

4-2 概算事業費

4-2-1 概算事業費

本プロジェクトを日本の無償資金協力により実施する場合に必要な事業費総額は、第一期で5.08億円、第二期で5.86億円の総計10.94億円となり、日本とガーナ国との負担区分に基づく双方の経費内訳は、次のとおりと見積もられる。

(1) 日本側負担経費

(単位：億円)

項目	第一期 アセセワ地区	第二期 イエジ地区	合計
建設費	373.0	467.8	840.8
資機材費	87.1	72.6	159.7
設計監理費	47.4	45.9	93.3
合計	507.5	586.3	1,093.8

(2) ガーナ国側負担経費

(単位：百万セディ)

項目	第一期 アセセワ地区	第二期 イエジ地区	合計
木柱調達	379.73	294.94	674.67
測量・伐採	128.09	99.49	227.58
土木工事	8.58	6.67	15.25
引込線資材	34.52	26.82	61.34
低圧網工事	156.75	121.76	278.51
予備費	70.77	54.97	125.74
合計	778.44 (約54.5百万円)	604.65 (約42.3百万円)	1,383.09 (約96.8百万円)

(3) 積算条件

- | | |
|--------------|---|
| 1) 積算時点 | 1996年4月 |
| 2) 外国為替交換レート | 1US\$ = 105.00円 (JICA 指定値)
1US\$ = 1,467セディ
(1995年10月～1996年3月、6ヶ月間の平均レート) |
| 3) 施工期間 | 施工工程表に示すとおり |
| 4) その他 | 本計画は、日本国政府の無償資金協力の制度に従い
実施されるものとする。 |

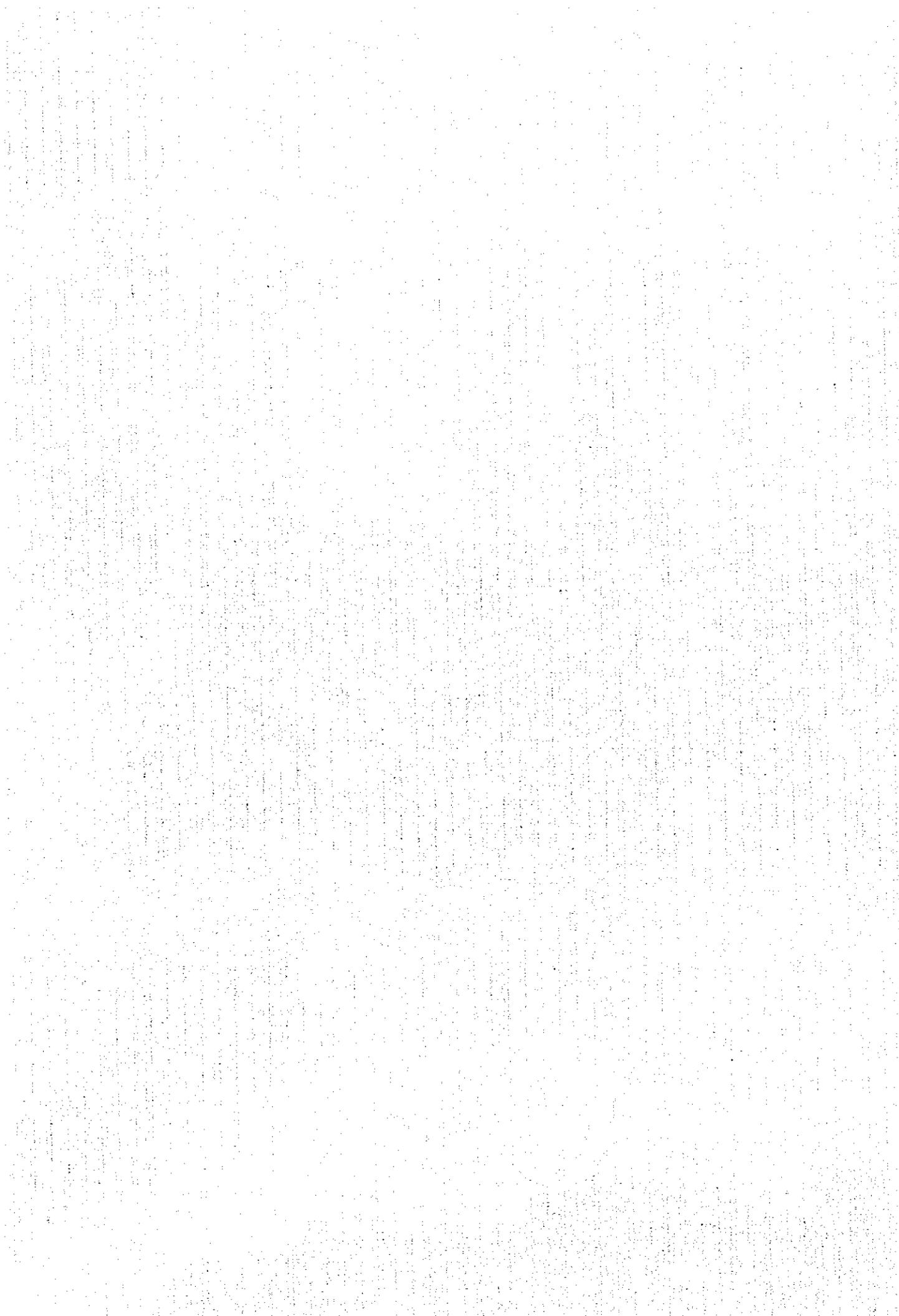
4-2-2 運営・維持管理計画

本プロジェクトで建設される電力施設は、Asesewa 地区は ECG、Yeji 地区は VRA によって運転、維持管理が行われる。両事業体とも既に大きな規模の電力設備を所有し運用しており、これまでに十分な経験を有しているため、施設の維持管理能力には問題はない。

本プロジェクトの建設工事完了後は、電化された地域に対する電力供給業務として、設備の運転、点検・保守、料金徴収等の営業業務が新たに必要となる。これら諸業務のため Asesewa および Yeji に営業所を新規に開設する必要がある。従って ECG、VRA とともに十分な検討を行って予算を充当し、維持管理に努めることが要求される。

第 5 章

プロジェクトの評価と提言



第5章 プロジェクトの評価と提言

5-1 妥当性にかかる実証・検証及び裨益効果

5-1-1 本計画実施による効果

(1) 直接的効果

本プロジェクトは未電化地域の電化を目的とするものであり、裨益階層は政府関係の行政機関から病院や学校等の公共機関、商工業者および一般住民に至るまでの全ての階層にわたる。裨益が見込まれるのは、アセセワ地区で約 8,600 戸、約 6.8 万人、イエジ地区では約 3,500 戸、4.1 万人である。

電化後は電力エネルギーは現在使用しているエネルギー、例えば灯油（照明、冷蔵庫）、乾電池、木炭（アイロン）、ディーゼル油（モーター、発電機）等の代替として使用されることになる。

電化されることにより、照明用だけを見ても、現在、月収の 9.5% (5,679¢/月) を占めている灯油代に代わって、月収の 2~3.6% (1,200~2,182¢/月) 程度の電気代のみですむことになり、家計の支出は大巾に軽減される。

電化が個々の家庭にもたらすものは、このような灯油代金の節減ばかりではなく、照度の向上や管理の容易さによる家事労働の軽減、勉強時間の延長等の家庭生活の充実といった効果も考えられる。

しかし当面は対象地域内の全ての家庭が電化されるわけではないので、地域全体として見た場合には、むしろ公共施設の電化による効果が大きい。本プロジェクトの大きな目的の一つは、この公共施設の電化による社会的効果にある。

(2) 間接的効果

現在、アセセワは既に完全舗装の道路でアクラと結ばれており（アクラより車で約 4 時間）、イエジも道路の改良工事が進んでいるので遠からずアクラと数時間で結ばれることは確実で両地域ともアクラの経済圏に入る状況である。

この様に大消費地を市場に持つ事により、現在の自家消費型の農業から保冷貯蔵の機能を活用した安定した計画生産が可能になる。特にイエジについては電気の安定供給により年間の取扱い高 50 億 Cedis (約 350 百万円) といわれる漁業センターの機能をフル活用した経済活動が活性化するものと考えられる。

5-1-2 妥当性の検証

本プロジェクト実施による効果は前述の通りであり、無償資金協力によって実施される意義は大きく、その妥当性は極めて高いものであると判断される。ここに以下の通りその妥当性について検証を行う。

(1) 照明用の灯油消費

電力代替エネルギーとして最も大きな比率を占めている灯油について電力エネルギーとの比較を行う。

GLSS(Ghana Living Standards Survey)の資料によれば、ガーナ国における一般家庭一軒あたりの灯油消費量は年間約 177 リットルであり、このうちの 90%が照明用に使われている。従って、一ヶ月当たりの消費量は 13.3 リットルとなり、灯油の小売価格は現在 427¢/リットルであるので、一家庭あたり 5,679¢/月の支出ということになる。

一方、対象地区の一世帯当たりの平均収入は 60,000¢程度であるから、照明用としての灯油代の家計に占める比率は 9.5%となり、かなりの高比率となっている。ここで一般家庭の電力消費として、需要想定で用いている年間電力消費量をベースとして、一ヶ月あたりの電力料金を算出した結果が下表である。

村落規模	年間電力消費	電力料金
Rural(人口 2,000 人以下)	920kWh	1,200¢/月
Small(人口 2,000~5,000 人)	1,250kWh	1,346¢/月
Large(人口 5,000 人以上)	1,540kWh	2,182¢/月

これより明らかなように、需要家においては照明用の灯油代金として毎月支出する 5,679¢に代わり、電力料金を毎月 1,200¢~2,182¢支払うのみとなり、かなりの節減となる。

(2) 病院

アセセワやイエジには大きな病院があり、いずれも自家発電設備を持って運営しているが、発電容量の不足、機器の保守の困難さ等の理由から、十分な医療体制が組めないのが現実である。このような病院への配電は住民の健康向上や生命を守る意味から大きな意義がある。

また主要村落には診療所が数多く存在するが、自家発電設備もなく、医薬品の冷蔵や医療機器の使用もできない状態にある。これら地域住民に接する末端の医療機関が電化されることは、病院の電化に劣らず大きな効果があげられる。

(3) 学校

学校の電化によって視聴覚機材等の新しい教材の導入が期待できる。また高等工業学校や職業訓練学校においては、教育や実習の課程で各種の工作機械が必要であり、電化による効果は非常に大きい。

特に Yeji の工業学校では多数の工作機械を有しているが、自家発電設備からの電力供給が不十分であるため、機械を満足に運転することができず、実習教育を十分に行うことができない現状にあるといった例もあり、系統による電化は渴望されている。

また夜間の学校施設の利用による職業教育や成人教育の開催も可能となる。この結

果、青少年を中心とした技能の向上が図られるため求職活動が容易になる。

(4) 給水

アセセワ・イエジの両地区とも水源はボルタ湖であり、エンジンポンプにより取水を行っているが、自家発電設備と同様に慢性的なスペアパーツ不足や燃料確保の困難さによる問題を抱えている。

また、日常の水の運搬は地域の婦人や子供の人力に依存しているが、電化後は電気を動力源とした安定性のある給水への転換が可能となり、婦人や子供を中心とした地域住民の生活上の基本的な条件が大きく改善されることになる。

(5) 計画生産

将来的にはアクラという大マーケットを意識し、電力の使用による貯蔵機能を利用した計画生産を行う事が可能となるため、安定した収入を得られるようになる。また、これによって住民の地元への定着、都市部への人口流出の防止が期待できる。

5-2 技術協力・他のドナーとの連携

先方実施主体である ECG および VRA は、多数の同種施設を維持・管理・運営しており、直ちに技術協力を必要とするものではないが、日本での短期の技術研修を実施することは将来の施設維持にとって有意義であると考えられる。技術者研修の要請があればこれを受入れ、技術協力を行うことが望ましい。

本件に係わる他ドナーとの関係はない。

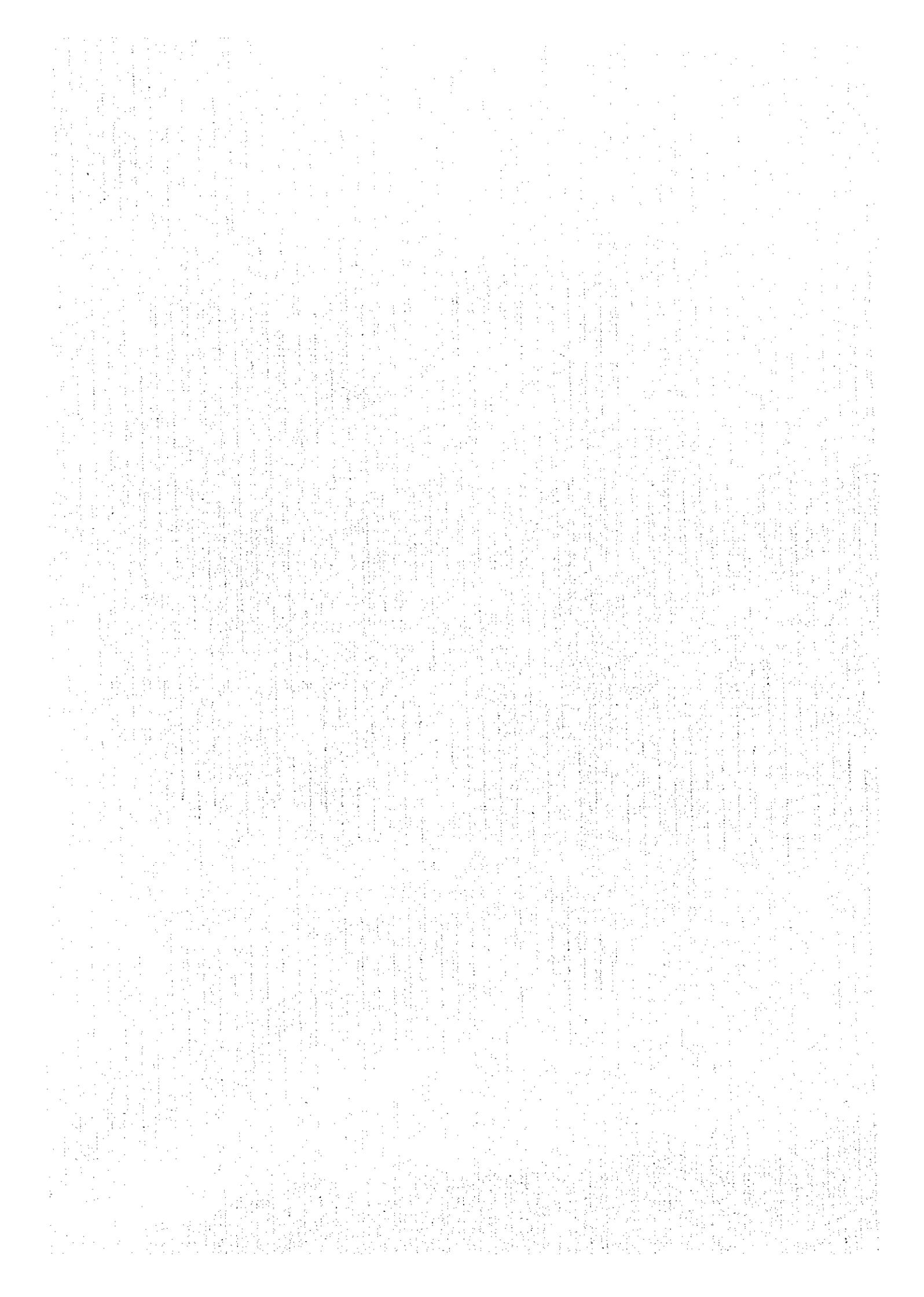
5-3 課題

本プロジェクトは、前述のように多大な効果が期待されると同時に、広く住民の BHN 向上に寄与するものであることから、本プロジェクトを無償資金協力で実施することの意義は大であると判断される。本プロジェクトを円滑かつ効果的に実施するために、ガーナ国側は下記の事項に留意すべきであろう。

- (1) 計画通りに設備を完成させ、見込まれる効果を十分に得るためには、関係機関の協力とガーナ国側の分担工事に対する予算措置並びに人員の配置が不可欠である。
- (2) 設備の運転開始後は、新規需要家の接続工事や設備の保守管理、電力料金の徴収など配電事業者としての業務が新たな地域で必要となる。このため営業所を新規に開設し、適正な人員と保守用機材の配置を行い、設備の健全な運営に努めることが求められる。

- (3) 設備の長期安定運用の為に現地特有の問題である野焼き対策、ツル草による接地事故防止対策としての電柱まわりの除草、支障木の定期的な伐採、清掃を計画的に実施する必要がある。
- (4) 工事用車輛の有効活用を図るため、第二期分として計画された車輛の一部を、第一期において調達し利用する計画としているため、工事完了まで車輛は MME が管理し、工事完了後に設備の維持管理用として ECG および VRA に配分する等の手配が必要となる。
- (5) 設備の維持管理に関し万全を期すため、日本における技術研修を行うことが望ましい。

資 料



資 料 目 次

1. 調査団員氏名、所属	1
2. 調査日程	3
3. 相手国関係者リスト	6
4. 当該国の社会・経済事情	10
5. 参考資料	12

1. 調査団員氏名、所属

1. 調査団員氏名、所属

1-1 現地調査

- 1) 総括 : 足立 隼夫
Leader, Hayao ADACHI
JICA 国際協力専門員
Development Specialist,
Japan International Cooperation Agency

- 2) 計画管理 : 今村 嘉宏
Coordinator, Yoshihiro IMAMURA
外務省経済協力局無償資金協力課
Grant Aid Division, Economic Cooperation Bureau,
Ministry of Foreign Affairs

- 3) 業務主任 / 運営維持管理計画 : 市川 武司
Chief Consultant / Maintenance & Operation Planner, Takeshi ICHIKAWA
株式会社 EPDC インターナショナル
EPDC International Ltd.

- 4) 送変電計画 : 佐藤 忠雄
Electric Transmission & Transformation Planner, Tadao SATO
同上
ditto

- 5) 配電計画 : 野口 久弥
Electric Distribution Planner, Hisaya NOGUCHI
同上
ditto

- 6) 積算 / 調達計画 : 岡田 元太郎
Cost Estimator / Provision Planner, Mototaro OKADA
同上
ditto

1-2 基本設計概要説明調査団員名簿

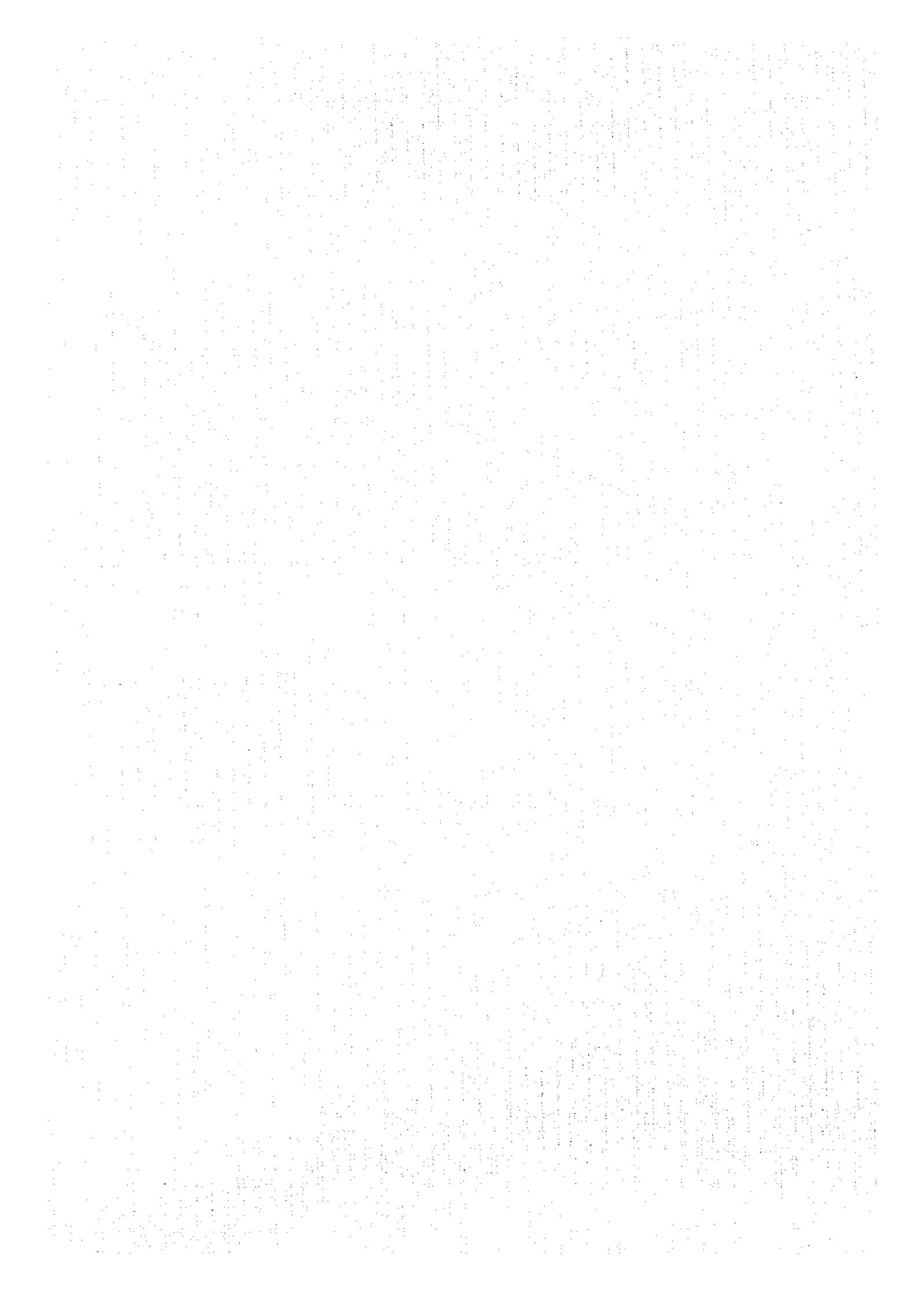
Member of the Explanation Team for the Draft Basic Design

- 1) 総括 : 足立 隼夫
Leader, Hayao ADACHI
JICA 国際協力専門員
Development Specialist,
Japan International Cooperation Agency

- 2) 業務主任/運営維持管理計画 : 市川 武司
Chief Consultant / Maintenance & Operation Planner, Takesi ICHIKAWA
株式会社 EPDC インターナショナル
EPDC International Ltd.

- 3) 配電計画 : 野口 久弥
Electric Distribution Planner, Hisaya NOGUCHI
同上
ditto

2. 調査日程



2. 調査日程表

2-1 現地調査

(1/2)

平成8年4月

日順	月/日	曜日	工程及び業務内容	宿泊箇所
1	2 / 20	火	一東京(成田) 発 11:05 BA 006 ロンドン 着 15:00	London
2	21	水	一ロンドン 発 11:00 BA 077 アクラ 着 17:30	Accra
3	22	木	一大使館, JICA, MME, ECG, VRA 挨拶 (MME, VRA, ECGへ現地調査要請)	
4	23	金	一MMEと打合せ (Incep. Repo, Schedule, Questionnaire, etc.)	Accra
5	24	土	一既設変電, 送配電施設の視察	Accra
6	25	日	一既設変電, 送配電施設の視察	Accra
7	26	月	一団内打合せ 一現地調査 (クマシS/S, テチマンS/S 及びテチマン, アテ ブブ間送配電線ルート)	Atebubu
8	27	火	一現地調査 (イエジ, アテブブ間送配電線ルート)	Kumasi
9	28	水	一団内打合せ 及びアクラへ移動 一足立団長及び今村団員アクラ着 団内打合せ(経過報告)	Accra
10	29	木	一EOJ, JICA, MOF, MME, ECG 及びVRA 挨拶 (調査計画及び要請内容確認)	Accra
11	3 / 1	金	一現地調査 (アセセワ, アゴゴ, セケスア, コホリデア間 送配電線ルート及びタホS/S)	Accra
12	2	土	一「ミニッツ」(案) 作成	Accra
13	3	日	一団内打合せ	Accra
14	4	月	一計画要請内容打合せ (MME, ECG&VRA) 一資料収集	Accra
15	5	火	一「ミニッツ」及び情報確認 (MME) 一資料収集	Accra
16	6	水	一「ミニッツ」打合せ (MME)	Accra
17	7	木	一「ミニッツ」最終打合せ (MME, ECG&VRA)	Accra
18	8	金	一「ミニッツ」のサイン 一大使館, JICA へ中間報告及び挨拶 一足立団長及び今村団員ガーナ発	Accra
19	9	土	一団内打合せ	Accra
20	10	日	一資料整理	Accra
21	11	月	一MME&ECGと見直し調査工程打合せ (含む ボルタ河下流域電化計画竣工式) 一JICAへ見直し調査工程報告	Accra

日順	月/日	曜日	工程及び業務内容	宿泊箇所
22	12	火	一VRAと打合せ 一JICAとボルタ河下流域電化計画竣工式につ いて打合せ	Accra
23	13	水	一資料整理	Accra
24	14	木	一資料及び情報収集 (於MME, MF, ABB Ghana)	Accra
25	15	金	一情報収集ECGと打合せ	Accra
26	16	土	一資料整理	Accra
27	17	日	一資料整理 一佐藤団員 着	Accra
28	18	月	一ECGと打合せ 一佐藤団員 JICA 挨拶	Accra
29	19	火	一現地調査 (コホリデアS/S, タホS/S 及びタホS/S, シム レシ, フンヤ間送配電線ルート)	Accra
30	20	水	一現地調査 (シカベン, シムレシ間送配電線ルート及び ピサ, アセセワ, オドメタカン部落)	Accra
31	21	木	一資料収集	Accra
32	22	金	一ボルタ河下流域電化計画竣工式	Accra
33	23	土	一団内打合せ	Accra
34	24	日	一資料整理	Accra
35	25	月	一資料収集 一アテテブブへ移動	Atebubu
36	26	火	一現地調査 (イエジ, アテブブ間の部落)	Kumasi
37	27	水	一アクラへ移動 一「テクニカルノート」 (案) 作成 一資料収集 及び団内打合せ	Accra
38	28	木	一MME, VRA, ECGと「テクニカルノート」打 合せ 一資料整理	Accra
39	29	金	一「テクニカルノート」のサイン 一資料収集	Accra
40	30	土	一既設送配電施設の視察	Accra
41	31	日	一資料整理	Accra
42	4 / 1	月	一大使館, JICAへ報告, 挨拶	Accra
43	2	火	一資料収集	
44	3	水	一アクラ 発 19:50 KL 586 一アムステルダム着 06:45	機中泊
45	4	木	一アムステルダム発 19:30 JL 412 一東京 (成田) 着 14:00	機中泊

2-2 基本設計概要説明調査団

平成8年5月

日順	月/日	曜日	工程及び業務内容	宿泊箇所
1	5/21	火	一東京(成田) 発 11:35 NH 201 ロンドン 着 15:55	London
2	22	水	一ロンドン 発 11:40 BA 081 アクラ 着 19:10	Accra
3	23	木	一大使館, JICA, MME, VRA, ECG 表敬	Accra
4	24	金	一ECG, VRA 基本設計概要書説明	Accra
5	25	土	一資料整理	Accra
6	26	日	一Akosombo, Kpong 発電所調査	Accra
7	27	月	一ECG, VRA, MME 意見聴取	Accra
8	28	火	一同上議事録打合せ	Accra
9	29	水	一議事録署名, JICA, 大使館説明 アクラ 発 21:00 BA 078	機中泊
10	30	木	一ロンドン 着 06:35	London
11	31	金	一ロンドン 発 13:25 BA 005	機中泊
12	6/01	土	一東京(成田) 着 09:05	

3. 相手国関係者リスト

3. 相手国関係者リスト

3-1 現地調査

氏名	所属	備考
在ガーナ日本国大使館		
田中 明久	特命全權大使	
若杉 慎	公使	
岡田 裕二	一等書記官	
妹尾 創	一等書記官	
本田 俊一郎	専門調査員	
国際協力事業団		
八林 明生	ガーナ事務所 (所長)	
甲斐 寿治	ガーナ事務所 (次長)	
石井 範子	同上青年海外協力隊調整員	
Christopher D. Nuoyel	Administrative Officer	
Ms Rabi T. Aii	Asst. Administrative Officer	

氏名	所属	備考
Ministry of Finance		
Dr William Adote	Director International Economic relations Division	
Kwasi Opoku	International Economic Relations Division	
Parliament		
Emmanuel Narte Ansa	Member for Upper Manya	
Godwin Jhon Quarshie	Member, Yilo Krobo, Somanya	
Meteorological Services Department		
Mr Okanta		
Atebubu-Yeji		
Thomas Takyi	District Chief Executive, Atebubu	
Yaw Kagbrese V	Chief of Yeji	
Abdulari Zakari	District Co-ordinating Director Atebubu	
George Kwasi Baboase	Director, National Commission for Civic Education, Atebubu	
Joseph K. Klu	Assembly man	
Dr. Rosily	Doctor Matthias Catholic Hospital, Yeji	

Ministry of Energy & Mines
Dr Joe Oteng-Adjei

Ag. Director (Power)

Francis Gbeddy

Senior Programme Officer
Electricity Planning Dev. &
Monitoring Programme

Gabriel Quain

Programme Officer
Electricity Planning Dev. &
Monitoring Programme

Volta River Authority
E.A.K. Kalitsi

Chief Executive

Gilbert O. Dokyi

Deputy Chief Executive
Engineering & Operations

Alex A. Papanko

NED

J. Amoako-Baah

Sr. Electrical Engineer
Engineering Dept. (Akuse)

G. D. Boateng

Director, Eng. Design & Construction

Ms T.W. Akffo-Freeman

Director of Personnel

Electricity Corp. of Ghana
Jhon K. Hagan

Managing Director

Chris Adom

Director of Engineering

B. K. Dapatem

Divisional Manager
Special Engineering Duties

Francis R.L. Lawson

Sectional Manager
Rural Electrification

W. K. Kyeremateng

Regional Director, Eastern

E. Y. Nyarko

Materials Manager

Albert Sowah

Sectional Manager/Design

Ken Wallace

Senior Consultant
ESB International, Iceland

Kwamina Longman

Sectional Manager, Public Relation

S. T. Acch-Addo

Director of Administration

Cephas Gakpo

Divisional Manager
Design & Construction

Wilson Kwame Adjiku

Divisional Manager
Corporate Planning

3-2 基本設計概要説明調査団

氏名	所属	備考
在ガナナ日本国大使館		
若杉 慎	公使	
妹尾 創	一等書記官	
本田 俊一郎	専門調査員	
国際協力事業団		
八林 明生	ガナナ事務所 (所長)	
小瀬川 修	同 (次長)	

氏名	所属	備考
MME (Ministry of Energy & Mines)		
Francis Gbeddy	Senior Programme Officer Electricity Planning Dev. & Monitoring Programme	
Gabriel Quain	Programme Officer Electricity Planning Dev. & Monitoring Programme	
VRA (Volta River Authority)		
Gilbert O. Dokyi	Deputy Chief Executive Engineering & Operations	
J.Amoako-Baah	Sr. Electrical Engineer Engineering Dept. (Akuse)	
G.D.Boateng	Director, Eng. Design & Construction	
Clement G. Abavana	Director, Northern Electricity Department	
S. T. Okine	Senior Director,	
Arkersti	Manager, Akosombo Power Ststion	

ECG (Electricity Corp. of Ghana)

Jhon K. Hagan

Managing Director

Chris Adom

Director of Engineering

B. K. Dapatem

Divisional Manager

Special Engineering Duties

Francis R. L. Lawson

Sectional Manager

Rural Electrification

4. 当該国の社会・経済事情

4. 当該国の社会・経済事情

国名	ガーナ共和国 Republic of Ghana
----	-----------------------------

1996.02 1/2

一般指標					
政体	共和制	*1	首都	アクラ	*1
元首	President Jerry John RAWLINGS	*1	主要都市名	アクラ、タマレ、セーブ・コーサ	*1
独立年月日	1957年03月06日	*1	経済活動可人口	6,000千人 (1992年)	*5
人種(部族)構成	アソ族、エビ族、ワカ族、ワナ族、タコ ノ族	*1	義務教育年数	10年制 (1994年)	*6
言語・公用語	英語	*1	初等教育就学率	-%	*5
宗教	キリスト教42.8%、イスラム教12%、伝統的宗教	*1	初等教育終了率	-%	*5
国連加盟	1957年03月	*2	識字率	63.0% (1992年)	*5
世界・IMF加盟	1957年09月	*3	人口密度	74.8856人/Km ² (1994年)	*4
面積	238.54千Km ²	*4	人口増加率	3.09% (1994年)	*4
人口	17,225,185千人 (1994年)	*4	平均寿命	平均55.19 男53.27 女57.17	*4
			5歳児未満死亡率	130/1000 (1992年)	*5
			知り-供給量	2,140.0cal/日/人 (1990年)	*5

経済指標					
通貨単位	セディ	*1	貿易量	(1992年)	*10
為替レート(1US\$)	1US\$=1,388.89 (11月)	*6	輸出	942.0百万ドル	*10
会計年度	1月~12月	*1	輸入	1,597.0百万ドル	*10
国家予算	(1988年)	*7	輸入依存率	2.5% (1992年)	*11
歳入	701.8百万ドル	*7	主要輸出品目	ココア、金、木材、ボーキサイト	*1
歳出	711.2百万ドル	*7	主要輸入品目	石油製品、消費財、資本財、食品	*1
国際収支	-56.6百万ドル (1992年)	*7	日本への輸出	64.0百万ドル (1992年)	*12
ODA受取額	626.00百万ドル (1992年)	*8	日本からの輸入	86.0百万ドル (1992年)	*12
国内総生産(GDP)	6,084.00百万ドル (1993年)	*9	外債準備総額	589.9百万ドル (1995年)	*6
一人当たりGNP	430.0ドル (1993年)	*9	対外債務残高	4,275.0百万ドル (1992年)	*11
GDP産業別構成	農業 49.0% (1992年)	*10	対外債務返済率	26.7% (1992年)	*11
	鉱工業 16.0% (1992年)		インフレ率	12.6% (1992年)	*8
	サービス業 35.0% (1992年)		国家開発計画		*13
産業別雇用	農業 59.0% (1992年)	*5			
	鉱工業 11.0% (1992年)				
	サービス業 30.0% (1992年)				
経済成長率	3.6% (1992年)	*8			*16

気象(1966年~1983年平均) 場所: Accra (標高 27m)													
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均/計
最高気温	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	29.0	27.0	27.0	27.0	29.0	31.0	31.0	29.6℃
最低気温	23.0	24.0	24.0	24.0	24.0	23.0	23.0	22.0	23.0	23.0	24.0	24.0	23.4℃
平均気温	27.6	28.2	28.1	27.9	27.5	26.1	25.3	24.8	25.5	26.5	27.3	27.2	26.8℃
降水量	15.0	33.0	56.0	81.0	142.0	178.0	46.0	15.0	36.0	64.0	36.0	23.0	725.0mm
雨期/乾期	雨 雨												

*1 The World Factbook(C.I.A)(1993)
 *2 United Nations Information Center(FAX)(1994)
 *3 Development Assistance Annual Report(1995)
 *4 The World Fact Book(1995)
 *5 Human Development Report(1994)
 *6 International Financial Statistics(1995)
 *7 International Financial Statistics Yearbook(1994)
 *8 World Development Report(1994)
 *9 World Tables(1995)
 *10 World Tables(1994)
 *11 World Debt Tables 1993-1994(1993)
 *12 世界の国一覽(外務省外務報道官編集)(1993)
 *13 最新世界各國要覽(1995)
 *16 World Weather Guide(1990)

国名	ガーナ共和国 Republic of Ghana
----	-----------------------------

1996.02 2/2

*14

項目	年度	1989	1990	1991	1992
無償資金協力		2,043.46	2,382.47	2,515.30	2,699.97
技術協力		2,146.74	1,989.63	2,050.70	2,194.95
有償資金協力		5,161.42	5,676.39	7,364.47	5,852.05
総 額		9,351.62	10,048.49	11,930.47	10,746.97

*13

項目	暦年	1993	1990	1991	1992
無償資金協力		14.26	8.21	7.91	9.37
技術協力		19.27	21.58	28.93	12.97
有償資金協力		49.53	42.10	79.22	48.95
総 額		83.06	71.89	116.06	71.29

*14

項目	贈 与 (1)		有償資金協力 (2)	政府開発援助 (ODA) (1) + (2) = (3)	その他政府資金及び民間資金 (4)	経済協力総額 (3) + (4)
		技術協力				
二国間援助 (主要供与国)	234.60	81.70	97.70	332.30	23.50	355.80
1. 日本	22.30	9.40	49.00	71.30	0.00	71.30
2. イギリス	60.50	19.70	-5.00	55.50	15.30	70.80
3. フランス	21.10	2.80	22.80	43.90	0.00	43.90
4. オランダ	15.40	15.40	26.10	41.50	-0.50	41.00
多国間援助 (主要援助機関)	84.80	20.70	199.50	284.30	104.00	388.30
1. IDA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. CEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
そ の 他	0.50	0.00	-0.90	-0.40	0.00	-0.40
合 計	319.90	102.40	296.30	616.20	127.50	743.70

*15

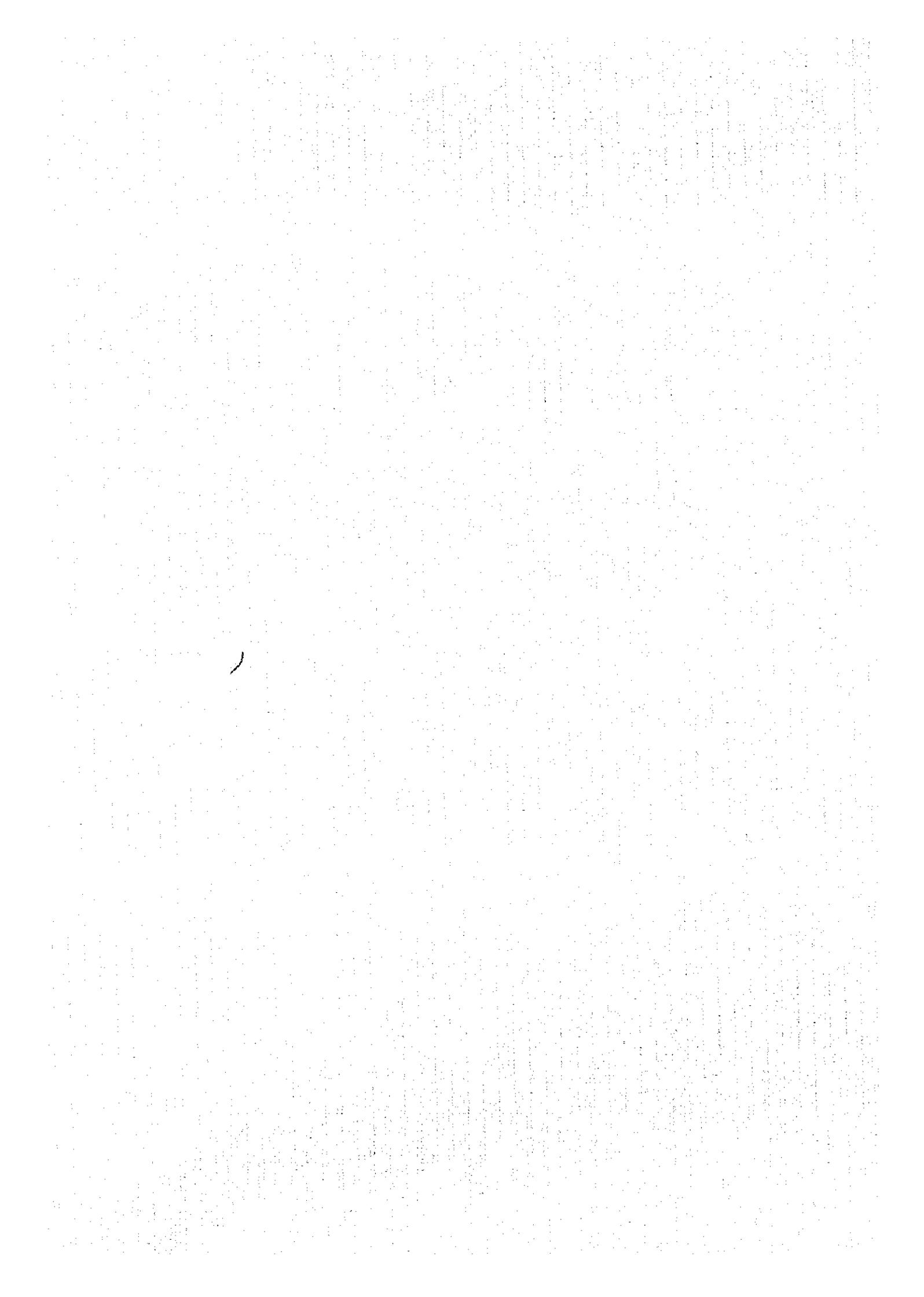
技術	関係各省庁→大蔵経済企画省
無償	関係各省庁→大蔵経済企画省
協力隊	関係各省庁→大蔵経済企画省

*14 Geographical Distribution of Financial Flows of Developing Countries(1994)

*15 国別協力情報(JICA)

5. 参考資料

(1) 需要想定	12
(2) 系統計算書	23
(3) 収支バランス	32
(4) 電力料金表	34
(5) 資材調達先リスト	35
(6) 電力セクタープロジェクト	36
(7) 収集データリスト	38



(1) 需要想定

全国電化計画 (NEP) の手法に準拠し、下記の条件によって計画地域の需要想定を行った。

1) 対象地域の人口

NEPのデータ及び1984年に実施された国勢調査の結果をベースとして、各地域毎に統計的に得られている人口増加率を採用し、1996年時点の人口を想定した。

2) 一般需要家の電力消費

NEPのデータを下記の通り採用した。

- 小規模村落 (人口2,000人未満) : 年間920kWh/需要家
- 中規模村落 (人口5,000人未満) : 年間1,250kWh/需要家
- 大規模村落 (人口5,000人以上) : 年間1,540kWh/需要家

3) 商業電力消費

NEPの手法を適用し下記の通りとした。

- 小規模村落 (人口2,000人未満) : 一般需要の27%
- 中規模村落 (人口5,000人未満) : 一般需要の32%
- 大規模村落 (人口5,000人以上) : 一般需要の32%

4) ポイント負荷

現地調査で確認した負荷を次の通り考慮した。

病院:40kW 診療所:5kW 学校:0.5kW 穀物製粉場:1kW

5) 需要家参入率

一般家庭が配電線に接続され需要家として系統に参入する率を次のとおりと想定した。

電化後一年以内:35% 5年後:50% 10年後:75% 15年後:90%

6) 将来の需要増

ベースとして1996年時点で想定された負荷は、上記(5)に示す率で系統に参入して来るが、同時に人口増加による負荷増も生ずるため、前記(1)の人口増加率を適用して15年後までの需要伸びを想定した。

上記により1996年時点での負荷を想定し、これをベースとして2013年までの需要伸びを想定した。TABLE A. 1(Asesewa)およびTABLE A. 2(Yeji)に2013年までの需要伸び、TABLE A. 3(Asesewa)およびTABLE A. 4(Yeji)に1996年時点の想定需要を示した。

配電用変圧器の設置対象村落は下記の方法により選定し、容量および台数は前記の1996年時点の想定負荷によって決定した。TABLE A. 5に配電変圧器の容量、台数、設置位置およびポイント負荷として考慮した公共施設の数を示した。

- 1) 計画の33KV送電線路ルート上に存在する人口500人以上の村落であり、国家電化計画(NEP)の対象村落リストに記載されている所を選定。
- 2) 33KV送電線路ルートより多少離れている村落であっても、地域のマーケットセンターとなっている所を選定。
- 3) NEPの対象村落リストには記載されていないが先方の要望が強い場所で、NEPの基本条件である人口500人以上を満たしている村落を加える。
- 4) 上記3)の条件を満たさない村落(人口500人以下)のうち、低圧線路でも電化が可能な距離内(2km程度)に隣接している村落は、それらの人口を加え500人以上となる場合には候補地に加える。

TABLE A.1 - LOAD FORECAST (1988 to 2013)

- ASESEWA AREA

Towns	Base Year Load ('96) (kW)	1998 (kW)	2003 (kW)	2008 (kW)	2013 (kW)
- District: Yilo Krobo					
Kurakan	180.4	67.5	113.7	201.2	284.8
Oterkpolu	109.4	40.9	68.9	122.0	172.7
Huhunya	54.3	20.3	34.2	60.5	85.7
Agogo	68.2	25.5	43.0	76.0	107.7
Akwapim Yilor	41.9	15.7	26.4	46.7	66.1
Owurahai	36.3	13.6	22.9	40.5	57.3
Nsutapon	58.3	21.8	36.7	65.0	92.0
Sikaben	30.4	11.4	19.2	33.9	48.0
Trawa	29.6	11.1	18.7	33.0	46.7
Etwiso Otrompe	27.7	10.4	17.5	30.9	43.7
Ominase	24.8	9.3	15.6	27.7	39.1
Oplenyo	24.3	9.1	15.3	27.1	38.4
Apesua	24.5	9.2	15.4	27.3	38.7
Ahinkwa	23.5	8.8	14.8	26.2	37.1
Sutri	22.1	8.3	13.9	24.6	34.9
Odortorm Obawale	24.6	9.2	15.5	27.4	38.8
Others	11.2	4.2	7.1	12.5	17.7
Yilo Krobo Total	791.5	296.3	498.8	882.5	1,249.4
- District: Manya Krobo					
Asesewa	595.3	217.7	347.1	581.1	778.2
Sekesua	149.8	54.8	87.3	146.2	195.8
Anyaboni	119.5	43.7	69.7	116.6	156.2
Akantim	70.7	25.9	41.2	69.0	92.4
Aketebuor	60.5	22.1	35.3	59.1	79.1
Bepoase	52.0	19.0	30.3	50.8	68.0
Abesie	47.8	17.5	27.9	46.7	62.5

TABLE A.1 - LOAD FORECAST (1988 to 2013)

- ASESEWA AREA

Towns	Base Year Load ('96) (kW)	1998 (kW)	2003 (kW)	2008 (kW)	2013 (kW)
Akurusu Sisi	42.4	15.5	24.7	41.4	55.4
Bkulom	40.8	14.9	23.8	39.8	53.3
Akokoma	40.3	14.7	23.5	39.3	52.7
Asedza	37.6	13.8	21.9	36.7	49.2
Aiyesu	37.4	13.7	21.8	36.5	48.9
Osonson	36.0	13.2	21.0	35.1	47.1
Kokone	35.2	12.9	20.5	34.4	46.0
Asitidorm	34.9	12.8	20.3	34.1	45.6
Wulapon	34.4	12.6	20.1	33.6	45.0
Seseamon	34.2	12.5	19.9	33.4	44.7
Abetima Apimsu	42.7	15.6	24.9	41.7	55.8
Kwaopeniase	33.6	12.3	19.6	32.8	43.9
Akontaa	33.4	12.2	19.5	32.6	43.7
Bleponsu	32.5	11.9	18.9	31.7	42.5
Takorase West	32.0	11.7	18.7	31.2	41.8
Otrokper	49.7	18.2	29.0	48.5	65.0
Akumesu Sisi	29.9	10.9	17.4	29.2	39.1
Fefe	29.6	10.8	17.3	28.9	38.7
Plekumaso Agbom	28.0	10.2	16.3	27.3	36.6
Nyankumase	28.0	10.2	16.3	27.3	36.6
Dawa Mensah	32	11.7	18.7	31.2	41.8
Sesemang	26.9	9.8	15.7	26.3	35.2
Santowa	26.4	9.7	15.4	25.8	34.5
Nsutapon	26.2	9.6	15.3	25.6	34.2
Dawa Tlim	26.2	9.6	15.3	25.6	34.2
Bisa	28.6	10.5	16.7	27.9	37.4
Dzaman	24.3	8.9	14.2	23.7	31.8
Asaasehene	21.6	7.9	12.6	21.1	28.2
Others	81.1	29.7	47.3	79.2	106.0
Manya Krobo Total	2,101.5	768.7	1,225.4	2,051.4	2,747.1

TABLE A.1 - LOAD FORECAST (1988 to 2013)

- ASESEWA AREA

Towns	Base Year Load ('96) (kW)	1998 (kW)	2003 (kW)	2008 (kW)	2013 (kW)
Asesewa Area Total	2,893.0	1,065.0	1,724.2	2,933.9	3,996.5
- Indirect					
Koforidua Load	8,002.0	8,616.9	10,368.7	12,476.8	15,013.5
Akateng	250.0		93.5	157.5	278.8
Indirect Total	8,252.0	8,616.9	10,462.2	12,634.3	15,292.3
Asesewa Line Total	11,145.0	9,681.9	12,186.4	15,568.2	19,288.8

TABLE A.2 - LOAD FORECAST (1988 to 2013)

- YEJI AREA

Towns	Base Year Load ('96) (kW)	1998 (kW)	2003 (kW)	2008 (kW)	2013 (kW)
- District: Atebubu					
Yeji	791.5	297.6	508.3	911.7	1,308.2
Pran	359.0	135.0	230.5	413.5	593.3
Parambo	207.0	77.8	132.9	238.4	342.1
Sawoba	126.8	47.7	81.4	146.1	209.6
Kobri	27.5	10.3	17.7	31.7	45.5
Kwadro Bofour	25.6	9.6	16.4	29.5	42.3
Yajau	24.0	9.0	15.4	27.6	39.7
Nyameasi	19.7	7.4	12.7	22.7	32.6
Peposo	21.1	7.9	13.6	24.3	34.9
Labun/Kudjoe	15.2	5.7	9.8	17.5	25.1
Others	25.6	9.6	16.4	29.5	42.3
Total	1,643.0	617.6	1,055.1	1,892.5	2,715.6
- Indirect					
Atebubu*	602.4	647.1	773.7	925.2	1,106.2
Amanten	324.4	122.0	208.3	373.7	536.2
Garadina	27.2	10.2	17.5	31.3	45.0
Baantama	71.2	26.8	45.7	82.0	117.7
Waise	25.3	9.5	16.2	29.1	41.8
Kwame Danso	309.6	116.4	198.8	356.6	511.7
Ejura*	1,026.1	1,102.2	1,317.9	1,575.9	1,884.3
Hiawoanwu*	100.6	108.1	129.2	154.5	184.7
Indirect Total	2,486.8	2,142.3	2,707.3	3,528.3	4,427.6

TABLE A.3 - BASE YEAR LOAD FORECAST

- ASESEWA AREA

Towns	Popn	Houses	Domest Energy (MWh)	Comm Energy (MWh)	Peak Power (kW)	Point Load (kW)	Total Power (kW)
- District: Yilo Krobo							
Kurakan	4,238	459	573.8	183.6	172.9	7.5	180.4
Oterkpolu	2,072	224	280.0	89.6	84.4	25.0	109.4
Huhunya	1,809	196	180.3	48.7	52.3	2.0	54.3
Agogo	1,475	160	147.2	39.7	42.7	25.5	68.2
Akwapim Yilor	1,449	157	144.4	39.0	41.9		41.9
Owurahai	1,258	136	125.1	33.8	36.3		36.3
Nsutapon	1,140	123	113.2	30.6	32.8	25.5	58.3
Sikaben	1,053	114	104.9	28.3	30.4		30.4
Trawa	1,029	111	102.1	27.6	29.6		29.6
Etwiso Otrompe	960	104	95.7	25.8	27.7		27.7
Ominase	858	93	85.6	23.1	24.8		24.8
Oplenyo	845	91	83.7	22.6	24.3		24.3
Apesua	834	90	82.8	22.4	24.0	0.5	24.5
Ahinkwa	811	88	81.0	21.9	23.5		23.5
Sutri	768	83	76.4	20.6	22.1		22.1
Odortorm Obawale	744	81	74.5	20.1	21.6	3.0	24.6
Others	385	42	38.6	10.4	11.2		11.2
Yilo Krobo Total	21,728	2,352	2,389.3	687.8	702.5	89.0	791.5
- District: Manya Krobo							
Asesewa	8,318	1,121	1,726.3	552.4	520.3	75.0	595.3
Sekesua	2,268	306	382.5	122.4	115.3	34.5	149.8
Anyaboni	2,018	272	340.0	108.8	102.5	17.0	119.5
Akantim	1,963	265	243.8	65.8	70.7		70.7
Aketebuor	1,682	227	208.8	56.4	60.5		60.5
Bepoase	1,448	195	179.4	48.4	52.0		52.0
Abesle	1,330	179	164.7	44.5	47.8		47.8

TABLE A.3 - BASE YEAR LOAD FORECAST

- ASESEWA AREA

Towns	Popn	Houses	Domest Energy (MWh)	Comm Energy (MWh)	Peak Power (kW)	Point Load (kW)	Total Power (kW)
Akurusu Sisi	1,178	159	146.3	39.5	42.4		42.4
Bkulom	1,134	153	140.8	38.0	40.8		40.8
Akokoma	1,121	151	138.9	37.5	40.3		40.3
Asedza	1,045	141	129.7	35.0	37.6		37.6
Aiyesu	1,036	140	128.8	34.8	37.4		37.4
Osonson	1,004	135	124.2	33.5	36.0		36.0
Kokone	981	132	121.4	32.8	35.2		35.2
Asitidorm	970	131	120.5	32.5	34.9		34.9
Wulapon	955	129	118.7	32.0	34.4		34.4
Seseamon	953	128	117.8	31.8	34.2		34.2
Abetima Apimsu	947	128	117.8	31.8	34.2	8.5	42.7
Kwaopeniase	935	126	115.9	31.3	33.6		33.6
Akontaa	931	125	115.0	31.1	33.4		33.4
Bleponsu	902	122	112.2	30.3	32.5		32.5
Takorase West	890	120	110.4	29.8	32.0		32.0
Otrokper	869	117	107.6	29.1	31.2	18.5	49.7
Akumesu Sisi	829	112	103.0	27.8	29.9		29.9
Fefe	825	111	102.1	27.6	29.6		29.6
Plekumaso Agbom	781	105	96.6	26.1	28.0		28.0
Nyankumase	778	105	96.6	26.1	28.0		28.0
Dawa Mensah	761	103	94.8	25.6	27.5	4.5	32.0
Sesemang	746	101	92.9	25.1	26.9		26.9
Santowa	731	99	91.1	24.6	26.4		26.4
Nsutapon	727	98	90.2	24.4	26.2		26.2
Dawa Tlim	726	98	90.2	24.4	26.2		26.2
Bisa	713	96	88.3	23.8	25.6	3.0	28.6
Dzaman	672	91	83.7	22.6	24.3		24.3
Asaasehene	598	81	74.5	20.1	21.6		21.6
Others	2,255	304	279.7	75.5	81.1		81.1
Manya Krobo Total	46,020	6,206	6,595.2	1,903.2	1,940.5	161.0	2,101.5

TABLE A.3 - BASE YEAR LOAD FORECAST

- ASESEWA AREA

Towns	Popn	Houses	Domest Energy (MWh)	Comm Energy (MWh)	Peak Power (kW)	Point Load (kW)	Total Power (kW)
AREA TOTAL	67,748	8,558	8,984.5	2,591.0	2,643.0	250.0	2,893.0

TABLE A.4 - BASE YEAR LOAD FORECAST

-YEJI AREA

Towns	Popn	Houses	Domest Energy (MWh)	Comm Energy (MWh)	Peak Power (kW)	Point Load (kW)	Total Power (kW)
- District: Atebubu							
Yeji	17,118	1,472	2,266.9	725.4	683.2	108.3	791.5
Pran	8,685	747	1,150.4	368.1	346.7	12.3	359.0
Parambo	5,183	446	686.8	219.8	207.0		207.0
Sawoba	3,563	306	382.5	122.4	115.3	11.5	126.8
Kobri	1,191	102	93.8	25.3	27.2	0.3	27.5
Kwadro Bofour	1,053	91	83.7	22.6	24.3	1.3	25.6
Yajau	1,043	90	82.8	22.4	24.0		24.0
Nyameasi	786	68	62.6	16.9	18.2	1.5	19.7
Peposo	756	65	59.8	16.1	17.3	3.8	21.1
Labun/Kudjoe	600	52	47.8	12.9	13.9	1.3	15.2
Others	1,115	96	88.3	23.8	25.6		25.6
Total	41,093	3,535	5,005.4	1,575.7	1,502.7	140.3	1,643.0
- Indirect							
Atebubu	15,091	1,298	1,998.9	639.6	602.4		602.4
Amanten	8,125	699	1,076.5	344.5	324.4		324.4
Garadina	1,190	102	93.8	25.3	27.2		27.2
Baantama	2,255	189	236.3	75.6	71.2		71.2
Waise	1,130	95	87.4	23.6	25.3		25.3
Kwame Danso	7,956	667	1,027.2	328.7	309.6		309.6
Ejura	28,969	2,211	3,404.9	1,089.6	1,026.1		1,026.1
Hiawoanwu	3,499	267	333.8	106.8	100.6		100.6
Indirect Total	68,215	5,528	8,258.8	2,633.7	2,486.8		2,486.8

Table A.5 - LOCATION OF POLE MOUNTED TRANSFORMER

Towns	Popn	Houses	Total Power (kW)	No. of Pole Mounted Transformer (kVA)			No. of Point Load Considered			
				50	100	200	Hospital	Clinic	School	Corn Mill
- District: Yilo Krobo										
Kurakan	4,238	459	180.4		2				3	6
Oterkpolu	2,072	224	109.4		1		1	12	14	
Huhunya	1,809	196	54.3		1			4		
Agogo	1,475	160	68.2	1			2	7	12	
Akwapim Yilor	1,449	157	41.9	1						
Nsutapon	1,140	123	58.3	1			1	11	15	
Sikaben	1,053	114	30.4	1						
Oplenyo	845	91	24.3	1						
Apesua	834	90	24.5	1					1	
Odortorm/Obawale	744	81	24.6	1					6	
- District: Manya Krobo										
Asesewa	8,318	1,121	595.3	2	3	1	1	3	46	17
Sekesua	2,268	306	149.8	1	1			1	29	15
Anyaboni	2,018	272	119.5	2				1	8	8
Abeŋma/Apimsu	947	128	42.7	1					7	5
Otrokper	869	117	49.7	1			1	19	4	
Dawa Mensah	761	103	32.0	1					3	3
Bisa	713	96	28.6	1					4	1
Asaasehene	598	81	21.6	1						
Asesewa Area Total	32,151	3,919	1,656	17	8	1	1	10	160	100
- District: Atebubu										
Yeji	17,118	1,472	791.5	2	3	2	1	6	27	83
Pran	8,685	747	359.0	2	3			1	9	15
Parambo	5,183	446	207.0		2					
Sawoba	3,563	306	126.8	1	1			1	4	16
Kobri	1,191	102	27.5	1					1	
Kwadro Bofour	1,053	91	25.6	1					1	2
Yajau	1,043	90	24.0	1						
Nyameasi	786	68	19.7	1					2	2
Peपोso	756	65	21.1	1					1	7
Labun/Kudjoe/ Kofi Baasare	600	52	15.2	1					1	2
Yeji Area Total	39,978	3,439	1,617	11	9	2	1	8	46	127
TOTAL	72,129	7,358	3,272.9	28	17	3	2	18	206	227

(2) 系統計算書

a) アセセワ系統 系統特性

POWER FLOW STUDY (Tafo-Asesewa)

Impedance adopted (Conductor AAC 120 sqmm, 100%=1000KVA, 33KV)

CASE-I Tafo-Agogo-Asesewa Route

Node (0)	Line 1 -----	(2)	Line 3 -----	(4)	Line 5 -----	(6)
km	26		50		14	
%R	0.787		1.514		0.424	
%X	0.851		1.637		0.458	
%Y	9.101		17.50		4.900	

Node (0)	Line 7 -----	(8)
km	21	
%R	0.636	
%X	0.686	
%Y	7.350	

Note 1) Node:
 (0) Tafo
 (2) Agogo
 (4) Asesewa
 (6) Akateng
 (8) Koforidua

CASE-II Tafo Koforidua-Asesewa Route

(A) Tafo - Koforidua 1 cct

Node (0)	Line 1 -----	(2)	Line 3 -----	(4)	Line 5 -----	(6)	Line 7 -----	(8)
km	21		14		34		14	
%R	0.636		0.424		1.030		0.424	
%X	0.686		0.458		1.113		0.458	
%Y	7.350		4.900		11.90		4.900	

(B) Tafo - Koforidua 2 ccts

Node (0)	Line 1 -----	(2)	Line 3 -----	(4)	Line 5 -----	(6)	Line 7 -----	(8)
km	21		14		34		14	
%R	0.318		0.424		1.030		0.424	
%X	0.344		0.458		1.113		0.458	
%Y	14.70		4.900		11.90		4.900	

Note 2) Node:
 (0) Tafo
 (2) Koforidua
 (4) Huhunya
 (6) Asesewa
 (8) Akateng

[GH-D2/PFL-Y-D]

POWER FLOW STUDY (Tafo-Koforidua-Asesewa)

Location	Load (KW)	PF=90%		PF=95%		Bus Voltage (%)	Bus Voltage (%)	P (KW)	Q (KVar)	P (KW)	Q (KVar)	Remarks	
		---Outgoing---	---Outgoing---	---Outgoing---	---Outgoing---								
I Asesewa-Koforidua 1 cct													
(As of 1998)													
Tafo	-	102.2	10.559	5.428	100.9	10.476	3.834					0.9	0.95
Koforidua	8.617	92.0	1.081	393	91.8	1.079	227					ΔV (%)	11.9
Huhunya	296	91.3	778	284	91.1	777	164					Total loss (KW)	877.0
Asesewa	769	90.0	-	-	90.0	-	-					ditto (%)	8.3
													7.6
(As of 2003)													
Tafo	-	106.1	13.562	7.135	104.5	13.435	5.103					ΔV (%)	15.2
Koforidua	10.369	92.5	1.864	750	93.1	1.860	463					Total loss (KW)	1.375.0
Huhunya	499	92.3	1.345	528	92.0	1.343	321					ditto (%)	10.1
Asesewa	1.225	90.1	94	6	90.0	94	-9						9.3
Akateng	94	90.0	-	-	90.0	-	-						
II Asesewa-Koforidua 2 ccts													
(As of 2003)													
Tafo	-	98.8	12.896	6.352	98.7	12.831	4.387					ΔV (%)	9.8
Koforidua	10.369	93.5	1.864	750	93.1	1.860	463					Total loss (KW)	709.0
Huhunya	499	92.3	1.345	528	92.0	1.343	321					ditto (%)	5.5
Asesewa	1.225	90.1	94	6	90.0	94	-9						5.0
Akateng	94	90.0	-	-	90.0	-	-						
(As of 2003)													
Tafo	-	103.9	16.743	8.479	102.4	16.638	5.945					ΔV (%)	13.4
Koforidua	12.477	95.0	3.224	1.456	95.3	3.212	962					Total loss (KW)	1.174.0
Huhunya	883	93.9	2.283	1.010	93.4	2.276	659					ditto (%)	7.0
Asesewa	2.051	90.1	158	37	90.1	158	12						5.4
Akateng	158	90.0	-	-	90.0	-	-						
(As of 2013)													
Tafo	-	108.0	21.084	10.938	106.1	20.926	7.773					ΔV (%)	16.7
Koforidua	15.014	98.3	4.526	2.153	97.4	4.503	1.465					Total loss (KW)	1.795.0
Huhunya	1.249	95.4	3.156	1.475	94.8	3.153	991					ditto (%)	8.5
Asesewa	2.747	90.2	279	96	90.2	279	53						7.8
Akateng	279	90.0	-	-	90.0	-	-						

[GE-D2/PFL-A]

POWER FLOW STUDY (Tafo-Agogo-Asesewa)

Node	PF=90%				PF=95%				Remarks	
	Bus Voltage (%)	Load (KW)	Outgoing P (KW)	Outgoing Q (KVar)	Bus Voltage (%)	Load (KW)	Outgoing P (KW)	Outgoing Q (KVar)		
(As of 1998)										
Tafo	99.3	-	1.086	283	98.3	1.085	121	ΔV (%)	2.8	2.5
Agogo	98.2	296	780	218	97.3	779	101	Total Loss (KW)	739.0	665.0
Asesewa	96.5	769	-	-	95.8	-	-	ditto	7.1	6.4
Tafo	99.3	-	9.335	4.881	98.3	9.282	3.462			
Koforidua	90.0	8,617	-	-	90.0	-	-			
(As of 2003)										
Tafo	101.2	-	1.882	646	100.0	1.878	364	ΔV (%)	4.9	4.5
Agogo	99.2	499	1.352	462	98.2	1.349	258	Total Loss (KW)	1.104.0	994.0
Asesewa	96.3	1,225	94	1	95.5	94	-14	ditto	8.3	7.5
Akateng	96.2	94	-	-	95.5	-	-			
Tafo	101.2	-	11.409	6.076	100.0	11.303	4.349			
Koforidua	90.0	10,369	-	-	90.0	-	-			
(As of 2008)										
Tafo	103.5	-	3.285	1.403	102.1	3.269	909	ΔV (%)	8.7	7.8
Agogo	99.8	883	2.307	966	98.8	2.299	616	Total Loss (KW)	1,699.0	1,529.0
Asesewa	94.5	2,051	158	33	94.2	158	9	ditto	9.8	8.9
Akateng	94.5	158	-	-	94.1	-	-			
Tafo	103.5	-	13.983	7.599	102.1	13.829	5.492			
Koforidua	90.0	12,477	-	-	90.0	-	-			
(As of 2013)										
Tafo	106.3	-	4.648	2.166	104.7	4.617	1,474	ΔV (%)	11.9	10.9
Agogo	101.2	1,249	3.215	1,459	99.9	3,198	975	Total Loss (KW)	2,555.0	2,301.0
Asesewa	93.9	2,747	279	92	93.5	279	50	ditto	11.7	10.7
Akateng	93.7	279	-	-	93.3	-	-			
Tafo	106.3	-	17,196	9,554	104.7	16,973	8,978			
Koforidua	90.0	15,014	-	-	90.0	-	-			

b) イエジ系統 系統特性

POWER FLOW STUDY (Techiman-Atebubu-Yeji)

Impedance adopted (Conductor ACSR 100 sqmm, 100%=1000KVA, 34.5KV)

Node	Distance (Km)	%R	%X	%Y	Remarks
Techiman		2.029	2.352	30.450	1 cct
	79	1.015	1.176	60.900	2 ccts
		0.676	0.784	91.350	3 ccts
Ejura		1.670	1.935	25.054	1 cct
	65	0.835	0.968	50.108	2 ccts
		0.557	0.645	75.162	3 ccts
Atebubu	17.1	0.439	0.509	6.592	
Peposo	1.8	0.046	0.054	0.694	
Nyameasi	12.8	0.329	0.381	4.934	
Pran	5.5	0.141	0.164	2.120	
Kujoe	4.5	0.116	0.134	1.734	
Others	10.8	0.277	0.322	4.162	
Param/Saw	7.6	0.195	0.226	2.930	
Kobri	11.3	0.290	0.336	4.356	
Kwad/Bof	2.6	0.067	0.077	1.002	
Yeji					

Booster:

A Booster is installed at Atebubu. The ratings is as follows:

Capacity : 5000 KVA
 Voltage range: 34.5 KV, -15~+5%
 Impedance : 0.75%

[GH-D2/PFL-Y-D]

POWER FLOW STUDY (Techiman-Yeji) -1

Node	PF=90%				PF=95%				Remarks	
	Load (KW)	Bus Voltage (%)	Outgoing P (KW)	Outgoing Q (KVar)	Bus Voltage (%)	Outgoing P (KW)	Outgoing Q (KVar)			
(As of 1998)										
Techman	-	103.5	3,009.1	869.8	101.8	2,996.9	435.6	ΔV (%)	12.8	11.3
Ejura	1,210.3	95.4	1,607.3	362.7	94.7	1,604.4	120.6	Total loss (KW)	249.2	237.0
Booster-in	-	91.6	1,555.7	521.9	91.4	1,555.4	280.8	ditto (%)	8.3	7.9
Ateubu	932.0	91.6	623.7	70.5	91.4	623.4	-25.5			
Pepeso	7.9	91.3	613.7	119.4	91.1	613.5	24.5			
Nyameasi	7.4	91.2	606.1	121.3	91.1	605.9	27.6			
Pran	135.0	90.9	469.5	95.1	90.9	469.4	22.3	Booster E2/E1	1	1
Kujo	5.7	90.8	463.5	109.3	90.8	463.3	37.5	Power passing thru. booster (KVA)	1642	1581
Others	9.6	90.8	453.5	118.7	90.7	453.4	48.2			
Param/Saw	125.5	90.6	327.3	91.2	90.5	327.2	40.4			
Kobri	10.3	90.5	316.7	109.9	90.5	316.7	60.6			
Kwad/Bof	18.6	90.3	297.7	136.0	90.3	297.7	89.7			
Yeji	297.6	90.3	-	-	90.3	-	-			
(As of 2003)										
Techman	-	105.3	4,330.7	1,763.9	104.8	4,263.0	1,073.0	ΔV (%)	14.5	11.3
Ejura	1,447.1	92.8	2,471.7	885.5	94.0	2,451.7	477.0	Total loss (KW)	563.3	500.6
Booster-in	-	86.3	2,334.0	927.2	83.5	2,331.6	546.8	ditto (%)	13.1	11.7
Ateubu	1,260.2	92.5	1,073.8	295.7	95.0	1,071.4	114.3			
Pepeso	13.6	91.8	1,053.8	337.6	94.5	1,052.1	162.4			
Nyameasi	12.7	91.8	1,040.4	336.5	94.4	1,038.8	163.7			
Pran	230.5	91.2	805.2	260.7	94.0	804.2	126.9	Booster E2/E1	1.075	1.075
Kujo	9.8	91.1	794.2	272.2	93.8	793.4	141.2	Power passing thru. booster (KVA)	2511	2396
Others	16.4	90.9	776.8	277.5	93.7	776.1	150.0			
Param/Saw	214.3	90.6	560.2	205.3	93.4	559.8	113.7			
Kobri	17.7	90.4	541.6	219.7	93.3	541.4	132.6			
Kwad/Bof	31.8	90.1	508.6	238.4	93.0	508.5	158.7			
Yeji	503.3	90.0	-	-	93.0	-	-			

[GH-D2/PFL-Y]

POWER FLOW STUDY (Techman-Yeji) -2

Location	Load (KW)	PF=90%		PF=95%		Remarks
		Bus Voltage (%)	Outgoing P (KW) Q (KVar)	Bus Voltage (%)	Outgoing P (KW) Q (KVar)	
(As of 2008)						
Techman	-	104.9	6,026.6 2,056.1	103.6	5,976.9 1,155.7	δ V (%) 8.7
Ejura	1,730.4	96.5	3,908.7 1,387.5	96.2	3,837.8 779.3	Total loss (KW) 555.1
Booster-in	-	91.5	3,748.2 1,644.7	91.8	3,742.1 1,053.5	ditto (%) 10.1
Atebubu	1,797.9	97.9	1,950.3 723.9	98.4	1,944.2 417.8	
Pepeso	24.3	96.7	1,906.0 751.3	97.3	1,901.0 452.0	
Nyameasi	22.7	96.5	1,881.1 744.4	97.2	1,877.3 448.9	
Pran	413.5	95.5	1,453.1 572.7	96.4	1,450.8 344.1	Booster E2/E1 1.075
Kujoie	17.5	95.3	1,431.8 579.1	96.1	1,429.9 354.0	Power passing 3888
Others	29.5	95.0	1,399.3 577.0	95.9	1,397.6 357.2	thru. booster
Param/Saw	384.5	94.4	1,007.7 419.8	95.4	1,005.8 261.5	(KVA)
Kobri	31.7	94.1	973.3 427.4	95.1	972.8 274.9	
Kwad/Bof	57.1	93.6	912.5 433.7	94.7	912.4 291.5	
Yeji	911.7	93.5	-	94.6	-	
PF 0.9 0.95						
(As of 2013)						
Techman	-	102.4	7,264.3 2,234.0	102.7	7,182.1 1,049.0	δ V (%) 5.7
Ejura	2,069.0	95.6	4,807.3 1,677.7	96.7	4,767.1 877.7	Total loss (KW) 592.4
Booster-in	-	91.4	4,641.4 2,143.0	93.3	4,623.2 1,391.0	ditto (%) 8.2
Atebubu	1,805.1	99.9	2,836.3 1,190.6	102.3	2,818.1 730.8	
Pepeso	34.9	98.1	2,759.4 1,189.7	100.7	2,747.4 745.7	
Nyameasi	32.6	97.9	2,722.5 1,175.4	100.5	2,711.1 737.7	
Pran	593.3	96.5	2,098.8 899.5	99.3	2,092.0 562.1	Booster E2/E1 1.1
Kujoie	25.1	96.0	2,065.8 897.8	98.9	2,060.2 566.9	Power passing 4829
Others	42.3	95.7	2,017.1 885.8	98.5	2,012.4 563.6	thru. booster
Param/Saw	551.7	94.8	1,450.6 639.1	97.9	1,443.2 408.0	(KVA)
Kobri	45.5	94.3	1,399.6 636.9	97.5	1,398.1 415.6	
Kwad/Bof	82.0	93.6	1,309.8 626.7	96.9	1,309.6 422.2	
Yeji	1,308.2	93.5	-	96.8	-	

[GE-D2/PFL-Y]

c) 損失電力量の推定

ANNUAL LOSS ENERGY IN ASESEWA & YEJI

1 ASESEWA

The relationship between load factor and loss factor at the distribution transformer can be expressed by the empirical formula:

$$\text{Loss factor} = 0.15 \text{ load factor} + 0.85 (\text{load factor})^2 \quad *1$$

Then,

$$\text{Annual loss energy (KWh)} = 8760 \times \text{Loss factor} \times \text{Peak loss(KW)}$$

Estimation of Annual loss energy in Asesewa & Koforidua 33 KV System is shown in the Table below;

Year	Original request (Tafo-Koforidua-Asesewa)		Alternative (Tafo-Agogo-Asesewa)			
	No of lines between Tafo-Kofo.					
	----1 cct-----		----2 ccts-----			
	Peak loss(KW)	Annual loss energy(MWh)	Peak loss(KW)	Annual loss energy(MWh)	Peak loss(KW)	Annual loss energy(MWh)
(Power factor = 0.9)						
1998	877	4007			739	3376
2003	1375	6282	709	3239	1104	5044
2008			1174	5364	1699	7762
2013			1795	8201	2555	11673
(Power factor = 0.95)						
1998	794	3628			665	3038
2003	1248	5665	644	2942	994	4541
2008			1069	4884	1529	6985
2013			1637	7479	2301	10512

*1 Page 18-109, 13th Edition, Standard Hand Book for Electrical Engineers, Mc GRAW-HILL, International Edition

2 YEJI

Estimation of Annual loss energy in Yeji 33 KV System is shown in the Table below;

Year	(Power factor=0.9)		(Power factor=0.95)	
	Peak loss(KW)	Annual loss energy(MWh)	Peak loss(KW)	Annual loss energy(MWh)
1998	250	1142	237	1083
2003	569	2600	501	2289
2008	606	2769	557	2545
2013	675	3084	593	2709

[GH-D2/LOSS.SUM]

d) ルート変更に関する技術比較

		要 請 案 (Tafo ~ Koforidua ~ Asesewa)		変 更 案 (Tafo ~ Agogo ~ Asesewa)	Note
送電線総延長 (km)		112.9		103.3	
回 線 数		1	2	1	
電圧低下 (%)	1998	11.9	—	2.8	Max. +5%~-10%
	2003	15.2	9.8	4.9	
	2008	—	13.4	8.4	
	2013	—	16.7	11.9	
年間電力 損 失 量 (MWh)	1998	4,007	—	3,376	
	2003	6,282	3,239	5,044	
	2008	—	5,364	7,762	
	2013	—	8,201	11,763	
工事上の問題		特になし		要請案に比べ軽微 の道路の手入れが 必要な個所が約2 kmある。	
保守上の問題		なし		なし	
総 合 所 見		<ul style="list-style-type: none"> - 線路の総延長/電圧低下の面からは 変更案が有利 - 工事上の差は特に大きくはない。 従って変更案が有利と判断した。 			

(3) 収支バランス

a) アセセラ系統

年	最大電力 (kW) (1)	販売 電力量 (MWh) (2)	電力料 収入 (1000Cedis) (3)	購入 電力料 (1000Cedis) (4)	経費+減価償却 (4.8+2.5%) (1000Cedis) (5)	費用合計 (1000Cedis) (6)=(4)+(5)	差引 (1000Cedis) (7)=(5)-(6)
0	1,065	6,997	380,640	191,187	585,981	777,169	-396,529
1	1,197	7,869	427,746	214,848	585,981	800,829	-373,083
2	1,329	8,729	474,852	238,609	585,981	824,490	-349,638
3	1,460	9,595	521,959	262,169	585,981	848,151	-326,192
4	1,592	10,461	569,065	285,830	585,981	871,811	-302,746
5	1,724	11,327	616,171	309,490	585,981	895,472	-279,300
6	1,856	12,197	702,664	352,934	585,981	938,916	-236,251
7	2,208	14,507	789,157	396,377	585,981	982,359	-193,202
8	2,450	16,097	875,650	439,821	585,981	1,025,802	-150,153
9	2,692	17,686	962,142	483,264	585,981	1,069,246	-107,103
10	2,934	19,276	1,048,635	526,708	585,981	1,112,689	-64,054
11	3,147	20,673	1,124,620	564,673	585,981	1,150,655	-26,235
12	3,359	22,070	1,200,605	603,639	585,981	1,189,021	11,584
13	3,572	23,467	1,276,590	641,295	585,981	1,227,186	49,404
14	3,784	24,864	1,352,575	679,370	585,981	1,265,352	87,223
15	3,997	26,260	1,428,560	717,536	585,981	1,303,518	125,042
16	4,092	26,885	1,462,585	734,626	585,981	1,320,606	141,977
17	4,187	27,511	1,496,610	751,717	585,981	1,337,696	158,912
18	4,283	28,137	1,530,636	768,807	585,981	1,354,786	175,847
19	4,378	28,762	1,564,661	785,897	585,981	1,371,878	192,782
20	4,473	29,388	1,598,686	802,987	585,981	1,388,966	209,717
21	4,568	30,013	1,632,711	820,077	585,981	1,406,059	226,653
22	4,663	30,639	1,666,736	837,167	585,981	1,423,149	243,588
23	4,759	31,264	1,700,762	854,258	585,981	1,440,239	260,523
24	4,854	31,889	1,734,787	871,348	585,981	1,457,329	277,458
25	4,949	32,515	1,768,812	888,438	585,981	1,474,419	294,393
26	5,044	33,140	1,802,837	905,528	585,981	1,491,510	311,328
27	5,139	33,766	1,836,863	922,618	585,981	1,508,600	328,263
28	5,235	34,391	1,870,888	939,708	585,981	1,525,690	345,198
29	5,330	35,017	1,904,913	956,799	585,981	1,542,780	362,133
30	5,425	35,642	1,938,938	973,889	585,981	1,559,870	379,068
31	5,520	36,268	1,972,964	990,979	585,981	1,576,960	396,003
32	5,615	36,893	2,006,989	1,008,069	585,981	1,594,051	412,938
33	5,711	37,519	2,041,014	1,025,159	585,981	1,611,141	429,873
34	5,806	38,144	2,075,039	1,042,250	585,981	1,628,231	446,808
35	5,901	38,770	2,109,065	1,059,340	585,981	1,645,321	463,743
36	5,996	39,395	2,143,090	1,076,430	585,981	1,662,411	480,678
37	6,091	40,020	2,177,115	1,093,520	585,981	1,679,502	497,613
38	6,187	40,646	2,211,140	1,110,610	585,981	1,696,592	514,548
39	6,282	41,271	2,245,165	1,127,700	585,981	1,713,682	531,483
40	6,377	41,897	2,279,191	1,144,791	585,981	1,730,772	548,418
合計		1,112,570	60,523,828	30,399,873	24,025,239	54,425,111	6,098,717

注 (2) 負荷率=0.75
(3) 54.4 Cedis/MWh
(4) 23.0 Cedis/MWh 系統損失 18.8%
(5) US\$ 1-JF 105 = Cedis 1457.85 事業費 561.9 Million ¥
経費=4.8% 耐用年数=40年

[GH-D/CSFBAL-A]

b) イエジ系統

年	最大電力 (KW) (1)	年間販売電力量 (MWh) (2)	年間電力料収入 (1000Cedis) (3)	年間購入電力料 (1000Cedis) (4)	経費+減価償却 (4.8+4.0%) (1000Cedis) (5)	費用合計 (1000Cedis) (6) = (4) + (5)	差引 (1000Cedis) (7) = (3) - (6)
0	618	4,060	220,878	110,943	790,114	901,057	-680,179
1	705	4,634	252,116	128,632	790,114	916,747	-664,631
2	793	5,209	283,359	142,322	790,114	932,437	-649,084
3	880	5,783	314,591	158,012	790,114	948,127	-633,536
4	953	6,357	345,828	173,702	790,114	963,817	-617,989
5	1,055	6,931	377,065	189,392	790,114	979,506	-602,441
6	1,223	8,032	436,967	219,480	790,114	1,009,594	-572,627
7	1,390	9,134	496,869	249,567	790,114	1,039,681	-542,813
8	1,558	10,235	556,770	279,654	790,114	1,069,769	-512,998
9	1,725	11,336	616,672	309,742	790,114	1,099,856	-483,184
10	1,893	12,437	676,573	339,829	790,114	1,129,943	-453,370
11	2,058	13,538	736,473	369,916	790,114	1,159,930	-423,456
12	2,222	14,600	794,232	398,926	790,114	1,189,917	-393,542
13	2,387	15,681	853,081	428,475	790,114	1,219,904	-363,628
14	2,551	16,763	911,831	458,024	790,114	1,249,891	-333,714
15	2,716	17,844	970,580	487,573	790,114	1,279,878	-303,800
16	2,881	18,926	1,029,329	517,122	790,114	1,309,865	-273,886
17	3,045	20,007	1,088,078	546,670	790,114	1,339,852	-243,972
18	3,210	21,088	1,147,827	576,219	790,114	1,369,839	-214,058
19	3,374	22,170	1,206,576	605,768	790,114	1,399,826	-184,144
20	3,539	23,251	1,264,825	635,317	790,114	1,429,813	-154,230
21	3,704	24,333	1,323,074	664,866	790,114	1,459,800	-124,316
22	3,868	25,414	1,381,323	694,414	790,114	1,489,787	-94,402
23	4,033	26,495	1,441,355	723,963	790,114	1,519,774	-64,488
24	4,197	27,577	1,500,184	753,512	790,114	1,549,761	-34,574
25	4,362	28,658	1,559,014	783,060	790,114	1,579,748	-4,660
合計		480,474.0	21,785,805	10,942,561	20,542,971	31,485,533	-9,699,728

- 注 (2) 負荷率=0.75
 (3) 54.4 Cedis/KWh
 (4) 23.0 Cedis/KWh 系統損失 18.8%
 (5) US\$ 1=J¥ 105 = Cedis 1457.85 事業費 628.5 Million ¥
 経費=4.8% 耐用年数=25年

[GB-D/CS1B3L-1]

(4) 電力料金表 (1995年)

No.	Tariff Category	Description of Charge	Rates
1	Bulk Supply Tariff	Energy	¢ 23.00 / kWh
2	H.V. Supplies (above 415 volts)	Maximum Demand	¢ 2,000.00 / kVA per month
		Energy	¢ 41.00 / kWh
		Service Charge	¢ 4,500.00 / month
3	L.V. Supplies (Below 415 volts)	Maximum Demand	¢ 2,000.00 / kVA per month
		Energy	¢ 49.00 / kWh
		Service Charge	¢ 4,500.00 / month
4	Non Residential	Energy	¢ 52.30 / kWh
		Service Charge	¢ 600.00 / month
5	Residential 0 - 100 kWh	Block Charge	¢ 1,200.00
	101 - 600 kWh	Energy	¢ 34.70 / kWh
	601 - 1,000 kWh	Energy	¢ 90.70 / kWh
	above 1,000 kWh	Energy	¢ 112.40 / kWh
6	Electricity Surcharges	Nat. Elect. Scheme	¢ 1.70 % / kWh
		Street Lighting	¢ 0.50 % / kWh

Source : VRA System Planning, 3 / 11 / '96

Note :

- Nat. Elect. Scheme : National Electrical Scheme

(5) 資機材調達先リスト

資機材名	調 達 先		
	現 地	日 本 国	第 三 国
普通セメント	<input type="radio"/>		
骨 材	<input type="radio"/>		
鉄 筋	<input type="radio"/>		
型 枠	<input type="radio"/>		
変 圧 器		<input type="radio"/>	
遮 断 器		<input type="radio"/>	
裸 電 線		<input type="radio"/>	
変 成 器		<input type="radio"/>	
キュービクルなど変電機器		<input type="radio"/>	
裸 電 線			<input type="radio"/>
絶 縁 電 線		<input type="radio"/>	
鋼 管 柱			<input type="radio"/>
木 柱	<input type="radio"/>		
柱上変圧器		<input type="radio"/>	
無線通信機		<input type="radio"/>	
車 輛		<input type="radio"/>	
工 具		<input type="radio"/>	

(6) 電力セクタープロジェクト (1989-1998) - 1

プロジェクト	概 要	事業主体	実施時期	事業費	資金供給機関・国	備考
電化プロジェクト (NES)						
(1) NES	NEP又はSHEP以外でNESとして実施された主なプロジェクトは下記の通り; (1) DCFP-Ashanti (2) DCFP-Eastern (3) ホムブレン電化 (4) DCEP-Volta (5) Volta電化 (6) Attivon電化	EGG EGG EGG/VRA EGG EGG EGG/VRA	1993-1995 1993-1995 1993-1995 1991-1994 1996-1998	12.7MS 11.2 MS	フィンランド(85%)、ガーナ スウェーデン(85%=57MSEK)、ガーナ IBRD(17.8MS)、ガーナ(1.3 B cedis) カナダ(1.2CS)ガーナ(0.8 B cedis) スウェーデン(85%)、ガーナ IBRD、ガーナ	
(2) NEP	世銀他の協力での電化プロジェクト; (1) DCEP-Upper West (2) DCEP-Upper East (3) DCEP-Northern (4) DCEP-Brong Ahafo (5) DCEP-Volta (6) DCEP-Western (7) DCEP-Central (8) Eastern (9) Ashanti (10) Great Accra	VRA/NED NED/NED NED/NED NED/NED EGG EGG EGG EGG EGG EGG	1996-1998 1996-1998 1996-1998 1996-1998 1996-1997 1996-1998 1996-1998 1996-1998 1996-1998 1996-1998	182 MS (NEP電)	デンマーク IDA, VRA IDA, NEF IDA, VRA NEF、/ルン オランダ デンマーク IDA, NEF IDA, NEF	
(3) 自立電化計画 (SHEP)	第1期 150町村の電化 第2期 50町村の電化 第3期 1400町村の電化	ニルギン省 ニルギン省 ニルギン省	1991-1993 1993-1995 1996-1997	80 MS	インド インド インド(10MS) アメリカ、フィンランド、 スウェーデン、スウェーデン	インド以外は 交渉中
第3期 緊急		ニルギン省	1995-1996	8.7 B. Cedis	ガーナ	

電力セクタープロジェクト (1989-1998) - 2

プロジェクト	概	要	事業主体	実施時期	事業費	資金供給機関・国	備考
送配電線改修プロジェクト							
(1) 5th Power Project	E C Gの既設送配電設備の改修及び機能強化	E C G	1991-1998	125 MS	IDA(105), ECG(20)		
発電プロジェクト							
(1) 6th Power Project	a) Akosombo発電所水車改造。(140MW → 180MW) 1号機のみ改造終了。 2号機以降は1998のTakoradi火力の竣工後に再開。 b) 関連送電線増強	V R A	1992-1993		E I B, I D A		
(2) Takoradi火力	a) 発電所(300 MW) b) 関連送電線建設	V R A	1996-1998 1995-1998	411.9MS	IDA, E I B, V R A, CDC, フランス, ドイツ		
(3) 発電船	a) 発電船(90-125 MW) b) 送電線	カーボラック カーボラック	1996-1998	約130億円	O E C F		

(7) 収集資料リスト

1) 現地調査

No.	資料名	機関名	発行日	備考
1	33rd Annual Report and Accounts 1994	VRA		
2	Volta River Project (Brochure)	VRA		
3	32nd Annual Report and Accounts 1993	VRA		
4	31st Annual Report and Accounts 1992	VRA		
5	Sales and Generation Forecast (GWh), Capacity Forecasts (MW)	VRA System Planning / Mid-Year Review	11-Mar-96	
6	Approved Tariffs 1991 - 1995	VRA System Planning	3 / 11 / '96	
7	System Operating Diagram DWG No. 506 - 138	VRA	16 / 10 / '92	
8	Road Map of GHANA 1:1,000,000	Civil Survey of Ghana	1990	
9	Administrative GHANA 1:2,000,000	Civil Survey of Ghana	1969	
10	Vegetation Zones GHANA 1:2,000,000	Civil Survey of Ghana	1969	
11	Physical GHANA 1:2,000,000	Civil Survey of Ghana	1969	
12	Atebubu~Yeji 1:50,000 (0701A1&3, 0801C3&4)	Civil Survey of Ghana		
13	Worawora~Dambai 1:50,000 (0700A2&4,C2, 0800C3&4)	Civil Survey of Ghana	1980	
14	Organization of VRA	VRA		Local
15	Organization of NED	VRA		
16	Catalog of Cables and Conductors	Kabelmetal (Ghana) Ltd.		
17	Data related modification of Tafo S/S	ECG and VRA		

18	National Electrification Planning Study (Executive Summary)	Ministry of Fuel and Power	March 1991	ACRES
19	今日のガーナ (ミレーヌ・レミー著)	JAGUAR 出版社	1992	
20	Monthly Progress Report, December 1995, (Takoradi Thermal Power Project)	VRA	January 1996	
21	Daily Diary, 1996	VRA		
22	National Electrification Project, Feasibility Study	Ministry of Energy	June 1992	ACRES
23	External Trade bulletin, 1994	Statistical Service	October 1994	
24	Consumer Price Index Numbers, December 1995	Statistical Service	31 January 1996	
25	External Trade Statistics, January - March 1994	Statistical Service	May 1994	
26	Ghana in Figures 1992	Statistical Service	July 1992	
27	Ghana Living Standards Survey Report on the Third Round (GLSS 3), Sept. '91- Sept. '92	Ghana Statistical Service	March 1995	
28	Catalog of Oil Immersed Distribution Transformers and Medium Voltage Switchgear	ABB		Local
29	Catalog of Aluminum Conductors and Power Cables	ALCOA and ABERDARE		
30	Works for Tafo Substation (Tender Document)	ECG		
31	HV Schematic Diagram, KOFORIDUA-1994	ECG		
32	Staff Appraisal Report, National Electrification Project	World Bank		
33	VRA Transmission Line Conductor Database (Electrical Characteristics)	VRA	February 4, '93	

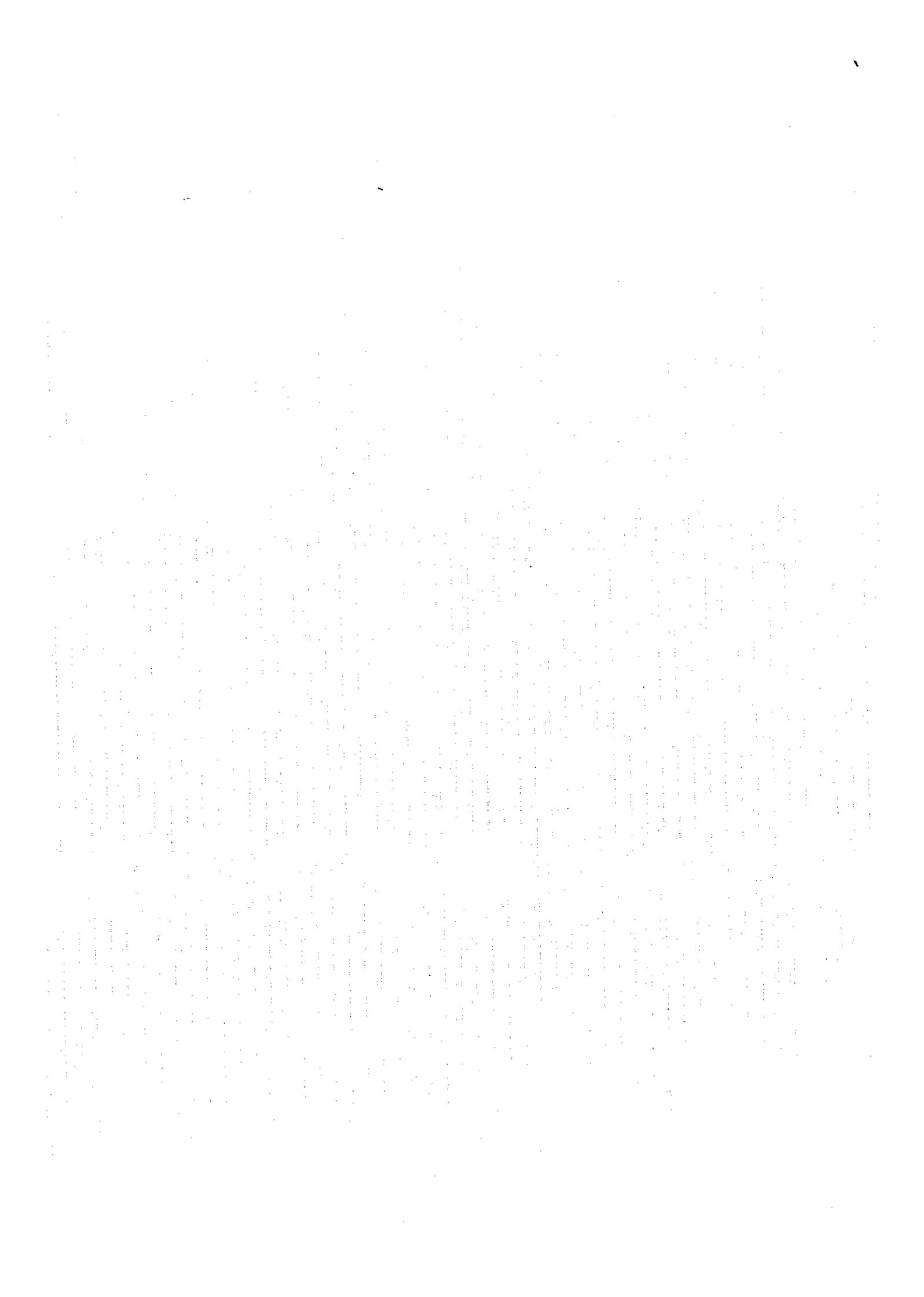
34	National Electrification Project (Agreed Minutes of Negotiations)	Ministry of Energy	October 24 '92
35	Presidential Report to Parliament on Co-ordinated Programme of Economic and Social Development Policies (GHANA-VISION 2020)		6 January 1995
36	Manya Krobo District, DWG. Plan No. TCP/MKED/80	Town & Country Planning Dept.	October 1980
37	A Guide Map of Accra and Road Map of Ghana	Shell	March 1994
38	Consumption of Energy in MWh by Consumer Groups	ECG	
39	Growth of Maximum Demand (1988 - 1994)	ECG	
40	Annual Energy Sales and Revenue of ECG	ECG	
41	Organization of ECG	ECG	
42	Government Subsidiary Loans to ECG	ECG	
43	Tariff Adjustment, 1st January 1995	ECG	Dec. 19, 1994
44	Reservoir Regulation Chart 1973 - 1996	VRA	
45	Useful Information and Hints to Consumers	ECG	
46	Guidelines for Joining the Self-Help Electrification	ECG	
47	Various ECG Projects	ECG	
48	Staff Strength by Stations, 4th Quarter	ECG	
49	An Essential Cog in The Wheels of Industrial, Social and Economic Growth of Ghana, 1992 - 1996	ECG	31 - 12 - '95

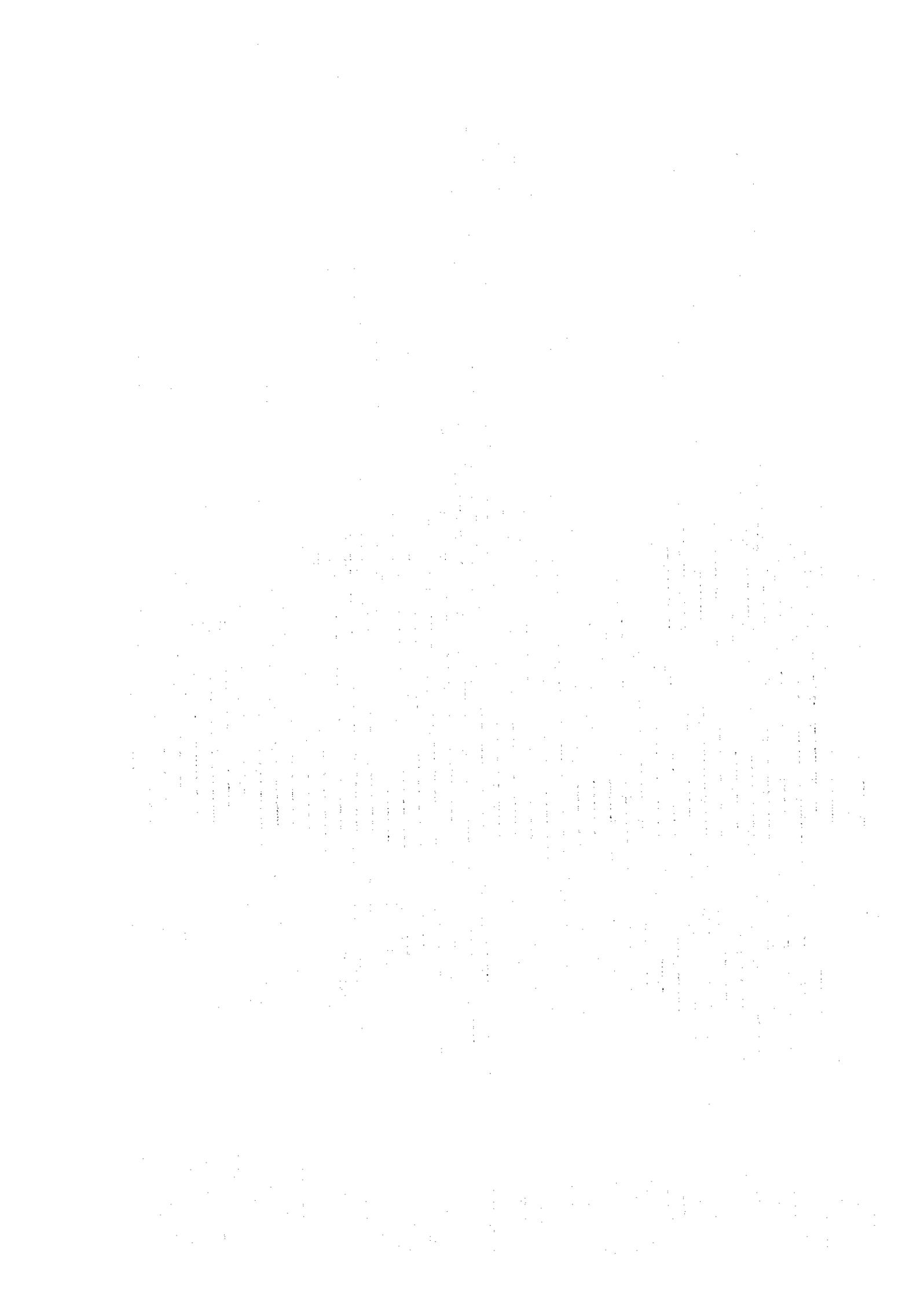
50	Corporate Data / Profile Submitted to Ghana International Trade Fair " National Good Corporate Citizen Award " (Utilities) February, 1996	ECG		
51	25th Annual Report & Accounts 1992 (with Statistical Yearbook)	ECG	Ministry of Energy & Mines	31st Dec. 1992
52	National Electrification Scheme Projects, Investment Schedule (1996 - 1998)			
53	Contract Between ECG and KL CONTRACTORS, DENMARK (NEP Nordic Development Fund)	ECG		Feb. 1996
54	Fifth Power Project, Fourth Quarter Report Oct.-Dec	ECG		Jan. 1996
55	27 th Annual Report and Accounts 1994	ECG		June 1994
56	Climatic Condition in the Area (Aseewa & Yeji), 95			
57	Power Sub-Sector Programmes (National Electrification Scheme)	MME	Meteorological Services Department	
58	Data on VRA / NED Staff Projection for 1994 - 2001	VRA		2 / 4 / '96
59	Staff Strength Projection for 1996 - 2006	VRA		
60	HV Schematic Diagram (Koforidua - 1994)	ECG		
61	Annual Report 1993	ECG		
62	Quarterly Digest of Statistics		Statistical Service	March 1994
63	Ghana Demographic and Health Survey 1993		Ghana Statistical Service	April 1994
64				

2) 基本設計概要書 説明 調査団

No.	資料名	機関名	発行日	備考
1	Rural Communities in Ghana	Ghana Statiscal Service	Oct. 1993	
2	Quarterly Digest of Statistics (Vol. IX No.4)	Statistics Service	Dec. 1991	
3	Quarterly Digest of Statistics (Vol. XI No.1)	Statistics Service	Mar. 1993	
4	Quarterly Digest of Statistics (Vol. XIII No.1)	Statistics Service	Mar. 1995	
5	Ghana Today	Jaguar	1992-2nd (2nd Edition)	

L-5





JICA