

第 1 章 調査団の概要

1.1 調査背景・経緯	3
1.2 要請内容	3
1.3 調査の目的	4
1.4 調査工程	5
1.5 調査団員	6
1.6 主要面談者	6

第1章 調査団の概要

1.1 調査背景・経緯

スリランカ国の長期にわたる内戦は、2002年2月にスリランカ国政府とタミール・イーラム解放の虎（LTTE）とが停戦合意文書に署名するとともに和平交渉が開始され、和平プロセスが進展している。このような状況から、内戦で荒廃した北東部復興開発がスリランカ国支援における重要な課題となっている。

スリランカ国における電力需要増加率はここ数年で年約10%に達しており、新規電源の開発及び新規電源と電力需要地を結ぶ送配電線の拡充等、電力設備の増強が緊急課題となっている。現在一元的に電力の発電・送電・配電の責任を有するセイロン電力庁（CEB）は、1995年度～1996年度にJICAにより実施された「全国送電網整備計画調査（Master Plan Study of the Development of Power Transmission System）」を利用し、送電線拡充を進めてきたが、発送配電の分離等の電力セクター改革の進展に伴い、計画変更の必要に迫られている。

送電線計画は、需要予測にあわせた電源開発計画に沿って策定されるものであるが、スリランカ国の電源開発計画は順調に進んでいるとは言えず、発送電全体にわたる電源開発計画についても見直す必要が生じている。

また、北部地域と中央は内戦により送電線が切断されており、和平の進展に伴い両地域を結ぶ送電線を復旧する必要があるが、最適電源開発計画に合わせた計画的な送電線復旧が必要である。

かかる状況下においてセイロン電力庁（CEB）は、2003年6月日本政府に対し、電力安定供給をはかることを目的として送電網計画の策定と最適電源開発計画の見直しを主な目的とした開発調査を要請した。

1.2 要請内容

(1) 案件名 Master Plan Study of the Development of Power Generation and Transmission System in Sri Lanka

(2) 調査の概要

- ・ 情報収集とその解析
- ・ 電力設備の現状調査

- ・ 電力需要予測
- ・ 最適電源開発計画の作成
- ・ 送電網拡張計画の作成
- ・ 電力系統解析
- ・ CEB 分社後のオペレーションシステムの検討

(3) 調査期間 2004 年 4 月～2005 年 10 月

1.3 調査の目的

今回のプロジェクト形成基礎調査においては、C/P である CEB をはじめとする現地関係機関と協議及び現地調査を通じ、要請内容と案件の背景経緯を確認するとともに、スリランカ国における送電網計画と最適電源開発計画の策定を行うにあたっての情報収集を実施し、協力案件の形成を行うことである。

1.4 調査日程

(官団員は2月5日～17日まで、コンサルタント団員は2月5日～20日まで)

日順	月日	行 程	宿泊地
1	2/5(木)	11:30 (SQ997) 成田 →18:05:シンガポール 22:40 (SQ402) シンガポール→00:20:コロンボ	
2	2/6(金)	09:30 JICA 事務所表敬 10:00 日本大使館表敬、電力分野第2回タスクフォース 15:30 CEB (セイロン電力庁) 協議	Colombo
3	2/7(土)	コロンボ近傍施設視察 (Kelanitissa 発電所、System Control Center)	Colombo
4	2/8(日)	団内打合せ、資料整理	Colombo
5	2/9(月)	10:00 NPD (計画局) 訪問 11:00 ERD (大蔵・計画省外国資源局) 訪問 14:00 MPE (電力エネルギー省) 訪問 15:30 JBIC 調査団協議	Colombo
6	2/10(火)	10:00 ADB 訪問 13:30 CEB (セイロン電力庁) 協議	Colombo
7	2/11(水)	09:00 Reform Office 訪問 10:00 Energy Supply Committee 訪問 11:00 SIDA 訪問 14:30 村田専門家打合せ	Colombo
8	2/12(木)	16:00 CEB (セイロン電力庁) 協議	Colombo
9	2/13(金)	現地踏査 (Colombo - Bloodlands hydro power project site - Laxapana Complex - Upper Kotomale hydro power project site - Kandy)	Kandy
10	2/14(土)	現地踏査 (Kandy - Kiribathkumbra Gri01 Substation - Colombo)	Colombo
11	2/15(日)	団内打合せ、資料整理	Colombo
12	2/16(月)	14:00 MPE (電力エネルギー省) 訪問 11:30 WB 訪問 13:00 CEB 協議 (M・M 締結) 14:30 日本大使館及び JICA 事務所報告	Colombo
		官団員帰国 (林、狩野) 01:35 (SQ401) コロンボ →07:20 シンガポール 09:15 (SQ996) シンガポール→17:00 成田	機内泊
13	2/17(火)	10:00 CEA 訪問 14:30 USAID 訪問	Colombo
14	2/18(水)	10:00 Colombo Power (IPP) 訪問	Colombo
15	2/19(木)	14:30 JICA 事務所報告	Colombo
16	2/20(金)	コンサルタント団員帰国 02:50 (CX700) コロンボ→07:10 バンコク 09:10 (JL728) バンコク→16:15 大阪 (山岡、日野) 08:30 (JL708) バンコク→16:10 成田 (長山、渡辺)	機内泊

1.5 調査団員

- | | |
|-------------------|----------------------------|
| (1) 林 俊行 (団長／総括) | : JICA 国際協力専門員 |
| (2) 狩野和聖 (調査企画) | : JICA 鉱工業開発調査部
資源開発調査課 |
| (3) 山岡 暁 (電源開発計画) | : (株)ニュージェック |
| (4) 日野康彦 (送電計画) | : (株)ニュージェック |
| (5) 長山浩章 (電力事業制度) | : (株)三菱総合研究所 |
| (6) 渡辺幹治 (環境) | : (株)建設企画コンサルタント |

1.6 主要面談者

- | | |
|---|---------------------------------------|
| (1) Department of External Resouces, Ministry of Finance and Planning : ERD | |
| J. H. J. Jayamaha | Additional Director General |
| (2) Ministry of Power and Energy : MPE | |
| Mr. Karu Jayasuriya | Minister of Power & Energy |
| Ms. Viji Jegarasasingam | Secretary |
| (3) Ceylon Electrycity Board : CEB | |
| Mr. M.Zubair | Chairman |
| Mr. Gemunu Abayasekara | Deputy General Manager |
| Mr. M.A.W. Ranasinghe | Transmission Planning, Chief Engineer |
| (4) Department of National Planning : NPD | |
| Upali Dahanayake | Director Economic Infrastructure |
| W. D. Rohan Chrishantha | Assistant Director |
| (5) Central Enviroment Authority: CEA | |
| Ms. Kanthi De Silva | Deputy Director, EIA |
| Mr. U.R.B. Navaratne | Assistant Director, EIA |
| (6) 世界銀行 | |
| Ms.Amali Rajapaksa | |
| (7) ADB スリランカ事務所 | |
| Robert Gordon Rinker | Deputy Country Director、 |
| Head Portfolio Management | |

K. M. Tilakaratne

Project Specialist

(8) 在スリランカ日本大使館

須田大使

大西一等書記官

(9) 国際協力銀行コロンボ事務所

江島主席駐在員

(10) JICA スリランカ事務所

杉原所長

荒津次長

石黒所員

第2章 協議の内容

2.1 対処方針	11
2.2 団長所感	13
2.3 協議概要 (M/M 概要)	15
2.3.1 プロジェクト基礎調査団の背景と目的	15
2.3.2 調査結果	16
2.3.3 マスタープランの必要性	20
2.3.4 マスタープランの枠組み	21
2.3.5 電力セクター改革の新しい環境下でのマスタープラン	22
2.3.6 他の技術的問題	23
2.3.7 現地調査	23
2.3.8 予備調査	23
2.3.9 その他	23
2.4 締結した M/M	24

第2章 協議の内容

2.1 対処方針

(1) 関連現地機関、既設電力設備等での現地調査の実施

セイロン電力庁に係る関係機関及び電源、送变电設備等の既設電力設備に関して聞き取り及び文献調査、現場調査を行い、発電設備関連データ、系統運用実績データ、運営主体財務関連データ等の収集を行う。また現地機関が電源開発計画や系統運用解析に使用しているプログラム、ソフトウェアを調査する。

(2) 他の援助機関等の動向の把握

スリランカ国の援助において、本件に関連する協力が WB、ADB 等により行われている。また、JBIC 等国内関係機関も本件に関連する調査が実施されている。

よって他の援助機関による関連するプロジェクトについて、国内での調査に引き続いて、その動向に関する情報収集を行う。

(3) 電源開発計画・送電線計画に係る現状の把握

事前の文献調査、上記現場調査、現地での関係機関との協議等を通して、下記についての現状の概略を把握する。なお、下記の現状を把握する対象地域は、北・東部地域を含めたスリランカ全域とする。

ア) 経済・産業状況（資源の供給、調達を含む）

イ) 既存の電力需要予測、電源開発・送電網計画の内容（予備率の確認を含む）

ウ) 既設電力設備の運転・維持管理状況

エ) 既設の系統運用状況

オ) 電力セクター改革法及び公益事業規制委員会法のもとの、電力セクター改革の状況

カ) 電力セクター改革のもとの、電力事業実施体制の現状

キ) 今後の電力セクター改革に係る実施計画

ク) CEB 財務状況

ケ) LECO による配電事業の現状

コ) IPP による発電の状況、及び自家発電の状況

サ) IEE レベルを意識した環境社会配慮

シ) 地方電化の状況

(4) 課題の抽出

上記調査結果をもとに、電力開発計画及び送電計画を行っていくにあたっての課題を抽出する。

具体的には、以下のものが想定される。

- ・最適電源開発計画の目標年の設定
- ・電源開発シナリオの設定
- ・発送電のロス率低減にかかる提言
- ・電力セクター改革のもとでの制度改革支援
- ・カウンターパート技術者育成支援
- ・短期電源開発計画の必要性
- ・既設発電所の補修・補強の必要性
- ・地方電化の開発促進の必要性

(5) 協力内容の策定

現地関係機関との協議を通して、本件における課題の確認を行う。その後、確認された課題のうち、当方の協力により解決が見込まれるものが見いだされた場合は、その具体的な協力内容を策定し、M/Mに取りまとめる。

なお、その際には、調査対象地域や計画策定対象期間についても併せて検討を行い、その結果を協力内容に取り入れる。

要請内容等を勘案すると、具体的には、以下の点が想定されるので、主にこれらの協力の実施可能性を検討する。

- ア) 電力設備の現状評価
- イ) 電力需要予測
- ウ) 民間の発電投資計画の状況把握
- エ) 最適電源開発計画（系統設備及び財務面も含む。電源開発の優先順位。）の策定
- オ) 送電網計画（財務面も含む。）の策定
- カ) 電力系統解析
- キ) オペレーションシステムの検討
- ク) 上記各項目における環境社会配慮

(6) 水力発電最適化計画調査のフォローアップのニーズ確認

標記調査では、スリランカにおける水力発電所の「運用効率化」「既存発電所増設」「新規電源開発」をパッケージとした M/P 調査が実施された。

「既存発電所増設」に関し現状調査を実施した結果、運用開始後 50 年を迎えようとする施設が多く存在し、現時点での電力供給レベルを維持していくためにも、これらの老朽化した施設に対するリハビリテーションを継続的に実施していく必要性が確認されている。

また、「新規電源開発」では、Broadlands 地域における 35MW 規模の水力発電所建設の F/S を実施した。この中で調査団は EIA レポート案の作成を実施したが、これを CEB 案として CEA へ提出し、現在承認申請がなされている。今後の審査結果次第では、公聴会の実施等の追加作業を求められる可能性があり、CEB の能力を超えるものであればフォローアップを行う必要も考えられる。

上記の現状を踏まえ、本プロジェクト形成基礎調査では以下について先方機関に確認を行う。

- ア) 既存水力発電所のリハビリテーションにかかる関係機関の認識及び CEB の実施意思
- イ) Broadlands プロジェクトにおける EIA レポート承認にかかる追加調査の実施可能性及び CEB の事業化意思

(7) 現地安全管理情報の収集について

本格調査団は、スリランカ国での長期の調査が予想されるとともに、本格調査対象地域の中には、北・東部地域など危険度の高い地域が含まれる。LTTE との和平交渉状況を含めて、現地日本大使館、JICA 事務所、現地関連機関等に対し、安全管理に関する情報について確認する。

2.2 団長所感

(1) スリランカ電力供給の現状

経済的包蔵水力地点が枯渇を始めたスリランカでは、経済開発の進展に伴う電力需要増に対応するため、今までの水力主導電力供給から火力主導電力供給へと電力供給の構造転換に迫られている。特に近年は旱魃の影響もあり火力発電による電力供給が急増し、2000 年以後火力による電力供給が水力を毎年凌駕している。しかし既に 1985 年から計画

されている大規模石炭火力の計画がなかなか建設されないため、電力供給ベストミックスが不適切な構造となり、不安定な電力供給と高価な供給コストをもたらしている（kWhあたり 1999 年では 4.26LKR だったものが 2002 年には 9.42LKR）。

(2) 電力セクター構造改革

スリランカ電力セクターは発電（1社 Genco）、送電1社（Transco）、配電5社（Disco）とその他の業務をになう会社（Company Z）及び従業員の年金基金を管理する会社（Company X）へ分割されることになり、分割に伴う Transmission Code などの必要書類は既に揃い分割は時間の問題と思われる。しかし総選挙を控えた現在、分割の実施は6月以後と予想される。今回の調査では分割後に予想される諸課題が明らかとなり、マスタープランでも長期計画で IPP を導入するための施策について提言する見通しである。この他にも分割後各社が効率的に業務を展開できるよう、いくつかの支援ニーズが確認された。

(3) マスタープランの必要性

現在スリランカにおける電源開発は、様々な利害関係者の影響により計画に従った建設がなかなか進んでいない。CEB は毎年長期電源開発計画と送電計画を作成しているが、このような影響から信頼性が落ちているという指摘もある。また北・東部が送電線の修復により中央の系統につながると、新たに供給地域が拡大することになる。このため全国を対象にしたマスタープランを技術的・客観的見地から作成することで、水力から火力への電力供給構造のシフトを促すことは重要である。

(4) マスタープラン調査と電力開発政策セミナー

北・東部を含んだ全国を対象とし、中長期視点で最低費用に基づく発電・送電計画を作成するとともに、電力供給が逼迫している現状を考慮し短期的な対策も検討する。作成された発電・送電計画のための投資計画を作成するとともに、電気料金の分析と経済財務分析を行う。この過程で CEB がこの後毎年マスタープランを改定できるよう技術移転を行う。またスリランカでは計画の決定に大臣クラスの政治家が大きな影響力を持っていることから、CEB に対する技術移転のみならず政府高官のマスタープランに対する理解を促進するために電力開発政策セミナーのような機会を調査期間中に設けることも考慮すべきであろう。

(5) 他の技術協力の可能性

配電ロスが盗電も含めてかなり高いことが明らかとなった。地方電化は ADB などの協力でかなり進んでいるが、北・東部などではかなり電化率が低く、構造改革後の電化実施

体制はまだ決まっていない。また電力セクターが分割された後のそれぞれの事業体に対する負債と資産の振分けや、既存事業家と新規参入者間での競争的環境の整備、そして分割された個々の事業体の事業管理と効率的事業運営などを課題として今回は確認することができた。

(6) フォローアップ調査

CEB は Laxapana Complex 水力発電所の改修にむけたフォローアップ調査受け入れのために、既に要請レターを作成している。また Broadlands も早急に建設を実施したい意向であり、EIA の最終報告書が提出され CEA より追加的調査の指摘があった場合、フォローアップ調査を要請したい意向である。

(7) 北・東部の取り扱い

マスタープラン調査対象として北・東部も含めるが、LTTE との連絡は CEB 及びスリランカ政府関係部署の責任であるとし、本マスタープランについて LTTE から何らかの反応を得る事が期待されているを確認した。次回の調査では北・東部での現地調査も必要と思われる。

2.3 Minutes of Meeting 概要

今回調査団では先方との協議を通じてスリランカ国の電力セクターの現況及び電力セクター改革の進行現況について把握するとともに、スリランカ政府と LTTE との和平プロセスを踏まえたうえで、本件開発調査の要請背景及び調査実施の必要性を確認した。そのうえで、本格調査の内容に関して今回調査の結果から方向性の具体化を試みた。

調査及び協議の結果は、以下のとおり確認された。

2.3.1 プロジェクト形成基礎調査団の背景と目的

スリランカ政府は、「スリランカ電力セクターマスタープラン調査」にかかる技術協力を日本政府に要請した。要請に基づき、JICA は上記期間に調査団をスリランカに派遣した。調査団の目的は、スリランカ国における送電網計画の策定と最適電源開発計画の見直しを行うにあたっての、現況調査、課題の抽出等を行い、現地関係機関と協議のうえ協力案件の形成を行うことである。

2.3.2 調査結果

(1) 電力需給の現状

付属書1は既存の発電所の運転開始年を示し、付属書2は電力需給の経年変化を示す。付属書1が示すように、近年、需要増加に対応するため、ディーゼル発電、ガスタービン発電、およびコンバインドサイクル火力発電所の導入によって発電供給力を増加してきている。しかしながら、水力について、スリランカの包蔵水力は全て開発されてきたわけではない。

付属書2では、1997年と2001年を除いて、電力需要が急激に伸びてきていることを示している。1997年と2001年の電力需要の減少は、供給能力不足による需要調整によって発生したものである。

付属書1と付属書2で示されるように、電力供給能力は、近年の電力ピーク需要を満足させる状況になっていない。現状の厳しい需要と供給の均衡に加えて、さらなる需要増加が近い将来予想されている。それは、北・東部を連絡する送電線のリハビリテーションおよびスリランカ全土の継続的な経済発展によって引き起こされる。

(2) 水力発電から火力発電（火主・水従）への移行時期

上述のように、スリランカにおけるベース負荷のための電力供給は、水力発電から火力発電による電力供給への移行期にある。

しかしながら、大型石炭火力発電所の延期により、移行へのプロセスが妨げられているようである。

大規模火力発電所の導入の遅れによって生じる悪影響は、電力供給信頼度の低下、電力供給品質の低下、そして電力供給価格の上昇である。

電力供給信頼度の低下、電力供給品質の低下と共により高価な電力料金は、スリランカ経済の発展を予想以上に鈍くするだろう。

従って、電源の移行を円滑に実行することは重要である。

(3) 電力セクター改革

2002年10月に電力セクター改革を定めた「電力セクター改革法（Electricity Reform Act, No. 28 of 2002）」と「公益事業規制委員会法（Public Utilities Commission of Sri Lanka Act, No. 35 of 2002）」が成立した。以下はスリランカにおける電力セクター改革の概要である。

- 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を再構築する。

- － セクターを中立的に規制する独立規制機関を設ける。
- － 発電は、CEB の既存の水力、火力発電所は、発電事業会社（GENCO）へ再編され、新会社として運営を続ける。小規模発電事業者や自家発電所もこれまで同様に運営する。新規の発電所は Transco の要請に応じて、PUC が監督する競争入札プロセスによる調達が行われる。
- － 送電ネットワークの所有と運営は CEB を引き継いで新しく設立される Transco の責任となる。Transco は PPA により発電事業者から電力を購入する。また、Transco は、PUC の了承・監督のもと、需要に合わせていつ新たな発電容量が必要となるか決定し、その発電容量を競争入札プロセスにより確保する責務を負う。
- － CEB と LECO が所有・運営していた配電ネットワークは、5つの Disco の管理・所有となる。Disco は Transco より Power Sales Agreements (PSAs) を通じて電力を購入し、消費者へ売却する。5つあわせるとこれら Disco のサービスエリアは、オーバーラップすることなくスリランカ全土をカバーする。
- － COMPANY Z は発電、送電、配電以外の CEB の現在の機能を引き継ぐことになる。電力セクター改革は、決定され、必要なガイドライン、CODE が準備されてはいるが、いくつかの問題点が、電力セクター再編の実施段階で、解決される必要がある。

以下予見される問題点を挙げる。

1) 新会社への負債の割り当て

CEB の負債合計はおよそ 65 億ルピーである。この負債の各新会社への割り当てが計画されている。しかしながら、新会社が問題なく、立ち上がるためには、負債のいくらかは資産・負債会社に引き継がれるか、もしくはなんらかの形での補助金が新会社に投入される必要がある。

2) 民間投資を新たに呼び込むための競争的な環境

電力セクター改革のひとつの目的は、事業効率を高めることで最適利益を享受するために競争的な環境を整備することにある。しかしながら、(不十分な) 税金の減免期間など、本件に反する環境は、見直されるべきである。

3) 新しい環境下での経営効率向上と技能向上の必要性

財務、技術、人的資源管理、IT、労働問題などで、経営効率、技能が向上されるべきである。

向上が望まれることが予見される分野はそれぞれのセクターで以下のようになっている。

発電分野：発電効率向上、商業的慣行、ネゴ技術、PPA、GRID CODEの実践

送電分野：GRID CODEに基づく運営のためのキャパビル、SCADAシステムの
導入、透明性のある給電指令、Billingとsettlementの実施

配電分野：配電ロス、資産効率向上のための経営、マーケティング戦略、配電CODE、
人的資源管理

(4) 地方電化

2002 年末には電化率（戸数単位）は 63%であった。1970 年代から ADB は、CEB の地方電化プロジェクトを調査、財政支援の両面で支援してきた。2004 年中に電化率は 75% に到達する見込みである。しかしながら、いくつかの地域での電化率は他地域と比べて著しく低い。特に北部の県（PROVINCE）において低い。CEB は配電線の延長のみを責任の範囲としている。電力セクター再編の環境下で、地方電化に対する組織的制度的な取組がなされていない。

(5) 電力供給信頼度

スリランカの電力供給信頼度の現状を次に示す：

a. 電力供給力不足

付属書 1 に示されるように、供給力は、水力 56%に対して火力 44%である。しかしながら、2003 年の発生電力量（計 7610GWh）は、水力 44%（3316GWh）に対して火力 56%（4294GWh）と逆転している。2000 年以降は旱魃が続いているため、水力よりも火力の発生電力量の方が上回っている。

2001 年の 5,236GWh の総販売電力量に対し、供給支障電力量は 5.6%に相当する 291GWh に達している。したがって、目標電力不足確率 LOLP0.8%に対して、供給支障電力量はかなり高い数値となっている。

b. 周波数調整

電力周波数は、49.5～50.5Hz（50Hz±1%）の維持基準を超過する傾向がある。周波数が-0.5%を下回る回数が 1999 年から 2001 年までの 3 年間に 4.5 倍になった。この傾向は、重負荷時に供給力が不足していることを示す。CEB は MV 配電線を強制的に負荷遮断して周波数回復に努めている。

c. 電圧低下

送電系統の 220kV と 132kV で基準以上の電圧降下が確認されている。特に 19 時～20 時のピーク時間帯が目立つ。平常時では電圧変動維持基準は、送電線 220kV

± 5 %および 132kV±10%、配電線末端電圧では 230V± 6 %である。

(6) 電力損失と CEB の試み

a. システム損失

CEB は発電設備、送電線システム、変電設備および配電設備を所有しており、“受電端における電力量”と“送電端における電力量”の「差」を計算して各セクションでのシステム損失としている。

- － 発電損失 = [発電機の発生電力量]-[発電所からの送電電力量]
- － 送電損失 = [発電所からの送電電力量]-[変電所からの送電電力量]
- － 配電損失 = [変電所からの送電電力量]-[需要家への販売電力量]

下表はシステム損失を示したもので、2003 年 1 月から 10 月までの各損失を累計したものを例として示す。

	総発電量 [GWh]	送電電力量 [GWh]	配電への 送電電力量 [GWh]	販売電力量 [GWh]	発電損失 [GWh]	送電損失 [GWh]	配電損失 [GWh]	合計損失 [GWh]
合計	6,357.19	6,315.58	6,006.06	5,122.56	41.61	309.52	883.50	1,234.63
[%]	100.00	99.35	94.48	80.58	0.65	4.87	13.90	19.42

b. CEB の試み

発電損失と送電損失に関して、損失のレベルは技術的に正常である。しかしながら、配電損失についてはその数値は大きい。

CEB は現在、電力量計が未設置の世帯をなくすために、多くの電力量計を購入し、設置する計画を実施中である。

システム損失の減少をめざして、下記のような方法が考えられている。

- － 発電所、変電所の電力取引に係るメーターおよび機器の測定精度の統一。
- － 送電線および配電線の導体を、より適切な通電容量をもつ導体への取替え。
- － 盗電の防止。

(7) 環境マネジメント

CEB では環境オフィスを中心に CEB 環境方針書に基づいて以下の環境マネジメントを実施している。

(a) 適切な環境影響評価（EIA, IEE）の実施

「スリランカ国環境基本法」および「開発手続きに係る規則」に基づき適切な環境影響評価を実施している。Upper Kotemale 水力発電計画の EIA は 1994 年に実施し、計画は認可された（ただし、認可後に自然環境対策で問題が発生した）。Broadlands 水力発電計画の EIA 最終報告書は 2 月中に完成する予定である。

(b) 開発計画への住民参加

新規開発計画では F/S の段階から関係住民への説明会やコンサルテーションを実施している。Broadlands 水力発電計画では 12 回の関係者への説明会、2 回の大規模な現地コンサルテーションが実施された。

(c) 排水よび排出ガスの管理

発電所内に Environmental Action Committee を設置し、排水や排出ガスを管理している。

(d) 開発活動後の環境モニタリング

開発活動後の環境、例えば貯水池の水質をモニタリングしている。Kukule 水力発電計画、Upper Kotemale 水力発電計画では関係機関のメンバーからなる Environmental Monitoring Committee が設立されている。

(e) 従業員への環境教育

従業員に対しワークショップや勉強会を実施し、環境方針の説明や環境意識の向上を図っている。

(f) 環境情報の公開

Web サイトや Environment Newsletter の発行を通じて、一般に CEB の環境情報を公開している。

2.3.3 マスタープランの必要性

スリランカ国における現在の電力供給と需要状況が、毎年改訂される CEB 長期発電拡張計画を複雑にさせていることが理解された。同時に、包括的な全国マスタープランがスリランカ政府と LTTE 間の平和プロセスの機会を利用して準備されなければならない。発電と送電計画を具体化させるためには長い先行期間が必要となるため、客観分析に基づいた電力セクター開発を導くこのような包括的なマスタープランが早急に必要とされる。また、発電を水力から火力へ円滑に移行させるために包括的かつ客観性のあるマスタープランも

必要である。それゆえ、全国を対象とした発電の拡張と送電システム開発に係る包括的なマスタープランが現在のスリランカ国における電力セクターにとって必要不可欠であることは明らかである。同時に、配電線のロスの削減や電力セクター再編成後の新たな環境下での技術的および経営的な実務といったさまざまな技術的課題も確認される。

2.3.4 マスタープランの枠組み

(1) 調査地域

マスタープランの対象地域は全国とする。最終的に、北・東部はマスタープランの中に含まれる。マスタープラン調査の円滑な実施のための LTTE との連絡については、CEB および関係省庁が責任を負う。CEB および他の政府機関を通じて LTTE からの何らかの返答が期待される。

(2) 時間的枠組み

マスタープランは基本的に発電と送電システムの長期計画に取り組むものである。ここでいう長期とは 10～15 年を意味するものである。しかしながら、マスタープランの中で現在のスリランカ国の電力不足に対処する短期対策を検討することも妥当である。短期対策の期間は 2～3 年である。計画対象期間を完結させるために、中期計画もまた実施される。ここでいう中期とは 4～9 年を意味するものである。

(3) 資源調査

発電および送電のための資源が調査、分析及び評価される。この資源には既存の発電施設、送電線、変電所が含まれる。

(4) 将来計画調査

発電、送電線、変電所の建設に係る既存の将来計画が調査、分析、評価される。

(5) 需要予測

需要センターが確認およびレビューされる。また、それぞれの需要センターに係る需要予測も実施される。CEB が需要予測のために使っている現在の方法がレビューされる。この分析の中に需要マネジメントや送電、配電ロスの削減対策を盛り込むことは妥当である。

(6) 最小費用開発計画

需要予想や最少費用による将来の開発計画は、既存のデータや情報を検討した上で、適切なソフトウェアによって解析される。最小費用開発計画のためのデータと情報は見

直されることになる。

(7) 系統解析と計画

電力系統は対応年次の最少費用電源開発計画に基づいて解析される。最適な電源開発計画にしたがって、送電系統開発計画が立案される。

(8) 投資計画

電源と送電開発計画に基づいて、投資計画が立案される。

(9) 長期開発計画のために IPP 導入を促進する手法

急速に伸びている電力需要を満たすために、CEB は IPP (独立電力事業者) の開発導入を必要とするため、投資を促進するような CEB による対策が要求される。

CEB とスリランカ政府のためのベストプラクティスは、IPP 導入については正式な手続きを踏んだ (solicited) IPP のみを承認することであろう。Solicited IPP の実施は、確かなプロセス、標準契約、および他の必要な文書を必要とする。マスタープランでは、IPP を促進するための手段を検討し、提案することになる。

(10) 電気料金に関する検討

現在の電気料金を検討し、最適な発電・送電開発計画に応じた長期限界費用も算出する。

(11) 経済財務分析

最適発送電開発計画に応じた経済財務分析を実施する。

(12) 短期電力対策

近年の電力需給逼迫状況に対応するため、短期の対策を検討し提案する。

(13) 環境評価

CEB の環境政策および JICA の環境および社会配慮のためのガイドラインに対応するため、環境マネジメントに必要な範囲を確認し調査する。

2.3.5 電力セクター改革の新しい環境下でのマスタープラン

スリランカにおける電力セクター改革の実行は差し迫った問題である。本格調査が始まる頃に電力セクターの改革が行われることが予想される。これら諸条件を踏まえ、GENCO、TRANSCO、DISCOS のような関係組織間を調整する組織が必要となろう。

2.3.6 他の技術的問題

マスタープランで取り扱う項目とは別に、下記の技術的問題点を確認した。

- (1) 配電分野における大きな電力損失。
- (2) 電力供給における不十分な品質。
- (3) 電力セクター分社化後における技術及び業務管理の問題。

2.3.7 現地調査

現地調査は下記のとおり実施した。

- (1) 2004年2月7日

Kelanitissa 火力発電所、System Control Center、Sapugaskanda・ディーゼル発電所

- (2) 2004年2月13日及び14日

Broadlands 水力発電所サイト、Laxapana 水力発電コンプレックス、Upper Kotomale 水力発電プロジェクトサイト、Kiribathkumbura・グリッド変電所

2.3.8 予備調査

調査団は、開発調査の実現については東京において日本政府関連当局と相談の後、最終決定されることを説明した。プロジェクトの承認後に、JICA はできるだけ早い時期に予備調査団を派遣する予定。

2.3.9 その他

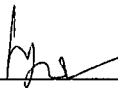
調査団は、JICA が、Study of hydropower optimization in Sri Lanka のフォローアップ調査として以下の調査を実施する可能性があるとして CEB に伝えた。

- ・ Laxapana Complex 水力発電所の不具合を改善するために必要となる調査
- ・ Broadlands プロジェクトにおける EIA report に対する CEA からのコメントに対して必要となる調査

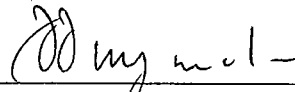
さらに、もし CEB が上記調査を必要だと考えるのであれば、JICA スリランカ事務所に要請書を出してほしい旨を伝えた。

Minutes of Meeting
for
The Project Formation Study
On
Master plan Study for the Development of
Power Generation and Transmission System
in
Sri Lanka
Agreed Upon Between
Ceylon Electricity Board
And
Japan International Cooperation Agency

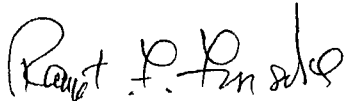
Colombo, 16 February ,2004



Ms. Viji Jegarasasingam
Secretary
Ministry of Power and Energy



Mr. J.H.J. Jayamaha
Additional Director General
Department of External Resources
Ministry of Policy Development and
Implementation



Mr. Ranjit F. Fonseka
Additional General Manager
Transmission
Ceylon Electricity Board



Mr. Toshiyuki Hayashi
Leader
Project Formulation Team
Japan International Cooperation Agency
Japan

The Project Formulation Team (hereinafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") and headed by Mr. Toshiyuki Hayashi visited Sri Lanka from 6 February to 20 February, 2004. In Sri Lanka, the Team has investigated the power sector and had a series of discussions with Ceylon Electricity Board (hereinafter referred to as "CEB"), and the related government ministry and departments for the possible technical assistance concerning to the Master Plan of the Development of Power Generation and Transmission System, and other technical issues in Sri Lanka power sector.

The salient features of the findings and the results of discussions are confirmed as follows.

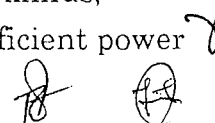
1. Background and Purpose of Project Formulation Team

The Government of Democratic Socialist Republic of SRI LANKA requested the Japanese Government to extend technical assistance for the Master Plan Study for the Development of Power Generation and Transmission System in Sri Lanka. In accordance with the request, JICA has sent the Team to SRI LANKA during the period mentioned above. The purpose of the Team has been to investigate and discuss the technical issues in the power sector in order to identify the necessity for developing the master plan for power generation and transmission system, and other technical issues in Sri Lanka power sector.

2. Findings

(1) Present conditions of power supply and demand

Attachment 1 shows the existing power plants with commissioning years, and Attachment 2 shows the past history of power demand. As attachment 1 shows, the recent increase in generating capacity has been attained by the introduction of diesel cycle, gas turbine cycle and combined cycle power plants. This has been caused by increase in demand. However hydropower potential were developed less than total potential in Sri Lanka. Attachment 2 shows high demand increase in power consumption except 1997 and 2001. Power demand increase in 1996 and 2001 was minus, which was caused by the curtailment of power demand by insufficient power



supply.

As was indicated in Attachment 1 and Attachment 2, the power supply is finding it difficult to meet peak demand in recent years. In addition to this critical supply and demand constraint, further demand increase in a large scale is anticipated in the near future, which would be a consequence of rehabilitation of transmission lines connecting with north and east regions, and economic development of Sri Lanka.



(2) Transition period from power supply by hydropower to power supply by thermal power

As was described above, the power supply in Sri Lanka is in a transition period from the power supply by hydro power to the power supply by thermal power for base load. However, the progress of the transition seems to be hampered by postponed introduction of large-scale coal fired thermal power into the national grid. The adverse effects caused by the delayed introduction of the large-scale thermal power, is less reliable and degraded quality of power supply, and more expensive power supply cost. Less reliable and degraded quality of power supply together with more expensive power tariff may affect Sri Lanka economy to develop slower than expected. It is therefore important to carry out transition of power supply smoothly.

(3) Power sector reform

The Electricity Reform Act No. 28 of 2002, and the Public Utilities Commission (PUC) of Sri Lanka Act No. 35 of 2002 were approved in October 2002, which consequently determined the power sector reform in Sri Lanka. The following is the outline of power sector reform in Sri Lanka.

- CEB/LECO are to be divided by function into power generation, transmission and distribution companies and the sector will be restructured based on the single buyer model.
- An independent regulatory organization is to be established to neutrally regulate the sector.
- In power generation, the existing hydro and thermal plants of the CEB are to be reorganized into a single company(GENCO) and continue its operation as a new company. Small-sized power

- generation companies and captive power plants operate as they did. New power plants are to be procured by the process of competitive bids according to the request of Transco supervised by the PUC.
- A single company (TRANSCO), which is to be newly established to succeed the CEB, is responsible for owning and operating the transmission grid. Transco buys electric power from power generation companies by PPA. Transco also determines, with approval and supervision by the PUC, when additional power generation is required according to demand increase. It is also the responsibility of Transco to secure the necessary power generation capacity by the process of competitive bidding.
 - The distribution grids owned and operated by the CEB and LECO are to be managed and owned by five Discos. Disco purchases electric power from Transco according to Power Sales Agreements (PSAs) and sells it to consumers. The five service areas of Disco cover all of Sri Lanka without overlapping.
 - Another company (Company Z) is to take over present function of the CEB other than those relating to generation, transmission and distribution of electricity.

Although power sector reform has been decided and necessary guidelines and codes are being prepared, there will be several issues that need to be solved after implementation of the restructuring. The envisaged issues are enumerated as follows:

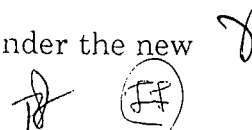
1) Debt Allocation to Newcos

The total debt of CEB is approximately 65 billion Rupees. The allocation of this debt to each of the Newcos is scheduled. However, for the Newcos to be smoothly take off, some portion of liabilities will have to be taken out by a sort of asset-liability company, or some kind of subsidy will have to be injected to the Newcos.

2) Competitive Environment for promoting private investments

One objective of restructuring the sector is for the creation of competitive environment in order to reap optimum benefits by way of enhanced efficiencies. Contrary to this, the existence of different competitive environment such as tax holiday needs to be reviewed.

3) Needs to improve management efficiency and skills under the new

A handwritten signature and a circled set of initials 'FF' are present at the end of the text.

environment

In the areas of finance, engineering, human resources, IT, and trade union activities, management efficiency is to be improved and skills to be built up.

The envisaged areas that would require improvement have been listed below for the respective sectors.

Generation sector

Generation efficiency, commercial business practices, negotiating skills and practices for PPA, and practicing of Grid Code

Transmission sector

Capacity building for grid code operation, introduction of SCADA system, transparent dispatching practices, and billing and settlement practices

Distribution sector.

Loss reduction, asset utilization management, marketing, policy strategy, distribution code operation, human resource development

(4) Rural electrification

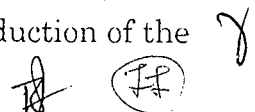
At the end of 2002, household electrification rate was 63%. Since 1970s, ADB has been assisting CEB to study and finance rural electrification projects. It is expected that the electrification rate will increase as much as 75% within this year. However, the electrification rate of some districts is significantly lower than that of other districts. Especially the electrification rate in the districts of North province is low. CEB is only responsible for the electrification by extending distribution lines. Under the restructured environment, organizational and institutional arrangement has not yet been decided for Rural electrification.

(5) Quality of power supply

The following situation has been made clear about the quality of power supply in Sri Lanka.

a. Deficiency of power supply

The capacity balance is 56 % in hydropower and 44 % in thermal power as is shown in the Attachment 1. However, the generation energy production (total 7610GWh) in 2003 was made up by 44%(3316GWh) of hydropower and 56%(4294GWh) of thermal power. The annual energy production of the



thermal power has been annually more than that of the hydropower from 2000 due to the lasting drought, which was worst in 2003.

Un-served energy caused by power shortage amounted to 291 GWh, which was equivalent to 5.6 % of total sold energy of 5,236 GWh in 2001. Thus, the amount of un-served energy in recent years has been quite high while the target LOLP is 0.8 %.

b. Frequency control

The frequency tends to vary more than the criteria of 49.5 ~ 50.5 Hz ($\pm 1\%$). The frequency variation lower than -0.5% of 50 Hz was observed 4.5 times more in 2001 than in 1999.

The frequency drops when the supply capacity is insufficient compared to the demand. Often, CEB compulsory has to switch off the medium voltage distribution lines (Load Shedding) at the grid substations.

c. Voltage drop

The voltage drops that exceed the target value have been observed in 220 kV and 132 kV transmission systems. The phenomena tend to happen during the peak hours from 19 to 20 hours. The target value of the voltage variation is 220 kV $\pm 5\%$ and 132 kV $\pm 10\%$ at substation bus-bars during normal operation condition, and 230V $\pm 6\%$ at the customer's end.

(6) Electric power loss and CEB's effort

a. System loss of CEB

CEB owns the generating equipment, the transmission line system, the substation equipment and the distribution system, and the difference between "Amount of power at the receiving-end" and "Amount of power at the sending-end" is calculated as a system loss at each section.

- Generating Loss =

[Generated energy at the generator] - [Transmitted energy from power plant]

- Transmission Loss =

[Transmitted energy from power plant] - [Received energy at substation]

- Distribution Loss =

[Transmitted energy from substation] - [Sold energy to the customers]



γ

Each loss accumulated from January to October 2003 is shown below as an example of system loss.

	Gross Generation [GWh]	Net Generation [GWh]	Energy sent to Dist. [GWh]	Sales [GWh]	Gen. Loss [GWh]	Trans. Loss [GWh]	Dist. Loss [GWh]	Total Losses [GWh]
Total	6,357.19	6,315.58	6,006.06	5,122.56	41.60	309.52	883.51	1,234.63
[%]	100.00	99.35	94.48	80.58	0.65	4.87	13.90	19.42

b. CEB's Effort

As for the generation loss and the transmission loss, the level of the loss is technically normal. However, the value of the distribution loss is large. CEB is now planning to install more meters for consumers who have not yet had meters installed. Other measures have been planned; however, the following measures are being contemplated at present.

- Keeping consistent accuracy for meters at power stations and substations, especially for power import/export;
- Replace overloaded conductors with the conductors having appropriate current carrying capacity;
- Prevention of illicit tapping.



(7) Environmental management

CEB Environmental Office executes the following environmental management on the basis of CEB's environmental policy statement.

- (a) Implementation of proper Environmental Impact Assessment
- (b) Public participation in the development project
- (c) Control of effluent water and emission gas quality
- (d) Environmental monitoring after the development activity
- (e) Environmental education to the staff members
- (f) Disclosure of environmental information by Web site and Environment newsletter

3. Necessity of Master Plan Study

It has been observed that the existing situation of power supply and demand in Sri Lanka complicates the Long Term Generation Expansion Plan CEB revises every year. At the same time, a comprehensive master plan for the whole country have to be prepared for taking advantage of peace process between Sri Lanka Government and LTTE. Because materialization of power generation and transmission projects requires a long preceding

period, it is urgently required to have such a comprehensive master plan, which guides the power sector development based on the objective analyses. It is also necessary to have such a comprehensive and objective master plan for facilitating smooth transition of power generation from hydropower to thermal power. Thus, it has been clearly understood that a comprehensive master plan for generation expansion and transmission system development for the whole country is essential in the present power sector in Sri Lanka. At the same time, various technical issues such as distribution line loss reduction, and technical and business practices under the new environment of restructured power sector have been identified.

4. Framework of Master Plan Study

(1) Study area

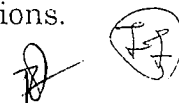
The target area for the master plan study will be the whole country. Consequently, North and East provinces will be included in the master plan study. It is the responsibility of CEB, and relevant ministries and government departments of Sri Lanka to liaise with LTTE in order to facilitate smooth implementation of master plan study. Some reply from LTTE is anticipated through CEB or other government departments.

(2) Time Framework

The master plan will basically address the long-term planning for power generation and transmission system. Long-term here means the period would be between 10 to 15 years. However, it would be reasonable to consider in the master plan study the short-term measures for meeting the present power shortage in Sri Lanka. The period of the short-term measures would be 2 to 3 years. In order to complete the time horizon, mid-term planning would be also carried out. The mid-term here means the period between 4 to 9 years.

(3) Resource study

The resources for power generation and transmission would be investigated, studied and evaluated. The resources include the existing power generating facilities, and transmission lines and substations.

A handwritten signature and a circular stamp containing the initials 'JF' are located at the bottom right of the page.

(4) Study of future plans

The existing future plans for constructing power stations, transmission lines and substations would be investigated, studied and evaluated.

(5) Demand forecast

Demand centres would be confirmed and reviewed. Then demand forecast for respective demand centres would be carried out. The present methodology for demand forecast employed by CEB would be reviewed. It would be reasonable to incorporate demand side management, and transmission and distribution loss reduction measures into the analysis.

(6) Least cost expansion planning

Base on the data and information obtained by the resource study, the study of future plans, and demand forecast, the least cost methods of expanding generating capacity would be analyzed using appropriate software. The existing data and information for the least cost method would be revised.

(7) System analysis and planning

Power system would be analyzed for respective least cost expansion alternatives for generating capacity. Based on the optimum system plan, transmission system expansion plan would be prepared.

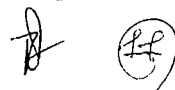
(8) Investment planning

Based on the generation and transmission expansion plan, investment requirement would be made clear for future investment.

(9) Measures to promote IPP introduction for long term planning

CEB requires additional introduction of IPP (Independent Power Producer) and it would be important for CEB to promote investments to meet rapidly growing electric power demand. Best practice for CEB and Sri Lanka Government would be to only approve solicited IPP for any IPP introduction. The implementation of the solicited IPP requires certain process, standard contracts and other necessary documents. During the master plan study, necessary measures to promote IPP will be suggested and prepared. γ

(10) Tariff study



Present electricity tariff will be studied, and Long-Run Marginal cost will be calculated according to the optimum generation and transmission expansion plans.

(11) Economic and financial analysis

Based on the optimum generation and transmission expansion plans, economic and financial analyses will be carried out.

(12) Study for short-term measures

In order to meet the short-term requirement of power supply and demand, short-term measure will be investigated and suggested.

(13) Environmental consideration

In accordance with CEB's environmental policy statement, and JICA Guidelines for Environment and Social Consideration, necessary areas for environmental management will be identified and investigated.

5. Master Plan Study under the new environment of restructured power sector

The implementation of power sector restructuring in Sri Lanka is imminent. It has been envisaged that the power sector would be restructured around the time when the full-scale master plan study starts. Considering these circumstances, a body in charge of coordinating concerned organizations such as Genco, Transco and Discos would be necessary.



6. Other Technical Issues

Other than the master plan, the following technical issues have been identified.

(1) High electricity loss especially in distribution section

(2) Insufficient quality of power supply

(3) Technical and business management under the restructured power sector

7. Field Investigations

The field investigations have been carried out as is described below:

(1) 7th February 2004

Kelanitissa Thermal Power Station, System Control Centre, and
Sapugaskanda Diesel Power Station

(2) 13th and 14th February 2004

Broadlands Hydropower Project site, Laxapana Hydropower Complex,
Upper Kotmale Hydropower Project site, Kiribathkumbra grid
substation

8. Preliminary Study




The Team explained that the final decision of implementation of the development study would be made after consultation in Tokyo with relevant authorities of the Government of Japan. After the approval of the project, JICA will send the Preliminary Study Team as early as the circumstances allow JICA to do so.

9. Others

The Team informed CEB that JICA may be possible to conduct the follow-up study after the completion of the Study of Hydropower Optimization in Sri Lanka.

- Study for rehabilitation of the existing hydropower stations of Laxapana Complex
- Additional study that would be required to complete the EIA for Broadlands Project if CEA's further comments require CEB to carry out such an additional study.

Furthermore, The Team informed CEB that it is necessary to send a request document to JICA Sri Lanka Office, if CEB needs and requests the above-mentioned follow-up studies.

INVESTIGATION SCHEDULE

	Date	Day	Activities	Accommodation
1	5-Feb	Thu	Leave Japan for Sri Lanka	Colombo
2	6-Feb	Fri	09:30 Courtesy call to JICA Sri Lanka Office 10:00 Courtesy call to Embassy of Japan 15:30 Meeting with Ceylon Electricity Board	Colombo
3	7-Feb	Sat	Site Survey in COLOMBO (System Control Centre & Thermal Power Plant)	Colombo
4	8-Feb	Sun	Data Analysis	Colombo
5	9-Feb	Mon	10:00 Meeting with National Planning Department 11:00 Meeting with External Resources Department 14:00 Meeting with Ministry of Power & Energy 15:30 Meeting with JBIC Mission at JICA Office	Colombo
6	10-Feb	Tue	10:00 Meeting with Asian Development Bank 13:00 Meeting with Ceylon Electricity Board	Colombo
7	11-Feb	Wed	09:00 Reform Office 10:00 Meeting with Energy Supply Committee 11:00 Meeting with SIDA 14:30 Meeting with Mr. Murata (JICA Expert)	Colombo
8	12-Feb	Thu	15:30 Meeting with Ceylon Electricity Board	Colombo
9	13-Feb	Fri	Site Survey (Colombo - Bloodlans hydro power project site - Laxapana Complex - Upper Kotomale hydro power project site - Kandy)	Kandy
10	14-Feb	Sat	Site Survey (Kandy - Kiribathkumbra Gri01 Substation - Colombo)	Colombo
11	15-Feb	Sun	Meeting , Report Preparation	Colombo
12	16-Feb	Mon	09:30 Meeting with Ministry of Power & Energy 11:30 Meeting with WB 13:00 Meeting with Ceylon Electricity Board (Signing the Minute of Meeting) 16:00 Joint Reporting at JICA Office (JICA / EOJ)	Colombo
13	17-Feb	Tue	10:00 Meeting with Central Environmental Authority 14:30 Meeting with USAID	Colombo
			Leaving COLOMBO for Japan (Mr. Hayashi, Mr. Kano)	In the plane
14	18-Feb	Wed	10:00 Meeting with Colombo Power(IPP) Supplement Inspection , Report Preparation	Colombo
15	19-Feb	Thu	14:30 Report to JICA Office	Colombo
16	20-Feb	Fri	Leaving COLOMBO for Japan (Mr. Yamaoka, Mr. Hino, Mr. Nagayama, Mr. Wtanabe)	In the plane





MEETING LIST

DATE	TIME	MEETING PLACE	NAME	JICA
6-Feb	9:30-10:00	JICA Office	Mr. Jitsuya Ishiguro (JICA Staff)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	10:00-12:00	Embassy of Japan	Mr. Akio Suda (Ambassador) Mr. Hideyuki Oonishi (First Secretary) Mr. Shinya Ejima (JBIC Representative Office in Colombo, Chief Representative)	Mr. Aratu (JICA) Mr. Jitsuya Ishiguro (JICA Staff) Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	15:40-16:30	CEB	Mr. M.Zubair (Chairman)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	16:40-17:10	CEB	Mr. Gemunu Abayasekara (Deputy General Manager) Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
7-Feb	8:30-11:00	Kelanitissa power plant	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	11:20-12:00	System Control Center	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	14:40-15:30	Sapugaskanda power plant	Mr. S.M.K. Gunaratne (Chief Engineer) Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
9-Feb	10:00-10:30	CEB	Ms. Amali Seneviratne (Tariff Division)	Study Team (Mr. NagaYama)
	10:00-11:30	CEB	Mr. R. K. W. Wijerathne (Environmental Officer)	Study Team (Mr. Watanabe)
	10:10-11:15	Department of National Planning	Upali Dahanayake Director (Economic Infrastructure) W. D. Rohan Chrisantha Assistant Director 他一名 Ministry of Policy Development and Implementation	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team (Mr. Hayashi, Mr.Kano)
	11:00-12:00	CEB	Mr. S. Rajakulendran (Finance Manager)	Study Team (Mr. NagaYama)
	11:25-12:00	ERD	J. H. J. Jayamaha Additional Director General	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team (Mr. Hayashi, Mr.Kano)
	13:50-14:20	MPE	Ms Viji Jegarasasingram (Secretary, Ministry of Power and energy)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	16:00-17:00	JICA Office (JBIC Study Team of Energy Efficiency Improvement Fund Project in Sri Lanka)	Mr. Togo Hiroshi (JBIC Director) Mr. Hachiro Ida (DPM Consulting, Inc.) Dr. Kimio Yoshida (Jpower Co., Ltd.)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
10-Feb	10:00-11:00	ADB	Robert Gordon Rinker (Deputy Country Director, Head Portfolio Management, ADB) K. M. Tilakaratne (Project Specialist, ADB)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	16:00-17:00	CEB	Mrs. Badra Jayaweera (CEO designate-Region 1)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team (Mr. Hayashi, Mr. Nagayama)
11-Feb	9:00-10:00	Electricity Reform office		Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	10:00-11:00	Electricity Supply Committee	Raja M. Amaratunga (Director, Petroleum Sector Development)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	11:00-12:00	SIDA	Mr. K. Romeshun (Programme Officer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team

	14:00-16:00	JICA Office	Mr. Ryuichi Murata (Office of Commissioner General for Triple R Prime Minister's Office, Adviser)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	16:00-17:00	NPD	Mr. W. D. Rohan Chrisantha (Assistant Director, Ministry of Policy Development and Implementation)	Study Team (Mr. NagaYama)
12-Feb	16:00-17:30	CEB	Mr. Gemunu Abayasekara (Deputy General Manager)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
13-Feb	10:40-11:30	Broadlands hydro power project site	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	11:30-12:00	Polpitya hydro power plant	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	12:25-13:30	Old Laxapana hydro power plant, New Laxapana hydro power plant	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
	16:00-16:30	Upper Kotomale hydro power plant, CEB office	Mr. M.A.W. Ranasinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team
14-Feb	11:45-12:30	Kiribathkumbura Substation	Mr. M.A.W. Ransinghe (Transmission Planning, Chief Engineer)	Mr. Jiro Komatsu (JICA Expert) Study Team





Attachment-1 Existing Power Plants

as of February 7, 2004

Plant Name	No. of units x capacity (MW)	Capacity (MW)	Fuel Type	Commissioning	Owner (CEB or IPP)
Thermal Power					
Kelanitissa Power Station					
Steam turbine ¹⁾	2 x 25	50	Furnace oil	1965	CEB
Gas turbine ²⁾	6 x 20	120	Diesel	1982	CEB
Gas Turbine	1x 115	115	Diesel	1997	CEB
Combined Cycle	1x165	165	Naphtha/Diesel	2002	CEB
Combined Cycle	1x165	165	Diesel	2003	AES
Barge	4x 16	60(Contract)	Furnace oil	-----	Colombo Power Inc.
Total (MW)		675			
Sapugaskanda Power Station					
Diesel	4x 20	80	Furnace oil	1984	CEB
Diesel	8x 10	80	Furnace oil	1997-1999	CEB
Total (MW)		160			
Jaffna Agrekko					
Jaffna Koolair	----	20(Contract)			IPP
Other IPP Thermal Plants	4x(22.5 ~49)	111.5(Contract)	-----	1997-2002	Lakdhanavi, Asia Power Ltd, etc.
Total (MW)		146.5			
Thermal Total (MW)		981.5			
Hydropower					
Laxapana Complex	13 x (8.33 ~ 50)	335	Hydro	1950- 1988	CEB
Mahaweli Complex	13 x (20 ~ 70)	660	Hydro	1976- 1990	CEB
Samanalawewa	2 x 60	120	Hydro	1992	CEB
Kukule	2 x 35	70	Hydro	2003	CEB
Small Hydro Plants	9 x (1.6 ~3.15)	20	Hydro	1963- 1988	CEB
Mini Hydro Plants	.	37	Hydro	-----	IPP
Hydro Total (MW)		1242			
Grand Total (MW)		2223.5			

Note: ¹⁾ The operation of both units has been stopped for 1.5 to 2 years, but one unit is under repair as of February 7, 2004.

²⁾ One unit among six units was completely damaged 2 and half years ago and another one unit is under repair as of February 7, 2004.

Past History of Power Demand

Year	Peak Demand (MW)	Generation (GWh)	Generation Growth (%)	Sold Energy (GWh)	Sold Energy Growth (%)
1990	640	3,150	-	2,608	-
1991	685	3,377	7.17	2,742	5.14
1992	742	3,540	4.83	2,869	4.63*
1993	812	3,979	12.40	3,270	13.98
1994	911	4,365	9.70	3,565	9.02
1995	980	4,783	9.58	3,915	8.94
1996	968	4,347	-9.12	3,588	-8.35*
1997	1,037	4,911	12.97	4,039	12.57
1998	1,137	5,569	13.40	4,521	11.93
1999	1,291	6,076	9.10	4,809	6.37
2000	1,405	6,687	10.06	5,258	9.34
2001	1,445	6,520	-2.50	5,236	-0.42*
2002	1,421	6,810	4.45	5,502	5.08*
2003	1,515	7,610	6.62	-----	-----

Reference data: Long Term Generation Expansion Plan 2003-2017 (CEB)

*Power Supply Curtailment.

Handwritten signatures and initials, including a circled 'JST' and a large '8'.