

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

要約

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。

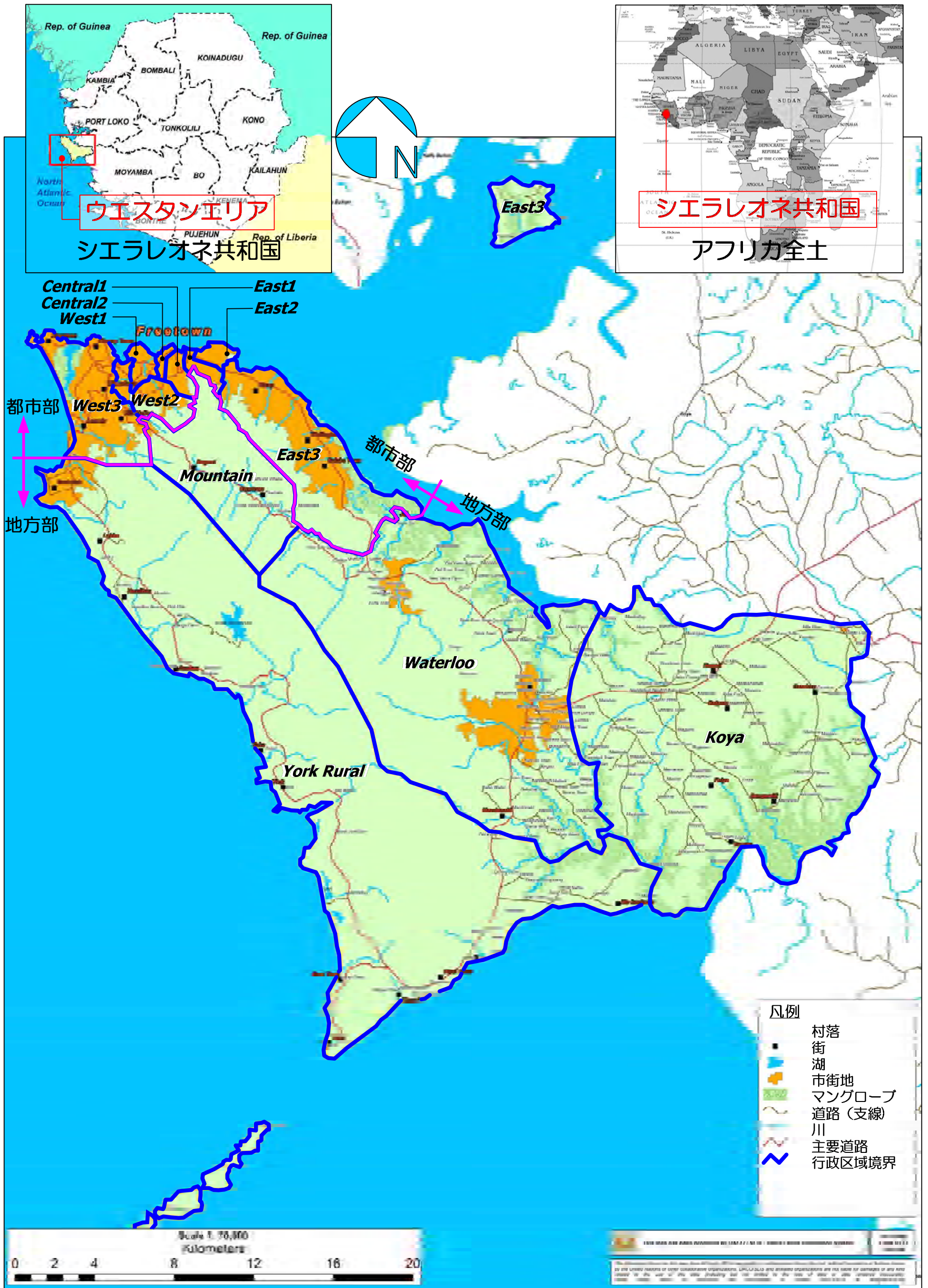
調査団は、シエラレオネ国政府及び関係機関の職員との十分な協議のもと、調査結果を基に電源開発計画、配電網更新・増強・延伸計画策定の検討、財務・経済分析、人材育成計画等を含む 2025 年までの首都圏電力供給マスタープランを本報告書に取りまとめましたのでご報告いたします。

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。

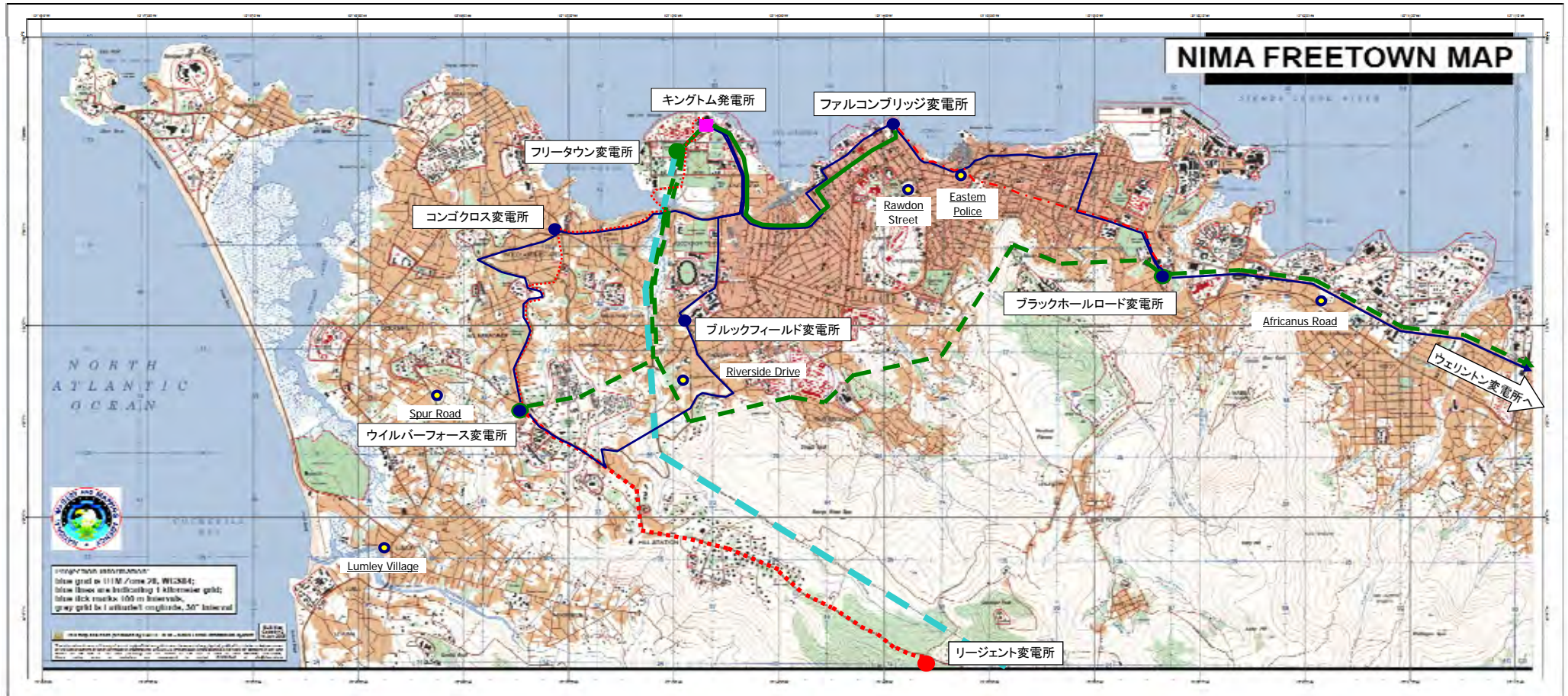
平成 21 年 9 月

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



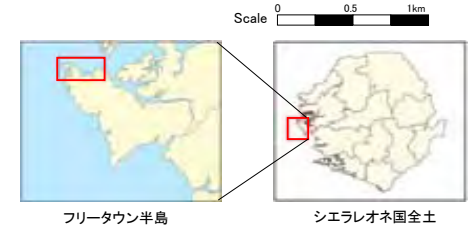
調査対象地域 (ウエスタンエリヤ)位置図

フリータウンの送配電系統



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

地図出所: 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. 電力事業の現状	2-1
2.1 電力需給状況	2-1
2.2 電源設備及び電力供給システムの現状	2-1
2.2.1 発電設備の状況	2-1
2.2.2 送配電設備の状況	2-2
2.3 電力事業収支及び経営財務状況	2-2
2.3.1 NPA の収支	2-2
2.3.2 料金	2-3
3. 電力需要予測	3-1
3.1 電力需要予測手法	3-1
3.2 経済開発政策と成長シナリオ	3-2
3.3 2008 年末の潜在的電力需要	3-3
3.4 人口増加と電化率の予測	3-3
3.5 電力需要予測の補正	3-4
3.5.1 電力需要予測モデルの補正	3-4
3.5.2 電力需要予測の補正	3-5
4. 電源開発計画	4-1
4.1 電源開発シナリオの設定	4-1
4.2 WASP-IV による最小費用開発計画の検討	4-1
4.3 電源開発計画の評価	4-8

5.	配電網更新・増強・延伸計画策定の検討	5-1
5.1	既存系統の解析	5-2
5.2	計画策定の基本方針	5-2
5.3	電力系統	5-3
5.4	系統解析	5-7
5.5	最適な配電系統	5-7
6.	環境社会配慮	6-1
6.1	電源開発計画の環境社会配慮	6-1
6.1.1	火力発電	6-3
6.1.2	水力発電	6-7
6.2	変電所・送配電線の環境社会配慮	6-11
6.2.1	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)	6-11
6.2.2	配電網の更新、増強、延伸計画	6-12
7.	財務・経済分析	7-1
7.1	NPA 料金と自家発電費用との比較	7-1
7.2	長期限界費用計算	7-2
7.2.1	長期限界費用の概念	7-2
7.2.2	長期限界費用の当プロジェクトへの適用	7-3
7.3	電力開発計画に基づく財務予測	7-3
7.3.1	予測モデルの構造	7-3
7.3.2	モデル計算結果	7-4
7.3.3	長期限界費用の考察	7-5
7.4	配電プロジェクトの財務・経済分析	7-5
7.4.1	配電プロジェクトの財務分析	7-5
7.4.2	配電プロジェクトの経済効果分析	7-9
7.4.3	配電プロジェクトの財務・経済分析に係る考察	7-13
8.	人材育成計画	8-1
8.1	技術移転項目	8-1
8.2	人材育成のスケジュール	8-5

9. 結論と提言	9-1
9.1 結論	9-1
9.1.1 電源開発計画	9-1
9.1.2 配電網更新・増強・延伸計画	9-1
9.1.3 電気料金の改定	9-2
9.2 提言	9-3
9.1.1 電源開発への民間活力導入に係る提言	9-3
9.1.2 送配電系統に係る提言	9-6
9.1.3 環境社会配慮に係る提言	9-7
9.1.3.1 今後のフェージビリティスタディーや事業実施時の留意点	9-7
9.1.3.2 NPA の社会環境配慮に向けた提言	9-7

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		
表 2-1	ウェスタンエリアの電力供給状況	2-1
表 2.3-1	NPA の損益	2-3
表 2.3-2	NPA の新旧料金	2-3
第3章		
図 3.1-1	電力需要予測のフロー	3-1
図 3.2-1	実質 GDP 成長予測	3-2
図 3.4-1	人口の推移と予想	3-3
図 3.4-2	ウェスタンエリアの一般需要家年間電化率	3-4
図 3.5-1	補正後の電力需要予測 (成長シナリオの比較・全ケース)	3-5
図 3.5-2	補正後の最大電力成長率予測の比較 (カテゴリー別)	3-5
表 3.2-1	財務経済開発省が予測した実質 GDP の成長率	3-2
第4章		
表 4.2-1	最小費用電源開発計画 (火力主体シナリオ)	4-2
表 4.2-2	電源開発費用 (火力主体シナリオ)	4-3
表 4.2-3	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)	4-4
表 4.2-4	最小費用電源開発計画 (水力主体シナリオ)	4-5
表 4.2-5	電源開発費用 (水力主体シナリオ)	4-6
表 4.2-6	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)	4-7
表 4.3-1	電源開発シナリオの経済性比較	4-8
第5章		
図 5.3-1	ウェスタンエリアの電力系統 : 2025 年	5-4
図 5.3-2	33kV 配電線のルート図 (ウェスタンエリア:2025 年)	5-5
図 5.3-3	33kV 配電線のルート図 (Urban Area : 2015/2020 年)	5-6
図 5.5-1	ウェスタンエリアの電力系統 : 2015 年	5-10
表 5.2-1	各フェーズの目標 (2015 年/2020 年/2025 年)	5-3
表 5.4-1	電力系統の開発推移	5-7
表 5.4-2	電力系統解析結果一覧	5-7
表 5.5-1	2015 年までの調相設備 (SC) 設置計画 (案)	5-7

表 5.5-2	2015 年断面における事故想定と結果	5-8
表 5.5-2	配電網更新・増強・延伸計画の概要	5-11
表 5.5-2	配電網更新・増強・延伸計画の目的と期待される成果	5-12
第 6 章		
表 6.1-1	各種電源開発方式の環境社会影響比較	6-2
表 6.1-2	火力発電（ディーゼル発電）環境社会影響評価	6-3
表 6.1-3	水力発電環境影響評価	6-7
表 6.2-1	変電所、送配電線の環境社会影響評価	6-12
第 7 章		
図 7.4-1	需要曲線	7-10
表 7.1-1	自家発電と NPA 料金との比較	7-1
表 7.3-1	財務予測モデル計算結果	7-4
表 7.4-1	Energy Consumption by Project	7-7
表 7.4-2	配電プロジェクトの財務分析結果	7-8
表 7.4-3	NPA の家庭用電気料金	7-11
表 7.4-4	家庭用の経済電気料金	7-11
表 7.4-5	NPA の商業用電気料金表	7-11
表 7.4-6	商業用の経済電気料金	7-11
表 7.4-7	配電プロジェクトの費用便益分析結果	7-12
第 8 章		
表 8.1-1	発電設備運転・保守主任技術者育成計画	8-1
表 8.1-2	電力流通設備運転・保守技術者育成計画	8-3
表 8.1-3	電力系統計画主任技術者育成計画	8-4
表 8.2-1	人材育成計画	8-6
第 9 章		
図 9.2-1	標準的 PPP 導入プロセス	9-5
図 9.2-2	PDCA サイクル	9-9
図 9.2-3	NPA 組織図（提案）	9-10
表 9.1-1	電源開発計画（水力主体シナリオ）	9-1
表 9.1-2	電源開発に係る設備投資費用	9-1
表 9.1-3	配電網更新・増強・延伸計画	9-2
表 9.1-4	電気料金改定案	9-3
表 9.2-1	PDCA サイクル	9-9
表 9.2-2	職員の TOR 案	9-10

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km²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 年間を「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。

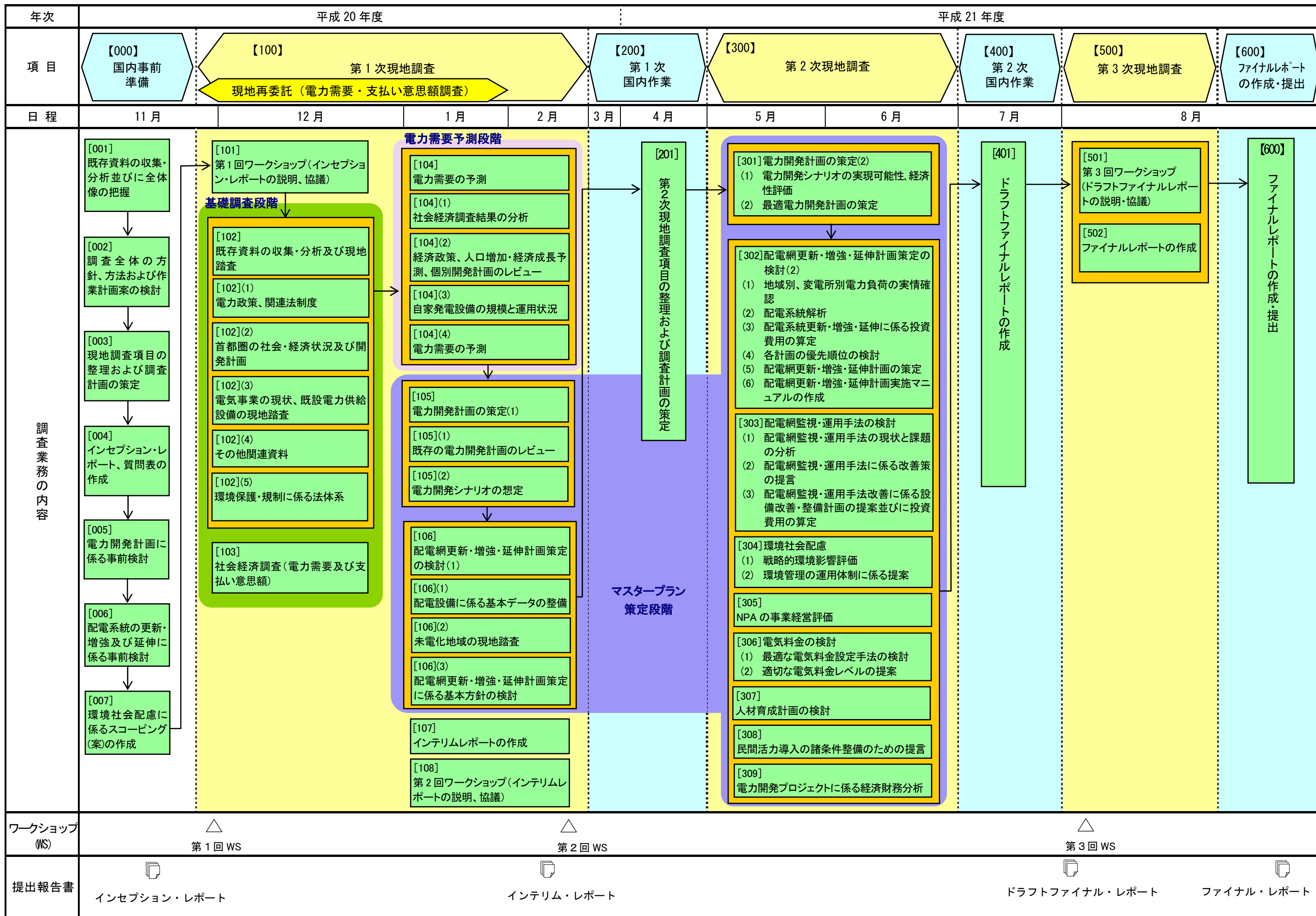


図 1.4-1 マスタープラン策定プロセス

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. 電力事業の現状

2.1 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、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 2-1 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 2-1 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

2.2 電源設備及び電力供給システムの現状

2.2.1 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。

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。

2.2.2 送配電設備の状況

NPA が運用している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。

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。従って現状では 11kV 配電線路が主要配電所間と配電用変電所を結ぶ基幹配電線として運用されている。しかしながら、これらの設備は老朽化のため事故が頻発しており、また配電容量の不足や電圧降下が大きいといった問題を抱えている。

3.3 kV 系統は 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。

ウェスタンエリアにおける配電区域は 7 つの主要配電所 (Kingtom, Falcon Bridge, Blackhall Road, Congo Cross, Brookfields, Wilberforce 及び Wellington) から配電されている。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。

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。

2.3 電力事業収支及び経営財務状況

2.3.1 NPA の収支

NPA の損益表は表 2.3-1 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 年以来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、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 2.3-1 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。

2.3.2 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。新旧の料金は表2.3-2に示すとおりである。

表 2.3-2 NPA の新旧料金

(単位: Le)

Tariff Category	Units(kWh)	Tariff		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。

3. 電力需要予測

3.1 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。

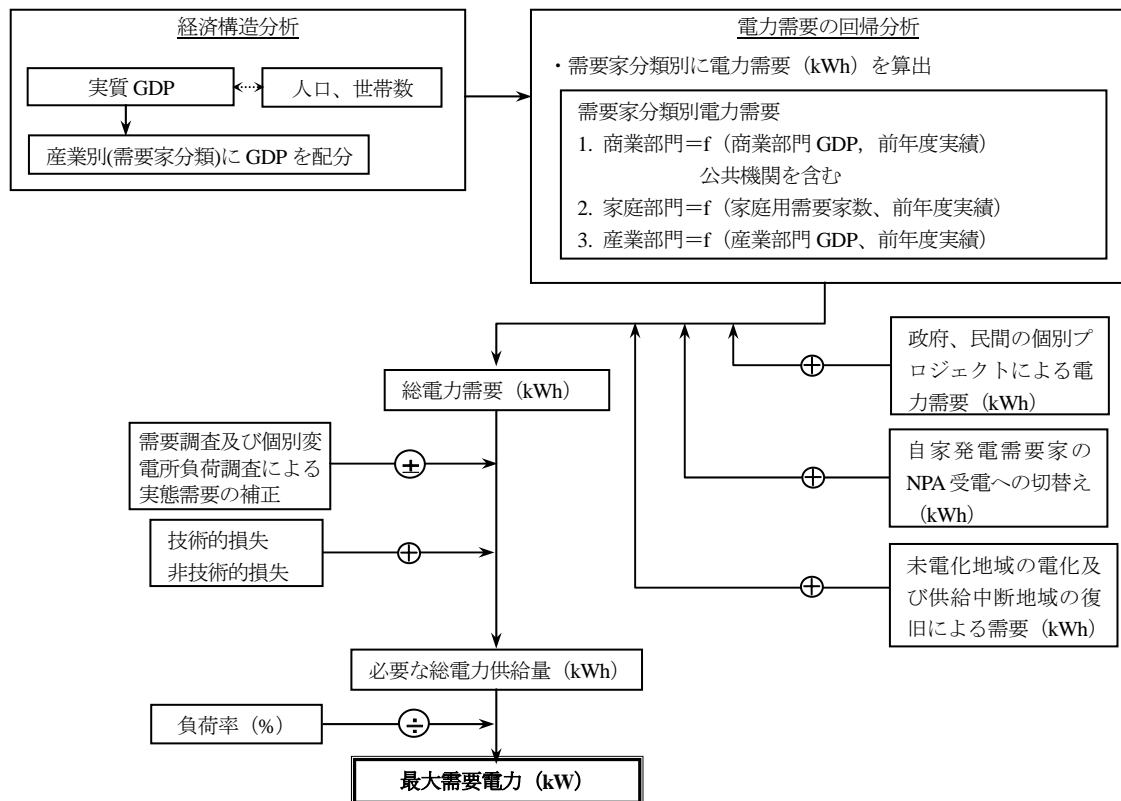


図 3.1-1 電力需要予測のフロー

3.2 経済開発政策と成長シナリオ

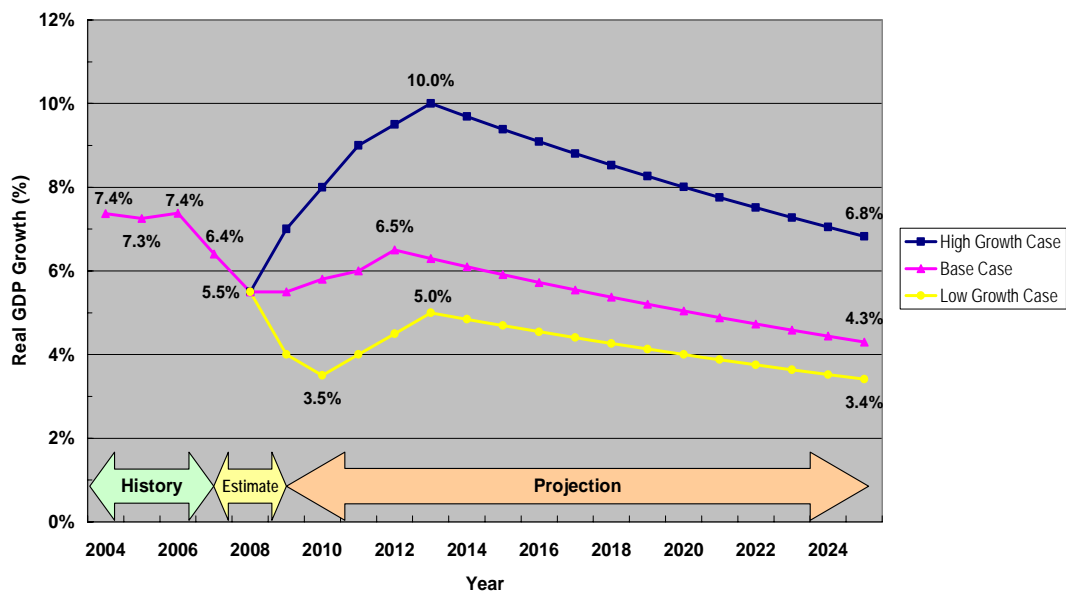
「シ」国財務経済開発省は、IMF の指導の下、2014 年までの中期的 GDP の成長率の予測を策定したが、長期的予測は策定していない。表 3.2-1 に「シ」国財務経済開発省が予測した実質 GDP 成長率を示す。

表 3.2-1 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

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 3.2-1 に示す。



[出所] 財務経済開発省及び JICA 調査団

図 3.2-1 実質 GDP 成長予測

3.3 2008 年末の潜在的電力需要

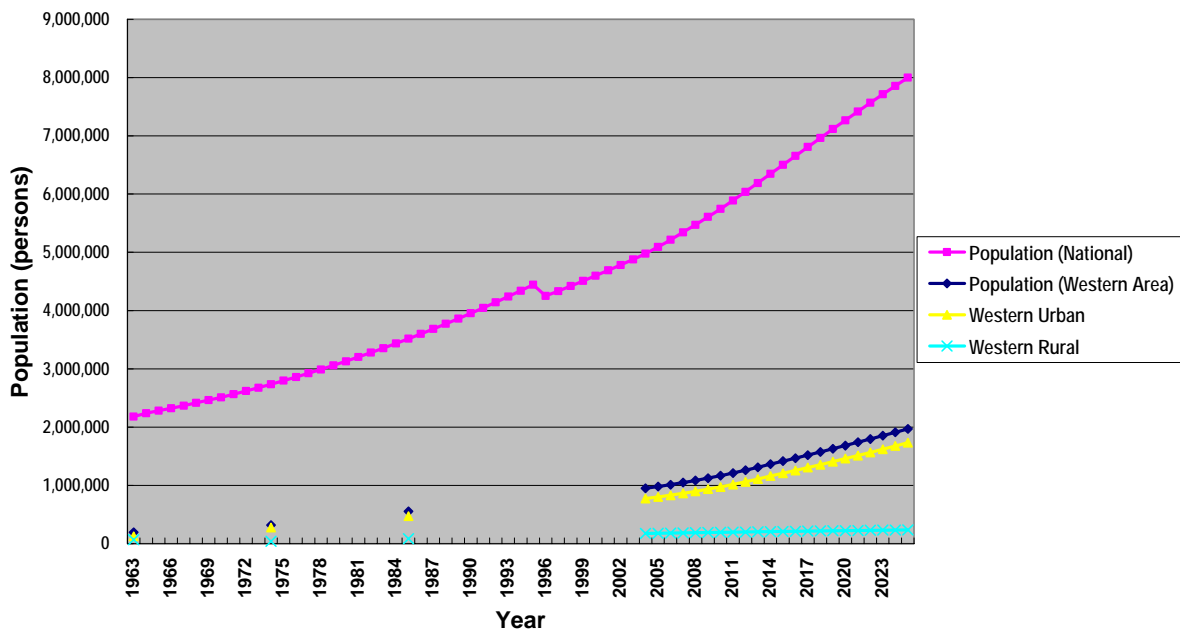
電力需要予測のためには、現在のフリータウンの潜在最大電力を推定する必要がある。従って① 需要調査の結果の解析、② 現状の一次変電所のパワーフロー、及び③ 自家発電設備と実際の電力供給力、を比較検討し、潜在的電力需要を計算した。

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システムの最大電力を約 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。

3.4 人口増加と電化率の予測

(1) 人口の推移

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 3.4-1 に示す。本人口予測を電力需要予測の基礎データとする。

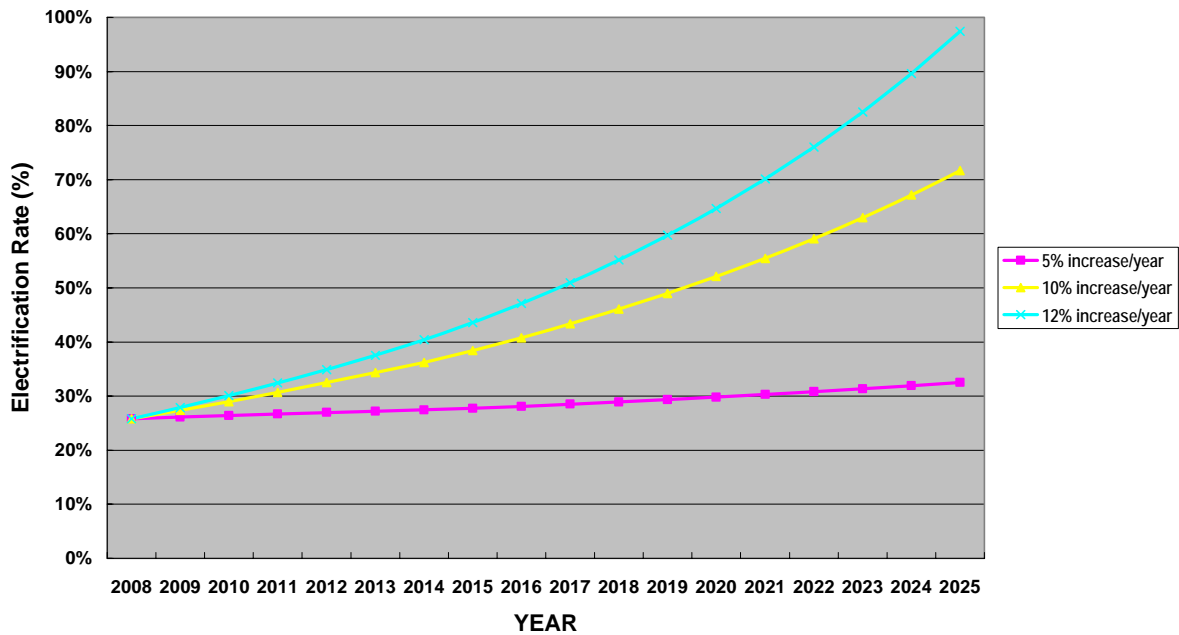


[出所] JICA 調査団

図 3.4-1 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 3.4-2 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 3.4-2 ウェスタンエリアの一般需要家年間電化率

3.5 電力需要予測の補正

3.5.1 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 8.4 MW、商業用 6.4 MW であるが、2008 年の需要家カテゴリー別の潜在最大電力は家庭用 21.5 MW、商業用 7.33 MW であり、予測結果は潜在最大電力を大きく下回っている。

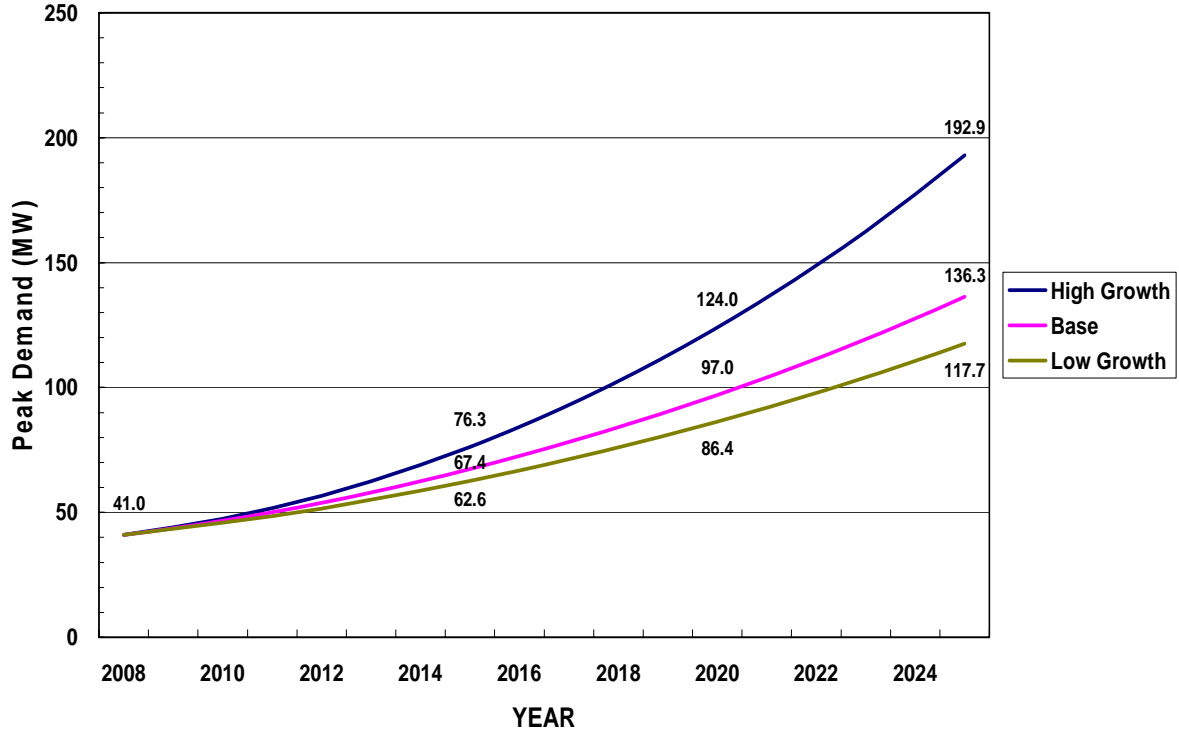
このことから、近年（特に内戦以降）の GDP 成長率と電力消費量との関係は変わってきていると推察される。これは、エネルギー消費形態の変化、電化製品の普及に伴い、単位当たり GDP 成長に必要な電力消費量が大きくなってきている為である。従って、1965 年～1984 年の古いデータに基づいて作成された予測モデルは近年の電力消費に基づき補正されるべきである。

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セメント生産高の GDP 弾性値に基づいて行われる。

3.5.2 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。

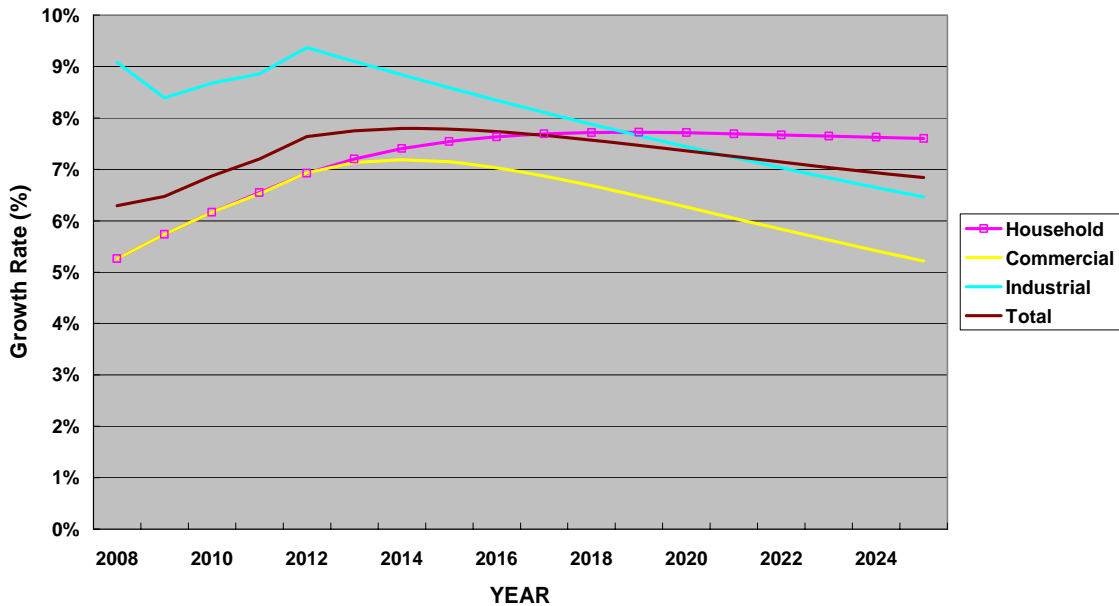
(1) 補正後の電力需要予測の比較（成長のシナリオ：全ケース）



[出所] JICA 調査団

図 3.5-1 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 {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 3.5-2 補正後の最大電力成長率予測の比較（カテゴリー別）

4. 電源開発計画

4.1 電源開発シナリオの設定

長期的な発電コストの観点からは、水力を主体として電源開発を進めることが望ましいが、資金調達、住民移転を含めた環境社会配慮等、手続きに時間を要する懸念がある。このため、2025年までの間に新たな水力開発が行われないことを想定した「火力主体シナリオ」と、Yiben-I 水力及び Yiben-II 水力を開発候補電源として加える「水力主体シナリオ」の二通りの電源開発シナリオを想定する。

(1) 火力主体シナリオ

開発候補電源は、ベースロード及びミドルロード用発電機として重油焚き低速ディーゼル（回転数 150rpm 以下）及び重油焚き中速ディーゼル（回転数 750rpm 以下）、ピークロード用発電機としてパッケージ型のディーゼル油焚き高速ディーゼル（回転数 1,500rpm 以下、プライム仕様）を想定する。

(2) 水力主体シナリオ

上述の低速、中速、高速ディーゼル発電機及び Yiben-I 水力、Yiben-II 水力を開発候補電源とする。

4.2 WASP-IV による最小費用開発計画の検討

様々な種類の電源と開発パターンを組み合わせた最小費用電源開発計画を検討するため、IAEA によって開発された電源開発計画策定ソフトウェアである WASP（Wien Automatic System Planning Package, Version 4.0.3）を使用する。WASP では、LOLP や予備力率等の制約条件の範囲で、以下の目的関数（Objective Function）が最小となる開発パターンを計算で求める。なお、将来の価格は割引率によって現在価値に換算される。

$$OF = C - SV + O\&M$$

ここで、

OF：目的関数（Objective Function）

C：建設費（Construction Cost）

SV：Salvage Value（残存簿価）

O&M：運転維持管理費（Operation & Maintenance Cost）

(1) 火力主体シナリオ

火力主体シナリオにおいて、目標とする信頼度基準（LOLP < 1.918% or 7days/year）を満足する最小費用電源開発計画を表 4.2-1 に示す。2025 年までに、高速ディーゼル 30.6 MW、中速ディーゼル 64.3 MW、低速ディーゼル 30 MW の開発が必要となる。

表 4.2-1 最小費用電源開発計画（火力主体シナリオ）

Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (MW) (15MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8.0		8.0	1.438
2017		8.0		8.0	1.240
2018		8.0		8.0	1.159
2019	3.6			3.6	1.897
2020	1.8	8.0		9.8	1.548
2021			15.0	15.0	0.843
2022	1.8			1.8	1.910
2023	3.6	8.0		11.6	1.581
2024	1.8	8.0		9.8	1.763
2025			15.0	15.0	1.188
Total	30.6	64.3	30.0	124.9	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability
Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

上記の電源開発を行った場合の、電力需給バランスを表 4.2-3 に示す。

火力主体シナリオの電源開発費用は、2025 年までの合計で約 213 百万米ドルとなる。2010 年から 2025 年までの毎年の設備投資額を表 4.2-2 に示す。高速ディーゼル発電機の耐用年数は 10 年であるため、11 年目に再投資費用を計上している。

表 4.2-2 電源開発費用（火力主体シナリオ）

[Unit: million USD, expressed in Y2009 price]

Year	Thermal Dominant Scenario				
	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (15MW/unit)	Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
2010	2.48	3.01	0.00	5.49	5.49
2011	0.00	12.03	0.00	12.03	17.52
2012	0.83	0.00	0.00	0.83	18.35
2013	2.48	0.00	0.00	2.48	20.83
2014	1.66	2.76	0.00	4.42	25.25
2015	0.83	13.80	0.00	14.63	39.87
2016	0.00	13.80	0.00	13.80	53.67
2017	0.00	13.80	0.00	13.80	67.47
2018	0.00	11.04	0.00	11.04	78.51
2019	1.66	2.76	0.00	4.42	82.93
2020	3.31	11.04	7.59	21.94	104.87
2021	0.00	0.00	30.36	30.36	135.23
2022	1.66	2.76	0.00	4.42	139.65
2023	4.14	13.80	0.00	17.94	157.59
2024	2.48	11.04	7.59	21.11	178.70
2025	0.83	2.76	30.36	33.95	212.65
Total	22.36	114.39	75.90	212.65	

[備考] 1US\$=97.28 円

[出所] JICA 調査団

表 4.2-3 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）

	Year Commissioned	Capacity (MW)	Estimate	Forecast																
				2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1. Peak Demand (MW)			41.0	43.7	46.7	50.0	53.8	58.0	62.5	67.4	72.6	78.2	84.1	90.4	97.0	104.0	111.5	119.3	127.6	136.3
Growth Rate (%)				6.5%	6.9%	7.2%	7.6%	7.8%	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.5%	7.4%	7.2%	7.1%	7.0%	6.9%	6.8%
2. Generating Capacity (MW)			17.0	30.5	55.0	61.1	62.6	67.8	71.2	76.4	83.7	91.0	98.2	101.4	110.6	124.4	125.8	136.7	145.7	159.4
2.1 Kingtom P/S			15.0	11.0	18.9	18.8	20.5	25.8	29.3	27.0	26.9	26.8	26.6	30.1	32.0	31.8	33.6	37.3	39.1	39.0
(1) Mirrieles 3	2002	6.3	(5.5)	Retire																
(2) Sulzer 4	1978	9.2	(7.0)	5.0	Retire															
(3) Sulzer 5	1980	9.2	(6.5)	5.0	Retire															
(4) Mitsubishi 6	1995	5.0	(3.5)	(3.5)	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	Retire										
(5) Caterpillar-1	2001	1.2	(1.0)	1.0	Retire															
(6) Caterpillar-2	2001	1.2	(1.0)	(1.0)	Retire															
(7) Mirrieles-2 (Eskom)	(2006)	6.9	0.0	Retire																
(8) New DEG-7 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4
(9) New DEG-8 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4
(10) Rental Power (GTG1-14)	2007	15.0	15.0																	
(11) New DEGs (high-speed)		1.8MW/unit			5.4	5.4	7.1	12.5	16.0	17.8	17.7	17.6	17.5	21.0	23.0	22.9	24.6	28.4	30.2	30.1
					1.8MWx3	1.8MWx3	1.8MWx4	1.8MWx7	1.8MWx9	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx12	1.8MWx13	1.8MWx13	1.8MWx14	1.8MWx16	1.8MWx17	1.8MWx17
2.2 Blackhall Road P/S			2.0	2.0	18.6	24.8	24.6	24.5	24.4	31.9	39.3	46.7	54.1	53.8	53.5	53.3	53.0	52.7	52.5	52.2
(1) New DEG-1 (BADEA-I)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7
(2) New DEG-2 (BADEA-II)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7
(3) IPP (Income Electric)	2008	10.0	2.0	2.0	2.0															
(4) New DEG-3 (BADEA-III)	2011	Net 8.28				8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7
(5) New DEG-4 (mid-speed)	2015	8.0								7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.2
(6) New DEG-5 (mid-speed)	2016	8.0									7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3
(7) New DEG-6 (mid-speed)	2017	8.0										7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3
(8) New DEG-7 (mid-speed)	2018	8.0											7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3
2.3 New Diesel P/S															7.6	21.8	21.7	29.2	36.6	50.7
(1) New DEG-1 (mid-speed)	2020	8.0													7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4
(2) New DEG-2 (low-speed)	2021	15.0														14.3	14.2	14.1	14.0	14.0
(3) New DEG-3 (mid-speed)	2023	8.0																7.6	7.6	7.5
(4) New DEG-4 (mid-speed)	2024	8.0																	7.6	7.6
(5) New DEG-5 (low-speed)	2025	15.0																		14.3
2.4 Bumbuna Hydroelectric P/S				17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
(1) Unit 1	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
(2) Unit 2	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
3. Power Balance (MW) (2.-1.)			-24.0	-13.2	8.3	11.0	8.8	9.8	8.6	9.0	11.1	12.8	14.1	11.0	13.6	20.4	14.3	17.4	18.1	23.1
4. Maintenance outage (MW)			1.1	5.0	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	14.3	14.2	14.1	14.0	14.3
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			15.9	25.5	46.7	52.8	54.4	59.6	63.0	68.3	75.6	82.9	90.2	93.4	102.7	110.2	111.6	122.6	131.6	145.1
6. Reserve margin (MW) (5.-1.)			-25.1	-18.2	0.0	2.8	0.6	1.6	0.5	0.9	3.0	4.8	6.1	3.1	5.7	6.1	0.1	3.3	4.1	8.8
7. Reserve margin (%) (6./1.)			-61.2%	-41.6%	0.0%	5.5%	1.1%	2.8%	0.8%	1.3%	4.2%	6.1%	7.3%	3.4%	5.9%	5.9%	0.1%	2.8%	3.2%	6.5%
8. Loss of Load Probability (%)			N/A	N/A	1.584	0.674	1.670	1.668	1.788	1.902	1.438	1.240	1.159	1.897	1.548	0.843	1.910	1.581	1.763	1.188

Source: NPA and JICA Study Team

Remarks: (1) During dry season, generating capacity of Bumbuna drops up to 17.5 MW and this number is used for calculating power balance until Yiben-I Hydro is commissioned.

(2) Derating factor of each diesel engine generator is supposed to be about 0.5 % per annum.

(3) House consumption of diesel power station is estimated to be 5%.

(4) Ex-transformer generating capacity is used in calculating power balance, i.e. house consumption is subtracted from the output at generator-end except high-speed DEGs and Blackhall Road P/S New DEG-1, 2 & 3 (net capacity).

(5) Target Number of "Loss of Load Probability" (LOLP) to be achieved in the future Western Area Power System is less than 1.918% (7days/year).

(2) 水力主体シナリオ

水力主体シナリオにおいて、目標とする信頼度基準（LOLP<1.918% or 7days/year）を満足する最小費用電源開発計画を表 4.2-4 に示す。2025 年までに高速ディーゼル 18MW、中速ディーゼル 40.3MW、Yiben-I 水力（61.5MW）の開発が必要となる。2019 年に Yiben-I が運転を開始すると一時的に供給力に余裕ができることから、ピーク用高速ディーゼルを地方の未電化地域に移設することが可能である。

表 4.2-4 最小費用電源開発計画（水力主体シナリオ）

Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)	LOLP* (%)
2010	5.4			5.4	1.584
2011		8.28		8.3	0.674
2012	1.8			1.8	1.670
2013	5.4			5.4	1.668
2014	3.6			3.6	1.788
2015	1.8	8.0		9.8	1.902
2016		8.0		8.0	1.438
2017		8.0		8.0	1.240
2018		8.0		8.0	1.159
2019	(-18.0)		61.5	61.5	<0.0005
2020				0.0	<0.0005
2021				0.0	<0.0005
2022				0.0	<0.0005
2023				0.0	0.003
2024				0.0	0.049
2025				0.0	0.475
Total	18.0	40.3	61.5	119.8	

[Remarks]

*: LOLP= Loss of Load Probability

Target LOLP<1.918% (7days/year)

[出所] JICA 調査団

上記の電源開発を行った場合の、電力需給バランスを表 4.2-6 に示す。

水力主体シナリオの電源開発費用は、2025 年までの合計で約 268 百万米ドルとなり、火力主体シナリオと比べて 55 百万米ドル多い。2010 年から 2025 年までの毎年の設備投資額を表 4.2-5 に示す。

表 4.2-5 電源開発費用（水力主体シナリオ）

[Unit: million USD, expressed in Y2009 price]

Year	Hydro Dominant Scenario				
	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (20.5MW/unit)	Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
2010	2.48	3.01		5.49	5.49
2011	0.00	12.03		12.03	17.52
2012	0.83	0.00		0.83	18.35
2013	2.48	0.00		2.48	20.83
2014	1.66	2.76		4.42	25.25
2015	0.83	13.80		14.63	39.87
2016	0.00	13.80	28.44	42.24	82.11
2017	0.00	13.80	66.35	80.15	162.26
2018	0.00	11.04	66.35	77.39	239.66
2019	0.00	0.00	28.44	28.44	268.09
2020	0.00	0.00		0.00	268.09
2021	0.00	0.00		0.00	268.09
2022	0.00	0.00		0.00	268.09
2023	0.00	0.00		0.00	268.09
2024	0.00	0.00		0.00	268.09
2025	0.00	0.00		0.00	268.09
Total	8.28	70.23	189.58	268.09	

[備考] 1US\$=97.28 円

[出所] JICA 調査団

表 4.2-6 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）

	Year Commissioned	Capacity (MW)	Estimate		Forecast																
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1. Peak Demand (MW)			41.0	43.7	46.7	50.0	53.8	58.0	62.5	67.4	72.6	78.2	84.1	90.4	97.0	104.0	111.5	119.3	127.6	136.3	
Growth Rate (%)				6.5%	6.9%	7.2%	7.6%	7.8%	7.8%	7.8%	7.7%	7.7%	7.6%	7.5%	7.4%	7.2%	7.1%	7.0%	6.9%	6.8%	
2. Generating Capacity (MW)			17.0	30.5	55.0	61.1	62.6	67.8	71.2	76.4	83.7	91.0	98.2	156.5	156.2	155.9	155.5	155.2	154.9	154.6	
2.1 Kingtom P/S			15.0	11.0	18.9	18.8	20.5	25.8	29.3	27.0	26.9	26.8	26.6	9.1	9.0	9.0	8.9	8.9	8.9	8.8	
(1) Mirreles 3	2002	6.3	(5.5)	Retire																	
(2) Sulzer 4	1978	9.2	(7.0)	5.0	Retire																
(3) Sulzer 5	1980	9.2	(6.5)	5.0	Retire																
(4) Mitsubishi 6	1995	5.0	(3.5)	(3.5)	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	Retire											
(5) Caterpillar-1	2001	1.2	(1.0)	1.0	Retire																
(6) Caterpillar-2	2001	1.2	(1.0)	(1.0)	Retire																
(7) Mirreles-2 (Eskom)	(2006)	6.9	0.0	Retire																	
(8) New DEG-7 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	
(9) New DEG-8 (Japan's Grant)	2010	5.0			4.8	4.7	4.7	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	
(10) Rental Power (GTG1-14)	2007	15.0	15.0																		
(11) New DEGs (high-speed)		1.8MW/unit			5.4	5.4	7.1	12.5	16.0	17.8	17.7	17.6	17.5	to be relocated to rural area							
					1.8MWx3	1.8MWx3	1.8MWx4	1.8MWx7	1.8MWx9	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10	1.8MWx10								
2.2 Blackhall Road P/S			2.0	2.0	18.6	24.8	24.6	24.5	24.4	31.9	39.3	46.7	54.1	53.8	53.5	53.3	53.0	52.7	52.5	52.2	
(1) New DEG-1 (BADEA-I)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7	
(2) New DEG-2 (BADEA-II)	2010	Net 8.28			8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	7.7	
(3) IPP (Income Electrix)	2008	10.0	2.0	2.0	2.0																
(4) New DEG-3 (BADEA-III)	2011	Net 8.28				8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	
(5) New DEG-4 (mid-speed)	2015	8.0								7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.2	
(6) New DEG-5 (mid-speed)	2016	8.0									7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	
(7) New DEG-6 (mid-speed)	2017	8.0										7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	
(8) New DEG-7 (mid-speed)	2018	8.0											7.6	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	
2.3 Bumbuna Hydroelectric P/S				17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	
(1) Unit 1	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
(2) Unit 2	2009	25.0		8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	
2.4 Yiben-I Hydroelectric P/S														43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	43.6	
(1) Unit 1	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
(2) Unit 2	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
(3) Unit 3	2019	20.5												14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	
3. Power Balance (MW) (2.-1.)			-24.0	-13.2	8.3	11.0	8.8	9.8	8.6	9.0	11.1	12.8	14.1	66.1	59.2	51.8	44.1	35.9	27.4	18.3	
4. Maintenance outage (MW)			1.1	5.0	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.7	
5. Firm capacity (MW) (2.-4.)			15.9	25.5	46.7	52.8	54.4	59.6	63.0	68.3	75.6	82.9	90.2	148.5	148.3	148.0	147.7	147.4	147.2	146.9	
6. Reserve margine (MW) (5.- 1.)			-25.1	-18.2	0.0	2.8	0.6	1.6	0.5	0.9	3.0	4.8	6.1	58.2	51.3	43.9	36.2	28.1	19.6	10.6	
7. Reserve margine (%) (6. / 1.)			-61.2%	-41.6%	0.0%	5.5%	1.1%	2.8%	0.8%	1.3%	4.2%	6.1%	7.3%	64.4%	52.8%	42.2%	32.5%	23.6%	15.4%	7.8%	
8. Loss of Load Probability (%)			N/A	N/A	1.584	0.674	1.670	1.668	1.788	1.902	1.438	1.240	1.159	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.049	0.475	

Source: NPA and JICA Study Team

Remarks: (1) During dry season, generating capacity of Bumbuna drops up to 17.5 MW and this number is used for calculating power balance until Yiben-I Hydro is commissioned.

(2) Derating factor of each diesel engine generator is supposed to be about 0.5 % per annum.

(3) House consumption of diesel power station is estimated to be 5%.

(4) Ex-transformer generating capacity is used in calculating power balance, i.e. house consumption is subtracted from the output at generator-end except high-speed DEGs and Blackhall Road P/S New DEG-1, 2 & 3 (net capacity).

(5) Target Number of "Loss of Load Probability" (LOLP) to be achieved in the future Western Area Power System is less than 1.918% (7days/year).

4.3 電源開発計画の評価

2025年までの電源開発投資の面では、火力主体シナリオは水力主体シナリオよりも55百万米ドル安価であったが、運転・維持管理費を含めた総合的なコストの観点からは、表4.3-1に示す通り水力主体シナリオの方が優れており、WASP-IVにて計算した2025年までの両開発シナリオの目的関数（Objective Function）を比較すると、水力開発シナリオの方が67.5百万米ドル安価となり、経済性に優れると判断される。また、6章の環境社会配慮に示す通り、適切な緩和策を行なうことで自然、社会環境への重大な影響を回避することが可能である。

このため本調査では、水力主体シナリオを「シ」国における将来の電源開発計画のベースケースとして推奨する。

表 4.3-1 電源開発シナリオの経済性比較

Year	Thermal Dominant Scenario						Hydro Dominant Scenario					
	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Low-speed Diesel (MW) (15MW/unit)	Objective*1 Function (million US\$)	Cumulative Obj. Fun. (million US\$)	LOLP*2 (%)	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Objective*1 Function (million US\$)	Cumulative Obj. Fun. (million US\$)	LOLP*2 (%)
2010	5.4			11.123	11.123	1.584	5.4			11.123	11.123	1.584
2011		8.28		9.248	20.371	0.674		8.28		9.248	20.371	0.674
2012	1.8			10.615	30.986	1.670	1.8			10.615	30.986	1.670
2013	5.4			12.643	43.629	1.668	5.4			12.643	43.629	1.668
2014	3.6			12.917	56.546	1.788	3.6			12.917	56.546	1.788
2015	1.8	8		19.843	76.389	1.902	1.8	8		19.843	76.389	1.902
2016		8		18.986	95.375	1.438		8		18.986	95.375	1.438
2017		8		18.756	114.131	1.240		8		18.756	114.131	1.240
2018		8		18.665	132.796	1.159		8		18.665	132.796	1.159
2019	3.6			15.308	148.104	1.897	(-18.0)		61.5	56.001	188.797	<0.0005
2020	1.8	8		19.085	167.189	1.548				0.611	189.408	<0.0005
2021			15	23.207	190.396	0.843				0.707	190.116	<0.0005
2022	1.8			15.899	206.295	1.910				0.985	191.101	<0.0005
2023	3.6	8		18.771	225.066	1.581				1.333	192.434	0.003
2024	1.8	8		18.407	243.473	1.763				1.674	194.108	0.049
2025			15	20.119	263.592	1.188				1.994	196.102	0.475
Total	30.6	64.3	30.0	263.592			18.0	40.3	61.5	196.102		
	124.9						119.8					

[Remarks]

*1: Objective Function = Construction Cost - Salvage Value + Operation and Maintenance Cost (expressed in Present Value as of year 2010)

*2: LOLP= Loss of Load Probability

WASP: Wien Automatic System Planning Package, an optimal power development planning software developed by IAEA

Discount Rate=10%

[備考] 1US\$=97.28 円

[出所] JICA 調査団

5. 配電網更新・増強・延伸計画策定の検討

ウェスタンエリア配電系統は設備が老朽化していることに加えて、計画的な設備更新や日常の維持管理が十分でないため、現状で既に多くの不具合を抱えている。このため、2025年までの計画期間を5年毎に区切り、短期、中期、長期の目標を設定した上で計画の策定を行う。特に、最初の5年間は緊急復旧期間と位置付け、既存の配電網の改修・更新に重点を置く。以下に、本調査の主な作業順序を示す。

① 配電系統の現状把握(5.1)
STEP-1：現状把握
■ 配電設備の現地踏査（配電設備の仕様、数量、故障有無等の情報収集）
■ 運転・維持管理状況
■ コンパクトパワーメータによる主要配電所の電力負荷、電圧、電流、力率測定等
STEP-2：配電設備データベースの作成
■ 配電設備台帳（33/11kV 配電線路、変圧器、高圧盤（RMU））作成
■ 配電網の図書（全体系統図、変電所単線図、配電設備の位置及びルートマップ）作成
STEP-3：不具合箇所の抽出
■ 配電設備台帳（機器リスト）による設備故障、不具合箇所の抽出
■ 配電設備図（単線図、ルートマップ）による機器配置、設置位置に係る不具合の抽出
■ 現状系統解析（電圧降下、損失の計算）による弱点部位の抽出
■ 対策案の予備的検討
② 基本方針の策定(5.2)
■ ウェスタンエリアの開発計画（地域開発、道路・インフラ開発、産業開発、住宅開発等）
■ 送電線国際連系計画（WAPP）
■ 現状の損傷・不具合箇所に対する改修案の検討
■ 配電網更新・拡張基準の設定
③ 需要予測と電力系統の検討(5.3)
■ 電力需要予測（ウェスタンエリア全体、主要配電所と周辺地区）
■ 2015/2020/2025年断面における将来配電網計画（案）の予備的策定
■ 系統解析結果に基づく将来配電網計画（案）の修正
④ 系統解析(5.4)
■ 系統解析範囲、条件、手順等の設定
■ 2015/2020/2025年断面における電力系統解析
④ 最適な配電系統の策定(5.5)
■ 配電網更新・増強・延伸に係る個別プロジェクトの作成
■ 配電網更新・増強・延伸プロジェクトの概算事業費算定
■ 2015年断面における最適配電系統の策定

[出所] JICA 調査団

5.1 既存系統の解析

現在の配電網は発電出力不足及び 11 kV 基幹系統に多くの不具合が生じているため、本来あるべき配電系統の条件から逸脱しているが、既存配電系統の問題点を明らかにするため、予備的に 2008 年末時点の配電系統の解析を行う。

1) 解析結果

2008 年末における Wester Area の配電系統の予備的解析結果は以下の通りである。

解析の結果、以下の不具合が明らかになった。

- ① Lakka No.2 線路で電圧降下が許容値を超えている。
- ② 電力損失が大きな値となっている。

2) 対策

上記不具合に対する対策としては下記が挙げられる。

- ① 発電所の送り出し電圧を 11.5 kV とする。
- ② 力率を 0.9 以上とする。出来れば 0.95。
- ③ 電圧降下の大きな地区では、配電用変圧器のタップを適正值に調節する。
- ④ 基幹配電線路を増設しインピーダンスを低減する。
- ⑤ 電力潮流のルートを最適（電力損失が最小となるルート）となるよう選定する。
- ⑥ 力率改善用の調相設備を設置する。

5.2 計画策定の基本方針

ウェスタンエリアにおける配電網の現状、現在の技術動向及び本計画は 2025 年までの配電系統をターゲットとしていることを考え合わせ下記 3 段階に分けて検討する。

- ・ 短期（ ～2015 年）：配電網の緊急復旧
- ・ 中期（2016～2020 年）：配電網の改修及び電化地域の拡大
- ・ 長期（2021～2025 年）：電力品質及び信頼度の向上

また、既存配電系統の弱点を克服し、安定した電力供給によるウェスタンエリア全域の生活環境の改善に資するため、計画策定の基本方針を以下の様に設定する。

- *安全で経済的な配電網の構築
- *地方電化の推進
- *最適な配電網の構築

「シ」国のエネルギー政策及び現地調査結果を考慮した各段階の目標を表 5.2-1 に示す。

表 5.2-1 各フェーズの目標 (2015 年/2020 年/2025 年)

項目	単位	2008	2015	2020	2025
電力損失	[%]	42.0	30>	20>	10>
停電時間	[時間]	>5,000	500>	50>	1>
事故件数	[回]	981	600>	300>	100>
電化率	[%]	22.9	>40	>60	>95
新規需要家数	[戸]	3,664	>56,000	>88,000	>136,000

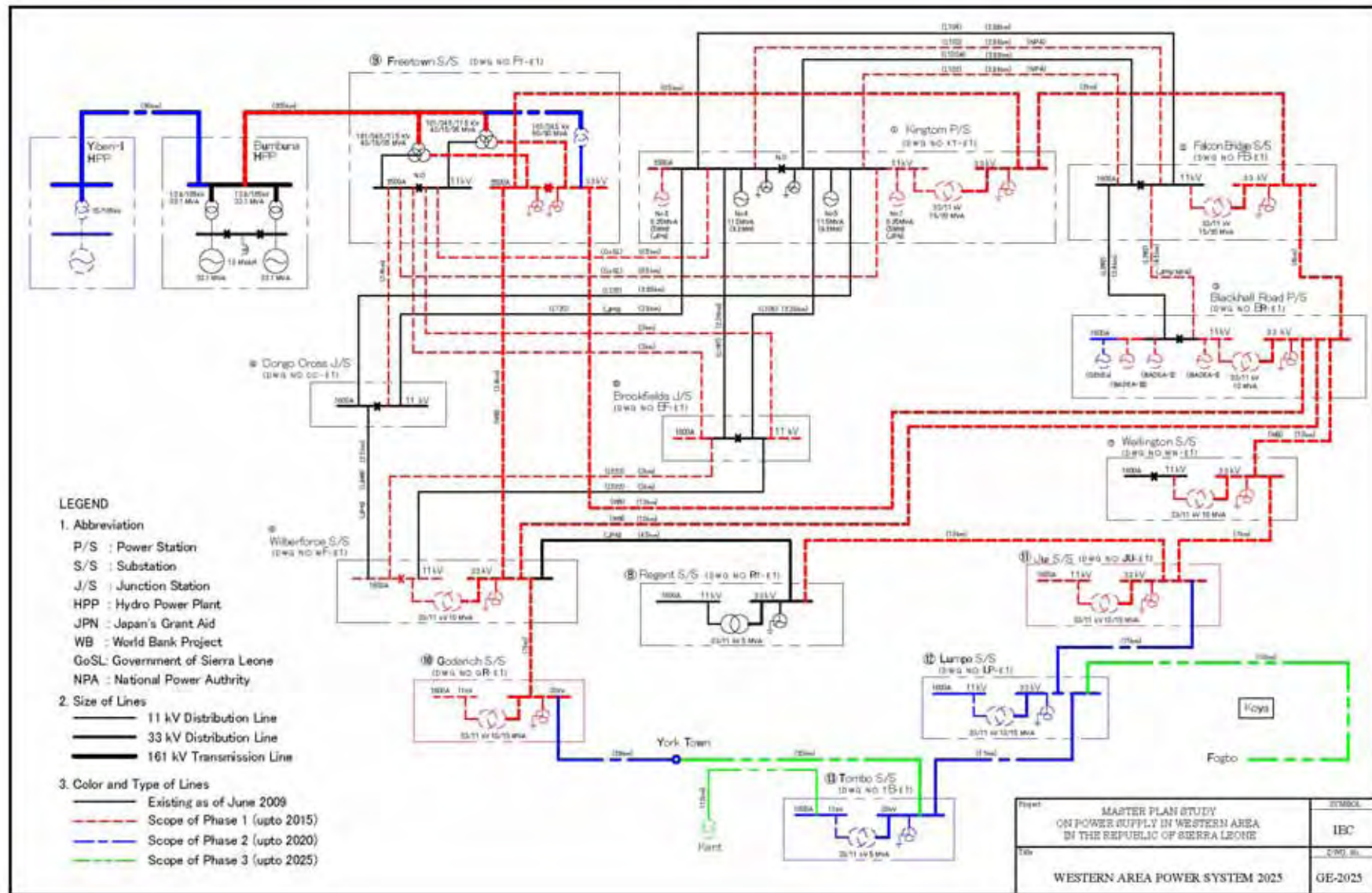
[備考]

1. 上表はウェスタンエリアのみに適用する。
2. 電力損失は配電網のみで送電線は含まない。
3. 電力損失は technical and non-technical losses を含む。

[出所] JICA 調査団

5.3 電力系統

2025 年までの各フェーズにおける予備的な 33 kV 配電系統を図 5.3-1 に、配電ルートを図 5.3-2 及び図 5.3-3 に示す。



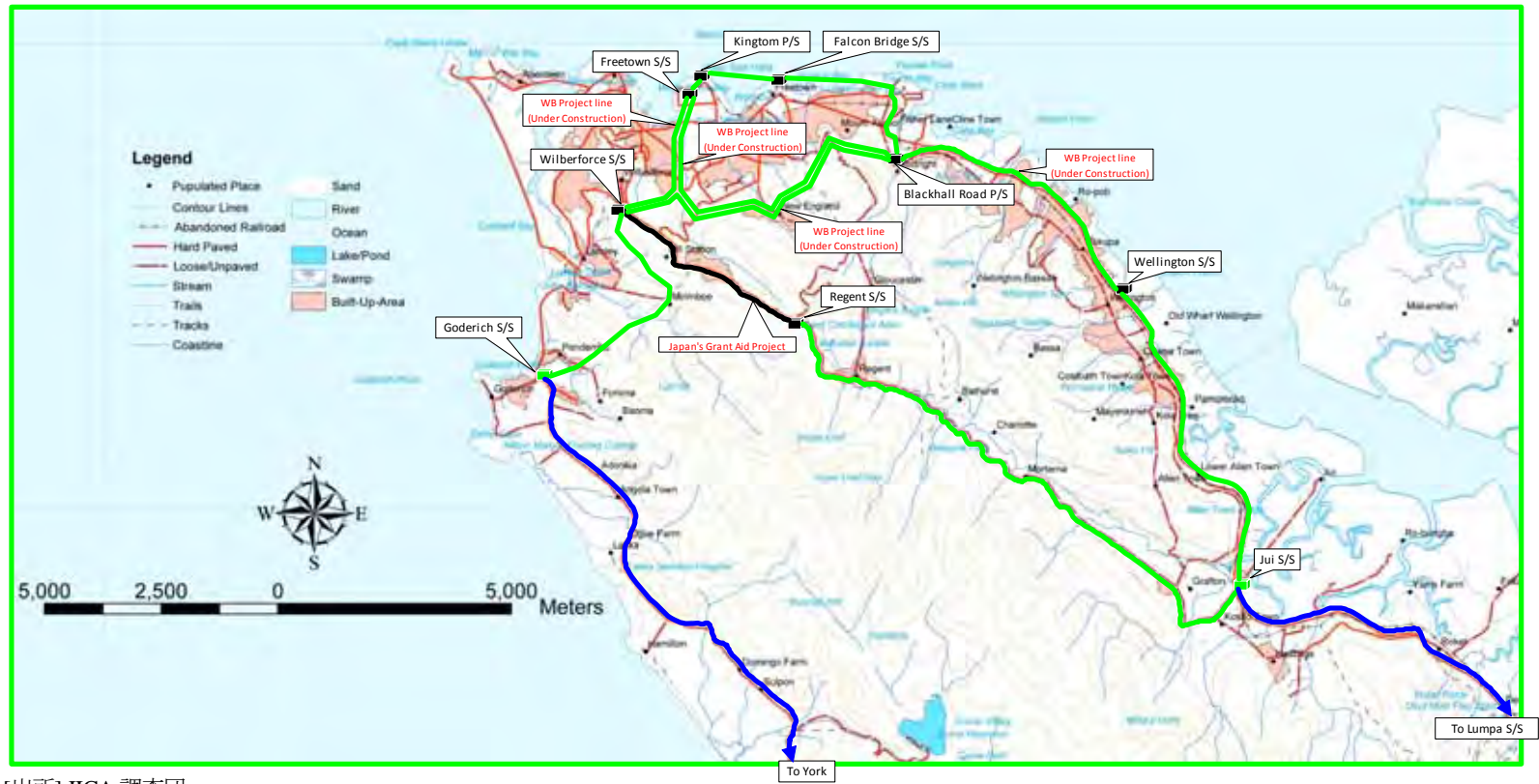
[出所] JICA 調査団

図 5.3-1 ウェスタンエリアの電力系統：2025 年



[出所] JICA 調査団

図 5.3-2 33 kV 配電線のルート図 (ウェスタンエリア:2025 年)



[出所] JICA 調査団

図 5.3-3 33 kV 配電線のルート図 (Urban Area : 2015/2020 年)

5.4 系統解析

電力系統解析を実施した結果の内、電力系統の開発推移を表 5.4-1 に、解析結果を表 5.4-2 に示す。

表 5.4-1 電力系統の開発推移

項目	単位	2015 年	2020 年	2025 年
最大需要	[MW]	67.4	97.0	136.3
11 kV 配電線数 (フィダーを除く)	[回線]	18	18	18
33 kV 配電線設備数	[回線]	11	13	14
161 kV 送電線設備数	[回線]	1	2	2
発電所数	[ヶ所]	3	4	4
発電設備容量計	[MW]	76.4	156.2	154.6
11 kV 変電所数	[ヶ所]	2	2	2
33 kV 変電所数	[ヶ所]	6	8	8
161 kV 変電所数	[ヶ所]	1	1	1

[出所] JICA 調査団

表 5.4-2 電力系統解析結果一覧

解析内容	単位	2015 年	2020 年	2025 年
①調相設備必要容量	[MVA]	36	72	114
②短絡容量抑制対策として開放する線路数	[回線]	2	5	5
③線路開放しても定格遮断電流が超過する設備数	[ヶ所]	0	1	1
④常時系統における熱容量超過設備数	[ヶ所]	0	3	7
⑤電圧低下対策が必要となる N-1 事故ケース	[ケース]	0	1	3
⑥設備が熱容量超過となる N-1 事故ケース	[ケース]	6	20	19
⑦電圧低下もしくは熱容量超過が発生する N-1 事故ケース	[ケース]	6	20	21
⑧N-1 事故発生により熱容量が超過する設備数	[ヶ所]	2	6	15

[出所] JICA 調査団

本系統解析では、2015 年に於ける調相設備設置計画(案)を検討したが、既存設備データ及び 2015 年までの将来計画等に多くの仮定条件を設けているため、2020 年以降はかなりの系統条件に変更が生じる可能性があるため、本解析ではこれらについての再計算は実施しないこととしたが、2015 年頃に新規計画がある程度確定し、かつ、最新の需要を考慮して再度解析を実施する必要がある。

5.5 最適な配電系統

系統解析結果より、2015 年における最適な配電系統は、電力需要の増加に対応すべく 33 kV 基幹配電網のループ運用が開始されるため、各配電所に表 5.5-1 に示す SC を設置する必要がある。

表 5.5-1 2015 年までの調相設備 (SC) 設置計画 (案)

変電所名	調相設備設置容量 (MVA)	設置時期
Falcon Bridge	6	2015 年まで
Brookfields	6	2015 年まで
Congo Cross	6	2015 年まで
Wilberforce	4	2015 年まで
Wellington	4	2015 年まで
Goderich	6	変電所新設時
Jui	6	変電所新設時

[出所] JICA 調査団

また、N-1 事故対策として表 5.5-2 に示すように 11 kV 配電線 (L106 及び L107) の容量不足が生じるが、これらケーブル仕様を現計画の 3c-185sq から 3c-300 sq にサイズアップすることにより対応可能である。

表 5.5-2 2015 年断面における事故想定と結果

No.	設備	事故設備	結果及び備考
1	33 kV 配電線	Kingtom~Falcon Bridge 間 L3101	熱容量超過設備無し
2		Kingtom~Freetown 間 L3903	熱容量超過設備無し
3		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L3201	熱容量超過設備無し
4		Blackhall Road~Wilberforce 間 L3301	熱容量超過設備無し
5		Blackhall Road~Wellington 間 L3302	熱容量超過設備無し
6		Blackhall Road~Freetown 間 L3902	熱容量超過設備無し
7		Wilberforce~Regent 間 L3601	熱容量超過設備無し
8		Wilberforce~Freetown 間 L3901	対策が必要
9		Wilberforce~Goderich 間 L3602	放射状系統のため対象外
10		Wellington~Jui 間 L3701	熱容量超過設備無し
11		Regent~Jui 間 L3804・L3604	熱容量超過設備無し
12		Goderich~Tombo 間 L31001	York~Tombo 未運開
13		Jui~Lumpa 間 L31101	放射状系統のため対象外
14		Lumpa~Tombo 間 L31201	放射状系統のため対象外
15	11 kV 配電線	Kingtom(A-Bus)~Falcon Bridge 間 L103	熱容量超過設備無し
16		Kingtom(A-Bus)~Falcon Bridge 間 L104	熱容量超過設備無し
17		Kingtom(B-Bus)~Falcon Bridge 間 L103A	熱容量超過設備無し
18		Kingtom(B-Bus)~Falcon Bridge 間 L102	熱容量超過設備無し
19		Kingtom(A-Bus)~Congo Cross 間 L120	線路開放中
20		Kingtom(B-Bus)~Congo Cross 間 L105	対策が必要
21		Kingtom(A-Bus)~Brookfields 間 L107	対策が必要
22		Kingtom(B-Bus)~Brookfields 間 L106	対策が必要
23		Kingtom(A-Bus)~Freetown 間 L150	熱容量超過設備無し
24		Kingtom(B-Bus)~Freetown 間 L151	熱容量超過設備無し
25		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L203	線路開放中
26		Falcon Bridge~Blackhall Road 間 L202	熱容量超過設備無し
27		Congo Cross~Wilberforce 間 L440	熱容量超過設備無し
28		Congo Cross~Freetown(A-Bus)間 L450	熱容量超過設備無し
29		Brookfields~Wilberforce 間 L523	熱容量超過設備無し
30		Brookfields~Wilberforce 間 L522	熱容量超過設備無し
31		Brookfields~Freetown(A-Bus)間 L550	対策が必要
32		Brookfields~Freetown(B-Bus)間 L551	対策が必要

[出所] JICA 調査団

ただし、事前に下記項目の検討を実施する事を推奨する。

1) 現在進行中の計画の見直し

Freetown 変電所から直接 Brookfields へ出来るだけ多くの電力供給を行うように現在計画中の Freetown 変電所と Brookfields 配電所間の 2 回線の新規基幹配電線路 (L550 及び L551) のケーブル仕様を 3c-185sq, XLPE から 1c-300sq x 3 に容量アップする。

2) Brookfields の最大電力の再検討

現在、Brookfields と Kingtom, Congo Cross, Wilberforce 及び Falcon Bridge 間に 5 回線、11 kV の Sub-trunk line があり、これらの電源分割点は経験により決定されている。従って、系統全体及び Coverage Area を考慮すると共に電力損失が最小となる地点に電源分割点を設定するよう再

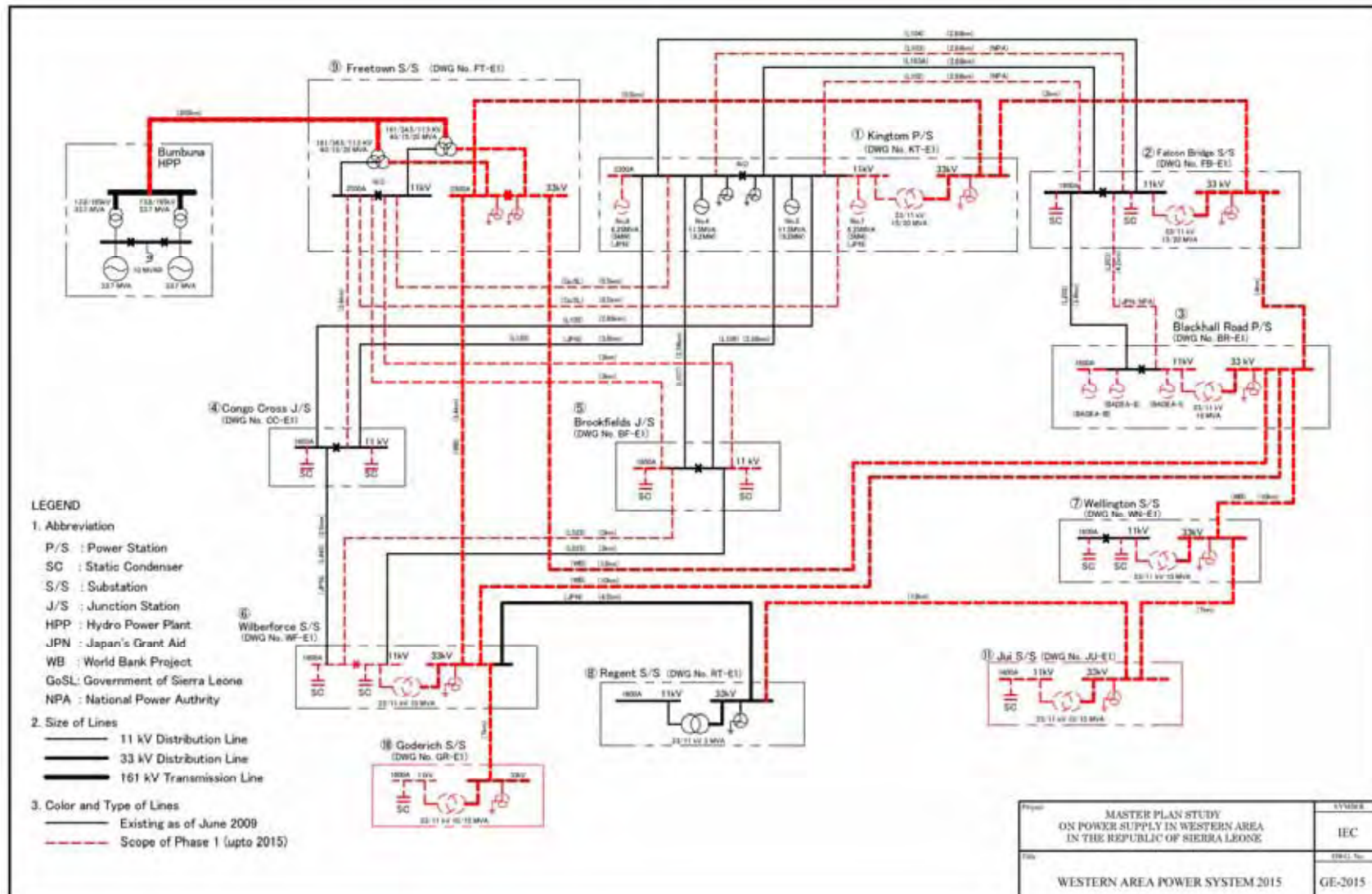
検討が必要である。これにより、Brookfields の電力需要が変わる可能性がある。

3) 既存設備の情報整備

本解析では、既存 11 kV 配電線及び発電機の仕様の一部を仮定しているが、これらを再調査し、仮定条件を少なくすると共に、現在進行中の 11 kV 及び 33 kV 配電線路並びに Kingtom 及び Brackhall Road 発電所における発電機の建設計画で設置される機器の最終仕様を確認する。

また、161 kV 送電線事故時の最大電源脱落時には、健全な発電機の運転維持及び停電範囲を最小とするために負荷制限を実施する必要がある。従って、配電システムの安定度を確保するためにも、早急に負荷制限ルールを策定すると共に、既存 11 kV 及び新設の 11 kV/ 33 kV SWGR に周波数継電器を設置し、このルールを的確に実行できるよう対応することが望まれる。

2015 年に於ける最適な配電系統図に図 5.5-1 に示す。



[出所] JICA 調査団

図 5.5-1 ウェスタンエリアの電力系統：2015 年

一方、2020年及び2025年断面における最適な配電系統図は、前述したように、未確定要素が多々あり、かつ国際連系統線の接続場所により系統が大きく変わり、仮定条件が多くなり解析が煩雑となるので、本解析では予備的な系統案を基に解析を行った。

結果、現在計画中の Freetown, Wilberforce, Brackhall Road 及び Wellington 間の 33 kV 配電線の仕様は AAAC 150sq であるが、これを AAAC 240 sq 以上とすることにより、2020年断面における線路容量不足が解決可能となる。なお、これ以外の線路容量不足については、各配電所の最大電力の見直し及び技術情報の整備並びに配電系統構成の再確認後再検討することが望ましい。なお、2020年以降では遮断容量不足が発生しているが、この対策としては 11 kV 及び 33 kV 系統の短絡容量を早急に設定し遵守することが望まれる。また、事故パターンの増加に伴い負荷制限の範囲が増加することが予想されるので、事前に十分な検討をする必要がある。

一方、ウェスタンエリアにおける配電網の電源としては、Kingtom 発電所、Brackhall Road 発電所及び Freetwon 変電所の 3カ所があるが、中央給電指令所の設立を含む最適な配電網の構築等を総合的に考え合わせると、新設の Lumpa 変電所も電源として運用することが望まれる。

以上より、図 5.3-1 に示すウェスタンエリアの電力系統：2025年において、現在進行中の計画を除いた配電網更新・増強・延伸計画の概要及び概略コストを表 5.5-3 に、各計画の目的と成果を表 5.5-4 に示す。

表 5.5-3 配電網更新・増強・延伸計画の概要

No.	プロジェクト名称	設備概要	概略コスト [10 ⁶ US\$]	目標年度
A.	Phase-I : (2010年～2015年)			
	① 11/33 kV 系統の更新と増強	<ul style="list-style-type: none"> 既存 11 kV, SWGR の更新 33 kV 設備の増強 (Kingtom 及び Blackhall Road 発電所並びに Falcon Bridge 変電所) 33 kV 配電線路の増強 (6 km) 	25.6	2012
	② 33 kV 配電線路と変電所の建設	<ul style="list-style-type: none"> 33 kV 設備の増強 (Goderich 及び Jui 変電所の建設並びに 33 kV 配電線路の建設) 33 kV 配電線路の増強 (20 km) 	35.4	2014
	③ 既存 11 kV 設備の更新	<ul style="list-style-type: none"> 配電用変圧器の更新 低圧配電線路の増強 	32	2015
B.	Phase-II : (2016年～2020年)			
	1. 33 kV 配電線路の増強	<ul style="list-style-type: none"> Lumpa 及び Tombo 変電所の建設 33 kV 配電線路の増強 (32 km) 	33.7	2017
	2. 33 kV 配電網の増強と延伸	<ul style="list-style-type: none"> 33 kV 設備の増強 (Freetown S/S に 161/33 kV 変圧器設置) 33 kV 配電線路の延伸 (Goderich 変電所から 33 kV 配電線路を York 町まで延伸：29 km) 	31.4	2020
C.	Phase-III : (2021年～2025年)			
	1. 配電網の増強と延伸	<ul style="list-style-type: none"> 11 kV 配電線路の増強 33 kV 配電線路の延伸 (36 km) 低圧配電線路の延伸 	16.3	2025

[出所] JICA 調査団

表 5.5-4 配電網更新・増強・延伸計画の目的と期待される成果

Phase	目的と概要	期待される成果
I-(1)	<p>[プロジェクト名] 11kV 配電系統の更新と 33kV 配電システムの改善</p> <p>[現状の課題] 電力需要の増加に伴い既存 11 kV 配電網では容量が不足するため、新たな 33 kV 配電網の構築が急務となっている。特にフリータウン中心部の Falcon Bridge, Brackhall Road, Wilberforce 及び Brookfields 地区は電力需要が大きく伸びることが予想されており、これら地区への 33 kV 配電線路の増強が重要課題として位置づけられている。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要] Falcon Bridge 変電所はフリータウン中心部への電力供給を担う重要な施設であることから、Kingtom 発電所及び Blackhall Road 発電所と同変電所を結ぶ 33 kV 配電線路を新設し、Falcon Bridge 変電所に 33/11kV 変電設備を設置することで、フリータウン中心部への安定した電力供給を確保する。</p> <p>更に、既存変電所及び配電所に設置されている 11 kV 高圧盤の保護装置、計測装置を更新することで、事故区間の最小化を図ると共に、将来の需要予測に必要な負荷データの収集を確実に実施できるように考慮する。</p>	<p>電力供給の確保及び故障区間の最小化並びに電力損失の低減が期待できる。</p>
I-(2)	<p>[プロジェクト名] Goderich と Jui 地区の 33 kV 系統の建設</p> <p>[現状の課題] フリータウン東部の Jui 地区は今後の需要増加が見込まれており、西部の Goderich 地区は電圧降下、配電容量不足といった問題を抱えている。特に、Goderich 地区では電圧降下が顕著であり、Wilberforce 変電所からの電力供給は 11 kV、1 回線のみで配電容量が不足状態しているため、多くの一般需要家が未接続の状況である。また、Goderich 地区から南方の Sussex 及び York 間の海岸沿いは開発計画が進行中で、将来の需要増加が見込まれている。</p> <p>更に、フリータウンの配電系統はループ系統となっておらず、一部の線路では事故が発生すれば事故点から先が全て停電する事態となっている。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要]</p> <ol style="list-style-type: none"> 小規模工業及び一般需要家の増加が見込まれる Jui 地区に 33 kV 変電所を建設し、Wilberforce, Jui 及び Regent 変電所間を 33 kV 系統で連系する。これにより、既存配電所である Kingtom, Falconbridge, Brackhall Road, Wellington, Regent, Wilberforce, Freetown 及び新設 Jui 変電所の計 8 ヶ所が 33 kV のループ配電系統で連系されることとなり、配電網の信頼性が向上する。 Goderich 地区に 33 kV 変電所を建設し、Wilberforce 変電所と 33 kV 配電線路で連系する。これにより、同地区への十分な配電容量が確保される。また、Goderich 変電所は、将来 Sussex, York 方面へ 33kV 配電線を延伸する際の拠点となる。 	<p>33 kV ループ系統の構築により電力供給の信頼性が向上し、品質の良い電力供給が達成される。</p> <p>(ループ系統では、ある線路で事故が発生しても、事故点を迂回して電力供給を行えるという利点を有する)</p>

Phase	目的と概要	期待される成果
I-(3)	<p>[プロジェクト名] 11 kV 系統の更新</p> <p>[現状の課題] 既存の配電用変圧器及び高圧配電盤は老朽化しているため突発的な事故が発生し、これに伴い停電が日常的に発生している。</p> <p>[プロジェクトの目的と概要] 上述の問題を解消し、安全で安定した電力供給を確保するために、老朽化した製造後 30 年以上の変圧器及び高圧配電盤を更新し、かつ、適切な変圧器保護を構築することで、配電網の信頼性を向上させる。また、Goderich 及び Jui 地区の低圧配電線路の増強を行うことにより電圧降下、過負荷問題を解消し、合わせて電力損失の低減を行う。</p>	<p>安定した電力供給が確保され電力損失の低減が期待できる。</p>
II-(1)	<p>[プロジェクト名] Lumpa と Tombo 地区の 33 kV 系統の建設</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] Waterloo、York 及び Koya 地域の需要増加に見合った配電網を構築するため Lumpa 及び Tombo 地域に 33 kV 変電所を新設し、Jui、Lumpa 及び Tombo 間に 33 kV 配電線路を建設する。 なお、これら新設変電所は将来の地方電化の促進に係るベースとなるように配慮する。</p>	<p>安定した電力供給が確保され地方電化の促進が期待できる。</p>
II-(2)	<p>[プロジェクト名] 33 kV 系統の増強と配電網の更新</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] Western Area の需要増加に伴いブンブナ水力とフリータウンを結ぶ 161 kV 送電線からの受電容量が不足するため、Freetown 変電所に 161/33 kV 変圧器を設置することにより 33 kV 系統の容量を増加させる。 一方、各種開発計画が検討されている Sussex 及び York 町の海岸沿いの電化を促進するため、Goderich から 33 kV 配電線路を York 町まで延伸し、33 kV/400V の配電用変圧器を設置し、海岸地域の電化を促進する。</p>	<p>33 kV 配電系統に必要な容量が確保され安定した電力供給が期待できると共に地方電化が促進される。</p>
III-(1)	<p>[プロジェクト名] 配電網の延伸</p> <p>[プロジェクトの目的及び概要] 緊急時における 33 kV 系統の電力融通性を確立し、停電地区の最小化を図るために、Wilberforce、Regent、Jui、Lumpa、Tombo、York 及び Goderich 間に 33 kV の Link を構築する。 また、York と Tombo 間及び Lumpa と Fogbo 間に 33 kV 配電線路を建設し電化の促進を図る。これら地域は比較的広い地域に負荷が分散しており負荷密度が低いいため、配電用変圧器は 33 kV から直接 400 V に降圧する変圧器を採用し、電圧問題の発生及び電力損失の低減を図る。</p>	<p>地方電化が促進される。</p>

[出所] JICA 調査団

6. 環境社会配慮

6.1 電源開発計画の環境社会配慮

このマスタープランでは、電源開発計画と配電網の更新・増強・延伸計画に対する環境社会配慮が求められる。

電源開発には各種の方式があるが、各方式の環境社会影響は次表の通りである。

表 6.1-1 各種電源開発方式の環境社会影響比較

影響項目		水力発電			火力発電					風力 発電	太陽光 発電
		ダム式	流れ込 み式	小水力	汽力発電			内燃力発電			
					石炭	石油	ガス	ガス タービン	ディー ゼル		
社会環境	非自発的住民移転	A	B	C	B	B	B	B	B	B	C
	地域経済・雇用・生計	A	B	C	B	B	B	C	C	C	C
	土地利用や地域資源利用	A	B	B	B	B	B	B	B	B	B
	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	貧困層・先住民・少数民族	A	B	B	B	B	B	C	C	C	C
	被害と便益の偏在	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	文化遺産	B	C	C	B	B	B	C	C	C	C
	地域内の利害対立	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	水利権・共有	A	B	C	B	B	B	C	C	C	C
	公衆衛生	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C
感染症	B	C	C	C	C	C	C	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	A	B	C	C	C	C	C	C	C	C
	土壌浸食	B	C	C	B	B	B	B	B	C	C
	地下水	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	水文地質学上の状況	A	B	C	C	C	C	C	C	C	C
	沿岸地帯	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	動物・植物・生物多様性	A	B	C	B	B	B	B	B	B	C
	気象	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	景観	A	B	C	B	B	B	B	B	B	B
公害	地球温暖化	C	C	C	A	B	B	B	B	C	C
	大気汚染	C	C	C	A	B	B	B	B	C	C
	水質汚染	A	B	C	A	A	A	C	C	C	C
	土壌汚染	C	C	C	B	B	B	B	B	C	C
	廃棄物	B	B	C	B	B	C	B	B	C	C
	騒音・振動	B	B	C	B	B	B	B	B	B	C
	地盤沈下	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
	悪臭	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
水底沈殿物	A	B	C	C	C	C	C	C	C	C	
事故	B	B	C	B	B	B	B	B	C	C	
評価	A ：重大な影響が予期される B ：ある程度の影響が予期される C ：影響が最小限又はほとんど無い										

[出所] JICA 調査団

太陽光や風力などのクリーンエネルギーによる発電は環境影響を抑えることができるが、天候に左右される。そのため、大幅な電力不足の状態にあるウエスタンエリアで、近い将来の最適な選択肢とはならない。緊急段階においては、安定かつ信頼できる電力供給が必要である。そのため、本調査団は水力と火力発電の2方式を提案する。

6.1.1 火力発電

上記の5方式火力発電を比較すると、ディーゼル発電の環境影響は他方式に比較し、小さいといえるであろう。更に、ディーゼル発電は運転と維持管理という観点からすると一番扱いやすい。NPAにはディーゼル発電を扱った経験しかないことを考慮すると、ディーゼル発電が最適な選択肢であると考えられるため、ディーゼル発電を提案する。本マスタープランでは、キングトム発電所に加え、新発電所としてブラックホール変電所を使用することを計画する。なぜならば、新たな場所に新発電所を建設することによる環境社会影響の発生を防ぐためである。しかし、「火力発電主体シナリオ」が選択される場合には、新発電所建設が必要となる。

(1) 環境社会影響評価

対象地域の自然環境と社会環境を考慮し、既存火力発電所の現状も鑑みた、火力発電（ディーゼル発電）による環境社会影響評価は下表の通りである。

表 6.1-2 火力発電（ディーゼル発電）環境社会影響評価

評価項目		評価結果			予測される環境社会影響
		全体	建設工事中	運転開始後	
社会環境	非自発的住民移転	B	B	C	新発電所の建設は新たな土地を取得する可能性がある
	地域経済・雇用・生計	C	C	C	
	土地利用や地域資源利用	B	B	C	新発電所用の土地取得により土地利用が変化する可能性がある
	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	C	C	C	
	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	
	貧困層・先住民・少数民族	C	C	C	
	被害と便益の偏在	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	ウエスタンエリアに文化遺産はあるが、ほとんどはモニュメントなど小型のものである
	地域内の利害対立	C	C	C	
	水利権・共有	C	C	C	
	公衆衛生	C	C	C	
	感染症	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土壌浸食	B	B	C	新発電所建設と発電機設置のための用地整備により土壌浸食の可能性はある
	地下水	C	C	C	
	水文地質学上の状況	C	C	C	

評価項目	評価結果			予測される環境社会影響	
	全体	建設工事中	運転開始後		
沿岸地帯	B	B	B	新発電所が海岸地域やマングローブ林の近くに位置する場合、必要な付帯設備を設置しなければ、近辺を汚染する恐れがある	
動物・植物・生物多様性	B	B	B	新発電所が保護地域の近くに位置する場合、動植物に影響を与える可能性がある	
気象	C	C	C		
景観	B	B	B	ディーゼル発電所が周囲の環境に調和しない可能性がある。	
地球温暖化	B	C	B	ディーゼル発電により CO2 が排出される	
環境	大気汚染	B	C	B	ディーゼル発電により、NOx、SOx が排出される
	水質汚染	B	C	B	必要な付帯設備を設置しないと、ディーゼル発電所により水が汚染される
	土壌汚染	B	C	B	必要な付帯設備を設置しないとディーゼル発電所から発生する漏油によって土壌が汚染される
	廃棄物	B	B	B	ディーゼルエンジン発電機を追加し、電力供給能力を強化すると、廃油量が増加する。
	騒音・振動	B	B	B	ディーゼル発電機が騒音と振動を発する。また建設中の騒音・振動が通常発生する。
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	C	C	C	
	事故	B	C	B	火災発生の危険性がある

評価

- A: 重大な影響が予期される
 B: ある程度の影響が予期される
 C: 影響が最小限又はほとんど無い

[出所] JICA 調査団

(2) 緩和策

上記表にて、「ある程度の影響が予期される」と評価された項目について、環境社会影響を緩和するために、下に述べるような緩和策を講じることが必要である。

1) 非自発的住民移転

新発電所の位置を検討することで、住民移転を回避または緩和できる。

2) 土地利用や地域資源利用

土地利用を大きく変化させることができるだけないような土地を選択、または地域の人々がその土地に生活を依存するような場所を避けるべきである。

3) 土壌浸食

新発電所、または新発電機設置のための用地整備を前に、地質調査をし、土壌浸食を発生させ

ないように必要な手段を講じるべきである。

4) 沿岸地帯

対象地域には、シエラレオネ河口域とヤウリ湾地域が存在する。マングローブ林を伐採または地域環境に影響を与えないよう、この両地域付近での新発電所建設は避ける方が良い。キングトム発電所では、処理済の排水は海に排出されているため、新発電機設置の際には、発電所付近の海洋を汚染し、海洋植物・生物に影響を与えないよう必要な付帯設備を設置しなければならない。

5) 動物・植物・生物多様性

ウエスタンエリアには絶滅危惧種の生物が生息している。特に WAPF とシエラレオネ河口域の絶滅危惧種に悪影響を与えないよう、新発電所の建設地を慎重に決定しなければならない。

6) 景観

周囲の環境と調和するよう、発電所内の緑化推進や、発電所を周囲の環境と調和するようなデザインにする。

7) 地球温暖化

新規発電機は熱効率が高く、二酸化炭素排出を可能な限り抑制するタイプを導入すべきである。

8) 大気汚染

窒素酸化物(NOx)、硫黄酸化物(SOx)、煤塵排出に関する国際基準を満たすような発電機用排気ガスシステムを導入、低 NOx 型エンジンの採用をする必要がある。高煙突の採用も効果的である。

9) 水質汚染

水質汚染を発生させないように、油分排出の国際基準を満たすスラッジ処理システムを新発電機に確保する必要がある。キングトム発電所では、スラッジ処理システムが機能していないために、発電機が稼働している時には、油分を含む排水が隣接する海洋に流されていた。モロッコ政府がキングトム発電所の発電機 1 台を修復しているが、これが再稼働する場合、新スラッジ処理システムを新たに設置するか、少なくとも効果を高めるように現在の分離層を掃除し、油層が雨によって漏れ出すのを防ぐために屋根を設置するといった処置をとるべきである。

10) 土壌汚染

キングトム発電所では、廃油タンクやスラッジ処理システムからの漏油や潤滑油による油染みが敷地内や排水溝に散見される。モロッコにより改修された発電機 (Sulzer-4) を再稼働させる場合には、キングトム発電所の機能していないスラッジ処理システムを新たな設備に替え、設備の維持管理をする必要がある。

スラッジ処理システムだけでなく、漏油を防ぐために、発電機や付帯設備の適切な維持管理を導入すべきである。

廃油タンク周囲への防油堤の設置や、地中への油の浸透を避けるために地面をコンクリートで覆うなどの手段も取り入れるべきである。

11) 廃棄物

発電所からの主な廃棄物の一つが廃油であるが、環境汚染の危険性がある。NPA は、廃油を廃油処理会社に再利用のために提供していた。しかし、この処理施設ではいたるところに油漏れが

あったと報告されている。この処理会社が営業停止し、NPA は現在自前の発電機を使用した発電をしていないために、キングトム発電所の廃油は廃油タンクに保存されている。環境に配慮した廃油処理施設が見つからない場合は、新発電機導入にあわせて焼却炉も設置して廃油を焼却処理する必要がある。

「シ」国には、廃棄物の分別収集はなく、フリータウンに存在する2つの処分場においてもごみが分別されることはない。NPA は、普通ごみ、危険ごみ、リサイクル可能ごみの分別を始めるべきである。「シ」国で危険ごみの処理施設や処分場はないため、NPA はごみの排出者として、排出するごみに対して責任をもたねばならない。廃油や化学薬品などの危険物用の処分場がない場合、NPA はこれらの危険ごみを分別し、一時的な措置として、安全な場所に保管する必要がある。

12) 騒音・振動

新規の発電所、発電機は、騒音・振動を低レベルに抑えるようにデザインする必要がある。それには、低騒音タイプの発電機の実施や、防音壁など必要施設の設置がある。また、発電機は、強固な基礎、しっかりした屋根や壁とともに設置し、周囲との適切な距離をとるべきである。

13) 事故

現在、NPA では発電所の火災消火訓練を実施していない。また、状態が良い消火器も十分ではない。NPA 職員へ、火災発生の場合の手順を教え、発電所では必要な消火施設を設置する必要がある。

6.1.2 水力発電

(1) 環境社会影響評価

Yiben に関する情報は十分ではないため、主に水力発電の一般的な環境影響評価を次のようにまとめた。

表 6.1-3 水力発電環境影響評価

評価項目		評価結果			予測される環境社会影響
		全体	建設工事中	運転開始後	
社会環境	非自発的住民移転	A	A	C	新水力発電所の建設には土地取得が必要である。その土地に住む人々や、その土地で農業を営む人を移転しなくてはならない。
	地域経済・雇用・生計	A	A	A	移転や土地利用の変化によって、プロジェクトに影響を受ける人々の生計(農業、漁業、森林でのまきやその他の収集)を喪失または変える可能性がある。
	土地利用や地域資源利用	A	A	B	森林や農地が失われる。
	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	B	B	B	移転により、一つのコミュニティを二つまたはそれ以上に分離させる可能性がある。または、コミュニティ全体が別のホストコミュニティに移転するかもしれない。よって、既存の社会組織に影響を与えるかもしれない。
	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	地方の、特に中心から遠く離れた地域では教育や保健といった社会サービスは現在でも十分にはないと考えられる。
	貧困層・先住民・少数民族	B	B	B	貧困層や脆弱なグループ(高齢者や未亡人など)は移転先での生活回復が困難である。
	被害と便益の偏在	C	C	C	
	文化遺産	B	B	C	文化遺産が水没する恐れがある。Yiben の候補地点周辺に文化遺産はないが、各村落に聖なる場所がある。
	地域内の利害対立	B	C	B	移転する人々を受け入れるホストコミュニティは、移転を余儀なくされる人々が手厚い支援を受けるのを見て不公平さを感じる場合がある。
	水利権・共有	A	B	A	水流や水量の変化が影響を与える場合がある
	公衆衛生	B	B	B	建設労働者の流入や、ダム建設後に経済機会を求める新規流入者の増加が、感染症(性感染症、AIDS/HIV など)の拡大危険を高める。
	感染症	B	B	B	貯水池は蚊の繁殖に格好の場所となるため、蚊を媒介とする感染症も増える可能性がある。

評価項目		評価結果			予測される環境社会影響
		全体	建設工事中	運転開始後	
自然環境	地形・地理学上の特徴	A	A	C	ダム建設は、その地域の地形・地理上の特徴を変化させる可能性がある。
	土壌浸食	B	B	B	貯水池を作り、貯水池の水位の変化により、地滑りや斜面崩壊発生の可能性がある。
	地下水	C	C	C	
	水文地質学上の状況	A	A	A	ダムは水文地質に影響を与える可能性がある。
	沿岸地帯	C	C	C	
	動物・植物・生物多様性	A	A	A	ダム建設のための森林伐採により、植物・動物の生息地を奪うことになる。 保護区は Yiben 周辺にないが、建設予定地に住む動物や植物の生息地が喪失する。
	気象	C	C	C	
	景観	A	A	A	ダム式発電は、大規模な工事となるため、周囲の自然が喪失し、景観も大きく変化する。
	地球温暖化	C	C	C	
公害	大気汚染	C	C	C	
	水質汚染	A	B	A	貯水池の富栄養化や貯水池に沈む植物の腐食により水質を汚染する可能性がある。 建設作業と廃棄物の不適切な取り扱いによる水質汚染の可能性もある。
	土壌汚染	C	C	C	
	廃棄物	B	B	C	採掘された土砂と建設ごみが発生する。
	騒音・振動	B	B	C	建設による騒音と振動が通常発生する。
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	A	B	A	貯水池に土砂が堆積する。上流河川床上昇の可能性がある。
事故	B	B	B	建設工事中の事故発生の可能性がある。ダム水の放流による下流での事故発生の可能性もある。	

評価

A: 重大な影響が予期される

B: ある程度の影響が予期される

C: 影響が最小限又はほとんど無い

[出所] JICA 調査団

(2) 緩和策

上記表にて「重大な影響が予期される」又は「ある程度の影響が予期される」と評価された項目について、環境社会影響を緩和するために、下に述べるような緩和策を講じる必要がある。

1) 非自発的住民移転

ダムの位置を少し変更すること、貯水池の満水位を下げることで、住民移転の影響をできるだけ少なくすることが可能である。

2) 地域経済・雇用・生計

ダム建設中・完了後ともに、移転地で新作物栽培のための農業技術普及サービスや職業訓練、マイクロファイナンスの提供などによる生計支援プロジェクトや収入向上プロジェクトをプロジェクトの被影響者に対して実施する必要がある。

3) 土地利用や地域資源利用

ダム建設中・完了後ともに、環境を保全するために流域保護のプロジェクトを実施すべきである。

4) 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織

ホストコミュニティと移転予定のコミュニティや世帯との協議を開催し、移転先で既存の社会組織をいかに維持し、または適応させるかを話しあうべきである。

5) 貧困層・先住民・少数民族

社会経済調査の際に、脆弱なグループを特定し、彼らのための特別な支援をすべきである。

6) 文化遺産

文化遺産を避けるのが望ましいが、不可能な場合は移転を検討する。ブンブナダムプロジェクトの経験では、コミュニティが聖なる場所をコミュニティ内に持つ場合があるが、地域住民と協議を行った上で儀式を行えば移動可能であったとのことである。このような配慮をすることが必要である。

7) 地域内の利害対立

ホストコミュニティのための支援プログラム、例えば小道やコミュニティセンター、学校、保健所などの建設を実施すべきである。

8) 水利権・共有

水利用や水利権について事前に調査を実施し、対応策を講じる必要がある。

9) 公衆衛生・感染症

建設中は主に建設作業員に、建設中と後はコミュニティや新規流入者に対して、保健衛生教育を実施する必要がある。

10) 土壌浸食

総合的な地質調査を実施し、建設時に地すべりや斜面崩壊に弱い地点を避ける必要がある。土壌保持のための植林も緩和策の一つである。

11) 水文地質学上の状況

対応策を考えるために、事前に水文地質調査を実施する必要がある。

12) 動物・植物・生物多様性

ダムの位置を少し変更すること、貯水池の満水位を下げることで、動植物への影響をできるだけ少なくすることが可能である。

絶滅危惧種や固有種が予定地で発見された場合、近辺や他の地域で保護地区を創設し、注意深くモニタリングしなくてはならない。地域の生物多様性を守るために、地域コミュニティへの意識を高めるような教育プログラムも実施すべきである。

13) 景観

周囲の自然環境と調和するような設計を行わねばならない。また、周囲の緑化を推進する必要がある。

14) 水質汚染

植物の腐食による汚染を避けるために、貯水池の水没前に植物を除去する必要がある。

建設作業中の廃棄物による汚染を避けるためには、建設作業員用には必要な衛生施設を用意し、廃棄物管理を徹底しなくてはならない。

ダムの運転開始後は、貯水池の富栄養化を防ぐため、分画フェンス設置や曝気装置に効果がある。また、地域の生態系や、下流域の人々の水利用に影響を与えるような水質汚染を防ぐよう、水質モニタリングを実施し、必要な対策をとる必要がある。

15) 廃棄物

建設ごみなど建設中に発生する廃棄物に対して廃棄物管理を行う必要がある。

16) 騒音・振動

工事による騒音・振動への周辺コミュニティの理解を得るために、情報を提供すべきである。

17) 水底沈殿物

設計段階で、土砂堆積の影響を考慮して貯水池容量を検討する必要がある。必要であれば、土砂排出装置を導入する方法もある。

18) 事故

建設工事中、建設業者は作業員の労働衛生や安全に責任をもつべきである。

ダム運転後は、下流域に住む人々に対し、放流水の危険性や、放流時の対応についての意識を向上させる必要がある。また、放流の情報提供、サイレンやスピーカーなどによる警報システムの構築も必要である。

6.2 変電所・送配電線の環境社会配慮

6.2.1 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)

本調査では、ウエスタンエリアの自然・社会環境を考慮し、配電網更新、増強、延伸に関する戦略的環境アセスメントを実施することが求められている。

(1) ウエスタンエリアの配電網ルート選択肢

まず、ウエスタンエリア全域で、更新、増強、延伸の配電網ルートを決定するために3つの選択肢を比較する。

1) プロジェクト無し選択肢

2) 半島の北から東側だけ選択肢

この第2案は、半島北から東側だけに配電網の更新、増強、延伸をするものである。

3) 半島1周選択肢(リング型幹線配電網)

この選択肢は、半島を1周するように配電線を更新、増強、延伸するものである。

これら3案を比較し、適切な緩和策を講じれば負の環境社会影響を緩和することが可能であること、そして、政府の電化計画に合致し、「シ」国の経済発展と人々の生活向上に寄与し、事故が発生した際にもバックアップが可能であるリング型配電網が構築できる、3)の半島1周選択肢(リング型幹線配電網)を本調査では提案する。

(2) フリータウン市内配電網ルート選択肢

2番目に、フリータウン市内のルート決定のために2つの選択肢を比較する。

1) 緊急性のある配電網だけ補修の選択肢

この選択肢は移転を最低限に抑えることができる。しかし、現時点でさえも配電網の脆弱性が事故を多発させ、NPA 職員の作業負担を増加させている。常に接続を待つ顧客数も何百人という。これら問題を解決することができない。

2) リング型幹線配電網選択肢

この選択肢は、フリータウンの電力供給安定性を高めるためにリング型幹線配電網をつくるものである。この選択肢は、政府によって定められた目標、2025年までに都市部の電化率100%の達成に貢献する。

市内が非常に込み合っているために非自発的移転発生の可能性も高まる事から、必要な緩和策を取ることが必要となる。一つの緩和策は、配電に通常の電柱ではなく背の高い鉄塔を使用し、混雑地域の上に線を走らせることである。次に、電柱それぞれの位置を注意深く決定することにより、影響を受ける人々の数を削減することが可能である。また、海底ケーブル使用により、半島北側の海岸沿いに多いスラム地区、混雑地区を避けることができる。

この2案を比較し、本調査団は2)のリング型幹線配電網を提案する。既存の配電網は老朽化し、事故が多発している上に、修理も一時的なものであり、配電のロス率が高い。配電のロス率は、NPAの財務状態が悪い一因ともなっている。そのため、電化率を上げ、事故が発生した際にもバックアップが可能であるリング型配電網を提案する。住民移転に関しては、上記のような対応策をとることによる、緩和が可能であると考えられる。

6.2.2 配電網の更新、増強、延伸計画

(1) 環境社会影響評価

対象地域の自然環境と社会環境を考慮し、既存変電所と配電線の現状も鑑みた、変電所、送配電線計画の環境社会影響は次表に要約される。新たな水力発電所からウエスタンエリアまでの送電線については、本マスタープラン調査では詳細ルートは検討しないため、一般的な影響を評価する。

表 6.2-1 変電所、送配電線の環境社会影響評価

評価項目		評価結果			予測される環境社会影響
		全体	建設工事中	運転開始後	
社会環境	非自発的住民移転	B	B	C	変電所 (50m×50m)・送配電線の建設による土地取得が必要になる可能性がある。フリータウンでは人口過密地区・スラム地区が存在し、ウエスタンエリア全域で道路敷地に人々が侵入して住んでいるため非自発的住民移転発生の懸念がある。
	地域経済・雇用・生計	B	B	C	フリータウン市内では、小さな商店を道路脇で営むケースがあり、配電網ルートによっては移転、生計への影響がある。
	土地利用や地域資源利用	B	B	C	変電所、送配電線のための用地確保が必要となる。
	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	C	C	C	
	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	
	貧困層・先住民・少数民族	C	C	C	
	被害と便益の偏在	C	C	C	
	文化遺産	C	C	C	
	地域内の利害対立	B	C	B	電化地区、未電化地区間の利害対立可能性がある。
	水利権・共有	C	C	C	
	公衆衛生	C	C	C	
	感染症	C	C	C	
自然環境	地形・地理学上の特徴	C	C	C	
	土壌浸食	B	B	C	変電所、送配電線建設による敷地造成により、土壌浸食の可能性はある。
	地下水	C	C	C	
	水文地質学上の状況	C	C	C	
	沿岸地帯	B	B	B	ラムサール条約リストに登録される湿地地帯の、シエラレオネ河口域が半島北東部にある。この地域に配電網を延伸する場合、影響が予想される。
	動物・植物・生物多様性	B	B	B	送配電線がシエラレオネ河口域と森林保護区の傍を通過するかもしれないため、動植物への影響が予想される。 新たな水力発電所からの送電線は、森林を通る可能性がある。

評価項目	評価結果			予測される環境社会影響	
	全体	建設工事中	運転開始後		
気象	C	C	C		
景観	B	C	B	送配電線が環境と調和しない可能性がある。	
地球温暖化	C	C	C		
公害	大気汚染	C	C	C	
	水質汚染	C	C	C	
	土壌汚染	B	C	B	変電所の変圧器から油漏れが起こる可能性がある。
	廃棄物	B	B	B	古い変圧器は絶縁油に PCB を使用している可能性がある。
	騒音・振動	C	C	C	
	地盤沈下	C	C	C	
	悪臭	C	C	C	
	水底沈殿物	C	C	C	
	事故	B	C	B	現在使用されていない既存配電網の下に家屋が散見される。通電した場合、一般市民に事故が発生する可能性がある。 NPA では安全規則や維持手法が理解されていないため、NPA 職員だけでなく一般市民への事故発生可能性がある
	電磁界	C	C	C	

評価

- A: 重大な影響が予測される
 B: ある程度の影響が予測される
 C: 影響が最小限又はほとんど無い

[出所] JICA 調査団

(2) 緩和策

上記表にて「ある程度の影響が予測される」と評価された項目について、環境社会影響を緩和するために、下に述べるような緩和策を講じることが必要である。

1) 非自発的住民移転

不必要な非自発的住民移転を避けるために、高架線利用の場合は、送配電網のルートと各鉄塔や電柱の位置を慎重に決定する必要がある。住民移転を最小限にするために、フリータウンの人口密集地域では背の高い電柱や鉄塔の使用が効果的である。

送配電線に関しては、管理区域として ROW を設けて電線下には何も建造物がないことが望ましいが、すでに開発が進んだ地域でこれを守ろうとすると住民移転が発生する可能性が高まる。そのため、世銀支援のプロジェクトでは「電線から建造物までの距離」を安全最低距離として採用し、この距離内に存在する建造物を移転の対象とした。ヨーロッパやアメリカの安全基準としても使用されている安全距離と同様、161kV 線は 7m、33kV 線は 5m である。可能であれば、送配電線の管理区域を確保する方が良いが、無理であれば、この安全最低距離を採用すべきである。

2) 地域経済・雇用・生計

フリータウンでは多くの人がサービスセクター、特に零細商業に従事している。そのため、道路沿いには多くの小さな店が見られる。これら小さな商店の移転が必要な場合、補償金の支払いや、所得創出支援を提供するべきである。

3) 土地利用や地域資源利用

NPA が土地を取得する必要がある場合、国土計画環境省と協議の上、影響が最小となる土地を選択すべきである。また、保護地域内の土地取得も避けるべきである。

4) 地域内の利害対立

政府と NPA は電化計画を市民に公開し理解を得る必要がある。

5) 土壌浸食

配電線が既存道路沿いに建設されるのであれば、道沿いの樹木伐採は最低限に抑えられる。新規変電所や送配電線用鉄塔の用地整備時には、地質状況の調査を実施し、土壌浸食を避ける手段をとる必要がある。

6) 沿岸地帯

新規の配電網敷設も、マングローブ湿地帯を避けて走る既存道路沿いであれば、悪影響は最小に抑えられる。変電所はマングローブ湿地帯から離れた場所に建設すべきである。将来、新規地点への 2 次配電網の建設は、マングローブやその他の植物を伐採することのないよう既存道路沿いのみとするなど、ルートを検討する必要がある。

7) 動物・植物・生物多様性

WAPF とシエラレオネ河口域内の絶滅が危惧される動植物種への悪影響を避けるため、保護区内の変電所の建設を避け、配電網は両保護区の深遠部に達しないよう、既存道路沿いに建設する。

森林課によると、既存道路を離れて WAPF 内を縦横断することがなければ、森林保護区内を通過する地点が一部分あるが、現存道路沿いに配電網を建設することは問題ないとの事であった。既存道路は山裾を走っているため、動植物への重大な悪影響は避けられる。

しかし、送配電線施設（電線、電柱、コンダクター）は感電や衝突など鳥への悪影響があるために対策を講じる必要がある。

8) 景観

送配電線の設計は環境調和型にするべきである。

9) 土壌汚染

既存の変電所では油漏れが発生しているため、今後は変圧器の周辺に防油堤やピットの設置をする必要がある。また油の地中への浸透を防ぐために変電所敷地の必要部分はコンクリートで覆うなどの対策も必要である。同時に、変電所の適切な維持管理を確立しなければならない。

10) 廃棄物

「シ」国には、PCB 排出の規制や、処理施設が存在しない。NPA はごみの排出者として、一時的な措置として、PCB を含む可能性のある古い変圧器を適切に管理されている場所に保管する必要がある。そして、NPA 職員の安全と健康を守るために、安全な取り扱い方を指導すべきである。配電網更新に伴い、リサイクル可能なごみが発生するため、リサイクルシステムを確立することも望まれる。

11) 事故

送配電網設備による感電や火事を防ぐために、電線と付近の建物の間には安全な距離を保つ必要がある。また、送配電網の安全率を高める必要がある。

NPA に既にある安全規則が遵守され、適切な維持管理がされなければならない。また、送配電網の危険性を理解してもらうために市民の意識向上にも努めるべきである。

7. 財務・経済分析

7.1 NPA 料金と自家発電費用との比較

支払い意思調査 (Willingness-to-Pay survey) が JICA 調査団の支援のもと、ペニンスラ・グループ社によって 2008 年 11 月から 12 月にかけて行われた。

調査結果に基づき、消費者の発電費用を NPA の料金と以下のように比較した。

調査結果は各消費者区分別の平均月燃料費用を示しているが、それに一般的発電費用 30 US cents/kWh を仮定して、自家発電電力 (kWh/month) が計算できる。そして、平均発電機投資費用は米ドルに変換でき、次の式で年平均化される。

$$\frac{\text{投資額} \times \text{割引率 (10\%)} \times (1 + \text{割引率})^{\text{経済寿命 (年)}}}{(1 + \text{割引率})^{\text{経済寿命 (年)}} - 1}$$

年平均化された投資額は 12 で割り、月別費用に変換される。調査結果から得られた平均維持管理費用 (燃料費も含む) を加え、月全自家発電費用が計算できる。

月平均自家発電電力量に NPA の旧及び新料金を適用して自家発電費用と比較する。その結果は表 7.1-1 に示すとおりである。

家庭用、商業用、施設用については自家発電費用が NPA 料金よりも高い。しかし、工業用については自家発電の方が NPA 料金より安い。しかも旧料金よりも安い。したがって、工業用の NPA の電気料金が旧料金と同じ高さである限り、工業は自家発電を使うことになる。新料金については言う必要もないであろう。費用以外に騒音、大気汚染、維持管理作業の手間等が考慮すべき要因となる。

表 7.1-1 自家発電と NPA 料金との比較

Category	Fuel Cost Le/M	Fuel Cost UScents/M	Demand kWh/M	Investment Annuitized		O&M US\$/M	Cost US\$/M	NPA(old) US\$/M	NPA(new) US\$/M
				US\$/Y	US\$/M				
Household	179,018	5,631	188	129	10.7	64.8	75.5	32.1	48.2
Commercial	1,019,575	32,072	1,069	451	37.6	410	447	280	420
Institution	2,441,223	76,790	2,560	6,231	519	872	1,391	629	943
Industry	10,917,750	343,426	11,448	21,645	1,804	4110	5,914	6323	9484

7.2 長期限界費用計算

7.2.1 長期限界費用の概念

電力市場は自然独占であり、競争圧力がないので、効率的な資源配分を達成するためには政治的に「限界費用」と等しい価格に料金を設定する必要があるとされている。長期限界費用 (Long-run marginal cost) は資本 (施設投資) が変化 (増減) するような長期 (電力においては普通 20 年) における限界費用 (単位当たりの生産増加を達成するための必要コスト) である。限界費用に差をもたらす要因として以下のものが示されている。

- 電圧階級

限界費用は電力供給を増加させるのに必要な費用に基づいて計算されるので、利用者が使う電圧階級によって限界費用は異なる。工場等の高压の需要家は低压の家庭需要家に比べれば、低压設備がない分長期限界費用は安くなる。一般的に限界費用に基づいて異なった料金が電圧階級に対して課せられる。

- ピーク・オフピーク

ピーク時、オフピーク時により限界費用は異なる。特に、ピーク時の需要増加はエネルギー費用の増加だけでなく、発電施設の能力の付加を必要とするため施設費用増加の原因となる。それがピーク時とオフピーク時の限界費用の差の主要原因となっている。一般に、1) 1 日の間におけるピーク・オフピーク (夜間オフピーク料金) と 2) 年間での季節的ピーク・オフピーク (夏料金のような) の限界費用差に基づく料金導入が検討される。

- 地域

人口過密地域と地方に拡散した地域、あるいは発電所から非常に離れた距離の地域の限界費用は必要施設が異なるため異なる。地域により限界費用が大きく異なる場合は、各地域別に異なった料金を課することが効率的である。しかし、国が公平性の観点から全国的均一料金を課す政策を採用する場合、あるいは統一的料金政策が優先される場合は内部補助が発生する。

長期限界費用の計算方法は発電と送配電で異なる。発電の限界費用はエネルギー費用を含むが、送配電の限界費用はロスを除いて施設費用だけである。ここでは長期限界費用を「もともとの投資計画に基づく施設投資最小費用を需要予測に基づく年需要増加量で除すことによって得られる長期平均増加費用 (Long-run Average Increment Cost)」とする。計算方法は以下のとおりである。

(1) (一定期間の投資費用と O&M 費用の現在価値の合計) ÷ (一定期間のピーク需要の毎年の増分の現在価値の合計) = A を求める

(2) 上記(1)の結果 A (\$/kW) を各年の数値に換算、即ち annutize

$$A \times i \times (1+i)^n \div ((1+i)^n - 1) = B \text{ \$/kW/年}$$

(3) 上記(2)の結果 B \$/kW/年を\$/kWh に換算

$$B \div 365 \text{ 日} \div 24 \text{ 時間} \div \text{ロードファクター (0.65)}$$

発電の場合はこれにさらに燃料費及び変動費用について計算して、加えることになる。

電力産業は装置産業の 1 つであり、初期投資が高く、過去の累積投資費用が大きくなると言われている。したがって、電力事業者の料金は財務バランスを健全に保つためには、将来費用をカバーする (長期限界費用) より高く料金を設定する傾向がある。この場合、事業継続のためには長期限界費用よりは高い料金を設定する必要がある。

7.2.2 長期限界費用の当プロジェクトへの適用

長期限界費用の計算表を当プロジェクトに適用し、投資を伴う電力開発計画と既存の NPA 財務データを用いて長期限界費用計算を試みる。

発電、送電（NPA の場合実際は高電圧及び中電圧）及び配電の長期限界費用は以下のようにまとめられる。

発電 (基本ケース=水力主体) :	13.5 US cents/kWh
高電圧及び中電圧 :	3.17 US cents/kWh
配電 :	0.48 US cents/kWh
合計 :	17.2 US cents/kWh

発電 (代替ケース=火力主体) :	15.5 US cents/kWh
高電圧及び中電圧 :	3.17 US cents/kWh
配電 :	0.48 US cents/kWh
合計 :	19.2 US cents/kWh

7.3 電力開発計画に基づく財務予測

7.3.1 予測モデルの構造

電力開発計画に基づき、NPA の財務将来予測モデルを作成する。2009 年から始まり、2030 年までのものである。2009 年の NPA の収入は 2009 年の 2 月を除いた 1 月から 4 月までの販売実績データから推定している。その他の収入は過去のデータから販売額の 10% としている。支出も過去のデータに基づき推定している。ポンプナ水力発電は 2009 年 12 月から供給を開始すると想定している。買電価格は 7 US cents/kWh と設定してあるが、モデル計算においては可変である。さらに、通貨は米ドルであるが、交換率はシエラレオネ銀行の 2009 年 6 月 3 日のレートである 3,179.07 Le/US\$ にしてある。その他の仮定は以下のとおりである。

- 収入

NPA の過去の料金 (2008 年 12 月の値上げ前) で設定しているが、増加率 (たとえば 120% は旧料金の 120%) で変えられるようにしてある (たとえば、100% は旧料金と同じ)。ただし、工業用料金は支払い意思調査結果に基づき自家発電と競争可能な旧料金の 93.5% に固定されている。各消費者分類別に料金は 予測された需要に乘じられる。さらに、施設利用者は商業利用者に含まれている。しかし、システムロスと料金収集 (即ち未払い金) の率をそれぞれ 2009 年は 40% と 70%、2025 年 (送配電投資の完了年) には改善されて 15% と 95% になるとし、2009 年から 2025 年に比例的に改善されていくと想定している。

- 支出

一般管理費及び人件費は収入に比例して変わると想定している。新施設の維持運転費用と燃料費は電力開発計画に基づいている。Income Electrix 社の発電 (支払い) は 2011 年 2 月まで続くとし、そのキャパシティ料金 (月 US\$ 100,000) は累積が 120 万米ドルになるまで支払われると想定している。

- 減価償却

既存の減価償却は NPA の資産データに基づき計算されている。償却期間は次のとおりである。

建物： 50 あるいは 30 年
 ディーゼル発電機（中速）： 20 年
 送配電設備： 20 年
 一般事務機器・家具： 5 年
 車両： 4 年

新設備の償却期間は次のとおりである。

低速発電機： 30 年
 高速発電機： 10 年
 水力発電設備： 50 年

残存価値はなく、償却は定額である。

● 長期債務

EU や IDA のような既存の長期債務はこれまで NPA が赤字であったため、返済されたことはないが、NPA が利益を上げるようになれば、既存の長期債務の利息支払い及び返済はすぐに開始されると想定している。その条件は以下のとおりである。

EU： 返済 15 年で、利率 2%
 IDA： 返済 20 年、据え置き期間 5 年、利率 7.75%
 BADEA と Saudi Fund： 返済 30 年、据え置き期間 10 年、利率 1%

この調査における電力開発計画の新投資は AfDB その他ドナーによるブンブナ水力発電会社への借款や IDA の電力・水資源プロジェクト借款の例に基づき、次のように想定している。

Yiben 水力発電： 返済 40 年、据え置き期間 10 年、利率 2%
 その他投資（ディーゼル及び配電）： 返済 20 年、据え置き期間 5 年、利率 5%

● 黒字化後

法人税は 28%、配当率 10%、商業銀行の貸し出し及び貯蓄金利はそれぞれ 15% と 4%。

電力開発計画は 2 つのケースを示している。即ち、水力主体基本ケースと火力主体代替ケースとである。したがって、財務予測モデルは上記の仮定に基づき、これらの 2 ケース用に構築されている。加えて、Yiben I と II がブンブナ水力発電会社により建設・運転され、その発電電力は NPA により買電されるケース（Yiben IPP ケース）も構築されている。

7.3.2 モデル計算結果

財務予測モデルの計算結果をまとめると表 7.3-1 のとおりである。

表 7.3-1 財務予測モデル計算結果

Case	Bumbuna price	System loss 09	Collection rate 09	Long-term liability	Tariff					NPV (10%) Mill. US\$	DSCR
					Increase	Average	Domestic	Commercial	Industrial		
Hydro main	7 c/kWh	40%	70%	Existing	130%	27 c/kWh	23 c/kWh	34 c/kWh	28 c/kWh	41	0.25~11.6
	10 c/kWh	40%	70%	Existing	165%	31 c/kWh	29 c/kWh	43 c/kWh	28 c/kWh	74	0.21~62
	20 c/kWh	40%	70%	Existing	280%	48 c/kWh	49 c/kWh	73 c/kWh	28 c/kWh	180	0.14~8.3
	7 c/kWh	15%	95%	Existing	80%	19 c/kWh	14 c/kWh	21 c/kWh	28 c/kWh	5	0.38~16
	7 c/kWh	40%	70%	Transferred	115%	25 c/kWh	20 c/kWh	30 c/kWh	28 c/kWh	1	0~1.03
Thermal	7 c/kWh	40%	70%	Existing	155%	30 c/kWh	27 c/kWh	41 c/kWh	28 c/kWh	9	0.43~2.0
Yiben IPP	7 c/kWh	40%	70%	Existing	135%	27 c/kWh	24 c/kWh	35 c/kWh	28 c/kWh	54	0.26~11.6

このように、基本ケースが財務の観点から最も望ましい。しかし、Yiben が IPP として開発され、買電価格が可能な限り低くなれば、料金は 135%アップ、NPV(10%)は 54 百万 US\$なので、Yiben IPP ケースも考えられ得る。

7.3.3 長期限界費用の考察

この調査において上記の長期限界費用は NPA を財務的に経営することを継続可能にする料金よりもはるかに低いことが上のように推定されている。したがって、長期限界費用は財務上必要となる額とは全く異なる。しかし、ほとんどの工業消費者は他の消費者よりも高い電圧を使っており、長期限界費用計算における配電費用を負担すべき他の消費者よりも高中電圧利用者の方がより少ない費用を反映すべき料金とするべきである（しかし、必ずしもこの結論は長期限界費用を計算するまでもないが）。ただし、シエラレオネの家庭利用者は貧しいので料金は工業用の方に負担が傾いている。したがって、現在は工業用料金が他の利用者用よりも高い設定になっているが、将来的には同じか、安くするべきである。さらに、世銀の最近の研究によれば、シエラレオネの NPA への家庭用補助金（赤字は政府補填されているので、ある意味補助金である）は必ずしも貧困家庭への補填となっておらず、より多く利用する金持ち層の方が恩恵を受けていると言う。

7.4 配電プロジェクトの財務・経済分析

7.3 では電力開発計画について NPA の財務に与える影響を料金との関係で分析したが、電力開発全体ではなく、ドナーが今後注目すると考えられる配電プロジェクトに着目し、配電開発についてパッケージ化されたプロジェクト別の財務及び経済効果について分析を以下に行う。

7.4.1 配電プロジェクトの財務分析

配電プロジェクトは NPA の事業の中で限られた部分であり、発電から切り離して財務を分析しても全体的な収支ではないので、限られた意味しかない。全体については 7.3 で既に分析しているので、ここでの財務分析は配電プロジェクトが全体財務の中で、配電、しかもそのうちのパッケージ化されたプロジェクトとしてどのような収支になるかの程度をみるものである。

収支のうち収入は電力料金収入の中で、発電と送配電の部門別に費用を前述のモデルの中で試みに分けているので、それを利用して、コスト配分比 (50.7%)¹を用いて送配電収入とし、その中で、総電力需要量に対するプロジェクト需要量の割合で配分する。コストについては前述のとおり O&M 費用は初期投資額の 3%とし、その他 administration 等の費用はモデルの中で分けられた費用について総電力需要量に対するプロジェクト需要量の割合で配分する。

各プロジェクトの建設期間は 1 年とし、キャッシュフローを建設年から 20 年間計算し、IRR (Internal Rate of Return : 内部利益率) を求める。部分的であるので、収支はマイナスになる、即ち IRR がでない場合もあり得る。なお、建設時期によってはその後 20 年がモデル計算の 2030 年を超えてしまう場合があるが、その場合は 2030 年の伸び率等をそのまま延長するものとする。

電力料金としては標準ケースとしての水力主体でブンブナ水力からの買電 7 cents/kWh の場合の旧料金 130%値上げ、即ち平均 27 cents/kWh (家庭用 22.6 cents/kWh、商業用 34.1 cents/kWh、工業用 27.7 cents/kWh) を用いる。

¹ 長期限界費用計算ではブンブナ買電費用は発電側で計算したが、ここでは配電側で計算する。

以上の条件に基づき、計算を行うと結果は表 7.4-2 に示すとおりで、すべての配電プロジェクトはキャッシュフローの合計がマイナスとなり、IRR は計算できない。

表 7.4-1 Energy Consumption by Project

No.	Title of the Project	Major Components	Funded by	Target Year	Cost (10 ⁶ US\$)	Expected Energy Consumption at Target Year [GWh]
A: Phase-I (from 2010 to 2015)						
1	Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System	1) Improvement of 33 kV system of Kingtom P/S 2) Improvement of 33 kV system from Kingtom to Blackhall Road P/S 3) Construction of Falconbridge S/S 4) Rehabilitation of 11 kV system		2012	25.6	28.7
2	Improvement of 33 kV System in Goderich and Jui Area	1) Installation of 33 kV line (about 20 km) 2) Construction of Goderich and Jui S/S 3) Improvement of 11 kV existing lines		2014	35.4	9.4
3	Improvement of 11 kV Distribution Facil	1) Replacement of 11 kV transformer more than 40 years 2) Replacement of 11 kV transformers more than 30 years 3) Rehabilitation of existing 11 kV system 4) Electrification around Goderich and Jui S/S		2015	32.0	2.3
3	Sub-total				93.0	
B: Phase-II (from 2016 to 2020)						
1	Improvement of 33 kV System	1) Construction of 33 kV line (about 32 km) 2) Construction of Lumpa and Tombo S/S 3) Rural electrification around Lumpa and Tombo S/S		2017	33.7	7.2
2	Expansion of 33 kV System and Improvement of Network	1) 1-161/33 kV Trf. (60/80 MVA, OLTC with AVR) 2) 33 kV line from Goderich S/S to York town (29 km) 3) Rehabilitation of trunk lines and rural electrification		2020	31.4	4.1
2	Sub-total				65.1	
C: Phase-III (from 2021 to 2025)						
1	Improvement of Distribution Network	1) Expansion of 33 kV system 2) Rural electrification 3) Power Purchase Agreement to the neighboring country		2025	16.3	0.9
1	Sub-total				16.3	
Grand Total					174.4	

表 7.4-2 配電プロジェクトの財務分析結果

(単位：千 US ドル)

Phase I-1	Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Investment cost	25,600																				
	Revenue		2,036	2,295	2,584	2,906	3,264	3,659	4,095	4,574	5,100	5,675	6,304	6,990	7,737	8,550	9,113	9,706	10,328	10,982	11,671	
	Expenditure		2,963	3,106	3,262	3,429	3,609	3,795	3,981	4,244	4,734	5,080	5,442	5,827	6,162	6,562	6,882	7,189	7,478	7,815	8,115	
	Cash flow	-25,600	-927	-811	-678	-523	-346	-135	114	815	856	941	1,223	1,547	1,909	2,387	2,551	2,824	3,140	3,504	5,256	
	IRR	-																				
Phase I-2	Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	Investment cost	35,400																				
	Revenue		729	820	920	1,032	1,155	1,290	1,438	1,600	1,778	1,971	2,182	2,411	2,570	2,737	2,912	3,097	3,291	3,497	3,717	
	Expenditure		1,765	1,812	1,863	1,915	1,968	1,905	2,042	2,180	2,278	2,380	2,489	2,583	2,696	2,786	2,873	2,954	2,654	2,730	2,808	
	Cash flow	-35,400	-1,037	-993	-943	-884	-813	-616	-604	-580	-500	-409	-307	-172	-126	-49	40	143	637	767	909	
	IRR	-																				
Phase I-3	Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
	Investment cost	32,000																				
	Revenue		186	209	234	262	293	326	363	404	447	495	547	583	621	661	703	747	794	844	897	
	Expenditure		1,130	1,142	1,154	1,166	1,151	1,183	1,214	1,236	1,259	1,284	1,305	1,331	1,351	1,371	1,390	1,322	1,339	1,358	1,376	
	Cash flow	-32,000	-944	-933	-920	-904	-859	-856	-851	-833	-812	-789	-758	-748	-730	-710	-686	-574	-545	-514	-479	
	IRR	-																				
Phase II-1	Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Investment cost	33,700																				
	Revenue		632	708	790	881	981	1,089	1,208	1,337	1,477	1,575	1,677	1,784	1,898	2,016	2,143	2,277	2,420	2,572	2,733	
	Expenditure		1,534	1,566	1,528	1,612	1,696	1,756	1,819	1,885	1,943	2,012	2,067	2,120	2,170	1,987	2,034	2,082	2,131	2,181	2,232	
	Cash flow	-33,700	-902	-859	-737	-730	-716	-667	-611	-548	-466	-438	-390	-336	-273	30	109	196	289	391	500	
	IRR	-																				
Phase II-2	Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
	Investment cost	31,400																				
	Revenue		404	450	500	554	613	678	722	769	819	871	925	983	1,045	1,110	1,180	1,254	1,332	1,416	1,505	
	Expenditure		1,218	1,256	1,284	1,313	1,343	1,370	1,401	1,427	1,451	1,474	1,390	1,412	1,434	1,457	1,480	1,503	1,527	1,551	1,576	
	Cash flow	-31,400	-813	-807	-784	-758	-730	-692	-679	-657	-632	-603	-464	-428	-389	-346	-300	-249	-194	-135	-71	
	IRR	-																				
Phase III	Year	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	Investment cost	16,300																				
	Revenue		106	113	120	128	136	145	154	163	173	184	196	208	221	235	250	265	282	300	319	
	Expenditure		556	561	565	569	572	559	562	566	570	573	577	580	584	588	591	595	599	603	607	
	Cash flow	-16,300	-450	-448	-445	-441	-436	-414	-409	-403	-396	-389	-381	-372	-363	-353	-342	-330	-317	-303	-288	
	IRR	-																				

7.4.2 配電プロジェクトの経済効果分析

配電プロジェクトのパッケージ毎の費用便益分析の内の費用は 7.3 の費用、即ち投資額と支出であるが、便益は収入ではなく、経済便益である。配電プロジェクトの経済便益とは何かであるが、ここでは電力需要者が電力を得ることによる満足感、あるいは効用として捉え、具体的には需要者が電力を得るために支払ってもよいと考える、あるいは実際に支払っている費用を便益と考える。

2008 年 11 月から 12 月にかけて行われた支払い意思調査 (Willingness-to-Pay survey) によって需要者の支払い意思額と実際に自家発電で支払っている額が明らかになっている。支払い意思額、あるいは実際に代替電力に支払っている額によって経済電気料金を求め、それによって便益を計算する方法がある²。それは以下に示されるような方法である。

図 7.4-1 に示した需要曲線において、ABFC で囲まれた部分は消費者余剰と呼ばれ、以下の式で計算される。

$$[ABFC] = (P'_E - P_E) \times Q_E \times R \dots (1)$$

ここで、

P_E : 既存の電気料金

P'_E : 支払い意思額の上限

P''_E : 経済電気料金

Q_E : 電力価格 P_E における電力需要

R : 長方形 ABO'C の面積に対する ABFC の面積の割合

と定義する。

P''_E は、消費者余剰 ABFC を電気料金 P_E に算入したものであるため、長方形 ADO''C の面積は ABFC の面積と等しくなる。ゆえに、ABFC は以下の式で表される。

$$[ABFC] = [ADO''C] = (P''_E - P_E) \times Q_E \dots (2)$$

(1)、(2)式より、

$$(P'_E - P_E) \times Q_E \times R = (P''_E - P_E) \times Q_E$$

$$P'_E = P_E + (P''_E - P_E) \times R$$

² Desai, N., Economic Analysis of Power Projects: Asian Development Bank Economic Staff Paper No.24, Asian Development Bank, 1985

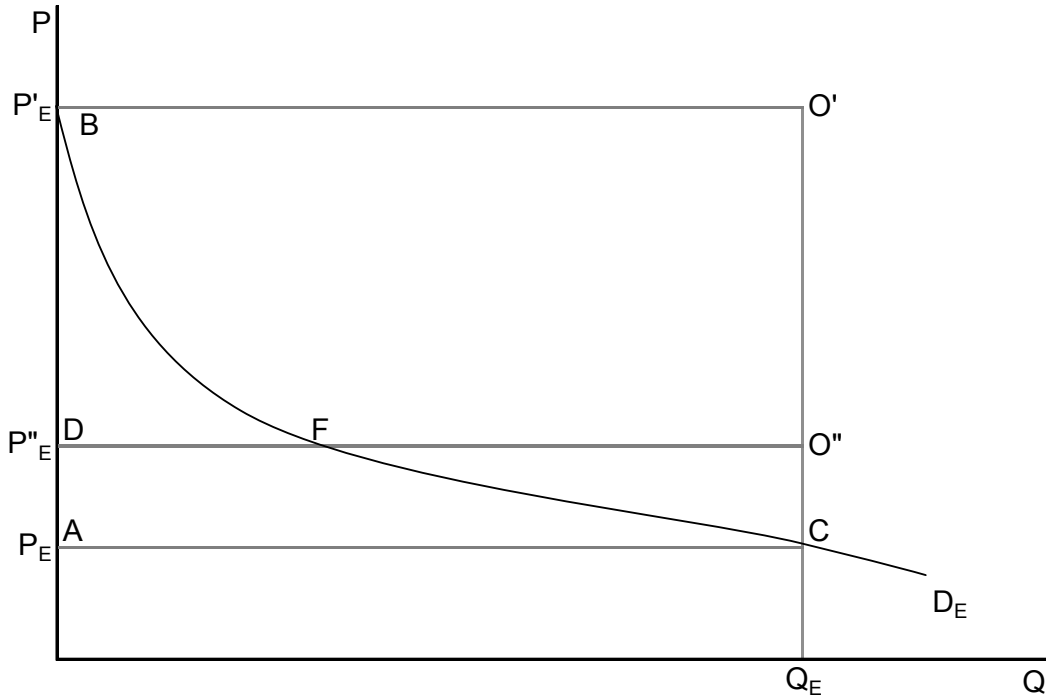


図 7.4-1 需要曲線

本マスタープラン調査の中で行った支払い意思調査においては、支払い意思額及び自家発電による支払い費用の両方について調査しているが、その結果でみると、自家発電費用の方が高いので、支払い意思額ではなく、自家発電費用の方を用いることとする。調査は対象を家庭、商業、工業の3種に分けているが、自家発電費用を電力量で除した料金単価は家庭と商業の方がNPA料金よりも高いが、工業では逆転しているため、自家発電単価を経済電気料金とする。家庭と商業については上記の方法で経済電気料金を求める。その経済電気料金を配電分として財務分析の際に用いたコストの配電割合で配電分の経済電気料金とし、各需要層（家庭、商業、工業）別全体需要量に乘じ、さらに総需要量に対する配電プロジェクトの電力需要量割合で便益量を求める。また、配電プロジェクトによるシステムロスの改善効果については発電も含めた全体料金に対して効果があると考えられるので、全体の経済電気料金を用いる。

計算例として、家庭用について説明すると、支払い意思調査の家庭サンプルから自家発電用を使用する月当たり燃料量、燃料費用及び自家用発電機の投資額を耐用年数5年、割引率10%でアニュタイズし、それを12ヵ月で除した月当たり投資コスト等を求め、自家発電電力量で除してkWh当たりの自家発電費用を求める。サンプルの中で発電設備のメンテナンスコストが1,000Le/kWh程度を上回るデータは、当該月に多額の費用を要する修理を行ったと解釈し、自家発電費用額の計算対象から除いた。また、利用率が極端に低い(3%未満)発電設備は、発電原価に占める固定費の割合が過大となるため、同様に計算対象外とした。こうして得られたサンプルのkWh当たりの自家発電費用を需要曲線の分布とみなし、その中で最高の値2,819Le/kWhを P'_E とした。

一方、NPA の調査時点での料金は表 7.4-3 に示すように、旧料金である。これに対し、経済電気料金は消費者余剰を 25% と想定し、またシエラレオネの輸出入額等から求めた標準変換係数 (Standard Conversion Factor)³ が 0.73 なので、経済電気料金を求めると表 7.4-4 に示すような結果となる。

表 7.4-3 NPA の家庭用電気料金

Old Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	373	11.7
31-150 kWh	533	16.8
above 150 kWh	709	22.3

Note: 1USD=3,179Le

表 7.4-4 家庭用の経済電気料金

Economic Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	719	22.6
31-150 kWh	806	25.4
above 150 kWh	903	28.4

一般家庭の 1 ヶ月の NPA 及び自家発電の平均電力使用量は支払い意思調査からそれぞれ、228.8kWh、107.2 kWh で、合計 336 kWh となる。これを経済電気料金に適用すると $22.6 \times 30 + 120 \times 25.4 + 186 \times 28.4 = \text{US\$}9,008.4$ となり、平均としては $9,008.4 \div 336 = 26.8$ cents/kWh の料金となる。このうち 50.7% が配電分とし、それを年間住宅用電力需要量に乘じ、便益とする。

同様に商業用の便益も求めると、まず商業用の経済電気料金の計算結果は表 7.4-6 に示すとおりである。商業用需要家の 1 ヶ月の NPA 及び自家発電の平均電力使用量は支払い意思調査からそれぞれ、214.5kWh、341.35 kWh で、合計 555.85 kWh となる。これを経済電気料金に適用し、平均としては $16,666.8 \div 555.85 = 30.0$ cents/kWh の料金となる。

表 7.4-5 NPA の商業用電気料金表

Old Tariff	Le/kWh
0-30 kWh	651
31-150 kWh	781
above 150 kWh	846

表 7.4-6 商業用の経済電気料金

Economic Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	861	27.1
31-150 kWh	932	29.3
above 150 kWh	968	30.4

工業用は自家発電単価 27.7 cent/kWh に SCF を用い、 $27.7 \times 0.73 = 20.2$ cent/kWh を経済電気料金とする。

その結果は表 7.4-7 に示すとおりである。Phase I-1 は IRR が 6.7% であるが、他はキャッシュフローの合計がマイナスとなり、IRR は計算できない。

³ 標準変換係数：投資費用に関し、経済効率を歪めている当該国の政策等の影響を取り除き、市場価格から経済費用(国境価格)に推定換算することが必要であり、標準変換係数 SCF を用いる。

$$\text{SCF} = \frac{M+X}{(M+T_m)+(X-T_x-SB)}$$

M：輸入総額(CIF)、T_m：輸入関税、X：輸出総額(FOB)、T_x：輸出税、SB：輸出補助金

表 7.4-7 配電プロジェクトの費用便益分析結果

(単位：千 US ドル)

Phase I-1	Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Investment cost	25,600																				
	Benefit		3,852	4,146	4,466	4,810	5,178	5,572	5,991	6,437	6,908	7,407	7,935	8,492	9,079	9,700	10,354	11,045	11,774	12,544	13,358	
	Expenditure		2,963	3,106	3,262	3,429	3,609	3,795	3,981	4,175	4,374	4,584	4,804	5,034	5,274	5,524	5,784	6,054	6,334	6,624	6,924	
	Cash flow	-25,600	890	1,040	1,204	1,380	1,569	1,778	2,010	2,278	2,664	2,673	2,854	3,049	3,252	3,537	3,792	4,163	4,586	5,066	6,943	
	IRR	6.7%																				
Phase I-2	Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	Investment cost	35,400																				
	Benefit		1,463	1,575	1,696	1,825	1,962	2,108	2,263	2,426	2,599	2,781	2,974	3,177	3,391	3,618	3,856	4,109	4,375	4,659	4,961	
	Expenditure		1,765	1,812	1,863	1,915	1,968	1,905	2,042	2,180	2,278	2,380	2,489	2,583	2,696	2,786	2,873	2,954	2,654	2,730	2,808	
	Cash flow	-35,400	-303	-237	-167	-90	-6	203	220	246	321	401	485	594	695	832	984	1,154	1,721	1,929	2,154	
	IRR	-																				
Phase I-3	Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
	Investment cost	32,000																				
	Benefit		385	415	447	480	516	554	594	636	681	728	777	830	885	944	1,005	1,071	1,140	1,214	1,293	
	Expenditure		1,130	1,142	1,154	1,166	1,151	1,183	1,214	1,236	1,259	1,284	1,305	1,331	1,351	1,371	1,390	1,322	1,339	1,358	1,376	
	Cash flow	-32,000	-745	-727	-707	-686	-636	-629	-620	-600	-579	-556	-528	-501	-466	-427	-384	-251	-199	-144	-83	
	IRR	-																				
Phase II-1	Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Investment cost	33,700																				
	Benefit		1,398	1,503	1,615	1,733	1,858	1,991	2,130	2,278	2,433	2,598	2,771	2,954	3,147	3,351	3,569	3,800	4,047	4,309	4,589	
	Expenditure		1,534	1,566	1,528	1,612	1,696	1,756	1,819	1,885	1,943	2,012	2,067	2,120	2,170	1,987	2,034	2,082	2,131	2,181	2,232	
	Cash flow	-33,700	-136	-63	87	122	162	234	312	393	490	585	704	833	977	1,365	1,535	1,719	1,916	2,128	2,357	
	IRR	-																				
Phase II-2	Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
	Investment cost	31,400																				
	Benefit		987	1,058	1,134	1,213	1,297	1,386	1,479	1,578	1,682	1,792	1,908	2,032	2,164	2,304	2,454	2,613	2,783	2,963	3,156	
	Expenditure		1,218	1,256	1,284	1,313	1,343	1,370	1,401	1,427	1,451	1,474	1,390	1,412	1,434	1,457	1,480	1,503	1,527	1,551	1,576	
	Cash flow	-31,400	-231	-198	-150	-99	-46	16	78	151	231	318	519	621	730	848	974	1,110	1,256	1,412	1,580	
	IRR	-																				
Phase III	Year	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	Investment cost	16,300																				
	Benefit		304	325	346	369	393	419	446	475	506	539	574	611	651	693	738	786	837	891	949	
	Expenditure		556	561	565	569	572	559	562	566	570	573	577	580	584	588	591	595	599	603	607	
	Cash flow	-16,300	-252	-236	-218	-199	-179	-140	-116	-91	-64	-34	-3	30	66	105	146	190	238	288	342	
	IRR	-																				

7.4.3 配電プロジェクトの財務・経済分析に係る考察

配電プロジェクトの財務分析の結果は全体の電力事業、即ち発電も含め、全体で収支をみるよりも悪くなる。これは、全体に対して、配電プロジェクトのみの収入は小さくなり、支出をカバーできないことを示している。全体に対して、配電プロジェクトが実施されることによる需要増加の割合は小さく、収入が投資及び経費に見合わないことを意味し、他の既存の需要の方が大きく財務に寄与していることになる。

経済効果も同様であるが、かろうじて Phase I-1 の IRR が 6.7% になるだけで、他の配電プロジェクトは便益が費用（投資費用も含め）をカバーできないことを示している。これも全体に対して、配電プロジェクトが実施されることによる需要増加の割合が小さいためである。フェーズが進むにつれて需要家密度の小さい地域に配電網を拡張することとなり、プロジェクトの実施による需要増加が少なくなるため、ますます収支及び経済効果は悪くなる。

全体としては財務的に赤字にならないようにできるので、事業としては可能である。ブンブナ水力が運転を開始し、Kingtom 発電所の増設、Blackhall Road 発電所の建設が完了すれば、当面の需要に見合う発電容量は確保される。しかしながら、末端の需要家まで電力を送り届ける送配電網が改善されない限り、ウェスタンエリアへの電力供給事情は改善されない。即ち、発電設備への投資の効果が十分に発現されないことになる。配電網をネットワーク化することにより、電力供給も安定化し、上記の経済効果では算定できない効果もあり、それは既存の需要層にとってもメリットとなる。また、水力主体の電源開発シナリオの場合は、経済効果に含めていないが温室効果ガス削減の経済効果もある。さらに、自家発電による大気汚染や騒音を減らす効果もあり、これらも経済効果としては定量化が困難であるので算定していないが、確実に存在する。

以上のように、単純に財務・経済内部収益率の数値だけでは表せない裨益効果があること、及び電力供給システムはトータルシステムとして機能するものであり、その一部でも欠けると電力供給に支障を来すという特性を有していることから、本マスタープランで策定した配電プロジェクトを実施することは、ウェスタンエリアの電力供給事情を改善する上で十分に意義のあるものである。

8. 人材育成計画

8.1 技術移転項目

NPA 発電課の技術者は、これまで体系的に技術研修を受けた実績が無い。また、2006 年末以降、自社 発電設備の運転維持管理も滞っていることから、作業標準に示した項目を、実際の運転維持管理と同時進行で、基本から確実に習得していくことが必要不可欠である。ディーゼル機関は、高圧、高温、高速運動と構成部材に対し、最も過酷な条件で運転されており、運転データをもとに適切な運転・保守管理を行わなければ、早期に致命的な損傷を起こすことは必至である。発電設備の運転維持管理に係る作業標準をもとに、運転維持管理業務にあたり NPA の発電課の技術者に技術移転されるべき項目を、表 8.1-1 に示す。

表 8.1-1 発電設備運転・保守主任技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
運転課	運転操作	始動／停止手順
		発電設備の保護装置と作動確認
		摺合せ運転及び調整運転
		緊急停止方法とその条件
		休止時の処置
		機関の運転管理
		燃料系統の運転管理
		潤滑油系統の運転管理
		冷却水系統の運転管理
		始動空気系統の運転管理
		廃油設備の運転管理
	運転データの管理	各種チェックシート、報告書作成
	循環流体管理	燃料油、冷却水、潤滑油管理
		流体在庫管理
排水、廃棄物（残灰）の管理		
燃焼管理	噴射タイミング調整	
	燃料噴射ポンプラックの調整	
運転操作要領書作成	各種要領書作成	
廃棄物管理要領書作成	各種要領書作成	
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
運転予算立案	次年度予算の計上	
維持管理課 及び計画課	定期点検計画の立案・実施	計画の立案・実施要領
	定期点検要領（事前／事後処置）	B 点検要領
		D1 点検要領
		D2 点検要領
		D3 点検要領
		E2 点検要領
		スペアパーツ管理要領
	定期点検各作業項目の実施要領	吸排気弁検査・摺合せ要領
		燃料噴射弁・ポンプ点検要領
		シリンダライナ点検要領
		ピストン・連結棒の分解点検要領
		揺腕装置・カム機構分解点検要領
		主軸及び基準軸受交換要領
		クランク軸の点検要領
		ギヤ類の点検要領
		過給器分解点検要領
		カムギヤダンパー装置点検要領

		ガバナー装置点検要領
		その他機関付属装置点検要領
	各補機の定期点検要領	フィルター設備の分解点検要領
		ピューリファイヤーの分解点検要領
		ポンプ類の分解整備要領
		コンプレッサーの分解整備要領
		バルブ・計測器の点検要領
	各種補機の分解点検要領書作成	各種要領書作成
	定期点検要領作成	各種要領書作成
	保守予算立案	次年度予算の計上
	不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領
運転課、維持管理課、 計画課の共通項目	基礎理論	ディーゼルサイクル理論
		シーケンス制御
		予防保全
		非破壊検査
		発電設備の自動制御
		発電設備の制御方式
	その他	ガバナーの構造と動作
		ピューリファイヤーの動作原理
電気設備課	基礎理論	電圧、周波数管理
		シーケンス制御
		保護協調と整定
		自動電圧調整装置
	運転操作	発電設備のシーケンス制御
		発電設備の制御方式
		発電設備の保護継電器と整定
		同期投入手順
		発電設備の運転管理
		電圧、周波数の管理
	運転データの管理	各種チェックシート、報告書作成
	維持管理	同期発電機の点検整備
		遮断器盤の点検整備
		制御盤・同期検定盤の点検整備
		所内用変圧器点検整備
MCCの点検整備		
直流電源装置の点検整備		
保護継電器の性能検査		
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
各種工具・計測器の使用法	使用目的と使用方法	
その他	ガバナーの構造と動作	
共通項目	発電設備の概要	機関の構造
		燃料系統の構成
		潤滑油系統の構成
		冷却水系統の構成
		始動空気系統の構成

[出所] 調査団

NPA 送配電課の技術者も、これまで体系的に技術研修を受けた実績が無く、作業標準に示した項目を、実際の運転維持管理と同時進行で、基本から習得していく必要がある。ポンプナ水力発電所が運転を開始すると、系統の保護協調、需給計画等については、根本的にこれまでの方針を見直していかなければならない。また、送配電課は、送配電設備の老朽化から、日々、度重なる故障復旧業務を強いられており、補修業務に対する適切かつ効率的な手順についても、習得する必要がある。送配電網の運転維持管理に係る作業標準をもとに、NPA の送配電課の技術者に技術移転さ

れるべき項目を、表 8.1-2 に示す。

表 8.1-2 電力流通設備運転・保守技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
運転課	運転操作	系統監視体制立案
		系統の運転/停止/切換操作手順
		故障時の処置
		系統の試充電手順
		力率改善
		負荷制限
	系統保護	主保護と後備保護
		保護協調と整定
		保護継電器の性能試験
		遮断器の動作試験手順
		廃油設備の運転管理
	運転データの管理	各種チェックシート、報告書作成
	需給計画	運転データの分析
		発電設備の定期点検計画
貯水池の使用計画		
燃焼管理	電圧、周波数の管理	
	力率改善	
運転操作要領書作成	各種要領書作成	
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
各種工具・計測器の使用方法	使用目的と使用方法	
維持管理課 及び計画課	定期点検要領（事前/事後処置）	変圧器の点検整備
		架空送電線路の点検整備
		地中送電線路の点検整備
		遮断器盤の点検要領
		保護継電器の性能試験
		自動再閉路器の点検整備
		直流電源装置の点検整備
		アレスターの点検整備
	補修方法	架空送電線路
		地中送電線路
	巡視・点検要領	架空送配電線路
		地中送配電線路
		変電設備
巡視・点検チェックシート作成		
運転・保守予算立案	次年度予算の計上	
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
共通項目	基礎理論	電圧、周波数制御
		シーケンス制御
		故障計算
		保護協調と整定
		自動電圧調整装置
		電力システムと安定性
	各種工具・計測器の使用方法	使用目的と使用方法

[出所] 調査団

電力系統の計画に係る業務は、経営企画部の系統計画課で行われているが、近年、NPA は開発計画を海外のドナーの援助に依存しており、NPA 内には、独自で電力系統計画を立案できる技術者が育成されていない。開発援助を受けるにあたっては、各ドナーの計画の整合性を NPA 自身で技術的観点から調整できる必要があり、将来的には、電力系統計画を立案・評価できる技術者が必須であ

る。特に、過負荷、老朽化と深刻な問題を抱える低圧配電網は、職員の技術レベルでは無く設備自体にも根本的な問題があり、この改善を行わない限り、計画的、安定的に運転維持管理を行うことは困難である。配電設備は膨大な量の設備から構成されており、限られた期間で調査を行う海外のドナーによる援助にも限界があるため、NPA 内に、自ら計画を立案できる技術者が必要であると考えられる。電力系統計画を立案できる技術者を育成するにあたり、技術移転されるべき項目を、表 8.1-3 に示す。

表 8.1-3 電力系統計画主任技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
流通設備計画	現状分析	11kV 配電線単線接続図作成
		低圧配電線単線接続図作成
		11kV 配電線ルート図作成
		低圧配電線ルート図作成
		負荷特性調査
		運転記録分析（負荷・電圧分布把握）
		電圧降下・送電ロス分析
		他ドナーの開発計画
	需要予測	マクロ需要予測
		ミクロ需要予測
	配電計画	配電線の更新計画手法
		配電線の増強計画手法
		配電線の延伸計画手法
		配電線設計手法
		収益性評価
		電圧降下・送電ロス低減の検討
力率改善設備の導入計画		
電力系統解析	潮流計算	
	短絡要領計算	
	故障計算	
	安定度評価	
電源開発計画	現状分析	既存発電設備の現有能力・寿命評価
		負荷特性調査（年負荷持続曲線）
		他ドナーの開発計画
	需要予測	マクロ需要予測
	電源開発のポテンシャル評価	水力発電所開発の可能性評価
		火力発電所開発の可能性評価
		各種電源特性の分析
	電源開発計画の立案及び評価	各開発計画の固定費・可変費の算出
		ベストミックスの検討（スクリーニング法）
		運用の自由度評価
		最適配置の検討
建設期間の検討		
開発計画のフレキシビリティ評価		

[出所] 調査団

8.2 人材育成のスケジュール

NPA は、2006 年末に自社の発電設備の運転維持管理が滞って以降、運転維持管理能力が低下していることが懸念される中、2010 年初旬には新たな設備の運転開始が差し迫っている現状にある。そのため、NPA の発電課へのディーゼル発電設備の運転維持管理に関する技術移転が緊急課題となっている。一方で、電力系統の運転維持管理、将来計画の立案等、自立持続的に電力事業を行う上で、基本となる能力の総合的な開発の必要性も確認される。これらの状況を勘案し、表 8.2-1 に示す人材育成計画を立案した。

表 8.2-1 人材育成計画

- : 要員派遣期間
 - : 各工程の実施期間
 - : 要員派遣期間
 - : 各工程の実施期間
 - : 日本における研修期間
- ☆ : 運転開始
 - ▲ : B点検 (4,000時間毎)
 - ▲ : D1点検 (8,000時間毎)
 - ▲ : D2点検 (16,000時間毎)
 - ▲ : D3点検 (24,000時間毎)
 - ▲ : E2点検 (32,000時間毎)

	2009年				2010年				2011年				2012年				2013年				2014年			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
日本の無償資金協力で供与されるディーゼル発電設備			キングダム7号機 ☆																					
コンサルタントによる技術指導			キングダム8号機 ☆																					
メーカーによるOJT																								
	発電設備の運転操作を確実に習得する期間																							
長期専門家(発電設備の運転管理計画)																								
運転操作																								
運転データの管理																								
循環流体管理																								
運転要領書作成																								
廃棄物管理																								
定期点検要領書作成																								
不具合時のトラブルシューティング																								
その他																								
短期専門家(機関定期点検実施計画)																								
B点検実施要領指導																								
D1点検実施要領指導																								
短期専門家(電気設備運転管理計画)																								
運転操作																								
保守管理																								
運転データの管理																								
その他																								
技術協力プロジェクト																								
機関運転・保守主任技術者育成																								
基礎理論講習																								
燃焼管理																								
循環流体の性状評価																								
定期点検作業計画立案・実施																								
定期点検の各作業項目実施要領習得																								
定期点検要領書作成																								
定期点検の各作業項目実施要領書作成																								
運転・保守予算計上																								
本邦研修(機関オーバーホール要領)																								
補機保守管理技術者育成																								
各補機の分解点検整備要領																								
各補機の分解点検整備要領書の作成																								
発電設備に係る電気主任技術者育成																								
基礎理論講習																								
電気設備の維持管理																								
	発電設備の保守点検を単独で実施する技術を習得する期間																							
電力流通設備運転主任技術者育成																								
基礎理論講習																								
運転操作																								
系統保護																								
運転データの管理																								
需給計画																								
系統管理																								
各種工具・計測器の使用方法																								
電力流通設備保守主任技術者育成																								
電気設備の維持管理																								
補修手法																								
巡視・点検実施要領																								
運転・保守予算計上																								
各種工具・計測器の使用方法																								
	電力系統計画技術を習得する期間																							
電力流通設備計画主任技術者育成																								
現状分析																								
需要予測																								
配電計画																								
電力系統解析																								
電源開発計画主任技術者																								
現状分析																								
需要予測																								
電源開発のポテンシャル評価																								
電源開発計画の立案及び評価																								

[出所] 調査団

9. 結論と提言

9.1 結論

ウェスタンエリアにおける今後の電力需要の増加に対応し、安定かつ信頼性の高い電力供給を行なうため、2025年までの間に以下の9.1.1、9.1.2に示す電力供給施設の更新・拡張を行なうことが推奨される。また、電力供給設備の建設に伴う設備投資に対応し、NPAが独立した事業体として存続するために、以下の9.1.3に示す電気料金体系を導入することを提案する。

9.1.1 電源開発計画

高速ディーゼル発電設備、中速ディーゼル発電設備及びYiben-I水力発電所を、表9.1-1に示す年次、発電容量で開発する。その場合の設備投資額は表9.1-2に示す通りであり、総額は約268百万米ドルである。

表 9.1-1 電源開発計画（水力主体シナリオ）

Unit: MW

Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)
2010	5.4			5.4
2011		8.28		8.3
2012	1.8			1.8
2013	5.4			5.4
2014	3.6			3.6
2015	1.8	8.0		9.8
2016		8.0		8.0
2017		8.0		8.0
2018		8.0		8.0
2019	(-18.0)		61.5	61.5
2020				0.0
2021				0.0
2022				0.0
2023				0.0
2024				0.0
2025				0.0
Total	18.0	40.3	61.5	119.8

表 9.1-2 電源開発に係る設備投資費用

Unit : million USD, expressed in Y2009 price

Year	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (20.5MW/unit)	Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
2010	2.48	3.01		5.49	5.49
2011	0.00	12.03		12.03	17.52
2012	0.83	0.00		0.83	18.35
2013	2.48	0.00		2.48	20.83
2014	1.66	2.76		4.42	25.25
2015	0.83	13.80		14.63	39.87
2016	0.00	13.80	28.44	42.24	82.11
2017	0.00	13.80	66.35	80.15	162.26
2018	0.00	11.04	66.35	77.39	239.66
2019	0.00	0.00	28.44	28.44	268.09
2020	0.00	0.00		0.00	268.09
2021	0.00	0.00		0.00	268.09
2022	0.00	0.00		0.00	268.09
2023	0.00	0.00		0.00	268.09
2024	0.00	0.00		0.00	268.09
2025	0.00	0.00		0.00	268.09
Total	8.28	70.23	189.58	268.09	

9.1.2 配電網更新・増強・延伸計画

配電網更新・増強・延伸については、2025年までの計画期間を5年毎にフェーズ分けし、表9.1-3に示すプロジェクトを実施する。設備投資額は総額で約172百万米ドルである。本マスタープランでは、WAPPの国際連系送電線及び「シ」国の全国送電網を考慮していないが、将来これらの送電線が実現してウェスタンエリア送配電網に接続された場合には、新たな系統構成にて電力系統解析を実施し、以下に示した配電網更新・増強・延伸計画を見直す必要がある。

表 9.1-3 配電網更新・増強・延伸計画

No.	Project Packages	Major Components	Target Year	Cost (10 ⁶ US\$)
Phase-I (from 2010 to 2015)				
1	Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System	1) Improvement of 33 kV system at Kingtom P/S	2012	25.6
		2) Construction of 33 kV line from Kingtom to Falcon Bridge S/S (about 2 km)		
		3) Construction of 33 kV line from Kingtom to Blackhall Road P/S (about 4 km)		
		4) Construction of 11/33kV Substation at Falconbridge S/S		
		5) Rehabilitation of 11 kV switchgears		
2	Construction of 33 kV System in Goderich and Jui Area	1) Construction of 33 kV line from Wilberforce S/S to Goderich S/S (about 7 km)	2014	35.4
		2) Construction of 33 kV line from Wellington S/S to Jui S/S (about 13 km)		
		3) Construction of Goderich and Jui S/S		
		4) Improvement of 11 kV lines and extension of LV system		
3	Improvement of 11 kV Distribution Facilities	1) Replacement of old 11 kV transformers (more than 40 years)	2015	30.0
		2) Replacement of old 11 kV transformers (more than 30 years)		
		3) Rehabilitation of existing 11 kV facilities		
		4) Promote new customer connections around Goderich and Jui S/S		
Sub-total				91.0
Phase-II (from 2016 to 2020)				
1	Construction of 33 kV System in Lumpa and Tombo Area	1) Construction of Lumpa S/S and 33 kV line from Jui S/S to Lumpa S/S (about 15 km)	2017	33.7
		2) Construction of Tombo S/S and 33 kV line from Lumpa to Tombo S/S (about 17 km)		
		3) Electrification around Lumpa and Tombo S/S		
2	Expansion of 33 kV System and Improvement of Network	1) Installation of 161/33 kV transformer (60/80 MVA, OLTC with AVR) at Freetown S/S	2020	31.4
		2) Construction of 33 kV line from Goderich S/S to York town (29 km)		
		3) Rehabilitation of 11kV trunk lines and electrification		
Sub-total				65.1
Phase-III (from 2021 to 2025)				
1	Expansion of Distribution Network	1) Construction of 33 kV line from Lumpa S/S to Fogbo town (about 16 km)	2025	16.3
		2) Construction of 33 kV lines from York S/S to Tombo S/S (about 20 km)		
		3) Extension of 11kV lines and electrification		
Sub-total				16.3
Grand Total				172.4

9.1.3 電気料金の改定

電源開発シナリオを水力主体シナリオとし、ブンブナ水力からの電力購入単価が 7¢ /kWh である場合に、NPA がマスタープランで策定された設備投資を行なっても財務的に持続可能とするためには、表 9.1-4 に示す通り平均電気料金を 27¢ /kWh とする必要がある。

表 9.1-4 電気料金改定案

分類	区 分	旧料金 (2008.12 以前)		推奨料金
		Le/kWh	US ¢ /kWh	US ¢ /kWh
家庭用	0-30kWh	373	11.7	23
	31-150kWh	533	16.8	
	Above 150kWh	709	22.3	
商業用	0-30kWh	651	20.5	34
	31-150kWh	781	24.6	
	Above 150kWh	846	26.6	
産業用	All units	941	29.6	28
平均	—	816	25.7	27

[備考] 1US\$ = 3,179 Le

[推奨料金算定の前提条件]

- 電源開発シナリオ：水力主体シナリオ
- プンプナ水力からの電力購入単価：7 ¢ /kWh
- System Loss：2009年の40%から2025年には15%に改善
- Collection Rate：2009年の70%から2025年には95%に改善
- 長期債務：NPAが返済を継続すると仮定

9.2 提言

9.2.1 電源開発への民間活力導入に係る提言

財政難の「シ」国政府にとって、プライオリティが高い電力セクターであっても、電力設備投資に資金を割くのは困難である。また、ドナーの支援だけでは増加する電力需要に対して投資を行うのに不十分である。更に技術的なノウハウや効率的な経営等、急速に世界水準に達するには、資金とともに時間がない。従って、マスタープランで策定した「シ」国の電力開発計画を実現してゆくためには、民間活力を導入する必要性が非常に高い。具体的には IPP の導入や NPA の民営化に際して、外国企業を含む民間の参入がテーマとなる。ただし、NPA の民営化は NCP の長期戦略とはなっているが、現実には慢性赤字で、政府の支援を必要とし、また技術的にキャパシティビルディングを必要とするように、民営化する前に解決しなければならないことが山積みで、民営化するとしても長期的将来のことと考えられる。

既に発電分野においては、緊急発電（レンタルパワー）のため民間発電会社が参入しているが、今後も民間企業の力を導入する必要性は高い。今後、「シ」国において民間活力導入を円滑に進めるには、以下の条件整備が必要である。

- 法制度の確立

民間導入を問題なく行うためには法規制を拡充して投資環境を整備し、民間も安心して参入できるようにする必要がある。もちろん、公共の独占から民間の独占に変わるだけでは困るので、競争政策を基盤として、次に述べるプロセスの法規制も必要となる。契約や実施、罰則等を規定する。

- 透明・公平な導入プロセスの確立

公平な競争を可能にする透明な公募・入札等のプロセスを確立する必要がある。また、これらのプロセスを監視、監督する独立規制機関の設立が不可欠である。

- 政府と民間の役割・リスク分担の明確化

プロジェクトの打ち切りや停滞がないように成功裏に完了させるには、政府と民間の役割、特にリスク負担について適切に設計する必要がある。民間を優遇し過ぎると、政府

の負担過多になる恐れもあるし、逆に民間にリスクを押し付け過ぎると参入がなくなる恐れもあり、バランスが必要である。過去の優良事例の研究や適切なアドバイザーのコンサルティングが必要となろう。

- 投資促進施策

民間が参入する電力プロジェクトに対する政府保証、優遇税制、外資出資比率制限の撤廃等、民間投資を促進する施策を実施する。「シ」国では、2007年5月に投資・輸出促進機構（SLIEPA：Sierra Leone Investment and Export Promotion Agency）が設立され、投資家の誘致、広報活動を行っていることから、財務経済開発省、エネルギー水資源省とSLIEPAが連携して、電力セクターへの投資促進をより一層進めることが望まれる。

公共事業への民間活力導入の事例として、PPP（Public-Private Partnership）導入の標準的なプロセスを示すと図9.2-1のとおりである。

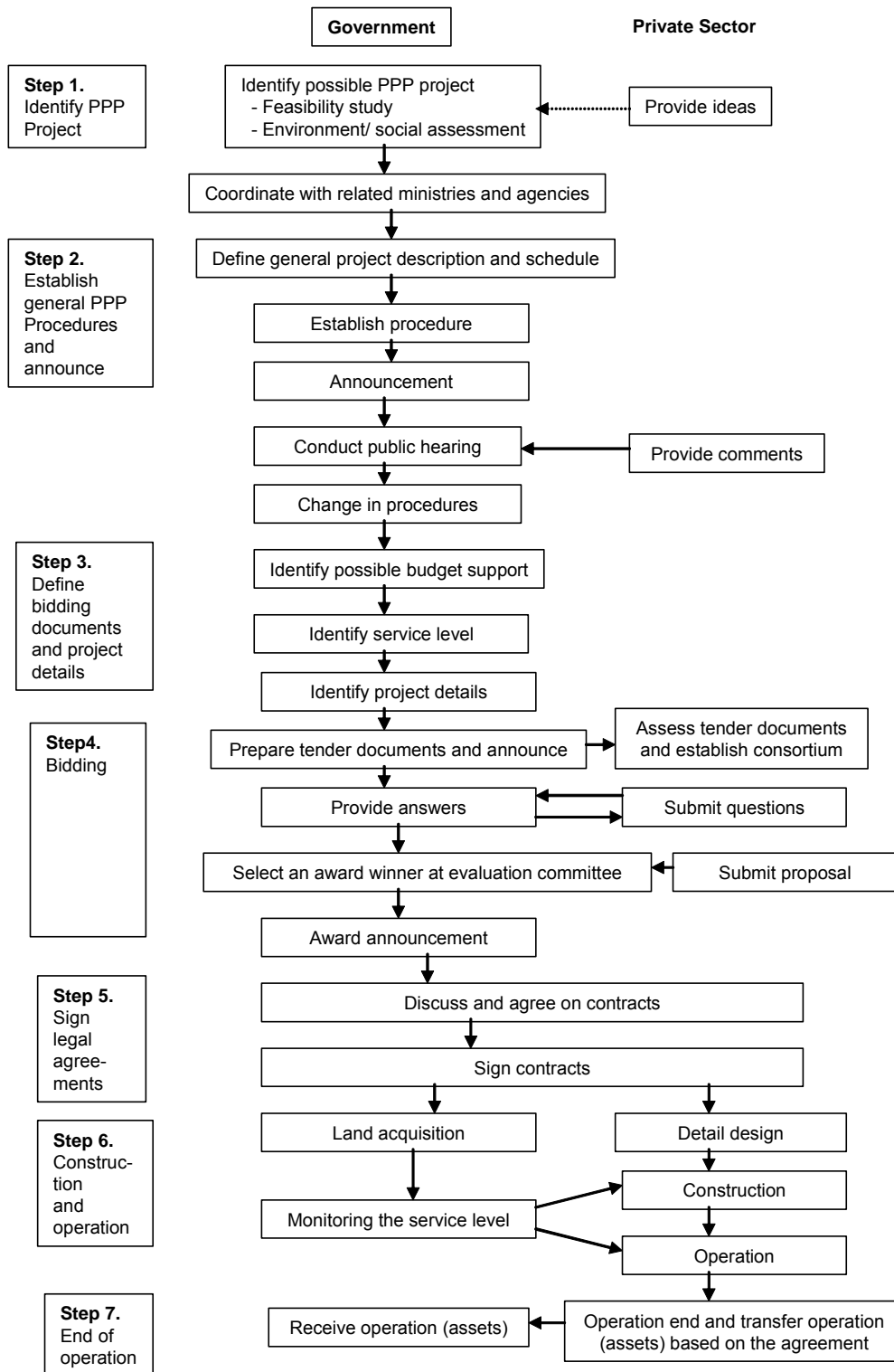
一方、民間導入には注意も必要で、既にレンタルパワー導入では随意契約で高いコストとなった例もみられ、上記のような競争的プロセスが必須である。IPP導入が行われたインドネシアやフィリピンでは、導入後に問題が発生している。例えばフィリピンでは、1990年代の電力不足に対応するため政府はIPPを導入したが、電力小売料金よりも高い価格でIPPと電力売買契約が締結されたため、国営電力会社（National Power Corporation：NPC）と清算事業団（NPCの分割民営化の前にNPCの多額の負債とIPP契約費用を処分するために設立されたPower Sector Assets and Liabilities Management Corporation：PSALM）を今なお続く膨大な負債で苦しめている。そのため、電力消費者にuniversal chargeを課しているが、それが増額される可能性があり、消費者への負担転嫁となっている。

電力のような独占事業に近いプロジェクトの場合、政府と事業主体との料金交渉は次のような式によって行われることがある。

$$\text{料金値上げ率} = \text{CPI（消費者物価指数増加率）} - \alpha$$

ここで α は生産性向上目標で、この α を政府と事業主体とで交渉し、適切な料金となるようにする方法である。

NPAの民営化についてはかなり先のこととなり、それまでに財務的には黒字化を達成するとともに技術的に維持管理できるように人材育成等を行う必要がある。NPAが独立公共事業体として確立できるようになってから、その民営化及び分割を再検討する必要があるだろう。現在NCPの戦略ではNPAを発電・送電・配電に分割して民営化することが長期路線となっているが、NPAが自立できるようになった時点で、どのように民営化すべきかを再度考慮することが考えられる。西アフリカの国際連系送電線（WAPP）ができるような時点では、国際競争力なども必要と考えられ、シエラレオネの電力セクターとして望ましい姿をその状況で検討することが必要となるであろう。世界の中では、必ずしも分割民営化していない例もあり、拙速に現在決める必要はない。



[出所] JICA, “Public-private Partnership (PPP) Program for Cairo Urban Toll Expressway Network Development”, March 2006

図 9. 2-1 標準的 PPP 導入プロセス

9.2.2 送配電系統に係る提言

(1) 161 kV ブンブナ送電線

将来のウェスタンエリアへの電力供給は、ブンブナ、Yiben 等の水力発電所に大きく依存することとなるが、これらの発電所から首都圏への送電ルートは 161 kV-1 回線のブンブナ送電線のみである。従って、同送電線に事故が発生し水力発電所からの電力供給が停止すると、「6.4 章 6) 周波数計算、7) 安定度解析」に示した通り、送電線事故時に Kingtom 系統に接続して稼働中のディーゼル発電機出力に見合うまで負荷を制限せざるを得ない。ブンブナ送電線は延長約 205km と長距離であり、事故発生、線路停止となる確率が高い。仮にこのような事態が発生すれば、首都圏の機能は大きな打撃を受けることとなる。これを回避するために、早急に以下の対策を実施することが推奨される。

- 1) 国際連系送電線を首都圏の配電網に連系する。新設変電所の位置は、既存 161 kV 送電線が脱落しても首都圏へ電力供給可能で、将来の給電指令所の建設が容易で環境に悪影響を及ぼさない場所が望ましい。これらを総合的に勘案すると Lumpa が推奨される。
推奨する公称電圧 230 kV 送電線のルートとしては、Mano – Kenema – Bo – Mokango – Lumpa が考えられるが、将来の道路計画、需要想定及び自然保護区への影響等を総合的に検討する必要がある。
- 2) ブンブナ送電線事故時の負荷制限が迅速に行われなければ、Kingtom 系統に接続しているディーゼル発電機も系統から脱落することとなり、ウェスタンエリア電力系統全体が崩壊する恐れがある。送電線事故による停電範囲を最小とするためには、主要変電所で速やかに負荷制限を実施しなければならないが、このためには事前潮流状態監視、ブンブナ送電線事故情報伝送、事故発生後の負荷制限計算、及び負荷制限制御機能を有する事故波及防止装置を設置することが推奨される。また、事前に各変電所における負荷 (Feeder) の優先順位を決定しておく必要がある。

(2) ループ系統の運用

ウェスタンエリア電力系統においては 11kV 以上の系統はループ運用を基本とした設備構成を指向されているため、系統が多重ループを組み複雑な系統となっている。ループ系統は N-1 事故発生時においても健全な送電ルート側から受電し停電を回避できるというメリットがある反面、電力系統の潮流状態把握が困難になるというデメリットがあり、ループ系統では放射状系統に比べると系統運用者・設備計画者に対してより高い技術力が求められる。

ループ系統の利点を生かすためには、事故時の潮流変化に対応可能な系統を構築する必要がある。このためには、事前にループ上における基幹配電線路毎に十分な系統解析を実施し、負荷パターン毎の配電系統を決定する必要がある。また、ループ運用には既存設備の改造（周波数継電器等の設置）を伴う点に留意する必要がある。更に、系統運用者および設備計画者に対する教育の充実や、系統運用・設備計画業務をサポートする支援システムの導入が必要であると考えられる。

9.2.3 環境社会配慮に係る提言

9.2.3.1 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

本マスタープランは、今後の電力開発、配電網の更新、増強、延伸の計画を提示しているが、次段階のフィージビリティスタディーや事業実施時に必要な環境社会配慮上の留意点を要約する。

(1) 非自発的住民移転回避

政府の移転費用用意能力が低いと、送配電線については、ルートや鉄塔・電柱の位置や高さを工夫する、ダムや発電所については建設位置を注意深く検討することにより、移転を極力回避する必要がある。

(2) 環境調査

ウェスタンエリアには、森林保護区やマングローブ湿地があり、絶滅危惧種が存在する可能性があることから、保護区や生態系に関する更なる調査を行い、現状を明らかにして、緩和策を検討する必要がある。また、新たなダム建設に関していえば、地方部の環境データがほとんどないため、早い段階からフィールド調査を行い、基礎データを揃える必要がある。

(3) 十分な調査時間・予算

「シ」国には信頼できるデータが少ないことから、既存データのみには頼ることはできない。今後、移転のためには人口や正確な地図情報、環境保護のためには保護地区や生態系情報などが必要であるが、そのため、フィールドに赴き、データを収集して分析する時間と予算を組んでおくことが必要である。

(4) 森林課や NGO との協調

農業食糧安全保障省の森林課では、ドナー支援の下に WAFR の保護プロジェクトを実施しており、一部での再植林計画もある。ウェスタンエリア内のプロジェクト実施時には、最新情報を得ることが必要である。また、現地の環境 NGO は、活動を通じて政府より保護区や生態系についての詳細な情報を得ている場合が多いので、適宜情報を得て、協力することが必要である。

9.2.3.2 NPA の社会環境配慮に向けた提言

(1) 現在の NPA の社会環境配慮体制

今後新たなプロジェクトを実施していくには環境社会配慮が求められるが、NPA には組織的・制度的な仕組みがない。また、NPA の活動を監視、管理するための環境マネジメントシステムもない。環境社会問題に取り組む担当部や課がないために、技術部安全課の安全専門家が環境担当職員、営業部長が社会/住民移転担当職員として任命されている。この 2 名の職員以外に、環境社会問題に関わっている職員はいない。

環境部課がないために、何か問題が発生した時には、この 2 名の職員は副総裁と対策を話し合っている。

環境社会問題に組織として取りくむ制度がないために、予算も付いていない。活動に予算が必要な場合は総裁に予算申請することになっているが、NPA の脆弱な財務体質のため、

予算の確保は困難である。

この2名の職員は環境社会問題に対応するための十分な経歴がなく、NPAによる研修制度もない。そのため、実際の仕事を通じて必要な知識を学んでいる。

環境担当職員は、環境担当の初の仕事として、世界銀行による資金でドイツのコンサルタントが2004年に実施したキングトム発電所環境調査を支援した。同年、世界銀行のパワー&ウォータープロジェクトの一部である33KV線のEIAを作成したガーナのコンサルタントの調査に参加した。2008年には少水力発電の簡単なEIAを作成した。これが現在までの経験である。

社会/移転担当職員は、2004年に同じく世界銀行パワー&ウォータープロジェクトの33kV線の住民移転計画作成に一部関与したのが初めての経験である。この調査は、世界銀行がリードをとり、調査には海外のコンサルタント会社が雇用された。この住民移転計画は2007年に修正されたため、この調査にも参加をした。現在はこの移転計画実施の監督を行っている。

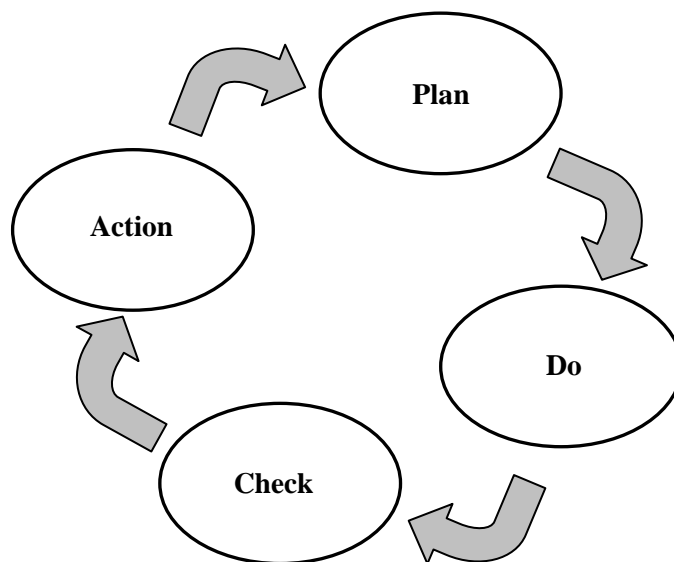
担当職員2名は上記のようなプロジェクトに関わってきたが、NPAではなく、世界銀行と世界銀行に雇用されたコンサルタントが主導したため、彼らの役割は限定されたものであった。環境社会担当職員は、職務を全うするための知識や能力が不足していると感じている。また、環境社会担当としての職は二次的なものであり、主の職と兼務しているために、環境社会問題に集中することが困難である。

そもそも、「シ」国にはNPAの活動を規制するような環境基準や規則などがないため、NPAは環境マネジメントシステムや環境方針を持たない。そのため、唯一の発電所であるキングトム発電所において、環境モニタリングを一度も実施したことがなく、モニタリングのための機器や予算も全くない。

同様に、廃棄物管理や発電所や変電所の清掃も行われていない。廃棄物管理が適正にされていないため、例えば有害なごみである廃油は適切な処理がされないまま海洋に廃棄されている。現在はごみ分別設備の全くない埋め立て地に、全てのごみを廃棄している。発電所の敷地は廃油や漏油で汚染されているし、変電所でも変圧器からの油漏れだけでなく、各種ごみが捨てられずに散乱している。

(2) 提言

NPA が環境マネジメントシステムを導入することを提案する。環境マネジメントには、PDCA サイクル（Plan, Do, Check and Act サイクル）が良く使用される。



[出所] JICA 調査団

図 9.2-2 PDCA サイクル

表 9.2-1 PDCA サイクル

Plan	環境方針の策定、環境目標の決定と、環境管理計画の作成。
Do	環境保護のため作成された計画の実施
Check	活動結果の定期的なモニタリングと評価
Act	改善のために現行の計画を見直し

[出所] JICA 調査団

この環境マネジメントシステム実行のためには、次のようなステップが必要となる。

1) 環境ユニットの新設

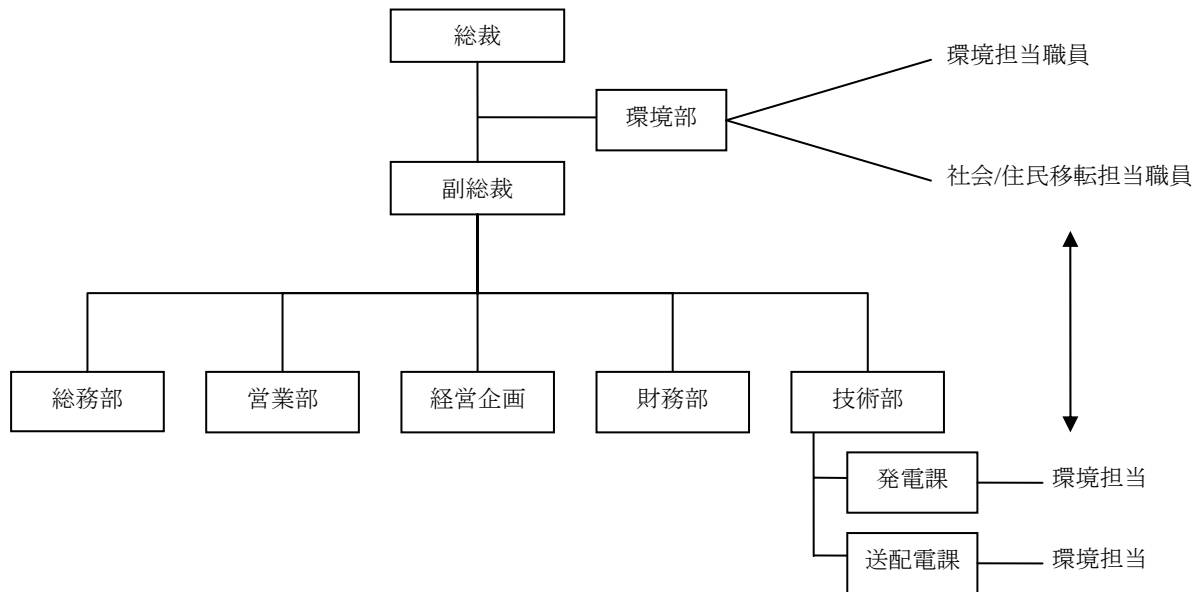
将来的には、能力のある職員が十分な数集まって環境部を設立することが望まれるが、現在の状況を考えるとこのような環境部の設立は現実的ではない。第 1 段階として、組織として環境社会問題に真剣に取り組むために、総裁直属の環境ユニットを新設することを提案する。この新ユニットは、最低 2 名の環境担当と 2 名の社会/移転担当から成る。知識や資格を持つ人材を新たに雇用することが望ましい。彼らは、他の関係部署と協力して仕事を進める。担当職員の TOR 案を下に示す。

表 9.2-2 職員の TOR 案

	TOR
環境担当	<ul style="list-style-type: none"> ・ 環境方針の策定 ・ 環境目標の決定 ・ 環境管理計画の作成 ・ EIA 実施または EIA の外注と監督 ・ NPA 職員への研修実施 ・ 環境モニタリングの実施 ・ 環境モニタリング結果の分析 ・ 経営層へ結果報告 ・ 必要な対応策の実施 ・ 関係省庁との協調 ・ 他部署（特に発電部と送配電部）の活動の監督と協調
社会/移転担当	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土地取得と移転方針の策定 ・ EIA 実施、または EIA の外注と監督 ・ 住民移転計画の作成、または外注と監督 ・ ドナーとの調整 ・ 土地取得・移転のための関係省庁との調整 ・ 市民への情報提供とプロジェクト被影響との交渉 ・ 経営層への土地取得・住民移転計画実施の経過報告

[出所] JICA 調査団

また、発電課（発電所）と送配電課にも 1 名環境担当を任命し、それぞれの活動を監督する必要がある。



[出所] JICA 調査団

図 9.2-3 NPA 組織図（提案）

2) 環境方針・環境管理計画の策定

環境担当職員は経営層と協力し、NPA の環境方針を策定することが望まれる。その後、最低限の環境目標決定と環境管理計画策定をする。国内環境基準が存在しないため、NPA は国際機関、先進国または周辺国の環境基準を参考に、内部基準を決定すべきである。過去

に環境配慮や環境モニタリング実施経験がないため、実現可能な目標を設定することが大切である。

環境管理計画には発電所の環境汚染を抑える方策やモニタリング計画、送配電線に関する社会環境モニタリング計画、廃棄物管理計画、化学薬品管理計画が含まれる。NPA が水力発電施設を所有するようになった時には、水力発電にかかる環境社会影響のモニタリングをすることも求められる。

廃油や化学薬品などの害がある廃棄物は、分別し適切に廃棄しなくてはならない。「シ」国には、産業ごみの処理施設や処分場がないため、NPA はごみの排出者として適切な対策をとらねばならない。

更に、NPA は近い将来多くの新プロジェクトを開始しなければならないことを考えると、新プロジェクトの EIA を実施する NPA 職員の手助けとなるよう EIA ガイドラインを準備することも必要となる。各種ドナーがこれらプロジェクトを支援することが予想される。よって、ドナーの環境社会アセスメントガイドラインなどを研究し、NPA 独自のガイドラインの中でまとめることも必要となろう。特に、ドナーの住民移転補償基準は通常国内法よりも有利であるため、NPA ガイドラインには住民移転を説明する章も含まれるべきである。

3) 必要予算配分

環境保護に必要な手段を講じるための予算が確保されねばならない。この予算は、環境ユニットの経常予算だけでなく、必要な機材調達費用や環境モニタリング予算なども含まれる。

NPA の財務状況は非常に悪いために予算配分は困難であるが、これは環境保護のために NPA が負担すべき費用なのである。

4) モニタリング機材の調達

NPA にはモニタリング機材がないため、火力発電所用に以下のようなモニタリング機材を調達するよう提案する。

- ・ 排ガス計測機材 (NO_x、SO_x、煤塵)
- ・ 騒音計測器
- ・ 振動計測器
- ・ 水質測定機材

また発電所にモニタリング目的のための試験室を設置することが望ましい。水力発電所を管理するようになった時には、水力発電所用のモニタリング機材を更に調達しなくてはならない。

5) 研修参加と研修開催

環境担当と社会/住民移転担当職員に必要な知識を身に付けさせるために、研修参加の機会を与えることが必要である。環境担当には、EIA や環境モニタリングの研修やセミナー、社会/住民移転担当職員には、EIA、社会経済調査手法や、他の住民移転事例を教える研修やセミナーなどを推薦する。また、NPA 職員の意識を向上させるために、全ての NPA 職員に環境教育を実施する必要がある。

発電所の現在の最悪な環境状況は、維持管理の実践が適切にされていないことも原因である。発電機とその付帯設備の正確な維持管理方法を職員に訓練することも必要である。

6) モニタリング、報告、評価

環境管理計画に従い、モニタリングを実施し、経営層へ定期的に報告しなくてはならない。モニタリングには以下の項目が含まれるべきである。

1. 排ガス
2. 騒音
3. 振動
4. 水質
5. 廃棄物
6. 土壌汚染
7. 生態系

住民移転が発生するプロジェクトでは、プロジェクト実施後も影響を受けた人々の生活の回復状況をモニタリングする必要がある。

これらモニタリング結果を、環境管理計画で設定した目標と比較し、評価をし、結果が満足できるものでなければ、必要な措置を取らねばならない。

この環境管理システム導入により、NPA の環境社会配慮運営体制が改善されるであろう。