

シエラレオネ共和国  
シエラレオネ電力公社

シエラレオネ共和国  
首都圏電力供給マスタープラン調査  
ファイナルレポート

平成 21 年 9 月  
(2009 年)

独立行政法人国際協力機構  
(JICA)

委託先  
八千代エンジニアリング株式会社

## 序 文

日本国政府は、シエラレオネ国政府の要請に基づき、首都圏電力供給マスタープラン調査を実施することを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施いたしました。

当機構は、平成 20 年 11 月から平成 21 年 8 月までの間、4 回にわたり八千代エンジニアリング株式会社国際事業本部の不二葦教治氏を団長とし、同社から構成される調査団を現地に派遣いたしました。

調査団は、シエラレオネ国政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を戴いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 21 年 9 月

独立行政法人国際協力機構  
理事 黒田 篤郎

独立行政法人  
国際協力機構  
理事 黒田 篤郎 殿

## 伝達文

ここに、シエラレオネ国首都圏電力供給マスタープラン調査報告書を提出できることを光栄に存じます。

八千代エンジニアリング株式会社による調査団は、独立行政法人国際協力機構との業務実施契約に基づき、平成 20 年 11 月から平成 21 年 8 月にかけて、シエラレオネ国において 4 回の現地調査と、関係する日本における国内調査を実施いたしました。

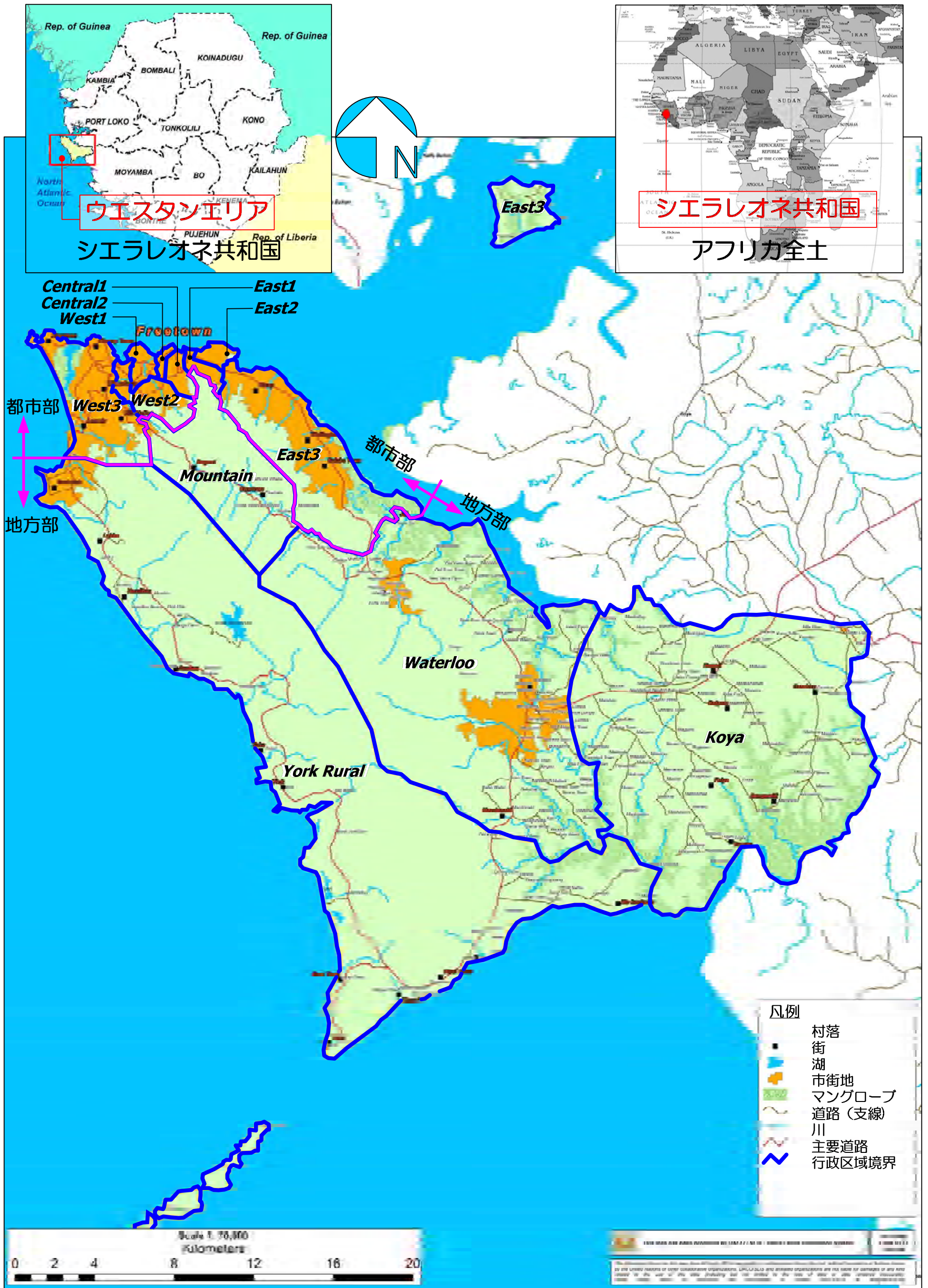
調査団は、シエラレオネ国政府及び関係機関の職員との十分な協議のもと、調査結果を基に電源開発計画、配電網更新・増強・延伸計画策定の検討、財務・経済分析、人材育成計画等を含む 2025 年までの首都圏電力供給マスタープランを本報告書に取りまとめましたのでご報告いたします。

シエラレオネ国政府関係者ならびにその他関係機関に対し、調査団がシエラレオネ国滞在中に受けたご好意と惜しみないご協力について、調査団を代表して心から謝意を表明いたします。

また、独立行政法人国際協力機構、外務省、経済産業省及び在ガーナ日本国大使館に対しても、現地調査の実施及び報告書の作成にあたって、貴重なご助言とご協力をいただきました。ここに、深く感謝申し上げます。

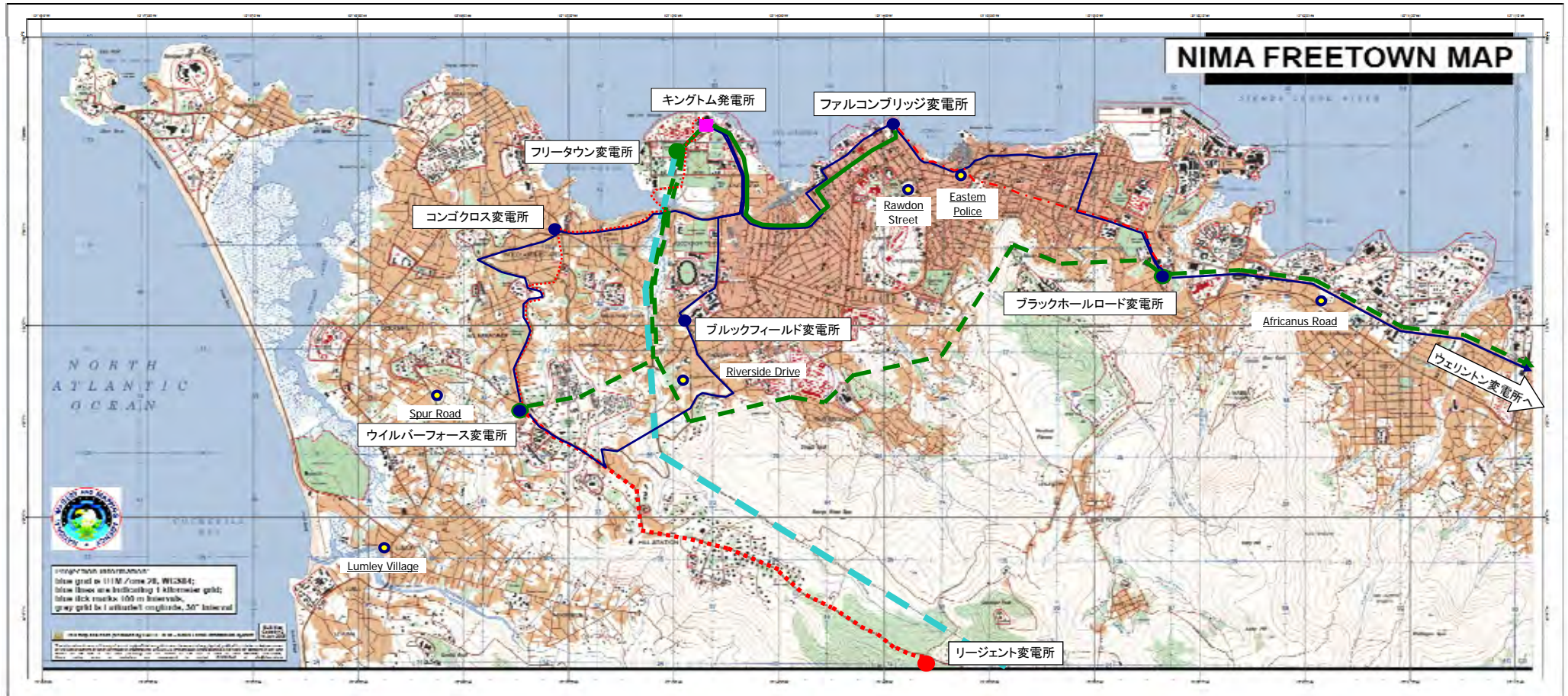
平成 21 年 9 月

シエラレオネ国  
首都圏電力供給マスタープラン調査団  
総括 不二葦 教治



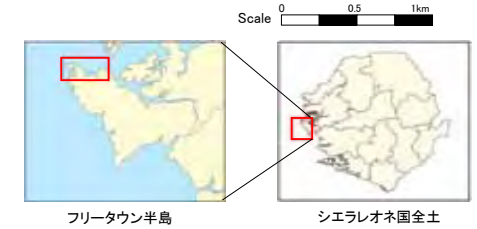
調査対象地域 (ウエスタンエリヤ)位置図

# フリータウンの送配電系統



- 〔凡例〕
- (Pink) キングトム発電所(日本の無償で増設)
  - (Blue) 11 kV 1次変電所
  - (Blue) 11 kV 2次変電所
  - (Green) 33 kV変電所(既設)
  - (Green) 33 kV変電所(世銀計画で昇圧)
  - (Red) 33 kV変電所(日本の無償で建設)
  - (Blue) 11 kV配電線(既設)
  - (Dotted Blue) 11 kV配電線(日本の無償で資機材調達、据付け)
  - (Dashed Red) 11 kV送電線(日本の無償で資機材供給)
  - (Green) 33 kV送電線(既設:故障中)
  - (Dashed Green) 33 kV送電線(世銀計画)
  - (Dotted Red) 33 kV送電線(日本の無償で資機材調達、据付け)
  - (Cyan) 161 kV送電線(計画)

地図出所: [http://www.daco-sl.org/encyclopedia/2\\_data/2\\_3b3\\_t.htm](http://www.daco-sl.org/encyclopedia/2_data/2_3b3_t.htm)



# 目 次

1. 序論	1-1
1.1 調査の背景と現在の状況	1-1
1.2 調査の内容	1-1
1.3 調査の基本方針	1-2
1.4 マスタープラン策定プロセス	1-2
1.5 マスタープラン策定手法	1-4
1.6 調査実施体制	1-5
2. 社会経済状況と開発計画	2-1
2.1 社会状況	2-1
2.2 経済状況	2-1
2.3 開発計画	2-5
2.3.1 国家開発計画	2-5
2.3.2 貧困削減戦略—II (Poverty Reduction Strategy Paper-II)	2-5
2.3.3 地域開発計画	2-6
3. 電力事業の現状	3-1
3.1 電力セクター政策及び戦略	3-1
3.1.1 エネルギー及び電力政策	3-1
3.1.2 NPA が安定した電力供給を行うための緊急的課題 (援助機関の追加支援を期待)	3-2
3.1.3 NPA の持続的開発を成功に導く短期的課題	3-2
3.1.4 最新の国家政策及び戦略	3-3
3.1.5 電力セクター民営化の動向	3-4
3.2 エネルギー水資源省及びシエラレオネ電力公社の組織・体制	3-5
3.3 現状の電力需給状況	3-8
3.3.1 電力需給状況	3-8
3.3.2 送配電線の損失	3-10
3.3.3 自家用発電設備の現状	3-10
3.4 電源設備及び電力供給システムの現状	3-12
3.4.1 発電設備の状況	3-12

3.4.2	送配電設備の状況	3-16
3.5	電力供給システムの改修・更新・拡張の実施状況	3-24
3.5.1	発電設備の改修計画	3-24
3.5.2	発電所の改修計画	3-24
3.5.3	送配電設備の改修・更新・拡張計画及び実施状況	3-24
3.6	電力事業収支及び経営財務状況	3-27
3.6.1	NPA の収支	3-27
3.6.2	貸借対照表	3-27
3.6.3	実質的な営業収支	3-28
3.6.4	システム・ロス	3-30
3.6.5	未払い金	3-31
3.6.6	料金	3-31
3.6.7	NPA の財務担当組織	3-34
4.	電力需要予測	4-1
4.1	電力需要予測手法	4-1
4.2	経済開発政策と成長シナリオ	4-2
4.3	2008 年末の潜在的電力需要	4-4
4.4	計量経済学手法による電力需要予測	4-6
4.4.1	過去の電力需給状況と社会経済指標の解析	4-6
4.4.2	人口増加と電化率の予測	4-8
4.4.3	計量経済モデルの構築	4-10
4.4.4	電力需要予測	4-13
4.5	電力需要予測の補正	4-16
4.5.1	電力需要予測モデルの補正	4-16
4.5.2	電力需要予測の補正	4-17
4.6	電力需要予測の検証	4-23
4.6.1	World Energy Outlook との比較	4-23
4.6.2	WAPP マスタープランとの比較	4-24
5.	電源開発計画	5-1
5.1	既存の電源開発計画	5-1

5.1.1	「シ」国の長期電源開発計画	5-1
5.1.2	着手済みの電源開発計画	5-1
5.2	電源開発計画の検討条件	5-2
5.2.1	電源開発計画に使用する電力需要予測	5-2
5.2.2	NPA の所有する既設発電設備の評価	5-2
5.2.3	開発候補電源	5-3
5.2.4	負荷持続曲線	5-12
5.2.5	供給予備力	5-13
5.2.6	燃料調達事情	5-15
5.2.7	開発候補電源の最短運転開始年	5-16
5.3	最適電源開発計画の検討	5-17
5.3.1	スクリーニング解析による事前検討	5-17
5.3.2	電源開発シナリオの設定	5-19
5.3.3	WASP-IV による最小費用開発計画の検討	5-19
5.4	電源開発計画の評価	5-33
5.4.1	電源開発シナリオの評価	5-33
5.4.2	感度分析	5-33
6.	配電網更新・増強・延伸計画策定の検討	6-1
6.1	既存データの収集	6-2
6.2	計画策定の基本方針	6-6
6.3	需要予測と電力系統	6-7
6.3.1	需要予測	6-7
6.3.2	電力系統	6-7
6.4	系統解析	6-12
6.5	最適な配電系統	6-45
6.6	提言	6-49
6.7	系統解析データ及び解析結果（図・表）	6-51
7.	環境社会配慮	7-1
7.1	環境社会配慮に関する法的・制度的枠組み	7-1
7.1.1	環境保護・規制のための組織	7-1



7.1.2	環境影響評価(EIA)手順	7-1
7.1.3	土地取得と補償に関する法的枠組み	7-4
7.2	対象地域の自然環境と社会環境	7-6
7.2.1	自然環境	7-6
7.2.2	社会環境	7-12
7.3	シエラレオネ電力プロジェクト環境社会配慮事例	7-14
7.3.1	フリータウン 33kV 配電網	7-14
7.4	電源開発計画の環境社会配慮	7-17
7.4.1	火力発電	7-19
7.4.2	水力発電	7-22
7.5	変電所・送配電線の環境社会配慮	7-28
7.5.1	配電線の配電網の更新・増強・延伸の戦略的環境アセスメント(SEA)	7-28
7.5.2	配電網の更新、増強、延伸計画	7-32
7.6	ステークホルダー協議	7-36
8.	財務・経済分析	8-1
8.1	料金調査	8-1
8.1.1	支払い意思 (Willingness-to-Pay) 調査結果	8-1
8.1.2	NPA 料金との比較	8-6
8.2	長期限界費用計算	8-7
8.2.1	長期限界費用の概念	8-7
8.2.2	長期限界費用の当プロジェクトへの適用	8-8
8.3	NPA 料金の国際レベル比較	8-13
8.4	電力開発計画に基づく財務予測	8-15
8.4.1	予測モデルの構造	8-15
8.4.2	モデル計算結果	8-17
8.4.3	長期限界費用の考察	8-21
8.5	配電プロジェクトの財務・経済分析	8-21
8.5.1	配電プロジェクト・パッケージ分析の前提条件	8-21
8.5.2	配電プロジェクトの財務分析	8-22
8.5.3	配電プロジェクトの経済効果分析	8-25
8.5.4	配電プロジェクトの財務・経済分析に係る考察	8-30

9.	人材育成計画	9-1
9.1	電力設備の運転維持管理（作業標準）	9-1
9.2	NPA の技術職員の現状及び課題	9-1
9.2.1	発電課及び送配電課の組織体制	9-1
9.2.2	発電課及び送配電課職員の技術レベルと課題	9-4
9.3	電力設備に係る技術者及び技能工の人材育成	9-11
9.3.1	技術移転項目	9-11
9.3.2	人材育成のスケジュール	9-15
9.3.3	第三国研修	9-18
10.	結論と提言	10-1
10.1	結論	10-1
10.1.1	電源開発計画	10-1
10.1.2	配電網更新・増強・延伸計画	10-1
10.1.3	電気料金の改定	10-2
10.2	提言	10-3
10.1.1	電源開発への民間活力導入に係る提言	10-3
10.1.2	送配電系統に係る提言	10-6
10.1.3	環境社会配慮に係る提言	10-7
10.1.3.1	今後のフィージビリティスタディーや事業実施時の留意点	10-7
10.1.3.2	NPA の社会環境配慮に向けた提言	10-7

## 附属書

1. 配電システムの更新、増強、延伸計画
2. 電力設備の運転維持管理（作業標準）
  - (1) ディーゼル発電設備の運転維持管理に関する作業標準
  - (2) 送配電網の運転維持管理に関する作業標準
3. 図面一覧
  - (1) Single Line Diagram and Route Map
  - (2) Switchgear Feeder Information
  - (3) Future Plans

#### 4. 社会経済調査（電力需要及び支払意思額）の概要と結果

(1) 添付 4-1 調査結果概要

(2) 添付 4-2 電力需要及び支払意思額の調査報告書概要（調査アンケートの標準書式等）

## 図表リスト

### 第1章

図 1.4-1	マスタープラン策定プロセス	1-3
---------	---------------	-----

### 第2章

図 2.2-1	実質 GDP の推移	2-2
図 2.2-2	実質 GDP 成長率の推移	2-2
図 2.2-3	GDP の産業別内訳	2-3
図 2.3-1	国家開発計画（Vision 2025）の概要	2-5
図 2.3-2	フリータウン首都圏環状道路計画図	2-8
表 2.2-1	GDP 成長への産業別寄与率	2-3
表 2.2-2	「シ」国の財政収支	2-4
表 2.2-3	「シ」国の貿易収支	2-4

### 第3章

図 3.2-1	エネルギー水資源省の組織（現在）	3-5
図 3.2-2	エネルギー水資源省の組織（予定）	3-6
図 3.2-3	NPA の組織	3-7
図 3.3-1	国民一人当たり GDP と一人当たり電力消費量	3-9
図 3.3-2	ウェスタンエリア都市部の家庭における照明用エネルギー源の推移	3-9
図 3.4-1	2008 年末の基幹配電系統図	3-16
図 3.4-2	一般的な日負荷曲線（2002 年 9 月：Kingtom 発電所）	3-22
図 3.6-1	需要家分類別未払い金	3-31
表 3.3-1	ウェスタンエリアの電力供給状況	3-8
表 3.3-2	2008 年の送配電損失	3-10
表 3.3-3	主な工場の所有する自家発電設備の概要	3-11
表 3.3-4	自家用発電設備の現状	3-11
表 3.4-1	発電設備の状況	3-12
表 3.4-2	Kingtom 発電所の発電実績（2009 年 1 月から 7 月）	3-13
表 3.4-3	電力需給バランス（2008 年）	3-15
表 3.4-4	2008 年末における主要配電線路の状況	3-17
表 3.4-5	33/11 kV 配電用変圧器の概要	3-18
表 3.4-6	33 kV 系統の設備概要	3-18
表 3.4-7	11 kV 配電機器の概要	3-19
表 3.4-8	11 kV 配電線の概要	3-19
表 3.4-9	2008 年度における 11 kV 配電線の事故件数	3-19
表 3.4-10	2008 年度における低圧基幹配電線の事故件数	3-20
表 3.4-11	2008 年度における引込み線の事故件数	3-20

表 3.4-12	Prepaid Meter の設置状況 (2009 年 7 月 31 日現在) .....	3-20
表 3.4-13	2008 年度における需要家の接続申し込みと実際に接続された需要家数 .....	3-21
表 3.4-14	ウェスタンエリアにおける電力損失 (1999 年から 2007 年) .....	3-22
表 3.4-15	ウェスタンエリアの電化率 (2008 年末) .....	3-23
表 3.4-16	主要都市の人口 (2008 年末) .....	3-23
表 3.4-17	電源切り替え計画 .....	3-23
表 3.5-1	新規設備の概要 (日本の無償資金協力) .....	3-25
表 3.6-1	NPA の損益 .....	3-27
表 3.6-2	NPA の貸借対照表 .....	3-27
表 3.6-3	NPA の鍵となる成果概要 .....	3-28
表 3.6-4	2007 年 12 月から 1 年間のキャッシュフロー .....	3-29
表 3.6-5	NPA の 2008 年の鍵となる成果 .....	3-29
表 3.6-6	NPA の新旧料金 .....	3-32

#### 第 4 章

図 4.1-1	電力需要予測のフロー .....	4-1
図 4.2-1	GDP 成長予測(Constant Price at Y2000) .....	4-3
図 4.2-2	実質 GDP 成長予測 .....	4-3
図 4.3-1	フリータウン配電網の現状のパワーフロー(2008 年末現在) .....	4-5
図 4.4-1	実質 GDP とウェスタンエリアの発電電力量(1963 - 2007) .....	4-6
図 4.4-2	発電電力量の推移 (1950 - 2007) .....	4-7
図 4.4-3	実質 GDP の推移(1963 - 2007) .....	4-7
図 4.4-4	GDP 成長率と発電電力量の伸び率 .....	4-8
図 4.4-5	ウェスタンエリアの実質 GDP と発電電力量 .....	4-8
図 4.4-6	人口の推移と予想 .....	4-9
図 4.4-7	ウェスタンエリアの一般需要家年間電化率 .....	4-10
図 4.4-8	セクター別実質 GDP の推移 (1963-1995) .....	4-11
図 4.4-9	需要家別電力消費量の推移(1966-1994) .....	4-11
図 4.4-10	実質 GDP と家庭用の電力消費量 (1963-1984) .....	4-11
図 4.4-11	商業部門の GDP と電力消費量 (1963-1984) .....	4-12
図 4.4-12	工業部門の GDP と電力消費量 (1963-1984) .....	4-12
図 4.4-13	産業セクターの実質 GDP とセメント生産量との比較 .....	4-12
図 4.4-14	ベースケース最大電力予測(MW)(家庭用一般 + 商業) .....	4-13
図 4.4-15	ベースケース電力消費量予測(GWh/Year)(家庭用一般 + 商業) .....	4-13
図 4.4-16	ハイケース最大電力予測(MW)(家庭用一般 + 商業) .....	4-14
図 4.4-17	ハイケース電力消費量予測(GWh/Year)(家庭用一般 + 商業) .....	4-14
図 4.4-18	ローケース最大電力予測(MW)(家庭用一般 + 商業) .....	4-15
図 4.4-19	ローケース電力消費量予測(GWh/Year)(家庭用一般 + 商業) .....	4-15
図 4.5-1	補正後の電力需要予測 (成長シナリオの比較・全ケース) .....	4-18
図 4.5-2	補正後の最大電力成長率予測の比較 (カテゴリー別) .....	4-18

図 4.5-3	全カテゴリー、ベースケース補正後の最大電力 (MW).....	4-19
図 4.5-4	全カテゴリー、ベースケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year) .....	4-19
図 4.5-5	全カテゴリー、ハイケース補正後の最大電力成長率 (%/year) .....	4-20
図 4.5-6	全カテゴリー、ハイケース補正後の最大電力 (MW).....	4-20
図 4.5-7	全カテゴリー、ハイケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year).....	4-21
図 4.5-8	全カテゴリー、ローケース補正後の最大電力成長率 (%/year) .....	4-21
図 4.5-9	全カテゴリー、ローケース補正後の最大電力 (MW).....	4-22
図 4.5-10	全カテゴリー、ローケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year).....	4-22
図 4.6-1	地域別の電力需要伸び率(2006～2030).....	4-23
図 4.6-2	地域別 1 人当たりの電力需要(2006～2030) .....	4-23
表 4.2-1	財務経済開発省が予測した実質 GDP の成長率.....	4-2
表 4.3-1	需要調査結果により計算された最大電力(2008 年末現在).....	4-4
表 4.5-1	2008 年の潜在最大電力.....	4-16
表 4.6-1	電力需要予測結果の比較.....	4-24

## 第 5 章

図 5.2-1	水力開発候補地点の位置.....	5-5
図 5.2-2	ブンプナ水力の月間発電出力と年間発電量.....	5-6
図 5.2-3	ブンプナ水力の月別発電電力量の変化 (Yiben による上流制御の有無) .....	5-6
図 5.2-4	Yiben-I 水力地点の位置.....	5-7
図 5.2-5	Yiben-I の月別発電可能出力 (MW)、月別発電電力量 (GWh).....	5-8
図 5.2-6	Yiben-II 水力地点の位置.....	5-9
図 5.2-7	Yiben-II の月別発電可能出力 (MW)、月別発電電力量 (GWh).....	5-10
図 5.2-8	WAPP における国際連系線の概要.....	5-11
図 5.2-9	シエラレオネと近隣国の国際連系線ルート.....	5-11
図 5.2-10	ウェスタンエリア電力系統の日負荷曲線 (2002 年 12 月 5 日) .....	5-12
図 5.2-11	ウェスタンエリア電力系統の負荷持続曲線.....	5-13
図 5.2-12	負荷持続曲線.....	5-15
図 5.3-1	スクリーニング曲線と負荷持続曲線.....	5-18
図 5.3-2	重油及びディーゼル油価格の推移.....	5-21
図 5.3-3	電力需給バランス (火力主体ケース) .....	5-22
図 5.3-4	発電方式・型式別の設備容量割合 (火力主体シナリオ) .....	5-23
図 5.3-5	発電方式・型式別の設備利用率.....	5-23
図 5.3-6	発電方式・型式別の発電電力量の割合.....	5-24
図 5.3-7	電力需給バランス (水力主体シナリオ) .....	5-26
図 5.3-8	発電方式・型式別の設備容量割合 (水力主体シナリオ) .....	5-27
図 5.3-9	発電方式・型式別の設備利用率.....	5-27
図 5.3-10	発電方式・型式別の発電電力量の割合 (水力主体シナリオ) .....	5-28
図 5.3-11	WASP-IV コンピュータープログラムのフローチャート.....	5-32
表 5.1-1	ブンプナ水力発電所の概要.....	5-1

表 5.2-1	ウェスタンエリア電力系統の電力需要予測	5-2
表 5.2-2	NPA の所有する発電設備の状況 (キングトム発電所)	5-3
表 5.2-3	「シ」国の水力開発候補地点	5-4
表 5.2-4	Yiben-I 水力発電プロジェクト概要	5-8
表 5.2-5	Yiben-II 水力発電プロジェクト概要	5-9
表 5.2-6	発電容量低下確率表	5-14
表 5.2-7	中速及び低速ディーゼル発電所の予想建設工期	5-16
表 5.2-8	Yiben-I 及び Yiben-II 水力発電所の予想建設工期	5-17
表 5.3-1	開発候補電源の諸元	5-20
表 5.3-2	ディーゼル発電設備の WASP 入力データ	5-20
表 5.3-3	最小費用電源開発計画 (火力主体シナリオ)	5-22
表 5.3-4	電源開発費用 (火力主体シナリオ)	5-24
表 5.3-5	ウェスタンエリア電力系統の電力需給バランス (ベースケース、火力主体開発シナリオ)	5-25
表 5.3-6	最小費用電源開発計画 (水力主体シナリオ)	5-26
表 5.3-7	電源開発費用 (水力主体シナリオ)	5-28
表 5.3-8	ウェスタンエリア電力系統の電力需給バランス (ベースケース、水力主体開発シナリオ)	5-29
表 5.4-1	電源開発シナリオの経済性比較	5-33
表 5.4-2	電源開発計画の感度分析 (事故停止率 20%/年)	5-34
表 5.4-3	電源開発計画の感度分析 (燃料価格高騰)	5-34
表 5.4-4	電源開発計画の感度分析 (燃料価格 25% 低下)	5-35
表 5.4-5	電源開発計画の感度分析 (割引率 12%)	5-35
表 5.4-6	電源開発計画の感度分析 (割引率 8%)	5-36
第 6 章		
図 6.1-1	配電設備のデータ収集フローチャート	6-2
図 6.1-2	各配電地区の最大電力と潮流	6-3
図 6.1-3	ウェスタンエリアの各地点における電圧 (2008 年)	6-5
図 6.3-1	最大電力と潮流の概念図 (2015 年/2020 年/2025 年)	6-7
図 6.3-2	ウェスタンエリアの電力系統 : 2025 年	6-9
図 6.3-3	33 kV 配電線のルート図 (ウェスタンエリア:2025 年)	6-10
図 6.3-4	33 kV 配電線のルート図 (Urban Area : 2015/2020 年)	6-11
図 6.4-1	潮流計算結果 2015 年 (ベース)	6-55
図 6.4-2	潮流計算結果 2015 年 (変圧器 Tap 調整後)	6-56
図 6.4-3	潮流計算結果 2015 年 (調相設備設置後)	6-57
図 6.4-4	潮流計算結果 2020 年 (ベース)	6-58
図 6.4-5	潮流計算結果 2020 年 (変圧器 Tap 調整後)	6-59
図 6.4-6	潮流計算結果 2020 年 (調相設備設置後)	6-60
図 6.4-7	潮流計算結果 2025 年 (ベース)	6-61

図 6.4-8	潮流計算結果 2025 年 (変圧器 Tap 調整後) .....	6-62
図 6.4-9	潮流計算結果 2025 年 (調相設備設置後) .....	6-63
図 6.4-10	潮流計算結果 2015 年 (現実的な調相設備設置計画反映後) .....	6-64
図 6.4-11	短絡容量計算結果 2015 年 (ベース) .....	6-65
図 6.4-12	短絡容量計算結果 2015 年 (送電線開放後) .....	6-66
図 6.4-13	潮流計算結果 2015 年 (送電線開放後) .....	6-67
図 6.4-14	短絡容量計算結果 2020 年 (ベース) .....	6-68
図 6.4-15	Shor 短絡容量計算結果 2020 年 (送電線開放後) .....	6-69
図 6.4-16	潮流計算結果 2020 年 (送電線開放後) .....	6-70
図 6.4-17	短絡容量計算結果 2025 年 (ベース) .....	6-71
図 6.4-18	短絡容量計算結果 2025 年 (送電線開放後) .....	6-72
図 6.4-19	潮流計算結果 2025 年 (送電線開放後) .....	6-73
図 6.4-20	Kingtom P/S の 11kV 母線における P-V カーブグラフ .....	6-39
図 6.4-21	Bumbuna 161 kV 送電系統 .....	6-40
図 6.4-22	Bumbuna 161 kV 送電線事故後の Kingtom 系統状態 .....	6-41
図 6.4-23	事故波及防止装置により制限実施した後の Kingtom 系統 .....	6-42
図 6.4-24	発電機位相角グラフ .....	6-43
図 6.4-25	発電機有効出力グラフ .....	6-43
図 6.5-1	Western Area Power System 2015 .....	6-74
表 6.1-1	ウェスタンエリアにおける電圧降下 (2008 年) .....	6-4
表 6.2-1	各フェーズの目標 (2015 年/2020 年/2025 年) .....	6-6
表 6.4-1	送電線定数表 .....	6-52
表 6.4-2	変圧器定数表 .....	6-53
表 6.4-3	発電機定数表 .....	6-54
表 6.4-4	2015 年ピーク断面における潮流計算結果 .....	6-14
表 6.4-5	2020 年ピーク断面における潮流計算結果 .....	6-15
表 6.4-6	2025 年ピーク断面における潮流計算結果 .....	6-16
表 6.4-7	2015 年までの調相設備 (SC) 設置計画 (案) .....	6-17
表 6.4-8	2015 年までに調相設備を設置したときの再潮流計算結果 .....	6-18
表 6.4-9	ベース系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-11 参照) .....	6-19
表 6.4-10	配電線開放後の系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-12 参照) .....	6-19
表 6.4-11	配電線開放後の系統構成の電圧確認 (調整後) .....	6-19
表 6.4-12	配電線開放後の系統構成の潮流確認 .....	6-20
表 6.4-13	ベース系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-14 参照) .....	6-20
表 6.4-14	配電線開放後の系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-15 参照) .....	6-20
表 6.4-15	配電線開放後の系統構成の電圧確認 (調整後) .....	6-21
表 6.4-16	配電線開放後の系統構成の潮流確認 .....	6-21
表 6.4-17	ベース系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-17 参照) .....	6-22
表 6.4-18	配電線開放後の系統構成の短絡容量確認 (図 6.4-18 参照) .....	6-22
表 6.4-19	配電線開放後の系統構成の電圧確認 (調整後) .....	6-22



表 6.4-20	配電線開放後の系統構成の潮流確認	6-23
表 6.4-21	2015 年断面における事故想定と結果	6-24
表 6.4-22	事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所	6-24
表 6.4-23	事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所	6-25
表 6.4-24	事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所	6-25
表 6.4-25	事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所	6-25
表 6.4-26	事故想定 No. 31 における潮流ネック箇所	6-25
表 6.4-27	事故想定 No. 32 における潮流ネック箇所	6-25
表 6.4-28	2020 年断面における事故想定	6-26
表 6.4-29	事故想定 No. 1 における潮流ネック箇所	6-26
表 6.4-30	事故想定 No. 2 における潮流ネック箇所	6-27
表 6.4-31	事故想定 No. 3 における潮流ネック箇所	6-27
表 6.4-32	事故想定 No. 4 における潮流ネック箇所	6-27
表 6.4-33	事故想定 No. 5 における潮流ネック箇所	6-27
表 6.4-34	事故想定 No. 7 における潮流ネック箇所	6-28
表 6.4-35	事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所	6-28
表 6.4-36	事故想定 No. 10 における潮流ネック箇所	6-28
表 6.4-37	事故想定 No. 15 における潮流ネック箇所	6-28
表 6.4-38	事故想定 No. 16 における潮流ネック箇所	6-28
表 6.4-39	事故想定 No. 17 における潮流ネック箇所	6-29
表 6.4-40	事故想定 No. 18 における潮流ネック箇所	6-29
表 6.4-41	事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所	6-29
表 6.4-42	事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所	6-29
表 6.4-43	事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所	6-29
表 6.4-44	事故想定 No. 23 における潮流ネック箇所	6-30
表 6.4-45	事故想定 No. 24 における潮流ネック箇所	6-30
表 6.4-46	事故想定 No. 27 における潮流ネック箇所	6-30
表 6.4-47	事故想定 No. 29 における潮流ネック箇所	6-30
表 6.4-48	事故想定 No. 30 における潮流ネック箇所	6-30
表 6.4-49	2025 年断面における事故想定	6-31
表 6.4-50	事故想定 No. 1 における潮流ネック箇所	6-31
表 6.4-51	事故想定 No. 2 における潮流ネック箇所	6-32
表 6.4-52	事故想定 No. 3 における潮流ネック箇所	6-32
表 6.4-53	事故想定 No. 4 における潮流ネック箇所	6-32
表 6.4-54	事故想定 No. 5 における潮流ネック箇所	6-33
表 6.4-55	事故想定 No. 6 における潮流ネック箇所	6-33
表 6.4-56	事故想定 No. 7 における潮流ネック箇所	6-33
表 6.4-57	事故想定 No. 8 における潮流ネック箇所	6-33
表 6.4-58	事故想定 No. 10 における潮流ネック箇所	6-34
表 6.4-59	事故想定 No. 11 における潮流ネック箇所	6-34

表 6.4-60	事故想定 No. 20 における潮流ネック箇所	6-34
表 6.4-61	事故想定 No. 21 における潮流ネック箇所	6-35
表 6.4-62	事故想定 No. 22 における潮流ネック箇所	6-35
表 6.4-63	事故想定 No. 23 における潮流ネック箇所	6-35
表 6.4-64	事故想定 No. 24 における潮流ネック箇所	6-36
表 6.4-65	事故想定 No. 27 における潮流ネック箇所	6-36
表 6.4-66	事故想定 No. 29 における潮流ネック箇所	6-36
表 6.4-67	事故想定 No. 30 における潮流ネック箇所	6-37
表 6.4-68	回転電気機器の周波数に関する要件	6-40
表 6.4-69	Kingtom 系統内で供給継続可能な需要	6-41
表 6.4-70	電力系統の開発推移	6-44
表 6.4-71	電力系統解析結果一覧	6-44
表 6.5-1	配電網更新・増強・延伸計画の概要	6-46
表 6.5-2	配電網更新・増強・延伸計画の目的と期待される成果	6-47

## 第7章

図 7.1-1	EIA 手順	7-4
図 7.2-1	ウエスタンエリア保護地域地図	7-8
図 7.2-2	シエラレオネ河口地域地図	7-9
図 7.2-3	ウエスタンエリア半島森林保護区	7-11
図 7.2-4	フリータウンの大規模スラム位置	7-13
図 7.7-1	PDCA サイクル	7-39
図 7.7-2	NPA 組織図 (提案)	7-40
表 7.2-1	シエラレオネ絶滅危惧 IA 種 (Critically Endangered Species)	7-6
表 7.2-2	シエラレオネ絶滅危惧 IB 種 (Endangered Species)	7-7
表 7.2-3	セクター別雇用割合	7-14
表 7.3-1	EIA 要約	7-15
表 7.3-2	特別な課題の要約	7-15
表 7.3-3	第一移転行動計画要約	7-16
表 7.3-4	第一移転行動計画補償内訳	7-16
表 7.3-5	第2移転行動計画要約	7-17
表 7.3-6	第2移転行動計画の総費用内訳	7-17
表 7.4-1	各種電源開発方式の環境社会影響比較	7-18
表 7.4-2	火力発電 (ディーゼル発電) 環境社会影響評価	7-19
表 7.4-3	水力地点有望候補地と周辺の保護区	7-22
表 7.4-4	水力発電環境影響評価	7-24
表 7.5-1	変電所、送配電線の環境社会影響評価	7-32

## 第8章

図 8.5-1	需要曲線	8-26
---------	------	------

図 8.5-2	自家発電費用のサンプル分布図	8-27
表 8.1-1	家庭用消費者のエネルギー量	8-1
表 8.1-2	家庭消費者の支払い意思	8-2
表 8.1-3	家庭消費者の自家発電	8-2
表 8.1-4	商業消費者のエネルギー消費	8-3
表 8.1-5	商業消費者の支払い意思	8-3
表 8.1-6	商業消費者の自家発電	8-4
表 8.1-7	施設消費者の電力需要状況	8-4
表 8.1-8	施設の自家発電	8-5
表 8.1-9	工業消費者の電力需要状況	8-5
表 8.1-10	工業消費者の自家発電	8-6
表 8.1-11	自家発電と NPA 料金との比較	8-6
表 8.2-1	発電開発計画（基本ケース：水力主体）の長期限界費用	8-9
表 8.2-2	発電開発計画（代替ケース：火力主体）の長期限界費用	8-10
表 8.2-3	送電（高電圧及び中電圧）開発計画の長期限界費用	8-11
表 8.2-4	配電開発計画の長期限界費用	8-12
表 8.3-1	世界首都の(家庭用) 電気料金費用との比較	8-13
表 8.3-2	アジア首都における家庭用電気料金との比較	8-14
表 8.3-3	アジア首都の工業用電気料金との比較	8-15
表 8.4-1	NPA の財務予測（水力主体基本ケース）	8-18
表 8.4-2	NPA の財務予測（火力主体代替ケース）	8-19
表 8.4-3	NPA の財務予測（Yiben IPP ケース）	8-20
表 8.4-4	財務予測モデル計算結果	8-21
表 8.5-1	Energy Consumption by Project	8-23
表 8.5-2	配電プロジェクトの財務分析結果	8-24
表 8.5-3	NPA の家庭用電気料金	8-27
表 8.5-4	家庭用の経済電気料金	8-27
表 8.5-5	NPA の商業用電気料金表	8-28
表 8.5-6	商業用の経済電気料金	8-28
表 8.5-7	配電プロジェクトの費用便益分析結果	8-29
第9章		
図 9.2-1	発電課の組織体制	9-2
図 9.2-2	送配電課の組織体制	9-3
図 9.2-3	発電課職員の学歴構成	9-5
図 9.2-4	送配電課職員の学歴構成	9-5
図 9.2-5	「シ」国の旧教育システム	9-6
図 9.3-1	ECG の組織図	9-19
表 9.2-1	発電課の職員構成	9-2
表 9.2-2	送配電課の職員構成	9-4

表 9.2-3	電気課程のカリキュラム	9-7
表 9.2-4	機械課程のカリキュラム	9-7
表 9.2-5	NPA 研修センター	9-8
表 9.2-6	Fourah Bay College 工学部のカリキュラム	9-10
表 9.3-1	発電設備運転・保守主任技術者育成計画	9-11
表 9.3-2	電力流通設備運転・保守技術者育成計画	9-13
表 9.3-3	電力系統計画主任技術者育成計画	9-14
表 9.3-4	人材育成計画	9-18
表 9.3-5	ガーナ国における電力系統の運営体制	9-19
表 9.3-6	常勤インストラクター詳細	9-20
表 9.3-7	ガーナ国における技術系学歴	9-20
表 9.3-8	技術研修コース	9-21
表 9.3-9	研修センター内の各施設	9-22

## 第10章

図 10.2-1	標準的 PPP 導入プロセス	10-5
図 10.2-2	PDCA サイクル	10-9
図 10.2-3	NPA 組織図 (提案)	10-10
表 10.1-1	電源開発計画 (水力主体シナリオ)	10-1
表 10.1-2	電源開発に係る設備投資費用	10-1
表 10.1-3	配電網更新・増強・延伸計画	10-2
表 10.1-4	電気料金改定案	10-3
表 10.2-1	PDCA サイクル	10-9
表 10.2-2	職員の TOR 案	10-10

## 略 語 集

AfDB	African Development Bank (アフリカ開発銀行)
BADEA	Banque Arabe pour le Developpement Economique en Afrique (アフリカ経済開発アラブ銀行)
BGC	Bumbuna Generating Company
BKPS	Bo-Kenema Power Services (Bo 及び Kenema 電力事業)
DDR	Disarmament, Demobilisation and Reintegration (武装解除・動員解除及び社会復帰計画)
DFID	Department for International Development (英国国際開発省)
ECG	Electricity Company of Ghana (ガーナ電力公社)
ECOMOG	ECOWAS Monitoring Group (ECOWAS 停戦監視グループ)
ECOWAS	Economic Community of West African States (西アフリカ諸国経済共同体)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EU	European Union (ヨーロッパ連合)
F/S	Feasibility Study (フィージビリティ調査)
FIRR	Financial Internal Rate of Return (財務内部利益率)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GTG	Global Trading Group
GVWC	Guma Valley Water Company
IDA	International Development Association (第2世銀)
IDB	Islamic Development Bank (イスラム開発銀行)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)
IEL	Income Electrix Limited
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
IPP	Independent Power Producer (独立電気事業者)
IT	Information Technology
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人 国際協力機構)
L/C	Letter of Credit (信用状)
LF	Load Factor (負荷率)
MDRI	Multilateral Debt Relief Initiative (他国間債務削減イニシアティブ)
MEWR	Ministry of Energy and Water Resources (エネルギー水資源省)
NASSIT	National Social Security & Insurance Trust (国家社会保障・保険信託)

NCP	National Commission for Privatization (国家民営化委員会)
NGO	Non-Governmental Organizations (非政府組織)
NPA	National Power Authority (シエラレオネ電力公社)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (石油輸出国機構)
PCB	Polychlorinated Biphenyl (ポリ塩化ビフェニル)
PPA	Power Planning Associates Ltd
PWP	Power and Water Project (電力・水プロジェクト)
RAP	Resettlement Action Plan (住民移転行動計画)
ROW	Right of Way (公道用地)
RUF	Revolutionary United Front (統一革命戦線)
SALWACO	Sierra Leone Water Company
SEA	Strategic Environmental Assessment (戦略的環境アセスメント)
SPC	Special Purpose Company (特別目的会社)
SWGR	Switchgear (開閉装置)
UNAMSIL	United Nation Mission in Sierra Leone (国連シエラレオネ・ミッション)
UNDP	United Nations Development Programme (国連開発計画)
WAPF	Western Area Peninsular Forest (ウェスタンエリア半島森林保護区)
WAPP	West African Power Pool
WB	World Bank (世界銀行)
WHO	World Health Organization (世界保健機関)
WSD	Water Supply Division

# 1. 序論

## 1.1 調査の背景と現在の状況

シエラレオネ共和国（以下、「シ」国と称す）は、大西洋に面するアフリカ大陸の西部に位置し、人口は532万人（2007年国政選挙統計）、面積は約7万km<sup>2</sup>である。

「シ」国では約11年間に亘る内戦が2002年に終結し、近年は毎年7%台のGDP成長を記録するなど、戦後復興から成長段階へ転換しつつある。しかしながら、依然として汚職、高い失業率、絶対的貧困、不平等な資源配分など社会経済的な不安要因は未だ解決されておらず、内戦による基礎的インフラの破壊、及び維持管理不足によるインフラの機能不全が経済成長への足かせとなっている。

特に電力セクターにおいては、管轄省庁における政策・計画策定、実施能力の不足、電力事業者における事業運営、設備の維持管理能力の不足により、長期的な電力開発はおろか、日々の電力供給にも苦慮する状況にある。フリータウン首都圏の電力供給を担うシエラレオネ電力公社（NPA）においては、事業収支が常に赤字であり、発電用燃料の調達も困難となっている。電力供給設備については、NPAが所有する唯一の発電所であるキングトム（Kingtom）発電所に合計7台のディーゼル発電機が設置されているものの、運転可能な設備は2台のみであり、現状は民間発電事業者からの電力供給に依存している。また、配電設備については、設備の故障及び劣化により、電力需要に見合った供給容量が確保されていない。

以上の状況から、「シ」国政府及び世界銀行をはじめとするドナーは、電力セクターの改善を最重要課題と位置付け、数々のドナーが支援を行ってきた。しかしながら、上述の状況を改善し持続可能な電力供給を実現するためには、電力供給設備の改修及び拡張、NPAの経営改善、人材育成が不可欠である。このような背景から「シ」国政府は、首都圏地域（ウェスタンエリア）への持続的な電力供給計画を策定する開発調査を我が国に要請した。

## 1.2 調査の内容

本調査の内容は、以下に示す通りである。

- (1) 電力需要予測
- (2) 電源開発計画
- (3) 配電システムの改修、増強、拡張計画、並びに実施計画の策定（プロジェクトパッケージ、優先順位付けを含む）
- (4) 人材育成計画の策定（ディーゼル発電及び配電）
- (5) 電気料金改定に係る提言
- (6) NPA（National Power Authority：シエラレオネ電力公社）の経営評価
- (7) 電力開発プロジェクトの経済財務分析
- (8) 電力開発プロジェクトに係る環境社会配慮

### 1.3 調査の基本方針

本調査では、以下の点をマスタープラン策定の基本方針とする。

#### (1) 開発計画、政策との整合

「シ」国の国家開発計画（Vision 2025）、貧困削減戦略、エネルギーセクターの政策等の目標達成に資する電力マスタープランを策定する。また現在、EU の支援により「フリータウン開発計画」の ”Pre-Identification Study”が実施されているが、本調査では、フリータウン開発計画の策定動向を詳細に把握し、同計画と整合の取れたマスタープランを策定する。

#### (2) 電力事情に鑑みたタイムフレームの設定

現状では首都圏における電力供給は危機的状況にあることから、15 年間のマスタープラン対象期間のうち、最初の 5 年間で「緊急復旧期間」と位置付け、現状の需要を満たすために必要な、電力供給設備の更新に重点を置く。

#### (3) 具体的、現実的なマスタープラン実施計画の策定

本調査では、配電網更新・増強・延伸マスタープランの実施計画を策定することが求められているが、無償資金協力事業の案件形成、実施に係る豊富な知見を活用し、ドナー支援等の資金調達を念頭に置いたプロジェクトパッケージを形成する。更に、プロジェクト毎に費用、工期、具体的コンポーネント、裨益効果等を明確にし、ドナーからの資金援助の要請書を「シ」国が容易に作成できるよう考慮する。

#### (4) 他ドナー、関係機関との連携

本調査を円滑に実施し、将来の資金協力・技術協力を繋げるため、調査団は他ドナーや関係機関と情報を共有し、意見交換を行う。

### 1.4 マスタープラン策定プロセス

本調査におけるマスタープラン策定プロセスを図 1.4-1 に示す。



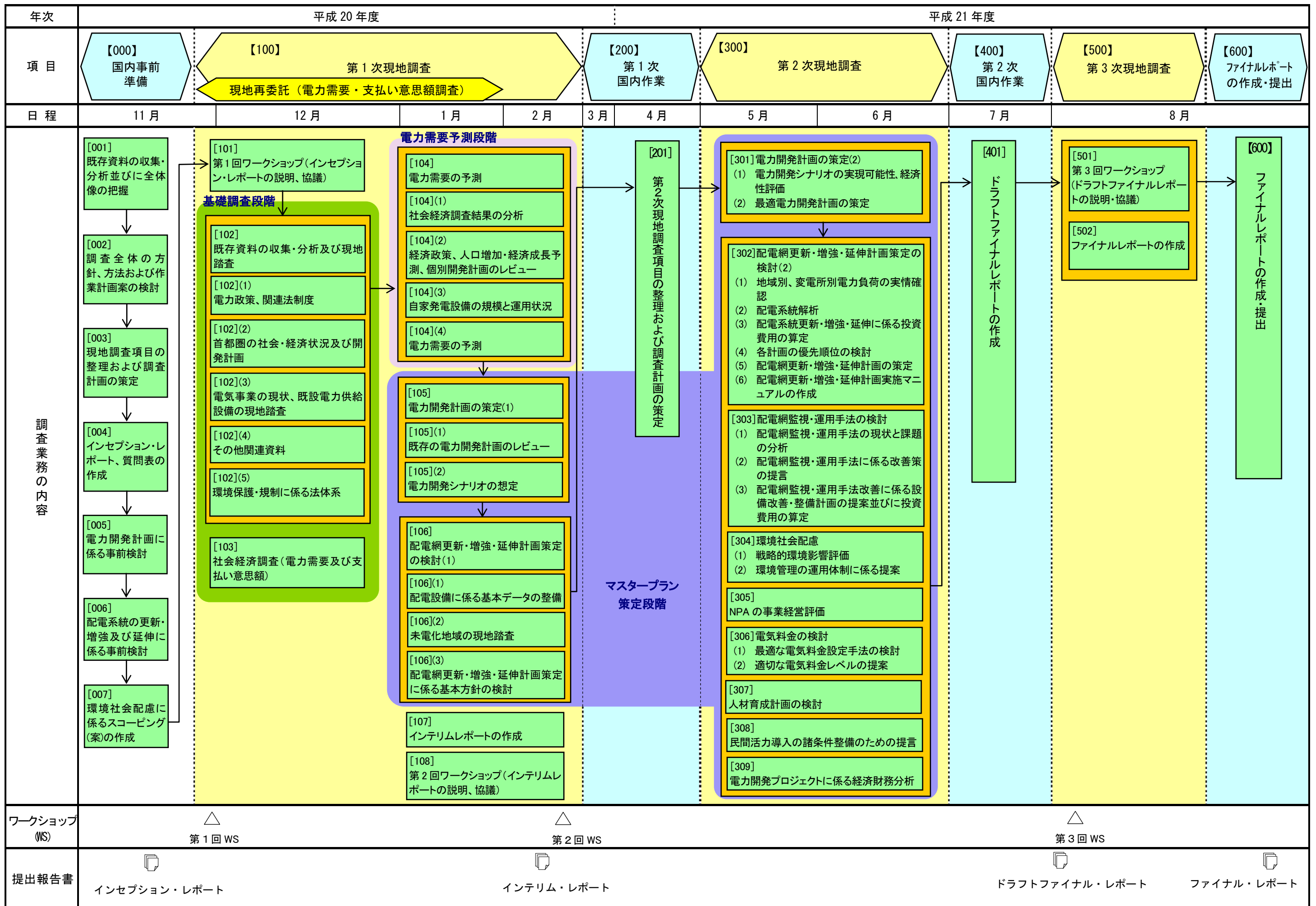


図 1.4-1 マスタープラン策定プロセス

## 1.5 マスタープラン策定手法

「シ」国では、現状の電力需要が抑圧されている、配電設備の仕様・数量等のデータが整備されていない、変電所毎の電力負荷・負荷特性などのデータが十分整備されていない、といった状況があり、マスタープラン策定に必要な基礎データが十分ではない。このため、本調査では以下に示す手法を採用してデータ収集、補完を行った。

課 題	対応策
1. 発電所、変電所の配電フィーダー毎に、電力負荷、負荷特性等のデータが記録されていない。	コンパクトパワーメータを発電所、変電所の配電フィーダーに取り付け、電力負荷、負荷電流、力率の測定を行った。
2. 配電設備の仕様・数量等のデータが整備されていない。	NPA のカウンターパートと共に現地踏査を行い、配電設備のデータベースを作成した。
3. 供給力不足のため現状の電力需要は抑制されており、潜在的な需要規模が不明である。	現地再委託により NPA の需要家から無作為抽出によりサンプルを選定し、電力消費量、電化製品の種類・数量と容量等を調査して、潜在需要推定の基礎データとした。
4. 現行の電気料金体系は家庭用を低く、産業用を高く設定しており、供給費用や電気の経済的価値（希少性）を表したものではない。このため、プロジェクトの経済分析（経済便益の算出）に現行の電気料金をそのまま使用することができない。	上述の現地再委託調査により、NPA の需要家の支払い意思額を調査し、経済電気料金を算出した。

## 1.6 調査実施体制

円滑な調査の実施と調査を通じたNPAへの技術移転を確実に行うため、調査団とNPAは以下に示す共同実施体制を組織した。調査団、NPAカウンターパートチームのメンバーを下表に示す。

JICA Study Team		Counterpart Team of NPA	
Name	Assignment	Name	Assignment
Kyoji Fujii	Team leader/ Power development planning	Dr. Zubairu Ahmed Kaloko (General Manager)	Team leader
		Ing. Abdul P. Y. Kamara (Ag. Corporate Planning Head)	Power development planning
Mitsuhisa Nishikawa	Deputy team leader/ Power demand forecast	Ing. John A. Kabia (Dep. System Planning Manager)	Power demand forecast
Hirohito Seto	Distribution system planning/ Distribution system operation	Ing. Unisa Samura (Snr Electrical Engineer)	Distribution system planning/ Distribution system operation
Takayuki Miyamoto	Distribution/Generation equipment planning	Ing. Edward Parkinson Ing. Daniel Ansumana	Distribution equipment planning
		Ing. Aiah Morseray Ing. Milton Gegbai (Senior Mechanical Engineers)	Generation equipment planning/ Generation Maintenance planning
Kazunari Nogami	Distribution/Generation equipment maintenance planning	Ing. Edward Parkinson Ing. Daniel Ansumana	Distribution equipment maintenance planning
Toru Aoyama	Financial and economic analysis/ Electricity tariff analysis	Mr. Thomas P. Tucker Ing. Michael Conteh	Financial and economic analysis/ Electricity tariff analysis
Megumi Kaneda	Environmental and social considerations	Ing. Reuben Dunn Mr. Rev Dan Palmer	Environmental and social considerations
Daisuke Akatsuka	Coordinator	Ing. John A. Kabia	Coordinator

## 2. 社会経済状況と開発計画

### 2.1 社会状況

「シ」国では、1991年に反政府勢力である統一革命戦線（RUF：Revolutionary United Front）が武装蜂起し、内戦状態に陥った。RUFは「シ」国で産出されるダイヤモンドを財源として勢力を拡大し、断続的に反政府戦闘行為を継続した。1996年2月には複数政党制下での民主的な大統領・議会選挙が実施され、同年3月には選挙を経てカバ大統領が就任したが、1997年5月に発生した軍事クーデターによりカバ大統領はギニアに脱出、内戦は悪化の一途を辿った。1998年3月には、西アフリカ諸国経済共同体（ECOWAS：Economic Community of West African States）の停戦監視グループ（ECOMOG：ECOWAS Monitoring Group）によってクーデター派が駆逐され、カバ大統領の合法政権が復帰した。

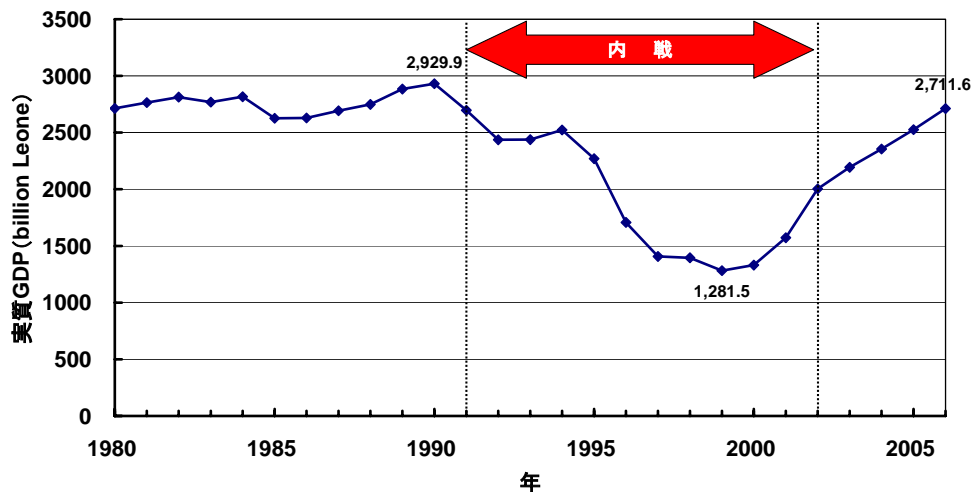
1998年12月、RUFが首都フリータウンを攻撃したため、ECOMOGは兵員を増派するなどしてRUFの攻撃に対抗していたが、国際社会は武力制圧によって和平を達成することは不可能であると判断し、カバ大統領とRUFとの対話促進に尽力した。その結果、1999年5月、カバ大統領とサンコーRUF代表との間で停戦合意が成立し、同年7月にはトーゴ共和国の首都ロメにおいて和平合意の締結が実現した。

1999年よりUNAMSIL（国連シエラレオネ・ミッション）の協力を得て、元兵士の武装解除・動員解除及び社会復帰計画（DDR計画）が展開され、2000年11月にはシエラレオネ政府とRUFとの間で停戦合意が成立した。2002年1月、10年余に及ぶ内戦終了及び武装解除終了がカバ大統領により公式に宣言され、これに続き同年3月には国家非常事態宣言の終了宣言がなされるなど、和平に向けての進捗が見られた。その後、2002年5月の大統領・議会選挙、並びにカバ大統領の任期満了に伴う2007年8、9月の大統領・議会選挙が平和裡に行われ、「シ」国の平和と安定は着実に進歩を遂げている。

しかしながら、依然として汚職、高い失業率、絶対的貧困、不平等な資源配分など社会経済的な不安要因は未だ解決されておらず、「シ」国の戦後復興における課題は多い。上述した内戦の期間には「シ」国からギニア、リベリアに約40万人が避難し、また約30万人が国内避難民となったが、現在では殆どの難民の帰還は完了している。

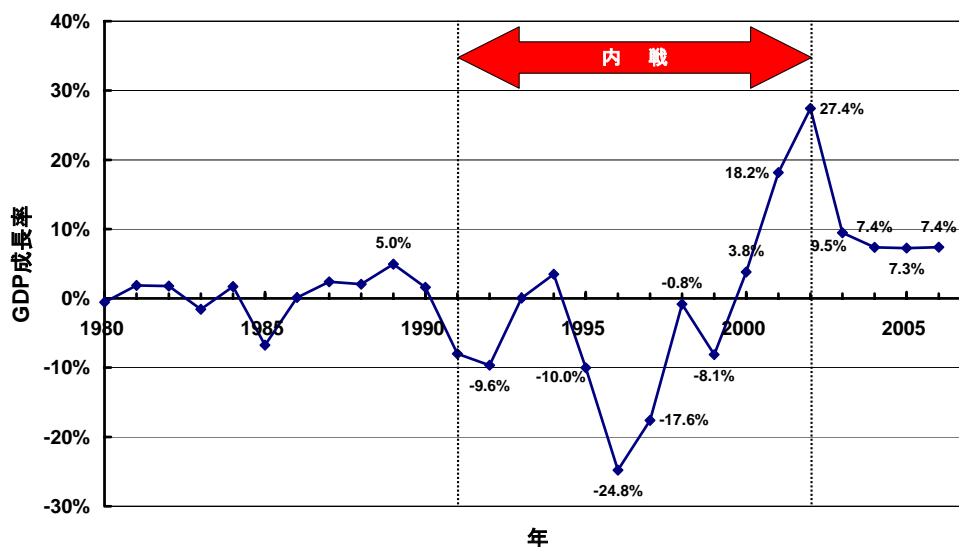
### 2.2 経済状況

「シ」国の経済は上述の内戦の期間を通じて大きく後退しており、1990年に2兆9,299億レオン（Leone）（約1,065億円）を記録した実質GDPは内戦の激化とともに低下を続け、1999年には1兆2,815億レオン（約466億円）まで低下している。1999年以降は、内戦が徐々に沈静化したことを受けてGDPも成長方向に転じ、2002年には27.4%の高いGDP成長率を記録している。2004年から2006年にかけては平均7.4%の安定したGDP成長率を示し、2007年の実質GDPは、ほぼ内戦前の水準まで回復している。IMFによれば、2007年の実質GDP成長率は6.4%とやや低下し、2008年には世界的な経済状況の悪化を受けて成長率は更に鈍化する見込みである。図2.2-1に実質GDPの推移、図2.2-2に実質GDP成長率の推移を示す。



[出所] IMF (2008), "World Economic Outlook Database"

図 2.2-1 実質 GDP の推移

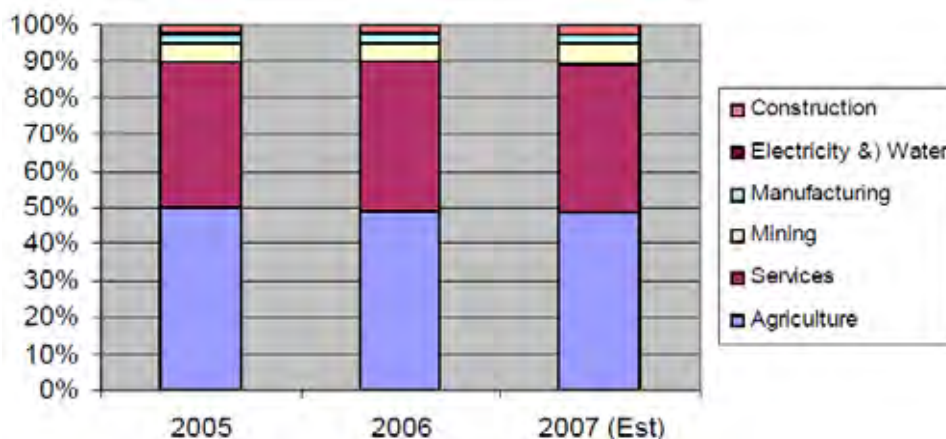


[出所] IMF (2008), "World Economic Outlook Database"

図 2.2-2 実質 GDP 成長率の推移

GDP の内訳を産業別に見れば、2005～2007 年においては農業が GDP の約 5 割を占めており、農業が「シ」国の主要産業であることが分かる。次いでサービス業が 4 割を占めており、農業、サービス業の二部門で GDP 全体の約 9 割を占めている。残りの 1 割は鉱業、製造業、電力・水道、建設業であり、この中では鉱業が最も多く、GDP 全体の約 5% を占める。図 2.2-3 に GDP の産業別内訳を示す。

表 2.2-1 には、2005～2007 年における各産業の GDP 成長への寄与度を示す。同期間において、農業及びサービス業が GDP 成長の約 7 割～9 割を占めており、「シ」国における内戦後の安定した経済成長は、農業、サービス業が牽引しているものと想定される。



[出所] IMF (2008.7), “Sierra Leone: Poverty Reduction Strategy Paper—Progress Report”

図 2.2-3 GDP の産業別内訳

表 2.2-1 GDP 成長への産業別寄与率

	2005 年	2006 年	2007 年 (推定)
農業	72.1%	37.4%	41.2%
サービス業	26.0%	57.7%	33.0%
鉱業	-3.4%	0.2%	17.2%
製造業	1.1%	4.2%	1.0%
電力・水道	-1.0%	-0.3%	-0.9%
建設業	5.1%	0.8%	8.5%

[出所] IMF (2008.7), “Sierra Leone: Poverty Reduction Strategy Paper—Progress Report”

財政収支に関しては、「シ」国の財政はドナーからの支援に大きく依存しており、2007 年には歳入の約 75%、2008 年(予想)では約 36%を援助に依存している。2007 年には、贈与を含む場合は財政収支は 1 兆 2,527 億レオン (約 456 億円) の黒字となっているものの、贈与を除けば 3,397 億レオン (約 124 億円) の赤字であり、贈与が対前年比で 76%減少した 2008 年には、贈与を含めても 5,257 億レオン (約 191 億円) の財政赤字となる見込みである。表 2.2-2 に 2007、2008 年の「シ」国の財政収支を示す。

貿易収支においては、2006 年が 1 億 6,379 万ドル、2007 年が 2 億 136 万ドルの貿易赤字であり、常に輸入超過の状態である。輸入品目では石油製品が最も大きな割合を占め、輸入額の約 38% (2007 年) となっている。輸出品目ではダイヤモンドをはじめとした鉱業産品が大きな割合を占め、輸出額の約 89% (2007 年) を占めている。中でもダイヤモンドは一品目で全輸出額の 58% (2007 年) を占めており、「シ」国の主要な外貨獲得源となっている。鉱業産品に次ぐ第二の輸出品目は農産品であるが、2007 年の輸出額に占める割合は 5.6%であり、輸出額全体への寄与は僅かである。表 2.2-3 に「シ」国の貿易収支を示す。

表 2.2-2 「シ」国の財政収支

単位：10億レオン

	2007年(実績)	2008年(予想)	増減
<b>歳入 (内国歳入及び贈与)</b>	<b>2,129.3</b>	<b>1,074.0</b>	<b>-49.6%</b>
<b>内国歳入</b>	<b>536.9</b>	<b>692.7</b>	<b>29.0%</b>
所得税	146.2	196.5	34.4%
関税及び消費税	308.4	370.9	20.3%
鉱山税	18.6	26.2	40.9%
その他	29.4	45.3	54.1%
道路使用税	34.4	53.8	56.4%
<b>贈与</b>	<b>1,592.5</b>	<b>381.3</b>	<b>-76.1%</b>
プログラム支援	168.7	222.3	31.8%
プロジェクト支援	70.6	159.0	125.2%
MDRI*支援	1,353.2	0.0	-100.0%
<b>歳出</b>	<b>876.6</b>	<b>1,218.4</b>	<b>39.0%</b>
<b>経常収支</b>	<b>660.9</b>	<b>887.0</b>	<b>34.2%</b>
給与	296.5	356.2	20.1%
給与、利子以外	252.3	409.8	62.4%
物品、サービス	157.3	278.9	77.3%
地方交付金	19.3	41.5	115.0%
教育機関への支援	27.4	27.2	-0.7%
道路基金への拠出	34.4	53.8	56.4%
選挙	13.8	7.5	-45.7%
利子	112.1	121.0	7.9%
国内	96.3	109.6	13.8%
海外	15.9	11.3	-28.9%
<b>資本支出及び貸付</b>	<b>176.7</b>	<b>331.4</b>	<b>87.5%</b>
資本支出	173.8	333.3	91.8%
貸付	2.9	-1.9	-165.5%
<b>予備費支出 (MDRI関連)</b>	<b>39.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0%</b>
<b>収支 (贈与除く)</b>	<b>-339.7</b>	<b>-525.7</b>	<b>54.8%</b>
<b>収支 (贈与含む)</b>	<b>1,252.7</b>	<b>-144.4</b>	<b>-111.5%</b>

[出所] IMF Country Report No.08/249

[備考] \*MDRI : Multilateral Debt Relief Initiative

1JPY=27.50レオン

表 2.2-3 「シ」国の貿易収支

単位：1,000US\$

	2006年	2007年	増減
<b>輸入</b>	<b>394,828.6</b>	<b>446,601.0</b>	<b>13.1%</b>
食料	56,139.8	67,948.5	21.0%
飲料及び煙草	9,295.3	12,074.5	29.9%
粗製品	21,702.6	14,654.5	-32.5%
石油及び潤滑油	147,080.4	168,576.5	14.6%
動物及び植物油	3,327.1	6,205.8	86.5%
化学製品	23,999.9	31,008.5	29.2%
加工品	48,601.3	51,900.1	6.8%
機械及び輸送機材	69,110.9	75,112.8	8.7%
その他	15,571.3	19,119.8	22.8%
<b>輸出</b>	<b>231,037.1</b>	<b>245,238.0</b>	<b>6.1%</b>
鉱業産品	179,241.2	217,086.3	21.1%
ダイヤモンド	125,041.2	142,048.5	13.6%
ボーキサイト	23,573.1	32,706.1	38.7%
ルチル	28,501.1	38,146.2	33.8%
イルメナイト	1,063.3	1,200.6	12.9%
金	1,062.5	2,984.9	180.9%
農産品	12,761.4	13,666.6	7.1%
コーヒー	1,093.4	1,854.7	69.6%
ココア	11,570.8	11,368.1	-1.8%
水産品	97.2	443.8	356.6%
その他	10,634.6	11,764.8	10.6%
再輸出	28,399.9	2,720.3	-90.4%
<b>貿易収支</b>	<b>-163,791.5</b>	<b>-201,363.0</b>	<b>22.9%</b>

[出所] Bank of Sierra Leone (2007.12) "Annual Report and Statement of Accounts"

[備考] 1US\$=97.28 円

## 2.3 開発計画

### 2.3.1 国家開発計画

「シ」国では2025年を目標年次とした国家開発計画「Vision 2025」を2003年8月に策定、国家政策の基本方針としている。以下に、その概要を示す。

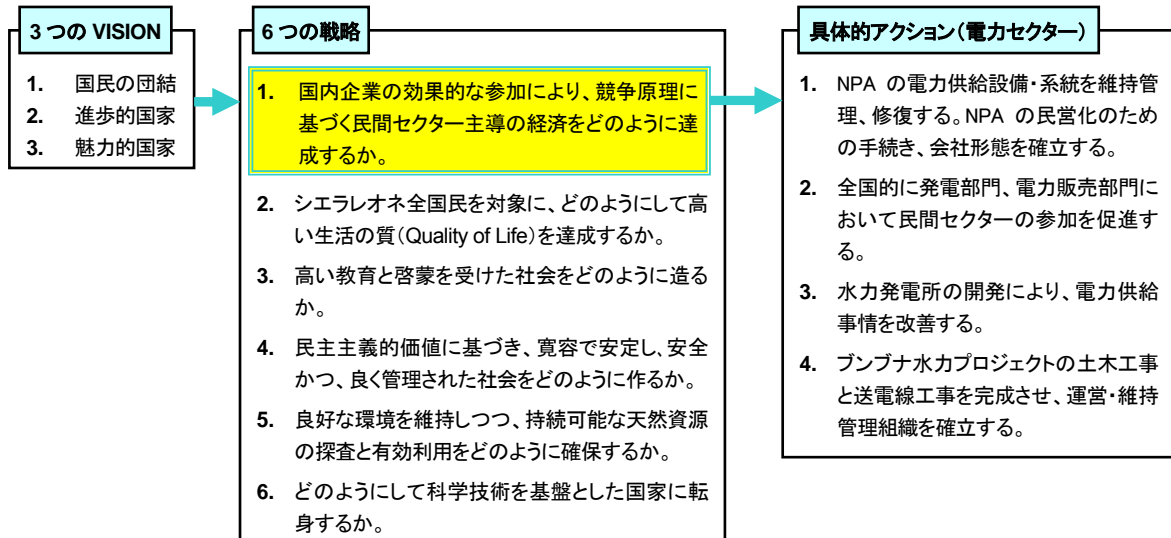


図 2.3-1 国家開発計画 (Vision 2025) の概要

### 2.3.2 貧困削減戦略—II (Poverty Reduction Strategy Paper-II)

本年5月20日に開催されたDEPAC (Development Partnership Committee) 会議の席上、コロマ大統領から貧困削減戦略-II (Poverty Reduction Strategy Paper-II) が発表された。DEPACはシエラレオネ政府と開発パートナー間の対話の場として重要な役割を担ってきたが、2007年5月の開催以降、総選挙の影響で中断され、この会合は新政権が発足して初となる丸2年ぶりの開催である。今回のDEPACの主たる目的はPRSP II “Agenda for Change”の発表で、電力、農業、道路及び人材育成(教育・保健)の4つの重点分野が明確に示されている。

この中でコロマ大統領は「もし現在の年間経済成長率約6.5%が今後2018年まで続くと、「シ」国の1人当たりのGDPは\$350に到達するだろう。しかし未だ多くの国民は1人当たり1日\$1以下で生活しなければならない。従って真に貧困を削減し多くの国民の生活の向上を図るなら、年間経済成長率を10%かそれ以上とする必要がある。この戦略目的を達成するためには、我々の経済の完全な変革が基礎となる。しかし、これには基礎的なインフラストラクチャー、社会福祉活動の向上や民間セクターへの開発への現実的な投資が必要となる。」としている。

一方具体的な戦略としては、電力、農業、道路及び人材育成(教育・保健)の4つの重点分野が明確に示され、特に電力については、「我々は確かな、信頼できる電力を国中に送らねばならない。これにはエネルギーセクターの経営と規律・規格を向上させ、料金徴集の強化及び発電容量の向上を図らねばならない。信頼できる電力の供給はブンブナ水力発電所の完成と、ブンブナ発電所からの選定された地方都市への配電線接続、並びに送配電網の拡充により生まれる。また我々は国中をとおして新しい電力源の開発と競争力のある民間セクターの投資呼び込みに着手する。中期から長期的には、我々は、特に「シ」国の地勢と大きな降雨量から小水力のスキームを含む、国中の電力へ



のアクセスの拡大に焦点を合わせてゆきたい。」としている。

尚、この PRSP-II には「シ」国の継続的な成長と貧困削減に必要な資金計画の十分な資金源については非常にクリティカルであるとしている。この PRSP II “Agenda for Change”に必要な資金は約 19 億米ドルとされており、政府と開発パートナー間で 11 億米ドルが 2009～2011 の中期的支払体制のみが約束されている。

### 2.3.3 地域開発計画

現在、ウェスタンエリアには特筆すべき地域開発計画や大型開発計画は無い。調査を通して調査団が入手した情報は以下の通りである。

#### (1) フリータウン開発計画

フリータウン開発計画の予備調査は EU の援助の下、既に完了している。EU はフリータウン市役所をカウンターパートとして本年 9 月から本格調査を開始すべく準備している。同調査では運輸交通、道路開発、電力供給、水道、排水、通信、環境社会配慮等の幅広い分野の計画を立案することになっており、その範囲はウェスタンエリアからコヤ (Koya) 地域を除いたものである。同調査の実施期間は約 4～5 年が想定されており、本電力供給マスタープランに反映することは難しい。

#### (2) 道路開発計画

IDA の資金協力の下、フリータウンインフラストラクチャー開発計画の一部である交通管理計画として、1994 年にフリータウン環状道路計画が作成された。この計画に基づき、シエラレオネ政府と道路局 (Road Authority) は新しいフリータウン環状道路計画を 2008 年 12 月に作成した。同道路計画を図 2.3-2 に示す。

しかしながらこの提案はあくまでも計画であり、2008 年 12 月末現在、どの提案や計画にも予算や援助機関の援助は付いていない。

現在、海外沿い (Lumley から Toke まで) の道路を舗装路にすべく工事中である。本来であれば昨年 9 月に完成予定であったが、コントラクターの問題や ROW (Right of Way) 内の既存住居の問題などがあり完成は遅れている。2010 年 5 月の竣工を目指している。この道路の工事については既に完成済みの Waterloo・Toke 間と同じく OPEC やクウェートファンドから資金提供を受けている。この道路が完成すれば、Waterloo から Lumley まで 65 キロが舗装、拡幅され、一部は現在の細い道路からルートも変更されることになる。この道路が完成することにより、現在より更に観光開発が活発になると思える。

#### (3) フリータウン首都圏改造計画 (Structure Plan)

土地・地域計画・環境省によれば現在地域開発計画、住宅団地開発計画並びに関連する開発計画は無い。1990 年代に策定されたフリータウン首都圏改造計画 (Structure Plan) が現存する唯一のフリータウン開発計画である。また、地域計画部次長の話によれば、今後のフリータウン開発のアイデアは以下の通りである。

- 1) 原則として半島の東側は工業開発や住宅開発の地域と考えており、西側はエコツーリズム地域と考えている。

- 2) 一つの考えとして、新しい空港を Waterloo の南側に建設するアイデアがある。これによってフリータウン市街地のみでなくエコツーリズム地域へのアクセスが良くなる。

しかしながら、これらは具体的な計画ではない。

#### (4) 観光開発計画

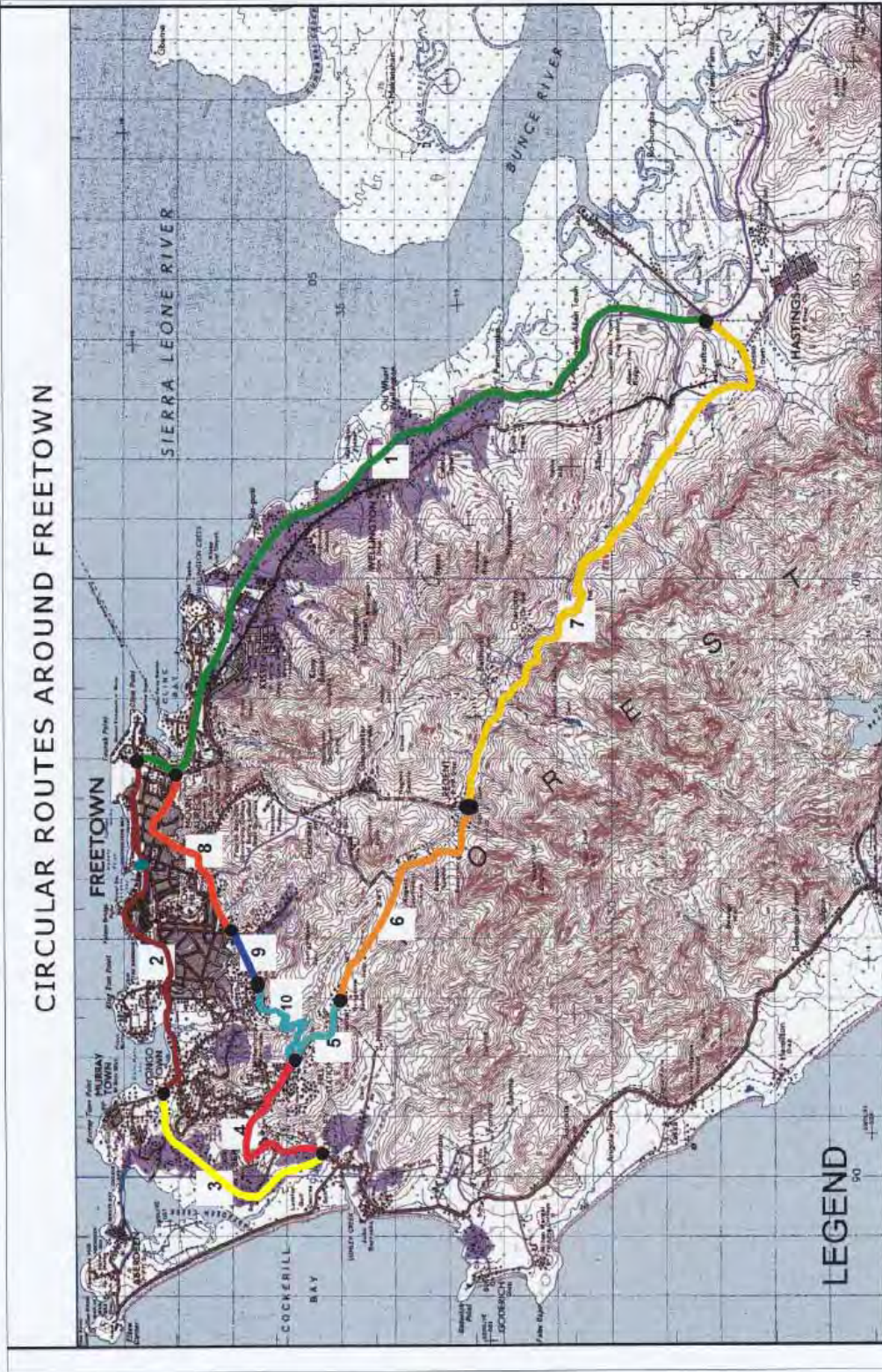
観光開発省によれば、ウェスタンエリアの観光開発に係る方針は以下の通りである。

- 1) 現在エコツーリズムとして開発計画があるが、その開発地域はウェスタンエリア外の地方である。(例 Bonce Island など)
- 2) ラムリービーチ内のレストランなどは観光のために全て撤去させた。ビーチ沿いに街灯がなく暗いため、優先的に電気を供給してもらえると有難い。

#### (5) 住宅地(団地)開発計画

シエラレオネ住宅公社(SL Housing Cooperation)や“National Social Security & Insurance Trust (NASSIT)”は Goderich, Waterloo, Hill-station, Kissy 等へ住宅開発を進めているが、それぞれの住宅地の規模は 50~150 件程度で、それほど規模の大きなものではない。従って現状では電力需要予測に影響を与えるようなものではない。

# CIRCULAR ROUTES AROUND FREETOWN



- LEGEND**
- Murray TOWN JCT-LUMLEY(3) —
  - LUMLEY-WILBERFORCE(4) —
  - WILBERFORCE-HILL STATION(5) —
  - Outer Ring 1-2-3-4-5-6-7 ●
  - HILLSTATION-REGENT(6) —
  - REGENT-GRAFTON(7) —
  - GRAFTON-CLINETOWN(1) —
  - Inner Ring 8-9-10-4-3-2 ●
  - COASTAL ROAD(CLINETOWN-MURRAYTOWN JCT)(2) —
  - HILLSIDE BYE-PASS(8) —
  - HILLCOT ROAD(10) —
  - JOMO-KENYATTA ROAD(9) —
  - CLOCK TOWER ●

[出所] シェラレオネ道路局

図 2.3-2 フリータウン首都圏環状道路計画図

### 3. 電力事業の現状

#### 3.1 電力セクター政策及び戦略

##### 3.1.1 エネルギー及び電力政策

2007年の3月と11月にそれぞれ「エネルギーセクター戦略」と「電力セクター開発戦略」が公表された。それらには現在の電力セクターが直面している問題点が明示されており、更なる援助機関の支援を得るために、短期、中期、長期的に問題を解決するための課題が示されている。

上記2つの電力セクター戦略に引き続き、エネルギー水資源省は2008年11月に「エネルギーセクター政策と戦略的アクションプラン」を発表し、2009年1月15日にその内容を説明し、援助機関の方針を模索するためWB, AfDB, EU, Italian Embassy, DFID, JICA, BADEA 及びエネルギー水資源省、NPA の間で会議が開催された。このアクションプランの主要点は以下のとおりである。

##### (1) 短期的行動計画 (Q3 2009– Q1 2011)

シエラレオネ政府への援助機関のサポートを確実に継続して貰うために、シエラレオネ政府は電力セクターの開発と成長の骨組みを確立することを約束する。この骨組みはエネルギーセクターの再構築に必要なしかるべき法律、規定、制度で構成される。これはNPAの経営と運営を持続するものである。

##### (2) 中期的行動計画 (Q1 2011– Q4 2015)

中期的行動計画としては主として以下の具体策が示されている。

- 1) 地方電化政策を推進し、中期的目標として最低でも15%の地域が電気にアクセスできるようにする。
- 2) ブンブナの水力利用の潜在能力を十分に利用するため、第2、第3のブンブナ水力開発を中期的行動計画の中で実施する。
- 3) 電源の70%を再生可能エネルギーに依存するためバイオマス資源と太陽光エネルギーを利用する。また、水力発電の潜在能力は1,200MWと見なされ「シ」国での再生可能エネルギーの中で最も大きなものであり、この最大限の利用を図る。
- 4) WAPP (West African Power Pool) のグリッドに接続し、近隣諸国との送電線連系を強く望んでいる。

##### (3) 長期的戦略 (2015–2025)

「シ」国政府は、エネルギーセクターの構造改革（構造、制度、民営化）を通して、ECOWASの2025年エネルギーアクセス目標を達成することを約束する。

特に「シ」国政府は最低でも国民の75%が個別に電力にアクセスできるようにする。これは以下の通りである。

- 都市部及び準都市部の100%の人が電気にアクセスできる。
- 地方部の40%の人が電気にアクセスできる。

### 3.1.2 NPA が安定した電力供給を行うための緊急的課題（援助機関の追加支援を期待）

#### (1) 緊急 12 ヶ月の発電施設

2007 年 8 月の NPA 所有の Kingtom 発電所の発電設備の現有出力は約 7.8MW と全発電設備（7 台）の定格出力の合計（約 39MW）の約 20%しか供給能力が無く、フリータウン首都圏の殆どが計画停電の対象となっていた。この状況を改善するため「シ」国政府及び NPA は WB の Power & Water Project の予算で 2007 年 12 月から 1 社、2008 年 2 月から 1 社の緊急ディーゼル発電会社と契約し、キングトム発電所（可能出力約 15MW）とブラックホールロード発電所（可能出力約 10MW）から電力を供給している。

緊急用電力は、ブンブナ水力発電所の運転開始を考慮し、2008 年 12 月まで供給される予定であったが、ブンブナ水力発電所の運開が遅れており、契約が延長されている。しかし、NPA は WB の要請にも拘らずその経営状況に改善が見られないため、WB は決定済みの案件を除き電力分野への新しい融資は行わないこととなった。従って「シ」国政府と NPA は自国の資金で契約を継続している。

但し、2 社の緊急ディーゼル発電会社からの購入電力単価は約 US\$1.0/kWh と高額で、NPA の財務状況を圧迫している（一般需要家の電気料金は、平均 US30¢ /kWh）。従って NPA は過去 30 年来の懸案であるブンブナ水力発電所（最大出力 25MW×2）の早急な運転開始と電力供給を切望し、その建設に全力を傾けている。

#### (2) NPA の合理化

NPA は人員の合理化を図るため、その退職金として DFID の援助(US\$ 2.5 million) を期待している。しかし、実際には 2009 年 6 月末現在 NPA の従業員の合理化は進んでいない。

#### (3) フリータウン配電網の改善(US\$ 25 million)

NPA は WB の援助(PWP の一環として)で 33kV の配電網の建設を計画し、英国の”Interserve Industrial Services”社と 2007 年 9 月に契約した。しかしながら、配電線計画ルートに沿って住んでいる住民の移転問題が解決しないことや「シ」国サイドの L/C 開設遅れ、また資機材単価の増額要求のため、契約が発効となっていなかったが、本年 3 月以降、工事が開始されることとなった。

また、住民移転問題については 6 月末までに専門の現地コンサルタントの協力を得て完了することとしている。

### 3.1.3 NPA の持続的開発を成功に導く短期的課題

#### (1) 首都圏電力供給マスタープラン調査

本マスタープランは JICA 調査として日本政府の援助で行われており、2009 年の 9 月に終了の予定である。(US\$ 1.2 million)

#### (2) ブンブナ水力発電所の完成(US\$ 47 million)

ブンブナ水力発電計画（BHP : Bumbuna Hydroelectric Project）は、出力 50MW（25MW×2 基）のダム式水力発電所を建設するものであり、1980 年に世銀の資金で設計書類が作成され、1982 年末に工事が開始された。1988 年にはイタリア国がダム土木工事、アフリカ開発銀行が発電設備・送変電設備工事への融資を決定し、工事が進められた。しかし、プロジェクトの約 85%が完了した 1993 年に内戦の影響によりイタリア政府が借款契約の撤回を表明し、工事は中断された。

内戦の終結に伴い、世界銀行の主導によりイタリア商業銀行の融資 38 百万米ドル（世界銀行 (IDA) が貸付保証）を中心とし、アフリカ開発銀行 3.8 百万米ドル、イタリア国 19.9 百万米ドル、オランダ国 30 百万米ドル、OPEC 基金 8.4 百万米ドル、世界銀行 (IDA 無償) 12.5 百万米ドル、及び「シ」国資金 8.9 百万米ドルからなる総額 91.8 百万米ドルの資金が確保された。その結果 2005 年 8 月に工事が再開され建設は最終段階を迎えており、ダム現場の住民の移転を含めて 2009 年の中旬には技術的には完成する予定である。2009 年 6 月初旬より発電機試運転が可能な負荷を確保するため、Freetown Substation と Kingtom Power Station 間の 11kV 4 回線、33kV 1 回線の接続工事が開始された。ブンブナ水力発電所の運転・維持管理を行なう電力供給会社と NPA との間で電力売買契約 (PPA : Power Purchase Agreement) が未だ締結されていない、といった未解決の問題が残されているが、順調に進めば 2009 年末に商業運転を開始すると言われている。

**(3) バックアップ用ディーゼル発電所建設計画 (US\$ 25 million)**

本計画は、Blackhall Road 変電所に 8 MW クラスの重油焚きディーゼル発電機を 2 台設置するものであり、BADEA の資金援助により計画が進められている。

エネルギー水資源省 (MEWR) と NPA はノルウェーの Jacobsen 社 (エンジンはワルティラ社) と 2009 年 5 月に契約は締結し、2011 年末までには運転が開始される予定である。

**(4) 地方 3 州都の発電・配電計画 (US\$ 10 million)**

**(5) ボー及びケネマ県庁所在地の配電網改善計画 (US\$ 5 million)**

**(6) WAPP に関連する水力発電所建設の F/S (US\$ 1 million)**

**3.1.4 最新の国家政策及び戦略**

2009 年 2 月末に実施された内閣再編に伴い、「エネルギー電力省」が「エネルギー水資源省」に改変され、新しく就任したダヴィッドソン大臣が同年 5 月に国家エネルギー政策および戦略のドラフトを公表した。そのドラフトに示されている最新のエネルギー政策の概要は以下の通りである。

**(1) 電力供給の現状**

「シ」国の電力設備（発電、送電、配電）への投資は非常に貧しく、その結果、発電容量の低下、高い送配電損失（2008 年で約 45% の損失）、低い料金徴集率、主要都市への電力供給制限等を引き起こしている。ウェスタンエリアへの電力供給及びサービスは不十分で非効率的であり、2008 年の NPA の保有する発電設備総容量は 39.2MW であるにも関わらず、2 社の IPP による 25MW（発電電力量 138.5GWh）の供給能力に頼っているが、全体的に不十分であると同時に、システムの機能停止が常時計画停電を起こさざるを得ない状況を作っている。また、電気料金は西アフリカ諸国で最も高く 2008 年の料金改定では US\$0.45/kWh となっている。

ブンブナ水力発電所については現在 98% 完成しており国家の電力的供給に大きな前向きなインパクトをもたらす。関連する送電線は優先順位の高い地方へのリンクが構成され、これは全国ネットワーク建設へのバックボーンとなるだろう。ブンブナ水力発電所 (Phase-I) と 250km 送電線は 2009 年末までに完成する。

## (2) 電力セクターの改革(Reform)

電力セクター改革はセクターの能力の向上と全国的な電気へのアクセスの向上を目指している。主な政策措置は民間セクターの参加を奨励する条件作りを目的としている。現在の政府機能の地方分権化は、分散化された事業体による、統治された電力供給サービスの機会と可能性を作り出す。

## (3) 再生可能エネルギー

「シ」国には、エネルギー供給を継続的に補完し得る、大きな再生可能エネルギーのポテンシャルがある。しかし「シ」国には、それ等資源を生産的で有意義に利用するには幾つかの障壁がある。適切な技術力が無ければ、設計、生産、市場、流通、維持管理等の再生可能エネルギー技術の固有の能力が無い。複合的な問題として再生可能エネルギー技術の振興に不十分な投資と興味しか見せない政府や商業資本家に問題がある。

水力発電は最も大きなエネルギー資源である。1996年の電力セクターマスタープランでは27のサイトで総計1,513MWのポテンシャルが示されている。しかし2MW以下の水力資源については前述のマスタープランでは言及されていないが、官民連携と民間投資の大きなポテンシャルがあると期待されている。ポートロコでは1MWの小水力発電設備が中国政府、UNIDOの援助と「シ」国政府の投資で進められている。設計は既に完了し工事はまもなく開始される予定である。

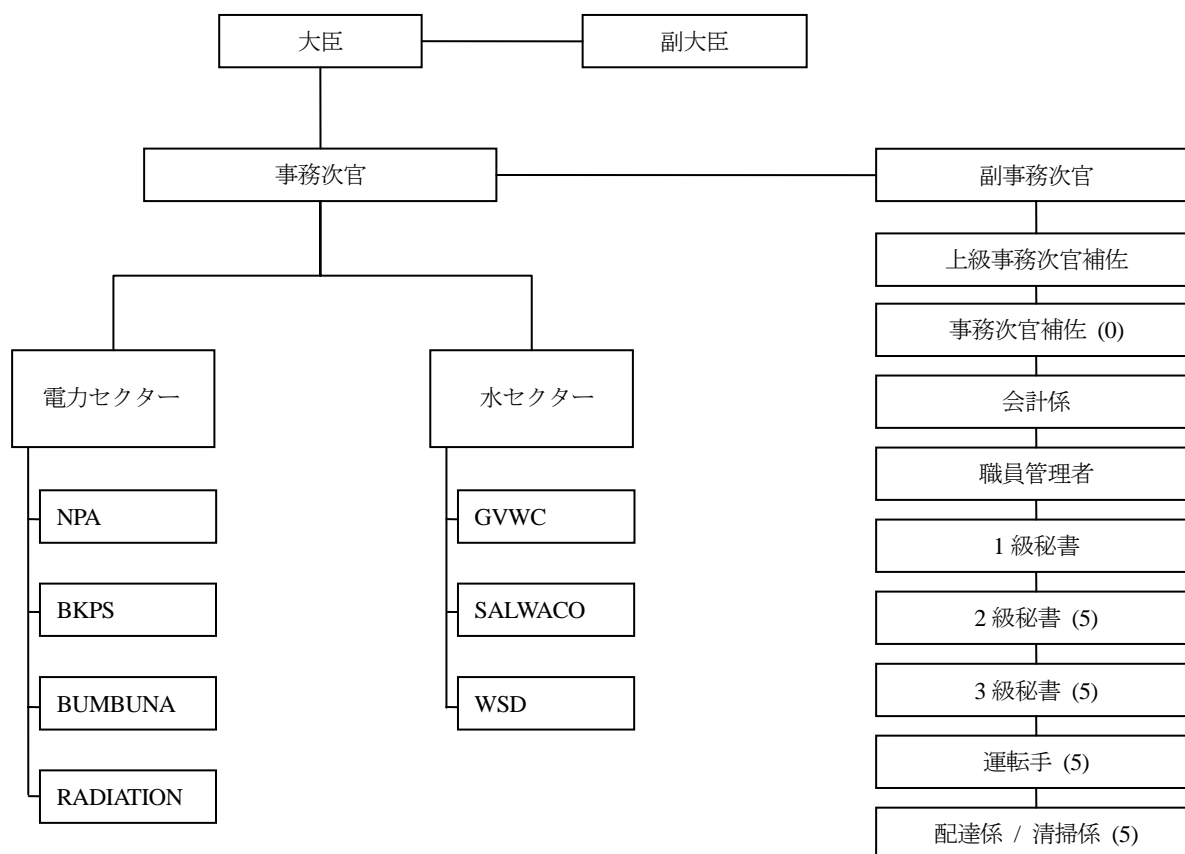
### 3.1.5 電力セクター民営化の動向

国家民営化委員会 (National Commission for Privatization: NCP) は2002年「国家民営化委員会法 (National Commission for Privatization Act, 2002)」によりNPAを含む公共企業を民営化し、改革するために設立された。NCPは「改訂民営化戦略 (Revised Privatization Strategy) (2004-2010)」を公表したが、その中で国営企業を大きく2つに分類している。その一つは早い時期の民営化に適した国営企業である。そしてもう一つの方はセクター・アプローチを必要とし、長期の民営化計画が必要な国営企業である。早期と長期の時間差のタイミングは明確ではないが、NPAは長期計画を要する方に分類されている。3.6で述べるように、NPAは緊急に解決すべき問題として財務損失を続けており、財務改善(利益達成)を必要としている。したがって、NPAの民営化は現在のところ展望できない。

### 3.2 エネルギー水資源省及びシエラレオネ電力公社の組織・体制

「シ」国では、エネルギー水資源省（MEWR：Ministry of Energy and Water Resources）がエネルギー・電力政策の立案、エネルギー・電力供給計画の策定、政策の実施、並びにエネルギー供給の実務を担う関連公社の管理・監督を行っている。2009年8月現在のMEWRの組織図は図3.2-1に示す通りである。2009年2月に就任した新大臣の下、省の政策立案、実施能力を強化するため、2009年中に図3.2-2に示す新組織に改変される予定である。

3.1.5章に示す通り、「シ」国は「国家民営化委員会法（National Commission for Privatization Act, 2002）」を制定、国営公社の民営化に着手した。同法では、国営公社へのライン省庁の関与を排除することが謳われており、国営電力公社法（National Power Authority Act, 1982）に記されている「大臣（Minister）」という単語を「委員会（Commission）」に置き換える、即ちNPAに関連する省の権限や責務を全て国家民営化委員会に移譲することが明記されている。このように民営化の過程において、NPAは国家民営化委員会の管理・監督を受けることとなった。

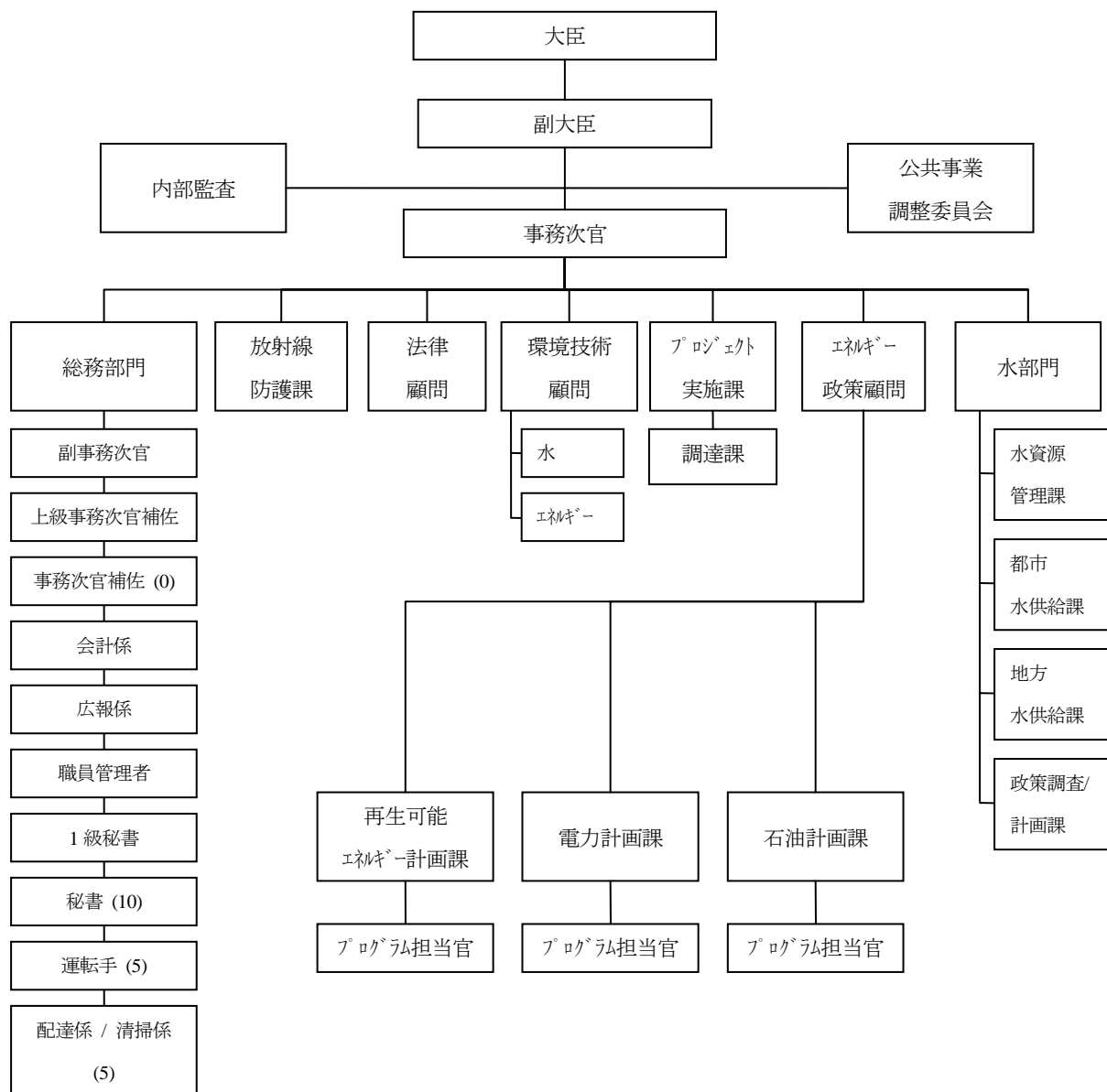


[出所] エネルギー水資源省

[備考] 括弧内の数字は社員の数を示している。

図 3.2-1 エネルギー水資源省の組織（現在）





[出所] エネルギー水資源省

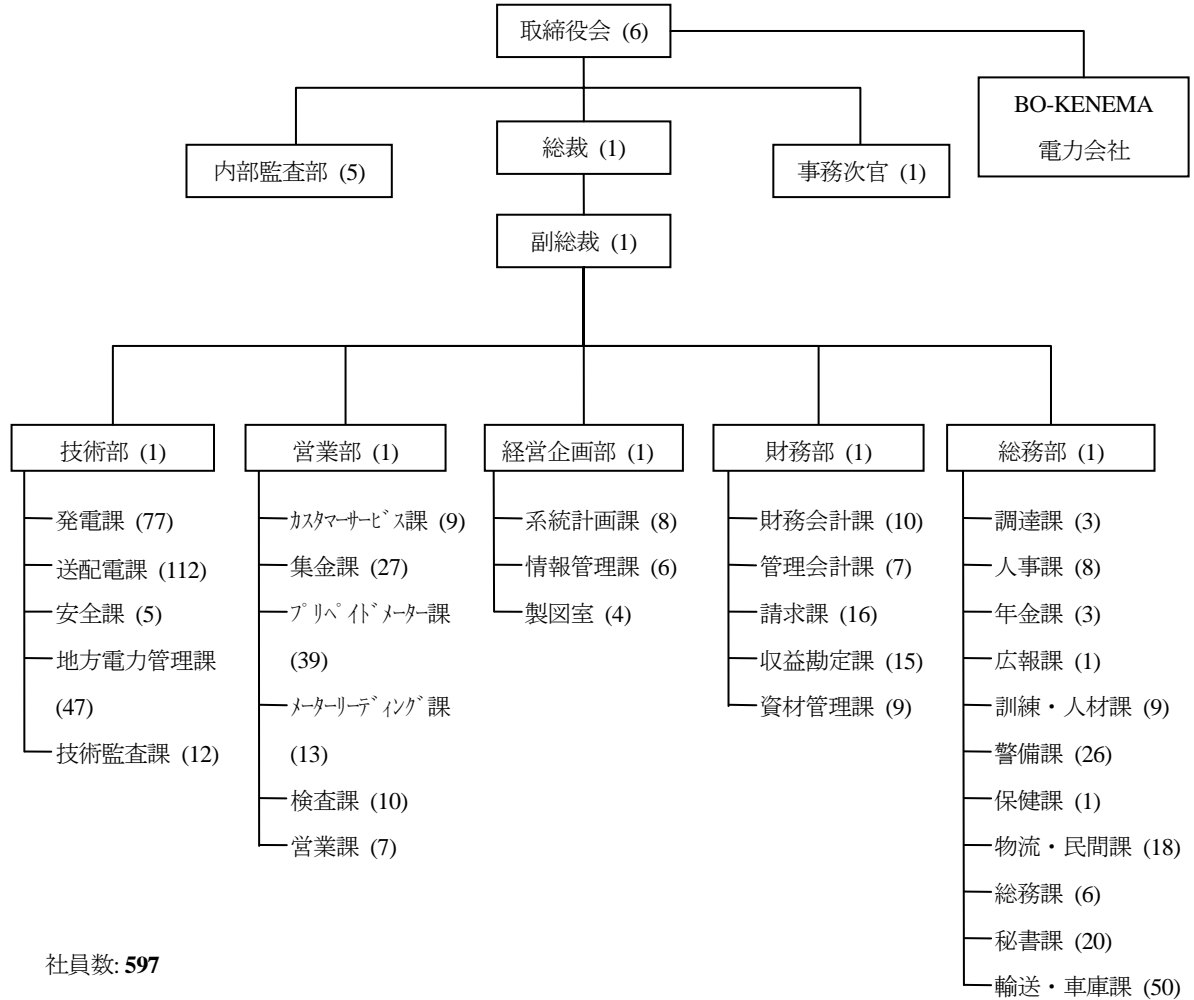
[備考] 括弧内の数字は社員の数を示している。

図 3.2-2 エネルギー水資源省の組織（予定）

シエラレオネ電力公社 (NPA: National Power Authority) は、国営電力公社法 (National Power Authority Act, 1982) によって設立され、前身の Sierra Leone Electricity Corporation から事業、資産、人員の全てを継承して電力供給事業を開始した。NPA 法によれば、NPA は「シ」国全土の発送配電を担うこととされているが、現在はフリータウン首都圏の電力供給を行なうのみであり、地方都市の Bo、Kenema においては、NPA 傘下の独立機関である Bo-Kenema Power Services (BKPS) により電力供給が行われている。内戦前には、主要な地方都市ではディーゼル発電による独立系統の電力供給が行われていたが、内戦による破壊や老朽化により、現在ではこれらの独立系統は機能していない。NPA 法 (1982 年) は 2006 年 4 月に一部が改正され、民間の特別目的会社 (SPC: Special Purpose Company) によるブンブナ水力発電所の建設・運転、SPC と NPA が電力売買契約を締結すること等

が合法化された。

2009年6月時点でNPAの社員数は600人弱であるが、エンジニアクラスの技術者は発電課で3名、送配電部門で5名と少なく、大半が技能工レベルである。NPAは単位販売電力量当りの要員数(人/kWh)が多く、過剰となった人員の整理がNPAの経営改善における課題の一つであるが、退職者に支払う退職金の手当てができないため、人員整理は思うように進んでいない。



[出所] NPA 総務部人事課

[備考] 括弧内の数字は社員の数を示している。

図 3.2-3 NPA の組織

### 3.3 現状の電力需給状況

#### 3.3.1 電力需給状況

ウェスタンエリアでは、発電・送配電ともに設備容量が十分でないため、需要に見合った電力供給を行うことが困難な状況にある。2002年から2007年までの5年間の電力供給状況を見ると、内戦が終結した2002年に発電電力量がピークを迎え、それ以後低下を続けている（表3.3-1）。一方でGDPは2000年以降、図2.2-1、図2.2-2に示す通り急激な成長を続け、内戦が終結した2002年には27.4%の高い成長率を記録した後、2004年以降は7%前後の安定した成長を続けている。このように、ウェスタンエリアでは経済成長に見合った電力供給が行われておらず、内戦後の復興と経済成長への足かせとなっている。

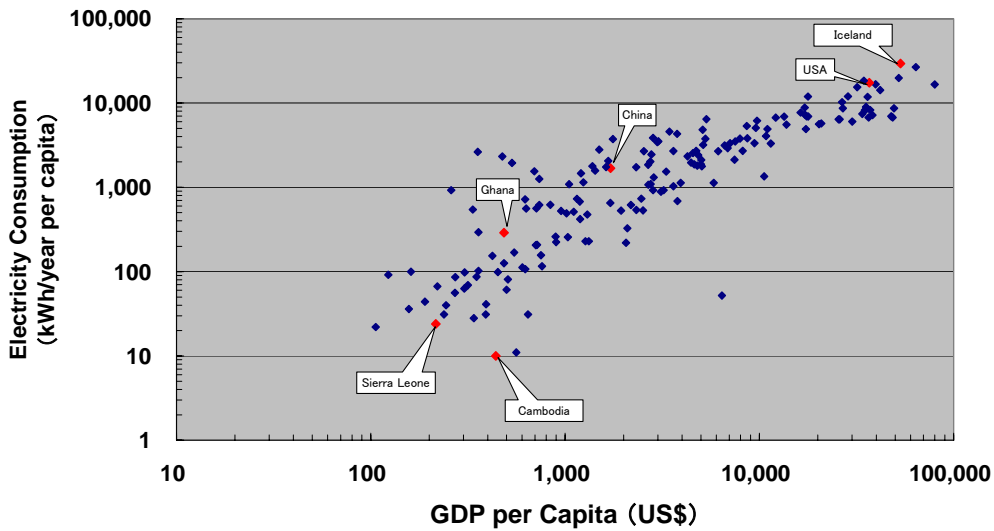
表3.3-1に2002年から2007年までの5年間のウェスタンエリアの電力供給状況をしめす。

表 3.3-1 ウェスタンエリアの電力供給状況

Item	Year	2003	2004	2005	2006	2007
1. Generated Energy (MWh/year)		109,386.21	84,796.41	53,253.11	31,980.52	31,280.72
2. Generated Energy Growth Rate (%)		-11.4	-22.5	-37.2	-39.9	-2.2
3. Station use Power (MWh/year)		6,235.01	5,232.10	3,485.70	2,728.00	2,223.02
4. Station use ratio against Generated Energy (%)		5.70	6.17	6.55	8.53	7.25
5. Energy Available for sale (MWh/year)		103,151.20	79,564.31	49,767.41	29,252.52	28,431.48
6. Energy Sold (MWh/year)		68,937.47	53,151.93	33,258.64	20,889.11	17,340.96
7. Transmission/Distribution Loss (MWh/year)		34,213.73	26,412.38	16,508.77	8,363.41	11,090.52
8. Ratio of Transmission / Distribution Loss (%)		33.17	33.20	33.17	28.59	39.01
9. Load Factor		47.3%	38.3%	-	-	-

[出所] NPA

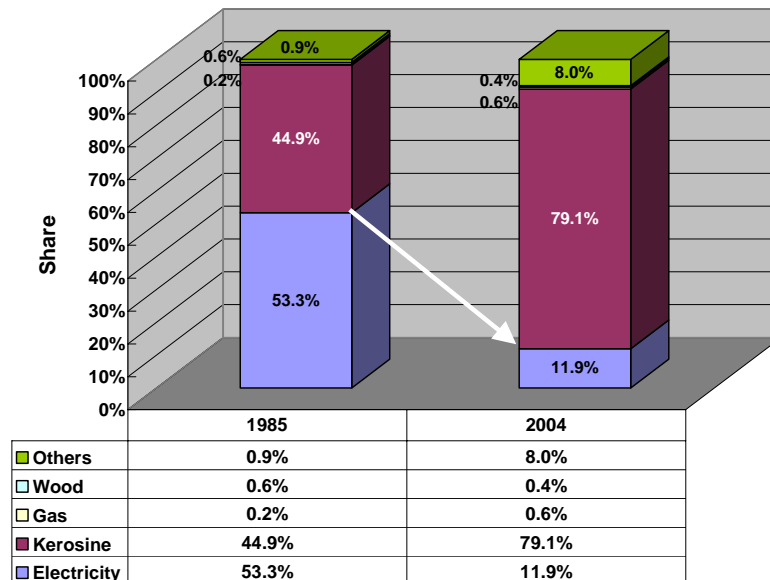
2006年のウェスタンエリア（都市部）の一人当たり電力消費量は23 kWh/年・人であるが、これは世界的に見ても最も低いレベルにある。図3.3-1は、国連開発計画の「人間開発報告書2007/2008年」のデータに基づき、世界170カ国の国民一人当たりGDPと一人当たり電力消費量の関係を示したものである。



[出所] UNDP, “Human Development Report 2007/2008”

図 3.3-1 国民一人当たり GDP と一人当たり電力消費量

図 3.3-2 には、ウェスタンエリア都市部の家庭における照明用エネルギー源の推移を示す。1985年には 53.3%の家庭で電気が照明用エネルギー源として使われていたが、2004年にはその割合は 11.9%まで低下している。この間、当該地域の人口は約 65%増加しているが、それを考慮してもウェスタンエリアの電力事情が悪化していることが窺える。



[出所] Statistics Sierra Leone (2006.11), “2004 Population and Housing Census, Analytical Report on Housing Situation and Characteristics”

図 3.3-2 ウェスタンエリア都市部の家庭における照明用エネルギー源の推移

### 3.3.2 送配電線の損失

表 3.3-1 に示すとおり、1999 年～2007 年のウェスタンエリアの送配電損失は平均約 35%に達し、とても無視できない値となっている。

フリータウン都市部の配電網は 11kV の地中線と架空線からなり、1 次変電所及び配電用変電所を経て、各需要家へは 415/240V 低圧配電線で供給されている。それら配電網の殆どは老朽化し、予算不足と人員不足から十分な保守作業が不足しているため、その機能・容量は建設時のものから大きく下回っている。従って、現有配電容量は約 20 – 25 MW とフリータウン都市部の潜在需用電力である 40 – 45 MW を大きく下回っており、フリータウン都市部の電力供給容量は実質的に需要を大きく下回っている。これが送配電損失の大きな理由である。

低圧配電線はまた多くの配電損失を生じている。これは危険で劣悪な据付手法と設計基準の欠落及び内戦後フリータウンへの人口集中による違法接続と盗電が原因である。

このように適切な負荷配分・分担が考慮されていないため、配電用変圧器の過負荷、電力損失の増大、電力供給信頼性の低下等、種々の懸案事項が累積している。従って NPA 配電部門担当者は休暇も取らずに、毎日、配電線の故障の対応に当たっているが、最近は適切な運転・維持管理が確保出来ないのみならず、安全の確保にも支障をきたしている。

最新資料によると送配電損失はますます悪くなる方向である。技術的及び技術以外の損失からなる 2008 年の送配電損失は表 3.3-2 に示すとおりである。

表 3.3-2 2008 年の送配電損失

Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Ave.
(%)	52	38	50	47	45	41	37	51	37	43	47	37	44

[出所] NPA

### 3.3.3 自家用発電設備の現状

NPA の保有する施設の発電・送配電容量不足により、多くの大型需要家（ホテル、工場、病院等）及び一般需要家は NPA の電力供給を当てにせず、自家用発電設備を保有し運転している傾向がある。それらの自家用発電設備は安全性を確保するため、NPA に登録をする必要が有る。2008 年末現在 NPA に登録されている自家用発電設備は約 910 台でその合計定格出力は約 40.0 MW (50.8MVA)である。自家用発電設備は主として予備発電設備として運転されており、保有者は NPA の供給事情が安定すれば切り替えたいと考えている。従ってそれら自家用発電設備保有者は NPA の潜在需要家と考えられ、発電設備登録リストからその出力、保有者の分類を行った。主な企業の登録容量は表 3.3-3 に示す通りとなっている。表 3.3-4 は 2008 年末の NPA に登録されている自家用発電設備の概要である。尚、NPA への登録数は少ないが、表 8.1-3 に示すとおり、需要家調査によれば多くの家庭用需要家も発電設備を保有しており、フリータウン首都圏に居住する家庭用需要家の内、約 60%が発電設備（短期容量 0.4kW～4.4 kW）を保有している。

表 3.3-3 主な工場の所有する自家発電設備の概要

名称	単機容量／台数		合計 [kVA]	備考
	[kVA]	台数		
1. Leocem (セメント製造)	1,437	4	5,750	発電設備の運転維持管理を外部に委託。
	小計		5,750	
2. Shankerdas (プラスチック製品、飲料他)	200	2	400	プラスチックペレットの熔融設備（電気炉）は、常に自家発電を使用。その他は NPA の電力も使用している。
	250	2	500	
	275	1	275	
	500	2	1,000	
	625	1	625	
小計		2,800		
3. Sierra Leone Brewery Ltd. (ビール醸造)	100	1	100	NPA の電力を常用としており、自家発電はバックアップ用。
	750	1	750	
	小計		850	
合 計			9,400	

[出所] NPA

表 3.3-4 自家用発電設備の現状

	Total (Commercial + Domestic)	Commercial Only	Domestic only
1.1 Total numbers of generator	912.0	809.0	103.0
1.2 Total output capacity (kVA)	50,837.0	49,079.7	1,757.3
1.3 Average output capacity of one generator (kVA)	55.7	60.7	17.1
2.1 Number of generators with output capacity of 100kVA or more	107.0	107.0	0.0
2.2 Total output of generators with output capacity of 100kVA or more (kVA)	31,516.9	31,516.9	0.0
2.3 Average output of one generator with output capacity of 100kVA or more (kVA)	294.6	294.6	0.0
3.1 Number of generators with output capacity of 50kVA or more	223.0	220.0	3.0
3.2 Total output of generators with output capacity of 50kVA or more (kVA)	38,725.4	38,545.4	180.0
3.3 Average output of one generator with output capacity of 50kVA or more (kVA)	173.7	175.2	60.0

Notes;

(1) Above table is prepared based on NPA's Private Generator register notes

(2) Commercial includes Industry, Commercial, Institute, etc. other than domestic housing.

(3) According to interview with factories, companies, organizations, etc., most private generators are used as emergency purposes. Therefore, actual generation by private generators is 50.84MVA x 50

(4) On the other hand, not all private generators are registered to NPA. Here, we assume that 70 % of private generators are registered.

[出所] NPA

### 3.4 電源設備及び電力供給システムの現状

#### 3.4.1 発電設備の状況

現在 NPA が所有している 7 台の発電設備のうち、5 台は破損・故障等により発電できない状態で、残り 2 台が辛うじて運転可能な状態である。このような状態となった原因としては、適切な電源開発計画の欠如に起因した供給予備力不足、定期点検を実施するための技術力及び維持管理能力不足並びに資金不足により予備品管理が適切に実施されなかったこと、等が考えられる。

このように NPA の発電容量が十分でないことから、首都である Freetown 市を含むウェスタンエリアへの電力供給を緊急的に賄うため、Kingtom 発電所と Blackhall Road 発電所の 2 ヶ所に高速ディーゼル発電機による緊急電源（民間会社が所有、運転）が導入された。現在はウェスタンエリアへの電力供給はこれら民間発電会社に依存しており、その契約供給出力はそれぞれ 15 MW と 10 MW である。

#### (1) 発電設備

トンコリリ（Tonkolili）県にある Bumbuna 水力発電所を含むウェスタンエリアへ電力を供給している発電設備の概要を表 3.4-1 に示す。

表 3.4-1 発電設備の状況

(2009 年 8 月現在)

名 称	運転状況	製造年	出力 (MW)		備 考
			定格	現状	
<b>1. キングトム発電所</b>					
Mirrlees 2	不可	1974	6.9	0	シリンダーヘッドに亀裂発生
Mirrlees 3	不可	1998	6.3	0	エンジン本体、シャフト類破損
Sulzer 4	可	1977	9.2	5.6	試運転を実施中
Sulzer 5	不可	1980	9.2	0	燃料系統のヒータ損傷
Mitsubishi 6	不可	1995	5.0	0	クランクシャフト焼損
Caterpillar 1	不可	2000	1.28	0	エンジン焼損
Caterpillar 2	可	2000	1.28	1.0	
Niigata 7	-	2009	5.0	0	日本の無償資金協力で建設中
Niigata 8	-	2009	5.0	0	日本の無償資金協力で建設中
IPP (14 units)	可	-	17.5	12	
<b>2. ブラックホールロード発電所</b>					
IPP (8 units)	可	-	12	2.4	燃料不足により出力を制御
New Generators	-	-	16.58	0	BADEA 支援で建設中
<b>3. プンプナ水力発電所</b>					
No. 1	-	-	25/9	0	工事中
No. 2	-	-	25/9	0	工事中
Total				21.0	利用可能出力

[出所] NPA

Kingtom 発電所に設置されている民間発電設備の 7 月末における総発電可能出力は、定格の 17.5MW から約 12 MW に低下している。これは 1,500 回転分の高速回転機のため、長時間連続運転により出力が低下したと考えられている。また、Blackhall Road 発電所は 2~3 MW に限定されている。これは NPA 手配の燃料供給量が不足しているためである。

ブンブナ水力発電所のコミッショニングは 2009 年 7 末に 2 号機の無負荷試験が行われたが、Freetown への送電は 2009 年度末頃となる見通しで、民間発電会社による電力供給はこれらの安定した電力供給が確保されるまで延長する必要がある。

Kingtom 発電所の NPA 所有発電設備の現状を以下に記す。

1) Mirrlees-2 ;

本発電設備は南アフリカ電力公社 (Eskom) の支援により 2006 年 7 月に試運転が行われたが、冷却システムの不具合により停止し、その後 2007 年初旬に冷却設備を修復して同年 8 月に再度試運転を行ったが、試験中全てのシリンダーヘッドが損傷したため停止し現在に至っている。

2) Mirrlees-3 ;

本設備は 2001 年に CEMMAT と「シ」国政府により据え付けられたが、定期点検の不備等により 2 本の連結棒及びエンジン本体に破損が発生したため停止している。

3) Sulzer-4 ;

2006 年 11 月に Morocco の支援によりオーバーホールが行われ、その後発電機の火災が発生したが 2009 年 2 月に修復が完了し、現在は週末に試験運転を行っており、同 6 月 13 日の午前 11 時から午後 6 時の間に実施された試験では最大出力 5.6 MW を記録し、同日の発電電力量は 31.6 MWh であった。当該機の運転は土曜及び日曜に限定されている。これは、民間発電会社の発電設備と並列運転できないためである。

4) Sulzer-5 ;

重油燃料システムのヒータが損傷しており、現在、代替品の到着を待っている状態である。従って、代替品が到着後、試運転を行うこととなる。

5) Mitsubishi-6 ;

当該発電設備は 2006 年 2 月にクランクシャフトの不具合で停止した。原因は潤滑油システムの不具合と考えられている。

6) Caterpillar-1 ;

エンジンの連結棒が損傷したため停止している。

7) Caterpillar-2 ;

当該発電設備は運用可能である。現在は Sulzer-4 の Black-Start 用として運用されている。

8) 共通設備、その他 ;

Kingtom 発電所の油／水分離設備が正常に機能していないので改修が必要である。

Sulzer-4 と Cat-2 含む Kingtom 発電所の 2009 年 7 月末までの発電実績を表 3.4-2 に示す。

表 3.4-2 Kingtom 発電所の発電実績 (2009 年 1 月から 7 月)

No.	項目	単位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	備考
1	IPP	MWh	9,913	8,456	8,642	8,967	8,925	7,545	7,824	
2	NPA's	MWh	0	0	67	0	18	83	309	土日の運転
合計		MWh	9,913	8,456	8,709	8,967	8,943	7,628	8,133	

[出所] NPA

発電部門の運転・維持管理は、発電所長を含め 2 人のエンジニア及び 15 人の監督を含む総勢



77人により実施されており、Kingtom 及び Blackhall Road 発電所を管轄しているが、現在、Blackhall Road 発電所には NPA が所有する発電設備は無い。

## (2) 電力需給バランス

2008年における発電電力量は約 137 GWh で、売電電力は約 79 GWh (約 58%) を占め、電力損失は約 58 GWh (約 42%) で、NPA が消費している電力量は約 0.8 GWh (約 0.6%) を記録している。これら実績を表 3.4-3 に示す。

表 3.4-3 電力需給バランス (2008 年)

No.	Description	Unit	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
<b>1</b>	<b>Generated Energy</b>	[MWh]													
	1) Kingtom IPP		9,576	8,648	9,880	9,953	10,038	8,890	10,385	10,196	8,488	9,990	10,411	10,395	116,851
	2) Blackhall Road IPP		0	864	1,584	1,663	2,572	2,363	2,218	1,963	2,089	1,712	1,664	1,879	20,571
	<b>Total</b>		9,576	9,512	11,464	11,616	12,610	11,253	12,604	12,159	10,577	11,701	12,075	12,274	<b>137,422</b>
<b>2</b>	<b>NPA's Consumption</b>	[kWh]													
	1) Kingtom P/S		4,540	21,880	25,770	49,766	18,095	32,190	18,280	20,280	30,237	20,470	18,390	19,963	279,861
	2) Falcon Bridge S/S		4,398	5,309	3,211	1,067	0	115,066	24,036	3,002	2,020	596	1,451	2,016	162,172
	3) Blackhall Road P/S		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	4) Congo Cross J/S		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	5) Brookfield J/S		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	6) Wilberforce S/S		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	7) Wellington S/S		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	8) Electricity House		34,632	44,496	40,224	41,040	41,856	36,120	34,128	13,128	13,128	35,688	35,232	29,280	398,952
	<b>Total</b>		43,570	71,685	69,205	91,873	59,951	183,376	76,444	36,410	45,385	56,754	55,073	51,259	<b>840,985</b>
		[%]	0.45	0.75	0.60	0.79	0.48	1.63	0.61	0.30	0.43	0.49	0.46	0.42	<b>0.61</b>
<b>3</b>	<b>Energy Sold</b>	[MWh]													
	T1: Domestic/Diplomat		1,983	2,517	3,676	2,776	3,607	3,367	3,491	3,328	3,469	3,359	2,876	2,856	37,306
	T2: Small Commercial		302	1,302	513	506	405	671	550	1,054	541	541	512	472	7,369
	T3: Holy place/Institute		203	324	294	308	354	296	318	247	223	194	268	231	3,262
	T4: Large Com./Government		2,441	2,844	2,513	2,634	2,460	2,845	3,182	1,728	2,403	2,256	2,680	2,486	30,472
	T5: City council, Street Light		40	19	14	14	12	46	57	18	15	18	16	18	287
	T6: Temporary supply		0	0	0	0	0	0	0	35	0	15	0	0	50
	T7: Welders		5	7	3	11	5	9	17	36	11	8	8	0	120
	<b>Total</b>		4,973	7,012	7,014	6,249	6,842	7,234	7,616	6,446	6,663	6,391	6,360	6,064	<b>78,866</b>
<b>4</b>	<b>Energy Losses</b>	[MWh]	4,559	2,428	4,381	5,275	5,708	3,836	4,911	5,677	3,868	5,253	5,660	6,159	<b>57,715</b>
		[%]	47.6	25.5	38.2	45.4	45.3	34.1	39.0	46.7	36.6	44.9	46.9	50.2	<b>42.0</b>
<b>5</b>	<b>Customers</b>	[No.]													
	T1: Domestic/Diplomat		39,125	39,497	39,088	40,003	40,368	40,874	41,490	42,015	42,398	42,489	42,655	43,078	-----
	T2: Small Commercial		5,797	5,835	5,844	5,904	5,931	5,983	6,151	6,220	6,270	6,286	6,299	6,369	-----
	T3: Holy place/Institute		780	779	779	781	783	788	797	800	803	805	805	47	-----
	T4: Large Com./Government		284	284	286	290	293	295	302	300	300	302	306	306	-----
	T5: City council, Street Light		11	11	11	11	14	14	14	14	14	14	14	14	-----
	T6: Temporary supply		7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	0	-----
	T7: Welders		146	148	150	151	135	158	162	165	169	170	171	0	-----
	<b>Total</b>		46,150	46,561	46,165	47,147	47,531	48,119	48,924	49,522	49,962	50,074	50,258	<b>49,814</b>	-----
<b>6</b>	<b>Index</b>														
	1) No. of people to be able to access;	Increasing of;		<b>3,664</b>	[Customers]						<b>Residential (T1)</b>				[%]
	2) Not access to power supply;		<b>248,500</b>		[Head]		5.77	[Head/House]			1) Electrified [Houses]		<b>43,080</b>	<b>22.9</b>	
			<b>835,200</b>		[Head]		<b>165</b>	[W/Head] to the Peak			2) Not Electrified		144,820	77.1	
	<b>Total</b>			<b>1,083,700</b>		Estimated Peak	41	[MW]			<b>Total</b>		<b>187,900</b>	100.0	

### 3.4.2 送配電設備の状況

現在のウェスタンエリアの配電区域は、7つの主要配電所（Kingtom, Falcon Bridge, Blackhall Road, Congo Cross, Brookfields, Wilberforce 及び Wellington）から 11kV/400V/230V で配電されている。2008 年末における 11kV 基幹配電システムを図 3.4-1 に、詳細図を付属資料の 3.図面一覧に示す。図 3.4-1 から判るように、11 kV システムの発電所及び主要配電所間は主又は副基幹系統で接続されており、比較的電力融通が可能な系統で多くの主要配電線路があるが、図中の青色の幹線は線路の事故などにより使用不能となっている。基幹配電線路の状況を表 3.4-4 に示す。

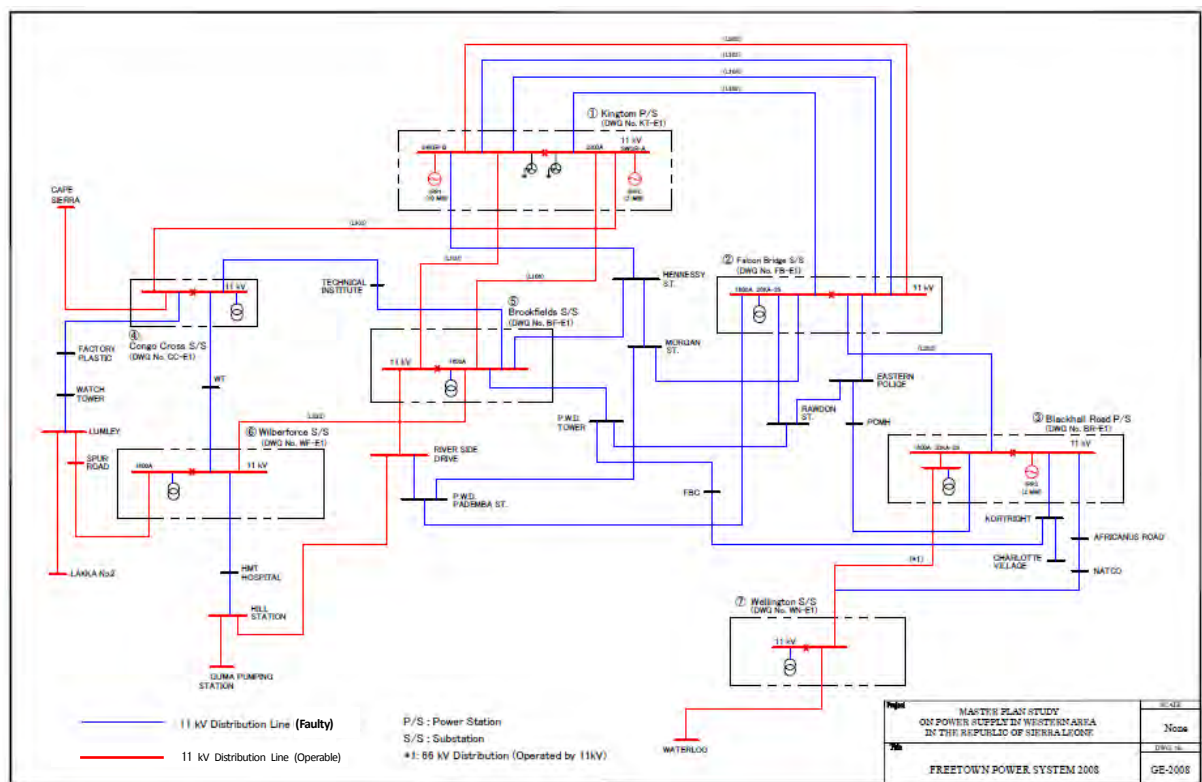


図 3.4-1 2008 年末の基幹配電システム図

なお、上図において、Congo Cross J/S と Wilberforce S/S 間の 11 kV システムが使用できないため、Wilberforce S/S 地区への電力は Brookfields J/S 経由で供給されており、電力供給信頼度の低下のみならず、電力損失増加の 1 つの要因となっている。

表 3.4-4 2008 年末における主要配電線路の状況

No.	主要配電線路		回線数	状況
	From	To		
1.	Kingtom P/S	Falcon Bridge S/S	4 (3)	3 回線が使用不可
2.	Kingtom P/S	Congo Cross J/S	2 (1)	1 回線使用不可
3.	Kingtom P/S	Brookfields J/S	2	2 回線共使用中
4.	Kingtom P/S	Congo Cross J/S	2 (1)	1 回線使用不可
5.	Congo Cross J/S	Brookfields J/S	1	使用中
6.	Congo Cross J/S	Wilber Force S/S	1 (1)	1 回線使用不可
7.	Brookfields J/S	Wilber Force S/S	1	使用中
8.	Falcon Bridge S/S	Blackhall Road P/S	2 (2)	2 回線共使用不可
9.	Blackhall Road P/S	Wellington S/S	1	応急処置で使用中
	合計		16 (8)	

備考：( ) 内の数値は使用不可の配電線路数を表す

[出所] : NPA

ウエスタンエリア電力系統の配変電設備の電圧階級は 33 kV、11 kV、3.3 kV 及び低圧 (400/230 V) で、このほかに 161 kV 送電線が Bumbuna 水力発電所と Freetown 変電所間で建設中であり、2009 年中には運開予定となっている。

33 kV 配電線路は Wilberforce と Regent 変電所間が 2009 年 3 月に建設を終了し運用可能な状態であるが、下記 WB 支援による Freetown と Wilberforce 変電所間の 33 kV 配電線路が建設中の為運用されていない。Regent 地区は 2009 年度中には運用される予定で、負荷は新規需要家と一部の負荷が Wilberforce 変電所から分担される。

WB の援助で実施中の Power and Water Project の一環で Freetown、Wilberforce 変電所及び Blackhall Road 発電所間を結ぶ 33 kV 配電線路が 2010 年中旬までに完成予定となっているが、住民移転及び補償が未解決の状態である。従って、11 kV 配電線路が主要配電所間を結ぶ基幹配電線として運用されている。なお、既存配電系統として 3.3 kV 系統が Mountain Rural 地域で運用されていたが、WB の支援で 11 kV に改修予定である。

低圧系統は 400/230 V の 3 相 4 線式で需要家へ配電されている。一部地域では長距離の低圧配電線路及び負荷の不均衡に起因した電圧変動が著しいところがある。

これら配電設備の運転・維持管理は NPA の Transmission & Distribution (T&D) 部門が担当し、2009 年 7 月末現在、技術者 5 名、監督者 33 名を含む 111 名で実施されている。

需要家分布は政府及び公共設備関係が Falcon Bridge 及び Brookfields 地区で、工業地帯は Blackhall Road と Wellington 地区にあり、他の地区は一般需要家が多い地区となっている。

以下に各系統別の概要を記載する。

### (1) 送電線路 (HV 系統)

Bumbuna 水力発電所 ~ Freetown 変電所間を結ぶ 161 kV -1 回線、400 mm<sup>2</sup> ACSR (鋼芯アルミ撚り線 : Aluminum Conductors Steel Reinforced) の送電線 (約 205 km) が建設中で、Freetown 変電所を含み 2009 年度中には完成予定である。当該送電線と Freetown 変電所の運用は別会社が行う予定となっている。なお当該送電線路の一部では、架空地線を 33 kV 配電線路として使用する計画となっているので、その運用には十分留意する必要がある。現状 Freetown 変電所では、この架空地線が接地されていないので、運用前には十分留意する必要がある

### (2) 33/11 kV 配電線路 (MV 系統)

中圧 (MV) 配電系統は 33 及び 11 kV から成り、これらの現況は下記の通りである。

#### 1) 33 kV 系統

33/11 kV の降圧用変圧器が 5 ヶ所の発電所又は変電所に置いてあり、表 3.4-5 にこれらの概要を、表 3.4-6 に 33 kV 系統の設備概要を示す。上述した WB 支援の 33kV 配電線路が未完成であるため、これらの 33kV 配電設備は現時点では使用されていない。

表 3.4-5 33/11 kV 配電用変圧器の概要

項目	配電用変圧器		備考
	容量 [MVA]	No.	
1. Kingtom P/S*	15/20	1	ONAN/ONAF
2. Blackhall Road P/S	10	1	
3. Wilberforce S/S	10	1	
4. Wellington S/S	10	1	
5. Regent S/S	5	1	2009年3月試験終了

\* P/S: Power Station, S/S: Substation

[出所] NPA

表 3.4-6 33 kV 系統の設備概要

項目	単位	内容	備考
1. 変圧器			
1) 合計容量	[MVA]	50	ONAN ベース
2) 台数	[sets]	5	
2. 架空線(OH)	[km]	14	一部据付済み
3. 埋設ケーブル(UG)	[km]	3	

[出所] NPA

なお、33 kV SWGR (Switchgear) 及び保護継電器盤等の設備が Blackhall Road 発電所の倉庫に保管されている。

## 2) 11 kV 系統

11 kV 系統は各需要家へ電力供給している基幹配電系統で、主要配電所間は現在 12 の基幹配電線で連系されているが、この内約半分が使用不能の状態である。また、各需要家へは放射状方式の系統で電力供給されている。これら配電線路は、架空と地中配電方式が採用されているが、一部の配電線は絶縁の種類が異なる XLPE (架橋ポリエチレン: Cross Linked Polyethylene) ケーブルと PILC (紙絶縁鉛被覆ケーブル: Paper Insulated Lead Sheathed Cable) を接続して応急的処置で運用しているものがある。

11 kV SWGR に設置されている大部分の保護継電器及び計器類は正常に機能していない。このため、11 kV 配電系統の末端で地絡事故等が発生すると、この事故が発電機の保護継電器で検出され、結果として系統全体の停電が発生している。また、計器類が正常に動作していないため、各フィーダの最大電力の把握が正確に行われていない。

高圧盤(Ring Main Unit: RMU)は、殆ど大部分が老朽化し正常に機能していない。特に変圧器保護用のヒューズは大部分の RMU で破損しており、一部では、ヒューズの代わりに銅線を一時的に接続して使用している箇所があり、変圧器の保護が無い状態で使用されていると共に、負荷開閉器は絶縁物が劣化しており、負荷状態における配電線路の開閉が安全に出来ない危険な状態で使用されている。

一部の配電用変圧器は需要家の増加に伴い低圧配電線の延長で対応している地区がある。このため、低圧の配電線路が異常に長くなり電圧降下の問題が顕著で、かつ負荷バランス等を詳細に検討しないで新規需要家の接続を行っているため、過負荷状態が発生している。これらは特に配電系統の末端で発生しており、特に Lumley 地区でこの状況が顕著に現れている。

一方、適切な運転・保守に必要な配電系統図、設備台帳等の技術情報は殆ど整備されておらず貧弱で維持管理は事故が発生してから対応するという事後処理が行われている。このため電力設備の適切な維持管理に支障をきたしている。

表 3.4-6 に 11 kV 配電機器、表 3.4-7 に 11 kV 配電線の概要を示す。

表 3.4-7 11 kV 配電機器の概要

項目	単位	内容	備考
1. 変圧器			
1) 合計容量	[MVA]	約 91	約 10 台の過負荷変圧器がある
2) 変圧器の数	[sets]	約 210	
2. 高圧盤 (RMU)	[sets]	約 180	必要な機能が損傷している。

[出所] NPA

表 3.4-8 11 kV 配電線の概要

配電区域	長さ [km]			備考
	架空線	地中線	合計	
1. Kingtom area	3	24	27	
2. Falcon Bridge area	1	30	31	
3. Blackhall Road area	16	29	45	
4. Congo Cross area	20	2	22	
5. Brookfields area	2	22	24	
6. Wilberforce area	23	39	62	
7. Wellington area	36	40	76	
合計	101 (35)	186 (65)	287 (100)	( ) 内は%

[出所] NPA

Blackhall Road 発電所と Wellington 変電所間の 33 kV 配電線路は現在 11 kV で運用されている。7ヶ所の主要配電所には配電用 11 kV SWGR があり、これら SWGR 間は幹線で連系されている。11 kV 系統の事故は約 70% をケーブル事故が占めている。これらの事故は主にケーブル直線部の接続ヶ所に多く見られる。これは、ケーブルそのものが古いことに加えて、適切な補修材料が入手できず応急的な処理を行っていることに起因している。

表 3.4-9 に 2008 年における 11 kV 系統における事故件数を示す。

表 3.4-9 2008 年度における 11 kV 配電線の事故件数

項目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
埋設ケーブル	12	13	8	13	10	10	9	13	8	19	16	12	143
架空線	7	7	2	5	6	9	3	4	7	9	7	5	71
合計	19	20	10	18	16	19	12	17	15	28	23	17	214

[出所] NPA

一方、内戦に伴う配電網の破壊等により下記 3 地域に電力供給されていない村落があるが、WB の援助により 2010 年には修復される予定となっている。

1. York Rural の Lakka 村の半分より南側の Sussex 村間
2. Mountain Rural の Leicester 村と Charlotte 村間
3. Waterloo と Koya 間の一部の村

2008 年末における 11 kV 配電系統及び使用可能な配電用変圧器の状態を付属書 3 の図面一覧の 1) GE-2008-1 及び 2) GE-2008-2 に示す。

現在、ウェスタンエリアの西に位置する Lumley 及び Goderich 地区においては、電圧降下問題が発生しているが、これは、Wilberforce 変電所からの配電設備の容量不足及び各配電用変圧器の位置が適切でないために生じていると考えられる。現在の Lumley 地区において、一般的に採用

されている配電用変圧器がカバーできる範囲を 200 m（負荷密度の高い範囲）と 600 m（負荷密度の低い範囲で、低圧配電線の適切な供給範囲を示す）で表した図を付属書に示すが、多くの地区でこの範囲から逸脱して配電されている。現在の配電用変圧器の各 Coverage Area を付属書 3 の図面一覧の 3) CA-LV0 に示す。

### (3) 低圧配電線路 (LV 系統)

低圧配電系統は需要家に架空線又は埋設ケーブルで配電している。多くの配電線は応急的な事故処理が行われているため、事故が再発している。また、これらは火災、技術的電力損失の原因となっている。

一部の地区では低圧配電線が 1 km 以上の所があり、かつ、負荷の不均衡が顕著となっている。近年においては、小枝等が電線に触れて地絡事故を発生しないよう絶縁電線の ABC (Aerial Bundled Cable)が使用され始め、事故件数の低減に寄与している。

表 3.4-10 に LV 基幹系統の事故件数、表 3.4-11 に各需要家への引込み線における事故件数を示す。

表 3.4-10 2008 年度における低圧基幹配電線の事故件数

項目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
埋設ケーブル	4	3	3	6	6	5	5	5	8	9	8	7	69
架空線	10	10	11	8	9	9	5	10	5	7	7	6	97
合計	14	13	14	14	15	14	10	15	13	16	15	13	166

[出所] NPA

表 3.4-11 2008 年度における引込み線の事故件数

項目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
事故	514	373	384	366	586	416	439	458	387	500	501	502	5,426
修復済み	481	323	356	333	514	337	398	415	356	459	424	389	4,825
未修復	33	50	28	33	72	39	41	43	31	41	77	113	601

[出所] NPA

新規需要家への電線の接続は T&D 部門が行っているが、電力量計は財務部の Commercial 部門が取り扱っており、従来の電力量計の校正も同部門が行っている。

近年において Prepaid meter が使用されるようになってきた。主な仕様は AC 220 V +/- 35 V, 50 Hz +/- 0.5 Hz で高調波は BS 規格に準拠している。今後、2010 年度中には 2 万軒の設置を目標としている。2009 年 7 月末における状況を表 3.4-12 に示す。

表 3.4-12 Prepaid Meter の設置状況 (2009 年 7 月 31 日現在)

No.	製造者	生産国	Prepaid Meter のタイプ			
			単相	3相	合計	備考
1	Elsewedy	Egypt	1,500	348	1,848	Smart Card
2	Aparator	Poland	5,464	466	5,930	Token
3	Xj/Guoji	China	418	28	446	Smart Card
合計			7,382	842	8,224	

[出所] NPA

新規需要家は引込み線の費用を負担する必要がある。T&D 部門は新規需要家の接続要求に対し見積もりを作成・提出するが、実際に費用負担する新規需要家は 26 % 程度に減少する。

2008 年における新規接続申し込み件数と実際に接続された需要家数を表 3.4-13 に示す。

表 3.4-13 2008 年度における需要家の接続申し込みと実際に接続された需要家数

項目	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
要求数	561	350	386	403	478	413	323	485	196	171	201	230	4,197
接続数	254	54	82	58	46	40	34	73	79	100	125	150	1,095

[出所] NPA

#### (4) その他

##### 1) 配電線路の運用状況

現在の配電系統は独立運転が行われている Kingtom 発電所と Blackhall Road 発電所の 2ヶ所から電力供給されているが電力不足の状態である。このため、T&D 部門の 111 名中 25 名が計画停電を行っている。

Blackhall Road 発電所内の 11 kV SWGR の力率が 0.79 と異常に低い。これは電力損失の増大及び高調波の影響が考えられ電子機器への悪影響が懸念される。

Kingtom 発電所の 11 kV SWGR における配電電圧は 10 kV から 10.5 kV と低く、電力損失の増大の一因となっている。更に、電源から遠くに位置する需要家は、特に夜間の電圧変動に悩まされている。このため、省エネルギー製品である蛍光灯等が使用できない状態である。

大部分の埋設ケーブルは施工基準が無い状態で敷設されており、電力損失のみならず配電容量の低下、隣接するケーブルへの波及事故の原因となっている。また大部分の 11 kV SWGR の定格遮断電流値は 20 kA であるが、中には 12.5 kA のものがあり、今後系統の拡充に伴い交換する必要が生じる。これらは、基本的な技術基準が定められていないために発生している。

配電線路を適切に維持管理するための遮断器、断路器、避雷器等の機器及び電流計、電圧計、電力量計等の計器等が十分でなく、かつ情報処理機器も殆ど整備されていない状態である。また、配電事業に必要な NPA 自身の電力消費量の記録をとっていない場所が見受けられる。最小限の予備品さえも常時保管されていないため、一時的な作業を余儀なくされている。

低圧の基幹ケーブルの一部は、単心ケーブルが単独で鋼管に敷設されているものがあるが、これは、鋼管の発熱に伴い、ケーブルの絶縁体への悪影響のみならず、付近の住民に対しても火傷等の原因となり危険な状態である。

##### 2) 最大電力

2002 年 9 月 13 日に Kingtom 発電所で記録された一般的な日負荷曲線を図 3.4-2 に示す。同日は 4 台の発電機が運転しており、午後 10 時に最大電力 24 MVA が記録された。なお、ウェスタンエリア電力系統の最大電力は 2002 年 12 月 5 日午後 11:30 に 26.5 MW を記録しているが、このときの発電設備は一部が停止していた。



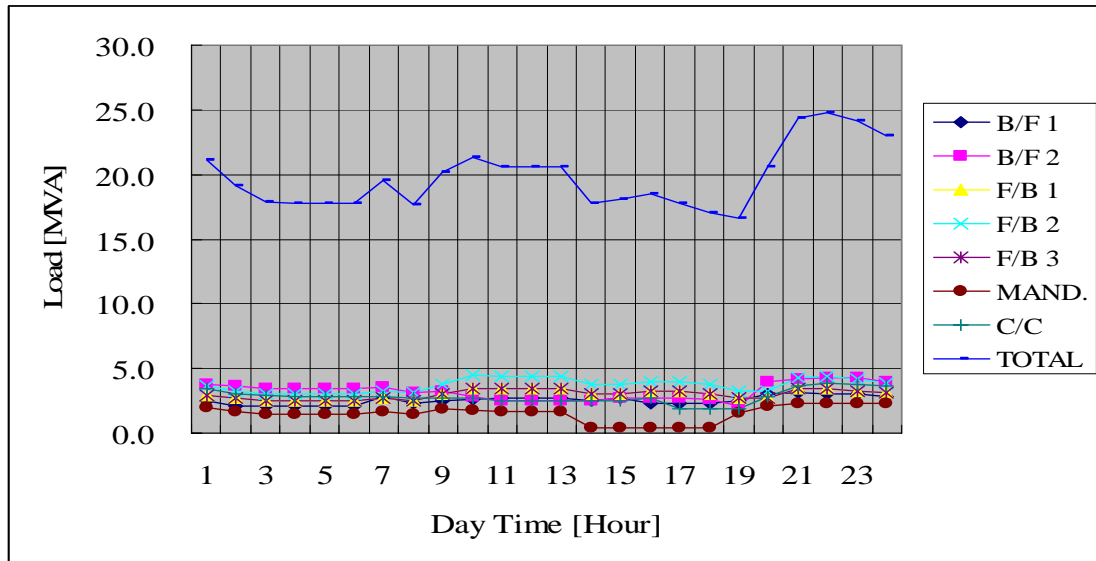


図 3.4-2 一般的な日負荷曲線 (2002 年 9 月 : Kingtom 発電所) (出所: NPA)

### 3) 電力損失

2008 年における電力損失は 42% と高い値となっているが、これは迂回路による電力供給及び一時的な作業に起因するものと思われる。2007 年における電力損失は 71 % と異常に高い値を記録しているが、これは特別地区に電力供給するためさらに迂回路が長距離になったためと考えられる。これらを表 3.4-14 に示す。

表 3.4-14 ウェスタンエリアにおける電力損失 (1999 年から 2007 年)

No.	Unit	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Remarks
1	Peak Demand [MW]			20.2	26.5	26.4	25.3	13.8	14.5	12.5	
2	Generated Energy [MWh]	52,905	61,386	106,312	123,499	109,386	84,816	53,253	31,980	31,281	
3	NPA Use [kWh]	4,171	3,609	5,708	6,472	6,128	5,293	3,486	2,728	2,524	
4	Energy Sold										
1)	Industrial [MWh]	12,615	16,528	22,033	25,548	27,802	23,062	16,326	10,586	5,053	
2)	Commercial [MWh]	3,799	4,955	10,237	11,933	10,772	7,129	3,470	2,281	1,194	
3)	Domestic [MWh]	16,842	16,639	30,494	35,606	30,363	23,002	13,557	7,177	2,821	
	Total	33,256	38,122	62,764	73,087	68,937	53,193	33,353	20,044	9,068	
1)	Industrial [%]	38	43	35	35	40	43	49	53	56	
2)	Commercial [%]	11	13	16	16	16	13	10	11	13	
3)	Domestic [%]	51	44	49	49	44	43	41	36	31	
	Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
5	Energy Losses										
1)	Losses [MWh]	19,645	23,260	43,542	50,406	40,443	31,618	19,897	11,933	22,210	
2)	Percentage [%]	37.1	37.9	41.0	40.8	37.0	37.3	37.4	37.3	71.0	

Remarks: 1) Industrial= T4+T5  
 2) Commercial=T2+T3+T6+T7  
 3) Domestic=T1

[出所] NPA

### 4) 電化率

2008 年末におけるウェスタンエリアの電化率は、2004 年の人口統計を基準にすると約 23 % であるが、Freetown 市に登録されている家屋 (税金の対象) は約半分の 7 万軒程度であることより人口流入及び不法家屋がかなりあるものと推察される。

都市部と地方部の電化率を表 3.4-15 に、ウェスタンエリアの Freetown 市以外の主な地方都市の

人口を表 3.4-16 に示す。

表 3.4-15 ウェスタンエリアの電化率（2008 年末）

地域	人口	家屋数			電化率 [%]
		合計	電化	未電化	
1. Urban	896,700	154,700	41,800	112,900	27.0
2. Rural	187,000	32,400	1,280	31,120	4.0
合計	1,083,700	187,100	43,080	144,020	22.9

[出所] NPA

表 3.4-16 主要都市の人口（2008 年末）

No.	都市名称	人口		
		男	女	合計
1	Jui	1,981	2,200	4,181
2	Waterloo	5,684	6,174	11,858
3	Lumpa	11,853	13,625	25,478
4	Tombo	9,626	10,312	19,938
5	York	1,401	1,280	2,681
6	Goderich	17,009	16,847	33,856
7	Koya Rural Area	11,850	12,976	24,826

[出所] NPA & Statistics Sierra Leone

5) 計画停電

ウェスタンエリアでは発電容量不足に伴い、毎日計画停電が実施されている。このため主要配電所の 11 kV SWGR 及び配電用変圧器と共に設置されている高圧盤の入り切りを計画にあわせ行う必要があり多くの労力を要している。

表 3.4-17 に地区毎の基本的な電源切り替え計画を示す。

表 3.4-17 電源切り替え計画

No.	カテゴリー	可能電力 [MW]	通電時間 [時間]
<b>A: Kingtom Switching: Available: 15 [MW]</b>			
1	Essential services	----	24
2	Hotels	3	24
3	Banks	3.5	12 (7 am to 7 pm: Monday to Friday)
4	Major MDI's	4	12 (7 am to 7 pm: Everyday)
5	Commercial business district	5	12 (Day time)
6	Security areas	1	12 (6 pm to 6 am)
7	Radio station	4	6 pm to 6 am (Daily)
8	Night domestic customers transformer stations: 1 day supply and 2 days out every 3 days rotational operation		
	1) Zone-1	10	West: (7 pm to 7 am)
	2) Zone-2	10	East/ Central (7 pm to 7 am)
	3) Zone-3	10	Central/ West (7 pm to 7 am)
<b>B: Blackhall Road Switching: Available: 2 [MW]</b>			
1	Day-1	Local (West feeder), Kortright, Kennedy Street, etc.	
2	Day-2	PWD, Africanus road, Fisheries, Local, etc.	
3	Day-3	Natco, Foamaco, Congo water, Old soap, etc.	
4	Day-4	Clarke street, Thunder hill, Ropoti, Clay factory, etc.	
5	Day-5	Police barracks, Low cost housing, Kissy village, etc.	
6	Daily Switching industries	Milla group, Dockyard, Hotel, etc.	

[出所] NPA

### 3.5 電力供給システムの改修・更新・拡張の実施状況

#### 3.5.1 発電設備の改修計画

Mirrlees 2号機及び3号機についてはエンジン製造年が古くスペアパーツの入手が困難であること、故障のダメージが大きいこと等から修理計画は現実性が少ないと考えられる。

4号機は2009年2月にMoroccoの支援で発電機の改修が終了し現在試験運転が行われており、6月には約83MWhの発電出力を記録した。当該機は今後の試験状態にもよるが、5MW程度のベース・ロード用としての運用が期待される。なお、現在当該機の運転は独立して行われているが、既存系統への同期運転を早急に実施できるように配慮する事が期待される。

5号機は燃料系統のヒータ交換後に運転開始予定となっているが、ヒータを早い時期に交換することが望まれる。

6号機は改修の可能性を検討しているが、早い時期に結論を出すことが望まれる。

#### 3.5.2 発電所の改修計画

日本の無償資金協力によりKingtom発電所に5MWx2台のディーゼル発電設備の建設が進行中で、これらは2010年3月に運開予定である。

Blackhall Road発電所にBADEA/SFDの支援で8.28MWx2台の発電設備が2011年に運開予定となっている。

中国の支援でウェスタンエリア地方部のMountain地区、RegentとJuiの間に位置するCharlotte村近辺に2.2MWの小水力のF/Sが行われる予定である。

#### 3.5.3 送配電設備の改修・更新・拡張計画及び実施状況

現在実施中の計画を下記に挙げる。

##### (1) 日本の援助

Regent変電所、Regent S/SとWilberforce S/S間の33kV配電線路及びKingtom S/SとWilberforce S/S間の11kV配電線路の建設が、日本の無償資金協力により、2009年2月に完成した。これら主な設備概要を表3.5-1に示す。

表 3.5-1 新規設備の概要（日本の無償資金協力）

No.	計 画 内 容
<b>A.</b>	<b>資機材調達および据付</b>
1.	Regent 変電所の建設 1) 5 MVA 降圧用変圧器 (33/11 kV) 2) 33/11 kV SWGR 3) 630 kVA 所内変圧器 (近隣地区の一般需要家用の電源供給と兼用) 4) 付帯設備及び変電所建屋
2.	33 kV 配電線路 (Wilberforce 変電所と Regent 変電所間)
3.	11 kV 配電線路; 1) Kingtom 発電所と Congo Cross 変電所間 2) Congo Cross 変電所と Wilberforce 変電所間
<b>B.</b>	<b>資機材調達 (据え付けは NPA)</b>
1.	11 kV 配電線路 (Falconbridge 変電所と Blackhall Road 発電所間)
2.	11 kV 配電用変圧器及び高圧盤の調達 (据え付けは NPA)

[出所] JICA 調査団

[備考]

- ・ 上記 33 kV 設備の完成に伴い、これら設備の適切な運転・保守を行うため NPA 技術者等への Capacity Building が必要である。特に維持管理及び保護関係等も含めて実施する必要がある。
- ・ Falcon Bridge と Blackhall Road 間の 11 kV 基幹配電線路は現在据え付け中で、2009 年中旬には完成予定となっている。

## (2) 世界銀行

33 kV 配電線路建設(Repair and Construction of Western Area T&D (33 kV) Network : 総額 US\$7.08million)が 2010 年 4 月完了予定で進行中である。主な内容は下記の通りである。

- 1) 33 kV 基幹配電線路の建設
  - ・ Freetown 変電所 - Wilberforce 変電所
  - ・ Freetown 変電所 - Blackhall Road 発電所
  - ・ Blackhall Road 発電所と Wellington 変電所間の 11kV 配電線の 33kV への昇圧
- 2) 11 kV 配電線の建設 (Blackhall Road 発電所と Leocem 間)
- 3) 11 kV 配電線路の改修 (Tower Hill と FBC 間)
- 4) 4 フィーダ、RMU の改修
- 5) 315 kVA 及び 630 kVA パッケージ型変電所の設置
- 6) ケーブル事故点探査機、予備品などの供給
- 7) 木柱 500 本の調達
- 8) ケーブル検査器搭載車の調達
- 9) 28 式の配電用変圧器の調達

## (3) OPEC 基金

Bumbuna 水力発電所と Freetown 変電所間の 161 kV 送電線の建設及び試験で 2009 年中の完成が期待されている。主な内容としては下記が挙げられる。

- 1) Bumbuna 水力発電所と Freetown 変電所間の 161 kV 送電線建設
- 2) 1611/33/11 kV Freetown 変電所の完成
- 3) Freetown 変電所と Kingtom 発電所間の 11 kV 配電線路の敷設

**(4) West African Power Pool**

西アフリカ (ECOWAS) 地域の国際連系送電線、地域電力供給に係るマスタープラン調査、レジリエンス調査、環境影響評価、詳細設計を行う。

### 3.6 電力事業収支及び経営財務状況

#### 3.6.1 NPA の収支

NPA の損益表は表 3.6-1 に示すとおりで、営業損益、経常損益ともに赤字である。特に、営業損失が 2003 年以降増加していることは重大な問題である。これは売上収入が 2003 年以降減少していることに対応している。NPA の電力供給は不十分で、信頼性がないため、顧客は自分の自家発電に頼り始めているとみられる。さらに、後で述べるようにシステム・ロス是非常に高く、請求金額に対する回収率が非常に低い。

表 3.6-1 NPA の損益

(単位: 千 Le)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Revenue	31,130,882	41,928,807	36,295,161	31,534,729	25,006,958	19,704,469
Sales	30,028,598	39,024,527	34,038,007	25,173,087	19,656,117	15,365,574
Others	1,102,284	2,904,280	2,257,154	6,361,642	5,350,841	4,338,895
Expenditure	50,677,433	62,963,046	63,862,245	46,871,375	36,253,821	45,450,113
Fuel	21,336,517	23,770,497	21,739,166	16,827,459	14,011,102	14,447,566
Labor	6,001,600	7,423,173	7,610,214	1,512,430	1,706,633	1,994,163
Maintenance	2,277,148	2,292,679	3,163,262			
Administration	3,383,885	3,062,739	2,285,321	9,614,780	12,603,445	10,737,502
Depreciation	3,392,972	3,554,842	3,872,743	3,770,810	4,312,669	4,249,247
Financial costs	5,230,271	5,917,709	408,123	564,538	483,016	770,438
Exchange loss	9,055,040	16,941,407	24,783,416	14,581,358	3,136,956	13,251,197
Operation Loss	-6,363,524	-1,079,403	-4,632,699	-6,552,392	-12,977,732	-16,062,904
Total Loss	-19,546,551	-21,034,239	-27,567,084	-15,336,646	-11,246,863	-25,745,644
Grant	10,594,154	11,728,678	13,395,549	25,096,442	38,263,128	38,263,128
Balance	-8,952,397	-9,305,561	-14,171,535	9,759,796	27,016,265	12,517,484
Fuel cost share	58.6%	59.3%	56.2%	53.0%	42.9%	46.0%

[備考] 2004 年と 2005 年の間に支出項目の分類が変更されている。1Le=0.03060 円

[出所] NPA, Financial Statement

損失は政府補助金により補われている。燃料（ディーゼル及び船舶用油）費は 2003～2006 年に減少したが、2007 年にやや増加した。営業費用に占める燃料費の割合は同様な傾向を示すが、変化は大きい。

#### 3.6.2 貸借対照表

NPA の貸借対照表は表 3.6-2 に示すとおりである。

表 3.6-2 NPA の貸借対照表

(単位: 千 Le)

Year	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Fixed Assets	37,393,252	36,100,912	37,408,287	46,677,940	42,680,413	38,697,855
Tangible fixed assets	37,393,242	36,100,902	37,408,277	46,677,930	42,680,403	38,697,845
Investment	10	10	10	10	10	10
Current Assets	18,795,523	22,747,633	22,933,970	31,593,476	32,809,173	34,924,170
Inventories	10,179,059	10,727,505	8,884,896	9,273,486	8,548,934	8,057,985
Trade receivables	7,510,634	10,924,821	13,316,934	21,224,711	23,516,120	25,939,005
Other receivables	327,381	375,386	590,102	593,908	617,957	530,920
Cash & bank balances	778,449	719,921	142,038	501,371	126,162	396,260
Total Assets	56,188,775	58,848,545	60,342,257	78,271,416	75,489,586	73,622,025
Liabilities	131,724,912	154,284,397	181,678,322	203,243,234	198,580,813	222,458,896
Amount due within 1 year	71,392,710	89,677,281	111,322,150	128,009,353	80,192,484	91,555,614
Amount due after 1 year	60,332,202	64,607,116	70,356,172	75,233,881	118,388,329	130,903,282
Capital	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Accumulated Surplus/Loss	-75,538,137	-95,437,852	-121,338,065	-124,973,818	-123,093,227	-148,838,871
Total Liabilities & Capital	56,188,775	58,848,545	60,342,257	78,271,416	75,489,586	73,622,025

[備考] NPA の貸借対照表は普通のスタイルと異なっているので、修正した。1Le=0.03060 円

[出所] NPA Financial Statement より修正

全資産に対する固定資産の割合は2002年の66.5%から2007年の52.6%に減少した。受取勘定は2002年の13.4%から2007年の35.2%に増加している。資本は非常に少なく、全資産に比較すると負債は巨額である。累積損失も多い。

損益表と貸借対照表はNPAの厳しい財務状況を示している。

### 3.6.3 実質的な営業収支

NPAの財務部(Finance Division)経営経理課(Department of Managing Accounts)はNPAの実質的な成果を分析している。鍵となる成果指標の概要を示すと表3.6-3のとおりである。

表 3.6-3 NPAの鍵となる成果概要

Description	Year	2003	2004	2005	2006	2007
Energy Generated (kWh)		109,386,209	84,796,409	53,253,105	31,980,520	30,681,499
Station Use (kWh)		6,235,014	5,232,096	3,485,700	2,728,000	2,223,023
Station Use (%)		5.70%	6.17%	6.55%	8.53%	7.25%
Energy Available for Sales (kWh)		103,151,195	79,564,313	49,767,405	29,252,520	28,431,476
Energy Sold (kWh)		68,937,466	53,151,932	33,258,635	20,889,113	17,340,958
System Losses (%)		33.2%	33.2%	33.2%	28.6%	39.0%
Sales Billed (Le Million)		38,350	33,648	27,675	22,071	17,965
Revenue Collected (Le Million)		35,707	33,400	24,890	16,841	14,324
% Revenue Collected to Billed		93.1%	99.3%	89.9%	76.3%	79.7%
Total Debtors (Le Million)		10,578	9,334	10,107	12,276	13,666
Debtors Expressed As Month of Sales		3	3	0.4	0.6	0.8
Cost of Sales (Le Million)		28,370	29,498	32,347	23,553	24,960
Cost of Sales/kWh Generated (Le)		259	348	607	736	814
Cost of Sales/kWh Sold (Le)		412	555	973	1,128	1,439
Sales Cost/kWh Sold (USc/kWh)		13.7	18.5	32.4	37.6	48.0
Sales billed /kWh Sold (USc/kWh)		18.5	21.1	27.7	35.2	34.5
Revenue collected/kWh Sold (USc/kWh)		17.3	20.9	24.9	26.9	27.5

[備考] 売上費用は減価償却等を含まず、財務諸表とは異なる。

1Le=0.03060 円, 1US\$=97.28 円

[出所] NPA 資料に補完

販売電力(kWh)は毎年減少しており、そのため収入は減少している。第一の問題は高いシステム・ロスである。システム・ロス33%は比較的高く、特に2007年の39%は非常に高い。第二の問題は請求金額に対する収集金額の率が減少していることである。2004年はこの回収率が99.3%であるが、2003年と2005年は約90%、最近では80%以下となっている。

レオン単位の費用と売上は国際比較が容易ではないので、販売電力(kWh)当たりの金額を1米ドル3000Leで変換すると、第一にkWh当たりの売上は増加しており、非常に高い(2007年に34.5c/kWh)。kWh当たりの費用はkWh当たりの請求売上及び回収収入より増加している。したがって、kWh当たりの請求売上及び回収収入は2003~2004年までkWh当たりの営業費用を超えている(利益)が、2005年には逆転している(損失)。(ただし、営業費用は減価償却等と含んでいないので、必ずしも利益とは言えない。)損失は2005年以来毎年増加している。

2007年12月からGlobal Trading Group (GTG)が(世銀支援)発電を開始した。NPAは2008年1月から自己の発電を停止した。翌月の2月からはIncome Electrix: (IEL)社がNPAの独自の決定で発電を開始した。GTGとIELはIPPと呼ばれるが、実際はレンタル電力とでも呼ぶべきものである。いずれにせよ、NPAの発電状況は2007年から変化した。2007年12月から2008年11月までの最近1年間の実際のキャッシュフローを示すと表3.6-4のとおりである。

表 3.6-4 2007 年 12 月から 1 年間のキャッシュフロー

(単位 : Le)

Item	Cashflow (Dec. 07 to Nov. 08)	Remarks
<b>Receipts</b>		
Electricity sales	38,264,427,897	
Other income	4,075,266,548	
Total generation revenue	42,339,694,445	
Govet. Grants- GTG	96,195,040,650	
Total Receipts	138,534,735,095	
<b>Payments</b>		
Direct costs	20,141,472,235	
Salary/Pension	9,658,659,156	
Administrative & other costs	7,988,903,206	
Provincial expenses	202,399,300	
Total payment excluding GTG	37,991,433,897	
GTG-fuel and C&E charges	96,195,040,650	
Total payments	134,186,474,547	
Net receipt	4,348,260,548	
Electricity sales(US\$)/kWh	0.1775	Net base
Generation (IPP) costs (US\$/kWh)	0.2476	Gross base
Generation (IPP) costs (US\$/kWh)	0.4463	Net base
Billed amount (US\$) /kWh	0.2841	Net base

[備考] Net base は請求 kWh で、Gross base は発電 kWh。1Le=0.03060 円, 1US\$=97.28 円

[出所] NPA 資料より計算

IPP 費用は政府補助金により補われている。したがって、収入マイナス費用は約 43.4 億レオンの利益を示している。しかし、この金額は財務費用や外貨交換損失等の営業外費用と減価償却を反映していない。加えて、発電費用は政府補助金で補われている。kWh 当たりの IPP 発電費用は 24.8 US cents/kWh で、2008 年の高石油価格状況の平均ディーゼル発電としては適当かと考えられる。しかし、IPP 単位費用を請求 kWh 当たりで表すと、44.6 US cents/kWh となる。NPA 内部のシステム・ロス (44.5%) がこの単位費用増加を発生させている。kWh 当たり電気売上 (料金回収収入) は 17.8 US cents で、IPP の kWh 単位費用、44.6 US cents をカバーできない。kWh 当たりの請求金額、28.4 US cents でも、IPP 単位費用、44.6 US cents はカバーできない。

kWh 当たり請求額 (28.4 US cents) と kWh 当たり売上額 (17.8 US cent) の差は未回収金である。2008 年の月別成果は表 3.6-5 に示すとおりである。

表 3.6-5 NPA の 2008 年の鍵となる成果

Month	Quantity Generated	Quantity Available	Quantity Billed	% Billed to Generated	% Billed to Available	Station Losses	System Losses
	kWh	kWh	kWh				%
Jan.	9,771,148	9,725,708	4,709,376	48.2%	48.4%	0.5%	51.6
Feb.	9,512,124	9,490,244	5,927,796	62.3%	62.5%	0.2%	37.5
Mar.	11,464,155	11,438,385	5,677,734	49.5%	49.6%	0.2%	50.4
Apr.	11,616,212	11,566,446	6,167,625	53.1%	53.3%	0.4%	46.7
May	12,610,215	12,592,120	6,896,533	54.7%	54.8%	0.1%	45.2
Jun.	12,253,455	12,221,265	7,243,623	59.1%	59.3%	0.3%	40.7
Jul.	12,603,635	12,585,355	7,879,895	62.5%	62.6%	0.1%	37.4
Aug.	12,158,964	12,138,684	5,912,876	48.6%	48.7%	0.2%	51.3
Sep.	10,577,036	10,546,799	6,621,376	62.6%	62.8%	0.3%	37.2
Oct.	11,701,486	11,681,016	6,633,544	56.7%	56.8%	0.2%	43.2
Nov.	11,978,888	11,960,498	6,361,664	53.1%	53.2%	0.2%	46.8
Dec.	12,290,632	12,270,669	7,738,424	63.0%	63.1%	0.2%	36.9
Total	138,537,950	138,217,189	77,770,466	56.1%	56.3%	0.2%	43.7%



Month	Amount Sold	Amount Collected	% Rev. Coll to Sales	Total Cost	Cost per Unit
	Le	Le	%	Le	Le
Jan.	4,066,493,481	2,361,687,539	58.1	1,724,562,740	366.20
Feb.	4,800,425,433	2,732,216,921	56.9	2,395,449,620	404.10
Mar.	4,361,840,831	2,655,318,003	60.9	3,213,827,010	566.04
Apr.	5,125,540,501	4,213,080,467	82.2	2,823,120,754	457.73
May	5,589,114,989	3,966,844,998	71.0	3,941,565,169	571.53
Jun.	5,890,179,093	3,941,129,171	66.9	3,980,905,795	549.57
Jul.	6,925,120,711	4,275,199,690	61.7	3,965,118,502	503.19
Aug.	4,079,487,656	3,431,086,572	84.1	4,148,341,610	701.58
Sep.	6,635,451,818	4,386,127,852	66.1	3,639,398,064	549.64
Oct.	6,860,059,634	4,385,602,209	63.9	3,926,067,009	591.85
Nov.	6,774,240,072	4,614,355,992	68.1	2,849,648,132	447.94
Dec.	5,187,387,340	4,693,227,118	90.5	3,532,474,788	456.49
Total	66,295,341,559	45,655,876,532	68.9%	40,140,479,193	516.14

[備考] 1Le=0.03060 円

[出所] NPA 資料

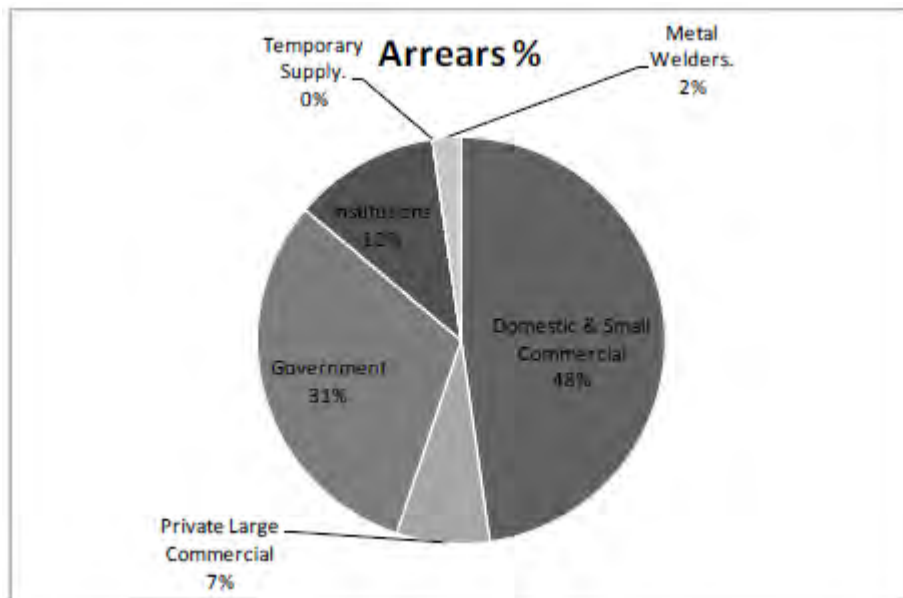
ほとんどの発電電力は IPP から来るので、ステーション・ロスは 1%以下になる。システム・ロスは平均 44%で、前年よりも増加している。請求金額に対する回収金額の率は平均 69%で 2007 年の 80%から減少している。したがって、システム・ロスと未回収金は悪化している。

#### 3.6.4 システム・ロス

システム・ロスは送電線や変圧器の老朽化等による技術的ロスと盗電のような非技術的ロスからなる。PPA による調査報告書によれば、NPA の電力ロスは 40.8%で、非技術的ロスは 2002 年に 21.9%であった。盗電だけでなく、需要家世帯へのアクセスが悪いために請求書が送られないケースもあるとのことである（カウンターパート情報）。2008 年 12 月に本調査で実施した電力需要・支払い意思額の再委託調査によれば、需要家に請求書が送られていないのは数パーセントあるとのことである。システム・ロスの原因は明らかにし、適切な対策が取られるべきである。

### 3.6.5 未払い金

未払い金は最近悪化してきている。JICA 事前調査によれば、需要家分類による未払い金の割合は図 3.6-1 に示すとおりである。(新データは NPA で現在準備中)



[出所] 2008 年 NPA 資料

図 3.6-1 需要家分類別未払い金

NPA によれば、未払い金は支払い拒否やその他の状況によって生じると言う。請求書は 2 ヶ月後に送られ、もし需要家は支払わないとメーターは撤去され、電線は切断される。電気料金支払い期限は、請求書送付後、10 日以内から 3 日以内に短縮された。最近では需要家の中にはメーター読み取り人が家庭を訪問する時、戸を閉めて、メーターを見せないことがあると言う。

そのような場合には消費電力は零として報告される。このような場合の対策として、財務部の中で緊急対策チームをフリータウンの中で東部、中部、西部の 3 地域別に組織し、需要家を訪問して、もし戸を閉ざすようなら、チームはハシゴを使って、電線を切断する方策を取った。また、移転、再開発等の住所不明になるケースもある。電線を切断された需要家は引っ越して、別の名前で新しい接続の申し込みを行う場合もある。

NPA はメーターを新しいプリペイド・メーターに変えて設置することを始めた。約 1250 の Apator 社(ポーランド製)プリペイド・メーターが既に設置されている。NPA は約 5000 の Apator 社及び Gouji 社(中国製)のプリペイド・メーターを入手している。NPA は合計 20,500 のプリペイド・メーターを購入する契約を交わしている。残りの約 15,000 のプリペイド・メーターはプリペイド・メーター設置によって得られる金を支払うことにより、序々に入手するとされている。しかし、プリペイド・メーターの数は限られており(需要家の半分)、しかも時間がかかる。プリペイド・メーターは家庭用を主要対象としており、政府施設や公共施設の未払い金を解決しなければならない。

### 3.6.6 料金

料金は収入に直接関係する。2008 年 12 月に NPA は料金を 50% 値上げした。NPA は最初 75% の値上げを提案したが、エネルギー省は拒否したため、NPA は 50% 値上げ案を提出し、認められた。しかし、2009 年 6 月の 28% 及びその後の 25% の値上げ案については、ブンブナ水力発電が 2009 年

6月頃には開始されると想定され、また本調査の結果を考慮して決めるべきとして、決定されなかった。実際に新料金に基づく請求書が送られるのは2009年2月からとなる。新旧の料金は表3.6-6に示すとおりである。

表 3.6-6 NPA の新旧料金

(単位 : Le)

Tariff Category	Units(kWh)	Tarrif		Account Deposit		Service Charge		Reconnection Fee	
		Current	New	Current	New	Current	New	Current	New
T1 Residential	0-30	373	560						
	31-150	533	800						
	Above 150	709	1,064						
	Minimum charge	11,180	16,770	90,000	135,000	5,000	7,500	28,000	42,000
T2 Small commercial	0-30	651	977						
	31-150	781	1,172						
	Above 150	846	1,269						
	Minimum charge	19,520	29,280	110,000	165,000	5,910	8,865	42,000	6,300
T3 Institutions	All units	781	1,172						
	Minimum charge	32,533	488,800	84,000	126,000	6,820	10,230	42,000	6,300
T4 Industries including large commercial	All units	941	1,412						
	Minimum charge	118,300	177,450						
T5 Street light	kW demand	1,448	2,172	300,000	450,000	37,240	55,860	168,000	252,000
	All units	792	1,188						
T6 Temporary supply	Minimum charge	26,618	39,927			7,280	10,920		
	All units	910	1,365						
T7 Welders	Minimum charge	11,284	16,926			7,280	10,920		
	All units	993	1,490						
	Minimum charge	35,490	53,235	180,000		18,200	27,300	56,000	84,000

[備考] 1Le=0.03060円 [出所] NPA 資料

平均で旧料金は816レオン/kWh (27.2 USc/kWh)で、新料金は1,224レオン/kWh (40.8 USc/kWh)である。大口商業用を含む工業用の料金は31.4 USc/kWhから47.1 USc/kWhへ値上げされた。旧料金でさえ他の国の料金と比べて非常に高い。JICA調査団により行われた工業及び商業分野の需要家へのインタビューでは料金値上げに対する懸念が挙げられていた。商工会議所のほとんどのメンバーは料金値上げに不平を漏らしていた。最大の電力需要家であるセメント製造業者は高い電気料金が「シ」国のセメント製品の国際競争力を阻害し、リベリア等の需要の大きい国への輸出機会を失わせていると言っている。現在セメント工場は自家発電に頼っており、その費用は35~40 US cents/kWhで、NPAの工業用新料金より安い。したがって、料金値上げはこの需要家に自家発電を続けさせることになる。

工業用料金は家庭用よりも高い。しかし、工業の需要家は高電圧を用い、自分で変圧器を購入している。したがって、その料金は家庭用よりも安い投資費用、維持運転費用を反映すべきである。「シ」国では平均の人々は貧しいので、NPAは工業等の大口利用者に高い料金をかけて、安定的収入を得られるようにしている。しかし、これは一種の内部補助(cross-subsidy)であり、工業にとっては利益になることではない。さらに、高い電力料金は「シ」国の輸出を阻害し、競争力を弱める。したがって、需要家分類別の料金は将来徐々に費用を反映するように変えるべきである。

とりわけ、新料金は国際的にみて非常に高いため、大口需要家は高いNPAの電力から逃げ出すであろう。そうすると、NPAの売上は増加するより減少する可能性もある。NPAの悪循環はさらに悪化することも考えられる。

安い料金を実現し、悪循環を止めるためには大きくは4つの方向が以下のようにある。

- 1) システム・ロスを改善
- 2) 未払い金を改善

- 3) 十分な電力を安定供給
- 4) 安い電力源の確保

システム・ロスが改善されれば、供給電力は増加し、収入は増加する。

未払い金が改善されれば、収入は確実に増加する。

ここで、システム・ロスは43.7%から25%に改善され、請求金額に対する回収金額の率が68.9%から95%に改善されたと想定すると、売上は

$$456.6 \text{ 億レオン} / (1-0.437) \times (1-0.25) / 0.689 \times 0.95 = 838.7 \text{ 億レオン}$$

となる。838.7億レオンはIPP、即ちレンタル発電の支払い額962億レオンより少ない。

3)と4)は新しい電力供給、即ちブンブナ水力発電に関係する。

「シ」国はブンブナ水力発電プロジェクトの運転・維持管理に排他的権利と責任を持つコンセッションを得ようとしているBGCとコンセッション契約を結ぼうとしている。BGCはイタリアの建設会社とシエラレオネ政府により設立された。NPAのBGCからの買電価格は現在交渉中である。世銀によれば、価格は20UScents/kWhであると言う。また、12UScents/kWhという話もある。AfDBの資料(Sierra Leone Appraisal Report, Supplementary Loan, Bumbuna Hydroelectric Project, March 2008<sup>1</sup>)によると、ブンブナ水力発電の売電価格を11UScents/kWhと仮定して、財務内部利益率(Financial Internal Rate of Return : FIRR)を17%と推定している。しかし、FIRRの17%は非常に高く、通常は12%である。水力発電の費用は通常高くても7、8 US cents/kWhである。したがって、20あるいは11US cents/kWhは非常に高い。建設費は世銀、AfDBその他のドナーにより支援されているので、BGCは維持運営費と減価償却等を考慮すればよいはずである。こうして、NPAはBGCと買電価格を出来る限り安くするよう交渉すべきである。現在のレンタル発電のディーゼル発電費用は高いので、もし買電価格を低く抑えることができれば、NPAの財務状況に大きく貢献することができる。したがって、現在の交渉は非常に重要で、その結果はNPAの将来を決定する。

もし、買電価格を7US cents per kWhと想定すると、発電費用は960億レオンの三分の一、即ち320億レオンとなり、旧料金(値上げ前)の場合でもNPAは多くの利益を出せる。

収入962億レオン(システム・ロス25%及び回収率95%) - 発電費用320億レオン - その他費用300億レオン = 342億レオン

しかし、債務の返済とIncome Electrix社への支払いの問題は残る。

<sup>1</sup>[http://www.afdb.org/pls/portal/docs/PAGE/ADB\\_ADMIN\\_PG/DOCUMENTS/OPERATIONSINFORMATION/SIEERRA%20LEONE-%20BUMBUNA%20SUP%20LOAN%20ENG.PDF](http://www.afdb.org/pls/portal/docs/PAGE/ADB_ADMIN_PG/DOCUMENTS/OPERATIONSINFORMATION/SIEERRA%20LEONE-%20BUMBUNA%20SUP%20LOAN%20ENG.PDF)

### 3.6.7 NPAの財務担当組織

NPAの財務部は次の4つの課から構成されている。

- 1) 会計管理課  
管理のための実質的データを収集、分析
- 2) 収入会計課  
収入を集め、収入勘定を管理
- 3) 財務課  
財務諸表を作成し、株主へのサービス
- 4) 請求課  
請求書を作成、送付、請求情報管理

これらの課の間の情報共有はよいように見える。たとえば、顧客毎のデータが地区別になっている分厚い収入会計のコンピューターのプリントアウトは配布されており、商業銀行からの毎日の収入状況（顧客による支払い）は報告が届けられている。しかし、IT（Information Technology）は改善されるべきである。そうすれば、情報共有と分析は容易になり、促進される。また、1992年に導入された請求書作成ソフト(Billing Software, Utility 2000)は、NPAの現在の需要家数ではデータ保存容量が不足し、また累積未払い額が多くなれば桁数がオーバーフローするなど、種々の問題を抱えている。

組織的な問題は詳細に分析しているわけではないが、その問題点は問題の早期認識と対策の用意、対策実施部隊の設立等の不足であろう。未払い金問題は最近の対策部隊により対応されているが、あまりに遅い。問題に対してはより早く対応すべきであろう。さらに、政府施設の未払い金に対しどう対応するかも明らかではない。最初に正確な未払い金の分析、状況把握を行って、効果的な対策を計画し、素早い実施、結果分析、そしてそれに続く繰り返しのサイクルが必要である。技術的及び非技術的なシステム・ロスの正確な原因分析も行われておらず、その問題を解決するための努力もされていないようである。

## 4. 電力需要予測

### 4.1 電力需要予測手法

首都圏全体のマクロ的電力需要予測は、計量経済的予測手法をベースに実施した。電力需要予測に使用した計量経済モデルは、(財)日本エネルギー経済研究所にて開発され、ASEAN 諸国で電力需要予測に使用されている経済予測シミュレーションソフトウェア Simple E (Expanded, V2008) 上で構築した。一般的に計量経済モデルは、多くの推計式や定義式の集合体として構築されるため、「モデルの妥当性」の検定が必要である。本調査における電力需要予測モデルの妥当性の検証は以下の指標を用いて行う。

- ・ 決定係数 ( $R^2$ ) : 0.85 以上
- ・ ダービン・ワトソン比 : 1.00~3.00 を目標とする。
- ・ 係数の符号検定 : 経済原則との相関によるチェックを行う。

(例 : GDP にかかる係数はプラス、電気料金にかかる係数はマイナス、等)

また本予測モデルでは需要家カテゴリー別に下記のような構造方程式により需要予測を行った。

① 商業部門 (Commercial)	: 電力需要=f (商業部門の GDP、前年度実績) 公共機関 (Institutional) を含む。
② 家庭需要 (Residential)	: 電力需要=f (家庭用需要家数、前年度実績)
③ 産業部門 (Industrial)	: 電力需要=f (産業部門の GDP、前年度実績)

なお、GDP 成長率予測に基づき、Low ケース、Base ケース、High ケースの 3 ケースについて、需要予測を行った。本調査における電力需要予測フローを以下に示す。

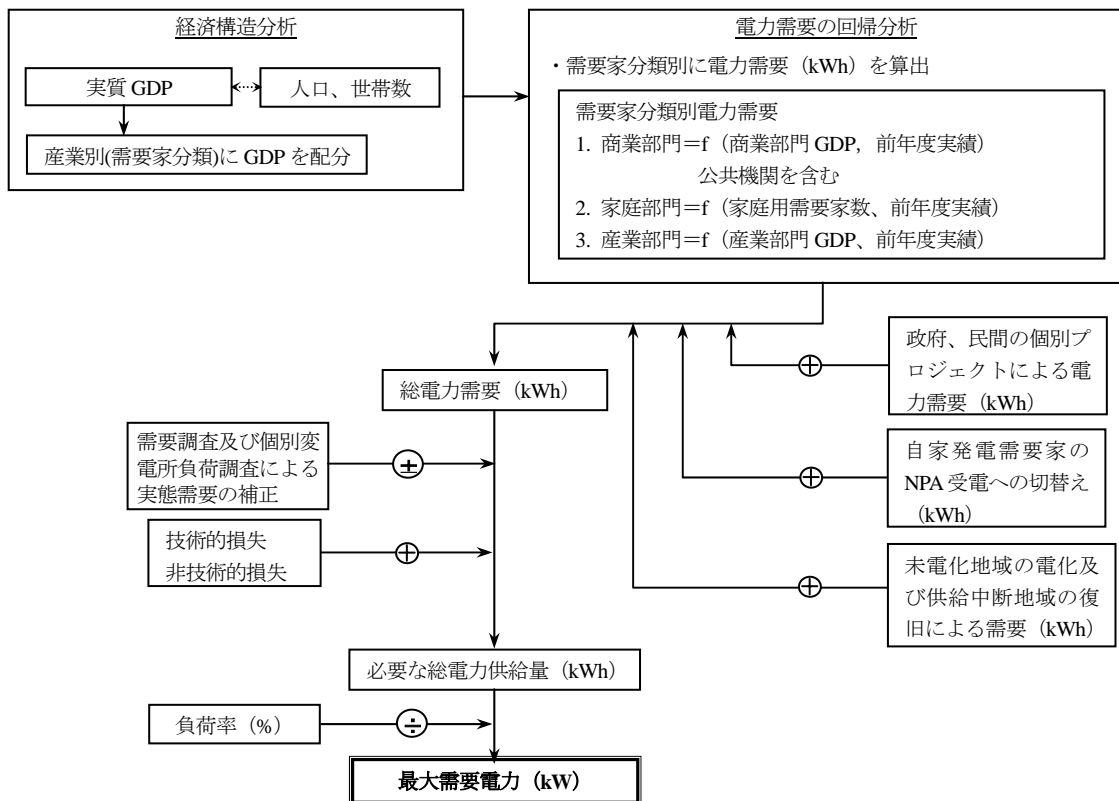


図 4.1-1 電力需要予測のフロー

## 4.2 経済開発政策と成長シナリオ

### (1) 財務経済開発省が予測した実質 GDP 成長率

「シ」国財務経済開発省は、IMF の指導の下、2014 年までの中期的 GDP の成長率の予測を策定したが、長期的予測は策定していない。表 4.2-1 に「シ」国財務経済開発省が予測した実質 GDP 成長率を示す。

表 4.2-1 財務経済開発省が予測した実質 GDP の成長率

年 ケース	2009	2010	2011	2012	2013	2014
高成長	7.0 %	8.0 %	9.0 %	9.5 %	10.0 %	-
ベースケース	5.5 %	5.8 %	6.0 %	6.5 %	6.3 %	6.1 %
低成長	4.0 %	3.5 %	4.0 %	4.5 %	5.0 %	-

[出所] 財務経済開発省

財務経済開発省は調査団に対し、「2015 年以降、「シ」国の GDP 成長率は低下し、その成長率は 5.0 % ～4.5 %の間となると思われる」と提言した。

### (2) 経済状況の経緯

「シ」国の経済は内戦の期間を通して急激に縮小した。実質 GDP は 1990 年で 2 兆 9,299 億レオン (約 1,065 億円) あったが、実質 GDP は内戦が激しくなるにつれ継続して低下し、1999 年には 1 兆 2,815 億レオン (約 466 億円) まで落ち込んだ。1999 年以降内戦は少しずつ沈静化し、国家の GDP の落ち込みも止まり、2002 年には GDP 成長率が 27.4%まで上がった。2004 年から 2006 年までは年間 GDP 成長率は平均 7.4%と安定し、2007 年の実質 GDP 伸び率は内戦前のレベルまで回復した。IMF に拠れば実質 GDP の伸び率は 2007 年には少し下がり 6.4%となる予想であり、更に 2008 年には世界的不況の波をかぶり、更に下がる予想である。

### (3) 経済状況の見通し

農業セクターの GDP は「シ」国全体の GDP の中で大きな割合を占める。また農業セクターは「シ」国政府と援助国の援助で中期的に最も成長が期待できる。次に鉱業セクターが GDP の成長に貢献している。特に鉄鉱石(London Mining, African Minerals)、金(Kimberlite Mining company)、ダイヤモンド、ボーキサイト、二酸化チタン(Rutile)等鉱業の操業再開や新規開発は中期的な経済成長のバックアップとして期待されている。製造業やサービス業は海外からの投資の可能性もあるが、これらは道路、水供給、電力供給、等のインフラストラクチャー整備次第であり、現状ではその成長を期待するのは非常に難しい。

### (4) 経済成長のシナリオ

経済成長のシナリオを電力需要予測に使用するが、そのシナリオは高成長、標準成長、低成長の三つのシナリオである。高成長と低成長のシナリオは下記の経済状況を反映したものとする。

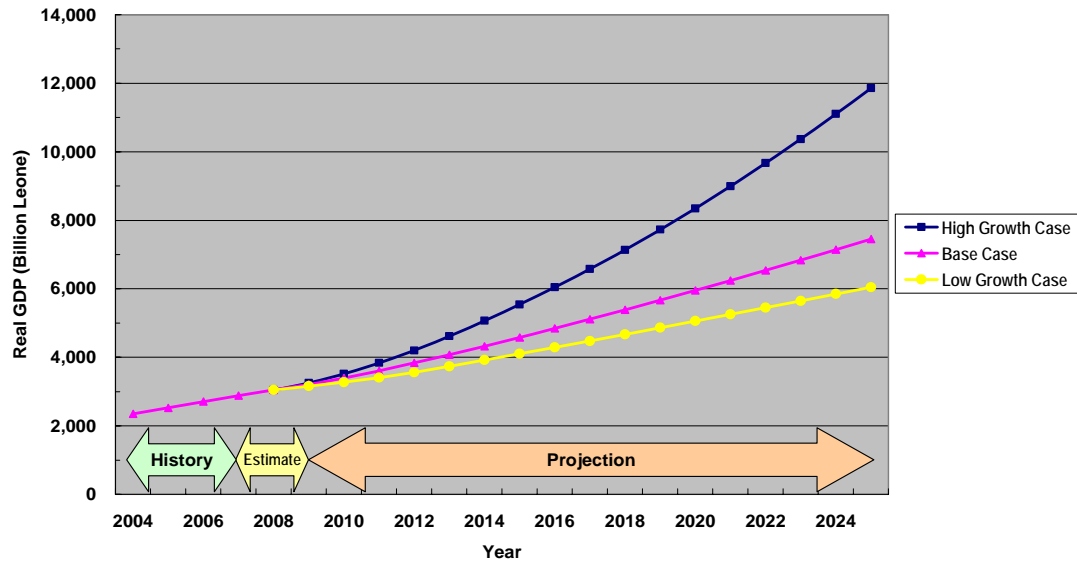
#### 1) 経済高成長のシナリオ

仮に貧困削減戦略ペーパーに示されている援助国・機関の援助が全て実現されれば、「シ」国経済は高成長が予測される。また、グレンイーグルズ・サミットの声明によれば、援助国・機関はアフリカ諸国への援助を 3 倍にすることを約束している。この約束が実現すれば「シ」国の GDP における対外援助の割合は 2008 年で 7.4%、2010 年で 22%となると思われる。

2) 経済低成長のシナリオ

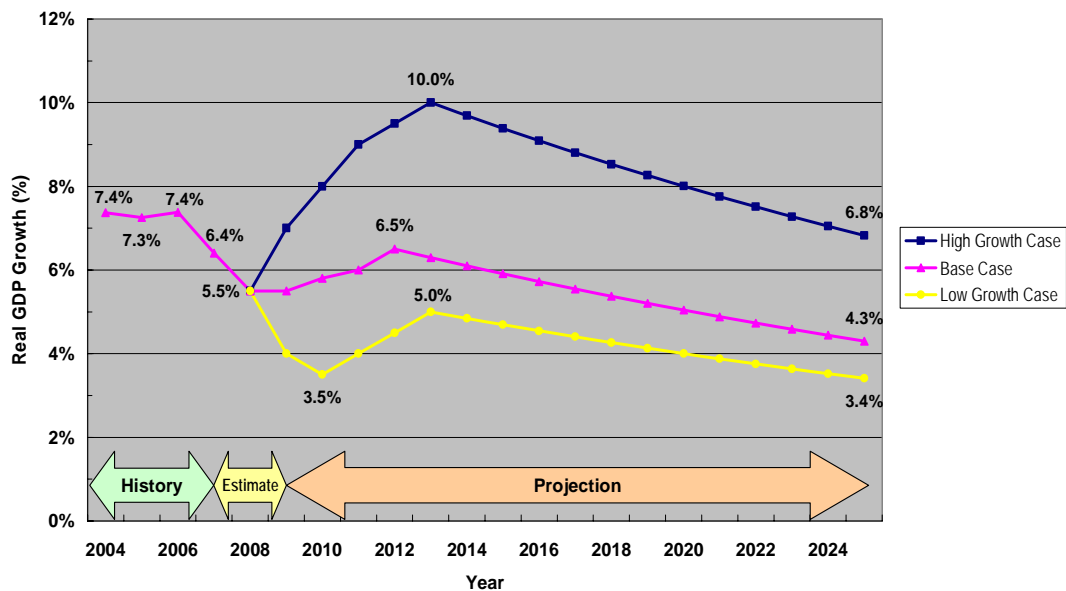
現在の世界的な不況と、原油価格の高止まりが続けば、「シ」国の経済成長率は下がる。

上記のシナリオを基礎として、調査団は2025年までの実質GDPと成長率を予測した。その結果を図4.2-1と図4.2-2に示す。



[出所] 財務経済開発省及び JICA 調査団

図 4.2-1 GDP 成長予測 (Constant Price at Y2000)



[出所] 財務経済開発省及び JICA 調査団

図 4.2-2 実質 GDP 成長予測



### 4.3 2008 年末の潜在的電力需要

電力需要予測のためには、現在のフリータウンの潜在最大電力を推定する必要がある。従って① 需要調査の結果の解析、② 現状の一次変電所のパワーフロー、及び③ 自家発電設備と実際の電力供給力、を比較検討し、潜在的電力需要を以下の方法で計算した。

#### (1) 需要調査結果の解析に基づく最大電力の推定

社会経済調査（電力需要と支払い意思額）は 2008 年 12 月第 1 週から 2009 年 1 月第 4 週まで、実施された。これは NPA の 2008 年 9 月現在の需要家リスト（母集団：48,081 軒）からランダムサンプリングにより 260 の需要家を選定し、インタビュー調査によって情報収集を行ったものである。社会経済調査の概要、主要な結果及びアンケート用紙等は「付属書-4」に添付する。

同調査のデータを解析した結果、表 4.3-1 に示すとおり 2008 年末時点の潜在最大電力は **41.5MW** と推定される。

表 4-3-1 の項目(1)～(5)は「付属書-4」に添付された社会経済調査概要の結果を整理したもので、(6)の同時使用率は調査団が、以下のとおり推定したものである。

#### 同時使用率の推定（Domestic consumer の例）

Domestic consumer は「付属書-4」の domestic consumer(T1)に示すとおり、平均約 108,000 レオン(34.0US\$)／月を NPA に支払っている。更に NPA 電力の供給時間は平均約 8.7 時間／日(約 36%) であることから、1Household の 1 時間当たりの平均電力消費量は 0.47kW (34.0÷30 日÷8.7 時間÷0.28US\$/kWh) となる。これは 1Household が保有する電化製品の電力容量 1.81kW の約 26% であり、これが平均的な同時使用率であるが、最大電力時の同時使用率はこの約 20% 増しと判断し、同時使用率を 30% とした。その他の需要家カテゴリーについても同様に同時使用率並びに推定最大電力を算定したものである。

表 4.3-1 需要調査結果により計算された最大電力(2008 年末現在)

Consumer Category	No. of <sup>*1</sup> Consumers	No. of Samples	Capacity of Electrical Appliances/Machines (kW)			Concurrence Use Ratio <sup>*2</sup>	Estimated Peak Demand (kW)
			Total of Samples	Average of Samples	Total Capacity of Consumers		
	(1)	(2)	(3)	(4)=(3)/(2)	(5)=(4)x(1)	(6)	(7)=(5)x(6)
<b>T1 Domestic</b>	41,001	70	126.75	1.81	<b>74,240</b>	0.3	<b>22,272</b>
<b>T2 small commercial</b>	6,460	70	193.20	2.76	<b>17,830</b>	0.35	<b>6,240</b>
<b>T3 Institutional</b>	306	65	780.00	12.00	<b>3,672</b>	0.3	<b>1,102</b>
<b>T4 Industrial</b>	314	55	6,882.24	125.13	<b>39,291</b>	0.3	<b>11,787</b>
<b>Total</b>	<b>48,081</b>	<b>260</b>	<b>7,982.19</b>		<b>135,033</b>		<b>41,401</b>

[Remarks] \*1: as of September 2008

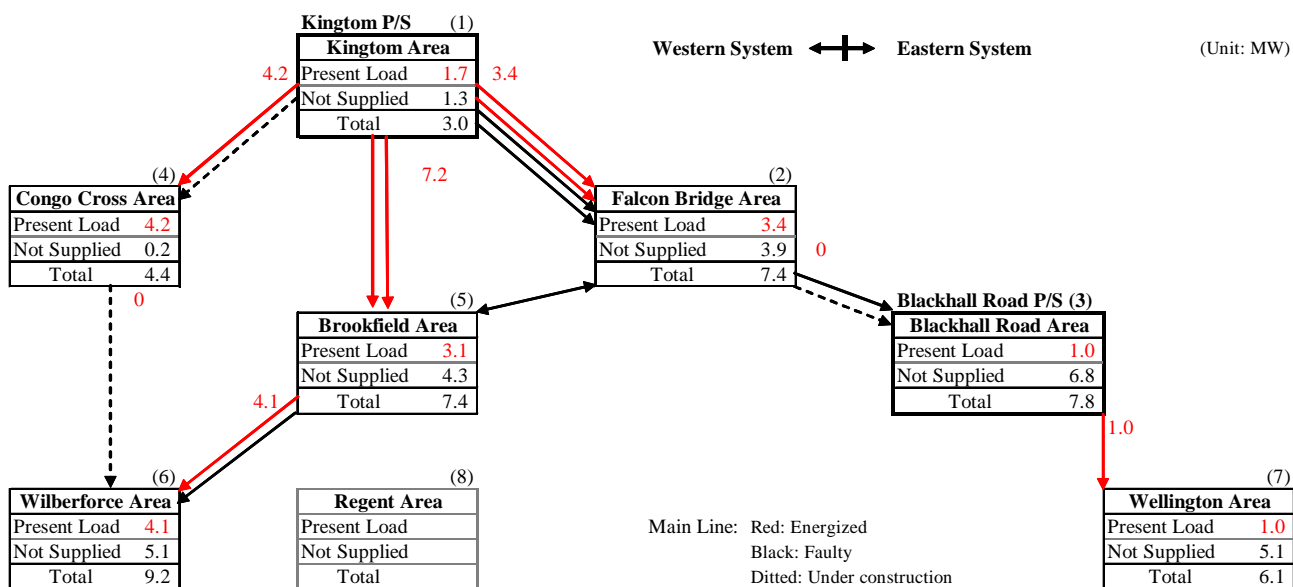
\*2: "Concurrence Use Ratio" means ratio of electrical appliances/machines that are expected to operate concurrently  
Concurrence Use Ratio = Number of appliances in operation / Total Number of appliances

[出所] JICA 調査団

#### (2) 実際のパワーフローに基づく最大電力の推定

フリータウン配電網における一次変電所の実際のパワーフローは図 4.3-1 に示すとおりである。このパワーフローは各一次変電所の最大電力を示し、その合計は 45.3MW である。しかしながら

各一次変電所の最大電力は同時に起こらず、調査団は同時利用率を 90%と評価した。従ってフリータウンの最大電力は **40.8 MW** (45.3 x 90%)と推定される。



(Preliminary Study)

- Remarks:
- 1) Estimated Power Factor: 0.90
  - 2) Not Supply: 26.7 [MW]
  - 3) Total Load: 45.3 [MW]
  - 4) Arrow shows power flow and No. of 11 kV main line which capacity is about 5 MW.
  - 5) Red numerical values are present peak load on each area. Therefore, time difference shall be considered for the study of actual demand.
  - 6) Black numerical value shows the power which can not supply because of load sharing.

[出所] JICA 調査団

図 4.3-1 フリータウン配電網の現状のパワーフロー (2008 年末現在)

### (3) 自家用発電設備容量に基づく最大電力の推定

“表 3.3-4 自家用発電設備の現状”に基づくと、NPA に登録された自家用発電設備の合計容量は 50.8MVA であり、登録率を 85%とすると、実際の自家用発電設備の合計容量は 59.8MVA と推定される。

尚、出力 5kW 以上の自家用発電設備は総て NPA に登録することと法律で決められているが、実際には手書きの設備リストがあるのみであり、各需要家が保有する発電設備の内、何%が NPA に登録されているかは不明とのことである。従って、調査団は NPA 担当者との協議、及び工場等主要需要家の訪問時のインタビュー等の調査を通して、調査団の評価として登録率を 85%とした。

発電設備の利用率は「付属書-4」の工業需要家の 1 工場あたりの燃料消費量が約 794 gallon / month (3,700liter/month)、発電機平均容量約 180kW、80%負荷で運転すると (3,700liter ÷ 約 37.0liter/hour の燃料消費量) 約 100 時間/月の運転時間となる。これは工場稼働時間を 25 日/月、8 時間/日とすると約 50%の稼働率 (利用率) となるのでこの値を採用した。

この結果から、自家用発電設備がフリータウンの最大電力のうち 24 MW を負担していると考えられる。

また、2つの民間発電会社による (Global Trading Group, Income Electrix) フリータウン電力系統への供給は約 17MW で、フリータウンの最大電力は 41 MW (24 + 17 = 41 MW) と判断できる。

上記 (1)から(3) の 3 通りの解析により調査団は 2008 年末のフリータウン電力系統の最大電力を約 41.0 MW (41.5 MW, 40.8 MW, 41.0 MW)と推定し、この結果を基に電力需要予測を行うこととした。

#### 4.4 計量経済学手法による電力需要予測

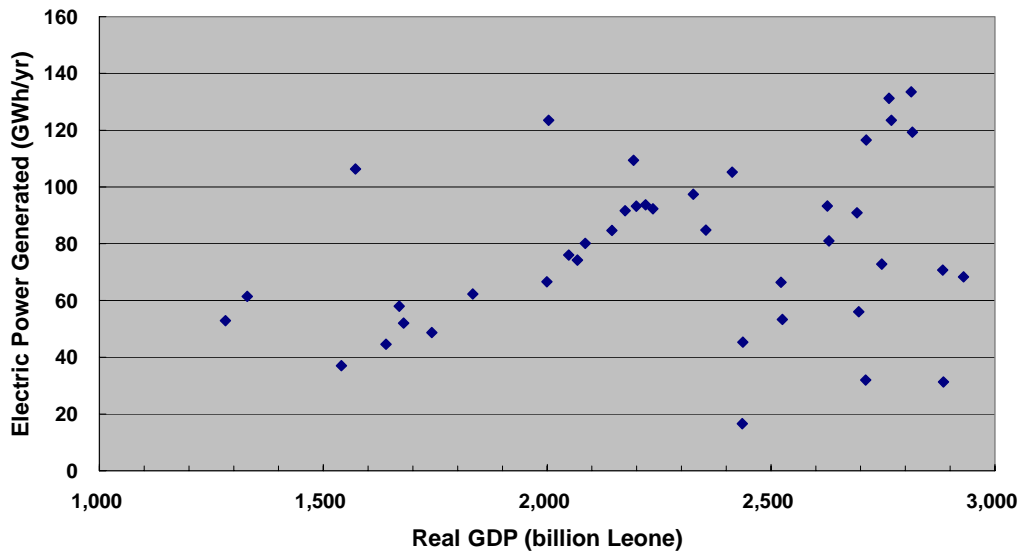
##### 4.4.1 過去の電力需給状況と社会経済指標の解析

一般的に電力需要は、国内総生産 (GDP)、産業生産指数、電気料金、電化率、人口等と相関があるとされている。また、電力をはじめとするエネルギーは生産活動の中間財の一つと見なされることから、電力消費は GDP と強い相関があるとされている。

「シ」国では、社会経済指標が十分に整備されていないことに加えて、電力需要自体も発電機の故障等の供給制約により抑制されている場合がある。

このため、過去の GDP と電力需要の相関関係を分析する際には、背景となる社会経済事情、電力事情に十分留意しなければならない。図 4.4-1 に 1963 年から 2007 年間の実質 GDP とウェスタンエリアにおける発電電力量の相関を示す。

図 4.4-1 を見る限りでは、GDP と発電電力量の間には、強い相関関係があるようには見えない。これは、上述した経済システムの原則に反しており、統計データに作用する社会・経済的な要因、電力供給事情等の制約要因があると推察される。

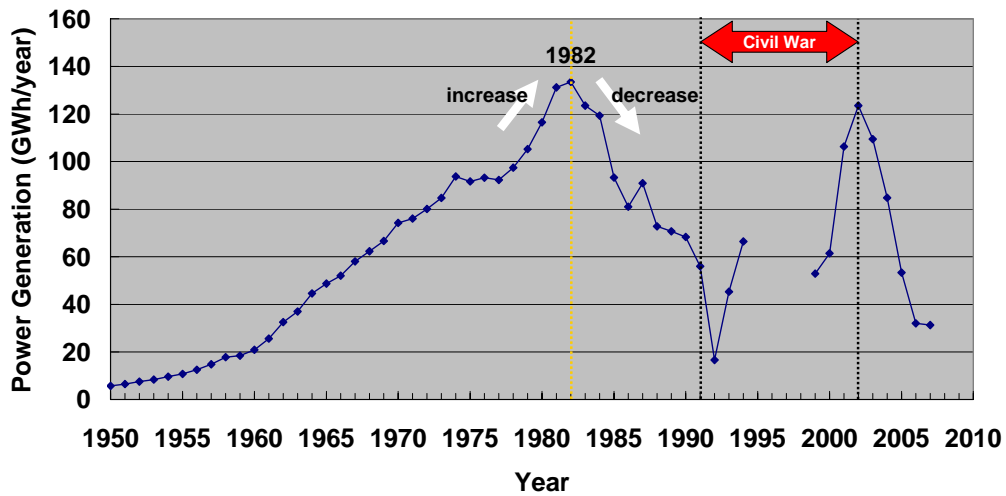


[出所] GDP (1963~1979) : Lahmeyer International (1996), "Power Sector Master Plan, Sierra Leone"  
 GDP (1980~2007) : International Monetary Fund (2008), "World Economic Outlook Database"  
 Electric energy generated (1963~1994) : Lahmeyer International (1996), "Power Sector Master Plan, Sierra Leone"  
 Electric energy generated (1999~2007) : National Power Authority  
 [備考] The real GDP figures are based on 2000 prices.  
 1Le=0.03060 円

図 4.4-1 実質 GDP とウェスタンエリアの発電電力量(1963 – 2007)

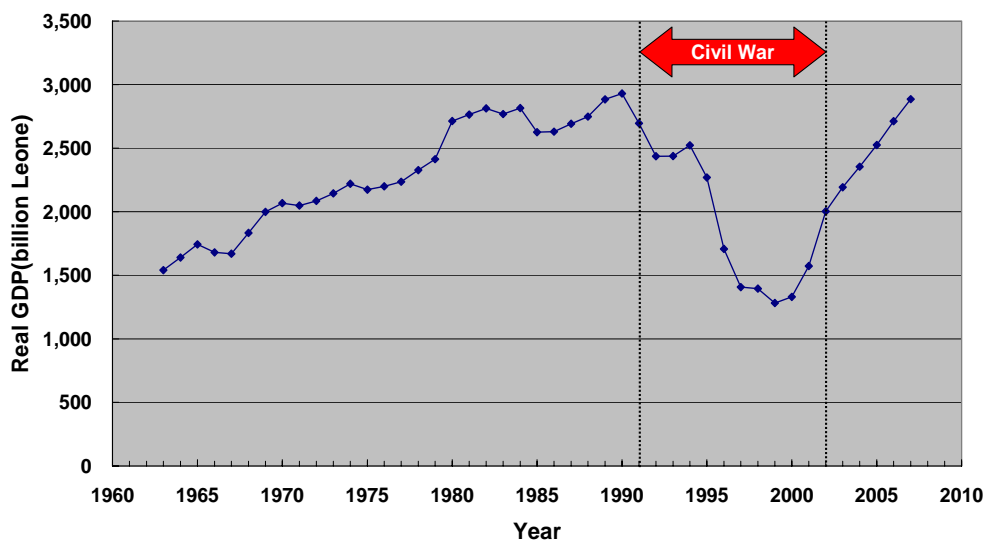
図 4.4-2 に示すとおり、ウェスタンエリアの発電電力量は 1950 年から 1982 年まで順調に伸び続け、それ以降は急激に減少している。一方、GDP については図 4.4-3 に示す通り、一時的な減少はあるものの、内戦が勃発する前年の 1990 年までは成長を続けている。図 4.4-4 には GDP 成長率と発電電力量の伸び率を示すが、1964~1984 年の間、両者は似通った動きをしているが、1985 年以降、発電電力量の伸び率は GDP 成長率と無関係に大きく変動している。以上のことから、

1985 年以降は発電設備の故障等により電力供給が制約された結果、本来示すべき発電電力量の伸び率が統計上の数値に反映されていないものと想定される。この想定に基づき、1985 年以降のデータを除き、GDP 成長率と発電電力量の伸び率の関係を散布図に表したものが図 4.4-5 である。



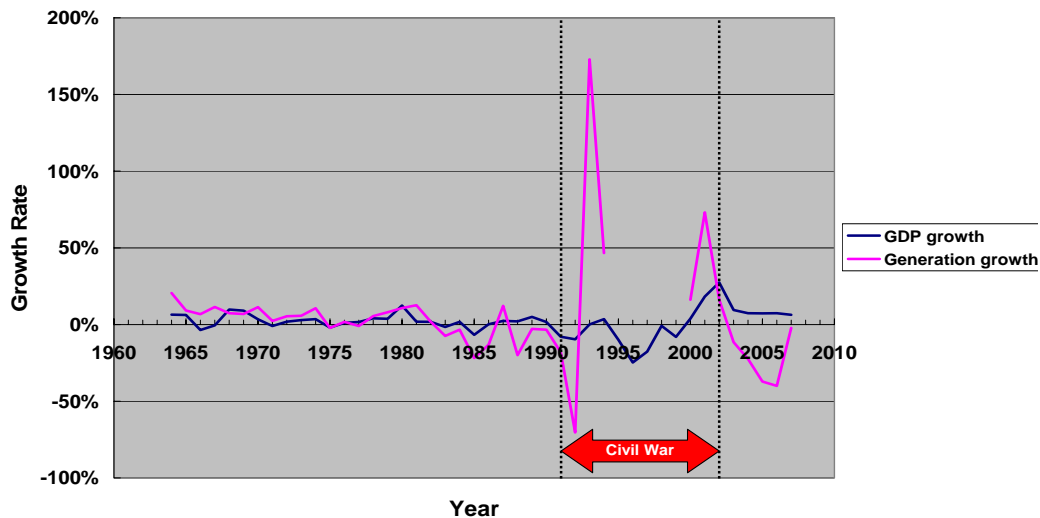
[出所] 図 4.4-1 に同じ。

図 4.4-2 発電電力量の推移 (1950 - 2007)



[出所] 図 4.4-1 に同じ。 [備考] 1Le=0.03060 円

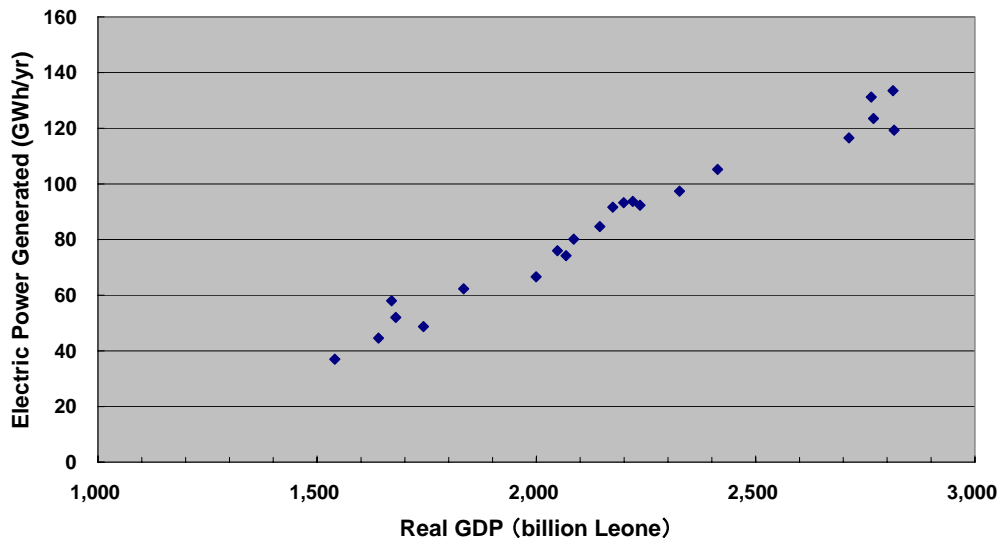
図 4.4-3 実質 GDP の推移 (1963 - 2007)



[出所] 図 4.4-1 に同じ。

図 4.4-4 GDP 成長率と発電電力量の伸び率

図 4.4-5 に示すように、実質 GDP と発電電力量との間には強い相関が見られ、実質 GDP (billion Leone) を説明変数 (X)、発電電力量 (GWh/年) を被説明変数 (Y) とした線形回帰分析では、 $Y=0.06926 X-65.253$  ( $R^2=0.97$ ) の線形近似が得られる。



[出所] 図 4.4-1 に同じ。 [備考] 1Le=0.03060 円

図 4.4-5 ウェスタンエリアの実質 GDP と発電電力量

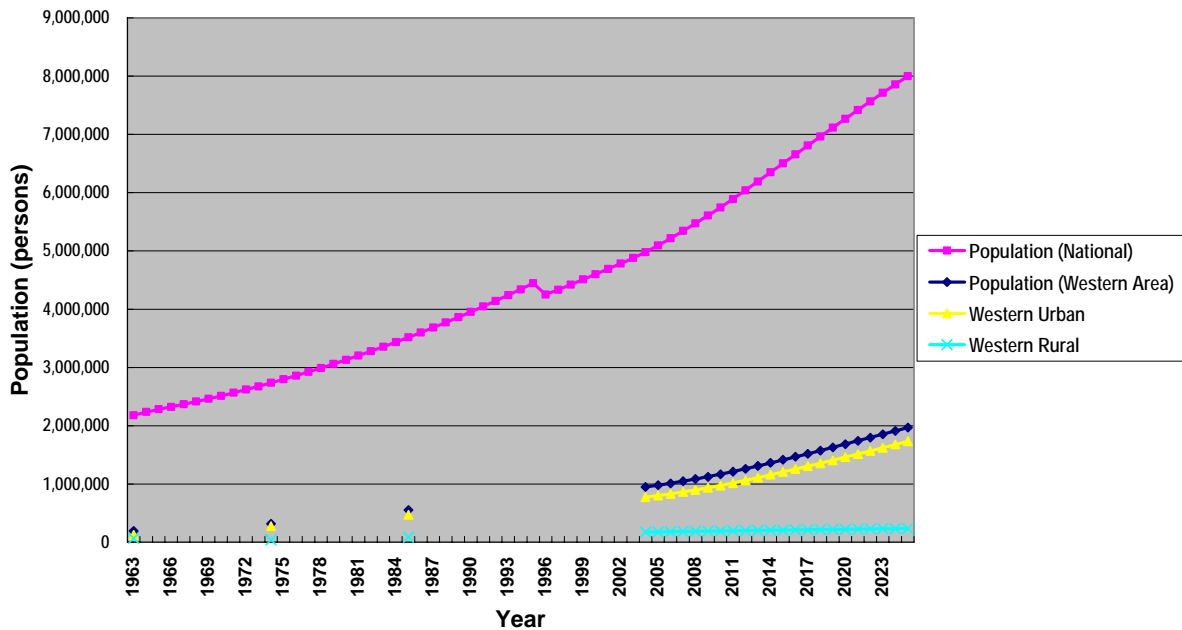
以上の検討から 1963～1984 年間の社会経済指標と電力需要のデータを回帰分析することで、電力需要予測モデルを構築することが可能と判断される。

#### 4.4.2 人口増加と電化率の予測

##### (1) 人口の推移

「シ」国で過去 4 回に亘って行われた国勢調査 (Population and Housing Census) によれば、1963 年から 2004 年の間に「シ」国の人口は 218 万人から 497 万人に増加している (図 4.4-6)。州別の人口増加率を見れば、ウェスタンエリアは他の三州と比較して飛び抜けて高い伸び率を示しており、1974～1985 年の 11 年間で 75.22% (5.23%/年)、1985～2004 年の 19 年間で 70.89% (2.86%/

年)の人口増加率を記録している。なお、この期間の全国の人口増加率は、それぞれ 28.54% (2.31%/年)、41.56% (1.85%/年) であった。このようにウェスタンエリアの人口が急激に増加した要因は、内戦による国内避難民の流入、地方からの出稼ぎ労働者の流入等と考えられ、このようなウェスタンエリアへの人口集中は電力需要を予測する上で留意が必要である。2004 年の国勢調査報告書における人口予測及び 2008 年版統計年報 (Annual Statistical Digest 2005/2006) における人口予測に基づき、2025 年までの全国及びウェスタンエリアの人口予測を行った。その結果を図 4.4-6 に示す。本人口予測を電力需要予測の基礎データとする。

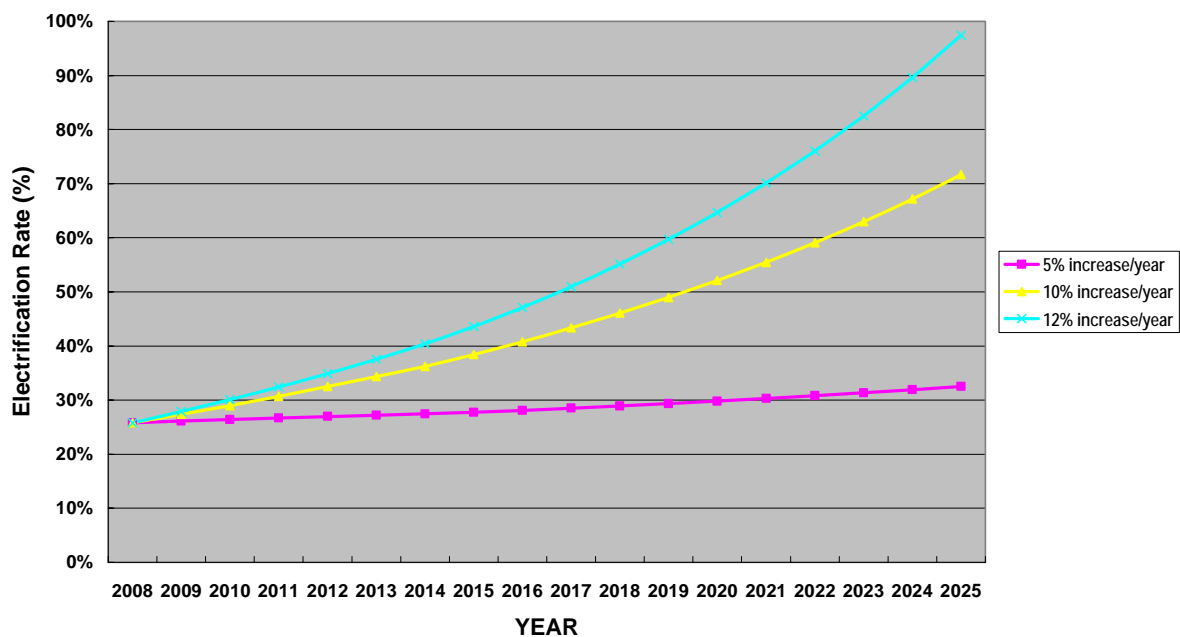


[出所] JICA 調査団

図 4.4-6 人口の推移と予想

## (2) 地方電化

2008 年 11 月に発表された「エネルギーセクター政策と戦略行動計画」の長期的戦略では、「シ」国政府は 2025 年までに 75%の国民が電気にアクセスできるようにしている。これは都市部及び準都市部では 100%、地方では 45%の電化を達成することである。この目標を達成するためには図 4.4-7 に示す通り一般需要家の電化世帯数を 2025 年まで毎年 10%増加させる必要がある。従って電力需要予測では一般需要家の電化成長率には 10%を適用する。



[出所] JICA 調査団

図 4.4-7 ウェスタンエリアの一般需要家年間電化率

#### 4.4.3 計量経済モデルの構築

4.4.1 の解析結果により、セクター別の実質 GDP 成長（図 4.4-8）と需要家カテゴリ別の電力消費量（図 4.4-9）は何らかの関連性があると推察されることから、この関連性を基に電力需要予測に用いる計量経済モデルを構築する。

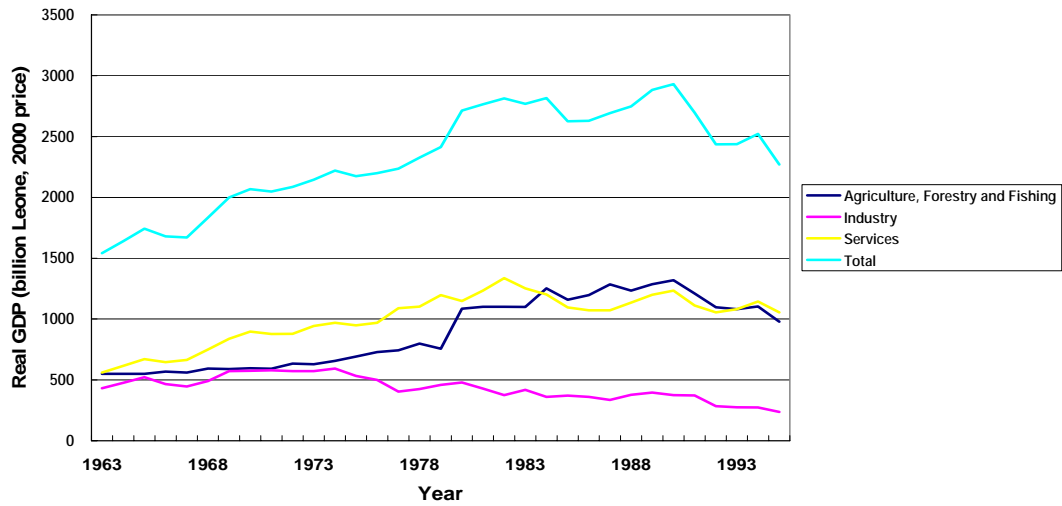
図 4.4-10～12 にセクター別 GDP と需要家カテゴリ別電力消費量との相関を示す。家庭用、商業用電力消費量は、それぞれ全 GDP 及び商業セクターGDP と密接な相関関係があり、これらの回帰分析により予測式を求めることが可能である。

しかしながら、産業セクターは実質 GDP 成長と電力消費量には関連性が無い。

これは、大半の工場が自家発電に依存し、NPA の産業用電力需要が必ずしも実体の産業用電力需要を表わしていないためと考えられる。

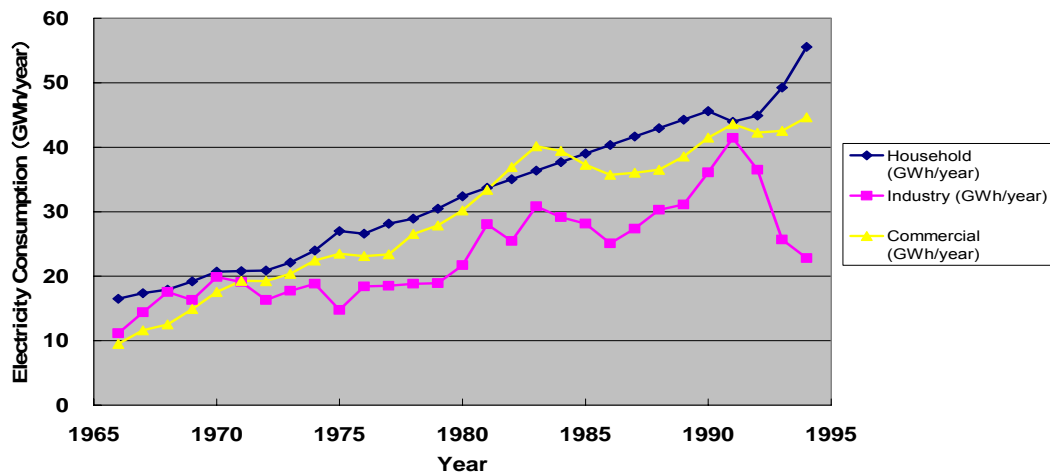
従って、産業セクターの電力需要予測には産業生産を代表する指数としてセメント生産の GDP 弾性値を使用することとする。図 4.4-13 に産業セクターの実質 GDP とセメント生産の関連を示す。

セメント工場でのインタビュー調査により、セメント生産の電力消費原単位は 40 kWh/ton であることが分かっており、セメント生産量とセメント工場における電力消費量は比例関係にあると言える。また図 4.4-13 に示す通りセメント生産量は産業セクターGDP の伸びと似通った推移をたどっており、これらの相関関係を利用して、産業用電力需要の予測モデルを構築することが可能である。



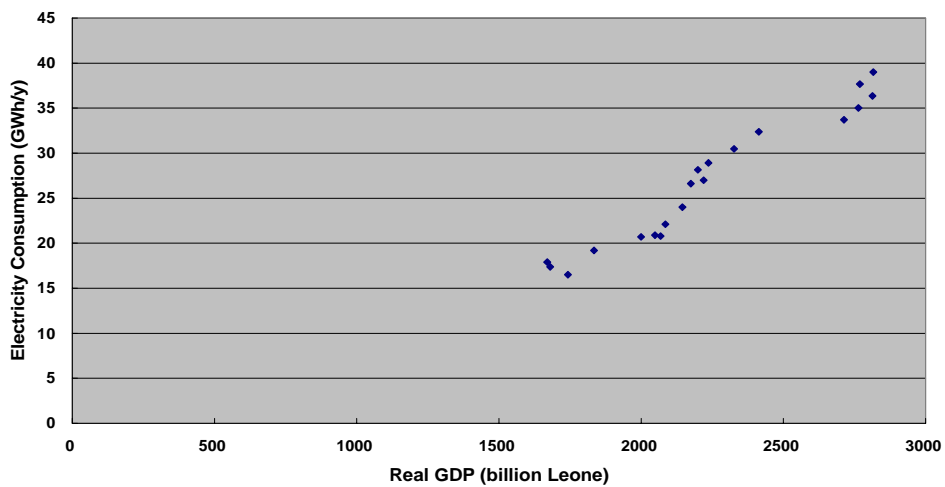
[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

図 4.4-8 セクター別実質 GDP の推移 (1963-1995)



[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

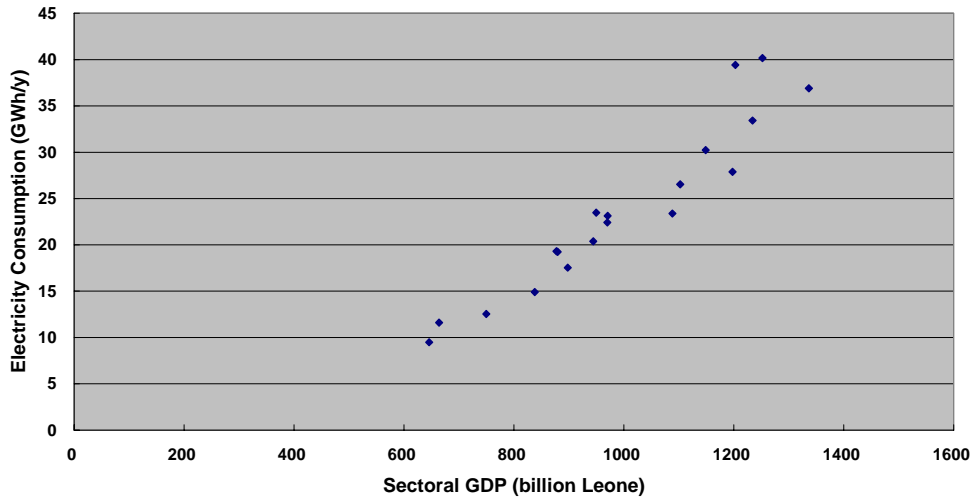
図 4.4-9 需要家別電力消費量の推移 (1966-1994)



[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

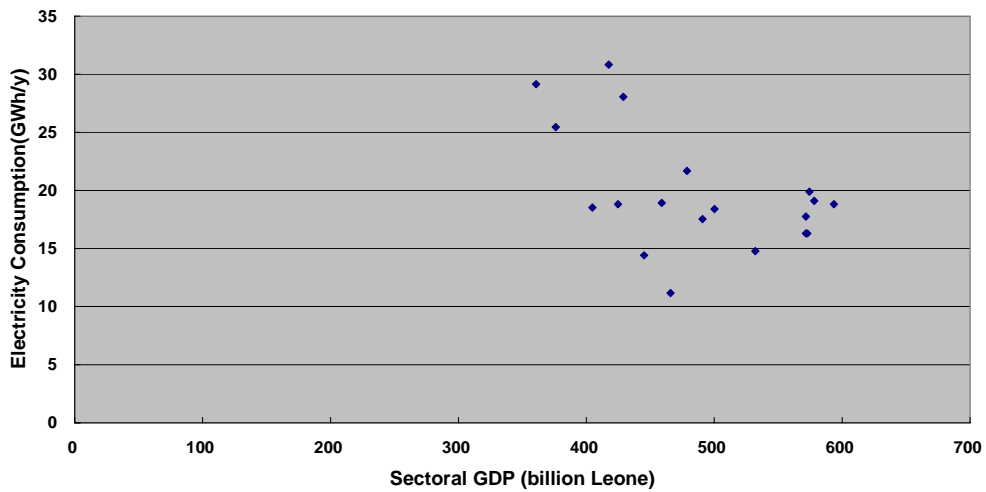
図 4.4-10 実質 GDP と家庭用の電力消費量 (1963-1984)





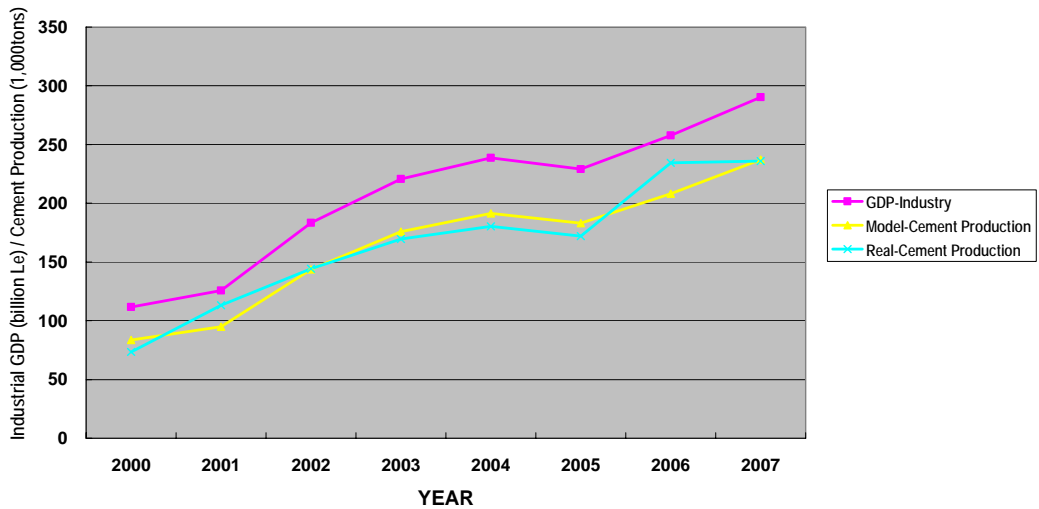
[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

図 4.4-11 商業部門の GDP と電力消費量 (1963-1984)



[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

図 4.4-12 工業部門の GDP と電力消費量 (1963-1984)



[備考] 1Le=0.03060 円 [出所] JICA 調査団

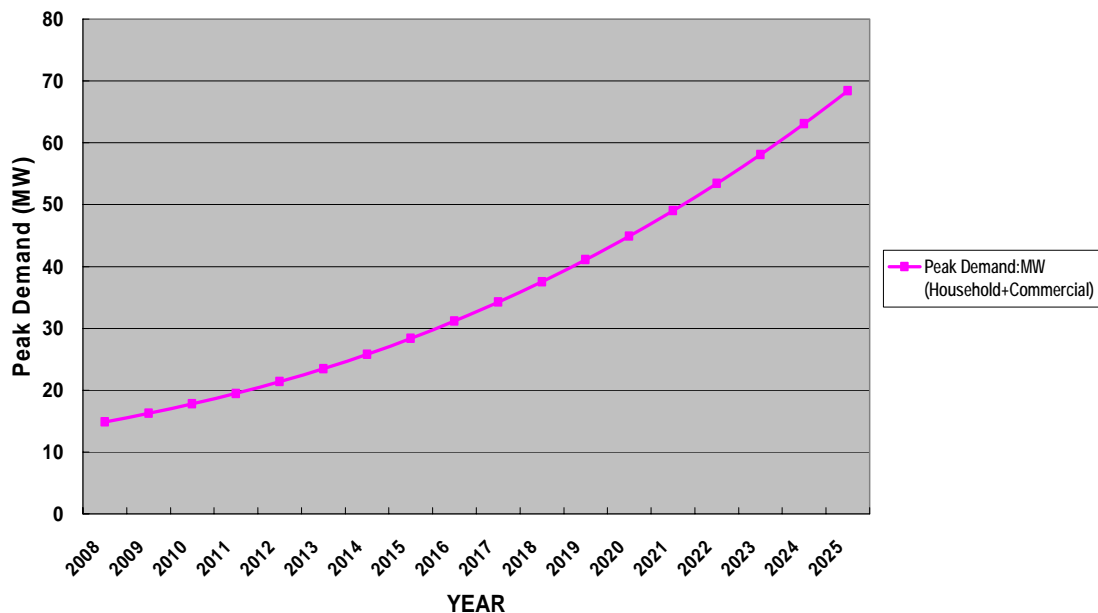
図 4.4-13 産業セクターの実質 GDP とセメント生産量との比較

#### 4.4.4 電力需要予測

1965年～1984年のデータに基づき、回帰分析手法で計算された電力需要予測（ベースケース、ハイケース及びローケース）の結果は以下の通りである。但し、ここでは過去のデータから予測モデルが構築可能な家庭用需要と商業需要のみが計算されている。

##### (1) ベースケース (Base Case)

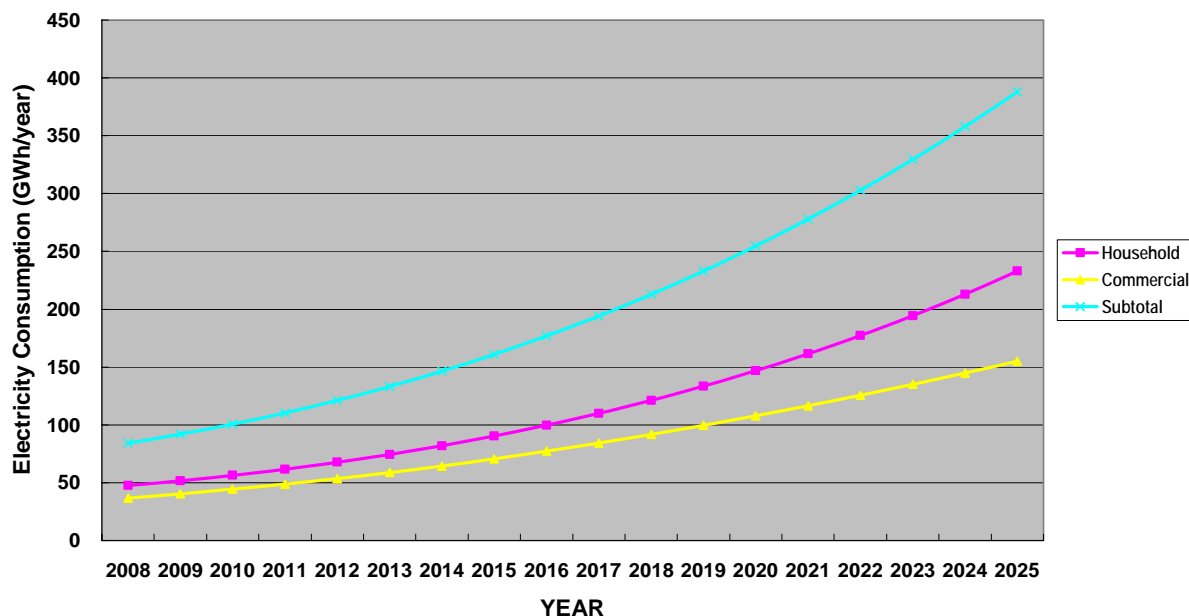
###### 1) 最大電力(MW)予測(家庭用一般+商業)



[出所] JICA 調査団

図 4.4-14 ベースケース最大電力予測(MW) (家庭用一般 + 商業)

###### 2) 電力消費量(GWh/Year)予測(家庭用一般+商業)

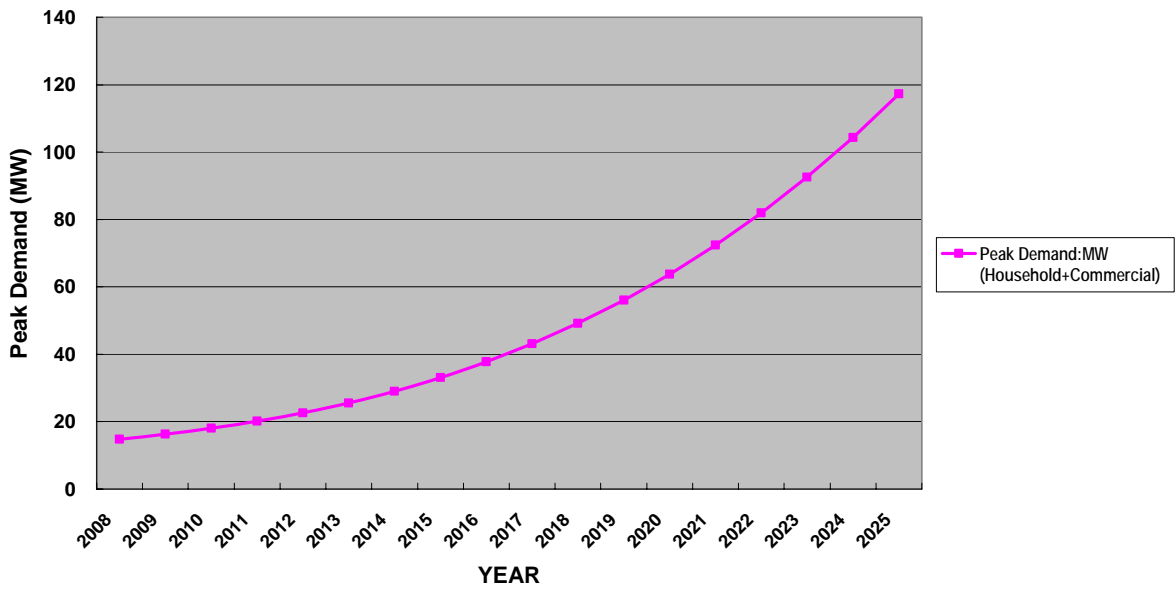


[出所] JICA 調査団

図 4.4-15 ベースケース電力消費量予測(GWh/Year) (家庭用一般 + 商業)

(2) ハイケース (High Case)

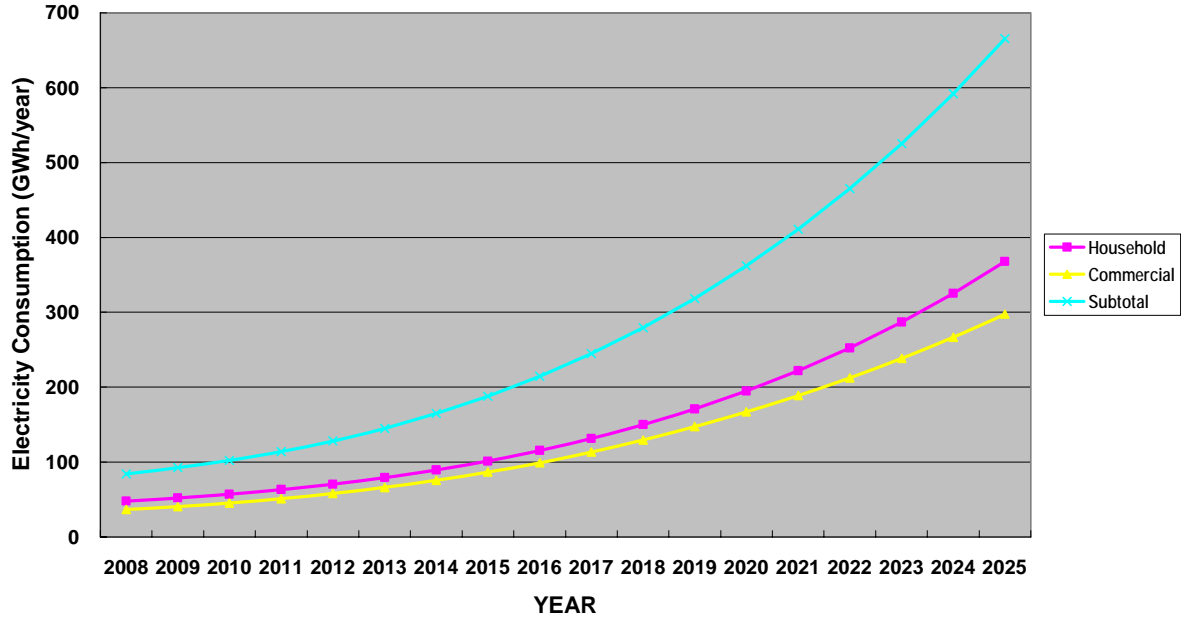
1) 最大電力(MW)予測(家庭用一般+商業)



[出所] JICA 調査団

図 4. 4-16 ハイケース最大電力予測 (MW) (家庭用一般 + 商業)

2) 電力消費量(GWh/Year)予測(家庭用一般+商業)

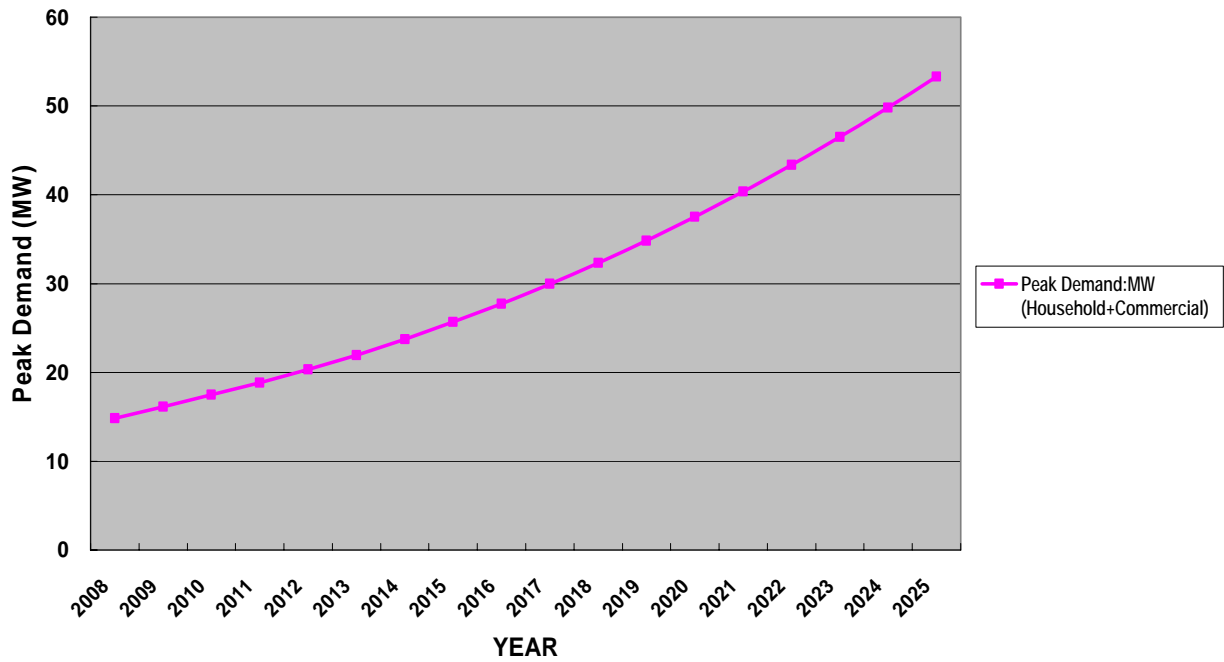


[出所] JICA 調査団

図 4. 4-17 ハイケース電力消費量予測 (GWh/Year) (家庭用一般 + 商業)

(3) ローケース (Low Case)

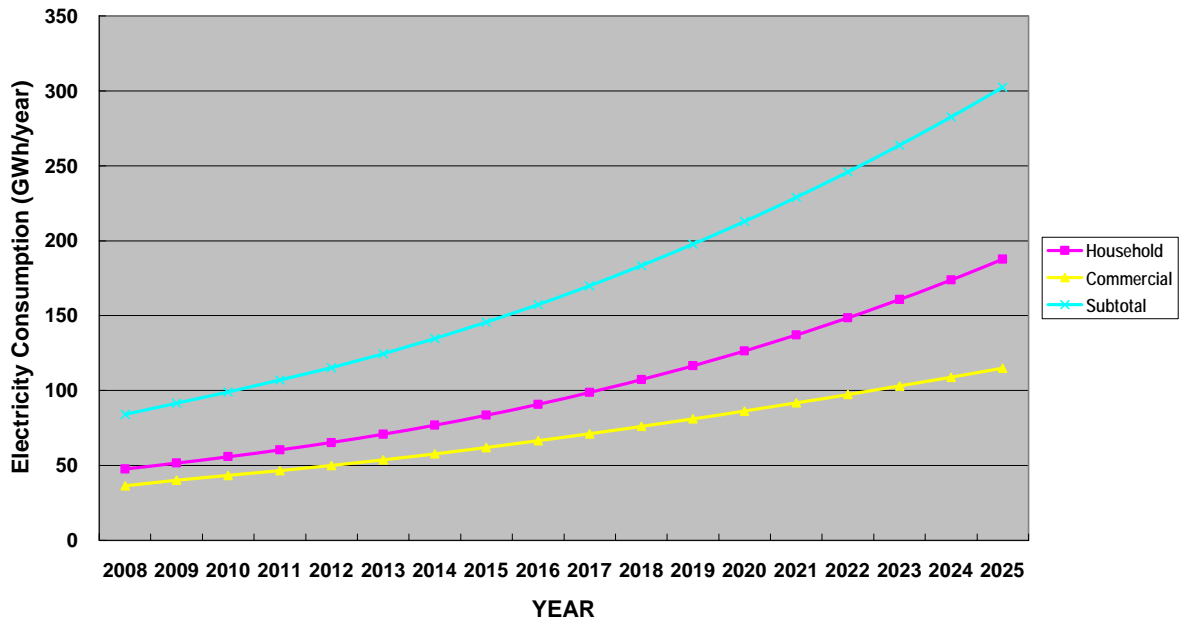
1) 最大電力(MW)予測(家庭用一般+商業)



[出所] JICA 調査団

図 4.4-18 ローケース最大電力予測 (MW) (家庭用一般 + 商業)

2) 電力消費量(GWh/Year)予測(家庭用一般+商業)



[出所] JICA 調査団

図 4.4-19 ローケース電力消費量予測 (GWh/Year) (家庭用一般 + 商業)

## 4.5 電力需要予測の補正

### 4.5.1 電力需要予測モデルの補正

1965年～1984年のデータに基づき、回帰分析手法で計算された電力需要予測の結果は4.4.4項に示されている。また家庭用需要と商業需要の計算式は以下のとおりである。

$$PCONH = -2.52715 + 0.00262627 * RGDPT + 0.0000909638 * NOHHCON + 0.867131 * LAG1.PCONH$$

$$PCONC = -4.18847 + 0.0103346 * RGDPC + 0.796798 * LAG1.PCONC$$

PCONH: 家庭需要家電力消費量(GWh / year) = Consumer category of NPA: T1

PCONC: 商業需要家電力消費量 (GWh / year) = Consumer category of NPA: T2&T3

RGDPT: 実質 GDP 合計(2000年価格、 $10^9$ Le)

RGDPC: サービスセクター実質 GDP(2000年価格、 $10^9$ Le)

NOHHCON: 家庭需要家数

LAG1.PCONH: 前年度の家庭需要家電力消費量(GWh / year)

LAG1.PCONC: 前年度の商業需要家電力消費量 (GWh / year)

上記の計算式で求められた2008年の最大電力は、ベースケースで家庭用8.4MW、商業用6.4MWであるが、表4.5-1に示す2008年の需要家カテゴリー別の潜在最大電力は家庭用21.5MW、商業用7.33MWであり、予測結果は潜在最大電力を大きく下回っている。

このことから、近年（特に内戦以降）のGDP成長率と電力消費量との関係は変わってきていると推察される。これは、エネルギー消費形態の変化、電化製品の普及に伴い、単位当たりGDP成長に必要な電力消費量が大きくなってきている為である。従って、1965年～1984年の古いデータに基づいて作成された予測モデルは近年の電力消費に基づき補正されるべきである。

更に産業セクターはGDP成長率と電力消費量との間に関係は無い。従って産業セクターは図4.5-13「産業セクターの実質GDPとセメント生産量との比較」に示すセメント生産高GDPの弾性値に基づいて行われている。セメント工場はNPAの最も大きな需要家で、産業界の代表である建設業界の必要性に基づき製品を生産しているので、産業界の活動を代表していると言える。

ここで、上に示す電力需要予測の計算式は4.3項に示す2008年の潜在最大電力（表4.3-1）により以下の様に補正される。

表 4.5-1 2008年の潜在最大電力

T1 (Household)	21.50MW	(P1)
T2 (Small Commercial)	7.33 MW	(P2)
T3 (Institutional)	0.82 MW	(P3)
T4 (Industrial)	11.35 MW	(P4)
Load Factor	0.65 MW	(LF)

[出所] JICA 調査団

#### (1) 家庭用需要向け予測モデルの補正

- 1) 2008年家庭需要家電力使用量 =  $P1 \times LF \times 8760h \times 1/1000 = 122.42$  GWh/year
- 2)  $A_{HH}$ ; 家庭需要家電力使用量補正係数。
- 3)  $PCONH = -2.52715 + A_{HH} * (0.00262627 * RGDPT + 0.0000909638 * NOHHCON + 0.867131 * LAG1.PCONH)$
- 4) Here, assume ;  $LAG1.PCONH/PCONH = 0.95$

$$5) A_{HH} = (\text{PCONH} + 2.52715 - 0.867131 * \text{LAG1.PCONH}) / (0.00262627 * \text{RGDPT} + 0.0000909638 * \text{NOHHCON})$$

$$= 1.94376$$

## (2) 商業需要向け予測モデルの補正

- 1) 2008年商業需要家電力使用量 =  $(P2 + P3) \times \text{LF} \times 8760 \text{h} \times 1 / 1000 = 122.42 \text{ GWh/year}$
- 2)  $A_C$ ; 商業需要家電力使用量補正係数
- 3)  $\text{PCONC} = -4.18847 + A_C * 0.0103346 * \text{RGDPC} + 0.796798 * \text{LAG1.PCONC}$
- 4) Here, assume ;  $\text{LAG1.PCONC} / \text{PCONC} = 0.95$
- 5)  $A_C = (\text{PCONC} + 4.18847 - 0.796798 * \text{LAG1.PCONC}) / (0.0103346 * \text{RGDPC}) = 1.08023$

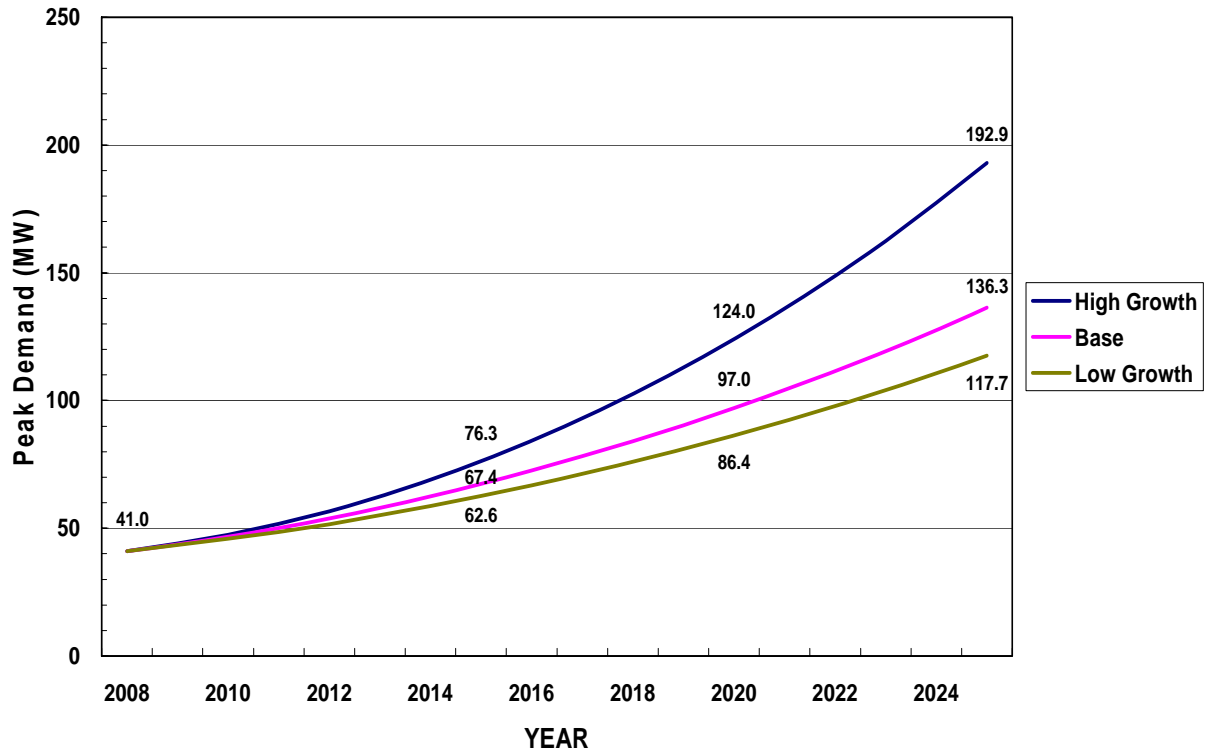
## (3) 産業需要向け予測モデルの補正

- 1)  $\text{PCEM} = \text{EXP}(-0.720742) * (\text{RGDPI})^{1.09152}$   
 Hence;  $\text{RGDPI}$ : 産業セクター実質 GDP (2000年価格、 $10^9 \text{Le}$ )  
 $\text{PCEM}$ : セメント生産高 (1000 metric tons)  
 上記数式の対数変換を行う。
- 2)  $\ln(\text{PCEM}) = -0.720742 + 1.09152 * \ln(\text{RGDPI})$   
 ここでセメント生産高と産業用電力消費量の GDP 弾性値が相似していると仮定し、
- 3)  $\ln(\text{PCONI}) = A_i + 1.09152 * \ln(\text{RGDPI})$   
 ここで、 $\text{PCONI}$ ; 産業用電力消費量 (GWh/year)
- 4) 2008年産業用電力消費量 =  $(P4) \times \text{LF} \times 8760 \text{h} \times 1 / 1000 = 64.63 \text{ GWh/year}$
- 5)  $A_i$ ; 産業用電力消費量の補正係数
- 6)  $A_i = \ln(\text{PCONI}) - 1.09152 * \ln(\text{RGDPI}) = -2.108$
- 7) 産業用電力消費量( $\text{PCONI}$ ) =  $\text{EXP}(-2.108) * \text{RGDPI}^{1.09152}$

### 4.5.2 電力需要予測の補正

2008年の潜在最大電力で補正した電力需要予測 (ベースケース、ハイケース及びローケース) の結果は以下の通りである。

(1) 補正後の電力需要予測の比較（成長のシナリオ：全ケース）

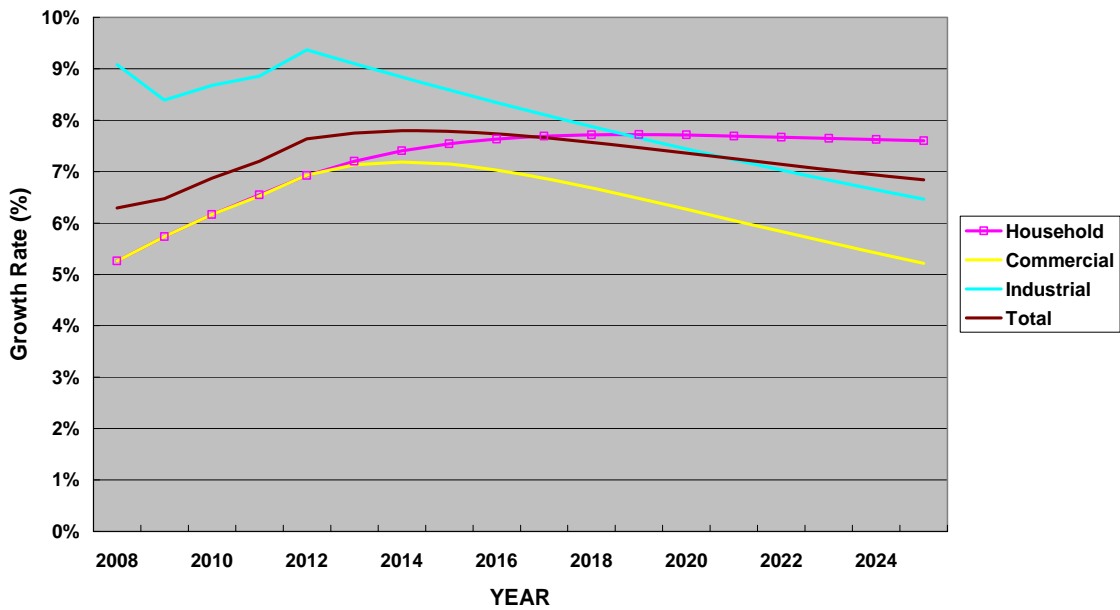


[出所] JICA 調査団

図 4.5-1 補正後の電力需要予測（成長シナリオの比較・全ケース）

(2) 補正後のベースケース

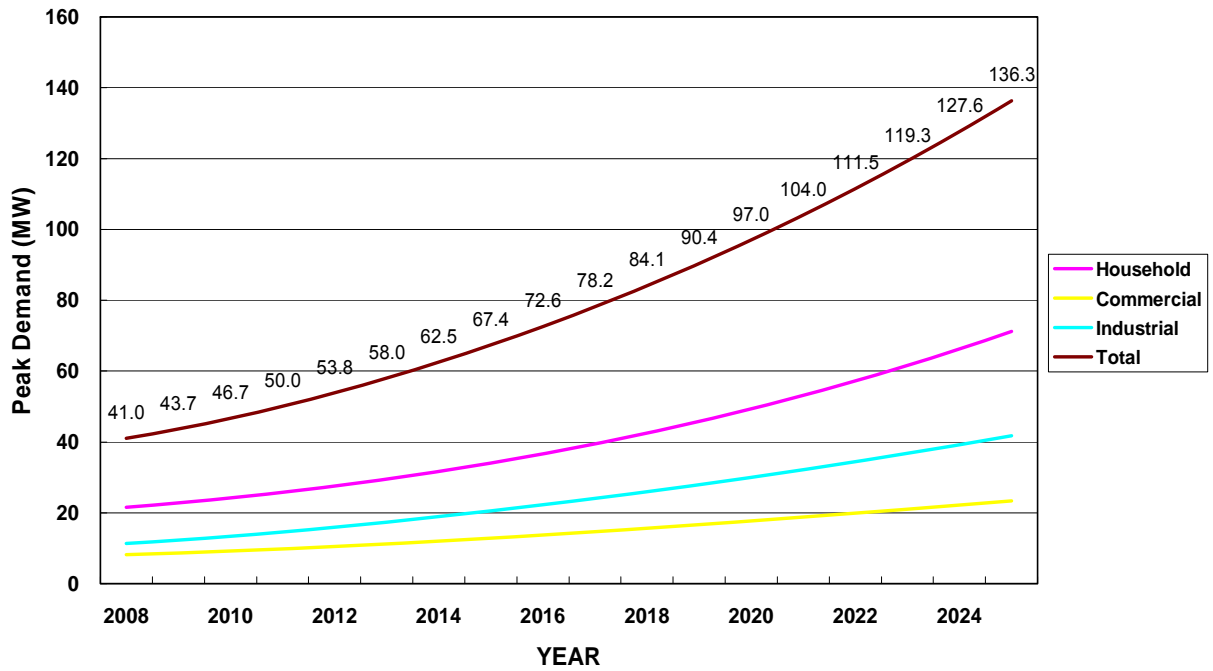
1) 最大電力成長率予測の比較（カテゴリー別）



[出所] JICA 調査団

図 4.5-2 補正後の最大電力成長率予測の比較（カテゴリー別）

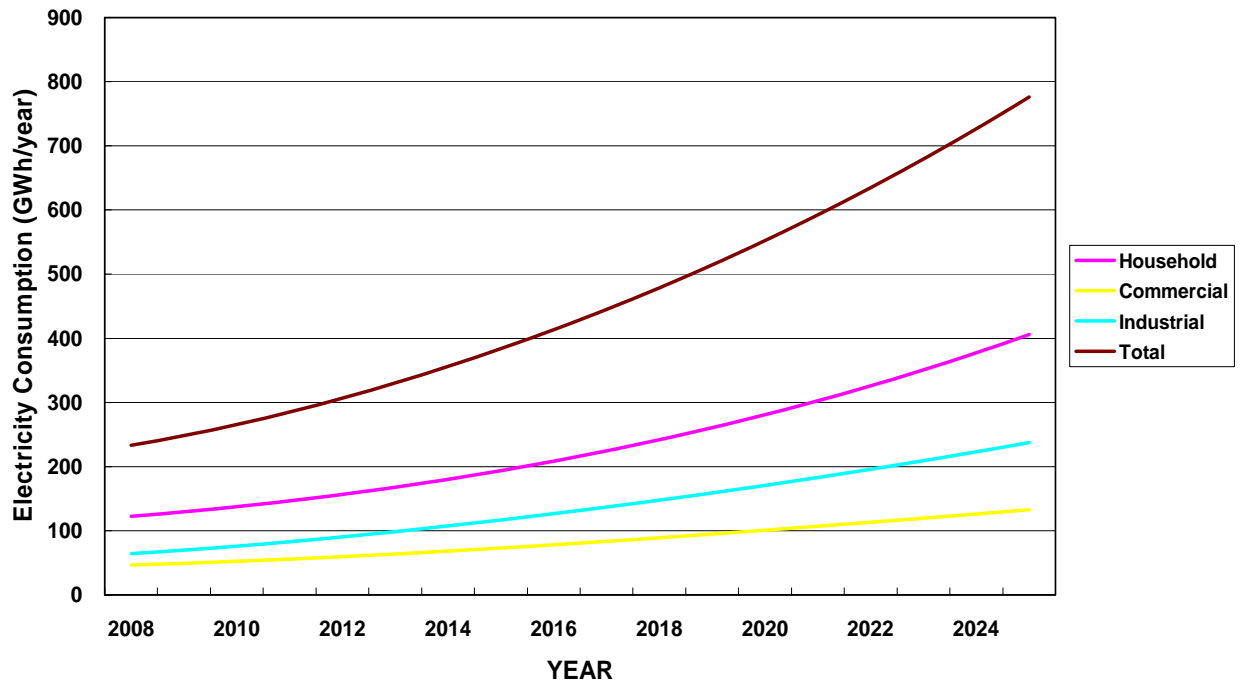
2) 最大電力(MW)の予測 (カテゴリー別)



[出所] JICA 調査団

図 4.5-3 全カテゴリー、ベースケース補正後の最大電力 (MW)

3) 電力消費量(GWh/year)の予測(カテゴリー別)



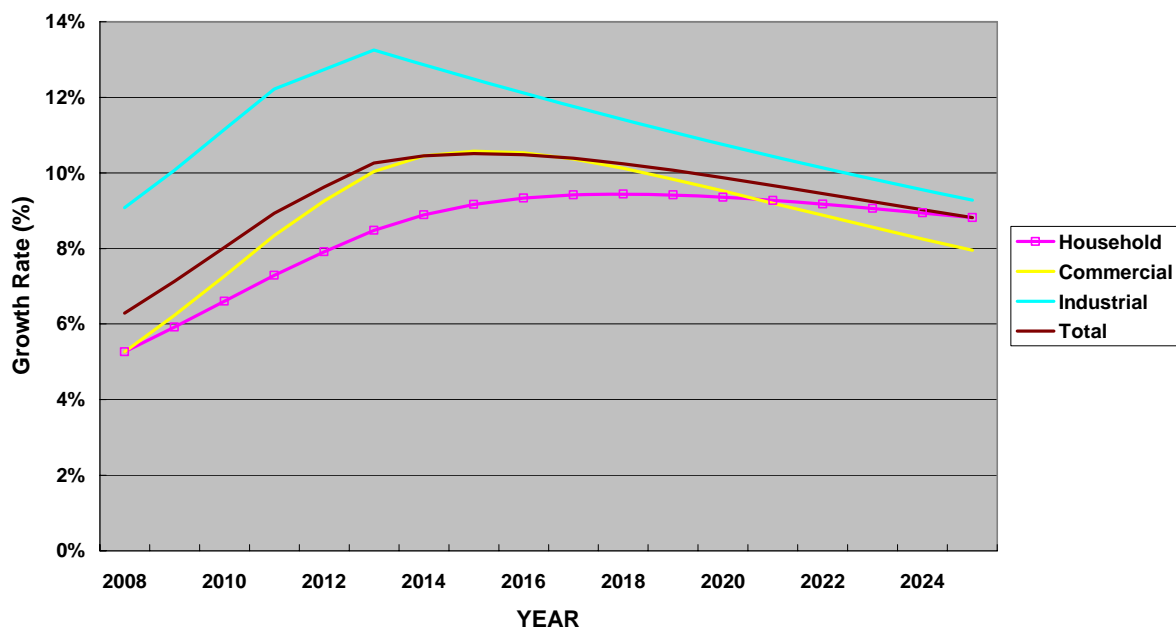
[出所] JICA 調査団

図 4.5-4 全カテゴリー、ベースケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year)



### (3) 補正後のハイケース

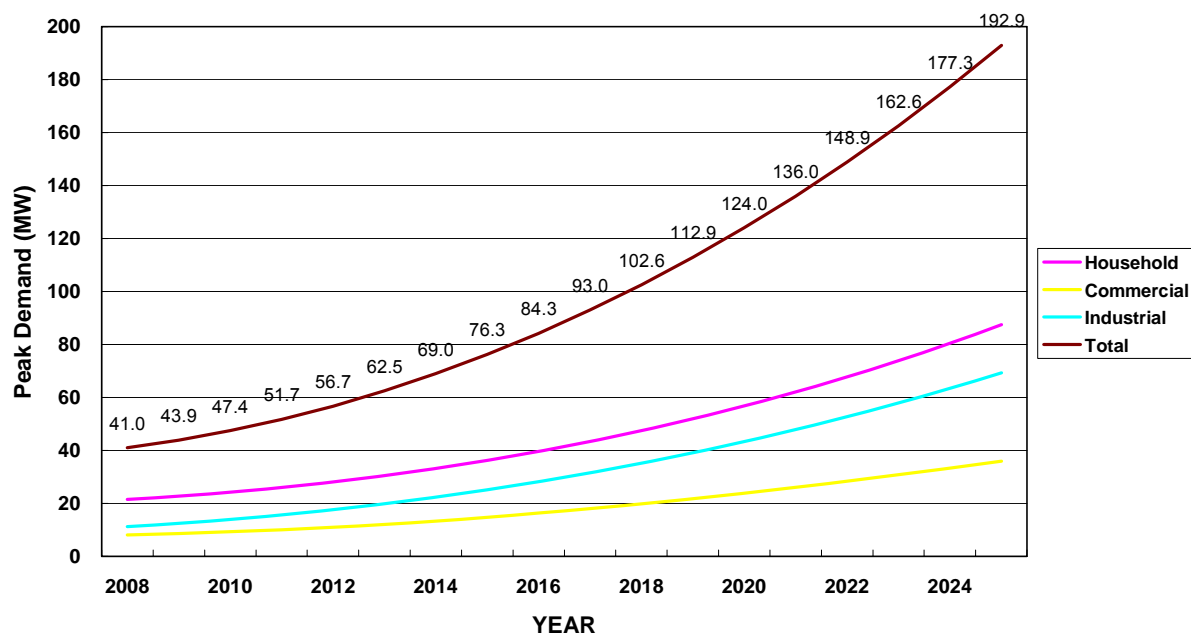
#### 1) 最大電力成長率(%/year)の予測(カテゴリー別)



[出所] JICA 調査団

図 4.5-5 全カテゴリー、ハイケース補正後の最大電力成長率 (%/year)

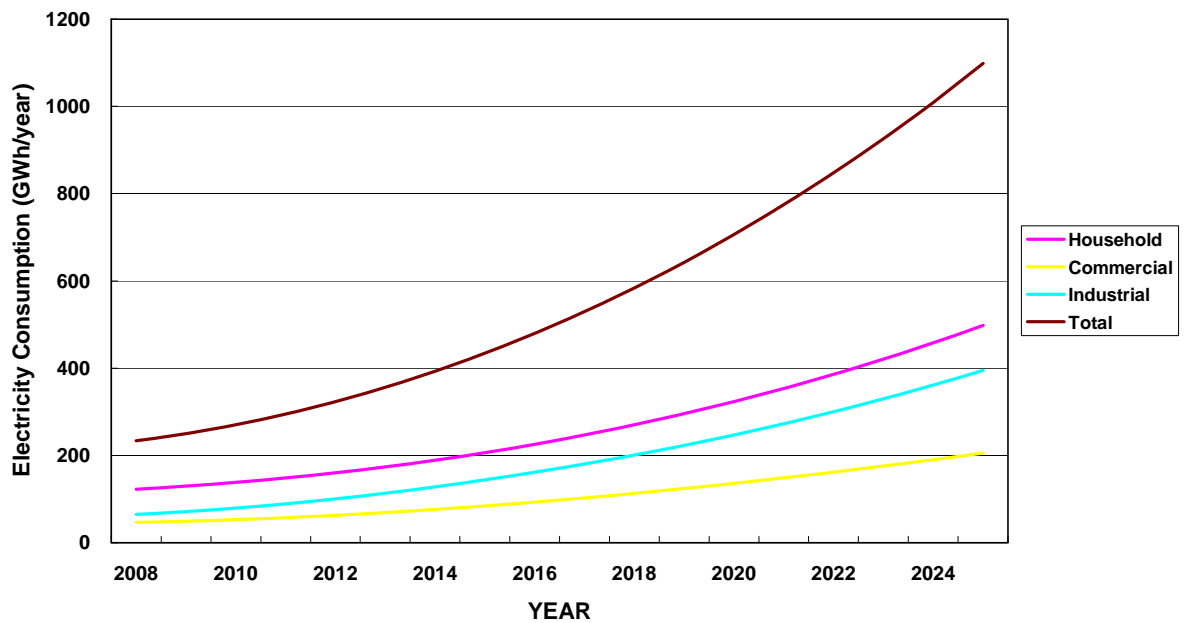
#### 2) 最大電力(MW)の予測 (カテゴリー別)



[出所] JICA 調査団

図 4.5-6 全カテゴリー、ハイケース補正後の最大電力 (MW)

3) 電力消費予測 (GWh/year)の予測 (カテゴリー別)

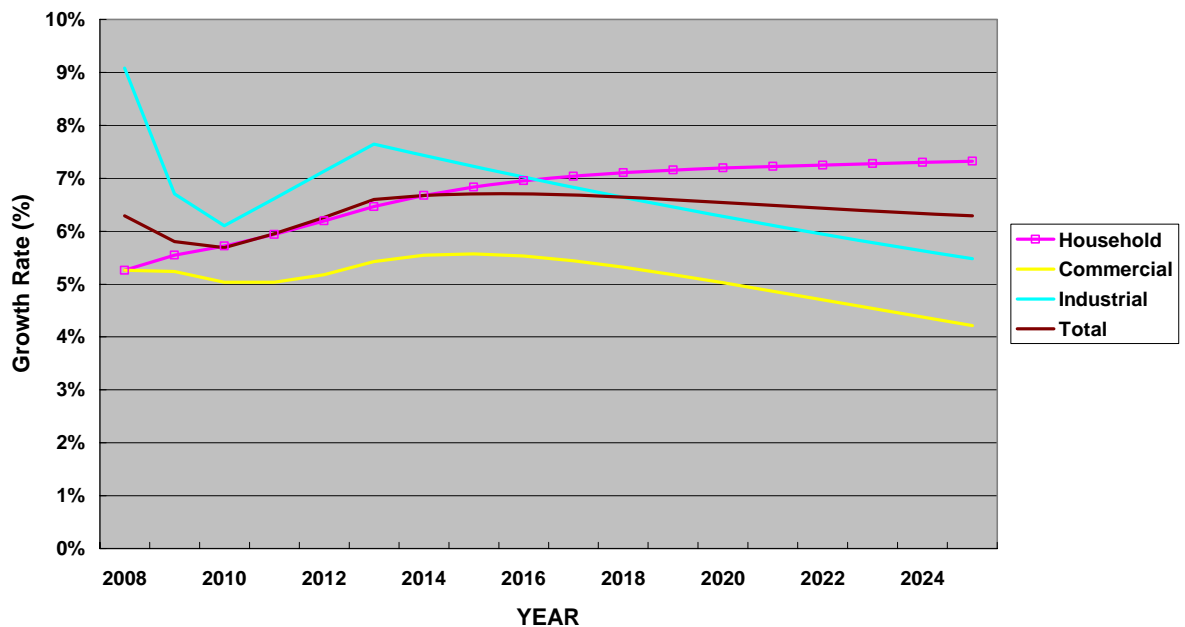


[出所] JICA 調査団

図 4.5-7 全カテゴリー、ハイケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year)

(4) 補正後のローケース

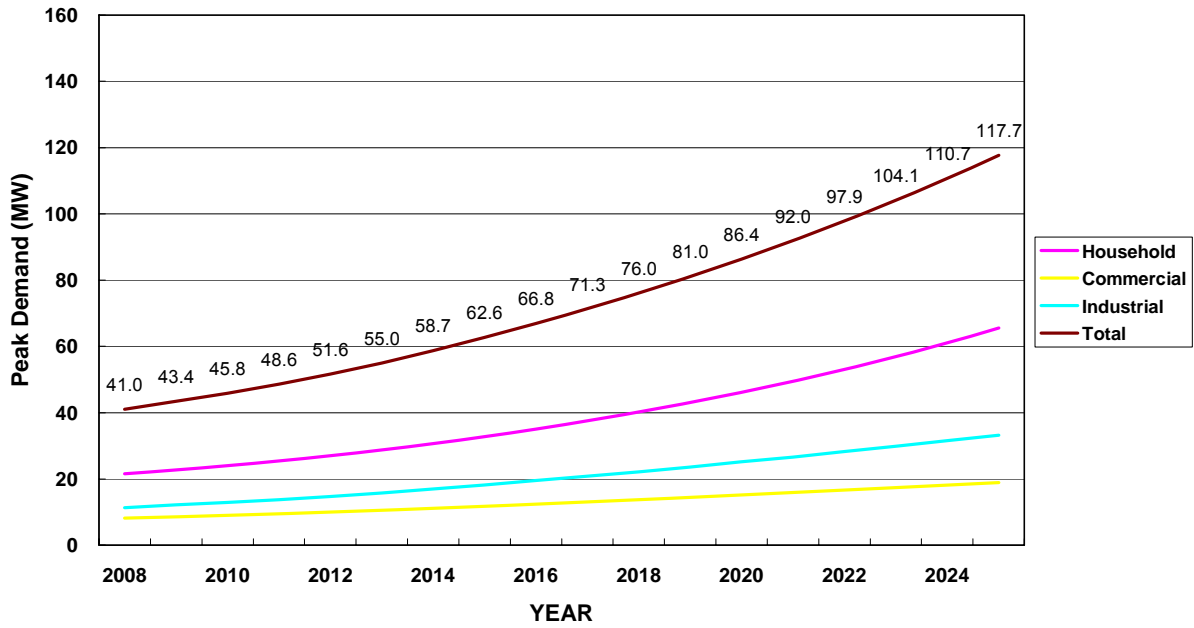
1) 最大電力成長率 (%/year) の予測 (カテゴリー別)



[出所] JICA 調査団

図 4.5-8 全カテゴリー、ローケース補正後の最大電力成長率 (%/year)

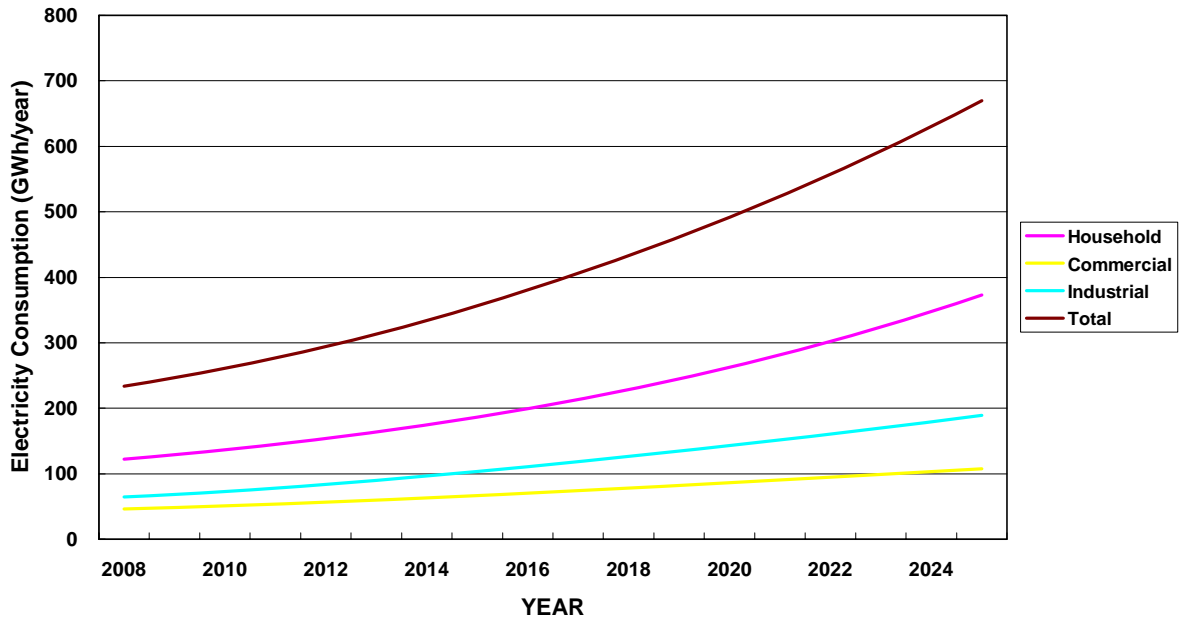
2) 最大電力 (MW) の予測 (カテゴリー別)



[出所] JICA 調査団

図 4.5-9 全カテゴリー、ローケース補正後の最大電力 (MW)

3) 電力消費量(GWh/year)の予測(カテゴリー別)



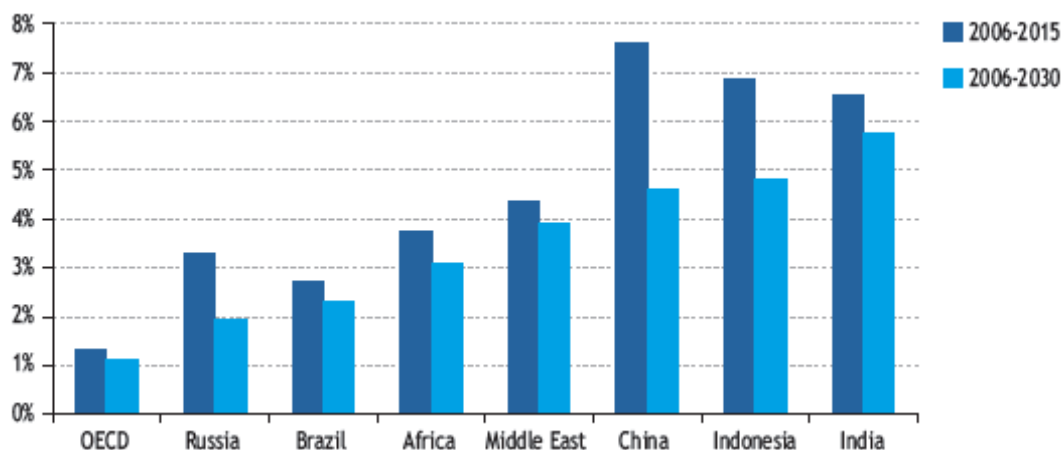
[出所] JICA 調査団

図 4.5-10 全カテゴリー、ローケースの補正後の電力消費予測 (GWh/year)

## 4.6 電力需要予測の検証

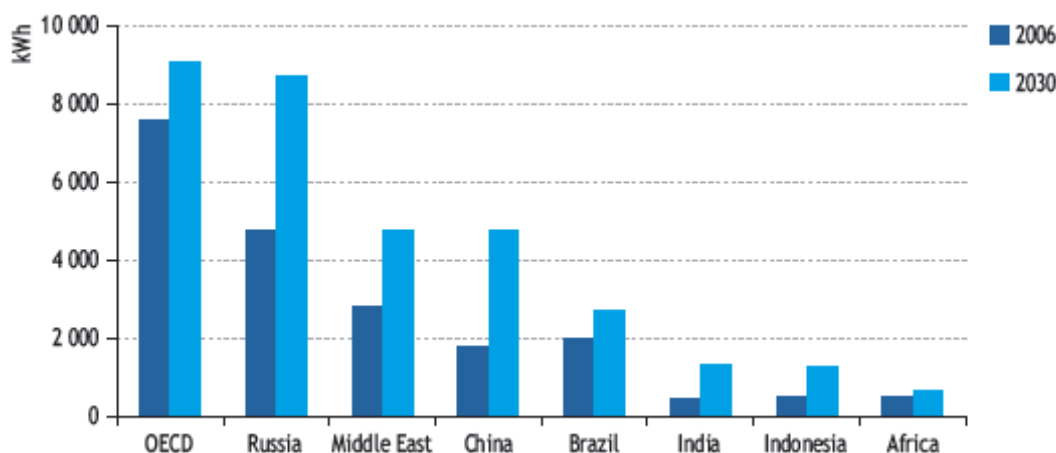
### 4.6.1 World Energy Outlook との比較

ここで、上記の電力需要予測を検証するため、IEA (International Energy Agency)が策定した "World Energy Outlook 2008"に示されている、2006年から2030年までの地域別1人当たり電力需要(図4.6-2)及び需要伸び率(図4.6-1)と調査団の予測結果を比較する。



[出所] IEA "World Energy Outlook 2008"

図 4.6-1 地域別の電力需要伸び率(2006~2030)



[出所] IEA "World Energy Outlook 2008"

図 4.6-2 地域別1人当たりの電力需要(2006~2030)

2025年のウェスタンエリアにおける電力需要の伸び率は図4.5-2に示すとおり、約6.9%と図4.6-1に示すIEAが策定したアフリカ地域の2030年の伸び率約3.1%と比較するとかなり高いが、逆にウェスタンエリアの一人当たり電力消費量は図4.5-4示す2025年の電力消費量約790GWhを予想される人口(約200万人)から換算すると394kWh/1人となり、2030年のアフリカ全体(671kWh)と比較しても約58.7%である。

従ってウェスタンエリアの電力需要は需要伸び率が高くとも、1人当たりの消費量はアフリカ全体の消費量と比較してもかなり低く、全体的には算定された電力需要予測は妥当であると評価出来る。

#### 4.6.2 WAPP マスタープランとの比較

West African Power Pool のマスタープラン報告書（2004 年 7 月）において「シ」国の 2020 年までの電力需要予測が記載されている。

表 4.6-1 に調査団と WAPP マスタープランの両者の電力需要予測結果の比較を示す。

表 4.6-1 電力需要予測結果の比較

	[MW]				
	2007	2008	2011	2015	2020
JICA 調査団 (ベースケース)	-	41	50	67.4	97
WAPP Master Plan	45	-	57	72	97

[出所] JICA 調査団及び Nexant Inc. (2004.7) “West Africa Regional Transmission Stability Study, Volume 2: Master Plan”

2015 年までの予測値に若干の差はあるものの、両者の予測結果に大きな違いは無い。