

スリランカ国
水力発電最適化計画調査に関する
フォローアップ調査
(ケラニ川水系水力発電所
リハビリテーション)

ファイナル・レポート
要 約

平成 17 年 7 月
(2005 年)

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

経済

JR

05 - 056



Laxapana Fall



Castlereagh Dam



Laxapana Hydropower Station (Old and New Laxapana Hydropower Station)



Wimalasurendra Hydropower Station



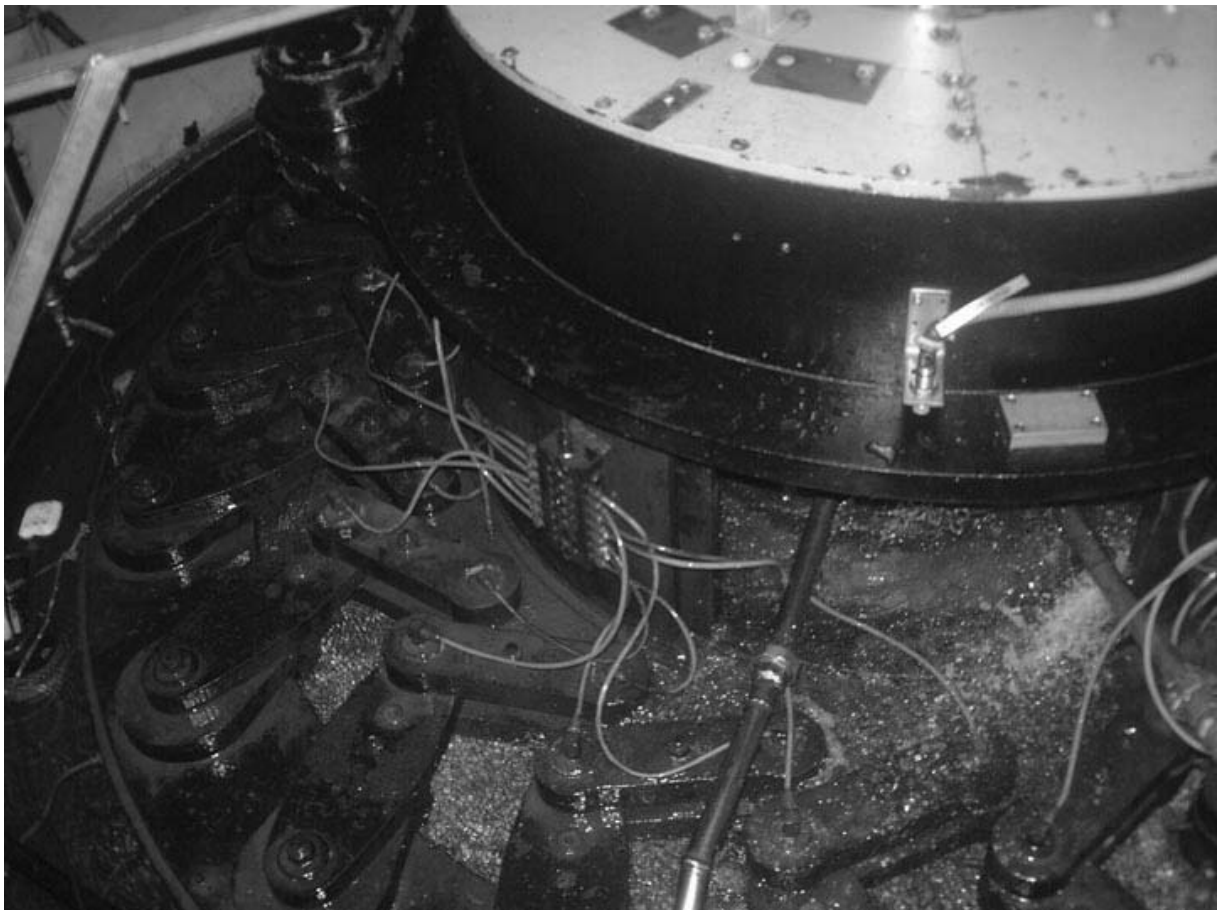
Turbines and Generators in Old Laxapana Hydropower Station



Efficiency test in New Laxapana Hydropower station



Intake Guard Valve House of Canyon Hydropower Station



Water Leakage from Turbine in Polpitiya Hydropower Station

目 次
(要 約)

結論と勧告	CR - 1
結 論	CR - 1
勧 告	CR - 4
1. 序論	1 - 1
1.1 調査の経緯	1 - 1
1.1.1 社会・経済的背景	1 - 1
1.1.2 ケラニ川水力発電所のリハビリテーションの必要性和 技術協力の要請	1 - 1
1.2 調査の目的	1 - 2
1.3 各調査段階における実施内容	1 - 3
1.4 関係者リスト (所属および職位は当時のもの)	1 - 5
2. スリランカの概要	2 - 1
2.1 地形	2 - 1
2.2 気候	2 - 1
2.3 政府機関	2 - 2
3. 社会・経済現況	3 - 1
3.1 人口	3 - 1
3.1.1 人口	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 各経済セクターの概況	3 - 1
3.2.3 対外貿易と国際収支	3 - 2
3.2.4 国家財政	3 - 2
3.2.5 対外債務・残高	3 - 2
3.2.6 物価指数および為替レート	3 - 2
3.3 社会・経済構造の予測	3 - 3
3.3.1 人口・GDP 成長率予測	3 - 3
4. 電力セクターの現況	4 - 1
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
4.5	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
4.8	電力需給の見通し	4 - 7
4.9	電源開発計画	4 - 7
5.	水力発電設備の現状と対策.....	5 - 1
5.1	Wimalasurendra 水力発電所	5 - 1
5.1.1	土木構造物.....	5 - 1
5.1.2	水力機械設備.....	5 - 1
5.1.3	電気機械設備.....	5 - 1
5.2	Old Laxapana 水力発電所	5 - 3
5.2.1	土木構造物.....	5 - 3
5.2.2	水力機械設備.....	5 - 3
5.2.3	電気機械設備.....	5 - 3
5.3	Canyon 水力発電所	5 - 4
5.3.1	土木構造物.....	5 - 4
5.3.2	水力機械設備.....	5 - 4
5.3.3	電気機械設備.....	5 - 4
5.4	New Laxapana 水力発電所.....	5 - 4
5.4.1	土木構造物.....	5 - 4
5.4.2	水力機械設備.....	5 - 5
5.4.3	電気機械設備.....	5 - 5
5.5	Polpitiya 水力発電所	5 - 6
5.5.1	土木構造物.....	5 - 6
5.5.2	水力機械設備.....	5 - 6
5.5.3	電気機械設備.....	5 - 6
5.6	共通事項.....	5 - 7
5.6.1	通信設備.....	5 - 7
5.7	総括.....	5 - 7
6.	経済・財務分析.....	6 - 1
6.1	経済分析.....	6 - 1
6.1.1	経済便益の推計.....	6 - 1
6.1.2	経済費用の推計.....	6 - 1
6.1.3	経済分析の結果.....	6 - 2

6.2	FIRR の感度分析.....	6 - 2
6.2.1	リハビリテーション工事費の変動燃料費の変動.....	6 - 2
6.2.2	Without プロジェクトの限界点.....	6 - 2
6.3	財務分析.....	6 - 3
6.3.1	財務的便益の推計.....	6 - 3
6.3.2	財務的費用の推計.....	6 - 3
6.4	財務分析の結果.....	6 - 3
6.5	FIRR の感度分析.....	6 - 4
6.6	ODA ファイナンス.....	6 - 4
6.6.1	ODA ファイナンスの分析.....	6 - 4
6.7	ODA ファイナンスの感度分析.....	6 - 4
7.	環境影響評価	7 - 1
7.1	環境・社会問題への関心の高まりと EIA	7 - 1
7.2	スリランカにおける環境関連法制度の枠組み	7 - 1
7.2.1	政府の組織	7 - 1
7.2.2	環境関連の法律および規制	7 - 2
7.3	環境影響評価の手続きと流れ	7 - 2
7.4	ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションの EIA	7 - 5

結論と勧告

結論と勧告

結 論

ここに述べる結論は、2004年7月から2005年7月にかけて実施された「スリランカ国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査（ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション）」の検討結果に基づくものである。

1. 既設水力発電所のリハビリテーション

Wimalasurendra 水力発電所

導水路トンネルの補修

過去に発電所放水口から濁水が発生し、本発電所の導水路トンネルの崩落が懸念されていた。セイロン電力庁（CEB）は、2005年2月に同トンネルの抜水点検を行い、本調査団も点検に参加した。その際、濁水の原因が、導水路トンネルの崩落にあることが濃厚であると推測され、本調査団は補修計画をCEBに提案した。幸い、崩落は小規模であったため、CEBは抜水点検に引き続き補修工事を実施し、同年4月には補修工事を終了し、充水後運転を再開している。

発電機、変圧器の更新

発電機の固定子巻線が、ウェッジの緩みにより下降していることが確認された。早急な補修が必要であり、固定子巻線を巻き直す案と発電機を全面的に更新する案が考えられる。

変圧器の絶縁抵抗値が、大幅に低下していることが確認された。このまま、発電所の運転を継続すると、地絡や短絡事故に繋がりがねず、可及的速やかな更新が望まれる。

また、制御装置についても、老朽化に伴う不具合が確認され、そろそろ更新の時期に来ていると思われる。

Old Laxapana 水力発電所

水車、発電機の更新

Old Laxapana 水力発電所の内、Stage I（1～3号機、8.33MW×3台）は運転開始から54年経過している。水車効率は、10%以上低下しており、原製作者がビジネスを閉じているため交換部品の供給が期待できないので、全面的に更新することが望まれる。

更新に際しては、効率向上分の出力増（8.33MWから9MW）が期待できる。

Stage II（4,5号機、12.5MW×2台）は、引き続き劣化度のモニタリングが望まれる。

Canyon 水力発電所

不圧防止バルブの改造

ダム直下流の導水路に不圧防止バルブが設置されている。貯水池水位が低い状態下に、最大使用水量で運転した際、過去に2度バルブが作動し水の噴出を止めるのに苦慮した経験がある。

導水路トンネルを不圧が発生しない構造するのは大掛りな改造になること、バルブの作動が頻繁ではないことから、抜本的な対策を取るよりも、バルブが作動して水が噴出しても他の設備に影響を及ぼさず直上流の取水口バルブの操作を容易に行えるよう、不圧防止バルブの排出部を建屋の外に移すのが現実的である。

New Laxapana 水力発電所

導水路トンネルからの漏水

発電所の運転開始以来、導水路トンネル末端調圧水槽付近からと思われる漏水が見られているが、今回の調査で漏水が導水路トンネルのものであることが確認された。

この漏水が、直ちに付近の斜面の崩壊を引き起こす可能性は極めて少ないことから、導水路トンネルの排水する機会があれば、漏水箇所の特定制水対策工を実施することが望まれる。

発電機の更新

Wimalasurendra の発電機と同様、発電機の固定子巻線が、ウェッジの緩みにより下降していることが確認された。早急な補修が必要である。こちらも、固定子巻線を巻き直す案と発電機を全面的に更新する案が考えられるが、New Laxapana 発電所は周波数調整機能を有する重要な発電所で、発電所を長期間停止させることが難しい。さらに発電機の劣化度を考慮すると、より停止期間を短縮できる全面的に更新する方が現実的である。

また、制御装置についても、老朽化に伴う不具合が確認され、そろそろ更新の時期に来ていると思われる。

Polpitiya 水力発電所

水車の振動

Polpitiya の水車は低負荷時に振動が発生するため、運転制約を受けている。しかしながら、今回の調査においては、全面的更新を提案するまでの結論を得られなかった。水車の分解点検など更に詳細な調査が望まれる。

2. リハビリテーションにおける環境影響評価

上記で提案されたリハビリテーションは、現地形を大幅に改変するものではなく、水車や発電機の全面更新も既設の建屋内の作業に限定されることから、環境影響評価の手続きは必要ないものと思われる。

しかしながら、国家環境法に基づくプロジェクト承認省庁（Project Approving Agency: PAA）の承認行為が必要とされるプロジェクトの中に、貯水池から 100m 以内の開発行為が含まれている。つまりケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションは該当することになる。

このため、工事の実施に先立ち、環境影響評価手続きの必要性を環境庁に確認する必要がある。

3. リハビリテーション実施のタイミング

リハビリテーション工事に伴って、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工事を実施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。

Wimalasurendra 水力発電所の抜水が幸いにも、今回調査期間中（2005 年 2 月）に実施され、内部点検を行うことができたが、抜水は 2004 年にも計画されていたが延期された経緯がある。また 2005 年 2 月の抜水の直前においても、IPP からの買電契約上のトラブルにより抜水の実施が危ぶまれた。

かように、現在のスリランカの電力需給バランスは脆弱なものであり、リハビリテーションの工事に先立ち、新規電源の投入が望まれる。特に New Laxapana は、停止に先立ち周波数調整機能を他の発電所に移す準備が必要で、また出力も 100MW と規模が大きく、1 台当りの発電機の更新でも 50MW が停止となるので、タイミングの見極めが重要になる。

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。

大規模火力発電所の必要性が叫ばれている中で、新規電源の立地が困難を極めており、需給は逼迫し、点検、補修のために既設水力発電所を停止することが難しい環境にある。また、点検、補修が適宜実施できないことが、発電所の寿命を縮めることにも繋がっているのが現実である。

既設水力発電所のリハビリテーション

本調査の結果、ケラニ川水系の水力発電所は何れも劣化が相当進んでおり、中には、事故や故障によって何時発電所が停止してもおかしくない状況のものもある。

電力の需給が逼迫する中で、既設の水力発電所が運転できない状況に陥ることは、停電確率が上昇すること、あるいは一部電力の供給を制限することを意味する。また、長期停止を余儀なくされた場合、CEB は緊急電源を手当てする事になるが、緊急電源の常として、コストが割高であることは明らかであり、CEB の財務状況の悪化に拍車をかけることになる。

CEB にとっては、新規の電源開発も必要であることは明らかではあるが、既設の水力発電所が健全に運転されることも、新規電源と同様、あるいはそれ以上に重要なことである。

これらのことから、CEB は、将来の電力需給バランスを睨みながら、適宜既設水力発電所の停止計画を立案し、必要なリハビリテーションを実施すべきである。

運転保守管理

CEB はこれまで、限られた予算、電力需給が逼迫する中での運転停止制約を受ける中で、既設の水力発電所は非常に良く運転保守管理を実施してきている。特に電気機械設備については、原製造者からの交換部品の供給がないものについても、直営で修理を行っている発電所もある。

電力需給の逼迫が、点検、補修のための発電所の停止を困難にし、発電所の寿命を縮めたり、発電所の安定的な運転の信頼性を低下されることに繋がり、そのことが需給の逼迫を引き起こすという悪循環に陥っている。

土木構造物の保守点検については、不具合を早期発見するためには、日々の目視点検が最も重要である。現地電力所には土木職が配置されていないことから、他職種による代行も止むを得ないが、CEB

本部の土木職が月 1 回程度巡視点検を行うことが望まれる。また、10 年乃至は 20 年に 1 回程度、導水路を抜水し内部点検を行うことも望まれる。

水力機械、電気機械設備の定期点検は行われているが、しばしば測定方法が異なるため、正確に劣化度を判定することができない。測定頻度や測定方法について、早急に標準化することが望まれる。また、電気機械設備のオーバーホールが、何れの発電所も運転開始後 25 年以上経過しているにもかかわらず、一切実施されていないので、タイミングをみて実施することが望まれる。

1. 序 論

1. 序論

1.1 調査の経緯

スリランカ共和国水力発電最適化計画調査に関するフォローアップ調査(ケラニ川水系水力発電所リハビリテーション)は、スリランカ民主社会主義共和国(以下、「スリランカ」という)大蔵・計画省外部資金局(Department of External Resources, Ministry of Finance and Planning)、電力・エネルギー省(Ministry of Power and Energy)およびセイロン電力庁(Ceylon Electricity Board: 以下、CEBという)と独立行政法人国際協力機構(以下、JICAという)との間で2004年4月28日に署名された協議議事録および実施細則に基づいて実施されているものである。

1.1.1 社会・経済的背景

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

同国の経済は、1980年代の低迷を抜け出して拡大基調にあり、またアジア諸国を襲った経済危機の影響をほとんど受けず、90年代のGDP成長率は5%を超えている。GDPの実質成長と電力成長の関係を見ると、ほぼ経済成長に連動した形で電力の生産も伸びており、電力弾性値(電力成長率/GDP成長率)はほぼ2.0に近く、昨今の電力需要の成長が高いことを示している。今後20年間の電力需要予測においても、年率7~8%程度の旺盛な伸びが予想されている。

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

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

1.1.2 ケラニ川水力発電所のリハビリテーションの必要性と技術協力の要請

2004年1月時点でCEBが所有する発電設備は、水力が16ヶ所1,205MW、火力が5ヶ所475MWの合計1,680MWとなっている。水力および火力による2003年の発電電力量は、それぞれ3,314GWhおよび4,298GWhとなっている。一方、IPPによる発電設備は、2003年時点で水力が26地点計40MW、

火力が7地点434.5MWとなっている。このように同国の電力セクターは水力に依存しており、水力発電所の設備出力は、2003年現在でCEBが所有する発電設備出力全体の70%を超えている。

2004年にCEBによって策定された長期電源開発計画（Long Term Generation Expansion Plan: LTGEP）によれば、今後20年間の最大電力の伸びは年7～8%と予想されている。しかし、同国における今後の水力の開発は、その経済性及び環境問題等の制約のため大きな期待はできず、今後の電力需要の伸びを勘案すると、長期的には火力発電が必然的にその主体となることは明らかである。

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

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

水力発電最適化調査は、2004年3月に終了したが、この調査の中で既設の水力発電所、とりわけ設備の古いケラニ川水系の5つの水力発電所の老朽化が著しいことが確認された。CEBの電源開発は、あくまでも既設の水力発電所が健全に運転されることを前提としており、既設の水力発電所の不具合による運転停止は、電源開発の大幅見直しにも通じる。このことを受けて、CEBはJICAに対してこれらのケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションについてフォローアップ調査を要請した。

1.2 調査の目的

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

- 既設水力発電所の現状を把握すること、
- 上記で把握された不具合に対して、フィージビリティ調査レベルのリハビリテーション計画を策定すること、
- および、CEBに対して劣化診断、保守点検手法を提言すること。

具体的には、本計画調査の目的は大きく2つに分けられると考える。

第1点目は、ケラニ川水系の既設の5つの水力発電所の不具合を把握し、短期的対応が必要とされるもの、長期的対応が必要とされるものに分類する。それぞれの不具合について優先度（劣化度）を付け、フィージビリティ調査レベルのリハビリテーション計画を提案する。

第 2 点目は、CEB が現在行っている水力発電所の保守点検状況を把握し、改善点、追加点を盛り込んだ上で、過剰点検にならない程度の現実的な保守点検マニュアルを CEB に提案することである。以上の調査目的に沿った本調査の全体フローを Figure 1.1 に示す。

1.3 各調査段階における実施内容

(1) 第一次現地調査（2004 年 7 月 25 日～9 月 4 日）

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

これに引き続いて、以下の項目を実施した。

- 既設の 5 つの水力発電所を運転管理統括する CEB の Laxapana 電力所を調査拠点として、CEB の本部および現地エンジニアとともに、発電所別、設備別（土木構造物、水力機械設備および電気機械設備）の不具合箇所、劣化度を調査した。
- 関係者とのインタビューや過去の点検記録などの関係書類により、劣化度の判断材料として用いた。
- 土木、地質関係現地再委託の準備。
- 環境社会配慮担当による、EIA 手続きに関する調査、関係者からのヒアリング。
- 地質担当者による計画地点の地質踏査。
- 経済・財務分析担当者により分析データの資料収集。

(2) 第一次国内作業

第一次現地調査で得られた成果をもとに、発電所別、設備別の不具合箇所、劣化度を整理しリハビリテーション計画をとりまとめ、プロGRESS・レポートの作成を行った。

(3) 第二次現地調査（2004 年 10 月 17 日～31 日）

調査団は、プロGRESS・レポートをもとに、CEB に対して、ケラニ川水系の水力発電所のリハビリテーション計画案を提案し、CEB と調査団の両者の認識を共有した。

電力エネルギー省、CEB、CECB、JICA、JBIC などの関係者を招聘して、既設水力発電所の不具合、劣化度およびリハビリテーション計画を紹介した。

また、調査団員は、第一次現地調査で不足しているデータを追加収集した。

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

(4) 第二次国内作業

第二次現地調査の結果を踏まえて、項目、優先順位、工事費、工事工程を含む最終的なリハビリテーション計画を策定した。

設備別に保守管理マニュアルを作成した。

以上をとりまとめたインテリム・レポートを作成した。

(5) 第三次現地調査 (2005年1月30日～2月13日)

調査団は、インテリム・レポートにもとづき、CEBと協議の上リハビリテーション計画を取りまとめた。また、保守管理マニュアルを紹介し、CEBの理解を得た。

現地調査を担当する調査団員は、現地に赴いて再委託者による現地作業の状況を確認し成果品を査収した。

(6) 第四次現地調査 (2005年2月23日～3月9日)

調査団は、CEBがWimalasurendra水力発電所の導水路トンネル抜水後に実施した内部検査に同行し、トンネル崩落などの不具合箇所の補修方法をCEBに提案した。

(7) 第三次国内作業

現地再委託の調査結果および第四次現地調査の結果を踏まえて、主として土木構造物の不具合対策を追加し、ドラフトファイナル・レポートを作成した。

(8) 第五次現地調査 (2005年5月23日～6月3日予定)

調査団は、ドラフトファイナル・レポートをCEBに説明し、内容説明を行う。
本調査を通じて、カウンターパートに移転した調査内容についての理解度を確認する。

1.4 関係者リスト

- (1) Ministry of Power & Energy
Mr. P. Weerahandi Secretary

- (2) Ceylon Electricity Board
Mr. Ananda S. Gunasekara Chairman
Mr. Wijeratne General Manager
Mr. Ranjit F. Fonseka General Manager
Mr. K. S. P. Jayawardena AGM, Generation Projects
Mr. M. C. Wickramasekara DGM, Generation Projects
Mr. C. P. W. Akarawita DGM, Laxapana Complex
Ms. Kamani Jayasekera Chief Engineer, Generation Planning
Mr. S. D. G. L. Jayatilaka Electrical Engineer, Generation Projects
Mr. R.K.W. Wijeratne Environmental Officer
Mr. H. M. Anura Herath Chief Engineer, Laxapana Power Station
Mr. D. M. D. B. Dissanayake Mechanical Engineer, Laxapana Power Station
Mr. S. K. S. Chandrasoma Mechanical Engineer, Laxapana Power Station
Mr. Saumya Kumara Electrical Engineer, Wimalasurendra Power Station
Mr. G. Athula Kumara, Electrical Engineer, Polpitiya Power Station
Mr. Liyanage Electrical Engineer, Canyon Power Station
Mr. K.K. Kithsiri Civil Engineer, Generation Projects

- (3) Embassy of Japan
Mr. Koji Iwashita First Secretary

- (4) Japan Bank for International Cooperation (Representative Office in Colombo)
Mr. Shinya Ejima Chief Representative

- (5) Japan International Cooperation Agency (Sri Lanka Office)
Mr. Toshio Sugihara Resident Representative
Mr. Takumi Ueshima Resident Representative
Mr. Jituya Ishiguro Assistant Resident Representative
Mr. Jiro Komatsu JICA Expert

(6) JICA Study Team

Mr. Tsuyoshi Nakahata	Team Leader / Hydropower Facility /Power Development Plan
Mr. Yoshiyuki Kaneko	Civil Facility / Environmental Impact Assessment
Mr. Nobuo Hoshino	Geology
Mr. Koichi Hakamatsuka	Hydro mechanical Facility
Mr. Joshiro Sato	Hydro turbine
Mr. Shinichi Inaba	Generator
Mr. Mototaro Okada	Control facility for Power Station
Mr. Toshiro Nakano	Economic and Financial Analysis
Mr. Koji Tabata	Operation Coordination

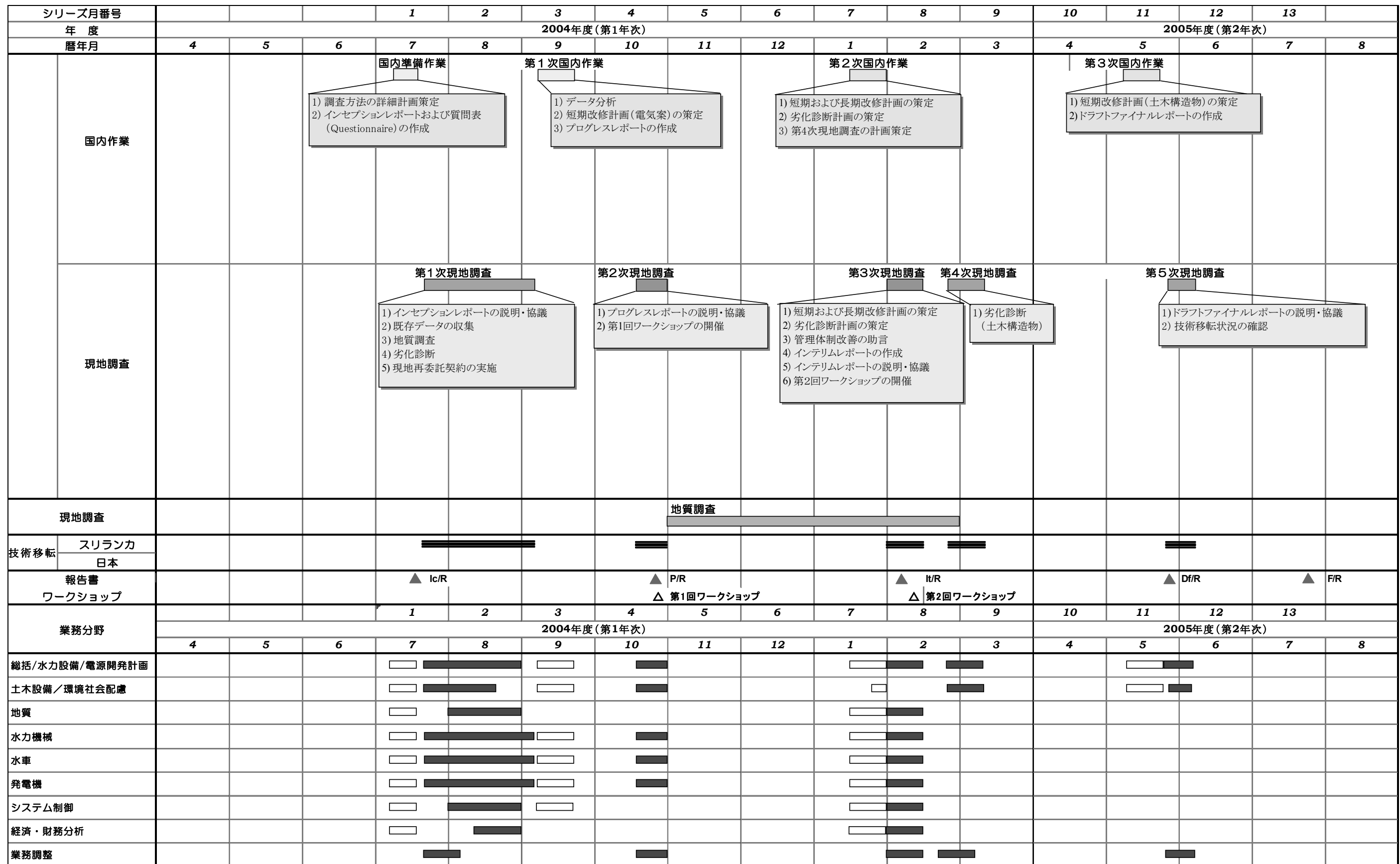


Figure. 1.1 The Follow-up Study on the Rehabilitation of Hydropower Stations in the Kelani River Basin for The Study of Hydropower Optimization in Sri Lanka

2. スリランカの概要

2. スリランカの概要

2.1 地形

スリランカ民主社会主義共和国（以下、「スリランカ」という）はインド亜大陸の南のインド洋に浮かぶ島国である。その本島は北緯 5°55′から 9°55′、東経 79°42′から 81°52′に位置し、東西約 240km、南北約 435km である。その国土面積は、1,170km²の内水を含めて 67,095km²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 65km 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 2,524m の Mt. Pidurutalagala である。

本島の大部分は、標高 30m から 200m 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 30m 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、海岸線は結晶岩類の層構造を横切っており、絶壁や湾および沖合の島々が形成されている。これらの地形条件は、北東部の 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、中央高地に源を発し、海に向かって放射状に流下している。延長 100km を超える河川数は 16 であり、そのうちの 12 河川が国全体の平均河川流量の 75%を流下させている。

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時期である。

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。

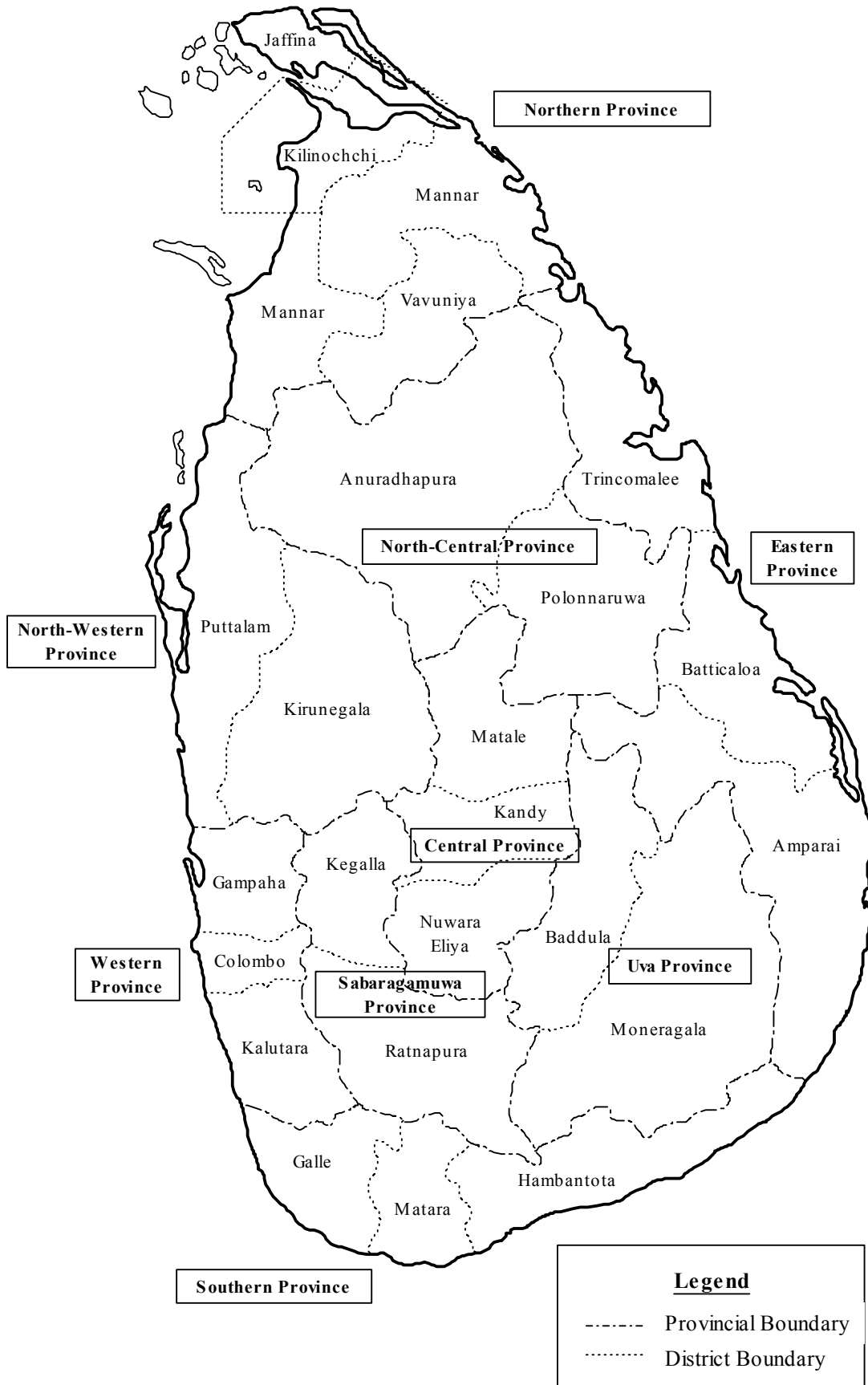


Figure 2.1 Administrative Boundary Map

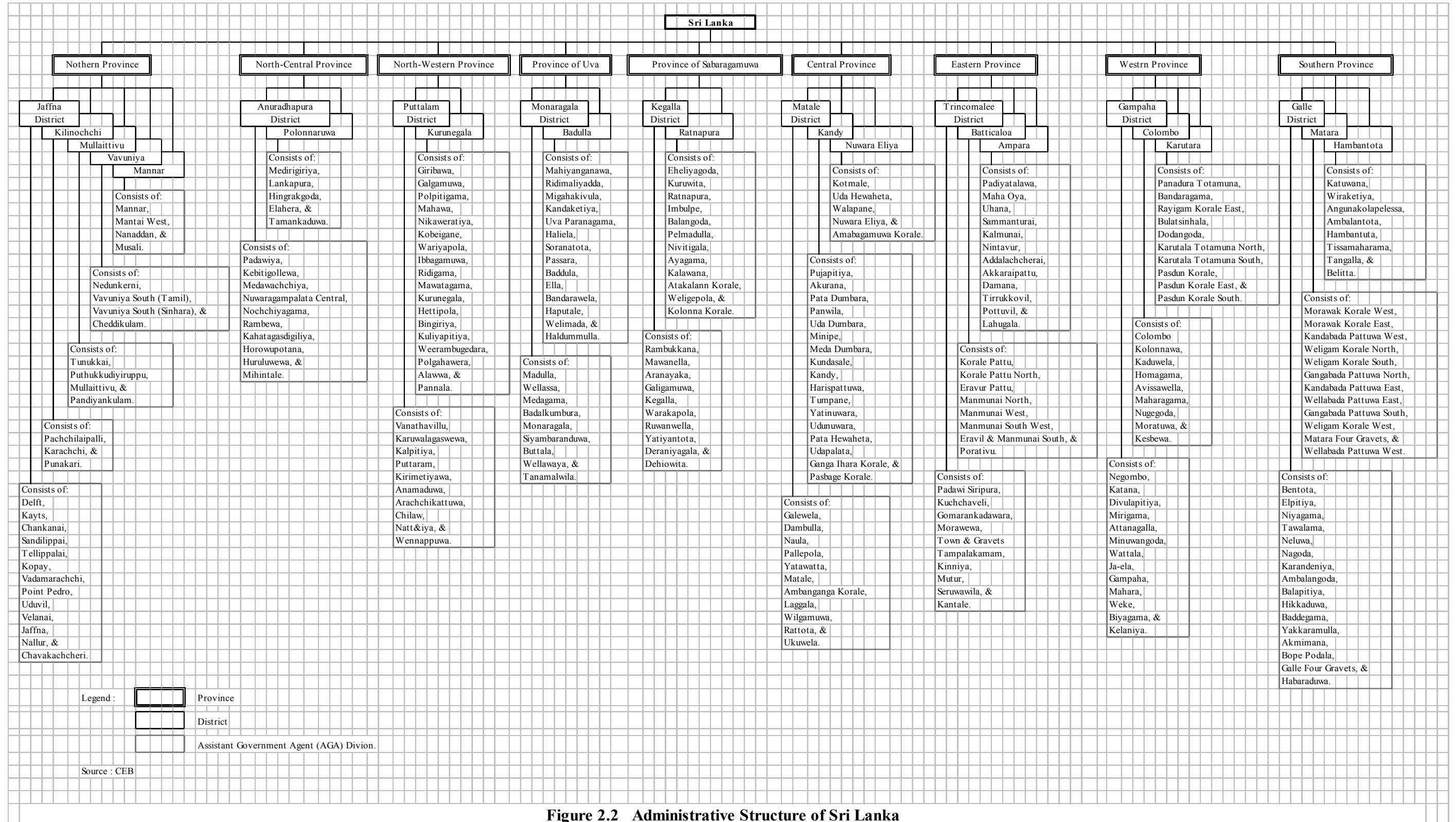


Figure 2.2 Administrative Structure of Sri Lanka

3. 社会・経済現況

3. 社会・経済現況

3.1 人口

3.1.1 人口

スリランカ国の人口については以下のとおり、1998年の18百万人から2003年には19百万人にまで増加しており、年率1.3%程度の平均人口増加率で推移している。

3.1.2 労働力

スリランカ中央銀行2003年次報告書によれば、2003年時点での労働力はおよそ760万人で、その内約91.5%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8.5%である。1995年には失業率が12%以上であったが、2000年以降で見れば8%前後で推移している。

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、タミール人、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。これらの民族グループは、宗教・言語の区別に基づいている。これら3つの民族のなかでは、シンハラ人が全体のほぼ4分の3を占めている。

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、2003年で1.56兆Rsであった。主な経済部門の中で、「商業」セクターは、3,138億Rsと最大の粗付加価値（GVA）を記録した。次いで「農業/林業/漁業」セクター（2,965億Rs）、「製造業」セクター（2,421億Rs）となっている。2001年の国民一人当たりのGDPは成長を継続しており、2003年は947US\$となっている。

3.2.2 各経済セクターの概況

経済実績の視点からは、「商業」セクターが2003年にGDPの20%を占め、国家経済へ最大の貢献度を記録した。第2番目に大きな貢献をしたセクターは「農業/林業/漁業」セクターで、同じ年にGDPの19%を占めている。第3位には「製造業」セクターで、16%を占めている。

3.2.3 対外貿易と国際収支

スリランカの経常収支は長年の間赤字を計上している。これは、貿易収支の赤字が要因である。資本勘定については黒字を記録してきた。結果として資本・金融勘定全体としては黒字を計上してきた。経常収支と資本・金融勘定による総合的な国際収支は2001年から2003年まで3年連続して黒字を計上しており、2003年には5億US\$の黒字となっている。

3.2.4 国家財政

2002年、2003年のスリランカ政府の財政運営の結果は2002年には1,411億Rs、2003年には1,412億Rsの赤字を計上した。

3.2.5 対外債務・残高

(1) 外国援助

スリランカは日本から最も多く無償援助を受け取っており、これまで長い間、有償援助および無償援助ともに日本と重要な関係性を構築しており、それは今も継続している。

(2) 対外債務と残高

2003年における対外債務は、金額で前年度から14%増加して106億USドルを記録した。これはGDPに対して58.4%に相当する。一方、債務返済率については、2002年の13.2%から2003年の11.6%に改善が見られている。通常この指標は20%以下が望ましいとされていることから、スリランカ国は十分な対外債務返済能力を有すると言える。

3.2.6 物価指数および為替レート

(1) 物価指数

スリランカの消費者物価指数(CPI)は、2003年には158(ベース:1995年から1997年を100)まで増加した。一方、スリランカの卸売物価指数(WPI)は2003年には147(ベース:1996年を100)まで増加した。

(2) 外国為替相場

対米\$のRsの交換レートは、1990年に1US\$当たり40.07Rsであったものが2003年には96.52Rsへと下落した。同様に対日本円のRs交換レートは、1990年に1円当たり0.292Rsであったものが2003年には0.833Rsへと下落した。

3.3 社会・経済構造の予測

3.3.1 人口・GDP 成長率予測

ここでは、スリランカ中央銀行 2003 年次報告書に報告されている人口・GDP 成長率のベースケースの見通し値を示す。

項 目	2003	計画値			
		2004	2005	2006	2007
GDP 成長率 (%)	5.9	5.5	6.5	7.0	7.2
人口 (百万)	19.3	19.4	19.6	19.8	20.0

4. 電力セクターの現況

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、4 つの配電 (Region 1、2、3、4)、財務の 7 部門が存在し、分社化を控えた暫定的な部門として配電 (Region 5)、Company X (基金運用)、Company Z (新規プロジェクト管理) が存在している (Figure 4.1 参照)。独立機関として設置されているものの、役員会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。

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

エネルギー供給委員会 (ESC) は、2002 年の「電力供給法 (No. 2)」に基づいて、電力エネルギー省傘下のもと 2002 年 3 月に設立された。2 年間に限定された委員会で、現状のエネルギーセクターの問題をただちに解決する指令を受けている。

(5) 投資局 (Bureau of Investment: BOI)

投資局 (BOI) は、1978 年に設立され、海外および国内の投資家の中央の促進窓口として機能するよう組織された。

4.2 電力需給バランス

スリランカの 2003 年の発電電力量は、7,612GWh (発電端、自家発は除く) となっている。販売電力量は 6,209GWh となっており、残りは所内用電力と送配電損失となっている。

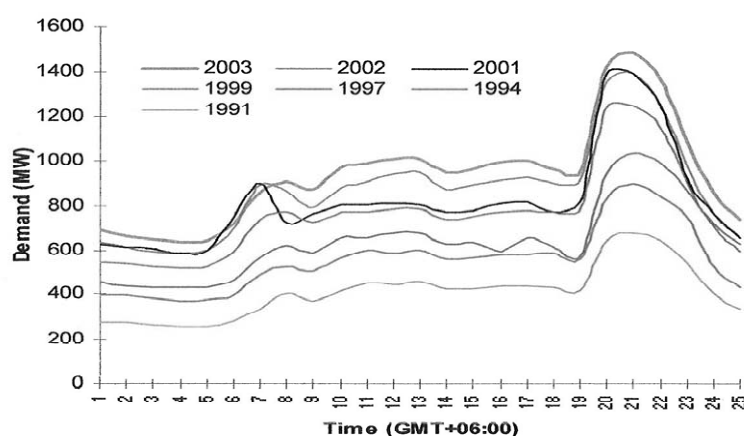
同国の最大電力は、1996 年 (968.4MW) には干ばつの影響を受けて前年の水準より低くとどまったが、その後は堅調に伸び、2003 年には 1,516MW に達し至近 5 ヶ年で平均 7%伸びてきた。このため、2001 年には供給力不足により輪番停電を実施し、2002 年においても解消されなかった。2003 年は豊水のおかげで、輪番停電を行うことはなかった。

Table 4.1 Demand and Supply Balance

		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Generation (GWh)	Hydro	4,089	4,514	3,249	3,443	3,909	4,152	3,154	3,045	2,589	3,190	
	Thermal	275	269	1,126	1,450	1,264	1,396	2,569	2,237	2,866	2,587	
	Wind	-	-	-	-	-	3	3	3	3	4	3
	Hydro (IPP)	-	-	3	5	6	18	43	65	104	120	
	Thermal (IPP)	-	-	-	13	390	507	916	1,170	1,248	1,711	
	Captive	22	17	152	235	114	108	167	105	141	-	
	Total	4,386	4,800	4,527	5,146	5,683	6,185	6,853	6,625	6,951	7,612	
Sectoral Electricity Sales (GWh)	Industrial	1,406	1,527	1,361	1,430	1,614	1,613	1,731	1,719	1,866	2,159	
	Commercial	582	631	592	689	758	829	895	859	921	1,042	
	Domestic	928	1,034	1,046	1,213	1,378	1,555	1,755	1,798	1,821	2,030	
	Others	649	723	589	707	771	812	877	862	894	977	
	Total	3,565	3,915	3,588	4,039	4,521	4,809	5,258	5,236	5,502	6,209	
Peak (MW)	910	980	968	1,037	1,137	1,291	1,405	1,445	1,422	1,516		

Source: CEB Statistical Digest 2003

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 2005~2019

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、渇水年を除き堅調な成長を示している。至近 10 ヶ年（1993 年から 2003 年）の平均では年率 6.7%の伸びが記録されている。

電源構成については、1996 年の渇水による電力危機を契機として水力依存の傾向が徐々に緩和されつつあり、現在では 50%を下回っている。

Table 4.2 Electricity Generation 1989 - 2003

Year	Hydro Generation (GWh, %)	Thermal Generation (GWh, %)	Self Generation (GWh, %)	Total (GWh)	Growth Rate (%)
1989	2,801 (98.0)	57 (2.0)	-	2,858	2.1
1993	3,796 (95.4)	183 (4.6)	-	3,979	12.4
1994	4,089 (93.2)	275 (6.3)	22 (0.5)	4,386	10.2
1995	4,514 (94.0)	269 (5.6)	17 (0.4)	4,800	9.4
1996	3,249 (71.8)	1,126 (24.9)	152 (3.4)	4,527	-5.7
1997	3,448 (67.0)	1,463 (28.4)	235 (4.6)	5,146	13.7
1998	3,915 (68.9)	1,654 (29.1)	114 (2.0)	5,683	10.4
1999	4,175 (67.6)	1,901 (30.8)	97 (1.6)	6,173	8.6
2000	3,197 (46.7)	3,486 (50.9)	158 (2.4)	6,841	10.8
2001	3,113 (47.0)	3,407 (51.4)	105 (1.6)	6,625	-3.2
2002	2,696 (38.8)	4,114 (59.2)	136 (2.0)	6,946	4.8
2003	3,314 (43.5)	4,298 (56.5)	-	7,612	9.6

Note: Total Generation figures since 2000 exclude Wind Power

Source: CEB Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

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* (%)
1989	2,858	2,353	617.9	17.7	52.8
1990	3,150	2,608	639.7	17.2	56.2
1991	3,377	2,742	685.1	18.8	56.3
1992	3,540	2,869	742.0	19.0	54.5
1993	3,979	3,270	812.0	17.8	55.9
1994	4,365	3,565	910.0	18.3	54.8
1995	4,783	3,915	979.7	18.1	55.7
1996	4,377	3,588	968.4	18.0	51.6
1997	4,911	4,039	1,037.0	17.8	54.1
1998	5,569	4,521	1,136.5	18.8	55.9
1999	6,076	4,809	1,291.0	20.9	53.7
2000	6,687	5,258	1,404.0	21.4	54.2
2001	6,520	5,236	1,444.5	19.7	51.5
2002	6,810	5,502	1,421.8	19.2	54.7
2003	7,612	6,209	1,515.6	18.4	57.3

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 2005~2019 and Statistical Digest 2003)

4.5 電力料金

電気料金体系は固定料金と従量料金の二部制度を引いており、産業用では時間帯別料金の選択もできるようにになっている。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、一時は CEB の財務体質も改善されたものの、その後の石油価格上昇に伴う燃料費の増嵩および割高な IPPs からの電力購入により、2000年、2001年には収益率がマイナスに転じ、2000年6月、2001年3月、2002年4月に相次いで電気料金が値上げされた。

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

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

CD: Contract Demand

Source: CEB Statistical Digest 2003

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

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

4.5 発電設備の現状

2005年1月現在、CEBが所有している運転中の発電所は水力が16カ所で1,205MW、火力が5カ所で475MW（有効出力）、合計1,680MWとなっている。

Table 4.5 (1) Existing Hydropower Plants (connected to the national grid, as Jan. 2005)

Hydro Project	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Plant Factor (%)	Storage Capacity (MCM)	Commissioning
Laxapana (KM*) Complex					
Canyon	60 (30 x 2)	160	30	123.4	#1 Mar.'83, #2 '88
Wimalasurendra	50 (25 x 2)	112	26	44.8	Jan.'65
Old Laxapana	50 (8.33 x 3 + 12.5 x 2)	286	65	0.4	8.33MW x 3 Dec.'50 12.5MW x 2 Dec.'58
New Laxapana	100 (50 x 2)	552	63	1.2	#1 Feb.'74, #2 Mar.'74
Polpitiya	75 (37.5 x 2)	453	69	0.4	Apr.'69
Laxapana Total	335	1,563			
Mahaweli Complex					
Victoria	210 (70 x 3)	865	47	721.2	#1 Jan.'85, #2 Oct.'84, #3 Feb.'86
Kotmale	201 (67 x 3)	498	28	172.6	#1 Apr.'85, #2,3 Feb.'88
Randenigala	122 (61 x 2)	454	42	875.0	Jul.'86
Ukuwela	38 (19 x 2)	154	46	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)	239	56	21.0	Jan.'90
Mahaweli Total	660	2,258			
Other Hydro					
Samanalawewa	120 (60 x 2)	344	34	278.0	Oct.'92
Kukule	70 (35 x 2)	300	49	1.7	Jul.'03
Other Hydro Total	190	644			
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
Small Hydro Total	20				
Hydro Total	1,205	4,465			

*KM: Kehelgamu Oya - Maskeliya Oya

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

Table 4.5 (2) Existing Thermal Plants (connected to the national grid, as of Jan. 2005)

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)	51 (17 x 3)	328	Dec.'81, Mar.'82, Apr.'82
Gas turbine (New)	115 (115 x 1)	115 (115 x 1)	707	Aug.'97
Combined Cycle (JBIC)	165 (165 x 1)	165 (165 x 1)	1,290	Aug.'02
Kelanitissa Total	340	331	2,325	
Sapugaskanda Power Station				
Diesel	80 (20 x 4)	72 (18 x 4)	472	May'84, May'84, Sep'84, Oct.'84
Diesel (Extension)	80 (10 x 8)	72 (9 x 8)	504	4 Units Sep.'97, 4 Units Oct.'99
Sapugaskanda Total	160	144	976	
Total Thermal	500	475	3,301	

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

4.6 IPP の導入状況

2004 年現在で IPP は火力発電所が 7 地点 434.5MW (有効出力)、2003 年時点で小水力発電所が 26 地点合計 40MW 稼動している。現在 IPP により運転されている 7 つの発電所の諸元は、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	49	330	1998	20
Colombo Power	64	60	420	Mid. '00	15
Diesel Plant Matara	24.8	20	167	Mar. '02	10
Diesel Plant Horana	24.8	20	167	Dec. '02	10
Kelanitissa AES CCY	163	163	1,314	GT-Jan. '03 ST-May '03	20
Heladanavi	100	100	698	Oct. '04	10
IPPs Total	450.1	434.5	3,252		

Source: CEB, Report on Long Term Generation Expansion Planning Studies 2005~2019

4.7 流通設備の現状

2003 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 242km 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 2003 年末で 14,938 ヶ所となっている。

Table 4.7 Length of CEB Transmission and Distribution Lines

(Unit: km)

	220 kV	132 kV	33 kV	11 kV	400/230V
2002 年	315	1,501	17,784	2,420	68,810
2003 年	315	1,531	18,639	2,390	74,478

Note: Excludes 242 route km of 132kV transmission lines in the North & East

Source: CEB, Statistical Digest 2003

Table 4.8 Number and Capacity of Substations

	220/132/33 kV	220/132 kV	132/33 kV	132/11 kV	33/11/3.3 kV	33/11/LV
台数(台)	5	1	33	2	125	14,772
容量(MVA)	2,100/500	105	2,154	180	1,056	3,657

Source: CEB, Statistical Digest 2003

4.8 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。2004 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 (7.8%)、高需要ケース (8.7%) および低需要ケース (7.0%) の 3 種類のシナリオを設定し、ケース毎に電源開発計画を策定している。

Table 4.9 Load Forecast from 2004 to 2024 (Base Case)

Year	Demand (GWh)	Growth Rate (%)	Gross* Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak (MW)
2004	6,573	5.9	18.2	8,038	55.0	1,668
2005	7,032	7.0	17.3	8,506	55.0	1,765
2006	7,567	7.6	15.3	8,937	55.0	1,855
2007	8,149	7.7	14.8	9,565	55.0	1,985
2008	8,804	8.0	14.1	10,245	55.0	2,126
2009	9,515	8.1	14.1	11,072	55.0	2,298
2010	10,284	8.1	14.1	11,967	55.0	2,484
2011	11,112	8.1	14.1	12,931	55.0	2,684
2012	12,005	8.0	14.1	13,970	55.0	2,900
2013	12,965	8.0	14.1	15,087	55.0	3,131
2014	13,995	7.9	14.1	16,286	55.0	3,380
2015	15,100	7.9	14.1	17,571	55.0	3,647
2016	16,283	7.8	14.1	18,948	55.0	3,933
2017	17,556	7.8	14.1	20,429	55.0	4,240
2018	18,920	7.8	14.1	22,017	55.0	4,570
2019	20,383	7.7	14.1	23,719	55.0	4,923
2020	21,949	7.7	14.1	25,541	55.0	5,301
2021	23,627	7.6	14.1	27,494	55.0	5,707
2022	25,429	7.6	14.1	29,591	55.0	6,142
2023	27,361	7.6	14.1	31,839	55.0	6,608
2024	29,431	7.6	14.1	34,248	55.0	7,108

* 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 2005~2019

4.9 電源開発計画

最新の長期電源開発計画によると、2019 年までの電源開発計画は Table 4.10 の通りとなっており、15 年間で 4,180MW 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 LOLP の関係を Table 4.11 に示す。計画上は、2005 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ど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 4.5 に示す。

Table 4.10 Generation Expansion Plan Sequence

Year	Hydro Additions	Thermal Additions	Thermal Retirements	Capacity (MW)	Present Status
2005		Heladhanavi Diesel Power Plants at Puttalam ACE Power Diesel Power Plant at Embilipitiya		100 100	Commissioned in October 2004 Under construction Expected in March 2005
2006					
2007		GT part of Kelawalapitiya CCY		200	Under Evaluation
2008		ST part of Kelawalapitiya CCY Gas Turbines		100 105	Under Evaluation
2009		Gas Turbines		140	
2010	Upper Kotmale	Coal Steam	Kelanitissa Gas Turbine (Old)	150 300 -51	JBIC Pledged
2011		Coal Steam		300	
2012		Coal Steam	Lakdhanavi plant Matara diesel plant	300 -22.5 -20	
2013		Coal Steam	Sapugaskanda diesel plant Horana diesel plant	300 -72 -20	
2014		Coal Steam		300	
2015		Gas Turbines	Colombo power barge plant Medium-term Diesel	285 -60 -200	
2016		Coal Steam		300	
2017		Coal Steam	Kelanitissa Gas Turbine (New)	300 -115	
2018		Coal Steam Gas Turbines	Asian power plant	300 180 -49	
2019		Gas Turbines		420	

Source: CEB Data

Table 4.11 Generation Expansion Plan and Reserve Margin

Year	Total Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Reserve Capacity (MW)	Reserve Margin (%)	LOLP (%)
2005	2,194.5	1,668	526.5	31.6	0.245
2006	2,194.5	1,765	429.5	24.3	0.850
2007	2,394.5	1,855	539.5	29.1	0.465
2008	2,599.5	1,985	614.5	31.0	0.515
2009	2,739.5	2,126	613.5	28.9	0.740
2010	3,138.5	2,298	840.5	36.6	0.124
2011	3,438.5	2,484	954.5	38.4	0.064
2012	3,696.0	2,684	1,012.0	37.7	0.061
2013	3,904.0	2,900	1,004.0	34.6	0.093
2014	4,204.0	3,131	1,073.0	34.3	0.080
2015	4,229.0	3,380	849.0	25.1	0.509
2016	4,529.0	3,647	882.0	24.2	0.545
2017	4,829.0	3,933	896.0	22.8	0.660
2018	5,145.0	4,240	905.0	21.3	0.717
2019	5,565.0	4,570	995.0	21.8	0.618

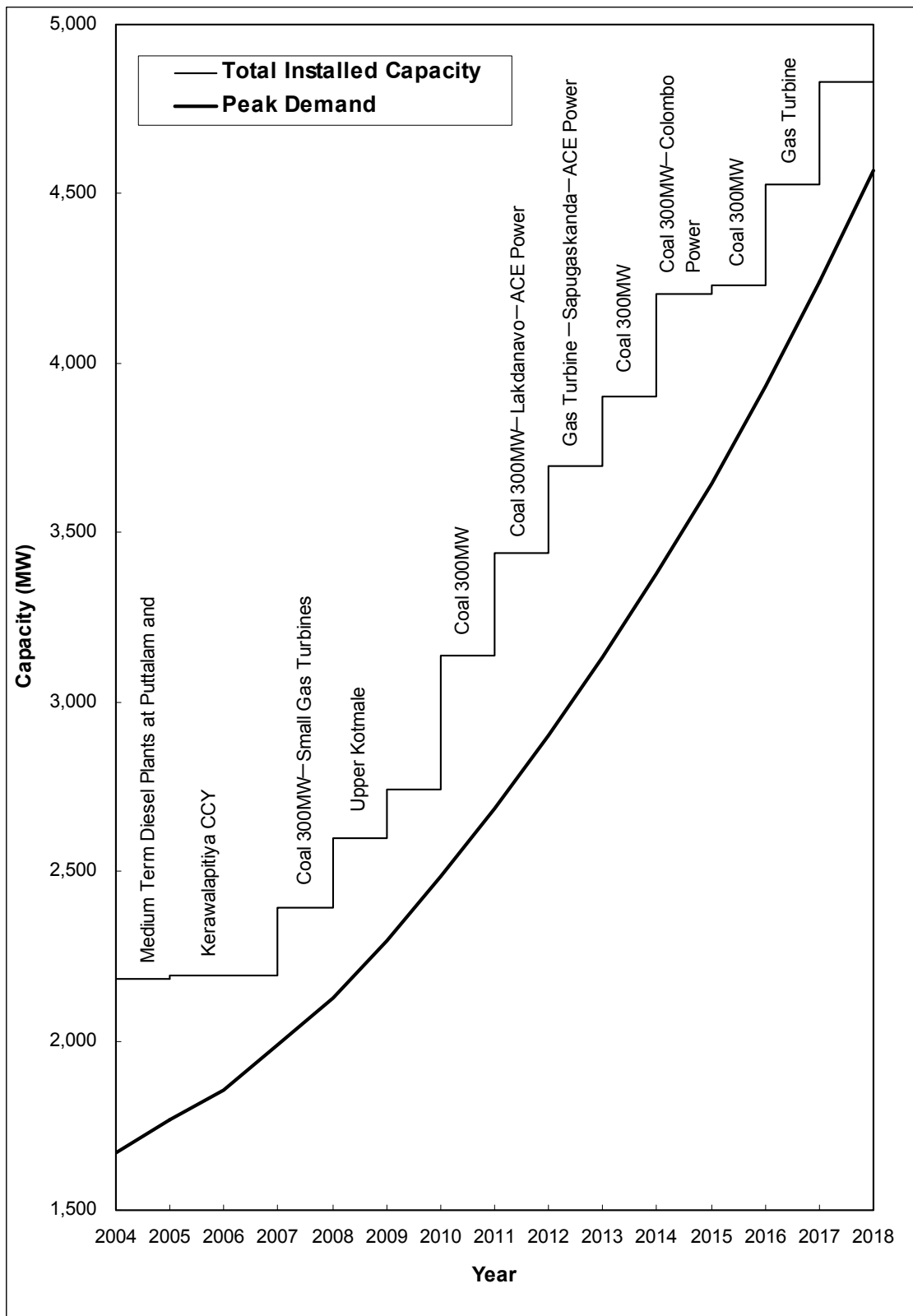


Figure 4.2 Expansion Plan and Peak Demand

5. 水力発電設備の現状と対策

5. 水力発電設備の現状と対策

5.1 Wimalasurendra 水力発電所

5.1.1 土木構造物

(1) 導水路トンネル崩落

CEB によれば、2001 年発電所運転中に放水口より濁水が出ているのが観察され、導水路圧力トンネルにおいて崩落が発生していると想定されていた。しかしながら、今回の抜水点検調査で確認された崩落は予想していた地質不良部分ではなく、また、規模も小さかった。したがって、抜水点検後引き続き補修工事を実施し 2005 年 4 月中旬に終了した。

(2) ダム揚圧力低減排水孔の閉塞

コンクリート重力ダムのギャラリー内に揚圧力の低減を目的とした排水孔が設置されているが、閉塞しているものが見受けられた。ダムの安定に影響を及ぼすので、閉塞を解消することが望まれる。

5.1.2 水力機械設備

(1) 洪水吐改造

CEB は、貯水池容量を増やすために洪水吐に設置されているフラッシュボードを機械式のものに改造したいと考えている。その目的は、下流の安全確保及び無駄な放流を減らすためである。この改造により、洪水吐ピアの荷重条件が変わる可能性があり、コンクリート強度や配筋の現状は把握が不可欠である。したがって、洪水吐改造にはさらなる調査が必要である。

なお、洪水吐の改造に関し S R 合成起伏堰、ゴム引布製起伏堰及び鋼製起伏式ゲートの比較検討を実施した。

5.1.3 電気機械設備

主要設備の劣化状況および推奨される対策は、以下のとおりである。

(1) 機械設備

水車、入口弁については重大な劣化は認められていない。これら機器については、消耗品の交換を推奨する。

調速機は機械式の旧式なもので、当初備わっていた多くの自動操作機能が失われて、水車は手動で運転されている。現在生産は中止されており、故障時に長期の発電停止に至る可能性が極めて高い。従って調速機システムの全体をデジタル式に交換することを推奨する。

排水装置、冷却水給水装置、圧縮機、圧油装置、グリース装置などは漏水、漏気等の劣化が進展している。新品に更新することを推奨する。

(2) 電気設備

発電機本体については、2002年に1号機固定子巻線が最大6mm下降するという不具合が発生している。事故後の調査の結果、固定子巻線を固定するウェッジの老朽化により、緩みが生じたことが巻線下降の原因であった。不具合の発生していない2号機についても、ウェッジの緩みが確認されていることから、1号機同様に老朽化が進んでいると推測される。

対策として、巻き替えを実施する場合、発電機の停止期間は、通常であれば18ヶ月間となるが、既に40年を経過していることから、発電機更新（発電機停止は14ヶ月間）の場合との経済比較を実施し、経済性のより良いものを選択すべきである。

発電機については、既設水車を更新しないことから、仕様変更は行う必要はない。励磁装置は旧式であることから、発電機本体工事に合わせ更新すべきである。

変圧器の絶縁抵抗値は、2002年と2004年の値ではほとんどの変圧器の絶縁抵抗値が大幅に減少している。また、絶縁抵抗値（1分値）が日本の一般的な判断基準で「不良」と判断される100M Ohm付近の値を示している変圧器が複数存在している。これらのことから、変圧器の劣化は相当に進んでいると推定される。変圧器全てを早急に更新すべきである。

132kV開閉装置は、33年から25年を経過している。開閉器の耐用年数が25年であることから、既に全ての開閉器がこれを超えている。132kV開閉器はすべて更新することを推奨する。

(3) 制御装置

水車発電機の起動・停止、調速機装置および励磁装置等に運転員が配置され全て手動操作で実施されている。当該水系全体の効率運用を考慮すると、制御・保護装置全体を更新する事が必要である。

5.2 Old Laxapana 水力発電所

5.2.1 土木構造物

(1) ダム右岸漏水

現地調査時に、ダム直下右岸斜面に発見された漏水は、ダムの安定性に影響を与えるような深刻なものではないと考えられる。漏水を止めることによる利益とそれにかかる費用を財務的に評価したところ、割引率 10%、電力料金 7.68Rs/kWh、漏水量 44litter/sec、償却期間 50 年という条件のもと、調査・補修工事費として投資可能な限界額は 70Million Rs となった。

5.2.2 水力機械設備

(1) 洪水吐改造

CEB は、貯水池容量を増やすために機械式のフラッシュボードを洪水吐に設置したいと考えている。この改造により、洪水吐ピアの荷重条件が変わる可能性があり、コンクリート強度や配筋の現状調査が不可欠である。さらに、貯水池水位の変更は Environment Impact Assessment (EIA) が必要になり、洪水吐改造にはさらなる調査が必要である。

5.2.3 電気機械設備

主要設備の劣化状況および推奨される対策は、以下のとおりである。

(1) 機械設備

Old Laxapana 発電所 Stage I (1~3 号機) の水車および入口弁は極めて旧式の設計・構造であり、簡易効率試験で大きな効率低下が確認された。このため、水車および入口弁の更新を推奨する。水車出力は、一台あたり 9 MW に増出力することが望ましい。

効率的な運用を確保するため、Stage I の调速機を水車とともに更新することを推奨する。Stage II (4,5 号機) の水車、入口弁については重大な劣化は認められていない。

(2) 電気設備

発電機単体では更新の必要はないが、耐用年数は過ぎていることと、水車更新に伴い発電機出力を増加 (9.8MVA→11MVA) させる必要があり、発電機を更新する必要がある。

(3) 制御装置

発電所の制御・保護装置は、2003年までに更新されており、継続して正常な運用が可能であり、更新は不要である。

5.3 Canyon 水力発電所

5.3.1 土木構造物

(1) 放水路擁壁変位

建設時に発生したと言われている放水路擁壁コンクリート継ぎ目の変位は、その後の移動について確認がなされていないので、定期的に計測し変位の進行を観察する必要がある。建設時に発生した変位と考えられるが、継続監視する必要がある。

5.3.2 水力機械設備

(1) 取水口ガードバルブ空気弁

取水口ガードバルブ（バラフライバルブ）の直下流には負圧防止用の空気弁がついている。この空気弁は過去にダムの貯水池水位が低く、発電取水量が大きい時に開くことある。このため、空気弁が開き、水が噴出しても油圧機器などに影響を与えないように空気弁の位置を屋上に変更する。

5.3.3 電気機械設備

主要設備については、特に問題となるような劣化は認められていない。

5.4 New Laxapana 水力発電所

5.4.1 土木構造物

(1) サージタンク付近漏水

サージタンク周辺斜面にあらわれている漏水は斜面の安定性に影響を与えるような深刻なものではないと考えられる。漏水を止めることによる利益とそれにかかる費用を財務的に評価したところ、割引率 10%、電力料金 7.68Rs/kWh、漏水量 70litter/sec、償却期間 50 年という条件のもと、調査・補修工事費として投資可能な限界額は 105Million Rs となった。

5.4.2 水力機械設備

(1) 取水口除塵機 (New Laxapana & Polpitiya)

取水口スクリーンには除塵機が設置されていないので、保守作業の向上から除塵機の設置を行う。

(2) 堆砂処理 (New Laxapana & Polpitiya)

ダム提体に設けられた放流設備により貯水池水位を下げフラッシングにより定期的に排除を行っている。このフラッシングを効率的に行うための土砂の移動及び取水周辺などの土砂の排除が必要である。このため、グラブとモータークレーンによる浚渫を行う。

5.4.3 電気機械設備

主要設備の劣化状況および推奨される対策は、以下のとおりである。

(1) 機械設備

水車および入口弁には特に問題となるような劣化は認められなかった。

調速機や付属品については、周波数調整機能を有する本発電所の信頼度を強化するためにも、更新することを推奨する。

(2) 電気設備

発電機については、2004年4月に発電機鉄心から積層されている鉄心の一部が滑り出ているのが発見されている。さらに、固定子のウェッジの緩みが、Wimalasurendra 発電所と同様の状態で確認されている。発電所の重要度と CEB からの要望から、発電機（励磁装置含む）更新を推奨する。発電機については、既設水車を更新しないことから、仕様変更は行う必要はない。

(3) 制御装置

発電所の制御・保護装置は、老朽化している。発電所の信頼度を向上のため、制御・保護装置の更新を推奨する。

5.5 Polpitiya 水力発電所

5.5.1 土木構造物

(1) 雨量計設置

過去の大雨においてダムを越流しそうになった経緯から、CEB は雨量計の設置を望んでおり、関連費用を以下の通り見積もった。

項目	単位・数量	金額 (US\$)
監視制御装置	1 基	250,000
水位観測局装置	1 基	70,000
雨量観測局装置	3 基	160,000
据付調整費	1 式	90,000
運搬費	1 式	10,000
建物	1 式	20,000
コンサルティングフィー	10%	60,000
予備費	10%	70,000
合 計		730,000

5.5.2 水力機械設備

(1) 洪水吐ゲート自動制御装置 (New Laxapana & Polpitiya)

貯水池が小さくダム放流回数が多いので、ゲート操作の安全性を向上させるため洪水吐ゲートの自動制御装置を導入する。自動制御装置の導入に当たっては、日本で実施されている各種制御方法を参考とし、よりサイトに適した洪水処理方法を見出す必要がある。

5.5.3 電気機械設備

主要設備の劣化状況および推奨される対策は、以下のとおりである。

(1) 機械設備

水車振動のため、発電機出力 5MW、32MW および 37.5MW で運転されている。今回の調査において、顕著な振動は認められなかった。

水車は、現状の運転条件における運転継続は可能である。上記現状を考えると、振動の原因究明のために、分解を伴う詳細調査の必要がある。本調査の結果により、水車関連機器の更新を検討することを推奨する。

(2) 電気設備

変圧器において、絶縁抵抗値が「不良」とされる 100M Ohm を下回る変圧器が 3 台ほどあり、500M Ohm を超える変圧器はない。2002 年の記録と最新の記録を比較すると、全ての変圧器において絶縁抵抗値が低下していることが確認された。

変圧器の巻線の劣化が確認されたことから、早急に全ての変圧器の更新を推奨する。

(3) 制御装置

発電所の制御・保護装置は、2003 年までに更新されており、継続して正常な運用が可能であり、更新は不要である。

5.6 共通事項

5.6.1 通信設備

通信装置について、将来 Old Laxapana 発電所から、各発電所に対して Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) システムによる遠方制御を実施できるように、光ファイバー複合架空地線 (Optical Ground Wire: OPGW) を通信線として据付けることを推奨する。

5.7 総括

各発電所の諸元を Table 5.1 に示す。

Table 5.2 に、劣化診断結果と ODA 融資の必要性および実施方法を示す。また、推奨されるリハビリテーション計画の費用と工程を Table 5.3、Table 5.4 および Table 5.5 に示す。この結果と費用および工程は CEB の Generation Branch との確認に基づいている。

Table 5.1 Facility Data of the Hydropower Stations in Kelani River Basin

Hydropower Station		Wimalasurendra	Old Laxapana (Stage I)	Old Laxapana (Stage II)	Canyon	New Laxapana	Polpitiya
a. Number of Units	(Unit)	2	3 (Unit No.1-3)	2 (Unit No.4,5)	2	2	2
b. Commissioning Year		1965	1950	1958	Unit 1: 1983 Unit 2: 1989	1974	1969
c. Turbine							
Type		Vertical Francis	Horizontal Pelton	Horizontal Pelton	Vertical Francis	Vertical Pelton	Vertical Francis
Normal Effective Head	(m)	219	449	449	195.8	519.4	264.0
Rated Output	(kW)	29,900	8,330	12,870	32,080kW at 195.8m	51,500	39,100
Rated Discharge	(m ³ /s)	14	2.1	3.25	18	11.5	17
Rotating Speed	(rpm)	500	600	500	500	428.5	500
Elevation of W.T. center	(m)	865		389	956.5	384	107
Manufacturer		Neyrpic	English Electric Co.	Socite des forges et atleir Du cresent (Usines Schneider)	Fuji	Neyrpic	Dominian Engineering works Ltd. (Canada)
d. Generator							
Type		Conventional	Horizontal shaft	Horizontal shaft	Conventional	Semi Umbrella	Conventional
Rated Output	(kVA)	31,250	9,800	14,700	37,500	72,000	46,900
Power Factor	(%)	80%	85%	85%	85.0%	80%	80%
Rated Voltage	(kV)	11	11	11	12.5	12.5	12.5
Manufacturer		Le Material Electrique	The British Thomson Houston Co.	Le material Electrique	Fuji	Alsthom	Canadian General Electric Company
e. Transformer							
Rated Capacity	(kVA)	10,700	13,330	5,333	38,000	24,000	17,900
Rated Voltage	(kV)	132/√3 /11	132/√3 /11	132/√3 /11	132/12.5	145/√3 -132/√3 /12.5	139/√3 -125/√3 /12.0
Rated Ampere	(A)	140.4 / 1685	174.9/1212	70/485	125/1316	286.3-315 /1920	223.7-247.3 / 1492
Phase	(phase)	single	single	single	3	single	single
Type of Cooling		OFW	ONAN/ONAF	FOW	ONAF	ONAF	OFW
Manufacturer		Le Material Electrique	Alsthom (Common transformer for 1,2,3)	Le Material Electrique	Fuji	Alsthom Savoisiene	Canadian General Electric Company

**Table 5.2 Present Condition of Each Hydropower Station in Laxapana Complex
(Including civil and hydro-mechanical equipment)**

Legend: Deterioration Level

- A: Immediate rehabilitation is required.
- B: Rehabilitation is required as soon as possible.
- C: Rehabilitation is desirable if conditions, such as budget, allow.
- D: Repair will be required in the future.
- E: There is no necessity for a measure, or observation is required.
- X: To be investigated further (or unknown)

Necessity of ODA Loan

- O: Necessary
- NN: Not Necessary

Phase of Implementation

- SV: Purchase and installation can be started immediately
 - The scope and rang of the rehabilitation is clear.
 - The cost can be estimated precisely.
 - The specification is already prepared or can be prepared immediately
- DD: Detail design work can be started immediately.
 - The scope and range of the rehabilitation is almost clear except details.
 - The cost can be estimated.
 - The detailed design is necessary before implementing rehabilitation work.
- IN: More detailed inspections, which include disassembly investigation, are needed
 - The scope and range of the rehabilitation is not clear.
 - The cost cannot be estimated.
 - Further inspections are necessary before the detail design.

Notice:

- *1 The equipment is use as control and monitor for the turbines, the generators, the transformers, the switchyard and the auxiliary circuit.
- *2 The equipment is use as protection for the turbines, the generators, the transformers, the switchyard and the auxiliary circuit.

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
Common						
Canyon and Laxapana pound	- Removal sedimentation from the pounds Dredging grab 1m ³ Mobile crane 30t	1 lot	C	O	SV	
Canyon and Laxapana dam	- Dam control system	2 lot	C	O	SV	
Penstock and so on	- Robot for repainting the inside of penstock Blasting and painting machine	1 lot	C	O	SV	
General use	- Small blasting and painting machine	1 lot	B	O	SV	

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
Wimalasurendra						
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for modification of spillway	1	A	O	IN	
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection for the electro-mechanical equipment	1	A	O	SV	
Turbine	In conjunction with the governors replacement - Wicket gate stem - Wicket gate stem packing - Wicket gate servomotor - Shaft seal packing - Facing plate in bottom ring - Whole stationary wearing ring	2	A	O	DD	
Inlet valve	In conjunction with governors replacement - Modification for the controllers	2	A	NN	-	
	- Seals	2	A	NN	-	
Governor	- Whole	2	A	O	DD	
Pressure oil supply system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for governor	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Grease lubrication system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Drainage system	Whole	2	A	O	DD	
Generator	Repair or replacement Case 1: Repair (Rewinding and replacement of the core) Case 2: Replacement	2	A	O	DD	
Exciter	Repair or replacement in conjunction with the generators Case 1: Repair Case 2: Replacement	2	A	O	DD	
AVR	- Whole	2	A	O	DD	
Generator transformer	- Whole	7	A	O	SV	

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
Wimalasurendra						
11kV main circuit	- Whole	2	A	O	SV	
132kV switchgear	- Whole	6	B	O	SV	
Plant control equipment	- Whole *1	4 lot	A	O	DD	
Protection equipment	- Whole *2	4 lot	A	O	DD	
LV auxiliary circuit	- Whole	1	A	O	DD	
Control power source equipment	- Whole - Installation of UPS	1	A	O	DD	
Diesel generator	- Inspection and repair for the control equipment of the diesel generator	1	C	NN	-	
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between WPS and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD	
Dam distribution equipment		1	D	-	-	
Dam (hydro-mech. & civil)	- Modification of spillway	14	B	O	IN	
Dam (civil)	- Re-drilling of drainage relief holes	-	A	NN	-	
Headrace tunnel (civil)	- Possible collapse	-	A	NN	-	
Outlet (civil)	- Turbulent	-	X	NN	-	

Table 5.2	Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana	(Stage I)				
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for installation of flashboard	1	A	O	IN
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection for the electro-mechanical equipment	1	A	O	SV
Turbine	- Whole	3	A	O	DD
Inlet valve	- Whole	3	A	O	DD
Governor	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD
Pressure oil supply system	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD
Air supply system for governor	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
Oil lubrication system	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
Generator	In conjunction with the turbines replacement - Whole	3	A	O	DD
Exciter	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
AVR	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
Generator transformer		4	D	-	-
11kV main circuit	In conjunction with the generators replacement - Whole	3	A	O	DD
132kV switchgear	- Repair for operation mechanism of the isolators	13	C	NN	-
Control equipment for the Unit 1, 2, 3	In conjunction with the turbines and generators replacement - Modification	3 lot	C	NN	-
Control equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-
Protection equipment for the Unit 1, 2, 3	In conjunction with the turbines and generators replacement - Modification	3 lot	C	NN	-
Protection equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-
LV auxiliary circuit		1	E	-	-
Control power source equipment	- Repair for the ground phenomenon at positive side	1	C	NN	-
Diesel generator		1	E	-	-
Communication equipment	In conjunction with the communication equipment modification in the other power station in Laxapana complex - Modification	1	C	NN	-

Table 5.2	Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana	(Stage I)				
SCADA System	- Modification and installation of some equipment	1	C	O	DD
Dam distribution equipment		1	D	-	-
Dam (hydro-mech. & civil)	- Installation of flashboard	8	C	O	IN
Penstock valve (hydro-mech.)	- Remote control system	1	C	O	DD
Right abutment of Dam (civil)	- Leakage	-	X	-	-
Surge tank (civil)	- Turbulence and explosive noise	-	X	-	-

Table 5.2	Items	No.	Level	ODA	Phase
Old Laxapana	(Stage II)				
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	E	-	-
Turbine		2	D	-	-
Inlet valve	- Seals	2	A	NN	-
Governor		2	E	-	-
Pressure oil supply system		2	E	-	-
Air supply system for governor		2	E	-	-
Air supply system for brake	In conjunction with the Stage It's generators replacement - Whole	2	A	O	DD
Oil lubrication system	- Modification	2	C	NN	-
Water supply system	In conjunction with the Stage It's generators replacement - Whole	2	C	NN	-
Generator		2	D	-	-
Exciter		2	D	-	-
AVR		2	E	-	-
Generator transformer		7	D	-	-
11kV main circuit		2	E	-	-
Plant control equipment	*1	3 lot	E	-	-
Protection equipment	*2	3 lot	E	-	-
LV auxiliary circuit		1	E	-	-

Table 5.2	Items	No.	Level	ODA	Phase
Canyon					
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	E	-	-
Turbine	- Repair	2	C	NN	-
Inlet valve	- Seals	2	A	NN	-
Governor		2	D	-	-
Pressure oil supply system		2	D	-	-
Air supply system for governor		2	D	-	-
Air supply system for brake		2	D	-	-
Lubrication system		2	D	-	-
Water supply system		2	D	-	-
Drainage system	- Modification for the controller	2	C	NN	-
Generator	- Repair of the generators	2	C	NN	-
Exciter		2	D	-	-
AVR		2	D	-	-
Generator transformer		2	D	-	-
Spare generator transformer	- Inspection	1	C	NN	-
12.5kV main circuit	- Purchase of spare parts	2	C	NN	-
132kV switchgear		3	D	-	-
Plant control equipment	*1	4 lot	D	-	-
Protection equipment	*2	4 lot	D	-	-
LV auxiliary circuit		1	D	-	-
Control power source equipment	- Inspection for the battery in Unit No.1	1	C	NN	-
Diesel generator	- Inspection for the control equipment for the diesel generator	1	C	NN	-
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between Canyon and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD
Dam distribution equipment		1	D	-	-
Penstock (civil)	- Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-
Tailrace (civil)	- Displacement in retaining wall concrete	-	X	NN	-
Intake valve (hydro-mech.)	- Modification of air valve of intake valve	1	B	O	DD

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
New Laxapana						
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for raking machine and access bridge for the intake	1	A	O	IN	
Inspection before the rehabilitation	- Disassemble inspection	1	A	O	SV	
Turbine	In conjunction with the governors replacement - Guide vane servomotors	2	A	O	DD	
Inlet valve	In conjunction with the governors replacement - Modification for the controllers	2	B	NN	-	
	- Seals	2	A	NN	-	
Governor	- Whole	2	A	O	DD	
Pressure oil supply system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for governor	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Air supply system for brake	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Grease lubrication system	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
Water supply system	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Generator	- Whole	2	A	O	DD	
Exciter	In conjunction with the governors replacement - Whole	2	A	O	DD	
AVR	In conjunction with the generators replacement - Whole	2	A	O	DD	
Generator transformer		7	D	-	-	
12.5kV main circuit	- The circuit breaker for the auxiliary circuit and the auxiliary transformer	2	A	O	DD	
132kV switchgear	- Repair for operation mechanism of the isolators	9	C	NN	-	
Plant control equipment	In conjunction with the generators replacement - Whole *1	4 lot	A	O	DD	
Protection equipment	In conjunction with the generators replacement - Whole *2	4 lot	A	O	DD	
LV auxiliary circuit	In conjunction with the generators replacement - Whole	1	A	O	DD	
Control power source equipment	- Whole - Installation of UPS	1	A	O	DD	
Diesel generator		1	D	-	-	
Communication equipment		1	D	-	-	
Dam distribution equipment		1	D	-	-	
Dam (civil)	- Cavity in foundation rock	-	B	NN	-	
Surge tank vicinities (civil)	- Leakage	-	X	NN	-	
Penstock (civil)	- Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-	
Tailrace (civil)	- Erosion in concrete wall	-	C	NN	-	
Intake (hydro-mech.)	- Raking machine and access bridge	1	C	O	IN	

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
Polpitiya						
Investigation	- Disassemble inspection for electro-mechanical equipment	1	A	O	IN	
Investigation (hydro-mech.)	- Investigation for raking machine and access bridge for the intake	1	A	O	IN	
Turbine	- Whole the turbines except embedded parts	2	B	O	IN	
Inlet valve	In conjunction with the governors modification - Modification for the controllers	2	B	NN	-	
	- Seals	2	A	NN		
Governor	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-	
Pressure oil supply system	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-	
Air supply system for governor	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2	B	NN	-	
Air supply system for brake	In conjunction with the generators repair - Modification	2	C	NN	-	
Grease lubrication system	In conjunction with the turbines replacement - Whole	2	B	O	IN	
Water supply system	- Whole	2	B	O	IN	
Drainage system	- Whole	2	B	O	IN	
Generator	In conjunction with the turbines replacement - Thrust bearing	2	B	O	IN	
Exciter		2	D	-	-	
AVR		2	E	-	-	
Generator transformer	- Whole	7	A	O	SV	
12.5kV main circuit	- Auxiliary transformer	2	A	O	SV	
132kV switchgear		12	E	-	-	
Control equipment for the Unit 1, 2	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2 lot	C	NN	-	
Control equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-	
Protection equipment for the Unit 1, 2	In conjunction with the turbines replacement - Modification	2 lot	C	NN	-	
Protection equipment for the switchyard and the auxiliary circuit	In conjunction with the communication equipment modification - Modification	2 lot	C	NN	-	
LV auxiliary circuit		1	E	-	-	
Control power source equipment	Repair for the ground phenomenon at positive side	1	C	NN	-	
Diesel generator		1	E	-	-	
Communication equipment	- Installation of OPGW and new communication equipment between Polpitiya and Old Laxapana H.P.S.	1	C	O	DD	
Dam distribution equipment		1	D	-	-	
Dam (civil)	Installation of rain gauge station	-	B	O	DD	
Spillway (civil)	Reinforcement of spillway	-	X	-	-	

Table 5.2		Items	No.	Level	ODA	Phase
Polpitiya						
Intake (hydro-mech.)	Plan for raking machine and access bridge	1	C	O	IN	
Intake (civil)	Vortex	-	X	NN	-	
Penstock (civil)	Erosion in foundation of anchor block concrete	-	C	NN	-	
Powerhouse (civil)	Landslide	-	X	NN	-	
Powerhouse (civil)	Leakage in wall concrete	-	C	NN	-	
Tailrace (civil)	Erosion in concrete wall	-	C	NN	-	

**Table 5.3 Cost of the Rehabilitation Plan
(Including civil and hydro-mechanical equipment)**

Notice: Recommended rehabilitation plan is shown in green area.

Common rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV		- Small blasting and painting machine for general use Total cost: US\$200,000	- Removal sedimentation form Canyon and Laxapana pounds Dredging grab Mobile crane - Dam control system for Canyon and Laxapana pound - Robot for repainting the inside of penstock Total cost: US\$2,500,000
	DD			
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area	US\$2,700,000
Engineering fee (10%)	US\$300,000
Contingency (10%)	US\$300,000
Total cost	US\$3,300,000

Wimalasurendra Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	<ul style="list-style-type: none"> - Disassemble inspection Total Cost: US\$1,200,000 - Generator transformer - 11kV main circuit Total cost: US\$1,800,000 	<ul style="list-style-type: none"> - 132kV switchgear Total cost: US\$3,200,000 	
	DD	<ul style="list-style-type: none"> - Turbine (Some parts replacement) - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Air supply system for brake - Grease lubrication system - Water supply system - Drainage system - Generator: <ul style="list-style-type: none"> Case 1: Repair Case 2: Replacement - Exciter and AVR - Plant control equipment - Protection equipment - LV auxiliary circuit - Control power source Total cost of case 1: US\$8,900,000 Total cost of case 2: US\$12,800,000 		<ul style="list-style-type: none"> - Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN	<ul style="list-style-type: none"> - Investigation for modification of spillway Total Cost: US\$300,000 	<ul style="list-style-type: none"> - Modification of spillway [Reference] Cost: US\$5,600,000 	

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost of Case 1	Cost of Case 2
Total cost of the green area (Excluding the cost of investigation and disassembly inspection)	US\$14,300,000	US\$18,200,000
Engineering fee (10%)	US\$1,500,000	US\$1,900,000
Cost of investigation	US\$300,000	US\$300,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,200,000	US\$1,200,000
Contingency (10%)	US\$1,600,000	US\$2,000,000
Total cost	US\$18,900,000	US\$23,600,000

Old Laxapana (Stage I) Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Disassemble inspection Total cost: US\$1,200,000		
	DD	- Turbine - Inlet valve - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Air supply system for brake - Oil lubrication system - Water supply system - Generator - Exciter - AVR - 11kV main circuit Total cost: US\$12,400,000		- Communication equipment Total cost: US\$200,000 - Repair for remote control system of the penstock valve Total cost: US\$200,000
	IN	- Investigation for Installation of flashboard Total cost: US\$300,000	- Flashboard [Reference] Cost: US\$3,200,000	

Old Laxapana (Stage II) Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV			
	DD	Air supply system for brake Total cost: US\$100,000		
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area in Old Laxapana H.P.S. Stage I (Excluding the cost of investigation and disassembly inspection)	US\$12,600,000
Total cost of the green area in Old Laxapana H.P.S. Stage II	US\$100,000
Engineering fee (10%)	US\$1,300,000
Cost of investigation	US\$300,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,200,000
Contingency (10%)	US\$1,500,000
Total cost (The cost includes the cost of rehabilitation plan of Old Laxapana Stage II)	US\$17,000,000

Canyon Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV			
	DD		- Modification of air valve of intake valve Total cost: US\$300,000	- Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN			

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area	US\$700,000
Engineering fee (10%)	US\$100,000
Contingency (10%)	US\$100,000
Total cost	US\$900,000

New Laxapana Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Disassemble inspection Total cost: US\$1,400,000		
	DD	- Turbine (Some parts replacement) - Governor - Pressure oil supply system - Air supply system for governor - Grease lubrication system - Air supply system for brake - Water supply system - Generator - Exciter - AVR - 12.5kV main circuit - Plant control equipment - Protection equipment - LV auxiliary circuit - Control power source Total cost: US\$15,800,000		
	IN	- Investigation for raking machine and access bridge Total cost: US\$500,000		- Raking machine and access bridge [Reference] Cost: Unknown

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area (Excluding the cost of Investigation)	US\$15,800,000
Engineering fee (10%)	US\$1,600,000
Cost of investigation	US\$500,000
Cost of disassembly inspection	US\$1,400,000
Contingency (10%)	US\$1,800,000
Total cost	US\$21,100,000

Polpitiya Rehabilitation Matrix

Table 5.3		Deterioration Level		
		A	B	C
Phase of Implementation	SV	- Generator transformer - 12.5kV main circuit Total cost: US\$2,100,000		
	DD		- Installation of rain gauge station Total cost: US\$600,000	- Communication equipment Total cost: US\$400,000
	IN	- Investigation for the turbine Total cost: US\$1,400,000 - Investigation for raking machine and access bridge Total cost: US\$500,000	- Turbine - Grease lubrication system - Water supply system - Drainage system - Generator (Parts replacement) [Reference] Cost: US\$10,00,000	- Raking machine and access bridge [Reference] Cost: Unknown

Estimated cost of the recommended rehabilitation plan on this sheet

Item	Cost
Total cost of the green area (Excluding the cost of Investigation)	US\$3,100,000
Engineering fee (10%)	US\$400,000
Cost of investigation in the green area	US\$1,900,000
Contingency (10%)	US\$600,000
Total cost	US\$6,000,000

Total cost of recommended rehabilitation plan

Common	US\$3,300,000	
Wimalasurendra	US\$18,900,000	US\$23,600,000
Old Laxapana Stage I (including the cost for Stage II)		US\$17,000,000
Canyon		US\$900,000
New Laxapana		US\$21,100,000
Polpitiya		US\$6,000,000
Total Cost	US\$67,200,000	US\$71,900,000

6. 經濟・財務分析

6. 経済・財務分析

6.1 経済分析

経済・財務分析の対象は、電気設備主機の更新が必要な Wimalasurendra（経年 40 年）、Old Laxapana（Stage I）（経年 54 年）、New Laxapana（経年 30 年）の 3 発電所とする。リハビリテーション計画は技術的な見地から十分検討されるが、複数の計画が考えられる場合は、改善される発電効率、停止時間、将来の維持管理費用の差などを考慮してケースごとに検討していくものとした。

6.1.1 経済便益の推計

便益については、ガスタービン発電所を代替火力発電設備として設定し、その建設費および燃料費を含む運転維持費を便益とした。

6.1.2 経済費用の推計

積算された工事費のうち内貨部分に関しては変換係数を用いて経済費用に変換した。変換係数は CEB と協議した結果 0.9 を用いた。経済費用としての工事費は以下に示すとおりである。Common Item の費用については各発電所に按分することとし、その比率は Wimalasurendra 発電所 5%、Old Laxapana 発電所 30%、Canyon 発電所 30%、New Laxapana 発電所 30%、Polpitiya 発電所 5%とした。

(単位: 千US\$)

経済費用			
Power Station	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra (Case1)	18,875	17,159	1,716
	経常補修費として5年ごとに百万US\$計上		
(Case2)	23,528	21,389	2,139
Old Laxapana (Stage I)	17,810	16,191	1,619
New Laxapana	21,869	19,881	1,988

維持管理費は実際のコストを考慮して人件費と機器調達費用を計上した。また主機の更新を実施した場合には、維持管理費が 10%削減できるものとして設定した。

6.1.3 経済分析の結果

以上の条件のもと、リハビリテーション計画に関する経済的費用と経済的便益を比較して、超過便益 (B-C)、便益費用比率 (B/C) および経済的內部収益率 (EIRR) の 3 つの指標を算出し、経済的に実施可能かどうかを判断した。ここで用いた割引率は CEB との協議により 10%を用いた。

Power Station	B - C	B/C	EIRR
Wimalasurendra (Case1)	45,087千US\$	3.95	21.91 %
(Case2)	44,008千US\$	3.52	20.49%
Old Laxapana (Stage I)	87,018千US\$	7.26	45.60%
New Laxapana	50,083千US\$	4.39	15.65%

これらの数値からわかるように、どの発電所のリハビリテーション計画も十分に経済的価値を有している。また Wimalasurendra 発電所については、必要に応じて不具合箇所を修理するようリハビリテーションを実施するケース 1 のほうが、初期投資額が小さいことから、発電機を更新するケース 2 より高い経済性が結果として出るが、将来 5 百万 US\$規模の補修工事が起こることを想定したところ、経年 62 年目までにこの補修工事が発生するならば、ケース 2 のほうが経済的であるといえ、経年 63 年目以降にこの補修工事が発生するならば、ケース 1 のほうが経済的になると考えられるものとなった。

6.2 FIRR の感度分析

6.2.1 リハビリテーション工事費の変動燃料費の変動

リハビリテーションの工事費が変動した場合および、代替火力として設定した条件のうち燃料費の変動について感度分析した結果、いずれの発電所のプロジェクトも元々高い経済性を有しているため、多少の工事費および燃料費の変動に対してはその経済性を失うことはない。

6.2.2 Without プロジェクトの限界点

仮にリハビリテーションを実施しなかった場合に、発電所が完全に故障し機能停止に陥ってから、緊急的にリハビリテーションを行うことを想定したときに、電力供給がなされない場合の経済費用 (Cost of Energy Not Served) をふまえてその時期と経済性について感度分析を行った。その結果は次の通りである。Wimalasurendra 発電所は経年 50 年を迎える前に故障で停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになった。Old Laxapana (Stage I) 発電所は経年 65 年を迎える前に故障で停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになった。New Laxapana 発電所は経年 46 年を迎える前に故障で

停止し、更新が必要になるのであれば、結果的には更新を行っておいたほうが良かったということになった。

6.3 財務分析

経済分析によって得られた最も有効なリハビリテーション計画について、財務分析結果としてリハビリテーション計画に関する財務的費用と財務的便益を比較して、財務的内部収益率（FIRR）を算出した。

6.3.1 財務的便益の推計

便益については、財務的便益として電力料金単価をベースにした想定売電収入を使用した。

6.3.2 財務的費用の推計

財務的費用については、リハビリテーションの工事費およびそれに伴う維持管理費の削減分を、財務的価格を使用して積算した。

(単位：千US\$)

Power Station	財務費用		
	合計額	外貨分	内貨分
Wimalasurendra (Case1)	24,550	22,358	2,193
(Case2)	23,766	27,869	2,733
Old Laxapana (Stage I)	17,990	21,096	2,069
New Laxapana	28,444	25,904	2,540

6.4 財務分析の結果

財務的内部収益率（FIRR）を算出し、財務的に実施可能かどうかを判断した。これらの数値からわかるように、どの発電所のリハビリテーションも十分に財務的価値を有していることがいえる。

Power Station	FIRR
Wimalasurendra (Case1)	14.15%
(Case2)	12.82%
Old Laxapana (Stage I)	28.86%
New Laxapana	14.23%

6.5 FIRR の感度分析

リハビリテーションにおける工事費が変動した場合および電気料金の変動について FIRR の分析を行ったがやはり工事費および電気料金の変動に対して十分な余裕を有している結果がでた。

6.6 ODA ファイナンス

6.6.1 ODA ファイナンスの分析

ODA ファイナンスの分析手法として、年間純利益／年間元利返済額を示す DSCR (Debt Service Coverage Ratio)、および利益／投下資本を示す ROI (Return on Investment)、ローンライフ間における元利返済前利益／投資資本を示す LLCR (Loan Life Coverage Ratio) の指標を求め、分析を行った。その結果は以下のとおりとなっており、DSCR および LLCR は 1.5%前後といわれる標準的な値を大きく上まわっており、高い返済能力を示した。

Power Station	DSCR	ROI	LLCR
Wimalasurendra			
(Case1)	3.365	8.3%	2.996
(Case2)	2.772	8.3%	2.473
Old Laxapana (Stage I)	6.227	8.4%	5.328
New Laxapana	7.515	8.6%	5.577

6.7 ODA ファイナンスの感度分析

電気料金単価の変動および外国融資資金の年利率の変動に対しても対して十分な余裕を有しているといえる結果となった。

7. 環境影響評估

7. 環境影響評価

7.1 環境・社会問題への関心の高まりと EIA

最近、スリランカでは、一般市民の環境・社会問題への関心の高まり等によって、プロジェクトに反対が唱えられ、その結果プロジェクトが円滑に進行しない（または進行しなかった）ケースが見られる。その例としては、アッパー・コトマレ水力発電プロジェクトや西海岸石炭火力発電プロジェクト等一般に批判を受けることの多い電源開発プロジェクトのみならず、南部ハイウェイ建設等道路建設、鉱山開発、エビ養殖等多岐に亘っている。

いくつかの事例から、NGO 等プロジェクトの推進に反対する人々の主な意見は以下のようにまとめることができる。

- 計画に自然環境面での問題点がある。
- 計画に社会環境面での問題点がある（特に、移住計画、補償等）。
- 適切な代替案があるのに検討がされていない。
- 住民とのコミュニケーションが不十分である。

自然環境については科学的根拠に基づく明快な記述をすると共に、社会問題については特に移住計画、家屋のみならず生活手段の喪失をも含めた補償等住民の生活に関わる部分について適切な計画を示すことが求められていると考えられる。また原案について、代替案との比較の結果、自然・社会環境の両面から望ましい案として選定されたという経緯を示すことで、原案の優位性を明確にすることも重要である。また早期から、住民と関係者へのコンサルテーションを行い、理解を得ておくことにも必要であると思われる。

しかしながら、ケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションについては、現状の設備を維持あるいは更新するものであり、新たな設備を付加するものではない。また、リハビリテーションの性格上、代替案との比較検討は必要ないと思われる。

スリランカにおける制度上、本プロジェクトの実施に際して環境影響評価が必要とされるかどうかについては微妙なところである。

7.2 スリランカにおける環境関連法制度の枠組み

7.2.1 政府の組織

スリランカにおいて環境関連業務を担当しているのは、環境・自然資源省（Ministry of Environment and Natural Resources）である。この省のもとに以下の6つの政府機関が設置されている。

- 環境庁 (Central Environmental Authority: CEA)
- 国家木材公社 (State Timber Corporation)
- 地質調査・鉱山局 (Geological Survey & Mines Bureau)
- 森林局 (Forest Department)
- 野生生物保護局 (Department of Wildlife Conservation)
- 国家動物園局 (Department of National Zoological Gardens)

7.2.2 環境関連の法律および規制

スリランカにおいては、国家環境法 (The National Environmental Act) が、環境の保護及び管理の根幹を成す法律である。環境影響評価 (Environmental Impact Assessment: EIA) の手続きの枠組みもここに定められている。また、この法律のもとに排水の水質基準、騒音、その他環境に関する事項についての規制がある。国家環境法の他に、環境に関する主な法律には以下のものがある。

- 農業開発法 (Agrarian Development Act)
- 動植物保護法令 (Fauna and Flora Protection Ordinance)
- 森林に関する法令 (Forest Ordinance)
- 鉱山・鉱物法 (Mines and Minerals Act)
- 国家遺産野生地域法 (National Heritage Wilderness Areas Act)
- 海岸保護法 (Coast Conservation Act)
- 海洋汚染防止法 (Marine Pollution Prevention Act)
- 漁業及び海洋資源法 (Fisheries and Aquatic Resources Act)

7.3 環境影響評価の手続きと流れ

上記の国家環境法は 1988 年に改訂され、そのパート IV 「C. プロジェクトの承認」に EIA に関する事項が含まれるようになった。EIA 手続きの詳細については、国家環境規制 (National Environmental Regulations) に記載されている。これらから EIA の手続きと流れは以下のようにまとめられる。

- 担当大臣は、プロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency: PAA) となる省庁を指名する。
- そのプロジェクト実施主体は、全てのプロジェクトにおいて、PAA により請求されたプロジェクト関連予備情報を PAA に提出する。
- EIA を実施する必要があると認められた場合には、PAA は予備情報受領の日から 30 日以内にプロジェクト提案者へ書面で TOR を届ける。
- プロジェクト実施主体は、EIA 報告書を作成し PAA に提出する。
- PAA は、EIA 報告書を受領してから 14 日以内に TOR に言及された事項が記載されているかについて判定する。不十分であると判断された場合には、PAA はプロジェクト提案者に必要な修正と報告書の再提出を求める。

- PAA は報告書を受領した時点で、当該省庁へその写しを提出すると共に、政府公報と、シンハラ語、タミール語及び英語の日刊全国紙によって、一般からの書面によるコメントを受け付けることを迅速に通知する。
- 一般向けヒアリングが行われた場合にはそれも含め、一般からのコメント期間が終了した時点で、PAA は受け取ったコメントを6日以内にプロジェクト提案者に送らなければならない。プロジェクト提案者は、それらのコメントに書面で PAA 宛てに回答する。
- PAA はその回答を受け取った時点で、当該省庁の同意を得た上で、一定の条件のもとでその提案プロジェクトの実施を承認するか、または理由を明らかにして、その提案プロジェクトの実施の承認を拒否する。

EIA を適切に実施するために、以下のガイドラインが CEA により作成されている。

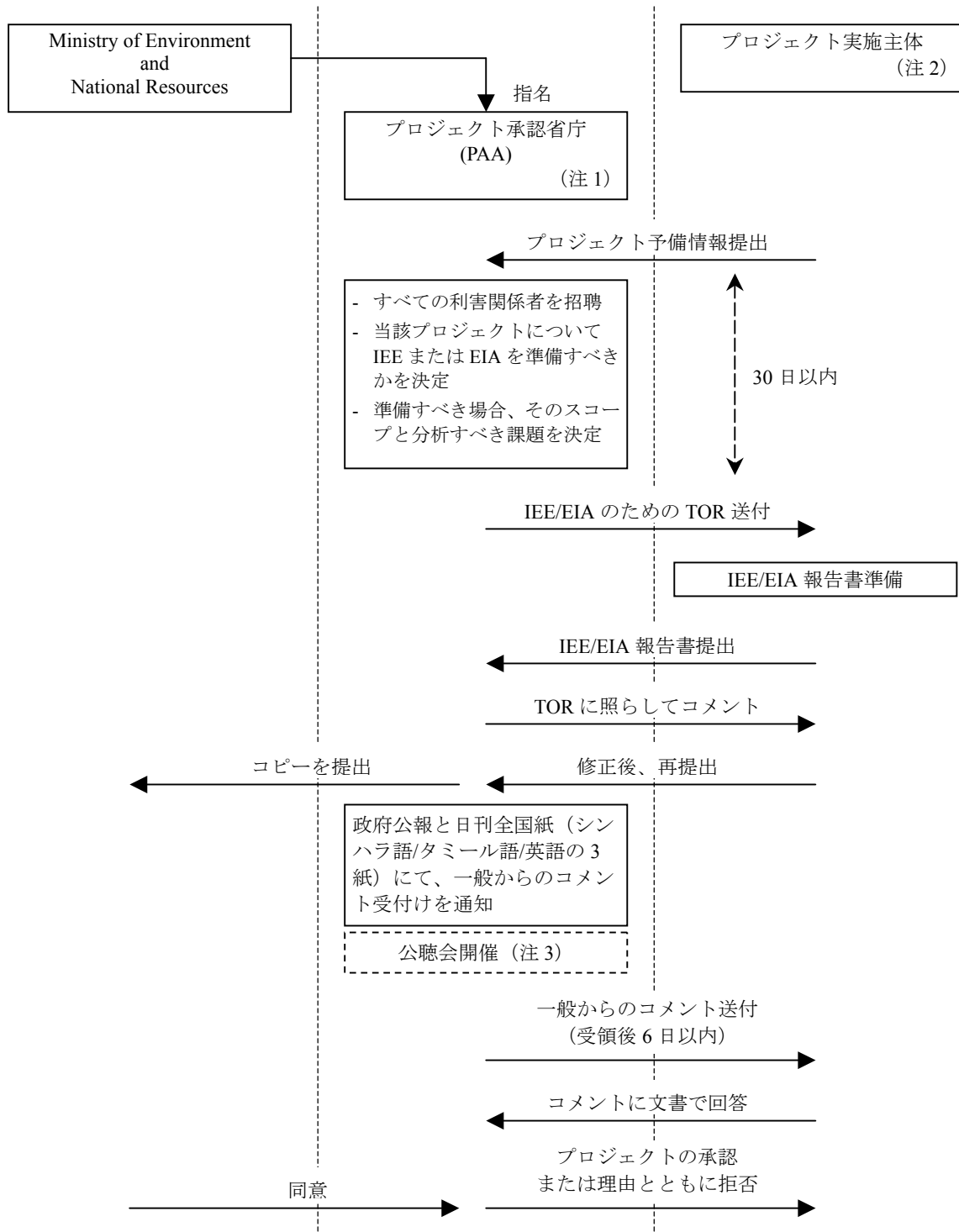
- Guidance for Implementing the Environmental Impact Assessment (EIA) Process
 - No.1: A general Guide for Project Approving Agency (PAA)
 - No.2: A General Guide for Conducting Environmental Scoping

このガイドラインにおいて、公聴会開催の条件などについて以下のように記述されている。

PAA が、公聴会を開くことが公共の利益にかなうと考えた場合に、PAA の判断によりこれを開催する。判断に際しては以下の事項などに考慮する。

- 計画されているプロジェクトが、論議を呼ぶものとなっているか、プロジェクトの実施を決定するにあたり一般の人々からのさらなる意見表明が不可欠であるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルまたは地方レベルでの通常でない影響を及ぼす可能性があるか。
- 計画されているプロジェクトが、国レベルで重要な環境面で影響をうけやすい地区に脅威を与える可能性があるか。
- 利害関係者から公聴会開催について正式な要請があったか。

EIA の流れ



注 1: 本調査では Central Environmental Authority (CEA)

注 2: 本調査では CEB

7.4 ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションの EIA

ケラニ川水系水力発電所リハビリテーションは、プロジェクトが承認を受けるために、初期環境調査 (Initial Environmental Examination: IEE) や EIA が求められるかどうかの判断が難しいところである。本調査の第 1 次現地調査時に、CEA のアッパーコトマレ (Upper Kotmale) 水力発電事業担当者に IEE または EIA の必要性を非公式に打診したところ、必要ないとのコメントを得た。何れにしても、リハビリテーションの実施に先立ち「10.3 環境影響評価の手続きと流れ」に則り、IEE もしくは EIA の必要性を確認する必要がある。

1996 年 6 月 24 日の官報によれば、国家環境法に基づきプロジェクト承認省庁 (Project Approving Agency: PAA) の承認行為が必要とされるプロジェクトの中に、貯水池から 100m 以内の開発行為が含まれている。つまりケラニ川水系水力発電所のリハビリテーションは該当することになる。官報の一部を以下に紹介する。

- Gazette Extraordinary of the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka - 1993.06.24 --- 途中略 ---
- Part II, All projects and undertakings listed in Part I irrespective of their magnitudes and irrespective of whether they are located in the coastal zone or not, if located wholly or partly within the areas specified in Part III of the Schedule.
- Part III, --- 途中略 ---, 2. Within the following areas whether or not the areas are wholly or partly within the Coastal Zone: --- 途中略 ---
- any reservation beyond the full supply level of a reservoir. --- 途中略 ---
- "reservoir" means an expanse of water resulting from man made constructions across a river or a stream to store or regulate water. Its environs will include that area extending up to a distance of 100 meters from full supply level of the reservoir inclusive of all islands falling within the reservoir.