さいものに対して策定する。住民移転計画(案)はプロジェクト実現可能性調査時に用意され、詳細設計の後にその移転計画を更新し、損失目録調査及び公の協議を行う手順になっている。

住民移転計画及びその実施はプロジェクト実施主体が実施責任者となり、プロジェクト管理ユニットを設置し、移転計画を推進することになる。

## 6) 苦情処理メカニズム

用地取得法により、プロジェクト影響者による補償に関する苦情を審査会に言及する仕組みが提供されることになっているが、補償に関する苦情のみで、限定的となっている。NIRPは、プロジェクト実施主体がその組織内に住民移転計画が滞りなく実施するためのモニタリングシステムを確立し、プロジェクトの影響を受ける地方自治体(Divisional Secretariat Office)の支援のもと、実施主体が苦情処理を積極的に行うことを推奨している。

## 7) 補償費・移転費

### a) 補償の定義

用地取得法において、補償とは、移転前の生活水準を改善または回復できるような補償額でなくてはならない。

補償の対象は下記の3種類による

- I 用地取得のための補償
- II 生計手段を失うことによる生活費等の手当て
- III プロジェクトによる障害、損失への補償

### b) 補償の支払い

NIRPは、土地や建物、その他の資産、収入に対する補償は、再取得価格を基本とし、移転費を含むその補償費は迅速に支払わなければならない。この方針は国際的住民移転基準に準拠している。

用地取得法では用地取得への補償額は、売り手市場に近い、十分な額でなくてはならないとしている。

2008年の用地取得規定によれば、用地の一部を失う場合、残りの用地資産額がその後の生計を維持していくのに十分でなければ、土地全体を失うとみなして補償する。

c) 非合法占拠者への補償

NIRPは、プロジェクトによる影響者として非合法占拠者に対しても平等に補償を行わなければならないとしている。

## (10) 環境基準<sup>39</sup>

1980年に制定された国家環境法により中央環境庁（CEA）が設置され、1988年の同法改正において大気、水質汚濁、廃棄物、土壌汚染、騒音、悪臭に関わる包括的な規定が定められ、排水基準、騒音基準等が導入されることになった。それとともに環境規制の執行についての枠組みが策定され、環境汚染企業に対する環境保護ライセンス（EPL）の取得義務等が定められた。水質汚染、土壌汚染についての規制基準は1990年、騒音についての規制基準が1996年に制定されている。

### 1) 環境大気質

1980年に制定された環境法は1988年に改定され、その条項23条に大気汚染排出の制限が規定されており、1994年に車両の排出基準が設定された。しかしこれら規定の中に移動発生源について記載されていない。環境局が大気汚染を管理する責任がありながら、管理、モニタリングの経験に乏しく、具体的な規制は行われていない。一方、自動車交通規定、警察行政の規定により、移動発生源による排気について制限されている。環境局のウェブサイトによれば、発電所などの固定された場所からの大気排出基準は、環境局が暫定的に設定した基準値により管理されているようであるが、具体的な数値は公開されていない。

<sup>39</sup> Source: Environmental Norms 2011, Board of Investment of Sri Lanka

Table 6.2.2-11 大気質基準

Pollutant	*Average Time	Maximum Permissible Level		+Method of measurement
		$\mu\text{g}/\text{m}^3$	ppm	
1.Particulate Matter -Aerodynamic diameter is less than 10 $\mu$ m in size (PM <sub>10</sub> )	Annual	50	-	Hi-volume sampling and Gravimetric or Beta Attenuation
	24hrs.	100	-	
2.Particulate Matter -Aerodynamic diameter is less than 2.5 $\mu$ m in size (PM <sub>2.5</sub> )	Annual	25	-	Hi-volume sampling and Gravimetric or Beta Attenuation
	24hrs.	50	-	
3.Nitrogen Dioxide(NO <sub>2</sub> )	24hrs.	100	0.05	Colorimetric using Saltzman ,method or equivalent gas phase chemiluminescence
	8hrs.	150	0.08	
	1hr.	250	0.13	
4.Suplphur Dioxide(SO <sub>2</sub> )	24hrs.	80	0.03	Pararosanilene method or equivalent pulse fluorescent
	8hrs.	120	0.05	
	1hr.	200	0.08	
5.Ozone(O <sub>3</sub> )	1hr.	200	0.10	Chemiluminescence method or equivalent ultraviolet photometric
6.Carbon Monoxide(CO)	8hrs.	10,000	9.00	Non-Dispersive Infrared Spectroscopy
	1hr.	30,000	26.00	
	Any time	58,000	50.00	

\*Minimum number of observations required to determine the average over the specified period-

03 hour average-03 consecutive hourly average.

08 hour average-08 hourly average.

24 hour average-18 hourly average.

yearly average-09 monthly averages with at least 02 monthly average each quarter.

(Source: Environmental Norm, Board of Investment of Sri Lanka 2011)

## 2) 水質汚濁

### a) 主な河川及び湖における暫定水質基準

水質環境基準や水域の類型基準が未整備である。表流水の水質は、飲料水の基準（スリランカ標準規格（SLS）614）に加え、中央環境庁により起草され現在は承認過程にある暫定水質環境基準に従って評価されている。この暫定基準が対象としているのは、表流水の水質のみである。

Table 6.2.2-12 主な河川及び湖の暫定水質基準

	Class 1 Drinking (Boiling only, no scientific processing)	Class 2 Bathing	Class 3 Fish and aquatic life	Class 4 Drinking (Filtering and chlorination)
生物化学的酸素要求量 BOD(mg/L)	3	4	4	5
科学的酸素要求量 COD(mg/L)	15	20	15	30
溶存酸素量 DO(mg/L)	6	5	3	4
大腸菌群 MPN/100ml)	5,000	1,000	20,000	5,000
硝酸態窒素 NO3-N(mg/L)	5	5	5	5
リン酸態リン PO4-P(mg/L)	0.7	0.7	0.4	0.7

(Source : Water Environment Partnership in Asia (WEPA) 2012)

## b) 排水基準

## i) 内陸表流水に排水を放流する場合の一般基準

Table 6.2.2-13 内陸表流水に排水を放流する場合の一般基準

No	Parameter	Unit type of limit	Tolerance Limit Value
1	Total suspended solids	mg/l, max.	50
2	Particle size of the total suspended solids	$\mu$ m, less than	850
3	pH at ambient temperature	-	6.0-8.5
4	Biochemical Oxygen Demand (BOD <sup>5</sup> in five days at 20 <sup>0</sup> C or BOD <sup>3</sup> in three days at 27 <sup>0</sup> C)	mg/l, max.	30
5	Temperature of discharge	<sup>0</sup> C, max.	Shall not exceed 40 <sup>0</sup> C in any section of the stream within 15m down
6	Oils and greases	mg/l, max.	10
7	Phenolic compounds (as phenolic OH)	mg/l, max.	1
8	Chemical Oxygen Demand(COD)	mg/l, max.	250
9	Colour	Wave length range 436nm(Yellow ranger) 525(Red range) 620(Blue range)	Maximum spectral absorption coefficient 7m <sup>-1</sup> 5m <sup>-1</sup> 3m <sup>-1</sup>
10	Dissolved phosphates(as P)	mg/l, max.	5
11	Total Kjeldahl nitrogen(as N)	mg/l, max.	150
12	Ammonical nitrogen(as N)	mg/l, max.	50
13	Cyanide(as CN)	mg/l, max.	0.2
14	Total residual chlorine	mg/l, max.	1.0
15	Fluorides(as F)	mg/l, max.	2.0
16	Nickel(as Ni)	mg/l, max.	3.0
17	Selenium(as Zn)	mg/l, max.	0.05
18	Zinc(as Zn)	mg/l, max.	2.0
19	Pesticides	mg/l, max.	0.005
20	Detergents/surfactants	mg/l, max.	5
21	Faecal Coliform	MPN/100 ml, max.	40
22	Radio Active Material: (a)Alpha emitters (b)Beta emitters	micro curie/ml, max micro curie/ml, max	10 <sup>-8</sup> 10 <sup>-7</sup>

Note 1 : All efforts should be made to remove unpleasant odour as far as possible.

Note 2 : These values are based on dilution of effluents by at least 8 volumes of clean receiving water. If the dilution is below 8 times, the tolerance limits are multiplied by the 1/8 of the actual

Note 3 : The above mentioned general standards shall cease to apply with regards to a particular industry when industry specific standards are notified for that industry.

Note 4 : Pesticides as per World Health Organization (WHO) and Food and Agriculture Organization (FAO) requirements.

(Source : Environmental Norms, Board of Investment of Sri Lanka 2011)



## ii) 灌漑用地に放流される産業排水の許容限度

Table 6.2.2-14 灌漑用地に放流される産業排水の許容限度

No	Parameter	Unit Type of limit	Tolerance Limit Value
1	Total dissolved solids	mg/l, max	2100
2	pH at ambient temperature	-	5.5-9.0
3	Biochemical Oxygen Demand (BOD <sub>5</sub> in five days at 20 <sup>0</sup> C or BOD <sub>3</sub> in three days 27 <sup>0</sup> C)	mg/l, max	250
4	Oils and greases	mg/l, max	10
5	Chemical Oxygen Demand (COD)	mg/l, max	400
6	Chlorides(as Cl <sup>-</sup> )	mg/l, max	600
7	Sulphates (as SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	mg/l, max	1000
8	Boron (as B)	mg/l, max	2.0
9	Arsenic (as As)	mg/l, max	0.2
10	Cadmium(as Cd)	mg/l, max	2.0
11	Chromium, total(as Cr)	mg/l, max	1.0
12	Lead(as Pb)	mg/l, max	1.0
13	Mercury(as Hg)	mg/l, max	0.01
14	Sodium Adsorption Ration(SAR)	-	10-15
15	Residual Sodium Carbonate(RSC)	mol/l, max	2.5
16	Electrical conductivity	μs/cm, max	2250
17	Faecal Coliform	MPN/100ml, max	40
18	Copper(as Cu)	mg/l, max	1.0
19	Cyanide(as CN)	mg/l, max	0.2
20	Radio Active Material: (c)Alpha emitters (d)Beta emitters	micro curie/ml, max micro curie/ml, max	10 <sup>-9</sup> 10 <sup>-8</sup>

(Source : Environmental Norms, Board of Investment of Sri Lanka 2011)

## 3) 廃棄物処理

スリランカでの廃棄物については基本的に州政府を始めとする地方自治体が管理運営することになっており、中央環境局がその監督機関である。主に固形廃棄物、医療廃棄物、危険廃棄物に分別し処理されている。地方自治体は、廃棄物収集、清掃及びゴミの埋立を行っているが、1日に100トン以上のゴミを収集する設備を設置する場合には環境影響評価調査が必要となる。また、1日に10トンのゴミ収集設備を必要とする場合には環境保護ライセンスの取得が必要となる。

産業廃棄物に関しては、1990年に産業廃棄物管理規定が施行（1996年改訂）、また危険廃棄物管理に関するガイドライン(1999年)が策定されている。

2008年、国家環境保護規定が発布され、廃棄物の発生、収集、輸送、保管、回収、再生、廃棄について規定されている。

その他の主な規定を下記に記す。

- Municipal Council Ordinance, No.47 of 1947
- Urban Development Authority Act, No. 41 of 1978
- Code of Criminal Procedure, No.15 of 1979: Public nuisances
- Public Nuisance Ordinance, No. 15 of 1982
- National Environmental Act, No.47 of 1980: Environmental Protection License system and infrastructure relevant to solid waste management (sanitary landfills, incinerators)
- Urban Councils Ordinance and the Pradeshiya Sabha Act No. 15, 1987: Establishment of local government ownership of collected waste, and local government' retainment of authority to formulate regulations for waste disposal

#### 4) 土壌汚染

土壌汚染に関する標準基準は設定されていないが、唯一、土壌保全に関する規定が 1951 年に策定、1953 年及び 1981 年に改定されている。内容は、農薬や産業廃棄物による土壌汚染防止というよりも土壌浸食、洪水や干ばつによる被害防止のためのものがある。

#### 5) 騒音

**Table 6.2.2-15 騒音に係わる環境基準**

Area	L <sub>Acq</sub> T, dB(A)	
	Day Time	Night Time
Low Noise (Pradeshiya Sabha area)		
Medium Noise (Municipal Council/Urban Council area)	55	45
High Noise (EPZZ of BOI & Industrial Estates approved under part IVC of the NEA)	63*	50
Silent Zone (100 m from the boundary of a courthouse, hospital, public library, school, zoo, sacred areas and areas set apart for recreation or environmental purposes)	70	60
	50	45

\*Provided that the noise level should not exceed 60 dB (A) inside existing houses, during day time.

(Source : Environmental Norms, Board of Investment of Sri Lanka 2011)

### 6.2.3 JICA ガイドラインとスリランカ法制度との乖離

環境社会配慮のうち、EIA や非自発的住民移転について、JICA ガイドライン（2010）とスリランカの法制度ではその内容に乖離がある。Table 6.2.3-1 と Table 6.2.3-2 にその内容をまとめた。

**Table 6.2.3-1 EIAに関するJICAガイドラインとスリランカ法制度との乖離**

Item	JICA Guidelines	Sri Lankan legislation
Public consultation in an EIA process	SEA stage: The project proponent is obliged to collect comments and/or concerns from the stakeholders in the affected areas and to reflect the comments and concerns to the plan.	SEA stage: No specific opportunities for general stakeholders are provided.
	EIA stage: At the stages of Scoping (draft) and EIA Report (draft), the project proponent is obliged to hold stakeholders meetings (especially for affected people) in the affected area to explain the contents of the scoping (draft) and EIA report (draft). Appropriate comments and concerns should be reflected in the plan.	EIA stage: Stakeholders are provided an opportunity to comment on the plan at its scoping stage. In this case, the stakeholders are usually related governmental organizations (not local/general stakeholders).  The stakeholders can submit queries and comments on the EIA report.
Environmental checklist	Environmental checklist is provided by the guidelines for each sector. An EIA report should contain the items in the checklist.	No specific checklist is provided. The PAA shall prepare terms of reference for an EIA (or IEE) study.

(出典：JICA 調査団)

**Table 6.2.3-2 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法制度との乖離**

Item	JICA Guidelines	Sri Lankan legislation
Resettlement Action Plan (RAP)	The project proponent is obliged to prepare a RAP. If number of resettled household is small (e.g. one household), the RAP can be simplified one. The RAP is prepared as part of the EIA Report.	In case that the number of resettled households is 20 or more, the NIRP requires a RAP.
Compensation for land resettlement	Full replacement cost must be applied as much as possible.	The LAA provides for the payment of compensation on the basis of “market value” which is defined as the “amount which the land might be expected to have realized if sold by a willing seller in the open market as a separate entity”.  The Land Acquisition regulations of 2008 redefines the valuation approach to determine “market value” stating that “in case of land where part of land is acquired and when its value as a separate entity deems to realize a value proportionately lower than the market value of the main land the compensation should be proportionate to the value of the main land”.  The NIRP recommends that compensation for loss of land, structures, other assets and income should be based on full

Item	JICA Guidelines	Sri Lankan legislation
Compensation for non-registered residents	All residents before the cut-off-date are eligible.	<p>replacement cost and should be paid promptly together with transaction costs.</p> <p>The LAA does not have any provisions on this issue.</p> <p>The NIRP recommends that affected persons who do not have documented title to land should receive fair and just treatment.</p>
Grievance redress mechanism	The project proponent is obliged to have a grievance redress mechanism.	<p>The LAA provides a limited grievance redress mechanism whereby certain grievances of the affected persons relating to compensation can be referred to the Board of Review established under the LAA.</p> <p>The NIRP recommends the establishment of an internal monitoring system by project executing agencies to monitor the implementation of RAPs and handling of grievances. Grievances redress mechanism formally instituted by the project authorities with the support of the Divisional Secretaries of the project area.</p>

(出典：JICA 調査団)

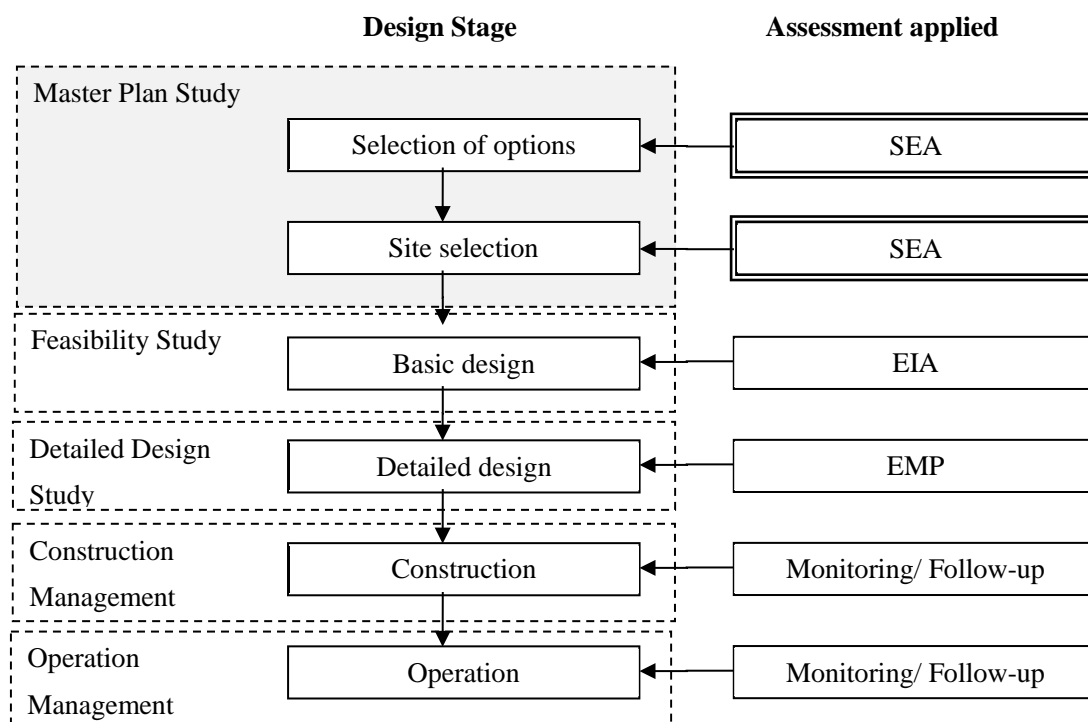
## 6.3 戦略的環境影響評価

### 6.3.1 本調査での戦略的環境影響評価

影響評価は、自然・社会環境への負の影響を回避・最小化・緩和するために、すべての開発プロジェクトで非常に重要な要素である。

本調査では戦略的影響評価（Strategic Environmental Assessment : SEA）を実施する。Figure 6.3.1-1 は、開発プロジェクトと影響評価の流れの関係を示している。本調査は同図にある「マスタープラン調査 : Master Plan Study」であり、SEA はマスタープラン調査にもっとも適した環境評価であることを示している。その理由は、a) プロジェクトの詳細が未定であること、b) 幅広いステークホルダーとプロジェクトの選択肢を議論することができること、が挙げられる。

本調査では、次の2段階で SEA を実施する - ピーク需要に対応する電源を選定する段階と選定した電源開発地点を選ぶ段階。SEA を通して、電源開発シナリオとサイト選定の妥当性の論理的な枠組みを設定する。



EIA: Environmental Impact Assessment, EMP: Environmental Management Plan

Figure 6.3.1-1 開発プロジェクトと環境評価の流れ

ピーク需要に対応した複数の電源とサイトの候補地をそれぞれの段階で技術的・経済的・環境社会的観点から分析する。本調査の SEA の過程を通して、SEA に関する情報は公開し、ステークホルダーズ会議（Stakeholders Meeting : SHM）を開催して SEA の主要な内容を協議する。

JICA 調査団は、スリランカ CEA の SEA ガイドラインと、他の国で JICA が実施したマスタープラン調査での経験を踏まえて本調査の SEA を実施する。

### 6.3.2 ピーク需要に対応した複数の電源選定時での SEA

複数の電源からピーク需要に対応するもっとも適した電源を選定する段階では、2回のスクリーニングを実施する。第1回スクリーニングでは、スリランカの現状を踏まえた上で、可能性のあるすべての電源について、ピーク需要に対応するための重要な条件を利用して分析する。第2回スクリーニングでは、残った電源について技術的・経済的・環境社会的基準から比較検討を行う。Figure 6.3.2-1 にこの2つのスクリーニング・プロセスを示した。

これらの分析については第8章で詳述する。

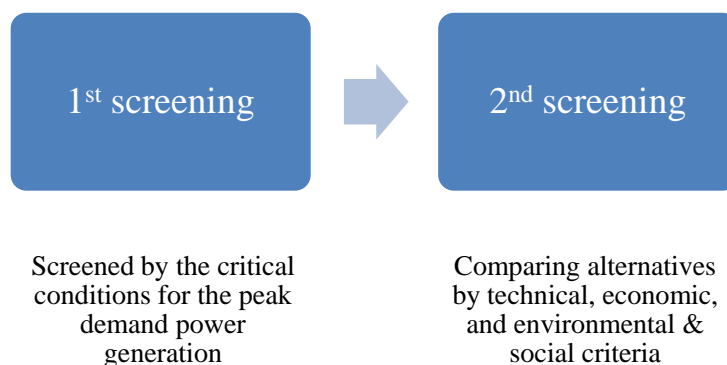


Figure 6.3.2-1 複数の電源からもっとも適した電源を選定するための2回のスクリーニング

### 6.3.3 サイト候補地選定時での SEA

揚水発電所開発のためにもっとも適した地点を選定する段階では、次の2回のスクリーニングを実施する。

第1回スクリーニングでは、11か所の候補地を技術的・経済的・環境社会的基準から比較検討し、3か所の有望地点を選定する。11か所の候補地を環境社会的基準から比較するためには、それぞれの候補地（上ダム・貯水池、下ダム・貯水池）の情報が必要である。そこで、各地点の自然環境・社会環境を調査するための環境調査（第1回環境調査）を実施する。

第2回スクリーニングでは、3か所の有望地点について技術的・経済的・環境社会的基準からさらに詳細な比較検討を実施する。3か所で第2回環境調査を実施して各地点の自然環境・社会環境の詳細な情報を収集する。このような情報・分析を基に3か所から最有望地点1か所を選定する。Figure 6.3.3-1 この2つのスクリーニング・プロセスを示した。

第1回スクリーニングについては第9章で、第2回スクリーニングについては第10章で詳述する。

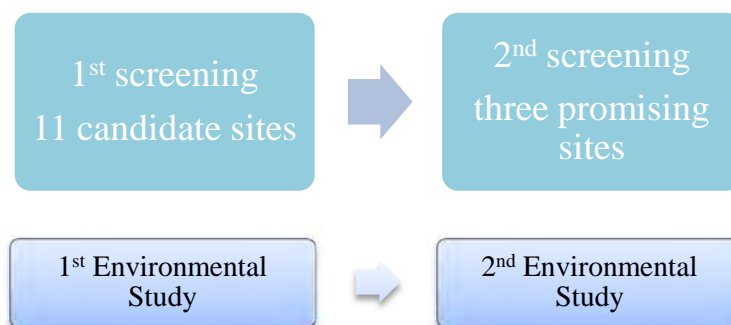


Figure 6.3.3-1 揚水発電所開発にもっとも適した地点を選定するための2回のスクリーニング

### 6.3.4 ステークホルダーズ会議（SHM）

SEA でもっとも重要な手順の1つは、情報の公開とステークホルダーからの意見を計画にできるだけ反映することである。

本調査では、Figure 6.3.4-1 のような流れに沿って3回のステークホルダーズ会議（SHM）を開催する。Table 6.3.4-1 にそれぞれのSHMでの議事（予定）を示した。

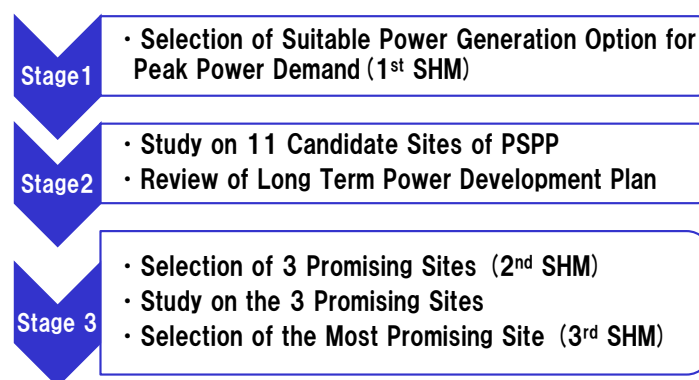


Figure 6.3.4-1 調査の各段階とSHMとの関係

Table 6.3.4-1 SHMと議事内容

SHM	Agenda
1 <sup>st</sup> SHM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Comparative study of power generation options</li> <li>1<sup>st</sup> site selection study (11 candidate sites) and scoping</li> </ul>
2 <sup>nd</sup> SHM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Result of the 1<sup>st</sup> site selection study (from 11 candidate sites to 3 promising sites)</li> <li>2<sup>nd</sup> site selection study (3 promising sites) and scoping</li> </ul>
3 <sup>rd</sup> SHM	<ul style="list-style-type: none"> <li>Result of the 2<sup>nd</sup> site selection study (from 3 promising sites to one most suitable site)</li> </ul>

それぞれのSHMで参加者からの質問にCEBとJICA調査団が回答し、参加者からの意見を募りそれぞれの段階での計画にできるだけ反映する。

各SHMについては第7章で詳述する。

## 第7章

# ステークホルダーズミーティング



## 目 次

## 第7章 ステークホルダーズミーティング

7.1	はじめに .....	7-1
7.2	第1回 SHM.....	7-1
7.2.1	目的とステークホルダー .....	7-1
7.2.2	候補地への事前視察 .....	7-3
7.2.3	第1回 SHM 開催内容 .....	7-4
7.3	第2回 SHM.....	7-7
7.3.1	目的とステークホルダー .....	7-7
7.3.2	候補地への事前視察 .....	7-8
7.3.3	第2回 SHM 開催内容 .....	7-11
7.4	第3回 SHM.....	7-15
7.4.1	目的とステークホルダー .....	7-15
7.4.2	第3回 SHM 開催内容 .....	7-15

## 表リスト

Table 7.2.1-1	招待する学識経験者と NGO.....	7-2
Table 7.2.1-2	招待する関係省庁 .....	7-2
Table 7.2.2-1	訪問した Divisional Secretaries の詳細 .....	7-3
Table 7.2.2-2	各候補地現状 .....	7-3
Table 7.2.2-3	揚水発電所開発候補地点についてのスコーピング（案） .....	7-4
Table 7.2.3-1	第1回 SHM のまとめ.....	7-4
Table 7.2.3-2	第1回 SHM での質疑応答.....	7-5
Table 7.3.1-1	招待する学識経験者と NGO.....	7-8
Table 7.3.1-2	招待する関係省庁 .....	7-8
Table 7.3.2-1	訪問した村と郡 .....	7-8
Table 7.3.2-2	各候補地の現状 .....	7-9
Table 7.3.2-3	揚水発電所開発有望地点についてのスコーピング（案） .....	7-11
Table 7.3.3-1	第2回 SHM のまとめ.....	7-11
Table 7.3.3-2	第2回 SHM での質疑応答.....	7-12
Table 7.4.2-1	第3回 SHM のまとめ.....	7-16
Table 7.4.2-2	第3回 SHM での質疑応答.....	7-16

## 図リスト

Figure 7.1-1	調査の各段階と SHM との関係.....	7-1
Figure 7.2.3-1	Jayasekera 氏（副総括マネージャー、CEB：上左）による開会の辞と 質疑応答（上右、下） .....	7-7
Figure 7.3.2-1	Loggal 候補地の村の関係者へのインタビュー .....	7-10
Figure 7.3.2-2	Halgran 候補地の村と郡（Walapane 郡）の関係者へのインタビュー .....	7-10
Figure 7.3.2-3	Maha 候補地の村の関係者へのインタビュー.....	7-10
Figure 7.3.3-1	JICA 本部からのメッセージ（小笠原氏：左上）、JICA 調査団総括（萩原氏）の発表（右上）、質疑応答（下） .....	7-15
Figure 7.4.2-1	CEB からの開会の辞（Kamani 氏：左上）、JICA 本部からのメッセージ（渡邊氏：右上）、JICA 調査団の発表（左下）、質疑応答での Withanage 氏（Center for Environmental Justice：右下） .....	7-17

## 第7章 ステークホルダーズミーティング

### 7.1 はじめに

本調査は、ピーク需要対応型電源の選択と揚水発電所開発地点選定のために SEA を採用している。SEA でもっとも重要な手順の 1 つは、情報の公開とステークホルダーからの意見を計画にできるだけ反映することである。そこで、本調査では、Figure 7.1-1 で示すように 3 回のステークホルダーズ会議 (SHM) を開催する。

SEA と SHM については「6.3 戦略的環境影響評価」に詳述している。

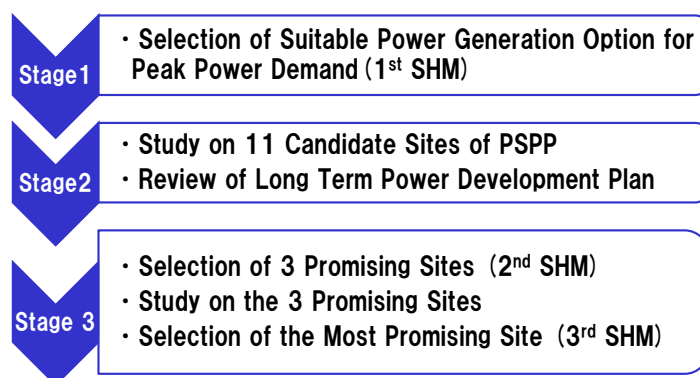


Figure 7.1-1 調査の各段階と SHM との関係

### 7.2 第 1 回 SHM

#### 7.2.1 目的とステークホルダー

##### (1) 目的

第 1 回 SHM は以下の 2 つの目的を達成するために開催する。

- ピーク需要対応型電源のオプション、揚水発電所開発の妥当性の確認、協議
- 上記に基づいて、揚水発電所開発候補地・立地検討段階の SEA (その 1) とそのスコーピング案の説明・協議

##### (2) ステークホルダー

JICA 環境社会配慮ガイドラインは「ステークホルダー」を以下のように定義している。

「現地ステークホルダー」とは、事業の影響を受ける個人や団体 (非正規居住者を含む) 及び現地で活動している NGO をいう。また、「ステークホルダー」とは、現地ステークホルダーを含んだ、協力事業に知見もしくは意見を有する個人や団体をいう。

第 1 回 SHM 前半は、ピーク需要対応型電源の最適オプション選定に関するものなので、ステークホルダーとしては国民全員を対象とすることが理想であるが、国民全体を対象に SHM

を開催することは難しい。そこで、開発と保全（社会環境）について、住民の代言人として助言ができそうな学識経験者・社会環境 NGO を SHM に招待しコメントを求める。

次に、第 1 回 SHM の後半は揚水発電所開発地点選定に関するものである。JICA ガイドラインはマスタープラン段階から、現地ステークホルダーを SHM に含めることを推薦している。この点について CEB と参加者について協議した結果、本調査は F/S (EIA) 段階のものとなり、公開すべき情報や協議すべき内容を慎重に検討する必要があること、事業が決定していない段階で、かえって地元混乱を招く可能性があることから、関係地方行政機関代表者（Divisional Secretaries）に SHM への参加を呼びかけることとした。しかし、コロomboでの SHM への参加が難しいことが予想されるので、SHM 開催前に CEB と JICA 調査団が各候補地に関する Divisional Secretary を訪問し、揚水発電所開発に関する意見や現地の状況について情報を収集することとした。

本計画の自然環境面に関しては、自然環境分野の学識経験者・NGO を SHM に招待する。

**Table 7.2.1-1 招待する学識経験者とNGO**

Social environment	Natural environment
- Centre for Environmental Justice (Friends of the Earth Sri Lanka)	- IUCN
- Green Movement of Sri Lanka	- Dr. Sarah W. Kotagama
- Consortium of Humanitarian Agencies	- Field Ornithology Group of Sri Lanka (FOGSL)
- International Centre for Ethnic Studies	- Environmental Foundation Limited
- Lanka Mahila Samiti	- EMACE Foundation
- Sarvodaya	- National Solid Waste Management Support Centre
- Sewalanka Foundation	- Sri Lanka Environmental Journalists Forum
	- Sri Lanka Wildlife Conservation Society
	- Wildlife & Nature Protection Society

また、関係省庁機関として以下の機関に参加を求める。

**Table 7.2.1-2 招待する関係省庁**

Government Agency
- Ministry of Power and Energy
- Central Environmental Authority
- Department of External Affairs (Ministry of Finance and Planning 下部組織、海外援助支援)
- Department of Irrigation
- Mahaweli Authority (Ministry of Irrigation and Water Resources Management 下部組織)
- Department of Wildlife
- Department of Forest
- Sustainable Energy Authority

## 7.2.2 候補地への事前視察

CEB と JICA 調査団は揚水発電所開発候補地への事前視察を実施した。Table 7.2.2-1 に示すように関係する Divisional Secretaries を訪問し、情報を収集し、候補地点も短期間だが視察をした。

**Table 7.2.2-1 訪問したDivisional Secretariesの詳細**

Date in 2013	Candidate site	Name of DS division	District	Remarks
11 June	Loggal	Meegahakiula	Badulla	
12 June	Halgran	Walapane	Nuwara Eliya	
13 June	Maha	Ganga Ihala Korale Aranayaka	Kandy Kegalle	Upper pond Lower pond
18 June	Kiriketi	Imbulpe	Ratnapula	
19 June	Maussakelle	Ambagamuwa	Nuwara Eliya	

Table 7.2.2-2 に事前視察の結果をまとめた。

**Table 7.2.2-2 各候補地現状**

Candidate site	Situation and comments from some secretaries
Loggal <sup>1</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• There is an existing irrigation facility at the lower pond.</li> <li>• Mini-hydropower plant is under construction and there is another plan.</li> <li>• There are no protected areas.</li> <li>• There are tea plantations.</li> <li>• COMMENT: Paddy field should be avoided from inundation.</li> </ul>
Halgran	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The area is prone to landslide.</li> <li>• There are paddy fields and tea plantation.</li> <li>• There are settlements.</li> <li>• During the dry season, water shortage for paddy fields is a concern among the local people. There is an existing irrigation facility at one of the lower ponds.</li> <li>• COMMENT: Local people are afraid of landslide.</li> </ul>
Maha	<ul style="list-style-type: none"> <li>• At the upper pond, tea plantation is the main land use, and there are line houses for tea plantation workers.</li> <li>• There are many rock crops in both ponds.</li> <li>• There are two existing mini-hydro facilities at the lower pond.</li> <li>• There are paddy fields and houses at downstream of the lower dam site.</li> <li>• At the right bank of the lower dam site, there is a patch of good natural forest.</li> </ul>
Kiriketi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tea plantation is the main land use of the site.</li> <li>• Water shortage during the dry season is a concern of the local people.</li> <li>• Along the river there is small patch of good natural forest.</li> <li>• There are important fish species recorded from the river.</li> </ul>
Maussakelle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• There are big waterfalls.</li> <li>• Tea plantation is the main land use of the lower pond areas.</li> <li>• There is a protected area close to the upper and lower ponds.</li> </ul>

<sup>1</sup> 事前調査後、Loggal 候補地は技術的な面から見直し、同じ Division であるが位置を変更した。

事前調査の結果から候補地に関するスコーピング（案：Table 7.2.2-3）を作成し、第1回 SHM で公表・協議した。

**Table 7.2.2-3 揚水発電所開発候補地点についてのスコーピング（案）**

<b>Natural environment</b>	Impacts on fauna and flora	Inundated forest area
		Impacts on protected areas
		Impacts on endangered species (especially fish and other aquatic species)
<b>Social environment</b>	Impacts on local communities	Number of those who to be resettled
		Area of land to be acquired
		Impacts on water utilization (e.g. drinking water, irrigation)
		Impacts on utilization of forest and grassland
		Impacts on public facilities (e.g. school)
	Impacts on industries	Agriculture
		Forestry
		Tourism
	Impacts on cultural heritages	Religious, cultural and/or archeological facilities
		Impacts on landscape

### 7.2.3 第1回 SHM 開催内容

第1回 SHM を2013年6月27日（木）にコロンボのヒルトンホテルで開催し、Table 7.2.3-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 66 人（8 省庁、4 NGO）。SHM での協議では、ピーク需要対応型電源として揚水発電が選ばれたこと、その選定プロセス、評価方法について、参加者からは反対意見は特になく、承認された。揚水発電候補地点選定方法、スコーピング案に関する協議で、森林局や IUCN から Table 7.2.3-2 のコメントについて JICA 調査団から回答・説明し、次のステップとして揚水候補地点選定調査に進むことが承認された。

**Table 7.2.3-1 第1回SHMのまとめ**

<b>Date</b>	27 June 2013 (Thursday)
<b>Time</b>	09:00 – 13:00
<b>Venue</b>	Moonstone & Amethyst Room, Hilton Hotel, Colombo
<b>Participants</b>	77 persons including 11 persons from the JICA Study team 12 persons from 8 concerned government agencies except CEB 5 persons from 4 NGOs (13 NGOs are invited)
<b>Main points of the meeting</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Power generation for peak power demand <ul style="list-style-type: none"> <li>To explain the current status of electricity demand and supply in Sri Lanka;</li> <li>To list up the possible power generation options for dealing peak power demand</li> <li>To compare the options from technical, economic and environmental aspects; and,</li> <li>To confirm pumped storage power plant development as one of the most feasible and necessary option for the Study.</li> </ul> </li> <li>Optimization process of planning of pumped storage power plant <ul style="list-style-type: none"> <li>To explain the study process and 10 candidate sites for planning of pumped storage power plant.</li> </ul> </li> <li>Scoping of strategic environmental assessment (SEA) for development of pumped</li> </ol>

	<p>storage power plant</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• To explain the process of the SEA for the selection of candidate sites; and,</li> <li>• To explain the scoping (draft: Table 7.2-3); and,</li> <li>• To invite comments / suggestions from the stakeholders.</li> </ul> <p>4. Questions and answers</p>
--	---

参加者リストと発表資料を Appendix 7.1 と 7.4 に添付した。

SHM での質問とその回答を Table 7.2.3-2 にまとめた。

**Table 7.2.3-2 第1回SHMでの質疑応答**

Questioner	Question	Answer
Mr. Harsha Wickramasinghe (DDG-SEA)	Mini-hydro power plants are not allowed to construct in forest reserves like Yala National Park. Yala National Park is shown in the map. But others are not shown. So natural reserves should be properly identified and confirm no sites in other reserves.	There is a need to check the actual site locations in district area wise and actual coordinates. We are on the process of studying on the maps and no sites are selected in natural reserve areas.
Mr. T.M.S.K.Tillekeratne (DGM Other Hydro-CEB)	Why don't you consider the capacity expansion of Victoria and Samanalawewa power stations?	We have considered the expansion of the existing hydro power stations. First option is the expansion of the existing hydro power stations, and the construction of PSPP is another option. The Victoria expansion has already been studied. But irrigation diversion at upstream of the power station has not been finalized yet. The final decision is needed to be made so that the project can proceed to the next step. Samanalawewa has an environmental issue.
Mr. Upali Daranagama (Additional Secretary-MOPE)	Have you studied in detail the other options for peak power generation (technical, economic, environmental, social) and selected the PSPP?	We have considered and already addressed other options in this presentation.
Dr. Kamal Laksiri (PD-Broadlands CEB)	According to the slide no. 59, the cost of PSPP is 1,000USD/kW. Is this correct for our country?	Based the experiences in other Asian countries as India, Thailand, the construction cost in this range is introduced in the Study.
Mr. Mohan Heenatigala (Forest Department)	There are reserved and protected area maps which belong to the forest department. Since any	We already have a protected area map in Sri Lanka. In the next step of the Study, we will

Questioner	Question	Answer
	construction project is not allowed in forest reservation areas, it is recommended to consult the Forest Department before the finalization of the sites.	conduct an environmental study by a local consultant. They will consult with the Forest Department. We try to avoid the forest reservation areas and the protected areas.
Mr. Harsha Wickramasinghe (DDG-SEA)	Have you considered DSM, Smart meters and thermal power plant extensions (which are considered as retire) as options for peak power generation? What is the reason that capacities of the upper pond and of the lower pond are so different in Loggal?	DSM is to reduce the peak demand. But here our target is to construct power plant for supply peak demand. Therefore DSM is out of our scope. Since the fuel cost is high, thermal extensions should be studied in the economic point of view. The pond sizes show the gross reservoir capacity (water + sedimentation level). The catchment area of the lower pond is much larger than that of the upper pond; therefore the lower pond has the higher capacity.
Mr. Shamen P. Vidanage (IUCN, NGO)	You should consider aquatic environment and fauna in PSPP site area as well as the power transmission line in the surrounding areas.	We consider the aquatic species, flora and fauna in the expected site areas. We are going to conduct an environmental study and consider these facts.
Mr. Alahakoon (System Control Center)	According to your presentation, the PSPP capacity is 500MW. During the switching to the pumping, the system frequency will drop. If pumping mode trips suddenly, frequency will be increased. Have you considered these facts?	Unit capacity of PSPP is under the study considering the impact on power system as pointed out. We will address the issue in the Study.

SHM で参加者に対して CEB と JICA 調査団の代表者の e メールアドレス<sup>2</sup>を公表し、第 1 回 SHM 閉会後もコメントと質問を受け付けること、コメントと質問は 2013 年 7 月 5 日 (金) で締め切ることを参加者に伝えた。締切日までに NGO・学識経験者または政府関係者からのコメント・質問はなかった。

<sup>2</sup> ほぼすべての参加者が各自の e メールアドレスを保有していることは、参加者名簿に記入時に確認済み。





Figure 7.2.3-1 Jayasekera 氏（副総括マネージャー、CEB：上左）による開会の辞と  
質疑応答（上右、下）

## 7.3 第2回 SHM

### 7.3.1 目的とステークホルダー

#### (1) 目的

第2回 SHM は以下の2つの目的を達成するために開催する。

- SEA の考え方に基づいた揚水発電所開発候補地の第1回スクリーニング（11 候補地から3 有望地点へ絞り込み）結果の説明と協議；および、
- 第2回スクリーニング（3 有望地点から最有力地点への絞り込み）の方法の説明と協議

#### (2) ステークホルダー

第2回 SHM の参加者は基本的には第1回 SHM で招待したステークホルダーと同じである。候補地が絞られてきたため、以下のステークホルダーを追加して招待した—関係する紅茶エステート、ワールド・ビジョン (NGO)、郡関係者、スリランカ公共施設コミッション (Public Utility Commission of Sri Lanka)。

Table 7.3.1-1 招待する学識経験者とNGO

Social environment	Natural environment
- Centre for Environmental Justice (Friends of the Earth Sri Lanka)	- IUCN
- Green Movement of Sri Lanka	- Dr. Sarah W. Kotagama
- Consortium of Humanitarian Agencies	- Field Ornithology Group of Sri Lanka (FOGSL)
- International Centre for Ethnic Studies	- Environmental Foundation Limited
- Lanka Mahila Samiti	- EMACE Foundation
- Sarvodaya	- National Solid Waste Management Support Centre
- Sewalanka Foundation	- Sri Lanka Environmental Journalists Forum
- Maturata Plantations	- Sri Lanka Wildlife Conservation Society
- World Vision Lanka	- Wildlife & Nature Protection Society

Table 7.3.1-2 招待する関係省庁

Government Agency
- Ministry of Power and Energy
- Department of Irrigation
- Ministry of Irrigation and Water Resources Management
- Mahaweli Authority (Ministry of Irrigation and Water Resources Management)
- Department of Wildlife
- Department of Forest
- Sustainable Energy Authority
- Public Utility Commission of Sri Lanka
- Divisional Secretariats (Aranayake, and Walapane)

### 7.3.2 候補地への事前視察

CEB と JICA 調査団は揚水発電所開発候補地 (3 有望地点) へ事前視察を実施した。Table 7.3.2-1 に示すように関係する村、郡や関係者を訪問し、情報を収集した。

Table 7.3.2-1 訪問した村と郡

Date in 2013	Name of site	Name of GN Division	Divisional Secretariat	District
11 <sup>th</sup> Nov.	Loggal Upper	Pitamaruwa	Meegahakiula	Badulla
	Loggal Lower	Kalugahakandura		
12 <sup>th</sup> Nov.	Halgran 3 Upper	Morabedda Mantreehena	Walapane	Nuwara Eliya
	Halgran 3 Lower	Dambagolla Puranakumbura Denamure Hagama		
13 <sup>th</sup> Nov.	Maha 2 Upper	Podape	Aranayake	Kegalle
		Narangala	Ganga Ihala Korale	Kandy
	Maha 2 Lower	Pathithalawa	Aranayake	Kegalle
		Arama Deiyanwela		
	Uduwella Watakenyena	Ganga Ihala Korale	Kandy	

Table 7.3.2-2 に事前視察の結果をまとめた。

**Table 7.3.2-2 各候補地の現状**

Candidate site	Interviewee	Situation and comments from some secretaries
Loggal	2 GN officers Monks of the Buddhist temples	<p>&lt; Common issues on both proposed reservoirs of upper and lower&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temples are located at each upper and lower proposed reservoir which the local people do not accept to be inundated.</li> <li>• Both temples are only the ones in these villages.</li> <li>• Before starting any study, consultations with the local people to disseminate information about PSPP are necessary.</li> <li>• The local people basically do not like to relocate the temples because they are the only one temple in the upper and lower proposed reservoirs.</li> </ul> <p>&lt; Issues on the proposed upper reservoir&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The local people use the river water for drinking which proposed upper reservoir is located.</li> <li>• 70 out of 300 households in Pitamaruwa village make use of Samurdhi (a government aid for poverty).</li> </ul>
Halgran 3	6 GN officers 1 DS officer	<p>&lt; Common issues on both proposed reservoirs of upper and lower&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Most of workers of tea plantation are Tamil.</li> <li>• 10% of the local people (Sinhalese) in Walapane help tea plantation.</li> <li>• The DS officers strongly requested that consultation meetings should be hold at the site to invite the local communities together with related government agencies such as Land Use, Environment, Agriculture and Irrigation agencies.</li> <li>• Even though CEB/JICA shows the map of the proposed project sites, they have no image how much area is affected. So they said they would like to see the location of proposed project sites.</li> <li>• The local communities are afraid of a land slide, however they have never experienced of it. There were a road project and a mini-hydropower project in the past, but nobody has experience of a land slide.</li> <li>• Water distribution is the farmer's concern especially in the dry season from July to September.</li> </ul>
Maha	7 GN officers 3 DS officers	<p>&lt; Issues on the proposed upper reservoir&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Regarding the tea plantation which will be inundated by the project in Aranayake Divisional Secretariat side, most of farmers are Sinhara. They are individual small-scale workers.</li> <li>• The tea plantation in Ihala Ganga Divisional Secretariat side is managed by several tea estates.</li> <li>• Most of the tea plantation workers in Ganga Ihala Korale Divisional Secretariat side are Tamil, but there are also Shinhala workers and the number of their households is around 150.</li> <li>• There are 5-6 line houses. The total number of the family members is about 50-60.</li> </ul> <p>&lt; Issues on the proposed lower reservoir&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• About 8 households will be inundated by the proposed project on the left bank.</li> <li>• The local communities are afraid of a land slide because some stones sometimes fall from the mountain.</li> </ul>

Candidate site	Interviewee	Situation and comments from some secretaries
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Regarding the rubber plantation in the proposed lower reservoir which will be inundated, are managed by individual farmers as a small-scale plantation. Each farmer has around 1 to 2 acres of the rubber plantation.</li> <li>There are 4 pipes for drinking water come from the Maha Oya. Two of them were installed by the government in 1993, and after that the other two were done by a private sector.</li> <li>There is a water fall which is nationally famous is seen from the proposed dam axis and the straight distance is about 2 km. About 5-600 foreign tourists annually visit the site. The number of domestic tourist is more than that. There is a view point on the left bank.</li> <li>The GN officers requested to see the proposed project site, so that they can make any opinions or concerns related the project.</li> </ul>



Figure 7.3.2-1 Loggal 候補地の村の関係者へのインタビュー



Figure 7.3.2-2 Halgran 候補地の村と郡（Walapane 郡）の関係者へのインタビュー



Figure 7.3.2-3 Maha 候補地の村の関係者へのインタビュー

事前調査の結果から有望地点に関するスコーピング（案：Table 7.3.2-3）を作成し、第2回 SHM で公表・協議した。

**Table 7.3.2-3 揚水発電所開発有望地点についてのスコーピング（案）**

<b>Natural environment</b>	Impacts on fauna and flora	Inundated forest area (including natural, secondary, plantation forests, and home garden)
		Impacts on faunal endangered species (including aquatic species)
		Impacts on floral endangered species (including aquatic species)
		Impacts on ecosystems
<b>Social environment</b>	Impacts on local communities	Number of those who to be resettled
		Area of land to be acquired
		Number of those who to be affected by losing livelihood
		Impacts on public facilities (e.g. school, road)
		Impacts on the poor people and minority
		Impacts on water utilization (e.g. drinking water, bathing, washing, irrigation, mini-hydropower plant) of rivers and wells
	Impacts on industries	Agriculture (including tree & rubber plantation)
		Tourism (e.g. water fall)
	Impacts on culture and landscape	Religious, and/or cultural facilities, burial ground
		Impacts on landscape

### 7.3.3 第2回 SHM 開催内容

第2回 SHM を2013年11月22日にコロンボのガラダリホテルで開催し、Table 7.3.3-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 66 人（9 省庁(2 地方行政含む)、4 NGO、1 紅茶会社）。揚水発電候補地点 11 地点から 3 地点へ絞り込みを行うその選定プロセス、評価方法、3 地点の選定結果について、森林局、社会関係 NGO、IUCN などから調査方法に対する再確認のコメントがあり、JICA 調査団として適切に対応していることを回答した。反対意見は特になく、協議内容は承認された。

また、今回 SHM には参加していないが、事前に候補地点に関わる地方行政事務所でプロジェクトに関するヒアリングを行ったところ、「現地で住民代表者を含めた説明会を開催してほしい」旨の意見があった。本プロジェクト段階ではなく、次の調査段階に進んだ時に現地で SHM を開催することを説明した。

**Table 7.3.3-1 第2回SHMのまとめ**

<b>Date</b>	21 <sup>st</sup> November 2013 (Thursday)
<b>Time</b>	09:00 – 13:00
<b>Venue</b>	Meeting Room-Bougainvillea, Galadari Hotel, Colombo
<b>Participants</b>	77 persons including 11 persons from the JICA Study team 13 persons from 9 concerned government agencies except CEB

	4 persons from 4 NGOs (13 NGOs are invited) 1 person from 1 tea estate (2 tea estates are invited)
<b>Main points of the meeting</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Introduction <ul style="list-style-type: none"> <li>• Briefing of the Project</li> <li>• Present progress of the Project</li> <li>• Points of the 2<sup>nd</sup> Stakeholders Meeting</li> </ul> </li> <li>2. Primary screening results from 11 candidate sites to 3 promising sites <ul style="list-style-type: none"> <li>• First screening</li> <li>• Evaluation from the geological aspects</li> <li>• Evaluation from the ease of construction works</li> <li>• Manufacturing limitation of pump turbine</li> <li>• Construction cost</li> <li>• Evaluation from the natural and social environmental aspects</li> <li>• Ranking of the candidate sites by even evaluation</li> <li>• Ranking of candidates sites by environment weighted evaluation</li> <li>• Selection of the 3 promising sites</li> <li>• Briefing of the 3 sites</li> </ul> </li> <li>3. Methodology of the secondary screening from 3 promising sites to the most promising site <ul style="list-style-type: none"> <li>• Technical and economic aspects</li> <li>• Environmental aspects from the results of detailed sites survey</li> <li>• Assessment from economic aspects</li> </ul> </li> <li>4. Overall discussion and conclusion</li> </ol>

参加者リストと発表資料を Appendix 7.2 と 7.5 に添付した。

SHM での質問とその回答を Table 7.3.3-2 にまとめた。

**Table 7.3.3-2 第2回SHMでの質疑応答**

	Questioner		Question	Answer/Reflection in the Study
1	Mr. Hemantha Withanage	Centre for Environmental Justice	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Have you consider the impact on the downstream of river? Especially, agricultural impact on downstream of river.</li> <li>2. Have you consider the utilization of the existing reservoir instead of constructing a new reservoir for PSPP?</li> <li>3. Information disclosure is important as a safeguard policy of international development assistance. It is better to disclose information for local stakeholders as soon as possible, though the expert of the JICA Study Team (Mr. Usui) said that such information at this stage make local people confused and/or too much expectation that a project comes to realize.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Impacts on the downstream area of the river have been studied. If there are irrigation canals, it is necessary to check the water volume for maintaining the sufficient flow. During the construction and the first impounding periods, necessary mitigation measures will be taken to keep the necessary water volume to the downstream. During the operation period, the water flow will be maintained as it is. It is because the stored water will be circulated between the upper and lower reservoirs. There will, therefore, be no occurrence of scarcity water the downstream of the river because of the PSPP.</li> <li>2. The JICA Study Team has examined the possibility of utilization of the Randenigala and Victoria reservoirs as a lower reservoir of PSPP, but there is no good site for an upper reservoir near there. There are two reasons: (1) the surroundings of the</li> </ol>

	Questioner		Question	Answer/Reflection in the Study
			4. Have you considered the net climate impact (such as emission of CO <sub>2</sub> ) from this project since it use coal-fired thermal power for pumping?	<p>reservoirs are within a protected area (a sanctuary); (2) it is necessary to stop the operation of existing power plants for a long period in order not to reduce the water level during the construction period of PSPP.</p> <p>3. There are many ways of information disclosure, such as holding stake holder meetings at site, and/or hearing opinions from local authorities. The JICA Study Team has consulted with the University of Peradeniya, the sub-contractor to conduct environmental studies, how to obtain opinions from the local people without giving them misunderstanding. It is understood that stakeholder meetings at the site will be held during a feasibility study stage but not during this Study (a master plan study stage).</p> <p>4. Generation power for pumping water at PSPP will come from the national grid, which does not mean that it comes directly from a coal-fired thermal power plant. But, it is assumed that the coal-fired power plant would be the major power generation source of the PSPP in 2025. There is no clear view of GHG efficiency by PSPP, but it is considered that the efficiency of PSPP is around 40% of a coal-fired thermal power plant.</p>
2	Dr. Sugathapala	Sustainable Energy Authority	<p>1. Site evaluation methodology consists only 3 ratings (A, B &amp; C). Also some sites have very near marks. Therefore it is better to do an analysis to remove the barriers.</p> <p>2. This PSPP contributes to improve NCRE (Non-Conventional Renewable Energy) component in the power generation. The government target is also to improve the NCRE grid connectivity. Therefore PSPP will benefit by thinking of this way, other than use of least cost coal during off peak.</p>	<p>1. The Study is at a master plan stage, and the JICA Study Team uses the standard unit costs (i.e. the figures from the JICA manual). It is therefore that the data for the evaluation is not very accurate but sufficient for comparing the candidate sites. The evaluation exercise has been conducted for 3 months to compare 11 candidate sites, which forces the JICA Study Team to use these standard unit costs.</p> <p>For the evaluation of the 3 selected sites, the JICA Study Team would like to consider the comment.</p> <p>2. The JICA Study Team would like to consider the comment.</p>
3	Prof. Lakdas Fernando	President / Wildlife & Nature Protection Society	If there are important fauna and flora in the 3 selected sites, what will happen? Are you going to find/change another site?	The JICA Study Team has already conducted surveys on endangered species at 11 candidate sites. At the 3 selected sites, more detailed survey on them will be conducted.

	Questioner		Question	Answer/Reflection in the Study
4	Mr. Kanchan	PUCSL	Regarding the economic evaluation, it should not only evaluate cost per kW of each proposed power plant, but include the cost of transmission line.	The Study includes the cost of transmission line utilizing standard unit costs. The routes of transmission lines for the 3 selected sites will be examined considering their connection points, and then the economic evaluation will be conducted reflecting such costs.
5	Mr. Mohan	Forest Department	<p>1. I am confused about the slide no. 31 which mentioned the protected areas. Did you consider the reserved and protected forests?</p> <p>2. In this stage you have eliminated 8 sites and selected final 3 sites. These may within the reserved/protected forests.</p> <p>3. In 2012 we have published the Red List &amp; Rich Biodiversity Areas list. Did you check it? In your ranking, you have given lower marks to Halgran &amp; Maha which are rich of fauna &amp; flora. Also Halgran has a planted forest. It is recommended to contact the Forest Department.</p>	<p>The JICA Study Team has checked such protected areas and endangered species at 11 candidate sites by Environmental Study by the University of Peradeniya. The Department of Forest will be visited by CEB and the JICA Study Team to reconfirm them during the present study period.</p> <p>Regarding the "Rich Biodiversity Areas", since information has not been collected, it will be studied and will be reflected in the evaluation if necessary.</p>
6	Mr. Hemantha Withanage	Centre for Environmental Justice	1. EIA will not do much for environment cost benefit analysis. You should think about pumping up by solar power (or that kind of renewable resources) instead of coal power. This Project will come in next 10 or 12 years later. That time this may be possible.	PSPP can absorb unstable renewable energy generation power, which will benefit to promote renewable energy development, and will contribute resolving the global environmental issue. However, solar power cannot be used as a source of pumping water at PSPP. It is, therefore, difficult to evaluate environmental cost and benefit in a quantitative manner.
7	Prof. Lakdas Fernando	President / Wildlife & Nature Protection Society	<p>Sri Lanka has rich of nature. Have you checked the freshwater fish and endemic species in the proposed sites?</p> <p>You mentioned that you have used economic, environment &amp; construction sectors for site evaluation. Final 3 sites, you have given equal weights for environment sector. But you should give higher marks for higher biodiversity areas such as Halgran &amp; Maha.</p>	<p>Aquatic and endemic species have been studied.</p> <p>The Study evaluates all candidate sites in the environmental weighted case (refer to slide 56). The more detailed evaluation will be conducted for selecting one site from the 3 most promising sites.</p>
8	Mr. Mohan	Forest Department	If you find out a site in protected area, what is your next step? Because in protected area, any construction are not allowed. Contact forest department at your earliest.	Although the JICA Study Team has checked not only protected areas but also forest reserves through the Environmental Study by the University of Peradeniya, the Forest Department will be visited to reconfirm them during the course of the Study.



SHM で参加者に対して CEB と JICA 調査団の代表者の e メールアドレスを公表し、第 2 回 SHM 閉会後もコメントと質問を受け付けること、コメントと質問は 2013 年 11 月 29 日（金）で締め切ることを参加者に伝えた。締切日までに NGO・学識経験者または政府関係者からのコメント・質問はなかった。



Figure 7.3.3-1 JICA 本部からのメッセージ（小笠原氏：左上）、JICA 調査団総括（萩原氏）の発表（右上）、質疑応答（下）

## 7.4 第 3 回 SHM

### 7.4.1 目的とステークホルダー

#### (1) 目的

第 3 回 SHM は以下の 2 つの目的を達成するために開催する。

- 最有力候補地を 3 有望地点から絞り込み、その過程の説明と協議；および、
- 最有力候補地の概要説明と、最有力候補地についてステークホルダーとの確認

#### (2) ステークホルダー

第 3 回 SHM の参加者は基本的には第 1 回および第 2 回 SHM で招待したステークホルダーと同じである。第 2 回 SHM の参加者に追加して、National Water Supply & Drainage Board の本部と地方事務所、関連する Pradeeshiya Sabha の議長、小水力発電開発業者を招待した。

### 7.4.2 第 3 回 SHM 開催内容

第 3 回 SHM を 2014 年 5 月 27 日にコロンボのガラダリホテルで開催し、Table 7.4.2-1 にその内容をまとめた。参加者は JICA 調査団を除いて 77 人（10 省庁(3 地方行政含む)、7 NGO、1 紅茶会

社、1 民間水力発電会社)。揚水発電候補地点 3 地点から最有力候補 1 地点への絞り込みを行うその選定プロセス、評価方法について説明し、反対意見は特になかった。各地点の環境上の特徴について再確認を求めるコメントが参加者からあり、JICA 調査団は現場写真を見せて再度説明を行った。最終的に最有力候補地点 Maha3 決定について承認された。

Table 7.4.2-1 第3回SHMのまとめ

<b>Date</b>	27 <sup>st</sup> May 2014 (Tuesday)
<b>Time</b>	09:30 – 13:00
<b>Venue</b>	Meeting Room-Grand Ballroom C, Galadari Hotel, Colombo
<b>Participants</b>	86 persons including 9 persons from the JICA Study Team 10 persons from 7 concerned government agencies except CEB 7 persons from 7 NGOs (13 NGOs were invited) 1 person from a tea estate (2 tea estates were invited) 1 person from 1 Pradeeshiya Sabha (2 Pradeeshiya Sabhas were invited) 1 person from 1 mini hydropower developer (2 developers were invited)
<b>Main points of the meeting</b>	Session I : Briefing of the Study Session II: Evaluation of the promising sites II-1 Technical/Economic evaluation of options II-2 Environmental evaluation of options Session III: Overall rating and ranking for the most promising site Session IV: Overall discussion and conclusion

参加者リストと発表資料を Appendix 7.3, 7.6 および 7.7 に添付した。

SHM での質問とその回答を Table 7.4.2-2 にまとめた。

Table 7.4.2-2 第3回SHMでの質疑応答

	Questioner		Question	Answer/Reflection in the Study
1	Mr. Hemantha Withanage	Centre for Environmental Justice	The Scores given to the environmental aspects for the recommended Maha 3 are less than 50%, which implies significant environmental restoration cost. Does construction cost shown in the table include the environmental mitigation cost or not?	The construction cost includes certain (uniform) percentages of the civil works' cost at this moment. It will be re-estimated with certain accuracy at the feasibility study stage
2			What are the specific environmental issues at each candidate sites? Eg: No. of endemic species in those areas, How much paddy fields are gone without water.	Mr. Usui explained the major environmental impacts by using slide 28
3			The future power generation depends very much on coal and/or LNG, which give negative impacts to the Global warming. What is the share of the Non-conventional Renewable Energy (NCRE) in 2025?	The plan in 2025 has already accommodated 830MW of NCRE

	Questioner		Question	Answer/Reflection in the Study
4	Mr. Upali Daranagama	Ministry of Power and Energy	What is the position of the Victoria Capacity Extension project in this study?	This study identifies the said project as the best option for peak power demand since its feasibility study has already been conducted. However, this study is the master plan for pumped storage power plant development. The Study Team, today, suggests the most promising site for the PSPP.
5	Mr. Sameera Ganegoda	LTL Holdings	When the existing mini hydro plant in the Maha Lower site will be affected? At construction period, or after commencement of operation?	It depends where the plant is located. Details will be explained and discussed with all stakeholders at the feasibility study stage.
6	Mr. Hemantha Withanage	Centre for Environmental Justice	The power generation cost by coal may increase in the future. Does the study take this factor into account?	Such factors will be taken into account in the final report by a sensitivity analysis in the economic analysis.

SHM で参加者に対して CEB と JICA 調査団の代表者の e メールアドレスを公表し、第 2 回 SHM 閉会後もコメントと質問を受け付けること、コメントと質問は 2014 年 5 月 27 日（金）で締め切ることを参加者に伝えた。締切日までに NGO・学識経験者または政府関係者からのコメント・質問はなかった。



Figure 7.4.2-1 CEB からの開会の辞 (Kamani 氏 : 左上)、JICA 本部からのメッセージ (渡邊氏 : 右上)、JICA 調査団の発表 (左下)、質疑応答での Withanage 氏 (Center for Environmental Justice : 右下)

## 第 8 章

### ピーク需要対応型電源の選定 (シナリオ検討段階 SEA)

## 目 次

<b>第 8 章</b>	<b>ピーク需要対応型電源の選定（シナリオ検討段階 SEA）</b>	
8.1	はじめに .....	8-1
8.2	オプションの洗い出し（第 1 スクリーニング） .....	8-1
8.2.1	電源オプション .....	8-1
8.2.2	電源以外のオプション .....	8-5
8.2.3	第 1 スクリーニング結果 .....	8-7
8.3	最適オプションの絞り込み（第 2 スクリーニング） .....	8-7
8.3.1	電源の負荷追従性・発電特性 .....	8-7
8.3.2	環境社会配慮 .....	8-9
8.3.3	経済性 .....	8-15
8.3.4	最適ピーク対応電源の選定 .....	8-19
8.4	揚水発電の開発規模 .....	8-19
8.5	電源の組み合わせ開発 .....	8-20
8.5.1	揚水発電と再生可能エネルギー発電 .....	8-20
8.5.2	揚水発電と LNG CC 発電 .....	8-20
8.5.3	揚水発電と LNG シンプルガスタービン発電 .....	8-21

## 表リスト

Table 8.2.1-1	Options of Hydropower (New) .....	8-1
Table 8.2.1-2	Options of Hydropower (Extension) .....	8-2
Table 8.2.1-3	Options of Coal Thermal Power .....	8-3
Table 8.2.2-1	Generation Cost (2012) .....	8-5
Table 8.3.1-1	Characteristics of Power Options and their Qualifications .....	8-8
Table 8.3.1-2	Comparison of Generation Characteristics .....	8-8
Table 8.3.2-1	各電源の大気汚染についての評価 .....	8-9
Table 8.3.2-2	各電源の水質汚染についての評価 .....	8-10
Table 8.3.2-3	各電源の温室効果ガス排出についての評価 .....	8-10
Table 8.3.2-4	各電源の生態系への影響についての評価 .....	8-11
Table 8.3.2-5	各電源の住民移転による影響についての評価 .....	8-12
Table 8.3.2-6	各電源の水利用および水利権への影響についての評価 .....	8-13
Table 8.3.2-7	各電源の農業への影響についての評価 .....	8-13
Table 8.3.2-8	各電源の漁業への影響についての評価 .....	8-14
Table 8.3.2-9	各電源の観光への影響についての評価 .....	8-14
Table 8.3.2-10	各電源の健康への影響についての評価 .....	8-15
Table 8.3.2-11	各電源の環境社会配慮面での比較結果 .....	8-15
Table 8.3.3-1	Indices of Generation Options .....	8-17

---

Table 8.3.3-2	Ranking of Options from Economic Aspect .....	8-18
Table 8.3.4-1	Ranking Summary of Options .....	8-19
Table 8.4-1	Comparison of Power Generation Capacity.....	8-20
Table 8.5.3-1	Study Cases.....	8-21
Table 8.5.3-2	Case Study of Annual Cost along with Pumping Source .....	8-24

### 図リスト

Figure 8.3.3-1	Annual Cost of Generation .....	8-16
Figure 8.3.3-2	Annual Cost of Generation of Options .....	8-18
Figure 8.3.3-3	Specific Cost of Generation of Options .....	8-18
Figure 8.5.3-1	Annual Cost of Generation of Options (Case-1).....	8-22
Figure 8.5.3-2	Specific Cost of Generation of Options (Case-1) .....	8-22
Figure 8.5.3-3	Annual Cost of Generation of Options (Case-2).....	8-23
Figure 8.5.3-4	Specific Cost of Generation of Options (Case-2) .....	8-23

## 第8章 ピーク需要対応型電源の選定（シナリオ検討段階 SEA）

### 8.1 はじめに

最新の LTGEP 2013-2032 では、電気料金の低減および CEB の財務体質改善を目的に、システム全体のコストミニマムを評価関数としてシミュレーションを行い、長期電源開発計画が策定されている。この結果、燃料費および発電原価の廉価な石炭火力開発に偏重した計画となっている。しかし、石炭火力は負荷追従性能が悪いため、ピーク対応電源として十分な負荷追従特性を具備し、環境インパクトが小さく、加えて経済性に優れ、系統の安定に寄与する電源を選定する必要がある。

ピーク需要対応型電源の選定を行うに当たり、選定過程の信頼性および客観性の確保に配慮する必要がある。このため、LTGEP 2013-2032 に記載されている将来電源を開発可能なオプションとして採用し、これら電源オプションのピーク対応型電源としての適性を検討し、オプションの第一次絞り込みを行う（第 1 スクリーニング）。また、発電特性、環境社会配慮、経済性の面から更に絞り込みを行い、最適なピーク需要対応型電源の選定を行う（第 2 スクリーニング）。あわせて、更に効果的なピーク需要への対応を行うことを念頭に、電源の組み合わせ開発の必要性について検討する。

### 8.2 オプションの洗い出し（第 1 スクリーニング）

#### 8.2.1 電源オプション

##### (1) 水力発電（新設）

大規模水力ポテンシャルの大部分は既に開発されており、LTGEP 2003-2032 に記載されている現在開発中ないしは検討中の水力プロジェクトを Table 8.2.1-1 に示す。

Table 8.2.1-1 Options of Hydropower (New)

	Output	Remarks
Broadlands	35 MW	Committed, Run-of-River Type
Uma Oya	120 MW	Committed, Multipurpose
Moragolla	27 MW	Run-of-River Type
Gin Ganga	49 MW	Run-of-River Type
Total	231 MW	

Run-of-River タイプの水力発電所は、発電所運用が河川流量に左右され、貯水容量がほとんどないため、ピーク需要に対応した運用はできない。また、多目的ダムに参加する水力発電所の場合、発電の貯留水使用優先度が灌漑より低いため、ピーク需要対応の貢献度が低い。

現在の既設水力発電により、豊水期であれば約 570MW 程度のピーク需要対応が可能（4.3 参照）であるが、渇水時にはこの出力期待値が極端に小さくなる。また、Table 8.2.1-1 に示し

たように、今後開発予定の新規水力は、Run-of-River タイプまたは多目的ダムに参加するものであり、ピーク需要対応型電源としての設備出力アップは期待できない。

水力発電は、起動時間：1～2分、出力変動範囲：25～100%、出力変化率：50%/min の負荷追従特性を有する。

## (2) 水力発電（増設・改良）

LTGEP 2013-2032 によれば、Table 8.2.1-2 に示す計画が検討されている。この中には、ピーク対応電源として発電機を新規に設置する増設計画、設備改良工事によるアップグレード計画、利用可能な水量を増やす kWh 増強計画に分類できるプロジェクトが記載されている。

このうち、増設計画である Samanalawewa と Victoria のみがピーク対応型電源となりうる。ただし、Samanalawewa 増設計画については、既設発電所の建設当時、水路分岐部および増設発電所スペースが確保されているものの、増設発電所としての F/S や EIA レポートが作成されていない。更に、ダムアバットからの漏水問題があり、この問題が片付かない限り増設計画が進展する見込みが立たない状況にある。

**Table 8.2.1-2 Options of Hydropower (Extension)**

	Output	Remarks
Samanalawewa	120 MW	for peaking duty, blocked by environmental and leaking issues
Wimalasurendra	-	upgrading
New Laxapana	-	upgrading
Old Laxapana	-	upgrading
Victoria	228 MW	for peaking duty, waiting for determination of irrigation intake location
Kotmale	-	30m dam raising, approx. 20% energy to be increased
Upper Kotmale	-	additional diversion scheme, approx. 30% energy to be increased
<b>Total</b>	<b>348 MW</b>	

一方、Victoria 増設計画(228MW)は、既に F/S および EIA レポートが JICA により作成され、次のステップに進む準備が整っている。ただし、スリランカ国北部灌漑計画の取水口位置をビクトリア貯水池上流にするか下流にするか未確定であったため、発生電力量が確定せず、手続きが止まっていた。取水口位置が決まれば、2020 年ごろのピーク対応電源として期待できる。ただし、出力規模が 228MW のため、2025 年の想定必要ピーク対応電源（1,330 MW と想定）と比べると、Victoria 増設計画だけで賄うことはできず、他のオプションとの組み合わせ開発が必要である。

なお、2032 年までの拡張計画において、上記水力発電の増設計画は組み込まれていない。

## (3) 揚水発電

オフピーク時のベース電源やミドル電源を焚き増しして下池の貯留水を上池に揚水し、揚水した水を利用しピーク時に発電する方式であり、世界で 86GW の出力実績を持つ技術的に確



立されたピーク対応電源である。また、一旦貯留した河川水を繰り返し利用するので、揚水時でも発電制限を受けず運用できる。更に、以下の副次的メリットを持つ。

- ベース・ミドル電源の効率アップに寄与する。
- 発電時に系統の変動を吸収し、その安定に寄与するほか、可変速機を採用すれば、揚水時においても同様に系統の安定に寄与する。

ただし、スリランカ国においては中央山岳地域において 10 サイトのオプションを選定し、予備的な検討がなされているのみで、2032 年までの拡張計画において、揚水発電計画は組み込まれていない。

揚水発電は、起動時間：1～2 分、出力変動範囲：25～100%、出力変化率：50%/min の負荷追従特性を有する。

#### (4) 石炭火力発電

LTGEP 2013-2032 によれば、2006 年 7 月に MOPE が公表した"National Energy Policy"の一つである“可能な限り低コストの電力供給”を達成するため、Table 8.2.1-3 に示すプロジェクトが 2025 年までの拡張計画に組み込まれている。なお、New Site としては地点名が記載されていないが、NEDO が実施している”Prefeasibility Study for High Efficiency Coal Fired Thermal Plant”で検討中のプロジェクトが Post Trincomalee として位置付けられている。スリランカ国はこのプロジェクトも Trincomalee 近傍で実現されることを望んでいる。

**Table 8.2.1-3 Options of Coal Thermal Power**

	Output	Remarks
Puttalam	300MW x 3units	2nd and 3rd units are under construction
Trincomalee	250MW x 2units	Not committed, expected to be completed in 2018 & 2019
New Site	300MW x 6units	Expected to be completed up to 2025
Total	3,200 MW	

石炭火力は、他の化石燃料火力に比べ燃料費が安いことによる発電原価が安くなるメリットを持つ。ただし、石炭火力は固形燃料を使用するため、他の化石燃料火力に比し負荷追従性が悪いというデメリットがあり、ピーク対応電源として不適と言わざるを得ない。なお、タイ、フィリピン等の国では、石炭火力と揚水発電の組み合わせによって、負荷追従性・系統安定度の改善を行っている。石炭火力は、起動時間：数～十数時間、出力変動範囲：30～100%、出力変化率：1%/min の負荷追従特性を有する。

#### (5) LNG コンバインドサイクル発電

LTGEP 2013-2032 の中で LNG コンバインドサイクル（以降、LNG CC という）発電は、将来石炭火力の開発に制限がかかる場合のケーススタディとして検討されており、拡張計画の基本ケースには組み込まれていない。また、JICA のエンジニアリングサービス借款のスキームを用い、電源多様化促進事業に係る基本設計等の調査が実施中である。この調査では、スリランカ初となる液化天然ガス（LNG）受入基地及び火力発電所への送ガスパイプラインを建設

し、石油に比べ廉価な LNG を燃料とする発電を行うことにより、需要の増加に対し安定的かつ廉価な電力供給を可能とし、スリランカの経済発展および社会安定を目指している。

LNG CC 発電は、他の化石燃料火力に比べ負荷追従性（起動時間：1 時間程度、出力変動範囲：20～100%、出力変化率：10%/min）が良く、水力に恵まれない、または不十分な地域ではピーク対応電源としても利用されている。ただし、ピーク対応電源として特化した運転方法は、設備利用率が低く抑えられるため、結果して発電コストが高くなる。この意味で、スリランカ国のように水力の豊富な国では、ミドル対応電源ないしはベース電源と位置付け、渇水時においてのみ補完的にピーク対応電源とするのが経済的と考えられる。

加えて、LNG の利用はスリランカ初となり、他の産業ないしは家庭用の燃料として使用するバックグラウンドがないため、LNG の受け入れ基地の導入時期が不透明と言わざるを得ない。

#### (6) ガスタービン発電

CEB が所有する既設ガスタービン発電所は Kelanitissa の 215MW (old: 20MWx5unit, new: 115x1unit) のみで、2032 年までの拡張計画に組み込まれているプロジェクトは、実名抜きで 2015 年に 75MW×3 units 計 225MW (2 unit)、2017 年に 105MW (1 unit) が計上されている。

ガスタービンは、起動時間：15～20 分程度、出力変動範囲：20～100%、出力変化率：10%/min 程度と負荷追従性が良いという運転特性と建設期間が短いというメリットがあり、一方、熱効率が他の火力に比べ低く耐用年が短いというデメリットも持つ他、オートディーゼル等石油系燃料を使用するため燃料費が比較的高い。このため、緊急電源やピーク対応電源として使用されている。

#### (7) ディーゼル発電

CEB が所有する既設ディーゼル発電所は、コロンボ郊外の Sapugaskande の 160MW (A: 20MWx4unit, B: 10MWx8unit) と北部 Chunnakam の 8MW (1unit) があるが、1999 年以降北部のリモート電源以外の新規プロジェクトはない。

一般的にディーゼル発電は小規模で燃料費も高いため、LTGEP 2013-2032 上火力発電のオプションとして取り上げられておらず、北部の復興電源として計画されているだけである。起動時間は数分程度で早く、負荷追従特性は良い。

#### (8) 再生可能エネルギー発電

再生可能エネルギー（小水力、風力、太陽エネルギー、バイオマス）の開発については Sustainable Energy Authority (SEA, Ministry of Environment) の所掌となっており、政府は The National Energy Policy and Strategy of Sri Lanka に 2015 年までに電源の 10%を、2020 年までに電源の 20%程度まで開発するというビジョンを示している。このビジョンに基づき、CEB は ADB 資金を用い 2030 年までの再生可能エネルギー開発計画を 2014 年 11 月までに策定することとしている。この中で、系統の安定解析および安定解析によって導かれる開発限度量のスタディおよびポテンシャル検討が実施されている。

- 小水力：10MW 以下の水力発電は小水力として位置付けられ、民間事業者によって開発され、固定価格買い取り制度（FIT）に基づき CEB に売電される。2012 年現在 217MW の発電がおこなわれており、153MW の Standard Power Purchase Agreement (SPPA) が事業者と CEB 間で締結されている。
- 風力：スリランカ北西部の Mannar Island に 400～500MW の風力発電ポテンシャルがあり、このうち 100MW を Wind Farm として開発することを上記開発計画の中で検討している。2012 年現在 74MW の発電がおこなわれており、31MW の SPPA が締結されている。
- 太陽エネルギー：遠隔地の電源オプションとして位置付けられており、2012 年現在 1.4MW の太陽光発電がおこなわれている。
- バイオマス：特定の植物を燃料源とするバイオマス発電が計画されており、2012 年現在 0.5MW の発電がおこなわれており、62MW の SPPA が締結されている。農業および産業廃棄物を燃料源とするバイオマス発電も実施されており、11MW の発電所が運転中でその他 4MW の SPPA が締結されている。

しかしながら、概して再生可能エネルギーオプションは、自然現象によってその出力に影響を受けるので、電源の信頼度は低く、また出力変動が大きいため、ピーク対応電源として適さない。バイオマスについては、安定的な燃料確保に不確定さがあり、ピーク対応電源として期待することは危険である。

## 8.2.2 電源以外のオプション

### (1) IPP

スリランカでは過去に供給力が絶対的に不足したため、IPP 火力発電所を導入してきた経緯があり、現在 9 か所の IPP 火力発電所が稼動し、その設備容量は総計で 804.5MW にのぼり、国内全火力電源の約 49% を占めている。その内訳は、100MW 以下の小規模ディーゼル発電所 7 か所計 371.5MW と AES Kelanitissa 社および West Coast 社が所有する 2 か所のコンバインドサイクル発電所（燃料はディーゼルまたはナフサ）計 433MW となっている。これらは CEB の電力供給力不足のなかで、それぞれの PPA に基づきベース、ミドルまたはピーク対応火力電源として現在重要な役割を担っている。

一方、これらの IPP 火力は使用燃料が石油系のため、その調達コストが不安定で、また、小規模の IPP 火力発電所は熱効率が悪く、CEB の財務状況を圧迫している。各種発電方式の平均発電単価を Table 8.2.2-1 に示す。

Table 8.2.2-1 Generation Cost (2012)

	Annual Generation (GWh)	Total Cost to CEB (M.LKR)	Average Unit Cost (LKR/kWh)
All Hydro	2,466	10,269	4.16
All CEB Thermal	3,442	57,464	16.69
All IPP Thermal	4,906	110,609	22.55
All Plants	11,543	188,174	16.30

このため、CEB は燃料を石油系から石炭や LNG に転換し多様化を図り、熱効率の優れた大規模火力を導入し財務状況を好転させるビジョンの下、IPP 火力発電所を段階的に減らしていく施策をとっている。上記のことから、IPP 火力発電所は将来のピーク対応電源として位置付けることはできず、今後新規ピーク対応電源が導入されるまでの限定期間のピーク対応電源として位置付けられるものである。

## (2) デマンドサイドマネジメント (DSM)

DSM は電源ではないが、ピーク需要の低減やシフトに効果が期待でき、ピーク対応の手段となる。具体的には、省エネルギー機器の導入による消費電力の低減、スマートグリッド技術とリンクさせた時間別タリフ制度の導入がある。

- 省エネルギー機器の導入：夕方に発生する電力需要ピークは都市部の冷房需要、電気温水器需要に加え、地方の電灯需要が重なるために起きているもので、電灯需要が支配的である。照明機器では、CFL (Compact Fluorescent Lamp) や LED (Light Emitting Diode) の導入が一般的である。日本照明器具工業会、日本電球工業会の資料によれば、60W の白熱電灯と同等の輝度を持つ CFL および LED はそれぞれ 12W および 7.5W と言われている。白熱電灯から CFL への買い替えは消費電力低減効果が大きい、JICA が実施した「スリランカ国省エネルギー普及促進プロジェクト」の事業完了報告書 (2011 年 5 月) に記載されているように、2009 年以降 CFL の導入が既に進んでおり、今後の電灯電力低減効果は限定的となる。
- 時間別タリフ：現在スリランカ国では時間別タリフ制度は産業用、工業用のみに適用されているが、民生用には適用されていない。もし民生用にも導入されることになれば、ピークシフトないしはピークカットの効果が期待できる。ただし、Figure 3.1.6-4 に示した通り、コロンボやキャンディの都市部では夕方ピークの現象が顕著ではなく、夕方ピークは家庭の電灯需要が主要因と考えられ、また電灯需要のシフトは不可能と考えられるので、時間別タリフ導入することは、利便性の悪化を国民に被せるということになり、国民の強い反発が予想され、またその効果も小さいと考えられるので、その実現可能性は小さい。

## (3) インド連系送電線

2006 年に Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) によって予備的な調査が実施され、2010 年に PGCIL と CEB の間で締結された MOU に基づき現在可能性調査を実施中である。この計画は、当初 400kV、容量 500MW の送電線で連系し、その後 1,000MW に増強する計画である。ADB の Country Operation Business Plan (December 2012) によれば、詳細設計を目途とした Technical Assistance Loan を 2015 年に予定している。ただし、海峡部架空送電線に関し、インド側、スリランカ側で環境問題があり、今後 CEB においてプロジェクトコストの見直しが行われることとなっているものの、実現に向けた開発スケジュールが不確定である。

連系送電線が完成しインドからの電力融通が可能になれば、スリランカ国の電力系統の安定化に寄与し、またピーク対応用電源として期待できる。ただし、インド南部の Karnataka 州や Tamil Nadu 州の日間負荷曲線は、スリランカ国のものと同じで夕方の電灯ピークがあり、また供給力が不足しているため、最大電力の時は計画停電でピークカットされている。このことか

ら、楽観的にスリランカ国のピーク時に電力融通が期待できたとしても、そのタリフは相当高いものとなると想定され、ピーク対応電源として期待することに無理がある。

### 8.2.3 第1スクリーニング結果

8.2.1、8.2.2 で 11 のオプションのピーク対応型電源としての可能性、適正について述べた。これを基に第1スクリーニング結果として、以下の電源オプションを選定した。選定理由は、各オプションの項に記載した通りである。

- 水力発電（増設）
- 揚水発電
- LNG CC 発電
- ガスタービン発電

## 8.3 最適オプションの絞り込み（第2スクリーニング）

8.2.3 でピーク対応電源として可能性、適性を有する電源オプションとして、水力発電（増設）、揚水発電、LNG CC 発電、ガスタービン発電を選定した。本節では、これら4つの電源オプションについて、負荷追従性・電源特性、環境社会配慮、経済性の面で比較し、2025年以降の電力需要に対し最適なピーク対応型電源を選定する。

### 8.3.1 電源の負荷追従性・発電特性

2025年時点における一日の電力需要の変化予測を Figure 4.3-1 に示した。朝4時過ぎから需要は急速に立ち上がり、6時過ぎ周りが明るくなり電灯需要がおさまって一旦需要が小さくなるが、その後産業活動の開始に伴い再度立ち上がり、夕方まで高い需要水準が継続する。更に18時以降夕方の電灯需要に伴って21時頃まで急激で一段と高い水準の需要が生じる。このような需要に対し、経済的で安定的な供給を行うために、ピーク、ミドル、ベースに分け、それぞれに適した電源の開発を行う必要がある。

Table 8.3.1-1 に各種需要に対応する電源の要求事項、対応する電源を示す。

Table 8.3.1-1 Characteristics of Power Options and their Qualifications

Demand	Demand Characteristics	Operation Characteristics	Power Option
Peak Demand	- Considerably large fluctuation in demand - Short duration of demand	- Good load following capability - Short Start-up Time - Capability of frequent start and stop	- Pumped Storage - Hydro Power (reservoir type) - Gas Turbine
Middle Demand	- Large fluctuation in demand - Around a half day duration of demand	- Capability of DSS operation	- LNG Combined Cycle - Oil Fired Thermal
Base Demand	- Small fluctuation in demand - Whole day duration of demand	- Capability of continuous operation	- Coal Fired Thermal - Hydropower (run-of-river type) - Nuclear Power

(Source: Made by JICA Study Team)

JICA 調査団は、ピーク対応型電源とし第 1 次スクリーニングによって選定された 4 オプションについて、負荷追従性・電源特性項目の評価を行った。対比表を Table 8.3.1-2 に示す。この表の中に、開発可能量、運転時の燃料調達の容易性も加え、ピーク電源オプションとしての評価とした。総合スコアが高得点の電源オプションが、ピーク対応型電源として高い可能性、適性を有することを示す。

Table 8.3.1-2 Comparison of Generation Characteristics

	Hydropower (Extension)	PSP	LNG CC	Gas Turbine
Power Control Range	3	3	2	2
Start-up Time	3	3	1	2
Load Following Capability	3	3	2	2
Potential Capacity	1	3	3	3
Procurement of Fuel	3	2	1	2
Total Score	13	14	9	11
Total Ranking	2	1	4	3

3 = Very good、2 = Good、1 = Fair

Table 8.3.1-2 の各評価項目での評価根拠は以下のとおり。

- Power Control Range : 最低出力の設定の有無で評価 (3:なし、2:あり)
- Start-up Time : 必要とする暖機運転の長さで評価 (3:不要、2:分オーダー、1:時間オーダー)
- Load Following Capability : 運転中の出力調整指令に対する即応性で評価 (3:分オーダー、2:10分オーダー)
- Potential Capacity : スリランカ国内における将来の開発可能量で評価 (3:1,000MW オーダーのポテンシャル、2:100MW オーダー、1:100MW オーダーかつ地点制限有)
- Procurement of Fuel : スリランカ国内での調達容易性で評価 (3:不要、2:実績あり、1:実績なし)

### 8.3.2 環境社会配慮

第1スクリーニングで残った電源を以下の10の環境社会項目で比較検討する - 大気汚染、水質汚染、温室効果ガス排出、生態系への影響、住民移転による影響、水利用および水利権への影響、農業への影響、漁業への影響、観光への影響、および健康への影響。

JICA 調査団が以下の4つの評価点で、各環境社会項目での評価を行う - 4 = 負の影響はなし、3 = 軽微な負の影響、2 = 中程度の負の影響、および1 = 重大な負の影響。

#### 1) 大気汚染

新規水力発電所は第1スクリーニングですでに選択肢から除外されているが、ここでは水力発電所増設および揚水発電所の評価をするためのベースラインとして示す。

新規水力発電所の大気汚染については、国際エネルギー機関 (International Energy Agency : IEA) が2000年に行ったライフ・サイクル・アセスメントの結果を示す。その評価には製造・建設・運用・閉鎖期間が含まれる。

水力発電所増設の評価は、そのライフ・サイクルで大気汚染を想定し、「3」とした。

揚水発電所は揚水に他の電源のエネルギー (スリランカの場合は石炭火力発電所) を使うので、他の電源の大気汚染を含めた評価としている。

LNG コンバインド・サイクル発電所 (LNG Combined Cycle PP : LNG CC) は、新規水力発電所と同じように IEA のライフ・サイクル・アセスメントを基に評価している。

ガスタービン火力発電所 (Gas turbine thermal PP) は LNG CC 発電所よりも大気汚染関連物質を放出するが、石炭火力発電所のように「大きな負の影響を与える」とは考えられていない。ガスタービン火力発電所のデータは IEA のアセスメントにはないが、今回の評価では LNG CC 発電所のデータを基に評価し、評価を「2」とした。

評価結果を Table 8.3.2-1 に示す。

**Table 8.3.2-1 各電源の大気汚染についての評価**

Power Generation Option	SO <sub>2</sub> (t SO <sub>2</sub> /TWh)	NO <sub>x</sub> (t NO <sub>x</sub> /TWh)	Particulate Matter (t/TWh)	Rating
New hydro PP* (A baseline scenario)	5 to 60	3 to 42	5	3
Hydro capacity extension	Less than New hydro PP	Less than New hydro PP	Less than New hydro PP	3
Pumped storage PP	More than Coal Thermal PP**	More than Coal Thermal PP**	More than Coal Thermal PP**	2
LNG Combined Cycle PP (LNG CC) PP*	4 to 15,000+	13+ to 1,500	1 to 10+	2
Gas turbine thermal PP*	N/A	N/A	N/A	2

\*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

\*\* : SO<sub>2</sub>; 20 t/TWh, NO<sub>2</sub>; 50 t/TWh, PM; Nil (Actual record of Isogo Coal Thermal PP of J-POWER 2009)

## 2) 水質汚染

排水水による水質汚染については、定量的な数値がないため、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価し、影響のおよぶ範囲は、直接的影響を受ける地域を想定した。

評価結果を Table 8.3.2-2 に示す。

Table 8.3.2-2 各電源の水質汚染についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alternation of the water temperature</li> <li>• Prolongation of turbid water discharging</li> </ul>	Low	Low	3
Pumped storage PP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alternation of the water temperature</li> <li>• Prolongation of turbid water discharging</li> </ul>	Low	Low	3
LNG CC PP*	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Change of the water temperature due to heated effluent</li> <li>• Boiler blowdown</li> <li>• Boiler cleaning wastes</li> </ul>	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Change of the water temperature due to heated effluent</li> <li>• Boiler blowdown</li> <li>• Boiler cleaning wastes</li> </ul>	Low	Low	3

All data are prepared by the JICA Study Team, and the rating is conducted by the JICA Study Team.

## 3) 温室効果ガス排出

温室効果ガス排出は IEA のライフ・サイクル・アセスメントを基に評価している。温室効果ガスには CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O、CF<sub>4</sub> と C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> が含まれる。

新規水力発電所は、水力発電所増設および揚水発電所の評価をするためのベースラインとして示す。

揚水発電所は揚水に他の電源のエネルギー（スリランカの場合は石炭火力発電所）を使うので、他の電源の温室効果ガス排出を含めた評価としている。

結果を Table 8.3.2-3 に示す。この表のデータは、温室効果ガスを CO<sub>2</sub> 換算した値で示している。

Table 8.3.2-3 各電源の温室効果ガス排出についての評価

Power Generation Option	Greenhouse Gas Emissions (kt eq. CO <sub>2</sub> /TWh)	Rating
New hydro PP* (A baseline scenario)	2 to 48	3
Hydro capacity extension	Less than New hydro PP	3
Pumped storage PP	Depending on GHG emission of Pumping Power* <sup>1</sup>	1
LNG CC PP* <sup>2</sup>	389 to 511	2
Gas turbine thermal PP*	Similar to LNG CC PP.	2

\*<sup>1</sup>: Trial assessment because there is no common perspective in GHG emission of PSPP.

\*<sup>2</sup>: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)



揚水発電の CO<sub>2</sub> 排出原単位については、揚水効率による増分排出量のみをカウントする考え方もある。また、揚水発電を導入すると副次効果として風力等の再生可能エネルギーの導入量が増加し、発電システム全体の温室効果ガス排出を低減する効果があることから、上記の表は、揚水発電にとって厳しい評価となっている。再生可能エネルギーの導入量増加に伴う揚水発電の温室効果ガス低減効果に係る試算を APPENDIX に示す。

#### 4) 生態系への影響

新規水力発電所は、水力発電所増設および揚水発電所の評価をするためのベースラインとして示す。

生態系への影響については、影響のタイプ、発電所近隣とより広い地域の生態系への影響、生物の総量への影響、世界レベルでの遺伝的多様性への影響を考慮して評価した。これは IEA (2000) の評価を参考に行った。

揚水発電所は新規水力発電所よりも生態系への影響が小さいと考えられる。理由としては a) 貯水池が新水力発電所より小さいこと、b) ダムを建設する河川がより小さいことと c) 下流への流量に影響を与える期間がより短いことが挙げられる。しかし、揚水発電所は揚水に他の電源のエネルギー（スリランカの場合は石炭火力発電所）を使うので、他の電源の気候変動への影響と酸性雨の影響を含めた評価である。

火力発電所（LNG CC とガスタービン）はウミガメの産卵地やマングローブ林などの沿岸域の生息地に影響を与える可能性がある。また、温排水は周辺の海洋生態系に生息する種の構成に影響を与える可能性がある。

結果を Table 8.3.2-4 に示す。

**Table 8.3.2-4 各電源の生態系への影響についての評価**

Power Generation Option	Impacts	Local and regional ecosystems	Biomass	Genetic diversity at the world level	Rating
New hydro PP* (A <i>baseline scenario</i> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Barriers to migratory fish</li> <li>• Loss of terrestrial habitats</li> <li>• Change in water quality</li> <li>• Modification of water flow</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> </ul>			1
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Barriers to migratory fish</li> <li>• Loss of terrestrial habitats</li> <li>• Change in water quality</li> <li>• Modification of water flow</li> <li>• Climate change</li> <li>• Acid precipitation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> </ul>	2
LNG CC PP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Climate change</li> <li>• Acid precipitation</li> <li>• Loss of coastal habitats</li> <li>• Change of the water temperature due to heated effluent</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> <li>x</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>x</li> </ul>	1

Power Generation Option	Impacts	Local and regional ecosystems	Biomass	Genetic diversity at the world level	Rating
Gas turbine thermal PP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Climate change</li> <li>• Acid precipitation</li> <li>• Loss of coastal habitats</li> <li>• Change of the water temperature due to heated effluent</li> </ul>	x x x x	x	x	1

\*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

### 5) 住民移転による影響

住民移転による影響については、土地利用面積と緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

新規水力発電所は、水力発電所増設および揚水発電所の評価をするためのベースラインとして示す。土地利用面積のデータは IEA（2000）の評価を参照している。

影響は立地条件に大きく左右されると考えられる。火力発電所（LNG CC とガスタービン）は、一般的には新規水力発電所よりも小さな面積の土地での建設が可能であるが、人口稠密地域（都市部）での建設が計画されれば影響が懸念される。そのために、火力発電所の評価は「2」とした。

結果を Table 8.3.2-5 に示す。

**Table 8.3.2-5 各電源の住民移転による影響についての評価**

Power Generation Option	Land Requirements (km <sup>2</sup> /TWh/y)	Severity of impacts with mitigation	Rating
New hydro PP* (A baseline scenario)	2 to 152*	High to Medium	1
Hydro capacity extension	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	Less than New hydro PP	High to Low	2
LNG CC PP	Small	Medium to Low	2
Gas turbine thermal PP	Small	Medium to Low	2

\*: Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action. Vol. II: Main Report (International Energy Agency, 2000)

### 6) 水利用および水利権への影響

水利用および水利権への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

揚水発電所の場合、初期湛水期間のみ、河川の流量に変化がある。

火力発電所（LNG CC とガスタービン）は、その温排水によって発電所周辺の水利用形態に影響を与える可能性がある。

結果を Table 8.3.2-6 に示す。

Table 8.3.2-6 各電源の水利用および水利権への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Change of the water temperature due to heated effluent	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Change of the water temperature due to heated effluent	Low	Low	3

## 7) 農業への影響

農業への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

揚水発電所の場合、初期湛水期間のみ河川の流量に変化があることと、その貯水池が小さいことから影響は限定的と考えられることから、評価を「1」とした。

結果を Table 8.3.2-7 に示す。

Table 8.3.2-7 各電源の農業への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Loss of land • Degradation of water quality • Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Loss of land • Degradation of air quality	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Loss of land • Degradation of air quality	Low	Low	3

## 8) 漁業への影響

漁業への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

揚水発電所の貯水池は小さな河川に建設され、それらの河川では通常商業的漁業は行われていない。また、下流への流量に影響を与える期間が短いことから評価を「1」とした。

火力発電所（LNG CC とガスタービン）は、マングローブ林や底質などの沿岸域の生息地に影響を与える可能性がある。また、温排水は周辺の海洋生態系に生息する種の構成に影響を与える可能性があることから評価を「2」とした。

結果を Table 8.3.2-8 に示す。

Table 8.3.2-8 各電源の漁業への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Change in the flow pattern	Low	Low	3
LNG CC PP	• Change in water quality • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent • Degradation on substrate	Medium	Low	2
Gas turbine thermal PP	• Change in water quality • Loss of coastal habitats • Change of the water temperature due to heated effluent • Degradation on substrate	Medium	Low	2

## 9) 観光への影響

観光への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

揚水発電所は比較的小さな河川での開発なので、観光への影響は限定的と考えられる。また、スポーツ/レジャーや景観に影響を与える場合があるものの、新しい景観が新たな観光地として開発される可能性もある。

火力発電所（LNG CC とガスタービン）は比較的小さい範囲での開発なので、観光への影響は限定的である。しかし、立地によっては沿岸域の景観に影響を与え、それが新たな観光地として開発される可能性は低い。

結果を Table 8.3.2-9 に示す。

Table 8.3.2-9 各電源の観光への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	Nil	Nil	Nil	4
Pumped storage PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3
LNG CC PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3
Gas turbine thermal PP	• Impacts on sport / leisure • Impacts on landscape	Low	Low	3

## 10) 健康への影響

健康への影響については、影響のタイプ、発生可能性、緩和策を含めた影響の重大性によって評価した。

結果を Table 8.3.2-10 に示す。

Table 8.3.2-10 各電源の健康への影響についての評価

Power Generation Option	Impacts	Probability of occurrence	Severity of impacts with mitigation	Rating
Hydro capacity extension	• Risks from water-borne diseases, particularly when there is irrigation (local and/or regional)	Low	Low	3
Pumped storage PP	• Acid precipitation by power supply sources (local) • Climate change by power supply sources (global)	High to Low	Low	2
LNG CC PP	• Fire (local) • Explosion (local) • Acid precipitation (local) • Photochemical smog (local) • Climate change (global)	High to Low	Medium	2
Gas turbine thermal PP	• Fire (local) • Explosion (local) • Acid precipitation (local) • Photochemical smog (local) • Climate change (global)	High to Low	Medium	2

## 11) 総合結果

各電源についての 10 項目からの評価を Table 8.3.2-11 にまとめた。

水力発電所増設がもっとも負の影響が小さく、評価が高い。他の電源については、これらの環境社会面での差はほとんどないと考えられる。

Table 8.3.2-11 各電源の環境社会配慮面での比較結果

POWER GENERATION OPTION	Air pollution	Water pollution	Greenhouse gas emissions	Impacts on ecosystems	Impacts caused by resettlement	Impacts on water right/ water resources	Impacts on agriculture	Impacts on fishery	Impacts on tourism	Impacts on human health	TOTAL
Hydro capacity extension	3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	36
Pumped storage PP	2	3	1	2	2	3	3	3	3	2	24
LNG CC PP	2	3	2	1	2	3	3	2	3	2	23
Gas turbine thermal PP	2	3	2	1	2	3	3	2	3	2	23

## 8.3.3 経済性

スリランカの系統に将来投入が計画されている電源オプションについて、kW 当り建設単価および燃料費等を用い年経費や発電単価を設備利用率毎に算定、比較することによって、経済性の面で最適なピーク対応型電源を選定する。この方法により、どの電源オプションがピーク電源（設備利用率 30%以下）、ミドル電源（設備利用率 30~60%）、ベース電源（設備利用率 60%以上）

として適性（経済性）があるかが判断できる。

電源オプションの経済性は、電源オプション固有の経済性の他、実際のサイトの状況、すなわち、地形地質の状況、基幹送電線までの距離等に左右される。また、揚水発電の場合は、揚水原資となる電源によって経済性が変化する。この項では、一般論として電源オプションの経済性の説明を行った上で、ピーク対応電源オプションの比較を行う。

発電単価（\$/kWh）は、主として建設費の金利および償却費からなる Capital Cost と主として燃料費からなる Energy Cost の和で表される。

$$\text{ここで：Capital Cost (\$/kWh)} = \frac{\text{Construction Unit Cost (\$/kW)} \times \text{Capital Recovery Factor}}{\text{Plant Factor} \times 8,760 \text{ (hr)}}$$

$$\text{Energy Cost (\$/kWh)} = \frac{\text{Fuel Unit Cost (\$/kcal)} \times 860 \text{ (kcal/kWh)}}{\text{Thermal Efficiency}}$$

一方、電源オプションは以下の三種類に分類できる。

- ガスタービンや揚水発電のように低 Capital Cost であるが高 Energy Cost な電源
- LNG CC 発電のように、Capital Cost も Energy Cost も中間的な電源
- 石炭火力のように高 Capital Cost であるが、低 Energy Cost な電源

Figure 8.3.3-1 に設備利用率の違いによる電源の年経費の概念図を示す。ピーク負荷用電源は、設備利用率が凡そ 30%以下と小さくならざるを得ないため、低 Capital Cost な電源が選ばれる。この点で、ガスタービンや揚水発電は建設単価が安いという条件でピーク負荷用電源に適する。揚水発電の場合、同じ開発規模で出力を大きくとれることや、一般水力発電と同様他の火力発電と比べ耐用年が長いので、その結果、Capital Cost を小さくすることができる。水力の増設計画もまた同規模の一般水力に比べ安価な建設単価となることから、ピーク負荷電源として適性を持つ。

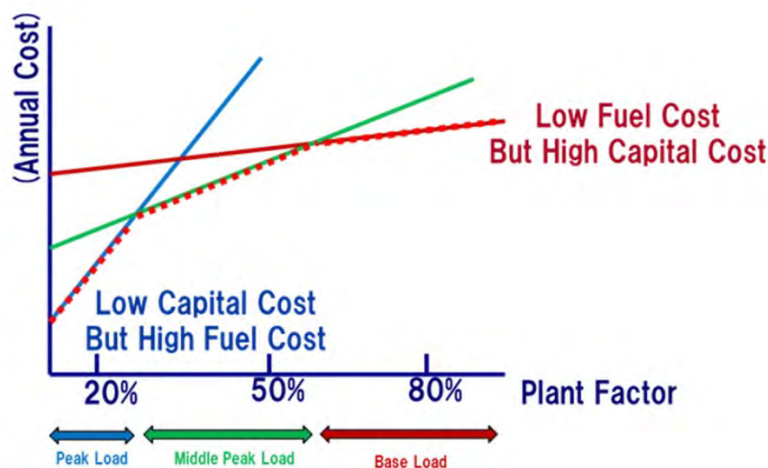


Figure 8.3.3-1 Annual Cost of Generation

LTGEP 2013-2032 において CEB が将来に開発を検討している電源オプションの kW 当り建設費、耐用年 (ELT: Economic Life Time) 等を Table 8.3.3-1 に示す。なお、揚水発電については、調査団が検討中の概算建設費 (1,200USD/kW) を用い、その他の指標は LTGEP の一般水力の値と同様とした。また、水力 (増設) の基本諸元は、JICA の Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station (May, 2009) を使い、オートディーゼルを燃料とするコンバインドサイクルおよび石炭火力についても参考までに LTGEP から引用し表示した。ガスタービンや石炭火力は、計画出力の違いにより年経費が異なるが、年経費におけるスケールメリットを考慮し、設備出力の大きいものを代表とし比較する。

**Table 8.3.3-1 Indices of Generation Options**

	PSPP (PSPP)	Gas Turbine (ADGT)	Combined Cycle (ADCC)	LNG CC (LNGCC)	Coal Steam (CST)	Hydro Ex. (HPPEX)
Unit Capacity (MW)	600	105	300	250	300	228
Minimum Capacity (%)	N.A.	30	33	33	75	N.A.
Fuel	El. from CST	Auto Diesel	Auto Diesel	LNG	Coal	N.A.
Capital Cost (\$/kW)	1,200	515	935	1,300	1,964	1,022
ELT (years)	50	20	30	30	30	50

(Source: as mentioned above)

Table 8.3.3-1 の諸元等から各電源オプションの年経費および発電単価を計算した。結果をそれぞれ Figure 8.3.3-2 および Figure 8.3.3-3 に示す。なお、日間で Table 8.3.3-1 の Minimum Capacity 以下に負荷調整する場合、DSS (Daily Start & Stop) 運転を必要とする場合が出てくるが、DSS に伴う起動ロス分にかかる経費は Figure 8.3.3-2 および Figure 8.3.3-3 に取り込んでいない。また、石炭火力は、設備利用率が 50% を切ると DSS 運転が必要となり、一旦発電停止すると翌日の起動に支障が出るため、50% 以下の運転は実施しないこととした。一方、揚水発電の貯水池容量を 6 時間分として計画しているため、設備利用率が 25% を超えることは無い。

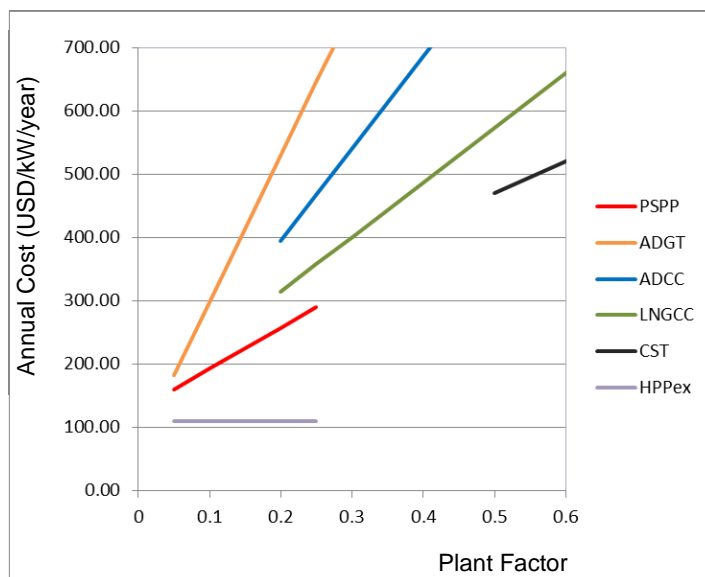


Figure 8.3.3-2 Annual Cost of Generation of Options

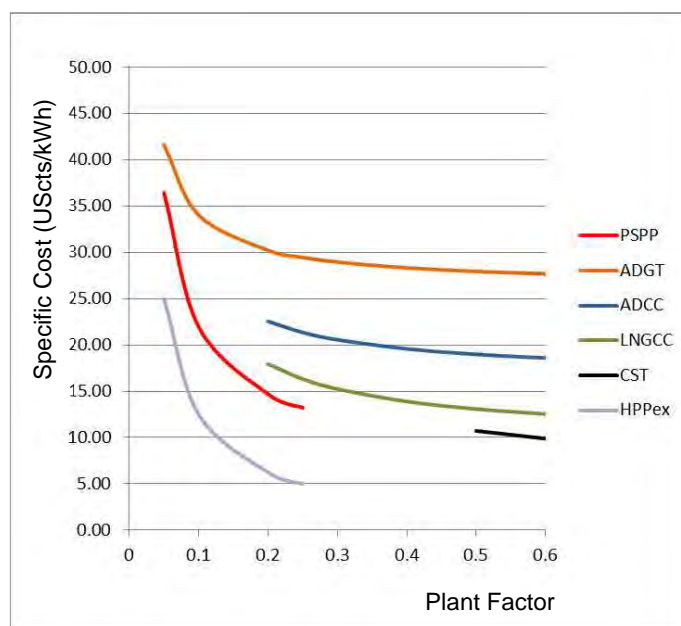


Figure 8.3.3-3 Specific Cost of Generation of Options

Figure 8.3.3-2 および Figure 8.3.3-3 で明らかなように、4つのピーク対応型電源オプションの経済性の面から評価した順位は、Table 8.3.3-2 のとおり。

Table 8.3.3-2 Ranking of Options from Economic Aspect

	Hydropower (Extension)	PSPP	LNG CC	Gas Turbine
Ranking from Economic Aspect	1	2	3	4



### 8.3.4 最適ピーク対応電源の選定

8.3.1、8.3.2 および 8.3.3 で、電源オプションの負荷追従性・電源特性、環境社会配慮および経済性についてそれぞれ評価し、ランキングを行った。それらを取りまとめ、Table 8.3.4-1 に示す。

**Table 8.3.4-1 Ranking Summary of Options**

	Hydropower (Extension)	PSPP	LNG CC	Gas Turbine
Generation Characteristics	2	1	4	3
Environment & Social Considerations	1	2	3	3
Economic Aspect	1	2	3	4

Table 8.3.4-1 より明らかなように、第2スクリーニングの結果として、負荷追従性・発電特性、環境社会配慮および経済性の観点から、ピーク対応型電源として相応しいオプションとして、水力発電（増設）および揚水発電を選択する。

水力発電（増設）については、8.1.2 (2) で記載したように、今後開発の可能性があるプロジェクトは、ビクトリア発電所増設計画しかない。また、この計画は、前述のように JICA によって既に F/S および EIA レポートが完成しており、スリランカ政府の開発に向けた決定待ちの状況で、至近年の開発が可能である。一方、本調査では 2025 年以降のピーク対応電源を対象としており、ビクトリア発電所増設だけでは当該年のピーク電力を賄うことができない。

一方、揚水発電についてはスリランカ国において開発ポテンシャルが高いものの、未だ詳細な調査が行われていない。また、2025 年以降の増大するピーク需要に対応可能な電源であり、本調査の Stage 2、Stage 3 では揚水発電に特化し、最適化調査（マスタープラン調査）を実施することとする。

## 8.4 揚水発電の開発規模

4.3 で述べたように、2025 年までに開発が必要となるピーク負荷対応電源出力は、750MW であり、Victoria 増設計画（228MW）以外に新規に開発しなければならないピーク負荷対応電源は、将来の需要増や Victoria 増設計画が乾季雨季の影響を受けることを考慮し、揚水発電の開発規模を 600MW とする。

600MW の揚水発電を 2025 年までに開発した場合の妥当性を、他の電力会社の電力構成規模と比較し検証する。この目的のため、日本の電力会社の内、比較的小規模システムであり、且、単独の島に所在し、本州との連系があるものの容量的に制限を受けている北海道電力㈱と四国電力㈱を選定した。Table 8.4-1 に各社の発電容量を示す。

Table 8.4-1 Comparison of Power Generation Capacity

	Sri Lanka (2025)	Hokkaido	Shikoku
Hydropower	1,517 MW	1,239 MW	527 MW
Pumped Storage	(600 MW)	600 MW*	615 MW
Thermal	4,189 MW	4,214 MW	3,797 MW
Nuclear	0 MW	2,070 MW	2,022 MW
Renewable	855MW	26 MW	2 MW
Total	5,706 MW**	7,549 MW	6,963 MW

\*: under construction, \*\*: capacity of Pumped Storage and Renewable is not included.

Table 8.4-1 よりスリランカにおける 600MW の揚水発電の開発は将来の需要増を考慮し、妥当と考える。

## 8.5 電源の組み合わせ開発

### 8.5.1 揚水発電と再生可能エネルギー発電

8.2.1 (3) で述べた通り、揚水発電は発電時に系統の変動を吸収し、その安定に寄与するほか、可変速機を採用すれば、揚水時においても同様に系統の安定に寄与するという特質も持つ。一方、発電出力が不安定な風力・太陽光発電が大量に電力系統に導入されると以下の問題が発生する。

- 電圧が変動する
- 周波数の維持が困難になる
- 余剰電力が発生する

これらの課題解決には負荷追従性の良い揚水発電や LNG CC 発電等のバックアップ電源の整備、その代替として蓄電池の設置が有効な手段となる。蓄電池に関しては、その技術に改良の余地が残っていることや高コストになることから、あまり使われていない。また、LNG CC 発電は、再生可能エネルギーを優先的に利用されると、稼働率が低下し、収益性が低下し、新規開発の足かせとなる。

“National Energy Policy” や “Mahinda Chinthana 10 year development framework”によれば、2015 年断面で全発電量の 10%を再生可能エネルギーで賄うことを目標としている。また、スリランカ政府は 2007 年 10 月に Sustainable Energy Authority (SEA)を設立し、再生可能エネルギーの開発を通じ、安定的で信頼度が高く安価な電力供給を期待している。この目標を着実に推進していくためには、揚水発電所の建設が不可欠となる。

### 8.5.2 揚水発電と LNG CC 発電

8.2.1 (5) で述べた通り、LNG CC 発電の導入時期が不透明であるものの、将来的には揚水発電と LNG CC 発電のコンビネーション開発が将来のスリランカ国のピークおよびミドル需要に対する供給力として期待される。

LNG CC 発電が開発されるまでの間は、ミドル需要に対応するため、水力発電および IPP 火力発電が対応する。ただし、小規模の IPP 火力発電所は熱効率が悪く、また使用燃料が石油系のた

めその調達コストが不安定で、CEB の財務状況を圧迫しているため、今後の発電計画においてコストの最小化を可能とするよう、IPP 火力発電所を段階的に減らしていく施策をとっている。

これらのことから、将来的なスリランカの電源のベストミックスという観点で、揚水発電はピーク対応電源、LNG CC 発電は主にミドル対応電源、時によりピーク対応電源ないしベース対応電源の補完を行う位置付けとすることが望ましい。

### 8.5.3 揚水発電と LNG シンプルガスタービン発電

本項では、LNG CC 発電の導入が可能になった時点の検討をケーススタディとして行う。8.5.2 で記載したように、LNG CC 発電は、主としてミドル対応電源で揚水発電と比較する対象ではないが、LNG 供給システムが完成した時点で、LNG シンプルガスタービン（以降、LNG GT という）発電が建設可能となる。そこで、ピーク対応電源に特化し、揚水発電と LNG GT 発電の経済性の比較を行う。

揚水発電は揚水原資の燃料代によってその経済性が著しく影響を受ける。このため、LNG 供給システムが完成した時点すなわち LNG CC 発電が運転しているケースとして、LTGEP 2013-2032 に記載のある石炭火力の開発を制限した Table 8.5.3-1 に示すケースで検討する。

Table 8.5.3-1 Study Cases

	Case-1	Case-2
石炭火力の制限 2025 年時点の	全発電容量の 60%	Trincomalee 後、開発しない
石炭火力設備容量	2,600 MW	2,000 MW
LNG CC 設備容量	750 MW	1,250 MW
揚水原資	石炭火力 600 MW と LNG CC 750 MW の混合	全量 LNG CC 1,250 MW

LTGEP 2013-2032 の中で 23 通りのシナリオで電源開発計画が検討されており、その中で現実的なシナリオで、かつ、2032 年までの総開発コストが最小となるシナリオとして Revised Base Case が選定されており、このシナリオでは LNG CC の開発は計画されていない。すなわち、LNG CC の開発量が増えるに従い総開発コストが大きくなるためであり、特に Case-2 のシナリオは、極端な開発シナリオで、実現性は小さいと考えられる。

揚水発電と LNG GT 発電との比較は、8.3.3 と同様に設備利用率の違いによる年経費および発電単価で行った。ここでは、ピーク対応電源に特化する目的で、LNG GT の設備出力は負荷追従性能を十分発揮できるよう 35 MW とし、その建設単価は 2012 年 GTW ハンドブックの FOB 価格を参考に決定した。

Case-1 の年経費および発電単価の比較をそれぞれ Figure 8.5.3-1 および Figure 8.5.3-2 に示す。参考にオートディーゼルを燃料とするガスタービンのグラフも示した。

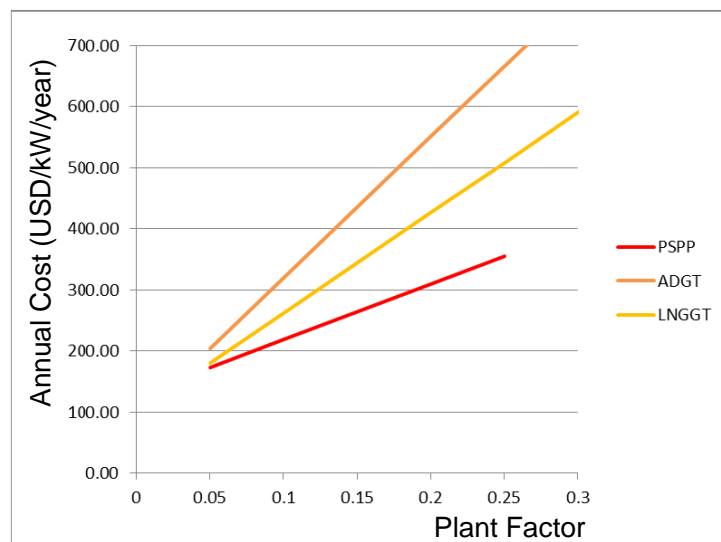


Figure 8.5.3-1 Annual Cost of Generation of Options (Case-1)

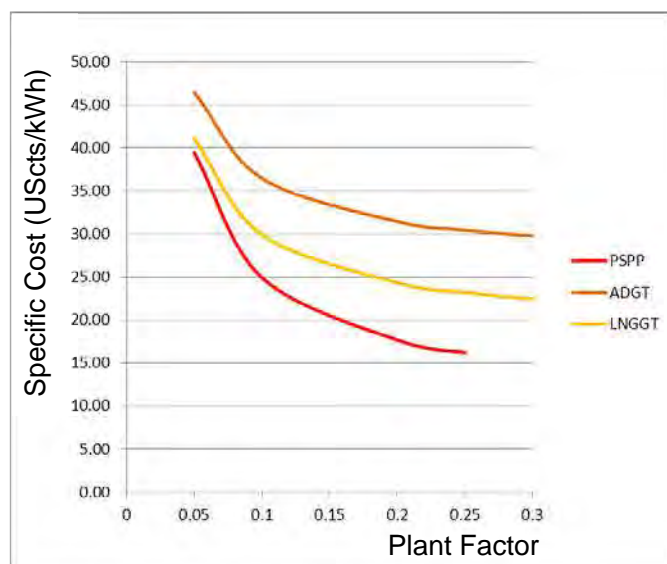


Figure 8.5.3-2 Specific Cost of Generation of Options (Case-1)

Figure 8.5.3-1 および Figure 8.5.3-2 から、LNG GT は現行計画のオートディーゼル焼きガスタービンに比較し、経済性が良好である。一方、揚水発電との比較では、揚水発電の方が経済性の面で優れていると言える。

Case-2 についても同様に比較し、その結果を Figure 8.5.3-3 および Figure 8.5.3-4 に示す。Figure 8.5.3-1 および Figure 8.5.3-2 との違いは、揚水発電のみで、これは Table 8.5.3-1 に示すように、石炭火力と LNG CC 発電の開発シナリオの違いによって生じる揚水原資の取り方によるものである。すなわち、Case-2 では、単価の高い LNG CC のみを揚水原資としているためである。

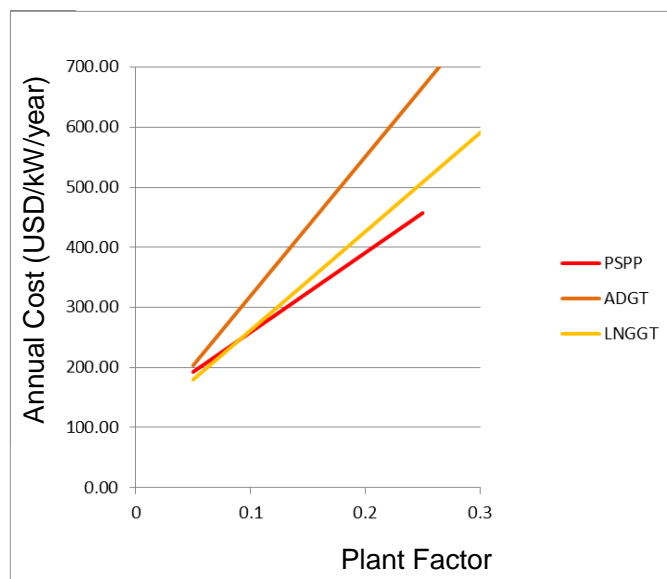


Figure 8.5.3-3 Annual Cost of Generation of Options (Case-2)

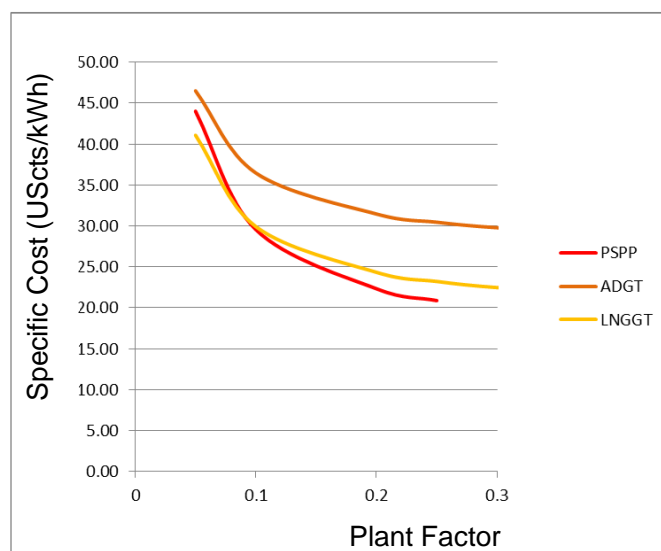


Figure 8.5.3-4 Specific Cost of Generation of Options (Case-2)

Figure 8.5.3-3 および Figure 8.5.3-4 から、揚水発電は、分界設備利用率 0.09、この値以上で LNG GT より経済性が優り、以下で劣ることが判るが、顕著な差ではない。ここで、揚水発電の標準的な運転時間として 1,000 時間（設備利用率 11.4%）とした場合の年経費をまとめ、Table 8.5.3-2 に示す。

Table 8.5.3-2 Case Study of Annual Cost along with Pumping Source

		Revised Base Case	Case-1	Case-2
Pumping Power Source	Coal Thermal	100%	62%	0%
	LNG CC	0%	38%	100%
Annual Operation Time (hour)		1,000		
Plant Factor		11.4% (1,000 hours operation per year)		
Annual Cost (USD/kW/year)	PSPP (A)	201.40	231.21	277.37
	LNG GT (B)	285.04		
	(B) – (A)	83.64	53.83	7.67

前述の通り LNG CC の導入は、総電源開発コストの増大を招き、電気料金のアップにつながる。一方、燃料セキュリティや地球環境保全の観点から、LNG の導入を図る意義も大きい。また、LNG CC 発電が導入されればされるほど、揚水発電の経済性は悪くなる。このため、LNG の導入は政策決定に委ねることになるが、極端なケースとして揚水原資を 100% LNG CC とした場合でも、揚水発電所が標準的時間運転されれば、揚水発電は、LNG GT に比し経済的優位性が認められることが判る。

一方、LNG GT は運転開始までのリードタイムが短いというメリットを持つ。このことから、時期的に不確定ではあるが、将来 LNG システムが運用される時点で、LNG GT は、経済性で揚水発電に劣るものの、ピーク需要対応の緊急開発電源として位置付けることができる。

## 第 9 章

### 候補地点の一次選定

## 目 次

## 第9章 候補地点の一次選定

9.1	候補地点の概要 .....	9-1
9.1.1	計画概要 .....	9-1
9.1.2	環境調査の概要 .....	9-1
9.2	地形・地質 .....	9-5
9.2.1	地形 .....	9-5
9.2.2	地質 .....	9-5
9.2.3	地震 .....	9-8
9.2.4	各候補地点の地質 .....	9-10
9.3	気象・水文 .....	9-15
9.3.1	気候一般 .....	9-15
9.3.2	測候所および測水所 .....	9-16
9.3.3	気象 .....	9-18
9.3.4	洪水解析 .....	9-20
9.3.5	堆砂 .....	9-30
9.4	揚水発電計画 .....	9-33
9.4.1	揚水発電計画概要 .....	9-33
9.4.2	単機出力の検討 .....	9-35
9.4.3	ポンプ水車製作限界 .....	9-37
9.4.4	概算工事費の算定方法 .....	9-41
9.5	候補地点の評価 .....	9-43
9.5.1	Kiriketi 1 .....	9-43
9.5.2	Kiriketi 2 .....	9-51
9.5.3	Maussakelle 1 .....	9-59
9.5.4	Maussakelle 2 .....	9-67
9.5.5	Halgran 1 .....	9-72
9.5.6	Halgran 2 .....	9-80
9.5.7	Halgran 3 .....	9-86
9.5.8	Halgran 4 .....	9-94
9.5.9	Maha 1 .....	9-100
9.5.10	Maha 2 .....	9-108
9.5.11	Loggal .....	9-113
9.6	有力候補地点選定 .....	9-121
9.6.1	候補地点の計画諸元 .....	9-121
9.6.2	第一次スクリーニング .....	9-121
9.6.3	自然・社会環境影響による評価 .....	9-122
9.6.4	地質による評価 .....	9-125
9.6.5	施工性に関する評価 .....	9-125



9.6.6	ポンプ水車製作限界	9-126
9.6.7	概算工事費	9-126
9.6.8	有力地点選定	9-127

## 表リスト

Table 9.1.1-1	各候補地点の計画概要	9-1
Table 9.1.2-1	11 か所の候補地のスコーピング	9-4
Table 9.2.2-1	Typical rock types of Sri Lankan geological complexes	9-6
Table 9.2.3-1	Historical earthquakes reported to have occurred in Sri Lanka	9-9
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-1)	9-12
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-2)	9-13
Table 9.2.4-1	Outline of geological features of 11 candidate sites (3-3)	9-14
Table 9.3.2-1	List of Meteorological and Hydrological Stations	9-18
Table 9.3.4-1	Yearly Maximum Inflow of Holombuwa Gauging Station	9-22
Table 9.3.4-2	Yearly Maximum Inflow of Taldena Gauging Station	9-22
Table 9.3.4-3	Yearly Maximum Inflow of Kithulgala Gauging Station	9-23
Table 9.3.4-4	Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Holombuwa	9-24
Table 9.3.4-5	Probable Flood at the sites	9-25
Table 9.3.4-6	Probable Flood in Taldena	9-26
Table 9.3.4-7	Probable Flood at the sites	9-26
Table 9.3.4-8	Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Kithulgala	9-27
Table 9.3.4-9	Probable Flood at the sites	9-28
Table 9.3.5-1	Specific Sediment Yield for Design	9-31
Table 9.4.2-1	電源脱落許容量の年推移	9-36
Table 9.4.3-1	ポンプ水車製作限界検討結果 (200MW×3units)	9-40
Table 9.4.3-2	ポンプ水車製作限界検討結果 (150MW×4units)	9-41
Table 9.4.4-1	土木工事費単価	9-42
Table 9.5.1-1	Kiriketi 1 上池の自然環境	9-44
Table 9.5.1-2	Kieiketi 1 上池の社会環境	9-44
Table 9.5.1-3	Kiriketi 1 下池の自然環境	9-45
Table 9.5.1-4	Kiriketi 1 下池の社会環境	9-46
Table 9.5.1-5	Kiriketi 1 上池の自然環境の評価	9-46
Table 9.5.1-6	Kiriketi 1 上池の社会環境の評価	9-47
Table 9.5.1-7	Kiriketi 1 下池の自然環境の評価	9-47
Table 9.5.1-8	Kiriketi 1 下池の社会環境の評価	9-47
Table 9.5.1-9	Kiriketi 1 群の評価	9-48
Table 9.5.1-10	Kiriketi 1 地点の概算工事費	9-49
Table 9.5.2-1	Kiriketi 2 上池の自然環境	9-52

Table 9.5.2-2	Kieiketi 2 上池の社会環境.....	9-53
Table 9.5.2-3	Kiriketi 2 下池の自然環境.....	9-53
Table 9.5.2-4	Kiriketi 2 下池の社会環境.....	9-54
Table 9.5.2-5	Kiriketi 2 上池の自然環境の評価.....	9-55
Table 9.5.2-6	Kiriketi 2 上池の社会環境の評価.....	9-55
Table 9.5.2-7	Kiriketi 2 下池の自然環境の評価.....	9-55
Table 9.5.2-8	Kiriketi 2 下池の社会環境の評価.....	9-56
Table 9.5.2-9	Kiriketi 2 群の評価.....	9-56
Table 9.5.2-10	Kiriketi 2 地点の概算工事費.....	9-58
Table 9.5.3-1	Maussakelle 1 上池の自然環境.....	9-60
Table 9.5.3-2	Maussakelle 1 上池の社会環境.....	9-60
Table 9.5.3-3	Maussakelle 1 下池の自然環境.....	9-61
Table 9.5.3-4	Maussakelle 1 下池の社会環境.....	9-62
Table 9.5.3-5	Maussakelle 1 上池の自然環境の評価.....	9-62
Table 9.5.3-6	Maussakelle 1 上池の社会環境の評価.....	9-63
Table 9.5.3-7	Maussakelle 1 下池の自然環境の評価.....	9-63
Table 9.5.3-8	Maussakelle 1 下池の社会環境の評価.....	9-63
Table 9.5.3-9	Maussakelle 1 群の評価.....	9-64
Table 9.5.3-10	Maussakelle A 地点の概算工事費.....	9-65
Table 9.5.4-1	Maussakelle 2 下池の自然環境.....	9-68
Table 9.5.4-2	Maussakelle 2 下池の社会環境.....	9-68
Table 9.5.4-3	Maussakelle 2 下池の自然環境の評価.....	9-69
Table 9.5.4-4	Maussakelle 2 下池の社会環境の評価.....	9-69
Table 9.5.4-5	Maussakelle 1 群の評価.....	9-70
Table 9.5.4-6	Maussakelle B 地点の概算工事費.....	9-71
Table 9.5.5-1	Halgran 1 上池の自然環境.....	9-73
Table 9.5.5-2	Halgran 1 上池の社会環境.....	9-74
Table 9.5.5-3	Halgran 1&2 下池の自然環境.....	9-74
Table 9.5.5-4	Halgran 1&2 下池の社会環境.....	9-75
Table 9.5.5-5	Halgran 1 上池の自然環境の評価.....	9-76
Table 9.5.5-6	Halgran 1 上池の社会環境の評価.....	9-76
Table 9.5.5-7	Halgran 1&2 下池の自然環境の評価.....	9-77
Table 9.5.5-8	Halgran 1&2 下池の社会環境の評価.....	9-77
Table 9.5.5-9	Halgran 1 群の評価.....	9-77
Table 9.5.5-10	Halgran 1 地点の概算工事費.....	9-79
Table 9.5.6-1	Halgran 2 上池の自然環境.....	9-81
Table 9.5.6-2	Halgran 2 上池の社会環境.....	9-81
Table 9.5.6-3	Halgran 2 上池の自然環境の評価.....	9-82
Table 9.5.6-4	Halgran 2 上池の社会環境の評価.....	9-83
Table 9.5.6-5	Halgran 2 群の評価.....	9-83

Table 9.5.6-6	Halgran 2 地点の概算工事費.....	9-85
Table 9.5.7-1	Halgran 3 上池の自然環境.....	9-87
Table 9.5.7-2	Halgran 3 上池の社会環境.....	9-88
Table 9.5.7-3	Halgran 3 下池の自然環境.....	9-89
Table 9.5.7-4	Halgran 3 下池の社会環境.....	9-89
Table 9.5.7-5	Halgran 3 上池の自然環境の評価.....	9-90
Table 9.5.7-6	Halgran 3 上池の社会環境の評価.....	9-90
Table 9.5.7-7	Halgran 3 下池の自然環境の評価.....	9-91
Table 9.5.7-8	Halgran 3 下池の社会環境の評価.....	9-91
Table 9.5.7-9	Halgran 3 群の評価.....	9-91
Table 9.5.7-10	Halgran 3 地点の概算工事費.....	9-93
Table 9.5.8-1	Halgran 4 上池の自然環境.....	9-95
Table 9.5.8-2	Halgran 4 上池の社会環境.....	9-95
Table 9.5.8-3	Halgran 4 上池の自然環境の評価.....	9-96
Table 9.5.8-4	Halgran 4 上池の社会環境の評価.....	9-97
Table 9.5.8-5	Halgran 4 群の評価.....	9-97
Table 9.5.8-6	Halgran 4 地点の概算工事費.....	9-99
Table 9.5.9-1	Maha 1 上池の自然環境.....	9-101
Table 9.5.9-2	Maha 1 上池の社会環境.....	9-102
Table 9.5.9-3	Maha 1&2 下池の自然環境.....	9-102
Table 9.5.9-4	Maha 1&2 下池の社会環境.....	9-103
Table 9.5.9-5	Maha 1 上池の自然環境の評価.....	9-104
Table 9.5.9-6	Maha 1 上池の社会環境の評価.....	9-104
Table 9.5.9-7	Maha 1 下池の自然環境の評価.....	9-105
Table 9.5.9-8	Maha 1 下池の社会環境の評価.....	9-105
Table 9.5.9-9	Maha 1 群の評価.....	9-105
Table 9.5.9-10	Maha 1 地点の概算工事費.....	9-107
Table 9.5.10-1	Maha 2 上池の自然環境.....	9-108
Table 9.5.10-2	Maha 2 上池の社会環境.....	9-109
Table 9.5.10-3	Maha 2 上池の自然環境の評価.....	9-110
Table 9.5.10-4	Maha 2 上池の社会環境の評価.....	9-110
Table 9.5.10-5	Maha 2 群の評価.....	9-111
Table 9.5.10-6	Maha 2 地点の概算工事費.....	9-112
Table 9.5.11-1	Loggal 上池の自然環境.....	9-114
Table 9.5.11-2	Loggal 上池の社会環境.....	9-114
Table 9.5.11-3	Loggal 下池の自然環境.....	9-115
Table 9.5.11-4	Loggal 下池の社会環境.....	9-116
Table 9.5.11-5	Loggal 上池の自然環境の評価.....	9-116
Table 9.5.11-6	Loggal 上池の社会環境の評価.....	9-117
Table 9.5.11-7	Loggal 下池の自然環境の評価.....	9-117

Table 9.5.11-8	Loggal 下池の社会環境の評価 .....	9-117
Table 9.5.11-9	Loggal 群の評価 .....	9-118
Table 9.5.11-10	Loggal 地点の概算工事費 .....	9-119
Table 9.6.1-1	候補地点の計画諸元 (200MW×3 台案) .....	9-121
Table 9.6.2-1	第一次スクリーニング結果 .....	9-122
Table 9.6.3-1	自然・社会環境調査結果の概要.....	9-123
Table 9.6.4-1	地質による評価 .....	9-125
Table 9.6.5-1	施工性に関する評価 .....	9-125
Table 9.6.6-1	ポンプ水車製作限界の評価結果.....	9-126
Table 9.6.7-1	建設工事費単価と評価 .....	9-126
Table 9.6.8-1	地点ランキング結果 (Even ケース) .....	9-128
Table 9.6.8-2	地点ランキング結果 (環境重視 ケース) .....	9-129

## 図リスト

Figure 9.1.2-1	ラムサール条約登録湿地 (●)、生物圏保護区 (★) と候補地 (■) .....	9-2
Figure 9.1.2-2	IBA (数字) と候補地 (■) .....	9-3
Figure 9.2.1-1	Digrammatic section of Sri Lanka from west to east. Showing 4 penepains.....	9-5
Figure 9.2.2-1	Lithological structure of Sri Lanka .....	9-6
Figure 9.2.2-2	Geology of Sri Lanka.....	9-7
Figure 9.2.3-1	Seismicity map of Sri Lanka.....	9-9
Figure 9.2.3-2	Seismic acceleration map around Sri Lanka .....	9-10
Figure 9.3.1-1	Averaged mean monthly temperature 1961-1990 (°C).....	9-15
Figure 9.3.1-2	Average monthly rainfalls 1961-1990 (mm).....	9-16
Figure 9.3.1-3	Rain Fall Climate Zone in Sri Lanka .....	9-16
Figure 9.3.2-1	Location of Candidate Sites and Hydrological Gauging Station .....	9-17
Figure 9.3.3-1	Average Monthly Rainfalls (1981-2010).....	9-19
Figure 9.3.3-2	Average Monthly Temperatures (1981-2010).....	9-19
Figure 9.3.3-3	Average Monthly Evapolutions (1981-2010).....	9-20
Figure 9.3.3-4	Average Monthly Wind Speed (1981-2010) .....	9-20
Figure 9.3.4-1	Probable Flood Analysis .....	9-21
Figure 9.3.4-2	Specific Flood Discharge Curve .....	9-29
Figure 9.3.4-3	Rain gauging stations near Halgran sites .....	9-29
Figure 9.3.4-4	Rain gauging stations near Maha sites.....	9-30
Figure 9.3.4-5	Rain gauging stations near Loggal sites.....	9-30
Figure 9.4.1-1	揚水発電計画立案フロー .....	9-34
Figure 9.4.3-1	ポンプ水車製作実績 .....	9-37
Figure 9.4.3-2	フランス水車ランナーの形状.....	9-38
Figure 9.4.3-3	高落差ポンプ水車ランナーの製作限界.....	9-38

---

Figure 9.4.3-4	ポンプ水車比速度 $N_s$ 実績.....	9-39
Figure 9.4.3-5	ポンプ比速度・落差の実績相関図 ( $K < 4,300$ ) .....	9-39
Figure 9.4.3-6	出力比速度曲線 .....	9-40
Figure 9.5.1-1	Kiriketi 1 地点へのアクセスルート .....	9-49
Figure 9.5.2-1	Kiriketi 2 地点へのアクセスルート .....	9-57
Figure 9.5.3-1	Maussakelle A 地点へのアクセスルート .....	9-65
Figure 9.5.4-1	Mausakelle B 地点へのアクセスルート.....	9-70
Figure 9.5.5-1	Halgran 1 地点へのアクセスルート.....	9-78
Figure 9.5.6-1	Halgran 2 地点へのアクセスルート.....	9-84
Figure 9.5.7-1	Halgran 3 地点へのアクセスルート.....	9-92
Figure 9.5.8-1	Halgran 4 地点へのアクセスルート.....	9-98
Figure 9.5.9-1	Maha 1 地点へのアクセスルート .....	9-106
Figure 9.5.10-1	Maha 2 地点へのアクセスルート .....	9-111
Figure 9.5.11-1	Loggal 地点へのアクセスルート.....	9-119

## 第9章 候補地点の一次選定

### 9.1 候補地点の概要

#### 9.1.1 計画概要

本調査の候補地点の計画概要を Table 9.1.1-1 に示す。各対象地点は、本調査に先立ち行われた「スリランカ民主社会主義共和国ピーク需要対応型電源最適化計画調査プロジェクト詳細計画策定調査（2012年10月、JICA、以降「JICA 事前調査」と記す。）により抽出された候補地点 10 地点を基本として、調査団にてレビューを行い計画したものである。さらに、本調査において新たに可能性のある 1 地点（Maha2 地点）を追加し、合計 11 地点について揚水発電計画を立案した。8.4 にて検討した結果に基づき Table 9.1.1-1 に示すとおり、各地点の設備出力は 600MW とし、ベースケースとして単機出力 200MW を 3 台、代替案では単機出力 150MW を 4 台の計画としている。後述するが、単機出力 150MW は、各候補地点における落差や使用水量の条件より、11 地点のうち 6 地点でのみ適用可能である。

本調査においては、一次選定としてこれら 11 地点より有力候補 3 地点を選定し、さらに 2 次選定として有力候補 3 地点より最有力候補 1 地点を選定することとする。本章は、一次選定について記述するものである。第一次選定においては、各候補地点の自然・社会環境、地形・地質、技術、経済性について総合的に評価を行い、有力候補 3 地点を選定するものとする。

Table 9.1.1-1 各候補地点の計画概要

Candidate Site	unit	Kiriketi I	Kiriketi II	Maussa- kelle A	Maussa- kelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
		Installed Capacity	MW	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Peak Generating Time	hours	3.8	2.52	6.42	6.28	6.19	6.11	6.05	6.1	6.03	6.09	6.16
Rated Head	m	664.67	731.81	450.30	463.60	576.01	679.25	657.08	465.18	464.23	434.78	561.76
Rated Discharge	m <sup>3</sup>	108.37	98.43	159.96	155.37	125.05	106.04	109.62	154.84	155.16	165.67	128.22
<b>Base Cases</b>												
Unit Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Number of Units	unit	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
<b>Alternative Cases</b>												
Unit Capacity	MW	/	/	150	150	/	/	/	/	150	150	150
Number of Units	unit	/	/	4	4	/	/	/	/	4	4	4

(出典：調査団作成)

#### 9.1.2 環境調査の概要

##### (1) 概要

揚水発電所開発のための最適地を選定する（2段階）ための情報を収集することを目的に、環境調査を実施する（「6.3.3 サイト候補地選定時での SEA」に全体との関係を詳述）。

以下の 2 回の環境調査を実施する。

- 環境調査 (1) : 11 か所の揚水発電所開発候補地についての情報収集と簡易的な環境影響評価の実施（本章の第一次選定においては本環境調査(1)の結果を使用する。）
- 環境調査 (2) : 11 か所の候補地から選定した 3 か所の有望地点についての情報収集と簡易的な環境影響評価の実施

## (2) 自然環境に関する事前の予備的評価

### 1) 保護区

JICA 調査団は、CEA から提供を受けた Sensitive Map にすべての揚水発電所開発候補地の位置情報を落とし、開発候補地が保護区（計画地を含む森林保護区や国立公園など）の近隣または内部にあるかどうかを環境調査前に実施した。

その結果、Kiriketi と Maussakelle 候補地の一部がサンクチュアリー内にあることがわかった。この点は環境調査（1）で再確認する。

### 2) 生物多様性保護に関する他の地域

JICA 調査団は、揚水発電所開発候補地が世界遺産、ラムサール条約登録湿地、生物圏保護区、IBA の近隣または内部にあるかどうかを事前に確認した。

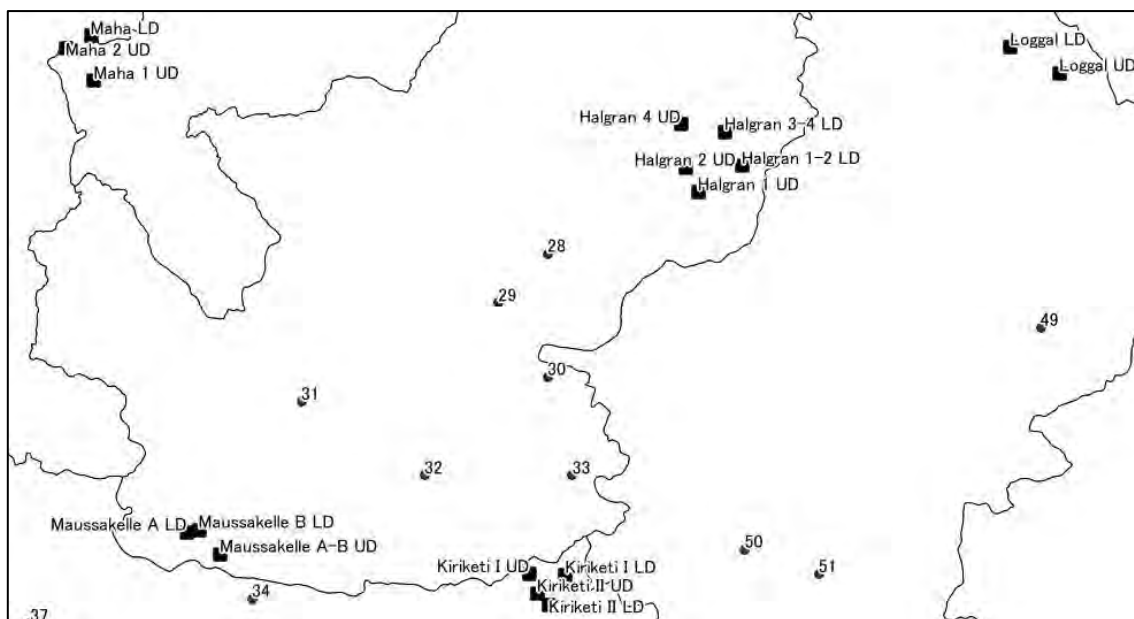
すべての候補地は世界文化遺産から離れた位置にあるが、いくつかの候補地は世界自然遺産（Central Highlands）の近傍に位置している。

Figure 9.1.2-1 はラムサール条約登録湿地、生物圏保護区と候補地との位置関係を示している。候補地は登録湿地と保護区に影響を与えないと考えられる。



(出典 : Ramsar Convention web site and UNESCO web site. The map is prepared by the Study Team)

Figure 9.1.2-1 ラムサール条約登録湿地 (●)、生物圏保護区 (★) と候補地 (■)



(出典: Important Bird Areas in Asia: key sites for conservation (BirdLife International, 2004).

The map is prepared by the Study Team.)

**Figure 9.1.2-2 IBA (数字) と候補地 (■)**

Figure 9.1.2-2 は IBA と候補地の位置関係を示している。候補地は IBA に影響を与えないと考えられる。この点についても、環境調査 (1) で再確認する。

### (3) 環境調査 (1)

環境調査 (1) は、揚水発電所開発のための地点選定第 1 回スクリーニングとして、候補地点 11 か所の自然・社会環境の情報を収集し、それらの環境への影響を考慮して 11 候補地点の比較検討を行う。

各候補地点 (上および下ダム・貯水池) について以下の情報を収集する。

#### - 物理的環境

- (1) 気象状況、水文状況 (河川および地下水)、大気・水・土壌汚染状況 (確認された場合のみ)、地滑りについての情報

#### - 生物的環境

- (2) 既存および計画保護区、動植物、重要な生息地、世界文化・自然遺産、ラムサール条約登録湿地、生物圏保護区、IBA

#### - 社会環境

- (3) 県 (District)、Division、GN Division、住民移転の規模、土地収用の規模、土地利用状況、森林被覆、非木材森林産物 (non-timber forest products : NTFPs)、河川の利用状況 (特にダム下流域)、水利用状況 (表流水および地下水)、宗教・文化・考古学的遺産、



観光地、鉱業権、先住民の状況、貧困層の状況

コンサルタントは収集した情報を利用して、第 1 回 SHM で合意したスコーピング Table 9.1.2-1 に基づいて簡易的な環境影響評価を実施する。

**Table 9.1.2-1 11か所の候補地のスコーピング**

自然環境	動植物への影響	水没森林面積
		保護区域への影響
		絶滅危惧種への影響（特に魚類等水生生物）
		地すべりリスク*
社会環境	地域コミュニティへの影響	移転世帯数
		用地取得面積
		水利用への影響（例、飲料水、灌漑用水）
		森林、草地の利用への影響
	地域産業への影響	公共の施設への影響（例、学校）
		農業
		林業
	地域文化遺産への影響	観光業
		宗教、文化または考古学的施設
		景観への影響

注:「地すべりリスク」を、第一回ステークホルダーミーティングでの議論に基づきスコーピング項目に追加した。

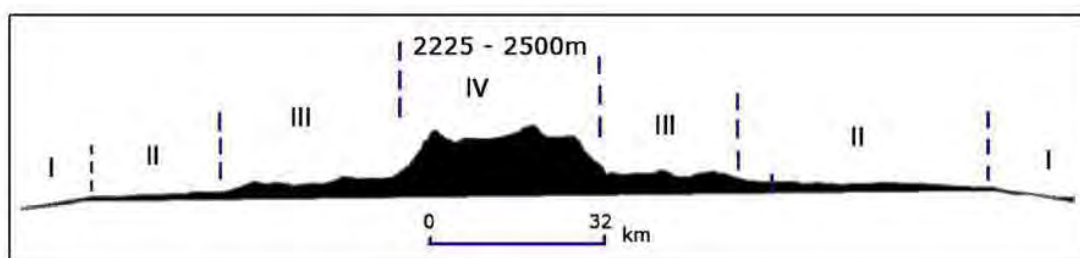
## 9.2 地形・地質

### 9.2.1 地形

スリランカは、 $5^{\circ} 50' N$ - $9^{\circ} 55' N$  および  $79^{\circ} 30' E$ - $81^{\circ} 55' E$  に渡り、インドの南東に位置し、「インドの涙」と言われるようにインド亜大陸が一粒の涙を流したような形をしている。島の南よりの中央部にはピドルタラガラ山 (Pidurutalagala:2,524m) を最高峰とするかなり大きな山体があり、山地の占める割合は島全体の 20% に及ぶ。

スリランカの地形の大きな特徴は、3 段の準平原が読み取れることである (大陸棚を含めると 4 段)。すなわち、1,500m を超える南半分の山岳地域、500-1,500m の中高度地域、ならびに 500m 以下の低高度地域である。気候的にも乾燥地域、多雨地域、中間地域に 3 分類され、山岳地域を挟んで南西部は年間平均降水量が 4,000mm 以上となっている。多雨地域では岩石の風化変質が進んだ結果、表層の風化土砂の地すべりや斜面崩壊が過去頻発している。

スリランカの河川は山岳地域に源を發し、沿岸に向かいいわば放射状に下刻するが、山岳地域では断崖や急斜面で滝や急流をなす一方、低高度地域ではほとんど平坦な地形のために 1/5,000 もの緩勾配河川となり氾濫原を形成し蛇行している。



**Figure 9.2.1-1 Digrammatic section of Sri Lanka from west to east. Showing 4 peneplains**

(I:1<sup>st</sup> submerged, II:2<sup>nd</sup> flat terrain to undulating terrain, rolling and hilly terrains, III:3<sup>rd</sup> dissected rolling and hilly, steeply dissected rolling and hilly terrains, IV: 4<sup>th</sup> mountainous and rugged central highland) (J. Katupotha, 2013)

### 9.2.2 地質

スリランカを構成する地質の形成はかなり古く、諸研究から 20-11 億年前の高変成作用と 5 億年前の再変成作用と花崗岩貫入からなると考えられている。ゴンドワナ大陸が分離する約 7 千万年まではインドにつながる南アジアプレートの一部であった。現在の形状はインド亜大陸とともに南極より分離北上、現在の位置に大陸移動する過程での隆起活動ないし氷河期の中での浸食作用で形成されたものと解されている。

スリランカはほとんどが先カンブリア紀の地質であり、スリランカの 90% を支えている。これに北部及び北西部の中新世花崗岩、南部及び東部海岸の第四期堆積物によって周辺部が特徴づけられ、地質構造的には安定した地域である。

形成時期やその後の変成の違いから、先カンブリア紀の地質は、Highland コンプレックス (HC)、Wanni コンプレックス (WC)、Vijayan コンプレックス (VC)、Kadugannawa コンプレックス (KC) の 4 つのゾーンに区分され、概ね、HC は最古で VC、WC より高変成作用を受けている。HC は

約 5 億年前に地下で広範囲にわたり VC に逆断層様に押し込まれ、褶曲構造を発達させた等々、諸研究で解明されつつあるが、工学的にはあまり意味のあるものではなく、物性値には差異は見出しがたい(ただし、宝石資源産地としては HC に集中しており、この区分は意味を持っている)。

地質構造区分図及び地質図を Figure 9.2.2-1、Figure 9.2.2-2 に示す。これら構造区ごとの代表的な岩種は Table 9.2.2-1 に示すとおり。

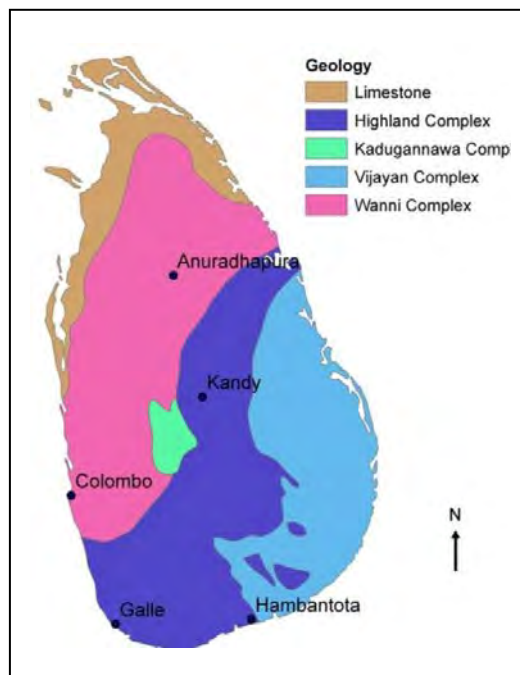


Figure 9.2.2-1 Lithological structure of Sri Lanka

Table 9.2.2-1 Typical rock types of Sri Lankan geological complexes

Highland-Complex	グラニュライト相変成岩 (チャーノッカイト、大理石、珪岩、片麻岩)
Wanni-Complex	変成岩 (角閃石片麻岩、花崗岩相)
Vijayan-Complex	角閃岩相の変成岩
Kadugannawa Complex	グラニュライト相変成岩 (黒雲母-角閃石片麻岩、珪岩)



(National Atlas of Sri Lanka, 2009)

Figure 9.2.2-2 Geology of Sri Lanka

現在これらの岩相はいずれも顕著な褶曲作用を受けているが、全般に新鮮な未風化な片麻岩・珪岩等の岩盤は地質工学的には堅硬であり、地質構造区による区分はあまり意味がない。ただし、スリランカでは、これら岩盤でも深部まで風化を蒙っている事例が報告されており、たとえば、花崗岩質な組成を持つ場合一般に風化進展しやすいが、HC の片麻岩系は大半が花崗質岩起源であるという報告が最近でている。また、珪岩、片岩、片麻岩等は葉理構造や、節理や片理が発達していることも多く、これら亀裂は透水性や風化を助長するほか、特に流れ盤ではすべりやすいなどの傾向から、これまで多くの崩壊を生じているとの報告もある。石灰岩では晶洞カルストを形成するなど、スリランカ国では過去、サマナラウェア水力発電所において石灰岩部からの漏水に伴う保水上の問題を生じた事例がある。またブロードランド計画では破碎帯に沿う晶洞の発達した石灰岩分布が認められている。

スリランカの原生代の石灰岩には多く結晶質石灰岩（大理石）となっているものも多く、それらは堅硬な場合も多いと思われるが、褶曲構造が発達した同国では、背斜軸部では破碎が進む可能性が考えられること、石灰岩が破碎帯沿いに分布する場合等には、破碎が進展していることが想定されるため、この部分には事前の物理探査等での調査が必要であろう。

またスリランカの先カンブリア系岩盤は、褶曲が顕著であることが大きな特徴であるが、形成以降固結して問題がないものも多いが、一部には断層や褶曲軸沿いに破碎や差別浸食を受けていると考えられるものも多く、それらは水力構造物の調査時には注意を要すると思われる。同国の地質図では、多数の褶曲や破碎帯が推定されている。写真地質解析により推定されている破碎帯も多いと推測されるものの、コトマレ水力発電所では、水路が従来推定されていた破碎帯沿いで大きな崩落を生じルートの変更を余儀なくされた事例もあることから、特に留意が必要である。

いずれにせよ、本調査において対象となる候補地点はほとんどが主体である Highland コンプレックスに位置する（Maha-1,2 のみ KC 内、ないし KC/HC 境界に近接）。HC は片麻岩や珪岩、大理石などの変成岩から構成され、これらは褶曲を伴いながら大局的には南北方向帯状に分布している。これら各地点の構成岩種、花崗岩質（あるいは粗粒成分）、褶曲に伴って生成された破碎、地点の風化状況、などが地質工学的な性状を規定する基本的な要素となると考えられる。

### 9.2.3 地震

地震は池斜面やダムを崩壊させる可能性があり評価すべき重要項目の1つであるが、Sri Lanka はプレート境界から離れており地殻的にも安定した楕状地で、地震活動が乏しい地域と考えられてきている。これまでの地震発生履歴は、プレート内地震が極めて少数生じている程度である。

スリランカの地震発生頻度は、記録未整備な時代が長く過去にさかのぼって長期の正確な記録は不明だが、これまで顕著な地震はほとんど発生していない。スリランカの地震分布を Figure 9.2.3-1 に示す。

これによると、最古の地震は 1615/4/14,  $M > 6.5$  とされ、それ以降内陸での地震としては 1882/1  $M 6.3$ 、確認ができない地震として 1823/2/9、1823/3/9 の地震が把握されている。これらの地震は国内発生のプレート地震といえるが地震に対する震源情報は詳細なものは得られていない。

これまで、地震活動がほとんどない同国では水力発電開発において地震が問題になったことは、



なかった（たとえばインドでは NCSDP（National Committee on Seismic Design Parameters）の認証を受けるため、サイト毎の地震調査が必要であるが、スリランカでの許認可手続に地震に関する明確な事項はない）。

このように、Sri Lanka では、海溝型の大規模地震を生じる可能性はないと考えられるが、完全に地震の発生がない地域ではないため、今後地震観測体制の整備、歴史地震の再検討等によって、規模については知見が深まってくると期待される。なお、The Global Seismic Hazard Assessment Program（GSHAP）による地震ハザードマップによると、スリランカにおける最大加速度は全土で  $0.1 \text{ m/s}^2$  と設定している。また、近傍のダムサイトの設計震度は Samanalawewa と Kukulule で  $0.05g$  であり、その他のプロジェクト（Upper Kotmale 等）では  $0.1g$  を採用している。

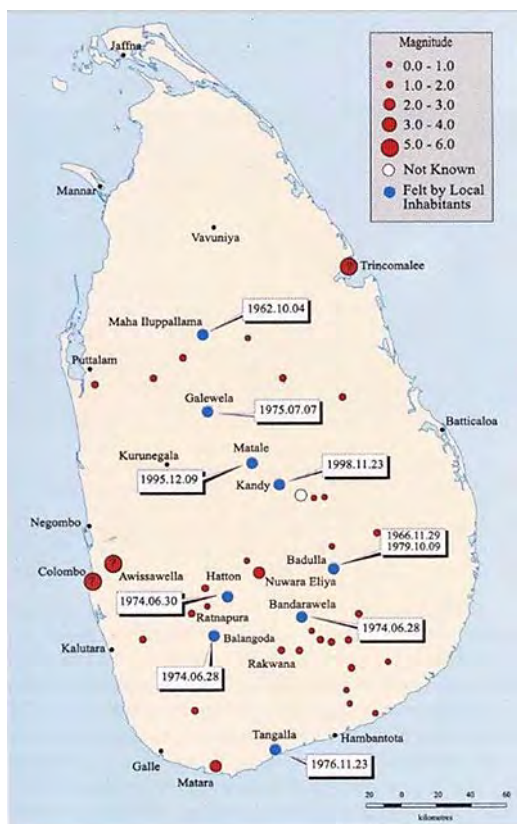
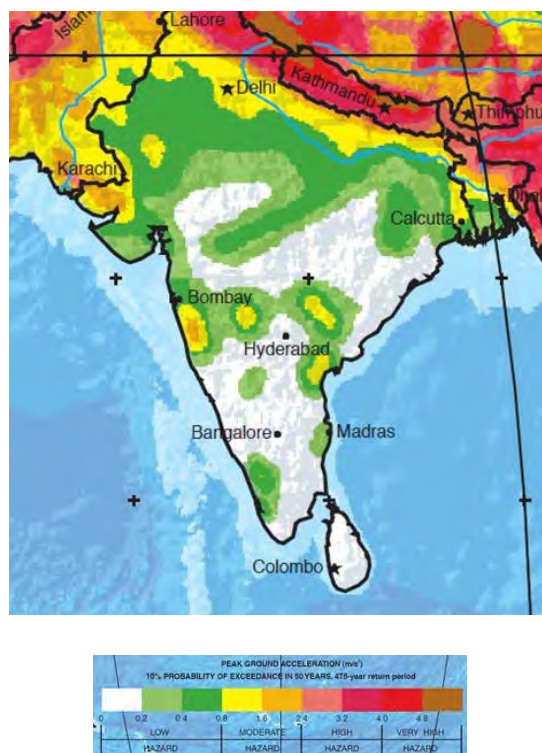


Figure 9.2.3-1 Seismicity map of Sri Lanka  
(National Atlas of Sri Lanka, 2009)

Table 9.2.3-1 Historical earthquakes reported to have occurred in Sri Lanka

Year	Month	Date	Longitude (East)	Latitude (North)	Magnitude	Remarks
1615	04	14	?	?	Probably over 6	Death = about 2000, over 200 houses were damaged (Peiris, 1920).
1823	02	09	80° 0'	7° 0'	5.7(?)	Epicentre close to Mahara, northeast of Colombo. (Felt in many areas, including Kandy)
1823	03	09	80° 0'	7° 0'	5.0(?)	Epicentre close to Mahara, northeast of Colombo (Felt in south India)
1843	06	19	79° 9'	6° 9'	3.0(?)	Near Kalapaluwawa, east of Colombo
1848	03	--	79° 9'	6° 9'	--	Near Kalapaluwawa, east of Colombo
1857	08	16	80° 0'	7° 0'	3.7(?)	Epicentre close to Mahara northeast of Colombo
1866	12	19	80° 0'	7° 0'	3.7(?)	Epicentre close to Mahara northeast of Colombo
1871	09	--	79° 9'	6° 9'	--	Near Kalapaluwawa, east of Colombo
1871	12	--	81° 0'	7° 4'	--	Near Mahiyangana
1882	01	--	81° 2'	8° 6'	6.3(?)	Occurred near Trincomalee fell all over Sri Lanka. (Felt in Madras, India)
1891	04	07	81° 0'	7° 4'	--	Near Mahiyangana
1891	04	18	81° 0'	7° 4'	--	Near Mahiyangana
1900	09	09	79° 9'	6° 9'	--	Near Kalapaluwawa, east of Colombo

(National Atlas of Sri Lanka, 2009)



(GSHAP, 1999)

Figure 9.2.3-2 Seismic acceleration map around Sri Lanka

#### 9.2.4 各候補地点の地質

各候補地点の地質を評価するに当たり、既存資料の収集を行った。個別地点を対象とした資料は下記の通りである。別途、スリランカ全土の地質鉱物文献を収集、風化劣化性状の特徴等を検討し、既設水力地点の地質工学的な分析事例も参照した。

- 地質図 (1:100,000)

スリランカにおいては、本縮尺以上の細かい地質図は既往水力調査地点等を除き整備されていない。候補地点近傍でのこれ以上精度の高い地質図は無いことから止む無く本縮尺の地質図を採用した。(地質鉱山省(Geological Survey and Mines Bureau)は一部 1:50,000 地質図を整備しているとされていたが、確認した結果は 1:100,000 の原図であり全く同一精度とのことであり採用しない。)

- 既往ボーリング

候補地点近傍には存在しない。

- 空中写真 (1:20,000)

1999 年以前に撮影されたものが多いが、ほぼ全土の空中写真が撮影されており、抽出されたリニアメントは既往地質図に反映されていることから、各地点の判断に使用した。

- 地すべりハザードマップ (1:50,000～10,000)

スリランカは山岳地帯を中心に約 20,000km<sup>2</sup> が地すべり危険地帯とされ、JICA 支援等のもと国家建設研究所 (National Building Reserch Organization: NBRO) において地すべりハザードマップの整備が順次進められている。1:50,000 精度は完了し、現在 1:10,000 精度を実施中)。個々の地点地質は記載がないが、地すべり判定には地点地質評価も反映されているとしており、傍証的な位置づけとして参照した。

最終的には、事前収集資料を基に予察的な評価を行い、現地踏査によって地点の概要を把握した。予察評価結果は Table 9.2.4-1 に示すとおりである。個々の評価結果は 9.5 に詳述する。



Table 9.2.4-1 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-1)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
1	Kiriketti 1	向斜の北翼、NW傾斜(ダム上流傾斜)。上池:褶曲・NE系断層発達域、チャノカイト。断層なし。貯水池を構成する山体は堅硬。下池:褶曲・NE-SW系断層発達域。チャノカイト、右岸一部は珪岩。河川沿いに断層破砕帯が接し、ダム軸と交差する。水路系: NNE-SSW系断層2本を横断。	断層多、 ダム軸交差	(1:50,000hazard map) 上池: dam2, 池2 下池: dam1, 池3	上池:下池:雲陰で判読不能。下池左岸は、滑落崖の崖錐堆積物可能性あり。霧頭要確認。右岸急傾斜だが地滑り、崖錐なし。河川は断層線に沿う部分に侵蝕がすみやかにすすんだものと推定。	なし
2	Kiriketti 2	向斜の北翼、NW傾斜(ダム上流傾斜)。上池:褶曲・NE-SW系断層発達域、チャノカイト。断層なし。山体直下にNE-SW断層が下刻。貯水池への影響懸念。下池:褶曲・NE系断層発達域、チャノカイト。左岸片麻岩。NW傾斜(右岸傾斜)。河川沿いに断層破砕帯が接し、ダム交差する。水路系: NNE系断層1本横断。	断層多、 ダム軸交差	(1:50,000) 上池: dam3, 池3 下池: dam3, 池3	上池:きわめて急峻急斜面の山体尾根の凹地。山体は形状から風化速と想定も山頂稜線で断層下刻、ダム両岸尾根(特に左岸)が薄く止水に懸念。下池:右岸急斜面。地滑りなし。左岸崖錐堆積物が多量に分布。左岸上池直下にNE-SW断層崖があり、下部に多量の堆積物があるがダム地点の下流側に位置する(地質図に記載されたNE断層であり、破砕幅は不詳だが明瞭に判読)。河川はNE-SWの明瞭な断層で横ずれあり。河川は断層線に沿う部分に侵蝕がすみやかにすすんだものと推定。	EL(探査鉱区)近接
3	Maussakelle 1	上池:向斜北翼、SW傾斜(下流傾斜)。チャノカイト山体の頂部にあり山体が残丘となっていることから堅硬。一部花崗岩質の可能性もあるがただし大きくは問題なしと想定。断層なし。下池:向斜北翼、SW傾斜(上流傾斜)コンドライト(黒雲母質片麻岩)。ダム直下流EW断層破砕帯(断層崖に滝形成)。水路系:片麻岩系で断層なし。	断層貯水 池横断	(1:50,000) 上池: dam, 池1, 下池: dam2, 池2	上池:平坦な準平原。ダム直下で鉛直崖。山体は堅硬。池は浸食が少なく風化は形状から浅いと想定。この丘はチャノカイト残丘。下池:両岸地滑り地形なし(右岸、緩斜面で変状なし、左岸、小規模な崩壊可能性ある程度。池奥左岸に急峻斜面、崩壊地形。ただし高水位以高)。EW系断層はこの急峻斜面沿いを通るとされるがここ以外で池左岸に変状みとめられず)	なし
4	Maussakelle 2	上池:同上。下池:向斜北翼、S傾斜(上流傾斜)コンドライト(黒雲母質片麻岩)、ダム直下流EW断層破砕帯(断層崖に滝形成)。水路系:片麻岩系で断層なし。	断層貯水 池横断	(1:50,000) 上池: dam, 池1, 下池: dam2, 池2	上池:同上、下池:緩斜面。起伏小、池には地滑り地形なしの模様(雲陰のためEW断層は視認できない)。EW断層ダム右岸を通過。池の上流部左岸では急斜面地滑り崩壊地形。	なし

Table 9.2.4-1 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-2)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
5	Halgran 1	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。右岸珪岩,左岸チャノカイト。岩質問題なし,ただし地形から右岸が堅硬(右岸珪岩山体は未侵食。対し左岸は低標高,茶畑で風化が深い可能性)。貯水池左岸近傍にNE-SW断層も直接接さず。下池:向斜南翼,NE傾斜(下流傾斜)。チャノカイト。石灰岩にダム右岸一部重なる懸念(その場合性状次第で上流移動が好ましい)。貯水池は石灰岩下位のチャノカイト。断層なし。水路系:NE-SW断層に平行し近傍を通過,破碎懸念。またNW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性あるとみられ,図上で断層変位あり。断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから,水路沿いで劣化進んだ石灰岩遭遇可能性あり(水路の地質はHalgran2,4の他optionも大差なし)	断層貯水池横断	(1:10,000有) 上池: dam, 池3(左岸3,右岸2), 下池: dam, 池共に4(左岸4,右岸3) 全体に不良	上池:ダム両岸,池周囲に地滑り兆候なし,ダム右岸中傾斜,ダム左岸・池周囲緩地形。地質図上のNE-SW断層は不明瞭。下池:ダム左岸～池左岸急傾斜。地滑り可能性。池右岸に幅300m地滑り跡地(崖線堆積物,耕作地。ただし満水位以高であり影響軽微)。左岸の地滑りの懸念は,山体形状が風化なく岩盤が堅硬と思われ高くはないと想定。	なし
6	Halgran 2	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。チャノカイト。上池:チャノカイト～珪岩・珪質片岩。左岸に河川に沿い断層あり(池にはかからない。またダム左岸からやや離れ石灰岩質岩が分布するが,ダム貯水池には出ない)。下池:同上。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ,図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam, 池3(右岸3,左岸2), 下池: dam, 池共に4(左岸4,右岸3) 全体に不良	上池:右岸緩斜面だが,池周囲に地滑り地形なし。池上流側珪岩は山体が残っており堅硬で不安定化は発生していない。上池ダム右岸チャノカイトの風化が深い可能性はある。NE-SW断層は不明瞭。下池:同上。	なし
7	Halgran 3	上池:向斜北翼,SW傾斜(上流傾斜)。珪岩・珪質片岩(ダム左岸からやや離れ一部石灰岩質だが,ダム貯水池は出ない)。下池:向斜南翼,NE傾斜(下流傾斜)。ダム軸部チャノカイトだが石灰質岩がダム貯水池～下流に向け分布(池では下位チャノカイトに上載し,漏水懸念は小さい。しかし下流に向かいダムを超え分布)。貯水池内NE-SW断層。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ,図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam, 池2, 下池: dam, 池共に2	上池:ダム・貯水池に地滑り地形なし。下池:ダム・貯水池に地滑りなし。ダム左岸部尾根が瘦せている。(ダム軸端部から200mに石灰岩。石灰岩部で尾根標高が低く凹部,地下水水位が低い可能性があり,止水処理を延長する必要があるかもしれない)。ダム右岸は片麻岩で問題は少ない。	なし
8	Halgran 4	上池:背斜直南翼,SW傾斜(左岸傾斜)。チャノカイト。右岸高所に珪岩。右岸200mに背斜軸に伴うNW-SE破碎帯。ただし池にはかからず,ダム側に珪岩が残丘山体として残る。池内にNE-SW断層横断。上池は背斜の近傍で破碎発達も懸念。下池:同上。水路系:NW-SE断層破碎帯を横断。破碎帯は2本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性もあるとみられ,図上でも断層変位あり。断層付近の片麻岩には石灰岩層を挟在。水路沿いに遭遇可能性あり(他optionも大差なし)	断層1, 2	(1:10,000有) 上池: dam3, 池2(3-4は満水位以下), 下池: dam, 池共に2	上池:ダム・貯水池右岸に地滑り地形なし。左岸の奥,高標高部に明瞭地滑り。満水位付近にも地滑りの可能性あり(要現地確認)。NE-SW断層, NW-SEの断層破碎帯は不明瞭。	なし

Table 9.2.4-1 Outline of geological features of 11 candidate sites (3-3)

No	地点名	1:100,000地質図	構造線	地滑りハザードマップ (1:50,000 or 1:10,000)	空中写真判読	鉱山・鉱区
9	Maha 1	上下池ともにHighland complex,NW-SE向斜南翼に位置し、地質構造はNE傾斜。上池は片麻岩、河川沿い左岸NE-SW断層。地層傾斜は下流傾斜。下池:片麻岩(右岸片麻岩、左岸チャノカイト)、河床部に石灰質岩(片麻岩に挟在と推定、厚さは地質図からは一定規模)出現し、同岩沿いに、河川に沿うNW-SE断層破砕帯に沿い河川は下刻流下。ただ破砕帯による変位は地質図ではあまりみられない。水路系:断層1本NW-SE破砕帯1本を横断、石灰岩は破砕劣化している可能性あり。下池河川沿いの石灰岩は破砕帯により選択的に浸食が進んだ可能性もある。	下池:断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池dam4、池3、 下池: damR4、I3、池4 (下池斜面は危険度4)	上池:右岸部崩壊堆小規模なものは数か所あり。左岸はなし。下池:右岸復せ尾根、地滑り地形にも見える(要確認)。池左岸奥地滑り地形が明瞭(地すべりハザードマップも4)。河川に沿う線状地形は、左右横断尾根から横ずれ断層と推定。破砕規模は不明(固結していれば小規模かもしれないが差別侵食もあり得る)。	なし
10	Maha 2	上下池ともにHighland complex,NW-SE向斜南翼に位置し、地質構造はNE傾斜。上池は片麻岩、河川断層なし。池奥にNS破砕帯も満水位以上。地層傾斜は下流傾斜。水路系:NW-SE破砕帯1本を横断、石灰岩は破砕、劣化の可能性。下池:同上。	下池:断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池3、下池: damR4、I3、池4 (下池斜面は危険度4)	上池:右岸尾根がやや薄い箇所あり。ダム直下で急傾斜。ダム周辺大規模な地滑り・崩壊堆はないが、1km奥EL800m付近左岸に地滑り跡の可能性(満水位がかかる場合)。地滑りハザードマップにはないので、風化深い緩斜面の可能性もある)	なし
11	Loggar	上池:背斜軸沿い、NW傾斜。チャノカイト片麻岩(だが組成が遷移的に変化)、断層なし。下池:向斜北翼~向斜軸、NW傾斜(左岸傾斜だがほぼ水平)。珪岩、チャノカイトで石灰岩質出現する可能性ない。断層なし。水路系:片麻岩。一部に石灰岩だが断層なし。石灰岩は破砕が進んでいる可能性があるが、地質図からは厚さは2-300mと想定。	断層破砕帯ダム軸交差	(1:50,000) 上池: dam、池2、 下池: dam 3、池 3	上池:緩傾斜、地滑り地形なし、下池:左岸急崖だが地滑り跡なし。右岸中一緩斜面、河床部は広く沖積堆積物	なし

(地滑りハザードマップ凡例)

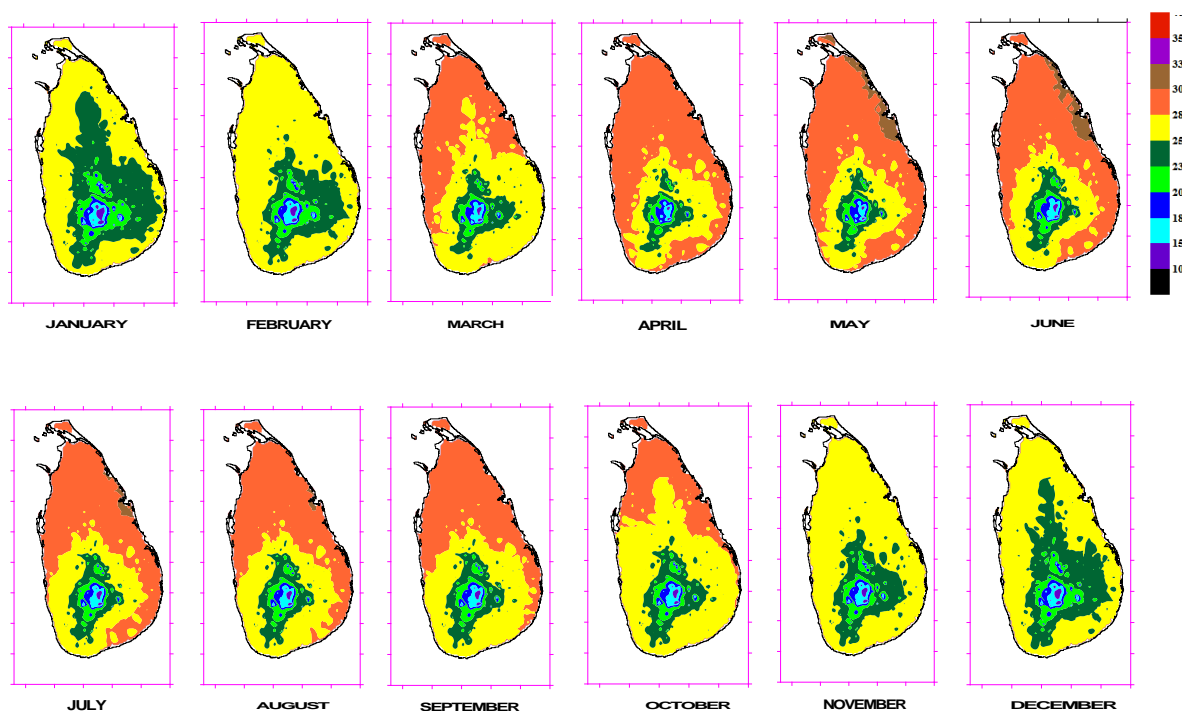
- 1: landslides not likely (地滑り可能性)
  - 2: landslides modest level (可能性中)
  - 3: landslides expected (可能性大)
  - 4: landslides most likely (確実)
  - 5: subsidence & rockfall (陥没/落石)
  - 6: landslides occurred in the past (地滑り跡)
- ハザードマップでは1:10,000と1:50,000は相違が大きい



## 9.3 気象・水文

### 9.3.1 気候一般

スリランカ国の気候は熱帯性気候である。そのため同国の気温は一年を通して高い。Colomboの年平均気温は27°Cである。標高の高い地域では気温は比較的低温、標高約1,800 mのNuwara Eliyaでは15°C程度である。スリランカ国の月毎の平均気温分布図をFigure 9.3.1-1に示す。

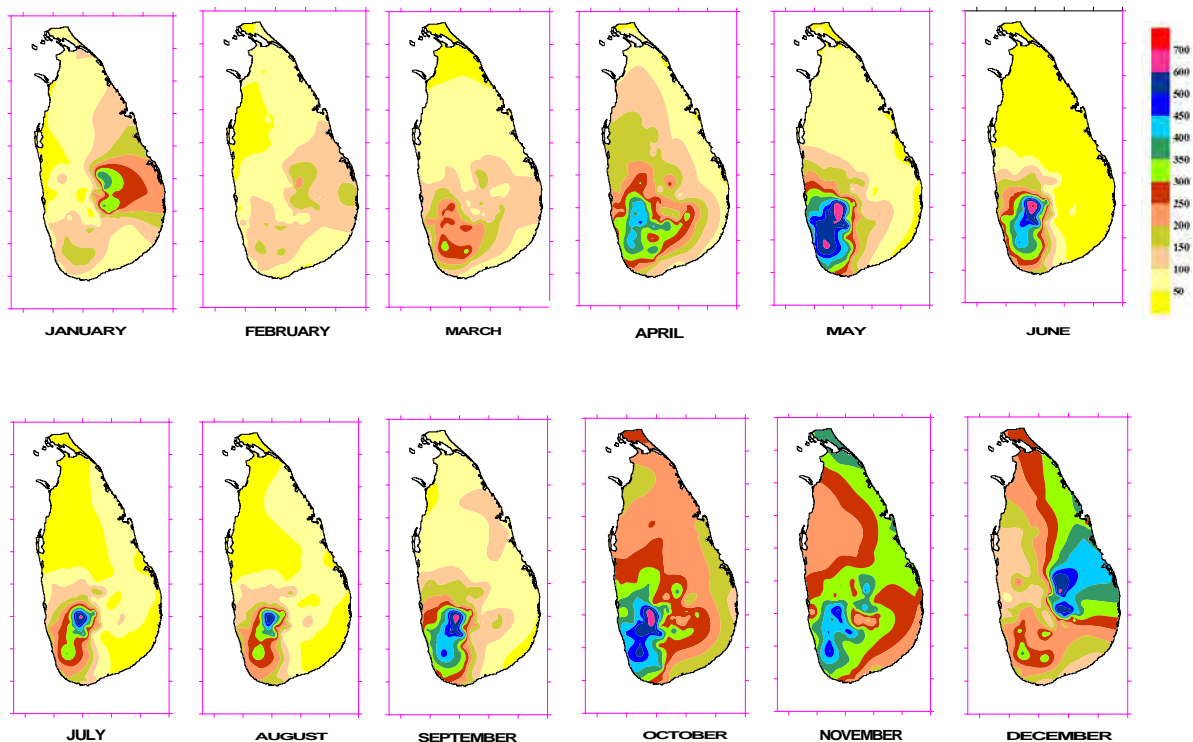


(出典：Department of Meteorology)

Figure 9.3.1-1 Averaged mean monthly temperature 1961-1990 (°C)

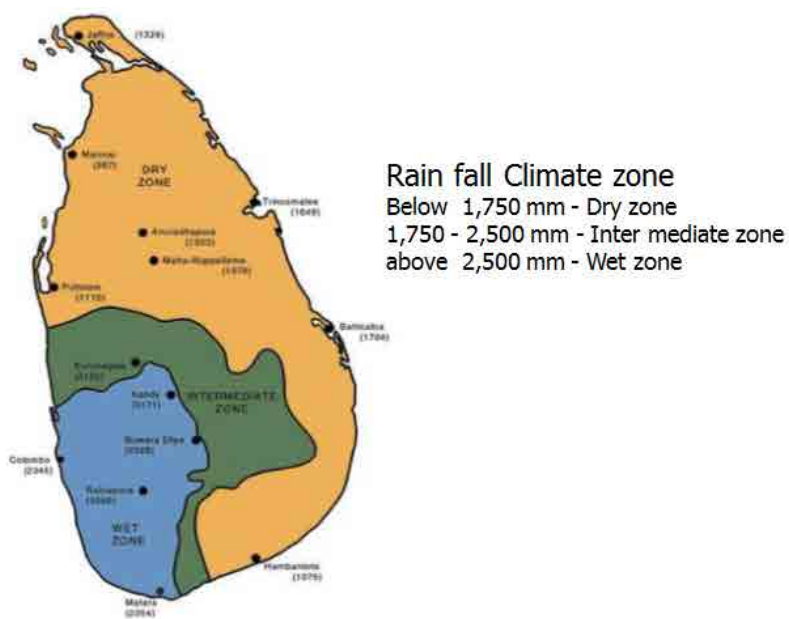
降雨パターンはインド洋およびベンガル湾からの季節風の影響を受けており、四つのシーズンによって特徴づけられる。第一シーズンは5月中旬から10月にかけて、南西の季節風がインド洋から水蒸気をもたらす。この季節風が中央高地にぶつかり、山腹や島の南西部に雨を降らせる。しかし、風下となる東側および北東側斜面にはほとんど降水はない。第二シーズンは10月から11月にかけてであり、季節風が吹かない期間である。この時期には定期的なスコールが発生し、しばしば熱帯低気圧による曇天と降雨が島の南西部、北東部および東部にもたらされる。第三シーズンである12月から3月にかけては、北東の季節風によってベンガル湾からもたらされる水蒸気が、中央高地の北東斜面に雨を降らせる。第四のシーズンである3月から5月中旬は二つの季節風の間の時期である。月毎の平均降雨量分布をFigure 9.3.1-2に示す。

また、年間降雨量毎にDry Zone、Inter Mediate Zone、Wet Zoneに区分されている。Wet Zoneは年間降水量が2,500 mm以上である。Dry Zoneは1,750 mm以下、Inter Mediate Zoneはその中間である。降雨量区分をFigure 9.3.1-3に示す。



(出典 : Department of Meteorology)

Figure 9.3.1-2 Average monthly rainfalls 1961-1990 (mm)



(出典 : Department of Meteorology)

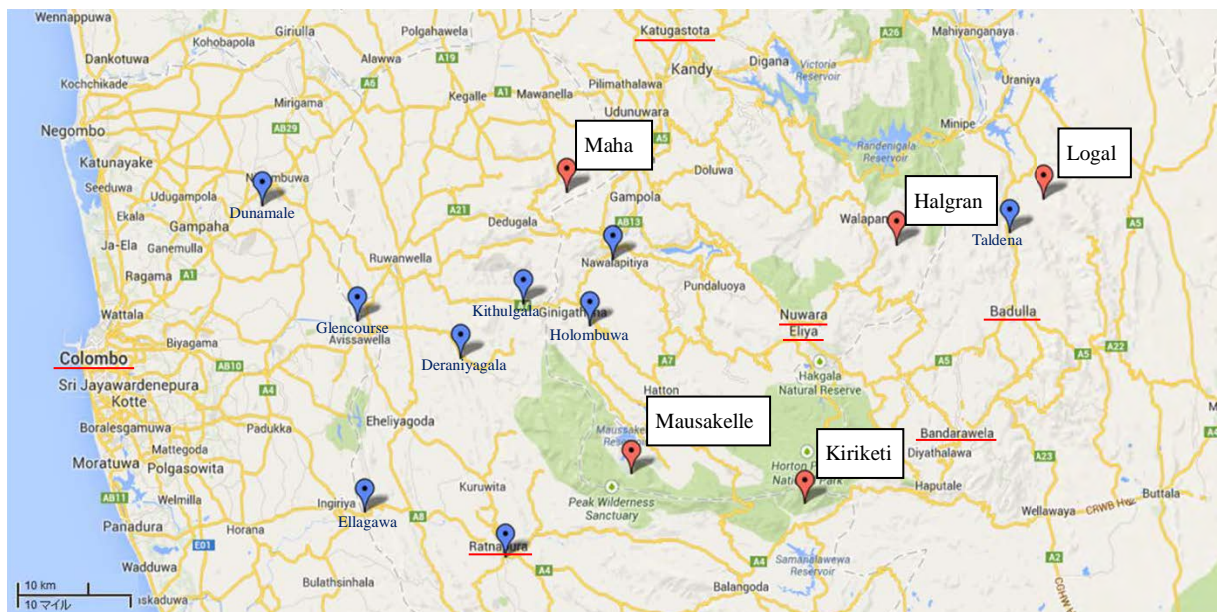
Figure 9.3.1-3 Rain Fall Climate Zone in Sri Lanka

### 9.3.2 測候所および測水所

計画地点周辺に位置する測候所、雨量観測所および測水所は Table 9.3.2-1 にリストアップする。また、Figure 9.3.2-1 へ、計画地点、測候所ならびに測水所位置を示す。

測候所として、評価対象地点の近傍にある、スリランカ国気象庁が管理する Principal Met. Stationsのうち気温、降水量についてはRatnapura, Katugastota, Badulla, Bandarawela, Nuwaraeliyaを、蒸発量、風速についてはRatnapura, Bandarawela, Nuwaraeliyaをそれぞれ選定した。取得した気象項目は次のとおりである。また Colombo 測候所の各種データを参照データとして取得した。

計画サイト近傍の測水所として、評価対象地点の近傍にある灌漑省の管理する Glencourse, Kithulgala, Holombuwa, Deraniyagala, Rathnapura, Ellagawa, Taldena, Dunamale, Nawalapitiya を選定した。それら測水所の年最大流量を洪水量評価のために灌漑省より入手した。



(出典：Study Team)

Figure 9.3.2-1 Location of Candidate Sites and Hydrological Gauging Station

Table 9.3.2-1 List of Meteorological and Hydrological Stations

Category	Name	Location		Data
		Latitude	Longitude	
Meteorological St.	Ratnapura	6.68	80.40	rainfall, evaporation, temperature, wind speed
	Katugastota	7.33	80.63	rainfall, evaporation, temperature,
	Badulla	6.98	81.05	rainfall, evaporation, temperature,
	Bandarawela	6.81	80.96	rainfall, evaporation, temperature, wind speed
	Nuwara Eliya	6.96	80.76	rainfall, evaporation, temperature, wind speed
	Colombo	6.90	79.86	rainfall, evaporation, temperature, wind speed
Gauging Station	Deraniyagala	6.924	80.338	Annual peak discharge
	Dunamale	7.116	80.081	Annual peak discharge
	Ellagawa	6.732	80.210	Annual peak discharge
	Glencourse	6.978	80.203	Annual peak discharge
	Holombuwa	6.937	80.462	Annual peak discharge
	Kithulgala	6.989	80.418	Annual peak discharge
	Nawalapitiya	7.048	80.534	Annual peak discharge
	Rathnapura	6.679	80.395	Annual peak discharge
	Taldena	7.091	81.048	Annual peak discharge

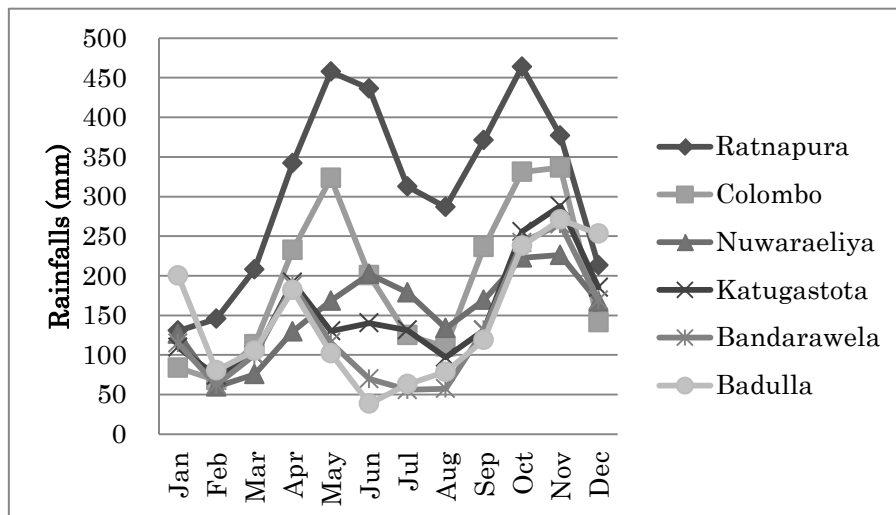
(出典：Study Team)

### 9.3.3 気象

基礎的な気象条件把握のため、前項に挙げたスリランカ国気象庁の運営する Principal Meteorological Station のデータを示す。

#### (1) 降雨

6ヶ所の Principal Meteorological Station で観測された、1981年から2010年までの月平均降雨量を Figure 9.3.3-1 に示す。5月前後と10月前後の雨季の降水量が多く、最も降水量の多い Ratnapura での月平均降雨量は450 mmを超える。一方、乾季の降水量は少なく1月、2月の月間降水量の平均値は約100 mmである。

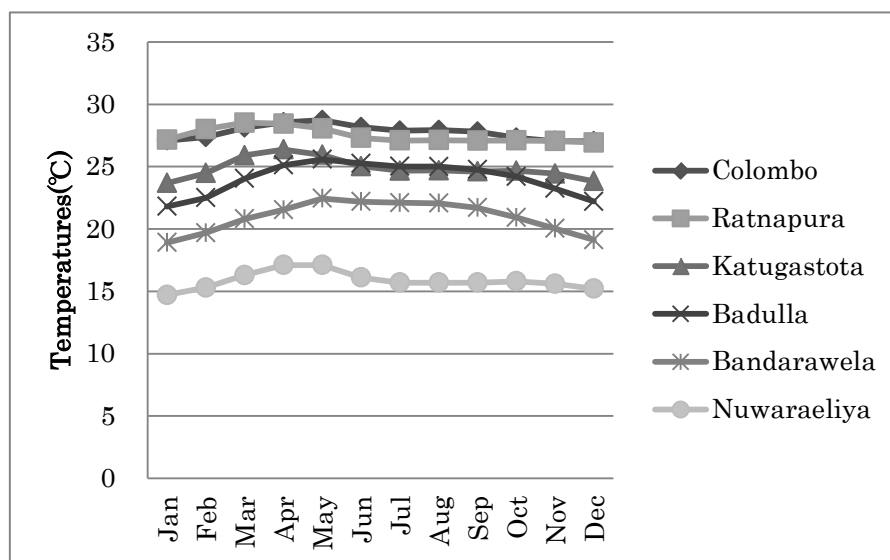


(出典 : Department of Meteorology)

Figure 9.3.3-1 Average Monthly Rainfalls (1981-2010)

## (2) 気温

6ヶ所の Principal Meteorological Station で観測された、1981年から2010年までの月平均気温を Figure 9.3.3-2 に示す。各測候所の月毎の気温差は小さい。標高の低い測候所の平均気温は25°Cを超える。一方、標高の高い Nuwara Eliya の年平均気温は約15°Cである。



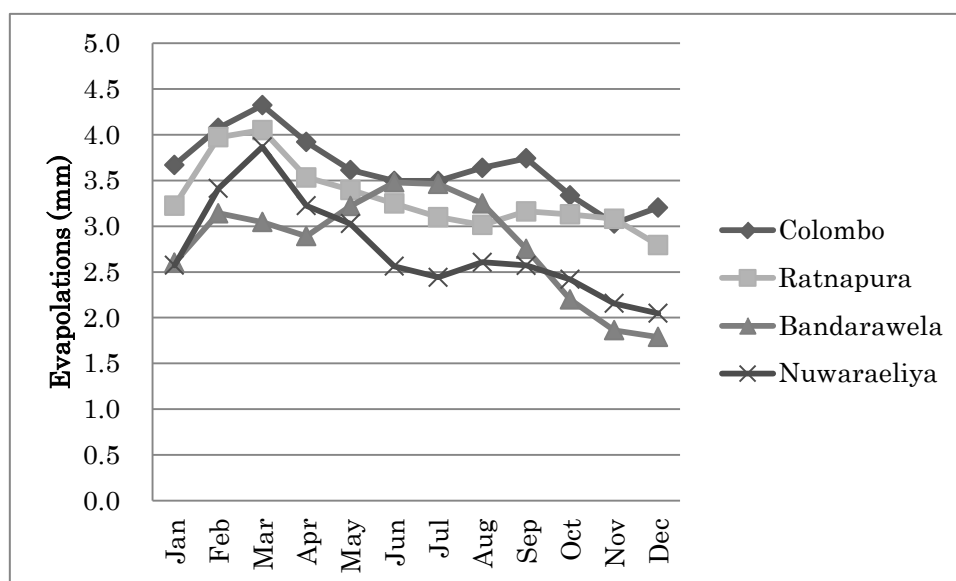
(出典 : Department of Meteorology & World Meteorological Organization)

Figure 9.3.3-2 Average Monthly Temperatures (1981-2010)

## (3) 蒸発量

蒸発量を観測する4ヶ所の Principal Meteorological Station で観測された、1981年から2010年までの月平均蒸発量を Figure 9.3.3-3 に示す。



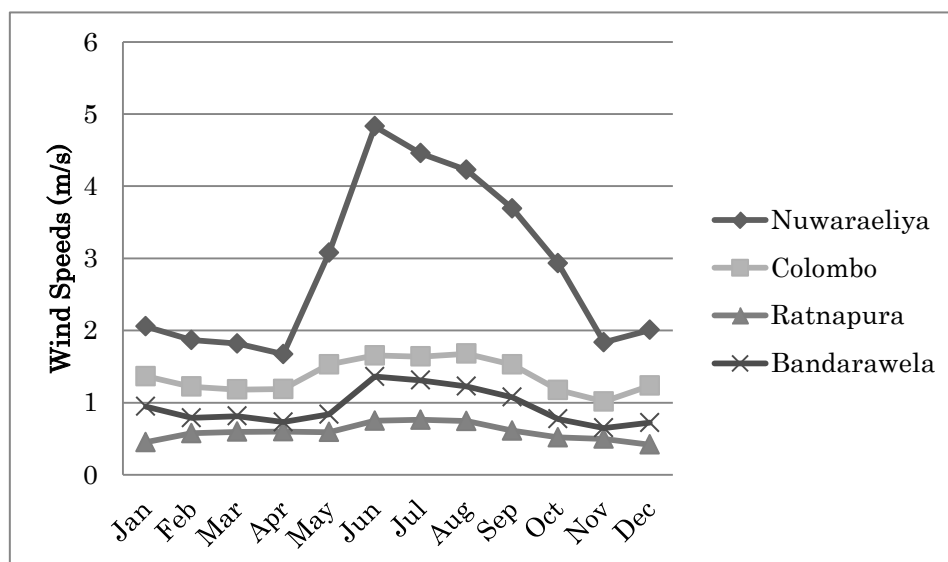


(出典 : Department of Meteorology)

Figure 9.3.3-3 Average Monthly Evapolutions (1981-2010)

#### (4) 風速

風速を観測する4ヶ所の Principal Meteorological Station で観測された、1981年から2010年までの月平均風速を Figure 9.3.3-4 に示す。



(出典 : Department of Meteorology)

Figure 9.3.3-4 Average Monthly Wind Speed (1981-2010)

### 9.3.4 洪水解析

本調査の計画地点はスリランカ国の広範囲に渡り、複数の河川流域に位置する。そこで入手した計画地点を平面的に包括する9ヶ所の測水所のデータを用いて洪水解析を行った。その結果、

各計画地点の近傍において最大の洪水比流量を与える測水所での結果を用いることとし、各計画地点の設計洪水流量は、次の3地点の測水所データを用いることとした。

Kiriketi1, Kiriketi2, Maussakelle1, Maussakelle2 地点	: Holombuwa Gauging station
Halgran1～Halgran4, Loggal 地点	: Taldena Gauging station
Maha1, Maha2, Maha3 地点	: Kithulgala Gauging station

### (1) 洪水解析の方法

本検討においては、確率洪水解析法を適用する。最適な確率分布モデルは Figure 9.3.4-1 示された手順に従い決定する。本手順は「中小河川計画の手引き(案)」より引用したものである。本手順によると、確率分布モデルの適合性と安定性が、それぞれ SLSC 値<sup>1</sup>とジャックナイフ推定誤差により評価され、最適な確率分布モデルが決定される。

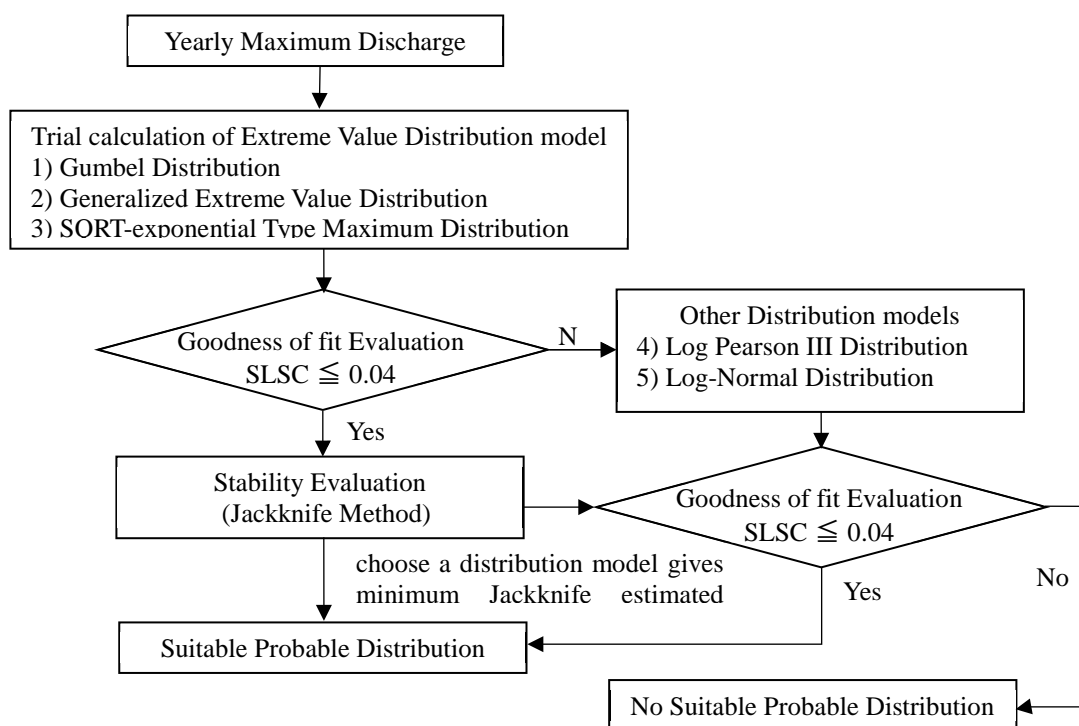


Figure 9.3.4-1 Probable Flood Analysis

### (2) 各測水所の年最大流入量

#### 1) Holombuwa Gauging Stationにおける年最大流入量

Holombuwa Gauging Station の 1985 年～2011 年の年最大流入量を Table 9.3.4-1 に整理する。Table 9.3.4-1 に示すとおり、27 年間における最大流入量は 1989 年 6 月 3 日に発生し、集水面積 155km<sup>2</sup> に対して 644m<sup>3</sup>/s であった。

<sup>1</sup> Standard Least-squares Criterion の略であり、あてはめた確率密度関数との適合性を評価する指標

Table 9.3.4-1 Yearly Maximum Inflow of Holombuwa Gauging Station

(unit: m<sup>3</sup>/s)

Rank	Date	Qmax	Rank	Date	Qmax
1	03-06-89	644.11	15	09-05-95	228.00
2	20-07-97	525.00	16	24-07-98	204.70
3	26-10-88	484.18	17	02-11-91	193.00
4	13-10-93	475.00	18	08-10-96	192.94
5	27-05-11	456.40	19	21-04-02	190.44
6	04-10-86	431.76	20	23-10-12	189.23
7	19-07-08	329.24	21	30-07-01	179.03
8	08-10-94	316.73	22	03-11-04	175.66
9	12-11-07	297.67	23	02-06-87	174.12
10	03-06-92	280.00	24	17-08-09	173.13
11	02-11-05	279.35	25	22-10-06	172.29
12	18-11-90	248.15	26	24-09-00	137.82
13	20-04-99	246.89	27	17-05-03	102.82
14	30-04-10	241.54	-	-	-

## 2) Taldena Gauging Stationにおける年最大流入量

Taldena Gauging Station の 1996 年～2012 年の年最大流入量を Table 9.3.4-2 に整理する。Table 9.3.4-2 に示すとおり、17 年間における最大流入量は 2007 年 3 月 13 日に発生し、集水面積 276km<sup>2</sup> に対して 730m<sup>3</sup>/s であった。

Table 9.3.4-2 Yearly Maximum Inflow of Taldena Gauging Station

(unit: m<sup>3</sup>/s)

Rank	Date	Qmax	Rank	Date	Qmax
1	13-03-07	730.22	10	16-12-05	73.33
2	02-02-11	585.17	11	29-01-01	56.81
3	29-02-00	309.23	12	14-01-06	49.96
4	25-11-12	309.23	13	05-02-96	42.18
5	12-12-10	295.96	14	03-03-99	32.08
6	09-03-98	258.38	15	19-12-03	32.08
7	20-12-07	258.38	16	07-12-02	26.31
8	29-11-09	198.85	17	11-01-04	21.26
9	28-11-97	78.72	-	-	-

## 3) Kithulgala Gauging Station

Kithulgala Gauging Station の 1985 年～2012 年の年最大流入量を Table 9.3.4-3 に整理する。合計 28 個のデータが入手可能であった。Table 9.3.4-3 に示すとおり、28 年間における最大流入量は 1989 年 5 月 30 日に発生し、集水面積 383km<sup>2</sup> に対して 2,157m<sup>3</sup>/s であった。

Table 9.3.4-3 Yearly Maximum Inflow of Kithulgala Gauging Station

(unit: m<sup>3</sup>/s)

Rank	Date	Qmax	Rank	Date	Qmax
1	30-05-89	2157.00	15	29-09-98	406.00
2	15-07-85	925.00	16	20-05-09	403.00
3	03-06-92	886.00	17	02-10-10	403.00
4	28-06-93	853.00	18	06-11-06	379.00
5	04-08-88	808.00	19	12-06-02	365.00
6	08-10-96	727.00	20	16-09-97	337.00
7	19-05-99	726.00	21	04-05-00	288.00
8	17-05-90	704.00	22	02-05-11	288.00
9	17-06-95	704.00	23	09-07-12	269.00
10	28-04-08	704.00	24	01-10-87	268.00
11	08-10-94	577.00	25	02-11-91	247.00
12	06-05-03	503.00	26	15-06-07	244.00
13	12-11-86	497.00	27	27-07-01	228.00
14	05-10-05	439.00	28	27-05-04	178.00

### (3) 計画地点の確率洪水

原則的に Figure 9.3.4-1 に示す手順に従い、それぞれの再来期間に対して確率洪水流量を計算する。計算は Figure 9.3.4-1 に示された 3 つの確率分布モデル ((1) Gumbel 分布 (Gumbel Distribution)、(2) 一般化極値分布 (Generalized Extreme Value Distribution)、(3) 平方根指数型最大値分布 (SQRT-exponential Type Maximum Distribution)) を用いて行うことを基本とするが、これら 3 つの確率密度関数を適用した場合、モデルの適用性 (Goodness of Fit Evaluation) を示す基準である SLSC 値  $\leq 0.04$  を満足できないことがあり、そのような場合には SLSC 値  $\leq 0.04$  を満足する別の確率密度関数を適用する。

#### 1) Kiriketi1, Kiriketi2, Maussakelle1, Maussakelle2 地点 : Holombuwa Gauging station

Holombuwa 測水所で計測された年最大流入量を用いて、Kiriketi1, Kiriketi2, Maussakelle1, Maussakelle2 地点の確率洪水量を求める。確率洪水量は 1) 指数正規 (Exp) 分布、2) 一般化極値 (Gev) 分布、および 3) 対数ピアソン III 型 (LogP3) 分布の確率分布モデルについて検討した。それぞれのモデルに対する SLSC 値も Table 9.3.4-4 に示している。これら 3 つの分布の SLSC 値は 0.04 以下であり、適合性の基準は満足している。そこで次の手順として、モデルの安定性がジャックナイフ推定誤差により評価される。Table 9.3.4-4 にはジャックナイフ推定誤差も示されており、1) Exp 分布のジャックナイフ推定誤差が最小である。従って、Exp 分布が最適な確率分布モデルとして選択される。1) 指数正規 (Exp) 分布によって計算された確率洪水量が計画に適用可能である。

次に各計画地点の上池・下池での洪水流量を算定する。各上池・下池地点の集水面積が測水所 (ここでは Holombuwa Gauging station) の集水面積より小さく、単純に集水面積比で換算した場合、洪水流量を過小に評価する恐れがあることを考慮して、以下のとおりクリーガ式による補正換算を行った。

$$Q_G = C \cdot A_G^{(A_G^{-0.05}-1)}$$

$$Q_R = C \cdot A_R^{(A_R^{-0.05}-1)}$$

$$\therefore Q_R = \frac{A_R^{(A_R^{-0.05}-1)}}{A_G^{(A_G^{-0.05}-1)}} \cdot Q_G$$

ここに、

- $Q_G$  : 測水所の洪水流量  
 $Q_R$  : 各計画地点上池・下池の洪水流量  
 $C$  : 地域係数  
 $A_G$  : 測水所の集水面積 (km<sup>2</sup>)  
 $A_R$  : 各計画地点上池・下池における集水面積 (km<sup>2</sup>)

上式を用いて、Table 9.3.4-4 の測水所における確率洪水流量より Table 9.3.4-5 に示す各計画地点の上池・下池における洪水量を求めた。

**Table 9.3.4-4 Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Holombuwa**

Return period (yrs)	Probable Flood			Jackknife Estimated Errors		
	Exp	Gev	LogP3	Exp	Gev	LogP3
2	235	243	245	20	26	25
3	295	294	299	28	36	33
5	370	359	365	40	46	42
10	472	452	458	57	57	56
20	574	555	559	75	70	73
30	633	622	622	85	79	86
50	708	714	706	98	96	107
80	777	807	790	110	120	132
100	810	855	832	116	134	147
150	870	946	911	126	166	176
200	912	1016	971	133	195	201
400	1014	1202	1125	151	284	274
500	1047	1268	1178	157	319	301
1,000	1148	1491	1355	175	456	403
2,000	1250	1749	1551	193	638	532
4,000	1352	2046	1770	210	877	692
SLSC	0.037	0.039	0.039	--	--	--

$$Q_G = C \cdot A_G^{(A_G^{-0.05}-1)}$$

$$Q_R = C \cdot A_R^{(A_R^{-0.05}-1)}$$

$$\therefore Q_R = \frac{A_R^{(A_R^{-0.05}-1)}}{A_G^{(A_G^{-0.05}-1)}} \cdot Q_G$$

ここに、

- $Q_G$  : 測水所の洪水流量  
 $Q_R$  : 各計画地点上池・下池の洪水流量  
 $C$  : 地域係数  
 $A_G$  : 測水所の集水面積 (km<sup>2</sup>)  
 $A_R$  : 各計画地点上池・下池における集水面積 (km<sup>2</sup>)

上式を用いて、Table 9.3.4-4 の測水所における確率洪水流量より Table 9.3.4-5 に示す各計画地点の上池・下池における洪水量を求めた。

**Table 9.3.4-4 Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Holombuwa**

Return period (yrs)	Probable Flood			Jackknife Estimated Errors		
	Exp	Gev	LogP3	Exp	Gev	LogP3
2	235	243	245	20	26	25
3	295	294	299	28	36	33
5	370	359	365	40	46	42
10	472	452	458	57	57	56
20	574	555	559	75	70	73
30	633	622	622	85	79	86
50	708	714	706	98	96	107
80	777	807	790	110	120	132
100	810	855	832	116	134	147
150	870	946	911	126	166	176
200	912	1016	971	133	195	201
400	1014	1202	1125	151	284	274
500	1047	1268	1178	157	319	301
1,000	1148	1491	1355	175	456	403
2,000	1250	1749	1551	193	638	532
4,000	1352	2046	1770	210	877	692
SLSC	0.037	0.039	0.039	--	--	--

Table 9.3.4-5 Probable Flood at the sites

Site	Maussakelle1		Maussakelle2		Kiriketi1		Kiriketi2	
	UD	LD	UD	LD	UD	LD	UD	LD
Upper / Lower Dam	UD	LD	UD	LD	UD	LD	UD	LD
CA (Sq. m)	2	20	2	10	1	5	1	14
<b>Return Period (yrs)</b>								
2	9	62	9	36	5	21	5	47
3	11	77	11	46	6	26	6	59
5	14	97	14	57	7	32	7	74
10	18	124	18	73	9	41	9	95
20	22	150	22	89	11	50	11	115
30	25	166	25	98	13	55	13	127
50	27	185	27	109	14	62	14	142
80	30	203	30	120	15	68	15	156
100	31	212	31	125	16	71	16	162
150	34	228	34	134	17	76	17	175
200	35	239	35	141	18	80	18	183
400	39	265	39	157	20	89	20	203
500	41	274	41	162	21	92	21	210
1000	45	301	45	177	23	101	23	230
2000	48	327	48	193	25	110	25	251
4000	52	354	52	209	27	119	27	271

## 2) Halgran1, Halgran2, Halgran3, Halgran4, Loggal地点 : Taldena Gauging station

Taldena 測水所で計測された年最大流入量を用いて、Halgran1, Halgran2, Halgran3, Halgran4, Loggal 地点の確率洪水量を求める。確率洪水量は 1) 指数正規 (Exp) 分布、2) 3 母数クォンタイル対数正規 (LN3Q) 分布、および 3) 4 母数対数正規 (LN4PM) 分布について検討した。Table 9.3.4-6 に示しているとおおり、それぞれのモデルに対する SLSC 値は 0.04 以上であり、適合性は基準を満たさない。(Figure 9.3.4-1 に示された 3 つの確率分布モデル ((1) Gumbel 分布 (Gumbel Distribution)、(2) 一般極値分布 (Generalized Extreme Value Distribution)、(3) 平方根指数型最大値分布 (SQRT-exponential Type Maximum Distribution) を適用した場合の SLSC 値は、上記 3 つのそれよりも更に大きい。) そこで最も SLSC 値の小さい Exp 分布より求めた値を参考値として示す。

次に、各計画地点の上池・下池での洪水流量を求める。各上池・下池地点の集水面積が測水所 (ここでは Taldena 測水所) の集水面積より小さく、単純に集水面積比で換算した場合、洪水流量を過小に評価する恐れがあることを考慮して、1)と同様にクリーガ式による補正換算を行った。Table 9.3.4-6 の測水所における確率洪水流量より補正換算した各計画地点の上池・下池における洪水量を Table 9.3.4-7 に示す。

Table 9.3.4-6 Probable Flood in Taldena

Return period (yrs)	Probable Flood		
	Exp	LN3Q	LN4PM
2	131	96	108
3	219	165	182
5	330	286	296
10	481	526	480
20	632	878	685
30	720	1150	807
50	831	1574	956
80	934	2059	1086
100	982	2326	1144
150	1071	2879	1243
200	1133	3330	1308
400	1284	4645	1445
500	1333	5146	1484
1,000	1483	6986	1589
2,000	1634	9327	1672
4,000	1785	12274	1739
SLSC	0.042	0.049	0.049

Table 9.3.4-7 Probable Flood at the sites

Site	Halgran 1		Halgran 2		Halgran 3		Halgran 4		Logal	
	UD	LD	UD	LD	UD	LD	UD	LD	UD	LD
Upper / Lower Dam										
CA (Sq. m)	32	70	20	70	2	16	2	16	5	5
<b>Return Period</b>										
2	35	58	25	58	4	21	4	21	8	8
3	58	98	41	98	6	35	6	35	14	14
5	87	147	62	147	9	53	9	53	21	21
10	127	214	91	214	13	77	13	77	30	30
20	167	282	120	282	18	101	18	101	40	40
30	191	321	136	321	20	116	20	116	46	46
50	220	370	157	370	23	133	23	133	53	53
80	247	416	177	416	26	150	26	150	59	59
100	260	438	186	438	28	158	28	158	62	62
150	283	477	203	477	30	172	30	172	68	68
200	300	505	214	505	32	182	32	182	72	72
400	340	572	243	572	36	206	36	206	81	81
500	353	594	252	594	37	214	37	214	84	84
1000	393	661	281	661	42	238	42	238	94	94
2000	433	728	309	728	46	262	46	262	104	104
4000	472	796	338	796	50	286	50	286	113	113

## 3) Maha1, Maha2, Maha3地点 : Kithulgala Gauging station

Kithulgala 測水所で計測された年最大流入量を用いて、Maha1, Maha2, Maha3 地点の確率洪水量を求める。確率洪水量は 1) 一般化極値 (Gev) 分布、2) 対数ピアソンⅢ型 (LogP3) 分布、3) 母数クォンタイル対数正規 (LN3Q) 分布の確率分布モデルについて検討した。それ



ぞれのモデルに対する SLSC 値も Table 9.3.4-8 に示している。3つの分布のうち、LogP3 分布と LN3Q 分布の SLSC 値は 0.04 以下であり、適合性の観点から受入られる。そこで次の手順として、モデルの安定性がジャックナイフ推定誤差により評価される。Table 9.3.4-8 にはジャックナイフ推定誤差も示されており、1)LN3Q 分布のジャックナイフ推定誤差が最小である。従って、LN3Q 分布が最適な確率分布モデルとして選択される。LN3Q 分布によって計算された確率洪水量が計画に適用可能である。

次に、各計画地点の上池・下池での洪水流量を求める。各上池・下池地点の集水面積が測水所（ここでは Kithulgala 測水所）の集水面積より小さく、単純に集水面積比で換算した場合、洪水流量を過小に評価する恐れがあることを考慮して、1)と同様にクリーガ式による補正換算を行った。Table 9.3.4-8 の測水所における確率洪水流量より補正換算した各計画地点の上池・下池における洪水流量を Table 9.3.4-9 に示す。

**Table 9.3.4-8 Probable Flood and Jackknife Estimated Errors in Kithulgala**

Return period (yrs)	Probable Flood			Jackknife Estimated Errors		
	Gev	LogP3	LN3Q	Gev	LogP3	LN3Q
2	452	442	437	58	53	50
3	575	566	566	73	69	64
5	733	732	740	101	101	104
10	969	988	1007	176	185	210
20	1242	1291	1313	306	325	373
30	1424	1494	1514	411	438	496
50	1679	1783	1790	578	616	681
80	1944	2086	2069	769	822	885
100	2081	2243	2211	875	936	993
150	2351	2553	2484	1094	1172	1210
200	2560	2793	2690	1272	1364	1382
400	3130	3453	3231	1793	1929	1857
500	3336	3692	3420	1991	2146	2030
1,000	4055	4528	4054	2723	2945	2638
2,000	4912	5528	4765	3661	3976	3360
4,000	5935	6722	5559	4859	5296	4211
SLSC	0.045	0.039	0.037	--	--	--

Table 9.3.4-9 Probable Flood at the sites

Site	Maha 1		Maha 2		Maha 3	
	UD	LD	UD	LD	UD	LD
Upper / Lower Dam						
CA (Sq. m)	10	35	5	35	5	35
<b>Return Period</b>						
2	41	103	23	103	23	103
3	53	134	30	134	30	134
5	69	175	39	175	39	175
10	95	238	54	238	54	238
20	123	311	70	311	70	311
30	142	358	81	358	81	358
50	168	423	95	423	95	423
80	194	489	110	489	110	489
100	208	523	118	523	118	523
150	233	588	132	588	132	588
200	253	636	143	636	143	636
400	303	764	172	764	172	764
500	321	809	182	809	182	809
1000	381	959	216	959	216	959
2000	447	1127	254	1127	254	1127
4000	522	1315	296	1315	296	1315

#### (4) 課題と提言

今回、例えば Maha3 地点の洪水流量算定のために参照する測水所として Kithulgala を適用した。Maha3 地点から平面的距離が比較的近い Kithulgala、Nawalapitiya ならびに Holombuwa 測水所の洪水比流量曲線を Figure 9.3.4-2 に示す。曲線は各測水所で最も適合性の高い洪水量と再現期間を推定した確率密度曲線を示している。また、実観測値は、プロットングポジション公式（カナンプロット）<sup>2</sup>により図上にプロットした。スリランカでは、ダム計画地点の設計洪水流量は再来周期 1/1000 で与えることが多く、本検討では安全側となるように Kithulgala 測水所での観測値を Maha3 地点の設計洪水量には適用した。設計洪水量は限られた観測値より統計的手法を用いて求めるため推定誤差は大きく、ダム設計や建設費の算定に与える影響は大きく。次の FS 段階では、より詳細に上池ダム、下池ダムの設計洪水流量を見積もる必要がある。

<sup>2</sup>プロットングポジション公式とは、観測値の個数  $N$ ・順位  $i$  と再現期間  $T_i$  との関係を経験的に数式化したもの。 $N$  個の観測値がある時、大きい方から  $i$  番目のデータの再現期間  $T(i)$  を次のように与える； $T(i)=(N+1-2a)/(i-a)$  このうちカナン(Cunnane)プロットは  $a=0.4$  とおいたもので、多くの分布系によく適合すると言われる。

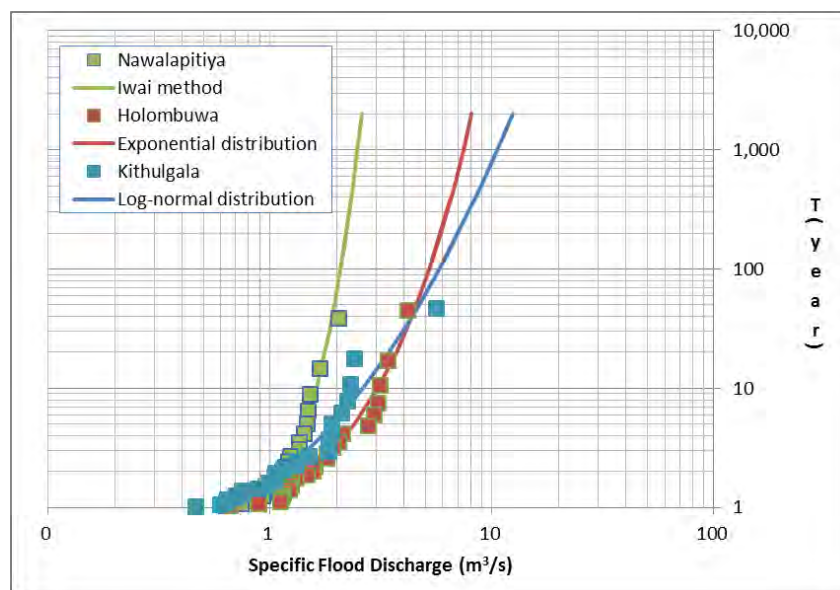


Figure 9.3.4-2 Specific Flood Discharge Curve

雨量データを用い詳細に水文解析する際に参考となるサイト近傍の雨量観測所を次に示す。

Kiriketi1, Kiriketi2 地点	: Belihl Oya (N6.75, E80.78)
Maussakelle1, Maussakelle2 地点	: Gauravilla Estate (N6.78, E80.60)
Halgran1, Halgran2, Halgran3, Halgran4 地点	: Liddes Dale (N7.02, E80.85)
Maha1, Maha2, Maha3 地点	: Aranayake Mini Hydro (N7.13, E80.47)
Loggal 地点	: Galoola Estate (N7.07, E81.15)

また、Halgran3 地点、Maha3 地点、Logal 地点と雨量観測位置の関係を Figure 9.3.4-3～Figure 9.3.4-5 へ示す。図中の黄印は計画地点近傍の雨量観測所である。



Figure 9.3.4-3 Rain gauging stations near Halgran sites



Figure 9.3.4-4 Rain gauging stations near Maha sites



Figure 9.3.4-5 Rain gauging stations near Loggal sites

### 9.3.5 堆砂

スリランカ国灌漑省の管理する測水所の浮遊砂濃度データは少ない。その理由は測水所で浮遊砂濃度データを取得していない、或いは計測装置の故障等により計測できない地点が多いと言われる。本検討の対象とするサイト近隣の測水所でも浮遊砂濃度は取得していない。従って、本検討では、既往の水力発電開発の設計値ならびに研究成果をレビューした。その上で比堆砂量の既往設計値等を引用し、計画地点の堆砂量を推定した。

#### (1) 流入土砂量の実績・設計事例

以下に、スリランカ国の年流入土砂量の実績・設計事例を示す。スリランカ国での至近の水力開発地点である Upper Kotmale、Kukule 発電所ではそれぞれ  $180$ 、 $250\text{m}^3/\text{km}^2/\text{year}$  を計画流入土砂量としている。また、その他プロジェクトの計画流入土砂量の設計値は Table 9.3.5-1 に示す通り  $180\sim 350\text{m}^3/\text{km}^2/\text{year}$  である。

Table 9.3.5-1 Specific Sediment Yield for Design

Location	River Basin	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Sediment Yield m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> /year	Note
Peradeiya	Mahaweli	1167	320	Measured
Kotomale	Kotomale	565	194	Design
Upper Kotmale	Kotomale	311	180	Design
Matiyadola	Kelani	606	238	Measured
Kukule	Karu	312	250	F/S Design
Moragolla	Mahaweli	243	265	F/S Design
Samanalawewa	Walawe	337	238 - 243	Measured
Broadlands	Kelani	139	350	F/S Design

## (2) 実測値からの推定

1988年に実施された「Master Plan for the Electricity supply of Sri Lanka」(February 1988)では、前項 Peradeniya 地点の実測値を基に、以下に示す換算式を算定した。

$$S = \left( \frac{Pm^2}{P} \right)^b \cdot (H50 \cdot G)^c \cdot \frac{1}{a} \leq 500 \text{ m}^3 / \text{km}^2 / \text{Year}$$

ここに、

- S : 年流入土砂量 (m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year)  
Pm : 最降雨月の平均降雨量 (mm)  
P : 年平均降雨量 (mm/yr)  
H50 : 流域の平均標高 (m)  
G : スロープインデックス  
a = 317, b = 2.65, c = 0.46

以上より、大きく仮定した場合の年流入土砂量は上限の 500m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year となる。

Item	Mark	Estimation
Mean rainfall in wettest month (mm)	Pm	460
Mean annual rainfall (mm)	P	3,750
Mean elevation of catchment area (m)	H50	500
Slope index	G	0.035
Sediment yield (m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> )	S	500

## (3) 計画流入土砂量の決定

以下に検討結果をまとめる。比堆砂量の推定値は約 200~500m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year の範囲にある。一般に、比堆砂量は実績値を基に決定されており、経験式はその範囲を確認する目的で利用されている。本検討に於いてもこれに準じることとして、比堆砂量として既往設計値として最も大きい Broadlands の値 350 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year を採用した。

項目	値 (m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> /year)	備考
既往の実測・設計事例	180,250	Upper Kotmale & Kukule
実測値からの推定	500	500m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> /year を上限とする。
推奨値	350	

#### (4) 課題と提言

スリランカ国の測水所では、浮遊砂濃度は計測されていない箇所が多いとされる。そのため、本検討では既往の実績等より比堆砂量を決定し、計画地点のダムにおける計画堆砂量を求めた。本検討の対象は、揚水発電計画であり、一般に上池ダム、下池ダムの流域面積は限定的であり、計画堆砂量の影響は小さい地点も多い。しかしながら、流域面積が一定以上の規模になる場合には、計画堆砂量も無視できない規模となることがある。次検討段階においては、地点の特性を鑑み必要に応じて河川の浮遊砂濃度を観測し、計画堆砂量算定に反映させることが望ましい。



## 9.4 揚水発電計画

### 9.4.1 揚水発電計画概要

本調査で適用した揚水発電計画の立案フローを Figure 9.4.1-1 に示す。各候補地点における揚水発電計画は次の手順により立案した。

- (1) JICA 事前調査によって立案された計画地点について、最適な上池ダム軸、下池ダム軸、水路および発電所を縮尺 1:50,000 および 1:10,000 の地形図上で確認する。また、10 箇所の計画地点の他、揚水発電計画に適した地形（上池および下池の容量が確保でき両者間の落差が 400m~500m 以上得られる）を 1:50,000 および 1:10,000 縮尺の地形図上で探した。
- (2) 上池および下池の流域面積は、主に 1:50,000 縮尺の地形図をスキャナで画像データに変換し、CAD ソフト上で求積した。
- (3) 貯水池の容量と貯水池水位の関係は、1:10,000 縮尺の地形図上において、貯水池のコンター10m 毎に表面積を求積し求めた。
- (4) 上池および下池の堆砂容量  $V_s$  は、対象期間を 100 年間、比堆砂量を  $350\text{m}^3/\text{km}^2/\text{年}$  とし、河床から水平に堆砂するものとして容積を見積もり、対応する標高を堆砂位とした。
- (5) 取水口の敷高を堆砂位の 1m 上に設定し、低水位（LWL）は、導水路内径の 2 倍以上を確保してその上部に設定した。
- (6) LWL より上部に有効容量  $V_e$  を確保できるように満水位（HWL）を設定した。なお、貯水池周辺斜面の安定性を考慮して、最大利用水深（ $\text{HWL}-\text{LWL}$ ）は原則 30m 以下とした。
- (7) 上池および下池間に得られる総落差  $H_g$  および有効落差  $H_e$  は、以下によって設定した。

$$\text{総落差 } (H_g) = H_{\text{rated}}(\text{UD}) - H_{\text{rated}}(\text{LD})$$

$$\text{有効落差 } (H_e) = H_g - H_{\text{loss}}$$

ここに、

$$H_{\text{rated}} = \text{HWL}(\text{UD}) - 1/3 \times \{\text{HWL}(\text{UD}) - \text{LWL}(\text{UD})\}$$

$$H_{\text{loss}} = H_g \times 5\%$$

- (8) 発電使用水量  $Q_g$  は以下のとおり設定した。

$$Q_g = V_e / (6 \text{ hours}^3 \times 3,600\text{s})$$

- (9) 発電出力は以下のとおり設定した。0.85 はポンプ・水車および電動発電機の総合効率である。

$$P = 9.8 \times Q_g \times H_e \times 0.85 \quad (\text{kW})$$

<sup>3</sup> ここでは 11 地点を比較検討するためにピーク継続時間は一律 6 時間として揚水発電計画を立案する。ピーク継続時間の最適化は 11 章にて別途行う。

- (10) 出力が 600MW (600,000kW)、ピーク継続時間が 6 時間を満足するまで、(6)~(9)の手順を繰り返した。

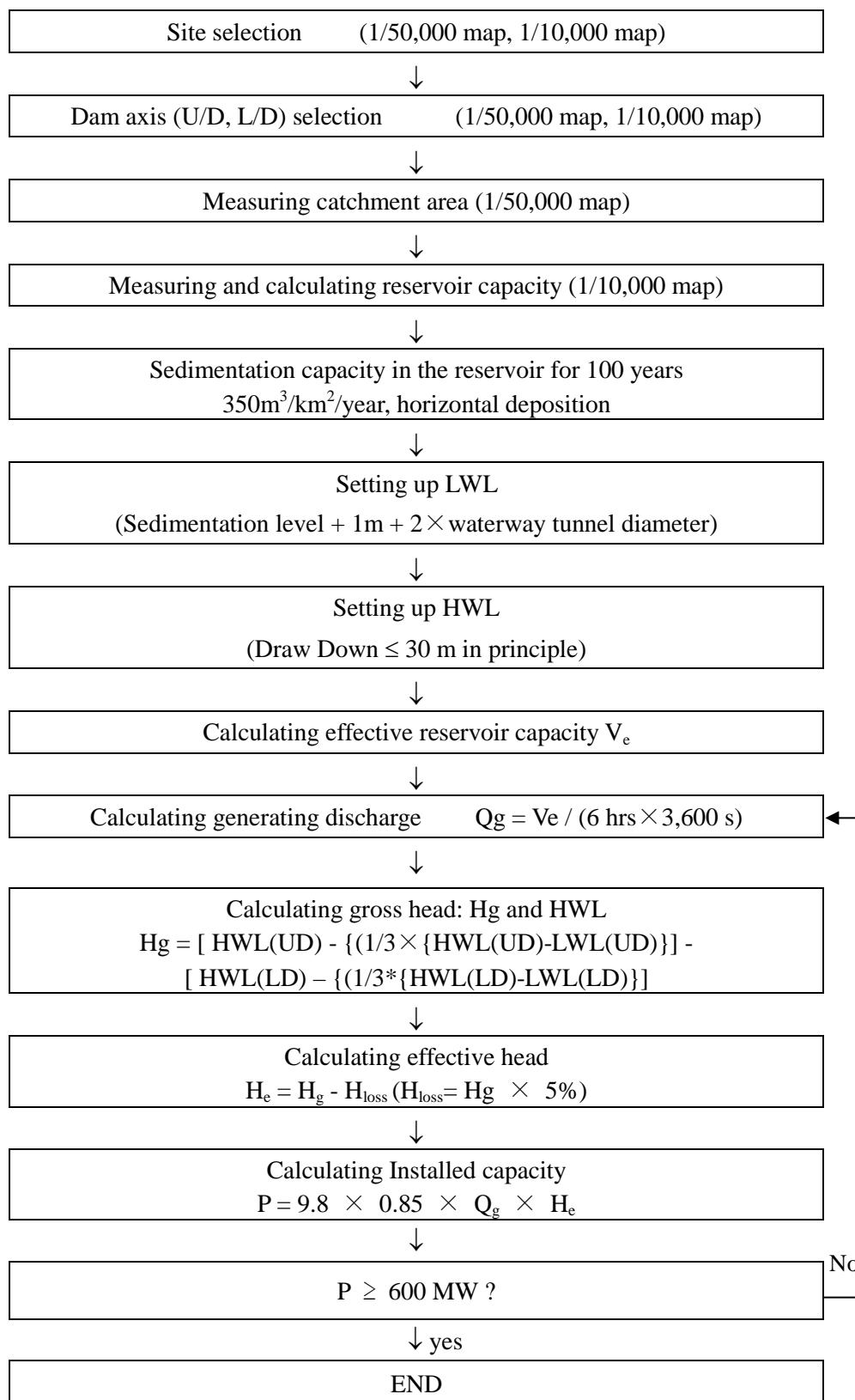


Figure 9.4.1-1 揚水発電計画立案フロー



JICA 事前調査における候補 10 地点の中には、総落差 700m 以上、かつ総落差に対して相対的に短距離の水路で上池と下池を連結できる、揚水発電計画としては地形条件的に良好な候補地点が複数含まれていた。しかし、一方においては、開発目標時期である 2025 年時点におけるスリランカ国全体の系統規模に対して、系統安定性の面から制約される単機出力の大きさ、落差とポンプ - 水車の製作限界の関係、等を踏まえ JICA 事前調査による計画を見直す必要があった。

その結果、本調査における揚水発電計画の条件として、ピーク出力 600MW、ピーク継続時間 6 時間を基本条件とした。従って、単機出力と主機台数は 200MW・3 台案をベースケースとし、代替案として 150MW・4 台案も併せて検討した。なお、JICA 事前調査における条件は、ピーク出力 500MW (250MW・2 台案)、ピーク継続時間 6 時間であった。

以下に、計画条件の前提とした単機出力、ポンプ水車の製作限界に関する検討を記す。

## 9.4.2 単機出力の検討

### (1) 系統に与える影響

以下に記述するとおり、単機出力は発電運転時の脱落に伴う系統周波数低下に対する影響と揚水運転時の脱落に伴う系統周波数の上昇に対する影響の 2 方向から検討する。

#### 1) 発電運転時の電源脱落による系統周波数低下

スリランカの系統においては、電源脱落による系統周波数の低下が発生した場合、5.1.1 節 (5) Table5.1.1-4 に示したような Load Shedding Scheme に基づき、周波数低下度に応じた需要の遮断が行われる。本検討では、発電運転中のユニットが脱落によりステージ I である 48.75Hz を下回り需要の遮断が行われないう、単機出力を検討するものとする。

#### 2) 揚水運転時の入力遮断による系統周波数上昇

揚水時、入力遮断が起きた場合、系統周波数が上昇し、他の運転中の発電機トリップが懸念される。スリランカ国内の 3 か所の火力発電所では 51.5Hz に周波数が上昇し、3 秒継続すると警報発生させることとなっている。本検討では、揚水入力遮断が生じてても系統周波数が 51.1Hz 以上に上昇しないよう、単機出力を検討する。

### (2) 検討条件

#### 1) 系統の周波数特性

スリランカ国電力系統の周波数特性は、CEB より受領した、電源脱落記録に基づき、最小二乗法を用いて、終日の系統定数  $K$  を 4.92%MW/Hz と算出した。尚、不確かな情報については排除した。

また、系統周波数特性は下式で求められる。

$$K(\%MW/Hz) = \frac{dp/p}{df}$$

ここに、 $dp$ : 電源脱落量(MW),  $p$ :電源脱落時の総需要(MW),  $df$ : 周波数変動量(Hz)

上式において、単機出力を  $dp$  として、それが脱落した時の周波数変動を計算する。

## 2) 周波数変動時需要規模

本検討では揚水発電所の導入目標は 2025 年であり、単機出力の検討は 2025 年以降を対象として行う。LTGEP 2012-2026 より、その最大需要は 4,717MW、年間の電力需要は 21,737GWh であった。

当該国の揚水発電所の発電側運転は、需要の大きい夜間ピーク時間帯に行われる事が想定されるので、電源脱落時の周波数変動は夜間ピーク時間帯における最低需要時間帯を対象として、周波数変動を算出する事とする。

この時間帯の最低需要は、過去の実績等より、年間の平均電力にほぼ等しいものと想定される。この場合、LTGEP より、2025 年の年間の年平均需要は 2,480MW となる。

一方、揚水運転は一般的にオフピーク時に行われる事から、1 日の最低需要より、周波数変動を算出する事とする。最低需要は過去の実績より、最大需要の約 44% であったことから、2,075MW と想定し、揚水脱落時の周波数変動を計算する事とする。

## (3) 発電運転遮断の検討

(2)の検討条件より、周波数特性は電源脱落事故の実績より 4.92%MW/Hz とし、需要は 2,480MW とする。また、Load Shedding (需要遮断) が行われるのは、系統周波数が 50.00Hz から 48.75Hz に低下した時であり周波数変動量は 1.25Hz である。よって、電源脱落許容量は下式より算出される。

$$\Delta P = 4.92/100 \times 1.25 \times 2,480 = 152.5MW$$

同様に 2026 年以降の最大需要予測値と周波数特性 (4.92%MW/Hz に固定) より、許容電源脱落量は Table 9.4.2-1 に示すとおり計算した。単機出力が 150MW は 2025 年以降、200MW は 2031 年以降で、Load Shedding Scheme のステージ I を対象とした電源脱落許容量を下回る計算結果が得られた。なお、仮に 2025 年から 2031 年までの間に、200MW の単機出力を持つ発電機が脱落した場合、2025~2026 年までは Table 5.1.1-4 に示す Load Shedding Scheme ステージ II、以降 2030 年まではステージ I に相当する周波数変動が生じることと推定される。

Table 9.4.2-1 電源脱落許容量の年推移

	Year									
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Energy(GWh)	21,737	22,813	23,932	25,101	26,318	27,581	28,899	30,258	31,670	33,131
Demand(MW)	4,717	4,948	5,187	5,369	5,625	5,893	6,171	6,461	6,671	6,978
Acceptable Outage Capacity (MW)	<u>152.5</u>	160.2	168.0	176.2	184.8	193.6	<u>202.9</u>	212.4	222.3	232.6

(出典：調査団による検討)

#### (4) 揚水入力遮断の検討

(2) の検討条件より、周波数特性は 4.92%MW/Hz、需要は 2,075MW とすると、揚水入力遮断による周波数上昇より、50.00Hz から 51.5Hz に上昇した場合の周波数変動量は 1.50Hz であることから、その際の揚水入力遮断許容量は下式より算出される。

$$\Delta P = 4.92/100 \times 1.50 \times 2,075 = 153.1\text{MW}$$

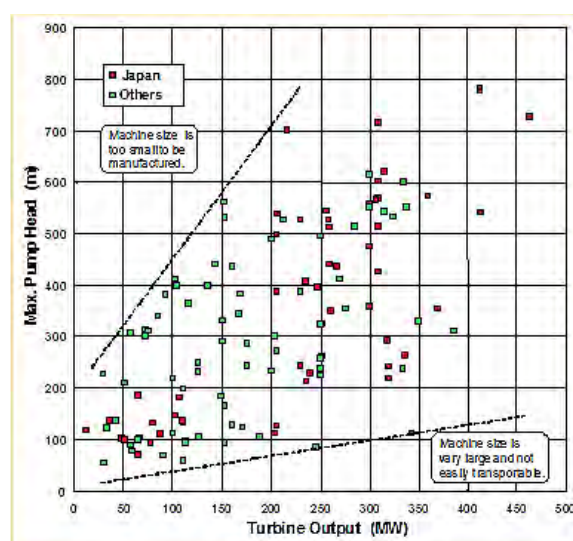
従って、揚水脱落時の周波数上昇に伴う火力発電所の警報を回避するためには単機出力は 150MW 以下にする必要がある。しかしながら、石炭火力にガバナフリーを導入すること、揚水発電所に可変速器を導入すること、等により、揚水脱落時の周波数上昇の影響はある程度抑制することが出来る可能性がある。

なお、ここでは系統への影響について、候補 11 地点について概略検討したものであり、有力候補 3 地点に関しては、系統解析を行い系統影響について別途検討する。(第 10 章)

#### 9.4.3 ポンプ水車製作限界

Table 9.1.1-1 に示すとおり、11 候補地点の中には基準落差が 600m を超過する地点が数地点含まれている。Figure 9.4.3-1 には、既往のポンプ水車の製作実績を縦軸に落差 (m)、横軸にはポンプ水車出力 (MW) をとり、プロットしたものを示す。グラフ上には上下 2 本の破線が示されているが、上の破線はポンプ水車出力に対して落差が大きく、ポンプ水車のサイズが小さくなることからの製作限界、逆に、下の破線はポンプ水車出力に対して落差が小さいため、ポンプ水車サイズが大きくなることからの製作限界を示すものである。本図より、実績上ではポンプ水車出力 200MW では、おおよそ落差 700m を超えるとポンプ水車の製作限界実績を超過する可能性があることが分かる。同様にポンプ水車出力 150MW では、約 570m 程度が製作限界実績となる。

以下に、各候補地点の条件下における製作限界について検討した。その概要および結果を示す。大容量揚水では現在ポンプ水車式フランシス型が大部分であり、検討の対象も同型とした。



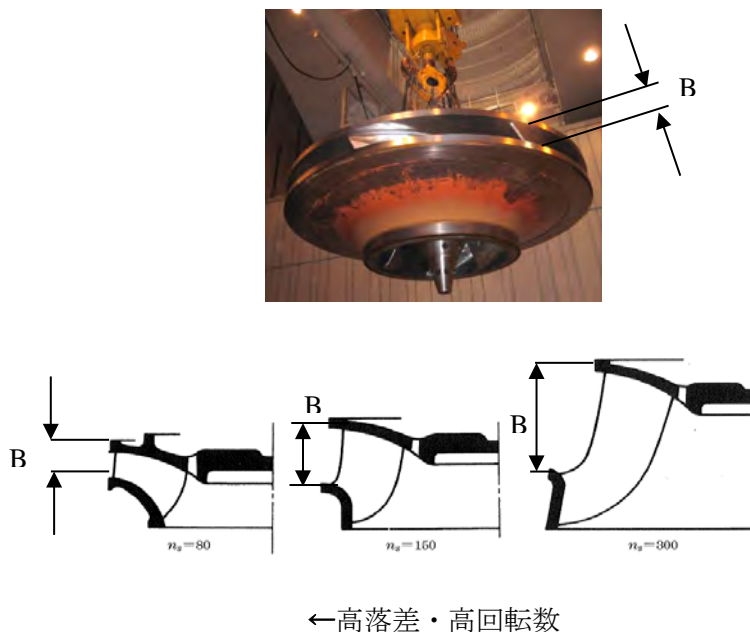
(出典：調査団)

Figure 9.4.3-1 ポンプ水車製作実績

## (1) ランナー製作限界

主な水車部品であるランナーの形状は、落差が高く高回転になるに従いランナー入口高 (B) が低くなり相対的にランナー径が大きくなる。

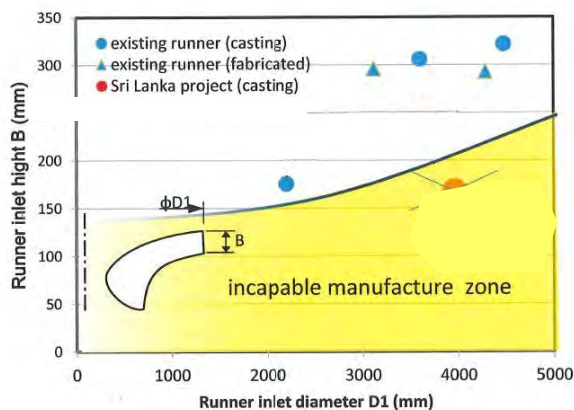
Figure 9.4.3-2 に形状の変化を示す。



(出典：ハイドロタービン)

Figure 9.4.3-2 フランス水車ランナーの形状

ランナーの製作は、鋳物から機械加工して仕上げる方法と、ランナーベーン等を溶接して加工する方法があるが、いずれも人間の手による仕上げや寸法検査が必要であり、構造的に入口部分の高さが極端に小さくなりランナー径が大きくなる場合は物理的に製作が困難になる。製作限界とランナー入口高さ、ランナー径の関係について、実績に基づく製作限界の範囲を Figure 9.4.3-3 に示す。本図の製作不可能ゾーン (incapable manufacture zone) に該当しないかを確認する。



(出典：日立三菱資料)

Figure 9.4.3-3 高落差ポンプ水車ランナーの製作限界

## (2) 比速度 ( $n_s$ ) の限界

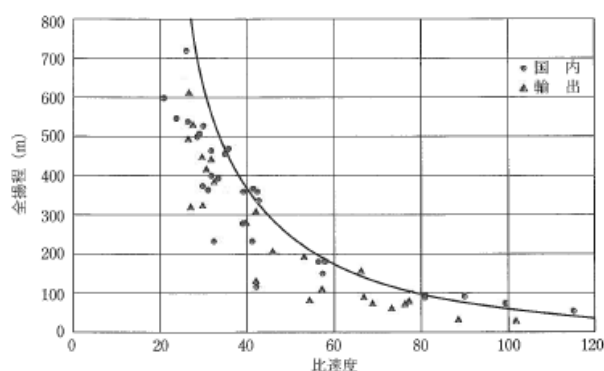
ランナーの形状は、落差が高く高回転になるに従いランナー径が長くランナー入口高さが低くなるとともに比速度  $N_s$  ( $m\text{-}m^3/s$ ) が小さくなる。比速度  $N_s$  を小さく取りすぎると効率の低下が顕著となるため、実績上実用的なポンプ水車比速度は  $25 m\text{-}m^3/s$  以上と考えられることから、各地点のポンプ比速度が 25 以上であることを確認する。

JEC4001 に記載されている計算式は次式による。

$$N_s = 12500 / (H+100) + 10 \text{ (m}\cdot\text{m}^3/\text{s)}$$

H:全揚程

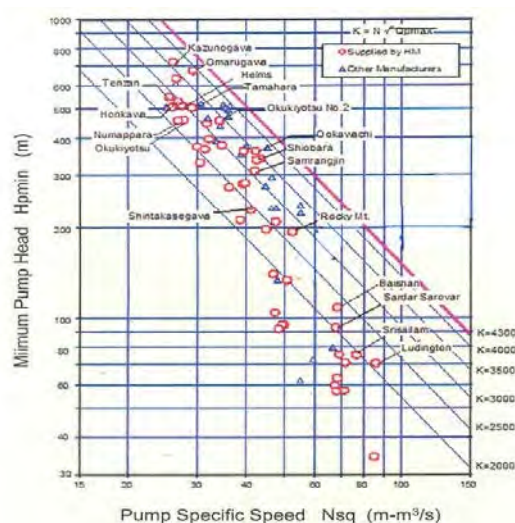
電気学会規格 (JEC) による比速度実績の分布を Figure 9.4.3-4 に示す。



(出典：JEC4001-2006)

Figure 9.4.3-4 ポンプ水車比速度  $N_s$  実績

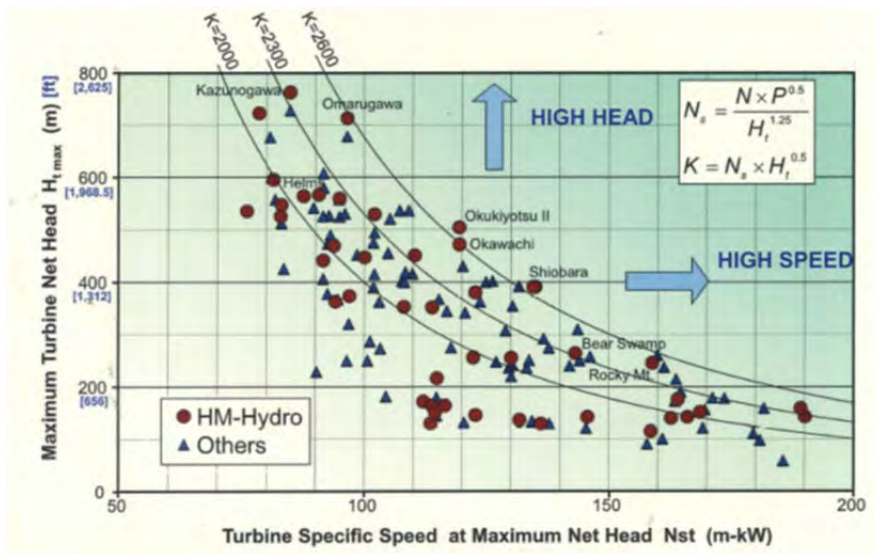
また、回転数(N)と揚水量 ( $Q_p$ ) の実績値から定数 ( $K$ )= $N \times Q_p^{0.5}$  を求めると、Figure 9.4.3-5 に示すように  $K$  値が 4,300 を下回る範囲に分布していることが判る。よって、 $K$  値が 4,300 以下になることを確認する。



(出典：日立三菱資料)

Figure 9.4.3-5 ポンプ比速度・落差の実績相関図 ( $K < 4,300$ )

また、Figure 9.4.3-6 に示すとおり発電方向では出力比速度が、概ね 80~85 (m-kW)以上となるように設計される。よって、出力比速度が 80 以上であることを確認する。



(出典：日立三菱資料)

Figure 9.4.3-6 出力比速度曲線

上記、(1)ランナー製作限界および(2)比速度の限界をそれぞれの候補地点の条件で計算して整理したものを Table 9.4.3-1 および Table 9.4.3-2 に示す。

Table 9.4.3-1 ポンプ水車製作限界検討結果 (200MW×3units)

Candidate site	unit	Kirikete 1	Kirikete 2	Maussa -kelle A	Maussa -kelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Maximum Gross Pumping Head	m	741	811	500	514	637	750	734	532	514	490	626
Effective Head	m	664	731	450	463	576	677	657	465	464	434	561
Discharge	m <sup>3</sup> /s	108	98	159	155	125	106	109	154	154	165	128
Installed Capacity (total)	MW	594	594	606	609	609	594	591	612	606	612	606
Turbine unit Out-put	kW	202,000	202,000	206,000	207,000	207,000	202,000	201,000	208,000	206,000	208,000	206,000
Rotation Speed	min-1	600	600	500	500	600	600	600	500	500	500	600
Manufacturing Limiation (200 MW*3units)												
(1) Dimension of Runner												
Inlet Dia (D1)	mm	3570	3720	3,610	3640	3350	3600	3560	3620	3640	3530	3310
Inlet Height (B1)	mm	199	174	323	312	247	193	203	310	308	339	254
Evaluation		(OK)	NG	OK	OK	OK	NG	(OK)	OK	OK	OK	OK
(2) Specific Speed												
Pump Specific Speed >25	m-m <sup>3</sup> /s	27.5	24.4	37.3	36.0	32.9	26.9	27.9	35.8	35.8	39.0	34.0
Kq <4300		3,600	3,429	3,640	3,594	3,873	3,567	3,617	3,582	3,582	3,708	3,919
Power Specific Speed	m-kW	80.0	70.9	109.5	105.9	96.7	78.1	80.9	105.6	105.4	115.1	99.7
Evaluation		OK	NG	OK	OK	OK	NG	OK	OK	OK	OK	OK

(出典：調査団作成)



Table 9.4.3-2 ポンプ水車製作限界検討結果 (150MW×4units)

Candidate site	unit	Kirikete 1	Kirikete 2	Maussa -kelle A	Maussa -kelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Maximum Gross Pumping Head	m	741	811	500	514	637	750	734	532	514	490	626
Effective Head	m	664	731	450	463	576	677	657	465	464	434	561
Discharge	m <sup>3</sup> /s	108	98	159	155	125	106	109	154	154	165	128
Installed Capacity (total)	MW	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Turbine unit Out-put	kW	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000	150,000
Rotation Speed	min-1	600	600	600	600	600	600	600	500	600	500	600
Manufacturing Limiation (150 MW*4units)												
(1) Dimension of Runner												
Inlet Dia (D1)	mm	3610	3760	3,050	3080	3380	3640	3580	3680	3080	3570	3370
Inlet Height (B1)	mm	155	133	273	262	192	151	157	246	262	270	200
Evaluation		NG	NG	OK	OK	NG	NG	NG	OK	OK	OK	OK
(2) Specific Speed												
Pump Specific Speed >25	m-m <sup>3</sup> /s	24.9	23.7	30.8	30.4	27.0	24.7	25.0	29.8	30.4	31.2	27.2
Kq <4300		3,118	2,970	3,783	3,735	3,354	3,089	3,132	3,102	3,723	3,211	3,394
Power Specific Speed	m-kW	68.9	61.1	112.1	108.2	82.4	67.3	69.9	89.7	107.9	97.8	85.1
Evaluation		NG	NG	OK	OK	OK	NG	OK	OK	OK	OK	OK

(出典：調査団作成)

JICA 事前調査における候補地点は、設備出力を 500MW とし、単機出力 250MW を 2 台設置する条件で検討されていた。しかしながら、上述のとおり、許容される単機出力の大きさは将来の需要規模や負荷パターンに大きく影響されるものの、系統安定の観点からは 2025 年断面で 150MW、2031 年で 200MW という検討結果を得た。従って、本調査では、単機出力 200MW (ベースケース) および 150MW (代替ケース) として JICA 事前調査における候補地点をレビューすることとした。

その結果、200MW×3 台案では Kiriketi 2 地点と Halgran 2 地点がポンプ水車の製作限界基準に抵触していることが分かった。また、150MW×4 台案では、加えて Kiriketi1 地点と Halgran3 地点がポンプ水車の製作限界基準に抵触することが分かった。また、単機出力 200MW の場合、Kiriketi 2 と Halgran 3 では、ランナー入口高さとランナー径の関係は、Figure 9.4.3-3 に示す製作限界の境界付近に位置しており、以降の検討に当たっては慎重に行う必要がある。

#### 9.4.4 概算工事費の算定方法

各候補地点の概算工事費は、「水力開発ガイドマニュアル (第 1 分冊 一般水力・揚水式水力発電) 2011 年 JICA」の第 6 章の算定方法によった。また、土木工事費の工事費単価については、基本的にスリランカ国内の実績単価 (Umaoya Hydropower Project、Upper Kotmale Hydropower Project) の工事費単価を CEB より入手して単価水準を推定して決定した。また、電気工事費については、実績に基づき主要機器ごとに積み上げて見積もった。

Table 9.4.4-1 に適用した土木工事費単価を示す。なお、Upper Kotmale Hydropower Project の工事費単価は、日本円 (JPY) の部分とスリランカルピー (LKR) 部分があり、2006 年ベースのものであった。よって、米ドル (USD) 2013 年ベースに換算する必要があった。適用した為替レートは、1JPY=0.01010US\$, 1 LKR=0.00755US\$とし、物価スライドは、各国の GDP の伸率比を (日

本 0.92、スリランカ 1.88) を考慮した。

**Table 9.4.4-1 土木工事費単価**

Item	Unit	Price	Remarks
Excavation			
Common	US\$/m <sup>3</sup>	15	for Open excavation
Rock	US\$/m <sup>3</sup>	25	for Open excavation
Tunnel	US\$/m <sup>3</sup>	80	for Horizontal Tunnel
Penstock	US\$/m <sup>3</sup>	220	for Inclined Tunnel, Surge Shaft
Underground	US\$/m <sup>3</sup>	115	for Powerhouse Cavern
Embankment			
Rock	US\$/m <sup>3</sup>	18	For fill type dams
Core	US\$/m <sup>3</sup>	23	
Concrete			
Mass	US\$/m <sup>3</sup>	150	for RCC Dam
Open	US\$/m <sup>3</sup>	220	for Structure (Intake, Outlet, etc)
Lining	US\$/m <sup>3</sup>	220	for Tunnel
Lining	US\$/m <sup>3</sup>	275	for Surge tank
Filling Concrete	US\$/m <sup>3</sup>	100	for Aournd Steel Liner
Powerhouse	US\$/m <sup>3</sup>	220	for Sub-structure in Powerhouse
Reinforcing Bar	US\$/ton	1,550	
Hydro-Mechanical			
Gate	US\$/ton	3,825	
Penstock	US\$/ton	5,500	
Trashrack	US\$/ton	2,200	

(出典：調査団)

また、工事費は RCC コンクリートダム形式とフィルタイプダム形式の両方で計算して、経済的な方を選択し、工事費に取り込むことにしたが、スリランカ国内実績には、参考にした Umaoya Hydropower Project、Upper Kotmale Hydropower Project も含み近年フィルタイプの実績がないため、隣国であるインドの実績から推定し適用した。その際、スリランカ国内とインド国内の他の工種の費単価を比較すると、スリランカ国内の実績単価が常に高めであったので、他工種の工事費単価のインド国内実績とスリランカ国内の実績の比で、インド国内のフィルダム工事費単価を割り増しして適用した。



## 9.5 候補地点の評価

### 9.5.1 Kiriketi 1

#### (1) 計画概要

本地点は、Kiriketi 川右岸の台地に上池、Kiriketi 川に下池を設置し、その間に得られる基準落差 664.67m、最大使用水量 108.37m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。上池の地形的な条件により貯水容量が限定されるため、等価ピーク継続時間は 3.8 時間となる。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。総落差は約 700m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に抵触することが懸念されたが、計画地点近傍には上池および下池に適した地形は、JICA 事前調査による計画地点以外にはなく、レビュー内容は計画の精査にとどまった。なお、精査の結果、総落差は 700m と変化しなかった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=3.6$  である。

#### (2) 地形・地質

本地域の地質は、Highland Complex に属し、主に片麻岩が分布している。向斜褶曲軸の北翼に位置し全体に NW 側に傾斜している。

上池貯水池はチャノカイト片麻岩であり堅硬、透水性は全般に低いと推定される。貯水池内は緩斜面で、形状から表層沖積堆積物、表層風化は比較的薄いと想定、左右斜面共に地滑り性堆積物は見られない。保水性、斜面の安定性に問題はないと思われる。

上池ダム軸部は小尾根となり、表層風化部は薄いと推定される。

水路は、片麻岩中を通過するが、比較的短い水路長で、断層を 2 本通過する。断層部では地質不良が予想される。

地下発電所は断層部近傍に設置することになり、補強が必要となる可能性が高い。

下池は、チャノカイト片麻岩、一部に珪岩が分布している。また、Kiriketti 川沿いに NE-SW 系断層がある。本水系は本断層 (恐らく破碎帯) に伴う浸食によって下刻されたと考えられ、急峻な地形となっている。下池貯水池は、珪岩で亀裂が発達する可能性があるが、岩盤自体の保水性は保たれると考えられる。右岸は急峻な山腹斜面で表層風化は薄い。河床部の露頭 (NE60N) から右岸側は差し目であり安定するが、左岸はかなり緩い斜面 (30°) で、空中写真からも背後山体からの崩積土が観察される。層理面に沿い流れ盤をなしていると想定される。

下池ダムは、チャノカイト片麻岩、珪岩からなり、珪岩には亀裂が発達している可能性があるが全般に堅硬である。ただし、NE-SW 断層がダム軸部を通過している。河床の崩積・沖積層は薄く、表層風化は右岸では薄い、左岸ではやや厚い可能性がある。

## (3) 自然・社会環境

## 1) 上池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 1 上池の自然環境の概要を Table 9.5.1-1 にまとめた。

Table 9.5.1-1 Kiriketi 1上池の自然環境

Name of site Characteristics	Kiriketi 1 Upper dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤・中間地帯に属し、3月から5月、10月から12月に雨量が多い。年平均雨量は2,200-2,400 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	National Building Research Organization (NBRO) の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がない地形として指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuary 内に、Horton Plains National Park の近傍に位置する。 重要鳥類生息地 (IBA : Peak Wilderness Sanctuary) 内に位置する。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 6 種、EN : 16 種、VU : 6 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 1 種、EN : 13 種、VU : 20 種
Habitats	山地雲霧林に覆われ、動植物の多様性・豊富度高い。 ダム直下流の生態系も山地雲霧林で動植物の多様性・豊富度高い。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 1 上池の社会環境の概要を Table 9.5.1-2 にまとめた。

Table 9.5.1-2 Kieiketi 1上池の社会環境

Name of site Characteristics	Kiriketi 1 Upper dam/reservoir
Location	Kumburutheniwela(GN), Imbulpe Division, Rathnapura District
Demographic status of the GND	人口:1,059 人、320 世帯、平均家族数: 3.31 人、主要産業: 農業、月額収入 Rs.1,500-2,500 レンジの世帯が最も多い。
Accessibility to the proposed site	Horton Plains National Park 入り口まではアクセス可能であるが、入口から上池候補地点までは歩道も道路はない。
Extent of resettlement	なし
Extent of land acquisition	森林: 11.7ha
Land use pattern of the area	森林
River utilization especially in downstream areas	上池候補地点には居住者はないため河川利用はないが、Kiriketi Oya 下流では灌漑用水に利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and	なし

Name of site Characteristics	Kiriketi 1 Upper dam/reservoir
archeological heritages	
Tourism site	Peak Wilderness Sanctuary 内、Horton Plains National Park の近傍に位置する。両者はユネスコ世界自然遺産「Central Highlands of Sri Lanka」として登録されている。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 1 下池の自然環境の概要を Table 9.5.1-3 にまとめた。

Table 9.5.1-3 Kiriketi 1 下池の自然環境

Name of site Characteristics	Kiriketi 1 Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤・中間地帯に属し、3月から5月、10月から12月に雨量が多い。それ以外の期間は雨量が少ない。年平均雨量は2,200 – 2,400 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がない地形に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuary 内に、Horton Plains National Park の近傍に位置する。 重要鳥類生息地 (IBA : Peak Wilderness Sanctuary) 内に位置する。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 5 種、EN : 10 種、VU : 6 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 0 種、VU : 1 種
Habitats	茶畑が優先し、その他としては Panata 草原、岩が露出した場所、劣化した河畔植生などがあり、動植物の多様性・豊富度が低い。 ダム直下流の生態系も茶畑優先の農地で動植物の多様性・豊富度が低い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 1 下池の社会環境の概要を Table 9.5.1-4 にまとめた。

Table 9.5.1-4 Kiriketi 1下池の社会環境

Characteristics	Name of site	Kiriketi 1 Lower dam/reservoir
Location		Yakdehiwela(GN), Imbulpe Division, Rathnapura District
Demographic status of the GND		人口:1,141 人、342 世帯、平均家族数：3.34 人、主要産業：農業、GND の月額平均収入データなし。Nonpareil Estate 労働者の月額収入は Rs.5,000-7,500。
Accessibility to the proposed site		Nonperil Estate (紅茶園)の私有道路よりアクセス可能である。下池候補地点まで約 8km あるが、道が狭く、勾配がきついため、拡張は難しい。
Extent of resettlement		紅茶園で働く労働者のための Line house を含め 13 軒
Extent of land acquisition		茶畑 8.4ha、合計 8.4ha
Land use pattern of the area		茶畑
River utilization especially in downstream areas		紅茶園で働く労働者の沐浴、飲料用として利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages		なし
Tourism site		Peak Wilderness Sanctuary 内に位置する。観光活動は主要な活動ではないが、バックパッカー用の宿泊施設が Nonpareil Estate によって管理されている。
Existence of indigenous people		なし
Existence of poverty people		なし

## 3) Kiriketi 1 の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Kiriketi 1 上池の自然環境の評価を Table 9.5.1-5 にまとめた。

環境調査(1)は短期間にすべての候補地（上下池）を調査し、自然・社会調査とも詳細な調査は行っていない。調査内容の精度が低いから、スコーピング表の小項目での評価ではなく、「Impacts on fauna and flora」「Impacts on local communities」「Impacts on industries」「Impacts on cultural heritage」の大きな項目で評価を実施した。また、評価カテゴリーを以下のように 3 つに分けて、評価した。

- A: 問題がない、または限定的。
- B: 問題がある可能性がある。
- C: 明らかに重大な問題がある。

Table 9.5.1-5 Kiriketi 1上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「C」 保護区（Peak Wilderness Sanctuary）内にあること、動植物の絶滅危惧種が多数生息していること、動植物の多様性・豊富度が高いことから、明らかに重大な影響があると考えられ、評価を「C」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Kiriketi 1 上池の社会環境の評価を Table 9.5.1-6 にまとめた。

**Table 9.5.1-6 Kiriketi 1上池の社会環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 保護区（Peak Wilderness Sanctuary）内にあり、居住者はいない。Kiriketi Oya 下流域で灌漑用水路があるが、影響は限定的あり、評価は「A」とした。
Impacts on industries	評価「A」 保護区に指定されているため地域産業活動はない。自然林 11.7ha が水没することになるが、林業や非木材森林資源の利用がないことから評価を「A」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Kiriketi 1 下池の自然環境の評価を Table 9.5.1-7 にまとめた。

**Table 9.5.1-7 Kiriketi 1下池の自然環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「C」 動植物の多様性・豊富度も低い。しかし、絶滅危惧種では動物で CR 種が 5 種、EN 種が 10 種記録されている。また、保護区（Peak Wilderness Sanctuary）内にあることから、評価を「C」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Kiriketi 1 下池の社会環境の評価を Table 9.5.1-8 にまとめた。

**Table 9.5.1-8 Kiriketi 1下池の社会環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 茶畑が広がり、Nonpereli Estate の労働者が住む 13 軒の移転が必要となることから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 茶畑が広がり、8.4ha の茶畑が水没するため、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

## c) 総合評価

以上、Kiriketi 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.1-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.1-9 Kiriketi 1群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	C	C	C
Impacts on local communities	A	B	B
Impacts on industries	A	B	B
Impacts on cultural heritage	C	C	C

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

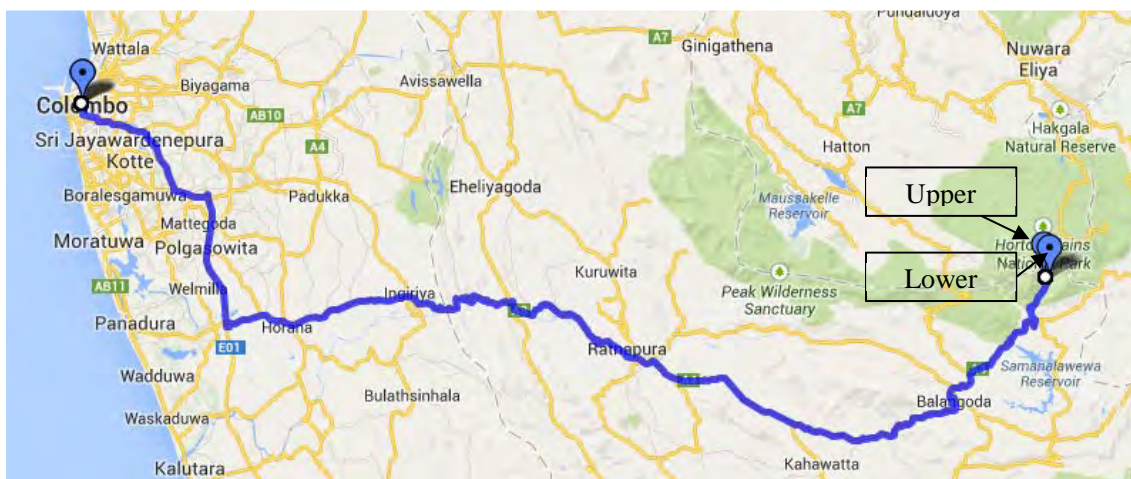
## (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 170km、ルートは幹線道路 A4 より Kiriketi 川右岸に沿った間道に入り 8km 程度の後、茶畑内の狭隘なつづら折りの未舗装道路を 1 時間以上走行し、ようやく上池の最上流部に到達する。上池最上流部からダム軸地点までは車両による進入は不可能である。工事用の資材や機器の運搬には、道路拡幅・改良が長距離にわたって必要となる。

また、サイトへのアクセスのうち下池ダムに関しては、コロンボからダム軸までの全道のりは約 160km、ルートは幹線道路 A4 より Kiriketi 川右岸に沿った間道に入り 8km 程度である。ダム軸地点まで車両でアクセス可能であるが、ダム軸の近傍は急峻な谷であり、道路面から河床までは約 50m 程度の高低差がある。

さらに、工事用地の確保に関しては、地形図 (1:10,000) 上から判断すると、上ダムエリア、下ダムエリア、水路ルート近傍は急峻な土地が多く、用地確保は困難、また、同じ理由より各構造物に連絡する工事用道路の設置も困難である。

ポンプ水車の製作限界は、単機容量 200MW 案は、ランナー大きさによる評価では可と不可の境界線に近いので注意が必要である。また、単機容量 150MW 案は、製作限界上適用できない。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.1-1 Kiriketi 1 地点へのアクセスルート

(5) 概算工事費

Table 9.5.1-10 に Keriketi 1 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。単機出力 150MW×4 台案はポンプ水車の適用範囲外である。

Table 9.5.1-10 Kiriketi 1地点の概算工事費

Item/Project	Kiriketi 1		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	5,458		
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	5,458		3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	8,187		3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	272,889		
4. Hydromechanical Works	71,328		
5. Electro-Mechanical Equipment	186,500		
6. Transmission Line			
Direct Cost	544,361		
7. Administration and Engineering Service	81,654		Direct Cost * 15%
8. Contingency	54,436		Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction			
Total Cost	680,451		
Power Output		600,000	
USD per kW		1,134	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

-Upper Dam			
Type		Rock Fill	
Height *Crest Length		35m * 1,280m	
Volume		2,300 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Lower Dam			
Type		Rock Fill	
Height * Crest Length		93m * 250m	
Volume (*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		2,300 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.8m * 1,070m * 1 line
		150MW/unit	N.A
-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	3.8m * 1,260m * 1 line
		150MW/unit	N.A
-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.3m * 500m * 1 line
		150MW/unit	N.A



## 9.5.2 Kiriketi 2

### (1) 計画概要

本地点は、Kiriketi 川右岸の台地に上池、Kiriketi 川に下池を設置し、その間に得られる基準落差 731.81m、最大使用水量 98.43m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。上池の地形的な条件により貯水容量が限定されるため、等価ピーク継続時間は 2.5 時間となる。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。総落差は約 770m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に明らかに抵触することが懸念されたが、計画地点近傍には上池および下池に適した地形は、JICA 事前調査による計画地点以外にはなく、レビュー内容は計画の精査に限定された。なお、精査の結果、総落差は 770m と変化しなかった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=1.7$  である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は、Highland Complex に属し、主に片麻岩が分布する。向斜褶曲軸の北翼に位置し、全体に NW 傾斜をなしている。(下ダムではダム右岸側傾斜)。全体に地質面、保水性で厳しく、適切な地点ではないと思われる。

上池貯水池は片麻岩からなる堅硬な山体で、山頂付近の NE 側に開けた谷間を貯水池として予定している。片麻岩で表層風化はほとんどない。上池ダムも堅硬な片麻岩で表層風化はほとんどない。しかし、ダム軸部の谷に沿って NE-SW 系の断層が想定されている(断層沿いの浸食谷といえる)。また、近傍や尾根で NE/20NW の片理が発達しており、断層を含めて NE/20NW の片理が発達している(この方向が支配的と思われる)。NE 方向に下刻する山麓部の急峻急傾斜の断層谷に沿ってダム上下流方向に片理面が発達・連続する構造は、止水上問題となる可能性が大きい。また、ダム軸右岸は、HWL1,725m に対して鞍部となり(EL1,750m)、厚みもなく、補強が必要。

水路は、(比較的水路長が短い中で)片麻岩中で断層を 1 本通過する。断層部では地質不良が予想される。

地下発電所は断層近傍に設置することになり、補強が必要となる可能性が高い。

下池は、片麻岩が分布しており堅硬だが、Kiriketti 川沿いに NE-SW 系断層が伸びている。本断層に伴う浸食により下刻されている。ただ断層面は高角度、横ずれ断層であり貯水池の保水性には大きくは影響しないと思われる。河床沿いに見られる層理 (NE/60-70NW) が Kiriketti 川の支配的な走向傾斜であり、左岸はほぼ全面流れ盤となり、地形的にも、また空中写真からも左岸に滑落崩壊跡が多いのに対して、右岸は安定している。既存地質図では左岸のこの流れ盤を断層面と考えている。しかし、空中写真では不安定化する斜面はみられない。

下池ダムは片麻岩からなり、両岸に露頭が露出し、堅硬で透水性も低い。ただ、Kiriketti 川沿い断層がダム軸を通過している。また掘削では左岸側の流れ盤に伴う滑りに留意しなければならない。

なお、本地点はわずか 500-600m の距離で南部に既往探査鉱区の設定がされている(Dukes Investments (pvt) Ltd, EL1 2011 777)。探査鉱区の設定のみでなんら活動はされていない可能性が高く、またかろうじて範囲の重複はない模様であるが、仮に本地点で調査進行するようなことがあれば調整が必要となるかもしれない(探査鉱区、開発鉱区の設定が近接するのは候補地点のうち Kiriketti 2 のみである)。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

##### a) 自然環境の概要

環境調査 (1) の結果を踏まえ、Kiriketti 2 上池の自然環境の概要を Table 9.5.2-1 にまとめた。

**Table 9.5.2-1 Kiriketti 2上池の自然環境**

Name of site Characteristics	Kiriketti 2 Upper dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤・中間地帯に属し、3月から5月、10月から12月に雨量が多い。年平均雨量は2,200-2,400 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がない地形が多く、右岸の一部が地滑りの起こる可能性が低い地形に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuary内に、Horton Plains National Parkの近傍に位置する。 重要鳥類生息地 (IBA: Peak Wilderness Sanctuary) 内に位置する。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR: 6種、EN: 13種、VU: 8種 Floraの絶滅危惧種 CR: 0種、EN: 0種、VU: 1種
Habitats	Cymbopogon属の種が優先するPatana草原で、その他として岩の露出した場所などがあり、動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流も草原で動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

##### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketti 2 上池の社会環境の概要を Table 9.5.2-2 にまとめた。

Table 9.5.2-2 Kieiketi 2上池の社会環境

Name of site Characteristics	Kiriketi 2 Upper dam/reservoir
Location	Belihuloya(GN), Imbulpe Division, Rathnapura District
Demographic status of the GND	人口:703人、211世帯、平均家族数:3.3人、主要産業:農業、月額収入Rs.15,000以上の世帯が最も多く(37%)、次にRs.1,500-2,500の世帯が多い(27%)。
Accessibility to the proposed site	Nonpareil Estate 私有道路よりアクセス可能である。上池候補地点まで約8kmあるが、道が狭く、勾配がきついため、拡幅は難しい。
Extent of resettlement	上池候補地点に居住者はないが、地点から500m離れた所に茶畑労働者のLine houseが数軒ある(移転の必要なし)。
Extent of land acquisition	低木地27.1ha、露頭7.3ha、合計34.4ha
Land use pattern of the area	低木地、露頭
River utilization especially in downstream areas	上池候補地点内での水利用はないが、下流域で自家消費用水として利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	Peak Wilderness Sanctuary内、Horton Plains National Parkの近傍に位置する。両者はユネスコ世界自然遺産「Central Highlands of Sri Lanka」として登録されている。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 2下池の自然環境の概要をTable 9.5.2-3にまとめた。

Table 9.5.2-3 Kiriketi 2下池の自然環境

Name of site Characteristics	Kiriketi 2 Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤・中間地帯に属し、3月から5月、10月から12月に雨量が多い。年平均雨量は2,200-2,400mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性が低い地形に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuary内に、Horton Plains National Parkの近傍に位置する。 重要鳥類生息地(IBA: Peak Wilderness Sanctuary)内に位置する。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR: 6種、EN: 15種、VU: 9種 Floraの絶滅危惧種 CR: 0種、EN: 1種、VU: 4種

Name of site	Kiriketi 2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Habitats	河畔林と、パッチ状の半常緑林が残り、特にこの半常緑林は中間地帯に生息する森林種の「レフュージ」になっている。動植物の多様性・豊富度は高い。 ダム直下流の生態系も同じような河畔林、半常緑林があり、動植物の多様性・豊富度高い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Kiriketi 2 下池の社会環境の概要を Table 9.5.2-4 にまとめた。

**Table 9.5.2-4 Kiriketi 2下池の社会環境**

Name of site	Kiriketi 2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Location	Muttetuagama(GN), Yakdehiwala (GN), Imbulpe Division, Rathnapura District
Demographic status of the GND	Muttetuagama(GN) 人口:1,586 人、447 世帯、平均家族数 : 3.55 人、主要産業 : 自営、企業、農業、労働者等。月額収入 Rs.5,000-10,000 レンジの世帯が最も多い。 Yakdehiwala (GN) 人口 : 1,141 人、342 世帯、平均家族数 : 3.34 人、主要産業農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	Nonpareil Estate 紅茶園の私有道路よりアクセス可能である。この私有道路末端からダムサイトまで新設道路を作る必要がある。
Extent of resettlement	なし
Extent of land acquisition	森林 34.1ha、低木地 54.0ha、合計 88.1ha
Land use pattern of the area	森林、低木地
River utilization especially in downstream areas	下池候補地点及び 3km 先下流での水利用はないが、さらに下流では沐浴に利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	Peak Wilderness Sanctuary 内に位置する。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

### 3) Kiriketi 2 の環境社会評価

#### a) 上池の評価

自然環境 : スコーピング表に従って、Kiriketi 2 上池の自然環境の評価を Table 9.5.2-5 にまとめた。

Table 9.5.2-5 Kiriketi 2上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「C」 動植物の多様性・豊富度も低い、絶滅危惧種では動物で CR 種が 6 種、EN 種が 13 種記録されている。また、保護区 (Peak Wilderness Sanctuary) 内にあることから、評価を「C」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Kiriketi 2 上池の社会環境の評価を Table 9.5.2-6 にまとめた。

Table 9.5.2-6 Kiriketi 2上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 候補地点は草地であり、居住者はいない。地域住民による河川の利用もないため、影響はないとして評価は「A」とした。
Impacts on industries	評価「A」 候補地点は草地であり、地域産業への影響はないため、評価は「A」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Kiriketi 2 下池の自然環境の評価を Table 9.5.2-7 にまとめた。

Table 9.5.2-7 Kiriketi 2下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「C」 保護区 (Peak Wilderness Sanctuary) 内にあること、また絶滅危惧種では動物で CR 種が 6 種、EN 種が 15 種、植物で EN 種が 1 種記録されていること、ダムの上下流とも動植物の多様性・豊富度高いことから、明らかに重大な影響があると考えられ、評価を「C」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Kiriketi 2 下池の社会環境の評価を Table 9.5.2-8 にまとめた。

Table 9.5.2-8 Kiriketi 2下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 急峻な谷となっており居住はない。河川は3 km 下流までは誰も利用していないが、さらに下流では自家消費用水として利用されている。影響は限定的と判断し、評価は「A」とした。
Impacts on industries	評価「A」 候補地点は急峻な谷となっており茶畑などの地域産業はないため、評価は「A」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

## c) 総合評価

以上、Kiriketi 2 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.2-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.2-9 Kiriketi 2群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	C	C	C
Impacts on local communities	A	A	A
Impacts on industries	A	A	A
Impacts on cultural heritage	C	C	C

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

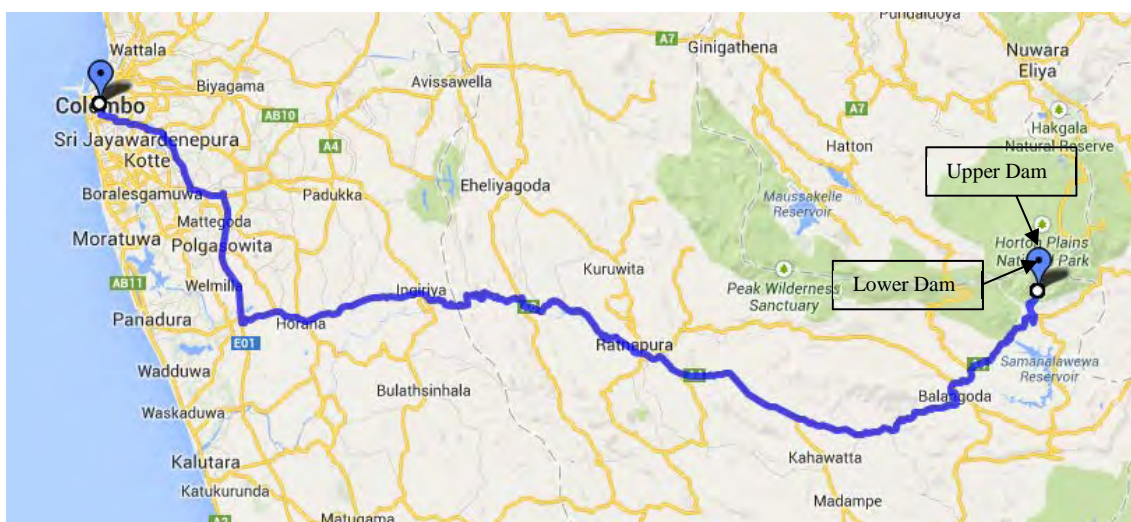
## (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 160km、ルートは、Kiriketi 1 上池の途中に存在する。(幹線道路 A4 より Kiriketi 川右岸に沿った間道に入り 8km 程度の後、茶畑内の狭隘なつづら折りの未舗装道路を 40 分程度走行し、ダム軸を展望できる地点に到達) ダム軸までの車両による進入は不可能である。Kiriketi 1 と同様に工事用道路として、道路拡幅・改良が長距離にわたり必要となる。

また、サイトへのアクセスのうち下池ダムについては、コロンボからの全道のりは 160km 程度で、Kiriketi 1 下池ダムの下流約 2km 地点に存在する。ダム軸地点まで車両によるアクセスは可能であるが、ダム軸の近傍は急峻な谷であり、道路面より河床までの高低差は約 70m 以上ある。

ダムの計画地点は、山腹の比較的勾配が急な傾斜地に計画されている。その直下には、茶畑、工場、事務所、労働者の住居などがあり、工事に当たっては、それらの大規模な防護をまず行う必要があること、右岸アバットメントの標高がダム計画天端よりも低く長いサドルダムの設置が必要である上全体的に急峻な斜面地での計画であり、施工も相当困難であること、等、施工性は極めて問題が多い。

ポンプ水車の製作限界は、単機容量 200MW 案で、ランナー大きさによる評価、比速度による評価の双方で不可。また、単機容量 150MW 案は、製作限界上適用できない。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.2-1 Kiriketi 2 地点へのアクセスルート

## (5) 概算工事費

Table 9.5.2-10 に Kiriketi 2 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能範囲外であり、以下は参考として示すものである。

Table 9.5.2-10 Kiriketi 2地点の概算工事費

Item/Project	Kiriketi 2		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	4,724		
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	4,724		3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	7,085		3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	236,180		
4. Hydromechanical Works	75,244		
5. Electro-Mechanical Equipment	184,800		
6. Transmission Line			
Direct Cost	508,033		
7. Administration and Engineering Service	76,205		Direct Cost * 15%
8. Contingency	50,803		Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction			
Total Cost	635,041		
Power Output	600,000		
USD per kW	1,058		

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	81m * 300m
Volume	2,600 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	Rock Fill
Height * Crest Length	72m * 240m
Volume (*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1,900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel Dia \*Length\*line 200MW/unit 4.6m \* 100m \* 1 line

150MW/unit N.A

-Penstock Tunnel Dia \*Length\*line 200MW/unit 3.6m \* 1,349m \* 1 line

150MW/unit N.A

-Tailrace Tunnel Dia \*Length\*line 200MW/unit 5.1m \* 180m \* 1 line

150MW/unit N.A



### 9.5.3 Maussakelle 1

#### (1) 計画概要

本地点は、既設 Maussakelle 貯水池背水付近南東方向に位置する台地上に上池を、Maussakelle 貯水池背水末端左岸側に下池を設置することにより得られる基準落差 450.30m、最大使用水量 159.96m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。総落差は約 470m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に抵触しないことが明らかであり、レビュー内容は計画の精査のみを行った。なお、精査の結果総落差は 474m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=6.5$  である。

#### (2) 地形・地質

本地域の地質は Highland Complex に属し、主に片麻岩が分布している。

上池はチャノカイト片麻岩が分布する。向斜褶曲軸の北翼に位置し、全体に SW 傾斜をなしている。上池貯水池はチャノカイト片麻岩、水路～下池にかけては黒雲母質片麻岩が分布している。共に片麻岩で堅硬だが、チャノカイト片麻岩は高い山体 (比高 500m) で、前面が屹立した崖斜面となっている。これは、チャノカイトの侵食抵抗が周囲(黒雲母片麻岩)より強くより堅硬なため、残丘として残っているものと思われる。透水性は全般に十分低いと推定される。貯水池内は (踏査していないが) 緩斜面で表層風化は薄く、不安定化斜面は無いと思われる。

上池ダムは片麻岩であり、堅硬。表層風化は薄いと推定される。地質的な問題は特に認められない。水路・地下発電所は、片麻岩であり、堅硬である。

下池は黒雲母質片麻岩が分布している。下池貯水池は黒雲母片麻岩で、黒雲母を含む部分では風化が進んでいる可能性があるが、岩盤自体の保水性は保たれると考えられる。大きな問題にはならないと思われる。

右岸はやや緩やかな斜面を形成するが不安定化する斜面ではないと思われる。左岸斜面は急峻な山腹斜面を形成。山腹に露頭多く、表層風化は薄い。不安定化する斜面は見受けられない。左岸上流約 1km の貯水池背水部左岸に比高差約 150m の断層崖が EW 方向に現れるが、仮に滑落しても水位面には及ばないと思われる。河床部には中径礫を主体とする河床堆積物があるが薄い。空中写真からは両岸共に地滑り地形なし。

下池ダムは片麻岩からなり堅硬。層理面は上流側に緩く傾斜しており (NW/20S)、基礎安定上は好ましい方向となる。地質的な問題は特に認められない。

## (3) 自然・社会環境

## 1) 上池

## a) 自然環境の概要

環境調査 (1) の結果を踏まえ、Maussakelle 1 上池の自然環境の概要を Table 9.5.3-1 にまとめた。

Table 9.5.3-1 Maussakelle 1上池の自然環境

Name of site Characteristics	Maussakelle 1 Upper dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、11月にピークがある。年平均雨量は2,900 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低-中程度）に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuary内に位置する。 重要鳥類生息地（IBA：Peak Wilderness Sanctuary）内に位置する。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 現地調査ができなかったためにデータなし。 Floraの絶滅危惧種 現地調査ができなかったためにデータなし。
Habitats	山地森林、山地草原、湿地帯などがあり、動植物の多様性・豊富度高い。 ダム直下流の生態系は茶畑も含まれるが、山地森林があり、動植物の多様性・豊富度高い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査 (1) の結果を踏まえ、Maussakelle 1 上池の社会環境の概要を Table 9.5.3-2 にまとめた。

Table 9.5.3-2 Maussakelle 1上池の社会環境

Name of site Characteristics	Maussakelle 1 Upper dam/reservoir
Location	Moca, Ambagamuwa Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	人口:5,221人、1,320世帯、平均家族数:3.96人、主要産業:紅茶園、その他の農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	Maskeliya から紅茶園 Gartmore Estate まで私有道路でアクセス可能であるが、ダム候補地点までは車で走行可能なアクセスはない。
Extent of resettlement	Peak Wilderness Sanctuary 保護区内であり、居住者なし。
Extent of land acquisition	自然林及び草地合計 37.34ha
Land use pattern of the area	自然林、草地

Name of site	Maussakelle 1 Upper dam/reservoir
Characteristics	
River utilization especially in downstream areas	紅茶園の労働者により洗濯、沐浴、畑への水やり、飲料用として河川を利用している。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	Peak Wilderness Sanctuary 内であり、ユネスコ世界自然遺産「Central Highlands of Sri Lanka」に登録されている。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査 (1) の結果を踏まえ、Maussakelle 1 下池の自然環境の概要を Table 9.5.3-3 にまとめた。

Table 9.5.3-3 Maussakelle 1 下池の自然環境

Name of site	Maussakelle 1 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、11月にピークがある。年平均雨量は2,900 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低～中程度）に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	貯水池予定地の右岸が Peak Wilderness Sanctuary 内に位置する。 一部が重要鳥類生息地 (IBA : Peak Wilderness Sanctuary) 内に位置する。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 15 種、EN : 23 種、VU : 16 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 2 種、EN : 26 種、VU : 28 種
Habitats	左岸は茶畑。右岸は山地森林の2次林、河畔林で、動植物の多様性・豊富度高い。 ダム直下流の生態系も、同様の生態系があり、動植物の多様性・豊富度高い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maussakelle 1 下池の社会環境の概要を Table 9.5.3-4 にまとめた。

Table 9.5.3-4 Maussakelle 1下池の社会環境

Name of site	Maussakelle 1 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Location	Murray(GN), Ambagamuwa Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	人口:4,198人、1,093世帯、平均家族数:3.84人、主要産業:紅茶園、自営、その他の農業等。月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	Maussakel Murray Estate 紅茶園の私有道路によりアクセス可能であるが、ダムサイトまでの約2kmは貧弱であり拡幅整備が必要である。
Extent of resettlement	なし
Extent of land acquisition	茶畑11.8ha、自然林17.3ha、河川3.4ha、合計32.5ha
Land use pattern of the area	茶畑、自然林
River utilization especially in downstream areas	洗濯、沐浴に利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	Peak Wilderness Sanctuary 内であり、ユネスコ世界自然遺産「Central Highlands of Sri Lanka」に登録されている。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

## 3) Maussakelle 1の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境: スコーピング表に従って、Maussakelle 1 上池の自然環境の評価を Table 9.5.3-5 にまとめた。

Table 9.5.3-5 Maussakelle 1上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	<p>評価「C」</p> <p>保護区 (Peak Wilderness Sanctuary) 内にあること、動植物の多様性・豊富度高いことが想定されることから、明らかに重大な影響があると考えられ、評価を「C」とした。</p> <p>絶滅危惧種については、現地調査ができなかったため記録がないが、多数生息すると予想される。</p>

社会環境について: スコーピング表に従って、Maussakelle 1 上池の社会環境の評価を Table 9.5.3-6 にまとめた。

Table 9.5.3-6 Maussakelle 1上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 保護区（Peak Wilderness Sanctuary）内にあり、居住者はいない。紅茶園の労働者が河川を利用しているが、影響は限定的であり、評価は「A」とした。
Impacts on industries	評価「A」 保護区に指定されているため地域産業活動はない。自然林や草地 37.34ha が水没することになるが、林業や非木材森林資源の利用がないことから評価を「A」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

## b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Maussakelle 1 下池の自然環境の評価を Table 9.5.3-7 にまとめた。

Table 9.5.3-7 Maussakelle 1下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「C」 一部ではあるが、貯水池予定地の右岸が保護区（Peak Wilderness Sanctuary）内にあること、動植物の絶滅危惧種が多数記録（動物で CR 種が 15 種、EN 種が 23 種、植物で CR 種が 2 種、EN 種が 26 種）されていること、動植物の多様性・豊富度高いことから、明らかに重大な影響があると考えられ、評価を「C」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Maussakelle 1 上池の社会環境の評価を Table 9.5.3-8 にまとめた。

Table 9.5.3-8 Maussakelle 1下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 紅茶園労働者の Line House が下池候補地点から 1km 離れたところにあるが、移転の必要なし。また、候補地点内に居住者なし。紅茶園の労働者が河川を洗濯や沐浴に利用しているが、影響は限定的で低いとして、評価は「A」とした。
Impacts on industries	評価「B」 茶畑 11.8ha が水没するため、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「C」 保護区内にあり、開発は法律上不可能であることから、評価を「C」とした。

## c) 総合評価

以上、Maussakelle 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.3-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.3-9 Maussakelle 1群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	C	C	C
Impacts on local communities	A	A	A
Impacts on industries	A	B	B
Impacts on cultural heritage	C	C	C

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

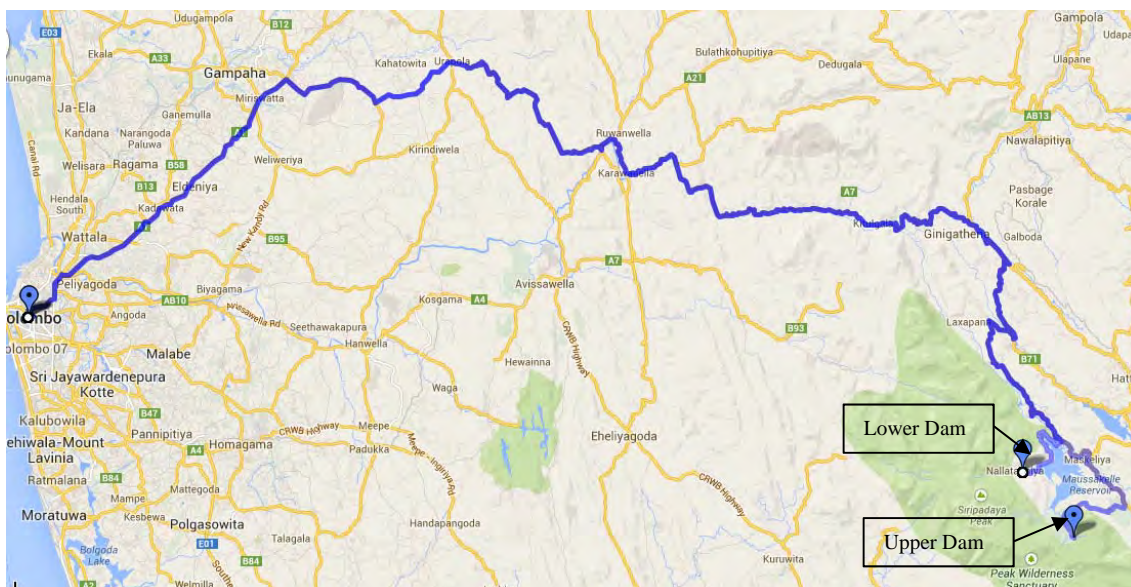
## (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 150km、ルートは幹線道路 A1、A7、B328、を経て間道に入り、約 9km 走行すると、上池を配置した台地の麓まで到達する。この台地の頂上、すなわち上池ダム地点までの車両によるアクセスは不可能である。

また、サイトへのアクセスのうち下池ダムについては、コロンボからの全道のりは約 145km 程度で、ルートは上池と同様である。ダム軸近傍まで車両によるアクセスは可能であり、ダム軸付近には、比較的緩やかな土地が多く、現道路面と河床との高低差も低いことから、河床へのアクセスも大きな問題はないものと思われる。

さらに、工事用地の確保および施工性に関しては、地形図 (1:10,000) 上から判断すると、特に上池ダムエリアに問題がある。前述のとおり、上池はふもととの高低差約 300m 程度の台地上に計画されている。台地の頂には、窪んだ形状をしており湿地とされており、築堤の際、排水し泥濁物を除去する必要がある、この作業には相当の費用と期間が必要と懸念される。

ポンプ水車の製作限界は、単機容量 200MW 案、単機容量 150MW 案は、ともに適用可能である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.3-1 Maussakelle A 地点へのアクセスルート

### (5) 概算工事費

Table 9.5.3-10 に Maussakelle A 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。

Table 9.5.3-10 Maussakelle A地点の概算工事費

Item/Project	Maussakelle A		Remarks
	200MW*3unit *10 <sup>3</sup> USD	150MW*4units *10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	5,094	5,237	
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	5,094	5,237	3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	7,641	7,855	3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	254,695	261,839	
4. Hydromechanical Works	54,393	53,357	
5. Electro-Mechanical Equipment	196,300	202,000	
6. Transmission Line			
Direct Cost	518,122	530,288	
7. Administration and Engineering Service	77,718	79,543	Direct Cost * 15%
8. Contingency	51,812	53,029	Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction		0	
Total Cost	647,653	662,860	
Power Output	600,000	600,000	
USD per kW	1,079	1,105	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

-Upper Dam			
Type		RCC	
Height *Crest Length		39m * 1,200m	
Volume		400 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Lower Dam			
Type		Rock Fill	
Height * Crest Length		55m * 170m	
Volume (*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		1,900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.9m * 300m * 1 line
		150MW/unit	4.2m * 300m * 2 line
-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.6m * 939m * 1 line
		150MW/unit	3.2m * 939m * 2 line
-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.4m * 2,050m * 1 line
		150MW/unit	4.6m * 2,050m * 2 line



## 9.5.4 Maussakelle 2

### (1) 計画概要

本地点は、既設 Maussakelle 貯水池背水付近南東方向に位置する台地上に上池を、Maussakelle 貯水池背水末端右岸側に下池を設置することにより得られる基準落差 463.60m、最大使用水量 155.37m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。なお、上池は Maussakelle A 地点と共通の計画である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。総落差は約 470m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に抵触しないことが明らかであり、レビュー内容は計画の精査のみを行った。なお、精査の結果総落差は 488m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=4.8$  である。

### (2) 地形・地質

上池は、9.5.3 (Maussakelle A) と同一である。

下池貯水池は黒雲母片麻岩であるが、上流からの崩積土が緩やかな広い平坦面を形成している。厚さは不詳だが最大 5m 程度と推測。基盤の片麻岩は、黒雲母を含む部分では風化が進んでいる可能性があるが、岩盤自体の保水性は保たれると考えられる。大きな問題にはならないと思われる。河床部には顕著な露頭は少ないが、砂礫層は薄い。

下池ダムは片麻岩であり堅硬。全体の層理は上流側に緩傾斜(EW/30S)し、基礎安定上は好ましい。左岸の風化は薄い、右岸はやせ尾根で全体に風化が進んでいる。比高も HWL との高低差がなくダム基礎岩盤としては期待できない。従い、右岸尾根には堤体を延長する必要があるが、尾根下流面は EW 方向に連続する長大な断層の断層崖となっており、破碎帯に一部重なる可能性が高い。地質的には問題が多い地点と考えられる。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

「9.5.3 Maussakelle 1」の上池と同様。

#### 2) 下池

##### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maussakelle 2 下池の自然環境の概要を Table 9.5.4-1 にまとめた。

Table 9.5.4-1 Maussakelle 2下池の自然環境

Name of site Characteristics	Maussakelle 2 Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、11月にピークがある。年平均雨量は2,900 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（中程度）に指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	Peak Wilderness Sanctuaryの近傍に位置する。 重要鳥類生息地（IBA：Peak Wilderness Sanctuary）の近傍に位置する。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR：11種、EN：16種、VU：7種 Floraの絶滅危惧種 CR：0種、EN：0種、VU：0種
Habitats	茶畑が優先する農地で、茶畑関係者の住宅地が散在し、動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流の生態系も、ほぼ同様に動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maussakelle 2下池の社会環境の概要をTable 9.5.4-2にまとめた。

Table 9.5.4-2 Maussakelle 2下池の社会環境

Name of site Characteristics	Maussakelle 2 Lower dam/reservoir
Location	Moca (GN), Ambaganuwa Division, Nuwara Lliya District
Demographic status of the GND	人口:5,221人、1,320世帯、平均家族数:3.96人、主要産業:紅茶園、その他の農業、月額収入データなし。Gartmore Estateの給与は月額Rp. 5,000-16,000。一般的な福利厚生はGartmore Estateにより与えられている。
Accessibility to the proposed site	MaskeliyaからGartmore Estate紅茶園までは車で走行可能なアクセスあり。
Extent of resettlement	64軒（紅茶園のLine House、小学校、紅茶工場、倉庫、育児所を含む）
Extent of land acquisition	茶畑21.6ha、河川3.0ha、合計24.6ha
Land use pattern of the area	茶畑
River utilization especially in downstream areas	紅茶園の労働者により洗濯や沐浴に利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	考古学上重要となる史跡はないものの、下池により2か所のヒンズー教寺院が水没する。
Tourism site	候補地点直下にMaussakelle湖にそそぐ滝がある。
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	なし

## 3) Maussakelle 2 の環境社会評価

## a) 上池の評価

「9.5.3 Maussakelle 1」の上池と同様。

## b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Maussakelle 2 下池の自然環境の評価を Table 9.5.4-3 にまとめた。

Table 9.5.4-3 Maussakelle 2下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	<p>評価「B」</p> <p>候補地全体が茶畑やその関係者の住宅地など、自然環境が改変されていて動植物の多様性・豊富度は低い。しかし、絶滅危惧種では動物で CR 種が 11 種、EN 種が 16 種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。</p>

社会環境について：スコーピング表に従って、Maussakelle 2 上池の社会環境の評価を Table 9.5.4-4 にまとめた。

Table 9.5.4-4 Maussakelle 2下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	<p>評価「C」</p> <p>Gartmore Estate 紅茶園の工場、労働者の Line House、幼稚園、ヒンズー教寺院 2 軒を含む 64 の建物が水没する影響は大きい。また河川は紅茶園労働者により洗濯や沐浴に利用されていることから、評価を「C」とした。</p>
Impacts on industries	<p>評価「B」</p> <p>Gartmore Estate 紅茶工場の一部、茶畑 21.6ha が水没することから、評価を「B」とした。</p>
Impacts on cultural heritage	<p>評価「C」</p> <p>下池候補地点直下に大きな滝があり、Maussakelle 湖にそそぐ美しい景観にダム構造物が見えるのは景観上問題あり。またヒンズー教寺院が水没する可能性があることから、評価を「C」とした。</p>

## c) 総合評価

以上、Maussakelle 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.4-5 にまとめ、全体としての評価をした。

本候補地のように上池と下池と評価が違う場合、予防的観点から評価の悪い方を優先して、総合評価とした。

Table 9.5.4-5 Maussakelle 1群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	C	B	C
Impacts on local communities	A	C	C
Impacts on industries	A	B	B
Impacts on cultural heritage	A	C	C

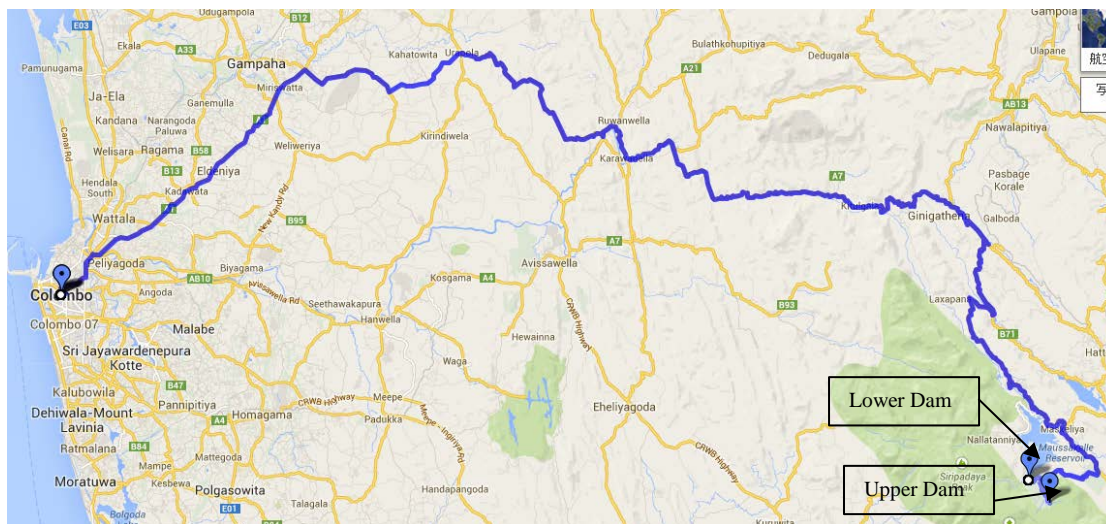
- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

#### (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、Maussakelle A 地点と同じ。下池ダムについては、コロンボからダム軸までの全道のりは約 160km、ルートは A1、A7、B328、B273 を経て間道に入り約 8km 走行するとダム軸付近に到達する。ダム軸近傍までの車両によるアクセスは可能である。ダム軸近傍における地形は緩やかな斜面であり、河床へのアクセスも特に大きな問題はないものと思われる。

工事用地の確保および施工性に関しては、Maussakelle A 地点と上ダムが共通であり、同じ評価となる。

ポンプ水車の製作限界は、単機容量 200MW 案、単機容量 150MW 案は、ともに適用可能である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.4-1 Maussakelle B 地点へのアクセスルート

## (5) 概算工事費

Table 9.5.4-6 に Maussakelle B 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。

Table 9.5.4-6 Maussakelle B地点の概算工事費

	Item/Project	Maussakelle B		Remarks
		200MW*3unit	150MW*4units	
		*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1.	Preparation and Land Acquisition	6,799	6,924	
	(1) Access Roads			
	(2) Compensation & Resettlement			
	(3) Camp & Facilities	6,799	6,924	3. Civil Works * 2%
2.	Environmental Mitigation Cost	10,198	10,386	3. Civil Works * 3%
3.	Civil Works	339,942	346,199	
4.	Hydromechanical Works	54,567	55,768	
5.	Electro-Mechanical Equipment	195,700	201,300	
6.	Transmission Line			
	Direct Cost	607,206	620,577	
7.	Administration and Engineering Service	91,081	93,087	Direct Cost * 15%
8.	Contingency	60,721	62,058	Direct Cost * 10%
9.	Interest during Construction		0	
	Total Cost	759,008	775,721	
	Power Output	600,000	600,000	
	USD per kW	1,265	1,293	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

-Upper Dam			
Type		RCC	
Height *Crest Length		49m * 1,200m	
Volume		400 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Lower Dam			
Type		Rock Fill	
Height * Crest Length		52m * 1,070m	
Volume (*10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		3,700 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.8m * 300m * 1 line
		150MW/unit	4.1m * 300m * 2 line
-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.5m * 961m * 1 line
		150MW/unit	3.2m * 961m * 2 line
-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.3m * 1,280m * 1 line
		150MW/unit	4.5m * 1,280m * 2 line

## 9.5.5 Halgran 1

### (1) 計画概要

本地点は、Halgran 川の上下流に上池および下池をそれぞれ設けることにより得られる基準落差 576.01m、最大使用水量 125.05m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では、総落差は約 615m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に抵触しない見通しにあったことから、レビュー内容は計画の精査のみを行った。なお、精査の結果総落差は 606 m となり、若干減少している。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=6.8 である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は Highland Complex に属し、主に片麻岩が分布している。

上池は、チャノカイト片麻岩、珪岩が分布する。向斜褶曲軸の北翼に位置し、全体には SW 傾斜（上流傾斜）をなしている。

上池貯水池は右岸側に珪岩、左岸側にチャノカイト質片麻岩が分布し、全般に堅硬。右岸珪岩は一般的に亀裂が発達する可能性があるが、地形的に浸食をうけておらず保水性には問題がないと思われる。地形から右岸が特に堅硬であるが、片麻岩からなる左岸は斜面がやや緩やかで、下部緩傾斜で崩積土が堆積するものの、斜面露頭からそれほど厚くはない(max10m)と推定される。HWL は一部崩積土にかかる。貯水池左岸に NE-SW 断層が推定されているが、空中写真からは不明瞭であり、池周囲に大きな不安定化斜面は無い。

上池ダムは、ダム右岸は珪岩で急峻な斜面が標高 1,450m 超程度まで連続する山体。斜面に露頭も多く崩積土もほとんどない。風化は浅く、基礎としてまったく問題ないと考えられる。ダム左岸はチャノカイト片麻岩であり、やはり堅硬。表層風化は薄いと推定される。空中写真からもダム軸部で特に地すべり等の不安定化はみられない。地質的な問題は特に認められない。

水路では片麻岩、一部石灰岩を通過する。また、断層 2 本を通過する。池左岸側で水路近傍に NE-SW 断層が分布している。断層は（貯水池には直接接していないが、）導水路と並行して走っており、一部地質が悪い可能性がある。ただし、空中写真では本断層は不明瞭、現地踏査でも貯水池左岸側には異常な地形は見受けられなかった。水路後半では NW-SW 断層破碎帯を横断する。破碎帯は 2 本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性があるともみられ、断層変位があり、断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから、（水路沿いで）劣化が進んだ石灰岩部に遭遇する可能性がある。

地下発電所は片麻岩よりなり堅硬であるが、断層近傍、石灰岩部等を回避する必要がある。

下池は、向斜褶曲軸の南翼に位置し、全体的に NE 傾斜（下流傾斜）である。チャノカイト片麻岩（地質図による。現地ではグラニュライト様にみえる。以下同様）であり全般に堅硬であるが、ダム右岸の一部が石灰岩に重なる懸念がある。

下池貯水池は、チャノカイト片麻岩であり、非常に堅硬。河床にはほとんど砂礫堆積物はなく、ほぼ塊状とみなせる片麻岩が分布する(低角度層理が明瞭にみられるものの、NS10Eに1-2m間隔ではほぼ塊状)。透水性は低いと考えられる。細粒片麻岩であり風化は薄いとみられる。ダム左岸～池左岸が急傾斜斜面をなしているが、目視では山体形状が風化なく岩盤が堅硬と思われる。右岸は左岸よりやや緩傾斜、一部満水位付近に崩積土の可能性があるがおそらく薄い。空中写真からはほかに満水位付近にかかるような不安定化斜面はみられない。貯水池の上端付近右岸にNE-SW断層が分布するとされるが、斜面の不安定化はみられず、空中写真でも不明瞭。

下池ダムはチャノカイト片麻岩であり、堅硬かつ透水性は低いと考えられる。ダム直下流に石灰岩が分布しているが、貯水池までは延伸していないとされている。石灰岩の分布が一部延伸しても結晶質かつ晶洞等を含まなければ大きな問題とならないと思われるがいずれにせよ確認が必要であろう。想定どおりであれば地質的な問題は特に認められない。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

##### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 1 上池の自然環境の概要を Table 9.5.5-1 にまとめた。

**Table 9.5.5-1 Halgran 1上池の自然環境**

Name of site	Halgran 1 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は11月から1月に多く、4月に小さいピークがある。年平均雨量は1,300 – 1,600 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形(低-中程度)と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区(Kandapola Forest Reserve)から5 km離れている。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR: 1種、EN: 3種、VU: 4種 Floraの絶滅危惧種 CR: 0種、EN: 0種、VU: 6種
Habitats	茶畑が優先し、その他にはユーカリ植林、畑、ホームガーデン(home garden)がある農地。谷の急斜面にわずかに自然植生が残る。動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流の生態系は、農地と河畔林がわずかに残り、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE<sup>4</sup>: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

<sup>4</sup> The National Red List 2012 of Sri Lanka – Conservation Status of the Fauna and Floraによる。以下同様。

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 1 上池の社会環境の概要を Table 9.5.5-2 にまとめた。

Table 9.5.5-2 Halgran 1上池の社会環境

Name of site Characteristics	Halgran 1 Upper dam/reservoir
Location	Pandithaya Kumbura (GN), Senarathwela(GN),Walapane Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	Pandithaya Kumbura (GN) 人口: 880 人、232 世帯、平均家族数: 3.79 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。 Senarathwela(GN) 人口: 2,946 人、659 世帯、平均家族数: 4.47 人、主要産業: 日雇い労働者が最も多い。月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	紅茶園の私有道路よりアクセス可能であるが、建設時には拡幅や整備が必要である。
Extent of resettlement	家屋 15 軒
Extent of land acquisition	家庭菜園 2.3ha、茶畑 7.8ha、その他の栽培地 16.3ha、河川 1.3ha、合計 27.7ha
Land use pattern of the area	家庭菜園、茶畑、その他の栽培地
River utilization especially in downstream areas	なし
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Pandithaya Kumbura (GN): 54.3%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。 Senarathwela(GN): 15.93%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 1&2 下池の自然環境の概要を Table 9.5.5-3 にまとめた。

Table 9.5.5-3 Halgran 1&amp;2下池の自然環境

Name of site Characteristics	Halgran 1&2 Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は 11 月から 1 月に多く、4 月に小さいピークがある。年平均雨量は 1,300 – 1,600 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低-中程度）と指定されている。



Name of site	Halgran 1&2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区 (Victoria, Randenigala, Rantembe Sanctuary) から 6.5 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 1 種、EN : 0 種、VU : 3 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 1 種、VU : 9 種
Habitats	河畔林が少し残り、パッチ状に 2 次林が存在するが、大部分は棚田やホームガーデン (home garden) などの農地で、動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流も同様の生態系で、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

#### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 1&2 下池の社会環境の概要を Table 9.5.5-4 にまとめた。

**Table 9.5.5-4 Halgran 1&2下池の社会環境**

Name of site	Halgran 1&2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Location	Madulla South (GN), Meepanawa(GN), Rupaha-East(GN), Maliyadda(GN), Walapane District, Nuwara Eliya
Demographic status of the GND	Madulla_South 人口:816 人、236 世帯、平均家族数 : 3.46 人、主要産業 : 農業、月額収入データなし。 Meepanawa 人口 : 612 人、179 世帯、平均家族数 : 3.42 人、主要産業 : 農業、月額収入データなし。 Rupaha-East 人口 258 人、78 世帯、平均家族数 : 3.31 人、主要産業 : 農業、月額収入データなし。 Maliyadda 人口 : 747 人、205 世帯、平均家族数 : 3.64 人、主要産業 : 農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	村道で車が走行可能な既設道路があるが、ダムサイトまで到達するのに約 1.5km の新設道路が必要となる。新設道路は家庭菜園や稲作地の中を通過することになる。
Extent of resettlement	家屋 9 軒
Extent of land acquisition	水田 12.5ha、家庭菜園 7.6ha、その他の栽培地 5.9ha、合計 26.0ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、その他の栽培地
River utilization especially in downstream areas	沐浴用に利用され、灌漑用水路が右岸に 1 カ所あり。漁業なし。
Religious, cultural and	左岸側に墓があり。

Name of site	Halgran 1&2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
archeological heritages	
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Madulla South: 55.51%の家庭が Samurdhi (政府補助支援) を受けている。 Meepanawa: 53.63%の家庭が Samurdhi を受けている。 Bupaha_East: 62.82%の家庭が Samurdhi を受けている。 Maliyadda: 40%の家庭が Samurdhi を受けている。

### 3) Halgran 1 の環境社会評価

#### a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Halgran 1 上池の自然環境の評価を Table 9.5.5-5 にまとめた。

**Table 9.5.5-5 Halgran 1上池の自然環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 茶畑が優先する農地で、自然環境が改変されていて動植物の多様性・豊富度は低い。しかし、絶滅危惧種では動物で CR 種が 1 種、EN 種が 3 種記録されていることから、問題がある可能性があり、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Halgran 1 上池の社会環境の評価を Table 9.5.5-6 にまとめた。

**Table 9.5.5-6 Halgran 1上池の社会環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 15 軒の家屋が上池により水没する。地域住民による河川の利用はないことから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は 26.4ha。その内訳は、家庭菜園 2.3ha、茶畑 7.8ha、その他の栽培地 16.3ha である。観光資源や観光地は特にないことから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しない。また景観上の問題もないことから、評価を「A」とした。

## b) 下池の評価

自然環境：スコoping表に従って、Halgran 1&2 下池の自然環境の評価を Table 9.5.5-7 にまとめた。

Table 9.5.5-7 Halgran 1&amp;2下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 棚田などの農地で、自然環境が改変されていて動植物の多様性・豊富度は低い。しかし、絶滅危惧種では動物でCR種が1種、植物でENが1種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコoping表に従って、Halgran 1&2 上池の社会環境の評価を Table 9.5.5-8 にまとめた。

Table 9.5.5-8 Halgran 1&amp;2下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 9軒の家屋が水没する。Halgran Oyaは沐浴用に利用され、小さな灌漑用水路(1箇所)があるが、規模が小さく影響は限定的であることから、評価を「A」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は、26.0ha。その内訳は、水田12.5ha、家庭菜園7.6ha、その他の栽培地5.9haである。観光資源や観光地は特になくことから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 下池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しない。また景観上の問題もない。小さな墓が存在するが、影響は限定的と判断し、評価を「A」とした。

## c) 総合評価

以上、Halgran 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.5-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.5-9 Halgran 1群の評価

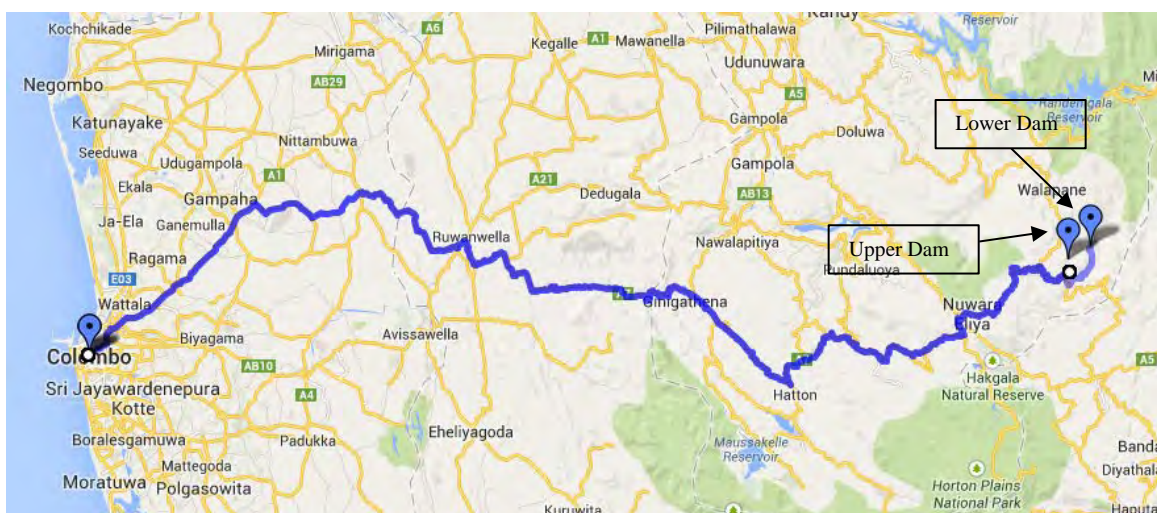
項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	B	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A	A

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

#### (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 190km、ルートは A1、A7、B332、B413、B332 を経る。ダム軸までの道路はなく、車両によるアクセスは不可である。幹線道路の最近接点からダム軸までの直線距離は約 2km 程度、ダム天端まで高低差 200m、ダム基礎までは高低差 300m 程度である。この間を結ぶ作業用道路の新設が必要となり、ダム軸近傍は急峻な谷である点も合わせると、アクセス面の評価は低い。

サイトへのアクセスのうち下池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 200km、ルートは A1、A7、B332、B413、B332、を経て間道を 9km 走行すると到達する。車両による近傍までのアクセスは可能と思われるが、ダム軸地点の地形が急峻なため工事に際しては道路面からダム基礎まで高低差 100m 以上の作業用道路を新設する必要があり、上池同様アクセス面での評価は低い。



(出典：調査団)

Figure 9.5.5-1 Halgran 1 地点へのアクセスルート

#### (5) 概算工事費

Table 9.5.5-10 に Halgran 1 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。単機出力 150MW×4 台案はポンプ水車の適用範囲外である。

Table 9.5.5-10 Halgran 1地点の概算工事費

Item/Project	Halgran 1		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	7,415		
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	7,415		3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	11,123		3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	370,761		
4. Hydromechanical Works	61,952		
5. Electro-Mechanical Equipment	189,700		
6. Transmission Line			
Direct Cost	640,951		
7. Administration and Engineering Service	96,143		Direct Cost * 15%
8. Contingency	64,095		Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction			
Total Cost	801,189		
Power Output	600,000		
USD per kW	1,335		

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	80m * 250m
Volume	2,700 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	RCC
Height * Crest Length	81m * 420m
Volume	600 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.2m * 950m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.0m * 1,116m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.7m * 2,300m * 1 line
		150MW/unit	N.A

## 9.5.6 Halgran 2

### (1) 計画概要

本地点は、Halgran 川の西側を流れる支流に上池を設置し、Halgran 1 計画の下池ダムとの間に得られる基準落差 679.25m、最大使用水量 106.04m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では、総落差は約 745m であり、明らかに単機容量 200MW の製作限界基準に抵触していることが懸念された。よって、JICA 事前調査による上池ダムの計画位置から約 500m 下流にダム軸を移動し、落差の低減を図ったうえで、揚水発電計画を検討した。精査の結果、総落差は 715 m とした。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=5.8 である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は、Highland Complex に属し、主に片麻岩・珪岩が分布している。

上池は、チャノカイト質片麻岩、珪岩であり、向斜褶曲軸の北翼に位置し全体に SW 傾斜をなしている。上池貯水池はチャノカイト質片麻岩、珪岩 (左岸一部を除き大半が珪岩・珪質片岩) で、堅硬。珪質片岩は一部亀裂が発達する可能性があるが、地形的に浸食をうけておらず、比高の高い急峻な山体を保持しており保水性に問題はないと思われる。池の左岸側に (河川に) NE-SW 断層があるとされるが、空中写真では不明瞭である。また、断層は貯水池とは (500m) 距離がある (池にはかからない)。左岸側は緩斜面で、表層風化しているが (空中写真、現地踏査では) 池周囲に不安定化斜面はみられない。

上池ダムは左岸側チャノカイト片麻岩、右岸側珪岩であり、堅硬。表層風化は薄いと推定される。左岸側は安定したチャノカイト片麻岩体。右岸側も安定した珪岩山体斜面で崩積土もなく、表層風化も薄い。

水路は片麻岩、珪岩、一部石灰岩を通過する。断層 2 本を通過する。うち NW-SE 断層破碎帯は 2 本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性あるとみられ、断層変位があり、断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから、水路では劣化が進んだ石灰岩部に遭遇する可能性がある。

地下発電所は片麻岩で堅硬であるが、断層近傍、石灰岩部等を回避する必要がある。

下池は、9.5.5 (Halgran 1) と同一である。

## (3) 自然・社会環境

## 1) 上池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 2 上池の自然環境の概要を Table 9.5.6-1 にまとめた。

Table 9.5.6-1 Halgran 2上池の自然環境

Name of site	Halgran 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は11月から1月に多く、4月に小さいピークがある。年平均雨量は1,300 - 1,600 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低-中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Kandapola Forest Reserve）から4 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 3 種、EN : 5 種、VU : 8 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 4 種、VU : 3 種
Habitats	茶畑、畑、ユーカリ植林地など人の手が入っているが、沢沿いに残った河畔植生が豊かな自然植生を維持しているため、動植物の多様性・豊富度高い。 ダム直下流の生態系は、河畔植生が少なくなり、動植物の多様性・豊富度は中程度である。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 2 上池の社会環境の概要を Table 9.5.6-2 にまとめた。

Table 9.5.6-2 Halgran 2上池の社会環境

Name of site	Halgran 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Location	Harasbedda North(GN), Morabedda(GN), Walapane Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	Harasbedda_North 人口:1,325 人、392 世帯、平均家族数: 3.38 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。 Morabedda 人口: 588 人、168 世帯、平均家族数: 3.5 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	紅茶園の私有道路よりアクセス可能であるが、建設時には拡幅や整備が必要である。

Name of site	Halgran 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Extent of resettlement	移転はないが、ダム直下に小屋が2軒あり。
Extent of land acquisition	水田 0.004ha、茶畑 14.8ha、その他の栽培地 2.4ha、森林 10.1ha、河川 0.5ha、合計 27.3ha
Land use pattern of the area	水田、茶畑、その他の栽培地、森林
River utilization especially in downstream areas	Halgran Oya において河川の利用なし。左岸側の支流で沐浴用の利用あり。
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Harasbedda North(GN) : 27.3%の家庭が Samurdhi (政府補助支援) を受けている。 Morabedda(GN) : 61.3%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 2) 下池

「9.5.5 Halgran 1」の下池と同様。

## 3) Halgran 2 の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Halgran 2 上池の自然環境の評価を Table 9.5.6-3 にまとめた。

**Table 9.5.6-3 Halgran 2上池の自然環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 茶畑などの農地で自然環境が改変されているが、残っている河畔植生が豊かで動植物の多様性・豊富度は高い。また、絶滅危惧種では動物で CR 種が3種、EN 種が5種、植物で EN 種が4種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Halgran 2 上池の社会環境の評価を Table 9.5.6-4 にまとめた。



Table 9.5.6-4 Halgran 2上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 住民移転なし。Halgran Oya の地域住民による河川の利用はないことから、評価を「A」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は、27.3 ha。その内訳は、茶畑 14.8 ha、その他の栽培地 2.4 ha、森林 10.1 ha である。ごくわずかに水田 (0.004 ha) がある。特に茶畑やユーカリ植林地の影響面積が大きく、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 上池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価を「A」とした。

## b) 下池の評価

「9.5.5 Halgran 1」の下池と同様。

## c) 総合評価

以上、Halgran 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.6-5 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.6-5 Halgran 2群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	A	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A	A

A: 問題がない、または限定的。

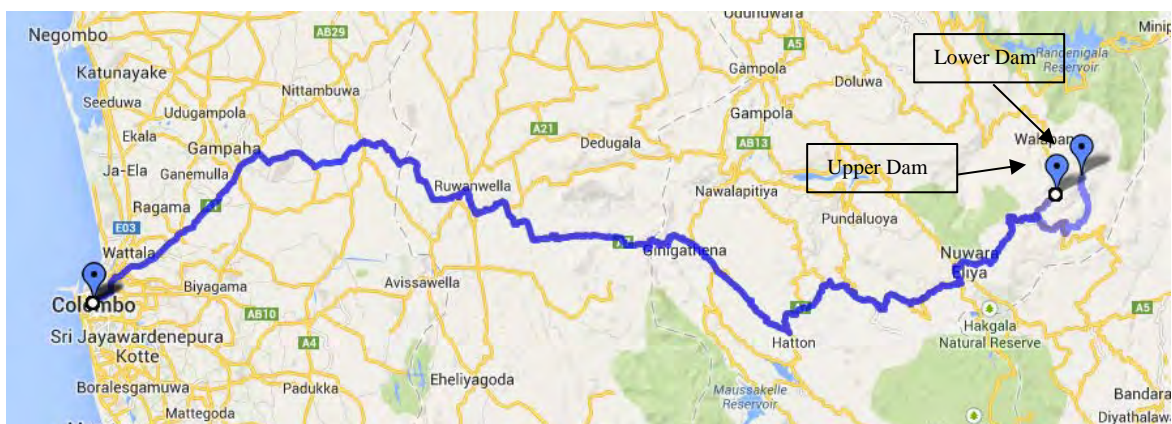
B: 問題がある可能性がある。

C: 明らかに重大な問題がある。

## (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムは、コロンボからダム軸までの全道のりは約 190km、ルートは幹線道路 A1、A7、B332、B413 を経て、間道を（茶畑 2～3km 程度）走行し、サイトに至る。ダム軸まで車両によるアクセスは可能である。現道路面より、計画ダム天端まで 20～30m、河床までは 130～140m の高低差がある。ただし、1:10,000 地形図によるとダム軸下流側に河床レベルまでアクセス可能な間道が存在し、利用できる可能性がある。

下ダムに関しては、Halgran 1 と共用である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.6-1 Halgran 2 地点へのアクセスルート

工事用地の確保および施工面に関しては、上池ダムおよび下池ダムエリアの急峻な地形および、上池ダムのダム軸地点での河床勾配が急なこと、より工事用地の確保や作業用道路の取り付けが困難であると考えられる。

ポンプ水車の製作限界は、落差を減ずるために上池ダム軸を下流に移動したにも関わらず、単機容量 200MW 案、単機容量 150MW 案は、ともに適用不可の検討結果を得ている。本上池ダム軸より下流には、ダムを設置する好適地はない。

##### (5) 概算工事費

Table 9.5.6-6 に Halgran 2 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能範囲外であり、以下は参考として示すものである。

Table 9.5.6-6 Halgran 2地点の概算工事費

Item/Project	Halgran 2		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	10,767		
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	10,767		3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	16,150		3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	538,333		
4. Hydromechanical Works	69,445		
5. Electro-Mechanical Equipment	186,200		
6. Transmission Line			
Direct Cost	820,894		
7. Administration and Engineering Service	123,134		Direct Cost * 15%
8. Contingency	82,089		Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction			
Total Cost	1,026,118		
Power Output	600,000		
USD per kW	1,710		

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	116m * 500m
Volume	7,900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	RCC
Height * Crest Length	79m * 430m
Volume	600 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.8m * 960m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	3.7m * 1,256m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.2m * 2,240m * 1 line
		150MW/unit	N.A

### 9.5.7 Halgran 3

#### (1) 計画概要

本地点は、Halgran 川の西側を流れる支流に上池を設置し、その下流に下ダムを設置することにより得られる基準落差 657.08m、最大使用水量 109.62m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では、総落差は約 689m であり、単機容量 200MW の製作限界の境界と推定された。しかしながら、JICA 事前調査による上池および下池の候補地点の他に、近傍にはダム設置に好適地がないため、レビュー内容は計画の精査のみを行った。精査の結果総落差は 692 m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=6.5 である。

#### (2) 地形・地質

本地域の地質は Highland Complex に属し、主に片麻岩・珪岩が分布している。

上池は珪岩・珪質片岩であり、向斜褶曲軸の北翼に位置し全体に SW 傾斜をなしている。上池貯水池は珪岩・珪質片岩で、堅硬。珪質片岩は一部亀裂が発達する可能性があるが、地形的に浸食をうけておらず、比高の高い急峻な山体を保持しており保水性に問題はないと思われる。右岸側は急峻な山体で、斜面露頭もあり風化は浅い。左岸側に河川に NE-SW 断層があるとされるが、空中写真では不明瞭である。また、断層は貯水池とは (500m) 距離がある(池にはかからない)。空中写真では、貯水池に地滑り地形なし。

ダム上流 300m 左岸側の尾根で尾根幅が細い。HWL からの離間距離が保たれているが (尾根頂部 EL1417m の HWL1406m からの水平離間距離 60m)、左岸側の表層風化深度が不明であること、左岸の尾根反対側に空中写真でリニアメントが認められ、地質岩種境界沿い、特に堅硬だが亀裂が発達する傾向にある珪岩などが分布することから、今後の調査確認事項である。

上池ダムは珪岩・珪質岩で堅硬である。露頭の走向傾斜は未確認だが、SW 傾斜であれば河川上流方向に傾斜しており、ダム基礎として好ましい方向となる。ダム軸左岸は片麻岩体との境界に近く、比較的緩斜面となり、崩積土・風化層が覆っているが、浅部に露頭がみられることから風化厚は比較的浅いと思われる。空中写真ではダム周辺に地滑り地形なし。地質的に重大な問題は特に認められない。

水路は片麻岩、珪岩、一部石灰岩を通過する。また断層 2 本を通過する。うち NW-SE 断層破砕帯は 2 本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性があると考えられ、断層変位があり、断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから、水路沿いで劣化が進んだ石灰岩部に遭遇する可能性がある。過去、Kotomale 発電所の水路建設時には、石灰岩部ではないにせよ同様の破砕帯部で異常出水、崩落を生じ、路線変更を余儀なくされた事例がある。従って、結晶質石灰岩では堅硬な場合も多いと思われるが、この石灰岩部分は背斜軸に相当し、一般に背斜部では破砕が進む可能性が考えられること、地質図でも破砕帯が想定されていること、更に石灰岩

分布が破碎帯により横断されていることなどから、この部分には空洞発達や異常出水を想定し、事前の物理探査、施工時の先行ボーリング等での調査が必要であろう。

地下発電所は片麻岩よりなり堅硬であるが、事前の調査により断層近傍、石灰岩部等を回避する必要がある。

下池は向斜構造の南翼に位置し、全体的にNE傾斜（下流傾斜）である。

下池貯水池はチャノカイト片麻岩、石灰質岩が分布する、石灰質岩は左岸側を貯水池～ダム下流に向け分布している。石灰岩の下位にはチャノカイト片麻岩が分布するため、貯水池の止水性には問題が少ないが、ダム軸左岸尾根裏 200-400m を下流に向けて延長しているため、ダム左岸の調査を要する。ダム軸左岸部での透水性、地下水位の確認が必要であるが、概ね池全体の保水性は保たれると考えられる。概略観察した範囲では、(カルスト、ドレープ等の) 溶食石灰岩特有の現象はみられない。しかし、地点は表層土により露頭状況が良くなく、地表踏査による地質の把握は限界があると考えられることから、本地点では、上記石灰岩の分布や性状等、特に透水性に関してボーリング等を実施して確認が必要である。ダム・貯水池に地滑りなし。貯水池の上端付近にNE-SW断層が分布するとされるが、斜面の不安定化はみられない。

下池ダムは、ダム軸は左右共に片麻岩で、堅硬。ダム左岸部は緩斜面をなし、風化層が表層を覆い露頭はみられない。風化は一定厚あり、尾根が痩せている。(ダム軸端部から 200-400m に石灰岩。石灰岩部で尾根標高が低く凹部、地下水位が低い可能性がある) ダム右岸は堅硬、問題は少ない。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

##### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 3 上池の自然環境の概要を Table 9.5.7-1 にまとめた。

**Table 9.5.7-1 Halgran 3上池の自然環境**

Name of site	Halgran 3 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は11月から1月に多く、4月に小さいピークがある。年平均雨量は2,200 - 2,400 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低-中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Kandapola Forest Reserve）から4 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 5 種、VU : 9 種 Flora の絶滅危惧種

Name of site	Halgran 3 Upper dam/reservoir
Characteristics	CR : 0 種、EN : 2 種、VU : 1 種
Habitats	主に茶畑が広がる農地だが、沢沿いに残った河畔植生が豊かな自然植生を維持しているため、動植物の多様性・豊富度高い。 ダム直下流は Halgran 2 のサイトとなり、動植物の多様性・豊富度高い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 3 上池の社会環境の概要を Table 9.5.7-2 にまとめた。

**Table 9.5.7-2 Halgran 3上池の社会環境**

Name of site	Halgran 3 Upper dam/reservoir
Location	Morabedda(GN), Mantreehena(GN), Walapane Division, Nuwara Liya District
Demographic status of the GND	Morabedda 人口:588 人、168 世帯、平均家族数: 3.5 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。 Mantreehena 人口: 1,620 人、389 世帯、平均家族数: 4.16 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	紅茶園に私有道路によりアクセス可能であるが、建設時には拡幅や整備が必要である。
Extent of resettlement	なし
Extent of land acquisition	茶畑 14.3ha、森林 13.2ha、合計 27.5ha
Land use pattern of the area	茶畑、森林
River utilization especially in downstream areas	なし
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Morabedda(GN) : 61.31%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。 Mantreehena(GN) : 22.1%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 2) 下池

### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 3 下池の自然環境の概要を Table 9.5.7-3 にまとめた。

Table 9.5.7-3 Halgran 3下池の自然環境

Name of site Characteristics	Halgran 3&4 Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は11月から1月に多く、4月に小さいピークがある。年平均雨量は2,200 - 2,400 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低-中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Victoria, Randenigala, Rantembe Sanctuary）から5 km離れている。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR：1種、EN：0種、VU：1種 Floraの絶滅危惧種 CR：0種、EN：1種、VU：3種
Habitats	棚田、畑、ホームガーデン（home garden）などの農地が発達し、河畔植生も貧弱。動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流の生態系は同様で、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered、EN: Endangered、VU: Vulnerable

b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 3下池の社会環境の概要をTable 9.5.7-4にまとめた。

Table 9.5.7-4 Halgran 3下池の社会環境

Name of site Characteristics	Halgran 3&4 Lower dam/reservoir
Location	Dambagolla(GN), Puranakumbura (GN), Hegama(GN), Denamure(GN), Walapane Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	Damubagolla 人口:510人、148世帯、平均家族数:3.45人、主要産業:自営、農業、月額収入データなし。 Puranakumbura 人口:541人、153世帯、平均家族数:3.54人、主要産業:農業、月額収入データなし。 Hegama 人口:379人、123世帯、平均家族数:3.08人、主要産業:農業、自営、月額収入データなし。 Denamure 人口:375人、119世帯、平均家族数:3.15人、主要産業:農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	紅茶園に私有道路により車が走行可能な道路があるが、ダムサイトまで到達するのに約1kmの新設道路が必要となる。新設道路は家庭菜園や水田の中を通過することになる。
Extent of resettlement	家屋3軒
Extent of land acquisition	水田21.8ha、家庭菜園6.9ha、茶畑0.18ha、その他の栽培地0.6ha、低木地16ha、河川3.2ha、合計48.7ha

Name of site	Halgran 3&4 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、茶畑、その他の栽培地
River utilization especially in downstream areas	沐浴用として利用され、2つの灌漑用水路あり。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	左岸側に小さな墓あり。
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Dambagolla: 37.16%の家庭が Samurdhi（政府補助支援）を受けている。 Purankumbura: 43.09%の家庭が Samurdhi を受けている。 Hegama: 40.34%の家庭が Samurdhi を受けている。 Denamure: 50.33%の家庭が Samurdhi を受けている。

### 3) Halgran 3 の環境社会評価

#### a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Halgran 3 上池の自然環境の評価を Table 9.5.7-5 にまとめた。

**Table 9.5.7-5 Halgran 3上池の自然環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 茶畑が優先する農地で自然環境が改変されているが、残っている河畔植生が豊かで動植物の多様性・豊富度は高い。また、絶滅危惧種では動物で EN 種が 5 種、植物で EN 種が 2 種記録されていることから、問題がある可能性があり、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Halgran 3 上池の社会環境の評価を Table 9.5.7-6 にまとめた。

**Table 9.5.7-6 Halgran 3上池の社会環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「A」 住民移転なし。地域住民による河川の利用もないことから、評価を「A」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は、27.5ha、その内訳は、茶畑 14.3ha、森林 13.2ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 上池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価を「A」とした。



## b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Halgran 3&4 下池の自然環境の評価を Table 9.5.7-7 にまとめた。

Table 9.5.7-7 Halgran 3下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 棚田や畑などの農地で自然環境が改変され、河畔植生も貧弱で動植物の多様性・豊富度は低い。しかし、絶滅危惧種では動物で CR 種が 1 種、植物で EN 種が 1 種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Halgran 3&4 下池の社会環境の評価を Table 9.5.7-8 にまとめた。

Table 9.5.7-8 Halgran 3下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 住民移転はない。地域住民による沐浴用としての利用、灌漑施設が 2 か所あり、評価は「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は 29.48ha。その内訳は、水田 21.8ha、家庭菜園 6.9ha、茶畑 0.18ha、その他の栽培 0.6ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから、評価は「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 下池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しない。小さな墓が 1 つあるが、影響は限定的として、評価を「A」とした。

## c) 総合評価

以上、Halgran 3 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.7-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.7-9 Halgran 3群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	A	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A	A

- A: 問題がない、または限定的。
- B: 問題がある可能性がある。
- C: 明らかに重大な問題がある。

#### (4) 技術的評価

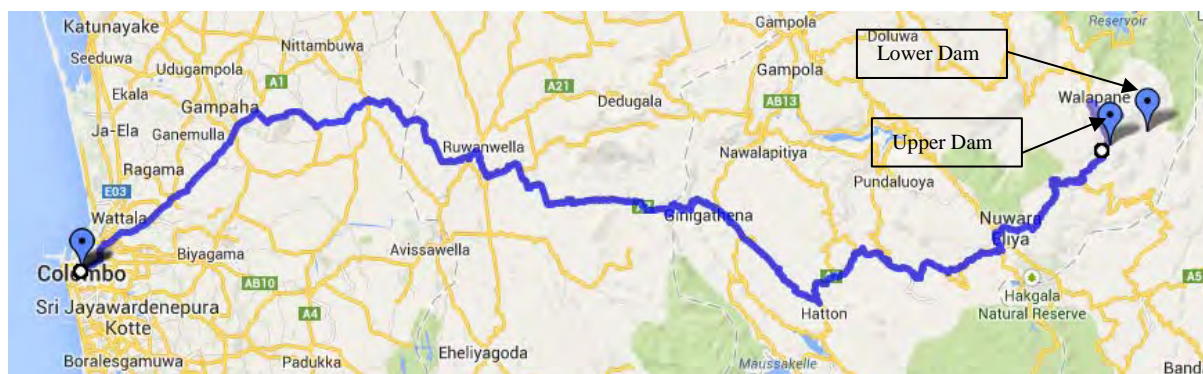
サイトへのアクセスのうち上池ダムについては、コロンボからダムまでの全道のは約190km、ルートは幹線道路 A1、A7、B332、B413 を経て、間道を（茶畑 2～3km 程度）走行し、サイトに至る。（Halgran 2 の上池ダムより 500m 程度上流に位置）車両でのダム軸近傍へのアクセスは可能である。さらに 1/10:000 地形図によると、ダム軸の上流側に河床標高付近までアクセスできる間道も存在し、作業用道路として利用できる可能性がある。

一方、サイトへのアクセスのうち下池ダムについては、コロンボからダムまでの全道のは、205km、ルートは A1、A7、B332、B413、を経過間道に入りおよそ 5km 地点までは車両で入ることが出来るが、それ以降は車両によるアクセスは不可となる。左記車両による接近点からダム軸までの距離は概略で、水平（直線）距離 700m 程度、高低差はダム天端まで 100m 程度、ダム基礎までは 200m 程度。緩やかな地形のため、河床までのアクセス新設には技術的な困難さはないものと思われる。

工事用地の確保および施工性に関しては、上池ダムエリアおよび下池ダムエリアは比較的緩やかな地形が多く、多少の改変を加えることにより工事用地の確保は比較的容易にであると推定される。

ポンプ水車の製作限界に関しては、単機出力 200MW 案および 150MW 案ともに適用可能の評価であるが、200MW 案に関しては製作可能と不可の境界線近傍にあるので、本地点を選択の場合は慎重な検討が必要である。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=6.5$  である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.7-1 Halgran 3 地点へのアクセスルート

## (5) 概算工事費

Table 9.5.7-10 に Halgran 3 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 150MW×4 台案は、ポンプ水車の製作可能範囲外である。

Table 9.5.7-10 Halgran 3地点の概算工事費

	Item/Project	Halgran 3		Remarks
		200MW*3unit	150MW*4units	
		*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1.	Preparation and Land Acquisition	4,644		
	(1) Access Roads			
	(2) Compensation & Resettlement			
	(3) Camp & Facilities	4,644		3. Civil Works * 2%
2.	Environmental Mitigation Cost	6,967		3. Civil Works * 3%
3.	Civil Works	232,223		
4.	Hydromechanical Works	69,407		
5.	Electro-Mechanical Equipment	186,800		
6.	Transmission Line			
	Direct Cost	500,041		
7.	Administration and Engineering Service	75,006		Direct Cost * 15%
8.	Contingency	50,004		Direct Cost * 10%
9.	Interest during Construction			
	Total Cost	625,051		
	Power Output	600,000		
	USD per kW	1,042		

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	57m * 200m
Volume	900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	Rock Fill
Height * Crest Length	65m * 220m
Volume	1,500 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.9m * 1,350m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	3.8m * 1,236m * 1 line
		150MW/unit	N.A

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.3m * 2,200m * 1 line
		150MW/unit	N.A

## 9.5.8 Halgran 4

### (1) 計画概要

本地点は、Yakkatawa 川に上池ダムを設置し、Halgran 3 計画と同じダム下池ダムとの間に得られる基準落差 465.18m、最大使用水量 154.84m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では総落差は約 868m であり、単機容量 200MW の製作限界基準に、明らかに抵触すると考えられたことから、落差を製作可能な範囲に低下させるべく、上池ダム地点を変更した計画とした。なお、見直し後の総落差は 490 m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=6.4 である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は Highland Complex に属し、主に片麻岩・珪岩が分布する。

上池はチャノカイト片麻岩で、背斜構造の直南翼に位置し、全体的に SW 傾斜 (左岸傾斜) をなしている。

上池貯水池はチャノカイト片麻岩が分布し、右岸 (高所) に珪岩。上池は背斜の近傍で破碎発達も懸念されるが、全般には堅硬であり保水性は保たれると思われる。右岸側は急峻な珪岩の山体で、河床からの比高も 300m 以上あり、斜面露頭もあり風化は浅く安定している。左岸はおそらく上流部からの洪水堆積物とみられる崩積土が堆積し、緩斜面をなしている。従い、左岸は斜面安定の検討が必要。空中写真でも、左岸の奥、高標高部に明瞭な地滑り崩壊があり、水面付近にも地滑りの可能性がある。なお、貯水池内に NE-SW 断層が横断しているとされるが、空中写真では不明瞭。

上池ダムは、ダム軸付近は左岸片麻岩、右岸珪岩で急斜面をなし風化は浅く、堅硬。ダム右岸 200m に背斜軸に伴う NW-SW 破碎帯が分布するが、池にはかかっている。ダム右岸側には珪岩が堅硬な山体として残されている。空中写真ではダム周辺に地滑り地形なし、NW-SE の断層破碎帯も不明瞭。地質的な問題は特に認められない。

水路は、片麻岩、珪岩、一部石灰岩を通過する。また断層 2 本を通過する。うち NW 断層破碎帯は 2 本の向斜軸に挟まれた背斜軸に相当する可能性あるとみられ、断層変位があり、断層付近の片麻岩は石灰岩層を挟在することから、水路沿いで劣化進んだ石灰岩部に遭遇する可能性がある。

地下発電所は片麻岩よりなり堅硬であるが、断層近傍、石灰岩部等を回避する必要がある。

下池は、9.5.7 と同一である。

## (3) 自然・社会環境

## 1) 上池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 4 上池の自然環境の概要を Table 9.5.8-1 にまとめた。

Table 9.5.8-1 Halgran 4上池の自然環境

Name of site	Halgran 4 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、雨量は 11 月から 1 月に多く、4 月に小さいピークがある。年平均雨量は 2,200 – 2,400 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低～中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Kandapola Forest Reserve）から 5.5 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 2 種、VU : 2 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 0 種、VU : 1 種
Habitats	主に茶畑が広がる農地で、畑やユーカリ植林地があり、河畔植生も貧弱である。動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流の生態系は茶畑と灌木林であり、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Halgran 4 上池の社会環境の概要を Table 9.5.8-2 にまとめた。

Table 9.5.8-2 Halgran 4上池の社会環境

Name of site	Halgran 4 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Location	Maha Uva(GN), Werellapatana(GN), Walapane Division, Nuwara Eliya District
Demographic status of the GND	Maha Uva 人口:3,115 人、752 世帯、平均家族数 : 4.14 人、主要産業 : 日雇い労働、自営、農業、月額収入データなし。 Werellapathana 人口:1,027 人、285 世帯、平均家族数 : 3.6 人、主要産業 : 農業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	国道 B413 号と紅茶園の私有地によりアクセス可能であるが、上池を作ることに伴い現在改修中の B413 が約 250m 水没する。
Extent of resettlement	家屋 11 軒、幼稚園、倉庫、飲料タンク

Name of site	Halgran 4 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Extent of land acquisition	水田 0.005ha、家庭菜園 0.005ha、茶畑 15.8ha、その他の栽培地 7.4ha、森林 0.2ha、合計 23.41ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、茶畑、その他栽培地、森林
River utilization especially in downstream areas	なし
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Maha Uva:8%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。 Werellapatana:65.96%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。

## 2) 下池

「9.5.7 Halgran 3」の下池と同様。

## 3) Halgran 4 の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Halgran 4 上池の自然環境の評価を Table 9.5.8-3 にまとめた。

**Table 9.5.8-3 Halgran 4上池の自然環境の評価**

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 茶畑、畑、ユーカリ植林などの農地で自然環境が改変され、河畔植生も貧弱。動植物の多様性・豊富度は低い。絶滅危惧種では動物で EN 種 2 種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Halgran 4 上池の社会環境の評価を Table 9.5.8-4 にまとめた。

Table 9.5.8-4 Halgran 4上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 家屋 11 軒、幼稚園、飲料タンクが水没する。河川の利用はないことから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積は 23.41ha。内訳は、水田 0.005ha、家庭菜園 0.005ha、茶畑 15.8ha、その他の栽培地 7.4ha、森林 0.2ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから、評価は「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 上池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価は「A」とした。

## b) 下池の評価

「9.5.7 Halgran 3」の下池と同様。

## c) 総合評価

以上、Halgran 4 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.8-5 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.8-5 Halgran 4群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	B	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A	A

A: 問題がない、または限定的。

B: 問題がある可能性がある。

C: 明らかに重大な問題がある。

## (4) 技術的評価

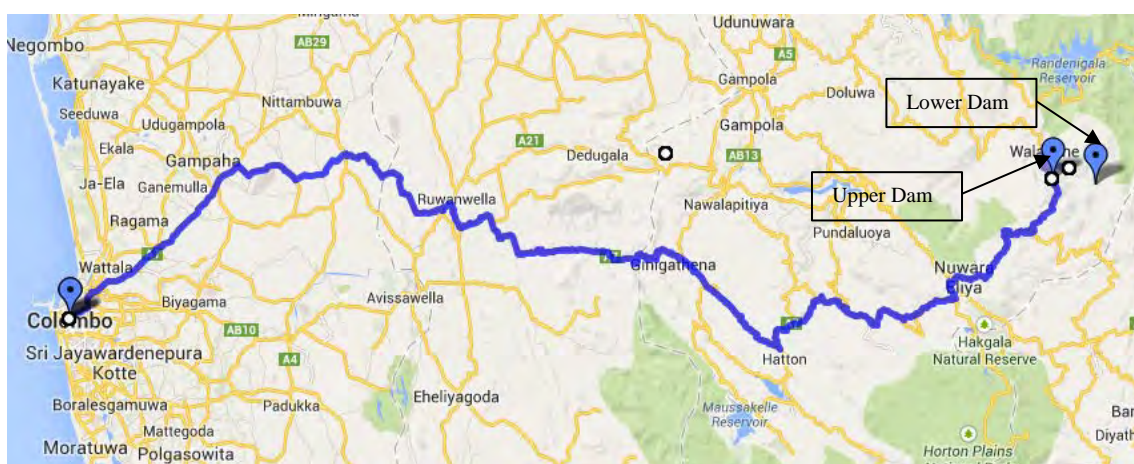
サイトへのアクセスのうち上池ダムについては、コロンボからの全道のりは約 190km、ルートは幹線道路 A1、A7、B331、B413 を経てダム地点に到達する。ダム軸は、幹線道路 B413 上に存在し、車両によるアクセスは可能である。ただし、ダム軸地点の地形は、急峻な谷であり河床までのアクセスはない。

一方、サイトへのアクセスのうち下池ダムに関しては、Halgran 3 の下池ダムと共用の計画である。

工事用地の確保および施工性に関しては、上池ダム地点の地形が急峻であること、幹線道路 B413 が部分的に上池内に水没するので、上部に付替が必要であること（ダム軸地点で、現行路面より 100m 程度上部を通過させる必要がある。）、など工事用地確保、施工性の双方に問題がある。

ポンプ水車の製作限界に関しては、単機出力 200MW 案、150MW 案ともに適用可能である。

なお、本地点上池ダムの利用水深は 58m である。揚水発電所は、利用水深の範囲内での水位の上下変動が毎日繰り返され、利用水深が大きい場合は貯水池周辺の斜面の安定上問題となる。このため、一般的には、利用水深はおおよそ 30m 程度を上限とすることが多い。この点、本地点の利用水深は、30m を大きく超過しており、貯水池周辺法面を保護するための対策工が大規模に必要な可能性がある。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.8-1 Halgran 4 地点へのアクセスルート

## (5) 概算工事費

Table 9.5.8-6 に Halgran 4 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。



Table 9.5.8-6 Halgran 4地点の概算工事費

Item/Project	Halgran 4		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	8,214	8,386	
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	8,214	8,386	3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	12,321	12,579	3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	410,691	419,313	
4. Hydromechanical Works	53,284	54,459	
5. Electro-Mechanical Equipment	194,400	201,300	
6. Transmission Line			
Direct Cost	678,910	696,037	
7. Administration and Engineering Service	101,836	104,406	Direct Cost * 15%
8. Contingency	67,891	69,604	Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction		0	
Total Cost	848,637	870,047	
Power Output	600,000	600,000	
USD per kW	1,414	1,450	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	89m * 550m
Volume	4,900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	Rock Fill
Height * Crest Length	71m * 290m
Volume	2,100 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.8m * 1,000m * 1 line
		150MW/unit	4.1m * 1,000m * 2 line

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.5m * 927m * 1 line
		150MW/unit	3.2m * 927m * 2 line

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.3m * 1,430m * 1 line
		150MW/unit	4.5m * 1,430m * 1 line

## 9.5.9 Maha 1

### (1) 計画概要

本地点は、Maha 川左岸支流に上池ダムを、Maha 川に下池ダムを設置し、その間に得られる基準落差 464.23m、最大使用水量 155.16m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では総落差は約 496m であり、単機容量 200MW の製作限界に関しては、明らかに製作可能な範囲内にあるものと推定された。一方、上池ダム候補地点の近傍で、より下池ダムに接近した地点にダム設置の好適地が見出されたので、ダム位置は北側に移動した計画となった。なお、見直しにより、総落差は 489 m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=6.4 である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は Kadugannawa Complex (ないし HC/KC 境界近傍) に属し、主に片麻岩が分布する。

上池は片麻岩が分布する。背斜褶曲軸の北翼に位置し、全体的には NE 傾斜 (下流傾斜) をなしている。上池貯水池は片麻岩で、全体に堅硬、保水性に問題はないと思われる。空中写真から、右岸部に小規模な崩積土は数か所あり。左岸はなし。

上池ダムは、ダム軸は片麻岩で、急斜面をなし、堅硬で安定している。風化は全体に薄いと思われる。右岸山麓底部に崩積土がやや堆積しているが地すべり地形にはみられず地質的な問題は特に認められない。

水路は片麻岩であり、堅硬。断層 1 本通過するが、交差部以外では問題は少ないと推定。

地下発電所は片麻岩部であり、堅硬と思われる。

下池は片麻岩が分布する。背斜構造の北翼に位置し、全体的には NE 傾斜 (左岸傾斜) をなしている。下池貯水池は主として片麻岩 (右岸片麻岩、左岸チャノカイト) であり、堅硬。ただし、河床部付近に石灰質岩 (片麻岩に挟在と推定、厚さは地質図からは(-200m) が出現、河川沿いに NW-SE の断層が連続する。本河川は断層による浸食下刻谷とみられるが、河川に沿って石灰質岩が露出している。断層による石灰岩部浸食を伴い下刻進展した可能性がある。

断層による変位は地質図ではあまりみられない。左右横断尾根から横ずれ断層と推定。右岸側は比較的急峻な斜面だが、左岸側はやや緩傾斜で風化がやや厚い。また、左岸側斜面は、全体に流れ盤をなすと思われ、崩積土が右岸より多い。高標高部に地すべり地形が明瞭。満水面まで到達するか分布延長について確認が必要である。左岸は山腹崩壊が発生しやすい地形地質条件の可能性はある。

下池ダムは、主に片麻岩 (右岸片麻岩、左岸チャノカイト) であり、堅硬。右岸側山体下部には急斜面からの崩積土があり (概ね EL330m 以下に分布するが量的には多くはない)、左岸

側は風化が比較的厚い。河床部は片麻岩が露頭し河床砂礫はみられない。片麻岩は亀裂が少なく塊状(1-2m)だが、右岸側に緩傾斜。(NE/10-20N)。下ダム河床部は緩み部の除去程度、両岸部は数m程度の掘削で、堅硬な片麻岩が出現すると予想され、基礎岩盤の水密性も片麻岩部では良好と推定される。課題は河川沿いに出現する石灰岩質岩の分布形状とその性状であり、既存データからはそれほどの厚さではなさそうであるが、本地点では、ボーリングと透水試験を実施し、石灰岩の分布および性状を(広範囲に)把握によって止水性の確認を(最適な止水(堤体の位置)を検討)する必要がある。地質的な大きな問題は特に認められない。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

##### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 1 上池の自然環境の概要を Table 9.5.9-1 にまとめた。

**Table 9.5.9-1 Maha 1上池の自然環境**

Name of site	Maha 1 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、5・6月と11月にピークがある。年平均雨量は1,600-2,300 mm程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBROのLandslide Hazard Mapでは、貯水池周辺は地滑りが起こる可能性が低い地形、ダムサイト周辺は地滑りが起こる可能性が高い地形として指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区(Hantana Environmental Protection Area)から20 km離れている。
Fauna and flora	Faunaの絶滅危惧種 CR: 0種、EN: 0種、VU: 2種 Floraの絶滅危惧種 CR: 0種、EN: 0種、VU: 2種
Habitats	主に茶畑が広がる農地で、沢沿いにわずかに河畔植生が残る。動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流は茶畑で、河畔植生も変化が進んでいて、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

##### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 1 上池の社会環境の概要を Table 9.5.9-2 にまとめた。

Table 9.5.9-2 Maha 1上池の社会環境

Name of site	Maha 1 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Location	Alugolla(GN), Pathithalawa(GN), Keliguop(GN), Ganga Ihala Korale Division, Kandy District
Demographic status of the GND	Alugolla 人口:1,994 人、491 世帯、平均家族数: 4.06 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。 Patithalawa 人口: 1,998 人、538 世帯、平均家族数:3.71 人、主要産業: 日雇い労働、自営、月額収入データなし。 Keliguop 人口:682 人、164 世帯、平均家族数:4.16 人、主要産業: 農業、自営、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	紅茶園に私有道路によりアクセスが可能であるが、建設時には、拡幅や整備が必要である。
Extent of resettlement	76 軒及び約 2km の紅茶園私有道路、井戸が水没。
Extent of land acquisition	水田 2.6ha、家庭菜園 1.0ha、茶畑 50.0ha、その他の栽培地 5.3ha、低木地 3.1ha、合計 62.0ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、低木地、茶畑、その他の栽培地、低木地
River utilization especially in downstream areas	なし
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Alugolla: 32.6%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。 Pathithalawa: 41.6%の家庭が Samurdhi を受けている。 Keliguop:48.7%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 1&2 下池の自然環境の概要を Table 9.5.9-3 にまとめた。

Table 9.5.9-3 Maha 1&amp;2下池の自然環境

Name of site	Maha 1&2 Lower dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、5・6月と11月にピークがある。年平均雨量は 1,600 - 2,300 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、貯水池周辺は地滑りが起こる可能性が高い地形、ダムサイト周辺は地滑りが起こる可能性がない地形として指定されている。
Water quality	データなし。

Name of site Characteristics	Maha 1&2 Lower dam/reservoir
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区 (Hantana Environmental Protection Area) から 18 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 3 種、EN : 5 種、VU : 12 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 1 種、EN : 1 種、VU : 10 種
Habitats	ホームガーデン (home garden)、ゴム・プランテーション、2 次林などがあり、河畔林は劣化した状態である。しかし、人為的な介入があるものの、さまざまな林がモザイク状に分布していることから、動植物の多様性・豊富度は中程度である。 ダム直下流は人為的に改変された林と、河畔林がわずかに残されていて、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

#### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 1&2 下池の社会環境の概要を Table 9.5.9-4 にまとめた。

**Table 9.5.9-4 Maha 1&2下池の社会環境**

Name of site Characteristics	Maha 1&2 Lower dam/reservoir
Location	Arama(GN), Deiyanwela(GN), Watakedeniya(GN), Uduwella (GN), Aranayake Division, Kegalle District
Demographic status of the GND	Arama 人口:911 人、239 世帯、平均家族数: 3.81 人、主要産業、月額収入データなし。 Deiyanwela 人口:987 人、272 世帯、平均家族数: 3.63 人、主要産業、月額収入データなし。 Watakedeniya 人口:1,845 人、536 世帯、平均家族数:3.44 人、主要産業: 農業、月額収入データなし。 Uduwella 人口 1,372 人、360 世帯、平均家族数:3.81 人、主要産業:自営、日雇い労働、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	Mawanella から Aranayake を通り、Arama までアクセス可能。水没予定の Asupiniella 小水力発電所までは茶畑の私有道路が約 1.5km あり、アクセス可能であるが、整備が必要である。
Extent of resettlement	家屋 8 軒と 2 カ所の小水力発電所 (1.5MW&4MW) が水没。
Extent of land acquisition	水田 0.02ha、家庭菜園 6.4ha、ゴム園 20.7ha、合計 27.1ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、ゴム園
River utilization especially in downstream areas	地域住民が沐浴用として利用。4 つの飲料用パイプがあり、また小さな灌漑路により河川が利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	なし

Characteristics	Name of site	Maha 1&2 Lower dam/reservoir
Tourism site		ダムサイトから直線で約 2 km 上流に全国的に有名な滝がある。
Existence of indigenous people		なし
Existence of poverty people		Arama: 39.74%の家庭が Samurdhi（政府補助支援）を受けている。 Deiyanwela: 40.44%の家庭が Samurdhi を受けている。 Watakedeniya: 43.47%の家庭が Samurdhi を受けている。 Uduwella: 49.44%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 3) Maha 1 の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Maha 1 上池の自然環境の評価を Table 9.5.9-5 にまとめた。

Table 9.5.9-5 Maha 1上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「A」 茶畑が優先し、自然環境が改変され、残っている河畔植生も貧弱。動植物の多様性・豊富度は低い。また、絶滅危惧種も動植物で CR 種、EN 種とも記録がなく、評価を「A」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Maha 1 上池の社会環境の評価を Table 9.5.9-6 にまとめた。

Table 9.5.9-6 Maha 1上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「C」 家屋 76 軒、紅茶園私有道路約 2km、数か所の井戸が水没することで、地域住民への影響は大きいと判断し、評価を「C」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積 59.0ha。その内訳は、茶畑 50.0ha、その他の栽培地が 5.3ha、水田 2.6ha、家庭菜園 1.1ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 上池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価は「A」とした。

## b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Maha 1 下池の自然環境の評価を Table 9.5.9-7 にまとめた。

Table 9.5.9-7 Maha 1下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 人為的な介入があるものの、さまざまな林がモザイク状に分布し、多様なハビタットがあることから動植物の多様性・豊富度は中程度。しかし、絶滅危惧種では動物でCR種が3種、EN種が5種、植物でCR種1種、EN種が2種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Maha 1 下池の社会環境の評価を Table 9.5.9-8 にまとめた。

Table 9.5.9-8 Maha 1下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 下池を作ることにより、家屋8軒、小水力発電所2軒、飲料用パイプ4つが水没することから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積約27.1ha。その内訳は、ゴム園20.7ha、家庭菜園6.4ha、水田0.02haであり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 下池候補地点から直接距離約2km上流に全国的に有名な滝が見える。下池を作ることにより既設道路の状態がよくなり、滝を見る観光客が増え、地域活性化の可能性はある。文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価は「A」とした。

## c) 総合評価

以上、Maha 1 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.9-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.9-9 Maha 1群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	A	B	B
Impacts on local communities	C	B	C
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A	A

- A: 問題がない、または限定的。
- B: 問題がある可能性がある。
- C: 明らかに重大な問題がある。

#### (4) 技術的評価

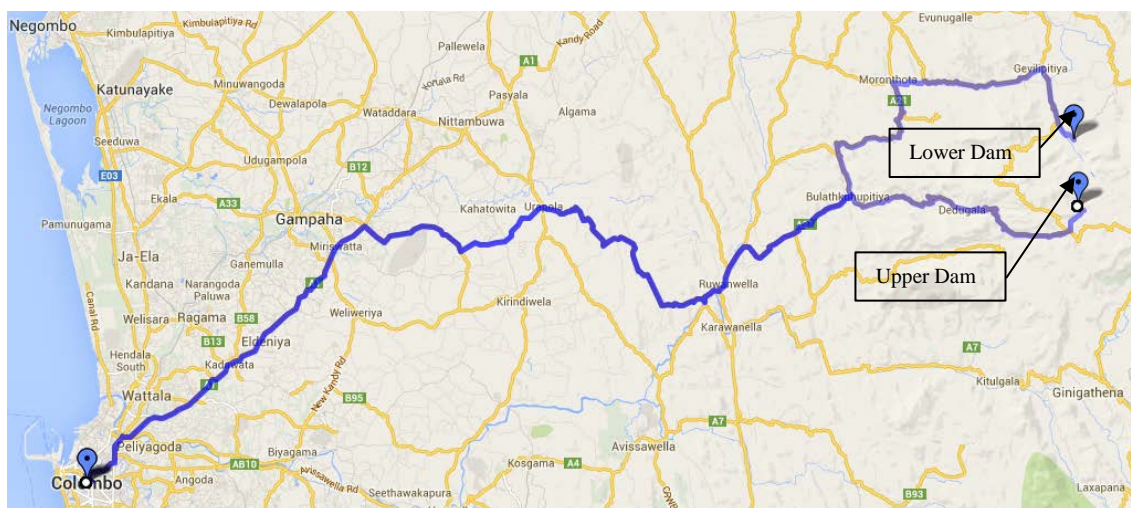
サイトへのアクセスのうち上池ダムについては、コロンボからの全道のりは約 103km、ルートは幹線道路 A1、A21、を経て、間道を 4km 程度走行するとダム地点に到達する。ダム軸近傍まで、車両によるアクセスは可能である。河床へのアクセスは現状ではないものの、1:10,000 地形図によれば、路面と河床との標高差は 20~30m 程度であり、地形も比較的緩やかで、作業用道路の新設は容易であると考えられる。

一方、サイトへのアクセスのうち下池ダムに関しては、コロンボからの全道のり 110km 程度、A1、A21、B136、B278 を経たのち、間道に入り 2km 程度走行するとダム地点に到達する。サイトへの間道はほぼ河床面レベルであることから、アクセスは良好である。

工事用地の確保および施工性に関しては、上池地点の地形が比較的緩やかな地形であること、下池ダムの下流側には開けた土地が広がっていること等を考慮すると、工事用地の確保の点では評価は良好である。

さらに、水路ルート上の上流部分はほぼフラットな台地地形で、導水路のサージタンクを下流側に設置することができるので、地下発電所が下池ダムに近接したレイアウトとなり、地下発電所へのアクセストンネル延長が比較的短い。このことは、全体建設工程の短縮上のメリットが高いと思われる。逆に導水路が相対的に長い計画となるので、次段階の検討に際しては、導水路末端で負圧の発生について検討を要する。

ポンプ水車の製作限界に関しては、単機出力 200MW 案、150MW 案ともに適用可能である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5-1 Maha 1 地点へのアクセスルート



## (5) 概算工事費

Table 9.5.9-10 に Maha 1 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。

Table 9.5.9-10 Maha 1地点の概算工事費

Item/Project	Maha 1		Remarks
	200MW*3unit	150MW*4units	
	*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	5,251	5,393	
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	5,251	5,393	3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	7,877	8,089	3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	262,568	269,637	
4. Hydromechanical Works	53,622	54,801	
5. Electro-Mechanical Equipment	195,700	201,300	
6. Transmission Line			
Direct Cost	525,018	539,219	
7. Administration and Engineering Service	78,753	80,883	Direct Cost * 15%
8. Contingency	52,502	53,922	Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction		0	
Total Cost	656,273	674,024	
Power Output	600,000	600,000	
USD per kW	1,094	1,123	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	Rock Fill
Height *Crest Length	52m * 210m
Volume	900 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	Rock Fill
Height * Crest Length	75m * 360m
Volume	2,800 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.8m * 2,030m * 1 line
		150MW/unit	4.1 m * 2,030m * 2 line

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.5m * 940m * 1 line
		150MW/unit	3.2 m * 940m * 2 line

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.3m * 390m * 1 line
		150MW/unit	4.5 m * 390m * 2 line

## 9.5.10 Maha 2

### (1) 計画概要

本地点は、Maha 川左岸台地上に上池ダムを、Maha 川に下池ダム（Maha 1 計画と共通）を設置し、その間に得られる基準落差 434.78m、最大使用水量 165.67m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。なお、総落差は 458 m であり、ポンプ水車の製作限界に関わる問題もない。

本地点は、調査団が新たに上池ダム候補地点を発掘した地点である。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、L/H=4.8 である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は、Kadugannawa Complex（ないし HC/KC 境界近傍）に属し、主に片麻岩が分布する。上池は、片麻岩が分布する。背斜構造の北翼に位置し、全体的には NE 傾斜（下流傾斜）をなしている。背斜軸は破碎帯をなすが上部貯水池以西で貯水池には影響しない。上池貯水池は片麻岩で、全体に堅硬、保水性に問題はないと思われる。ダム周辺に大規模な地滑り・崩積土はない。

上池ダムはダム軸は片麻岩で、左右岸ともに急斜面をなし、堅硬で安定している。山腹露頭があり風化は全体に薄いと思われる。層理の発達（右岸では 60W50E,10cm 層理亀裂発達片麻岩を確認するが）全体には不詳。基底部に崩積土がややみられるが厚くはない。ダム軸直下流が急峻な下刻谷であり、なるべく上流側に配置することが望ましい。

水路・地下発電所は片麻岩であり、堅硬。

下池は、9.5.9 と同一である。

### (3) 自然・社会環境

#### 1) 上池

##### a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 2 上池の自然環境の概要を Table 9.5.10-1 にまとめた。

**Table 9.5.10-1 Maha 2上池の自然環境**

Name of site	Maha 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は湿潤地帯に属し、雨量は3月から11月に多く、5・6月と11月にピークがある。年平均雨量は1,600-2,300 mm 程度。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がない地形として指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other	最も近い保護区（Hantana Environmental Protection Area）から 21 km 離れ

Name of site	Maha 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
important areas (e.g. World Heritage Site)	ている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 1 種、VU : 2 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 0 種、VU : 0 種
Habitats	主に茶畑が広がり、その他にホームガーデン (home garden) や露頭地帯がある農地で、動植物の多様性・豊富度は低い。 ダム直下流は茶畑、棚田、貧弱な河畔植生などで、動植物の多様性・豊富度は低い。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

#### b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Maha 2 上池の社会環境の概要を Table 9.5.10-2 にまとめた。

**Table 9.5.10-2 Maha 2上池の社会環境**

Name of site	Maha 2 Upper dam/reservoir
Characteristics	
Location	Patithalawa(GN), Podape(GN), Narangala(GN), Ganga Ihala Korale Division, Kandy District
Demographic status of the GND	Patithalawa 人口:1,998 人、538 世帯、平均家族数 : 3.71 人、主要産業 : 日雇い労働、自営、月額収入データなし。 Podape 人口:971 人、273 世帯、平均家族数:3.56 人、主要産業、月額収入データなし。 Narangala 人口:833 人、152 世帯、平均家族数:5.48 人、主要産業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	Gampola から Dolosbage までの国道及び Dolosbage から Berawila 村までの紅茶園私有道路によりアクセス可能であるが、建設時は拡幅などの整備が必要。
Extent of resettlement	16 家族が住む Line House を含む家屋 8 軒及び約 1km の紅茶園私有道路が水没。
Extent of land acquisition	茶畑 21.8ha、家庭菜園 1.8ha、合計 23.6ha
Land use pattern of the area	茶畑、家庭菜園
River utilization especially in downstream areas	なし
Religious, cultural and archeological heritages	なし
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Pathithalawa:41.6%の家庭が Samurdhi (政府補助支援) を受けている。 Podape:46.5%の家庭が Samurdhi を受けている。 Narangala:60.5%の家庭が Samurdhi を受けている。

## 2) 下池

「9.5.9 Maha 1」の下池と同様。

## 3) Maha 2 の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコoping表に従って、Maha 2 上池の自然環境の評価を Table 9.5.10-3 にまとめた。

Table 9.5.10-3 Maha 2上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 主に茶畑で自然環境が改変されて、その他の農地も少ないことから動植物の多様性・豊富度は低い。絶滅危惧種では動物で EN 種が 1 種記録され、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコoping表に従って、Maha 2 上池の社会環境の評価を Table 9.5.10-4 にまとめた。

Table 9.5.10-4 Maha 2上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 16 家族が住む Line House を含む 8 軒と約 1km の紅茶園私有道路が水没することから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積 23.6ha。その内訳は、茶畑 21.8ha、家庭菜園 1.8ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があるとして、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「A」 上池により影響を受ける土地及びその周辺には、文化的に重要となる寺や遺跡等は存在しないことから、評価は「A」とした。

## b) 下池の評価

「9.5.9 Maha 1」の下池と同様。

## c) 総合評価

以上、Maha 2 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.10-5 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.10-5 Maha 2群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	B	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	A	A </td <td>A</td>	A

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

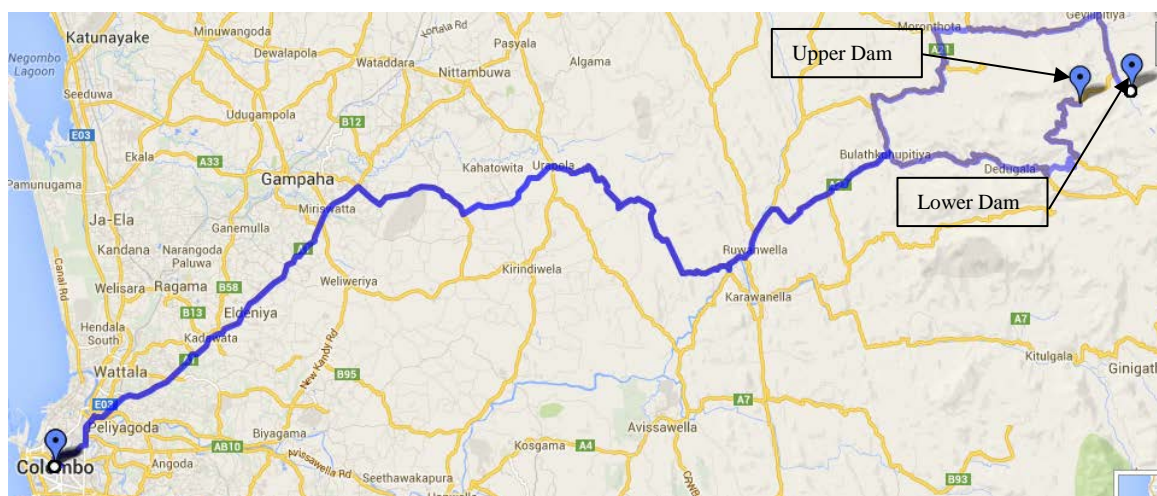
#### (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムについては、コロンボからの全道のりは約 107km、ルートは幹線道路 A1、A21、B67、B588 を経て、間道を 9km 程度走行するとダム地点に到達する。ダム軸近傍まで、車両によるアクセスは可能である。ダム軸地点の地形は緩やかであり、河床へは徒歩ではアクセスも可能、河床への作業用道路の新設は容易であると考えられる。

一方、サイトへのアクセスのうち下池ダムに関しては、Maha 1 地点の下池ダムと共通である。

工事用地の確保および施工性に関しては、上池地点の地形がダム軸位置ではやや急峻であるものの、上流側は比較的緩やかな地形であること、貯水池のエリアが小さく、工事エリアがコンパクトであり、かつ下池ダムの下流側には開けた土地が広がっている等を考慮すると、工事用地の確保の点では評価は良好であると言える。

ポンプ水車の製作限界に関しては、単機出力 200MW 案、150MW 案ともに適用可能である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.10-1 Maha 2 地点へのアクセスルート

## (5) 概算工事費

Table 9.5.10-6 に Maha 2 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。

Table 9.5.10-6 Maha 2地点の概算工事費

	Item/Project	Maha 2		Remarks
		200MW*3unit	150MW*4units	
		*10 <sup>3</sup> USD	*10 <sup>3</sup> USD	
1.	Preparation and Land Acquisition	6,394	6,539	
	(1) Access Roads			
	(2) Compensation & Resettlement			
	(3) Camp & Facilities	6,394	6,539	3. Civil Works * 2%
2.	Environmental Mitigation Cost	9,591	9,808	3. Civil Works * 3%
3.	Civil Works	319,712	326,945	
4.	Hydromechanical Works	50,606	52,588	
5.	Electro-Mechanical Equipment	197,300	204,400	
6.	Transmission Line			
	Direct Cost	583,604	600,280	
7.	Administration and Engineering Service	87,541	90,042	Direct Cost * 15%
8.	Contingency	58,360	60,028	Direct Cost * 10%
9.	Interest during Construction		0	
	Total Cost	729,505	750,350	
	Power Output	600,000	600,000	
	USD per kW	1,216	1,251	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

## -Upper Dam

Type	RCC
Height *Crest Length	79m * 310m
Volume	380 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

## -Lower Dam

Type	Rock Fill
Height * Crest Length	76m * 360m
Volume	2,800 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>

-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.0m * 510m * 1 line
		150MW/unit	4.2 m * 510m * 2 line

-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.6m * 898m * 1 line
		150MW/unit	3.3 m * 898m * 2 line

-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	6.5m * 1,000m * 1 line
		150MW/unit	4.6 m * 1,000m * 2 line

## 9.5.11 Loggal

### (1) 計画概要

本地点は、Loggal 川左岸の支川 Kekale 川に上ダムを、その西側を北流する Loggal 川支川の Katugaha Kandura 川に下池ダムを設置し、その間に得られる基準落差 561.76m、最大使用水量 128.22m<sup>3</sup>/s、基準出力 600MW の揚水発電計画である。等価ピーク継続時間は 6.0 時間である。

JICA 事前調査による計画 (250MW/台×2 台=500MW) のレビューは、単機容量の制約を反映させるべく行った。JICA 事前調査による計画では総落差は約 781m であり、単機容量 200MW の製作限界に関しては、明らかに製作可能な範囲外にあるものと推定され、落差を減じるべく、JICA 事前調査による計画では Loggal 川本川に設置を計画した下池ダムを、東側の支川に変更した。その結果、総落差は 591 m となった。

水路水平延長 L (m) と総落差 H (m) の比は、 $L/H=6.5$  である。

### (2) 地形・地質

本地域の地質は Highland Complex に属し、主に片麻岩が分布する。上池はチャノカイト片麻岩が分布する。背斜軸沿いに位置し、NW 傾斜である。

上池貯水池はチャノカイト片麻岩で、堅硬。亀裂が発達するが保水性に問題は少ないと思われる。右岸斜面にはやや崩積土がみられるが、安定している。空中写真からは、不安定化斜面はなし。

上池ダムは片麻岩で、堅硬。(上流側に高角度で傾斜する) 層理が細かく発達するが、表層を除き密着性も高いと思われる。(NW/80N, 10-20cm)。河床には河床砂礫が分布するが薄い。空中写真ではダム周辺に地滑り地形なし。地質的な問題は特に認められない。

水路は高角度に傾斜する片麻岩体を通過する。一部に石灰岩を通過するが、地質図からは厚さは 200-300m と想定される。断層はない。

地下発電所は、片麻岩よりなり堅硬である。

下池は珪岩、チャノカイトで、向斜構造の北翼～向斜軸に位置し、全体的に NW 傾斜 (左岸傾斜だがほぼ水平)。貯水池は、左岸は珪岩の急峻な山体で安定。空中写真からも地滑り跡なし。珪岩は、亀裂が発達しているが、風化は表層付近に留まっており、岩盤は堅硬。右岸は片麻岩からなる山体で中～緩斜面をなすが、安定している。崩積土も比較的薄い。河床部は河川沖積堆積物が広く分布する。厚さはある程度予想されるが、一定厚にとどまるものと想定 (幅 200m、厚さ推定 10m)。保水性には問題がないと思われる。

下池ダムは、左岸の珪岩は上流に低角度で傾斜しており、表層では風化がみられるが、風化は浅い(数 m)。新鮮な岩盤は相当強度を持つと思われる、基礎として問題がないと思われる。右岸部の片麻岩も塊状 (2-3m) であり、堅硬。ダム堤長が 500m 超となるが、地質的な問題は特に認められない。

## (3) 自然・社会環境

## 1) 上池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Loggal 上池の自然環境の概要を Table 9.5.11-1 にまとめた。

Table 9.5.11-1 Loggal上池の自然環境

Name of site	Loggal Upper dam/reservoir
Characteristics	
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、10月から2月に雨量が多い。年平均雨量については、近くに気象観測地点がないためデータなし。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Victoria, Randenigala, Rantembe Sanctuary）から 16.5 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 1 種、EN : 2 種、VU : 2 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 1 種、VU : 5 種
Habitats	茶畑、ホームガーデン（home garden）、アカシア・ユーカリ植林、2 次林、草原、水田、サバンナがモザイク状に分布し、動植物の多様性・豊富度は高い。 ダム直下流は茶畑、サバンナ、狭い河畔林であるが、動植物の多様性・豊富度は中程度である。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Loggal 上池の社会環境の概要を Table 9.5.11-2 にまとめた。

Table 9.5.11-2 Loggal上池の社会環境

Name of site	Loggal Upper dam/reservoir
Characteristics	
Location	Pitamaruwa(GN),
Demographic status of the GND	人口:869 人、249 世帯、平均家族数 : 3.49 人、主要産業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	国道 B36 により Meegahakiula から Kalugahakandura を通過し、Pitimadura 村までアクセス可能。
Extent of resettlement	家屋 18 軒、1 寺、既設道路が水没。
Extent of land acquisition	水田 13.7ha、家庭菜園 19.3ha、森林 3.4ha、低木地 14.2ha、河川 2.5ha、合計 53.1ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、森林、低木地
River utilization especially in	地域住民により洗濯や沐浴に利用されている。漁業なし。



Name of site Characteristics	Loggal Upper dam/reservoir
downstream areas	ダム軸から 500m 下流に 4MW の小水力発電所があり 2023 年までの売電契約がある。
Religious, cultural and archeological heritages	墓はないが、いくつかの家庭では庭に故人を埋める慣習がある。地域唯一の Pitamadura 寺が水没する。
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Pitamadura:7.3%の家庭が Samurdhi(政府補助支援)を受けている。

## 2) 下池

## a) 自然環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Loggal 下池の自然環境の概要を Table 9.5.11-3 にまとめた。

Table 9.5.11-3 Loggal下池の自然環境

Name of site Characteristics	Loggal Lower dam/reservoir
Meteorological condition	この地域は中間地帯に属し、10月から2月に雨量が多い。年平均雨量については、近くに気象観測地点がないためデータなし。
Hydrological condition	データなし。
Land slide	NBRO の Landslide Hazard Map では、候補地周辺は地滑りが起こる可能性がある地形（低 - 中程度）と指定されている。
Water quality	データなし。
Protected area including other important areas (e.g. World Heritage Site)	最も近い保護区（Victoria, Randenigala, Rantembe Sanctuary）から 12.5 km 離れている。
Fauna and flora	Fauna の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 2 種、VU : 3 種 Flora の絶滅危惧種 CR : 0 種、EN : 0 種、VU : 2 種
Habitats	水田、畑、ホームガーデン（home garden）、2 次林、半自然状態の河畔林が残っている状態で、動植物の多様性・豊富度は中程度である。ダム直下流の生態系も同様で、動植物の多様性・豊富度は中程度である。

NOTE: CR: Critically Endangered, EN: Endangered, VU: Vulnerable

## b) 社会環境の概要

環境調査(1)の結果を踏まえ、Loggal 下池の社会環境の概要を Table 9.5.11-4 にまとめた。

Table 9.5.11-4 Loggal下池の社会環境

Name of site	Loggal Lower dam/reservoir
Characteristics	
Location	Kalugahakandura (GN), Meegahakiula Division, Badulla District
Demographic status of the GND	人口:651人、192世帯、平均家族数:3.39人、主要産業、月額収入データなし。
Accessibility to the proposed site	国道 B36 にて Meegahakiula から Kalugahakandura までアクセス可能であるが、この道路からダム堤頂までは新設道路が必要となる。
Extent of resettlement	家屋 14 軒、右岸側に寺 1 軒、左岸側に小学校、郵便局、約 1km の村道が水没
Extent of land acquisition	水田 9.4ha、家庭菜園 8.3ha、低木地 9.5ha、河川 0.8ha、合計 28.0ha
Land use pattern of the area	水田、家庭菜園、低木地
River utilization especially in downstream areas	洗濯、沐浴に利用されている。漁業なし。
Religious, cultural and archeological heritages	寺 1 軒が水没する。
Tourism site	なし
Existence of indigenous people	なし
Existence of poverty people	Kalugahakandura : 13.8%の家庭が Samurdhi (政府補助支援)を受けている。

## 3) Loggal の環境社会評価

## a) 上池の評価

自然環境：スコoping表に従って、Loggal 上池の自然環境の評価を Table 9.5.11-5 にまとめた。

Table 9.5.11-5 Loggal上池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 多様なハビタットがあることから動植物の多様性・豊富度は高い。絶滅危惧種では動物で CR 種が 1 種、EN 種が 1 種、植物で EN 種が 1 種記録され、また、動植物の多様性・豊富度が高く、問題がある可能性があることから、評価を「B」とした。

社会環境について：スコoping表に従って、Loggal 上池の社会環境の評価を Table 9.5.11-6 にまとめた。

Table 9.5.11-6 Loggal上池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 家屋 18 軒が水没、河川は洗濯や沐浴用に利用されていることから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積 36.4ha。その内訳は、水田 13.7ha、家庭菜園 19.3ha、森林 3.4ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性がある。またダム軸から 500m 下流に 4MW の小水力発電所があり、建設時にはなんらかの影響があることから、評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「B」 文化遺産指定の寺ではないが、Pitamaruwa 村唯一の寺が水没する可能性があるとして、評価を「B」とした。

## b) 下池の評価

自然環境：スコーピング表に従って、Loggal 下池の自然環境の評価を Table 9.5.11-7 にまとめた。

Table 9.5.11-7 Loggal下池の自然環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on fauna and flora	評価「B」 自然環境が改変されているが、さまざまな生息地がモザイク状に分布し、動植物の多様性・豊富度は中程度である。絶滅危惧種では動物で EN 種が 2 種記録されているため、問題がある可能性があると考えられ、評価を「B」とした。

社会環境について：スコーピング表に従って、Loggal 下池の社会環境の評価を Table 9.5.11-8 にまとめた。

Table 9.5.11-8 Loggal下池の社会環境の評価

Scoping items	評価についての説明
Impacts on local communities	評価「B」 家屋 14 軒、小学校、郵便局、約 1km の村道が水没、河川は洗濯や沐浴に利用されていることから、評価を「B」とした。
Impacts on industries	評価「B」 水没面積 17.7ha。その内訳は、水田 9.4ha、家庭菜園 8.3ha であり、地域住民の生計手段に影響を及ぼす可能性があることから評価を「B」とした。
Impacts on cultural heritage	評価「B」 文化遺産指定の寺ではないが、右岸側の寺が水没する可能性があるとして、評価を「B」とした。

## c) 総合評価

以上、Loggal 上池と下池の自然環境・社会環境の評価を Table 9.5.11-9 にまとめ、全体としての評価をした。

Table 9.5.11-9 Loggal群の評価

項目	評価		
	上池	下池	総合
Impacts on fauna and flora	B	B	B
Impacts on local communities	B	B	B
Impacts on industries	B	B	B
Impacts on cultural heritage	B	B	B

- A: 問題がない、または限定的。  
 B: 問題がある可能性がある。  
 C: 明らかに重大な問題がある。

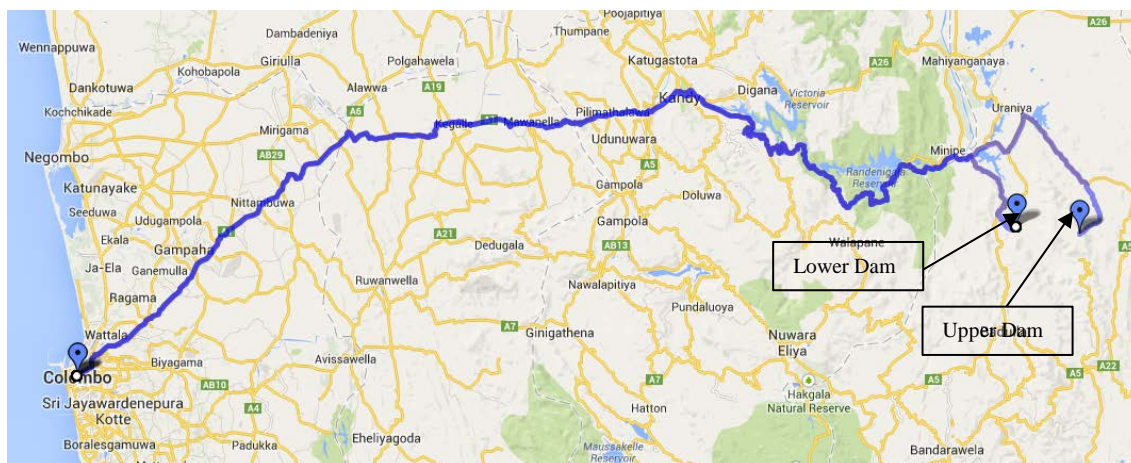
## (4) 技術的評価

サイトへのアクセスのうち上池ダムについては、コロンボからの全道のりは 230km、ルートは幹線道路 A1、A26、B413、B492、B36、を経て、間道を 10km 程度走行するとダム地点に到達する。間道は、大部分が急峻・狭隘な未舗装道路である。

サイトへのアクセスのうち下池ダムについては、コロンボからの全道のりは約 230km、ルートは幹線道路 A1、A26、B413、B492、B36、B57、間道（B46）を 9.0km 程度走行するとダム地点に到達する。ダム軸近傍まで、車両によるアクセスは可能である。ダム軸地点の地形は緩やかであり徒歩でのアクセスは可能、河床への作業用道路の新設は容易であると考えられる。

工事用地の確保および施工性に関しては、上池ダムエリア、下池ダムエリアともに比較的緩やかな地形であり、平坦な土地もあることから、工事用地や作業用道路の設置に大きな問題は無いものと考えられ、比較的良好であると評価できる。

ポンプ水車の製作限界に関しては、単機出力 200MW、150MW 案ともに適用可能の評価である。しかし、150MW 案の場合は、製作可能と不可の境界付近にあるため慎重な検討が必要である。



(出典：調査団作成)

Figure 9.5.11-1 Loggal 地点へのアクセスルート

### (5) 概算工事費

Table 9.5.11-10 に Loggal 地点の概算工事費を示す。概算工事費の算定は、9.4.4 に示した条件に基づき算定した。本地点は、単機出力 200MW×3 台案、150MW×4 台案ともにポンプ水車の製作可能な範囲にある。

Table 9.5.11-10 Loggal地点の概算工事費

Item/Project	Loggal		Remarks
	200MW*3unit *10 <sup>3</sup> USD	150MW*4units *10 <sup>3</sup> USD	
1. Preparation and Land Acquisition	6,916	7,054	
(1) Access Roads			
(2) Compensation & Resettlement			
(3) Camp & Facilities	6,916	7,054	3. Civil Works * 2%
2. Environmental Mitigation Cost	10,373	10,581	3. Civil Works * 3%
3. Civil Works	345,782	352,692	
4. Hydromechanical Works	62,287	62,978	
5. Electro-Mechanical Equipment	188,900	196,700	
6. Transmission Line			
Direct Cost	614,258	630,005	
7. Administration and Engineering Service	92,139	94,501	Direct Cost * 15%
8. Contingency	61,426	63,000	Direct Cost * 10%
9. Interest during Construction		0	
Total Cost	767,823	787,506	
Power Output	600,000	600,000	
USD per kW	1,280	1,313	

(出典：調査団作成)

主な土木構造物の主要諸元は以下のとおり。

-Upper Dam			
Type		RCC	
Height *Crest Length		42m * 220m	
Volume		110 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Lower Dam			
Type		Rock Fill	
Height * Crest Length		76m * 540m	
Volume		5,200 * 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	
-Headrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.3m * 1,750m * 1 line
		150MW/unit	3.7 m * 1,750m * 2 line
-Penstock Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	4.1m * 1,106m * 1 line
		150MW/unit	2.9 m * 1,106m * 2 line
-Tailrace Tunnel	Dia *Length*line	200MW/unit	5.8m * 1,230m * 1 line
		150MW/unit	4.1 m * 1,230m * 2 line

## 9.6 有力候補地点選定

## 9.6.1 候補地点の計画諸元

Table 9.6.1-1 第一次地点選定の対象 11 候補地点の計画諸元を示す。

Table 9.6.1-1 候補地点の計画諸元 (200MW×3台案)

Candidate Site	unit	Kiriketi I	Kiriketi II	Maussa- kelle A	Maussa- kelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
		Installed Capacity	MW	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Unit Capacity	MW	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Number of Units	unit	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Peak Generating Time	hours	3.8	2.52	6.42	6.28	6.19	6.11	6.05	6.1	6.03	6.09	6.16
Rated Head	m	664.67	731.81	450.30	463.60	576.01	679.25	657.08	465.18	464.23	434.78	561.76
Rated Discharge	m <sup>3</sup>	108.37	98.43	159.96	155.37	125.05	106.04	109.62	154.84	155.16	165.67	128.22
Upper Pond	Latitude	6°46'00"	6°45'13"	6°46'49"	6°46'49"	7°01'30"	7°02'30"	7°02'14"	7°04'14"	7°06'01"	7°07'20"	7°06'20"
	Longitude	80°46'15"	80°46'34"	80°33'42"	80°33'42"	80°53'06"	80°52'35"	80°52'31"	80°52'24"	80°28'35"	80°27'26"	81°07'46"
	Catchment Area	km <sup>2</sup>	1	1	2	2	32	20	2	2	10	5
	Reservoir Area	km <sup>2</sup>	0.14	0.04	0.37	0.37	0.17	0.12	0.16	0.15	0.39	0.15
	Crest Elevation	E.L.-m	1960	1731	1829	1829	1270	1381	1412	1224	792	769
	High Water Level	E.L.-m	1,954	1,725	1,823	1,823	1,264	1,375	1,406	1,218	786	763
	Low Water Level	E.L.-m	1,934	1,687	1,813	1,813	1,243	1,343	1,384	1,166	774	729
	Drawdown	m	20	38	10	10	21	32	22	52	12	34
	Sediment Level	E.L.-m	1,921	1,673	1,800	1,799	1,230	1,330	1,371	1,153	760	715
	Gross Capacity	MCM	1.96	1.12	3.82	3.82	4.80	3.48	3.21	3.68	6.08	4.35
	Available Capacity	MCM	1.62	0.99	3.69	3.69	2.79	2.33	2.39	3.42	3.71	3.67
	Dam Height	m	35	81	39	39	80	116	57	89	52	79
	Crest Length	m	1280	300	1200	1200	250	500	200	550	210	310
Lower Pond	Latitude	6°45'58"	6°44'44"	6°47'42"	6°47'48"	7°02'34"	7°02'34"	7°03'57"	7°03'57"	7°07'50"	7°07'50"	7°7'23"
	Longitude	80°47'43"	80°47'03"	80°32'21"	80°32'50"	80°54'53"	80°54'53"	80°54'11"	80°54'11"	80°28'27"	80°28'27"	81°05'46"
	Catchment Area	km <sup>2</sup>	5	14	20	10	70	70	16	16	35	35
	Reservoir Area	km <sup>2</sup>	0.08	0.09	0.34	0.25	0.30	0.28	0.15	0.18	0.24	0.24
	Crest Elevation	E.L.-m	1263	952	1355	1342	661	659	720	726	305	306
	High Water Level	E.L.-m	1,257	946	1,349	1,336	655	653	714	720	299	300
	Low Water Level	E.L.-m	1,229	934	1,339	1,323	642	642	693	693	282	282
	Drawdown	m	28	12	10	13	13	11	21	27	17	18
	Sediment Level	E.L.-m	1,216	920	1,326	1,309	628	628	680	680	269	269
	Gross Capacity	MCM	1.91	2.04	5.31	4.25	7.82	7.22	3.95	4.83	6.13	6.40
	Available Capacity	MCM	1.48	0.89	3.71	3.51	2.94	2.33	2.52	3.40	3.37	3.63
	Dam Height	m	93	72	55	52	81	79	65	71	75	76
	Crest Length	m	250	240	170	1070	420	430	220	290	360	360
Headrace Tunnel												
Inner Diameter	m	4.8	4.6	5.9	5.8	5.2	4.8	4.9	5.8	5.8	6.0	
Length	m	1,070	100	300	300	950	960	1,350	1,000	2,030	510	
Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Penstock Tunnel												
Inner Diameter	m	3.8	3.6	4.6	4.5	4.0	3.7	3.8	4.5	4.5	4.6	
Length	m	1,260	1,349	939	961	1,116	1,256	1,236	927	940	898	
Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Tailrace Tunnel												
Inner Diameter	m	5.3	5.1	6.4	6.3	5.7	5.2	5.3	6.3	6.3	6.5	
Length	m	500	180	2,050	1,280	2,300	2,240	2,200	1,430	390	1,000	
Nos. of lines	-line	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Access Tunnel to PH												
Length	m	350	550	1,300	1,050	1,650	1,850	1,500	1,850	850	1,000	

(出典：調査団作成)

## 9.6.2 第一次スクリーニング

9.5 でも述べたとおり、11 候補地点には、保護区 (Sanctuary) 内に上池や下池が存在し、スリランカ国の法律で開発が原則禁止されている地点や、地形的な条件の限界より、まだポンプ水車

の製作限界基準に抵触している地点が含まれている。よって、第一次スクリーニングとして、前述2つの問題を含むプロジェクトを、以降の有力候補選定対象から除外することとした。Table 9.6.2-1 に、第一次スクリーニングの結果を示す。”Impacts on Fauna and Flora”の”C”評価は、上池および下池が、保護区 (Sanctuary) 内に存在する場合に与えられる。また、”製作限界(Manufacturing Limitation)”の”C”評価は、ポンプ水車の製作が不可と判断された地点に与えられている。ここでは、少なくとも、単機容量 200MW では開発可能と判断されることを考慮し、単機出力 200MW に対する評価を採用している。

本結果より、今後の有力候補地点選定の検討対象としては、Halgran 1、Halgran 3、Halgran 4、Maha 1、Maha 2、Loggal の6地点に絞られることとなった。

**Table 9.6.2-1 第一次スクリーニング結果**

	Kiriketi 1	Kiriketi 2	Maussakelle A	Maussakelle B	Halgran 1	Halgran 2	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
Impacts on Fauna and Flora (Sanctuary)	C	C	C	C							
Manufacturing Limitation		C				C					
1 <sup>st</sup> screening	NG	NG	NG	NG		NG					

(出典：調査団作成)

### 9.6.3 自然・社会環境影響による評価

自然環境面と社会環境面から評価するために、9.5 に記述したとおり環境調査を行った。環境調査結果の概要を、Table 9.6.3-1 に示す。



Table 9.6.3-1 自然・社会環境調査結果の概要

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
1. 自然環境への影響 (Impacts on fauna and flora)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（茶畑優先の農地・既改変）</li> <li>動物 CR 種 1 種 EN 種 3 種</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（棚田などの農地・既改変）</li> <li>動物 CR 種 1 種、植物 CR 種 1 種</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→高（茶畑優先の農地・既改変、残存河畔部は多・豊）</li> <li>動物 EN 種 5 種、植物 EN 種 2 種</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（農地・既改変）</li> <li>動物 CR1 種、植物 EN1 種</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（茶畑、畑、ユーカリ植林）</li> <li>動物 EN 種 2 種</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <p>Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（茶畑優先）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→中程度</li> <li>動物 CR 種 3 種、EN 種 2 種、植物 CR 種 1 種、EN 種 1 種</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→低（茶畑優先）</li> <li>動物 EN 種 1 種</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <p>Maha 1 同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→高</li> <li>動物 CR 種 1 種、EN 種 2 種、植物 EN 種 1 種</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>動植物の多様性・豊富度→中程度</li> <li>動物 EN 種 2 種</li> </ul>
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B
2. 地域社会への影響 (Impacts on local communities)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 15 軒</li> <li>地域住民の河川利用無</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 9 軒</li> <li>沐浴利用、小規模灌漑 1 箇所あり</li> <li>漁業なし</li> </ul>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>移転なし</li> <li>住民の河川利用無</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>移転なし</li> <li>沐浴利用、小規模灌漑 1 箇所</li> <li>漁業なし</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 11 軒、幼稚園、飲料タンク</li> <li>住民の河川利用無</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <p>Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：C</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 76 軒、私有道路約 2km、井戸数か所</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 8 軒、小水力 2 箇所、飲料用パイプ 4 本</li> <li>漁業なし</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 8 軒、私有道路約 1km</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <p>Maha 1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 18 軒</li> <li>住民の洗濯、沐浴利用あり</li> <li>漁業なし</li> </ul> <p>【下池】：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没：家屋 14 軒、小学校、郵便局、村道 1km</li> <li>漁業なし</li> </ul>
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：C	評価：B	評価：B
3. 地域産業への影響 (Impacts on industries)	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 26.4ha（家庭菜園 2.3ha、茶畑 7.8ha、他栽培地 16.3ha）</li> <li>観光資源や観光地→特に無</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 26.0ha（水田 12.5ha、家庭菜園 7.6ha、他栽培地 5.9ha）</li> <li>観光資源や観光地→特に無</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 27.5ha（茶畑 14.3ha、森林 13.2ha）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 29.5ha。（水田 21.8ha、家庭菜園 6.9ha、茶畑 0.18ha、他栽培 0.6ha）</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 23.41ha（茶畑 15.8ha、他栽培地 7.4ha、森林 0.2ha）</li> </ul> <p>【下池】：</p> <p>Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 59.0ha（茶畑 50.0ha、他栽培地 5.3ha、水田 2.6ha、家庭菜園 1.1ha）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 27.1ha（ゴム園 20.7ha、家庭菜園 6.4ha）</li> </ul>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 23.6ha（茶畑 21.8ha、家庭菜園 1.8ha）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <p>Maha1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 36.4ha（水田 13.7ha、家庭菜園 19.3ha、森林 3.4ha）</li> <li>小水力（4MW）が下流 500m にあり（工事期間中の影響が想定）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>水没 17.7ha（水田 9.4ha、家庭菜園 8.3ha）</li> </ul>
	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B	評価：B
4. 地域文化遺産への影響 (Impacts on culture and landscape)	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的に重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> <li>小規模な墓あり</li> </ul>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的に重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> <li>小規模な墓あり</li> </ul>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <p>Halgran 3 と同じ</p>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>直接距離約 2km 上流滝あり（全国的に有名）既設道路改善により観光資源化し地域活性化の可能性あり</li> <li>文化的に重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul>	<p>【上池】：A</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>文化的重要な寺や遺跡等無</li> <li>景観上の問題無</li> </ul> <p>【下池】：A</p> <p>Maha 1 に同じ</p>	<p>【上池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>村唯一の寺が水没（文化遺産指定ではない）</li> </ul> <p>【下池】：B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>右岸側の寺が水没（文化遺産指定ではない）</li> </ul>
	評価：A	評価：A	評価：A	評価：A	評価：A	評価：B

A：問題がない、または限定的、B：問題がある可能性がある、C：明らかに重大な問題がある

#### 9.6.4 地質による評価

9.5 の記述をもとにして、各候補地点の地質条件について、強度、水密性、断層、河床堆積物、斜面安定について評価を行った結果を Table 9.6.4-1 に示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない、または限定的
- B: 問題がある可能性がある
- C: 明らかに重大な問題がある、または可能性が高い。

Table 9.6.4-1 地質による評価

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Strength	B	B	A	B	B	A
Impermiability	A	B	B	B	B	A
Faults	B	B	B	B	B	A
Riverbed Deposit	A	A	A	A	A	B
Slope	B	A	B	B	B	A
Overall Evaluation	B	B	B	B	B	B

(出典：調査団作成)

#### 9.6.5 施工性に関する評価

9.5 の記述に基づき、各候補地点の施工性について、上池ダムへのアクセス、下池ダムへのアクセス、工事用地の確保、その他について評価を行った結果を、Table 9.6.5-1 に示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない、または限定的
- B: 問題がある可能性がある
- C: 明らかに重大な問題がある、または可能性が高い。

Table 9.6.5-1 施工性に関する評価

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Access to Upper Dam	C	B	C	A	A	A
Access to Lower Dam	B	B	B	A	A	B
Temporary Yards	C	A	C	A	A	A
Others			C	A		
Overall Evaluation	C	B	C	A	A	B

(出典：調査団作成)

このうち、Others の Halgran 4 に対する”C”および Maha 1 に対する”A”評価は次のとおり。

Halgran 4 地点の上池は利用水深が 58m と深く、日々の揚水発電所運用により上池周辺の斜面

は、地下水の上昇・下降の繰り返しに毎日さらされることとなり、斜面安定のための大規模な対策工が必要となる可能性が高いことから、“C”評価を与えている。

また、Maha 1 の地下発電所へのアクセストンネルは延長 1,000m 以下であり、早期にトンネルを貫通させ、地下発電所やその他地下構造物の工事工程短縮化に大きく寄与するものと考えられるので、“A”評価を与えた。

### 9.6.6 ポンプ水車製作限界

JICA 事前調査による候補地点は 250MW×2 台案とし、落差 700m 以上の高落差を有する地点を含んでいた。本調査では、系統安定の観点より単機出力は 200MW/unit を限界としたことにより、ポンプ水車の製作限界上の問題が懸念された。よって、計画を見直し製作限界基準に抵触しない計画に変更した。しかしながら、地形的な制約により、ポンプ水車の製作限界の問題が依然として残る地点も生じた。ポンプ水車の製作限界に関する各地点の評価は、9.5 に記述したとおりである。Table 9.6.6-1 には各地点の評価結果を一覧にして示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 問題はない・150MW/unit 案も適用可
- B: 200MW/unit は適用可能、150MW/unit 案は適用不可
- C: 200MW/unit は適用不可（既に 1 次スクリーニングで除外）

Table 9.6.6-1 ポンプ水車製作限界の評価結果

	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Logal
Evaluation	B	B	A	A	A	A

(出典：調査団)

### 9.6.7 概算工事費

9.5 にも示したとおり、各地点の概算工事費を見積もった。Table 9.6.7-1 に、kW あたりの建設工事単価の各地点の一覧とその評価を示す。評価に用いたレーティング A、B、C が意味することは以下のとおり。

- A: 1,200USD/kW 以下
- B: 1,200～1,400USD/kW
- C: 1,400USD/kW 以上

Table 9.6.7-1 建設工事費単価と評価

	unit	Halgran 1	Halgran 3	Halgran 4	Maha 1	Maha 2	Loggal
Construction Cost	USD/kW	1,335	1,042	1,414	1,094	1,216	1,280
Evaluation		B	A	C	A	B	B

(出典：調査団作成)

### 9.6.8 有力地点選定

上記の各項目に対する評価結果（レーティング A、B、C）および 9.5 に記述した自然・環境評価結果を用いて、総合的に各候補地点のランキングを行い、有力候補地点 3 地点を選定することとする。各候補地点のランキングの手法は以下のとおり。（Table 9.6.8-1 と Table 9.6.8-2 を参照）

- 1) 1. 技術評価（Technical Evaluation）、2. 経済評価（Economical Evaluation）、3. 環境評価（Environmental Evaluation）の 3 つの大評価項目に配点を与える。その際、平等評価（Even ケース）では技術・経済（1.と 2.）と環境（3.）にそれぞれ、50 点ずつを配点、環境重視評価では、技術・経済（1.と 2.）に 30 点、環境（3.）に 70 点を与えた。
- 2) 1. 技術評価（Technical Evaluation）は、1.1～1.3 の 3 つの小評価項目に分類されており、各項目には合計点が大項目合計配点になるように配点した。このうち、製作限界については、製作可と不可の境界付近にある地点もあったこと、単機出力 200MW/unit と 150MW/unit の建設工事単価が、それほど大きな差異がない（いずれも 150MW/unit が割高）であり、系統安定や揚水発電所の使いやすさの面からは、150MW/unit×4 台案の方が有利であることから、他の小評価項目に対して配点上重みを付けた。
- 3) 3. 環境評価（Environmental Evaluation）は、3.1～3.4 の 4 つの小評価項目に分類されており、各項目には合計点が大項目合計配点になるように配点した。このうち、3.2 地域社会への影響（Impact on local communities）については、住民移転を含んだものであり、重みを付け評価した。
- 4) A、B、C のレーティングには、1.0、0.6、0.3 を割り振った。
- 5) 各小評価項目と A、B、C によるレーティングの積の合計を各候補地点の得点（100 点満点）として、ランキングを付けた。

また、地点選定の方法として、同一地域より一地点のみを選択することとする。すなわち、Halgran 計画は合計 3 地点、Maha 計画は合計 2 計画があるが、Halgran 地域より 1 地点、Maha 地域より 1 地点を選択することとする。これは、CEB の意向として計画候補地点が同一地域に集中しないよう望んでいることや、Maha 1 と Maha 2 のように、異なる計画であっても下池ダムを共有している地点があること、を考慮したものである。

ランキングの結果は、Halgran については、平等評価ケースでも、環境重視ケースでも Halgran3 地点は 3 地点の中では一番得点が高い計画となった。Maha については、平等評価ケースと環境重視ケースでは、ランキングが入れ替わる。これは、Maha1 地点の 3.2 地域社会への影響（Impact on local communities）すなわち、移転数が多いことが原因と考えられる。Loggal 地点については、地域では単一の計画であるが、平等評価ケースでは Halgran 1 に勝るが、環境重視ケースでは、順位が逆転する。Halgran 3 計画とは上池、下池は全く別であり、Halgran 3 の開発と物理的には両立可能であるが、上池は Halgran 3 と近接している点、同一地域より 1 地点を選択すること、環境重視ケースであっても、得点差は僅かである点、等、考慮し、Loggal 地点を有力地点として選択するものとする。

よって、有力候補 3 地点としては、Halgran 3 地点、Maha 2 地点、および Loggal 地点を選定する。

**Table 9.6.8-1 地点ランキング結果 (Even ケース)**

Criteria	Score	Halgran 1			Halgran 3			Halgran 4			Maha 1			Maha 2			Loggal		
	allocation	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score
1. Technical Evaluation	25			12.75			15.00			16.75			22.00			22.00			19.00
1.1 Geological aspects	7.5	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50	B	0.60	4.50
1.2 Ease of construction works	7.5	C	0.30	2.25	B	0.60	4.50	C	0.30	2.25	A	1.00	7.50	A	1.00	7.50	B	0.60	4.50
1.3 Manufacturing Limitation	10	B	0.60	6.00	B	0.60	6.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00	A	1.00	10.00
2. Economical Evaluation	25	B	0.60	15.00	A	1.00	25.00	C	0.30	7.50	A	1.00	25.00	B	0.60	15.00	B	0.60	15.00
3. Environmental Evaluation	50			33.60			33.60			33.60			27.60			33.60			30.00
3.1 Impact on Fauna and Flora	12	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20
3.2 Impact on local communities	20	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00	C	0.30	6.00	B	0.60	12.00	B	0.60	12.00
3.3 Impact on industries	9	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40	B	0.60	5.40
3.4 impact on culture and landscape	9	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	A	1.00	9.00	B	0.60	5.40
Total	100			61.35			73.60			57.85			74.60			70.60			64.00
Rank				5			2			6			1			3			4

**Table 9.6.8-2 地点ランキング結果（環境重視 ケース）**

Criteria	Score allocation	Halgran 1		Halgran 3			Halgran 4			Maha 1			Maha 2			Loggal			
		Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score	Eva	Rate	Score
1. Technical Evaluation	15			7.65			9.00			10.05			13.20			13.20			11.40
1.1 Geological aspects	4.5	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70	B	0.60	2.70
1.2 Ease of construction works	4.5	C	0.30	1.35	B	0.60	2.70	C	0.30	1.35	A	1.00	4.50	A	1.00	4.50	B	0.60	2.70
1.3 Manufacturing Limitation	6	B	0.60	3.60	B	0.60	3.60	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00	A	1.00	6.00
2. Economical Evaluation	15	B	0.60	9.00	A	1.00	15.00	C	0.30	4.50	A	1.00	15.00	B	0.60	9.00	B	0.60	9.00
3. Environmental Evaluation	70			46.80			46.80			46.80			37.80			46.80			42.00
3.1 Impact on Fauna and Flora	16	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60	B	0.60	9.60
3.2 Impact on local communities	30	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00	C	0.30	9.00	B	0.60	18.00	B	0.60	18.00
3.3 Impact on industries	12	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20	B	0.60	7.20
3.4 impact on culture and landscape	12	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	A	1.00	12.00	B	0.60	7.20
Total	100			63.45			70.80			61.35			66.00			69.00			62.40
Rank				4			1			6			3			2			5