

ガーナ国 配電部門マスタープラン策定調査 事前調査報告書

平成 19 年 1 月
(2007 年)

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

経 済
J R
07-001

ガーナ国
配電部門マスタープラン策定調査
事前調査報告書

平成 19 年 1 月
(2007 年)

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

序 文

ガーナ共和国は、現状54%程度の国内の世帯電化率を2020年までに70%とする目標をもっており、既に全国電化計画によりすべての郡都（District capital）を電化し、その後自立電化プロジェクト（Self Help Electrification Project : SHEP）を開始して、電化率向上に鋭意取り組んでいます。しかし、SHEPは地域住民主導により配電線延伸が決定されるため、配電計画としての全体的視野にかけており、経済的合理性が考慮されずに延伸が進んでいるという問題点が指摘されています。さらに、太陽光発電などの独立型電源で既に電化されたオフグリッド地域に配電線が設置されてしまうなど、オングリッド電化とオフグリッド電化の連携が取れていないという問題点も指摘されています。また、独立以来続いた安い電気料金と電気料金の低い徴収率等によりガーナ電力公社及びボルタ河電力公社北部電力局の財務状況が悪化しているため、既存配電設備の更新・増強が十分に行われておらず、配電設備は全国にわたり老朽化と過負荷の問題に直面しています。地方部においても、配電線の更新と増強が不十分なため、配電線延伸による地方電化が難しくなっています。このようなガーナ共和国の配電部門の多くの問題を解決し、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減、配電線延伸による地方電化をさらに進めていくためには、包括的視点に立った全国レベルの配電部門マスタープランを策定する必要があります。

以上のような背景からガーナ共和国政府は、我が国政府に対して、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減、地方部における配電線の延伸等の計画を盛り込んだ配電部門マスタープランの策定支援を要請してきました。

これを受けて、当機構は2006年7月に事前調査団を派遣し、マスタープラン調査の基本方針、内容、スケジュール等について先方関係機関と協議した結果、2006年10月に実施細則（Scope of Work : S/W）の署名に至りました。これにより、「ガーナ国配電部門マスタープラン策定調査」を約1年半にわたって実施することになりました。

本報告書は、上記調査結果及び協議結果を取りまとめたもので、今後の調査の実施にあたって広く活用されることを願うものです。

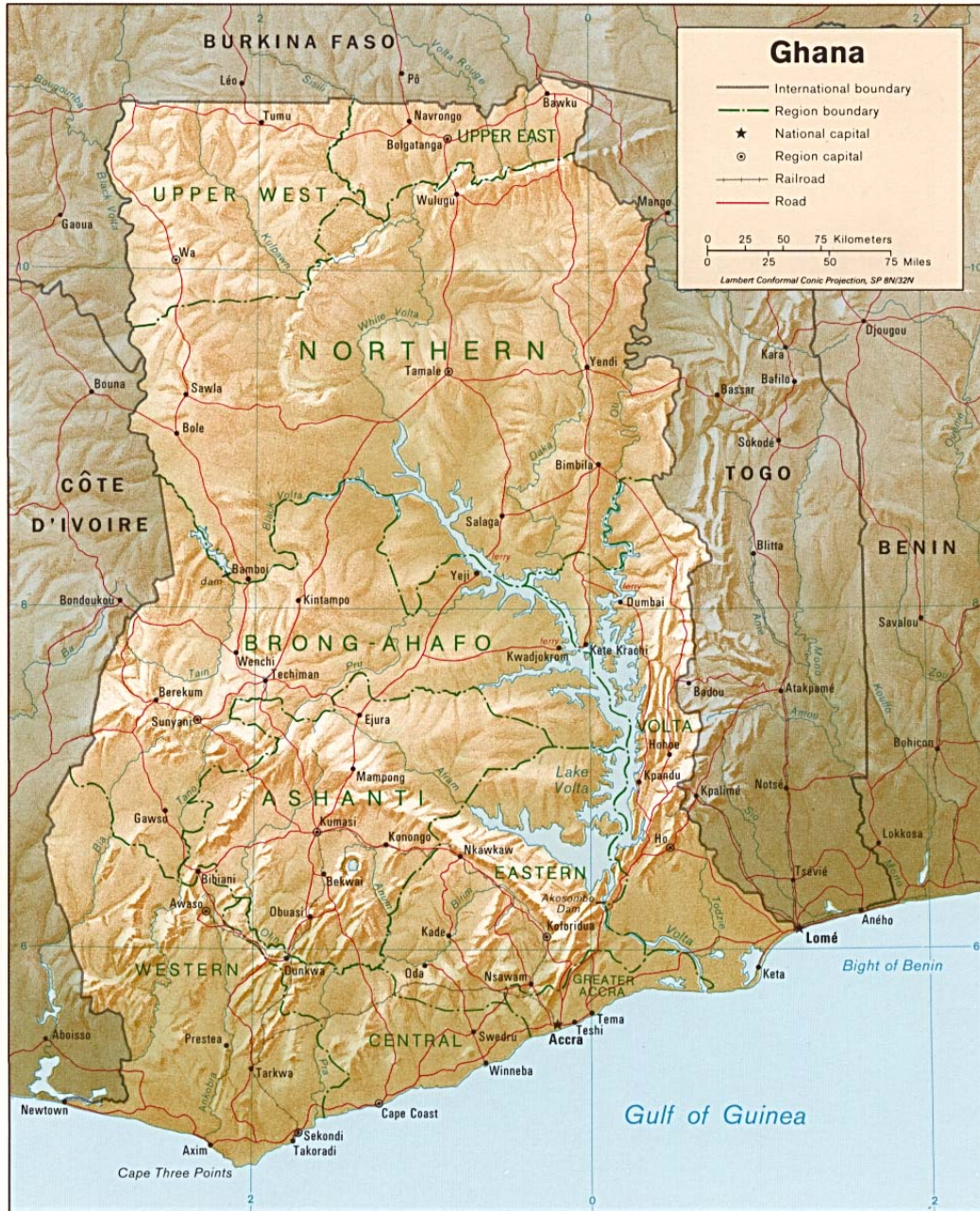
ここに、これまで調査にご協力頂いた外務省、経済産業省、在ガーナ日本大使館など、内外関係機関の方々に深く謝意を表すとともに、引き続き一層のご支援をお願いする次第です。

平成19年1月

独立行政法人国際協力機構

経済開発部

部長 佐々木 弘世



行政地域区分は南部が Greater Accra、Eastern、Volta、Central、Western、Ashanti、Brong Ahafo の 7 州、北部が Northern、Upper West、Upper East の 3 州である。一方、電気事業者の地域区分は、南部を Greater Accra、Eastern、Volta、Central、Western、Ashanti の 6 州、北部を Brong Ahafo、Northern、Upper West、Upper East の 4 州として、南部 6 州の配電事業をガーナ電力公社が、北部 4 州の配電事業をボルタ河電力公社北部電力局がそれぞれ担当している。

ガーナ共和国全体図



Minutes of Meeting 署名式の様子（2006年7月28日）

略 語 表

BSP	Bulk Supply Point	基幹変電所
CC	Coordinating Committee	合同調整委員会
C/P	Counterpart	カウンターパート
EC	Energy Commission	エネルギー委員会
ECG	Electricity Company of Ghana	ガーナ電力公社
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ諸国経済共同体
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
GEDAP	Ghana Energy Development and Access Program	ガーナ・エネルギー開発及びアクセスプログラム
GEF	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GPRS	Ghana Poverty Reduction Strategy	ガーナ貧困削減戦略
ICT	Information and communication technology	情報通信技術
IDA	International Development Association	国際開発協会
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
JBIC	Bank For International Cooperation	国際協力銀行
LBS	Load Break Switch	負荷開閉器
MM	Man Month	投入量
M/M	Minutes of Meeting	会議議事録
MOE	Ministry of Environment	エネルギー省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
NES	National Electrification Scheme	全国電化スキーム
NEP	National Electrification Plan	全国電化計画
PSS	Primary Sub-station	一次変電所
PURC	Public Utilities Regulatory Commission	公益規制委員会
SHEP	Self Help Electrification Project	自立電化プロジェクト
SHS	Solar Home System	ソーラーホームシステム
SSS	Secondary Sub-station	二次変電所
S/W	Scope of Work	実施細則
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
VALCO	The Volta Aluminium Company	アルミ精錬工場
VOLCO	Volta Aluminum Company	ボルタアルミ精錬会社
VRA	Volta River Authority	ボルタ河電力会社
VRA-NED	Northern Electricity Department of Volta River Authority	ボルタ河電力公社北部電力局

WAGPP	West African Gas Pipeline Project	西アフリカ・ガスパイプラインプロジェクト
WAPP	West Africa Power Pool	西アフリカ電力共同管理協定

目 次

序 文
地 図
写 真
略語表

第1章 事前調査団の派遣	1
1-1 調査の背景	1
1-2 調査の目的	1
1-3 団員構成	2
1-4 調査日程	2
1-5 調査方針	3
第2章 協議結果の概要	6
2-1 協議結果	6
2-2 団長所感	8
第3章 ガーナ電力セクターの現状	11
3-1 電力セクターの構造	11
3-2 電力政策	12
3-3 電力需給の現状と将来計画	18
3-4 各援助機関の動向	22
第4章 配電部門の現状	23
4-1 配電部門の構造	23
4-2 配電ロスの現状と対策	25
4-3 電力需要予測の見直し	26
4-4 都市部配電設備の現状	27
4-5 地方部配電設備の現状	28
第5章 配電事業の諸課題	30
5-1 電気料金制度	30
5-2 電気事業者の収支	31
5-3 電気料金徴収制度	33
5-4 人材育成計画	35
第6章 環境社会配慮	37

第7章 本格調査での留意事項	39
7-1 配電網更新・増強・延伸計画策定に係る留意事項	39
7-2 配電事業経営改善計画策定に係る留意事項	39

付属資料

1. 署名した M/M 及び S/W 案 (2006 年 7 月 28 日)	43
2. 主要面談議事録	58
3. 電力設備視察記録	85
4. 収集資料リスト	96
5. 署名した M/M 及び S/W (2006 年 10 月 24 日)	97

第1章 事前調査団の派遣

1-1 調査の背景

ガーナ共和国（以下、「ガーナ国」と記す）は、現状 54%程度の国内の世帯電化率を 2020 年までに 70%とする目標をもっており、既に全国電化計画によりすべての郡都（District capital）を電化し、その後自立電化プロジェクト（Self Help Electrification Project : SHEP）を開始して、電化率向上に鋭意取り組んでいる。SHEP とは既存配電線から 20km 以内にある人口 500 人以上のコミュニティが、敷設する低圧配電線用の電柱の費用を住民で負担することにより、政府が配電線を延ばして電化を実施するというもので、既に SHEP3 まで実施が終了し、約 1,400 のコミュニティが電化された。現在 SHEP4 の実施が行われており、さらに約 1,800 のコミュニティを電化する計画である。このようにガーナ国政府は、意欲的に配電線延伸による電化に取り組んでいるが、SHEP は地域住民主導により配電線延伸が決定されるため、配電計画としての全体的視野にかけており、経済的合理性が考慮されずに延伸が進んでいる。さらに、太陽光発電などの独立型電源で既に電化されたオフグリッド地域に配電線が設置されてしまうなど、オングリッド電化とオフグリッド電化の連携が取れていないという問題点も指摘されている。また、独立以来続いた安い電気料金と電気料金の低い徴収率等によりガーナ電力公社（Electricity Company of Ghana : ECG）及びボルタ河電力公社北部電力局（Northern Electricity Department of Volta River Authority : VRA-NED）の財務状況が悪化しているため、既存配電設備の更新・増強が十分に行われておらず、配電設備は全国にわたり老朽化と過負荷の問題に直面している。首都アクラではホテルや大使館などの大口需要家が立地する地区を除いて、中小企業や一般庶民が居住する地区での電気の質は劣悪で、低電圧により白熱電球しか使えず、また明かりがついても非常に暗い。配電線への新規接続を申請しても配電線容量不足により受け付けられず、不正接続の原因となっている。地方部においても配電線の老朽化と過負荷が著しく、都市部とともに質の悪い電気が中小企業の事業活動の足枷となっている。また、地方配電線の更新と増強が不十分なため、配電線延伸による地方電化が難しくなっている。このようなガーナ国の配電部門の現状を改善し、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減、配電線延伸による地方電化をさらに進めていくためには、包括的視点に立った全国レベルの配電部門マスタープランを策定する必要がある。

以上のような背景からガーナ国政府は、我が国政府に対して、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減、地方部における配電線の延伸等の計画を盛り込んだ配電部門マスタープランの策定支援を要請してきた。

上記要請を受けて、JICA はマスタープラン調査の基本方針、内容、スケジュール等の詳細を協議すべく、2006 年 7 月に事前調査を実施する運びとなった。

なお、本案件のカウンターパート（Counterpart : C/P）は、エネルギー省（Ministry of Environment : MOE）、ECG、VRA-NED の三者で、ECG は南部の、VRA-NED は北部地域の配電事業をそれぞれ担当している。また、本案件は事前調査開始時点で「JICA 環境社会配慮ガイドライン」でカテゴリー B に分類されている。

1-2 調査の目的

本事前調査では、配電部門マスタープラン策定に向けての基礎調査を行い、ガーナ国の配電計画・事業・設備の現状を把握する。同時に本格調査の範囲、内容、本格調査実施体制、スケジュール等の枠組みについて、先方関係機関と協議を行い、実施細則（Scope of Work : S/W）案について基本的な

合意を得ることを目的とする。

1-3 団員構成

氏名	分野	所属	派遣期間 (到着-出発)
林 俊行	団長	JICA 国際協力総合研修所 国際協力専門員	7月17日- 7月28日
岡村 健司	調査企画	JICA 経済開発部第二グループ 電力・エネルギーチーム	7月17日- 7月28日
大瀧 克彦	組織・制度/ 環境社会配慮	プロアクトインターナショナル (株)	7月17日- 8月2日
村田 孝久	配電計画	東電設計 (株)	7月17日- 8月2日

1-4 調査日程

日	月	曜日	行程			宿泊
			林団長、岡村団員	村田団員	大瀧団員	
16	7	日	【BA-008】成田→ロンドン (13:10-16:35)			ロンドン
17		月	【BA-081】ロンドン→アクラ (14:15-20:00)			アクラ
18		火	JICA ガーナ事務所訪問 MOE 主催 (世界銀行支援) 地方電化ワークショップ参加 在ガーナ日本大使館表敬 西アフリカ諸国経済共同体 (ECOWAS) 協議			アクラ
19		水	MOE 及び ECG 協議 VRA-NED 協議		資料整理	クマシ アクラ
			移動 (アクラ→クマシ)			
20		木	ECG クマシ事務所訪問 クマシ周辺配電設備視察 VRA-NED シニアニ事務所訪問 移動 (クマシ→タマレ)		ECG 協議 資料収集	タマレ アクラ
21		金	VRA-NED 協議 タマレ周辺配電設備視察		ECG 協議及び 情報収集	タマレ アクラ
22		土	資料整理 団内打合せ		アポロニア地方 電化サイト視察	タマレ アクラ
23		日	移動 (タマレ→アクラ) 【ABV372 : 12:30-13:50】 団内打合せ			アクラ
24		月	アコソンボダム視察 給電指令所視察 (テマ) 配電指令所視察 (アクラ)			アクラ
25		火	エネルギー委員会 (Energy Commission : EC) 協議 公益規制委員会 (Public Utilities Regulatory Commission : PURC) 協議 MOE 協議 ECG メーター試験センター視察 アクラ市内配電設備視察			アクラ

26		水	MOE、ECG、VRA-NED 協議	アクラ	
27		木	財務計画省訪問 MOE 協議 JICA ガーナ事務所報告 MOE、ECG 協議	アクラ	
28		金	Minutes of Meeting (M/M) 署名式 在ガーナ日本大使館報告	アクラ 機中泊	
			【BA-078】アクラ (22:30) →		
29		土	→ロンドン (6:35) 【BA-005】ロンドン (13:50) →	アクラ 機中泊	
30		日	→成田 (9:10)	アクラ	
31		月	/	ECG テマ研修センター視察	アクラ
1	8	火		ECG 協議 (メーターの検針と 集金手順確認ほか)	アクラ
2		水		環境保護庁訪問 ECG 技術部とデータローガー ほかの打合せ 【BA-078】 アクラ (22:30) →	機中泊
3		木		→ロンドン (6:35) 【BA-005】ロンドン (13:50) →	機中泊
4		金		→成田 (9:10)	

1-5 調査方針

(1) S/W 署名について

事前調査では S/W 案に基づいて協議し、MOE、ECG、VRA-NED 及び本調査団間で基本的合意を形成したあと、S/W 案を M/M に添付する。事前調査団帰国後、本部において S/W 案及び事前評価表を決裁したあとに、ガーナ事務所を通じて S/W の署名を行うこととする。

(2) 基礎情報の収集

本格調査内容との関連性から以下の点を含む基礎情報を収集・確認する。

- ・ガーナ電力セクターの概要 (基本政策、組織体制、電力需給状況等)
- ・電力構造改革の現状と将来展望
- ・発電・送電の中・長期計画
- ・送配電ロス率の現状
- ・電気料金体系／電気料金徴収体制／徴収率
- ・配電関係の人材の現状と育成状況

(3) 各ドナーの支援状況

世界銀行は地球環境ファシリティ (Global Environment Facility: GEF) と国際開発協会 (International Development Association: IDA) 資金を活用した再生可能エネルギー地方電化支援を

計画中である。また、フランス開発庁は地方電化マスタープランの策定支援を検討中である。それぞれ本案件に密接な関連性があることから本格調査の方針について、意見交換を行い、適宜必要な情報を収集する。

(4) 本格調査実施体制の確認

C/P として、MOE、ECG、VRA-NED の三者が想定されていることから、本格調査実施における C/P 三者の役割分担を明確にする。

以下の点に留意しながら、調査実施体制を構築する。

- ・ MOE の電力局の中に電力局長以下配電部門担当が 10 名ほど設置されており、彼らをどのように調査実施体制に組み入れるのか。
- ・ 調査実施において地域別の配電会社である ECG 及び VRA-NED の C/P をどのように位置づけ、どのような作業を行ってもらうか。

なお、マスタープラン作成の実作業は、ECG、VRA-NED の C/P と調査団の三者共同で行うことを想定している。本格調査団の調査団員の各分野に ECG、VRA-NED それぞれ 1 名ずつ C/P を任命してもらうよう先方に要請し、この実作業部隊を「ワーキンググループ」とする。

また、ステークホルダーとして、上記三者以外に、EC、PURC がある。EC はエネルギー政策にかかわる助言、計画、規制、監督を行う機関であり、PURC は電気料金の規制機関である。本調査で策定するマスタープランをガーナ国の状況により適合した内容とするためには、これら 2 つの機関からも適宜コメントをもらう必要がある。そのための仕組みづくりとして、調査団は合同調整委員会 (Coordinating Committee : CC) の設立を先方に提案する。CC は調査の進捗状況に応じて適宜コメントを集めることを目的に定期的開催される。CC のメンバーは、MOE、ECG、VRA-NED、EC、PURC、JICA 調査団、JICA ガーナ事務所を想定している。

(5) ワークショップ、セミナーの開催

本格調査期間中のワークショップやセミナー開催の必要性について先方と協議・確認する。ワークショップまたはセミナーの参加者は、財務計画省、貿易省、地方政府省、ガーナ産業連合会 (日本の経団連)、在ガーナ日本大使館等が想定されている。

(6) 本格調査に向けた予備的調査手法の検討

本格調査での投入内容や投入量 (Man Month : MM) を把握するために以下の事項を予備的に調査・検討する。

- ・ 配電線増強・延伸計画手法
- ・ ECG 及び NED の本部・州事務所・郡事務所の役割
- ・ 上記各事務所における既存配電系統関係資料の整備状況と新規計画時における役割と関係資料の整備状況

(7) 配電設備の現状把握

現場視察を通して都市部と地方部の配電設備の現状を把握する。

(8) 本格調査の実施内容 (S/W 骨子にかかわる事項) の合意

本格調査の実施内容については S/W 素案をたたき台に先方と協議し、ガーナ国側の状況や本格調査での作業量も勘案しながら決定する。

(9) 配電線延伸計画と SHEP4 との関係の確認

現在、MOE により実施中の SHEP4 は、地域住民の自発性を尊重して電化地点を選定しているため必ずしも経済性、効率性が考慮されているわけではない。一方本調査で策定される配電線延伸計画は、経済性、効率性の観点から技術的に電化地点を選定していく。つまり、SHEP とは基本的な手法が異なることから、それぞれ考え方について意見交換を行い、本調査で策定される配電線延伸計画の位置づけについて共通理解を得る。

(10) マスタープランの活用について

マスタープランの成果がガーナ国側で有効に活用され、提言内容が確実に実施されることが肝要である。その点についてガーナ国側と協議し、先方の考え方や計画を確認する。必要に応じて、有効な活用方法、実施方法についても提言を行う。

(11) 環境社会配慮

ガーナ国の配電事業に関連する環境法・制度を確認するとともに、「JICA 環境社会配慮ガイドライン」に基づいたスクリーニングによるカテゴリー分類及びカテゴリー分類に基づく予備的なスコーピングを実施する。

(12) 事前評価

事業事前評価表 (案) に基づき事前評価を実施し、帰国後必要に応じて事業事前評価表 (案) の修正を行い、ホームページ上で公開する。

第2章 協議結果の概要

2-1 協議結果

本事前調査では、MOE、ECG、VRA-NEDをはじめとするガーナ国関係機関と協議を行い、本格調査の範囲、内容、スケジュール等の詳細について、両者で基本的な合意を形成した。合意内容をM/Mに記載し署名を行った。また、M/MにS/W案を添付した。署名されたM/M及び合意されたS/W案におけるScope of the Studyの概要は以下のとおりである。

(1) 署名されたM/Mの概要

1) S/Wの署名について

S/W案について基本的な合意が形成されたあと、MOE、ECG及びVRA-NEDにて最終的な検討が行われる。S/Wの署名までに、ガーナ国側の最終的な検討結果がS/W案に反映される可能性がある。また、S/Wの署名までにJICA本部でも検討が行われ、JICA本部にて最終的に決裁されたあと、ガーナ国側関係機関及びJICAガーナ事務所にて署名が行われることを双方確認した。

2) 調査名について

本案件の調査名は「Distribution System Mater Plan Study for Ghana」として合意された

(JICAガーナ事務所とガーナ国側関係機関との協議の結果、2006年10月のS/W署名時には「Power Distribution Master Plan Study for Ghana」と変更された)。

3) 調査実施体制について

本調査は全国規模のマスタープラン調査であることから、ECG及びVRA-NEDの各地域事務所の積極的な関与が不可欠であり、本調査における配電計画作業は、JICA調査団、ECG及びVRA-NEDの共同作業である。調査期間中にECG及びVRA-NEDのエンジニアの配電計画作成能力の向上を目的に2回のワークショップを開催する。ECG及びVRA-NEDの計画作成能力の向上と調査への積極的な関与が確保されなければ、所期の目的を達成できないことを双方が確認した。

JICAは本格調査を担当するJICA(コンサルタント)調査団が選定され次第、ガーナ国側関係機関に速やかに連絡する。また、調査期間中にJICA調査団によってガーナ国側関係機関に対し実施される技術移転は、本調査に必要不可欠な要素であることを確認した。

4) 各地域事務所のエンジニアによる配電システム計画の作成期間について

ECG及びVRA-NEDの各地域事務所のエンジニアによる配電システム計画の作成作業は完成までに3か月から5か月が必要なことを双方確認した。

5) ワークショップについて

S/W案に記載されているとおり、ワークショップは本調査において重要な要素である。ECGがワークショップの主催者となり、JICA調査団が支援を行う。ガーナ国側からの要請に基づき、JICAがワークショップの会場費を負担することとなった。

6) Coordinating Committeeについて

本調査における情報交換、意見交換を目的にCCを開催する。参加者は、MOE、ECG、VRA-NED、EC、PURC、JICA調査団、JICAガーナ事務所、在ガーナ日本大使館とする。

7) セミナーについて

調査結果を広めることを目的にドラフトファイナルレポート提出時にセミナーを開催する。財務計画省、地方政府省、経済産業連合会、民間企業、国際援助機関、NGO等の参加が想定されている。MOEがECG及びVRA-NEDと共同で開催し、JICA調査団も支援を行う。ガーナ国側からの要請に基づき、JICAがセミナーの会場費を負担することとなった。

8) 本邦研修について

MOE、ECG、VRA-NEDは事前調査団に対して、6名の本邦研修の要望を提出した。事前調査団はこの要望をJICA本部に伝えることを約束した。

9) 執務室の提供について

事前調査団は、ECG及びVRA-NEDに対して、十分に設備の整った（電話線及びインターネットの接続も可能な）執務室の提供を申し入れた。ECG及びVRA-NEDは、アクラ、タマレのそれぞれ拠点で執務室を提供することを合意した。

(2) 合意されたS/W案におけるScope of the Studyの概要

以下の調査を実施することで双方合意した。

1) 基礎情報及びデータ収集

関連法規、組織体制、発送電計画等を含む。

2) 配電システム計画の作成

配電システム計画作成の手順は以下のとおり。

- ・各地域事務所の現況調査（配電システム分析、計画作成能力等）
- ・配電システム計画作成の手順、方法論の検討（延伸のクライテリア、計算ソフト開発、需要予測の方法、配電システム分析等）
- ・第1回ワークショップによる配電システム計画作成に係る技術移転の実施
- ・各地域事務所エンジニアによる地域ごとの配電システム基本計画の作成
- ・第2回ワークショップによる地域ごとの配電システム基本計画の確認及び見直し
- ・配電設備の更新・増強、配電線延伸計画の優先順位の決定
- ・配電システム計画のマニュアル作成

3) 経済財務分析

a) 経済分析の手順は以下のとおり。

- ・支払意思額調査及び電力供給欠落によるコスト評価
- ・電力需要量調査
- ・技術的ロス率の計測
- ・長期限界費用の計算
- ・料金設定の検討（経済的合理性の観点）
- ・経済内部収益率の計算

b) 財務分析の手順は以下のとおり。

- ・ECG及びVRA-NEDの財務分析
- ・料金設定の検討（財務的持続性の観点）
- ・財務内部収益率の計算

4) 配電事業経営改善

以下の項目について、本調査にて改善提案がされる。

- ・人材開発
- ・配電モニタリングシステム及び維持管理システム
- ・電気料金徴収体制
- ・情報通信技術（Information and communication technology : ICT）の活用
- ・オングリッドとオフグリッドの補完性

5) ポストスタディーレビュー

マスタープランの精度を確認することを目的に実地調査を実施する。

6) マスタープランの策定

以下の項目を含むマスタープランが策定される。

- ・配電システム計画及び投資計画
- ・配電システム計画作成マニュアル
- ・経済財務分析結果
- ・配電ロス低減策を含む配電事業経営改善計画
- ・政策提言
- ・実施計画（配電システム計画、配電事業改善計画、政策提言等の具体的実施計画案）

2-2 団長所感

(1) 本開発調査の重要性と緊急性

長年低い電気料金が続いていたガーナ国では配電設備が都市部と地方部で劣悪な状況にある。劣悪な配電設備は大きな配電ロスの原因になっているとともに、電気料金の不払いや不法接続の温床にもなっている。この結果、ECGは財務体質を改善できず、自力で設備更新のための資金を確保できないのが現状で、世界銀行などのドナーは配電設備改善のための資金協力を開始しようとしている。しかし、資金協力要請の根拠となる包括的な計画がないため資金協力を実施できず、配電設備の改善が遅々として進んでいない。本開発調査はこのような背景をもって実施されることになり、作成される全国配電網更新・増強及び延伸計画は配電設備改善のための重要な資料となる。特に、アクラとクマシを中心に長年改修すべき配電施設が、資金不足のために更新・増強されずに放置されており、一刻も早く更新・増強を実施するために本マスタープランはできるだけ早急に調査を開始し、結果を提示することが求められている。さらにECGはアクラ・クマシの都市部で十分な電力供給を行い、黒字を出して地方電化により生じる赤字を補填する内部補填のメカニズムを機能させる必要があるが、特にクマシではバルクサプライポイントの変電容量が絶対的に不足しており、これが需要抑制の要因となり十分電力を売ることができず、地方電化事業を継続させることが財務的により難しくなっている。クマシの人口はアクラと比肩できる規模にもかかわらず、第二の都市としてドナーから後回しにされる傾向があることも留意する必要がある。

(2) 本格調査の実施方針

面的に広がっている配電網の更新・増強と延伸計画は膨大な作業量となり、JICA調査団だけでこのような作業に対応することは不可能である。そこで配電計画の作業は基本的に ECG と

VRA-NED の支社（各地域事務所）で実施してもらい、その結果を JICA 調査団が確認してマスタープランとして取りまとめるという調査方針とした。現在、ECG 及び VRA-NED では配電計画のほとんどが本部で行われている。しかし、ガーナ国では配電システムの密度が増加し、また外延的にかなり延びているため、配電計画はそれぞれの支社で実施することが適当な状況となってきている。本マスタープランでは2回にわたるワークショップで支社の配電計画技術者を訓練し、実際に配電計画を実施してもらうことで支社レベルの人材を育成することも重要な課題として取り組む方針である。このマスタープランを契機として、ECG 及び NED の支社レベルで配電計画を実施する体制が導入されることが期待され、技術協力プロジェクト的開発調査として位置づけることも可能である。

（3）再委託調査の実施方針

支払意思額、電力需要調査及び配電ロス調査は再委託により実施する予定である。支払意思額調査は、電気の経済的稀少性を評価する手法として経済評価と政策提言を前提とした電気料金分析に使うものであるが、再委託調査は調査項目と調査対象を絞った簡素な調査で十分である。ECG はここ 10 年来需要調査を実施していないようで、電力需要調査も重要な調査事項である。しかし、電力需要調査も調査項目と調査対象を十分に絞りこみ、都市部と地方部の代表的な地点をサンプル調査する簡素な調査で十分である。配電ロス調査も経済財務分析などで使われる基本的なデータであるが、この調査も配電システムをモデル化しサンプル調査することで配電ロスを推計し、再委託調査の投入量を抑制することが可能と思われる。

（4）本格調査終了後の協力方針

本マスタープランの完成により資金協力の前提条件が整備されることになる。今回アクラ市内西部の現地調査で明らかになったことは、配電線が十分に延伸されていないために不法接続で住民が質の悪い電気を使っているという実態であった。このため継続的に実施されてきた地方電化無償資金協力とともに、都市部における配電設備整備の重要性を留意する必要がある。また、資金協力にあたっては世界銀行など他のドナーとの調整が重要である。

また、今回の調査で明らかになった課題は、人材育成や電気料金徴収などの非技術的課題である。本格調査ではこれらの課題について調査し、人材育成計画や ICT 導入計画など配電事業効率性改善の提言も行う。本格調査終了後はこの提言にしたがって、人材育成などに対する技術協力の可能性を検討することで、電力セクターに対するより包括的な支援が可能となる。

ガーナ国の電力セクターは現在一つの岐路に立たされている。一つの道は今までのように電力事業に対して国が大きな影響力をもち、十分な費用を回収できる料金設定も行われずに非効率的な電力供給を継続する道である。もう一つは電気事業体に大きな権限が移譲され、自主的な事業経営による効率的な電力供給の道である。通常、途上国の経済成長に対する電力需要の弾力性は 1 以上であり、貧困削減に必要不可欠な経済成長を継続するためには十分な質と量の電力供給が前提条件となる。ガーナ国がこれから後者の道を歩むためには、電力セクターの構造改革とともに構造改革を可能とする既存設備の改善とそれを維持管理するための体制整備が重要な課題となっている。電力セクター構造改革の成否はここ 4、5 年で決定すると思われ、日本政府としてはガーナ国政府の方針を確認したうえで配電部門に対して集中的に支援することで電力構造改革に対して貢献することが期待されている。

(5) 案件名の変更

本案件の事前調査開始時点の案件名は「ガーナ全国配電システム整備マスタープラン調査」であるが、事前調査の結果、配電システムの技術的マスタープランだけでなく、配電事業経営からの視点による調査と提言も重要な課題であることが明らかとなったため、本格調査の調査項目とした。このため現在の案件名を変更し、本格調査開始前までに「ガーナ国配電部門マスタープラン策定調査」と変更することが望ましい。

(外務省、経済産業省との協議の結果、案件名は「ガーナ国配電部門マスタープラン策定調査」に正式に変更された。)

第3章 ガーナ電力セクターの現状

3-1 電力セクターの構造

ガーナ国は MOE が全国レベルでの電力行政を担い、主な電気事業者は 100% 国営企業であり発電・送電・配電を担うボルタ河電力公社 (Volta River Authority : VRA) と株式会社化されているガーナ南部地域の配電を行う ECG があり、さらにガーナ北部地域の配電は VRA の一部局である VRA-NED によって行われている。

ガーナ国においては、1966 年にボルタ河電源開発計画による Akosombo 水力発電所 (第 1 期) が完成し、1972 年には第 2 期工事が完成して、最大出力 912MW (2005 年に完成した改修工事によって現在では 1,020MW) となり、電力供給量は飛躍的に伸びた。また、1972 年には隣国のトーゴ、ベナン両国への送電線が完成した。さらに、1982 年には Akosombo 水力の下流に Kpong 水力発電所 (160MW) が完成した。こういった大規模開発の結果、1980 年代までは安価な電力を国内に供給するとともに近隣諸国にも輸出していた。しかし、1991 年以降、電力需要はその料金の安さにも誘引され急増したため、近年は電力需要を水力発電所のみでは賄えず、また、長期的な渇水傾向もあることから、ガーナ沿岸地帯の西部に Takoradi 火力発電所 (合計出力 660MW のコンバインドサイクル発電所であり、このうち 550MW が完成している) を建設して不足分を補っているほか、コートジボアールからの国際連系送電線を介した電力輸入も行っている。Akosombo 水力と Kpong 水力、さらに Takoradi 火力第 1 期の 330MW (1997 年完成) は VRA が所有しており、第 2 期の 220MW は VRA と米国の CMS Energy 社との合同事業体である Takoradi International Company (TICO) の所有となっている。現在、TICO 社は最後の 110MW 蒸気サイクル発電機の設置工事中である。

このようにガーナ国の電力供給は、現在でも Akosombo 水力発電所に圧倒的に依存しているが、その供給力は降雨量によって大きく左右されるという脆さをもっている。実際に、2002 年から 2003 年にかけての渇水時には輪番停電措置を発動されたほか、ボルタ河開発計画の目玉事業であった大口需要家のアルミ精錬工場 (The Volta Aluminium Company : VALCO) (年産 20 万トンの能力を持つアルミ精錬企業) が事業休止に追い込まれた [VALCO については、大株主だったカイザー社が撤退してガーナ国政府が株式 (全体の 90%) を肩代わりし、部分的に事業を再開している]。

ガーナ国では今後とも電力需要の伸びが続くと予想されるため、新たな電源として工業地区のテーマには 300MW の火力発電所開発計画が進められているほか、未開発の水力資源開発案件としては西部の Bui 水力発電計画 (400MW) が中国の援助を受けてスタートしたところである。

表 3-1 ガーナ国の発電設備一覧

	発電所	最大出力
水力発電設備	Akosombo 水力	1,020MW
	Kpong 水力	160MW
火力発電設備	Takoradi I	330MW
	Takoradi II	220MW

MOE のほか、電力セクターに関連する政府機関として、電気事業の再編成、分割・民営化を促進するために設けられた EC、電気料金の認可を行う PURC がある。

(1) EC

エネルギー分野における組織改革などの重要事項についてエネルギー大臣に助言を行う組織として 1997 年に設立された。安定的かつ経済的な電力を供給するために、国のエネルギー資源の管理・利用に関する政策や事業計画の評価、指導・助言を行う。電力分野では電気事業の発電、送電、配電部門の分割などの重要事項を担当している。

(<http://www.energycom.gov.gh/>)

(2) PURC

電気料金と水道料金の設定を独立した立場で審査する目的で 1997 年に設立された。電気事業者と需要家との間に立ち、各種基準やガイドラインを策定し運用する。具体的には電気、水道料金の設定及び調整、VRA から ECG への売電料金の設定などを行う。

(<http://www.purc.com.gh/legislation.htm>)

3-2 電力政策

(1) 電力供給力の確保

ガーナ国政府は 1995 年に長期総合開発指針として「VISION 2020」を策定し、2020 年を目途に中所得国への仲間入りを目標とし、人的資源開発、経済成長、農村開発、都市開発及び開発のための環境整備を重点計画分野として掲げている。電力供給は「VISION 2020」の中で最優先課題として位置づけられており、電力分野における最終目標を全国民への電気供給としており、以下の項目を開発目的としている。

表 3-2 「VISION 2020」における電力セクターの開発目的

1. 社会経済発展を支えるために、信頼性のある経済的かつ効率的な電力供給体制を確保する。
2. 電力セクターを国内外の投資家に対して魅力のある分野とする。
3. 電気事業者への民間資本の導入により、官民パートナーシップ体制及び共同企業体方式の導入を通じて電力事業の商業的価値を高める

ガーナ国の電力行政は MOE が所管している。MOE は 2001 年に従来の鉱山エネルギー省から分離独立した組織で、電力と石油・天然ガスに関するエネルギー政策の計画策定、予算編成を行っており、その職員数は約 40 名である。電力政策の基本的な柱となるのは、電力需要家に対する低廉な電力の安定供給と未電化地域の電化である。前者については、最近の電力需要増が年率 7% であるため既存電源では近い将来に供給力が不足することは明らかであり、さらに水力依存度が高いことから渇水時のための予備力確保も重要である。こういった観点から、MOE としては次のプロジェクトを推進している。

- 1) TICO の発電設備増設 (110MW 蒸気サイクル) が、2008 年の運転開始を目標に進められている。
- 2) テマに VRA と民間資本との合同事業によって建設予定の 300MW 級火力発電所の入札手続きが実施済みで 2008 年の完成をめざしている。
- 3) 我が国の国際協力銀行 (Bank For International Cooperation : JBIC) の資金によって建設された発電バージ (125MW) をガーナ西部の Effasu に曳航し設置済みであり、今後、天然ガス田からのパイプラインを建設し発電する計画となっている。

- 4) 西アフリカ・ガスパイプラインプロジェクト (West African Gas Pipeline Project : WAGPP) が開始され、ナイジェリアからベナン、トーゴを経て Takoradi 発電所までの天然ガスパイプラインが建設中であり、同発電所の発電コスト削減に寄与するものと考えられる。

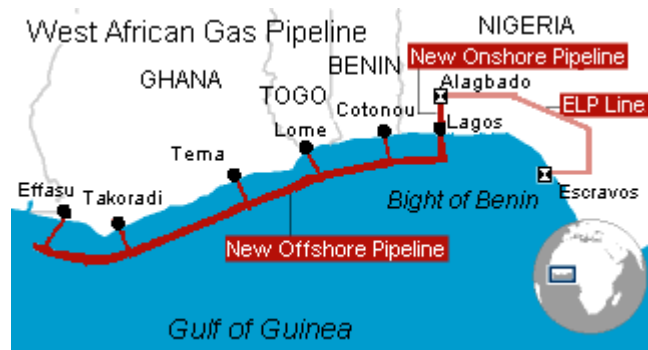


図 3 - 1 WAGPP 計画図

- 5) Bui 水力発電計画 (400MW) について中国企業との覚書 (Memorandum of Understanding : MOU) が締結され、環境影響評価 (Environmental Impact Assessment : EIA) が開始された。
- 6) 電力系統連系しているコートジボアール、トーゴ、ベナンとの間の電力融通を活発化させるプロジェクトである西アフリカ電力共同管理協定 (West Africa Power Pool : WAPP) が進められており、ガーナ国もこのための送電施設の拡充を進めている。

(2) 地方電化の推進

一方、未電化地域の電化については MOE としては 1989 年に全国電化スキーム (National Electrification Scheme : NES) を策定しており、同計画は 2020 年までに全国をカバーする送配電網を構築するという政府の電化方針である。具体的な計画についてはカナダ政府の援助によりカナダの電力コンサルタントである Acers International が原案を作成した。1989年時点で郡都 (District capital) 110 か所のうち 64 が未電化、また人口 500 人以上のコミュニティ 4,175 のうち、3,697 コミュニティが未電化であったが、NES に基づき 1991 年から 2020 年までの 30 年間で 5 年ごとの 6 期に分けて人口 500 人以上の全町村に対する電化を行い、全国の世帯電化率を 70%にするという全国電化計画 (National Electrification Plan : NEP) が作成された。さらに、NEP の補完プロジェクトである SHEP が 1990 年代から継続的に実施されており、その結果、現在では 110 地方中心地 (district center) はすべてグリッド電化され、さらにグリッドに近い多数の村落も電化された。この結果、全国の世帯電化率は 50%を超えており、西アフリカ諸国の中では非常に高い。

1) NEP

1991 年から開始された NEP のフェーズ 1 (1991~1995 年) では郡都の電化を優先することとし、未電化の 64 郡都のうち 41 郡都を電化し、引き続きフェーズ 2 (1996~2000 年) で残りの 23 郡都の電化を実施し、1998 年までに全国の 110 郡都の電化を完了した。また、同時に郡都を結ぶ送電線ルートに位置する多数の町村も電化された。その後も NEP は継続され経済的に投資効果の高い町村を優先的に配電線延長が行われている。NEP は世界銀行のほか、日本、オランダ、スウェーデン、フィンランド等の各ドナーによるグラントやソフトローンが資金源となっている。また、NEP に基づく電化事業の財源として 1989 年に電化税 (National Electrification

Fund Levy) が創設された。創設当時の税額はセディ (¢) 1.5/kWh であったが、1995 年に ¢ 1.7/kWh に引き上げられ、その後は据え置かれている。ただし、現在ではセディ価値の大幅な下落によってこの電化税による税収は非常にわずかなものとなっている。なお、2006 年 7 月時点で US \$ 1 はおよそ ¢ 9,150 である。

NEP 実施による社会経済的な実施効果としては以下の項目を掲げており、電化による地方部の経済発展及び住民生活水準の向上を期待している。

- a) 国全体の経済開発の促進
- b) 地方の貧困削減と生活水準の向上
- c) 地方における中小企業（地場産業）の振興
- d) 農業、保健、教育、観光等のセクター活動の活性化
- e) 地方での雇用機会創出及び都市部への人口流入抑制

2) SHEP

上記 NEP の補完的な事業として、電化時期が遅れている地方村落からの督促要請に対応するために、主要町村から順次周辺部の町村まで送配電線を延伸する SHEP が展開されている。SHEP は NEP で電化対象とならない遠隔散村地域において、住民からの部分的な資金供出を募るとともに他ドナーからの援助を活用して政府が機材支給と施工を行い、自立的な電化促進を図るものであり、NEP を補完する事業と考えることができる。既に、ガーナ国では全国をカバーする送電網の建設という NES の目標は達成されており、現在は事業対象が中心地以外の町村となっている。したがって、電化事業の中心プログラムは SHEP となっている。具体的には、SHEP の電化対象地区は以下の条件を満たす必要がある。ただし、実際の対象村落の選定にあたっては政治的な要因によって大きく左右されるといわれており、ECG や VRA-NED との調整はほとんど行われていない模様である。

- a) 対象地域が既設送配電線 (33kV または 11kV) から 20Km 以内に位置している。
- b) 配電用電柱 (木柱) の費用は住民が負担する。
- c) 住民の 3 分の 1 以上が屋内配線を終了し、電化事業を希望している。

1990 年から 2000 年 (NEP のフェーズ 1 及び 2) にかけて、NEP 及び SHEP で電化された町村数は次のとおりである。

表 3-3 プロジェクト形態ごとの電化町村数 (1990~2000 年)

プロジェクト形態	電化町村数
NEP	430
その他のプロジェクト	405
SHEP1	50
SHEP2	250
SHEP3 フェーズ 1	280
SHEP3 フェーズ 2	494
合計	1,909

出典：MOE 資料 (2006)

2001年から2005年（NEPのフェーズ3）にかけて実施されている電化事業は以下のとおりである。現在は、SHEP4のフェーズ1が実施されており、約2,500町村を新たに電化しようと計画されているがそのために必要な資金は約US\$3億5,000万と試算されている。

表3-4 プロジェクト形態ごとの電化町村数（2001～2005年）

プロジェクト形態	電化町村数（予定）	電化町村数（完了）
SHEP3 フェーズ3	700	573
SHEP4 フェーズ1	193	17
Electrification of Volta Lake Resettlement Townships (Volta 貯水池建設に伴って移転した村落の電化プロジェクト)	144	144
EU Funded Electrification Project	108	108
Electrification Project of Nyinahin & 23 other towns	24	24
Electrification in Amansie West	10	10
Other Projects	364	204
合計	1,443	1,099

出典：MOE資料（2006）

このように1989年以前には478町村しか電化されていなかったが、その後、約3,000町村が電化されたことになる。このうちSHEPで電化されたのは約1,900町村である。また、電化率で見ると1989年時点で全人口の15%しか電化されていなかったが、2000年には43%に向上し、現在では54%以上となっている。

電化事業資金については、ガーナ国政府が1990年から2005年の期間で年平均US\$500万の予算を支出したほか、世界銀行、日本、米国、スウェーデン、デンマーク、ノルウェー、ドイツ、インド、中国等の援助に依存している。電気事業の構造改革の一環として、援助資金を含めて電化事業全体への資金調達と電化事業からの投資回収等に責任を有する電化基金ボード（National Electrification Fund Board）設立のための法制度整備の準備が進められている。

こういったガーナ国のきわめて積極的な地方電化政策は、ガーナ貧困削減計画の中でも重要施策として位置づけられている。IMFの指導のもとに2003年2月に作成されたガーナ貧困削減戦略〔Ghana Poverty Reduction Strategy (GPRS) 2003-2005〕は、生産及び雇用促進対策の一環として、経済活動の支援、とりわけ地方における貧困削減のための基礎インフラ開発促進のために信頼性が高く、低廉なエネルギー供給システムの開発を目標としている。将来のエネルギーの安定供給のための具体的な対策としては、WAGPPの完成、Bui水力発電所の建設、Takoradi火力発電所の増強、太陽光エネルギーの利用促進を指摘している。また、地方における生産活動のためのエネルギー供給力の増強について、インターネットを含む通信技術の開発によって電力供給が必要不可欠であることを強調している。このための具体的な対策としては、ECG、VRA、VRA-NEDが自立電化プロジェクトを通じて貧困である地方村落の電化を促進できるように各機関の経営基盤の強化に取り組むことにしている。また、伝統的なバイオマス燃

料に大きく依存している家庭用エネルギーの供給基盤の強化のため、太陽光発電とバイオガス等の再生可能エネルギーの導入を提言している。さらに、農産物加工の電力を供給するため、単相での配電よりも動力利用に適した3相配電を拡大すべきであるとしている。特に重要な視点として、再生可能エネルギーの開発利用をこれまで以上に促進すること、地方における生産活動に利用可能な電力供給を促進すること、地方の貧困者が電力を生産活動に利用することを促進することの3点を強調している。

3) オフグリッド電化

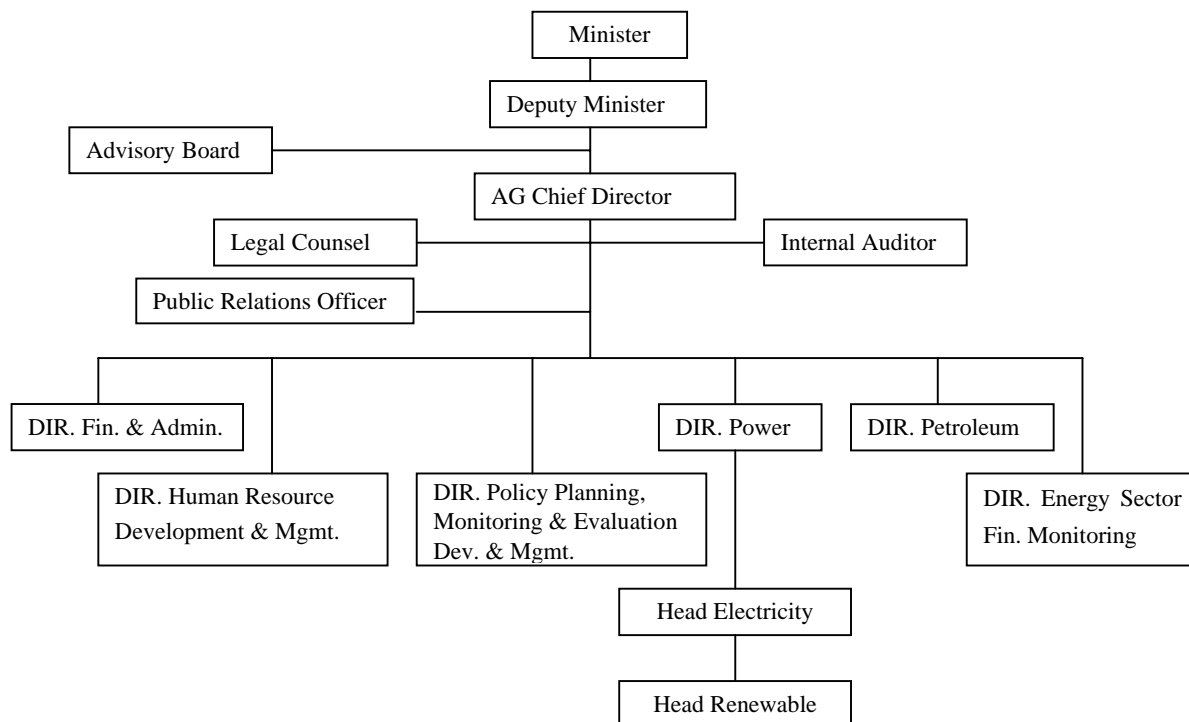
地方電化は料金収入の少ない供給地域を拡大するものであり、電気事業としては採算がとれないため事業者としては手がたくない事業である。それをどのようにして促進し、維持していくかは政府の政策にかかっている。ガーナ国のNESは全国を電化することを目標としているが、電化手法については配電線延長だけが対象となっており、プログラムとして進められているのはNEPとそれに付随するSHEPのみである。SHEPの対象となる村落が既存のグリッドから20km以内にあることが条件となっており、このためSHEPの対象となれないさらに遠隔地の村落をどのようにして(SHEP以外のスキームで)電化していくのかという問題は別途検討されなければならないが、オフグリッド電化については現在のところ政策的に明確な位置づけはされておらず政府としての実施計画もない。

このような積極的な配電線延長とほとんど手がつけられていないオフグリッド電化という対極的な取り扱いになっている背景としては、国の宝ともいえるべき巨大なAkosombo発電所があり、これまで電力供給力に大きな余裕があったことが背景にあると考えられる。電力需給がタイトであれば配電線延長のためには電源開発から行わなければならない、その推進を宣言することは政府としても慎重にならざるをえないはずである。しかし、ガーナ国には豊富な電力供給源が存在したため、こういった恵まれた条件を活用し、ドナーからの援助を得て、ガーナ国政府は地方部の送配電線整備を早いスピードで行ってきたわけである。政府としては地方住民の要望に応える必要があり、需要密度の低い北部地域にも配電網を拡大していったが、同地域での配電事業は赤字となることは明らかであるため、北部の配電事業をECGから切り離して、1987年にVRA-NEDを設立するという措置も講じた。その結果、全国の世帯電化率は50%を超える水準まで達し、ガーナ国政府はこういった大きな成果を国民にPRしてきた。このように配電線延長による電化が着実に進められている状況では、オフグリッド電化はますます影が薄くなる。なぜならば、オフグリッド電化をするという場合には、その地域には配電線は延長できないということを住民に説明せざるをえないからである。これまでSHEPで多数の村落を電化してきた政府としては、配電線延長ができないと説明した場合の住民からの反発は政治的に大きなダメージとなる可能性が高い。こういった事情から配電線延長とオフグリッド電化を同時に進めていくというのは難しいと考えられる。MOEにおけるオフグリッド電化の担当者はわずかに2名というのもガーナ国政府の姿勢を表しているといえよう。

オフグリッド電化の最も有力な方法は太陽光発電利用の電化である。しかし、ガーナ国ではこれまで実施されたいくつかの太陽光発電地方電化プロジェクトはすべて問題があり、持続可能な状態にはなっていない。SHEPが政府主導で推進されている結果、遠隔地の未電化村落でもグリッド電化を期待する傾向が強まり、太陽光発電の普及は後回しとなるのは当然であるが、そろそろSHEPも限界に近づきつつあると考えられ、また電力供給力の余裕もなくなっていることから、MOEとしては長期的にグリッド電化が困難と考えられる遠隔地向けのオフグリッド

電化計画を策定すべき段階に差し掛かっている。なお、MOE は地方遠隔地にある学校や診療所等への太陽光発電設備の設置については積極的に取り組んでいる。

オフグリッド電化が拡大すれば、不採算な配電対象範囲の縮小という消極的な面で ECG や VRA-NED にとっても将来的に経済的メリットがあるはずであり、さらに、一部の国では電気事業者がオフグリッド電化事業も担当している事例も存在するため、SHEP と同様な政府支援を前提にオフグリッド電化事業も実施するという経営判断もありうる。そういった様々な観点から両社がオフグリッド電化にどのように関与するかについて本格調査の中で経営陣も含めた議論を行うことが重要であろう。



出典：JICA Country Assistance Framework Study (2005)

図 3 - 2 MOE 組織図

3-3 電力需給の現状と将来計画

(1) 電力需給の現状

ガーナ国の電力供給は、VRA が、Akosombo 水力、Kpong 水力及び Takoradi 火力により発電させた電力を、ECG、VRA-NED、ボルタアルミ精錬会社 (Volta Aluminum Company : VOLCO)、シャンテ金鉱会社、ドンク・プレスティア鉱山会社、ピリトンボゴス金鉱山会社等へ供給している。このうち ECG と VALCO の 2 会社への販売電力量が 80% を占めている (表 3-5)。

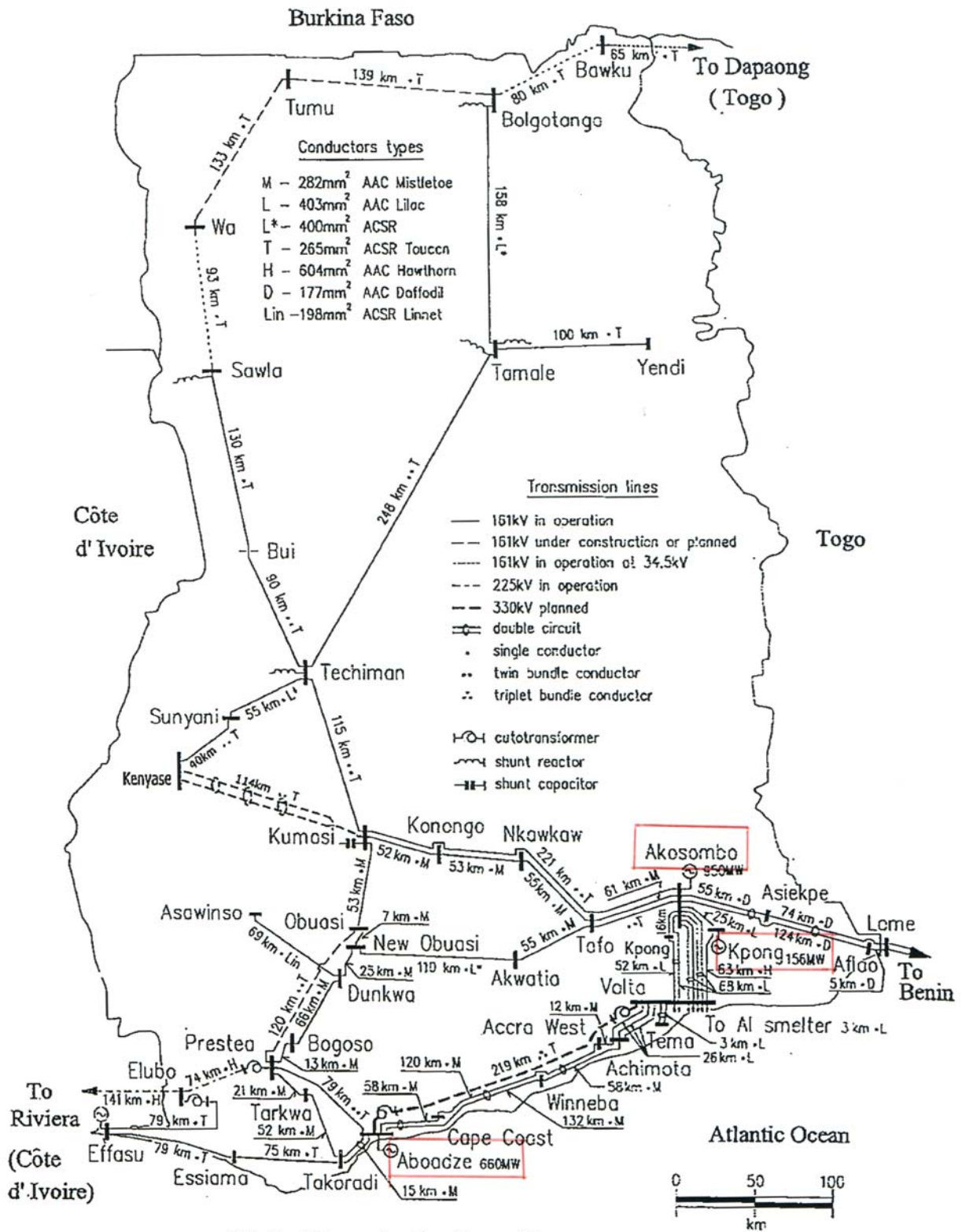
表 3-5 電力需給状況

年		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
発電電力量(VRA)	①	5,924.3	7,222.7	7,859.1	7,295.5	5,900.4	6039.0	6787.9
発電所所内消費量	②	25.7	20.1	27.6	39.3	40.5	26.3	37.5
発電所端電力量 = ①-②	③	5,898.6	7,202.6	7,831.5	7,256.3	5,859.9	6012.7	6750.4
融通電力量(CIE)輸入	④	1,031.6	863.6	461.9	1,145.7	940.2	878.4	814.6
変電所所内消費量	⑤	2.5	3.1	4.5	5.7	4.9	4.7	5.0
電力供給量 = ③+④-⑤	⑥	6,927.7	8,063.2	8,288.8	8,396.2	6,795.2	6,886.5	7,560.1
販売電力量	⑦	6,478.7	7,442.5	7,727.5	7,416.6	5,858.1	6,021	6,639
販売電力量(ECG)		3,492.5	3,918.6	4,174.8	4,326.3	4,505.4	4,688	4,906
販売電力量(VRA-NED)		306.8	330.3	355.2	382.8	425.8	443	478
販売電力量(VALCO)		1,928	2,505	2,565	2,063	250	10	259
販売電力量(Mines, ATL, etc.)		751.0	688.8	632.8	644.8	676.5	880	996
融通電力量(CEB)輸出 ⑧	⑧	325.6	391.9	302.1	611.4	603.9	300.0	300.0
販売電力量(輸出含む) = ⑦+⑧	⑨	6,804.3	7,834.4	8,029.5	8,028.0	6,461.9	6,321.0	6,939.0
送配電ロス = ⑥-⑨	⑩	123.4	228.8	259.3	368.2	333.2	315	407
ロス率(%) = ⑩/⑨*100	⑪	1.8	2.9	3.2	4.6	5.2	5.0	5.9
最大需要電力(MW)	⑫	1,061.0	1,161.0	1,181.2	1,226.5	1,184.0	1,125	1,297
負荷率(%) = ⑨*1000/⑫/8760*100	⑬	73.2	77.0	77.6	74.7	62.3	64	61

注：Mines はアシャンテ金鉱会社、ドンク・プレスティア鉱山会社、ピリトンボゴス金鉱山会社等である。

出典：VRA 資料

一方、同国の電力系統は、図 3-3 に示すように Akosombo 水力及び Kpong 水力の電力や Takoradi 火力の電力を、南部及び北部の地域に 161kV の基幹送電線により各 Region の主要な電力消費地へ送電し、その地点から 161/33kV や 161/34.5kV 変電所により降圧して、33kV・11kV や 34.5kV・11kV の配電網へ電力を供給している。



Volta River Authority – Ghana
HV transmission grid in the year 2005

出典：VRA

図 3 - 3 電力系統図

同国における 2005 年における電源－変電所－需要の需給バランスを表 3－6 に示す。これによると、数値上はバランスを保持している。しかし、1998 年の大渇水のとこのような事態になると、同国の電源容量の 68%強を水力に依存している状況では、事態は一変し、需給が逼迫してしまう。

表 3－6 電源－変電所－需要の需給バランス

年	発電容量 (MW)	変圧器容量 (MVA)	最大需要 (MW)
2005	1,730 内訳 Akosombo 水力 1,020MW Kpong 水力 160MW Takoradi 火力 550MW	VRA 1,695 ECG 1,580 計 3,275	1,297

出典：VRA 及び ECG

表 3－6 からは、発電容量を上回る変電所の変圧器容量が設置され、かつ、最大需要電力を 150%上回る予備力があることがわかるが、水力は近年の渇水により設備容量をかなり下回る発電しかできないこともあったので電源確保については、偏らないようにすることが課題である。

そこで同国では、水力の占拠率を下げるべく火力電源の開発計画や送変電開発計画を表 3－7 に示すように、増加する電力需要に対応して開発計画を立ててはいるが、資金の裏付けははまだ確定していない。また、国際電力融通の連系線としては、西アフリカ電力系統によりコートジボアールと 225kV 連系線により、トーゴやベナンとは 161kV 連系線により国際連系を行っており、電力融通を行っている。

表 3－7 電力開発計画と需要

年	発電容量・電力量 (MW・GWh)			送変電開発計画 (161kV 以上の 送電線・変電所)	電力需要	
	追加 開発分	累計 容量	発電 電力量 (GWh)		需要量 (GWh) (ロス含)	最大需要 (MW)
2005		1,730	7,996		7,996	1,297
2006			9,831	161kV クマシ～スニヤニ送電線	9,831	1,366
2007	230 (TICO, バージ)	1,960	11,198		11,198	1,427
2008	300 (Tema火力)	2,260	11,760	330kV アボアジ～ボルタ送電線 161kV クマシ～新オブアシ送電線 161kV ツマ～ハンワ送電線 161kV アクラ変電所	11,760	1,497
2009		2,260	12,168	—	12,168	1,573
2010		2,260	12,524	161kV クマシ変電所 330kV アボアジ～プレステア～ クマシ間送電線	12,524	1,646
2011		2,260	12,894		12,894	1,715
2012		2,260	13,274		13,274	1,791
2013		2,260	13,654		13,654	
2014		2,260	14,041		14,041	
2015		2,260	14,442		14,442	

出典：VRA

(2) 南部における電力供給の現状

南部は、行政的には7つの Region に電力を供給し、設備の運営維持管理を9つの Regional Office が実施している。2000年から2005年までの購入電力量の伸び率は3.8%となっている。このうち配電系統におけるロス率は20%以上となっており、かなり高い値となっている。この原因は、技術的な理由として、430/240Vへ降圧する変圧器容量が50kVA、100kVA、200kVA、315kVA及び500kVAと比較的大きな容量で配電しているため、低圧配電線を長くしてしまう傾向にあること、30年以上稼働している老朽設備があり、低効率で設備を稼働していること、盗電等の理由があげられる。また、非技術的な理由としては、積算電力計が需要家の建造物の中にあるための盗電、グリッドへの接続に時間がかかるための不正接続による盗電、集合家屋の建物に設置してある積算電力計が需要家数だけないことなどの理由が主なものと考えられる。最近の ECG の販売電力量を表3-8に示す。

表3-8 ECG 販売電力量の推移

年	2000	2001	2002	2003	2004	2005
購入電力量 (GWh)	3,989	4,175	4,326	4,505	4,496	4,818
販売電力量 (GWh)	3,086	3,080	3,200	3,343	3,540	NA
ロス (GWh)	903	1,095	1,127	1,162	956	NA
ロス率 (%)	22.6	26.2	26.1	25.8	21.3	NA

出典：ガーナ国北部再生可能エネルギー利用地方電化 MP 調査及び ECG 年報

(3) 北部における電力供給の現状

北部は、行政的には3つの Region に電力を供給し、設備の運営維持管理を5つの Area Office¹が実施している。2002年から2005年までの購入電力量の伸び率は7.7%となっている。このうち配電系統におけるロス率は30%以上となっており、かなり高い値となっている。この理由としては、南部と同じ理由が考えられる。しかしながら、数値からわかるように北部の需要は、南部の10分の1以下ときわめて少ないが、面積的には国土の65%を占めている現状である。最近の VRA-NED の販売電力量を表3-9に示す。

表3-9 VRA-NED 販売電力量の推移

年	2002	2003	2004	2005
供給電力量 (GWh)	383	424	480	478
販売電力量 (GWh)	265	285	325	NA
ロス (GWh)	118	139	155	NA
ロス率 (%)	30.8	32.8	32.3	NA

出典：ガーナ国北部再生可能エネルギー利用地方電化 MP 調査及び VRA-NED 年報

¹ ECG と VRA-NED では、支所の呼称が異なり、ECG では Regional Office、VRA-NED では Area Office としている。

(4) 将来の電力需給

電源開発及び161kVの送電線の整備開発と同じように、161/34.5kV及び161/33kVの基幹変電所(Bulk Supply Point : BSP)の整備・開発計画の実行が進むと同時に、本マスタープラン計画により長期的視野に立った34.5/11kVや33/11kVの一次変電所(Primary Sub-station : PSS)及び11/0.4kVや34.5/0.4kV並びに33/0.4kVの二次変電所(Secondary Sub-station : SSS)の既設設備の更新・増強計画、34.5kV、33kV、11kV及び低圧(430Vや240V)配電線の既設設備の更新・増強及び新規延伸の計画が整備され、その後の資金調達により長期配電システム整備計画が実行に移されることにより、配電システムにおける技術的ロスが改善される。同時に非技術的ロスについても本マスタープラン調査により対策等提言され、実行に移すことでガーナ国の電力供給が信頼性の高いものとなることが期待される。

3-4 各援助機関の動向

ガーナ国の電力部門については外国あるいは援助機関からの援助が大きな役割を果たしている。電力セクターとしてはEUと世界銀行からの援助を受けたAkosombo発電所の改修という大事業が2005年に完成したところである。現在のところ建設計画中の発電所計画については既にファイナンスは固まっており、電力セクターとしてはWAGPPやWAPPといった国際プロジェクトが大きなテーマとなる。このうち、ナイジェリアの天然ガスを利用することを目的としたWAGPPはシェブロンやシェルといった石油企業が主体となって推進されているが、有力なパートナーでもあるガーナ国政府の負担については世界銀行が保証を行っている。また、WAPPについては2006年7月に関係各国の電力会社が協定書にサインして本格的な事業がスタートしたところであるが、このプロジェクトについては世界銀行や米国のUSAIDが援助を行っている。なお、このWAPPの上位組織として西アフリカ諸国経済共同体(Economic Community of West African States : ECOWAS)がある。このほか、世界銀行としてはVRAの送配電設備増強への支援を狙いとした「ガーナ・エネルギー開発及びアクセスプログラム」(Ghana Energy Development and Access Program : GEDAP)を準備中である。

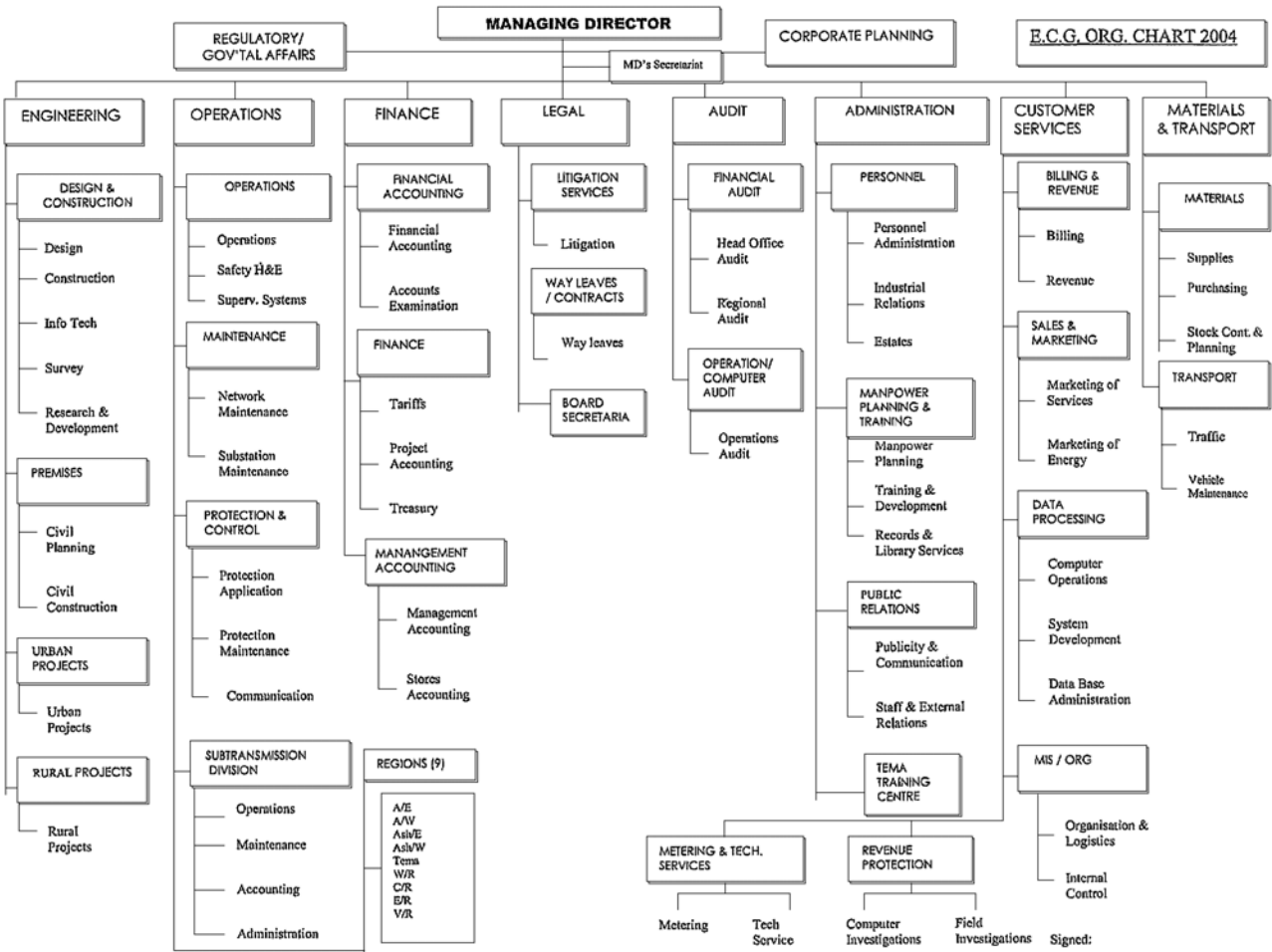
UNDPは、北部州北東部において太陽光発電(Solar Home System : SHS)プロジェクトを1999~2001年に実施した。プロジェクトの母体は国連開発計画(United Nations Development Programme : UNDP)、GEF及びMOEで、約1,500セットのSHS設備が設置された。現在、UNDPはガーナ国では環境問題や資源・エネルギーの有効利用などを重点分野としている。

第4章 配電部門の現状

4-1 配電部門の構造

(1) ECG の配電部門

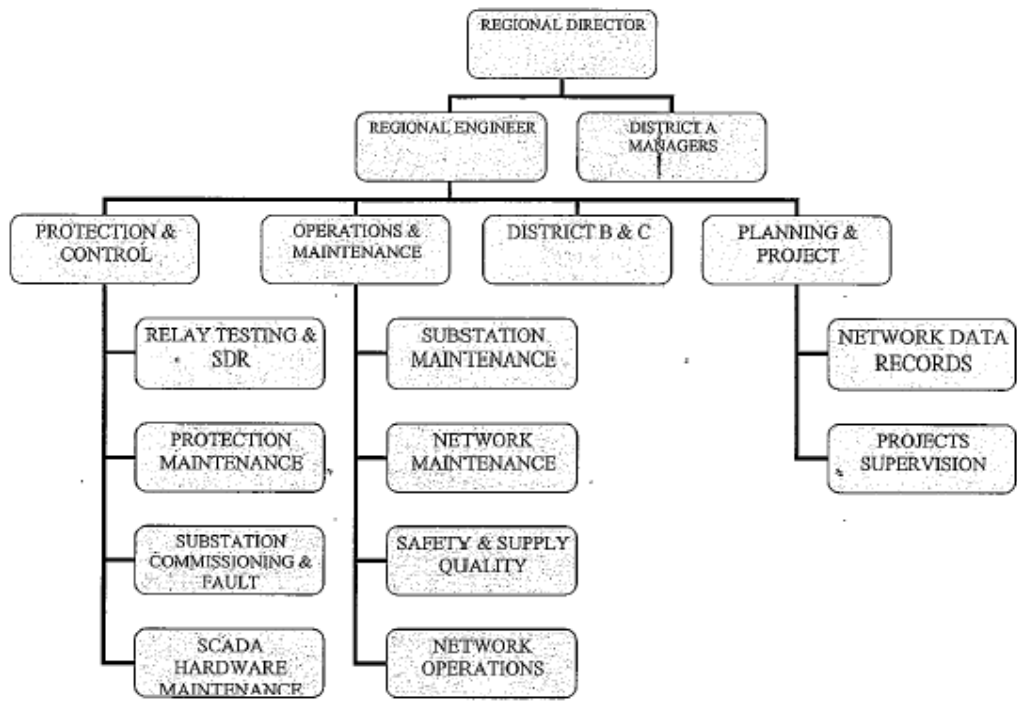
ECG における配電部門本部の構造は、図4-1に示すように8つの部門から構成され、本マスタープランに直接関係する部門は、本部の Engineering、Operations、Customer Services の3部門、9つの各 Regional Office² (図4-2に示す) 及び Sub-transmission になる。特に、配電計画を直接担務しているのは、本部の Engineering Department であり、各 Regional Office から提出される配電改修工事計画を審査している。



出典：ECG 資料

図4-1 ECG 配電部門本部の組織図

² Accra East, Accra West, Ashanti East, Ashanti West, Eastern, Western, Volta, Tema の9 Regional Office

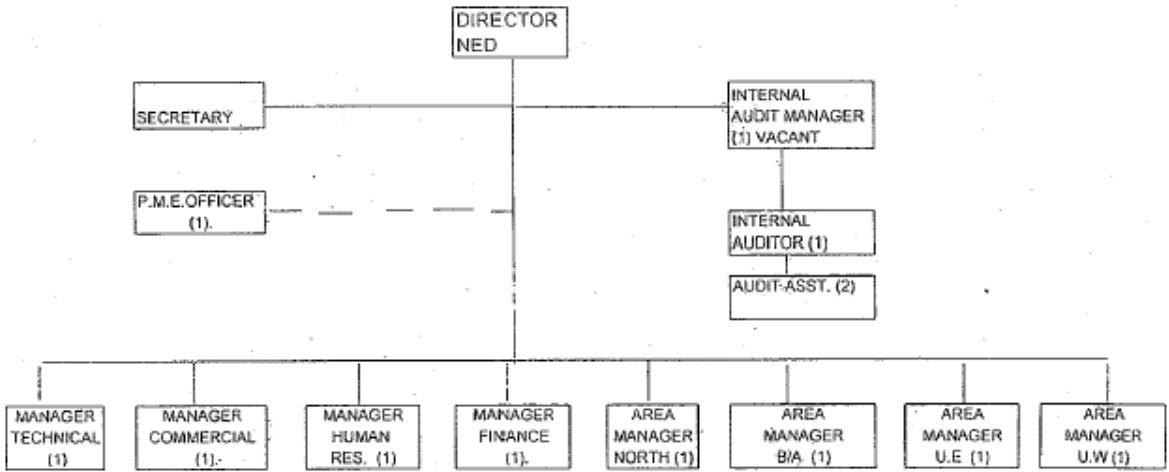


出典：ECG 資料

図 4 - 2 Regional Office の組織図

(2) VRA-NED の配電部門

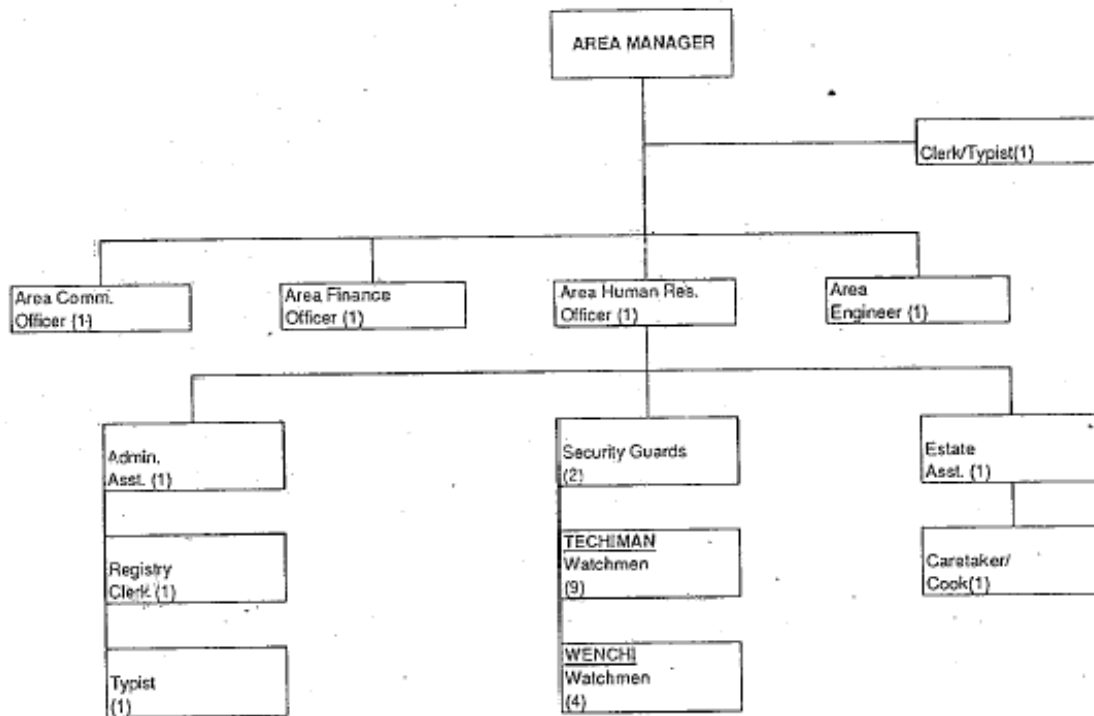
VRA-NED における配電部門の構造は、図 4 - 3 に示すように NED の 8 部門から構成されている。本調査に直接関係する部門や人は、本部の Technical 部門と 5 つの Area Office³ (図 4 - 4 に示す) のエンジニアである。



出典：VRA 資料

図 4 - 3 VRA-NED 本部の組織図

³ Upper East, Upper West, Northern, Brong-Ahafo sunyani, Brong-Ahafo Techiman の 5 Area Office



出典：VRA 資料

図 4-4 VRA-NED Area Office の組織図

聞き取り調査によると、事故時の対応は、ECG 及び VRA-NED の両組織とも Operation 部門に事故復旧班なるグループがあり、顧客や所管支所の職員の通報を受けて出動し、復旧作業にあたること。事故の程度により復旧作業時間も変化する。

(3) 年間平均電力供給支障について

入手できたデータによると ECG における 2005 年の電力供給支障としては、一需要家当たり年間平均約 28 時間、100km 配電線当たり年間平均約 55 回の停電となっている。したがって、電力供給支障による営業収入減にも影響しており、当然ロス低減とともに重要な課題である。

4-2 配電ロスの現状と対策

インフラである電力設備の開発にあつては、発電や送電にハイライトがあたり投資されてきたが、配電設備に対しては、設備投資対象から見過ごされ放置されてきたため、長期間にわたり同じ老朽化した設備（変圧器、開閉装置、配電線導体等）で稼働してきた。このため電力の供給効率が低下し、結果として産業の成長阻害要因となっていた。

同国の配電ロスは、ECG が 20%以上、VRA-NED が 30%以上と非常に高い状況である。特に、北部は南部に比べて電力需要が少なく（販売電力量からわかるように北部の需要は南部の概ね 10 分の 1 以下）、配電距離も南部に比べて長距離となるため、ECG と同様に以下に掲げる技術的課題に対して検討を行い、供給する電力品質を向上させ、供給信頼度を上げることが事業の経営的な観点からも重要である。また、配電計画実施にあたっては、ガーナ国側の C/P と計画及び作業手順等を十分に打合せたうえで計画検討を進める必要がある。

- (1) 本調査において見直した長期電力需要想定を基に、33/11kV や 34.5/11kV の変電所の変圧器容量のチェックを行う。
- (2) ピーク時間帯において需要家端での電圧降下の大きい低圧配電線（430/240V）については、配電線の供給範囲を見直し、新規に変圧器を設置するなどの対策を検討する。
- (3) 本調査において見直した長期電力需要想定を基に、11kV の中圧配電線の延伸を検討したうえで 11/0.4kV 二次変電所の新規建設を検討する。
- (4) 既設配電線の導体サイズを合わせて見直す。
- (5) 南部においても、地方部の町中から離れた地点において、見直した電力需要想定を基に 33kV の高圧配電線延伸を検討したうえで 33/0.4kV 二次変電所の新規建設を検討する。
- (6) 末端配電線の電圧降下改善のためキャパシターバンクの導入も検討する。
などである。

上記の配電ロス低減方針を基に、具体的な検討項目は以下のとおりである。

- 1) 的確な電力需要見直し検討
- 2) 11kV 中圧配電線の更新・増強（導体サイズの見直し）検討
- 3) 11kV 中圧配電線の延伸検討
- 4) 二次変電所（11/0.4kV 変電所）の配電用変圧器容量の見直し検討
- 5) 11/0.4kV 変電所の増設検討
- 6) 33kV 高圧配電線の更新・増強（導体サイズの見直し）検討
- 7) 33kV 高圧配電線の延伸検討
- 8) 一次変電所（33/11kV 変電所）の変圧器容量の見直し検討
- 9) 一次変電所（33/11kV 変電所）の増設検討
- 10) 供給基準電圧維持のための調相設備（キャパシターバンクなど）設置の検討
- 11) これらの検討に合わせて老朽化した設備の更新検討

4-3 電力需要予測の見直し

本調査の配電網更新・増強・延伸マスタープランのベースとなる電力需要想定は、二次変電所（ECG については 11/0.4kV または 33/0.4kV、VRA-NED については 11/0.4kV または 34.5/0.4kV）における 2015 年までの電力需要を見直し、33kV 系統を含めた配電システムのマスタープランを策定することとなる。南部及び北部については、二次変電所変圧器の二次側に設置したメーター計測値から計測時点での電力需要を把握し、需要家数の伸び率を考慮し将来需要を想定することとなるが、電力料金種別需要家数伸び率、一需要家当たりの電力消費伸び率、当該線路に接続している需要家の最大需要算定値から二次変電所最大需要算定のための不等率のパラメータをいかに設定するかなどの課題を ECG の本部及び Regional Office や VRA-NED の本部及び Area Office の配電計画担当者と十分協議することが必要である。

一つのアイデアとして、本調査の調査時間やMMも限られていることから、低圧配電線路の最大電力時間帯の負荷を、負荷の大きさ及び都市部と地方部というようなカテゴリーに分類し、それぞれがガーナ国配電線の代表的な線路となるよう選定し、計測することにより非技術的ロスの推定や電力需要の推定に役立てることができると思われる。

4-4 都市部配電設備の現状

都市部の配電線の現状として、南部の ECG 管内においても VRA-NED の管内においても、11/0.4kV の二次変電所において、430/240V の 3 相 4 線式の配電線を引き出し、電力供給を行っている。11/0.4kV の二次変電所は、図 4-5 に示すように 11kV フィーダに沢山接続されているため、図の 4-6 に示すように、Ring Main Unit (RMU) の構成要素である負荷開閉器 (Load Break Switch : LBS) を介して接続し、11kV 系統に事故があれば、事故区間の両端の RMU の LBS を開閉し、事故区間を除去し、復旧工事を行うようになっている。この方式は、北部の都市部においても同じ構成である。この RMU は、11kV の配電線にのみ適用されており、33kV や 34.5kV には適用されていない。事故時には、ECG や VRA-NED の事故対策復旧班が現場に到着し、手動により LBS を操作し、事故復旧作業を行う。

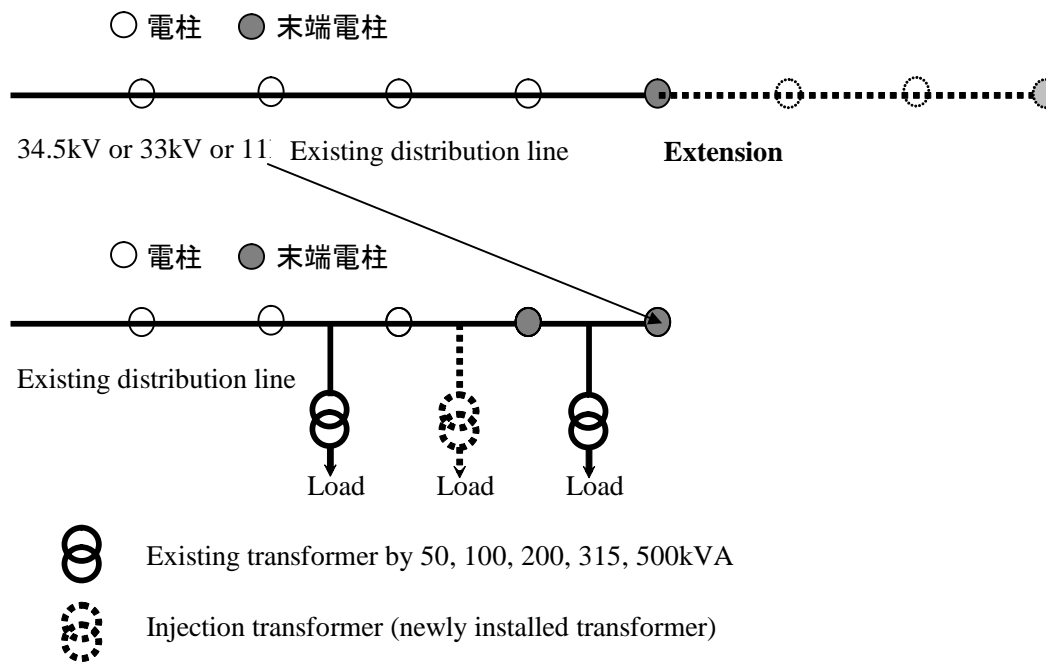


図 4-5 既存配電線構成

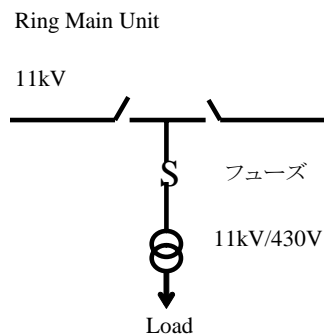


図 4-6 RMU

<都市部配電設備>



ECGの低圧（430V）配電線



ECG管内（Accra West）の低圧不正接続線



ECGのRMU（新品同様）



ECGの低圧配電コンクリート柱
（根元が壊れかかっている）

4-5 地方部配電設備の現状

地方部の配電線の現状は、電圧は異なるが都市部と同様で、南部の ECG 管内では、33/0.4kV の二次変電所から 430/240V の 3 相 4 線式の配電線により電力供給を行っている（一部 3.3kV/0.4kV の電圧が使用されている地域もある）。

< 地方部配電設備 >



VRA-NED の 11/0.4kV 変電所



VRA-NED の RMU

第5章 配電事業の諸課題

5-1 電気料金制度

ガーナ国では電気料金についてはPURCが規制しており、全国一律の料金となっている。現在の料金は表5-1に示すとおりであり、2003年10月から施行されている。料金区分は5つで住宅用の電気料金にはライフライン電力料金があり、1か月の消費量が50kWh以下の場合には¢19,080/月（もともとは¢18,000/月であったが物価上昇による自動調整条項適用）の定額負担である。ライフライン電力料金については、PURCの電力料金設定ガイドラインによれば、全国の月間最低賃金、地方需要家の支払能力、灯油価格、水力発電平均発電原価の4項目に考慮して決めることになっている（US\$1 = ¢9,150）。

表5-1 ガーナ国の電気料金（2003年10月時点）

Tariff Category	PURC Approved Rates (¢)
SLT-LV	
Maximum Demand (¢/kVA/month)	143,100
Energy Charge (¢/kWh)	403
Service Charge (¢/month)	63,600
SLT-MV	
Maximum Demand (¢/kVA/month)	97,520
Energy Charge (¢/kWh)	382
Service Charge (¢/month)	63,600
SLT-HV	
Maximum Demand (¢/kVA/month)	89,040
Energy Charge (¢/kWh)	371
Service Charge (¢/month)	63,600
Non Residential	
0-300 (¢/kWh)	848
300+ (¢/kWh)	1,039
Service Charge (¢/month)	21,200
Residential	
0-50 Lifeline Block Charge (¢/month)	19,080
51-300 (¢/kWh)	583
300+ (¢/kWh)	1,018

出典：PURC資料

このライフライン料金は通常のブロック料金制のように第一段階のkWh当たりの単価を格安にするのではなく、月間消費量50kWh以下を定額料金としているのが特徴である。したがって、ごくわずかししか電気を消費しない需要家にとっては従量料金制よりも不利になってしまうケースが出る。一方、電気事業者にとっては一需要家から少なくともライフライン料金相当の収入は確保されるわけで、料金徴収コスト（固定費用）のかなりの部分は回収可能となっていると考えられる。Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) など途上国農村部の電力需要に関する各種調査によれば、未電化村落を電化した場合の電力需要は、所得水準が低く電気機器の所有率も低いため、毎月20KWh程度という調査結果が多い。こういった平均的需要家やそれ以下の需要家にとってはこのライフライ

ン料金は必ずしも魅力的ではない。料金理論からいえば料金徴収コストは需要の大小にかかわらず発生し、それを回収するためにはこういった定額料金部分が必要となるという説明が可能である。しかし、実際には、地方部のごく零細な潜在的な需要家を排除し、逆に、配電事業としては赤字拡大が抑制されている結果となっている可能性がある。その実態は本格調査における電力需要調査や支払意思額調査において明らかになるであろう。

なお、NEP及びSHEPに基づき電化された地域では、需要家が電化後18か月以内に電力供給を申し込む場合には、接続費用負担をMeter fee（積算電力計設置費用）として¢5,000のみ徴収する軽減措置が講じられている。18か月を過ぎて申し込むと接続費用（配電線から住宅までの引込み線費用等）は全額需要家の負担となる。なお、このほかに需要家が電力供給を申し込む場合には、預り金（Security deposit：電気料金未払いに備えた預り金）として、住宅用で¢50,000、非住宅用で¢100,000を支払う必要がある。

5-2 電気事業者の収支

配電線延長の拡大に伴って電気事業経営が悪化する懸念がある。この点について2004年の収支をもとに分析を行う。

(1) VRA

VRAは、1961年に水力開発とボーキサイト開発を目的に、ボルタ河開発法に基づき設立された国有公社であり、Akosombo水力、Kpong水力、Takoradi 火力発電所（米国CMS社とVRAとの共同企業体方式の発電設備を除く）といったガーナ国のほぼすべての発電設備及び送変電設備を所有するとともにその建設と維持・運転管理を担当している。VRAはVALCOや鉱山等の大口需要家とECGに売電するとともに、1987年には北部4州の配電設備をECGから引き継ぎ、VRAの一部門であるVRA-NEDが配電事業を実施している。また、これらの事業以外にボルタ湖を利用する漁業、舟運事業、観光事業、アコソボの居住地造成管理なども行う大企業である。

VRA-NEDの需要家数及び電力需要はグリッド電化の進展に伴い急激に増加しているが、広い地域にライフライン料金対象（50kWh/月以下）の小規模需要家が多く分布しているため、料金徴収コスト（検針、請求書送達、集金）などの営業費用に比べて収入が少なく赤字構造となっている。VRAとしてはECGへの卸売電力料金などの決定権を政府に握られているという事情もあって、構造的に赤字のVRA-NEDを自社の一部門としている。このようにVRA-NEDはVRAと政府の微妙な関係のなかで維持されているとみることができよう。VRAの最大の懸案となっているのは、2005年に部分的に運転を再開したアルミ精錬事業VALCOへの電力供給量とその価格設定である。VALCOはボルタ開発による低廉豊富な電気を活用した国策事業として発足したものであるが、90年代にはガーナ国の電力需要が急増し、電力不足の状態となり、VALCOへの電力供給継続が困難となった。このため、2003年初めにVALCOは操業を完全に停止した。しかし、政治的な事情からVALCOの株式90%をガーナ国政府が取得し、事業再開に向けた協議が行われ、2005年後半からVALCO事業は部分的に再開されている。現状ではVALCOの国際競争力維持のため大幅に発電コストを下回る料金設定となっており、その部分の大幅な赤字を他の部門の黒字で埋めるという構造となっている。VALCOは政治的な理由から当面存続することとなったが、VRAの犠牲によって成立しているものであり、また、今後の国内電力需要の増加や渇水などによって全国的な電力需給が逼迫すればVALCOへの風当たりが強まることは確実であり、ガーナ国政府としてどの程度の

期間こういった措置が継続できるかは不透明である。

(2) ECG

ECGは、1967年に設立されたElectricity Corporation of Ghanaという国営企業であったが1997年には株式会社化され、部分的に民営化された。その業務は、VRAから電気の卸売を受け、ガーナ国の北部4州を除く南部6州地域の一般需要家への配電事業を実施している。配電系統は33kV及び11kV以下の電圧である。ECGは南部の主要需要地への供給を独占する一方、採算のとれない北部を切り離してVRA-NEDに業務譲渡したため、地方部の電化拡大が全社的に及ぼす影響はさほど大きくない。

以下に、ECG、VRA及びVRA-NEDの2004年の財務データを示す。このデータから地方電化に関連する事項として以下の点が指摘できる。

- 1) VRA、ECGともに最終損益は赤字であるが、赤字幅は売上高に比べればわずかである（赤字額の対売上比率 VRA：1.4%、ECG：7.2%）。また、キャッシュフローは両社ともプラスである。
- 2) VRAの収入構成に占めるVRA-NEDの比率は約7%と小さく、経営全体への影響は限られている。VRAとしてはVRA-NEDの赤字を他部門の黒字で埋めている。
- 3) ECG、VRA-NEDの営業収支（減価償却前）を見るとECGは黒字、VRA-NEDは赤字であるが、ほぼ均衡しており、最終的な赤字は主に償却費負担によるものである。両社とも資産価値の再評価を行っている結果、償却費が大きな金額となっている。
- 4) ECGの未収金は2003年に比べて減少しているが、VRA-NEDは逆に増加している。この原因は料金滞納の需要家のうちで、病院や学校など供給停止が社会的な事情で困難な施設について供給停止ができないケースがあり、こういった場合に滞納額が増加するためと説明されている。

表5-2 電気事業者の収支（2004）

単位；¢ million

項目	VRA	VRA-NED	ECG
売上高	3,367,213* * 政府債権放棄含 (283,617)	240,346	2,552,061
営業費用	1,956,778	265,494	2,357,784
減価償却	1,008,014	201,816	383,396
営業収支	437,150	-226,964	-189,119
最終損益	-47,047		-183,644
未収金		199,109 (前年比46,411増)	1,052,341 (前年比89,930減)

出典：VRA、ECG年次報告書

今後、SHEPによってさらに地方遠隔部の配電網が拡大することになると、両社ともその部分は赤字であるから、経営全体にはマイナスとなる。しかし、現状ではECG、VRA-NEDとも経営危機というような状況ではなく、キャッシュフローからみて営業的に問題はなく、小康状態にあると

いってよい。また、VRA-NEDの赤字についてVRAとしては大きな経営問題とはとらえていない。したがって、当面は両社ともに現状のまま事業運営を行っていくのに問題はない。VRA-NEDは電力構造改革によりVRAから切り離されECGに統合される方向となっているが、現実にはECGのビジネスはVRAとは異なり、多様化していないため大きな黒字を生み出す部門はなく、VRA-NEDの赤字を埋めることは難しいと考えられる。したがって、ECGは統合には消極的な立場であると考えられる。現在のところ、ECGとVRA-NEDとの給与格差（VRA-NEDが高い）が障害となって、両社の合併の動きは停滞しているとのことである。

5-3 電気料金徴収制度

NEPやSHEPによるグリッド延伸事業は政府が政府資金とドナー援助を活用して直接工事を実施し、完成後に電気事業者（ECGとVRA-NED）に引き渡して維持管理させるというものであり、事業者側の維持管理コスト負担を考慮していないという側面がある。このため、事業者に過大なコスト負担を課している可能性が指摘される。すなわち、遠隔地の需要家が増加する結果、毎月のメーター検針、請求書の送達、集金、料金不払いの場合の督促状の送達などに要する人件費が膨れ上がり、一方でこういった需要家からの料金収入はわずかであるため、収支は大幅な赤字となってしまう。今後、SHEPによる地方部の電化がさらに進行していくと、電気事業経営全体としては赤字拡大要因となることは明らかである。こういった遠隔地需要家についての構造的な赤字をいかに軽減させていくか、また政府からの補助金の可能性などの問題について、事業者だけでなく政府サイドも巻き込んだ検討が行われるべきであると考えられる。その第一歩としては、ECG及びVRA-NEDが地方農村部における収支構造と経営全体への影響（地方農村部の赤字が収支全体に及ぼす影響度など）を区分経理して試算する必要があり、その結果に基づいて事業経営者と政府の協議が行われるべきである。これまでこういった試算は行われていない。この課題について事業者・政府間で具体的な議論を開始できるよう、本格調査による詳細なデータ分析が期待される。

料金徴収については、地方部でも毎月、ECGあるいはVRA-NED職員が各需要家のメーターを検針し、請求書を届け、集金に行く。各需要家の消費量は検針結果を営業所のコンピューターに打ち込み請求書を作成する際に記録される。需要家は請求書発行から4週間（28日）以内に料金を支払うという制度になっている。支払われない場合、督促の手紙を出し、さらに2週間（14日）の猶予期間が与えられる。それでも支払われない場合には供給停止となる。これはPURCが決めた消費者保護ルール（法令）である。このように基本的に電気料金徴収は人海戦術で行わざるをえない。電気使用量が少ない地方部の需要家については、こういった事務を合理化しない限り赤字は縮小されない。その方向性としては、毎月の検針を隔月とすとか、地方村落ではコミュニティ単位の料金負担として各需要家の負担額はコミュニティ内部で処理してもらうなどのアイデアがある。電気料金については6週間以上滞納すると供給停止となり、未払料金を支払わないかぎり供給を再開しないという運用となっているため、需要家は最終的には支払いに応じる場合がほとんどで未収金が増加するという現象は起こりにくい。しかし、公共施設（学校、病院など）については供給停止を行うことが困難であるため、料金未払いが何か月も続き、その結果、未収金が増えるケースがある。

また、ECG、VRA-NEDともに料金徴収業務の合理化という観点から、都市部の需要家については電子式プリペイドメーターの導入を試みている。これは南アフリカ製、中国製などの電子式プリペイドメーターを輸入して取りつけるもので、需要家はECGあるいはVRA-NEDの支所、営業所で支払いを行い、メーターに挿入するICカードへの入力を行うという方式である。ガーナ国では紙幣の最高額

面が ¥20,000 であり、高額を支払う場合には大量の紙幣をやりとりしなければならない。したがって、大口需要家の多い都市部ではこういった事情から集金業務の合理化が重要となっている。これまで使われていた電子式プリペイドメーターは単純な従量料金制度しか適合していなかったため、ガーナ国で採用されている月単位のブロック料金制度の場合には自動的に料金を計算することができず、需要家が毎月月末に営業所に出向いて消費量を申告し、IC カードに記録されている消費量データに基づき、当月の電気料金を計算して支払いを行う必要があった。しかし、今後、導入される新型メーター（中国製）では内部にカレンダーと計算機能が組み込まれており、自動的に毎月の料金を計算し、既に支払われた金額から差し引くことができる。ECG、VRA-NED ともこういった電子式プリペイドメーターは消費量の大きな需要家から設置していく方針であり、地方部の小規模需要家についてはメーターのコストが高く費用対効果が得られないとの理由から設置する予定はないとしている。

<参考1：電力メーター>

一般に用いられている回転式電力メーターについては事業者が調達したメーター（ガーナ国製）の精度を ECG、VRA-NED が所有する電力メーター用試験装置によって全数確認してから各需要家に取付けるといった手法が確実に行われていることが確認できた。この点については特に問題はないと考えられる。ただし、20年で交換という基本方針は守られておらず、異常な計測値が出ないかぎりメーターの交換は行っていないのが実情である。長年使った場合、電力メーター部品の摩耗、劣化によって測定値に多少の誤差が生じることが考えられる。この点については現在のところ全く考慮されていないが、本格調査において試験的に長期使用後の電力メーターの精度を測定し、その測定誤差の分布を明らかにすることは重要なデータを提供するものであり、それによってメーターの定期的交換の必要性などが検討されるであろう。

<参考2：電力不正使用>

配電部門における大きな問題として、電力の不正引き込み（盗電）やメーターの不正操作などによる非技術的な電力ロスという課題がある。こういった問題は放置しておくとならぬと近隣に拡大しやすいので早めに発見し、対策を講じる必要がある。ガーナ国では総合電力ロス率が約25%であり、そのうち非技術的ロス率は約半分を占めているといわれている。しかし、このロス率の内訳はデータに基づくものではなく、一種の試算であると考えられる方が妥当であろう。したがって、本格調査における詳細なデータ分析によって電力ロスの内訳が明らかになることが期待され、その結果、今後の重点的にとるべき対策の検討も加速されるであろう。一般的にこういった事例は農村部よりも市街地で多く発生し、さらに市街地では巧妙な方法で行われることが多く、目視による発見はなかなか難しい。特に住宅、ビルの新築や改造の場合に不正な結線が行われないよう、メーターを建物の外側に設置し電気事業者の工事確認を制度化するなどの対策は最低限必要であろう（この点は ECG、VRA-NED とともに認識しており新築物件については外部から見えるところに設置するようにしているとのこと）。不正使用の発見につながるものとして顧客データベースがある。各需要家の電力消費量をデータベースにしておくことにより、家屋の規模に比べて極端に消費量が少ないなど異常な消費データを早期に検出することが可能となり、不正行為の早期発見につながる。ECG では既にこのような顧客データベースの開発に着手している。このような顧客データベースについて、我が国の電気事業者の事例やそれを利用した異常データ判定方法などの情報はガーナ国の電気事業者にとって貴重なものであり、本格調査における重要な技術移転テーマとなるであろう。

5-4 人材育成計画

ECGの配電設備の維持管理については、テマにあるトレーニングセンターにて2年間の期間で人材育成が行われている。VRA-NEDにも自社トレーニングセンターがある。このトレーニングセンターでは、主として、変電設備や配電設備の維持管理トレーニングとケーブル接続に係る作業のトレーニングが行われている。しかし、インタビューや聞き取り調査を行った限りでは、配電計画における人材育成については、ECG及びVRA-NEDともに行われていないようである。したがって、本格調査の2回のワークショップを通じて人材育成することが期待される。

ワークショップや現場でのOJTをとおして配電計画に係る調査項目、調査手順、データ収集・整理・分析、既設配電システムの検討（導体サイズ、低圧変圧器容量、中圧及び高圧配電線の延伸、低圧変圧器による供給範囲の変更等の検討課題）を共同で行うことにより技術移転が可能となるはずであるが、現在、ECGやVRA-NEDの配電計画本部以外からの技術者は、諸般の事情から1名しか想定されておらず、本部だけでなく地方部のオフィスの技術者まで行きわたるためにも、マニュアルの整備が不可欠となる。また、本邦での研修では、配電計画における計画から建設実施までの一貫した技術移転を行い、本格調査実施後もガーナ国側C/Pが独力でマスタープランの見直し作業を行い、変化する実情に適した長期配電計画策定と実施を期待する。

<研修施設>



テマトレーニングセンター看板



トレーニングセンター入口



ケーブル接続訓練用機材



変電用訓練機材（時代遅れの機器）



PC 使用講義室



会議室（メディアプロジェクタ装備）

第6章 環境社会配慮

一般的に電気事業用設備のうち配電設備は発電所や送電線に比べて工事規模は圧倒的に小さい。また、需要家に近い地域での工事であり道路や建物が既に建設されているところでの工事が普通であり、自然環境への影響はわずかである。このような理由から、配電設備は正式な EIA（アセスメント）の対象外とされることが一般的である。ガーナ国の EIA 規則によれば、電力施設の建設にあたり、以下の5種類の設備については EIA が義務付けられているが、配電設備についての記述はない。以上の点から、配電線建設事業については正式な EIA の対象とはならないと判断される。もちろん、工事実施の前の基本計画作成についても対象外である。

- (1) 火力発電所の建設
- (2) ダム及び水力発電所の建設
- (3) 国立公園におけるコンバインドサイクル発電所の建設
- (4) 原子力発電所の建設
- (5) 送電線の建設

しかし、環境問題に慎重な世界銀行では正式な環境アセスメントを必要とするもの（カテゴリーA）のほか、環境への影響を分析評価すべきとしてカテゴリーB という基準を設けている。世界銀行による例示を以下に示す。

1) カテゴリーA 案件／項目

- a) ダム及び貯水池
- b) 林業生産案件
- c) 工場施設（大規模）及び工場用地（大規模な拡張、復興、改造も含む）
- d) 灌漑、排水、及び治水（大規模）
- e) 水産及び海産業（大規模）
- f) 土地の開拓及び整地
- g) 鉱物開発（石油及びガスを含む）
- h) 港湾開発
- i) 埋め立て及び新規土地開発
- j) 移住
- k) 河川流域開発
- l) 火力及び水力発電開発または拡張
- m) 殺虫剤その他有害性／毒性物質の生産・輸送・使用
- n) 幹線道路・農村部道路の新規建設または大規模な改良
- o) 有害廃棄物の管理と廃棄

2) カテゴリーB 案件／項目

- a) 農産工業（小規模）
- b) 送電
- c) 灌漑及び排水（小規模）
- d) 再生可能エネルギー（水力発電ダムは除く）

- e) 農村部の電化
- f) 観光
- g) 農村部の上水道及び衛生
- h) 流域案件（管理または復興）
- i) 保護地域と生態系の保全
- j) 幹線道路・農村部道路の維持・再建
- k) 既存工業施設の再建・修復（小規模）
- l) エネルギー効率及び省エネルギー

3) カテゴリーC 案件／項目（環境への影響がないと考えられる項目）

- a) 教育
- b) 家族計画
- c) 健康
- d) 栄養
- e) 制度開発
- f) ほとんどの人的資源開発案件

この分類に従えば配電線工事もカテゴリーBになると考えられる。しかし、これらはいくまでも例としてあげられたのみで、この事業テーマに属するものすべてについての取り扱いが同じということではなく、個別案件の影響の範囲や程度から判断すべきであるとしている。送電線工事と比較して配電線工事については、長距離の配電線建設のための森林の大規模伐採や住民移転が必要である場合などを除けば、基本的に配電設備による自然環境、社会環境への影響は軽微であると考えられる。世界銀行では、カテゴリーB についてはかならずしも正式な環境アセスメントを求めておらず、影響が軽微なものについては、環境影響の予備的な分析を行い、それに基づいて案件の環境管理計画（Environmental Management Plan）を作成すればよいとしている。

したがって、本件調査では既に人為的な改変を受けている市街地や農村の道路沿いなどでの工事については大きな環境問題はないと考えられるが、現在未電化の地域で自然公園内での新規配電線工事などが必要になるといったケースについてはきちんと調査を行うことが必要となろう。

Environmental Protection Agency によれば、環境影響が軽微で EIA が必要な場合でも事業規模によっては環境影響がないという確認の意味での Environmental Permit の取得が必要となる場合もありうるとのことである。これも前述の Environmental Management Plan 作成の考え方に近い。また、ECG の見解でも都市部で配電線を地下に埋設する場合に、工事のため立ち退きが必要となれば補償金を支払うことがあるとのことであり、このようなケースが大規模に発生する場合には社会環境影響ということでの事前評価が必要になる可能性がある。

このような点に留意する必要があるが、本格調査では個別の配電線工事計画の立案は想定されないため、国立公園や動物保護地区やその近傍での配電線建設計画が立案された場合などについて、保護対象となっている自然への影響や景観への影響などの観点からのチェックを行えば十分であろう。また、一部で取り上げられている電磁波による人体（健康）への影響といった問題もまだ科学的な根拠は示されていない。

第7章 本格調査での留意事項

7-1 配電網更新・増強・延伸計画策定に係る留意事項

第一次現地調査において、調査項目、調査手順、配電計画作業に必要なデータの収集・整理及び分析など、計画策定にあたって必要となる作業を C/P との共同作業を通じて技術移転をすることとなる。この作業においてガーナ国側のエンジニアが 14 名とかなりの数になるので、グループ分け等を行ったうえで技術移転を綿密にすることが求められる。また、第一次ワークショップでは配電計画に必要な簡単な計算プログラムを使用して 11kV/430V/240V の変電所以降の設備計画をトレーニングするため、現地調査前の国内準備作業において予め簡単な計算プログラムを準備しておくことが求められる。

11kV/430V/240V 変電所の変圧器二次側にメーターを設置し、ロス計測を行うことが考えられるが、精度を上げるため、期間を可能な限り十分確保することが求められる。結果として得られる技術ロスと非技術ロスの測定値を経済・財務分析に反映して収益性を判断することが求められる。

第二次ワークショップにおいて、ガーナ国側 C/P の配電網更新・増強・延伸計画をすべて審査し、計画ミスの部分については十分議論し、適切なアドバイスを行い、C/P が自力で配電計画を行えるようにすることが重要である。

この開発調査は膨大なデータに基づく膨大な配電網更新・増強・延伸マスタープランとなるため、効率的に共同で作業を行い、期間内に十分な成果を上げることが求められる。

現在、ECG と VRA-NED という 2 つの配電事業者が存在しているが、両社は将来合併して事業を統合することが決まっている。しかしながら、現在のところ合併に関する具体的なスケジュールは設定されていない。この理由としては、両社の賃金体系の違いなど様々な事情が指摘されている。しかし、将来的には合併は実現すると考えられ、その場合に備えて両社の技術基準、保守管理手法、データシステムなどの標準化、共通化について現時点から検討を行っておくことが必要と考えられる。そのために、本格調査では両社で用いられている技術を比較対照してその相違点を明らかにし、共通化が必要なテーマの抽出など将来の統合に向けての明確な方針を打ち出す必要がある。

7-2 配電事業経営改善計画策定に係る留意事項

この開発調査は、今後 10 年程度を視野に入れたガーナ国の配電設備の整備基本計画を作成するものである。ECG については配電事業専業で本社技術者の技術力はかなり高い水準にあり、本格調査の内容についてはよく理解できると考えられる。ただし、配電については地方支所単位での計画づくりや施工が行われる場合が多くあり、こういった地方部技術者の育成についてはこの開発調査は貴重な機会となるであろう。また、VRA-NED については配電についての情報蓄積が ECG に比べれば見劣りすると考えられるため、この機会にできる限りの知識吸収を期待しているはずである。このため、ECG と VRA-NED の技術レベルの違いを考慮した技術移転が必要であろう。

ECG、VRA-NED とともに最終損益では赤字体質となっているがそれほど深刻なものとはいえ、営業収入と営業費用だけを見れば（キャッシュフロー的には）ほぼ釣り合っている状態である。今後、配電ロスの改善、料金徴収費用の合理化など進めていく時間的余裕はあり、そういった経営改善によって財務体質は強化されよう。現在のところ、配電事業の経営改善についてはプリペイドメーターの部分的導入や ICT の活用などを進めているが、まだ総合的な対策は立案されていない。本格調査において、盗電対策の強化、地方部での料金徴収方法の見直しなどについて PURC、MOE などを巻き込んだ

議論を行い、具体的な提案を出すことができれば大きな成果になるであろう。

また、本格調査ではオフグリッド電化についての議論をできるだけ深めることが重要であろう。ガーナ国政府としてはこれまでほぼ計画通り地方部での送配電線の拡張を進めてきた。しかし、こういったグリッド電化は限界に近づきつつあるように感じられる。政府としてオフグリッド電化にシフトしていくのはこれまでの経緯からみて簡単ではないが、この調査での議論がそのきっかけになることを期待したい。

付 属 資 料

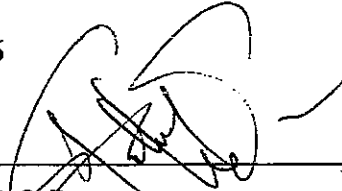
1. 署名した M/M 及び S/W 案 (2006 年 7 月 28 日)
2. 主要面談議事録
3. 電力設備視察記録
4. 収集資料リスト
5. 署名した M/M 及び S/W (2006 年 10 月 24 日)

**MINUTES OF MEETING
FOR
DISTRIBUTION SYSTEM MASTER PLAN STUDY
FOR GHANA
AGREED UPON BETWEEN
THE MINISTRY OF ENERGY,
THE ELECTRICITY COMPANY OF GHANA,
THE VOLTA RIVER AUTHORITY
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**

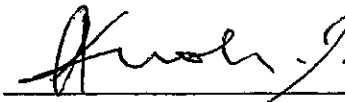
Accra, 28th. July, 2006



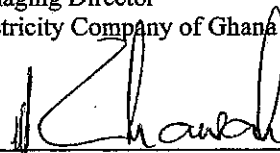
Mr. Toshiyuki Hayashi
Team Leader
Preparatory Study Team
Japan International Cooperation Agency



Mr. S. O. Barnor
Acting Chief Director
Ministry of Energy

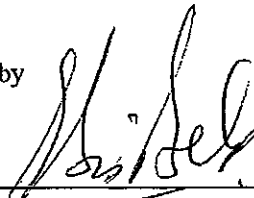


Mr. Steve Akuoko
Managing Director
Electricity Company of Ghana



Mr. Joseph Wiafe
Deputy Chief Executive
Engineering and Operation
Volta River Authority

Witnessed by



Mr. E. Osei Prempeh
Acting Director
External Resource Mobilization
(Bilateral) Division
Ministry of Finance and Economic
Planning

The Government of the Republic of Ghana (hereinafter referred to as "the Government of Ghana") officially requested the Government of Japan to extend technical assistance for carrying out the Distribution System Master Plan Study for Ghana (hereafter referred to as "the Study") in August 2005. In response to the request, the Preparatory Study Team (hereafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereafter referred to as "JICA") was dispatched and had a series of discussions with the Ministry of Energy (hereinafter referred to as "MOE"), the Electricity Company of Ghana (hereinafter referred to as "ECG"), Northern Electricity Department of Volta River Authority (hereafter referred to as "VRA-NED") and other authorities concerned with the Government of Ghana from 18th July to 28th July. (List of Main Attendance is shown in ANNEX 1.)

Discussions were conducted in a friendly and cordial atmosphere and both parties agreed to record the following points as summarized conclusion of the discussions.

1. Signing of the Scope of Work Agreed

After discussions and the basic agreement on the Draft Scope of Work shown in ANNEX 2, the Draft Scope of Work has been forwarded to MOE, ECG and VRA-NED for their final review. The comments from above mentioned organizations would be considered for incorporation into the Draft Scope of Work before finalization. Both sides have confirmed that JICA Headquarters will make the final decision on the Study plan, before signing the Scope of Work. After the final decision by JICA Headquarters, MOE, ECG, VRA-NED and JICA Ghana office will sign the Scope of Work.

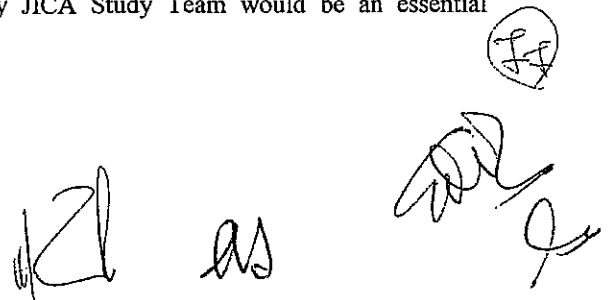
2. Title of the Study

Both sides agreed that the title of this development study shall be "Distribution System Master Plan Study for Ghana".

3. Implementation Mode of the Study

Because the technical study for the Distribution System Master Plan needs the activities that extend throughout the country, active involvement of all ECG regional offices and VRA-NED area offices is essential. The planning work of the Distribution System Master Plan will be the joint work between JICA Study Team and ECG/VRA-NED Team. During the course of the Study, two workshops will be held to enhance the planning ability of ECG/VRA-NED distribution engineers. Both sides have agreed that unless ECG/VRA-NED Team increased their planning ability and actively carry out the planning work in close collaboration with JICA Study Team, the Distribution System Master Plan would not be able to achieve the expected quality.

JICA shall inform MOE, ECG and VRA-NED of the names and assignments of JICA Study Team members as soon as they are selected. Through the implementation of the Study, technology transfer to the Counterpart Personnel (hereinafter referred to as "C/P") by JICA Study Team would be an essential component of the Study.



Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including a circled signature on the right and several other scribbles.

4. Duration of Distribution System Planning work by regional and area engineers

Both sides have confirmed that three (3) to five (5) months will be necessary to complete the distribution system planning work by regional and area engineers depending on the possibility of using local consultants.

5. Workshop

As is described in the "Draft Scope of Work for Distribution System Master Plan Study", workshops will be an important component of the Study. ECG is primarily responsible for organizing the workshops and JICA Study Team will assist ECG. Upon the request from MOE, ECG or VRA-NED, JICA will bear the expenditures for venues.

6. Coordinating Committee

In order to exchange information and opinions for the Study, Coordinating Committee will be formed in a timely manner among stakeholders. Coordinating Committee consists of MOE, ECG, VRA-NED, Energy Commission, Public Utilities and Regulatory Commission, JICA Study Team, JICA Ghana office and Embassy of Japan.

7. Seminar


In order to disseminate the result of the Study, Seminar will be held at the time of submission of the draft final report. Ministry of Finance and Economic Planning, Ministry of Rural Government, the Association of Ghana Industry, private companies, international donors, NGOs and other relevant organizations will be invited to the Seminar. MOE will carry out the Seminar in collaboration with ECG and VRA-NED. JICA Study Team will assist in organizing the Seminar. Upon the request from MOE, ECG or VRA-NED, JICA will bear the expenditures for venues.

8. Training in Japan

MOE, ECG and VRA-NED requested to carry out relevant technical training for 6 members of C/Ps, which will be done in Japan and funded by JICA. The Team agreed to convey the request to JICA Headquarters.

9. Office space with necessary equipment

The Team requested ECG and VRA-NED to provide JICA Study Team with adequate office space with enough furnishing, a telephone line and internet access that are needed to carry out the Study. ECG and VRA-NED replied that adequately furnished offices both in Accra and Tamale will be provided including access to a telecommunication connection.



List of Main Attendance

Ministry of Energy

Mr. S. Q. Barnor, Acting Chief Director
Mr. Emmanuel Antwi-Darkwa, Director (Power)
Mr. Solomon Adjetej, Programme Officer, Rural Electrification

Electricity Company of Ghana

Mr. Steve Akuoko, Managing Director
Mr. Cephas Gakpo, Director of Engineering
Mr. Kwadwo Ayensu Obeng, Senior Electrical Engineer, Design and Construction Division

Volta River Authority

Mr. Joseph Wiafe, Deputy Chief Executive, Engineering and Operations
Mr. John Quarshie, Technical Manager, Northern Electricity Department
Mr. Frank E.K. Akligo, Area Manager, Northern Electricity Department

Ministry of Finance and Economic Planning

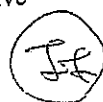
Mr. E.Osei Prempeh, Acting Director, External Resource Mobilization (Bilateral) Division
Mr. Samuel Abu-Bonsrah, Head of Japan, China and South Korea Desk, External Resource Mobilization (Bilateral) Division

JICA Preparatory Study Team

Mr. Toshiyuki Hayashi, Team Leader
Mr. Kenji Okamura, Study Planning
Mr. Katsuhiko Otaki, Consultant
Mr. Takahisa Murata, Consultant

JICA Ghana Office

Dr. Katsuya Kuge, Assistant Resident Representative



**DRAFT SCOPE OF WORK
FOR
DISTRIBUTION SYSTEM MASTER PLAN STUDY
FOR GHANA
AGREED UPON BETWEEN
THE MINISTRY OF ENERGY,
THE ELECTRICITY COMPANY OF GHANA,
THE VOLTA RIVER AUTHORITY
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**

Accra, XXXX, 2006

Mr. Hiroshi Murakami
Resident Representative, Ghana Office
Japan International Cooperation Agency

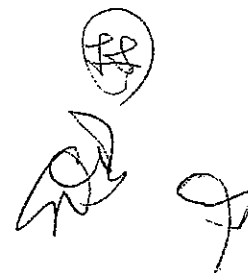
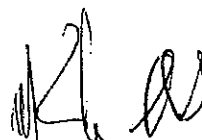
Mr. S. Q. Barnor
Acting Chief Director
Ministry of Energy

Mr. Steve Akuoko
Managing Director
Electricity Company of Ghana

Mr. Joseph Wiafe
Deputy Chief Executive
Engineering and Operation
Volta River Authority

Witnessed by

Mr. E. Osei Prempeh
Acting Director
External Resource Mobilization
(Bilateral) Division
Ministry of Finance and Economic
Planning



I. INTRODUCTION

In response to the official request of the Government of the Republic of Ghana (hereinafter referred to as "the Government of Ghana"), the Government of Japan decided to conduct the Distribution System Master Plan Study (hereinafter referred to as "the Study") in accordance with the relevant laws and regulations as part of the technical cooperation program of the Government of Japan.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will jointly undertake the Study with the authorities concerned of the Government of Ghana.

The present document sets forth the Scope of Work with regard to the Study.

II. OBJECTIVES OF THE STUDY

The objectives of the Study are:

1. To formulate National Master Plan of distribution system development for ten 10 years, which includes renewal, upgrade and extension plans of distribution systems, and some recommendations for improving distribution business technically and financially; and
2. To transfer relevant skills and technologies to counterpart personnel.

III. STUDY AREA

The Study will cover entire area of Ghana.

IV. SCOPE OF THE STUDY

In order to achieve the objectives mentioned above, the Scope of Work for the Study will cover the following items. All work will be done by JICA Study Team (hereinafter referred to as "the Team") in collaboration with the related organizations such as Ministry of Energy (hereinafter referred to as "MOE"), Electricity Company of Ghana (hereinafter referred to as "ECG") and Northern Electricity Department of Volta River Authority (hereinafter referred to as "VRA-NED").

1. Data and Information Collection

Relevant information and data will be collected and analyzed in order to formulate the framework of the Master Plan. The relevant information and data include:

1.1 Laws and regulations;

1.2 Organization structures; and

1.3 Study reports such as the master plan report for generation and transmission systems of Volta River Authority (hereinafter referred to as "VRA"), and the previous master plan reports for distribution systems and rural electrification including "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana".

2. Distribution System Planning Study

Present distribution systems throughout the country will be examined and analyzed by the regional offices of ECG and the area offices of VRA-NED for formulating reinforcement (renewal and upgrading) and extension plans for ten (10) years. The Team will assist regional and area planning engineers for the examinations and analysis through the workshops in Accra. During the course of the planning study, the regional and area engineers need to enhance their planning knowledge and skills for preparing the Master Plan.

2.1 Preliminary Investigation

The Team will visit several regional and area offices and the distribution systems under their responsibilities, where the Team will investigate and examine the present ability of the regional and area offices for carrying out the system analysis and planning. Based on the preliminary investigation in collaboration with ECG and VRA-NED, the Team will study and prepare the method and procedure of the system planning including the criteria of grid extension, data base development, demand forecast and distribution line analysis using an appropriate computer programme on generic software. The team will also study and prepare the training programme for the first workshop in Accra and the procedure for the system planning study.

2.2 First Workshop

The first workshop will be held in Accra. One planning engineer from respective regional and area offices will attend the workshop. In the workshop, the framework and methodology of system planning including database development will be discussed and agreed. Then, the method of database development, demand forecast and distribution line analysis using the computer programme will be explained and discussed for the planning engineers, so that they will be able to carry out database development, demand forecast, and system analysis of their distribution systems for preparing the distribution reinforcement and extension plans for 10 years. At the same time, method of prioritization of reinforcement and extension plans will be discussed.

2.3 Distribution System Planning Work by Regional and Area Engineers

The planning engineers will carry out their database development and planning work in their respective regions and areas, based on the training and instructions gained in the workshop. The Team will assist the engineers through e-mail for their work. The regional and area offices in collaboration with their respective head offices of ECG and VRA-NED are responsible for submitting the reinforcement and extension plans together with their database before the date mutually agreed upon between ECG and VRA-NED, and the Team.




2.4 Second Workshop

The second workshop will be held in Accra after the Team reviewed the reinforcement and extension plans that had been submitted before the mutually agreed date. The same planning engineers who attended the first workshop will attend the second workshop. In the second workshop, the system planning work by the planning engineers will be reviewed based on their working result already submitted, and the improvement of the system planning capacity of regional and area offices will be discussed and recommendations will be made.

2.5 Prioritization of Reinforcement and Extension Plans

Based on the discussion during the first and second workshops, criteria for prioritizing the reinforcement and extension plans will be prepared, and the criteria will be applied to the reinforcement and extension plans for preparing the Distribution System Master Plan.

2.6 Preparation of Manuals

Based on the preliminary investigation and two workshops, the Team will prepare the manuals in collaboration with ECG and VRA-NED for system planning for regional and area offices, and ECG and VRA-NED head offices.

3. Economic and Financial Analysis

Economic and financial aspects of distribution system planning and power distribution business will be studied.

3.1 Economic analysis

3.1.1 Investigation of willingness to pay and cost of un-served energy

In order to estimate the amount of willingness to pay for electricity where there is no electricity, expenditures for and usage of alternative energy resources such as kerosene, candles, and dry cells will be investigated in Southern Ghana. The report of "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana" will be used for the same data in Northern Ghana. At the same time, cost of un-served energy, which is caused by insufficient quality of electricity, and outage, will be investigated in urban and rural areas. The data obtained by the investigation of willingness to pay and cost of un-served energy will be used further for electricity tariff study and calculation of Economic Internal Rate of Return (EIRR).

3.1.2 Investigation for Electricity Demand

Electrified communities in Southern Ghana will be investigated in order to find out the power demand and usage after electrification. The report of "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana" will be used for the same data and information in Northern Ghana. At the same time, the demand investigation in urban areas will be also carried out. The data and information obtained by the investigation will be used to review the parameters for the system planning.

3.1.3 Measurement of Technical Loss

Sample measurement of technical loss will be carried out. Existing distribution systems will be analyzed

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including a circled 'H' and a large '7'.

and some model systems will be identified so that the models will be able to represent the existing distribution systems. The loss measurement will be carried out for the selected distribution systems. Measured technical loss will be used further for economic and financial analyses.

3.1.4 Calculation of Long-Run-Marginal Cost (LRMC)

Calculation of LRMC will be carried out based on the Distribution System Master Plan. The change in amount of LRMC will be studied according to the different criteria of extending distribution lines. The master plan of long-term transmission and generation development will be investigated for obtaining the data and information of LRMC in transmission and generation sub-sectors. The LRMC from generation to distribution will be estimated for further study and analysis.

3.1.5 Tariff Study

The process of tariff preparation for a distribution company using existing data and information will be formulated. Based on the information and data of willingness to pay for electricity and LRMC, the present tariff including "life line" arrangement will be analyzed for tariff policy suggestion.

3.1.6 Calculation of Economic Internal Rate of Return (EIRR)

In order to analyze the economic feasibility, EIRR will be calculated for Distribution System Master Plan.

3.2 Financial analysis

3.2.1 Analysis of Financial Status of ECG and VRA-NED

Financial status of ECG and VRA-NED will be analyzed for identifying financial issues.

3.2.2 Tariff Study

The present tariff including "life line" arrangement will be analyzed based on the cost recovery requirement for financial sustainability.

3.2.3 Calculation of Financial Internal Rate of Return (FIRR)

In order to analyze the financial feasibility, FIRR will be calculated for Distribution System Master Plan.

4. Study for Distribution Business Improvement

In addition to the comprehensive distribution system planning, ECG and VRA-NED face various issues of business planning and operation. The following issues will be investigated and some suggestions for improving ECG and VRA-NED business planning and operation will be made.

4.1 Human Resource Development Plan

The present plan of human resource development for technicians, engineers and managers will be investigated and examined. The training centers of ECG and VRA-NED will be investigated for meeting the future demand for human resources of operation and maintenance. At the same time, training needs for middle class personnel such as engineers and managers will be assessed. Human Resource Development Plan will be prepared based on the examinations, investigation and assessment.

4.2 Power Distribution Monitoring and Maintenance Plan

In order to identify technical loss and non-technical loss of distribution systems, power distribution monitoring plans will be prepared based on the investigation of existing feeder lines. At the same time,

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including a circled signature and several other scribbles.

maintenance management plans for improving the maintenance of distribution systems and outage mitigation will be prepared.

4.3 Charge Collection Improvement Plan

Based on the assessment of the present situation and conditions of electricity charge collection, some practical methods and policy recommendations for improving the charge collection rate will be suggested.

4.4 Utilization Plan of Information and Communication Technology (ICT) for Business Management

In order to improve the efficiency of distribution business management, utilization of ICT will be investigated and suggested. The usage of ICT for business management includes billing system, inventory management for distribution equipment, and fault reporting system

4.5 On-Grid and Off-Grid Electrification Planning

Based on the economic and financial analysis, the appropriate complementarity between on-grid and off-grid electrification will be studied and suggested in consideration of reducing the financial burden incurred on ECG and VRA-NED.

5. Post Study Review

The post study review will be carried out for a few high priority plans in order to confirm and justify the results of the Master Plan. The review includes power demand forecast, cost estimation, financial and economic viability for extension and reinforcement of distribution lines. The result of the post study review will be reflected in the Master Plan for finalizing the Study.

The post study review includes:

- Site reconnaissance survey ;
- Plan and design;
- Economic and financial viabilities; and
- Environmental consideration

6. Preparation of Master Plan

The Master plan will be prepared by integrating the above studies, investigations, assessments, and analysis. The Master Plan will include following items.

6.1 Distribution System Master Plan and Investment Plan

The Distribution System Master Plan will consist of distribution system reinforcement plans and extension plans with clear-cut priorities. The investment plan will include annual amount of disbursement necessary for implementing the Distribution System Master Plan. The investment plan will also include some possible financial sources for implementation.

6.2 Distribution System Planning Manual

The distribution planning manual will include the method of demand forecast, method of distribution line analysis and database development, method of cost estimate, documentation method of the system planning, and criteria for distribution extension and prioritization.

6.3 Economic and Financial Analysis

The economic and financial analysis will include the investigation of willingness to pay and cost of

un-served energy, electricity demand investigation, LRMC analysis, tariff study, and economic and financial feasibility.

6.4 Business Improvement Plans

The business improvement plans will include human resource development plans, power distribution monitoring and maintenance plans, charge collection improvement plans, utilization plan of ICT, and on-grid and off-grid electrification planning method.

6.5 Policy Recommendation

The policy recommendation will include electricity tariff policy, and rural electrification policy for introducing the complementarity of on-grid and off-grid electrification.

6.6 Implementation Programme

The implementation programme will include:

- The implementation plan of Distribution System Master Plan, which will be implemented in phases; and
- The implementation plans of human resource development, power distribution monitoring and maintenance management, introduction of complementarity between on-grid and off-grid electrification, and other plans and policies necessary for fulfilling the objectives of the Master Plan.

V. SCHEDULE OF THE STUDY

The Study will be carried out in accordance with the tentative schedule as attached in the APPENDIX I. The schedule is tentative and would be modified subject to the agreement upon any necessity that may arise during the course of the Study.

VI. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports to the Government of Ghana.

1. Inception Report

Twenty (20) copies in English will be submitted at the commencement of the first work period in Ghana. This report will contain the schedule and methodology of the Study as well.

2. Interim Report

Twenty (20) copies in English will be submitted before the second workshop in Ghana. This report will summarize the findings of the first and second stage of the Study, and include the draft of the reinforcement and extension plan and policy recommendation for distribution business.

3. Draft Final Report:

Thirty (30) copies in English will be submitted at the end of the last work period in Ghana. The Government of Ghana shall submit its comments within one (1) month after the receipt of the Draft Final

Handwritten signatures and initials at the bottom right of the page, including a circular stamp with the letters 'JICA' inside.

Report.

4. Final Report:

Thirty (30) copies in English will be submitted within two (2) months after the receipt of the comments on the Draft Final Report.

VII. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKINGS

The division of technical undertakings by JICA, MOE, ECG and VRA-NED is detailed in APPENDIX II attached herewith.

VIII. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF GHANA

1. To facilitate the smooth conduct of the Study; the Government of Ghana shall take necessary measures:
 - (1) To permit the members of the Team to enter, leave and stay in Ghana for the duration of their assignments therein and exempt them from foreign registration requirements and consular fees;
 - (2) To exempt the members of the Team from taxes, duties and any other charges on equipment, machinery and other material brought into Ghana for the implementation of the Study;
 - (3) To exempt the members of the Team from income tax and charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowances paid to the members of the team for their services in connection with the implementation of the Study; and
 - (4) To provide necessary facilities to the Team for the remittance as well as utilization of the funds introduced into Ghana from Japan in connection with the implementation of the study.

2. The Government of Ghana shall bear claims, if any arises, against the members of the Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with, the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the team.

3. MOE, ECG and VRA-NED shall, at its own expense, provide the Team with the following, in cooperation with other organizations concerned:
 - (1) Security-related information on as well as measures to ensure the safety of the Team;
 - (2) Information on as well as support in obtaining medical service;
 - (3) Available data (including maps and photographs) and information related to the Study;
 - (4) Counterpart personnel;
 - (5) Suitable office space with necessary equipment; and
 - (6) Credentials or identification cards.

IX. UNDERTAKINGS OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

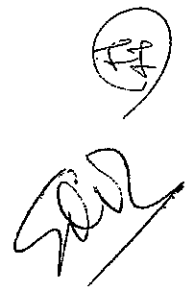
- (1) To dispatch, at its own expense, the Team to Ghana.
- (2) To pursue technology transfer to the Ghana counterpart personnel in the course of the Study.

X. OTHERS

JICA, MOE, ECG and VRA-NED shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

APPENDIX I: Tentative Study Schedule

APPENDIX II: Division of Technical Undertakings

A handwritten signature, possibly 'S. O. O.', is written below a circular stamp containing the letters 'FF'.Three distinct handwritten signatures are located at the bottom right of the page.

APPENDIX I
Tentative Study Schedule

Study Content	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Data and Information Collection	■														
2. Distribution System Planning Study		■	■	■	■	■	■	■							
3. Economic and Financial Analysis		■							■	■					
4. Study for Distribution Business Improvement								■	■	■					
5. Post Study Review								■	■						
6. Preparation of Master Plan								■	■	■					
Site Survey Mission in Ghana		■	■	■	■	■	■	■	■	■			■		
		First Mission							Second Mission				Third Mission		
Report	△ Ic/R							△ It/R				△ Df/R	△ F/R		
Work Shop and Seminar			△ 1st WS						△ 2nd WS			△ Seminar			

Note

■ Working period

△ Ic/R: Inception Report △ It/R: Interim Report △ Df/R: Draft Final Report △ F/R: Final Report
 WS: Work Shop

Kias

(AT) (AT)

D. S. D.

APPENDIX II
Division of Technical Undertakings

Study Content	Undertaking Institution	Undertaking of JICA Study Team	Undertaking of MOE	Undertaking of ECG and VRA- NED
1. Data and Information Collection		Carry out data and information collection and analysis	Provide relevant data, information and comments for the study	Provide data and information
2. Distribution System Planning Study		Undertake technology transfer through collaborative work and workshops		Carry out distribution system planning study
3. Economic and Financial Analysis		Carry out economic and financial		Provide comments
4. Study for Distribution Business Improvement		Carry out distribution business improvement study		Provide comments
5. Post Study Review		Undertake technology transfer through collaborative work		Carry out post study review
6. Preparation of Master Plan		Undertake Master Plan preparation		Provide comments

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

[Handwritten signature]

2. 主要面談議事録

日時：	2006年7月18日 9:00～9:50	
相手国機関：	JICA ガーナ事務所	
場所：	JICA ガーナ事務所会議室	
出席者	ガーナ事務所	小淵次長、久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団より対処方針に沿って説明したあと、質疑応答を行った。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 事前調査での M/M 署名の手続きについて <ul style="list-style-type: none"> 本事前調査で S/W 協議を行い、ガーナ国関係機関との合意事項を M/M にまとめて署名を行うことを双方で確認した。 2. 林団長が下記事項について補足説明実施 <ul style="list-style-type: none"> JICA として配電部門の M/P 策定支援は初めてであり、以下の点について注意しながら事前調査を進め、本格調査における業務実施細目を判断することとしたい。 <ul style="list-style-type: none"> ・ C/P 及び JICA 側の本格調査の実施体制、特に ECG と VRA-NED の各地域事務所が配電計画作成をどのように進めるか。 ・ ECG 及び VRA-NED の本部が、各地域事務所の配電計画を把握しているか。 ・ 既存の送配電線のロスの現状がどうなっているのか。 ・ 人材育成や料金徴収の現状の把握と問題点の抽出 3. 久下所員からガーナにおける JICA 事業の説明 <ul style="list-style-type: none"> 当国の援助の重点課題は以下の3点である。 <ol style="list-style-type: none"> (1) 地方農村部の活性化 (2) 産業育成 (3) ガバナンス 本案件は上記(1)と(2)にアプローチする支援であると考える。 4. 日本での C/P 研修の対象については、JICA 側から対象となる組織を選定し、ガーナ側がその組織から研修受講者を選定することになっている点を確認した。 5. 久下所員から以下の阻害要因を問題意識としてあげた。 <ul style="list-style-type: none"> ・ ECG が赤字になりやすい体質である。 ・ 電気料金が低い。 <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月18日 10:10～16:15	
相手国機関：	MOE 及び世界銀行	
場所：	ALISA Hotel ASHANTE II 会議室	
出席者	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
ワークショップ内容		
<p>MOE 主催（世界銀行支援）による地方電化ワークショップに参加し、情報収集を行った。</p> <p>1. MOE による NES 及び SHEP の内容についてのプレゼンテーション 背景、実施戦略、目標と目的、SHEP の論理的根拠とクライテリア、実績、ドナーによるプロジェクト、2005 年以降の電化についての説明があった。</p> <p>2. 世界銀行によるガーナの地方電化についてのプレゼンテーション ガーナにおける電化の現状（2004 年現在の電化率は 54%）と今後のプロジェクト、NES における電化実績、地方電化計画組織モデル及び資金モデル、商業的に持続可能となるための地方電化計画と組織の提案、財務的な持続可能となる条件、エネルギー開発と電化へのアクセス条件、その条件満足のための資金額、電化手段としての再生可能エネルギー方法、GEF（地球環境資金事業）及び家庭用燃料についての説明があった。</p> <p>3. ガーナの電力セクターに対する地方電化推進組織のアンケート MOE 及び世界銀行のプレゼンテーションをふまえて、各関係機関（ECG、VRA-NED、EC、PURC、MOE）に地方電化組織モデルとしてのコメントを求めたところ新組織（地方電化庁）の設立を求める機関が多かった。</p> <p>4. 地方電化における電気料金について世界銀行のプレゼンテーション プレゼンテーションに対する各機関のコメント概要は以下のとおり。 PURC：効率性により電気料金を決めるのがよい。 ECG：ロス率を勘案して電気料金を決めるのがよい。 EC：供給信頼度の観点から電気料金を決めるのがよい。 KITE（Kumasi Institute of Technology）：地域ごとに電気料金を変えるべきでない。産業用料金の見直し、接続料金の検討、ライフライン料金の検討がそれぞれ必要ではないか。</p> <p>5. GEF について世界銀行によるプレゼンテーション GEF の資金対象として以下を考えている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・政策及び規制の枠組み ・大規模地方電化 ・ESMAP によるミニグリッド地方電化・太陽光発電（ソーラーPV） <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月18日 15:00～15:45	
相手国機関：	在ガーナ日本大使館	
場所：	在ガーナ日本大使館	
出席者	日本大使館	石川大使
	調査団	林団長、岡村団員
	JICA ガーナ事務所	久下所員
協議内容		
<p>調査団より対処方針に沿って事前調査概要を説明したあと、質疑応答を行った。</p> <p>1. 本案件は、ガーナの配電部門における包括的なマスタープランを策定するものであり、昨年8月にガーナ政府より正式に要請書が提出されている。(調査団)</p> <p>2. ガーナは南北での電力供給体制のバランスが悪い。南部はアコソンボ水力発電所の電力で十分な供給量が確保されているが、北部地域には中核となる発電所がなく、アコソンボ水力発電所で作られた電気を北部地域に供給するのは効率が悪い。ブイでの発電所の建設の計画があるが、北部中核都市であるタマレ周辺に火力発電所があってもよいだろう。燃料はボルタ河を利用して北上させればよい。(石川大使)</p> <p>→発電の計画についても事前調査及び本格調査で確認する。配電計画は発電計画とも整合性をもったものでなければならない。(調査団)</p> <p>3. ガーナにおける電気事業の大きな問題は電気料金を適切に回収できていないことである。電気料金をきちんと払う人にだけ電気を売るという厳しい姿勢が必要である。その点でプリペイドカード方式を利用した電気料金徴収体制は効果的であると考えます。(石川大使)</p> <p>→プリペイドカード方式は貧しい人たちが計画的に電気を使えるようになるという点でも利点がある。電気料金徴収体制についても本格調査で提言できればと考えている。(調査団)</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月18日 16:40～17:30	
相手国機関：	西アフリカ諸国経済共同体 (ECOWAS)	
場所：	JICA ガーナ事務所	
出席者	ESWAC	Ms. Sabine Hauslec、Mr. Abeeku Brew-Hammond、Mr. Masoos Daquenenon
	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>ECOWAS 側から事業に概要について説明がされた。</p> <p>1. ECOWAS は EUA (European Union Associates) の資金を活用し、事業を展開している。</p> <p>2. 西アフリカにおけるエネルギーアクセスの改善が事業目的であり、同地域の大都市圏における2015年の電化率目標は100%である。全国レベルでの電化率目標は60%である。</p> <p>目標達成のため、Regional Agency を設立し、以下について実施している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・能力開発 (Capacity development) ・マネジメント知識の向上 ・適切な資金調達を検討 <p>これに対して林団長から JICA の今後の事業見通しについて以下のとおり説明を行った。</p> <p>(1) 2006年度に北部再生可能エネルギーM/P調査が終了し、次のフェーズとしてPVを普及させるための技術協力プロジェクトを計画している。</p> <p>(2) 日本政府はPVによる地方電化を推進する予定である。</p> <p>(3) 全国規模の配電システム整備M/P調査を実施する予定であるが、これは国策である電化率目標値達成のため、既存の配電設備の更新・増強及び延伸計画を全国大規模で策定するものである。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月19日 9:30～10:40	
相手国機関：	MOE 及び ECG	
場所：	MOE 資料室	
出席者	MOE、ECG	Mr. Chris Anagho (MOE)、Mr. Kwadwo Obeng (ECG)、Mr. Patrice Afenyo (ECG)
	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団は、本案件の背景及び S/W 案について説明を行ったあと、以下のとおり協議を行った。</p> <p>1. スケジュール調整 来週以降のスケジュールを暫定的に決めた (MOE 電力局長の意向により変更の可能性あり)。帰国前に M/M の署名を行うことで双方合意した。署名者は MOE、ECG 及び VRA-NED となる。</p> <p>2. 下記事項を確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ECG の Regional Office と District Office の業務分担内容 ・ ECG の Operation department は Tamale にある。 ・ Planning department は Accra にある。 ・ Operation に関しては、Accra の Regional Office が 2 か所存在する。Kumasi にも 2 か所存在する。 ・ 161kV/33kV 変電所は Supply Point と呼ばれ、全国で 22 か所存在、33kV/11kV 変電所は Primary Supply Point という。 ・ 需要想定については、隔年ごとに見直しをしている。 ・ 33kV 配電線及び 33/11kV 変電所の計画は Accra、11kV 配電線の全体計画は Regional Office が行い、地域の小規模な計画は District Office が実施している。 <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月19日 11:05～13:00	
相手国機関：	VRA	
場所：	VRA 会議室	
出席者	VRA	Mr. Joseph Wiafe (Deputy Chief Executive of VRA)、Mr. John Quarshie (Technical Manager of VRA-NED.)、Mr. Frank Akligo (Area Manager. Of VRA-NED)
	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団から本案件の概要について説明したあと、以下のとおり協議を行った。</p> <p>1. S/W案を添付したM/Mの協議は来週実施し、署名はMOE、ECG及びVRA-NEDが行うことを双方確認した。また、本会議出席のVRA-NEDの関係者と7月20日にVRA-NEDの本部であるTamale事務所で再会することとした。Tamaleでは、人材開発や技術課題について協議する。</p> <p>2. 現在、需給状況はタイトな状況である。タコラジ火力発電所のコンバインドサイクル故障のためであり、9月か10月に修理を終えて戻ってくる予定である。主要発電設備の容量は以下のとおり。</p> <p>アコソンボ水力+クポン水力：1,180MW タコラジ火力+テマディーゼル：580MW 計1,760MW (2000年末現在)</p> <p>3. 以下の点について確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電及び送電のM/P策定は実施済みである。 ・電力料金は未だに安い状況である。 ・PURCの料金システムメカニズムは、実情にそぐわない。しかし、料金決定の最終決定者は大統領である。 ・Operationを含めたGenerationのLocalデータは、送電配電計画部門で所有しており、Designing & Planningの担当部署はAccraのオフィスにある。 ・系統解析に関連して、PSSE (Power System Simulator for Engineering) やPSSU (※1) は所有していないが購入する予定はある。 ・盗電に対しては罰則がある。 ・SHEPにおいては、低圧用の電柱はコミュニティが建設するが、所有権は有してはいない。 <p>※1：PSSUはPower System Simulator for Utilityという配電計画用のコンピュータープログラムであり、現在では改良されPSS/ADEPTとなっている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月19日 9:15~13:00	
相手国機関：	ECG Kumasi Regional Office (ECG クマシ地域事務所)	
場所：	ECG Kumasi Regional Office (ECG クマシ地域事務所)	
出席者	ECG	出席者名簿参照
	調査団	林団長、岡村団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団から本案件の概要について説明したあと、協議を行い、以下の点を確認した。</p> <ol style="list-style-type: none"> クマシ地域事務所は、Ashanti Region West の配電設備の管理で、33kV 変電所、33kV 及び 11kV 配電線、低圧配電線施設を管理している。電力需要想定、配電設備計画、配電線設備の改修・増強・延伸については VRA-NED のタマレ事務所の承認を得てから実施している。 当事務所はコミュニティの人口、所帯数等基礎情報を所有している。また 33kV 配電線数及び 11kV 配電線数、33/11kV 変電所（6 か所）、11kV/430V/250V 変電所（730 か所）を有している。その他諸状況は以下のとおり。 <ul style="list-style-type: none"> 配電施設計画は、VRA-NED の Tamale 事務所が実施しているが、コミュニティからのデータや情報は当事務所から VRA-NED (Tamale) 事務所へ提出している。しかし、配電線延伸については、政治的な圧力がある。 配電設備のプロジェクトに従事しているエンジニアは 4 名である。VRA-NED の管轄地域では、一地域事務所ごとに 3～4 名のエンジニアがいる。 Regional Office は地域統括事務所であり、配電計画を行う（具体的な設計や積算の意）。一方、District Office は、配電線保守・事故や故障の運転・配電線工事の 3 部門から構成され、具体的には、需要家サービスや配電線の現場作業を行っている。 Ashanti 州でのプリペイドメーターは 24,968 個導入されている。一方、従来型のクレジットメーターも設置している。カスタマーセンターは、Regional Office にも District Office にもある。 クマシのカスタマーセンターの年間売り上げは、\$ 25 億である。 <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月20日（木） 10：30～11：00	
相手国機関：	ECG	
場所：	ECG 本社	
出席者	ECG	Mr. Cephas Gakpo (Director of Engineering)
	調査団	大瀧団員
	ガーナ事務所	JICA 久下所員
協議内容		
<p>主な確認内容は以下のとおり。</p> <p>1. 配電設備建設資金については、主にドナーからの援助に依存しており、本 M/P 調査をベースに世界銀行ほか多数のドナーと具体的案件について折衝する必要がある。したがって、M/P 報告書をできるだけ早く提出してほしい。できればドラフトを 2007 年 9 月までに完成させてほしい。 (Mr. Gakpo)</p> <p>2. ECG も年間 US \$ 3,000 万程度の配電関係整備事業を行っているが、資金不足のため支払いが滞っている。(Mr. Gakpo)</p>		

日時：	2006年7月20日 14:05～15:15	
相手国機関：	VRA Sunyani Area Office (VRA シニアニ地域事務所)	
場所：	VRA Sunyani Area Office (VRA シニアニ地域事務所)	
出席者	VRA	Mr. J. A. Koranteng、Mr. Edkiaris Aryeejey (共に Assistant Chief Engineer.)
	調査団	林団長、岡村団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団から本案件の概要について説明した後、協議を行い、以下の点を確認した。</p> <p>1. Sunyani Area Office の概要は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・技術的な業務活動としては、電気機器の据付、変圧器増容量、グリッド延伸、変圧器インジェクション、新規接続対応（建設グループ）、電気機器（変圧器、開閉器、RMU（LBS：負荷開閉器））の保守、架空線や地中線の保守（保守グループ）などがある。 ・需要家からの電力供給苦情処理手順は、需要家の電圧をチェックし、変圧器の容量不足の場合は増容量を行い、変圧器に起因するものでなければ、Capacitor Bank を設置したりする。 ・低圧線（433V）の延長は、50kVA、100kVA、200kVA の変圧器の供給点から 700～1,000m が目安となっている。 ・需要家への電力供給サービス監視は、3 か月ごとに実施している。 ・当事務所では、配電線の更新・増強及び延伸については、基礎的なデータを Tamale の配電線計画・設計部門に送り、承認後、サービス対応している。 <p>2. Sunyani 事務所は、Sunyani を含め 9 つの District を管轄している。配電線に関し保有設備は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・33kV DL 3 フィーダ 273km・ckt ・11kV DL 5 フィーダ 119km・ckt (31+29+30+26+3=119km) ・33/11kV Substation 1 Berekun ・34.5kV/0.43kV 312 トランス、11kV/0.43kV 185 トランス 計 497 変圧器 <p>系統図は、Tamale の Drawing Division にある。AutoCAD 2002 を使用して配電線図を作図している。</p> <p>3. Sunyani 事務所において、州レベルの配電計画を作成するのに必要な期間は、概ね約 1 か月と回答。しかしながら、Tamale の VRA-NED 本部の計画設計部門の担当者への聞き取りでは、潮流・電圧計算は行っていないことが判明した。</p> <p>4. Sunyani 事務所では、既存以外に新規の需要家の人口や所帯数の基礎データを所有している。</p> <p>5. VRA-NED の 4 管轄地域（Upper West、Upper East、Northern、Brong Ahafo）には、5 地域事務所（Sunyani、Techiman、Wa、Bolgatanga、Tamale）があることが判明した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月21日 9:50~12:00	
相手国機関：	VRA-NED 本部	
場所：	VRA-NED 本部	
出席者	VRA NED	Mr. John Quarshie (Technical Manager.)、 Mr. Robert A. Mensah (Senior Project Engineer.)
	調査団	林団長、岡村団員、村田団員

協議内容

調査団から本案件の概要について説明したあと、協議を行い、以下の点を確認した。

1. VRA-NED 本部の設立・背景・役割は以下のとおり。
 - ・1987年にVRA-NEDが設立されたが、それ以前はECGが北部の電力供給も小容量ディーゼル発電と小規模グリッドにより行っていた。
 - ・NESによりグリッドを州都のKumasiまで延伸後、SHEPにより電化を推進している。2008年に全コミュニティがグリッド接続されることが目標である。
2. VRA-NED 本部から本 M/P 調査に期待する事項は以下のとおり。
 - ・M/P 調査で望むこととしては、顧客サービスの改善に係る技術移転である。
 - ・一方、配電線のロス率が20%台と高く、ロス低減技術移転も期待する。
 - ・現在、VRA-NEDは料金システム精算案をPURCに提案中であるが、徴収率向上も課題であり、その点についてもアドバイスしてほしい。
 - ・すなわち、技術的事項だけでなく電力料金設定等の非技術的事項についても技術移転してほしい。
 - ・VRAは発電や送電線施設を有しているため設備運転レベルの研修施設は持っている。しかし、配電レベルでは、技術者レベルの研修施設だけなので、配電計画を行える技術を習得するレベルの提案も行ってほしいとの要望が所長よりあった。TemaにECGの研修センターがあるが、研修設備が限られている。例えば、Switch Gear（開閉器）の研修設備も限られている。中堅クラス以上のための研修設備も限られている。
3. 配電計画は、負荷モニタリング、電圧チェック、施設調査、導体（コンダクター）や地度チェックなどをマニュアル計算で行っているが、導体サイズや短絡容量の検討から保護方式を決める。データベースは持っているが、スプレッドシート様式である。
4. ガーナ側の配電計画見直しに必要な期間は4～6週間程度と思料したが、配電計画担当者に確認後、2か月をみることとする。
5. GIS データベースについて

配電計画実施にあたり、データベース構築のためGIS用ソフト購入の意志を確認したところVRA-NEDは購入する意志はあるとのこと。
6. メーター校正について

従来型メーター（credit meter）もプリペイドメーターも校正している。
7. 図面作成について

図面は配電線ダイアグラムをAutoCAD2002により作成している。

8. 配電計画について VRA-NED 本部と Area Office のデマケーションを確認。

Area Office がデータを本部へ提出し、本部は計画部門が配電計画実施する。その結果を Area Office へ示す。

9. その他確認事項は以下のとおり。

- VRA-NED が電力供給している管内の需要家端でのテクニカルロス及びノンテクニカルロスの数値を VRA-NED は持っている。
- プリペイドメーターについては、現在 20%まで普及しており、2007 年から 2008 年にかけて 50,000 口数増やす予定である。終了時点では普及率は、40～45%となる。
- 系統について、Akosombo 発電所から Tamale 間の長距離送電線には電圧上昇対策としてリアクトルを設置している。(161kV Kumasi 変電所、Tamale 変電所にも設置していた。)
- 長距離配電による電圧降下を防ぐため、配電線電圧をそれぞれ 34.5kV や 11.5kV としている。
- 変圧器の増量を行う負荷の目安は、定格容量の 90%であるが、実際には 100%超で増容量を行うか、新規変電所の設置 (injection という) を行う。
- 力率については、工業需要家地域は 0.95 位であるが、LV 配電需要家地域では 0.85～0.87 である。
- 負荷率については、日負荷率は 70～75%になるが、年負荷率は 55～60%である。

以上

日時：	2006年7月21日（金） 9：00～10：00	
相手国機関：	ECG	
場所：	ECG 本社	
出席者	ECG	Mr. David Vukania (Director of Customer Service)、Mr. S. Usman (Revenue Manager、Customer Service Directorate)
	調査団	大瀧団員

協議内容

Vukania 部長は現在料金徴収などの担当であるが、もともと技術者であり、以前は建設、保守を担当していたので配電全般について非常に詳しい。本調査にも高い関心を示しており、本調査の重要な C/P となるであろう。主な確認事項は以下のとおり。

1. ECG としては配電ロスについて非常に重要な経営課題と認識している。技術的ロスと非技術的ロスの両方である。したがって、本調査でロス削減についての調査と提言を期待する。日本では盗電はないだろうが、過去の経験から何かよい知恵があれば教えてほしい。(Vukania 部長)
2. 電力メーターについては ECG が支給するものであり、方針としては 20 年ごとに交換することになっているが実際にはできていない。メーター精度確認のための試験センターが市内にあるので見学をアレンジする (2006 年 7 月 25 日に訪問)。ここにある試験装置が古くなっており、デジタルメーターにも対応可能なものを日本から援助してもらえないか。(Vukania 部長)
3. 料金徴収については、地方部でも毎月、ECG 職員が各需要家のメーターを検針し、請求書を届け、集金に行く。需要家は 4 週間 (28 日) 以内に支払うという制度になっている。支払われない場合、督促の手紙を出し、さらに 2 週間 (14 日) 待たなければならない。これは PURC が決めた消費者保護ルール (法令) であり ECG としては守らなければならないが、大変なコストと時間がかかり、得られる収入の何倍ものコストであるため赤字要因になっている。もっと合理的なやり方 [2 か月ごとの検針と料金徴収とかコミュニティ単位の料金負担 (バルク販売) など] にしてもらいたいが、PURC には直接言いにくいので、本調査でそういった面の提言を PURC に出してもらえるとありがたい。(Vukania 部長)
4. 現在、GPS 利用による需要家の位置情報データベース化、電力メーターへのデータロガーとりつけによる検針精度向上、新型プリペイドメーター導入のパイロット試験などを行っている。いずれも ICT の活用である。プリペイドメーターはメーター検針、請求書作成、集金業務の合理化をめざしたものである。プリペイドメーターは以前は南アフリカ製、現在は中国製である。(Vukania 部長)

以上

日時：	2006年7月21日（金） 10：30～11：30	
相手国機関：	ECG 本社	
場所：	ECG 本社会議室	
出席者	ECG	Mr. Kwadwo Obeng (Senior Electrical Engineer、Design & Construction Division)、Mr. Patrice Afenyo
	調査団	大瀧団員
協議内容		
<p>主な確認事項は下記のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 本調査に期待するのは既設配電設備の更新・増強計画と SHEP による地方部配電線新設計画の両方である。SHEP4 について、コミュニティは選定されており、系統図も概略できている。ECG が自社でやったもので系統図だけで潮流計算は行われていない。ECG は PSSU を持っており使っている。(Mr. Obeng) 2. SHEP の場合、MOE がコミュニティを決める。ECG に権限はない。コミュニティは住民から寄付を集めて電柱を購入し、MOE に電化要請の手紙を出す。MOE はケーブルや変圧器などの資材を支給し、施工業者と契約して建設を行う。接続をすぐに希望している需要家への接続も行う。その後、ECG への引き渡しが行われ、通電する。電柱(木柱)の値段は一本 ¥1,757,000(約 US\$191)であり、必要な本数全部をコミュニティが買えない場合には MOE が不足分を供与する場合もある。いずれにせよ SHEP は MOE の専決事項であり、ECG は従うだけ。(Mr. Obeng、Mr. Afenyo) 3. SHEP で建設した地方部配電線に関する O&M のコストは大きな負担であり、赤字補填について ECG 幹部と MOE で話し合っている状態。(Mr. Afenyo) 4. 配電部門の新規採用者 (Technician クラス) を採用した場合には ECG のトレーニング施設で基礎教育を行い、あとは OJT で教育する (実際には、8 か月の基礎研修、12 か月の実地訓練、4 か月の最終研修となる)。研修施設は Tema にある。(Mr. Afenyo) <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月25日（火） 9：00～10：00	
相手国機関：	Energy Commission（EC）	
場所：	EC オフィス	
出席者	EC	Mr. Ofosu Ahenkorah（Acting Executive Secretary） Mr. Francis Gbedoy（Chief、Power Division）
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
		久下所員
協議内容		
<p>ECはエネルギーセクター全体の改革についてエネルギー大臣に助言（advise）する組織である。主な確認事項は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. エネルギーセクターの改革は1994年からスタートした。97年にはECとPURCが設立された。電力セクターの改革については 発電、送電、配電の分離という方針が決まっており、2007年末までに実施することとなっている。配電事業を行っている ECG と VRA-NED の合併については決定されているものの期限は設定されていない。両社の賃金水準の違い（VRA-NED が高賃金）を調整する時間が必要なため合併が実現されていない。（Mr. Ahenkorah） 2. 地方電化については NEP と SHEP によってグリッド延伸が進められている。こういった地方の需要家について、電気事業者としては赤字になっていることは事実である。この問題に関連して、電気事業者としてはコア（主要需要地域）の収支と地方部の収支を分けて経理し、赤字の実態、経営全体への影響を明らかにする必要があるのではないか。（Mr. Gbedoy） 3. 地方電化を担当する組織を別途設立するというアイデアがあるが、そうなれば SHEP に関して対象村落選定などに政治が介入する度合いは減るのではないか。（Mr. Gbedoy） <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月25日（火） 10：30～12：00	
相手国機関：	Public Utilities Regulatory Commission (PURC)	
場所：	PURC オフィス	
出席者	PURC	Mr. Seth Adjei Boye (Technical Manager, Energy) Mr. Kwabena Adusei (Assistant Manager, Water)
	調査団	大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>PURC は 1997 年に設立され、公益事業（電気事業と水道事業）の料金認可、消費者保護など行う。主な確認事項は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 電気料金については PURC が設立された 1997 年当時は非常に低い水準だった。このため、1998 年に二度にわたる電気料金の改定（値上げ）が行われた。また、1999 年から 2000 年にかけてのマクロ経済危機によってガーナの通貨が暴落したため、ECG などは輸入代金を払えなくなり、2001 年から四度にわたる値上げが実施された。最終の改定は 2003 年 10 月である。現在では平均料金単価は US ¢ 8.2/kWh ぐらいに設定されており、妥当な水準である。(Mr. Boye) 2. 最近、燃料費が上がっているが、現在の料金は 2002～2003 年の渇水時に算定されているため火力発電比率を高く計算しており、現在ではその比率が下がっているため燃料費上昇の影響は相殺されている。確かに需要家増、グリッドの拡大などで配電部門の kWh 当たり経費は上昇しているが、発電、送電部門の経費は kWh 当たりでは低下している。したがって、両者がバランスして総合的な電力コストは横ばいである。2005 年に電気料金のレビューを実施した。6～10%の値上げが必要という検討結果が出たが、配電ロスが 25%というのはとても容認できる数字ではない。ロスの改善があれば赤字は減少する。ECG が自助努力をせず、ロス削減を怠って料金値上げを求めるといふのであれば好ましくない。こういった事情から当面値上げする予定はない。(Mr. Boye) 3. 地方部での料金徴収コストが逆ざやということは理解できる。必ずしも毎月検針する必要はないだろう（半年おきに検針して、毎月の請求は平均した消費量をベースにしてもよい）。(Mr. Boye) (注：この点に関して ECG は、法令改正しない限り不可能と主張している。) 4. 独立系統（オフグリッド）の電気事業者（まだ実例なし）が電力供給を行う場合には現行電気料金とは関係なく独自に設定できる。(Mr. Boye) 5. この調査に PURC が参加することは賛成だ。早い段階からワーキンググループをつくって検討すればよい。(Mr. Boye) →この調査で配電業務合理化の提言を行う予定であり、ECG と PURC の協議の場を設定したいのでぜひ参加してほしい。(大瀧団員) 		
以上		

日時：	2006年7月26日（水） 9：00～12：10	
相手国機関：	ECG 及び VRA-NED（S/W、M/M 協議）	
場所：	ECG 会議室	
出席者	ECG、VRA-NED	Mr. Cephas Gakpo（ECG、Director of Engineering）、Mr. John Quarshie（VRA-NED、Technical Manager.）
	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>1. 事前調査団作成の Draft Scope of Work について</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ワークショップの開催期間は5日間であり、各 Regional Office や Area Office からの参加者は1名であることを確認した。 ・電力需要予測は Engineering Department でやっていて、PSSU や ASPEN（※2）をソフトとして使っているが、簡単なプログラムにより計算し、配電計画に作成することを確認した。 ・経済分析は都市部も農村部も実施することを確認し、かつプロジェクトをフェーズに分け、フェーズ間の優先順位付けのために EIRR 計算を行うことを確認した。 ・ICT（Information Communication Technology）の活用方法について検討してほしいとの要請が ECG 側からあった。 ・ドナーへの融資要請に使用するため本 M/P 調査を早く終了させてほしいと要請を受けた。 ・JICA 調査団用のオフィススペース、机椅子、電話線をアクラとタマレにガーナ側が用意すると確認。 <p>2. Minutes of Meeting について協議</p> <ul style="list-style-type: none"> ・各 Regional Office や Area Office のエンジニアによる配電計画作成期間は3～5か月必要であるとの回答を受け、調査期間を修正することとした。また、ロス測定と負荷現状を把握するため、11/0.4kV 二次変電所の変圧器二次側にデータロガーを設置し、ローカルコンサルタントを雇用してモニタリングすることを検討することとした。現地再委託は JICA としては可能であるが、予算面について JICA 本部に問い合わせることを回答した。11kV 配電線は600～1,000ckt、11/0.4kV 変圧器は8,000台（アクラだけなら2,000台以下）ある。VRA-NED 管轄地域では、配電用変電所が1,600か所存在する。ECG は9 Region、VRA-NED は5 Area なので計14のローカルコンサルタントに配電線ロスと負荷計測をやって貰うことになる。これについては、更なる検討が必要である。LV 配電線のデータ記録項目は、技術ロスと非技術ロスの把握のためと平均的な一需要家の電力消費量計測である。 ・ワークショップやセミナーの費用として会場借上げ費用だけ JICA 調査団が負担することを説明。 ・本邦研修についてはできるだけ多くという要請があったが数名が限度と回答。 ・11kV 配電線図は約1,000枚有り、うち80%がデジタル化されている。 ・1997年に Acres International が南部7 Region 分の配電網 M/P を作成済みであるが古くなっている。 		

3. スケジュールについて協議

Distribution System Planning Study は 3～5 か月を要するとのことで、それに伴い調査期間を修正した。

※2：ASPEN は Advanced Systems for Power Engineering 社のことで、電力用コンピュータプログラムを開発・販売している。

以上

日時：	2006年7月26日（水） 14：30～15：30	
相手国機関：	Solar Light Company	
場所：	Solar Light 本社（アクラ）	
出席者	Solar Light Company	Mr. Mawuli Tse (Director)
	調査団	大瀧団員
協議内容		
<p>Solar Light Company は、ガーナで有力なソーラーシステム販売企業の一つであり、ガーナにおけるソーラービジネスの現状について確認すべく訪問した。主な確認事項は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 太陽光発電による地方電化についてはスペイン、GEF や DANIDA（デンマーク国際開発庁）のプロジェクトが行われたが、成功とはいえない。遠隔地になるほどサービスコスト（交通費ほか）が上昇するが、需要家は逆に低所得者層が増える。ビジネスとして成立するモデルがまだない状態。学校や診療所などについてはそれぞれの所管官庁が独自に太陽光発電設備を設置している例が多い。（Mr. Tse） 2. Solar Light としては市街地の所得が比較的高い階層をターゲットに予備電源としての太陽光発電システムを販売している。このため、平均的規模は 300～400W である。ただし、経営状態はあまりよくない。（Mr. Tse） 3. 政府機関のプロジェクトは透明性が低いので参加したくない。Deng など政府系プロジェクトに積極的な企業もある。（Mr. Tse） 4. パネルはシャープ製、バッテリー（ディープサイクル）は中国製、その他の機器は主にアメリカから輸入している。（Mr. Tse） <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月27日（木） 9：00～12：00	
相手国機関：	ECG	
場所：	ECG Engineering Department	
出席者	ECG	Mr. Kwadwo Obeng（Sectional Manager）
	調査団	村田団員
協議内容		
<p>1. ECG の Region について</p> <p>Accra East、Accra West、Ashanti East、Ashanti West、Eastern、Central、Western、Volta、Tema の計9 Region である。</p> <p>なお、Sub-transmission 部門は ECG 管内の 33kV 配電線を統轄している。</p> <p>2. ECG は、ピーク時間帯における 11/0.4kV 変電所の二次側電流値の測定（クランプメータにより実施）を3か月ごとに実施している。（年間4回計測していることになる。）</p> <p>3. 電力需要については、顧客から電力受電申請があったときに現地を視察し、契約電力 kVA を決める。一般家庭は 3.0kVA～4.2kVA といったところとの説明。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月27日 14：00～14：40	
相手国機関：	MOE 元アドバイザー兼世界銀行コンサルタント	
場所：	MOE 資料室	
出席者	クワメ・ンクルマ 工科大学	Mr. F. O. Akuffo
	調査団	林団長、岡村団員
協議内容		
<p>調査団より本案件の概要を説明したあと、情報交換を行った。</p> <p>1. 世界銀行は GEDAP (Ghana Energy Development and Access Project) を 2007 年 1 月より開始予定。事前評価調査団を 2006 年 9 月に派遣予定。GEDAP は以下 3 つのコンポーネントにより構成されている。</p> <p>(1) 送電線コンポーネント (対 VRA)</p> <p>(2) 配電線コンポーネント (対 ECG)</p> <p>(3) アクセスコンポーネント (PV を利用した地方電化)</p> <p>約 6,500 万ドルのローンを予定しており、(3) のアクセスコンポーネントについては GEF 資金約 550 万ドルを再生可能エネルギーの普及に使う予定。(3) のアクセスコンポーネントは、ディーラーを介して PV を普及していき、技術協力として設置要員の訓練も含まれる。ルーラル・バンクが 2 年返済のローンを受益者に提供する。返済期間中に設置された SHS が故障しないよう、適正な設置と維持管理も重要な課題。</p> <p>2. MOE の大臣アドバイザーであるアババナ氏は、もともとは VRA-NED の Director であったが、その後 RESPRO の Director となった。現在は MOE に対するアドバイザーとして常駐している。また、各ドナーによるプロジェクトも担当しており、AFD (フランス開発庁) 資金で実施予定の地方電化計画策定についてもアババナ氏が詳しい (この情報に基づき、翌日アババナ氏とのミーティングを設定)。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月27日（木） 16：00～17：15	
相手国機関：	JICA ガーナ事務所	
場所：	JICA ガーナ事務所 所長室	
出席者	JICA ガーナ事務所	村上所長、小渕次長、久下所員、石川所員、小林所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団から事前調査結果の概要を説明したあと、質疑応答を行った。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. EGA（大企業連合）の需要動向を電力需要想定に反映させてはどうか。さらに、ステークホルダー会議に大使館も参加してもらってはどうか。（久下所員） 2. 技術的な側面だけでなく非技術的側面からの提言がなされると思われるが、政策的な面が絡んでくると地位の高い人間の思惑が入り込みねじ曲げられた計画となってしまう恐れがある。インセプションレポート説明の時点から、他のドナーも参加してもらえば、歯止めになってよいのではないか。（村上所長） 3. 世界銀行が GEDAP 実施のためのミッションを9月にガーナに送る。2007年の1月頃にスタートの予定であり、配電線の方は本格調査と密接な関係が出てくるので、密接な連携が必要となる。MOE のアババナ氏が世銀のプロジェクトをケアしている。（林団長） 4. 電気料金の見通しについては、ライフライン料金が低く設定されており、北部については赤字となっている状況なので調査する必要がある。（林団長） <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月28日（金） 11：45～12：45	
相手国機関：	在ガーナ日本大使館	
場所：	在ガーナ日本大使館	
出席者	日本大使館	中村参事官、玉光一等書記官、織田専門調査員
	ガーナ事務所	久下所員
	調査団	林団長、岡村団員、大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>調査団から事前調査結果の概要について説明を行ったあと、質疑応答を行った。</p> <p>1. M/M 署名が無事終了。S/W 案は添付書類となっていることを説明。本部へ持ち帰り、本部決済後、JICA ガーナ事務所で S/W の署名実施予定。（調査団）</p> <p>2. 配電網の M/P の意義は何か。（大使館） →配電線延伸の地点選定の経済的評価の根拠がないことや国全体の長期を見通した計画に基づいて実施しておらず、また 1997 年に同種の M/P を他コンサルタントが作成したが、10 年を経過したため最新の M/P を作成する必要があるためである。（林団長）</p> <p>3. 本調査の C/P は MOE だが、MOE はオフグリッド電化とオングリッド電化をそれぞれどのように考えているのか。（大使館） →SHEP によるオングリッド電化は MOE としてやっている。オフグリッドは、MOE の中の一部局が細々やっている。MOE は SHEP を続ける意向であるが、経済的な範囲でやるべきである。また、南部と北部において経営収支バランスがとれるようにしないといけない。（林団長）</p> <p>4. 具体的に M/P 報告書の中で、適正な電気料金についても明記されていることが必要であろう。（大使館）</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月28日 14:00～14:40	
相手国機関：	MOE アドバイザー	
場所：	MOE (Ababana 氏執務室)	
出席者	MOE	Mr. Ababana
	調査団	林団長、岡村団員
	JICA ガーナ事務所	久下所員
協議内容		
<p>調査団より本案件の概要を説明したあと、情報交換を行った。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. GEDAP は3年から4年、最大でも5年間のプロジェクトを想定している。技術協力として ECG や VRA に対する組織制度支援も検討している。また地方電化庁の創設などもこのプロジェクトの中で検討することになるだろう。 2. スペインは PV に対して 500 万ユーロの無償資金協力を実施する予定。公共機関への PV の設置を念頭においている。 3. SHEP の問題点である全体的視野の欠如等については、大臣自身これ以上配電線延伸で電化を進めることは難しいことを認識しており、今後 SHEP は見直される予定である。 4. RESPRO はマスタープランの提言では VRA-NED に吸収されることになっていたが、そのまま存続させることにした。公共機関などに設置する際に設計や工事管理を行う要員が必要で、RESPRO はエネルギー省の手足として必要である。RESPRO 以外に、地方に維持管理できる人材を十分配置することが必要で、80名の要員を訓練した。訓練のための人材は、州都などに屋内配線をやっている人材がたくさんいる。 5. RESPRO で設置した SHS のバッテリー交換は、利用者が自分で購入して行っている。 6. AFD (フランス開発庁) による地方電化計画については、現在コンサルタントの選定は終了しており、MOE と AFD の間で手続きの最中である。 <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年7月31日（月） 10：20～12：30	
相手国機関：	ECG Tema トレーニングセンター	
場所：	ECG Tema トレーニングセンター	
出席者	ECG	Mr. Philip K. Sah (Principle)、Mr. CK Lorho、Mr. BD KKoto (Technical Instructor)
	調査団	大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>ECG の Tema トレーニングセンターを訪問し、以下の事項について確認した。</p> <p>1. 研修対象者</p> <p>主として高校・専門学校を卒業し、ECG に入社した者を年間約 40 名受け入れる。うち 12 名は変電所の機器や配電線の維持管理（O&M）班へ、残りの 28 名は配電線のケーブル接続や配電線路建設班として、8 か月間本施設で技能研修を行う。その後、OJT として実際の現場で 12 か月間実施訓練を受けたあと、再び、本研修施設にて 4 か月間の技能研修後、試験を行い合格すれば、認定される。</p> <p>2. 研修内容概要</p> <p>変電所の機器、主として変圧器や遮断器の O&M、配電線路の延線や O&M、配電ケーブル接続（ケーブルジョイント）作業の訓練がある。</p> <p>配電線の架空線（OHL）は、33kV、11kV 及び 430V/240V の維持管理を行っており、また、配電ケーブルの接続技能研修は、11kV や 430V/240V だけである。</p> <p>現在ある訓練用機器は古く、新遮断器、新変圧器、新保護機器、33/11kV 2.5MVA 変圧器などの新しい機器が必要なので 1996 年に申請しているが、いまだに買えない状況である。</p> <p>本トレーニングセンターの研修員や研修生の給与は ECG 本部から出ている。他の予算項目としては、電気、水、電話、土地借地等の費用がある。本トレーニングセンターは新人の技術研修プログラムに特化しているが、経理・総務等の非技術部門の研修も ECG 本部が当トレーニングセンター施設を活用してやっている。</p> <p>3. 人材養成計画</p> <p>研修生（36 名から 39 名へ増員）だけでなく、研修指導員の増員も計画し申請している。本トレーニングセンターは、ECG の新人研修だけでなく、配電施設を所有する VRA の職員の研修、空港・港湾など他の会社の職員研修にも使っている。そういった外部の研修に要する費用は貰っている。したがって、収支的には黒字である。本トレーニングセンターでは実設備に則した研修ができるので、ザンビア、ナイジェリアなどからの研修もある。</p> <p>4. 研究施設の実態や機材の状況</p> <p>11kV や LV のケーブルジョイント、33kV～LV までの配電線建設研修（主として延線）、変圧器の O&M 等の訓練を行っている。機器自体は、ECG の設備としてリタイアした機器である。</p> <p>設備は、時代遅れの機器が多くあり、トレーニングセンター自体も新しい機器を購入してくれるよう要請しているが、実現に至っていない。</p> <p>5. 研修施設改善計画の有無</p> <p>研修施設の改善として新しい機器（CB や変圧器）、新保護装置などを購入申請している。以上</p>		

日時：	2006年8月1日（火） 9：10～10：30	
相手国機関：	ECG 本部	
場所：	ECG Customer Service Department	
出席者	ECG	Mr. David BM Vukania (Director of Customer Service)、Mr. S. Usman (Revenue Manager)
	調査団	大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>ECG の顧客サービス部を訪問し、以下の事項について確認した。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 料金徴収について <p>地方部と都市部での経理を別々にするとしても地方部の定義付けが難しい。大型需要家である VALCO への電気料金は政治的な問題もあり売電価格が安く設定されており、VALCO は収支の合わない需要家といえる。</p> 2. プリペイドメーターについて <p>プリペイドメーターについては、新型の機器を導入しつつある。新型は月末に支払額と月間電力消費量の精算を自動的にできるマイクロプロセッサを内蔵したデジタル型のものである。</p> 3. 積算電力計について <p>現在、積算電力計が需要家の施設内に設置されているが、歴史的に初期の頃は建物内に置いていたので不正発見ができなかった。最近はできるだけ建物の外に設置するよう指導している。</p> 4. 電気料金徴収の課題 <p>盗電や不正接続防止のためのモニタリング、電気料金請求・徴収のためのマンパワーの投入や車輦費用の経費など多くの費用がかかる。技術ロスは、投資すれば減少できるが、非技術ロスの減少は簡単ではない。</p> 5. VRA からの購入電力料金について <p>多少の外貨交換率に伴う調整はあるものの、購入価格について、ほぼ3年間は据え置きである。一方、売電価格の方も3年間値上げしていない。料金自動調整額は微々たるものである。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年8月2日（水） 8：30～9：00	
相手国機関：	Environmental Protection Agency	
場所：	EPA Information Center	
出席者	EPA	Mr. Barrier (Information center)
	調査団	大瀧団員、村田団員
協議内容		
<p>EIA の規則については 1999 年に制定されて以降、変更はない。現在の規則によれば配電線については EIA の対象となっていない。水力発電などの過去の EIA レポートを閲覧できる。EIA が義務となっている事業とは別にいろいろな工事を実施する場合に Environmental Permit を必要とする場合がある。この場合には Environmental Management Plan について EPA へ報告して Permit をもらう。（規則によれば、ディーゼル発電の場合などがこれに該当するようだが、配電線については Permit の対象とは指定されていない。）</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

日時：	2006年8月2日（水） 10：00～11：15	
相手国機関：	ECG 本部	
場所：	ECG 本部	
出席者	ECG	Mr. Cephas Gakpo、Mr. Ebenezer Baiden、Ms. Jaqueline Ofori Atta、 Mr. Albert Sowah (Electrical Engineer)
	調査団	村田団員
	ローカル コンサルタント	Mr. Albert Jowah、Mr. David Acheampong
協議内容		
<p>配電線のデータロガー計測について、村田団員から重負荷・中負荷・軽負荷の各線路から3～2選定し計測することを提案。これに対して、ECG 技術部長の Mr. Gakpo が、ロス計測をしっかりとやりたいので、村田氏の言うような重負荷・中負荷・軽負荷の単純な3つのカテゴリー分けで4～5万以上あるフィーダを代表し、技術ロス・非技術ロスの推定をすることは無理であり、100以上のフィーダのデータロガーが必要であると主張。</p> <p>現地再委託費用の予算積算には、ローカルコンサルタントの見積が必要であるとの判断から、ロス計測手法については JICA 本部と調整して、調査手法・方法について ECG 技術部長に提示した上で、上記ローカルコンサルタントに連絡し、見積をとることとした。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>		

3. 電力設備視察記録

1. ECG Kumasi 配電システム (2006年7月20日視察)

(1) カスタマーセンター敷地内の 11kV/0.4/0.2kV Substation 設備概要

変圧器容量は 500kVA で 3 フィーダ、1 フィーダ平均 200kVA 程度で系統的には RMU (Ring Main Unit) 方式である。

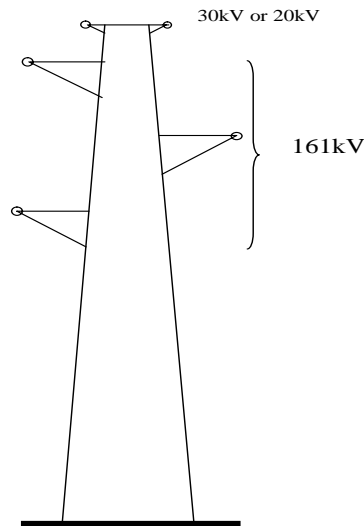
(2) Kumasi/Ridge 33/11kV Primary Substation (STATION A) 設備概要

隣接する VRA Kumasi 161/33kV 及び 161/11kV 変電所からは、以下のように電力供給を受けている。

- ・変圧器 161/33kV 66MVA、33kV 配電線 2 フィーダ及び変圧器 161/11kV 33MVA 11kV 配電線 3 フィーダ
- ・変圧器 33/11kV 20MVA 変圧器 2 台 (うち 1 台は予備)

(3) 161kV 送電鉄塔について

161kV 送電鉄塔の地線部を 30kV もしくは 20kV 単相で電力供給している。もう 1 相は 161kV 送電線に接続されている分路リアクトル (Shunt Reactor) からグラウンドに落としその相を引っぱってきて使用している。下図参照。



2. VRA-NED の変電所及び配電線 (2006年7月21日視察)

(1) 161/34.5kV 及び 161/11kV の Tamale 変電所

- ・変圧器 161/34.5/11kV 20 MVA が 2 台。最大需要は 27MW で、変圧器 1 台当たり 14MW (力率 0.85 で、16.5MVA) である。
- ・34.5kV フィーダは、No.1 変圧器が 3 フィーダで No.2 変圧器は 2 フィーダ、11kV フィーダは、No.1 変圧器が 6 フィーダ、No.2 変圧器が 5 フィーダとなっている。
- ・161kV 送電線の地線部の 30kV 及び 20kV と Techiman に接地のリアクトルのタップチェンジャーを使って 3 相の 34.5kV や 11kV を得ている。系統に 4 リアクトルが接地されているが、3 台が常用で、1 台が予備となっている。(Techiman 2 台、Tamale 2 台)
- ・メーター校正部門では、従来型メーターだけでなく、プリペイドメーターや保護リレーや自動再閉路リレーの校正も行っており、校正数は 3 相メーターが月間 40 台、単相メーターが 200 台実施とのこと。職員は 2 名で対応している。

1) プリペイドメータ (VRA-NED)



上の写真のメータの窓に下記の文字があり、それぞれの文字は以下の意味である。

- T : Total used unit (消費電力量)
- R : Total remaining unit
(カードの電力消費可能残量)
- L : Low unit remaining indicator
(カードの電力消費可能残量が少ないことを表示)
- C : Power supply cut caution
(電力供給切断警報)
- P : Energy consumption speed (電力消費速度)

* 日本では、電磁式の積算電力計が使用されているが、電力消費が大きいと積算電力計の中にある円盤の回転速度が速くなり、電力消費が少ないと回転速度が遅くなる。本メータでは、表示ランプの点滅が上記の円盤に相当し、電力消費が大きければ点滅速度が速くなり、電力消費が小さければ点滅速度が遅くなる。

2) Pole-mounted 屋外型変電所

50、100、200kVA までは、電柱にのせて 433V に落として配電している。

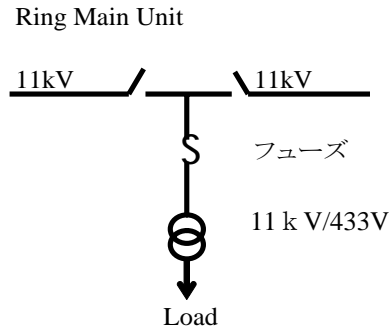
11kV/433V 200kVA 1か所につき 500m 程度まで LV (低圧) 配電線を延伸できる。

3) 屋内型変電所-1 と RMU (Ring Main Ring) について

11kV/433V 500kVA LV は 3 フィーダ、結線は Δ -Y 方式である。

4) 屋内型変電所-2 について

11kV/433V 1000kVA LV は 3 フィーダ、結線は Y- Δ 方式である。



この変電所は、中性点接地用と電力供給用として使われている。1次側の Y 結線の中性点は銅導体を經由して地面に接地している。

- ・変圧器の容量増加（増容量）を行う時の負荷の目安は、定格容量の 90%であるが、実際には 100% 超で増容量を行ったり、新規変電所の設置（ECG では injection といっている）を行っている。
- ・力率については、工業需要家地域は 0.95 程度であるが、LV 配電需要家地域では 0.85~0.87 である。
- ・負荷率については、日負荷率は 70~75%になるが、年負荷率は 55~60%である。
- ・Load Dispatching Center（給電所）は Akosombo にあり、System Control Center（系統制御所）は Tema にある。

3. Akosombo 水力発電所（2006 月 7 月 24 日視察）

（1）歴史

1961 年：建設着工。

1966 年：1 号機～4 号機まで竣工（Commissioning）単機容量 147MW が 4 台で合計容量 588MW の水力発電所が完成。

1972 年：5 号機及び 6 号機竣工。単機容量 162MW が 2 台で計 324MW の容量増加。合計で 912M の容量を有する水力発電所となる。

1990 年：リパワリングプロジェクト開始

（AGSRP： Akosombo Generation Station Retrofit Project）

1993 年：4 号機リパワリング完了。

1999 年：リパワリング再開し、2005 年完了。その結果、30 年間の寿命延命策により単機容量 170MW が 6 台で合計容量が 1,020MW となる。水車はフランシスタイプ、リパワリングはカナダの Acres が実施した。最大出力時の効率は全機ともに 93.5%を保証。ダム提高 114m、ダム提長 660m である。



Akosombo 水力発電所

一方、Akosombo ダム下流には、40MW×4台の Kpong 発電所がある。系統的には、225kV 国際連系線によるコートジボアールと連系、トーゴとは 161kV で連系。1 水車当たり 24 弁がある。昇圧変圧器は「14. 4kV/161kV 180MVA OFAF GE カナダ製」、所内変圧器は「14. 4kV/415V/240V 500kVA 5.5%」である。

(2) 水力発電所制御所

周波数は 50Hz±0. 3Hz を維持するように運転しており、周波数低下リレー作動時にはロードシェディング（輪番停電）を行っている。PLC（Power Line Carrier：電力線搬送）により Akosombo 水力発電所の kV、kW、kVar、Hz 等のデータを Power System Station へ送っている。なお、供給基準及び関連情報は以下のとおりである。

- ・周波数は「50Hz±0. 3Hz」、電圧は「161kV±5%」である。
- ・年負荷率が 70%超と高いのは、VOLCA（アルミ精錬工場）の需要（320MW）が大きく供給時間が長いためである。
- ・エネルギーバランスについては、南部の海岸地域が過負荷になりがちである。しかし、Kumasi への供給は問題ない。
- ・West Africa Power Pool Project (WAPPP) において、161kV の次期電圧を検討中である。
- ・Load Dispatching Center（給電所）は VRA の所属である。

4. System Control Center（系統制御所）（2006 年 7 月 24 日視察）

(1) 機能及び給電に係る情報

機能は 161kV 以上の Supply Station（substation）の監視と 2 つの水力発電所、1 つの火力発電所の監視である。送電線については、「161kVTL 4, 000km」、「69kVTL 100km」、トーゴとの連系線は 225kV で全長 220km あり、うち 75km がガーナ分である。161/34. 5/33kV の 39 の変電所と Akosombo 水力発電所、Kpong 水力発電所、Takoradi 火力発電所に付随する 3 つの変電所の合計 42 の変電所の監視を行っている。顧客としては、Domestic として ECG、Mines、VRA-NED 等

があり、VALCO は特別な大口需要家である。

トーゴ及びベナンへの電力融通は、国際連系線により CEB という合同企業体へ電力を融通している。CEB とは、フレンチコミュニティ・レジックベナンというトーゴとベナンの送電線の合同企業体の意である。

2006 年 3 月の最大需要は 1,100MW で、2005 年は 12 月に 1,067MW を記録している。通常年間最大需要は産業が最需要期になるクリスマスの 12 月である。2005 年の最大需要は 12 月に記録した。12 月から 3 月は乾期で温度が上昇し、その後の雨期には需要は増えない。また、この時期は高水位運転である。需給状況にもよるが、250MW 程度をコートジボアールから輸入している。現在の日負荷対応運転としては、日中の日最大需要発生前は、火力主体の運転（水力の水位が低いため）で、ピーク時は Akosombo を運転し、ピーク部分の負荷を担わせている。電力需要想定は、平日、土曜日、日曜日の 3 パターンを想定して運転している。

SCADA は、全変電所に RTU (Remote Terminal Unit) を設置し、そこからマスターステーション経由で System Control Center へ情報がくる。変電所の変圧器容量については世界銀行の資金で変電所増容量プロジェクトを VRA が開始しており、変電所のレイアウトや増容量を行う予定である。増容量の主内容は、単機容量 33MVA の変圧器 5 台すべてを 66MVA に増容量する予定である。SAIFI や SAIDI¹のデータ化はいまだ整理をやっていないが、始める予定ではある。

毎月末に、送電線のロスとフィーダの事故回数及び変圧器の事故のデータを記録しているが、体系化して整理をしていない。

発電機ユニットが故障により系統から脱落した場合、周波数が低下するので（下限は 47.5Hz）輪番停電を行っている。なお、下限の 47.5Hz になったときは、国際連系を切断している。事故が波及するのを防ぐためである。制御盤はスウェーデンの ABB (ASEA Brown Boveri) 製である。

説明者の話では、供給基準は電圧 161kV については、高めは+10%まで問題なく、低めは-5%から-10%まで問題ない。33kV 及び 34.5kV については、高め及び低めについて、±5%から±10%まで問題ないとの説明であった。Techiman 変電所の設備概要は、変圧器容量が、66MW×4 台、33MW×1 台の 297MW である。Takoradi 発電所は、周波数リレーの設定が 50Hz±2%となっているが、47.5Hz が下限で、47.5Hz を下回った場合は、負荷を系統から切り離し、周波数を設定基準内になるようにしているとのこと。

5. ECG 配電制御所 G (2006 年 7 月 24 日視察)

機能は、161kV 以上の Supply Station (substation) の監視。Greater Accra Region には 21 の Primary substation があるが、うち 16 の Primary substation を当制御所で監視している。このような制御所は、この Accra と Tema (未稼働)にある。Tema は来月から稼働予定である。当制御所は、Primary substation (33/11kV 変電所) だけでなく 200kVA 以上の変圧器容量を有する変電所も監視している。給電システムの設備は ABB が建設し、2004 年に竣工した。Primary substation には RTU が設置されており、RTU からの情報は、ラジオ無線により、当制御所の Data Engineering Room の Bernt Nyberg AB を経由して PCU (Process Computer Unit 盤 2 面) に入り、コンピューターシステムへデータが転送される。

設備の更新・増強や延伸の概略手順は以下のとおり。

¹ SAIFI: System Average Interruption Frequency Index、年間平均停電回数/頻度指標の意
SAIDI: System Average Interruption Duration Index、年間平均停電継続時間指標の意

- ①変圧器の負荷が定格容量の 80%になると増容量や injection（新規設置）を検討する。
- ②設備の改善（更新・増強及び延伸）の予算にもよるが、プロポーザルを ECG Design Engineering Department へ提出し、承認を得た後工事を実施する。

SAIDI や SAIFI のバックグラウンドデータはあるが、コンピューターに入力してはいない。需要家側での問題点を聞いたところ、問題はあるが重大な問題には至っていない。事故停電目標値（Benchmark）は、年間一需要家当たり 100 時間である。（現在はこの数値を超えているということ。）

当制御所に付随する変電所の設備概要は、「33/11kV 変圧器 20/26MVA」が 2 台設置されている。33kV フィーダは 5 フィーダで、1 フィーダの定格は「1250A, 71.5MVA」、11kV フィーダは 16 フィーダで、1 フィーダの定格は「630A 12MVA」である。

6. ECG Accra West Office（2006 年 7 月 25 日視察）

（1）サイト 1

都市部にある 33/11kV 変電所（Primary substation）や 11/0.43kV 変電所（Secondary substation）を視察。なお、33/0.43kV 変電所（Secondary substation）は、都市部から離れたコミュニティへの電力供給用として適用している。Secondary substation（11/0.43kV SS）の変圧器容量は、500kVA であった。

1972 年ユーゴスラビア製の 11kV 側のタップは 5 タップで設備が老朽化のため現在リノベーション中であった。設備としては、RMU、11/0.4kV 変圧器、11kV フィーダ分電盤（Project Engineer はピラーと呼んでいた。）及び 430/240V フィーダ 5 ckt の構成であった。



ピラー



変圧器銘板



11/0.4kV 500kV

(2) サイト2

Secondary substation (11/0.43kV Substation) 変圧器容量を視察。500kVA で、2000年に導入されており、ポルトガル製であった。11kV側のタップは5タップで設備が新しく6年しか経過していない変電所であった。

他の設備としては、RMU、11/0.4kV変圧器、11kVフィーダ分電盤（ピラー）及び430/240V 5フィーダがあった。



RMU とピラー及び変圧器



ピラー内部

(3) サイト3

老朽化した配電線の視察。裸線の中性線と下の1相において、導体素線がほつれている。コミュニティの中に入るとPVCケーブルによる不正接続線を堂々と延伸している。



コンクリート柱



コン柱の根元が壊れかかっている



ケーブルによる不正接続線

(4) サイト4

架空線から地中線になっている配電線柱を視察。11kV 配電線導体のサイズは 35sq. mm であった。



(5) サイト5

33/11kV primary substation D を視察。変圧器容量は 20MVA が 2 台で ONAF (OLTC 変圧器) であり、33kV 配電線は 5 フィーダ (ckt) 、11kV 配電線は 10 フィーダであった。

33kV 配電ケーブルは青色、11kV は黒色と決まっているとのこと。



33/11kV 変圧器 (容量は 20MVA)



33kV 配電キュービクル 5 ckt



11kV キュービクル 10ckt

Accra West Region Office が抱えている課題は、①料金構成が悪い、②料金回収率が悪い、③盗電があるとのこと。ピーク時間帯に、11/0.43kV 変圧器において定格容量の変圧器定格容量の80%に達すると、変圧器の増容量や配電線の導体取替、サイズアップ及び延伸などを検討する。

(これは、どの事務所へ行っても同一回答で計画規準であることがわかる。ただし、資金事情から実施しているかどうかは別問題。)

配電系統計算ソフトの ASPEN や PSSU は、Engineering Department の Mr. Obeng が使っているだけである。Accra West Region Office にはない。手計算でやっている。

7. ECG プリペイドカードメーターシステム (2006年7月31日視察)

(1) 概要

ECG はプリペイドカード方式を“Pay and Smile”と称して推進している。Head Office (ビルの4階) に Customer Service Center とラジオ無線にて顧客データのやり取りをしているサーバを設置している。ラジオ無線であるため、激しい降雨や雷の激しい時には、支障をきたすことがある。ひどいときは、プリペイドカードの販売ができなくなることがある。

現在、ECG 管内におけるプリペイドカードの販売枚数は、以下のとおりである。

- Accra : 60,000
- Kumasi : 45,000
- Tema : 6,000
- 計 111,000

他の Region は、従来のクレジットメータである。



プリペイドメータ（单相用）



キャッシュパワー〔カスタマーセンターにて料金を支払い、キーコード（数字）を受領してその数字を打ち込み受電する〕

（2）問題点

これまでの機種では、顧客が一度に大金を支払いプリペイドカードを購入し電力を使おうとすると、月別料金制度にうまく対応できず数ヶ月分の利用料金が初めの月の大口使用と見なされて電気料金が高いものとなってしまいます。このトラブルを避けるため、顧客は各月末にカスタマーセンターに来所して小まめに支払いをしなければならず顧客サービスが考えられていないという問題点がある。現在、毎月の使用量に応じて自動的に電気料金が精算できるような新機種を試験運用中である。

8. Tema 郡 Appolonia 村オフグリッド地方電化プロジェクトサイト（2006年7月22日視察）

この村は、Tema—Akosombo の幹線道路の料金所を過ぎてすぐ北へ入って4 km 程度の地点にあり、この村の手前3 km 程度のところまでは配電線が完成している。

この Appolonia 村では牛糞など使ったメタンガス発生装置によって2基のディーゼル発電機（合計出力10kW）を運転して村落内（人口約1000人）に電力供給を行うというプロジェクトが鉱業エネルギー省（当時）によって実施され、1992年に運転を開始したが、ガス発生原料（牛糞、水）の継続的確保が困難であったため、まもなく運転が休止されて現在に至っており、現時点でもグリッド延長が行われておらず未電化である。その後、1998年からスペインの援助による太陽光発電地方電化プロジェクトが実施された際に、SHS や BCS などが設置された。このプロジェクトの主な対象地域からはずれている Appolonia 村に太陽光発電設備が設置されたのは、その前のバイオガスプロジェクトの埋め合わせという事情があったものと推測される。この地点については外国の研究者の

レポートも出されており、インターネットでも検索できる。スウェーデンの援助によりこの村に再生可能エネルギー実証センターを設置する計画がある。首都アクラから1時間程度で行ける地点であり、本格調査において、未電化村落調査や再生可能エネルギーによるオフグリッド地方電化のケーススタディの対象地点として好適な地点であると考えられる。

今回、訪問時の写真を次に示す。



実験管理施設に掲げられた銘板



バイオガス発生設備と発電機小屋



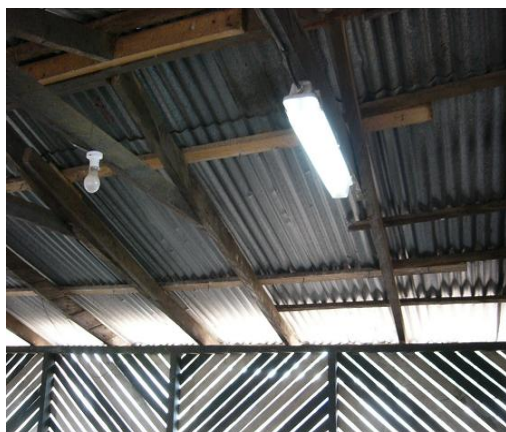
2基の発電機



村内に設置された配電線(現在は機能せず)



2000年に設置された太陽光発電街灯



設置されたSHSが現在も稼働している例

4 . 収集資料リスト


番号	資料名	発行日	入手先	言語
1	Rural Electrification Presentation (PowerPoint file)	2006	MOE	英語
2	Ghana Rural Electrification (PowerPoint file)	2006	World Bank	英語
3	Ghana Energy Policy Economic and Sector Work papers The Rural Energy Sector, Draft	May/2006	World Bank	英語
4	Single Line diagram for KUMASI 33kV Network - 2005 and related drawings (Total 22 drawings)	2005/Jan	ECG Kumasi Regional Office	英語
5	VRA-NED Generation/Billing Power Purchase and System Losses Statement for the month: April-June 2006 (4 pages)	Jul/2006	VRA-NED Head Office Tamale	英語
6	Summary of Network Performance Indicators Second Quarter 2006 (2 pages)	Jul/2006	VRA-NED Head Office Tamale	英語
7	Hydro Generation Department Technical Visit to the Volta River Authority's Hydro Generating Facilities		VRA	英語
8	Akosombo GS Retrofit Project Unit 3 Commissioning & Efficiency Curve		VRA	英語
9	Profile of the Volta River Authority		VRA	英語
10	VRA Single Line diagram 161kV Transmission Line above	Jul/2006	System Control Center	英語
11	Transmission System for Nation	Jul/2006	ECG, Engineering Dept.	英語
12	ECG Organization Chart 2004	2004	ECG, Engineering Dept.	英語
13	Subtransmission & Distribution Master Plan Vol. 3A (211 pages)	Dec/1996	Acres International	英語
14	Review of ECG's Load Forecast Model (73 pages)	Feb/2006	ESB International	英語
15	Investment Opportunities 2002-2011 (20 pages)		ECG	英語
16	Electricity Company of Ghana ltd 37th Annual Report 2004		ECG	英語
17	INVESTMENT PROPOSAL (4 pages)		ECG Training Center	英語
18	PROPOSED EQUIPMENT SCHEDULE (2 pages)		ECG Training Center	英語
19	Contents of training course (8 pages)		ECG Training Center	英語
20	VRA Annual Report 2003 (printed)		VRA	英語
21	VRA audited financial statements for 2004 (copy) *NED included		VRA	英語
22	ECG Annual Report 2004 (printed)		ECG	英語
23	NEP Procedures (Word file)	2004	ECG	英語
24	ECG Transformer Capacities (6 pages)	Aug/2006	ECG	英語
25	Reliability Indices	Aug/2006	ECG	英語
26	Fault Accident on 33/11kV Circuit Restoration Process (10 pages)		ECG	英語
27	ECG Operations Procedure (JUNE 2005)	Jun/2005	ECG	英語
28	ECG Code of Practice	Nov/1995	ECG	英語
29	ECG Protection and Control Division Manual of Protection Policies and Procedure	Jul/2006	ECG	英語
30	ECG Maintenance Procedures		ECG	英語
31	ACCRA 33kV NETWORK Single line diagram	Jul/2006	ECG	英語
32	Authorized Tariff, Effective October 1, 2003	2003	Public Utilities Regulatory Commission	英語
33	PURC at a glance	2006	Public Utilities Regulatory Commission	英語
34	A Consumer's Guide Complaints Policy and Procedures	2006	Public Utilities Regulatory Commission	英語
35	Regulations on Termination Service	2006	Public Utilities Regulatory Commission	英語
36	2000 Population & Housing Census of Ghana Demographic, Economic and Housing Characteristics: Total Country	2005	Statistical Service	英語
37	2000 Population & Housing Census of Ghana Summary Report of Final Results	2002	Statistical Service	英語
38	Environmental Assessment in Ghana A GUIDE	1996	Environmental Protection Agency	英語
39	Environmental Impact Assessment Procedures	1995	Environmental Protection Agency	英語

**MINUTES OF MEETING
FOR
POWER DISTRIBUTION SYSTEM MASTER PLAN STUDY
FOR GHANA
AGREED UPON BETWEEN
THE MINISTRY OF ENERGY,
THE ELECTRICITY COMPANY OF GHANA,
THE VOLTA RIVER AUTHORITY
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**

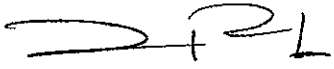
Accra, 24 October, 2006

村上博

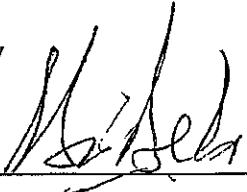
Mr. Hiroshi Murakami
Resident Representative, Ghana Office
Japan International Cooperation Agency


Mr. S. Q. Baror
Acting Chief Director
Ministry of Energy


Mr. Christian Tetteh
Acting Managing Director
Electricity Company of Ghana


Mr. Joseph Wiafe
Deputy Chief Executive
Engineering and Operation
Volta River Authority

Witnessed by

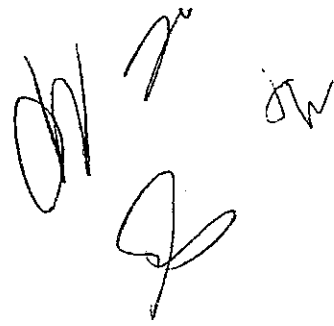

Mr. E. Osei Prempeh
Acting Director
External Resource Mobilization
(Bilateral) Division
Ministry of Finance and Economic
Planning

1. Placement of the Previous Minutes of Meeting

Both sides agreed that the understanding of the items other than those mentioned in this Minutes of Meetings remains unchanged from the one mutually confirmed in the Minutes of Meetings signed on 28 July, 2006.

2. Title of the Study

Both sides agreed that the title of this development study shall be changed from "Distribution System Master Plan Study for Ghana" to "Power Distribution System Master Plan Study for Ghana".

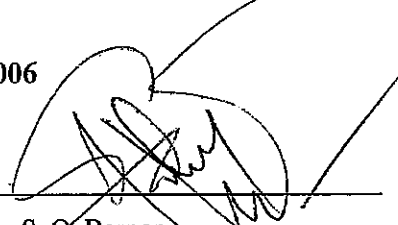


**SCOPE OF WORK
FOR
POWER DISTRIBUTION SYSTEM MASTER PLAN STUDY
FOR GHANA
AGREED UPON BETWEEN
THE MINISTRY OF ENERGY,
THE ELECTRICITY COMPANY OF GHANA,
THE VOLTA RIVER AUTHORITY
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**

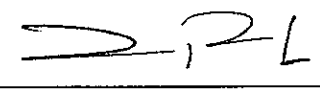
Accra, 24th Oct, 2006

村上 博

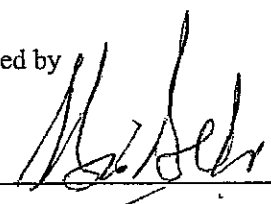
Mr. Hiroshi Murakami
Resident Representative, Ghana Office
Japan International Cooperation Agency


Mr. S. Q. Barnor
Acting Chief Director
Ministry of Energy


Mr. Christian Tetteh
Acting Managing Director
Electricity Company of Ghana


Mr. Joseph Wiafe
Deputy Chief Executive
Engineering and Operation
Volta River Authority

Witnessed by


Mr. E. Osei Prempeh
Acting Director
External Resource Mobilization
(Bilateral) Division
Ministry of Finance and Economic
Planning

I. INTRODUCTION

In response to the official request of the Government of the Republic of Ghana (hereinafter referred to as "the Government of Ghana"), the Government of Japan decided to conduct the Power Distribution System Master Plan Study (hereinafter referred to as "the Study") in accordance with the relevant laws and regulations as part of the technical cooperation program of the Government of Japan.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will jointly undertake the Study with the authorities concerned of the Government of Ghana.

The present document sets forth the Scope of Work with regard to the Study.

II. OBJECTIVES OF THE STUDY

The objectives of the Study are:

1. To formulate National Master Plan of power distribution system development for ten 10 years, which includes renewal, upgrade and extension plans of power distribution systems, and some recommendations for improving power distribution business technically and financially; and
2. To transfer relevant skills and technologies to counterpart personnel.

III. STUDY AREA

The Study will cover entire area of Ghana.

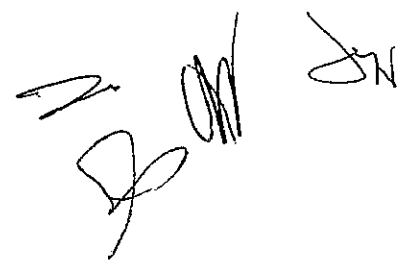
IV. SCOPE OF THE STUDY

In order to achieve the objectives mentioned above, the Scope of Work for the Study will cover the following items. All work will be done by JICA Study Team (hereinafter referred to as "the Team") in collaboration with the related organizations such as Ministry of Energy (hereinafter referred to as "MOE"), Electricity Company of Ghana (hereinafter referred to as "ECG") and Northern Electricity Department of Volta River Authority (hereinafter referred to as "VRA-NED").

1. Data and Information Collection

Relevant information and data will be collected and analyzed in order to formulate the framework of the Master Plan. The relevant information and data include:

1.1 Laws and regulations;



1.2 Organization structures; and

1.3 Study reports such as the master plan report for generation and transmission systems of Volta River Authority (hereinafter referred to as "VRA"), and the previous master plan reports for power distribution systems and rural electrification including "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana".

2. Power Distribution System Planning Study

Present power distribution systems throughout the country will be examined and analyzed by the regional offices of ECG and the area offices of VRA-NED for formulating reinforcement (renewal and upgrading) and extension plans for ten (10) years. The Team will assist regional and area planning engineers for the examinations and analysis through the workshops in Accra. During the course of the planning study, the regional and area engineers need to enhance their planning knowledge and skills for preparing the Master Plan.

2.1 Preliminary Investigation

The Team will visit several regional and area offices under their responsibilities, where the Team will investigate and examine the present ability of the regional and area offices for carrying out the system analysis and planning. Based on the preliminary investigation in collaboration with ECG and VRA-NED, the Team will study and prepare the method and procedure of the system planning including the criteria of grid extension, data base development, demand forecast and power distribution line analysis using an appropriate computer programme on generic software. The team will also study and prepare the training programme for the first workshop in Accra and the procedure for the system planning study.

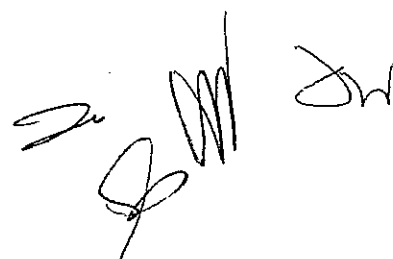
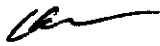
2.2 First Workshop

The first workshop will be held in Accra. One planning engineer from respective regional and area offices will attend the workshop. In the workshop, the framework and methodology of system planning including database development will be discussed and agreed. Then, the method of database development, demand forecast and power distribution line analysis using the computer programme will be explained and discussed for the planning engineers, so that they will be able to carry out database development, demand forecast, and system analysis of their power distribution systems for preparing the power distribution reinforcement and extension plans for 10 years. At the same time, method of prioritization of reinforcement and extension plans will be discussed.

2.3 Power Distribution System Planning Work by Regional and Area Engineers

The planning engineers will carry out their database development and planning work in their respective regions and areas, based on the training and instructions gained in the workshop. The Team will assist the engineers through e-mail for their work. The regional and area offices in collaboration with their respective head offices of ECG and VRA-NED are responsible for submitting the reinforcement and extension plans together with their database before the date mutually agreed upon between ECG and VRA-NED, and the Team.

2.4 Second Workshop



The second workshop will be held in Accra after the Team reviewed the reinforcement and extension plans that had been submitted before the mutually agreed date. The same planning engineers who attended the first workshop will attend the second workshop. In the second workshop, the system planning work by the planning engineers will be reviewed based on their working result already submitted, and the improvement of the system planning capacity of regional and area offices will be discussed and recommendations will be made.

2.5 Prioritization of Reinforcement and Extension Plans

Based on the discussion during the first and second workshops, criteria for prioritizing the reinforcement and extension plans will be prepared, and the criteria will be applied to the reinforcement and extension plans for preparing the Power Distribution System Master Plan.

2.6 Preparation of Manuals

Based on the preliminary investigation and two workshops, the Team will prepare the manuals in collaboration with ECG and VRA-NED for system planning for regional and area offices, and ECG and VRA-NED head offices.

3. Economic and Financial Analysis

Economic and financial aspects of power distribution system planning and power distribution business will be studied.

3.1 Economic analysis

3.1.1 Investigation of willingness to pay and cost of un-served energy

In order to estimate the amount of willingness to pay for electricity where there is no electricity, expenditures for and usage of alternative energy resources such as kerosene, candles, and dry cells will be investigated in Southern Ghana. The report of "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana" will be used for the same data in Northern Ghana. At the same time, cost of un-served energy, which is caused by insufficient quality of electricity, and outage, will be investigated in urban and rural areas. The data obtained by the investigation of willingness to pay and cost of un-served energy will be used further for electricity tariff study and calculation of Economic Internal Rate of Return (EIRR).

3.1.2 Investigation for Electricity Demand

Electrified communities in Southern Ghana will be investigated in order to find out the power demand and usage after electrification. The report of "The Master Plan Study on Rural Electrification Using Renewable Energy Resources in the Northern Part of the Republic of Ghana" will be used for the same data and information in Northern Ghana. At the same time, the demand investigation in urban areas will be also carried out. The data and information obtained by the investigation will be used to review the parameters for the system planning.

3.1.3 Measurement of Technical Loss

Sample measurement of technical loss will be carried out. Existing power distribution systems will be analyzed and some model systems will be identified so that the models will be able to represent the existing

distribution systems. The loss measurement will be carried out for the selected power distribution systems. Measured technical loss will be used further for economic and financial analyses.

3.1.4 Calculation of Long-Run-Marginal Cost (LRMC)

Calculation of LRMC will be carried out based on the Power Distribution System Master Plan. The change in amount of LRMC will be studied according to the different criteria of extending power distribution lines. The master plan of long-term transmission and generation development will be investigated for obtaining the data and information of LRMC in transmission and generation sub-sectors. The LRMC from generation to power distribution will be estimated for further study and analysis.

3.1.5 Tariff Study

The process of tariff preparation for a power distribution company using existing data and information will be formulated. Based on the information and data of willingness to pay for electricity and LRMC, the present tariff including "life line" arrangement will be analyzed for tariff policy suggestion.

3.1.6 Calculation of Economic Internal Rate of Return (EIRR)

In order to analyze the economic feasibility, EIRR will be calculated for Power Distribution System Master Plan.

3.2 Financial analysis

3.2.1 Analysis of Financial Status of ECG and VRA-NED

Financial status of ECG and VRA-NED will be analyzed for identifying financial issues.

3.2.2 Tariff Study

The present tariff including "life line" arrangement will be analyzed based on the cost recovery requirement for financial sustainability.

3.2.3 Calculation of Financial Internal Rate of Return (FIRR)

In order to analyze the financial feasibility, FIRR will be calculated for Power Distribution System Master Plan.

4. Study for Power Distribution Business Improvement

In addition to the comprehensive power distribution system planning, ECG and VRA-NED face various issues of business planning and operation. The following issues will be investigated and some suggestions for improving ECG and VRA-NED business planning and operation will be made.

4.1 Human Resource Development Plan

The present plan of human resource development for technicians, engineers and managers will be investigated and examined. The training centers of ECG and VRA-NED will be investigated for meeting the future demand for human resources of operation and maintenance. At the same time, training needs for middle class personnel such as engineers and managers will be assessed. Human Resource Development Plan will be prepared based on the examinations, investigation and assessment.

4.2 Power Distribution Monitoring and Maintenance Plan

In order to identify technical loss and non-technical loss of power distribution systems, power distribution monitoring plans will be prepared based on the investigation of existing feeder lines. At the same

time, maintenance management plans for improving the maintenance of power distribution systems and outage mitigation will be prepared.

4.3 Charge Collection Improvement Plan

Based on the assessment of the present situation and conditions of electricity charge collection, some practical methods and policy recommendations for improving the charge collection rate will be suggested.

4.4 Utilization Plan of Information and Communication Technology (ICT) for Business Management

In order to improve the efficiency of power distribution business management, utilization of ICT will be investigated and suggested. The usage of ICT for business management includes billing system, inventory management for power distribution equipment, and fault reporting system

4.5 On-Grid and Off-Grid Electrification Planning

Based on the economic and financial analysis, the appropriate complementarity between on-grid and off-grid electrification will be studied and suggested in consideration of reducing the financial burden incurred on ECG and VRA-NED.

5. Post Study Review

The post study review will be carried out for a few high priority plans in order to confirm and justify the results of the Master Plan. The review includes power demand forecast, cost estimation, financial and economic viability for extension and reinforcement of power distribution lines. The result of the post study review will be reflected in the Master Plan for finalizing the Study.

The post study review includes:

- Site reconnaissance survey ;
- Plan and design;
- Economic and financial viabilities; and
- Environmental consideration

6. Preparation of Master Plan

The Master Plan will be prepared by integrating the above studies, investigations, assessments, and analysis. The Master Plan will include following items.

6.1 Power Distribution System Master Plan and Investment Plan

The Power Distribution System Master Plan will consist of power distribution system reinforcement plans and extension plans with clear-cut priorities. The investment plan will include annual amount of disbursement necessary for implementing the Power Distribution System Master Plan. The investment plan will also include some possible financial sources for implementation.

6.2 Power Distribution System Planning Manual

The power distribution planning manual will include the method of demand forecast, method of power distribution line analysis and database development, method of cost estimate, documentation method of the system planning, and criteria for power distribution extension and prioritization.

6.3 Economic and Financial Analysis

The economic and financial analysis will include the investigation of willingness to pay and cost of

un-served energy, electricity demand investigation, LRMC analysis, tariff study, and economic and financial feasibility.

6.4 Business Improvement Plans

The business improvement plans will include human resource development plans, power distribution monitoring and maintenance plans, charge collection improvement plans, utilization plan of ICT, and on-grid and off-grid electrification planning method.

6.5 Policy Recommendation

The policy recommendation will include electricity tariff policy, and rural electrification policy for introducing the complementarity of on-grid and off-grid electrification.

6.6 Implementation Programme

The implementation programme will include:

- The implementation plan of Power Distribution System Master Plan, which will be implemented in phases; and
- The implementation plans of human resource development, power distribution monitoring and maintenance management, introduction of complementarity between on-grid and off-grid electrification, and other plans and policies necessary for fulfilling the objectives of the Master Plan.

V. SCHEDULE OF THE STUDY

The Study will be carried out in accordance with the tentative schedule as attached in the APPENDIX I. The schedule is tentative and would be modified subject to the agreement upon any necessity that may arise during the course of the Study.

VI. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports to the Government of Ghana.

1. Inception Report

Twenty (20) copies in English will be submitted at the commencement of the first work period in Ghana. This report will contain the schedule and methodology of the Study as well.

2. Interim Report

Twenty (20) copies in English will be submitted before the second workshop in Ghana. This report will summarize the findings of the first and second stage of the Study, and include the draft of the reinforcement and extension plan and policy recommendation for power distribution business.

3. Draft Final Report:

Thirty (30) copies in English will be submitted at the end of the last work period in Ghana. The

Government of Ghana shall submit its comments within one (1) month after the receipt of the Draft Final Report.

4. Final Report:

Thirty (30) copies in English will be submitted within two (2) months after the receipt of the comments on the Draft Final Report.

VII. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKINGS

The division of technical undertakings by JICA, MOE, ECG and VRA-NED is detailed in APPENDIX II attached herewith.

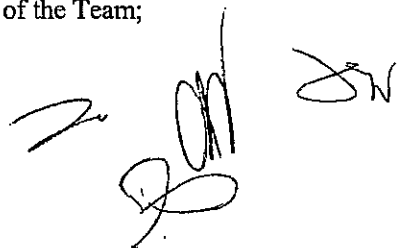
VIII. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF GHANA

1. To facilitate the smooth conduct of the Study; the Government of Ghana shall take necessary measures:
 - (1) To permit the members of the Team to enter, leave and stay in Ghana for the duration of their assignments therein and exempt them from foreign registration requirements and consular fees;
 - (2) To exempt the members of the Team from taxes, duties and any other charges on equipment, machinery and other material brought into Ghana for the implementation of the Study;
 - (3) To exempt the members of the Team from income tax and charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowances paid to the members of the team for their services in connection with the implementation of the Study; and
 - (4) To provide necessary facilities to the Team for the remittance as well as utilization of the funds introduced into Ghana from Japan in connection with the implementation of the study.

2. The Government of Ghana shall bear claims, if any arises, against the members of the Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with, the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the Team.

3. MOE, ECG and VRA-NED shall act as the counterpart agencies to the Team and will assist in the coordinating of the Study with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

4. MOE, ECG and VRA-NED shall, at its own expense, provide the Team with the following, in cooperation with other organizations concerned:
 - (1) Security-related information on as well as measures to ensure the safety of the Team;



- (2) Information on as well as support in obtaining medical service;
- (3) Available data (including maps and photographs) and information related to the Study;
- (4) Counterpart personnel;
- (5) Suitable office space with necessary equipment; and
- (6) Credentials or identification cards.

IX. UNDERTAKINGS OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

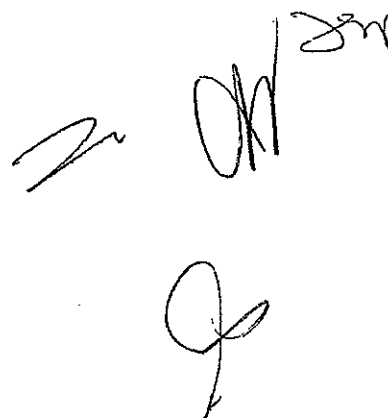
- (1) To dispatch, at its own expense, the Team to Ghana.
- (2) To pursue technology transfer to the Ghana counterpart personnel in the course of the Study.

X. OTHERS

JICA, MOE, ECG and VRA-NED shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

APPENDIX I: Tentative Study Schedule

APPENDIX II: Division of Technical Undertakings



APPENDIX I
Tentative Study Schedule

Study Content	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. Data and Information Collection	■														
2. Power Distribution System Planning Study		■	■	■	■	■	■	■							
3. Economic and Financial Analysis		■							■	■					
4. Study for Power Distribution Business Improvement								■	■	■					
5. Post Study Review									■	■					
6. Preparation of Master Plan									■	■	■				
Site Survey Mission in Ghana	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	First Mission														
	Second Mission														
	Third Mission														
Report	△ Ic/R							△ It/R					△ Df/R	△ F/R	
Work Shop and Seminar			△ 1st WS						△ 2nd WS				△ Seminar		

Note

■ Working period

△ Ic/R: Inception Report △ It/R: Interim Report △ Df/R: Draft Final Report △ F/R: Final Report
 WS: Work Shop

APPENDIX II

Division of Technical Undertakings

Study Content	Undertaking Institution	Undertaking of JICA Study Team	Undertaking of MOE	Undertaking of ECG and VRA-NED
1. Data and Information Collection		Carry out data and information collection and analysis	Provide relevant data, information and comments for the study	Provide data and information
2. Distribution System Planning Study		Undertake technology transfer through collaborative work and workshops		Carry out power distribution system planning study
3. Economic and Financial Analysis		Carry out economic and financial analysis		Provide comments
4. Study for Power Distribution Business Improvement		Carry out power distribution business improvement study		Provide comments
5. Post Study Review		Undertake technology transfer through collaborative work		Carry out post study review
6. Preparation of Master Plan		Undertake Master Plan preparation in collaboration with ECG and VRA-NED		Undertake Master Plan preparation in collaboration with JICA Study

