

スリランカ民主社会主義共和国
電力エネルギー省
セイロン電力庁

スリランカ民主社会主義共和国
ヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

平成 21 年 6 月
(2009 年)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

委託先
電源開発株式会社
日本工営株式会社

序 文

日本国政府は、スリランカ国政府の要請に基づき、同国のヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は平成 20 年 1 月から平成 21 年 6 月までの間、4 回にわたり電源開発株式会社の石井好正氏を団長とし、同社と日本工営株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団はスリランカ国政府及びセイロン電力庁関係者との協議を行うとともに、現地調査および検討作業を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書がスリランカ国の電力安定供給に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 21 年 6 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 永塚 誠一

平成 21 年 6 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 上田 善久 殿

伝 達 状

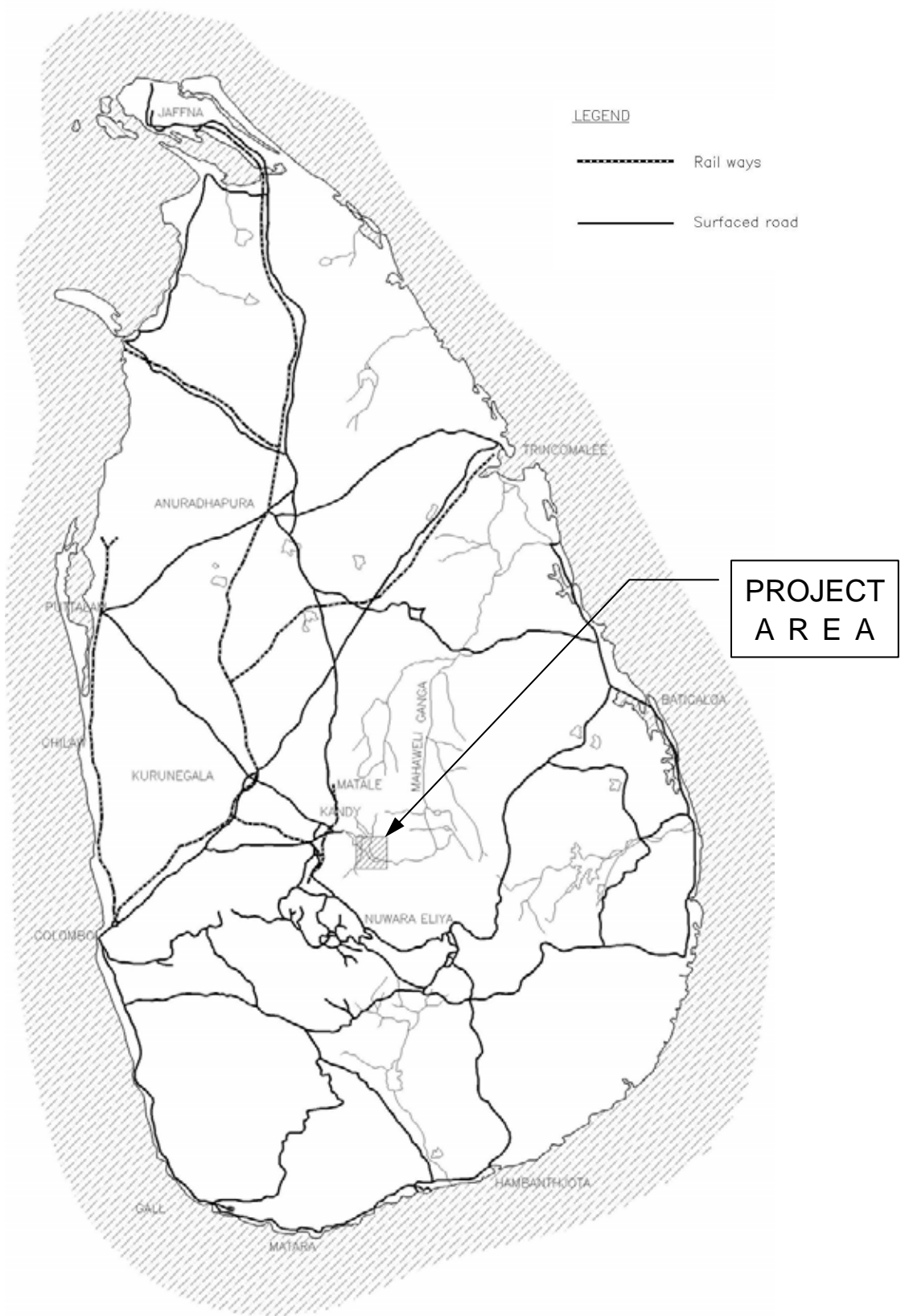
「スリランカ国ヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査」のファイナルレポートをここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、電源開発株式会社及び日本工営株式会社が平成 20 年 1 月から平成 21 年 6 月まで実施いたしました。

本報告書は、既設ヴィクトリア水力発電所（設備出力 210MW）に新たに発電所（同 228MW）を増設する計画をまとめております。本計画の完成によりスリランカ国におけるピーク需要に対応し、電力供給の安定化に資することができます。

本計画が実施されることで、スリランカ国の国産エネルギー資源である水力資源の有効活用により、国民生活の向上および経済活動の活発化に貢献することを心より願うものであります。

最後に、今回の調査の中で多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に深く感謝申し上げます。また、調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いたスリランカ国セイロン電力庁ならびにスリランカ政府関係者の方々に心から感謝申し上げます。

スリランカ国
ヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査団
総括 石井 好正



Location Map



Existing Victoria Dam



Existing Powerhouse & Switchyard



Existing Intake for Expansion



Existing Surge Tank



Existing Powerhouse



Existing Powerhouse Units



Expansion Area adjacent to Existing Powerhouse



Work Shop Held on February 11, 2009

ファイナルレポート目次

結論と勧告

結 論.....	1
勧 告.....	5

第1章 序 論

1.1 調査の経緯.....	1-1
1.2 調査の目的.....	1-1
1.3 調査スケジュール.....	1-2
1.4 調査内容.....	1-7
1.4.1 国内準備作業.....	1-7
1.4.2 第1次現地調査.....	1-7
1.4.3 第1次国内作業.....	1-7
1.4.4 第2次現地調査.....	1-7
1.4.5 第2次国内作業.....	1-7
1.4.6 第3次現地調査.....	1-8
1.4.7 第3次国内作業.....	1-8
1.4.8 第4次現地調査.....	1-8
1.4.9 第4次国内作業.....	1-8
1.5 現地再委託調査.....	1-8
1.5.1 環境社会配慮調査.....	1-8
1.5.2 地形調査.....	1-10
1.6 調査団派遣実績および報告書.....	1-10
1.7 CEB および調査団.....	1-11
1.7.1 CEB.....	1-11
1.7.2 JICA 調査団.....	1-12

第2章 スリランカ国の一般事情

2.1 地形.....	2-1
2.2 気候.....	2-2
2.3 政府機関.....	2-2
2.4 人口.....	2-5
2.4.1 国勢調査人口.....	2-5
2.4.2 労働力.....	2-6
2.4.3 民族および宗教.....	2-7
2.5 マクロ経済状況.....	2-9
2.5.1 国家経済.....	2-9

2.5.2	対外貿易と国際収支.....	2-13
2.5.3	国家財政	2-15
2.5.4	対外債務・残高	2-15
2.5.5	物価指数および為替レート.....	2-17
2.5.6	交通・通信	2-18
第3章	電力セクターの現状	
3.1	組 織.....	3-1
3.2	既設発電設備	3-4
3.3	既設送電線および変電所	3-7
3.4	電力需給実績	3-10
3.4.1	電力需要	3-10
3.4.2	電力供給	3-15
3.5	電気料金	3-17
3.6	CEB の財務状況	3-20
3.7	電力事業実施体制のレビュー	3-21
第4章	電源開発計画	
4.1	電力需要想定	4-1
4.1.1	CEB による電力需要想定.....	4-1
4.1.2	JICA 調査団による電力需要想定	4-6
4.1.3	JICA 調査団と CEB の比較	4-10
4.1.4	CEB による電力需要想定の見直し.....	4-14
4.2	開発計画	4-16
4.2.1	CEB による発電拡張計画.....	4-16
4.2.2	電力開発調査から見た本プロジェクトの妥当性について.....	4-18
第5章	気象・水文	
5.1	概要	5-1
5.2	計画地域の気象および流量観測	5-4
5.3	マハウェリ川の水資源開発	5-10
5.4	計画地点の流量	5-13
5.5	堆砂	5-15
第6章	開発計画の最適化	
6.1	代替案の比較検討	6-1
6.1.1	代替案の概略	6-1
6.1.2	比較検討手法	6-3
6.1.3	ピーク継続時間の検討.....	6-5

6.1.4	増設規模の検討	6-8
6.1.5	各代替案の諸元	6-11
6.1.6	発生電力量	6-19
6.1.7	地質	6-26
6.1.8	施工計画	6-27
6.1.9	自然および社会環境への影響.....	6-30
6.1.10	費用便益評価	6-30
6.1.11	WASP-IV による検討	6-38
6.1.12	比較検討結果	6-45
6.2	増設計画の最適化	6-45
6.2.1	機器台数の検討	6-45
6.2.2	基準取水水位検討	6-51
6.2.3	既設・増設発電所の運転分担の検討.....	6-54
6.2.4	最適増設計画	6-55
6.2.5	最大可能発生電力量の算定.....	6-56
第7章	地 質	
7.1	計画地域の地質概要	7-1
7.2	3代替案の地質概要	7-1
7.3	増設基本案の各構造物地点の地質	7-3
7.3.1	水路	7-3
7.3.2	発電所	7-18
7.4	建設材料	7-19
第8章	環境影響調査	
8.1	スリランカ国の環境に関連する国家方針と法規	8-1
8.1.1	適用される環境社会配慮のレベル.....	8-1
8.1.2	EIA の手続き	8-1
8.1.3	関係機関の概要	8-3
8.2	JICA 環境社会配慮ガイドライン	8-4
8.3	代替案比較段階の環境社会配慮調査	8-4
8.3.1	比較した代替案	8-4
8.3.2	影響予測	8-6
8.3.3	比較結果	8-11
8.4	最適増設計画での環境社会配慮調査	8-12
8.4.1	調査計画	8-12
8.4.2	調査結果	8-17
8.4.3	予測結果	8-37
8.4.4	保全対策	8-48

8.4.5	モニタリング計画	8-51
第9章	基本設計	
9.1	概要	9-1
9.2	発破振動の規制値の設定	9-3
9.2.1	発破振動の概論	9-3
9.2.2	コンクリート構造物に対する影響.....	9-5
9.2.3	岩盤斜面に対する影響.....	9-6
9.2.4	既設コンクリート構造物に対する発破振動の許容値の実例.....	9-7
9.2.5	ヴィクトリア水力増設計画での発破振動の許容値.....	9-9
9.3	水路	9-10
9.3.1	ルート選定	9-10
9.3.2	導水路	9-13
9.3.3	水圧管路	9-16
9.3.4	調圧水槽	9-22
9.3.5	放水庭	9-29
9.3.6	既設作業横坑閉塞コンクリート.....	9-29
9.4	水力機器	9-31
9.4.1	水圧鉄管	9-31
9.4.2	鉄管弁	9-31
9.4.3	放水口ゲート	9-31
9.4.4	アクセスマンホール.....	9-31
9.5	発電所.....	9-32
9.5.1	土木構造物	9-32
9.5.2	電気機器	9-36
9.6	年間発生電力量計算	9-44
9.6.1	基本設計結果による設備出力と年間発生電量.....	9-44
9.6.2	プロジェクト評価のための追加電力量.....	9-45
9.7	系統解析	9-49
9.7.1	解析条件	9-49
9.7.2	解析結果	9-49
9.8	図面	9-51
第10章	工事計画および工事費	
10.1	一般	10-1
10.1.1	計画地点へのアクセス.....	10-1
10.1.2	工事用電力	10-1
10.1.3	コンクリート用骨材.....	10-1
10.1.4	土捨場	10-3

10.1.5	仮設備用地	10-6
10.1.6	アクセス道路整備	10-8
10.2	工事計画および工事工程	10-9
10.2.1	基本条件	10-9
10.2.2	工事計画および工事工程.....	10-9
10.3	工事費	10-15
10.3.1	基本条件	10-15
10.3.2	工事費の構成	10-16
10.3.3	プロジェクトの工事費.....	10-17
10.3.4	年度別所要資金	10-19
10.4	事業実施計画	10-22
10.4.1	事業実施工程の検討.....	10-22
10.4.2	事業実施方式の検討.....	10-25
第 11 章	経済・財務評価	
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	経済評価	11-9
11.1.5	感度分析	11-11
11.2	財務評価	11-13
11.2.1	評価手法	11-13
11.2.2	本計画の財務費用および便益.....	11-14
11.2.3	財務評価	11-16
11.2.4	感度分析	11-18
11.3	キャッシュフロー分析	11-18
11.3.1	前提条件	11-18
11.3.2	キャッシュフロー分析の評価.....	11-19
11.3.3	総合評価	11-23
第 12 章	事業実施に向けた提言	
12.1	事業実施前に確認すべき事項	12-1
12.1.1	ベース電源の需給の確認.....	12-1
12.1.2	マハウェリ川の水利用計画の見直し結果の確認.....	12-1
12.2	CDM 適用に関する留意事項	12-2
12.3	調査・設計に関する提案	12-3
12.3.1	地質調査	12-3
12.3.2	環境調査	12-4

12.3.3	設計に関する事項	12-4
12.3.4	既設構造物の状況調査.....	12-4
12.4	地下水位モニタリング計画に関する提案	12-5

LIST OF TABLES

Salient Features of Victoria Hydropower Expansion Project.....	6
Table 1.3-1 Work Schedule	1-3
Table 1.7.1-1 List of CEB Counterpart	1-11
Table 1.7.2-1 List of Study Team Members	1-12
Table 2.2-1 Monthly Mean Temperature.....	2-2
Table 2.2-2 Monthly Total Precipitation	2-2
Table 2.4.1-1 Census Population and Administrative Area in Sri Lanka	2-5
Table 2.4.2-1 Labour Force in Sri Lanka	2-6
Table 2.4.2-2 Minimum Wages: 1997-2007.....	2-7
Table 2.4.3-1 Population by Ethnicity in 2001 Census Year	2-8
Table 2.4.3-2 Population by Religion in 2001 Census Year.....	2-8
Table 2.5-1 Major Macroeconomic Indexes in Sri Lanka.....	2-9
Table 2.5.1-1 Gross Domestic Product at Current Factor Cost Prices: 1996-2006.....	2-10
Table 2.5.1-2 Share of Gross Value Added to GDP: 1996-2006.....	2-11
Table 2.5.1-3 Per Capita GDP at Current Market Price: 1998-2008.....	2-11
Table 2.5.1-4 Gross Domestic Product at 1996 Constant Factor Cost Prices: 1996-2006.....	2-11
Table 2.5.1-5 Real Growth Rates of GDP and GVA: 1996-2006.....	2-12
Table 2.5.1-6 Gross Domestic Expenditure at Current Market Prices: 1996-2006.....	2-12
Table 2.5.1-7 Percentage Distribution of Gross Domestic Expenditure: 1996-2006.....	2-12
Table 2.5.2-1 Balance of Payments: 1998- 2008.....	2-14
Table 2.5.2-2 Foreign Trade: 1998-2008.....	2-14
Table 2.5.3-1 Fiscal Operation of Government: 1998-2008.....	2-15
Table 2.5.4-1 Total ODA Net: 2000-2006.....	2-16
Table 2.5.4-2 External Debt: 2000-2006.....	2-17
Table 2.5.5-1 Consumers' Price Index: Whole Sri Lanka 1999-2007	2-18
Table 2.5.5-2 Average Exchange Rates *1: 1996-2008	2-18
Table 2.5.6-1 Transportation and Telecommunication : 2002-2007.....	2-20
Table 3.2-1 Existing Generation Plants in Sri Lanka	3-4
Table 3.2-2 Existing Power Plants in Sri Lanka.....	3-5
Table 3.2-3 IPP Thermal Power Plants.....	3-7
Table 3.3-1 Existing Substation and Transmission Line	3-8
Table 3.4.1-1 Generation and Peak Load	3-10
Table 3.4.1-2 Number of Consumers, Sales Revenue and Energy Demand	3-11
Table 3.4.1-3 Energy Demand by Category	3-12
Table 3.4.1-4 Annual Electricity Production.....	3-15
Table 3.4.1-5 Maximum Power Demand	3-15
Table 3.4.2-1 Generation Data	3-16
Table 3.4.2-2 Load Factor in 2006.....	3-17

Table 3.5-1	Comparison of Regional Electricity Prices	3-18
Table 3.5-2	General Average Unit Tariff of CEB	3-18
Table 3.5-3	Tariff of CEB	3-19
Table 3.6-1	Financial Statements of CEB	3-21
Table 4.1.1-1	Base Demand Load Forecast -2007	4-4
Table 4.1.1-2	Low Demand Load Forecast -2007	4-4
Table 4.1.1-3	High Demand Load Forecast -2007	4-5
Table 4.1.1-4	Demand Load Forecast with Constant Energy Losses-2007	4-5
Table 4.1.1-5	Demand Load Forecast with DSM-2007	4-6
Table 4.1.2-1	Demand and Price Index	4-7
Table 4.1.2-2	Demand and Population	4-8
Table 4.1.2-3	Energy Demand and GDP	4-9
Table 4.1.3-1	Comparison of Demand between CEB and Study Team	4-10
Table 4.1.3-2	Loss Rate	4-12
Table 4.1.3-3	Generation	4-13
Table 4.1.3-4	Load Factor and Peak Load Forecast	4-14
Table 4.1.4-1	New Demand, Load Factor and Peak Load Forecast (draft)	4-15
Table 4.2.1-1	Generation Expansion Plan (Draft)	4-16
Table 4.2.1-2	Power Development Plan	4-17
Table 4.2.2-1	Maximum Power Demand and Margin in 2016	4-19
Table 5.2-1	List of Rainfall Gauging Station nearby the Project Area	5-4
Table 5.4-1	Inflow to Victoria Reservoir	5-14
Table 5.4-2	Recorded Inflow Data and Estimated Inflow Data in the Past Studies	5-15
Table 5.5-1	Spill Release Record at Bottom Outlet and Spillway	5-16
Table 6.1.3-1	Maximum Demand	6-5
Table 6.1.4-1	Study Scenarios	6-11
Table 6.1.5-1	Tunnel Length of Each Option	6-11
Table 6.1.5-2	Randenigala Reservoir Water Level	6-12
Table 6.1.5-3	Head Loss of Each Option	6-15
Table 6.1.5-4	Effective Head of Each Option	6-15
Table 6.1.6-1	Data Used for Simulation Study	6-25
Table 6.1.6-2	Annual Energy and Power Output	6-26
Table 6.1.8-1	New Access Tunnel and New Access Road	6-27
Table 6.1.8-2	Construction Period and Period of Drawdown of Randenigala Reservoir	6-27
Table 6.1.10-1	Economic Data Used for B/C Analysis	6-31
Table 6.1.10-2	Project Construction Cost for Each Option	6-32
Table 6.1.10-3	Operation Rule during Construction	6-33
Table 6.1.10-4	Reduction of Annual Energy during Construction	6-33
Table 6.1.10-5	Pump-up Cost of Pumped Storage Option	6-34
Table 6.1.10-6	Summary of the Project Cost	6-35

Table 6.1.10-7	Annualized Project Cost of Each Option	6-36
Table 6.1.10-8	Summary of Benefits for Each Option.....	6-37
Table 6.1.10-9	Unit Construction Cost of Alternative Options	6-37
Table 6.1.10-10	Summary of B/C Analysis.....	6-38
Table 6.1.11-1	WASP-IV Input Data for Basic and Downstream Options	6-39
Table 6.1.11-2	WASP-IV Input Data for Pumped Storage Option.....	6-40
Table 6.1.11-3	Cost of Each Option on WASP-IV Result.....	6-40
Table 6.1.11-4	Difference of Costs of Basic Option and Other Options.....	6-40
Table 6.1.11-5	Power Development Plan of Basic Option.....	6-42
Table 6.1.11-6	Power Development Plan of Downstream Option	6-43
Table 6.1.11-7	Power Development Plan of Pumped Storage Option	6-43
Table 6.1.11-8	Annual Energy of Pumped Storage Option.....	6-44
Table 6.1.11-9	Operation Time of Pumped Storage Generation	6-44
Table 6.1.12-1	Summary of Comparative Study	6-45
Table 6.2.1-1	Acceptable Sudden System Outage Capacities for Future.....	6-48
Table 6.2.1-2	Annual Energy and Dependable Capacity of Each Option	6-49
Table 6.2.1-3	Annualized Benefit for Each Option.....	6-50
Table 6.2.1-4	Project Cost of Each Option.....	6-51
Table 6.2.1-5	Result of B/C Analysis.....	6-51
Table 6.2.2-1	Examined Normal Intake Water Level.....	6-52
Table 6.2.2-2	Annual Energy and Dependable Capacity for Each Normal Intake Water Level	6-53
Table 6.2.2-3	Annualized Benefit of Each Normal Intake Water Level.....	6-53
Table 6.2.2-4	Project Cost for Each Normal Water Level Option.....	6-53
Table 6.2.2-5	B/C for Each Normal Water Level Option.....	6-54
Table 6.2.3-1	Annual Energy and Dependable Capacity for Each Alternative Rule.....	6-55
Table 6.2.3-2	Annualized Benefit of Each Normal Intake Water Level.....	6-55
Table 6.2.3-3	B/C for Each Operation Priority Option	6-55
Table 6.2.5-1	Annual Energy and Dependable Capacity when the Spilled Discharge is not Deducted	6-56
Table 7.2-1	Main Geological Structure and Alternative Options	7-2
Table 7.3.1-1	Rock Type	7-7
Table 7.3.1-2 (1)	Poor Zone Encountered along Existing Tunnel (1/2).....	7-10
Table 7.3.1-2 (2)	Poor Zone Encountered along Existing Tunnel (2/2).....	7-11
Table 7.3.1-3	Total Length and Average Progress of Each Rock Type of Existing Tunnel.....	7-12
Table 7.3.1-4	Assumed Sections Where Poor Zones Will Be Encountered along the New Tunnel	7-15
Table 7.3.1-5	Assumed Sections Where Ground Water Inflows Will Be Encountered along the New Tunnel	7-16
Table 8.1.2-1	Progress of EIA Procedure on the Project (Until May 2009).....	8-3

Table 8.1.2-2	EIA Schedule	8-3
Table 8.1.3-1	Organizations Related to the EIA Procedure.....	8-4
Table 8.3.2-1	Forest Cutting Area	8-6
Table 8.3.2-2	Impacted Area on Sanctuary	8-8
Table 8.3.2-3	Length of New Access Road.....	8-9
Table 8.3.2-4	Land Use in the Impact Area (ha)	8-10
Table 8.3.2-5	Lowering of Water Level of Randenigala Reservoir.....	8-10
Table 8.3.2-6	Estimated Impact on Buildings around Tunnel.....	8-10
Table 8.3.3-1	Comparative Table for Three Options.....	8-12
Table 8.4.1-1	Location of Construction Plant, Machine, and Vehicle.....	8-13
Table 8.4.1-2	Date and Place of the Informal Public Hearing.....	8-15
Table 8.4.1-3	Anticipated Impacts by Villagers	8-15
Table 8.4.1-4	Scoping Table.....	8-16
Table 8.4.1-5	Identified Significant Impacts	8-17
Table 8.4.2-1	Surface Water Quality	8-21
Table 8.4.2-2	Water Level	8-22
Table 8.4.2-3	Current Groundwater Quality of the Area.....	8-23
Table 8.4.2-4	Land Use in the Project Impact Area by GN Divisions	8-25
Table 8.4.2-5	Observed Air Quality of the Impact Area	8-29
Table 8.4.2-6	Existing Standards of Noise Levels (SCHEDULE I).....	8-30
Table 8.4.2-7	Existing Noise Levels	8-30
Table 8.4.2-8	Summary of the Floral Composition of Tunnel Trace.....	8-31
Table 8.4.2-9	Summary of Fauna Observed during Sampling	8-31
Table 8.4.2-10	Fish Species Recorded from the Spray Zone of the Victoria Powerhouse.....	8-32
Table 8.4.2-11	Rare Species Recorded near the Project Site	8-32
Table 8.4.2-12	Area, Total Population and Population Density of the Impact Area	8-35
Table 8.4.2-13	Economic Profile of the Impact Area (income and Samurdhi)	8-35
Table 8.4.2-14	Major Employment Types of the Impact Area	8-36
Table 8.4.2-15	Rank Order of Water Sources for Domestic Use	8-37
Table 8.4.3-1	Number of Houses Affected by Groundwater Deterioration.....	8-38
Table 8.4.3-2	Estimated Economic Loss of Paddy Cultivation.....	8-39
Table 8.4.3-3	Estimated Economic Loss of Chena Cultivation.....	8-39
Table 8.4.3-4	Estimated Economic Loss of Home Gardens.....	8-39
Table 8.4.3-5	Relation between D and V, VL.....	8-40
Table 8.4.3-6	Waste Water Impact Area.....	8-41
Table 8.4.3-7	Estimated Loss of Vegetation by Temporary Facility Area (ha)	8-42
Table 8.4.3-8	Endemic Species	8-44
Table 8.4.3-9	Estimated Impact Area (ha).....	8-47
Table 8.4.4-1	Estimated Compensation Cost for the Loss of Agricultural Production	8-49
Table 8.4.5-1	Mitigation and Monitoring (Negative Impact).....	8-52

Table 8.4.5-2	Enhancement Measures and Monitoring (Positive Impact)	8-55
Table 9.1-1	Salient Features of Victoria Hydropower Expansion Project.....	9-2
Table 9.2.1-1	Comparison of Vibrations due to Earthquakes and Blasting.....	9-4
Table 9.2.1-2	Units for Vibration	9-4
Table 9.2.2-1	Experiment Result of Blasting Vibration for Crack Generation	9-6
Table 9.2.3-1	Affects on Rock Slopes due to Blasting Vibration.....	9-6
Table 9.2.4-1	Status (Soundness) of Lining Concrete of Existing Tunnel	9-7
Table 9.2.4-2	Maximum Allowable Vibration Velocity	9-7
Table 9.2.4-3	Allowable Blasting Vibration Applied to Railway and Road Tunnel Projects in Japan	9-8
Table 9.2.4-4	Blasting Vibration Limits for Mass Concrete (after Oriad)	9-8
Table 9.2.4-5	Allowable Blasting Vibration Applied to Hydropower Expansion Project by J-Power	9-9
Table 9.2.4-6	Allowable Vibration due to Drilling Machine to Make Opening in Concrete Gravity Dam	9-9
Table 9.3.2-1	Comparison of the Headrace Diameter	9-13
Table 9.3.2-2	Headrace Tunnel Support Pattern.....	9-13
Table 9.3.3-1	Comparison of the Penstock Diameter.....	9-16
Table 9.3.3-2	Penstock Tunnel Support Pattern	9-17
Table 9.3.3-3	Condition for Water Hammer Analysis	9-17
Table 9.3.4-1	Conditions and Result of Surging Analysis.....	9-23
Table 9.3.4-2	Conditions and Result of Reference Surging Analysis	9-28
Table 9.5.1-1	Floor Arrangements	9-36
Table 9.5.2-1	Revolving Speed	9-38
Table 9.6.1-1	Calculation of Installed Capacity	9-44
Table 9.6.1-2	Anneal Energy Based on Basic Design.....	9-44
Table 9.6.2-1	Anneal Energy in Case of Increase in Diversion Volume	9-45
Table 9.6.2-2	Annual Energy (Peak: Base = 14:86).....	9-49
Table 10.1.3-1	Excavation and Concrete Volume for Main Structures	10-2
Table 10.1.4-1	Excavation and Spoil Bank Volume for Main Structures.....	10-3
Table 10.1.4-2	Estimated Volume of Spoil Bank	10-5
Table 10.1.5-1	Temporary Facility Area	10-7
Table 10.1.5-2	Temporary Facility Area	10-8
Table 10.1.6-1	Access Road Improvement	10-9
Table 10.3.3-1	Project Construction Cost	10-18
Table 10.3.4-1(1)	Disbursement Schedule of Project Construction Cost	10-20
Table 10.3.4-1(2)	Disbursement Schedule of Project Construction Cost	10-21
Table 11.1.2-1	Initial Investment Cost (at Economic Price)	11-3
Table 11.1.2-2	Initial Investment Cost by Item (at Economic Price).....	11-3
Table 11.1.2-3	O & M Cost (at Economic Price).....	11-4

Table 11.1.3-1	Alternative Thermal Power Plant.....	11-4
Table 11.1.3-2	Economic Benefit of the Project.....	11-5
Table 11.1.3-3	Adjustment Factor.....	11-5
Table 11.1.3-4	Power and Energy Value of Gas Turbine Plant.....	11-6
Table 11.1.3-5	Power and Energy Value of Coal-fired Thermal Power Plant.....	11-7
Table 11.1.3-6	Basic Features of Alternative Thermal Power Plant for the Cases of “with” and “without” Project.....	11-8
Table 11.1.3-7	Construction Cost of Alternative Thermal Power Plant.....	11-8
Table 11.1.3-8	O&M Cost for Alternative Thermal Power Plant.....	11-8
Table 11.1.3-9	Fuel Cost of Alternative Thermal Power Plant.....	11-9
Table 11.1.4-1	Result of Economic Evaluation.....	11-9
Table 11.1.4-2	Economic Evaluation.....	11-10
Table 11.1.5-1	Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 4.....	11-11
Table 11.1.5-2	Economic Benefit for “with” and “without” Project for Case 5.....	11-12
Table 11.1.5-3	Result of Sensitivity Analysis.....	11-12
Table 11.2.2-1	Initial Investment Cost by Item (at Financial Price).....	11-14
Table 11.2.2-2	O&M Cost (at Financial Price).....	11-14
Table 11.2.2-3	Financial Benefit.....	11-15
Table 11.2.2-4	Annual Energy for Financial Evaluation.....	11-15
Table 11.2.3-1	Result of Financial Evaluation.....	11-16
Table 11.2.3-2	Financial Evaluation.....	11-17
Table 11.2.4-1	Result of Sensitivity Analysis.....	11-18
Table 11.3.2-1	Cash Flow Analysis: Summary.....	11-20
Table 11.3.2-2	Cash Flow Analysis: DSCR & LLCR.....	11-21
Table 11.3.2-3	Result of Cash Flow Analysis.....	11-22
Table 11.3.2-4	Result of Sensitivity Analysis (1).....	11-22
Table 11.3.2-5	Result of Sensitivity Analysis (2).....	11-22
Table 12.4-1	List of Recommended Boreholes.....	12-5
Table 12.4-2	Water Table Monitoring Program.....	12-7

LIST OF FIGURES

Figure 1.3-1	Flow Chart of Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station	1-5
Figure 2.3-1	Administrative Boundary	2-3
Figure 2.3-2	Administrative Structure of Sri Lanka	2-4
Figure 3.1-1	Organization of Energy Sector in Sri Lanka	3-2
Figure 3.1-2	Organization Chart of Ceylon Electricity Board.....	3-2
Figure 3.1-3	Areas for Electric Power Supply	3-3
Figure 3.2-1	Location Map of Existing Power Plants.....	3-6
Figure 3.3-1	Transmission Line Route Map	3-9
Figure 3.4.1-1	Generation and Peak Load	3-10
Figure 3.4.1-2	Energy Demand by Category	3-12
Figure 3.4.1-3	Monthly Maximum & Minimum Load	3-13
Figure 3.4.1-4	Daily Load Curve Recorded in Terms of Monthly Maximum (2005/01 – 2006/12)	3-13
Figure 3.4.1-5	Daily Load Curve on 30 August 2006.....	3-14
Figure 3.4.2-1	Generation Ratio in 2006	3-16
Figure 3.6-1	Breakdown of Direct Cost.....	3-20
Figure 3.7-1	Electric Power Industry in Sri Lanka	3-22
Figure 4.1.2-1	Demand and Price Indices.....	4-7
Figure 4.1.2-2	Demand and Population	4-8
Figure 4.1.2-3	Energy Demand and GDP.....	4-9
Figure 4.1.2-4	Energy Demand and GDP (results)	4-10
Figure 4.1.3-1	Comparison Demand between Study Team and CEB	4-11
Figure 4.1.3-2	Peak Load Forecast	4-14
Figure 4.2.1-1	Generation Capacity and Peak Load	4-17
Figure 4.2.2-1	Daily Load Curve in 2016.....	4-20
Figure 4.2.2-2	Annual Duration Curve in 2106.....	4-21
Figure 5.1-1	Isohyet in Monsoon Season	5-2
Figure 5.1-2	General Plan of the Mahaweli River Basin.....	5-3
Figure 5.2-1	Temperature Measured at Kundasale Meteorological Station.....	5-4
Figure 5.2-2	Location of Polgolla Diversion Weir	5-5
Figure 5.2-3	Polgolla Diversion Release Record.....	5-6
Figure 5.2-4	Location Map of Rainfall Gauging Station	5-7
Figure 5.2-5(1/2)	Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (1/2).....	5-8
Figure 5.2-5(2/2)	Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (2/2).....	5-9
Figure 5.3-1	Related Organization of DSWRPP	5-11

Figure 5.3-2	Dams and Reservoirs in the Mahaweli River Basin.....	5-12
Figure 5.4-1	Water Balance of Victoria and Randenigala System.....	5-13
Figure 5.4-2	Inflow to Victoria Reservoir and Spill Release from the Victoria Dam.....	5-14
Figure 5.5-1	Bottom Outlet at Victoria Dam	5-16
Figure 6.1.1-1	General Plan of Alternative Options	6-2
Figure 6.1.2-1	Flow Chart of Comparative Study for Alternative Options	6-4
Figure 6.1.3-1	Maximum Demand	6-5
Figure 6.1.3-2	Daily Load Curve (2003/12/17 & 2006/5/15).....	6-6
Figure 6.1.3-3	Load Duration Curve (2003/12/17 & 2005/5/21)	6-7
Figure 6.1.3-4	Annual Load Duration Curve in 2007.....	6-7
Figure 6.1.4-1	Mass Curve Analysis for the Victoria Hydropower	6-9
Figure 6.1.4-2	Firm Discharge and Maximum Plant Discharge for Existing and Expansion Plants.....	6-10
Figure 6.1.5-4	Gross Head of Basic Option.....	6-13
Figure 6.1.5-5	Gross Head of Downstream Option	6-14
Figure 6.1.5-6	Gross Head of Pumped Storage Option	6-14
Figure 6.1.5-1	Basic Option: General Plan and profile	6-16
Figure 6.1.5-2	Downstream Option: General Plan and Profile.....	6-17
Figure 6.1.5-3	Pumped Storage Option: General Plan and Profile.....	6-18
Figure 6.1.6-1	Optimal Rule Curve Suggested in “Mahaweli Water Resources Management Project”	6-19
Figure 6.1.6-2	Operation Rule Curve of the Victoria Reservoir from April to September in 2008	6-20
Figure 6.1.6-3	Network Model of the Victoria and Randenigala System	6-21
Figure 6.1.6-4	DP Result: Reservoir Volume Fluctuation	6-23
Figure 6.1.6-5	Reservoir Storage Volume Boundaries.....	6-23
Figure 6.1.6-6	Storage Zone of the Victoria Reservoir.....	6-24
Figure 6.1.8-1	Downstream Option: Access Road and Adit.....	6-28
Figure 6.1.8-2	Pumped Storage Option: Access Road and Adit.....	6-29
Figure 6.1.10-1	Water Balance Simulation Model	6-32
Figure 6.2.1-1	Daily Load Curve in 2006.....	6-47
Figure 6.2.1-2	Daily Load Curve in 2007.....	6-47
Figure 6.2.2-1	Normal Intake Water Level in the Comparative Study	6-51
Figure 6.2.2-2	Frequency of Reservoir Water Level.....	6-52
Figure 6.2.2-3	Relation of B/C and Normal Intake Water Level	6-54
Figure 7.2-1	Main Geological Structure of Project Area.....	7-2
Figure 7.3.1-1	Geologic Plan of Project Area.....	7-5
Figure 7.3.1-2	Geologic Profile of Existing Tunnel	7-9
Figure 7.3.1-3	Geologic Horizontal Section at Tunnel Level	7-13
Figure 7.3.1-4	Geologic Profile of New Tunnel	7-14

Figure 7.3.1-5	Geologic profile of New Surge Tank	7-17
Figure 7.3.1-6	Geologic Profile of New Penstock.....	7-17
Figure 7.3.2-1	Geologic Section of Powerhouse	7-18
Figure 8.1.2-1	EIA Procedure.....	8-2
Figure 8.3.1-1	Options (Ground Plan).....	8-5
Figure 8.3.1-2	Options (Profiles).....	8-6
Figure 8.3.2-1	Forest Cutting Area by New Access Roads.....	8-7
Figure 8.3.2-2	Image of the Mechanism of Dropping Ground Water Level.....	8-8
Figure 8.3.2-3	Indirect Impact Area on Sanctuary	8-8
Figure 8.3.2-4	Indirect Impact Area on Land Use	8-9
Figure 8.3.2-5	Buildings in the Affected Area	8-11
Figure 8.4.1-1	Layout of the Plan.....	8-13
Figure 8.4.2-1	Topography	8-18
Figure 8.4.2-2	Geology.....	8-19
Figure 8.4.2-3	Monthly Average Rainfall at Victoria Dam.....	8-20
Figure 8.4.2-4	Locations of Surface Water Samplings	8-21
Figure 8.4.2-5	Ground Water Measurement Points	8-22
Figure 8.4.2-6	Landslide Zonation Map	8-24
Figure 8.4.2-7	Land Use (Project area).....	8-25
Figure 8.4.2-8	Protected Area.....	8-28
Figure 8.4.2-9	Air Quality and Sound Level Measurement Locations.....	8-29
Figure 8.4.2-10	Elephant Migration Route and Habitat	8-33
Figure 8.4.2-11	Administrative Boundaries	8-34
Figure 8.4.3-1	Temporary Lowering of Groundwater Affecting Domestic Uses	8-38
Figure 8.4.3-2	Velocity Curve by Distance from the Tunnel.....	8-40
Figure 8.4.3-3	Waste Water Impact Points.....	8-41
Figure 8.4.3-4	Loss of Forest by Temporary Facility Area.....	8-43
Figure 8.4.3-5	Possible Erosion Place	8-45
Figure 8.4.3-6	Heavy Trucks Routes	8-46
Figure 8.4.3-7	Affected Elephant Migration Route	8-47
Figure 8.4.3-8	Loss of Private Land at Tunnel Muck Dumping Site in Kohombagana.....	8-48
Figure 9.2.1-1	Relations between Amplitude and Damages of Buildings due to Blasting Vibration	9-5
Figure 9.3.1-1	Route of Waterway.....	9-10
Figure 9.3.1-2	Waterway Plan and Profile.....	9-12
Figure 9.3.2-1	Comparison of the Headrace Diameter	9-13
Figure 9.3.2-2	Headrace Typical Section.....	9-15
Figure 9.3.3-1	Comparison of the Penstock Diameter.....	9-16
Figure 9.3.3-2	Water Head due to Water Hammer (Unit 4).....	9-18
Figure 9.3.3-3	Water Head due to Water Hammer (Unit 5).....	9-18

Figure 9.3.3-4	Penstock Typical Section (Tunnel).....	9-19
Figure 9.3.3-5	Penstock Plan and Section (Open-Air)	9-20
Figure 9.3.3-6	Penstock Profile (Open-Air)	9-21
Figure 9.3.4-1	Available Open Space for New Surge Tank.....	9-22
Figure 9.3.4-2	Water Level in the Surge tank at Up surge (Q_1 140 m ³ /s → Q_2 0 m ³ /s; T = 5 s)	9-23
Figure 9.3.4-3	Water Level in the Surge Tank at Up Surge (Q_1 133 m ³ /s → Q_2 0 m ³ /s; T = 5 s)	9-24
Figure 9.3.4-4	Water Level in the Surge Tank at Up Surge (Q_1 126 m ³ /s → Q_2 0 m ³ /s; T = 5 s)	9-24
Figure 9.3.4-5	Water Level in the Surge Tank at Down Surge (Q_1 70m ³ /s → Q_2 140 m ³ /s; T = 5 s)	9-25
Figure 9.3.4-6	Surge Tank Vertical and Cross Section	9-27
Figure 9.3.4-7	Water Level in the Surge Tank at Down Surge (Q_1 0 m ³ /s → Q_2 140 m ³ /s; T = 5 s)	9-28
Figure 9.3.6-1	Access Adit Plug Concrete Plan and Section	9-30
Figure 9.5.1-1	Design Flow	9-33
Figure 9.5.1-2	Plan of the Existing and Expansion Powerhouse	9-34
Figure 9.5.1-3	Profile of the Existing and Expansion Powerhouse	9-35
Figure 9.6.2-1	Hourly Output of Annual Average in 2007	9-46
Figure 9.6.2-2	Storage Zone of the Victoria Reservoir	9-46
Figure 9.6.2-3	Assumed Operation Mode	9-48
Figure 10.1.4-1	Location of Spoil Bank	10-4
Figure 10.1.5-1	Location of Candidate Temporary Facilities Area	10-8
Figure 10.2.2-1	Construction Schedule	10-10
Figure 10.2.2-2	Excavation Procedure	10-12
Figure 10.4.1-1	Expected Implementation Schedule for Victoria Hydropower Station Expansion Project	10-24
Figure 11.2.2-1	Annual Energy for Financial Evaluation.....	11-16
Figure 12.4-1 (1)	Locations of Water Table Measurements (plan).....	12-6
Figure 12.4-1 (2)	Locations of Water Table Measurements (profile).....	12-6

LIST OF PICTURES

Picture 8.4.2-1	Home Garden	8-26
Picture 8.4.2-2	Land Preparation for Cehna Cultivation	8-26
Picture 8.4.2-3	Land Preparation in Home Gardens.....	8-26
Picture 8.4.2-4	Chena Land	8-26
Picture 8.4.2-5	Grasslands	8-26

Picture 8.4.2-6	Secondary Forests	8-26
Picture 8.4.2-7	Scrublands.....	8-27
Picture 8.4.2-8	Stream Bank Vegetation.....	8-27
Picture 10.1.3-1	Borrow Area for Sand Aggregate.....	10-2
Picture 10.1.3-2	Borrow Area for Sand Aggregate.....	10-3
Picture 10.1.3-3	Borrow Area for Sand Aggregate.....	10-3
Picture 10.1.4-1	Spoil Bank (1).....	10-4
Picture 10.1.4-2	Spoil Bank (2).....	10-4
Picture 10.1.4-3	Spoil Bank (3).....	10-5
Picture 10.1.4-4	Spoil Bank (4).....	10-5
Picture 10.1.4-5	Spoil Bank (5).....	10-5

ABBREVIATIONS

Organizations

ADB	Asian Development Bank
BOI	Board of Investment
CBSL	Central Bank of Sri Lanka
CEA	Central Environmental Authority
CEB	Ceylon Electricity Board
CIDA	Canadian International Development Agency
DAC	Development Assistance Committee
DCS	Department of Census and Statistics
DWLC	Department of Wildlife Conservation
EC	European Community
ERD	External Resources Department
FAO	Food and Agriculture Organization
GN Division	Grama Niladari Division
IDA	International Development Association
IFC	International Finance Corporation
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer
JEC	Japan Electrotechnical Committee
JICA	Japan International Cooperation Agency
LECO	Lanka Electricity Company
MASL	Mahaweli Authority of Sri Lanka
MOENR	Ministry of Environment and Natural Resources
MOFP	Ministry of Finance and Planning
MPE	Ministry of Power and Energy
MSO	Mahaweli Security Organization
NGO	Non-Governmental Organization
PAA	Project Approval Agency
PP	Project Proponent
PUC	Public Utilities Commission
SPP	Small Power Producer
RDA	Road Development Authority
TEC	Technical Evaluation Committee
UNDP	United Nations Development Programme
WB	World Bank

General and technical terms

AFC	Automatic Frequency Control
B/C	Benefit-Cost Ratio
BOD	Biological Oxygen Demand
CDM	Clean Development Mechanism
COD	Chemical Oxygen Demand
CPI	Consumer Price Index
DB	Design-Build (Scheme)
D/D	Detailed Design
DP	Dynamic Program
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSWRPP	Dam Safety and Water Resources Planning Project
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EL.	Elevation
EPC	Engineering-Procurement and Construction (Scheme)
F/S	Feasibility Study
FSL	Full Supply Level
GDE	Gross Domestic Expenditure
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GNP	Gross National Product
GVA	Gross Value Added
IDC	Interest during Construction
IEE	Initial Environmental Evaluation
JIS	Japanese Industrial Standards
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LOLP	Loss of Load Probability
MOL	Minimum Operation Level
NEA	National Environmental Act
NPV	Net Present Value
O & M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OOF	Other Official Funds
PI	Project Information
PIA	Project Impact Area

S/W	Scope of Work
TDS	Total Dissolved Solid
TOR	Terms of Reference
TSS	Total Suspended Solid
VAT	Value Added Tax
VRRS	Victoria Randenigala Rantambe Sanctuary
WASP	Wien Automatic System Planning
WPI	Whole Price Index

Units

A	Ampere
ha	Hectare
Hz	Hertz (Cycles per second)
MCM	Million Cubic Meter
Mvar	Megavar
m ³ /s	Cubic meter per second
NTU	Newton Turbidity Unit
pfu	Plaque-Forming Unit
ppm	Parts per million
V	Volt
kV	Kilovolt = 10 ³ V
VA	Volt Ampere
kVA	Kilovolt Ampere = 10 ³ VA
MVA	Megavolt Ampere = 10 ⁶ VA
W	Watt
kW	Kilowatt = 10 ³ W
MW	Megawatt = 10 ⁶ W
Wh	Watt Hour
kWh	Kilowatt Hour = 10 ³ Wh
MWh	Megawatt Hour = 10 ⁶ Wh
GWh	Gigawatt Hour = 10 ⁹ Wh
Rs	Sri Lankan Rupees
US\$	US Dollar
Mill. US\$	Million US Dollar
USc	US Cent
°C	Celsius degrees

結論と勧告

結論と勧告

本計画調査は、2008年1月から実施されたヴィクトリア水力発電所増設計画のフェージビリティ調査であり、調査結果に基づき、技術面、経済・財務面および環境面から実施可能であると結論づけられた。以下に、結論の内容について述べる。

結 論

(1) 調査の背景

スリランカ国の包蔵水力約2,000 MWのうち1,300 MWはすでに開発され、開発可能な地点は限られている。しかしながら、エネルギーセキュリティの観点から、国産エネルギーである水力資源の開発は不可欠である。同国の既開発の水力ポテンシャルを洗い出し、水力資源の最適化を測るため、JICAの技術支援のもとで「水力発電最適化計画調査」が実施された（最終報告書：2004年3月）。この調査の中で、今後は開発計画の中で火力発電がベース電源として増強されるので、これまでベース需要に対応してきた貯水池式水力発電設備は、ピーク対応の電源として重要な役割を果たすと想定し、既設水力発電所の貯水池運用ルールの見直しや既設発電所の増設の検討が実施された。対象とした増設計画の1つとして、ヴィクトリア水力発電所の増設計画のプレフェージビリティスタディが行われ、その実現可能性が確認された。

(2) 電力需要と開発計画

CEBの2007年の想定では2020年までの間に、電力量および最大電力の伸びは、それぞれに年平均約8%と想定している。調査団は、この需要想定が妥当であることを確認した。また、スリランカ国も2008年9月以降の世界的な経済危機の影響を受けており、CEBは、急遽、通常使用しているより簡便な手法で、需要を見直した。電力量および最大電力の伸びは、前回よりも小さいものの、6%台が想定されている。

この見直された需要想定に基づきCEBが作成した2008年から2022年までの電源拡張計画で、ピーク電源は、建設中のUpper Kotmale水力のみである。

ピーク需要の増加に対応した電源の確保として、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により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が考えられる。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）などの課題があるが、本増設計画は、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している。

2008年に約570 MWが必要だったピーク電源は、2016年には約960 MWに増加することが予測される。2008年以降に開発が予定されているピーク対応電源はUpper Kotmale水力（150 MW）だけである。不足分は、既設の水力から補うことになるが、ヴィクトリア増設計画

の実現によって 228 MW の設備出力が確保されれば、Upper Kotmale 水力とあわせて、ほぼピーク需要の増加分をカバーできることになる。よって、本増設計画は、ピーク対応電源として電力需要の増大の対策に大きく貢献することになる。

(3) 自然概況

計画地点は、スリランカ国最大の河川であるマハウェリ川の中流部に位置する。マハウェリ川は、スリランカ島中央部の中央高地に源を發し、北東の平野部へ流れ Trincomalee 湾にそそぐ

ヴィクトリアダム雨量観測結果では年平均雨量は 1,375 mm であり、北東モンスーンの影響を受け 12 月から 2 月にかけて雨量が多い。

ヴィクトリアダムから約 20 km 上流に位置し MASL が管理する Polgolla 堰では、マハウェリ川の水をマハウェリ川流域内にある Sudu 川へ灌漑目的のため転流している。本調査では、ヴィクトリア貯水池に流入する流量の算出には、MASL から収集した Polgolla 堰における 1985 年から 2006 年までの実績放流量記録を使用した。ヴィクトリア貯水池に流入する流量は、1,532 MCM/year (48.6 m³/s) である。

世銀の融資により 2008 年から実施されている DSWRPP のなかで、Polgolla 堰での転流量の見直しを含めた包括的な水系の水利用の再検討がなされる予定であり、ヴィクトリア貯水池の運用への影響が注目される。

(4) 環境影響

本計画に関する環境影響評価の TOR は、スリランカ国の法令に従い本計画の事業認可庁 (PAA) であるマハウェリ庁 (MASL) によって発行された。このため、本調査では、MASL が発行した TOR と JICA の環境社会配慮ガイドラインを包含した環境影響評価を行った。

環境影響評価は、i) 3 つの代替案 (下記の (5) 参照) の環境面での評価、ii) 選定された開発計画での評価の 2 段階からなっている。3 つの代替案の環境面での評価は、主に既存資料を利用して実施し、(5) で述べる増設基本案が、環境面からも最も適する案との結論になった。

選定された開発計画について、住民に事業計画を説明して懸念される問題を聴取した。この結果にもとづき予想される影響項目の見直しを行った。

現地調査結果を取りまとめ、影響予測を行った。周辺住民に与える影響の中で最も懸念するのは、トンネル工事中の一時的な地下水位の低下であった。また、動植物に対する影響の中でもっとも大きいものは、野生のゾウに対する影響であった。

予測された影響項目について、環境緩和策とモニタリング計画が作成された。

また、計画地点は、Victoria-Randenigala-Ramtanbe 自然保護区内に位置しているので、仮設備用地や土捨場の位置選定は、動植物調査の結果を踏まえた上で行うなど、設計面に調査結果を反映させるように留意した。

(5) 最適開発計画

最適開発計画の選定は、i) CEB の持っている 3 つの代替案から最適案を選定する、ii) 選定された案での最適化、の 2 段階において実施した。

増設後は、ヴィクトリア発電所がピーク電源として使用されるので、需給上求められるピーク継続時間は、発電記録を分析して、3 時間に決定した。

3 つの代替案とは、

- i) 既設の取水設備から既存導水路トンネルにほぼ平行に導水路トンネルを設け、確保された既存発電所横の敷地に増設発電所を建設する案（増設基本案）
- ii) 有効落差の増加を見込んで増設発電所を既存発電所の下流約 2 km に発電所を建設する案（下流案）
- iii) ヴィクトリア貯水池を上池、ランデニガラ貯水池を下池とした揚水発電とする案（揚水案）

である。増設発電所の最大使用水量は水文資料より既設発電所と同じ $140 \text{ m}^3/\text{s}$ と算定され、その場合増設発電所の出力は、既設発電所と同じ 210 MW が最大となる。よって、代替案の比較検討では、単機容量を 70 MW として、3 台増設（210 MW）と 2 台増設（140 MW）の 2 ケースを各々の代替案で比較した。

その結果、増設基本案の 3 台案（210MW 級）が最も経済性が優れていると結論された。地質条件、環境面、WASP-IV での 3 案の比較からも同様の結論が得られた。

次に、増設基本案の 210MW 級について、i) 発電機台数と単機あたりの容量、ii) 基準取水位、iii) 既設・増設発電所の運転分担、について検討を行った。結果は以下のとおりである。

- －増設台数 : 2 台
- －増設水車・発電機の基準取水位 : EL. 430 m
- －既設・増設発電機の運用分担 : 既設・増設発電機は片方に発電を優先させずに、同様に用いる。

(6) 開発計画の概要

(5) の結果から、増設計画は、建設済みの増設用の既設取水口から既設の発電所に隣接する増設発電所までを、既設設備の水路とほぼ平行な水路で接続するものとなった。

発電用水は既設の取水口にて最大使用水量 $140 \text{ m}^3/\text{s}$ が取水され、導水路と水圧管路を経て、地上式発電所に導水される。増設発電所は最大出力 228 MW（2 ユニット）で、既設の発電所（210 MW）での発電をあわせ、年間発生電力量 716 GWh の電力を発生し、既設 220 kV 送電線により CEB の系統に送られる。

(7) 基本設計

本調査では、S/W（Scope of Work）にもとづき、通常の F/S で実施される設計より詳しいレベルの設計（基本設計）を行った。基本設計では、(5) で選定された最適増設計画に対して土

木構造物、電気機器等の諸元の検討し、それにもとづき図面を作成し、施工計画の作成、工事費の算定および事業実施計画作成を行った。

本増設計画は、既設のダムや発電設備の近傍に建設されるため、既設構造物に工事中の発破振動より影響を与えないようにする必要がある。このため、弾性論による理論値、日本の鉄道トンネルの基準、日本のトンネル工事での採用された許容値、水力発電所の増設工事で採用された許容値を勘案して、本増設計画では、既設構造物での振動速度が 2 cm/s を許容値として採用することにした。これを考慮して、レイアウトの検討、施工計画の作成を行った。

主な構造物は、導水路、調圧水槽、水圧管路および発電所である。既設の取水口は、延長約 5,000 m、内径 6.6 m の導水路、調圧水槽および、トンネル区間 1 条、露出区間 2 条で内径 6.6 m～2.85 m の水圧管路により発電所とつながれる。幅 37 m、高さ 44 m、長さ 69 m の地上式発電所は、既設発電所に隣接して建設される。発電後、発電に使用された水は放水口からマハウェリ川に放流される。

(8) 工事費および工事工程

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、水門機器、電気機器の直接工事費と、環境対策費、工事管理費および数量変動に対する予備費の間接費を含み、2008 年 10 月ベースで総額約 222 百万 US\$ である。

工事期間は、準備工事の着手から運転開始までの工事工程は、準備工事、土木工事および電気工事等の本体工事を含めて 52 ヶ月（4 年 4 ヶ月）であり、運転開始は、2016 年末の予定である。

事業実施について、本増設計画は、その特徴から、一般の水力発電プロジェクトに比べ、リスクの一部が小さくなるので、近年、火力発電プロジェクト等で導入されている、詳細設計を含めた本体の建設工事を一括発注する Design-Build（以下、DB）方式の導入も可能と考えられた。そこで、これまでの ODA のもとで、詳細設計をコンサルタントが行い、その後建設工事の請負者を決める入札を行う方式（以下、従来方式という）と DB 方式を比較した。その結果、従来方式が推奨される結果となった。

(9) 経済・財務評価

本計画の経済性評価は、代替火力の費用を便益として評価を行った。この結果、経済的内部収益率（EIRR）は、19.8% となり、資本の機会費用である 10% を上回っており、経済的にフィージブルであると評価できる。感度分析の結果、燃料費が 2008 年 1 月から 10 月までの平均値より 72% 下落しても EIRR は 10% を上回っており、経済的フィージビリティが高いことが確認された。

一方、CEB の電気料金収入を財務便益とする財務評価は、総資本に対する財務的内部収益率（FIRR）が 9.6% となり、貸し付け条件の有利なソフトローンを適用することにより、財務的フィージビリティを有することが確認された。

勸告

ヴィクトリア増設計画は、既設の発電設備の建設時に増設用の取水設備を建設しているため、増設工事のためにヴィクトリア貯水池の水位を低下させる必要がないという利点を有している。また、その kW 当たりの建設費は、CEB が持っている新規水力計画地点の 50% 以下であり、国産資源の有効活用になる本増設計画を、ピーク対応の次期開発候補として推進すべきである。

本発電計画は技術的、経済・財務的、環境的にフィージブルであり、発電計画として開発することができる。開発時期は、本フィージビリティ調査以降に実施される資金調達、地質調査、詳細設計、および建設工事等に要する期間を考慮すれば、2016 年末には運転開始が可能であることから、本計画実施前に以下の事項を実施しておく必要がある。

- (1) 本報告書の第 10 章で述べたように、本増設計画は、i) 増設事業であるため、通常の水力発電プロジェクトに比べ、地質条件等の自然条件がより詳しく把握できていること、ii) 貯水池水位に関する工事制約がないこと、iii) 移転住民がないこと、などを考慮すると、詳細設計と建設工事の資金を同時に手当することが可能である。よって、本調査の終了後に、CEB の電源拡張計画へ入れ込むことの検討を行ない、その後、資金手当ての準備を開始する必要がある。
- (2) 本計画の実施にあたり、本報告書の第 12 章の 12.1 で述べたように、以下の事項を確認することが必要である。
 - 1) ヴィクトリア発電所は現在ピーク電源とベース電源の両方に使用されているので、完成年でベース電源が需要を満たすように開発されること、およびヴィクトリア発電所に代わり系統の周波数調整を行う電源の候補が明確であること。
 - 2) Dam Safety and Water Resources Planning Project の中で再検討される Mahaweli 川の水利用計画で Polagolla 堰からの分水量およびヴィクトリアダム下流の灌漑需要がほぼ明確であること
- (3) 詳細設計は、本報告書の第 12 章の 12.3 に示すような項目に対する追加調査の結果を十分に反映すると共に、工事費算定の精度向上を図り、建設工事発注図書の作成を行う必要がある。
- (4) 本計画の建設工事着工前には、工事契約の入札およびコントラクターの選定を行う必要がある。また、本工事着工前までに、既設アクセス道路の改修工事を完了しておく必要がある。
- (5) 本計画の工事中の発破により影響を受けると考えられる構造物、民家等の工事開始前の状況の把握が不可欠である。また、詳細設計時に、発破振動のモニタリング計画を策定する必要がある。

Salient Features of Victoria Hydropower Expansion Project

	Item	Dimension
Reservoir (Existing)	Name of River	Mahaweli river
	Full Supply Level	438.0 m
	Minimum Operation Level	370.0 m
	Available Depth	68.0 m
	Gross Storage Capacity	$722 \times 10^6 \text{ m}^3$
	Effective Storage Capacity	$688 \times 10^6 \text{ m}^3$
	Design Flood	$9,510 \text{ m}^3/\text{s}$
Dam (Existing)	Type	Concrete Arch Dam
	Height of Dam	122 m
	Length of Dam Crest	520 m
	Volume of Dam	$480 \times 10^3 \text{ m}^3$
Intake for Expansion (Existing)	Number	1
	Type	Inclined Intake
Headrace Tunnel	Number	One (1)
	Inner Diameter	6.6 m
	Total Length	5,003 m
Surge Tank	Type	Restricted Orifice Type
	Diameter	20.0 m (Upper Section) 6.6 m (Lower Section)
	Height	117.0 m (Upper Section) 32.9 m (Lower Section)
Penstock	Type	Tunnel & Open-air
	Number	Tunnel: One (1) Open-air: Two (2)
	Inner Diameter	Tunnel: 6.6 m to 5.6 m Open-air: 3.95 m to 2.85 m
	Length: Tunnel	575 m
	Length Open-air	175 m for Unit 4 160 m for Unit 5
	Total Length	750 m for Unit 4 735 m for Unit 5
Powerhouse	Type	Surface type
	Size	37m wide \times 44m high \times 69m long
Development Plan	Normal Intake Water level	430.0 m
	Normal Tail Water Level	231.2 m
	Gross Head	199.0 m
	Effective Head	183.3 m
	Maximum Discharge	$140 \text{ m}^3/\text{s}$
	Number of Unit	Two (2)
	Install Capacity	228 MW (only expansion)
	Peak Duration Time	3 hours
	95% Dependable Capacity	393 MW (with existing)
	Annual Generation Energy	716 GWh (with existing)
	(Firm Energy*)	468 GWh (with existing)
(Secondary Energy**)	248 GWh (with existing)	

	Item	Dimension
Turbine	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Number	Two (2)
	Rated Output	122 MW per unit
	Revolving Speed	300 r/min
Generator	Type	Three-phases, Synchronous Generator
	Number	Two (2)
	Rated Output	140 MVA per unit
	Frequency	50 Hz
	Voltage	16.5 kV
	Power Factor	0.85 lag
Main Transformer	Type	Outdoor Special Three-phase Type or Outdoor Single Phase Type
	Number	Two (2)
	Capacity	145 MVA per unit
	Voltage	Primary 16.5 kV Secondary 220 kV
	Cooling	Natural Convection Oil Forced Air Type
Switchyard	Type	Conventional Type
	Bus System	Double Bus
	Number of Lines Connected	Three (3) cct Transmission Lines
	Voltage	220 kV
Construction Period Including Preparatory Works		52 months (4 years and 4 months)
Project Cost		US\$ 222 million

Note: * "Firm energy" means the total of power generated during 3-hour peak duration.

** "Secondary energy" means the total of power generated in duration except 3-hour peak time.

第 1 章 序 論

目 次

第1章	序 論	
1.1	調査の経緯	1-1
1.2	調査の目的	1-1
1.3	調査スケジュール	1-2
1.4	調査内容	1-7
1.4.1	国内準備作業	1-7
1.4.2	第1次現地調査	1-7
1.4.3	第1次国内作業	1-7
1.4.4	第2次現地調査	1-7
1.4.5	第2次国内作業	1-7
1.4.6	第3次現地調査	1-8
1.4.7	第3次国内作業	1-8
1.4.8	第4次現地調査	1-8
1.4.9	第4次国内作業	1-8
1.5	現地再委託調査	1-8
1.5.1	環境社会配慮調査	1-8
1.5.2	地形調査	1-10
1.6	調査団派遣実績および報告書	1-10
1.7	CEB および調査団	1-11
1.7.1	CEB	1-11
1.7.2	JICA 調査団	1-12

LIST OF TABLES

Table 1.3-1	Work Schedule	1-3
Table 1.7.1-1	List of CEB Counterpart	1-11
Table 1.7.2-1	List of Study Team Members	1-12

LIST OF FIGURES

Figure 1.3-1	Flow Chart of Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station	1-5
--------------	--	-----

第1章 序 論

ヴィクトリア水力発電所増設 F/S 調査はスリランカ国電力・エネルギー省(MPE)およびセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board, CEB)をカウンターパートとして2007年11月、独立行政法人 国際協力機構(JICA)との間で合意された Scope of Work (S/W) および同年8月に署名された協議議事録(M/M)に基づいて実施されるものである。

1.1 調査の経緯

スリランカ国では、年間最大電力は1996年から2006年までに平均6.9%で伸びており、CEBは今後も6.4%程度で成長すると予測されている。このため、ピーク電源の開発は重要な課題となっている。

同国の包蔵水力約2,000 MWのうち1,300 MWはすでに開発され、開発可能な地点は限られている。しかしながら、エネルギーセキュリティの観点から、国産エネルギーである水力資源の開発は不可欠である。同国の既開発の水力ポテンシャルを洗いなおし、水力資源の最適化を測るため、JICAの技術支援のもとで「水力発電最適化計画調査」が実施された(最終報告書:2004年3月)。この調査の中で、今後は開発計画のなかで火力発電がベース電源として増強されるので、これまでベース需要に対応してきた貯水池式水力発電設備は、ピーク対応の電源として重要な役割を果たすと想定し、既設水力発電所の貯水池運用ルールの見直しや既設発電所の増設の検討が実施された。対象とした増設計画の1つとして、ヴィクトリア水力発電所の増設計画のプレフィージビリティスタディが行われ、その実現可能性が確認された。

本増設計画は、既設の発電設備の建設段階に増設用の取水設備の建設が行なわれているので、他の増設プロジェクトに比べ、工事中に同貯水池の水位低下の必要がないという利点がある。

このような状況のもと、スリランカ政府は、日本政府に対し本計画に係るフィージビリティ調査(F/S)を要請した。日本政府の技術協力の実施機関であるJICAは、2007年8月にプロジェクト形成調査を実施し、同年11月19日に本調査の実施に関する Scope of Work (S/W) が締結された。S/Wに基づき、2008年1月から、JICA調査団による調査が開始された。

1.2 調査の目的

本調査の目的はスリランカ国中央州に位置するヴィクトリア水力発電地点を対象として増設のフィージビリティ調査を実施するとともに、カウンターパート(C/P)が行う本地点に係る環境影響評価(EIA/IEE)へ、必要な調査を実施し、支援を行うことである。

あわせて、本調査の実施機関でありカウンターパート(C/P)であるMPEおよびCEBのスタッフに対し、F/S実施およびEIA/IEE実施についての技術移転を行う。

1.3 調査スケジュール

調査団による調査は、2008年1月に開始され、2009年6月の最終報告書の提出をもって終了した。

調査工程は、**Table 1.3-1**および**Figure 1.3-1**に示すとおりである。

Table 1.3-1 Work Schedule

	FY	FY 2007												FY 2008												FY 2009		
		Month												Month												Month		
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J									
Total Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18										
EIA/IEE Procedure by Sri Lanka Side																												
(1) Scoping committee (SC) (April 29, 2008)				▼																								
(2) Site visit by SC (May 22, 2008)					▼																							
(3) Final TOR for EIA/IEE (2.5 months after site visit)							▼																					
JICA Study																												
[FY 2007]																												
(1) Preparatory Work in Japan																												
1) Examination of Basic Methodology																												
2) Preparation of Inception Report																												
3) Preparation of Questionnaire																												
(2) 1st Work in Sri Lanka																												
1) Explanation/Discussion of Inception Report		▲▲																										
2) Data Collection & Site Reconnaissance		■																										
3) Power Sector Survey		■																										
4) 1st Workshop		■																										
5) Confirmation of Scope of Survey under Subletting																												
① Topographic Survey		■																										
6) Comparative Study on Alternative Options		■																										
[FY 2008]																												
(3) 1st Work in Japan																												
1) Preparation of Comparative Study on Alternative Options				□																								
(4) 2nd Work in Sri Lanka																												
1) Comparative Study on Alternative Options																												
① Preliminary Study by JICA Team					■																							
② Provision of Input Data for WASP-IV Simulation to CEB					■																							
③ Examination of JICA Study Team's Results					■																							
2) Optimization of Expansion Plan							■																					
3) EIA Study																												
① Confirmation of Scope of Survey under Subletting							■																					
② Preparation of Bidding Documents							■																					
③ Bidding & Contracting for Subletting							■																					
④ EIA Study under Subletting								■																				
4) Topographic Survey																												
① Determination of Survey Area							■																					
② Preparation of Bidding Documents							■																					
③ Bidding & Contracting for Subletting							■																					
④ Study under Subletting								■																				
(5) 2nd Work in Japan																												
1) Preparation of Interim Report										□																		
(6) 3rd Work in Sri Lanka																												
1) Explanation/Discussion of Interim Report										▲▲																		
2) Basic Design																												
① Civil Structures										■																		
② Electromechanical Equipment										■																		
③ Preparation of Implementation Schedule																												
3) Environment & Social Considerations																												
① Impact Assessment/Mitigation Measures																												
② Preparation of Groundwater Monitoring Plan																												
(7) 3rd Work in Japan																												
1) Economic Analysis and Financial Evaluation																												
2) Examination of Feasibility of Expansion Project																												
3) Recommendations for Implementation																												
4) Preparation of Draft Final Report																												
(8) 4th Work in Sri Lanka																												
1) Explanation/Discussion of Draft Final Report																												
2) 2nd Workshop																												
[FY 2009]																												
(9) 4th Work in Japan																												
1) Preparation & Submission of Final Report																												

Legend :

Work in Sri Lanka ■ Work in Japan □ Explanation of Report ▲▲ Tasks by Sri Lanka ▼

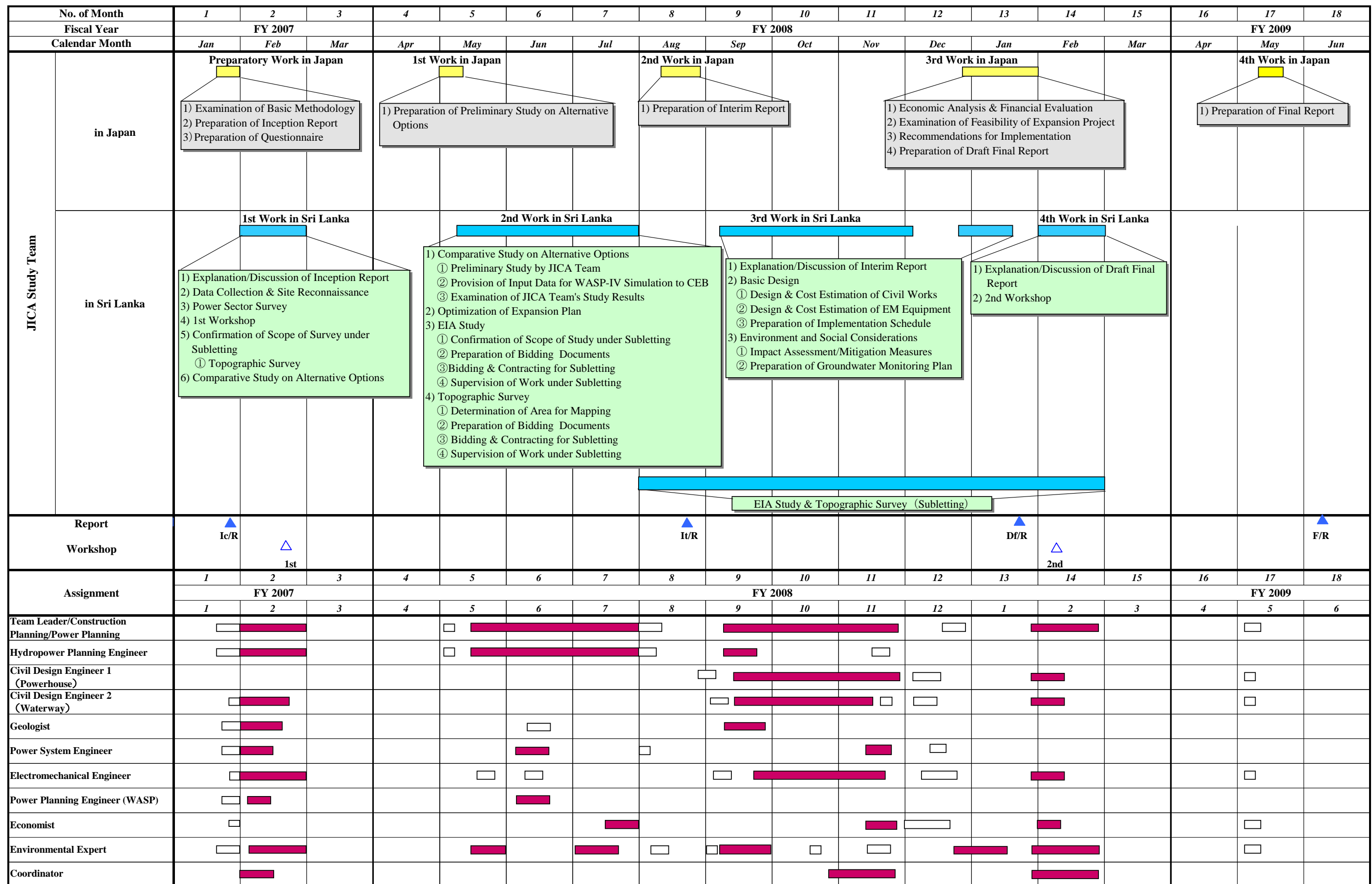


Figure 1.3-1 Flow Chart of Feasibility Study for Expansion of Victoria Hydropower Station

1.4 調査内容

下記に本調査での調査項目を示す。

1.4.1 国内準備作業

- (1) 既存資料・文献などの収集・整理とレビュー、課題の抽出
- (2) インセプション・レポートの作成
- (3) 質問状の作成

1.4.2 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) 情報収集と現地踏査
- (3) 電力セクターの状況調査
- (4) 第1回ワークショップの開催
- (5) 現地再委託による調査の内容の確認（地形調査）
- (6) 代替案の比較検討

1.4.3 第1次国内作業

- (1) 代替案の比較検討の準備

1.4.4 第2次現地調査

- (1) 代替案の比較検討
- (2) 最適増設計画の検討
- (3) 環境社会配慮調査
 - 1) 再委託内容の確定
 - 2) 再委託先の選定
 - 3) 再委託業務の管理
- (4) 地形調査
 - 1) 再委託内容の確定
 - 2) 再委託先の選定
 - 3) 再委託業務の管理

1.4.5 第2次国内作業

- (1) インテリム・レポートの作成

1.4.6 第3次現地調査

- (1) インテリム・レポートの説明・協議
- (2) 基本設計

1.4.7 第3次国内作業

- (1) 経済・財務分析
- (2) 本プロジェクトの実施可能性検討
- (3) 今後の業務に関する提言
- (4) ドラフトファイナルレポートの作成

1.4.8 第4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) 第2回ワークショップの開催

1.4.9 第4次国内作業

- (1) ファイナルレポートの作成・提出

1.5 現地再委託調査

現地再委託で実施した調査業務の概要は以下のとおりである。

1.5.1 環境社会配慮調査

本計画の PAA (Project Approval Agency) であるマハウェリ庁から発行された EIA の TOR に基づき、調査団が再委託によって実施する調査項目およびその概要は以下のとおりである。代替案については、(1)に記載し、(2)以下の調査・検討には、代替案の予備的検討で選定された案についてのみ、記載することとした。

なお、EIA の TOR の調査・検討項目の中で、調査団が本調査の一環として行う、代替案の技術および経済性の検討、選定された代替案で検討した構造物・設備の概要、地質、水文、工事施工計画、発破による既設構造物への影響、プロジェクトの経済評価等は、調査団の資料あるいは検討結果を委託先に供与し、委託先が EIA レポートに記載することとした。

(1) 代替案の評価

3つの代替案に文献と現地調査によって環境の現況を把握し、影響を評価する。環境緩和対策およびモニタリング費用を概算し、調査団の行う経済性評価に使用する。

(2) 現況調査

- 1) 物理環境調査
 - 土壌特性調査

- 河川の水質分析
 - 地下水位測定および水質分析
 - 土地利用調査
 - 大気質測定
 - 騒音測定
 - 2) 生物環境
 - プロジェクト地域での野生生物調査
 - 生態系の現況把握
 - 河川およびトンネル経過ルートの動植物調査
 - 伐採する樹木の数量把握
 - 3) 社会環境
 - 人口調査
 - 社会経済調査
 - 河川水等の水利用状況調査
 - インフラおよび文化財調査
 - 社会的・文化的に影響を受けやすい地域に関する調査
- (3) 影響評価
- 1) 水資源および水質
 - 表面水および地下水の水質への影響評価
 - 地下水位の変化に関する影響評価
 - 2) 生態系への影響評価
 - 3) 農業への影響評価
 - 4) 大気質への影響評価
 - 5) 騒音への影響評価
- (4) 環境緩和対策の策定
- 1) 環境管理計画
 - 2) 土壌保全管理計画
 - 3) 廃棄物、掘削土の処理方法
 - 4) 公衆衛生に関する対策
 - 5) 災害管理計画
 - 6) 工事に使用した土地の復旧計画
- (5) 費用・便益分析
- 1) 環境対策費、モニタリング費の算出
 - 2) プロジェクトの費用・便益分析は、調査団が実施した結果を EIA レポートに記載する
- (6) 環境モニタリング計画の作成

(7) EIA レポートの作成

- 1) 英語版のドラフトファイナル EIA レポート
- 2) ドラフトファイナル EIA レポートのシンハラ語およびタミール語への翻訳

1.5.2 地形調査

地形調査は、下記の内容を実施した。

- 発電所周辺の 1/1,000 の地形図作成
- 増設発電所の放水口から下流へ 1.4 km の区間の河川縦断および横断測量

1.6 調査団派遣実績および報告書

JICA は 2008 年 1 月より S/W に基づいて業務を開始し、これまで本調査のためスリランカ国に下記のように調査団を派遣した。

ー第 1 次現地調査	2008 年 1 月 30 日~2008 年 2 月 29 日
ー第 2 次現地調査	2008 年 5 月 14 日~2008 年 7 月 30 日
ー第 3 次現地調査	2008 年 9 月 7 日~2008 年 11 月 26 日 2008 年 12 月 23 日~2009 年 1 月 17 日
ー第 4 次現地調査	2009 年 1 月 28 日~2009 年 2 月 26 日

この間、調査団は下記の報告書を JICA および CEB に提出した。

ーインセプションレポート	2008 年 1 月
ーインテリムレポート	2008 年 9 月
ードラフトファイナルレポート	2009 年 1 月
ーファイナルレポート	2009 年 6 月

1.7 CEBおよび調査団

1.7.1 CEB

Table 1.7.1-1に本調査のCEBのカウンターパートを示す。

Table 1.7.1-1 List of CEB Counterpart

No.	Name	Title	Responsibility
1	Ms. A. D. Tillekeratne	Deputy General Manager (Transmission & Generation Planning)	Team Leader
2	Mr. Samitha Midigaspe	Chief Engineer, Generation Planning & Design Branch	Focal Points
3	Ms. Thushara De Silva	Electrical Engineer, Generation Planning & Design Branch	Data & Power Planning
4	Mr. G. K. C. Opathella	Electrical Engineer, Generation Planning & Design Branch	General
5	Mr. A. A. Jayawardane	Electrical Engineer, Generation Planning & Design Branch	General
6	Mr. N. Anuradha Mudannayake	Electrical Engineer, Generation Planning & Design Branch	General Coordination & Power Planning
7	Mr. M. P. L. Rohitha Gunawardane	Environmental Officer, Transmission Design & Environment Branch	Environment
8	Dr. L. B. K. Laksiri	Civil Engineer, Project Director of Broadlands Hydropower Project	Civil, Hydrology, & Geology
9	Ms. Tharanga Wickramarathna	Electrical Engineer, Transmission Planning Branch	Power System
10	Mr. D. H. S. K. Thimothis	Chief Engineer (System Control Branch), System Control (Dispatch Centre)	Data & Power System
11	Mr. G. J. Aluthge	Project Manager of Moragolla Hydropower Project	System Operation & Electromechanical
12	Mr. T. M. S. K. Tillekeratne	Chief Engineer, Victoria Hydropower Station	Electromechanical Equipment
13	Mr. U. R. S. S. Senadhiratne	Electrical Engineer, Victoria Hydropower Station	Coordination in Victoria Hydropower Station
14	Mr. K. D. Mullarachechi	Operation Engineer, Victoria Hydropower Station	Coordination in Victoria Hydropower Station
15	Mr. B. M. I. Bandaranayake	Mechanical Engineer, Victoria Hydropower Station	Coordination in Victoria Hydropower Station
16	Mr. S. C. Nissanka	Civil Engineer, Victoria Power Station	Coordination in Victoria Hydropower Station

1.7.2 JICA調査団

JICA調査団の構成をTable 1.7.2-1に示す。

Table 1.7.2-1 List of Study Team Members

	氏名	担当	所属	摘要
1	石井 好正	総括/電力需給分析（全般） /施工計画	電源開発株式会社	
2	植松 創平	水力発電計画	日本工営株式会社	
3	河田 暢亮	電力土木1	電源開発株式会社	2008年8月まで
4	毛利 哲明	電力土木1	電源開発株式会社	2008年8月から
5	川崎 昌三	電力土木2	電源開発株式会社	
6	天野 格	地質	電源開発株式会社	
7	岡部 孝継	送電系統	電源開発株式会社	
8	内海 巧三	電気機械設備	電源開発株式会社	
9	東 仁	電力需給分析（WASP）	電源開発株式会社	
10	平原 哲也	経済・財務分析	電源開発株式会社	
11	浦郷 昭子	環境社会配慮	日本工営株式会社	
12	中畑 剛志	業務調整	電源開発株式会社	2008年8月まで
13	田口 泰明	業務調整	電源開発株式会社	2008年8月～12月
14	岡本 二郎	業務調整	電源開発株式会社	2009年1月から

第2章 スリランカ国の一般事情

目 次

第2章	スリランカ国の一般事情	
2.1	地形	2-1
2.2	気候	2-2
2.3	政府機関	2-2
2.4	人口	2-5
2.4.1	国勢調査人口	2-5
2.4.2	労働力	2-6
2.4.3	民族および宗教	2-7
2.5	マクロ経済状況	2-9
2.5.1	国家経済	2-9
2.5.2	対外貿易と国際収支	2-13
2.5.3	国家財政	2-15
2.5.4	対外債務・残高	2-15
2.5.5	物価指数および為替レート	2-17
2.5.6	交通・通信	2-18

LIST OF TABLES

Table 2.2-1	Monthly Mean Temperature.....	2-2
Table 2.2-2	Monthly Total Precipitation	2-2
Table 2.4.1-1	Census Population and Administrative Area in Sri Lanka	2-5
Table 2.4.2-1	Labour Force in Sri Lanka	2-6
Table 2.4.2-2	Minimum Wages: 1997-2007	2-7
Table 2.4.3-1	Population by Ethnicity in 2001 Census Year	2-8
Table 2.4.3-2	Population by Religion in 2001 Census Year	2-8
Table 2.5-1	Major Macroeconomic Indexes in Sri Lanka.....	2-9
Table 2.5.1-1	Gross Domestic Product at Current Factor Cost Prices: 1996-2006.....	2-10
Table 2.5.1-2	Share of Gross Value Added to GDP: 1996-2006.....	2-11
Table 2.5.1-3	Per Capita GDP at Current Market Price: 1998-2008.....	2-11
Table 2.5.1-4	Gross Domestic Product at 1996 Constant Factor Cost Prices: 1996-2006	2-11
Table 2.5.1-5	Real Growth Rates of GDP and GVA: 1996-2006.....	2-12
Table 2.5.1-6	Gross Domestic Expenditure at Current Market Prices: 1996-2006.....	2-12
Table 2.5.1-7	Percentage Distribution of Gross Domestic Expenditure: 1996-2006	2-12
Table 2.5.2-1	Balance of Payments: 1998- 2008.....	2-14
Table 2.5.2-2	Foreign Trade: 1998-2008.....	2-14
Table 2.5.3-1	Fiscal Operation of Government: 1998-2008.....	2-15
Table 2.5.4-1	Total ODA Net: 2000-2006.....	2-16
Table 2.5.4-2	External Debt: 2000-2006.....	2-17
Table 2.5.5-1	Consumers' Price Index: Whole Sri Lanka 1999-2007	2-18
Table 2.5.5-2	Average Exchange Rates *1: 1996-2008	2-18
Table 2.5.6-1	Transportation and Telecommunication : 2002-2007.....	2-20

LIST OF FIGURES

Figure 2.3-1	Administrative Boundary	2-3
Figure 2.3-2	Administrative Structure of Sri Lanka	2-4

第2章 スリランカ国の一般事情

2.1 地形

スリランカ民主社会主義共和国（以下、「スリランカ国」という）はインド亜大陸の南のインド洋に浮かぶ島国である。その本島は北緯 5°55′から 9°55′、東経 79°42′から 81°52′に位置し、東西約 240 km、南北約 435 km である。その国土面積は、1,170 km²の内水を含めて 67,095 km²である。

行政上の首都は 1984 年にコロンボから郊外のスリー・ジャヤワルダナプラに移されたが、実質的な首都機能はコロンボに残されている。

スリランカ国の地形は、標高によって中央高地、平原地帯および海岸地帯の三つに特徴づけられる。

中央高地はスリランカ国の中南部に位置し、その中心地域は南北に約 65 km にわたって連なる山脈である。この地域には同国で最も高い山々が含まれており、その最高峰は標高 2,524 m の Mt. Pidurutalagala である。この山脈の南側では、山地が西方の Adams Peak (2,243 m) へ約 50 km、東方の Mt. Namunukula (2,036 m) へ約 50 km 連続している。この中央（脊梁）山脈の両脇（東西）には二つの台地がある。西側の Hatton Plateau は北に向かって徐々に低くなる、深く開析された一連の尾根であり、東側の Uva Basin は幾筋もの深い谷や溪谷が横切る傾斜の緩やかな丘陵地帯である。北方には、中央高地の主山塊から広い谷によって隔てられて、急峻な断崖や深い峡谷、更に標高 1,800 m を超える峰々を有する Knuckles 山塊が存在する。Adams Peak の南には、1,400 m を超える幾つかの峰を有する平行した尾根からなる Rakwana Hills がある。

本島の大部分は、標高 30 m から 200 m の平原地帯である。南西部では開析の進んだ尾根や峡谷が中央高地へ徐々に標高を上げている。尾根は広域的に浸食され、農業に適した肥沃な土壌が下流域に堆積している。南東部は、赤色のラテライト質の土壌が比較的平坦な大地を覆っており、ところどころに一枚岩からなる丘が散在している。南東部では平原地帯から中央高地への遷り変わりは急激であり、山々は壁のように立ち上がっている。東部および北部では平原地帯は平坦であり、中央高地から続く花崗岩質の狭く長い尾根によって分断されている。

本島は、標高 30 m 程度の海岸地帯によって取り囲まれている。海岸の大部分は砂浜であり、潟湖が形成されている。Jaffna 半島の数ヶ所では、波に浸食され石灰岩が低い崖を呈している。北東部および南西部では、海岸線は結晶岩類の層構造を横切っており、絶壁や湾および沖合の島々が形成されている。これらの地形条件は、北東部の Trincomalee や南西部の Galle に世界有数の自然港を形成している。

スリランカ国の河川は、中央高地に源を發し、海に向かって放射状に流下している。延長 100 km を超える河川数は 16 であり、そのうちの 12 河川が国全体の平均河川流量の 75% を流下させている。最長河川はマハウェリ川 (335 km) であり、Aruvi 川 (164 km) がこれに続いている。中央高地では河道はしばしば不連続な地形によって分断され、断崖や急斜面では数多くの滝や急流が形成されている。平原地帯に出ると流速は遅くなり、氾濫原やデルタを蛇行して流れる。上流域は流れが激しく一般的に航行不能であり、下流域は季節的な洪水に襲われやすい傾向がある。

2.2 気候

スリランカ国の気候は全体としては熱帯性であり、コロンボの年平均気温は 27°C である。しかし、標高の高い地域では気温は比較的低温で、標高約 1,800 m の Nuwara Eliya では 15°C 程度である。

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。コロンボおよび Nuwara Eliya の月別平均気温および月別降水量を Table 2.2-1 および Table 2.2-2 に示す。

Table 2.2-1 Monthly Mean Temperature

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Colombo	26.4	26.7	27.6	28.0	28.0	27.6	27.3	27.3	27.4	26.8	26.4	26.3
Nuwara Eliya	14.2	14.3	15.1	16.2	16.9	16.0	15.5	15.7	15.7	15.8	15.5	14.7

(°C)

Source: Hydropower Optimization Study, JICA

Table 2.2-2 Monthly Total Precipitation

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Colombo	79.7	81.8	113.7	255.8	368.7	199.5	147.0	90.1	233.7	372.2	319.0	175.1
Nuwara Eliya	116.1	89.6	68.9	168.9	184.7	215.0	185.0	160.1	177.1	245.0	221.9	212.9

(mm)

Source: Hydropower Optimization Study, JICA

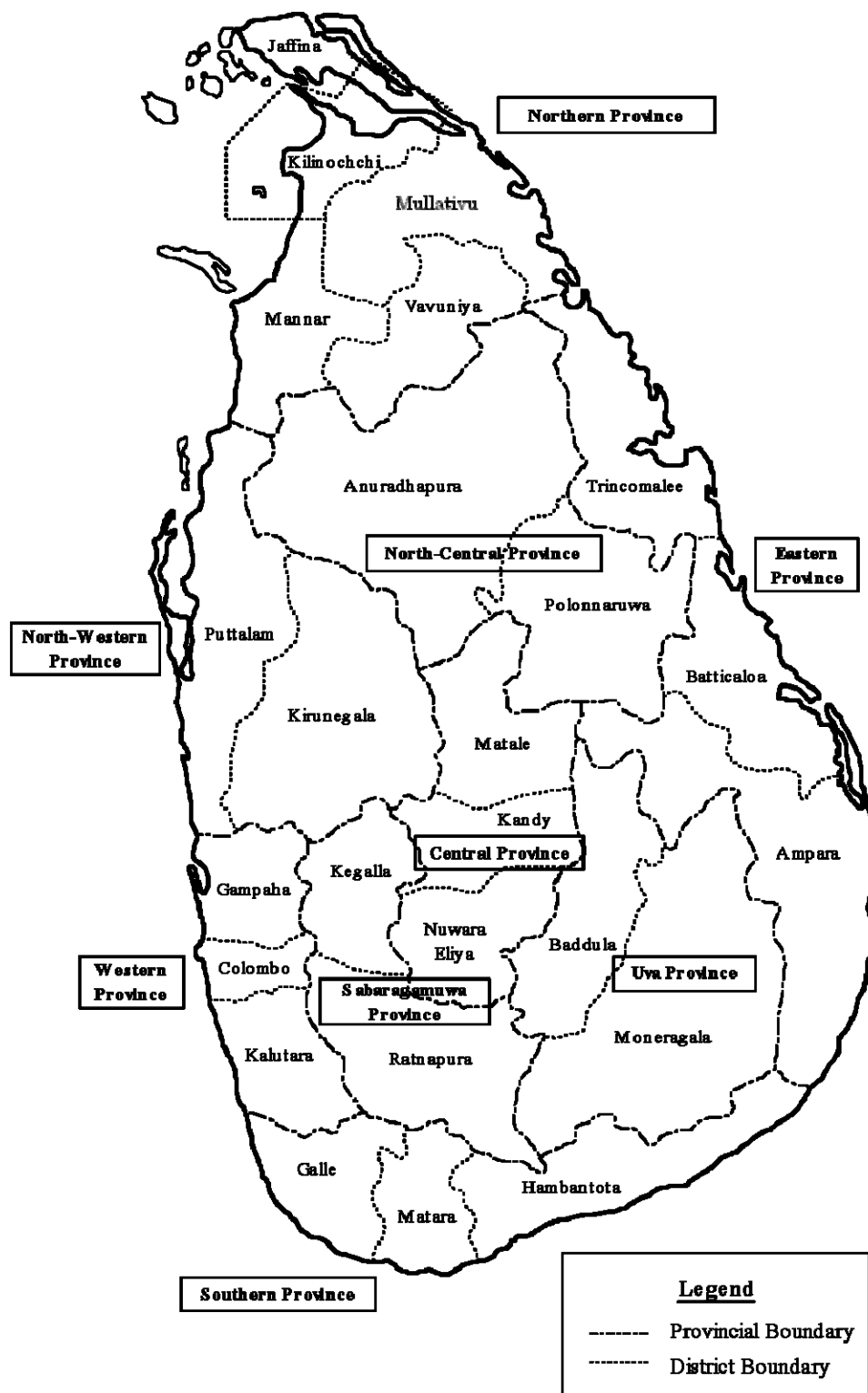
2.3 政府機関

国家元首である大統領は直接選挙によって選ばれ、その任期は 6 年である。スリランカでは大統領は政府首班を兼務し、首相と協議を行って閣僚を任命する。2008 年 3 月現在で 58 の内閣レベルの省庁が設置されており、CEB は電力エネルギー省の管轄下にある。

立法府は 225 議席の一院制の議会である。議員は修正比例代表制による一般投票によって選出され、その任期は 6 年である。

行政区画としては全国が九つの州 (Province) に分けられており、その下に 25 の郡 (District) がある。最小行政単位は Assistant Government Agent of Division (AGA Division) であり、全国に 247 の AGA Division がある。ヴィクトリア水力増設計画は中央州の Nuwara Eliya 郡に位置する。

Figure 2.3-1に行政区域境界を、Figure 2.3-2に地方行政機構を示す。



Source: Hydropower Optimization Study, JICA

Figure 2.3-1 Administrative Boundary

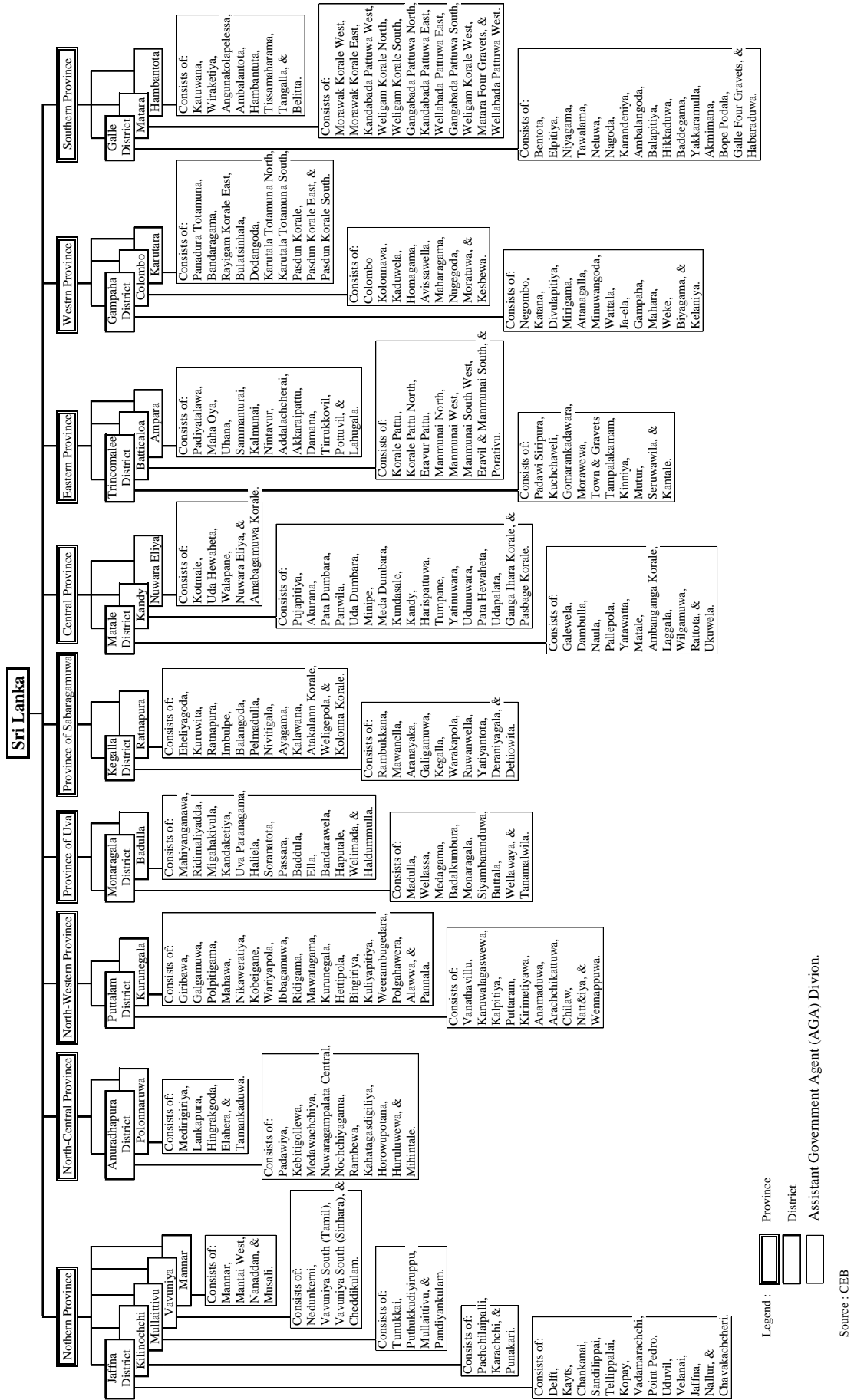


Figure 2.3-2 Administrative Structure of Sri Lanka

2.4 人口

2.4.1 国勢調査人口

スリランカでは、1871 年以來 2001 までに 13 回の人口国勢調査が実施された。2001 年の国勢調査は同年 7 月に、財務・計画省の下部機関である国勢調査・統計部(DCS)によって行われたが、その集計には北部州と東部州の 2 つの州が含まれていない。Table 2.4.1-1 は、1981 年および 2001 年の国勢調査人口を示している。同表に見られるように、1981 年の人口 1,485 万人は 2001 年には 1,880 万人に増加しており、この 20 年間の年平均増加率は 1.19%であった。

また人口密度は、Table 2.4.1-1 に示すように 2001 年時点で 1 km² 当たり約 333 人であった。

Table 2.4.1-1 Census Population and Administrative Area in Sri Lanka

Province/District	Area (km ²)			Population		Population Density in 2001 (Persons/km ²)	Average Annual Growth Rate (%) 1981 - 2001
	Land	Inland Waters	Total Area	1981 Census (1000)	2001 Census (1000)		
Western Province	3,593	91	3,684	3,920	5,381	1,461	1.60
Colombo	676	23	699	1,699	2,251	3,220	1.42
Gampaha	1,341	46	1,387	1,391	2,064	1,488	1.99
Kalutara	1,576	22	1,598	830	1,066	667	1.26
Central Province	5,575	99	5,674	2,009	2,424	427	0.94
Kandy	1,917	23	1,940	1,048	1,279	659	1.00
Matale	1,952	41	1,993	357	441	221	1.06
Nuwara Eliya	1,706	35	1,741	604	704	404	0.77
Southern Province	5,383	161	5,544	1,883	2,277	411	0.96
Galle	1,617	35	1,652	815	990	599	0.98
Matara	1,270	13	1,283	644	761	593	0.84
Hambantota	2,496	113	2,609	424	526	202	1.08
Northern Province	8,290	594	8,884	1,109			
Jaffna	929	96	1,025	831			
Kilinochchi	1,205	74	1,279	-			
Mannar	1,880	116	1,996	106			
Vavuniya	1,861	106	1,967	95			
Mullaitivu	2,415	202	2,617	77			
Eastern Province	9,361	635	9,996	975			
Batticaloa	2,610	244	2,854	330			
Trincomalee	2,529	198	2,727	256			
Amparai	4,222	193	4,415	389	593	134	2.13
North-Western Province	7,506	382	7,888	1,704	2,170	275	1.22
Kurunegala	4,624	192	4,816	1,212	1,460	303	0.94
Puttalam	2,882	190	3,072	493	710	231	1.85
North-Central Province	9,741	731	10,472	850	1,105	106	1.32
Anuradhapura	6,664	515	7,179	588	746	104	1.20
Polonnaruwa	3,077	216	3,293	262	359	109	1.60
Uva Province	8,335	165	8,500	915	1,177	138	1.27
Baddula	2,827	34	2,861	641	780	273	0.99
Moneragala	5,508	131	5,639	274	397	70	1.88
Sabaragamuwa Province	4,921	47	4,968	1,482	1,802	363	0.98
Ratnapura	3,236	39	3,275	797	1,016	310	1.22
Kegalla	1,685	8	1,693	685	786	464	0.69
Total in Sri Lanka	62,705	2,905	65,610	14,847	18,797	333	1.19

Source : Final Result of 2001 Census, Department of Census and Statistics, MFP

Note: *1 The populations in Northern and Eastern Provinces were not included.

2.4.2 労働力

Table 2.4.2-1に示されているように、2007年時点での労働力は750万人で、その内94%は実際に雇用されていたと報告されている。すなわち、失業率は約6.0%である。1997年には失業率が10.5%であったので、失業率は最近の11年間で約4.5%改善されている。

2007年の労働市場の中で、セクターを農業、工業、サービス業の3つに分けると、サービス業は、42%を吸収しており、最大のものとなっている。次いで農業セクターで31%、工業セクターが27%である。農業セクターの占有率は、1997年の36%から徐々に下がり、サービス業セクターおよび工業セクターへの移行が見られる。

Table 2.4.2-2に見られるように、2007年の最低賃金は、大規模農園労働者が1日当たり171ルピー、また政府雇用の未熟練男性労働者が1か月当たり13,670ルピーであったと報告されている。1999年のそれらの賃金がそれぞれ95ルピー/日と3,400ルピー/日であったので、それぞれの成長率は8年間で1.80倍および4.02倍となっている。スリランカ国における消費者物価指数(CPI)の成長率が同じ期間で2.03倍(Table 2.5.5-1参照)であったので、賃金の成長率はCPIの成長率とほぼ同じか、高くなっている。

Table 2.4.2-1 Labour Force in Sri Lanka

Item	1997 *1	1998 *1	1999 *1	2000 *1	2001 *1	2002 *1	2003 *2	2004 *3	2005 *4	2006 *1	2007 *1
Estimated Mid-year Population (1000) *a											
Population in Sri Lanka	18,568	18,774	19,043	19,359	18,732	19,007	19,252	19,462	19,668	19,886	20,010
Annual Growth Rate (%)	1.3%	1.1%	1.4%	1.7%	-3.2%	1.5%	1.3%	1.1%	1.1%	1.1%	0.6%
Labour Force Participation of Household Population (1000)											
Household Population (10-years & Over)	12,871	12,882	13,169	13,565	13,870	14,201	15,651	16,593	16,871	14,834	15,048
Labour Force	6,266	6,661	6,673	6,827	6,773	7,145	7,654	8,061	8,141	7,599	7,489
Labour Force Participation Rate(%)	48.7	51.7	50.7	50.3	48.8	50.3	48.9	48.6	48.3	51.2	49.8
Actual Labour Force Situation											
Employed Force	5,608	6,049	6,083	6,310	6,236	6,519	7,013	7,394	7,518	7,105	7,042
Employment Rate(%)	89.5	90.8	91.1	92.4	92.1	91.2	91.6	91.7	92.3	93.5	94.0
Unemployed Force	658	611	591	517	537	626	641	667	623	493	447
Unemployment Rate(%)	10.5	9.2	8.9	7.6	7.9	8.8	8.4	8.3	7.7	6.5	6.0
Currently Employed Persons by Major Industrial Groups (%)											
Agriculture	36.2	39.3	36.3	36.0	32.6	34.5	34.0	33.5	30.7	32.2	31.3
Industries	24.2	21.9	21.9	23.6	23.9	22.4	23.0	24.1	25.6	26.6	26.6
Services	39.6	38.8	41.8	40.3	43.5	43.1	43.0	42.4	43.7	41.2	42.1

Source Mid-year Population Estimate, Department of Census and Statistics

Sri Lanka Labour Force Survey, Department of Census and Statistics

Note for Population:

*a: Population in 2001 was obtained from census of population and housing 2001, those in the other years were provisional.

Note for Labour Force;

*1: Excluding Eastern and Northern Provinces

*2: Including Eastern Province but excluding Northern Province

*3: Excluding Mulathivu and Kilinochchi Districts

*4: Including all districts

Table 2.4.2-2 Minimum Wages: 1997-2007

Item	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Average Wage Rate*1 (Rs./day)											
Agriculture *2	82.00	88.80	94.81	96.14	100.96	107.69	114.60	119.53	127.52	147.94	170.53
Manufacturing	77.74	82.08	89.47	93.42	105.06	111.04	114.52	123.72	126.31	128.51	173.15
Construction	86.00	91.42	99.00	99.00	155.00	155.00	155.00	155.00	178.50	178.50	200.50
Average Earnings*1 (Rs./day)											
Agriculture *2	87.40	100.72	96.89	104.12	112.11	128.72	138.43	152.94	178.47	206.33	198.01 *4
Manufacturing	166.30	174.17	199.20	221.11	230.66	273.10	306.28	310.84	336.49	356.11	411.60 *4
Construction	209.50	247.55	241.11	285.99	263.12	259.63	276.42	335.70	416.75	424.55	408.37 *4
Index Numbers of Minimum Wages (Base: 1978=100)											
Agriculture	971.8	1,097.7	1,115.9	1,142.7	1,176.4	1,269.6	1,382.3	1,397.7	1,527.4	1,567.1	1,821.40
Industry & Construction	710.7	807.7	829.2	857.2	919.7	986.5	1,009.4	1,044.1	1,078.4	1,090.6	1,522.40
Services	487.2	506.3	559.7	559.7	657.6	678.0	678.0	751.0	779.7	779.7	1,057.10
All Combined	849.1	953.3	977.6	1,000.4	1,049.2	1,126.5	1,205.3	1,233.1	1,329.7	1,358.2	1,648.80
Tea & Rubber Estate Workers											
Minimum Daily Rate of Wages (Rs./day)	82.41	85.47	94.65	94.65	97.51	99.56	112.24	116.46	116.46	132.83	154.51
Minimum Wage Rate Index Number (Base 1978=100)	957.15	992.65	1,099.30	1,099.30	1,132.57	1,156.33	1,303.54	1,352.61	1,352.61	1,542.74	1,794.57
Index Number of Real Wages (Base 1978=100)	104.46	98.96	104.70	98.69	88.99	82.99	87.70	84.97	76.01	76.65	75.30
Unskilled Male Workers in Government Employment *3											
Minimum Monthly Rate of Wages (Rs./month)	3,400.00	3,400.00	3,400.00	3,750.00	4,700.00	5,600.00	5,600.00	7,058.33	9,350.09	11,727.50	13,667.60
Minimum Wage Rate Index Number (Base 1978=100)	1,226.55	1,226.50	1,226.55	1,352.81	1,695.53	2,020.20	2,020.20	2,546.30	3,373.02	4,230.70	4,930.56
Index Number of Real Wages (Base 1978=100)	133.99	122.32	116.85	121.17	133.09	144.99	136.32	159.55	189.56	209.61	207.94

Source : Statistical Abstract 2007, December 2007, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning Department of Labour

Note: *1 Wage Rates and Earnings are for the unskilled and skilled workers, respectively.

*2 There is no official minimum wage for agriculture sector, these rates are averages of plantation sector, i.e., Tea, Rubber, Coconut, Cocoa, Caromen and Pepper Growing Trades.

*3 As there is no salary inequality among workers in government employment according to their gender, all unskilled workers have been considered alike.

*4 Provisional

2.4.3 民族および宗教

スリランカ国は、3つの主な民族、すなわちシンハラ人、タミール人、イスラム教信奉徒によって構成されており、Table 2.4.3-1に示されるように、これらの3民族で全人口の99%以上を占めている。これらの民族グループは、宗教・言語の区別に基づいている。これら3つの民族のなかでは、シンハラ人が全体のほぼ4分の3を占めている。シンハラ人は、国の南部、西部、中央部および中央北部の各地区において大多数を占めており、特に低湿地の農村地帯においては、95%以上の構成比を示している。タミール人はスリランカ・タミール人およびインド・タミール人の2つのグループから成り、全人口の約17%を占めている。彼らは、主にジャフナ半島、中央高地、コロomboおよび北部低湿地に居住している。イスラム教信奉徒は約8%を占めており、主として東部低湿地に住んでいる。

また、宗教については、Table 2.4.3-2に示すように、仏教徒が77%を占め、次いでヒンズー教徒およびイスラム教徒のそれぞれ8%、カソリック教徒の6%と続いている。

Table 2.4.3-1 Population by Ethnicity in 2001 Census Year

(Unit: 1000)

Province/District	Sinhalese	Sri Lankan Tamil	Indian Tamil	Sri Lankan Moor	Burgher	Malay	Others	Total
Western Province	4,531	326	62	375	28	37	25	5,384
Colombo	1,724	248	25	203	16	22	14	2,252
Gampaha	1,878	65	8	79	11	14	10	2,065
Kalutara	929	13	29	93	1	1	1	1,067
Central Province	1,584	122	483	223	3	5	4	2,424
Kandy	948	52	104	168	2	3	2	1,279
Matale	354	24	23	38	0	1	1	441
Nuwara Eliya	282	46	356	17	1	1	1	704
Southern Province	2,163	18	26	63	0	7	0	2,277
Galle	935	11	9	35	0	0	0	990
Matara	717	5	17	22	0	0	0	761
Hambantota	511	2	0	6	0	7	0	526
Northern Province								
Jaffna								
Kilinochchi								
Mannar								
Vavuniya								
Mullaitivu								
	49	976	3	13	0	0	0	1,041
Eastern Province	323	634	2	455	4	1	0	1,419
Batticaloa *1	6	362	1	114	3	0	0	486
Trincomalee *1	80	163	0	96	0	1	0	340
Amparai	237	109	1	245	1	0	0	593
North-Western Province	1,864	66	5	228	1	3	2	2,169
Kurunegala	1,341	18	3	95	0	2	1	1,460
Puttalam	523	48	2	133	1	1	1	709
North-Central Province	1,001	12	0	89	0	0	2	1,104
Anuradhapura	676	5	0	62	0	0	2	745
Polonnaruwa	325	7	0	27	0	0	0	359
Uva Province	940	36	151	47	1	2	1	1,178
Baddula	564	30	144	39	1	2	1	781
Moneragala	376	6	7	8	0	0	0	397
Sabaragamuwa Province	1,557	44	127	71	0	0	2	1,801
Ratnapura	882	29	83	21	0	0	1	1,016
Kegalla	675	15	44	50	0	0	1	785
Total in Sri Lanka	14,012	2,234	859	1,564	37	55	36	18,797
% Distribution	75%	12%	5%	8%	0%	0%	0%	100%

Source : Final Result of 2001 Census, Department of Census and Statistics, MFP

Note: *1 The populations in Northern and Eastern Provinces were not included.

Table 2.4.3-2 Population by Religion in 2001 Census Year

(Unit: 1000)

District	Buddhist	Hindus	Islam	Roman Catholic	Other Christian	Others	Total
Colombo	1,578	195	242	182	51	3	2,251
Gampaha	1,480	42	93	418	28	1	2,062
Kalutara	884	35	106	36	5	0	1,066
Kandy	937	134	174	23	10	0	1,278
Matale	349	42	40	8	2	0	441
Nuwara Eliya	279	359	19	35	11	1	704
Galle	932	15	35	5	3	0	990
Matara	716	17	22	3	2	0	760
Hambantota	510	1	13	1	1	0	526
Amparai	236	100	245	8	4	0	593
Kurunegala	1,301	13	98	41	7	1	1,461
Puttalam	308	29	135	230	7	1	710
Anuradhapura	671	3	63	6	2	0	745
Polonnaruwa	320	7	27	4	1	0	359
Baddula	562	158	41	13	5	0	779
Moneragala	375	12	8	2	1	0	398
Ratnapura	880	97	22	12	5	0	1,016
Kegalla	668	52	52	9	5	0	786
Total in 18 Districts	12,986	1,311	1,435	1,036	150	7	16,929
% Distribution	77%	8%	8%	6%	1%	0%	100%

Source : Final Result of 2001 Census, Department of Census and Statistics, MFP

2.5 マクロ経済状況

スリランカ国のマクロ経済状況を以下の各項で述べる。主要なマクロ経済指標をTable 2.5-1に示した。

Table 2.5-1 Major Macroeconomic Indexes in Sri Lanka

No.	Description	Unit	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 *1
1	Population at mid year	1000	18,774	19,043	19,359	18,732	19,007	19,252	19,462	19,668	19,886	20,010	20,217
2	Unemployment rate	%	9.2	8.9	7.6	7.9	8.8	8.4	8.3	7.7	6.5	5.5	5.2
3	GDP at Current Factor Cost Price	Billion Rp.	912.8	994.7	1125.3	1245.6	1403.3	1562.7	1800.7	2098.0	2484.2	n.a	n.a
4	Growth rate of GDP at Current Factor Cost Price	%	4.7	4.3	6.0	-1.5	4.0	6.0	5.4	6.0	7.4	n.a	n.a
5	Per Capita GDP at Current Market Price	US\$	879	863	899	841	870	981	1,062	1,241	1,421	1,634	2,014
6	CPI Growth Rate	%	n.a.	n.a.	1.5	12.0	10.2	2.6	7.9	10.6	9.6	20.4	n.a.
7	Sri Lanka Consumers' Price Index												
7	Average Exchange Rate (US\$ 1 =) *1	Rp.	64.59	70.39	75.78	89.36	95.66	96.52	101.19	100.50	103.95	110.62	108.33
8	Trade Balance	Billion Rp.	-1,091	-1,369	-1,798	-1,157	-1,407	-1,539	-2,243	-2,516	-3,370	-3,656	-5,871
9	Exports	Billion Rp.	4,798	4,610	5,522	4,817	4,699	5,133	5,757	6,347	6,883	7,640	8,137
10	Imports	Billion Rp.	5,889	5,979	7,320	5,974	6,106	6,672	8,000	8,863	10,253	11,296	14,008
11	Current Account Balance (% of GNP)	%	-1.4	-3.6	-6.4	-1.4	-1.4	-0.4	-3.1	-2.7	-5.3	-4.3	-9.3
12	Investment (% of GDP)	%	25.1	27.3	28	22	21.3	22	25.3	26.8	28.0	28.0	27.5
	Private	%	24.8	24.8	24.8	19.2	18.7	19.2	22.5	22.4	23.9	22.6	20.6
	Government	%	3	3.5	3.3	2.8	2.6	2.8	2.7	4.4	4.1	5.4	6.9
13	National Savings (% of GDP)	%	23.4	23.5	21.5	20.3	19.5	21.5	22	23.8	22.3	23.3	18.2
14	Revenue of Government Financial Operation (% of GDP)	%	17.2	17.7	16.8	16.7	16.5	15.2	14.9	15.5	16.3	15.8	14.9
15	Expenditure of Government Financial Operation (% of GDP)	%	26.3	25.2	26.7	27.5	25.4	22.9	22.8	23.8	24.3	23.5	22.6
16	Overall Budget Deficit of Government Financial Operation (% of GDP)	%	-9.2	-7.5	-9.9	-10.8	-8.9	-7.7	-7.9	-8.4	-8.0	-7.7	-7.7
17	Government Debt (% of GDP)	%	90.8	95.1	96.9	103.3	105.6	102.3	102.3	90.6	87.8	85.0	81.1
18	Total External Debt and Liabilities (% of GDP)	%	55.5	57.8	54.5	53.2	56.3	56.9	54.9	46.5	42.4	43.2	37.1
19	Debt service ratio	%	13.3	15.2	14.7	13.2	13.2	11.6	11.6	7.9	12.7	13.1	15.0

Source: Statistical Abstract, Department of Census and Statistics
Annual Report, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1: Period Average

2.5.1 国家経済

スリランカの国内総生産(GDP)は、Table 2.5.1-1に示されているように、2006年では2兆4,842億ルピー(要素費用表示)であった。主な経済部門の中で、「商業およびレストラン・ホテル」セクターは、4,964億ルピーと最大の粗付加価値(GVA)を記録した。これは、Table 2.5.1-2に示されているように、GDPの20%を占め、国家経済にとって最高の貢献率となっている。しかし、同セクターは、最近10年間においてGDPに占める構成比は徐々に減少している。

「農業、林業、漁業」セクターは、GDPへの貢献度で第2位であり、GVAで4,090億ルピーを上げ、GDPの16.5%を占めている。表中に示されるように、同セクターの貢献度も徐々に減少しつつある。

更に、運輸・通信セクターのGVAが3,614億ルピーで、GDPの14.5%を占め、第3位の経済貢献度を示している。2005年までは、製造業セクターが第3位を占めていたが、2006年には、運輸・通信セクターのGVAが製造業セクターを追い越し、第3位となった。

2008年の国民一人当たりのGDP(名目価格)は、Table 2.5.1-3の中に示されるように218,200ルピーであった。米ドルで表示すると、一人当たりのGDPは約2,014USドルである。ドルベースでは、1999年と2001年にはマイナス成長を記録したものの、2003年以降順調な伸びを示している。

Table 2.5.1-4は、1996年（要素費用表示）の価格一定でGDPを示しており、その伸び率は国家経済の実質成長を表している（Table 2.5.1-5参照）。早魘による農業生産の減少、輸出需要の落込みなどのため2001年には、国のGDP成長率が1.5%のマイナス成長を示し、最近の10年間で最悪の業績を記録した。しかしながら、Table 2.5.1-5に示されるように、最近の5年間のGDPの成長は、平均5.8%と安定した成長率を記録している。2004年12月に発生したインド洋津波は、推定10億ドルの被害をもたらしたが、復興事業のための投資が活発化したことで相殺され、津波の経済全体に対する影響は懸念されたよりもずっと小さかったといえる。

「商業およびレストラン・ホテル」、「農業、林業、漁業」および運輸・通信セクターという主要な3つのセクターは、2006年までの5年間の平均成長率で、各々5.6%、2.1%および11.3%で成長したことになる。従って、「農業、家畜、漁業」セクターがこれらの中では最低の成長率で成長したことになる。運輸・通信セクターの成長率が高く、経済成長の観点からみて注目すべきセクターである。また、電力・ガス・給水セクターの成長率は、年により変化が著しいが、同期間には平均12.0%で成長している。

Table 2.5.1-6は1996年から2006年までの国内総支出(GDE)を市場価格表示で示している。2006年の消費支出は2兆2,130億ルピーで、Table 2.5.1-7に示されるようにGDEの73%を占めている。一方、総固定資本形成は8,030億ルピーで、GDEの27%を占めている。このなかで、公共部門は1,080億ルピーで、GDEの合計の4%に止まっている。このシェアは2002年まで徐々に減少していたが、2003年以降は増加している。他方、民間部門では一時的に減少はしたものの、その占有率は1996年の19%から2006年には23%に増加している。

Table 2.5.1-1 Gross Domestic Product at Current Factor Cost Prices: 1996-2006

Sector	(Unit: Rs. Billion)											
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 *1	
Agriculture, Forestry & Fishery	156.1	175.8	192.7	205.6	223.9	249.8	287.8	297.3	320.5	362.8	409.0	
Agriculture	122.6	139.0	153.3	163.5	177.4	199.6	232.9	238.2	257.7	306.4	329.9	
Tea	10.3	12.7	14.4	12.3	15.6	15.9	17.3	16.9	20.8	21.6	22.8	
Rubber	4.0	3.1	2.5	2.3	2.5	2.5	3.2	4.9	6.3	8.0	11.6	
Coconut	12.8	15.0	15.6	17.7	13.2	13.3	20.2	19.3	19.4	23.9	22.6	
Paddy	19.9	24.5	26.8	30.2	32.1	34.7	41.8	41.0	45.1	53.3	49.4	
Others	75.5	83.8	94.0	101.1	114.0	133.2	150.3	156.2	166.1	199.6	223.6	
Forestry	14.8	15.4	15.7	16.3	17.1	19.1	20.6	24.7	29.0	34.8	41.0	
Fishery	18.8	21.4	23.7	25.8	29.4	31.1	34.4	34.4	33.8	21.6	38.0	
Mining & Quarrying	13.9	16.6	17.4	18.3	21.5	24.0	25.8	27.5	36.0	45.0	53.9	
Manufacturing	112.7	131.9	151.0	163.1	189.3	198.7	222.0	243.6	275.8	310.4	345.9	
Export Processing (Tea, Rubber & Coconut)	16.2	19.5	23.2	24.8	28.2	28.6	35.0	35.9	42.1	47.3	52.7	
Factory Industry	87.8	102.3	116.6	125.9	147.3	155.5	170.5	189.8	214.5	239.6	264.9	
Small Industry	8.8	10.1	11.3	12.4	13.8	14.7	16.4	17.9	19.3	23.6	28.3	
Construction	48.2	56.4	69.3	75.5	82.7	95.1	100.6	113.3	142.4	176.9	225.9	
Electricity, Gas & Water	9.2	11.3	13.7	14.4	13.4	16.1	20.3	28.4	27.7	36.6	46.7	
Trade, Restaurants & Hotels	159.8	182.5	202.2	218.3	261.2	269.9	295.5	323.3	380.9	424.7	496.4	
Transport & Communication	74.5	87.2	102.6	115.0	133.0	152.0	175.7	216.1	260.3	305.5	361.4	
Banking, Insurance & Real Estate	68.3	80.7	92.9	106.8	114.4	138.1	158.1	192.7	217.6	254.5	313.9	
Public Administration	53.2	61.3	71.0	77.7	85.7	101.9	117.5	120.6	139.6	181.5	231.1	
GDP	695.9	803.7	912.8	994.7	1,125.3	1,245.6	1,403.3	1,562.7	1,800.7	2,098.0	2,484.2	
Net Factor Income from Abroad	-11.3	-9.4	-11.6	-17.8	-23.1	-23.8	-24.2	-16.5	-20.7	-30.0	-40.8	
GNP	684.7	794.3	901.3	976.9	1,102.2	1,221.8	1,379.1	1,546.2	1,780.1	2,068.0	2,443.4	

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional estimates

Table 2.5.1-2 Share of Gross Value Added to GDP: 1996-2006

Sector	(Unit: %)										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*1
Agriculture, Forestry & Fishery	22.4	21.9	21.1	20.7	19.9	20.1	20.5	19.0	17.8	17.3	16.5
Mining & Quarrying	2.0	2.1	1.9	1.8	1.9	1.9	1.8	1.8	2.0	2.1	2.2
Manufacturing	16.2	16.4	16.5	16.4	16.8	16.0	15.8	15.6	15.3	14.8	13.9
Construction	6.9	7.0	7.6	7.6	7.3	7.6	7.2	7.2	7.9	8.4	9.1
Electricity, Gas & Water	1.3	1.4	1.5	1.5	1.2	1.3	1.4	1.8	1.5	1.7	1.9
Trade, Restaurants & Hotels	23.0	22.7	22.2	21.9	23.2	21.7	21.1	20.7	21.2	20.2	20.0
Transport & Communication	10.7	10.8	11.2	11.6	11.8	12.2	12.5	13.8	14.5	14.6	14.5
Banking, Insurance & Real Estat	9.8	10.0	10.2	10.7	10.2	11.1	11.3	12.3	12.1	12.1	12.6
Public Administration	7.6	7.6	7.8	7.8	7.6	8.2	8.4	7.7	7.8	8.7	9.3
GDP	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Study Team's calculation by using Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional estimates

Table 2.5.1-3 Per Capita GDP at Current Market Price: 1998-2008

Item	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*1
In Local Monetary Unit (Rs.)	56,760	60,740	68,102	75,133	83,226	94,664	107,432	124,709	147,775	178,830	218,161
In US Dollars Equivalent (US\$)	879	863	899	841	870	981	1,062	1,241	1,421	1,634	2,014

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Annual Report 2008, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional estimates

Table 2.5.1-4 Gross Domestic Product at 1996 Constant Factor Cost Prices: 1996-2006

Sector	(Unit: Rs. Billion)										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*1
Agriculture, Forestry & Fishery	156.11	160.75	164.80	172.24	175.32	169.38	173.60	176.45	175.85	179.28	187.73
Agriculture	122.59	126.11	128.34	133.95	136.21	130.41	132.88	137.15	135.97	148.71	149.51
Tea	10.33	11.07	11.20	11.34	12.23	11.80	12.40	12.13	12.32	12.62	12.38
Rubber	4.01	3.80	3.45	3.49	3.15	3.10	3.26	3.26	3.37	3.74	3.89
Coconut	12.84	13.26	12.83	14.00	15.12	13.07	11.29	12.20	12.21	11.95	12.86
Paddy	19.89	22.12	26.17	27.89	27.81	26.22	27.53	29.63	25.15	31.28	31.93
Others	75.52	75.86	74.70	77.24	77.91	76.21	78.40	79.92	82.92	89.13	88.45
Forestry	14.75	14.94	15.12	15.32	15.56	16.34	16.66	16.89	17.11	17.40	18.25
Fishery	18.76	19.70	21.35	22.97	23.54	22.63	24.06	22.41	22.78	13.17	19.97
Mining & Quarrying	13.93	14.46	13.68	14.24	14.92	15.02	14.86	15.70	16.95	19.33	20.89
Manufacturing	112.72	122.93	130.70	136.50	149.12	142.91	145.86	151.95	159.72	169.34	178.36
Export Processing (Tea, Rubber & Coconut)	16.20	16.77	16.58	17.21	17.93	16.74	16.58	16.56	16.77	17.22	17.41
Factory Industry	87.77	96.80	104.15	108.84	120.16	115.53	118.41	123.86	131.42	139.44	147.60
Small Industry	8.75	9.36	9.98	10.46	11.03	10.65	10.87	11.54	11.54	12.67	13.34
Construction	48.23	50.84	54.46	57.08	59.82	61.29	60.80	64.12	68.33	74.41	80.37
Electricity, Gas & Water	9.17	9.92	10.92	11.96	12.50	12.13	12.04	14.65	14.29	17.78	21.37
Trade, Restaurants & Hotels	159.75	170.15	177.61	179.94	195.23	181.73	191.51	206.51	219.04	225.10	238.32
Transport & Communication	74.50	81.07	87.27	94.30	101.67	105.50	113.52	125.54	142.73	159.48	180.31
Banking, Insurance & Real Estate	68.32	73.95	77.94	81.26	85.77	91.46	99.82	108.59	114.66	122.13	133.96
Ownership of Dwelling	53.20	55.69	57.41	60.83	62.70	64.38	65.21	66.56	69.15	72.90	74.92
GDP	695.94	739.76	774.80	808.34	857.04	843.80	877.23	930.06	980.72	1,039.76	1,116.22
Net Factor Income from Abroad	-11.26	-8.82	-9.89	-14.00	-16.84	-14.74	-13.97	-9.47	-11.30	-16.53	-21.67
GNP	684.68	730.95	764.91	794.34	840.20	829.06	863.26	920.59	969.42	1,023.24	1,094.55

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Estimated on the basis of GDP at 1982 constant prices.

*2 Provisional estimate

Table 2.5.1-5 Real Growth Rates of GDP and GVA: 1996-2006

Sector	(Unit: %)									
	1997/96	1998/97	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05
Agriculture, Forestry & Fishery	3.0	2.5	4.5	1.8	-3.4	2.5	1.6	-0.3	1.9	4.7
Mining & Quarrying	3.8	-5.4	4.1	4.8	0.7	-1.1	5.7	7.9	14.1	8.0
Manufacturing	9.1	6.3	4.4	9.2	-4.2	2.1	4.2	5.1	6.0	5.3
Construction	5.4	7.1	4.8	4.8	2.5	-0.8	5.5	6.6	8.9	8.0
Electricity, Gas & Water	8.1	10.1	9.5	4.5	-2.9	-0.7	21.6	-2.5	24.5	20.2
Trade, Restaurants & Hotels	6.5	4.4	1.3	8.5	-6.9	5.4	7.8	6.1	2.8	5.9
Transport & Communication	8.8	7.6	8.1	7.8	3.8	7.6	10.6	13.7	11.7	13.1
Banking, Insurance & Real Estate	8.2	5.4	4.3	5.5	6.6	9.1	8.8	5.6	6.5	9.7
Ownership of Dwelling	4.7	3.1	6.0	3.1	2.7	1.3	2.1	3.9	5.4	2.8
GDP	6.3	4.7	4.3	6.0	-1.5	4.0	6.0	5.4	6.0	7.4

Study Team's calculation by using Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Table 2.5.1-6 Gross Domestic Expenditure at Current Market Prices: 1996-2006

Item	(Unit: Rs. Billion)										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 *1
1. Consumption	650.4	736.0	823.3	890.2	1,038.4	1,185.5	1,358.6	1,486.3	1,686.5	1,906.3	2,213.0
(1) Private Consumption	569.4	643.8	723.5	790.4	906.2	1,041.0	1,214.1	1,341.9	1,542.1	1,761.9	2,068.5
(2) Public Consumption	81.0	92.2	99.7	99.9	132.2	144.4	144.4	144.4	144.4	144.4	144.4
(a) Central Government	79.4	90.3	97.8	98.2	130.8	143.7	138.9	138.7	164.5	194.9	253.2
(b) Local Governments	1.6	1.9	2.0	1.6	1.4	0.7	0.4	0.6	0.4	0.2	0.2
2. Gross Domestic Fixed Capital Formation	183.5	216.9	255.7	301.7	352.6	309.6	330.5	386.6	506.7	627.2	803.0
(1) Private Sector & Public Corporation	160.2	187.0	221.8	266.5	311.5	267.3	298.7	345.9	461.5	528.0	695.3
(2) Government & Public Enterprises	23.3	29.9	34.0	35.2	41.1	42.3	31.8	40.7	45.2	99.2	107.7
3. Changes in Stocks	2.8	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	4.3	2.1	0.3	0.3	0.4
(1) Private Sector & Public Corporation	2.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	4.2	2.1	0.2	0.2	0.3
(2) Government & Public Enterprises	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
4. Gross Domestic Expenditure (GDE)	836.7	953.1	1,079.1	1,192.1	1,391.0	1,495.2	1,693.4	1,875.1	2,193.5	2,533.9	3,016.3

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional

Table 2.5.1-7 Percentage Distribution of Gross Domestic Expenditure: 1996-2006

Item	(Unit: %)										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 *1
1. Consumption	77.7	77.2	76.3	74.7	74.6	79.3	80.2	79.3	76.9	75.2	73.4
(1) Private Consumption	68.1	67.5	67.0	66.3	65.1	69.6	71.7	71.6	70.3	69.5	68.6
(2) Public Consumption	9.7	9.7	9.2	8.4	9.5	9.7	8.5	7.7	6.6	5.7	4.8
2. Gross Domestic Fixed Capital Formation	21.9	22.8	23.7	25.3	25.3	20.7	19.5	20.6	23.1	24.8	26.6
(1) Private Sector & Public Corporation	19.1	19.6	20.5	22.4	22.4	17.9	17.6	18.4	21.0	20.8	23.1
(2) Government & Public Enterprises	2.8	3.1	3.1	3.0	3.0	2.8	1.9	2.2	2.1	3.9	3.6
3. Changes in Stocks	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0
4. GDE	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Study Team's calculation by using Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional estimates

2.5.2 対外貿易と国際収支

Table 2.5.2-1で明らかなように、スリランカは2008年までの長年の間、経常収支については赤字を計上してきている。特に貿易収支については、多額の赤字を記録してきた。津波被害の復興事業および好調な経済活動による輸入需要の増加、原油をはじめとした輸入品の価格の高騰のため、貿易収支の赤字は2006年以後急速に増加している。他方では、海外労働者送金を含む貿易外収支の収支残高は、黒字を維持してきているが、結果としては、経常収支は恒常的な赤字を記録している。

資本勘定は、資本収支については黒字を記録してきた。更に、同表に示されているように、長期金融勘定については年々変動しているものの、黒字を計上してきた。また、短期金融勘定は、その残高は不安定であったが、結果としては、資本・金融勘定はほとんどの年で適度なバランスを保つことができた。つまり、長期貸付金と外国援助の受け入れによって、経常収支および負債弁済の赤字を何とかカバーすることができている。

また、直接投資については、2006年以降、その額が増加していることが注目される。

スリランカの対外貿易は、上述したように恒常的な赤字を計上している。その貿易構造としては、従来のパターンを維持してきている。すなわち、輸出商品としては、紅茶、ゴム、ココナッツなど、また織物、衣服、石油製品などの軽工業製品が中心であり、一方、輸入品としては、米、小麦、砂糖などの消費財、石油、肥料などのような中間財、そして機械類、輸送機器などのような資本財などが中心である。これは、開発途上国の典型的な対外貿易構造であると言える。従って、農産品や工業製品の国際市場動向は、スリランカの対外貿易だけでなく国家の経済に対しても大きな影響を及ぼしている。

Table 2.5.2-2は、貿易商品別の対外貿易の構成を示している。これらのデータによれば、1998年以降では、繊維・衣服、石油製品等の工業商品は全輸出額に対して常に70%を超えるシェアを占める最大の輸出製品となっている。第2位の輸出製品は、同期間の平均で約20%を占めた紅茶、ゴムおよびココナッツを含む農産物である。

一方、輸入製品では、石油、肥料、化学薬品、織物、衣類などの中間財が全体の50%以上を占めている。第2位の輸入品は、機械、輸送機器、建設資材などの投資財で、平均的シェアは約22%となっている。

2.5.3 国家財政

スリランカの会計年度は、暦年と同じで1月1日から始まり、同年12月31日に終了する。2007年と2008年のスリランカ政府の財政は、Table 2.5.3-1に示されるように、歳入がそれぞれ総計5,651億ルピーおよび6,553億ルピーで、歳出は8,416億ルピーおよび9,961億ルピーであった。従って、これらの財政運営の結果は2007年には2,766億ルピーの、2008年には3,409億ルピーの赤字を計上した。これらの赤字は、国内外からの借入金によって補填された。2008年の赤字額は、GDPの7.7%に相当した。

税収の全歳入に占める比率は、2007年、2008年とも約90%であった。経常支出が全歳出に占める比率は、2007年で74%、2008年で75%であった。

政府の国内外からの借入残高は2008年末で3兆5,781億ルピーとなっており、これは同年のGDPの81%に相当している。

Table 2.5.3-1 Fiscal Operation of Government: 1998-2008

(Unit: Rs. Billion)											
Item	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 *1
Revenue	175.0	195.9	211.3	234.3	261.9	276.5	311.5	379.7	477.3	565.1	655.3
1. Tax Revenue	147.4	166.0	182.4	205.8	221.8	231.6	281.6	336.8	428.4	508.9	585.6
(1) Direct Taxws	20.4	28.2	27.5	34.6	37.4	39.4	41.4	52.5	80.5	107.2	n.a
(2) Indirect Taxes	126.9	137.8	154.9	171.2	184.4	192.3	240.2	284.3	347.9	401.8	n.a
2. Non-tax Revenue	27.7	29.9	28.9	28.5	40.1	44.9	29.9	42.9	49.0	56.1	69.6
Expenditure & Net Lending	268.2	279.2	335.8	386.5	403.0	417.7	476.9	584.7	713.1	841.6	996.1
1. Current Expenditure	199.6	207.3	254.3	303.4	330.8	334.7	389.7	443.3	547.5	622.8	743.7
(1) General Services	66.2	63.2	82.6	82.1	81.0	86.4	95.4	105.6	133.1	162	n.a
(2) Social Services	63.6	66.3	77.2	88.0	106.1	104.8	138.8	188.7	204.6	226	n.a
(3) Economic Services	10.5	10.1	12.1	15.8	17.2	14.4	22.1	28.7	50.6	50	n.a
(4) Others including interest payment	59.3	67.7	82.4	117.4	126.6	129.1	133.3	120.3	159.1	185	n.a
2. Capital Expenditure	68.5	71.9	81.5	83.2	72.1	83.0	87.2	141.4	165.7	218.8	252.4
(1) General Services	6.2	6.3	7.2	6.6	4.7	5.2	7.2	9.9	21.4	32.1	n.a
(2) Social Services	15.5	17.5	16.5	14.6	15.7	19.2	29.0	36.0	48.4	55.0	n.a
(3) Economic Services	44.7	44.9	54.7	54.9	51.7	58.7	61.3	77.5	106.8	130.8	n.a
(4) Others and Net Lending	2.1	3.1	3.3	7.1	0.1	-0.2	-10.2	18.0	-10.8	0.9	n.a
Budget Deficit before Grants	-93.1	-83.3	-124.5	-152.2	-141.1	-141.2	-165.4	-205.0	-235.8	-276.6	-340.9
Financing of Budget Deficit	93.1	83.3	124.5	152.2	141.1	140.5	165.4	205.0	235.8	276.6	340.9
Foreign Financing	10.2	1.5	0.9	14.5	2.0	43.1	37.1	47.8	41.9	100.9	-5
Grants	7.2	6.8	5.1	5.5	7.1	7.6	8.7	32.6	30.1	30.5	31
Domestic Financing	71.4	74.9	118.5	123.6	126.4	79.7	117.2	123.6	163.8	145.1	314
Privatization Proceeds	4.4	0.1	0.4	8.6	5.7	10.2	2.4	1.0	0.0	0.0	0.0
Government Debt Outstanding	924.7	1,051.3	1,218.7	1,452.7	1,670.3	1,863.9	2,139.5	2,222.3	2,607.7	3,041.7	3,578.1
Domestic	463.4	543.5	676.7	816.0	948.4	1,020.0	1,143.4	1,265.7	1,479.2	1,715.2	2,129.3
Foreign	461.3	507.9	542.0	636.7	722.0	843.9	996.1	956.6	1,128.5	1,326.5	1,448.7
As percentage of GDP											
Revenue	17.2	17.7	16.8	16.7	16.5	15.2	14.9	15.5	16.3	15.8	14.9
Expenditure	26.3	25.2	26.7	27.5	25.4	22.9	22.8	23.8	24.3	23.5	22.6
Overall Budget Deficit (before Grants)	-9.2	-7.5	-9.9	-10.8	-8.9	-7.7	-7.9	-8.4	-8.0	-7.7	-7.7
Government Debt Outstanding	90.8	95.1	96.9	103.3	105.6	102.3	102.3	90.6	87.8	85.0	81.1

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka
Annual Report 2008, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Provisional

2.5.4 対外債務・残高

(1) 外国援助

Table 2.5.4-1に示されているように、DACの加盟国および国際援助機関からの政府開発援助(ODA)の純受領高は、2000年から2006年の7年間の合計で41.1億米ドルであり、また2006年では年間8.0億米ドルであった。その受領額は年々変動している。この期間で日本は、スリランカ国へのODAの最大援助供与国であった。

ODA の年純受領額は、2006 年では GDP のおよそ 2.8%に相当している。また、最近の 7 年の平均純受領額は、GDP の 2.8%、政府の歳入の約 18%に相当している。

(2) 対外債務と残高

Table 2.5.4-2に示されるように、2006 年には、対外債務残高は 114 億米ドルとなり、それは GDP の 42%に当たっている。債務残高は 2004 年から 100 億米ドルを超えている。2006 年の債務返済額は 9.6 億米ドルであり、その内訳は元金返済分が 7.0 億米ドルおよび利払い分が 2.6 億米ドルであった。

カントリー・リスクの指標の一つである債務返済比率(DSR)は、最小値が 2005 年で 7.9%、最大値が 2000 年で 14.7%であり、ここ数年は年毎に減少している。経済自立が困難とされる DSR が 20%のレベルよりは相当低いので、スリランカとしては対外債務問題の点からは正常な状態にあると言える。

Table 2.5.4-1 Total ODA Net: 2000-2006

(Unit: US\$ Million)								
Item	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
DAC Countries	240.2	279.9	188.5	271.0	337.2	857.3	485.3	2,659.4
Japan	163.7	184.7	118.9	172.3	179.5	312.9	202.7	1,334.7
USA	-3.9	-9.7	-11.0	-8.6	-3.4	59.1	29.2	51.7
Germany	21.2	31.1	7.8	16.3	28.6	75.2	63.9	244.1
UK	9.9	15.0	7.7	9.3	16.8	13.7	6.9	79.3
Australia	6.7	4.0	4.3	6.3	18.9	43.3	23.0	106.5
Netherlands	6.9	15.6	18.6	21.5	13.9	56.2	15.0	147.7
France	0.2	0.8	-2.5	-1.3	4.7	40.7	-0.7	41.9
Belgium	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	5.4	0.8	6.5
Norway	14.6	15.2	21.5	28.6	30.3	66.0	37.3	213.5
Sweden	16.7	18.3	15.0	13.5	23.0	51.7	20.6	158.8
Others	4.1	4.9	8.2	13.0	24.8	133.1	86.6	55.0
Multilateral	25.2	20.2	135.2	388.5	162.0	284.7	272.8	1,288.6
ADB	56.0	70.3	88.5	149.7	101.7	125.1	103.1	694.4
IDA	28.3	11.9	59.0	168.3	31.7	114.3	113.3	526.8
EC	6.0	7.1	12.6	15.2	14.9	16.1	24.5	96.4
UNDP	5.0	3.2	1.7	3.2	2.5	2.6	3.1	21.3
IFC	-	-	-	-	-	-	-	0.0
IMF	-85.6	-90.8	-50.8	22.4	-8.3	-	-	-213.1
Others	15.5	18.5	24.2	29.7	19.5	26.6	28.8	107.4
Other Donor Countries	10.5	12.7	20.0	17.5	20.8	50.0	37.8	169.3
Total	275.9	312.8	343.7	677.0	520.0	1,192.0	795.9	4,117.3
% of GDP *2	1.6	2.0	2.1	3.6	2.5	4.9	2.8	2.8 *1
% of Govt's Revenue *2	9.9	11.9	12.6	23.6	16.9	31.5	17.3	17.7 *1

Source: Geographical Distribution of Financial Flows to Aid Recipients, Disbursements Commitments Country Indicators, OECD Development Assistance Committee

Note: *1 Average from 2000 to 2006

* 2 Study Team calculation using data of DEC and CBSL

Table 2.5.4-2 External Debt: 2000-2006

Item	(Unit: US\$ Million)						
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total Debt Stocks	9,158	8,730	9,740	10,441	11,085	11,271	11,445
1. Long Term Debt	8,312	7,889	8,729	9,427	10,143	9,898	10,346
2. Use of IMF Credit	161	214	310	393	294	381	244
3. Short Term Debt	685	627	701	621	648	992	855
Debt Outstanding of Long Term Deb	8,312	7,888	8,729	9,427	10,143	9,898	10,346
1. Public and Publicly Guaranteed	7,944	7,499	8,400	9,159	9,847	9,655	10,140
a. Official Creditors	6,934	6,623	7,502	8,547	9,205	8,980	9,497
- Multilateral	3,412	3,239	3,754	4,281	4,656	4,554	4,914
- Bilateral	3,522	3,384	3,748	4,266	4,549	4,426	4,583
b. Private Creditors	1,010	876	898	612	642	675	644
- Bonds	65	65	65	65	65	65	65
- Commercial Banks	371	301	348	316	341	400	362
- Others	574	510	485	231	236	210	217
2. Private Non-guaranteed	368	389	329	268	296	243	206
Total Debt Service	790	753	721	606	771	449	958
1. Principal Repayment	541	521	501	419	553	302	698
a. Long Term Debt	455	450	450	388	441	264	544
b. IMF Repurchases	86	71	51	31	112	38	154
2. Interest Payments	249	232	220	187	218	147	260
a. Long Term Debt	214	209	205	175	191	99	201
b. IMF Charges	1	3	5	5	8	11	13
c. Short Term Debt	34	20	10	7	19	37	46
Ratios (%) *1							
1. Total Debt Stocks/GDP	54.5	53.2	56.3	56.9	54.9	46.5	42.4
2. Debt Service Ratio *2	14.7	13.2	13.2	11.6	11.6	7.9	12.7

Source: Global Development Finance, Country Tables, World Bank

Note: Long term debt is defined as having original maturity of more than one year.

*1 Source: Annual Report, Central Bank of Sri Lanka

*2 Debt service as a percentage of earnings from exports of goods and service

2.5.5 物価指数および為替レート

(1) 物価指数

Table 2.5.5-1は、1999年から2007年までの消費者物価指数(CPI)を示している。CPIは、2007年には249.5(ベース:1995年~1997を100)まで増加し、この8年間で2倍となった。これは、年平均のインフレーションに換算すると9.2%に相当する。同期間における最大のインフレ上昇率は2007年の20.4%、また、最小のものは2000年の1.5%であった。

(2) 外国為替相場

Table 2.5.5-2は、1996年から2008年までの外国為替相場(米ドル、日本円、ユーロ)の毎年の平均値を示している。対米ドルのルピーの交換レートは、1996年に1US\$当たり55.27ルピーであったものが2008年には108.33ルピーへと下落した。

Table 2.5.5-1 Consumers' Price Index: Whole Sri Lanka 1999-2007

Year Month	Consumer Price Index (CPI) : 1995-1997 = 100 *1					Annual Increase Rate of CPI (%)
	All	Food, Bevarage, & Tobacco	Clothing & Footwear	Housing, Water, Power, & Fuel	Miscel- laneous	
1999	123.2	125.1	114.4	112.5	120.1	
2000	125.1	124.2	115.6	122.8	124.1	1.5
2001	140.1	139.2	119.9	136.9	147.9	12.0
2002	154.4	153.3	131.4	147.5	169.3	10.2
2003	158.4	154.8	141.9	156.9	182.9	2.6
2004	170.9	168.1	149.3	166.0	191.2	7.9
2005	189.1	185.0	154.4	190.3	208.1	10.6
2006	207.2	197.6	164.3	230.7	224.8	9.6
2007	249.5	242.8	175.8	273.3	247.1	20.4

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, Central Bank of Sri Lanka

*1: Annual figures are averages of monthly figures.

Table 2.5.5-2 Average Exchange Rates *1: 1996-2008

Year	(Unit: Rupees)		
	US Dollar	Japanese Yen	Euro
1996	55.27	0.51	-
1997	58.99	0.49	-
1998	64.59	0.50	-
1999	70.39	0.62	75.07
2000	75.78	0.70	68.94
2001	89.36	0.74	79.99
2002	95.66	0.77	90.43
2003	96.52	0.83	109.16
2004	101.19	0.94	125.79
2005	100.50	0.91	125.10
2006	103.95	0.89	130.63
2007	110.62	0.94	151.63
2008 *2	108.33	1.05	159.32

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka, CBSL

Note: *1: Period Average

*2: Provisional

2.5.6 交通・通信

Table 2.5.6-1に示されるように、2007年における公道の総延長は11,900 kmであり、その増加率はわずかである。一方、自動車登録台数は、2002年からの6年間で年率10.6%の増加率であり、2007年の自動車登録台数は約312.6万台であったが、これらのうち約50%はモーターサイクルであった。

鉄道網については単線および複線共に広軌で、2002年に延長1,449 kmであり、これ以降の延長の増加はない。

国内には、コロンボ港、トリンコマレー港およびガル港の、3つの主な港湾施設を持っている。2007年にコロンボ港に寄港した貨物船と客船の数は、それぞれ4,326隻および33隻であった。

同じ年にトリンコマレー港およびガル港に寄港した船舶の数は、それぞれ 297 隻および 87 隻であった。

国際空港は、コロombo市の北方へ約 32 km の地点に位置する Bandaranaike 空港だけである。2007 年のこの空港の利用者は約 484.3 万人であり、貨物の取扱量は、154,500 トンであった。

郵便サービスのための施設数は、2007 年に郵便局が 641、準郵便局が 3,412、支局が 684 であった。電話については、同年に、274 万台の電話が有線および無線固定電話の形式で敷設されており、電話器普及率としては 100 人当たり 14 ユニットである。また、近年、携帯電話が急速に普及している。

Table 2.5.6-1 Transportation and Telecommunication : 2002-2007

Item	2002	2003	2004	2005	2006	2,007
Road Sector						
Length of Public Road in Total (km)*1	11,650	11,650	11,660	11,683	11,774	11,903
Number of Motor Vehicles Registered (1000)	1,892	2,074	2,298	2,527	2,828	3,126
Cars	253	275	294	311	339	361
Three Wheelers	133	169	213	254	319	362
Motor cycles	923	1,010	1,135	1,266	1,422	1,605
Public Vehicles	68	70	72	74	77	80
Goods Vehicles	186	197	208	222	242	260
Agricultural Tractors	177	188	201	218	239	262
Others	152	165	176	183	190	196
Railway						
Broad Gauge (km)	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449
Single Line	1,390	1,390	1,390	1,449	1,449	1,449
Double Line	117	131	131	131	131	131
Narrow Gauge (Single Line Only) (km)	59	59	59	-	-	-
Total	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449
Sea Port and Sea Transport						
Colombo Port						
Number of Ships Arrived	3,787	3,838	3,688	3,929	4,228	4,326
Total Gross Registered Tonnage (1000)	81.0	86.2	84.7	87.5	100.2	116.6
Total Net Registered Tonnage (1000)	39.3	41.8	40.9	41.8	48.5	57.6
Number of Sailing Craft Arrived	175	173	185	184	72	33
Total Gross Registered Tonnage (1000)	47	44	49	49	19	9
Total Net Registered Tonnage (1000)	38	36	40	-	-	-
Trincomalee Port						
Number of Ships Arrived	199	121	107	96	141	297
Total Gross Registered Tonnage (1000)	1,550	1,486	1,552	1,766	1,775	1,569
Total Net Registered Tonnage (1000)	921	875	869	1,014	987	881
Galle Port						
Number of Ships Arrived	76	73	88	114	100	87
Total Gross Registered Tonnage (1000)	411	393	460	551	607	484
Total Net Registered Tonnage (1000)	203	189	224	260	298	238
Air Transport						
Number of Passenger by Air Craft (1000 Persons)						
To Sri Lanka			2,063.1	2,105.7	2,275.5	2,398.7
From Sri Lanka			2,015.3	2,133.4	2,310.3	2,444.3
Freight & Excess Baggage by Air Craft (1000 tons)						
To Sri Lanka			50.4	57.5	57.9	57.1
From Sri Lanka			83.2	84.8	96.2	97.4
Postal Facilities						
Main post offices (Public)	614	622	630	633	636	641
Sub post offices (Public)	3,452	3,482	3,411	3,408	3,407	3,412
Private post offices	570	580	611	663	684	684
Telecommunications						
Fixed access services						
Wireline in services (1000)	769	818	860	919	910	932
Wireless access (1000)	114	116	131	325	974	1,810
Telephones per 100 Persons	5	5	5	6	10	14
Other services						
Cellular Phones	932	1,393	2,211	3,362	5,412	7,983
Public Pay Phones	7	6	6	6	8	9
Internet & E-mail Subscribers (1000)	70	86	93	115	130	202

Source: Statistical Abstract, Department of Census and Statistics

Note: *1 Category A to B

第3章 電力セクターの現状

目 次

第3章	電力セクターの現状	
3.1	組 織	3-1
3.2	既設発電設備	3-4
3.3	既設送電線および変電所	3-7
3.4	電力需給実績	3-10
	3.4.1 電力需要	3-10
	3.4.2 電力供給	3-15
3.5	電気料金	3-17
3.6	CEB の財務状況	3-20
3.7	電力事業実施体制のレビュー	3-21

LIST OF TABLES

Table 3.2-1	Existing Generation Plants in Sri Lanka	3-4
Table 3.2-2	Existing Power Plants in Sri Lanka.....	3-5
Table 3.2-3	IPP Thermal Power Plants.....	3-7
Table 3.3-1	Existing Substation and Transmission Line	3-8
Table 3.4.1-1	Generation and Peak Load	3-10
Table 3.4.1-2	Number of Consumers, Sales Revenue and Energy Demand	3-11
Table 3.4.1-3	Energy Demand by Category	3-12
Table 3.4.1-4	Annual Electricity Production.....	3-15
Table 3.4.1-5	Maximum Power Demand	3-15
Table 3.4.2-1	Generation Data	3-16
Table 3.4.2-2	Load Factor in 2006.....	3-17
Table 3.5-1	Comparison of Regional Electricity Prices	3-18
Table 3.5-2	General Average Unit Tariff of CEB	3-18
Table 3.5-3	Tariff of CEB	3-19
Table 3.6-1	Financial Statements of CEB	3-21

LIST OF FIGURES

Figure 3.1-1	Organization of Energy Sector in Sri Lanka	3-2
Figure 3.1-2	Organization Chart of Ceylon Electricity Board.....	3-2
Figure 3.1-3	Areas for Electric Power Supply.....	3-3
Figure 3.2-1	Location Map of Existing Power Plants.....	3-6
Figure 3.3-1	Transmission Line Route Map.....	3-9
Figure 3.4.1-1	Generation and Peak Load	3-10
Figure 3.4.1-2	Energy Demand by Category	3-12
Figure 3.4.1-3	Monthly Maximum & Minimum Load	3-13
Figure 3.4.1-4	Daily Load Curve Recorded in Terms of Monthly Maximum (2005/01 – 2006/12)	3-13
Figure 3.4.1-5	Daily Load Curve on 30 August 2006.....	3-14
Figure 3.4.2-1	Generation Ratio in 2006	3-16
Figure 3.6-1	Breakdown of Direct Cost.....	3-20
Figure 3.7-1	Electric Power Industry in Sri Lanka	3-22

第3章 電力セクターの現状

3.1 組織

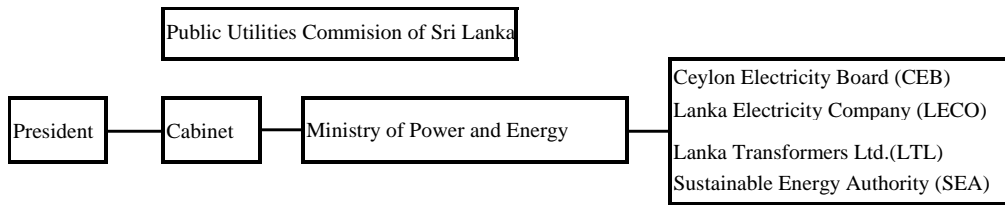
スリランカ国における電力供給は、1880年代に英国統治下のコロombo市内に小さな発電設備が設置されたことから始まった。その後、政府は、電力設備の整備・拡充を図り、電力供給は他の新しい発電所および送電・配電設備の建設によって拡大していった。

電力セクターについて、現在に至る主な経緯は以下のとおりである。

- 1948年 : 英国連邦の自治領セイロンとして独立。
- 1951年 : 「電気事業法」(The Electricity Act) 制定。
- 1969年 : 「セイロン電力庁設置法案」公布。
「電力エネルギー省」(MPE : Ministry of Power and Energy) の管轄下に、
「セイロン電力庁」(CEB : Ceylon Electricity Board) を創設。
- 1983年 : 地方自治体から配電事業を引き継ぎ統括する「ランカ電力会社」
(LECO : Lanka Electricity Company) を設立。
- 1996年 : 「電力委員会」(PC : Power Committee) 設置。
- 2002年10月 : 「電力セクター改革法」、「公益事業規制機関法」成立。
- 2003年4月 : 電力セクター改革プログラムローンにより改革を資金的に支援。
(JBIC, ADB, WB が支援)
- 2003年7月 : 公益事業規制委員会 (PUC : Public Utilities Commission) 発足。
- 2003年10月 : 電力セクター改革の実施を延期。
- 2005年7月 : 新電力セクター改革案を発表、内閣が承認。
- 2005年12月 : JBIC の改革プログラムローンが失効。
- 2006年11月 : CEB の分社化保留を閣議決定。(組織改革がストップ)
PUC に電気料金改定と許認可権限を与える。

現在、国内の発電・送電および配電の大半は、1969年に設立されたセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board, CEB)が行っている。発電事業にはCEBの他に、10MW未満水力設備を所有するSmall Power Producer (SPP)と火力発電設備を所有する独立電気事業者(IPP)が参画している。配電部門は1983年に設立されたランカ配電会社(Lanka Electricity Company, LECO)の二者によって運営が行われている。CEBは、国の電力およびエネルギー政策を総括している電力エネルギー省に属している。

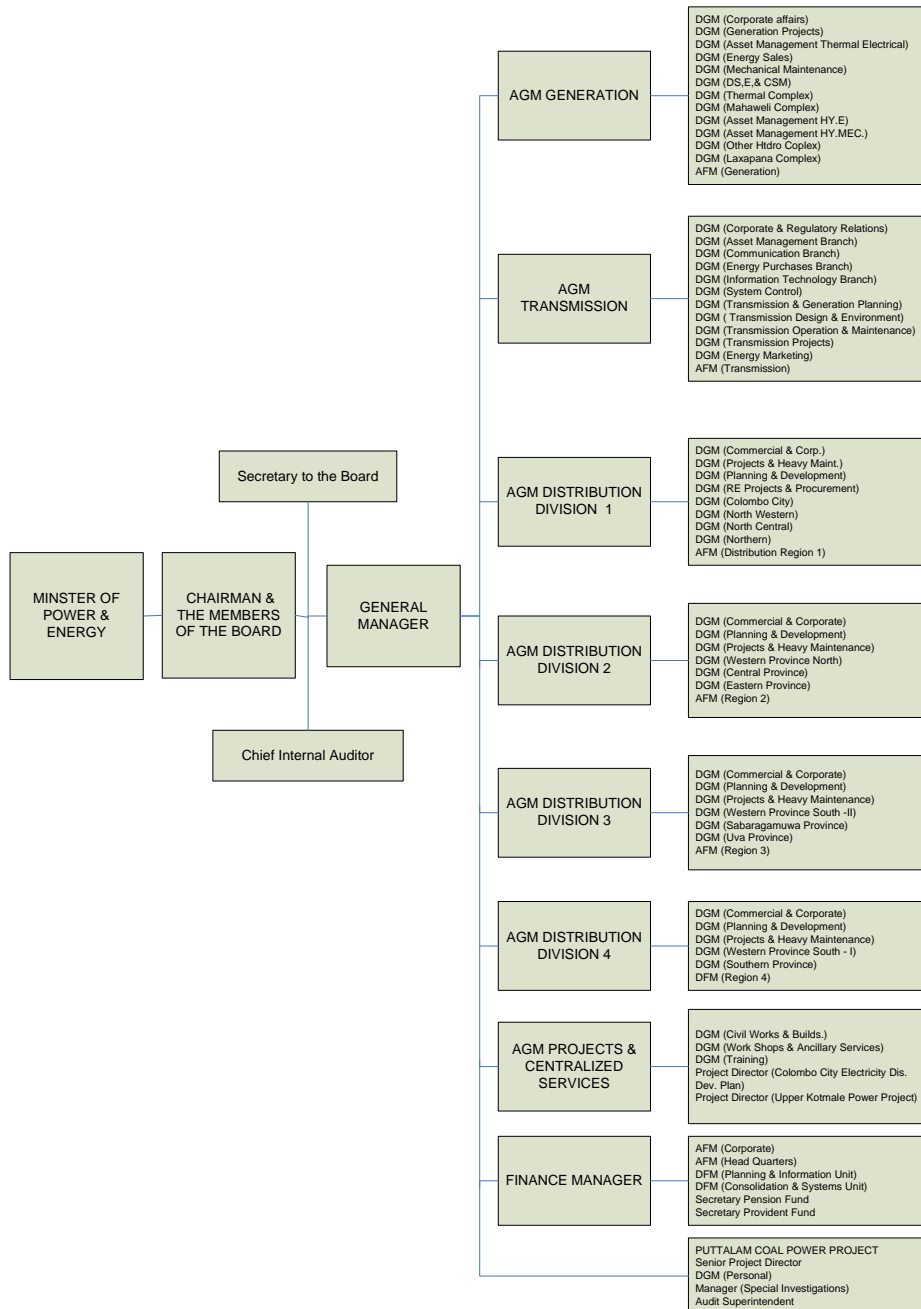
Figure 3.1-1にエネルギー関係の政府機関の組織を示す。



Source: CEB

Figure 3.1-1 Organization of Energy Sector in Sri Lanka

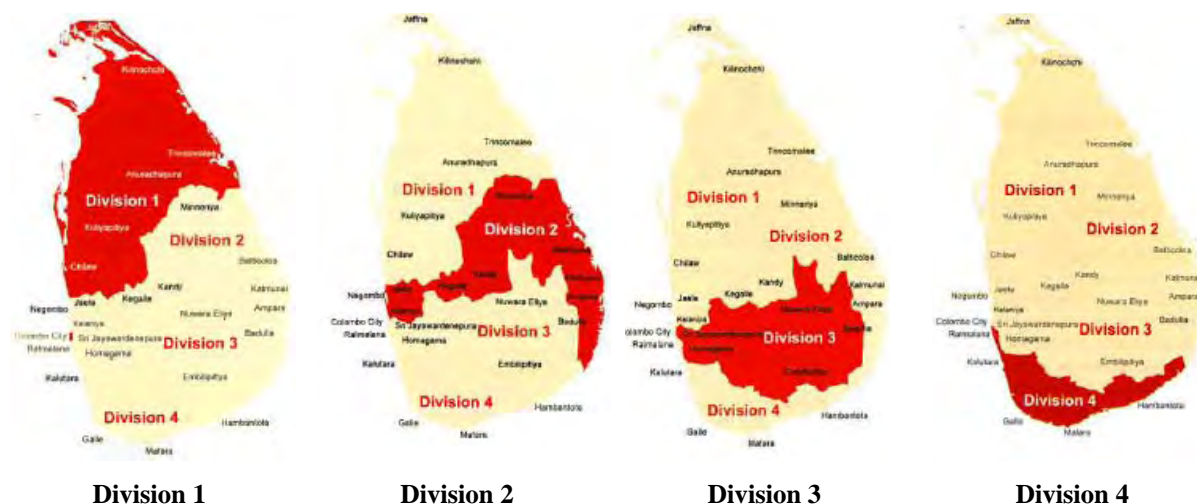
また、Figure 3.1-2にCEBの組織図を示す。既設のヴィクトリア水力発電所はGeneration, Mahaweli Complexに属している。



Source: CEB

Figure 3.1-2 Organization Chart of Ceylon Electricity Board

電力の供給については、**Figure 3.1-3**に示すように国内を4つの地域に分けて運用している。



Source: CEB

Figure 3.1-3 Areas for Electric Power Supply

(1) Division 1

North Western Province, North Central Province, Northern Province およびコロombo市で構成されている。Division 2 の供給区域であった Minneriya が 2005 年 8 月からこの地域に含まれた。

北部の Jaffna Peninsula への供給は独立した系統で送られている。

(2) Division 2

Eastern Province, Central Province, Western Province North で構成されている。

Western Province North は、Gampaha, Negombo, Kelaniya, Veyangoda および Ja-Era 地域で構成される。Central Province は、Kandy, Peradeniya, Kundasale, Katugastota, Matale および Kegalle 地域で構成される。Eastern Province は、Trincomalee, Kalmunai, Ampara および Batticaloa 地域で構成される。

(3) Division 3

Western Province South2, Sabaragamuwa Province, and Uva Province で構成されている。

(4) Division 4 :

Western Province South1, Southern Province で構成されている。

3.2 既設発電設備

スリランカにおける 2008 年 7 月現在の設備出力は **Table 3.2-1** に示すように、CEB 所有の 1,756MW と民間電気事業者（IPP および SPP）の設備出力 659 MW、更に短期契約 30 MW を合わせた 2,445 MW となっている。本設備容量の 53.7% は水力発電所 (1,314 MW) からなり、他は火力発電所 (1,098 MW) および 3 MW の風力発電である。

Table 3.2-1 Existing Generation Plants in Sri Lanka

(MW)		
CEB' Power Plants	1,756	
Hydro	1,205	13 plants (Including Small Hydro of 20 MW)
Thermal	548	3 plants
Wind	3	Hambantota Pilot Plant
Private Power Plants	659	
Small Power Producer	109	60 plants (Less than 10 MW)
Thermal IPPs	550	8 plants (10, 15, 20 years Contract)
CEB Short Term Contract	30	Jaffuna 2 plants
Total	2,445	(Hydro: 1,314 MW, Thermal: 1,098 MW)

Source: CEB Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021

1996 年までは、全ての発電設備が CEB の所有であったが、1996 年以降、民間の電気事業者が発電事業に参画できるようになった。2008 年 7 月現在で CEB の設備は約 72% を占めている。

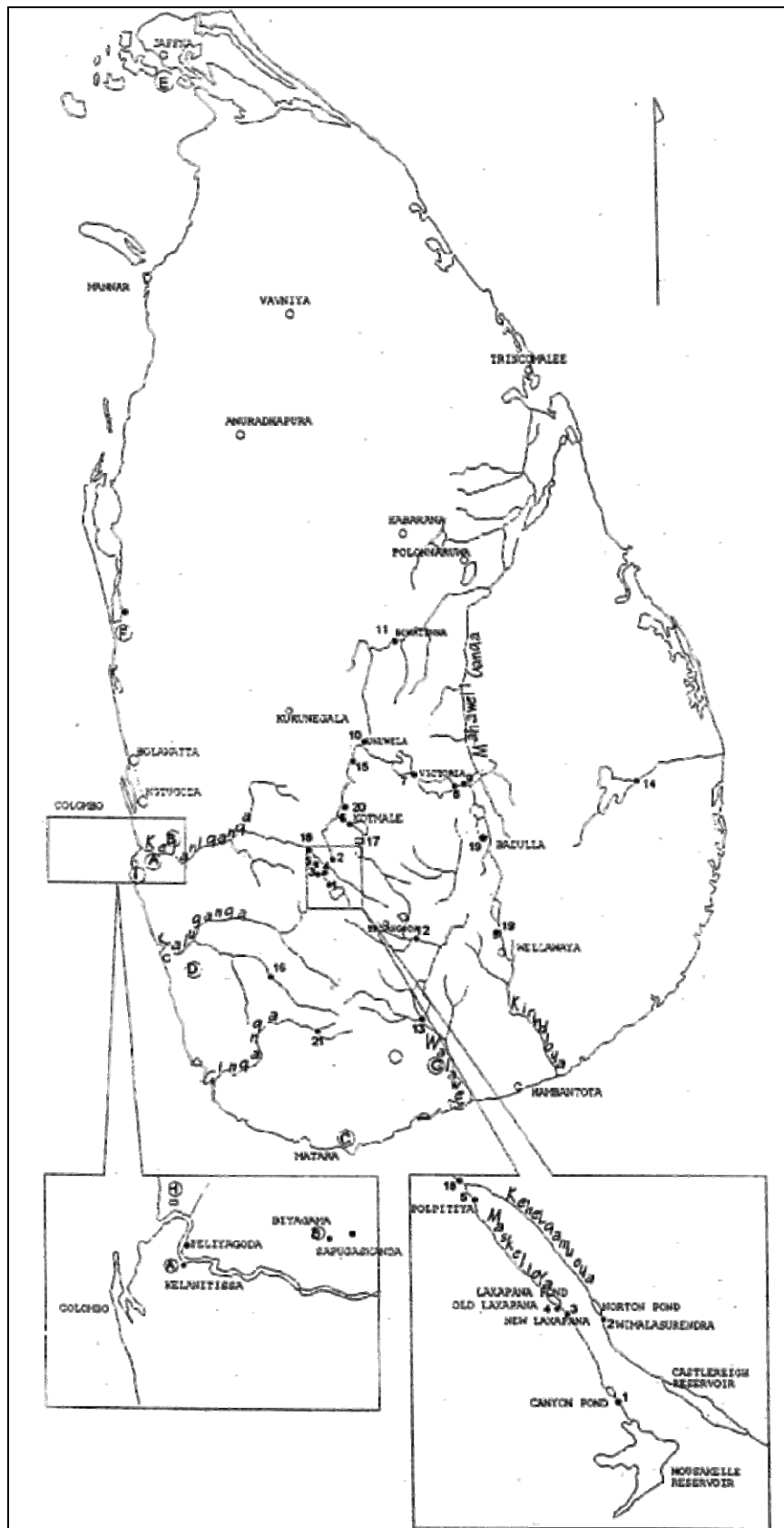
Table 3.2-2 に CEB および民間電気事業者が所有する既設発電設備の内訳を示す。

Table 3.2-2 Existing Power Plants in Sri Lanka

No.	Project Name	Installed Capacity (MW)	Commissioning
CEB's Power Plants			
Hydropower Plants			
Laxapana Complex			
1	Canyon	2x30	Unit 1:1983.3 Unit 2:1989.5
2	Wimalasurendra	2x25	1965.1
3	New Laxapana	2x50	Unit 1:1974.2 Unit 2:1974.3
4	Old Laxapna	3x8.33, 2x12.5	1950.12, 1958.12
5	Polpitiya	2x37.5	1969.4
Mahaweli Complex			
6	Kotmale	3x67	Unit 1:1985.4 Unit 2&3:1988.2
7	Victoria	3x70	Unit 1:1985.1 Unit 2:1984.10 Unit 3:1986.2
8	Randenigala	2x61	1986.7
9	Rantambe	2x24.5	1990.1
15	Nilambe	3.2	
10	Ukuwela	2x19	Unit 1:1976.7 Unit 2:1976.8
11	Bowatenna	1x40	1981.6
Other Hydro			
12	Samanalawewa	2x60	1992.1
13	Udawalawe	6	-
14	Inginiyagala	11	-
16	Kukule	2x35	2003.7
Wind power			
3			
Committed and Candidate Plant			
17	Upper Kotmale	2x75	Committed Plant
18	Broadlands	35	Candidate Plant
19	Uma Oya	150	Candidate Plant
20	Moragolla	27	Candidate Plant
21	Ginganga	49	Candidate Plant
Thermal Power Plants			
A	Kelanitissa Power Station		
	Gas Turbine (old)	5x20	1981.12, 1982.3,4
	Gas Turbine (New)	115	1997.8
B	Sapugaskanda Power	160	
E	Chunnakam	8	1999.3
IPP Thermal Power Plants			
	Lakdanavi	22.5	1997.11
	Asia Power Ltd.	51	1998.6
C	Ace Power Matara	24.8	2002.3
D	Ace Power Horana	24.8	2002.12
F	Heladanavi	100	2004.10
G	Ace Power Embilipitiya	100	2005.3
H	Combined Cycle (AES)	165	2002.8
I	Colombo Power Pvt. Ltd.	64	2000.6

Source: CEB Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021

Table 3.2-2に示す番号に対応する各発電所の位置を、Figure 3.2-1に示す。



Source: CEB Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021

Figure 3.2-1 Location Map of Existing Power Plants

主な再生可能エネルギーは水力であるが、その他に風力発電 (3 MW) についても CEB が所有している。民間電気事業者の設備出力 659 MW の内訳は、SPP 所有の小水力 109 MW (60 ヶ所 10 MW 未満の発電所) と IPP 所有の火力 550 MW (8 発電所、10、15、20 年契約) から構成されている。

IPP火力発電所の発電所名、出力および契約期間を Table 3.2-3 に示す。

Table 3.2-3 IPP Thermal Power Plants

Power Plant	Output (MW)	Term of Contract (Year)
AES Keranitessa Combind Cycle Power Plant	163	20
Colombo Power (Barge)	60	15
ACE power		
Matara	20	10
Horana	20	10
Embili pitiya	100	10
ASIA Power	49	20
Lakdahanavi	22.5	15
Heladanavi	100	10

Source: CEB Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021

3.3 既設送電線および変電所

スリランカ国で採用している送電線の電圧は 220 kV および 132 kV である。

電力系統は、CEB の Dematagoda にあるシステムコントロールセンターで制御されている。220 kV の送電系統は Kotmale、Victoria、Randenigala および Rantambe の水力発電所から構成される Mahaweli 水力系から Kotugoda、Pannipitiya および Biyagama 変電所を通じて Main Load Center に送電される。

Kotmale 水力発電所からは新たに Anuradhapura 変電所に至る 220 kV 送電線が、2000 年 1 月から運用が開始された。

132 kV 送電系統は、上記の主要発電所以外の水力および火力発電所から変電所への送電のために使用されている。

また、220/132/33kV および 220/132kV の変電設備が Rantambe、Biyagama、Kotugoda、New Anuradhapura、Pannipitiya および Kelanitissa に設置されている。

その他、37 ヶ所の 132/33kV 変電設備があり、4 ヶ所の屋内の 132/11kV、Gas Insulated Switchgear (GIS) タイプの変電設備が Fort、Kollupitiya、Maradana および Havelock に設置されている。

首都 Colombo の負荷に接続される 132 kV の地下ケーブルは 2 ヶ所で系統と接続されており、それぞれ Kelanitissa、Fort、Kollupitiya、Kolonnawa 変電所、Maradana、Havelock Town および Dehiwala 変電所から送電されている

132 kV/33 kV の変電設備は、多くが単母線で構成され、大容量の変電設備は複母線で構成されている。

既設の変電設備と電圧毎の送電線亘長を**Table 3.3-1**に示す。

Table 3.3-1 Existing Substation and Transmission Line

Description	Unit	Figures in 2006
1. Grid substation		
a. 132/33kV	No. / Capacity [MVA]	37 / 2,570.5
b. 220/132/33kV	No. / Capacity [MVA]	3 / 1,300/300
c. 132/11kV	No. / Capacity [MVA]	4 / 306
2. Other major substation		
a. 220/132/33kV	No. / Capacity [MVA]	2 / 800/200
b. 220/132kV	No. / Capacity [MVA]	1 / 105
3. Transmission lines (Route length)		
a. 220kV, 2 cct.	km	148.2
b. 220kV, 1 cct.	km	182.5
c. 132kV, 4 cct	km	3.6
d. 132kV, 2 cct	km	1,356.1
e. 132kV, 1 cct	km	315
f. 132kV under ground cable	km	41.4
4. Reactive power sources		
a. Capacitors	Mvar	320
b. SVC	Mvar	20

Source: CEB Long Term Transmission Development Plan 2007-2015

220 kVおよび 132 kV送電系統図を**Figure 3.3-1**に示す。

3.4 電力需給実績

3.4.1 電力需要

(1) 発電端電力量とピーク負荷

CEBの電力システムでの過去10年間の需要動向を、発電端電力量とピーク負荷をFigure 3.4.1-1およびTable 3.4.1-1に示す。

Table 3.4.1-1 Generation and Peak Load

	Generation		Peak Load (MW)	
	Actual (GWh)	Rate of Inc. (%)	Actual (MW)	Rate of Inc. (%)
1996	4,527		968	
1997	5,146	12.0	1,037	6.7
1998	5,683	9.4	1,137	8.8
1999	6,173	7.9	1,291	11.9
2000	6,841	9.8	1,404	8.0
2001	6,520	-4.9	1,445	2.8
2002	6,946	6.1	1,422	-1.6
2003	7,612	8.7	1,516	6.2
2004	8,159	6.7	1,563	3.0
2005	8,769	7.0	1,748	10.6
2006	9,389	6.6	1,893	7.7
Ave.		7.6		6.9

Source: CEB National Demand Forecast 2006-2021

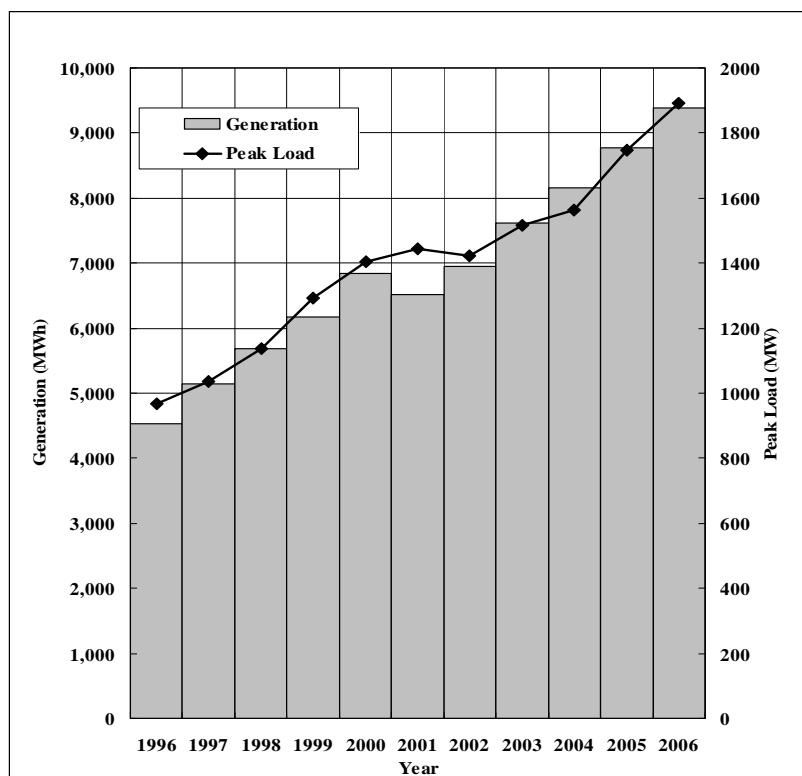


Figure 3.4.1-1 Generation and Peak Load

1996年から2006年の発電端電力量の平均成長率は7.6%、ピーク負荷は6.9%であり、スリランカ国での電力の安定した成長を示している。

(2) カテゴリー別需要電力量

CEBの需要電力量は、2006年まで適用されていた電気料金の次の6つのカテゴリーに分類されている。

1. 民生、2. 宗教施設、3. 一般、4. 産業、5. LECOへの供給、6. 街路灯

Table 3.4.1-2に、カテゴリー別の過去10年間におけるスリランカ国全体の消費者数、売電収入および電力需要の実績を示す。

Table 3.4.1-2 Number of Consumers, Sales Revenue and Energy Demand

Item	Unit	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Number of Consumers												
Domestic	-	471,599	503,330	548,110	593,468	643,314	713,307	848,540	930,554	1,010,719	1,113,740	1,229,750
Non-commercial	-	6,548	6,338	7,192	7,654	7,815	7,643	8,629	9,722	9,865	9,950	10,010
Commercial	-	2,162	2,441	2,637	2,948	3,096	3,386	3,898	5,317	5,454	6,000	6,170
Industrial	-	12,329	12,928	14,062	14,996	16,179	17,701	18,789	19,833	21,374	22,500	23,020
Water Supply & Irrigation	-	889	903	981	1,091	1,199	1,319	1,604	2,026	2,909	3,770	6,830
Street Light	-	456	482	683	842	932	1,012	1,048	1,229	1,437	1,500	1,550
Temporay Supply	-	187	155	175	207	144	141	172	138	150	155	
Transport	-	8	8	12	21	47	37	49	48	48	50	50
Temple	-	782	867	992	1,131	1,248	1,441	1,800	1,738	1,959	2,150	
Community Sale	-							1	1	15	35	58
Internal Total	-	494,960	527,452	574,844	622,358	673,974	745,987	884,530	970,606	1,053,930	1,159,850	1,277,438
Bulk Supply (India)	-	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grand Total	-	494,965	527,457	574,849	622,363	673,979	745,992	884,535	970,611	1,053,935	1,159,855	1,277,443
Sales Revenue												
Domestic	MRs	1,379.46	1,769.84	1,895.85	2,056.05	2,622.03	3,161.38	3,641.43	4,249.81	4,578.99	4,987.04	5,363.46
Non-commercial	MRs	307.25	386.36	405.14	419.58	527.40	835.78	722.12	783.99	816.01	862.37	929.48
Commercial	MRs	349.63	446.96	477.04	515.72	661.58	555.62	818.75	894.91	986.07	1,012.66	1,138.21
Industrial	MRs	1,406.73	1,801.58	1,973.37	2,093.88	2,599.34	3,086.10	3,608.13	4,039.65	4,380.22	4,799.74	5,061.11
Water Supply & Irrigation	MRs	68.40	95.70	100.28	78.14	95.65	120.90	138.68	148.53	154.80	211.57	196.63
Street Light	MRs	53.04	80.11	101.98	111.37	149.95	176.05	200.74	246.79	329.52	314.11	373.06
Temporay Supply	MRs	11.84	7.99	7.17	7.06	13.39	6.77	3.63	4.74	3.46	5.06	9.86
Transport	MRs	4.20	6.09	6.51	9.46	18.31	27.73	27.90	29.29	28.94	30.72	30.50
Temple	MRs	4.56	6.21	6.71	7.42	9.70	11.45	12.16	14.24	20.80	29.17	25.04
Community Sale	MRs								16.59	20.09	24.04	28.47
Internal Sales	MRs	3,585.10	4,600.84	4,974.05	5,298.67	6,697.35	7,981.78	9,173.53	10,428.53	11,318.92	12,276.48	13,155.82
Bulk Supply (India)	MRs	206.72	249.29	199.92	198.15	327.80	396.06	514.12	808.96	673.69	609.51	565.60
Total Sales	MRs	3,791.82	4,850.13	5,173.96	5,496.82	7,025.16	8,377.83	9,687.65	11,237.49	11,992.61	12,885.99	13,721.42
Energy Demand (GWh)												
Domestic	GWh	328,730	355,118	378,778	410,566	467,049	518,360	557,940	617,110	676,365	730,829	810,190
Non-commercial	GWh	53,464	57,991	60,227	62,931	63,592	73,157	78,220	80,736	83,012	91,342	101,030
Commercial	GWh	62,916	67,606	71,471	77,343	81,822	94,166	90,426	92,741	108,122	107,435	123,450
Industrial	GWh	358,672	376,742	413,738	440,996	508,357	520,634	596,677	629,505	689,799	763,771	803,350
Water Supply & Irrigation	GWh	25,091	27,978	29,045	22,831	15,742	28,600	29,283	29,983	31,671	36,115	42,730
Street Light	GWh	16,720	20,929	26,585	29,405	31,741	36,981	39,517	45,803	55,196	57,844	64,880
Temporay Supply	GWh	1,154	0,844	0,711	0,766	0,927	0,826	0,282	0,348	0,251	0,394	0,730
Transport	GWh	1,432	1,483	1,663	2,598	2,678	5,892	5,635	5,530	5,471	5,715	5,980
Temple	GWh	1,503	1,691	1,801	1,982	2,366	2,511	2,476	2,811	4,111	4,204	4,910
Community Sale	GWh							5,717	4,740	5,581	8,172	8,020
Internal Total	GWh	849,682	910,382	984,019	1,049,418	1,174,274	1,281,127	1,406,173	1,509,307	1,659,579	1,805,821	1,965,270
Bulk Supply (India)	GWh	87,014	100,218	67,410	64,158	95,000	126,000	133,857	192,249	141,235	112,529	101,000
Grand Total	GWh	936,696	1,010,600	1,051,429	1,113,576	1,269,274	1,407,127	1,540,030	1,701,556	1,800,814	1,918,350	2,066,270

Source: CEB Statistical Digest

各カテゴリーの需要電力量の総計に対する比率をTable 3.4.1-3に示す。

Table 3.4.1-3およびFigure 3.4.1-2からも判るように、スリランカ国全体における需要電力量はほ

とんど2つの主要な需要“民生”および“産業”によって占められていると言える。

2006年では、民生、産業需要が全体の66%を占める。

しかし、産業需要の総計需要に対する比率は毎年ほとんど一定であり、民生需要は増加傾向にある。民生需要は1996年から2006年までその比率は4.3%増加し、2006年にはほとんど産業と同じ需要量となった。

また、街路灯の比率は10年で約2倍の成長と著しいがこの需要は1996年では民生に対し僅か5%、2006年でも3.8%に過ぎない。

Table 3.4.1-3 Energy Demand by Category

Energy Demand (GWh)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domestic	1,026	1,191	1,353	1,526	1,700	1,767	1,790	1,995	2,166	2,403	2,579
Rate of increase (%)		16.1	13.6	12.8	11.4	3.9	1.3	11.5	8.6	10.9	7.3
Ratio to total (%)	28.6	29.5	29.9	31.7	32.3	33.7	32.5	32.1	32.5	33.1	32.9
Religious	20	22	25	29	31	31	31	35	38	41	43
Rate of increase (%)		0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
Ratio to total (%)	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
General Total	592	689	758	829	895	859	921	1,042	1,132	1,254	1,395
Rate of increase (%)		16.4	10.0	9.4	8.0	-4.0	7.2	13.1	8.6	10.8	11.2
Ratio to total (%)	16.5	17.1	16.8	17.2	17.0	16.4	16.7	16.8	17.0	17.3	17.8
Industrial Total	1,361	1,430	1,614	1,613	1,755	1,719	1,866	2,159	2,266	2,446	2,605
Rate of increase (%)		5.1	12.9	-0.1	8.8	-2.1	8.6	15.7	5.0	7.9	6.5
Ratio to total (%)	37.9	35.4	35.7	33.5	33.4	32.8	33.9	34.8	34.0	33.7	33.3
Bulk Supply to LECO	542	657	722	762	825	802	811	894	981	1,027	1,111
Rate of increase (%)		21.2	9.9	5.5	8.3	-2.8	1.1	10.2	9.7	4.7	8.2
Ratio to total (%)	15.1	16.3	16.0	15.8	15.7	15.3	14.7	14.4	14.7	14.2	14.2
Street Lighting	47	50	49	50	52	60	83	83	83	83	98
Rate of increase (%)		6.4	-2.0	2.0	4.0	15.4	38.3	0.0	0.0	0.0	18.1
Ratio to total (%)	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	1.1	1.5	1.3	1.2	1.1	1.3
TOTAL	3,588	4,039	4,521	4,809	5,258	5,236	5,502	6,209	6,667	7,255	7,832

Source: CEB Statistical Digest

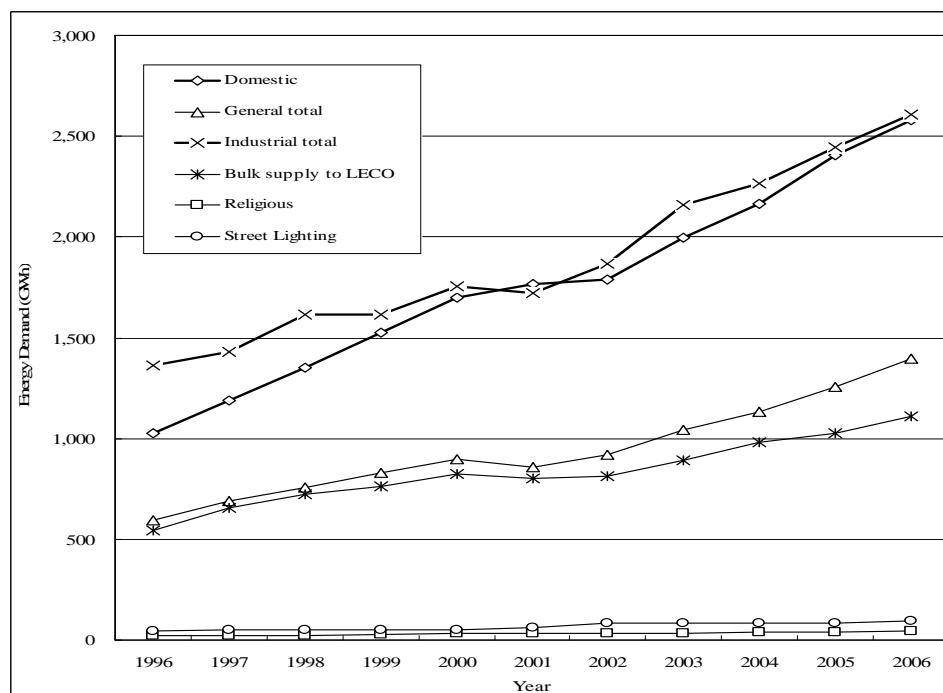
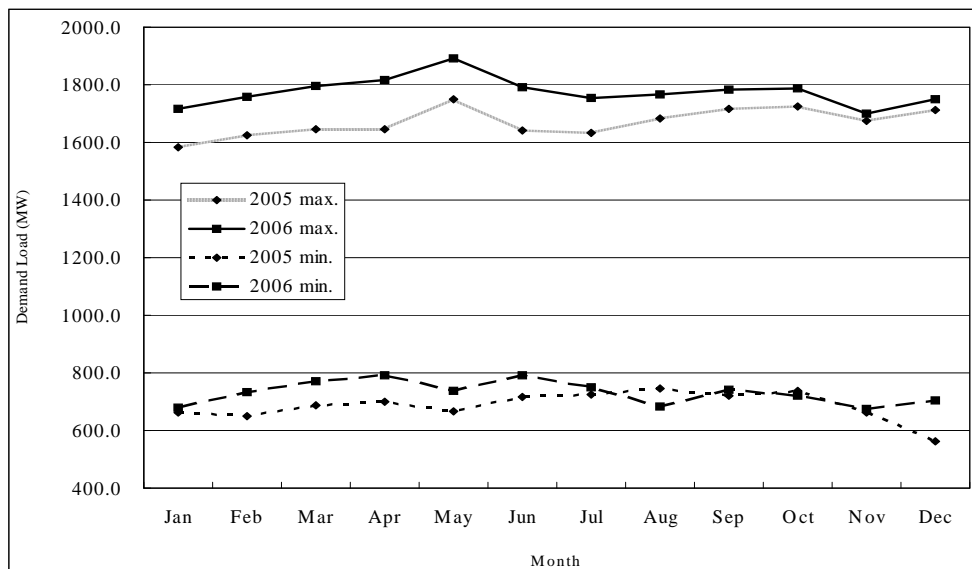


Figure 3.4.1-2 Energy Demand by Category

(3) 月別最大負荷と最小負荷

Figure 3.4.1-3に 2005 年および 2006 年の月別の最大負荷と同日の最小負荷を示す。スリランカ国における乾期は 11 月から 4 月、雨期は 5 月から 10 月であり、例年、ピーク負荷は 4 月から 5 月あるいは 11 月から 12 月に記録される。

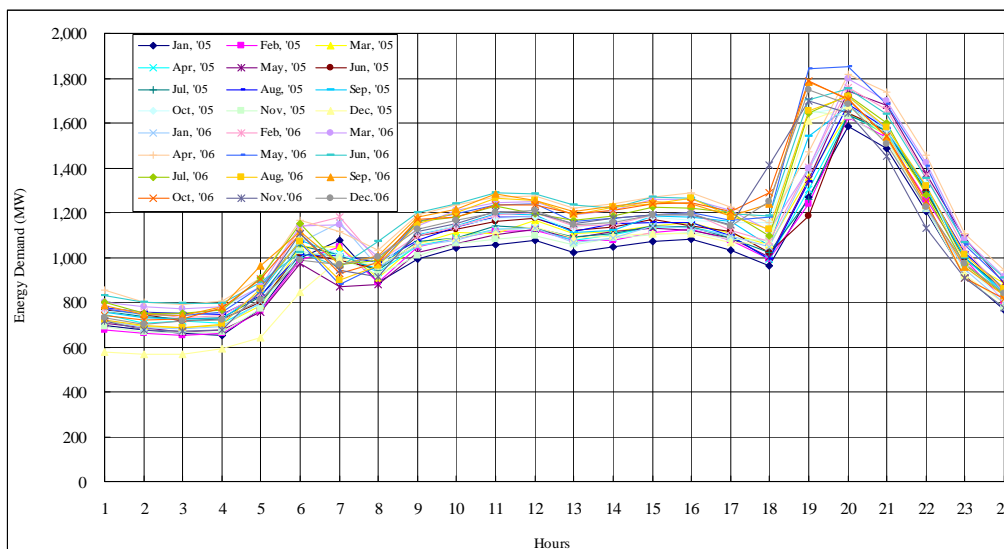


Source: CEB

Figure 3.4.1-3 Monthly Maximum & Minimum Load

(4) 日間負荷

Figure 3.4.1-4に 2005 年および 2006 年の月別の最大日負荷曲線を示す。この図からスリランカ国におけるピーク負荷は、夕方に発生しており、電灯需要による典型的な民生需要の傾向を示していることがわかる。



Source: CEB

Figure 3.4.1-4 Daily Load Curve Recorded in Terms of Monthly Maximum
(2005/01 - 2006/12)

(5) 電源別日負荷曲線

2006年8月における電源別の日負荷曲線を、Figure 3.4.1-5に示す。

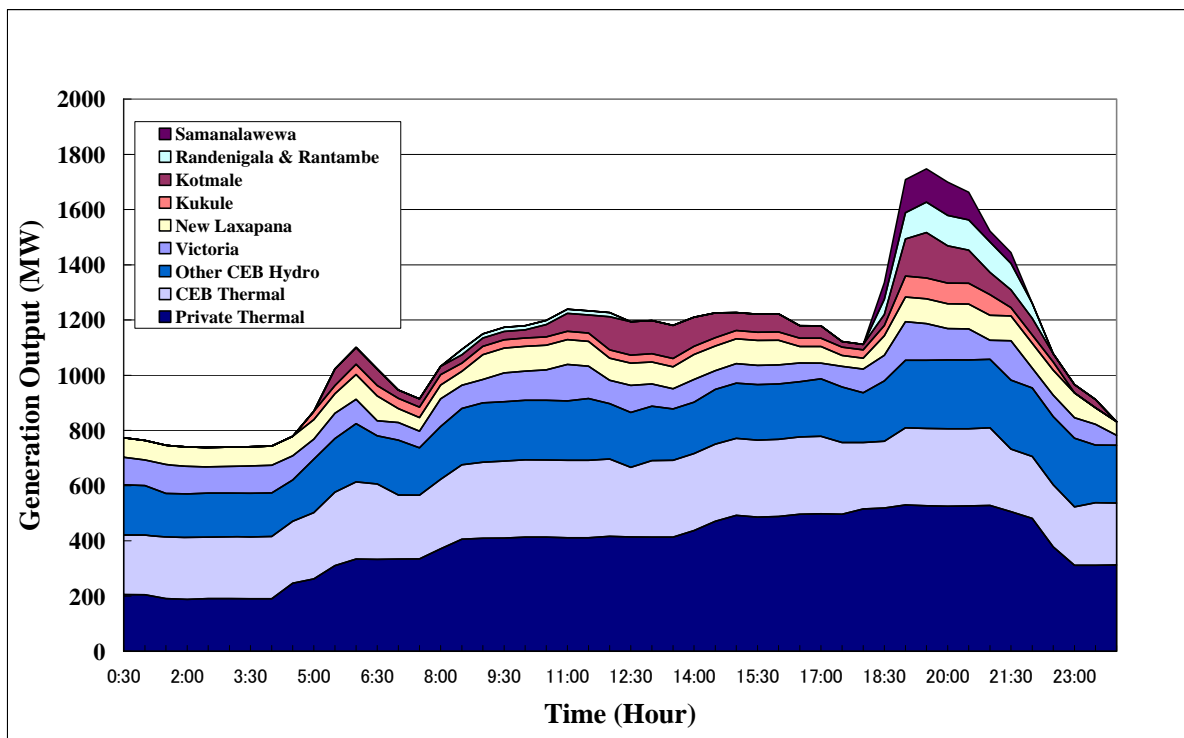


Figure 3.4.1-5 Daily Load Curve on 30 August 2006

CEB 電力システムの電源構成は、主として以下に分類される水力および火力発電所からなる：

1) ベース負荷

ベース負荷は、IPP 火力（独立発電事業者）および CEB が所有する火力発電設備によって占められる。

2) 中間負荷

中間負荷は CEB の所有する中規模水力である。

3) ピーク負荷

ピーク負荷は貯水池式水力発電所 Randenigara, Rantembe および Samanalawewa で運用制御され短期間に急速な負荷変動に応答するために重要なものとなっている。

(6) 年間発電電力量

スリランカ国の発電設備の年間発電電力量は、Table 3.4.1-4に示すように、着実に増加しており、それぞれ2001年に6,520 GWh, 2005年に8,769 GWh, 2006年9,389 GWhを記録した。Table 3.4.1-4に所有者別、発電方式別の年間発電電力量を示す。

Table 3.4.1-4 Annual Electricity Production

Unit: GWh			
Item/Year	2001	2005	2006
Hydro	3,109.8	3,453	4,636
CEB	3,045	3,173	4,290
SPPs	64.8	280	346
Thermal	3,407	5,314	4,751
CEB	1,896	2,162	1,669
IPPs & other	1,511	3,152	3,082
Wind	3.5	2	2
Total	6,520.3	8,769	9,389

Source: CEB Statistical Digest

(7) 最大電力需要

スリランカ国の現在までの最大電力需要は2008年5月21日に1,922 MWを記録している。過去10年間で、2002年を除いて最大電力需要は、着実に伸びており、2006年までの年平均伸び率は、6.9%である。

Table 3.4.1-5 Maximum Power Demand

Year	Maximum Power Demand (MW)	Growth Rate (%)
1997	1,037	
1998	1,137	9.6
1999	1,291	13.5
2000	1,404	8.8
2001	1,445	2.9
2002	1,422	-1.6
2003	1,516	6.6
2004	1,563	3.1
2005	1,748	11.8
2006	1,893	8.3
Average		6.9

Source: CEB Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021

3.4.2 電力供給

(1) 水系別発電比率

CEBにおける2006年の水系別発電電力量をTable 3.4.2-1に示す。また、各水系別の年間発電電力量に対する発電比率をFigure 3.4.2-1に示す。

ヴィクトリア発電所が属するMahaweli川水系は、2006年における発電電力量が全体の22.6%を占めており、他の水系に比較して、供給力として重要な役割を担っていることが判る。

Table 3.4.2-1 Generation Data

Power Source	Power Plant	2006 Total (MWh)	Share (%)
Hydro	Laxapana Complex	1,498,664	16.0
	Mahaweli Complex	2,122,907	22.6
	Samanalawewa	294,148	3.1
	Kukule	320,835	3.4
	Small Hydro	52,980	0.6
	Total Hydro	4,289,534	45.7
Thermal	Sapugaskanda Station A	347,660	3.7
	Sapugaskanda Station B	514,346	5.5
	KPS small GT	5,806	0.1
	KPS GT7	66,578	0.7
	KPS CCY DF	392,625	4.2
	KPS CCY Nap	340,622	3.6
	Small Diesel plants	0	0.0
	Chunakam p.s	1,280	0.0
	Total Thermal	1,668,917	17.8
	Wind	Wind Hambantota	2,310
Total CEB Generation		5,960,761	63.5
	Private Power Total	3,427,960	36.5
	Gross Generation	9,388,721	100.0

Source: CEB SYSTEM CONTROL & OPERATIONS Monthly Review Report (2006)

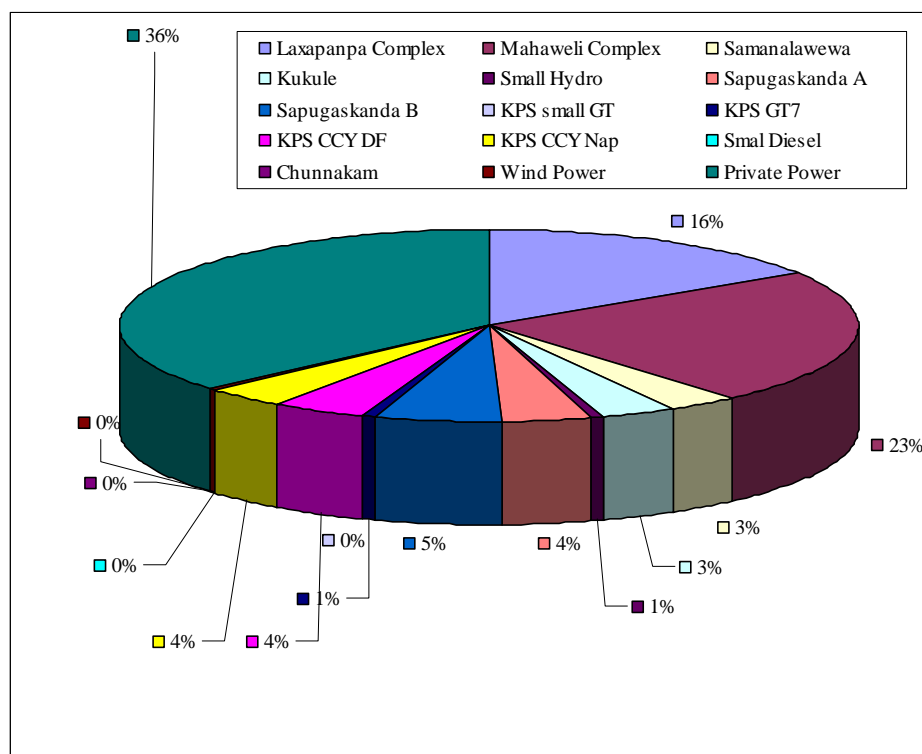


Figure 3.4.2-1 Generation Ratio in 2006

(2) 発電負荷率

2006年における年間発電電力量から年平均電力および5月における平均電力を算出し、各負荷率を確認した。その結果、Table 3.4.2-2に示すように火力を含めた全体の負荷率が57%前後であるのに対して、Mahaweli水系の年負荷率41.7%、月負荷率30.6%となり、ピークに対応した運転も行われていることが判る。

Table 3.4.2-2 Load Factor in 2006

Power Source	Power Plant	2006 Total (MWh)	2006/05 (MWh)	Annual Average Power Outputs (MW) (a)	2006/5 Monthly Average Power Outputs (MW) (b)	Maximum Demand (MW) May.15 19:30	Load Factor (%) for (a)	Load Factor (%) for (b)
Hydro	Laxapana Complex	1,498,664	111,339	171	150	187.6	91.2	79.8
	Mahaweli Complex	2,122,907	131,979	242	177	580.5	41.7	30.6
	Samanalawewa	294,148	23,535	34	32	128.0	26.2	24.7
	Kukule	320,835	24,589	37	33	75.0	48.8	44.1
	Small Hydro	52,980	7,667	6	10	11.9	50.8	86.6
	Total Hydro	4,289,534	299,109	490	402	983	49.8	40.9
Thermal	Sapugaskanda Station A	347,660	32,668	40	44	52	77.1	85.3
	Sapugaskanda Station B	514,346	47,569	59	64	63	93.9	102.3
	KPS small GT	5,806	316	1	0	0		
	KPS GT7	66,578	1,787	8	2	115	6.6	2.1
	KPS CCY DF	392,625	60,352	45	81	161	27.8	50.4
	KPS CCY Nap	340,622	29,191	39	39	0		
	Small Diesel plants	0	0	0	0	0		
	Chunakam p.s	1,280	69	0	0	0		
	Total Thermal	1,668,917	171,952	191	231	390	48.9	59.3
	Wind Hambantota	2,310	242	0	0	0		
	Total CEB Generation	5,960,761	471,303	680	633	1,373	49.6	46.1
Private Power Total	3,427,960	342,484	391	460	520	75.3	88.6	
Gross Generation	9,388,721	813,787	1,072	1,094	1,893	56.6	57.8	

Source: CEB SYSTEM CONTROL & OPERATIONS Monthly Review Report (2006)

3.5 電気料金

CEBの電気料金体系は固定料金と従量料金の二部制度を引いている。長い間家庭用、宗教用、一般用、産業用、LECOへの卸売り用、街灯用の6つのカテゴリー別の料金を設定していたが、2006年の料金改定時にはホテル用というカテゴリーが新設された。

産業およびホテル用では時間帯別料金の選択もできるようになっているが、この制度を利用して販売された電力は2007年時点で全売電量の約4%にとどまっている。

以前は工業用・商業用需要家の費用から家庭用および宗教用電気料金への内部補助を行っていたが、2006年の料金改定によりこの制度を解消する方向性を打ち出した。2007年にもこれに沿った改定が行われている。この結果、2002年と2007年の平均料金を比較すると、工業用は41%、商業用は20%の値上げにとどまっているのに対して、家庭用は74%、宗教用は85%もの引き上げとなっている。同時に低所得者層に対する配慮も行っており、30 kWh以下の少量需要家に対しては固定料金のみを引き上げ、従量料金単価は据え置いている。

近年における電気料金改定は2002年(4月および8月)、2006年(2月および9月)、2007年(2月)、2008年(3月)に行われた。2002年以降約4年間にわたって料金が据え置かれたことから、2006年および2007年には連続して大幅な料金値上げを余儀なくされた。また、2006年9月の改

定においては 90 kWh 以下の家庭用、宗教用を除く需要家に対して 20%の燃料調整費 (FAC) が請求されることになった。

しかし、CEB は高い燃料コストのかかる火力発電に頼っている現状から、この料金水準をもってしても、コストを回収するに十分な水準には達していない。一方、この料金を南西アジア地域における電気料金と比較すると、高い料金水準となっていることから、これ以上の料金値上げ実施も簡単には行かないものと考えられる。

Table 3.5-1に南西アジア諸国の電気料金比較を、Table 3.5-2にCEB電気料金の総合平均単価の推移を、Table 3.5-3にCEBの電気料金表を示す。

Table 3.5-1 Comparison of Regional Electricity Prices

(unit: in equivalent of LKR/kWh)

Consumer	Class	Electricity use (kWh/month)	Maximum demand (MW)	Bangladesh	India 1 (Tamilnadu)	India 2 (Kerala)	India 3 (Maharashtra)	Nepal	Pakistan	Sri Lanka
Household	Small	30	-	6.02	3.05	3.10	8.08	7.30	2.38	5.00
	Medium	90	-	5.22	5.06	4.37	6.29	9.40	4.51	6.50
	Large	300	-	5.69	8.04	8.27	9.34	10.76	5.63	23.70
Commercial	Small	1,000	-	9.58	15.58	14.12	14.83	12.96	9.02	10.74
	Medium	58,000	180	9.68	15.99	16.50	11.28	11.84	9.23	20.32
	Large	600,000	1,500	9.65	15.50	10.98	10.38	11.37	8.95	19.37
Industrial	Small	5,000	-	7.63	8.09	9.10	11.08	10.16	9.57	13.05
	Medium	65,000	180	7.07	11.67	11.72	10.60	9.20	8.41	12.45
	Large	270,000	600	7.02	11.23	11.32	10.15	8.91	7.20	11.86
	Vy Large	1,050,000	2,250	6.60	11.17	10.25	10.09	7.12	6.85	11.80

Source: "Electricity Tariff and its Long Term Impact on Business and Economy", a presentation paper by Udayasri Kariyawasam, Chairman, CEB (May 2008)

Table 3.5-2 General Average Unit Tariff of CEB

Year	Energy Sales (GWh)	Sales income (Million Rs.)	Unit rate (Rs./kWh)	Annual Increase
2002	5,500	40,544	7.37	
2003	6,209	47,719	7.69	4%
2004	6,667	51,119	7.67	0%
2005	7,255	55,978	7.72	0%
2006	7,832	69,941	8.93	16%
2007	8,276	87,400	10.56	18%

Source: Statistical Digest 2002-2007, CEB

Table 3.5-3 Tariff of CEB

(effective from March 15, 2008)

Tariff category	Unit charge (Rs/kWh)	Fixed charge (Rs/month)	Demand charge (Rs/kVA)
Domestic Purpose			
For those who consume -			
Upto 30 units per month	3.00	60.00	
in excess of 30 and up to 60 units per month	4.00	90.00	
in excess of 60 and up to 90 units per month	5.50	90.00	
in excess of 90 and up to 120 units per month	10.00	90.00	
in excess of 120 and up to 180 units per month	11.00	90.00	
in excess of 180 and up to 240 units per month	15.00	90.00	
in excess of 240 and up to 360 units per month	18.00	90.00	
in excess of 360 and up to 600 units per month	21.00	90.00	
above 600 units	25.00	3000.00	
Religious Purpose			
For those who consume -			
Upto 30 units per month	2.50	60.00	
In excess of 30 and up to 60 units per month	3.00	90.00	
In excess of 60 and up to 90 units per month	4.50	90.00	
In excess of 90 and up to 120 units per month	9.00	90.00	
In excess of 120 and up to 180 units per month	10.00	90.00	
In excess of 180 and up to 240 units per month	14.00	90.00	
In excess of 240 and up to 360 units per month	15.00	90.00	
In excess of 360 and up to 600 units per month	20.00	90.00	
above 600 units	22.00	3000.00	
LECO			
L-1	12.00		675.00
L-2	8.50		650.00
General Purpose			
GP1	15.00	240.00	
GP2	13.80	3000.00	750.00
GP3	13.60	3000.00	675.00

Source: CEB

Tariff category	Unit charge (Rs/kWh)	Fixed charge (Rs/month)	Demand charge (Rs/kVA)
Industrial Purpose			
I-1	10.00	240.00	
I-2	8.10	3000.00	675.00
I-3	8.00	3000.00	650.00
I-2 (TD) peak	22.00	3000.00	650.00
I-2 (TD) off peak	7.50		
I-3 (TD) peak	20.00	3000.00	650.00
I-3 (TD) off peak	7.10		
Hotel Purpose			
H-1 (GP)	15.00	240.00	
H-2 (GP)	13.80	3000.00	750.00
H-2 (I)	8.10	3000.00	675.00
H-3 (I)	8.00	3000.00	650.00
H-2 (I-TD) peak	22.00	3000.00	650.00
H-2 (I-TD) off peak	7.50		
H-3 (I-TD) peak	20.00	3000.00	650.00
H-3 (I-TD) off peak	7.10		
Standby Tariff			
I-2 (ST)	8.10	3000.00	675.00
I-3 (ST)	8.00	3000.00	650.00
Street Lights	19.00		
3 part Time of Day Tariff			
Industrial/ Hotel Purpose			
I-2 (TD3) peak (18:30 hrs - 22.30 hrs)	23.00	3000.00	650.00
I-2 (TD3) day (04.30 hrs -18.30 hrs)	7.30		
I-2 (TD3) off peak (rest of the time)	5.30		
I-3 (TD3) peak (18.30 hrs- 22.30 hrs)	21.00	3000.00	650.00
I-3 (TD3) day (04.30 hrs -18.30 hrs)	6.90		
I-3 (TD3) off peak (rest of the time)	5.00		

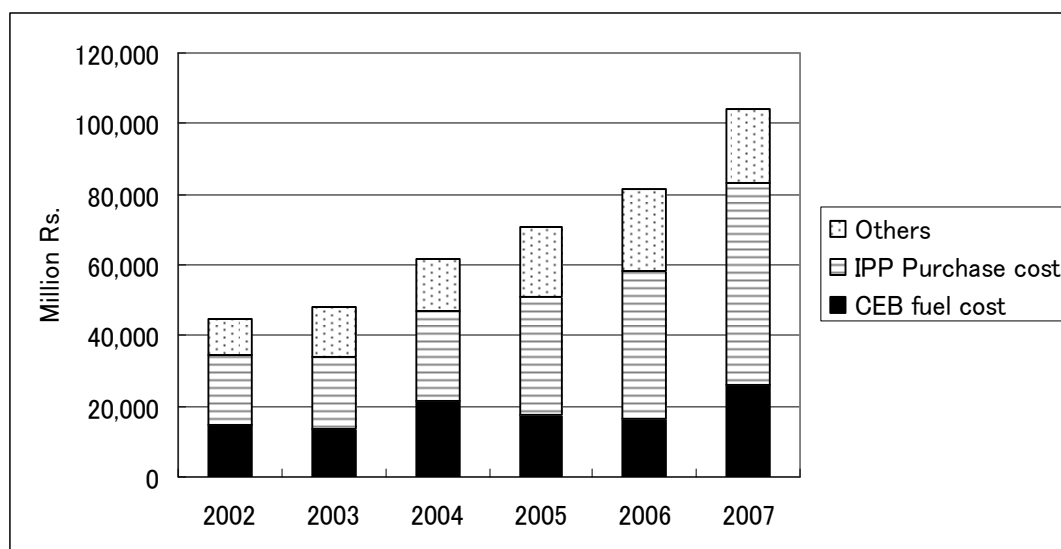
Note: Fuel Adjustment Charge 30% on all unit charges except DP & RP consumers consuming less than 90 units per month

3.6 CEBの財務状況

CEB の電力販売による売り上げは過去 5 年間着実な伸びを示している。その理由は毎年 8% 程度の伸びを示す販売電力量が増加していることによるものである。これに加え、2002 年、2006 年には電気料金表の改定が行われたことも収入増加の一因となっている。しかし、その大幅な料金改定によっても所要コストを回収することのできる料金水準には至っていない。

一方、直接経費については、電力販売収入の伸びを上回るペースで増加している。この大きな要因として、次の二つの要素が挙げられている。ひとつは、1997 年以降本格的な導入を図ってきた CEB の所有する火力発電所のコスト（特に燃料費の高騰）であり、もうひとつは、IPP からの電力購入コストである。

Figure 3.6-1にCEBのコスト構造を示す。



Note: Figure for Others in 2007 is tentative.

Source Data from CEB Annual Report and Statistical Digest 2002-2007

Figure 3.6-1 Breakdown of Direct Cost

2002 年と 2007 年を比較すると CEB の火力発電所による発電電力量は約 1.2 倍に増加し、総発電電力量の約 4 割を占めるまでになってきた。また、その燃料コストは価格高騰の影響を受けて約 1.7 倍にも増加している。

IPP からの電力購入コストに関しても、その多くが火力発電所であることから、CEB の火力発電コスト増と同じ状況にある。IPP からの電力購入量は 2002 年の約 1.7 倍程度であるが、電力購入費は約 2.9 倍にも増加している。この結果、IPP からの平均電力購入単価が Rs.14.79 (2007 年) となり、CEB の平均販売電気料金単価 (Rs.10.56) を約 4 割も上回っているという逆ザヤが大きな問題となっている。

以上により、2000 年以降の赤字体質が続いており、その赤字幅も年々増える傾向にある。CEB の過去 5 年間の財務諸表を Table 3.6-1 に示す。

Table 3.6-1 Financial Statements of CEB

1. Profit and Loss Statement	(unit: Million Rs.)				
	2006	2005	2004	2003	2002
Turnover	69,941	55,978	51,119	47,719	40,544
Cost of Sales (less)	81,733	71,026	61,564	48,363	44,801
Gross Profit	-11,792	-15,048	-10,445	-644	-4,257
Administrative Expenses (less)	2,383	2,518	634	2,347	454
Operating profit	-14,175	-17,566	-11,079	-2,991	-4,711
Other Operating Income	9,572	16,348	2,017	5,440	3,837
Finance Cost	-1,521	-5,634	-6,645	-6,199	-6,552
Profit before Tax	-6,124	-6,852	-15,707	-3,750	-7,426
Tax Payment	0	0	0	0	0
Profit after Tax	-6,124	-6,852	-15,707	-3,750	-7,426
2. Balance Sheet					
	2006	2005	2004	2003	2002
Non-Current Assets	322,968	284,742	263,140	238,487	227,878
- Property, Plant & Equipment	281,844	281,844	260,455	235,935	225,214
- Investment in Subsidiaries	725	725	725	725	725
- Investment of Insurance Reserve	2,173	2,173	1,960	1,827	1,939
Current Assets	32,067	20,195	19,838	18,547	18,948
- Inventories	9,439	7,832	5,342	6,307	5,814
- Trade and Other Receivables	21,362	10,936	13,595	11,194	12,021
- Cash and Bank Balances	1,266	1,427	901	1,046	1,114
Total Assets	355,036	304,938	282,978	257,034	246,826
Capital and Reserves	245,520	178,234	161,167	152,370	149,874
- Contributed Capital	55,264	20,200	17,536	16,176	15,839
- Reserves	243,820	204,970	183,327	159,966	153,757
- Retained Loss	-53,563	-46,937	-39,695	-23,772	-19,722
Non-Current Liabilities	70,885	80,369	78,493	70,057	65,282
- Interest bearing Loans & Borrowings	38,653	51,860	52,515	46,171	43,813
- Consumer Deposits	5,038	4,183	3,767	3,410	3,076
- Provisions and Other Deferred Liabilities	2,105	1,705	1,466	1,648	1,156
- Deferred Income	25,088	22,620	20,745	18,828	17,238
Current Liabilities	38,630	46,335	43,318	34,607	31,670
- Trade and Other Payables	30,961	26,280	16,295	12,995	12,120
- Interest bearing Loans & Borrowings	7,669	20,055	27,023	21,612	19,550
Total Equity and Liabilities	355,035	304,938	282,978	257,034	246,826

Source: CEB Annual Report, 2002-2006

3.7 電力事業実施体制のレビュー

(1) 電力事業実施体制

スリランカにおいては CEB と LECO の 2 社が電力供給事業を営む組織となっている。

CEB は 1969 年の法律により公営の電力公社として設立された。CEB は電力エネルギー省の傘下に属し、発電、送電および配電を担っている。2007 年時点で 387 万件の顧客を有し、電力販売の 86%、顧客の 89% を占めている。また 1997 年に発表された「電力基本政策」(Power Sector Policy Directions) を受け、発電事業に民間資本の導入が図られ、IPP が発電した電力の購入を始めた。現在では発電電力量の 39.5% を IPP からの購入電力で賄うようになった。

LECO は 1983 年の法律により設立された配電会社で、CEB および財務省が主要な株主となっている。LECO は CEB より電力の卸売を受け、Negombo と Galle の間の西海岸部の約 40 万世帯をカバーする供給エリアに配電を行っている。

規制機関として 2002 年の法律により Public Utilities Commission (PUC) が設立された。2003 年より業務を開始し、電力、水道および石油に関することを担当している。PUC は個別の産業規則が法制化された後に規制を実施するという事になっているが、2009 年 3 月に至りスリランカ電力法案が議会を通過した。

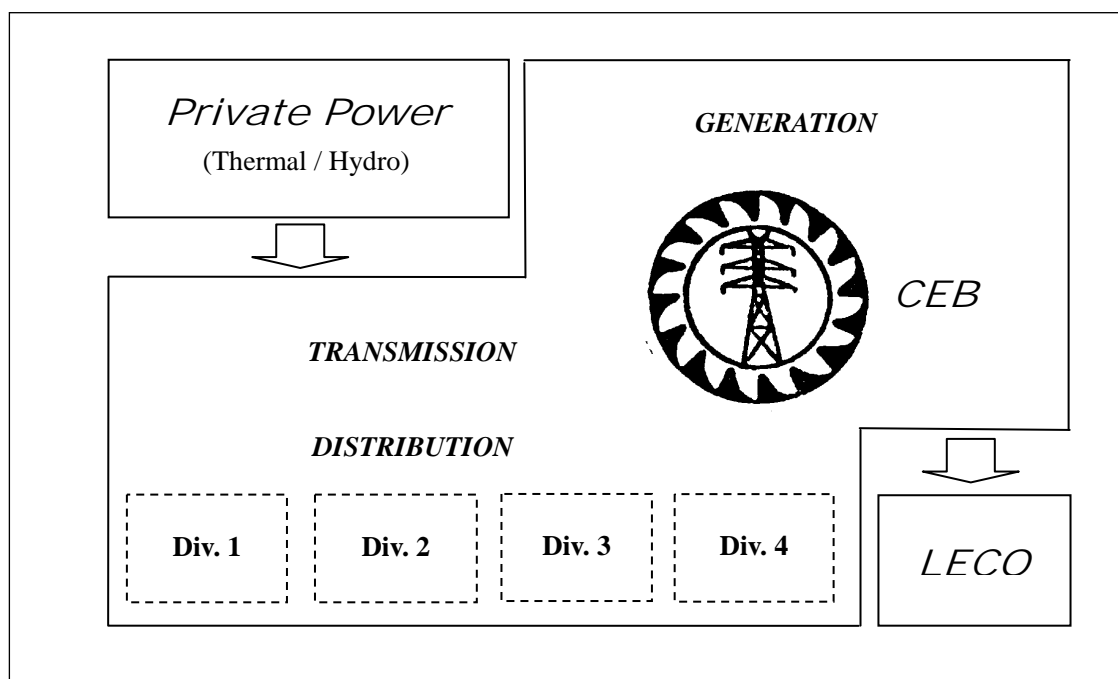


Figure 3.7-1 Electric Power Industry in Sri Lanka

(2) 電力セクター改革の現状

CEB は 1969 年に政府から独立し、公社として業務を開始した。1997 年にスリランカ政府は CEB の非効率を打開するために電力セクター構造を抜本的に改革することを決定した。基本方針は以下のとおりである。

- CEB/LECO を機能別に発電・送電・配電会社に分割し、シングルバイヤーモデルに基づくセクター構造に再構築する。
- セクターを中立的に規制する独立規制機関を設ける。

セクター改革により、電力セクターを構成する組織の運営効率を向上させ、さらに財務的健全性を確保し、その成果として、利用者に対し高品質の電力を低廉な価格で供給することが期待されていた。

2002 年 10 月に電力セクター改革を定めた「電力セクター改革法 (Electricity Reform Act, No. 28 of 2002)」と「公益事業規制委員会法 (Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No. 35 of 2002)」が成立した。CEB と LECO を機能別に発電・送電・配電会社に分割し、シングルバイ

ヤーモデルに基づくセクター構造を再構築する。電力セクターを規制する独立規制機関 (Public Utility Commission: PUC) を設けるといった内容となっている。

一方、これらの改革に対する CEB/LECO の組合からの意見取り込み、従業員問題の調整や技術的な課題の解決に想定以上の時間を費やし、その実施は遅れ勝ちであった。組合との間でいくつかのペンディング事項はあったものの、2004 年 1 月にはアンバンドリングの内容を定めた **Reorganization Scheme** が官報に掲載され、その内容について 3 月の閣議で承認が得られた。同年 7 月になり、電力セクター改革をすすめるための **Steering Committee** が電力エネルギー大臣の指示により設置されたが、その後「CEB の体制を維持したままで内部に自立的に機能する複数の事業部を設ける **Strategic Business Unit (SBU)** 方式を試験的に実施する」といった閣議決定がなされ、当面の間は CEB の分割民営化は実施されないという方針が明確になった。

その後紆余曲折を経て、2009 年 3 月に議会を通過したスリランカ電力法案は、電力セクター改革法に代わるもので、反対の多い CEB のアンバンドリングについては触れずに、関係者間での合意の得られやすい規制面での改革を着実に前進させることを目的としている。すなわち、規制機関としての PUC に対して、電力事業者に対する免許の交付や料金の承認等の機能を与えることが中心となっている。

一方、アンバンドリングに代わる CEB の体制としては、発電、送電、配電といった各部門で **Functional Business Unit (FBU)** を設けることとし、現在それぞれのユニットの目標 (**Key Performance Indicator**) を設定する作業が実施されている。

(3) 電力セクターの問題点

電力セクターについては種々の問題点が指摘されており、その解決を目指してセクター改革に着手したものの、複雑な事情が絡み合った中で、より良い解決策を模索しているため、着手から 10 年経過したが、現時点においても大幅な改革は実現できていない。

以下に主要な問題点を示す。

- 現状での電気料金が地域的に見てもかなりの高水準であること。
- CEB では燃料コストの高い火力発電設備が多数稼動していること。
- CEB による IPP からの電力購入費が逆ざやになっていること。
- CEB は毎年 **Long Term Generation Expansion Plan** を策定しているが、必ずしもそのとおりの設備拡張が行われていないこと。

第 4 章 電源開発計画

目 次

第 4 章	電源開発計画	
4.1	電力需要想定	4-1
4.1.1	CEB による電力需要想定	4-1
4.1.2	JICA 調査団による電力需要想定	4-6
4.1.3	JICA 調査団と CEB の比較	4-10
4.1.4	CEB による電力需要想定の見直し	4-14
4.2	開発計画	4-16
4.2.1	CEB による発電拡張計画	4-16
4.2.2	電力開発調査から見た本プロジェクトの妥当性について	4-18

LIST OF TABLES

Table 4.1.1-1	Base Demand Load Forecast -2007	4-4
Table 4.1.1-2	Low Demand Load Forecast -2007.....	4-4
Table 4.1.1-3	High Demand Load Forecast -2007	4-5
Table 4.1.1-4	Demand Load Forecast with Constant Energy Losses-2007	4-5
Table 4.1.1-5	Demand Load Forecast with DSM-2007	4-6
Table 4.1.2-1	Demand and Price Index.....	4-7
Table 4.1.2-2	Demand and Population.....	4-8
Table 4.1.2-3	Energy Demand and GDP.....	4-9
Table 4.1.3-1	Comparison of Demand between CEB and Study Team	4-10
Table 4.1.3-2	Loss Rate	4-12
Table 4.1.3-3	Generation.....	4-13
Table 4.1.3-4	Load Factor and Peak Load Forecast.....	4-14
Table 4.1.4-1	New Demand, Load Factor and Peak Load Forecast (draft).....	4-15
Table 4.2.1-1	Generation Expansion Plan (Draft).....	4-16
Table 4.2.1-2	Power Development Plan.....	4-17
Table 4.2.2-1	Maximum Power Demand and Margin in 2016.....	4-19

LIST OF FIGURES

Figure 4.1.2-1	Demand and Price Indices.....	4-7
Figure 4.1.2-2	Demand and Population	4-8
Figure 4.1.2-3	Energy Demand and GDP	4-9
Figure 4.1.2-4	Energy Demand and GDP (results)	4-10
Figure 4.1.3-1	Comparison Demand between Study Team and CEB	4-11
Figure 4.1.3-2	Peak Load Forecast	4-14
Figure 4.2.1-1	Generation Capacity and Peak Load	4-17
Figure 4.2.2-1	Daily Load Curve in 2016.....	4-20
Figure 4.2.2-2	Annual Duration Curve in 2106.....	4-21

第4章 電源開発計画

4.1 電力需要想定

CEBは毎年計量経済学的モデルを用いて電力需要想定を実施している。本章の4.1.1ではCEBが2007年12月に実施した、2007年から2027年までの需要想定の内容について紹介し、4.1.2ではJICA調査団がレビューのために実施した需要想定について、4.1.3では両者の想定結果の比較について述べる。

また、2008年9月以降の世界的な経済状況の悪化の影響を踏まえ、CEBは、計量経済学的モデルよりも簡便なタイム・トレンド法によって暫定的に需要を見直した。見直された需要想定については、4.1.4に記載した。

4.1.1 CEBによる電力需要想定

CEBによる電力需要想定について、算定の基礎となった前提条件と想定手法および結果を記載する。

(1) 想定手法

過去のCEBの需要想定では、需要家を次の3セクターに分類し、セクターごとに需要想定に適切なパラメータを選定して想定を実施してきた。パラメータとしては以下の項目が挙げられている。

- a. 民生用：過去の電力需要、一人当たりGDP、人口、平均電気料金、民生用会計
- b. 一般・産業用：過去の電力需要、GDP、人口、平均電気料金、需要家会計
- c. その他（宗教施設、道路灯）：過去の電力需要

人口は、国勢調査・統計部(DCS : Department of Census and Statistics)の予測を使用している。

GDPは2007年～2011年の期間について、スリランカ中央銀行が行った予測値を用い、2012年以降はCEBが2011年までのGDPの成長率をもとに想定している。

平均電気料金については、民生用はコロンボ市消費者物価指数(CCPI : Colombo City Consumer Price Index)を、産業用は卸売物価指数(WPI : Wholesale Price Index)を換算のための指標としている。

各セクターの具体的な予測モデルは、以下のとおりである。

1) 民生用

$$D_{\text{dom}}(t)_i = b_1 + b_2 \text{GDPPC}_i + b_3 D_{\text{dom}}(t-1)_i + e_i$$

ここに、

$D_{\text{dom}}(t)$: t年の民生用の需要電力量

GDPPC_i : 一人当たりGDP

$D_{dom}(t-1)$: 前年 (t-1 年) の民生用需要電力量

b_1, b_2, b_3 : 定数

2) 一般・産業

$$D_{i\&gp}(t) = b_1 + b_2GDP_i + e_i$$

ここに、

$D_{i\&gp}(t)$: t 年の一般・産業用の需要電力量

GDP : Gross Domestic Product

b_1, b_2 : 定数

3) その他

$$\ln S_t = B + \ln(1+g)t$$

ここに

S_t : 宗教施設および道路灯売電電力量

g : 平均年間電力伸び率

B : 定数

(2) 需要想定シナリオ

CEB は、3 つのセクターについて、次の 5 つのシナリオに基づいて需要想定を実施している。

- 1) シナリオ 1 : 人口および GDP が低い成長を示した場合 (Low Case)
- 2) シナリオ 2 : 人口および GDP が通常の成長を示した場合 (Base Case)
- 3) シナリオ 3 : 人口および GDP が高い成長を示した場合 (High Case)
- 4) シナリオ 4 : シナリオ 2 で電力ロスが 16.6%一定の値で推移した場合
- 5) シナリオ 5 : シナリオ 2 で Demand Side Management (DSM) によって電力需要および最大電力が低減した場合

今後の需要の見通しは、それぞれのシナリオに応じて以下のとおりとなっている。

1) シナリオ 1

人口増加率が低く (増加率 : 年平均 0.16%)、低成長 (GDP 成長率 : 年平均 6.1%) の下で、需要電力量は 2007 年で 8,141 GWh、2027 年で 34,057 GWh となり、年間平均 7.42% で増加することが予想される。また、最大電力は 2007 年で 1,958 MW、2027 年で 7,579 MW、年間平均 7.00% で増加することが見込まれており、負荷率は 2007 年から 2.8% 改善し 59.7% と予想される。

2) シナリオ 2

人口増加率 (増加率 : 年平均 0.59%)、経済成長 (GDP 成長率 : 年平均 6.7%) とした場合、需要電力量は 2007 年で 8,258 GWh、2027 年で 40,615 GWh となり、年間平均 8.29% で

増加することが予想される。また、最大電力は2007年で1,986 MW、2027年で9,038 MW、年間平均7.9%で増加することが見込まれ、負荷率はシナリオ1と同様に2027年において59.7%と予想される。

3) シナリオ3

人口増加率（増加率：平均0.85%）、経済成長率（GDP成長率：年平均7.5%）とした場合は需要電力量が2007年で8,391 GWh、2027年で48,198 GWhとなり、年間平均9.13%で増加することが予想される。最大電力は2007年で2,018 MW、2027年で10,726 MWとなり、年間平均8.71%で増加することが見込まれる。負荷率はシナリオ1と同様に2027年において59.7%と予想される。

4) シナリオ4

シナリオ2の人口増加率と経済成長率のもとで、電力ロスが年平均16.6%で一定とした場合は需要電力量が2007年で8,258 GWh、2027年で40,615 GWhとなり、年間平均8.29%で増加することが予想される。最大電力は2007年で1,986 MW、2027年で9,316 MWとなり、年間平均8.03%で増加することが見込まれる。負荷率はシナリオ1と同様に2027年において59.7%と予想される。

5) シナリオ5

シナリオ2の人口増加率と経済成長率のもとで、DSM: Demand Side Managementにより、電力需要および最大電力が低減した場合で、2015年以降電力ロスを年平均14.0%とした場合、需要電力量が2007年で8,258 GWh、2027年で40,615 GWhとなり、年間平均8.29%で増加することが予想される。最大電力は2007年で1,951 MW、2027年で8,565 MWとなり、年間平均7.7%で増加することが見込まれる。負荷率は2007年から3.7%増加し61.2%に改善される。

上述した3つのセクターの需要モデルと5つのシナリオ予測を前提とする需要想定結果をTable 4.1.1-1、Table 4.1.1-2、Table 4.1.1-3、Table 4.1.1-4およびTable 4.1.1-5に示す。

Table 4.1.1-1 Base Demand Load Forecast -2007

Year	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2007	8,258.00		1,986.00	
2008	8,644.0	4.7	2,064.0	3.9
2009	9,533.0	10.3	2,259.0	9.4
2010	10,393.0	9.0	2,447.0	8.3
2011	11,373.0	9.4	2,655.0	8.5
2012	12,429.0	9.3	2,880.0	8.5
2013	13,560.0	9.1	3,237.0	12.4
2014	14,767.0	8.9	3,385.0	4.6
2015	16,051.0	8.7	3,674.0	8.5
2016	17,416.0	8.5	3,977.0	8.2
2017	18,868.0	8.3	4,298.0	8.1
2018	20,423.0	8.2	4,642.0	8.0
2019	22,088.0	8.2	5,008.0	7.9
2020	23,871.0	8.1	5,400.0	7.8
2021	25,784.0	8.0	5,819.0	7.8
2022	27,840.0	8.0	6,268.0	7.7
2023	30,047.0	7.9	6,749.0	7.7
2024	32,415.0	7.9	7,264.0	7.6
2025	34,955.0	7.8	7,815.0	7.6
2026	37,683.0	7.8	8,405.0	7.5
2027	40,615.0	7.8	9,038.0	7.5
Average Growth Rate		8.30		7.88

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

Table 4.1.1-2 Low Demand Load Forecast -2007

Year	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2007	8,141.00		1,958.00	
2008	8,624.0	5.9	2,060.0	5.2
2009	9,353.0	8.5	2,216.0	7.6
2010	10,139.0	8.4	2,387.0	7.7
2011	11,016.0	8.6	2,571.0	7.7
2012	11,942.0	8.4	2,767.0	7.6
2013	12,918.0	8.2	2,988.0	8.0
2014	13,943.0	7.9	3,196.0	7.0
2015	15,020.0	7.7	3,438.0	7.6
2016	16,150.0	7.5	3,688.0	7.3
2017	17,336.0	7.3	3,949.0	7.1
2018	18,592.0	7.2	4,225.0	7.0
2019	19,922.0	7.2	4,517.0	6.9
2020	21,332.0	7.1	4,825.0	6.8
2021	22,831.0	7.0	5,152.0	6.8
2022	24,426.0	7.0	5,499.0	6.7
2023	26,122.0	6.9	5,867.0	6.7
2024	27,925.0	6.9	6,258.0	6.7
2025	29,841.0	6.9	6,671.0	6.6
2026	31,881.0	6.8	7,111.0	6.6
2027	34,057.0	6.8	7,579.0	6.6
Average Growth Rate		7.42		7.00

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

Table 4.1.1-3 High Demand Load Forecast -2007

Year	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2007	8,391.00		2,018.00	
2008	8,976.0	7.0	2,144.0	6.2
2009	9,856.0	9.8	2,335.0	8.9
2010	10,794.0	9.5	2,541.0	8.8
2011	11,887.0	10.1	2,775.0	9.2
2012	13,085.0	10.1	3,032.0	9.3
2013	14,389.0	10.0	3,328.0	9.8
2014	15,799.0	9.8	3,621.0	8.8
2015	17,317.0	9.6	3,964.0	9.5
2016	18,949.0	9.4	4,327.0	9.2
2017	20,700.0	9.2	4,716.0	9.0
2018	22,590.0	9.1	5,134.0	8.9
2019	24,632.0	9.0	5,585.0	8.8
2020	26,836.0	8.9	6,070.0	8.7
2021	29,219.0	8.9	6,594.0	8.6
2022	31,797.0	8.8	7,159.0	8.6
2023	34,586.0	8.8	7,768.0	8.5
2024	37,600.0	8.7	8,426.0	8.5
2025	40,858.0	8.7	9,135.0	8.4
2026	44,383.0	8.6	9,900.0	8.4
2027	48,198.0	8.6	10,726.0	8.3
Average Growth Rate		9.14		8.71

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

Table 4.1.1-4 Demand Load Forecast with Constant Energy Losses-2007

Year	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2007	8,258.00		1,986.00	
2008	8,644.0	4.7	2,074.0	4.4
2009	9,533.0	10.3	2,282.0	10.0
2010	10,393.0	9.0	2,482.0	8.8
2011	11,373.0	9.4	2,709.0	9.1
2012	12,429.0	9.3	2,953.0	9.0
2013	13,560.0	9.1	3,215.0	8.9
2014	14,767.0	8.9	3,492.0	8.6
2015	16,051.0	8.7	3,787.0	8.4
2016	17,416.0	8.5	4,099.0	8.2
2017	18,868.0	8.3	4,430.0	8.1
2018	20,423.0	8.2	4,784.0	8.0
2019	22,088.0	8.2	5,162.0	7.9
2020	23,871.0	8.1	5,566.0	7.8
2021	25,784.0	8.0	5,997.0	7.7
2022	27,840.0	8.0	6,460.0	7.7
2023	30,047.0	7.9	6,956.0	7.7
2024	32,415.0	7.9	7,487.0	7.6
2025	34,955.0	7.8	8,055.0	7.6
2026	37,683.0	7.8	8,663.0	7.5
2027	40,615.0	7.8	9,316.0	7.5
Average Growth Rate		8.30		8.04

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

Table 4.1.1-5 Demand Load Forecast with DSM-2007

Year	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2007	8,258.00		1,951.00	
2008	8,644.0	4.7	2,008.0	2.9
2009	9,533.0	10.3	2,181.0	8.6
2010	10,393.0	9.0	2,345.0	7.5
2011	11,373.0	9.4	2,529.0	7.8
2012	12,429.0	9.3	2,731.0	8.0
2013	13,560.0	9.1	2,964.0	8.5
2014	14,767.0	8.9	3,190.0	7.6
2015	16,051.0	8.7	3,456.0	8.3
2016	17,416.0	8.5	3,737.0	8.1
2017	18,868.0	8.3	4,036.0	8.0
2018	20,423.0	8.2	4,357.0	8.0
2019	22,088.0	8.2	4,702.0	7.9
2020	23,871.0	8.1	5,072.0	7.9
2021	25,784.0	8.0	5,469.0	7.8
2022	27,840.0	8.0	5,897.0	7.8
2023	30,047.0	7.9	6,357.0	7.8
2024	32,415.0	7.9	6,851.0	7.8
2025	34,955.0	7.8	7,382.0	7.8
2026	37,683.0	7.8	7,952.0	7.7
2027	40,615.0	7.8	8,565.0	7.7
Average Growth Rate		8.30		7.68

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

4.1.2 JICA調査団による電力需要想定

電力需要の想定にあたって二とおりの考え方があり。一つは国全体をカバーし GDP、売電価格（物価指数）、消費者数等の中から選んだ指標を説明変数とするマクロ技法であり、他は各カテゴリーで需要を積み上げ予測するミクロ技法である。

調査団の需要想定では、CEB が実施した電力需要想定のリビューという観点から、一つのパラメータを使用するマクロ技法により行う。需要想定に使用する説明変数を選定するため、GDP、物価指数、人口を選び、需要（売電）電力量の実績との相関を比較して検討を加えた。

(1) 物価指数

過去 10 年間の需要電力量とコロンボ市消費者物価指数 (CCPI) と卸売物価指数 (WPI) の相関を確認した。

$$\text{需要電力量} = -0.0007 \times Nc^2 + 5.4608 \times Nc - 1069.8$$

$$\text{相関係数 } R^2 = 0.9572$$

Nc : 消費者物価指数 (CCPI)

$$\text{需要電力量} = -3E-05 \times Nw^2 + 1.5804 \times Nw + 1214.9$$

$$\text{相関係数 } R^2 = 0.9704$$

Nw : 卸売物価指数 (WPI)

電力需要と物価指数を Table 4.1.2-1 に示す。

Table 4.1.2-1 に過去 10 年間における、需用電力量の伸びと物価の上昇を比較した。また、Figure 4.1.2-1 にそれぞれのデータを比較したグラフを示した。

Table 4.1.2-1 Demand and Price Index

Year	*Demand (sales) (GWh)	CCPI	WPI
1997	4,274.0	2,089.1	1,224.3
1998	4,635.0	2,284.9	1,298.7
1999	4,917.0	2,392.1	1,295.3
2000	5,425.0	2,539.8	1,317.2
2001	5,341.0	2,899.4	1,471.2
2002	5,643.0	3,176.4	1,629.0
2003	6,209.0	3,377.0	1,679.1
2004	6,781.0	3,632.8	1,889.0
2005	7,255.0	4,055.5	2,105.9
2006	7,831.0	4,610.8	2,351.6
Average Rate	6.96	9.19	7.52
Elasticity		0.76	0.93

*Including Power Cuts

Source: National Demand forecast 2007-2027

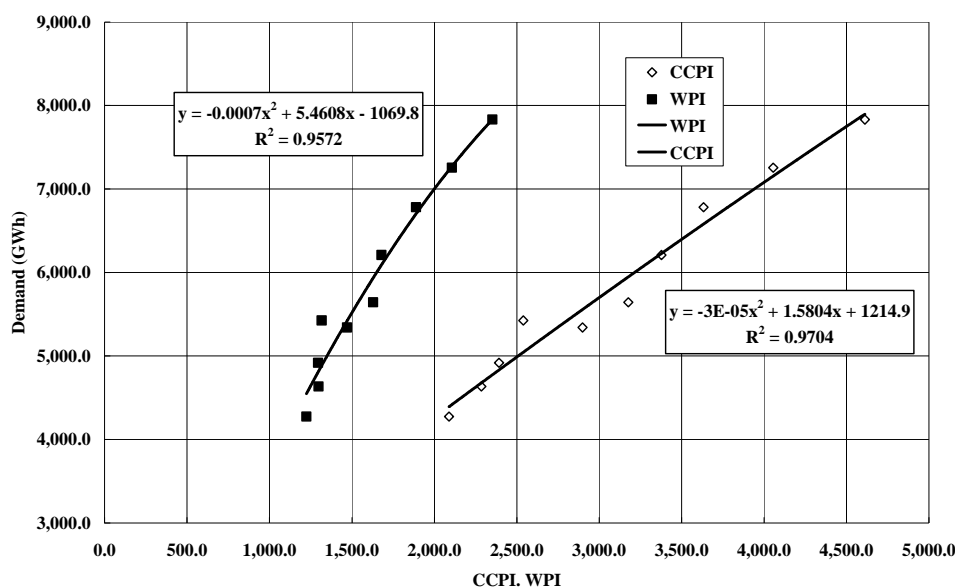


Figure 4.1.2-1 Demand and Price Indices

需要電力量との相関は 96% および 97% 程度であり、物価指数は急激な変動をみせる世界経済においてかならずしも電力需要の動きと一致するものではないことから、スリランカ国において 10 年以上におよぶ長期予測に物価指数を適用することは困難なことが想定される。

(2) 人口

物価指数と同様に、過去 10 年間の需要電力量と人口の増加数との相関を確認した。

$$\text{需要電力量} = 585.43 \times N^2 - 20001 \times N + 173802$$

$$\text{相関係数 } R^2 = 0.912$$

N : 人口

需要電力量と人口増加の比較を Table 4.1.2-2 および Figure 4.1.2-2 に示す。

Table 4.1.2-2 Demand and Population

Year	Demand (GWh)	Population (Mill.)
1997	4,274	18.66
1998	4,635	18.91
1999	4,917	19.20
2000	5,425	19.05
2001	5,341	18.87
2002	5,643	19.13
2003	6,209	19.36
2004	6,781	19.62
2005	7,255	19.87
2006	7,831	19.89
Average Rate	6.96	0.71
Elasticity	9.78	

Source: National Demand forecast 2007-2027

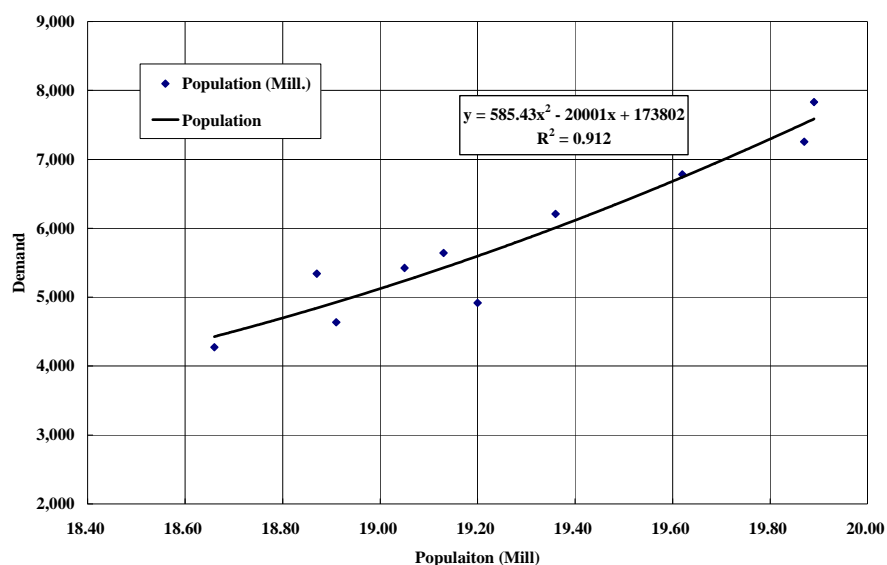


Figure 4.1.2-2 Demand and Population

需要電力量は、人口の増加比率に対して約 10 倍の伸び率で推移している。需要電力量と人口の間の相関は 91% 程度であり、次項に述べる GDP の相関係数ほど高くはない。従って、需要想定の説明変数としては採用しないこととする。

(3) GDP

物価指数と同様に、過去 10 年間（対象期間を 1997 年から 2006 年の 10 年間として）の需要電力量と GDP との相関を確認した。

その結果、GDP は二次曲線で増加する傾向を示し需要電力量との間で良い相関を持つことが判った。

需要電力量は、GDP の伸び率に対して約 1.5 倍の値で増している。相関式は次式で示される。

$$\text{需要電力量} = -6\text{E-}10 \times \text{N}^2 + 0.0111 \times \text{N} - 3670.1 \text{ (GWh)}$$

$$\text{相関係数 } R^2 = 0.9985$$

N : GDP

需要電力量の実績とGDPをTable 4.1.2-3、Figure 4.1.2-3およびFigure 4.1.2-4に示す。以上の検討から、相関係数が最も高いGDPを、調査団が行う需要想定の説明変数として用いることとした。

Table 4.1.2-3 Energy Demand and GDP

Year	Demand (GWh)	GDP (Mill.Rs)
1997	4,274	739,763
1998	4,635	774,796
1999	4,917	808,340
2000	5,425	857,035
2001	5,341	843,794
2002	5,643	877,248
2003	6,209	930,057
2004	6,781	980,720
2005	7,255	1,039,763
2006	7,831	1,116,215
Avarage	6.96	4.68
Elasticity		1.49

Source: National Demand forecast 2007-2027

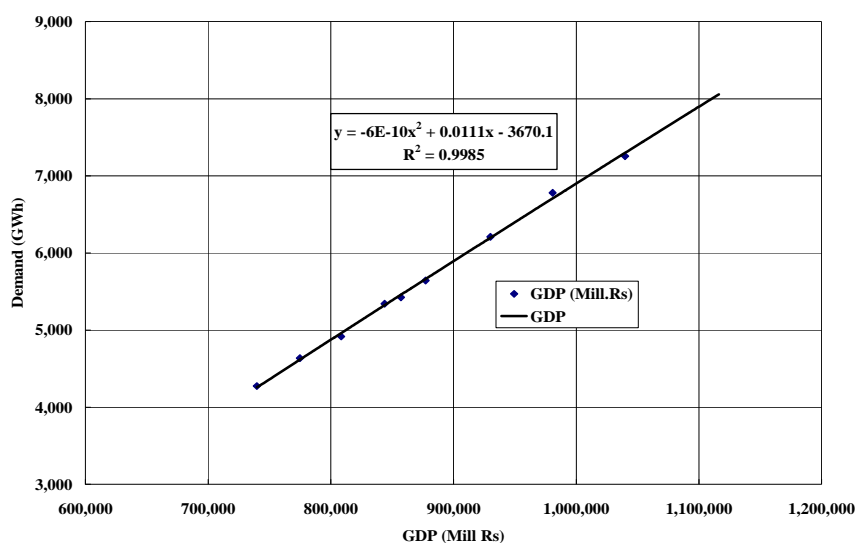


Figure 4.1.2-3 Energy Demand and GDP

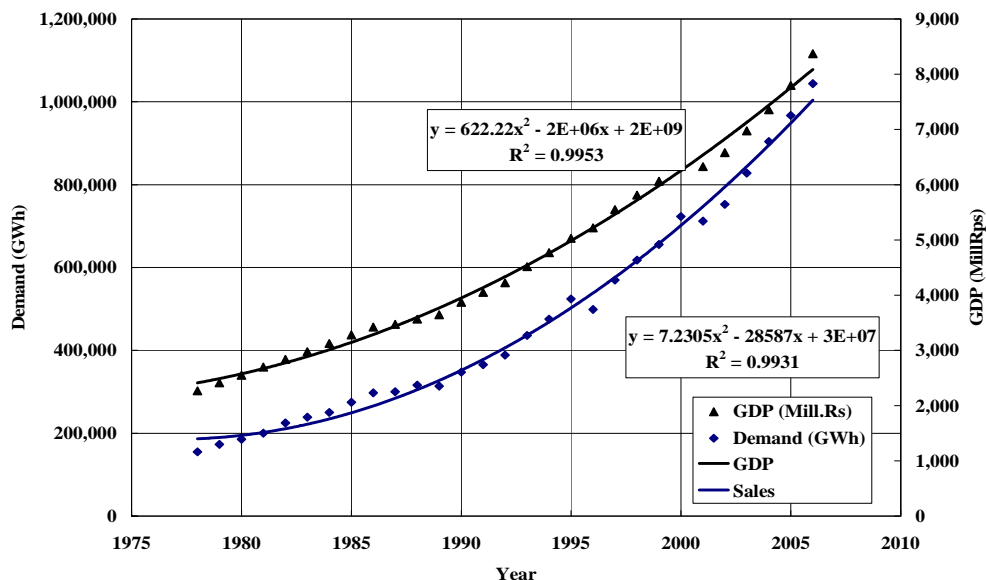


Figure 4.1.2-4 Energy Demand and GDP (results)

4.1.3 JICA調査団とCEBの比較

(1) 需要電力量

4.1.2で選定したGDPを説明変数として2020年までの需要電力量(受電端)を算出した。Table 4.1.3-1およびFigure 4.1.3-1はCEB需要予測とJICA調査団の予測結果の比較を示す。

Table 4.1.3-1 Comparison of Demand between CEB and Study Team

Year	CEB Forecast (Base) (GWh)	JICA Forecast Demand (GWh)
2007	8,258	8,563
2008	8,644	9,094
2009	9,533	10,001
2010	10,393	10,979
2011	11,373	12,045
2012	12,429	13,164
2013	13,560	14,337
2014	14,767	15,563
2015	16,051	16,841
2016	17,416	18,170
2017	18,868	19,547
2018	20,423	20,970
2019	22,088	22,436
2020	23,871	23,941
Avarage (%)	8.51	8.23

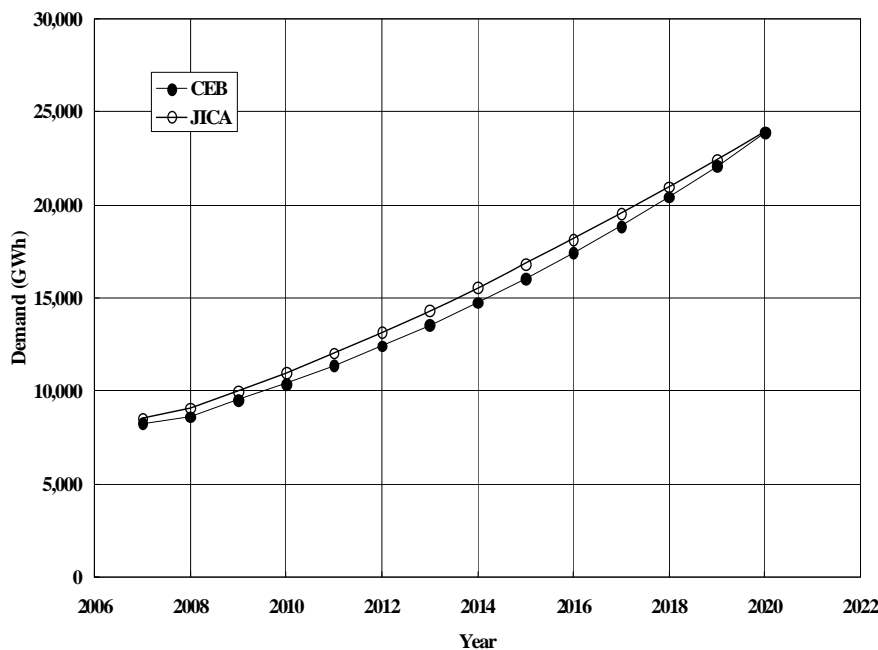


Figure 4.1.3-1 Comparison Demand between Study Team and CEB

2020年までのJICA調査団の予測に基づく電力需要量(CEBのBaseに相当)は、年平均8.23%の増加率と予想される。一方、CEBのBase Caseでは、同期間で年平均8.51%の伸び率となっている。

(2) 損失率

スリランカ国の電力損失は過去20年間年平均で18.2%であり、1999年と2000年に20%を超えた。しかしながら、2006年に16.6%、2007年には15.7%と改善されている。損失は、発電、送電、配電に分類され、配電に関しては、配電網を所有するLECO(Lanka Electricity Company Ltd)とCEBが双方で分担している。LECOの損失率は6%程度とされている。

CEBは、損失改善の目標を2005年から2009年の期間に約0.5%ずつ減少させ、2015年以降14%に抑制する計画であり、その目標値が達成されるものするとTable 4.1.3-2のようになる。

調査団の発電端での電力量算出には、CEBの改善目標値の損失率を使用する。

Table 4.1.3-2 Loss Rate

Year	Gx	Tx	Dx	Loss Rate (%)
2007	1.0	2.4	13.2	16.6
2008	1.0	2.4	12.8	16.2
2009	1.0	2.4	12.3	15.7
2010	1.0	2.4	11.9	15.3
2011	1.0	2.4	11.4	14.8
2012	1.0	2.4	11.0	14.4
2013	1.0	2.4	10.8	14.2
2014	1.0	2.4	10.4	13.8
2015	1.0	2.4	10.6	14.0
2016	1.0	2.7	10.3	14.0
2017	1.0	2.7	10.3	14.0
2018	1.0	2.7	10.3	14.0
2019	1.0	2.7	10.3	14.0
2020	1.0	2.7	10.3	14.0

Note: Gx : Generation Loss, Tx: Transmission Loss, Dx: Distribution Loss

Source: National Demand Forecast 2007-2027, Dec. 2007, CEB

(3) 発電端電力量およびピーク負荷

過去 10 年間の GDP の伸びと、需要電力量の伸びの相関結果に基づき、ヴィクトリア増設計画が完成すると予想される 2016 年を含んだ 2020 年までの需要電力量の動向を予測し、Table 4.1.3-2 で設定した損失率を用いて、調査団が計算した発電端電力量を、CEB の Base Case とともに Table 4.1.3-3 に示す。2020 年までの予測期間における発電端電力量は、8.03% の増加率と予想される。

Table 4.1.3-3 Generation

Year	Demand	Gross Loss	Generation	Generation
	Forecast Basic By JICA (GWh)	Forecast By CEB (%)	Forecast Basic By JICA (GWh)	Forecast Basic By CEB (GWh)
2006	7,831	17.1	9,446	9,426
2007	8,563	16.6	10,267	9,898
2008	9,094	16.2	10,852	10,314
2009	10,001	15.7	11,864	11,313
2010	10,979	15.4	12,978	12,283
2011	12,045	14.9	14,154	13,360
2012	13,164	14.5	15,396	14,529
2013	14,337	14.5	16,768	15,861
2014	15,563	13.9	18,075	17,156
2015	16,841	14.0	19,583	18,668
2016	18,170	14.0	21,128	20,255
2017	19,547	14.0	22,729	21,944
2018	20,970	14.0	24,384	23,753
2019	22,436	14.0	26,088	25,689
2020	23,941	14.0	27,838	27,763
Average	8.31		8.03	8.02

経済成長とともに、需要電力量および発電端電力量が増加しピーク負荷（最大電力）も増加すると予想されるが、CEBの想定では系統側のロス低減努力によって年間需要電力量の伸び8.31%がピーク負荷の伸び7.79% (Table 4.1.3-4)を上回り負荷率は改善される方向である。負荷率の改善によるピークシフト効果はCEBの予見可能な重要施策の一つと考えられる。

Figure 4.1.3-2にCEBとJICA調査団の負荷率、ピーク負荷の予測結果の比較を示す。過去(1986～2005)の実績に基づき、その近似式からJICA調査団で今後(2006～2020)の負荷率の推移を予測し、既出の発電端電力量からピーク負荷を想定した結果、CEBの予測と良く一致することが判った。

CEBと調査団の予測値の差は、最大で5%程度である。従って、JICA調査団とCEBの予測値は、ほぼ一致する傾向となり、CEBの需要想定結果は妥当と判断できる。

Table 4.1.3-4 Load Factor and Peak Load Forecast

Year	Load Factor By JICA	Load Factor By CEB	Peak Load By JICA	Peak Load By CEB base
	Forecast (%)	Forecast (%)	Forecast (MW)	Forecast (MW)
2006	56.8	56.8	1,898	1,894
2007	57.0	56.9	2,080	1,986
2008	57.1	57.0	2,170	2,064
2009	57.2	57.2	2,368	2,259
2010	57.3	57.3	2,584	2,447
2011	57.5	57.4	2,812	2,655
2012	57.6	57.6	3,052	2,880
2013	57.7	57.7	3,317	3,237
2014	57.8	57.9	3,568	3,385
2015	58.0	58.0	3,857	3,674
2016	58.1	58.1	4,153	3,977
2017	58.2	58.3	4,458	4,298
2018	58.3	58.4	4,772	4,642
2019	58.5	58.6	5,095	5,008
2020	58.6	58.7	5,425	5,400
Average(%)			7.79	7.77

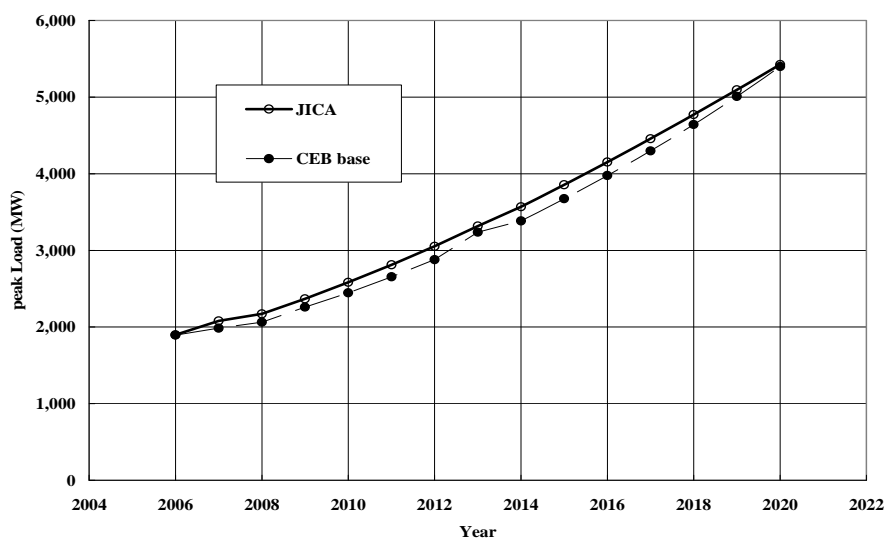


Figure 4.1.3-2 Peak Load Forecast

4.1.4 CEBによる電力需要想定の見直し

2008年9月以降、世界的な経済危機によりスリランカも少なからず影響を受け、電力需要想定を見直す必要が生じたことから、CEBはタイム・トレンド法を使用して2028年までの需要電力量、最大電力を、Table 4.1.4-1のとおり暫定的に見直した。

需要電力量、最大電力の年平均伸び率は、4.1.1で述べた需要想定よりも減少傾向にあるが、6%台を維持するものと想定している。本調査では、経済状況の変化を反映している、見直した需要想定を使用する。

Table 4.1.4-1 New Demand, Load Factor and Peak Load Forecast (draft)

Year	Demand (GWh)	Loss (%)	Generation (GWh)	LF (%)	Peak (MW)
2008	8,527	15.7	9,863	57.0	1,974 *
2009	8,923	15.5	10,307	57.2	2,058
2010	9,523	15.3	11,250	57.3	2,241
2011	10,165	15.0	11,959	57.4	2,376
2012	10,849	14.8	12,730	57.6	2,524
2013	11,579	14.6	13,559	57.7	2,681
2014	12,359	14.7	14,496	57.9	2,860
2015	13,191	14.4	15,401	58.0	3,031
2016	14,079	14.2	16,412	58.1	3,222
2017	15,026	14.0	17,476	58.3	3,423
2018	16,038	14.0	18,652	58.4	3,645
2019	17,118	14.0	19,908	58.6	3,881
2020	18,270	14.0	21,248	58.7	4,133
2021	19,500	14.0	22,679	58.8	4,401
2022	20,812	14.0	24,206	59.0	4,686
2023	22,214	14.0	25,835	59.1	4,989
2024	23,709	14.0	27,574	59.2	5,313
2025	25,305	14.0	29,430	59.4	5,657
2026	27,009	14.0	31,412	59.5	6,024
2027	28,827	14.0	33,526	59.7	6,415
2028	30,767	14.0	35,783	59.7	6,847
Average	6.63		6.66		6.42

Note: * estimated value

Source: CEB

4.2 開発計画

4.2.1 CEBによる発電拡張計画

CEB は、将来の電力需要の増加に対応するために、毎年、長期発電拡張計画を策定している。

4.1.4で述べた需要想定にもとづいて作成された 2009 年 2 月時点での拡張計画が最新であり、これを Table 4.2.1-1 に示す。2012 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である。

Table 4.2.1-1 Generation Expansion Plan (Draft)

YEAR	HYDRO ADDITIONS	THERMAL ADDITIONS	THERMAL RETIREMENTS
2008	-	-	-
2009	-	2x 90 MW GT part Kerawalapitiya CCY	-
2010	-	2x 135 MW Kerawalapitiya CCY	2x 90 MW GT part Kerawalapitiya CCY
2011		1x 285 MW Puttalam Coal (Stage 1)	5x 17 MW Gas Turbine, Kelanitissa
2012	150 MW Upper Kotmale		20 MW ACE Power Matara
2013	-	3x 300 MW Coal Plant	22.5 MW Lakdanavi
			4x 18 MW Sapugaskanda Diesel
			20 MW ACE Power Horana
2014	-	1x 300 MW Coal Plant	-
2015	-	1x 300 MW Coal Plant	60 MW Colombo Power
			100 MW Heladanavi Diesel, Puttalam
			100 MW ACE Power Diesel, Embilipitiya
2016	-		-
2017	-	1x 300 MW Coal Plant	-
2018	-	1x 300 MW Coal Plant	115 MW Gas Turbine, Kelanitissa
			49 MW Asia Power
2019	-		-
2020	-	1x 300 MW Coal Plant	-
2021	-	1x 300 MW Coal Plant	-
2022	-	1x 300 MW Coal Plant	-

Source: CEB

Table 4.2.1-2 および Figure 4.2.1-1 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した。開発計画が計画に基づいて順調に運転開始すれば、全設備出力の 15% から 30% の余裕を確保することが可能となる。2013 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 年に運転開始する Upper Kotmale の 150 MW のみである。

Table 4.2.1-2 Power Development Plan

Year	Existing	On going	Plan	Retirement	Total	Peak Load by CEB (base)	Margin Capacity	Margin (%)
2,008	2,434	-	-		2,434	1,974	460	18.9
2,009	2,434	180	-		2,614	2,058	556	21.3
2,010	2,434	450	-	-180	2,704	2,241	463	17.1
2,011	2,434	735	-	-265	2,904	2,376	528	18.2
2,012	2,434	885	-	-285	3,034	2,524	510	16.8
2,013	2,434	885	900	-400	3,820	2,681	1,139	29.8
2,014	2,434	885	1,200	-400	4,120	2,860	1,260	30.6
2,015	2,434	885	1,500	-660	4,159	3,031	1,128	27.1
2,016	2,434	885	1,500	-660	4,159	3,222	937	22.5
2,017	2,434	885	1,800	-660	4,459	3,423	1,036	23.2
2,018	2,434	885	2,100	-824	4,595	3,645	950	20.7
2,019	2,434	885	2,100	-824	4,595	3,881	714	15.5
2,020	2,434	885	2,400	-824	4,895	4,133	762	15.6
2,021	2,434	885	2,700	-824	5,195	4,401	794	15.3
2,022	2,434	885	3,000	-824	5,495	4,686	809	14.7

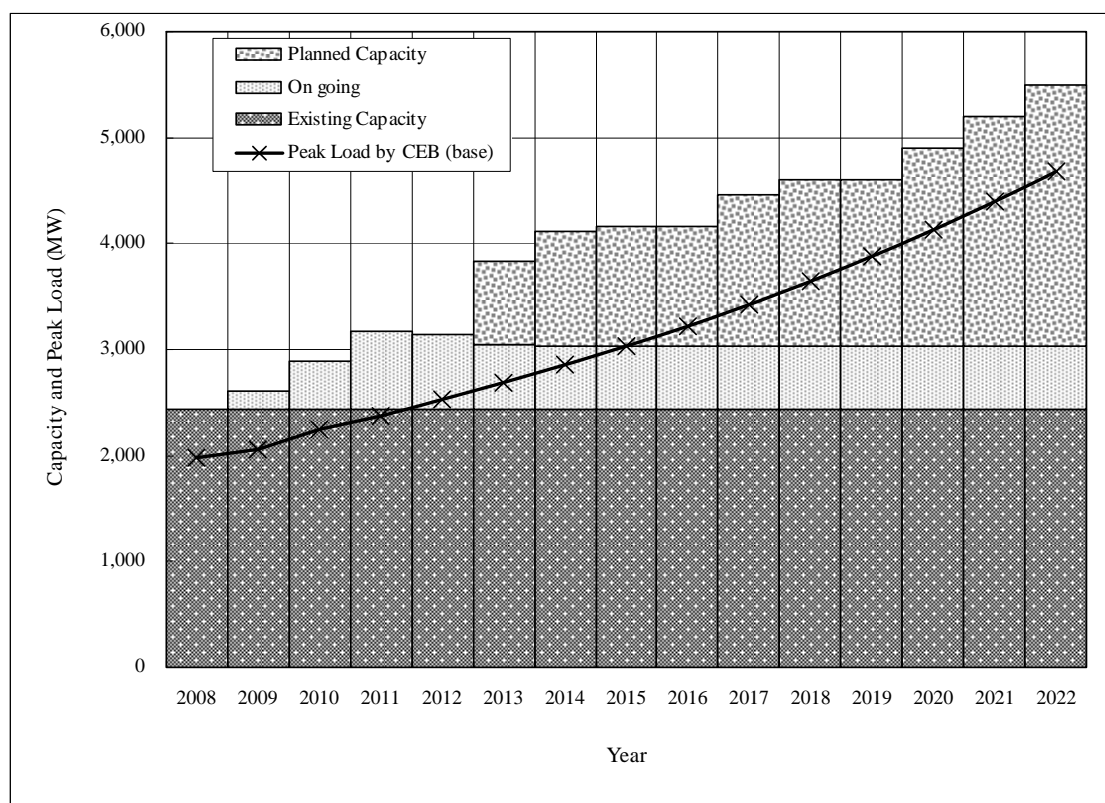


Figure 4.2.1-1 Generation Capacity and Peak Load

4.2.2 電力開発調査から見た本プロジェクトの妥当性について

“4.2.1 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、2008年から2022年までの発電拡張計画を策定している。2012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であるが、2013年以降の計画については以下の要素が含まれている。

- a. ピーク対応型の電源の新設が2013年以降、計画されていない。
- b. 世界的な化石燃料の高騰のため、ピーク対応の火力発電設備の新設は困難な状況にある。

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、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うち、73%が、既開発済みおよび建設中であり、有望な新規水力は限られており、特に規模の大きな地点はないと考えられる。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。

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している。また、kW当たりの建設費は、約1,000ドル¹であり、CEBの他の水力地点の2,700～3,200ドル²に比べ、かなり安価である。

2008年に記録された最大電力需要は1,922 MWでありピーク時には、ピーク対応電源は約570 MWが必要となっている。2016年における、最大電力需要は3,222 MWと想定されており同じような日負荷曲線が予想されることから、必要とされるピーク対応電源は約960 MWに増加する。従って必要量960 MWに対して現行の570 MWから新たに390 MWのピーク対応電源が必要になる。今後のピーク対応電源は2008年以降に開発が予定されているUpper Kotmale水力150 MWのみであることから、Victoria増設計画の実現によって228 MWの設備出力が確保されれば、ほぼ不足分のピーク電源を確保できることになる。本増設計画は、電力需要の増大の対応に大きく貢献することになる。

よって、ピーク需要を満たし、国産の再生可能エネルギーを有効利用をする、本増設計画は次期開発の有力候補と考えられる。

【参考】

2013年以降に建設が計画されている大型火力地点はその実施が決定されていないことから何らかの理由で遅れる可能性がある。この場合には、ベース電源の不足によって、ヴィクトリア発電所がピーク電源に移行することが難しくなることも予想される。

そこで、増設後のヴィクトリア発電所が完成する2016年時点で、需要上必要な新規のベース電源設備量を検討した。

¹ kWあたりの建設費は、10.3.3で述べた建設費を、9.6.1で算出した設備出力で除した。

² Long Term Generation Expansion Plan 2007-2021, April 2007, CEB

(1) 最大電力需要から見た必要規模

ヴィクトリア増設発電設備の運転開始時期である、2016年における最大電力需要は、4.1.4で述べたようにCEBの予測した最新のデータから、3,222 MWと予想されている。

直近の最大電力は、2008年5月21日に1,922 MWを記録しているため、この日に記録された日負荷パターンに基づいて、2016年の最大電力の負荷パターンを想定し、2016年時点での最大電力需要を満たす新規ベース火力の設備容量を検討した。なお、火力の廃止はないものとした。

2012年までの実施が決定されている Kerawalapitiya コンバインドサイクル(135 MW×2基)、Puttalam Coal Stage I (285 MW)および Upper Kotmale 水力(150 MW)では需要がまかなえない。これらに加えてベース電源として石炭火力1基 300MWクラスが運転開始し、ピーク電源としてのヴィクトリア増設が実現すれば需要を満たすことになる。

Table 4.2.2-1 Maximum Power Demand and Margin in 2016

	(MW)
Max. Demand	3,222
Existing Total Power Supply	2,392
Kerawalapitiya (270MW)	259
Puttalam Coali (285MW)	262
Upper Kotmale	149
Total	3,062
Reserve (%)	-5
Victoria Ex	227
New Coal Power Plant (300MW)	276
Grand Total	3,565
Reserve (%)	11

Note: Supply capacity of thermal and hydropower plants excludes station service use.

Figure 4.2.2-1に2016年における新設火力300 MW、1基を投入した場合の供給力と推定した日負荷曲線を示す。

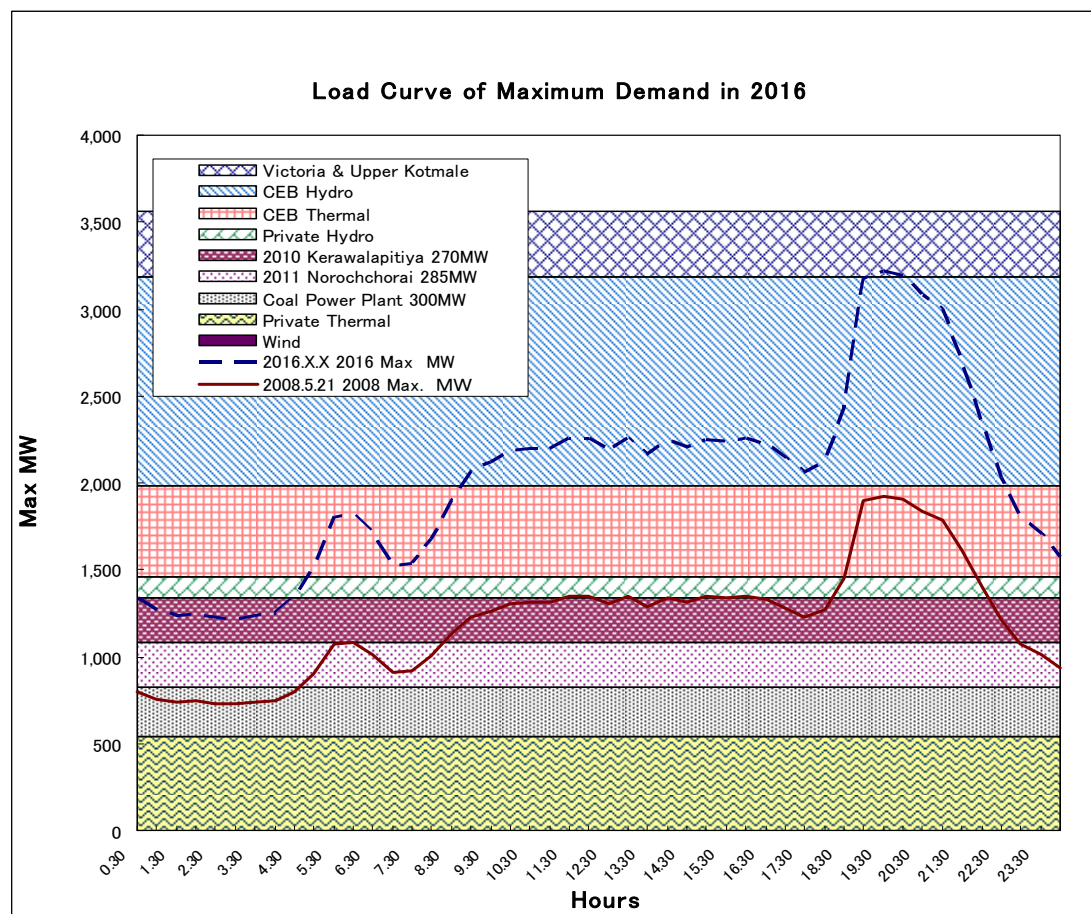


Figure 4.2.2-1 Daily Load Curve in 2016

(2) 発電電力量から見た必要規模

2007年における年間負荷持続曲線から、2016年における年間負荷持続曲線を想定し、既設の各電源種別別の発電電力量を当てはめて、必要となるベース電源の発電電力量および設備出力を想定した。

前提条件を以下のとおりとして、ヴィクトリア発電所の増設が完成する2016年におけるベース電源の必要規模を推定した。

- 1) 石炭火力の設備利用率および所内率は、それぞれ80%、および8%とする
- 2) 既設水力発電所の電力量は2007年と同じとする
- 3) 既設火力の焚き増しは効率、燃料コストの面から実施しないものとした。従って既設設備の年間可能発電電力量は変化しないものとした。
- 4) 既設火力の廃止分は、考慮しない。

2016年においては、Kerawalapitiya コンバインドサイクル火力 (135 MW × 2 基) および Puttalam Coal Stage I 石炭火力 (285 MW) が既に運転開始をしている。しかし、アッパーコトマレ水力および増設後のヴィクトリア水力の年間可能発電電力量を考慮しても、約2,150 GWhが不足することとなった。この不足分を補うために必要な新設火力の設備出力 (X) は、前提

条件の設備利用率と所内率から、約 330 MW となった。よって、出力 300 MW、1 基が必要である。

$$X(\text{MW}) \times 8760\text{hr/year} \times 0.8 \times (1 - 0.08) = 2,150 \text{ GWh}$$

$$X(\text{MW}) = 2,150 \text{ GWh} / (8760\text{h} \times 0.8 \times 0.92) = 333 \text{ MW}$$

Figure 4.2.2-2に 2016 年における推定した年負荷持続曲線と主要発電設備ごとの発電電力量を示す。

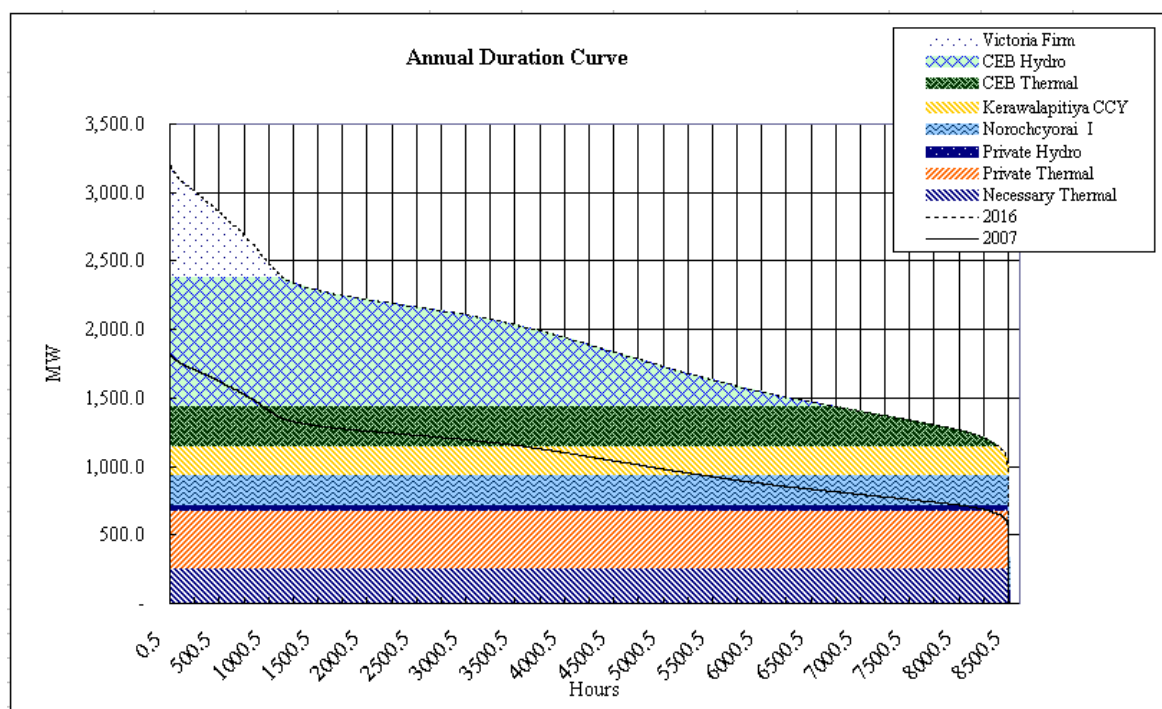


Figure 4.2.2-2 Annual Duration Curve in 2106

以上から、火力発電設備の廃止を考えなければ、2016 年時点の需要に対して、Kerawalapitiya コンバインドサイクル火力 (270 MW) および Puttalam Coal Stage I 石炭火力 (285 MW) に加え、300 MW の石炭火力設備が 1 基完成していれば、ベース需要はまかなえると考えられる。

上記のように、計画の実施前に、本増設計画の完成年でのベース電源の需給をチェックし、本計画がピーク電源として使用されることを確認する必要がある。

第5章 気象・水文

目 次

第 5 章	気象・水文	
5.1	概要	5-1
5.2	計画地域の気象および流量観測	5-4
5.3	マハウェリ川の水資源開発	5-10
5.4	計画地点の流量	5-13
5.5	堆砂	5-15

LIST OF TABLES

Table 5.2-1	List of Rainfall Gauging Station nearby the Project Area.....	5-4
Table 5.4-1	Inflow to Victoria Reservoir.....	5-14
Table 5.4-2	Recorded Inflow Data and Estimated Inflow Data in the Past Studies	5-15
Table 5.5-1	Spill Release Record at Bottom Outlet and Spillway	5-16

LIST OF FIGURES

Figure 5.1-1	Isohyet in Monsoon Season	5-2
Figure 5.1-2	General Plan of the Mahaweli River Basin.....	5-3
Figure 5.2-1	Temperature Measured at Kundasale Meteorological Station.....	5-4
Figure 5.2-2	Location of Polgolla Diversion Weir	5-5
Figure 5.2-3	Polgolla Diversion Release Record.....	5-6
Figure 5.2-4	Location Map of Rainfall Gauging Station	5-7
Figure 5.2-5(1/2)	Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (1/2).....	5-8
Figure 5.2-5(2/2)	Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (2/2).....	5-9
Figure 5.3-1	Related Organization of DSWRPP	5-11
Figure 5.3-2	Dams and Reservoirs in the Mahaweli River Basin.....	5-12
Figure 5.4-1	Water Balance of Victoria and Randenigala System.....	5-13
Figure 5.4-2	Inflow to Victoria Reservoir and Spill Release from the Victoria Dam.....	5-14
Figure 5.5-1	Bottom Outlet at Victoria Dam	5-16

第5章 気象・水文

5.1 概要

(1) 気象

スリランカ国は熱帯モンスーン気候帯に属し、1年に2回モンスーンによる影響を受ける。2回のモンスーン遷移期間はintermonsoon期と呼ばれる。5月から9月は南西モンスーンが卓越する南西モンスーン期、12月から2月は北東モンスーンが卓越する北東モンスーン期となる。スリランカ国の気象は降水量の違いにより、Wet zone、dry zoneとintermediate zoneに分かれる。スリランカ南西部は年間降水量2,000 mm以上のWet zoneに属し、中央部はintermediate zone、北部と北東部がdry zoneとなる。各モンスーン期の等雨量線図をFigure 5.1-1に示す。Figure 5.1-1に示すように南西モンスーン期は国土の南西部で、北東モンスーン期は北部、北東部の平野部および中央部に降雨が偏る。

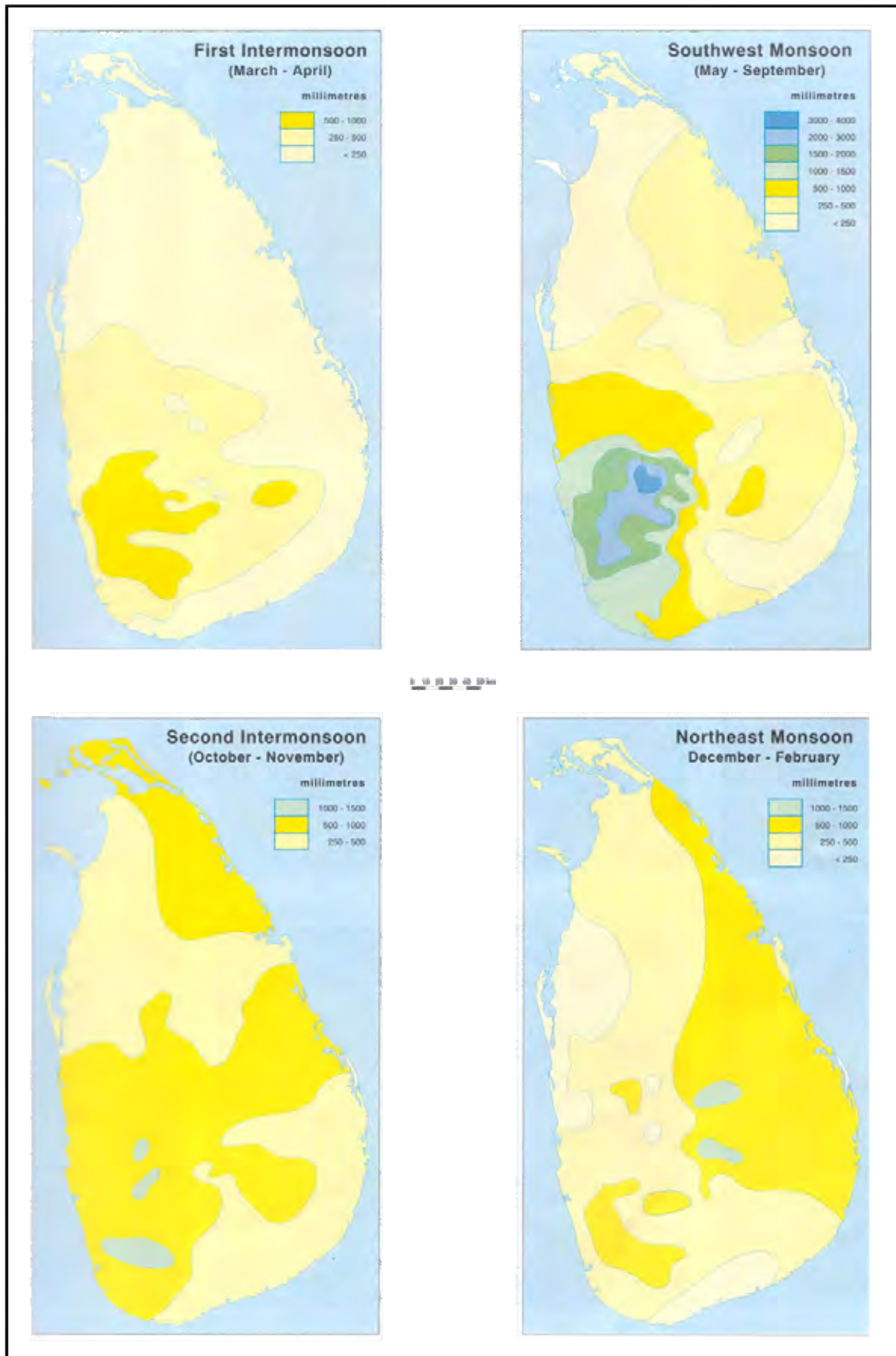
スリランカ島中央部には標高750 mを越す山々が連なる丘陵地帯があり、Central highlandと呼ばれる。Central highlandは2つのモンスーンの両方の影響を受け、南西モンスーン期は南西からの湿った空気がCentral highlandの南西部で捕捉され降雨をもたらし、北東モンスーン期は北東から吹き込む湿った空気がCentral Highlandの北東部に雨をもたらす。

南西モンスーンの終わる9月から北東モンスーンの終わる3月まではMaha期、南西モンスーンを含む4月から8月はYala期と呼ばれている。

(2) マハウェリ川流域の気象

ヴィクトリア発電所があるマハウェリ川流域は、スリランカ島中央部のCentral Highlandに端を発し、北東の平野部へ流れTrincomalee湾にそそぐ。マハウェリ川の流域図をFigure 5.1-2に示す。マハウェリ川の総流域面積は10,327 km²、河道延長は335 kmでありスリランカ最大の河川である。マハウェリ川流域にはCentral Highlandおよび平野部に多数の貯水池を有し、灌漑、水力発電および生活用水に供給に寄与している。

マハウェリ川上流では南西モンスーンの影響が強く、ヴィクトリアダムのある位置するCentral Highland中央部は南西・北東モンスーンの両方の影響を受ける。下流の平野部では南西モンスーン期に雨量が少なく、5月から9月の北東モンスーン期に多くの雨を受ける。



Source: The National Atlas of Sri Lanka

Figure 5.1-1 Isohyet in Monsoon Season

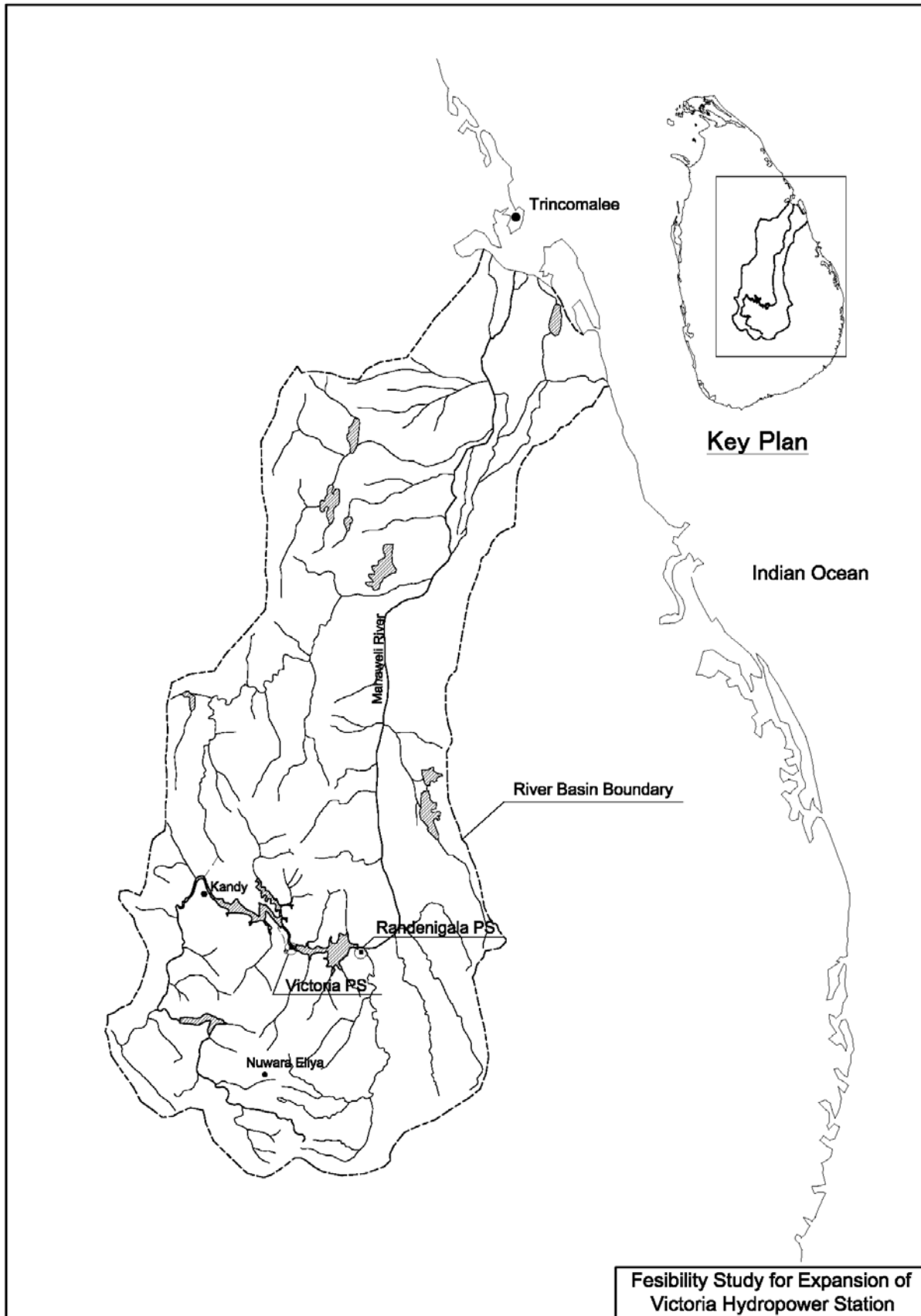


Figure 5.1-2 General Plan of the Mahaweli River Basin

5.2 計画地域の気象および流量観測

(1) 雨量観測

計画地域周辺には気象局が管轄する 8 つの雨量観測所があり、ヴィクトリア水力発電所およびランデニガラ発電所においてもCEBが雨量を観測している。雨量観測所のリストをTable 5.2-1に示し、位置図をFigure 5.2-4に示す。

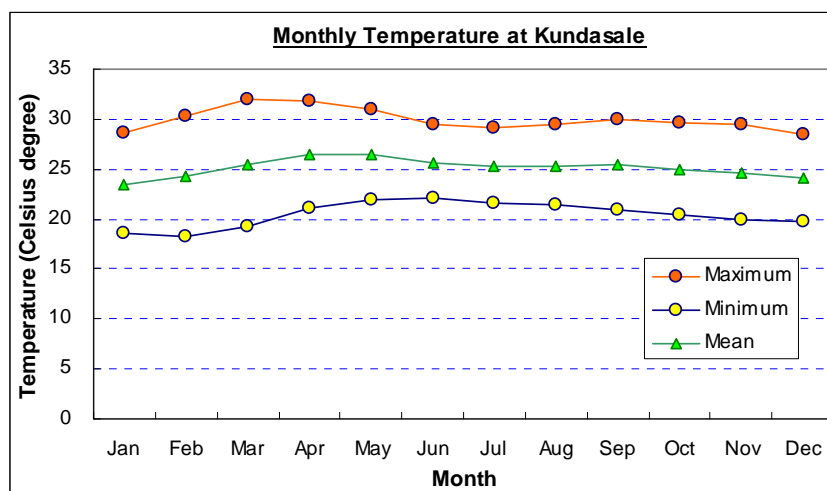
Table 5.2-1 List of Rainfall Gauging Station nearby the Project Area

Sta. No.	Station Name	Latitude			Longitude		
Rainfall gauging station operated by Meteorological Department							
M146	GALPHELA	07	21	13	80	42	14
M191	HOPE ESTATE	07	06	31	80	44	20
M238	KANDAKETIYA	07	10	20	81	00	25
M283	KOBANELLA	07	21	15	80	50	21
M470	DELTOTA	07	10	04	80	41	52
M631	WOODSIDE ESTATE	07	15	52	80	49	39
	KUNDASALE	07	16	12	80	40	48
	MAHABERIYATENNA -DIGANA	07	16	12	80	45	36
Rainfall gauging station at dam site							
	VICTORIA	07	15	00	80	46	48
	RANDENIGALA	07	12	07	80	53	33

Source: Department of Meteorology, Sri Lanka

各雨量観測所の月平均雨量をFigure 5.2-5に示す。ヴィクトリアダム of 年平均雨量は 1,375 mmである。ヴィクトリア貯水池のあるCentral Highland中央部は北東モンスーンと南西モンスーンの両方の影響を受けるが、Figure 5.2-5からわかるようにヴィクトリア貯水池周辺では12月から2月にかけて雨量が多く、北東モンスーンの影響が強い。

ヴィクトリア水力発電所近傍にあるKundasale気象観測所における月平均気温、月平均最低気温と月平均最高気温をFigure 5.2-1に示す。年間平均気温は25.1°Cで季節による月平均気温の変動は小さい。月平均最高気温は29°Cから32°Cで、月平均最低気温は18°Cから22°Cの間で変化している。



Source: Department of Meteorology, Sri Lanka

Figure 5.2-1 Temperature Measured at Kundasale Meteorological Station

(2) 流量観測

ヴィクトリアダムから約 20 km上流に位置するPolgolla堰では、マハウェリ川の水をマハウェリ川流域内にあるSudu川へ灌漑目的のため転流している。ヴィクトリア貯水池に流入する流量は、このPolgolla堰における下流への放流量に依存している。Polgolla堰の運営およびデータの管理はMASLが行っている。1985年から2006年の記録によると、年間平均で1,949 MCM (Million Cubic Meter) の水量がPolgolla堰に流入し、年間平均878 MCMの水量がマハウェリ川の支流Sudu川に転流され、残りの1,071 MCMがマハウェリ川本流へ放流される。Polgolla堰の位置をFigure 5.2-2に示す。また、1985年から2006年までの、Polgolla堰における月ごとの放流実績をFigure 5.2-3に示す。

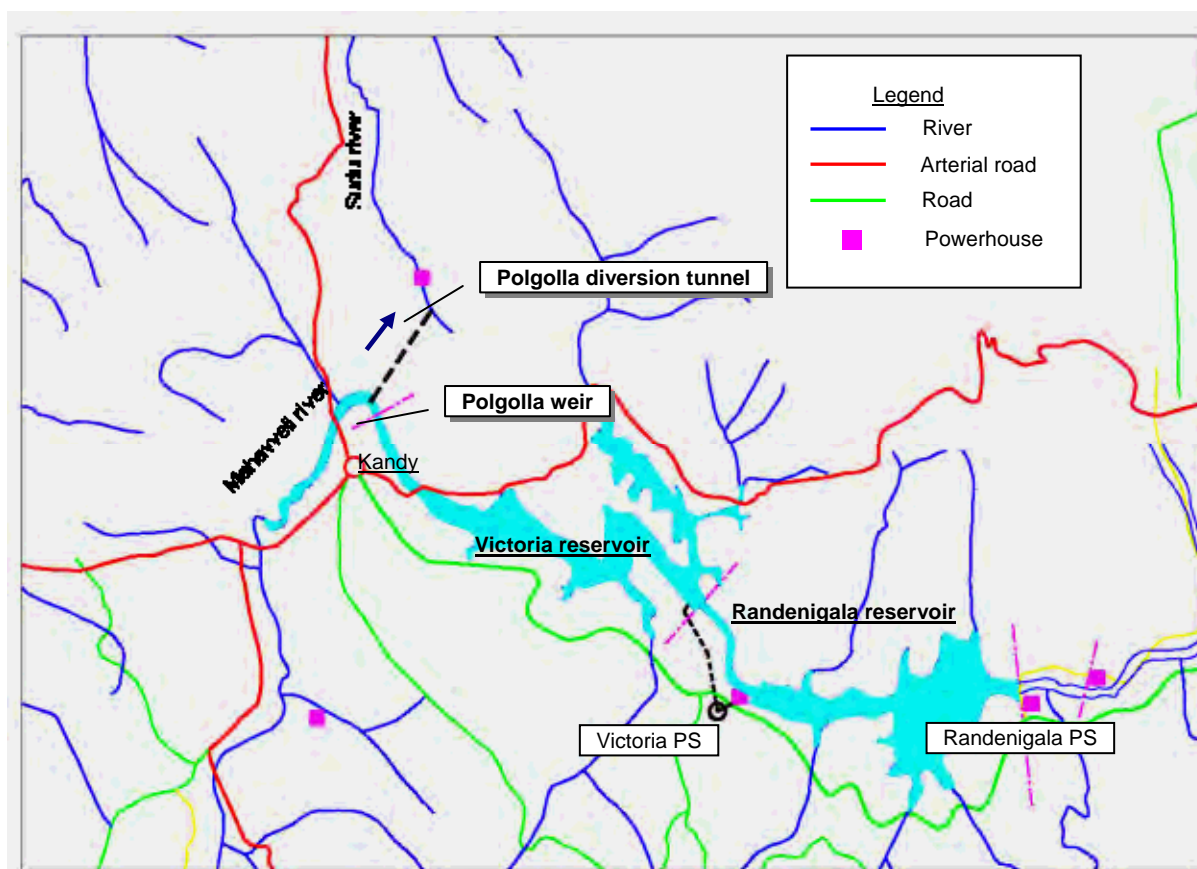
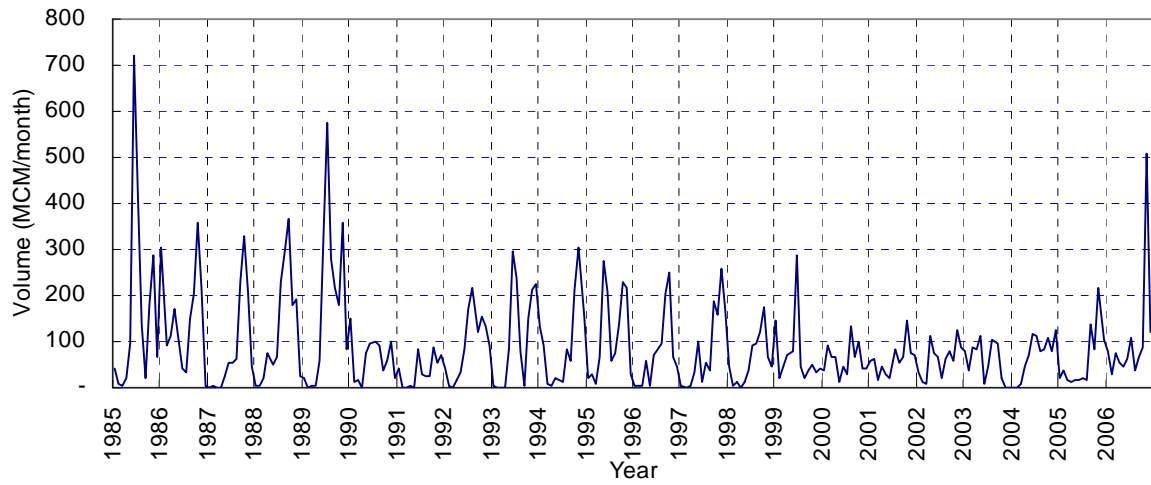
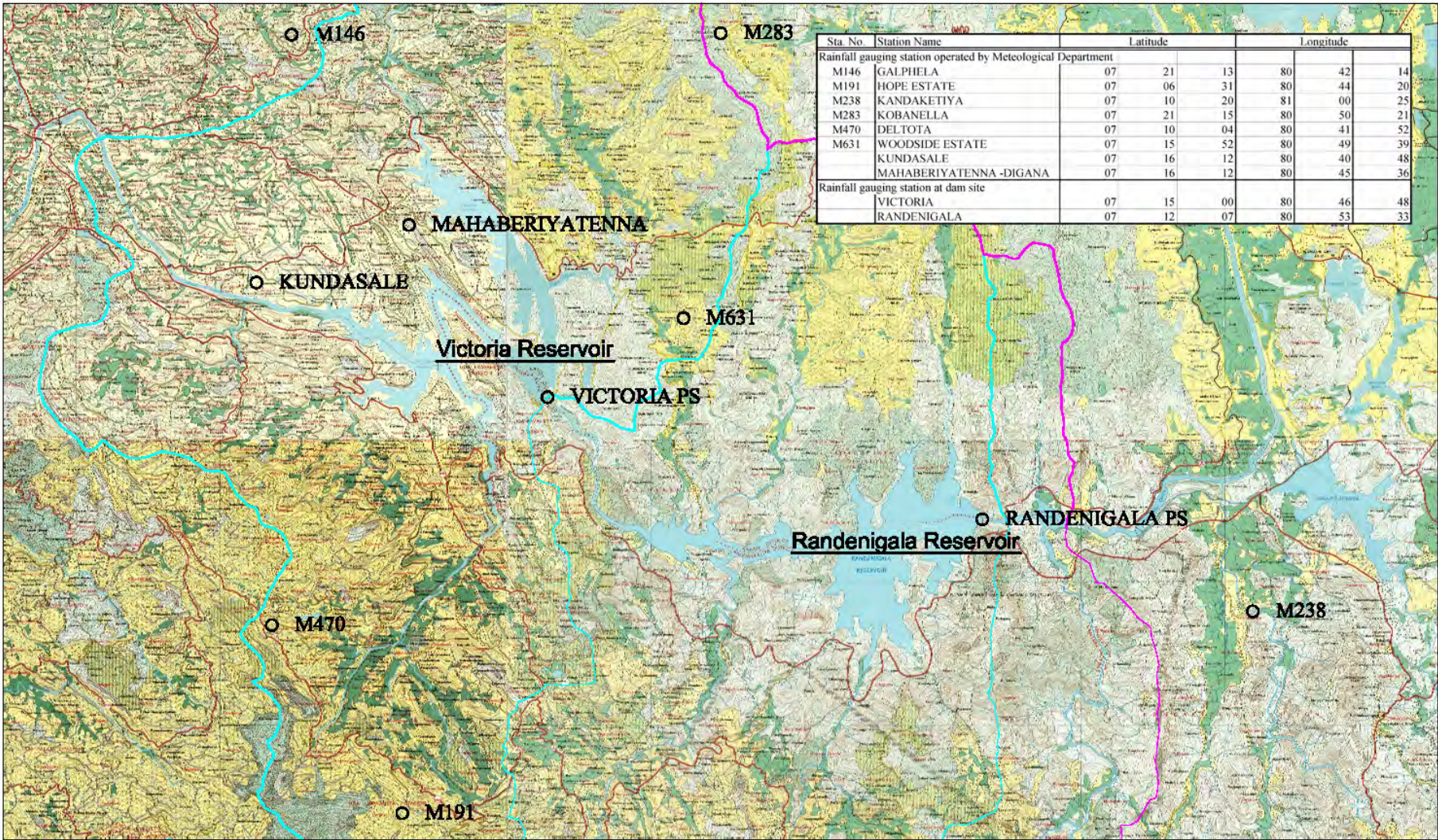


Figure 5.2-2 Location of Polgolla Diversion Weir



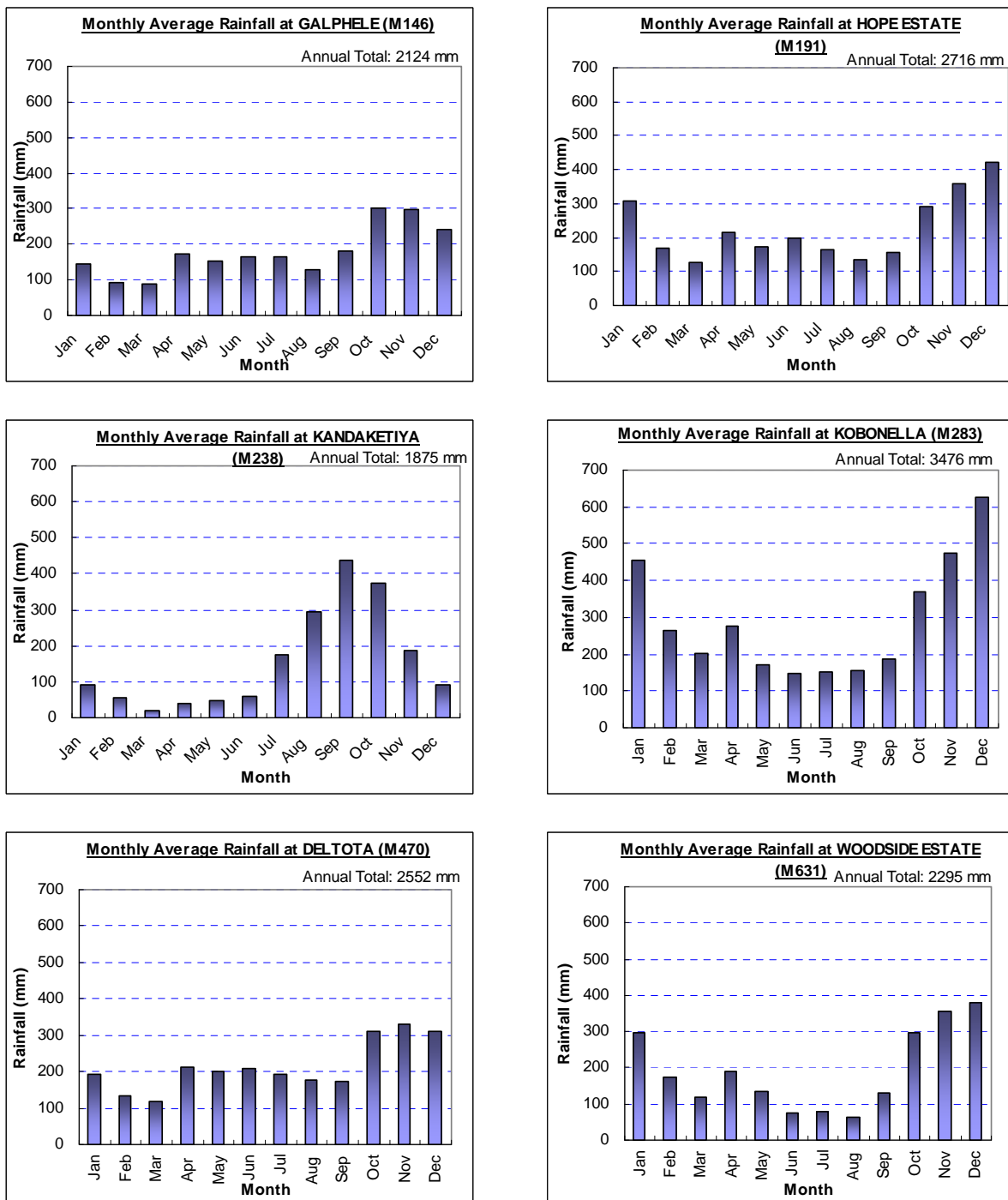
Source: MASL

Figure 5.2-3 Polgolla Diversion Release Record



Source: Department of Meteorology, Sri Lanka

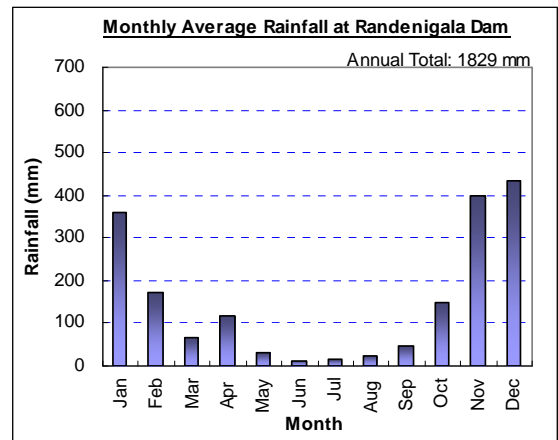
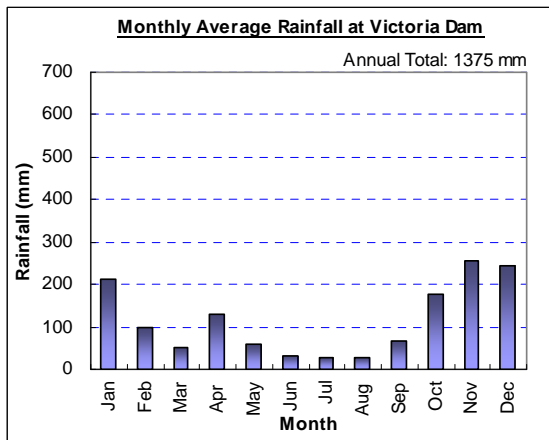
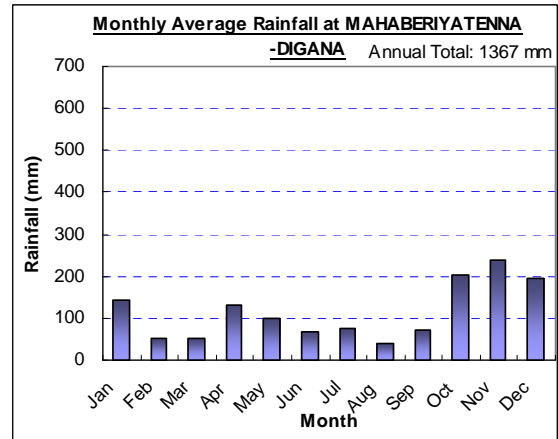
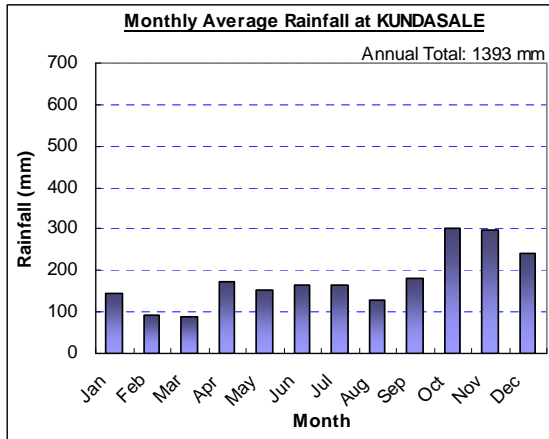
Figure 5.2-4 Location Map of Rainfall Gauging Station



Source: Department of Meteorology, Sri Lanka

Figure 5.2-5(1/2)

Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (1/2)



Source: Department of Meteorology, Sri Lanka

Figure 5.2-5(2/2)

Monthly Average Rainfall Record Measured at Vicinity of the Victoria Dam (2/2)

5.3 マハウェリ川の水資源開発

(1) マハウェリ川の水資源計画

マハウェリ川の基本計画は 1968 年に UNDP/FAO の援助のもと、“Mahaweli Ganga Development Project”として作成された。その基本計画で 365,000 ha の灌漑面積および 500 MW の水力発電の開発が提言され、スリランカ国政府は 1968 年からその開発計画をもとにマハウェリ川の開発事業を着手した。1977 年にその開発計画は見直され、“Accelerated Mahaweli Development Programme (AMDP)”が作成された。AMDP では 8 つの灌漑システムからなる総灌漑面積 204,000 ha の開発と、470 MW の水力発電の開発、および 5 つのダム建設 (Kotmale、Victoria、Randenigala、Maduru Oya、Moragahakanda) が提言された。同国政府は AMDP の提言をもとに Kotmale ダム、Victoria ダム、Randenigala ダム、Maduru Oya ダムを 1980 年代前半に建設した。

Victoria ダムなど大ダムが建設された後のマハウェリ川流域の水運用ルールを作成するため、1985 年にカナダ国際開発庁 (CIDA) の援助により、“Mahaweli Water Resources Management Project”が実施された。これによりマハウェリ川のヴィクトリアダムを含めた主要ダムの運用ルールが作成された。

現在のマハウェリ川流域は 4 つの大ダムを含め上流からカスケード状に水資源が開発されている。現状のマハウェリ川流域の水資源利用施設を Figure 5.3-2 に示す。

2008 年から世界銀行により“Dam Safety and Water Resources Planning Project (DSWRPP)”が着手され、マハウェリ川の水運用が再検討される。DSWRPP については、次項で述べる。

(2) Dam Safety and Water Resources Planning Project (DSWRPP)

DSWRPP は世銀の融資により実施されているプロジェクトで、以下の 4 つのコンポーネントからなる。

- Component 1: Dam Safety and Operational Efficiency (US\$52 million)
- Component 2: Hydro-meteorological Information System (US\$8 million)
- Component 3: Multi-sectoral Water Resources Planning (US\$ 6.5 million)
- Component 4: Project Management and Monitoring (US\$ 5.5 million)

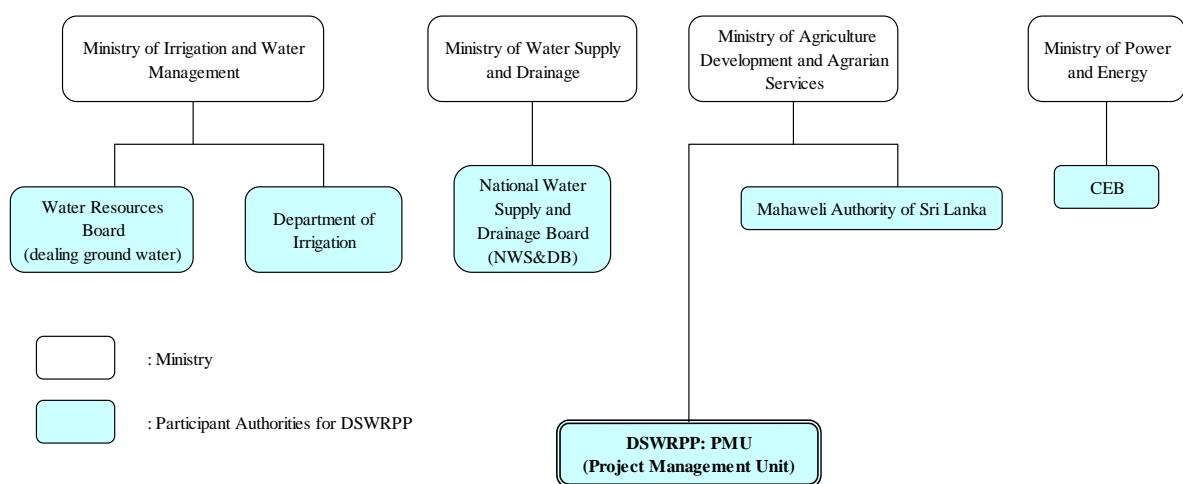
総事業費約 72 百万米ドルのうち世銀は 66 百万米ドルを拠出し、残りの 6 百万米ドルをスリランカ国政府が拠出することになっている。

Component 1 はスリランカ国内の 32 のダムの改修・リハビリプログラムで Victoria ダムでは堤体挙動の評価および水力発電設備・ダム管理設備の修復がなされる予定である。Component 2 は水文情報システムの構築、Component 3 では今後のスリランカの主要河川の水運用が見直される。Component 4 は DSWRPP 自体の Project Management に関わる Component である。

今後のヴィクトリア貯水池の運用に影響を及ぼすものは Component 3 である。Component 3 の主な事業は、灌漑局の管轄のもとマハウェリ川を除いた国全体の水利用を見直したマスタープランの作成、および MASL の管轄のもとマハウェリ川の水資源開発計画“New Mahaweli

Water Resources Development Plan”の作成である。同開発計画では Polgolla 堰での転流量の見直しを含めた包括的な水系の水利用の再検討がなされる予定である。

DSWRPPに携わる主な官庁は、Water Resources Board、Department of Irrigation、National Water Supply and Drainage Board、Mahaweli Authority of Sri Lanka (MASL)、CEBの5つである。これら5つの官庁のうち、Water Resource Boardを除く4つの官庁がダムを保有している。Water Resources Boardは主に地下水資源を管轄しているため、ダムは保有していない。農業省の管轄にあるProject Management Unit (PMU)がプロジェクトの調整を行う。PMUは事業のガイドラインを各事業体に提示し、コンサルタント・資機材の調達、および世銀への事業経過の報告を行う。DSWRPPの各々の建設事業は各管轄官庁が監督を行う。PMUの事務所はMASLの本部庁舎内にあるが、MASLとは独立した組織となっている。DSWRPPの関係機関をFigure 5.3-1に示す。

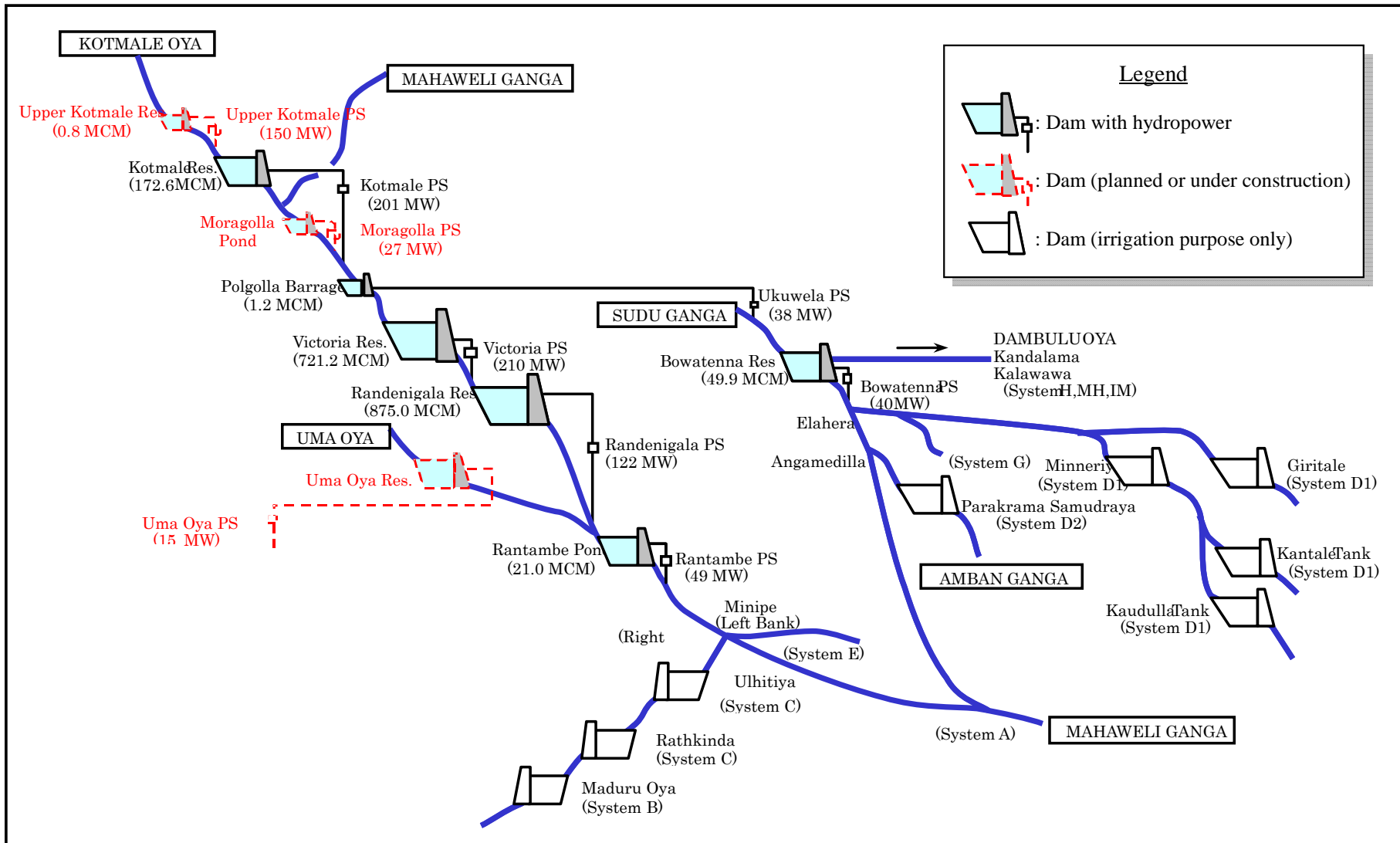


Source: Project Management Unit, DSWRPP

Figure 5.3-1 Related Organization of DSWRPP

マハウェリ川の水資源開発計画“New Mahaweli Water Resources Development Plan”についての2009年2月末現在のスケジュールは以下のとおりである。

- 2ヵ月後にコンサルタント選定の終了
- 再検討は2年間で行う（2011年4月末に終了）



Source: CEB

Figure 5.3-2 Dams and Reservoirs in the Mahaweli River Basin

5.4 計画地点の流量

ヴィクトリア貯水池の流入は Polgolla 堰から下流への放流量と、ヴィクトリアダムと Polgolla 堰間の残留域からの流入量の総和となる。残留域の流量は観測されていないが、ヴィクトリアダムで計測している総放流量と、Polgolla 堰からの下流への放流量との差から見積もられる。

1985年から2006年までの流量データを用いると、Polgolla堰には年間平均1,949 MCMが流入し、878 MCMがSudu川へ転流され、残りの1,071 MCMが下流へ放流されている。ヴィクトリアダムにおける総放流量が年間1,532 MCMでPolgolla堰からの放流量(年間1,071 MCM)との差461 MCM(=1,532 - 1,071)が残留域からの流入量となる(算定方法についてはAppendix IIを参照)。ヴィクトリア貯水池の水収支をFigure 5.4-1に示す。

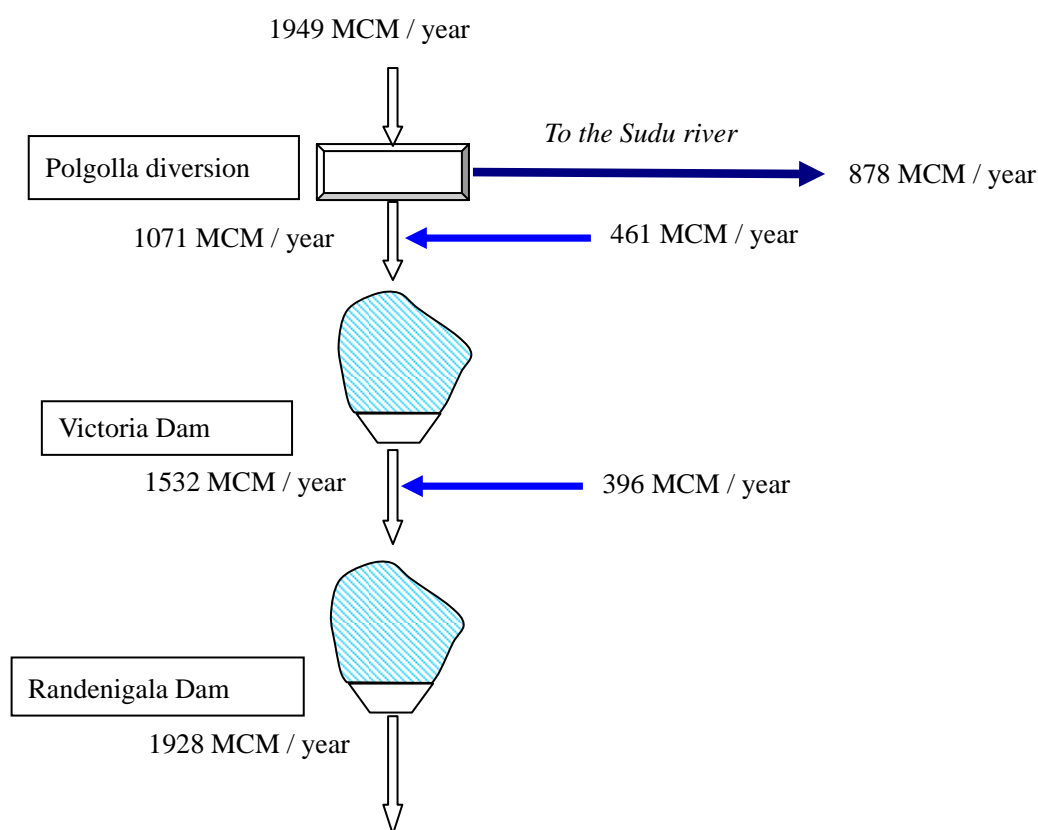
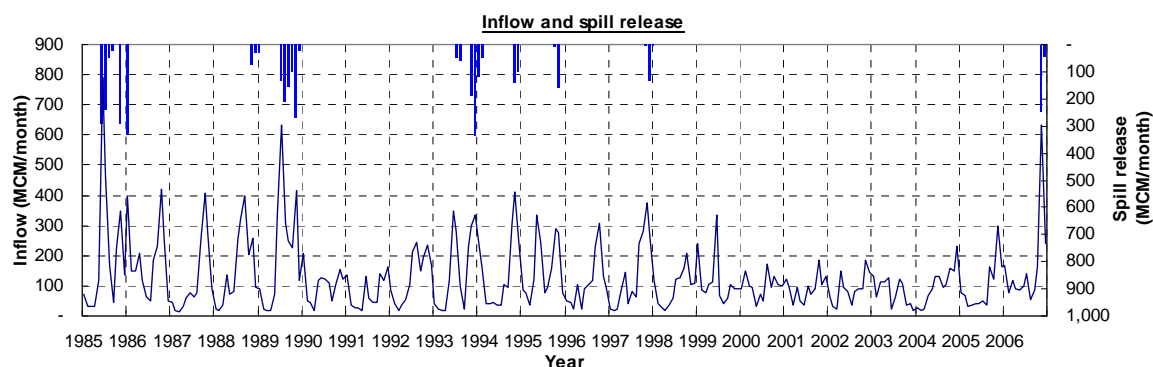


Figure 5.4-1 Water Balance of Victoria and Randenigala System

ヴィクトリアダムからの年間総放流量 1,532 MCMのうち、178 MCMは下部放流設備もしくは、洪水吐から放流されている。よって、発電に使用された流量は 1,354 MCMとなり、年間平均では 42.9 m³/sとなる。ヴィクトリア貯水池への月間流入量と洪水吐および下部放流設備からの放流量をFigure 5.4-2に示す。また、ヴィクトリア貯水池への月間流入量値をTable 5.4-1に示す。



Source: Victoria Dam Operation Office, MASL

Figure 5.4-2 Inflow to Victoria Reservoir and Spill Release from the Victoria Dam

Table 5.4-1 Inflow to Victoria Reservoir

													(Unit: MCM)
YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1985	72	30	31	31	117	789	464	168	45	227	347	133	2454
1986	395	149	150	209	118	61	51	183	229	418	252	51	2266
1987	42	17	14	32	59	74	64	77	255	404	266	90	1394
1988	22	17	37	135	73	82	254	323	396	201	259	95	1895
1989	88	22	17	20	74	339	630	305	247	225	417	118	2503
1990	208	51	46	18	117	127	121	109	51	109	153	121	1233
1991	136	34	26	26	19	131	59	44	44	141	115	163	939
1992	87	39	18	36	55	105	211	243	150	194	235	164	1535
1993	40	23	18	17	115	347	279	99	23	229	297	334	1822
1994	224	157	40	40	43	36	36	102	96	307	410	237	1728
1995	87	75	36	122	334	244	77	95	157	290	277	75	1867
1996	48	44	24	104	24	90	103	115	229	308	129	95	1314
1997	23	18	21	83	142	40	81	62	240	277	375	263	1625
1998	116	40	33	20	34	60	123	126	157	206	102	108	1124
1999	240	85	77	106	113	335	68	39	56	102	91	91	1404
2000	90	150	97	96	33	72	48	170	93	132	104	100	1183
2001	123	93	36	94	48	38	100	70	90	183	105	128	1109
2002	62	32	24	148	97	82	38	80	92	91	184	142	1073
2003	132	64	115	114	126	23	62	120	109	37	41	20	963
2004	25	17	22	67	89	133	130	93	103	159	150	228	1215
2005	75	68	30	38	41	39	49	34	161	121	295	160	1112
2006	166	78	117	91	86	98	139	54	87	161	631	239	1948
Average	114	59	47	75	89	152	145	123	141	206	238	143	1532

〔補足〕

本調査に用いた MASL から提供された 1985 年から 2006 年までの Polgolla 堰とヴィクトリア貯水池の放流量は、運用の記録値であり、これらのデータの信憑性は高い。

1978 年の「Victoria Scheme Mahaweli Development Project Phase I Pre-F/S」や、1985 年に実施された「Mahaweli Water Resources Management Project」で使用された流量は、河川の流量観測記録以外に推定値を用いて Polgolla 堰への流入量や Victoria 貯水池の流入量が推定されている。

過去調査で推定された Polgolla 堰とヴィクトリアダムへの流入量は、以下のとおりとなる。

Table 5.4-2 Recorded Inflow Data and Estimated Inflow Data in the Past Studies

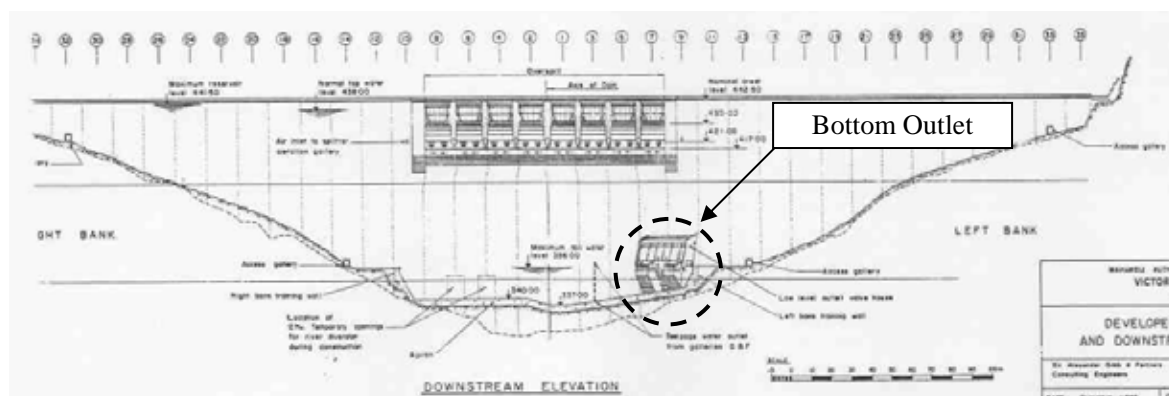
Studies	Quantity (MCM/year)	Data source
Victoria Expansion F/S, JICA (2008)		
Inflow at Polgolla Diversion	1,949	Operation record given by MASL.
Diversion at Polgolla	878	- ditto -
Incremental flow at Victoria	461	461 = 1532 – (1949 – 878)
Total Inflow into Victoria Reservoir	1,532	Operation record given by MASL.
Mahaweli Water Resources Management Project, CIDA (1985)		
Inflow at Polgolla Diversion	2,141	Data measured and estimated by NEDECO (1979)
Diversion at Polgolla	947	Operation record
Incremental flow at Victoria	784	Estimated (method unknown)
Total Inflow into Victoria Reservoir	1,978	1978 = 2141 – 947 + 784
Victoria Scheme Mahaweli Development Project Phase I Pre-F/S, UK (1978)		
Inflow at Polgolla Diversion	2,294	Measured data and estimated by multivariate lag-one Markov model.
Diversion at Polgolla	n/a	Diversion quantity was not stated because the study of diversion quantity was out of scope in the study.
Incremental flow at Victoria	1,026	1026 = 3320 – 2294
Total Inflow into Victoria Reservoir	3,320	This figure is before deducting the diversion quantity at Polgolla weir.

上表より、過去調査で見積もられた流入量は実績値よりかなり大きい。しかし、推定手法の詳細の記載がないため、データの修正も困難であった。

よって、本調査では過去調査で推定された流量データは採用せず、MASL から提供された 1985 年以降 22 年間の流量データを用いることとした。

5.5 堆砂

MASL のヴィクトリアダム事務所によれば、洪水初期時に下部放流設備を開放し排砂を行っている。排砂のオペレーションは目視で水が茶色から無色に変わるのを確認して放流設備を閉じ、概ね 2～3 時間で終わるとのことである。下部放流設備の位置を **Figure 5.5-1** に示し、同設備からの放流実績を **Table 5.5-1** に示す。



Source: Victoria Dam Operation Office, MAS

Figure 5.5-1 Bottom Outlet at Victoria Dam

Table 5.5-1 Spill Release Record at Bottom Outlet and Spillway

	Bottom Outlet Release	Spillway release
	MCM	MCM
1987	0.00	0.00
1988	0.00	104.00
1989	0.00	878.00
1990	0.00	61.00
1991	0.00	0.00
1992	0.00	0.00
1993	0.48	620.00
1994	7.89	424.00
1995	95.14	108.00
1996	1.22	0.00
1997	0.00	141.00
1998	0.03	3.97
1999	0.00	0.00
2000	0.00	0.00
2001	0.00	0.00
2002	0.00	0.00
2003	0.00	0.00
2004	0.00	0.00
2005	0.00	0.00
2006	1.27	288.99
2007	0.01	0.00
Average	5.05	125.19

Source: Victoria Dam Operation Office, MASL

Table 5.5-1より1995年に95.14 MCMを放流した以外は、下部放流設備からの放流は概ね小規模なものにとどまっている。

ヴィクトリアダム建設10年後の1995年に行われた堆砂調査によれば、総貯水容量に対して1.1%の堆砂量にとどまっている。ヴィクトリア貯水池の堆砂はダム管理事務所も問題視しておらず、2005年にMASLがマハウェリ川の主な貯水池の堆砂状況を調べた報告書においても、ヴィクトリア貯水池の堆砂は比較的少量であり追加の堆砂対策は必要ないと結論づけられている。堆砂が少ない理由のひとつにはヴィクトリアダム上流20 kmにあるPolgolla堰で砂が捕捉されることがある。よって、本増設計画においても貯水池の堆砂は、影響を与えないと考えられる。