

スリランカ民主社会主義共和国
セイロン電力庁

スリランカ国
送配電ロス率改善分野における
情報収集・確認調査

ファイナルレポート
(要約)

平成23年9月
(2011年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社
東電設計株式会社
株式会社三菱総合研究所

| |
|----------|
| 産公 |
| JR |
| 11 - 038 |

スリランカ民主社会主義共和国
セイロン電力庁

スリランカ国
送配電ロス率改善分野における
情報収集・確認調査

ファイナルレポート
(要約)

平成23年9月
(2011年)

独立行政法人
国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社
東電設計株式会社
株式会社三菱総合研究所

要 約

1. 調査の目的

本調査の目的は、以下の通りである。

- 1) スリランカ全国を送配電ロス改善に必要となる諸情報を整理する。
- 2) 有償資金協力における今後の支援の優先順位、アプローチ方法などの検討に資する情報収集を行う。

また、期待される成果は、送配電ロス率改善に係る有償資金協力による効果的な援助アプローチが明確となることである。

2. 円借款候補プロジェクト

CEB との協議により、円借款候補プロジェクトを表 1 に示す通りとした。表中のベースコストは CEB の試算によるものである。

表1 円借款候補プロジェクト

| no. | 候補プロジェクト | ベースコスト (MLKR) |
|------------------|--|------------------|
| 送変電プロジェクト | | |
| 1 | New Habarana – Veyangoda 220 kV transmission Project | 8,400.2 |
| 2 | Reconstruction of Polpitiya – Habarana 132 kV TL | 4,037.1 |
| 3 | Grid Substation Construction and Augmentation Projects | |
| | A. Augmentation of Colombo-A GS | 242.9 |
| | B. Construction of Kalutara 132/33 kV GS | 936.6 |
| | C. Augmentation of Madampe GS | 375.1 |
| | D. Installation of reactive power compensation devices for 8 GSs | 1,162.8 |
| 配電プロジェクト | | |
| 1 | Installation of LV Scheme | 2,812.0 |
| 2 | Single Phase to 3 Phase Conversion | 1,750.0 |
| 3 | Installation of Energy Meters | 91,060.0 |
| 4 | Construction of New PSs and 33 kV Distribution Line | 975.0 |
| 5 | Introducing the DAS for Central Province | 1,146.0 |

(出所: CEB)

送変電および配電プロジェクトの概要を、それぞれ本報告書の第 3 章と第 4 章に示す。

3. 候補プロジェクトの年間ロス削減量

調査団は候補プロジェクトのコストを見直し、各プロジェクトの年間ロス削減量を試算し、さらに EIRR を試算した。その結果を表 2 に示す。その詳細を本報告書の第 6 章および第 7 章に示す。

表2 各候補プロジェクトの概要

| Projects | Projects Costs | | Loss Reduction | EIRR |
|---|----------------|------------------------|----------------|--------|
| Transmission Projects | MLKR | MJPY eq. ^{*2} | MWh/year | |
| 1) New Habarana – Veyangoda 220 kV TL Project (142 km) ^{*1} | 10,821.4 | 8,224.3 | 196,261.0 | 19.29% |
| 2) Polpitiya – Habarana 132 kV TL Reconstruction Project (164 km) ^{*1} | 6,968.2 | 5,295.8 | 36,792.0 | 10.92% |
| 3) Substation Construction and Augmentation Project | | | | 32.10% |
| A. Augmentation of Colombo A 132/33 kV GS (+31.5 MVA Tr) | 297.6 | 226.2 | 51.3 | |
| B. Construction of Kalutara 132/33 kV GS (2x31.5 MVA) | 1,227.0 | 932.5 | 12,113.8 | |
| C. Augmentation of Madampe 132/33 kV GS (+31.5 MVA Tr) | 503.0 | 382.3 | 537.2 | |
| D. Installation of Reactive Power Compensation Devices (8 GS) | 1,771.3 | 1,346.2 | 97,545.1 | |
| Total Transmission Projects | 21,588.5 | 16,407.3 | 343,300.4 | - |
| Distribution Projects | | | | |
| 4) Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 665.7 | 519.2 | 2,813.0 | 27.07% |
| 5) Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 707.0 | 537.3 | 2,732.0 | 16.70% |
| 6) Distribution Project Package in CP of Region 2 | 3,254.0 | 2,473.0 | 8,029.0 | 10.46% |
| 7) Distribution Project Package in WPS-2 of Region 3 | 758.0 | 576.1 | 3,101.0 | 21.04% |
| 8) Distribution Project Package in SP of Region 3 | 858.0 | 652.1 | 3,451.0 | 10.22% |
| 9) Distribution Project Package in WPS-1 of Region 4 | 432.0 | 328.3 | 920.0 | 21.50% |
| Total Distribution Projects | 6,674.7 | 5,086.0 | 21,046.0 | - |
| Grand Total | 28,263.2 | 21,493.3 | 364,346.4 | - |

注*1: with Japan's Technique, *2: LKR 1 = JPY 0.76

(調査団作成)

表 2 に示すとおり、総プロジェクトコスト 28,263.2 百万スリランカルピー(21,493.3 百万円)と見積もられ、これらのプロジェクトによる総年間ロス削減量は 364,346.4 MWh と試算される。

4. 環境社会配慮

スリランカの国家環境法(NEA)によれば、送配電事業の実施に関して、「電圧が 50 kV 以上でその延長が 50 km を超える送電線」事業が環境影響評価の承認手続きを進める対象事業とされており、IEE 報告書あるいは EIA 報告書のいずれかの作成が義務付けられている。従って、これまでに述べた候補プロジェクトの中で上記条件に該当するプロジェクトは、New Habarana-Veyangoda 送電線と Polpitiya-Habarana 送電線の 2 プロジェクトのみであり、その他の変電および配電プロジェクトに関しては IEE/EIA の対象外となる。

各候補プロジェクトの JICA ガイドラインに基づくカテゴリー分類について、以下に述べる。

- 1) New Habarana – Veyangoda 送電線建設プロジェクトは、NEA に基づく環境影響評価承認手続き段階で、環境に与える影響は軽微で、かつ、影響は限定的であるとの判断がなされ、環境影響報告書の作成は、IEE 報告書の作成で十分足りるとされたプロジェクトである。このことから、JICA ガイドラインの「カテゴリーB」に相当するものと判断される。
- 2) Polpitiya – Habarana 送電線建替プロジェクトは、現在計画中で、工事の規模・工法等が定まっていないので、俄かにカテゴリー区分は出来ない。しかし、従来の政府の対応では、送電線建設に際しては、上記 1)と同様の理由で、IEE 報告書の作成で十分足りるとしているため、「カテゴリーB」に区分されるものと判断する。
- 3) その他の変電・配電に関するプロジェクトは、NEA に基づき環境影響評価実施対象プロジェ

クトとは見なされていないので、「カテゴリーC」に区分されるものと判断する。

5. 経済分析結果

各プロジェクトの EIRR および感度分析結果（費用+30%時）の結果は表 3 の通りである。

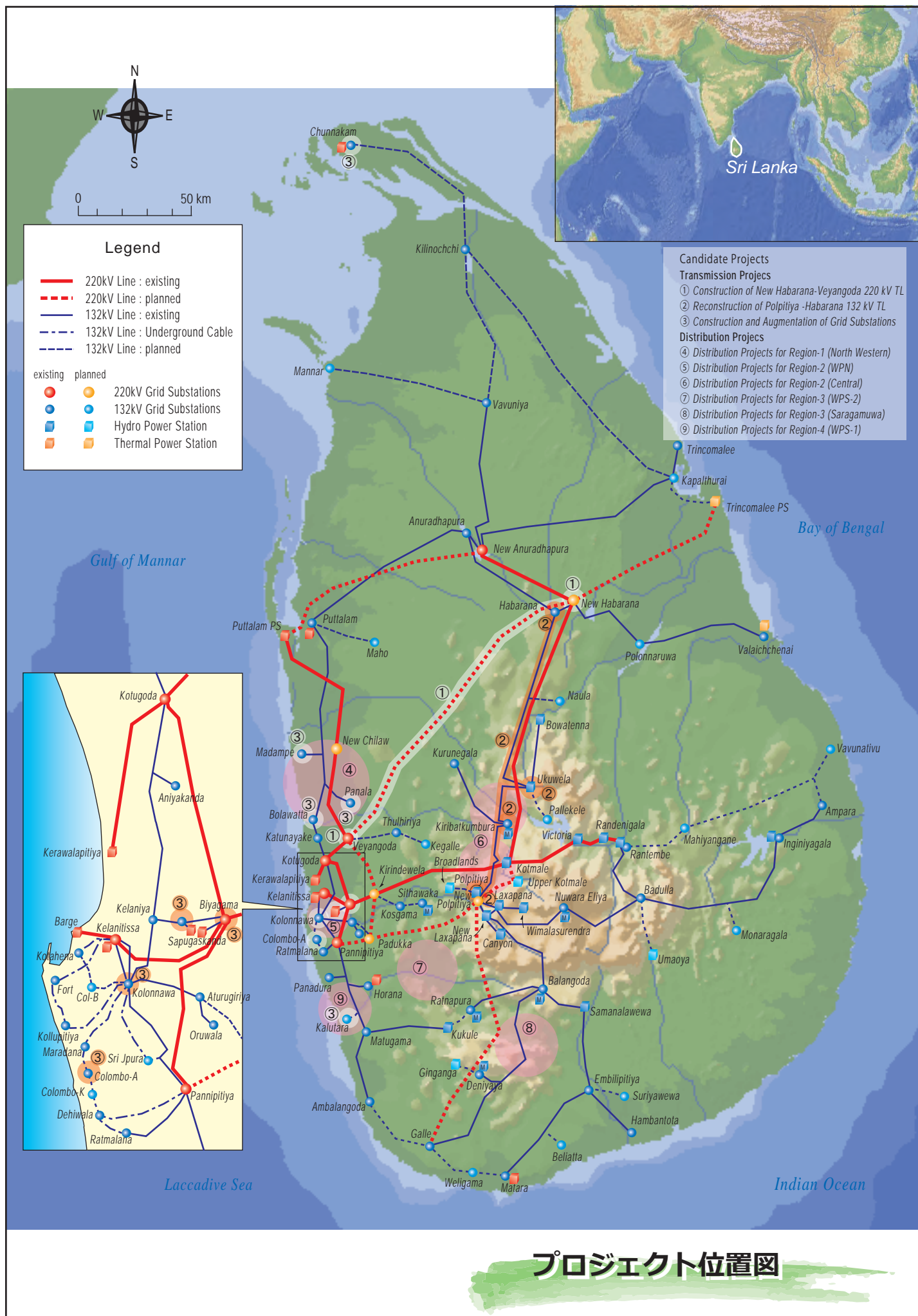
表3 EIRRの感度分析結果

| プロジェクト名 | EIRR | EIRR |
|--|--------|--------|
| | 当初想定 | 費用+30% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術非適用) | 17.41% | 14.36% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術適用) | 19.29% | 16.14% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術非適用) | 9.90% | 6.79% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術適用) | 10.92% | 8.23% |
| 候補3 Construction and Augmentation of Grid Substations | 32.10% | 26.09% |
| 候補 4 Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 27.07% | 21.95% |
| 候補 5 Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 16.70% | 12.98% |
| 候補 6 Distribution Project Package in CP of Region 2 | 10.46% | 7.46% |
| 候補 7 Distribution Project Package WPS-2 of Region 3 | 21.04% | 16.74% |
| 候補 8 Distribution Project Package SP of Region 3 | 10.22% | 7.24% |
| 候補 9 Distribution Project Package WPS-1 of Region 4 | 21.50% | 17.13% |

(調査団作成)

いずれのプロジェクトも国民経済の観点から見て十分な効用が見込まれる。仮に価格変動によりプロジェクト費用が 30%増加した場合でも、候補 2、6 および 8 を除いては十分な採算性を見込める。ただし、これらは送配電ロスと温室効果ガスの削減量のみを便益として評価しているため、案件採択の際には各案件の特徴を考慮の上で個別に再評価する必要がある。

経済分析の詳細を本報告書の第 7 章に示す。



(Source: The Map of Sri Lanka Transmission System in Year 2020 prepared by CEB)

ファイナルレポート(要約)

目 次

要約

プロジェクト位置図

第 1 章 調査の背景と目的

| | | |
|-----|-------------|---|
| 1.1 | 調査の背景 | 1 |
| 1.2 | 調査の目的 | 1 |

第 2 章 電力セクターの現況

| | | |
|-------|------------------|----|
| 2.1 | 電力セクターの現況 | 2 |
| 2.2 | 送配電系統の問題点 | 3 |
| 2.2.1 | 送配電ロス | 3 |
| 2.2.2 | 送電系統の問題点 | 3 |
| 2.2.3 | 配電系統の問題点 | 4 |
| 2.3 | 開発計画 | 6 |
| 2.3.1 | 長期送電系統開発計画 | 6 |
| 2.3.2 | 配電系統の開発計画 | 9 |
| 2.4 | 他ドナーの動向 | 10 |

第 3 章 送電ロス低減プロジェクト

| | | |
|-------|---|----|
| 3.1 | 概要 | 12 |
| 3.2 | 候補プロジェクト | 13 |
| 3.2.1 | New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画 | 13 |
| 3.2.2 | Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画 | 14 |
| 3.2.3 | 変電所新設および増強計画 | 15 |
| 3.3 | 本邦技術活用の可能性 | 17 |
| 3.3.1 | 送電分野における本邦技術の活用 | 17 |
| 3.3.2 | 変電分野における本邦技術の活用 | 18 |

第 4 章 配電ロス低減プロジェクト

| | | |
|-------|-----------------------------------|----|
| 4.1 | 概要 | 19 |
| 4.2 | 配電ロス削減候補プロジェクト | 20 |
| 4.2.1 | 配電用変電所の新設 | 20 |
| 4.2.2 | 配電線の 3 相化による配電ロス削減 | 21 |
| 4.2.3 | 電力量計の設置と遠方監視による配電ロス測定能力の向上 | 21 |
| 4.2.4 | 33/11 kV 一次変電所の新設および配電線路の強化 | 22 |
| 4.2.5 | 配電自動化システム(DAS)の採用 | 23 |
| 4.3 | 本邦技術適用の可能性 | 24 |

第 5 章 環境社会配慮

| | | |
|-----|------------------|----|
| 5.1 | 概要 | 25 |
| 5.2 | 環境関連法規と通達等 | 25 |

| | | |
|------------------------|-------------------------------|----|
| 5.3 | 円借款候補プロジェクトに関する環境社会配慮事項 | 27 |
| 第6章 プロジェクトの実施計画 | | |
| 6.1 | 事業実施・維持管理体制 | 28 |
| 6.2 | 実施計画 | 28 |
| 6.2.1 | 送変電プロジェクト | 28 |
| 6.2.2 | 配電プロジェクト | 31 |
| 6.3 | プロジェクトコストの見直し | 31 |
| 6.3.1 | 送変電プロジェクト | 31 |
| 6.3.2 | 配電プロジェクト | 33 |
| 第7章 プロジェクトの経済評価 | | |
| 7.1 | 経済評価の方法 | 35 |
| 7.2 | 経済評価の結果 | 37 |
| 7.2.1 | 経済費用 | 37 |
| 7.2.2 | 経済便益 | 38 |
| 7.2.3 | 経済評価 | 38 |
| 7.3 | 感度分析 | 39 |
| 第8章 ケーススタディ | | |
| 8.1 | 概要 | 40 |
| 8.2 | 複合候補プロジェクトとランキング | 40 |
| 第9章 結論と提言 | | |
| 9.1 | 結論 | 44 |
| 9.2 | 提言 | 46 |
| 9.2.1 | 送変電設備の開発に関する提言 | 46 |
| 9.2.2 | 配電設備の開発に関する提言 | 46 |

表リスト

| | | |
|---------|---|----|
| 表 2.1-1 | スリランカ電力セクターの現況 | 2 |
| 表 2.2-2 | MV 配電ロス | 5 |
| 表 2.3-1 | 送電系統開発計画(開発資金は未定) | 7 |
| 表 2.3-2 | MV 配電系統の開発計画 | 9 |
| 表 2.3-3 | 低圧配電系統のロス削減プロジェクト | 10 |
| 表 2.4-1 | 送配電プロジェクトへの支援 | 10 |
| 表 2.4-2 | 発電プロジェクト他への支援 | 11 |
| | | |
| 表 3.1-1 | 有償資金協力向けショートリスト | 12 |
| 表 3.1-2 | 評価結果 | 13 |
| 表 3.2-1 | New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画のコスト | 14 |
| 表 3.2-2 | Polpitiya – Habarana 132 kV 送電線建替計画のコスト | 14 |
| 表 3.2-3 | Colombo A 変電所増強計画のコスト | 15 |
| 表 3.2-4 | Kalutara 132/33 kV 変電所新設計画のコスト | 16 |
| 表 3.2-5 | Madampe 変電所増強計画のコスト | 16 |
| 表 3.2-6 | 無効電力補償装置設置計画のコスト | 17 |
| 表 3.2-7 | 各変電所におけるロス低減量 | 17 |

| | | |
|---------|--|----|
| 表 3.3-1 | New Habarana – Veyangoda 送電線におけるロス低減量 | 18 |
| 表 3.3-2 | Polpitiya – Habarana 送電線におけるロス低減量 | 18 |
| 表 4.2-1 | 配電用変電所新設のロス削減効果 | 20 |
| 表 4.2-2 | 配電用変電所の新設コスト | 20 |
| 表 4.2-3 | 単相配電線の三相化の効果 | 21 |
| 表 4.2-4 | 単相配電線の三相化のコスト | 21 |
| 表 4.2-5 | 電力量計の設置コスト | 22 |
| 表 4.2-6 | 一次変電所の新設および配電線強化の効果 | 22 |
| 表 4.2-7 | 一次変電所の新設および配電線強化のコスト | 23 |
| 表 4.2-8 | Central Province への DAS 導入コスト | 24 |
| 表 5.2-1 | 環境社会配慮に関する JICA ガイドラインとスリランカ国環境法との対応 | 26 |
| 表 6.2-1 | 実施工程(New Habarana – Veyangoda 220kV 送電線建設計画) | 29 |
| 表 6.2-2 | 実施工程表(Polpitiya – Habarana 送電線建替計画) | 29 |
| 表 6.3-1 | コスト比較(New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画) | 32 |
| 表 6.3-2 | ロス低減量および全体事業費の比較 | 32 |
| 表 6.3-3 | プロジェクトコスト比較(Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画) | 32 |
| 表 6.3-4 | ロス低減量および全体事業費の比較 | 33 |
| 表 6.3-5 | 事業費比較(変電所新設および増強計画) | 33 |
| 表 6.3-6 | 配電用変電所新設、単相配電線の三相化および電力量計設置コスト | 34 |
| 表 6.3-7 | 33/11 kV 一次変電所および 33kV の配電線の設置コスト | 34 |
| 表 6.3-8 | DAS 導入のコスト | 34 |
| 表 7.2-1 | 各プロジェクトの経済費用試算結果 | 37 |
| 表 7.2-2 | 経済評価の結果 | 39 |
| 表 7.3-1 | EIRR の感度分析結果 | 39 |
| 表 8.2-1 | 候補案件リスト | 40 |
| 表 8.2-2 | 候補案件の対象地域毎の組み合わせ | 41 |
| 表 8.2-3 | 複合プロジェクトのランキング | 42 |
| 表 8.2-4 | 複合プロジェクトに本邦技術を適用した場合のロス削減量 | 42 |
| 表 8.2-5 | 複合プロジェクトに本邦技術を適用した場合のランキング | 43 |
| 表 9.1-1 | 各候補プロジェクトのコストと送配電ロス削減量 | 44 |
| 表 9.1-2 | EIRR の感度分析結果 | 45 |

図リスト

| | | |
|---------|-------------------|---|
| 図 2.2-1 | CEB のシステムロス | 3 |
|---------|-------------------|---|

略 語

| | | |
|-------|---|--|
| ACSR | : | Aluminum Conductor Steel Reinforced |
| ADB | : | Asian Development Bank |
| AEA | : | Atomic Energy Authority |
| AFD | : | Agence Française de Développement (French Development Agency) |
| BSC | : | Breaker Switched Capacitors |
| CCEED | : | Colombo City Electricity Distribution Development |
| CEA | : | Central Environmental Authority |
| CEB | : | Ceylon Electricity Board |
| CIF | : | Cost Insurance Freight |
| CPP | : | Coal Power Plant |
| DAS | : | Distribution Automation System |
| DCC | : | Distribution Control Center |
| DER | : | Department of External Resources |
| DL | : | Distribution Line |
| DT | : | Distribution Transformer |
| EDB | : | Export Development Bank (of Iran) |
| EIA | : | Environmental Impact Assessment |
| EIRR | : | Economic Internal Rate of Return |
| EMP | : | Environmental Management Plan |
| EU | : | European Union |
| EXIM | : | Export and Import (Bank of China) |
| FC | : | Foreign Currency |
| FOB | : | Free on Board |
| GEF | : | Global Environment Facility |
| GIS | : | Gas Insulated Switchgear |
| GoSL | : | Government of Sri Lanka |
| GPRS | : | General Packet Radio Service |
| GS | : | Grid Substation |
| GT | : | Gas Turbine |
| HPP | : | Hydropower Plant |
| IDA | : | International Development Association |
| IEE | : | Initial Environmental Examination |
| IPP | : | Independent Power Producer |
| IUCN | : | International Union for the Conservation of Nature and Natural |
| JBIC | : | Japan Bank for International Cooperation |
| JICA | : | Japan International Cooperation Agency |
| JPY | : | Japanese Yen |
| KfW | : | Kreditanstalt für Wiederaufbau (Reconstruction Credit Institute) |
| LC | : | Local Currency |
| LBS | : | Load Break Switch |
| LECO | : | Lanka Electricity Company Ltd. |
| LDC | : | Load Dispatching Center |
| LKR | : | Sri Lanka Rupee |

| | | |
|--------|---|---|
| LMRC | : | Long Run Marginal Cost |
| LV | : | Low Voltage (400 V in Sri Lanka) |
| MPE | : | Ministry of Power and Energy |
| MV | : | Medium Voltage (33 kV and 11 kV in Sri Lanka) |
| NEA | : | National Environmental Act |
| NPV | : | Net Present Value |
| O&M | : | Operation and Maintenance |
| ODA | : | Official Development Assistance |
| PAA | : | Project Approving Agency |
| PP | : | Project Proponent |
| PPA | : | Power Purchase Agreement |
| PS | : | Primary Substation |
| PUCSL | : | Public Utilities Commission of Sri Lanka |
| RTU | : | Remote Terminal Unit |
| SIA | : | Social Impact Assessment |
| SCADA | : | System Control and Data Acquisition |
| SFC | : | Standard Conversion Factor |
| SLSEA | : | Sri Lanka Sustainable Energy Authority |
| TA | : | Technical Assistance |
| TDE | : | Transmission Design and Environment |
| TEC | : | Technical Evaluation Committee |
| TL | : | Transmission Line |
| UNFCCC | : | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| UNDP | : | United Nations Development Program |
| USD | : | United States Dollar |
| WB | : | World Bank |

為替レート

1 US dollar = 83.4 Japanese Yen

1 US dollar = 110 Sri Lankan Rupee

1 Sri Lankan Rupee = 0.76 Japanese Yen

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景

我が国は、経済社会活動に直結する重要性に鑑み、スリランカの電力セクターを継続的に支援してきた。特に、送配電設備の効率化は電力供給の安定化につながり、経済発展支援の重要な取り組みに位置づけられ、1990年代後半に地方およびコロンボ近郊で送電線増強・効率化に資する複数の事業に対して有償資金協力による支援を行い、電力需要に応じた送電網開発の基礎を支えてきた。

しかし、スリランカの電力需要が急激に増加する中で発電設備への投資が先行した結果、送配電網の整備が進まず、スリランカの送配電網は15%を超える高い送配電ロス率(内、送電ロス4%、配電ロス11%、2007年)や連系脆弱性の問題を抱えている。また、送電網および中圧配電網開発の長期計画はセイロン電力庁(CEB)により策定されているものの、低圧配電については不具合の発生時に修繕を行うというアドホックな対応で凌いでいる。

このような状況下、スリランカの送配電ロス率改善に必要となる諸課題を整理するとともに、本邦技術の適用も念頭に置きつつ、今後、有償資金協力により、どのような支援が求められているかを確認するために必要となる情報収集を行うため、本調査の実施が決定された。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、以下の通りである。

- 1) スリランカ全国の送配電ロス改善に必要となる諸情報を整理する。
- 2) 有償資金協力における今後の支援の優先順位、アプローチ方法などの検討に資する情報収集を行う。

また、期待される成果は、送配電ロス率改善に係る有償資金協力による効果的な援助アプローチが明確となることである。

第2章 電力セクターの現況

2.1 電力セクターの現況

スリランカ電力セクターの現況を表 2.1-1 に要約する。

表2.1-1 スリランカ電力セクターの現況

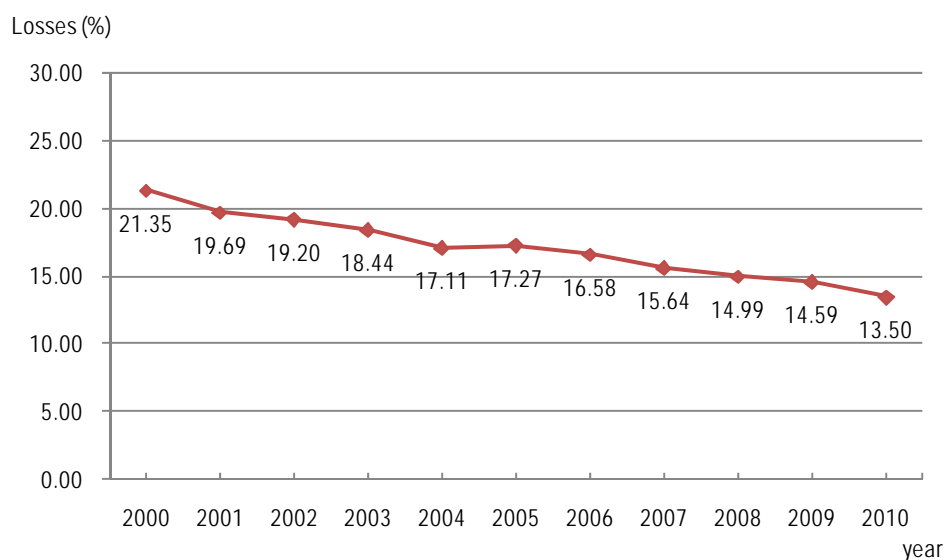
| Items | 2009 | 2010 | growth rate (%) |
|---|------------------|-------------------|-----------------|
| 1. Total installed capacity | 2,684 MW | 2,818 MW | 5.0 |
| 1.1 Installed capacity: CEB | 1,758 MW | 1,758 MW | 0.0 |
| Hydro | 1,207 MW | 1,207 MW | 0.0 |
| Thermal | 548 MW | 548 MW | 0.0 |
| Wind | 3 MW | 3 MW | 0.0 |
| 1.2 Installed capacity: IPP's | 926 MW | 1,060 MW | 14.5 |
| Hydro | 171 MW | 175 MW | 2.3 |
| Thermal | 742 MW | 842 MW | 13.5 |
| Renewable energy | 13 MW | 43 MW | 231 |
| 2. Gross generation | 9,882 GWh | 10,714 GWh | 8.4 |
| 2.1 Gross generation: CEB | 5,450 GWh | 6,386 GWh | 17.2 |
| Hydro | 3,356 GWh | 4,988 GWh | 48.6 |
| Thermal | 2,091 GWh | 1,395 GWh | -33.3 |
| Wind | 3 GWh | 3 GWh | 0.0 |
| 2.2 Gross generation: IPPs | 4,432 GWh | 4,328 GWh | -2.3 |
| Hydro | 525 GWh | 646 GWh | 23.0 |
| Thermal | 3,884 GWh | 3,600 GWh | -7.3 |
| Renewable energy | 23 GWh | 82 GWh | 257 |
| 3. Electricity sales | 9,491 GWh | 10,391 GWh | 9.5 |
| 3.1 Electricity sales: CEB | 8,441 GWh | 9,268 GWh | 9.8 |
| Domestic and religious | 2,927 GWh | 3,186 GWh | 8.8 |
| Industrial | 2,518 GWh | 2,870 GWh | 14.0 |
| General purpose and hotel | 1,768 GWh | 1,903 GWh | 7.6 |
| Bulk sales to LECO | 1,120 GWh | 1,201 GWh | 7.2 |
| Street lighting | 108 GWh | 108 GWh | 0.0 |
| 3.2 Electricity sales: LECO | 1,050 GWh | 1,123 GWh | 7.0 |
| Domestic and religious | 486 GWh | 510 GWh | 4.9 |
| Industrial | 208 GWh | 229 GWh | 10.1 |
| General purpose and hotel | 331 GWh | 363 GWh | 9.7 |
| Street lighting | 25 GWh | 21 GWh | -16.0 |
| 4. Overall system Loss of CEB | 14.59 % | 13.50 % | -1.1 |
| TL & DL loss | 13.90 % | 12.97 % | -0.9 |
| 5. No. of consumers: CEB+LECO ('000) | 4,749 | 4,958 | 4.4 |
| Domestic and religious | 4,207 | 4,392 | 4.4 |
| Industrial | 46 | 48 | 4.3 |
| General purpose and hotel | 496 | 518 | 4.4 |

(出典: Central Bank of Sri Lanka Annual Report - 2010 and CEB Statistical Digest 2010)

2.2 送配電系統の問題点

2.2.1 送配電ロス

発電ロスおよび送配電ロスを含む CEB の総システムロスは、図 2.2-1 に示すように、年々緩やかに減少する傾向にある。



(出典: CEB 2009 Annual Report and Statistical Digest 2010)

図2.2-1 CEBのシステムロス

2010 年のシステムロスは 13.50%で、その内、送配電ロスは 12.97%で、発電ロスは 0.53%であった。CEB のロス低減に対する努力の結果、2009 年の送配電ロス 13.79%と比較して、0.82%のロス低減を達成できた。しかし、特に配電ロスはいまだに高いレベルにあり、引き続きロス低減策を講じる必要がある。

2.2.2 送電系統の問題点

CEB の送電計画部の実施した系統解析結果のレビューおよび同部との協議の結果、調査団は既設送電系統に以下に述べるような問題点があることを認識した。

1) 設計コンセプト

既存送電系統の多くの送電線区間で、約 40 年前に旧コンセプトで設計された 132 kV 送電線が現存している。現在 CEB は、新規 132 kV 送電線に適用する電線として ACSR Zebra (428.9 mm^2)を標準採用し、その最高運用温度を 75°C としているものの、旧コンセプトで設計された送電線には、ACSR Lynx (183.4 mm^2)、Oriole (170.5 mm^2)、および Tiger (131.1 mm^2)などの細い電線が 54°C の最高運用温度で使用されている。これらの送電線は、許容電流値が低いことから、送電系統の中で運用面のボトルネックとなっている。

2) 系統の信頼度

220 kV Kotomale – Biyagama 送電線は、Central Province の Mahaweli 水系の発電所群からの莫大な発電電力を主要需要地であるコロンボに送電する重要な送電線のひとつである。しかし、220 kV Kotomale – Biyagama 送電線は、比較的に雷頻度の高い地域を通過するために、度々雷の直撃を受け、最悪の場合、全国規模の大停電の原因となることがある。

大規模停電を回避するため、およびより信頼度の高い系統を構築するために、莫大な電力を迂回させるためのバックアップ送電線の建設などの送電系統の強化が必要である。

3) 無効電力供給機器の不足

コロンボ市の電力需要は内戦の終結に伴い急速に増加しており、系統電圧を適正地に維持するための無効電力の供給が追いつかない状況にある。現状では、コロンボ市内の無効電力需要を満たすために、Sapgaskanda のディーゼル発電機が無効電力の供給目的のみのために運転されている。これは非常に不経済な運用であるが、あくまでも緊急の措置である。

従って、電力用コンデンサなどの無効電力を供給する機器をコロンボ周辺の変電所へ導入することが早急に必要である。この対応策は、送電ロスの低減にも寄与できる。

4) 電圧降下

CEB の系統計画基準によれば、送電系統内の 132 kV 母線における許容電圧変動値は $\pm 10\%$ 以内となっている。しかし、送電系統の末端である Galle、Valachchenai、Ampara などの地方の変電所では、長距離かつ細い電線サイズの送電線のために、しばしば許容値を越える電圧降下が記録されている。この状況は送電ロスの増加を助長している。

この状況を改善するために、新規変電所の建設、送電線の建替えや増強、無効電力補償装置の設置などの対抗策を講じる必要がある。

2.2.3 配電系統の問題点

(1) 配電ロスに関する原因と現状の対策

1) ノンテクニカルロス

ノンテクニカルロスには、電力量計の誤差/読み誤り、盗電、街路灯および官庁への配電などが含まれている。ノンテクニカルロスについては、配電用変電所に計測のための電力量計が設備されていないところが多く、このロスの計算には送電部門からの受電情報と売電の電力量計の差で出しているとの説明であった。実際に、どの Region でもこの種のロスの内訳についてはまったく判らないが、その量は約 4% 程度とのことであった。

2) テクニカルロス

テクニカルロスの内訳は、中圧 (MV、33 kV あるいは 11 kV) 配電線のロス (約 2%) と低圧 (LV) 配電線のロス (約 10%) である。MV 配電線のロスは表 2.2-2 に示す。

LV 配電線ロスの計算には、配電用変電所からの LV 線路の電力量が必要であるが、前述のように計測する手段がないために、配電線路を流れる電流と線路抵抗から計算している。

表2.2-2 MV配電ロス

| Province | Power Demand (MW) | Power Loss | | Energy Demand (GWh/y) | Energy loss | |
|----------------|----------------------|------------|------|--------------------------|-------------|------|
| | | MW | % | | GWh/y | % |
| North West | 193 | 3.8 | 1.9% | 1,023 | 12.9 | 1.3% |
| North Central | 93 | 3.0 | 3.2% | 362 | 6.0 | 1.7% |
| Northern | 54 | 1.3 | 2.5% | 204 | 2.6 | 1.3% |
| Colombo City | 189 | 1.2 | 0.7% | 1,249 | 3.7 | 0.3% |
| Region 1 Total | 529 | 9.3 | 1.8% | 2,838 | 32.6 | 1.1% |
| Western P N | 412 | 8.5 | 2.1% | 2,068 | 26.4 | 1.3% |
| Central | 164 | 6.5 | 4.0% | 805 | 19.5 | 2.4% |
| East | 127 | 9.6 | 7.7% | 544 | 22.8 | 4.2% |
| Region 2 Total | 703 | 24.6 | 3.5% | 3,418 | 68.7 | 2.0% |
| West-south 2 | 224 | 3.3 | 1.5% | 1,393 | 15.0 | 1.1% |
| Sabaragamuwa | 132 | 4.2 | 3.1% | 487 | 7.7 | 1.5% |
| Uva | 112 | 5.1 | 4.5% | 363 | 8.9 | 2.5% |
| Region 3 Total | 468 | 12.5 | 3.0% | 2,277 | 31.6 | 1.3% |
| West-south 1 | 169 | 4.4 | 2.6% | 1,098 | 19.6 | 1.8% |
| Southern | 190 | 4.7 | 2.4% | 866 | 12.3 | 1.4% |
| Region 4 Total | 359 | 9.1 | 2.5% | 1,964 | 31.9 | 1.6% |

(出典: CEB MV Development Plans)

(2) CEB 配電系統の問題点

1) 変電所／配電用変電所の過負荷対策

いずれの Region でも過負荷の送電、変電、配電設備があり、余力のない運用を余儀なくされており、例えば、Kuriyapitiya (Region 1, North Western Province) では計画停電を行い、急場をしのいでいる。必要な変電所、送電線を早急に設置することが最善策である。

2) 配電電圧の低下

配電電圧低下の原因は、MV 配電線路が長距離におよぶことと、その途中に電圧を補償する設備がないためと考えられる。この対策として、送電容量が十分にあり電圧だけを補償するなら電圧補償装置 (SVR など) を途中に設置する方法が経済的であるが、容量が足りない場合は線路を太くする、配電線路の新設、あるいは変電所を新設し、送電線を設けて、回線を増強する方法が考えられる。

3) 配電自動化システム (DAS)

コロンボ市には通常サイズ DAS が、North Western Province には簡易型の 'Micro SCADA' と呼ばれている制御設備があるが、その他の地域には設置されていないか開発中である。

4) 電力量の監視機能

ほとんどの配電用変電所では電力量計が設置されておらず、電力量の計測ができない。電力量計が設置してある場所でも、機械式 (誘導円盤型の電力量計、2.0 級) を使用しているところが多く、計測のために現場まで検針に行かなければならず、即時的かつ遠隔からのデータ入手が困難である。従って、テクニカルロス は計算で推定できるが、ノンテクニカルロス はできない状態である。また、設置したとしても、配電用変電所は 1 エリアに 6,000~7,000 箇所もあり、定期的な読み取りも大きな負担となる。このため電力量計の設置とその自動検針機能

の付加が重要と考える。

5) 配電変圧器の容量の不適合

地方では需要家密度が低いので、CEB の標準容量で最も小容量の配電用変圧器(100 kVA)を設置しても、その容量より電力需要がかなり小さい場合は、変圧器の無負荷損(鉄損)だけで配電ロスが大きくなる。このような地域に、例えば 16, 25, 30 および 50 kVA 程度の小容量の変圧器を適用すれば、ロス削減に寄与すると考えられる。また、これらの配電用変圧器に日本で作られている鉄損の小さなトップランナー変圧器を適用すれば、かなりの効果が期待できる。

6) 需要家密度と配電線の亘長

地方における低圧配電線の恒長は平均 5~8 km であり、これが低圧配電線のロスの主な原因のひとつとなっている。配電用変電所の新設により、低圧配電線の亘長を短縮することが基本的な対策となる。

7) 盗電対策

人口密度が希薄な地方では、架空配電線に常時人の目が届かないため、盗電が頻繁発生していると考えられる。しかし、低圧配電線に電力量計が取り付けられていないため、その正確な実態が把握できないのが現状である。低圧配電用変電所に電力量計に設置し、盗電を監視する方式が最善の方策と考える。

8) 接続点での抵抗ロス

現場視察の際に電柱で接続されている配電線を確認したが、電気工事作業員の技量の低さから接続箇所抵抗損失が発生しているように見受けられた。実際に、CEB の教育センターを訪問した際に所長からもこの問題が発生しているとの情報があつた。

9) 老朽化した設備の更新

CEB の配電系統の様々な箇所で、設備の老朽化を原因とする故障や事故が発生している。老朽化した設備を至急更新する必要がある。

10) 海岸地域の塩害

海岸付近では塩害が発生するため、配電電圧に 33 kV が使えず、33 kV 用の碍子を用いて 11 kV を適用している。塩害に対する抜本的な対策は配電線のケーブル化が効果的である。132 kV あるいは 33 kV のケーブルを海岸沿いに布設し、無人の変電所あるいは配電用変電所を配置して 11 kV ケーブルで配電する方法が有効と考えられる。

2.3 開発計画

2.3.1 長期送電系統開発計画

CEB の Transmission Planning は、長期送電系統開発計画 2011-2020 (Long Term Transmission Development Plan 2011-2020)を策定している。長期送電系統開発計画は、電力

需要予測と長期電源開発計画を基に、先に述べた送電システムの抱える問題点を加味して、電力系統解析を実施して策定されている。調査団は第一次現地調査期間にそのドラフト版を CEB より受領した。

同開発計画(ドラフト版)の第 5 章には、以下の 3 カテゴリーの送変電開発提案書が含まれている。

- 1) 系統解析により確認された送変電開発提案書
- 2) 発電所接続関連の提案書
- 3) その他の送変電開発提案書

上記提案書から、項目 1)の送変電開発提案書を円借款の対象案件のロングリスト(表 2.3-1)とすることを調査団と CEB は合意した。

表2.3-1 送電系統開発計画(開発資金は未定)

| id | Projects | comm.. year | Base Cost (MLKR) | | expected fund |
|----|---|----------------|------------------|---------|------------------|
| | | | FC | LC | |
| 1 | Installation of 100 MVar capacitor bank at Pannipitiya GS | 2012 | 206.3 | 13.0 | GoSL |
| 2 | Construction of Colombo-B 132/11 kV GS with single in/out connection from Colombo-C - Kolonnawa 132 kV UG cable | 2013 | 908.0 | 133.8 | CEB |
| 3 | Augmentation of Sri J'pura GS | 2013 | 389.5 | 59.6 | GoSL |
| 4 | Augmentation of Hambantota GS | 2013 | 369.8 | 59.6 | GoSL |
| 5 | Construction of Suriyawewa 132/33 kV GS | 2013 | 808.9 | 197.9 | GoSL |
| 6 | Construction of Kegall 132/33 kV GS with Thulhiliya-Kegall Zebra, 132 kV 14 km 2-cct TL and TL bays at Thulhiliya GS | 2013 | 994.4 | 252.7 | ADB |
| 7 | Construction of Kerawalapitiya 220/33 kV GS | 2013 | 880.8 | 140.3 | ADB |
| 8 | Augmentation of Colombo-A GS | 2013 | 203.8 | 39.1 | JICA |
| 9 | Construction of Kappalturai 132/33 kV GS with double in/out connection from New Anuradhapura - Trincomalee 132 kV TL | 2013 | 742.9 | 145.0 | ADB |
| 10 | Construction of Kalutara 132/33 kV GS with single in/out connection from Panadura - Mathugama 132 kV TL | 2013 | 760.4 | 172.6 | JICA |
| 11 | Installation of 2nd 220/132 kV, 105 MVA inter-bus ATR at Rantambe PS | 2013 | 389.4 | 74.5 | GoSL |
| 12 | Installation of 3rd 220/132/33 kV, 150 MVA inter-bus ATR at New Anuradhapura GS | 2013 | 303.8 | 67.7 | N/A |
| 13 | Construction of Kukule - Ratnapura Zebra, 132 kV, 25 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Kukule PS and 2 TL bays at Ratnapura GS | 2013 | 500.8 | 229.5 | N/A |
| 14 | Installation of reactive power compensation devices at Kurunegala GS (30 MVar) and Galle GS (20 MVA) | 2013 | 297.4 | 53.7 | N/A |
| 15 | Reconstruction of Polpitiya-Kiribathkumbra-Ukuwela-Habarana 132 kV, 164 km 2-cct TL (from Lynx to Zebra) | 2014 | 2,652.8 | 1,384.3 | JICA |
| 16 | Construction of Vauniya-New Anuradhapura Zebra, 132 kV, 55 km 2-cct TL | 2014 | 889.6 | 464.3 | N/A |
| 17 | Construction of Thulhiliya-Veyangoda Zebra, 132 kV, 28 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Veyangoda GS | 2014 | 645.6 | 304.7 | JICA |
| 18 | Construction of Pannipitiya-Ratmalana Zebra, 132 kV, 7 km, 2-cct TL | 2014 | 113.2 | 59.1 | JICA |
| 19 | 132 kV TL upgrades to operate at 75 deg C, Bolawatta-New Chilaw and Bolawatta-Pannala | 2014 | 84.5 | 58.4 | N/A |
| 20 | Augmentation of Madampe GS | 2014 | 318.7 | 56.4 | JICA |
| 21 | Construction of Mannar 132/33 kV GS with Vavuniya-Mannar Zebra, 132 kV, 75 km, 2-cct TL and 2 TL bays at Vavuniya GS | 2014 | 1,749.1 | 747.7 | N/A |
| 22 | Construction of Kirindiwela GS with related 220 kV and 132 kV TL and 2X132 kV TL bays at Kosgama GS | 2014 | 1,518.0 | 291.5 | JICA |

| | | | | | |
|-------|---|----------------|---------------------------|----------|------------------|
| 23 | Construction of New Polpitiya GS with Polpitiya - New Polpitiya 2xZebra, 132 kV, 10 km, 2-cct TL | 2014 | 1,436.7 | 298.3 | N/A |
| 24 | Construction of Padukka GS with Athurugiriya - Padukka 2xZebra, 132 kV, 12.5 km 2-cct TL | 2014 | 1,577.0 | 323.3 | JICA |
| 25 | Construction of New Polpitiya - Padukka - Pannipitiya 2xZebra, 220 kV, 58.5 km, 2-cct TL | 2014 | 1,987.4 | 779.2 | N/A |
| 26 | Construction of Athurugiriya - Kolonnawa 2xZebra, 132 kV, 15 km, 2-cct TL | 2014 | 320.1 | 158.3 | JICA |
| 27 | Installation of 3rd 220/132/33 kV, 250 MVA inter-bus ATR at Pannipitiya GS | 2014 | 340.9 | 68.4 | N/A |
| 28 | Construction of Colombo-K 132/11 kV GS with single in/out connection from Dehiwala - Colombo-A 132 kV UG cable | 2014 | 777.7 | 138.5 | N/A |
| 29 | Augmentation of Aniyakanda GS | 2014 | 234.6 | 48.3 | N/A |
| 30 | Installation of reactive power compensation devices at 8 GS | 2014 | 1,084.2 | 78.6 | JICA |
| 31 | Construction of Upper Kotomale - New Polpitiya 2xZebra, 220 kV, 25 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Upper Kotomale PS | 2015 | 909.9 | 333.4 | N/A |
| 32 | 132 kV TL upgrades to operate at 75 deg C, Pannipitiya-Sri J'pura, Samanawewa-Embilipitiya, N-Lax.-Balangoda and N-Lax.-Polpitiya | 2015 | 250.9 | 173.3 | N/A |
| 33 | Augmentation of Kelaniya GS | 2016 | 312.0 | 53.9 | N/A |
| id | Projects | comm.. year | Base Cost (MLKR) FC LC | | expected fund |
| 34 | Construction of Weligama 132/33 GS with double in/out connection from Galle - Matara 132 kV TL | 2016 | 729.5 | 130.4 | N/A |
| 35 | Installation of reactive power compensation devices at Valachchenai GS (20 MVar) and Matara GS (20 MVar) | 2016 | 154.9 | 11.2 | N/A |
| 36 | Construction of New Habarana - Veyangoda 2xZebra, 220 kV, 142 km, 2-cct TL and New Habarana GS with double in/out connection from Kotomale-New Anuradhapura 220 kV TL | 2016 | 6,268.9 | 2131.3 | JICA |
| 37 | Augmentation of Chunnakam GS | 2016 | 207.0 | 29.1 | N/A |
| 38 | Construction of New Polpitiya - Galle 2xZebra, 220 kV, 115 km, 2-cct TL with 2 TL bays at New Polpitiya GS | 2017 | 3,804.6 | 1,524.4 | N/A |
| 39 | Upgrade Galle GS to install 220 kV ATR | 2017 | 799.6 | 151.3 | N/A |
| 40 | Installation of reactive power compensation devices at Colombo-A GS (20 MVar) | 2017 | 77.4 | 5.6 | N/A |
| 41 | Augmentation of Maho 132/33 kV GS with 2nd cct stringing of Puttalam-Maho, Zebra 132 kV, 42 km TL and TL bay at Puttalam GS | 2017 | 1,049.7 | 480.5 | N/A |
| 42 | Construction of Veyangoda-Kirindiwela 2xZebra, 220 kV, 17.5 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Veyangoda GS and 2 TL bays at Kirindiwela GS | 2018 | 774.4 | 246.2 | JICA |
| 43 | Construction of Kirindiwela - Padukka 2xZebra, 220 kV, 20 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Padukka GS and 2 TL bays at Kirindiwela GS | 2018 | 854.8 | 279.2 | JICA |
| 44 | Augmentation of Deniyaya 132/33 kV GS to double in/out connection | 2018 | 46.6 | 8.3 | N/A |
| 45 | Installation of reactive power compensation devices at Padukka GS (100 MVar) | 2018 | 187.7 | 12.7 | N/A |
| 46 | Augmentation of Pannala GS | 2019 | 234.6 | 48.3 | N/A |
| 47 | Augmentation of Athurugiriya GS | 2019 | 234.6 | 48.3 | N/A |
| 48 | Construction of Kappalturai - Kilinochchi Zebra, 132 kV, 140 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Kappalturai GS and 2 TL bays at Kilinochchi GS | 2019 | 2,359.3 | 1,199.3 | N/A |
| 49 | Augmentation of Dehiwala GS | 2020 | 234.6 | 48.3 | N/A |
| 50 | Augmentation of Kilinochchi GS | 2020 | 207.0 | 29.1 | N/A |
| Total | | | 43,184.3 | 13,842.4 | |

(出典: CEB Transmission Planning)

上表中の“expected fund”の列中に示した“GoSL”、“CEB”および“ADB”の意味は、まだコミットされていないもののおそらく同機関の資金で実施されるであろうことを示しており、“JICA”の意味は第 3 章にて述べる CEB からの円借款対象案件のリストにある案件を示している。

2.3.2 配電系統の開発計画

(1) MV 配電系統の開発計画

CEB では、Region 毎に、MV 配電系統の開発計画(Medium Voltage Distribution Development Plan)を 2 年毎に作成している。この開発計画書には、配電ロス削減と信頼性向上のために、一次変電所(Primary Substation: PS)と 33/11 kV 配電線の新設、それらの増強および老朽設備の更新が含まれている。低圧系統の開発計画はこの中には含まれていない。

MV 配電系統の開発計画は、CEB の開発基準に従いながら、需要予測をベースに作成されている。表 2.3-2 に 2019 年までの開発案件の全体を示す。

表2.3-2 MV配電系統の開発計画

| Description | Type | Region 1 | Region 2 | Region 3 | Region 4 |
|----------------------------------|--------------------------|----------|----------|----------|----------|
| Backbone Lines (km) | Lynx DC Tower | 342 | 544 | - | 171 |
| | Lynx SC Tower | 0 | 113 | - | 17 |
| | Lynx DC Pole | 272 | 0 | - | 0 |
| | Lynx SC Pole | 239 | 105 | - | 28 |
| | Racoon DC Pole | 12 | - | - | - |
| | Racoon SC Pole | 82 | - | - | - |
| | Racoon | - | 40 | - | - |
| | Racoon Pole | - | - | - | 3 |
| Distribution Gantries (Nos) | DBB Tower Gantry | 18 | 32 | - | - |
| | SBB Pole Gantry | 6 | 22 | - | - |
| | 4 Pole Gantry | 11 | - | - | - |
| | Gantry | - | - | - | 11 |
| MV Line Conversion (km) | 11 kV to 33 kV | 101 | 159 | - | - |
| Reconductoring Lines (km) | Racoon Pole | 196 | - | - | 0 |
| | Elm/Lynx Pole | 21 | - | - | - |
| | Elm/Lynx Tower | 22 | - | - | - |
| | Elm | - | - | - | 36 |
| | Weasel → Racoon | - | 10 | - | 12 |
| | Weasel/Racoon → Lynx | - | 15 | - | 4 |
| New Primaries (Nos) | Manned Primaries | 4 | - | - | - |
| | Unmanned Primaries | 12 | 5 | - | - |
| | Primaries | - | - | - | 21 |
| New Substations (Nos) | Radial Substations | 4 | - | - | - |
| | Ring Substations | 1 | - | - | - |
| Re-Distribution SS | | 1 | - | - | - |
| PSS Augmentations (Nos) | | 8 | 4 | - | 7 |
| Installation (Nos) | Voltage Regulator | 3 | - | - | - |
| | Capacitor Bank | 2 | - | - | - |
| 33kV/11kV Underground Cable (km) | | 4 | - | - | 3 |
| Others | Conversion 33 kV to 11kV | - | - | - | 2 |
| | Change Line Tapping | - | - | - | 1 |

(出典: Prepared by the Survey Team based on the MV Development Plans)

(2) 低圧配電系統における配電ロス削減プロジェクト

上記の MV 系統におけるロス削減の計画に加えて、CEB は各 Region/Province の事務所からの要望を集めて低圧配電系統のロス削減提案書(LV Development Proposal)を作成している。この提案書には、表 2.3-3 に示すように、低圧配電用変電所の新設、低圧単相配電線の三相化、低圧配電線の連系、および電力量計の設置などが含まれている。

表2.3-3 低圧配電システムのロス削減プロジェクト

| Projects | Province/Region | Quantity | Costs (MLKR) |
|-----------------------------|------------------------------|----------|--------------|
| 1. New LV Scheme | R2-Eastern Province | 120 nos. | 480.0 |
| | R2-Central Province | 400 nos. | 1,600.0 |
| | R2-Western Province North | 40 nos. | 160.0 |
| | R3-Western Province South II | 100 nos. | 400.0 |
| | R3-Uva Province | 90 nos. | 360.0 |
| | R3-Sabaragamuwa Province | 125 nos. | 500.0 |
| | R4-Southern Province | 25 nos. | 100.0 |
| | R4-Western Province South I | 38 nos. | 152.0 |
| 2. 1 ph to 3 ph Conversion | R1-Northern Province | 1,000 km | 500.0 |
| | R1-North Western Province | 1,000 km | 500.0 |
| | R1-North Central Province | 1,000 km | 500.0 |
| | R2-Eastern Province | 300 km | 150.0 |
| | R2-Central Province | 1,000 km | 500.0 |
| | R2-Western Province North | 100 km | 50.0 |
| | R3-Western Province South II | 700 km | 350.0 |
| | R3-Uva Province | 700 km | 350.0 |
| | R3-Sabaragamuwa Province | 700 km | 350.0 |
| 3. Substation Energy Meters | Region-4 | 1 lot | 44.0 |
| 4. LV Interconnections | R3-Western Province South II | 10 km | 14.0 |
| | R3-Sabaragamuwa Province | 50 km | 70.0 |
| Total | | | 7,130.0 |

(出典: Project Proposal for Distribution Loss Reduction Project (LV))

2.4 他ドナーの動向

2005 年から 2010 年までにスリランカ政府が電力・エネルギーセクターの開発のために各ドナーから受けた援助総額は USD 1.857 billion であった。その内訳は、中国からの援助を筆頭に、アジア開発銀行 (ADB)、イラン、JICA と続く。これら 4 ドナーの援助額が、電力・エネルギーセクターへの援助総額に占める割合は 92% であった。

表 2.4-1 は CEB の送配電部門への支援、および表 2.4-2 は発電部門他への支援をそれぞれまとめたものである。

表2.4-1 送配電プロジェクトへの支援

| No | Projects | Project cost | Fund | Comm. year |
|----|---|---------------|------|------------|
| 1 | Kotsugoda GS Expansion Project | LKR 780.0 mil | KfW | 2011 |
| 2 | Colombo City Distribution Development Project | JY 5,959 mil | JICA | 2011 |
| 3 | Clean Energy & Access Improvement Project | | ADB | 2012 |
| | 3.1 Construction of new system control center | LKR 2,528 mil | | |
| | 3.2 Lot A1 - Augmentation of grid substations | LKR 918 mil | | |
| | 3.3 Lot A2 - Transmission system strengthening GS | LKR 3,567 mil | | |
| | 3.4 Lot B - Construction of transmission lines | LKR 2,203 mil | | |
| | 3.5 Augmentation of GS for absorption of renewable energy | LKR 2,240 mil | | |
| | 3.6 Transmission system Strengthening in the Eastern Province | LKR 2,852 mil | | |
| 4 | Vauniya - Kilinochchi Transmission Project | JY 1,422 mil | JICA | 2012 |

| No | Projects | Project cost | Fund | Comm. year |
|----|--|---------------|--------------------|---------------------|
| | | JY 1,278 mil | | |
| 5 | Kilinochchi - Chunnakam Transmission Project | US\$ 28.7 mil | ADB | 2012 |
| 6 | Sustainable Power Sector II Project | US\$ 95.4 mil | ADB | 2013 |
| | | LKR 29 mil | | |
| 7 | Procurement of material for the Power Sector Development Programme in Northern Province | US\$ 31.7 mil | EXIM Bank of China | (committed in 2010) |
| 8 | Rural Electrification Project -8 (Northern and Eastern Provinces) | Euro 77.1 mil | EDB of Iran | 2012 |
| 9 | Rural Electrification Scheme | | EXIM Bank of China | 2012 |
| | - in North Central Province | US\$ 57.9 mil | | |
| | - in Trincomalee and Batticaloa Districts | US\$ 60 mil | | |
| | - in Badulla and Monaragala Districts under Uva Udanaya project | US\$ 34 mil | | |
| | - in Jaffna, Vavuniya, Mannar, Mullathivu and Killinochchi districts under Uthuru Vasanthaya project | US\$ 34 mil | | |

(出典: Prepared by the Survey Team referring the data from CEB, DER and JICA)

表2.4-2 発電プロジェクト他への支援

| No | Projects | Project cost | Fund | Comm. year |
|----|--|---|---------------------------------|--|
| 1 | Rehabilitation of Ukuwela HPP (40 MW) | LKR 1,573 mil. | JBIC | completed |
| 2 | Norochcholai (Puttalam) Coal Power Plant Project (900 MW) | USD 891 mil. | EXIM Bank of China | Ph-1 (300 MW) 2011, Ph-2&3 (600 MW) 2014 |
| 3 | Uma Oya Multipurpose Development Project including Uma Oya HPP (120 MW) | USD 529 mil. | EDB of Iran (85%) GoSL (15%) | 2012 |
| 4 | Upper Kotomale Hydropower Project (150 MW) | JY 4,552 mil JY 33,265 mil JY 1,482 mil | JICA | 2011 |
| 5 | Rehabilitation of Old Laxapana HPP (50 MW) | USD 32.5 mil | UniCredit Bank of Austria AG | (committed in 2010) |
| 6 | Rehabilitation of Wimalasurendra (50 MW) and New Laxapana Power Stations (100 MW) | USD 55.2 mil | AFD | 2013 |
| 7 | Trincomalee Coal Power Project (1,000 MW) | LKR 60,000 mil | Government of India and GoSL | 2017 |
| 7 | Renewable Energy for Rural Economic Development | US\$ 115 mil US\$ 8 mil | IDA GEF (grant) | 2011 |
| 8 | Trincomalee integrated Infrastructure Development Project (electricity distribution portion) | Euro 58.2 mil (Euro 2.45 mil) | AFD | 2011 |

(出典: Prepared by the Survey Team referring the data from CEB, DER and JICA)

第3章 送電ロス低減プロジェクト

3.1 概要

CEB の送電計画部は、近い将来に必要となる送・変電設備の新設・増強に係わるサブプロジェクト表 3.1-1 示すとおり提示した。調査団は、これを基に優先順位付けを行い、本邦有償資金協力を行うための基礎資料とした。

表3.1-1 有償資金協力向けショートリスト

| no. | sub-projects | base costs (MLKR) | | comm. Year | long-list no. |
|-------|---|-------------------|---------|---------------|------------------|
| | | FC | LC | | |
| 1 | New Habarana – Veyangoda 220 kV transmission Project | 6,268.9 | 2,131.4 | 2017 | # 36 |
| 2 | Reconstruction of Polpitiya – Habarana 132 kV TL | 2,652.8 | 1,458.1 | 2014 | #15 |
| 3 | Augmentation of Colombo-A GS | 203.8 | 39.2 | 2014 | #8 |
| 4 | Construction of Kalutara 132/33 kV GS | 760.4 | 172.5 | 2014 | #10 |
| 5 | Augmentation of Madampe GS | 318.7 | 56.4 | 2014 | #20 |
| 6 | Installation of reactive power compensation devices for 8 GSs | 1,084.4 | 78.4 | 2014 | #30 |
| 7 | Construction of Thulhiriya – Veyangoda 132 kV TL | 645.6 | 304.7 | 2014 | #17 |
| 8 | Construction of Pannipitiya – Ratmalana 132 kV TL | 113.2 | 59.1 | 2014 | #18 |
| 9 | Construction of Kirindiwela 220/132/33 kV GS | 1,518.0 | 291.5 | 2014 | #22 |
| 10 | Construction of Padukka 220/132/33 kV GS | 1,577.0 | 323.3 | 2014 | #24 |
| 11 | Construction of Athurugiriya – Kolonnawa 132 kV TL | 320.1 | 158.3 | 2014 | #26 |
| 12 | Construction of Kirindiwela – Veyangoda 220 kV TL | 774.4 | 246.2 | 2018 | #42 |
| 13 | Construction of Padukka – Kirindiwela 220 kV TL | 854.8 | 279.2 | 2018 | #43 |
| Total | | 17,092.1 | 5,598.3 | | |

(出典: CEB Transmission Planning)

調査団は、以下に述べる評価基準により、サブプロジェクトの優先順位付けを行った。

- 1) プロジェクトの緊急性(プロジェクトプロポーザルの有無)
 - 3 ポイント: プロジェクトプロポーザルあり
 - 2 ポイント: プロジェクトプロポーザルの一部がある、あるいは作成中
 - 1 ポイント: プロジェクトプロポーザルなし
- 2) ロス低減効果(配電ロスを含む)
 - 3 ポイント: 送電線の建替え、132 kV変電所の新設、無効電力補償装置の設置
 - 2 ポイント: 送電線の新設、変電所の改修
 - 1 ポイント: 220 kV変電所の新設
- 3) CEB における開発優先順位
 - 3 ポイント: #1 – #5
 - 2 ポイント: #6 – #10
 - 1 ポイント: #10 –
- 4) 配電関連開発の必要性
 - 3 ポイント: 132 kV変電所新設・改修案件

- 2 ポイント: 132 kV送電線案件
- 1 ポイント: 220 kV送電線・変電所案件
- 5) 環境社会配慮(3~1 ポイント)
 - 3 ポイント: IEE報告書あり、あるいは変電所改修案件(IEE不必要)
 - 2 ポイント: 変電所新設あるいは送電線建替え案件
 - 1 ポイント: 送電線新設案件
- 6) 本邦技術の適用可能性(3~1 ポイント)
 - 3 ポイント: 送電線案件
 - 2 ポイント: 変電所新設案件
 - 1 ポイント: 変電所改修案件

表 3.1-2 に各サブプロジェクトに対する評価結果を示す。

表3.1-2 評価結果

| no. | sub-projects | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | 6) | score |
|-----|---|----|----|----|----|----|----|-------|
| 1 | New Habarana – Veyangoda 220 kV transmission Project | 3 | 2 | 3 | 1 | 3 | 3 | 15 |
| 2 | Reconstruction of Polpitiya – Habarana 132 kV TL | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 15 |
| 3 | Augmentation of Colombo-A GS | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 1 | 15 |
| 4 | Construction of Kalutara 132/33 kV GS | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 16 |
| 5 | Augmentation of Madampe GS | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 1 | 15 |
| 6 | Installation of reactive power compensation devices for 8 GSs | 3 | 3 | 2 | 3 | 2 | 1 | 14 |
| 7 | Construction of Thulhiriya –Veyangoda 132 kV TL | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 | 11 |
| 8 | Construction of Pannipitiya - Ratmalana 132 kV TL | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 3 | 11 |
| 9 | Construction of Kirindiwela 220/132/33 kV GS | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 | 9 |
| 10 | Construction of Padukka 220/132/33 kV GS | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 2 | 9 |
| 11 | Construction of Athurugiriya – Kolonnawa 132 kV TL | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 3 | 10 |
| 12 | Construction of Kirindiwela – Veyangoda 220 kV TL | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 3 | 9 |
| 13 | Construction of Padukka – Kirindiwela 220 kV TL | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 3 | 9 |

(調査団作成)

以上の結果を踏まえ、CEB との協議を行い、以下の候補プロジェクトを選定した。

- 1) New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画 (#1)
- 2) Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画 (#2)
- 3) 変電所新設および増強計画
 - i) Colombo A 変電所 増強計画 (#3)
 - ii) Kalutara 132/33 kV 変電所新設計画 (#4)
 - iii) Madampe 132/33 kV変電所増強計画 (#5)
 - iv) 無償電力補償装置設置計画 (#6)

3.2 候補プロジェクト

3.2.1 New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画

現在、コロンボを中心とするループの 132 kV 送電ネットワークは構築されているが、送電容量の

点から長距離送電線には不向きであり、220 kV ネットワークの構築による、送電ロス低減および信頼度の向上が求められている。本プロジェクトは、コロンボへの電力供給の重要な拠点となる Veyangoda GS と、スリランカ中部に位置する Habarana に新規に変電所を建設してその間を 220 kV 送電線にて連系する計画であり、2016 年完成を目途に計画されている。また、本プロジェクトは、将来的に東部に建設予定の石炭火力発電所からの電力供給にも資するものとなっている。

表 3.2-1 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-1 New Habarana – Veyangoda 220 kV送電線建設計画のコスト

| New Habarana – Veyangoda Transmission Project | Project Cost (MLKR) | |
|---|---------------------|---------|
| | F.C | L.C |
| 1) Construction of New Habarana SS | 1,552.8 | 229.1 |
| 2) Construction of connection line from Kotmale - New Anuradhapura TL | 11.5 | 5.3 |
| 3) Construction of New Habarana - Veyangoda 220kV TL | 4,567.3 | 1,872.8 |
| 4) Augmentation of Veyangoda GS | 105.8 | 7.7 |
| 5) Construction of 1.5 km quadruple 132 kV tower line | 31.5 | 16.5 |
| Total 1) ~ 5) | 6,268.9 | 2,131.4 |
| Grand Total (FC+LC) | 8,400.3 | |

(出典: CEB Transmission Planning)

本プロジェクトによる送電ロス削減量の算定に当たり、Trincomalee CPP の開発ステージ毎に、同送電区間を 132 kV 送電線にした場合との比較を行った。220 kV 送電線 2 回線の送電容量は、132 kV 送電線では 4 回線必要となり、この条件で年間のロス削減量を求めると 122,931 MWh となる。本プロジェクトはまた、送電ロスの削減のみならず、電力システムの信頼性向上に大きく寄与する。

3.2.2 Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画

既設 Polpitiya - Habarana 間の 132 kV 送電線は、スリランカ中部地域の消費地への電力供給を賄うとともに、中部の基幹送電線として重要な回線である。しかし、建設からすでに 40 年以上が経過して老朽化が進んでおり、さらには送電線の最高使用温度が 54℃で設計されているため、送電容量に制限があり系統中のボトルネックとなっている。本プロジェクトは、同送電線を、現在のスリランカでの標準最高使用温度の 75℃で設計した送電線に建て替えるもので、CBE は喫緊の必要性から 2014 年の運用開始を目指している。

表 3.2-2 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-2 Polpitiya – Habarana 132 kV送電線建替計画のコスト

| Polpitiya – Habarana TL Reconstruction Project | Project Cost (MLKR) | |
|---|---------------------|----------|
| | F.C | L.C |
| 1) Reconstruction of Polpitiya – Kiribathkumbura TL (52 km) | 841.12 | 438.92 |
| 2) Reconstruction of Kiribathkumbura – Ukuwela TL (30 km) | 485.26 | 253.23 |
| 3) Reconstruction of Ukuwela – Habarana TL (82 km) | 1,326.38 | 692.15 |
| 4) Removal of existing transmission line (164 km) | 0.00 | 73.80 |
| Total 1)~4) | 2,652.76 | 1,458.10 |
| Grand Total (FC+LC) | 4,110.86 | |

(出典: CEB Transmission Planning)

本計画が実施され既設の ACSR Lynx 電線から ACSR Zebra に電線を張り替えした場合、54 °C の最高電流で瞬時のロス低減値を計算すると 1 回線当たり 1.8 MW の削減が可能となり、一年間の削減量は 2 回線で 31,536 MWh となる。さらに、電流容量が増加することで系統の安定度も向上することから、本プロジェクト実施の必要性は高い。

3.2.3 変電所新設および増強計画

以下は、CEB が計画している変電所の新設・増強に係わるプロジェクトである。

- (A) Colombo A 変電所 増強計画
- (B) Kalutara 132/33 kV 変電所新設計画
- (C) Madampe 132/33 kV 変電所増強計画
- (D) 無償電力補償装置設置計画

(A) Colombo A 変電所 増強計画

コロンボの中心に位置する同変電所は、電力需要の増加から既設 2 台の変圧器での運転では容量的に限界に達しつつある。本プロジェクトは、132/11 kV 変圧器(31.5 MVA)1 台の増設、Gas Insulated Switchgear (GIS)、および関連する遠方監視制御システムの設置をし、近い将来の需要増に応えるものである。CEB は増強後の運用開始時期を 2014 年としている。

表 3.2-3 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-3 Colombo A変電所増強計画のコスト

| Augmentation of Colombo A | Project Cost (MLKR) | |
|--|---------------------|-------|
| | F.C | L.C |
| 1) Transformers 132/11 kV/31.5 MVA & E. Tr | 83.4 | 16.9 |
| 2) 132 kV S/B transformer bay(GIS) | 51.9 | 1.2 |
| 3) 11 kV transformer bay(GIS) | 15.0 | 0.3 |
| 4) Common items for 132/11 kV grid (GIS) | 35.2 | 20.6 |
| 5) Substation Remote Control System | 18.3 | 0.2 |
| Total 1) ~ 5) | 203.8 | 39.2 |
| Grand Total (FC+LC) | | 243.0 |

(出典:CEB Transmission Planning)

本プロジェクトを実施した場合、変電ロスを 2014 年から 2020 年までの各年毎で求めた結果、年平均で 51.3 MWh の削減が可能となる。

(B) Kalutara 132/33 kV 変電所新設計画

Kalutara 地区には 132/33 kV 変電所がないため、近隣の変電所から 33 kV 配電線で長距離配電しており、これが送電ロスの原因となっており、さらに、同地域の電力需要の増加に対応するため、132/33 kV 変電所(2×31.5 MVA)を新規に建設する必要がある。需要地の中心に変電所が建設されることで、送電ロスの大幅な低減が期待できる。

表 3.2-4 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-4 Kalutara 132/33 kV変電所新設計画のコスト

| Construction of Kalutara 132/33 kV GS | Project Cost (MLKR) | |
|--|---------------------|-------|
| | F.C | L.C |
| 1) Construction of Kalutara 132/33 kV GS | 663.3 | 121.9 |
| 2) Construction of interconnecting line | 97.1 | 50.6 |
| Total 1) ~ 2) | 760.4 | 172.5 |
| Total (FC+LC) | 932.9 | |

(出典:CEB Transmission Planning)

Kalutara 変電所が新設された場合、近郊の Panadura、Matugama 変電所から 33 kV 配電線にて電力供給されていた分が、132/33 kV Kalutara 変電所から直接電力供給することで、送電ロスが削減可能となる。それを試算すると、2013 年から 2020 年までの年平均で、12,113 MWh のロス削減が可能である。

(C) Madampe 132/33 kV 変電所増強計画

既設 Madampe 変電所(2×31.5 MVA)は、増加する電力需要に対して設備容量が限界に近づきつつあり、変圧器の増容量(1×31.5 MVA)が必要とされ、電圧低下が著しいことから、無効電力の補償装置の設置が必要となっている。CEB は増設変電所の運用開始を 2014 年としている。

表 3.2-5 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-5 Madampe 変電所増強計画のコスト

| Augmentation of Madampe 132/33 kV GS | Project Cost (MLKR) | |
|--|---------------------|------|
| | F.C | L.C |
| 1) Augmentation of Madampe 132/33 kV GS | 202.6 | 48.0 |
| 2) Installation of breaker switched capacitors | 116.2 | 8.4 |
| Total 1) ~2) | 318.8 | 56.4 |
| Total (FC+LC) | 375.2 | |

(出典:CEB Transmission Planning)

本計画を実施した場合、変電ロスを 2014 年から 2020 年までの各年毎で求めた結果、年平均で 537.2 MWh の削減が可能である。

(D) 無償電力補償装置設置計画

CEB が実施した需要予測によると、電力需要が増加するとともに無効電力を調整する必要がある。本プロジェクトは、無効電力補償装置(電力用コンデンサ)をコロombo近郊 8 箇所の変電所に設置することで、力率を改善し、送電ロスを削減する。CEB は本プロジェクトにて設置する設備の運用開始を 2014 年としている。

表 3.2-6 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-6 無効電力補償装置設置計画のコスト

| Installation of Reactive Power Compensation Devices | No. | Project Cost (MLKR) | |
|---|-----|---------------------|------|
| | | F.C | L.C |
| 1) Installation 10 x 5 MVar BSC in Biyagama GS | 10 | 193.6 | 14.0 |
| 2) Installation 10 x 5 MVar BSC in Sapugaskanda GS | 10 | 193.6 | 14.0 |
| 3) Installation 6 x 5 MVar BSC in Chunnakam GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| 4) Installation 6 x 5 MVar BSC in Pannala GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| 5) Installation 6 x 5 MVar BSC in Bolawatta GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| 6) Installation 6 x 5 MVar BSC in Veyangoda GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| 7) Installation 6 x 5 MVar BSC in Kolonnawa-new GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| 8) Installation 6 x 5 MVar BSC in Kolonnawa-old GS | 6 | 116.2 | 8.4 |
| Total 1) ~ 8) | | 1,084.4 | 78.4 |
| Total (FC+LC) | | 1,162.8 | |

(出典: CEB Transmission Planning)

本プロジェクトを実施することで、対象 8 か所の変電所のから上流の力率が改善され、その結果、表 3.2-7 に示す通りの送電ロス低減効果が期待される。ピークに対し需要が 55%程度と仮定すると、8 変電所全体で 96,735.42 MWh ものロス低減効果が期待できる。

表3.2-7 各変電所におけるロス低減量

| 55% Demand | Loss Reduction (Average) |
|---------------------|--------------------------|
| 1) Biyagama GS | 15,092.23 MWh/Year |
| 2) Sapugaskanda GS | 19,672.46 MWh/Year |
| 3) Chunnakam GS | 3,278.74 MWh/Year |
| 4) Pannala GS | 12,276.51 MWh/Year |
| 5) Bolawatta GS | 10,374.34 MWh/Year |
| 6) Veyangoda GS | 11,525.66 MWh/Year |
| 7) Kolonnawa-New GS | 12,501.77 MWh/Year |
| 8) Kolonnawa-Old GS | 12,013.71 MWh/Year |

(調査団作成)

3.3 本邦技術適用の可能性

前節で述べた候補プロジェクトに関し、本邦技術の適用が見込まれる分野について以下に述べる。

3.3.1 送電分野における本邦技術の適用

(1) New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画への適用

送電分野における本邦技術の活用に当たり、低損失電線(LL-ACSR /AS、LL-TACSR/AS)の適用を検討する。低損失電線は、従来の ACSR 電線と同径であってもアルミ部分の断面積を増やすことで電気抵抗を低減している。New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画において、CEB は ACSR Zebra を複導体で 2 回線架線とする計画としているが、この ACSR 電線を耐熱低損失電線の LL-TACSR /AS (500 mm²)にて代替することで、電線温度 150℃まで電流を流すことが可能となり、結果的に N-1 基準を満たせるとともに、表 3.3-1 に示す通りのロスの低減が可能となる。

表3.3-1 New Habarana – Veyangoda送電線におけるロス低減量

| Description | Units | Stage 1 (500 MW) | | Stage 2 (750 MW) | | Stage 3 (1,000 MW) | |
|-----------------------------|---------|------------------|----------|------------------|----------|--------------------|----------|
| | | 2 × ACSR | 2 × LL- | 2 × ACSR | 2 × LL- | 2 × ACSR | 2 × LL- |
| | | Zebra | TACSR/AS | Zebra | TACSR/AS | Zebra | TACSR/AS |
| Transmission line loss | MW/cct. | 8.8 | 6.8 | 19.9 | 15.5 | 35.8 | 27.8 |
| Annual energy loss | MWh/yr | 84,797 | 65,525 | 191,756 | 149,358 | 344,969 | 267,881 |
| Energy loss savings | MWh/yr | 19,272 | | 42,398 | | 77,088 | |
| Weighted average for 40 yrs | MWh/yr | | | | | 73,330 | |

(調査団作成)

(2) Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画への適用

Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線と並行して 220 kV 送電線が南北に敷設されていることから、仮に Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線の 1 回線に事故が発生した場合でも、220 kV 送電線にて迂回送電可能であるため、本送電線の建替については N-1 条件を考慮する必要はない。従って、本計画には LL-ACSR /AS (500mm²)を導入し、ロスの一層の低減を図ることを推奨する。

表 3.3-2 に、ACSR Lynx を 54°C、190 A で使用した場合の最大電流値を、ACSR Zebra、LL-ACSR/AS それぞれに適用した場合の送電ロス低減量を示す。

表3.3-2 Polpitiya – Habarana送電線におけるロス低減量

| | Unit | ACSR Lynx | ACSR Zebra | LL-ACSR/AS 550mm ² |
|------------------------|-----------------|------------|----------------|---------------------------------|
| Transmission line loss | MW/cct. | 3.2 | 1.4 | 1.1 |
| Amount of Energy loss | MWh/year・2 cct. | (1) 56,064 | (2) 24,528 | (3) 19,272 |
| Energy Loss Reduction | MWh/year・2 cct. | | (1)-(2) 31,536 | (2)-(3) 5,256 (1)-(3) 36,792 |

(調査団作成)

3.3.2 変電分野における本邦技術の活用

変電に関わる本邦技術の活用については、変圧器の鉄心にアモルファスを使用しロス低減を図ったトップランナー変圧器などがあるが、これは配電向けの小容量器のみに適用されており、市場に出ているのは 2 MVA 程度の配電用変圧器までである。

日本で製造されている送電向けの大容量変圧器は、製品の質が高く効率の良いものであるが、これは日本メーカーによる徹底した品質管理によって実現されるもので、特別な技術を適用しているわけではない。日本と同程度の変圧器は、精度・効率に影響する仕様を決定し、オーダーメイドで注文すれば、米国や欧州のメーカーでも製造が可能であるため、変電ロス低減のために本邦技術で推奨できるものはない。

第4章 配電ロス低減プロジェクト

4.1 概要

本調査では、電力エネルギー省から Department of External Resources に提出された ‘Proposal for Low Voltage Distribution Loss Reduction Project(LV Proposal)’ および CEB の各 Region (1、2 および 4) から入手した MV 配電網開発計画を基に、現地調査および各地方事務所を訪問して得た情報を加味して候補プロジェクトを選定した。ただし、Region 3 の開発計画は策定中であったので、内容を本報告には反映していない。

調査団は、上記の資料・情報を基本に CEB と協議し、次のような配電ロス削減の候補を選択した。この候補は、現地の管理効率を考え、コロンボ近郊(Western Province)、North West Province、Central Province および Sabaragamuwa Province を対象としている。

1) 配電用変電所の新設

需要家密度の希薄な地方では低圧配電線のロスが大きく、ロス削減には低圧配電用変電所の新設が不可欠である。設置数量、設置場所については、別途詳細な検討が必要と考えられるが、基本的には CEB の提案に従う。

2) 単相配電線の 3 相化

単純な電氣的な計算より、単相の配電線路を 3 相化することにより、同じ電流であれば 3 倍の容量になり、同じ容量であれば 1/3 の電流になるので、線路が一本増えることを考慮しても配電線ロスは 6 分の 1 になり削減の効果は大きい。

3) 電力量計の設置

電力量計の設置は、直接的には配電ロスの削減には結びつかないものの、ノンテクニカルロス量の正確な把握や配電ロス削減の計画を立てる上で重要な設備である。また、CEB 内でも電力量計のデータ伝送を行いたいとの要求もあり、将来のデータ伝送を視野に入れて、GPRS などと接続できるようインターフェースを考慮する。

4) 33/11 kV 一次変電所(Primary Substation: PS)の新設および配電線路の強化

PS の新設や配電線路の強化の主な効果は、配電電圧の昇圧による負荷電流の減少と配電線の負荷電流の均等化によるロスの削減であるが、副次的なものとして配電線路の過負荷の緩和と予備ルートの確保による停電対策がある。

5) 配電自動化システム(DAS)

DAS は、配電系統を最適制御して配電ロスを抑えるインテリジェントな機能を有している。また、現状の負荷状態を監視して配電系統のロスを常時監視できる機能がある。DAS にはまた、停電時間短縮、信頼性向上および帳票、データ管理の合理化等の副次的利点もある。

一方、DAS の構築には信頼性の高い通信設備が必要で、CEB の説明によれば、現在

General Packet Radio Service (GPRS) の検証をしており、価格的にも安価で使用できるとのことで、安全性および信頼性さえ担保されれば有効な通信手段となりえる。

4.2 配電ロス削減候補プロジェクト

4.2.1 配電用変電所の新設

1) 概要

配電用変電所のロス削減の方法として、①大型の変圧器を小型の複数台の変圧器に変更、②配電用変圧器を低ロス型の変圧器(トップランナー変圧器相当)に変更、および③配電用変電所の増設、という 3 つの方法がある。実施コスト、期間、また開発などの制約により、③の配電用変電所の新設が現実的と考えられるため、その方針に基づいて検討する。

2) ロス削減効果

配電用変電所を設置した場合の効果は、配電線距離の短縮と負荷電流の減少である。案件実施により配電距離が 50%、負荷電流が 50%になると仮定し試算した結果、1 箇所の配電用変電所当たり年間 14 MWh のロスが削減できるという計算結果になった。これを今回適用する地域毎に集計した結果を表 4.2-1 に示す。

表4.2-1 配電用変電所新設のロス削減効果

| Region | Area | Required Qty | Loss Reduction (MWh/Yr) | Total Loss Reduction (MWh/Yr) |
|----------|--------------|--------------|-------------------------|-------------------------------|
| Region 1 | NWP | N/A | N/A | N/A |
| Region 2 | WPN | 40 | 14 | 560 |
| | Central | 400 | 14 | 5,600 |
| Region 3 | WPS-2 | 100 | 14 | 1,400 |
| | Sabaragamuwa | 125 | 14 | 1,750 |
| Region 4 | WPS-1 | 38 | 14 | 532 |
| Total | | | - | 9,842 |

(調査団作成)

3) プロジェクトのベースコスト

1 箇所の配電用変電所当たりの CEB の標準単価を基本として、全体のコストを表 4.2-2 に集計した。

表4.2-2 配電用変電所の新設コスト

| Region | Area | Required Qty | Unit Cost (MLKR) | Cost (MLKR) |
|----------|--------------|--------------|------------------|-------------|
| Region 1 | NWP | N/A | N/A | N/A |
| Region 2 | WPN | 40 | 4 | 160 |
| | Central | 400 | 4 | 1,600 |
| Region 3 | WPS-2 | 100 | 4 | 400 |
| | Sabaragamuwa | 125 | 4 | 500 |
| Region 4 | WPS-1 | 38 | 4 | 152 |
| Total | | | - | 2,812 |

(LV Proposalを基に調査団作成)

4.2.2 配電線の 3 相化による配電ロス削減

1) 概要

低圧単相配電線を三相化することにより、線路の抵抗ロスが半分になるため、配電ロスの削減に有効な方法である。また、CEB の低圧配電網には、亘長の長い単相線路が多くあり、大きなロスが出ているため、ロス削減に非常に有効である。

2) ロス削減の効果

表 4.2-3 に単相線路の三相化の効果を適用する地域毎に示す。

表4.2-3 単相配電線の三相化の効果

| Region | Area | Q'ty (km) | Loss Reduction (MWh/km・Yr) | Total Loss Reduction (MWh/Yr) |
|----------|--------------|-----------|----------------------------|-------------------------------|
| Region 1 | NWP | 1,000 | 2.315 | 2,429 |
| Region 2 | WPN | 100 | | 243 |
| | Central | 1,000 | | 2,429 |
| Region 3 | WPS-2 | 700 | | 1,701 |
| | Sabaragamuwa | 700 | | 1,701 |
| Region 4 | WPS-1 | - | | - |
| Total | | 3,500 | - | 8,503 |

(調査団作成)

3) プロジェクトのベースコスト

単位長さ(1 km)当たりの CEB の標準単価を基に、全体のコストを表 4.2-4 に集計した。

表4.2-4 単相配電線の三相化のコスト

| Region | Area | Required Q'ty | Unit Cost (MLKR) | Cost (MLKR) |
|----------|--------------|---------------|------------------|-------------|
| Region 1 | NWP | 1,000 km | 0.5 | 500 |
| Region 2 | WPN | 100 km | 0.5 | 50 |
| | Central | 1,000 km | 0.5 | 500 |
| Region 3 | WPS-2 | 700 km | 0.5 | 350 |
| | Sabaragamuwa | 700 km | 0.5 | 350 |
| Region 4 | WPS-1 | N/A | N/A | N/A |
| Total | | 3,500 km | - | 1,750 |

(LV Proposalを基に調査団作成)

4.2.3 電力量計の設置と遠方監視による配電ロス測定能力の向上

1) 概要

CEB の提案には通信インターフェースのない電力量計が要求されていたが、CEB との協議から、電力量計のデータを地方事務所へ伝送したいとの要求が多くあったため、本計画に将来の検針データの自動伝送機能に対応できる通信インターフェースを盛り込むこととした。

2) ロス削減の効果

電力量計設置は直接的に配電ロス削減には寄与しないが、間接的に以下のメリットがある。

- i) 配電線に送り出した電力量が正確に把握できる。

- ii) 時間遅れなくタイムリーに検針データが入手できる。
- iii) 検針の精度が向上する。

3) プロジェクトのベースコスト

表 4.2-5 に CEB の基準単価を基にした電力量計の設置コストを示す。LV Proposal の中に含まれているは電力量計のコストには筐体、電力量計、CT/VT など含まれているが、伝送装置のコストは含まれていない。それらを加味したコストについては、第 6 章にて述べる。

表4.2-5 電力量計の設置コスト

| Region | Area | Required Q'ty | Unit Cost (KLKR) | Cost (KLKR) |
|----------|--------------|---------------|------------------|-------------|
| Region 1 | NWP | 250 | 62.8 | 62,800 |
| Region 2 | WPN | 125 | 62.8 | 7,850 |
| | Central | 125 | 62.8 | 7,850 |
| Region 3 | WPS-2 | 125 | 62.8 | 7,850 |
| | Sabaragamuwa | 125 | 62.8 | 7,850 |
| | WPS-2 | 250 | 62.8 | 15,700 |
| Region 4 | WPS-1 | 700 | 62.8 | 43,960 |
| Total | | 1,450 | - | 106,760 |

(LV Proposalを基に調査団作成)

4.2.4 33/11 kV 一次変電所の新設および配電線路の強化

1) 概要

配電電圧の昇圧は、負荷電流を減少させ、それにより抵抗損を削減できるロス削減の一つの有効な手段である。また、電線サイズを太くすることにより、抵抗値が小さくなり、ロスを削減できる。

2) ロス削減の効果

ロスの試算は、一次変電所が新設された場合に、11 kV 配電線の短縮される亘長と、新設される 33 kV 配電線の長さが同じとし、標準的な地方の負荷パターンにて両者のロスの差を求めた。これにより、表 4.2-6 にある結果を得た。

表4.2-6 一次変電所の新設および配電線強化の効果

| Region | Area | Project | Reduced Losses (MW/yr) |
|----------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| 1 | North Western Province | Kalpitiya New PS | 192 |
| | | Koswadiya New PS | 192 |
| 2 | Western Province North | Keoungoda New PS | 153 |
| | | Awarakotuwa New PS | 61 |
| | | Pugoda Gabtry to Dekatana Gantry | 796 |
| | | Eriyagama gantry to Pichcha-malawatta | 919 |
| 4 | Western Province South-1 | Augmentation of Panadura PS | 306 |
| | | Kalutura New PS | 77 |
| | | Fullerton gantry to Kalutura PS | 5 |
| Total Loss Reduction | | | 2,701 |

(MV開発計画を基に調査団作成)

3) プロジェクトのベースコスト

MV 開発計画中の CEB の標準価格をベースに算出した結果を表 4.2-7 に示す。

表4.2-7 一次変電所の新設および配電線強化のコスト

| Region | Area | Project | Estimated cost (MLKR) |
|------------|-----------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| 1 | North Western | Kalpitiya New PS | 75 |
| | | Koswadiya New PS | 75 |
| 2 | Western Province North | Keoungoda New PS | 75 |
| | | Awarakotuwa New PS | 175 |
| | | Pugoda Gabtry to Dekatana Gantry | 59 |
| | | Eriyagama gantry to Pichcha-Malawatta | 180 |
| 4 | Western Province South-1 | Augmentation of Panadura PS | 55 |
| | | Kalutura New PS | 175 |
| | | Fullerton gantry to Kalutura PS | 11 |
| Total cost | | | 975 |

(MV開発計画を基に調査団作成)

4.2.5 配電自動化システム(DAS)の採用

1) 概要

CEB との討議で、Region 2 の Central Province に DAS を設置する案があり、ロス削減および配電自動化という観点から、この案を採用する。問題になっているのは通信インフラであるが、重要変電所については専用回線を使い、現場の LBS などの機器の制御には、CEB 専用の GPRS(CEB の端末を、ファイアーウォールを設けて、バーチャルな LAN を構成したもの)を使用する。DAS の構成要素としては、中央制御装置、RTU、関連ソフト、現場機器(LBS、RMU など)があり、既設機器の遠方制御化対応を含むものとする。

また、DAS の効果を最大にするため、配電系統の基本構成を下記のとおりとする。

- i) 配電系統の構成は、多分割多連系方式を標準とする。
- ii) 配電系統は、事故時に相互切替えの可能な系統とする。
- iii) 配電線の事故時に停電区間を最小とするため、配電線に連系点を設けて複数区間化する。
- iv) 系統事故時に自動的に事故区間を切り分けるために、自動再閉路機能を具備する。このための、配電用変電所の増強も含む。

2) ロス削減の効果

DAS による配電ロス削減の効果について、定量的な計算には詳細なデータが必要であるので、ここでは定性的な項目について説明する。

- i) 過負荷回線の迅速な切り替えにて負荷を平準化し、配電ロスを抑制する。
- ii) キャパシターバンクなどを遠方から監視・制御することにより、必要に応じて入り切り可能となり、配電ロスを削減できる。
- iii) 低電圧が発生した場合には、系統の切り替えなどで電圧低下を抑制でき、負荷電流の上昇を抑え配電ロスを低減できる。

また、以下のような副次的な効果がある。

- i) 停電時間の削減
- ii) 系統操作の省力化
- iii) 事故記録、操作記録および各種報告書の作成の自動化
- iv) 機器の遠方操作により、現場での手作業がなくなり、操作員の安全が確保できる。

3) プロジェクトのベースコスト

表 4.2-8 に Central Province への DAS 導入のコストを示す。基本的に CEB 自身でソフトウェアを開発するという前提となっているため、非常に安価となっている。これには、開発のリスク、製品の品質管理、設計管理など各種リスクが伴うが、仕様を簡易なものに制限し、リスク管理を徹底すれば実現は可能と考える。

表4.2-8 Central ProvinceへのDAS導入コスト

| No. | Description of items | Quantity | Unit Cost (MLKR) | Total Cost (MLKR) |
|------------|--|-------------|---------------------|----------------------|
| 1 | Auto-Reclose unit with Remote operable facility | 65 pcs. | 1.8 | 117 |
| 2 | Local Breaker Switches/Sectionalizers with remote operable | 125 pcs. | 1.6 | 200 |
| 3 | Sectionalizers with remote monitoring facility(sets) | 250 pcs. | 0.5 | 125 |
| 4 | Fault Indicators with remote monitoring facility(sets) | 400 pcs. | 0.1 | 40 |
| 5 | Energy meters with remote monitoring facility | 125 pcs. | 0.08 | 10 |
| 6 | Installation of SF6 Ring main Unit with remote operable facility | 20 sets | 1.8 | 36 |
| 7 | Installation of 33kV UG or Overhead insulated cable between Pogolla PSS to Bogambara PSS | 10 km | 20 | 200 |
| 8 | Installation of 33 kV UG or Overhead insulated cable between Bogambara PSS to Gatambe PSS | 10 km | 20 | 200 |
| 9 | Installation of new Wattaranthenna PSS | 2x5 MVA PSS | 175 | 175 |
| 10 | 33 kV Transmission line to nearest junction point | 1.5 km | 14 | 21 |
| 11 | Capacity Building for engineer in Region-2 | 1 | 22 | 22 |
| Total Cost | | | | 1,146 |

(調査団作成)

4.3 本邦技術適用の可能性

日本製の低ロス型の変圧器として、「トップランナー変圧器」がある。これは、本邦の省エネ法で規定されている低負荷損、低無負荷損の変圧器である。スリランカにはそのような法律や規制がないため、トップランナー変圧器のような低損失の変圧器は作られていない。このような変圧器をスリランカで適用すればロス低減に高い効果があると考えられるが、また、日本のトップランナー変圧器は、電圧、その他の仕様が異なるため、日本と同じ仕様の製品をただちには適用できない。

DAS については、日本メーカーが 30 年ほど前から開発しており、技術的に CEB が開発している DAS に導入できる技術があるが、CEB はソフト開発も含んで自ら開発を実施する意向であり、DAS の周辺機器も欧州、オーストラリアなどのメーカーの競争力が高いため、日本メーカーの参画は困難な状態となっている。また、円借款で実施中のコロombo市配電網整備計画でも、CEB は欧州方式の DAS 技術を受け入れて、欧州メーカーが受注している。

第5章 環境社会配慮

5.1 概要

将来円借款での支援を希望するプロジェクトに関しては、その計画段階において、環境や社会に及ぼす影響を回避、最小化、または負の影響を緩和する措置に関して、十分な調査、検討がなされている必要がある。

調査団は、スリランカが 2011 年度以降円借款を希望している複数の具体的なプロジェクトが、JICA の「環境社会配慮に関するガイドライン(2010 年)」および「プロジェクト実施予定地の現地調査」の両側面から、上述する環境社会配慮を十分反映しているかを確認した。また、JICA が借款国に求める環境社会配慮に関連する項目が、スリランカの環境関連法の中では、どのような形で取り込まれているかを調査・分析した。

5.2 環境関連法規と通達等

(1) 環境影響評価制度の導入

1978 年に制定されたスリランカ国憲法には「環境の保護・保全はスリランカ国民の責務である」(第 18 条)、「国家は社会の利益のために、環境を保護し、保存し、かつ改善しなければならない」(第 27 条)と規定している。これに基づき、スリランカの環境保護・管理の基本的な枠組みを示す国家環境法(National Environmental Act, No.47 of 1980: NEA)が 1980 年に制定される。また、1981 年に、これらの施策の実施機関として、中央環境庁(Central Environmental Authority)が設立された。

(2) 環境影響評価に関する法制度

環境影響評価制度は、1993 年の国家環境法(NEA)の改正で導入された。本改正により、送電・配電事業に関しては、「電圧が 50 kV 以上でその延長が 50 km を超える送電線」事業が環境影響評価の承認手続きを進める対象事業とされた(Gazette No 772/22 of 24th June 1993)。

(3) 環境影響評価承認に係わる手続き

1988 年の NEA の改正で、環境影響評価報告書はその事業が周辺環境等に及ぼす負荷の度合いに応じて、初期環境調査(Initial Environmental Examination: IEE)報告書または、環境影響評価(Environmental Impact Assessment: EIA)報告書のいずれかを作成することが示された。また、住民縦覧等の具体的な手続きも盛り込まれた(同法 23Y、Part IVC 条項)。

環境影響評価承認に関する具体的な手続きは、以下の通りである。

- 1) 中央環境庁へのプロジェクトに関する初期概要情報(Preliminary Information)の提出

事業実施予定者は、中央環境庁が作成した、事業概要スクリーニング様式にプロジェクト概要を記入し、中央環境庁に提出する。

2) スコーピングの実施

中央環境庁は、NEA 施行令 (Gazette No 859/14 of 16th February 1995、Gazette No 1373/6 of 29th December 2004) に基づき、提出された事業概要スクリーニングを参考として、本プロジェクトを審査・承認する機関を決定する。指定された審査機関は、事業概要スクリーニングを分析し、環境影響評価手続きとして、IEE を実施すべき事業か、或いは EIA を実施すべき事業の仕分けを行う。

IEE を実施すべき事業として仕分けされた事業に関しては、原則として実施要綱 (Terms of Reference :TOR) を作成せずに、直接 IEE 報告書を作成する。EIA を実施すべき事業として仕分けされた事業に関し、事業実施者は EIA 報告書を作成し、承認機関 PAA に提出する。

3) IEE/EIA 報告書の作成と公告

承認機関は、提出された IEE あるいは EIA が TOR に基づいて作成されているかをチェックした後に、EIA 報告書に関しては、30 日間の期限つきで、住民縦覧に付する。住民縦覧の期間中に、承認機関は、EIA 報告書を審査する機関 (Technical Evaluation Committee : TEC) を設置し、審査し、見解を求めることとしている。

承認機関は、審査機関の見解に基づいて、承認又は非承認の判断をする。なお、承認・非承認の判断に先立ち、中央環境庁の意見を求めることとなっている。

(4) JICA 環境社会配慮ガイドラインとスリランカ国環境法との関連事項

JICA ガイドラインには、環境影響報告書として以下の項目が満たされることを原則とし、借入国において配慮するよう求めている。

表5.2-1 環境社会配慮に関するJICAガイドラインとスリランカ国環境法との対応

| 配慮項目 | スリランカ国環境法 | JICAガイドライン |
|----------|---|--|
| 代替案 | 複数の代替案の検討を義務付けている。 | プロジェクトを実施しない案も含めて代替案の比較検討を行うこと。 |
| EIA報告書 | 英語にて作成。要求に応じてシンハラ語あるいはタミル語での作成が義務付けられている。 | EIA報告書は、当該国の公用語または広く使用されている言語で書かれ、説明では地域の人々が理解できる言語と様式に書面が作成されていること。 |
| EIAの住民縦覧 | 30日間の住民縦覧を義務づけ、また、住民意見のプロジェクトへの反映をフォローする制度が法に明記されている。 | 情報が現地ステークホルダーに対して公開・提供されること。 |
| モニタリング | EIA報告書にモニタリング計画を盛り込むことが義務付けられている。 | プロジェクト計画にモニタリング計画が含まれていること。 |

(調査団作成)

5.3 円借款候補プロジェクトに関する環境社会配慮事項

調査団は、円借款候補プロジェクトに関する環境社会配慮を確認するため、New Habarana – Veyangoda、および Polpitiya – Habarana の送電線プロジェクトを主体に現地調査を実施した。

(1) JICA ガイドラインによる円借款候補プロジェクトのスクリーニング

New Habarana – Veyangoda 送電線プロジェクトに関しては、建設に関する環境影響評価書である IEE が既に作成されていたので、報告書を参考しつつ現地確認調査を実施した。Polpitiya – Habarana 送電線に関しては、現時点では、具体的な工法等を検討している段階であることから、現地調査は、建設予定地となる既存路線沿線の環境(集落・自然環境)を主体的に確認した。

(2) 円借款候補プロジェクトの国内法による承認手続きの進捗状況

New Habarana – Veyangoda 送電線プロジェクトに関しては、2011 年 7 月に NEA に基づく承認申請手続きに入っている。国内法によれば、申請内容に特に問題がなければ、申請後 21 日以内に承認が下りることになっている。

(3) New Habarana – Veyangoda 送電線の IEE で検討されている環境社会配慮

IEE 作成に際して、関係住民に事業概要を十分に説明し、また、関係者の意見等を報告書に反映させたものとなっている。また、本プロジェクトの実施に伴う住民移転は発生せず、かつ、国内法で自然環境上重要な地域として指定されている環境保全区域等を避けているので、自然および社会環境上の重大な問題は無い。ただし、送電線の建設区域の一部に、貴重種として指定されている「象」の生息地が含まれるので、工事着手段階では、「象」に与える悪影響を軽減する工法を検討することが必要である。

(4) 候補プロジェクトの JICA ガイドラインに基づくカテゴリー分類

- 1) New Habarana – Veyangoda 送電線建設プロジェクトは、NEA に基づく環境影響評価承認手続き段階で、環境に与える影響は軽微で、かつ、影響は限定的であるとの判断がなされ、環境影響報告書の作成は、比較的簡便な IEE 報告書の作成で十分足りるとされたプロジェクトである。このことから、JICA ガイドラインのカテゴリー区分の「カテゴリーB」に相当するものと判断される。
- 2) Polpitiya – Habarana 送電線建替プロジェクトは、現在計画中で、工事の規模・工法等が定まっていないので、俄かにカテゴリー区分は出来ないが、従来の政府の対応では、送電線建設に際しては、上記 1)と同様の理由で、IEE 報告書の作成で十分足りるとしているため、本案件も「カテゴリーB」に区分されるものと思料する。
- 3) その他の送・配電に関する円借款候補プロジェクトは、NEA に基づき環境影響評価実施対象プロジェクトとは見なされていないので、「カテゴリーC」に区分されるものと思料する。

第6章 プロジェクトの実施計画

6.1 事業実施・維持管理体制

(1) 送変電プロジェクト

CEB が送変電プロジェクトを実施する際には、一般的にプロジェクト実施のための組織(PIU)を設立し、その実施管理・監督を行わせる。PIU の要員はプロジェクトに関連する送電プロジェクト部(Transmission Projects Department)から選出される。New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画では、Trincomalee Coal Power Projectに関連し、すでにPIU が設立されており、プロジェクト事務所も設営されてルート測量や設計が進められている。同計画に対する開発資金が確保された際には、現在のPIU が引き続きプロジェクトの管理・監督を行う。

送変電プロジェクトの完成後には、CEB の送電部(Transmission Department)にその維持管理が移譲される。

(2) 配電プロジェクト

配電プロジェクトの実施に当たり、CEB の Project Director の下に Substation/Distribution 関係の Project Team と DAS 関係の Project Team を配置してその管理・監督を行っている。また、契約関係の処理、および技術的なアドバイスを得るために、コンサルタントを配置し管理を行う。

配電維持管理体制について、各配電 Region に担当の Deputy General Manager、各 Province に Chief Engineer、その下の Area に Electrical Engineer が配置されており、この体制で維持管理を実施している。

6.2 実施計画

6.2.1 送変電プロジェクト

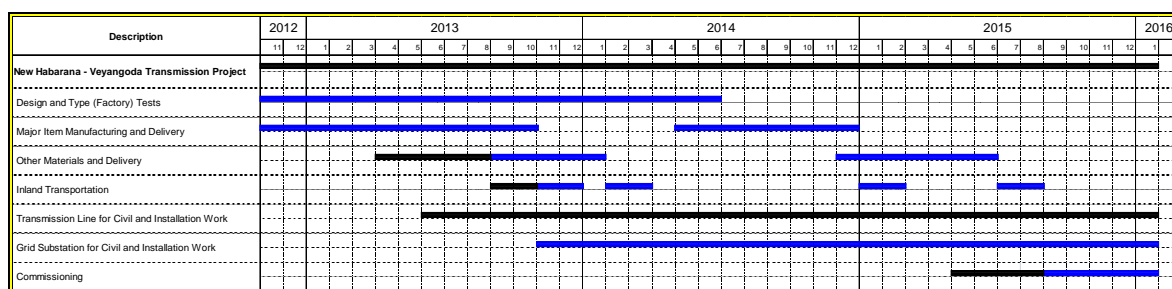
以下に、送変電候補プロジェクトの実施計画について概説する。

(1) New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画

1) 概略工程

表 6.2-1 に想定される実施工程を示す。設計からの運用開始までの実施期間を 39 カ月と見ており、CEB は本送電線の運用開始をトリンコマリー石炭火力の運用開始前の 2016 年初頭と計画しているため、請負業者による設計開始を 2012 年後半としている。ただし、CEB によると、諸般の事情により同石炭火力の運用開始が 2017 年初頭までずれこむ可能性があるとのこと、その場合は、本送電線はその半年前の 2016 年中旬までに運用を開始すればよい。

表6.2-1 実施工程(New Habarana – Veyangoda 220kV送電線建設計画)



(調査団作成)

2) 資機材調達および施工上の留意事項

資機材調達時

- i) 既存の機器の調達先を考慮した仕様を踏まえ、調達先を決定する。
- ii) 資機材調達先選定当たっては、製品の品質確保を第一とする。
- iii) 標準仕様を扱っている比較的規模の大きいメーカーからの調達を考慮する。
- iv) LL-TACSR/AS電線などの特殊機材の調達に当たっては、設計・製造、輸送に要する期間を考慮し計画する。

工事施工時

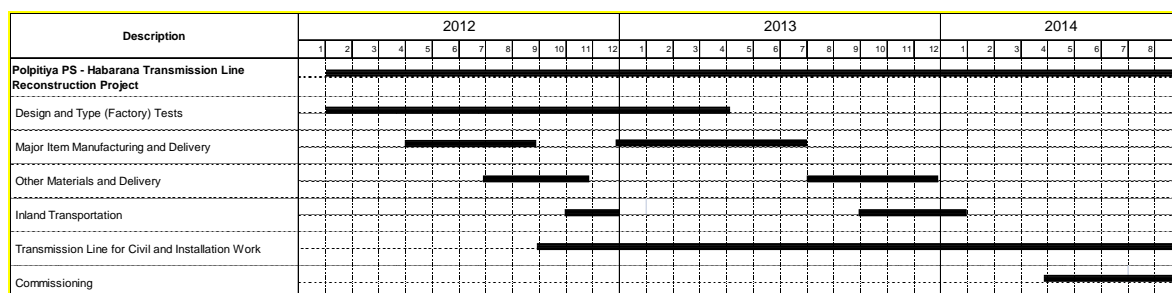
- i) 特に変電所の建設・増設時には近隣の住民等への騒音・振動被害が発生しないよう配慮する。
- ii) 環境・社会配慮に係わる問題を引き起こさないよう留意する。
- iii) 架線工事中は電線の動きに注意し、電線接触による物的・人的事故が発生しないよう最大限注意する。
- iv) 変電所内では充電部との十分な離隔を考慮して作業する。
- v) 停止が必要な工事については、予め綿密な停止計画を策定する。

(2) Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画

1) 概略工程

表 6.2-2 に想定される実施工程を示す。設計からの供用開始までの必要実施期間を 32 カ月と見ており、CEB は運用開始を 2014 年と計画しているため、2012 年の初期にも設計を開始する必要がある。

表6.2-2 実施工程表(Polpitiya – Habarana送電線建替計画)



(調査団作成)

2) 機材調達および施工上の留意事項

留意事項は前項(1)と同様であるが、132 kV 送電線ルートが森林地帯を通過することから、撤去を含めた架線工事中には、障害物に接触しないよう最大限注意することが必要である。工事休止中も、電線に適当な張力を与え風等の影響で接触事故を起こさないようにする必要がある。

(3) 変電所新設および増強計画

1) 概略工程

(A) Colombo A 変電所増強計画

設計からの供用開始までの必要実施期間を 14 ヶ月と見ており、CEB は供用開始を 2014 年としているため、2013 年までには設計を開始する必要がある。

(B) Kalutara 132/33 kV 変電所新設計画

設計からの供用開始までの必要実施期間を 20 カ月と見ており、CEB は供用開始を 2014 年としているため、2012 年の後半には設計を開始する必要がある。

(C) Madampe 132/33 kV 変電所増強計画

設計からの供用開始までの必要実施期間を 13 カ月と見ており、2012 年の後半には設計を開始する必要がある。

(D) 無償電力補償装置設置計画

対象となる、8 か所同時に実施した場合、設計からの供用開始まで 13 ヶ月で設置可能であり、2014 年に供用開始するためには、2012 年後半には設計を開始する必要がある。

2) 機材調達および施工上の留意事項

資機材調達時

- i) Colombo A 変電所増強計画については、増設のための用地が狭隘のため、変圧器仕様の決定に際し、既設と同様の仕様で、より小型の調達を考慮する。
- ii) 132 kV GIS、33 kV および 11 kV の開閉装置の調達に際しては、既存機器とのインターフェースや親和性を考慮の上で調達先を決定する。
- iii) 主要機器の調達先については、機器の信頼性を第一として決定する。

工事施工時

- i) Colombo A 変電所増強計画については、設置用地が狭隘のため、事前に周到な設置・搬入計画の策定が必要である。
- ii) 変電所内では、充電部との離隔を十分に確保して作業を行う。
- iii) ケーブルの敷設際し、事前に既設ケーブルルートを確認の上で敷設計画を策定し作業を行う。
- iv) 132 kV 送電線の工事中は、近隣住民へ配慮するとともに、事前に安全対策を立てる。
- v) 停止が必要な工事については、予め綿密な停止計画を策定する。

6.2.2 配電プロジェクト

(1) 各案件の概略工程

- 1) 配電用変電所の新設
総計 703 箇所の配電用変電所建設の工期を 24 ヶ月と計画した。
- 2) 単相配電線の三相化
総計 3,500 km の三相化工事の工期を 24 ヶ月と計画した。
- 3) 電力量計の設置
総計 1,450 箇所の電力量計の設置工期を 24 ヶ月と計画した。
- 4) 33/11 kV 一次変電所 (Primary Substation: PS) と 33 kV の配電線の新設工事
総計 6 箇所の一次変電所新設・改修工事の工期を 21 ヶ月と計画した。また、総計 30 km の 33 kV 配電線新設の工期を 17 ヶ月と計画した。
- 5) 配電自動化システム (DAS)
ソフトウェアの CEB による開発期間を含む DAS の導入工期を 38 ヶ月と計画した。

(2) 資材調達先

資材調達先について、以下について考慮する。

- 1) 主用機器については、欧州、米国、オーストラリアが海外の調達先として想定される。
- 2) 配電用変圧器は、価格と保守面から考え、スリランカ製が想定される。
- 3) 33/11 kV 変電所の機器は、中国、東南アジア製のものが想定される。

(3) 施工上の留意点

- 1) 配電関係の資機材は、標準的な仕様で標準図を使い施工されるため、それぞれの施工結果の記録を残すことが重要である。
- 2) CEB で設計する部分と契約業者が担当する部分との区分を明確する。
- 3) 同プロジェクト内の他の契約とのインターフェースを円滑にする。
- 4) 配電線の停電と接地の確認を十分に取り、安全に作業する。
- 5) 作業員には十分な教育を施し、品質と安全の確保に努める。

6.3 プロジェクトコストの見直し

第 3 章と第 4 章に示した CEB が積算したコストに対し、スリランカにおける過去案件のコストデータを参考に、以下の通り調査団は各候補プロジェクトコストの見直しを実施した。

6.3.1 送変電プロジェクト

(1) New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画

表 6.3-1 に CEB 積算のプロジェクトコストと調査団が見直したコストとの比較を示す。

表6.3-1 コスト比較(New Habarana – Veyangoda 220 kV送電線建設計画)

| New Habarana – Veyangoda Transmission Project | CEB's Estimate (MLKR) | | Survey Team's Estimate (MLKR) | |
|--|-----------------------|---------|-------------------------------|---------|
| | F.C | L.C | F.C | L.C |
| 1) Construction of New Habarana SS | 1,552.8 | 229.1 | 2,195.1 | 289.3 |
| 2) Construction of connection line from Kotmale - New Anuradhapura TL | 11.5 | 5.3 | 24.2 | 5.6 |
| 3) Construction of New Habarana - Veyangoda 220kV TL | 4,567.3 | 1,872.8 | 5,744.9 | 821.7 |
| 4) Augmentation of Veyangoda GS | 105.8 | 7.7 | 100.7 | 20.8 |
| 5) Construction of 1.5 km quadruple 132 kV tower line to carry 132 kV circuits from Ukuwela and Valachenai to New Habarana | 31.5 | 16.5 | 47.2 | 8.3 |
| Total 1) ~ 5) | 6,268.9 | 2,131.4 | 8,112.1 | 1,145.7 |
| Grand Total(FC+LC)/MLKR | 8,400.3 | | 9,257.8 | |
| Grand Total/JPY(million) | 6,384.2 | | 7,035.9 | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

また、表 6.3-2 に本邦技術の適用有無でのロス低減量および全体事業費の比較を示す。

表6.3-2 ロス低減量および全体事業費の比較

| CEB's Proposed Project (2 x ACSR Zebra, 2-cct) | | | Japan's Technique applied Project (2 x LL-TACSR/AS 550 mm ² 2-cct) | | |
|---|-------------------------------------|----------|--|--------------------------------|----------|
| Loss Reduction (MWh/year) | Reviewed Cost by the Survey Team | | Loss Reduction (MWh/year) | Estimate by the Survey Team | |
| | MLKR | MJPY eq. | | MLKR | MJPY eq. |
| 122,931 | 9,257.8 | 7,035.9 | 196,261 (122,931 + 73,330) | 10,821.4 | 8,224.3 |
| Amount of Increase | | | 73,330 | 1,563.6 | 1,188.4 |
| Ratio of Increase | | | 59.7% | 16.9% | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

(2) Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画

表 6.3-3 に CEB 積算のプロジェクトコストと調査団が見直したコストとの比較を示す。

表6.3-3 プロジェクトコスト比較(Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画)

| Polpitiya – Habarana TL Reconstruction Project 1) -4) | CEB's Estimate (MLKR) | | Survey Team's Estimate (MLKR) | |
|---|-----------------------|----------|-------------------------------|----------|
| | F.C | L.C | F.C | L.C |
| 1) Reconstruction of Polpitiya – Kiribathkumbura TL | 841.12 | 438.92 | 1,214.58 | 581.96 |
| 2) Reconstruction of Kiribathkumbura – Ukuwela TL | 485.26 | 253.23 | 698.45 | 334.61 |
| 3) Reconstruction of Ukuwela – Habarana TL | 1,326.38 | 692.15 | 1,918.40 | 919.27 |
| 4) Removal of existing transmission line | 0.00 | 73.80 | 0.00 | 73.80 |
| 5) Conversion of existing Habarana SS | - | - | 89.47 | 20.16 |
| Total 1) ~ 5) | 2,652.76 | 1,458.10 | 3,920.90 | 1,929.80 |
| Total (FC+LC) | 4,110.86 | | 5,850.70 | |
| Total/JPY (million) | 3,124.25 | | 4,446.53 | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

また、表 6.3-4 に本邦技術の適用有無でのロス低減量および全体事業費の比較を示す。

表6.3-4 ロス低減量および全体事業費の比較

| CEB's Proposed Project (ACSR Zebra, 2-cct) | | | Japan's Technique applied Project (LL-ACSR/AS 550 mm ² , 2-cct) | | |
|---|----------------------------------|----------|---|-----------------------------|----------|
| Loss Reduction (MWh/year) | Reviewed Cost by the Survey Team | | Loss Reduction (MWh/year) | Estimate by the Survey Team | |
| | MLKR | MJPY eq. | | MLKR | MJPY eq. |
| 31,536 | 5,850.7 | 4,446.5 | 36,792 (31,536 + 5,256) | 6,968.2 | 5,295.8 |
| Amount of Increase | | | 5,256 | 1,117.5 | 849 |
| Ratio of Increase | | | 16.7% | 19.1% | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

(3) 変電所新設および増強計画

表 6.3-5 に CEB 積算のプロジェクトコストと調査団が見直したコストとの比較を示す。

表6.3-5 事業費比較(変電所新設および増強計画)

| Projects | CEB's Estimate (MLKR) | | Survey Team's Estimate (MLKR) | |
|---|--------------------------|-------|----------------------------------|-------|
| | F.C | L.C | F.C | L.C |
| (A) Augmentation of Colombo A GS | | | | |
| 1) Transformers 132/11 kV/31.5 MVA & E. Tr | 83.4 | 16.9 | 108.7 | 0.8 |
| 2) 132 kV S/B transformer bay(GIS) | 51.9 | 1.2 | 56.9 | 0.4 |
| 3) 11 kV transformer bay(GIS) | 15.0 | 0.3 | 5.9 | 0.2 |
| 4) Common items for 132/11 kV grid (GIS) | 35.2 | 20.6 | 47.6 | 0.5 |
| 5) Substation Remote Control System | 18.3 | 0.2 | 9.7 | 0.1 |
| 6)Civil Works, Installation and Other Services | - | - | 34.3 | 32.5 |
| Total 1) ~6) | 203.8 | 39.2 | 263.1 | 34.5 |
| Total (FC+LC) | 243.0 | | 297.6 | |
| Total/JPY(million) | 184.7 | | 226.2 | |
| (B) Construction of Kalutara 132/33 kV GS | | | | |
| 1) Construction of Kalutara 132/33kV GS | 663.3 | 121.9 | 774.2 | 247.8 |
| 2) Construction of interconnecting line | 97.1 | 50.6 | 138.1 | 66.9 |
| Total 1) ~2) | 760.4 | 172.5 | 912.3 | 314.7 |
| Total (FC+LC) | 932.9 | | 1,227 | |
| Total/JPY (million) | 709.0 | | 932.5 | |
| (C) Augmentation of Madampe 132/33 kV GS | | | | |
| 1) Augmentation of Madampe 132/33kV GS | 202.6 | 48.0 | 318.8 | 40.3 |
| 2) Installation of breaker switched capacitors | 116.2 | 8.4 | 138.2 | 5.7 |
| Total 1) ~2) | 318.8 | 56.4 | 457.0 | 46.0 |
| Total (FC+LC) | 375.2 | | 503 | |
| Total/JPY (million) | 285.2 | | 382.3 | |
| (C) Augmentation of Madampe 132/33 kV GS | | | | |
| Installation of Reactive Power Compensation Devices for 8 GSs | 1,084.4 | 78.4 | 1,643.6 | 127.7 |
| Total (FC+LC) | 1,162.8 | | 1,771.3 | |
| Total/JPY (million) | 883.7 | | 1,346.2 | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

6.3.2 配電プロジェクト

配電プロジェクトに関して、表 6.3-6～表 6.3-8 に調査団が見直したプロジェクトコストを示す。

表6.3-6 配電用変電所新設、単相配電線の三相化および電力量計設置コスト

| Description | Region | Q'ty. | Unit Cost (MLKR) | | Total Cost (MLKR) | |
|----------------------|----------|-------|------------------|--------|-------------------|---------|
| | | | FC | LC | FC | LC |
| LV scheme | Region 2 | 440 | 0.46 | 3.54 | 202.4 | 1557.6 |
| | Region 3 | 225 | 0.46 | 3.54 | 103.5 | 796.5 |
| | Region 4 | 38 | 0.46 | 3.54 | 17.5 | 134.5 |
| 3 Phase Conversion | Region 1 | 1,000 | - | 0.5 | - | 500.0 |
| | Region 2 | 1,100 | - | 0.5 | - | 550.0 |
| | Region 3 | 1,400 | - | 0.5 | - | 700.0 |
| Energy Meter | Region 1 | 250 | 0.0157 | 0.0471 | 3.925 | 11.775 |
| | Region 2 | 250 | 0.0157 | 0.0471 | 3.925 | 11.775 |
| | Region 3 | 250 | 0.0157 | 0.0471 | 3.925 | 11.775 |
| | Region 4 | 700 | 0.0157 | 0.0471 | 10.99 | 32.97 |
| Total | | | | | | 4,653.1 |
| Total in million JPY | | | | | | 3,536.3 |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

表6.3-7 33/11 kV一次変電所および33 kVの配電線の新設コスト

| Description | Region | Q'ty. | Unit Cost (MLKR) | | Total Cost (MLKR) | |
|-----------------------------|----------|-------|------------------|------|-------------------|-----|
| | | | FC | LC | FC | LC |
| Kalpitiya New PS | Region 1 | 1 lot | 64 | 11 | 64 | 11 |
| Koswadiya New PS | | 1 lot | 64 | 11 | 64 | 11 |
| Keoungoda New PS | Region 2 | 1 lot | 64 | 11 | 64 | 11 |
| Awarakotuwa New PS | | 1 lot | 154 | 21 | 154 | 21 |
| Pugoda To Dekatana Gantry | | 13 km | 2.72 | 1.81 | 35 | 24 |
| Eriyagama to Pichcha Gantry | | 15 km | 7.2 | 4.8 | 108 | 72 |
| Augmentation of Pantana PS | Region 4 | 1 lot | 135 | 15 | 135 | 15 |
| Kalutura New PS | | 1 lot | 154 | 21 | 154 | 21 |
| Fullerton to Kalutura PS | | 2 km | 3.3 | 2.2 | 6.6 | 4.4 |
| Total | | | | | 785 | 190 |
| Total in million JPY | | | | | 741 | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

表6.3-8 DAS導入のコスト

| Description | Q'ty. | Unit Cost (MLKR) | | Total Cost (MLKR) | |
|---|----------|------------------|-----|-------------------|----|
| | | FC | LC | FC | LC |
| Auto-Reclose unit with Remote operable facility | 65 pcs. | 1.8 | - | 117 | - |
| Local Breaker Switches/Sectionalizers with remote operable | 125 pcs. | 1.6 | - | 200 | - |
| Sectionalizers with remote monitoring facility(sets) | 250 pcs. | 0.5 | - | 125 | - |
| Fault Indicators with remote monitoring facility(sets) | 400 pcs. | 0.1 | - | 40 | - |
| Energy meters with remote monitoring facility | 125 pcs. | 0.08 | - | 10 | - |
| Installation of SF6 Ring main Unit with remote operable facility | 20 sets | 1.8 | - | 36 | - |
| Installation of 33 kV UG or Overhead insulated cable between Pogolla PSS to Bogambara PSS | 10 km | 20 | - | 200 | - |
| Installation of 33 kV UG or Overhead insulated cable between Bogambara PSS to Gatambe PSS | 10 km | 18 | 2 | 180 | 20 |
| Installation of new Wattaranthenna PSS (2x5 MVA) | 1 lot | 154 | 21 | 154 | 21 |
| 33 kV Transmission line to nearest junction point | 1.5 km | 8.4 | 5.6 | 13 | 8 |
| Capacity Building for engineer in Region-2 | 1 lot | 22 | - | 22 | - |
| Total | | | | 1,097 | 49 |
| Total in million JPY | | | | 871 | |

(調査団作成, 1LKR = 0.76JPY)

第7章 プロジェクトの経済評価

7.1 経済評価の方法

(1) 概要

一般的に、プロジェクトは技術的および経済的観点から評価される。まず技術的観点においては、プロジェクトの建設、運転、保守にかかる技術的な実現可能性から検討される。一方、経済分析においては、国民経済の観点からプロジェクトが及ぼす経済費用と経済便益に焦点を当てて分析を行う。換言すれば、経済分析はプロジェクトが生ずる経済的インパクトを評価するものと言える。

ロス低減にかかるプロジェクトへの投入物(建設費、燃料費を含む運転費、保守費など)は、ここでは「経済費用」と総称する。またロス低減によって削減される経済費用(節減される燃料費など)は、ここでは「経済便益」と総称する。

プロジェクトにかかる経済費用と経済便益は、プロジェクトの想定耐用年数にわたって試算される。プロジェクトの開始年度とは建設が開始される年度であり、プロジェクトの終了年度とはプロジェクトで建設された設備が寿命を迎える年度である。

本章における経済分析は、以下の手順にて実施する。

- 1) 候補案の経済費用、経済便益の測定と比較
- 2) 候補案の最終的なベースコストに対する感度分析

プロジェクト期間に生じる経済費用と経済便益は、全て現在価値によって比較される。経済費用と経済便益の現在価値が等しくなる割引率を「経済的内部収益率(EIRR)」と呼ぶ。

(2) 経済便益の定義

プロジェクトの経済便益は、プロジェクト実施時と非実施時の送配電ロスの差分によって測定することができる。本件では送配電ロスの後述する発電単価によって価格換算される。

(3) 経済評価の対象とするプロジェクトの組み合わせ

プロジェクト毎の送配電ロス削減量を適切に推定するには、プロジェクトの特性およびスリランカの既存の送配電システムに応じた適切な組み合わせを設定する必要がある。ここでは第6章にて示した以下の組み合わせを単位として評価を行った。

候補1 New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画(本邦技術非適用時)

候補1 New Habarana – Veyangoda 220 kV 送電線建設計画(本邦技術適用時)

候補2 Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画(本邦技術非適用時)

候補2 Polpitiya - Habarana 132 kV 送電線建替計画(本邦技術適用時)

候補3 変電所新設および増強計画

- 候補 4 Region 1 NWP 地区配電プロジェクトパッケージ
- 候補 5 Region 2 WPN 地区配電プロジェクトパッケージ
- 候補 6 Region 2 CP 地区配電プロジェクトパッケージ
- 候補 7 Region 3 WPS-2 地区配電プロジェクトパッケージ
- 候補 8 Region 3 SP 地区配電プロジェクトパッケージ
- 候補 9 Region 4 WPS-1 地区配電プロジェクトパッケージ

(4) 経済便益の測定

便益の評価の手順としてまず、発電の単価である「GWh 単価」を求める必要がある。この「GWh 単価」には燃料費のほか、発電所の運転、保守にかかる費用(O&M 費用)が含まれる。

燃料費と O&M 費用に基づく「GWh 単価」は火力発電所の設備状況に左右される。本調査においては、スリランカにおける火力発電所の標準的な単価として、ケラニティッサ火力発電所のコンバインドサイクル・ガスタービンの発電単価を採用した。同発電所はベースロードとピークロードの両方に利用されており、プロジェクトはいずれの負荷に対しても効果的に働くことが期待される。

一方、配電プロジェクトのうち、電力計および配電自動化システム(DAS)については、同設備自体がロスを減じるものではなく、配電ロスおよび事故を監視するための設備であるため、直接的な削減効果は不明瞭である。しかし、配電ロスおよび事故の可視化は、間接的な削減効果を期待することができる。一例として、リアルタイムに送出される正確な電力需要および事故のデータは、迅速な状況判断や発電量の細やかな調整に活用することができる。

(5) 経済費用の定義

プロジェクトの経済費用は、プロジェクトの機会費用として定義される。

(6) 経済費用の測定

1) 外貨部分

建設費にかかる外貨部分は、運賃・保険料込み条件(CIF)または本船甲板渡し条件(FOB)によって試算される。これらの国際価格は経済費用をそのまま反映しているものと仮定できる。

2) 内貨部分

一般的に発展途上国の市場は価格、輸出入およびその他の統制によって、国内市場の価格が財やサービスの経済的な希少性を反映していないことが多い。すなわち、これらの内貨はそのまま経済費用に利用することはできず、国際的な交換価値を正しく反映した経済的な価格に補正する必要がある。このような場合に用いられるのが、標準変換係数(SCF)である。標準変換係数は、国際的に取引する財・サービスについて適用され、輸出入統計を用いることで求めることができる。ただし、国際的に取引できない財・サービス(労務費など)については区分して算出する必要がある。

(7) 経済評価の方法

EIRR はプロジェクトの経済的な実現可能性を評価するために用いられ、以下の計算式によって求められる。

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{C_{ep}}{(1+R)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{B_{cc}}{(1+R)^t}$$

ここで

T = プロジェクト最終年度

C_{ep} = t 年度におけるプロジェクトによって生ずる経済費用のフロー総額

B_{cc} = t 年度におけるプロジェクトによって生ずる経済便益のフロー総額

R = 経済的内部収益率

7.2 経済評価の結果

7.2.1 経済費用

まず各候補プロジェクトの正味の建設費は、前章にて試算したものをを用いる。ここでは、建設費をさらに(1)原材料費、(2)労務費、(3)管理費(10%)に区分した上で、下記に掲げる前提により各プロジェクトの経済費用を試算した。なお、下記の前提および試算は CEB との協議によって設定した。

- 1) 原材料費と労務費の按分は 75%:25%とした。
- 2) 原材料費の 25%は内国調達とし、内貨にて計上した。
- 3) 労務費は内貨にて計上した。
- 4) 労務費総額に対して個人所得税 5%が賦課されるものとした。
- 5) 法人所得税およびその他租税として、正味の建設費の 4%が賦課されるものとした。

実際に必要となる建設費も試算するため、物価上昇率として外貨には 3.06%、内貨には 5.90%を設定したほか、予備費として正味の建設費の 10%を計上した。以下はその試算結果である。

表7.2-1 各プロジェクトの経済費用試算結果

| プロジェクト | 経済費用 (百万ルピー) | | |
|---|--------------|---------|----------|
| | 外貨 | 内貨 | 小計 |
| 候補 1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術非適用) | 8,923.3 | 1,210.7 | 10,134.0 |
| 候補 1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術適用) | 10,643.2 | 1,210.7 | 11,853.8 |
| 候補 2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術非適用) | 4,313.0 | 2,039.2 | 6,352.2 |
| 候補 2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術適用) | 5,542.3 | 2,039.2 | 7,581.5 |
| 候補 3 Construction and Augmentation of Grid Substations | 3,603.6 | 552.5 | 4,156.1 |
| 候補 4 Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 533.2 | 191.2 | 724.4 |
| 候補 5 Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 583.3 | 186.8 | 770.0 |
| 候補 6 Distribution Project Package in CP of Region 2 | 2,684.6 | 859.6 | 3,544.2 |
| 候補 7 Distribution Project Package WPS-2 of Region 3 | 625.4 | 200.2 | 825.6 |
| 候補 8 Distribution Project Package SP of Region 3 | 707.9 | 226.7 | 934.5 |
| 候補 9 Distribution Project Package WPS-1 of Region 4 | 356.4 | 114.1 | 470.5 |

(調査団作成)

7.2.2 経済便益

仮にプロジェクトを実施しなかった場合、CEB は電力損失をカバーするために追加的な燃料費を支出することになる。もしプロジェクトを実施した場合、この追加的な費用は節約することができる。この「節約された費用」は、同様のプロジェクト評価では経済便益と見なされる。

単位量当たりのエネルギー単価は、発電所の燃料消費量と総発電量の記録から求めることができる。もしプロジェクトを実施した場合、火力発電所の燃料消費量を減じることができる。そこで、ベースロードとピークロードいずれに対しても汎用的に活用されているケラニティッサ火力発電所のコンバインドサイクル・ガスタービンモデルとし、その発電単価である 17.87 百万ルピー/GWh を単位当たり便益として設定した。

また同発電所はコロンボ市街に隣接しており、発生する CO₂、SO_x や NO_x など排出ガスによる大気汚染で住民が負担を余儀なくされている外部費用についても削減を期待することができる。同発電所の稼働率低減は、環境社会的な観点から見た経済便益ももたらすことになる。そこで排出ガスの発電単位量当たりの価格をそれぞれ 1.12 百万ルピー/GWh (CO₂)、0.86 百万ルピー/GWh (SO_x)、0.02 百万ルピー/GWh (NO_x) と設定した。

一方、電力計および配電自動化システム (DAS) の便益は、間接的なロス低減効果である。同様のケース (インドネシアとフィリピンにおける経済産業省 (本邦) のスマートグリッド事業調査) では、導入により送配電ロス全体の 5~15% が削減されると言われているが、本試算では配電網強化によるロス低減率として、DAS 設置が中心の候補案 6 (CP) については 15%、電力計設置が中心となる CP 以外の地域を 5% と設定した (ロス発生量に対する削減率)。

上記条件を元に、第 4 章と第 5 章で示された各プロジェクトのロス低減量を積み上げ、上記発電単価と排出ガス単価を足した 19.77 百万ルピー/GWh を積算した。なお同様のプロジェクトでは、効果が 30 年間持続し、完工から 10 年目までは需要の変動に合わせて効果が増大するものと想定されることが一般的である。そこで本試算でも、ロス低減量が完工後 10 年間は需要増加見込みと同率で増加し、10 年目以降はプロジェクト最終年度まで同量のロス削減量を見込むこととした。また、送電プロジェクトのうち送電線にかかるものは、構成される機材に可動部が少なく、他のプロジェクトと比較して運転保守にかかる費用も少ない。この理由から送電線にかかるプロジェクトについては、運転保守費用 (O&M コスト) を他よりも 1.5% 低い 1.0% に設定した。

7.2.3 経済評価

各プロジェクトの経済評価は、プロジェクト開始年から耐用年限までのキャッシュフローの積み上げによって行われる。ここで用いる B/C ratio とは、プロジェクト期間全体で生み出される経済便益と経済費用を現在価値によって割り戻し、その割合を示したものである。また B-C とは経済便益から経済費用 (いずれも現在価値) を引き、プロジェクトから生み出される総便益を示したものである。なお、ここでは割引率として同様のプロジェクトで一般的な 10% とした。結果は以下の通りである。

表7.2-2 経済評価の結果

| プロジェクト名 | EIRR (%) | B/C ratio | B-C (百万ルピー) |
|---|----------|-----------|----------------|
| 候補 1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術非適用) | 17.41% | 2.00 | 9,284.9 |
| 候補 1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術適用) | 19.29% | 2.38 | 15,010.7 |
| 候補 2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術非適用) | 9.90% | 0.99 | -44.1 |
| 候補 2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術適用) | 10.92% | 1.09 | 619.3 |
| 候補 3 Construction and Augmentation of Grid Substations | 32.10% | 3.71 | 10,287.1 |
| 候補 4 Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 27.07% | 2.94 | 1,512.8 |
| 候補 5 Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 16.70% | 1.65 | 538.1 |
| 候補 6 Distribution Project Package in CP of Region 2 | 10.46% | 1.04 | 137.3 |
| 候補 7 Distribution Project Package WPS-2 of Region 3 | 21.04% | 2.15 | 938.1 |
| 候補 8 Distribution Project Package SP of Region 3 | 10.22% | 1.02 | 18.7 |
| 候補 9 Distribution Project Package WPS-1 of Region 4 | 21.50% | 2.20 | 610.5 |

(調査団作成)

なお、候補 1 と 2 については、本邦技術適用時と未適用時にそれぞれ分けて試算を行った。本邦技術適用時の経済費用は未適用時と比較して高いものの、スリランカの国民経済の観点からは経済費用を補って余りある経済便益を生ずることが明らかとなった。

7.3 感度分析

プロジェクト実施にかかる諸費用は、経済的諸条件に左右される。ここでは費用が 30%増加するという悲観的なケースを想定して試算を行った。下表に示すとおり候補 1 から 7 まで、いずれも当初想定の下では EIRR が 9.90%から 32.10%と、同種のプロジェクトと比較しても経済的と言える結果を示した。また、費用が 30%増加する悲観的なケースでも、候補 2、6 および 8 を除く全てのプロジェクトで、依然として 12.98%から 26.09%という十分に経済的な EIRR を示した。

表7.3-1 EIRRの感度分析結果

| プロジェクト名 | EIRR(%) | EIRR(%) |
|--|---------|---------|
| | 当初想定 | 費用+30% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術非適用) | 17.41% | 14.36% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術適用) | 19.29% | 16.14% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術非適用) | 9.90% | 6.79% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術適用) | 10.92% | 8.23% |
| 候補3 Construction and Augmentation of Grid Substations | 32.10% | 26.09% |
| 候補 4 Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 27.07% | 21.95% |
| 候補 5 Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 16.70% | 12.98% |
| 候補 6 Distribution Project Package in CP of Region 2 | 10.46% | 7.46% |
| 候補 7 Distribution Project Package WPS-2 of Region 3 | 21.04% | 16.74% |
| 候補 8 Distribution Project Package SP of Region 3 | 10.22% | 7.24% |
| 候補 9 Distribution Project Package WPS-1 of Region 4 | 21.50% | 17.13% |

(調査団作成)

ただし、候補案 2、6 および 8 については、費用が 30%増加する悲観的なケースにおいて EIRR が 10%の割引率を割り込む水準に止まることから、同プロジェクトの実施において、費用の抑制および価格上昇の緩和策(ヘッジ)を十分に講じることが必要である。

第8章 ケーススタディ

8.1 概要

本章では、3 章および 4 章で説明した送変電および配電の各候補プロジェクトについて、ロス低減量に焦点を当てた上で、以下の項目を考慮した適切な組み合わせを模索するために実施したケーススタディについて述べる。

- 1) 送配電案件の実施により裨益を受ける地区／地域
- 2) ロス削減効果の増進
- 3) プロジェクトの費用対効果
- 4) 適切なプロジェクト規模
- 5) プロジェクトの実施時期

特に、候補プロジェクトを地域性を考慮して再編成することは、より一層のロス削減効果とプロジェクトコストを最小化できるという効果が見込まれる。

8.2 複合候補プロジェクトとランキング

表 8.2-1 に各送配電候補プロジェクトの対象地域を示す。

表8.2-1 候補案件リスト

| No. | Ref. No. | Sub-projects | Project Site | |
|--------------------------------------|----------|---|---------------|--------------|
| | | | Region | Area |
| Transmission/substation Sub-projects | | | | |
| 1 | TS1 | New Habarana - Veyangoda Transmission Project | Interregional | |
| 2 | TS2 | Polpitiya - Habarana Transmission Line Reconstruction Project | Region-2 | Central |
| 3 | TS3 | Augmentation of Colombo A Grid Substation | Region-1 | Colombo City |
| 4 | TS4 | Construction of Kalutara 132/33 kV Grid Substation | Region-4 | WPS-1 |
| 5 | TS5 | Augmentation of Madampe Grid Substation | Region-1 | NWP |
| 6 | TS6.1 | Installation of BSC in Biyagama GS | Region-2 | WPN |
| 7 | TS6.2 | Installation of BSC in Sapugaskanda GS | Region-2 | WPN |
| 8 | TS6.3 | Installation of BSC in Chunnakam GS | Region-1 | NP |
| 9 | TS6.4 | Installation of BSC in Pannala GS | Region-1 | NWP |
| 10 | TS6.5 | Installation of BSC in Bolawatte GS | Region-1 | NWP |
| 11 | TS6.6 | Installation of BSC in Veyangoda GS | Region-2 | WPN |
| 12 | TS6.7 | Installation of BSC in Kolonnawa-new GS | Region-3 | WPS-2 |
| 13 | TS6.8 | Installation of BSC in Kolonnawa-old G/S | Region-1 | Colombo City |
| Distribution Sub-projects | | | | |
| 1 | DS1 | New Low Voltage Scheme | Region-2 | WPN |
| | | | | Central |
| | | | Region-3 | WPS-2 |
| | | | | |
| 2 | DS2 | Single Phase to Three Phase Conversion | Region-4 | WPS-1 |
| | | | Region-1 | NWP |
| | | | Region-2 | WPN |

| No. | Ref. No. | Sub-projects | Project Site | |
|-----|----------|--|--------------|---------------------|
| | | | Region | Area |
| | | | | Central |
| | | | Region-3 | WPS-2 Saragamuwa |
| 3 | DS3 | Provision of Energy Meters | Region-1 | NWP |
| | | | Region-2 | WPN |
| | | | | Central |
| | | | Region-3 | WPS-2 |
| | | | | Saragamuwa |
| 4 | DS4 | Provision of New Primary Substation (PSS) and Reinforcement of Distribution Line | Region-1 | NWP |
| | | | Region-2 | WPN |
| | | | Region-4 | WPS-1 |
| | | | | Central |
| 5 | DS5 | Provision of Distribution Automation System (DAS) | Region-2 | Central |

(調査団作成)

(1) 複合プロジェクト

表 8.2-2 に対象地域ごとに分類した複合候補プロジェクトと、それぞれのコストおよびロス削減量を示す。

表8.2-2 候補案件の対象地域毎の組み合わせ

| Project Location | | Transmission Line/Substation Sub-projects | | | | | | Distribution Sub-projects | | | | | | Evaluation of Combined projects by Area (Transmission/Substation+Distribution) | | | | |
|-----------------------|--------------|---|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|---|---------------------|--------------------------|---------|---|
| Region | Area | Project Ref. No. | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Loss Reduction by Area (MWh/year) | Project Cost by Area (MLKR) | Investment Benefit | Project Ref. No. | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Loss Reduction by Area (MWh/year) | Project Cost by Area (MLKR) | Investment Benefit | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Total Investment Benefit | Ranking | |
| | | | | | ① | ② | ③=①/② | | | | ④ | ⑤ | ⑥=④/⑤ | ⑦=①+④ | ⑧=②+⑤ | ⑨=⑦/⑧ | | |
| 1 | Colombo City | TS3 | 51.3 | 297.6 | 12,065.0 | 472.4 | 25.54 | - | - | - | - | - | - | 12,065.0 | 472.4 | 25.54 | 2 | |
| | | TS6.8 | 12,013.7 | 174.8 | | | | - | - | - | - | - | | | | | | |
| | NP | TS6.3 | 3,278.7 | 197.7 | 3,278.7 | 197.7 | 16.58 | - | - | - | - | - | - | 3,278.7 | 197.7 | 16.58 | 4 | |
| | NWP | TS5 | 537.2 | 503.0 | | | | | DS2 | 2,429.0 | 500.0 | | | | | | | |
| | | TS6.4 | 12,276.5 | 174.8 | 23,188.0 | 873.1 | 26.6 | | DS3 | 0.0 | 15.7 | 2,813.0 | 665.7 | 4.2 | 26,001.0 | 1,538.8 | 16.90 | 3 |
| 2 | WPN | TS6.5 | 10,374.3 | 195.3 | | | | | DS4 | 384.0 | 150.0 | | | | | | | |
| | | TS6.1 | 15,092.2 | 312.0 | | | | | DS1 | 560.0 | 160.0 | | | | | | | |
| | | TS6.2 | 19,672.5 | 321.3 | 46,290.4 | 831.0 | 55.7 | | DS2 | 243.0 | 50.0 | 2,732.0 | 707.0 | 3.9 | 49,022.4 | 1,538.0 | 31.87 | 1 |
| | | TS6.6 | 11,525.7 | 197.7 | | | | | DS3 | 0.0 | 8.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS4 | 1,929.0 | 489.0 | | | | | | | |
| | Central | TS2 | 31,536.0 | 5,850.7 | 31,536.0 | 5,850.7 | 5.39 | | DS1 | 5,600.0 | 1,600.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS2 | 2,429.0 | 500.0 | 8,029.0 | 3,254.0 | 2.5 | 39,565.0 | 9,104.7 | 4.35 | 8 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 8.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS4 | 1,929.0 | 489.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS5 | 0.0 | 1,146.0 | | | | | | | |
| 3 | WPS-2 | TS6.7 | 12,501.8 | 197.7 | 12,501.8 | 197.7 | 63.2 | | DS1 | 1,400.0 | 400 | 3,101.0 | 758.0 | 4.1 | 15,602.8 | 955.7 | 16.33 | 5 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS2 | 1,701.0 | 350 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 8 | | | | | | | |
| | Saragamuwa | - | - | - | - | - | - | - | DS1 | 1,750.0 | 500 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS2 | 1,701.0 | 350 | 3,451.0 | 858.0 | 4.0 | 3,451.0 | 858.0 | 4.00 | 9 |
| 4 | WPS-1 | - | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 44.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | DS4 | 388.0 | 236.0 | 920.0 | 432.0 | 2.1 | 13,033.8 | 1,659.0 | 7.86 | 7 |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Interregional Project | | TS1 | 122,931.0 | 9,257.8 | 122,931.0 | 9,257.8 | 13.28 | - | - | - | - | - | - | 122,931.0 | 9,257.8 | 13.28 | 6 | |

(調査団作成)

地域毎の複合プロジェクトの総年間ロス削減量(MWh/year)を第 6 章で算定したコストをベースとした総コスト(million Rs.)で割り、複合プロジェクトそれぞれの費用対効果を算定した。その結果、表 8.2-3 に示すとおり、Region-2 の西部州北地域の複合プロジェクトが最もロス低減効果が高く、Region-1 のコロombo市、Region-1 の北西部州、Region-1 の北部州と続く。

表8.2-3 複合プロジェクトのランキング

| Ranking | Project Site | | Combination of Sub-project Ref. No | | | | | | | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Investment Benefit | Project Cost (MJPY) | Cumulated Project Cost (MJPY) |
|---------|-----------------------|---------------|------------------------------------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|------------------------------|------------------------|--------------------|------------------------|-------------------------------------|
| | Region | Coverage Area | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | (1) | (2) | (1) / (2) | 1Rs =0.76Y | |
| 1 | 2 | WPN | TS6.1 | TS6.2 | TS6.6 | DS1 | DS2 | DS3 | DS4 | 49,022.4 | 1,538.0 | 31.9 | 1,168.9 | 1,168.9 |
| 2 | 1 | Colombo City | TS3 | TS6.8 | | | | | | 12,065.0 | 472.4 | 25.5 | 359.0 | 1,527.9 |
| 3 | 1 | NWP | TS5 | TS6.4 | TS6.5 | DS2 | DS3 | DS4 | | 26,001.0 | 1,538.8 | 16.9 | 1,169.5 | 2,697.4 |
| 4 | 1 | NP | TS6.3 | | | | | | | 3,278.7 | 197.7 | 16.6 | 150.3 | 2,847.7 |
| 5 | 3 | WPS-2 | TS6.7 | DS1 | DS2 | DS3 | | | | 15,602.8 | 955.7 | 16.3 | 726.3 | 3,574.0 |
| 6 | Interregional Project | | TS1 | | | | | | | 122,931.0 | 9,257.8 | 13.3 | 7,035.9 | 10,609.9 |
| 7 | 4 | WPS-1 | TS4 | DS1 | DS3 | DS4 | | | | 13,033.8 | 1,659.0 | 7.9 | 1,260.8 | 11,870.7 |
| 8 | 2 | Central | TS2 | DS1 | DS2 | DS3 | DS5 | | | 39,565.0 | 9,104.7 | 4.3 | 6,919.6 | 18,790.3 |
| 9 | 3 | Saragamuwa | DS1 | DS2 | DS3 | | | | | 3,451.0 | 858.0 | 4.0 | 652.1 | 19,442.4 |

(調査団作成)

ランキング 1 位から 9 位までのプロジェクトコストの総計は、25,582.1 百万スリランカルピー (19,442.4 百万円¹⁾)である。

(2) 本邦技術を適用した複合プロジェクト

第 6 章にて述べたように、特に送電線プロジェクトの TS-1 と TS-2 に本邦技術を適用した場合の複合プロジェクトのロス削減量を表 8.2-4 に示す。

表8.2-4 複合プロジェクトに本邦技術を適用した場合のロス削減量

| Project Location | | Transmission Line/Substation Sub-projects | | | | | | Distribution Sub-projects | | | | | | Evaluation of Combined projects by Area (Transmission/Substation+Distribution) | | | |
|-----------------------|--------------|---|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------------|---------|
| Region | Area | Project Ref. No. | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Loss Reduction by Area (MWh/year) | Project Cost by Area (MLKR) | Investment Benefit | Project Ref. No. | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Loss Reduction by Area (MWh/year) | Project Cost by Area (MLKR) | Investment Benefit | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Total Investment Benefit | Ranking |
| | | | | | ① | ② | ③=①/② | | | | ④ | ⑤ | ⑥=④/⑤ | ⑦=①+④ | ⑧=②+⑤ | ⑨=⑦/⑧ | |
| 1 | Colombo City | TS3 | 51.3 | 297.6 | 12,065.0 | 472.4 | 25.54 | - | - | - | - | - | - | 12,065.0 | 472.4 | 25.54 | 2 |
| | | TS6.8 | 12,013.7 | 174.8 | | | | - | - | - | - | - | | | | | |
| | NP | TS6.3 | 3,278.7 | 197.7 | 3,278.7 | 197.7 | 16.58 | - | - | - | - | - | - | 3,278.7 | 197.7 | 16.58 | 5 |
| | NWP | TS5 | 537.2 | 503.0 | 23,188.0 | 873.1 | 26.6 | DS2 | 2,429.0 | 500.0 | 2,813.0 | 665.7 | 4.2 | 26,001.0 | 1,538.8 | 16.90 | 4 |
| | | TS6.4 | 12,276.5 | 174.8 | | | | DS3 | 0.0 | 15.7 | | | | | | | |
| TS6.5 | | 10,374.3 | 195.3 | DS4 | | | | 384.0 | 150.0 | | | | | | | | |
| 2 | WPN | TS6.1 | 15,092.2 | 312.0 | 46,290.4 | 831.0 | 55.7 | DS1 | 560.0 | 160.0 | 2,732.0 | 707.0 | 3.9 | 49,022.4 | 1,538.0 | 31.87 | 1 |
| | | TS6.2 | 19,672.5 | 321.3 | | | | DS2 | 243.0 | 50.0 | | | | | | | |
| | | TS6.6 | 11,525.7 | 197.7 | | | | DS3 | 0.0 | 8.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | | | | - | - | DS4 | | | | | | | |
| | Central | TS2 | 36,792.0 | 6,968.2 | 36,792.0 | 6,968.2 | 5.28 | DS1 | 5,600.0 | 1,600.0 | 8,029.0 | 3,254.0 | 2.5 | 44,821.0 | 10,222.2 | 4.38 | 8 |
| | | - | - | - | - | - | - | DS2 | 2,429.0 | 500.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 8.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | DS5 | 0.0 | 1,146.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | | | | | |
| 3 | WPS-2 | TS6.7 | 12,501.8 | 197.7 | 12,501.8 | 197.7 | 63.2 | DS1 | 1,400.0 | 400 | 3,101.0 | 758.0 | 4.1 | 15,602.8 | 955.7 | 16.33 | 6 |
| | | - | - | - | - | - | - | DS2 | 1,701.0 | 350 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 8 | | | | | | | |
| | Saragamuwa | - | - | - | - | - | - | DS1 | 1,750.0 | 500 | 3,451.0 | 858.0 | 4.0 | 3,451.0 | 858.0 | 4.00 | 9 |
| | | - | - | - | - | - | - | DS2 | 1,701.0 | 350 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 8 | | | | | | | |
| 4 | WPS-1 | TS4 | 12,113.8 | 1,227.0 | 12,113.8 | 1,227.0 | 9.9 | DS1 | 532.0 | 152.0 | 920.0 | 432.0 | 2.1 | 13,033.8 | 1,659.0 | 7.86 | 7 |
| | | - | - | - | - | - | - | DS3 | 0.0 | 44.0 | | | | | | | |
| | | - | - | - | - | - | - | DS4 | 388.0 | 236.0 | | | | | | | |
| Interregional Project | | TS1 | 196,261.0 | 10,821.4 | 196,261.0 | 10,821.4 | 18.14 | - | - | - | - | - | - | 196,261.0 | 10,821.4 | 18.14 | 3 |

(調査団作成)

¹ 適用した為替レート: 1 LKR = 0.76 JPY

表 8.2-5 に複合プロジェクトに本邦技術を適用した場合の費用対効果のランキングを示す。

表8.2-5 複合プロジェクトに本邦技術を適用した場合のランキング

| Ranking | Project Site | | Combination of Sub-project Ref. No | | | | | | | Loss Reduction (MWh/year) | Project Cost (MLKR) | Investment Benefit | Project Cost (MJPY) | Cumulated Project Cost (MJPY) |
|---------|-----------------------|------------------|------------------------------------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------------------|
| | Region | Coverage Area | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | WPN | TS6.1 | TS6.2 | TS6.6 | DS1 | DS2 | DS3 | DS4 | 49,022.4 | 1,538.0 | 31.9 | 1,168.9 | 1,168.9 |
| 2 | 1 | Colombo City | TS3 | TS6.8 | | | | | | 12,065.0 | 472.4 | 25.5 | 359.0 | 1,527.9 |
| 3 | Interregional Project | | TS1 | | | | | | | 196,261.0 | 10,821.4 | 18.1 | 8,224.3 | 9,752.2 |
| 4 | 1 | NWP | TS5 | TS6.4 | TS6.5 | DS2 | DS3 | DS4 | | 26,001.0 | 1,538.8 | 16.9 | 1,169.5 | 10,921.7 |
| 5 | 1 | NP | TS.6.3 | | | | | | | 3,278.7 | 197.7 | 16.6 | 150.3 | 11,072.0 |
| 6 | 3 | WPS-2 | TS6.7 | DS1 | DS2 | DS3 | | | | 15,602.8 | 955.7 | 16.3 | 726.3 | 11,798.3 |
| 7 | 4 | WPS-1 | TS4 | DS1 | DS3 | DS4 | | | | 13,033.8 | 1,659.0 | 7.9 | 1,260.8 | 13,059.1 |
| 8 | 2 | Central | TS2 | DS1 | DS2 | DS3 | DS5 | | | 44,821.0 | 10,222.2 | 4.4 | 7,768.9 | 20,828.0 |
| 9 | 3 | Saragamuwa | DS1 | DS2 | DS3 | | | | | 3,451.0 | 858.0 | 4.0 | 652.1 | 21,480.1 |

(調査団作成)

ランキング 1 位から 9 位までのプロジェクトコストの総計は、28,263.2 百万スリランカルピー
(21,480.1 百万円)となる。

第9章 結論と提言

9.1 結論

(1) 各候補プロジェクトのコストと送配電ロス削減量

表 9.1-1 に、CEB と協議の結果選定した各候補プロジェクトと、それらの調査団が見直したベースコスト、送配電ロス削減量、および EIRR の試算結果を示す。

表9.1-1 各候補プロジェクトの概要

| Projects | Projects Costs | | Loss Reduction | EIRR |
|---|-----------------|-----------------|------------------|----------|
| | MLKR | MJPY eq.*2 | MWh/year | |
| Transmission Projects | | | | |
| 1) New Habarana – Veyangoda 220 kV TL Project (142 km)*1 | 10,821.4 | 8,224.3 | 196,261.0 | 19.29% |
| 2) Polpitiya – Habarana 132 kV TL Reconstruction Project (164 km)*1 | 6,968.2 | 5,295.8 | 36,792.0 | 10.92% |
| 3) Substation Construction and Augmentation Project | | | | 32.10% |
| A. Augmentation of Colombo A 132/33 kV GS (+31.5 MVA Tr) | 297.6 | 226.2 | 51.3 | |
| B. Construction of Kalutara 132/33 kV GS (2x31.5 MVA) | 1,227.0 | 932.5 | 12,113.8 | |
| C. Augmentation of Madampe 132/33 kV GS (+31.5 MVA Tr) | 503.0 | 382.3 | 537.2 | |
| D. Installation of Reactive Power Compensation Devices (8 GS) | 1,771.3 | 1,346.2 | 97,545.1 | |
| Total Transmission Projects | 21,588.5 | 16,407.3 | 343,300.4 | - |
| Distribution Projects | | | | |
| 4) Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 665.7 | 519.2 | 2,813.0 | 27.07% |
| 5) Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 707.0 | 537.3 | 2,732.0 | 16.70% |
| 6) Distribution Project Package in CP of Region 2 | 3,254.0 | 2,473.0 | 8,029.0 | 10.46% |
| 7) Distribution Project Package in WPS-2 of Region 3 | 758.0 | 576.1 | 3,101.0 | 21.04% |
| 8) Distribution Project Package in SP of Region 3 | 858.0 | 652.1 | 3,451.0 | 10.22% |
| 9) Distribution Project Package in WPS-1 of Region 4 | 432.0 | 328.3 | 920.0 | 21.50% |
| Total Distribution Projects | 6,674.7 | 5,086.0 | 21,046.0 | - |
| Grand Total | 28,263.2 | 21,493.3 | 364,346.4 | - |

注*1: without Japan's Technique, *2: LKR 1 = JPY 0.76

(調査団作成)

(2) 環境社会配慮

スリランカの国家環境法 (NEA) によれば、送配電事業の実施に関して、「電圧が 50 kV 以上でその延長が 50 km を超える送電線」事業が環境影響評価の承認手続きを進める対象事業とされており、IEE 報告書あるいは EIA 報告書のいずれかの作成が義務付けられている。従って、これまでに述べた候補プロジェクトの中で上記条件に該当するプロジェクトは、New Habarana-Veyangoda 送電線と Polpitiya-Habarana 送電線の 2 プロジェクトのみであり、その他の変電および配電プロジェクトに関しては IEE/EIA の対象外となる。

各候補プロジェクトの JICA ガイドラインに基づくカテゴリー分類について、以下に述べる。

- 1) New Habarana – Veyangoda 送電線建設プロジェクトは、NEA に基づく環境影響評価承認手続き段階で、環境に与える影響は軽微で、かつ、影響は限定的であるとの判断がなされ、環境影響報告書の作成は、IEE 報告書の作成で十分足りるとされたプロジェクトである。この

ことから、JICA ガイドラインの「カテゴリーB」に相当するものと判断される。

- 2) Polpitiya – Habarana 送電線建替プロジェクトは、現在計画中で、工事の規模・工法等が定まっていないので、俄かにカテゴリー区分は出来ない。しかし、従来の政府の対応では、送電線建設に際しては、上記 1)と同様の理由で、IEE 報告書の作成で十分足りているので、「カテゴリーB」に区分されるものと判断する。
- 3) その他の変電・配電に関するプロジェクトは、NEA に基づき環境影響評価実施対象プロジェクトとは見なされていないので、「カテゴリーC」に区分されるものと判断する。

(3) 経済分析結果

各プロジェクトの EIRR および感度分析結果(費用+30%時)の結果は下表の通りである。

表9.1-2 EIRRの感度分析結果

| プロジェクト名 | EIRR(%) | EIRR(%) |
|--|---------|---------|
| | 当初想定 | 費用+30% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術非適用) | 17.41% | 14.36% |
| 候補1 Habarana - Veyangoda TL Project (本邦技術適用) | 19.29% | 16.14% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術非適用) | 9.90% | 6.79% |
| 候補2 Polpitiya - Habarana TL Reconstruction Project (本邦技術適用) | 10.92% | 8.23% |
| 候補3 Construction and Augmentation of Grid Substations | 32.10% | 26.09% |
| 候補 4 Distribution Project Package in NWP of Region 1 | 27.07% | 21.95% |
| 候補 5 Distribution Project Package in WPN of Region 2 | 16.70% | 12.98% |
| 候補 6 Distribution Project Package in CP of Region 2 | 10.46% | 7.46% |
| 候補 7 Distribution Project Package WPS-2 of Region 3 | 21.04% | 16.74% |
| 候補 8 Distribution Project Package SP of Region 3 | 10.22% | 7.24% |
| 候補 9 Distribution Project Package WPS-1 of Region 4 | 21.50% | 17.13% |

(調査団作成)

いずれのプロジェクトも国民経済の観点から見て十分な効用が見込まれる。仮に価格変動によりプロジェクト費用が 30%増加した場合でも、候補 2、6 および 8 を除いては十分な採算性を見込める。ただし、これらは送配電ロスと温室効果ガスの削減量のみを便益として評価しているため、案件採択の際には各案件の特徴を考慮の上で個別に再評価する必要がある。

(4) 本邦技術適用の可能性

送電分野における本邦技術の活用について、第 3.3 節に述べたとおり、今後新設や建替えが予定されている重要送電区間に低損失電線の適用が可能である。低損失電線は、従来の ACSR 電線と同径であってもアルミ部分の断面積を増やすことで電気抵抗を低減しており、送電損失の低減のみならず、送電容量の増加が見込まれるため N-1 基準を満たすことが可能となるなど高い効果が見込まれる。

また、配電分野については、第 4.3 節に述べたとおり、日本製の低ロス型の配電用変圧器として「トップランナー変圧器」がある。このような変圧器をスリランカで適用すればロス低減に高い効果があると考えられるが、スリランカには CEB の子会社であるランカトランスフォーマーがあり、国内産業保護の観点から、配電用変圧器については、ほぼ 100%同社が供給している独占状態にある。ま

た、日本のトップランナー変圧器は、電圧、その他の仕様が異なるため、日本と同じ仕様の製品をただちには適用できない。従って、配電分野にかかる本邦技術の適用は困難であるといえる。

9.2 提言

9.2.1 送変電設備の開発に関する提言

(1) 系統の安定度・供給信頼度の向上

本調査の候補プロジェクトとして、New Habarana-Veyangoda 送電線新設と Polpitiya-Habarana 送電線建替えの 2 プロジェクトをあげているが、これらのプロジェクトは高い建設コストのため、他の候補プロジェクトと比較してロス低減にかかる費用対効果が低めになっている。

しかし、これらのプロジェクトは、CEB の開発優先順位が高く、それぞれ 2016 年と 2014 年には運用を開始することが望まれている。さらに、これらのプロジェクトは、送電ロスの低減のみならず、系統の安定度および信頼度の向上に大きく寄与することが CEB の系統解析結果より明らかにであるので早期に実施することを推奨する。

(2) 旧コンセプト設計の送電設備の建替え

CEB の新設送電線には ACSR Zebra が標準電線サイズとして適用され、その最高使用温度は 75℃であるが、既存送電系統には、より細い電線サイズで最高使用温度が 54℃である旧コンセプトで設計された 132 kV 送電線が多数現存している。これらの送電線は許容電流値が低いことから、送電系統の中で運用面のボトルネックとなっているばかりでなく、許容電流値の限界で運用していることから送電ロスの一因となっている。本調査の候補プロジェクトとしてこの旧コンセプトで設計された Polpitiya-Habarana 送電線の建替えをあげているが、その他の同様な送電線についても、随時建て替えることを推奨する。

(3) 電圧降下対策

CEB の送電系統の末端である Galle、Valachchenai、Ampara などの地方の変電所の母線では、長距離かつ細い電線サイズの送電線のために、しばしば許容電圧変動値(±10%以内)を越える電圧降下が記録されており、この状況が送電ロスの増加を助長している。この状況を改善するために、長距離送電区間の途中に新規変電所の建設、送電線の建替えや増強、無効電力補償装置の設置などの対策を講じることを推奨する。

9.2.2 配電設備の開発に関する提言

(1) ノンテクニカルロス量の把握のための電力量計の導入

配電系統のノンテクニカルロスを削減するためには、第一にそのロスの総量を把握し分析することが重要である。しかし、CEB のほとんどの(特に地方の)配電用変電所には電力量計が設置されておらず、その把握が出来ない状況にある。本調査における候補プロジェクトにも電力量計の設置を

あげているが、一部の地域であり、段階的にせよ計画的に全国の配電用変電所に電力量計を設置することを推奨する。

(2) 配電自動化システム(DAS)の導入

コロンボ市内の配電システムには DAS が導入されているが、一部の地域で DAS の導入計画が進行しているものの、未だに殆どの配電エリアではその導入がなされていない。DAS 導入の効果について、負荷の平準化、停電時間の削減、系統操作の迅速化により配電ロスを低減できるのみならず、事故記録、操作記録および各種報告書の作成の自動化などの効果がみこまれるため、全国規模で DAS の導入を展開することを推奨する。

ただし、DAS の導入について、基本的に CEB 自身でソフトウェアを開発するという計画となっているが、これには開発のリスク、製品の品質管理、設計管理など各種リスクが伴うため、仕様を簡易なものに制限し、リスク管理を徹底するなどの方策が必要である。

(3) 適切な配電用変圧器の容量と低圧配電線の亘長

特に地方では低い需要家密度のため、CEB の標準容量で最も小容量の 100 kVA 配電用変圧器を設置しても、その容量より電力需要が相当少ない場合が多く、変圧器の無負荷損(鉄損)だけで配電ロスが大きくなっている。さらに、同様の理由で、低圧配電線の恒長は平均 5~8 km であり、これが低圧配電線のロスの主な原因のひとつとなっている。

このような地域の配電ロスを削減するために、例えば 16、25、30 および 50 kVA 程度の小容量の変圧器を適用し、さらに配電用変電所の新設により低圧配電線の亘長を可能な限り短縮することを推奨する。また、現在 CEB で使われている配電変圧器はロスが大きく、低ロス型の変圧器を使えば更なる効果が期待できる。

(4) 適切な配電線の接続

現場視察の際に電柱で接続されている配電線を確認したが、電気工事作業員の技量の低さから不適切な接続により抵抗損失が発生しているように見受けられた。CEB の教育センターの機能を強化するとともに、接続クランプ圧縮機などの電線接続用の機材を各配電 Region に導入することを推奨する。

(5) 老朽化した設備の更新

現場視察の際にも確認したが、CEB の配電系統の様々な箇所、既に耐用年数を大幅に超えた設備が使用されており、その老朽化を原因とする故障や事故が多数発生し、配電ロスを増加させている。これら老朽化した設備を調査して随時更新することを推奨する。

(6) 街路灯の電気料金

街路灯の電気料金負担に関し、調査団は CEB より下記の情報を得た。

- 1) 街路灯は各都市／地方役所により設置・維持管理がなされている。

- 2) 比較的新しく設置された街路灯には電力量計が取り付けられており、CEB はそれにより各都市／地方役所に電気料金の請求をしている。
- 3) 以前から設置されている街路灯には電力量計は取り付けられておらず、地域ごとに街路灯の設置状況(数量・使用電球など)を勘案しながら料金の請求を行っている。

しかし、実際には、財務省からの一部補填はあるものの、街路灯の電気料金を各都市／地方役所は支払っておらず、CEB、各都市／地方役所、および公共料金委員会(Public Utilities Commission of Sri Lanka (PUCSL))間での議論にはなっているが、結論は出ていない。そのため、CEB は街路灯の使用電力量をノンテクニカルロスとして計上している。

この状況を改善しノンテクニカルロスを削減するために、街路灯の電気料金支払いに関し、各都市／地方役所からの支払い方法を是正することを推奨する。