

独立行政法人
国際協力機構
スリランカ国
セイロン電力庁

スリランカ国
水力発電最適化計画調査

ファイナル・レポート

Vol. I

本 文

2004年2月

電源開発株式会社
日本工営株式会社

序 文

日本政府は、スリランカ民主社会主義共和国政府の要請に基づき、同国の水力発電最適化計画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、2002年6月から2003年12月まで5回にわたり電源開発株式会社の三村隆氏を団長とし、同社と日本工営株式会社からの団員により構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、スリランカ国政府の関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内検討を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の水力発電最適化の推進に寄与するとともに、両国間における友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終りに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

2004年2月

独立行政法人国際協力機構
理事 伊沢 正

伝 達 状

独立行政法人国際協力機構
理事 伊 沢 正 殿

今般、スリランカ国水力発電最適化計画調査が終了しましたので、ここに報告書を提出いたします。

本調査は、スリランカ国の既設貯水池および水力発電所の運用改善、既設水力発電所の増設の可能性に関する調査、ならびにこれまでの調査で開発が有望視されているブロードランズ水力発電計画のフィージビリティ調査を目的として実施されました。

今回の調査に際しましては、スリランカ国の現状を十分に踏まえ、技術的、経済的および環境的見地から最も適した計画の策定に努めてまいりました。

なお、同期間中、貴機構、外務省ならびに経済産業省各位には多大のご理解ならびにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、スリランカ国における現地調査期間中、ご協力とご助言を頂きましたセイロン電力庁、在スリランカ日本大使館、JICA スリランカ事務所その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

2004年2月

スリランカ国
水力発電最適化計画調査
団長 三 村 隆



The Main Dam Site (looking downstream)



The Kehelgamu Oya Weir Site (looking upstream)



The Powerhouse Site (looking from the right bank)

目 次

結論と勧告	CR - 1
結 論	CR - 1
勧 告	CR - 5

Part I 一般事項

1. 序論	1 - 1
1.1 調査の経緯	1 - 1
1.1.1 社会・経済的背景	1 - 1
1.1.2 水力発電最適化の必要性和技術協力の要請	1 - 1
1.2 調査の目的	1 - 2
1.3 各調査段階における実施内容	1 - 3
1.3.1 予備調査段階	1 - 3
1.3.2 詳細調査段階	1 - 3
1.3.3 設計と経済評価段階	1 - 4
1.4 関係者リスト	1 - 6
2. スリランカの概要	2 - 1
2.1 地形	2 - 1
2.2 気候	2 - 2
2.3 政府機関	2 - 2
3. 社会・経済現況	3 - 1
3.1 人口	3 - 1
3.1.1 国勢人口調査	3 - 1
3.1.2 労働力	3 - 1
3.1.3 民族	3 - 2
3.2 マクロ経済状況	3 - 2
3.2.1 国家経済	3 - 2
3.2.2 各経済セクターの概況	3 - 3
3.2.3 対外貿易と国際収支	3 - 4
3.2.4 国家財政	3 - 5
3.2.5 税制	3 - 6
3.2.6 対外債務・残高	3 - 6
3.2.7 物価指数および為替レート	3 - 8
3.2.8 家計経済	3 - 8

3.2.9	交通・通信	3 - 9
3.3	社会・経済構造の予測	3 - 9
3.3.1	全国開発計画	3 - 9
3.3.2	人口予測	3 - 10
3.3.3	GDP 予測	3 - 11
4.	電力セクターの現況	4 - 1
4.1	エネルギー事情	4 - 1
4.2	電力組織の変遷と形態	4 - 1
4.3	電力需給バランス	4 - 5
4.4	発電電力量	4 - 6
4.5	電力料金	4 - 8
4.6	発電設備の現状	4 - 11
4.7	IPP の導入状況	4 - 12
4.8	流通設備の現状	4 - 13
5.	需要想定と電源開発計画	5 - 1
5.1	電力需給の見通し	5 - 1
5.2	電源開発計画	5 - 2
5.3	電源開発の歴史と問題点	5 - 5
5.4	送配電整備計画	5 - 7
6.	電力セクター改革	6 - 1
6.1	電力セクター改革の背景と目的	6 - 1
6.2	改革計画の内容と課題	6 - 3
6.2.1	改革後の電力セクター	6 - 3
6.2.2	規制の仕組み	6 - 6
6.3	改革の実施状況と課題	6 - 7
6.3.1	改革の実施状況	6 - 7
6.3.2	改革に係る本調査の提言	6 - 8
6.3.3	改革実施上の残された課題と教訓	6 - 9
6.4	電力セクター改革後のドナーの支援	6 - 9
6.4.1	改革後の課題	6 - 9
6.4.2	改革関連のドナーの支援：実績と予定	6 - 10
6.4.3	技術協力の可能性	6 - 11

Part II 水力発電の最適化

7. 水文解析	7 - 1
7.1 はじめに	7 - 1
7.2 解析対象地域の気象と地形	7 - 1
7.2.1 流域の地形	7 - 1
7.2.2 気象的特徴	7 - 2
7.3 水文資料の収集・整理	7 - 3
7.4 水文データ解析	7 - 3
7.4.1 降雨データ解析	7 - 3
7.4.2 流量データ解析	7 - 3
7.5 既設発電所の効率的運用検討用データの推定	7 - 3
8. 既設水力発電所の効率的運用の検討	8 - 1
8.1 はじめに	8 - 1
8.2 水力発電所の役割の変遷	8 - 1
8.3 貯水池の年間運用	8 - 4
8.3.1 現状の運用ルール	8 - 4
8.3.2 貯水池年間運用最適化の検討	8 - 7
8.4 調整池式発電所の日間運用	8 - 11
8.4.1 調整池式発電所の日間運用の現状	8 - 11
8.4.2 調整池式発電所の日間運用の問題点	8 - 11
8.4.3 調整池式発電所の高効率運用	8 - 12
8.5 周波数調整	8 - 15
8.5.1 周波数調整の現状	8 - 15
8.5.2 周波数調整の問題点	8 - 13
8.5.3 周波数調整の改善策	8 - 18
8.5.4 今後の課題	8 - 21
8.6 系統運用の基本原則	8 - 21
9. 既設水力発電所の増設の可能性の検討	9 - 1
9.1 スリランカの水力発電所	9 - 1
9.1.1 既設水力発電所	9 - 1
9.1.2 建設中および計画中的水力発電所	9 - 1
9.1.3 未開発包蔵水力	9 - 1
9.1.4 既設発電所増設の意義	9 - 2
9.2 Kelani 川水系	9 - 3
9.2.1 既設水力発電所の現状	9 - 3
9.2.2 増設計画の可能性	9 - 5

9.2.3	New Laxapana と Polpitiya 発電所の同時増設計画	9 - 8
9.3	Mahaweli 川水系	9 - 12
9.3.1	既設水力発電所の現状	9 - 12
9.3.2	増設の可能性	9 - 14
9.3.3	Victoria 発電所の増設	9 - 14
9.4	Walawe 川水系	9 - 17
9.4.1	Samanalawewa 発電所	9 - 17
9.4.2	Samanalawewa 発電所の増設 (Stage II) の可能性	9 - 17

Part III Broadlands 水力発電計画

10. Broadlands プロジェクトの水文解析	10 - 1
10.1 低水解析	10 - 1
10.1.1 タンクモデルによる自然流量の推定	10 - 1
10.1.2 Broadlands 計画地点の低水流量の推定	10 - 2
10.2 洪水解析	10 - 4
10.2.1 検討方針	10 - 4
10.2.2 Broadlands 計画地点の設計洪水流量の推定	10 - 5
10.2.3 工事期間中の設計洪水流量	10 - 7
10.3 流入土砂量の推定	10 - 7
11. Broadlands プロジェクトの地質と地震	11 - 1
11.1 Broadlands 計画地点の地質	11 - 1
11.1.1 既存調査	11 - 1
11.1.2 調査地域の地形・地質	11 - 2
11.1.3 地質調査	11 - 4
11.1.4 構造物基礎の地質と工学的特性	11 - 7
11.1.5 主トンネル起点側坑口の検討 (トンネルルート A 案と最適ルート案の比較)	11 - 14
11.1.6 コンクリート骨材	11 - 15
11.1.7 今後の調査	11 - 16
11.2 地震および地震特性	11 - 18
11.2.1 地震活動度	11 - 18
11.2.2 設計震度	11 - 18
12. Broadlands プロジェクトの開発計画	12 - 1
12.1 Broadlands 水力発電計画	12 - 1
12.2 基本レイアウトの検討	12 - 1
12.2.1 既存の調査	12 - 1

12.2.2	調査団によるレビュー	12 - 2
12.2.3	基本レイアウトの決定	12 - 2
12.3	開発規模の検討	12 - 3
12.3.1	基本事項	12 - 3
12.3.2	発電規模の検討	12 - 5
12.4	最適発電計画	12 - 9
12.4.1	最適発電計画	12 - 9
12.4.2	河川意地流量の影響	12 - 10
12.5	送電線ルート	12 - 10
13.	Broadlands プロジェクトの土木構造物および電気機器の設計	13 - 1
13.1	はじめに	13 - 1
13.2	ダムおよび付属構造物	13 - 1
13.2.1	ダム位置および貯水池水位	13 - 1
13.2.2	ダムおよび付属構造物の設計	13 - 2
13.3	水路工作物および発電所	13 - 3
13.3.1	主水路	13 - 3
13.3.2	Kehelgamu 川取水堰および支水路	13 - 6
13.3.3	発電所	13 - 6
13.4	電気機器	13 - 7
13.4.1	一般	13 - 7
13.4.2	単機出力と台数	13 - 7
13.4.3	水車	13 - 8
13.4.4	発電機	13 - 9
13.4.5	運転監視制御装置	13 - 10
13.4.6	主要変圧器および屋外開閉機器	13 - 10
13.4.7	天井走行クレーン	13 - 11
13.4.8	付属機器	13 - 11
14.	Broadlands プロジェクトの工事計画および工事費積算	14 - 1
14.1	一般	14 - 1
14.1.1	計画地点へのアクセス	14 - 1
14.1.2	工事用電力	14 - 1
14.1.3	コンクリート用骨材	14 - 1
14.2	工事計画および工事工程	14 - 2
14.2.1	基本条件	14 - 2
14.2.2	工事計画および工事工程	14 - 3
14.3	工事費	14 - 7
14.3.1	基本条件	14 - 7

14.3.2	工事費の構成	14 - 8
14.3.3	プロジェクトの工事費	14 - 9
14.3.4	年度別所要資金	14 - 9
15.	Broadlands プロジェクトの環境影響評価	15 - 1
15.1	環境・社会問題への関心の高まりと EIA	15 - 1
15.2	スリランカにおける環境関連法制度の枠組み	15 - 1
15.2.1	政府の組織	15 - 1
15.2.2	環境関連の法律および規制	15 - 2
15.3	環境影響評価の手続きと流れ	15 - 2
15.4	Broadlands 水力発電計画の EIA	15 - 5
15.5	関係者への説明とコンサルテーション	15 - 5
16.	Broadlands プロジェクトの経済・財務評価	16 - 1
16.1	はじめに	16 - 1
16.2	経済評価	16 - 1
16.2.1	経済評価の方法	16 - 1
16.2.2	経済便益	16 - 2
16.2.3	経済費用	16 - 3
16.2.4	経済評価の結果	16 - 4
16.2.5	経済評価の感度分析	16 - 4
16.3	財務評価	16 - 6
16.3.1	財務評価の方法	16 - 6
16.3.2	財務便益	16 - 7
16.3.3	財務費用	16 - 7
16.3.4	財務評価の結果	16 - 8
16.3.5	財務的側面の感度分析	16 - 8
16.4	プロジェクト・ファイナンスの分析	16 - 9
16.4.1	分析の方法	16 - 9
16.4.2	ODA ファイナンス	16 - 12
16.4.3	民間主導のインフラ整備	16 - 14
17.	Broadlands プロジェクトへの CDM の適用	17 - 1
17.1	CDM に関する国際状況	17 - 1
17.1.1	京都メカニズム	17 - 1
17.1.2	マラケシュ・アコード	17 - 2
17.1.3	最近の動向	17 - 2
17.2	CDM に関するスリランカ国内状況	17 - 3
17.2.1	ヒアリング窓口	17 - 3

17.2.2	組織・制度の状況	17 - 4
17.2.3	現時点での CDM プロジェクト承認手続き	17 - 5
17.2.4	政府の取り組み姿勢とドナーの取り組み状況	17 - 6
17.3	Broadlands 水力発電計画に関する PDD	17 - 6

LIST OF TABLES

Table 3.1	Census Population and Administrative Area in Sri Lanka
Table 3.2	Labour Force in Sri Lanka
Table 3.3	Minimum Wages: 1994-1999
Table 3.4	Population by Ethnic Group and Religion in 1981 Census Year
Table 3.5	Gross Domestic Product at Current Factor Cost Prices: 1995-2001
Table 3.6	Share of Gross Value Added to GDP: 1995-2001
Table 3.7	GDP per Capita: 1995-2001
Table 3.8	Gross Domestic Product at 1996 Constant Factor Cost Prices: 1995-2001
Table 3.9	Real Growth Rates of GDP and GVA: 1995-2001
Table 3.10	Real Growth of GDP per Capita: 1995-2001
Table 3.11	Gross Domestic Expenditure at Current Market Prices: 1995-2001
Table 3.12	Percentage Distribution of Gross Domestic Expenditure: 1995-2001
Table 3.13	Conditions of Manufacturing Industry in Sri Lanka: 1995-2000
Table 3.14	Principal Indicators of Industrial Establishments with Five or More Workers Engaged: 1996-1997
Table 3.15	Balance of Payments: 1995- 2000
Table 3.16	Foreign Trade: 1995-2000
Table 3.17	Fiscal Operation of Government: 1991-2000
Table 3.18	Official Development Assistance: 1995-1999
Table 3.19	External Debt: 1995-2000
Table 3.20	Price Index: 1990-2002
Table 3.21	Foreign Exchange Rates: 1990-2003
Table 3.22	Average Monthly Household Income and Expenditure: 1995
Table 3.23	Transportation and Telecommunication : 1995-1999
Table 3.24	Medium-Term Macroeconomic Indicators: 1999-2004
Table 3.25	Population Projection: 1991-2031
Table 4.1	Demand and Supply Balance
Table 4.2	Electricity Generation 1982 - 2001
Table 4.3	Gross System Losses and Load Factor
Table 4.4	Ceylon Electricity Board Tariff (effective from 1st April 2002)
Table 4.5 (1)	Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as of 2001)
Table 4.5 (2)	Existing Thermal Power Plants (connected to the national grid, as of Jan. 2003)
Table 4.6	Features of Existing IPPs Plants
Table 4.7	Length of CEB Transmission and Distribution Lines

Table 4.8	Number and Capacity of Substations
Table 5.1	Load Forecast from 2003 to 2022 (Base Case)
Table 5.2	Generation Expansion Plan Sequence
Table 5.3	Generation Expansion Plan and Reserve Margin
Table 5.4	Generation Expansion Plan (in 1993)
Table 9.1	Calculation of Economic Evaluation Indices (New Laxapana + Polpitiya Expansion)
Table 9.2	Calculation of Economic Evaluation Indices (Victoria: Two Units Expansion)
Table 9.3	Calculation of Economic Evaluation Indices (Victoria: Three Units Expansion)
Table 9.4	Calculation of Economic Evaluation Indices (Samanalawewa: One Unit Expansion)
Table 9.5	Calculation of Economic Evaluation Indices (Samanalawewa: Two Units Expansion)
Table 11.1 (1)	Quantities of the Existing Core-drilling Holes (1)
Table 11.1 (2)	Quantities of the Existing Core-drilling Holes (2)
Table 11.1 (2)	Quantities of the Test Pit
Table 11.2	Typical Rock Type
Table 11.3	Typical Rock Classification Faces
Table 11.4	Summary of Proposed Quarry Site
Table 12.1	Summary of Proposed Dam Sites
Table 12.2	Comparison of Alternatives
Table 12.3	Construction Costs for Alternatives
Table 13.1	Salient Features of the Broadlands Hydropower Project
Table 14.1 (1)	Mean Monthly Average Temperature at Ratnapura
Table 14.1 (2)	Mean Monthly Maximum Temperature at Ratnapura
Table 14.1 (3)	Mean Monthly Minimum Temperature at Ratnapura
Table 14.2	Monthly Rainfall at Ingoya Estrate
Table 14.3	Monthly Rainfall at Wewlialawa
Table 14.4	Discharge at the Main Dam Site
Table 14.5	Discharge at Kehelgamu Weir Site
Table 14.6	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Summary)
Table 14.7 (1)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)

Table 14.7 (2)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)
Table 14.7 (3)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)
Table 14.7 (4)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)
Table 14.7 (5)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)
Table 14.7 (6)	Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.1)
Table 14.8	Disbursement Schedule
Table 16.1	Adjustment Factor, Power Value and Energy Value
Table 16.2	Calculation of Economic Evaluation Indices
Table 16.3	Calculation of Financial Evaluation Indices
Table 16.4	Consolidated Loans and Sources to CEB at End of 1999
Table 16.5	Cash Flow Statement: Case of ODA Finance
Table 16.6	Transactions between CEB and Private Thermal Power Stations: 2002
Table 16.7	Cash Flow Statement: Case of Independent Power Producer
Table 16.8	Cash Flow Statement of Independent Mixed Enterprise Power Producer (Base Case)

LIST OF FIGURES

Figure 1.1	Flow of the Study of Hydropower Optimization in Sri Lanka
Figure 2.1	Administrative Boundary Map
Figure 2.2	Administrative Structure of Sri Lanka
Figure 4.1	Organization Structure of CEB
Figure 4.2	Daily Load Curve over the Year
Figure 4.3	Growth Rate of GDP and Electricity Sales
Figure 4.4	Mechanism of CEB's Cross Subsidy to Domestic Use (1995)
Figure 5.1	Expansion Plan and Peak Demand
Figure 7.1	Location Map of Target River Basin
Figure 7.2	Average Seasonal Rainfall (1961 to 1990)
Figure 8.1	Location Map of Target River System
Figure 8.2	Turbine Efficiency
Figure 8.3	Frequency Record at Samanalawewa Power Station
Figure 8.4	Frequency Record of Unit 3 at Victoria Power Station
Figure 8.5	FC and AFC Mode
Figure 8.6	Concept Diagram of Centralized AFC System
Figure 8.7	Integration of AFC System
Figure 8.8	Centralized AFC System (semi-peak)
Figure 8.9	Centralized AFC System (mid-night)
Figure 9.1	Generating Scheme of the Laxapana Complex
Figure 9.2	Plan and Profile of the Victoria Hydropower Station
Figure 9.3	Plan of the Samanalawewa Hydropower Station
Figure 11.1	Geological Map of the Project Area
Figure 11.2	Geographical Features based on Aerial Photograph Interpretation
Figure 11.3	Geological Map of Dam Site E
Figure 11.4	Dam Axis Section of Dam Site E Geological Section/Rock Classification/Lugeon Map
Figure 11.5	Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (1)

Figure 11.5	Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (2)
Figure 11.5	Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (3)
Figure 11.6	Geological Section along the Tunnel Alignment
Figure 11.7	Geological Map of Power House
Figure 11.8	Geological Section along the Kehelgamu Oya diversion tunnel
Figure 11.9	Geological Section along the Tunnel Alignment A
Figure 12.1	Layouts of Alternative Schemes
Figure 12.2	Reservoir Storage Capacity Curve
Figure 13.1	Broadlands Hydropower Project: Project Location
Figure 13.2	Broadlands Hydropower Project: Project Layout
Figure 13.3	Broadlands Hydropower Project: Main Dam
Figure 13.4	Broadlands Hydropower Project: Intake at Maskeliya Oya
Figure 13.5	Broadlands Hydropower Project: Headrace
Figure 13.6	Broadlands Hydropower Project: Surge Chamber and Penstock
Figure 13.7	Broadlands Hydropower Project: Tailrace Channel
Figure 13.8	Broadlands Hydropower Project: Kehelgamu Oya Weir
Figure 13.9	Broadlands Hydropower Project: Kehelgamu Oya Diversion Tunnel (Plan and Typical Cross Section)
Figure 13.10	Broadlands Hydropower Project: Kehelgamu Oya Diversion Tunnel (Longitudinal Section)
Figure 13.11	Broadlands Hydropower Project: Intake and Outlet of Kehelgamu Oya Diversion Tunnel
Figure 13.12	Broadlands Hydropower Project: Access Road to Power House and Surge Chamber
Figure 13.13	Broadlands Hydropower Project: Power House General - Arrangement Floor Plans 1
Figure 13.14	Broadlands Hydropower Project: Power House General - Arrangement Floor Plans 2
Figure 13.15	Broadlands Hydropower Project: Power House General - Arrangement Section
Figure 13.16	Broadlands Hydropower Project: Switchyard
Figure 13.17	Broadlands Hydropower Project: Single Wire Diagram
Figure 13.18	Optimum Diameter of Headrace Tunnel
Figure 13.19	Optimum Diameter of Cut-and Cover Calvert
Figure 13.20	Simulation of Surging
Figure 13.21	Optimum Diameter of Penstock

Figure 14.1	Temperature in the Project Site
Figure 14.2	Monthly Rainfall at INGOYA ESTATE
Figure 14.3	Monthly Rainfall at WEWLITALAWA
Figure 14.4	Discharge at the Main Dam Site
Figure 14.5	Discharge at Kehelgamu Weir Site
Figure 14.6	Construction Schedule
Figure 16.1	Economic Sensitivity of Hydropower Construction Cost
Figure 16.2	Economic Sensitivity of Fuel Price
Figure 16.3	Economic Sensitivity of Thermalpower Construction Cost
Figure 16.4	Economic Sensitivity of Power Production
Figure 16.5	Financial Sensitivity of Hydropower Construction Cost
Figure 16.6	Financial Sensitivity of Power Rate
Figure 16.7	Financial Sensitivity of Power Production Cost
Figure 16.8	Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost
Figure 16.9	Solvency Sensitivity to Power Rate: Case of ODA Finance
Figure 16.10	Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of ODA Finance
Figure 16.11	Solvency Sensitivity of Local Loan Interest Rate: Case of ODA Finance
Figure 16.12	Solvency Sensitivity to Power Production: Case of ODA Finance
Figure 16.13	Solvency Sensitivity of Equity Ratio of Investment Capital: Case of IPP
Figure 16.14	Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost: Case of IPP
Figure 16.15	Solvency Sensitivity to Power Rate: Case of IPP
Figure 16.16	Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of IPP
Figure 16.17	Solvency Sensitivity of Repayment Period of Loan: Case of IPP
Figure 16.18	Solvency Sensitivity of Equity Ratio of Investment Capital: Case of Mixed Enterprise
Figure 16.19	Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost: Case of Mixed Enterprise
Figure 16.20	Solvency Sensitivity of Power Rate: Case of Mixed Enterprise
Figure 16.21	Solvency Sensitivity of Component of Foreign and Local Loans: Case of Mixed Enterprise
Figure 16.22	Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of Mixed Enterprise
Figure 16.23	Solvency Sensitivity of Local Loan Interest Rate: Case of Mixed Enterprise

結論と勧告

結論と勧告

結論

ここに述べる結論は、2002年3月から2004年2月にかけて実施された「スリランカ共和国 水力発電最適化計画調査」の検討結果に基づくものである。

既設水力発電所の効率的運用

貯水池の効率的運用

Dynamic Programming (DP) 法を用いて、当該貯水池下流の発電所による電力量が最大とすることを目的関数として、貯水池運用ルール最適化が行われた。最適化にあたって、灌漑目的を有する Mahaweli および Walawe 川水系の貯水池については、その条件を満足するようなルールを作成した。

(1) Mausakelle および Castlereagh 貯水池 (Kelani 川水系)

現行の運用ルールと最適化された運用ルールを用いて貯水池運用をシミュレーションした結果、両貯水池下流の Canyon、Wimalasurendra、Old Laxapana、New Laxapana および Polpitiya 発電所における合計発生電力量に顕著な違いは見られなかった。

(2) Victoria、Randenigala および Rantambe 貯水池 (Mahaweli 川水系)

最適化した運用ルールによるシミュレーションの結果、Victoria、Randenigala および Rantambe 発電所における合計発生電力量が現行ルールによる運用に較べて 3.6% (54GWh) 増加することが示された。これは、設備利用率が 50% の 12MW の水力発電所の発生電力量に相当する。

(3) Samanalawewa 貯水池 (Walawe 川水系)

最適化した運用ルールによるシミュレーションの結果、Samanalawewa 発電所の電力量が 1.3% 増加することが示された。

効率的な日間運用

既設の Polpitiya 発電所は、起動停止操作に問題を抱えているために、夜間のオフピーク時にも効率の低い小流量で運転されている。この問題が解決されれば、効率の高い流量で断続的に運転することによって、同じ水量でより以上の電力量を得ることが可能となる。

同発電所の 1995 年および 2001 年の運転実績を用いて試算した結果、それぞれ約 8GWh および 12GWh の増電が得られた。これは、長期電源拡充計画 (LTGEP) に記載されている年平均電力量 (409GWh) に対してそれぞれ約 2% および 3% の増電である。年による降水量の違いを考慮しても、平均的には年間 10GWh 程度の増電が得られると推定される。

Old Laxapana 発電所についても同様に増電が期待できるが、New Laxapana 発電所はオフピーク時の周波数調整を担っているため連続的に運転されなければならない、高効率点における断続的な運転を行うことは困難であろう。

周波数調整

現在、Victoria、New Laxapana、Samanalawewa および Kotmale の 4 発電所の計 10 台のユニットがシステムの周波数調整機能を有しているが、Samanalawewa の 2 台を除いて複数のユニットが協調して周波数調整をする機能はない。

近い将来に、300MW 級の石炭火力（蒸気タービン）ユニットの運転開始が予定されている。一般的に蒸気タービンは、ガスタービンやディーゼルに較べてシステムの周波数変動に対する許容範囲が小さいといわれている。システムの周波数が許容範囲を超えた場合、この 300MW 級ユニットを保護するためにシステムから切り離す必要がある。このような大型のユニットがシステムから突然切り離されたことによるシステムへの影響は相当に大きなものとなる。現在の周波数調整能力は、このような事故を避けるためには必ずしも十分であるとはいえない。

既設発電所の増設の可能性

New Laxapana 発電所および Polpitiya 発電所の増設

Kelani 川水系の発電所に関しては、5ヶ所の発電所のうち Old Laxapana、New Laxapana および Polpitiya の 3 発電所が比較的設備利用率が高く、増設の可能性を有している。

しかし、Old および New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所の間にある Laxapana 調整池の容量が小さいため、どれか 1 発電所の増設および 3 発電所全部の増設は運用の柔軟性がほとんどない。また、Old Laxapana と New Laxapana 発電所の両方を増設することも、同様の問題がある。したがって、増設の可能性があるのは、Old Laxapana あるいは New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所をシリーズで増設する計画である。この両案を比較すると、New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所の増設計画の方がより大きな出力を得られる。

既設の New Laxapana および Polpitiya 発電所の設備出力はそれぞれ 100MW および 75MW である。増設による増分出力は、ピーク継続時間を 4 時間とするとそれぞれ 72.5MW および 23.2MW であり、増設工事費は 94.33 百万ドル、合成 EIRR は 11.03%、B/C は 1.11 である。

Victoria 発電所の増設

既設 Victoria 発電所（70MW × 3）の増設は、そのフェージビリティスタディ段階から検討されており、既設設備に並行して新たに取水口^(注)、導水路、調圧水槽、水圧鉄管および発電所を設けるものである。

(注) 増設用取水口は既設と同時に建設されている。

本調査では、規模として 140MW (70MW×2) および 210MW (70MW×3) について比較検討を行った結果、2 台増設案の工事費は 96.25 百万ドル、EIRR は 10.1%、B/C は 1.01、3 台増設案についてはそれぞれ 142.84 百万ドル、10.9% および 1.08 となった。

Samanalawewa 発電所の増設

Samanalawewa 発電所の建設は 2 段階で計画されており、既設発電所 (60MW×2) は第 1 段階として建設されたものである。第 1 段階の建設工事の中で、増設のための一部の土木工事が既に実施されている。

増設の規模として、60MW および 120MW (60MW×2) について比較検討を行った結果、1 台案の工事費は 35.43 百万ドル、EIRR は 10.5%、B/C は 1.04 となり、2 台案の場合はそれぞれ 62.20 百万ドル、11.4% および 1.13 となった。

増設のタイミング

増設工事に伴って、既設発電所の運転停止が避けられないことから、需給が逼迫している状況下で増設を行うのは適切ではなく、タイミングを見極める必要がある。

更に、New Laxapana および Polpitiya 発電所については、既設土木設備が抱えている導水路からの漏水などの問題を、増設に先だって解決する必要がある。

Broadlands 水力発電計画

Broadlands 水力発電計画は、コロombo近郊でインド洋へと流れ込む Kelani 川の中流部に位置し、Colombo からは東方約 65 km の地点になる。Kelani 川は、上流部で Maskeliya 川と Kehelgamu 川に分かれており、Broadlands 水力発電計画は、両河川の合流部付近に位置する。上流には 5 つの既設水力発電所があり、合計出力 335 MW を有している。

本計画は、1986 年に Central Engineering Consultancy Bureau (CECB) によって可能性調査が行われ、40MW の開発計画が作成された。この開発計画は、上記の LTGEP に将来の開発候補の一つとして記載されている。

最適開発計画

上記の CECB による可能性調査では、7 つの代替レイアウトが比較検討され、最終的には「第 7 案」が最適との結論になっている。しかし、「第 5 案」の方が運用の自由度が高いことから、本調査の開始に際して CEB より「第 5 案」の再検討も依頼された。

予備検討の結果、「第 5 案」は 80 世帯以上の水没があること、および湛水による地滑りの懸念があること等から、以降の検討は「第 7 案」について行われた。

開発規模の検討は、ピーク継続時間を 3 時間として、出力 20MW から 40MW までの 5 ケースの経済性が比較検討され、35MW が最適開発規模であるとの結論に達した。最適開発計画の事業費は 89.34 百万ドル、EIRR および B/C はそれぞれ 10.3% および 1.02 である。

土木構造物および電気機器の設計

堤高 24m のコンクリート重力式ダムが、Mousakelle 川の既設 Polpitiya 発電所の直下流に設けられる。貯水池の常時満水位は EL.121.0m、設計洪水流量 (1,910m³/sec : 10,000 年確率洪水流量) に対する設計洪水位は EL.122.0m である。

主水路は、取水口トンネル(延長 150m)、埋め戻し蓋渠(同 720m)、主トンネル(同 2,535m)、調圧水槽、水圧鉄管(平均延長 246m) および放水路(延長 353m) から構成されている。

取水堰および支水路(同 811m) によって、最大 20m³/sec を Kenelgamu 川から貯水池へ転流させる。

主要電気機器は、2 組の立軸フランシス水車と三相同期発電機、および 2 組の主要変圧器で構成される。発電所の設備出力は 35MW であり、最大使用水量は 70m³/sec、基準有効落差は 56.9m である。発生電力は、2 回線の 132kV 架空線で既設の Polpitiya-Kolonnawa 送電線に送られる。

環境影響評価

本発電計画を実施することによる自然及び社会環境への重大な影響はないものと予想される。本発電計画は、プロジェクトエリアが限られた比較的小規模な開発プロジェクトであり、移転対象も 19 世帯と少ないことも、重大な影響がないことに寄与しているが、いくつかの項目については適切な環境緩和策を実施することが前提となる。したがって、工事中及び運転開始後を通じて、移転住民に対する適切な補償、各種の環境影響緩和策、適切な監視と管理を実施する必要がある。

勸告

スリランカにおいては、包蔵水力の約 55% が既が開発されており、経済的に開発可能でありでありかつ環境的に受け入れられる未開発水力は限られている。このため、「Long Term Generation Expansion Plan」に述べられているように、今後の需要の伸びに対応していくための電源としては火力が中心となり、同国の電源構成は水主火従から火主水従に変わっていくこととなる。これに伴って、既設新設を問わず、水力が担う役割も変化していかなければならない。

既設水力発電所の効率的運用

本調査の結果、Victoria 発電所と Samanalawewa 発電所については、貯水池の運用ルールを変更することによって発生電力量が増加する可能性があることが判明した。これらの貯水池は、発電のみだけではなく灌漑にも用いられていることから、発電の意向だけで運用ルールを変更することは難しいと思われるが、CEB およびその後継会社は、灌漑の監督官庁などとの協議を行って、水資源の有効活用のために運用ルールの変更に努めるべきである。

貯水池あるいは調整池を有する発電所は、条件が許せば可能な限り最高効率点付近の流量による運転を行うべきである。

既設発電所の増設の可能性

概略検討を行った New Laxapana、Polpitiya、Veitoria および Samanalawewa 発電所の増設については経済性があることが判明した。しかし、工事に伴う既設発電所の停止を必要とすることから、計画の実施時期についてはその時点の需給バランスを十分に考慮して決定する必要がある。

LTGEP によれば、2008 年には 300MW 級の石炭火力が運転を開始することになっており、それ以降のしばらくの間は供給力に余裕が生じるので、増設のために既設発電所を一時的に停止することが可能とおもわれる。したがって、それ以前に増設に関するより詳細な調査を実施しておくべきである。

なお、New Laxapana および Polpitiya 発電所については、増設に先だって、あるいは同時に、導水路からの漏水などの既設土木設備の不具合を改善することが必要である。

Broadlands 水力発電計画

本調査の結果、Broadlands 水力発電計画は経済性が確保でき、また環境に与える影響も比較的小さいことが明らかになった。上述のように、残された開発可能な水力地点は非常に少ないという状況のなかで、本プロジェクトは開発を行う価値が十分にあると判断される。

したがって、本調査に引き続いて、更なるコストの削減と環境影響の低減を念頭に置いた詳細検討を早期に実施し、次の開発候補地点として計画を推進すべきである。

その他

本調査の中で、系統の周波数調整に関する将来の課題が指摘された。CEB およびその後継会社は、消費者の需要に対して量的のみならず、質的にも応える必要がある。このため、できるだけ早い時期に系統周波数安定化の具体的な対策を立案し、実施する必要がある。

Part I

一般事項

1. 序論

1. 序論

1.1 調査の経緯

スリランカ共和国水力発電最適化計画調査は、スリランカ民主社会主義共和国(以下、「スリランカ」という)大蔵・計画省外部資金局(Department of External Resources, Ministry of Finance and Planning) 国土・灌漑・エネルギー省(Ministry of Lands, Irrigation & Energy) およびセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board: 以下、CEB という)と独立行政法人国際協力機構(当時の国際協力事業団。以下、JICA という)との間で2001年11月16日に署名された協議議事録および実施細則に基づいて実施されているものである。

1.1.1 社会・経済的背景

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

同国の経済は、1980年代の低迷を抜け出して拡大基調にあり、またアジア諸国を襲った経済危機の影響をほとんど受けず、90年代のGDP成長率は5%を超えている。GDPの実質成長と電力成長の関係を見ると、ほぼ経済成長に連動した形で電力の生産も伸びており、電力弾性値(電力成長率/GDP成長率)はほぼ2.0に近く、昨今の電力需要の成長が高いことを示している。今後20年間の電力需要予測においても、年率7%を超える旺盛な伸びが予想されている。

一方で、新規電源開発は環境問題を中心とした理由により、水力、火力を問わず新規電源の立地が難しい状況にあり、1997年以降、割高な独立電気事業者(IPP)からの電力購入を余儀なくされている。また、湯水の要因も相俟って、ここ1、2年は供給力が需要に追いつかず、地域別、時間帯別の計画停電が行われている。このような安定的な電力供給が果たせない状況は、ひいては同国の経済成長に影を落としかねない。

このため、スリランカ政府にとっては、新規の電源開発が緊急の課題であり、特に大型の火力発電所の運開が待たれている。一方で、化石燃料のほとんどを海外に依存している同国においては、エネルギーセキュリティの観点から唯一とも言える水力資源の開発もまた重要な課題である。

1.1.2 水力発電最適化の必要性和技術協力の要請

2003年1月時点でCEBが所有する発電設備は、水力が15ヶ所1,135 MW、火力が6ヶ所480 MWの合計1,615 MWとなっている。水力および火力による2002年の発電電力量は、それぞれ2,692 GWhおよび4,114 GWhとなっている。一方、IPPによる発電設備は、2002年時点で水力が36.89 MW、火力が5地点171.5 MWとなっている。このように同国の電力

セクターは水力に依存しており、水力発電所の設備出力は、2003年1月現在で発電設備出力全体の約64%を占めている。

2003年にCEBによって策定された長期電源開発計画(Long Term Generation Expansion Plan: LTGEP)によれば、今後20年間の最大電力の伸びは年7~8%と予想されている。しかし、同国における今後の水力の開発は、その経済性及び環境問題等の制約のため大きな期待はできず、今後の電力需要の伸びを勘案すると、長期的には火力発電が必然的にその主体となることは明らかである。

これらの問題に対処するためには、スリランカにおける水力発電の役割をベース需要に対応するものからミドル及びピーク需要に対応するものへと変更されていくべきである。同国の包蔵水力は約2,000 MWと言われている中で、既に1,100 MW以上が開発されており、経済性、自然・社会環境等の面から、残された開発有望な水力地点は限られているものの、国内資源をほとんど持たない同国においては、エネルギーセキュリティ観点から、水力開発に対する期待は非常に大きい。

このような状況のもとに、スリランカ政府は1999年9月に日本政府に対して同国の水力発電最適化に関するフィージビリティ調査の実施を要請してきた。これを受けて日本政府は、2000年12月にプロジェクト形成調査を、2001年11月には予備調査を実施し、同月16日に本調査の実施に関するScope of Workが締結された。

1.2 調査の目的

上記のScope of Workによれば、本調査の目的は以下のとおりである。

- 既設水力発電所の役割を最適化すること、
- 水力発電を主としてピーク対応に充てるための計画を策定すること、
- および、新規水力発電所についての、事業費積算、経済分析、財務評価、さらに最適な資金源の提案を含むフィージビリティ調査を実施すること。

具体的には、本計画調査の目的は大きく2つに分けられると考える。

第1点目は、スリランカ全土の残存水力ポテンシャルを洗い出すことにある。残存水力ポテンシャルとしては、既設の貯水池及び発電所運用の改善、既設設備の増設および新規開発が考えられ、これらを総合的に勘案して水力発電の最適化を図る。

第2点目は、これまでの調査によって開発が有望視されているBroadlands水力発電計画に関して、技術的及び経済的側面はもとより、情報公開を念頭に置いた自然・社会環境影響評価を含むフィージビリティスタディを行うことである。

また、現在進行中の電力構造改革の状況を踏まえ、今後の水力開発に与える影響等についても分析し、構造改革の支援策を提案する。

以上の調査目的に沿った本調査の全体フローをFig. 1.1に示す。

1.3 各調査段階における実施内容

1.3.1 予備調査段階

(1) 第一次現地調査（2002年6月16日～8月14日）

第一次現地調査の開始にあたって、調査団はCEBに対してインセプション・レポートの提出と説明を行い、調査の実施方法に対する同意を得た。

これに引き続いて、以下の項目を実施した。

- 地形、地質、水文、環境、経済などに関する基礎データ、および電力セクターに関する各種統計資料、既設貯水池および発電所の運用記録のなどの収集と整理および分析。
- 関係者とのインタビューや関係書類による、電力セクター改革の進展状況に関するの情報と、これら分析による問題点の抽出。
- 個別の貯水池および発電所の現状把握とデータ収集のための、Kelani、Mahaweli および Walawe 川水系の既設水力発電所訪問。
- 現場状況の把握のための、発電計画、水文解析、電力設備および EIA 担当者による Broadlands 計画地点の一般的現地踏査。
- 地質担当者による計画地点の地質踏査。
- Broadlands 計画に関する地形調査、地質調査（フェーズ1）および環境調査（同）の現地再委託に関する入札書類の作成と入札の実施

(2) 第一次国内作業

上記の現地再委託に関する入札評価を実施し、契約交渉のための入札者の順位付けを行った。

第一次現地調査で得られた成果をもとに、プロGRESS・レポートの作成が行われた。

1.3.2 詳細調査段階

(1) 第二次現地調査（第1ステージ）（2002年9月1日～29日）

Broadlands 計画の地形、地質および環境調査の第1順位入札者との契約交渉を行い、これらに関する現地再委託契約を締結した。

再委託者による現地作業の開始にあたって、これらの現地調査を担当する調査団員は、再委託者とともに現地に赴いて詳細な指示を与えた。

(2) 第二次現地調査 (第2ステージ)(2003年1月18日~3月2日)

第一次国内作業で作成されたプロGRESS・レポートを CEB に提出し、内容説明を行った。

現地再委託によって実施された Broadlands 計画に関する地形、地質および環境調査の成果の検収を行った。

電力セクター改革に関しては、関係法のドラフトを検討して課題の整理を行い、懸念される事項について CEB およびその他の関係者と意見交換を行った。また、改革後の組織が本調査で提言される発電計画を適切に実施可能かどうかを検討し、そのための方策について関係部署と意見交換を行った。

(3) 第三次現地調査 (2003年5月18日~5月31日)

地質調査 (フェーズ2) および環境調査 (同) 現地再委託契約を、前年度にフェーズ1の調査を実施した業者と締結した。

環境調査については、Project Approval Agency である Central Environmental Authority (CEA) の本計画に対する理解をふかめることと、実施中の EIA に問題のないことを確認するために、CEA に対する前年度までの環境調査結果の説明を行った。

電力セクター改革に関しては、その進捗状況の調査を行い、解決されるべき課題の整理を行った。

CDM (Clean Development Mechanism) に関しては、関係者とのインタビューによって、スリランカ国内の CDM に関する体制についての情報を収集した。また、Broadlands 計画をモデルプロジェクトとした PDD (Project Design Document) を作成するためのデータの収集と分析を行った。

(4) 第二次国内調査

これまでの調査結果をもとに、インテリム・レポートを取りまとめた。

1.3.3 設計と経済評価段階

(1) 第四次現地調査 (第1ステージ)(2003年8月31日~10月12日)

第二次国内調査で作成されたインテリム・レポートを CEB に提出し、内容説明を行った。これに引き続いて、以下の項目を実施した。

- Dynamic Programming 法を用いて、既設貯水池の最適運用ルールを作成した。
- 既設発電所増設計画の実施可能性に関するプレ FS レベルの検討を行った。
- 300MW 級火力発電ユニット投入後の、水力発電所が期待される役割について検

討を行った。

- Broadlands 水力発電計画の最適開発規模を決定し、土木構造物および電気機器の概略設計、事業費の積算、経済評価および財務評価、および EIA レポートの作成を行った。
- Broadlands 水力発電計画を CDM のモデルプロジェクトとした PDD (Project Design Document) を作成するためのデータの収集と分析を行った。
- 現地再委託によって実施された Broadlands 水力発電計画に関する地質（フェーズ 2）および環境調査（同）の成果の検収を行った。

(2) 第四次現地調査（第 2 ステージ）(2003 年 11 月 9 日～15 日)

Broadlands 水力発電計画の地元自治体および住民に対して、EIA レポート(ドラフト)の非公式説明を行った。

(3) 第三次国内調査

これまでの調査結果をもとに、ドラフトファイナル・レポートを取りまとめた。

(4) 第五次現地調査（2003 年 12 月 10 日～20 日）

第三次国内調査で作成されたドラフトファイナル・レポートを CEB に提出し、内容説明を行った。

また、本調査の成果をもとにした技術移転セミナーを CEB と共催で実施した。

1.4 関係者リスト（所属および職位は当時のもの）

(1) Ministry of Power & Energy

Dr. K.K Y.W. Perera Secretary

(2) Ministry of Environment and Natural Resources

Dr. B.M.S. Batagoda Director,
Environmental Economics & Global Affairs Division

(3) Central Environmental Authority

Mr. W.A.D.D. Wijesooriya Director (EIA)

(4) Ceylon Electricity Board

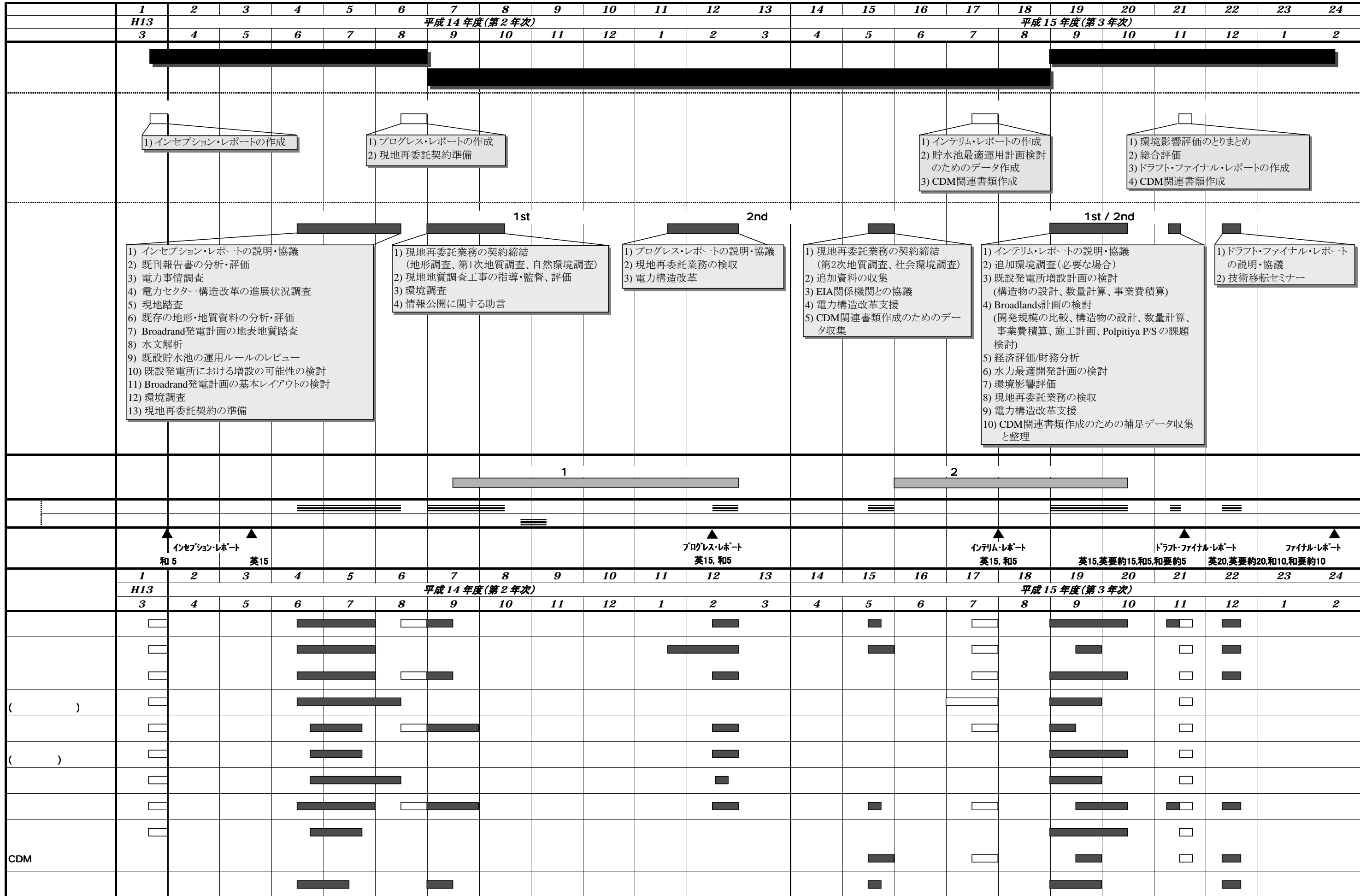
Mr. M. Zubair Chairman
Mr. Wijeratne General Manager
Mr. D.G.A. Abeygunawardana DGM, Environmental & Generation Planning
Mr. Gemunu Abayasekera DGM, Transmission & Generation Planning
Ms. Kamani Jayasekera Chief Engineer, Generation Planning
Mr. P.K.N.I Weeraratne Electrical Engineer, Generation Planning
Mr. S.H. Midigaspe Electrical Engineer, Generation Planning
Mr. R.K.W. Wijeratne Environmental Officer
Ms. Madavi Electrical Engineer, Generation Planning
Mr. Nanthakumar Chief Engineer, System Control Center
Mr. Bernard Civil Engineer, KKP Transmission Line Project
Mr. H.M.A. Herath Chief Engineer, Laxapana Generating Stations
Mr. Aluthge Chief Engineer, System Control Center
Mr. Somathilaka Chief Engineer, Samanalawewa Hydropower Station
Mr. Samarasinghe Chief Engineer, Kandy Office
Mr. M.C. Wickramasekara DGM, Private Power Projects
Ms. Shanthini Bogahawatte Deputy Finance Manager

(5) Asia Power (Pvt.) Ltd.

Mr. Robert W.H. Garman General Manager
Mr. Kosala Abeysiriwardena Technical Manager
Mr. Per G. Hansen Operations Manager
Mr. Priyantha Abeysighe Plant Manager

-
- (6) Lakdhanave (Pvt.) Ltd.
Mr. Priyantha Abeysighe Plant Manager
- (7) Embassy of Japan
Mr. Koji Iwashita Second Secretary
- (8) Japan Bank for International Cooperation (Representative Office in Colombo)
Mr. Naomi Miwa Chief Representative
Mr. Shinya Ejima Chief Representative
- (9) Japan International Cooperation Agency (Sri Lanka Office)
Mr. Toshio Sugihara Resident Representative
Mr. Yuki Aratsu Deputy Resident Representative
Mr. Jituya Ishiguro Assistant Resident Representative
Mr. Hiroyuki Tanaka Assistant Resident Representative
Mr. Jiro Komatsu JICA Expert
- (10) JICA Study Team
Mr. Takashi Mimura Team Leader / Hydropower Planning
Mr. Hachiro Ida Power Sector Restructuring
Mr. Tsuyoshi Nakahata Power Development Plan / Hydropower Planning
Mr. Tatsuya Miyazato Hydropower Planning / Hydrological Analysis
Mr. Yasushi Momose Geology
Mr. Shinichi Inaba Power Facilities
Mr. Hitoshi Itoh Power System Analysis
Ms. Mihoko Uramoto Environmental Impact Assessment
Mr. Tatsuo Tashino Economic and Financial Analysis
Mr. Hisaya Ooshima Clean Development Mechanism
Mr. Narihiro Masuda Operation Coordination
-

Fig. 1.1



2. スリランカの概要

2. スリランカの概要

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」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。この地域にはスリランカ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 (2,243m) へ約 50km、東方の Mt. Namunakuli (2,036m) へ約 50km 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渓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 1,800m 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。ジャフナ半島の数ヶ所では、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いの島々が形成されている。これらの地形条件は、北東部の Trincomalle 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 Mahaweli 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、標高約 1,800m 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。コロンボおよびヌワラエリヤの月別平均気温および月別降水量を以下に示す。

Monthly Mean Temperature (°C)

	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

Monthly Total Precipitation (mm)

	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

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。2003 年 9 月現在で 25 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県 (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。Broadlands 水力発電計画は Central 県の Nuwara Eliya 郡と Sabaragamuwa 県の Ratnapura 郡の境界に位置する。

Fig. 2.1 に行政区域境界を、Fig. 2.2 に地方行政機構を示す。

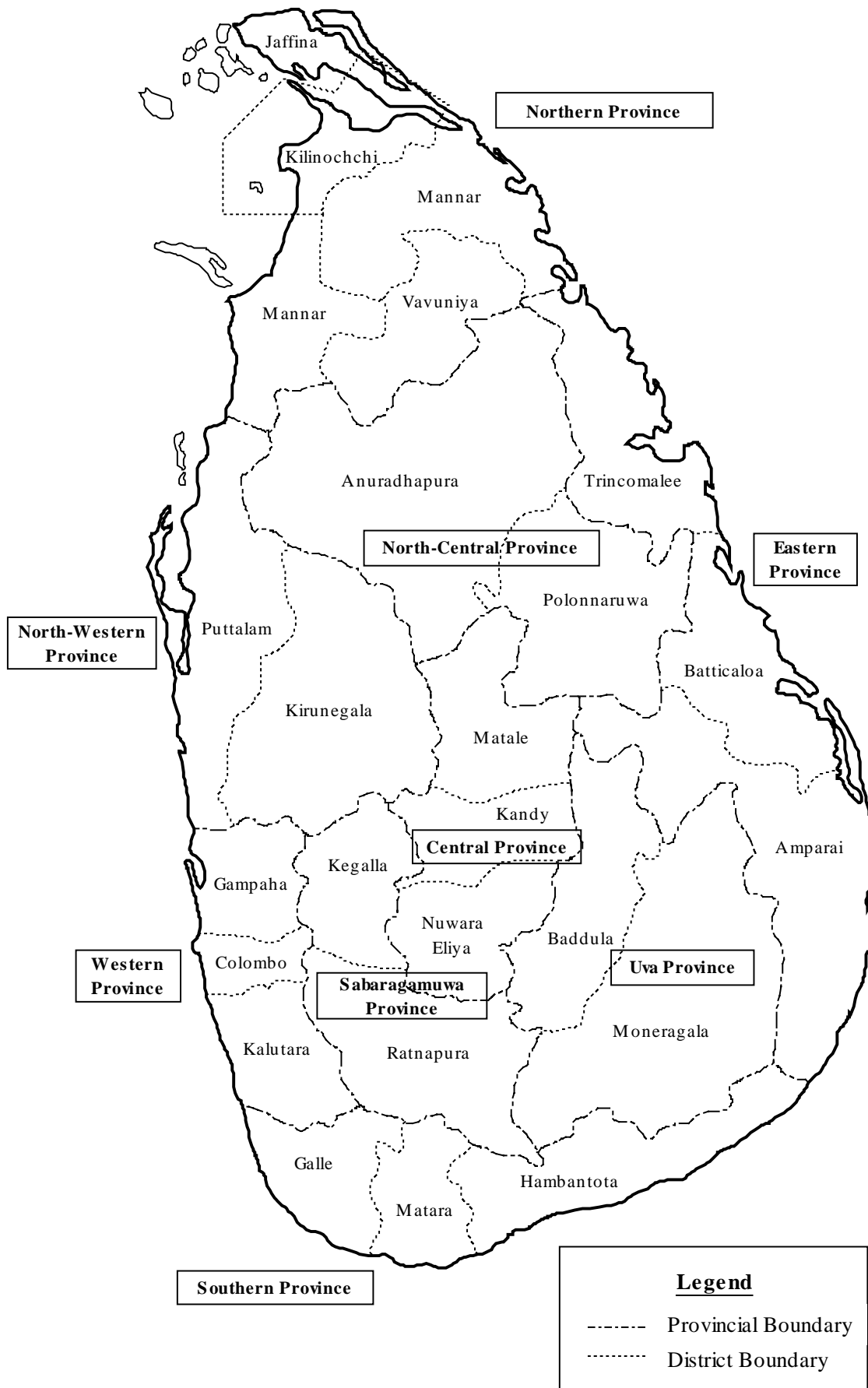
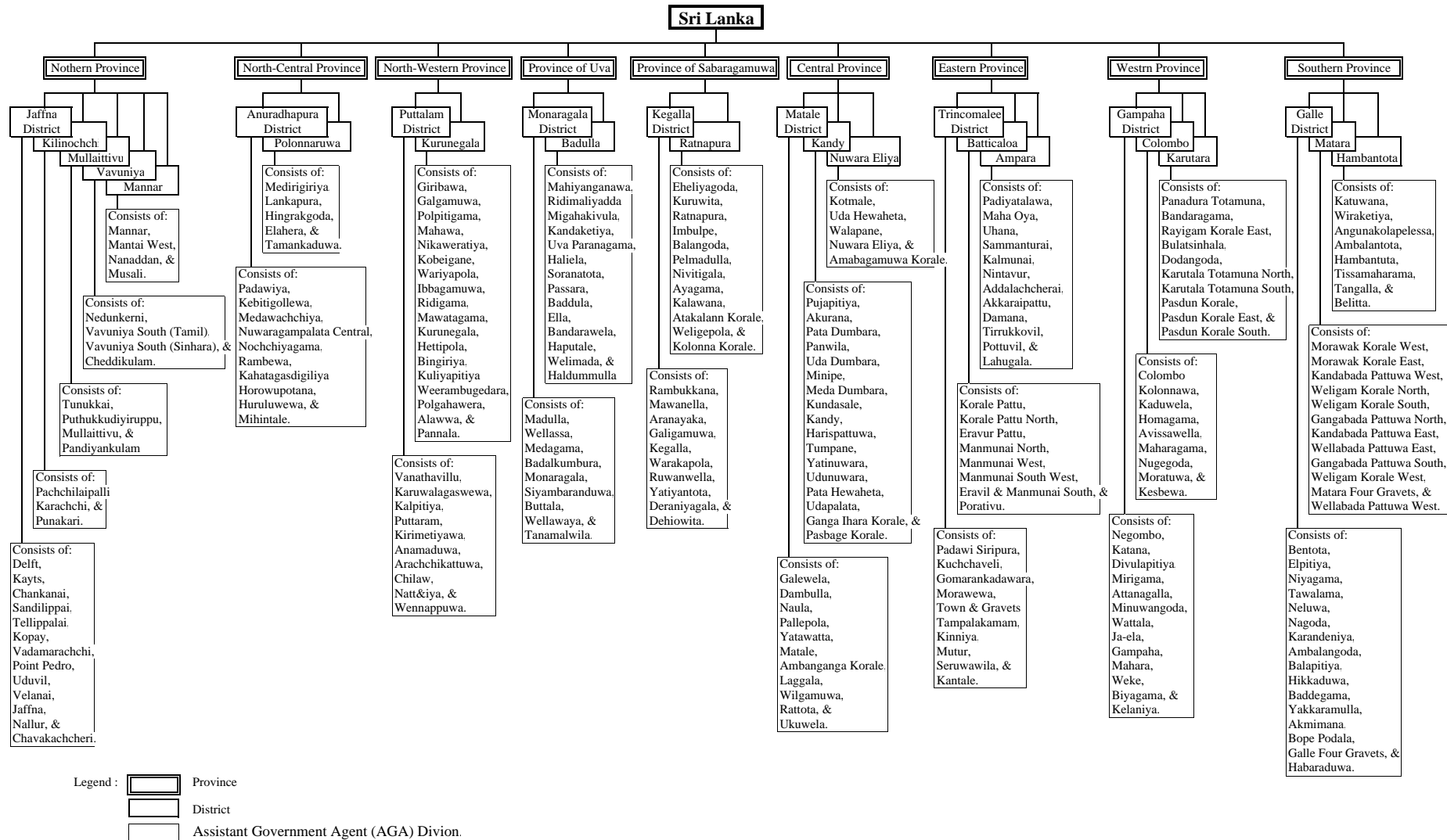


Figure 2.1 Administrative Boundary Map

Figure 2.2 Administrative Structure of Sri Lanka



3. 社会・経済現況

3. 社会・経済現況

3.1 人口

3.1.1 国勢調査人口

スリランカでは、1871 年以来 1981 までに 12 回の人口国勢調査が実施された。その後、2001 年 7 月に、最新の人口調査が財務・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。2002 年 7 月現在、それはまだ集計途中にあるため最終結果は提示されていない。

表 3.1 は、DCS によって推計された 1994 年の推計人口に加えて、1971 年、1981 年および 2001 年 (予備結果) の国勢調査人口を示している。同表に見られるように、1971 年の人口 1,269 万人は 1981 年には 1,485 万人に増加しており、この 10 年間の年平均増加率は 1.58% であった。2001 年の国勢調査の人口は 1,870 万人と見積もられているので、1981 年から 2001 年までの 20 年間の平均人口増加率は年率 1.16% と算定される。

同表に示されるように、平均世帯規模は 1994 年に 4.6 人であった。ただし、この世帯規模は、北部州と東部州の 2 つの州が含まれていない。また人口密度は、2001 年時点で 1km² 当たり約 333 人であった。

3.1.2 労働力

表 3.2 に示されているように、2000 年時点での労働力は 700 万人で、その内約 93% は実際に雇用されていたと報告されている。即ち、失業率は約 7% である。1995 年には失業率が 12% 以上であったので、失業率は最近の 5 年間で約 5% 改善されている。

労働市場の中で、農業セクターは全労働力の 37% を吸収しており、主な経済セクターの中で最大のものとなっている。その比率は徐々に減少しているものの、同セクターは労働市場で依然としてトップの座を長い間維持している。労働市場における第 2 位のセクターは対個人サービス・セクターで、全労働力の 19% を吸収している。それらに続いては、製造業セクターが 15%、商業/ホテル・セクターが 13% の労働力を吸収している。農業セクター以外のこれらの主なセクターは、全体の雇用率を増加させているようである。

表 3.3 に見られるように、1999 年の最低賃金は、大規模農園労働者が 1 日当たり 95 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 3,400 ルピーであったと報告されている。1990 年のそれらの賃金がそれぞれ 40 ルピー/日と 1,760 ルピー/日であったので、それぞれの成長率は 9 年間で 2.35 倍及び 1.93 倍となっている。コロンボ市における消費者物価指数 (CPI) の成長率が同じ期間で 2.37 倍であったので、賃金の成長率は CPI よりも低かったといえる。

(ユニット: 10 億ルピー)

項 目	1995	1996	1997	1998	1999	2000
商品輸出	195	227	274	310	325	411
商品輸入	272	299	346	380	422	554
貿易収支	-77	-72	-72	-70	-97	-143

注: 上記表示価格は、輸出額はFBOに、輸入額はCIFに基づく。

3.2.4 国家財政

スリランカの会計年度は、暦年と同じで1月1日からスタートし、同年12月31日に終了する。1999年と2000年のスリランカ政府の財政は、表3.17に示されるように、歳入がそれぞれ総計1,959億ルピー及び2,113億ルピーで、歳出は2,792億ルピー及び3,358億ルピーであった。従って、これらの財政運営の結果は1999年には833億ルピーの、2000年には1,245億ルピーの赤字を計上した。これらの赤字は、借入金と補助金によって補填された。

取引税、GST(物品・サービス税)、輸入税、所得・法人税、固定資産税による税収の全歳入に占める比率は、1999年で85%、2000年には86%であった。従って、歳入増加の要因としては税収の上昇であるといえる。

2000年には、政府は全歳出の中から、エネルギーおよび水供給サブセクターに対して133億ルピーを投資し、5億ルピーの経常経費を計上した。それは、開発投資支出の16%、および経常支出の0.2%を占めていた。従って、2000年度における同サブセクターへの投資および経常費の合計は、138億ルピーとなりそれは全歳出の4.1%を占めたことになる。

ローンの債務返済額は、2000年時点で総計856億ルピーであった。内訳は、144億ルピーの元金返済分と712億ルピーの国内・外債のための利払い分である。それは、同年の歳出の25%を占める結果となっている。

(単位: 10 億 US ドル)

項目	1996	1997	1998	1999	2000
ODA の受取	0.49	0.53	0.59	0.40	0.29
GDP	15.14	16.16	16.71	16.93	18.36
中央政府歳出	3.96	3.99	4.15	3.97	4.43
ODA の比率 (%)					
対 GDP 比	3.2	3.3	3.5	2.4	1.6
対政府歳出比	12.3	13.4	14.2	10.2	6.7

(2) 対外債務と残高

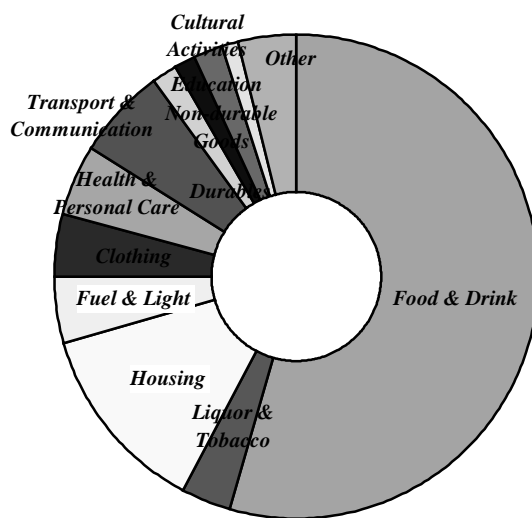
2000 年には、表 3.19 の中で示されるように、対外債務は 82 億米ドルとなり、それは GDP の 45% に当たっている。長期債務の残高は 1999 年には 85.9 億米ドルで、GDP の 51% だったので、債務残高は 2000 年には相当改善された。2000 年の債務返済額は 7.4 億米ドルであり、その内訳は元金返済分が 5.2 億米ドルおよび利払い分が 2.2 億米ドルであった。下記の表は、1996 年から 2000 年までの間の債務返済額の動態を示している。

(単位: 10 億 US ドル)

項目	1996	1997	1998	1999	2000
長期債務残高	7.16	7.07	8.04	8.59	8.20
債務返済額	0.49	0.53	0.56	0.67	0.74
元金返済額	0.32	0.36	0.39	0.48	0.52
利払い額	0.17	0.17	0.17	0.19	0.22
品物とサービスの輸出合計	5.87	6.67	6.94	6.78	7.67
債務返済率 (DSR)*1	8.4	8.0	8.0	10.0	9.6

注: *1 品物およびサービスの輸出合計額に対する債務返済額の比率。

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 1997 年で 8.0%、最大値が 1999 年で 10.0% であり、ここ数年ほとんど同じ状態にある。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。



項目	2001	計画値				
	暫定値	2002	2003	2004	2005	2006
GDP (%)	-1.4	3.7	5.5	6.0	6.5	6.5
GDP (億ルピー) *1	12,528	12,992	13,706	14,528	15,473	16,479
人口 (万人) *2	1,870	1,890	1,900	1,920	1,940	1,960
一人当たり GDP (万ルピー)	6.70	6.87	7.21	7.57	7.98	8.41
一人当たり GDP の成長 (%)	-2.2	2.6	4.9	4.9	5.4	5.4

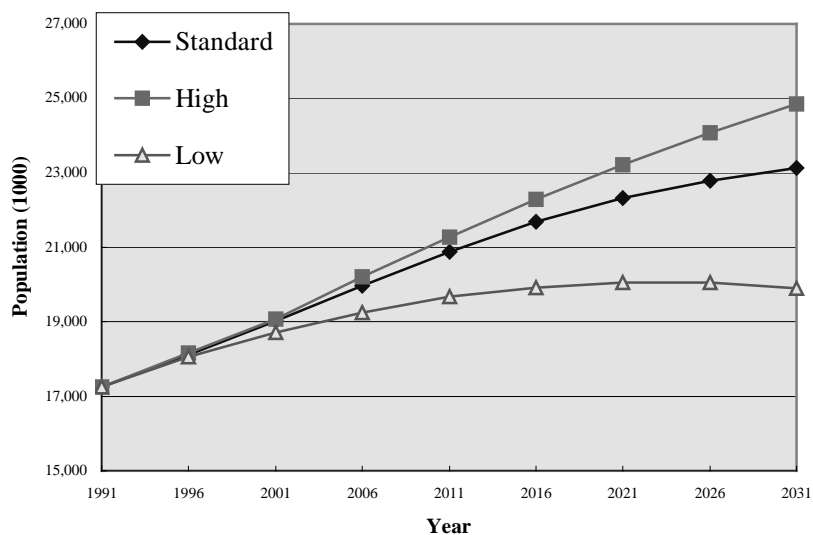
注: *1 2001 年価格一定の要要素費用表示による GDP

*2 中央銀行の「年次報告 2001」の中での予測値

政府は、2001 年に全国経済開発の長期フレームワークを、「スリランカ、2010 のビジョン、実現に向けて」というタイトルで、次の 10 年で実現すべき最新の開発政策として発表している。このビジョンでは、スリランカはより多くの投資、高い効率および生産性向上によって、年率 7~8% で成長すると予想されている。下記の展望が国家経済の成長を加速し、経済構造を改造すると提言している: (i) インフラストラクチャ開発、(ii) 戦略的な位置として、南アジアの金融サービス、海運、空輸及び貿易の基地、(iii) 自然美及び環境上の多様性、(iv) 良好な人的資源供給、及び (v) 強固な民間部門。

3.3.2 人口予測

DCS は、前述の「人口国勢調査および人口統計調査」に基づいて、1982 年から 1990 年までの県別の人口予測、及び 1991 年から 2031 年まで 5 年毎の標準予測、高予測及び低予測の 3 つのシナリオに基づいた国全体の長期人口予測を行っており、2000 年 12 月に発行した「統計概要 2000」の



中でこれらの人口予測を示している。出生率と死亡率のような予測のための基礎的なデータは、1981 年の国勢調査情報に基づいている。表 3.25 および右図は、それぞれのシナリオに基づく人口予測を示している。

2001 年には、第 13 次国勢調査が 20 年ぶりに実施された。国勢調査は 2002 年 7 月時点で

項目	ユニット	2001	予測			
		暫定値	2006	2011	2016	2021
年央の人口	100 万	18.7	19.2	19.7	19.9	20.1
GDP 成長	%	-1.4	5.6	6.5	6.5	6.5
GDP*1	億ルピー	12,530	16,480	22,580	30,930	42,380
	億 US ドル	140	184	253	346	474
一人当たり GDP*1	1,000 ルピー	67	86	115	155	211
	US\$	750	958	1,284	1,737	2,364
GDP/C の成長	%	-2.2	4.6	6.0	6.2	6.4

(*1): 2001 年価格

上記の表の中で示されるように、2021 年における一人当たりの GDP は、2001 年価格の要素費用表示で 21.1 万ルピー（2,360 米ドルと等価）と推定され、これは 2001 年のそれ（6.7 万ルピーないしは 750 米ドル相当）の約 3 倍となる。

Table 3.1 Census Population and Administrative Area in Sri Lanka

Province/District	Area (km ²)			Population				Households in 1994		Population	Average Annual Growth Rate (%)			
	Land	Inland Waters	Total Area	1971 Census	1981 Census	1994 Estimated *1	2001 Census	Number of Households	Family Size (Persons/HH)	Density in 2001 (Persons/km ²)	1971 - 1981	1981 - 1994	1994 - 2001	1981 - 2001
Western Province	3,593	91	3,684	3,402	3,920	4,703	5,361	988,155	4.76	1,455	1.43	1.41	1.89	1.58
Colombo	676	23	699	2,672	1,699	2,057	2,234	412,630	4.99	3,196	1.46	1.48	1.19	1.38
Gampaha	1,341	46	1,387	-	1,391	1,708	2,066	372,431	4.59	1,490	-	1.59	2.76	2.00
Kalutara	1,576	22	1,598	730	830	938	1,061	203,094	4.62	664	1.30	0.95	1.77	1.24
Central Province	5,575	99	5,674	1,953	2,009	2,315	2,415	502,895	4.60	426	0.29	1.10	0.61	0.92
Kandy	1,917	23	1,940	1,188	1,048	1,221	1,272	262,272	4.66	656	-1.24	1.18	0.59	0.97
Matale	1,952	41	1,993	314	357	423	442	93,401	4.53	222	1.29	1.30	0.64	1.07
Nuwara Eliya	1,706	35	1,741	450	604	671	700	147,222	4.56	402	2.97	0.82	0.61	0.74
Southern Province	5,383	161	5,544	1,662	1,883	2,225	2,277	475,370	4.68	411	1.25	1.29	0.33	0.96
Galle	1,617	35	1,652	735	815	955	991	203,879	4.68	600	1.03	1.23	0.52	0.98
Matara	1,270	13	1,283	586	644	754	761	161,685	4.66	593	0.94	1.22	0.14	0.84
Hambantota	2,496	113	2,609	340	424	516	525	109,806	4.70	201	2.23	1.52	0.26	1.07
Northern Province	8,290	594	8,884	875	1,109	-	-	-	-	-	2.41	-	-	-
Jaffna	929	96	1,025	702	831	-	-	-	-	-	1.70	-	-	-
Kilinochchi	1,205	74	1,279	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mannar	1,880	116	1,996	78	106	-	-	-	-	-	3.16	-	-	-
Vavuniya	1,861	106	1,967	95	95	-	1,838	-	-	-	0.02	-	-	0.40
Mullaitivu	2,415	202	2,617	-	77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eastern Province	9,361	635	9,996	718	975	-	-	-	-	-	3.12	-	-	-
Batticaloa	2,610	244	2,854	257	330	-	-	-	-	-	2.55	-	-	-
Trincomalee	2,529	198	2,727	188	256	-	-	-	-	-	3.12	-	-	-
Amparai	4,222	193	4,415	273	389	-	589	-	-	133	3.62	-	-	2.10
North-Western Province	7,506	382	7,888	1,404	1,704	1,979	2,158	459,743	4.30	274	1.96	1.16	1.24	1.19
Kurunegala	4,624	192	4,816	1,026	1,212	1,378	1,452	324,508	4.25	302	1.68	0.99	0.75	0.91
Puttalam	2,882	190	3,072	378	493	601	705	135,235	4.44	230	2.67	1.54	2.31	1.81
North-Central Province	9,741	731	10,472	553	850	1,008	1,103	231,158	4.36	105	4.40	1.32	1.29	1.31
Anuradhapura	6,664	515	7,179	389	588	676	746	155,258	4.35	104	4.22	1.08	1.43	1.20
Polonnaruwa	3,077	216	3,293	164	262	332	356	75,900	4.37	108	4.80	1.85	1.01	1.56
Uva Province	8,335	165	8,500	808	915	1,115	1,171	243,432	4.58	138	1.24	1.54	0.70	1.24
Baddula	2,827	34	2,861	615	641	750	775	166,294	4.51	271	0.41	1.22	0.46	0.95
Moneragala	5,508	131	5,639	193	274	365	396	77,138	4.73	70	3.55	2.24	1.18	1.87
Sabaragamuwa Province	4,921	47	4,968	1,316	1,482	1,677	1,788	373,837	4.49	360	1.19	0.96	0.92	0.94
Ratnapura	3,236	39	3,275	661	797	917	1,008	201,456	4.55	308	1.89	1.08	1.36	1.18
Kegalla	1,685	8	1,693	655	685	760	780	172,381	4.41	461	0.45	0.80	0.37	0.65
Total in Sri Lanka	62,705	2,905	65,610	12,690	14,847	(15,022)*	18,700	-	-	333	1.58	-	-	1.16

Source : Statistical Abstract 2000, December 2000, Department of Census and Statistics, MFP

Preliminary Results: Census of Population and Housing-2001, Department of Census and Statistics

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

Table 3.2 Labour Force in Sri Lanka

Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000*1
Labour Force Participation of Household Population (1000)						
Household Population (10-years & Over)	12,736	12,831	12,871	12,882	13,169	13,543
Labour Force	6,106	6,242	6,266	6,661	6,673	7,042
Labour Force Participation Rate(%)	47.9	48.6	48.7	51.7	50.7	52.0
Actual Labour Force Situation						
Employed Force	5,357	5,537	5,608	6,049	6,083	6,549
Employment Rate(%)	87.7	88.7	89.5	90.8	91.1	93.0
Unemployed Force	749	705	658	611	591	493
Unemployment Rate(%)	12.3	11.3	10.5	9.2	8.9	7.0
Currently Employed Persons by Major Industrial Groups (%)						
Agriculture	36.7	34.4	36.2	39.3	36.3	37.3
Mining & Quarrying	1.7	1.6	1.6	1.4	1.3	0.7
Manufacturing	14.7	14.6	16.4	14.9	14.8	15.2
Electricity, Gas & Water	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5
Construction	5.3	5.4	5.6	5.0	5.3	5.0
Trade & Hotels	12.2	12.0	12.4	11.6	12.1	12.9
Transport & Communication	4.7	4.9	4.8	4.9	5.1	4.7
Insurance & Real Estate	1.5	2.0	1.7	1.9	1.6	1.9
Personal Services	17.3	18.2	17.3	17.1	18.4	18.8
Not defined	5.4	3.5	3.5	3.2	4.5	3.0

Source : Statistical Abstract 2000, December 2000, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning

Sri Lanka Labour Force Survey, Department of Census and Statistics

Note: *1 Data were quoted from 2nd quarter in 2000.

Table 3.3 Minimum Wages: 1994-1999

Item	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Average Wage Rate*1 (Rs./day)						
Agriculture *2	60.34	64.64	72.83	82.00	88.80	94.81
Manufacturing	61.50	70.10	75.10	77.74	82.08	89.47
Construction	66.00	86.00	86.00	86.00	91.42	99.00
Average Earnings*1 (Rs./day)						
Agriculture *2	75.22	78.84	78.94	87.40	100.72	96.89
Manufacturing	134.64	145.35	151.16	166.30	174.17	199.20
Construction	138.22	172.61	175.23	209.50	247.55	241.11
Index Numbers of Minimum Wages (Base: 1978=100)						
Agriculture	821.50	830.90	907.94	971.75	1,097.66	1,115.95
Industry & Construction	555.80	651.90	682.81	710.74	807.71	829.22
Services	431.40	456.70	487.18	487.16	506.34	555.69
All Combined	712.50	740.30	801.75	849.08	953.29	977.58
Tea & Rubber Estate Workers						
Minimum Daily Rate of Wages (Rs./day)	61.41	65.70	76.69	82.41	85.47	94.65
Minimum Wage Rate Index Numbe (Base 1978=100)	713.28	763.11	890.75	957.15	992.65	1,099.30
Index Number of Real Wages (Base 1978=100)	106.38	105.73	106.38	104.46	98.96	104.70
Unskilled Male Workers in Government Employment						
Minimum Monthly Rate of Wages (Rs./month)	2,660.00	2,773.33	2,990.00	3,400.00	3,400.00	3,400.00
Minimum Wage Rate Index Numbe (Base 1978=100)	959.59	1,000.46	1,078.64	1,226.55	1,226.50	1,226.55
Index Number of Real Wages (Base 1978=100)	143.25	138.65	129.25	133.99	122.32	116.85

Source : Statistical Abstract 2000, December 2000, 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.

Table 3.4 Population by Ethnic Group and Religion in 1981 Census Year

(Unit: 1000)

Province	Sinhalese	Sri Lankan Tamil	Indian Tamil	Sri Lankan Moor	Burgher	Malay	Others	Total
Population by Ethnic Group								
1. Western	3,322	229	59	239	29	32	11	3,920
2. Central	1,319	150	381	147	3	4	6	2,009
3. Southern	1,790	14	25	47	1	5	1	1,883
4. Northern	35	957	64	51	1	0	2	1,109
5. Eastern	244	399	11	315	4	1	1	975
6. North-Western	1,533	47	9	110	1	2	2	1,704
7. North-Central	775	13	1	58	0	0	1	849
8. Uva	697	43	138	32	1	2	2	915
9. Sabaragamuwa	1,266	34	130	48	0	1	2	1,482
Sri Lanka	10,980	1,887	819	1,047	39	47	28	14,847
% Distribution	74%	13%	6%	7%	0%	0%	0%	100%
Population by Religion								
		Buddhist	Hindus	Muslims	Catholics	Christians	Others	Total
1. Western		2,886	194	280	501	56	4	3,920
2. Central		1,304	478	157	56	14	1	2,009
3. Southern		1,788	33	52	6	2	1	1,883
4. Northern		25	860	55	157	12	0	1,109
5. Eastern		237	372	317	40	7	1	975
6. North-Western		1,328	34	114	221	6	1	1,704
7. North-Central		766	12	60	10	1	0	849
8. Uva		694	169	35	13	3	0	915
9. Sabaragamuwa		1,259	146	51	19	5	0	1,482
Sri Lanka		10,288	2,298	1,122	1,024	107	8	14,847
% Distribution		69%	15%	8%	7%	1%	0%	100%

Source: Statistical Abstract 2000, December 2000, Department of Census and Statistics

Table 3.5 Gross Domestic Product at Current Factor Cost Prices: 1995-2001

(Unit: Rs. Billion)							
Sector	1995	1996	1997	1998	1999	2000*1	2001*1
Agriculture, Forestry & Fishery	137.7	156.1	175.8	192.7	205.6	218.4	242.5
Agriculture	106.8	122.6	139.0	153.3	163.5	171.9	193.9
Tea	7.2	10.3	12.7	14.4	12.3	15.6	15.3
Rubber	4.0	4.0	3.1	2.5	2.3	2.5	2.5
Coconut	9.3	12.8	15.0	15.6	17.7	13.2	13.2
Paddy	21.6	19.9	24.5	26.8	30.2	26.5	28.8
Others	64.5	75.5	83.8	94.0	101.1	114.0	134.1
Forestry	14.3	14.8	15.4	15.7	16.3	17.1	17.1
Fishery	16.6	18.8	21.4	23.7	25.8	29.4	31.5
Mining & Quarrying	11.5	13.9	16.6	17.4	18.3	21.5	23.9
Manufacturing	94.1	112.7	131.9	151.0	163.1	189.3	198.1
Export Processing (Tea, Rubber & Coconut)	11.9	16.2	19.5	23.2	24.8	28.2	27.9
Factory Industry	74.7	87.8	102.3	116.6	125.9	147.3	155.5
Small Industry	7.5	8.8	10.1	11.3	12.4	13.8	14.7
Construction	44.5	48.2	56.4	69.3	75.5	82.7	94.5
Electricity, Gas & Water	8.7	9.2	11.3	13.7	14.4	13.4	16.1
Trade, Restaurants & Hotels	131.4	155.3	177.1	196.3	211.4	254.1	274.8
Transport & Communication	59.2	73.8	86.3	101.6	113.8	131.7	154.6
Banking, Insurance & Real Estate	43.3	49.7	59.6	69.3	80.7	91.2	105.6
Ownership of Dwelling	12.6	14.2	15.8	17.3	18.4	19.9	22.2
Public Services	31.1	35.2	41.0	48.0	52.4	58.0	69.4
Private Services	24.2	27.5	31.9	36.2	41.1	45.0	51.1
GDP	598.3	695.9	803.7	912.8	994.7	1,125.3	1,252.8
Net Factor Income from Abroad	-7.0	-11.3	-9.4	-11.6	-17.8	-23.0	-25.0
GNP	591.4	684.7	794.3	901.3	976.9	1,102.3	1,227.8

Source: (1) Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, November 2001, Central Bank of Sri Lanka
(2) Annual Report of Sri Lanka

Note: *1 Provisional estimates

Table 3.6 Share of Gross Value Added to GDP: 1995-2001

(Unit: %)							
Sector	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Agriculture, Forestry & Fishery	23.0	22.4	21.9	21.1	20.7	19.4	19.4
Mining & Quarrying	1.9	2.0	2.1	1.9	1.8	1.9	1.9
Manufacturing	15.7	16.2	16.4	16.5	16.4	16.8	15.8
Construction	7.4	6.9	7.0	7.6	7.6	7.3	7.5
Electricity, Gas & Water	1.5	1.3	1.4	1.5	1.5	1.2	1.3
Trade, Restaurants & Hotels	22.0	22.3	22.0	21.5	21.2	22.6	21.9
Transport & Communication	9.9	10.6	10.7	11.1	11.4	11.7	12.3
Banking, Insurance & Real Estate	7.2	7.1	7.4	7.6	8.1	8.1	8.4
Ownership of Dwelling	2.1	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.8
Public Services	5.2	5.1	5.1	5.3	5.3	5.2	5.5
Private Services	4.0	4.0	4.0	4.0	4.1	4.0	4.1
GDP	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Table 3.7 GDP per Capita: 1995-2001

Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
In Local Monetary Unit (Rs.)	33,444	38,552	44,203	49,846	53,929	60,569	66,952
In US Dollars Equivalent (US\$)	619	697	749	772	766	799	749

Note: Population was based on the low projection in Statistical Abstract 2000, Department of Census and Statistics.

Table 3.8 Gross Domestic Product at 1996 Constant Factor Cost Prices: 1995-2001

(Unit: Rs. Billion)							
Sector	1995*1	1996	1997	1998	1999	2000*2	2001*2
Agriculture, Forestry & Fishery	161.7	156.1	160.8	164.8	172.2	175.3	170.1
Agriculture	127.6	122.6	126.1	128.3	134.0	136.2	131.1
Tea	9.8	10.3	11.1	11.2	11.3	12.2	11.8
Rubber	3.8	4.0	3.8	3.5	3.5	3.1	3.1
Coconut	13.9	12.8	13.3	12.8	14.0	15.1	13.6
Paddy	27.1	19.9	22.1	26.2	27.9	27.8	26.2
Others	73.0	75.5	75.9	74.7	77.2	77.9	76.4
Forestry	14.6	14.8	14.9	15.1	15.3	15.6	16.3
Fishery	19.5	18.8	19.7	21.3	23.0	23.5	22.6
Mining & Quarrying	12.8	13.9	14.5	13.7	14.2	14.9	15.0
Manufacturing	106.1	112.7	122.9	130.7	136.5	149.1	143.2
Export Processing (Tea, Rubber & Coconut)	16.0	16.2	16.8	16.6	17.2	17.9	17.0
Factory Industry	81.8	87.8	96.8	104.2	108.8	120.2	115.5
Small Industry	8.2	8.8	9.4	10.0	10.5	11.0	10.6
Construction	46.6	48.2	50.8	54.5	57.1	59.8	61.3
Electricity, Gas & Water	9.4	9.2	9.9	10.9	12.0	12.5	12.1
Trade, Restaurants & Hotels	147.7	155.3	165.1	172.5	174.2	189.4	177.1
Transport & Communication	68.6	73.8	80.3	86.4	93.4	100.7	105.9
Banking, Insurance & Real Estate	45.1	49.7	54.8	58.2	60.9	64.8	68.1
Ownership of Dwelling	14.1	14.2	14.4	14.6	14.8	15.0	15.2
Public Services	33.5	35.2	37.1	38.2	39.8	41.4	41.9
Private Services	26.5	27.5	29.2	30.3	33.3	34.0	34.8
GDP	672.1	695.9	739.8	774.8	808.3	857.0	844.6
Net Factor Income from Abroad	-7.5	-11.3	-9.4	-11.6	-17.8	-23.0	-25.0
GNP	664.6	684.7	730.4	763.2	790.5	834.1	819.6

Source: (1) Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, November 2001, Central Bank of Sri Lanka
(2) Annual Report of Sri Lanka

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

*2 Provisional estimate

Table 3.9 Real Growth Rates of GDP and GVA: 1995-2001

(Unit: %)							
Sector	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/2000	2000/01	1995/2001
Agriculture, Forestry & Fishery	-3.5	3.0	2.5	4.5	1.8	-3.0	0.8
Mining & Quarrying	8.9	3.8	-5.4	4.1	4.8	0.7	2.7
Manufacturing	6.3	9.1	6.3	4.4	9.2	-4.0	5.1
Construction	3.4	5.4	7.1	4.8	4.8	2.5	4.7
Electricity, Gas & Water	-2.0	8.1	10.1	9.5	4.5	-2.9	4.4
Trade, Restaurants & Hotels	5.2	6.3	4.5	1.0	8.7	-6.5	3.1
Transport & Communication	7.5	8.8	7.7	8.1	7.8	5.2	7.5
Banking, Insurance & Real Estate	10.1	10.3	6.4	4.6	6.4	5.0	7.1
Ownership of Dwelling	1.3	1.3	1.2	1.2	1.7	1.4	1.4
Public Services	5.0	5.2	3.0	4.2	4.2	1.0	3.8
Private Services	4.0	6.1	3.7	9.8	2.3	2.2	4.6
GDP	3.6	6.3	4.7	4.3	6.0	-1.4	3.9

Table 3.10 Real Growth of GDP per Capita: 1995-2001

Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
GDP per Capita at '96 Const. Prices (Rs.)	37,565	38,552	40,686	42,308	43,824	46,131	45,137
Real Growth Rate (%/Year)	2.6	5.5	4.0	3.6	5.3	-2.2	3.1

Note: Population was based on the low projection in Statistical Abstract 2000, Department of Census and Statistics.

Table 3.13 Conditions of Manufacturing Industry in Sri Lanka: 1995-2000

Category	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Value of Industrial Production at Current Price (Rs. Billion)						
1. Food, Beverages & Tobacco	54.9	68.2	75.7	87.0	94.7	105.7
2. Textile, Wearing Apparel & Leather Products	89.9	101.6	146.5	165.4	178.8	215.7
3. Wood & Wooden Products	1.9	2.2	2.3	2.5	2.7	3.1
4. Paper & Paper Products	4.6	5.1	5.5	5.6	5.9	6.5
5. Chemical, Petroleum, Rubber & Plastic Products	38.3	46.9	50.7	59.7	62.6	74.7
6. Non Metallic Mineral Products	16.7	19.0	21.4	23.8	26.8	28.2
7. Basic Metal Products	1.7	2.2	2.4	2.8	3.0	3.4
8. Fabricated Metal Products, Machinery & Transport Equipment	8.0	8.8	11.3	13.2	14.3	15.7
9. Manufactured Products not Elsewhere Specified	5.3	6.2	7.3	8.1	9.0	9.8
Total	221.4	260.2	323.1	368.3	397.9	462.7
Value Added in Industry	81.4	95.4	112.0	127.5	143.4	167.5
VA as % of GDP	13.7	13.7	14.9	14.2	14.4	14.9
Existing Number of Board of Investment Enterprises*1						
1. Food, Beverages & Tobacco	-	-	92	149	147	141
2. Textile, Wearing Apparel & Leather Products	-	-	287	386	417	439
3. Wood & Wooden Products	-	-	21	26	25	22
4. Paper & Paper Products	-	-	14	22	21	22
5. Chemical, Petroleum, Rubber & Plastic Products	-	-	76	101	100	121
6. Non Metallic Mineral Products	-	-	48	66	63	61
7. Basic Metal Products	-	-	-	-	-	-
8. Fabricated Metal Products, Machinery & Transport Equipment	-	-	25	35	38	41
9. Manufactured Products not Elsewhere Specified	-	-	122	171	158	159
10 Services	-	-	300	402	430	497
Total	-	-	985	1,358	1,399	1,503
Employment of Board of Investment Enterprises*1 (1000)						
1. Food, Beverages & Tobacco	8.2	6.9	8.6	11.7	11.6	15.2
2. Textile, Wearing Apparel & Leather Products	153.7	155.8	161.3	189.4	216.7	242.4
3. Wood & Wooden Products	2.5	2.4	3.1	2.7	2.1	1.8
4. Paper & Paper Products	0.5	0.7	1.0	0.9	1.0	1.6
5. Chemical, Petroleum, Rubber & Plastic Products	19.0	20.7	22.3	25.7	24.2	29.7
6. Non Metallic Mineral Products	9.2	9.2	9.7	10.9	12.6	13.1
7. Basic Metal Products	-	-	-	-	-	-
8. Fabricated Metal Products, Machinery & Transport Equipment	1.3	1.4	1.7	2.5	4.0	4.2
9. Manufactured Products not Elsewhere Specified	23.7	26.6	31.6	31.5	33.0	33.4
10 Services	15.3	18.1	18.8	19.0	21.9	26.5
All Categories	233.4	242.0	258.2	294.4	327.1	367.8

Source: Annual Report 2001, April 2002, Central Bank of Sri Lanka

Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, November 2001, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 Cumulative figures as at end of the year

Table 3.14 Principal Indicators of Industrial Establishments with Five or More Workers Engaged: 1996-1997

Item	Number of Establishments*1		Workers Engaged (1000)		Salaries & Wages (Rs. Billion)		Value of Output (Rs. Billion)		Value of Input (Rs. Billion)		Value Added (Rs. Billion)	
	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997	1996	1997
Principal Indicators by Industrial Division												
1. Mining	1,667	1,633	15.9	15.7	0.27	0.26	1.0	1.0	0.3	0.2	0.7	0.8
2. Food, Beverage & Tobacco	4,566	4,141	104.1	87.8	3.75	3.36	87.0	90.1	41.8	43.5	45.2	46.6
3. Textile, Wearing Apparel & Leather	2,862	2,918	249.1	221.6	10.27	9.67	80.9	74.2	46.8	42.5	34.1	31.7
4. Wood, wooden products & furniture	986	1,039	15.7	15.9	0.31	0.31	1.8	1.8	0.6	0.6	1.1	1.2
5. Paper Products & Publishing	318	324	12.6	16.4	0.90	1.30	5.7	7.4	3.3	4.0	2.4	3.4
6. Chemical, Petroleum & Plastic	910	969	40.9	44.4	2.35	2.54	61.1	58.0	47.1	40.1	14.0	17.9
7. Non-metallic Mineral Products	1,659	1,585	28.8	28.0	1.23	1.32	10.8	11.4	6.0	5.4	4.8	6.0
8. Basic Metal Products	13	14	1.1	1.4	0.07	0.16	1.4	2.5	0.8	1.7	0.5	0.8
9. Metal Products & Machinery	640	640	24.5	25.9	1.52	1.65	14.5	18.2	9.2	10.7	5.4	7.5
10. Other Manufacturing Industries	256	292	22.1	16.5	0.80	0.68	12.9	11.8	9.4	8.4	3.5	3.3
11. Electricity, Gas & Steam	1	1	14.4	14.3	1.08	1.05	16.8	17.5	1.3	1.9	15.5	15.7
12. Water Works & Supply	1	1	7.6	7.4	0.76	0.80	1.6	1.9	0.6	0.6	1.0	1.3
Total	13,879	13,557	536.9	495.4	23.30	23.09	295.4	295.8	167.2	159.6	128.2	136.2
Principal Indicators by Workers Engaged												
1. Less Than 10	8,285	8,322	47.0	48.2	0.48	0.55	4.6	3.5	2.3	2.0	2.2	1.6
2. 10 - 19	2,922	2,762	38.5	37.9	0.77	0.86	6.3	6.5	3.6	3.8	2.7	2.7
3. 20 - 39	1,088	1,014	30.4	28.1	0.73	0.66	7.2	7.1	4.0	3.8	3.2	3.3
4. 40 - 99	805	770	50.3	47.5	1.78	1.81	28.2	30.7	16.9	18.2	11.3	12.5
5. 100 - 499	572	496	120.1	106.8	5.32	5.22	79.0	79.6	48.6	47.6	30.4	32.0
6. 500 & Above	207	193	250.7	227.0	14.21	14.00	170.1	168.4	91.7	84.2	78.4	84.2
Total	13,879	13,557	536.9	495.4	23.30	23.09	295.4	295.8	167.2	159.7	128.2	136.1
Principal Indicators by Output Size Class												
1. Less Than 100,000	4,029	3,404	26.6	23.4	0.10	0.07	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2. 100,000 - 249,999	2,763	2,547	24.6	22.6	0.14	0.14	0.4	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2
3. 250,000 - 999,999	2,760	3,437	29.9	32.9	0.40	0.53	1.5	1.8	0.7	0.8	0.8	1.0
4. 1,000,000 - 99,999,999	3,949	3,785	186.5	165.3	6.08	5.67	55.1	50.3	31.8	28.9	23.2	21.4
5. 100,000,000 & Above	378	384	269.3	251.1	16.58	16.67	238.2	243.2	134.4	129.7	103.9	113.4
Total	13,879	13,557	536.9	495.4	23.30	23.09	295.4	295.8	167.2	159.7	128.2	136.1

Source: Statistical Abstract 2000, December 2000, Dept. of Census and Statistics

Table 3.15 Balance of Payments: 1995- 2000

(Unit: US\$ Million)						
Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Current Account	-786	-677	-394	-227	-562	-1,066
Goods, Services and Income (net)	-1,522	-1,436	-1,225	-1,127	-1,475	-2,064
Trade Balance	-1,504	-1,344	-1,225	-1,091	-1,369	-1,798
Export	3,807	4,095	4,639	4,798	4,610	5,522
Import	5,311	5,439	5,864	5,889	5,979	7,320
Services (net)	152	105	159	144	148	38
Receipts	821	765	875	914	968	953
Payments	669	660	716	770	820	915
Income (net)	-170	-197	-159	-180	-254	-304
Receipts	226	186	234	214	167	152
Payments	396	383	393	394	421	456
Transfers (net)	736	759	831	900	913	998
Private Transfers (net)	675	710	787	848	887	974
Receipts	790	832	922	999	1,056	1,160
Payments	115	122	135	151	169	186
Other Transfers	61	49	44	52	26	24
Capital & Financial Account	700	457	602	412	373	443
Capital Account	117	96	87	79	81	50
Capital Transfers (net)	117	96	87	79	81	50
Receipts	121	100	91	84	86	56
Payments	4	4	4	5	5	6
Financial Account	583	361	515	333	292	393
Long-term:	503	379	716	397	435	305
Direct Investment	53	119	430	193	177	176
Foreign Direct Investment (net)	16	86	129	137	177	173
Privatization Proceeds	37	33	301	56		3
Private Long-term (net)	91	1	48	1	196	82
Inflows	194	156	150	146	361	298
Outflows	103	155	102	145	165	216
Government, Long-term (net)	359	259	238	203	62	47
Inflows	674	497	500	493	381	355
Outflows	315	238	262	290	319	308
Short-term:	80	-18	-201	-64	-143	88
Portfolio Investment	-2	7	13	-24	-13	-45
Private Short-term (net)	33	-44	-20	8	-10	100
Commercial Bank Assets (net)	14	59	-323	180	-19	-141
Commercial Bank Liabilities (net)	35	-40	129	-228	-101	174
Government, Short-term (net)	-	-	-	-	-	-
Errors & Omissions	139	150	-46	-151	-73	101
Overall Balance	53	-70	162	34	-262	-522

Source : Annual Report 2001, Central Bank of Sri Lanka.

Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, Central Bank of Sri Lanka

Table 3.16 Foreign Trade: 1995-2000

	(Unit: Rs. million)					
Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Export						
Agricultural Export	42,478	53,206	62,667	70,225	66,750	67,270
Tea	24,638	34,067	42,533	50,280	43,728	53,133
Rubber	5,713	5,753	4,640	2,808	2,305	2,179
Coconut	5,270	6,091	6,939	6,110	9,119	174
Kernel Products	3,520	4,469	4,864	3,632	5,973	5,786
Others	1,750	1,622	2,075	2,478	3,146	3,388
Other Agricultural Products	6,857	7,295	8,555	11,027	11,598	11,784
Industrial Exports	147,069	166,544	203,114	233,508	250,516	325,931
Textiles & Garments	94,946	105,341	134,455	159,303	171,068	226,930
Petroleum Products	4,349	5,740	5,743	4,662	5,210	7,414
Others	47,774	55,463	62,916	69,543	74,238	91,587
Mineral Exports	4,447	5,292	5,271	3,863	4,540	7,353
Gems	3,972	4,771	4,899	3,577	4,326	7,091
Others	475	521	372	286	214	262
Unclassified	1,098	1,760	3,141	2,802	3,363	10,560
Total Exports	195,092	226,802	274,193	310,398	325,169	411,114
Import						
Consumer Goods	60,508	68,372	72,062	80,956	87,505	105,403
Food and Drinks	36,901	44,377	45,996	46,543	46,562	52,584
Rice	122	5,118	4,331	2,621	3,290	288
Sugar	8,737	8,026	10,788	8,384	7,448	10,777
Wheat	10,155	11,267	8,128	8,133	7,792	9,625
Others	17,887	19,966	22,749	27,405	28,032	31,894
Other Consumer Goods	23,607	23,995	26,066	34,413	40,943	52,819
Intermediate Goods	138,475	153,117	182,754	192,494	215,658	287,196
Petroleum	19,827	26,525	31,828	22,275	35,344	68,381
Fertiliser	4,406	4,189	3,916	3,989	4,690	6,059
Chemicals	7,310	7,402	8,024	9,241	9,590	11,152
Textiles & Clothing	59,375	64,601	81,816	90,099	93,105	111,386
Others	47,557	50,400	57,170	66,890	72,929	90,218
Investment Goods	60,916	66,647	78,232	95,322	110,599	130,890
Machinery & Equipment	25,769	35,987	43,853	50,592	47,736	59,538
Transport Equipment	15,564	9,885	12,276	17,098	37,191	39,489
Building Materials	13,956	14,540	16,030	19,590	18,296	23,087
Others	5,627	6,235	6,073	8,042	7,376	8,776
Unclassified Imports	12,301	11,288	12,978	11,367	8,126	30,802
Total Imports	272,200	299,424	346,026	380,139	421,888	554,291
Balance	-77,108	-72,622	-71,833	-69,741	-96,719	-143,177

Source : Annual Report 2001, Central Bank of Sri Lanka.

Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, Central Bank of Sri Lanka

Table 3.17 Fiscal Operation of Government: 1991-2000

(Unit: Rs. Billion)

Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Revenue	136.3	146.3	165.0	175.0	195.9	211.3
1. Tax Revenue	118.5	130.2	142.5	147.4	166.0	182.4
(1) Foreign Trade	24.4	25.5	26.7	28.2	27.7	24.0
Exports	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Import	24.4	25.5	26.7	28.2	27.7	24.0
(2) Goods & Services	70.8	77.1	86.8	91.7	102.4	122.8
Turnover Tax	36.4	37.6	43.5	16.2	1.8	1.7
GST (Goods & Services Tax)	-	-	-	23.2	35.5	43.9
Excise Tax	22.1	24.8	24.8	30.3	35.9	42.7
Others	12.3	14.7	18.5	22.1	29.1	34.5
(3) Income & Profits	17.2	20.8	21.5	20.4	28.2	27.5
(4) Properties	5.2	5.3	6.4	7.1	7.7	8.2
(5) Others	1.1	1.6	1.1	0.0	0.0	0.0
2. Non-tax Revenue	17.7	16.1	22.5	27.7	29.9	28.9
Expenditure & Net Lending	203.5	218.7	235.1	268.2	279.2	335.8
1. Current Expenditure	154.2	175.1	184.7	199.6	207.3	254.3
(1) General Services	47.9	53.9	58.9	66.2	63.2	82.6
Social Services	57.6	59.3	59.7	63.6	66.3	77.2
Economic Services	8.1	8.8	7.4	10.5	10.1	12.1
Agriculture & Irrigation	3.8	3.9	3.7	5.4	5.0	5.7
Fishery	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3
Manufacturing & Mining	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3	0.7
Energy & Water Supply	1.0	0.6	0.5	0.8	0.9	0.5
Transport & Communication	2.0	2.4	1.7	2.9	2.8	3.6
Trade & Commerce	0.2	0.9	0.2	0.2	0.2	0.1
Others	0.7	0.6	0.6	0.7	0.7	1.2
Others	2.3	4.2	3.4	4.5	5.5	11.2
Interest Payments	38.2	48.9	55.2	54.9	62.1	71.2
Domestic	32.1	42.2	48.6	47.6	53.4	62.2
Foreign	6.2	6.7	6.7	7.3	8.8	9.0
2. Capital Expenditure	52.8	46.0	51.3	68.3	71.1	81.0
General Services	5.8	3.2	3.4	6.2	6.3	7.2
Social Services	9.9	10.3	11.6	15.5	17.5	16.5
Economic Services	36.1	31.4	32.5	44.7	44.9	54.7
Agriculture & Irrigation	6.1	4.7	3.8	6.0	6.2	6.9
Fishery	0.4	0.3	0.5	0.6	0.7	0.9
Manufacturing & Mining	0.3	0.4	1.4	2.2	0.9	0.8
Energy & Water Supply	5.0	6.0	6.8	8.8	10.7	13.3
Transport & Communication	18.9	12.6	12.9	18.9	16.9	24.9
Trade & Commerce	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3
Others	5.5	7.2	6.8	8.0	9.3	7.6
Others	1.1	1.1	3.8	1.8	2.4	2.7
Repayment	4.1	3.4	5.5	14.6	12.3	14.4
Budget Deficit before Grants	-67.2	-72.4	-70.1	-93.1	-83.3	-124.5
Financing of Budget Deficit	67.2	60.4	70.1	93.1	82.0	124.5
Foreign Financing	30.3	17.9	17.3	17.4	8.2	5.6
Net Foreign Borrowings	21.2	10.2	10.0	10.2	1.5	0.5
Grants	9.0	7.7	7.3	7.2	6.8	5.1
Domestic Financing	34.0	37.8	30.3	71.4	73.6	118.5
Market Borrowings	33.4	27.4	39.6	72.3	74.4	115.3
Bank	7.1	1.1	-2.2	19.0	26.0	56.5
Non-Bank	26.4	26.3	41.8	53.3	48.4	58.8
Other Borrowings	0.5	10.4	-9.4	-0.9	-0.8	3.2
Privatization Proceeds	3.0	4.7	22.5	4.4	0.1	0.4
Public Debt Outstanding	635.7	716.4	764.1	924.7	1,051.3	1,218.7
Domestic	289.4	356.7	387.7	463.4	543.5	676.7
Foreign	346.3	359.7	376.3	461.3	507.9	542.0

Source: Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, November 2001, Central Bank of Sri Lanka

Table 3.18 Official Development Assistance: 1995-1999

Item	(Unit: US\$ Million)					
	1996	1997	1998	1999	2000	Total
Bilateral	281.1	426.9	378.9	359.5	268.5	1,714.9
Japan	125.5	274.3	246.1	188.3	95.1	929.3
USA	5.0	7.0	2.4	9.2	-0.9	22.7
Germany	-1.2	2.8	39.1	-0.3	17.2	57.6
UK	66.7	38.5	-20.2	158.8	-45.1	198.7
Australia	10.4	5.9	5.3	5.9	6.7	34.2
Netherlands	29.7	55.3	36.6	-29.3	6.2	98.5
France	-17.4	-5.1	0.2	-16.8	128.3	89.2
Belgium	-2.8	-9.0	23.6	1.0	57.0	69.8
Norway	31.7	18.2	14.2	14.4	14.6	93.1
Sweden	21.8	28.0	13.2	-2.6	35.1	95.5
Others	11.7	11.0	18.4	30.9	-45.7	26.3
Multilateral	204.6	106.3	209.5	44.0	29.7	594.1
ADB	139.6	84.0	105.8	87.7	61.0	478.1
IDA	94.9	67.8	83.6	34.4	28.3	309.0
EC	5.3	7.2	5.0	7.1	6.0	30.6
UNDP	4.2	6.6	5.4	5.7	5.0	26.9
IFC	2.0	3.5	4.9	1.4	4.8	16.6
IMF	-45.3	-66.1	0.0	-99.4	-85.6	-296.4
Others	3.9	3.3	4.8	7.1	10.2	29.3
Total	485.7	533.2	588.4	403.5	298.2	2,309.0

Source: Geographical Distribution of Financial Flows to Aid Recipients, Disbursements Commitments
Country Indicators 1996-2000, OECD Development Assistance Committee

Note: *1 Official development assistance is defined as grants and loans, with at least a 25% grant element, administered with the aim of promoting economic or social development. Figures indicate amounts.

Table 3.19 External Debt: 1995-2000

	(Unit: US\$ Million)					
Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total Debt Stocks	8,369	8,250	7,983	8,838	9,797	9,066
1. Long Term Debt	7,239	7,154	7,071	8,037	8,593	8,200
2. Use of IMF Credit	595	531	433	367	258	161
3. Short Term Debt	535	565	479	434	946	705
Debt Outstanding of Long Term Debt	7,240	7,155	7,071	8,038	8,593	8,200
1. Public and Publicly Guaranteed	7,150	7,067	6,987	7,951	8,507	8,035
a. Official Creditors	6,506	6,404	6,221	7,015	7,636	7,211
- Multilateral	2,858	2,942	2,878	3,222	3,607	3,403
- Bilateral	3,648	3,462	3,343	3,793	4,029	3,808
b. Private Creditors	644	663	766	936	871	824
- Bonds	0	0	50	115	115	65
- Commercial Banks	338	353	433	527	448	357
- Others	306	310	283	294	308	402
2. Private Non-guaranteed	90	88	84	87	86	165
Total Debt Service	483	492	533	557	674	737
1. Principal Repayment	312	316	366	388	479	520
a. Long Term Debt	278	271	300	306	380	434
b. IMF Repurchases	34	45	66	82	99	86
2. Interest Payments	171	176	167	169	195	217
a. Long Term Debt	144	147	141	148	164	182
b. IMF Charges	3	3	2	2	2	1
c. Short Term Debt	24	26	24	19	29	34
Ratios (%)						
1. Total Debt Stocks/GNP	64.9	60.4	54.1	58.2	62.7	55.4
2. Debt Service Ratio *1	8.6	8.4	8.0	8.0	9.9	9.6

Source: Global Development Finance, Country Tables 2002, March 2002, World Bank

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

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

Table 3.20 Price Index: 1990-2002

Year Month	Consumer Price Index (CPI) : 1990 = 100					Wholesale Price Index (WPI): 1990=100				Construction Cost Index: 1990=100				Adjusted GDP Deflator (1990=100)
	General	Food	Clothing	Fuel & Light	Miscel- laneous	All Items	Petroleum Products	Electrical Appliances & Supplies	Fuel & Light	All Housing	Non- Residential Building	All Civil Works	All Const- ruction	
1987	64.7	63.9	65.7	70.2	63.7	63.7	73.0	57.9	58.6	-	-	-	-	68.2
1988	73.8	73.5	68.8	79.4	72.7	75.1	73.0	65.0	69.2	-	-	-	-	76.0
1989	82.3	81.1	80.3	88.9	84.3	81.8	81.2	80.3	81.3	-	-	-	-	83.3
1990	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1991	112.2	111.9	111.2	116.4	112.2	109.2	117.8	112.7	104.5	110.3	109.4	116.4	112.4	111.0
1992	125.0	125.2	118.6	120.7	129.2	118.7	121.0	113.3	104.6	121.7	119.1	122.4	121.4	122.1
1993	139.6	139.3	128.3	141.1	146.0	127.8	132.2	119.3	106.0	132.3	129.7	133.6	132.3	133.6
1994	151.4	151.6	130.4	161.9	154.6	134.1	138.0	129.9	141.0	141.5	136.1	140.1	139.9	146.1
1995	163.1	162.1	131.7	171.8	176.4	146.0	140.1	141.4	172.8	150.6	144.6	149.6	149.0	158.4
1996	189.0	193.2	134.7	185.7	195.4	175.9	146.5	144.1	195.4	158.8	152.7	153.1	155.4	177.6
1997	207.1	214.2	138.3	194.0	211.3	188.0	162.9	150.3	218.4	169.7	160.7	158.2	163.5	193.0
1998	226.5	237.6	139.7	200.2	227.2	199.5	162.9	157.3	229.0	174.9	164.4	160.9	167.5	209.3
1999	237.2	247.1	141.5	203.2	250.5	198.9	162.9	158.2	218.4	174.9	164.4	160.9	167.5	218.5
2000	251.8	258.1	143.1	241.0	274.5	202.3	198.2	159.3	231.3	187.9	176.2	171.1	179.2	233.1
2001	287.5	297.4	149.1	275.5	306.7	226.0	242.7	179.0	237.4	-	-	-	-	263.4
2002	314.9	301.6	155.8	299.6	325.9	250.2	255.3	189.0	243.0	-	-	-	-	283.7
2002 Jan.	302.0	315.8	153.9	273.0	317.4	247.9	237.3	189.2	238.7	-	-	-	-	-
Feb.	305.8	320.9	153.9	273.0	319.2	247.4	237.1	189.2	238.7	-	-	-	-	-
Mar.	307.2	322.5	153.9	273.0	320.6	245.8	235.2	189.2	238.7	-	-	-	-	-
Apr.	303.7	315.3	153.9	283.4	324.6	243.5	248.4	189.2	238.7	-	-	-	-	-
May	317.6	333.7	155.2	294.9	325.3	246.1	258.4	189.2	238.4	-	-	-	-	-
Jun.	326.4	345.8	155.2	302.9	323.2	252.2	271.7	189.2	238.4	-	-	-	-	-
Jul.	323.7	341.4	155.2	301.9	326.1	249.3	259.8	189.2	238.4	-	-	-	-	-
Aug.	314.9	328.6	156.8	301.2	326.3	249.6	250.4	189.2	238.4	-	-	-	-	-
Sep.	312.4	323.6	156.8	310.9	328.0	252.5	254.7	189.2	238.4	-	-	-	-	-
Oct.	314.8	324.4	156.8	320.1	334.7	254.1	265.2	189.2	251.9	-	-	-	-	-
Nov.	321.2	332.3	158.7	329.7	334.9	253.4	272.4	189.2	251.9	-	-	-	-	-
Dec.	329.3	344.5	158.7	331.0	330.9	260.4	272.4	186.6	265.5	-	-	-	-	-

Source: Annual Report 1991, April 1992, Central Bank of Sri Lanka

Annual Report 2001, April 2002, Central Bank of Sri Lanka

Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2001, November 2001, Central Bank of Sri Lanka

Table 3.21 Foreign Exchange Rates: 1990-2003

(Unit: Rupees at End of Period)

Month	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Rupees per US Dollar														
January	40.000	40.380	42.660	46.400	49.535	50.130	54.155	56.910	61.472	67.948	72.358	83.662	93.505	96.838
February	40.000	70.700	42.980	46.700	49.202	50.170	54.184	57.393	61.826	68.477	72.834	86.976	93.628	96.860
March	40.000	70.760	43.250	47.450	49.065	49.930	54.161	57.782	62.300	69.121	73.086	85.811	95.642	96.946
April	40.000	70.920	43.550	47.970	49.035	49.760	54.197	58.412	63.094	69.685	73.263	87.883	96.137	97.067
May	40.000	41.100	43.730	48.111	49.538	50.050	54.414	58.797	63.864	70.195	73.803	90.682	96.200	97.261
June	40.000	41.170	43.980	48.452	49.305	50.560	54.969	58.968	64.509	70.627	75.748	90.439	96.097	97.135
July	40.000	41.500	44.080	48.972	49.395	50.968	55.508	59.194	65.247	71.097	77.540	90.264	96.287	-
August	39.920	41.870	44.140	49.100	49.510	51.978	55.797	59.504	65.984	71.062	77.540	89.926	96.260	-
September	39.990	42.020	44.340	49.153	49.530	52.248	56.196	59.672	66.064	71.212	77.540	90.175	96.276	-
October	40.400	42.240	44.510	49.267	49.230	53.098	56.526	59.939	66.287	71.404	77.540	90.850	96.375	-
November	40.290	42.500	44.630	49.423	49.430	58.783	56.513	60.329	66.943	71.821	78.373	92.554	96.593	-
December	40.240	42.580	46.000	49.562	49.980	54.048	56.643	61.024	67.526	72.058	79.704	93.132	96.725	-
Average	40.070	48.978	43.988	48.380	49.396	51.810	55.272	58.994	64.593	70.392	75.777	89.363	95.810	-
Rupees per Japanese Yen														
January	-	0.308	0.339	0.372	0.451	0.509	0.513	0.484	0.475	0.601	0.689	0.717	0.704	0.814
February	-	0.536	0.332	0.397	0.472	0.517	0.512	0.466	0.491	0.587	0.666	0.748	0.699	0.823
March	-	0.502	0.325	0.408	0.476	0.559	0.511	0.471	0.484	0.578	0.685	0.708	0.718	0.807
April	-	0.516	0.326	0.432	0.478	0.594	0.505	0.465	0.478	0.582	0.695	0.710	0.751	0.812
May	-	0.298	0.341	0.452	0.474	0.602	0.511	0.493	0.473	0.576	0.683	0.744	0.773	0.822
June	-	0.299	0.350	0.454	0.498	0.598	0.505	0.516	0.460	0.584	0.713	0.740	0.804	0.810
July	0.271	0.301	0.347	0.462	0.495	0.576	0.507	0.515	0.464	0.593	0.719	0.725	0.803	-
August	0.277	0.305	0.359	0.471	0.497	0.525	0.518	0.505	0.457	0.626	0.717	0.740	0.816	-
September	0.290	0.316	0.360	0.467	0.503	0.532	0.512	0.494	0.491	0.662	0.726	0.760	0.792	-
October	0.312	0.323	0.361	0.455	0.506	0.522	0.503	0.495	0.549	0.674	0.715	0.750	0.787	-
November	0.302	0.327	0.358	0.454	0.500	0.579	0.503	0.483	0.556	0.686	0.720	0.757	0.790	-
December	0.299	0.340	0.369	0.443	0.501	0.526	0.498	0.471	0.576	0.702	0.712	0.731	0.807	-
Average	0.292	0.364	0.347	0.439	0.488	0.553	0.508	0.488	0.496	0.621	0.703	0.736	0.770	-

Source: Annual Report 1995-2001, Central Bank of Sri Lanka

International Financial Statistics, June 2002, IMF

Note: *1 Figures in italics are quoted from "International Financial Statistics, IMF".

Table 3.22 Average Monthly Household Income and Expenditure: 1995

(Unit: Rupees per Month)

Item	Sri Lanka	Province						Uva	Sabaragamuwa
		Western	Central	Southern	North Western	North Central			
Income	6,476	9,229	5,344	5,540	5,311	5,976	3,888	4,858	
1. Monetary Income	5,264	7,504	4,343	4,486	4,374	4,966	3,082	4,067	
(1) Wages & Salaries	2,988	4,510	2,679	2,307	2,359	2,057	1,664	2,282	
(2) Agricultural Activities	525	283	339	763	758	936	564	607	
(3) Non-agricultural Activities	1,001	1,674	586	770	612	1,379	376	669	
(4) Others	750	1,037	739	646	645	594	478	509	
2. Non-monetary Income	1,212	1,725	1,001	1,054	937	1,010	806	791	
Expenditure	6,525	9,107	5,437	5,765	5,049	6,022	4,610	5,072	
1. Food Items	3,772	4,502	3,418	3,693	3,329	3,517	3,227	3,346	
(1) Food & Drink	3,552	4,277	3,235	3,488	3,081	3,269	2,981	3,140	
(2) Liquor & Tobacco	220	225	183	205	248	248	246	206	
2. Non-food Items	2,753	4,605	2,020	2,072	1,720	2,505	1,383	1,726	
(1) Housing	825	1,591	609	492	408	516	319	416	
(2) Fuel & Light	294	404	264	237	198	254	211	295	
(3) Clothing	282	394	244	249	191	306	194	218	
(4) Health & Personal Care	309	446	294	273	232	350	171	226	
(5) Transport & Communication	382	673	229	277	270	349	148	210	
(6) Durables	121	205	43	84	93	226	54	56	
(7) Non-durable Goods	87	113	74	73	69	115	70	68	
(8) Education	128	209	99	117	79	102	60	73	
(9) Cultural Activities	69	119	39	53	56	65	21	40	
(10) Other	256	452	125	216	126	223	135	126	

Source: Household Income and Expenditure Survey 1995/96, February 2000, Department of Census and Statistics

Remark: In "Fuel & Light" of Rs.294 in Sri Lanka, an "electricity" expenditure accounted for Rs.74 (33.93 kWh) or 25%. It also accounted for 1.13% of the total expenditure (Rs.6,525).

Table 3.23 Transportation and Telecommunication : 1995-1999

Item	1995	1996	1997	1998	1999
Road Sector					
Length of Public Road in Total (km)*1	25,485	25,503	24,461	24,359	26,288
Number of Motor Vehicles Registered (1000)	1,245	1,324	1,408	1,511	1,614
Cars and cabs	229	247	262	284	309
Motor cycles	641	673	710	752	795
Public Vehicles	53	55	57	60	63
Goods Vehicles	130	136	141	150	163
Agricultural Tractors	121	130	137	146	155
Others	70	84	101	119	129
Railway					
Broad Gauge (km)	1,404	1,447	1,447	1,447	-
Single Line	1,303	1,346	1,346	1,346	-
Double Line	101	101	101	101	-
Narrow Gauge (Single Line Only) (km)	59	59	59	59	-
Total	1,463	1,506	1,506	1,506	-
Sea Port and Sea Transport					
Colombo Port					
Number of Ships Arrived	3,277	3,467	3,627	3,879	3,968
Total Gross Registered Tonnage (1000)	56.0	65.2	71.4	77.8	79.8
Total Net Registered Tonnage (1000)	25.4	29.9	33.2	36.0	37.4
Number of Sailing Craft Arrived	244	378	314	323	227
Total Gross Registered Tonnage (1000)	64	97	86	98	62
Total Net Registered Tonnage (1000)	54	86	75	78	52
Trincomalee Port					
Number of Ships Arrived	266	306	404	250	274
Total Gross Registered Tonnage (1000)	1,665	1,779	1,480	1,485	1,519
Total Net Registered Tonnage (1000)	971	901	825	821	841
Galle Port					
Number of Ships Arrived	69	84	56	104	97
Total Gross Registered Tonnage (1000)	185	196	173	541	512
Total Net Registered Tonnage (1000)	108	109	86	263	293
Air Transport					
Number of Passenger by Air Craft (1000 Persons)					
To Sri Lanka	896.2	943.4	536.7	1,074.3	1,163.9
From Sri Lanka	916.1	1,011.2	1,099.5	1,124.2	1,197.1
Air mails handled (1000 kg)					
To Sri Lanka	707.0	878.6	789.5	547.3	599.5
From Sri Lanka	441.3	475.6	400.1	474.6	311.9
Total Handling Volume	1,148.3	1,354.3	1,189.6	1,021.9	911.4
Freight & Excess Baggage by Air Craft (1000 tons)					
To Sri Lanka	24.2	26.9	29.8	59.1	60.0
From Sri Lanka	28.4	30.1	40.3	69.9	86.6
Total Handling Volume	52.5	57.0	70.1	129.1	146.6
Postal Facilities					
Post offices	562	573	575	582	586
Sub post offices	3,404	3,452	3,453	3,454	3,454
Post office agencies	182	196	212	250	298
Telecommunication					
Telephones (1000)	258	329	460	702	934
Telecom Ltd.	204	255	315	456	580
Cellular Phones	52	71	115	174	257
Wireless Local Loop	-	1	26	68	92
Public Pay Phones	2	3	4	5	6
Telephones per 1000 Persons	14	18	25	37	49
Internet & E-mail Subscribers (1000)	10	11	11	11	10

Source: Statistical Abstract 2001, December 2001, Department of Census and Statistics

Note: *1 Category A to E

Table 3.24 Medium-Term Macroeconomic Indicators: 1999-2004

Item	Unit	2001 Provi- sional	Projection					Average 2001- 2006
			2002	2003	2004	2005	2006	
1. Mid-Year Population	Million	18.7	18.9	19.0	19.2	19.4	19.6	0.9%
2. GDP Growth	%	-1.4	3.7	5.5	6.0	6.5	6.5	4.5
GDP *1	Rs. Billion	1,252.8	1,299.2	1,370.6	1,452.8	1,547.3	1,647.9	5.6%
GDP per Capita *1	Rs.1000	67.0	68.7	72.1	75.7	79.8	84.1	4.6%
Growth of GDP per Capita	%	-2.2	2.6	4.9	4.9	5.4	5.4	3.5
3. Investment	% of GDP	22.0	24.0	26.0	28.0	29.0	30.0	26.5
Private		19.0	18.9	18.9	20.5	21.0	21.0	19.9
Public		3.0	5.1	7.1	7.5	8.0	9.0	6.6
4. Domestic Savings	% of GDP	15.3	16.8	19.5	20.8	21.3	22.8	19.4
Private		20.3	20.2	20.1	19.7	19.2	19.3	19.8
Public		-4.9	-3.4	-0.5	1.1	2.1	3.5	-0.4
5. Colombo CPI Annual Average	%	14.2	9.0	6.0	5.5	4.5	3.8	7.2
6. Foreign Trade	%							
Export		-8.0	5.0	16.3	13.0	13.1	12.3	8.6
Import		-10.7	5.6	12.9	14.4	13.8	10.5	7.8
Current Account Deficit		-2.3	-2.4	-1.5	-2.2	-2.9	-2.6	-2.3
7. Government Finance	% of GDP							
Revenue		16.5	17.5	19.1	19.4	19.8	20.1	18.7
Expenditure		27.4	26.1	26.6	25.9	25.8	25.6	26.2
Deficit		-10.9	-8.5	-7.5	-6.5	-6.0	-5.5	-7.5

Source: Annual Report 2001, April 2002, Central Bank of Sri Lanka

Note: *1 At 2001 constant factor cost prices.

Table 3.25 Population Projection: 1991-2031

Serial Year	Year	Population (1000)		
		Male	Female	Total
Standard Projection				
0	1991	8,736	8,523	17,259
5	1996	9,141	8,971	18,112
10	2001	9,574	9,442	19,016
15	2006	10,031	9,946	19,977
20	2011	10,455	10,418	20,873
25	2016	10,838	10,852	21,690
30	2021	11,128	11,196	22,324
35	2026	11,339	11,455	22,794
40	2031	11,485	11,644	23,129
High Projection				
0	1991	8,736	8,523	17,259
5	1996	9,162	8,996	18,158
10	2001	9,595	9,474	19,069
15	2006	10,140	10,065	20,205
20	2011	10,650	10,621	21,271
25	2016	11,135	11,151	22,286
30	2021	11,588	11,638	23,226
35	2026	12,008	12,077	24,085
40	2031	12,395	12,464	24,859
Low Projection				
0	1991	8,736	8,523	17,259
5	1996	9,098	8,954	18,052
10	2001	9,397	9,315	18,712
15	2006	9,639	9,609	19,248
20	2011	9,826	9,845	19,671
25	2016	9,926	9,997	19,923
30	2021	9,969	10,092	20,061
35	2026	9,945	10,117	20,062
40	2031	9,850	10,053	19,903

Source: Statistical Abstract 2000, December 2000, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning

Remark: Assumptions for projection were as follows.

(1) Standard Projection

The country's total fertility rate declines to 1.7 by 2021-2026; mortality improves at medium pace to reach life expectancy at birth of males and females 75.6 and 80.8 years respectively; and net migration ceases after 2006-2011 period.

(2) High Projection

The total fertility rate stabilizing at 2.1 after 2001-2006, mortality improving slowly and migration ceasing beyond 2001.

(3) Low Projection

The total fertility rate stabilizing at 1.5 by 2011-2016 and remaining at that level thereafter, mortality drops fast, and migration continuing to 2031.

4. 電力セクターの現況

4. 電力セクターの現況

4.1 エネルギー事情

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

同国の2000年の一次エネルギー供給量を見ると、薪（Bio-mass）が53%、石油が39%、水力が8%となっている。

一方、非商業エネルギーを含めた最終エネルギー消費は、2001年データで7,221 ktoeとなっており、非商業エネルギーが全体の約2/3を占めている。エネルギー消費に占める電力消費の割合は6.2%に過ぎない。分野別に見ると、産業用が21%、輸送用が26%、商業・民生用等が53%となっている。

同国のエネルギー事情は、以下のように総括される。

- 化石燃料がほとんど無い。国産エネルギーは、薪、水力、バイオマス。
- 包蔵水力は約2,000MW、既に約1,242MW（マイクロを除く）が開発済み。

4.2 電力組織の変遷と形態

スリランカの電気事業は、1895年にコロンボに水力発電所が設置されたことに始まる。1922年にはコロンボ電鉄電灯会社が設立されたが、当時の電力供給は政府組織や商業地域などに限定されていた。1927年に政府電力事業部（Department of Government Electricity Undertakings: DGEU）が設立され、電気事業は行政によって運営されることとなった。

1951年には電力部門を規制する「電力法（Electricity Act）」が制定され、DGEUが発送電を担当し、配電および供給は各地方自治体によって運営されるようになった。

1969年のCEB法の公布に伴って、電力エネルギー省の管轄のもとにセイロン電力庁（Ceylon Electricity Board: CEB）が創設され、DGEUの發送電業務を受け継いだ。

また、配電事業については、1983年にコロンボ周辺の地方自治体から業務を引き継ぐ形で、ランカ電力会社（Lanka Electricity Company: LECO）が設立された。スリランカの販売電力量の1/6程度はLECOによって販売されている。その他の地域については順次CEBに業務が移管され、1998年にすべての地方自治体からの移管が完了した。

電気事業に関する主務官庁としては、電力エネルギー省（Ministry of Power and Energy: MPE）が、政策立案等を担当している。

現在、電力分野への民間投資を促進し、競争によるコスト低減をはかるため、世界銀行やアジア開発銀行のアドバイスのもとで組織改革が検討されている。具体的には、2004年前半を目処にCEBを発電会社、送電会社および5つの配電会社に分社化する計画である。

(1) 電力エネルギー省 (MPE)

国の電力およびエネルギー政策を総括している主務官庁。1951年に公布された電力法に基づいて、各電力組織に関する規制等を行う。1994年の組織改革で、電力エネルギー省と土地開発灌漑マハヴェリ開発庁の土地部門以外が統合されて灌漑電力省 (Ministry of Irrigation & Power: MIP) が発足したが、2000年10月の組織改革で再び電力エネルギー省と灌漑水資源開発省に分離され現在に至っている。

(2) セイロン電力庁 (CEB)

CEBは発送配電一貫の垂直統合型国有組織である。会長 (Chairman) 社長 (General Manager) を中心とする役員会のもとに発電、送電、配電 (運営) 配電 (開発・サービス) 営業、統括部および財務の7部門が存在している (Fig. 4.1 参照)。独立機関として設置されているものの、役員の任命は電力エネルギー省によって行われ、投資および料金決定については政府の許可が必要とされている。

配電部門はLECOの供給エリアを除く全土 (総面積の90%) を担当している。

(3) ランカ電力会社 (LECO)

LECOはCEB、都市開発公社、地方自治体の出資により設立された配電会社であり、株式の54%はCEBが所有している。LECOの供給エリアは西部州および南部州の海岸地域を中心とした全土の10%程度となっているが、エリアは点在しておりまとまってはいない。電力販売量は2002年で763.5 GWhとなっており、スリランカ全体の約14%を占めている。エリア内の総需要家数は約36万戸で、電化率は全国平均より高い。

(4) エネルギー供給委員会 (Energy Supply Committee: ESC)

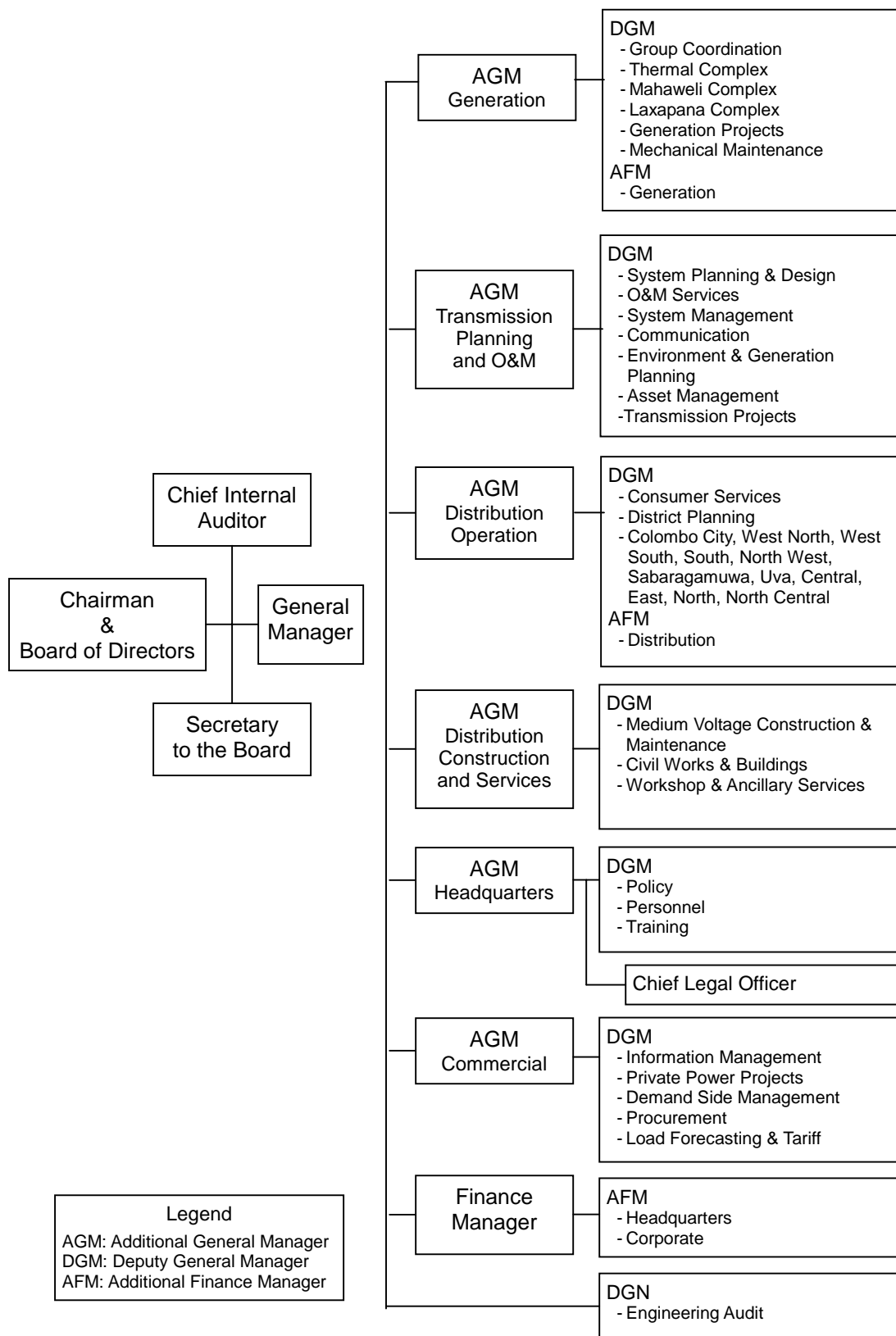
エネルギー供給委員会 (ESC) は、2002年の「電力供給法 (No. 2)」に基づいて、電力エネルギー省傘下のもと2002年3月に設立された。2年間に限定された委員会で、現状のエネルギーセクターの問題をただちに解決する指令を受けている。ESCは、財務省、電力エネルギー省および産業開発省の次官、セイロン電力庁、セイロン石油公社、産業基盤投資局およびそのほかに任命されたメンバーにより構成されている。ESCの果たす責務の中には、以下のようなことが含まれる。

- 政府に対して (i) 電力に関する発電、送電、配電および供給と利用、(ii) 石油および石油製品の輸出入、貯蔵、流通および供給、について提言を行うこと。
- セイロン電力庁とセイロン石油公社の監督と指令の発行
- その時々電力料金等の規制と設定

(5) 投資局 (Bureau of Investment: BOI)

投資局 (BOI) は、1978年に設立され、海外および国内の投資家の中央の促進窓口として機能するよう組織された。独立した国家機関であり、スリランカの経済戦略

に合致する適合基準を満足する会社に対して、免税、本国への送金保証等の特権許可する担当局である。産業基盤開発は、BOI が与える許可のひとつであり、BOI とは別には産業整備基盤への民間資本の参入を調整し促進する産業基盤投資局（Bureau of infrastructure Investment: BII）がある。



(Source: CEB Annual Report 2002)

Figure 4.1 Organization Structure of CEB

4.3 電力需給バランス

スリランカの 2002 年の発電電力量は、6,810GWh(発電端、自家発は除く)となっている。販売電力量は 5,502GWh となっており、残りは所内用電力と送配電損失となっている。

同国の最大電力は、1996 年 (968.4MW) には干ばつの影響を受けて前年の水準より低くとどまったが、その後は堅調に伸び、2001 年には 1,445MW に達し至近 5 ヶ年で平均 10% 伸びていた。このため、2001 年には供給力不足により輪番停電を実施し、2002 年においても解消されなかった。2002 年は、販売電力量が伸びたにもかかわらず、最大電力は 1,422MW で前年比-1.6% になったが、この原因は特定されていない。ひとつの推測として、ピーク負荷の最大原因である家庭用需要 (照明、テレビ) への料金を 2002 年 4 月に大幅に値上げしたことにより需要調整機能が働いたことが考えられる。

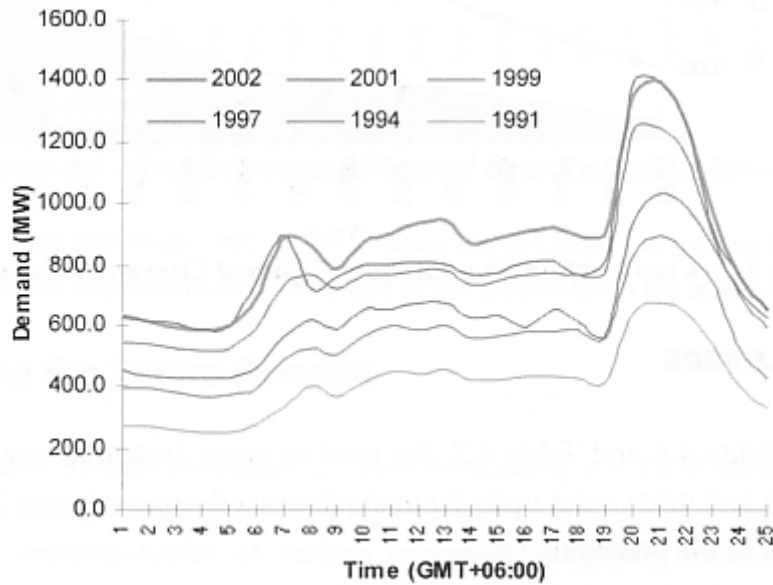
Table 4.1 Demand and Supply Balance

		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Generation (GWh)	Hydro	3,796	4,089	4,514	3,249	3,443	3,909	4,152	3,154	3,045	2,589
	Thermal	183	275	269	1,126	1,450	1,264	1,396	2,569	2,237	2,866
	Wind	-	-	-	-	-	-	3	3	3	4
	Hydro (IPP)	-	-	-	3	5	6	18	43	65	103
	Thermal (IPP)	-	-	-	-	13	390	507	916	1,170	1,248
	Captive	-	22	17	152	235	114	108	167	105	141
	Total	3,979	4,387	4,800	4,529	5,146	5,683	6,185	6,853	6,625	6,951
Sectoral Electricity Sales (GWh)	Industrial	1,223	1,406	1,527	1,361	1,430	1,614	1,613	1,731	1,719	1,866
	Commercial	641	582	631	592	689	758	829	895	859	921
	Domestic	826	928	1,034	1,046	1,213	1,378	1,555	1,755	1,798	1,821
	Others	579	649	723	589	707	771	812	877	862	894
	Total	3,269	3,565	3,915	3,588	4,039	4,521	4,809	5,258	5,236	5,502
Peak (MW)		812	910	980	968	1,037	1,137	1,291	1,405	1,445	1,422

Source: CEB Statistical Digest 2002

1996 年の湯水を境に、水力の占める割合は年々減少し、また、1997 年以降の独立電気事業者 (IPPs) の参入以降、CEB 設備の発電電力量の割合も減少している。

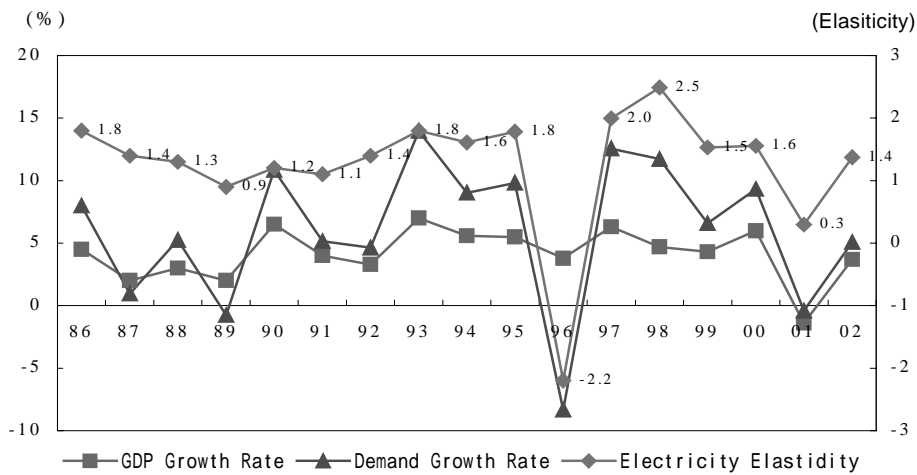
下図に示すように、一日の電力ピークは年間を通じて夕方から 22 時頃までであり、電灯需要によるところが大きいことがわかる。一日のピーク格差はおよそ 2.4:1 となっている。同国では季節による温度変化が少ないため、季節的な負荷変動は少なく、月を経るごとに最大電力が更新されていくという傾向が見られる。



Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017,

Figure 4.2 Daily Load Curve over the Year

GDP の実質成長と電力成長との関係を見ると、ほぼ経済成長に連動した形で電力の生産も伸びているが、電力弾性値（電力成長/GDP 成長）はほぼ 2 に近く、電力需要の成長が高いことを示している。



Source: Central Bank of Sri Lanka: Economic and Social Statistics of Sri Lanka 2002.
CEB: Sales & Generation Data Book 2002.

Figure 4.3 Growth Rate of GDP and Electricity Sales

4.4 発電電力量

スリランカの発電電力量は、湯水年を除き堅調な成長を示している。至近 10 ヶ年（1992 年から 2002 年）の平均では年率 7.0% の伸びが記録されている。2002 年の発電電力量が輪番停電による減分 525GWh を含むものであることを考慮すれば、その伸びは 8% に迫るも

のである。

電源構成については、1996年の渇水による電力危機を契機として水力依存の傾向が徐々に緩和されつつあり、現在では50%を下回っている。同国では、1995年まで発電設備の8割程度が水力であり、さらに灌漑を主目的とする水力設備も多いことから、渇水年には発電量が不足して電力制限を余儀なくされる状態であった。

1997年以降、CEBはIPPの導入、移動発電車からの短期の電力購入を進めるとともに、自家発電に対する優遇スキームによって自家発電の設置を奨励し、電力制限の回避に努めた。さらに降水量が例年並に戻ったこともあって、1997年以降は高い成長を示している。

しかしながら、2001年には新規電源開発の遅延と渇水の影響により潜在需要に供給力が追いつかず、再び輪番停電を余儀なくされて発電電力量は低下した。2002年においてもこの状態は改善されていない。2001年、2002年の輪番停電量は、それぞれ289GWh、525GWhと想定されている。

Table 4.2 Electricity Generation 1982 - 2001

Year	Hydro Generation (GWh, %)	Thermal Generation (GWh, %)	Self Generation (GWh, %)	Total (GWh)	Growth Rate (%)
1982	1,608 (77.8)	458 (22.2)	-	2,066	-
1987	2,177 (80.4)	530 (19.6)	-	2,707	2.1
1992	2,900 (81.9)	640 (18.1)	-	3,540	4.9
1993	3,796 (95.4)	183 (4.6)	-	3,979	12.4
1994	4,089 (93.2)	275 (6.3)	22 (0.5)	4,387	10.3
1995	4,514 (94.0)	269 (5.6)	17 (0.4)	4,800	9.4
1996	3,252 (71.8)	1,126 (24.9)	152 (3.4)	4,529	-5.6
1997	3,448 (67.0)	1,463 (28.4)	235 (4.6)	5,146	13.6
1998	3,915 (68.9)	1,654 (29.1)	114 (2.0)	5,683	10.4
1999	4,170 (67.5)	1,903 (30.8)	108 (1.7)	6,181	8.8
2000	3,197 (46.7)	3,486 (50.9)	167 (2.4)	6,850	10.8
2001	3,110 (47.0)	3,407 (51.4)	105 (1.6)	6,622	-3.3
2002	2,692 (38.8)	4,114 (59.2)	141 (2.0)	6,947	4.9

Note: Total Generation figures since 2000 exclude Wind Power

Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017, Annual Report 2002

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

Table 4.3 Gross System Losses and Load Factor

Year	Generation* (GWh)	Sales* (GWh)	Peak (MW)	Losses (%)	Load Factor* (%)
1988	2,799	2,371	593.5	15.3	53.8
1989	2,858	2,353	617.9	17.7	52.8
1990	3,150	2,608	639.7	17.2	56.2
1991	3,377	2,742	685.1	18.8	56.3
1992	3,540	2,869	742.0	19.0	54.5
1993	3,979	3,270	812.0	17.8	55.9
1994	4,365	3,565	910.0	18.3	54.8
1995	4,783	3,915	979.7	18.1	55.7
1996	4,377	3,588	968.4	18.0	51.6
1997	4,911	4,039	1,037.0	17.8	54.1
1998	5,569	4,521	1,136.5	18.8	55.9
1999	6,076	4,809	1,291.0	20.9	53.7
2000	6,687	5,258	1,404.0	21.4	54.2
2001	6,520	5,236	1,444.5	19.7	51.5
2002	6,810	5,502	1,421.8	19.2	54.7

Generation, Sales and LF exclude self generation

Losses include losses at all levels, generation, transmission and distribution and any non-technical losses.

(Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017)

4.5 電力料金

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

1996年以降の火力設備の増加はCEBの経営にも大きな影響を与え、燃料費は1995年が9億Rsであったのに対し、1996年には40億Rs、至近の2000年、2001年および2002年にはそれぞれ、107億Rs、119億Rsおよび146億Rsに達している。

電力不足を解消するための火力発電設備の増加費用と新規開発計画における資金を賄うために、1997年9月より電気料金が引き上げられ、総合平均単価は4.05Rs/kWhから4.52Rs/kWhへと11%上昇した。その内訳は、家庭用の料金は14.6%、商業用は12.8%値上がりしたのに対して、工業用電力は他の分野と比べ比較的低下水準である9%の値上げに抑えている。その結果、1997年の販売電力収入は、販売電力量の大幅な増加も影響して167.8億Rsとなり前年比16.5%増加した。

一時はCEBの財務体質も改善されたものの、その後の石油価格上昇に伴う燃料費の増嵩および割高なIPPsからの電力購入により、2000年、2001年には収益率がマイナスに転じ、2000年6月、2001年3月、2002年4月に相次いで電気料金が値上げされた。

同国の電気料金に関しては、国からの補助金等はCEBに一切支給されない。その結果、低所得者層への救済策として、工業用・商業用需要家の費用から家庭用電気料金への内部補助を行わざるを得ない状態である。2001年の総合単価と契約別の平均料金単価を比較すると、商業用電力は総合平均単価の1.60倍であり、工業用電力も1.15倍近くになっている。これに対し、家庭用電力は総合単価の72%程度、LECOなどの配電事業者への卸売価格は

67%程度となっており、商業用との価格差は2倍以上となっている。1995年ベースでの内部補助の構成内訳については、Fig. 4.4に示す。

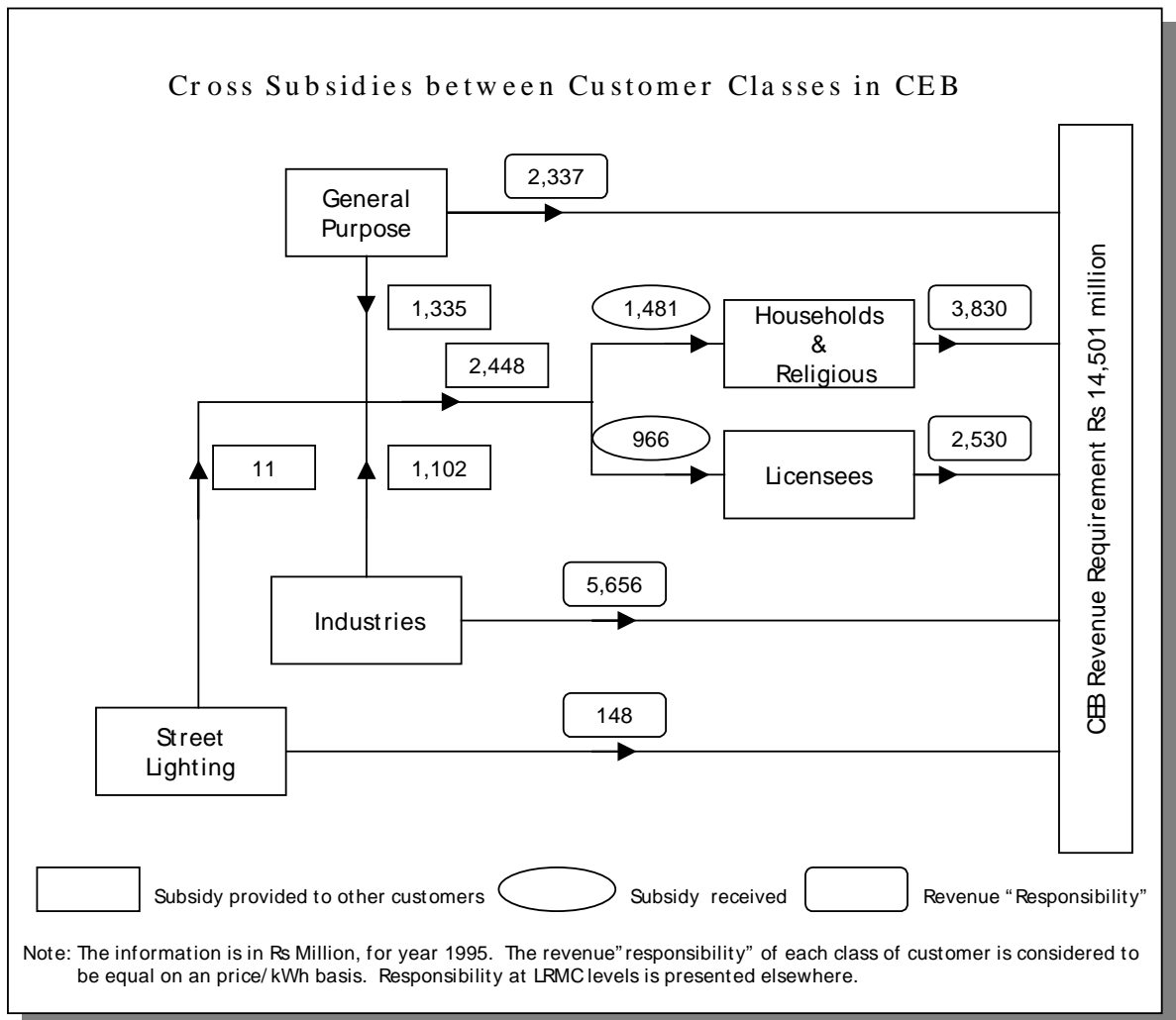
CEBは、これらの内部補助のあり方について段階的に修正を行い、2001年には内部補助を廃止したいとしていたが、実現には至っていない。

Table 4.4 Ceylon Electricity Board Tariff (effective from 1st April 2002)

		Fixed Charge (Rs/month)	Unit Charge (Rs/kWh)				
			1~30	31~60	61~90	91~180	180<
Domestic		30.0	3.0	3.7	4.1	10.6	15.8
Religious Purpose		30.0	2.5	2.7	4.0	7.2	
			Fixed Charge (Rs/month)	Demand Charge (Rs/kVA)	Unit Charge (Rs/kWh)		
General Purpose	Low Voltage (400/230V)	Contract Demand <42kVA	30.0(~10kVA) 230(10kVA<)	-	10.9		
		>=42kVA	800	480	10.8		
	High Voltage (11/33/132kV)		800	460	10.7		
Industrial	Low Voltage (400/230V)	Contract Demand <42kVA	30.0(~10kVA) 230(10kVA<)	-	7.5		
		>=42kVA	800	400	7.1		
	High Voltage (11/33/132kV)		800	380	7.0		
Industrial (time-of-day)	Low Voltage (400/230V)	Contract Demand <42kVA	30.0(~10kVA) 230(10kVA<)	-	15.0 (peak) 6.9 (off peak)		
		>=42kVA	800	380	14.7 (peak) 6.5 (off peak)		
	High Voltage (11/33/132kV)		800	360	14.0 (peak) 6.1 (off peak)		
Industrial Standby	Low Voltage (400/230V)	Contract Demand <42kVA	-	-	-		
		>=42kVA	800	100 (CD)	7.1		
	High Voltage (11/33/132kV)		800	90 (CD)	7.0		
Bulk Supplies to LECO		Low Voltage (400/230V)	-	240	7.2		
		High Voltage (11/33/132kV)	-	220	5.4		
Street Lighting			-	-	7.8		

CD: Contract Demand

Source: CEB Statistical Digest 2002.



Source: Institute of Policy Studies, Electricity Pricing Policy in Sri Lanka

Figure 4.4 Mechanism of CEB's Cross Subsidy to Domestic Use (1995)

4.6 発電設備の現状

2003年1月現在、CEBが所有している運転中の発電所は水力が15カ所で1,135MW、火力が6カ所で480MW（有効出力）合計1,615MWとなっている。火力発電所は、2003年1月にKelanitissaのガスタービン（Old）3機と石油火力2機の廃止により88MW（48MW+40MW）出力が減り、2002年8月にJBICが資金供与したKelanitissaコンバインドサイクル発電所の蒸気部の完成により61MWの出力が増加している。残るKelanitissaガスタービン（Old）3機（48MW）およびSapugaskandanディーゼル4機（72MW）は、それぞれ2008年および2013に廃止することが計画されている。

Table 4.5 (1) Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as Jan. 2003)

Hydro Project	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Storage Capacity (MCM)	Commissioning
Laxapana (KM*) Complex					
Canyon	60 (30 x 2)	163	31	123.4	#1 Mar.'83, #2 '88
Wimalasurendra	50 (25 x 2)	114	26	44.8	Jan.'65
Old Laxapana	50 (8.33 x 3 + 12.5 x 2)	279	64	0.4	8.33MW x 3 Dec.'50 12.5MW x 2 Dec.'58
New Laxapana	100 (50 x 2)	467	53	1.2	#1 Feb.'74, #2 Mar.'74
Polpitiya	75 (37.5 x 2)	409	62	0.4	Apr.'69
Laxapana Total	335	1,432			
Mahaweli Complex					
Victoria	210 (70 x 3)	769	42	721.2	#1 Jan.'85, #2 Oct.'84, #3 Feb.'86
Kotmale	201 (67 x 3)	494	28	172.6	#1 Apr.'85, #2,3 Feb.'88
Randenigala	122 (61 x 2)	392	37	875.0	Jul.'86
Ukuwela	38 (19 x 2)	172	52	1.2	#1 Jul.'76, #2 Aug.'76
Bowatenna	40 (40 x 1)	54	15	49.9	Jun.'81
Rantambe	49 (24.5 x 2)	219	51	21.0	Jan.'90
Mahaweli Total	660	2,100			
Other Hydro					
Samanalawewa	120 (60 x 2)	361	34	278.0	Oct.'92
Other Hydro Total	120	361			
Small Hydro Plants					
Inginiyagala	11 (2.475 x 2 + 3.15 x 2)				Jun.'63
Uda Walawe	6 (2 x 3)				Apr.'69
Nilambe	3 (1.6 x 2)				Jul.'88
Private Plants	36.89				
Small Hydro Total	56.89				
Hydro Total	1,171.89	3,893			

*KM: Kehelgamu Oya - Maskeliya Oya

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017

Table 4.5 (2) Existing Thermal Plants (connected to the national grid, as of Jan. 2003)

Thermal Power Plant	Name Plate Capacity (MW)	Capacity used for Studies (MW)	Annual Max. Energy (GWh)	Commissioning
Kelanitissa Power Station				
Gas turbine (Old)	60 (20 x 3)	48 (16 x 3)	300	Dec.'81, Mar.'82, Apr.'82 Aug.'97 Aug.'02
Gas turbine (New)	115 (115 x 1)	115 (115 x 1)	813	
Combined Cycle (JBIC)	165 (165 x 1)	165 (165 x 1)	790	
Kelanitissa Total	340	328	1,903	
Sapugaskanda Power Station				
Diesel	80 (20 x 4)	72 (18 x 4)	488	May'84, May'84, Sep'84, Oct.'84 4 Units Sep.'97, 4 Units Oct.'99
Diesel (Extension)	80 (10 x 8)	72 (9 x 8)	444	
Sapugaskanda Total	160	144	932	
Small Thermal Plants				
Chunnakam	8 (8 x 1)	8 (8 x 1)	-	Mar.'99
Total Thermal	508	480	2,835	

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017

4.7 IPP の導入状況

スリランカは国の政策として、海外のソフトローン利用は社会整備や教育部門を優先し、今後の電力設備については民間資金の導入を中心とすることとしている。2002 年現在で IPP は火力発電所が 5 地点 171.5MW (有効出力)、小水力発電所が合計 36.89MW 稼働している。現在 IPP により運転されている 5 つのディーゼル発電所の諸元は、下表の通りである。

Table 4.6 Features of Existing IPPs Plants

Plant Name	Name Plate Capacity (MW)	Capacity used for Studies (MW)	Annual Energy (GWh)	Commissioning	Contract Period (Years)
IPPs					
Lakdhanavi	22.5	22.5	156	1997	15
Asia Power	51	41	330	1998	20
Colombo Power	64	60	420	Mid.2000	15
Diesel Plant Matara	24.8	20	167	March 2002	10
Diesel Plant Horana	24.8	20	167	December 2002	10
IPPs Total	187.1	171.5	1,240		

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017

IPP 導入推進のため、大蔵計画省と CEB はそれぞれ BOT プロジェクトに関するガイドラインを作成した。原則として、今後建設予定の火力発電所は競争入札による BOO/BOT スキームを利用することとしている。

水力発電所については、10MW 以上の設備は水資源の多目的利用等の観点から CEB が運営するが、10MW 以下の水力発電所については IPP の参入を奨励している。これらの小水

力発電所に対しては、CEB は電力網への接続と「回避可能原価」に基づいた料金での買い取りを行うとしている。また、ESC は、50MW 以下の水力についても民間資本の参入を促しているが、CEB の同意を含めて完全には是認されていない。

4.8 流通設備の現状

スリランカの基幹送電線は 220kV および 132kV である。1950 年代に設置されていた 66kV 送電線はすべて 132kV に昇圧された。2002 年現在、送電線の全長は約 1,800km (内戦のため現在使用されていない北東部の送電線 296km を除く) であり、そのうちの約 80% が 132kV で、220kV 送電線は Mahaweli 水系の発電所とコロンプ周辺の工業地域を連系している。

配電線については中圧が 33kV および 11kV となっており、低圧は 400V および 230V で需要家に送られている。また、変電所は 2002 年末で 14,482 ヶ所となっている。

発送配電に関するシステム・ロス は 19.2% (2002 年) となっており、2001 年より 0.5 ポイント低下している。

Table 4.7 Length of CEB Transmission and Distribution Lines

(Unit: km)

	220kV	132kV	33kV	11kV	400/230V
2001 年	315	1,405	16,853	2,404	66,607
2002 年	331	1,498	17,807	2,419	68,810

Note: Excludes 296 route km of 132kV transmission lines in the North & East

Source: CEB, Statistical Digest 2002.

Table 4.8 Number and Capacity of Substations

	220/132/33kV	132/11kV	33/11/3.3kV	33/11/LV
台数(台)	35	2	119	14,326
容量(MVA)	2,412	180	1,029	3,464

Source: CEB, Statistical Digest 2002.

5. 需要想定と電源開発計画

5. 需要想定と電源開発計画

5.1 電力需給の見通し

CEB の発電計画の担当部署 (Generation Planning Branch) は、毎年長期電源開発計画 (Long Term Generation Expansion Plan: LTGEP) を策定している。2003 年に発表された電源開発計画では、電力需要予測を行うに当たり、電力需要の成長率を標準ケース (7.0%)、高需要ケースおよび低需要ケースの 3 種類のシナリオを設定し、各ケース毎に電源開発計画を策定している。

CEB の需要想定は、民生用、工業・商業用およびその他部門の 3 分野毎に行い積み上げられる。民生用は前年の民生用需要と消費者数から、工業・商業用は当該年の GDP 予測値、前年の GDP 値および前年の工業・商業用需要から、その他部門は過去の需要増加率から、それぞれ当該年の需要を予測している。

なお、これらの需要想定に際しては、紛争地域であった北部は考慮されていない。

この需要予測での前提として、システムロスが 2002 年の 19.2% から漸次低下し 2019 年以降 14.0% で安定することと、負荷率が一律 55% であることとしている。システムロスの低減目標達成は、主として配電線ロスの減少に期待している。

また、第 4 章の Table 4.3 に示されるように、負荷率についてはここ 10 数ヶ年の傾向としては、波があるものの長期的には漸減する、すなわちピーク需要が先鋭化する傾向にある。2002 年に、大規模な (525GWh) 輪番停電が行われた中で、最大電力が前年を下回りかつ負荷率が急上昇したが、その原因を特定するまでには至っておらず、負荷率の低下傾向すなわちピーク需要の先鋭化に歯止めがかかったと判断するのは早計である。供給制限のあった 1996 年 (51.6%) と 2001 年 (51.5%) には、負荷率が卓越して小さな値を示している一方で、2002 年 (54.7%) には逆に大きな値となったことから、今暫くの間その傾向を見極める必要がある。

需要想定 of 感度分析の中で、DSM (Demand Side Management) 効果を期待し負荷平準化が成功した場合のシナリオも用意されているが、地方電化の進展は負荷の先鋭化につながることも考慮する必要がある。

Table 5.1 Load Forecast from 2003 to 2022 (Base Case)

Year	Demand (GWh)	Growth Rate (%)	Gross* Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak (MW)
2003	6,175		19.3	7,652	55.0	1,588
2004	6,635	7.4	18.5	8,141	55.0	1,690
2005	7,147	7.7	17.8	8,695	55.0	1,805
2006	7,582	6.1	17.0	9,135	55.0	1,896
2007	8,192	8.0	16.5	9,811	55.0	2,036
2008	8,842	7.9	16.3	10,564	55.0	2,193
2009	9,534	7.8	16.1	11,363	55.0	2,358
2010	10,270	7.7	15.9	12,212	55.0	2,535
2011	11,055	7.6	15.7	13,114	55.0	2,722
2012	11,891	7.6	15.5	14,072	55.0	2,921
2013	12,781	7.5	15.3	15,090	55.0	3,132
2014	13,729	7.4	15.1	16,170	55.0	3,356
2015	14,738	7.3	14.9	17,319	55.0	3,595
2016	15,813	7.3	14.7	18,538	55.0	3,848
2017	16,958	7.2	14.5	19,834	55.0	4,117
2018	18,178	7.2	14.3	21,211	55.0	4,402
2019	19,476	7.1	14.0	22,647	55.0	4,700
2020	20,860	7.1	14.0	24,255	55.0	5,034
2021	22,333	7.1	14.0	25,968	55.0	5,390
2022	23,901	7.0	14.0	27,792	55.0	5,768

*Gross losses include losses at all levels, generation, transmission and distribution and any non-technical losses.

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2003~2017

5.2 電源開発計画

スリランカは、将来的な電力需要の成長に対応するため、a) 水力への依存体制を脱却し電源構成の分散を図る、b) 電力分野への民間投資を奨励する、c) 効率的な省エネプログラムの実施による需要管理、d) 経済ニーズに沿った投資計画、および e) 配電ロスの低減を打ち出している。

最新の長期電源開発計画によると、2017年までの電源開発計画は Table 5.2 の通りとなっており、15年間で3,228 MW の設備を新設する計画である。また、2022年までのプロジェクト総工費は 3,012 百万ドル (280,531 百万ルピー) と想定されている。国際原子力機関 (International Atomic Energy Agency) が開発した WASP III⁺ (Wien Automatic System Planning Package) を含む電力評価プログラム (Energy and Power Evaluation Program: ENEPEP) を用いて、最適電源開発計画が立案されている。停電確率 (Loss of Load Probability: LOLP) を 0.82% 以下、すなわち年間3日以下の停電に止めることを目標にしている。

長期電源開発計画、ピーク需要、予備率および LOLP の関係を Table 5.3 に示す。計画上は、2004年以降は、ほぼ目標とする LOLP 値を満足できることになっているが、問題は投入される予定の新規電源が計画とおり進められるかにかかっている。

長期電源開発計画とピーク需要の関係を Fig. 5.1 に示す。

Table 5.2 Generation Expansion Plan Sequence

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)	Present Status
2003		Horana Medium-term Diesel Plant		20	Commissioned in Dec. 2002
2004	Kukule	Completion of 163 MW AES Combined Cycle at Kelanitissa (BOO)		163	BOO Project by AES 20 years Contract
				70	Under Construction JBIC Loan
2005		Medium-term Diesel Power Plants		200	
2006		Combined Cycle at Kerawarapitiya		300	
2007					
2008		Coal Steam (IPP)	Kelanitissa Gas Turbine	300 -48	Expression of Interest
2009	Upper Kotmale			150	JBIC Pledged
2010					
2011		Coal Steam		300	
2012		Coal Steam	Lakdhanavi plant Matara diesel plant	300 -22.5 -20	
2013		Gas Turbine	Sapugaskanda diesel plant Horana diesel plant	105 -72 -20	
2014		Coal Steam		300	
2015		Coal Steam Gas Turbines	Colombo power barge plant Medium-term Diesel Power Plants	300 210 -60 -200	
2016		Coal Steam		300	
2017		Gas Turbine		210	

Source: CEB Data

Table 5.3 Generation Expansion Plan and Reserve Margin

Year	Total Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Reserve Capacity (MW)	Reserve Margin (%)	LOLP (%)
2003	1,758.5	1,588	170.5	10.7	6.018
2004	1,991.5	1,690	301.5	17.8	0.213
2005	2,191.5	1,805	386.5	21.4	0.084
2006	2,491.5	1,896	595.5	31.4	0.008
2007	2,491.5	2,036	455.5	22.4	0.083
2008	2,743.5	2,193	550.5	25.1	0.054
2009	2,893.5	2,358	535.5	22.7	0.064
2010	2,893.5	2,535	358.5	14.1	0.456
2011	3,193.5	2,722	471.5	17.3	0.212
2012	3,451.0	2,921	530.0	18.1	0.172
2013	3,464.0	3,132	332.0	10.6	0.832
2014	3,764.0	3,356	408.0	12.2	0.561
2015	4,014.0	3,595	419.0	11.7	0.574
2016	4,314.0	3,848	466.0	12.1	0.500
2017	4,524.0	4,117	407.0	9.9	0.853

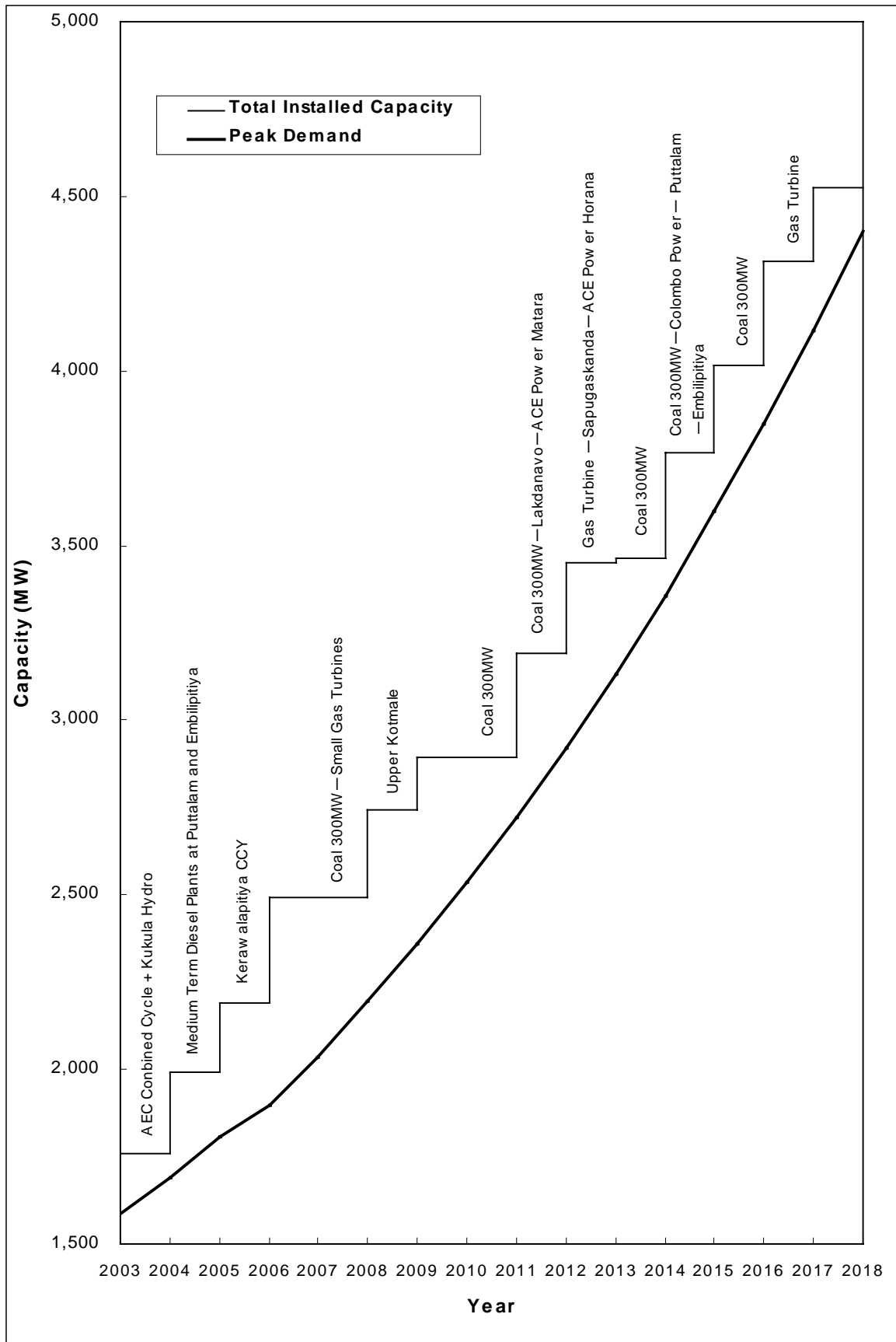


Figure 5.1 Expansion Plan and Peak Demand

5.3 電源開発の歴史と問題点

スリランカの電力需給バランスは、大渇水であった 1996 年を除くと供給力が確保されていたが、2001 年、2002 年は連続して供給制限が行われた。結果としては、2000 年以前は供給力が確保されていたことになるが、これは必ずしも CEB が描いていた電源開発が計画通り進められていたのではない。そのことを説明するために、参考として、1993 年に作成された 1994 年から 2008 年までの長期電源開発計画を Table 5.4 に示す。

1993 年時点では、緊急電源として 1996 年にガス・タービン 66MW とディーゼルの増設 40MW を、1997 年、1998 年にそれぞれ 110MW、40MW のディーゼルの投入が計画され(合計出力 256MW)、それ以降は、Kukule (70MW)、Upper Kotmale (124MW) 水力発電所と大型石炭火力(2002 年までに 300MW)が順次運開することが期待されていた。2002 年までの総開発規模は、749MW が予定されていた。つまり当時から、安定供給の観点から大型ベース火力発電所と貴重な国内資源である水力発電所の必要性は認識されており、火力の燃料としては価格が比較的安定している石炭の利用が予定されていた。

これに対して、2002 年末の既設設備で 1994 年以降運転を開始した新たな発電所は、Kelanitissa のガス・タービン(New)115MW、コンバインド・サイクル 165MW、Sapugaskanda のディーゼル増設 72MW およびディーゼルの主体とした IPPs からの購入分の 171.5MW で、合計出力は 523.5MW になる。いずれの発電所も石油系燃料を用いており、緊急電源と言える。つまり、水力発電所および大型石炭火力発電所の建設が遅れたことにより、予定以上の緊急電源が投入されたことになる。このことが、現在の CEB の財務体質の悪化を招いている。

ここで現在の 2003 年から 2017 年までの長期電源開発計画を見てみると、1993 年当時に計画されていた水力発電所と石炭火力発電所は、Kukule 水力発電所が 2003 年 10 月に運開した以外は、石炭火力発電所(300MW)は 2008 年に、Upper Kotmale 水力発電所は 2009 年に繰り延べられており、それまでの間、相変わらず緊急電源に頼っている。

Table 5.4 Generation Expansion Plan (in 1993)

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)
1994				
1995				
1996		Gas Turbine Diesel (Extension)		66 40
1997		Diesel		110
1998		Diesel		40
1999	Kukule			70
2000	Upper Kotmale			123
2001		Coal Steam (Trincomalee)	Kelantissa Oil Steam	150 -44
2002		Coal Steam (Trincomalee)	Kelantissa Gas Turbine	150 -48
2003		Refurbished Gas Turbine	Kelantissa Gas Turbine	60 -48
2004		Refurbished Gas Turbine Coal Steam (Trincomalee)	Sapugaskanda Diesel	60 300 -32
2005				
2006	Gin Ganga	Gas Turbine		49 22
2016		Coal Steam (Trincomalee)		300
2017		Gas Turbine	Sapugaskanda Diesel	66 32

Source: CEB Data

つまり 1993 年当時、短期的にはディーゼルやガス・タービンを主体とする緊急電源に頼り、長期的には大型石炭火力発電所や水力発電所の投入を予定していたが、緊急電源以外はほとんどが延期され、2003 年現在に至っても短期的には、更なる緊急電源に頼らざるを得ない状況を繰り返している。

大型火力発電所や水力発電所の建設計画が遅延した理由は、一言で言えば、立地難あるいは CEB の電源開発能力の欠落と言えるが、複合的なものと考えられ、以下にその例を紹介する。

(1) 環境問題

すべての発電計画は、その実施にあたり環境問題を抱えているが、同国の水力発電所および石炭火力発電所計画も環境問題によりプロジェクトが遅れてきた。環境影響審査の手続きの不適切さを指摘されたものや、一部の強硬な反対派のために頓挫しているものもある。多民族・多宗教国家であることや政治的不安定が、反対派への対応への拙さにつながっている面もある。

(2) 民間資金の導入と組織化改革の流れ

世銀の協力により 1997 年にまとめられた電力改革方針により、電源開発の民間資金

を導入や CEB の分社化が推奨されている。この方針が打ち出される時期を前後として、CEB の電源開発に対する方針が揺れ動いたことが、新規電源開発の遅延を招いたことも否めない。つまり、分社化後の責任体制が明確で無かったこと、また資金面では、これまでの国際金融機関からの借款による自社開発から民間資金による開発に方向転換するまでにある程度の時間を要した。

(3) 契約手続きの遅延

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

(4) 政治的指導力の欠如

新規発電所の立地難の一因は環境問題にあることについて触れたが、時として環境問題は政治問題をも内包している。CEB の立案した電源開発計画を推し進めるには、監督官庁の後押しもあることながら政治的支援も不可欠である。

5.4 送配電整備計画

CEB は、送配電ロスが大きく、特に配電ロスの低減が同国にとって重要な課題となっている。そのため、海外からの借款を利用して、送配電の整備・増強を図っている。

JBIC は、送電網および変電所の整備事業(Transmission Grid Substation Development Project I and II) に 1997 年から 71 億円の借款を供与しており、配電網の増強事業にも 1998 年から 60 億円の借款を供与している。送変電整備では広域に電化を進めていく計画である。

6. 電力セクター改革

6. 電力セクター改革¹

CEB は 1969 年に政府から独立し、公社として業務を開始した。その CEB を中心とするスリランカの電力セクターの構造は重要な転換点を迎えている。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 1997 年に決定した²。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る。

当初のスケジュール通りに電力セクター改革が実施された場合、本調査の最終段階でセクター改革が行われることが見込まれていた。従って、この電力セクター改革はその後の水力発電の開発に影響を及ぼす可能性があり、どのような影響が起こりうるかについて把握する必要があること、さらに必要が認められれば電力セクター改革に対する支援についても検討する意義は認められることなどから、本調査の中で電力セクター改革の計画・実施状況についても調査の対象としたものである。

2002 年は、その電力セクター改革が大きな一歩を踏み出した年となった。同年 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、両法律に則り電力セクター改革を 2003 年 10 月に実施するとの明確な目標が定められ、その後 2003 年 12 月 11 日に変更されたが、いずれにしても電力セクター改革は待ったなしの状況になったのである。

6.1 電力セクター改革の背景と目的

電力は経済活動に対する重要な投入要素として、また、社会生活の質の向上に必要不可欠のサービスとして廉価で質の高い電力を安定的に供給することが求められる公益性の高いサービスである。スリランカの電力供給は他の途上国に比べ価格は高く、供給の信頼性も低く、社会の要求を十分には満たしてはいない。具体的問題として電力需給の逼迫、送電系統の不安定さ、配電網整備の遅延、送配電ロス、財務体質の脆弱性などが指摘できる。その原因の多くは電力セクターの構造的欠陥 - 効率向上に向かう仕組みが十分に機能していないことにあると見られている。要すれば、現在の電力セクター構造では社会の求めるサービスの向上と維持は期待できないということになるが、特に緊急に克服すべき構造

¹ 本章の報告内容は、概ね 2003 年 10 月までに得られた情報に基づくものである。

² Power Sector Policy Directions, Ministry of Irrigation and Power, August 1997

的問題点は以下のように要約できる。

(1) CEB の財務問題

水主火従の時代は発電単価が比較的低廉であったため CEB は利益を計上してきた。しかしながら 2000 年以降、 渇水のため火力発電量が急激に増大し、その一部は民間発電の緊急調達であるため高価にならざるを得なかったこと、 石油価格の上昇、 ルピーのドルに対する減価という 3 つの問題に直面した。それにもかかわらず電力料金を連動して値上げできなかつたため 3 期連続で赤字を計上することとなった。2000 年度の損失は 67 億ルピー³、2001 年度は 92 億ルピーに上り、2002 年度は前年度より若干減少するが 74 億ルピーの赤字が発生した。これに伴い、CEB の資金繰りが悪化し、銀行からの短期借り入れ、政府への返済未払い、銀行のオーバードラフトの合計は 2000 年度末に 47 億ルピー、2001 年末には 146 億ルピー、2002 年末には 157 億ルピーにまで拡大した。この規模が極めて大きいことから、国内投資資金の不足や金利の上昇の原因にまで波及することが懸念されている。これに対応すべく、2000 年 7 月に 3 年ぶりに料金値上を実施（約 10%）、更に 2001 年 3 月（25%）、2002 年 4 月（約 36%）と毎年料金を引き上げた。このレベルが維持され、水力発電のために通年程度の雨量があれば、2003 年度～04 年度までは単年度の黒字が見込まれている⁴。

単年度黒字の達成は、相当程度は CEB の経営努力により達成すべきであるが、消費者への費用転嫁により達成されており、電力料金は周辺諸国と比較して高いレベルに達している。財務危機の有無にかかわらず不断の経営努力がなされるべきであるが、現在の CEB の経営体制では責任の所在が明確でなく、効率的運営の実現は実質的には困難である。

(2) 電源開発能力の不足

スリランカにおいては 5～6 年程度の間隔で渇水が起きているが、80 年代までは補助電源と位置付けられていた火力発電で水力の低下分をカバーしてきた。しかし、90 年代後半には電源開発の遅れから全体の設備容量が増えなかつたため、火力発電も補助電源から通常電源として一定の役割を担うようになってきた。このため渇水時の発電能力不足を補う手段を失ってしまい、結果として 1996 年、2001 年の渇水年には計画停電をせざるをえない状況になっている。

そもそも CEB は長期電源開発計画を策定し、これを直近の状況に合わせて毎年改訂している。計画が計画通りに実施できないことから、改訂の際にはプロジェクト実施を後ろ倒しにすることが恒常化しており、長期電源開発計画は実質的な意味を欠いたものとなってしまっている。電源開発計画の着実な実施による電力供給能力の拡大は緊急の課題である。計画通りに実施できない要因はいくつもあるが、大きな

³ Annual Report 2002, CEB

⁴ ADB コンサルタントの推計

原因として環境問題の処理が不適切であり最終的な実施決定までに相当の長期間を要する或いは計画を断念していること、実施至ったプロジェクトについても調達等の問題解決に時間を要していること、また IPP についてはスリランカで導入されてから間もなく不慣れなことから交渉から契約締結までの準備期間に長期を要していることなどが挙げられる。

また、電源不足を短期的にカバーするための緊急電源調達は別としても、長期電源開発計画上に存在しない電源調達が行われるなど、一貫性に欠ける行為も散見される。このような不整合は、発電単価の上昇を招き、結果として財務を逼迫するか消費者の支払いに転嫁することとなる。電力需要は経済成長に伴い着実に拡大しているが、その需要に追いつくためには今後 10 年程度の間には発電設備だけでも 15 億ドルの投資が必要と考えられている。その多くは民間による投資が期待されているが、現体制のままで巨額の投資が最適な発電事業にタイミングよく行うことは困難であり、スムーズな実施のためには体制の変革が必須の状況にある。

改革の必要性については、1990 年代の初頭よりその認識が一段と高まり、調査や議論・検討などが断続的に行われてきた。政府は、世銀の協力により作成された電力セクター改革案を基に、1997 年に電力セクター改革方針 (Power Sector Policy Directions) を取りまとめ、公にした。これに掲げられた電力セクターの基本政策目的は消費者にとって廉価で良質・安定的な電力供給を行うこと、さらにそのための継続的な投資を推進することであった。そのための措置として、火力発電部門については民間投資、電力セクターの独占を排除するために発電・送電・配電の機能ごとに分割、適切な監督機関の設置、商業原則に基く企業活動、統合された資源利用計画に基く最適電源計画の採用、最適燃料ミックス、費用見合いの料金体系、送電は 1 社の独立した公営会社による運営、地域分割された配電会社、農村電化推進のための新たな政策の策定、が明示されている。

6.2 改革計画の内容と課題

6.2.1 改革後の電力セクター

電力セクター改革計画の基本内容は 2002 年 10 月に国会を通過した「電力セクター改革法」と「公益事業規制委員会法」に定められている。

この二つの法律に従って 2003 年⁵に CEB/LECO の発電・送電・配電の機能は分割されて会社形態となり、さらに「公益事業規制委員会」が設置され、スリランカの電力セクターは既往の民間独立発電事業者 (IPP) とともに新たな構造で再スタートする。電力セクターの開発政策については、従来どおり政府 (電力省) が開発の基本方針を明示した政策を策定する。同政策には電源開発政策も含まれる。現在進めている電力セクター改革は、これまで実質的に政府が果たしてきた所有・規制・運営の機能の分割をはかり、各組織は独立し、

⁵ 現時点では 2003 年 12 月 11 日を CEB/LECO の分社化実施を予定しているが、2004 年にずれ込むとの見方が多い。

自律機関として機能するようになり、法律上は民間セクターの参加を可能にするものである。参入企業（分社化後の各社及び IPP 等の民間企業）は商業的行動をとり、収益等の成果に対する責任を取らなければならないとされている。

将来の電力セクターは健全な商業経営原則が機能するように、現行の問題点を解消するような制度設計がなされている。分割されたそれぞれの会社は、一般の会社と同様に法人税を支払い、また出資に対する妥当な配当を行うことも必要である。さらに、各社は予算、資金借入れ、物資調達、支払い、社員の待遇などについて責任ある行動が求められる。さらに、この商業原則のルールの上では財務上の困難を伴うため実施できないが、政府の開発政策や社会的公正の観点から行う必要性のある事業や料金体系の運用 - 例えば、農村電化、貧困者の電力料金負担に対する補助（ライフライン・タリフ）などについては、政府が一般会計から電力会社に対して補填することとされている。

送電及び配電は独占的状況（配電については地域独占）にならざるを得ず、競争不在となるため、電力セクターの規制と監督が極めて重要となる。PUC が設ける規制のフレームワークは経済・財務、環境、サービスの政策に基づいたものとなる。規制フレームワークの重要な機能の一つは、供給サイドと需要サイドそれぞれの取引価格・料金設定と利益の適切なバランスをとることにある。

電力セクター改革法は、これまで発送配電を一貫して担っていた CEB と配電の一部を担当する LECO を具体的には以下のように再編成すると規定している。

(1) 発電会社（GENCO）1社

当初は、水力発電会社2社と火力発電会社1社の計3社とすることが検討されたが、結果的には1社となり、会社内に3事業部を設けることとなった。発電部門には、GENCOの他にIPPが複数存在する。

(2) 送電会社（TRANSCO）1社

発電会社から電力を調達し配電会社に売電する電力調達卸売り機能と送電を担当する送電機能の2つを有する。これらの機能は会計を別勘定とすることが規定されている。

(3) 配電会社（DISCO）3社以上

2003年6月までは、北部地域は当面セクター改革には含めず、その他の地域で4社を構成する計画であったが、7月になり北部も含め全島を5社に分割することが決定された。

(4) その他の残余（non-core）機能の会社（Company Z）

CEB/LECO 再編の基本事項と手続きについては、電力セクター改革法の第6章 電力産業の再編（第45条～第53条）に定められている。再編の内容は、前述の通り 発電会社：1

社、電力卸売買機能を含む送電会社：1社、配電会社：5社、その他残余機能：1社の合計8社である。さらに、発電会社は3つの事業部（マハベリ水力、ラクサパーナ水力、火力）、送電会社は2つの事業部（電力卸売買部門、送電事業部門）に社内分割され、各事業部は独立採算部門として事業効率が評価されることが予定されている。

事務手続き上の重要な事項は、再編内容（Reorganization Scheme）についての官報による公示（第45条第6項の要件）会社登記（会社法要件）役員選任（会社法要件）である。再編の実施は当初2003年10月1日をターゲットとしていたが、12月11日に変更されている⁶。遅延の要因は、再編内容の最終化が遅れたことであるが、その理由は組合等との合意形成の遅延、再編内容についてPUCの承認が必要であるが、PUCが7月末まで設置できなかったこと、などである。

アンバンドリング後の各社はPUCの規制を受けるほか、電力大臣が大きな権限を持って監督する。この点に関して、各社が私企業的経営による効率化が阻害されないよう十分に留意する必要がある。大枠では、CEB/LECO分割後の各会社はPUCの監督下で、原則として経済的動機に基づく民間企業としての行動をとる。これまでの公社運営と異なり、経営上の権限を与えられると同時に責任（結果責任とアカウンタビリティ）を負うことになっているといえる。一方でスリランカ新電力法⁷には、各社にかかる電力大臣の権限として、次の事項が含まれている。各社の取締役は経営諮問委員会(MAC)⁸の提案に従い、電力大臣が任命・再任・解任する。各社は毎年のその後3年間の経営計画書(SCI)⁹を取締役会が作成する。同書について大臣の承認を求める。大臣は承認にあたりMACのコメントを求め、これを反映した経営計画書について承認する。SCIを変更する場合は、大臣の承認を得た上で取締役会がこれを決定する。

これまでのCEBの経営は、政府とCEBの権限区分が実質的に交錯し、政府は政策立案、規制、CEBの所有、CEBの業務運営のいずれにも強く関与してきた。これが、CEBのオーナーシップを弱める結果となり、さらにこれを是正するという名目で政府が強く関与するという悪循環を生じさせている。従って、新しいセクター構造の中では上記4つの機能の明確な区分が重要である。政策立案については政府（電力省）、規制は公益事業規制委員会であり明確である。従って、所有者（株主＝政府）の権限と業務運営機能をどのように分けるかが問題となる。新会社の設立は一般の会社と同様にCompany Actに基づき行われ、運営も基本的に同法に従ったものとなる。一方、新電力法では大臣が役員の任命や経営計画の承認といった許認可権を持つことにより業務内容に関与を認める内容となっている。政府は株主として会計及び規律の遵守を監査し、経営責任と明確な説明を問うことができ

⁶ 脚注5に同じ。

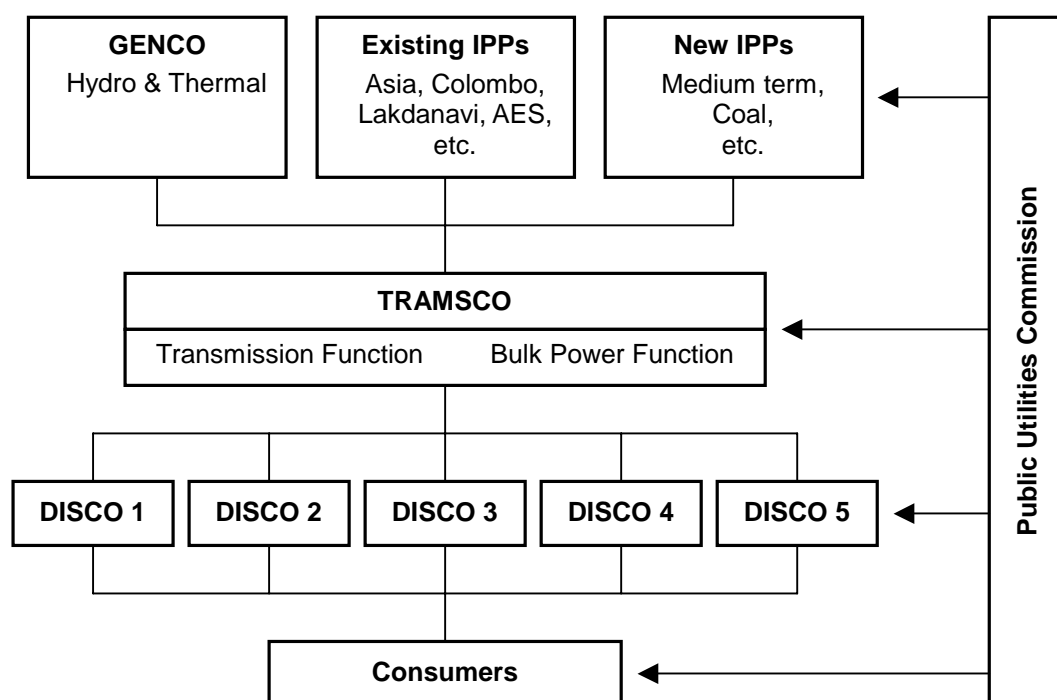
⁷ スリランカ電力法第49条

⁸ Management Advisory Committee：大蔵省次官補、電力省次官補、Ceylon Chamber of Commerce代表、公認会計士協会代表、エンジニア協会代表、商業大臣が任命する消費者代表、大臣が指名する民間人2名の計8名からなる（法第50条第2項）。

⁹ Statement of Corporate Intent：SCIには3年間の達成すべき業務目標や収益性等の財務指標が含まれる。また、各社を拘束する規制・業務目的はこれをSCIに明確に示すこととされている。

る訳であり、会社の経営判断について株主が通常は関与しないことについて介入する事は差し控えるべきである。介入は、経営サイドに失敗の口実を与えることにもなりかねない。CEB の経営の非効率の責任の一端は、政府にあった点に鑑み、政府の過剰介入大臣の諮問に答える立場にある MAC の規範的行動が求められるところである。

改革後の電力セクターは以下の図に示すとおりである。



それぞれの会社は会社法（Company Act）に従った株式会社（当面は政府が100%株式を所有する）として活動を行うことになっている。また、電力セクターにはCEB・LECO以外に民間の発電事業者である独立電力供給者（IPP）が既に存在しているが、これらとCEBの後継発電会社が発電セクターで競争を行うことになる¹⁰。

6.2.2 規制の仕組み

(1) 政策立案機能：電力エネルギー省

電力セクターの開発・運営・運用に関する政策立案は電力エネルギー省が行う。政府の開発政策全般、プライオリティ、経済・社会政策等の国家戦略を踏まえ、これら開発戦略が実現できるような政策的枠組みを提示することとなる。政府の役割は政策の提示であり、規制や運営については原則として介入しないことが重要である。

¹⁰ 但し、既に長期電力供給契約（買取保証を含む）を締結しており、当面はこの供給契約条件の範囲内での限定的な競争になる。

この点に関しては、CEB/LECO が分割された後、電力エネルギー大臣は分割後の各社の役員任免権や事業計画の承認権限を有しており、各社の経営に関して過剰な介入がないよう留意する必要がある。

(2) 規制 (Regulator) 機能：公益事業規制委員会 (Public Utilities Commission)

電力セクターの監督・規制は PUC が行う。PUC は 5 名の委員 (委員長 1 名を含む) と事務局からなる。当面は電力セクターと上水セクターが規制の対象である。委員 5 名が 2003 年 7 月に指名され、正式に発足した。

PUC の機能は 電力事業者に対する免許の交付、料金の承認、運用・技術基準の制定と検査等があり、電力事業全体が効率的・経済的かつ公平に運営されるような適切な規律を課す。PUC には、電力供給システム全体として安定性を確保しつつ、発電・送電・配電の各分野の特性に応じて私企業経営としての自由な活動を活用し、経済的効率性が引き出せるような制度を設計し、これが適切に運用されているか監視することが求められることとなる。

また、スリランカが現在抱える電源不足の問題についての対応は具体的には以下の手続きを踏む。電源開発及び送電に関する具体的開発計画は TRANSCO が政府の政策に従って作成する。また、この計画は供給義務を満たすような計画でなければならない。TRANSCO は、公益事業規制委員会の承認を得られた事業について、入札の実施と契約 (必要に応じて資金調達についても) を進める。競争入札を経て、GENCO を含む民間企業が発電所の建設・運営を担うこととなる。発電所の運転指示は TRANSCO の電力調達事業部が最も経済的調達が行えるように給電指示を出し、各発電所はそれに従って運転を行う。このように、主体となる機関は TRANSCO であるが、PUC としては電力セクター全体が経済的・効率的な運用が可能になっているかどうかについて情報・データの収集と分析、さらに必要があれば TRANSCO に対して是正を求めることができる。

最終消費者の電力料金については、当面は現行の料金体系を踏襲することとされている。全国一律料金体系も当面は変更しない方針である。

6.3 改革の実施状況と課題

6.3.1 改革の実施状況

電力セクター改革は、2002 年 10 月に関連法案が国会を通過し、2003 年 10 月の CEB 分割に向けて準備が進められつつある。作業は、電力エネルギー省の電力セクター改革事務局が中心となって進めている。政策的な事項についてはエネルギー供給委員会 (Energy Supply Committee) が方針を決定し、個別の作業については CEB/LECO による Task Force 等が事務局の作業部隊となり、また ADB の技術協力により雇用されたコンサルタント (加 Acers International) が専門的見地から事務局をサポートしている。

これまでのところ遅延はあるものの改革準備も最終段階にあることから、準備は着々と進められている。進捗は以下のとおりである。

- 2つの法律（電力セクター改革法、公益事業規制委員会法）の成立
- Monitoring and Advisory Committee の設立（2003年4月）
- 公益事業規制委員会（PUC）の設立（2003年7月）

今後の主要課題は以下のとおりである。

- Reorganization Scheme の作成・公布（2nd Draft：2003年6月）：PUCと閣議承認の後に交付されるが、その前段階であるCEB/LECOとの最終調整が決着しておらず、改革実施のクリティカルパスとなっている。
- 新会社の登記
- 新会社の役員を選任・任命
- 職員の配属要望調査／回答／了解手続き
- 暫定電力売買契約内容最終化
- 上記に基づく試験運用
- 事業免許の交付

6.3.2 改革に係る本調査の提言

本調査の過程を通じ、電力セクター改革に関連する提言を行ってきた。これら提言とその反映状況について纏めると、以下のとおりである。

提言事項	現状	将来の実効	備考
分社化後各社の独立性の確保			法律上は担保されている。MACの行動規律次第で実効性が決まる。
各社の自立的調達ガイドライン			作成中。JBICの電力セクター改革プログラムローンの条件とされている。
発電部門の対等競争	×	×	発電会社が出来ていないので、何ら行動がとられていない。
設備投資資金調達コストの適切な評価	×	×	長期電源開発計画で感度分析は行っているが実情の反映については不十分。今後TRANSCOが長期電源開発計画を策定する際の改良が必要。
適格な給電指令			CEBのSystem Control Centerが発注済み。
電力料金の社会福祉的要素（ライフラインタリフと補助金）			法律上は担保されている。当面は料金改定しないとしているが、現行料金体系はターゲティングが十分とはいえない。JBICはライフラインタリフのガイドライン作成をプログラムローンの条件としている。
改革実施・調整体制の整備		×	体制は整えたものの調整機能は不十分であった。JBICのプログラムローンの条件であった。改革後も改革の目的が達成されるようフォローアップが必要。

6.3.3 改革実施上の残された課題と教訓

準備の遅延により電力セクター改革の実施は、2003年12月11日にリセットされたが、現時点では実施に向け最終段階にあるといえる。改革事務局である Reform Office の体制は初期段階では十分とはいえなかったが、2003年に入って体制・陣容が強化され、作業は進んだものの残される課題も多い。今後の課題は以下のとおりである。

- 準備が遅延したため当初想定していた Shadow Operation（改革実施前から模擬新体制による試運転）が十分にできない。従って、改革後においても新体制や制度についてフォローアップと調整を必要とすることが想定される。
- 新しい会社をどのように運営していくかについては検討と準備がほとんどなされていない。新体制後のセクター運営は PUC に委ねられるが、アンバンドル後の各社の体制整備や運営については各社の責任で実施する必要がある。新会社設立後、各社の経営陣が自らのイニシアチブで体制の整備を進める必要があるが、これを行うためには支援・調整機関として Reform Office の機能が重要であろう。しばらくは CEB の業務方法を引きずっていかざるを得ないし、新経営方針や運営システムの定着までに時間がかかるであろうが、混乱により需要家に迷惑をかけることだけは避けるよう何らかの措置が必要である。改革後の Reform Office については方針が定まっていないので、これを存続させる方向でアンバンドル後のフォローアップ体制を整える必要がある。
- 電力セクター改革の成否を握っている最大の要素は CEB/LECO の組合であると言っても過言でない。『人材』は組織の要であり、新体制を円滑に機能させる点で最も重要である。現状では組合と Reform Office の関係は必ずしも良好とはいえないので、コミュニケーションの充実に努めるとともに、政府とても改革の成功に向け十分な配慮が必要である。
- 作業工程が遅れていることから一部の事項（会社間の電力売買契約内容等）については暫定運用を合意の上で業務を開始することとしている。また、GENCO と TRANSCO の買電契約は発電所毎の契約とするか、一本化した契約とするか議論が分かれているところである。事業部単位で3つの買電契約とする案もある。暫定運用で開始し、その後調整を行うことにはメリットもあるが、調整方法等について十分な理解と基本合意がない場合には逆に混乱や公正さの欠如といった問題を惹起しかねないことから、将来の方針と基本ルールについて関係者間で明確な合意を取り付けた上で暫定運用を開始する必要がある。

6.4 電力セクター改革後の課題とドナーの支援

6.4.1 改革後の課題

電力セクター改革後、改革の効果を迅速に発現するための課題は多い。以下に、電力セクター改革後の取り組むべき課題について纏める。

-
- **経営の自立性と自律性の確保**：法律では費用は料金により回収することが定められているが、効率化による費用削減と適切な料金設定により財務的自立性が保持できるかどうかは電力セクター改革成功の鍵を握る。また、経営は政府と距離を保ち自律的に執行することが求められるが、経営陣がそのように行動し、政府も介入を最小限に留めるという規律を守ることが重要である。
 - **会社間の電力売買に係るソフトとハードの整備**：会社間の各仕切りを明確にし、それぞれのポイントで正確に電力売買量が計測できるような設備を早急に整備する必要がある。会社間の電力売買については暫定的な取り決めを結んだ上で運用を始め、実績データを収集・レビューの上、電力売買契約を見直すことを合意の上でスタートする。コストの把握、効率化の可能性、ベンチマークの立て方・効果計測の方法など、今後の目標の設定、効率化の推進や電力の価格に影響してくる重要な事項であり、適切な設定が極めて重要。
 - **適切な資金源の確保**：電力セクターの公益性と周辺諸国に比して高くなった電力料金のレベルに鑑み、各社は譲許的条件の資金調達ができることが望ましい。特に水力発電部門においては譲許的資金のアベイラビリティが事業の実現性を大きく左右する。また、分割後の各社は CEB の運転資金不足を引きずることなく、所要キャッシュフローが確保できるように立ち上げることも不可欠である。
 - **料金体系の適正化**：まずは、コスト削減と安価・安定的な電源開発により平均コストの低下が必要である。次に、内部補助の暫時削減により価格による需要調整が十分に機能する料金体系に変更する必要がある。
 - **内発的効率向上が進む仕組みづくり**：ハードとしては、効率向上のための情報システムの構築と情報の蓄積を進めるための Management Information System (MIS) の整備を進めることが必要である。また、ソフトの面では、今回の改革は民営化ではないが、民間的経営の発想が末端の職員まで浸透し、根付くかどうかは電力セクター改革の成否を握る鍵である。これを根付かせるためには、職員に対するインセンティブなど工夫された制度の導入が不可欠である。
 - **政府の政策立案・遂行能力**：政府は政策立案という限定的役割であることを十分認識した上で、長期的視点から電力セクターの方向性を示し、セクターを誘導する適切な手段を持つことが必要である。現実には、電力省には政策立案能力は十分にあるとはいえない。その他にも、電力省以外の複数の省庁が新エネルギーなどの開発事業に着手するなど電力セクター改革に逆行する動きがあるなど、整理すべき事項は多い。

6.4.2 改革関連のドナーの支援：実績と予定

世銀は、スリランカ電力セクターに対し送配電事業を中心に融資を行っていたが、1991年の送配電事業を最後に電力セクター事業への融資を行っていない（新エネルギーを除く）。世銀はスリランカ政府に対して1990年代初頭から CEB の実施能力の低下を理由に CEB の

改革を迫ったが、それが全く実現されなかったことから新規融資を停止し、その代わりに電力セクター改革の技術協力プログラムを実施した。世銀は数件の技術協力支援をおこなったが、主要な調査成果は、(1) 現在スリランカが進めているシングルバイヤーモデルの原型を示した電力セクター構造に関する調査、(2) 電力セクター改革関連の法制度面を検討した電力セクター改革法案調査の 2 件である。世銀の新たなスリランカ援助戦略¹¹において電力セクター改革は成長の要件であり、その成功には高度の規制機関が必要であると指摘している。さらに、今度の電力セクター改革に対する支援は、ADB・日本・ドイツが中心を進めるとの認識であり、世銀の具体化している支援としては、規制機関である公益事業規制委員会の規制能力向上のための体制整備支援(監督能力・規制内容等の整備等) に留まっている。本業務は 2003 年 8 月から業務開始の予定である。なお、プロジェクトに対する融資等については、世銀グループの組織である IFC、MIGA の IPP に対する出資・融資・保証による支援を行うとしている。

ADB は、改革後の電力セクターの構造をデザインした電力セクター改革プロジェクト支援技術協力(Phase I)¹²に引続き、改革の具体化を支援するための Phase II を現在実施している。今後、エネルギーセクターマスタープラン策定のための技術協力は行う予定であるが、電力セクター改革支援については具体化しているものはない。なお、ADB が 2002 年に承諾した電力セクター開発プログラム借款¹³の資金により電力セクター改革をスムーズに実施するための給電指令設備、通信設備、電力量計量設備など実施することが検討されている。

JBIC は、2003 年に電力セクター改革プログラム借款の供与を決定し(7,440 百万円)、電力セクター改革を資金的に支援するものである。上述の ADB が供与した電力セクター開発プログラムの融資実行のための条件をベースとして、独自の条件を追加したプログラム型融資である。これに合わせて技術協力支援が行われる可能性があると見られている。また、2002 年に借款契約が結ばれたアッパーコトマレ水力発電事業のコンサルティングサービスの一部として、(水力) 発電会社の経営能力向上を支援するマネジメントコンサルタントが雇用される予定である。

その他、SIDA は ADB の技術協力(Phase II)に資金協力をおこなっている。

6.4.3 技術協力の可能性

電力セクター改革は待たなしで進められているものの、時間的・資金的・技術的制約などから十分な形で準備を整えることは不可能であると見られている。電力セクター改革が目指す競争原理の導入、効率性の追求、透明性の向上が図られ、廉価で質の高い電力を安定的に供給できる体制が整うまでの道のりは長い。改革により枠組みを整えた後の中身の改革に不断の努力を継続することが必要であるが、短期間で効果的にこれを行うには財政

¹¹ The World Bank, *Country Assistance Strategy*, April 2003

¹² ADB, *Technical Assistance to Sri Lanka for Power Sector Restructuring Project*, December 1998

¹³ ADB, *Power Sector Development Program Loan*, October 2002

に特に問題を抱えるスリランカの国内リソースだけで対応することは現実的には不可能であるため、海外からの支援が不可欠である。いくつかの重要分野を以下に例示する。

(1) TRANSCO に対する技術協力：長期電源開発計画の質の向上のための協力等

TRANSCO は電力セクター改革後、電力セクターの司令塔的役割を担う。電力需要を満たす義務を負い、そのための最も経済的な電源調達を迫られる。CEB においては長期電源開発計画 (LTGEP) を策定するものの、計画が計画通りに実施できないために改訂の際にはプロジェクト実施を後ろ倒しにすることが恒常化していた。精度の高い電源開発計画の策定とその着実な実施による供給能力の確保は喫緊の課題である。計画通りに実施できない要因はいくつかあるが、大きな原因として環境問題の処理が不適切であり最終的な実施決定までに相当の長期間を要する或いは計画を断念していること、実施至ったプロジェクトについても調達等の問題解決に時間を要していること、また IPP についてはスリランカで導入されてから間もなく不慣れなことから交渉から契約締結までの準備期間に長期を要していることなどが挙げられる。改革後の TRANSCO は政府等からの独立性が高まり、迅速な意思決定が可能になることなどから電源調達手続き面での改善が期待されることから、より精度と実現性の高い良質の長期電源開発計画の策定が求められることとなる。計画部門・調達部門・給電指令部門のそれぞれの能力とこれらをリンクした総合力が必要であるが、これまでの業務は整合性と一体性を欠いたものであり、近代的なツールとそれを使いこなせる人材の育成が求められる。

(2) GENCO-TRANSCO-DISCO 間の適正な電力需給関係の確立

分割後の各社間の電力売買は、現状では十分なデータと準備期間がないことから、暫定的契約内容でのスタートせざるを得ない状況におかれている。CEB では発電・送電・配電それぞれの部門でのコスト把握が十分出来ていないこと、間接部門の経費も実績を得るまでは予測困難なこと、ロス率の各部門での発生状況も正確なデータには基づいていないことなどから、分割後でなければ精度の高い費用把握は困難である。従って、分割後に各社の実際の費用をみて契約の調整が行われることになる。一方、財務データ、技術データは、各社の目標設定、今後の電力料金体系等に大きな影響を与えるものであり、初期段階でのコストの把握、効率化可能分野の特定、効率化の効果計測の方法合意など、慎重にデザインされた枠組みの中で作業を進めるべきものである。電力セクター改革の目的達成を左右する重要な事項であるが、これまでの CEB ではほとんど実行されなかったことであり、技術協力が求められている分野である。

Part II

水力発電の最適化

7. 水文解析

7. 水文解析

7.1 はじめに

水文解析の目的は以下のとおりである。

- 気象および水文資料の収集と検証
- 既設発電所の効率的運用の検討に用いる低水流量の推定

7.2 解析対象流域の気象と地形

7.2.1 流域の地形

スリランカ島の南中央部にある、Nuwara Eriya を中心とした標高 750m から 2,500m の高地は Central Highland と呼ばれ、島の主要河川は Central Highland に端を発し、四方に広がる平地部を貫流している。

調査対象流域は、Nuwara Eriya の南に位置する Southern Mountain Wall と呼ばれる標高 2,300 ~ 2,400m の山々に分断され北流する Mahaweli 川流域、西流する Kelani 川流域および南流する Walawe 川流域の三つの流域で、既設並びに計画中の発電所の大半はこれらの流域の上流域に位置している。

Figure 7.1 に調査対象地点の流域位置図を示す。

(1) Mahaweli 川水系

Mahaweli 川本川の河道延長は 335km で、総流域面積は 10,327km² であり、スリランカ最大の流域である。流域の上流部には同国最大級の貯水池および水力発電所が設けられており、その下流の平野部には広大な農耕地が広がっている。

(2) Kelani 川水系

Kelani 川本川の河道延長は 145km で、総流域面積は 2,278km² である。流域の上流は平行した西から北東へ延びる狭い谷に形成された Kehelgamu 川と Maskeliya 川の 2 本の急流河川が貫流しており、両河川に沿って水力発電所が設けられている。

両河川の合流後は Kelani 川と名を変え比較的緩やかな勾配で西流し、コロンボ北部で海へと注いでいる。

(3) Walawe 川水系

Walawe 川の河道延長は 138km で、総流域面積は 2,422km² である。当該流域で唯一の検討対象である Samanalawewa 水力発電所の貯水ダムは、流域最上流部の Walawe 川と Belhul 川の合流点に位置する。

7.2.2 気象的特長

(1) モンスーン期

スリランカの気候は、南西モンスーンと北東モンスーンの影響に支配される。南西モンスーンは5月から9月、北東モンスーンは12月から2月にかけて影響を及ぼす。これらのモンスーンの合間は、それぞれ First Intermission Period (3月～4月)、Second Intermission Period (10月～11月)と呼ばれている。これらのモンスーンは赤道低圧帯の季節的な南北方向への移動に起因するものである。

さらに、島の南中央部に位置する Central Highland によるモンスーンのバリアーにより、各地の降雨状況に変化がもたらされている。

Figure 7.2 に各季別の平均の等雨量線図を示す。

1) First Intermission 期 (3～4月)

3月から4月にかけて、赤道低圧帯は島の南から北へと移動する。この低気圧の移動により、南西からの湿った気流が徐々に発達し、海岸部には早朝のにわか雨を、島の南西部には雷雨をもたらしている。

2) 南西モンスーン期 (5～9月)

太陽が北半球にあるこの時期は、アジア大陸の加熱により赤道低圧帯が島の北方へ押し上げられ、インド洋からの湿ったモンスーンが島の南西から吹き込んでいる。このモンスーンが Central Highland の影響を受け、その南西側は平均で 500～3,500mm の降雨をもたらしている。

3) Second Intermission 期 (10～11月)

10月から11月にかけて、赤道低圧帯は島の中央から南端付近へと移動する。この低圧帯の移動により、熱帯性低気圧のサイクロンが発生し、島の全域にわたり降雨をもたらしている。

4) 北東モンスーン期 (12～2月)

赤道低圧帯が島の南方に下がっているこの時期は、島の北東からモンスーンが吹き込んでいる。島の東半分には降り注ぐ激しい降雨は、12月から2月にかけて徐々にその勢いを弱めてゆく。12月には小規模な東方からの気流やサイクロン性の気流の通過に伴い、島の東部の平地に激しい降雨をもたらしている。Central Highland の東側斜面では、地形の影響により安定した降雨が降り注いでいる。島の西半分における降雨は主に上昇気流の影響によるものである。

(2) Yala 期と Maha 期

このようなモンスーンの影響を受け、スリランカでは農作物の栽培期として2つの期間が採られている。南西モンスーン期にあたる5～9月が Yala 期、北東モンスーン期およびモンスーン期の移り変わりの期間である2つの Intermission 期にあたる10

～4月が Maha 期である。

7.3 水文資料の収集・整理

スリランカ全域の雨量および流量資料は、1989年に行われた「Master Plan for the Electricity Supply of Sri Lanka」の調査報告書に取りまとめられている。今回の調査では、調査対象範囲である Mahaweli 川流域、Kelani 川流域および Walawe 川流域を網羅する雨量資料と各流域の流量資料を同報告書から収集し、さらに1985年10月から2001年9月までのデータを追加し整理した。詳細は Appendix I-A 参照。

7.4 水文データ解析

収集した降雨記録及び流量記録の検証を目的とした水文データ解析を行った。その要約を以下に述べる。詳細については Appendix I-A 参照のこと。

7.4.1 降雨データ解析

収集した降雨記録について降雨データ解析をおこなった。降雨データ解析の目的は以下に示すとおりである。検討結果は、流域降雨特性の把握、流量データの信頼性の検証、欠測値の補完、低水解析および高水解析に活用される。

- 降雨データの検証
- 欠測データの補完
- 流域平均降雨量の算定

以上の検討を行い算定した日々の流域平均降雨量を以後に述べる低水並びに洪水流出解析の基礎データとした。

7.4.2 流量データ解析

収集した流量観測記録について流量データ解析を行った。流量データ解析の目的は流量記録の検証、計画に用いる流量記録の抽出および流況の把握にあり、先に述べた流域平均降雨量との相関解析およびダブルマスカーブ解析により検証した。

検証、抽出された流量記録は以後に述べる流出解析のキャリブレーションや発電電力量の算定に活用される。

7.5 既設発電所の効率的運用検討用データの推定

Kelani 川、Mahaweli 川および Walawe 川の各流域の流量データは、計測された貯水池水位を基に月単位で推定されている。一方、既設発電所の効率的運用検討では季節的な流量変動に基づく長期運用に加え、日々の流量変動を考慮した短期運用についても検討する必要

がある。

各貯水池近傍の日雨量データと各貯水池にて計測された貯水池地点月平均流入量を基に低水流出解析を行い、各貯水池の流入量を推定した。推定された貯水池流入量は、既設貯水池の運用の影響を排除した自然流入量として取り扱う。

低水降雨流出解析モデルは日本で一般に用いられているタンクモデルを適用する。

タンクモデルは雨季、乾季の明瞭な海外用に拡張した4段4列モデルを用いた。

以下に算定した貯水池流入量の要約を示す。尚、Kelani川水系の計算結果はBroadlands地点と併せ第10章に記述する。

低水流出解析による貯水池流入量算定結果

(Unit : m³/s)

Reservoir/Pond	River Basin	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ave
Kotmale	Mahaweli	26.5	16.3	14.9	26.8	30.0	36.1	34.1	29.6	29.0	43.7	46.5	35.4	369.0
Polgolla	Mahaweli	37.4	21.1	14.7	24.3	39.1	47.8	44.5	39.3	37.5	62.4	74.3	54.1	496.6
Victoria	Mahaweli	43.4	33.9	22.2	16.6	16.4	15.6	12.8	10.7	10.6	18.8	32.9	43.4	277.2
Randenigala	Mahaweli	39.4	28.8	17.8	13.2	12.1	9.1	6.3	4.8	4.7	11.8	24.6	37.2	209.7
Rantembe	Mahaweli	35.1	26.7	21.6	20.0	19.0	14.9	12.7	10.9	10.0	14.3	23.8	31.9	240.8
Samanalawewa	Walawe	13.8	9.2	7.9	12.9	19.4	21.5	21.3	21.0	18.7	21.8	23.1	18.0	208.6

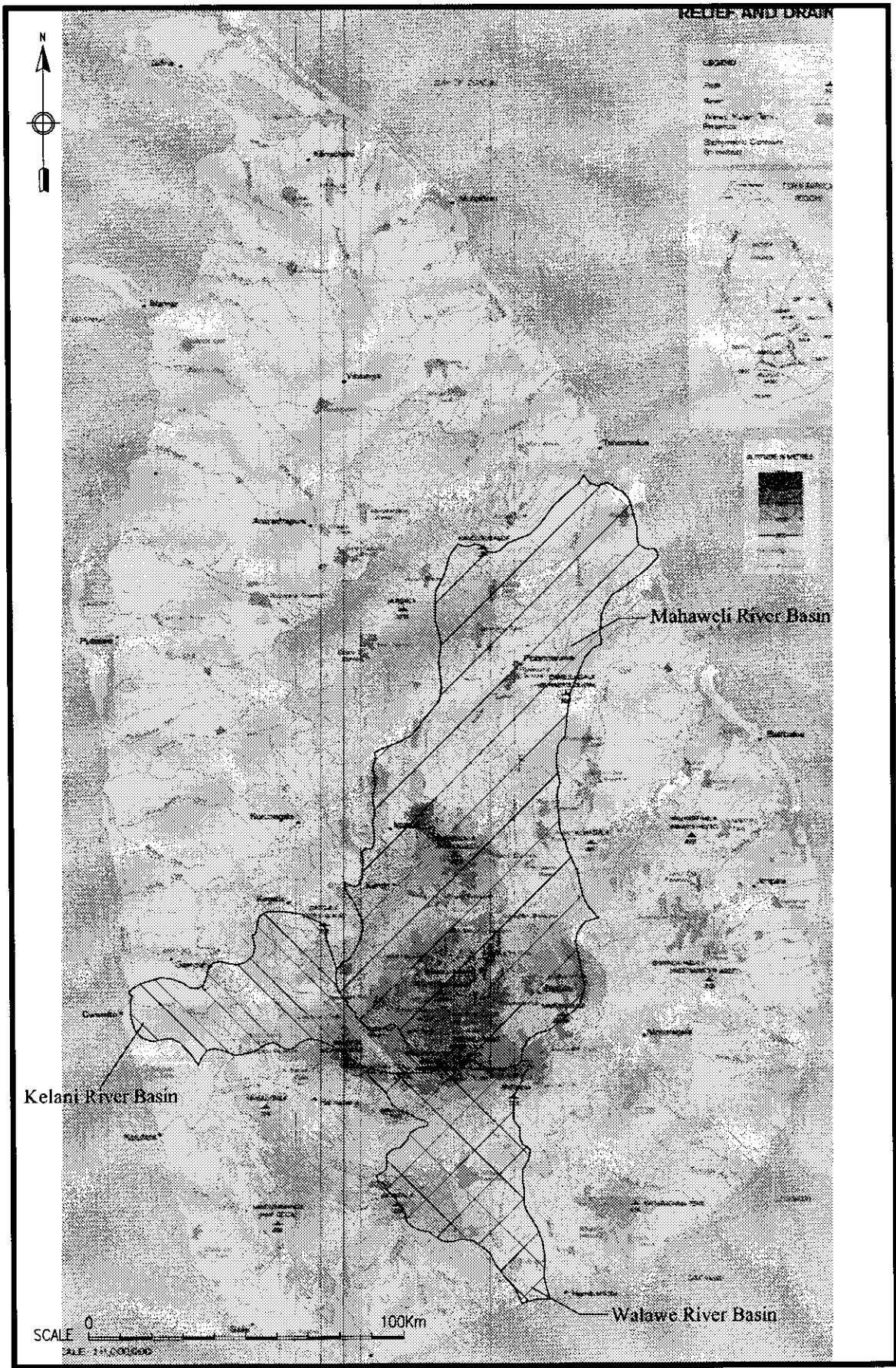


Figure 7.1 Location Map of Target River Basin

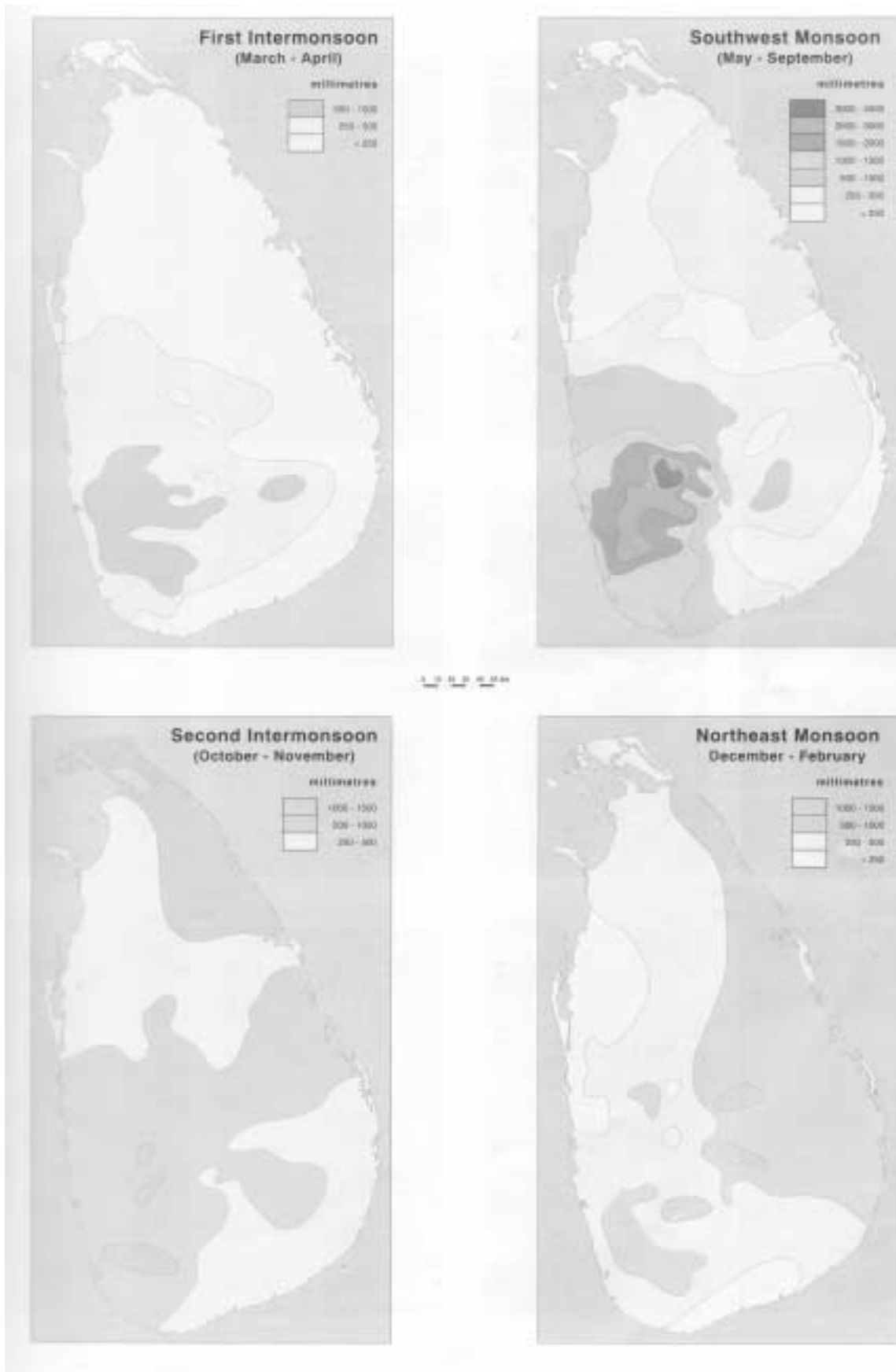


Figure 7.2 Average Seasonal Rainfall (1961 to 1990)

8. 既設発電所の効率的運用の検討

8. 既設水力発電所の効率的運用

8.1 はじめに

CEB 発行の年次報告によると、2002 年の水力比率は約 38%であった。2002 年は渇水年で、この数値に至っているが、過去の実績から推定すると平水年では水力発電電力量が約 3,500GWh 程度期待でき、水力比率は 50%を超えるもの推定される。

	全発電電力量	水力発電電力量	水力比率
1997 年	4,910.5GWh	3,443.0GWh	70.12%
1998 年	5,568.7GWh	3,908.8GWh	70.19%
1999 年	6,076.8GWh	4,151.9GWh	68.32%
2000 年	6,803.2GWh	3,153.8GWh	46.36%
2001 年	6,519.9GWh	3,044.9GWh	45.96%
2002 年	6,810.0GWh	2,588.6GWh	38.01%

これらの水力による発電電力量のほとんどは、Mahaweli 川、Kelani 川および Walawe 川水系の発電所群から得られる。Figure 8.1 に流域概要図を示す。これらの水系には、貯水池式発電所が 6 ヶ所 763MW、調整池式発電所が 6 ヶ所 352MW 存在する。調整池式発電所のすべてが貯水池式発電所の下流にあり、いわば全水力発電所が貯水池式発電所であると言える。年間を通して計画的な運用が可能であり、過去の運転実績によれば、ほぼ安定的に調整能力を発揮している。

スリランカにおいては良好な未開発水力地点は残り少なくなっており、今後の電源開発の中心は火力に頼らざるを得ない。火力発電所の比率が上がって来ると、水力発電所の運用に変化が生じて来る。

スリランカでは、新たに水力発電所を建設する事は容易ではないため、既設発電所を効率的に運用してこの役割を果たさせる必要がある。

8.2 水力発電所の役割の変遷

(1) 水力中心の時代

一般的に、初期のほとんどの水力は河川の渇水量を最大使用水量とする流れ込み式であり、その設備利用率は、100%に近かった。最大使用水量を超える流入があれば溢水が生じ、予想以上の渇水の際は負荷制限を実施したと思われる。火力があれば渇水期に補給用として用いられたと思われるが、水力発電所の運用の巧拙が燃料費に与える影響はほとんど無かったものと考えられる。貯水池式発電所があれば、豊水期の水を貯めて渇水期に使用するなど季節間調整を行なった。

(2) 火力が常時並列すると

火力発電所が常時並列するようになると、火力の代わりに水力を運転する事によって生ずる燃料費削減効果は、重負荷時の方が軽負荷時より大きくなる。それ故、貯水池式、調整池式など日間調整可能な発電所は、出来るだけ効果の大きい昼間帯に発電して、効果の小さい深夜の発電を抑えるのが経済的となる。

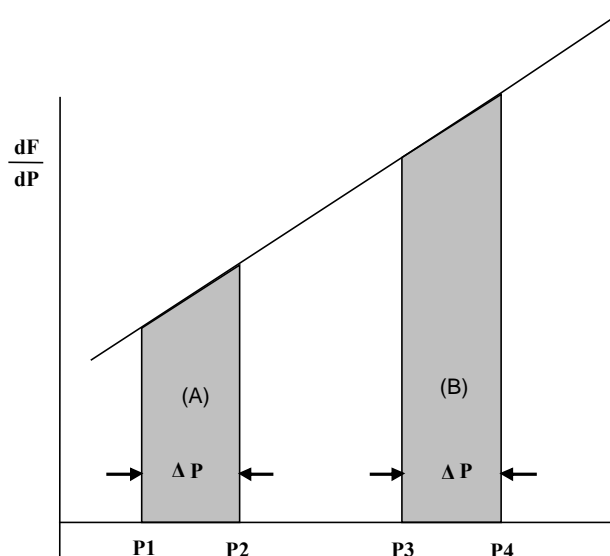
下図に火力（蒸気タービン）発電所の増分燃料費曲線を示す。灰色に塗られた部分は、出力を P 変更した時の燃料費を示す。同じ出力変化に対し、A の部分の面積は、B の部分の面積より小さい。これより、同じユニットでも、深夜など軽負荷時の増分発電コストは、ピーク時など重負荷時の増分発電コストより著しく安価である事がわかる。言い換えれば、火力の代わりに水力を運転する事によって生ずる価値は、重負荷時の方が軽負荷時より高いと言える。

一般的に火力発電所は、

- 個々のユニットは、出来るだけ一定出力で運転するのが最も経済的であり、
- 燃料費の異なるユニットが同時に運転されている場合、それぞれのユニットの増分燃料費（kW 当たりの燃料費増加率）が等しい時が最も経済的である。

すなわち、火力の増分燃料費が一定になる様に水力発電所を運転することが、系統全体として最も経済的となる。

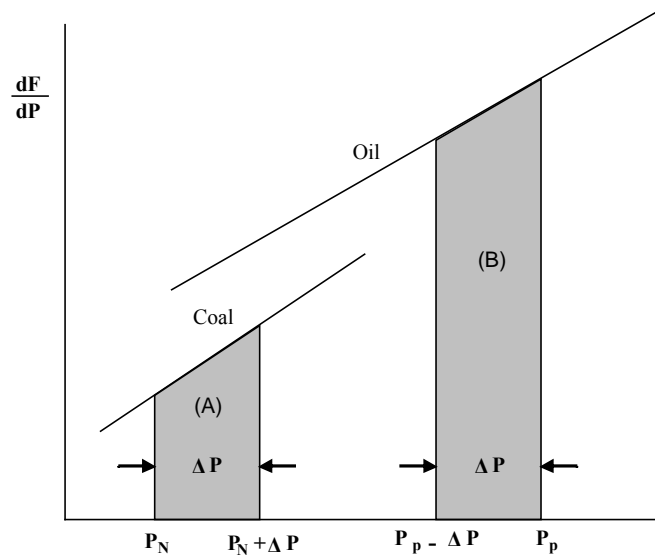
このように、電力系統内に火力発電所が常時並列した場合、水力発電所の役割は単なる電力エネルギーの生産から、火力発電所の燃料費を低減させるツールに移行する。



(3) 複数の種類の燃料の使用

下図に重油と石炭の 2 種類の燃料のある場合の増分燃料費曲線を示す。燃料が 1 種

類の時に比べ、深夜の出力調整火力の燃料費と昼間の出力調整火力の燃料費との差は拡大する。言い換えれば、軽負荷時と重負荷時の水力の価値の差は大きくなる。このため、深夜の軽負荷時には水力発電所を極力停止し、主に昼間重負荷時に運転しなければならない。



有効落差に較べて貯水池あるいは調整池の利用水深の小さい、すなわち落差変動の少ない発電所では、火力燃料の種類が増えても運用を大幅に変更する必要はなく、重負荷時から中間負荷時を中心に並列して、発生電力量が最大になる様に運転していれば良い。しかし、Victoria や Randenigala の様に落差変動が基準落差の 30%にも及ぶ変落差発電所では、発生電力量が最大になる様に運転した場合、必ずしも系統全体として燃料費が最小にはならない。従って、電力量をある程度犠牲にしても調整能力を活用し、燃料費の安い火力を焚き増しし、燃料費の高い火力の出力を抑制しなければならない。

(4) 大型火力ユニットの投入

従来 CEB の火力発電所は、単機容量 20MW のディーゼルが中心であったが、最近ようやく 115MW のガスタービン、165MW のコンバインド・サイクルが入って来た。この程度の容量であれば、万一緊急停止しても簡単にバックアップ可能と考えられる。しかし、将来 300MW 蒸気タービンユニットが投入が計画されている。このような、大規模ユニットが入って来ると、その定期点検や緊急停止時のバックアップが重要な問題となる。これに対処するために、貯水池発電所では、通常は水位を高めにして保有電力量を確保する。大型ユニット停止時には、出来るだけガスタービンを使用せずに貯水池式発電所でバックアップし、修理完了後安い燃料費の火力の焚き増しを行って貯水池水位の回復を行う。逆に、常時貯水池水位を下げて保有電力量が少ないと、大型電源脱落のたびにガスタービンなど燃料費の高い火力でバック

クアップしなければならなくなる。

このように、大型火力ユニットが投入されると、貯水池式発電所の役割は火力発電所の燃料費低減に加え、大型火力ユニットの緊急停止時のバックアップが重要になる。

8.3 貯水池の年間運用

8.3.1 現状の運用ルール

既存貯水池の運用ルールは、1985年に Canadian International Development Agency の支援の下で行われた「Mahaweli Water Resources Management Project」(以下、MWRMP という)、および 1989年に GTZ 支援の下で行われた「Master Plan for The Electricity Supply of Sri Lanka」(以下、MPES という)に基づいて作成されている。Samanalawewa を除く貯水位の運用ルールは MWRMP が基になっており、Samanalawewa 貯水池の運用ルールは MPES が基になっている。

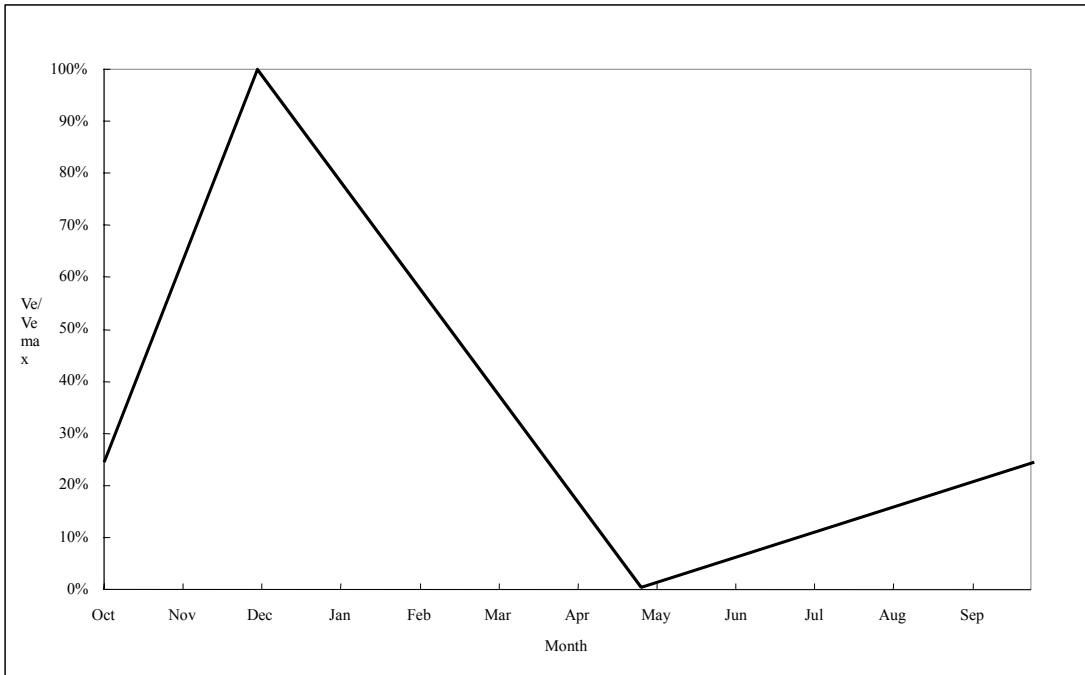
1) Kelani 川水系

Kelani 川水系の貯水池は全て発電専用で、灌漑等の他の利水を考慮することなく発電の自由裁量で運用できる。従って、貯水池運用ルールは発電の便益のみを考慮したものとなっている。

Mousakelle 貯水池

Mousakelle 貯水池は、10月から貯留を開始して11月末を目標に満水にし、12月から4月末にかけて徐々に最低水位まで低下させ、その後、5~9月末の南西モンスーン期には溢水量を少なくする目的から低水位で運用するルールとなっている。

以下に、Mousakelle 貯水池の既存ルールカーブを示す。



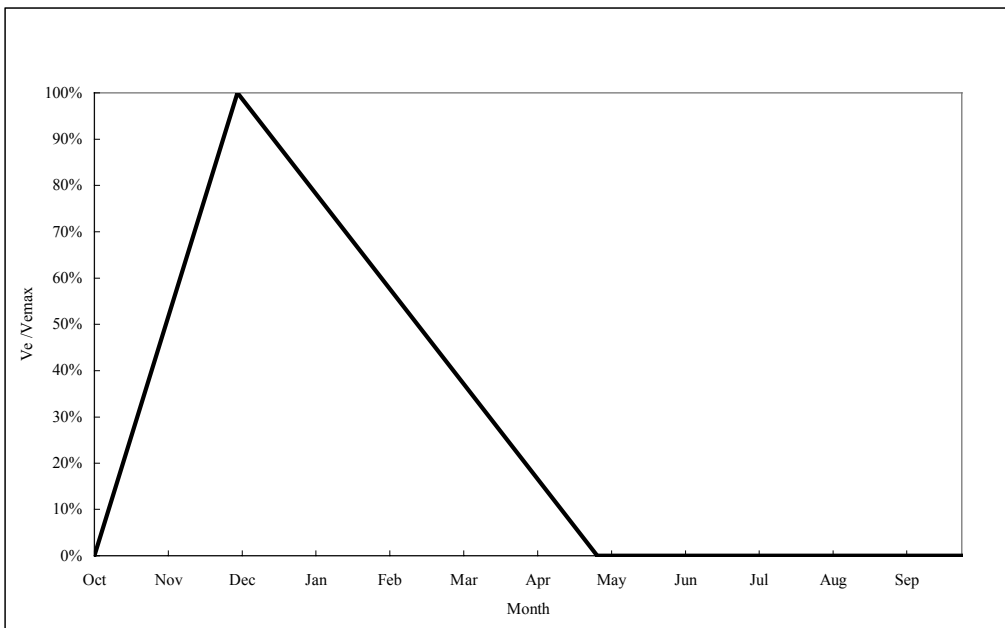
注) V_e : 有効貯水容量、 $V_{e_{max}}$: 最大有効貯水容量

Mousakelle 貯水池 既存ルールカーブ

Castlereigh 貯水池

Castlereigh 貯水池は、10月から貯留を開始して11末にかけて満水にし、12月から4月末にかけて徐々に最低水位まで低下させ、5~9月末の南西モンスーン期は最低水位で運用するルールとなっている。

以下に、Castlereigh 貯水池の既存ルールカーブを示す。



Castlereigh 貯水池 既存ルールカーブ

2) Mahaweli 川水系

Mahaweli 川水系には、上流から Kotmale、Victoria、Randenigala の各貯水池があり、その全てが灌漑目的を持っている。従って、灌漑期の貯水池運用は灌漑の需要を満足することが求められている。

Kotmale 貯水池

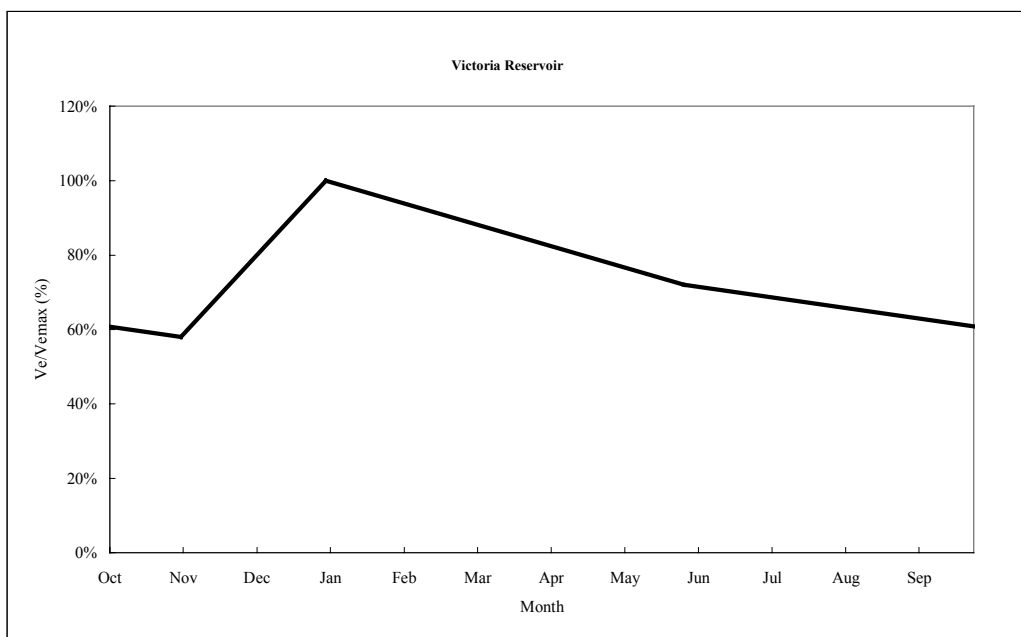
Kotmale 貯水池は、Amban 川流域の灌漑用水補給用に開発され、貯水池容量のほとんどは灌漑補給に充てられおり、いわゆる灌漑従属式の発電運用を行っている。

従って、貯水池は灌漑に必要な量を補給する以外は常に満水付近に保つようなルールとなっている

Victoria 貯水池

Victoria 貯水池は、貯水容量のほとんどを発電容量として使用することができる。ルールカーブは、10 月末の有効貯水容量が最大有効貯水容量の 60%を下回るまで貯水池水位を低下させ、11 月から 12 月末にかけて満水位にし、その後翌年の 10 月まで徐々に水位を低下させるルールとなっている。

以下に Victoria 貯水池の既存ルールカーブを示す。



Victoria 貯水池 既存ルールカーブ

Randenigala 貯水池

Randenigala 貯水池は、灌漑用水の確保を主な目的として運用されている。発電運用上は満水位付近で運用したほうがより効率的になることから、灌漑目的の放流

以外は常に満水位付近で運用するルールとなっている。

3) Walawe 川水系 (Samanalawewa 貯水池)

Samanalawewa 貯水池も、Kotmale および Randenigala 貯水池と同様に、下流の灌漑需要を満足しつつの運用となるが、総貯水容量に占める灌漑放流量の割合が小さいため、容量のほとんどを発電に使用することができる。

Samanalawewa 貯水池の運用は MPES の結果に基づいて行われており、そのルールカーブは CEB の所有する水系運用解析プログラム SYSIM 内に灌漑補給以外は常に満水付近で運用するルールに設定されている。

8.3.2 貯水池年間運用最適化の検討

(1) 最適化手法

貯水池運用の最適化手法には様々な手法があるが、動的計画法 (DP: Dynamic Programming) が一般的である。動的計画法には決定論的動的計画法と確率論的動的計画法があり、決定論的動的計画法は貯水池の流入量を既知として (通常、既知の流量データを与える) 評価関数が最適になるように貯水池運用ルールを確定する方法である。確率論的動的計画法は既知の流入量を統計処理し、その統計処理された流量に対する運用ルールについて期待値を集計し、評価関数が最適となるように運用ルールを決定する方法である。

本検討では以下の理由により、最適化手法として確率論的動的計画法を選定した。

- 確率論的動的計画法は、既存データに基づき将来の流入量の変動を推定しており、流況変動に対応した貯水池運用ルールの最適化を図ることができる。
- 決定論的動的計画法を用いた場合、既知の貯水池流入量に対応しても毎年異なった最適パスが導かれる。経年的な流況の変化を包絡するようなルールカーブを求めるのに適していない。

なお、動的計画法は火力及び水力発電のベストミックス運用に対しても適用されているが、その場合、貯水池運用の最適化は行われていない。動的計画法による複数の貯水池運用の最適化と、複数の火力及び水力発電のベストミックスを行った事例はなく、現時点での電子計算機の計算能力では事実上不可能である。上記理由により、本検討では、動的計画法による複数の貯水池運用の最適化を行った。

(2) 評価関数

最適化の評価関数は以下の式を用い、発電電力量が最大となる運用ルールを決定する。

$$f_t(V_t) = \max[E_t(V_t, Q_t) + f_{t+1}(V_{t+1})]$$

ここに、 $f_t()$: 時刻 t における評価値。(V_t の関数)

$E_t()$: 時刻 t における発電電力量 (kWh、 V_t 、 Q_t の関数)

V_t : 時刻 t における貯水池容量 (MCM)

Q_t ; 時刻 t における貯水池放流量 (m^3/s)

(3) 検証方法

最適化の結果は、先に述べた現状のルールカーブによる発電量と動的計画法で求めたルールカーブによる発電量の比較により検証した。

(4) 水資料とシミュレーション期間

全ての貯水池の流入量は、流量計測記録と降雨計測記録を基に推定した。(詳細は Appendix I-A 参照。) 推定したデータ期間は 1950 年 10 月から 2001 年 9 月迄の 51 年間であり、同期間について水系運用シミュレーションを行った。但し、Mahaweli 川水系については、灌漑区域単独の自然流量に応じて灌漑必要量が異なってくることから、水系運用解析プログラム SYSIM の解析結果を使用した為、1950 年 10 月から 1998 年 9 月の 48 年間でシミュレーションを行った。Samanalawewa 貯水池も灌漑需要を満たす必要があるが、当該区域単独の自然流量に対する変化が僅かであることから、月別の固定値とした。Samanalawewa 貯水池のシミュレーションは先に述べた 51 年間について行った。

(5) 検討結果

1) Kelani 川水系

Kelani 川水系の Mousakelle、Castlereigh 両貯水池の運用の最適化し、両貯水池に從属する Canyon、Wimalasurendra、Old Laxapana、New Laxapana 及び Polpitiya 発電所の発電量を最大とする貯水池の運用について検討を行った結果、GWh 単位の発電量の増加は確認できなかった。これは、貯水池流入量に対して Mousakelle、Castlereigh 両貯水池の容量が小さく、ルールカーブを設定しても貯水池水位は水系の流況の変化に支配されるためである。また、水系運用解析プログラム SYSIM による解析からも同様な結果が得られている。

両貯水池の運用については、ルールカーブを守るのではなく、常に溢水を最小とする運用を心掛けることで対応することが最善策である。

2) Mahaweli 川水系

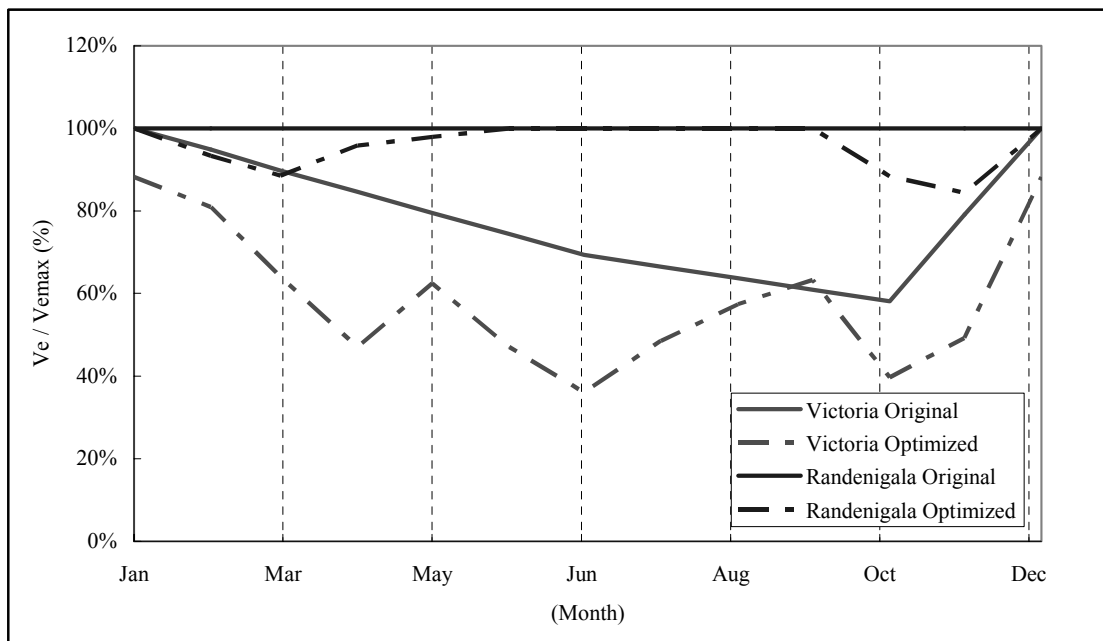
Kotmale 貯水池は、灌漑放流を最優先する現状のルールカーブ(灌漑放流以外は水位を下げず、常に貯水池を満水に保つ運用)を用いた場合でも、灌漑需要を満足してない日数が年間 6 日もあり、灌漑が主目的として開発された貯水池の機能上から、現状以外のルールカーブはありえない。

Victoria 貯水池及び Randenigala 貯水池は、ルールカーブを用いた場合でも灌漑放

流を十分満足していることから、両貯水池に付属する Victoria、Randenigala 及び Rantambe 発電所の発電電力量が最大となるような最適運用について検討を行った。検討結果を以下に示す。

Station Name		E (GWh/year)	Op (m ³ /s)	Qspill (m ³ /s)	Ve/ Vemax (%)	Irrigation deficits (day/year)
Victoria	Original	847	59.1	6.7	75	none
	Optimized	886	64.0	2.1	50	
	Opt / Org	104.6%	108.4%	31.3%	66.7%	
Randenigala	Original	450	77.8	4.9	80	
	Optimized	459	80.4	2.6	75	
	Opt / Org	102%	103.4%	52.8%	94.3%	
Rantambe	Original	215	88.2	8.4	/	
	Optimized	221	90.3	6.7		
	Opt / Org	102.8%	102.3%	80.0%		
Total	Original	1,512	/			
	Optimized	1,566				
	Opt / Org	103.6%				

注) E: 年間発電電力量、Qp: 平均発電使用水量、Qspill: 無効放流量、
Ve: 平均有効貯水容量、Vemax: 最大有効貯水容量



Victoria および Randenigala 貯水池ルールカーブ

検討の結果、ルールカーブを見直すことにより年間 3.6% (54GWh) の発電量増加が期待できる。3.6%と僅かなようであるが、発電電力量 54GWh は水力発電所の平

均的な設備利用率を 50%と仮定すると、12,000kW の発電所の発電量に相当する。

上表から明らかなように、最適ルールカーブは現状に対し、Victoria 貯水池からの溢水を低減にする運用になっている。

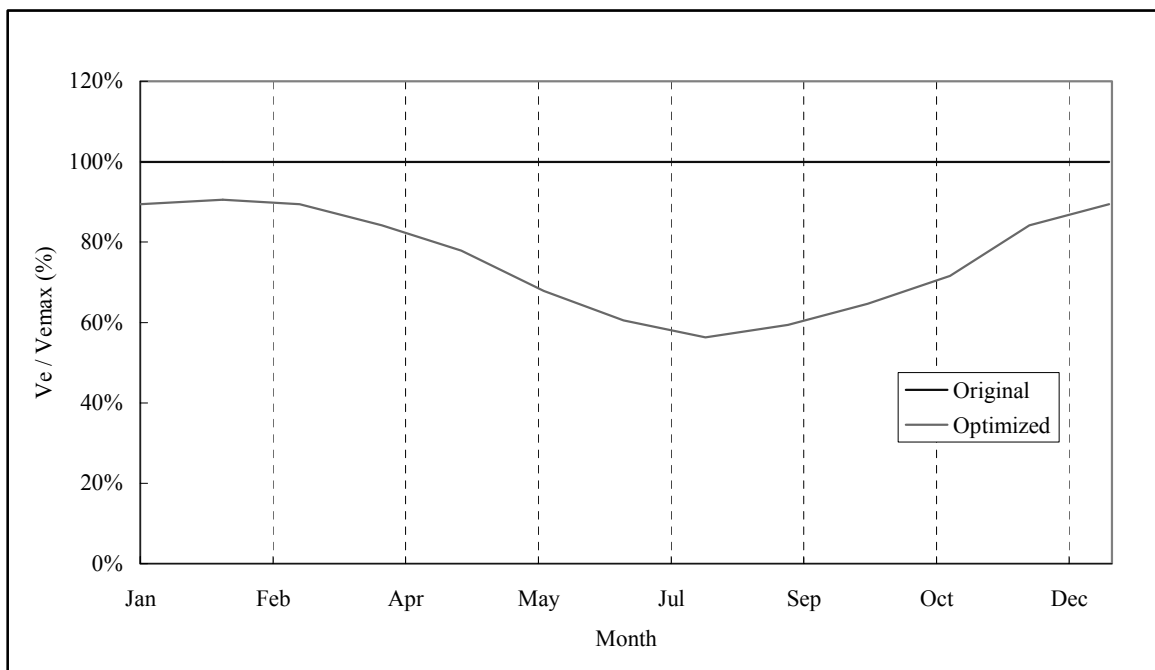
3) Walawe 川水系

Samanalawewa 貯水池について、発電電力量が最大となるように貯水池運用の最適化を行った。検討結果を以下に示す。

Samanalawewa 貯水池運用最適化検討結果

	E (GWh/year)	Qp (m ³ /s)	Qspill (m ³ /s)	Qmnt (m ³ /s)	Ve/Vemax (%)	Irrigation demand deficits (day/year)
Original	350	17.2	0.3	2.7	86%	0
Optimized	355	17.5	0.0	2.7	61%	0
Opt / Ori	101.3%	101.7%	92.7%	92.7%	72.8%	

注) E: 年間発電電力量、Qp: 平均発電使用水量、Qspill: 無効放流量、
Qmnt: 維持放流量 Ve: 平均有効貯水容量、Vemax: 最大有効貯水容量



Samanalawewa 貯水池ルールカーブ

検討の結果、溢水が最小となる最適化運用ルールカーブを用いた場合、僅かではあるが発電量の増加が期待できる。

8.4 調整池式発電所の日間運用

8.4.1 調整池式発電所の日間運用の現状

Kelani 川水系、Mahaweli 川水系および Walawe 水系の 12 ヶ所の発電所は、全てが直接又は間接的に上流に比較的大規模な貯水池を有している。それ故、豊水期と渇水期で利用率に多少差はあるが、年間を通して概ね安定的に調整力を発揮している。

(1) Kelani 川水系

Kelani 川水系の Old Laxapana、New Laxapana 及び Polpitiya の三つの調整池式発電所は、渇水年であった 2002 年の場合では約 55%の利用率で運用されているが、過去 50 年間の水文資料に基づくシミュレーション結果によると、平均の利用率は 70%前後と極めて高く、深夜も発電)している。

(2) Mahaweli 川水系

Mahaweli 川水系 Kotmale 発電所で使用した水は、Polgolla 調整池で Amban 川へ分水される。しかし、Amban 川水系の Ukuwela 発電所および Bowatenna 発電所の合計落差は約 143m であり、Mahaweli 川水系の Victoria 発電所、Randenigala 発電所および Rantambe 発電所合計落差約 300m の半分に過ぎない。このため、Amban 川への分水はこの有効落差の違いを考慮して実施され、必要最小限の灌漑流量しか分水されていない。

貯水池式の Victoria 発電所は、周波数調整のために深夜の軽負荷運転を余儀なくされる場合があるが、それ以外の水力発電所は、深夜における軽負荷運転を行うことなく、効率的に運用されている。

(3) Walawe 水系 (Samanalawewa 発電所)

Samanalawewa 発電所は、おもにピーク対応の運転が行われおり、常に効率の高い運用がなされている。

8.4.2 調整池式発電所の日間運用の問題点

(1) Kelani 川水系

Old Laxapana、New Laxapana、Polpitiya の Kelani 川水系の 3 発電所は深夜も並列されるが、小容量調整池を保有しているにもかかわらず軽負荷運転している。時には、昼間と同じく全水車並列されることもある。すなわち、Old Laxapana 発電所は水車 5 台 (8.33MW が 2 台、12.5MW が 2 台の合計 50MW) で出力 14~20MW の運転、New Laxapana 発電所は 50MW 水車が 10 MW の出力で 1~2 台運転、Polpitiya 発電所は 37.5MW 水車が 5MW の出力で 1~2 台運転されている。

Figure 8.2 に示す通り、軽負荷運転は水車効率の低い運転であって、エネルギーと火力燃料費の浪費である。調整池を持たない自流式発電所や、周波数調整に使用する

発電所は止むを得ないが、調整池式発電所が軽負荷で長時間運転することは避けるべきである。起動シーケンスに問題があるならば、早急に解決すべきである。

(2) Mahaweli 川水系

貯水池式の Victoria 発電所は周波数調整と電圧調整のために、非経済的な深夜の軽負荷運転を余儀なくされていたが、2003 年 10 月に 2 系列目のコンバインドサイクルが投入された現在、深夜のオフピーク時は停止していると思われる。

8.4.3 調整池式発電所の高効率運用

(1) Polpitiya 発電所

37.5MW のユニットを 2 台有する Polpitiya 発電所は、一旦停止すると停止後の起動に時間がかかるために、また、5MW から 35MW の範囲での運転は振動問題を抱えているために、セミピーク時および夜間のオフピーク時にも効率の低い 5MW で長時間運転されている。

同発電所の起動が容易に出来るように機器の改善を行って、オフピーク時の低効率での長時間にわたる運転を効率の高い 35MW 付近での短時間の運転に変更した場合の増分電力量を、2001 年および 1995 年の運転記録に基づいて推定する。

1) 2001 年 (渇水年)

一般的に、各月の第三水曜日および直後の日曜日の運転パターンは、その月の平日および日曜日の運転パターン代表するものとして扱われている。2001 年の各月の第三水曜日および直後の日曜日における 5MW での運転時間は、以下のとおりであった。

Operating Hours in 5MW on the Third Wednesday of Each Month in 2001

Month	No.1 Unit (hr)	No.2 Unit (hr)	Total (hr)
January	$5.5 + 2.5 = 8.0$	$5.5 + 2.0 = 7.5$	15.5
February	0	2.5	2.5
March	0	2.5	2.5
April	$6.0 + 7.0 + 2.5 = 15.5$	$6.0 + 3.5 + 6.0 + 3.0 = 18.5$	34.0
May	4.5	$1.0 + 1.5 + 1.0 = 3.5$	8.0
June	$5.5 + 3.0 + 2.0 + 1.5 = 12.0$	$4.0 + 2.5 = 6.5$	18.5
July	5.0	1.0	6.0
August	0	0	0.0
September	$3.5 + 2.0 + 3.0 + 1.5 = 10.0$	$7.5 + 2.0 = 9.5$	19.5
October	$4.5 + 1.0 + 4.0 = 9.5$	0	9.5
November	$1.5 + 1.0 = 2.5$	4.5	7.0
December	$4.5 + 1.0 = 5.5$	0	5.5
Total			128.5
Average			10.7

Note: Operation less than 0.5hr is not included.

Operating Hours in 5MW on the Sunday soon after the Third Wednesday of Each Month in 2001

Month	No.1 Unit (hr)	No.2 Unit (hr)	Total (hr)
January	3.0 + 7.0 = 10.0	4.0 + 4.5 + 1.0 = 9.5	19.5
February	0	3.0 + 2.5 + 10.0 = 15.5	15.5
March	0	4.5 + 2.5 + 1.5 + 3.0 = 11.5	11.5
April	5.5 + 9.0 = 14.5	5.0 + 8.0 + 7.0 = 20.0	34.5
May	1.0 + 2.5 + 4.0 + 5.0 + 1.5 = 14.0	4.5 + 1.5 = 6.0	20.0
June	2.0	7.5 + 2.0 + 1.5 = 11.0	13.0
July (*)	2.5	0	2.5
August	1.5 + 1.5 = 3.0	0	3.0
September	4.5 + 1.0 + 1.0 + 5.5 = 12.0	2.5 + 3.5 + 4.0 = 10.0	22.0
October	1.5	2.0	3.5
November	(N/A)	(N/A)	(N/A)
December	4.0 + 2.5 = 6.5	5.0	11.5
Total			156.5
Average			14.2

Note: Operation less than 0.5hr is not included.
 (*) the second Sunday

土曜日の運転記録は入手されていないので、日曜日と同じと仮定すると、2001 年における 5MW 運転の合計時間 (T) およびその時間での発電電力量 (E) は以下のとおりとなる。

$$T = (10.7 \text{ hr/day} \times 5 \text{ day} + 14.2 \text{ hr/day} \times 2 \text{ day}) / 7 \text{ day} \times 365 \text{ day} \\ = 4,270 \text{ hr}$$

$$E = 5.0 \text{ MW} \times 4,270 \text{ hr} = 21,350 \text{ MWh}$$

Polpitiya 発電所の P-Q カーブは、2 台の合成カーブとして以下のように与えられている。

$$Q = 0.0035 P^2 + 0.1368 P + 5.54$$

一般に、1 台当りの P-Q カーブと n 台の合成 P-Q カーブの間には以下の関係が成り立つ。

$$Q = a_1 \cdot P^2 + b_1 \cdot P + c_1 \quad (1 \text{ 台当り})$$

$$Q = a_n \cdot P^2 + b_n \cdot P + c_n \quad (n \text{ 台合成})$$

$$a_1 = n \cdot a_n$$

$$b_1 = b_n$$

$$c_1 = c_n / n$$

したがって、Polpitiya 発電所の 1 台当りの P-Q カーブは以下ようになる。

$$Q = 0.007 P^2 + 0.1368 P + 2.77$$

これより、Polpitiya 発電所の 1 台が 5MW 運転および 35MW 運転で 1.0MWh の発電を行うために必要な水量は、それぞれ以下のとおりである。

$$V_{5MW} = (0.007 \times 5.0^2 + 0.1368 \times 5.0 + 2.77) \times 1.0 \text{ hr} / 5.0 = 0.7258 \text{ m}^3/\text{sec-hr}$$

$$V_{35MW} = (0.007 \times 35.0^2 + 0.1368 \times 35.0 + 2.77) \times 1.0 \text{ hr} / 35.0 = 0.4609 \text{ m}^3/\text{sec-hr}$$

すなわち、35MW と解列を繰り返す運転を行うと、5MW での連続運転の場合の約 64%の水量で同じ電力量が得られる。言い換えれば、同じ水量で 157%の電力量を得ることができる。

したがって、2001 年における 5MW 運転に用いられた水をすべて 35MW 運転で用いたとすると、増電量は以下のようにになると推定される。

$$21,350 \text{ MWh} \times (1.57 - 1.0) = 12,170 \text{ MWh}$$

これは LTGEP による Polpitiya 発電所の年間発生電力量 409GWh の約 3%に相当する。

2) 1995 年 (豊水年)

1995 年については、日曜日の運転実績が入手できなかったため、平日のみで検討を行った。

Operating Hours in 5MW on the Third Wednesday of Each Month in 1995

Month	No.1 Unit (hr)	No.2 Unit (hr)	Total (hr)
January	(N/A)	(N/A)	(N/A)
February	2.5	2.0	4.5
March	3.0	5.5 + 6.0 + 4.0 = 15.5	18.5
April	5.0 + 11.0 = 16.0	13.5	29.5
May	1.5 + 1.5 = 3.0	0	3.0
June	2.0	0	2.0
July	(N/A)	(N/A)	(N/A)
August	(N/A)	(N/A)	(N/A)
September	0	0	0
October	0	0	0
November	0	0	0
December	7.5	4.5 + 1.0 + 1.0 = 6.5	14.0
Total			71.5
Average			7.9

Note: Operation less than 0.5hr is not included.

5MW 運転の合計時間 (T) およびその時間での発電電力量 (E) は以下のとおりとなる。

$$T = 7.9 \text{ hr/day} \times 365 \text{ day} = 2,884 \text{ hr}$$

$$E = 5.0 \text{ MW} \times 2,884 \text{ hr} = 14,420 \text{ MWh}$$

前述のとおり、Polpitiya 発電所の 1 台が 5MW での連続運転を行う代わりに 35MW と解列を繰り返す運転を行うと、同じ水量によって 57%の増電が得られる。

$$14,420 \text{ MWh} \times (1.57 - 1.0) = 8,219 \text{ MWh}$$

これは LTGEP による Polpitiya 発電所の年間発生電力量 409GWh の約 2%に相当する。

本検討は、2001 年と 1995 年のみの記録に基づく検討なので、流況が異なる年では増電量は異なると思われる。しかし、平均的には年間 10GWh 程度の増電は可能であると推定される。

上記のような効率的運転に伴って、比較的頻繁な起動停止を行うことが求められる。理論的には機器の磨耗などが大きくなるが、1 日に数回程度の起動停止であれば機器の耐用年数に影響を及ぼすことはない。

なお、本検討は、「Polpitiya 発電所の起動が容易に可能となるような改善のみが行われたが、振動問題は未だ解決されていない」という前提で行われているので、5MW 運転の代わりに 35MW 運転のみを行うとしている。しかし、振動問題が解決されれば 5MW と 35MW の中間出力での運転も可能となり、同発電所の運転の自由度が増すことになる。

(2) Old Laxapana 発電所および New Laxapana 発電所

Old Laxapana 発電所の、過去の運転実績に基づいた具体的な検討は行っていないが、Polpitiya 発電所と同様に増電が期待できる。ただし、同発電所の水車は、フランス水車に較べて大流量時と小流量時の効率の差が小さいペルトン水車なので、小流量による長時間運転の代わりに効率の良い流量範囲での短時間運転をした場合の電力量の増加率は、Polpitiya 発電所よりは小さいであろう。

New Laxapana 発電所についても、同様のことが考えられる。しかし、同発電所は夜間には周波数調整を行うことが求められているので、Polpitiya および New Laxapana 発電所のような電力量の増加を志向した運転を行うことは難しいであろう。

8.5 周波数調整

8.5.1 周波数調整の現状

2002 年は渇水年と言う事もあって、水力比率は 50%を大きく下回った。ベース電源となる 165MW コンバインド・サイクル(ガスタービン 115MW、汽力 50MW)が 2 系列入り、300MW 石炭火力の導入も予定され、電源構成面で大きな転換期を迎えている。この本核的な火力電源の導入を控え、これらのユニットを安定的に且つ経済的に運用するため、周波数調整の面でも大きな転換期を迎えている。

給電指令所発行の年次報告によると、2002 年に周波数が $\pm 0.5\text{Hz}$ のバンドを超えたのは 120 回である。これは、2002 年特有の問題ではなく、毎年同程度発生している。

周波数が $\pm 0.5\text{Hz}$ のバンド幅を超えた回数

1999年	2000年	2001年	2002年
115回	113回	194回	120回

近い将来に投入が予定されている蒸気タービンの運転許容限界は、48.5Hz～50.5Hzである。上記数値の中、48.5Hzを下回る回数が何回あったのかは不明であるが、極めて危険な状態にあると言える。

(1) 周波数変動の要因

周波数変動の要因として、工場等の動力と CEB 自身が実施する輪番停電の操作が挙げられる。

将来、300MW 石炭火力が運転開始すると需給バランスが正常化され、輪番停電は解消されると考えられるが、石炭火力特有の問題（石炭ミル台数変更時の出力急変、石炭ミルのトリップなど）が最大の負荷変動になると予想される。又、電力システムの拡大に伴い、外乱の絶対量も増大する。

注) CEB の輪番停電について。

CEB では kW 不足（電源設備容量の不足）で輪番停電するのではなく、kWh 不足（湯水などによるエネルギー不足）のため輪番停電を実施している。そのため、輪番停電は点灯ピーク時だけでなく、日中も行われる。

操作は、1本のフィーダーを切ると代替のフィーダーを投入し、次ぎのフィーダーを開放して代替のフィーダーを投入するというように、20分間に最大15本のフィーダーの開放と15本のフィーダーの投入を行う。操作は全て33kV配電線で、最大負荷は20MWである。

(2) 周波数調整の現状

現在 Victoria（70MW×3台、貯水池式）、New Laxapana（50MW×2台、調整池式）、Samanalawewa（60MW×2台、貯水池式）、Kotmale（67MW×3台、貯水池式）の4発電所の計10台で周波数調整を実施している。主として Victoria、New Laxapana の2発電所が使用され、Samanalawewa および Kotmale は補助的に使用されている。New Laxapana は年間1,500時間程度、Samanalawewa は月に5～6時間程度周波数調整を分担している。

周波数調整用に4発電所10台の水車があるが、Samanalawewa を除くとどれか1台だけが負荷変動を吸収し、2～3台で同時に吸収する事はない（Samanalawewa だけは、2台同時に吸収出来る）。ましてや、異なる発電所が同時に負荷変動を吸収する事は出来ない。

スリランカでは、ガバナーフリー運転による周波数調整を実施している。この方式

は系統周波数 50Hz に対し、ある程度のオフセット（制御残渣）の範囲内に周波数を調整するもので、先進諸国で行われている、系統周波数に対してオフセットを許容しないいわゆる自動周波数調整方式（AFC）とは異なる方式である。

以下に運用記録に基づく考察を述べる。

1) 2002 年 4 月 12 日、点灯ピーク時より 13 日早朝にかけての周波数チャート

Figure 8.3 に周波数の実績を示す。特徴は下記の通り。

- CEB の運用記録によれば、この頃は、毎日輪番停電が実施されていた。
- 18 時 50 分頃、20 時 45 分頃、0 時 50 分頃、2 時 45 分頃および 5 時 50 分頃に、将来投入が計画されている 300MW 蒸気タービンの運転許容限界である 50.5Hz に達するか超えている。
- 1 時 30 分頃～3 時 05 分頃までの間の周波数は上がっており、50.0Hz に戻っていない。これは現在の周波数調整方式（ガバナーフリー運転による周波数調整）の欠陥によるものである。将来、この状態で負荷送電線が遮断すると、300MW ユニットクラスの大規模蒸気タービンは解列する。
- 逆に 3 時 15 分頃から 40 分頃までは、周波数は 48.75Hz に下がっており、50.0Hz に戻っていない。将来、この状態で電源脱落があれば、UFR (Under Frequency Relay) による負荷制限が実施され、自動遮断による停電が余儀なくされる。

2) 2003 年 9 月 23 日の Victoria 発電所 3 号機の出力チャート

Figure 8.4 に周波数調整を実施している Victoria 発電所 3 号機の出力チャートを示す。特色は、下記の通り。

- 単機出力 70MW であるが、チャートでは 60MW が上限となっている。これは、計測期間中の貯水池水位が低下している為である。
- 運用記録によれば、計測期間中、輪番停電は実施されていない。もし実施されていたなら、出力変動はもっと大きかったと考えられる。
- ガバナーフリー運転による周波数調整が行われている為、周波数を完全に 50.0Hz に戻さず、オフセットを残しての運用であるにもかかわらず、Figure 8.4 に示す大きな出力変動が記録されている。周波数を完全に 50.0Hz に戻す AFC (Automatic Frequency Control) 方式なら、水車は忠実に負荷変動に追従し、出力変動は現状より激しくなることは明白である。すなわち、Victoria 発電所の 70MW 水車 1 台で負荷変動を吸収する限界に来ていると言える。日本でも、昭和 30 年代～50 年代には「周波数調整の運転容量としてとして最大需要電力の 5%程度が目安」と考えられて来た。Victoria 発電所の水車 1 台 70MW が 5%弱に相当し、このことから、現状の周波数調整容量が限界であると判断される。

8.5.2 周波数調整の問題点

スリランカの電力系統における周波数調整については、以下の問題点がある。

(1) 現行の周波数調整方式（ガバナーフリー運転）に起因する問題点

CEB で採用している周波数調整方式は、日本や欧米諸国の採用しているオフセットを許容しない AFC (Automatic Frequency Control) 方式とは異なり、厳密に言うと「調定率を寝かせた(オフセットを抑えた)ガバナーフリー運転」である。1950 年代に電気ガバナーが開発された頃、先進国では、スウェーデンでのみ採用された方式である。この方式は次ぎの欠点を有する。

- 1) ガバナーフリー運転では、系統周波数に対する周波数偏差（制御残渣）をゼロに戻す能力は無く、必ずオフセットが残る。周波数がある定められた範囲を超えた場合、操作員が手動でベース出力を変更して周波数偏差をゼロに戻す必要がある。Figure 8.5 (1) 参照
- 2) ガバナー結合運転により、同じ発電所の水車は複数台同時に負荷変動を吸収出来るが、他の発電所と同時に負荷変動を吸収する事は出来ない。将来、最大需要電力が増加し、1 発電所の容量では周波数調整不可能になると、複数の発電所での連携調整を余儀なくされることから、将来的には現行の周波数調整方式を変更する必要がある。
- 3) CEB の様な単独系統では問題ないが、他の電力系統と連系している時には、連系線潮流を手動で制御しなければならない。

(2) 周波数調整発電所の運転調整容量不足

先に述べたように、主に周波数調整を行っている Victoria 発電所の水車・発電機 1 台の容量では、系統に必要な運転調整容量に対し、ほぼ限界である。更に、Victoria、Kotmale の両発電所のガバナーは複数の水車を同時に周波数調整する結合運転が不可能である。New Laxapana は機械ガバナーで、加えて 1 号機のガバナーは故障中である。結合運転を行う為には、これらの発電所の水車ガバナーを早急に更新または改良する必要がある。

いずれにしても、現状の周波数調整能力では、将来の大型火力ユニットが投入された場合、不足することは明らかである。

(3) Victoria 発電所における非効率運転

Victoria 発電所は、1) 単機容量が最大で、2) 利用率が貯水池式の中では最も大きい、3) 灌漑など下流からの制約条件や振動など制約事項が無いなど、「物理的には最も優れた」周波数調整用発電所である。しかし、今後は「経済性を考慮した周波数調整」を推進しなければならない。貯水池式発電所を深夜運転するのは「エネルギーと燃料費」の浪費であり、財政難と輪番停電の一因をなしている。

8.5.3 周波数調整の改善策

(1) 将来的な対応策

将来必要な周波数調整原資を確保する手段として、並列中の周波数調整用発電所の水車全機が同時に負荷変動を吸収出来る「中央制御 AFC システム」に移行する。

以下に「中央制御 AFC システムの概要と、移行方針を述べる。

1) AFC 方式

AFC (Automatic Frequency Control) システムとは、言わば「調停率を 0.0%にしたガバナーフリー運転」に相当し、周波数が 50.00Hz に戻るまでベース出力を自動的に変化させる。(Figure 8.5 – (3)参照)

2) 中央制御 AFC 方式

Figure 8.6 に示す様に、給電指令所と各発電所間を通信回線で接続する。これにより、給電指令所から対象発電所の水車全機を同時に制御可能となる。

3) 「中央制御 AFC システム」による運用方針 (Appendix I-C 参照)

点灯ピーク・セミピーク対策

Victoria、Kotmale、Samanalawewa の 3 発電所を点灯ピーク及びセミピーク時の周波数調整運用に充てる。Figure 8.8 にセミピーク時に 3 発電所の水車 1 台ずつで負荷変動を吸収している時の概念を示す。どの水車も最高効率点近傍の出力で運転している。点灯ピーク時に並列中の水車全機で負荷変動を吸収すれば、更に効率的に発電できる。

深夜対策

深夜並列の機会が多く年間利用率が高い New Laxapana (53.3%)、Old Laxapana (63.7%) および Polpitiya (62.3%) を深夜の周波数調整運用に充てる。Figure 8.9 に New Laxapana、Old Laxapana、Polpitiya の水車 1 台 (Old Laxapana は 12.5MW × 2 台又は 8.33MW × 3 台) ずつで負荷変動を吸収している時の様子を示す。Old Laxapana は軽負荷時における発電効率の低下が相対的に少なく、容量の割には大きな負荷変動を吸収している。深夜においても、並列中水車全機で負荷変動を吸収すれば、更に効率的に発電できる。

Old Laxapana は機器の老朽化、Polpitiya は水車の振動問題を有する。もし、この問題の解決が遅れて、両発電所の「中央制御 AFC システム」への組み込みが遅れると、以下の問題点が生ずる。

- Old Laxapana、Polpitiya が中央制御 AFC に組み込まれてなければ New Laxapana 2 台運転で負荷変動を吸収する他ない。そうすると上流 Canyon, 下流 Polpitiya の出力増加を伴う。このため、深夜の使用水量が増加し、Kelani

川水系のピーク供給能力が阻害される。

- 深夜の水力発電が増加し、コンバインド・サイクルなどベース電源の出力を圧迫する。結果的にガスタービンなど燃料費の高いピーク電源の稼働が増加し、燃料費の増加を招く。
- 3 発電所が同時に負荷変動を吸収していれば、中間にある Laxapana 調整池の水位変化は小さい。しかし、上流と下流で異なる運転を行うと、Laxapana 調整池の水位変化が大きくなり、水位監視を充分に行って Polpitiya のベース変更を頻繁に行う必要がある。Polpitiya を補助調整に使用し、New Laxapana が上限出力に近づいたら 35MW に、下限出力に近づいたら 5MW に出力変更するなどして、New Laxapana を支援する方法もある。

(2) 当面の対応策

「中央制御 AFC システム」は、通信回線の整備など多少の時間が要するものと考えられる。一方、JBIC コンバインド・サイクル (GT115MW、蒸気 50MW) が、2002 年末に運転開始し、最近同じ容量の AES コンバインド・サイクルが運転開始し、経済的な AFC 原資確保が難しくなって来た。

これらのコンバインド・サイクルの蒸気タービン 50MW は、大きな周波数変動の洗礼を受けていない。50MW ユニット脱落は、電力系統に余り大きな影響を与えないが、万一にも破損する事のない様に慎重な運転が必要である。そのためには、早急に以下の要領で周波数調整能力を増強する必要がある。

- 1) 点灯ピーク時およびセミ・ピーク時は、水車 2 台による結合運転が可能な Samanalawewa を最優先で使用し、負荷変動を吸収する。Samanalawewa 発電所の水車 2 台 120W (60MW x 2) で周波数調整を行えば、Victoria 発電所の水車 1 台 70MW よりも調整容量が大きいことから、当面の間、点灯ピーク時の調整能力不足は解消できる。更に、Victoria 発電所の水車 1 台を使用するよりも経済的で周波数変動巾も小さくなる。(Figure 8.5 - (2)参照)
- 2) 深夜は、New Laxapana 水車 2 台のガバナーを早急に更新して、結合運転で負荷変動を吸収する。ガバナーの更新が間に合わなければ、非効率運転ではあるが、これまでどおり、深夜は Victoria 発電所にて周波数調整を行はざるを得ない。
- 3) Samanalawewa、New Laxapana の 2 ヶ所で 24 時間カバーする事は極めて難しいと考えられる (Samanalawewa の年間利用率は 34.3%であり、使用水量が毎日同じすると運転時間は 90MW ベースで 11 時間、80MW ベースで 12 時間)。このため、Victoria だけ早期に「中央制御 AFC システム」に組み込み、New Laxapana は昼間帯を通じてフル運転のため周波数調整に使用出来ず、Samanalawewa は 1 日当りの使用水量を使い切って解列し、これまた周波数調整に使用出来ないセミピーク帯を中心に、給電指令所を介して結合運転を行う。

8.5.4 今後の課題

今後は、以下のハード面を中心に検討する必要がある。

- 1) AFC 中央制御装置設置工事（給電指令所）
- 2) 通信回線設置工事（給電指令所～各発電所間）
- 3) AFC 受信装置～ガバナー間結合工事（各発電所）
- 4) 水路系水理確認テスト（Samanalawewa を除く各発電所）

8.6 系統運用の基本原則

スリランカの電力系統における基本原則は、以下のとおりである。

- (1) Victoria 発電所のような貯水池式発電所やガスタービンはピーク電源であって、ベース電源ではない。これらの発電所は、主として点灯ピーク時および昼間のセミ・ピーク帯に使用する電源であって、深夜運転する電源ではない。
深夜の周波数調整は Victoria 発電所のような貯水池式発電所ではなく、New Laxapana 発電所のような深夜も運転を余儀なくされる発電所を中心に運用されるべきである。
- (2) 降雨期末には全ての貯水池水位を最高水位まで持って行き、出来る限り高水位を保つべきである。（高水位運転）
- (3) 300MW ユニットの様な大容量電源が事故又は計画停止で運転出来ない時、安易にガス・タービンで補給すべきではない。出来る限りガス・タービンの発電量を減らして貯水池式で補給すべきである。大容量電源復旧後に、貯水池水位の回復に努める。
- (4) 負荷変動は、水車 1 台だけで吸収するのではなく、並列中の水車全機で均等に吸収すべきである。（高効率運転）
- (5) Kelani 水系は中間に小容量調整池があって、急な負荷変動（大電源脱落、需要想定の誤りなど）を吸収することは難しい。これらは、Victoria、Samanalawewa などのように制約条件の少ない貯水池式発電所が中心となって吸収すべきである。
Polpitiya 発電所の水車には、振動の問題があって中間負荷での運転は出来ない。このような場合、出力は、0MW、約 35MW および約 70MW の中から選択し、それに合う様に前日に上流発電所の運転計画を作成し、当日は出来る限りその計画通りに運転すべきである。起動・停止の回数は、現状に較べて 1 日当り 1～2 回増える程度で、機器の寿命に影響を与える事は殆どない。
- (6) 周波数調整や灌漑放流などの止むを得ない時を除いて、貯水池・調整池式発電所の水車は軽負荷運転すべきではない。貯水池、調整池の貯水容量を活用して起動・停止をきちんと行い、常に最高効率点近傍で運転すべきである。
- (7) 設備投資および修繕費用への必要以上の節約は、燃料費の増加を招く。常に、合理的な判断が不可欠である。

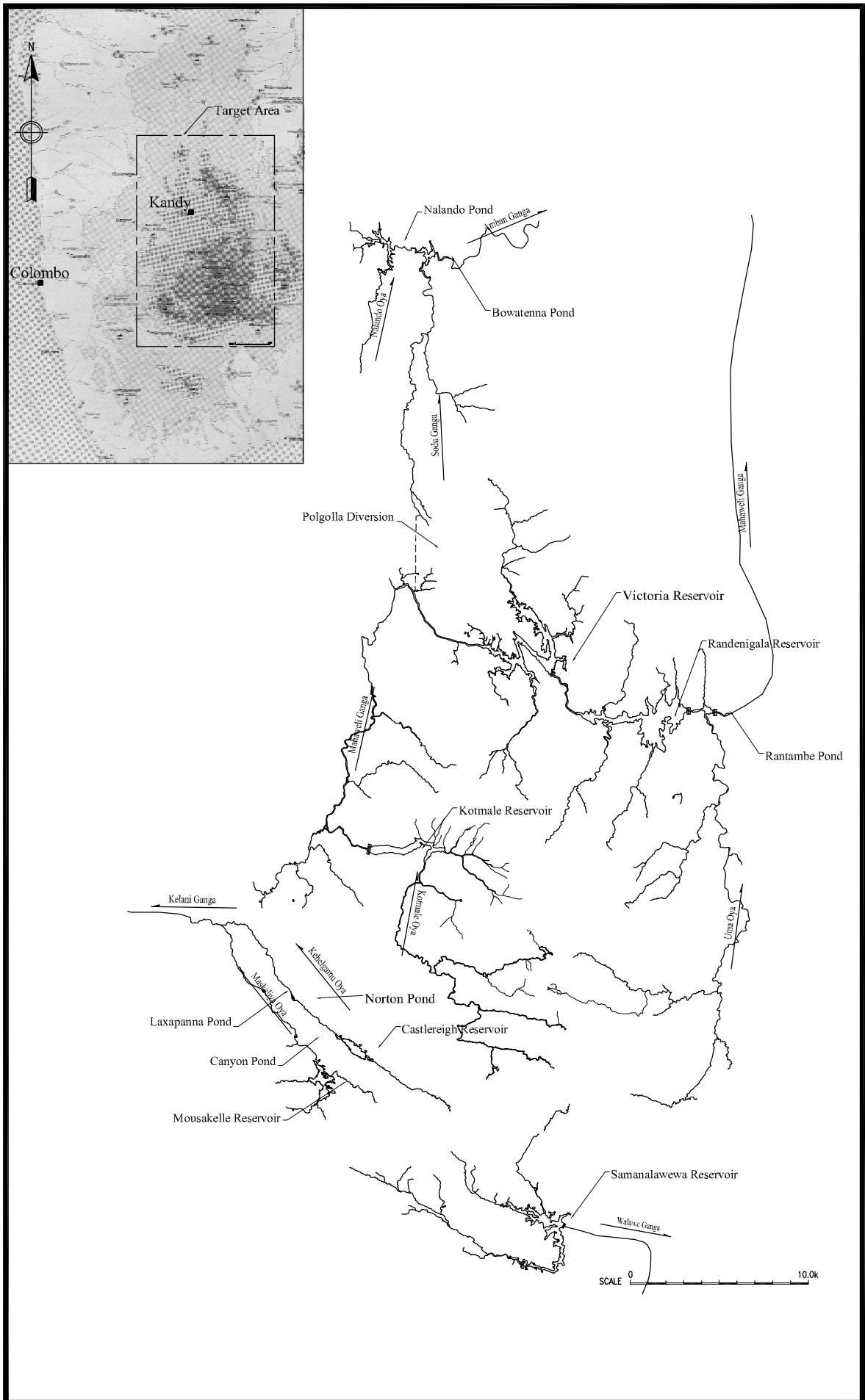


Figure 8.1 Location Map of Target River System

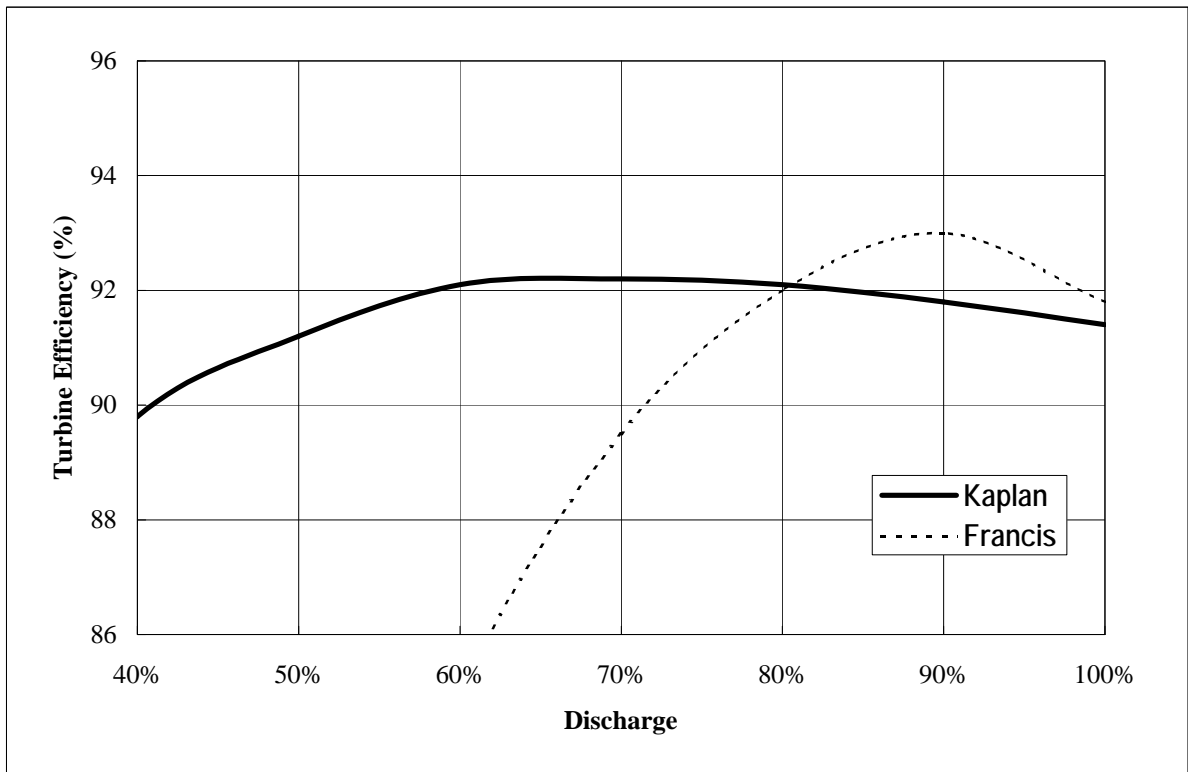
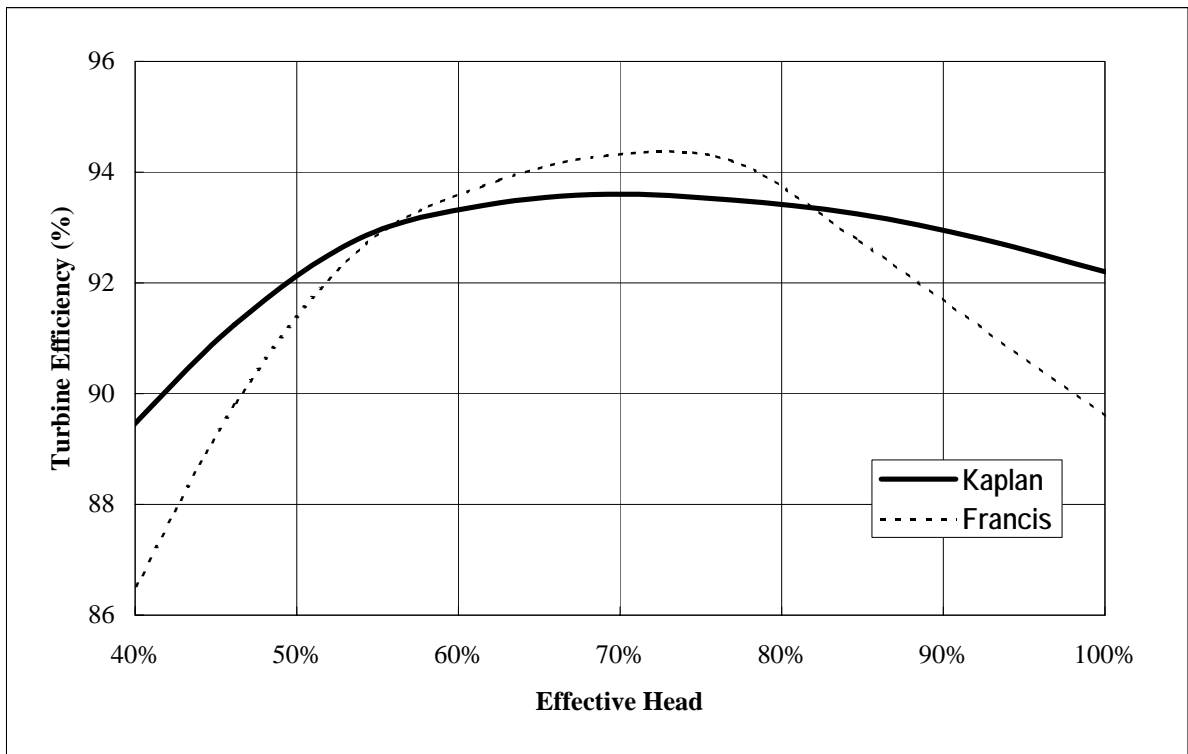


Figure 8.2 Turbine Efficiency

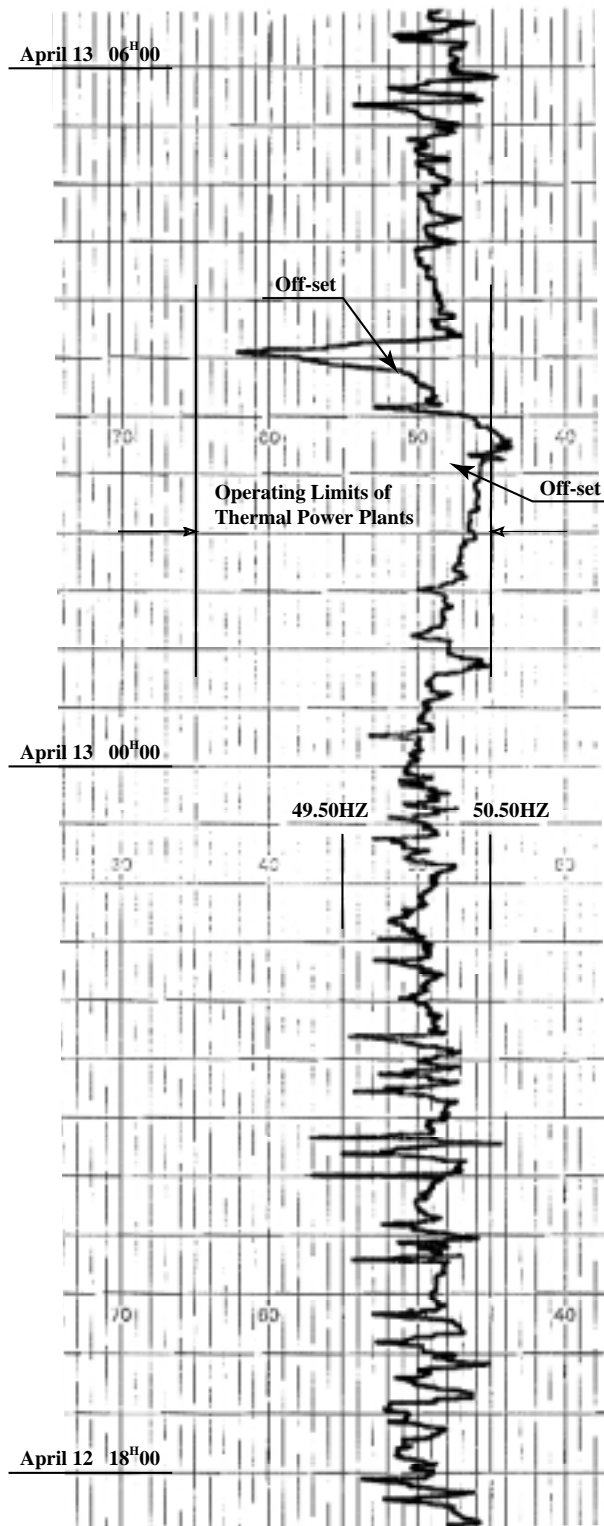


Figure 8.3 Frequency Record at Samanalawewa Power Station

Victoria power station, Sri Lanka
Unit 3 MW variation on 24 September, 03
while on frequency control mode at governor droop setting = 1.6%

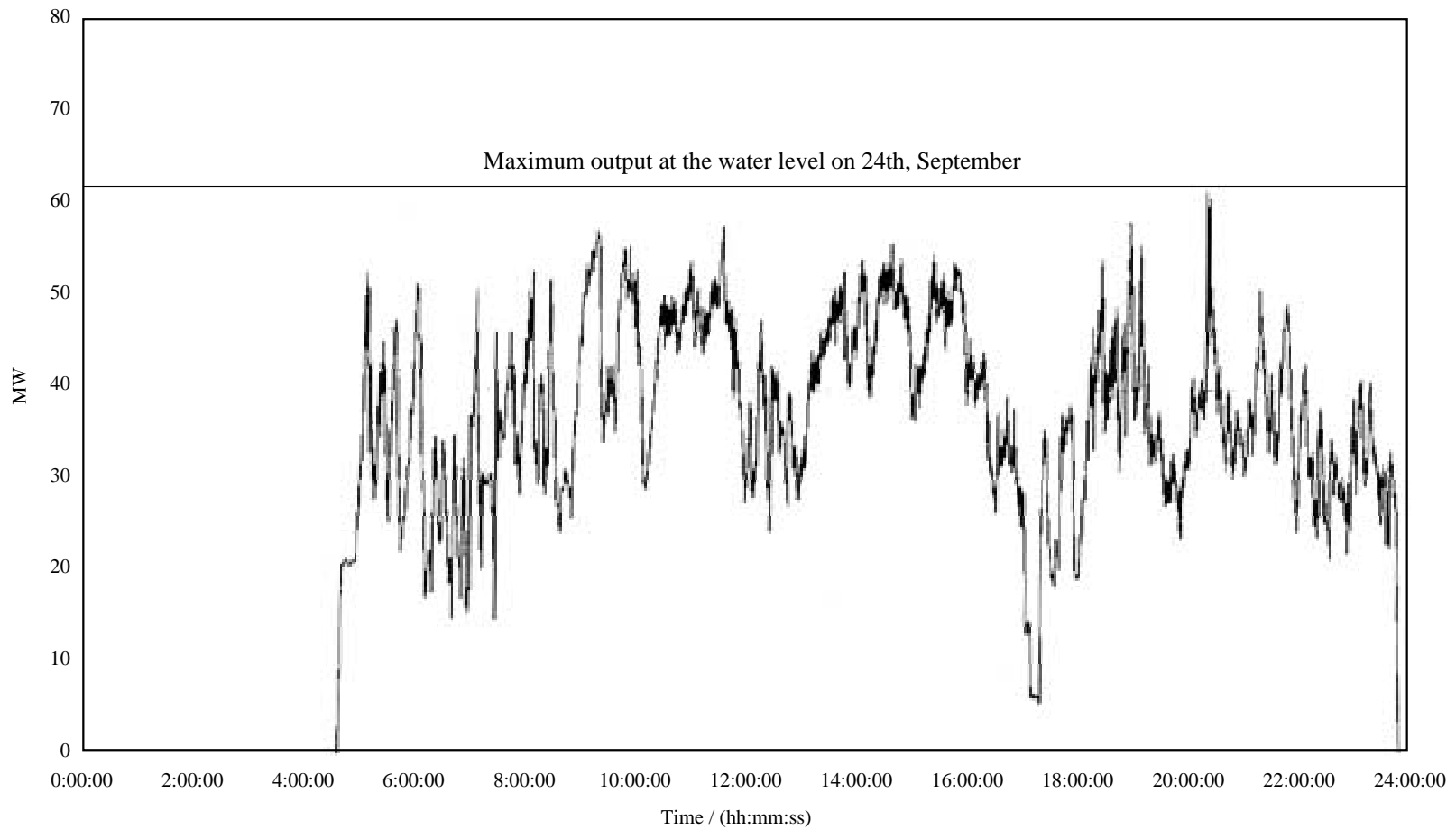
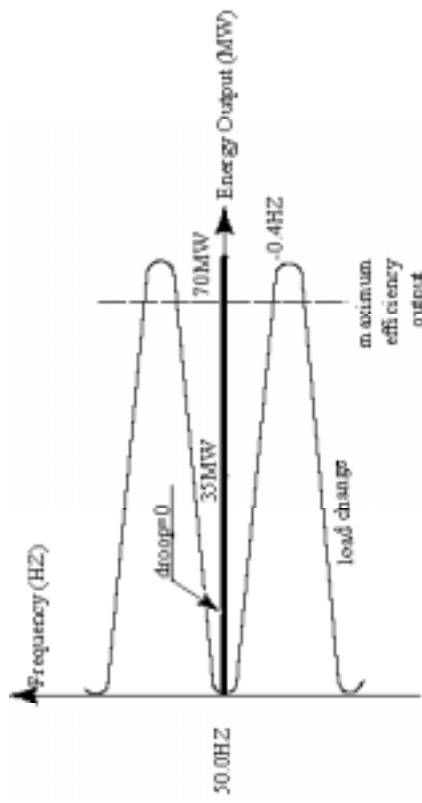
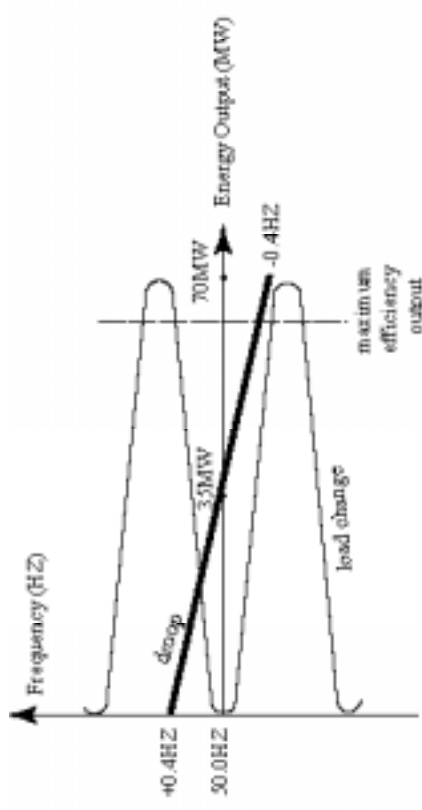


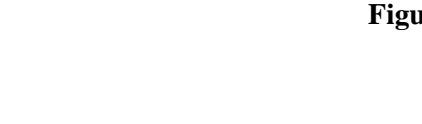
Figure 8.4 Frequency Record of Unit 3 at Victoria Power Station



(1) Victoria FC mode



(2) Samanarawewa FC mode
(joint operation)



(3) Victoria AFC mode

Figure 8.5 FC and AFC mode

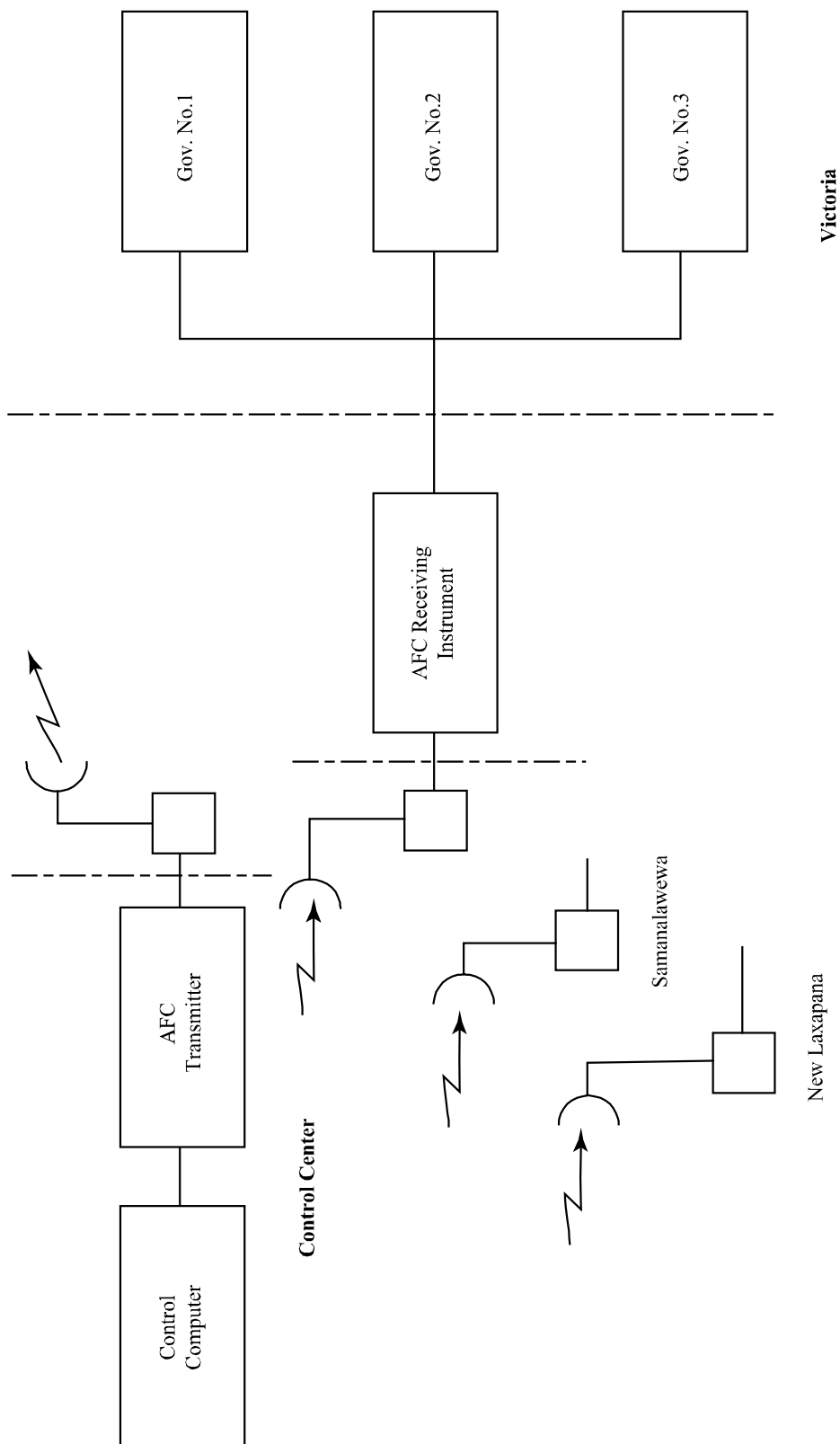
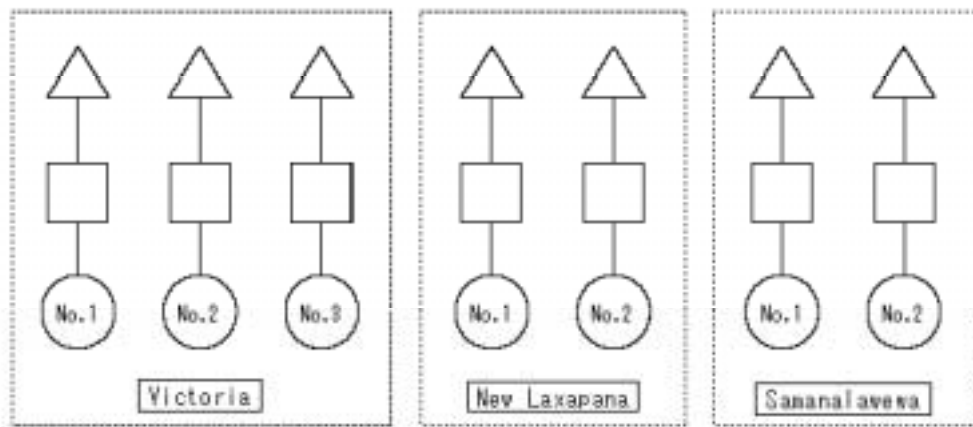


Figure 8.6 Concept Diagram for Centralized AFC System

STEP 1: Local single AFC System (Single Turbine)



STEP 2: Centralized AFC System

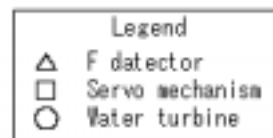
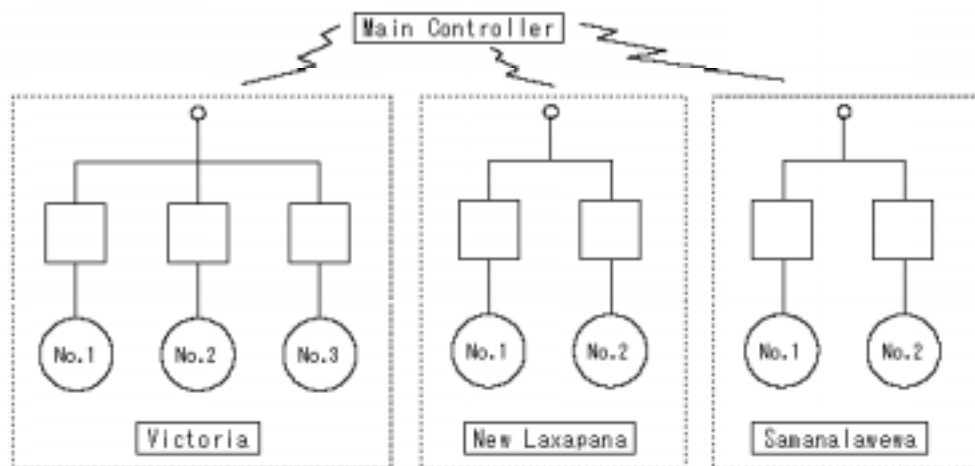


Figure 8.7 Integration of AFC System

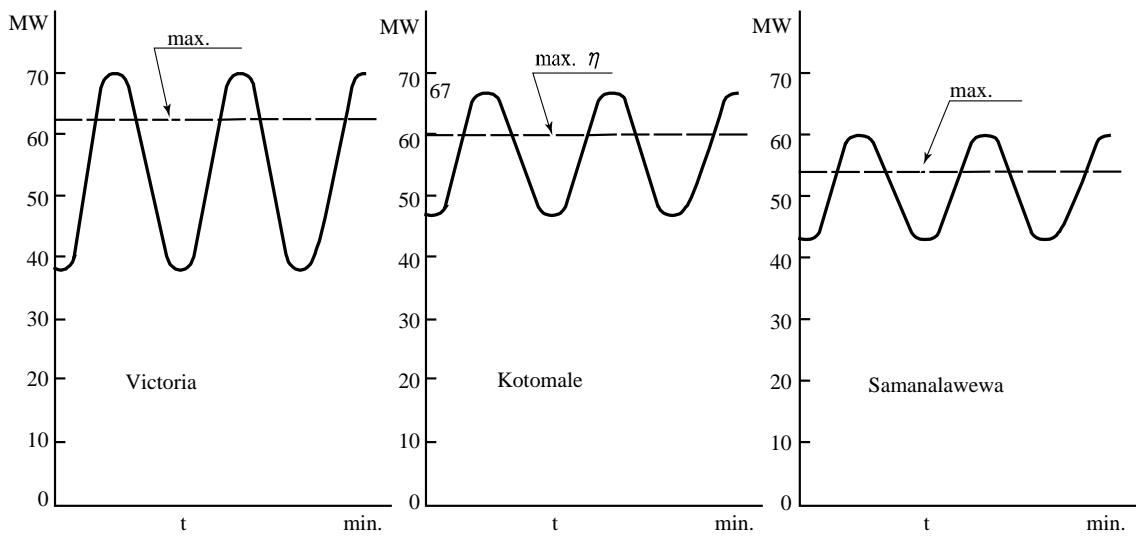


Figure 8.8 Centralized of AFC System (semi-peak)

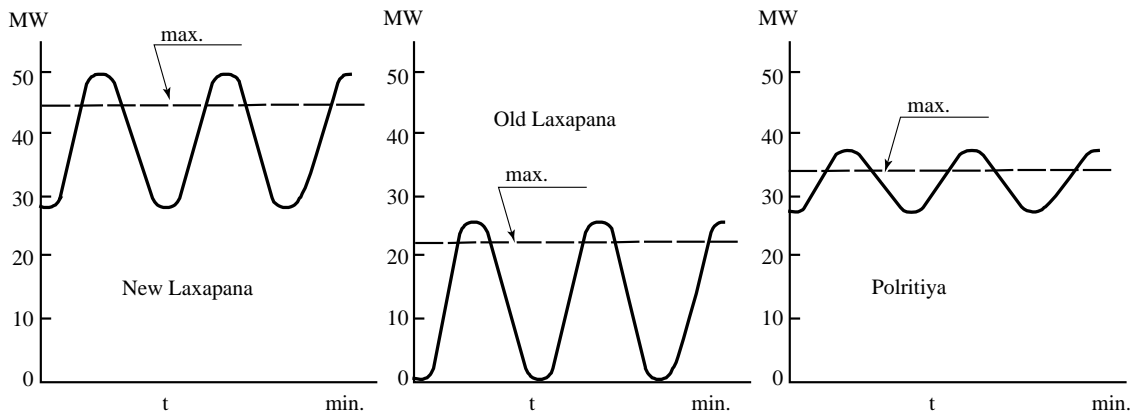


Figure 8.9 Centralized of AFC System (mid-night)

9. 既設発電所の増設の可能性の検討

9. 既設水力発電所の増設の可能性の検討

9.1 スリランカの水力発電所

9.1.1 既設水力発電所

2003 年初現在で CEB が所有している運転中の水力発電所は 15 ヶ所で、それらの合計出力は 1,135MW となっている。

Kelani 川水系には、Laxapana Complex あるいは KM (Kehelgamu Oya and Maskeliya Oya) Complex と呼ばれる発電専用ダムに付随する水力発電所が 5 ヶ所あり、合計出力は 335MW になる。Mahaweli 川水系には、Mahaweli Complex と呼ばれる多目的ダムに付随する水力発電所が 6 ヶ所あり、合計出力は 660MW になる。本水系のダムは、灌漑目的を含む多目的ダムであることから、Mahaweli Authority により運用されている。このため発電の自由裁量で運転することができず、灌漑従属運転になる。その他には、Walawe 川の出力 120MW の Samanalawewa 発電所と合計出力 20MW の小水力発電所が 3 ヶ所ある。

第 4 章の Table 4.5 (1) に、各発電所の主要諸元が掲載されている。

9.1.2 建設中および計画中的水力発電所

Kalu 川に位置する Kukule 発電所は、出力 70MW の流れ込み式で、JBIC の借款により建設中であったが 2003 年 9 月に運開した。

また、Mahaweli 川水系の最上流に位置する既設 Kotmale 貯水池の上流に、発電専用の Upper Kotmale 発電所（出力 150MW）が計画されている。これは、日間調整能力を有する調整池式の発電計画である。長期電源開発計画（LTGEP）にも計上されており、円借款の供与が決定されており 2009 年の運開に向けて早期着工が待たれている。

9.1.3 未開発包蔵水力

CEB により実施され 1989 年に終了したマスター・プラン・スタディにおいて、27 ヶ地点、合計出力 870MW が kWh 当り 15USc 未満の水力地点として認知された。この 27 ヶ地点の中には、最近運開した Kukule 水力発電所（70MW）、更に早期着工が期待される Upper Kotmale 水力発電所（150MW）が含まれている。スリランカには、包蔵水力が約 2,000MW あると言われているが、既設水力発電所 15 ヶ所 1,135MW と着工決定済みのこれらを合わせると合計出力が 1,355MW に達する。実に約 68% の包蔵水力が、開発されつつある。

小規模水力（出力 10MW 未満）を除くと、残りの有望水力地点は極めて限られており、LTGEP に掲載されているのは以下の 4 ヶ地点である。

この内 Broadlands 水力発電計画については、今般の水力発電最適化計画調査の中で、F/S が実施されている。

Uma Oya 水力発電計画については、2001 年から 2002 年にかけてカナダ国際開発庁

(Canadian International Development Agency: CIDA) が調査を手掛けたが、F/S の実施に至る前に撤退している。その理由については、詳細が判らない。同計画は、スリランカ中央南部の山岳地帯から東北部へ流下する Mahaweli 川水系の Randenigala 貯水池上流の Uma Oya 川最上流部にダムを築造し、南へ流下する Mahatotila 川へ流域変更する多目的の発電計画である。

Moragolla 水力発電計画は、マスター・プラン・スタディの中で抽出された計画で、既設 Kotmale ダム下流に位置する小さな調整池を有する流れ込み式の計画である。Pre-F/S レベルのスタディしかなされていないが、経済性の面では、他の3つのプロジェクトに比べて著しく劣る。

Gin Ganga 水力発電計画は、マスター・プラン・スタディの中で抽出された計画で、スリランカ中央南部の山岳地帯から南西部にへ流下する Gin 川の発電計画である。同河川には、既設の水力発電所が無く、開発の可能性は単独で評価できる。Pre-F/S レベルのスタディしかなされていないが、経済性の面では有望と思われ、今後の調査の対象になり得る。

有望新規水力地点の概要

プロジェクト名	河川名	最大出力 (MW)	年間発電電力量 (GWh)	有効貯水容量 (10 ⁶ m ³)
Gina Ganga	Gin	49	210	23.2
Broadlands	Kelani	40	145	0.2
Uma Oya	Mahaweli	150	457	21.9
Moragolla	Mahaweli	27	111	5.0

有望新規水力地点の選定は、15MW 以上の発電計画を対象とし、F/S レベルのスタディがあるものを Pre-F/S レベルのものより優先している。

スリランカ政府は、エネルギー資源が乏しい同国において、限られた未開発水力資源を最大限に有効活用する方針である。一方でスリランカの電力セクターは民間資金の活用、実施機関の分割、規制枠組みの再構築といったセクター改革に取り組みつづける。特に新規電源については、民間資本に委ねることを鮮明にしている。水力の開発についても、これまで 10MW 以下の水力発電所が民間資本による開発の対象となり、これまでにスリランカの民間資本により合計出力 36.89MW の水力発電所が運開している。2003 年になり 50MW 以下の水力発電所も対象になったが、最新に情報によれば、Broadlands 水力発電所については、上流に CEB の所有する既設発電所が存在することから、実運用面を考慮して CEB により開発することをエネルギー供給委員会 (ESC) により決定された。

9.1.4 既設発電所増設の意義

スリランカにおける電源構成は、電力量ベースでは 1999 年までは水力が過半数を占めてきた。また、出力ベースでは現在に至るまで、水力が過半数を占めている。しかしながら

上述したように、有望な残存水力は量的に乏しく、増加する一方の電力需要に対応するには、石炭火力を主体とする大型火力発電所の新規建設が不可欠である。

石炭火力発電所の導入は、ベース電源として供給力の底上げがなされ、水力発電所の役割がこれまでのベースからピーク需要への対応から、ピーク需要への対応が中心になりつつある。

このような状況下、既設発電所の増設計画は、溢水を拾うことにより火力発電所の燃料費を、出力を増加することにより新たな設備投資費用を抑えるものである。

9.2 Kelani 川水系

9.2.1 既設水力発電所の現状

Laxapana Complex は Kelani 川水系の最上流部に位置し、北西に向かって流れる Kehelgamu 川と Maskeliya 川に 5 つの既設発電所がある。Kelani 川水系の各発電所の主要諸元を以下に示す。

Kelani 川水系水力設備 (2002 年末)

Plant Name	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Storage Capacity (MCM)	Commissioning
Laxapana Complex					
Wimalasurendra	50 (25 x 2)	114	26	44.8	Jan. 65
Old Laxapana	50 (8.33 x 3 + 12.5 x 2)	279	64	0.4	8.33MW x 3, Dec. 50 12.5MW x 2, Dec. 58
Canyon	60 (30 x 2)	163	31	123.4	#1: Mar. 83, #2: 88
New Laxapana	100 (50 x 2)	467	53	1.2	#1: Feb. 74, #2: Mar. 74
Polpitiya	75 (37.5 x 2)	409	62	0.4	Apr. 69
Total	335	1,432			

Kehelgamu 川には、上流から、Castlereigh 貯水池から導水し Norton 調整池に放流する最大出力 50MW (25MW x 2 台) の Wimalasurendra 発電所、Norton 調整池から Maskeliya 川に流域変更し Laxapana 調整池に放流する最大出力 50MW (8.33MW x 3 台、12.5MW x 2 台) の発電を行う Old Laxapana 発電所がある。

Maskeliya 川には、上流から、Mausakelle 貯水池から導水し Canyon 調整池に放流する最大出力 60MW (30MW x 2 台) の Canyon 発電所、Canyon 調整池から導水し Laxapana 調整池に放流する最大出力 100MW (50MW x 2 台) の New Laxapana 発電所、および Laxapana 調整池から導水し最大出力 75MW (37.5MW x 2 台) の発電を行う Polpitiya 発電所がある。

Laxapana Complex の位置関係を Figure 9.1 に示す。

(1) Wimalasurendra 発電所

本発電所は世銀（IBRD）の支援により建設されたもので、最近になって放水口において著しい濁水が発見された。現地主任技師は、圧力導水路トンネルのどこかで崩落が発生しているものと判断している。その根拠としては、発電所出力を抑えて（25MW）運転したところ、つまり、流量を絞りトンネル内流速を抑えた結果、濁水の発生が止まったことによる。トンネルを抜水しての点検によりその原因を究明する必要があるものの、CEB 本部の指示により運転を継続している。主任技師は、抜水によって更なるトンネル崩落が発生することを懸念しているが、それ以外の対応策は考えられない。上記以外の土木設備には、運転に支障の生じさせるような不具合はない。

電気設備については、1965 年の運転開始で 38 年が経過していることから、主機の劣化診断を適宜定期的におこない各機器の経年変化を把握していく時期にきている。

(2) Old Laxapana 発電所

本発電所は、世銀等の支援により建設されたものである。1～3 号機は 1950 年の運転開始で 53 年経過しており、4 および 5 号機は 1958 年の運転開始で 45 年経過している。土木構造物に関しては顕著な問題が発生していない。

電気設備については、ほとんどの機器が 40 年を超えて運転されている。発電機、水車および変圧器などは機器の劣化診断を開始し、機器の状態把握に努める時期である。特に、入口弁、ニードル、軸受用オイルリフトポンプについては、不具合を頻繁に起こしており、深夜に停止させられないなど発電所の運用に影響を与えていることから、不具合機器の更新を含めた対策検討を実施すべきである。

(3) Canyon 発電所

本発電所は、ADB と OPEC の支援により建設されたものである。現地におけるヒアリングでは、建設途中で発電所出力を当初計画より大きくしたため、水路系構造物が 60MW の発電所に対応しておらず、水路が小さすぎるにより著しい摩擦損失が発生している。特に、取水口から導水路トンネル入口までのトンネル径が小さく、この間で負圧が発生する構造になっている。負圧の発生は管の破壊につながる恐れがあり、これを避けるための負圧対策バルブが設置されているものの、動作に不具合がしばしば発生している。

電気設備については、運転開始から 20 年以上経過しているが、現在のところ主機、補機ともに運用に影響を及ぼすような不具合は発生していない。なお、本発電所の水車、発電機および変圧器はともに日本製である。

(4) New Laxapana 発電所

本発電所は、世銀等の支援により建設され、1974 年に運転を開始している。大きな問題として、導水路末端部の調圧水槽付近から、大量の漏水（ $0.9\text{m}^3/\text{sec}$ ）が発生し、

斜面から流出している。経済性が損なわれるのはもとより、長期間の放置は、斜面の安定に支障を来たす恐れもある。

電気設備については、1号機の調速機が障害を抱えており、同期並列時に渋滞を起こすことが多く、深夜停止させられない状態にある。また、この不具合により周波数調整用のガバナフリー運転は2号機によってのみ実施されている。本発電所の調速機の型式は古く、将来の周波数調整容量の増大を考慮すれば、1、2号機一括の調速機更新を検討すべきである。

(5) Polpitiya 発電所

カナダの支援により、1969年に建設された発電所である。

導水路トンネルの無巻部の表面剥離による、水車への土砂の混入が懸念されているが、現状では確認するまでに至っていない。

電気設備については、水車が振動および軸振れの問題を抱えており、2台共に1台当たりの出力が5、32および37.5MWの三段階でしか運転できない。振動問題については、本発電所の運用に大きな影響を与えていることから、詳細な調査の実施を推奨する。

開閉所機器・配電盤・調速機・ガイドベーンサーボモータ・運転監視制御盤および保護継電装置が2003年5月までに更新されており、運用に影響を及ぼすような顕著な不具合は発生していない。

9.2.2 増設計画の可能性

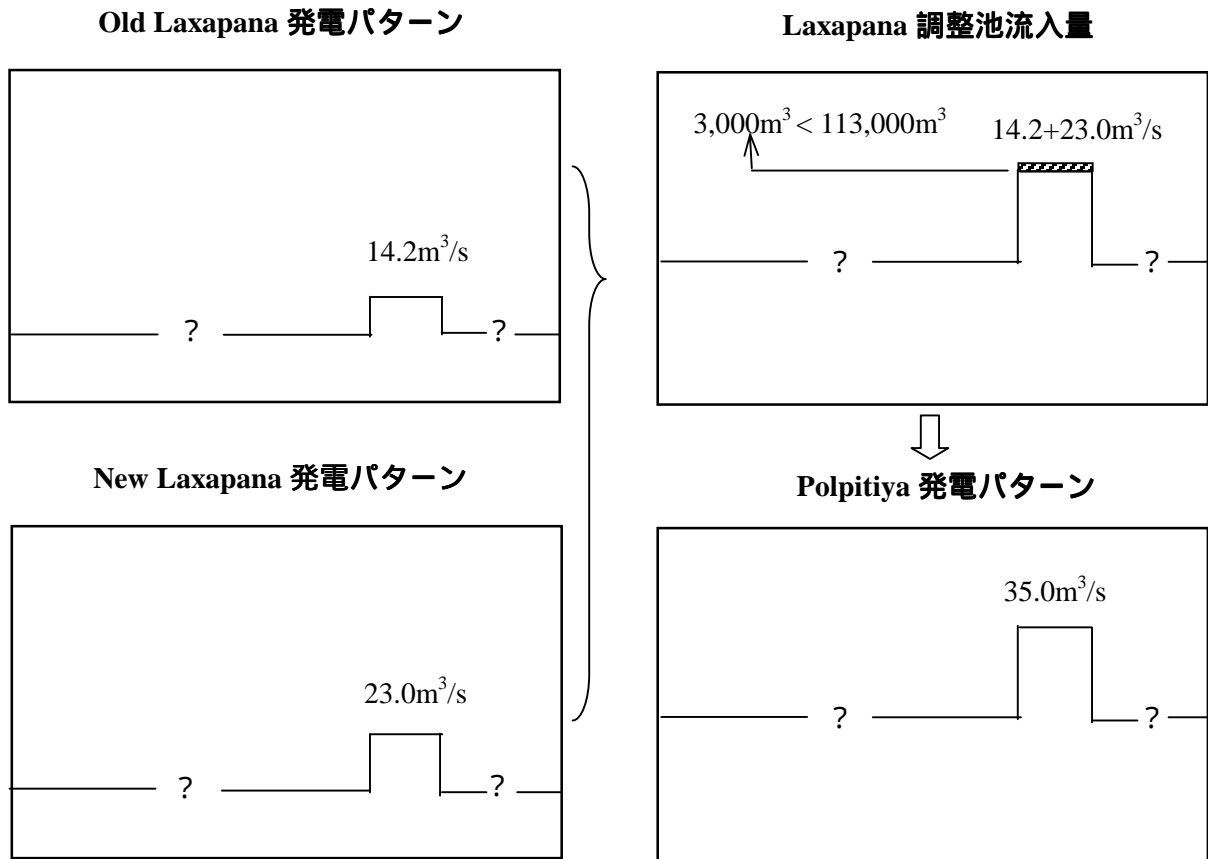
Kelani川の既設発電所のうち、設備利用率の高いOld Laxapana水力発電所、New Laxapana水力発電所およびPolpitiya水力発電所が、増設の可能性のある発電所と言える。増設の可能性を考えるに際して、これら3発電所の調整池、すなわちNorton調整池、Canyon調整池およびLaxapana調整池の有効調整池容量と、各発電所の最大使用水量を考慮する必要がある。

各調整池の有効容量および各発電所の最大使用水量については、CEB内部の資料においても、いろいろな数値が見られる。ここでは最も信頼できる値として、以下の値を用いて、議論を進めることとする。

調整池名	有効容量 (10 ⁶ m ³)	発電所名	最大使用水量 (m ³ /s)
Norton	0.245	Old Laxapana	14.2
Canyon	0.629	New Laxapana	23.0
Laxapana	0.113	Polpitiya	35.0

スリランカにおいて通常必要とされるピーク継続時間は、3~4時間と言われており、ここ

では安全サイドの4時間として考える。現状の典型的な3発電所の運転パターンを下記に示す。



上図に示す通り、現状の運転は、既設 Laxapana 調整池の調整能力の範囲内で行われていることがわかる。

何れの増設計画も、工事内容は既設の導水路をそのままにして、流速を上げることにより発電所使用水量を大きくするものであり、調圧水槽から下流の水圧管路、発電所等の設備の増設により対応するものである。

増設計画を考えると、理論的には以下の7通りが考えられる。

- Old Laxapana 単独
- New Laxapana 単独
- Polpitiya 単独
- Old Laxapana + New Laxapana
- Old Laxapana + Polpitiya
- New Laxapana + Polpitiya
- Old Laxapana + New Laxapana + Polpitiya

(1) Old Laxapana 単独増設

下流 Polpitiya 発電所をそのままにして Old Laxapana 発電所を増設する場合、Laxapana 調整池の有効容量からの制約、すなわち溢水を避けることのできる増設分は発電所の使用水量に換算すると、以下の通りとなる。

$((14.2 + Q_{OL}) + 23.0 - 35.0) \times 4 \text{ 時間} \times 60 \text{ 分} \times 60 \text{ 秒} = 113,000\text{m}^3$ 、 $Q_{OL} = 5.6\text{m}^3/\text{s}$
増分使用水量により水路内での増分摩擦損失を無視すると、 $Q_{OL} = 5.6\text{m}^3/\text{s}$ に相当する増設出力は概略以下の通り計算される。これは、理論的に計算される値であって、完璧な調整池運用が要求される。また、上流 Wimalasurendra 発電所の放流水と Norton 調整池の貯留水が無制限に供給されることを前提としている。

$$P_{OL} = 50\text{MW} \times \frac{5.6}{14.2} \cong 19.7\text{MW}$$

仮に、上流 Wimalasurendra 発電所が停止した場合に、既設発電所と増設発電所が同時に最大出力を出せるピーク継続時間は、以下のとおり計算される。

$$(14.2 + Q_{OL}) \times TP_{OL} \times 60 \text{ 分} \times 60 \text{ 秒} = 245,000\text{m}^3、TP_{OL} = 3.4 \text{ 時間}$$

(2) New Laxapana 単独増設

上記と同様に増設分を発電所の使用水量に換算すると、以下の通りとなる。

$$(14.2 + (23.0 + Q_{NL}) - 35.0) \times 4 \text{ 時間} \times 60 \text{ 分} \times 60 \text{ 秒} = 113,000\text{m}^3、Q_{NL} = 5.6\text{m}^3/\text{s}$$

$Q_{NL} = 5.6\text{m}^3/\text{s}$ に相当する増設出力は概略以下の通り計算される。これも、理論的に計算される値であって、完璧な調整池運用が要求される。また、上流 Canyon 発電所の放流水と Canyon 調整池の貯留水が無制限に供給されることを前提としている。

$$P_{NL} = 100\text{MW} \times \frac{5.6}{23.0} \cong 24.3\text{MW}$$

仮に、上流 Canyon 発電所が停止した場合に、既設発電所と増設発電所が同時に最大出力を出せるピーク継続時間は、以下のとおり計算される。

$$(23.0 + Q_{NL}) \times TP_{NL} \times 60 \text{ 分} \times 60 \text{ 秒} = 629,000\text{m}^3、TP_{NL} = 6.1 \text{ 時間}$$

(3) Polpitiya 単独増設

上流の Old Laxapana 発電所と New Laxapana 発電所の増設無しに Polpitiya 発電所を増設する場合を上記と同様に計算すると、増設分発電所の使用水量は、上流の 2 発電所の最大使用水量と Laxapana 調整池の容量から決まり、増設分を発電所の使用水量に換算すると、以下の通りとなる。これも、理論的に計算される値であって、完璧な調整池運用が要求される。また、上流 Old Laxapana 発電所あるいは New Laxapana 発電所の放流水と Laxapana 調整池の貯留水が無制限に供給されることを前提としている。

$$((35.0 + Q_{Po}) - 14.2 - 23.0) \times 4 \text{ 時間} \times 60 \text{ 分} \times 60 \text{ 秒} = 113,000\text{m}^3、Q_{Po} = 10.0\text{m}^3/\text{s}$$

$Q_{Po} = 10.0\text{m}^3/\text{s}$ に相当する増設出力は概略以下の通り計算される。

$$P_{Po} = 75\text{MW} \times \frac{10.0}{35.0} \cong 21.5\text{MW}$$

仮に、上流 Old Laxapana 発電所か New Laxapana 発電所、あるいは同時に両発電所が停止した場合に、既設発電所と増設発電所が同時に最大出力を出せるピーク継続時間は、以下のとおり計算される。

Old Laxapana 発電所が停止した場合

$$(35.0 + Q_{Po} - 23.0) \times TP_{Po} \times 60 \text{分} \times 60 \text{秒} = 113,000\text{m}^3, TP_{Po} = 1.4 \text{時間}$$

New Laxapana 発電所が停止した場合

$$(35.0 + Q_{Po} - 14.2) \times TP_{Po} \times 60 \text{分} \times 60 \text{秒} = 113,000\text{m}^3, TP_{NL} = 1.0 \text{時間}$$

同時に停止した場合

$$(35.0 + Q_{Po}) \times TP_{Po} \times 60 \text{分} \times 60 \text{秒} = 113,000\text{m}^3, TP_{NL} = 0.7 \text{時間}$$

(4) 単独増設計画

以上から単独で増設する場合、その規模は極めて限られている。また、Norton 調整池と Laxapana 調整池の有効容量が小さいことから、Old Laxapana 増設発電所と Polpitiya 増設発電所の自由度すなわちピーク発電が可能な時間も極めて限られている。単独で増設するとすれば、New Laxapana 発電所の増設計画も最も有望になる。

更に発電所運転の自由度とスケールメリットを得ようとする、シリーズの増設計画が有望になる。

(5) Old Laxapana と New Laxapana の同時増設計画

両発電所の発電放流水はいずれも Laxapana 調整池に入ることから、両発電所を同時に増設をすることは意味がない。

(6) Old Laxapana あるいは New Laxapana と Polpitiya の同時増設計画の比較

(1)から(4)で述べられたように、両案を比較すると、New Laxapana と Polpitiya の同時増設計画が明かに有利である。

(7) 3 発電所の同時増設計画

3 発電所の同時増設計画は、Old Laxapana と New Laxapana の同時増設計画と同様に意味がない。

9.2.3 New Laxapana と Polpitiya 発電所の同時増設計画

9.2.2 で述べたように、Kelani 川水系の既設 5 発電所の増設を考えた場合、New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所を同時に増設する案が最も有望である。1990 年に CEB がまとめ

たマスタープラン (Masterplan for the Electricity Supply of Sri Lanka) の中でも、大規模な増設計画としては、New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所のシリーズ増設計画に焦点を絞ってスタディがなされている。

このスタディの中には、他にも、スリランカ南部に流下する Kalu 川の最上流部から Mousakelle 貯水池に流域変更する案や、左右岸から Laxapana 調整池下流に流下する Maskeliya 川の 2 つの小支流からそれぞれ $0.3\text{m}^3/\text{s}$ 、 $0.2\text{m}^3/\text{s}$ を Laxapana 調整池に流域変更する案も提案されている。Mousakelle 貯水池への流域変更案は、全く異なる Kalu 川の下流水利権の問題や環境問題を内包していることから、今回のスタディの対象外とした。また、Laxapana 調整池導水案は、規模的には非常に小さいものであり、経済性が良いことが明かなので、これも今回のスタディの対象外とした。

今回は、マスタープランの中で検討されている増設計画諸元を基に、両発電所の同時増設計画の検討を以下の方針で実施した。

(1) 増設規模

増設規模については、マスタープランと同様に以下の通りとする。

項目	New Laxapana 増設	Polpitiya 増設
最大使用水量 (m^3/s)	15.6	23.2
有効落差 (m)	531	235
最大出力 (kW)	72,500	47,900

(2) 工事費

増設工事費については、マスタープランの結果をもとに、以下のように見直した。

1) 土木工事費

マスタープランでの 1990 時点工事費に、交換レートおよび物価上昇率の補正をかけ 2002 年時点工事費に修正した。物価補正率は、1.371 を用いた。

2) 水力機器費

マスタープランでの 1990 時点工事費を至近の類似プロジェクトから 2002 年時点工事費に見直した。

3) 電気機械設備費

電気機械設備については、物価上昇がほとんど無いことかた、マスタープランでの 1990 時点工事費をそのまま 2002 年時点工事とした。

4) 予備費

マスタープランでは、土木工事費には 10% の予備費が含まれており、その他の工事費は 10% を見込んでいる。今回は土木工事費については 10% を、それ以外の水

力機械、電気機械については5%を予備費として、土木工事費に含まれている予備費を外して、他の予備費と合算した。

5) 技術費（エンジニアリング・フィー）

マスタープランでは、土木工事費、水力機器費、電気機械設備費を合わせた直接工事費の8%を技術費としていたが、今回は13%とした。

6) 管理費

マスタープランでは、管理費を見込んでいなかったが、今回は直接工事費の2%とした。

マスタープランでの工事費と今回見直した工事費を下表に示す。

New Laxapana + Polpitiya 発電所増設計画工事費

(単位：千 US\$)

項目	マスタープラン (1990年時点)		今回見直し (2002年時点)		備考
	New Laxapana 増設計画	Polpitiya 増設計画	New Laxapana 増設計画	Polpitiya 増設計画	
土木工事費	4,780 ^{*1}	4,110 ^{*1}	5,960	5,130	*1 予備費 10% を含む *2 8% *3 13%
水力機器費	13,340	3,970	19,290	5,750	
電気機械費	24,840	19,460	24,840	19,460	
直接費合計	42,960	27,540	50,090	30,340	
合計	70,500		78,230		
技術費	5,640 ^{*2}		10,170 ^{*3}		
管理費	0		1,570		
予備費	6,170		4,369		
総合計	82,310		94,330		

(3) 電力量

ここでは、マスタープランで検討された値を用いることとする。New Laxapana 発電所増設計画と Polpitiya 発電所増設計画による年間増分電力量が 80GWh、有効出力（95%保証出力）が 107MW（New Laxapana 66MW、Polpitiya 41MW）とした。

(4) 経済性評価

経済性の評価は、Broadlands 発電計画と同一指標を用いて行った。即ち、増設発電所の便益は、代替火力発電所の建設費と燃料費を含む運転経費とした。代替となる火力発電所は、35MW 級のガス・タービンとした。

また、増設工事に伴い、既設発電所の運転を停止する必要があるが、その際は、既設設備の予備力の範囲で行う、すなわち既設発電所の運転停止を補うための新たな

設備は必要ないこととした。但し、停止期間中は代替火力発電所の焚き増し費用が発生することとし、35MW 級のガス・タービンの費用を計上した。

既設発電所の運転停止は、Polpitiya 発電所のケーブル・ダクトの移設のために初年度に半月、New Laxapana と Polpitiya 発電所増設に対応するための増設調圧水槽と既設調圧水槽の接続のために次年度にそれぞれ 3 ヶ月を見込んでいる。

経済性評価結果を Table 9.1 に示す。内部収益率 (EIRR) が 11.13%、B/C が 1.11 となっており、プロジェクトの実行を判断する上では、微妙なところである。

(5) 総合評価

New Laxapana と Polpitiya 発電所の同時増設計画は、経済性の面で微妙なところにあるが、更なる調査、スタディに際しては、以下の点に十分留意する必要がある。

- 増設に先立ち、既設 New Laxapana 発電所と Polpitiya 発電所の土木構造物の不具合を改善する必要がある。
- 増設工事に伴う既設発電所の運転停止が必要になることから、需給が逼迫している状況下で増設計画を実行するのは適切ではなく、タイミングを見極める必要がある。当然のことながら、既設発電所の運転停止に伴い新たに設備投資をするようでは、経済性が成り立たない。
- 既設発電所の運転停止が経済性に与える影響が非常に大きいことから、慎重な工事計画を立てる必要がある。

9.3 Mahaweli 川水系

9.3.1 既設水力発電所の現状

Mahaweli Complex は Mahaweli 川水系の上流部に位置し、Mahaweli 川本川及び支川の Kotmale 川と Amban 川に 6 つの既設水力発電所がある。Mahaweli 川水系の各発電所の主要諸元を以下に示す。

Mahaweli 川水系水力設備 (2002 年末)

Hydro Project	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Storage Capacity (MCM)	Commissioning
Victoria	210 (70 × 3)	769	42	721.2	#1: Jan. 85, #2: Oct. 84 #3 Sep. 84
Kotmale	201 (67 × 3)	494	28	172.6	#1: Apr. 85, #2,3: Feb.85
Randenigala	122 (61 × 2)	392	37	875.0	Jul.86
Ukuwela	38 (19 × 2)	172	52	1.2	#1: Jul.76, #2: Aug.76
Bowatenna	40 (40 × 1)	54	15	49.9	Jun.81
Rantambe	49 (24.5 × 2)	219	51	21.0	Jan.90
Total	660	2,100			

Mahaweli 川には上流から支川 Kotmale 川下流に位置する Kotmale 貯水池から導水し Mahaweli 川に放流する最大出力 201MW(67MW × 3)の Kotmale 発電所、Mahaweli 川 Polgolla 調整池から取水し Amban 川流域へ放流する最大出力 38MW (19MW × 2) の Uluwela 発電所、Victoria 貯水池、Randenigala 貯水池及び Rantambe 調整池とシリーズ式の貯水池および調整池に従属する最大出力 210MW(70MW × 3)の Victoria 発電所、最大出力 122MW(61MW × 2)の Randenigala 発電所及び最大出力 49MW(24.5MW × 2)の Rantambe 発電所がある。その他、支川 Amban 川には Ukuwela 発電所の下流の Bowatenna 調整池から導水し Amban 川に放流する最大出力 40MW (40MW × 1) の Bowatenna 発電所、Kotmale ダムの北側に Nilambe 小水力発電所がある。

Mahaweli 川流域の貯水池はいずれも灌漑を目的としており、特に Kotmale 貯水池の開発水量のほとんどは Amban 川下流の灌漑地域へ導水されている。

(1) Kotmale 発電所

本発電所の運転開始は 1985 年である。建設はスウェーデン政府の援助によっており、水車、発電機および変圧器など主要機器はスウェーデン製である。発電所内の保守状態は良好であり、顕著な不具合は発生していない。

(2) Victoria 発電所

運転開始は 1984 年である。発電所の機器については、顕著な不具合は発生していない。

本発電所には、現在と同規模の 70MW × 3 台の増設計画がある。発電所建屋の外には主機据付用 1 台分の増設スペースが既に用意されている。あとの 2 台については、設置場所の確保のために造成等が必要となる。

また、開閉所のスペースについても、現在送電線 3 回線数、発電機 3 回線の構成であるが、既設と同じ構成機器を使うことを前提にした場合、送電線 1 回線数、発電機 1 回線程度の増設は十分可能である。

(3) Randenigala 発電所

ドイツのコンサルタントによって設計・施工された発電所で、1988 年に運転開始している。主要機器は全て欧州製である。

部分負荷での水車（推定水車比速度 218、フランス）の振動が激しく、ダム水位と出力からなる運転領域曲線に従い運転されており、40MW 以下の運転はほとんど行われていない。振動対策としてのドラフト給気装置は装備していない。

その他の電気機器について顕著な不具合は発生していない。

(4) Rantambe 発電所

Randenigala 発電所と同様にドイツのコンサルタントによって設計・施工された発電所で、1990 年に運転開始している。主要機器は全て欧州製である。

水車の推定比速度は 347 とフランス水車としては上限ぎりぎりの設計であり、振動を避けるために Randenigala 発電所と同様に、ダム水位と出力からなる運転領域曲線に従い運転されている。CEB の認識としては、振動対策としての空気圧縮機を用いたドラフト給気装置を有していることから、Randenigala 発電所に比べ振動は少ないとしているが、15MW 以下の運転はほとんど行っていない。

その他の電気機器については、顕著な不具合は発生していない。

(5) Ukuwela 発電所

運転開始は 1976 年である。電気設備については、顕著な不具合は発生していない。

(6) Bowatenna 発電所

運転開始は 1981 年である。計画当初は 2 台の主機を設置する予定であったことから、発電所建屋および開閉所等への 2 台目増設は可能と考えられるが、現在増設の計画はない。

水車の推定比速度は 280 前後とフランス水車としては高い値であるが、ドラフト給気管（自然給気）が有効に働いており、振動、キャビテーション等の問題は発生していないとのことであった。

水車、発電機および主要変圧器は日本製で、機器については顕著な不具合は発生していない。

(7) Nilambe 発電所

台湾の援助により建設された発電所であり、水車、発電機および主要変圧器は台湾製である。運転開始は 1988 年で、機器については顕著な不具合は発生していない。

9.3.2 増設の可能性

Mahaweli 水系の既設水力発電所のうち、設備利用率の高い Ukuwela 発電所、Victoria 発電所及び Rantambe 発電所が、増設の可能性がある。これらの発電所のうち、Ukuwela 発電所は落差が低く、増設による出力増は最大 20MW 効果が少ないことから、ここでは検討外とする。Rantambe 発電所は下流の灌漑施設の取水の制約があり、現時点での増設は不可能である。従って、Mahaweli 川水系で増設可能性があり、効果が高く、実現可能性が高いのは Victoria 発電所のみである。

9.3.3 Victoria 発電所の増設

(1) 増設規模

Victoria 発電所は 1978 年に行われたフィジビリティスタディー当初から、増設が計画されており、Figure 9.2 に示すように、既設発電所に併設し取水口～導水路～水圧鉄管路～発電所を増設する計画となっている。増設規模は既設発電所と同規模の 210MW (70MW×3) で計画されている。約 5.4km のトンネルを新設する計画で、多額の建設費に見合う便益が必要であり、増設規模としては 2 台増設 140 MW (70MW×2) と 3 台増設 210 MW (70MW×3) が現実的であろう。

以下に増設規模を示す。

項目	単位	2 台増設案	3 台増設案
最大使用水量	m ³ /s	90	135
有効落差	m	190	190
増出力	MW	140	210
増設後の最大出力	MW	350 (210+140)	420 (210+210)

(2) 工事費

1978 年のフィジビリティスタディーの図面を基に数量を算出し、Samanalawewa 発電プロジェクト、類似プロジェクトを参考にして決定した工事単価を乗じて工事費を算定した。

1) 土木工事費

Samanalawewa 発電プロジェクトの 1990 時点契約単価から算出した工事単価に、交換レートおよび物価上昇率の補正をかけ 2002 年時点工事単価に修正した。物価

補正率は、1.371 を用いた。

2) 水力機器費

至近の類似プロジェクトを参考に単価を算出した。

3) 電気機械設備費

至近の類似プロジェクトを参考に単価を算出した。

4) 予備費

マスタープランでは、土木工事費には 20%の予備費が含まれており、その他の工事費は、10%を見込んでいる。今回は土木工事費については 10%を、それ以外の水力機械、電気機械については 5%を予備費として、土木工事費に含まれている予備費を外して、他の予備費と合算した。

5) 技術費（エンジニアリング・フィー）

マスタープランでは、土木工事費、水力機器費、電気機械設備費を合わせた直接工事費の 8%を技術費としていたが、今回は 13%とした。

6) 管理費

マスタープランでは、管理費を見込んでいなかったが、今回は直接工事費の 2%とした。マスタープランでの工事費と今回見直した工事費を下表に示す。

Victoria 発電所増設計画工事費

(単位：千 US\$)

項目	マスタープラン (1990 時点)	今回見直し (2002 時点)		備考
	3 台増設	2 台増設	3 台増設	
土木工事費	45,029 ^{*1}	30,090	43,910	*1 予備費 20%を 含む *2 予備費 20%を 含む *3 8% *4 13%
水力機器費	41,232 ^{*2}	22,780	34,170	
電気機械費	32,062 ^{*2}	26,090	39,140	
直接費合計	118,323	78,960	117,220	
技術費	9,466 ^{**3}	10,260 ^{*4}	15,240	
管理費	0	1,580	2,340	
予備費	0	5,450	8,040	
総合計	127,789	96,250	142,840	

(3) 電力量

マスタープランではかなりラフな計算が行われている為、水文解析により算定した日単位の流入量を用いて貯水池運用シミュレーションを行い、現状、2 台増設案、3 台増設案の発電電力量を算定した。以下に計算結果を示す。

項 目	単 位	現 状	2 台増設案	3 台増設案
最大出力（既設を含む）	MW	210	350	420
有効出力(95%保証出力)	MW	190	347	408
一次電力量	GWh	526	536	536
二次電力量	GWh	321	280	297
発電電力量計	GWh	847	816	833

(4) 経済性評価

Victoria 発電所増設の経済性評価は、Kelani 川 New Laxapana 及び Polpitiya 発電所と同様な手法を用いた。

Table 9.2 及び 9.3 にはそれぞれ 2 台増設案及び 3 台増設案の経済性評価結果を示す。2 台増設案の場合、内部収益率（EIRR）が 10.1%、B/C が 1.01、3 台増設案の場合、内部収益率が 10.9%、B/C が 1.08 となっており、いずれの案もプロジェクトの実行を判断する上では、微妙なところである。

(5) 総合評価

Victoria の増設は現時点では経済性の面からは微妙なところにある。しかしながら、Victoria 発電所は既に増設用の取水工が建設されており、増設に伴う既設発電所の運転停止も僅かであり、取水工建設に伴う貯水池の水位低下もなく、増設にあたっての制約はほとんどない。更に工事用道路及び作業横坑等の仮設備関係は既存のものを流用でき、施工上のメリットも大きい。

将来ピーク電源が不足し、代替電源の価格が高騰した際に再度検討する余地はある。その際、主に導水路トンネル等の土木施設や、水車・発電機設備等のコストダウンについて検討を行うことを推奨する。

9.4 Walawe 川水系

9.4.1 Samanalawewa 発電所

Walawe 水系の発電所で、1992 年運転開始の発電所である。水車は日本製、発電機および変圧器は欧州製である。

電気設備については、顕著な不具合は発生していない。

9.4.2 Samanalawewa 発電所の増設 (Stage II) の可能性

本発電所は、既設設備の建設時に将来の増設が計画されており、現在の 60MW × 2 台の発電設備に加えて、ピーク対応電源として同じ規模の 60MW × 2 台の発電機・水車を増設することが可能である。開閉所には空きベイが 2 箇所あるが、1 箇所は接続が難しい場所にあることから、2 台増設の場合は、GIS の使用などの検討が必要となる。

(1) Stage II 検討経緯

既設 Samanalawewa 発電所は、1985 年に実施された「Samanalawewa hydropower project」の検討結果を基に開発されてきた。この当初計画では、先に述べたように、既に段階開発が提案されており、stage I では、メインダム、導水路トンネル、調圧水槽、水圧鉄管路および 120MW の発電所が計画され、1992 年に運用を開始している。

1985 の当初計画では、stage II として、調圧水槽付近を流れる Diyawini 川にダムを設け、約 $0.9\text{m}^3/\text{s}$ の流量を取水し、調整圧水槽にて既設導水路トンネルに合流させた後、新たに設けた水圧鉄管路（既設導水路との接続部は stage I にて建設済み）にて既設発電所脇に新たな発電所を設け 120MW もしくは 60MW の増設を行う計画が立案されている。Diyawini 川調整池は取水設備だけでなく、ピーク運用の為の中間調整池として利用されるため、増設後も既設導水路トンネルの最大導水量は $42.0\text{m}^3/\text{s}$ （水車一台あたり最大 $21\text{m}^3/\text{s}$ ）のままである。

その後、2000 年 4 月にローカルコンサルタントの CECB によって行われた「Samanalawewa Hydro Power Project Feasibility of the Development of Stage II」（以後 Stage II FS Report という）では、Diyawini ダムを建設することなく、水圧鉄管路と 60MW 発電所の増設案を推奨している。この場合、既設導水路の最大導水量は $63\text{m}^3/\text{s}$ （ $42.0\text{m}^3/\text{s} + 21\text{m}^3/\text{s}$ ）となり、損失落差の増分は 8m と基準有効落差 332m に対し 2.5% 程度低下する。

更に 2000 年 10 月には GIBB により「Samanalawewa Hydropower Project Review of the Feasibility of the Development of Stage II Draft Review October 2000」（以後 Stage II FS Review Report という。）が CEB 宛てに提出されており、CECB の FS に対するレビューが行われている。それによると、Diyawini ダム無しで、水圧鉄管路と 120MW（60MW × 2）を増設する案を推奨している。この場合、既設導水路の最大導水量は $84\text{m}^3/\text{s}$ （ $42.0\text{m}^3/\text{s} + 42\text{m}^3/\text{s}$ ）となり、損失落差の増分は 18m で現行の基準落差に対し 5.5%

低下する。

(2) 増設規模

先に述べた Stage II FS Report では、Diyawini ダム建設のメリットはないと評価されている。ダム建設による発電電力量の増加が僅かであること、ダム無しでも出力増加可能であること、更にダムの建設費用が高額である等の理由から、この結論は変わることはないものと判断される。本検討では Stage II FS Report で推奨している Diyawini ダム無しで、発電機を 1 台増設する案と、Stage II FS Review Report で推奨している同じく Diyawini ダム無しで発電機を 2 台増設する案について検討を行う。Figure 9.3 に水圧鉄管路～発電所付近平面図を、以下に比較諸元を示す。

項目	単位	1 台増設案	2 台増設案
最大使用水量	m ³ /s	21	42
有効落差	m	332	325
増出力	MW	60	120
増設後の最大出力	MW	180 (120+60)	240 (120+120)

(3) 工事費

Stage II FS Report の増設案の工事費算定結果を基に以下のように見直した。

1) 土木工事費

Stage II FS Report の 2000 時点工事費に、物価上昇率の補正をかけ 2002 年時点工事に修正した。物価補正率は、1.050 を用いた。

2) 水力機器費

水力機器費については物価上昇が殆どないものと判断し、Stage II FS Report の工事費を採用した。

3) 電気機械設備費

電機機械設備費については物価上昇が殆どないものと判断し、Stage II FS Report の工事費を採用した。

4) 予備費

Stage II FS Report では予備費として直接工事費および技術費の 10% を計上していた。今回は土木工事費については 10% を、それ以外の水力機械、電気機械については 5% を予備費として計上した。

5) 技術費（エンジニアリング・フィー）

Stage II FS Report にはでは技術費として直接工事費の 11% 程度が計上されていた。今回は土木工事費、水力機器費、電気機械設備費を合わせた直接工事費の 13% を

技術費とした。

6) 管理費

マスタープランでは、管理費を見込んでいなかったが、今回は直接工事費の2%とした。Stage II FS Reportでの工事費と今回見直した工事費を下表に示す。

Samanalawewa 発電所増設計画工事費

(単位：千 US\$)

項目	Stage II FS Report (2000 時点)		今回見直し (2002 時点)		備考
	1 台増設	2 台増設	1 台増設	2 台増設	
土木工事費	5,266	7,460	5,500	7,800	*1: 11% *2: 13% *3: 2%
水力機器費	1,760	2,520	1,760	2,520	
電気機械費	22,170	41,300	22,170	41,300	
直接費合計	29,196	51,280	29,430	51,620	
技術費	3,212 ^{*1}	3,610 ^{*1}	3,800 ^{*2}	6,700 ^{*2}	
管理費	0	0	500 ^{*3}	1,000 ^{*3}	
予備費	3,241	3,620	1,700	2,900	
総合計	35,648	58,510	35,430	62,200	

(4) 電力量

水文解析により算定した日単位の流入量を用いて貯水池運用シミュレーションを行い、現状、1 台増設案、2 台増設案の発電電力量を算定した。以下に計算結果を示す。

項目	単位	現状	1 台増設案	2 台増設案
最大出力 (既設を含む)	MW	120	180	240
有効出力(95%保証出力)	MW	120	172	225
一次電力量	GWh	262	259	254
二次電力量	GWh	89	55	0
発電電力量計	GWh	351	314	254

(5) 経済性評価

Samanalawewa 発電所増設の経済性評価は、Kelani 川 New Laxapana 及び Polpitiya 発電所と同様な手法を用いた。

既設発電所の運転停止は、1 台増設案の場合、水圧鉄管路とトンネルの接続のための 1 ヶ月を初年度に見込み、停止期間中の代替電源はガスタービンと仮定し費用を計上した。2 台増設案の場合、新たに取水口を増設する必要があることから、取水口流入部の建設と既設トンネルの接続のための 3 ヶ月を初年度に見込み、代替電源は 1 台

案と同様の費用を計上した。

Table 9.4 及び 9.5 にはそれぞれ 1 台増設案及び 2 台増設案の経済性評価結果を示す。1 台増設案の場合、内部収益率 (EIRR) が 10.5%、B/C が 1.04、2 台増設案の場合、内部収益率が 11.4%、B/C が 1.13 となっている。経済性の面からはプロジェクトの実行を判断する上では微妙なところにある。

(6) 総合評価

Samanalawewa 発電所の増設は、経済性の面で微妙なところにあるが、更なる調査、スタディに際しては以下の点に十分配慮する必要がある。

- New Laxapana と Polpitiya 発電所の同時増設計画同様、増設工事に伴う既設発電所の運転停止が必要になることから、増設のタイミングを見極める必要がある。
- 発電機を増設することにより、既設導水路の流速はこれまでの 2.6m/s から 1 台増設案で 4.0m/s、2 台増設案で 5.3m/s まで増加する。揚水発電所等では 6m/s の流速の導水路トンネルもあるので、基本的に問題はないが、当初からこのような増設を考慮して建設されていないので、局所的には水理的問題を抱える可能性がある。加えて、流速増加に伴い、導水路トンネルの構造的な補強が必要になった場合はプロジェクトの実施可能性は極端に低くなることが予想される。
- スクリーンの振動問題を避ける為、取水口を新たに増設することとしたが、既設導水路トンネルとの接続部での水理現象が不確定であり、水理模型実験等により水理現象を確認する必要がある。
- ダウンサージによる負圧は導水路縦断線形を変更するが、貯水池運用水位を高く設定する以外に方法はなく、前者は多額のコストと発電停止を余儀なくされるため、貯水池運用水位を高く保つ方法を採用している。下流の灌漑放流に不足が生じた場合、貯水池運用水位を高く保てず、結果的に減電となる可能性は高い。
- 電力量計算結果からわかるように、2 台増設案は損失落差の増加の理由から発電電力量で約 100GWh 減少しており、売電収入は減少する。

**Table 9.1 Calculation of Economic Evaluation Indices
(New Laxapana + Polpitiya Expansion)**

(Unit: US\$1,000)

Year in order	Year	Cost			Total	Benefit		Total	Balance
		Construction & Replacement		Operation & Maintenance		Power Benefit	Energy Benefit		
		Hydropower Plant	Transmission Line						
0	2004	47,165		0	47,165	0	-1,318	-1,318	-48,483
1	2005	47,165		0	47,165	0	-17,858	-17,858	-65,023
2	1 2006			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
3	2 2007			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
4	3 2008			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
5	4 2009			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
6	5 2010			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
7	6 2011			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
8	7 2012			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
9	8 2013			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
10	9 2014			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
11	10 2015			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
12	11 2016			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
13	12 2017			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
14	13 2018			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
15	14 2019			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
16	15 2020			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
17	16 2021			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
18	17 2022			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
19	18 2023			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
20	19 2024			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
21	20 2025			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
22	21 2026			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
23	22 2027			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
24	23 2028			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
25	24 2029			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
26	25 2030			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
27	26 2031			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
28	27 2032			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
29	28 2033			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
30	29 2034			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
31	30 2035			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
32	31 2036			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
33	32 2037			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
34	33 2038			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
35	34 2039	47,165		943	48,108	8,805	5,714	14,519	-33,589
36	35 2040	47,165		943	48,108	8,805	5,714	14,519	-33,589
37	36 2041			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
38	37 2042			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
39	38 2043			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
40	39 2044			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
41	40 2045			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
42	41 2046			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
43	42 2047			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
44	43 2048			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
45	44 2049			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
46	45 2050			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
47	46 2051			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
48	47 2052			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
49	48 2053			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
50	49 2054			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
51	50 2055			943	943	8,805	5,714	14,519	13,576
Total		188,660	0	47,165	235,825	440,248	266,547	706,795	470,970

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value: 92,499 103,016 10,517

Internal rate of return (EIRR): 11.13%

B/C 1.11

**Table 9.2 Calculation of Economic Evaluation Indices
(Victoria : Two Units Expansion)**

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance
		Construction & Replacement	Operation & Maintenance	Total	Extension Benefit	Other Benefit	Total	
-1	2004	8,961	0	8,961	0	0	0	-8,961
1	2005	8,961	0	8,961	0	0	0	-8,961
2	2006	8,961	0	8,961	0	0	0	-8,961
3	2007	32,545	0	32,545	0	0	0	-32,545
4	2008	32,545	0	32,545	0	0	0	-32,545
5	1 2009		765	765	11,659	0	11,659	10,894
6	2 2010		765	765	11,659	0	11,659	10,894
7	3 2011		765	765	11,659	0	11,659	10,894
8	4 2012		765	765	11,659	0	11,659	10,894
9	5 2013		765	765	11,659	0	11,659	10,894
10	6 2014		765	765	11,659	0	11,659	10,894
11	7 2015		765	765	11,659	0	11,659	10,894
12	8 2016		765	765	11,659	0	11,659	10,894
13	9 2017		765	765	11,659	0	11,659	10,894
14	10 2018		765	765	11,659	0	11,659	10,894
15	11 2019		765	765	11,659	0	11,659	10,894
16	12 2020		765	765	11,659	0	11,659	10,894
17	13 2021		765	765	11,659	0	11,659	10,894
18	14 2022		765	765	11,659	0	11,659	10,894
19	15 2023		765	765	11,659	0	11,659	10,894
20	16 2024		765	765	11,659	0	11,659	10,894
21	17 2025		765	765	11,659	0	11,659	10,894
22	18 2026		765	765	11,659	0	11,659	10,894
23	19 2027		765	765	11,659	0	11,659	10,894
24	20 2028		765	765	11,659	0	11,659	10,894
25	21 2029		765	765	11,659	0	11,659	10,894
26	22 2030		765	765	11,659	0	11,659	10,894
27	23 2031		765	765	11,659	0	11,659	10,894
28	24 2032		765	765	11,659	0	11,659	10,894
29	25 2033		765	765	11,659	0	11,659	10,894
30	26 2034		765	765	11,659	0	11,659	10,894
31	27 2035		765	765	11,659	0	11,659	10,894
32	28 2036		765	765	11,659	0	11,659	10,894
33	29 2037		765	765	11,659	0	11,659	10,894
34	30 2038		765	765	11,659	0	11,659	10,894
35	31 2039		765	765	11,659	0	11,659	10,894
36	32 2040		765	765	11,659	0	11,659	10,894
37	33 2041	24,288	765	25,053	11,659	0	11,659	-13,394
38	34 2042	24,288	765	25,053	11,659	0	11,659	-13,394
39	35 2043		765	765	11,659	0	11,659	10,894
40	36 2044		765	765	11,659	0	11,659	10,894
41	37 2045		765	765	11,659	0	11,659	10,894
42	38 2046		765	765	11,659	0	11,659	10,894
43	39 2047		765	765	11,659	0	11,659	10,894
44	40 2048		765	765	11,659	0	11,659	10,894
45	41 2049		765	765	11,659	0	11,659	10,894
46	42 2050		765	765	11,659	0	11,659	10,894
47	43 2051		765	765	11,659	0	11,659	10,894
48	44 2052		765	765	11,659	0	11,659	10,894
49	45 2053		765	765	11,659	0	11,659	10,894
50	46 2054		765	765	11,659	0	11,659	10,894
51	47 2055		765	765	11,659	0	11,659	10,894
52	48 2056		765	765	11,659	0	11,659	10,894
53	49 2057		765	765	11,659	0	11,659	10,894
54	50 2058	-27,757	765	-26,992	11,659	0	11,659	38,651
Total		140,549	36,720	177,268	0	559,624	0	382,356

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value:	70,662	71,646	64,758
Internal rate of return (EIRR):			10.1%
B/C			1.01

**Table 9.3 Calculation of Economic Evaluation Indices
(Victoria : Three Units Expansion)**

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance	
		Construction & Replacement	Operation & Maintenance	Total	Extension Benefit	Other Benefit	Total		
-1	2004	13,219	0	13,219	0	0	0	-13,219	
1	2005	13,150	0	13,150	0	0	0	-13,150	
2	2006	13,150	0	13,150	0	0	0	-13,150	
3	2007	48,527	0	48,527	0	0	0	-48,527	
4	2008	48,527	0	48,527	0	0	0	-48,527	
5	1 2009		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
6	2 2010		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
7	3 2011		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
8	4 2012		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
9	5 2013		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
10	6 2014		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
11	7 2015		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
12	8 2016		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
13	9 2017		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
14	10 2018		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
15	11 2019		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
16	12 2020		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
17	13 2021		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
18	14 2022		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
19	15 2023		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
20	16 2024		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
21	17 2025		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
22	18 2026		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
23	19 2027		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
24	20 2028		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
25	21 2029		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
26	22 2030		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
27	23 2031		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
28	24 2032		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
29	25 2033		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
30	26 2034		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
31	27 2035		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
32	28 2036		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
33	29 2037		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
34	30 2038		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
35	31 2039		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
36	32 2040		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
37	33 2041	36,435	1,136	37,571	18,479	0	18,479	-19,092	
38	34 2042	36,435	1,136	37,571	18,479	0	18,479	-19,092	
39	35 2043		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
40	36 2044		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
41	37 2045		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
42	38 2046		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
43	39 2047		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
44	40 2048		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
45	41 2049		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
46	42 2050		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
47	43 2051		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
48	44 2052		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
49	45 2053		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
50	46 2054		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
51	47 2055		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
52	48 2056		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
53	49 2057		1,136	1,136	18,479	0	18,479	17,343	
54	50 2058	-41,640	1,136	-40,504	18,479	0	18,479	58,983	
Total		209,442	54,530	263,972	0	886,989	0	886,989	623,017

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value:	104,881	113,557	106,080
Internal rate of return (EIRR):			10.9%
B/C			1.08

**Table 9.4 Calculation of Economic Evaluation Indices
(Samalalawewa : One Unit Expansion)**

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance	
		Construction & Replacement	Operation & Maintenance	Total	Extension Benefit	Other Benefit	Total		
-1	2004	6,644	0	6,644	0	0	0	-6,644	
1	2005	3,725	0	3,725	0	0	0	-3,725	
2	2006	27,655	0	27,655	0	0	0	-27,655	
3	1 2007	0	321	321	4,611	0	4,611	4,290	
4	2 2008	0	321	321	4,611	0	4,611	4,290	
5	3 2009		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
6	4 2010		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
7	5 2011		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
8	6 2012		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
9	7 2013		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
10	8 2014		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
11	9 2015		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
12	10 2016		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
13	11 2017		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
14	12 2018		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
15	13 2019		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
16	14 2020		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
17	15 2021		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
18	16 2022		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
19	17 2023		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
20	18 2024		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
21	19 2025		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
22	20 2026		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
23	21 2027		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
24	22 2028		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
25	23 2029		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
26	24 2030		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
27	25 2031		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
28	26 2032		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
29	27 2033		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
30	28 2034		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
31	29 2035		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
32	30 2036		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
33	31 2037		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
34	32 2038		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
35	33 2039		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
36	34 2040	13,424	321	13,745	4,611	0	4,611	-9,134	
37	35 2041	13,424	321	13,745	4,611	0	4,611	-9,134	
38	36 2042		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
39	37 2043		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
40	38 2044		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
41	39 2045		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
42	40 2046		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
43	41 2047		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
44	42 2048		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
45	43 2049		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
46	44 2050		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
47	45 2051		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
48	46 2052		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
49	47 2053		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
50	48 2054		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
51	49 2055		321	321	4,611	0	4,611	4,290	
52	50 2056	-15,342	321	-15,021	4,611	0	4,611	19,632	
Total		49,530	16,037	65,567	0	230,541	0	230,541	164,974

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value: 32,941 34,347 40,476

Internal rate of return (EIRR): 10.5%

B/C 1.04

**Table 9.5 Calculation of Economic Evaluation Indices
(Samanalawewa : Two Units Expansion)**

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Benefit			Balance	
		Construction & Replacement	Operation & Maintenance	Total	Extension Benefit	Other Benefit	Total		
-1	2004	8,903	0	8,903	0	0	0	-8,903	
1	2005	27,880	0	27,880	0	0	0	-27,880	
2	2006	27,460	0	27,460	0	0	0	-27,460	
3	1 2007	0	542	542	8,635	0	8,635	8,093	
4	2 2008	0	542	542	8,635	0	8,635	8,093	
5	3 2009		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
6	4 2010		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
7	5 2011		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
8	6 2012		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
9	7 2013		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
10	8 2014		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
11	9 2015		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
12	10 2016		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
13	11 2017		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
14	12 2018		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
15	13 2019		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
16	14 2020		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
17	15 2021		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
18	16 2022		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
19	17 2023		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
20	18 2024		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
21	19 2025		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
22	20 2026		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
23	21 2027		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
24	22 2028		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
25	23 2029		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
26	24 2030		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
27	25 2031		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
28	26 2032		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
29	27 2033		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
30	28 2034		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
31	29 2035		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
32	30 2036		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
33	31 2037		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
34	32 2038		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
35	33 2039	23,377	542	23,918	8,635	0	8,635	-15,284	
36	34 2040	23,377	542	23,918	8,635	0	8,635	-15,284	
37	35 2041		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
38	36 2042		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
39	37 2043		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
40	38 2044		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
41	39 2045		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
42	40 2046		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
43	41 2047		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
44	42 2048		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
45	43 2049		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
46	44 2050		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
47	45 2051		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
48	46 2052		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
49	47 2053		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
50	48 2054		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
51	49 2055		542	542	8,635	0	8,635	8,093	
52	50 2056	-13,358	542	-12,816	8,635	0	8,635	21,451	
Total		97,639	27,082	124,720	0	431,729	0	431,729	307,009

In the condition of a discount rate of 10 %:

Present value:	57,159	64,320	75,331
Internal rate of return (EIRR):			11.4%
B/C			1.13

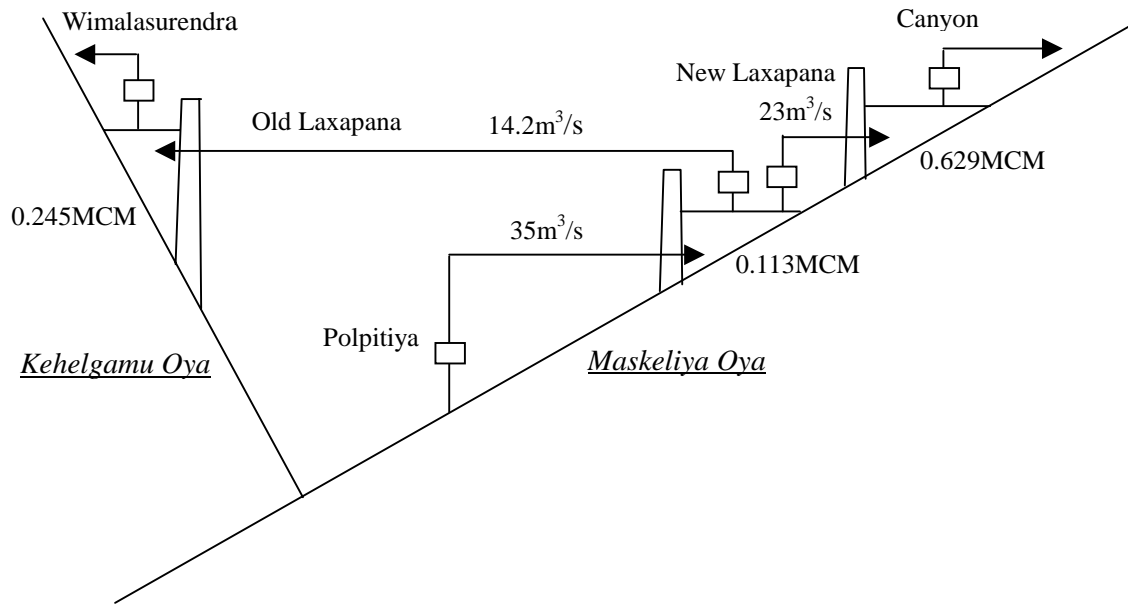
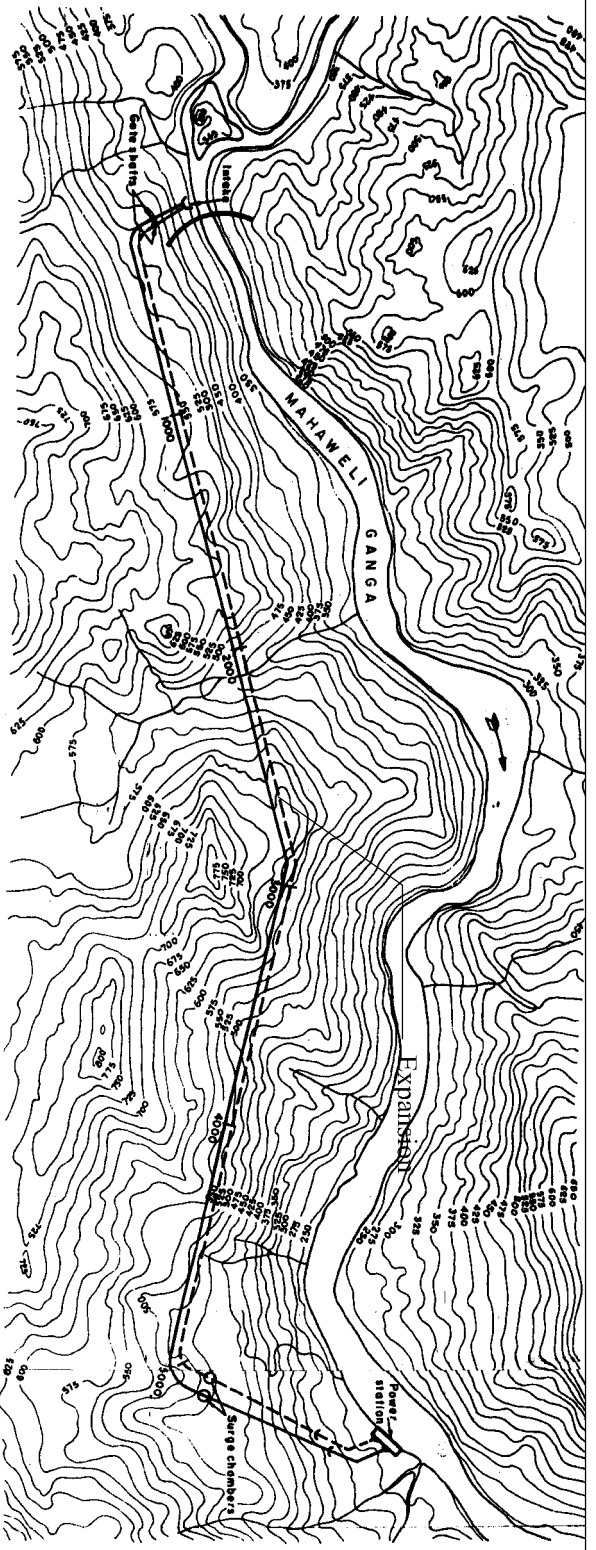
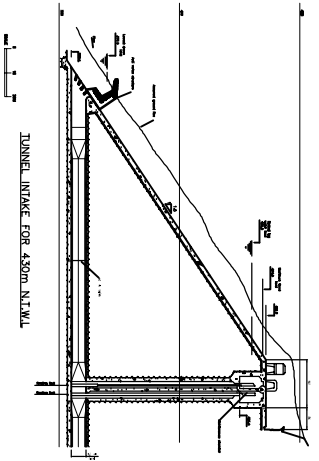
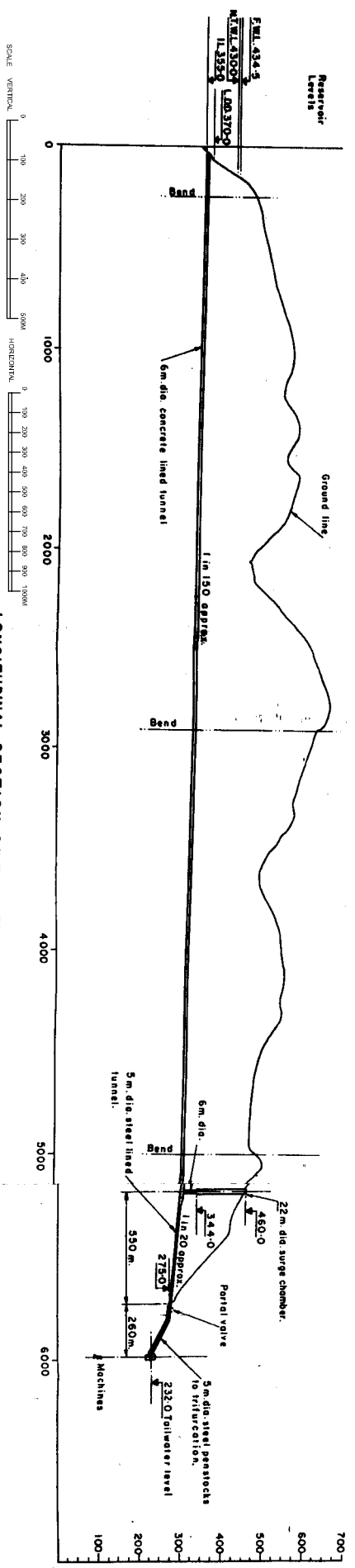


Figure 9.1 Generating Scheme of the Laxapana Complex



Surge chambers approx. 90m centre to centre
 Tunnel surge radius 60m/min
 Tunnels 330m apart centre to centre.



LONGITUDINAL SECTION OF TUNNEL

Figure 9.2 Plan and Profile of Victoria Hydropower Station

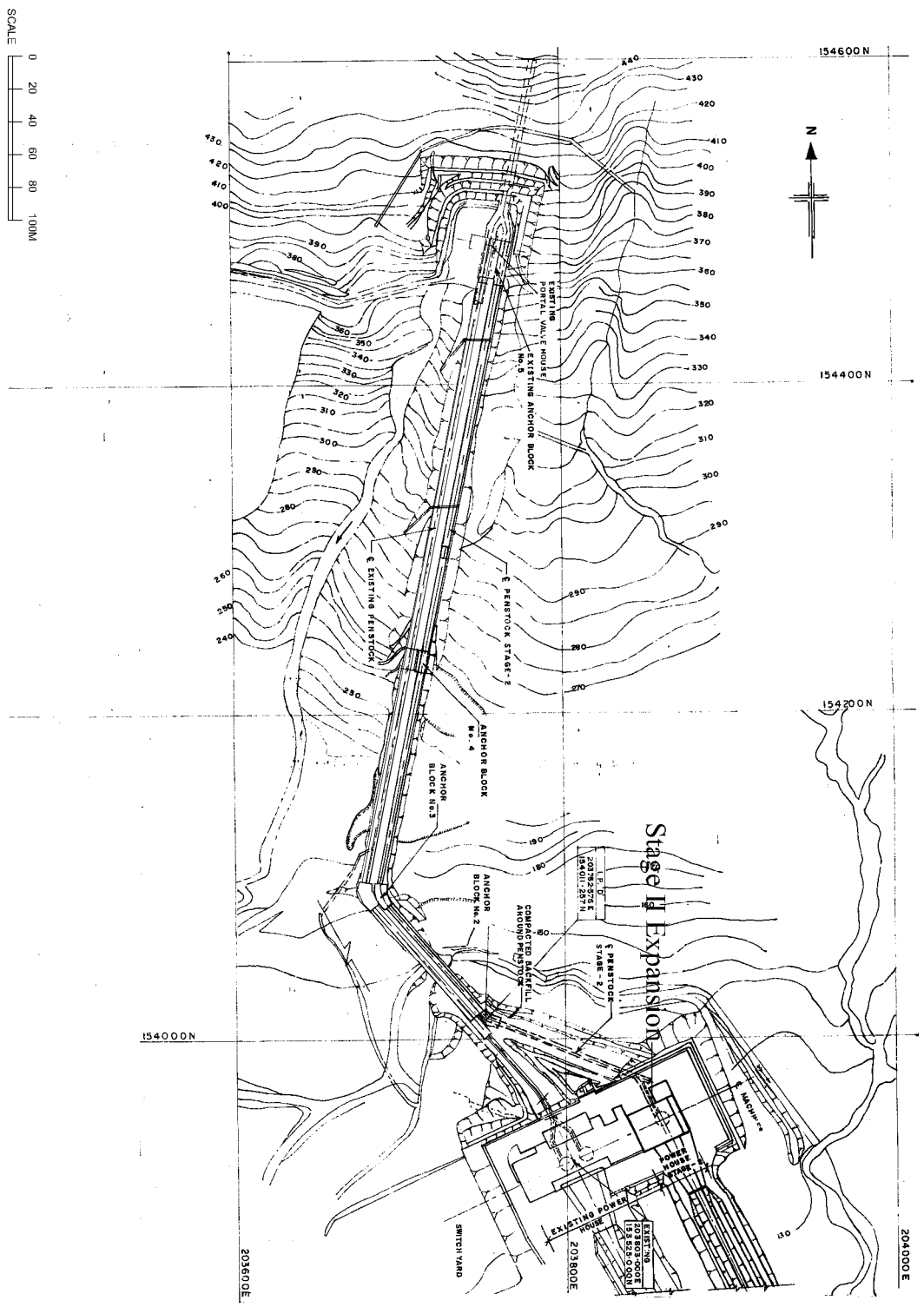


Figure 9.3 Plan of Samanalawewa Hydropower Station

Part III

Broadlands 水力発電計画

10. Broadlands プロジェクトの 水文解析

10. Broadlands プロジェクトの水文解析

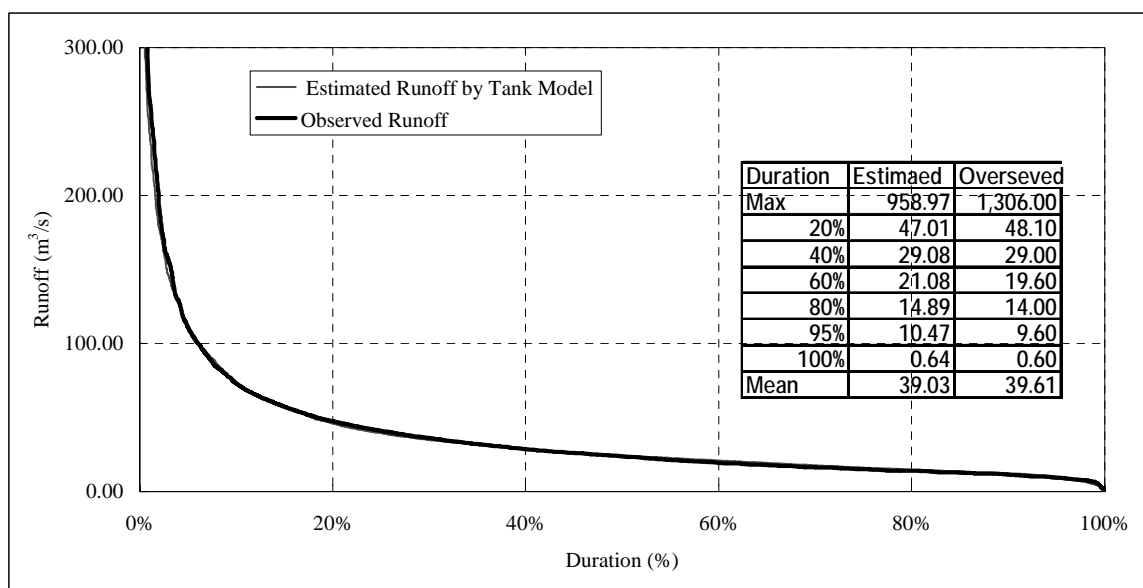
10.1 低水解析

10.1.1 タンクモデルによる自然流量の推定

流量資料検証の結果、Broadlands 地点の低水流量は Kitulgala 流量観測所の流量記録を基本とすることとした。詳細については Appendix I-A 参照。しかしながら、Kelani 川流域の個々の貯水池や調整池の流量を推定するためには Kitulgala 観測流量だけでは不可能であることから、低水流出解析により主要地点の自然流入量（貯水池等により調整されていない流量）を推定した。Mousakelle 貯水池および Kitulgala 流量観測所地点の自然流入量は観測流量を基にパラメータを同定したが、Castlereigh 貯水池地点では観測流量がない理由から、Mousakelle 貯水池地点で同定したパラメータを用い、Castlereigh 貯水池流域の流域平均降雨量にて貯水池自然流入量を推定した。

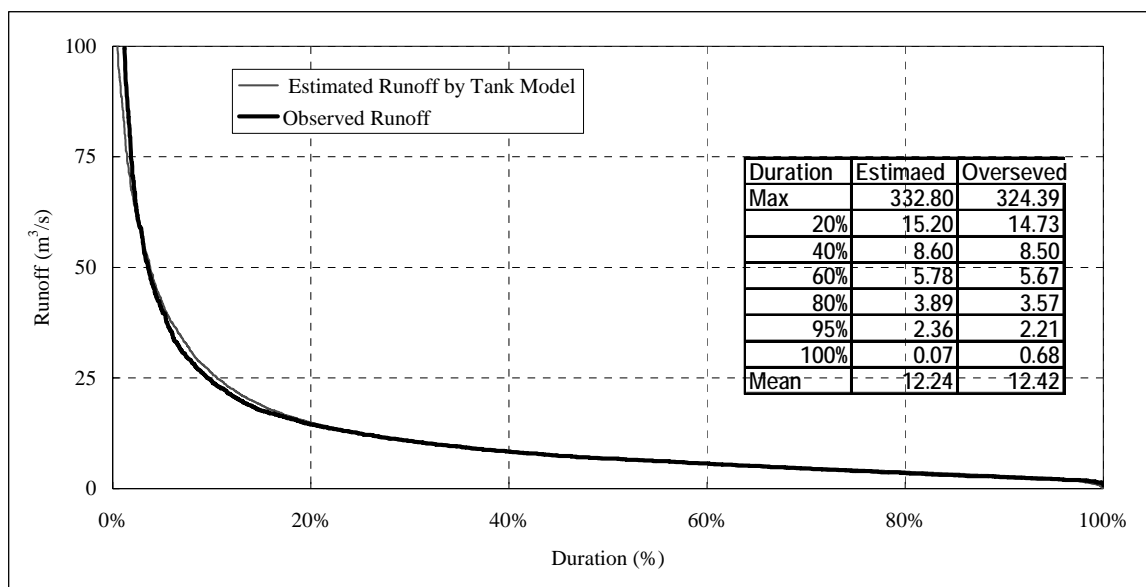
以下に、タンクモデルによる自然流入量算定結果と観測流量の対比を示す。

(1) Kitulgala 測水所地点



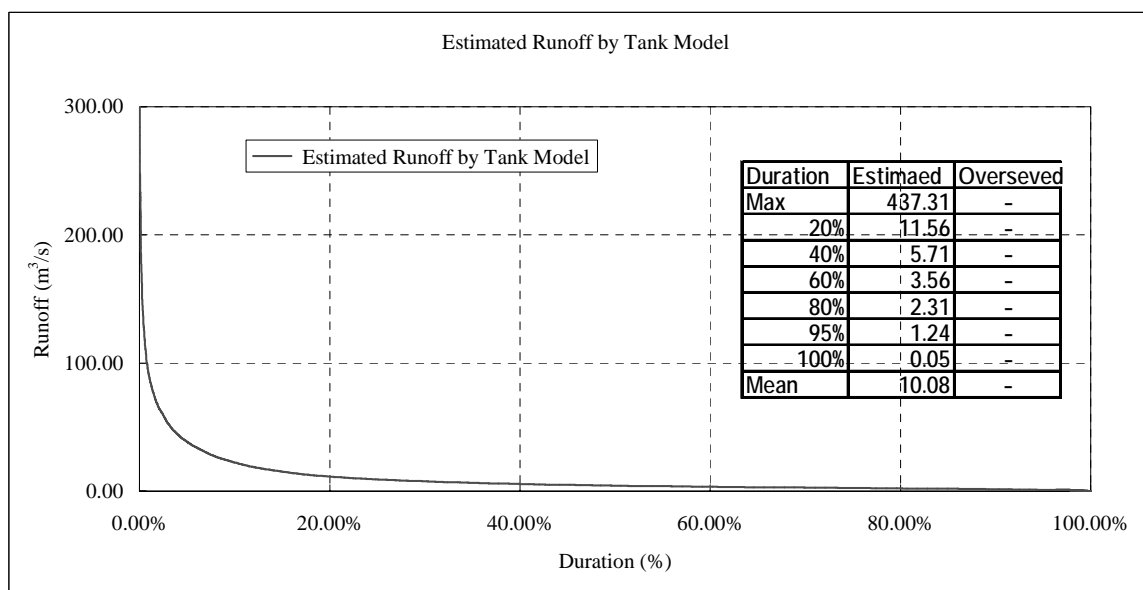
タンクモデルによる流出解析結果 (Kitulgala GS 地点)

(2) Mousakelle 測水所地点



タンクモデルによる流出解析結果 (Mousakelle GS 地点)

(3) Castlereigh 貯水池地点 (パラメータは Mousakelle と同様のものを使用)



タンクモデルによる流出解析結果 (Castlereigh 貯水池地点)

10.1.2 Broadlands 計画地点の低水流量の推定

(1) 検討方針

Broadlands 地点の近傍にある Kitulgala 測水所の上流には Mousakelle 貯水池と Castlereigh 貯水池があり、1968 年の Mousakelle ダム建設後の同測水所における観測流量は Mousakelle 貯水池による人為的な運用の影響を受けている。更に、Castlereigh 貯水池の下流の Kehelgamu 川 Norton 調整池から Old Laxapana 発電所を経て

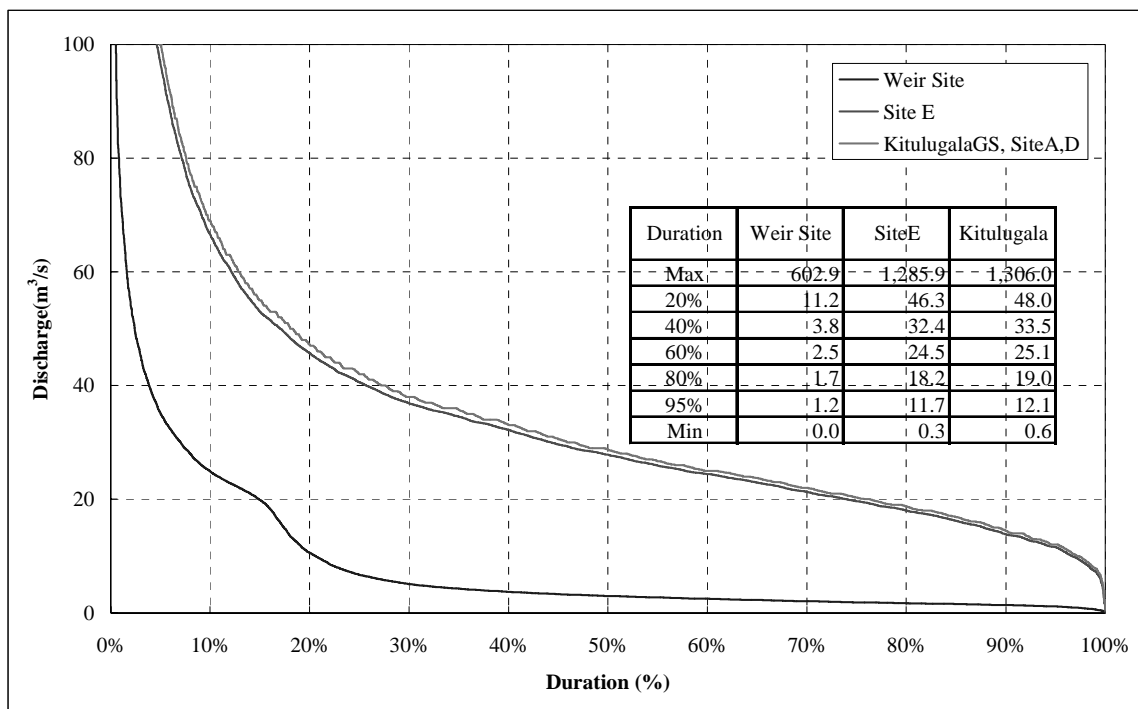
Maskeliya 川へ毎秒 14.42 m³/s 導水されている。一方、Mousakelle、Castlereigh 両貯水池および Kelani 川水系の各発電所の日流量記録は計測されていない。このような状況下で Maskeliya 川に計画されているダム候補地 (Site E) と Kehelgamu 川計画されている取水堰候補地 (Weir Site) での河川流入量を推定するためには、Castlereigh 貯水池からの放流量を含む Kehelgamu 川の流量をシミュレーションにより求める必要がある。

上記事項を踏まえ、Broadlands 取水堰候補地点の流入量を推定した。結果の要約を以下に示す。

Broadlands 取水地点候補地点の月別平均流入量

Site	CA (km ²)	type	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep
Kitulgala GS Site	388	Rain (mm)	380	311	184	102	108	184	306	355	396	330	275	301
		Runoff (m ³ /s)	56.4	44.4	27.8	21.9	19.6	20.1	22.9	41.7	63.4	55.4	50.2	50.8
Dam Site A, D	388	Rain (mm)	380	311	184	102	108	184	306	355	396	330	275	301
		Runoff (m ³ /s)	56.4	44.4	27.8	21.9	19.6	20.1	22.9	41.7	63.4	55.4	50.2	50.8
Dam Site E	201	Rain (mm)	429	331	186	103	112	193	327	418	494	410	348	367
		Runoff (m ³ /s)	42.7	36.2	22.7	18.3	16.2	15.2	13.9	31.8	50.3	41.2	37.4	45.1
Weir Site	176	Rain (mm)	397	348	215	119	122	207	335	354	401	339	281	299
		Runoff (m ³ /s)	12.7	7.3	4.8	3.2	3.2	5.1	9.1	9.2	11.9	13.8	12.3	13.1

(注) 1950年10月～1998年9月迄の48年間のKitulgala 流量観測所の流量資料に基づく。



Broadlands 取水地点候補地点の流況曲線図

10.2 洪水解析

10.2.1 検討方針

取水ダムのご設計洪水量は、以下に示す計算により算定されたピーク流量の内、最大のものを採用する。また、取水堰候補地の設計洪水流量は、以下に示す、流出解析及び確率ピーク流量解析により算定されたピーク流量の内、最大のものを採用し、クリーガー比流量解析の結果は参考値とする。

- 洪水流出解析
- 確率ピーク流量解析
- クリーガー比流量解析

スリランカにおける建設中および計画中の水力開発プロジェクトでは、取水ダムのご設計洪水量として 10,000 年確率ピーク流量を、取水堰のご設計洪水量として 1,000 年確率ピーク流量を採用している。本検討でもこれらの実績に従って、取水ダムのご洪水規模を 10,000 年確率、取水堰地点のご洪水規模を 1,000 年確率に設定する。

スリランカにおける水力地点の取水ダム設計洪水規模

プロジェクト名	取水ダム	取水堰	備考
Bowatenna	1,000 年確率洪水	該当なし	運用中
Kukule 水力発電所	10,000 年確率洪水	該当なし	運転中
Upper Kotmale 水力発電所	10,000 年確率洪水	1,000 年確率洪水	計画中
Broadlands 水力計画 (1986 年 FS)	10,000 年確率洪水	1,000 年確率洪水	計画中

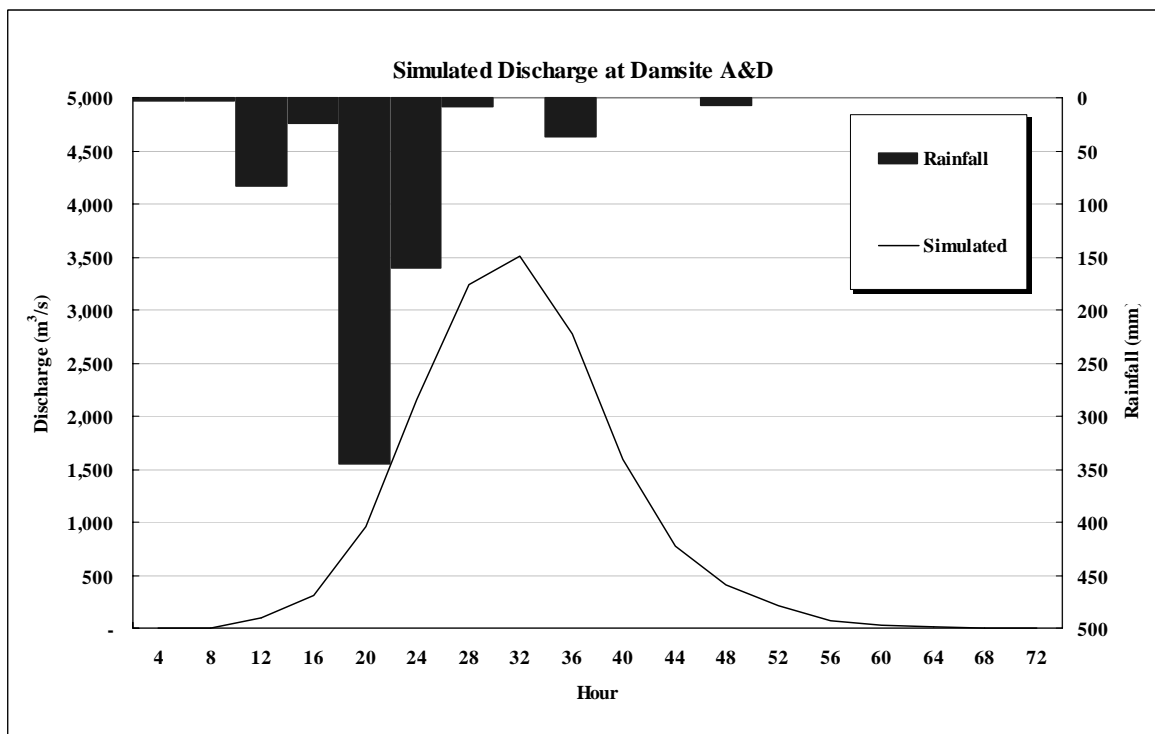
10.2.2 Broadlands 計画地点の設計洪水流量の推定

(1) 洪水流出解析結果

洪水流出解析は、アメリカ陸軍工兵隊によって開発された流出解析プログラムである HEC-HMS を用いて計算を行なった。HEC-HMS の流出モデルは単位図法と特選曲線法があり、多くのパラメータを必要とする特性曲線法は、今回の検討のように得られた洪水記録の少ない場合、パラメータの同定が難しく、不適と判断される。一方、単位図法は僅か 2 つのパラメータを必要とし、比較的容易にパラメータを同定もしくは推定できる。以上から、洪水流出モデルとして単位図法を採用し、洪水流出解析を行った（詳細は Appendix I-A 参照）。以下に、各流域の流出解析結果の要約と一例を示す。

単位図法による流出解析結果（単位：m³/sec）

Return Period	Damsite A,D	Damsite E	Weir Site
50 year	1,738	1,007	824
100 year	1,960	1,095	929
200 year	2,182	1,187	1,187
1,000 year	2,682	1,397	1,297
10,000 year	3,514	1,667	



流出解析結果（Damsite A and D）

(2) 確率洪水流量解析結果

Kitulgala 流量観測所における 1948 年～1985 年までに年最大ピーク流量について、確率処理を行なった。結果の要約を以下に示す。

Kitulgala GS 及び取水設備候補地点の確率ピーク流量 (単位 : m³/sec)

Return Period	Kitulgala GS	Damsite A and D	Damsite E	Weir Site
Catchment Area (km ²)	388	388	201	176
Annual Rainfall (mm)	3,232.4	3,232.4	3,717.4	3,127.6
50year	1,810	1,810	964	774
100year	2,054	2,054	1,064	884
200year	2,307	2,307	1,167	998
1,000year	2,931	2,931	1,431	1,304
10,000year	3,927	3,927	1,761	

(3) クリーガー比流量解析結果

クリーガー係数は一般に 30～100 の値を採り、以下に示すスリランカでの設計事例によると、流域面積 400km² で C = 80、200km² で C = 60 程度の値となっている。以下に検討結果を示す。

クリーガピーク流量

項目	Damsite A, D	Damsite E	Weir Site
流域面積 (km ²)	388	201	176
クリーガー係数 C	80	60	60
ピーク流量 (m ³ /sec)	3,650	1,902	1,761

(4) 設計洪水量の決定

以下に各確率年におけるピーク流量を示す。

ダムサイト A および D の設計洪水量は、10,000 年確率ピーク流量解析の結果を採用し、3,930m³/s、ダムサイト E の設計洪水量はクリーガー比流量解析の結果を採用し、1,910m³/s を採用した。取水堰サイトの設計洪水量は 1,000 年確率ピーク流量の 1,310m³/s を採用した。

Peak Discharge at Kitulgala GS site (Site A and D, CA = 388km²)

Return Period	50	100	200	1,000	10,000
by Unit Hydrograph	1,738	1,960	2,182	2,682	3,514
by Frequency analysis of Peak flow	1,810	2,054	2,307	2,931	3,927
by Creager's Equation	3,650				
Adopted	1,810	2,060	2,310	2,940	3,930

Peak Discharge at Maskeli Oya (Site E, CA = 201km²)

Return Period	50	100	200	1,000	10,000
by Unit Hydrograph	1,007	1,095	1,187	1,397	1,667
by Frequency analysis of Peak flow	964	1,064	1,167	1,431	1,761
by Creager's Equation	1,902				
Adopted	1,010	1,100	1,190	1,440	1,910

Peak Discharge at Kehelgamu Oya (Site E, CA = 176km²)

Return Period	50	100	200	1,000
by Unit Hydrograph	824	929	1,187	1,297
by Frequency analysis of Peak flow	774	884	998	1,304
by Creager's Equation	1761			
Adopted	830	930	1,190	1,310

10.2.3 工事期間中の確率洪水流量

工事期間中の確率洪水流量は、一般的に確率洪水流量解析による。現時点で工事期間中の確率洪水規模確定していないが、概ね2年～50年確率の値を採る。

Kitulgala 流量観測所地点における確率洪水流量解結果は Table 5 に示すとおりであり、この結果に流域面積比、流域平均降雨量比を乗じて対象地点の確率洪水流量を算定した。算定方法は 4.2 (4)参照。

以下に検討結果の要約を示す。

工事期間中の確率洪水流量

Item	Kitulgala GS Site	Dam Site A & D	Dam Site E	Weir Site	
Catchment Area (km ²)	388	388	201	176	
Annual Rainfall (mm)	3,232.4	3,232.4	3717.4	3127.6	
Return Period	2	700	700	420	310
	5	1,030	1,030	620	460
	10	1,270	1,270	760	560
	20	1,500	1,500	900	660
	30	1,640	1,640	980	720
	50	1,810	1,810	1,080	800

10.3 流入土砂量の推定

計画土砂流入量は、1) 既往の実測及び設計事例、2) 実測値からの推定及び 3) 経験式の結果を踏まえ決定した。詳細は Appendix I-A 参照。

検討の結果を以下に示す。Broadlands 地点の年流入土砂量の推定値は約 200 ~

600m³/km²/year の範囲にある。一方、Upper Kotmale、Kukule 等の調整池では計画流入土砂量としてそれぞれ、180, 320m³/km²/year を採用している。一般に、流入土砂量は実績値ベースで決定されており、経験式はその範囲を確認する目的で利用されている。本検討に於いてもこれに習い、計画流入土砂量として Kukule 発電所の調整池計画流入土砂量に多少の余裕を見込み 350 m³/km²/year を採用した。

計画流入土砂量

項目	流入土砂量 (m ³ /km ² /year)	備考
既往の実測・設計事例	200 to 350	
実測値からの推定	500	500m ³ /km ² /yearを上限とする。
経験式による推定	176 to 598	
採用値	350	

11. Broadlands プロジェクトの 地質と地震

11. Broadlands プロジェクトの地質と地震

11.1 Broadlands 計画地点の地質

11.1.1 既存調査

(1) 既存地質調査

Broadlands 計画地点の既存地質調査は以下の通りである（表 11.1 参照）。

- 1960 年：ボーリング調査 24 孔
- 1983/1984 年：ボーリング調査 24 孔、地質地表踏査
- 1986 年：フィージビリティ調査（F/S）、ボーリング調査 10 孔、空中写真判読
- 1986～1988 年：スリランカ国の電源供給のマスタープラン調査（M/S）

(2) 既存報告書の基礎岩盤の工学的評価基準

岩級区分

F/S（1986）では基盤の風化を基準として定性的に、風化土、強風化岩、および弱風化岩～新鮮な岩盤に3区分している。また、M/S（1988）ではRMR法によりI～Vまで5段階に分類している。

透水性

基盤の透水性はルジオン値による評価が行われている。

(3) 調査レビュー結果

既存調査のレビュー結果を下表に示す。

Items	Description	Quantities of Existing Survey
Proposed dam site E /Resavoir	Site condition is favorable. However, the bedrock of dam site E and right bank of reservoir is intercalated with karstic limestone lenses that may provide water leakage paths.	No Boring holes at dam axis Ground mapping
Intake tunnel	The grater part of the tunnel is inferred to be in sound rock except the end of the tunnel.	Two boring holes (BB 8, BW4)
Cut-and-cover Conduit	Boulders with clayly sand cover the surface of the cut-and-cover conduit.	-
Main tunnel	80% of tunnel section can be driven through very good quality rock mass. Eight fracture zone within 30 m thick were estimated.	Two boring holes (BB16, BB17)
Surge chamber /Penstock tunnel	Completely weathered rocks of about 20 meters thick cover this hill.	Three boring holes (BB17, BB19, BB20)
Power house	About 2 m overburden and 6 m of moderately to highly weathered rock.	One boring hole (BB 21)
Tailrace	Talus deposits, weathered rock and sound rock	-
Weir site(Kehelgamu Oya)	Site condition is favorable.	-
Connection Tunnel	Almost tunnel section can be driven through good quality rock mass. Two fracture zone and a highly weathered limestone zone were estimated.	One boring hole (BB15)
Concrete aggregates	No description	-

11.1.2 調査地域の地形・地質

(1) 調査位置

Broadlands 計画地点はコロンボ市から約 50km 東方の中央高地内に位置する。この計画の対象河川である Kelani 川の支流 Maskeliya 川と Kehelgamu 川は、Kerigalpota 山 (2,395m) の南西麓にその源を發して西北西へ流下し、ダムサイト直下流で合流して Kelani 川となり、その後西方へやや流路を変えコロンボ市の約 5km 北でインド洋に流出している。

(2) 調査地域の地形

Kelani 川は、Broadlands 計画地点では比較的急峻な溪谷を形成し、河床標高は 100m 前後で、両側の斜面は標高 500m 以上の尾根に達している。河床幅は Maskeliya 川、Kehelgamu 川では 50m 前後であるが、Kelani 川では幅 70~100m に広がる。

ダムサイトから約 200m 下流左岸側（取水トンネル～蓋渠付近）と、Maskeliya 川と Kehelgamu 川合流点から 700m 下流の左岸側には地すべりが認められる。これらは、発電レイアウト VII 案では湛水には影響しない。

河川の両岸には小規模な段丘が少なくとも 2 段（比高約 30m および 60m）発達している。

(3) 調査地域の地質

計画地点は Highland 帯に属する先カンブリア紀変成岩類を基盤とする中央高地内に位置し、構成地質は片麻岩類を主体として、石英岩、石灰岩が付随する（Figure 11.1、Table 11.2 参照）。これらを第四系の未固結堆積物が覆っている。層序を次表に示す。

2) 第四系未固結堆積物

a) 段丘堆積物

ダムサイト候補地 D の下流左岸側へ直線的に連続する鞍部（リニアメントとしても抽出される）では、円礫が認められる。また、河川沿いに小規模な段丘が分布しているが、全体的に堆積物は薄い。

b) 崖錐堆積物

ケラニ川沿いの緩斜面に分布している。礫混じり土砂。

ダムサイト E から約 400m および 1,200 -1500 m 下流ケラニ川右岸側には非常に締った径 2-3m の巨礫を含む土砂が分布する。これらは、周囲地形の形状から古い地すべり跡と推定される。

c) 現河床堆積物

河床部は部分的に露岩しており、一般的に堆積物は薄く、厚くとも 5m 以下と推定される。ただし、Maskeliya 川と Kehelgamu 川の合流点付近は河床幅が広がり、比

較的厚く砂礫が堆積している。また、ダムサイト E 約 1km 下流ケラニ川右岸には、土石流堆積物が分布する。

Geological Age (Ma)	Symbol	Formation	Description
Holocene (0.00-0.01)	rd	Recent river deposits (include debris flow deposit)	Sand and gravel, loose. Less than 5 meters thick in general, while relatively thick deposits are distributed on the riverbed at the confluence of Maskeliya Oya and Kehelgamu Oya Debris flow deposits are distributed on the right bank of the Kelani River about 1 km downstream of dam site E.
	tl	Talus deposits	Soil with gravel, loose in general. Some of talus deposits are very stiff. (possible landslide remnants of Pleistocene age)
Pleistocene (0.01-1.64)	tr	Terrace deposits	Soil with rounded gravels, dense. Small terraces covered with thin deposits are scattered along both banks of the Kelani River.
Precambrian (570~)	Highland Complex		Metasediments, granitic gneiss and charnockitic gneisses. Thin bands of quartzite and limestone are intercalated with gneiss rocks.
	Rock Types of Highland Complex in the Broadlands Project Area		
	Ch	Charnockitic gneiss	Pale greenish gray to gray color, consists of quartz, feldspar and pyroxene, granulitic texture. Crack spacing is larger than 50 cm, and the rock is relatively resistant to weathering and hard. Charnockitic gneiss occurs at dam site E.
	Bi	Biotite gneiss	Light and dark gray bands consisting of quartz, feldspar and biotite in thin (0.1 to 5 cm) alternating layers. Crack spacing ranges from 10 to 50 cm. Biotite rich portions are brittle compared with other gneiss rocks. Biotite gneiss is widely distributed in the project area.
	Cr-Bi	Garnet-biotite gneiss	Light grey in color with alumina rich minerals such as silimanite and garnet. It is hard, but moderately low weathering resistance. Crack spacing ranges from 10 cm to more than 50 cm. Garnet-biotite gneiss is distributed in the tunnel alignment.
	Qz	Quartzite	White to pale grey in color, hard, but brittle and highly jointed. Quartzite generally occurs in well-extended bands of 2 to 10 meters thick intercalated with gneisses.
	Lm	Limestone (calcareous gneiss)	White to pale grey, fine to course texture, well crystallized limestone bands or blocks. It is hard, but relatively low weathering resistance. Limestone is distributed in the area of the cut-and-cover conduit and a portion of the Kehelgamu Oya diversion tunnel.

3) 風化・変質

Kelani 川の左岸尾根部(トンネル区間)では片麻岩が露岩し急崖を形成するが、それ以外の尾根部は風化が進んでいる。強風化岩(マサ状)の厚さが、ダムサイト候補地 B、C 付近では 20~30m、ダムサイト候補地 D でも厚いところでは 20m におよぶ。この厚い風化帯の原因は、調査地域が長期に渡って風化を受けたことに加え、断層や構成地質によって局所的な風化が促進されたと推定される。

4) 亀裂系

露頭で確認された断層はないが、主トンネル起点側坑口の谷側からダムサイト候補地 A 付近を通る北北西-南南東走向と、ダムサイト候補地 D 付近から下流側の鞍

部を通る東西走向の明瞭なリニアメント認められ、破碎帯を形成していると考えられる (Figure 11.2 参照)。

亀裂系は N30°W80°SW (最大)、N75°E55°S、N70°W45°SW が認められる。

5) 地質構造

地質構造は数度の構造運動を受け褶曲している。調査地点は Kitulgala 向斜の東翼にあたり、褶曲軸は概ね南 - 北 ~ 北北西 - 南南東のトレンドを有する。片理面の構造は概ね南 - 北に走向を有し、ダムサイト E 付近で西側へ急傾斜(80°前後)し、発電所付近では西側へ傾斜 (30 ~ 40°) している。

6) 地すべり

以下の 2 地点の地すべりが確認された。

a) ダムサイトから約 200m 下流左岸側 (取水トンネル-蓋渠付近)

長さ 300m、幅 200m、深さ 10 ~ 35m 程度 (推定)。

道路や構造物には変状は無く、現状の活動度は低いと推察される。しかしながら、坑口の取り付けや蓋渠のための掘削形状によっては、不安定化することが予想される。地すべり地の掘削を行う場合、坑口の検討には詳細なボーリング調査を必要とする。地すべりを避けるためには、取水トンネルの終点側坑口を河川側に移動した方が有利である。

b) Maskeliya 川と Kehelgamu 川合流点から約 700m 下流の左岸側

この地区は以下の 3 ブロックに細分される。

長さ 300m、幅 200m、深さ 20~30m (推定)

長さ 550m、幅 200 ~ 250m、深さ 15~35m (推定)

長さ 550m、幅 200 ~ 250m、深さ 15~35m (推定)

地すべりの末端は河床付近。現状の活動度は低いと推察される。ダムサイト候補 D では湛水するため問題となるが、レイアウト VII の施設は関係しない。

11.1.3 地質調査

(1) 地質調査結果

ボーリング調査結果を以下に示す。

Holes	Length (m)	Rock Class (m)			
		D class	CL class	CM class	CH-B class
DT-1	25.50	0 - 1.60	-	-	1.60 - 25.50
DT-2	60	0 - 60			
MB-1	40.77	0 - 1.00	1.00 - 3.35	3.35 - 5.15	5.15 - 40.77
MB-2	40.13	-	-	0 - 1.76	1.76 - 40.13
MB-3	50.00	-	-		0 - 50.00
MB-4	40.00	0 - 2.25	2.25 - 4.60	4.60 - 5.00	5.00 - 40.00
MB-5	30	0 - 2.2	2.2 - 4.65	(2.2 - 4.1)	4.65 -
CT-1	20.00	0 - 11.72	-		11.72 - 20.00
CT-2	15.50	-	0 - 1.70	1.70 - 2.90	2.90 - 15.50
MT-1	35.54	0 - 9.83	9.83 - 19.00	19.00 - 34.00	34.00 - 35.00
CT-3	20	0 - 16.9		16.9 - 20.0	
CT-4	20	0 - 18.25		18.25 - 20.0	
MT-2	35.00	0 - 21.85	-	-	21.85 - 35.00
MT-3	25.57	0 - 4.30	4.30 - 7.00	7.00 - 14.00	14.00 - 25.57
MT-4	30.55	0 - 8.25	8.25 - 9.15	9.15 - 21.30	21.30 - 30.55
MT-5	30	0 - 11	11 - 30 (CL ~ D class)		
MT-6	40	0 - 38.0	(23.0 - 24.0)	38.0 - 38.1	38.1 - 40.0
MT-7	60	0 - 20.48	20.48 - 25.0	25.0 - 28.3	28.3 -
MT-8	80	0 - 16.0	(12.12 - 14.38)	16.0 - 21.3	21.3 -
TR-1	15	0 - 5.48	5.8 - 9.0	9.0 - 10.0	10.0 -
BQ-1	25	0 - 13.95	13.95 - 17.0	17.0 - 25.0	
BQ-2	25	0 - 7.0	7.0 - 10.3	10.3 - 25.0	

弾性波探査結果を以下に示す（添付資料参照）。

Seismic Refraction Prospecting	Location	Length (m)
Sdt-1	Diversion tunnel	700
Sdt-2	Diversion tunnel	220
Smd-1	Main dam	50
Sct-1	Cut-and-cover conduit	330
Sct-2	Cut-and-cover conduit	330
Sct-3	Cut-and-cover conduit	365
Smt-1	Main tunnel	1430
Smt-2	Main tunnel	1080
Smt-3	Main tunnel	820
Smt-4	Main tunnel	450

Geological Condition	Rock Class	P wave velocity (m/sec)
Talus deposit		0.3-0.5
Residual Soil	D class	1.5-1.7
Completely to highly weathered rock	CL class	2.5
Moderately weathered rock	CM class	4.0

(2) 工学的評価

1) 岩盤分類

岩盤分類はコアサンプルの室内試験から岩盤の物性値を推定することができ、また、弾性波探査速度値との対比が可能な電研式（田中：1964）で実施した。各岩級の性状から予想される物理定数を以下の表に示す。

室内岩石試験結果（Phase 1で6サンプル、Phase 2で20サンプル実施）から、片麻岩の新鮮部の一軸圧縮強度にはバラつきはあるものの（10～136MPa）、平均60.2MPa（標準偏差28.9）であり硬岩～中硬岩に分類される。また、弾性波探査結果による

と、1)崖錐堆積物 0.3～0.5km/sec、1) D 級 1.5～1.7km/sec、2) CL 級 2.5km/sec、3) CM 級以上 4.0km/sec 以上に 4 区分できる。以上から、ほぼ下表程度強度は期待できると考えられる。

Class	Outcrop Condition	Drilling Core Condition (expectable)
B	The rock mass is solid. There is no open joints or cracks.	Fresh and hard Crack spacing larger than 50 cm Cracks are closely adhered, no deterioration nor discoloration.
CH	The rock mass is relatively solid. The rock forming minerals and grains undergo weathering except for quartz. The rock is contaminated by limonite etc.	Relatively hard Crack spacing about 30cm Limonite adhered along cracks
CM	The rock mass is somewhat soft. The rock forming minerals and grains are somewhat softened by weathering, expect for quartz.	Somewhat soft Crack spacing about 15 cm Thin clay is sandwiched along the opening.
CL	The rock is soft. The rock forming minerals and grains are softened by weathering.	Soft rock fragments with clayey to sandy materials Crack spacing less than 5 cm
D	The rock mass is remarkably soft. The rock forming minerals and grains are softened by weathering.	Clayey and sandy materials with soft rock fragments

岩級	変形係数 MPa	弾性係数 MPa	粘着力 MPa	内部摩擦角 degree	弾性波速度 km/sec
B 級以上	5,000	8,000	3.0	45+	4.0+
CH 級	3,000	5,000	2.2	40	4.0+
CM 級	1,000	2,000	1.5	35	4.0
CL 級	300	800	0.7	30	2.5
D 級	50	150	0.2	25	1.5

「岩盤分類とその適応(1989)」の表各岩盤等級から予想される物理定数の範囲を参考に取りまとめた。

既存地質資料と本地質調査の岩級分類の対比を以下に示す (See Table 11.3)

本地質調査 岩級	F/S (1986) 岩級	M/S (1988) 岩級
B 級以上	新鮮岩	I : very good
CH 級	極弱風化岩	I : good
CM 級	弱風化岩	III : fair
CL 級	強風化岩	VI : poor
D 級	風化土	V : very poor

(2) 透水性

ダム基礎岩盤の透水性はルジオン値で評価する。ルジオン値とは、ボーリング孔内に 10kgf/cm² の圧力で水を注入した時の 1 分 1m 当たりの注入量である。このルジオン試験結果をもとに基礎処理の検討を行う。ルジオン値とその評価の目安を次表に示す。

ルジオン値 (Lu)	透水性	止水処理の必要性	処理の程度
Lu < 2	改良目標値	なし	
2 ≤ Lu < 5	低位～中位	有り	容易
5 ≤ Lu < 10	中位	有り	容易
10 ≤ Lu < 20	中位	有り	容易
20 ≤ Lu < 50	高位	有り	やや困難
50 ≤ Lu	著しく高位	有り	困難、別途検討要

重力式コンクリート式コンクリートダムに適用

11.1.4 構造物基礎の地質と工学的特性

(1) 主ダム

ダムサイトは、河床幅約 60m、斜面勾配は左岸側約 40°、右岸側約 50°の狭窄部に位置する。ダム軸河床部は堅硬なチャーノカイトが広く露岩しており、黒雲母片麻岩が挟在する。河床堆積物はほとんど分布しない。ダムサイトの地質状況を次表にまとめる (Figure 11.3、Figure 11.4 参照)。

項目	左岸	河床部	右岸
地質	崖錐堆積物は 1m 以内。 基盤はチャーノカイト 1m 以下の石灰岩脈挟む	ほぼ、露岩。 基盤はチャーノカイト、 23.7m 以深黒雲母片麻岩	崖錐堆積物は 1m 以内。 基盤はチャーノカイト
岩盤状況	0.0m~2.3m D Class 2.3m~4.6m CL Class 4.6m~5.0m CL~CM Class 5.0m~25.0m CH Class 25.0m~ B Class	0.0m~1.8m CM Class 1.8m~3.8m CH Class 3.8m~ B Class	0.0m~1.0m D Class 1.0m~3.4m CL Class 3.4m~5.2m CM Class 5.2m~9.9m CH Class 9.9m~ B Class
透水性	5.4m~ 1>Lu	1.0m~5.3m 1.2 Lu 5.3m~ 1>Lu	4.4m~9.1m 3.0 Lu 9.1m~ 1>Lu

ダム基礎として期待できる CM 級以上が左右岸ともに 5m 以内に出現し、河床部は堅硬な岩盤が露岩している。

透水性は概ね小さくそれぞれ、河床で 5.3m 以深、左岸で 5.4m 以深、右岸が 9.1m 以深で 1 ルジオン以下の難透水性を示す。

大規模なダム基礎掘削は必要なく、また透水性は低い良好なサイトである。

(2) 調整池

調整池は Polpitiya 発電所の放水施設の下流にあたり、Maskeliya 川は NW-SE 方向に直線伸びる V 字谷を形成している。河床部の堆積物は薄い、径 5~6m の巨礫が散在する。

調整池周辺に地すべりは認められなかった。

調整池右岸側の Polpitiya 発電所の放水路掘削面およびボーリング B-15 で石灰岩が報告されている (F/S : 1986)。Phase 2 にて実施したボーリングでは、石灰岩は認められなかったが、幅約 50m 規模の破砕帯が分布することがわかった。この破砕帯は

Maskeliya 川にほぼ平行に鞍部付近（NNW-SSE 方向）を通過していると推定される（Figure 11.1 参照）。

調整池右岸からの漏水の可能性については、

- 地下水位がボーリング DT-2 では EL125m、BB-15 では EL.120mに確認されており現状でも FSL（121m）程度までの地下水位の上昇が認められる。
- 鞍部付近では表流水が認められる。

以上から右岸側は地下水位が高いため、調整池からの漏水の可能性は低いと考えられる。

しかしながら、1) 地下水位は掘削直後の記録であるため安定地下水位は低い可能性があり、2) 破碎帯および石灰岩の連続性は未確認であることから、漏水の可能性が完全に否定されたわけではない。よって、調整池右岸側の鞍部でのボーリングによる地質/地下水位の確認が必要であろう。

(3) 取水口トンネル

取水口付近には堅硬なチャーノカイト、黒雲母片麻岩が分布しており、取水施設の基礎には十分な強度が期待できる。

取水トンネルは、起点側は堅硬な岩盤が出現しているが、終点側は地すべりが分布し、取水トンネルは地すべりの下部を通過する（11.8m まで土砂状、CT-1 から）。地すべりをさけるためには、トンネルの線形を Masukeliya 川側へ移動させた方が有利である。ただし、基盤深度を確認するためのボーリング調査が必要であろう（Figure 11.5 参照）。

(4) 埋め戻し蓋渠

蓋渠は Kelani 川左岸の標高約 110m に長さ約 720m にわたり設置される予定である。砂礫に覆われ露岩していないが、片麻岩と石灰岩および破碎帯の分布域にあたる（Figure 11.5 参照）。

蓋渠区間は、ボーリング結果および弾性波探査結果によると、崖錐堆積物の深さは 5-7 m 程度であるが、その下位には部分的に土砂化した強風化岩層（CL~D 級）が厚く分布し、CM 級以上の堅岩の出現は深度 15-20m と予想される（ボーリング CT-3、CT-4 ではそれぞれ深度 17m、18m で確認）。

基礎を堅岩に求めると大規模な掘削もしくは基礎処理が必要となるため、合理的ではないと予想される。

この強風化岩の弾性係数は 1000 MPa 以下と推定され、蓋渠の基礎とする場合には不同沈下等を生じない設計配慮が必要となる。

蓋渠部は基本的に安定した風化岩層内にあり、施工後偏圧を受けることはないと考えられる。しかしながら、取水トンネル終点側坑口～約 sp270 区間は地すべりが推定

され、斜面掘削時に斜面が不安定化する可能性がある。また、約 sp800～主トンネル坑口付近では法面が大きくなることに加え、この付近の尾根は風化岩が厚く、やや緩んでいるため、斜面安定上、掘削法高を小さく（河川側へ移動）することが望ましい。

暗渠区間の地質をまとめると以下ようになる。

Location (sp.)	Foundation		Slope	
	Geology	Rock class	Approx. height (m)	Geology
178.33-220	Charnokitic gneiss -Calcareous gneiss	CM	About 25	A landslide area was suspected.
220-270	Calcareous gneiss	CL(D)	10-25	A landslide area was suspected.
270-700	Calcareous gneiss (Biotite gneiss)	CL(D)	10-20	Talus deposit
700-805	Fracture zone	CL-D	10-20+	Talus deposit
805-869.625	Biotite gneiss	CL(D)	~ 40+	Talus deposit

Note: Location shows a accumulated distance from the inlet of the Intake Tunnel..

崖錐堆積物は径 2～3m の片麻岩の巨礫を含む砂質土である。礫は比較的堅硬であり、掘削時には部分的に小割りの必要が予想される。また、なお、斜面安定上、施工は乾季に実施することが望ましい。雨季に作業する場合は、沢部からの出水対策が必要であろう。

今回の調査により堅岩が深いことが判明した。蓋渠区間は小規模な沢や尾根部通過し、また破砕帯が分布するため、岩盤基盤深度に不陸が推定される。強風化岩を基礎となることが予想され、蓋渠設計のため強度を確認する必要がある。追加のボーリング調査、場合によっては変形試験を実施し、基礎岩盤深度、掘削斜面の安定性および強度を確認する必要がある。

(5) 主トンネル

トンネル経過地の地質状況は、Figure 11.6 参照。トンネルの測線はトンネルの坑口基点 (T7) を Sp952.464 として記している。

1) トンネル起点側坑口

トンネル坑口付近の地質状況は以下の通りである (Figure11.5 参照)。

- 予定坑口位置は、上下流側の小規模な尾根部に挟まれた凹地部に当たる。
- 坑口地点はトンネル横断方向に連続する破砕帯に位置し、風化が厚く、坑口から約 65m 付近までは CL～D 級岩盤が分布すると予想される。
- 坑口斜面部は地すべりの徴候は認められない。ただし、坑口約 40m 上部の谷頭斜面では幅 10m 程度の小規模な表層崩壊跡が認められた。

-
- 坑口上流側尾根部およびで実施したボーリング MT-5 によると、風化が厚くトンネルの標高以下（約 30m 以深）まで CL～D 級が分布し、緩みが進行している。
 - 坑口下流側の尾根部においても、既存ボーリング BB14 によると、トンネルの標高程度（深度約 30m）まで、CL～D 級岩盤や破碎帯が認められる。また、尾根の下流側斜面では小崩壊が発生しており、尾根部に緩みが進行している。

以上から、坑口は、斜面安定上問題を有する上流側尾根部へ移動するメリットはなく、現在のトンネル坑口から下流側尾根部の約 40m 間で掘削形状を調整し、坑口選定することが地質上有利である。ただし、トンネル坑口区間に介在する断層の厚さや風化の厚さを確定し、坑口の詳細設計を行うためには坑口周辺において補足的なボーリング調査が必要である。

2) 主トンネル

a) Sp952～1,595 区間

トンネルは南西の方向性を持つ。ガーネット黒雲母片麻岩が主として出現し、やや亀裂質な黒雲母が集積した部分や堅硬で石英質な部分が認められる。この区間では小規模な向斜構造を呈する。

Sp952～1,012 付近までは断層破碎帯の影響で破碎されており（CL～D 級）、Sp1,012～1,037 はやや亀裂質（CM 級）と予想される。

Sp1,037～1,595 は、トンネル経過地は部分的に亀裂質な地層を挟むものの大部分は B～CH 級の堅硬な岩盤から構成されると考えられる。ただし、この区間は、小規模な褶曲内に位置するためやや亀裂が多く、また、片麻岩の片理構造が比較的低角になるため、クラウン部からの崩落が生じ易い。

Sp1,300 付近は深く切れ込んだ沢部が介在し、高角の亀裂が発達している（地表踏査から）。

b) Sp1,595～3,435 区間

トンネルは西の方向性を持つ。ガーネット黒雲母片麻岩を主体とし、黒雲母片麻岩、チャーノカイトが出現する。また、石灰岩が Sp3115 付近に出現すると予想される。地質構造は NNW-SSE に走向を有し、Sp1595 付近では 20°、Sp3,435 付近では 40°程度西側に傾斜している。トンネルは地質の走向に対し約 70°で交わっている。

全体的には B～CH 級の堅硬な岩盤出現する。

以下の測点周辺箇所では深く切れ込んだ沢部やリニアメントが形成されており、亀裂帯や破碎帯の存在が予想される。

Sp1,760 ~ 1,770、Sp2,300 ~ 2,350、Sp3,110 ~ 3,125、Sp3,185 ~ 3,220、Sp3,380 ~ 3,395。

c) Sp3,435 ~ 3,685 区間

トンネルは北西から西に方向性をもつ。ガーネット黒雲母片麻岩、黒雲母片麻岩、石英岩が出現する。地質構造は NNW - SSE に走向を有し、40°前後西へ傾斜する。

全体的に B ~ CH 級の堅硬な岩盤が出現する。

Sp3,585 ~ 3,620 付近は石英岩が分布し、やや亀裂質と予想される。

トンネル区間に出現が推定される破砕帯もしくは亀裂帯をまとめると下表の通りである。特に、Sp3,185 ~ 3,220 が脆弱で集中湧水が予想される。

他の箇所はやや亀裂質であるが、破砕や粘土化には至っていない(地表踏査・ボーリング)。また、少々の集中湧水が予測される。

Station	Description	Rock class	Investigation
1,295-1,305	Cracky zone, vertical joints are dominated. Steep valley	CM	Ground mapping Aerial photo inspection
1,760-1,770	Cracky zone, steep valley	CM	Ditto
3,185-3,220	Cracky zone, lack of outcrops	CM	Ditto
3,100-3,125	Cracky zone	CM	Boring MT-8
3,185-3,220	Cracky zone, steep valley, lineament	CL - CM	Boring MT-8, ground mapping, aerial photo inspection
3,380-3,395	Cracky zone	CM	Aerial photo inspection
3,585-3,620	Cracky zone	CM - CH	Boring MT-7

路線区間の恒常湧水は、高橋の方法(1970)に基づいて算出すると下表に示すようにトンネル全体で 1.13m³/min となる。また、日本における一般的なトンネル延長と湧水量の関係(石井:1977)では、概略式($Q = 0.1 \times L^2$ 、 Q : 湧水量(m³/min)、 L : トンネル延長)が提案されており、恒常湧水量は 0.75m³/min となる。

よってこの路線の恒常湧水総量は 1.0m³/min 程度と推定される。

Block	Station		DA km ²	LW km ²	DA/LW	LT km	A km ²	D m ³ /min/km ²	Q m ³ /min	Q m ³ /min
	from	to								
B0	952	1,110			0.097	0.16	0.0153	1.92	0.03	0.03
B1	1,110	1,280	0.0442	0.4564	0.097	0.17	0.0165	1.92	0.03	0.06
B2	1,280	1,630	0.2541	1.2869	0.197	0.35	0.0691	1.92	0.13	0.19
B3	1,630	1,940	0.2194	0.6972	0.315	0.31	0.0975	1.92	0.19	0.38
B4	1,940	2,260	0.1065	0.5558	0.192	0.30	0.0575	1.92	0.11	0.49
B5	2,260	2,410	0.0839	0.7079	0.119	0.17	0.0201	1.92	0.04	0.53
B6	2,410	3,240	0.2649	1.0877	0.244	0.83	0.2021	1.92	0.39	0.91
B7	3,240	3,685			0.244	0.45	0.1084	1.92	0.21	1.13

Water inflow volume was calculated from;

$$Q(\text{m}^3/\text{min}) = A(\text{km}^2) \times D(\text{m}^3/\text{min}/\text{km}^2)$$

Where, DA : Drainage area

LW : Length of watercourse

LT : Length of tunnel alignment

A : Run-off area

D : Droughty specific discharge

$$= \text{Droughty discharge of Kitulgala GS (1998~1994)} / \text{catchment area}$$

$$= 14\text{m}^3/\text{s} / 388\text{km}^2 = 0.032\text{m}^3/\text{s}/\text{km}^2 = 1.92\text{m}^3/\text{min}/\text{km}^2$$

Q : water inflow volume

Note: DA/DW volume of B0 and B7 is adapted to B1 and B6 respectively.

本章末の「Drainage System along the Tunnel Alignment」参照。

(6) 調圧水槽および水圧管路トンネル

調圧水槽箇所で実施したボーリング結果は、以下のとおりである。

Boring	D class (m)	CL class (m)	CM class (m)	CH-B class (m)
MT-7	0 - 20.48	20.48 - 25.0	25.0 - 28.3	28.3 - 60.0

調圧水槽はKataran川とその南側を南北に流れる沢に挟まれたなだらかな尾根に半地下で計画されている。尾根部は深度約20mまで風化しマサ化しているが、25m以深でCM級、28.3m以深でCH~Bの堅硬岩盤となる。

水圧管路トンネルはこの尾根の勾配約20°の西側斜面に計画されている。

水圧管路トンネル周辺の尾根部は、地すべりの兆候はない。水圧管路トンネルの基礎は着岩させる必要があるため、表層を覆っている厚い風化部の大規模掘削が必要である。現在計画されている水圧管路トンネルの基礎位置にはCH級以上の堅硬岩盤が出現し、地質上問題はない。

(7) 発電所

発電所はKelani川左岸側で、Kataran川との合流点付近に位置する。計画地点では、CH級の堅硬な黒雲母片麻岩が約8mで出現しており（B-21）、発電予定地の基礎は、十分な強度が期待できる（Figure 11.7 参照）。

(8) 放水路

放水路はKataran川を横断しKelani川まで掘削して施工される。Kelani川河床部には堅硬な黒雲母片麻岩が露頭していることから、掘削部の多くは弱風化~新鮮な岩盤

掘削となる。尾根部は、5.5m で着岩し、9m から堅硬な岩盤が出現した (TR-1)。

(9) Kehelgamu 川取水堰

河床幅約 20m、左右岸の傾斜が約 60°の狭窄部に位置する。

河床部および左右岸には堅硬なチャールノカイトが露岩しており、ダム基礎掘削は表層部の整形程度で充分と推定される。

(10) 支水路 (Figure 11.8 参照)

起点側坑口

起点側坑口は堅硬なチャールノカイトが 1.6m 以深に出現する。また、1.5m 以深は 1 ルジオン以下の難透水性を示す (DT-1)。取水口付近は地質上問題がない。

終点側坑口

終点側坑口は堅硬なチャールノカイトが露岩しており地質上問題ない。

トンネル経過地

トンネル経過地は全体的に B~CH 級の堅硬なチャールノカイト、ガーネット黒雲母片麻岩が出現する。

トンネル区間に出現が推定される破砕帯は下表の通りである。特に Sp680~750 は規模が大きい破砕帯が確認され (DT-2) 集中湧水が予想される。

Sp300~315 はやや亀裂であるが、破砕や粘土化は認められない (地表踏査結果)。少々の集中湧水が予想される。

Sp440~460 は、沢部を形成しており、風化が厚いことから、脆弱部が推定される。また、恒常的に流水があり、集中湧水が予想される。

Station	Description	Rock class	Data
sp300-sp315	A cracky zone Vertical joints are dominated. A Steep valley	CM	Ground mapping Aerial photo inspection
sp440-sp460	A cracky zone, steep valley	CL	ditto
sp680-sp750	A fracture zone A limestone band is intercalated. A lineament	CL-D	Boring DT-2

路線区間の恒常湧水を高橋の方法 (1970) によって算出すると下表に示すようにトンネル全体で 0.18m³/min なる (本章末の「Drainage System along the Tunnel Alignment」参照)。また、概略式 ($Q = 0.1 \times L^2$ L: 延長 km) (石井: 1977) では 0.07m³/min となる。よって、この路線はやや風化が厚いことを考慮し、恒常湧水総量は 0.2m³/min 程度と推定される。

Block	Station		DA km ²	LW km ²	DA/LW	LT km	A km ²	D m ³ /min/km ²	Q m ³ /min	Q m ³ /min
	from	to								
B0	0	150			0.12	0.15	0.0173	1.92	0.033	0.03
B1	150	315	0.0695	0.6	0.12	0.17	0.0191	1.92	0.037	0.07
B2	315	410	0.0136	0.3	0.05	0.10	0.0044	1.92	0.009	0.08
B3	410	590	0.0563	0.3	0.16	0.18	0.0296	1.92	0.057	0.14
B4	590	836	0.0216	0.3	0.10	0.25	0.0241	1.92	0.046	0.18

Water inflow volume was calculated from;

$$Q(\text{m}^3/\text{min}) = A(\text{km}^2) \times D(\text{m}^3/\text{min}/\text{km}^2)$$

Where, DA : Drainage area

LW : Length of watercourse

LT : Length of tunnel alignment

A : Run-off area

D : Droughty specific discharge

= Droughty discharge of Kitulgala GS (1998~1994) / catchment area

$$= 14\text{m}^3/\text{s} / 388\text{km}^2 = 0.032\text{m}^3/\text{s}/\text{km}^2 = 1.92\text{m}^3/\text{min}/\text{km}^2$$

Q : water inflow volume

Note: DA/DW volume of B0 and B4 is adapted to B1 and B3 respectively.

本章末の「Drainage System along the Tunnel Alignment」参照。

11.1.5 主トンネル起点側坑口の検討（トンネルルート A 案と最適ルート案の比較）

主トンネルの起点側坑口としては、取水口から蓋渠を経てトンネルとなる（最適ルート案）の他に、取水口から蓋渠区間を経ずに直接トンネルとなる（トンネルルート A 案）が比較案として想定され、路線沿いに地質調査が実施されている（FY 1984）、Figure 11.1 および 11.9 参照。トンネルルート A は路線長さが短く合理的であるものの、調査の中で路線区間の地質が悪い事が判明し、最適ルート案が選択された経緯があるが、既存レポート（F/S（1986）および M/S（1988））では、その経緯や地質状況の記載されていない。そこで、本調査では過去のボーリング調査をレビューするとともに、新たな知見を加えて地質状況を整理し、トンネル案の検討を行った。

トンネルルート A に関する調査数量は以下の通り

- ボーリング調査 4 孔（BB4、BB5、BB6、BB7）（1983/1984 実施）
- ボーリング調査 3 孔（MB-5、CT-1、CT-3）（本調査）
- 空中写真判読・地表地質踏査（本調査）

これらの調査結果からルート A の起点側坑口付近の地質は以下のようにまとめられる。

- 取水口付近 sp. 80 ~ 約 sp. 500 までの区間は、トンネル路線の標高程度まで風化し、土砂化した石灰岩（石灰質片麻岩）が分布する。
- Sp80 ~ sp340 区間は、空中写真判読および地表地質調査から地すべりと考えられる。
- Sp320 ~ 500 区間は破碎帯が分布し、この内 sp350-sp450 区間は強く破碎され強風化している。
- 以上に加え、sp800 付近には NNW-SSE 方向のリニアメントが認められ、破碎帯が想定される。

トンネルルート A（全線導水路トンネル案）の取水口から約 500m 区間は、トンネル路線

の標高付近まで風化により土砂化した石灰質片麻岩地帯や幅 150m に及ぶ破碎ゾーンを通過するため、この区間のトンネル掘削は困難で補助工法やトンネル保護工が必要とされるためコスト高となり経済性がないと考えられる。

よって、上記の石灰岩地帯、地すべり地および破碎帯は蓋渠によって出来る限り避けたルート案（最適ルート案）が優れている。

11.1.6 コンクリート骨材

(1) 原石山候補地点の比較

コンクリート骨材の採取候補地点を以下に示す。Figure 11.1, Table 11.4 参照。

1) Quarry B

位置：Kehelgamu 川取水堰から約 250m 上流左岸側尾根部

地質：石英岩、黒雲母片麻岩（石英質）、高角の亀裂介在（ボーリング BQ-1 はやや亀裂質）、河床付近は堅硬岩盤露岩

アクセス：比較的容易

2) Quarry C

位置：ダムサイトから約 900m 下流左岸側尾根部

地質：黒雲母片麻岩、尾根が痩せており風化が厚いと予想される。

アクセス：高標高部にありアクセスがやや難しい。

3) Borrow E

位置：Maskeliya 川と Kehelgamu 川の合流付近河床

地質：河床砂礫、品質にバラツキがある。

アクセス：容易

その他：環境上の制約から採取権獲得が困難である。

上記の 3 地点は必要骨材量 10 万 m³ 以上を確保可能であるが、原石山候補地としては、品質および環境面から Quarry B が有力である。ただし、亀裂質な箇所があり、原石山の貯存量を見積もり、掘削計画を確定するためには、追加のボーリング調査が必要である。

また、河床沿いでは露岩していても、尾根部では風化が厚く、少なくとも表層から 12～15m までは廃棄土となるため、コンクリート骨材の必要量を確保するためには、やや大規模な原石山掘削計画と土捨て場の確保が必要となる。

Broadlands 地点の基盤は片麻岩から構成され、新鮮な岩盤であれば、コンクリート骨材として適していることが、室内試験から示されている。導水路トンネルや発電所プラントから発生する掘削ズリは、質的に骨材に適しており、工事工程等の条件に合わせて、可能な限り骨材として利用し廃土を少なくすることが、コストや環境面

から望ましい。

(2) コンクリート骨材試験結果

各原石山のサンプルは下記に示すように、コンクリートの基準を満たしており、材質として適している。黒雲母片麻岩（ガーネット-黒雲母片麻岩含む）の単位堆積重量のバラツキは、含まれる黒雲母の割合の多少の違いが影響している。いずれも、コンクリート骨材としては問題ない。

Borrow E の河床材料は採取位置により風化の強さや粒度が異なり、品質のバラツキが大きい。現河床近傍では比較的新鮮であるが、段丘上の砂礫は風化が進んだものが認められた。また、合流点の中洲(やし畑)の深度 2m 程度までは細砂であり、粗骨材試料をほとんど得られなかった。結果として、一部ではあるが基準を満たさないサンプルも認められた。

Location	Soundness Test (%)	Los Angels Abrasion test (%)	Chemical (alkali) reactivity	Bulk density (g/cm ³)	Absorption (%)	Clay lumps and friable particle	Coal and lignite	Material finer than 75- μ m
Quarry								
Quarry B	-	-	-	2.60	0.4			
Quarry C	-	-	-	2.75	0.5			
Excavated Debris								
Charnockite	3.7	-	-	2.65	0.30			
Biotite gneiss	0.4-8.18	48.0	-	2.58-3.07 poor-rich (biotite)	0.52			
Calcareous gneiss			-	2.87	0.82			
Borrow								
Borrow E	0.2-10.1	30.2-65.8	-	2.48-3.01	0.4-2.6	5.84 0.1-0.58	-	
Standard value*								
Fine aggregates	15 and under	-	Innocuous ness	2.50 and over	3.0 and under	3.0 and under	1.0 and under	3.0 and under
Coarse aggregates	12 and under	50 and under	Innocuous ness	2.50 and over	3.0 and under	2.0 and under	1.0 and under	1.0 and under

Standard values are from ASTM C33. Standard of absorption value is from JISA5005.

11.1.7 今後の調査

Broadlands 水力発電計画の詳細設計の実施に先立って、以下の地点で追加の地質調査調査が必要と考える。

(1) 調整池の止水対策

調整池の右岸側鞍部には幅約 50m 規模の破砕帯が下流の Kehelgamu 川へ連続し、風化した石灰岩が分布することが判明した。地下水位が高いことから漏水の可能性は低いと考えられるが、透水性状に関するデータは少ないため、止水グラウチング範囲決定には追加ボーリングによる地質や地下水位の確認が必要である。

(2) 埋め戻し蓋渠の基礎および掘削斜面の安定

風化が厚く、堅岩の出現深度は 15～20mと推定され、堅岩に基礎を求めると大規模掘削もしくは基礎処理が必要となり、合理的ではないと予想される。風化部を基礎とする場合、不同沈下等をさけるため、強度を確認する必要がある。また、暗渠は小規模な沢や尾根部を横断して通過するため基盤深度が大きく変化することが予想されること、また、地すべりの性状が不明であることから、ボーリングを追加し、基盤の深度と掘削斜面の安定性を確認する必要がある。

(3) 主トンネル起点側坑口の地質状況

坑口地点はトンネル横断方向に連続する破砕帯に位置し、風化が厚く、坑口から約 65m 付近までは CL～D 級岩盤が分布すると予想される。トンネル坑口付近に出現する破砕帯の方向性や性状、風化の厚さをボーリング調査にて確認し、最適な坑口設計や掘削斜面の安定性検討を行う必要がある。

(4) 原石山の評価

原石山候補地としては、品質および環境面から Kehelgamu 川取水堰から約 250m 上流左岸側尾根部の Quarry B が有力である。ただし、亀裂質な箇所が認められ、風化がやや厚いことが判った。原石山の貯存量を見積もり、掘削計画を確定するためには、追加のボーリング調査が必要である。

11.2 地震および地震特性

11.2.1 地震活動度

調査地域では活断層や活構造は認められていない。US Geological Survey の地震データによると、1973 年以降、スリランカ周辺（調査地点から 500km 圏内）で発生した最大規模の地震は 1973 年西部のインド洋で起こったマグニチュード 5.9 である。しかしながら、100km 以内ではマグニチュード 4 以上は発生していない。

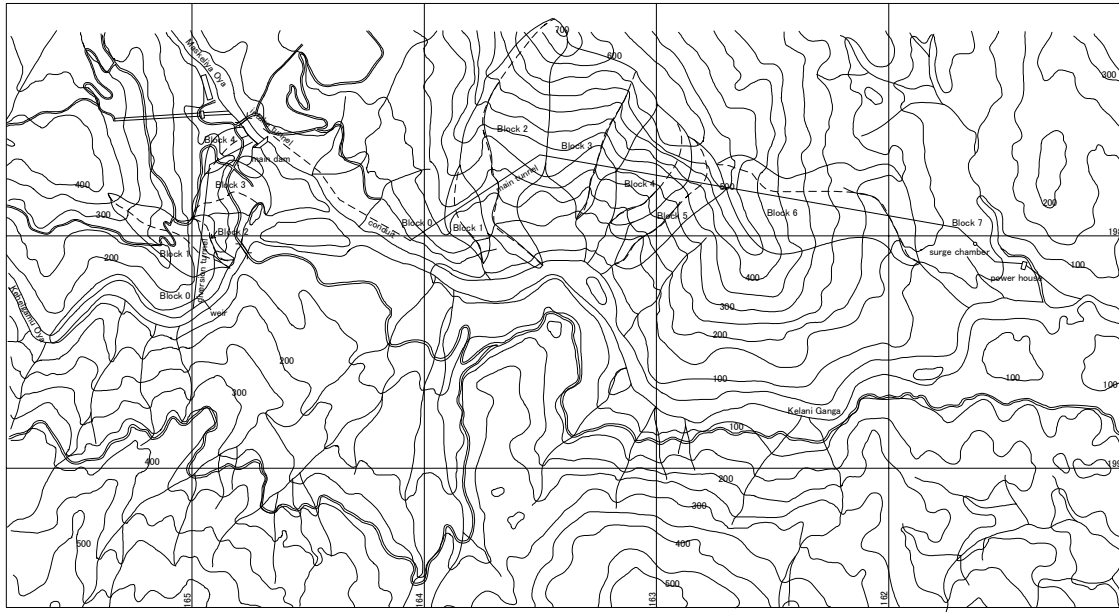
11.2.2 設計震度

1973 年に発生したマグニチュード 5.9 の地震によるプロジェクト地域での加速度は、およそ 0.001g と計算される。また、近傍のダムサイトの設計震度は Samanalawewa と Kukule で 0.05g であり、その他のプロジェクト（Upper Kotmale 等）では 0.1g を採用しているところもある。

Broadlands プロジェクトでは、水平設計震度として 0.1g を採用する。また垂直設計震度は半分の 0.05g とする。



Earthquake's data (Jan 1973-Sep 2003) were derived from USGS homepage.



Drainage System along the Tunnel Alignment

Table11.1(1) The Quantities of the Existing Core-drilling Holes (1

Serial No.	No. of Hole	Location	Angle (degree)	Coordinates		Elevation (El-m)	Depth (m)	Year
				X	Y			
1	1	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	12.50	1960/1961
2	2	Dam site B, dam axis, right bank	90	-	-	-	45.50	1960/1961
3	3	Dam site B, dam axis, left bank	45	-	-	-	-	1960/1961
4	4	Dam site C, dam axis, right bank	45	-	-	-	-	1960/1961
5	5	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	24.30	1960/1961
6	6	Dam site B, dam axis, right bank	45	-	-	-	-	1960/1961
7	7	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	28.70	1960/1961
8	8	Dam site B, dam axis, right bank						
		Dam site C, dam axis, right bank	90	-	-	-	104.30	1960/1961
9	9	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	25.90	1960/1961
10	10	Dam site B, dam axis, right bank	90	-	-	-	-	1960/1961
11	11	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	25.30	1960/1961
12	12	Dam site B, dam axis, right bank	90	-	-	-	40.80	1960/1961
13	13	Dam site B, dam axis, left bank	90	-	-	-	32.40	1960/1961
14	14	Dam site B, dam axis, right bank						
		Dam site C, dam axis, right bank	90	-	-	-	40.60	1960/1961
15	15	Dam site C, dam axis, left bank	90	-	-	-	25.20	1960/1961
16	16	Damsite B, dam axis, right bank	90	-	-	-	71.20	1960/1961
17	17	Damsite C, dam axis, left bank	90	-	-	-	32.70	1960/1961
18	18	Dam site C, right bank	90	-	-	-	-	1960/1961
19	19	Dam site C, dam axis, left bank	90	-	-	-	29.60	1960/1961
20	20	Dam site C, dam axis, right bank	90	-	-	-	52.50	1960/1961
21	21	Dam site C, dam axis, left bank	90	-	-	-	38.20	1960/1961
22	22	Dam site B, dam axis, right bank	90	-	-	-	-	1960/1961
23	26	Dam site C, dam axis, right bank	90	-	-	-	-	1960/1961
24	30	Dam site B, dam axis, right bank						
		Dam site C, dam axis, right bank	45	-	-	-	-	1960/1961
25	BB1	Maskeliya Oya, left bank	90	197,455.70	164,718.30	132.71	86.32	1983/1984
26	BB2	Kelani Ganga, left bank	90	197,746.30	164,253.20	135.63	211.27	1983/1984
27	BB3	Maskeliya Oya, left bank	90	197,543.40	164,635.80	139.22	100.07	1983/1984
28	BB4	Maskeliya Oya, left bank	90	197,494.70	164,395.20	163.64	132.15	1983/1984
29	BB5	Kelani Ganga, left bank	90	197,495.30	164,253.90	177.47	132.46	1983/1984
30	BB6	Kelani Ganga, left bank	90	197,501.30	164,092.00	207.28	175.68	1983/1984
31	BB7	Maskeliya Oya, left bank	90	197,493.80	164,553.80	157.33	133.55	1983/1984
32	BB8	Maskeliya Oya, left bank	90	197,556.30	164,663.80	136.27	76.60	1983/1984
33	BB9	Dam site A, dam axis, left bank	90	198,121.70	163,823.00	132.09	60.30	1983/1984
34	BB10	Maskeliya Oya, left bank	90	197,472.80	164,648.40	148.40	89.20	1983/1984
35	BB11	Kelani Ganga, left bank	90	198,021.70	164,005.50	126.71	35.59	1983/1984
36	BB12	Kelani Ganga, left bank	90	198,054.80	163,946.00	131.99	35.85	1983/1984
37	BB14	Kelani Ganga, left bank	90	198,032.30	163,982.70	127.99	33.75	1983/1984
38	BB15	Diversion tunnel	90	197,612.30	164,833.00	141.98	61.30	1983/1984
39	BW1	Maskeliya Oya, left bank	90	197,617.30	164,625.80	126.14	50.30	1983/1984
40	BW2	Maskeliya Oya, left bank	90	197,569.80	164,710.70	109.65	45.00	1983/1984
41	BW3	Maskeliya Oya, left bank	90	197,621.30	164,752.50	131.39	39.90	1983/1984
42	BW4	Maskeliya Oya, left bank	90	197,676.50	164,577.50	114.75	68.55	1983/1984
43	BB16	Scheme VII, Main Tunnel	90	198,017.90	161,637.10	134.32	41.20	1983/1984
44	BB17	Scheme VII, Main Tunnel	90	198,121.90	161,591.40	124.04	37.03	1983/1984
45	BB18	Scheme VII, Main Tunnel	90	197,977.90	161,690.10	120.72	21.50	1983/1984
46	BB19	Scheme VII, Main Tunnel	90	198,146.00	161,543.60	109.82	31.25	1983/1984
47	BB20	Scheme VII, Penstock	90	198,131.90	161,502.10	98.66	35.15	1983/1984
48	BB21	Scheme VII, Penstock	90	198,117.00	161,420.60	70.45	30.00	1983/1984
49	A1	Dam site A, dam axis, right bank	90	198,329.39	163,814.22	117.14	77.07	1986
50	A2	Dam site A, dam axis, right bank	90	198,405.02	163,815.48	132.80	30.73	1986
51	D1	Damsite D, dam axis, right bank	90	198,851.28	162,146.47	139.94	39.50	1986
52	D2	Damsite D, dam axis, right bank	60	198,851.28	162,146.47	139.94	34.25	1986
53	D3	Damsite D, dam axis, right bank	90	198,794.02	162,172.72	94.39	35.95	1986
54	D4	Damsite D, dam axis, right bank	90	198,777.24	162,198.76	71.58	36.30	1986
55	D5	Damsite D, dam axis, left bank	90	198,710.80	162,264.45	69.91	30.56	1986
56	D6	Damsite D, dam axis, left bank	90	198,655.48	162,321.85	102.60	32.11	1986
57	D7	Damsite D, dam axis, left bank	90	198,562.61	162,349.07	128.37	30.88	1986
58	DS1	Scheme V, Penstock	90	198,979.39	161,020.22	118.72	42.76	1986

from the Feasibility Study Report (1986)

Table11.1(2) The Quantities of the Existing Core-drilling Holes (2)

Serial No.	No. of Hole	Location	Angle (degree)	Coordinates		Elevation (El-m)	Depth (m)	Stage (phase)
				X	Y			
59	DT-1	Diversion weir, dam axis, left bank	90	198,303.675	164,981.324	122.771	25.500	1st
60	DT-2	Diversion tunnel	45	197,605.418	164,804.155	139.440	60.000	2nd
61	MB-1	Dam site E, dam axis, right bank	90	197,640.971	164,717.431	122.585	40.770	1st
62	MB-2	Dam site E, dam axis, riverbed	90	197,626.567	164,701.313	109.430	40.130	1st
63	MB-3	Dam site E, dam axis, riverbed	50	197,602.979	164,673.670	107.225	50.000	1st
64	MB-4	Dam site E, dam axis, left bank	90	197,585.707	164,658.747	116.814	40.000	1st
65	MB-5	Dam site E, dam axis, left bank	90	197,564.127	164,631.381	138.601	30.150	2nd
66	CT-1	Cut and cover conduit	90	197,638.873	164,584.150	121.883	20.000	1st
67	CT-2	Cut and cover conduit	90	197,892.802	164,321.890	113.713	15.500	1st
68	CT-3	Cut and cover conduit	90	197,713.476	164,465.645	106.730	20.350	2nd
69	CT-4	Cut and cover conduit	90	197,938.506	164,261.681	103.040	20.000	2nd
70	MT-1	Main tunnel, inlet portal	90	198,008.066	164,028.099	124.491	35.540	1st
71	MT-2	Main tunnel, penstock	90	198,150.331	161,508.252	100.007	35.000	1st
72	MT-3	Main tunnel, outlet portal	90	198,139.480	161,448.998	77.842	25.570	1st
73	MT-4	Main tunnel, outlet portal	90	198,200.832	161,468.184	87.558	30.550	1st
74	MT-5	Main tunnel, inlet portal	90	198,005.489	164,050.587	123.838	30.250	2nd
75	MT-6	Main tunnel, inlet portal	90	197,995.307	164,015.436	134.126	40.100	2nd
76	MT-7	Main tunnel, surcharge tunk	90	198,111.429	161,591.171	124.040	60.000	2nd
77	MT-8	Main tunnel, linearment	90	197,955.406	161,984.829	154.587	80.060	2nd
78	TR-1	Tail race	90	198,240.940	161,313.227	65.845	25.300	2nd
79	BQ-1	Quarry B	90	198,278.868	165,079.076	176.102	25.050	2nd
80	BQ-2	Quarry	90	198,200.350	164,757.367	157.017	25.100	2nd

Table11.1(3) The Quantities of the Test Pi

Serial No.	No. of Pit	Location	Angle (degree)	Coordinates		Elevation (El-m)	Depth (m)	Stage (phase)
				X	Y			
1	TP-1	Confluence of the Maskeliya Oya and the Kehelgam Oya	90	197,920.000	164,535.000		2.100	1st
2	TP-2		90	197,937.000	164,527.000		1.600	1st
3	TP-3	Confluence of the Maskeliya Oya and the Kehelgam Oya	90	197,932.447	164,471.608		2.000	2nd
4	TP-4		90	198,024.552	164,335.926		2.000	2nd

Table 11.2 Typical Rock Type






Photographs	Rock Type
	<p><u>Charnockitic gneiss</u></p> <p>Charnockitic gneiss occurs at dam site E. It is pale greenish gray to gray color, consists of quartz, feldspar and pyroxene, granulitic texture. Crack spacing is larger than 50 cm, and the rock is relatively resistant to weathering and hard.</p>
	<p><u>Biotite gneiss</u></p> <p>Biotite gneiss is widely distributed in the project area. Its color is light and dark gray bands consisting of quartz, feldspar and biotite in thin (0.1 to 5 cm) alternating layers. Crack spacing ranges from 10 to 50 cm. Biotite rich portions are brittle compared with other gneiss rocks.</p>
	<p><u>Garnet- biotite gneiss</u></p> <p>Garnet-biotite gneiss is distributed in the tunnel alignment. It is light grey in color with alumina rich minerals such as silimanite and garnet. The garnets are often large and sometimes provide a 'plum pudding' appearance. Biotite is also a major mineral in this gneiss. Crack spacing ranges from 10 cm to more than 50 cm. Garnet-biotite gneiss is hard, but its weathering resistance is moderately low.</p>
	<p><u>Quartzite</u></p> <p>Quartzite generally occurs in well-extended bands of 2 to 10 meters thick intercalated with gneisses. It is white to pale grey in color, hard, but brittle and highly jointed.</p>
	<p><u>Limestone (calcareous gneiss)</u></p> <p>Limestone exists as white to pale grey, fine to coarse texture, well crystallized limestone bands or blocks. These are distributed in the area of the cut-and-cover conduit construction on the left bank of the Kelani River and in the area of the Kehelgamu Oya diversion tunnel. Limestone is hard, but its weathering resistance relatively low. Thick overburden of limestone covers both banks of the Kelani River.</p>

Table 11.3 Typical Rock Classification Faces

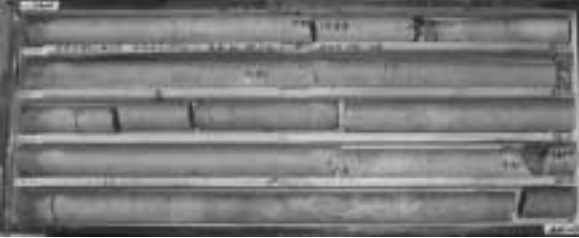



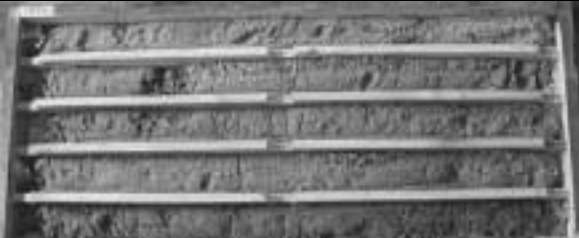
Class	Drilling Core Photographs	Geological Condition
B		<p>Drilling Core Condition Fresh and hard Crack spacing larger than 50 cm Cracks are closely adhered, no deterioration nor discoloration.</p> <p>Outcrop Condition The rock mass is solid. There is no opening joint and crack.</p>
CH		<p>Drilling Core Condition Relatively hard Crack spacing about 30cm Limonite adhered along cracks</p> <p>Outcrop Condition The rock mass is relatively solid. The rock forming minerals and grains undergo weathering except for quartz. The rock is contaminated by limonite etc.</p>
CM		<p>Drilling Core Condition Somewhat soft Crack spacing about 15 cm Thin clay is sandwiched along the opening.</p> <p>Outcrop Condition The rock mass is somewhat soft. The rock forming minerals and grains are somewhat softened by weathering, expect for quartz.</p>
CL		<p>Drilling Core Condition Soft rock fragments with clayey to sandy materials Crack spacing smaller than 5 cm</p> <p>Outcrop Condition The rock is soft. The rock forming minerals and grains are softened by weathering.</p>
D		<p>Drilling Core Condition Clayey and sandy materials with soft rock fragments</p> <p>Outcrop Condition The rock mass is remarkably soft. The rock forming minerals and grains are softened by weathering.</p>

Table 11.4 Summary of Proposed Quarry Site

Quarry Site	A	B	C	D	E
Location	Left bank of the Maskeliya Oya, about 800 m upstream from dam site E	Left bank of the Kehelgamu Oya, about 250 m upstream from the diversion weir site	Left bank of the Kelani River, about 800 m downstream from dam site E	Right bank of the Maskeliya Oya, about 1800 m downstream from dam site E (from F/S(1986))	Riverbed of the confluence of the Maskeliya Oya and the Kehelgamu Oya
Geology	Charnikitic Gneiss Thick overburden covers the bed rock.	Quartzite/Biotite gneiss Thick overburden covers the bed rock. ~	Biotite gneiss Thick overburden covers the bed rock. ~	Biotite gneiss Thick overburden covers the bed rock.	River deposits, including moderately weathered rock ~
Quantity	More than 100,000 m ³	More than 100,000 m ³	More than 100,000 m ³	More than 100,000 m ³	More than 100,000 m ³
Access Road	New construction Relatively difficult to access	New construction Relatively easy access ~	New construction Relatively difficult to access	Beside Route 7 Risk of traffic hindrance x	Easy access
Land use	cropping Tea plantation ~ x	Forest land Tea plantation ~	Forest land (Tea plantation) ~	Forest land	Riverbed, Palm garden ~
Condition	Private houses in the vicinity	Private houses beside the proposed access road	Ambient noise	Little space x	Private houses in the vicinity
Environmental issue	Not any	Not any	Impairing the landscape	Impairing the landscape	Environmental impacts were assessed. x
Conclusion	x			x	x
Investigation		Boring (BQ-1) L=25 m N198278.868, E165079.076 Laboratory tests			Test pits 4 points Laboratory tests

Note: good, fair, x poor. The locations of proposed quarry sites were illustrated in Figure 11.1.

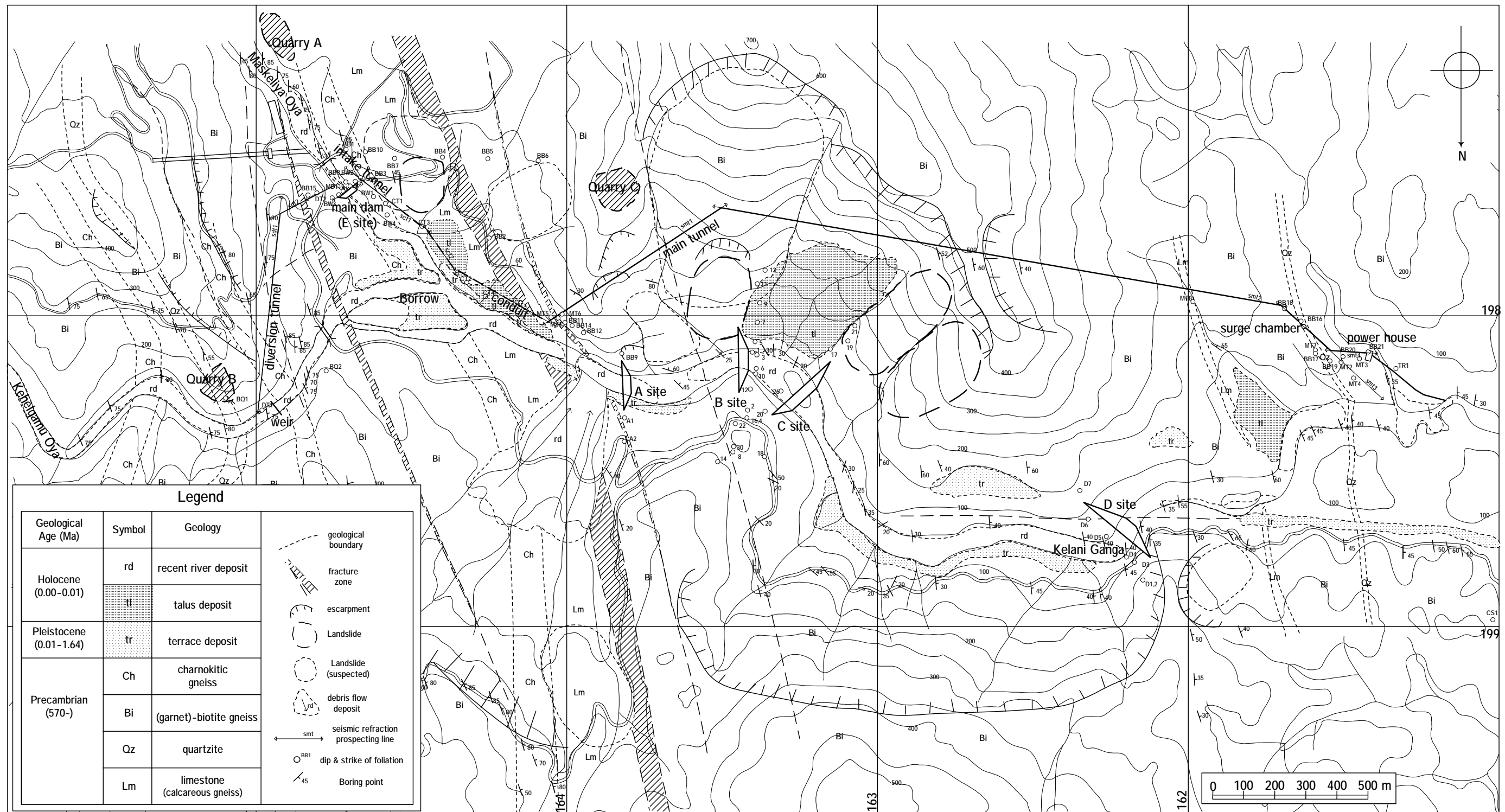


Figure 11.1 Geological Map of the Project Area

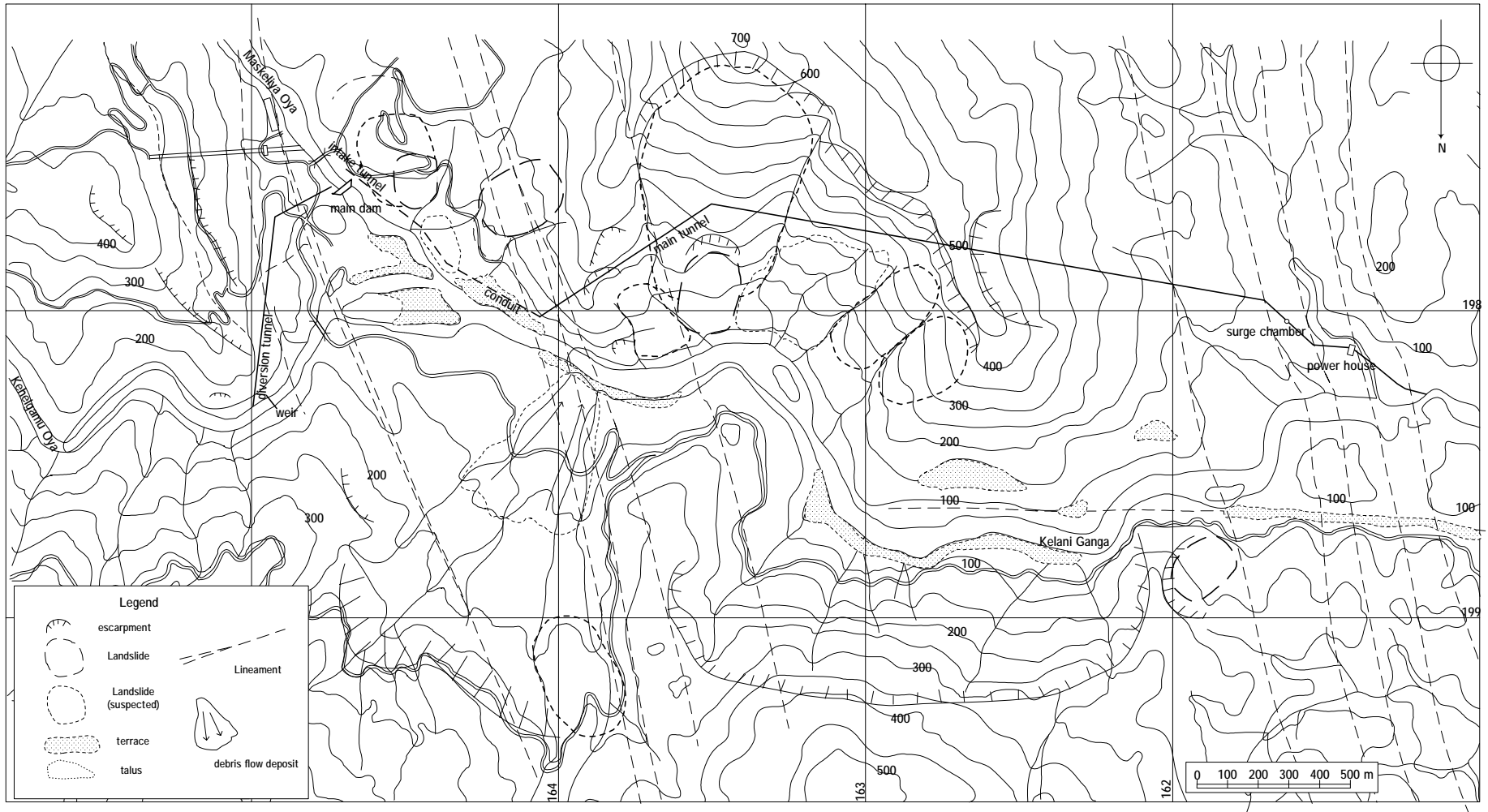


Figure 11.2 Geographical Feature based on Aerial Photograph Interpretation

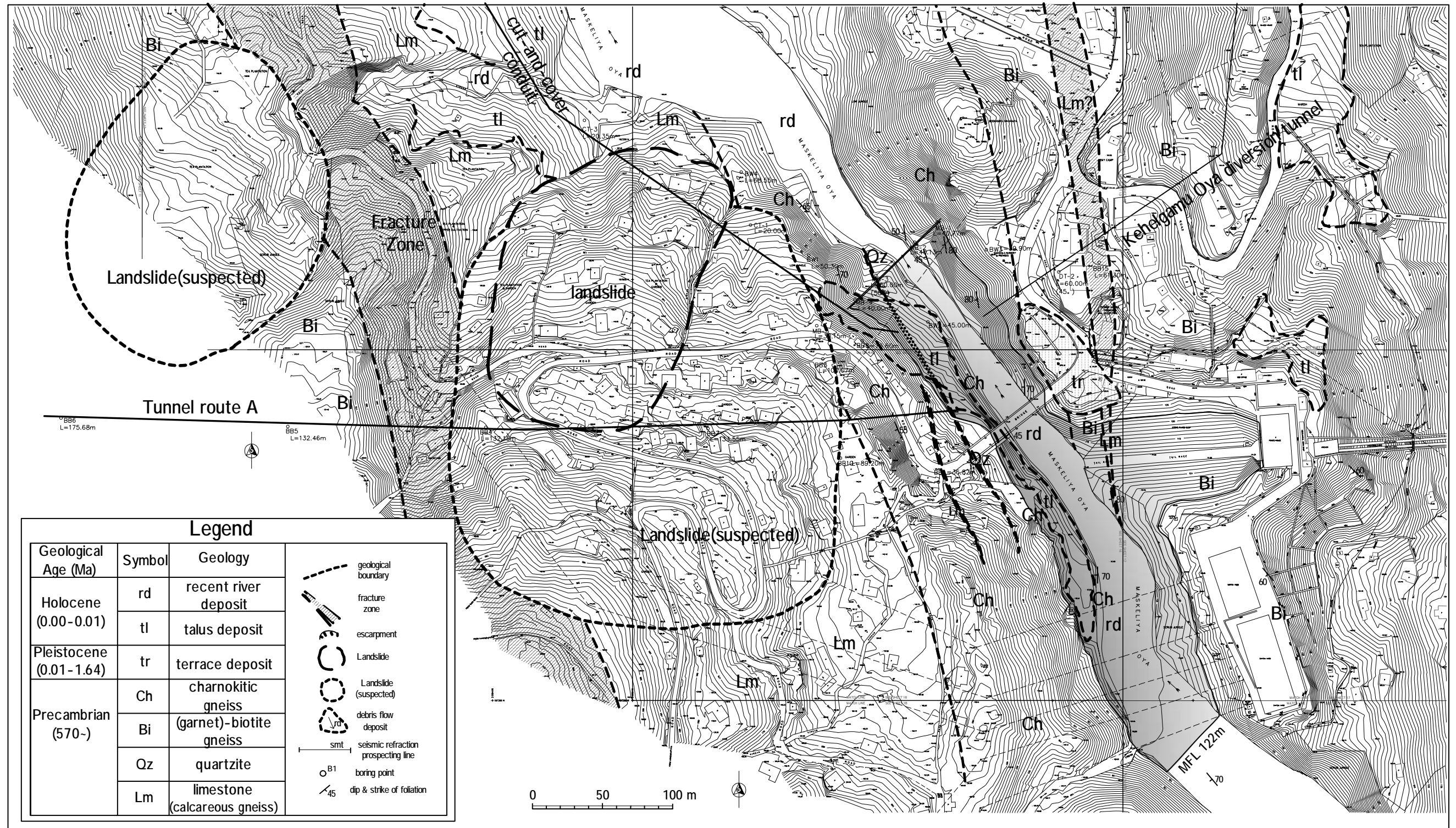
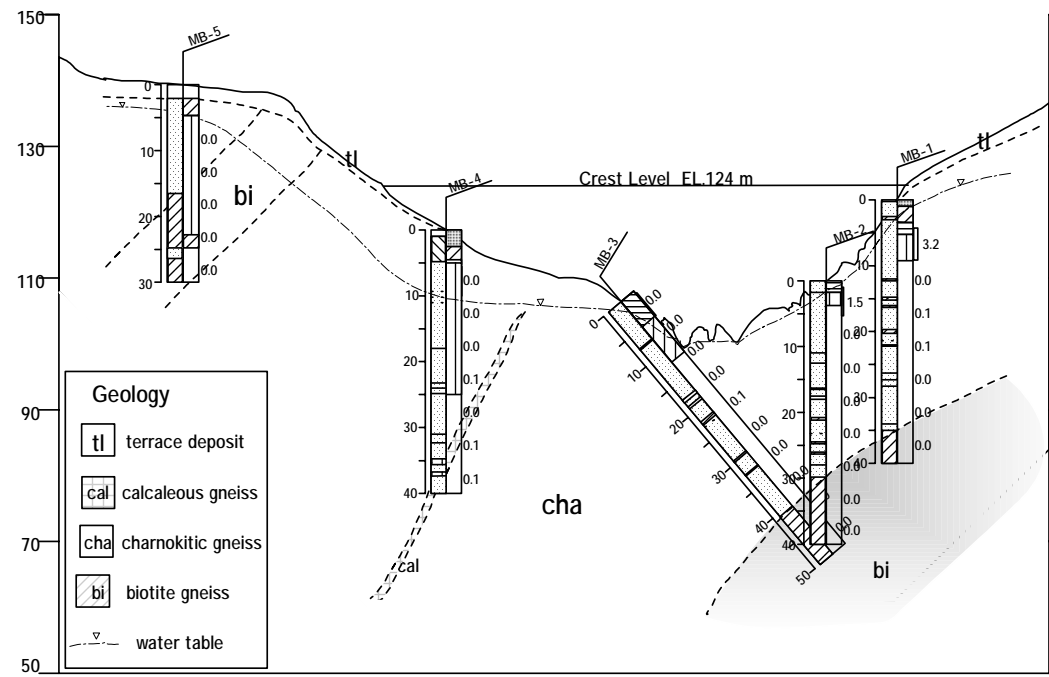
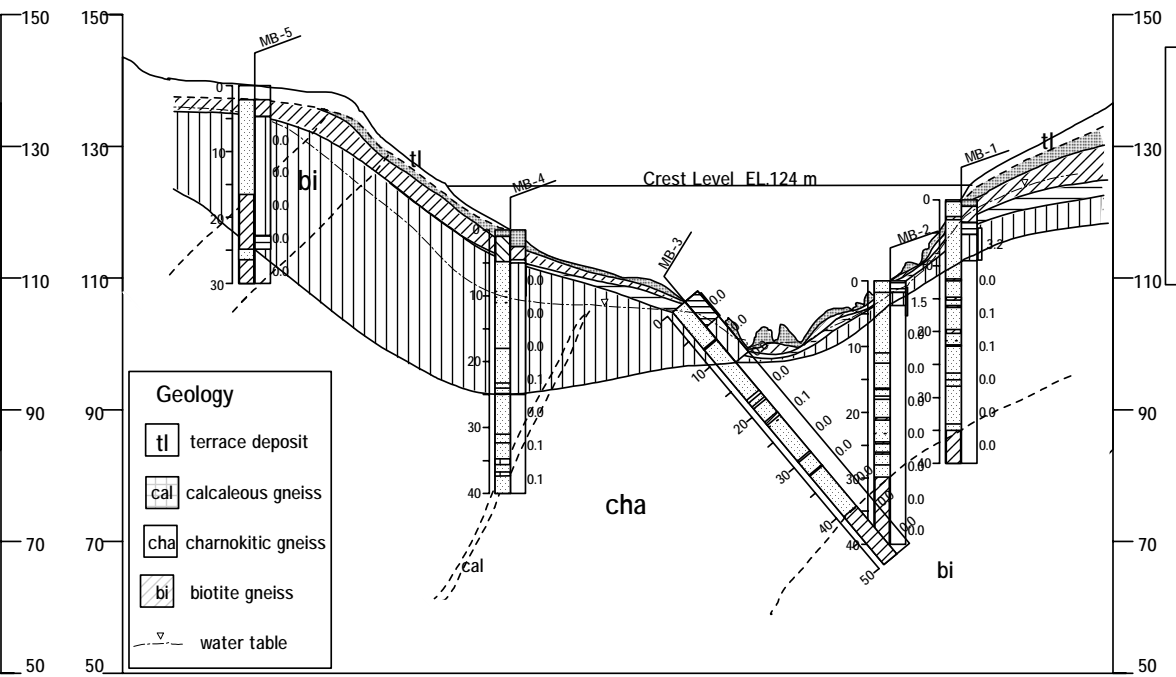


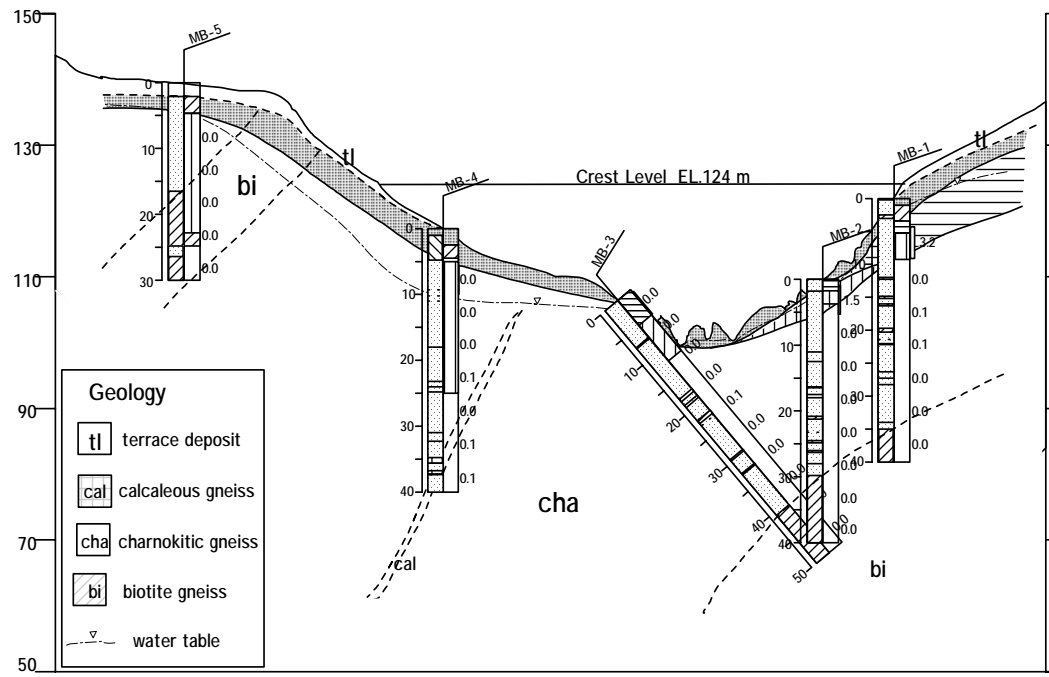
Figure 11.3 Geological Map of Dam Site E



Geological Section of Dam Axis



Rock Classification of Dam Axis



Lugeon Map of Dam Axis

Figure 11.4 Dam Axis Section of Dam Site E
Geological Section / Rock Classification / Lugeon Map

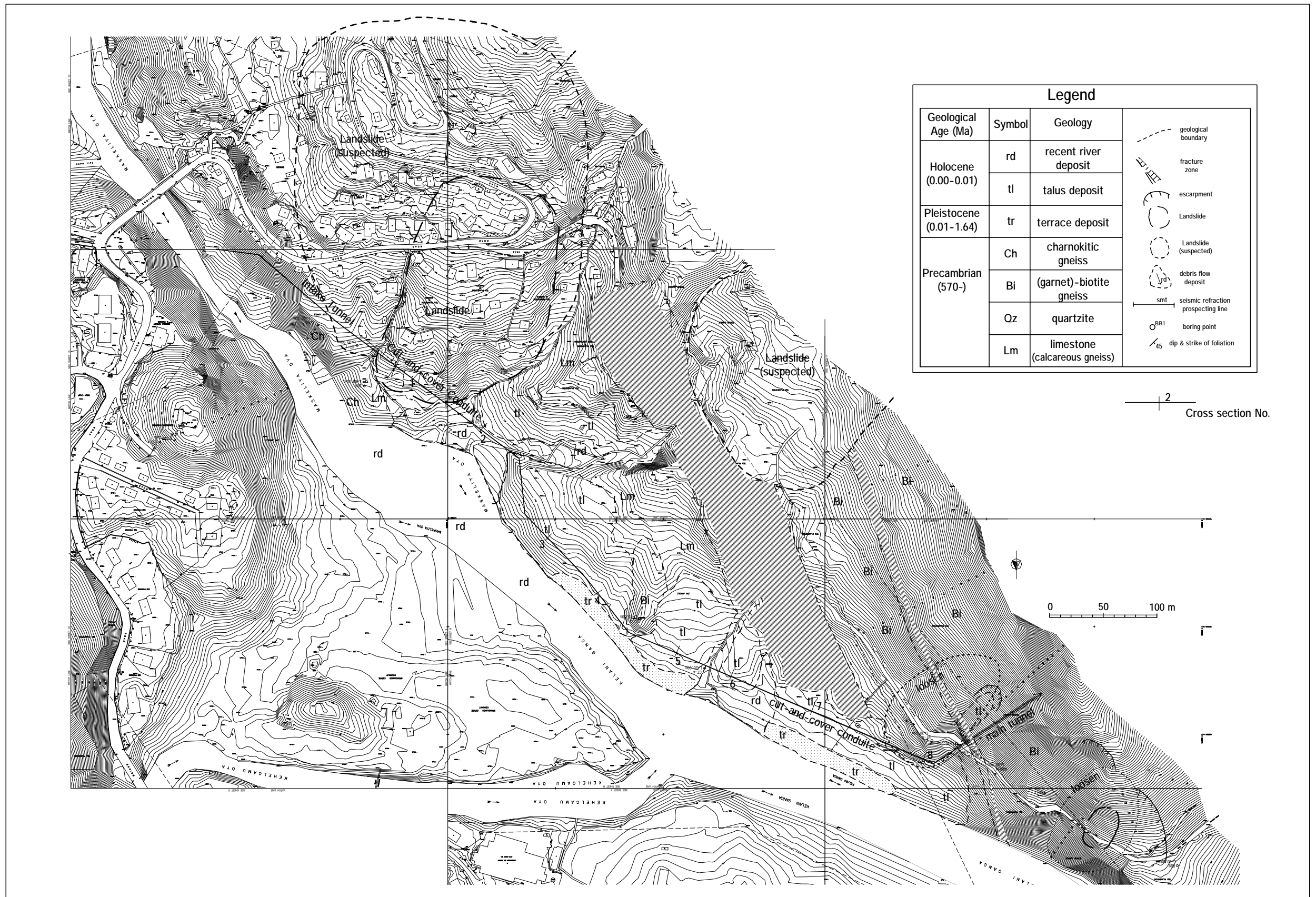


Figure 11.5 Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (1)

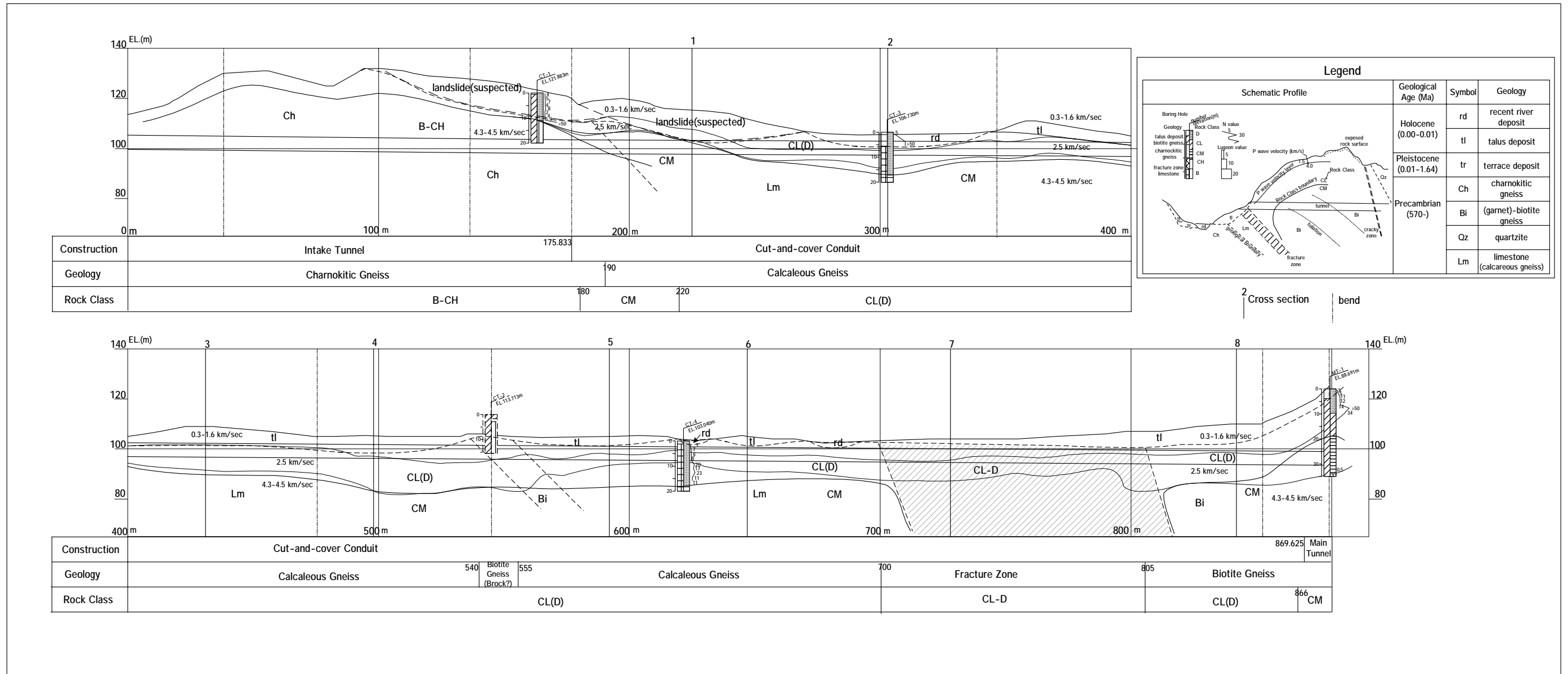


Figure 11.5 Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (2)

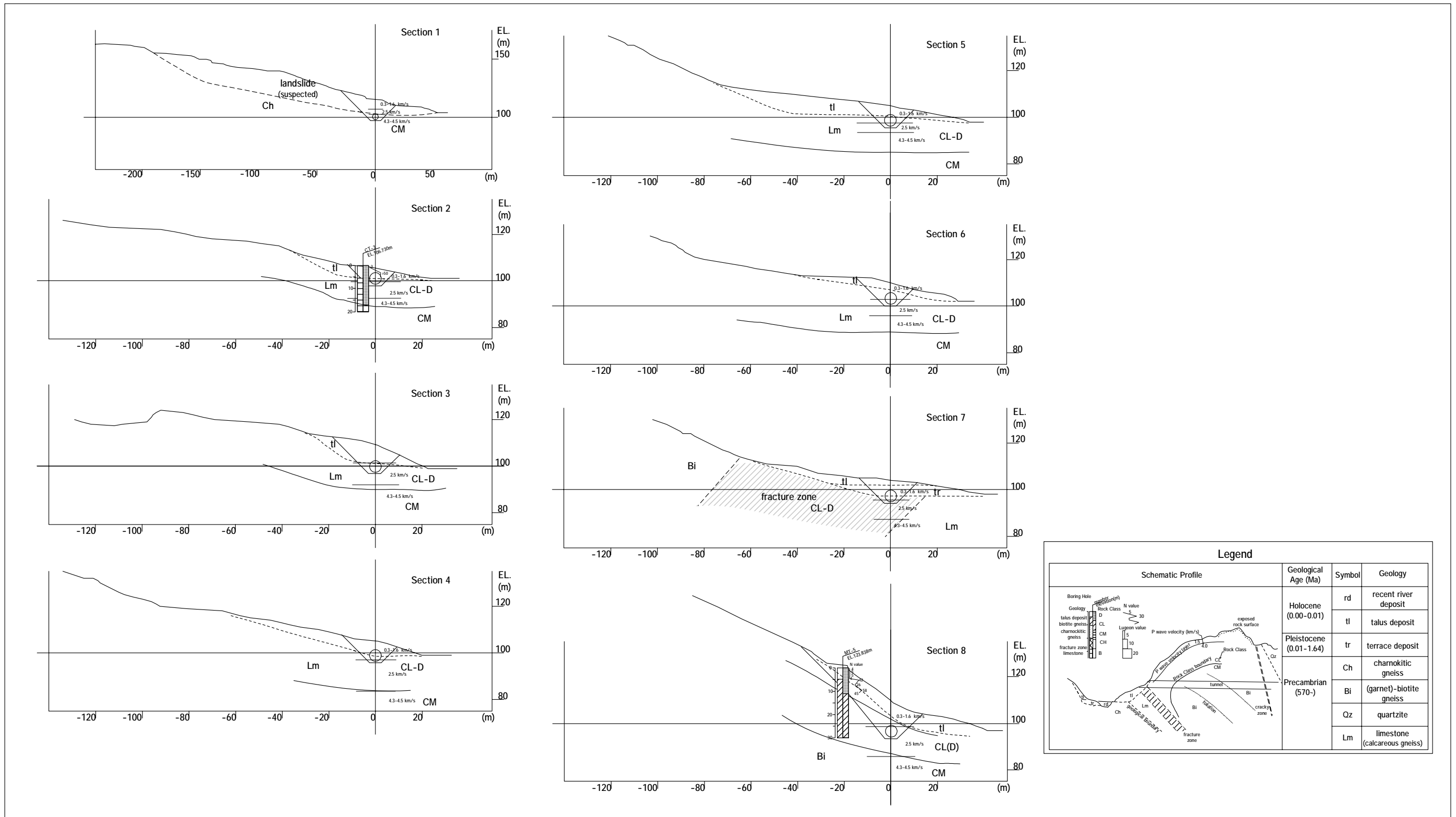


Figure 11.5 Geological Map and Section of Intake tunnel and Cut-and-cover conduit (3)

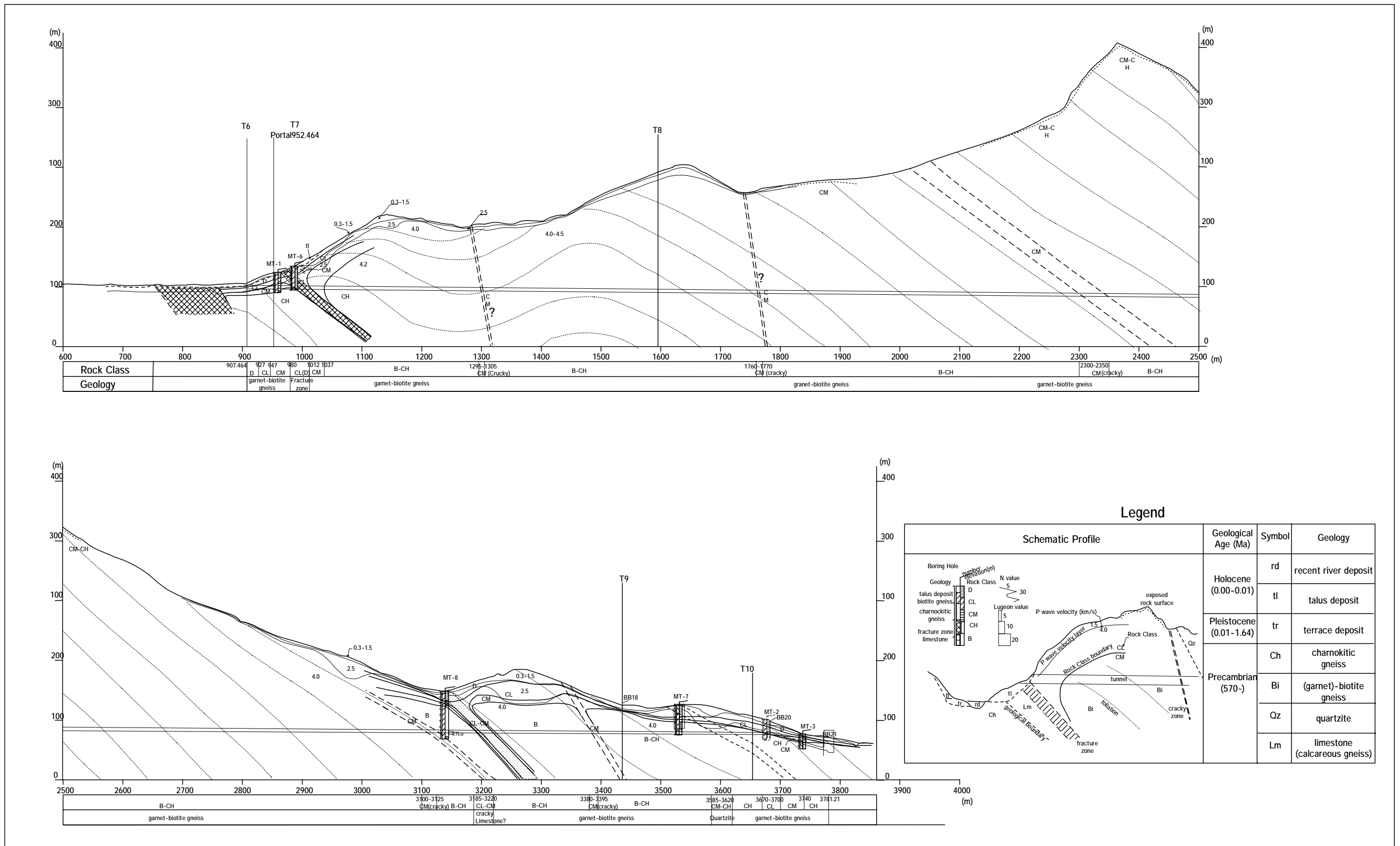


Figure 11.6 Geological Section along the Tunnel Alignment

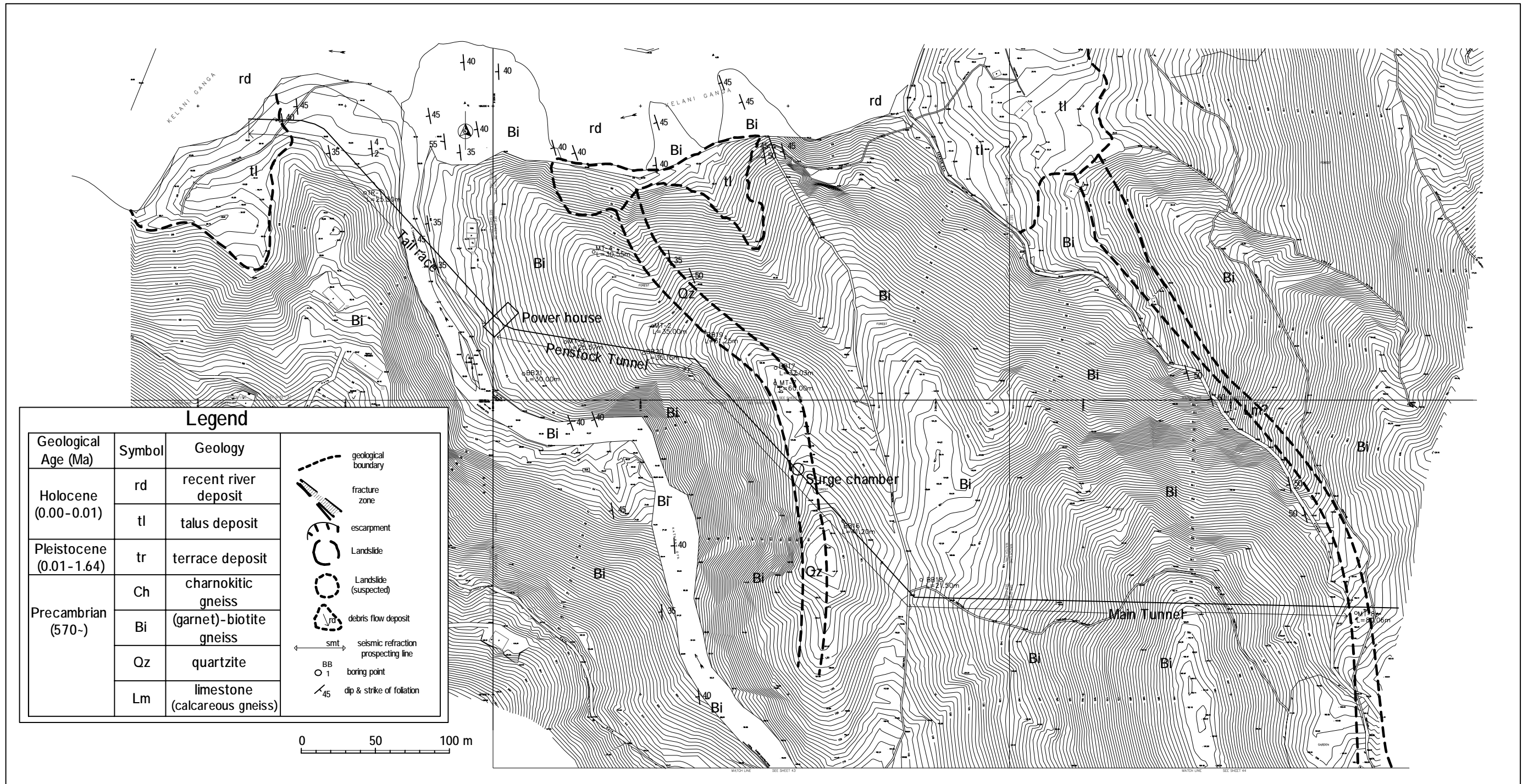


Figure 11.7 Geological Map of Powerhouse

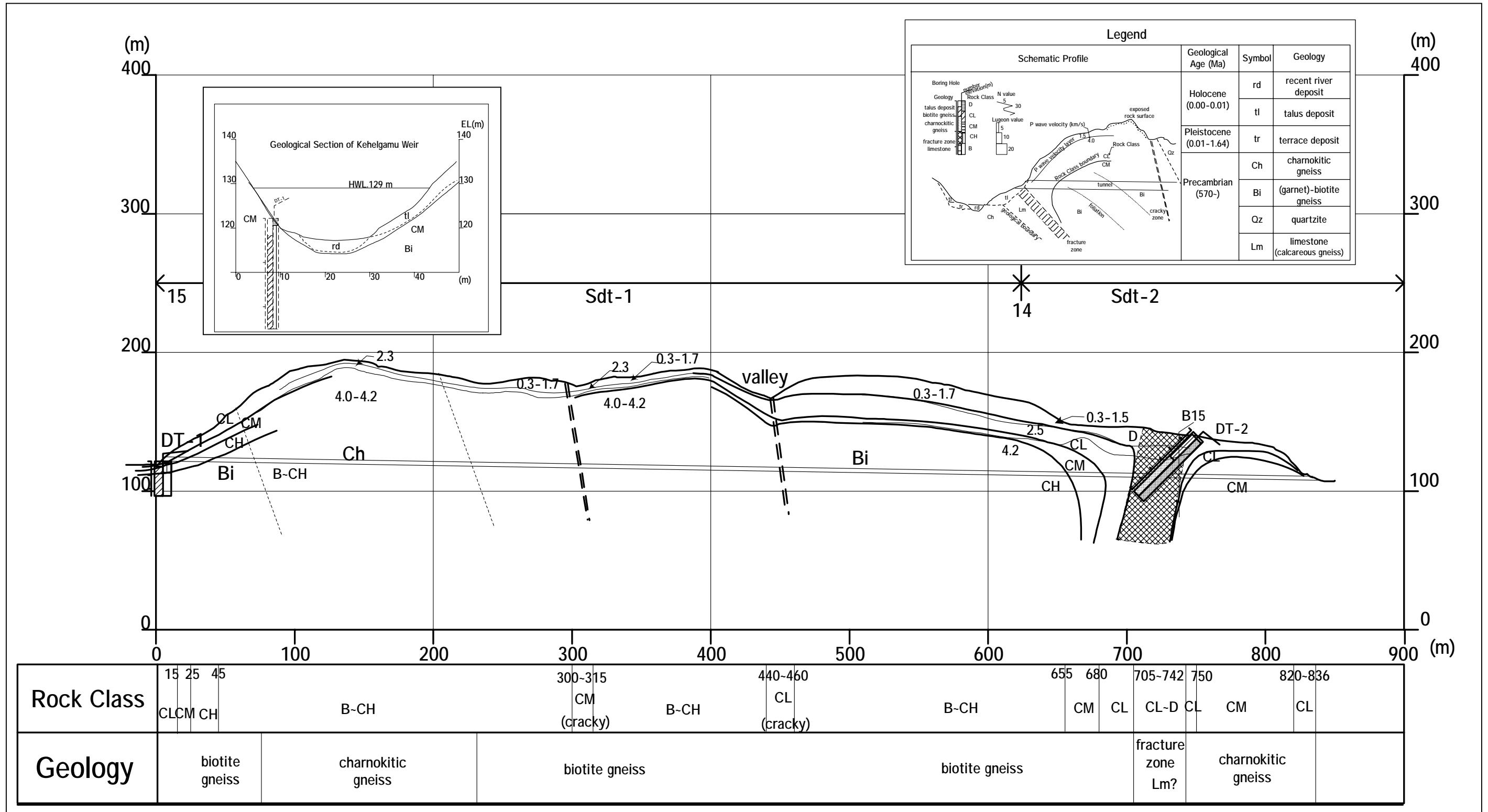


Figure 11.8 Geological Section along the Kehelgamu Oya diversion tunnel

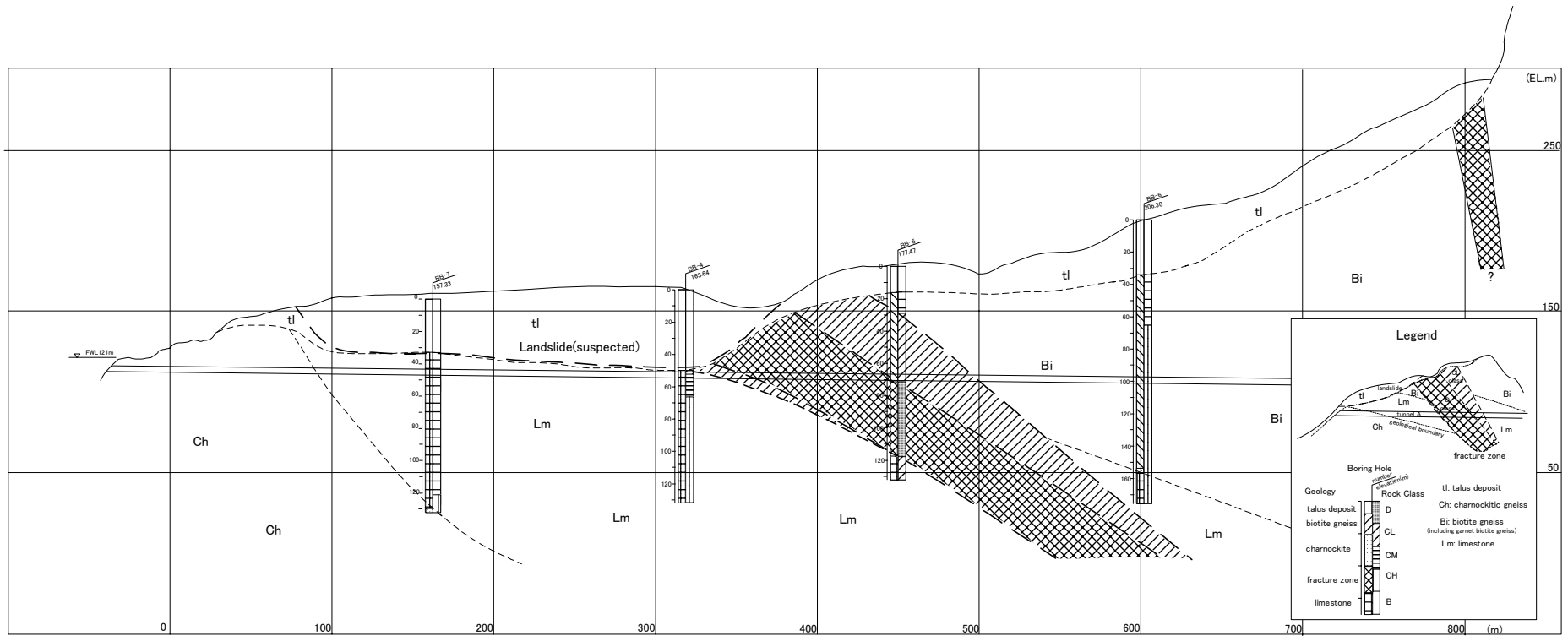


Figure 11.9 Geological Section along the Tunnel Alignment A

12. Broadlands プロジェクトの 開発計画

12. Broadlands プロジェクトの開発計画

12.1 Broadlands 水力発電計画

Broadlands 水力発電計画は、スリランカの南中央部の Central Highland を水源とし、コロンボ近郊でインド洋へと流れ込む Kelani 川の中流部に位置し、Colombo からは東の方向に約 65 km になる。Kelani 川は、上流部で Maskeliya 川と Kehelgamu 川に分かれており、Broadlands 水力発電計画は、両河川の合流部付近に位置する。

Kelani 川流域は、全体が多雨地帯に属する。既設の水力発電所がある同流域の上流部では、年間降水量が 4,000mm を、流域最上流部では 5,000mm を超える。5 つの既設水力発電所があり、合計出力 335MW を有している。スリランカにおける大規模水力開発の歴史は、1950 年に運転開始した同水系の Old Laxapana 水力発電所の建設に端を発し、以後 4 つの発電所が運開している。Broadlands 水力発電計画はこれら既設発電所の最下流に位置し、残り少ない同国の残存包蔵水力の中にあっては、Kelani 川における最後の有望地点とも言える。

Broadlands 水力発電計画は、既設 Polpitiya 水力発電所の放水口直下流の Maskeliya 川に高さ 24m のコンクリート重力式のダムを築造し、Kehelgamu 川取水堰からの最大 20m³/s の導水を合わせて、ダム左岸から最大 70m³/s を取水し、延長約 3.4km の圧力導水路により得られる有効落差 56.9m を利用して最大 35MW、年間発電電力量 137GWh (Polpitiya 発電所における 11GWh の減電含まず) の発電を行う流れ込み式の計画である。

12.2 基本レイアウトの検討

12.2.1 既存の調査

本計画については、CEB の独自資金により CECB (Central Engineering Consultancy Bureau) がコンサルタントとして F/S を実施しており、1986 年に報告書がまとめられている。

この F/S では、Fig. 12.1 に示すように、A から E の 5 ヶ所のダムサイトが提案されている。ダムサイト A および E については二つの、その他については一つのレイアウトが提案されており、これら 7 つのレイアウトの比較検討が行われている。

地質調査の結果から、III 案 (ダムサイト B) および IV 案 (ダムサイト C) は、ダムサイトの地質条件が悪いということで候補地点から除外されている。I 案についても、発電所地点の地質が不良であるという理由で、候補地点から除外されている。

また、VI 案についてはその経済性が明らかに VII 案に劣ることから、第一次の選考過程では II 案、V 案および VII 案が残された。その後の地質調査によって、II 案 (ダムサイト A) のダム基礎部の地質が不良であることが確認され、V 案と VII 案が残された。

最終的には、両者の経済性の比較によって、VII 案が選択されている。これは、発生電力量において両案の差がほとんどないのに対して、建設費は V 案の方が VII 案の約 30% 増になっていることがその根拠となっている。VII 案の主要諸元を以下に示す。

CECB のスタディによる Broadlands 発電計画諸元

項目	単位	諸元	備考	
流域面積 (残流域)	km ²	139	残流域	
貯水池	洪水位	EL.m	122.0	
	満水位	EL.m	121.0	
	底水位	EL.m	111.0	
	総貯水容量	10 ⁶ m ³	0.254	満水位以下
	有効貯水容量	10 ⁶ m ³	0.240	
ダム	ダム型式		コンクリート重力式	
	ダム高	m	24.0	
	堤頂長	m	100.0	
	堤体積	10 ³ m ³	30.6	
水路	本水路延長	m	3,561	D = 5.4~5.8m
	支水路延長	m	840	取水堰 H×L = 13.5×35.0m
	水圧管路延長	m	130	D = 4.9~3.5m
発電計画	基準取水位	EL.m	117.0	
	放水位	EL.m	53.6	
	損失落差	m	4.4	
	基準有効落差	m	59.0	
	最大使用水量	m ³ /s	79.4	39.7×2
	最大出力	MW	40	Francis 20MW×2 台

12.2.2 調査団によるレビュー

既存の調査におけるダムサイトおよびレイアウトの選定の妥当性を確認するために、CECB による報告書のレビュー、別な代替レイアウトの可能性の図上検討および現地踏査などを実施した。V 案および VII 案以外は地質不良ということで除外されていることから、既存の地質データの再検討と地質踏査を重点的に行った。地質に関するレビュー結果を Table 12.1 および Table 12.2 に示す。

レビューの結果、既存調査によるレイアウトの選定は妥当であることが確認された。

12.2.3 基本レイアウトの決定

上記のように、VII 案は地質的に V 案より好ましいこと、また経済性においても大幅に優れていることから、調査団は VII 案を最適レイアウトとして選択し、以降の検討はこのレイアウトについて行うことを提案した。しかし CEB は、VII 案 (ダムサイト E) は調整池容量が小さく、Broadlands および既設の Polpitiya 発電所の運転に自由度が少ない、という問題を提起してきた。これは、小規模な調整池しか持たない Kelani 川水系の幾つかの発電所で運転に苦労しているという CEB の経験から来ているものと思われる。

調査団は、下表に示すように多くの観点から両案の得失を比較し、総合的に VII 案が V 案より優れていることを確認し、以降の調査は VII 案について重点的に行うことに対する CEB の同意を得た。

V 案と VII 案の比較表

項目	VII 案 (ダムサイト E)	V 案 (ダムサイト D)
ダム	H = 24m、L = 100m	H = 58m、L = 350m
満水位	EL. 121m	物理的には EL. 121 m は可能であるが、湛水域のことを考慮すると EL. 111m がほぼ限界
有効貯水容量	$0.24 \times 10^6 \text{m}^3$	$1.00 \times 10^6 \text{m}^3$
発電所運用	本質的に流れ込み式	調整運転可 (ピーク運転、逆調運転)
最大出力	40MW	40MW
年間発電電力量	一次 52.85GWh 二次 92.38GWh 合計 145.23GWh	一次 51.87GWh 二次 92.07GWh 合計 143.94GWh
プロジェクトコスト (1986 年時点)	1,638 百万円ルピー	2,104 百万円ルピー (28%増)
地質状況	特に問題なし	- 調整池内左岸の地滑りが、湛水によって不安定化する懸念がある。 - ダム左右岸の風化層が厚く、掘削量が多くなりコスト高となる。
水没等	水路経過地に約 20 戸の移転家屋	- 約 2km の主要国道 - 耕地* : 茶畑 12.65ha、ゴム 0.71ha、ココナッツ 0.38ha、胡椒 0.38ha - 湛水池近傍の鉄塔基礎の安定解析が必要。 - 水没家屋 87 世帯*

* 今回の環境調査で確認された事項

また、今回のスタディで現地委託した環境調査の中で、V 案についても、概略調査を実施した結果、水没家屋として 87 世帯、耕地では 12.65ha の茶畑、0.71ha のゴム、0.38ha のココナッツおよび 0.38ha の胡椒畑が確認された。

これらの確認事項を踏まえた結果、環境面においても V 案が著しく劣ることから、基本レイアウトとしては VII 案が望ましく、CEB も同意した。

12.3 開発規模の検討

12.3.1 基本事項

(1) 地形図

今回のスタディの中で、導水路主トンネルを除く構造物設置予定地について、1/500 実測図を作成し、発電計画の検討を行った。また、洪水位、放水位の検討のために、河川縦横断図を作成し、設計の基礎資料として用いた。

(2) 貯水容量曲線

Fig. 12.1 に、1/500 実測図をもとに作成された、Broadlands 発電計画の主ダムの貯水容量曲線を示す。

調整池上流には既設 Polpitiya 発電所があるため、既設発電所の水没を避けるよう満水位を設定する必要があり、発電運用上必要な調整池容量を確保するのでは無く、地形上確保できる最大調整池容量を設定し、その池容量でできる発電運用を行うことになる。

(3) 流量資料

1) 低水流量

本計画は、小さな調整池を有する流れ込み式の発電計画であることから、電力量の算定は日流量を用いることとする。ダム地点流量のもとになる河川流量は、Broadlands 発電所下流の Kitulgala 測水所の観測流量があるものの、この上流には、2つの貯水池と3つの調整池、更には Kehelgamu 川から Maskeliya 川への流域変更もあり自然流量ではないので、この観測流量を直接用いることができない。また、各発電所の日単位の放流量データも無いことから、当該流域の雨量資料を基に流出解析（タンクモデル法）により算定した。タンクモデルの構築、すなわち諸係数の選定に際しては、Kitulgala 測水所の観測流量を参考とした。

2) 保証流量

Kitulgala 測水所の流量は、その信頼性に問題を含んでいる可能性があり、今回の調査の中でも問題無しとは結論づけられなかった。また、本測水所の流量は上流 Polpitiya 発電所の放流水の影響を受けている。Polpitiya 発電所は、電力需要の小さい週末には最大出力で運転する必要が無く、その影響もあってか、土曜日、日曜日の Kitulgala 測水所流量に小さな値が見られることが多い。このような場合、95% 確率保証値を保証流量として採用すると、その値は異常に小さくなる、すなわち本計画を過小評価する可能性がある。

従って今回は、ピーク需要時には Polpitiya 発電所は最大出力運転することが可能であると仮定し、95% 確率保証流量は Polpitiya 発電所から最大使用水量の放流がありこれに残流域の上乗せがあるものとした。すなわち、Polpitiya 発電所最大使用水量 $35\text{m}^3/\text{s}$ に 95% 確率保証残流量 (Q_{if}) を加えたものを 95% 確率保証流量 (Q_f) とした。

3) 洪水流量

洪水流量は、単位図法（ユニット・ハイドロ）、クリーガー式および上記測水所の高水記録に用いた確率洪水量の 3 手法により算定した結果もとに比較検討し、主ダムにおいてはクリーガー式による洪水量を、Kehelgamu 取水堰においては 10,000 年確率洪水量を設計洪水量とした。また、工事期間中の洪水量は、上記測水所の

洪水記録に基づく 2 年確率洪水量を採用した。詳細は第 10 章に述べられている。

(4) 調整池運用計画

本計画の発電方式は、日負荷に対応してピーク発電が可能なものにするため、Polpitiya 発電所の発電放流水を受け、残流を調整してピーク化できる日間調整池式とした。以下調整池運用計画に関連する発電諸元の設定方法を以下の通りとした。

1) 必要ピーク継続時間

需給バランスにおいて、電力需要ピーク時に水力発電所に要求される運転時間数であり、スリランカで至近に着工が予定されている同じ日間調整池式の Upper Kotmale 水力発電計画と同様な 3 時間とした。

2) ピーク発電使用水量

必要ピーク継続時間を 3 時間とし、Polpitiya 発電所最大使用水量 $35\text{m}^3/\text{s}$ に保証残流量を必要ピーク継続時間でピーク化した流量を基に設定した。

$$(Q = 35 + Q_{ir} \times 24\text{hr}/3\text{hr})$$

3) 保証尖頭出力 (P_f)

事故の場合を除き、当該発電所に要求される必要ピーク継続時間に使用しうる出力とし、年間の 95% の保証値とした。

4) 基準取水水位

最大出力時に基準となる取水水位と定義し、調整池の中間容量における水位を基準取水水位とした。水車の最高効率、基準取水水位において設定される。

12.3.2 発電規模の検討

(1) 比較検討方法

上記の最適レイアウトをもとに、最適規模の検討を行う。ダム高、あるいは調整池容量の比較検討は、本地点の地形特性上上流 Polpitiya 発電所への影響を避けるよう上限が設定されており、また、ダム高を下げ、調整池容量をこれ以上小さくすることは、運転の自由度すなわちピーク発電に著しい制限を与え得策ではないことが明かなため意味が無い。従って、調整池容量の検討は必要ないものと判断する。

放水水位については、有効落差が大きくなるようなるべく下流にもっていくことが望ましいが、地形の制約上限界があり、これも比較検討の必要はないものと判断する。

発電計画最適化のため、最適規模(最大使用水量)について比較検討が必要になる。

(2) 経済性比較

代替案の経済性評価手法は、第 16 章に記載されているように、代替火力の建設、運転費用を水力の便益と見なし、便益・費用法 (Benefit-Cost Method) により行った。

代替火力としては、35MW 級のガスタービンとした。

スリランカ国における未開発包蔵水力が限られていることから、最適計画の選定は、超過便益（便益 - 費用）最大を基本的な指標とした。なお、割引率については、10%を用いた。

(3) 工事費算定

各構造物の概算工事費を算定するための前提条件を記載する。

- 発電所建設工事費は、準備工事費（アクセス道路、発電所進入橋梁、キャンプおよび工事用電力）環境対策費、土木工事費、水力機器工事費、電気機械工事費、送電線設備費から構成される直接建設費と、技術費（エンジニアリングサービス費）管理費、予備費および土地補償費からなる。
- 土木工事と水力機器の単価は、スリランカ国で収集した至近の類似計画を参考に算定した。電気機械工事費は国際入札価格を参考に算定した。 -
技術費は直接建設費の 13%、管理費は直接建設費の 2%を計上した。
- 予備費は、準備工事費、環境対策費および土木工事費については 10%とし、水力機器工事費、電気機械工事費および送電線設備費については 5%とした。

(4) 電力量計算

電力量計算は、1950 年 10 月から 1998 年 9 月までの 48 ヶ年度の日流量資料を用いて行った。Broadlands 調整池の有効容量 $198,000\text{m}^3$ を利用して必要ピーク継続時間にわたって日間調整運転するものとし、95%の確率で発生可能な出力を保証出力とした。電力量は、既設 Polpitiya 発電所の日間の発電放流パターンや Broadlands 発電所の日間運転パターンを考慮せず、取水位としては基準取水位を、水位により変動する水車効率は平均値を用いて算定した。計算は、以下の条件による。

1) 計算条件

a) 主ダム地点流量 (Q_{dam})

$$Q_{\text{dam}} = Q_p + Q_{\text{ink}} + Q_{\text{ilb}}$$

ここに、 Q_p : Polpitiya 発電所放流量

Q_{ink} : Norton 調整池と Kehelgamu 取水堰間の残流量 ($20\text{m}^3/\text{s}$ で頭打ち)

Q_{ilb} : Laxapana 調整池と Broadlands 主ダム間の残流量

b) 河川維持流量

$0\text{ m}^3/\text{s}$ (最終案については、河川維持流量を見込むこととし、また、河川維持流量の増減に伴う電力量への影響も検討する)

c) 必要ピーク継続時間 (T_p)

$$T_p = 3 \text{ 時間}$$

d) 最大使用水量 (Q_{\max})

40m³/s、50m³/s、60m³/s、70m³/s および 80m³/s の 5 案について検討。

e) 有効落差 (H_e)

$H_e = \text{取水水位} - \text{放水水位} - \text{損失水頭}$

取水水位は基準取水水位 EL.118.0m、放水水位は EL.56.2m、損失水頭は 4.9m で、それぞれ一定とした。

f) 最大出力 (P)

$P = 9.8 \times \eta_t \times \eta_g \times Q_{\max} \times H_e$

ここに、 η_t : 水車効率 (= 0.9235 一定)

η_g : 発電機効率 (= 0.968 一定)

2) 電力量計算

a) 発電電力量 (E)

$E = 9.8 \times \eta_t \times \eta_g \times Q_{\text{dam}}$

ただし、 Q_{dam} は Q_{\max} で頭打ち。

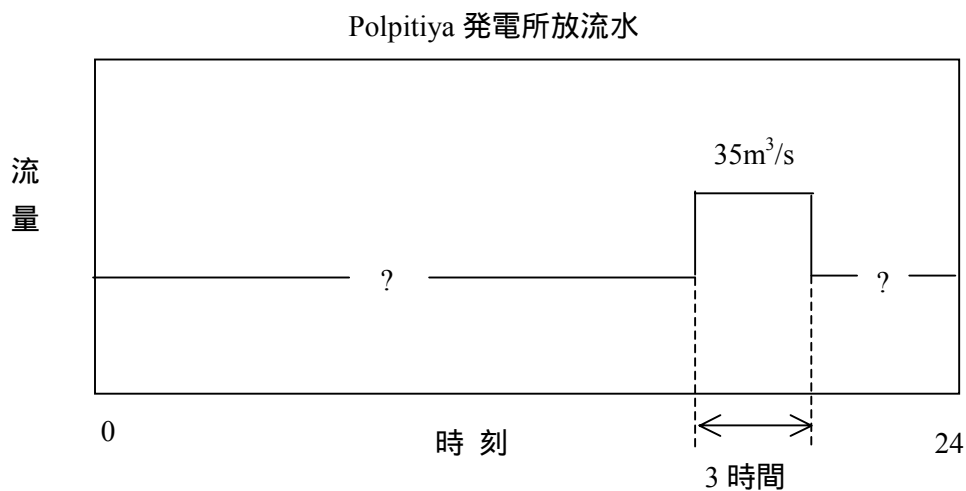
b) 保証尖頭流量 (Q_{Bp})

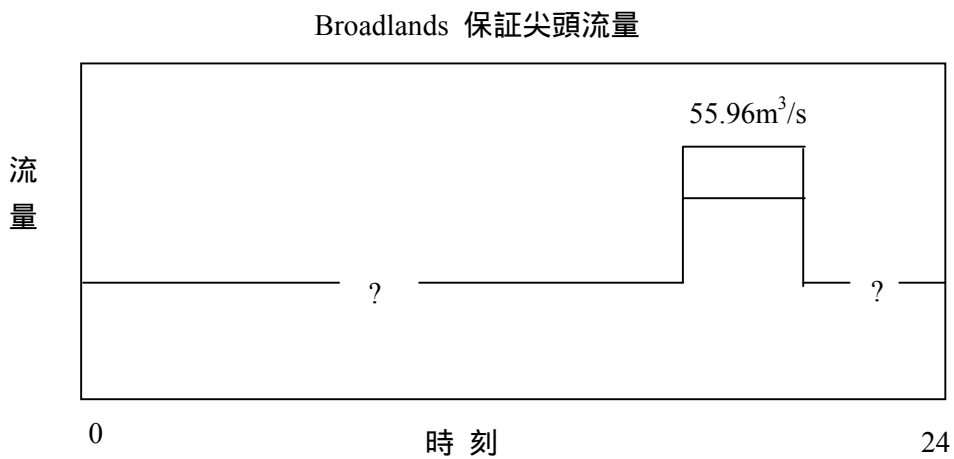
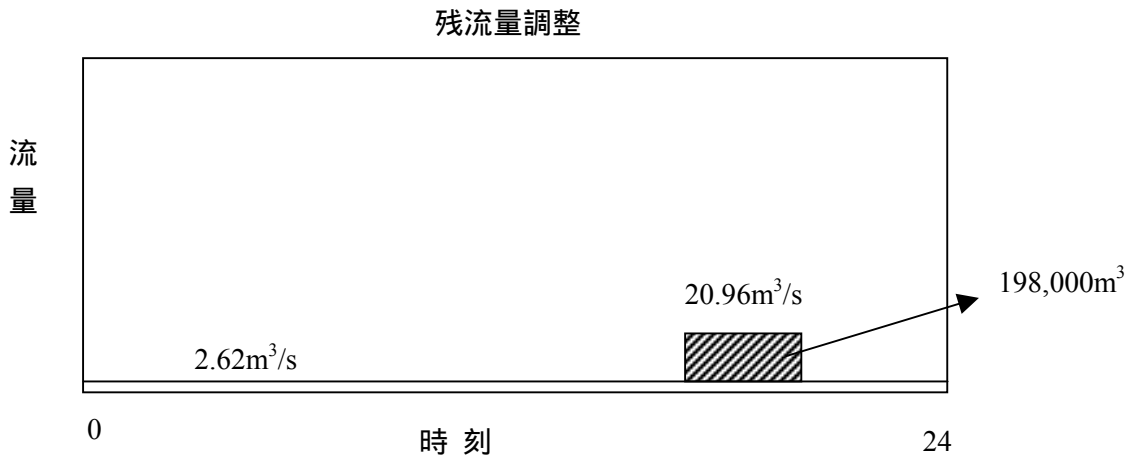
$Q_{\text{Bp}} = Q_{\text{Pmax}} + (Q_{\text{ink}} + Q_{\text{ilb}}) \times 24 / T_p$

ここに、 Q_{Pmax} : Polpitiya 発電所最大使用水量

ただし、 $(Q_{\text{ink}} + Q_{\text{ilb}}) > 2.62$ の時、

$Q_{\text{Bp}} = (Q_{\text{ink}} + Q_{\text{ilb}}) + 18.64$





(5) Kehelgamu 川取水堰導水量

Kehelgamu 川からの導水については、Kehelgamu 取水堰および支水路の建設費が、主ダムやその他の構造物の建設費に比較して極めて小さいことから、支水路の通水能力を大きくすればするほど経済性が向上することが判明した。しかしながら、最大通水量を $20\text{m}^3/\text{s}$ 超にしても、総導水量が頭打ちになることから、Kehelgamu 川からの最大導水量を $20\text{m}^3/\text{s}$ とした。

(6) 発電規模の比較検討

発電規模の比較検討ケースを下表に示す。全てのケースにおいて同一レイアウトとし、同一有効落差、同一効率を用い、最大使用水量を $40\text{m}^3/\text{s}$ から $80\text{m}^3/\text{s}$ まで $10\text{m}^3/\text{s}$ 刻みで変化させた。

全てのケースにおいて、Broadlands 調整池出現に伴う Polpitiya 発電所の放水位上昇による減電を考慮した。減電量は、現状の放水位 EL. 111m が Broadlands 調整池の基準取水水位 EL. 118m まで上昇することとし、年間で 11.1GWh とした。

比較検討ケース

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5
最大出力 (MW)	20	25	30	35	40
最大使用水量 (m ³ /s)	40	50	60	70	80
有効落差 (m)	56.9				

5 ケースの工事費を Table 12.3 に、年間発電電力量と保証出力を下表に示す。

年間発電電力量と保証出力

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5
最大出力 (MW)	20	25	30	35	40
年間発電電力量 (MWh)	109,075	116,085	121,545	126,773	129,801
95%保証出力 (kW)	19,100	23,875	25,065	25,065	25,065

上記の工事費、年間発電電力量および保証出力にもとづく経済性の比較検討結果を下表に示す。

経済性評価結果

最大出力	B - C (千\$)	E I R R	B / C
20MW	1,728	9.78%	0.97
25MW	1,174	10.18%	1.02
30MW	1,742	10.25%	1.02
35MW	1,799	10.25%	1.02
40MW	987	10.13%	1.01

B/C では、ケース 3 (30MW) が最大値を、B - C ではケース 4 (35MW) が最大値を示している。しかしながら、いずれのケースも経済性に大きな相違が無いこと、最大使用水量が大きい発電計画の方が運転の自由度があることなどを勘案し、原則どおり B - C が最大となるケース 4、最大出力 35MW の発電計画を最適とした。

12.4 最適発電計画

12.4.1 最適発電計画

以上の比較検討結果から、最適発電計画として、ケース 4 の最大使用水量 70m³/s、最大出力 35MW を選択した。下表に最適発電計画の諸元を示す。

Broadlands 水力発電計画概要

流域面積	
主ダム	201km ²
Khelgamu 取水堰	176km ²
調整池（主ダム）	
調整池容量	216,000m ³
調整池有効容量	198,000m ³
湛水面積	37,700m ² (at EL. 122.0m)
洪水位	122.0m
満水位	121.0m
底水位	111.0m
主ダム	
型式	コンクリート重力式
高さ	24.0m
堤頂長	114.0m
水路	
導水路トンネル延長	3,404.7m
水圧管路延長	243.0m と 248.4m
発電所（長さ、幅、高さ）	32.0m × 17.0m × 33.2m
発電計画諸元	
最大使用水量	70.0m ³ /s
有効落差	56.9m
最大出力	35MW (17.5MW × 2)
年間発生電力量	126.8GWh (Polpitiya 発電所減電込み)

12.4.2 河川維持流量の影響

最適発電計画について、維持流量を放流した場合の年間発生電力量に与える影響は下表の通りである。

河川維持流量 (m ³ /s)	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
年間発電電力量 (GWh)	126.8	126.4	126.0	125.6	125.2	124.8

12.5 送電線ルート

送電線ルートについては、CECB の F/S 報告書に述べられているとおり、Broadlands 開閉所より直線距離で約 800m の Kelani 川対岸に布設されている 132kV Kolonnawa - Polpitiya 送電線 4 回線のうち 3 号線を開閉所内のシングルプスに 接続する方式 (A 案) と、CEB より検討の要求のあった Polpitiya 開閉所まで新規の送電線を布設する方式 (B 案) について調査を行った。調査は、1/10,000 地形図、CEB 送電線配置図および現地踏査により実施した。

本調査団は、下記の理由により A 案採用を提案する。

-
- B 案は、CEB のルール上、新設送電線として扱われることから、回線数は 2 回線とする必要があり、A 案に比べ工事費が割高となる。
 - A 案と B 案とでは送電線事故や開閉所関連事故に対する信頼度は、ほぼ同一である。
 - 現状 Polpitiya 開閉所に Broadlands 発電所からの 2 回線の送電線を接続可能な引出鉄構の空きがない。

ただし、CEB 内において系統全体の信頼度強化のために、New Laxapana – Polpitiya 線および Old Laxapana – Polpitiya 線を Polpitiya 開閉所から切り離す計画があることから、B 案については将来の系統の状況によって、再度代替案として検討する必要がある可能性がある。

(1) 送電電圧

A 案は既設の 132kV 送電線に、B 案は既設の 132kV 母線に接続することになるため、両案とも送電電圧は 132kV となる。

(2) 架空地線

スリランカの送電線主保護には、主に距離継電器が使用されているが、CEB の送電線保護ルールによると 15km 未満の送電線の主保護には光ファイバーケーブルを用いた電流差動継電器保護を使用することになっている。両案とも Polpitiya 向けの送電線巨長は約 5 km となることから、電流差動継電器保護を適用することになる。このため、Polpitiya 向けの送電線の架空地線は、OPGW (Composite Fiber Optic Ground Wire) に張り替えることとする。

(3) A 案ルート

A 案の送電線ルートは、開閉所から約 800m の右岸に位置する Kolonnawa – Polpitiya 送電線 3 号線を切断し、その両端を左岸の開閉所母線に引込むものである。また、起点は、開閉所内引出鉄構での取合い点とする。

本案は、近傍には既設送電線が数多くある中で、既設 Kolonnawa – Polpitiya 送電線 4 回線の内 1 回線をルート変更し、Broadlands 開閉所に接続する方式であることから送電線総数は変わらず、環境的な影響はほとんどないといえる。

地形については、送電線から開閉所地点に緩やかに下っていく形であることから、特に問題はない。

設計面では、右岸送電鉄塔から左岸の開閉所鉄構までの距離が 300m 超と引出の径間としては大きいことから、鉄構への荷重を低減させるために開閉所内に 2 回線引留送電鉄塔を 1 基設置し、引出口における長径間の送電線荷重は、この引留送電鉄塔に負担させる必要がある。

この引留送電鉄塔から、対岸 (右岸) で引出送電線を受け取る最初の鉄塔までは、2 回線鉄塔を使用する。その後送電線は、Polpitiya 向けおよび Kolonnawa 向けの Kolonnawa – Polpitiya 送電線 3 号線へ繋ぎ込ために、東西に 1 回線ずつ分かれること

から、他の送電鉄塔は、1回線用のものを使用する。

新設される送電線巨長は、以下の通りである。

Polpitiya 向け 1 回線： 約 1.1km

Kolonnawa 向け 1 回線： 約 1.1km

上記巨長の内、約 300m は 2 回線鉄塔にまとめて懸架されることになる。

なお、送電線容量については CEB より Kolonnawa – Polpitiya 送電線 3 号線 1 回線で問題ないとの見解を得ているが、需要の増加等が予想されることから詳細設計において再度検討する必要がある。

(4) B 案ルート

B 案ルートは、途中まで A 案の Polpitiya 向け 3 号線と同じルートをたどり、Kolonnawa – Polpitiya 送電線の隣を平行に通り Polpitiya 開閉所に向かうもので、巨長約 5km となる。建設条件は A 案とほぼ同じことから環境的にも、地形的にも問題はないと推測される。ただし、B 案ルートについては現地踏査調査は実施していない。

Table 12.1 Summary of Proposed Dam Sites

Dam site	Site A	Site B	Site C	Site D	Site E
profile					
Bore holes investigation	3 holes	16 holes	10 holes	7 holes	5holes
Geography	Left bank 45° Right bank under EL. 105 m 38° EL. 105 m and over 12° EL. About 105 m Terrace about 25 m wide Riverbed 55 m wide	Left bank under EL.180 m 34° EL.180 m and over 73° Right bank 50° Riverbed 40 m wide	Left bank 58° Right bank under EL.170 m 30° EL.170 m and over 60° Riverbed 56 m wide Holm is in the center of the river bed.	Left bank under EL.100 m 30°, ridge EL.100~110 m 8°, ridge EL.110 m and over 24° Right bank 50°, collapse Riverbed 100 m wide	Left bank 40° Right bank 50° Riverbed 60 m wide V shaped valley
Geology	Bedrock biotite gneiss, calcareous gneiss Unconsolidated deposits Left bank Talus deposits are thin. Residual soil 5~15 m thick Riverbed gravel and sand within 5 m thick (assumed) Right bank terrace deposits Residual soil 16 m thick	Bedrock biotite gneiss Unconsolidated deposits Left bank landslide about 15 m thick Riverbed gravel and sand about 2~3 m (assumed) Right bank talus deposits 1~2 m thick Residual soil about 30 m thick (EL.160 m)	Bedrock biotite gneiss Unconsolidated deposits Left bank landslide 15~36 m thick Riverbed gravel and sand about 10 m thick (assumed) Right bank talus deposits 1~2 m thick, and residual soil about 7 m thick	Bedrock biotite gneiss, granitic gneiss, quartzite Unconsolidated deposits Left bank talus deposits 1~2m thick Residual soil 5~10 m (average), 20 m thick (EL.130m) Riverbed Outcrops are partly exposed. Gravel and sand about 2~3 m thick Right bank residual soil 10~20 m thick (average), 20~25 m thick (at above EL.100 m bore holes)	Bedrock charnockitic gneiss, biotite gneiss Unconsolidated deposits Left bank Talus deposits less than 1 m thick Residual soil 2.3 m thick Riverbed Outcrops are exposed. Few gravel and sand deposits are distributed. Right bank talus deposits less than 1 m thick Residual soil about 1 m thick
Rock condition	Depth of the surface of the dam foundation (CM class) Left bank 5~15m Riverbed within 5 m (assumed) Right bank more than 16 m Below EL. 100m (Dam A crust level EL.111 m)	Depth of the surface of the dam foundation (CM class) Left bank 20~25 m (landslide) Riverbed about 10 m Right bank 23~30 m More than 70~100 m at the saddleback, assumed fault	Depth of the surface of the dam foundation (CM class) Left bank 15 ~ 36 m (landslide) Riverbed about 10m (assumed) Right bank 10~40m More than 70~100 m at the saddleback, assumed fault	Depth of the surface of the dam foundation (CM and CH class) Left bank 15~22 m Riverbed 5~10m (assumed) Right bank 15~30m Although fresh and hard rocks are exposed at the riverbed, thick residual soil covers both banks. A fault is assumed to lie on the left saddleback.	Depth of the surface of the dam foundation (CM class) Left bank 5 m Riverbed 1~2 m Right bank 3.4 m Fresh and hard rocks are exposed at the riverbed, and soil of both abutments is thin.
	×	×	×		
Permeability	Depth of the surface of less than 2 Lu zone (no grouting is required.) Left bank more than 12 m (unknown) Riverbed no data Right bank more than 73 m 0~58 m more than 20 Lu 58~77 m 2~5 Lu	Depth of the surface of less than 2 Lu zone No data A saddleback on the right bank, which is covered by thick soil, may cause leakage Water table Left bank 122 m Right bank 140 m	Depth of the surface of less than 2 Lu zone No data A saddleback on the right bank, which is covered by thick soil, may cause leakage Water table Left bank 140 m Right bank 105 m	Depth of the surface of less than 2 Lu zone Left bank more than 25 m 0~25 m more than 100 Lu Riverbed 10~25 m Right bank 22.5~27.5m Thick residual soil covers both banks. Both banks show high permeability until about 25 m in depth.	Depth of the surface of less than 2 Lu zone Left bank 5.4m Riverbed 1.0m Right bank 9.1m Suitable in permeability for a concrete dam foundation
	×				
Conclusion	×	×	×		

Note: :good, :fair, × :poor

表12.2 レイアウト比較検討表

比較案	ダム	発電所	堤高	堤頂長	ダムサイト	トンネル・ペンストック・発電所	評価
Alternative I	A	右岸	-	-	左岸側は比較的急峻な地形を呈し、堅硬な岩盤が浅い深度から出現するが、右岸側は緩斜面を呈し風化が厚い（地すべり性）ため、ダム基礎が深く掘削量が膨大になり、重力式コンクリートダムサイトとして不適である。また、F/S(1986)の地質図によると、右岸側には石灰岩の分布が予想され、漏水の危険性がある。	地質的な問題は認められない。	×
Alternative II	A	左岸	-	-	同上	トンネル起点側の風化が厚く（地すべり性）、トンネル坑口として不適である。	×
Alternative III	B	左岸	-	-	左岸側直上流部には地すべり地が分布する。現状は安定しているが、湛水により不安定化する恐れがある。ダムサイト左岸尾根部は風化が厚く風化岩滑りの可能性があり、右岸側も風化が厚く掘削量が多くなるため、コンクリート重力ダムサイトとして不適である。	地すべりが分布し、起点側坑口の設置が困難である。	×
Alternative IV	C	左岸	-	-	同上	風化が厚く（一部地すべりにかかる可能性あり）、起点側坑口の設置が困難である。	×
Alternative V	D	右岸	57m	350m	V字谷を形成し、河床には堅硬な岩盤が露出している。このサイトはコンクリート式重力ダム基礎として十分な強度を有しているが、左右岸ともに風化が厚く掘削量が多くコスト高となる。ダムサイトの1.5km上流左岸側に地すべりがあり、湛水により不安定化する恐れがある。また、最下流に位置するため、発電の上、他のサイトに比べ規模の大きなダムが必要であり、ダム建設にかかわるコストは大きい。	地質的な問題は認められていないが、ペンストックの付近は流れ盤状を呈し風化が厚い（地すべり性？）。斜面の安定性を検討するためには、詳細な調査が必要がある。	
Alternative VI	E	左岸	25m	100m	河床部はダム基礎として良好な堅硬岩盤が露出しており、両岸ともに風化深度は浅いと推定され、堤体の掘削量は少なく、ダム規模も小さく経済的である。調整池右岸には石灰岩が出現するため、漏水の可能性を否定できないが、石灰岩の規模が小さく、常時満水位まで地下水の上昇が認められる（2003/10現在）ことから、仮に対策を行うとしても、対策は容易であると予想される。	地質的に大きな問題はない。ただし、蓋渠基礎区間は風化が厚く、CL-D級岩盤が広く分布するため、基盤の強度を確認し、不同沈下等を起こさない設計を行う必要がある。 Alternative VIIは、VIIに比ベトンネル区間が長くコスト高となる。	×
Alternative VII	E	左岸	25m	100m	対象河川の水量が少ないため、他流域からの導水の必要であり、さらに導水トンネルや堰等の施設が必要である。		

Table 12.3 Construction Costs for Alternatives

(Unit: US\$)

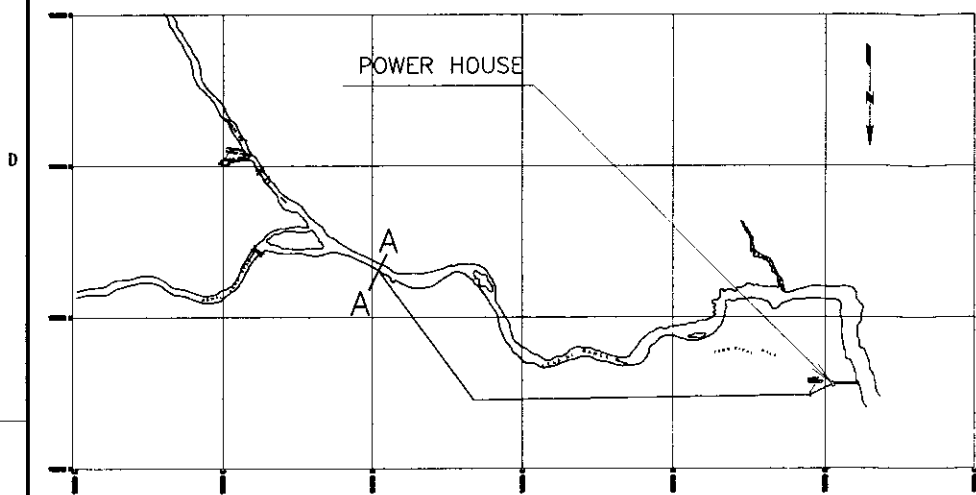
Item	20MW	25MW	30MW	35MW	40MW
I Direct Construction Cost					
Preparatory Works	5,050,000	5,050,000	5,050,000	5,050,000	5,050,000
Environmental Mitigation Measure	1,230,000	1,230,000	1,230,000	1,230,000	1,230,000
Civil Works					
Care of River	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000	2,500,000
Dam	7,090,000	7,090,000	7,090,000	7,090,000	7,090,000
Intake	578,000	612,000	646,000	680,000	714,000
Headrace Tunnel	14,970,000	16,380,000	17,270,000	18,070,000	18,960,000
Surge Chamber	1,861,500	1,971,000	2,080,500	2,190,000	2,299,500
Penstock	700,000	730,000	760,000	770,000	820,000
Powerhouse	2,992,000	3,168,000	3,344,000	3,520,000	3,696,000
Tailrace	2,405,500	2,547,000	2,688,500	2,830,000	2,971,500
Kehelgamu Oya Diversion	3,350,000	3,350,000	3,350,000	3,350,000	3,350,000
Total of Civil Works	36,447,000	38,348,000	39,729,000	41,000,000	42,401,000
Hydro-Mechanical Works	5,430,000	5,550,000	5,710,000	5,870,000	6,030,000
Electro-Mechanical Works	14,440,000	16,010,000	17,580,000	18,970,000	20,000,000
Transmission Line	280,000	280,000	280,000	280,000	280,000
Grand Total	62,877,000	66,468,000	69,579,000	72,400,000	74,991,000
II Engineering	9,410,000	9,410,000	9,410,000	9,410,000	9,410,000
(10% of Grand Total)					
III Administration	1,450,000	1,450,000	1,450,000	1,450,000	1,450,000
(2% of Grand Total)					
IV Physical Contingency	5,280,000	5,550,000	5,780,000	5,980,000	6,180,000
(10% of I,II & III)					
V Land Acquisition	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Ground Total (I yo V)	79,117,000	82,978,000	86,319,000	89,340,000	92,131,000

4

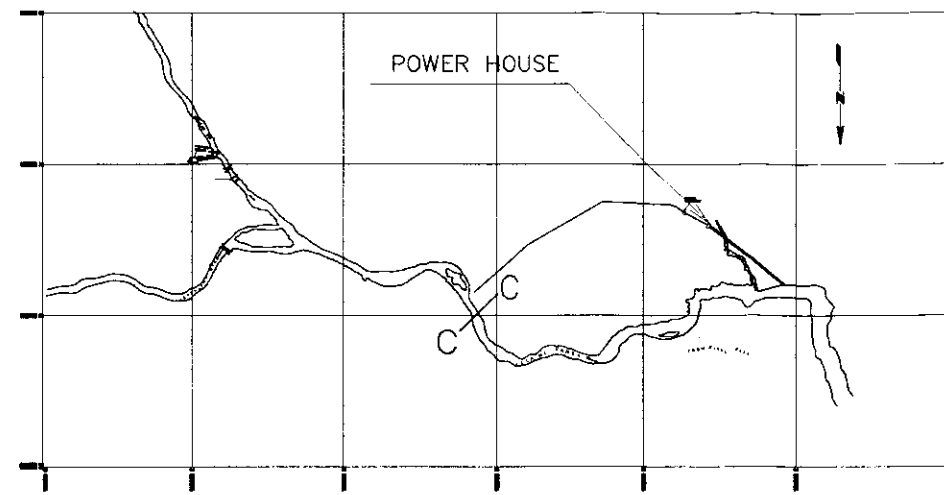
3

2

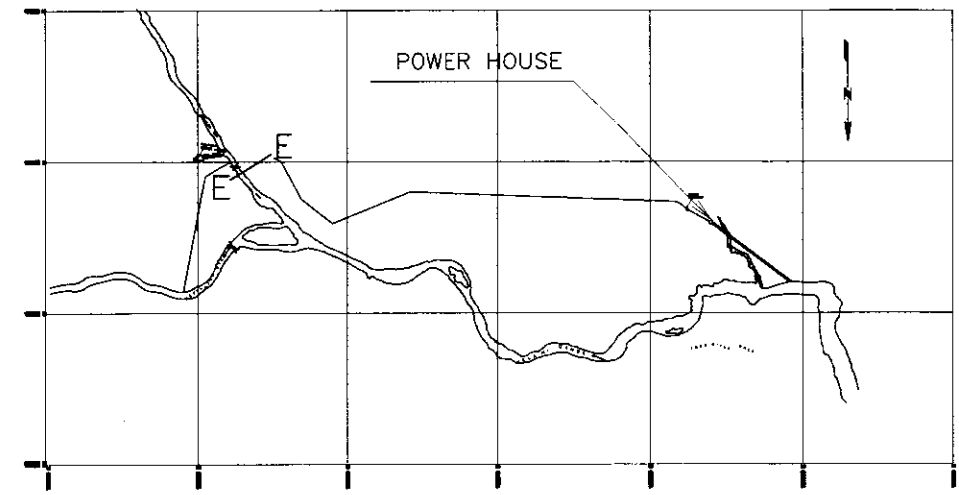
1



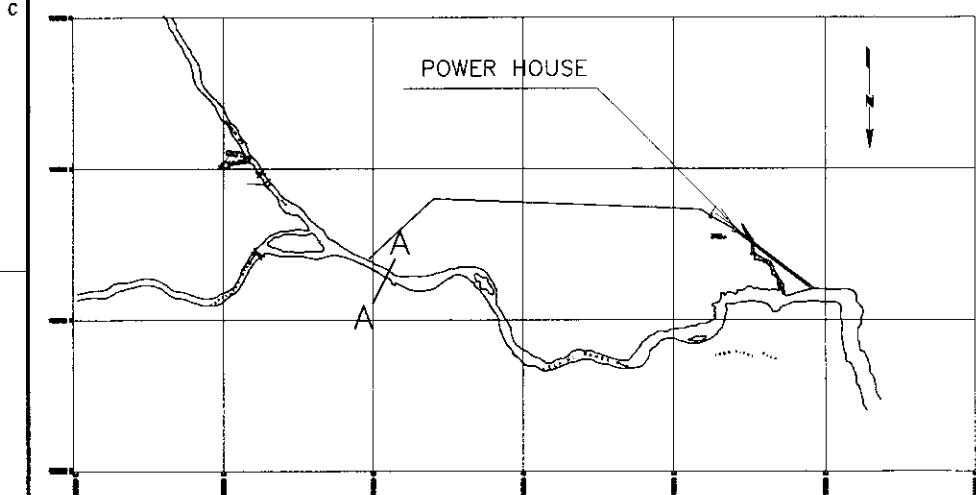
ALTERNATIVE-1



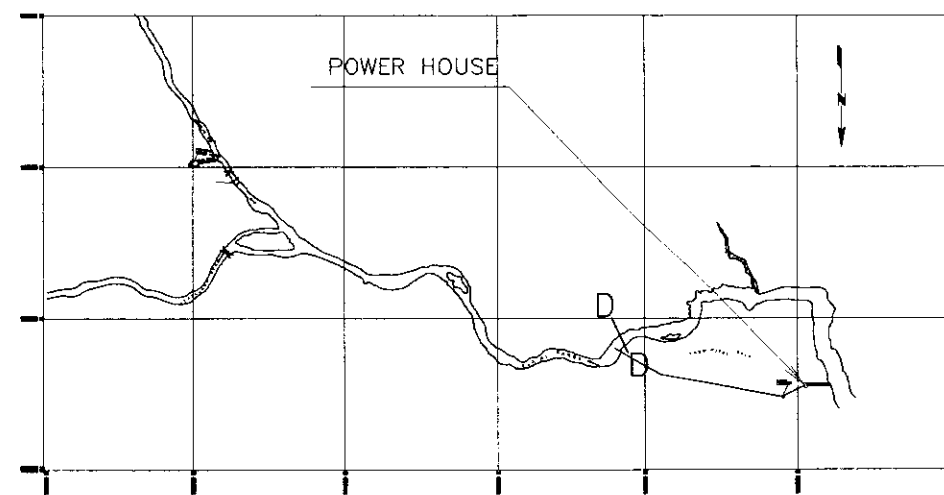
ALTERNATIVE-IV



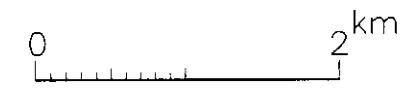
ALTERNATIVE-VII



ALTERNATIVE-II

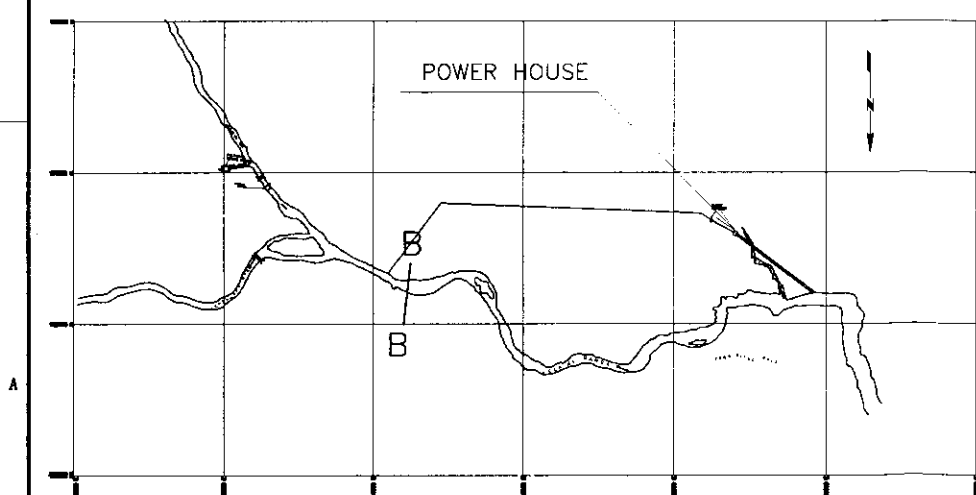


ALTERNATIVE-V

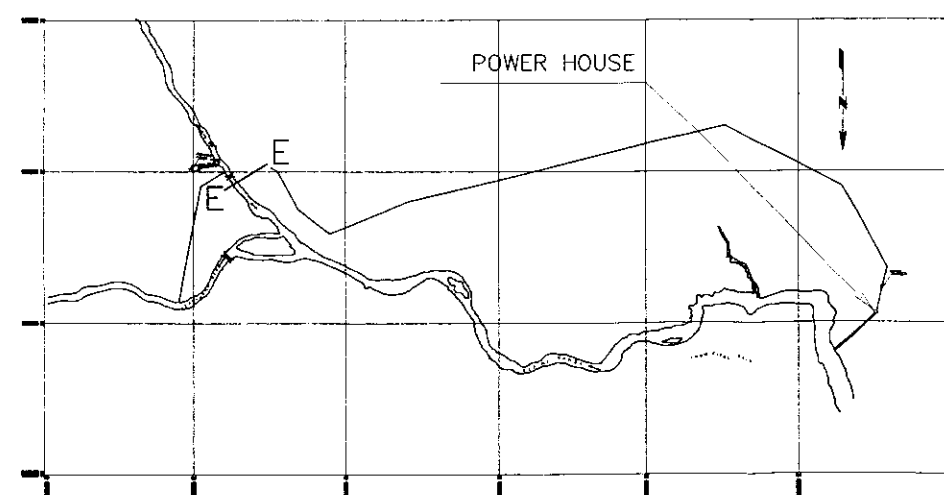


NOTES:

- ALTERNATIVE 1 - DAM SITE A, R.B. TUNNEL AND POWER HOUSE ON RIGHT BANK.
- ALTERNATIVE II - DAM SITE A, L.B. TUNNEL AND POWER HOUSE NEAR KATARAN OYA
- ALTERNATIVE III - DAM SITE B, L.B. TUNNEL AND POWER HOUSE NEAR KATARAN OYA
- ALTERNATIVE IV - DAM SITE C, L.B. TUNNEL AND POWER HOUSE NEAR KATARAN OYA
- ALTERNATIVE V - DAM SITE D, R.B. TUNNEL AND POWER HOUSE ON RIGHT BANK.
- ALTERNATIVE VI - DAM SITE E, KEHEL GAMU OYA DIVERSION, L.B. TUNNEL CROSSING KATARAN OYA
- ALTERNATIVE VII - DAM SITE E, KEHEL GAMU OYA DIVERSION TUNNEL, L.B. TUNNEL AND POWER HOUSE NEAR KATARAN OYA.



ALTERNATIVE-III



ALTERNATIVE-VI

BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
ALTERNATIVE LAYOUTS	
Figure 12.1	

4

3

2

1

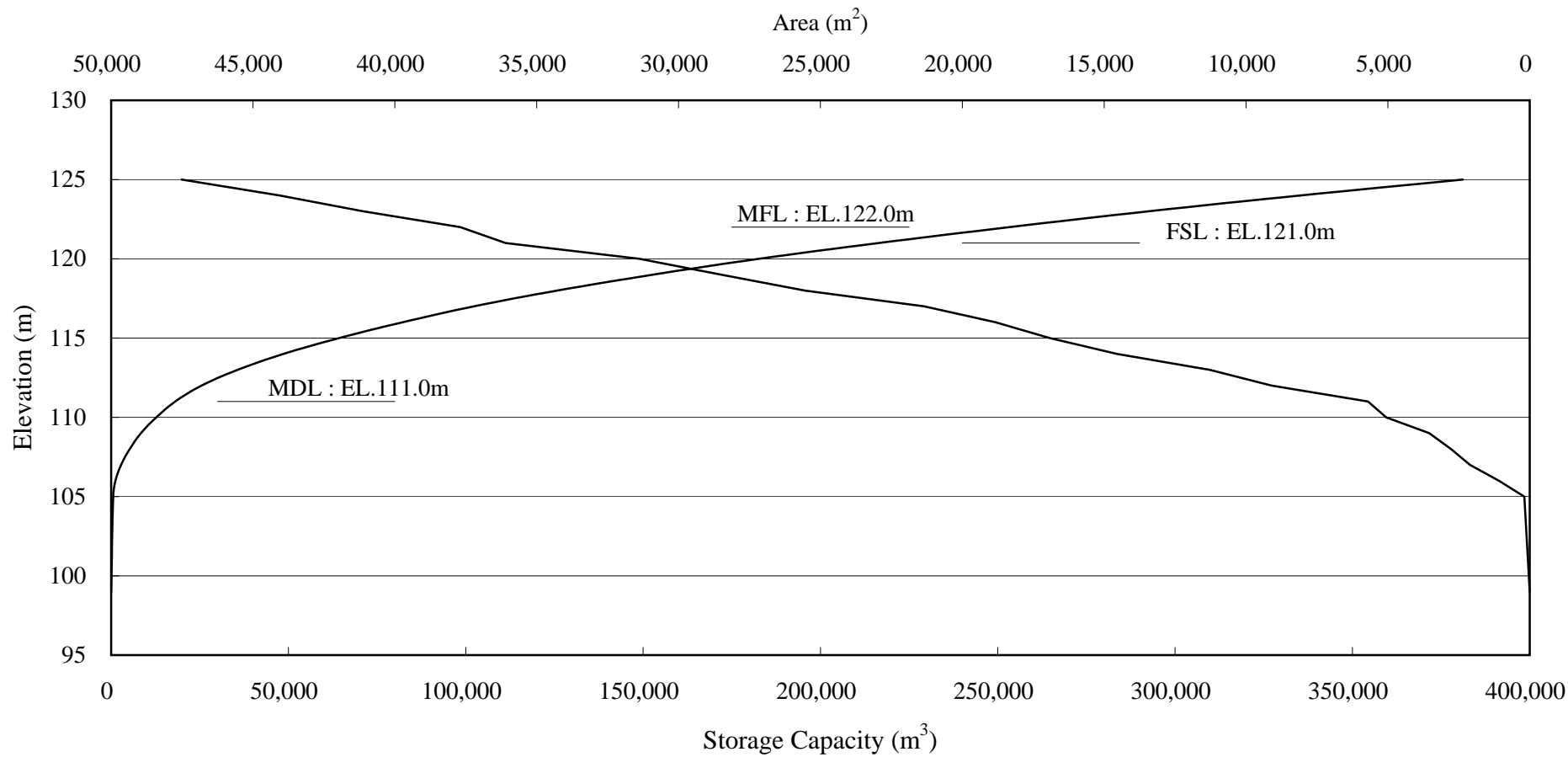


Figure 12.2 Reservoir Storage Capacity Curve

13. Broadlands プロジェクトの 土木構造物および電気機器の設計

13. Broadlands プロジェクトの土木構造物および電気機器の設計

13.1 はじめに

本章では、「12. Broadlands プロジェクトの開発計画」において選択された Broadlands 水力発電計画の最適開発計画案に対して行った土木構造物および電気機器に関する概念設計について述べる。

本調査における構造物および機器の設計は、プロジェクトの実現可能性を評価することを目的としたものであり、プロジェクトの実施にあたっては更に詳細な設計を行う必要があることに留意されたい。

構造物および電気機器の主要諸元を Table 13.1 に、概念設計図を Figure 13.1 ~ 13.17 に示す。

13.2 ダムおよび附属構造物

13.2.1 ダム位置および貯水池水位

(1) ダム軸の選定

最適開発計画案のダムサイトは、既設 Polpitiya 発電所の直下流である。Polpitiya 発電所放水路と Maskeliya 川の合流点の直下流の川幅が最も狭いところには既設の道路橋があり、これより下流は EL. 121m における川幅が 70 ~ 80m の区間が約 220m 続き、その後は Kehelgamu 川との合流点に向かって川幅が広がっている。このため、ダム軸の位置はこの 220m 区間に限定される。

これらの地形的制約に加えて、地質状況、取水口や Kehelgamu 川転流水路の注水口位置を考慮して、橋の下流約 180m の地点がダム軸に選定された。

(2) ダム型式

川幅が狭く河川断面が V 字形をしていること、および基礎岩盤が十分な強度を有することから、本ダムサイトにはコンクリート重力式ダムが最も適している。

代替のダム型式としてはコンクリート表面遮水壁型ダムが考えられるが、ダム本体から独立した洪水吐を設ける必要があるために大規模な掘削を必要とし、コンクリート重力式ダムの方が経済性に優れていることは明らかである。

さらに、工事中の転流や堆砂容量が小さいことを考慮すると、洪水放流のためだけでなく堆砂処理も行えるような、越流頂の標高が低い洪水吐を有するコンクリート重力式ダム以外の選択肢はないといえる。

(3) 貯水池水位とダム天端標高

貯水池の最高水位は、たとえダム設計洪水量（10,000 年確率洪水量）が発生した場合でも、主要機器の水没による Polpitiya 発電所の重大な被害が懸念ないような水位に設定する必要がある。

Polpitiya 発電所に河水が流れ込む水位は EL.125.0m なので、a)風波および発電所近傍の斜面での波のかけ上がり、b) 洪水吐ゲート誤操作に対する 0.5mの加算値、および c)ダムによる背水の影響を考慮すると、ダム設計洪水量に対する設計洪水位 (MFL) は EL.122.0m 以下でなければならない。

常時満水位 (FSL) に関しては、a) 風波および波のかけ上がり、b) 地震による波、c) 洪水吐ゲート誤操作に対する加算値、および d) ダムによる背水の影響を考慮すると、Polpitiya 発電所の安全を確保するためには FSL は EL.121.77m 以下である必要がある。

ダムのクレスト標高は、上記の MFL に対して a) 風波、b) 洪水吐ゲート誤操作に対する加算値を考慮して、EL.123.31m以上と計算された。

一方、FSL に対するダムの余裕高は、a) 風波、b) 地震による波、および c) 洪水吐ゲート誤操作に対する加算値を考慮して 1.54m と計算された。しかし、「ダム設計基準」によれば FSL に対する余裕高の最低値は 2.0m なのでこれが採用され、クレスト標高 EL.123.31m に対する FSL は EL.121.31m 以下と計算された。

これらの計算値の端数切捨てを行い、またクレスト標高については天端橋梁とのクリアランスを考慮して、以下の標高が設計値として採用された。

- 設計洪水位 : EL.122.0m
- 常時満水位 : Min (EL.121.77m, EL.121.31m) → EL.121.0m
- クレスト標高 : EL.123.31m → EL.124.0m

13.2.2 ダムおよび付属構造物の設計

(1) ダム本体および基礎処理

ダムの基本断面は、上流面は鉛直、下流面は 1 : 0.75 の勾配であり、これらは岩盤のせん断強度や地震加速度などを想定した静的安定計算を行って決定した。

ダムの基礎岩盤は主に堅硬なチャーノカイトおよび黒雲母片麻岩で構成されており、一般的なカーテングラウト以外の特別な基礎処理は必要ない。カーテングラウトの施工深度は、ボーリング孔のルジオン値を参考にして経験式によって求めた。

コンクリート打設と併行してグラウトを行ってダムの建設工期を短縮するために、堤体内にグラウトギャラリーが設けらる。

(2) 洪水吐

洪水吐は、10,000 年確率流量 (1,910m³/sec) を設計洪水位 (EL.122.0m) で安全に流下させることが求められる。河川横断形状が狭いことから、洪水吐の幅を広くして流下能力を確保することが難しいことから、比較的小さな水深で幅を広くして必要な流下能力を確保することは難しい。このため、このダムサイトには、比較的幅が

狭く水深の大きい洪水吐が適している。

堆砂処理については、ダム高が低いことおよび堤頂長が短いことから、独立した排砂処理設備を洪水吐に並べて、または下部に設けることは難しく、洪水吐がその機能を兼ねる必要がある。

これらの条件に加えて、洪水吐ゲートの 1 門が作動しなかった場合でも、残りの 2 門のゲートで 1,000 年確率洪水を安全に流下させることが CEB より要求された。

貯水池内、特に取水口全面の堆砂を排除することが求められる。これらの機能を満足するために、越流頂は取水口敷高より低い EL.107.00m に設定され、有効高さ 15.0m、有効幅 7.2m のラジアルゲートが 3 門設置される。クレストの形状は、U.S. Army Corps of Engineers の標準形 (Low Ogee Crest) が採用された。ゲート補修のために、一組の角落としが備え付けられる。

洪水吐の流下能力

門数およびゲート幅		貯水池水位	
設置	作動	EL.122.0m (MFL)	EL.121.0m (FSL)
3 × 7.2m	3 × 7.2m	2,370m ³ /sec (>10,000-year RPF)	2,121 m ³ /sec
	2 × 7.2m	1,462 m ³ /sec (>1,000-year RPF)	1,308 m ³ /sec

洪水吐減勢工は水平水叩き型跳水式減勢工で、減勢池の延長は 1,000 年確率洪水を対象とし、下流水位は背水計算によって EL.110.0m と仮定して決定された。

(3) 河川維持流量放流設備

河川維持流量放流のために、洪水吐の左岸側に取水口が設けられ、堤体内に鉄管が埋設され、減勢地左岸側のよう壁に放水口が設けられる。

13.3 水路工作物および発電所

13.3.1 主水路

(1) 取水口

取水口は、ダムの上流約 60m の左岸側に設けられる。取水口呑み口の敷高は EL.109.0m であり、排砂機能を有する洪水吐のクレスト標高が EL.107.0m であることから、堆砂が取水口に流入する懸念はない。

取水口ゲートは幅 4.0m、高さ 5.4m のローラーゲートで、導水路の充水バルブを備えている。

導水路トンネル始点の天端標高は、取水口が最低水位時 (EL.111.0m) にも渦の発生とトンネル内への空気連行がないように必要な水被りを確保して、EL.105.2m とした。

(2) 導水路

1) ルートの選定

導水路のルート決定の原則は、地形および地質条件を考慮したうえで、取水口と調圧水槽の間を可能な限り短い延長で結ぶことである。

本計画の場合、地形的条件のみから考えれば、全線をトンネル導水路とすることが可能である。しかしこのルートは、「11. 地質と地震」で述べられているように、取水口から約 500m の区間は風化によって土砂化した石灰質片麻岩地帯や幅約 150m におよぶ破碎ゾーンを通過することとなる。このため、この区間では切羽の安定を確保するための各種の補助工法やトンネル保護工が必要となり、建設コストの増嵩と進捗の遅れが懸念される。

したがって、導水路の上流部分は、地質状況の悪い箇所のトンネル掘削を避けて埋め戻し蓋渠とすることとし、そのルートは Figure 13.2 に示すように等高線にほぼ沿ったものとなった。

2) 導水路の型式

本プロジェクトの導水路は、上流側より「取水口トンネル」、「埋め戻し蓋渠」および「主トンネル」の三つからなっている。

a) 取水口トンネル

取水口トンネルは、取水口と埋め戻し蓋渠を結ぶ、標準馬蹄形断面の鉄筋コンクリート巻立てトンネルで、その延長は 150m、内径は 5.4m、巻厚は 30cm である。内径は、損失水頭の減少による便益と内径を大きくすることによる費用の差 (B-C) を最大とする内径である。内径による経済性の比較結果を Figure 13.18 に示す。

支保工としては、CH 級およびそれ以上の岩盤に対しては一部の個所で吹付けコンクリートを施工し、CM 級に対しては吹付けコンクリートとロックボルトを、CL 級およびそれ以下の岩盤に対しては鋼製支保工も用いることとした。

b) 埋め戻し蓋渠

取水口トンネルと後述の主トンネルの間は、内径 5.0m の円形断面を有する延長 720m の鉄筋コンクリート製埋め戻し蓋渠で結ばれる。蓋渠区間の延長は、導水路全長の約 20% を占める。

この蓋渠は地表下の浅いところに構築されるので、周辺の地下水位は蓋渠内の水頭より低いことが予想され、コンクリートのクラックからの漏水が懸念される。この懸念を解消するために鋼製内張管を設置する。U.S. Bureau of Reclamation によれば、内径が 5.0m の内張管の厚さは最小でも 14.5mm となる。しかし、建設費削減のために補剛材などを持ちいて 10mm とする。

蓋渠の内径は、取水口トンネルについて行われたものと同様の比較検討を行って

決定された (Figure 13.19 参照)。

地質調査によれば、地表より約 5 ~ 10m に必要な支持力を有する岩盤が分布しているので、コンクリートによる基礎の置き換えを必要とする一部の区間を除いて、ほぼ全長が着岩する。

c) 主トンネル

主トンネルは導水路の下流側部分の 2,535m であり、埋め戻し蓋渠と調圧水槽を結ぶトンネルである。その大部分は、取水口トンネルと同様の内径 5.4m、巻厚 30cm の標準馬蹄形断面鉄筋コンクリート巻立てトンネルである。

しかし、上流側坑口から 60m の区間は比較的風化が進んでおり、トンネル沿いの地下水位が低く、導水路からの漏水が懸念される。このため、この区間は埋め戻し蓋渠と同様の内張管が設置してコンクリートを詰込む。詰込みコンクリートの厚さは、内張管の溶接のためのクリアランスを考慮して 60cm とする。

(3) 調圧水槽

調圧水槽は制水口型で、水槽の直径は 18.0m、立坑の直径は 5.4m、制水口の直径は 2.56m である。水槽および制水口の直径は、水面の安定条件を満足し、かつ水槽の地上部の高さがあまり高くないように決定した。

シミュレーションの結果、水槽内の最高水位は EL.130.97m、最低水位は EL.103.35m である。Figure 13.20 にシミュレーション結果を示す。

(4) 水圧管路

水圧管路は、調圧水槽と水車を連結する内径 4.6m (分岐前) の鉄管であり、発電所の手前で 3.3m 2 条に分岐する。その延長は分岐前を含めてそれぞれ 243m および 248m である。分岐前の内径は、トンネル埋設部について導水路と同様の経済比較を行って決定され (Figure 13.21 参照)、分岐後の内径は水車入口弁の径を考慮して決定された。

調圧水槽より下流約 128m の区間は、トンネル内にコンクリートで埋設される。詰込みコンクリートの厚さは、鉄管外部における溶接スペースを考慮して 60cm とした。EL.66.0m 以下の部分は地下に埋設される。

(5) 放水路

放水路は、延長約 350m、底幅 24m の逆台形断面開水路である。Figure 13.7 に示すように、発電所の直下流で Kataran 沢が放水路ルートを横切って Kelani 川に合流している。Kataran 沢を放水路に直接落とし込むという代替案もあったが、Kataran 沢によって運ばれてくる砂礫が放水路内に堆積する懸念がある。このため、放水路を横切る水路橋を設けて、Kataran 沢を直接 Kelani 川に流し込むこととする。

放水路の右岸側 (川側) に沿って天端標高 EL.66m の堤防を設けて、Kelani 川の水が

放水路に入り込まないようにする。

13.3.2 Kehelgamu 川取水堰および支水路

(1) Kehelgamu 川取水堰

Kehelgamu 川取水堰は、Kehelgamu 川と Maskeliya 川の合流点より約 700m 上流に位置し、Kehelgamu 川の水を Maskeliya 川に転流させる。堰は、高さ 19m、堤頂長 48m、天端標高 EL.132.0m のコンクリート重力式である。

設計洪水量は 1,000 年確率洪水量である $1,310\text{m}^3/\text{sec}$ であり、これをクレスト標高 EL.125.0m、クレスト長 40m の自由越流洪水吐で流下させる。堰直下流の河床および両岸には堅硬な岩盤が露頭しているので、減勢工としてはフリップバケット型が採用された。

洪水吐に隣接して、取水口前面の堆砂を防止するために土砂吐きゲートが洪水吐に隣接して設置される。

(2) Kehelgamu 川支水路

Kehelgamu 川支水路は、鉄筋コンクリート巻立無圧トンネルで、取水水位が EL.125.0m（トンネルの 90%水深に相当）で $20\text{m}^3/\text{sec}$ の通水能力を有する。トンネル断面は幌型で幅および高さはそれぞれ 2.7m、延長は 811m、水路勾配は 1/250 である。

取水口は堰直上流の左岸側に設けられ、その敷標高は EL.122.5m である。トンネル内の点検・補修のために、取水口ゲートが設置される。

注水口は Maskeliya 川右岸のダム上流約 60m に位置し、敷標高および天端標高はそれぞれ EL.119.0m および EL.121.7m である。したがって、貯水池水位が常時満水位（EL.121.0m）であっても、支水路は自由水面を持った流れを維持できる。

13.3.3 発電所

発電所は一般的な半地下式で、ダムより約 4km 下流の Kelani 川左岸の Kelani 沢との合流点に位置する。

発電所の寸法は長さ 32m、幅 17m、高さ 33.2m で、下部構造と上部構造から成っている。EL.66.0m 以下の下部は鉄筋コンクリート構造で、主要電気機器を収容する。下部の側壁が完成した後、上部構造の工事と機器の搬入のために、発電所周囲の掘削エリアは EL.66.0m まで埋め戻される。

EL.66.0m より上部は建築構造物であり、機器の組み立てのための天井クレーンが設置される。

13.4 電気機器

13.4.1 一般

Broadlands 発電所は、ダム水路式の発電所で、基準有効落差 56.9 m、最大使用水量 70m³/sec、最大出力 35MW である。半地下式発電所には単機出力 17.5MW (発電機容量 21.9MVA、力率 80%遅れ) の立軸フランシス水車および発電機がそれぞれ 2 台設置される。

電気機器に関する検討の前提としては、Broadlands 発電所は CEB により発電および送電が行われ、Polpitiya 発電所にて遠方制御されるものとしている。

しかし、現在準備中の CEB のアンバンドリングが実施されて、発電と送電が別会社によって行われる場合は、送電線監視および開閉所操作は発電機運転とは別の組織により遠方または現地運用が行われることとなる。

また、Broadlands 発電所が IPP 案件となった場合は、Polpitiya 発電所から遠方制御する必要はなくなり、現地での運転のみとなる。また、通信装置も SCADA データ伝送用の電力線搬送装置および電話、送電線保護用データ伝送装置といった構成となる。

Broadlands 発電所の運用を行う組織に関しては、上記のような何らかの変更が行われることは間違いないので、詳細設計においては再度詳細な検討が必要である。

13.4.2 単機出力と台数

水車発電機の最適単機出力および主機台数は、建設コスト、輸送制限などにより決定される。一般的に、より大型の単機出力が経済的なスケール・メリットがある。

本計画の設計においては、下記の項目について検討して単機出力と台数を決定した。

- a) 輸送ルート of 重量・容積制限
- b) 製作技術レベル
- c) 保守運用の信頼性と柔軟性
- d) 建設コスト
- e) 運転保守コスト
- f) 土木設計条件

上記 a) 項については、発電所の直近まで対向 1 車線国道 (計 2 車線) が通っている。この国道にはトンネルがないことから、輸送幅については問題ないと考えられる。重量制限については、過去に上流の既設発電所への機器輸送が行われていることから大きな問題はないと思われるが、詳細設計時調査が必要である。

なお、電気機器の最重量物は主要変圧器 (三相変圧器) または回転子で組み立て総重量は約 60 t である。

b) 項に関しては、これらの型式および出力の機器は世界の主要メーカーにおいて製作に問題ないレベルである。

c) 項に関しては、スリランカにおいては 50 年を超えて運転されている発電所があること、単機出力 80MW を超えるフランシス水車を有する発電所も存在していることから、運転保守上の問題はない。

d) 項、e) 項については、大容量のユニットは建設単価が下がるが、輸送費は上がる。また、系統への影響を考慮する必要がある。

f) 項に関しては、本計画では特に留意すべき事項はない。

スリランカの実情および CEB からの要望により、2 台以上の主機構成を前提として検討を実施した結果、2 台案が最も経済的となった。これらより、単機出力は 17.5 MW の 2 台案を採用する。なお、単機使用水量を Polpitiya 発電所の全機使用水量と同じにすることにより、水系運用上においても信頼度を確保できると判断される。

13.4.3 水車

(1) 水車出力

水車出力は、下記のとおり基準有効落差 56.9 m、100 %開度（使用水量 35m³/sec）で 18.1 MW である。

$$\begin{aligned} P_t &= 9.8 \times H_n \times Q_t \times \eta_t \\ &= 9.8 \times 56.9 \times 35 \times 0.927 \\ &18,100 \text{ kW} \end{aligned}$$

ここで、 P_t ：水車定格出力（kW）

H_n ：基準有効落差（m）

Q_t ：1 台あたりの定格使用水量（m³/sec）

η_t ：水車効率（%）

(2) 水車形式

一般に、水車形式は落差と使用水量または、落差と水車出力の関係で決められる。本計画の落差と水車出力を考慮して、立軸フランシス単輪水車とする。

(3) ランナー材質とスペアー

ランナー材質は、ステンレス・スチールを使用する。ランナー補修取り替えのためのランナー予備を 1 台用意する。

(4) 水車据付けレベル

ガイドベーン中心標高は、吸出し高さ（ H_s ：フランシスの場合、放水位 EL.56.2 m からランナ下面間での標高差）により決定される。 H_s はランナーのキャビテーション

係数により決定されるが、キャピテーション係数は水車の適用比速度に関係する。これらの関係を検討して、 H_s は -4.2 m とする。ランナ下面からガイドベーン中心までの高さは 705 mm であることから、ガイドベーン中心標高は $EL.52.7$ m とする。

(5) 有効落差

有効落差は総落差から水路の損失水頭（低流速ほど小さい）を引いて得られる。計算の結果、摩擦損失を含む損失水頭は 4.9 m であり、よって基準有効落差は

$$61.8\text{ m} - 4.9\text{ m} = 56.9\text{ m}$$

となる。

(6) 水車ランナーサイズ

水車ランナーの大きさは水車の体格と重量を知るために設計する。解析結果からランナー入口径 1.6 m、重量 6.8 t となる。

(7) 回転数と無拘束速度

フランス水車の適用比速度 (N_s) は、一般的に $50 \sim 350$ m-kW である。実績による有効落差 - 比速度の関連をコンピューター計算により求めた結果、比速度の上限値は 290 m-kW を得た。この比速度を基に効率等を鑑み、定格回転数を 300 rpm とした。また、本水車は無拘束速度において 2 分間耐えられるものとする。

(8) 水車吸気装置

水車ランナー、ドラフトチューブなどへの給気用のパイプシステムを設置する。

(9) 水圧鉄管と入口弁

水圧鉄管は管径 4.6 m 1 条で、途中から管径 3.3 m 2 条に分岐され、入口弁に接続される。入口弁はバイプレーン弁で、弁口径約 2.9 m となる。

13.4.4 発電機

発電機形式は立軸、3 相交流ブラシレス同期発電機、励磁装置 (AVR 付) で定格出力は 21.9 MVA、 80% 遅れ力率とする。発電機の回転子 (ローター) と固定子 (ステーター) の巻線は F 種エポキシ絶縁とする。閉鎖循環通風方法で水冷熱交換器 (エアークーラー) とリムダクト・ファンにより冷却する。以下に発電機的主要仕様を示す。

- 回転方向 : 時計回り
- 定格速度 : 300 rpm
- 定格出力 : 21.9 MVA
- 定格電流 : $1,149$ A
- 力率 : 0.8 (遅れ)
- 定格電圧 : 11 kV

-
- 定格周波数 : 50Hz

発電機出力は次式で計算する。

$$\begin{aligned} P_g &= P_t \times \eta_g / pf \\ &= 18,100 \times 0.967 / 0.8 \\ &= 21,900 \text{ kVA} \end{aligned}$$

ここで、 P_g : 発電機定格出力 (kVA)

P_t : 水車定格出力 (kW)

η_g : 発電機効率 (%)

pf : 力率 (%、遅れ)

13.4.5 運転監視制御装置

水車発電機および開閉所の運転制御は、Polpitiya 発電所から Broadlands 発電所運転室に設置されたコンピュータ制御装置を経由し、遠方制御できるものとする。また、Broadlands 発電所運転室の制御装置の「直接 遠方」切替器を「直接」位置にすることにより、直接運転が行われものとする。

水位などの土木データ、開閉装置、水車発電機の監視も Polpitiya 発電所および Broadlands 発電所運転室において実施できるものとする。

13.4.6 主要変圧器および屋外開閉機器

発電所に隣接した屋外に 2 台の主要変圧器を設置する。

主要変圧器の形式は、単相×3 台または普通 3 相について詳細設計において輸送制限および経済性を考慮して選定されることになる。

以下に主要変圧器の仕様を示す。

- 定格容量 : 21.9MVA
- 定格電圧 : 1 次 11 kV
: 2 次 132 kV
- 定格電流 : 1 次 1,149A
: 2 次 96 A
- 定格周波数 : 50Hz
- 冷却方式 : 屋外式、OFAF (送油風冷式)

屋外開閉所は EL.66m 盤に位置し、発電所建屋外に設置される主要変圧器の 2 次側と 132kV の架空連絡線で結ばれる。開閉所の屋外フェンス範囲は 40m×55m で、この敷地内に開閉機器だけでなく引留送電線鉄塔も設置する。

屋外開閉所は、空気絶縁方式（コンベンショナル・タイプ）で、132 kV 単母線方式で母線分離遮断器を含む開閉器他の機器から構成される。引出線は敷地内に設置される 132 kV 引留送電鉄塔に結ばれ、Polpitiya Kolonnawa 送電線 3 号線に結ばれる。

13.4.7 天井走行クレーン

水車発電機組立や保守用機器の搬送に天井走行クレーンを設置する。

クレーン型式は、屋内用天井走行車輪付シングルトロリー、最大荷重容量は約 60t、さらに 6t の補助クレーンを設置する。天井走行クレーンの走行レール巾は約 16m、吊り上げ高さは約 19m とする。このクレーンはクレーン付属の運転席または、組立室・発電機フロアから運転制御できるものとする。

13.4.8 付属機器

(1) 所内電源機器

発電所所内電源は発電機回路から受電することとし、11kV/400V の所内用変圧器 2 台を設置し、400V/230V 変圧器を使用し、配電する。この所内電源回路から発電所建屋内の電源、屋外開閉所、事務所、宿舎などの設備の電源をまかなう。

Kehelgamu 取水堰およびダム設備用電源については、Polpitiya 発電所から最大でも 1km 弱の距離にあることから、Polpitiya 発電所の所内回路から受電する事とする。

(2) 非常予備電源

発電所所内電源全停止などによる事故時の所内電源確保のために、非常用予備電源としてディーゼル発電装置を設置する。ダム設備についても近傍に予備電源としてのディーゼル発電装置を設置する。

(3) 火災予防・消火装置

火災予防・消火のための自動検知・消火装置は放水式とし、発電機風洞内、主要変圧器室などの主要設備に設置する。ダム設備、屋外開閉所、事務所、宿舎などの設備は、移動式、壁掛け式 CO₂（二酸化炭素ガス）方式とする。

(4) 通信装置

送電線保護用の Polpitiya 発電所向け OPGW を使用し、電話通信、運転監視制御信号の送受信を行うこととする。これに伴い Broadlands 発電所および Polpitiya 発電所に光情報伝送装置を設置する。なお、電話交換機については、Polpitiya 発電所にある既設交換機を使用することとし、新規設置は行わない。

Polpitiya Kolonnawa 送電線には、CEB のモニタリングシステム（SCADA）として、電力線搬送（PLC）伝送装置が設置されていることから、Broadlands 発電所に Kolonnawa 向けの電力線搬送（PLC）伝送装置を設置する。なお、Broadlands 発電所

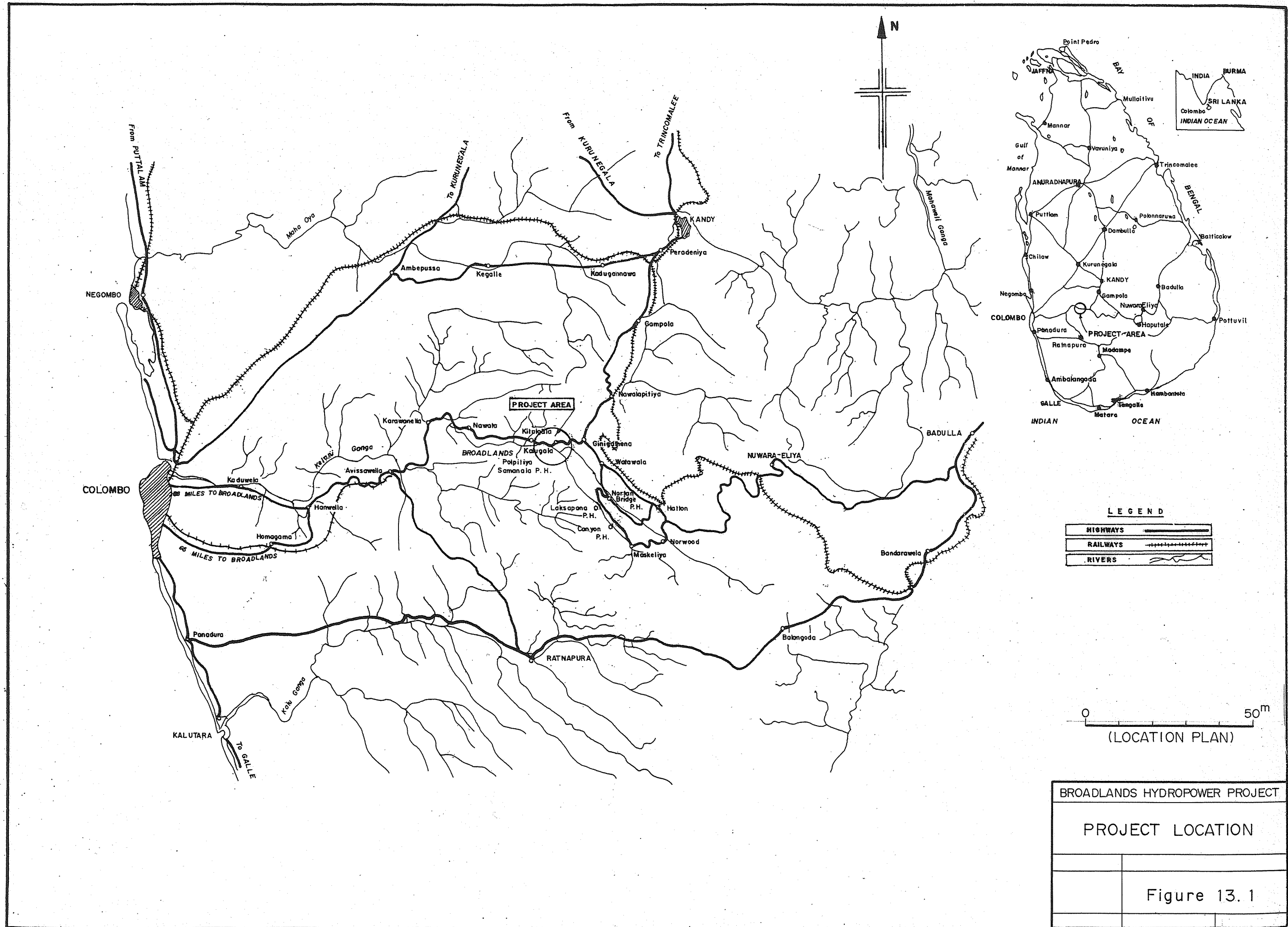
Polpitiya 発電所間における SCADA データの伝送は、光情報伝送装置によって行う。

Table 13.1 Salient Features of the Broadlands Hydropower Project

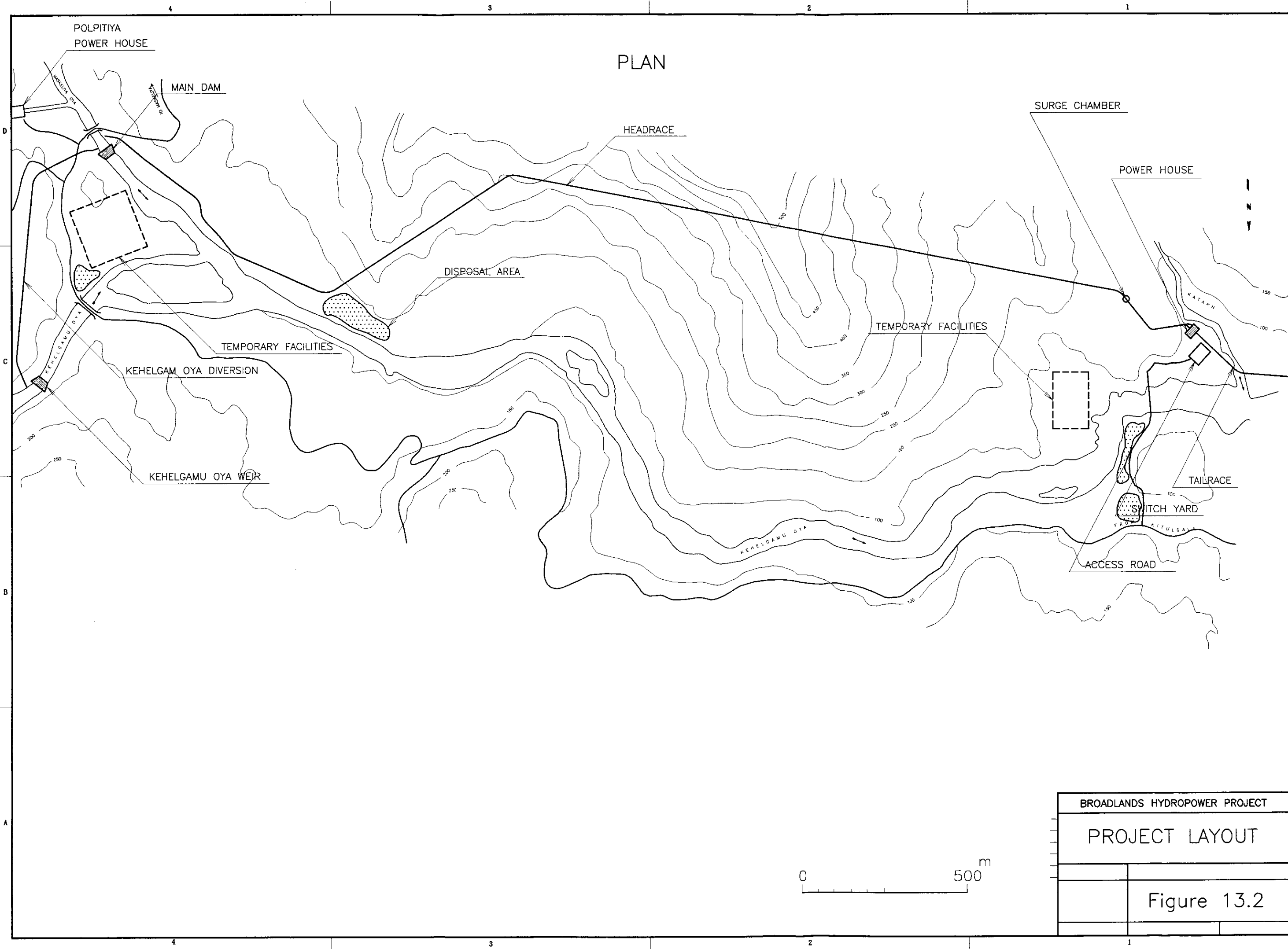
General	
Catchment Area of Main Dam (including C.A. of Norton Bridge Dam)	201 km ²
Catchment Area of Kehelgamu Weir (excluding C.A. of Norton Bridge Dam)	176 km ²
Tailwater Level (at the outlet of draft tube)	EL 56.2 m
10,000-year Return Period Flood (Main Dam)	1,910 m ³ /sec
1,000-year Return Period Flood (Main Dam)	1,440 m ³ /sec
1,000-year Return Period Flood (Kehelgamu Weir)	1,310 m ³ /sec
Reservoir	
Maximum Flood Level	EL 122.0 m
Full Supply Level	EL 121.0 m
Minimum Drawdown Level	EL 111.0 m
Total Storage Volume	216,000 m ³
Effective Storage Volume	198,000 m ³
Main Dam	
Type	Concrete gravity dam
Dam Crest Elevation	EL 124.0 m
Dam Crest Length	114.0 m
Dam Height	24.0 m
Dam Volume	33,100 m ³
Overflow Crest Elevation	EL 107.0 m
Spillway Gate	
Type	Tainter gate
No. of Gates	3
Width / Height	7.2 m / 15.0 m
Kehelgamu Weir	
Type	Concrete gravity dam
Dam Crest Elevation	EL 132.0 m
Dam Crest Length	48.0 m
Dam Height	19.0 m
Dam Volume	10,000 m ³
Overflow Crest Elevation	EL 125.0 m
Overflow Crest Length	40.0 m
Intake Water Level	EL 125.0 m
Headrace	
Total length	3,404.7 m
Intake Tunnel	
Type	Concrete lined pressure tunnel
Length	150.0 m
Slope	0.0075
Cross Section	Standard horse-shoe shape (D = 5.4 m)
Cut-and- Cover Conduit	
Type	Steel lined pressure conduit
Length	719.6 m
Slope	0.0075
Cross Section	Circular section (D = 5.0 m)
Main Tunnel	
Type	(1) Steel lined pressure tunnel (2) Concrete lined pressure tunnel
Length	(1) 60.0 m (2) 2,475.1 m
Slope	0.0075
Cross Section	(1) Circular section (D = 5.0 m) (2) Standard horse-shoe shape (D = 5.4 m)

Table 13.1 Salient Features of the Broadlands Hydropower Project (cont.)

<i>Surge Chamber</i>	
Diameter of Chamber	18.0 m
Height of Chamber	43.0 m
Up Surge Water Level	EL 130.93 m
Down Surge Water Level	EL 103.35 m
<i>Penstock</i>	
Length	243.0 m, 248.4 m
Diameter	4.6 m (before bifurcation) 3.3 m (after bifurcation)
<i>Tailrace</i>	
Type	Trapezoid open channel
Length	352.5 m
Slope	0.002
<i>Khelgamu Diversion Tunnel</i>	
Type	Concrete lined non-pressure tunnel
Length	811.0 m
Slope	0.004
Section	Bonnet-shape (B = 2.7 m, H = 2.7 m)
<i>Powerhouse</i>	
Type	Semi-underground type
Dimensions (length × width × height)	32.0m × 17.0m × 33.2m
<i>Main Electro-Mechanical Equipment</i>	
Turbine	
Type	Francis
No. of Unites	2
Rated Effective Head	56.9 m
Rated Discharge (per unit)	35.0 m ³ /sec
Rated Speed	300 rpm
Runaway Speed	586 rpm
Generator	
Type	3-phase synchronous
No. of Units	2
Frequency	50 Hz
Synchronous Speed	300 rpm
Runaway Speed	586 rpm
Main Transformer	
Type	Y - Δ, Outdoor
No. of Units	2
Voltage	132 / 11 kV
<i>Transmission Line</i>	
Type	132 kV overhead transmission line
Connected Line	132 kV Polpitiya-Kolonnawa line No.3
Connection	Go in/out connection with single bus (π-connection)
<i>Communication Equipment</i>	
To Polpitiya	Optical fiber communication system
To Seethawaka	PLC communication system

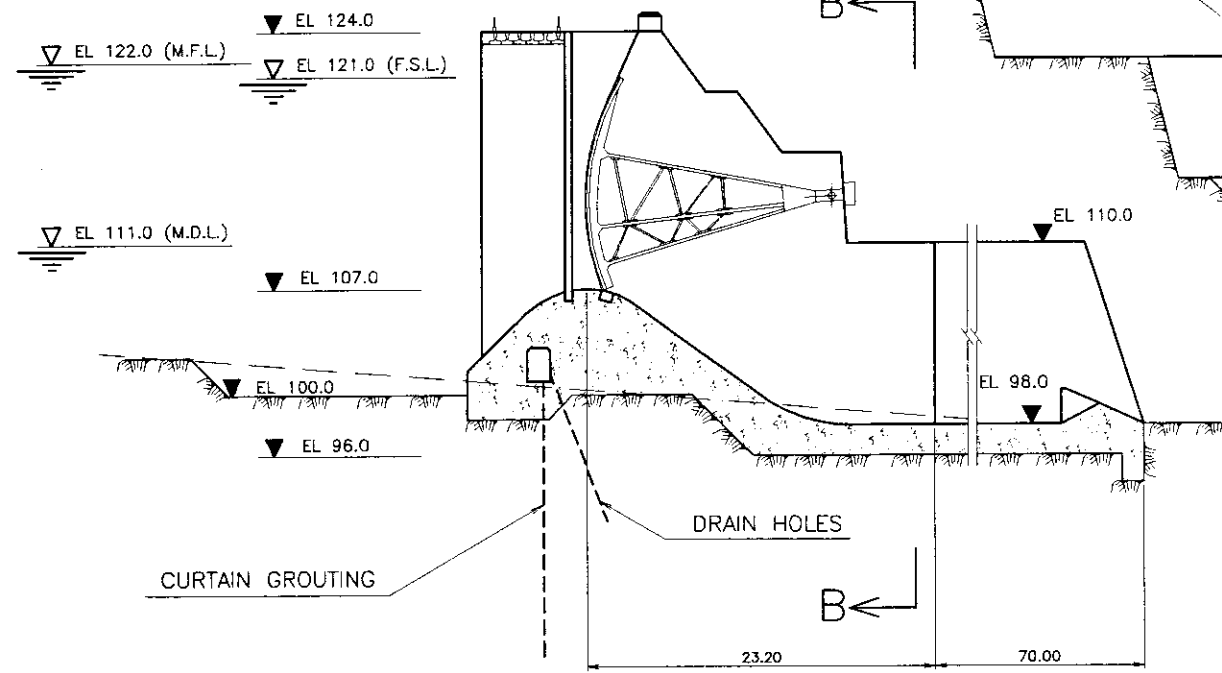


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
PROJECT LOCATION	
Figure 13.1	

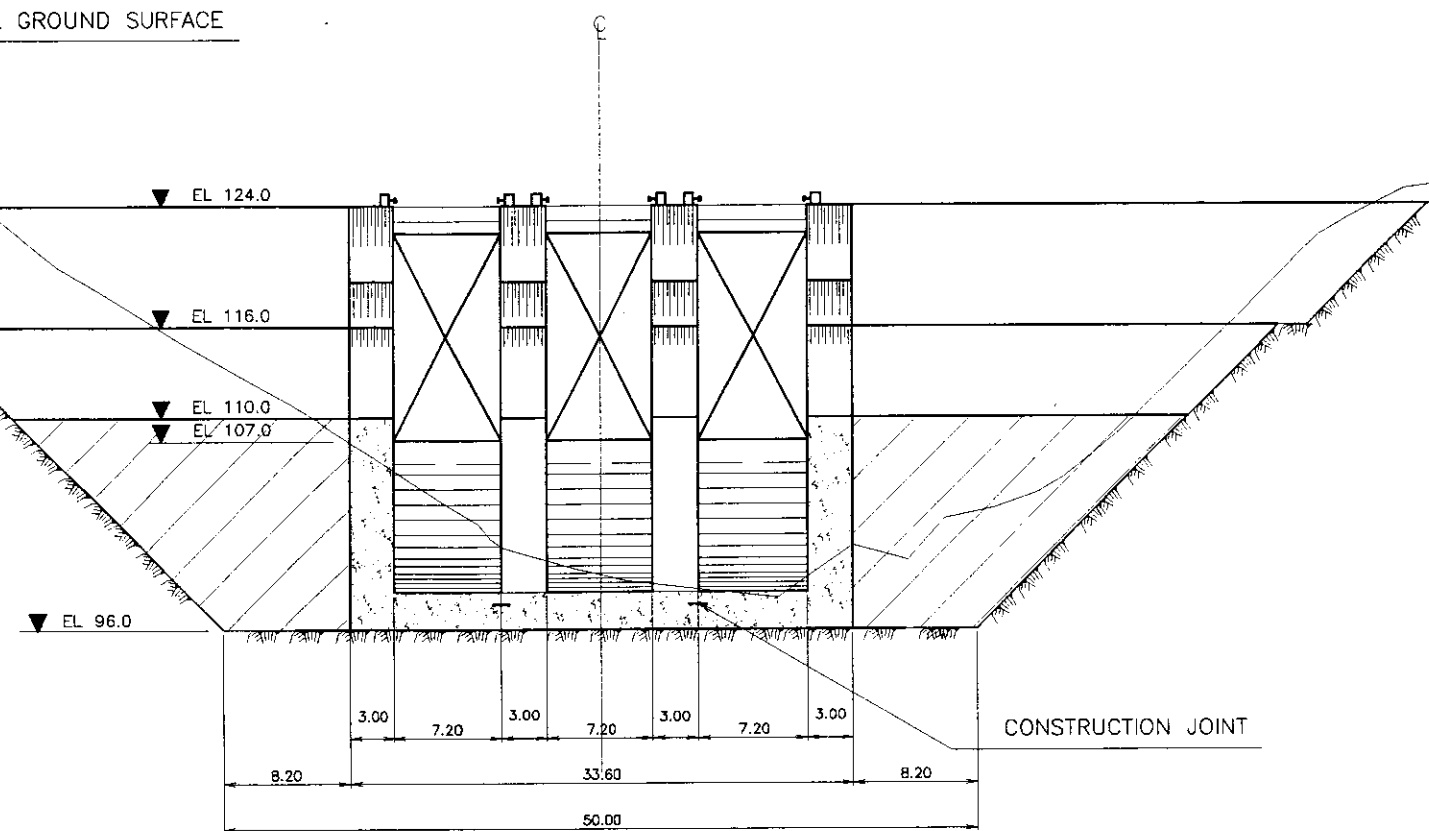


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
PROJECT LAYOUT	
Figure 13.2	

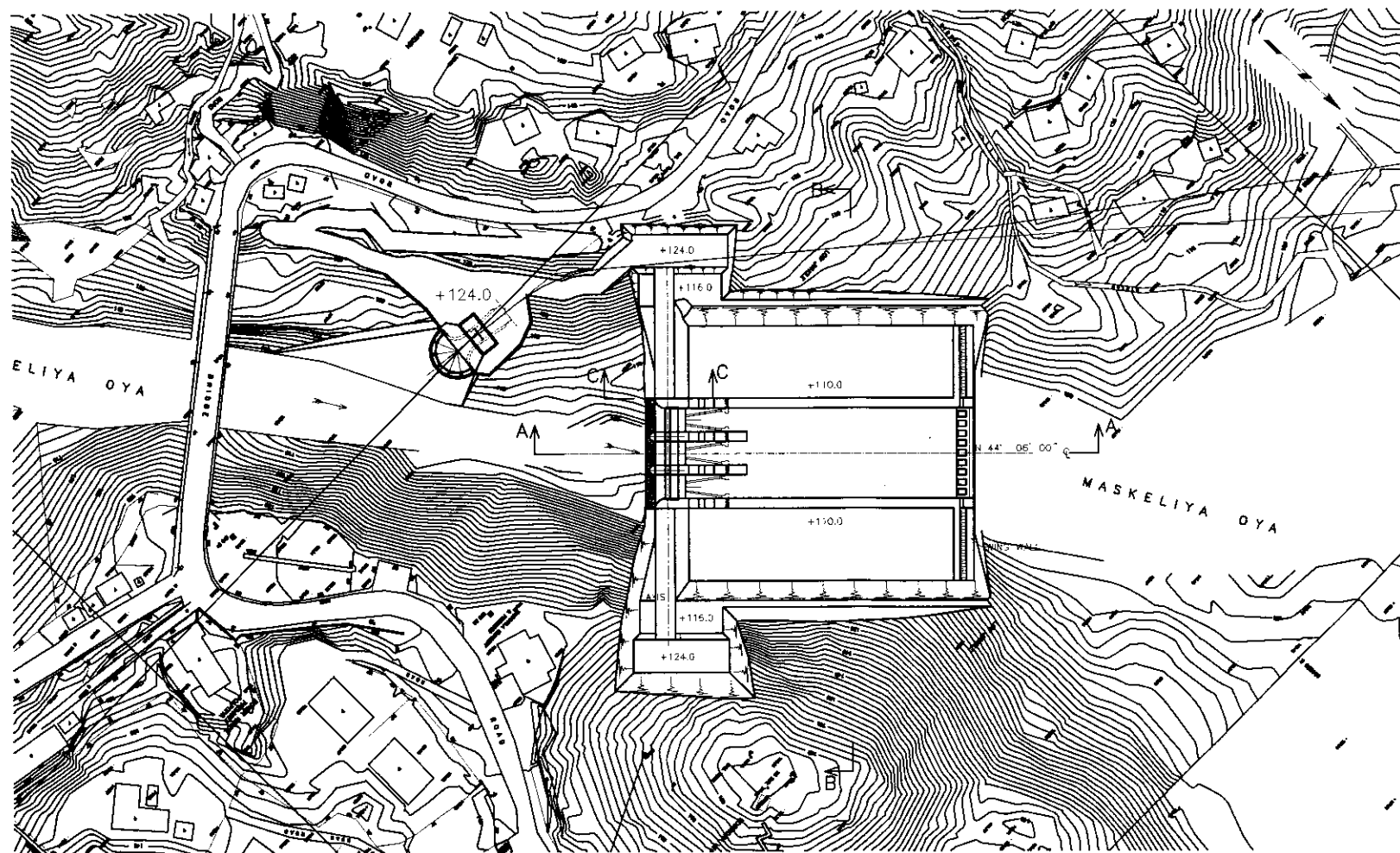
SECTION A-A



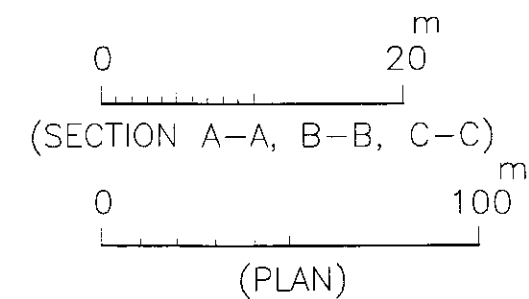
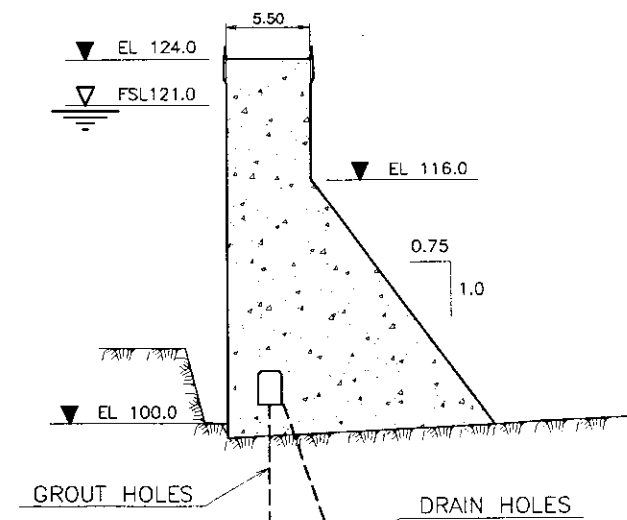
SECTION B-B



PLAN



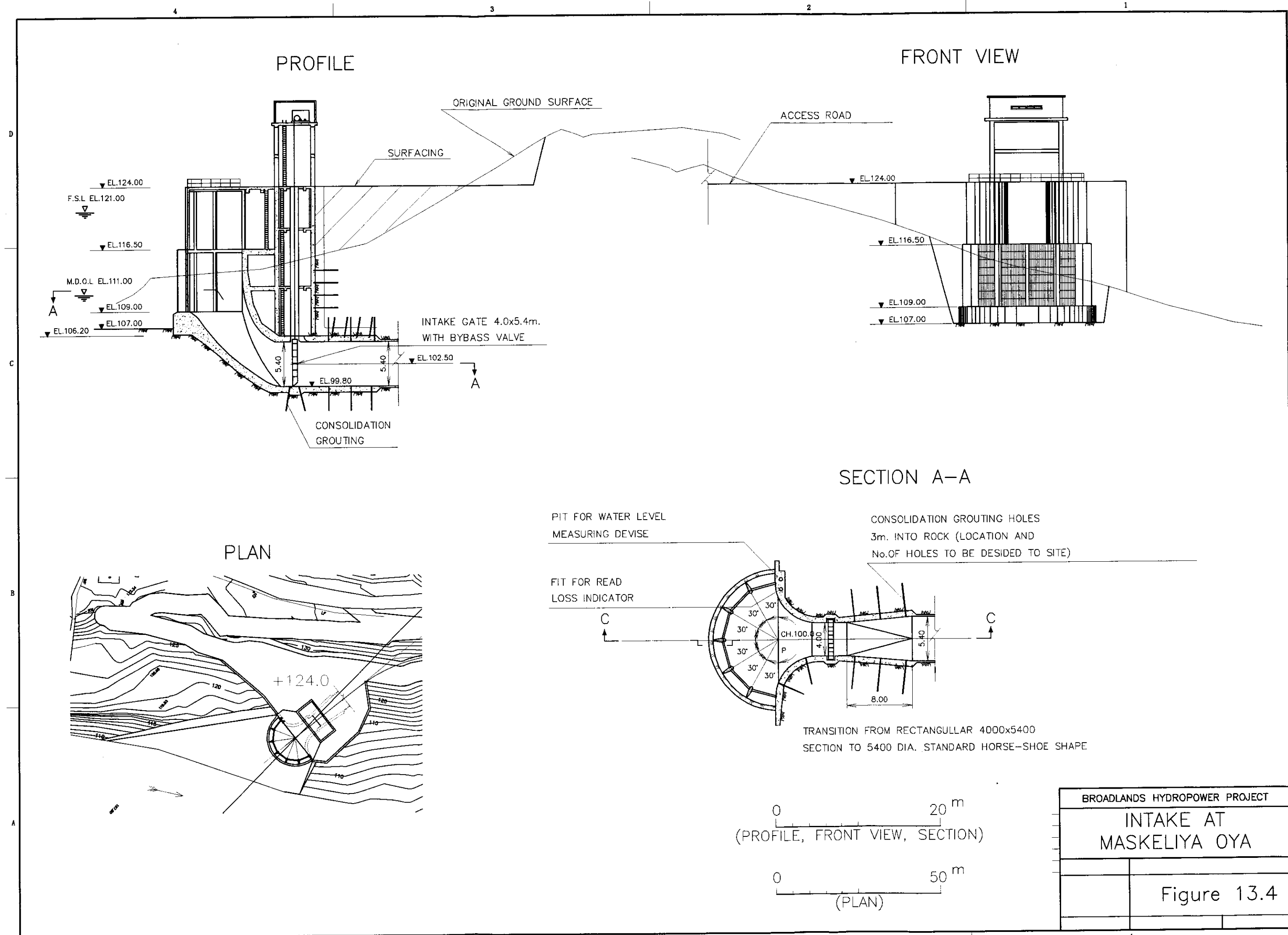
SECTION C-C



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT

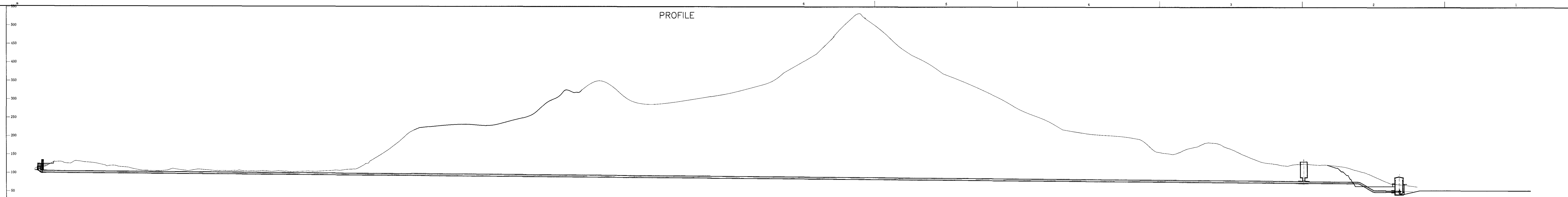
MAIN DAM

Figure 13.3

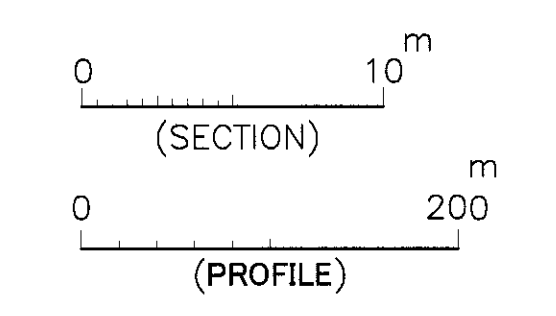
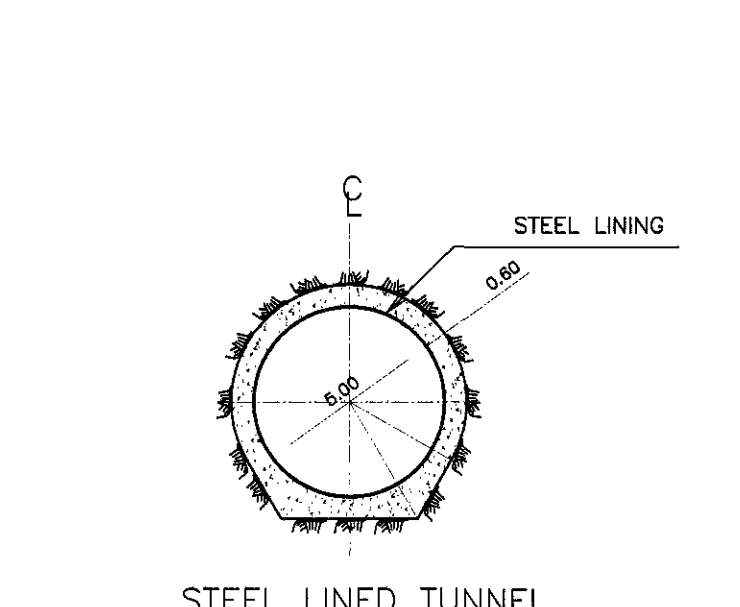
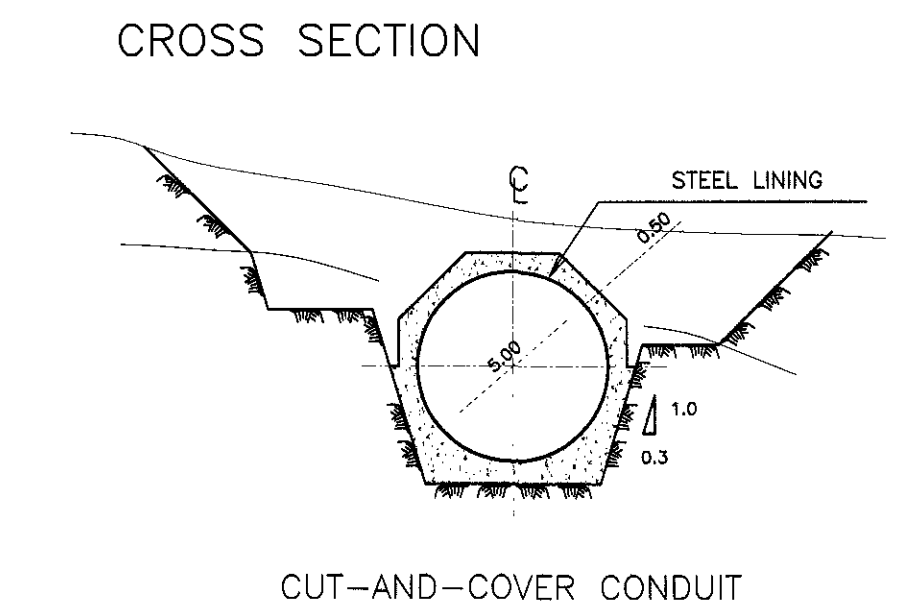
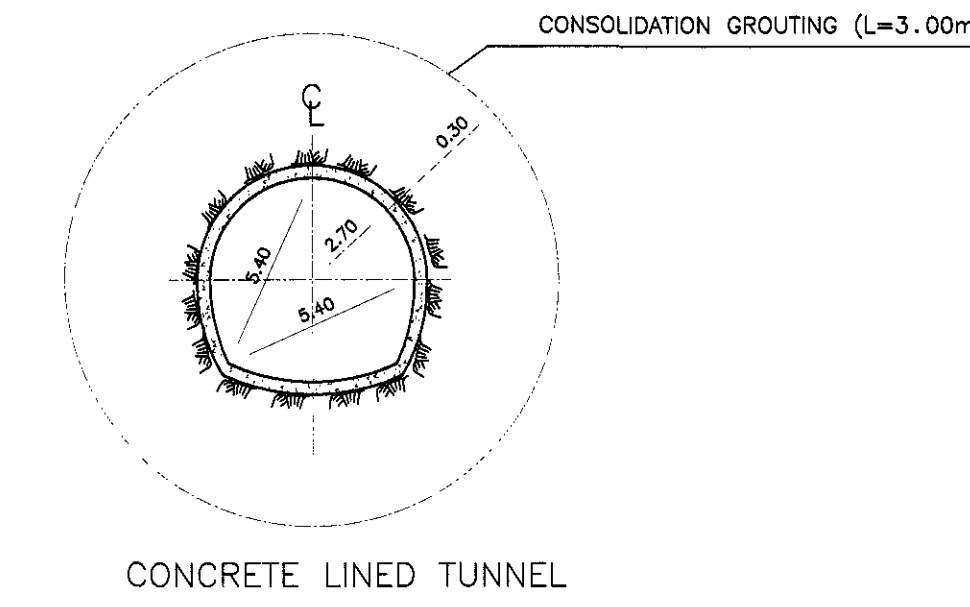


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
INTAKE AT MASKELIYA OYA	
Figure 13.4	

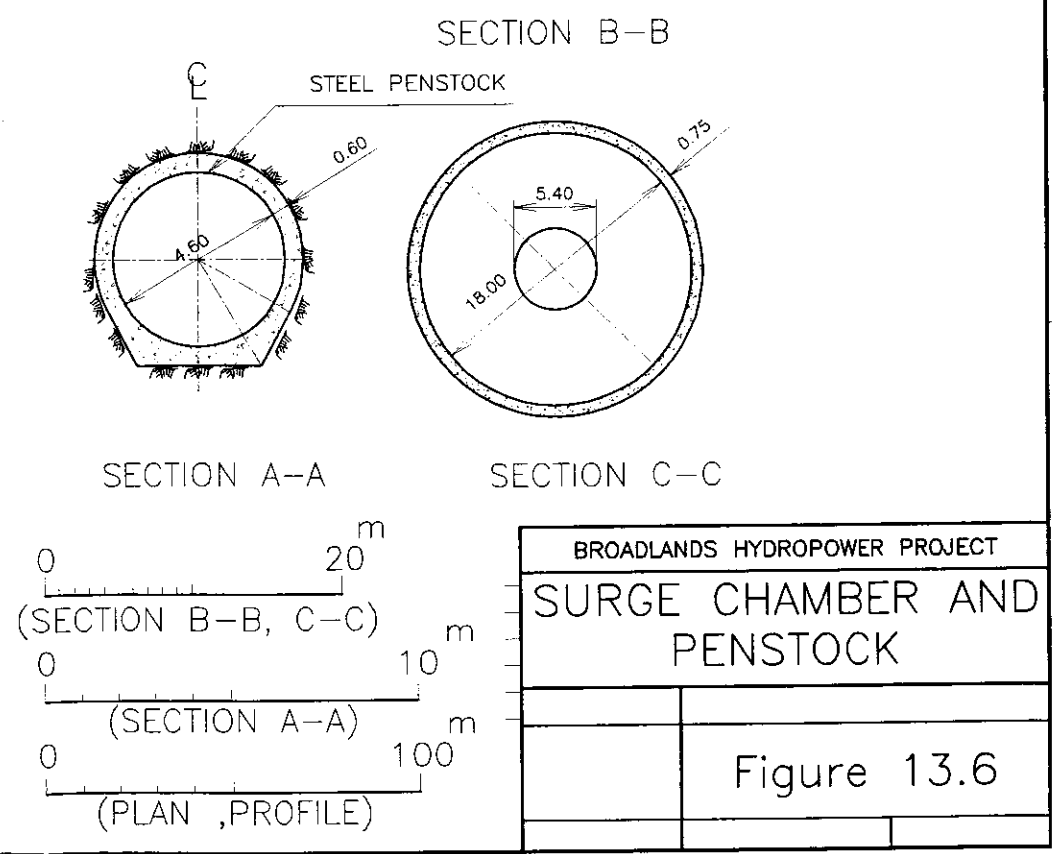
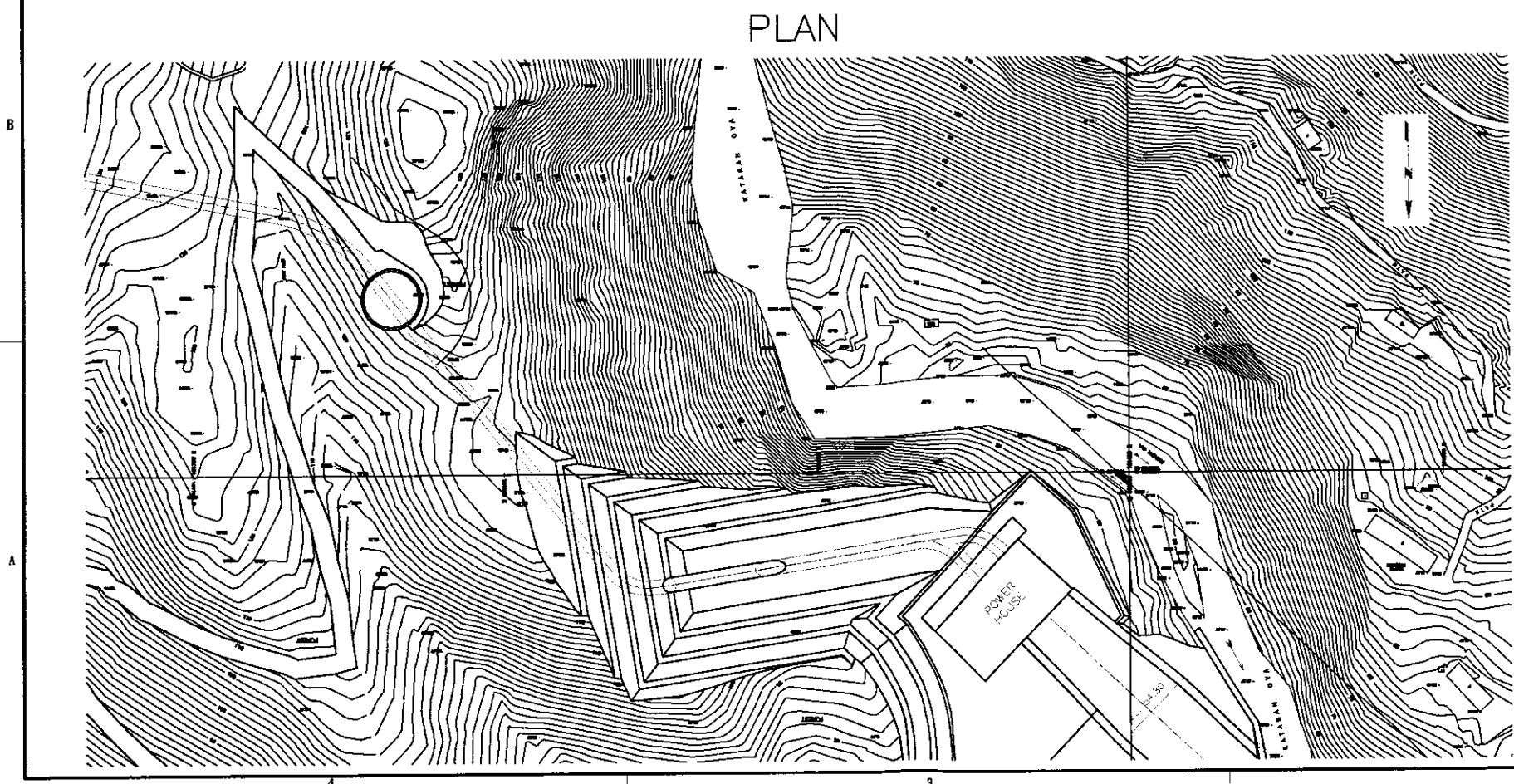
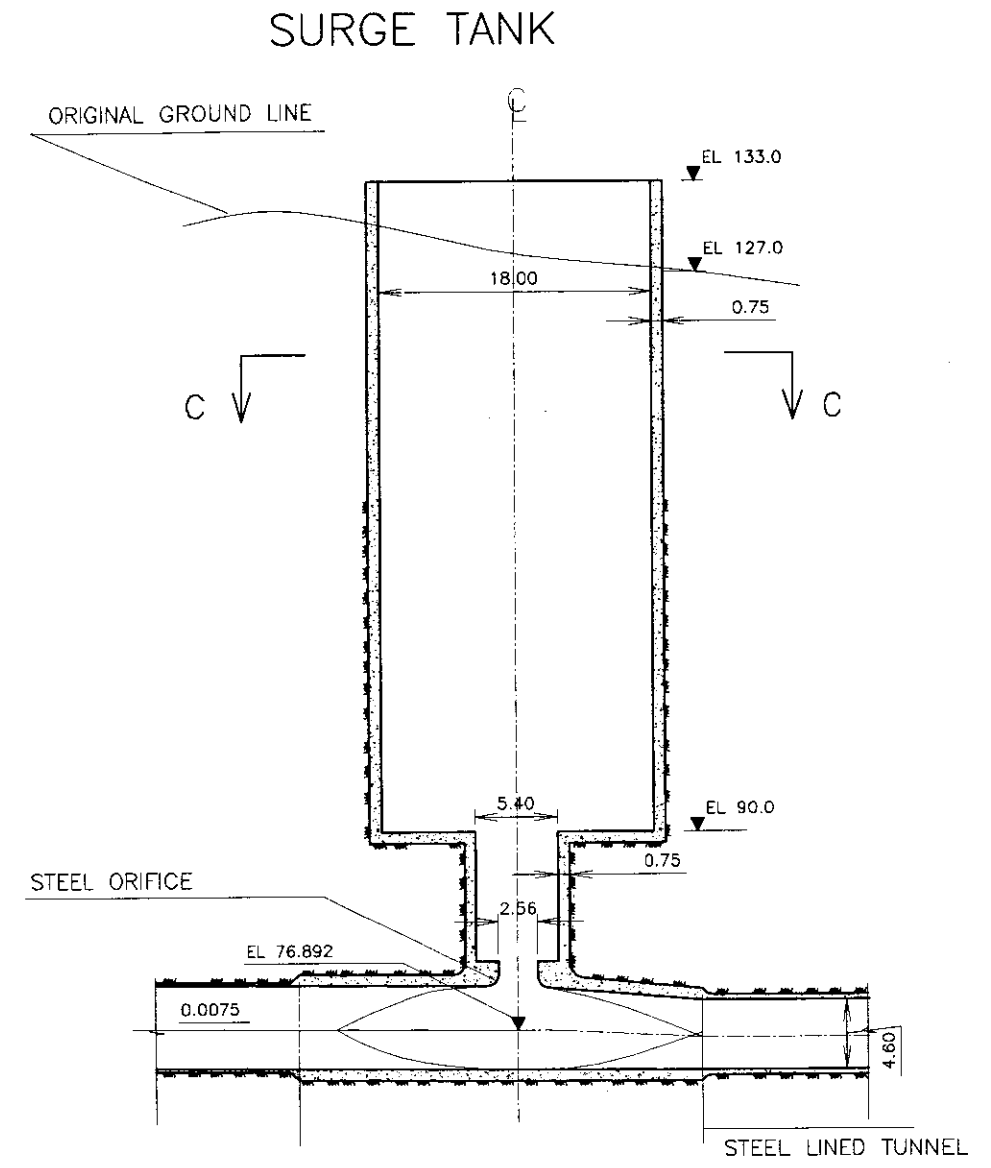
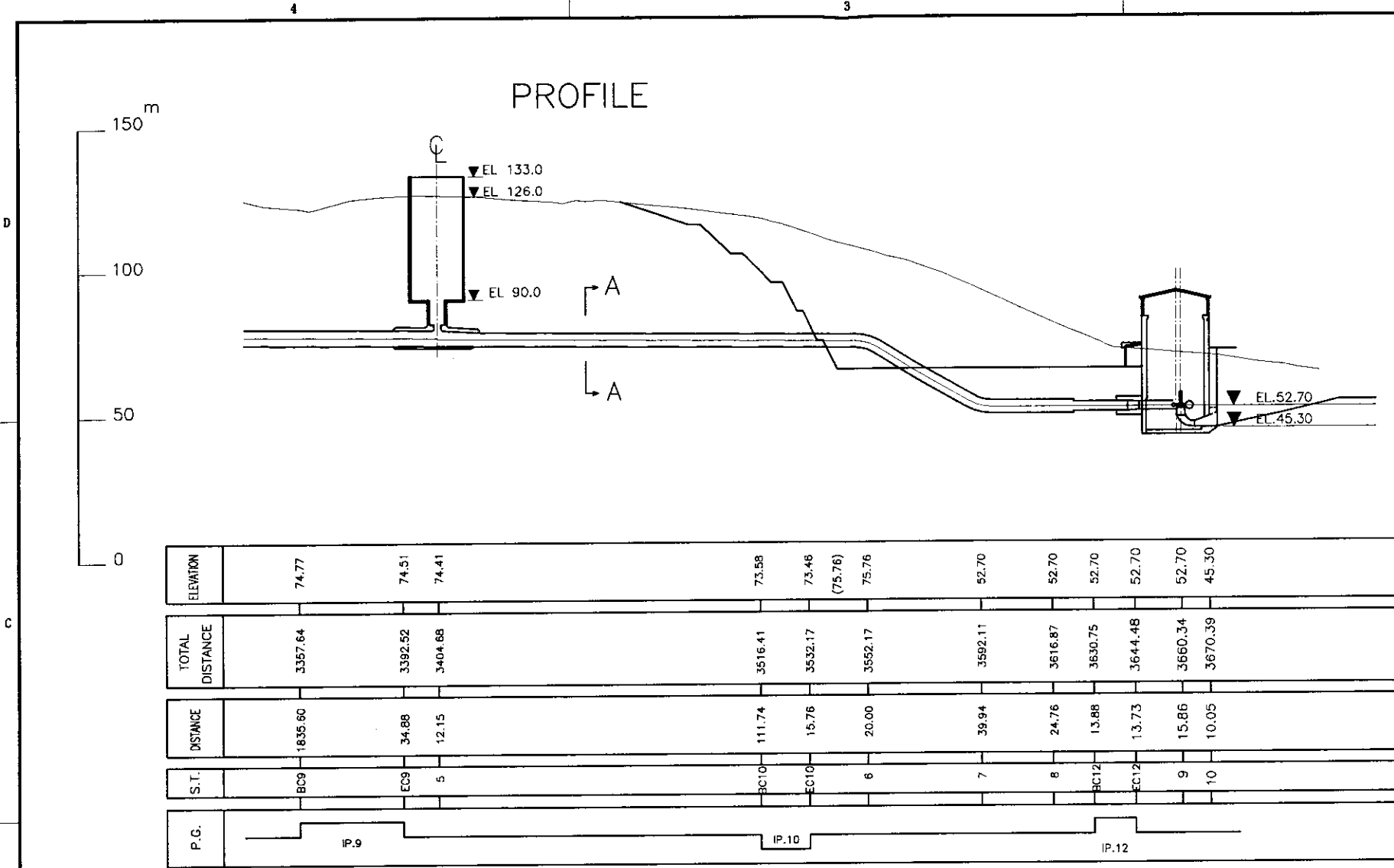
PROFILE



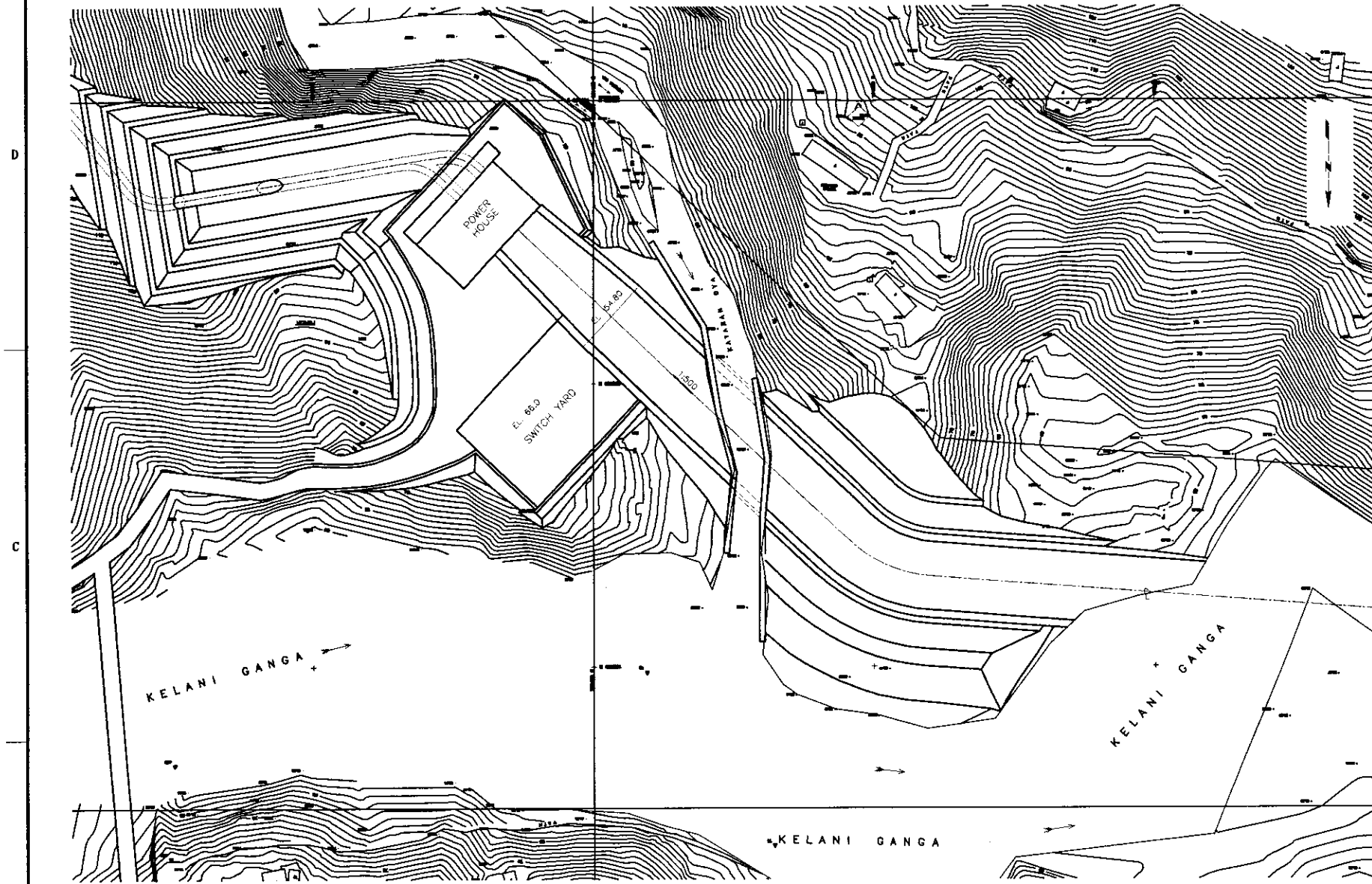
P.C.S.T.	DISTANCE	EL ELEVATION
IP.1	0.00	98.80
EC.1	20.00	98.80
BC.1	3.23	98.78
EC.2	29.16	99.56
IP.2	81.38	98.95
EC.3	3.16	96.92
IP.3	38.88	96.63
EC.4	33.07	96.87
IP.4	57.13	96.44
EC.5	4.83	96.40
IP.5	54.78	95.99
EC.6	24.54	95.81
IP.6	124.37	92.50
IP.7	267.98	93.80
EC.7	49.28	93.43
EC.8	0.00	93.43
IP.8	489.71	88.82
EC.9	38.36	88.53
IP.9	835.60	74.77
EC.10	34.88	74.51
EC.11	12.15	74.41
IP.10	111.74	73.58
EC.12	15.76	73.46
EC.13	20.00	75.76
IP.11	39.94	52.70
EC.14	24.76	52.70
EC.15	13.88	52.70
EC.16	13.73	52.70
EC.17	15.88	52.70
EC.18	10.05	45.30
IP.12	44.97	54.80
IP.13	115.13	54.57
EC.19	33.88	54.50
IP.14	157.51	54.19



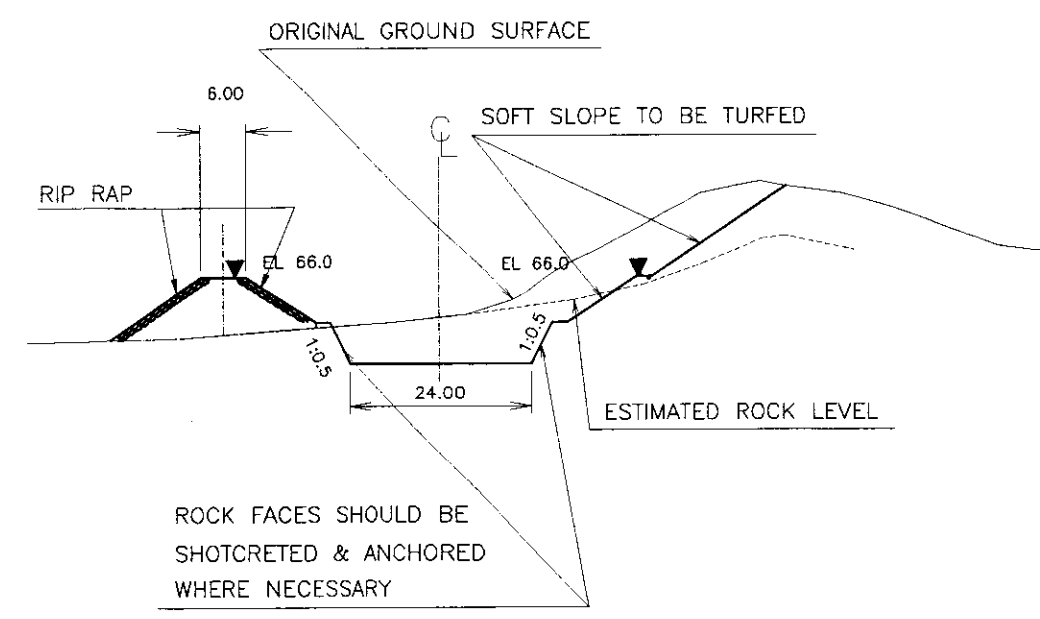
BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT
HEADRACE
Figure 13.5



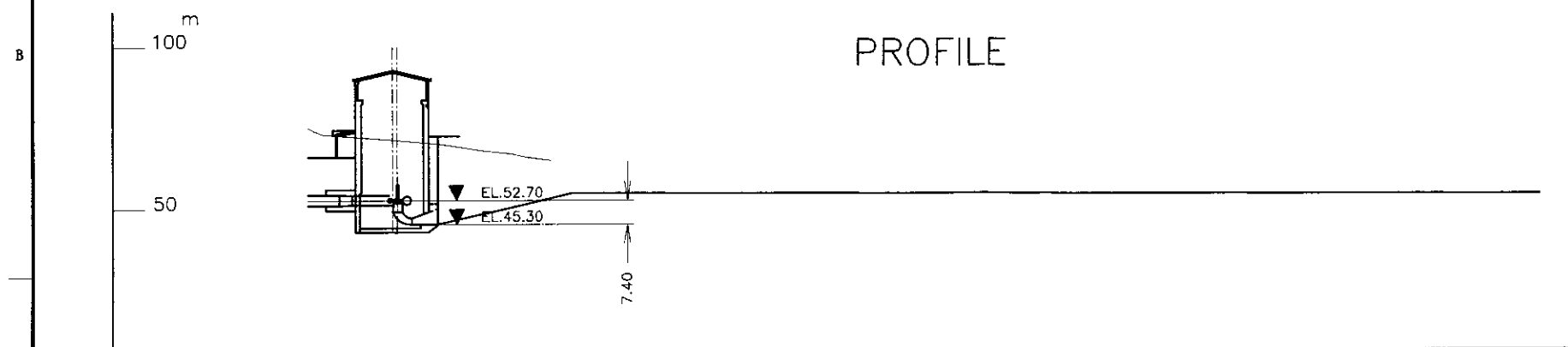
PLAN



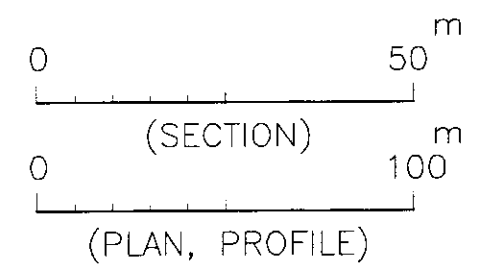
TYPICAL SECTION



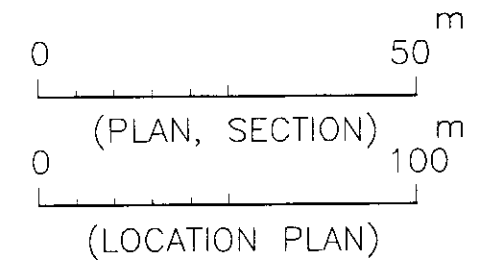
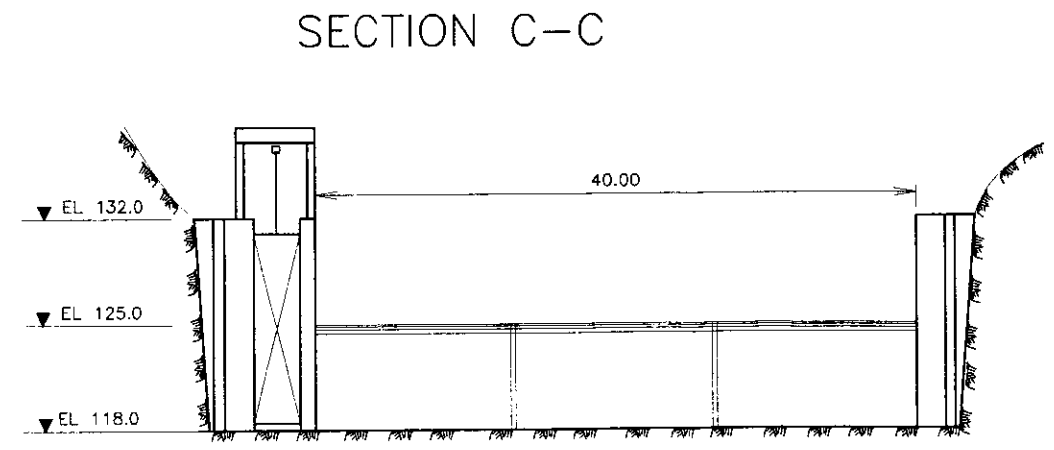
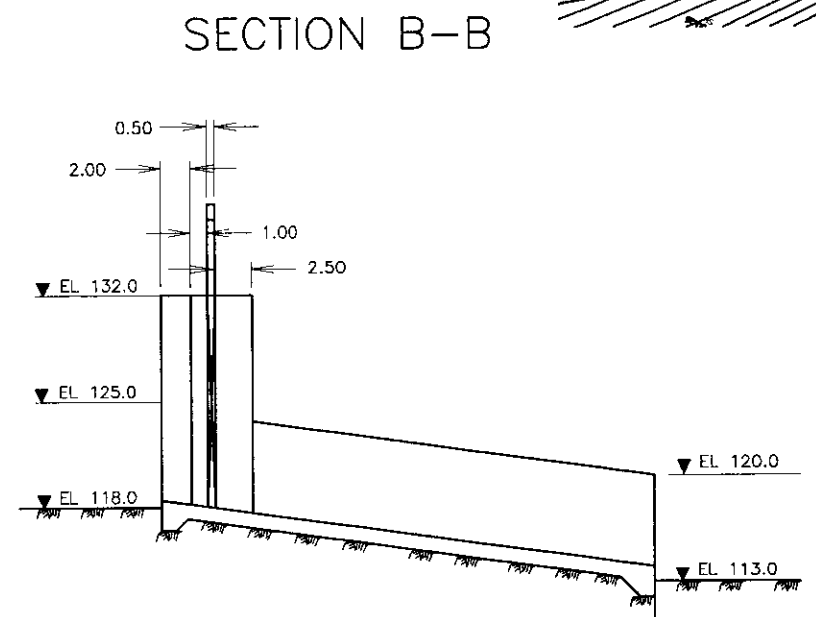
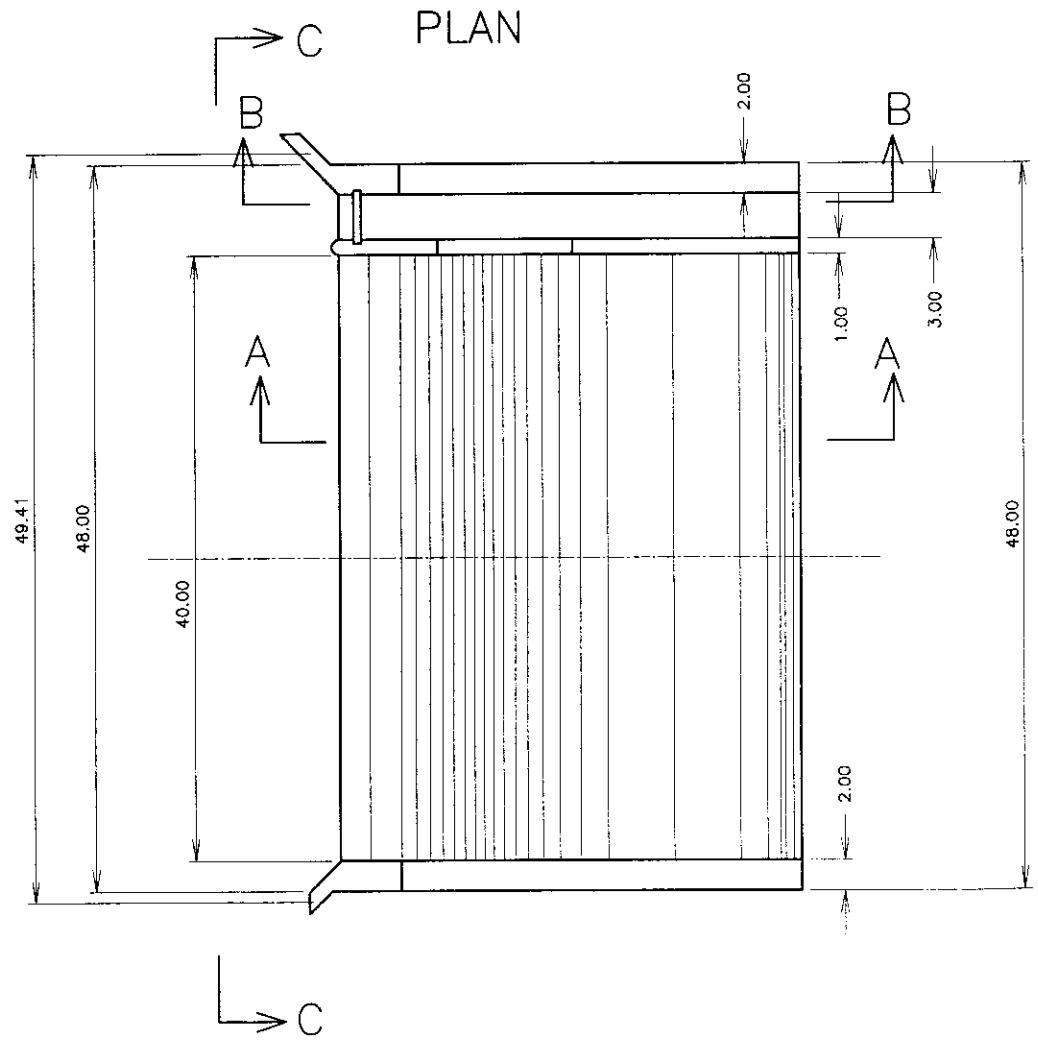
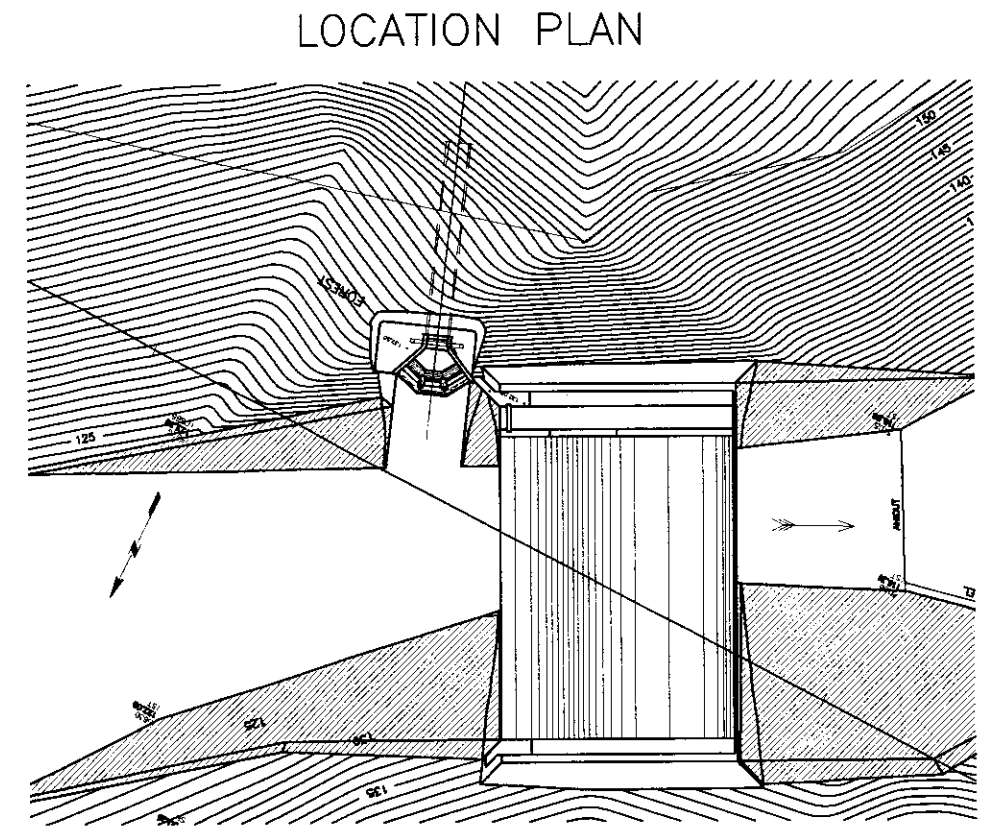
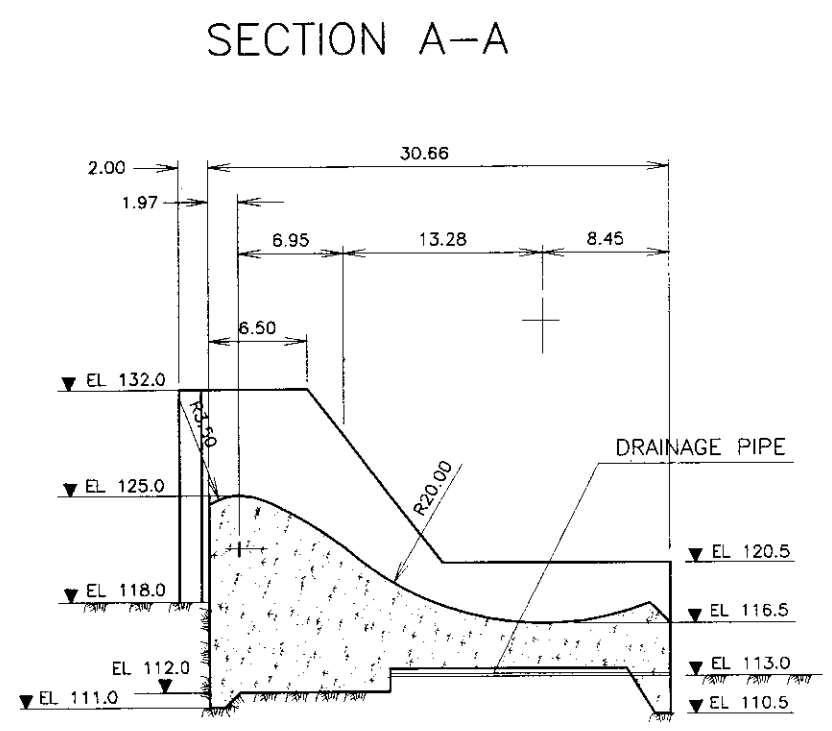
PROFILE



ELEVATION	52.70	52.70	45.30	54.80	54.57	54.50	54.19
TOTAL DISTANCE	3644.48	3660.34	3670.39	44.97	160.10	193.97	351.47
DISTANCE	13.73	15.86	10.05	44.97	115.13	33.86	157.51
S.T.	EC12	9	10	1	BC1	EC1	END
P.G.	P.12				IP.1		

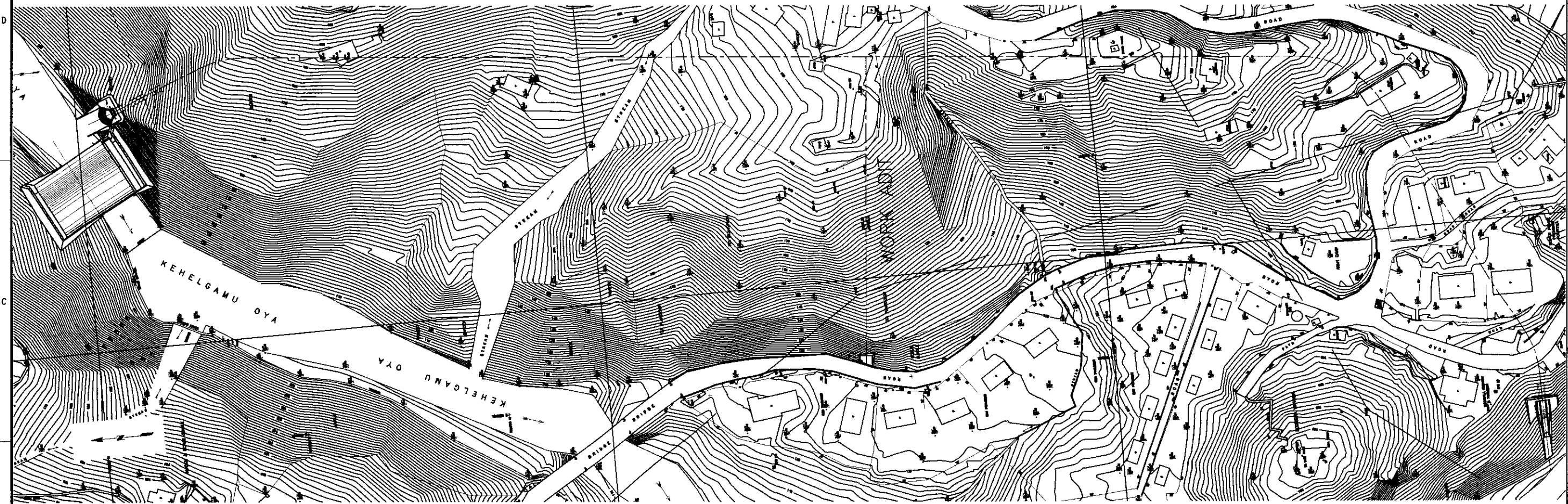


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
TAILRACE CHANNEL	
Figure 13.7	

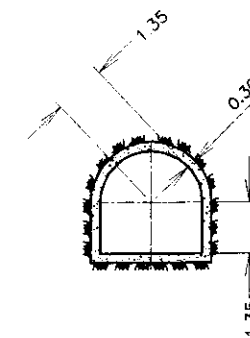


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
KEHELGAMU OYA WEIR	
Figure 13.8	

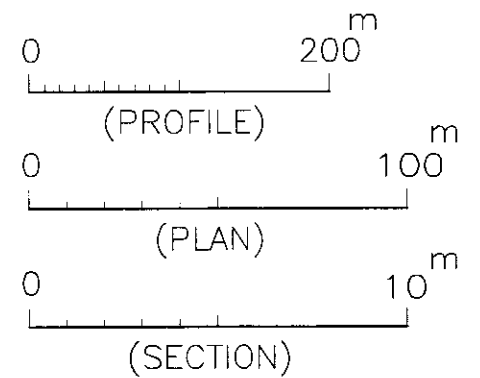
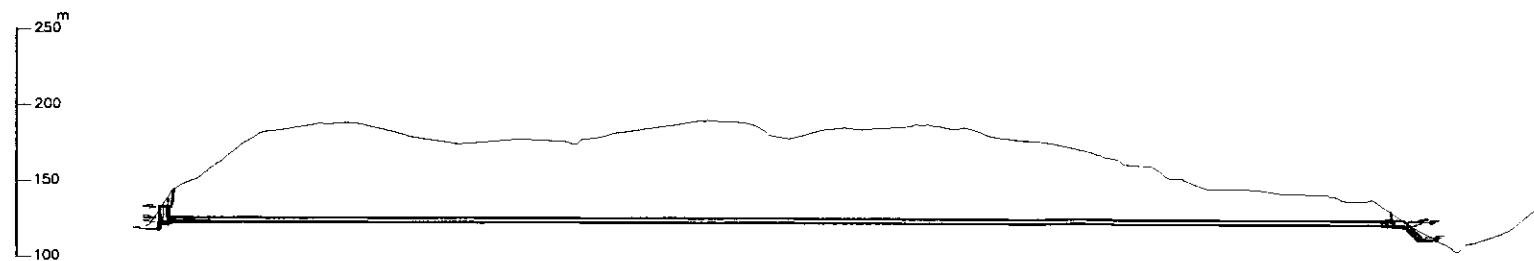
PLAN



TYPICAL TUNNEL CROSS SECTION



PROFILE

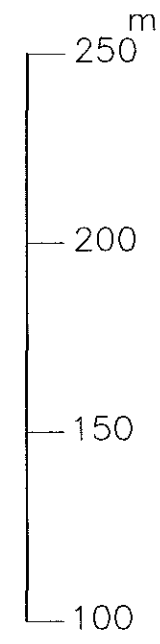


ELEVATION	122.50	122.29	122.19	120.86	119.94	119.72	119.15	119.06	119.00
TOTAL DISTANCE	0.00	48.07	71.49	308.61	583.27	644.34	775.56	796.77	811.00
DISTANCE	0.00	48.07	23.42		213.17	51.07	131.22	21.21	14.23
S.T.	0	BC1	EC1	1	BC2	EC2	BC3	EC3	2
P.C.					IP.2			IP.3	

BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT
 KEHELGAMU OYA
 DIVERSION TUNNEL

Figure 13.9

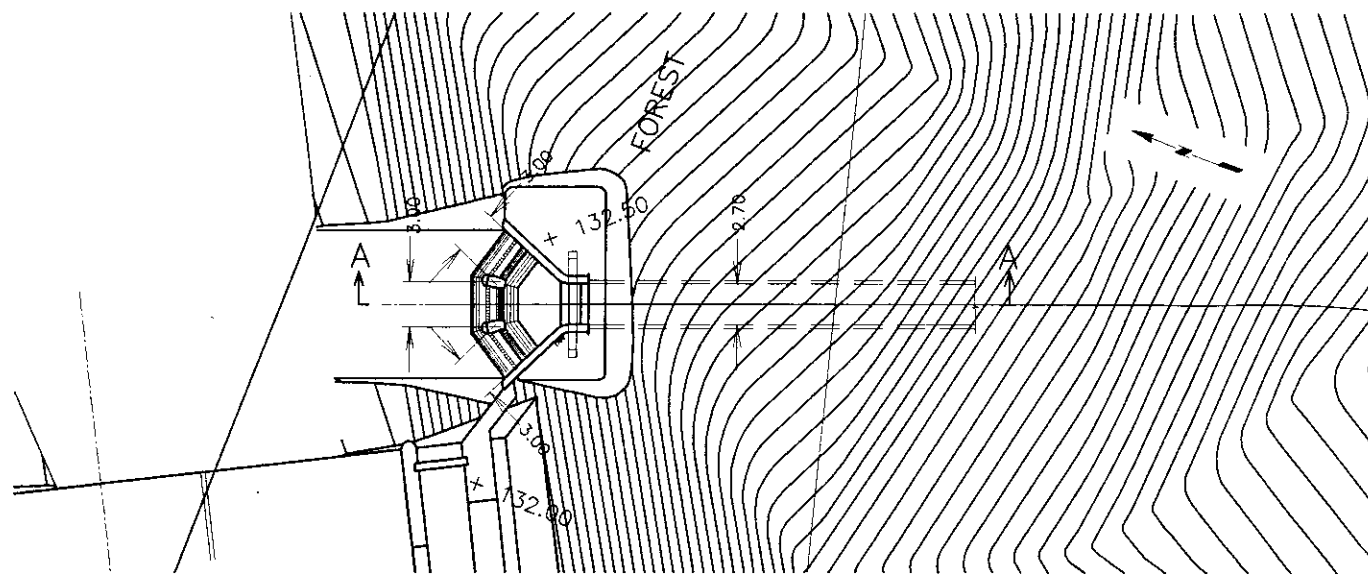
PROFILE



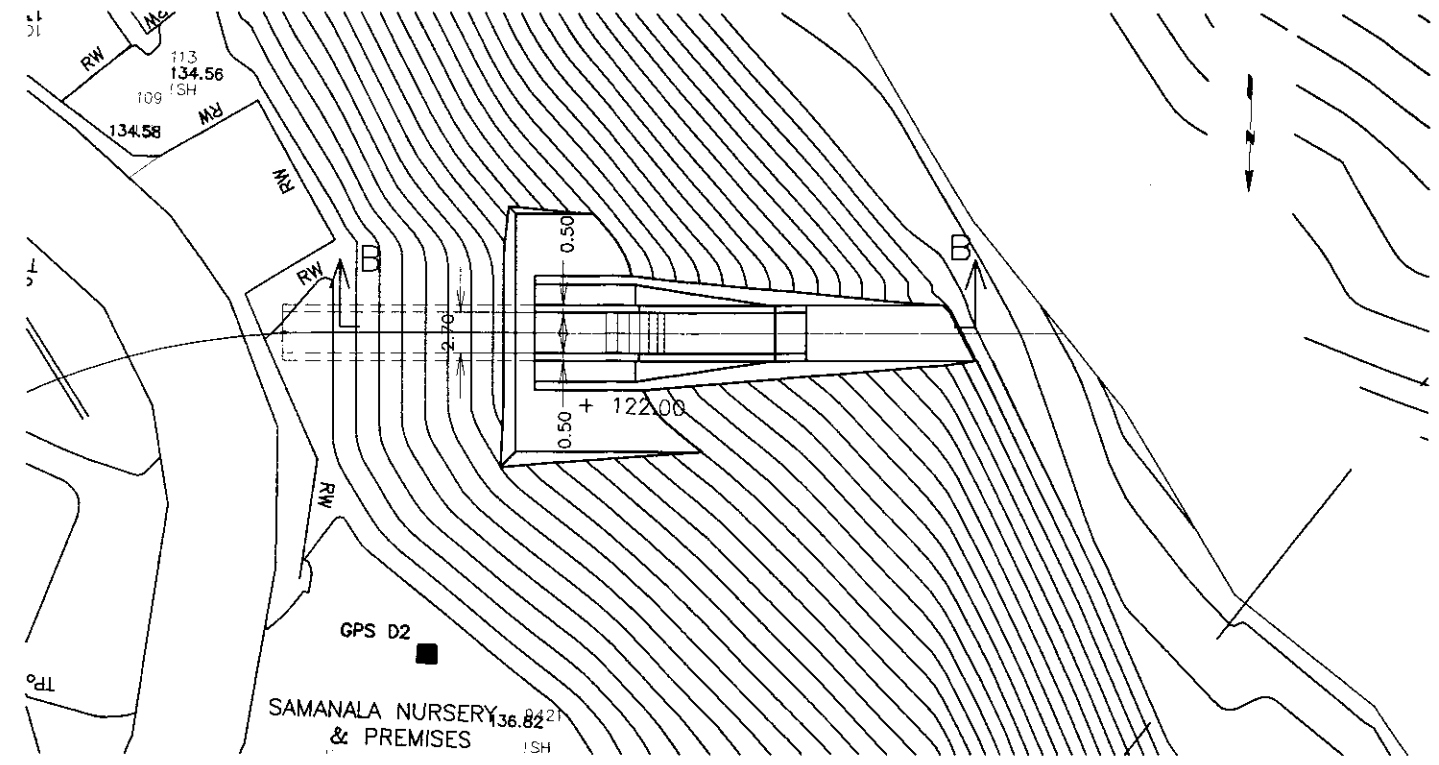
P.C.	S.T.	DISTANCE	TOTAL DISTANCE	ELEVATION
	0	0.00	0.00	122.50
	BC1	48.07	48.07	122.29
	EC1	23.42	71.49	122.19
	1	308.61	380.10	120.86
	BC2	213.17	593.27	119.94
	EC2	51.07	644.34	119.72
	BC3	131.22	775.56	119.15
	EC3	21.21	796.77	119.06
	2	14.23	811.00	119.00

BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
KEHELGAMU OYA DIVERSION TUNNEL	
Figure 13.10	

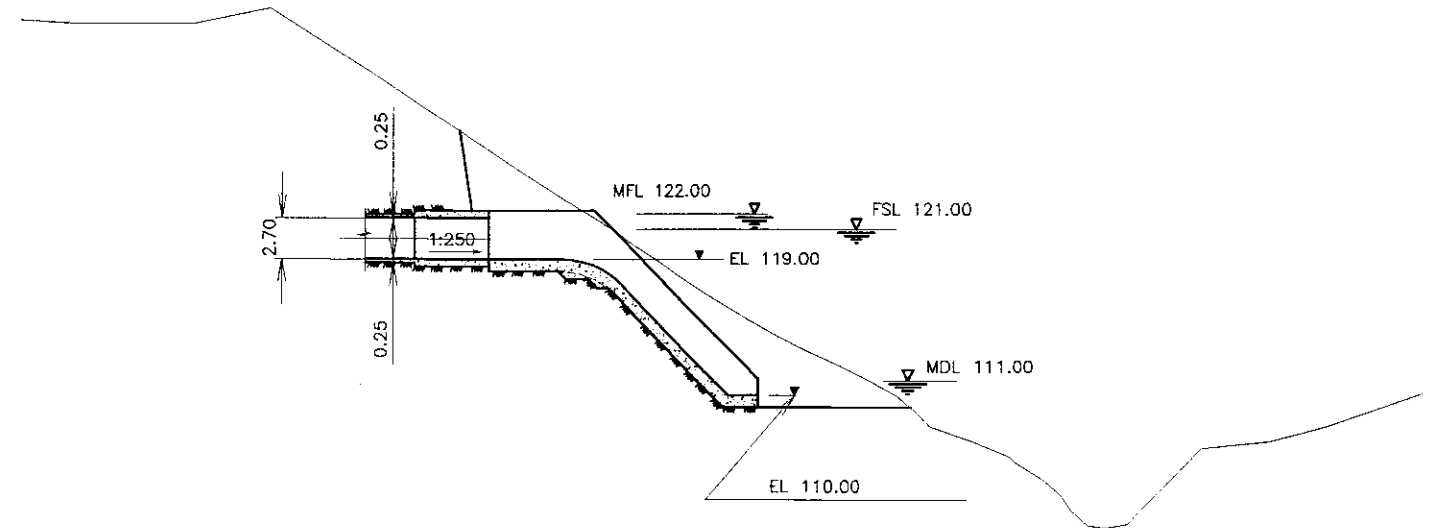
INTAKE PLAN



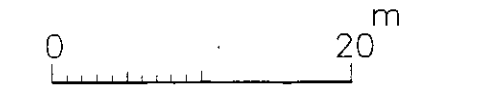
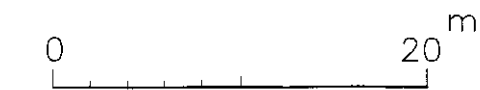
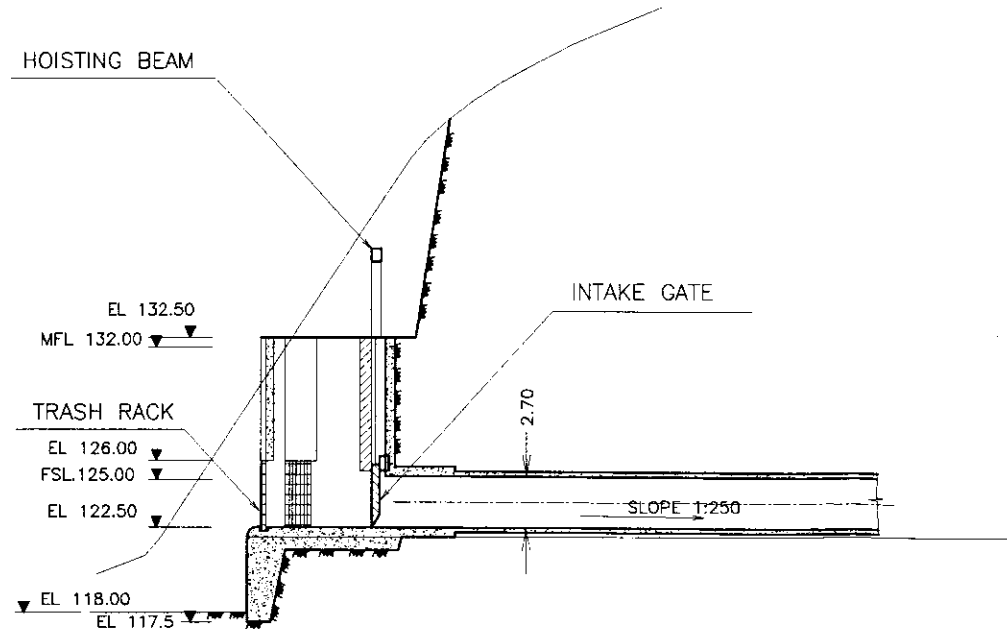
OUTLET PLAN



SECTION B-B

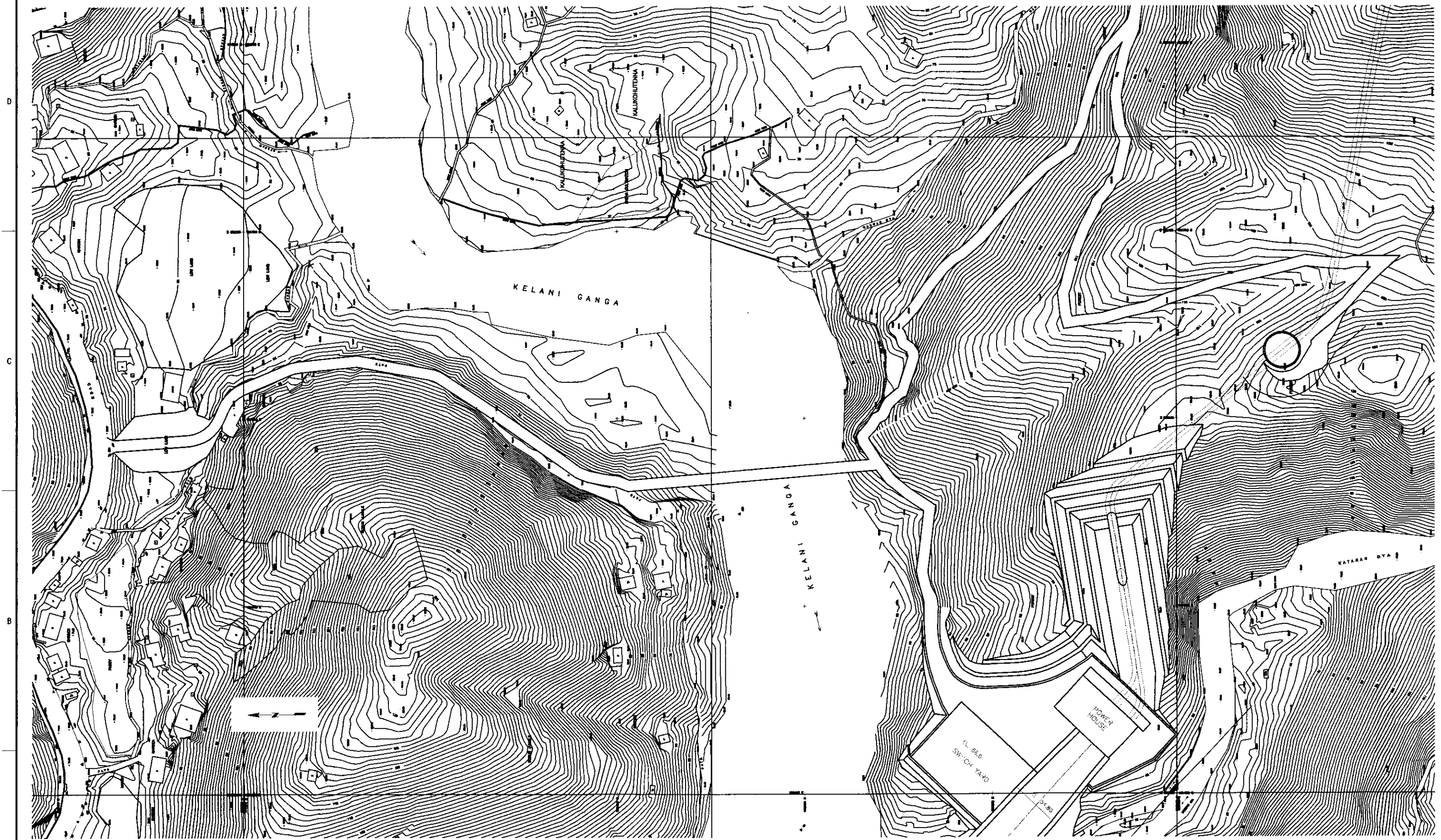


SECTION A-A



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
INTAKE AND OUTLET OF KEHELGAMU OYA DIVERSION TUNNEL	
Figure 13.11	

PLAN



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT
ACCESS ROADS TO POWER
HOUSE AND SURGE CHAMBER

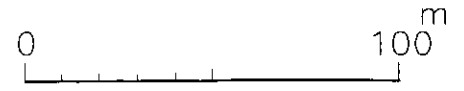
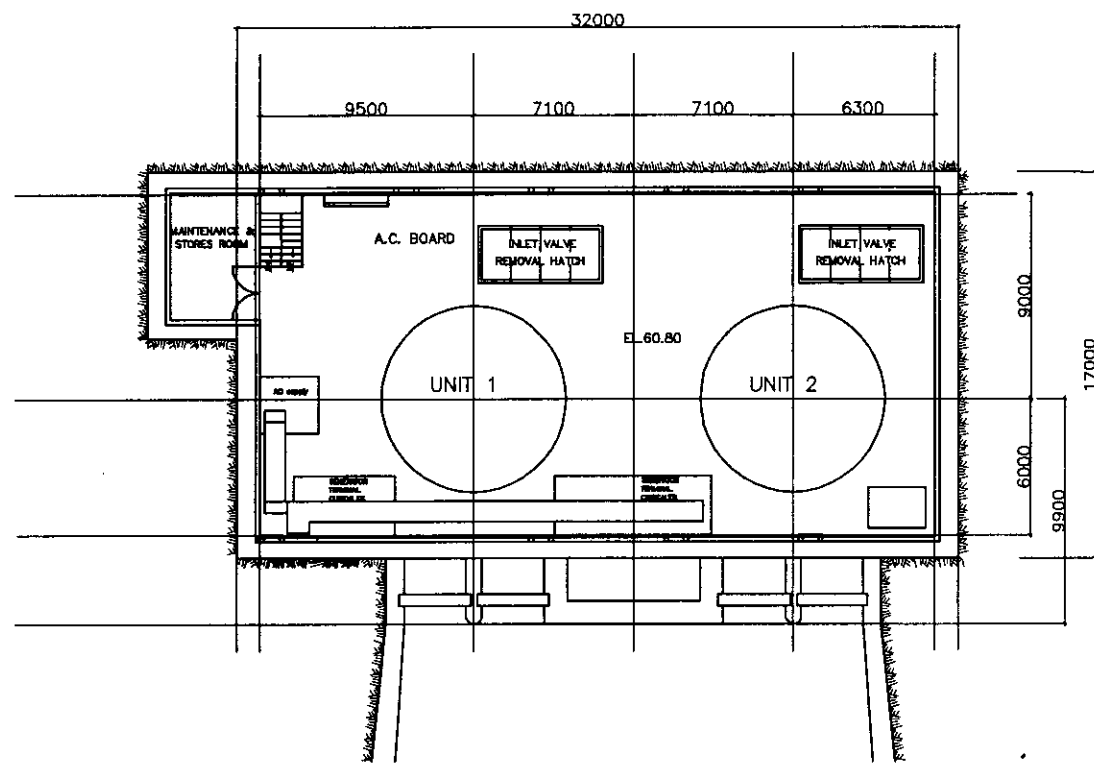
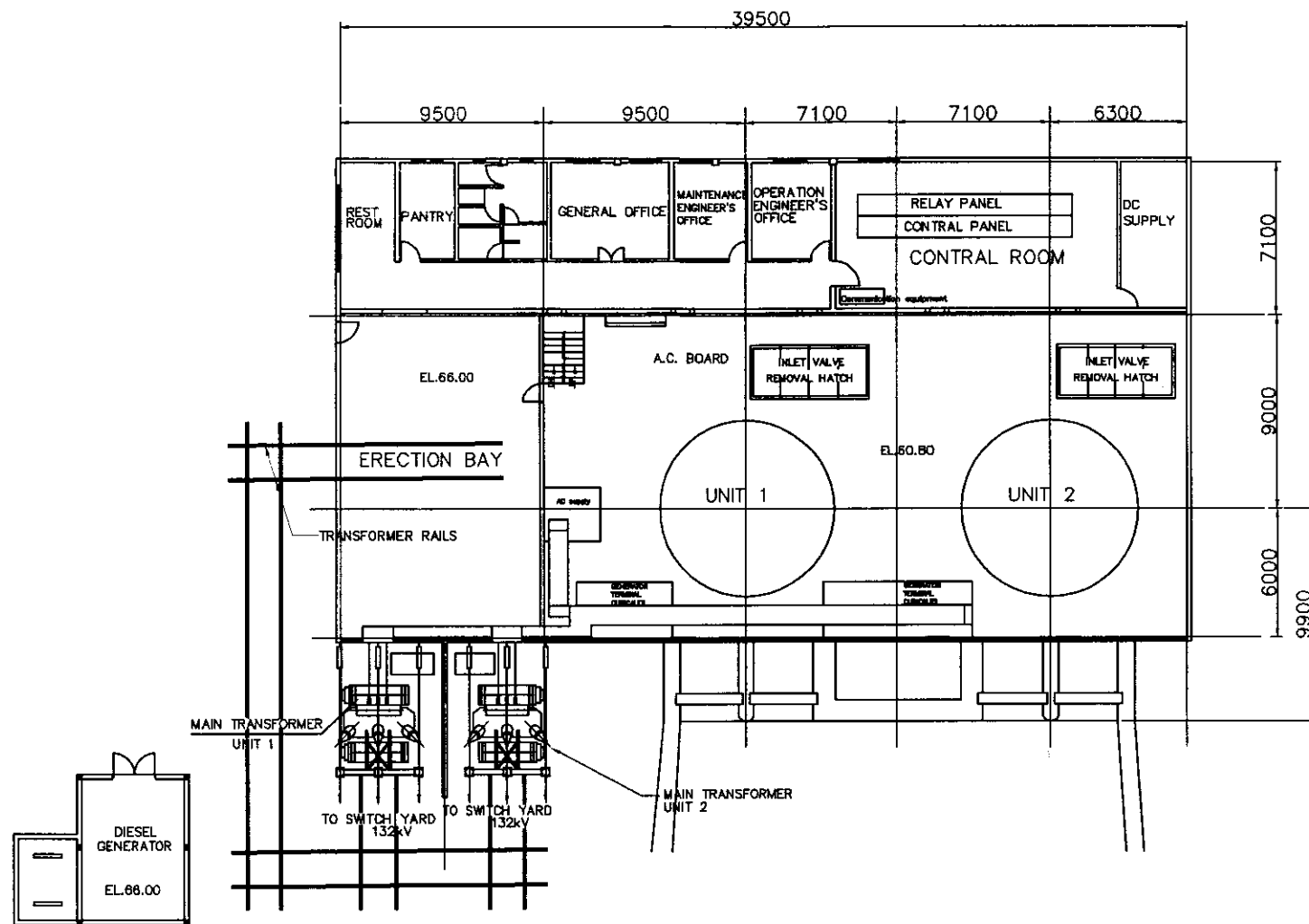


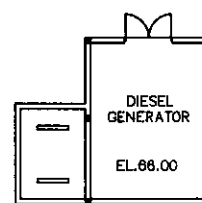
Figure 13.12



PLAN AT EL.60.80



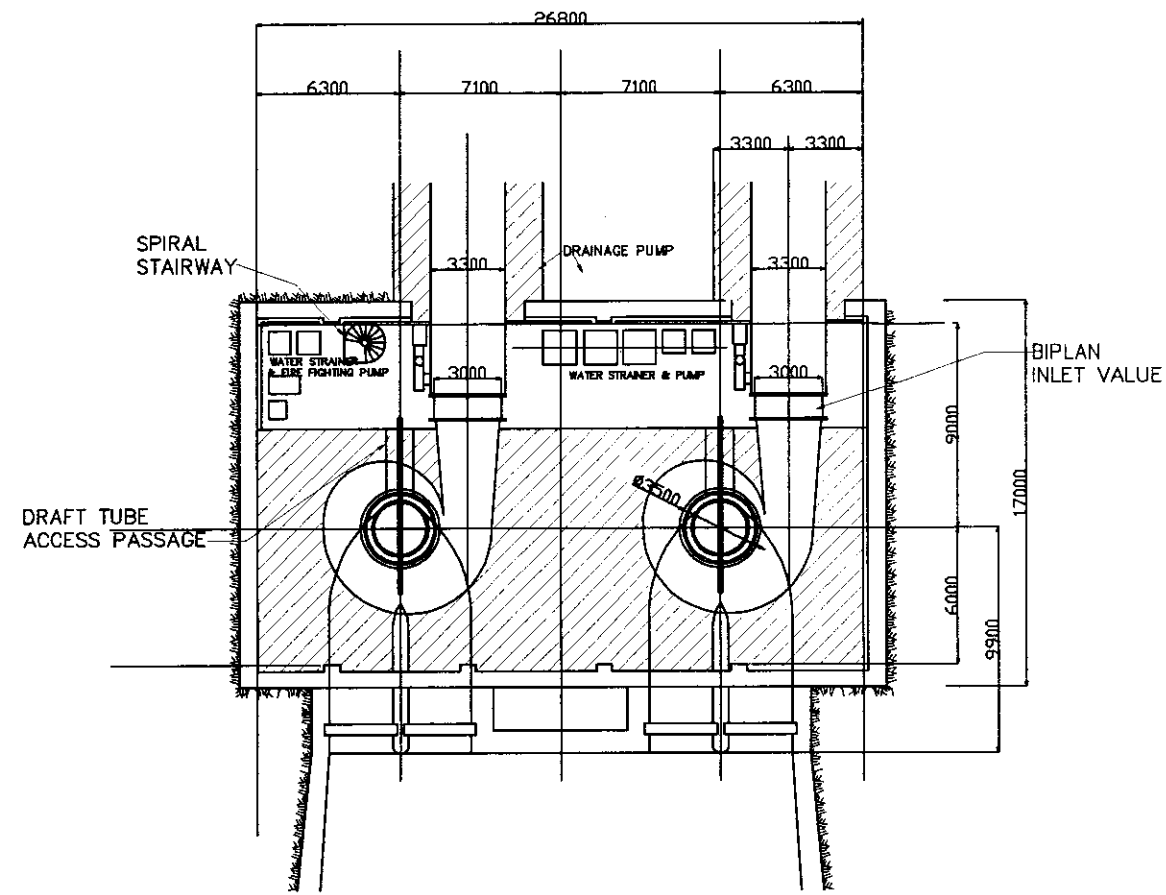
PLAN AT EL.66.00



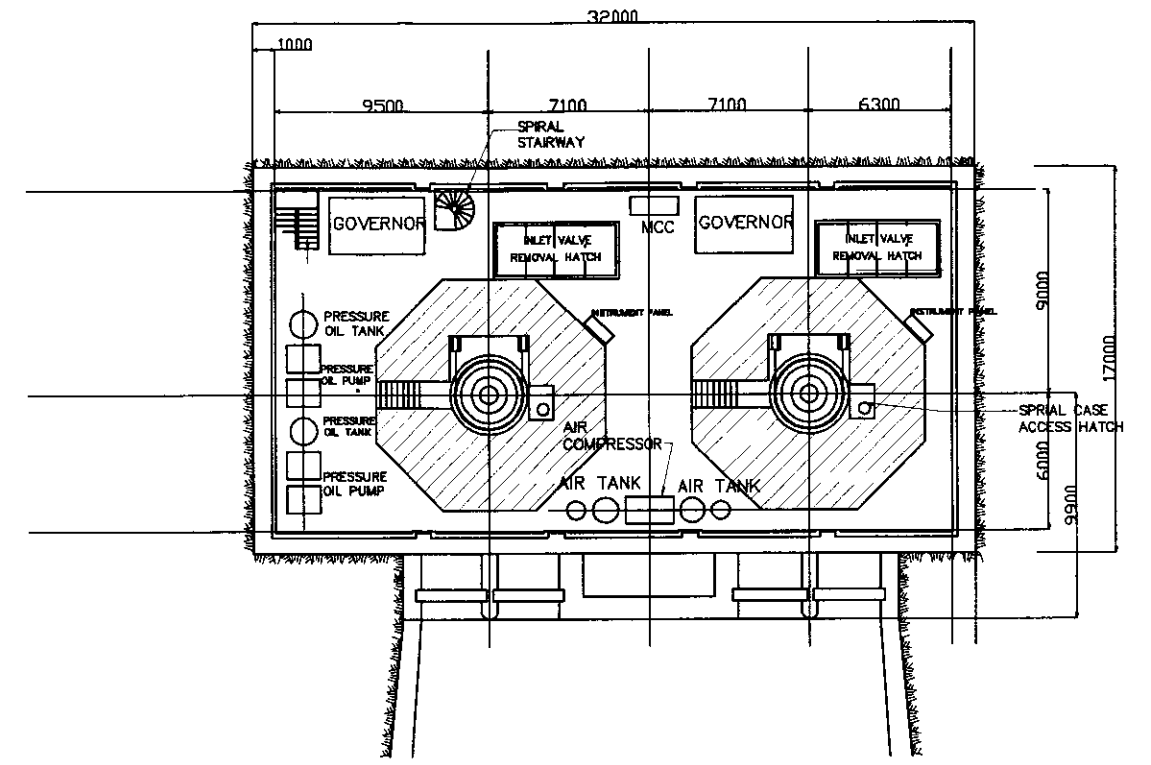
NOTES:-

1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES.
2. ALL ELEVATIONS ARE METRES.

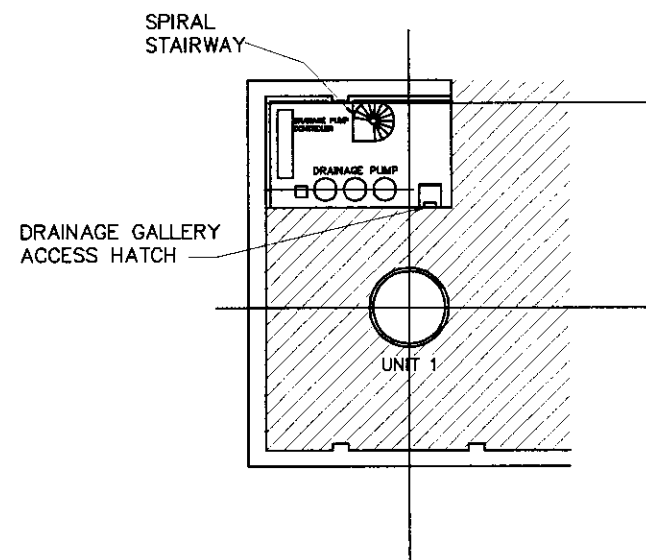
BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
POWER HOUSE -GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS 1	
Figure 13.13	



PLAN AT EL.49.80



PLAN AT EL.55.20



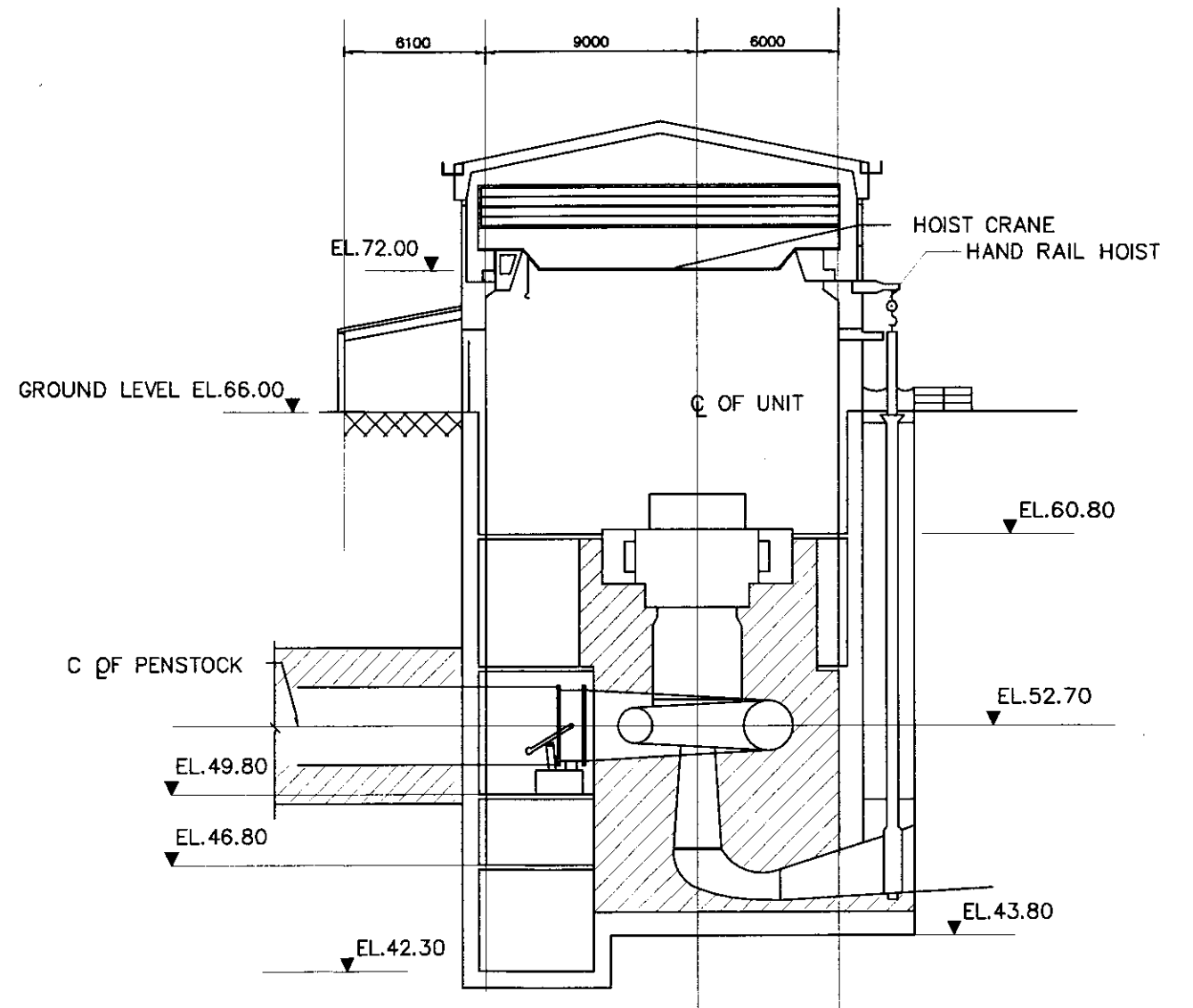
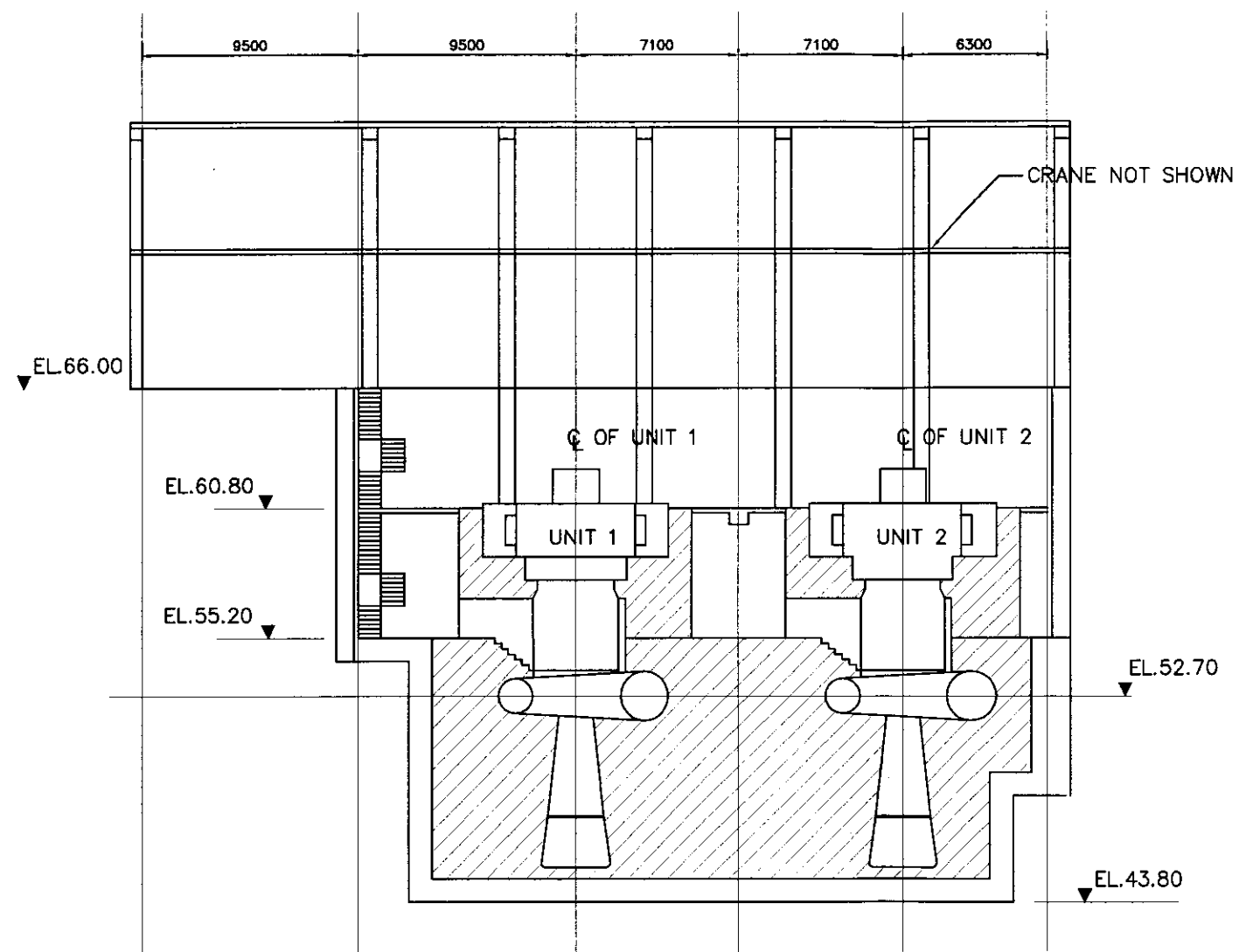
PLAN AT EL.45.80

NOTES:-

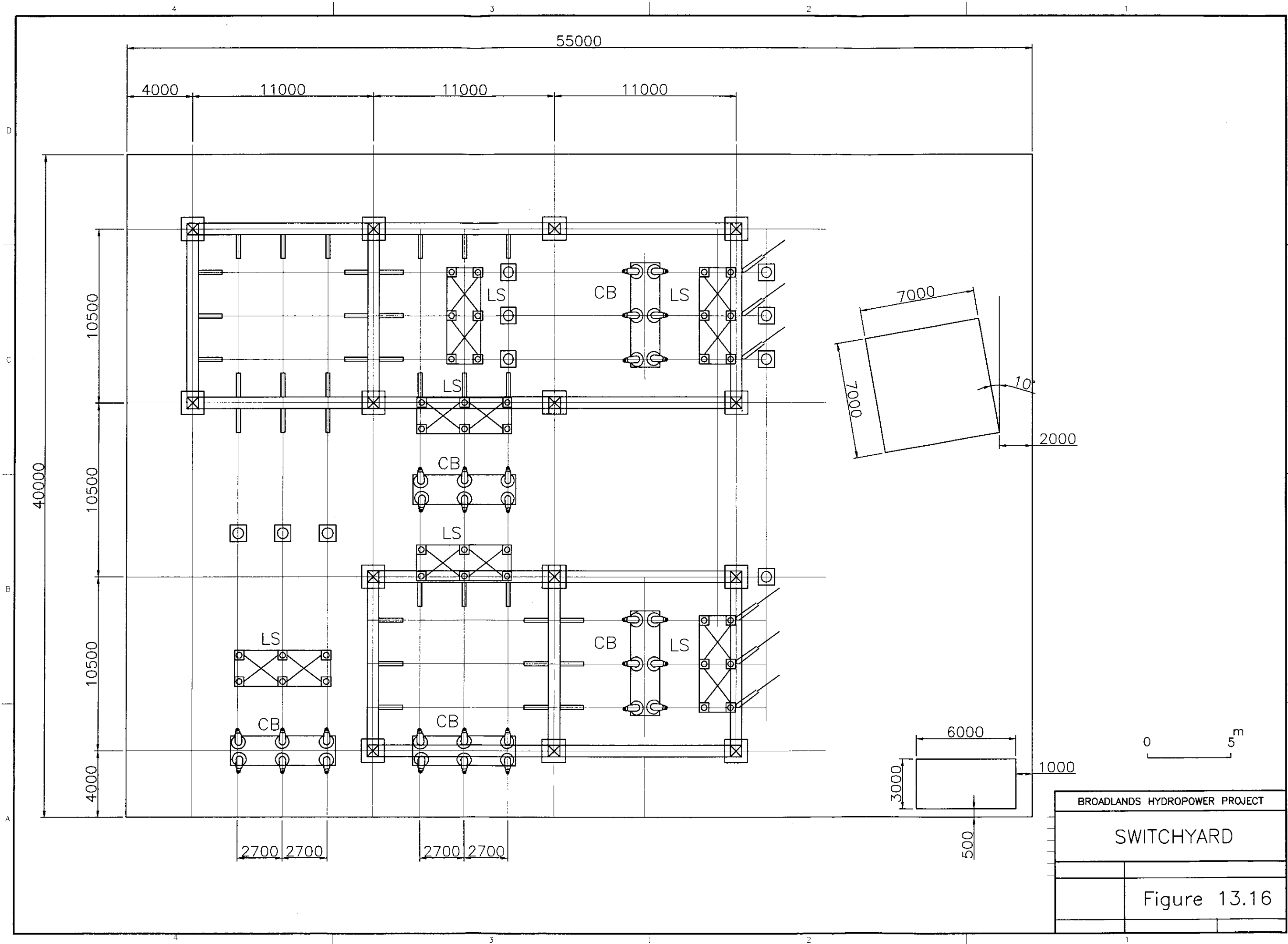
1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETRES.
2. ALL ELEVATIONS ARE METRES ABOVE M.S.L.



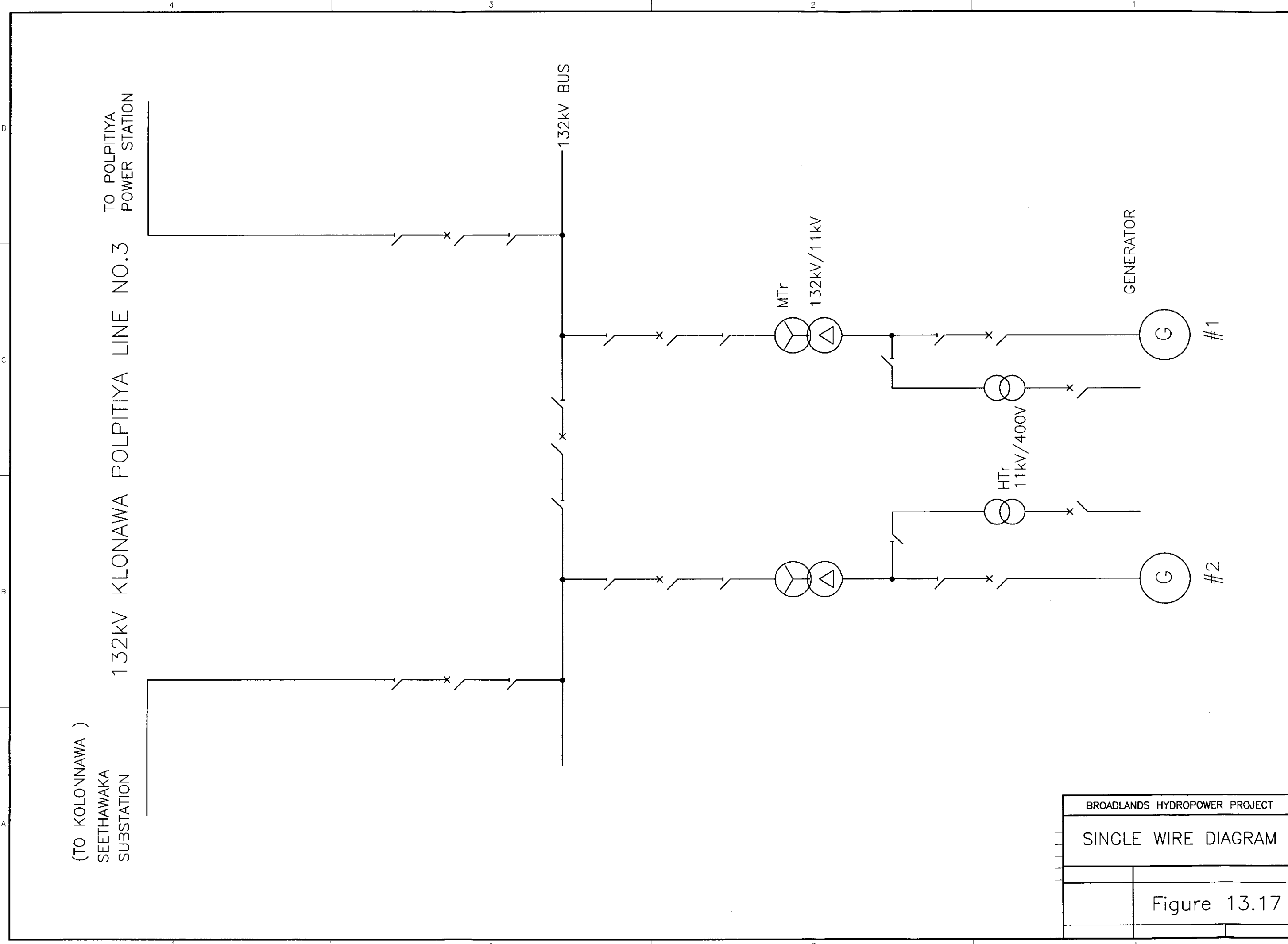
BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
POWER HOUSE -GENERAL ARRANGEMENT FLOOR PLANS 2	
Figure 13.14	



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
POWER HOUSE GENERAL ARRANGEMENT SECTION	
Figure 13.15	



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
SWITCHYARD	
	Figure 13.16



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
SINGLE WIRE DIAGRAM	
	Figure 13.17

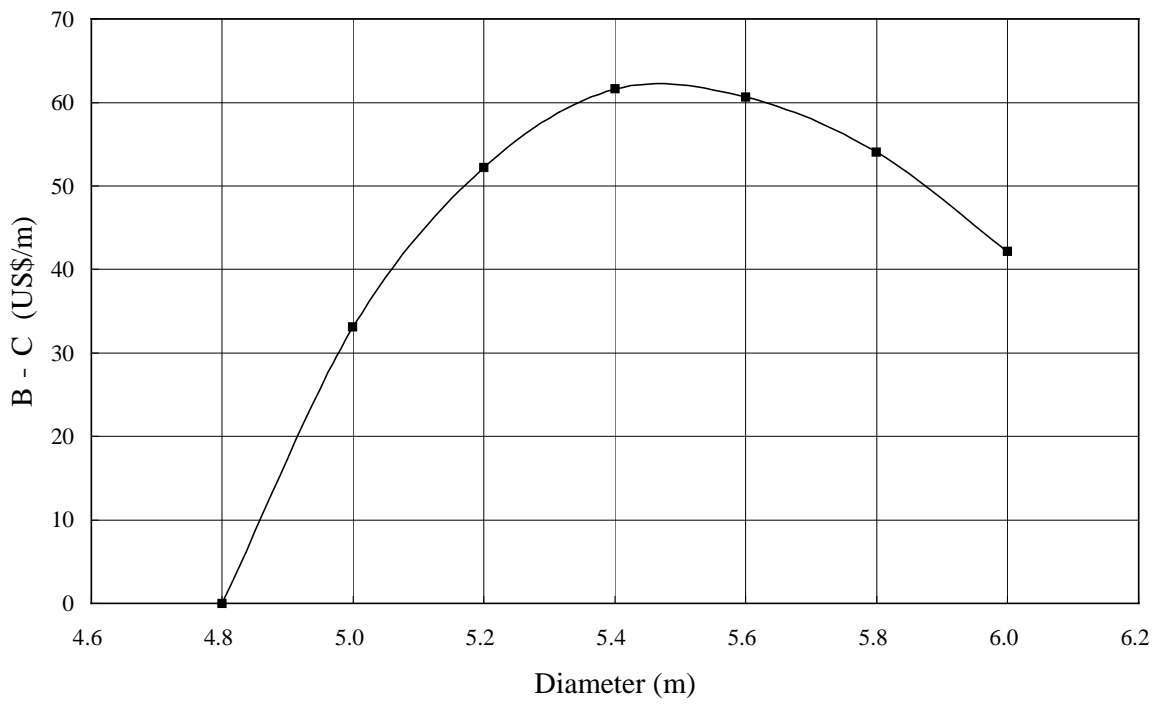


Figure 13.18 Optimum Diameter of Headrace Tunnel

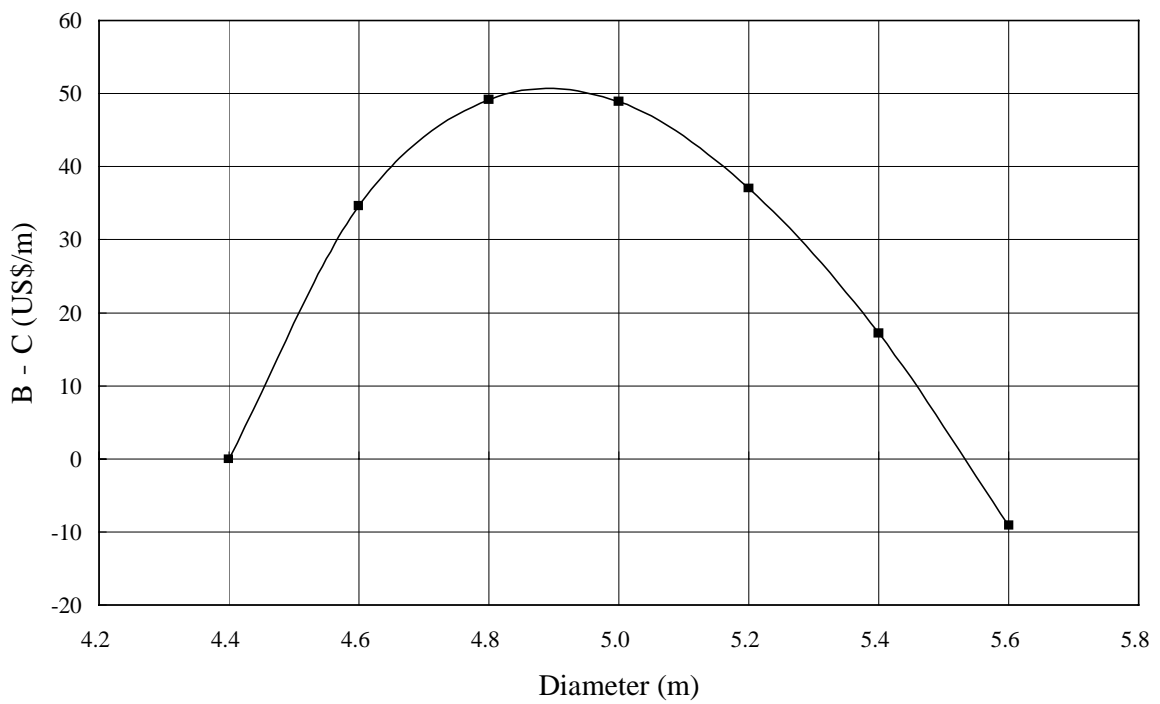


Figure 13.19 Optimum Diameter of Cut-and Cover Calvert

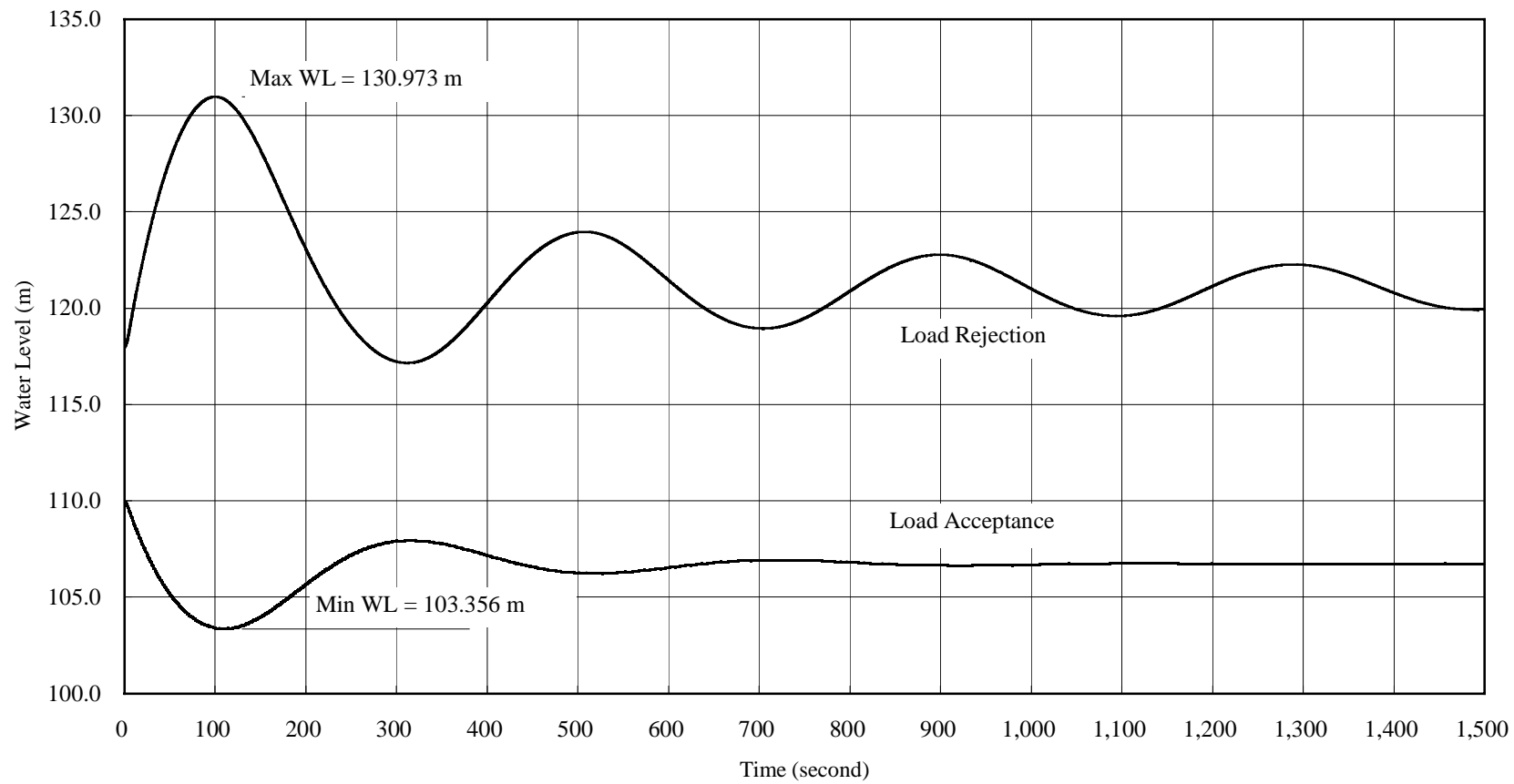


Figure 13.20 Simulation of Surging

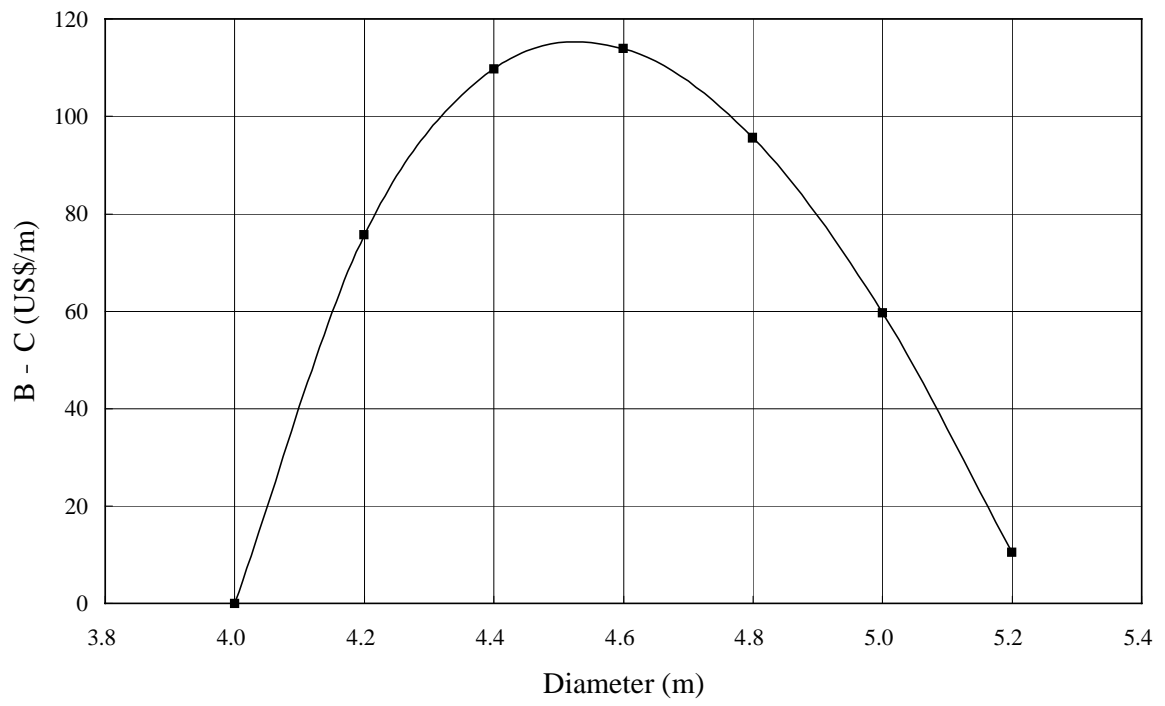


Figure 13.21 Optimum Diameter of Penstock

14. Broadlands プロジェクトの 工事計画および工事費積算

14. Broadlands プロジェクトの工事計画および工事費積算

14.1 一般

14.1.1 計画地点へのアクセス

(1) 空港

Colombo 国際空港は、Colombo 市中心から北約 36km の位置にあり、車で約 1 時間を要する。飛行機によるサイトへのアクセスは出来ない。

(2) 道路

Broadlands 水力発電計画地点は Kelani 川沿いにあり、Colombo の東約 65km の地点に位置している。プロジェクトは Western Province の Kegalle District および Central Province の Nuwara Eliya District にまたがる。Colombo からプロジェクトサイトまでは、国道 4 号線（一部一般道）と国道 7 号線を通過し、車を利用して約 2 時間を要する。途中の道路は、全線に渡り 2 車線で十分な有効幅員を有し、全線舗装されている。

本プロジェクトのために海外からスリランカに輸入される発電機器、建設機械・材料等は、コロンボ港で陸揚げされ税関検査がなされることになる。

機器および材料の輸送ルートは、前述の通り、コロンボから一般道（通称 Low Level Road または High Level Road）、国道 4 号線および国道 7 号線になる。途中高さ制限となるトンネル等は存在せず、重量物の輸送に際しては、橋梁の重量制限だけが問題になる。

14.1.2 工専用電力

Broadlands 発電計画のダムおよび発電所工事予定地付近には 33kV 配電線が敷設されていることから、この配電線を利用し工専用電力を供給する。この配電線は Maskeliya 地域から Broadlands 発電所下流域の Kitulgala 地域の範囲に電気を供給している配電線であり、工事予定地までの距離は 800m 以内である。

14.1.3 コンクリート用骨材

コンクリート用骨材の採取候補地点を以下に示す。

- (1) Kehelgamu 川取水堰から上流約 250m 左岸尾根部
- (2) 主ダムサイトから約 900m 下流左岸尾根部
- (3) Maskeliya 川と Kehelgamu 川の合流付近河床

上記の地点は必要骨材量 100,000m³ 以上を確保することが可能であるものの、(3)の河床砂礫は環境上の制約から採取権の獲得が難しい。また、(2)はやや風化が厚く急傾斜地でかつ

アクセスが難しいことから(1)が最も有望である。骨材生産は、サイト内に骨材プラントを設置して行う。

なお、導水路主トンネルや発電所から発生くる掘削ズリは、質的には骨材に適しており、工事工程に合わせて可能な限り骨材として利用することにより、廃土量を少なくすることがコストや環境面から望ましい。

14.2 工事計画および工事工程

14.2.1 基本条件

この計画で建設される主要構造物は、高さ 24mのコンクリート重力式ダム、1条の内径 5.00 ~ 5.40mの導水路および地上式発電所である。これらの構造物を建設するための掘削量は合計約 700,000m³、コンクリート量は主ダム本体が約 33,000m³、その他の構造物が約 62,000m³である。

プロジェクトの工事計画および工程に影響を及ぼす事項は次の通りである。

(1) 気象

計画地点の年平均気温は 27.5 、最高月平均気温および最低月平均気温はそれぞれ 37.0 および 20.7 である。また年平均雨量は、3,845mm である。気温の低下に伴う、明かり部コンクリートの打設工程に大きな影響を及ぼす気象条件では無いが、気温が上昇時のコンクリートの打設には、冷却水等の対応が必要になる。

計画地域の南約 33km に位置する Ratnapura 気象観測所における気温観測記録、および Maskeliya 川と Kehelgamu 川合流部下流北西約 3km に位置する Broadlands プロジェクト最寄りの Ingoya Estate 雨量観測所 (M209) における雨量観測記録は、次の通りである。

年平均気温	27.5
最高月平均気温	37.0 (March 1992)
最低月平均気温	20.7 (January 1997)
平均年間雨量	4,932mm
最大年間雨量	7,063mm (1973 年度)
最小年間雨量	3,845mm (1982 年度)

Ratnapura 気象観測所 (EL.34.4m) の 1985 年から 2002 年までの 13 年間の月別気温と Ingoya Estate 雨量観測所 (M209) の 1949 年度から 1982 年度までの 39 年間の月別雨量観測記録を Table 14.1、Table 14.2、Figure 14.1 および Figure 14.2 に示す。Ingoya Estate 雨量観測所の至近の雨量観測記録がないことから、参考として合流部下流北西約 12km に位置する Wewlitalawa (M626) 雨量観測所の 1949 年度から 2000 年度の 52 年間の雨量観測記録を Table 14.3 および Figure 14.3 に示す。

(2) ダム地点河川処理設備の設計流量

ダム工事は、半川締切りにより実施することで計画した。ダム工事期間中の対象洪水は、主ダムおよび Kehelgamu 川取水堰がコンクリートダムであることから 2 年確率洪水量を採用し、それぞれ $420\text{m}^3/\text{s}$ と $310\text{m}^3/\text{s}$ とした。

それぞれのダム地点における月別河川流量を Table 14.4、Table 14.5 および Figure 14.4、Figure 14.5 に示した。

(3) 輸送

国外から輸入される建設機械、資材、機器等はコロンボ港で陸揚げされサイトに輸送される。輸送ルートは、コロンボから一般道（通称 Low Level Road）、国道 4 号線および国道 7 号線になる。

主ダム・発電所付近までは、国道からアクセスができる。ダムおよび導水路蓋渠工事に伴いダム左岸を通過している既設道路の付け替えが必要となる。Kehelgamu 川取水堰工事のためのアクセス道路が必要になるが、既設道路から Kehelgamu 川左岸を通じてアプローチすることで計画している。また、Kelani 川左岸に設けられる主要構造物のうち、調圧水槽と発電所へは国道からアクセス道路および橋梁の新設が必要となる。導水路主トンネル掘削の下口の作業坑へもこのアクセス道路を利用することとなる。

(4) 建設資材

セメントはスリランカ国内に工場があり入手は可能と思われるが、国内および国外の双方から調達することで計画する。鉄筋、鋼材等の建設資材は国外調達となる。コンクリート用骨材はその大半をトンネル等の地下掘削ズリを骨材プラントで破碎し製造する。建設初期には主ダムサイトの約 900m 下流左岸尾根部から採取し、コンクリート骨材に使用する。骨材製造プラントとコンクリート製造設備はダム下流右岸側に設ける。本工事に必要なコンクリートは少量で、骨材プラントの能力はせいぜい $50\text{ton}/\text{hour}$ であり、特別なものではない。

14.2.2 工事計画および工事工程

上記基本条件および工事数量を基に、施工計画および工事工程を立案した。本プロジェクトの工事工程のクリティカルパスは導水路主トンネルの建設工事である。プロジェクトの工事工程を Fig. 14.6 に示した。

このプロジェクトで建設される構造物は次の通りである。

ダム	コンクリート重力式、高さ：24m、堤頂長：114m
導水路（圧力）	取水口部 - 標準馬蹄型、内径：5.4m、1条、長さ：150.0m 蓋渠部 - 円形、内径：5.0m、1条、長さ：719.6m トンネル部 - 円形、内径：5.0m、1条、長さ：60m - 標準馬蹄形、内径：5.4m、1条、長さ 2,475.1m
調圧水槽	制水孔式、内径：18.0m、高さ：43.0m
水圧管路	一部地下埋設式、1～2条、長さ：250m、内径：4.6m～3.3m
発電所	半地下式、掘削部 - 幅：長さ：32.0m、17.0m、高さ：33.2m
屋外開閉所	地上式、幅：40m、長さ：55m
放水路	台形断面開水路、幅：7.40m、長さ：352.5m
Kehelgamu 取水堰	コンクリート重力式、高さ：19.0m、堤頂長：48.0m
Kehelgamu 支水路（無圧）	上部半円下部矩形、内径 5.4m、1条、長さ：811.0m

(1) 準備工事

準備工事には、本工事の施工に必要な各工事箇所へのアクセス道路の新設、既設道路の改良、工事用電力供給設備、事務所、キャンプ等の建設工事である。準備工事は、主要土木工事の請負負託前に別契約で工事に着手し完成しておく必要がある。請負業者が実施する事務所宿泊設備等は、この準備工事には含まれない。

(2) ダム

1) ダム掘削

ダムの掘削工事は、ダム左岸の道路の付け替え工事が必要になる。左岸部、右岸部の掘削、コンクリート打設に続き河床部の掘削、コンクリート打設となる。河床部は、Maskeliya 川の左岸仮締切り後、Maskeliya 河流を右岸に切り替えてから、左岸の掘削、コンクリート打設から始まる。引き続き左岸に転流後、右岸の掘削、コンクリート打設を行う。地質調査結果によればダム軸の河床は堅硬なチャートカイトが広く露岩しており、河床堆積物はほとんど分布していない。表土から 5m 以内に CM 級以上の岩盤が出現するものと想定されている。掘削は、土砂と岩を合わせて 150,000m³ 足らずである。ダム基礎岩盤の掘削は、ベンチカット方式を採用し、クローラー・ドリルを用い 2.5～5m のベンチで掘削する。ダムコンクリートの着岩部はピックハンマーで整形する。

2) ダムコンクリートの打設

ダムコンクリートの量は約 33,000m³ である。少量であることからタワークレーンは設置せずに、コンクリートポンプ車により行う。

(3) 取水口

ダム左岸に取水口が 1 門設けられ、内径 5.4m の取水トンネルに導水路が接続されている。取水口の工事は 2 年目当初に開始し、4 年目初期に完了する。ゲート装着後、

下流の導水路取水口トンネル側から掘削し、貫通させる。

(4) 導水路

導水路は 1 条で、上流より土被りの薄い取水口トンネル部、埋め戻し蓋渠部および主トンネル部に分けられ、延長はそれぞれ約 150m、720m および 2,530m である。導水路は、調圧水槽を経過して水圧管路トンネル部（延長約 127m）につながる。

1) 取水口トンネル

取水口トンネルは、全線内径 5.4m のコンクリート巻立の圧力トンネルとする。切羽は、下口に設けることとする。掘削工法は 3 ブームジャンボによる全断面掘削で計画した。地質条件の悪いところには、吹き付けコンクリート、ロックボルト等により支保をする。

2) 埋め戻し蓋渠

埋め戻し蓋渠は、明かり掘削後、全線に亘り内張管敷設後コンクリートを打設し、埋め戻しによりほぼ元の地形に回復させる。

3) 主トンネル

主トンネルの切羽は上口と下口に設けることとする。1 切羽当りの最大掘削受け持ち長さはおおよそ 1,400m である。掘削工法は 3 ブームジャンボによる全断面掘削で計画した。

主トンネル経過地に広くガーネット石英片麻岩が分布しており、上口の約 60m 間には一部破碎帯の存在が予想され、この間は内張管を敷設する。

1 ヶ月当りの平均掘削進行は 120m とし、掘削に約 1 年を要することで計画する。地質条件の悪いところには、吹き付けコンクリート、ロックボルト等により支保をする。また、全線巻立コンクリートにより覆工するし、1 ヶ月当りの進行は 120m として見積る。巻立コンクリートの完了後、コンソリデーション・グラウトを実施する。

導水路トンネル工事は、着工後 2 年目より開始しトンネル充水の 2 ヶ月前迄に工事を完了させる。

(5) 調圧水槽

調圧水槽の掘削工事は、準備工事で実施される国道 7 号線から発電所までの進入路、Kelani 川を右岸から左岸に渡る橋梁および調圧水槽上部への取り付け道路の完成後に着手する。調圧水槽は地表の明かり掘削から始まり、EL.112m 付近上部までは全断面掘削で上部から下部に向かって吹き付けコンクリートやロックボルト等により側壁を補強しながら掘り下がる。掘削ズリは、巻き上げて処理する。EL.112m 付近より下部の立坑は、下部トンネルからレイズ・クライマーにより掘削導坑を切り上がり、より下部に向かって切掘げを行う。掘削ズリはズリ出し立坑により水槽下部

で処理する。調圧水槽の掘削工事は、2年目の後半に開始し、水圧管路水平トンネル部の掘削にとりかかる。巻立コンクリートの打設を含めた最終仕上がりは、充水の2ヶ月前までに工事を完了させる。

(6) 水圧管路

水圧管路は、上流の水平トンネル部と下流の明り部で構成されており、水圧管路は下流の水車入口直上流部で分岐管により2条に分かれる。水圧管路の水平トンネル部は導水路下口作業坑より、明り部は発電所進入路からアクセスする。

1) 掘削

水圧管路の掘削工事は、準備工事中で実施される国道7号線から発電所までの進入路および橋梁の完成後に着手する。

水平トンネル部の掘削は、調圧水槽の掘削終了後に着手することになり、主トンネル下口作業坑よりズリ出しを行う。

明り部の掘削は、発電所の基礎掘削と同時期に行う。掘削は、ベンチカット方式を採用し、クローラー・ドリルを用い2.5~5mのベンチで掘削する。

2) 鉄管の据付

水圧鉄管の仮工場を発電所東側に計画されているキャンプ内に設け、水平トンネル部は主トンネル下口作業坑を利用して搬入し据付けを行い、コンクリートを充填する。

明り部は、発電所側から順次据付けを行い、コンクリートを打設し、発電所組立盤の標高まで埋め戻す。発電所組立盤より高い標高部からトンネル部までの間が一部明りとなる。水圧管路の工事は、3年目に開始し約20ヶ月を要して充水の2ヶ月前までに工事を完了させる。

(7) 発電所

発電所の掘削工事は、準備工事中で実施される国道7号線から発電所までの進入路および橋梁の完成後に着手する。

発電所の掘削は、ベンチカット方式により行われ、発電所の壁面は、ロックボルト、吹き付けコンクリート等で補強される。発電所掘削が底部まで到達した後、仮設クレーンにより資材を搬入し、側壁のコンクリートの打設を開始する。組み立て室部のクレーンガーダーの完成後、組み立て室においてOHTクレーンの組み立てが開始される。側壁コンクリートおよびクレーンガーダーが完成後、水車・発電機の据付が開始される。1号機の水車の据え付けは本工事開始後15ヶ月目に据付を開始し、34ヶ月目に営業運転が開始される。

(8) 放水路

放水路は台形の開水路で、発電所基礎掘削と同時期に行う。下流側を仕上げた後、

Kataran 沢に仮締切を設置し、出来あがった下流側の放水路に転流する。その後、Kataran 沢部のボックスカルバートと導流壁および上流部を完成させる。

(9) Kehelgamu 川溪流取水

1) Kehelgamu 川取水堰

Kehelgamu 川取水堰の掘削工事は、ダム左岸への進入路完成後に着手する。主ダム同様に絞切工法により、ダムを左右岸に分けて、掘削、コンクリート打設を行う。

2) Kehelgamu 川支水路

支水路工事は、上流側、下流側いずれも Kehelgamu 取水堰、主ダムの工事と錯綜するため、既設道路から支水路中央部に達する作業坑が必要になる。

(10) 水車および発電機

1号機のドラフトチューブの据え付けは、土木工事着手後 15ヶ月目に開始される。水車および発電機の据え付けは、OHT クレーンを用い 30ヶ月目に完成し 34ヶ月目に 1号発電機の営業運転が開始される。1号発電機の営業運転開始から 2ヶ月後の 36ヶ月目に 2号機の発電が開始される。

(11) 132 kV 送電線

計画の 132kV 送電線 2 回線、延長 2.2km の送電線の建設は 2 年目に開始され、3 年目中頃に完成する。

14.3 工事費

工事費は、計画地点の気象、地質、地域条件および工事規模を考慮し、下記の基本条件のもとに積算した。

14.3.1 基本条件

プロジェクトの工事費は、プロジェクト建設に必要な資金の算出および経済評価のために算出した。

- (1) 工事費の単価を構成する労務費、機械費、材料費の積算時点は 2003 年である。通貨の換算レートは、2003 年 9 月時点のもので、次の通りである。

- 積算時点 : 2003 年 9 月
- 換算レート : 1US\$ = 96 Rupees
= 120 Yen

- (2) 管理費および技術（コンサルティング）費は、直接費のそれぞれ 2% および 13% と見積もった。

- (3) 予備費は、外貨・内貨についてそれぞれの費用の準備工事、環境対策費および土木工事については 10%を、水力機器、電気機械設備および送電線については 5%を見積もった。
- (4) すべての費用は、内貨、外貨に分けて算出、US ドルで示した。
- (5) 工事単価と工事費にはそれぞれの国で必要な税金を含み、輸入材料および機械に対するスリランカにおける税金、輸入関税等は含まれていない。
- (6) 工事費には物価上昇による費用および建設工事中の利子は含まれていない。

ここに見積もったプロジェクトの費用は、将来プロジェクトの実施機関がプロジェクトを実施する場合に必要な資金と同じではない。プロジェクト実施機関が支払うべき費用は、ここで見積もったプロジェクトの費用の他に、物価上昇による費用および建設中の利子を考慮しなければならない。その他スリランカ国内で必要な税金および請負業者が外国から建設機械、資材を輸入する場合に必要な関税等が必要となる。

これらの追加費用はプロジェクトを評価する場合の経済評価の原則により、プロジェクトの建設工事費に含めてはならない。

14.3.2 工事費の構成

工事費は以下の積算項目で構成されている。

- 準備工事費： 既設道路の改修、宿舍設備、事務所、取り付け道路、工事用電力設備
- 環境対策費 土木工事費の 3%を計上
- 土木工事費：
 - 河川処理 半川締め切り
 - ダム ダム本体、洪水吐き
 - 水路 取水口、導水路、調圧水槽、水圧管路、放水路、放水口
 - 発電所 発電所、屋外閉所
- 水力機器： ゲート、水圧鉄管など。
- 電気機械設備： 水車、発電、変圧器、屋外開閉機器、付属装置
- 送電線： 132 kV2 回線 延長 2.2km の送電線
- 技術費： 詳細設計費、施工管理費
- 管理費： 工事に係わる計画、調整、管理運営費など。
- 関税： 関税は計上していない。
- 土地取得費、環境対策費： 発電所建設に必要な土地の取得費・補償費および環境対策費
- 数量に対する予備費： 準備工事費、環境対策費および土木工事費に対し 10%計上。水力機器、電気機械設備および送電線に対して 5%を計上。

-
- 物価上昇に対する予備費： 考慮していない。
 - 建設中の利子： 考慮していない。

直接工事費は、土木工事費、水力機器、電気機器および送電線の建設費で構成され、プロジェクトの工事費は、直接工事費の合計、技術費、管理費、土地の取得費、環境対策費および予備費で構成される。

14.3.3 プロジェクトの工事費

プロジェクトの工事費は、US\$ 89,340,000 である。

工事費の内訳を Table 14.6 に示した。Table 14.7 は直接工事費の詳細内訳である。

14.3.4 年度別所要資金

プロジェクトの年度別所要資金を Table 14.8 に示した。

第1および第2年度の所要資金の中には請負業者に支払う前渡金が含まれている。前渡金の額は、請負金額の15%と想定した。最終年度の所要資金には、請負業者への保留金の解除が含まれる。保留金は、土木工事については請負金額の5%、水力機器、電気機械設備については10%とした。この比率は、至近に運開したスリランカの水カプロジェクトの例を参考にした。

Table 14.1 (1) Mean Monthly Average Temperature at Ratnapura (6.68 N, 80.40 E)

(Unit:)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1985	27.5	27.7	28.4	28.5	27.9	26.0	26.6	26.8	26.8	26.9	26.7	27.2
1986	26.7	27.8	27.4	28.6	28.0	28.0	27.5	26.8	26.5	27.1	27.2	27.4
1987	27.4	28.8	29.6	28.8	28.8	28.3	28.7	26.8	28.2	27.7	27.6	28.2
1988	28.0	28.3	29.0	28.6	28.5	27.5	27.3	26.9	26.8	28.4	f	27.3
1989	27.2	28.1	28.7	28.7	f	f	f	f	f	27.2	28.0	27.9
1990	27.3	29.1	f	f	27.9	27.5	26.7	27.6	27.9	27.4	27.3	26.6
1991	27.3	27.7	28.7	28.5	28.8	27.2	27.5	27.2	28.0	26.5	27.1	26.9
1992	27.0	28.4	29.8	29.2	28.0	27.3	26.7	27.2	26.8	f	f	f
1993	f	28.4	28.3	f	27.6	27.7	27.1	26.7	26.9	26.7	26.8	26.4
1994	26.5	27.3	27.6	27.9	27.7	27.5	26.9	27.0	26.9	26.6	26.7	26.9
1995	27.2	27.4	28.3	28.1	27.7	26.9	27.1	26.7	f	27.0	26.8	26.7
1996	26.9	27.3	28.3	28.1	f	f	f	27.0	26.2	26.6	27.0	26.5
1997	27.2	28.0	28.2	28.4	28.0	27.8	27.0	27.5	27.0	27.5	27.5	27.3
1998	27.9	29.0	29.4	29.5	28.7	27.4	27.1	27.0	26.9	26.9	27.1	26.7
1999	26.7	f	28.1	27.1	27.0	26.9	27.0	f	27.1	26.3	f	26.7
2000	26.9	27.4	27.9	28.2	28.0	27.0	27.6	26.6	26.8	26.9	27.2	26.7
2001	26.7	27.3	28.7	28.3	28.2	27.6	27.1	27.6	27.7	27.4	27.2	27.1
2002	f	28.2	28.7	28.5	f	27.7	27.3	27.4	f	27.1	27.3	f
Mean	27.2	28.0	28.5	28.4	28.1	27.4	27.2	27.1	27.1	27.1	27.2	27.0

f : Lack of Data

Table 14.1 (2) Mean Monthly Maximum Temperature at Ratnapura (6.68 N, 80.40 E)

(Unit:)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1985	32.5	32.9	33.6	33.2	31.7	28.6	29.9	30.0	30.3	30.7	31.1	31.6
1986	31.0	33.8	32.3	33.5	32.1	31.6	30.7	30.6	29.4	30.7	31.5	32.1
1987	32.1	35.1	35.8	34.0	33.7	31.5	f	30.0	32.8	31.7	31.6	33.0
1988	33.3	34.0	34.0	33.3	31.9	30.9	30.4	29.8	30.1	32.9	f	32.1
1989	32.3	34.8	34.9	33.7	31.2	29.4	f	f	f	30.9	32.4	32.8
1990	33.0	35.2	34.2	33.3	31.4	30.5	30.0	31.0	32.2	31.4	31.4	30.9
1991	32.2	33.9	33.9	33.3	33.0	30.1	30.9	30.3	32.3	30.0	31.3	31.3
1992	32.4	34.7	37.0	34.8	32.0	30.5	29.7	30.4	30.4	31.0	30.7	30.9
1993	33.4	34.8	33.9	34.3	31.0	31.1	30.0	30.1	30.9	30.7	30.9	30.2
1994	30.9	32.4	32.9	32.8	31.6	31.0	30.4	30.9	31.0	30.9	31.0	31.5
1995	32.3	33.2	34.5	33.2	31.3	30.1	30.6	30.3	f	31.2	31.1	31.9
1996	32.0	32.8	34.3	32.8	33.4	f	29.6	30.1	29.4	30.7	31.6	31.5
1997	33.6	34.4	34.5	34.0	32.3	32.4	30.5	31.2	31.2	32.3	32.0	32.0
1998	33.0	34.9	35.5	34.9	32.8	30.8	30.3	30.6	30.3	30.8	31.4	31.2
1999	31.5	32.9	33.8	30.9	30.4	30.6	30.2	f	31.2	29.9	f	31.6
2000	32.0	32.4	33.1	32.8	31.9	30.3	31.3	30.1	30.7	31.1	31.7	31.1
2001	31.1	33.0	34.4	33.4	32.1	31.1	30.5	31.2	32.4	31.2	31.7	32.1
2002	32.5	34.3	34.9	33.8	31.8	31.0	30.5	31.1	32.9	31.5	31.7	31.1
Mean	32.3	33.9	34.3	33.4	32.0	30.7	30.3	30.5	31.1	31.1	31.4	31.6

f : Lack of Data

Table 14.1 (3) Mean Monthly Minimum Temperature at Ratnapura (6.68 N, 80.40 E)

(Unit:)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.
1985	22.5	22.5	23.3	23.9	24.1	23.4	23.4	23.6	23.4	23.1	22.3	22.7
1986	22.4	21.8	22.6	23.7	23.9	24.4	24.3	23.1	23.6	23.4	22.9	22.8
1987	22.6	22.6	23.5	23.6	23.9	25.0	f	23.7	23.7	23.8	23.5	23.4
1988	22.6	22.6	24.0	23.9	25.1	24.1	24.2	24.0	23.6	23.9	f	22.4
1989	22.1	21.5	22.6	23.7	f	f	f	f	f	23.4	23.6	23.0
1990	21.7	22.9	f	f	24.3	24.5	23.4	24.3	23.5	23.4	23.2	22.4
1991	22.5	21.5	23.5	23.7	24.6	24.4	24.1	24.0	23.6	23.0	22.9	22.5
1992	21.7	22.1	22.6	23.6	24.1	24.2	23.6	24.0	23.2	f	f	f
1993	f	22.0	22.7	f	24.2	24.3	24.3	23.4	22.8	22.8	22.7	22.6
1994	22.1	22.2	22.3	23.0	23.8	23.9	23.4	23.0	22.8	22.3	22.5	22.3
1995	22.1	21.6	22.1	23.0	24.0	23.7	23.5	23.1	f	22.9	22.5	21.5
1996	21.8	21.9	22.3	23.3	f	f	f	23.9	23.1	22.6	22.3	21.6
1997	20.7	21.6	22.0	22.8	23.8	23.2	23.6	23.9	22.9	22.7	22.9	22.7
1998	22.7	23.2	23.2	24.0	24.6	24.0	23.9	23.3	23.5	23.0	22.8	22.2
1999	21.8	f	22.3	23.4	23.6	23.1	23.8	f	23.0	22.8	f	21.8
2000	21.9	22.4	22.7	23.7	24.1	23.8	23.8	23.1	22.9	22.7	22.7	22.4
2001	22.3	f	f	23.2	24.2	24.0	23.7	24.0	22.9	23.6	22.8	22.2
2002	f	f	22.6	23.3	f	24.4	24.1	23.8	f	22.7	23.0	f
Mean	22.1	22.2	22.8	23.5	24.2	24.0	23.8	23.6	23.2	23.1	22.8	22.4

f : Lack of Data

Table 14.2 Monthly Rainfall at Ingoya Estate (7.01 N, 80.43 E)

(Unit:)

YEAR	OCT.	NOV.	DEC.	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	Total
1949/50	781.5	357.1	248.7	43.3	265.7	183.7	196.5	632.4	439.5	455.7	618.8	714.0	4,936.9
1950/51	618.0	205.5	135.1	386.1	74.5	330.6	312.6	541.8	977.3	529.8	97.2	567.1	4,775.6
1951/52	644.2	672.6	36.5	201.2	202.7	274.3	449.8	1,056.0	617.8	279.6	634.8	389.7	5,459.2
1952/53	937.4	289.6	140.5	64.2	89.0	204.9	403.0	176.2	387.2	961.7	204.3	383.3	4,241.3
1953/54	760.8	198.7	121.0	118.8	131.5	532.7	435.7	681.5	395.6	331.8	694.9	285.2	4,688.2
1954/55	770.0	225.0	346.9	137.2	133.3	431.9	317.3	1,078.5	1,067.1	601.0	198.4	565.5	5,872.1
1955/56	612.8	274.3	13.7	85.7	26.9	242.5	373.5	450.0	1,035.0	155.5	636.9	582.6	4,489.4
1956/57	726.2	597.9	97.9	106.3	172.9	20.9	247.8	418.6	839.6	736.5	286.9	218.4	4,469.9
1957/58	414.0	508.8	602.4	254.5	84.5	439.8	460.5	559.5	860.8	276.7	646.2	197.3	5,305.0
1958/59	877.5	253.4	75.0	180.6	101.3	138.2	478.1	580.6	1,071.4	796.7	466.5	636.2	5,655.5
1959/60	478.6	262.1	178.2	161.2	209.2	41.0	490.1	439.0	430.4	619.8	231.5	712.5	4,253.6
1960/61	387.1	335.4	84.1	188.3	46.4	276.0	462.5	779.9	423.9	442.6	717.4	580.4	4,724.0
1961/62	445.9	205.3	345.8	179.0	276.2	114.4	353.1	853.3	296.4	360.0	464.1	606.2	4,499.7
1962/63	818.5	241.1	197.6	88.1	87.2	473.1	428.3	527.6	462.1	816.0	632.7	621.2	5,393.5
1963/64	643.9	513.8	377.3	64.0	77.2	251.5	307.7	557.3	433.0	935.5	360.4	555.7	5,077.3
1964/65	536.8	392.0	82.0	16.4	149.1	234.1	422.8	965.9	517.3	199.1	808.4	658.8	4,982.7
1965/66	721.8	361.6	319.4	97.6	57.9	230.2	502.3	267.2	375.5	256.8	540.0	1,099.3	4,829.6
1966/67	641.4	290.8	214.4	77.5	45.0	327.7	176.4	330.8	968.0	397.9	434.5	281.1	4,185.5
1967/68	878.0	321.7	300.6	75.6	106.9	192.0	280.8	746.6	1,100.8	806.5	394.6	1,009.3	6,213.4
1968/69	604.1	408.1	262.4	54.9	193.4	173.9	541.2	1,036.2	590.5	207.1	281.7	548.8	4,902.3
1969/70	618.2	214.2	432.2	133.7	233.5	161.0	554.1	394.0	656.0	594.8	481.2	576.0	5,048.9
1970/71	661.1	366.2	144.4	141.3	130.2	146.4	378.0	684.1	543.9	649.0	865.1	1,140.4	5,850.1
1971/72	442.7	176.4	190.0	40.5	14.2	169.0	440.3	628.7	560.8	525.7	363.5	783.9	4,335.7
1972/73	837.3	517.3	165.6	16.9	23.0	264.4	196.1	489.2	595.1	499.6	502.9	217.1	4,324.5
1973/74	504.5	429.0	366.7	0.0	214.3	125.6	768.6	1,108.2	696.1	1,392.8	451.9	1,005.0	7,062.7
1974/75	393.8	177.2	295.8	27.0	62.1	220.8	316.2	744.2	831.6	375.2	737.2	759.2	4,940.3
1975/76	893.8	1,023.9	70.5	13.2	29.1	267.4	411.0	332.6	279.4	535.3	431.6	218.1	4,505.9
1976/77	385.4	483.7	249.2	f	97.1	236.9	371.3	702.2	697.3	262.7	390.5	261.4	----
1977/78	1,059.0	371.7	f	35.8	191.8	198.1	249.8	1,063.9	297.9	576.7	507.6	610.3	----
1978/79	333.6	528.5	163.9	0.8	184.9	192.9	114.1	528.5	734.9	424.2	85.7	1,101.0	4,393.0
1979/80	773.3	622.4	306.8	0.0	0.0	135.8	651.1	356.7	342.5	618.8	451.0	327.5	4,585.9
1980/81	364.9	479.4	f	168.8	90.7	235.9	289.1	430.9	724.2	766.1	309.0	811.5	----
1981/82	356.1	619.7	151.6	35.0	13.3	239.8	594.0	499.8	768.7	508.0	173.7	251.1	4,210.8
1982/83	656.3	596.2	51.0	38.3	19.2	45.0	0.0	589.2	526.1	270.3	592.4	461.4	3,845.4
1983/84	306.0	427.8	530.5	329.2	180.1	437.0	606.2	925.9	636.1	897.4	134.8	491.7	5,902.7
1984/85	333.7	513.9	12.1	205.7	172.3	209.2	163.9	921.3	1,014.1	619.7	465.8	405.0	5,036.7
1985/86	659.0	449.7	275.9	127.0	235.9	83.9	459.5	304.0	387.6	327.6	409.4	878.8	4,598.3
1986/87	667.9	169.3	122.6	144.5	9.4	180.9	455.2	401.2	589.4	38.3	696.7	389.6	3,865.0
1987/88	700.9	424.8	202.2	0.0	207.6	257.1	593.7	751.9	593.8	665.7	842.3	837.0	6,077.0
Mean	621.7	397.6	213.8	106.3	119.0	228.7	391.1	629.1	635.0	531.1	467.8	583.0	4,931.6

f : Lack of Data

Table 14.5 Discharge at Kehelgamu Weir Site (FY1950 - FY1998)

(Unit: 10⁶m³)

YEAR	OCT.	NOV.	DEC.	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	Total
1950/51	24.6	4.4	1.8	11.3	3.6	15.1	23.0	13.3	65.5	23.1	7.2	34.0	226.9
1951/52	21.5	22.2	2.9	16.9	7.6	9.2	52.1	75.0	40.1	14.7	17.1	9.7	289.1
1952/53	39.4	8.2	4.4	5.6	4.2	21.3	24.2	4.0	7.8	30.1	9.4	29.1	187.8
1953/54	10.0	6.7	3.8	6.2	10.6	26.2	48.8	26.1	12.4	13.6	26.0	9.5	200.0
1954/55	37.8	6.4	12.5	14.0	9.6	20.1	29.8	61.1	41.4	23.5	9.9	29.9	296.0
1955/56	15.7	9.5	2.9	4.2	3.2	13.0	14.4	10.5	51.5	10.7	15.0	17.2	167.8
1956/57	18.1	20.7	8.7	10.7	19.0	5.3	26.1	21.3	43.5	32.3	14.0	7.0	226.8
1957/58	10.6	32.8	67.4	12.5	8.2	35.5	35.2	25.8	20.7	13.5	18.2	7.1	287.6
1958/59	22.6	8.8	5.2	14.1	12.7	13.4	27.8	23.0	66.0	44.8	14.9	21.0	274.4
1959/60	13.5	9.4	11.8	5.8	14.3	20.2	25.3	11.1	16.0	28.8	12.9	24.5	193.5
1960/61	15.3	9.9	4.8	4.7	4.4	15.3	14.0	35.4	18.5	24.9	28.2	12.2	187.5
1961/62	11.3	12.1	27.2	10.3	6.9	9.9	20.2	32.8	18.3	16.3	11.9	23.7	200.7
1962/63	16.7	10.2	3.3	6.2	8.6	24.4	43.8	28.7	25.4	14.8	24.6	13.6	220.5
1963/64	33.6	30.2	14.2	9.3	11.3	14.1	16.6	12.0	12.0	29.0	20.1	23.0	225.5
1964/65	11.5	17.4	3.5	4.1	3.5	4.4	24.3	70.6	21.4	7.9	36.3	21.7	226.6
1965/66	24.1	10.7	20.9	12.7	5.0	15.4	41.7	10.3	6.7	9.2	10.1	43.1	210.0
1966/67	23.6	16.8	12.7	6.5	7.5	7.9	14.6	12.4	20.1	10.9	10.4	7.5	150.8
1967/68	43.5	29.3	13.5	5.4	3.3	16.6	27.0	31.4	29.2	36.7	25.4	23.3	284.7
1968/69	16.1	16.3	12.7	5.4	5.1	10.3	33.6	58.8	31.3	10.8	13.0	16.4	229.8
1969/70	54.7	9.5	31.9	26.5	12.9	37.6	49.6	11.5	30.6	53.6	78.3	62.7	459.4
1970/71	116.6	32.2	19.0	8.1	10.8	30.9	24.7	22.6	49.3	59.8	38.3	57.4	469.7
1971/72	26.1	7.7	8.5	5.4	3.7	4.2	16.7	47.4	5.5	50.8	15.9	20.6	212.7
1972/73	31.9	20.6	19.0	4.5	6.5	14.5	20.1	4.7	9.6	8.8	20.6	5.4	166.2
1973/74	11.4	6.2	31.7	9.2	15.5	13.2	33.5	22.7	33.5	49.0	35.2	21.0	282.0
1974/75	12.3	4.5	8.5	4.5	5.8	16.5	26.1	23.4	56.7	13.9	20.2	18.9	211.2
1975/76	21.9	21.4	8.0	5.6	4.4	7.9	22.7	8.5	2.8	15.0	14.1	4.2	136.6
1976/77	16.8	8.7	4.2	3.0	2.8	15.9	27.8	18.8	14.1	16.0	10.5	6.0	144.6
1977/78	22.4	19.3	4.7	5.3	9.4	16.4	15.6	61.1	9.4	21.3	32.8	30.9	248.6
1978/79	21.5	30.6	4.2	4.3	5.2	4.9	17.7	22.0	32.2	24.0	11.4	30.0	208.1
1979/80	22.2	16.6	12.2	5.4	4.0	16.6	29.9	16.5	9.3	16.5	17.2	19.9	186.3
1980/81	9.5	13.0	4.0	10.2	3.4	9.4	11.7	12.5	27.8	23.3	9.3	43.5	177.6
1981/82	5.6	46.7	3.5	3.8	2.9	16.2	11.5	25.2	57.8	15.0	22.5	4.7	215.4
1982/83	11.5	15.5	5.0	3.8	3.1	3.3	2.3	14.7	3.9	6.8	13.8	5.4	89.1
1983/84	5.0	12.1	37.6	21.7	20.1	30.6	55.8	17.4	20.3	48.0	11.5	23.9	304.0
1984/85	12.9	8.2	2.7	4.6	4.0	6.9	16.9	36.6	75.0	30.2	13.2	15.9	227.2
1985/86	19.7	13.1	8.0	15.7	6.6	5.8	15.2	7.9	12.0	75.6	105.5	106.7	391.7
1986/87	93.9	10.7	7.0	6.2	4.4	6.6	18.1	14.9	17.0	5.1	12.4	9.9	206.0
1987/88	10.1	8.6	2.6	3.2	6.2	8.5	25.7	28.0	33.1	33.3	26.0	27.5	212.8
1988/89	5.4	10.2	2.9	3.6	2.7	3.5	4.0	23.1	45.5	44.9	21.1	20.7	187.5
1989/90	13.5	16.5	4.8	12.1	8.2	15.2	12.4	30.2	16.3	14.3	11.0	5.6	159.9
1990/91	11.7	17.3	3.2	10.2	3.3	10.4	7.7	11.3	36.2	13.6	16.4	9.7	150.9
1991/92	20.0	11.6	11.6	4.2	2.9	6.0	10.1	13.6	58.7	202.4	153.6	119.0	613.5
1992/93	148.3	54.1	14.7	7.7	8.6	10.5	12.1	31.9	130.9	145.5	105.8	50.6	720.6
1993/94	116.7	36.7	46.5	13.6	26.6	14.0	14.3	16.1	25.8	76.0	104.2	67.7	558.3
1994/95	89.4	47.0	16.2	15.2	7.3	10.3	43.5	30.4	31.2	45.8	67.1	74.1	477.2
1995/96	117.6	51.1	5.0	8.5	9.7	6.6	13.2	3.0	32.4	88.7	101.2	194.6	631.6
1996/97	90.8	17.9	8.4	6.0	5.2	11.2	23.7	27.0	12.8	95.6	72.0	87.3	458.1
1997/98	78.2	58.7	52.8	10.9	19.7	6.4	11.7	16.5	47.2	85.8	93.5	111.1	592.5
Mean	33.9	18.9	13.0	8.5	7.8	13.7	23.7	24.6	30.9	37.0	32.9	33.9	278.9

Table14.7 (3) Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.3)

	Description	Unit	Q,ty	Unit Price (US\$)			Amount (US\$)
				Total	Foreign	Local	
4	Headrace Tunnel						
4.1	Intake Tunnel						
	Common Excavation	m3	3,000	2.9	2.1	0.8	8,700
	Tunnel Excavation	m3	4,400	66.7	47.8	18.9	293,480
	Concrete	m3	900	117.0	79.0	38.0	105,300
	Reinforcement	ton	30	600.0	490.0	110.0	18,000
	Shuttering	m2	3,130	29.0	25.0	4.0	90,770
	Shotcrete (t=50mm, 19mm size)	m2	900	9.0	7.0	2.0	8,100
	Welded Mesh	m2	900	5.0	4.0	1.0	4,500
	Grouting	ton	100	260.0	170.0	90.0	26,000
	Others (10%)	L.S.					55,150
	Sub Total						610,000
4.2	Cut and Cover Conduit						
	Common Excavation	m3	67,700	2.9	2.1	0.8	196,330
	Rock Excavation	m3	29,100	14.6	11.3	3.3	424,860
	Backfilling	m3	73,600	2.4	1.7	0.7	176,640
	Concrete	m3	9,600	117.0	79.0	38.0	1,123,200
	Reinforcement	ton	480	600.0	490.0	110.0	288,000
	Shuttering	m2	7,500	29.0	25.0	4.0	217,500
	Steel Lining	ton	980	4,000.0	3,600.0	400.0	3,920,000
	Others (10%)	L.S.					633,470
	Sub Total						6,980,000
4.3	Main Tunnel						
	Common Excavation, U/S Portal	m3	2,400	2.9	2.1	0.8	6,960
	Common Excavation, D/S Portal	m3	153,800	2.9	2.1	0.8	446,020
	Tunnel Excavation	m3	75,600	66.7	47.8	18.9	5,042,520
	Lining Concrete	m3	13,900	123.0	78.0	45.0	1,709,700
	Backfill Concrete	m3	700	106.0	67.0	39.0	74,200
	Reinforcement	ton	420	600.0	490.0	110.0	252,000
	Steel Lining	ton	90	4,000.0	3,600.0	400.0	360,000
	Shuttering	m2	32,500	29.0	25.0	4.0	942,500
	Shotcrete (t=50mm, 19mm size)	m2	18,000	9.0	7.0	2.0	162,000
	Welded Mesh	m2	18,000	5.0	4.0	1.0	90,000
	Rock Bolt	L.m	1,500	13.0	11.0	2.0	19,500
	Steel Support	ton	20	780.0	660.0	120.0	15,600
	Grouting	ton	1,560	260.0	170.0	90.0	405,600
	Others (10%)	L.S.					953,400
	Sub Total						10,480,000
	Total						18,070,000

Table14.7 (4) Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.4)

	Description	Unit	Q.ty	Unit Price (US\$)			Amount (US\$)
				Total	Foreign	Local	
5	Surge Chamber						
	Excavation						
	(i) Common, Open Cut	m3	1,100	2.9	2.1	0.8	3,190
	(ii) Common, Shaft	m3	4,200	4.4	3.2	1.2	18,480
	(iii) Rock, D=20 m Shaft	m3	6,800	191.0	155.0	36.0	1,298,800
	(iv) Rock, D=5.8 m Shaft	m3	400	191.0	155.0	36.0	76,400
	Concrete	m3	2,300	108.0	70.0	38.0	248,400
	Reinforcement	ton	120	600.0	490.0	110.0	72,000
	Shuttering	m2	3,100	29.0	19.0	10.0	89,900
	Shotcrete (t=50mm, 19mm size)	m2	290	9.0	7.0	2.0	2,610
	Welded Mesh	m2	290	5.0	4.0	1.0	1,450
	Rock Bolt	L.m	1,700	13.0	11.0	2.0	22,100
	Steel Orifice	ton	40	4,000.0	3,600.0	400.0	160,000
	Others (10%)	L.S.					196,670
	Total						2,190,000
6	Penstock						
6.1	Tunnel						
	Tunnel Excavation	m3	3,500	66.7	47.8	18.9	233,450
	Concrete	m3	1,370	117.0	84.0	33.0	160,290
	Shuttering	m2	260	29.0	25.0	4.0	7,540
	Shotcrete (t=50mm, 19mm size)	m2	990	9.0	7.0	2.0	8,910
	Welded Mesh	m2	990	5.0	4.0	1.0	4,950
	Rock Bolt	L.m	220	13.0	11.0	2.0	2,860
	Others (10%)	L.S.					44,860
	Sub Total						460,000
6.2	Open						
	Backfilling	m3	9,200	2.4	1.7	0.7	22,080
	Concrete	m3	1,550	117.0	84.0	33.0	181,350
	Reinforcement	ton	80	600.0	490.0	110.0	48,000
	Shuttering	m2	1,050	29.0	25.0	4.0	30,450
	Shotcrete (t=100mm, 19mm size)	m2	11,270	14.0	11.0	3.0	157,780
	Welded Mesh	m2	11,270	5.0	4.0	1.0	56,350
	Others (10%)	L.S.					28,120
	Sub Total						310,000
	Total						770,000
7	Powerhouse						
	Common Excavation	m3	20,000	2.9	2.1	0.8	58,000
	Rock Excavation	m3	11,700	14.0	11.0	3.0	163,800
	1st Stage Concrete						
	(i) Sub Structure	m3	2,500	107.0	91.0	16.0	267,500
	(ii) Inter Structure	m3	3,400	119.0	101.0	18.0	404,600
	(iii) Super Structure	m3	100	111.0	94.0	17.0	11,100
	2nd Stage Concrete	m3	200	207.0	176.0	31.0	41,400
	Reinforcement	ton	600	600.0	490.0	110.0	360,000
	Formwork	m2	5,400	26.0	23.0	3.0	140,400
	Architectural Hachilitie	L.S.					1,750,000
	Others (10%)	L.S.					323,200
	Total						3,520,000

Table14.7 (5) Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.5)

	Description	Unit	Q,ty	Unit Price (US\$)			Amount (US\$)
				Total	Foreign	Local	
8	Tailrace						
	Common Excavation	m3	62,000	2.9	2.1	0.8	179,800
	Rock Excavation	m3	62,000	14.6	11.3	3.3	905,200
	Backfilling	m3	4,300	2.4	1.7	0.7	10,320
	Concrete	m3	9,300	108.0	70.0	38.0	1,004,400
	Reinforcement	ton	470	600.0	490.0	110.0	282,000
	Shuttering	m2	4,200	26.0	23.0	3.0	109,200
	Shotcrete (t=100mm Open, 19mm size)	m2	4,100	14.0	11.0	3.0	57,400
	Welded Mesh	m2	4,100	5.0	4.0	1.0	20,500
	Others (10%)	L.S.					261,180
	Total						2,830,000
9	Kehelgamu Oya Diversion						
9.1	Weir						
	Common Excavation	m3	6,800	2.9	2.1	0.8	19,720
	Rock Excavation	m3	6,800	14.6	11.3	3.3	99,280
	Mass Concrete	m3	4,000	93.0	59.0	34.0	372,000
	Structural Concrete	m3	6,000	108.0	70.0	38.0	648,000
	Reinforcement	ton	500	600.0	490.0	110.0	300,000
	Formwork		2,820	40.0	20.0	20.0	112,800
	Others (10%)	L.S.					158,200
	Sub Total						1,710,000
9.2	Intake						
	Common Excavation	m3	980	2.9	2.1	0.8	2,842
	Rock Excavation	m3	980	14.6	11.3	3.3	14,308
	Concrete	m3	270	108.0	70.0	38.0	29,160
	Reinforcement	ton	20	600.0	490.0	110.0	12,000
	Formwork	m2	460	29.0	19.0	10.0	13,340
	Others (10%)	L.S.					8,350
	Sub Total						80,000
9.3	Outlet						
	Common Excavation	m3	530	2.9	2.1	0.8	1,537
	Rock Excavation	m3	530	14.6	11.3	3.3	7,738
	Concrete	m3	130	108.0	70.0	38.0	14,040
	Reinforcement	ton	10	600.0	490.0	110.0	6,000
	Formwork	m2	320	29.0	19.0	10.0	9,280
	Others (10%)	L.S.					11,405
	Sub Total						50,000
9.4	Tunnel						
	Tunnel Excavation	m3	8,100	66.7	47.8	18.9	540,270
	Adit Excavation	m3	2,480	67.0	48.0	19.0	166,160
	Concrete, Invert	m3	680	106.0	67.0	39.0	72,080
	Concrete, Overt	m3	2,000	123.0	78.0	45.0	246,000
	Shuttering	m2	7,800	29.0	19.0	10.0	226,200
	Shotcrete (t=50mm, 19mm size)	m2	7,050	9.0	7.0	2.0	63,450
	Welded Mesh	m2	7,050	5.0	4.0	1.0	35,250
	Rock Bolt	L.m	840	13.0	11.0	2.0	10,920
	Steel Support	ton	20	780.0	660.0	120.0	15,600
	Others (10%)	L.S.					134,070
	Sub Total						1,510,000
	Total						3,350,000

Table14.7 (6) Direct Cost for Broadlands Hydropower Project (Breakdown No.6)

	Description	Unit	Q,ty	Unit Price (US\$)			Amount (US\$)
				Total	Foreign	Local	
D	Hydro-Mechanical Works						
1	Spillway Equipment						
	Spillway Gate	ton	290	7,000.0	6,300.0	700.0	2,030,000
	Spillway Stoplog	ton	60	7,000.0	6,300.0	700.0	420,000
	Gantry Crane	ton	60	7,000.0	6,300.0	700.0	420,000
	Total						2,870,000
2	Intake Structure at Maskeliya						
	Intake Gate	ton	60	7,000.0	6,300.0	700.0	420,000
	Intake Trashrack	ton	50	7,000.0	6,300.0	700.0	350,000
	Total						770,000
3	Intake Structure at Kehelgumu						
	Intake Gate	ton	40	7,000.0	6,300.0	700.0	280,000
	Intake Trashrack	ton	20	7,000.0	6,300.0	700.0	140,000
	Total						420,000
4	Penstock						
	Embedded & Exposed	ton	400	4,000.0	3,600.0	400.0	1,600,000
	Total						1,600,000
5	Draft Equipment						
	Draft Gate	ton	30	7,000.0	6,300.0	700.0	210,000
	Total						
	Total of Hydro-Mechanical Works						5,870,000
E	Electro-Mechanical Works						
1	Turbine	L.S.					6,860,000
2	Generator	L.S.					7,030,000
3	Transformer, Switchyard	L.S.					3,010,000
4	Crane etc.	L.S.					2,070,000
	Total of Electro-Mechanical Works						18,970,000
F	132kV Transmission Line						280,000

Table 14.8 Disbursement Schedule

(Unit : US\$)

Description	1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year		Total
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	
I Direct Construction Cost									
Preparatory Works	760,950	3,992,050	84,550	212,450					5,050,000
Environmental Mitigation Measure		1,230,000							
Civil Works			9,103,620	3,196,380	12,138,160	4,261,840	9,103,620	3,196,380	41,000,000
Hydro-Mechanical Works			1,056,600	117,400	2,113,200	234,800	2,113,200	234,800	5,870,000
Electro-Mechanical Works			4,711,050	142,275	6,574,000	194,998	6,736,450	611,228	18,970,000
Transmission Line					112,000	8,400	112,000	47,600	280,000
Total Direct Cost	760,950	5,222,050	14,955,820	3,668,505	20,937,360	4,700,038	18,065,270	4,090,008	72,400,000
II Engineering	1,999,625	352,875	1,999,625	352,875	1,999,625	352,875	1,999,625	352,875	9,410,000
III Administration		362,500		362,500		362,500		362,500	1,450,000
IV Physical Contingency	76,095	522,205	1,207,200	353,867	1,653,776	448,094	1,358,445	360,319	5,980,000
V Land Acquisition		100,000							100,000
Ground Total (I to V)	2,836,670	6,559,630	18,451,027	4,750,731	25,030,721	5,885,416	21,871,422	3,954,383	89,340,000

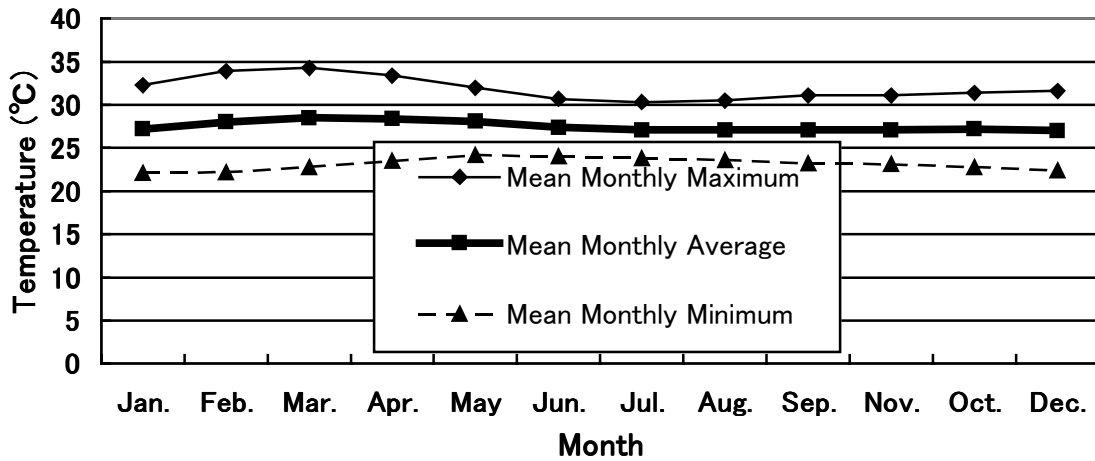


Figure 14.1 Temperature in the Project Site (1985-2002)

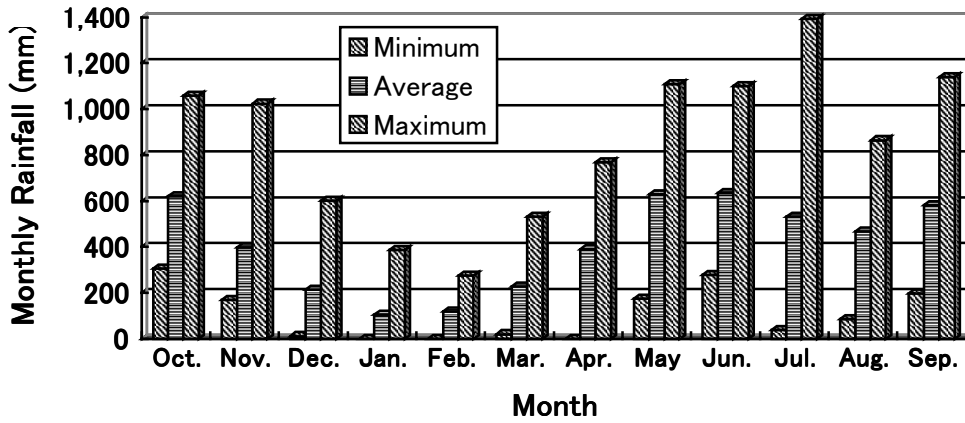


Figure 14.2 Monthly Rainfall at INGOYA ESTATE (FY1949-FY1987)

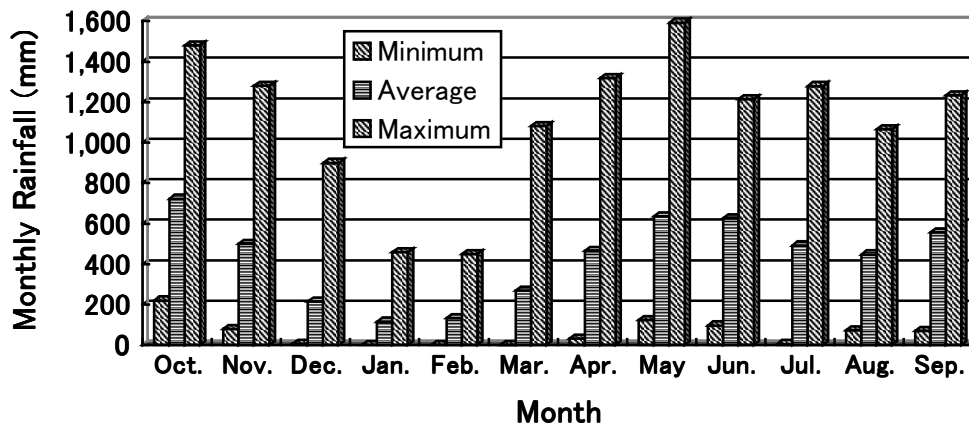


Figure 14.3 Monthly Rainfall at WEWLITALAWA (FY1949-FY2000)

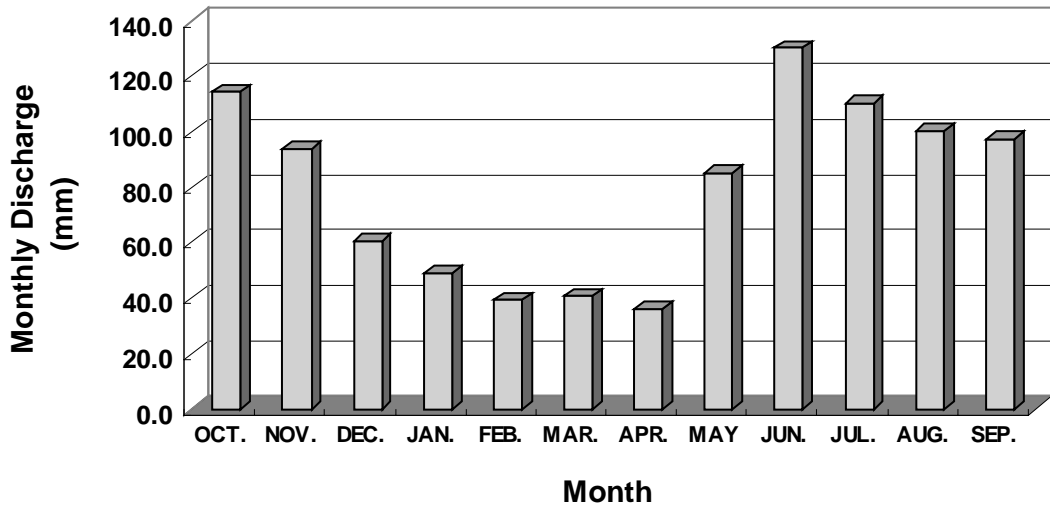


Figure 14.4 Discharge at the Main Dam Site (FY1950-FY1998)

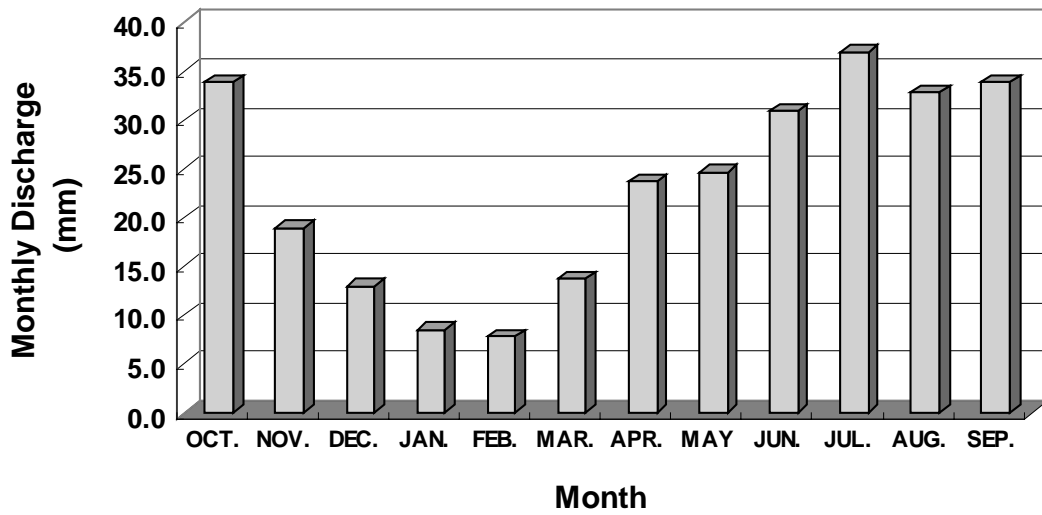


Figure 14.5 Discharge at Kehelgamu Weir Site (FY1950-FY1998)

Figure 14.6 Construction Schedule

S/No.	WORK	No.	ITEM	FIRST YEAR												SECOND YEAR												THIRD YEAR												FOURTH YEAR																	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48						
1.	Preliminary Work	(I)	Construction Power Supply	████████████████████																																																					
		(II)	Access Roads & Bridges	████████████████████																																																					
		(III)	Buildings, Camps	████████████████████																																																					
2.	Dam & Spillway	(I)	R/B Excavation													████████████████																																									
		(II)	R/B Section Concreting													████████████████						(R) ██████████████																		(L) ██████████████																	
		(III)	River Excavation													████████████████						████████████████						(R) ██████████████												(L) ██████████████																	
		(IV)	Spillway, Piers & Appon Concreting													████████████████						████████████████						████████████████						████████████████																							
		(V)	R/B Excavation													████████████████																																									
		(VI)	R/B Section Concreting													████████████████																																									
		(VII)	Concreting Of Openings													████████████████																																									
		(VIII)	Crest Works													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(IX)	Erection Of States & Stop Logs													████████████████						████████████████						████████████████																													
3.	Intake Structure	(I)	Excavation For Intake Structure													████████████████																																									
		(II)	Tnnelling Up To The Surface Conduit													████████████████						████████████████																																			
		(III)	Installation Of Steel Liner & Concreting													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Erection Of Gate													████████████████						████████████████																																			
4.	Cut & Cover Conduit Construction	(I)	Excavation													████████████████																																									
		(II)	Installation & Concreting													████████████████						████████████████																																			
		(III)	Sack Filling													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Concreting & Grouting Tunnel Conduit													████████████████						████████████████																																			
5.	Main Tunnel Construction	(I)	Inlet Portl Excavation													████████████████																																									
		(II)	Outlet Portal Excavation													████████████████																																									
		(III)	Excavation From U/S Face													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(IV)	Excavation From D/S Face													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(V)	Rock Solting, Shotcreting													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(VI)	Concrete Lining													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(VII)	Cavity Grouting													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(VIII)	Consolidation Grouting													████████████████						████████████████						████████████████																													
		(IX)	Clean Up													████████████████						████████████████						████████████████																													
6.	Surge Chamber Construction	(I)	Common Excavation Up To Rock													████████████████																																									
		(II)	Shaft Excavation In Rock													████████████████						████████████████																																			
		(III)	Shotcreting & Rock Bolting													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Concreting													████████████████						████████████████																																			
7.	Steel Penstock	(I)	Excavation													████████████████																																									
		(II)	Erection Of Penstock													████████████████						████████████████																																			
		(III)	Concreting & Back Filling													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Erection & Concreting Of Tunnel Penstock													████████████████						████████████████																																			
8.	Power House & Switchyard Construction	(I)	Excavation For Power House													████████████████																																									
		(II)	Concreting Sub Structure													████████████████																																									
		(III)	Concreting Intermediate Structure, Crane Beam & Roof													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Installation Of E&M Equipment & Second Stage Concreting													████████████████						████████████████																																			
		(V)	Concreting Super Structure & Architectural Features													████████████████						████████████████																																			
		(VI)	Construction Of Switchyard													████████████████						████████████████																																			
		(VII)	Testing & Commissioning													████████████████						████████████████																																			
9.	Tailrace	(I)	Channel Improvement													████████████████																																									
10.	Kehelgamu Oya Diversion	(I)	Access Adit													████████████████																																									
		(II)	Tunnelling Up Stream													████████████████						████████████████																																			
		(III)	Tunnelling Downm Stream													████████████████						████████████████																																			
		(IV)	Tunnel Lining													████████████████						████████████████																																			
		(V)	Construction Of Access To Weir													████████████████						████████████████																																			
		(VI)	Excavation & Converting Of Weir & Inlet Structure													████████████████						████████████████																																			
		(VII)	Erection Of Gate													████████████████						████████████████																																			

15. Broadlands プロジェクトの 環境影響評価

15. Broadlands プロジェクトの環境影響評価

15.1 環境・社会問題への関心の高まりと EIA

最近、スリランカでは、一般市民の環境・社会問題への関心の高まり等によって、プロジェクトに反対が唱えられ、その結果プロジェクトが円滑に進行しない（または進行しなかった）ケースが見られる。その例としては、アッパー・コトマレ水力発電プロジェクトや西海岸石炭火力発電プロジェクト等一般に批判を受けることの多い電源開発プロジェクトのみならず、南部ハイウェイ建設等道路建設、鉱山開発、エビ養殖等多岐に亘っている。

いくつかの事例から、NGO 等プロジェクトの推進に反対する人々の主な意見は以下のよう
にまとめることができる。

- 計画に自然環境面での問題点がある。
- 計画に社会環境面での問題点がある（特に、移住計画、補償等）。
- 適切な代替案があるのに検討がされていない。
- 住民とのコミュニケーションが不十分である。

このような状況から、EIA 報告書作成にあたっては、自然環境については科学的根拠に基づき明快な記述をすると共に、社会問題については特に移住計画、家屋のみならず生活手段の喪失をも含めた補償等住民の生活に関わる部分について適切な計画を示すことが求められていると考えられる。また現在案について、他の代替案との比較の結果、自然・社会環境の両面から望ましい案として選定されたという経緯を示すことで、現在案の優位性を明確にすることも重要である。また早期から、住民と関係者へのコンサルテーションを行い、理解を得ておくことにも必要であると思われる。

したがって、本調査における Broadlands 水力発電計画の EIA 報告書の作成に当たっては、上記に十分留意をして行った。

15.2 スリランカにおける環境関連法制度の枠組み

15.2.1 政府の組織

スリランカにおいて環境関連業務を担当しているのは、環境・自然資源省（Ministry of Environment and Natural Resources）である。この省のもとに以下の6つの政府機関が設置されている。

- 環境庁（Central Environmental Authority : CEA）
- 国家木材公社（State Timber Corporation）
- 地質調査・鉱山局（Geological Survey & Mines Bureau）
- 森林局（Forest Department）
- 野生生物保護局（Department of Wildlife Conservation）

-
- 国家動物園局 (Department of National Zoological Gardens)

15.2.2 環境関連の法律および規制

スリランカにおいては、国家環境法 (The Environmental Act) が、環境の保護及び管理の根幹を成す法律である。環境影響評価 (Environmental Impact Assessment : EIA) の手続きの枠組みもここに定められている。また、この法律のもとに排水の水質基準、騒音、その他環境に関する事項についての規制がある。国家環境法の他に、環境に関する主な法律には以下のものがある。

- 農業開発法 (Agrarian Development Act)
- 動植物保護法令 (Fauna and Flora Protection Ordinance)
- 森林に関する法令 (Forest Ordinance)
- 鉱山・鉱物法 (Mines and Minerals Act)
- 国家遺産野生地域法 (National Heritage Wilderness Areas Act)
- 海岸保護法 (Coast Conservation Act)
- 海洋汚染防止法 (Marine Pollution Prevention Act)
- 漁業及び海洋資源法 (Fisheries and Aquatic Resources Act)

15.3 環境影響評価の手続きと流れ

上記の国家環境法は 1988 年に改訂され、そのパート IV 「C. プロジェクトの承認」に EIA に関する事項が含まれるようになった。EIA 手続きの詳細については、国家環境規制 (National Environmental Regulations) に記載されている。これらから EIA の手続きと流れは以下のようにまとめられる。

- 担当大臣は、プロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency : PAA) となる省庁を指名する。
- そのプロジェクト実施主体は、全てのプロジェクトにおいて、PAA により請求されたプロジェクト関連予備情報を PAA に提出する。
- EIA を実施する必要があると認められた場合には、PAA は予備情報受領の日から 30 日以内にプロジェクト提案者へ書面で TOR を届ける。
- プロジェクト実施主体は、EIA 報告書を作成し PAA に提出する。
- PAA は、EIA 報告書を受領してから 14 日以内に TOR に言及された事項が記載されているかについて判定する。不十分であると判断された場合には、PAA はプロジェクト提案者に必要な修正と報告書の再提出を求める。
- PAA は報告書を受領した時点で、当該省庁へその写しを提出すると共に、政府公報と、シンハラ語、タミール語及び英語の日刊全国紙によって、一般からの書面によるコメントを受け付けることを迅速に通知する。

-
- 一般向けヒアリングが行われた場合にはそれも含め、一般からのコメント期間が終了した時点で、PAA は受け取ったコメントを 6 日以内にプロジェクト提案者に送らなければならない。プロジェクト提案者は、それらのコメントに書面で PAA 宛てに回答する。
 - PAA はその回答を受け取った時点で、当該省庁の同意を得た上で、一定の条件のもとでその提案プロジェクトの実施を承認するか、または理由を明らかにして、その提案プロジェクトの実施の承認を拒否する。

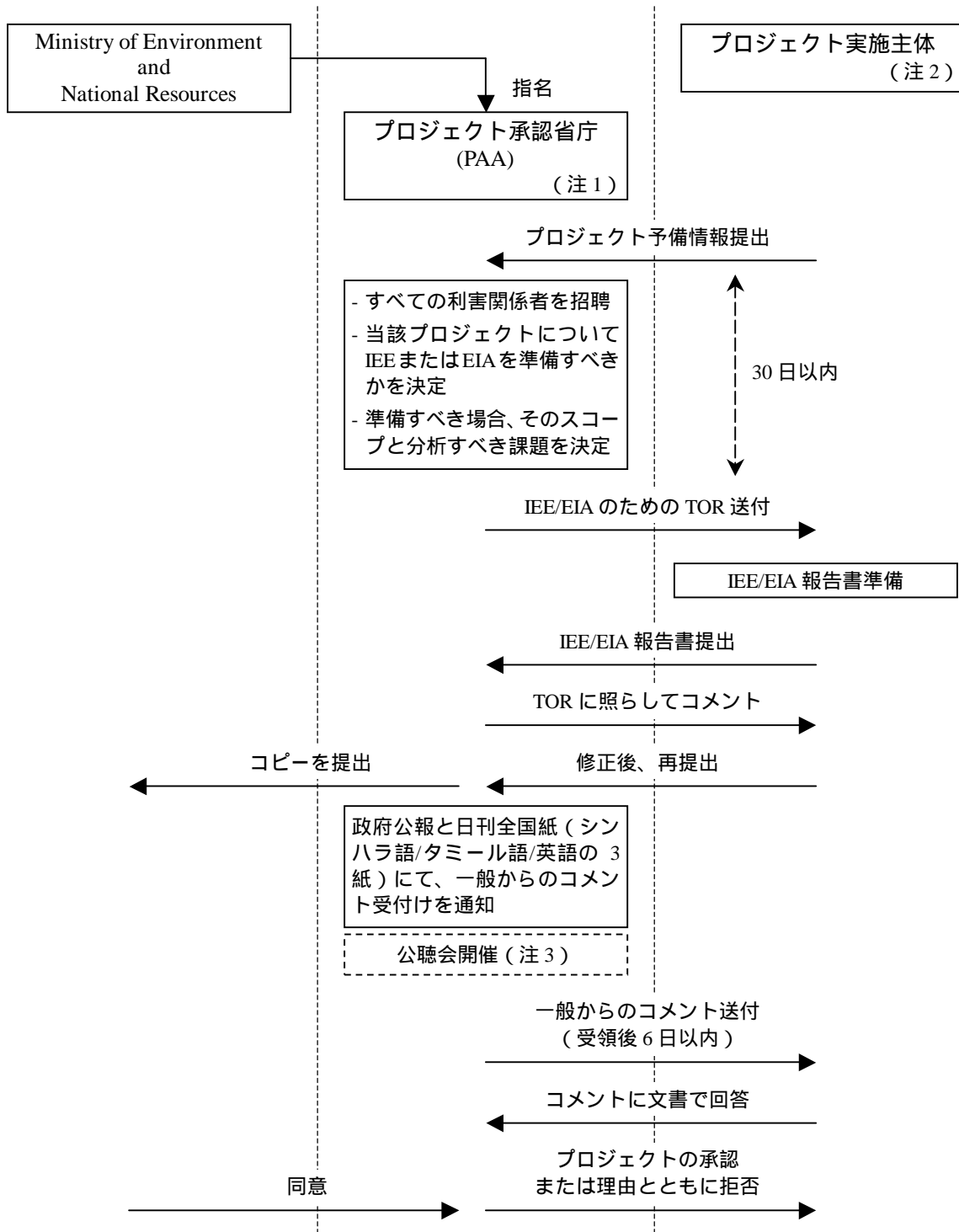
EIA を適切に実施するために、以下のガイドラインが CEA により作成されている。

- Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment (EIA) Process
 - No.1: A general Guide for Project Approving Agency (PAA)
 - No.2: A General Guide for Conducting Environmental Scoping

このガイドラインにおいて、公聴会開催の条件などについて以下のように記述されている。PAA が、公聴会を開くことが公共の利益にかなうと考えた場合に、PAA の判断によりこれを開催する。判断に際しては以下の事項などに考慮する。

- 計画されているプロジェクトが、論議を呼ぶものとなっているか、プロジェクトの実施を決定するにあたり一般の人々からのさらなる意見表明が不可欠であるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルまたは地方レベルでの通常でない影響を及ぼす可能性があるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルで重要な環境面で影響を受けやすい地区に脅威を与える可能性があるか。
- 利害関係者から公聴会開催について正式な要請があったか。

EIA の流れ



注 1 : 本調査では Central Environmental Authority (CEA)

注 2 : 本調査では CEB

注 3 : PAA が必要と判断した場合

15.4 Broadlands 水力発電計画の EIA

Broadlands 水力発電計画は、プロジェクトが承認を受けるために EIA が求められるプロジェクトである。ここでは CEA が PAA として選定され、EIA のための TOR は CEA により作成された。EIA のための基礎調査は、競争入札により選定された現地コンサルタント、National Building Research Organization (NBRO) に委託した。調査は、以下のように 2 段階に分けて実施された。

- フェーズ 1 (2002 年 9 月～2003 年 2 月、主に自然環境に関する調査)
- フェーズ 2 (2003 年 5 月～2003 年 9 月、主に社会環境に関する調査)

調査の結果、本発電計画は、プロジェクトを実施することによる自然及び社会環境への重大な影響はないものと予想された。本発電計画は、プロジェクトエリアが限られた比較的小規模な開発プロジェクトであり移転対象家屋も 16 戸と少ないことも、重大な影響がないことに寄与しているが、いくつかの項目については適切な環境緩和策を実施することが前提となる。したがって、工事中及び運転開始後を通じて、移転住民に対する適切な補償、各種の環境影響緩和策、適切な監視と管理を実施する必要がある。

本章の最後に EIA の要約を述べる。また Appendix II に EIA の全文を掲載する。

15.5 関係者への説明とコンサルテーション

Broadlands 水力発電計画の調査対象地域の行政区分は以下の通りである。

州 (Province)	地区 (District)	Divisional Secretary's Division *1	Grama Niradari (GN) Division *1	村落数
Central	Nuwara Eliya	Ambagamuwa Korale	Degampitiya *2	2
			Millagahamulla *2	7
			Polpitiya *2	2
			Kalugala	6
			Pitawala	7
			Bulathgama	4
			Rampadeniya	2
			Gonawala	1
			Khelwarawa	1
			Hettihhegama	1
Sabaragamuwa	Kegalle	Yatyanthota	Kitulgala South *2	6
			Kalkothenna *2	5
			Mahabage *2	6
			Gonagamuwa	2
			Kitulgala North	6
			Kirikothenna	1
		Daraniyagalka	Ballehena	2
			Nilwala	2

*1: 地方行政単位。中央政府の管轄下にある。Grama Niradari (GN) は政府に任命され村の運営等を担当する。

*2: ゾーン 1 (影響が大であると考えられる地域) を含むことを示す。

プロジェクトの関係者を対象とした説明及び公聴会開催は CEB の役割である。CEB は以

下の人々を対象に、2002年9月より説明を行ってきた。

- 中央政府関係者
- 地方政府関係者
- 地域のリーダー及び一般の人々(村の長、地域グループのリーダー、宗教リーダー、実業家、一般住民)

具体的には以下のようにプロジェクトの説明が行われてきた。

年月日	対象	参加者数
2002,09,18	Officers of the relevant Divisional Secretary's Divisions and Pradesiya Sabas(*)	14
2002,09,26	Kalugala, Dagampitiya and Polpitiya GN Divisions	27
2002,10,09	Polpitiya GN Division	25
2002,10,12	Dagampitiya GN Division	7
2002,12,14	Kitulgala South	10
2002,10,28	Divisional secretaries of Yatiyantota and Ambegamuwa Kerale, Other relevant officers	8
2002,11,10	All the relevant GNs	10
2002,11,06	Officers of the relevant Pradesiya Sabas(*)	16
2002,11,11	Investors (hoteliers, water rafting company, tea factory owners, industrialists)	10
2002,11,17	Environmental officers	2
2003,03,10	Relevant GMs and village headmen	8
2003,03,10	Relevant GMs	5
2003,11,13	All the relevant people (dam/weir site)	51
2003,11,13	All the relevant people (powerhouse site)	31

(*)Pradesiya Saba: 地方行政単位。中央政府の管轄下にはない。地理的には Divisional Secretary's Division と同じ範囲をカバーする。

2003年11月13日に開催されたものは、大規模なコンサルテーションであり、参加者は疑問、要望等を挙げたが、基本的にプロジェクトを前向きにとらえていた。正式な公聴会については、前述のように、EIA 提出後に PAA が必要と判断した場合に実施されることとなっている。

これらに加え PAA との会合も2回開催され、それぞれフェーズ1の調査結果について(2003年5月)、EIA 報告書ドラフトについて(同年12月)、報告と質疑応答が行われた。

環境影響評価報告書（要約）

目 次

はじめに	2
1. 環境の現況	3
1.1 物理的環境	3
1.2 生物環境	5
1.3 社会環境	7
2. 予想される環境への影響	10
2.1 物理的環境	10
2.2 生物環境	10
2.3 社会環境	11
3. 環境影響の緩和策	13
3.1 物理的環境	13
3.2 生物環境	13
3.3 社会環境	14
4. モニタリング計画	15
4.1 モニタリングの組織	15
4.2 モニタリングの方法	16
5. 結論と勧告	17

はじめに

EIA の調査対象地域は、その TOR により以下のように定められている。

- 河川区域：ダム予定地点（Maskeliya 川）及び取水堰予定地点（Kehelgamu 川）それぞれの上流 2km の地点から、発電所予定地点の下流約 5km の地点までの区域
- 両岸：上記の河川区域の両岸
- その他、プロジェクトによる重大な影響が予測される地域

また調査を行うにあたり、調査対象地域を以下のように区分した。

- ゾーン 1：ダム / 取水堰予定地点及び発電所予定地点を含むそれらの周辺部分で、影響が直接的であると考えられる区域
- ゾーン 2：ゾーン 1 の周辺部分で、ゾーン 1 よりは影響が小さい、または間接的影響があると考えられる区域
- ゾーン 3：調査対象地域のうちのゾーン 1 及びゾーン 2 以外の区域

1. 環境の現況

1.1 物理的環境

1.1.1 土地利用

以下の表は、ゾーン 1 の土地利用を示している。ゾーン 1 (堰及びダム区域) では、灌木地帯 (Scrub: 22.7%)、家屋及びその敷地 (19.7%)、茶 (14.6%) 等が大きな面積を占めている。ゾーン 1 (発電所区域) では、自然林 (33.0%)、家屋及びその敷地 (27.1%)、等が大きな面積を占めている。

Land use	Weir/Dam area in Zone-1		Powerhouse area in Zone-1	
	Area (ha)	%	Area (ha)	%
House/ Homestead	22.9	19.7	22.5	27.1
Polpitiya powerhouse properties	9.0	7.7	-	-
Army properties - Polpitiya	2.5	2.1	-	-
Garden in scrub jungle	1.3	1.1	-	-
Paddy/ Marsh	0.5	0.4	1.6	1.9
Coconut	1.8	1.5	-	-
Tea	17.8	14.6	1.6	1.9
Tea & pepper	1.6	1.4	-	-
Rubber	-	-	0.3	0.4
Chena cultivation	-	-	0.1	1.1
Rubber in scrub	2.0	1.7	-	-
Mixed crop	3.6	3.1	3.5	4.2
Natural forest	6.2	5.3	27.3	33.0
Scrub	26.4	22.7	7.0	8.4
Jungle	6.4	5.5	11.1	13.4
Surface water	12.0	10.3	7.9	9.3
Exposed rock	0.1	0.1	-	-
Major road	1.8	1.5	-	-
Secondary road	0.5	0.4	-	-
Total	116.4	100.0	82.9	100.0

1.1.2 土地所有状況

以下は、ゾーン 1 の土地所有状況を示している。民間の土地が 33.4%、政府の土地が 66.6% である。

	Weir & Dam area		Powerhouse area		Total	
	Area (ha)	(%)	Area (ha)	(%)	Area (ha)	(%)
Private Lands	517	44.1	151	18.2	668	33.4
Government Lands						
Irrigation Department	119	10.1	77	9.3	196	9.8
Ceylon Electricity Board	94	8.0	0	0.0	94	4.7
Sri Lanka Army	26	2.2	0	0.0	26	1.3
Forest Department	393	33.5	602	72.5	995	49.7
Road Development Authority	34	2.0	0	0.0	23	1.1
Total	1,172	100.0	830	100.0	2,002	100.0

1.1.3 鉱物

調査対象地域には輸出可能な規模で存在する鉱物資源はない。建設資材の採掘が唯一商業ベースで利用可能であるが、現在は砂の採掘が小規模に行われているのみである。

1.1.4 河川の水質

河川の水質については Maskeliya 川と Kehelgamu 川において、調査対象地域の境界と、水質が変化する可能性が考えられる地点（合計 9 地点）を選び、年間 3 回調査を行った。結果は以下の通りである。

Parameter	Station Number									Standards for minimum quality*	Standards for drinking water with simple treatment*
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Temperature (°C)	25.6	23.4	24.0	25.6	22.6	24.0	24.2	23.8	24.7	---	---
	25.5	23.8	23.4	25.2	23.8	24.1	24.3	24.8	25.2		
	26.3	25.1	25.0	26.4	23.5	23.4	24.1	24.0	29.1		
PH	6.4	6.1	6.5	6.7	6.9	6.2	6.3	6.1	6.8	5.0-8.5	6.5-8.5
	6.9	6.9	6.8	7.2	7.1	7.1	7.2	7.2	6.9		
	7.6	7.9	8.1	7.9	7.6	7.6	7.6	7.6	7.3		
Conductivity (µs/cm)	40	52	29	50	29	30	29	27	28	7 x 10 ⁴	---
	98	98	31	93	36	36	37	37	35		
	43	56	28	54	30	29	28	30	27		
Turbidity NTU	3	1	4	11	3	6	4	8	9	---	---
	1	1	3	3	2	2	2	3	3		
	8	3	56	5	16	14	26	5	71		
Dissolved Oxygen (mg/l)	7.1	7.3	7.3	7.1	7.7	7.6	7.4	7.5	7.3	3 (min)	6 (min)
	7.5	7.1	7.0	7.1	7.4	7.0	6.6	6.6	6.7		
	7.4	7.5	7.4	7.4	7.4	7.2	7.3	7.2	7.2		
TDS (mg/l)	50	41	30	44	33	57	40	30	35	---	---
	67	70	25	58	51	29	15	46	38		
	43	74	26	44	16	45	57	39	4		
TSS (mg/l)	3	2	4	2	1	2	1	3	4	---	---
	2	5	1	4	3	2	4	5	2		
	5	<1	5	2	25	29	30	33	30		
BOD (mg/l) 5d, 20°C	<1	<1	<1	<1	<1	<1	1.1	1.1	<1	4 (max)	2 (max)
	0.6	<0.1	0.4	0.4	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1		
	0.3	0.6	0.4	0.6	0.6	0.3	0.5	0.9	1.2		
Total Nitrogen as N (mg/l)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2		
	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2		
	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2		
Total Phosphorus as P (mg/l)	0.003	0.005	0.003	0.004	0.021	0.025	0.011	0.017	0.017	0.7(max)	---
	0.004	0.006	0.014	0.023	0.004	0.016	0.002	0.006	0.004		
	0.026	0.020	0.027	0.019	0.024	0.034	0.037	0.041	0.025		
Fecal coliform No of Colonies/100 ml	85	304	127	163	155	175	85	95	215	---	250 des 600 max ** (P=80%)
	75	135	85	65	93	115	116	167	177		
	133	260	74	92	158	102	178	188	198		

Upper Column: Sampled during 26-28 October 2002

Middle Column: Sampled during 05-07 February 2003

Lower Column: Samples during 25-26 May 2003

* Environmental Quality Standards and Designation of water use in Sri Lanka- June 1992

Max : Maximum permissible level

Des. : Desirable highest level

** P=80% : 80% of the samples give a value that is equal to or less than the indicated limit

これらの結果から、調査対象地域内の河川はいずれの地点においても、有機質、無機質ともに溶質が少なく、汚染は低レベルであることが判明した。特に他の河川と比較して大腸菌が少なく、これは人による影響が小さい地域であることを示している。

1.2 生物環境

1.2.1 植物相

ゾーン 1 には水生生物を含め 74 科 157 属に属する 190 種の植物種が（うち水生生物は 3 種）、ゾーン 2 には 194 種の植物種がみられる。いずれにおいても樹木が 109 種と最も数が多い。ゾーン 1 の中でも、ゾーン 1（発電所区域）は、灌木及び森林に深く覆われ、集落が多く見られるゾーン 1（堰及びダム区域）に比べ人による影響が少ない。

	Zone-1					Zone-2				
	Endemic	Threatened	Introduced	Naturalized	Total	Endemic	Threatened	Introduced	Naturalized	Total
Tree	17	5	44	47	109	18	3	37	51	109
Shrub	6	0	4	24	36	7	0	8	24	39
Herb	2	0	5	18	29	2	1	7	13	23
Climber	6	1	2	11	16	4	1	4	10	19
Epiphysis	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
Total	31	6	55	100	190	31	5	56	102	194

Epiphysis：着生植物

国際自然保護連合 (IUCN) では、絶滅の恐れのある種として、絶滅危惧 IB 類 (Endangered: 近い将来における野生での絶滅の危険性が高い種)、絶滅危惧 (Vulnerable: 絶滅の危険が増大している種)、希少 (生息地域が狭い範囲に限られる、または個体数が少ない) 等に分類して示している。この調査では、絶滅の恐れのある種として以下の 8 種が認められた。

Plant Species	Occurrence			Remarks
	Zone-1 (Weir/Dam)	Zone-1 (Powerhouse)	Zone-2	
Pericopsis mooniana (Nedun)	+	+		highly threatened timber
Coscinium fenestratum (Weni wel)	+	+	+	globally threatened medicinal
Syzyguim cylindricum	+	+	+	threatened
Dipterocarpus zeylanicus (Hora)		+		threatened
Gordonia speciosa (Ratu-mihiriya)		+	+	threatened
Sterculia zeylanica	+			threatened
S.lanceolatum			+	threatened
Cryptocoryne sp			+	threatened (aquatic)

これらの中には、樹齢が若くまた孤立して存在するものがある。Pericopsis mooniana、Dipterocarpus zeylanicus がその例であるが、これらについては、数年前に住民により植えられたものと考えられる。

1.2.2 動物相

調査対象地域には、多種の動物種が生息している。調査においては 149 種が識別された。それらの内訳を以下に示す。

Taxonomic Group	Zone-1 (Powerhouse)					Zone-1 (Weir and Dam)					Zone-2 & 3				
	T	En	Tr	In	Re	T	En	Tr	In	Re	T	En	Tr	In	Re
Odonata (dragon fly)	3	2	-	-	-	2	1	-	-	-	1	1	-	-	-
Lepidoptera (butterfly)	22	1	3		9	5	1	2	-	1	20	1	4	-	7
Gastropoda (gastropod)	6	3	2	1	1	3	3	3	-	-	5	2	2	1	-
Ostichthyes (fish)	8	3	2	1	4	3	2	1	-	-	5	3	2	-	-
Amphibia (amphibian)	5	1	1	-	3	8	4	3	-	6	2	-	-	-	-
Reptilia (reptile)	5	1	1	-	1	2	-	-	-	1	10	4	4	-	6
Aves (bird)	41	6	5	4*	10	44	5	5	5*	6	45	6	6	5*	7
Mammalia (mammal)	4	-	-	-	3	1	-	-	-	-	5	1	2	-	4

Remarks T : Total number En : Endemic species Tr: Threatened species In : Introduced species
Re : Species that are found only in this zone * : Migratory species

調査対象地域には、絶滅の恐れのある種として 29 種が認められ、ゾーン 1 にはうち 22 種が、ゾーン 2 及び 3 にはうち 19 種が生息する。以下にその生物種のリストを示す。

Scientific Name	Common Name	NT	GT	Zone-1	Zone-2 & 3
Butterflies					
<i>Troides darsius</i>	Common birdwing	TR		+	+
<i>Vindula erota</i>	Cruiser	TR		+	+
<i>Parthenos Sylvia</i>	Clipper	TR		+	+
<i>Mycalesis rama</i>	Cingalese bush brown	HT		+	
<i>Mycalesis visala</i>	Tamil bush brown	TR		+	+
Molluscs					
<i>Acavus superbus</i>		TR		+	+
<i>Acavus phoenix</i>		TR		+	
<i>Oligospira waltoni</i>		TR		+	+
Freshwater fish					
<i>Puntius pleurotaenia</i>	Black lined barb	TR			+
<i>Garra ceylonensis</i>	Stone sucker	TR		+	+
<i>Schistura notostigma</i>	Banded loach	TR		+	
Frogs					
<i>Adenomias kelaartii</i>	Kelaart's dwarf toad	TR		+	
<i>Limnonectes corrugatus</i>	Corrugated frog	TR		+	
<i>Limnonectes kirtisinghei</i>	Kirtisinghe's frog	TR		+	
Reptiles					
<i>Calotes leolephis</i>	Forest lizard	TR			+
<i>Otocryptis weigmani</i>	Kangaroo lizard	TR		+	+
<i>Cylindrophis maculatus</i>	Pipe snake	TR			+
<i>Oligodon sublineatus</i>	Kukri snake	TR			+
Birds					
<i>Loriculus beryllinus</i>	Lorikeet	TR		+	+
<i>Psittacula calthropae</i>	Layards parakeet	TR		+	+
<i>Tockus gingalensis</i>	Grey horn bill	TR		+	+
<i>Megalima flavifrons</i>	Yellow fronted barbet	TR		+	+
<i>Pellorneum fuscicapillum</i>	Brown capped babbler	TR		+	
<i>Turdoides rufences</i>	Rufous babbler	TR	LR:nt	+	
<i>Dicoeum vincens</i>	Legge's flowerpecker	TR			+
<i>Urocissa ornata</i>	Blue magpie	TR	EN		+
Mammals					
<i>Ratufa macroura</i>	Giant squirrel	TR	VU		+
<i>Prionailurus viverrinus</i>	Fishing cat	TR	LR:nt	+	
<i>Lutra lutra</i>	Otter	TR		+	

Remarks T : Threatened HT : Highly Threatened LR : Lower Risk near threatened

1.3 社会環境

1.3.1 行政区分及び人口分布

調査対象地域は、2つの州にまたがっている。堰及びダムが予定されている東側部分は、Sabaragamuwa 州にあり、さらにその下の行政区分は Kegalle District、Ambagamuwa Korale Divisional Secretariat Division (DSD) である。発電所が予定されている西側部分はセントラル州、Kegalle District に位置し、Yatiantota DSD と Deraniyagala DSD から成る。

ゾーン 1 及びゾーン 2 の人口構成は以下の通りである。

Age level	Zone-1			Zone-2		
	Total	Male	Female	Total	Male	Female
<5	76	35	41	64	29	35
6 -15	142	74	68	158	77	81
16 -20	115	56	59	85	40	45
21 -25	107	43	64	94	42	52
26 -35	154	67	87	193	105	88
36 -55	203	106	97	202	88	114
56 <	83	37	46	131	73	58
Total	880	418	464	927	454	473

1.3.2 社会経済状況

ゾーン 1 及びゾーン 2 における収入レベルを以下に示す。いずれにおいてもその 60% の世帯の収入は 5,000 ルピー/月 ~ 15,000 ルピー/月である。ゾーン 1 で 22.3%、ゾーン 2 で 24.0% の世帯が 5,000 ルピー/月以下である。

Income level (Rs./month)	Zone-1		Zone-2	
	No. of households	%	No. of households	%
<5,000	48	22.3	53	24.0
5,001 - 10,000	60	27.9	65	29.4
10,001 - 15,000	40	25.5	53	24.0
15,001 - 20,000	7	3.3	18	8.1
20,001 - 25,000	7	3.3	4	1.8
25,001 - 30,000	3	1.4	4	1.8
30,001 <	4	1.9	6	2.7
No response	46	21.4	18	8.1
Total	215	100.0	221	100.0

ゾーン 1 及びゾーン 2 における主な農業活動は、茶、ゴム、ココナッツ等のプランテーション作物、胡椒、クローブ等の輸出作物、野菜・果物等である。稲作はほとんど行われていない。肥料、農薬は主に茶に使われているが、その使用量は少ない。

ゾーン 1 において 22 世帯が、ゾーン 2 において 16 世帯が漁を行っているが、それが収入源となっているケースは多くない。収入のための漁は 4 世帯のみが行っており、それは減水区間となる部分ではなく、その下流部分で行われている。

ゾーン1には37の事業所があるが、うち16事業所(43%)が食料品店(飲食店4店を含む)である。従業員は合計76名であるが、うち41名(54%)は家族従業員である。以下に事業所のタイプ別に従業員構成を示す。

Type of Business	Number of Entities	Number of Workers			
		Permanent	Casual	Family workers	Total
Grocery stores	16	1	5	20	26
Bricks & Cement based products	4	7	0	0	7
Lath machines and welding	1	0	1	1	2
Garage & service stations	1	0	1	1	2
Timber / firewood	2	0	10	0	10
Grinding mills	1	0	0	7	7
Exercise books & printing work	1	0	0	1	1
Farms	2	0	0	3	3
White water rafting	2	6	4	0	10
Other	7	0	0	8	8
Total	37	14	21	41	76

1.3.3 既存インフラの現状

調査対象地域においては、生活用水供給システムはなく、住民は泉、井戸、河川から水を得ている。内訳を以下に示す。

Zone-1					Zone-2				
Avail-able	Not Avail-able	Source			Avail-able	Not Avail-able	Source		
		Stream / Spring	Well	River			Stream / Spring	Well	River
215	0	159	13	43	215	6	195	20	0

トイレに関しては、ゾーン1においては約82%、ゾーン2においては約89%の世帯で設置されている。以下にその状況を示す。

Zone-1					Zone-2				
Avail-able	Not Avail-able	Type			Avail-able	Not Avail-able	Source		
		Water sealed	Pit hole	Unknown			Water sealed	Pit hole	Unknown
176	39	147	29	0	196	25	185	11	0

電気については、ゾーン1では132世帯(61.4%)、ゾーン2では165世帯(74.4%)において利用可能である。それ以外ではケロシンランプが使用されている。料理の熱源としては大部分が薪を利用しているが、ケロシン利用も見られる。

1.3.4 観光

(1) 文化行事

本プロジェクトは、コロンボから、シリパダ巡礼と呼ばれる有名な文化行事の行われる場所への通り道に位置する。すなわちキトゥルガラからポルピティアまでの経路が調査対象地域内に位置している。行事期間は12月から5月までである。この行事にとって重要な寺院がキトゥルガラにある。

(2) 「戦場に架ける橋」の撮影地点

世界的に有名な映画「戦場に架ける橋」はケタラン沢の合流地点から東300mの場所で撮影された。今は、映画の中で爆破された橋の名残のある岩を残すのみである。訪問する観光客の数についての統計はない。しかし、州の観光プランではこの撮影場所を拠点に観光開発を行っていくこととされている。

(3) ハイキング及びバードウォッチング

最も人気のあるハイキングの場所は、計画中の発電所から2km西方に位置するキトゥルガラ・レストハウス近辺の森林である。このほかに、現在、ケラニ川の左岸、ケタラン沢の東側に広がる森林がケラニ・バレイ森林保護区に指定される計画であるが、ここではハイキング、バードウォッチング等を楽しむことができる。またケタラン沢の西方約500mの森林でのバードウォッチングはパック旅行に組み込まれ観光客に人気がある。

(4) ラフティング

ラフティングは現在人気のあるスポーツのひとつである。現在、調査対象地域では3つのラフティング運営会社がある。週日は10～12時間、休日は14～16時間営業しており、1回のラフティングは1～2時間である。ポルピティヤ発電所の下流約1km地点から、キトゥルガラの吊り橋までの約3kmの区間がラフティングに最も適した場所とされている。

(5) 水浴

ケラニ川本流及びKehelgamu川では、数ヶ所で旅行者・巡礼者の水浴が行われている。最も人気のあるのはキトゥルガラ・レストハウスの近隣の河川である。その他、堰地点から約150m下流の地点と、ケタラン沢の合流地点から約500m上流の岩に囲まれた淵は国内旅行者が使っている。

2. 予測される環境への影響

2.1 物理的環境

2.1.1 土地利用

他の類似プロジェクトにおいては、工事開始前に不法侵入が行われることが多いが、本プロジェクトにおいても同様のことが予想される。不法侵入の目的は補償を得ることであるが、道路や橋の建設により地価が高騰し、より高い補償が得られることも視野に入れていると考えられる。

2.1.2 河川の水質

(1) 有機物による汚染

仮にキャンプサイトからの排水が、直接、河川等の水系に流れ込むことがあれば、BOD 値の上昇、その結果として DO 値の低下に大いに寄与することが危惧される。また浄化槽が適切に設置されていなければ、河川の水質を悪化させる可能性がある。また爆破作業からの排水は窒素及びリンを含むため、もし水系に直接流入すれば汚染に寄与するが、藻が繁茂するような富栄養化現象には至らないと考えられる。

(2) オイル等による汚染

工事中に、機械に使用するオイル等が流入する可能性があり、その場合には河川の汚染が危惧される。

2.2 生物環境

2.2.1 植物相

(1) 生態系への影響

ある植生の広がりにおいて、その「縁」の部分は常に人間の活動の影響を受け、侵入植物が生える「混乱した」植生となっている。本プロジェクトが建設期間中に影響を与えるのは、その「縁」の部分に相当し既に何らかの影響を受けた部分である。したがって、植生の「コア」部分が影響を受ける場合に比較すれば、その影響は小さいものであるといえる。このことは、絶滅の恐れのある種を含めた生態系全体に対して共通である。

しかし、建設廃棄物が適切に処理されなかった場合には問題が生じる可能性がある。れんが、骨材、土砂等の無機廃棄物が植生のある場所に投棄された場合には、土壌の肥沃性が失われ、その結果、植生の回復に通常より長い期間を要することとなる。

(2) 違法伐採

建設期間中に流入労働者が、森林の「コア」部分に入り込み、生態系を乱す可能性

がある。特に野生のラン(*Dendrobium macrostachyum*) や、*Coscenicum fenestratum*・*Tiuospora cordifolia* 等の市場価値の高い薬草の不法持ち出しや違法伐採は、生態系への影響が非常に大きい。

建設後は、影響を受けた植生もある程度までの回復が見込まれる。

2.2.2 動物相

(1) 陸生動物

建設期間中には、機動性のある鳥類及び哺乳類は、工事の影響の及ばない場所へ移動してしまうと考えられる。また、絶滅の恐れのある種及び固有種への影響については、以下のような理由により影響は小さいと考えられる。工事により影響を受ける植生は森林の「縁」にあたる部分であるが、この部分は既に人間の活動の影響を受けている範囲であり、したがってここに生息する動物は既にこのような影響に耐性を有する種である。影響を受けやすい種はこのような「縁」ではなく森林の奥深い部分に生息しており、工事の影響を受けるとは考えにくい。

建設後は陸生動物に影響を与えるような活動はない。が、動物は道路周辺を避けるようになり、またその生育場所としての環境に応じて生息する動物の種が次第に変化していく。

(2) 水生動物

堰、ダム及び発電所間の河川には、減水区間が発生する。これにより最も大きな影響を受けるのは魚類である。大きな魚は減水区間を避けるようになり、またこの区間では水量の減少により河床の変化が起こり、生態系が変化することが予想される。

この河川には3種の絶滅の恐れのある種と、4種の固有種が生息すると見られ、減水区間に限ればその影響は大きい。しかしこれらの種の中で、Maskeliya 川のみに生息するものはなく、さらにこれらの種はMaskeliya 川の本流でなく支流に多く生息している。したがって減水区間が生じることでこれらが絶滅に追い込まれるとは考えにくい。

2.3 社会環境

2.3.1 社会経済状況

建設期間中には、収入を得る手段の増加や新しい雇用機会創出などにより、世帯の収入及びそれに伴う支出は増加すると考えられる。

調査対象地域における失業率は40%（2003年第1四半期）であるが、プロジェクトにより雇用機会は増加し、現在の雇用状況は改善されると考えられる。雇用自体は短期または中期であるが、その間の貯蓄や経験の取得が、他の長期の雇用機会または創業へのステッ

プとなる可能性がある。

農業への影響は小さい。ゾーン1のダム及び堰区域では、茶プランテーション等が影響を受けるがその面積は小さい。ゾーン1の発電所区域では、農地が少ないため影響はほとんどない。

労働者の流入と、一般世帯の収入の向上から、食物、物品、サービスへの需要は大きくなり、既存の事業所は売上が増大することが予想される。ラフティング運営会社のみは、後述するようにラフティング中止により、事業をやめざるを得なくなる。

2.3.2 移住

ダム、埋め戻し蓋渠、道路、発電所の建設により16戸(17の世帯または事業所)の家屋が取り壊されることとなる。当該世帯は、近隣への移住が必要となる。

2.3.3 観光

(1) 「戦場に架ける橋」の撮影地点

計画中の発電所へのアクセスのための新しい道路が建設されるがその一環として撮影地点と同じ場所に橋が建設される計画である。この時、撮影の名残である橋の基礎の一部であったコンクリートブロックと、岩に残る穴は、周囲の数平方メートルの岩と共に保存される。

建設期間中は、観光客が撮影場所を訪問することはできないが、建設後は、新しいアクセス道路により、撮影場所へのアクセスは容易になる。さらに、対岸(左岸)には、前述のようにケラニ・バレイ森林保護区に指定される予定の森林と、バードウォッチングで人気の森林があり、橋の建設はこれらへのアクセスも容易にする。このことから撮影場所を訪れる観光客の増加も期待できる。

(2) ラフティング

減水区間における水量では、ラフティングは不可能となり中止せざるを得ない。

(3) 水浴

減水区間内にある水浴の場所は、特に乾期には利用できなくなる可能性が高い。しかし最も人気のあるキトゥルガラの水浴場所では、ほとんど影響がないと考えられる。

3. 影響影響の緩和策

3.1 物理的環境

3.1.1 土地利用

不法侵入を防止する対策を講じる必要がある。具体的には、暫定的に期間を定め、その期間内には一定の範囲内での開発行為については当該官庁が管理することを法令で定めることが考えられる。

3.1.2 河川の水質

(1) 有機物による汚染

キャンプサイト等の人が居住する施設の厨房、トイレ等からの排水については、適切な浄化槽により処理する必要がある。浄化槽についてはその性能と共に、設置場所についても検討が必要である。また、これら施設からの廃棄物については、雨や動物の侵入を防ぐための閉鎖した保管場所を設け、適切に処理することが求められる。

(2) オイル等による汚染

機械類のサービスヤードについては、水系から十分な距離と高さがある土地を選定する必要がある。また機械のオイル交換は必ずサービスヤードで行う等、具体的な事項を述べた機械の維持管理マニュアルを作成しそれを周知する必要がある。

3.2 生物環境

3.2.1 植物相

建設期間中には違法伐採防止に努める必要がある。そのために Divisional Secretary's Division から任命された係官が現場で管理にあたることが考えられ、また違反者に対しては違法伐採に関する法令に基づく処罰を適用することが必要である。

建設後は、影響を受けた区域については緑化する。仮設備のあった土地や空き地等を、その土地の樹種を用いて緑化する。

3.2.2 動物相

プロジェクトによる影響を受けると考えられるのは主に魚類であり、絶滅の恐れのある種・固有種の絶滅は考えにくいだが、生態系の変化があることは否めず、その影響を減じるためには河川維持流量の確保が重要となる。河川維持流量の決定には、水系の生態系、その季節による変化など多くの要素から判断する必要があり、その具体的な数値決定には詳細な検討が必要であるため、これについては今後の検討事項とする。河川維持流量を流す

ために、ダムにバルブを設置する設計となっている。

3.3 社会環境

3.3.1 移住

移住計画は以下の原則に基づき策定された。

- 影響を受ける住民及び従業員（事業所の場合）の収入と生活が、少なくとも以前のレベルを維持、またはそれより向上することを保証する。
- 影響を受ける住民の住居の状態は、少なくとも以前のレベルを維持、またはそれより向上することを保証する。対象が事業所の場合には、その生産、作業環境について同様である。

移住対象世帯は、代替地において代替の住居の取得という補償に同意している。代替地として最も有望と考えられるのは、Broadlands 茶工場に隣接し国道と河川の間に位置する土地である。

3.3.2 観光

(1) 「戦場に架ける橋」の撮影地点

新しい橋が撮影地点とほぼ同じ場所に建設される。したがって建設中には、橋の名残の岩等を完全に保全するように注意を払う必要がある。橋の建設後には、この観光資源の広報に力を入れることで観光客を増加させることも期待できる。

(2) ラフティング

ラフティング運営会社には、セイロン観光局に正式に登録された企業であることを確認の上、当該の法令に基づいて補償金を支払う必要がある。ホテル等ラフティングにある程度依存していた企業についても一定の条件を満たしていれば補償の対象となる可能性がある。補償に関する交渉は、当該企業と CEB との間で個別に実施される。

(3) 水浴

最も人気のある水浴場所、キトゥルガラ・レストハウスの近隣の河川については、これが従来通りに使用されるように務める。したがってもし運用段階で何らかの負の影響が認められた場合には、その影響を最小にするよう Broadlands 発電所の運転方式を変えることとする。

4. モニタリング計画

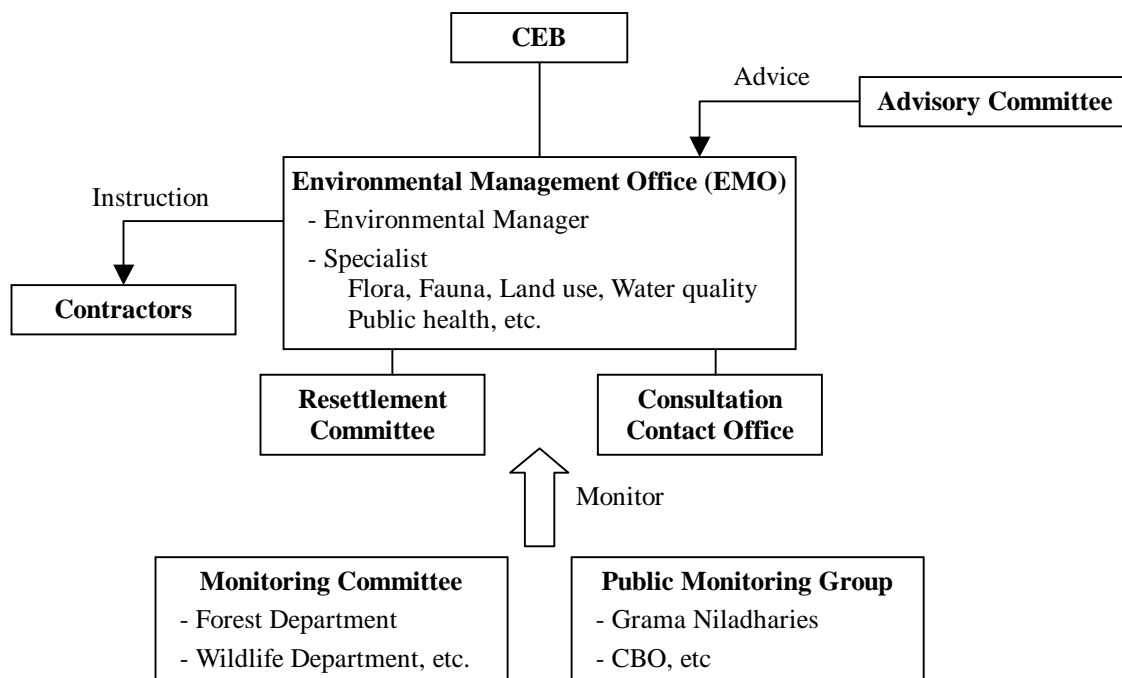
4.1 モニタリングの組織

プロジェクトの実施主体である CEB は環境管理オフィス (EMO) を設立し、この EMO が計画された緩和策とモニタリングの実施についての最終責任を担う。工事を請け負う契約業者に対しても緩和策の実行について指示をする。EMO の最高責任者として環境マネージャーを任命し、そのほかに EMO スタッフとして植物、動物、水質、公衆衛生等の重要な部門をカバーする専門家を配属する (下図参照)。

移住については、独立した移住委員会を設け、その委員会が移住計画に基づき移住を実施する。この活動についても EMO がモニタリングを行う。また住民のための相談窓口として連絡事務所を設け、プロジェクトに関連する相談や苦情を受け付ける。

以上は CEB の自己モニタリングであるので、これらを監視する第三者機関として、モニタリング委員会とパブリック・モニタリング・グループを設置する。前者は、本プロジェクトの PAA である CEA が任命する関連省庁・地方政府の職員等のメンバーから成る。後者は、地元に着目し住民の視線からモニタリングを行うことを意図したもので、Grama Niradari、地域活動グループのメンバー、僧侶、校長、地方政府職員などから成る。

そのほか、独立した立場から EMO に助言を与える機関としてアドバイザリー委員会を設置し、自然環境、社会環境の専門家を配する。



モニタリング組織図

4.2 モニタリングの方法

モニタリングは、3つの期間、すなわち 1) 建設前、2) 建設期間、3) 運用期間に分けて考える必要がある。また以下の3種類のモニタリングがある。

- ベースライン・モニタリング

建設開始にあたって、今後のプロジェクトによる影響を明確に把握するために環境の現状を把握しておく必要がある。特に影響が予想される項目については、できるだけ定量的なパラメータを用いて現状を把握する。

- 影響モニタリング

工事開始後に、プロジェクトによる影響を把握するためのもので、影響をベースライン・モニタリングの値との比較により明らかにする。

- コンプライアンス・モニタリング

把握した環境影響が、環境モニタリング計画、国の基準、環境規制等に照らして問題のない範囲であるかをチェックする。

具体的なモニタリングについては、個々の項目毎に方法、指標、期間、頻度、作成する報告書等を記載したモニタリングリストを作成し、それに沿ってモニタリングを行うこととする。

EMO は定められた項目を網羅する定期的な（毎四半期、毎年など）報告書を作成する。特に重要な課題については、必要に応じてこれらのほかにも報告書を作成する。作成された報告書は、CEB のプロジェクト・オフィスが関連する海外・国内機関に配布する。

5. 結論と勧告

調査の結果、本発電計画は、プロジェクトを実施することによる自然及び社会環境への重大な影響はないものと予想された。本発電計画は、プロジェクトエリアが限られた比較的小規模な開発プロジェクトであり移転対象家屋も 16 戸と少ないことも、重大な影響がないことに寄与しているが、いくつかの項目については適切な環境緩和策を実施することが前提となる。したがって、工事中及び運転開始後を通じて、移転住民に対する適切な補償、各種の環境影響緩和策、適切な監視と管理を実施する必要がある。

16. Broadlands プロジェクトの 経済・財務評価

16. Broadlands プロジェクトの経済・財務評価

16.1 はじめに

一般に、プロジェクトは、技術的、経済的および財務的な側面から評価される。技術的側面では、建設・維持管理の点からプロジェクトの技術的可能性が評価される。経済的側面では、プロジェクトはその経済的費用と便益の比較によって、国家経済の観点から評価される。言い換えれば、経済評価とは、国家経済において提案プロジェクトの経済的効果の大きさを評価することである。財務的側面では、電力供給プロジェクトを推進する事業者の財務的視点から見て、実行可能かどうかを財務分析を通じて判断することにある。財務分析は、事業者の費用および収益に注目し、財務評価指標およびキャッシュフロー計算書の返済可能指標を通じて判断される。

16.2 経済評価

16.2.1 経済評価の方法

経済評価は、世界銀行やアジア開発銀行などの国際的機関が係わる開発計画の評価において適用されている一般的な方法論に従って行なわれる。経済評価では、評価指標の定量化が2段階の作業を経て行われる。まず初めは、プロジェクトの実施に伴って発生する費用と便益が貨幣単位の量として定量化される。その後、それらの相互比較を通じて評価指標が作成される。指標は、経済的内部収益率(EIRR)を主指標とし、更に正味現在価値(NPV)および便益・費用比(B/C)が補足の指標として算定される。

この水力電力開発調査での評価手法としては、一般的に採用されている代替火力法、即ち等価能力の火力発電所との比較に基づいて経済評価を実施する。この方法は費用効果分析である。経済分析においては、提案される水力電力プロジェクトが実施されない場合は、その代替として火力発電所が建設されるものとする。その火力発電所に起因する設備投資及び運転に関わる費用が水力発電プロジェクトを実施することによって節約できるので、これらの節減コストを当該水力発電所の便益とし、コストと比較することによって評価することになる。

一般的に市場価格は、税や補助金のような移転項目の費用によって歪められている。これらの移転項目費用は、社会を代表する政府へ移されるだけなので、それらはコストとはならない。したがって、市場価値で算出されたコストと便益からこれらを除去しなければならない。この調査では、内貨分として見積もられたすべてのプロジェクト費用は変換係数(0.90)を適用して経済費用へと変換することとする。

16.2.2 経済便益

(1) 経済便益の認定

当該水力電力プロジェクトが建設されない場合、電力需要の増加に対応するため代替火力発電所が建設されることになる。この火力発電所が「代替火力発電所」として定義される。

Broadlands 水力発電プロジェクトは、35MW の最大設備出力で 25MW の保証出力および 127GWh の一次エネルギーの発電能力を備えた、ピーク対応発電所としての役割を果たすことを目的としている。この水力発電所によって、送電網の中での今後予定されているいくつかのピーク対応の火力発電所の建設を回避することができる。CEB によって 2003 年 4 月に作成された最新の「Long Term Generation Expansion Plan 2003-2017」(以下、「LTGEP」という。)によれば、2017 年までに IPP によるものを含む幾つかのガスタービン発電所(合計出力 525MW)が、ピーク対応発電所として予定されている。上記の観点から、これらのガスタービン方式発電所を代替火力発電所として選定することができる。

水力電力プロジェクトの経済便益は、この代替ガスタービン・プラントの建設費および燃料費を含む維持管理費に由来することになる。代替火力発電所の建設費は設備投資の節約に当たり、またガスタービン・プラントの燃料費は鉱物資源の節約に当たる。国家経済でのこれらの節約分は、当該水力発電プロジェクトの経済便益であると確認される。この調査での経済便益は、代替火力発電施設および発電電力量の節約量という形式で定量化できる。

(2) 経済便益の推計

経済便益は、代替ガスタービン・プラントに関わる 2 つの値からなり、一方は電力価値ないしは「kW 価値」であり、他方は電力量価値ないしは「kWh 価値」である。kW 価値は、建設費の節約分とガスタービン・プラントの維持管理費の内の固定費分である。また、kWh 価値は、ガスタービン・プラントの燃料費および維持管理費の内の変動費分の節約分である。

水力発電とガスタービン発電との双方の電力システムの運転方法の違いとエネルギーロスとの違いがあるため、代替ガスタービン・プラントの kW と kWh の値は調整係数を適用して調節される。これらの調整係数は、kW 価値が 1.1379、kWh 価値が 0.9845 と計算された。計算の詳細は表 16.1 の中に示されている。

Broadlands 水力発電プロジェクトは、25MW の保証出力を持ち、年間 127GWh の一次エネルギーが発電されるように計画されている。代替ガスタービン・プラントの発電能力は、kW 価値調整係数により 40MW の特性を持つ発電所として設定される。LTGEP によれば、このサイズのガスタービン・プラントは以下の特性を有する。

建設コスト : US\$564.3/kW

維持管理費の固定費分：	US\$6.04/kW/年
維持管理費の変動費分：	US¢0.403/kWh
耐用年数：	20年

ガスタービン・プラントの燃料はディーゼル油で、その発熱量は 10,550kcal/kg である。燃料単価は US\$0.0685/kWh で、それはコロンボ港における CIF 価格に港湾サイトにおける取扱手数料と国内輸送費とを加えた 1 バレル当たり US\$31.60 のディーゼル油に基づいて計算された経済価格である。また、ガスタービン・プラントの熱効率は 28.1% である。

その結果、表 16.1 の中で示されるように、kW 価値は US\$82.29/kW、kWh 価値は US\$71.43/MWh と算定された。当該プロジェクトの経済便益は、代替火力発電所の発電能力と kW 価値との積、および発電電力量と kWh 価値との積の合計値として算定される。年間便益は、電力価値便益が 206 万 US ドル、および電力量価値便益が 906 万 US ドルと見積もられた。

16.2.3 経済費用

プロジェクト費用は「第 12 章 Broadlands プロジェクトの開発計画」の中で積算されており、外貨部分および内貨部分で構成されている。積算工事費は間接税などを除く純財務コストで積算されているので、経済費用に変換される必要がある。その結果、水力発電プロジェクトの経済費用は 8,722 万 US ドルと算定された。それぞれのコストの詳細は、下表の中に建設期間に亘る年度別投資額と共に表示されている。

純建設費と経済費用

(単位: 1,000US ドル)

項目	純建設費*1			経済費用		
	合計	外貨部分	内貨部分	合計	外貨部分	内貨部分*2
1. 合計金額	89,340	68,190	21,150	87,225	68,190	19,035
2. 年支出額						
1年目	9,396	2,837	6,560	8,740	2,837	5,904
2年目	23,202	18,451	4,751	22,727	18,451	4,276
3年目	30,916	25,031	5,885	30,328	25,031	5,297
4年目	25,826	21,871	3,954	25,430	21,871	3,559

注: *1 純費用での積算

*2 内貨部分は 0.9 の変換係数を適用して経済費用に変換。

送電線についても上述と同じ方法で経済費用に変換され、その経済費用は 27 万 US ドルと算定された。表 16.2 の中に示されているように、そのコストは建設スケジュールに従って支出される。

当該プロジェクトのプロジェクト・ライフは、土木工事の耐用年数に基づいて 50 年として設定された。従って評価期間は、この耐用年数に対応して、プロジェクト建設の完成後

の 50 年として設定する。他方、電気機械・水力機械の耐用年数は 35 年である。従って、これらの機械類はプロジェクト・ライフの間に更新されなければならない。また、送電線の耐用年数は 30 年である。したがって、支払スケジュールには、35 年ごとに機械類の更新費用が、また 30 年毎に送電線の更新費用が支出されることになる。これらの更新費用は、経済費用への換算値として以下のように算定された。建設工事完了の 35 年後に機械類の更新費用として 2,469 万 US ドル、および 30 年後に送電線の更新費用として 27 万 US ドルが投入される。

評価期間の終了後には、それらの施設は更新の後に耐用年数が残っているので、更新された機械類および送電線はまだ機能を有し、残存価値が存在する。経済評価では、これらの残存価格は評価期間の終わりにマイナスの建設費として計上する。

維持管理費は、当該プロジェクトの供用開始後経済評価期間中には毎年必要となる。維持管理費は、直接工事費の 1 %として設定され、それはプロジェクトの供用開始直後からスタートする。経済費用で 88 万 US ドルと算定された。

16.2.4 経済評価の結果

プロジェクトの経済評価指標は、前述の経済費用および便益を適用して計算される。結果は、表 16.2 に費用および便益の流れと共に示されている。評価指標は、EIRR が 10.3 %、NPV が 180 万 US ドルおよび B/C が 1.02 であった。後の 2 つの指標は割引率 10 %で割引かれた値である。従って、EIRR が資本の機会費用 10 %を超えているので、当該プロジェクトは経済的観点から見て実行可能といえる。

16.2.5 経済評価の感度分析

費用と便益は、それぞれのエキスパートによって慎重に算定されたものである。それにもかかわらず、積算値にはある不確実性がまだ存在している。長い履行期間および将来の経済成長が期待される場合は、プロジェクトの実行可能性についての高いリスクがあるといえる。さらに、不安定な国家経済の反映として、建設材料や商品の価格については常に不安定性が伴う。従って、こうした状況を考慮して、プロジェクト実現可能性に影響が大きい以下の要因について感度分析を実施する。

(1) 水力発電建設費の感度分析

当該プロジェクト水力発電所の建設費について、それが 80 %から 120 %の間で変動した場合の評価指標を算出した。EIRR の計算結果は、図 16.1 の中に示されている。指標は、EIRR が 8.4 %から 12.8 %まで、NPV がマイナス 1,292 万 US ドルから 1,652 万 US ドルまで、および B/C が 0.9 ~ 1.3 までとなっている。建設費がベース・ケースから 10 %上昇した場合は、EIRR が 9.3 %、NPV がマイナス 556 万 US ドル、および B/C が 0.93 となっており、水力発電建設費がベース・ケースより 10 %上昇した場合、

当該プロジェクトは経済的観点からは実行は不可能となる。つまり、プロジェクトはコストに対してきわめてセンシティブであるということである。

参考までに、当該プロジェクトの水力発電所の建設費が2.4%上昇した場合をみると、結果として出てくるEIRRは10.0%、NPVはゼロ(すなわち、現在価値における費用と便益の額が同額)で、B/Cが1.00となる。つまり、プロジェクトは建設費については2.4%上昇の余裕しか持っていないということである。

(2) ガスタービン燃料価格の感度分析

ガスタービンの燃料価格について、それがUS\$22/bblからUS\$32/bblまでの間で変動した場合の評価指標を算出した。ベース・ケースでは、2003年時点での単価としてUS\$31.60/bblが設定されている。EIRRの計算結果は、図16.2に示されている。指標は、EIRRが7.7%から10.4%まで、NPVがマイナスUS\$1,583万からプラス253万USドルまで、およびB/Cが0.78~1.03までとなっている。

世界銀行報告書によれば、原油価格は下表に示されているように、今後数年間にわたってUS\$27/bbl~US\$31.6/bblの間で変動すると予測されている。同表によれば最悪のケースは燃料価格がバーレル当り27ドルまで下落する場合であるが、図に示すとおり、この場合はEIRRは10.00%を割ってしまう。

試算をしてみたところ、燃料価格がバーレル当り30.62ドルまでさがった段階でEIRRが10.00%となり、NPVがゼロ、B/Cが1.00となる。つまり、当該プロジェクトは、燃料価格が元のケースから1ドルだけ下落した場合なら(換言すれば、3.1%の下落なら)何とか経済性を維持し得る、ということである。

計画された燃料価格

項目	単位	2003	2005	2010	2015
1. 国際市場価格*1					
原油	US\$/bbl	21.00	18.00	19.00	21.00
2. 国内市場価格(経済価格)*2					
原油	US\$/bbl	23.50	19.80	21.00	23.50
ディーゼル油	US\$/bbl	31.60	27.00	28.50	31.60

注: *1 「Global Commodity Price Prospects、2002年2月、世界銀行」で、名目ベースでの予測。

*2 コロンボ港のCIF価格に取扱手数料と国内輸送費を加えた経済価格

(3) ガスタービン施設建設費の感度分析

代替火力発電所となるガスタービン発電所の建設費について、それが80%から120%の間で変動した場合の評価指標を算出した。EIRRの計算結果は、図16.3の中に示されている。指標は、EIRRが9.9%から10.6%まで、NPVがマイナス76万USドルから436万USドルまで、およびB/Cが0.99~1.06までとなっている。従って、代替火力発電プラントの建設費が90%まで低廉で済んだとしても、EIRRが10.00%を上回っているため経済的には問題ないが、当該建設費がベース・ケースから80%に減

少したもっとも悲観的な場合には、EIRR が 10 %を若干下回ってしまう。

もっと詳細に検証するため試算を行なったが、それによると、代替火力発電プラントの建設費が 14 %まで低廉で済んだ場合でも、EIRR は 10.00 %を維持しており、NPV がゼロ、B/C が 1.00 となって、経済的に実施可能であることがわかった。

(4) 水力発電による売電量の感度分析

水力発電による売電量について、それが 94 %から 102 %の間で変動した場合の評価指標を算出した。EIRR の計算結果は、図 16.4 の中に示されている。指標は、EIRR が 9.7 %から 10.4 %まで、NPV がマイナス 189 万 US ドルから 303 万 US ドルまで、および B/C が 0.97 ~ 1.04 までとなっている。図に見るとおり、売電量がベース・ケースから 2 %減少した場合、EIRR が 10.1 %、NPV が 57 万 US ドル、および B/C が 1.01 となっている。従って、水力発電による売電量がベース・ケースから 2 %減少したとしても、EIRR が依然 10 %以上を維持しているため、この場合までなら当該プロジェクトは経済的観点からは実行可能といえる。

試算によれば実際には売電量が 2.93 %まで落ちてても EIRR: 10.00 %、NPV: ゼロ、B/C: 1.00 となって、経済的には実施可能ということになる。

前述の要因について、上記範囲内でより悪い方向に振れた場合であっても、当該プロジェクトは経済的観点から実行可能と言える。LTGEP によれば、2017 年までにいくつかのガスタービン発電所（合計出力 525MW）がピーク対応発電所として計画されている。こうした状況下あれば、ここで提案された Broadlands 水力発電プロジェクトは、これらのガスタービン発電所の代替として、経済的視点から実行可能なプロジェクトといえる。

16.3 財務評価

16.3.1 財務評価の方法

財務評価は、当該プロジェクトの財務的実行可能性を検証することを目的としている。プロジェクトは、投下した全資金が回収できることばかりでなく、そこから生まれる利潤も期待されている。プロジェクトへの投入資金は実勢市場価格によって見積もられ、「財務費用」と呼ばれる。プロジェクトからの成果は「財務便益」と呼ばれ、同じく市場価格によって算出される。

財務費用は、直接建設費、管理運営費、設計監理費および偶発リスク費用からなっている。これらのコストは、関税および付加価値税（VAT）のような主な税金を含むが、相対的な比較を行うことを目的とするので価格上昇は除外する。財務便益は電気の売上収益として算定される。売上収益には VAT が含まれるが、これは直ちに政府に納められるので、実質収益は VAT を除いた金額が実収益となる。

経済評価で行ったように、費用効果分析がこの財務評価でも行われる。耐用年数の全体に

わたる財務費用および財務便益のそれぞれが、現在価値に換算されて比較される。財務費用の現在価値が財務便益の現在価値と一致する（則ち、 $B/C = 1.0$ ）割引率が、「財務的内部収益率」（FIRR）として算定される。財務的実行可能性の判断については、FIRR と共に正味現在価値（NPV）と便益・費用比（ B/C ）が用いられる。

16.3.2 財務便益

当該プロジェクトの成果は、電力事業者の収入源である電気料金として回収される。この収入が当該プロジェクトからの財務便益となる。収入は、電力の売上量と平均単価の積として計算される。

平均電力単価は 7.25 ルピー/kWh と設定する。この価格は CEB によって作成された「Statistical Digest 2002」から引用されたもので、2002 年の CEB の電気販売実績に由来している。この単価には VAT は含まれていない。従って、見掛け上の平均電力単価は VAT として 10 %を含む 7.98 ルピー/kWh であり、96.00 ルピー/US\$の為替レートを適用すると US\$8.31/kWh となる。

当該水力発電事業の保証出力は、プラントサイトで 127GWh/年と期待されている。2002 年の CEB の記録によれば、システムロス（発電所内使用以外）は 19.2 %と見積もられている。従って総売上量は 102GWh/年と見積もられる。その結果、売上収益は 853 万 US ドル/年と算定される。

16.3.3 財務費用

財務評価では、プロジェクトコストは税金を含む実勢市場価格で算定される。純建設費は 16.2.3 節に既に示されている。これは間接税などを除く純財務コストで積算されているので、財務費用としては純建設費の上に税金を加算する必要がある。

プロジェクトコストに課される税金は、実勢を勘案して以下のように設定した。

- 外貨分については関税（付加料金（関税の 20 %）を含む）として 15 %、および VAT として 12.5 %が課税
- 内貨分については VAT として 12.5 %が課税

また、財務便益に関わる税金は VAT として 10 %が課される。下表の中に示されているように、純建設費は 8,935 万 US ドルと見積もられているのに対して、財務費用は 1 億 1,200 万 US ドルと算定された。その結果として、純建設費に対して、財務建設費は上記税金によって約 25 %の増加となった。

純建設費と財務費用

(単位:1,000US ドル)

項目	純建設コスト* ¹			財務費用		
	合計	外貨部分	内貨部分	合計	外貨部分	内貨部分* ²
1. 合計費用	89,346	68,190	21,150	112,015	88,221	23,794
2. 年間支出額						
1年目	9,396	2,834	6,560	11,050	3,670	7,380
2年目	23,202	18,451	4,751	29,216	23,871	5,345
3年目	30,916	25,031	5,885	39,005	32,383	6,621
4年目	25,826	21,871	3,954	32,745	28,296	4,449

注: *1 純建設費としての見積額

送電線についても、上述した方法で財務費用が積算され、35万USドルと算定された。表16.3に示されているように、そのコストは建設工程に従って支出される。

経済評価で述べられたように、それぞれの耐用年数に従って更新費用を投入しなければならない。それぞれの更新費用としては、建設完了工事後、35年目に機械類用の据替費として3,188万USドル、また30年目に送電線の据替費として35万USドルが計上される。評価期間の終了後には、更新された機械類および送電線路の残存価値をマイナス価値として計上する。維持管理費は直接建設費の1%で、年額104万USドルが計上される。

16.3.4 財務評価の結果

評価期間中の財務費用および便益は、表16.3に毎年の流れとして示されている。同表には評価指標が示されている。指標は、FIRRが4.9%、10%で割引かれたNPVおよびB/Cがそれぞれマイナス4,209万USドルおよび0.55となった。従って、当該プロジェクトは、10%のリターンを期待する場合には財務視点から見て、実現可能であるとは言えない。

しかし、FIRRが4.9%であるということは、当該プロジェクトがもっとも効率的に運営されれば年4.9%の投資の限界効率を持っていることを示している。更に言えば、最も効率的な状態で運営されれば、プロジェクトのリターンとして4.9%が期待できる言うことである。もし4.9%未満の利率の財源がプロジェクトの実行のために提供されれば、プロジェクトは財務的観点視点から見て実行可能であることを示している。ただし、実際の運営管理下では、実行のために種々の経営要因が絡んでくるので一概にはそうとは言えないのは勿論であるが。とにかく、FIRRは一般に、当該プロジェクトの経営について実現可能性を示唆する利率を示しているといえる。

16.3.5 財務的側面の感度分析

経済分析で行われた方法で、プロジェクト実現可能性の要因として水力発電建設費、電気料金および発電量の財務的側面について感度分析を行なう。

(1) 水力発電建設費の感度分析

当該水力発電所の建設費について、それが 80 %から 110 %の間で変動した場合の評価指標を算出した。FIRR の計算結果は、図 16.5 の中に示されている。指標は、FIRR が 4.2 %から 6.6 %まで、NPV がマイナス 5,153 万 US ドルからマイナス 2,319 万 US ドルまで、および B/C が 0.50~0.69 までとなっている。従って、ベース・ケースより水力発電建設費が 10 %高くなった場合に当該プロジェクトを実行可能にするためには、プロジェクトへの財源の利率は、同図に見るとおり 4.2 %未満でなければならないことになる。

(2) 電気料金の感度分析

電気料金について、それがベース・ケースの料金より 10 %高いケースから 20 %低いケースの間で変動した場合の評価指標を算出した。ベース・ケースは VAT を含む料金で、US\$8.31/kWh となっている。FIRR の計算結果は、図 16.6 の中に示されている。指標は、EIRR が 5.6 %から 3.3 %まで、NPV がマイナス 3,685 万 US ドルからマイナス 5,256 万 US ドルまで、および B/C が 0.61~0.44 までとなっている。従って、ベース・ケースより 20 %の低い電気料金率であってもプロジェクトを実行可能にするためには、財源の利率は、3.3 %未満でなければならないことになる。

(3) 水力発電による売電量の感度分析

水力発電による売電量について、それがベース・ケースの 94 %から 102 %までの間で 2 %刻みで変動した場合の評価指標を算出した。FIRR の計算結果は、図 16.7 の中に示されている。指標は、FIRR が 4.4 %から 5.0 %まで、NPV がマイナス 4,523 万 US ドルからマイナス 4,104 万 US ドルまで、および B/C が 0.52~0.57 までとなっている。従って、ベース・ケースより 6 %あて売電量が減った場合に当該プロジェクトを実行可能にするためには、財源の利率は、4.4 %未満でなければならないことになる。

前のセクションで議論したように、FIRR は投資の限界効率といわれる。このレート以下の財源がプロジェクトの実施のために調達されれば、プロジェクトは財務的視点から、つまり正味現在価値が 0 となりバランスするという観点から、実行可能といえることができる。しかしながら現実の市場での経営のためには、実際の維持管理上で種々の財務的な配慮を必要とすることにはなるが。とにかく、この FIRR は財源の調達という点で実現可能性の一定のレベル示している。上記の感度分析によって、当該プロジェクトのために財源の適正利率を探ることができるであろう。

16.4 プロジェクト・ファイナンスの分析

16.4.1 分析の方法

プロジェクト収益性の一般的検討方法は、損益計算表 (PL 表) に基づいた指標を用いてい

る。その典型的な指標は、a) 自己資本利益率 (ROE) および b) 投下資本利益率 (ROI) である。更に、プロジェクト・ファイナンスでは、資本投入量への支払い能力はキャッシュフローによって精査される。支払い能力確認のための最もポピュラーな方法は、元利返済カバレッジ・レシオ (DSCR) である。それは、年度中における元利支払い前のキャッシュフローと、年度中の元利支払い予定額の比率として表示される。それによって、キャッシュフローが、債務返済能力に見合う能力を有しているかどうかを確認することができる。

ROE_t は、ある年の投下資本に対する平均資本利益率、つまり投資資本の利回りのインデックスとなっている。投資者がプロジェクトへの投資を決定する基本的な水準である。更に、税引き後の純利益を出資者への配当に回すこととすれば、平均 ROE の逆数が資本金の回収年数を示すことになる。一般に民間資本市場では、投資者は 5 年以内に投資を回収できることを期している。この判断が ROE に適用されれば、それは 20 % が期待されていることを意味する。不動産や社会基盤施設のような特別な施設への投資では、投資者としては出資金の回収期間として 10 年を可能な期間とすることもある。この場合、ROE は 10 % になる。従って、ROE が 10 % と 20 % の間の範囲であると想定することができる。ROE は次の算定式を適用して計算することができる。

$$ROE_t = \frac{R_t}{E}$$

$$\text{平均 } ROE = \frac{\sum_t R_t}{E}$$

ここで、 ROE_t : ある年の自己資本利益率、
 平均 ROE : 分析期間にわたる自己資本利益率、
 R : 正味キャッシュフロー、
 E : 投資された自己資本 (株式) の額、
 t : 期間 (その合計は工事期間を含むローン返済期間)。

ROI は、すべての投入資金の平均収益、つまりプロジェクトの利回りを表している。従って、ROI では利払い額が ROE に加えられる。それは、プロジェクトの収益性と共に利払いのための安全性の程度を示していることになる。その上、ROI は、借入金を含む全体の投資総額の投資回収期間を表すことになる。一般に出資者は、出資金および ROE で精査される借入金の両方を回収することができるかを検討するものである。ROI も同様に 10 % と 20 % の間の範囲であると期待される。ROI は次の算定式を適用して計算することができる。

$$ROI = \frac{\sum_t (R_t + I_t) / t_0}{E + \sum_t O_t / t_0}$$

ここで、 ROI 全期間にわたる投下資本利益率、
 R : 正味キャッシュフロー、

-
- I : ローンを支払利率、
 E : 投資された自己資本（株式）の額、
 O : 借入金の残額、
 t, t_0 : ある時点および工事期間を含むローン返済期間。

ローンの全期間に関する DSCR (LLCR すなわちローンライフ元利返済カバレッジ・レシオ) は、ローンの元利支払い前のキャッシュフローの現在価値が借入金元本金額の何倍であるかをテストする指標である。それは、プロジェクト・キャッシュフローの返済能力をテストする指標となっている。それはまた担保の掛目を意味している。言い換えれば、「LLCR = 1.0」であるということは、プロジェクトのキャッシュフローがローンの合計金額に相当することを示している。従って、LLCR が 1.0 未満である場合、プロジェクトはその投資金額をカバーするのが難しいことになるかもしれないということである。プロジェクト・ファイナンスにおいて、ローンに対して安全な支払い能力を有するためには、LLCR は 1.4 ~ 1.7 が目安となっていると、一般財テクでは言われている。LLCR は次の算定式を適用して計算することができる。

$$LLCR = \frac{\sum P_t / (1+r)^t}{L}$$

- ここで、 $LLCR$: ローンライフ元利返済カバレッジ・レシオ、
 P : 元利支払い前の正味キャッシュフロー、
 L : ローンの元金、
 r : 割引率（つまりこの調査でのローンの平均金利）、
 t : 工事期間を含むローンライフの期間。

長い履行期間の場合では、プロジェクトはローンライフの各年において返済能力について高いリスクが存在する。DSCR はキャッシュフローがローンの返済能力を超える恐れのある年を把握するために利用される。各年のキャッシュフローの返済能力は、下記の算定式を適用して DSCR を求め、確認されることになる。

$$DSCR_t = \frac{P_t}{D_t}$$

- ここで、 $DSCR_t$: ある年の元利返済カバレッジ・レシオ、
 P_t : 同じ年の元利返済前の正味キャッシュフロー、
 D_t : 同じ年の元利金。

分析では、それぞれのケーススタディで次の仮定条件を設定した。

- 1) キャッシュフロー分析において、融資対象のプロジェクトの評価期間は更新のために新投資を要する前年までの 32 年間とした。
- 2) コストに対して課される税金は、関税が平均 15 % (付加料金 (関税の 20 %) を含む) および VAT が平均 12.5 % とする。利益に対して課される所得税は 35 % と

なっている。所得税は、プロジェクト事業体が直近の過去5年間に累積赤字を抱えている場合は、この赤字を引いた純利益に課されることになる。VATは売上収入に対して10%であるが、それは即政府に納められるものなので、分析目的のための純収入としては、VATを差し引いて計上することとする。

- 3) 工事期間中の利息は繰延資産として資産化され、供用開始後に5年間でそれを償却する。

16.4.2 ODA ファイナンス

電力セクター改革は、1997年以來着実に進められてきている。しかしながら、第6章で述べられているように、改革準備の遅れにより、改革案は2003年10月時点でなお完了していない。従って、ここでのプロジェクト・ファイナンス分析は、これまでのプロジェクトがCEBの下で実行されてきた手法と同じ方法で実施することとする。

2002年度末に、CEBの固定資産(プラント、送電線網、変電所設備等)の純帳簿価額は2250億ルピー(約24億USドル)であった。当該プロジェクトの総費用は約8,934万USドルと見積もられているが、これはCEBの固定資産の簿価の4%未満に過ぎない。従って、CEBはこの種のプロジェクトを履行するのに十分な能力を持っていると考えられる。本調査では、ODAプロジェクトで一般的に行われているように、当該プロジェクトがCEBの下でのシングルプロジェクトとして、プロジェクトの収益性と支払い能力について分析することとする。

プロジェクト用資金については、CEBが関係国に働きかけ、主として政府開発援助(ODA)から財源を調達することとする。これまでに援助国によって貸与された資金は、表16.4にリストアップされている。この表を勘案して、プロジェクトのためのローンの融資条件は、ODAファイナンスとして以下のように設定する。

a) 融資条件

外国融資資金: 全事業費の75%、
利率は年1.5%、
30年間の返済期間(10年の据置期間を含む)。

国内融資資金: 全事業費の25%、
利率は年13%、
20年間の返済期間(4年の据置期間を含む)。

b) 他の仮定条件

他の仮定条件としては、セクション16.3の財務分析と同じとする。

(1) プロジェクト収益性および返済能力

このケースのキャッシュフローは表16.5の通りである。表に示されているように、ローンライフ間のDSCRは、2016年の1.247と、2017年の0.717との間で変動していることを示している。前者は、ODAの元金返が始まる2017年の直前の年に当たる。

後者は、まさに ODA の元本返済が始まる年である。

表の中で示されるように、LLCR は 0.946 である。これは、1.4～1.7 の標準幅よりはるかに低い。そして、この値では前述の通り、プロジェクトのキャッシュフローで投資元本を回収することが困難なことを意味している。つまり、キャッシュフローが最低限の返済能力をも保持していないことを示している。一般的な民間金融手法では、LLCR が健全なキャッシュフローを維持するためには前述の範囲内にあるべきと言われている。この視点からいえば、プロジェクトのキャッシュフローは、以下の感度分析を考慮に入れた上で、改善されるべきことが勧められる。

(2) 感度分析

財務評価で行われた方法と同じように、ここでの感度分析についても水力発電建設費、電気料金、外国融資の利率、国内融資の利率および発電電力量の側面からの分析を行なうこととする。

1) 水力発電建設費の感度分析

当該プロジェクト水力発電所の建設費について、それが 80 %から 120 %の間で 10 刻みで変動した場合の LLDR を算出した。LLCR の計算結果は、図 16.8 の中に示されている。LLCR は、0.801～1.148 の変動を示している。従って、もし建設費がベース・ケースの 80 %に減額すれば、LLCR は 1.148 へと、則ちベース・ケースより 21 %改善されることになる。しかしながら、LLCR は期待された値よりはまだ小さい。

2) 電気料金の感度分析

電気料金について、それがベースケース (US\$7.55/kWh、VAT 含まず) の-20 %から+10 %の間で 5 %刻みで変動した場合の LLDR を算出した。LLCR の計算結果は、図 16.9 の中に示されている。LLCR は、0.707～1.065 の変動を示している。もし電気料金がベース・ケースを 10 %上回る場合、LLCR は 1.065 へと、則ちベース・ケースより 13 %改善されることになる。

3) 外国融資の利率の感度分析

外国融資の利率については、利率が 0 %から 10 %間の範囲で、2 %毎にその結果を算出した。LLCR の計算結果は、図 16.10 の中に示されている。LLCR は、0.979～0.677 の変動を示している。もし利率が 0 %まで下げられれば、LLCR は 0.979 まで上昇することを示している。

4) 国内融資の利率の感度分析

国内融資の利率については、利率が 8 %から 18 %間の範囲で、2 %毎にその結果を算出した。LLCR の計算結果は、図 16.11 の中に示されている。LLCR は、1.008～0.887 の変動を示している。もし利率が 8 %まで下げられれば、LLCR は 1.008 まで上昇することを示している。

5) 送電端出力(売電可能電力量)の感度分析

送電端出力(売電可能電力量)について、それが92%から102%の間で、2%毎に変動した場合のLLDRを算出した。LLCRの計算結果は、図16.12の中に示されている。LLCRは、0.851~0.970の変動を示している。もし送電端出力がベース・ケースから92%に減ると、LLCRは0.851にまで下がってしまう。

以上の分析からわかるように、単一のコンポーネントの改善だけでは、期待されたLLCRに到達しない。つまり期待されたLLCRを達成するためには、いくつかのコンポーネントを組み合わせることが不可欠である。例えば、次の複合対策が、1.40のLLCRを達成することがわかった。すなわち、水力発電建設費の15%の削減、電気料金の14%の値上げ、および国内金融資金の利率を10%へとひきさげる、という組合わせである。これらの適切な対策を組み合わせた複合対策を立案するためには、関係機関や利害関係者の間で一層の議論が必要となるであろう。

16.4.3 民間主導のインフラ整備

2002年時点で、民間主導の5つの独立発電事業者(IPP)がBOO(建設、運営、所有)方式で営業している。彼らは、合計設備出力187MWのディーゼル発電機で発電事業を行っている。更に、合計出力663MWの3つのIPPが近々の内に設立されることになっている。それとは別に、合計12.25MWの発電能力を持った多くの小規模水力発電所がある。10MW以上の発電能力を持った水力発電プラントは、水資源の多目的利用目的のためCEBによって管理されている。10MW未満の水力発電所については、民間のIPPによって実施されている。

プロジェクト事業者がBOOベースのIPPとして発電プロジェクトに参画するというケースでは、事業者へ融資する金融会社としてはプロジェクトのオペレーションについて多くのリスクを抱えることとなる。プロジェクトのこれらのリスクは、プロジェクト・ファイナンスの観点からみると、次の4つのカテゴリに分類される。

1) プロジェクト完工のリスク

プロジェクトは、キャッシュフロー・モデルに基づく計画されたスケジュールおよび予算内に完了すると期待されている。そのプロジェクトが十分な状態で完成すれば、プロジェクトから予定収入がもたらされることになる。プロジェクト完工は、下記要因によって妨げられると考えられている。マネジメント能力の欠如、立案能力不足、およびエンジニアリング、建設経験および資金調達能力の欠如; 政府からの許認可の遅れ; 自然災害、内乱およびストライキのような不可抗力; また自然環境や社会環境の変化。

2) プロジェクト・キャッシュフローに関するリスク

プロジェクト・キャッシュフロー上のリスク要因としては、市場リスク、購入リ

スクおよびオペレーション・リスクが考えられる。売上収益は、この種のビジネスにとっての最重要のアイテムである。従って、マーケティングの誤った判断はプロジェクト・キャッシュフローにとって危険な要因である。電力ビジネスはそこの中にあって比較的低いリスクのビジネスであるとは言われてはいる。原材料と天然資源の不足状態で購入することは、生産コストに重大な影響をもたらすことになる。操業率は、プロジェクトの内部要因によってもたらされるものである。それは、管理能力不足や熟練工の不足に加えて、外部要因として環境変化や不可抗力によっても引き起こされることになる。

3) プロジェクト事業体に関するリスク

プロジェクト・リスクは、融資会社（ないしは銀行グループ）およびプロジェクト事業体（IPP）の双方によってもたらされる。しかしながら、プロジェクトの責任は明らかにプロジェクト事業体に属していると考えられる。従って、プロジェクト事業体の管理能力および社会的信憑性に裏打ちされた資金調達能力が、プロジェクト・リスクを評価するための重要な要素となっている。

4) 国内事情に関するリスク（カントリー・リスク）

プロジェクトが実施される国の社会経済的状況によって、プロジェクトは次のリスクに直面することになる。a) 不安定な政局および治安状況によってプロジェクトの建設および運営が脅かされる脅威、b) インフレや外国為替の不安定な経済状態によってもたらされる脅威、また c) 課税、譲与、担保権、政府の許認可などの分野での立法の遅れによる脅威。

本プロジェクトのためのプロジェクト・ファイナンスの条件を確立するために、金融会社は具体的な手法に基づいてこれらのリスクに対処していかなければならない。金融会社は、プロジェクトに関わるリスク・シェアを考慮に入れた上で、プロジェクトのための融資条件を決定することとなる。

この民間ベースのプロジェクト・ファイナンス調査では、電力セクターの現在の条件を考慮した上で、次の2つのオルタナティブを設定した。それらは、(1) IPP（独立発電事業者）タイプおよび(2) 独立した公私合同企業電力事業者（公私合同企業）タイプである。前者のタイプは、スリランカにおいて既にポピュラーとなっている。既に5つのIPP会社があり、更にもう3社が開始されようとしている。それらはすべて火力発電所ではあるが。後者のタイプは、他の開発途上国ではかなりの事業体の実現しているものの、スリランカでこれまで実現していない。このタイプは2つのセクター、則ち民間セクターと公共セクターからなっている。その特徴としては、民間の人材・能力および金融力であり、また公共部門の経験およびODA資金といったそれぞれのよい点を活用することと言える。

それぞれのオルタナティブの財務状態は、既存の会社のデータおよび特性を考慮して設定することになる。ここでは下表のように財源の構成を設定した。また同表にはプロジェクトコストを示している。

事業体のタイプ別投下資本の財源

項目	単位	オルタナティブ1			オルタナティブ2		
1. 事業体のタイプ		民間会社			公私合同企業		
2. 業態		BOO			BOO		
3. 資本		1億400万USドル			1億400万USドル		
4. 金融		出資金	F.L.*1	L.L.	出資金	F.L.*2	L.L.
1) 合計金額	百万 US ドル	22	90	-	11	51	51
構成	%	20	80	-	10	45	45
2) 利率	%/年	-	20	-	-	1.5	13
3) 返済期間	年	-	4	-	-	30	20
4) 据置期間	年	-	-	-	-	10	4
(返済期間内)							

注: *1 外国の銀行業務グループから調達

*2 外国分は ODA から調達される。

*3 L.L.は国内金融を表わす。

会社の収入は、電力の一括卸販売として CEB への売却から発生する。CEB への一括譲渡の単価は、2002 年における既存の IPP の実績平均値を基に設定している。取引条件は CEB と各会社の間での契約に基づいているが、表 16.6 は 2002 年における CEB と IPP 会社の間での取引実績を示している。とにかく、平均値は表の中で示されるように 7.42 ルピー/kWh であった。このベース・ケースの調査では、この値を一括譲渡の単価として適用することとする。

それぞれのオルタナティブについて、次のチェック・ポイントがキャッシュフロー分析を通じて確認される:

- 1) 独立事業としての代替事業体の能力は経営指標つまり ROE、ROI、および LLCR によってチェックされ、
- 2) 考慮の余地範囲内で自己資本比率に対応する LLCR の感度の分析を行う。

(1) 独立発電事業者 (IPP)

プロジェクトの履行に必要な資金量を調達する IPP の返済能力を明かにするために、ROE、ROI および LLCR を算定することとする。特に LLCR は、プロジェクトの実現にとっては、最も重要な要素である。

基礎的なセッティングに基づくキャッシュフローは表 16.7 に示されている。結果は以下のとおりである: ROE が 3.2 %、ROI が 10.0 %、および LLCR が 0.529 であった。セクション 16.4.1 で議論されたように、ROE と ROI は少なくとも 10 %、望むべくは 20 %であることが期待される。従って、結果の指標のうち ROI は最低線と同じ水準に達したが、ROE は最低線をもはるかに下回る。また、LLCR は少なくとも 1.4、願わくは 1.7 が必要であるが、この基準から見ると、ベース・ケースの LLCR は低すぎる。

次のコンポーネントについて感度テストを行なった: a) 自己資本比率、b) 水力発電システムの建設費、c) CEB への一括譲渡料金、d) ローンの利率、および e) ローンの返済期間。それぞれの結果は、図 16.13 ~ 16.17 に示されている。

図中の結果からわかるように、1つのコンポーネントだけの対応によって期待される LLCR に到達することは不可能である。例えば、自己資本比率をプロジェクト費用の 50 %まで増加しても、LLCR は 1.0 以下であり、期待される 1.4 には到達しない。このように、期待される LLCR に到達するためには、プロジェクトに適用可能な 2 つ以上のコンポーネントを組み合わせなければならない。そうでなければ、民間会社によってプロジェクトを実施することは不可能となるであろう。

下記の表は、民間企業がプロジェクトに参加するための諸対策のうちの 1 つを示している。この場合であれば、LLCR は 1.406 となり、つまり最低の 1.4 を越えることが確認された。この数値は、金融市場で引受会社を見いだすことは可能となることを示している。ただし、50 %の自己資本を金融市場で調達することは現実的とはいえない。ROE が 17.5 %なので、6 年後に資本金が回収できることを示しているが、プロジェクトが IPP のような民間企業によって促進されることには多少の困難が伴うであろう。

コンポーネント	ベース・ケースからの変更
自己資本比率	自己資本比率を 10 %から 50 %へ増率
建設費	建設費の 15 %を削減
電気料金	電気料金を 15 %上昇
利率	利率を 10 %から 5.8 %に減率
LLCR	1.406
ROE	17.5 %
ROI	6.9 %

(2) 公私合同企業電力事業者

同様に、公私合同企業タイプの場合においても、ROE、ROI および LLCR を明らかにすることとする。基礎的なセッティングに基づくキャッシュフローは表 16.8 に示されている。結果は以下のとおりである: ROE が 4.4 %、ROI が 5.4 %、および LLCR が 0.694 であった。ROE、ROI のいずれも 10 %を切っている。また、LLCR も最低でも 1.4 であることが期待されるので、このベース・ケースでは低すぎる。

ベース・ケースに関わる感度テストを、次のコンポーネントについて実施した: a) 自己資本比率、b) 水力発電システムの建設費、c) CEB への一括譲渡料金、d) 外国融資のシェア、e) 外国融資の利率および f) 国内融資の利率。それぞれの結果は、図 16.18 ~ 16.23 に示されている。

上記の感度テストの結果のいずれについても、LLCR が 1.4 を越えているケースはない。最高でも図 16.18 に示されている、プロジェクトコストの 50 %が自己出資金と

してプロジェクトの実施に投入される場合の 1.172 である。従って、期待される LLCR に到達するためには、プロジェクトに適用可能な 2 つ以上のコンポーネントを組み合わせなければならない。

下記の表は、民間企業にプロジェクトに参加させる対策のうちの 1 つを示している。この場合、LLCR は 1.496 で、期待されている 1.4 と 1.7 の範囲におさまっていることが確認できた。ROE がほぼ期待されている 10 %には及ばないものの、ほぼそれに近い 8.3 %となった。プロジェクトそのものの全体的な収益性(ROI)は 3.7 %で、借入金を含む全投資額を回収するには 27 年を要するが、30 %の自己資本を金融市場で調達することは実現性があると思われるので、このケースが現実的なケースとして推奨できるであろう。

コンポーネント	ベース・ケースからの変更
自己資本比率	投資資本を 20 %から 30 %へ増加
外国融資の比率	融資額合計の 45 %から 75 %へ増額
利率	国内融資について 13%から 10 %へ減率
LLCR	1.496
ROE	8.3 %
ROI	3.7 %

しかしながら、民間・公共セクターの両方のこの公私合同企業は、スリランカでは今まで設立されていない。このタイプの設立には、関係機関と利害関係者の間の一層の議論が必要と考えられる。とはいえ、このタイプでの資金調達が可能であれば、プロジェクトを実行可能と判断されよう。

Table 16.1 Adjustment Factor, Power Value and Energy Value

I. Calculation of Power (kW) and Energy (kWh) Adjustment Factors

Item	Hydropower System	Gas Turbine Power Generation System
Station Use	0.50%	2.00%
Forced Outage	0.50%	8.00%
Planned Outage	1.90%	8.20%
Transmission Loss	4.00%	1.00%
kW-Adjustment Factor	-	1.13788
kWh-Adjustment Factor	-	0.98454

Note: 1. $= (1 -) * (1 -) * (1 -) * (1 -) / ((1 -) * (1 -) * (1 -) * (1 -))$
 2. $= (1 -) * (1 -) / ((1 -) * (1 -))$

II. Calculation of Power Value (kW-Value)

Item	Unit	Gas Turbine Power Generation System
KW Construction Cost*1	US\$/kW	564.3
Plant Life	Years	20
Discount Rate	%	10.00%
Capital Recovery Factor		0.11746
Fixed OM Cost	US\$/kW/yr	6.04
Power Value (KW-Value)	US\$/kW	82.29

Note: 1. $= (+ *) * (\text{in above I.})$
 2. *1 Data for 35MW Gas Turbine System

III. Calculation of Energy Value (kWh-Value)

Item	Unit	Gas Turbine Power Generation System
Fuel Type		Auto Diesel
Fuel Price*1	US\$/Gcal	2,243
Heat Content	kcal/kg	10,550
Thermal Efficiency	%	28.10%
Heat Rate	kcal/kWh	3,060.5
Fuel Amount	kg/kWh	0.29009
Fuel Cost	US\$/kWh	0.06864
Variable OM Cost	US\$/kWh	0.403
Energy Value (kWh-Value)	US\$/MWh	71.54

Note: 1. $= (+ /100) * (\text{in above I.}) * 1,000$
 2. *1 US\$31.60/bbl at Colombo

Table 16.2 Calculation of Economic Evaluation Indices

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost			Total	Benefit			Balance
		Construction & Replacement Hydropower Plant	Transmission Line	Operation & Maintenance		Power Benefit	Energy Benefit	Total	
-1	2007	8,740	0	0	8,740	0	0	0	-8,740
1	2008	22,727	0	0	22,727	0	0	0	-22,727
2	2009	30,328	137	0	30,465	0	0	0	-30,465
3	2010	25,430	137	0	25,568	0	0	0	-25,568
4	1 2011			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
5	2 2012			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
6	3 2013			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
7	4 2014			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
8	5 2015			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
9	6 2016			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
10	7 2017			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
11	8 2018			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
12	9 2019			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
13	10 2020			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
14	11 2021			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
15	12 2022			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
16	13 2023			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
17	14 2024			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
18	15 2025			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
19	16 2026			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
20	17 2027			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
21	18 2028			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
22	19 2029			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
23	20 2030			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
24	21 2031			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
25	22 2032			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
26	23 2033			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
27	24 2034			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
28	25 2035			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
29	26 2036			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
30	27 2037			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
31	28 2038		0	875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
32	29 2039		137	875	1,012	2,063	9,069	11,132	10,120
33	30 2040		137	875	1,012	2,063	9,069	11,132	10,120
34	31 2041			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
35	32 2042			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
36	33 2043	6,001		875	6,876	2,063	9,069	11,132	4,256
37	34 2044	9,074		875	9,949	2,063	9,069	11,132	1,183
38	35 2045	9,611		875	10,486	2,063	9,069	11,132	646
39	36 2046			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
40	37 2047			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
41	38 2048			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
42	39 2049			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
43	40 2050			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
44	41 2051			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
45	42 2052			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
46	43 2053			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
47	44 2054			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
48	45 2055			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
49	46 2056			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
50	47 2057			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
51	48 2058			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
52	49 2059			875	875	2,063	9,069	11,132	10,257
53	50 2060	-14,107	-91	875	-13,323	2,063	9,069	11,132	24,455
Total		97,805	457	43,750	142,012	103,129	453,470	556,599	414,587

In the condition of a discount rate of 10 %

Present value:	73,587	75,385	1,799
Internal rate of return (EIRR)			10.25%
B/C			1.02

Table 16.3 Calculation of Financial Evaluation Indices

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Cost				Benefit			Balance	
		Construction & Replacement		Operation & Maintenance	Total	Annual Revenue	VAT	Net Revenue		
		Hydropower Plant	Transmission Line							
-1	###	11,050	0	0	11,050	0	0	0	-11,050	
1	###	29,216	0	0	29,216	0	0	0	-29,216	
2	###	39,005	176	0	39,181	0	0	0	-39,181	
3	###	32,745	176	0	32,921	0	0	0	-32,921	
4	1	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
5	2	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
6	3	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
7	4	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
8	5	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
9	6	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
10	7	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
11	8	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
12	9	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
13	10	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
14	11	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
15	12	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
16	13	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
17	14	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
18	15	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
19	16	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
20	17	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
21	18	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
22	19	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
23	20	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
24	21	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
25	22	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
26	23	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
27	24	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
28	25	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
29	26	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
30	27	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
31	28	###	0	1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
32	29	###	176	1,124	1,300	8,509	774	7,736	6,436	
33	30	###	176	1,124	1,300	8,509	774	7,736	6,436	
34	31	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
35	32	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
36	33	###	7,754	1,124	8,878	8,509	774	7,736	-1,142	
37	34	###	11,723	1,124	12,846	8,509	774	7,736	-5,110	
38	35	###	12,401	1,124	13,525	8,509	774	7,736	-5,789	
39	36	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
40	37	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
41	38	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
42	39	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
43	40	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
44	41	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
45	42	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
46	43	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
47	44	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
48	45	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
49	46	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
50	47	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
51	48	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
52	49	###		1,124	1,124	8,509	774	7,736	6,612	
53	50	###	-18,216	-118	1,124	-17,210	8,509	774	7,736	24,946
	Total		125,676	588	56,184	182,448	425,469	38,679	386,790	204,342
In the condition of discount rate at 10 %										
Present value:					94,473	57,625				-42,087
Internal rate of return (FIRR)										4.85%
B/C										0.61

Table 16.4 Consolidated Loans and Sources to CEB at End of 1999

Item	Number of Loans	Principal Amount		Balance at December 31, 1999	
		(Rs. Million)	(%)	(Rs. Million)	(%)
Destination					
Generation	27	46,829	75.2	19,225	64.0
Transmission	25	13,221	21.2	8,318	27.7
Distribution	4	1,863	3.0	1,024	3.4
Corporate	2	366	0.6	263	0.9
Distribution of LECO*1	3	2	0.0	1,192	4.0
Total	61	62,281	100.0	30,022	100.0
Sources					
JBIC (OECF)		31,724	50.9	8,843	29.5
KFW		9,609	15.4	7,857	26.2
IDA		6,500	10.4	3,577	11.9
ADB		5,695	9.1	3,735	12.4
Others		5,418	8.7	4,210	14.0
MDB		2,000	3.2	800	2.7
DST		1,335	2.1	1,000	3.3
Total		62,281	100.0	30,022	100.0

Source: Sri Lanka Power Sector Restructuring Project, Financial-Volume 1- Main Report, April 2001, Mini-
Power and Energy

Note: *1 Lanka Electricity Company

Remark: Terms of loans range as follows.

Interest rate: 0.0 to 13.5 % per annum

Repayment period: 3 to 40 years (20 years on average)

Grace period: 0 to 5 years

Table 16.5 Cash Flow Statement: Case of ODA Finance

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow				Profit & Loss Flow						Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio			
		Capital Investment Fund	Foreign Principal Payment	Fund Interest	Local Principal Payment	Sales Revenue* ²	O&M	Expense Depreciation* ³	Interest	Income before Tax	Income Tax* ⁴	Income after Tax	Revenue	Expense O&M	Tax	Debt Service Principal		Interest	Net Cash Flow	
-1	2007	11,050		124					359									483	(483)	
1	2008	29,216		453					1,309									1,762	(1,762)	
2	2009	39,181		894					2,582									3,476	(3,476)	
3	2010	32,921		1,264					3,652									4,916	(4,916)	
4	1 2011			1,264	1,756		7,736	1,124	4,653	4,688	-2,728	0	-2,728	7,736	1,124	0	1,756	4,688	169	1.026
5	2 2012			1,264	1,756		7,736	1,124	4,653	4,460	-2,500	0	-2,500	7,736	1,124	0	1,756	4,460	397	1.064
6	3 2013			1,264	1,756		7,736	1,124	4,653	4,231	-2,272	0	-2,272	7,736	1,124	0	1,756	4,231	625	1.104
7	4 2014			1,264	1,756		7,736	1,124	4,653	4,003	-2,044	0	-2,044	7,736	1,124	0	1,756	4,003	853	1.148
8	5 2015			1,264	1,756		7,736	1,124	4,653	3,775	-1,815	0	-1,815	7,736	1,124	0	1,756	3,775	1,082	1.196
9	6 2016			1,264	1,756		7,736	1,124	2,525	3,547	540	0	540	7,736	1,124	0	1,756	3,547	1,310	1.247
10	7 2017		4,214	1,201	1,756		7,736	1,124	2,525	3,255	832	0	832	7,736	1,124	0	5,970	3,255	-2,613	0.717
11	8 2018		4,214	1,138	1,756		7,736	1,124	2,525	2,964	1,123	0	1,123	7,736	1,124	0	5,970	2,964	-2,321	0.740
12	9 2019		4,214	1,075	1,756		7,736	1,124	2,525	2,672	1,415	0	1,415	7,736	1,124	0	5,970	2,672	-2,030	0.765
13	10 2020		4,214	1,011	1,756		7,736	1,124	2,525	2,381	1,706	0	1,706	7,736	1,124	0	5,970	2,381	-1,738	0.792
14	11 2021		4,214	948	1,756		7,736	1,124	2,525	2,089	1,998	0	1,998	7,736	1,124	0	5,970	2,089	-1,447	0.820
15	12 2022		4,214	885	1,756		7,736	1,124	2,525	1,798	2,289	0	2,289	7,736	1,124	0	5,970	1,798	-1,155	0.851
16	13 2023		4,214	822	1,756		7,736	1,124	2,525	1,506	2,580	393	2,187	7,736	1,124	393	5,970	1,506	-1,257	0.832
17	14 2024		4,214	758	1,756		7,736	1,124	2,525	1,215	2,872	1,005	1,867	7,736	1,124	1,005	5,970	1,215	-1,578	0.780
18	15 2025		4,214	695	1,756		7,736	1,124	2,525	924	3,163	1,107	2,056	7,736	1,124	1,107	5,970	924	-1,388	0.799
19	16 2026		4,214	632	1,756		7,736	1,124	2,525	632	3,455	1,209	2,246	7,736	1,124	1,209	5,970	632	-1,199	0.818
20	17 2027		4,214	569			7,736	1,124	2,525	569	3,518	1,231	2,287	7,736	1,124	1,231	4,214	569	598	1.125
21	18 2028		4,214	506			7,736	1,124	2,525	506	3,581	1,253	2,328	7,736	1,124	1,253	4,214	506	639	1.135
22	19 2029		4,214	442			7,736	1,124	2,525	442	3,644	1,276	2,369	7,736	1,124	1,276	4,214	442	680	1.146
23	20 2030		4,214	379			7,736	1,124	2,525	379	3,708	1,298	2,410	7,736	1,124	1,298	4,214	379	721	1.157
24	21 2031		4,214	316			7,736	1,124	2,525	316	3,771	1,320	2,451	7,736	1,124	1,320	4,214	316	763	1.168
25	22 2032		4,214	253			7,736	1,124	2,525	253	3,834	1,342	2,492	7,736	1,124	1,342	4,214	253	804	1.180
26	23 2033		4,214	190			7,736	1,124	2,525	190	3,897	1,364	2,533	7,736	1,124	1,364	4,214	190	845	1.192
27	24 2034		4,214	126			7,736	1,124	2,525	126	3,960	1,386	2,574	7,736	1,124	1,386	4,214	126	886	1.204
28	25 2035		4,214	63			7,736	1,124	2,525	63	4,024	1,408	2,615	7,736	1,124	1,408	4,214	63	927	1.217
29	26 2036		4,214	0			7,736	1,124	2,525	0	4,087	1,430	2,656	7,736	1,124	1,430	4,214	0	968	1.230
30	27 2037						7,736	1,124	2,525		4,087	1,430	2,656	7,736	1,124	1,430			5,182	
31	28 2038						7,736	1,124	2,525		4,087	1,430	2,656	7,736	1,124	1,430			5,182	
Total		112,367	84,276	22,329	28,092	35,291	Return on Investment (ROI):						9.7%		Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):					1.017
		Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)*:															0.946			

Note: *1 Discounted at 4.9% of weighted average interest rate. In case of 10% discount rate, LLCR resulted in 0.659.

*2 Net sales revenue excluding VAT (value added tax)

*3 Interest during construction was capitalised in deferred assets and amortised it during five years after inauguration.

*4 Imposed 35% of income tax on net profit which subtracted net deficits if the project entity had net deficits during the nearest past five years.

Table 16.6 Transactions between CEB and Private Thermal Power Stations: 2002

Item		Kool Air (KKS) Stage I+II		Lakdhanavi		Asia Power		Colombo Power Barge MP			Ace-Matara		Ace-Horana		Total
1. Installed Capacity	MW	15.00		22.50		51.00		61.00			24.00		24.00		197.50
2. Installed Capacity of Each Unit	MW			4 X 6		8 X 6.6		4 X 15.681			4 X 6.2		4 X 6.2		
3. Maximum Demand Met		7.0+4.0		22.5		50.8		60.7			20.6		21.6		
4. Minimum Guaranteed Energy Amount GWh/yr (MGEA)		90		156		330		420			156		156		1,308
5. Units Generated	GWh	25.8		193.0		369.1		502.0			149.2		8.8		1,247.9
		Rs. Mil.	US\$1000	Rs. Mil.	US\$1000	Rs. Mil.	US\$1000	Rs. Mil.	US\$1000	¥ Million	Rs. Mil.	US\$1000	Rs. Mil.	US\$1000	
6. Capacity Charge		0	443	74	3,823	-	-	52	3,487	1,161		2,855		117	
7. Energy Charge		149	281	791	1,728	1,379	646	2,020	496	167	652	614	39	36	
8. Fixed Operating Charge		-	-	-	-	47	1,364	-	-	-	-	-	-	-	
9. Variable Operating Charge		-	-	-	-	8	1,951	-	-	-	-	-	-	-	
10. Financial Charge		-	-	-	-	-	11,700	-	-	-	-	-	-	-	
11. Start + Stop Charge		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12. Sub Total		149	724	865	5,551	1,434	15,660	2,072	3,982	1,328	652	3,469	39	153	
13. Tax (GST 12.5%/VAT 10%)		18	86	98	640	163	1,780	236	461	155	72	387	4	15	
14. Reimbursement Claim		0	-	12	-	17	-	10	0	-	3	10	0	0	
15. Total Cost with GST & Reimb. Claim		167	811	975	6,192	1,614	17,440	2,318	4,443	1,483	727	3,867	43	168	
16. Exchange Rate on Jan./Dec.	Rs./US\$	93.69~93.41		93.70~96.78		93.80~96.90		93.79~96.88			96.20~96.88		96.20~96.88		
	Rs./¥	0.7465~0.7079													
17. Sub Total in Rupees	Rs. Mil.	218		1,398		2,941		3,485			986		54		9,083
18. Reimbursement Claim in Rupees	Rs. Mil.	-		12		17		10			4		0		43
19. Tax(GST 12.5%/VAT 10%) in Rupees	Rs. Mil.	26		160		334		401			109		5		1,035
20. Total Cost to CEB*1	Rs. Mil.	222		1,430		2,999		3,546			1,003		54		9,253
21. Fuel Cost	Rs./lit														
22. Cost/Unit Generated	Rs./kWh	8.60		7.41		8.12		7.06			6.72		6.13		7.42

Source: System Control & Operations, Annual Report 2001, May 2003, CEB

Note: VAT was introduced in August 2002.

*1 Total Cost to CEB = Sub Total + 5% of VAT

Table 16.7 Cash Flow Statement: Case of Independent Power Producer

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow				Profit & Loss Flow							Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio	Return on Equity (ROE)		
		Capital Investment Fund	Foreign Principal Payment	Fund Interest	Local Principal Payment	Local Fund Interest	Sales Revenue *2	Expense O&M	Expense Depreciation*3	Expense Interest	Income before Tax	Income Tax*4	Income after Tax	Revenue	Expense O&M	Tax	Debt Service Principal			Debt Service Interest	Net Cash Flow
-1	2004	11,050		884		0												884	(884)		
1	2005	29,216		3,221		0												3,221	(3,221)		
2	2006	39,181		6,356		0												6,356	(6,356)		
3	2007	32,921		8,989		0												8,989	(8,989)		
4	1	2008	5,618	8,428	0	0	7,949	1,124	6,189	8,428	-7,792	0	-7,792	7,949	1,124	0	5,618	8,428	-7,221	0.486	-32.1%
5	2	2009	5,618	7,866	0	0	7,949	1,124	6,189	7,866	-7,230	0	-7,230	7,949	1,124	0	5,618	7,866	-6,659	0.506	-29.6%
6	3	2010	5,618	7,304	0	0	7,949	1,124	6,189	7,304	-6,668	0	-6,668	7,949	1,124	0	5,618	7,304	-6,097	0.528	-27.1%
7	4	2011	5,618	6,742	0	0	7,949	1,124	6,189	6,742	-6,107	0	-6,107	7,949	1,124	0	5,618	6,742	-5,536	0.552	-24.6%
8	5	2012	5,618	6,180	0	0	7,949	1,124	6,189	6,180	-5,545	0	-5,545	7,949	1,124	0	5,618	6,180	-4,974	0.578	-22.1%
9	6	2013	5,618	5,618	0	0	7,949	1,124	2,299	5,618	-1,093	0	-1,093	7,949	1,124	0	5,618	5,618	-4,412	0.607	-19.6%
10	7	2014	5,618	5,057	0	0	7,949	1,124	2,299	5,057	-531	0	-531	7,949	1,124	0	5,618	5,057	-3,850	0.639	-17.1%
11	8	2015	5,618	4,495	0	0	7,949	1,124	2,299	4,495	31	0	31	7,949	1,124	0	5,618	4,495	-3,288	0.675	-14.6%
12	9	2016	5,618	3,933	0	0	7,949	1,124	2,299	3,933	593	0	593	7,949	1,124	0	5,618	3,933	-2,726	0.715	-12.1%
13	10	2017	5,618	3,371	0	0	7,949	1,124	2,299	3,371	1,155	0	1,155	7,949	1,124	0	5,618	3,371	-2,165	0.759	-9.6%
14	11	2018	5,618	2,809	0	0	7,949	1,124	2,299	2,809	1,716	0	1,716	7,949	1,124	0	5,618	2,809	-1,603	0.810	-7.1%
15	12	2019	5,618	2,247	0	0	7,949	1,124	2,299	2,247	2,278	0	2,278	7,949	1,124	0	5,618	2,247	-1,041	0.868	-4.6%
16	13	2020	5,618	1,686	0	0	7,949	1,124	2,299	1,686	2,840	0	2,840	7,949	1,124	0	5,618	1,686	-479	0.934	-2.1%
17	14	2021	5,618	1,124	0	0	7,949	1,124	2,299	1,124	3,402	0	3,402	7,949	1,124	0	5,618	1,124	83	1.012	0.4%
18	15	2022	5,618	562	0	0	7,949	1,124	2,299	562	3,964	0	3,964	7,949	1,124	0	5,618	562	645	1.104	2.9%
19	16	2023	5,618	0	0	0	7,949	1,124	2,299	0	4,526	0	4,526	7,949	1,124	0	5,618	0	1,207	1.215	5.4%
20	17	2024					7,949	1,124	2,299		4,526	0	4,526	7,949	1,124	0			6,825		30.4%
21	18	2025					7,949	1,124	2,299		4,526	0	4,526	7,949	1,124	0			6,825		30.4%
22	19	2026					7,949	1,124	2,299		4,526	0	4,526	7,949	1,124	0			6,825		30.4%
23	20	2027					7,949	1,124	2,299		4,526	1,274	3,251	7,949	1,124	1,274			5,551		24.7%
24	21	2028					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
25	22	2029					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
26	23	2030					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
27	24	2031					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
28	25	2032					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
29	26	2033					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
30	27	2034					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
31	28	2035					7,949	1,124	2,299		4,526	1,584	2,942	7,949	1,124	1,584			5,241		23.3%
		IDC total		19,450	0		Return on Equity (ROE):							Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):				0.749			
		Total	112,367	89,894	86,871	0	Return on Investment (ROI):							Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)*1:				0.529			

Note: *1 Discounted at 10% of interest rate.

*2 Net sales revenue excluding VAT (value added tax)

*3 Interest during construction (IDC) was capitalised in deferred assets and amortised it during five years after inauguration.

*4 Imposed 35% of income tax on net profit which subtracted net deficits if the project entity had net deficits during the nearest past five years.

*5 For cash flow analysis, the life of the project being financed was set 32 years before the investment for replacement.

Table 16.8 Cash Flow Statement of Independent Mixed Enterprise Power Producer (Base Case)

(Unit: US\$1000)

Year in order	Year	Financial Flow					Profit & Loss Flow							Cash Flow					Debt Service Coverage Ratio	Return on Equity (ROE)	
		Capital Investment Fund	Foreign Fund		Local Fund		Sales Revenue #2	Expense			Income before Tax	Income Tax*4	Income after Tax	Revenue	Expense		Debt Service				Net Cash Flow
			Principal Payment	Interest	Principal Payment	Interest		O&M	Depre- ciation*3	Interest					O&M	Tax	Principal	Interest			
-1	2004	11,050		75		646												721	(721)		
1	2005	29,216		272		2,356												2,627	(2,627)		
2	2006	39,181		536		4,648												5,184	(5,184)		
3	2007	32,921		758		6,573												7,332	(7,332)		
4	1 2008			758	3,160	6,163	7,949	1,124	5,698	6,921	-5,794	0	-5,794	7,949	1,124	0	3,160	6,921	-3,257	0.677	-29.6%
5	2 2009			758	3,160	5,752	7,949	1,124	5,698	6,510	-5,384	0	-5,384	7,949	1,124	0	3,160	6,510	-2,846	0.706	-25.9%
6	3 2010			758	3,160	5,341	7,949	1,124	5,698	6,099	-4,973	0	-4,973	7,949	1,124	0	3,160	6,099	-2,435	0.737	-22.1%
7	4 2011			758	3,160	4,930	7,949	1,124	5,698	5,689	-4,562	0	-4,562	7,949	1,124	0	3,160	5,689	-2,024	0.771	-18.4%
8	5 2012			758	3,160	4,519	7,949	1,124	5,698	5,278	-4,151	0	-4,151	7,949	1,124	0	3,160	5,278	-1,613	0.809	-14.7%
9	6 2013			758	3,160	4,108	7,949	1,124	2,525	4,867	-567	0	-567	7,949	1,124	0	3,160	4,867	-1,202	0.850	-10.9%
10	7 2014		2,528	721	3,160	3,698	7,949	1,124	2,525	4,418	-119	0	-119	7,949	1,124	0	5,689	4,418	-3,282	0.675	-29.8%
11	8 2015		2,528	683	3,160	3,287	7,949	1,124	2,525	3,969	330	0	330	7,949	1,124	0	5,689	3,969	-2,833	0.707	-25.8%
12	9 2016		2,528	645	3,160	2,876	7,949	1,124	2,525	3,521	779	0	779	7,949	1,124	0	5,689	3,521	-2,384	0.741	-21.7%
13	10 2017		2,528	607	3,160	2,465	7,949	1,124	2,525	3,072	1,228	0	1,228	7,949	1,124	0	5,689	3,072	-1,936	0.779	-17.6%
14	11 2018		2,528	569	3,160	2,054	7,949	1,124	2,525	2,623	1,677	0	1,677	7,949	1,124	0	5,689	2,623	-1,487	0.821	-13.5%
15	12 2019		2,528	531	3,160	1,643	7,949	1,124	2,525	2,174	2,125	0	2,125	7,949	1,124	0	5,689	2,174	-1,038	0.868	-9.4%
16	13 2020		2,528	493	3,160	1,233	7,949	1,124	2,525	1,726	2,574	0	2,574	7,949	1,124	0	5,689	1,726	-589	0.921	-5.4%
17	14 2021		2,528	455	3,160	822	7,949	1,124	2,525	1,277	3,023	0	3,023	7,949	1,124	0	5,689	1,277	-140	0.980	-1.3%
18	15 2022		2,528	417	3,160	411	7,949	1,124	2,525	828	3,472	0	3,472	7,949	1,124	0	5,689	828	308	1.047	2.8%
19	16 2023		2,528	379	3,160	0	7,949	1,124	2,525	379	3,920	0	3,920	7,949	1,124	0	5,689	379	757	1.125	6.9%
20	17 2024		2,528	341			7,949	1,124	2,525	341	3,958	0	3,958	7,949	1,124	0	2,528	341	3,955	2.378	36.0%
21	18 2025		2,528	303			7,949	1,124	2,525	303	3,996	536	3,460	7,949	1,124	536	2,528	303	3,457	2.221	31.4%
22	19 2026		2,528	265			7,949	1,124	2,525	265	4,034	1,412	2,622	7,949	1,124	1,412	2,528	265	2,619	1.938	23.8%
23	20 2027		2,528	228			7,949	1,124	2,525	228	4,072	1,425	2,647	7,949	1,124	1,425	2,528	228	2,644	1.959	24.0%
24	21 2028		2,528	190			7,949	1,124	2,525	190	4,110	1,438	2,671	7,949	1,124	1,438	2,528	190	2,668	1.982	24.3%
25	22 2029		2,528	152			7,949	1,124	2,525	152	4,148	1,452	2,696	7,949	1,124	1,452	2,528	152	2,693	2.005	24.5%
26	23 2030		2,528	114			7,949	1,124	2,525	114	4,186	1,465	2,721	7,949	1,124	1,465	2,528	114	2,718	2.029	24.7%
27	24 2031		2,528	76			7,949	1,124	2,525	76	4,224	1,478	2,745	7,949	1,124	1,478	2,528	76	2,742	2.053	24.9%
28	25 2032		2,528	38			7,949	1,124	2,525	38	4,262	1,492	2,770	7,949	1,124	1,492	2,528	38	2,767	2.078	25.2%
29	26 2033		2,528	0			7,949	1,124	2,525	0	4,300	1,505	2,795	7,949	1,124	1,505	2,528	0	2,792	2.104	25.4%
30	27 2034						7,949	1,124	2,525		4,300	1,505	2,795	7,949	1,124	1,505			5,320		48.4%
31	28 2035						7,949	1,124	2,525		4,300	1,505	2,795	7,949	1,124	1,505			5,320		48.4%
				1,641	14,223		Return on Equity (ROE):						4.4%			Average DSCR (Debt Service Coverage Ratio):				1.306	
Total		112,367	50,565	13,398	50,565	63,524	Return on Investment (ROI):						5.4%			Loan Life Debt Service Coverage Ratio (LLCR)*1:				0.694	

Note: *1 Discounted at 3.6% of weighted average interest rate. In case of 10% discount rate, LLCR resulted in 0.598.

*2 Net sales revenue excluding VAT (value added tax)

*3 Interest during construction was capitalised in deferred assets and amortised it during five years after inauguration.

*4 Imposed 35% of income tax on net profit which subtracted net deficits if the project entity had net deficits during the nearest past five years.

*5 For cash flow analysis, the life of the project being financed was set 32 years before the investment for replacement.

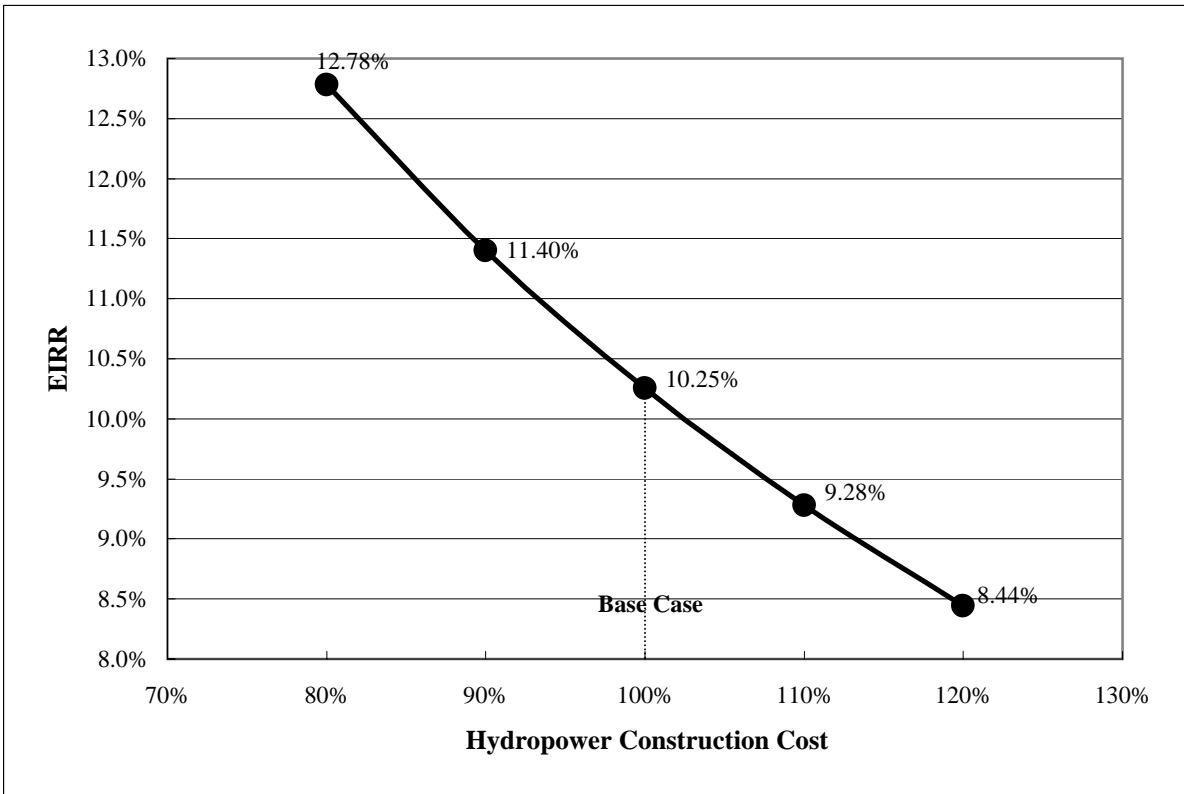


Figure 16.1 Economic Sensitivity of Hydropower Construction Cost

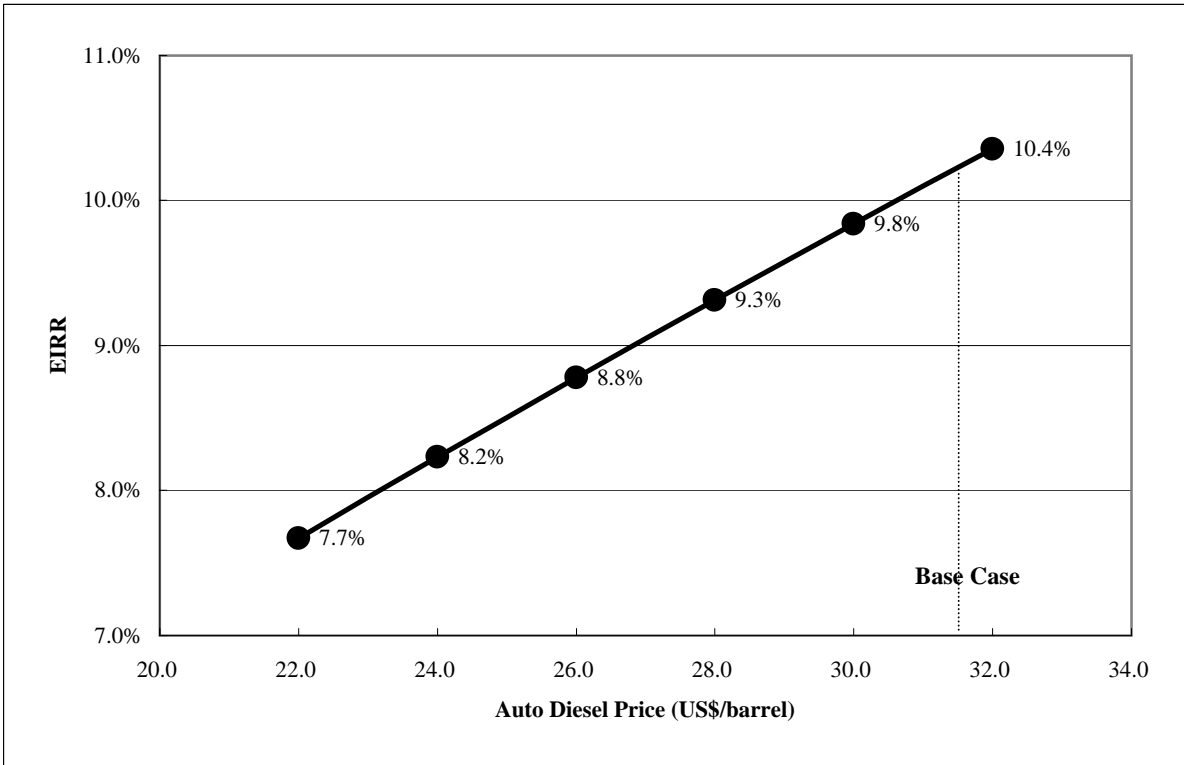


Figure 16.2 Economic Sensitivity of Fuel Price

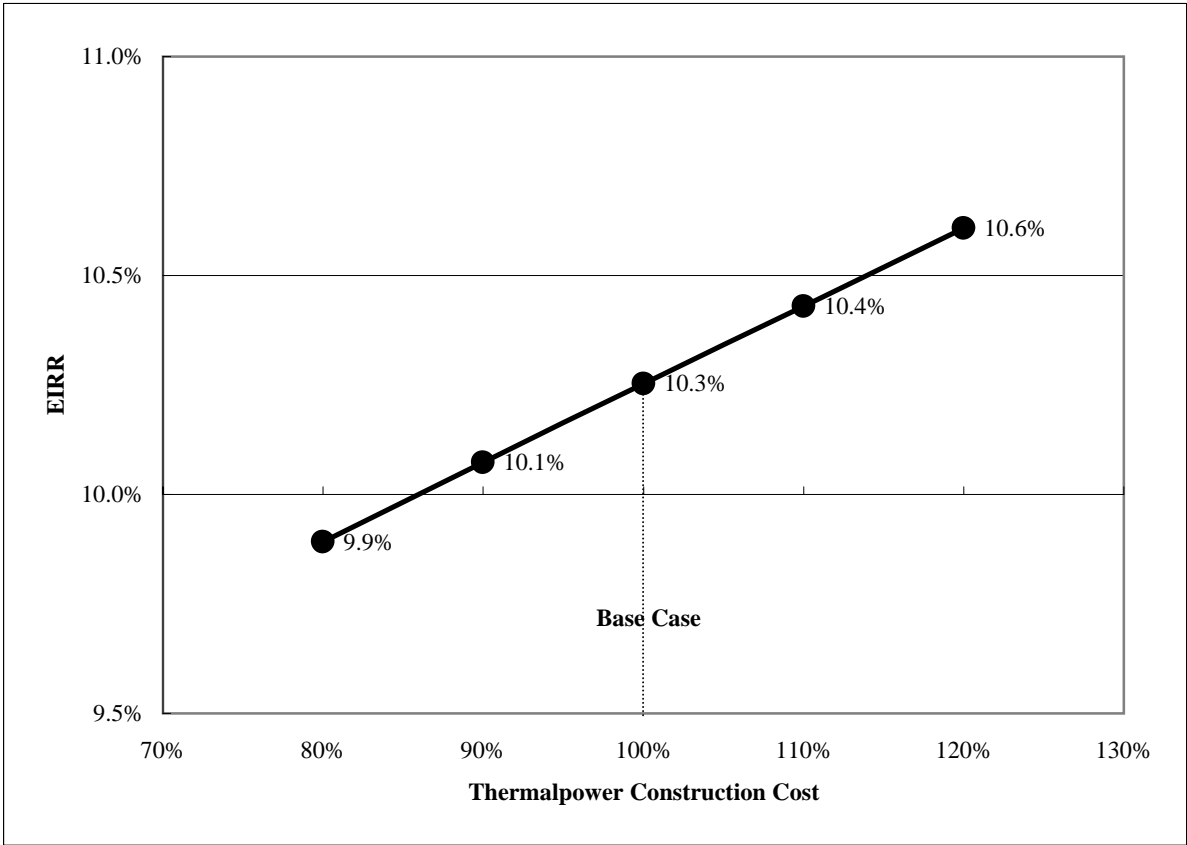


Figure 16.3 Economic Sensitivity of Thermalpower Construction Cost

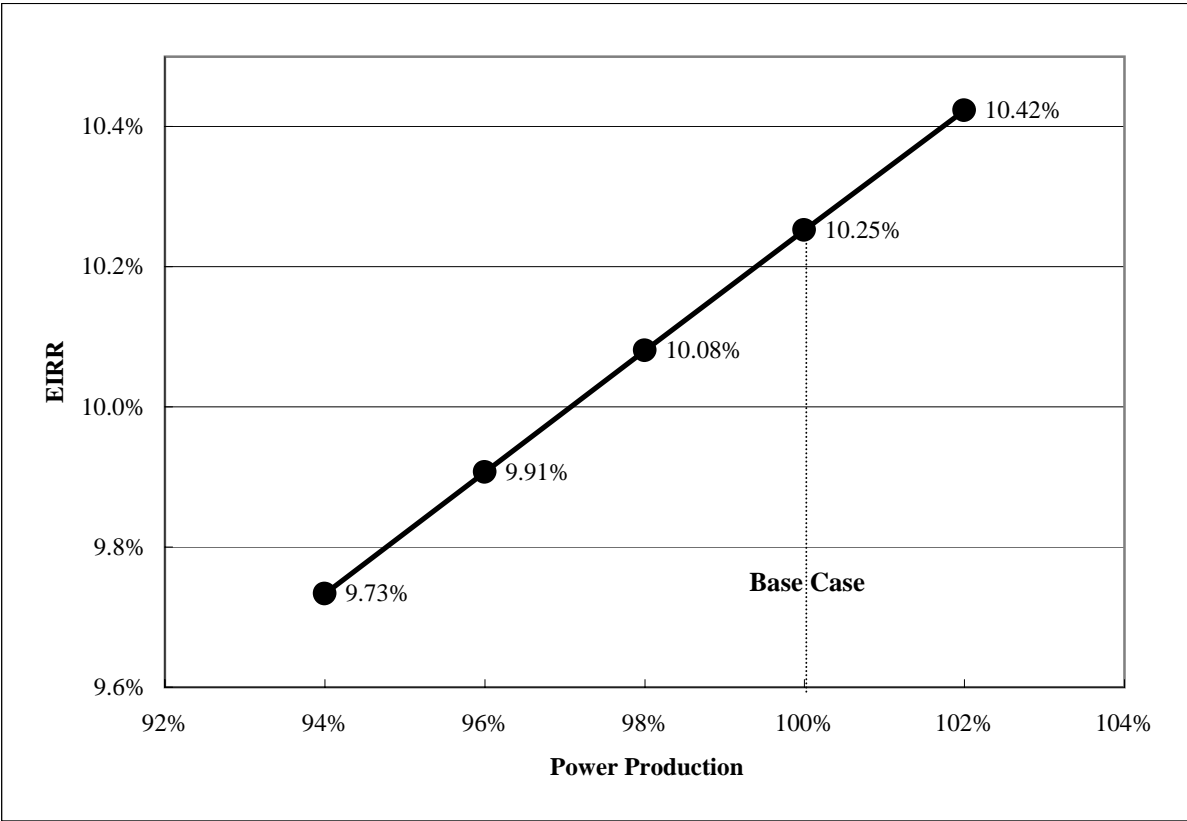


Figure 16.4 Economic Sensitivity of Hydropower to Be Sold

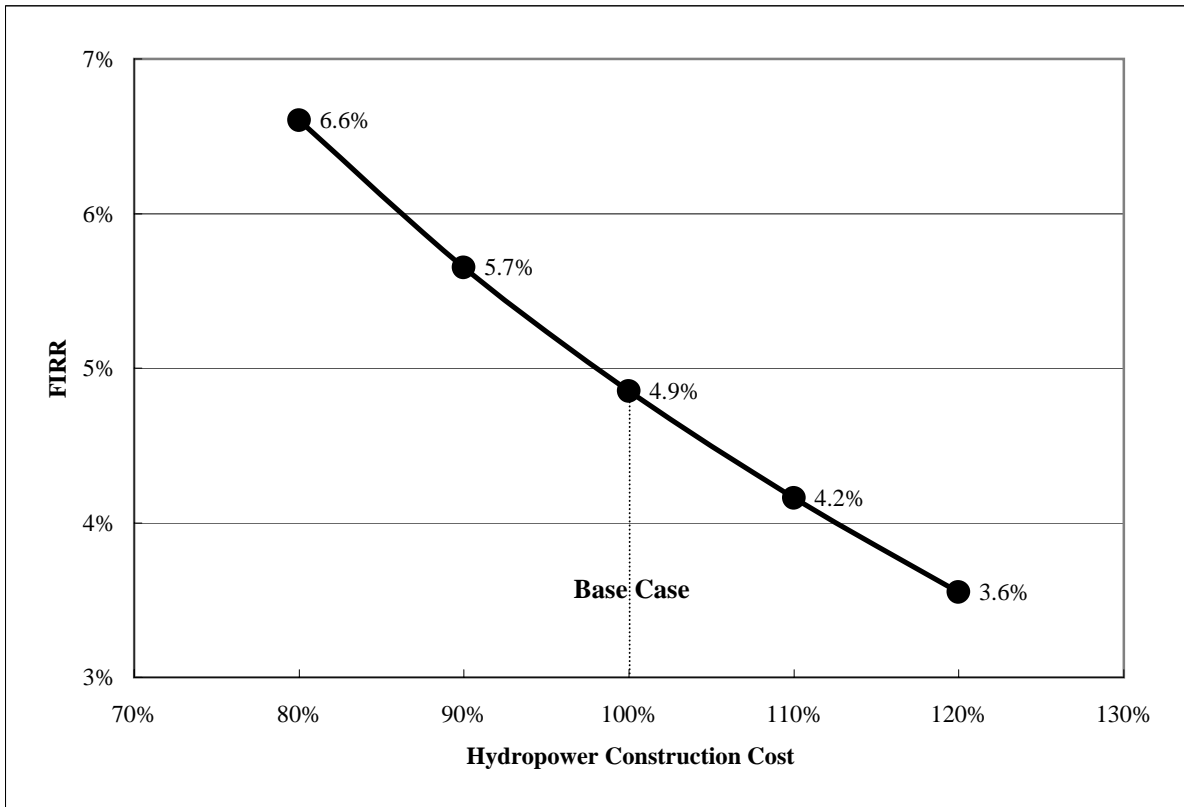


Table 16.5 Financial Sensitivity of Hydropower Construction Cost

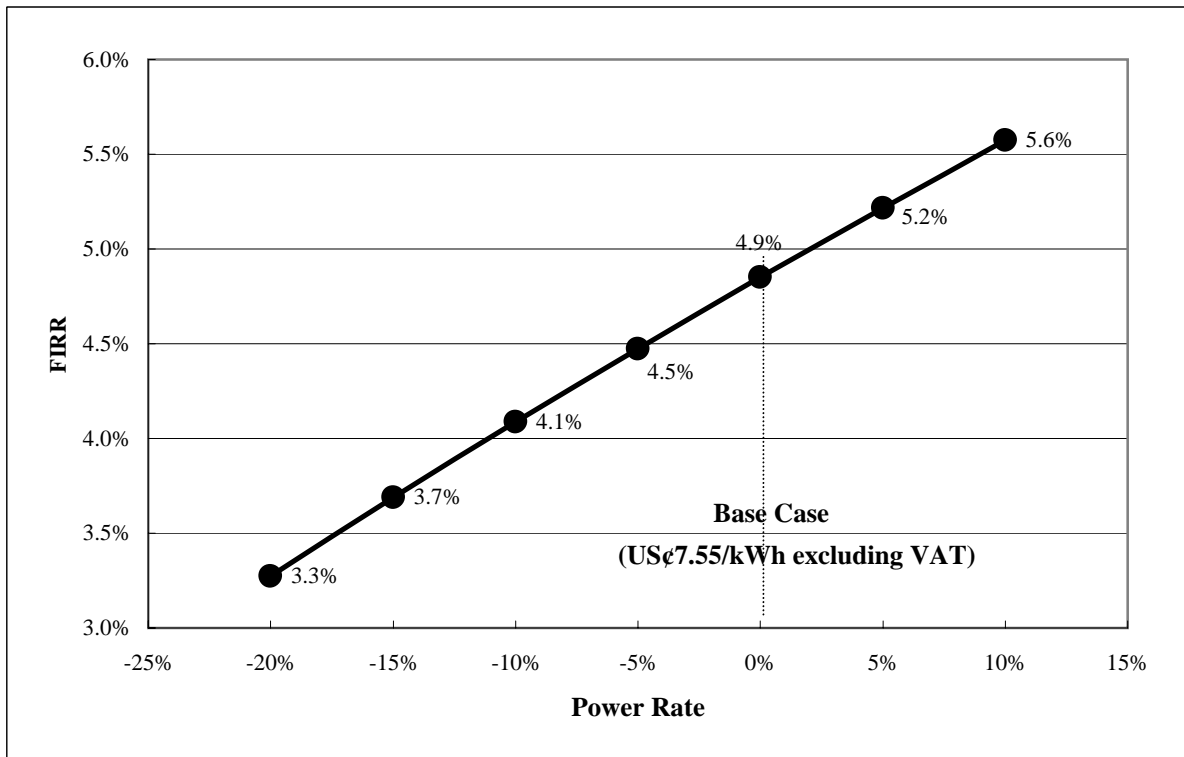


Table 16.6 Financial Sensitivity of Power Rate

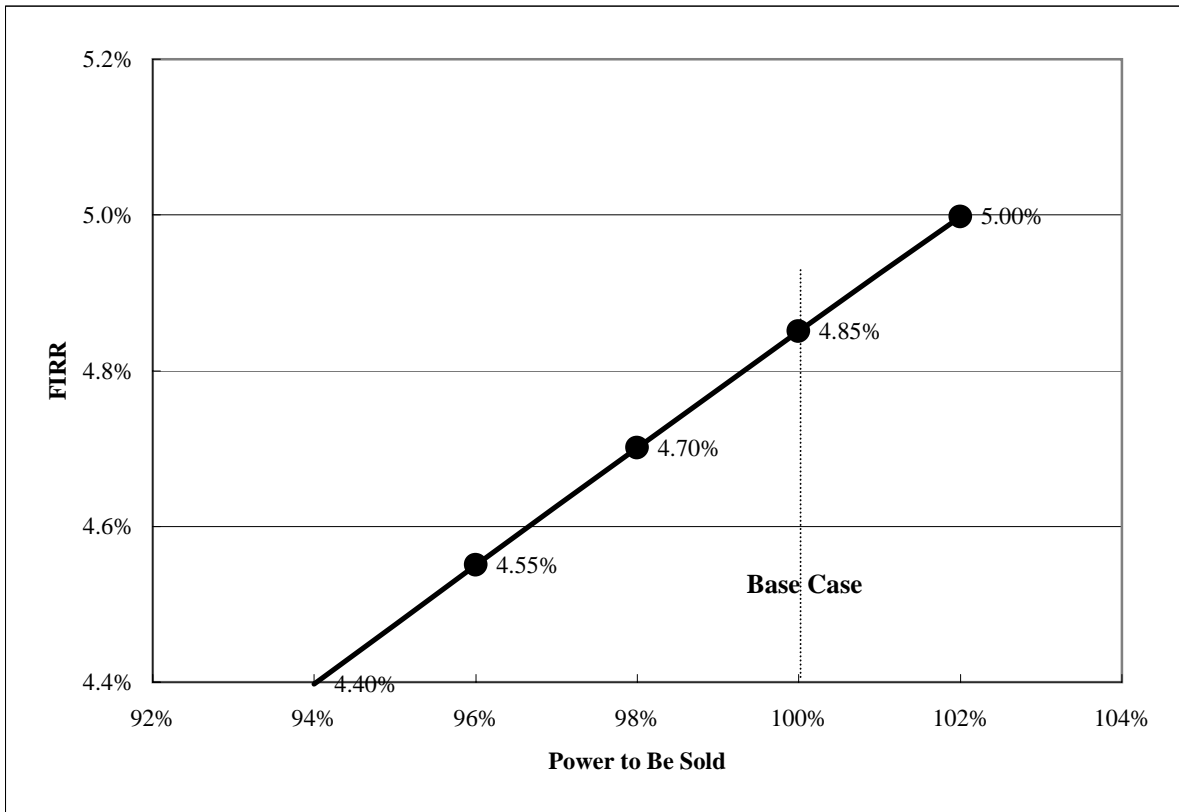


Table 16.7 Financial Sensitivity of Power Volume to Be Sold

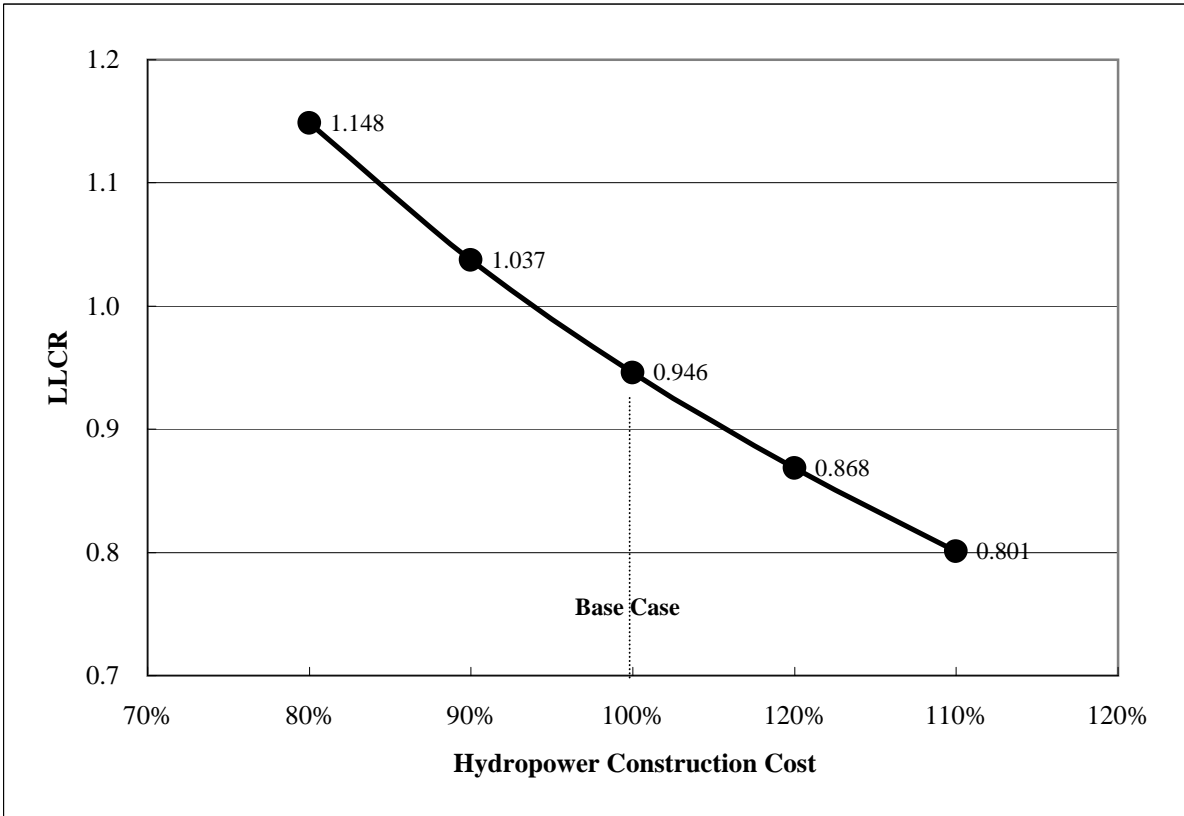


Figure 16.8 Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost

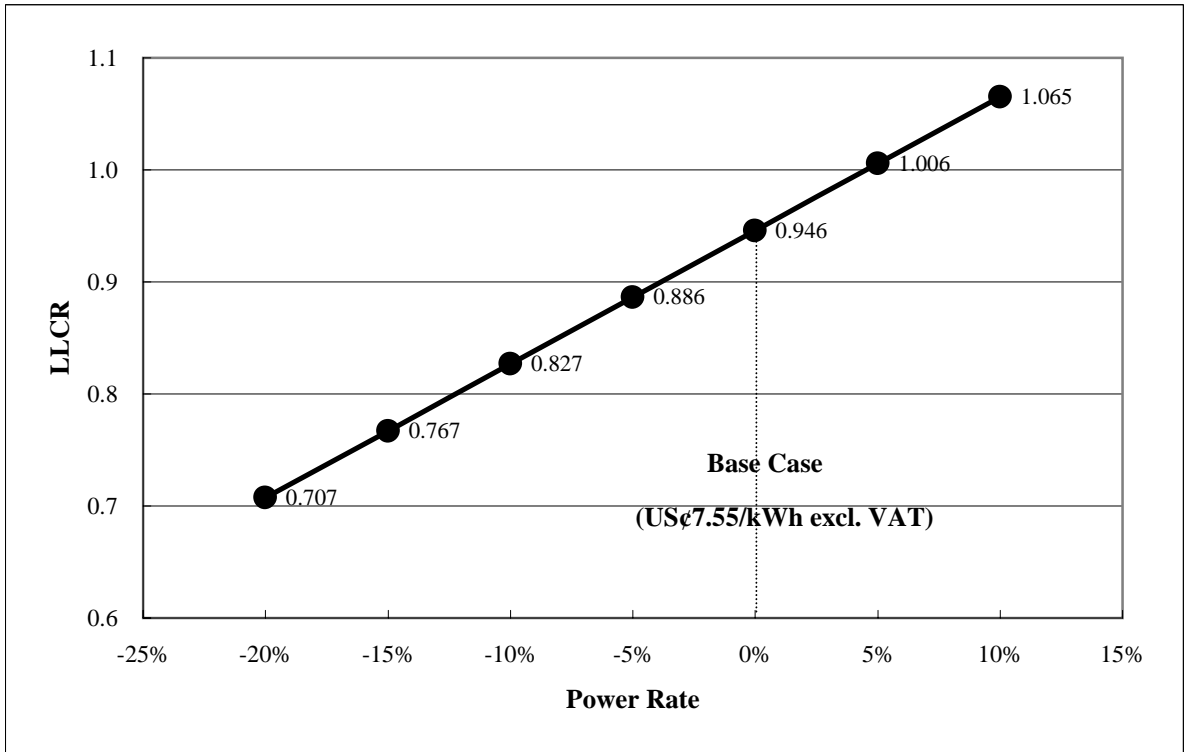


Figure 16.9 Solvency Sensitivity to Power Rate: Case of ODA Finance

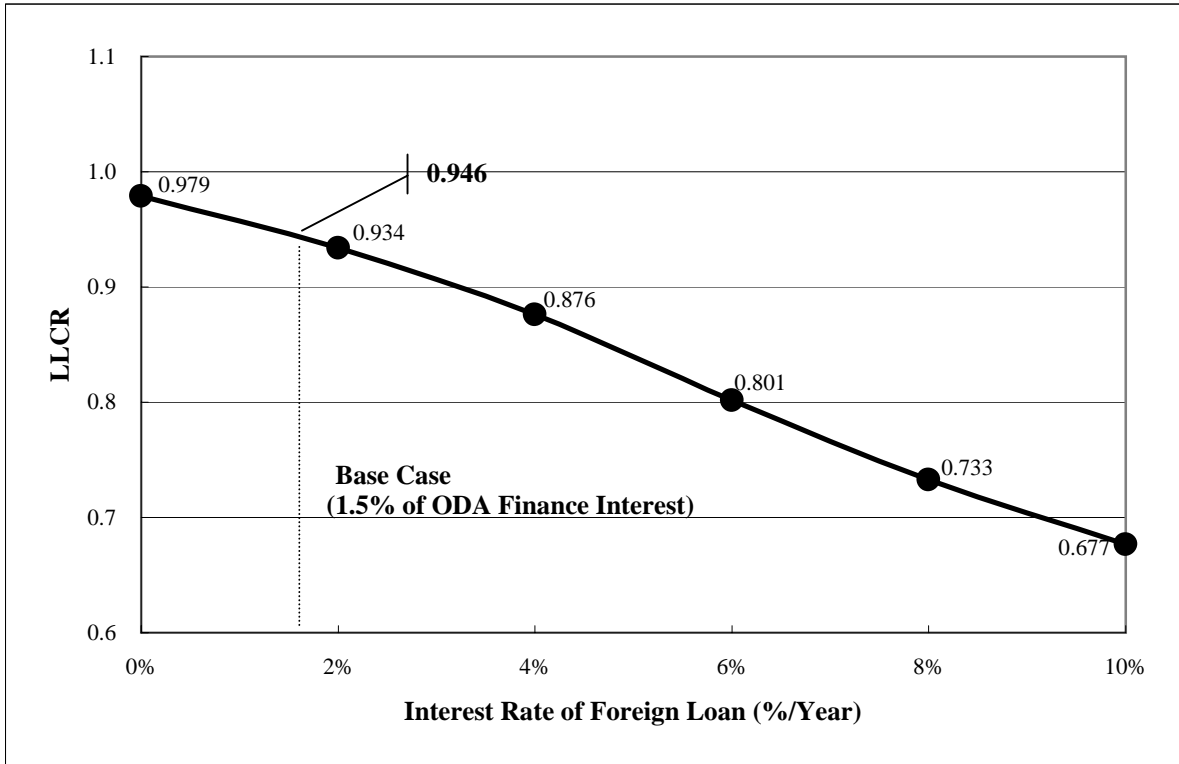


Figure 16.10 Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of ODA Finance

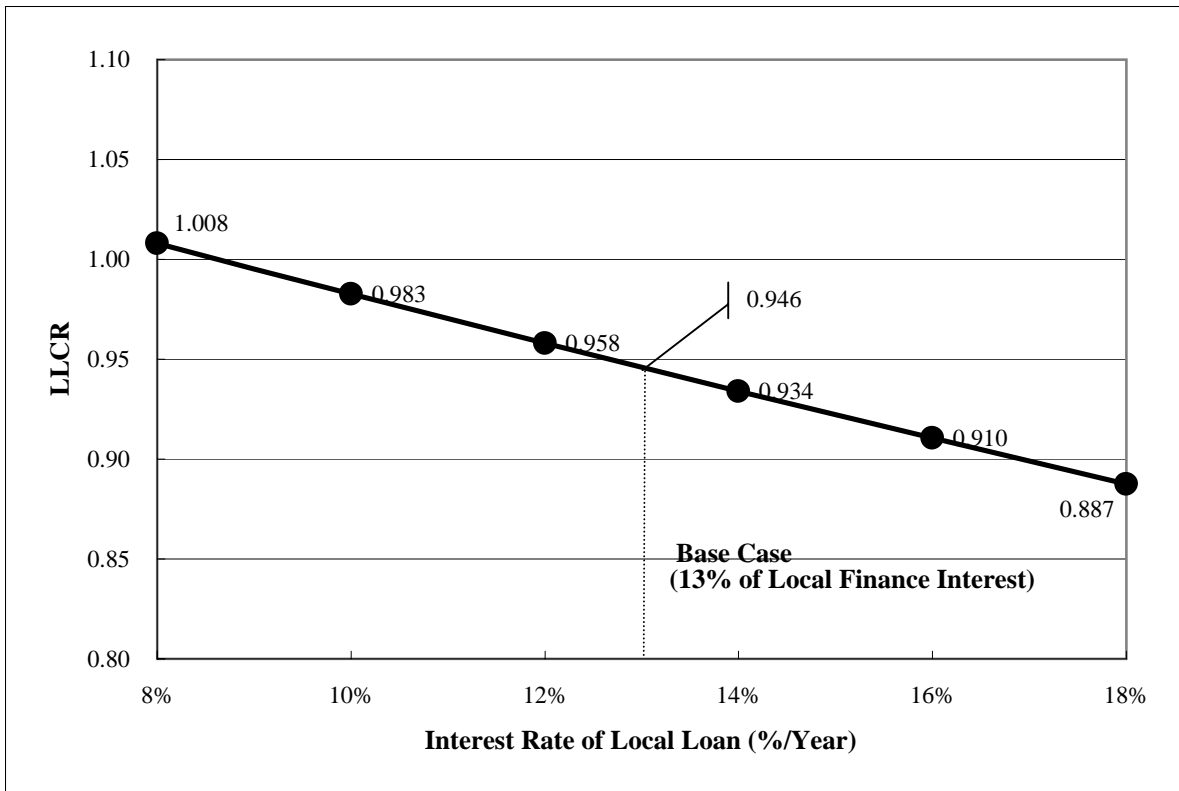


Figure 16.11 Solvency Sensitivity of Local Loan Interest Rate: Case of ODA Finance

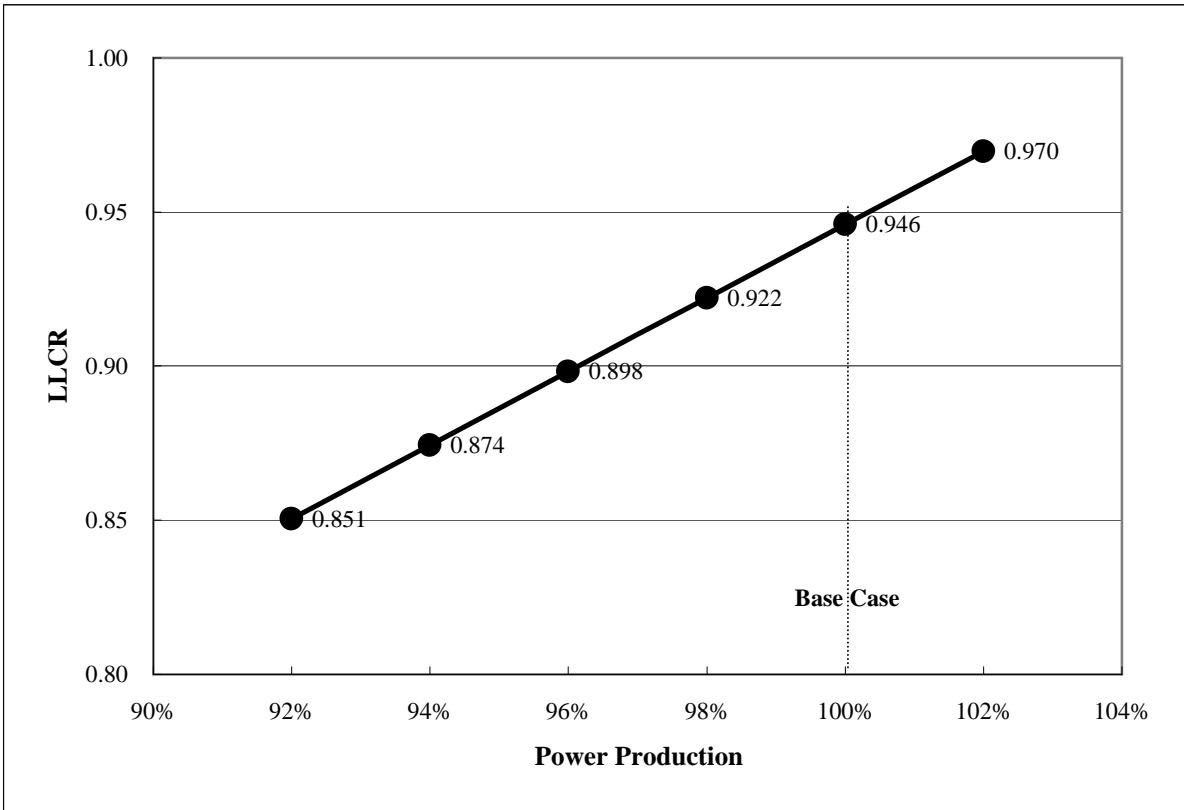


Figure 16.12 Solvency Sensitivity to Power Production: Case of ODA Finance

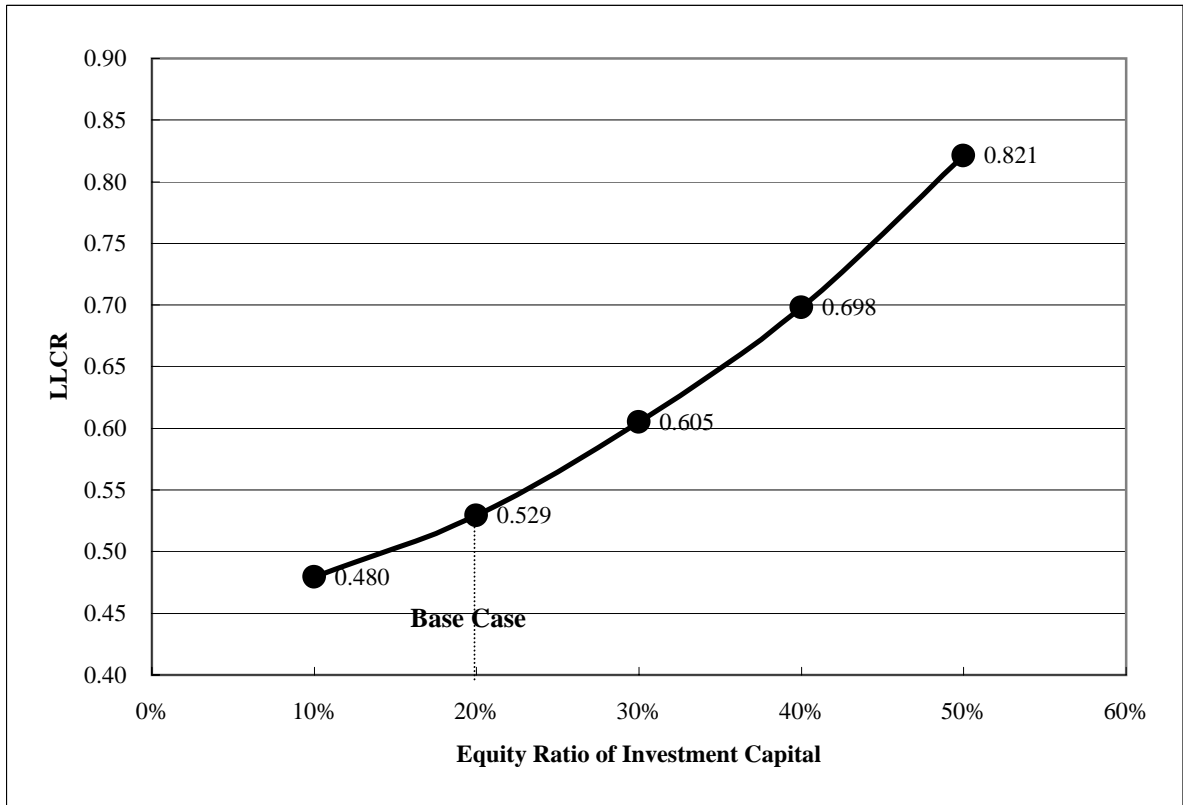


Figure 16.13 Solvency Sensitivity of Equity Ratio of Investment Capital: Case of IPP

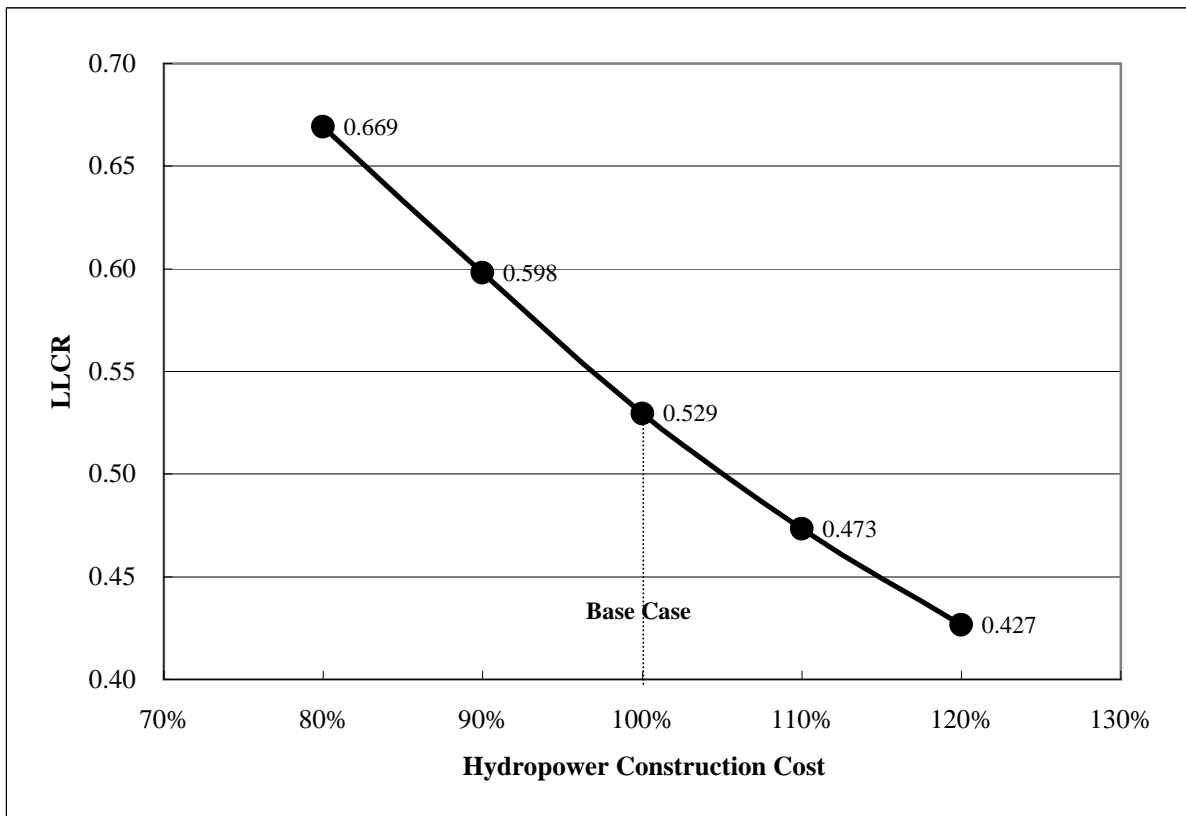


Figure 16.14 Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost: Case of IPP

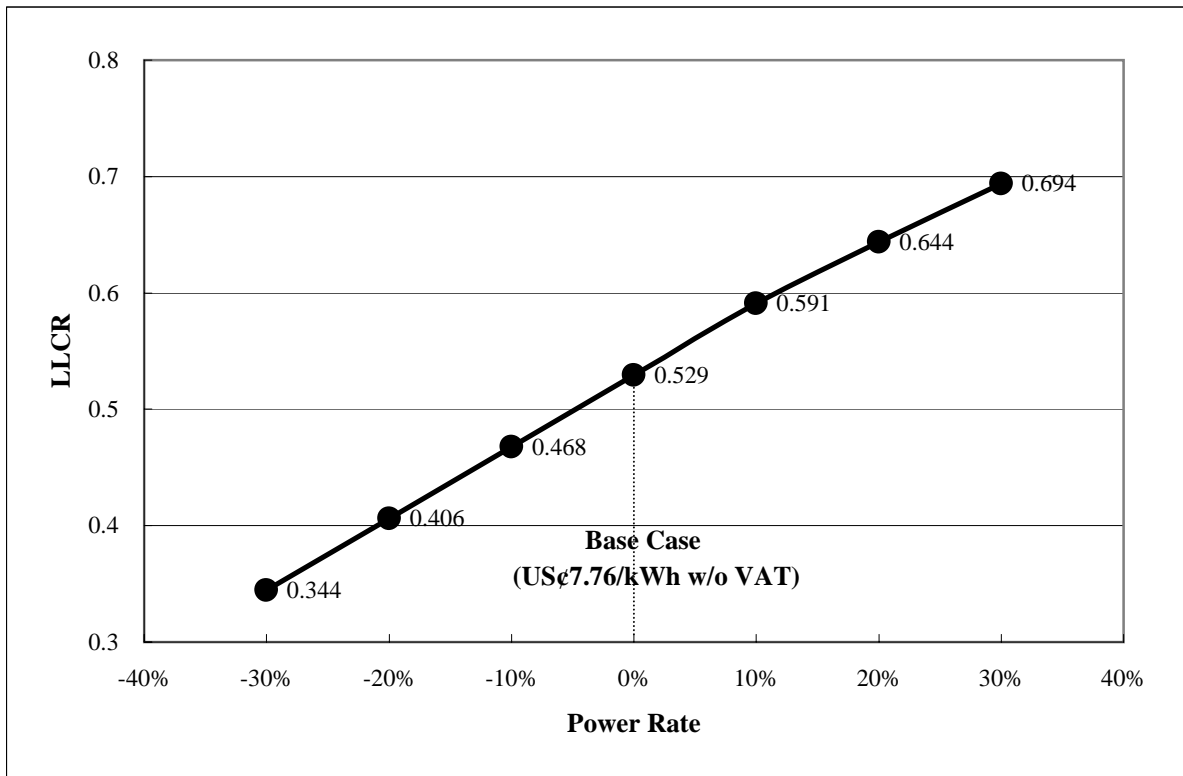


Figure 16.15 Solvency Sensitivity to Power Rate: Case of IPP

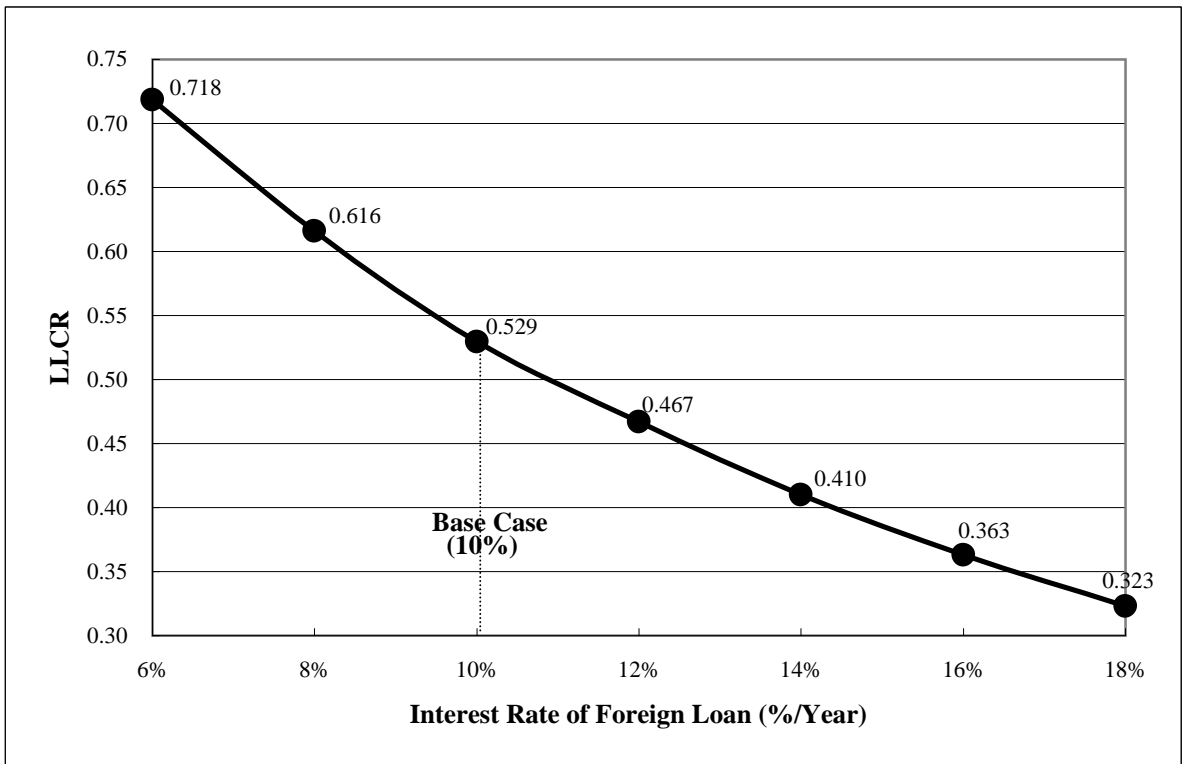


Figure 16.16 Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of IPP

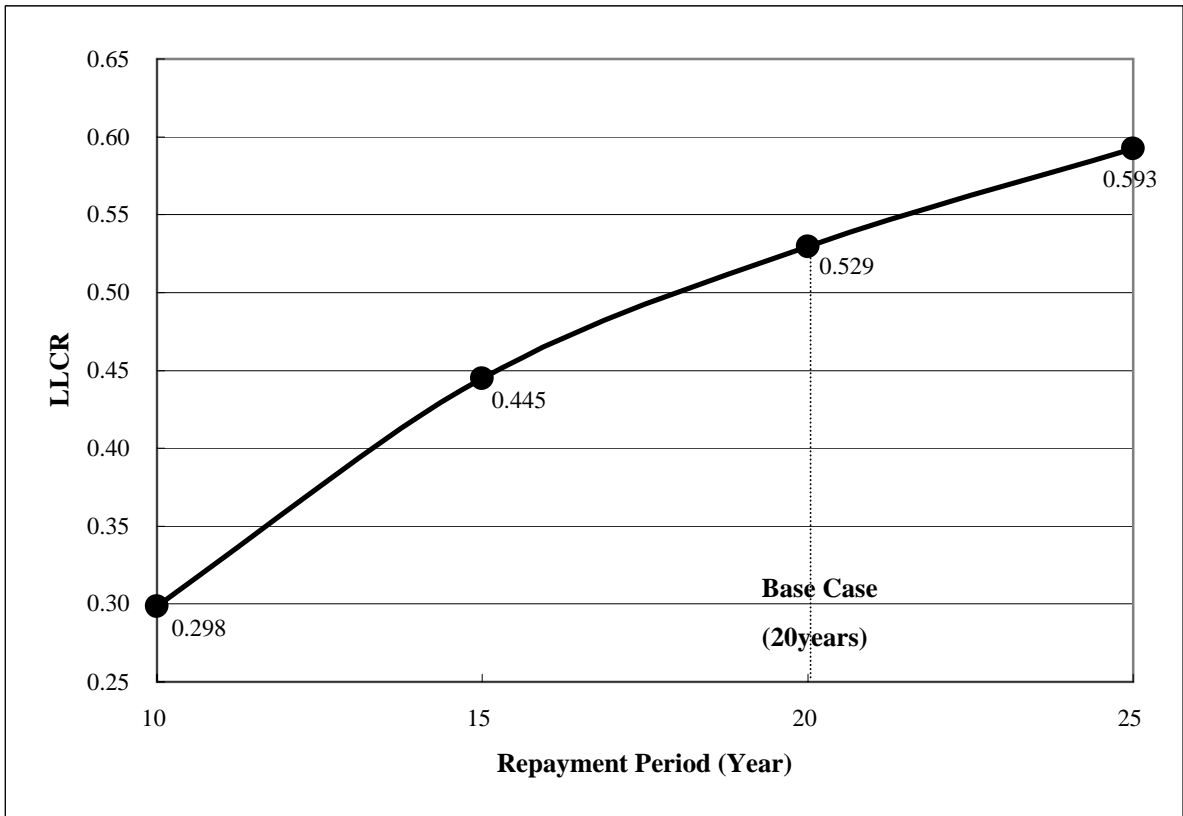


Figure 16.17 Solvency Sensitivity of Repayment Period of Loan: Case of IPP

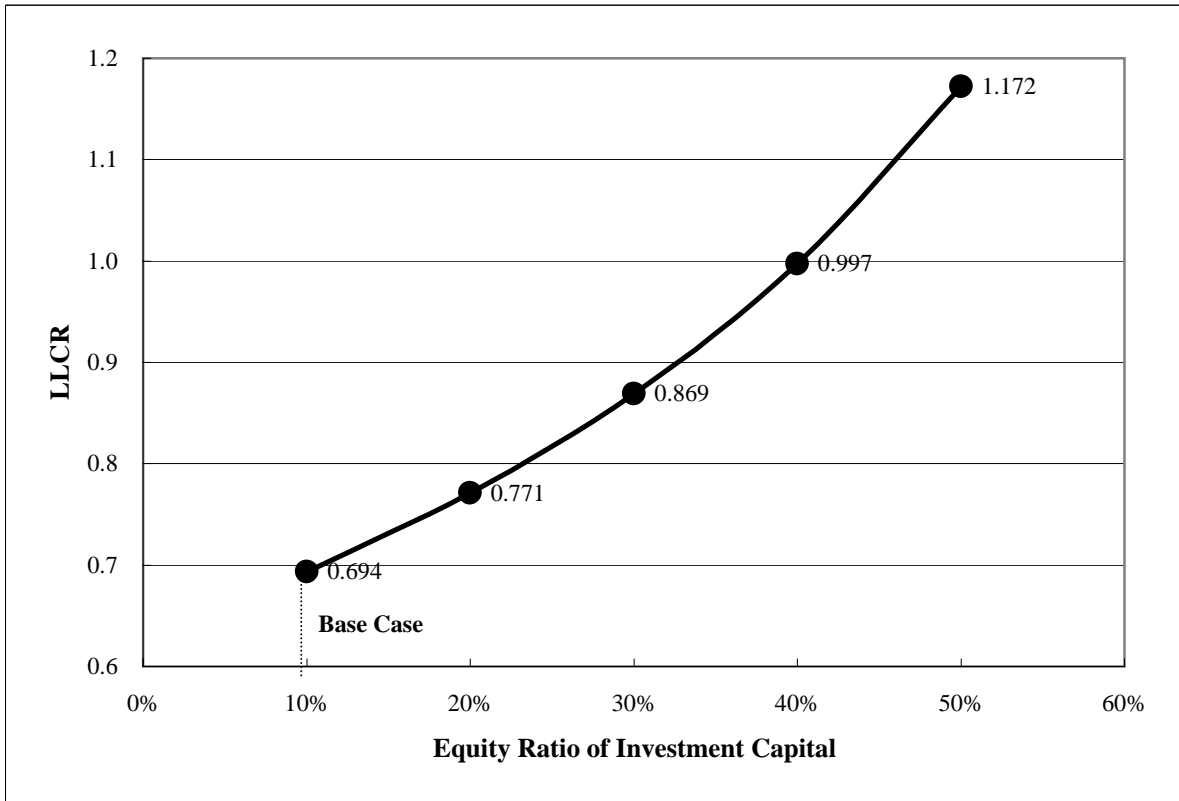


Figure 16.18 Solvency Sensitivity of Equity Ratio of Investment Capital: Case of Mixed Enterprise

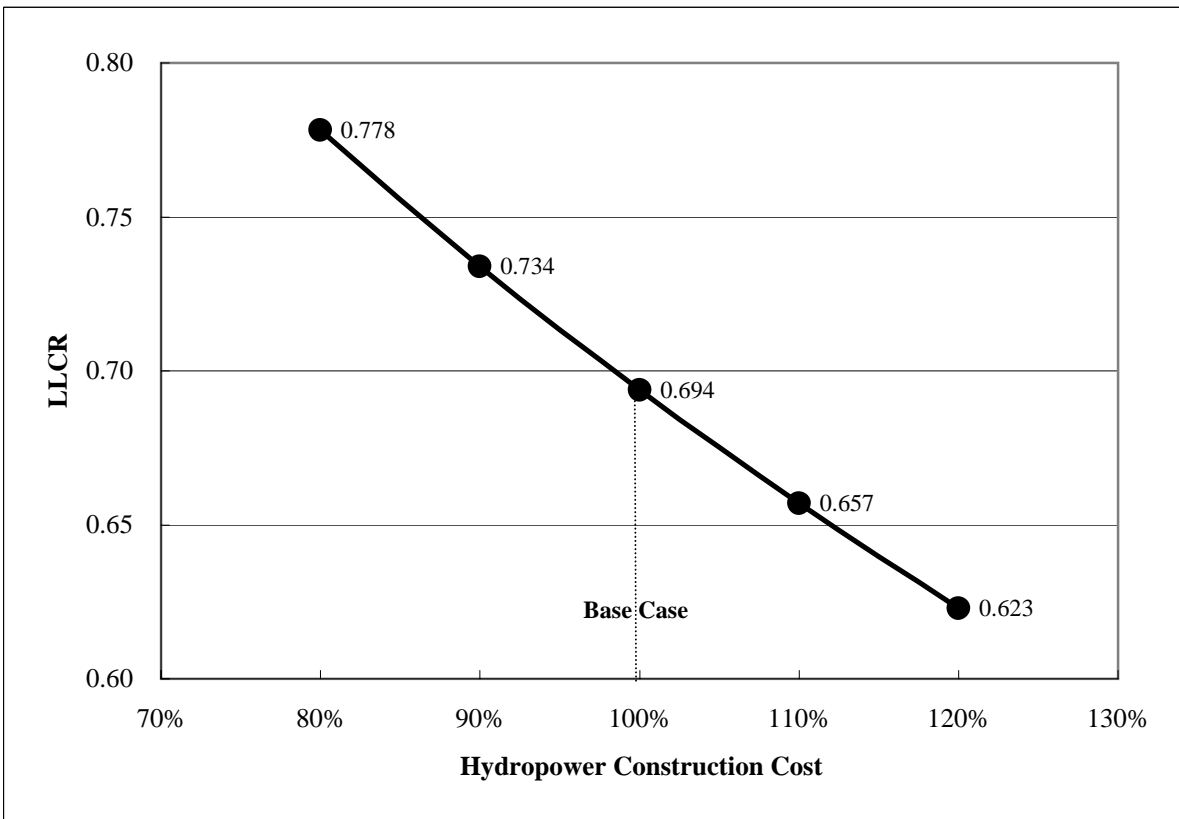


Figure 16.19 Solvency Sensitivity of Hydropower Construction Cost: Case of Mixed Enterprise

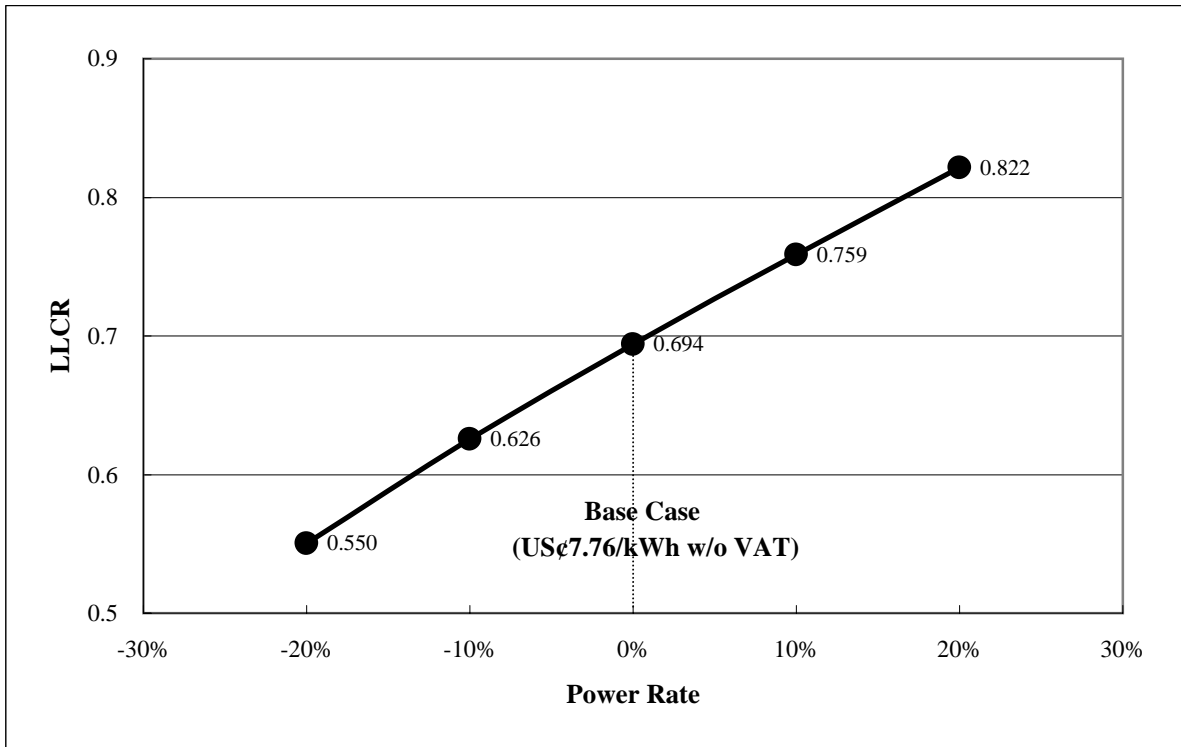


Figure 16.20 Solvency Sensitivity of Power Rate: Case of Mixed Enterprise

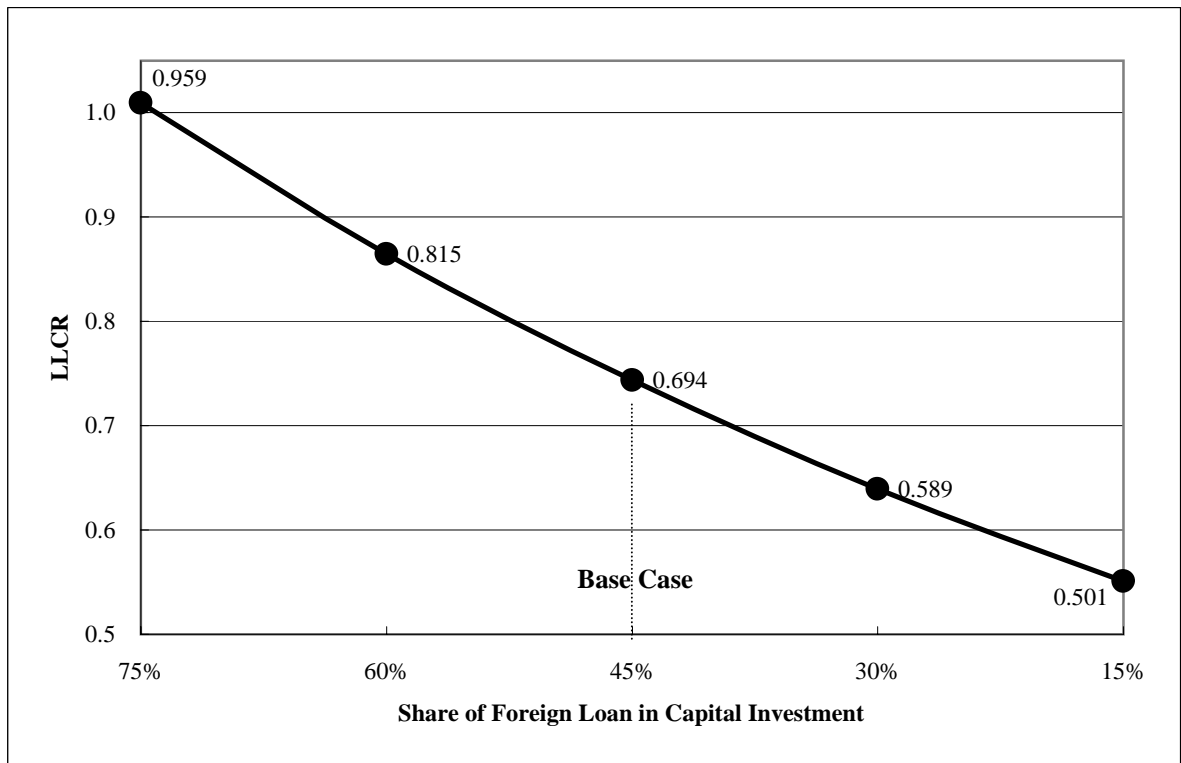


Figure 16.21 Solvency Sensitivity of Component of Foreign and Local Loans Case of Mixed Enterprise

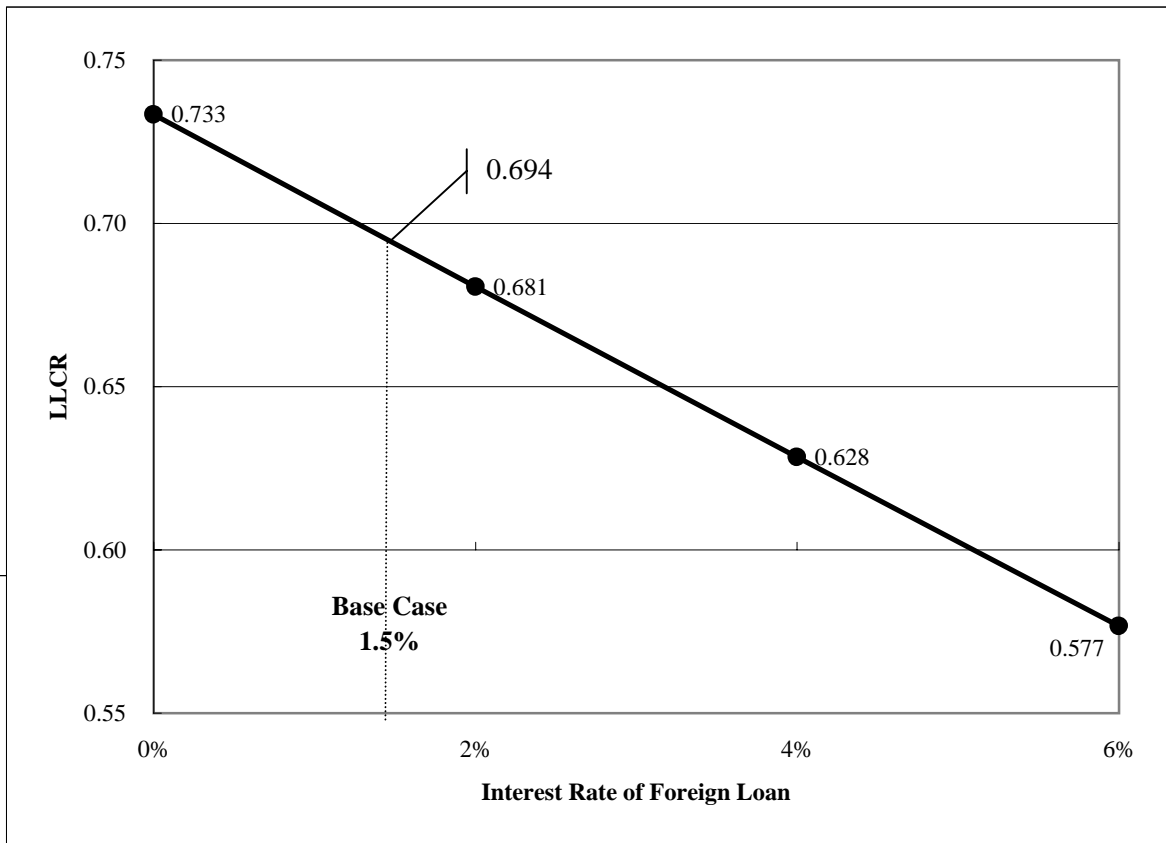


Table 16.22 Solvency Sensitivity to Foreign Loan Interest Rate: Case of Mixed Enterprise

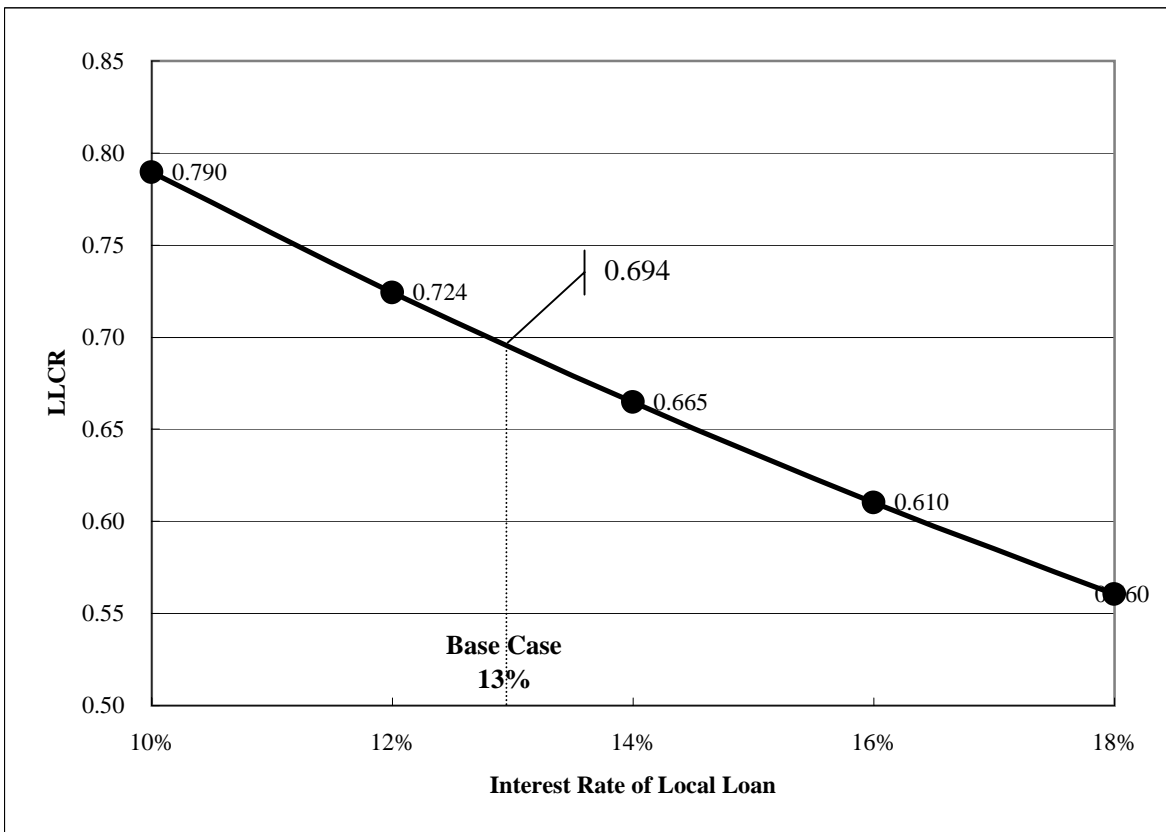


Table 16.23 Solvency Sensitivity of Local Loan Interest Rate: Case of Mixed Enterprise

17. Broadlands プロジェクトへの CDM の適用

17. Broadlands プロジェクトへの CDM の適用

近年、温室効果ガスを排出する人為的活動によって引き起こされる地球温暖化が大きな環境問題として国際的に認識されるようになり、エネルギー分野はその対策において重要な位置を占めている。ここでは地球温暖化対策のひとつであるクリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism: CDM）を取り巻く状況について述べ、その後、スリランカ国内の状況について、スリランカ側の Designated National Authority 等 CDM 関係機関の組織、制度、取組み状況を調査し、必要な意見交換を行った内容について述べる。また、Broadlands 計画を仮定の CDM プロジェクトとして、PDD（Project Design Document）の作成に必要なベースラインの設定、プロジェクトの追加性、プロジェクト境界の設定等に関する各種データの収集を現地にて行い、これらのデータに基づき排出削減量を計算して PDD を作成した。

17.1 CDM に関する国際状況

1992 年 5 月、気候変動枠組条約（UNFCCC）が採択され、努力目標として先進国の温室効果ガス排出量の削減目標を含めた国際交渉が開始された。次いで 1997 年、京都において開かれた第 3 回締約国会議（COP3）において先進国の温室効果ガス排出量について、法的拘束力のある数値目標が設定され、国として数値目標を達成するための補足的な仕組みとして、市場原理を活用する 3 つの仕組み（京都メカニズム）の導入が採択された。更に 2001 年、第 7 回締約国会議（COP7）において、これらの運用ルールを定めたマラケシュ・アコードが採択された。CDM の手続きについては基本的にこのマラケシュ・アコードに基づいている。

17.1.1 京都メカニズム

京都議定書において定められた、数値目標を達成するための以下に示す 3 つの仕組みのことを称して京都メカニズムと言う。

- 共同実施（JI: Joint Implementation）
- クリーン開発メカニズム（CDM: Clean Development Mechanism）
- 排出量取引（ET: Emissions Trading）

このうち、CDM とは、温室効果ガス排出量の数値目標が設定されている先進国（Annex 国）が協力して、数値目標が設定されていない途上国内において排出削減等のプロジェクトを実施し、その結果生じた排出削減量に基づきクレジットを発行したうえで、そのクレジットをプロジェクト事業者間にて分け合う仕組みのことである。CDM の目的は Annex 国が温暖化ガス削減目標を達成することと、Annex 国以外の国が持続可能な開発を達成することである。その管理は CDM 理事会（EB: Executive Board）によって行われるとされた。

京都議定書が発効するためにはUNFCCC締約国のうち55ヶ国以上が批准をし、かつAnnex国における1990年合計温暖化ガス排出量の少なくとも55%を占めるAnnex国の批准が必要である。2003年11月26日現在120ヶ国批准しており、批准したAnnex国の1990年合計温暖化ガス排出量は44.2%である。発効するためにはロシアの批准だけが問題となっている。

17.1.2 マラケシュ・アコード

マラケシュ・アコードとは、第7回締約国会議(COP7)において採択された、京都メカニズムの運用ルールに関する法文書である。この中でCDMプロジェクトの事業者は、投資国側(Annex国)とプロジェクトを受け入れる国(ホスト国)側の指定国家機関(DNA: Designated National Authority)から承認を受けたうえで、COPから指定された指定運営組織(DOE: Designated Operational Entity)へプロジェクト設計書(PDD: Project Design Document)を提出して審査を受けることが必要とされた。

17.1.3 最近の動向

PDDにおいてはベースライン方法論及びモニタリング方法論について述べる必要があり、これらの方法論はCDM理事会に登録されたものを用いることとなっている。登録されている方法論を使用しない場合、プロジェクト事業者が新しい方法論を提案し、その方法論がEBの承認を受け、登録されることが必要である。現在登録された方法論がほとんど存在しないため、プロジェクト事業者はプロジェクト毎に新しい方法論を提案しなくてはならない状況である。

提案された方法論は、CDM理事会の諮問機関である方法論パネルが検討してCDM理事会へ推薦を行い、その推薦を受けてCDM理事会が承認することとされている。方法論パネルにおいて、ベースライン方法論とモニタリング方法論はA、BおよびCの3段階の評価をうける。この3段階の評価内容は以下の通りである。

- A: 方法論は承認される / 多少の修正により承認される。
- B: 方法論は要求された変更を条件として、承認され得る。
- C: 承認されない。

提案された方法論はこのA評価を受けた上で、CDM理事会による承認を受ける必要があり、Roundと呼ばれる一定の期間毎に受付されている。これまでにRound 4までが締め切られ、現在はRound 5として方法論を受け付け中である。以下に各Roundの内容を示す。

Round 1: 2003年4月15日締切り。5月21~23日の第5回方法論パネルにて議論され、6月7日~8日の第9回CDM理事会において決定。12件のプロジェクト、14件の新方法論提案のうち8件がC評価を受け、残りの提案もB評価に留まるという厳しい結果が示された。承認された方法論はこの時点

ではない。

Round 2：2003年5月29日締切り。7月7～8日の第6回方法論パネルで議論され、8月28～29日の第10回CDM理事会において決定。HFC分解プロジェクトおよびランドフィルガス(LFG)⁽¹⁾プロジェクトの計2件のベースライン方法論・モニタリング方法論が承認された。

(1) LFG (Land Fill Gas)：ゴミ捨場において埋立てられた生ゴミから嫌気発酵により発生するメタンを主成分とするガスのことを言う。近年このガスを回収処分したり有効利用するプロジェクトが世界各地でCDM事業として計画されている。

Round 3：2003年7月16日締切り。2003年9月8～9日の第7回方法論パネルで議論され、10月16日～17日の第11回CDM理事会において、2件のLFGによる発電プロジェクト、1件の燃料転換プロジェクトおよび1件のバイオマス発電プロジェクト、計4件の方法論が承認を受けた。

Round 4：2003年9月10日締切り。11月3～4日の第8回方法論パネルで議論され、11月27日～28日の第12回CDM理事会において1件のバガス(さとうきびの絞りかす)コジェネレーションプロジェクト、1件のLFGプロジェクト、1件の水力発電プロジェクト、計3件の方法論が承認を受けた。

Round 5：2004年1月23日締切り。

これまでに2件の方法論が正式に登録され、更に7件の方法論が承認を受けている。

水力発電プロジェクトに関して言えば、未だ登録された方法論は存在しないが、これまでに計4件のプロジェクトが提案されている。Round 1では2件提出されたが、C評価を受けた。Round 3にて流れ込み発電所の建設による水力発電プロジェクトである「La Vuelta and La Herradula Hydropower project」に関する方法論が提案され、これは第7回の方法論パネルにおいてB評価を受けている。Round 4では既設ダムに水力発電設備を取り付けるプロジェクトである「El Gallo Hydropower Project」に関する方法論が提案されており、第8回の方法論パネルにて評価Aとされ、第12回のCDM理事会において承認を受けている。

17.2 CDMに関するスリランカ国内状況

スリランカは京都議定書に対して2002年9月3日に加入(Accession)を表明しており、CDMプロジェクトのホスト国としての条件を満たしている。

平成15年5月18日～31日、及び9月22日～3日の現地調査において、CDMに関するスリランカ国内制度の現状及び今後の展開について、関係諸所にヒアリングを行った。

17.2.1 ヒアリング窓口

国内における現時点のCDM対応事務局として、Ministry of Environment & Natural ResourcesのDepartment of Environmental Economics & Global Affairsがある。

その中心人物は Dr. Batagoda⁽¹⁾であり、CDM プロジェクトに関する問い合わせ窓口でもある。(ヒアリングは 2003 年 5 月 27 日、10 月 1 日に訪問して実施した。また、補助的な問い合わせを 6 月 27 日に実施した。)

(1) Director, Department of Environmental Economics & Global Affairs, Ministry of Environment & Natural Resources

17.2.2 組織・制度等の状況

スリランカにおいて、CDM として提案されたプロジェクトは、“National CDM Policy” に照らし合わせて、その認定の是非に関する判断がなされる。これは Dr. Batagoda が草案を作成した方針であり、閣議承認を経て国の正式政策となる予定である。現在準備最終段階にあり、ヒアリングを実施した 2003 年 6 月 28 日時点では、2 週間以内に閣議にかける予定とされていた。

続いてヒアリングを行った 2003 年 10 月 1 日時点でも、閣議決定はなされておらず未だ準備段階に留まっている。しかし、各省庁の縦覧は終了し、大枠については同意を既に得ており、軽微な変更は生じるとしても、大幅な変更は生じないという見通しである。

スリランカにおいて、CDM プロジェクトを取り扱う国内体制の枠組みはほぼ決定しているものの、実際の組織配置及び人員配置は各機関で進み方が異なり、今のところ全てが機能できる状況にはない。

以下に既に設置されている、または設置が検討中である各機関について示す。また、スリランカ国内体制の構想図を示す。なお、2003 年 10 月 1 日に実施したヒアリングの結果に基づき、図中にて設置済み機関を太線、未設置若しくは設置が検討されているものを破線で示した。

- National Expert Committee (NEC)

CDM 関連の国内手続き機関。6 割の各省庁関係者、及び民間・大学・NGO から選出された約 20 名により構成される。このメンバーは CCS により指名される。現在までに 2 回開催されており、CDM に関する方針や、プロジェクト内容に関して協議が行われたが、コンセプトのレベルに留まっているようである。なお話題に上ったプロジェクトは小水力、バイオマス発電、ゴミ発電、コジェネ、植林、風力等であったとのことである。

- Climate Change Secretariat (CCS)

関連省庁のメンバーからなる CDM の国家承認機関 (DNA) の位置付けとされる機関。小規模ながら設置済みであるが、公式的な実効は未だない状況。

- Cell

CDM プロジェクトを推進するために関係省庁 (電力エネルギー省、工業省、運輸省、農業省、プランテーション省等) に設置される機関。CDM 案件の推進や形成は各省の Cell が担当することとなる。未だ整備されてはいないが、各省庁は CDM

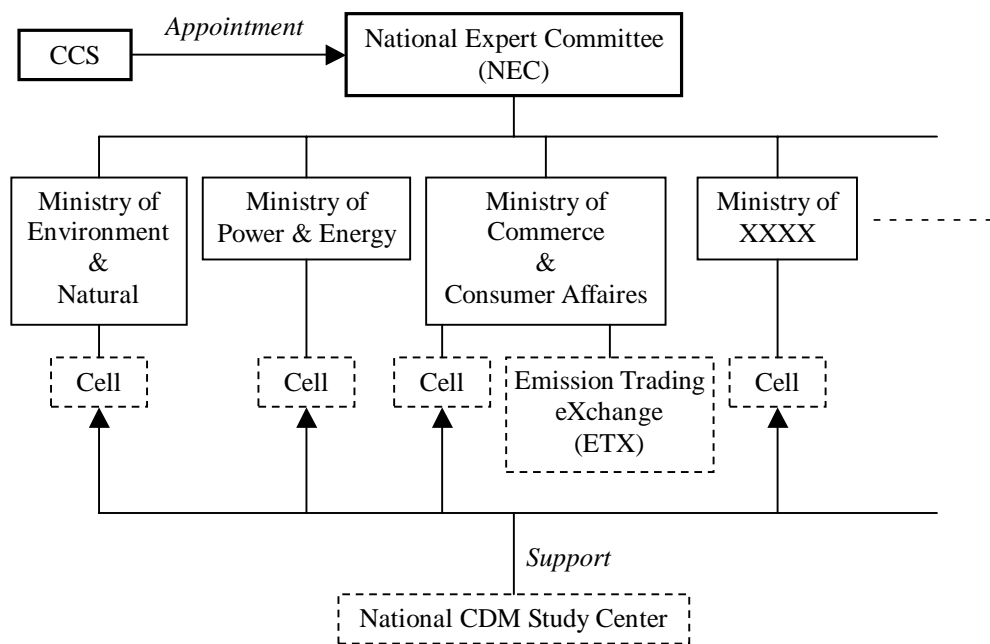
プロジェクトの実施に対しての意向を持っているとの事である。

- National CDM Study Center

CDM 等に関する知見を集積し、より良いプロジェクト推進に資することを目的とする。大学関係者や専門家により構成される。構成委員内で MOU を結んだとの事であり、設置された模様。

- Emission Trading eXchange (ETX)

CDM により獲得されるクレジット (CER) の排出量取引の促進を目的として、その設置が検討されている。設置のための提案はされたが、現在調整中である。



CDM スリランカ国内体制構想図

17.2.3 現時点での CDM プロジェクト承認手続き

現在、プロジェクトを CDM 事業として形成してよいかどうかについては、暫定的に Dr. Batagoda が National Policy (Dr. Batagoda より “Draft National Policy on Clean Development Mechanism” として入手済み) を満たしているかどうかを判断して行っている。その承認には殆ど日数を要しない模様である。

最終的に、その CDM プロジェクトを承認するかどうかの判断は NEC が行う予定であるが、実施案件が今のところないため、実際の手続きフローは明確ではなく、申請様式も未定である。CCS は DNA ではあるが、あくまでも事務局として手続きを行うことが中心業務であり、実質的な検討は NEC や National CDM Study Center で行うこととなる。

National Policy では、CDM プロジェクト実施で得られる排出削減量 (クレジット) の 10%

以下をスリランカ政府が得ることとしているが、民間に十分魅力的なものとなるように運用する意向であり、初期の案件は0%くらいとなるような配慮を行うことも考えている。

17.2.4 政府の取り組み姿勢とドナーの取り組み状況

政府内には CDM に積極的に取り組む意欲があり、制度の研究や国内の実態調査などを進めてきたが、残念ながら実際の CDM プロジェクトを推進できるだけの体制と人材が未だ整っていない。これらを解決すべく世銀の技術協力を期待して交渉した時期もあったが、実現していない模様である。

各省庁のキャパシティ・ビルディングも必要であり、Dr. Batagoda は実際のプロジェクトを実施し、それを事例として示すことで、より強い各省庁への働きかけを行いたいと考えている。インタビューを行った時点では CDM プロジェクトの提案として 1 件の風力プロジェクト、1 件のゴミ利用プロジェクトの計 2 件が持ちこまれている。前者の風力プロジェクトは Project Idea Note (PIN) 程度のプロジェクト構想や概要を提示した案件である一方で、後者のゴミ利用プロジェクトはベルギーと西ドイツの企業が持ちこんだ案件であり、ドラフトながら PDD が作成されたうえでの提案がなされている。Dr. Batagoda は実施についてかなり前向きな姿勢を示している。

関係省庁の他部門の動きとしては、Sri Lanka Energy Managers Association (SLEMA、エネルギー関連の研究者及び実務者の学会) が、SIDA の資金援助で実施しているアジア工科大学の Asian Regional Research Programme in Energy, Environment and Climate に参画し、スリランカで CDM 事業の実施可能性、その効果等について調査を続けている。

これまでに UNEP や UNDP などの資金を得て、以下の 2 つの調査を実施した。

- Initial National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change (2000 年 10 月 27 日)
- Report on the National workshop on the UNFCCC and the Institutional Design of the cooperative implementation Mechanisms of the Kyoto Protocol (2000 年 8 月 3～4 日開催のワークショップ結果)

17.3 Broadlands 水力発電計画に関する PDD

CEB より入手した情報を基に Broadlands 計画を CDM プロジェクトと仮想し、PDD を作成した。水力発電プロジェクトについての登録されたベースライン及びモニタリング方法論は未だ存在しないが、4 件の方法論を含む PDD が提案され、一般に公表されている。この 4 件のうち、「La Vuelta and La Herradura Hydroelectric Project」(LVLH) の方法論は、方法論パネルにより B 評価を受けており、修正が必要であるが承認されないという判断がされていないこと、またプロジェクトの実施内容が流れ込み式の水力発電所の建設であることから考えて、最も参照とするにふさわしいと考えられる。よってこの LVLH 計画の PDD を

参照して Broadlands 水力発電計画の PDD を作成した。

この PDD で採用されている排出削減量の計算方法は、プロジェクトが存在した場合としない場合の電力網への供給シミュレーションを実施し、全電力におけるそれぞれの GHG 排出量の差から、削減量を求める手法である。本件では CEB の“Long Term Generation Expansion Plan”における各発電の経済比較に基づいて、配電網には安い電力から供給されるという事を前提とし、費用が高い発電方法による電力量から順番に、Broadlands の発電電力量によって理想的に置換されるものとして計算を実施した。実際にこの手法を用いるためには「La Vuelta and La Herradura Hydroelectric Project」で行われているような詳細なシミュレーションに基づく検討が必要であることに注意が必要である。

実際の PDD を作成する場合にはより詳細な情報収集が必要であるが、現時点で入手可能なデータも存在するため、様々な仮定が PDD の作成にあたって必要であった。以下に今回の作成に関する仮定項目を示す。

- 登録された方法論が未だ存在しないことから、ベースライン方法論及びモニタリング方法論名は記載しない。
- “Long Term Generation Expansion Plan” は将来予測を雨量によって Very dry、Dry、Medium、Wet、Very wet の 5 ケースそれぞれについて行っているが、標準ケースとして Medium ケースを用いる。
- クレジット期間は 21 年とする。
- 2018 年以降の値は全て 2017 年と同じとする。
- プロジェクトの建設を 2003 年に開始し、2007 年に運開するものとする。
- Broadlands 発電所の年間発電電力量は 126.8 127 GWh とする。
- 以下の順番で、他からの発電方法による発電電力量が置換されていくものとする。
 1. ガスタービン（小規模）
 2. ガスタービン（大規模）
 3. コージェネ（小規模）
 4. コージェネ（大規模）
 5. ディーゼル
 6. 石炭火力
 7. 水力
- 環境影響評価（EIA）は当 FS において別途検討されているため、PDD には掲載しない。
- 利害関係者コメントは、EIA に基づいたプロジェクトの説明会とそれに関する遣り取りが行われていないため、記載しない。

-
- 施工機械による排出は詳細設計に基づく詳細な施工計画によって初めて算出されることから、ここでは項目としては考慮するが、それに基づく排出量は計算しない。
 - 排出削減量の係数は一部 IPCC ガイドラインにおけるデフォルト値を採用する。

上記の仮定条件の元で排出削減量を計算した。

また、参考のため、過去 2000 年～2002 年における発電量の実績データから、火力全電力平均の 1MWh 当り GHG 排出量を算出し、Broadlands 発電所の発電電力量に応じた GHG 分が排出削減されるとして計算も行った。

計算の結果、21 年間のクレジット期間において、理想的な置換が行われた場合の排出削減量は約 177 万トン CO₂e となった。

参考のために算出した火力全平均を用いた場合の排出削減量は約 185 万トン CO₂e となり若干大きな値となった。

作成した PDD を Appendix I-B に示す。