

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
詳細計画策定調査報告書

平成24年10月
(2012 年)

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
詳細計画策定調査報告書

平成24年10月
(2012 年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部

目 次

目 次
地 図
写 真
略語表

第1章 調査の概要	1
1－1 調査の背景	1
1－2 調査の目的	2
1－3 調査団員構成	2
1－4 調査日程	3
1－5 調査対処方針	4
1－6 団長所感	9
1－7 主要面談者	10
1－8 調査結果概要	11
第2章 電力開発計画と水力開発マスタープランのレビュー	14
2－1 電力開発政策と開発体制（財務状況含む）	14
2－1－1 エネルギー事情	14
2－1－2 電力開発政策	15
2－1－3 電力開発体制	15
2－2 電力需給状況	18
2－2－1 電力需給バランス	18
2－2－2 発電電力量	20
2－2－3 電力料金	22
2－2－4 CEB の発電設備の現状	24
2－2－5 IPP の参入状況	26
2－2－6 流通設備の現状	26
2－2－7 再生可能エネルギー	27
2－2－8 地方電化計画	28
2－3 電力需要予測と電源開発計画	28
2－3－1 電力需要予測	28
2－3－2 長期電源開発計画	29
2－4 送・変電設備拡充計画	34
2－5 電力開発計画策定における組織面・制度面の現状と課題	39
2－5－1 組織面・制度面の現状と課題	39
2－5－2 電源開発の現状と課題	39
2－5－3 発電計画等の進捗状況	39

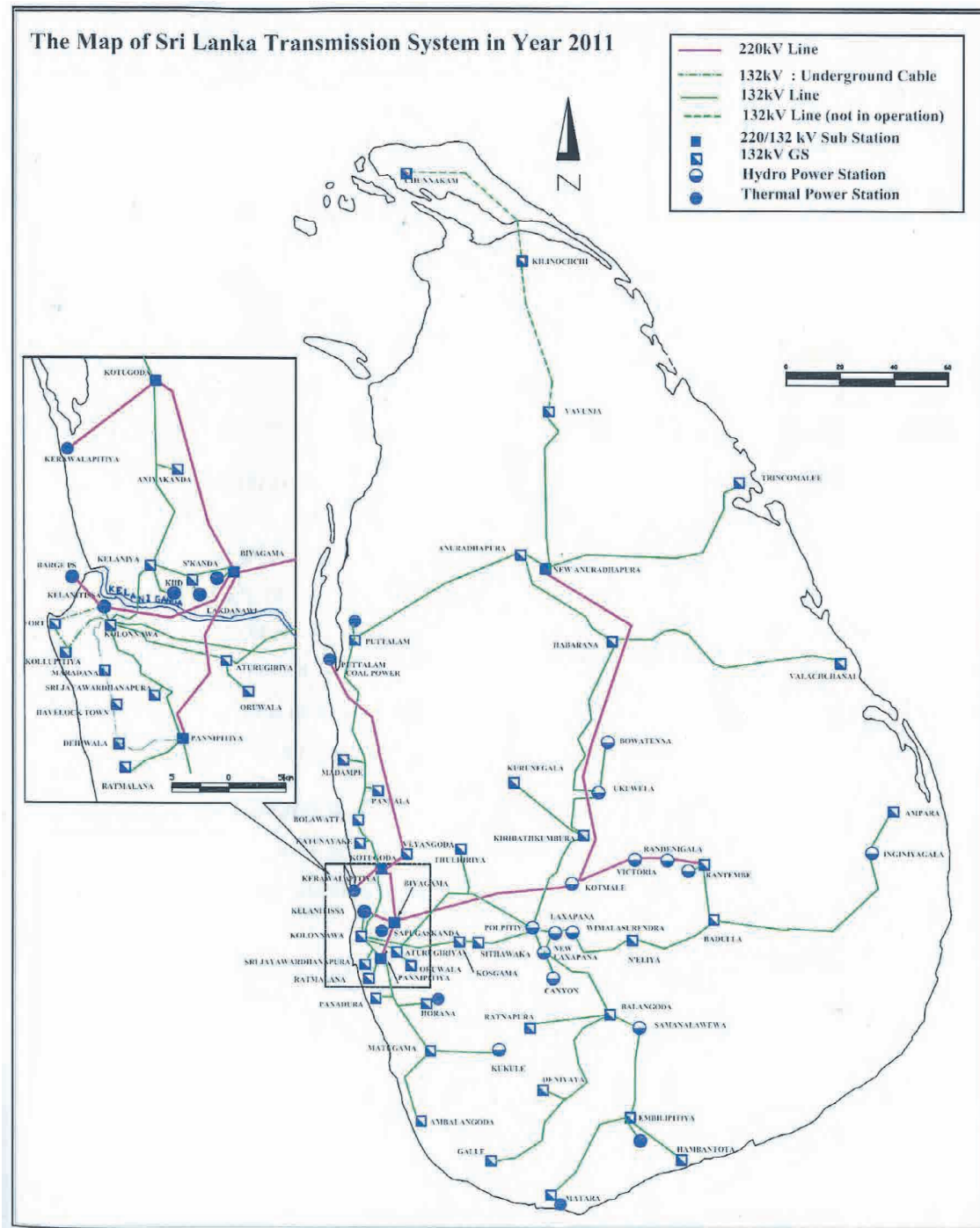
第3章 発電所の運用の現状と課題	41
3-1 既設発電所の運用	41
3-1-1 既設水力発電所の運用	41
3-1-2 既設火力発電所の運用	45
3-2 ピーク対応電源の必要性	47
3-2-1 ピーク需要	47
3-2-2 ピーク対応電源	47
3-3 揚水発電所開発計画の現状と課題	48
3-3-1 開発候補地点と現地踏査結果	48
3-3-2 開発候補地点の現地踏査結果	50
3-3-3 開発候補地点の検討結果	55
3-3-4 開発候補地点の経済性	64
3-4 水力開発における組織面・制度面の現状と課題	71
第4章 環境社会配慮の現状と課題	72
4-1 環境社会配慮調査実施の経緯と目的	72
4-1-1 要請書の提出	72
4-1-2 コンタクトミッションの派遣	72
4-1-3 揚水発電開発調査プロジェクト詳細計画策定調査の実施	72
4-2 環境社会配慮に関する法制度と実施状況	72
4-2-1 環境社会配慮に関する法制度	72
4-2-2 環境影響評価に関する規則	73
4-2-3 環境社会配慮に係る法律	73
4-3 大規模開発（石油開発、水力開発等）事業における環境社会配慮	75
4-3-1 保護区周辺開発事例（送電線建設含む）	75
4-3-2 その他参考事例	75
4-3-3 ステークホルダーからの聞き取り（水力発電に対する考え方等）	75
4-4 揚水発電所候補地の環境影響と対策の概要	77
4-4-1 スリランカ国の環境の概要	77
4-4-2 スリランカの Protected Area（自然環境保全地域等）について	77
4-4-3 現地踏査結果	78
4-4-4 予備的スコーピング（想定されるマイナス面の環境影響及び マイナス面の影響の回避、低減策）	83
4-5 環境社会配慮計画策定における組織面・制度面の現状と課題	88
4-5-1 CEBで環境関連業務を担当する環境ユニットの組織について	88
4-5-2 揚水発電計画が実施される場合に関係する組織	89
4-6 環境社会配慮 TOR 案	90
4-6-1 Stage 1 の段階	90
4-6-2 Stage 2 の段階	91
4-6-3 Stage3 の段階	91

第5章 本格調査の協力内容及び留意事項	93
5-1 ピーク対応電源最適化計画の協力内容・留意事項	93
5-2 環境社会配慮に関する留意事項（調査の協力内容、カウンターパート、 予備的スコーピング、留意事項）	96
5-2-1 調査の協力内容	96
5-2-2 カウンターパート	98
5-2-3 予備的スコーピング	99
5-2-4 留意事項	99

付属資料

1. 協議議事録（M/M）	107
2. 質問票	122
3. 視察記録	126
4. 収集資料リスト	136

スリランカ地図（系統図）



協議風景



CEB とのキックオフ協議



MOPE 次官表敬



MOPE 次官室でのラップアップ



M/M 署名



MOPE 次官室でのラップアップ協議後

サイト視察（候補地点 8 つのうち、Kiriketi I, II, Maussakelle の 3 地点を視察）7/21,22 日



Kiriketi II サイト下池位置確認



紅茶農園標識



社会調査：紅茶農園の情報収集



Kiriketi II サイトへの道路



Kiriketi II サイト上池候補地



Kiriketi I サイト上池候補地付近の森林



Kiriketi I サイト下池への道路分岐点



Upper Kotomale 水力発電所のダム



Maussakelle サイト候補地点



Maussakelle サイト候補地点 下池地点への道路



Maussakelle サイト下池候補地点



Maussakelle サイト周辺の様子。
Maussakelle ダム湖に流れ込む滝

サイト視察（候補地点 8 つのうち、Halgran のオリジナル案，Halgran の代替案，Maha, 及び新候補地点の Kekale を視察）7/26 ～ 28 日



Halgran I サイト上池候補地。保護区域ではない。土地利用は、ユーカリ植林地、茶畑、野菜栽培地。



Halgran I サイト上池候補地のバックウォーター部には住居がある。



Halgran I サイト下池候補地の遠景。保護区域ではない。



Halgran II サイト下池候補地。保護区域ではない。



Halgran II サイト下池候補地。土地利用は棚田による稲作。



Halgran II サイト下池候補地。10 戸程度の住居が観察された。



Maha サイト上池候補地。保護区域ではない。
画面右側が上流側。



Maha サイト上池候補地。紅茶農園（Estate）の集合住宅がある。聞き取りによれば、集合住宅内には、18 世帯が暮らしている。



Maha サイト下池候補地。保護区域ではない。
小規模水力発電所が候補地内にある。



Kekale サイト上池候補地。保護区域ではない。土地利用は、茶栽培、稲作、トウモロコシ栽培が主体。稲刈り取り後の水田には家畜が放牧されていた。



Kekale サイト下池候補地。保護区域ではない。画面右側が上流側。土地利用は、耕作地（野菜、トウモロコシが主体）。聞き取りによれば、住居は数戸。



Kekale サイト下池候補地。下池候補地の下流側。取水堰がある。

略 語 表

略語	正式名称	日本語
ADB	Asia Development Bank	アジア開発銀行
BOI	Bureau of Investment	投資局
CEA	Central Environmental Authority	中央環境庁
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
DSM	Demand Side Management	需要側の負荷管理
DWC	Department of Wildlife Conservation	野生生物保護局
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ERD	Department of External Resources	財務計画省対外援助局
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GNI	Gross National Income	国民総所得
HIPC	Highly Indebted Poor Countries	拡大重債務返済国
IDA	International Development Association	国際開発協会
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IFC	International Finance Cooperation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
M/P	Master Plan	総合的基本計画
MOPE	Ministry of Power and Energy	電力・エネルギー省
PI	Preliminary Information	初期概要情報
PPA	Power Purchase Agreement	電力供給契約
PPP	Public Private Partnership	官民提携
Pre-F/S	Pre-Feasibility Study	事業化可能性事前調査
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	系統解析シミュレーションツール名
PUCSL	Public Utilities Commissions of Sri Lanka	公共規制委員会
PV	Photovoltaic	太陽光発電
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	集中制御監視装置
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー協議

SIDA	Swedish International Development Agency	スウェーデン国際開発協力庁
WB	the World Bank	世界銀行
WWF	World Wildlife Fund for Nature	世界自然保護基金

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

スリランカ社会主義民主共和国（以下、「スリランカ」国と記す）経済は、世界金融危機の影響により 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、紛争終結に伴う復興需要により鉱工業（製造業・建設業等）及び運輸・通信業が急速な成長を記録するとともに、観光業も回復基調にあり、2010 年、2011 年において 8%強の成長を達成した。2012 年には大規模インフラ開発や観光産業の伸びにより、引き続き 8%程度の成長率が見込まれている。

堅調な経済状況を背景に、最近の電力需要はピーク需要が年率平均約 6.3%、販売電力量ベースで年率平均約 6.5%のペースで増加している¹。電力需要の伸びを見据えつつ、2010 年の開発政策「マヒンダ・チンタナ（2010～2016）」では、スリランカ国は、2012 年までに安定した電力供給を国全体に供給することを目標としており、そのために持続可能な電源開発、電力サービスへのアクセスの改善、エネルギーの効率利用、電力料金体制の改善に力を注ぐこととしている。

電力セクターの主管官庁であるセイロン電力庁（Ceylon Electricity Board : CEB）では、長期送電系統開発計画（2011～2020）において、電力需要予測と長期電源開発計画を示している。かつてスリランカ国では国産エネルギーを有効活用すべく水力中心の電源開発が進められ、1990 年代半ばには発電電力量の 90%を水力が占めていた。一方、主要な水力地点はほぼ開発し尽くされ、また水力発電は降水量に影響されやすくベース電源として不安定であることから、2000 年以降は、火力を主体とする電源構成への転換が図られてきた。2010 年において、水力と火力発電の割合は均衡していたものの（水力 46%、火力 47%、再生可能エネルギー 7%）、2011 年は極度の雨不足により、水力発電が約 20%まで落ち込み、火力発電が主力となっていた。電源開発計画に基づき、今後は東沿岸部のトリンコマリーに 1,000MW の石炭火力発電所が建設され²、2017 年 3 月には第 1 フェーズ（500MW）が運転開始予定である。CEB は今後の安定した電力供給のため、燃料コストが低く発電効率の高い石炭火力をベース電源とし、水力はピーク対応に移行しつつ、液化天然ガス（LNG）、及び風力や太陽光等の再生可能エネルギーを含むバランスのとれた電源構成を模索する必要性が高いと考えている。2011 年時点の計画³では 2020 年までに約 2,400MW の電源を追加予定である（うち、ディーゼル火力 940MW、石炭火力 1,000MW、再生可能エネルギー 350MW 等）。

電化率については、CEB の統計によると、全国の電化率は 88%（推定値/2010 年）⁴と南アジア諸国のなかでは高い。ただし、コロンボを含む西部州や南西海岸沿いで 90%を超える一方、紛争の影響を最後まで受けた北部州は、数%から 60%程度で、地域格差が大きい⁵。人口は主要な港湾や国際空港が位置し、また、スリランカ国の政治経済の中心地であるコロンボを含む西部州（大コロンボ圏）に全人口の約 30%が集中している。こうした社会・経済構造から、大コロンボ圏における電力需要の集中への対応が喫緊の課題である。

以上の状況を踏まえ、CEB では特に大コロンボ圏におけるピーク需要対応型の電源開発の必要性が高まるなか、既存の水力発電所のみでは将来のピーク需要への対応が不足するものと予想し

¹ 2000 年 5,258GWh、2007 年 8,276GWh。CEB, Long Term Generation Expansion Plan（以下、LTGEP）2009-2022

² 第 1 フェーズ 250MW×2（2017 年運転）、第 2 フェーズ 250MW（2018 年）、第 3 フェーズ 250MW（2019 年）と段階的に開発する予定である。

³ CEB 電源開発計画（LTGEP）2011～2025（Draft）

⁴ Statistical Digest 2010, CEB

⁵ CEB, LTGEP2009-2022、及び 2010 年 7 月現在データ

ており、国産エネルギーを有効活用したピーク需要対応のための電源として揚水発電所の開発を検討する方針としている。また、今後見込まれる再生可能エネルギー電源の出力変動の調整も含め揚水発電開発計画を検討したい意向を有している。こうした背景をもとに、わが国に対し、「揚水発電開発調査プロジェクト」（以下、「本事業」）の支援要請が提出された。

本詳細計画策定調査では上記を踏まえ、スリランカ国政府からの協力要請の背景、内容を確認するとともに、開発計画調査型技術協力の必要性や妥当性を確認したうえで、本事業の事前評価を行う。また、本格調査の実施内容の計画策定に必要な情報・資料を収集・分析し、先方実施機関と本格調査に係るスコープ案（R/D）を検討したうえで、ミニッツ（M/M）の協議・署名を行う。

なお、本事業は「国際協力機構環境社会配慮ガイドライン（2010年4月）」に基づくカテゴリー分類は「A」となることが想定されるため、環境社会配慮面において慎重に調査を行う。

1-2 調査の目的

本調査は、スリランカ国セイロン電力庁（CEBをはじめとするスリランカ国機関との協議を通じて、本格調査の範囲・内容・スケジュール等の枠組みの詳細について合意を得るとともに、関係情報の収集整理・分析を踏まえ本格調査実施のための具体的方法について検討することを目的とする。ヒアリング調査の対象として想定される関係機関は、主に次のとおり。

組 織	項 目
スリランカ電力・エネルギー省 (MOPE)	電力政策概要、電源開発計画、主要課題、ピーク対応方針、 経済・産業開発政策と電力政策
セイロン電力庁（CEB）	電源開発計画、ピーク対応電源の必要性、環境社会配慮対応

1-3 調査団員構成

No.	氏 名 Name	分 野 Assignment	所 属 Occupation	派遣期間 Period
(1)	田中 啓生 Hiroo TANAKA	団長/総括 Team Leader	JICA 産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ長 Deputy Director General, and Group Director for Natural Resources and Energy Industrial Development and Public Policy Department, JICA	18JUL -25JUL
(2)	和田 泰一 Yoshikazu WADA	調査企画 Study Planning	JICA 産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ 電力課 企画役 Advisor, Electric Power Division, Natural Resources and Energy Group, Industrial Development and Public Policy Department, JICA	18JUL -25JUL

(3)	清野 正幸 Masayuki SEINO	水力開発計画（揚水） Hydropower Development Plan (Pumped storage)	個人コンサルタント Consultant	18JUL -31JUL
(4)	中畑 剛志 Tsuyoshi NAKAHATA	電源計画 Power Development Plan	電源開発(株) Consultant, Electric Power Development Co., Ltd.	18JUL -31JUL
(5)	土井 弘行 Hiroyuki DOI	環境社会配慮 Environment and Social Consideration	(株)生活工房 do Consultant, Q.O.Life, do. Co., Ltd.	18JUL -31JUL

1 - 4 調査日程

	Date		Schedule
1	18-Jul	Wed	<JICA HQ members, Consultants> 11:10 Depart Narita (SQ0637) →17:20 Arrive in Singapore 22:45 Depart Singapore (SQ0468) →23:55 Arrive in Colombo <Mr. Doi> 11:10 Depart Kansai (CX503) →13:00 Arrive in Hong Kong 16:20 Depart Hong Kong (CX711) →22:40 Arrive in Colombo
2	19-Jul	Thu	9:00 Meeting with JICA Sri Lanka Office 11:30 Courtesy call: MOPE, Mr. Ferdinando 14:00 Kick-off meeting with CEB with Mr. Samita 15:00 Meeting with CEB (confirming related information, questionnaires)
3	20-Jul	Fri	AM: R/D discussion (Project purposes, activities, environmental and social considerations, undertakings, implementation structures, C/P members, equipment etc.) PM: Meeting with related organizations
4	21-Jul	Sat	Site observation 1: Leave for a site (eg. Kiriketi or other potential site)
5	22-Jul	Sun	Site Observation 1: Site observation & coming back to Colombo
6	23-Jul	Mon	9:00 Meeting with CEB (confirmation) • Confirm R/D • Meeting with related organizations
7	24-Jul	Tue	14:00 Wrap-up meeting with MOPE and CEB • Confirm R/D • Sign M/M (press communication?) 16:30 Report to EoJ 18:00 Meeting with JICA Office <JICA HQ members> AM: Report to JICA Office PM: Report writing

8	25-Jul	Wed	<JICA HQ members> 1:10 Dept. Colombo (SQ0469) → 7:40 Arrive in Singapore 9:25 Depart Singapore (SQ0012) → 17:30 Arrive in Narita <Consultant team > Site observation 2
9	26-Jul	Thu	Follow-up survey (procurement, local consultants, environmental and social considerations etc.)
10	27-Jul	Fri	Follow-up survey in Colombo (procurement, local consultants, environmental and social considerations etc.)
11	28-Jul	Sat	Follow-up survey (procurement, local consultants, environmental and social considerations etc.)
12	29-Jul	Sun	Report writing
13	30-Jul	Mon	Report progress to JICA Sri Lanka Office Report writing
14	31-Jul	Tue	<Mr. Seino, Mr. Nakahata> 1:10 Dept. Colombo (SQ0469) → 7:40 Arrive in Singapore 9:25 Depart Singapore (SQ0012) → 17:30 Arrive in Narita <Mr. Doi> 00:40 Depart Colombo (CX710) → 11:55 Arrive in Hong Kong 13:20 Depart Hong Kong (CX711) → 19:40 Arrive in Kansai

1-5 調査対処方針

(1) 詳細計画策定調査の位置づけ

本調査は、詳細計画策定調査としてスリランカ国における揚水発電所開発に関する基礎的情報収集を行ったうえで、CEB 及び本調査団で協力の枠組みについて R/D 案に取りまとめるべく協議を行い、開発計画調査型技術協力の内容にかかる基本的合意形成を図り、ミニッツに記録のうえ先方と署名する。詳細計画策定調査団帰国後は、本部において事前評価表 R/D 案を決裁した後に、スリランカ事務所を通じて R/D 署名を行う。

(2) 協議の進め方

本調査前半は、主要カウンターパートとなる CEB との意見交換を行うとともに、揚水開発の必要性についての意見聴取並びに基礎的な情報収集活動を行う。また、R/D 協議を主に行ったうえでラップアップ協議を開催し、R/D 案に対する合意を得る。調査後半において、開発候補地点の視察を行い、候補地の状況理解を踏まえたうえで報告書作成の準備を行う。さらに、現地再委託調査実施に際しての留意事項等を整理できるよう必要な情報収集を行う。

(3) 主要確認事項

1) 案件名

要請に基づき、

“the Project for Development Planning for Pumped Storage Hydropower Generation”

「揚水発電開発調査プロジェクト」

を一案として検討するが、スリランカ側と調査の趣旨に鑑み、ピーク対応電源の検討を主体とする場合は、次の案件名を提案し、協議のうえ決定する。

“the Project for Development Planning on Optimal Power Generation for Peak Demand in Sri Lanka”

「スリランカ国 ピーク需要対応型電源最適化計画調査」

2) 要請背景の確認

今回要請あった背景について主管官庁の電力・エネルギー省（Ministry of Power and Energy : MOPE）、及び実施機関であるセイロン電力庁（CEB）からピーク需要対応電源開発の必要性に関連する上位政策、上位計画について説明を求めるとともに、協力重点事項について確認する。

3) 事業の目的

スリランカ国開発政策における電力セクターの位置づけ及び役割を踏まえたうえで、最新の電力需要予測、長期電源開発計画、送配電網拡張計画を確認し、ピーク対応型電源の必要性について電源オプションも含め検討を行うとともに、スリランカ国主要地域の揚水発電開発ポテンシャルサイトについて技術・経済・環境社会配慮・資金面を勘案し優先順位付けを行う。また、調査の共同実施を通じて揚水発電開発計画に係る技術移転、人材育成を図る。

The objectives of the Project are :

- ・ to formulate the optimum plan of peak power supply in Sri Lanka,
- ・ to review of existing proposal of pumped storage hydropower plants, considering aspects including technical, economic and financial, environmental and social considerations, and
- ・ to enhance technical capabilities of Sri Lankan counterpart agency throughout the course of the Project.

4) 事業実施内容（R/D（案）骨子）の確認

別添の R/D（案）の内容について協議を行い、適宜修正のうえ合意を得る。特に留意すべき事項は、環境面からの評価及び水力以外の電力供給計画（火力・再生可能エネルギー・電力融通）との関係について先方と協議する。

5) 調査対象地域

スリランカ国全土

6) 調査スケジュール

2013 年 1 月～2014 年 6 月（18 カ月間）を想定する。

7) 想定される調査枠組みは、以下のとおりである。

調査を以下の 3 段階のステージに分けて実施する。

Stage 1：初期評価ステージ

Stage 2：ピーク対応型電源最適化計画策定ステージ

Stage 3：ピーク対応型電源計画候補（揚水発電含む）調査ステージ

Stage 1：初期評価ステージ

関連資料の収集・確認・分析と電力供給システムの現状を確認する。これを基礎に、2025年をまでを基本に、需要想定の見直し、既設送電線を含めた電力設備開発計画の見直し、年間需要、週間需要、日需要などの形態の変化を分析・予測し、系統に対するピーク供給力の対応について検討するためのすべての資料を整備する。

1) ピーク対応電源の比較

① 関連情報収集

- ・エネルギー政策、経済政策、産業開発政策、電力政策
- ・電力需要予測、系統計画、電力供給計画、電源開発計画の確認
- ・再生可能エネルギー開発ポテンシャル（水力、風力、ソーラー、バイオマス）
- ・電源開発の課題（中断や遅延事例及びその理由）
- ・既設発電所の運転状況
- ・水力（揚水）開発計画の基礎データの収集（包蔵水力、水文、地形、地質）
- ・水力開発における環境関係情報（社会環境、自然生態系、地下構造物の環境影響）

なお、他調査の情報を有効活用し、スリランカ側に質問の重複感がないように配慮する。

② ピーク対応電源の代替電源比較

2) 系統調査

- ① 現状のピーク需要、ロードカーブ等の確認
- ② スリランカ側のピーク電源計画検討手法の確認
- ③ ピーク対応型電源のスクリーニングのクライテリアの検討（技術・経済・環境面評価基準、関連送電線）及び代替電源の比較検討、SEAの実施
- ④ 揚水開発に関する制度、政策面の課題抽出
- ⑤ 揚水開発の位置づけ整理、整合性確認
- ⑥ ステークホルダー協議（第1回）の開催
- ⑦ 環境社会配慮助言委員会対応

Stage 2：ピーク対応型電源最適化計画策定ステージ（システム最適化ステージ）

揚水発電以外の方策によるピーク対応の可能性（ベース電源導入による既存発電設備のピーク化等を含む）を検討し、取りまとめるとともに、揚水発電開発を含む組み合わせのなかから、2025年までの電源構成の最適化検討を行いピーク対応型電源開発最適化マスタープランとして提案する。

1) 長期電力需給計画策定作業の改善

- ① ピーク対応電源として、揚水発電以外の考慮、及びその運用改善・新規導入によるピーク対応の可能性の経済性検討

- ② ピーク対応電源の投入・運用改善、揚水発電の導入、あるいはそれらの組み合わせによる将来のピーク需要に対応するための電源開発シナリオ
- ③ 候補地点調査（地図調査及び現地踏査）
- 2) ピーク電力需給のシナリオ設定及び最適化検討
 - ① 系統安定運用のためのシナリオ検討及び最適化検討
 - ② 自然環境や地域社会に配慮したピーク対応型電源開発マスタープランの提案
 - ③ ステークホルダー協議の開催（第2回）

Stage 3：ピーク対応型電源計画候補（揚水発電含む）調査ステージ

揚水発電開発地点の選定基準を設定し、机上検討並びに現地踏査に基づき、既にスリランカ側から提案されている揚水発電開発地点の再検討と新規地点の発掘を行い、揚水発電開発候補地点としてまとめる。さらに、選定された開発候補地点のなかから優先開発地点を絞り込む。

- 1) 揚水開発ポテンシャル調査
 - ① CEB 側要請背景及び要請内容の確認
 - ② 候補地点調査（地図調査及び現地踏査）
 - ③ 優先順位づけのクライテリア検討
 - ④ ステークホルダー協議（第3回）の開催
 - ⑤ クライテリアに基づく優先順位付け
- 2) ピーク対応型電源（揚水発電所）開発計画策定
 - ① 長期電源開発計画、送電計画との整合性の検討
 - ② 有望計画地点の開発優先順位付け並びに開発有望地点の絞り込み
 - ※主に文献、既存データでの調査とする。
 - ※地質調査のためのボーリングは実施しない
 - ※地形測量調査等はマップスタディにとどめる。
 - ※将来の F/S 調査を想定し、F/S 調査を円滑に進めるために必要な環境社会配慮関連調査を実施する。

表 Preliminary study on the pump storage hydro power generation option in 2009 での候補地点

		MW	Length (m)	Hight (m)	Ratio L/H
1	Kiriketi I	500	2,300	720	3.2
2	Kiriketi II	500	1,200	780	1.6
3	Masussakelle	500	2,900	485	6.0
4	Halgran	500	3,500	575	6.1
5	Maha	500	3,750	520	7.2
6	Gurugal	400	4,600	620	7.4
7	Dambagasta	300	3,030	440	6.9
8	Agra	300	3,330	420	7.9

8) 環境社会配慮

本調査は、スリランカ国の有望地点の選定までの調査を行い、有望地点絞込みの検討を実施する予定としており、「JICA 環境社会配慮ガイドライン」のカテゴリー「A」案件となることを前提に、本格調査の TOR を検討する。同ガイドラインに基づき事前調査段階において必要とされる調査を実施するとともに、先方と協議・確認を行い、調査内容及び方法について同意を取り付ける。

また、同ガイドラインに基づき、本格調査時には、ステークホルダー協議の適当な開催が求められる。さらに、調査結果を取りまとめた報告書は公開されるものである。これら協力の枠組みに関する事項について、確認及び同意を得る。なお、①本格調査時には SEA（戦略的環境アセスメント）を適用すること、②対象プロジェクトは、原則として、スリランカ政府が法令などにより自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域の外で実施されねばならない。また、このような指定地域に重大な影響を及ぼすものであってはならないことを、再度説明する。

9) 技術移転

スリランカ国においては、水力開発にかかる国レベルの政策や制度が未成熟であることや開発を所掌する CEB における人材・能力面で不足することが課題となっているため、本格調査時にカウンターパートが能力強化を要望する分野の現地作業を共同で作業を行う方針を説明し、先方の意向を確認する。

また、本邦研修のニーズの有無についても確認するとともに、人材育成の観点から能力強化対象項目や能力強化計画の有無を確認する。

10) 実施体制の確認

本格調査においては CEB を主要カウンターパートとしつつ、MOPE も調査において重要であることから、適切な実施体制上の位置づけを検討し、先方と共通認識を醸成する。

環境管理当局については、窓口となる部局を明確にし、本格調査時に円滑に協力要請ができるよう先方と調査趣旨等について確認を行う。本調査では具体的なカウンターパートの氏名及び担当業務についての確認を行う。また、本案件はカテゴリー「A」案件であるため、現地の環境情報（特に生態系の保全）に精通する学識経験者の助言も得ながら進めることが望ましい。そのため、CEB 側または環境管理当局側から適任者の推薦を依頼する（例えば、現時点では、フェラデニア大学の Professor. Shantha K. Hennayake が候補者として想定される）。

11) 本格調査実施に必要な情報の収集

① 他ドナーとの情報及び意見交換

電力セクターに対する他ドナーの支援及び調査内容について確認する。

② 水力（揚水）開発のための必要基礎データ

地図情報・地形データ、地質、気象・水文情報及び送電線の現状と将来計画等について確認する。また GIS に関するソフト面・ハード面の状況を確認する。現地再委託も検討する。

③ 環境社会配慮に関するデータ

水力開発計画の環境社会配慮に対する取り組み、対応の具体例（他案件の事例）を調査し、揚水開発計画策定終了後、次の協力段階につなげるための必要事項及び注意点の情報を収集する。

④ 工事費等費用算出のためのデータ

⑤ 治安情報の確認

水力ポテンシャル候補地点について治安上の懸案を確認し、調査可能であれば調査時の安全対策などの注意点を明確にする。

1-6 団長所感

本調査を通じて得た所感として、電源オプションの評価と揚水開発地点の選択の2点に関し、若干の留意点を述べておきたい。

第1点目として、電源の選択についてであるが、原油高を背景にスリランカでは、高価な石油炊きの火力の構成比を低下させ、より安価なベース電源である水力と石炭火力に置き換える計画を進めている。そのなかで、将来も存在すると見込まれる夕方6時ごろから10時ごろまでの4時間強のピーク需要（500MW程度）に対して、既設水力の出力増強、インドとの間での電力融通、揚水発電の3つのオプションの検討を行いたいとしている。これらオプションの評価に際しての留意事項は次のとおり。

まず、既設水力の出力増強については、年間降水量に大きなばらつきがあることや経済成長に伴う水需要の増加要因を背景に渇水期にピーク対応に十分な出力（kW）と発電量（kWh）が稼げなくなるリスクが高いため、スリランカ側は、それに依存することを極度に不安視している模様である。具体的には、ビクトリア発電所の増強が候補として挙げられているが、水利用の制約に関する不確定要素が本格調査期間中に払拭されない場合には、その制約がある場合とない場合に分けたケーススタディが必要であろう。

次に、電力融通については、現在、インドとの間で合同調査を進めている模様であり、この調査結果を引用した経済性の比較が必要となってくるが、インド側の電力の逼迫状況を慎重に見極める必要があり、このオプションにおいてもいくつかのケーススタディの実施が肝要と心得る。

そして、揚水発電については、スリランカの電力規模では時期尚早の感があり、経済性の面で慎重な検討が必要であるが、次に挙げる条件がすべて該当する場合には有力な選択肢となり得るだろう。すなわち、将来にわたって原油高が続き石油火力のリハビリや新設・増設が不利であり、かつディーゼルから天然ガスへの燃料転換が困難であり、かつピーク時の水利用に制約があり、そして、なおかつインドとの間で電力融通が実現困難あるいはエネルギー・セキュリティ上に問題がある場合である。ただし、揚水導入の大前提として、十分な石炭火力がベースとしてあることが必要であり、石炭火力導入の遅れや変更は揚水開発計画に大きく影響を与えるものとして留意したい。他方で、スリランカ側としては、揚水発電が火力設備の効率維持と長寿命化に寄与できることに加えて、風力や太陽光などの不安定な新エネルギーの系統接続を想定した場合に周波数安定化に大きな威力を発揮できることに大きな魅力を感じている模様であることに留意したい。また、仮に天然ガスへの燃料転換が実現した場合、その燃料価格にもよるが、ガス火力はピーク電源として有力な代替案（日間調整型水力をトップ、ガス火力をミドルとして構成）となり

得るので、天然ガス導入のケーススタディも必要である。ただし、独立系発電事業者（Independent Power Producer : IPP）を前提としたガス火力の導入を進める場合、ピーク対応電源としての経済性を慎重に比較する必要がある。

何れにせよ、考え得るすべてのケースを想定した経済性比較が重要であると考ええる。

第2点目として、揚水開発地点の選定についての留意事項を述べる。

まず、複数の有力な開発地点が想定し得るスリランカにおいては、国立公園などの自然保護区の境界内やその近傍での開発を避けることは必須である。

次に、10年後を見据えて風力や太陽光などの不安定な再生可能エネルギーの大量導入を想定し、系統安定化に寄与する可変速揚水の導入を検討することが適切であると考ええる。また、高低差を大きくすることで貯水池の湛水面積を極力小さくし、自然環境に配慮する工夫を求めたい。

1-7 主要面談者

(1) スリランカ側関係者

1) 財務計画省対外援助局

(Ministry of Finance and Planning, Department of External Resources : ERD)

Mr. M P D U K Mapa Pathirana	Director General
Upali Daranagama,	Additional Secretary

2) スリランカ電力・エネルギー省

(Ministry of Power and Energy : MOPE)

Mr. M M C Ferdinando	Secretary
Mr. R J Gunarsdae	Additional Secretary
Mr. J M K Jagasekare	Additional Secretary

3) セイロン電力庁 (Ceylon Electricity Board : CEB)

Mr. B N I F A Wickramasuriya	General Manager
Ms. Yamuna Samarasinghe	Additional General Manager (Transmission)
Ms. Ayomi Tillekerathne	Deputy General Manager (Transmission and Generation Planning)
Mr. Buddhika Samarasekara	Chief Engineer, Generation Planning Unit
Ms. Kamani Jayasekara	Chief Engineer, Transmission Planning Section
Mr. Samitha Midigaspe	Chief Engineer
Mr. Rohitha Gunawardhana	Head, Environmental Unit
Mr. Kelum Niranhana	Environmental Unit

4) 環境庁 (Central Environmental Authority : CEA)

Mrs. Kanthi De Silva	Director, Environmental Impact Assessment (EIA)
----------------------	---

5) 野生生物保護局 (Department of Wildlife Conservation : DWC)

Mr. Manjula Amararatna	Deputy Director, Natural Resources Management
------------------------	---

6) 森林局 (Department of Forests)

Mr. Mahinda Senevirathene Senior Deputy Conservator, Environmental Management

7) スリランカ観光開発庁

(Sri Lanka Tourism Development Authority, Ministry of Economic Development)

Eng. Tissa Sooriyagoda Director, Tourism Planning & Development

8) 灌漑水資源局

(Department of Irrigation, Ministry of Irrigation & Water Resources Development)

Mrs. P. M. Jayadheera Deputy Director, Environmental Studies

(2) 日本側関係者

1) 在スリランカ日本大使館

大須賀 寿樹 経済協力班二等書記官

2) JICA スリランカ事務所

青 晴海 所長

大塚 卓哉 次長

原 毅 所員

1－8 調査結果概要

協議を行った結果、基本合意に至りミニッツ (M/M) 署名を行った。今後、本格協力開始に先立ち討議議事録 (R/D) をスリランカ側と署名する。

調査結果の主要な事項は以下のとおり。

(1) 案件名の変更について

要請に基づき、

“the Project for Development Planning for Pumped Storage Hydropower Generation” 「揚水発電開発調査プロジェクト」

を一案としてスリランカ側と協議をするなかで、主に次の事項の検討が求められていることが明確になった。

- ・ 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揚水開発の適切な時期等、
- ・ LNG 活用計画の検討が開始されるなか、適切なピーク需要対応電源構成等、

以上の調査背景にかんがみ、ピーク対応電源の検討を主体とした調査が適当であると双方で認識を共有し、案件名を次のとおりとすることとした。

“the Project for Development Planning on Optimal Power Generation for Peak Demand in Sri Lanka” 「スリランカ国ピーク需要対応型電源最適化計画調査」

(2) 事業概要

1) 本協力の目的

協力目的について、主に次の点を含めることを確認した。

- ・スリランカ国開発政策における電力セクターの位置づけと役割を踏まえたうえで、最新の電力需要予測、長期電源開発計画、送配電網拡張計画を確認し、ピーク対応型電源の必要性について電源オプションも含め検討を行う
- ・主要地域の揚水発電開発ポテンシャルサイトについて技術・経済・環境社会配慮・資金面を勘案し優先順位付けを行う。
- ・調査での共同作業を通じて揚水発電開発計画に係る技術移転、人材育成を図る。

2) 調査の枠組みについて

本協力の主な枠組みは以下のとおり。

Stage 1：初期評価段階としてピーク対応電源オプションの比較及び系統調査を行う。

Stage 2：ピーク対応型電源最適化計画策定段階としてピーク需給のシナリオ設定及び最適化の検討（揚水発電投入の妥当性検証）を行う。

Stage 3：ピーク対応型電源計画候補（揚水発電含む）調査段階として揚水開発計画の検討を行う。

(3) スリランカ側とも主な確認事項

1) 事業実施体制

MOPE、CEB を中心に調査を実施する。ステークホルダー協議(Stakeholder Meeting: SHM)には CEA (Central Environment Authority) , Dpt. of Wildlife, Dpt. Forests, Dpt. of Irrigation 等を含める。学識経験者等から特に環境配慮に関する専門家を含めることも検討する。

2) ピーク対応型電源の検討

ピーク対応型電源オプションの検討に際しては、将来の電力需給を見据え、幅広く検討するなかで揚水発電の必要性及び位置づけを確認する。一般水力の運用による対応、将来の天然ガスの活用の可能性、石炭火力開発の遅延の可能性等、関連要素として検討の必要性があることを確認した。

3) 社会配慮

境社会配慮に関して、「JICA 環境社会配慮ガイドライン」の趣旨を説明のうえ、ガイドラインに基づき調査及び関連手続きを進めていくことについて合意する。また、ステークホルダー協議を開催し、「JICA 環境社会配慮ガイドライン」の趣旨を踏まえ、ステークホルダーに対する情報提供、協議を実施することについて合意した。

4) 迅速な調査の実施について

スリランカ側からは、揚水開発の方向性を見極めるため、できるだけ迅速に調査を進めてほしいとの要望が伝えられた。日本側は、調査開始から約 8 カ月程度でインテリムレポート作成を予定するが、そのタイミングで揚水開発の方向性について提案ができるよう努

力する旨伝えた。

5) 技術研修

スリランカ国において揚水発電の開発は初めての経験となることから、調査実施中に日本の揚水発電技術に関する研修の実施要望が伝えられた。調査のなかで検討する予定。

第2章 電力開発計画と水力開発マスタープランのレビュー

2-1 電力開発政策と開発体制（財務状況含む）

2-1-1 エネルギー事情

スリランカでは、コロンボ北部に偏在する若干量のピート（泥炭）を除いて化石燃料は確認されておらず、そのピートについても品質的に発電用途には向かないとの調査結果がでている。そのため、国内のエネルギー資源は水力及び薪等のバイオマスが中心となっている。

同国の2007年の1次エネルギー供給量を見ると、薪（Biomass）が48%、石油が43%、水力が10%となっている。

一方、非商業エネルギーを含めた最終エネルギー消費は、2007年データで9,967ktoeとなっており、非商業エネルギーが全体の約2/3を占めている。エネルギー消費に占める電力消費の割合は9.0%に過ぎない（2010年推定実績）。分野別に見ると、産業用が26%、輸送用が26%、商業・家庭用等が48%となっている。

同国のエネルギー事情は、以下のように総括される。

- ・化石燃料がほとんどない。国産エネルギーは、薪、水力、バイオマス。
- ・包蔵水力は約2,000MW、既に約1,551MWが開発済み。

同国の資源輸入量を表2-1に示す。石炭の輸入量は、プッタラム石炭火力発電所が運転を開始する前のデータのため、極めて小さい。その用途は、ごく少量が輸送用として使われているが、ほとんどは産業用である。

石油及び石油製品（LPG、軽油、重油等）の輸入量は、全体としては増加傾向にあるものの、年によってばらつきが見られる。これは、発電に用いられる量が、水力発電所の出水率、すなわち豊水、渇水に大きく左右されることに原因があると思われる。

表2-1 資源輸入量

(Unit : 10³toe⁶)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
原油	1,955	2,281	1,996	2,201	2,008	2,157	1,939	1,854	1,932	1,819
石油製品	1,588	1,569	1,500	1,905	2,019	1,908	2,213	2,113	2,171	2,480
石炭	0	26	95	25	93	70	68	78	100	108
合計	3,543	3,876	3,590	4,130	4,120	4,135	4,220	4,045	4,203	4,407

出典：スリランカ Sustainable Energy Authority ウェブサイト（www.energy.gov.lk）

例えば、2002年の原油輸入量が、2001年、2003年に比して突出して多いが、逆に2001年、2002年及び2003年の水力発電所の発電電力量は、それぞれ3,113GWh、2,696GWh及び3,314GWhとなっており、2002年が落ち込んでいる。

スリランカの至近10カ年のエネルギー消費量を表2-2に示す。年平均約2%増加しているが、2009年に大きく低下している。その内訳を見ると、輸送部門が大きく落ち込んでいることから、内戦激化の影響で国内移動が制限されたことが原因として考えられる。

⁶ 石油換算 t (tonne of oil equivalent)

表 2-2 エネルギー消費量

(Unit : 10³toe⁷)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
原油	7,097	7,174	7,404	7,967	7,951	8,090	8,198	8,758	7,983	8,892

出典：スリランカ Sustainable Energy Authority ウェブサイト (www.energy.gov.lk)

2-1-2 電力開発政策

スリランカは、将来的な電力需要の成長に対応するため、「国家エネルギー政策と戦略 2006」“National Energy Policy & Strategy 2006”のなかで、

- 1) 発電エネルギー源の多様化
 - 2) 石油火力発電所の削減
 - 3) 石炭火力発電所、再生可能エネルギーの普及促進
 - 4) 非石油エネルギーによる電力供給力の 80%までの向上
- を打ち出している。

また、省エネと再生可能エネルギー開発を更に進める法律 “Sustainable Energy Authority Act” (以下 SEA 法) が 2007 年 10 月に施行され、省エネルギーの強化、再生可能エネルギー開発の促進にも力を注いでいる。

2-1-3 電力開発体制

スリランカの電力開発は、電力エネルギー省 (MOPE) 所掌のもとセイロン電力庁 (CEB) を中心として進められる。関連する組織の各組織の概要は、以下のとおりである。

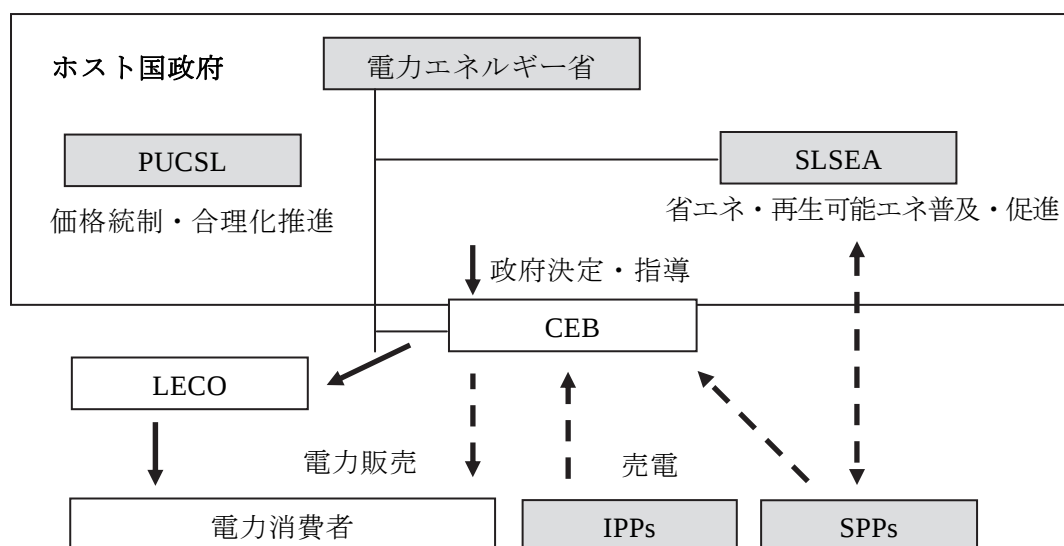


図 2-1 スリランカ電力セクターにおける関係諸機関

(1) 電力エネルギー省 (MOPE)

国の電力及びエネルギー政策を総括している主務官庁。1951 年に公布された電力法に基

⁷ 石油換算 t (tonne of oil equivalent)

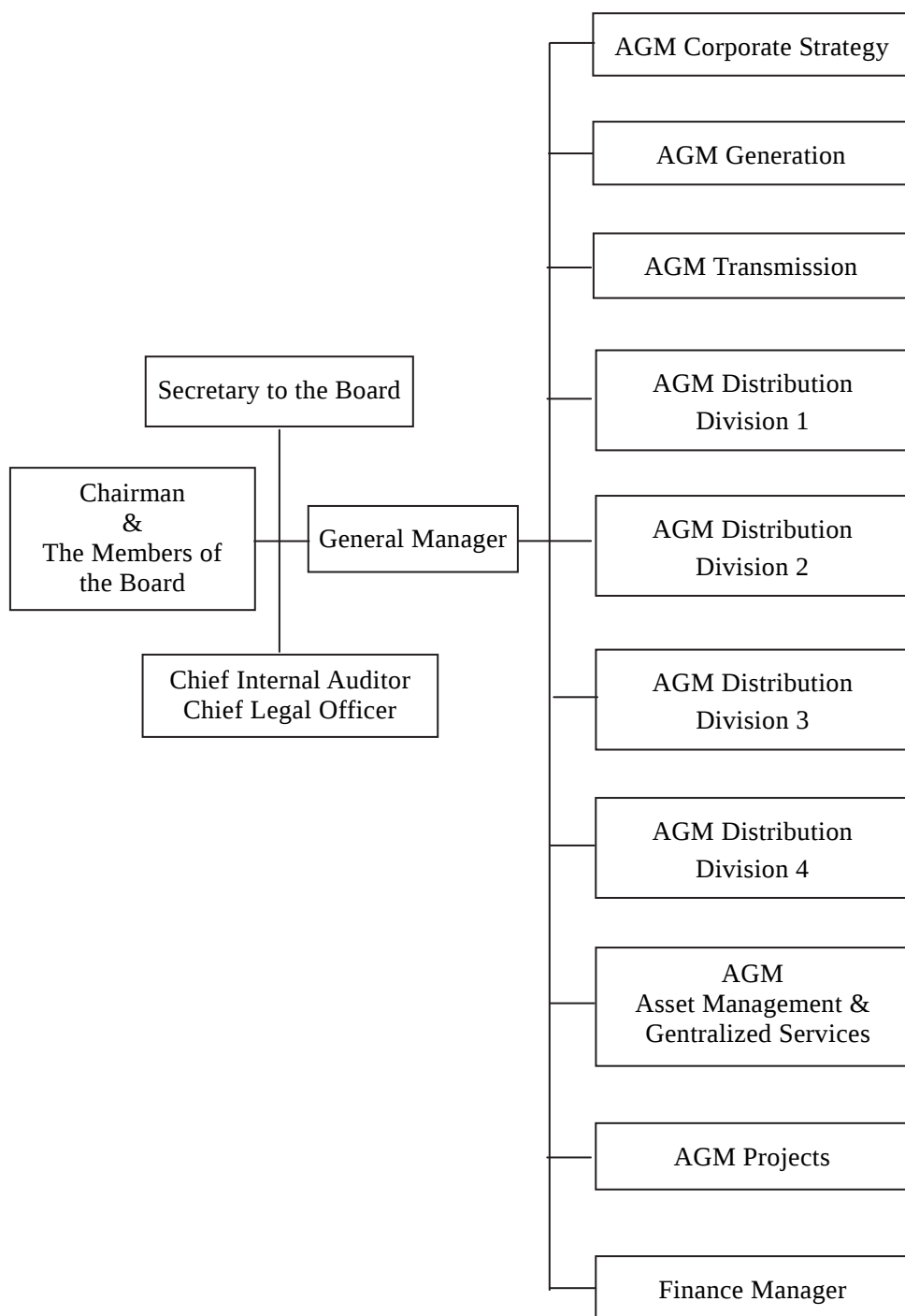
づいて、各電力組織に関する規制等を行う。1994年の組織改革で、電力エネルギー省と土地開発灌漑マハベリ開発庁の土地部門以外が統合されて灌漑電力省（Ministry of Irrigation & Power : MIP）が発足したが、2000年10月の組織改革で再び電力エネルギー省と灌漑水資源開発省に分離され現在に至っている。

(2) セイロン電力庁（CEB）

CEB は発送配電一貫の垂直統合型国有組織である。会長（Chairman）、社長（General Manager）を中心とする役員会の下に経営戦略、発電、送電、配電1～4、資産管理・業部、プロジェクト及び財務の10部門が存在している（図2－2参照）。独立機関として設置されているものの、役員の任命は電力エネルギー省によって行われ、投資及び料金決定については政府の許可が必要とされている。配電部門はLECOの供給エリアを除く全土（総面積の90%）を担当している。

CEBの従業員数は、2001年には14,392人で、一時減ることもあったが、2007年以降は設備の拡充に伴い増え続け2011年には16,192人で、このうち約25%がエンジニアである。

2010年、CEBの財務は黒字になった。黒字は、至近10年でもなかったことであるが、その要因としては、第一に、異常出水（過去30年のデータでは最大）に伴う火力発電所の焚き減らしによる発電コストの低減、第二に、電力の売り上げそのものの増加（前年比+9.3%）が挙げられる。



出典：「CEB 年次報告書 2010」

図 2-2 セイロン電力庁組織図

(3) ランカ電力会社 (LECO)

LECO は CEB、都市開発公社、地方自治体の出資により設立された配電会社であり、株式の 54% は CEB が所有している。LECO の供給エリアは、西部州及び南部州の海岸地域を中心とした全土の 10% 程度となっているが、エリアは点在しておりまとまってはいない。電力販売量は 2011 年で 1,216 GWh となっており、スリランカ全体の約 11% を占めている。

(4) 公共事業規制委員会 (Public Utilities Commissions of Sri Lanka : PUCSL)

2002 年の Act No. 35 に基づいて 2003 年に設立された公共事業を規制する機関である。現在、電気事業、水道事業及び石油事業を所管している。電気事業関係では、電力価格の規制、合理化推進等を行っている。

(5) 投資局 (Bureau of Investment : BOI)

投資局 (BOI) は、1978 年に設立され、海外及び国内の投資家の中央の促進窓口として機能するよう組織された。独立した国家機関であり、スリランカの経済戦略に合致する適合基準を満足する会社に対して、免税、本国への送金保証等の特権許可する担当局である。

2-2 電力需給状況

2-2-1 電力需給バランス

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) となっている。販売電力量は 10,023GWh となっており、残りは所内用電力と送配電損失となっている。至近 10 カ年の発電電力量の伸びは平均 6.5%、販売電力量の伸びは平均 7.6%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とどまったが、その他の年は堅調に伸びで 2011 年には 2,163MW に達し、至近 10 カ年で平均 4.1%伸びている。2007 年に最大電力が減った理由としては、前年 (2006 年) の最大電力の伸びが大きすぎたという特殊事情による。2006 年の最大電力は、ベサック (Wesak) 祭りの間に発生している。ベサックによる照明の点灯と湯水⁸が重なったために、最大電力が大きくなったと想定される。また、2006 年 9 月の電気料金の改訂において、工業用のピーク時の料金を大幅に値上げしたことも原因として考えられ。2009 年に最大電力が減った理由としては、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が原因と想定される。また、2008 年 11 月の電気料金の改定もその一因と考えられる。

2000 年以降、発電電力量に占める火力の割合が水力の湯水を境に、水力の占める割合は年々減少している。また、1997 年以降の独立系発電事業者 (IPPs) の参入以降、CEB 設備の発電電力量の割合も減少し続け、2009 年には、IPPs による発電電力量の割合が 45%に達した。2010 年の IPPs の割合は、40%に低下したが、これは豊水のため CEB の水力により発電電力量が異常に多かったという特殊事情によるものである。2011 年は、2010 年ほど豊水でなかったために IPPs の割合が 43%に上昇したが、2011 年 2 月にプッタラム (Puttalam) 石炭火力発電所 (315MW) が、2012 年 7 月にはアッパー・コトマレ (Upper Kotmale) 水力発電所が運転を開始したことにより CEB による発電電力量の占める割合は増えていく。

⁸ 小水力の供給力が低下し、CEB が供給すべき最大電力が増えた。

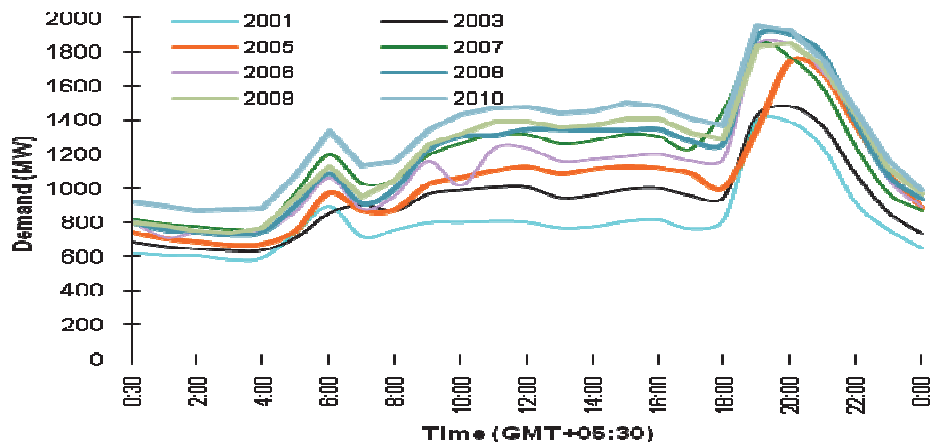
表 2-3 電力需給バランス

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
発電電力量 (GWh)	水力	2,589	3,190	2,755	3,173	4,290	3,603	3,700	3,356	4,988	4,018
	火力 (石油)	1,953	2,193	2,507	2,162	1,669	2,336	2,083	2,091	1,394	1,494
	火力 (石炭)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,038
	風力	4	3	3	2	2	2	3	3	3	3
	水力 (IPP)	103	120	206	280	346	345	435	525	646	604
	火力 (IPP)	1,248	1,711	2,064	3,152	3,082	3,529	3,680	3,884	3,600	4,254
	火力 (賃借)	913	394	509	-	-	-	-	-	-	-
	NCRS.*	-	-	-	-	-	-	-	23	83	118
	合計	6,810	7,612	8,043	8,769	9,389	9,814	9,901	9,882	10,714	11,528
用途別 販売電力量 (GWh)	工業用	1,866	2,159	2,266	2,446	2,605	2,627	2,678	2,518	2,870	3,131
	商業用	921	1,042	1,132	1,254	1,395	1,626	1,703	1,768	1,903	2,086
	家庭用	1,790	1,995	2,166	2,403	2,579	2,728	2,757	2,883	3,138	3,379
	その他	925	1,012	1,102	1,151	1,252	1,295	1,280	1,272	1,357	1,427
	合計	5,502	6,209	6,667	7,255	7,832	8,276	8,417	8,441	9,268	10,023
最大電力 (MW)		1,422	1,516	1,563	1,748	1,893	1,842	1,922	1,868	1,955	2,163

* 再生可能エネルギー (Non Conventional Renewable Energy : NCRS.)

出典 : CEB 統計概要 (Statistical Digest) 2011 等

図 2-3 に示すように、1 日の電力ピークは年間を通じて夕方から 22 時ころまでであり、電灯需要によるところが大きいことがわかる。



出典 : CEB 長期電源開発計画 (Long Term Generation Expansion Planning Studies) 2011~2025

図 2-3 日負荷曲線

2011 年の最大電力 2,163.1MW は、5 月 20 日の 19 時に発生し、1 日のピーク格差はおよそ 2.2:1 となっている。この時のコロンボ地区の最大電力は 181MW で、約 8%に過ぎない。コロンボ地区の販売電力量が 12%を占めているのに対して、最大電力時は 8%しかないということは、地方の一般家庭用の点灯需要がいかに大きいことを示すものである。

2-2-2 発電電力量

スリランカの発電電力量は、渇水年を除き堅調な成長を示している。至近10カ年（2002～2011年）の平均では年率5.2%の伸びが記録されている。

電源構成については、1996年の渇水による電力危機を契機として水力依存の傾向が徐々に緩和されつつあり、2010年の異常出水を除くと至近では50%を下回っている。同国では、1995年まで発電設備の8割程度が水力であり、さらに灌漑を主目的とする水力設備も多いことから、渇水年には発電量が不足して電力制限を余儀なくされる状態であった。2009年に発電電力量が減った理由としては、最大電力が減ったのと同様、世界経済の低迷が原因と想定される。特に商業用需要の落ち込みが際立つ。

表 2-4 発電電力量 1991～2011

年	水力発電所 発電電力量 (GWh, %)	火力発電所 発電電力量 (GWh, %)	自家用発電所 発電電力量 (GWh, %)	合計 (GWh)	増加率 (%)
1991	3,116 (92.3)	260 (7.7)	-	3,376	-
1992	2,900 (81.9)	640 (18.1)	-	3,540	4.9
1993	3,796 (95.4)	183 (4.6)	-	3,979	12.4
1994	4,089 (93.2)	275 (6.3)	22 (0.5)	4,386	10.2
1995	4,514 (94.0)	269 (5.6)	17 (0.4)	4,800	9.4
1996	3,249 (71.8)	1,126 (24.9)	152 (3.4)	4,529	-5.6
1997	3,448 (67.0)	1,463 (28.4)	235 (4.6)	5,146	13.6
1998	3,915 (68.9)	1,654 (29.1)	114 (2.8)	5,683	10.4
1999	4,175 (67.6)	1,901 (30.8)	97 (1.6)	6,173	8.6
2000	3,197 (46.7)	3,486 (50.9)	158 (2.3)	6,841	10.8
2001	3,113 (46.9)	3,407 (51.4)	105 (1.6)	6,625	-3.2
2002	2,696 (38.8)	4,114 (59.2)	136 (1.9)	6,946	4.8
2003	3,314 (43.5)	4,298 (56.5)	0 (0.0)	7,612	9.6
2004	2,964 (36.3)	5,080 (62.3)	115 (1.4)	8,159	7.2
2005	3,455 (39.4)	5,314 (60.6)	0 (0.0)	8,769	7.5
2006	4,638 (49.4)	4,751 (50.6)	0 (0.0)	9,389	7.1
2007	3,950 (40.2)	5,865 (59.8)	0 (0.0)	9,815	4.5
2008	4,138 (41.8)	5,763 (58.2)	0 (0.0)	9,901	0.9
2009	3,908 (39.5)	5,975 (60.5)	0 (0.0)	9,883	-0.21
2010	5,720 (53.0)	4,994 (47.0)	0 (0.0)	10,714	8.4
2011	4,743 (41.1)	6,785 (58.9)	0 (0.0)	11,528	7.6
至近5カ年平均					4.19
至近10カ年平均					5.20

注：風力と小水力は水力発電の数字に含まれる

出典：CEB 長期電源開発計画 2011～2025、CEB 統計概要 2011

過去のシステム・ロス（CEB のシステム・ロスには、発電、送電、配電及びノン・テクニカル・ロス等すべてのロスを含む）とロードファクター（負荷率）を表 2－5 に示す。1998 年から 2000 年の 3 カ年にかけてシステム・ロスが著しく増加しているが、これは CEB の資金難により個別需要家の料金メーターを購入できなかったため、ここでの消費電力量がすべてシステム・ロスに含まれたことによる。

図 2－5 に過去の負荷率の変遷を示す。年によっては、負荷率が増えたり減ったりしているが、長期的傾向としては負荷率が上昇しているといえる。すなわち、ピーク電力の先鋭化に歯止めがかかりつつあるといえる。

1995 年から 2011 年にかけて負荷率が 55.7%から 60.8%に上昇している。単純に平均すると年 0.3%負荷率が上昇していることになる。しかしながら、負荷率が多少上昇しても、オフ・ピークとピーク電力の差の絶対量は増えることになる。

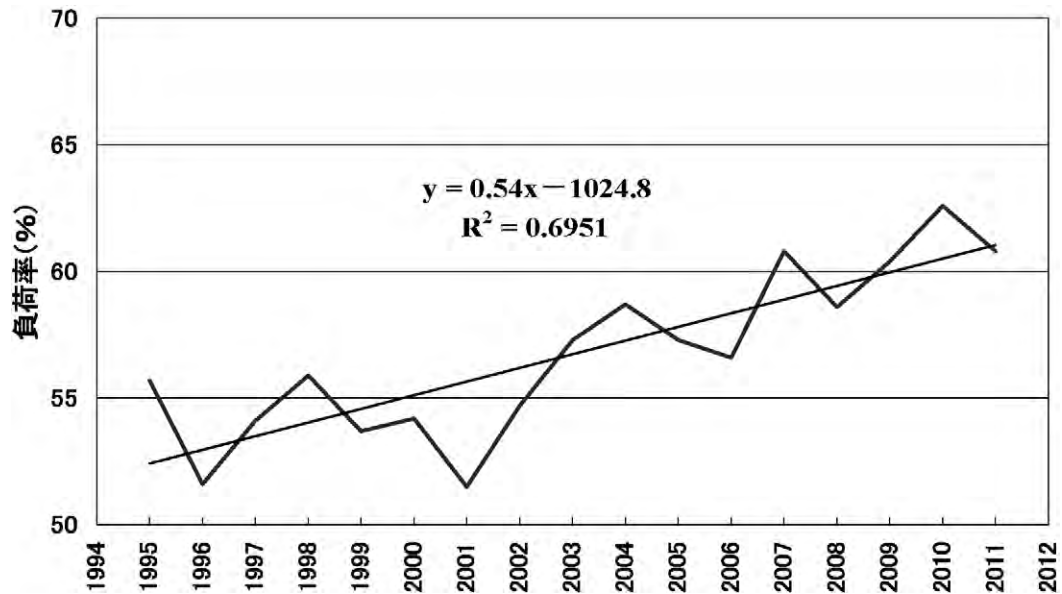
表 2－5 システム・ロスと負荷率

Year	発電電力量*1 (GWh)	販売電力量*1 (GWh)	最大電力 (MW)	電力損失*2 (%)	負荷率 (%)
1995	4,783	3,915	980	18.1	55.7
1996	4,377	3,588	968	18.0	51.6
1997	4,911	4,039	1,037	17.8	54.1
1998	5,569	4,521	1,137	18.8	55.9
1999	6,076	4,809	1,291	20.9	53.7
2000	6,687	5,258	1,404	21.4	54.2
2001	6,520	5,236	1,445	19.7	51.5
2002	6,810	5,502	1,422	19.2	54.7
2003	7,612	6,209	1,516	18.4	57.3
2004	8,043	6,667	1,563	17.1	58.7
2005	8,769	7,255	1,748	17.2	57.3
2006	9,389	7,832	1,893	16.6	56.6
2007	9,814	8,276	1,842	15.6	60.8
2008	9,901	8,417	1,922	15.0	58.6
2009	9,882	8,441	1,868	14.6	60.4
2010	10,714	9,268	1,955	13.5	62.6
2011	11,528	10,023	2,163	13.1	60.8

*1：自家発を除く

*2：ロスには、発電所（所内電力）、送配電線のノン・テクニカル・ロスも含む

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025



出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

図 2-4 負荷率の変遷⁹

2-2-3 電力料金

電気料金体系は、固定料金と従量料金の二部制度を敷いており、産業用では時間帯別料金になっている。低所得者への配慮から家庭用の料金は比較的安く抑えられているものの、南アジアとしては高い料金水準となっている。

1996 年以降の火力設備の増加は CEB の経営にも大きな影響を与え、燃料費は 1995 年が 9 億 Rs.であったのに対し、1996 年には 40 億 Rs.、2000 年には 100 億 Rs.を超え（107 億 Rs.）、2004 年には 200 億 Rs.（214 億 Rs.）を超え 2008 年には 300 億 Rs.（345 億 Rs.）を超えている。2009 年は世界経済不況により石油価格が暴落したために、また、2010 年は異常出水のために、CEB の燃料費は、それぞれ 251 億、163 億 Rs.と大幅に減少したが、2011 年には 331 億 Rs.となっている。

割高な IPPs からの電力購入により、2000 年には収益率がマイナスに転じ、電力不足を解消するための火力発電設備の増加費用と新規開発計画における資金を賄うために、2000 年以降だけでも 2000 年 6 月、2001 年 3 月、2002 年 8 月、2006 年 9 月、2008 年 11 月、2011 年 1 月と 6 回も電気料金が引き上げられた。

CEB の電気料金に関しては、低所得者層への救済策として家庭用電気料金を抑えているため、商業用需要家の費用から家庭用電気料金への内部補助が行われている状態にある。2011 年の総合単価（13.21Rs./kWh）と契約別の平均料金単価を比較すると、商業用電力は総合平均単価の 1.64 倍であり、ホテル用電力は 1.12 倍になっている。これに対し、家庭用電力は総合単価の 74%程度、LECO 社などの配電事業者への卸売価格は 89%程度となっており、家庭用と商業用との価格差は 2 倍以上となっている。

⁹ 図中の式は直線回帰式。R2 は決定係数で相関係数 R の二乗。

表 2 - 6 CEB 電気料金 (2011 年 1 月 1 日改定)

Domestic		1~30	31~60	61~90	91~120	120~180	180<		
	Unit Charge (Rs./kWh)	3.00	4.70	7.50	21.00	24.00	36.00		
	Fixed Charge (Rs./month)	30	60	90	315				
Religious Purpose & Charitable Institutions		1~30	31~90		91~120	120~180	180<		
	Unit Charge (Rs./kWh)	1.90	2.80		6.75	7.50	9.40		
	Fixed Charge (Rs./month)	30	60		180		240		
Others				General Purpose	Industrial		Hotel		
Rate-1 Supply at 400/230V Contract Demand <=42kVA		Unit Charge (Rs./kWh)		19.50	10.50		19.50		
		Fixed Charge (Rs./month)		240.00	240.00		240.00		
Rate-2 Supply at 400/230V Contract Demand >42kVA		Unit Charge (Rs./kWh)		19.40	Day (5:30 am to 6:30 pm) 10.45 Peak (6:30 pm to 10:30 pm) 13.60 Off-Peak (10:30 pm to 5:30 am) 7.35		Day (5:30 am to 6:30 pm) 13.00 Peak (6:30 pm to 10:30 pm) 16.90 Off-Peak (10:30 pm to 5:30 am) 9.10		
					Demand Charge (Rs./kVA)		850.00		
					Fixed Charge (Rs./month)		3,000.00		
Rate-3 Supply at > 11kV		Unit Charge (Rs./kWh)		19.10					
		Demand Charge (Rs./kVA)		750.00					
		Fixed Charge (Rs./month)		3,000.00					

出典：CEB 統計概要 (Statistical Digest) 2011

2-2-4 CEB の発電設備の現状

2011 年現在、CEB が所有している運転中の発電所は水力が 16 カ所で 1,205MW、石油火力が 6 カ所で 548MW（有効出力 509MW）、石炭火力が 1 カ所で 315MW、合計 2,068MW となっている。2011 年に運開したプッタラム（Puttalam）石炭火力 1 号機（Phase-I）315MW は、当初トラブルが連続していたが、2012 年半ば以降は順調に運転が継続されているとの情報がある。プッタラム石炭火力 1 号機の 2012 年 2 月までの運転実績を表 2-7 に示す。

表 2-7 プッタラム石炭火力 1 号機運転実績

	ディーゼル (GWh)	石炭 (GWh)	合計 (GWh)	利用率 (%)
2 月	1.064	16.651	17.715	8.79
3 月	0.437	49.564	50.001	22.40
4 月	1.077	83.960	85.037	39.37
5 月	0.250	95.919	96.169	43.09
6 月	0.562	15.583	16.145	7.47
7 月	0.895	115.772	116.667	52.27
8 月	0.000	172.664	172.664	77.36
9 月	1.338	138.550	139.888	64.76
10 月	1.749	41.843	43.592	19.53
11 月	1.807	130.242	132.049	61.13
12 月	1.312	166.874	168.186	75.35
2012 年 1 月	0.118	68.408	68.526	30.70
2 月	0.176	56.138	56.314	26.97

出典：CEB 系統制御・運転月報

石油火力発電所は、2002 年 8 月に旧 JBIC が資金供与したケラニティッサ（Kelanitissa）コンバインドサイクル発電所 165MW が運転開始以降建設されていない。一方で、2008 年及び 2013 年に廃止することが計画されていた、ケラニティッサ・ガスタービン（Old）100MW 及びサブガスカンダン（Sapugaskandan）ディーゼル 80MW は、新規電源開発の遅延により、いまだに廃止に至っていない。

表 2-8 CEB の既設水力発電所（2011 年時点）

水力発電所	設備出力 (MW)	年間発電 電力量 (GWh)	設備 利用率 (%)	貯水 容量 (MCM)	運転開始
Laxapana (KM*) Complex					
Canyon	60 (30×2)	160	30	123.4	#1 Mar.'83, #2 Mar '89
Wimalasurendra	50 (25×2)	112	26	44.8	Jan.'65
Old Laxapana	50 (8.33×3 +12.5×2)	286	65	0.4	8.33MW×3 Dec.'50 12.5MW×2 Dec.'58

New Laxapana	100 (50×2)	552	63	1.2	#1 Feb.'74, #2 Mar.'74
Polpitiya	75 (37.5×2)	453	59	0.4	Apr.'69
Laxapana Total	335	1,563			
Mahaweli Complex					
Victoria	210 (70×3)	865	47	721.2	#1 Jan.'85, #2 Oct.'84, #3 Feb.'86
Kotmale	201 (67×3)	498	28	172.6	#1 Apr.'85, #2,3 Feb.'88
Randenigala	122 (61×2)	454	42	875.0	Jul.'86
Ukuwela	38 (19×2)	154	46	1.2	#1 Jul.'76, #2 Aug.'76
Bowatenna	40 (40×1)	48	14	49.9	Jun.'81
Rantambe	49 (24.5×2)	239	56	21.0	Jan.'90
Mahaweli Total	660	2,258			
Other Hydro					
Samanalawewa	120 (60×2)	344	34	278.0	Oct.'92
Kukule	70 (35×2)	300	49	1.7	Jul.'03
Small Hydrp	20				
Other Hydro Total	210	644			
水力合計	1,205	4,465			

* #1 は 1 号機を示す。

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

表 2－9 CEB の既設火力発電所（2011 年時点）

火力発電所	設備出力 (MW)	有効出力 (MW)	年最大 電力量 (GWh)	運転開始
Kelanitissa Power Station				
Gas turbine (Old)	100 (20×5)	85 (17×5)	417	Dec.'81, Mar.'82, Apr.'82
Gas turbine (New)	115 (115×1)	115 (115×1)	707	Aug.'97
Combined Cycle	165 (165×1)	165 (165×1)	1,290	Aug.'02
Kelanitissa Total	380	365	2,414	
Sapugaskanda Power Station				
Diesel	80 (20×4)	72 (18×4)	472	May'84, May'84, Sep'84, Oct.'84
Diesel (Extension)	80 (10×8)	72 (9×8)	504	4 Units Sep.'97, 4 Units Oct.'99
Sapugaskanda Total	160	144	976	
Small Thermal Plants				
Chunnakam	8 (8×1)	8 (8×1)	-	Mar.'99
Puttalam Coal Thermal Phase I	315	315	-	'11
火力合計	863	824	3,390	

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

2-2-5 IPP の参入状況

2011 年現在で IPP は火力発電所が 9 地点 804.5MW（有効出力）、小水力発電所 90 地点、合計 194MW、再生可能エネルギーによる発電所 14 地点、合計 47MW が稼働している。現在 IPP により運転されている 10 地点の発電所諸元は、表 2-10 のとおりである。

表 2-10 IPP の既設火力発電所（2011 年時点）

発電所名	設備出力 (MW)	有効出力 (MW)	年間発電 電力量 (GWh)	運転開始	契約期間 (年)
IPPs					
Lakdhanavi	22.5	22.5	156	Nov.'97	15
Asia Power	51	41	330	Jun.'98	20
Colombo Power	64	60	420	Jul.'00	15
ACE Power Matara	24.8	20	167	Mar.'02	10
ACE Power Horana	24.8	20	167	Dec.'02	10
AES Kelanitissa	163	163	91%	Mar.'03	20
				Oct.'03	
Heladanavi	100	100	698	Oct'04	10
ACE Power Embilipitiya	100	100	697	Mar.'05	10
West Coast	270	270	70%	May'10	20
IPP 既設合計	820.1	804.5	2,065 ^{*2}		
契約済 Northern Power ^{*1}	30	20	-	2012	10

*1：Northern Power は、ジャフナ系統に接続されているが、中央系統への接続は 2012 年末を予定。

*2：合計値は、AES Kelanitissa と West Coast を除く

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

水力発電所については、10MW 以上の設備は水資源の多目的利用等の観点から CEB が運営するが、10MW 以下の水力発電所については IPP の参入を奨励している。これらの小水力発電所に対しては、CEB は電力網への接続と「回避可能原価¹⁰」に基づいた料金での買い取りを行っている。一方で、IPP による小水力の開発は、流域全体の水力開発にとって必ずしも最適な開発になっていないという問題も提起されている。

2-2-6 流通設備の現状

スリランカの基幹送電線は 220kV 及び 132kV である。1950 年代に設置されていた 66kV 送電線はすべて 132kV に昇圧された。2011 年現在、送電線の全長は約 2,257km（内戦のため使用されていなかった北東部の送電線で、現在再建中のものを除く）であり、そのうちの約 79% が 132kV で、220kV 送電線は Mahaweli 水系の水力発電所やプッタラム石炭火力発電所とコロombo 周辺の工業地域を連系している。

配電線については中圧が 33kV 及び 11kV となっており、低圧は 400V 及び 230V で需要家に送られている。また、変電所は 2011 年末で 23,021 カ所となっている。

¹⁰ 電力会社が再生可能エネルギーを買い取るにより、本来予定していた発電を取り止め、支出を免れることができた費用。

送配電に関するシステム・ロス は 11.72%（2011 年）となっており、2010 年より 1.3 ポイント低下している。

表 2－11 CEB の送配電線延長

(Unit : km)

	220kV	132kV	33kV	11kV	400V & 230V
2010 年	483	1,755	24,405	2,256	104,153
2011 年	483	1,774	25,292	2,298	108,886

注：北部地域への 132kV 送電線を除く

出典：CEB 統計要約（Statistical Digest 2011）

表 2－12 CEB の変電所数と容量

	132/33kV	220/132/33kV	220/132kV	132/11kV	33/11kV	33kV/LV & 11kV/LV
台数（台）	46	5	2	5	124	22,839
容量（MVA）	3,043	2,100/500	406	369	1,090	5,627

出典：CEB 統計要約（Statistical Digest 2011）

2－2－7 新再生可能エネルギー

スリランカでは、これまでの実績から、小水力、風力、バイオ、太陽光/熱及び廃棄物を新再生可能エネルギー（Non Conventional Renewable Energy : NCRE）として位置づけている。スリランカ政府の方針として、10MW 未満の水力開発は、民間資本で行うことが決定され、1996 年以降数多くの小水力発電所が、CEB の系統に接続されている。

これまでの NCRE の開発実績を表 2－13 に示す。

2010 年時点の NCRE の占める割合は、発電電力量 6.8%、発電出力で 7.7%となっている。しかしながら、新再生可能エネルギーは、自然現象に影響される電源のため、電源開発計画のなかでは、供給力として組み込まれていない。

表 2－13 新再生可能エネルギーを用いた発電所の開発履歴

年	発電電力量（GWh）			供給可能出力（MW）		
	新再生	全系統	比率（%）	新再生	全系統	比率（%）
2001	68	6,625	1.03	27	1,758	1.54
2002	107	6,946	1.54	38	1,772	2.14
2003	124	7,612	1.63	43	1,849	2.33
2004	206	8,159	2.52	77	2,115	3.64
2005	280	8,769	3.19	89	2,322	3.83
2006	346	9,389	3.69	111	2,256	4.92
2007	353	9,821	3.59	119	2,256	5.27
2008	435	9,901	4.39	150	2,645	5.67
2009	549	9,882	5.56	184	2,648	6.95
2010	727	10,714	6.79	217	2,817	7.70

出典：CEB 長期電源開発計画 2011～2025

2-2-8 地方電化計画

スリランカの地方電化率（人口ベース）は、2010 年推定実績で 88.0%、2011 年推定実績で 91.0%になっている。2012 年末までには、94%に達することが期待されている。紛争地域であった北部、東部の電化率が小さかったが、復興により 80%程度まで達成している。

2-3 電力需要予測と電源開発計画

2-3-1 電力需要予測

CEB の発電計画の担当部署（Transmission & Generation Planning Branch）は、毎年長期電源開発計画（Long Term Generation Expansion Plan : LTGEP）を策定している。2012 年に発表された「電源開発計画（2011～2025）」では、電力需要予測を行うにあたり、電力需要の成長率を標準ケース、高需要ケース及び低需要ケースの 3 種類のシナリオを設定し、ケースごとに電源開発計画を策定している。高需要ケースは、標準ケースで用いた GDP 成長率、人口増加率にそれぞれ+1%、+0.4%大きな値を採用し、低需要ケースは、それぞれ-1.2%、-0.4%大きな値を採用している。

標準ケースにおいて、2010～2030 年までの間、年平均 6.50%電力需要増を見込んでいる。これに対して必要とされる発電電力量は、総ロスが減るという予想のもと年平均 6.47%、最大電力は負荷率が改善されるという予想のもと年平均 6.27%としている。

CEB の需要想定は、一般的な計量経済モデルを採用し、家庭用、工業・商業用及びその他部門の 3 分野ごとに積み上げられる。家庭用は、過去の需要、1 人当たり GDP、人口、電気料金、消費者数などを変数として、最も相関の大きい変数を確認している。結果として家庭用は、過去の需要と当該年の消費者数を変数として需要想定を行っている。将来の消費者数には、人口増加率と電化率が考慮されている。工業・商業用は当該年の GDP 予測値から、その他部門（宗教用と街灯用）は過去の需要増加率から、それぞれ当該年の需要を予測している。

なお、これらの需要想定に際しては、これまでは、紛争地域であった北部は考慮されていなかったが、近年においては GDP、人口というマクロレベルの変数のなかで考慮されることとなった。標準ケースとは別に、北部地域が、高成長を遂げる場合のシナリオについても需要想定を行っている。

この需要予測においては、総ロスが 2010 年の 14.4%から漸次低下し 2028 年以降 14.0%で安定することと、負荷率が 56～58%に向上することを前提としている。総ロスには、システム・ロスに所内消費電力も含まれるため、まとまった規模の石炭火力発電所の運転開始が予定されている 2012 年や 2021 年には一時的に悪化している。2010 年、2011 年のロスの実績は、12.9%、11.5%と 1.4%低減されている。一方で、2010 年、2011 年の総ロスの実績は、13.5%、13.1%と 0.4%減に止まっているのは、プッタラム（Puttalam）ステージ I 石炭火力発電所（315MW）が運転を開始し、所内消費電力が増えたことによる。

ロスの低減目標達成は、主として配電線ロスの減少に期待している。2010 年、2012 年のロスの内配電線ロスはそれぞれ 9.8%、9.5%となっており、全ロスのそれぞれ 76%、83%を占めている。

負荷率については、ここ十数年の傾向としては、波があるものの長期的には漸増傾向にある。負荷率の低下傾向すなわちピーク需要の先鋭化に歯止めがかかりつつあると判断できる。

需要想定之感度分析のなかで、DSM（Demand Side Management）効果を期待し負荷平準化が

成功した場合のシナリオも用意されているが、地方電化の進展は負荷の先鋭化につながることも考慮する必要がある。

表 2-14 2011 年から 2025 年までの電力需要予測（標準ケース）

年	電力需要 (GWh)	増加率 (%)	総ロス* (%)	発電電力量 (GWh)	増加率 (%)	最大電力 (MW)
2010	9,190	8.9	14.4	10,740	8.7	2,170
2011	10,036	9.2	14.3	11,715	9.1	2,356
2012	10,698	6.6	14.2	12,464	6.4	2,503
2013	11,402	6.6	14.9	13,402	7.5	2,688
2014	12,149	6.6	15.1	14,315	6.8	2,853
2015	12,941	6.5	15.1	15,238	6.4	3,035
2016	13,773	6.4	15.1	16,220	6.4	3,211
2017	14,630	6.2	14.8	17,168	5.8	3,397
2018	15,530	6.2	14.6	18,188	5.9	3,604
2019	16,481	6.1	14.4	19,257	5.9	3,820
2020	17,489	6.1	14.3	20,397	5.9	4,051
2021	18,563	6.1	14.6	21,741	6.6	4,258
2022	19,708	6.2	14.4	23,019	5.9	4,513
2023	20,932	6.2	14.3	24,436	6.2	4,796
2024	22,242	6.3	14.2	25,922	6.1	5,092
2025	23,647	6.3	14.2	27,559	6.3	5,418
2026	25,153	6.4	14.1	29,284	6.3	5,684
2027	26,768	6.4	14.1	31,149	6.4	6,051
2028	28,503	6.5	14.0	33,142	6.4	6,443
2029	30,365	6.5	14.0	35,308	6.5	6,869
2030	32,367	6.6	14.0	37,615	6.5	7,323
Average	6.50			6.47		6.27

*ロスには、発電所（所内電力）、送配電線のノン・テクニカル・ロスも含む

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

2-3-2 長期電源開発計画

最新の長期電源開発計画によると、2025 年までの電源開発計画（標準ケース）は表 2-15 のとおりとなっている。「長期電源開発計画 2011~2025」の正式承認が遅れたこともあり、修正版が出されている（表 2-16 参照）。修正前後の電源開発計画には大きな違いはないが、IPP ノーザン・パワー（Northern Power）の系統接続時期を 2013 年から 2014 年へ、ブロードランズ水力、ウマ・オヤ水力及びギン・ガンガ水力の運転開始時期を繰り延べするなどにより現実的な開発行程へと変更している。修正版電源開発計画（標準ケース）では、15 年間で 3,988MW の設備を新設する計画である。また、2022 年までのプロジェクト総工費は 7,974USD（884,289 百万ルピー）と想定されている。なお、「長期送電線拡充計画 2011~2020」“Long Term

Transmission Development Plan 2011 - 2020 : LTTDP” では、修正前の電源開発計画（標準ケース）に基づいて立案されている。

CEB は、国際原子力機関（International Atomic Energy Agency）が開発した WASP IV（Wien Automatic System Planning Package）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。停電確率（Loss of Load Probability : LOLP）を 0.82%以下、すなわち年間 3 日以下の停電に止めることを目標にしている。

電源開発計画、ピーク需要、予備率及び停電確率の関係を表 2－17（修正前電源開発計画）、表 2－18（修正後電源開発計画）に示す。修正後の電源開発計画では、2013 年を除き、目標 LOLP 値を満足できることになっている。これらの表から分かるように、CEB は、再生可能エネルギーによる発電所を需給バランス上の安定電源として考慮していない。

参考として、表 2－19 に再生可能エネルギーの電源開発計画を示す。系統の安定上、風力発電所の設備出力は、2017 年までの 135MW（既設 40MW を含む）を上限として以後の開発はできないものとしている。「長期電源開発計画 2011～2025」の中では、風力発電所の導入制限を設けていないシナリオも掲載されている。このシナリオでは、風力発電所の設備出力は、2020 年、2025 年及び 2030 年において、それぞれ 185MW、305MW 及び 485MW となっている。

ここで、CEB の長期電源開発計画のなかでデータの取り扱い上、若干の問題点を指摘しておく。修正前電源開発計画と修正後電源開発計画に用いられた電力需要予測が異なっている（表 2－17、表 2－18 の 2011 年から 2013 年までの最大電力）が、修正後の電源開発計画策定の基になる電力需要予測の記載がない。

表 2-15 2011 年から 2025 年までの電源開発計画（標準ケース）

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)	Present Status
2011		Puttalam Coal (Stage I)		315	Commissioned in Feb. 2011
2012	Upper Kotmale	Gas Turbine ¹¹	ACE Power Matara	150 75 -20	Commissioned in Jul. 2012
2013		Northern Power ¹² Chunnakum Power Extension Gas Turbine1	ACE Power Horana Lakdanavi	20 24 35 -20 -22.5	
2014		Puttalam Coal (Stage II)	Kelanitissa Gas Turbines	315×2 -85	#2: Oct. 2012, #3: Jul. 2014
2015	Broadlands Uma Oya Gin Ganga		Ace Power Embilipitiya Heladanavi Puttalam Colombo Power	35 120 49 -100 -100 -60	LA
2016					
2017		Trinco Coal Power Plant		250×2	
2018		Trinco Coal Power Plant		250	
			Asia Power	-49	
			Northern Power	-20	
2019		Trinco Coal Power Plant	Sapugaskanda Diesel	250 -72	
2020					
2021		Coal Plants		300×2	
2022		Coal Plant		300	
2023			Kelanitissa Gas Turbine	-115	
			Sapugaskanda Diesel Ext.	-36	
2024		Coal Plants		300×2	
			Kelanitissa Gas Combined Cycle Plant	-163	
2025		Coal Plant		300	
			Sapugaskanda Diesel Ext.	-36	

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

¹¹ 事業者は未定。

¹² 北部地域の IPP で既に運転されているが、系統接続は 2013 年を予定。

表 2-16 2011 年から 2025 年までの修正電源開発計画（標準ケース）

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)	Present Status
2011		Puttalam Coal (Stage I)		315	Commissioned in Feb. 2011
2012	Upper Kotmale		ACE Power Matara	150 -20	Commissioned in Jul. 2012
2013			ACE Power Horana Lakdanavi	-20 -22.5	
2014		Puttalam Coal (Stage II) Gas Turbine ¹³ Northern Power ¹⁴ Chunnakum Power Extension	Kelanitissa Gas Turbines	315×2 75 20 24 -85	#2: Oct. 2012, #3: Jul. 2014
2015		Gas Turbine	Ace Power Embilipitiya Heladanavi Puttalam Colombo Power	35×2 -100 -100 -60	
2016	Broadlands Uma Oya			35 120	LA
2017		Trinco Coal Power Plant		250×2	
2018	Gin Ganga	Trinco Coal Power Plant	Asia Power Northern Power	49 250 -49 -20	
2019		Trinco Coal Power Plant	Sapugaskanda Diesel	250 -72	
2020					
2021		Coal Plants		300×2	
2022		Coal Plant		300	
2023		Coal Plant	Sapugaskanda Diesel Ext.	300 -36	
2024			Kelanitissa Gas Combined Cycle Plant	-163	
2025		Coal Plants		300×2	
			Sapugaskanda Diesel Ext.	-36	

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

¹³ 事業者は未定。¹⁴ 北部地域の IPP で既に運転されているが、系統接続は 2014 年を予定。

表 2-17 電源開発計画と予備力

年	設備出力* ¹ (MW)	新再生可能エネルギー 一抜きの設備出力 (MW)	最大電力 (MW)	予備力 (MW)	予備率 (%)	停電確率 (%)
2011	3,056	2,828	2,356	472	20.0	0.277
2012	3,284	3,033	2,503	530	21.2	0.185
2013	3,343	3,069	2,688	381	14.2	0.644
2014	3,943	3,619	2,853	766	26.9	0.037
2015	3,908	3,564	3,035	529	17.4	0.196
2016	3,965	3,569	3,211	358	11.1	0.680
2017	4,505	4,074	3,397	677	19.9	0.081
2018	4,722	4,260	3,604	656	18.2	0.101
2019	4,924	4,438	3,820	618	16.2	0.134
2020	4,960	4,448	4,051	397	9.8	0.548
2021	5,596	5,053	4,258	795	18.7	0.053
2022	5,918	5,358	4,513	845	18.7	0.045
2023	5,792	5,212	4,796	416	8.7	0.502
2024	6,253	5,649	5,092	557	10.9	0.288
2025	6,535	5,918	5,418	500	9.2	0.433

*1：火力は有効出力を用いている。

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

表 2-18 修正電源開発計画と予備力

年	設備出力* ¹ (MW)	新再生可能エネルギー 一抜きの設備出力 (MW)	最大電力 (MW)	予備力 (MW)	予備率 (%)	停電確率 (%)
2011	3,056	2,828	2,310	518	22.4	0.501
2012	3,209	2,958	2,453	505	20.6	0.419
2013	3,189	2,915	2,633	282	10.7	1.473
2014	3,908	3,584	2,853	731	25.6	0.049
2015	3,739	3,395	3,035	360	11.9	0.698
2016	3,951	3,555	3,211	344	10.7	0.734
2017	4,491	4,060	3,397	663	19.5	0.091
2018	4,757	4,295	3,604	691	19.2	0.079
2019	4,959	4,473	3,820	653	17.1	0.106
2020	4,995	4,483	4,051	432	10.7	0.450
2021	5,631	5,088	4,258	830	19.5	0.042
2022	5,953	5,393	4,513	880	19.5	0.035
2023	6,127	5,547	4,796	751	15.7	0.046
2024	5,988	5,384	5,092	292	5.7	0.707
2025	6,570	5,953	5,418	535	9.9	0.245

*1：火力は有効出力を用いている。

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

表 2-19 新再生可能エネルギーの電源開発計画

年	小水力	風力	バイオ	合計	累計出力	累計電力量	比率
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(GWh)	(%)
2011	13	10	0	23	243	909	7.8
2012	13	10	0	23	266	985	7.9
2013	15	35	5	55	321	1,061	7.9
2014	10	10	0	20	341	1,249	8.7
2015	32	20	5	57	398	1,314	8.6
2016	25	10	5	40	438	1,523	9.4
2017	31	0	5	36	474	1,678	9.8
2018	24	0	0	24	498	1,827	10.0
2019	26	0	10	36	534	1,915	9.9
2020	31	0	5	36	570	2,081	10.2
2021	17	0	5	22	592	2,230	10.3
2022	20	0	5	25	617	2,328	10.1
2023	24	0	0	24	641	2,436	10.0
2024	13	0	5	18	659	2,524	9.7
2025	13	0	0	13	672	2,607	9.5
2026	12	0	0	12	684	2,655	9.1
2027	10	0	0	10	694	2,699	8.7
2028	8	0	0	8	702	2,736	8.3
2029	7	0	5	12	714	2,766	7.8
2030	7	0	0	7	721	2,826	7.5

出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

2-4 送・変電設備拡充計画

2011 年 7 月に承認された CEB の「長期送電線拡充計画 2011~2020」“Long Term Transmission Development Plan 2011 - 2020” (LTTDP) において、2020 年までの送電線及び変電所の拡充計画を策定している。これは、同じく CEB が作成した「長期電源開発計画 2011~2025」をもとに検討がなされているが、実際に用いたのは、修正前の電源開発計画であって修正後の電源開発計画は使われていない。

表 2-17 CEB の送電線拡充計画

(Unit : km)

年	220kV		132kV			
	2 回線	1 回線	4 回線	2 回線	1 回線	地下
2011	300.2	182.5	3.6	1,396	315	41.4
2020	1,077.2	19.5	5.6	2,181	315	50.1

出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011~2020 “Long Term Transmission Development Plan 2011- 2020”

表 2-18 CEB の変電所拡充計画

	132/33kV	220/132/33kV	220/33kV	132/11kV	33/11kV
2011 年					
台数 (台)	47	5	1	4	2
容量 (MVA)	3,045	2,100/500	70	306	405
2020 年					
台数 (台)	64	7	2	7	7
容量 (MVA)	4,839	3,050/710	140	526.5	3,210

出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011～2020

CEB は、PSS/E (Power System Simulator for Engineer) を用いて系統解析を行い、送電線拡充計画を立てている。潮流解析、安定度解析により計画の健全性を確認している。健全性の判定基準として、電圧、安全性、短絡電流などがある。

電圧変動としては、以下の基準を採用している。

表 2-19 許容電圧変動

母線電圧	許容電圧変動 (%)	
	常時	単一事故時
220kV	±5%	-10%～+5%
132kV	±10%	±10%

出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011～2020

送電設備の信頼度基準は、N-1 を採用している。

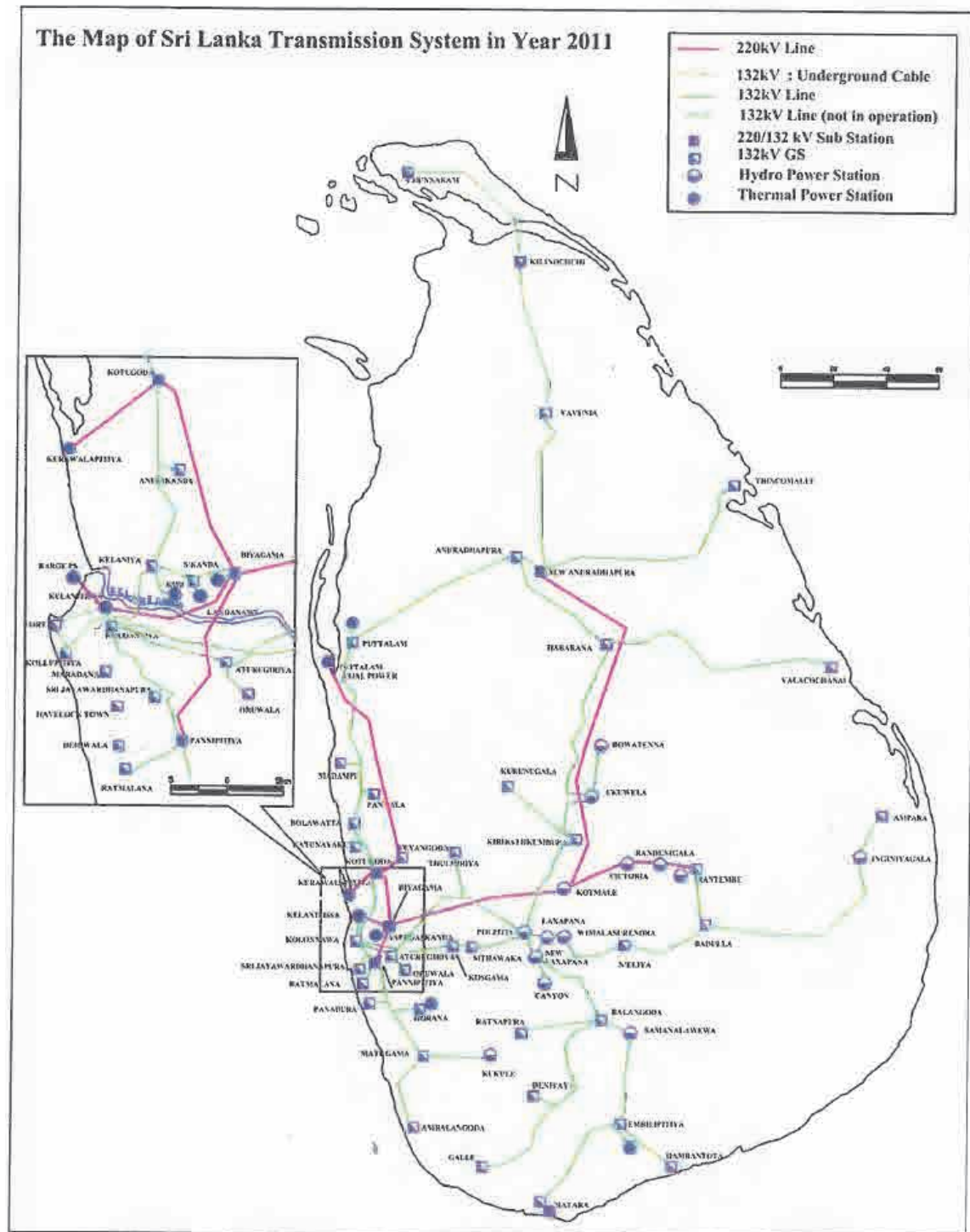
短絡電流としては、以下の基準を採用している。

表 2-20 許容短絡電流

母線電圧	系統	最大三相地絡電流 (kA)
132kV 以上	架空線	40.0
	地中線	40.0
33kV	架空線	13.1
	地中線	16.0
11kV	地中線	20.0

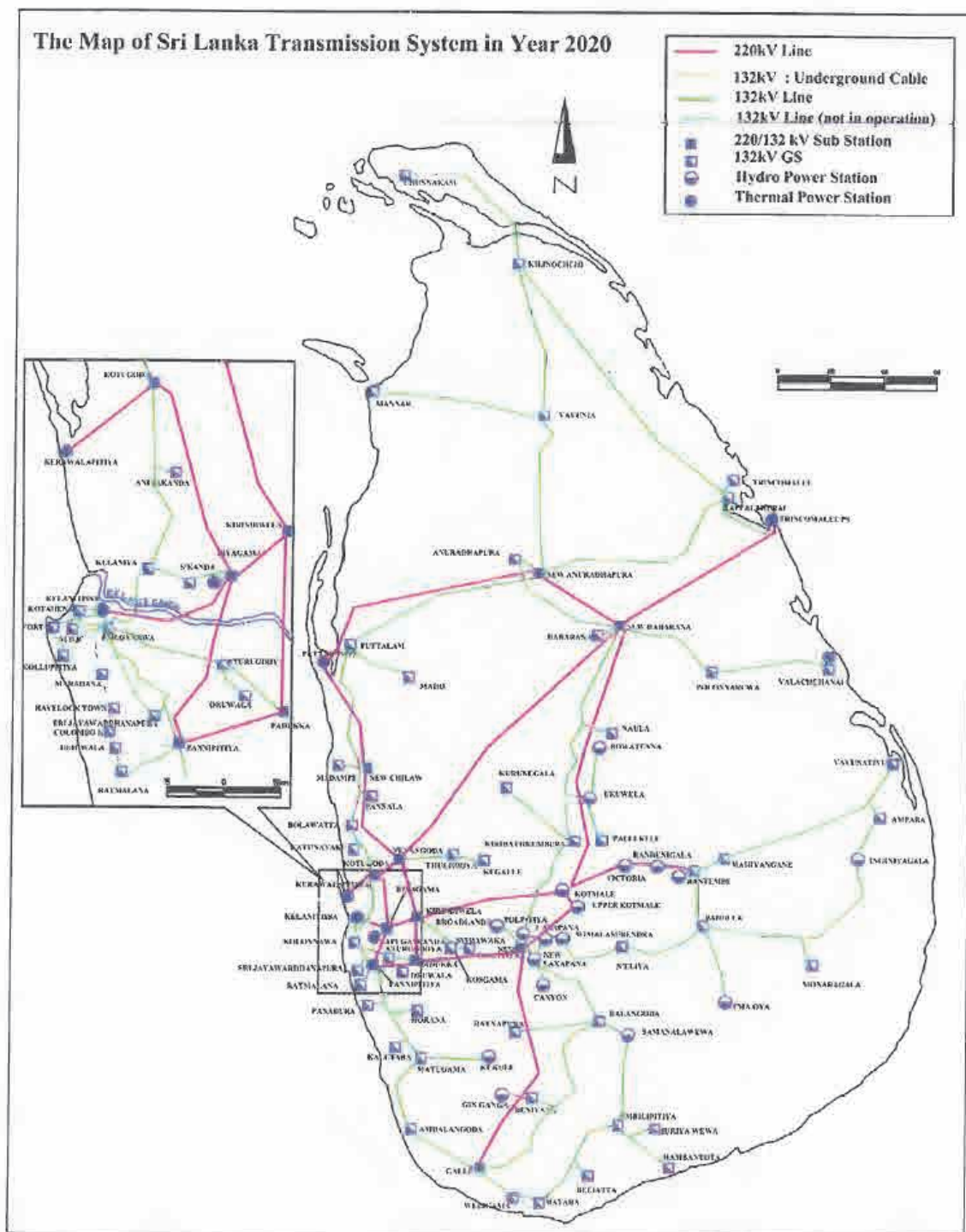
出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011～2020

2011 年、2015 年及び 2020 年時点の CEB の系統図を図 2-5～2-7 に示す。現在承認済の、送・変電設備拡充プロジェクトは、CEB、KfW、JICA 及び ADB の資金により実施される予定である。



出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011～2020

図 2 - 5 2011 年時点系統図



出典：CEB 長期送電線拡充計画 2011～2020

図 2-7 2020 年時点系統図

2-5 電力開発計画策定における組織面・制度面の現状と課題

2-5-1 組織面・制度面の現状と課題

CEB が毎年作成する長期電源開発計画は、記載内容もそのなかで用いられている技術的手法のいずれも妥当なものである。電力需要想定、電源開発計画、系統解析などに使われているツールは、世界標準のものであり、何よりも毎年確実に見直しが行われている。

2-5-2 電源開発の現状と課題

これまでの電源開発が遅延してきた理由としては、電源開発への政治的関与、立地難あるいは CEB の電源開発能力の欠落といえるが、複合的なものと考えられ、以下にその例を紹介する。

(1) 環境問題

すべての発電計画は、その実施にあたり環境問題を抱えているが、同国の水力発電所及び石炭火力発電所計画も環境問題によりプロジェクトが遅れてきた。環境影響審査の手続きの不適切さを指摘されたものや、反対派のために頓挫しているものもある。

(2) 民間資金の導入と組織化改革の流れ

世界銀行の協力により 1997 年にまとめられた電力改革方針により、電源開発の民間資金の導入や CEB の分社化が推奨されている。この方針が打ち出される時期を前後として、CEB の電源開発に対する方針が揺れ動いたことが、新規電源開発の遅延を招いたことも否めない。

(3) 契約手続きの遅延

以前の電源開発は国際金融機関からの支援により CEB が実施してきたが、融資を得るための諸手続き、融資を受けた後のコンサルティングやコントラクターの選定手続きの遅延がプロジェクトの実施を遅らせた例もある。また、民間資金すなわち IPP の参入後は、その交渉、契約に多大な時間を要してきたし、また現在も要している。

2-5-3 発電計画等の進捗状況

長期電源開発計画に計上されている発電などのプロジェクトや計上されていないが、何らかの動きがあるプロジェクトを表 2-21 に示す。

表 2-21 発電等プロジェクトの動き

種別	プロジェクト名	進捗状況
石炭火力	プッタラム (Puttalam) Phase-I (315MW) 2011 年 2 月運開	2011 年 2 月運転を開始したが、2012 年 2 月までの運転実績を表 2-7 に示すように、安定的な運転が継続されているとは判断し難い。
	プッタラム (Puttalam) Phase-II (315MW×2) 2014 年運開予定	2 号機、3 号機も引続き中国の支援により、2014 年に運転を開始することが期待されている。
	トリンコマレ (Tricomalle) (250MW×4) 2017 年運開予定	CEB とインド火力発電公社がそれぞれ 50%を出資して、トリンコマレ発電会社 (Tricomalle Power Company Limited) が設立された。CEB とトリンコマレ発電会社の間で、ドラフト買電契約 (Power Purchase Agreement: PPA) が締結されている。現在 CEB により、NTPC が実施した F/S をレビューしている。長期電源開発計画では、2017 年当初の運転開始が期待されているが、工程遵守は厳しい状況にある。
	その他 300MW×3、300MW×3 2017 年、2021 年運開予定	長期電源開発計画において、第 3 (300MW×3)、第 4 (300MW×3) の石炭火力発電計画が計上されている。南海岸の Karanga Lewaya、Mirijjawila、Mirissaand 及び西海岸の Athuruwellaなどを候補地点として BOO ¹⁵ 方式で進めようとしたこともあったが、現在その動きはない。
LNG 火力		CEB は、2009 年 12 月から 2010 年 2 月にかけて、「LNG 火力発電所導入によるエネルギー多様化強化調査」が行われた。2020 年以降の LNG 火力の導入の可能性を探るべく、Phase II のスタディを行う予定である。
水力	ブロードランズ (Broadlands) (35MW) 2016 年運開予定	JICA の協力により 2004 年に F/S を終えた。融資持込の EPC ターン・キーでの入札により中国業者が落札をしている。中国 ICBC 銀行の L/A の締結が待たれている
	モラゴラ (Moragolla) (27MW)	クウェートの支援により 2011 年に F/S が終了している。アジア開発銀行の資金により 2012 年内には、D/D が開始される予定である。
	ウマ・オヤ (Uma Oya) (120MW) 2016 年運開予定	イランの支援により灌漑・水管理省 (Ministry of Irrigation) が中心となって、計画を進めているところである。
	ギン・ガンガ (Gin Ganga) (49MW) 2018 年運開予定	長期電源開発のなかで、2018 年の運転開始が期待されているが、F/S を含む調査費の調達の目途が立っていない。
	ビクトリア (Victoria) (228MW)	JICA の協力により、2009 年に F/S を終了している。その後、環境影響評価の審査中に、世界銀行のスタディが開始された。そのなかでマハベリ川水系の水資源配分の見直しが行われることになり、審査は中断している。
インドとの電力連系線		2018 年以降の計画として、インドとスリランカを海底ケーブルで連系する計画がある。延長約 360km 直流送電線で両国を結ぶ計画であるが、Pre-F/S の見直し中である。

¹⁵ Built-Own-Operate : 建設・所有・運営

第3章 発電所の運用の現状と課題

3-1 既設発電所の運用

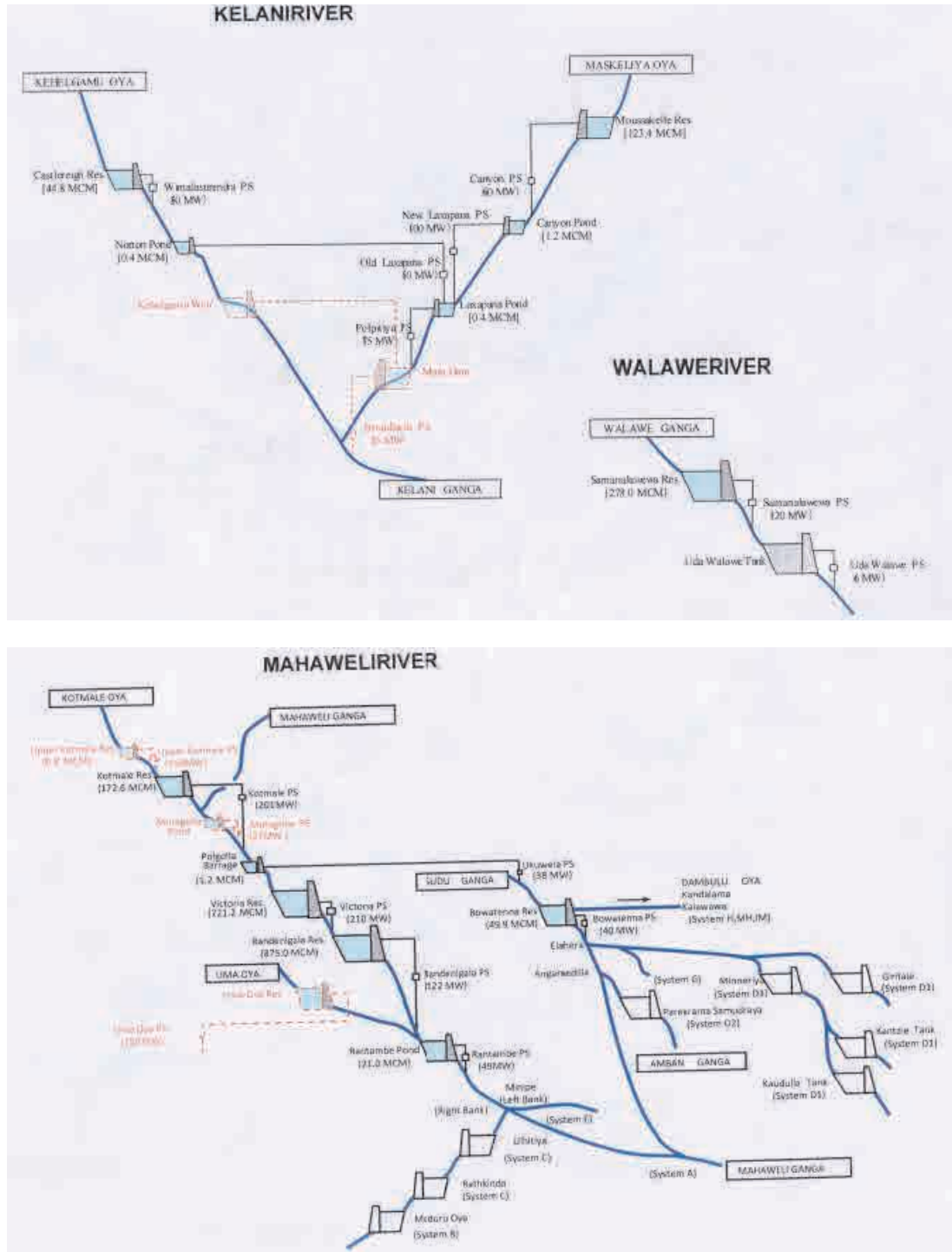
3-1-1 既設水力発電所の運用

既設水力発電所は、小水力を除いてすべて CEB が所有している。CEB の既設水力発電所は図 3-1 (1)、(2)に示すとおり Kelani 川水系、Walawe 川水系、Mahaweli 川水系に階段状に開発されており、各々の水系最上部に貯水池を設け、河水の有効利用を図っている。表 3-1 に示すとおり各水系上流部の貯水池の貯水容量は年間流入量の 40%にも達しており、流量の季節調整のみならず、図 3-2 に示すとおり、貯水池の経年運用により安定した電力の供給と下流への安定した流量の確保を行っている。

図 3-2 は、CEB の既設貯水池の運用記録で、Kelani 川水系（Moussakelle 貯水池）、Walawe 水系（Samanalawewa 貯水池）、Mahaweli 水系（Kotomale、Victoria 貯水池）の月別の合計貯水量を電力量に換算したものである。全貯水池が満水状態の場合は、この貯水量により貯水池下流の水力発電所で 1,620GWh の発電が可能である。この記録が示すとおり、貯水池運用により河川流量の変動を平準化し安定した発電を行うとともに、表 3-2 に示すとおり、河水利用率は 93%に達している。

また、図 3-4 に示すとおり、CEB の既設水力発電所は事故などにより突発的な発電停止はほとんど見られないが、機器の維持補修のための年間停止率はリハビリを含めれば 7.5%、リハビリを除けば 4.7%となっている。この停止率は、水力開発計画のフィージビリティ・スタディ（F/S）で水力発電所の停止率として一般的に考えられている 2.5%（補修率 2.0%、事故率 0.5%）より大きな値となっているが、発電所の複数ある水車発電機を交互に実施することにより、電力供給に支障をきたさぬよう配慮がなされている。いわゆる事故停止がほとんど発生していないことから、CEB の水力発電所の維持補修についてのたゆまぬ努力の結果、CEB の水力発電所の状態は良好に保たれており、電力の安定供給の使命を果たしていると考えられる。

表 3-3 に CEB の水力発電所の 2002～2011 年の発電実績を示す。年間発電量は CEB 水力発電所全体でも最大の年と最小の年では 2 倍近くの変動が見られるが、これは発電量の変動が大きいとみるよりは、季節的にも経年においても大きく変動する河川流量を貯水池運用により最大限有効利用を図った結果である、とみるべきと考えられる。



出典：Generation; CEB LTGEP2011-2025

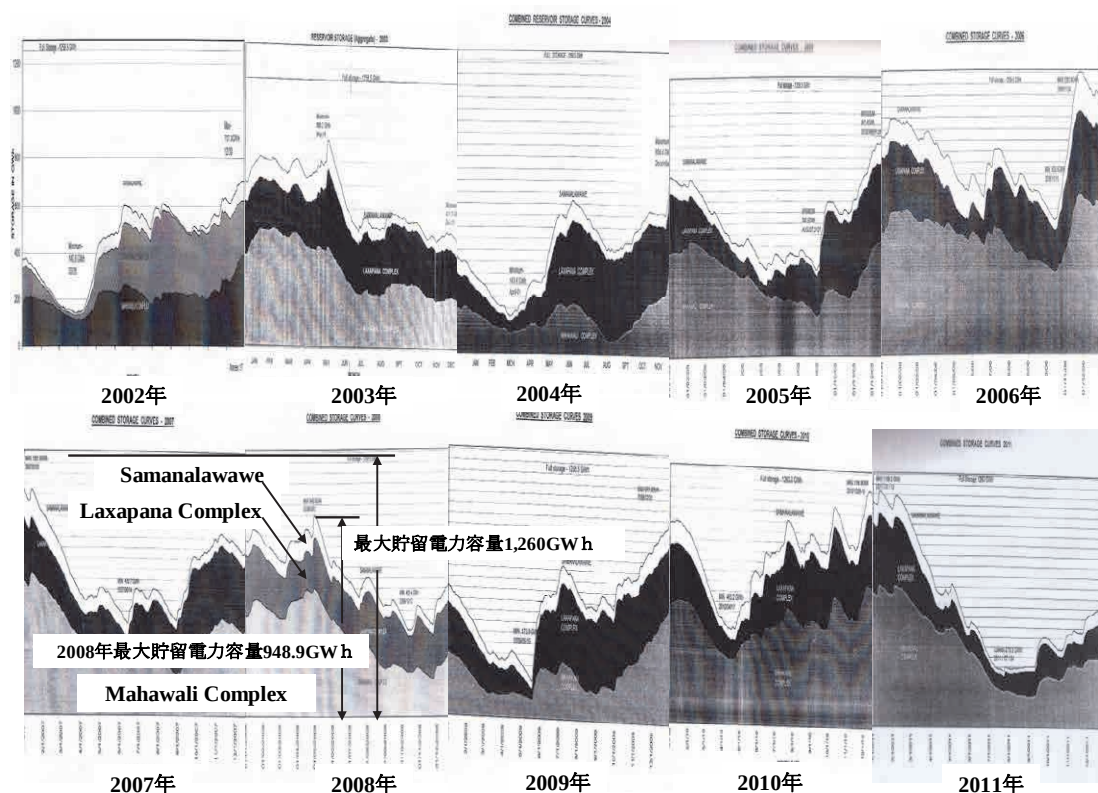
図 3 - 1 CEB 既設水力発電所概要図

表 3 - 1 CEB 水力発電所貯水池概要

発電所名	貯水容量	最大出力	貯水池年間 平均流入量
	10 ⁶ m ³	MW	10 ⁶ m ³
Laxapana Complex			
New Laxapana	1	100	
Old Laxapana	0	50	
Wimalasurana	48	50	207
Polpitiya	0	75	
Canyon	123	60	317
Mahaweli Complex			
Kotmale	173	201	771
Victoria	721	210	1,625
Ukuwela	4	38	
Bowatenna	50	40	
Randenigala	861	122	2,101
Rantambe	22	49	
Samanalawewa	278	120	456
Kukule Ganga		70	
Small Hydro		20.45	
合計	2,204	1,205	5,476

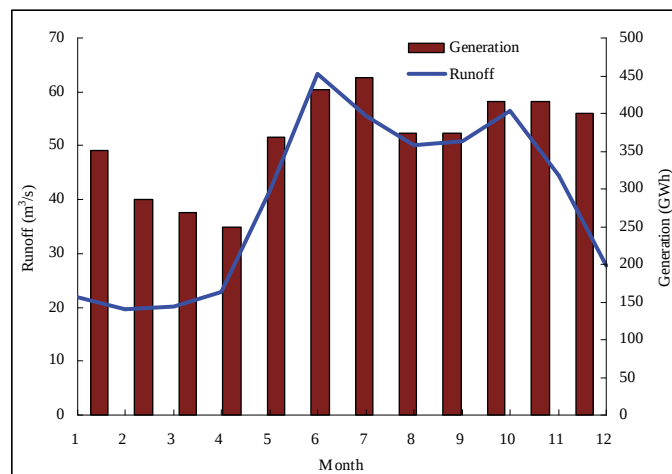
(注) 太字は水系上流の貯水池の注水容量及び 2002 年～2011 年平均流入量

出典：「CEB 系統制御・運用年報」



出典：「CEB 系統制御・運用年報」

図 3 - 2 CEB 水力発電所貯水池運用実績



出典：Generation：CEB 長期電源開発計画 2011～2025 Runoff：「スリランカ国水力発適化計画調査最終報告書」

図 3－3 CEB 水力発電所貯水池運用による効果

表 3－2 CEB 水力発電所水運用実績

項目	単位	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	平均
①流入量	MCM	9,263	10,466		10,047	16,110	12,326	11,668	10,429	17,597	15,479	12,598
②発電使用水量	MCM	7,414	9,370		8,503	12,597	10,748	10,530	7,965	14,215	12,391	10,415
③灌漑用水量	MCM	995	936		941	1,618	980	950	1,185	2,159	1,697	1,273
④合計用水量=②+③	MCM	8,409	10,306		9,444	14,215	11,729	11,480	9,150	16,374	14,088	11,688
⑤溢水量	MCM	65	131		203	1,005	623	82	195	509	1,677	499
⑥漏水量	MCM	49	56		53	63	63	79	77	75	74	65
⑦河水利用率=④/①	%	91	98		94	88	95	98	88	93	91	93

出典：「CEB 系統制御・運用年報」

POWER STATION MAINTENANCE AND OUTAGES 2011 - (Exceeding 2 Days)					POWER STATION MAINTENANCE AND OUTAGES -2011 (Exceeding 2 Days)				
Lakshapana Complex					Mahaweli Complex				
Power Station	Gen set no.	Total Outage Duration	No. of Days	Brief Description	Power Station	Gen set no.	Total Outage Duration	No. of Days	Brief Description
Polihela	1	2011/1/15-2011/1/15/2	2.5	Stoppage Of Turbine Bearing Oil	Randeniya	1	2011/04/16-2011/05/23	35	Procedural panel replacement+annual maintenance
	2	2011/01/03-2011/01/03/8	28	Annual Maintenance		2	2011/08/23-2011/09/26	3	MV seal replacement
Old Lakshapana	1	2011/03/16-2011/03/18	2	Water leak	Kotmale	1	2011/05/08-2011/05/24	16	Procedural panel changing work
		2011/08/02-2011/09/10	14	MV repairs			2011/08/23-2011/09/26	3	MV seal replacement
	2	N/A					2011/11/25-2011/12/02	27.5	Annual maintenance
	3	2011/01/08-2011/02/12	17	Annual maintenance		2	N/A		
		2011/05/04-2011/05/07	3	Runner replacement work	Kotmale	1	2011/07/22-2011/07/28	6	Upper Kotmale project work
New Lakshapana		2011/09/21-2011/09/24	3	Runner replacement work			2011/05/07-2011/05/28	21	MV repairs
	4	N/A					2011/11/21-2011/11/23	2	Upper Kotmale project work
	5	N/A					2011/12/06-2011/12/10	4	Upper Kotmale project work
Cayana	1	N/A			Kotmale	2	2011/04/27-2011/05/24	28	Installation of brushless excitation system
	2	2011/01/03-2011/01/23	20	Annual maintenance			2011/06/19-2011/06/28	8	Stator EF
Mirabaisandya	1	N/A					2011/06/03-2011/06/04	3	Upper Kotmale project work
	2	2011/05/05-2011/05/20	15	Rehabilitation project work			2011/09/27-2011/09/28	21	MV repairs
						3	2011/05/25-2011/06/20	27	Installation of brushless excitation system
							2011/07/05-2011/07/08	3	Upper Kotmale Project work
							2011/08/05-2011/08/23	18	Upper Kotmale Project work+annual maintenance
							2011/09/07-2011/09/28	21	MV repairs
					Kisumuwa	1	2011/02/15-2011/05/04	79	Rehabilitation work
							2011/08/16-2011/08/28	12	Efficiency test
					Victoria	2	2011/08/17-2011/11/01	16	Annual maintenance
						1	2011/09/01-2011/10/20	49.5	MV bearing replacement
					Ruwenzori	2	N/A		
						3	2011/06/21-2011/06/26	3.5	Inspection and tightening of stator laminated body
							2011/02/22-2011/03/04	2	Inspection and repair of 132kV oil test
							2011/04/05-2011/04/23	17	Annual maintenance
							2011/05/21-2011/05/02	12	Intake cleaning

出典：「CEB 系統制御・運用年報」

図 3－4 2011 年 CEB 水力発電所停止記録

表 3－3 CEB 水力発電所発電運用実績

年 発電所名	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	平均	最大	最小	最大 最小
New Laxapana	412	466	392	467	509	478	495	480	598	482	478	598	392	1.52
Old Laxapana	242	231	223	246	294	235	256	305	349	258	264	349	223	1.57
Wimalasurana	86	83	75	88	119	79	100	115	156	102	100	156	75	2.07
Polpitiya	361	371	333	376	427	373	393	414	502	384	393	502	333	1.50
Canyon	114	135	106	131	149	136	146	158	175	138	139	175	106	1.64
Kotmale	268	300	294	342	482	400	281	384	583	373	371	583	268	2.18
Victoria	439	497	344	351	825	604	593	428	971	747	580	971	344	2.82
Ukuwela	126	133	132	168	159	186	153	161	171	158	155	186	126	1.47
Bowatenna	37	45	35	42	74	55	53	41	64	79	53	79	35	2.22
Randenigala	175	288	133	225	380	336	317	134	428	414	283	428	133	3.21
Rantambe	117	165	106	129	203	169	180	89	213	205	158	213	89	2.39
Samanalawewa	186	318	223	241	294	224	312	286	375	294	275	375	186	2.02
Kukule Ganga	-	-	320	319	321	270	369	326	350	318	324	369	270	1.37
Small Hydro	25	39	25	49	53	57	53	34	53	66	45	66	25	2.63
合計	2,589	3,071	2,745	3,173	4,290	3,603	3,700	3,356	4,988	4,018	3,618	4,988	2,589	1.93

出典：「CEB 系統制御・運用年報」

3－1－2 既設火力発電所の運用

2011 年時点でのスリランカの火力発電所は総出力 1,680MW で、860MW が CEB、820MW が IPP により運転されている。発電所種別による 2011 年時点の発電コストは表 3－4 に示すとおりである。2002～2011 年の火力発電所の発電実績は表 3－5 に示すとおりで、2011 年の発電実績では、表 3－5 に示すとおり発電コストに従がって、石炭火力 85%、ディーゼル発電 65%、コンバインドサイクル 51%、ガスタービン 4%となっている。

図 3－5 に 2009 年の水力・火力発電所の代表的日運転パターンを示す。この時点では、ベース負荷部分を火力発電所が受け持ちミドル及びピーク負荷部分を水力が受け持っている。2011 年でも、この運転パターンはほぼ同様と思われる。しかし、スリランカにおける今後の一般水力の開発には限度があり、今後増大する電力需要に対して水力だけでピーク負荷の対応は不可能となる。

表 3－4 スリランカの火力発電コスト

火力種別	ガスタービン KPS (GTs)	ガスタービン KPS GT7	コンバインド サイクル KPS CCY	ディーゼル SAPU P.S.	ディーゼル SAPU (EXT)	石炭 PUTTLAM
発電コスト (Rs./kWh)	44.86	29.37	28.51	9.56	8.69	6.49

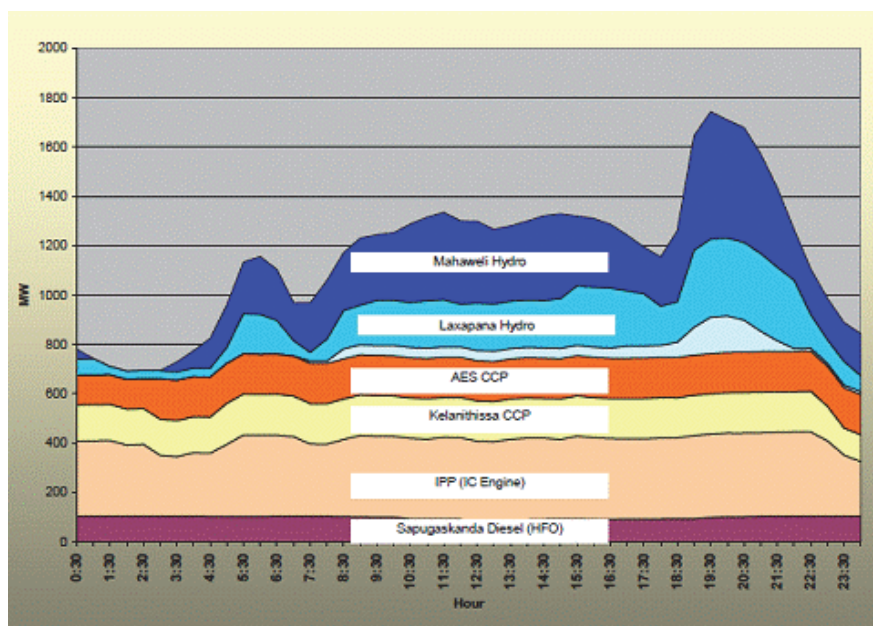
出典：「CEB 系統制御・運用年報 2011 年」

表 3－5 火力発電所運転実績

発電所名	種別	出力 (MW)	年間発電量 (GWh)									
			2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CEBThermal												
Kelanitissa Steam		25	69	0	0							
Kelanitissa (Small GT)	GT	215	179	38	141	22	6	48	25	98	26	77
Kelanitissa GT7	GT		227	293	439	277	67	220	94	137	27	244
Kelanitissa CCY GT8		55	470									
Kelanitissa CCY	CCY	165		855	1,107	1,007	733	1,096	1,044	920	493	256
Sapugaskanda Station A	Diesel	80	524	495	303	328	348	418	383	393	360	412
Sapugaskanda Station B	Diesel	80	473	513	513	527	514	550	527	535	480	499
Coal	Coal	315										1,038
Chunnakam p.s		8	6	0	0	1	1	4	10	7	7	7
CEB Small Diesel Gen			4	0	4	0	0	0	0			
Hired Power		300										
Aggreko			711	240	358	0						
Lakdhanavi			170	112	23	0						
Alstom			33	42	112	0						
kabool Lanka					16	0						
Private Thermal												
Kool air - Kankasanturai		15	26	25	37	56	42	19	5	1		
Aggreko - Chunnakam	CCY					56	55	86	96	83	88	71
Lakdhanavi	CCY	22.5	193	147	176	151	104	118	129	149	123	115
Lakdhanavi Emergency												
Asia Power	CCY	51	369	345	368	354	334	362	371	362	316	318
Colombo Power BMPP	CCY	61	502	436	507	476	452	456	480	502	461	467
Ace Power - Matara	CCY	24.8	149	151	198	163	130	148	197	184	149	151
Ace Power - Horana	CCY	24.8	9	110	168	174	132	142	165	189	160	160
AES - Kelanitissa	CCY	163	0	498	407	476	620	787	797	587	452	581
Haldhanavi	CCY	100			203	759	691	748	692	687	637	710
Ace Embilipitiya	CCY	100				488	593	663	667	703	612	442
West Coast	CCY	270							109	403	547	1,152
Northern Power										34	56	86
合計		1,680	4,114	4,298	5,080	5,314	4,822	5,864	5,790	5,975	4,995	6,785
Gus Turbine 合計		215*				22	6	48	25	98	26	77
Diesel 合計		160*				855	862	968	911	928	841	911
CCY 合計		982*				4,103	3,845	4,606	4,746	4,769	4,038	4,423
Coal 合計(2011年7月24日運開)		315*				0	0	0	0	0	0	1,038

出典：「CEB 系統制御・運用年報」

*：2011 年設備容量 2011 年設備利用率；ガスタービン 4%、ディーゼル 65%、コンバインドサイクル 51%、石炭火力 85%



出典：CEB 検討資料

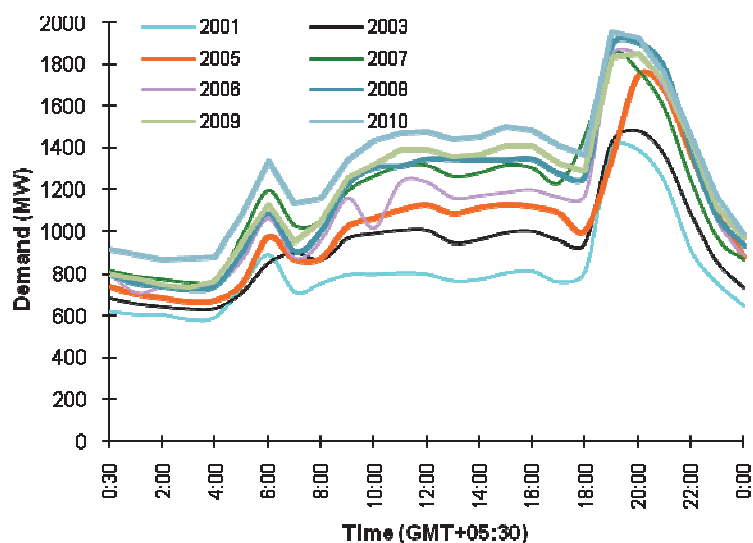
図 3－5 2009 年水力・火力代表的日運転パターン

3-2 ピーク対応電源の必要性

3-2-1 ピーク需要

2010年までの最大電力が発生した日の日負荷曲線を図3-6に示す。CEBの「系統制御・運転年報(2011)」によれば、2011年の最大電力は、5月21日(金)に2,163.1MWを記録している。この時の夜間ピークと昼間ピークの差は約570~580MW、最大負荷(夜間ピーク)と最小負荷(深夜オフ・ピーク)の格差はおよそ2.2:1となっている。

スリランカは、将来にわたって産業構造が大幅に変化しないと想定すると、昼間のピーク需要の大幅な増加や、日間負荷変動の緩和は見込まれず、夜間のピーク需要の先鋭化の低減は限界がある。



出典：CEB 長期電源開発計画 2011~2025

図3-6 2020年時点系統図

このまま、負荷率の改善がないとすれば、2020年、2025年及び2030年時点の夜間ピークと昼間ピークの差は、それぞれ約1,000MW、約1,300MW及び約1,800MWになる。負荷率の向上により、ピークの先鋭化は進まないものの、ピークとオフ・ピークの差は増加する。CEBは、2020年、2025年及び2030年までの負荷率の改善目標をそれぞれ+0.2%、+1%、+1.8%としているが、それでも約900~1,000MW、1,200~1,300MW及び1,600~1,700MWのピーク対応電源が必要になる。

現状設備の渇水年の渇水期には、今でもピーク電源が不足することを考慮すれば、2011~2025年にかけて少なくとも約700~800MWの新規追加のピーク対応電源が必要になる。

3-2-2 ピーク対応電源

電力のピーク需要を抑制する手段として、デマンド・サイド・マネジメント(Demand Side Management: DSM)の一環で、時間帯別料金制度の採用により、ピーク需要を抑制することも既に行われている。2011年1月1日の電気料金改訂により、工業用は、定額か時間帯別料金のどちらかを選択する制度が消滅し、時間帯別料金だけしかない。また、ホテル用は、定額から時間帯別料金に変更されている。工業用、ホテル用のどちらの電気料金もピークとオフ・ピー

クの格差は約 1.85 倍になっている。

表 3－6 従量料金部分の電気料金（2011 年 1 月 1 日～2011 年 12 月 31 日）

	日中 (5 : 30～18 : 30)	ピーク (18 : 30～22 : 30)	オフ・ピーク (22 : 30～5 : 30)
工業用 (Rate-2)	10.45Rs.	13.50Rs.	7.35Rs.
ホテル用	13.00Rs.	16.90Rs.	9.10Rs.

出典：CEB 統計要約 (Statistical Digest 2011)

2011 年 1 月 1 日の電力料金改定前は、工業用は定額か時間帯別料金を選択することができた。この時、3 段階料金のピークとオフ・ピークの格差は約 4.34 倍になっている。このピークとオフ・ピークの大幅な料金格差が、2009 年に最大電力が前年を下回った要因とも考えられるが、2011 年の料金改定では、料金格差が大幅に緩和されている。

表 3－7 工業用従量料金部分の電気料金（2008 年 11 月 1 日～2010 年 12 月 31 日）

定額	9.30Rs./kWh		
2 段階	日中 (21 : 30～18 : 30)	ピーク (18 : 30～21 : 30)	
	8.40Rs./kWh	24.60Rs./kWh	
3 段階	日中 (22 : 30～4 : 30)	ピーク (4 : 30～18 : 30)	オフ・ピーク (18 : 30～22 : 30)
	7.30Rs./kWh	23.00Rs./kWh	5.30Rs./kWh

以上から、料金制度によるピーク需要の抑制は、電力消費の約 1/3 を占める家庭用に時間帯別電気料金を設定すること、あるいは旧料金のようにピークとオフ・ピークの料金格差を大きくするのが効果的であると思われる。しかしながら前者は、国民の反発が予想され、スリランカ政府は導入を躊躇するものと思われる。

ピーク対応電源として想定される、揚水発電所以外の水力発電計画は、アッパー・コトマレ (150MW)、ブロードランズ (35MW)、ウマ・オヤ (120MW) 及びモラゴラ (27MW) とビクトリア水力増設計画の保証出力約 180MW を合わせても約 340MW の保証出力しか期待できない。このため、2025 年に必要とされる、約 700～800MW の新規の追加ピーク対応電源を満足することはできない。

3－3 揚水発電所開発計画の現状と課題

3－3－1 開発候補地点と現地踏査結果

CEB は 2009 年、揚水発電開発計画についての基礎的検討を行い、表 3－8 に示す 8 カ所の開発候補地点の選定を行っている。選定にあたっては、落差・水路長比や水没・移転等の条件によりプライオリティ付けを行っている。なお、CEB は、この 2009 年の基礎調査以降は揚水開発計画について特に調査・検討は行っておらず、また候補地点についての地形・地質等の現地調査工事も実施していない。

表 3-8 CEB による揚水発電開発候補地点

Result of Site Selection Study for Pumped Storage Power Station

No	Name (Output)	Location Oya Landmark	Qmax (m³/s)	Total Length L(m)	Upper Pond HWL(m) LWL(m) V(Mm³) Dam Type	Lower Pond HWL(m) LWL(m) V(Mm³) Dam Type	Height H(m)	Ratio L/H	Significant Factor	Priority
1	Kiriketi I 500MW	Kiriketi Oya North of Samanawewa Reservoir	86	2,300	1,960 1,930 1.9 No IPP Rock fill	1,255 1,210 1.9 No IPP Concrete	720	3.2	Upper pond is located in the Buffer Zone of Horton Plains Strict Natural Reserve (unrestricted). No resettlement houses	1
2	Kiriketi II 500MW	Kiriketi Oya North of Samanawewa Reservoir	76	1,210	1,720 1,670 1.6 No IPP Concrete	930 890 1.6 No IPP Concrete	780	1.6	Project area is located in outside of the Buffer Zone of the sanctuary. No resettlement houses	2
3	Maussakelle 500MW	Adam's Peak falls South of Maussakelle Reservoir	127	2,900	1,822 1,810 2.7 Sanctuary Rock fill	1,340 1,325 2.7 IPP 1 Concrete	485	6.0	Upper pond is located in the Sripada Adaviya Sanctuary. (Natural Reserve) No resettlement houses	3
4	Halgran 500MW	Halgran Oya South of Randeni gala Reservoir	108	3,500	1,233 1,175 2.2 IPP 2	630 600 2.2 IPP 3	575	6.1	Affected by IPP projects	4
5	Maha 500MW	Maha Oya West of Kotmale Reservoir	120	3,750	807 775 2.6 IPP 4	280 255 2.6 IPP 5	520	7.2	Affected by IPP projects	5
6	Gurugai 500MW	Gurugai & Kadu Oya Northeast of Kotmale Reservoir	80	4,600	1,340 1,300 1.7 IPP 6	705 680 1.7 No IPP	620	7.4	Limited volume of lower pond. Partly inundated in the lower pond	6
7	Dambagastalawa 500MW	Dambagastalawa Oya Upstream of the Upper Kotmale Project	86	3,030	1,835 1,800 1.9 IPP 7	1,400 1,360 1.9 No IPP	440	6.9	Limited volume of upper pond	7
8	Agra 500MW	Agra Oya Upstream of the Upper Kotmale Project	91	3,330	1,835 1,800 2.0 IPP 7	1,405 1,380 2.0 No IPP	420	7.9	Limited volume of upper pond	8

IPP 1: 2MW, Mahin Lanka (Pvt), PA October 6, 2008
 IPP 2: 5MW, Maturaca Plantation Ltd., PA June 19, 2009
 IPP 3: 2MW, Mahin Lanka (Pvt), PA March 11, 2008
 IPP 4: 1.05MW, Mahin Lanka (Pvt), PA October 22, 2008

IPP 5: 2MW, Vidhan Hydro, PA Not yet
 IPP 6: 0.6MW, Janath Estate Development Board, PA October 22, 2008
 IPP 7: 4.5MW (Wind), Brio (Pvt), Applied

PA: Provisional Approval

出典：CEB 検討資料

今回の調査では、上記 8 候補地点のうち、落差及び水路長の特性により特に有力とされた Kiriketi I 地点、Kiriketi II 地点及び Masussakelle の 3 候補地点について、調査団全員による現地踏査を行った。後述するが、踏査の結果 3 候補地点ともアクセス、地形あるいは環境等の条件が、本格調査で最適案として選定されるには課題が多くあることが見込まれた。

スリランカ側で検討されていた候補地点は、耕地の水没及び住居の移転を極力避けることを優先条件として選定されたものと考えられるが、スリランカにおいては茶畑の開発が広範囲で進められており、当初選定時の条件を満たす地域は地形的に茶畑の開発の不可能な地域となっているだけでなく、揚水発電のダムの設置も困難な地形となっている。

このため、表 3-8 の候補地点に加え、1:50,000 及び 1:10,000 地図により、基幹 220kV 送電線に近く、落差 500m 以上、設備容量 500MW を条件に新たな候補地点の図上選定を行い、新たに 4 地点を選定し現地踏査を行った。

なお、表 3-8 の Dambagasta 及び Agra 地点は落差が 500m 以下なので踏査対象から除外した。また、Gurugal 地点はスリランカ側に資料がなく、1:50,000 地図でも地点の確認ができなかったため、同じく踏査対象から除外した。したがって、現地踏査では、Halgran 地点 (HalgranI-A) 及び Maha 地点に加え Halgran 地点近傍で新たに選定した 2 つの代替上池と 1 つの代替下池とオリジナルの上池及び下池との組み合わせによる 3 つの代替候補地点 (HalgranI-B、HalgranII-A、HalgranII-B) と Kekale 地点の 6 候補地点の踏査を行った。

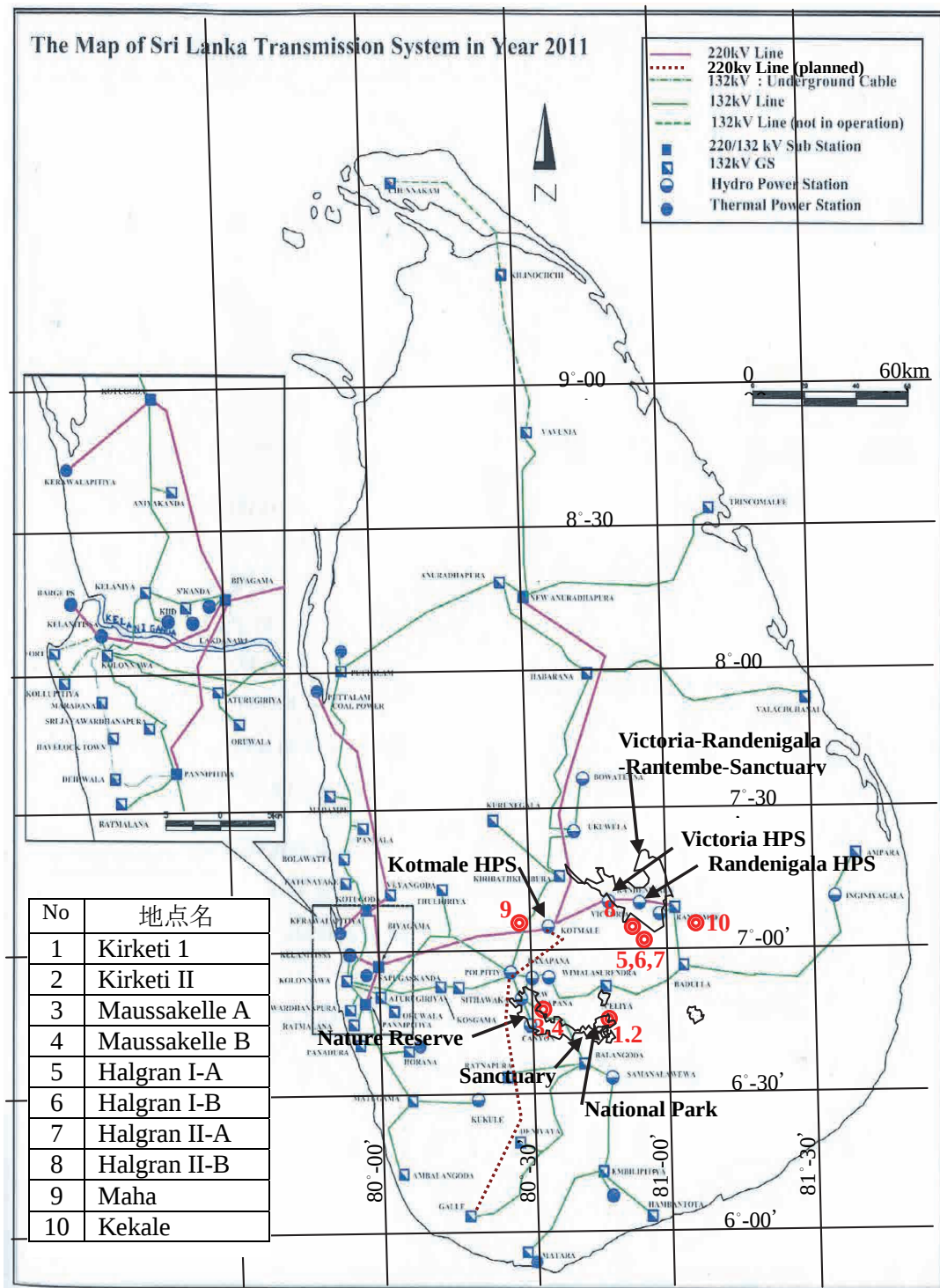


図 3 - 7 揚水開発候補地点位置図

3 - 3 - 2 開発候補地点の現地踏査結果

現地踏査の結果作成した各候補地点概要は図 3 - 8 及び表 3 - 9 のとおりである。

環境保護区の範囲外、基幹 220kV 送電線からの距離、落差、ダムの規模等の条件から Halgran I-B、同 II-B 及び Kekale の 3 地点が本格調査時の検討対象の主力代替案になると考えられる。

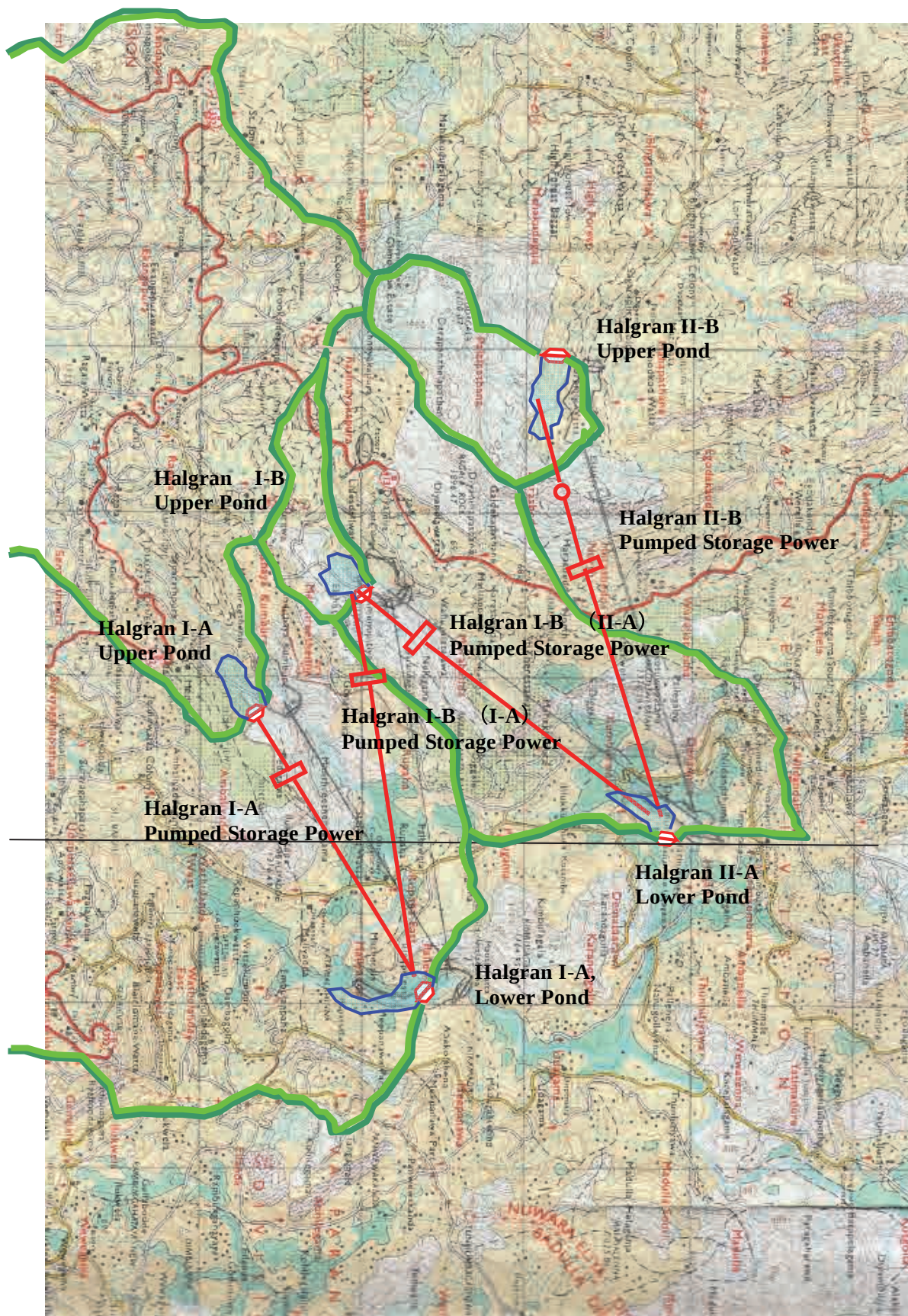


图 3-8 (1) Halgrán 地点位置图

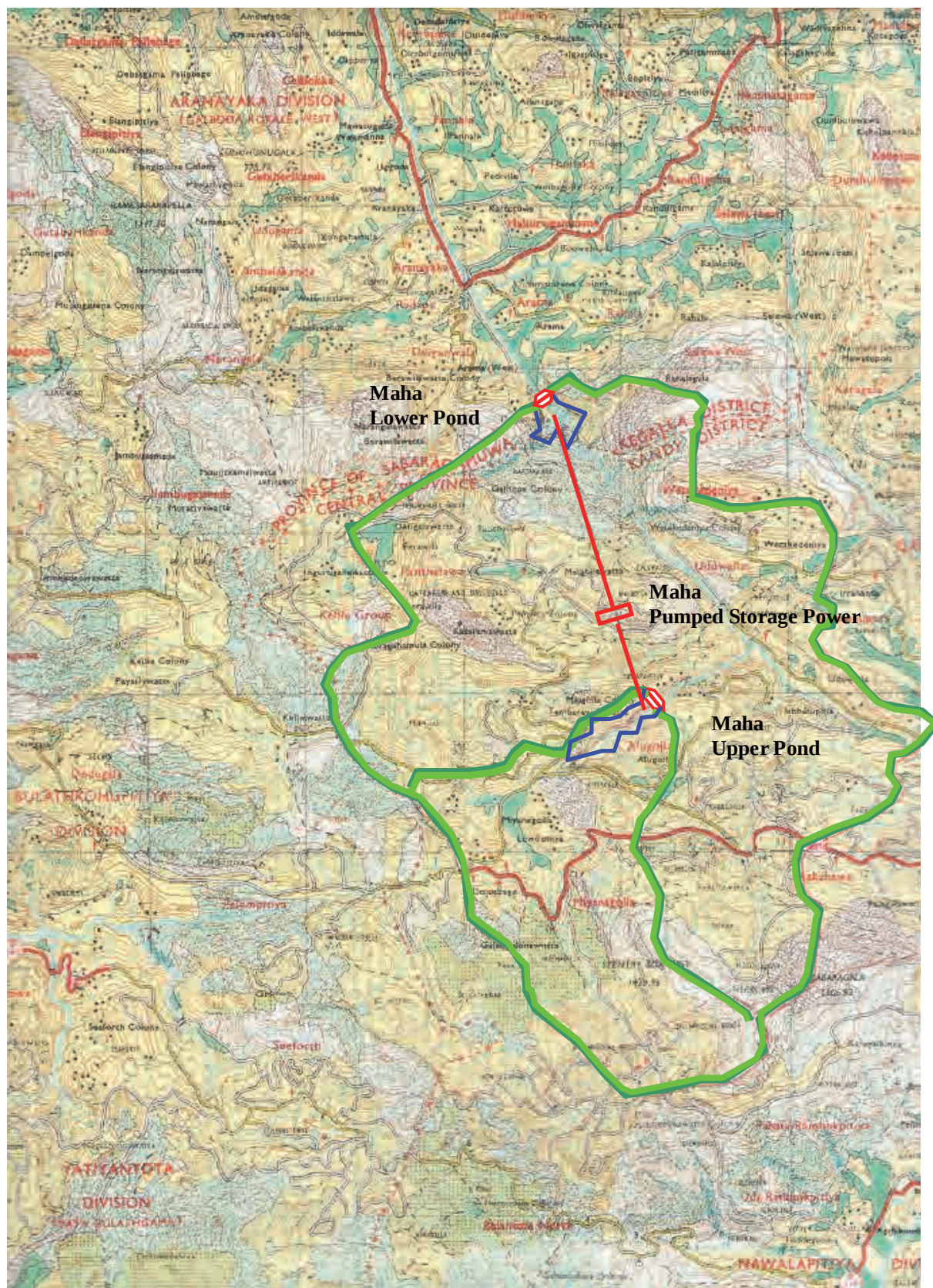


图 3—8 (2) Maha 地点位置图

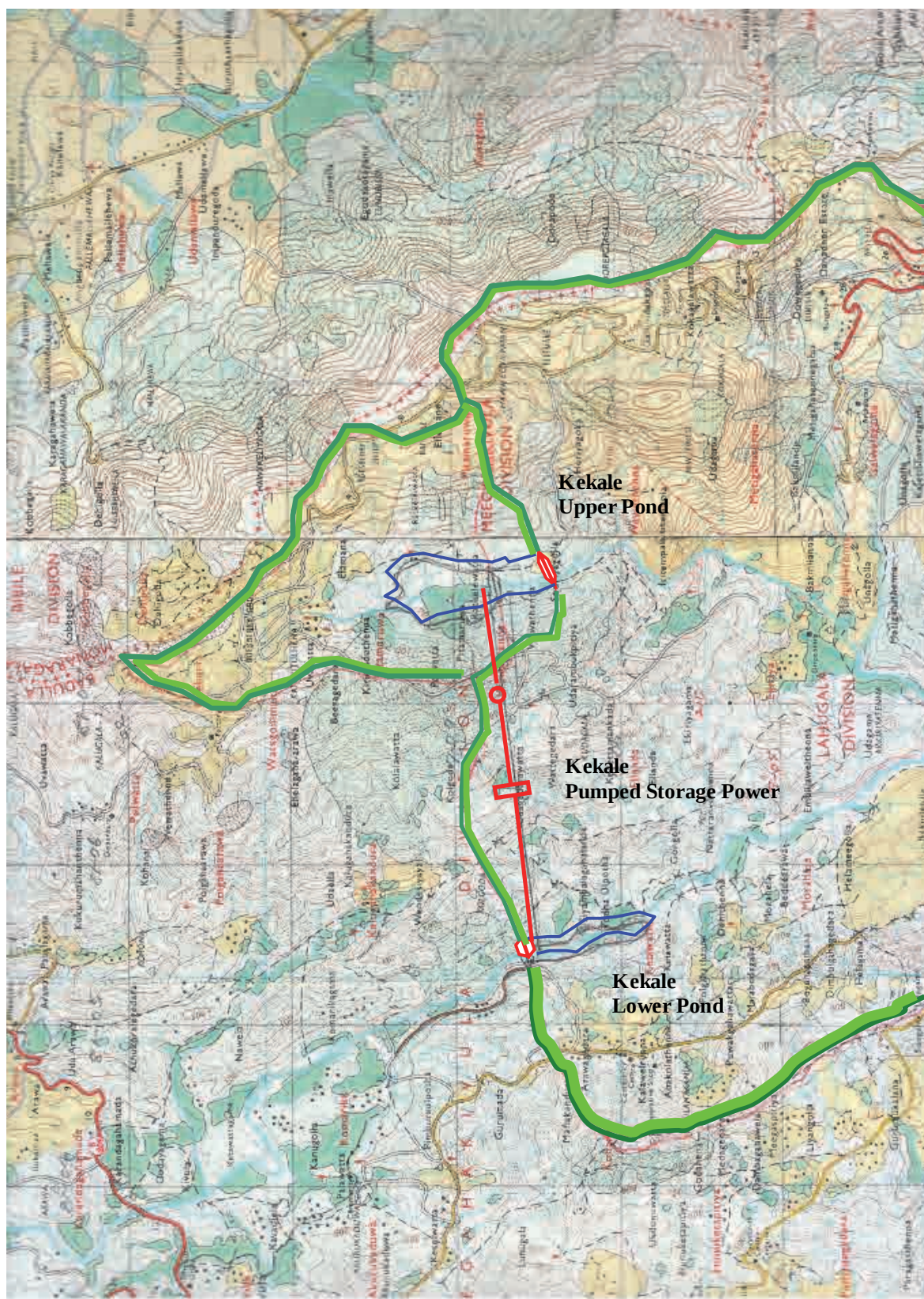


图 3-8 (3) Kekale 地点位置图

表 3 - 9 揚水開発候補地点概要

候補地点名		Kiriketi I	Kiriketi II	Mausa- kelle A	Muassa- kelle B	Halgran I-A-I-A	Halgran I-B-I-A	Halgran II-B-II-A	Maha	Kekale
上池	設備容量	MW	500	500	500	500	500	500	500	500
	位置	北緯 東経	6-46-00 80-46-18	6-45-14 80-46-35	6-46-47 80-33-39	7-01-28 80-53-06	7-01-58 80-52-30	7-03-20 80-51-00	7-05-54 80-29-15	7-06-20 81-07-46
	流域面積	km ²	1	1	2	32	2	4	9	8
	満水位	m	1,954	1,730	1,823	1,271	1,404	1,572	807	992
	低水位	m	1,931	1,671	1,812	1,250	1,379	1,560	783	983
	計画堆砂標高	m	1,925	1,665	1,804	1,243	1,373	1,554	775	977
	総貯水容量	10 ⁶ m ³	2.0	1.8	3.4	3.9	2.4	2.0	3.4	3.2
	有効貯水容量 (6H)	10 ⁶ m ³	1.8	1.7	2.7	2.1	1.9	1.5	2.7	1.7
	計画堆砂量 (100年)	10 ⁶ m ³	0.06	0.06	0.09	1.1	0.07	0.05	0.3	0.3
	湛水面積	km ²	0.17	0.05	0.40	0.19	0.13	0.22	0.18	0.30
下池	ダム型式		RF	CG	RF	RF	RF	RF	RF	RF
	ダム高さ	m	50	60	33	96	52	32	52	32
	ダム体積	10 ⁶ m ³	0.75	0.16	0.43	2.16	0.60	0.52	0.44	0.20
	位置	北緯 東経	6-46-00 80-44-41	6-44-38 80-47-00	6-47-53 80-32-27	7-02-35 80-54-54	7-03-58 80-54-11	7-05-54 80-28-26	7-06-34 81-05-28	
	流域面積	km ²	5	14	20	70	16	33	158	
	満水位	m	1,257	946	1,341	652	649	711	310	213
	低水位	m	1,222	923	1,325	644	640	692	290	210
	計画堆砂標高	m	1,216	917	1,317	634	686	686	279	204
	総貯水容量	10 ⁶ m ³	2.1	2.4	4.3	5.9	5.0	2.7	5	13.1
	有効貯水容量 (6H)	10 ⁶ m ³	1.8	1.7	2.7	2.1	1.8	1.9	2.7	1.7
水路	計画堆砂量 (100年)	10 ⁶ m ³	0.2	0.6	0.7	2.4	0.6	0.6	1.2	5.5
	湛水面積	km ²	0.08	0.10	0.25	0.25	0.24	0.14	0.2	0.85
	ダム型式		CG	CG	RF	RF	RF	RF	RF	RF
	ダム高さ	m	80	65	46	67	64	56	75	43
	ダム体積	10 ⁶ m ³	0.26	0.16	0.32	1.59	1.42	0.80	2.13	0.63
	水路長 (水平長)	m	2,300	1,210	2,900	3,500	4,400	4,300	3,750	4,050
	水路長/総落差	m	3.2	1.5	6	5.7	5.9	6.2	7.6	5.2
	導水路長 (300m)	m	700	0	100	0	600	0	300	1,200
	導水路内径 (流速6m/s)	m	4.3	4.0	5.2	4.6	4.2	4.3	5.1	4.1
	水圧管路長 (総落差×1.414)	m	994	1,104	684	870	1,053	974	701	1,104
落差	水圧管路内径 (流速10m/s)	m	3.3	3.1	4.0	3.5	3.2	3.3	4.0	3.1
	放水路長(総水路長-総落差)	m	606	106	2,116	2,630	2,747	3,326	2,749	1,746
	放水路内径 (流速6m/s)	m	4.3	4.0	5.2	4.6	4.2	4.3	5.1	4.1
	総落差	m	703	780.5	484	615	745	689	496	781
	損失落差	m	14	11	14	17	22	21	17	21
最大使用水量	有効落差	m	689	769	470	598	723	668	479	760
	最大使用水量	m ³ /s	85	76	125	98	81	88	123	77