

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

要 約

2004年2月

電源開発株式会社  
日本工営株式会社



**The Main Dam Site (looking downstream)**



**The Kehelgamu Oya Weir Site (looking upstream)**



**The Powerhouse Site** (looking from the right bank)

## 目 次

<b>結論と勧告</b> .....	<b>CR - 1</b>
結 論 .....	CR - 1
勧 告 .....	CR - 5
<b>Part I 一般事項</b>	
<b>1. 序論</b> .....	<b>1 - 1</b>
<b>2. スリランカの概要</b> .....	<b>2 - 1</b>
2.1 地形 .....	2 - 1
2.2 気候 .....	2 - 1
2.3 政府機関 .....	2 - 2
<b>3. 社会・経済現況</b> .....	<b>3 - 1</b>
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 - 1
3.2 マクロ経済状況 .....	3 - 1
3.2.1 国家経済 .....	3 - 1
3.2.2 国家財政 .....	3 - 2
3.2.3 対外債務・残高 .....	3 - 2
3.2.4 物価指数および為替レート .....	3 - 3
3.3 社会・経済構造の予測 .....	3 - 3
3.3.1 全国開発計画 .....	3 - 3
3.3.2 人口予測 .....	3 - 4
<b>4. 電力セクターの現況</b> .....	<b>4 - 1</b>
4.1 電力組織の形態 .....	4 - 1
4.2 電力需給バランス .....	4 - 1
4.3 発電電力量 .....	4 - 2
4.4 電力料金 .....	4 - 3
4.5 発電設備の現状 .....	4 - 4
4.6 IPP の導入状況 .....	4 - 6
4.7 流通設備の現状 .....	4 - 6

<b>5. 需要想定と電源開発計画</b> .....	<b>5 - 1</b>
5.1 電力需給の見通し .....	5 - 1
5.2 電源開発計画 .....	5 - 1
<b>6. 電力セクター改革</b> .....	<b>6 - 1</b>
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 - 1
6.3 改革の課題 .....	6 - 2
6.4 電力セクター改革後のドナーの支援 .....	6 - 3

## **Part II 水力発電の最適化**

<b>7. 水文解析</b> .....	<b>7 - 1</b>
7.1 解析対象地域の気象と地形 .....	7 - 1
7.1.1 流域の地形 .....	7 - 1
7.1.2 気象的特徴 .....	7 - 1
7.2 水文資料の収集・整理 .....	7 - 1
7.3 水文データ解析 .....	7 - 1
7.4 既設発電所の効率的運用検討用データの推定 .....	7 - 2
<b>8. 既設水力発電所の効率的運用の検討</b> .....	<b>8 - 1</b>
8.1 貯水池の年間運用 .....	8 - 1
8.1.1 現状の運用ルール .....	8 - 1
8.1.2 貯水池年間運用最適化の検討 .....	8 - 1
8.2 調整池式発電所の高効率運用 .....	8 - 2
8.3 周波数調整 .....	8 - 3
8.3.1 周波数調整の現状 .....	8 - 3
8.3.2 周波数調整の問題点 .....	8 - 3
8.3.3 周波数調整の改善策 .....	8 - 3
<b>9. 既設水力発電所の増設の可能性の検討</b> .....	<b>9 - 1</b>
9.1 New Laxapana および Polpitiya 発電所 .....	9 - 1
9.2 Victoria 発電所 .....	9 - 2
9.3 Samanalawewa 発電所 .....	9 - 3

## **Part III Broadlands 水力発電計画**

<b>10. Broadlands プロジェクトの水文解析</b> .....	<b>10 - 1</b>
10.1 低水解析 .....	10 - 1

10.2	洪水解析 .....	10 - 2
10.3	流入土砂量の推定 .....	10 - 3
<b>11.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの地質と地震 .....</b>	<b>11 - 1</b>
11.1	Broadlands 計画地点の地質 .....	11 - 1
11.1.1	調査地域の地形・地質 .....	11 - 1
11.1.2	工学的評価基準 .....	11 - 1
11.1.3	構造物基礎の地質と工学的特性 .....	11 - 2
11.1.4	コンクリート骨材 .....	11 - 3
11.2	地震および地震特性 .....	11 - 3
<b>12.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの開発計画 .....</b>	<b>12 - 1</b>
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
12.3	開発規模の検討 .....	12 - 2
12.4	送電線ルート .....	12 - 3
<b>13.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの土木構造物および電気機器の設計 .....</b>	<b>13 - 1</b>
13.1	ダムおよび附属構造物 .....	13 - 1
13.2	水路工作物および発電所 .....	13 - 1
13.3	電気機器 .....	13 - 2
<b>14.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの工事計画および工事費積算 .....</b>	<b>14 - 1</b>
14.1	工事概要 .....	14 - 1
14.2	工事費 .....	14 - 1
<b>15.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの環境影響評価 .....</b>	<b>15 - 1</b>
15.1	環境影響評価の手続きと流れ .....	15 - 1
15.2	Broadlands 水力発電計画の EIA .....	15 - 1
15.5	関係者への説明とコンサルテーション .....	15 - 1
<b>16.</b>	<b>Broadlands プロジェクトの経済・財務評価 .....</b>	<b>16 - 1</b>
16.1	経済評価 .....	16 - 1
16.2	財務評価 .....	16 - 2
16.3	プロジェクト・ファイナンスの分析 .....	16 - 4
<b>17.</b>	<b>Broadlands プロジェクトへの CDM の適用 .....</b>	<b>17 - 1</b>
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 - 1
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 - 2
17.3 Broadlands 水力発電計画に関する PDD .....	17 - 3

## 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<sup>(注)</sup>、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 (1,910m<sup>3</sup>/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 20m<sup>3</sup>/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 70m<sup>3</sup>/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% が既に開発されており、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

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、国土・灌漑・エネルギー省およびセイロン電力庁(以下、CEB という)と国際協力機構(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。

スリランカでは化石燃料はほとんど確認されておらず、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、経済成長にほぼ連動した形で電力の生産も伸びている。

一方、新規電源開発は、環境問題を中心とした理由により立地が難しい状況にあり、また、ここ1、2年は渇水も相俟って供給力が需要に追い付かず、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。

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となっており、また、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によれば、今後20年間は年7%程度の最大電力の伸びが予想されている。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。したがって、スリランカにおける水力発電の役割は、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。

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。

JICAは、本調査を実施するために、2002年3月に電源開発株式会社および日本工営株式会社とコンサルタント契約を締結し、両者は本調査を実施するための調査団を結成した。

このような状況のもとに実施された本調査の目的は、以下のとおりである。

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、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ことである。

調査は、2002年3月に開始され、2004年2月にすべての業務を終了した。

この期間において調査団は、水文、環境、経済および財務、電力セクターなどに関する基礎データの収集と分析、既往調査のレビュー、地形、地質および環境調査を実施し、それらに基づいて既設の貯水池と発電所の効率的運用の検討、既設発電所の増設の可能性の検討、および Broadlands 水力発電計画に関する最適開発計画の作成、主要構造物の概略設計、事業費の積算と工事計画の作成、経済および財務評価、環境影響評価などを実施した。



## 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、その国土面積は 1,170 km<sup>2</sup> の内水を含めて 67,095 km<sup>2</sup> 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。

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。北東部および南西部では、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。

### 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で、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し、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ものである。

## 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。

### 3. 社会・経済現況

#### 3.1 人口

##### 3.1.1 国勢調査人口

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。

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1km<sup>2</sup>当たり約333人であった。

##### 3.1.2 労働力

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%を吸収している。これに続いて、対個人サービス・セクターが19%、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。

##### 3.1.3 民族

スリランカは、3つの主な民族、すなわちシンハラ人(74%)、タミール人(19%)、イスラム教信奉徒によって構成されており、これらの3民族で全人口の99%以上を占めている。

#### 3.2 マクロ経済状況

##### 3.2.1 国家経済

スリランカの国内総生産(GDP)は、2001年現在で12.53億ルピー(要素費用表示)であった。主な経済部門の中で、「卸・小売り及びレストラン・ホテル」セクターは、2.75億ルピーと最大の粗付加価値(GVA)を記録した。これは、表3.6に示されているように、GDPの22%を占め、国家経済にとって最高の貢献率となっている。

「農業、家畜、漁業」セクターは、GDPへの貢献度で第2位であり、GVAで2.43億ルピーを上げ、GDPの19%を占めている。

更に、製造業セクターのGVAは1.98億ルピーで、GDPの16%を占め、第3位の経済貢献度を示している。

2001年には、国のGDP成長率が5.3%のマイナス成長を示し、最近の10年間で最悪の業績を記録した。このため、最近の6年間のGDPの成長は、平均3.9%と低い成長率であっ

た。

2001年の国民一人当たりのGDPは、67,000ルピーであった。2001年の平均為替レート89.36ルピー/米ドルを適用すると、一人当たりのGDPは約750USドルである。

### 3.2.2 国家財政

1999年と2000年のスリランカ政府の財政は、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。

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。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。それは、同年の歳出の25%を占める結果となっている。

### 3.2.3 対外債務・残高

#### (1) 外国援助

先進工業国やOECDの加盟国及び国際援助機関からの政府開発援助(ODA)の総受領高は、最近5年間の合計で23.1億米ドルであり、また1996年と2000年間の平均では年間4.6億米ドルであった。下表に示されているように、その受領額は年々変動している。

ODAの年受領額は、2000年ではGDPのおよそ1.6%を占めている。最近の5年の平均受領額としては、GDPの2.8%となっている。この比率は、1998年までは3%以上であったが、徐々に減少し2000年には2%未満に減少した。一方、毎年平均受領額は、同期間の政府の歳出の約11%に相当している。

項目	(単位: 10億USドル)				
	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

下表に示されるように、2000年には対外債務は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7.4億米ドルであった。

(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。

### 3.2.4 物価指数および為替レート

#### (1) 物価指数

消費者物価指数 (CPI) は、2002年12月には329 (ベース: 1990年を100) まで増加し、インフレ上昇率はこの12年間で3.29倍となった。これは、年平均のインフレーションに換算すると10.4%に相当する。同期間における最大のインフレ上昇率は1996年の15.8%、また、最小のものは2000年の6.2%であった。

#### (2) 外国為替相場

対米ドルのルピーの交換レートは、1990年に1US\$当たり40.07ルピーであったものが2002年5月には97.16ルピーへと下落した。

## 3.3 社会・経済構造の予測

### 3.3.1 全国開発計画

政府は、全国経済開発政策を「開発六カ年計画、マクロ・フレームワークとセクターの概観」として発表している。このプログラムの中では、国の中期マクロ経済予測が全国目標として提言されており、GDPはマクロ経済構造指標のうちの1つとして提言されている。スリランカ中央銀行 (CBSR) は、その年次報告の中で同じようにGDP計画値を示しており、その計画値は上記のプログラムで提言されているものと同じものである。下表はこの計画値を示している。

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

### 3.3.2 人口予測

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 月時点でまだ解析途上にあっが、速報値によれば、国勢調査人口の合計は 1,870 万人であると推測されており、平均人口成長率は年平均で 1.13% と推定されている。一方、2031 年の人口は、標準シナリオでは 2,310 万人、高予測シナリオでは 2,490 万人、低予測では 1,990 万人と予測されている。



## 4. 電力セクターの現況

### 4.1 電力組織の形態

(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。

(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、人材開発および財務の 7 部門が存在している。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。配電会社のランカ電力会社 (LECO) とともに、現在分社化が進行中。

(3) 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。

(4) 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。

### 4.2 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。

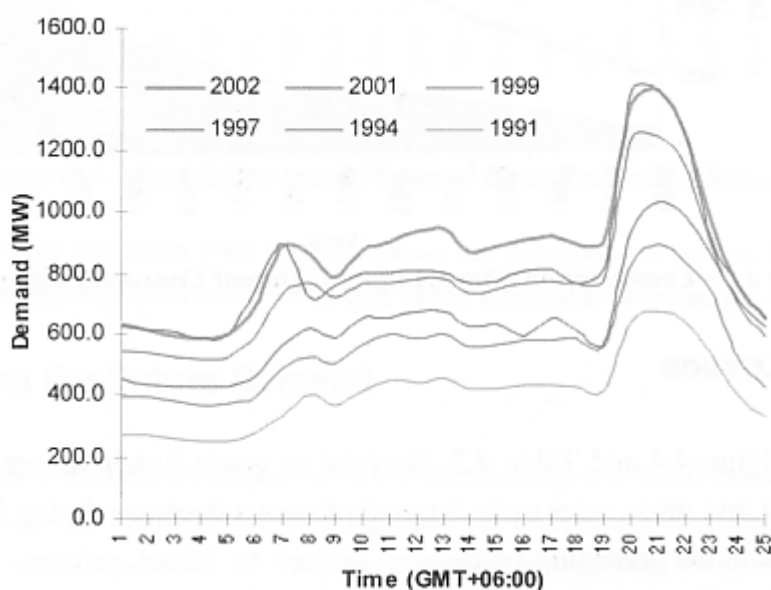
同国の最大電力は、1996 年 (968.4MW) には干ばつの影響を受けて前年の水準より低くどまったが、その後は堅調に伸び、2001 年には 1,445MW に達し至近 5 ヶ年で平均 10% 伸びていた。このため、2001 年には供給力不足により輪番停電を実施し、2002 年においても解消されなかった。

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	6,810
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

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 4.1 Daily Load Curve over the Year

### 4.3 発電電力量

スリランカの発電電力量は、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。

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。

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	20.9	53.7
2000	6,687	5,258	1,404	21.4	54.4
2001	6,520	5,236	1,445	19.7	51.5
2002	6,810	5,502	1,422	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)

#### 4.4 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。

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、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高および割高な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。

Table 4.4 Ceylon Electricity Board Tariff (effective from April 1 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/LA		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.

#### 4.5 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。

Table 4.5 (1) Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as of 2001)

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.85
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
Gas turbine (New)	115 (115 x 1)	115 (115 x 1)	813	Aug.97
Combined Cycle (JBIC)	165 (165 x 1)	165 (165 x 1)	790	Aug.02
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
Diesel (Extension)	80 (10 x 8)	72 (9 x 8)	444	4 Units Sep.97, 4 Units Oct.99
Sapugaskanda Total	160	144	932	
Small Thermal Plants				
Chunnakam	8 (8 x 1)	8 (8 x 1)	-	Mar.99
Total Thermal		480	2,835	

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

#### 4.6 IPP の導入状況

2002 年現在で IPP は火力発電所が 5 地点 171.5MW、小水力発電所が合計 36.89MW 稼動している。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

#### 4.7 流通設備の現状

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ombo周辺の工業地域を連系している。

配電線については中圧が 33kV 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 ケ所となっている。

**Table 4.7 Length of CEB Transmission and Distribution Lines in 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

### 5.1 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。

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

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 3,228MW の設備を新設する計画である。

長期電源開発計画、ピーク需要、予備率および停電確率 ( 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 Figure 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 163MW AES Combined Cycle at Kelanitissa (BOO)		54	BOO Project by AES 20 years Contract Under Construction JBIC Loan
				70	
2005		Medium-term Diesel Power Plants		200	
2006		Combined Cycle at Kerawarapitiya		300	
2007					
2008		Coal Steam (IPP)	Kelanitissa Gas Turbine	300	Expression of Interest
				-48	
2009	Upper Kotmale			150	JBIC Pledged
2010					
2011		Coal Steam		300	
2012		Coal Steam West Coast	Lakdhanavi plant Matara diesel plant	300	
				-22.5	
				-20	
2013		Gas Turbine	Sapugaskanda diesel plant Horana diesel plant	105	
				-72	
				-20	
2014					
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	3,366	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



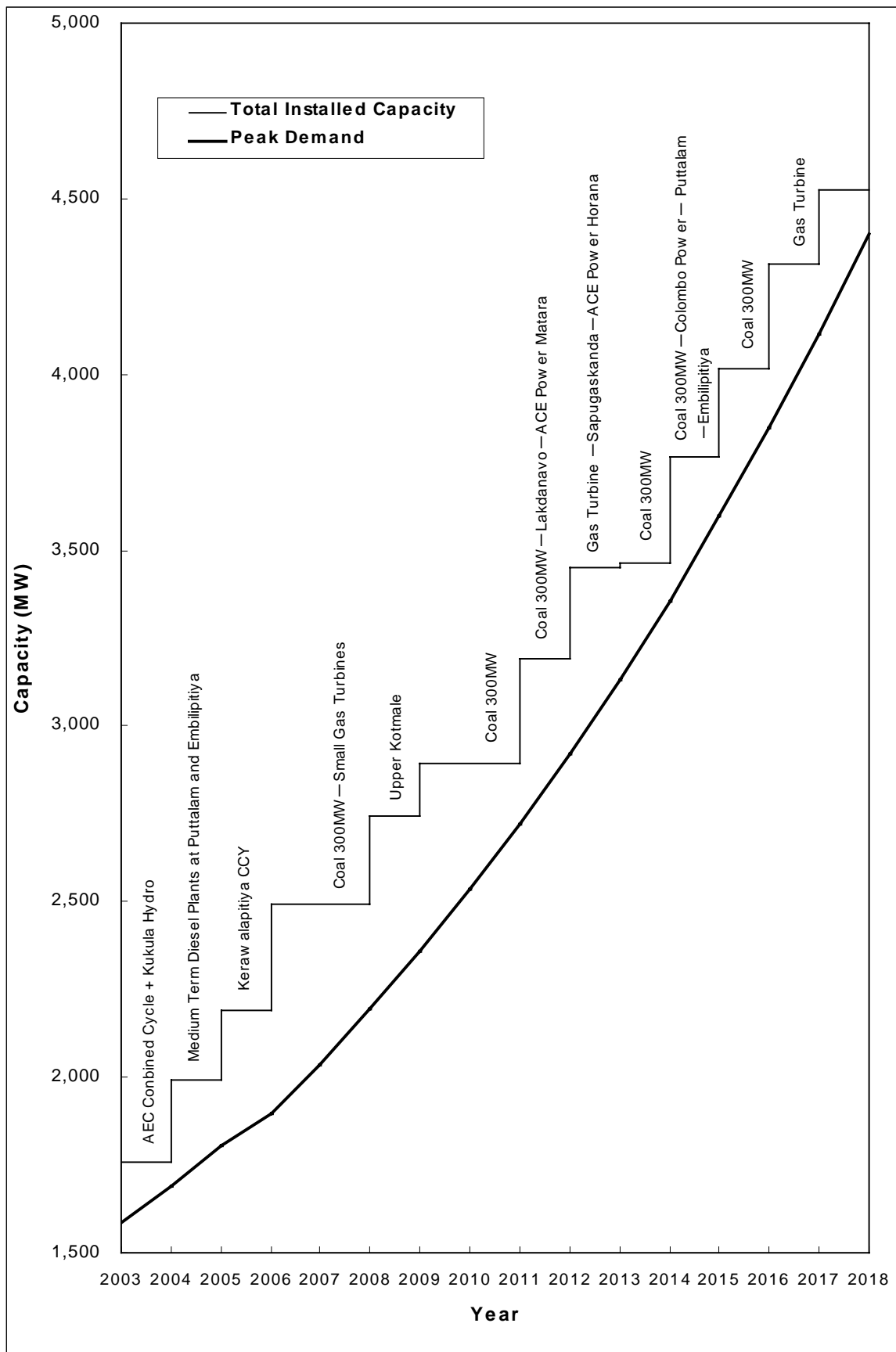


Figure 5.1 Expansion Plan and Peak Demand

## 6. 電力セクター改革<sup>1</sup>

CEBは1969年に政府から独立し、公社として業務を開始した。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<sup>2</sup>。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。

### 6.1 電力セクター改革の背景と目的

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。特に緊急に克服すべき構造的課題は、(1) CEBの財務問題、(2) 電源開発能力の不足、である。

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

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<sup>3</sup>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

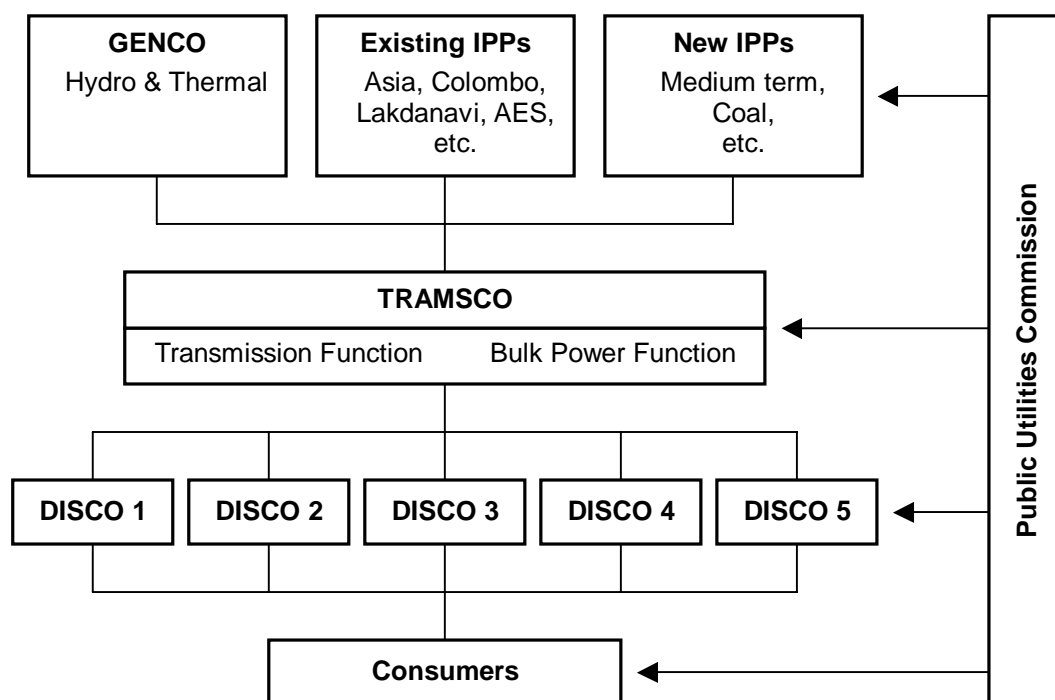
<sup>1</sup> 本章の報告内容は、概ね2003年10月までに得られた情報に基くものである。

<sup>2</sup> Power Sector Policy Directions, Ministry of Irrigation and Power, August 1997

<sup>3</sup> 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。

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、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。

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<sup>4</sup>。

### 6.3 改革の課題

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。

<sup>4</sup> 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。

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。

#### 6.4 電力セクター改革後の課題とドナーの支援

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
- 会社間の電力売買に係るソフトとハードの整備
- 適切な資金源の確保
- 料金体系の適正化
- 内発的効率向上が進む仕組みづくり
- 政府の政策立案・遂行能力

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。これらに対し、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
- (2) GENCO-TRANSCO-DISCO 間の適正な電力需給関係の確立

Part II

## 水力発電の最適化

## 7 水文解析

### 7.1 解析対象流域の気象と地形

#### 7.1.1 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。

#### 7.1.2 気象的特長

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。

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。

### 7.2 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。

### 7.3 水文データ解析

収集した水文観測記録についてデータ解析をおこなった。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

#### 7.4 既設発電所の効率的運用検討用データの推定

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。

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 : m<sup>3</sup>/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

## 8. 既設水力発電所の効率的運用の検討

### 8.1 貯水池の年間運用

#### 8.1.1 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おり、Samanalawewa を除く貯水位の運用ルールは MWRMP が基になっている。

#### 8.1.2 貯水池年間運用最適化の検討

##### (1) 検討条件

貯水池運用の最適化の検討条件を以下に示す。

- 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) が一般的であり、本検討で DP 法を用いて貯水池運用の最適を行った。
- 発電電力量が最大となる条件で評価関数を設定した。
- 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。

##### (2) 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、両貯水池に付属する 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、貯水池の年間運用の現状でも述べたように、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。

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と思われる。

###### 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いない日数が年間 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、両貯水池に従属する 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。

3) Walawe 川水系 (Samanalawewa 発電所)

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、1.3%の発電量の増加が期待できる。

## 8.2 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電力量増加の検討を、1995 年および 2001 年の運転記録に基づいて行った。

検討の結果、1995 年の発電実績に対しては約 8GWh、2001 年の発電実績に対しては約 12GWh の増電の可能性があることが判明した。これらの増電量は、これは LTGEP による Polpitiya 発電所の年間発生電力量 409GWh の約 2~3%に相当する。

(2) Old Laxapana 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。

## 8.3 周波数調整

### 8.3.1 周波数調整の現状

周波数調整機能を有している水力発電所は、2003年現在で 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) および Kotmale (67MW×3台、貯水池式) の4ヶ所の発電所の計10台のユニットである。Samanalawewa 発電所の2台は、協調して負荷変動を吸収することができるが、それ以外のユニットは、同じ発電所の他のユニットと、あるいは他の発電所のユニットと協調して負荷変動を吸収する事は出来ない。

ここ数年の記録によれば、周波数変動が $\pm 0.5\text{Hz}$ の範囲を超えたのは年100回以上となっている。

### 8.3.2 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、ガバナーフリー運転で周波数調整を代行している。この方式では、1) 周波数変動を完全に解消できないこと、2) 複数の発電所での同時運転ができず、将来の需要増に対応できないこと等の問題がある。

#### (2) 周波数調整発電所の運転調整容量不足

主に周波数調整を行っている Victoria 発電所の水車発電機1台の容量は、現時点で系統が必要とする運転調整容量にほぼ等しく、将来大型火力ユニットが投入された場合には周波数調整能力が不足することは明らかである。

更に、周波数調整能力を高めるために、Victoria、Kotmale および New Laxapana 発電所の複数の水車による結合運転を行うためには、これらの発電所の水車ガバナーを更新または改良する必要がある。

#### (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。

### 8.3.3 周波数調整の改善策

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」に移行することが望まれる。

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) 周波数調整方式の変更

周波数調整方式をこれまでのガバナーフリー方式から AFC ( Automatic Frequency Control ) に変更する。周波数が遅くとも 1 分以内に 50.00Hz に戻るまでベース出力を自動的に制御する。

(2) 中央制御 AFC 方式への移行

給電指令所と各発電所間を通信回線で接続する中央制御 AFC 方式に移行する。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

点灯ピークおよびセミピーク時の対策

Victoria、Kotmale および Samanalawewa 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。点灯ピーク時に並列中の水車全機 8 台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

深夜に並列される機会が多く、年間利用率が高い New Laxapana ( 53.3% )、Old Laxapana ( 63.7% ) および Polpitiya ( 62.3% ) 発電所を深夜の周波数調整運用に充てる。深夜においても、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。

## 9. 既設水力発電所の増設の可能性の検討

### 9.1 New Laxapana および Polpitiya 発電所

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、増設の可能性がある発電所と言える。その中でも、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。

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 <sup>3</sup> /s)	15.6	23.2
有効落差 (m)	531	235
最大出力 (kW)	72,500	47,900

#### (2) 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焼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。

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。

#### (3) 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。

## 9.2 Victoria 発電所

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、増設の可能性ある。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。

### (1) 増設規模

Victoria 発電所は 1978 年に行われたフィージビリティスタディー当初から、増設が計画されており、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。増設規模は既設発電所と同規模の 210MW(70MW x 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 140MW (70MW x 2)と 3 台増設 210MW (70MW x 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 <sup>3</sup> /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) 経済性評価

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。

### (3) 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。

### 9.3 Samanalawewa 発電所

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) 増設規模

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おり、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。

項目	単位	1 台増設案	2 台増設案
最大使用水量	m <sup>3</sup> /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)

#### (2) 経済性評価

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。

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。

#### (3) 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, 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。

Part III

*Broadlands* 水力発電計画



## 10. Broadlands プロジェクトの水文解析

### 10.1 低水解析

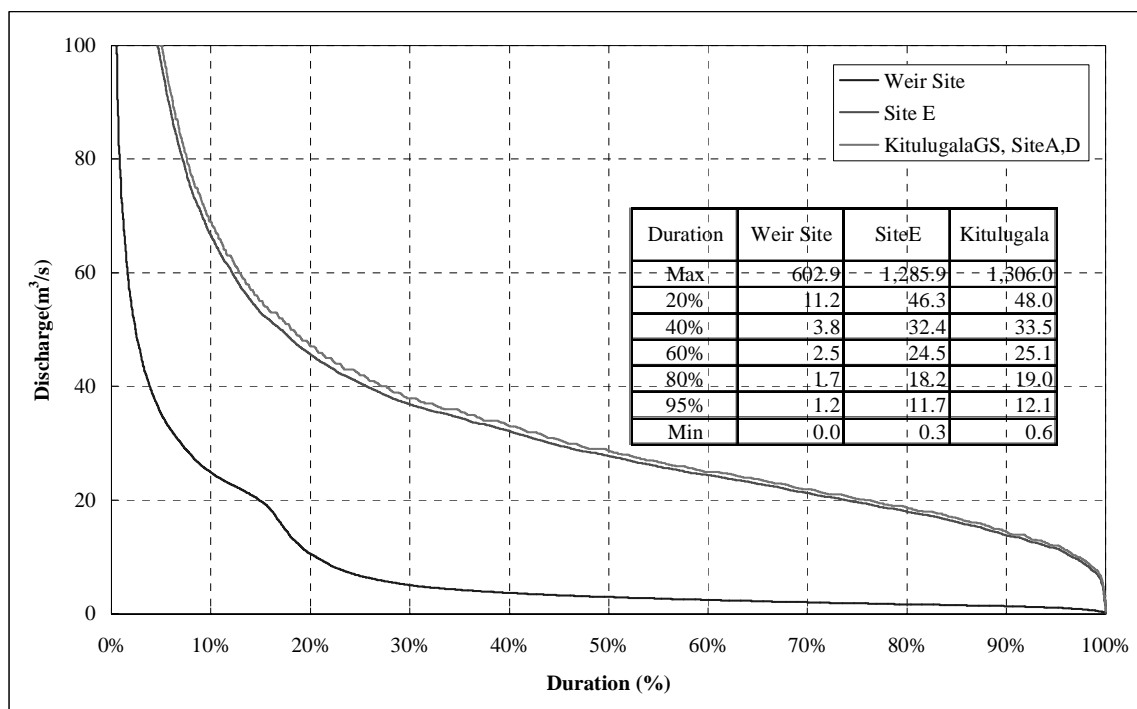
Broadlands 地点の近傍にある Kitulgala 測水所の上流には Mousakelle 貯水池と Castlereigh 貯水池があり、1968 年の Mousakelle ダム建設後の同測水所における観測流量は Mousakelle 貯水池による人為的な運用の影響を受けている。更に、Castlereigh 貯水池の下流の Kehelgamu 川 Norton 調整池から Old Laxapana 発電所を経て Maskeliya 川へ毎秒 14.42 m<sup>3</sup>/s 導水されている。一方、Mousakelle、Castlereigh 両貯水池および Kelani 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 <sup>2</sup> )	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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /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

### (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、取水ダムの設計洪水量として 10,000 年確率ピーク流量を、取水堰の設計洪水量として 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、取水ダムの洪水規模を 10,000 年確率、取水堰地点の洪水規模を 1,000 年確率に設定する。

### (2) 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、 $3,930\text{m}^3/\text{s}$ 、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、 $1,910\text{m}^3/\text{s}$  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

1,310m<sup>3</sup>/s を採用した。

**Peak Discharge at Kitulgala GS site (Site A and D, CA = 388km<sup>2</sup>)**

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	<b>3,930</b>

**Peak Discharge at Maskeliya Oya (Site E, CA = 201km<sup>2</sup>)**

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	<b>1,910</b>

**Peak Discharge at Kehelgamu Oya (Site E, CA = 176km<sup>2</sup>)**

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	<b>1,310</b>

### 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、計画流入土砂量として 350 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>/year を採用した。

## 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 調査地域の地形・地質

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発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。

Kelani 川は、Broadlands 計画地点では比較的急峻な渓谷を形成し、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。

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、構成地質はチャノカイト質片麻岩、黒雲母片麻岩およびガーネット-黒雲母片麻岩を主体として、石英岩、石灰岩が付随する。

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。

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、ダムサイト B、C および D の尾根部では平均深度 20～30m まで強風化してマサ状を呈する。

埋め戻し蓋渠～主トンネル起点側坑口付近とダムサイト候補地 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り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。

#### 11.1.2 工学的評価基準

岩盤分類は電研式 (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。

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岩石試験や弾性波探査結果から推定した。

### 11.1.3 構造物基礎の地質と工学的特性

主ダムサイトは、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ノカイトが広く露岩しており、ダム基礎として期待でき、透水性は低い良好なサイトである。

調整池内には調整池周辺に地すべりは認められなかった。調整池の右岸側鞍部には幅約 50m 規模の破碎帯が下流の 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。

取水トンネルの起点側は堅硬な岩盤が出現しており地質上問題ないが、終点側は地すべりが分布する。トンネルの線形を Masukeliya 川側へ移動させ、地滑りを避ける必要がある。

埋め戻し蓋渠区間は、全体的に厚さ 5~7m 程度の砂礫や崖錐に覆われている。基盤は片麻岩、石灰岩および破碎帯の分布域である。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、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。

主トンネル起点側坑口は、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碎帯に位置し、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碎帯の方向性や性状、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。

主トンネル区間は概ね B~CH 級の堅硬な片麻岩の岩盤から構成されると考えられる。ただし、以下のトンネル区間には小規模な破碎帯もしくは亀裂帯が推定される。

Station	Description	Rock class (Assessed)	Data
1,295-1,305	a cracky zone, vertical joints, a steep valley	CM	Ground mapping aerial photo inspection
1,760-1,770	a cracky zone, a steep valley	CM	ditto
3,185-3,220	a cracky zone, lack of outcrops	CM	ditto
3,100-3,125	a cracky zone	CM	Boring MT-8
3,185-3,220	a cracky zone, a steep valley, a lineament	CL-CM	Boring MT-8, ground mapping, aerial photo inspection
3,380-3,395	a cracky zone, a lineament	CM	aerial photo inspection
3,585-3,620	a cracky zone	CM-CH	Boring MT-7

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 級の堅硬岩盤となる。

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。ただし、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（約 20m）を大規模に掘削する必要がある。

発電所は Kelani 川と 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深度約 8m で出現しており、発電予定地の基礎は、十分な強度が期待できる。

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、基礎は概ね弱風化～新鮮な岩盤と予想される。

Kehelgamu 川取水堰は、河床幅約 20m、左右岸の傾斜が約 60°の狭窄部に位置し、河床部および左右岸には堅硬なチャー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。

支水路の両坑口は堅硬なチャーノカイトが露岩しており地質上問題ない。トンネル経過地は概ね B～CH 級の堅硬なチャーノカイト、ガーネット黒雲母片麻岩が出現する。ただし、Sp300～315、Sp440～460 および Sp680～750 には破碎帯が推定される。特に Sp680～750 は規模が大きい。

#### 11.1.4 コンクリート骨材

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、尾根部は風化がやや厚い。原石山の腑存量を見積もり、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

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。

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。

## 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、既設 Polpitiya 水力発電所の放水口直下流の Maskeliya 川に高さ 24 m 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 20 m<sup>3</sup>/s の導水を合わせて、ダム左岸から最大 70m<sup>3</sup>/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

本計画については、CEB が F/S を実施し 1986 年に報告書がまとめられている。

この F/S では、Figure 12.1 に示すように、A から E の 5 ヶ所のダムサイトに対して 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、最終的に V 案と VII 案が残された。今回の調査団がレビューした結果、この結論は妥当であることが確認された。

両案について、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. 121 m	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 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1.00 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
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

### 12.3 開発規模の検討

#### (1) 比較検討方法

調整池容量の比較検討は、本地点の特性上上流 Polpitiya 発電所への影響を避けるよう上限が設定されており、必要ないものと判断する。

放水位については、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) 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。

#### (3) Kehelgamu 川取水堰導水量

Kehelgamu 川からの最大導水量は、 $20\text{m}^3/\text{s}$  を最適とした。

#### (4) 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。

Broadlands 調整池出現に伴う Polpitiya 発電所の放水位上昇による減電は、年間で  $11.1\text{GWh}$  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 ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	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 US\$)	EIRR	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、原則とおり 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 送電線ルート

送電線ルートについては、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ブスに 接続する方式 (A 案) と、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。

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。

## 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 ダムおよび付属構造物

ダムサイトは、既設 Polpitiya 発電所の直下流である。

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。

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は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。

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しないような水位に設定する必要がある。このため、ダム設計洪水量に対する洪水位 ( MFL ) は EL.122.0m、常時満水位 ( FSL ) は EL.121.0m とした。

洪水吐は、高さ 15.0m、幅 7.2m のラジアルゲートが 3 門設置され、10,000 年確率流量 ( 1,910m<sup>3</sup>/sec ) を設計洪水位 ( EL.122.0m ) で安全に流下させる能力を有する。また、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可能である。

### 13.2 水路工作物および発電所

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。

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。

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 である。

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。

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 の標準馬蹄形断面コンクリート巻立てトンネルである。

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 である。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。

水圧管路の内径は、分岐前が 4.6m 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。

放水路は、延長約 350m、底幅 24m の逆台形断面開水路である。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。

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 のコンクリート重力式である。

Kehelgamu 川支水路は、鉄筋コンクリート巻立無圧トンネルで、 $20\text{m}^3/\text{sec}$  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 である。

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。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。

### 13.3 電気機器

Broadlands 発電所には、単機出力 17.5MW 水車発電機および主要変圧器がそれぞれ 2 台設置される。

水車形式は、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。水車出力は、基準有効落差 56.9 m、100 %開度（使用水量  $35\text{m}^3/\text{sec}$ ）で 18.1 MW である。

ランナー材質は、ステンレス・スチールとし、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。

水車ランナーの大きさは、入口径 1.6 m、重量 6.8 t となる。定格回転数は 300 rpm とする。

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 21.9MVA、80%遅れ力率とする。発電機のローターと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エアークーラーとリムダクト・ファンにより冷却する。

水車発電機および開閉所の運転制御と監視は、Polpitiya 発電所からの遠隔制御と Broadlands 発電所運転室における直接運転の両方が実施できるものとする。

発電所に隣接した屋外に 2 台の主要変圧器を設置する。主要変圧器は屋外設置型で、定格容量は 21.9MVA、定格電圧は 11kV（1 次）、132kV（2 次）、冷却方式は送油風冷式（OFAF）である。

単相×3台または普通3相については詳細設計段階において検討を行う。

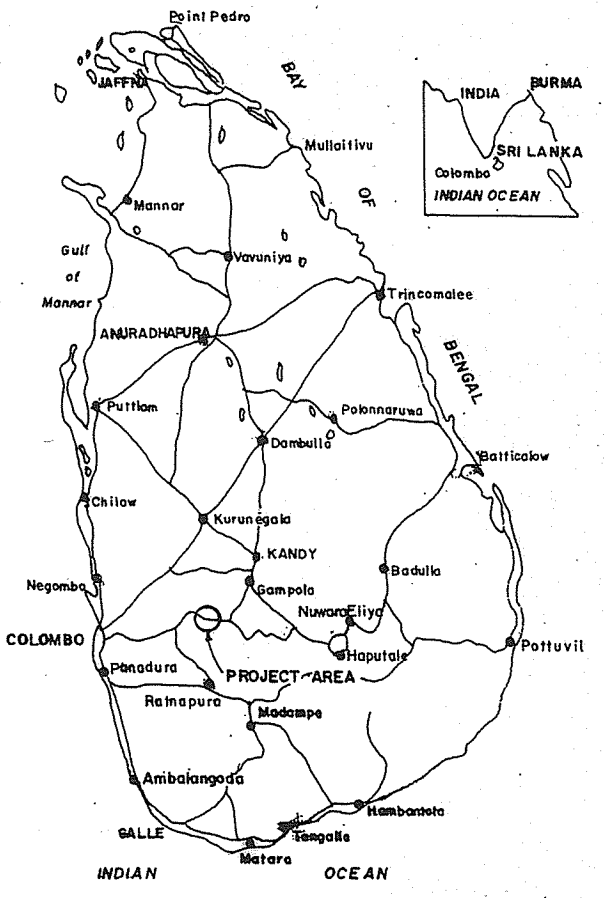
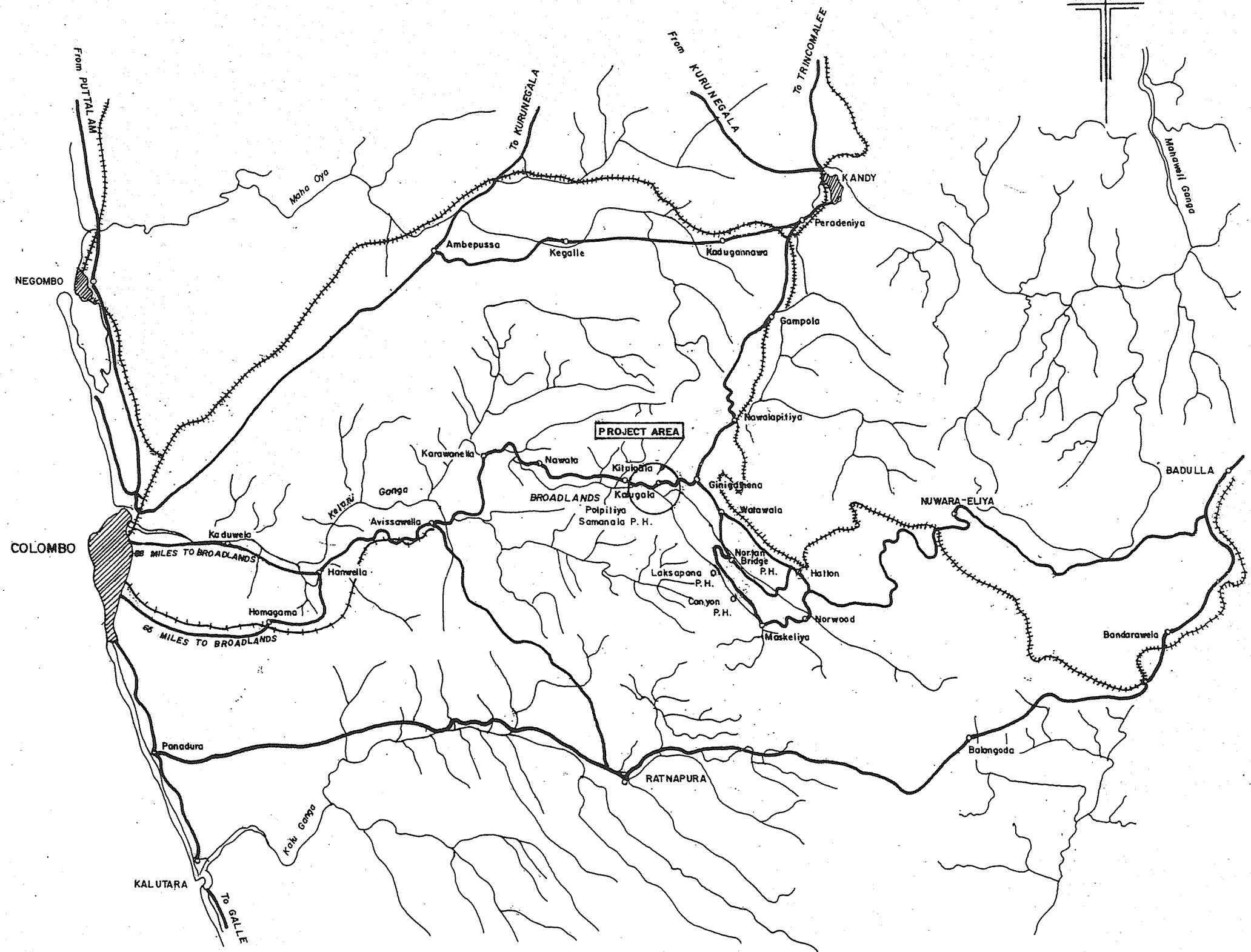
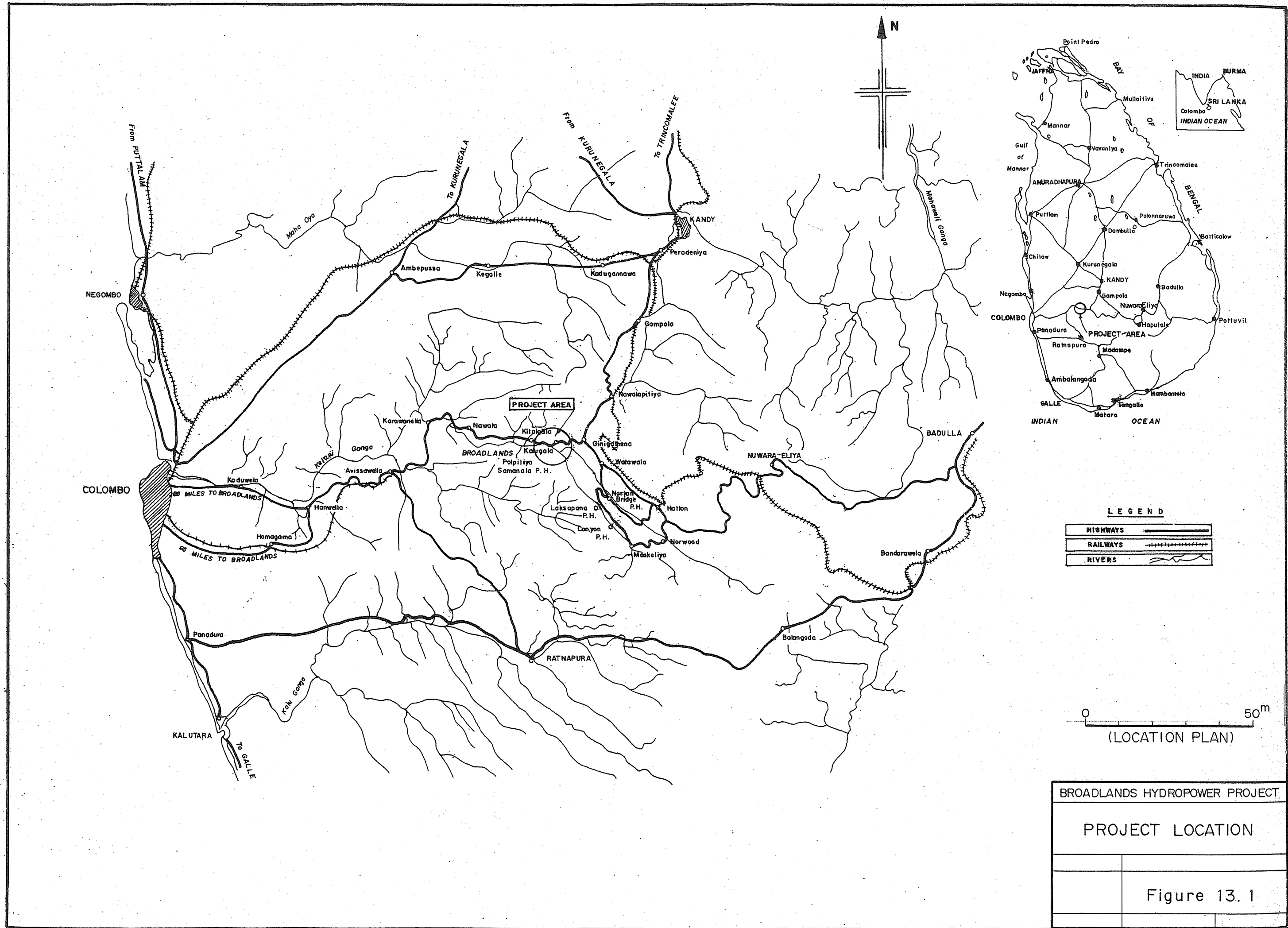
屋外開閉所は、空気絶縁方式（コンベンショナル・タイプ）で、132 kV 単母線方式で母線分離遮断器を含む開閉器他の機器から構成される。引出線は敷地内に設置される 132 kV 引留送電鉄塔に結ばれ、Polpitiya Kolonnawa 送電線 3 号線に結ばれる。

**Table 13.1 Salient Features of the Broadlands Hydropower Project (cont.)**

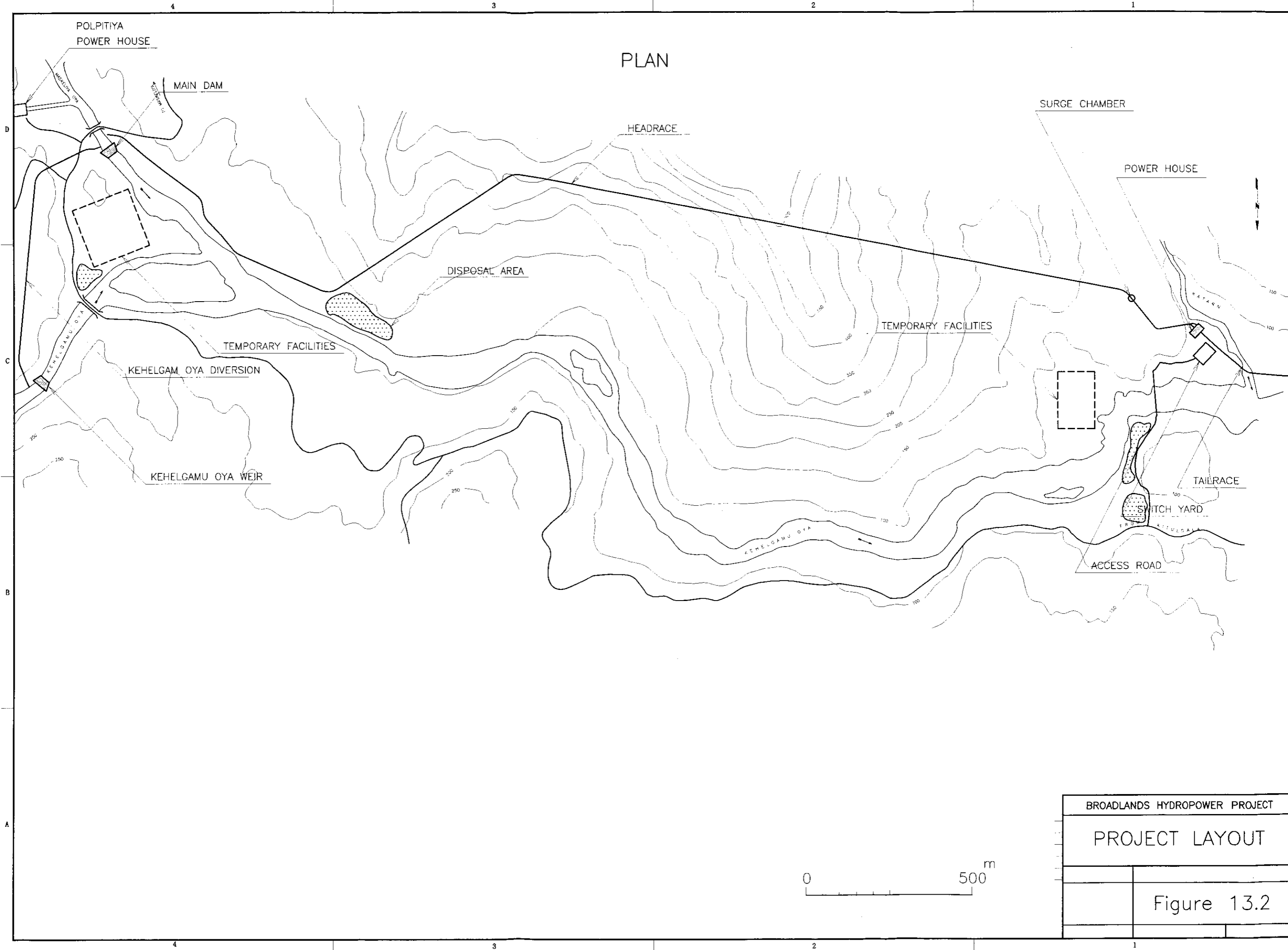
<b><i>Surge Chamber</i></b>	
Diameter of Chamber	18.0 m
Height of Chamber	43.0 m
Up Surge Water Level	EL 130.93 m
Down Surge Water Level	EL 103.35 m
<b><i>Penstock</i></b>	
Length	243.0 m, 248.4 m
Diameter	4.6 m (before bifurcation) 3.3 m (after bifurcation)
<b><i>Tailrace</i></b>	
Type	Trapezoid open channel
Length	352.5 m
Slope	0.002
<b><i>Kehelgamu Diversion Tunnel</i></b>	
Type	Concrete lined non-pressure tunnel
Length	811.0 m
Slope	0.004
Section	Bonnet-shape (B = 2.7 m, H = 2.7 m)
<b><i>Powerhouse</i></b>	
Type	Semi-underground type
Dimensions (length × width × height)	32.0m × 17.0m × 33.2m
<b><i>Main Electro-Mechanical Equipment</i></b>	
Turbine	
Type	Francis
No. of Unites	2
Rated Effective Head	56.9 m
Rated Discharge (per unit)	35.0 m <sup>3</sup> /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
<b><i>Transmission Line</i></b>	
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)
<b><i>Communication Equipment</i></b>	
To Polpitiya	Optical fiber communication system
To Seethawaka	PLC communication system

**Table 13.1 Salient Features of the Broadlands Hydropower Project**

<b>General</b>	
Catchment Area of Main Dam (including C.A. of Norton Bridge Dam)	201 km <sup>2</sup>
Catchment Area of Kehelgamu Weir (excluding C.A. of Norton Bridge Dam)	176 km <sup>2</sup>
Tailwater Level (at the outlet of draft tube)	EL 56.2 m
10,000-year Return Period Flood (Main Dam)	1,910 m <sup>3</sup> /sec
1,000-year Return Period Flood (Main Dam)	1,440 m <sup>3</sup> /sec
1,000-year Return Period Flood (Kehelgamu Weir)	1,310 m <sup>3</sup> /sec
<b>Reservoir</b>	
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 <sup>3</sup>
Effective Storage Volume	198,000 m <sup>3</sup>
<b>Main Dam</b>	
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 <sup>3</sup>
Overflow Crest Elevation	EL 107.0 m
Spillway Gate	
Type	Tainter gate
No. of Gates	3
Width / Height	7.2 m / 15.0 m
<b>Kehelgamu Weir</b>	
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 <sup>3</sup>
Overflow Crest Elevation	EL 125.0 m
Overflow Crest Length	40.0 m
Intake Water Level	EL 125.0 m
<b>Headrace</b>	
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)



# PLAN

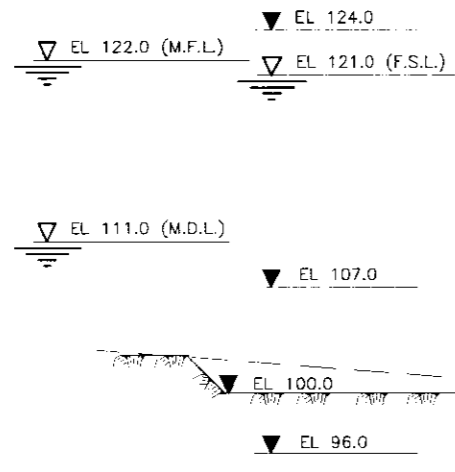


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
PROJECT LAYOUT	
Figure 13.2	

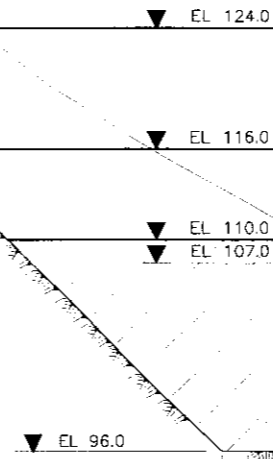


SECTION A-A

SECTION B-B



ORIGINAL GROUND SURFACE



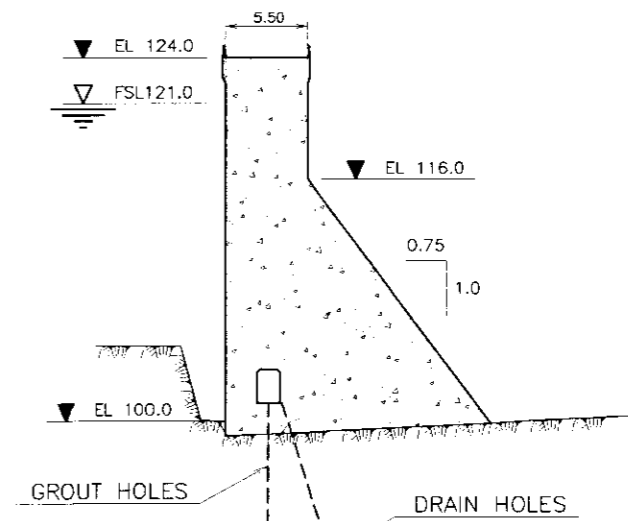
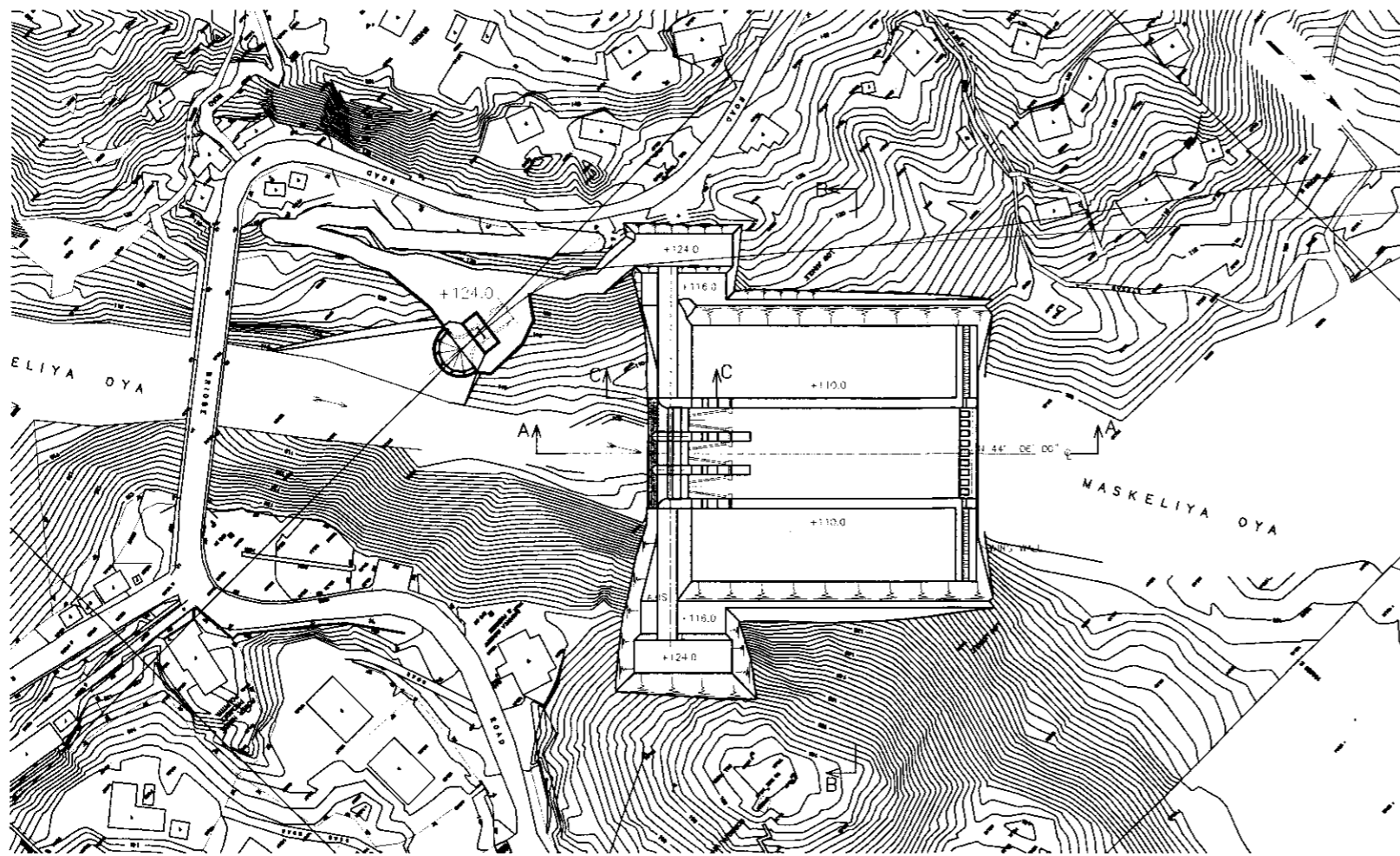
CURTAIN GROUTING

DRAIN HOLES

CONSTRUCTION JOINT

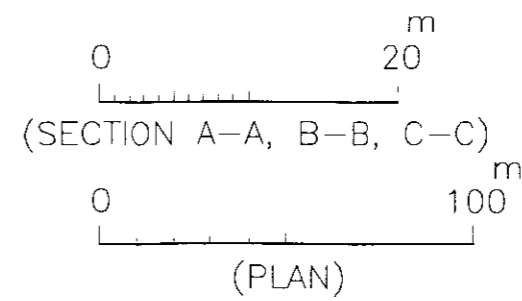
PLAN

SECTION C-C



GROUT HOLES

DRAIN HOLES

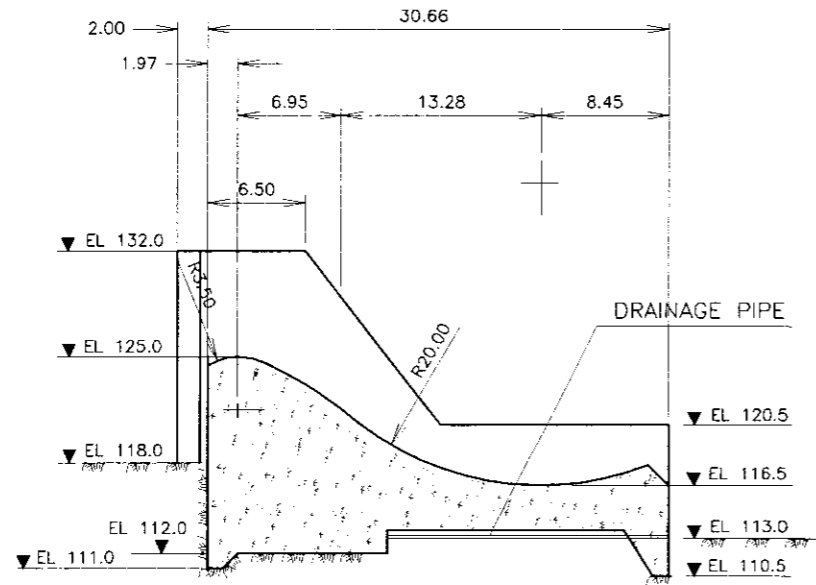


BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT

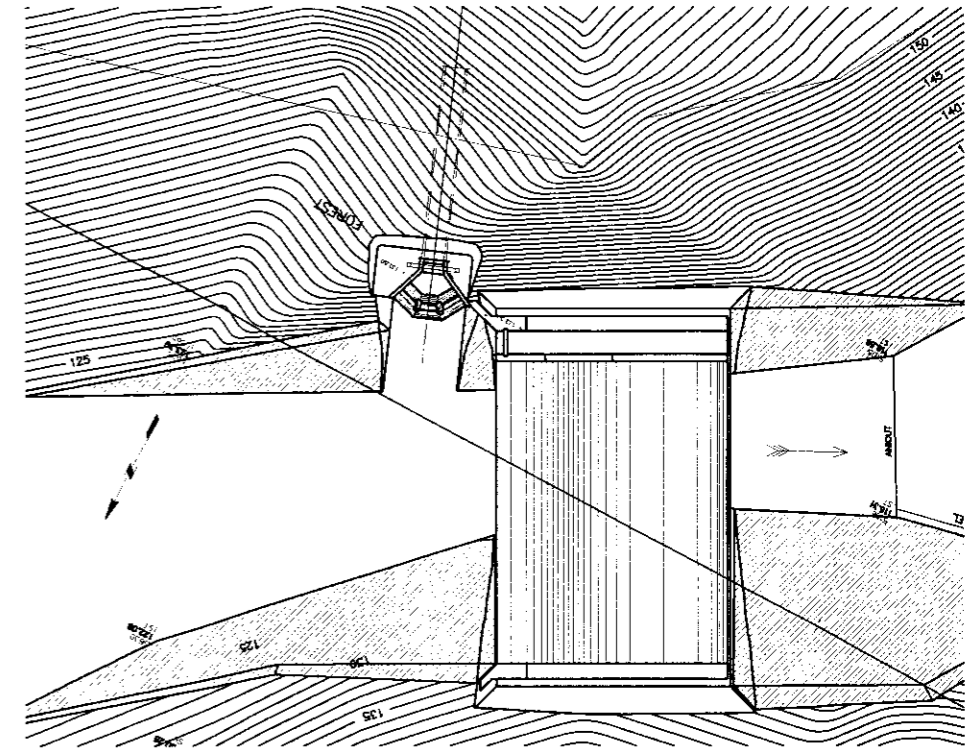
MAIN DAM

Figure 13.3

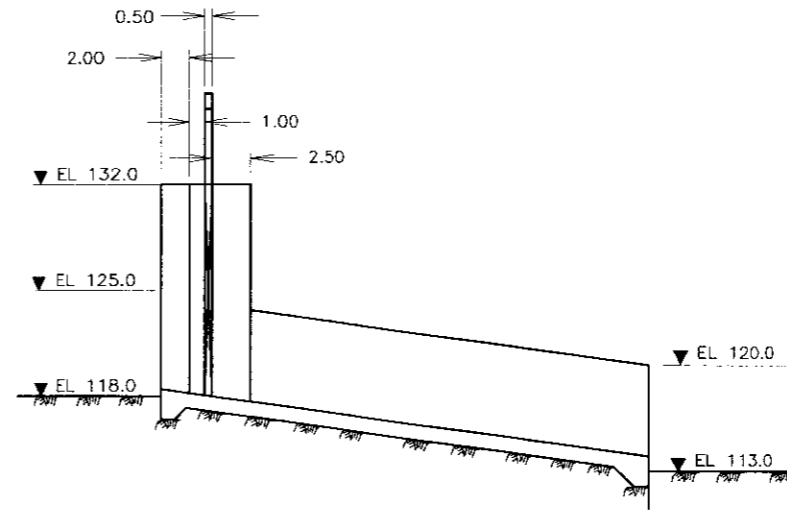
### SECTION A-A



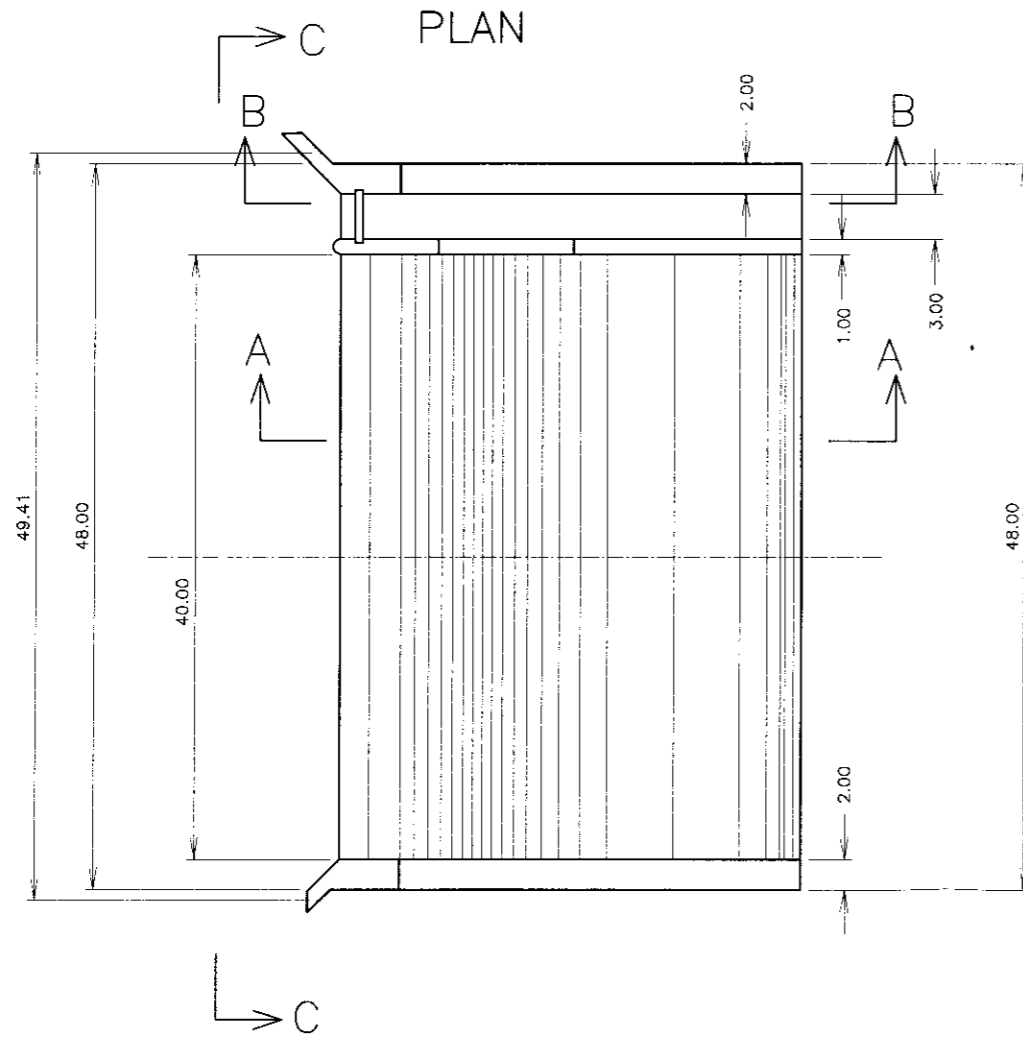
### LOCATION PLAN



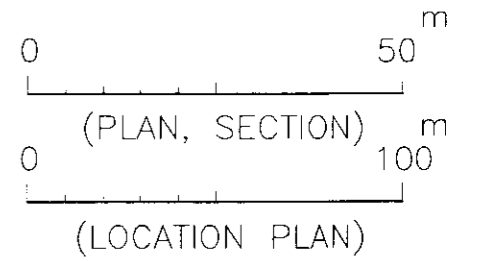
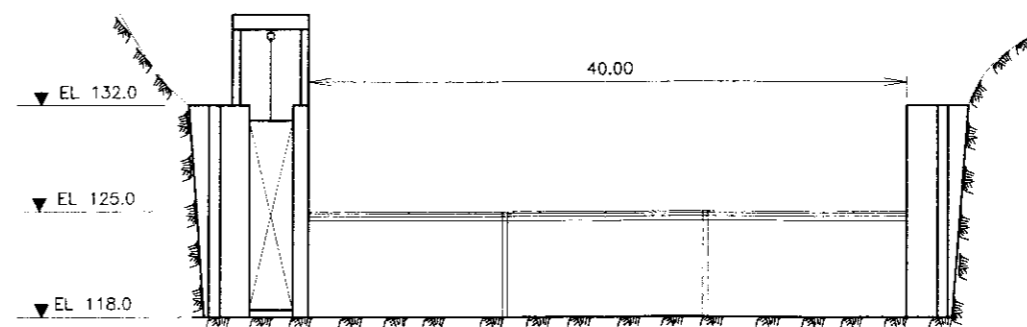
### SECTION B-B



### PLAN

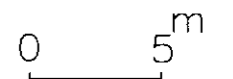
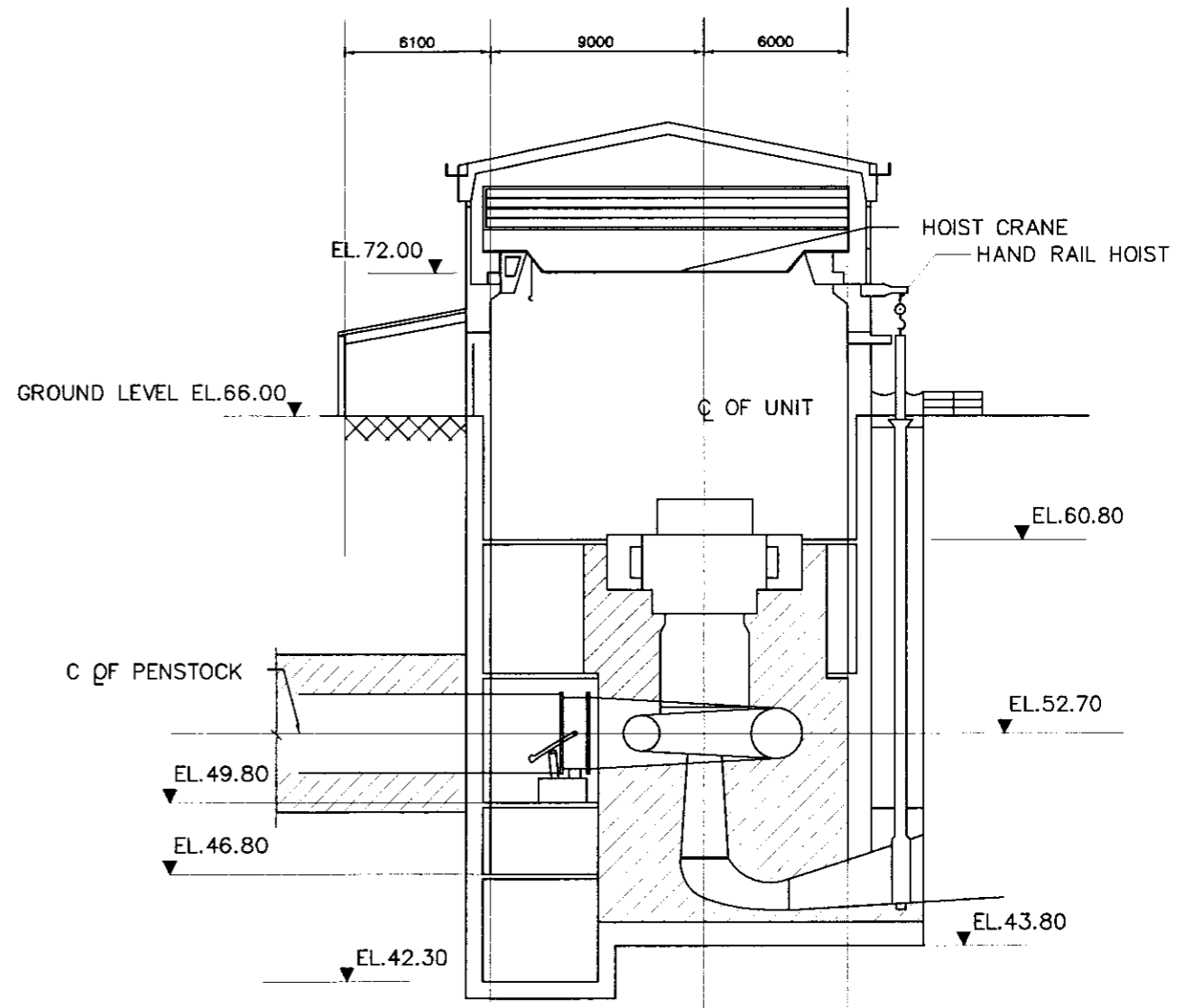
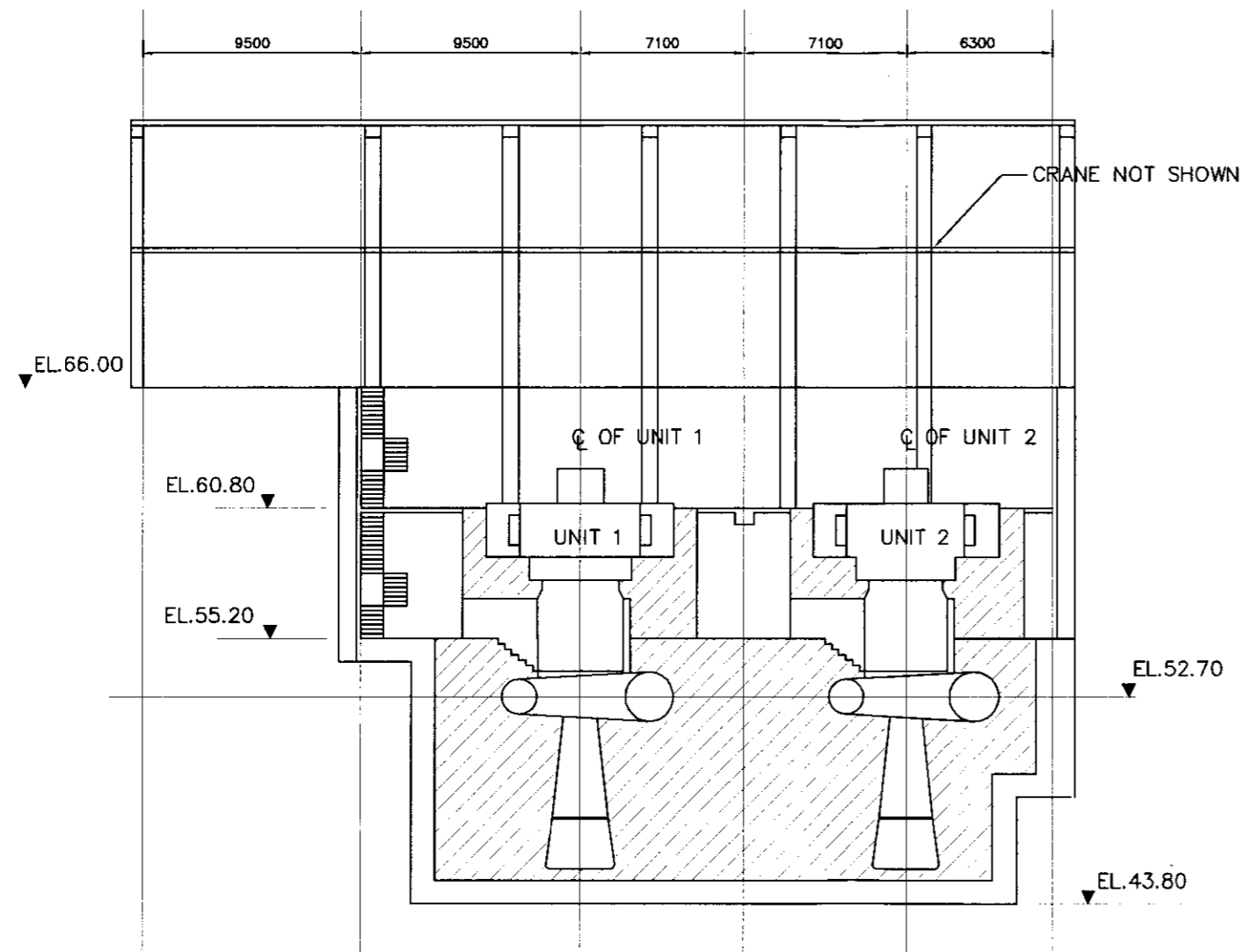


### SECTION C-C



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT  
 KEHELGAMU OYA WEIR

Figure 13.4



BROADLANDS HYDROPOWER PROJECT	
POWER HOUSE GENERAL ARRANGEMENT SECTION	
Figure 13.5	

## 14. Broadlands プロジェクトの工事計画および工事費積算

### 14.1 工事概要

この計画で建設される主要構造物は、高さ 24 mのコンクリート重力式ダム、1 条の内径 5.00 ~ 5.40 m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 700,000m<sup>3</sup>、コンクリート量は主ダム本体が約 33,000m<sup>3</sup>、その他の構造物が約 62,000m<sup>3</sup>である。

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 Figure 14.1 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：114.0m
導水路（圧力）	取水口部 - 標準馬蹄型、内径：5.40m、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	地上式、掘削部 - 幅：17.0m、長さ：32.0m、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

### 14.2 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。

- (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に必要な税金を含み、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。

上記条件に基づく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 14.1 に、プロジェクトの年度別所要資金を Table 14.2 に示す。



**Table 14.2 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
<b>Total Direct Cost</b>	<b>760,950</b>	<b>5,222,050</b>	<b>14,955,820</b>	<b>3,668,505</b>	<b>20,937,360</b>	<b>4,700,038</b>	<b>18,065,270</b>	<b>4,090,008</b>	<b>72,400,000</b>
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
<b>Ground Total (I to V)</b>	<b>2,836,670</b>	<b>6,559,630</b>	<b>18,451,027</b>	<b>4,750,731</b>	<b>25,030,721</b>	<b>5,885,416</b>	<b>21,871,422</b>	<b>3,954,383</b>	<b>89,340,000</b>

Figure 14.1 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)	Tnelling 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 Down 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

### 15.1 環境影響評価の手続きと流れ

EIA の手続きと流れは次ページの図のようにまとめられる。

### 15.2 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。

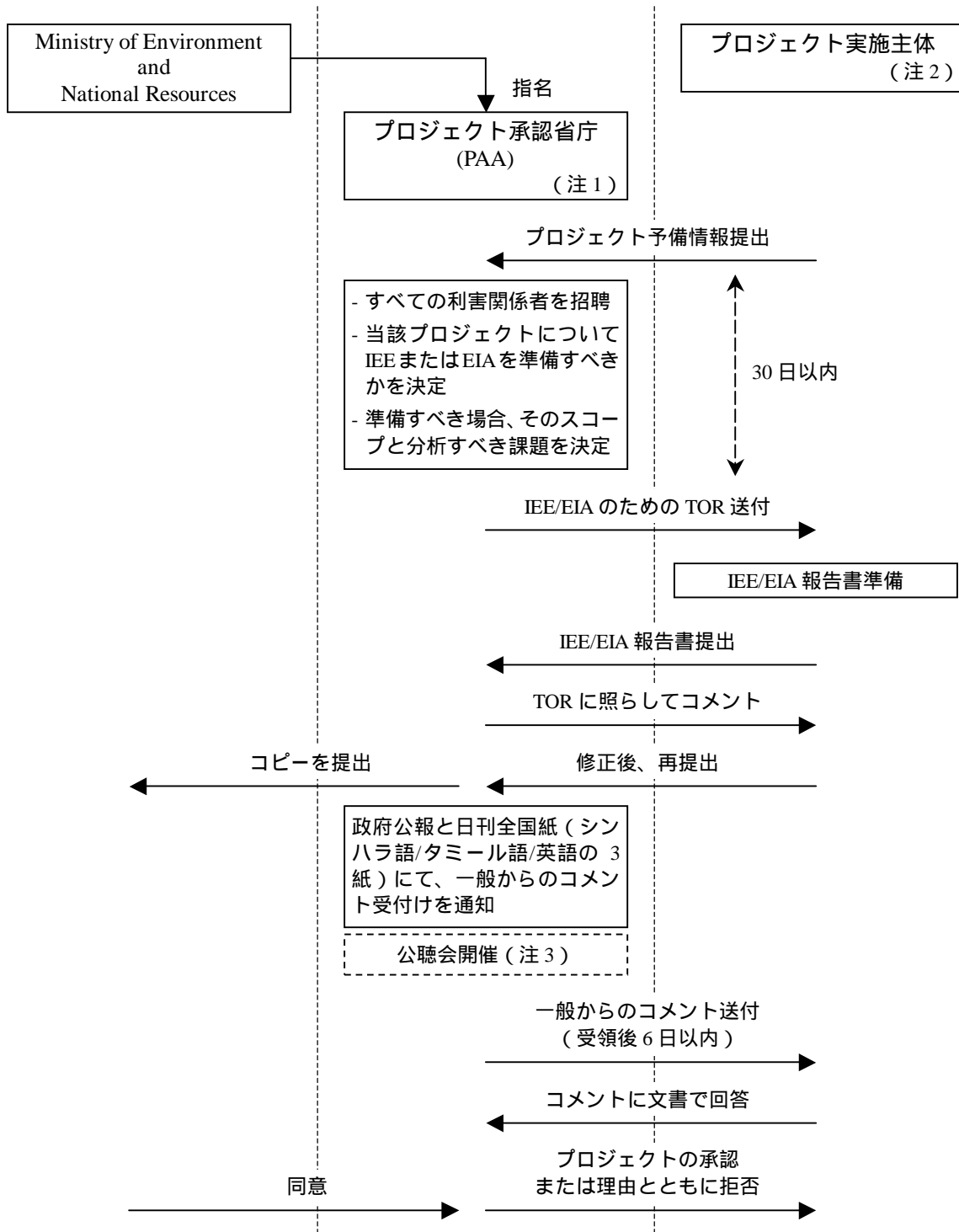
### 15.3 関係者への説明とコンサルテーション

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 )

これらに加え、2003 年 5 月には、PAA との会合が開催され終了したフェーズ 1 調査の結果について報告と質疑応答が行われた。2003 年 12 月には、完成した EIA 報告書にもとづいて、PAA 及び PAA が指名する技術評価委員会 ( Technical Evaluation Committee ) との会合開催が予定されている。

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

# 環境影響評価報告書（要約）

## 目 次

はじめに .....	2
<b>1. 環境の現況 .....</b>	<b>3</b>
1.1 物理的環境 .....	3
1.2 生物環境 .....	5
1.3 社会環境 .....	7
<b>2. 予想される環境への影響 .....</b>	<b>10</b>
2.1 物理的環境 .....	10
2.2 生物環境 .....	10
2.3 社会環境 .....	11
<b>3. 環境影響の緩和策 .....</b>	<b>13</b>
3.1 物理的環境 .....	13
3.2 生物環境 .....	13
3.3 社会環境 .....	14
<b>4. モニタリング計画 .....</b>	<b>15</b>
4.1 モニタリングの組織 .....	15
4.2 モニタリングの方法 .....	16
<b>5. 結論と勧告 .....</b>	<b>17</b>

## 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 upstream 2km の地点から、発電所予定地点の downstream 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	-	-
<b>Total</b>	<b>116.4</b>	<b>100.0</b>	<b>82.9</b>	<b>100.0</b>

#### 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
<b>Total</b>	<b>1,172</b>	<b>100.0</b>	<b>830</b>	<b>100.0</b>	<b>2,002</b>	<b>100.0</b>

### 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 <sup>4</sup>	---
	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
<b>Butterflies</b>					
<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		+	+
<b>Molluscs</b>					
<i>Acavus superbus</i>		TR		+	+
<i>Acavus phoenix</i>		TR		+	
<i>Oligospira waltoni</i>		TR		+	+
<b>Freshwater fish</b>					
<i>Puntius pleurotaenia</i>	Black lined barb	TR			+
<i>Garra ceylonensis</i>	Stone sucker	TR		+	+
<i>Schistura notostigma</i>	Banded loach	TR		+	
<b>Frogs</b>					
<i>Adenomias kelaartii</i>	Kelaart's dwarf toad	TR		+	
<i>Limnonectes corrugatus</i>	Corrugated frog	TR		+	
<i>Limnonectes kirtisinghei</i>	Kirtisinghe's frog	TR		+	
<b>Reptiles</b>					
<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			+
<b>Birds</b>					
<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		+
<b>Mammals</b>					
<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、*Coscinicum 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

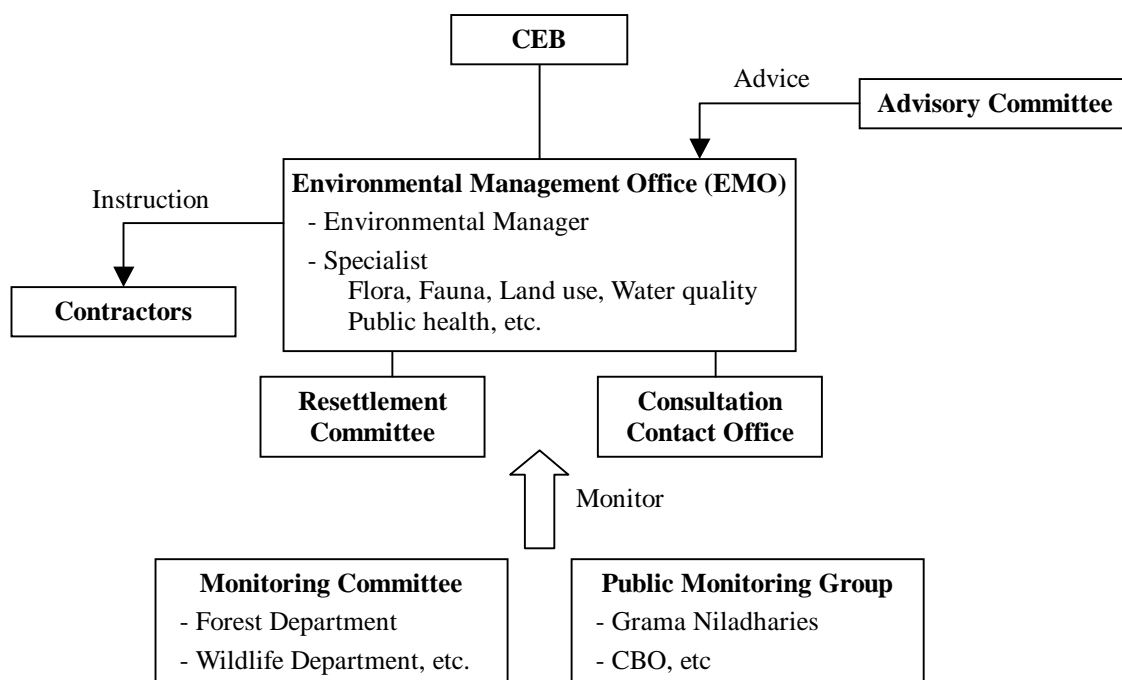
### 4.1 モニタリングの組織

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

### 16.1 経済評価

経済便益の原単位となる kW 価値ならびに kWh 価値はそれぞれ、US\$82.29/kW、US\$71.43/MWh と算定された。本プロジェクトの Broadlands 水力発電設備は、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ので、これらの保証出力ならびに電力量に前述の kW 価値及び kWh 価値を乗ずることで、本プロジェクトの経済便益が得られる。結果はそれぞれ、206 万 US ドル及び 906 万 US ドルと算定された。

一方、プロジェクト費用については、下表に示すように、経済費用については総額 872 万 US ドルと見積もられた。

#### 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。

費用としてはこの他に、年々の維持管理費と機器・送電線の据替費がある。前者は直接工事費の 1% として設定され、経済費用で 88 万 US ドルと算定された。また後者については、工事完了の 35 年後に機械類の据替費として 2,469 万 US ドル、および 30 年後に送電線の据替費として 27 万 US ドルが投入されるものとした。

プロジェクトの経済評価は上記の経済便益と経済費用のキャッシュストリームをもって行なわれる。結果は、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、本プロジェクトは経済的観点から見て実行可能といえることができる。

念のため、プロジェクトの実現可能性に大きな影響を与えると思われる次の 4 点、すなわち(1)本プロジェクトの建設費、(2)代替火力発電の燃料費、(3)代替火力発電施設の建設費及び(4)本プロジェクトによって建設される発電プラントの送電端出力(すなわち売電可能量)について感度分析を行なってみた。

その結果、次の範囲内でそれぞれの要素が悪い方向に振れても、本プロジェクトは経済的観点から実行可能ということがわかった。すなわち、(1)本プロジェクトの建設費が 2.4% まで増加、(2)代替火力発電の燃料費が 3.1% まで下落、(3)代替火力発電施設の建設費が 14%

まで低廉で済んだ場合、及び(4)送電端出力(売電可能量)が 2.9%まで落ち込む、という場合である。

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。こうした状況下であれば、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。

## 16.2 財務評価

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。

本水力発電事業の保証出力は発電端で 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)で 19.2 %と推定されている。従って総売電量は 102GWh/年と推定できる。その結果、売上収益は 853 万 US ドル/年と算定される。

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。すなわち、

- 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

結果は、下表に示す通りとなった。同表に見る通り、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* <sup>1</sup>			財務費用		
	合計	外貨部分	内貨部分	合計	外貨部分	内貨部分* <sup>2</sup>
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

費用としてはこの他に、年々の維持管理費と機器・送電線の据替費がある。前者は直接工事費の1%として設定され、財務費用で104万USドルと算定された。また後者については、工事完了の35年後に機械類の据替費として3,188万USドル、および30年後に送電線の据替費として35万USドルが投入されるものとした。

経済評価の場合と同じく、プロジェクトの財務評価は上記の財務便益と財務費用のキャッシュストリームをもって行なわれる。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。換言すれば、4.9%未満の利率の財源がプロジェクト実施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。いずれにせよ、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。

念のため、この財務評価においても、プロジェクトの実現可能性に大きな影響を与えらると思われる次の4点、すなわち(1)本プロジェクトの建設費、(2)電気料金、及び(3)本プロジェクトによって建設される発電プラントの送電端出力(すなわち売電可能量)について感度分析を行なった。結果は、下表に示すとおりとなった。

## 財務評価における感度分析の結果

本プロジェクトの建設費				電気料金				送電端出力(売電可能量)			
	FIRR	NPV	B/C		FIRR	NPV	B/C		FIRR	NPV	B/C
+10%	4.2%	-5,153	0.50	+10%	5.6	-3,685	0.61	+2%	5.0%	-4,104	0.57
ベース ケース	4.9%	-4,209	0.55	ベース ケース	4.9%	-4,209	0.55	ベース ケース	4.9%	-4,209	0.55
-10%	5.7%	-3,264	0.62	-10%	4.1	4,733	0.50	-2%	4.7%	-4,313	0.54
-20%	6.6%	-2,319	0.69	-20%	3.3	5,256	0.44	-4%	4.6%	-4,418	0.53
								-6%	4.4%	-4,523	0.52

(Note) Unit of NPV is US\$1,000.

上表に見る通り、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、4.2 %未満でなければならないことになる。また、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。さらに、ベース・ケースより 6 %あて送電端出力(売電可能量)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。

前述の通り、FIRR は投資の限界効率といわれる。これらのレート以下の利率による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。いずれにせよ、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を示している。

### 16.3 プロジェクト・ファイナンスの分析

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)(一般的に 10%~20%が期待されている)、および b)投下資本利益率(ROI)(これも一般的に 10%~20%が期待されている)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。ちなみに、ローンの全期間に関する DSCR は LLCR(すなわちローンライフ元利返済カバレッジ・レシオ)と称している。従って、この LLCR を中心に事業の財政検討を行なった。

LLCR 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。

事業実施の形態としては、(1)ODA ファイナンスを利用する場合、(2)民間資本を活用して実施する場合の 2 通りが考えられる。この後者についてはさらに、(1)IPP(独立電力事業者)として、すべてを民間資本で行なう場合(オルタナティブ 1)、ならびに(2)民間企業と国家

資本による合同企業体(オルタナティブ 2)、の 2 つのケースが考えられる。前者については下記の前提条件でケーススタディを行なった。

## 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、財務分析と同じとする。

後者については下記の条件でケーススタディを行なった。

## 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。

残念ながら、いずれのケースも期待する LLCR、すなわち 1.4 ~ 1.7 の範囲におさまる LLCR は得られなかった。ただし、感度分析の結果、上記後者のオルタナティブ 2 について、その条件を、

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 10 % 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

と修正すれば、LLCR は 1.496 で、期待されている 1.4 と 1.7 の範囲におさま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。

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。

## 17. Broadlands プロジェクトへの CDM の適用

近年、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）に関するスリランカ国内の状況について調査し、必要な意見交換を行った内容について述べる。また、Broadlands 水力発電計画を仮定の CDM プロジェクトとして、PDD（Project Design Document）のデータ収集及び作成を行った。

### 17.1 CDM に関する国際状況

1992 年 5 月、気候変動枠組条約（UNFCCC）により先進国の温室効果ガス排出削減の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削減についての数値目標の設定及び、数値目標を達成の補足的仕組みとして、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がマラケシュ・アコードとして採択された。

#### 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、先進国（Annex 国）が協力して、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。このメカニズムが実効を持つ、すなわち京都議定書の発効条件が満たされるには、現在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・アコードでは、CDM プロジェクトを実施するために事業者は、投資国側（Annex 国）とプロジェクトを受け入れる国（ホスト国）の指定国家機関（DNA: Designated National Authority）から承認を受けたうえで、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及びモニタリング方法について述べる必要がある。これらは CDM 理事会 (EB) に登録されたものを用いることとなっており、現時点では正式に 2 件登録されており、7 件が EB の承認を受けた。引き続き、いくつもの提案された新方法論に関して検討がされている。

水力発電プロジェクトに関して言えば、未だ承認された方法論は存在しない。現時点では計 4 件の提案がされており、そのうち 1 件は EB の承認を受けている。

## 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。

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。

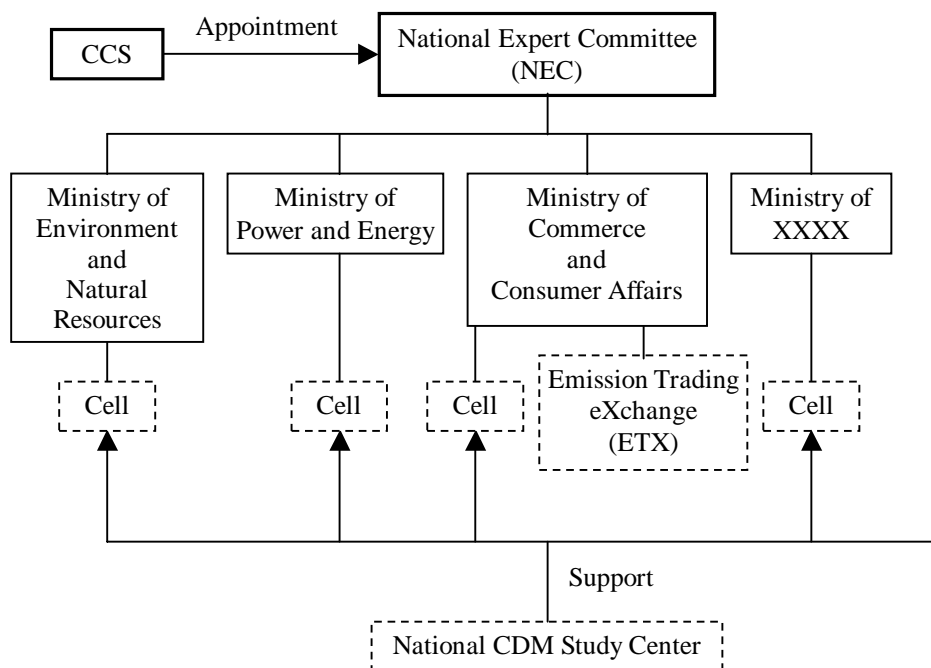
その中心人物は Dr. Batagoda<sup>(1)</sup>であり、CDM プロジェクトに関する問い合わせ窓口でもある。

(1) Director, Department of Environmental Economics & Global Affairs, Ministry of Environment & Natural Resources

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、閣議承認を経て国の正式政策となる予定であり、現在準備最終段階にある。

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、今のところ全てが機能できる状況にはない。

以下にスリランカ国内体制の構想図を示す。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。



Concept of Domestic Organization

### 17.3 Broadlands 水力発電計画に関する PDD

Broadlands 計画を CDM プロジェクトと仮想し、PDD を作成した。Broadlands に十分適用可能である水力発電プロジェクトについての承認された PDD は未だ存在しないが、現在 CDM 理事会に提案されている「La Vuelta and La Herradura Hydroelectric Project」の PDD を参考として作成した。実際の計算においてはより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。

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 1 MWh 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を行った。

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 CO<sub>2</sub>e となった。

参考としての火力全平均を用いた場合の排出削減量は約 185 万トン CO<sub>2</sub>e となった。

作成された Broadlands 水力発電計画の PDD を Appendix I-B に示す。