

第5章 電力セクター改革

| | | |
|-------|------------------------------------|-----|
| 5.1 | CEB 財務状況 | 89 |
| 5.2 | 電力事業実施体制の現状 | 92 |
| 5.3 | 電力セクター改革の現状とこれからの方向性 | 93 |
| 5.4 | 電力セクター改革の諸課題 | 96 |
| 5.5 | 投資促進策における課題 | 98 |
| 5.6 | マスタープラン調査で取り組むべき電力セクター改革の諸課題 | 102 |
| 5.6.1 | 分社化した場合の問題点の把握 | 102 |
| 5.6.2 | 本格調査を進める上での注意 | 103 |
| 5.6.3 | スリランカ政府の電力プロジェクト実施プロセスの問題 | 106 |

第5章 電力セクター改革

5.1 CEB 財務状況

1990年までは水力が発電の中心で、発電単価が比較的低廉であったため CEB は利益を計上してきた。しかしながら下表に見られるように大きな赤字を計上している。1998年と比較すると、2002年は直接経費が3倍近くに膨れ上がっている。これは、渇水による水力供給不足のため、火力発電による電力調達を余儀なくされ、コスト高のディーゼル発電等に頼らざるを得なかったことに主な原因がある。特に2000年以降は、IPPからの購入電力が財務状況を圧迫する主要因となっている。

2000年度の損失は67億ルピー¹、2001年度は92億ルピーに上り、2002年度は前年度より若干減少するが74億ルピーの赤字が発生した。これに伴い、CEBの資金繰りが悪化し、銀行から短期借入れ、政府への返済未払い、銀行へのオーバードラフトの合計は2000年度末に47億ルピー、2001年末には146億ルピー、2002年末には157億ルピーにまで拡大した。

表 5.1

| Profit & Loss | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Turnover | 19,787 | 21,304 | 24,086 | 29,029 | 40,544 |
| Direct Cost | (14,793) | (15,423) | (29,659) | (34,540) | (44,801) |
| Gross Profit- (Loss) | 4,994 | 5,881 | (5,573) | (5,511) | 4,257 |
| Administration Expenses | (1,366) | (1,001) | (934) | (601) | (454) |
| Operating Profit- (Loss) | 3,628 | 4,880 | (6,507) | (6,112) | (4,711) |
| Other Income | 1,020 | 1,260 | 2,209 | 1,734 | 3,837 |
| Interest Charges | (2,495) | (1,905) | (2,425) | (4,822) | (6,552) |
| Profit/Loss before Taxation | 2,153 | 4,235 | (6,723) | (9,201) | (7,426) |
| Balance Sheet | | | | | |
| Total Asset | 171,635 | 184,216 | 204,887 | 231,224 | 246,826 |
| Capital and Reserves | 121,879 | 130,920 | 144,940 | 146,388 | 149,874 |
| Non-Current Liabilities | 40,617 | 43,520 | 47,789 | 55,800 | 65,279 |
| Current Liabilities | 9,139 | 9,775 | 12,158 | 29,036 | 31,673 |
| Cash | 637 | 3,075 | (3,714) | (8,961) | (3,145) |
| Sales Unit (GWh) | 4,521 | 4,809 | 5,258 | 5,236 | 5,500 |
| Generation Units (GWh) | 5,569 | 6,076 | 6,686 | 6,520 | 6,810 |

単位：Rs.M（百万ルピー）

¹Annual Report 2002, CEB

以下の表は、CEB のコストをまとめたものである。表からも明らかであるが、2002 年の発電コストは、1999 年の 79 億ルピーからおよそ 3.8 倍の 305 億ルピーに急増している。

表 5.2 CEB Cost Structure

| | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Generation | 7,932 | 19,329 | 23,834 | 30,568 |
| T&D | 3,579 | 4,477 | 4,373 | 6,466 |
| Depreciation | 5,782 | 5,973 | 6,413 | 7,833 |
| Finance Cost | 2,334 | 2,721 | 4,822 | 6,552 |
| Other Overheads | 879 | 815 | 522 | 389 |
| Total | 20,506 | 33,315 | 39,964 | 51,808 |
| | | | | |
| Sales (GWh) | 4,809 | 5,258 | 5,236 | 5,502 |
| | | | | |
| CEB Cost Structure in LKR/kWh | | | | |
| Generation | 1.65 | 3.68 | 4.55 | 5.56 |
| T&D | 0.74 | 0.85 | 0.84 | 1.18 |
| Depreciation | 1.20 | 1.14 | 1.22 | 1.42 |
| Finance Cost | 0.49 | 0.52 | 0.92 | 1.19 |
| Other Overheads | 0.18 | 0.15 | 0.10 | 0.07 |
| Total | 4.26 | 6.34 | 7.63 | 9.42 |
| CEB Cost Structure in % of total cost | | | | |
| Generation | 38.7% | 58.0% | 59.6% | 59.0% |
| T&D | 17.5% | 13.4% | 10.9% | 12.5% |
| Depreciation | 28.2% | 17.9% | 16.0% | 15.1% |
| Finance Cost | 11.4% | 8.2% | 12.1% | 12.6% |
| Other Overheads | 4.3% | 2.4% | 1.3% | 0.8% |
| Total | 100.0% | 100.0% | 100.0% | 100.0% |

出典 : CEB

注 : Generation: Costs of all generation-related loan repayments (capital+interest), fuel and other O&M, and overheads
Transmission and Distribution: All T&D-related loan repayments (capital +interest), O&M and overheads, Finance Costs: All short-term loans (ie bank overdrafts)
Other Overheads: Headquarters costs and other non-energy services (eg training, workshops)

単位 : Rs.M (百万ルピー)

表 5.3 2002 年におけるスリランカの発電状況

Gros generation GWh

2002

| | |
|---------------------------------------|----------------|
| CEB | |
| MAJOR HYDRO (GWh) | 2,563.6 |
| SMALL HYDRO | 25.0 |
| SUB TOTAL CEB HYDRO | 2,588.6 |
| WIND | 3.6 |
| OTHER RENEWABLES | |
| SUB TOTAL CEB NON-CONVENTIONAL | 3.6 |
| STEAM, FUEL OIL | 69.0 |
| STEAM, COAL | 0.0 |
| SUB TOTAL STEAM | 69.0 |
| DIESEL ENGINE, RESIDUAL OIL | 988.4 |
| DIESEL ENGINE, FUEL OIL | 0.0 |
| DIESEL ENGINE, DIESEL OIL | 19.0 |
| SUB TOTAL DIESEL ENGINES | 1,007.4 |
| GAS TURBINES, DIESEL OIL | 405.8 |
| GAS TURBINES, NAPHTHA | 0.0 |
| SUB TOTAL GAS TURBINES | 405.8 |
| COMBINED CYCLE, DIESEL OIL | 251.4 |
| COMBINED CYCLE, NAPHTHA | 219.0 |
| SUB TOTAL COMBINED CYCLE | 470.4 |
| SUB TOTAL CEB POWER PLANTS | 4,544.9 |
| PRIVATE POWER PLANTS (IPP) | |
| DIESEL ENGINE, RESIDUAL OIL | 377.0 |
| DIESEL ENGINE, FUEL OIL | 866.3 |
| DIESEL ENGINE, DIESEL OIL | |
| COMBINED CYCLE, DIESEL OIL | |
| SUB TOTAL IPP | 1,243.3 |
| PRIVATE POWER PLANTS (SPP) | |
| HYDRO | 103.5 |
| COMBINED HEAT AND POWER | 0.4 |
| SUB TOTAL SPP | 103.8 |
| SUB TOTAL PRIVATE POWER PLANTS | 1,347.2 |
| PRIVATE POWER PLANTS (HIRED) | |
| DIESEL ENGINE, DIESEL OIL | 939.2 |

資料 : CEB

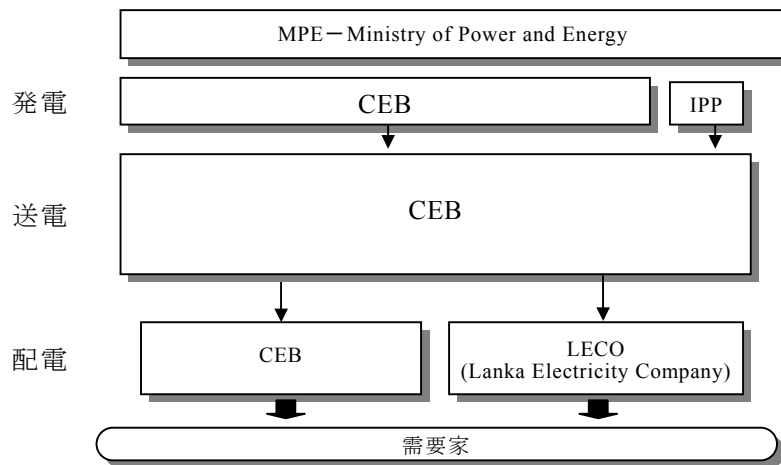
5.2 電力事業実施体制の現状

スリランカの電力セクターは、基本的には電力会社 CEB (Ceylon Electricity Board) による発・送・配電の垂直統合である。ただし、配電部門は一部の地域 (西部州および南部州の海岸地帯、スリランカ全土面積の 1%弱、販売電力量の約 15%) をランカ電力会社 (LECO) がカバーしており、LECO の供給地域以外はすべて CEB が担当している。

スリランカでは、1997 年に当時の Ministry of Irrigation and Power により、Power Sector Policy Directions が発行され、自己責任と健全な経営体質を持つ電力セクターへ向けた改革を目指すこと、民間資本の参加を一層促進することを目的に、改革に着手した。2002 年 10 月に「電力セクター改革法 (Electricity Reform Act, No.28 of 2002)」および「公益事業規制委員会法 (Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL) Act, No. 35 of 2002)」が議会で可決され、現在ではこの 2 つの法律を柱にセクター改革が進められている。

以下の図は、スリランカ電力セクターの現状の構造を示している。

図 5.1 スリランカ電力セクターの構造 (現状)



出典：各種資料より作成

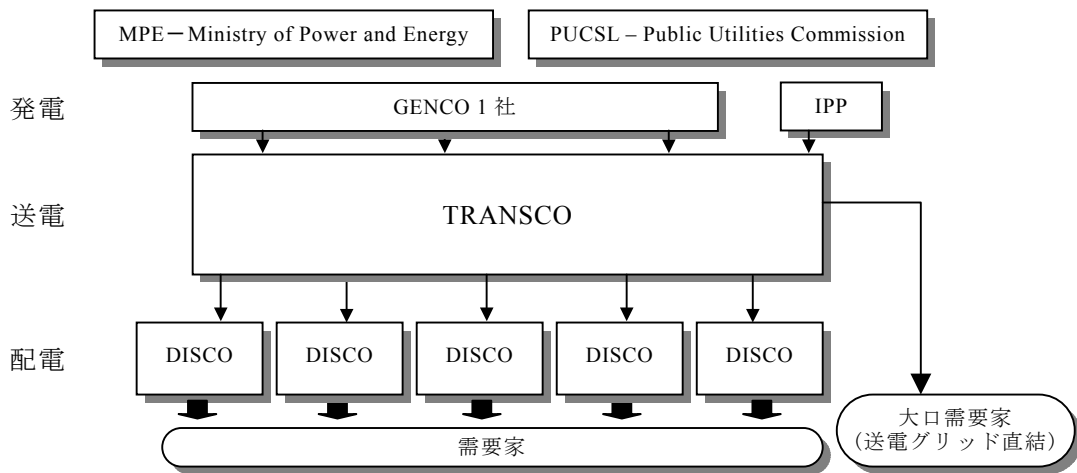
5.3 電力セクター改革の現状とこれからの方向性

スリランカの電力セクター構造改革は、シングルバイヤーモデルをベースに行われる。世銀やADBの支援の下、Power Sector Reform Projectが設置され、PIPU(Public Interest Project Unit) および PUC (Public Utility Commission) の活動が開始されている。電力セクター規制機関として PUC の活動が今後重要になってくることが予想されるが、まだ組織が立ち上がったばかりで十分な事務所機能および人的資源が確保されておらず、これからいかに組織強化が図られるかが、改革の鍵となるであろう。

CEB/LECO の分割・再編成は、昨年 10 月に行われる予定であったが、予定が遅れており、2004 年 2 月現在、2004 年 6 月ごろに実施される見込みである。

以下の図は、電力セクターの改革後の構造を示している。

図 5.2 スリランカ電力セクターの構造(改革後)



出典：各種資料より作成

(1) 発電会社 (GENCO) 1 社

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

(2) 送電会社 (TRANSCO) 1 社

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

(3) 配電会社 (DISCO) 3 社以上

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

(4) その他の新会社

発電、送電、および配電に関する機能以外の、CEBの現在の機能（主に従業員の教育訓練等）を引き継ぐその他の会社（会社Z）と従業員の年金基金を扱う会社（会社X）。同じく、配電に関する機能以外の、LECOが現在操業している機能の一部もこれらの会社に振り当てられる予定である。

PUCがドラフトとして発表しているPUCSLのRegulatory Manualによると、電力改革法におけるPUCの基本的役割は、「スリランカにおける電力産業の、経済、技術、そして安全面の規制機関として行動すること」である。その他、以下のような役割が示されている：

- ▶ スリランカにおける電力の発電、送電、小売、供給および使用に関する規制・査察義務を実施、ライセンス供与を行い、またそれらに関して政府にアドバイスすること
- ▶ ライセンス事業者によって作成される技術・運営面での規則・標準を、必要に応じて認可すること
- ▶ 送電および配電事業のライセンス事業者と相談した後、消費者の権利と義務に関する声明を発表すること
- ▶ 電力供給サービス・メーター計測サービスの安全性、品質、継続性、信頼性に関する技術的その他の標準を設定し、実施すること
- ▶ 電力の効率的利用と省エネを促進すること
- ▶ その他 PUC の役割に関連する活動を実施すること

一方、政府（MPE）の役割は、電力産業のための政策ガイドラインを策定することである。ガイドラインは内閣府（Cabinet of Ministers）で検討されなければならない。電力改革法においては、ガイドラインが含めるべき課題として、以下を挙げている：

- ▶ 国内のいろいろな地域やいろいろな社会経済グループが持続的経済成長を遂げるために電力産業が達成すべき目標の設定
- ▶ 燃料の分散化と新たな発電容量に対する燃料の選択に関する目標の設定
- ▶ 持続的経済成長を遂げるためのターゲットに関する優先順位と目標の設定

➤ 持続的経済成長と燃料の分散化のためのターゲット達成のための手段

下表は、スリランカの電力セクター改革の目指す制度設計についてまとめている。電力市場における競争環境や最終消費者の選択などのマーケットデザイン、供給力確保責任、国営電力会社の民営化・財務体質強化、地方電化の推進など、改革に伴う主要問題への取り組みをあらわしている。

表 5.4 スリランカ電力事業における主な制度設計

| 比較項目 | 電力セクター改革法 (No.28 of 2002) / 公益事業規制委員会法 (No.35 of 2002) |
|--------------------------|---|
| 1. 競争環境 1-1 競争市場メカニズム | <ul style="list-style-type: none"> 2002年10月、「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。発電・送電・配電の機能を分割し、シングルバイヤー市場モデルに基づいた制度設計がなされている。(小売供給部門の自由化の有無については、はっきりしていない。) |
| 1-2 競争市場への移行措置 | <ul style="list-style-type: none"> 発電配電を担ってきた CEB と一部地境の配電を担う LECO を分割して、発電会社 (GENCO) 1 社、送電会社 (TRANSCO) 1 社、配電会社 (DISCO) 5 社を設置する。新会社は 2003 年 12 月 11 日に設立の予定である。 TRANSCO はシングルバイヤーとして、公益事業規制委員会の監督の下、新規電源が必要になった場合の調達に責任を持つ。 |
| 1-3 競争市場の推進体制 | <ul style="list-style-type: none"> 公益事業規制委員会 (Public Utilities Commission of Sri Lanka: PUCSL) が 2002 年 10 月に設立された。PUCSL は以下を目的としている： <ul style="list-style-type: none"> (a) すべての消費者の利益保護 (b) 競争の促進 (c) 公益産業の運営と資本投資の効率性を高める (d) 公益産業の効率的な資源配分を向上する (e) 安全性とサービスの質の向上 (f) 公益サービスの国際標準とのベンチマーク (g) 公益事業のファイナンスに不必要に苦慮するような事態に陥ることのないよう、努力すること |
| 2. 非差別性 (電力市場支配力の排除) | <ul style="list-style-type: none"> ある特定の企業が市場支配力を行使したり、反競争的行為を行ったりすることのないよう、常に市場を監視することが PUCSL の重要な責務のひとつである。特に、企業の吸収・合併 (M&A) が反競争行為に当たらないかどうか調査を行い、場合によっては処罰を与える権限を PUCSL は所持している。 |
| 3. 参入機会 | <ul style="list-style-type: none"> 新規参入事業者は、公益事業規制委員会に対して事業ライセンスを申請し、認められれば、新規に事業を行える。ただし、ライセンスには、環境基準、運営・技術面に関する義務、査察の受け入れ、維持管理、安全管理、Transco との系統接続に関する詳細契約の締結など、事業者が守らなければならない様々な義務が付与される。 |
| 4. 選択制 | <ul style="list-style-type: none"> 最終消費者が選択の自由を手に入れられるかどうかについては、現段階でははっきりしていない。配電について、配電と小売を分けるかどうか、PUCSL のマニュアル内でははっきり述べられていない。 |
| 5. 供給力確保責任 | <ul style="list-style-type: none"> PUCSL の監督の下、TRANSCO が新規電源追加のタイミング提示と公正な調達プロセス管理の責任を負う。 |
| 6. 国営会社資産の民営化および不良資産処理 | <ul style="list-style-type: none"> CEB と LECO は分割され、発電会社 (GENCO) 1 社、送電会社 (TRANSCO) 1 社、配電会社 (DISCO) 5 社に再編される。2003 年 12 月 11 日に新会社発足の予定であるが、遅れが懸念されている。新会社発足後は、登記、役員の選任・任命、職員の配置転換など、様々な課題が山積されている。 |
| 7. 電力設備開発計画の策定手法 | <ul style="list-style-type: none"> 長期電源開発計画は PUCSL の監督の下、TRANSCO が作成責任を負う。送電に関する設備投資も TRANSCO の責任、配電については配電各社 (DISCO) の責任である。 |
| 8. 公益電力事業体の財務体質向上 | <ul style="list-style-type: none"> CEB/LECO 解体後の新会社は、一般の会社同様、Company Act に基づいて設立されるが、当面は株式の 100% を政府が保有する。具体的な財務体質強化策については特に記載はない。 |
| 9. 地方電化の推進体制 | <ul style="list-style-type: none"> 中央政府が責任 (計画の策定も含めて) を持って進める。政府は 2006 年までに現在の 65% から 80% に電化率を高める目標を設定している。 |
| 10. 電気料金 | <ul style="list-style-type: none"> PUCSL の責務のひとつは、「規制対象事業を営む事業体の徴収する料金その他のチャージを規制すること」である。(PUCSL 法 17 条) 現在の検討案では、1) 発電部門では、PPA について PUCSL の認可を通じた規制、2) 送・配電部門では、PSA (TRANSCO ほか配電会社やバルクパワーユーザ向けの電力売却契約) に対して PUCSL の認可が要求されるほか、Maximum Allowed Revenue (MAR) を算出し、これを毎年見直すことで過度な収益を抑える、という 2 つのアプローチが示されている。 |

5.4 電力セクター改革の諸課題

CEB/LECO の分社化は、2003 年 10 月の予定が 12 月へ延期され、それも更に延期され 2004 年 2 月の JICA 調査団訪問時も実施されていないなど、遅延続きである。その背景には、会社分割の財務上の問題（どの会社にも、どの資産を振り分けるか、負債をどうするか、など）、技術的問題、そして人的資源の配置の問題など、様々な要素が絡み合い、複雑化している現状が垣間見える。調査団訪問中も、CEB 幹部より、「GENCO と TRANSCO をどのように会計上、コスト上分離するのか、Boundary をどう区別して設けるか Methodology が必要となる。この Methodology では IPP を成立させるようなものでなくてはならないと考えている。」といった発言や、「資産の切り売りも構想にはあるが、労働組合の反対が予想されるのでまだ表には出されていない。」といった発言も聞かれた。

PUC もまだ活動を開始したばかりの状況で、現在は世銀や ADB の支援で雇ったコンサルタントを管理するだけで精一杯といった様子である。調査団に対しても、「オフィスへ On-line monitoring, common facility が必要である。政府の支援は 1 年だけしかない。USAID へ支援を依頼しているが、十分ではない。」といった窮状を訴えられた。今後の電力セクター改革の鍵となってくる組織であるだけに、基礎的なインフラ整備、財源確保や有能な人的資源の確保といった努力が、スリランカ側にも求められるであろう。

2004 年 2 月の現時点において、電力セクター規制は Energy Supply Committee が行っている。ESC は 2004 年 3 月に廃止されるため、今後、ESC の持つ、電気事業に関する許認可権限を PUC へ引継ぐ必要がある。しかしながら、現在でも Procurement の決定に関しては、現在 ESC が行っているものの、2004 年 3 月の解散後は、この業務は PUC でなく、エネルギー省か CEB が担当するだろうといわれており、ESC の業務がすべて PUC へ移行されるわけではない。

PUC の Regulatory Manual によると、電力改革法の下では、ライセンスを受けたもの、またはライセンスが免除されるもの（別途規定される）でない限りは、発電、送電、配電・小売電力事業を行ってはならない、とされている。従って、ライセンスは PUC が電力産業活動を監督するための重要な手段のひとつである。ライセンスに関する詳細ルールや手順は、今後、法・規制の作成により決定・公表されなければいけないことになっている。ライセンスの詳細は検討中であるが、以下のような一般的な条件と特別な条件とが含まれる：

- ▶ 一般的な条件：すべてのライセンスに含まれる条件。PUC に対するライセンス許可料、反競争的行為の禁止、PUC の決断、命令、方針、決定事項の遵守など。
- ▶ 特別な条件：
 - ◇ 発電ライセンス：発電した電力は、送電ライセンスを保持するものにしか売却できない
 - ◇ 送電ライセンス：将来の電力需要予測の義務、送電システムの開発と、需要に見合う新規電源容量の調達
 - ◇ 配電ライセンス：消費者保護の観点に立ち、Codes of Practice を公表する

ライセンス許認可権限の引継ぎプロセスは、以下のとおりになっている²。

- 1) 現段階では、1950 年の電力法 (No19 of 1950) に基づいて、CEB と LECO にライセンスが供与されており、その管理者は PUC ではなく、ESC (Energy Supply (Temporary Provision) Act No. 2 of 2002) が行う。
- 2) 新会社が設立された場合、設立日から 2 年間は、現在のライセンスが有効となるが、これはあくまで暫定的な措置である。
- 3) ライセンスは 2 年後に自動的に無効となる。しかし、それまでの間、PUC と新会社との間で、権限の「空白期間」ができる。
- 4) そこで、新会社は、PUC に対して「Voluntary に」再度ライセンスの発行を申請することが「Encouraged」される。
- 5) 現在ライセンスを管理する責任となっているエネルギー供給委員会は、Energy Supply (Temporary Provision) Act, No.2 of 2002 に基づいて、2004 年の 3 月で廃止となる。その後は PUC へ引き継がれる。

² Norton Rose, Frontier Economics, PPA, Tariff Guidelines Report – Implementing the Functions of the PUCSL under the Electricity Reforms Act, Nov. 2003

5.5 投資促進策における課題

今後、IPP を通じた民間からの投資を活性化させるためには、PUC や MPE を通じた投資環境整備のほか、適切な投資促進策の推進が必要となる。以下に、フィリピン、インドネシア、タイ、ベトナムとの投資促進策の比較を行った。

表 5.5 法人税の減免措置 (Income Tax Holiday)

| | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|---|---|--|--|---|---|
| Conditions of Pioneer status | Pioneer status qualified by: 1. Sector 2. Scale of investment | Pioneer status: 1. Scale of Investment (More than 20 Million USD) 2. Advanced Technology Certificate (Certified by DOST) | Targeted area a. Integrated Economic Development Zones (KAPET) b. Bonded Zones (KB) c. East Indonesia (KTI) | Categorized by three different regions below and specified business fields a. First regions b. Second regions c. Third regions | Decided by targeted areas and business fields a. Industrial zones, Export processing zones and High-tech zones b. Business fields specified by the government |
| ITH (100% Exemption) | ITH 3~12 years* decided by 1. sector 2. volume of investment *5-12 years applied on power sector, depending upon the scale of investment | Pioneer 6 years Non-pioneer 4 years Modernization 3 years | None | a. 3 years b. 3 to 5 years c. 8 years | 1~8 years depending on various conditions |
| Concessionary tax (after ITH) | 1. Rate: 10-20% (10-15% on Power) 2. 2-5 years *depending upon sector / volume of investment **15% rate applied on infrastructure projects including Power | None | Preferential rate applied; 10-15% (whole period) | 50% of Tax deduction; 5 years after tax holiday | 50% of tax deduction after ITH; 2-4 Years |
| Tax Incentives other than ITH and deduction | 1. Concessionary tax rate (15%/5 years) on expatriates 2. Exemption from Exchange control act applicable on export oriented enterprises | Additional deduction for labor expense: 50% of incremental direct labor cost deductible for the first 5 years | a. exemption of corporate tax of Article 22, freedom of choice for depreciation/amortization methods and other accounting methods b. 50% deduction of land/building tax | None | Application of preferential tax rate (10 to 25%) plus 10 to 100% reimbursement upon reinvestment to a project supported by the government |
| Standard rate of Corporate Income Tax | Standard: 35% | Standard: 32% | Standard: 25% | Standard: 30% | Standard: 25% for foreign companies and 32% for domestic companies |

スリランカにおける税制上の優遇措置の付与基準は 1. BOI が指定するセクター・業種、2. 投資金額の多寡によって決定され、それぞれに優遇期間、税率等の諸条件が規定されている。ITH=所得税の免税、(免税期間後の) 減税措置はそれぞれ 2~12 年 (ITH)、10-20% の優遇税率の適用 (2 年~事業期間中適用) となっている。

(2003 年 5 月時点で) 優遇措置の対象となるセクターは、

- 1) スリランカの伝統的製品 (紅茶、ゴム、ココナッツオイル等) 以外の商品
- 2) 輸出向けのサービス
- 3) 産業用工具・機械の生産
- 4) 小規模インフラ整備: 投資額 50 万 US ドル以上
大規模インフラ整備: 投資額 1,250 万 US ドル以上
- 5) IT、研究開発
等がある。

電力セクターへの投資案件の場合、インフラ事業への投資案件として処理され、投資額によって優遇期間が設定される。

- 1) 発電事業の場合: 50万 US ドル以上 (~1,000万 US ドル未満) の投資案件が対象。
免税期間は5年、その後2年間は10%税率が適用。それ以降は20%税率適用 (通常税率=35%)
- 2) 送配電事業の場合: 1,000万USドル (既存事業の買い上げの場合適用) ~ 1,250万 USドル以上の投資案件が対象。(この金額以上の発電事業案件にも適用される)
免税期間は投資額によって5-12年の間で設定される。その後の優遇税率は15%で固定となる
- 3) スリランカにおける ITH の適用期間は上記表中のアセアン諸国と比較してもそれほど違いはなく、その後の優遇税率の適用期間も存在する。但し、優遇税率の適用期間が短いこと、投資規模が小さい案件に関しては5年の免税+2年間の減税と、期間が短い点などが問題として挙げられる。

表 5.6 輸入関税 (Import Custom)

| | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|--------------------------------------|---|---|----------------------------|--|---|
| Tax ratio / Duration | 0% (depending upon sector) | 3-100% | 5% (or less) | 0-30% | 0-50% |
| Tax ratio on energy related products | 0% on capital goods (Exemption not applicable on raw materials) | 1-7% | 0-5% | 0% *Effective when given the BOI's promotion certificate | - |
| Exemption | Exemption applied during the project establishment / implementation period | *Tax exempted on importation of machinery / equipment / spare parts of which domestic procurement is impossible | 100% Exemption for 2 Years | 50% - 100% Exemption on import of machinery *Rate decided by regions | Tax Exempted when; 1.Fixed capital goods of foreign corporations 2.Products for BOT project, etc... |
| Notes | The following Infrastructure projects are subject to the import duty exemption 1.Power (Generation / Transmission / Distribution) 2.Highway development, Ports, Airports and other public transports 3.Establishment of industrial estates 4.Any other projects approved by the BOI | - | - | Standard rate: Raw Material:0-1% Machinery:5% Semimanufactured goods:10% End products:20% Products of special protection required:30% | - |

輸入関税に関しては、1.資本財=Capital goods に対する課税と原材料対象とに分類される。優遇措置の付与の基準は基本的に上述の ITH (所得税免税) と同様で、セクター・投資額によって異なる。

ただし、1.資本財に対してはほぼ全ての分野で (事業実施期間中の) 免税措置が取られているのに対し、2.原材料への課税措置に関してはばらつきがあり、電力事業に関しては免税措置の対象外とされている。

表 5.7 付加価値税 VAT (Value-added Tax)

| | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|-----------|---|--|---|---|---|
| Tax Ratio | 0-20% (Effective as of July, 2003) | 10% | 10% | 0 or 7% (will be 9% from Oct.1st 2003) | 0-20% |
| Exemption | 1.0% rate applicable under the same conditionality with GST law* 2.Lower band 10% applicable on Power, petroleum etc (*Standard rate=20%) | 1.0% rate applied on 100% export manufacturer 2.VAT refund is available on power sector, though it takes much time till refund. | VAT Exemption / Withhold payment of the importation and / or delivery of Selected Strategic Goods | *0% rate applied on export industry | Ex.Tax exempted when: 1.Fixed capital goods of foreign corporations 2.Products for BOT project (Same rule as import custom exemption) |

*GST=Goods and Services Tax abolished in June 2002, and VAT introduced in July 2002 instead

それまでの GST=Goods & Services tax に代わり 2002 年 7 月より導入された付加価値税=VAT の税率は 3 段階 (0、10、20%) に設定されている。0%税率の適用基準は基本的に GST と同様で、国外輸出向けの製品・サービスに関しては 0%税率が適用となる。

電力・石油や食料品等の生活必需品目に関しては 10%税率、その他製品・サービスに関しては 20%税率が適用される。スリランカの VAT の免税規定は上記表中の他国同様、輸出向け産業に限定されており、フィリピンで適用される還付措置等は存在しない。

表 5.8 配当所得に関する課税 Dividends Tax Ratio

| Country | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|---------------------|----------------------|-------------------|-------------------|----------|---------|
| Dividends Tax Ratio | 0%-15%* ¹ | 15%* ² | 15%* ³ | 10% | 3-7% |

Note 1 : Tax free applicable during the period of tax holiday plus one year
15% rate applied to non-resident shareholders / 27% of Advance Company Tax (out of gross dividend) on resident companies

Note 2 : Indonesia = Preferential tax rate under the mutual tax treaty with Japan (Standard Rate=20%)

Note 3 : Can be reduced to 15%, depending upon the country of residence of the recipient (Standard Rate=32%)

スリランカの配当所得に対する課税率に関しては、ITH (所得税免税) の適用期間+1 年の間、免税扱いとなる。(以降) 非居住者の配当所得への課税率は 15% に設定されている。居住者 (社) は配当総額の 27% を ACT=Advance Company Tax の形で支払うことになっている。上記表中、スリランカ以外の国では免税期間は設定されておらず、優遇税率の適用が主流となっている。

表 5.9 天然ガスの輸入について

| | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|------------|-------------------------------|--|-----------------------------------|---|-----------------------------------|
| Tax rate | LNG=5% In Gaseous State=5% | LNG = 5% In Gaseous State = 5% | LNG = 5% In Gaseous State = 5% | LNG = 0.001THB/kg In Gaseous State = 0.001THB/kg (=equivalent to 0.00024US\$) | LNG = 5% In Gaseous State = 1% |
| Incentives | N/A on Natural Gas | *3% of Preferential rate applied when imported from ASEAN countries | | | |
| Others | None | Import Processing Fee =250-1,000 PHP(equivalent to 4.7US\$-18.8US\$) Excise Tax = 0.05- 1.63PHP/Litre (equivalent to 0.001- 0.031US\$) | None | Excise tax= 36% or 3.15THB/Litre (=equivalent to US\$0.08) | None |

天然ガスの輸入関税率に関してはフィリピン、タイ同様に5%に設定されている。
ASEAN 諸国で適用されている域内輸入に関する税制面の優遇措置等は存在しない。

表 5.10 BOO / BOT 法

| Country | Sri Lanka | Philippine | Indonesia | Thailand | Vietnam |
|---|---|---|---|--|--|
| BOT Laws / Regulations | None | BOT Law (REPUBLIC ACT NO. 7718) | None | None (criteria based on the past Cabinet's decision*1) | Foreign Investment Law (Decree No.87/CP23) |
| Responsible agency | BII=Bureau of infrastructure investment (BOI division) | 1.DTI=Department of Trade and Industry 2.DTI-BOT Center=Facilitation of BOT project 3.Approval body;NEDA(National Economic Development Authority) | BKPM / Investment Coordinating Board (Badan Koordinasi Penanaman Modal) | Board of Investments (BOI) | MPI=Ministry of Planning and Investment |
| BOO / BOT projects under implementation / in the pipeline | Power sector; 5 completed 4 scheduled | Power sector; 26 completed 3 under construction / development 13 contracts concluded | Detailed figure N/A *Most IPPs after Paiton (1995-) are formed by BOT/BOO | Detailed figure N/A (3 IPPs are operational / 4 under preparation) | Detailed figure N/A *DUNG QUAT THERMAL POWER STATION are calling for the FDI by the form of BOT contract |
| Example of BOO/BOT project in power sector | 300MW Kerawalapitiya Combined Cycle Power Plant | 1.Iligang Diesel City Plant 2.Leyte-Cebu Geothermal Power Plant | Paiton IPP power projects | 1.PPA with Lao PDR (25 years) by BOT 2.Hin Krut Coal fired power plant by BOO | Phu-My combined cycle power plant |

*1=For a BOO/BOT concession project or privatization of a state enterprise project, the criteria is based on the cabinet's decision dated 25 May 1998

スリランカにおいて条文化された BOT/BOO 法規は存在しないものの、既に BOT/BOO 手法の導入は一定程度進んでおり、電力セクターにおいても計9件が操業開始または計画中となっている。BOT/BOO プロジェクトを担当するのは BOI 内にある BII-Bureau of Infrastructure Investments。ASEAN 諸国においても、BOT/BOO 事業が法律上明確化されているのはフィリピン・ベトナム等一部となっており、法制度の整備は全般に進んでいないのが実情である。

表 5.11 BOO / BOT プロジェクト

| COMPLETED PROJECTS | | | | |
|---|---|---------------|------------------|-------|
| NAME | STATUS | CAPACITY (MW) | VALUE (US\$ Mn) | BASIS |
| Asia Power (Pvt.) Ltd. | Commissioned on 18/06/1998 | 51 | 62 | BOO |
| Colombo Power (Pvt.) Ltd. | Commissioned on 01/07/2000 | 60 | 72 | BOO |
| AES Kelanitissa (Pvt.) Ltd. | Under Construction | 163 | 103 | BOT |
| ACE Power Generation Matara (Pvt.) Ltd. | Under Construction | 20 | 22 | BOO |
| ACE Power Generation Anuradhapura (Pvt.) Ltd | Under Construction | 20 | 20 | BOO |
| PROJECTS IN THE PIPELINE | | | | |
| 300MW Kerawalapitiya Combined Cycle Power Plant | RFP to be issued in the 1st Quarter 2002 | 300 | To be determined | BOT |
| 3x300MW Coal Fired Project | Site to be identified | 3x300 | To be determined | BOT |
| 3x350MW Power Project | Expression of Interest Issued on 30th September 2001. | 3x350 | To be determined | BOT |
| Wind Power Generation | Request for Proposal to be Issued in the 2nd Quarter 2002 | - | To be determined | - |

(Source; website of BII (www.bii.lk))

スリランカ電力セクターにおける BOT/BOO 事業は認可済み案件が 5 件で、うち 3 件が現在建設中となっている。これまで認可された案件の多くは 20-60MW 規模の小規模案件が多くを占めている。また 4 件が現在準備中とされており、これらの準備中案件にはケラワラピティヤの 300MW のコンバインドサイクルなど、大規模発電所が含まれる。

5.6 マスタープラン調査で取り組むべき電力セクター改革の諸課題

スリランカは「シングルバイヤー・モデル」のため、TRANSCO が如何に振舞うかによって、全体のパフォーマンスが大きく影響されることになる。従い、TRANSCO のキャパシティビルディングが最重要課題となる。

5.6.1 分社化した場合の問題点の把握

(1) 発電・送電・配電間の開発計画の整合性の確立

TRANSCO による送電開発計画と(給電指令を先の)発電開発計画の整合性が必要となる。

(2) 電力系統運用の適正化(発電・送電・配電それぞれの分野での適正化と全体で見た場合の適正化間での調整)

系統運用を行う TRANSCO は PUC に承認された運用ルールを用いて系統運用を行う。運用ルールとそれを実現するためのソフト・ハードの整備・改良が今後の重要な課題となる。

(3) TRANSCO による電力需給計画および運用上の問題

(発電・送電・配電それぞれの分野での計画と電力系統全体での適正計画の確立、需給運用上の発電・送電・配電間の調整、電力系統運用機関の確立)

(4) 系統運用上の取り合い点の調整

(周波数調整、電圧・無効電力調整、送配電網運用、保護継電器システムの協調、通信設備の連携等)

(5) Load Dispatch Center, Transmission Management System, Distribution Management System
の連携および責任範囲の確立

(6) 系統事故時の対処方法の確立および責任分担 等

5.6.2 本格調査を進める上での注意

電力構造改革の大きな目的は、スリランカ国における需要家の利益を最大限に確保することである。Electricity Reform Act では、「需要家の利益」について、1) 料金およびその他電力供給に対する支払い、2) 信頼度と継続性、3) (電力の) 質、と定義されている(第4条(2)項)。このため、以下の点について本格調査において留意する必要がある。

【インフラ整備／キャパシティビルディング】

(1) PUC へのキャパシティビルディング

PUC は発電業者の許認可の他、送・配電線の託送料、電気料金の許認可権限や、電力市場の自由競争に影響を及ぼす活動の監視・監督の役割を持つ。その権限や機能を適切に発揮するためには、多岐に亘る電力セクターの技術面、制度面、組織面において、評価分析を行い意志決定していかなければならない。そのための PUC キャパシティビルディングが必要である。

現在、世銀や ADB などからコンサルタントが派遣されているが、上述のとおり多岐に亘る分野をカバーしなければならず、短期あるいは中長期の複数の専門家によるキャパシティビルディングが望まれる。ただし、電力市場の自由化は日本がまさに直面している問題であり、日本において経験がある分野ではない。PUC の機能、特に制度面、組織面に関して指導できる専門家の確保ができるか検討が必要である。

(2) 投資促進策の検討

CEB の計画によると、今後 15 年間で開発される電源は、水力 220MW、火力 2,470MW、合計 2,690MW である。今後開発される電源は、潜在的な水力開発可能地点の枯渇により、必然的に火力電源中心となる。しかしながら、民間による新規電源設立について、スリランカ政府の国家保証は出ない。このような状況にあるスリランカ国においては、民間によ

る投資リスクを超える投資インセンティブの確保が最重要課題となる。

(3) 地方電化推進体制の整備と財源確保の検討

地方電化プロジェクトは、現在世銀が再生可能エネルギーによる支援を行っているほか、ADB も地方電化プロジェクトを準備中である。GTZ や SIDA も支援を行っている。(詳細は第7章)

地方電化は、電力セクター改革後は MPE の責任となっているが、これまで実施してきたのは CEB である。建設資金は海外からの援助資金を中心とする公的資金で、配電端から各需要家までの接続料金は需要家の自己負担、建設後の管理運営は CEB の資金によって賄われている。CEB 分社後の地方電化の具体的推進体制は、決まっていない。しかしながら、分社後は各配電会社とも民間企業並みの財務パフォーマンスを要求されることから、適切なインセンティブを与えない限り、グリッド延長による地方電化を推進することはできないことは明らかである。また、オフグリッドにおける電化は、MPE が直接外国のドナーからの投資を活用し、推進することになるが、MPE における地方電化推進体制が電力セクター改革の中で、取り残された問題となっている。

地方電化に対して、今後の具体的な実施体制と財源、インセンティブをどう確保するかについての体制整備が必要となるであろう。また再生可能エネルギー分野における投資促進など、民間資本による地方電化への投資を促進できるような枠組みの検討が課題であろう。

上記のような状況を踏まえると、JICA による支援策(例)として、

- ① 開発調査：長期電源計画を作成する上で、TRANSCO のキャパシティ・ビルディング、市場監督機関(PUC)へのキャパシティ・ビルディングの実施、電力セクター改革と支援ニーズの把握に関する調査
- ② 研修員受け入れ：TRANSCO を対象に、電力系統運用に関する研修の実施。配電会社を対象に、配電網の新設・維持・管理、計測部門の技術支援に関する研修(地方電化)の実施。
- ③ Proteco (提案型技術協力)：系統運用に関する実務的協力、再生可能エネルギー投資促進に関する実務的アドバイス、PUC の組織強化に関する協力などが検討に値すると目される。

以下は、調査団が PUC より入手した PUC における教育・研修面での技術協力”Wish List”である。今後の PUC への協力における参考となるであろう。

Capacity Building

Public Utilities Commission of Sri Lanka

The Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL) was established by Act No 35 of 2002 to regulate the infrastructure industries in the country starting with electricity and water industries. Since the regulatory activity in these sectors particularly multi-sector regulation is completely new to Sri Lanka and in the region, the Commission requires a significant level of capacity building within the organization (Organisational structure attached). It is expected that electricity and water sector will come under its purview along with the restructuring of these sectors during the next year. Considering these factors the following capacity building plan is proposed for the period ending in June 2005.

Commissioners

Peer discussions with international regulators; Fundamentals of regulatory systems / Market reform issues / Choosing regulatory priorities; Establishing regulatory agency and regulation – challenges and issues; Managing regulatory process; Team building and working in a team

*Approximately 2 foreign training programs / visits assumed for 5 commissioners
Approximate budget – US\$ 100,000*

Director General / Senior Professionals

Fundamentals of regulatory systems / Market reform issues / Choosing regulatory priorities; Establishing regulatory agency and regulation – challenges and issues; Managing regulatory process; Understanding statutory responsibilities and legal constraints; Obtaining and managing information; Public communication; Human resource management; Team building and working in a team; Sector specific issues in electricity, water and petroleum; Regulatory information management systems; Peer discussions with international regulators; Designing and implementing pricing regimes and financial techniques; Setting and monitoring performance standards and associated issues; Exposure to some well functioning regulatory agencies (within and outside region/ developed and developing countries); Managing consumer affairs

Approximately 2 foreign training programs / visits assumed for the DG and 7 senior professionals

Approximate budget – US\$ 200,000

Junior professionals

Fundamentals of regulatory systems / Market reform issues / Choosing regulatory priorities; Understanding statutory responsibilities and legal constraints; Obtaining and managing information; Public communication; Human resource management; Regulatory information management systems; Fundamentals of pricing regimes and financial techniques; Exposure to some well functioning regulatory agencies (within and outside region/ developed and developing countries); Managing consumer affairs

*Approximately 3 foreign/local training programs assumed for 8 junior professionals.
Approximate budget – US\$ 150,000*

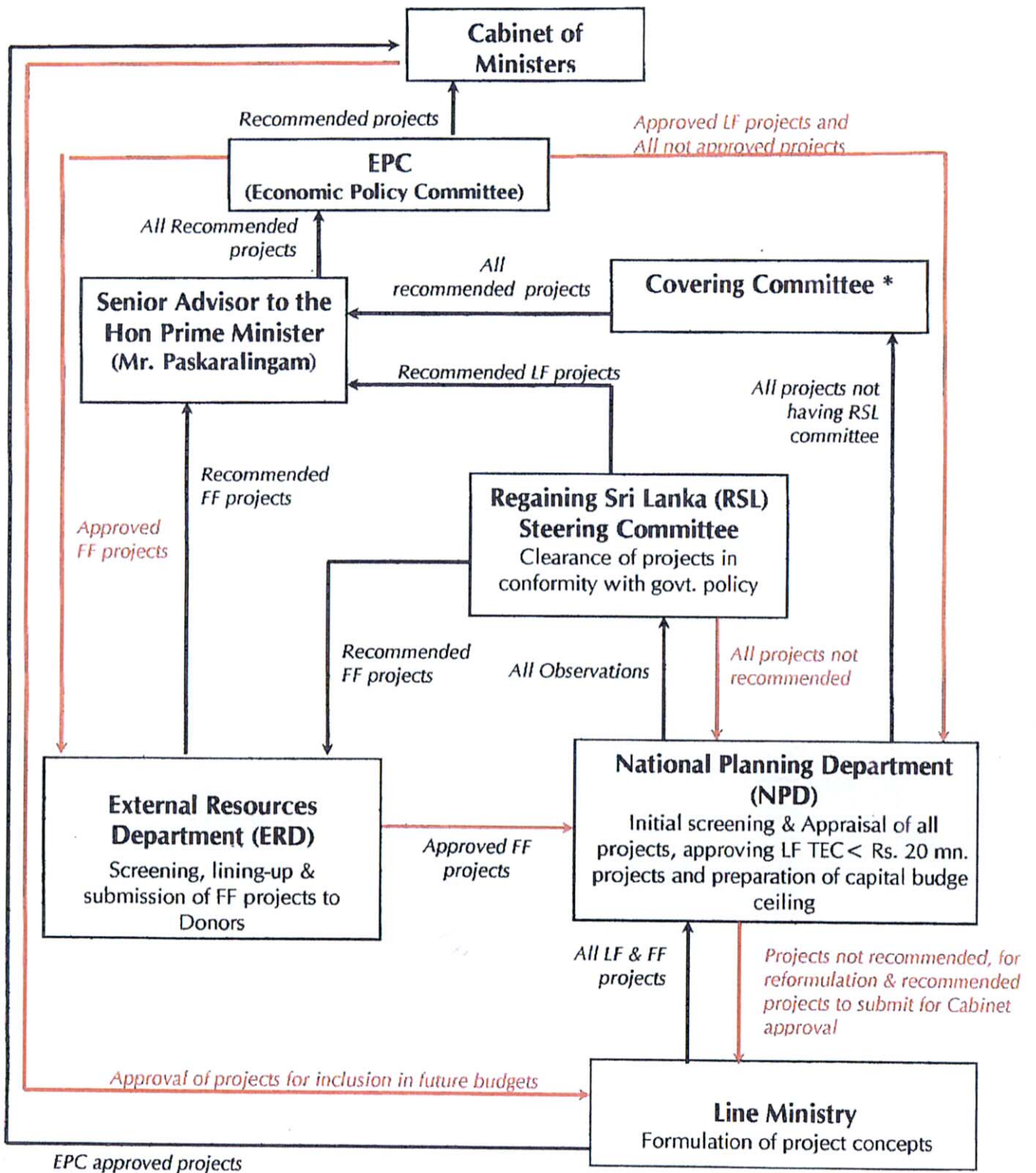
5.6.3 スリランカ政府の電力プロジェクト実施プロセスの問題

現在スリランカ政府が直面している電力需給逼迫の問題は、1985年から計画されている大規模石炭火力が予定通り建設されないことが大きな要因となっている。スリランカ政府にとり今までの主要な経験は水力発電であり、大規模石炭火力は初めての経験であるためどうしても慎重にならざるを得ないことは理解できる。しかし他の電力プロジェクトについても実施までにかなり時間を要している場合が多く、スリランカ政府の電力プロジェクトの実施が効率的に行われない背景には図 5.3 (Procedure for Submission of Project Proposals) に示すようなかなり複雑な政府内部の承認プロセスが存在している。

また近年の民間資金活用の流れのなかで、BOI (Board of Investment) が一般の製造業と同じ扱いで IPP を受け入れ、電力需給逼迫という環境下、小規模火力が増大し電気料金の高騰を招いている。このように電力プロジェクトの実施をめぐるのは、スリランカ政府内部でかなり混乱が生じているように見受けられる。

マスタープランで技術的に適正な計画が作られたとしても、計画がタイムリーに実施されることが肝要である。マスタープランではマスタープラン以後実施までに必要とされるプロセスを明らかにすると共に、スリランカ政府側のプロジェクト実施体制を見直し、提言することも求められている。またスリランカでは計画から実施にいたる過程で、大臣クラスの政治家が大きな影響力を持っているようであり、このような背景を考慮し、またマスタープランの効果をより一層高めると共に、マスタープランの提言に対する大臣クラスも含めた政府上層部の理解を促進するため、在スリランカ大使館の緊密な協力を得て、電力開発政策セミナーのような形でマスタープラン調査実施期間中会議を開催すべきである。

Procedure for submission of project proposals



→ Direction → Feedback

LF – Locally Funded FF – Foreign Funded
 TEC – Total Estimated Cost

* The Covering Committee will vet projects for which there is no RSL Committee, until such a Committee is set up. (this will consist of SIPD&I, DG/NP, Addl.DG/NP – Mr. Vamadevan, Mr. A Athukorala – Advisor)