

マラウイ共和国

カサカサーリ向シタウ至B送電線建設計画

ワイシビリナイ調査報告書

昭和五十九年八月

国際協力事業団

CR 5

130 1038

マラウイ共和国

ンクラBーリロングウェB送電線建設計画

フィジビリティ調査報告書

JICA LIBRARY



1078121191

20125

平成元年8月

国際協力事業団



序 文

日本国政府は、マラウイ共和国政府の要請に基づき、同国のンクラBーリロングウェB送電線建設計画に係る開発調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施した。

当事業団は、平成元年3月より平成元年7月まで電源開発株式会社、小池正男氏を団長とする調査団を現地に派遣した。

調査団は、マラウイ共和国政府関係者と協議を行うとともに、プロジェクトサイト調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。

本報告書が、本プロジェクトの推進に寄与するとともに、ひいては両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものである。

終りに、本調査に御協力と御支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

平成元年 8月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介

目 次
項 目

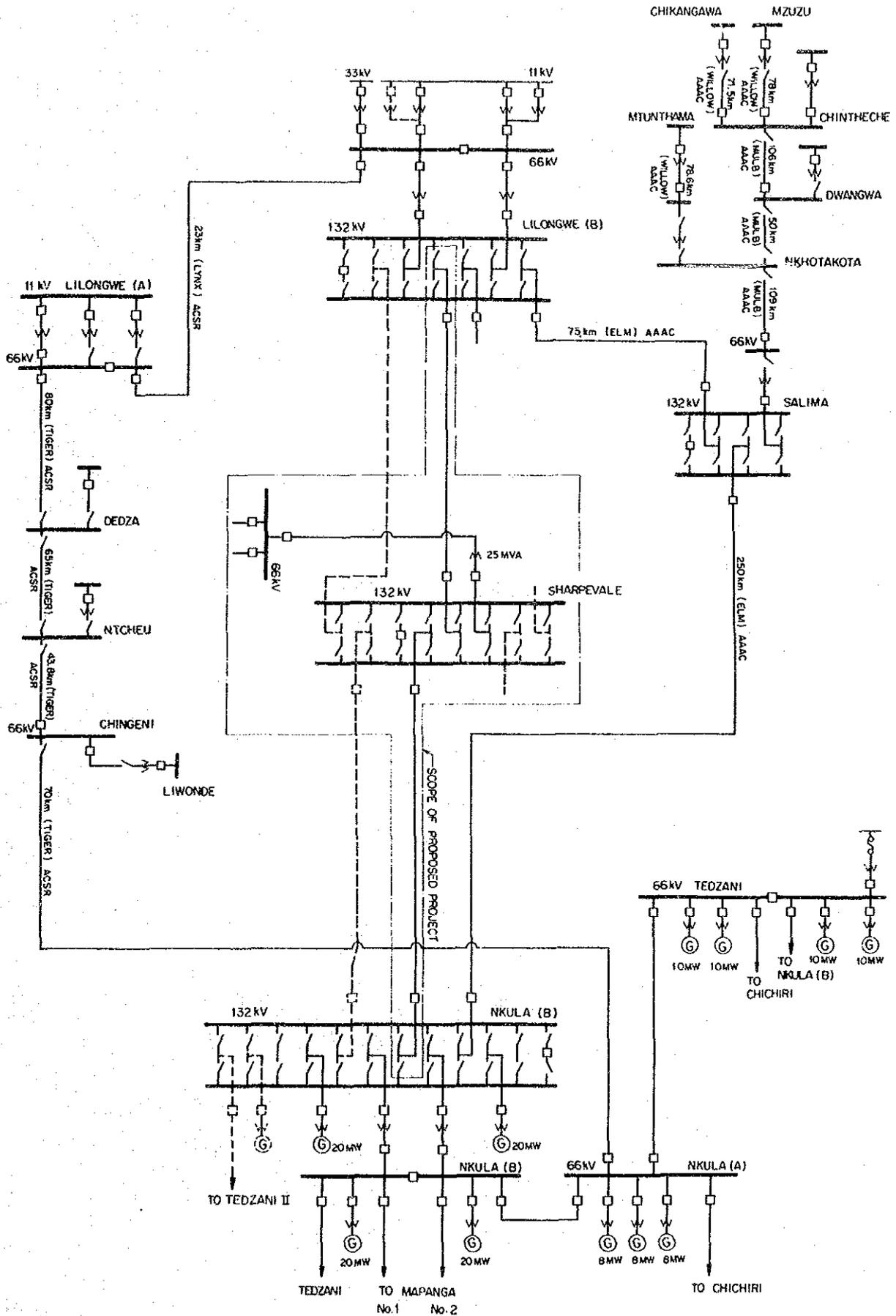
頁

第1章	緒 論	
1-1	経 緯	1-1
1-2	調査目的と範囲	1-1
1-3	現地調査および国内作業	1-2
1-4	収集資料	1-2
1-5	調査団の編成	1-2
第2章	結論と勧告	
2-1	結 論	2-1
2-2	勧 告	2-4
第3章	プロジェクトの背景	
3-1	地勢と気候	3-1
3-2	政治と経済	3-2
3-2-1	概 要	3-2
3-2-2	国内総生産 (GDP)	3-2
3-2-3	輸出入貿易実績と外貨送金	3-3
3-2-4	エネルギー	3-8
第4章	電気事業の現状	
4-1	電気事業発展の経緯	4-1
4-2	Malawi電力公社 (BSCOM) の組織	4-1
4-3	現在の電力系統	4-6
4-3-1	発電設備	4-6
4-3-2	送・配電および変配設備	4-6
4-4	電気料金	4-11
4-4-1	料金体系	4-11
4-4-2	平均売電単価	4-12
第5章	電力需要想定	
5-1	電力需給の推移	5-1
5-1-1	年間発生電力量および尖頭負荷	5-1
5-1-2	負荷率および系統損失率	5-1
5-2	BSCOM による電力需要予測	5-1
5-3	JICA調査団による電力需要想定	5-7
5-3-1	方法論	5-7
5-3-2	経過年数との相関で見た電力需要予測	5-8
5-3-3	多変量重回帰分析による需要予測	5-10
5-3-4	中部および北部系統の電力需要予測	5-16
5-3-5	需要予測結果	5-17

	項 目	頁
第 6 章	プロジェクト実施計画	
6 - 1	計画概要	6 - 1
6-1-1	送電設備概要	6 - 1
6-1-2	変電設備概要	6 - 1
6-1-3	気象条件	6 - 2
6 - 2	送電線の予備設計	6 - 6
6-2-1	送電線ルート	6 - 6
6-2-2	設計基準の見直し	6 - 8
6-2-3	絶縁設計	6 - 9
6-2-4	耐雷設計	6 - 12
6-2-5	所要離隔距離	6 - 12
6-2-6	電線設計	6 - 15
6-2-7	架空地線設計	6 - 20
6-2-8	支持物設計	6 - 22
6-2-9	支持物基礎設計	6 - 22
6 - 3	変電所の予備設計	6 - 24
6-3-1	変電所の位置	6 - 24
6-3-2	変電所の規模および回路構成	6 - 26
6-3-3	監視制御方式	6 - 28
6-3-4	送電線保護方式および母線保護方式	6 - 29
6-3-5	絶縁協調、耐雷設計	6 - 29
6-3-6	接地設計	6 - 31
6-3-7	変電所鉄構、架台および基礎設計	6 - 31
6-3-8	建物および屋外付帯設備設計	6 - 33
6 - 4	既設発電所および既設変電所の増設計画	6 - 45
6-4-1	既設発電所および既設変電所の増設規模	6 - 45
6-4-2	既設設備との協調	6 - 45
6 - 5	通信システムの予備設計	6 - 47
6-5-1	設備概要	6 - 47
6-5-2	回線構成	6 - 47
第 7 章	電力系統解析	
7 - 1	電力系統解析のための前提条件	7 - 1
7 - 2	潮流計算	7 - 2
7 - 3	安定度計算	7 - 4
7 - 4	短絡容量	7 - 4
7 - 5	本計画送電線の増架時期	7 - 5
7 - 6	送電ロス低減、電圧改善対策	7 - 6

	項 目	頁
第 8 章	機器および資材の数量	
8-1	送電線用の機器、資材および予備品	8-1
8-1-1	Summary of Item and Quantity	8-1
8-1-2	Breakdown of Item and Quantity	8-1
8-2	新設変電所用機器、資材および予備品	8-14
8-2-1	機器、資材、予備品の項目	8-14
8-2-2	数量	8-14
8-3	通信システム用の機器、資材および予備品	8-27
8-3-1	Breakdown of Item and Quantity	8-27
第 9 章	工事工程および工事費	
9-1	建設計画	9-1
9-2	工事工程	9-2
9-3	工事費	9-2
9-4	施工計画	9-7
9-4-1	送電線工事	9-7
9-4-2	変電所工事	9-12
9-4-3	通信設備工事	9-13
第 10 章	経済分析および財務分析	
10-1	分析の基本的考え方	10-1
10-2	分析のための基本的諸元	10-1
10-2-1	本プロジェクトの工事費	10-1
10-2-2	代替プロジェクトの諸元	10-1
10-2-3	代替プロジェクトの工事費	10-2
10-2-4	O & M コスト	10-2
10-2-5	燃料コスト	10-2
10-2-6	供給電力コスト	10-2
10-2-7	販売電力単価	10-3
10-3	経済分析	10-3
10-3-1	均等化経費による比較	10-3
10-3-2	送電電力量の経済性に対する影響	10-3
10-3-3	2 回線鉄塔の経済性	10-6
10-4	財務分析	10-8
10-4-1	財務的内部収益率	10-8
10-4-2	いくつかの財務諸表	10-11
Annex 1	参考資料	

TRANSMISSION SYSTEM



第 1 章 緒 論

1-1 経 緯

Malawi共和国では、現在総発電設備容量 169MWの内86%にあたる 144.6MWが水力発電で、これらの水力発電所は同国南部の Shire川流域に集中しており、ここでの発生電力をMalawi国全土に供給している。

特に同国中部（特に首都Lilongwe）および北部地域には現在Nkula A発電所から66kV送電線1回線（送電容量：5 MW）とNkula B発電所から 132kV木柱送電線1回線（送電容量：20MW）のみで電力を供給している。このため一方の送電線に事故が発生した場合には極端な負荷制限と非経済的な予備ディーゼル発電機の運転を強いられている。

このため、Malawi政府は同国の中部、北部への電力の安定供給と将来のこの地域の電力需要増に対応するため、Shire川流域の電源開発をさらに進めるとともに送変電設備の増強計画を国家のエネルギー政策として優先して進めている。

その政策の一環として、Malawi政府は Shire川流域のNkula B発電所と同国首都Lilongweを結ぶ送電線約 250kmの新設及び変電所の新・増設計画を進めるため我が国に対して1988年7月に本件フェージビリティ調査（以下F/Sという。）を要請してきたものである。

日本政府は本件に関して、この要請に対するF/S調査の Scope of Work（以下S/Wという。）を打ち合わせすべくS/Wミッションを1988年12月2日より同年12月18日の間Malawi共和国に派遣してS/Wについて取りまとめ調査を行った。

さらに日本政府は、Nkula B-Lilongwe B送電線建設計画の可能性について調査すべく1989年3月初旬より3月末にかけて、国際協力事業団を通じ電源開発株式会社の技師6名からなるF/S調査団をMalawi共和国に派遣して現地調査および関係各機関と協議を行い、帰国後F/S調査レポートを取りまとめた。

1-2 調査目的と範囲

今回のF/S調査の目的は、Malawi共和国の要請に対し、(1)現地踏査、(2)既存関連資料の収集、(3)Malawi側関連機関との打ち合わせを行い、F/S調査レポートを作成および提出することである。その調査範囲は、Nkula B発電所からLilongwe B変電所に至る送電線および関連変電所の新增設である。

1-3 現地調査および国内作業

F/S調査団は1989年3月5日より約1ヶ月間にわたってMalawi共和国に滞在し、Malawi大統領府、大蔵省、経済計画開発局、法定企業局、Malawi電力公社(Electricity Supply Commission of Malawi 以下 ESCOMという。)等との協議、現地調査および関係資料等の収集を行った。

F/S調査団は帰国後、電源開発株式会社においてChief Engineerの指導のもとに各分野の専門家の協力を得て現地調査資料より、電力需給計画、系統計画および送変電建設計画について検討し、さらに電力設備の予備設計、建設計画、工事費積算、経済評価、資金計画等について分析を行い、本報告書を作成した。

1-4 収集資料

本調査計画の立案に当って使用した基礎資料は調査団がMalawi共和国に滞在中にMalawi大統領府、気象庁、ESCOM等より提供を受けたものであり、その収集リストはAnnex-1に示す。

1-5 調査団の編成

なおF/S調査団は国際協力事業団より委託を受けた電源開発株式会社の技師6名で構成され、その氏名は次の通りである。

1. 団長 小池正男 総括
2. 団員
(副団長格) 佐伯功 送電技師
3. 団員 耳塚肇 変電技師
4. 団員 小野勝利 系統解析技師
5. 団員 渡辺秀策 土木建築技師
6. 団員 中野茂 経済・財務分析技師

第2章 結論と勧告

2-1. 結 論

今回のF/S調査で得られた結論は次の通りである。

(1) 送電線建設計画の有効性

Nkula B-Lilongwe B送電線建設計画は首都Lilongweおよび北部地域への電力供給に対して必要かつ有効な設備である。

(2) 早期着工

首都Lilongweに電力を供給している送電線は132KV木柱1回線および66KV鉄柱送電線1回線の合計2回線であり、一方の送電線に事故が起きた場合は極端な負荷制限をしいられている。これを解消するために安定した電力の供給が出来る本送電線の早期着工が必要である。

(3) 2回線送電線の必要性

Nkula B発電所～Lilongwe B変電所を結ぶ本計画は、送電線1回線の建設を最優先に行うことが必要である。

しかし、首都LilongweおよびMalawi湖のリゾート開発等による電力の需要増さらに中部地域と北部地域の電力供給安定と信頼性向上を考慮すると、至近年にもう1回線を建設する必要性が生ずる。本送電線を1回線鉄塔で建設した場合と、2回線設計鉄塔1回線架線の場合の概工事費を比較すると、後者の方が高くなる。しかし投資効果の面から総合的に判断して2回線設計1回線架線の送電線を建設することとする。

(4) 電力需要想定

電力需要想定の結果によれば、首都Lilongweを含む中部電力系統および北部電力系統におけるピーク時の総需要は各年度断面では次のようになる。

1992年 50.9 (MW)

1997年 87.1 (MW)

2002年 144.8 (MW)

各年度別増加率の平均は約11.3%である。

また、本送電線の運転開始時期は、上述の電力需要想定から当初1回線のみを建設することとして1992年とする、2回線目の増架は1999年末に必要なってくる。

(5) 送電線引き込み電気所

本送電線のNkula側の連系地点はNkula B発電所とし、Lilongwe側はLilongwe B変電所とする。

また、送電線の中間地点の Sharpevale に将来の北部系統との連系およびMalawi湖畔のリゾート開発等による電力需要増に対する配電を考慮して変電所を新設する。

(6) 送電線の規模

本送電線の規模は中部電力系統および北部電力系統における電力の需要増並びに Nkula B 発電所の増設計画を考慮に入れて、次の通りとした。

- a) 区 間 : 自 : Nkula B 発電所 (既設)
至 : Lilongwe B 変電所 (既設)
経由 : Sharpevale 変電所 (新設)
- b) 巨 長 : 250 km
- c) 電 圧 : 132 kV
- d) 電気方式 : 3 相 3 線式
- e) 周 波 数 : 50Hz
- f) 送電容量 : 30MW (於 Lilongwe B 変電所)
- g) 回 線 数 : 1 回線 (2 回線設計 1 回線架線)
- h) 電 力 線 : 605MCM 鋼心アルミ燃線 (ACSR) (Peacock)
- i) 架空地線 : 55mm² アルミ被鋼燃線 (AC)
- j) 碍 子 : 254 mm 径標準懸垂碍子 11個/連
- k) 支 持 物 : 2 回線垂直配列四角型自立鉄塔

(7) 変電所の規模

本送電線の中間地点に将来のMalawi湖畔リゾート地域への電力供給および北部地域への電力供給を考慮して Sharpevale 地点に変電所を新設する。その変電所の規模は次の通りとする。

- a) 変電所出力 : 25 MVA
- b) 変圧器容量 : 3 φ, 132/66/33 kV, 25MVA 1 台
- c) 設備規模

i) 132 kV側

- ・ 母線方式 : 2 重母線 (パイプ母線)
- ・ 送電線引出口 : 6 区画 (6 回線)
- ・ 母連設備 : 1 区画
- ・ 主要変圧器 1 次側 : 1 区画

ii) 66kV側

- ・母線方式 : 単母線 (パイプ母線)
- ・送電線引出口 : 2区画 (2回線)
- ・主要変圧器2次側 : 1区画

iii) 33kV側

- ・屋内、キュービクルタイプ開閉設備
- ・キュービクル数 : 5面

(8) 建設費

本送電線建設計画に必要な工事費は建設中の利息を含めて US\$35,445×10³

(M. Kw 94,624×10³)であり、うち外貨の内訳は

外貨分 US\$22,870×10³ (M. Kw 61,055×10³) (うち建中利子分 US\$360×10³)

内貨分 US\$12,575×10³ (M. Kw 33,569×10³) (うち建中利子分 US\$198×10³)

なお、建設期間中の年利率は 1.00 %である。

注) US\$ は米ドル、M. Kwは Malawi Kwachaを示す。

(9) 為替レート

1989年 2月の為替レートを適用する。

1 日本円 = 0.0212M. Kw

1 米ドル = 2.6695M. Kw = 125.92日本円

(10) 工期

本送電線建設の工事期間は延べ24ヶ月間を要するものと見込まれる。

よって、工期は1990年 4月着工、1992年 3月末完成するものとする。

(11) 経済性

本送電線建設計画の経済性については、首都Lilongweおよび北部電力系統を南部電力系統と連系することによって、Lilongweの代替発電設備を省略することが可能となり、その値は US\$28,020×10³ /年 (M. Kw 74,770×10³ /年) と評価される。

また、1992年に運転を開始する Nkula B 発電所 (7号増設) と本計画送電線が連系することにより、Nkula B 発電所の発生電力を有効に利用出来る。

(12) その他

本送電線により系統が補強されるLilongwe地区や北部地区への電力供給安定度の向上、並びに電圧および周波数変動の減少など金銭的に評価し得ない効果が期待される。

さらに、(6)で述べたように Sharpevale に変電所を新設することによって本送電線の利用度が高められるとともに、Malawi湖畔およびSalima地域における農業、諸工業などの開発発展に大きく貢献するものと判断される。

2-2 勸告

以上の結論から、本送電線建設計画に関して、次の様な勸告を行うものである。

(1) 完成時期

1991年末には首都Lilongweの電力は既設 132kV 1回線および66KV 1回線の送電容量では不足するので、本送電線建設計画はおそくとも1992年初めには完成するよう実施すべきである。

(2) 北部電力系統の連系

本送電線の効果的運用をはかるため Sharpevale に変電所を設置し、Salima地域を含む北部電力系統と連系すべきである。

(3) 工事資金の手当

本送電線建設の実現のため、Malawi大統領府は直ちに工事関係機関の設立、ならびに所要工事資金手当等の諸準備に入るべきである。

(4) 準備工事

本送電線工事は短期間に工事を完成する必要があるため、事前に調査工事（送電線ルートを選定、測量工事および用地手配等）に着手すべきである。

(5) 資金回収

第10章で述べるように、本送電線を通る電力量から得る収入により、本送電線に関する所要資金は十分に回収可能と判断する。

第3章 プロジェクトの背景

3-1 地勢と気候

Malawi共和国はアフリカ大陸の東側南方、南緯9度から17度の間に位置し、北部東側国境をTanzania連合共和国に、北部西側国境をZambia共和国に、そして南部国境をMocambique人民共和国に接する南北800km、東西145kmの南北に長い内陸国である。その国土面積は119,140km²（北海道の1.4倍）とアフリカ大陸で最も小さな国の一つで、首都は国のほぼ中央 Lilongwe にある。

土地の起伏が激しく褐色の山々が連なり、北部東側国境沿いには国土面積の2割を占めるMalawi湖が南北580kmに亘って展開するMalawi共和国は、自然の美しさではアフリカでも一、二を争うといわれている。その昔、Nyaza湖と呼ばれていたMalawi湖は、紅海に始まって東アフリカを南に縦断するアフリカ大地溝帯 (Great Rift Valley)の終着点であり、地質史上中生代末期の地殻変動によってできた巨大な断層である。Malawi湖（水面標高474mの淡水湖）には、ワニやカバが住み、その周囲は背の高いバビルスに覆われ、これを見おろして標高1,000~2,000mのNyika高原が広がっている。Nyika高原から首都Lilongweの北方Mzimba地方Viphya高原へと続く山々がおりなす緑の景観は非常に魅力的である。

Malawi湖のすぐ南にある Malombe湖から Shire川沿いに南に下った付近は、夏には花々の咲乱れる美しい土地である。この Shire川は、ところどころで滝や急流をつくりながら南下して Zambezi川に合流する。

Malawi国の南端、Mocambiqueとの国境近くにはこの国の最高峰 Mulanje山を始め、標高3,000mクラスの山々が峰を連ねている。

Malawi共和国は多くの動植物に恵まれ、Nyika(3,134km²), Kasung(2,316 km²), Lengwe(887 km²), Liwonde(548km²), Lake Majete(784km²), Mwabvi(340km²)の4か所が野生動物保護区に指定されている。これらは有力な観光資源となって、年間20,000人前後の外国人観光客を引寄せており、これは、Malawiを訪れる全旅行者の約3分の1に相当する。

気候は熱帯サバンナ気候帯に属するが、気温と降雨量は海拔36mから3,048mに至る標高によって大きく変わる。平均年間降雨量は約1,100mmで、年により800mm~2,500mmにわたって変化する。雨季は11月~4月で、乾季は5月~10月に至る。4月中旬~8月中旬までは比較的涼しく平均気温も20℃前後と過ごし易いが、8月中旬~11月中旬に

かけてはさすがに暑く平均気温も約27℃に達する。

3-2 政治と経済

3-2-1 概要

Malawi共和国は、1964年7月に英連邦の一員として独立、1966年に共和制に移行した。大統領は独立以来 Ngwazi Dr. H. Kamuzu Banda 氏で、1971年に終身大統領の地位が与えられている。

Malawi国は、政治的には非同盟政策をとっているものの、その外交政策は現実的で穏健な善隣友好路線を基調としている。英国をはじめ欧米諸国との関係は良好で、アフリカ諸国では唯一、南アフリカ連邦共和国と正常な外交関係を維持している。

1987年以來の総人口は約750万人、人口密度は64人/km²である。1977-1987の最近10年間の年平均人口増加率は3.1%でサハラ以南のアフリカ諸国の平均値3%と同水準にある。

Malawi国の基幹産業は農業であり、全人口の85%が農業に従事している。政府は農業開発重点政策をとり、西欧自由主義諸国の経済・技術援助を積極的に取入れて高い食糧自給率を維持してきたが、1987年は干ばつその他の天災による被害と隣国Mocambiqueの政情不安に起因するMocambiqueからの約50万人（全人口の約7%に相当）の難民流入のため食糧の自給率は低下した。主要農産物は主食であるトウモロコシ（Maize）を始め、タバコ、紅茶、砂糖、棉花および豆類であり、Malawi湖で取れる魚は国民の貴重な蛋白源となっている。

工業は独立以來順調な発展を遂げていたが、国内市場規模が小さいことと Beira、Nacala両港からのMocambique経由の鉄道輸送ルートが中断されたことに伴う原料や資材のコスト上昇が製品の競争力を低下させている。主な工業製品としては繊維、魚網、加工食品などがあり、セメント、レンガ、鉄鋼、精粉業などが将来を囑望されている。

3-2-2 国内総生産（GDP）

部門毎の国内総生産（GDP）への貢献度を Table 3-1に、1973年以降のGDPの推移を Table 3-2に示す。

農業の優位性はここでも明らかで、GDPの37%を農業が担っている。また、1987年のGDPは2,866 M.Kw million (1,395 US\$ million) で、一人当たりのGDPは

382 M. Kw (186 US\$)であった。1977年のGDPは1987年価格で2,282 M. Kw million (1,111 US\$ million)、一人当りGDPは412 M. Kw (201 US\$)であったから、この10年間の年平均成長率はGDPで2.3%、一人当りのGDPで-0.8%であったことになる。経済不振の一因は気象条件の不順による農業生産高の減少にもあるが、最大の原因は Beira, Nacalaの両ルートが閉鎖されて遠くZambia、Zimbabweを経て南ア連邦の Durban に至る道路輸送に頼らざるを得ないことに伴う輸送費の急激な上昇にある。

3-2-3 輸出入貿易実績と外貨送金

対外貿易収支は独立以来の入超で、貿易収支の改善は政府の最重点政策の一つとなっている。1970年から1985年までの輸出入貿易実績を Table 3-3、および 3-4に示す。

表からも明らかなように、タバコと紅茶の2大市況商品だけで全輸出金額の60%以上を占めており、輸出品目中の農業産品の圧倒的シェアが目につく。輸出先としては旧宗主国である英国が、また、輸入元としては輸送路を制する南ア連邦がそれぞれ1位を占め、この両国だけで輸出入総額の半分近くを占めている。最近では日本の進出も急で、1985年実績では輸出入総額で第5位の貿易相手国となっている。

日本への輸出は、そのほとんどがタバコで、日本へのタバコ供給国としては米国、トルコに次いで第3位の座を占めている。日本からの輸入では自動車全体が全体の45.9%と最も多く、次いで機械(9.8%)、鉄鋼(8.5%)、繊維製品(7.0%)の順となっている。

外貨収入としては、これ以外に南ア連邦鉱山で働くMalawi人出稼ぎ労働者(年間20~30万人と言われている)からの外貨送金があり、その額は1985年実績で28.2 M. Kw million(全輸出額の6.7%に相当)に達して国の外貨収入に大きく寄与している。

Table 3-1 GDP by Sector of Origin, 1980-1996
(Percentage Share of Total)

	Output		Projection		
	1980	1986	1987	1991	1996
Agriculture	37.2	36.8	36.2	36.4	35.0
Manufacturing	11.6	12.1	12.1	11.9	12.0
Electricity and Water	1.9	2.1	2.1	2.1	2.0
Construction	5.7	4.2	4.2	4.2	4.8
Distribution	14.4	13.1	13.2	12.8	13.0
Financial and Professional Services	6.8	6.4	6.5	6.5	6.7
Ownership of Dwellings	4.2	4.4	4.4	4.4	4.4
Private, Social and Community Services	3.9	4.3	4.4	4.3	4.2
Government Services	10.3	13.3	13.8	13.8	13.9
Unallocable Finance Services	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7
GDP Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Source : Statement of Development Policies 1987-1996 produced by Office of the President and Cabinet, Malawi

Table 3-2 Basic Economic Data

Year	GDP Defector		GDP (M. Kw Million)		Popuration (Million)	GDP per Head in 1987 Price (M. Kw)	Exchange Rate (M. Kw/US\$)
	1980=100	1987=100	Current Price	1987 Price			
1973	50.7	20.0	364.0	1,820.0	4.79	380	0.8193
1974	59.9	23.7	461.5	1,947.3(7.0%)	5.10(6.5%)	382	0.8412
1975	65.1	25.7	529.7	2,061.1(5.8%)	5.24(2.7%)	393	0.8638
1976	70.8	28.0	612.0	2,185.7(6.0%)	5.37(2.5%)	407	0.9130
1977	80.8	31.9	728.0	2,282.1(4.4%)	5.54(3.2%)	412	0.9029
1978	82.0	32.4	800.7	2,471.3(8.3%)	5.68(2.5%)	435	0.8437
1979	85.7	33.9	864.5	2,550.1(3.2%)	5.86(3.2%)	435	0.8169
1980	100.0	39.5	1,005.1	2,544.6(-0.2%)	6.05(3.2%)	421	0.8121
1981	116.4	46.0	1,108.1	2,408.9(-5.3%)	6.23(3.0%)	387	0.8953
1982	127.1	50.2	1,245.1	2,480.3(3.0%)	6.41(2.9%)	387	1.0555
1983	141.7	56.0	1,436.9	2,565.9(3.5%)	6.62(3.3%)	388	1.1748
1984	161.2	63.7	1,708.5	2,682.1(4.5%)	6.84(3.3%)	392	1.4134
1985	183.3	72.4	2,023.1	2,794.3(4.2%)	7.06(3.2%)	396	1.7191
1986	202.9	80.1	2,301.1	2,872.8(2.8%)	7.28(3.1%)	395	1.8611
1987	253.2	100.0	2,865.7	2,865.7(-0.3%)	7.50(3.0%)	382	2.2087
1988				2,974.6(3.8%)	7.75(3.3%)	384	
1989				3,087.6(3.8%)	8.00(3.3%)	386	
1990				3,205.0(3.8%)	8.27(3.3%)	388	
1991				3,326.7(3.8%)	8.54(3.3%)	390	
1992				3,466.4(4.2%)	8.83(3.4%)	393	
1993				3,612.0(4.2%)	9.13(3.4%)	396	
1994				3,763.7(4.2%)	9.44(3.4%)	399	
1995				3,921.8(4.2%)	9.76(3.4%)	402	
1996				4,086.5(4.2%)	10.09(3.4%)	405	
Annual Growth Rate (%)							
1973-1987				3.3	3.25	0.04	
1987-1996				4.0	3.35	0.65	

Source : Actual data up to 1987 are quoted from International Financial Statistics 1988 issued by International Monetary Fund(IMF), future growth rate after 1988 are quoted from Statement of Development Policies 1987-1996 produced by Office of the President and Cabinet, Malawi and others are calculated by JICA mission, accordingly.

Note : Figures in bracket show the growth rate to the previous year.

Table 3-3 Direction of External Trade, 1970-1985
(M. Kw million)

	1970		1975		1980		1985		
	Export to	Import from	Export to	Import from	Export to	Import from	Export to	Import from	Total
United Kingdom	22.8	21.4	42.3	52.9	63.9	67.2	142.1	73.8	215.9
South Africa	3.2	10.2	5.6	52.8	7.5	131.5	26.8	187.3	214.1
U. S. A.	1.2	4.1	8.6	7.6	39.1	12.1	43.3	24.3	67.6
West Germany	1.3	3.1	4.6	8.7	17.1	18.1	34.6	27.4	62.0
Japan	0.2	4.4	1.0	16.5	4.4	25.0	13.8	38.2	52.0
Zimbabwe	4.3	16.6	7.4	25.7	12.3	12.7	9.8	29.4	39.2
Zambia	3.6	2.5	3.5	4.6	-	7.7	27.0	8.3	35.3
France	0.6	1.1	-	-	4.5	8.3	14.6	17.8	32.4
Netherlands	1.9	1.2	7.6	4.8	20.6	15.0	22.7	5.1	27.8
Australia	0.4	1.8	-	-	-	-	6.1	3.8	9.9
Ireland	1.6	-	-	-	-	-	1.7	-	1.7
Others	0.4	16.1	25.9	45.0	46.0	67.3	76.6	77.4	154.0
Total	41.5	82.5	106.5	218.6	215.4	365.0	419.1	492.8	911.9

Source : Statement of Development Policies 1987-1996 produced by Office of the President and Cabinet, Malawi

Table 3-4 Exports by Main Commodities, 1970-1985
(M. Kw million)

	1970	1975	1980	1985
Tobacco	16.6 (40.0)	51.1 (48.0)	108.8 (50.5)	187.4 (44.7)
Tea	10.9 (26.3)	21.7 (20.4)	29.8 (13.8)	91.4 (21.8)
Sugar	-	12.3 (11.5)	34.7 (16.1)	14.4 (3.4)
Cotton	2.7 (6.5)	1.9 (1.8)	4.5 (2.1)	12.9 (3.1)
Pulses	1.0 (2.4)	1.6 (1.5)	1.8 (0.8)	8.2 (2.0)
Groundnuts	4.2 (10.1)	6.5 (6.1)	15.9 (7.4)	5.9 (1.4)
Rice	0.5 (1.2)	1.6 (1.5)	3.0 (1.4)	0.3 (0.1)
Others	5.6 (13.5)	9.8 (9.2)	16.9 (7.8)	98.6 (23.5)
Total Exports	41.5 (100.0)	106.5 (100.0)	215.4 (100.0)	419.1 (100.0)

Source : Statement of Development Policies 1987-1996 produced by Office of the President and Cabinet, Malawi

Note : Figures in bracket show the percentage shares of the total

3-2-4 エネルギー

Malawi国では一次エネルギーの92%を薪炭と農産物残滓などの非商業エネルギーで賄っており、残りの8%が水力電気をはじめ、石油、石炭などの商業エネルギーで賄われている。

薪炭の年間消費量は約9百20万立方メートル（1985実績）で、このうち72%が家庭用に、23%がタバコ乾燥用に、そして残り5%がレンガ、紅茶などの事業用に使用されている。

この結果、毎年5万ヘクタールの森林が失われていくこととなり、政府は森林の荒廃を憂慮して、薪炭の効率的活用を訴えるとともに、植林、代替エネルギーへの転換を呼びかけている。

Table 3-5 Primary Energy Supply by Source, 1986
(Percentage Share of Total)

	<u>Final Energy Consumption</u>
Fuelwood including Charcoal	90
Other Biomass	2
Hydro-electricity	3
Petroleum Products	4
Coal	1
Total	100

Source : Statement of Development Policies 1987-1996
produced by Office of the President and Cabinet, Malawi

商業エネルギーの消費量は1970年から1975年にかけて急速に増大した。しかしながら、1975年から1980年にかけては国際的な原油価格の上昇により、また、1980年以降は Beira, Nacala 両ルート of 断絶に伴う諸物価の上昇により経済が停滞して、石油、石炭等いわゆる輸入エネルギーの消費量の伸び率は鈍化し、最近ではむしろ減少に転じている。

Table 3-6 Commercial Energy Consumption, 1970-1985
(1,000 tonners, oil equivalent)

	1970	1975	1980	1985
Electricity	33.1	66.1	88.5	99.7
Petroleum Products	106.5	137.5	147.4	110.2
Coal	29.5	47.8	31.2	24.5
Total	169.1	251.4	267.1	234.4

Source : Statement of Development Policies 1987-1996 produced by Office of the President and Cabinet, Malawi

水力電気はこの国の代表的国産エネルギーであり、南部 Shire川流域のNkula Fall A、B、Tedzani Fallおよび Zombaの4水力発電所（合計 144.6MW）が発生する電気は、全発生電力量の実に 99.7%（1986年実績）にもおよぶ。Malawiの全包蔵水力は 1,000 MWといわれており、南部 Shire川流域のNkula Fall B増設（20MW）、Kapichira Fall新設（100MW）が次期計画として既に開発準備段階にあり、また、北部ではKaronga（200KW）などのミニ・ハイドロ計画も有望視されている。

石油資源を持たないMalawiでは、20：80の比率でディーゼル油の中に混入して使うごく少量のエタノールを除いて、石油および石油精製品の全量を輸入に頼っており、その殆どが自動車用燃料として使用されている。輸送ルートの変更にもなう影響も深刻で、1983年から1985年にかけては、原油価格の下落にもかかわらず、保険料を含む輸送費の値上がりとMalawi Kwachaの通貨切下げのおかげで石油製品価格は33%も上がった。

1981年には、米国調査団によってMalawi湖底での石油埋蔵が確認されているが未だ事業化の域には達していない。

Malawiは石炭消費量90%（1986実績）を輸入に頼っている。石炭は工業用ボイラーによる消費がその殆どであるが、1982年7万トンにまで上った石炭輸入量は、1985年には2万9千トンにまで落ち込んだ。これらは石炭輸入の不安定さと急激な価格の上昇に寄るものである。ちなみに、かねてMocambiqueから輸入していた頃は70 M. Kw / ton（1982年価格）であった石炭は、Zambia、Zimbabweから輸入するようになってからは、117 M. Kw/ton（1986年価格）にまで跳ね上がった。Malawi国内の石炭の想定埋

蔵量は8億トンを越えるといわれているが、その開発は始まったばかりであり、1985年に設立された全額政府出資の工業投資開発公社(Mining Investment and Development Corporation : MIDCOR)が北部Kaziwiziwi地区で試掘している。輸送コストなど採算に問題はあがあるが、これが順調に行けば現在タバコ乾燥用に使用されている薪炭にとって代わることが期待されている。

第4章 電気事業の現状

4-1 電気事業発展の経緯

国営電気事業者であるMalawi電力公社 (Electricity Supply Commission of Malawi: ESCOM) は1964年の国家独立と同時に、それまであった旧組織を改変して設立された。成立当初の ESCOMの発電設備容量はBlantyreの石炭火力(7,000kW), Zombaの水力(600kW), およびBlantyre, Zomba, Lilongwe, Mzuzu, Port Jonston(Mangochi)の各ディーゼル発電所 (Total : 6,595kW)の合計14.2MWであった。

ESCOM は設立当初から同国南部を流れるShire 川の水力開発に取組み、1966年には Nkula Fall A (24MW)の1号機を運転開始し、1973年にはTedzani Fall(40MW)を、そして1980年にはNkula Fall B (80MW)の各水力発電所を次々に運開させた。これにより電源設備の飛躍的拡充が図られた。この間、1968年にはMocambiqueの電力輸出を開始し、また、新首都Lilongweの急増する電力需要に対処するため、1972年には Nkula-Dedza-Lilongwe 66kV 送電線を、1977年には Nkula-Salima-Lilongwe 132kV送電線を完成させて電力系統の南北連系を実現し、配電網の整備とあいまって地方電化の促進を図りつつ今日に至っている。

これら新規水力電源の開発と系統連携の実現により、それまで各地の需要センターに配置されていた旧式で効率の悪い小規模ディーゼルおよびBlantyreの石炭火力は次々に廃止され、現在、非常時の供給予備力として系統に連系する事の出来る電源としては、その後あらたに導入された一部の小規模ディーゼルとBlantyreのGas Turbine 発電所 (15MW)があるものの、ESCOM 成立当初の発電設備のうち現在稼働中の設備は Zombaの水力発電所 (600kW)のみとなっている。

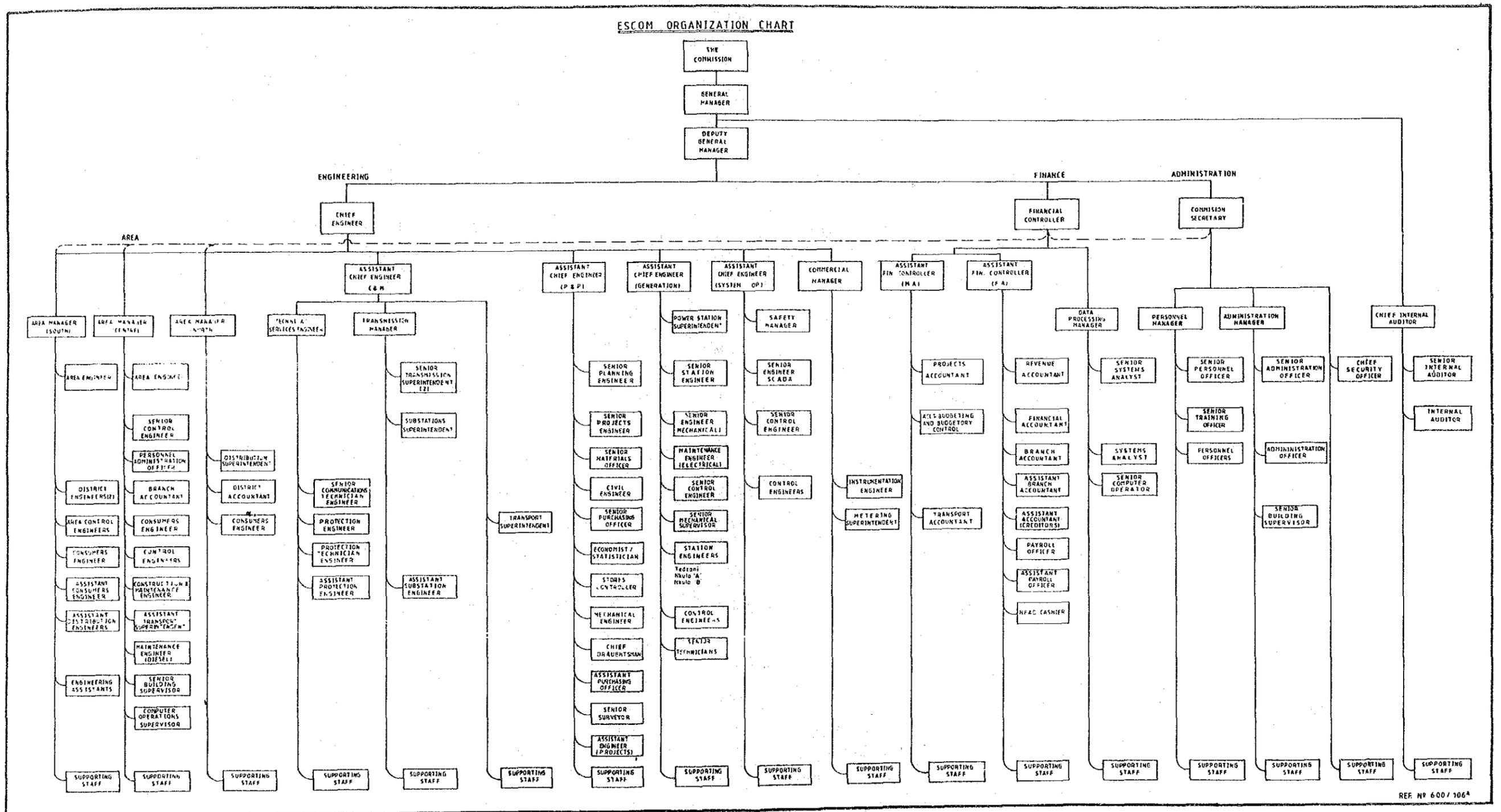
4-2 Malawi電力公社(ESCOM)の組織

ESCOM は終身大統領Ngwazi Dr. h. Kamuzu Banda氏の直接指揮下にあり、組織上の最高機関は最高経営会議(Commission)である。最高経営会議は議長Robert B. Mbaya 氏と通産次官、大蔵次官を含む8人の委員によって構成され、ESCOM の営業政策、電源開発計画、系統拡充計画その他の重要事項を決定する。

組織運営上の実務は、総裁 R. F. G. Offord氏を始めとする4人の役員がそれぞれ業務を分担している。(Fig. 4-1参照)

BSCOM は設立以来Malawi人職員の登用と教育に力を注ぎ、1970年当時25%しかいなかったMalawi人上級職員も1986年時点では97%となり、外国人は僅かに4人(1985)を数えるのみとなっている。(Table 4-1参照)

ESCOM ORGANIZATION CHART



REF. NR 600/106A

Fig 4-1 ORGANIZATION CHART OF ESCOM HEAD OFFICE

Table 4-1 Employment Statistics

Year	Senior Staff			Junior Staff	Temporary Workers	Total
	Expatriate	Malawian	Sub-Total			
1976	32 (25.0%)	96 (75.0%)	128 (100%)	859	322	1,309
1977	25 (18.9%)	107 (81.1%)	132 (100%)	981	294	1,407
1978	25 (17.4%)	119 (82.6%)	144 (100%)	1,087	384	1,615
1979	23 (15.6%)	124 (84.4%)	147 (100%)	1,227	422	1,796
1980	20 (11.6%)	153 (88.4%)	173 (100%)	1,387	503	2,063
1981	17 (9.9%)	154 (90.1%)	171 (100%)	1,432	418	2,021
1982	13 (7.5%)	160 (92.5%)	173 (100%)	1,324	452	1,949
1983	10 (5.7%)	165 (94.3%)	175 (100%)	1,346	484	2,005
1984	10 (5.7%)	165 (94.3%)	175 (100%)	1,346	484	2,005
1985	10 (6.2%)	151 (94.8%)	161 (100%)	1,385	495	2,041
1986	5 (3.0%)	162 (97.0%)	167 (100%)	1,342	591	2,100

Source : ESCOM Annual Report

4-3 現在の電力系統

ESCOM 電力系統は、南部Blantyreを中心とする南部電力系統、新首都Lilongweを中心とする中部電力系統そしてChintheche以北の北部電力系統の3つに大別される。各電力系統は全国送電網で結ばれており、今では、最北部Karongaだけが唯一つの独立系統として残っているが、これも、いずれは北部電力系統に連系される予定である。(Fig. 4-2参照)

系統規模としては、全消費電力量の74.5%を消費している南部電力系統が最大で、中部および北部電力系統では、併せて25.5%を消費しているにすぎない。地域毎の最大電力を示すデータはないが、連系系統の最大電力と地域毎の販売電力量から各電力系統での最大電力を推定すると、1986年末で、南部系統では71MWに、中・北部系統では合計24MWに達しているものと見込まれる。(Table 4-2参照)

4-3-1 発電設備

1988年12月現在の ESCOM電力系統における発電設備の総出力は 169MWである。

ESCOM 電力系統の特徴は電源が南部に偏在していることである。南部 Shire川流域の水力発電所群だけで全発電設備容量の85.2%を占めており、全発生電力量の実に99.8%を供給している。(Table 4-3参照)

4-3-2 送・配電および変配設備

1988年12月現在の ESCOM電力系統における送・配電設備の巨長は架空線が6,182km 地下ケーブルが209kmであり、(Fig4-2参照) 変電設備の設備容量は787MVAとなっている。(Table 4-4参照)

ここ10数年に亘って全国送電網連系計画を積極的に推進してきた ESCOMは、1972年に首都Lilongweの系統連系を達成し、その後もMzuzu, Mangochi, Salima, Mtuthama, Kasungu の各独立系統を次々と主幹系統に連系してきたが、国民一人当りの電力消費量は1986年時点で、ようやく57KWh/年に達したばかりで、国民の95%以上は未だ電気恩恵に浴していないのが現状であり、地方電化計画の推進と、そのための送配電線網の整備と強化は ESCOMにとって今後の大きな課題となっている。

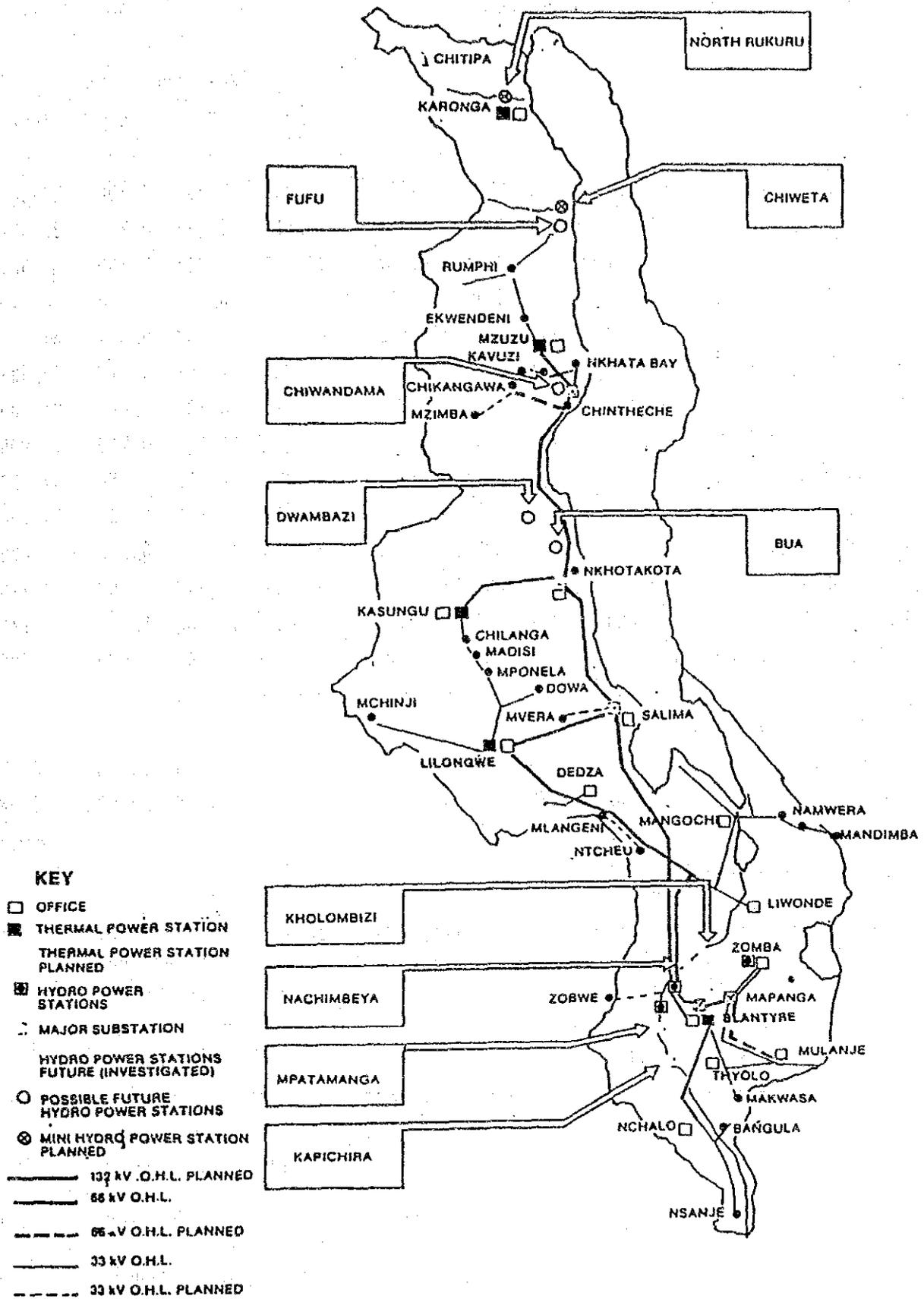


Fig. 4-2 Map of Malawi showing BSCOM Grid System

Table 4-2 Demand Trend in each Region

Year	Energy Sold (MWh)				Peak load (MW)			
	S. R.	C. R.	N. R.	Total	S. R.	C. R.	N. R.	Total
1973	163,999(92.13)	12,953	1,052	178,004(100)	32,065	2,532	0,206	34,803
1974	174,115(90.55)	16,943	1,219	192,277(100)	35,815	3,485	0,251	39,551
1975	212,339(89.91)	22,428	1,408	236,175(100)	43,651	4,611	0,289	48,551
1976	223,430(88.31)	28,024	1,547	253,001(100)	44,721	5,609	0,310	50,640
1977	229,473(86.49)	34,199	1,648	265,320(100)	44,733	6,667	0,321	51,721
1978	245,462(85.19)	40,412	2,250	288,124(100)	46,547	7,663	0,427	54,637
1979	279,011(84.45)	48,123	3,250	330,384(100)	51,515	8,885	0,600	61,000
1980	291,034(82.20)	59,202	3,805	334,041(100)	55,023	11,193	0,719	66,935
1981	274,541(79.95)	65,029	3,815	343,386(100)	53,991	12,789	0,750	67,530
1982	275,609(77.02)	77,506	4,712	357,827(100)	54,859	15,427	0,938	71,224
1983	304,057(77.20)	84,521	5,297	393,875(100)	56,718	15,766	0,988	73,472
1984	303,835(74.85)	95,577	6,518	405,930(100)	63,409	19,947	1,360	84,716
1985	299,572(75.12)	91,821	7,422	398,815(100)	61,550	18,865	1,525	81,940
1986	318,209(74.45)	100,538	8,659	427,406(100)	70,728	22,346	1,925	94,990
Annual Growth Rate (%)								
73-86	5.2%	17.1%	17.6%	7.8%	6.3%	18.2%	18.8%	8.0%
76-86	3.6%	13.6%	18.8%	6.4%	4.7%	14.8%	20.0%	6.5%

Source : ESCOM Annual Reports

Notes : (a) Figures in parenthesis show the percentage share of the total.
 (b) Peak Loads were calculated by the JICA mission under the condition described in item 4-3.
 (c) S. R. ---Southern Region
 C. R. ---Central Region
 N. R. ---Northern Region including Karonga

Table 4-3 Plant Capacity as at 31st December, 1988

Type	Location	Installed Capacity (kW)	Date Installed	No. and Unit Capacity (kW)	Annual Energy Generation (MWh)
Gas Turbine	Blantyre	15,000 (8.9%)	1975	1 × 15,000	25 (0.0%)
Diesel		10,200 (5.6%)			1,389 (0.3%)
	Karonga	990	1980	2 × 120	
			1988	3 × 250	
	Mzuzu	2,250	1974	1 × 250	
			1975	1 × 150	
			1980	1 × 1,100	
			1983	1 × 750	
	Kasungu	360	1972	2 × 85	
			1974	1 × 85	
			1979	1 × 105	
	Lilongwe	5,400	1972	1 × 3,000	
			1978	1 × 1,100	
			1980	1 × 1,300	
	Chitipa	300	1988	2 × 150	
	Mtunthama	900	1980	1 × 240	
			1981	1 × 65	
			1981	1 × 120	
			1981	1 × 235	
			1984	1 × 240	
Hydro		144,600 (85.6%)			511,137 (99.7%)
	Nkula Fall-A	24,000	1966	2 × 8,000	
			1967	1 × 8,000	
	Nkula Fall-B	80,000	1980	2 × 20,000	
			1981	1 × 20,000	
			1986	1 × 20,000	
	Tedzani Fall	40,000	1973	2 × 10,000	
			1976	1 × 10,000	
			1977	1 × 10,000	
	Zomba	600	1953	1 × 300	
			1954	1 × 300	
Total		169,800 (100.0%)			512,551 (100.0%)

Source : ESCOM Annual Report 1986 and data presented by ESCOM

Table 4-4 Details of Transmission, Distribution and Substation
As at 31st December, 1988

Facilities	Southern Region	Central Region	Northern Region	Isolated station		
				Karonga	Chitipa	Total
Overhead Lines (km)	3,078.504	2,209.106	590.847	63.029	4.50	5,972.99
132kV Lines	165.02	175.57				340.59
66kV Lines	347.01	525.73	193.30			1,093.04
33kV Lines	950.368	362.907	131.173			1,444.448
11kV Lines	833.79	670.47	114.25	32.96	4.50	1,655.974
400/230 Volts Lines	782.316	474.429	152.124	30.069	-	1,428.938
Underground Cable(km)	106.281	88.631	11.793	1.58		208.585
33kV Cable	2.616	0.035	0.034			2.685
11kV Cable	51.713	22.292	2.635	0.03		76.970
400/230 Volts Cable	51.952	66.304	9.124	1.55		128.93
Substations (kVA)	595,285	159,442	29,090	2,421.00	600	786,838
Interbus Transformers	50,000					50,000
132/66KV						
Step-down 132/ 66/11kV		25,000				25,000
Step-down 66/ 33kV	90,000	10,000	10,000			110,000
Step-down 66/ 11kV	64,000	43,000				107,000
Step-down 33/ 11kV	68,000	3,500	5,550			77,050
Step-down 33/0.4/0.23kV	29,310	7,880	3,025			40,215
Step-down 11/0.4/0.23kV	117,975	66,962	7,515	1,421		193,873
Step-down 3.3/0.4kV					200	200
Step-up 0.4/3.3/11kV		3,100	3,000	1,000	400	7,500
Step-up 11/ 66kV	126,000					126,000
Step-up 11/132kV	50,000					50,000

Source : ESCOM Annual Report 1986 and data presented by ESCOM

4-4 電気料金

4-4-1 料金体系

現行電気料金は1985年に改定されたもので、固定料金と従量料金から成立っており、用途別に以下のように定められている。

Table 4-5 Electricity Tariff Schedule

1. Residential	
a) Area not included in High Density Residential Area	
Fixed charge	M. Kw 6.78/month
Unit charge	
For each of the first 225kWh	M. Kw 0.107/kWh
For each in excess of 225kWh	M. Kw 0.077/kWh
b) High Density Residential Area	
Fixed charge	M. Kw 1.35/month
Unit charge	
For each of the first 150kWh	M. Kw 0.068/kWh
For each in excess of 150kWh	M. Kw 0.101/kWh
2. Other than Residential	
a) Consumer with an average maximum demand of less than 25kVA	
Fixed charge	M. Kw 6.78/month
Unit charge	
For each of the first 600kWh	M. Kw 0.125/kWh
For each in excess of 600kWh	M. Kw 0.077/kWh
b) Consumer with an average maximum demand of 25kVA or more	
Fixed charge	M. Kw 17.00/month
Demand charge	
For each of the first 60kVA	M. Kw 17.00/kWh
For each of the next 240kVA	M. Kw 15.58/kWh
For each in excess of 300kWh	M. Kw 12.32/kWh
Unit charge	M. Kw 0.021/kWh

Note : For electricity supply from isolated diesel power station, an additional unit charge will be requested in case of the diesel fuel price exceeding 22 tambala per liter.

4-4-2 平均売電単価

1973年以降の平均売電単価の動きをTable 4-6 に示す。表を見て明らかなように、ESCOM ではこれまでたびたび電気料金の改定を繰返しているが、1987年価格で見た平均売電単価は1973年以来ほぼ一定の水準にあり、1973年～1986年の実績では連系系統で10.37 Tambala/kWh (4.7cent/kWh) と、かなり低い値になっている。Karonga の独立系統を含めた全国平均では10.59 Tambala/kWh (4.8cent/kWh) と心持ち高くなるが、これは前項料金体系の中で触れたとおり、Karonga の独立系統にはディーゼル割増し料金が適用されているためである。

Table 4-6 Energy Sold and Revenue per kWh
(Interconnected System)

Year	Number of Consumer	Energy Sold (MWh)	Revenue per kWh		GDP Deflator 1987=100
			Current Price (T/kWh)	1987 Price (T/kWh)	
1973	12,157(12,814)	175,431(178,004)	2.12(2.15)	10.60(10.75)	20.0
1974	13,876(14,312)	191,057(192,277)	2.12(2.15)	8.95(9.07)	23.7
1975*	15,000(15,553)	234,469(236,175)	2.39(2.42)	9.30(9.42)	25.7
1976*	15,899(16,587)	250,802(253,001)	2.60(2.71)	9.29(9.68)	28.0
1977*	17,929(18,495)	263,672(265,320)	3.06(3.15)	9.59(9.87)	31.9
1978*	18,995(19,670)	285,873(288,124)	3.77(3.84)	11.64(11.85)	32.4
1979	20,460(21,250)	327,135(330,384)	3.85(3.98)	11.36(11.74)	33.9
1980	21,835(22,889)	350,153(354,041)	4.22(4.38)	10.68(11.09)	39.5
1981	22,842(24,424)	338,654(343,386)	4.99(5.22)	10.85(11.35)	46.0
1982*	25,453(25,694)	354,692(357,827)	5.52(5.67)	11.00(11.29)	50.2
1983*	26,663(26,926)	393,489(393,875)	5.91(5.93)	10.55(10.59)	56.0
1984*	28,649(28,974)	405,378(405,939)	6.54(6.58)	10.27(10.33)	63.7
1985*	30,987(31,337)	398,132(398,815)	8.01(8.07)	11.06(11.15)	72.4
1986	33,110(33,496)	426,513(427,406)	8.03(8.10)	10.02(10.11)	80.1
1987		466,744			100.0
1988		476,268			
Average			10.37(10.59)		

Source : ESCOM Annual Reports

GDP is to be referred to Table 3-2.

Notes : (a) Date for 1987 and 1988 are promptly reported value

(b) Date in bracketed show the value for all Malawi including isolate systems

(c) ESCOM revised Electricity Tariff Schedule in the year with asterisk

第5章 電力需要想定

5-1 電力需給の推移

5-1-1 年間発生電力量および尖頭負荷

1973年から1988年の15年間で BSCOM連系系統の年間発生電力量は192.3GWhから580.6GWhへと年平均 7.6%の割合で、尖頭負荷は34.3MWから101.0MW へと年平均 7.5%の割合でそれぞれ増大した。しかしながら、対象期間を5年間毎に区切って観察してみると1973年から1978年の5年間では年率 9.9%の割合で急激な伸びを示した発生電力量も、1983年から1988年の5年間では 5.3%となり最近の需要の伸びの鈍化が目立つ。(Table 5-1参照)

こうした需要増勢の鈍化傾向は、尖頭負荷の場合も同様で Beira、Nacala両ルート
の断絶に伴う経済全般の停滞が色濃く影を落としているものといえよう。

5-1-2 負荷率および系統損失率

負荷率 (Load factor : Lf) は61.5%から69.6%と年によってかなりの差が認められるが、最近では経済の停滞を反映して65%台でやや高めに推移しており、この傾向は今後もしばらく続くと思われる。

発電所での所内電力消費と送配電ロスを含む総合系統損失率は 1973-1988の平均で12.0%となっている。時系列的には、1977年に完成した Nkula-salima-Lilongwe 132 KV 南北連系送電線のおかげで翌1978年には 7.4%と一時的に改善されたが、その後は悪化の一途をたどり、昨1988年実績では18.0%にまで増大している。これは、首都 Lilongweを中心とする中・北部電力系統の需要の伸びがいかにか大きいかを示しているものといえよう。

5-2 BSCOM による電力需要予測

電力需要予測は電源開発計画および系統増強計画策定のための基本であり、BSCOM でも、“ Study to Update BSCOM's Least Cost Development Programme ” (Apr. 1988 年: Prepared by Kennedy & Donkin Power Systems Ltd, England)の中でこれについて詳細に検討している。

この報告によると、経済発展が基準ケースで推移した場合、1986年から2005年の19年

間で、発生電力量は 8.6%、尖頭負荷は 8.7%の年率でそれぞれ増大することが見込まれており、1973年から1988年の過去15年間の実績年平均伸び率が発生電力量で 7.6%、尖頭負荷で 7.5%であるのに比べてやや高めの予測となっている。(Table 5-2参照)

ESCOM では、この他にも幾通りかの需要予測を行っており、地域別の販売電力量と需要家数についての予測では、1985年から2000年の15年間で販売電力量は 8.3%、需要家数は 6.3% の年率でそれぞれ増大するとしている。(Table 5-3 参照)

また、電力系統別の電力需要予測では、1985年から1997年の12年間で中部電力系統で 5.6%、北部系統で 11.5%、中・北部電力系統合計で 6.8% の年率でそれぞれ増大するとしている。(Table 5-4 参照)

Table 5-1 Peak Load and Annual Energy Generation
(Interconnected System)

Year	Energy Generated (MWh)	Peak Load (kW)	Load Factor (%)	Energy Sold (MWh)	System Losses (MWh)
1973	192,296 (195,296)	34,300	64.0	175,431 (178,004)	8.8 (8.9)
1974	211,949 (213,336)	39,300	61.6	191,057 (192,277)	9.9 (9.9)
1975	262,684 (264,681)	48,200	62.2	234,469 (236,175)	10.7 (10.8)
1976	280,143 (282,729)	50,200	63.7	250,802 (253,001)	10.5 (10.5)
1977	293,936 (296,942)	51,400	65.3	263,672 (265,320)	10.3 (10.6)
1978	308,702 (311,413)	54,210	65.0	285,873 (288,124)	7.4 (7.5)
1979	354,622 (358,299)	60,400	67.0	327,135 (330,384)	7.8 (7.8)
1980	385,658 (389,879)	66,200	66.5	350,153 (354,041)	9.2 (9.2)
1981	383,415 (388,964)	66,600	65.7	338,654 (343,386)	11.7 (11.7)
1982	406,187 (409,388)	70,600	65.7	354,692 (357,827)	12.7 (12.6)
1983	447,821 (448,270)	73,400	69.6	393,489 (393,875)	12.1 (12.1)
1984	469,577 (470,192)	84,600	63.4	405,378 (405,930)	13.7 (13.7)
1985	475,585 (476,402)	81,800	66.4	398,132 (398,815)	16.3 (16.3)
1986	511,546 (512,551)	94,800	61.6	426,513 (427,406)	16.6 (16.6)
1987	560,858 ()	97,200	65.9	466,744 ()	16.8 ()
1988	580,572 ()	101,000	65.6	476,268 ()	18.0 ()
Annual Growth Rate (%)					
73-78	9.9 (9.8)	9.6		10.3 (10.1)	
78-83	7.7 (7.6)	6.2		6.6 (6.5)	
83-88	5.3 (4.6)	6.6		3.9 (4.5)	
73-88	7.6 (7.7)	7.5		6.9 (2.8)	
Average					
73-78			63.6		9.6 (9.7)
78-83			66.6		10.2 (10.2)
83-88			65.4		15.6 (14.7)
73-88			65.0		12.0 (11.3)

Source : ESCOM Annual Report

Notes : (a) Date for 1987 and 1988 are promptly reported value.

(b) Figures in bracket show the value for all Malawi including isolated system.

Table 5-2 Demand Forecast by ESCOM
(Interconnected System)

Year	Energy Generated (GWh)			Peak Demand (MW)			Load Factor (%)		
	Low Case	Base Case	High Case	Low Case	Base Case	High Case	Low	Base	High
1985	475.59	475.59	475.59	81.80	81.80	81.80	66.4	66.4	66.4
1986	511.55(7.6)	511.55(7.6)	511.55(7.6)	94.80(15.9)	94.80(15.9)	94.80(15.9)	61.6	61.6	61.6
1987	555.24(8.5)	555.24(8.5)	555.24(8.5)	97.81(3.2)	97.81(3.2)	97.81(3.2)	64.8	64.8	64.8
1988	579.40(4.4)	592.60(6.7)	592.60(6.7)	103.28(5.6)	105.85(8.2)	105.85(8.2)	64.0	63.9	63.9
1989	606.91(4.7)	636.58(7.4)	641.38(8.2)	108.30(4.9)	114.09(7.8)	115.03(8.7)	64.0	63.7	63.7
1990	627.53(3.4)	678.42(6.6)	686.16(7.0)	112.33(3.7)	122.27(7.2)	123.78(7.6)	63.8	63.3	63.3
1991	654.00(4.2)	736.05(8.5)	740.33(7.9)	117.32(4.4)	133.37(9.1)	134.21(8.4)	63.6	63.0	63.0
1992	666.48(1.9)	771.37(4.8)	783.42(5.8)	119.21(1.6)	139.63(4.7)	141.98(5.8)	63.8	63.1	63.0
1993	680.76(2.1)	808.53(4.8)	832.69(6.3)	121.53(1.9)	146.30(4.8)	150.99(6.3)	63.9	63.1	63.0
1994	714.70(5.0)	873.41(8.0)	912.52(9.6)	127.57(5.0)	158.22(8.1)	165.78(9.8)	64.0	63.0	62.8
1995	753.44(5.4)	949.29(8.7)	1149.16(26.0)	134.59(5.5)	172.26(8.9)	196.29(18.4)	63.9	62.9	66.8
1996	806.43(7.0)	1045.47(10.1)	1346.62(17.2)	144.53(7.4)	190.56(10.6)	219.18(11.7)	63.7	62.6	70.1
1997	864.65(7.2)	1144.53(9.5)	1516.34(12.6)	155.66(7.7)	209.61(10.0)	246.89(12.6)	63.4	62.3	70.1
1998	927.30(7.2)	1253.95(9.6)	1683.79(11.0)	167.40(7.5)	230.42(9.9)	278.91(13.0)	63.2	62.1	68.9
1999	995.65(7.4)	1375.79(9.7)	1876.97(11.5)	180.21(7.7)	253.64(10.1)	315.94(13.3)	63.1	61.9	67.8
2000	1070.43(7.5)	1511.72(9.9)	2100.10(11.9)	194.19(7.8)	279.50(10.2)	358.73(13.5)	62.9	61.7	66.8
2001	1152.72(7.7)	1663.80(10.1)	2358.33(12.3)	209.45(7.9)	308.35(10.3)	408.22(13.8)	62.8	61.6	65.9
2002	1242.20(7.8)	1832.91(10.2)	2656.08(12.6)	226.09(7.9)	340.50(10.4)	465.42(14.0)	62.7	61.4	65.1
2003	1338.57(7.8)	2020.10(10.2)	2998.58(12.9)	244.24(8.0)	376.35(10.5)	531.59(14.2)	62.6	61.3	64.4
2004	1443.45(7.8)	2228.22(10.3)	3393.92(13.2)	264.03(8.1)	416.32(10.6)	608.11(14.4)	62.4	61.1	63.7
2005	1557.61(7.9)	2459.96(10.4)	3850.37(13.4)	285.61(8.2)	460.88(10.7)	696.62(14.6)	62.3	60.9	63.1
Annual Growth Rate (%)									
1986-2005	6.0	8.6	11.2	6.0	8.7	11.1			
Average									
1986-2005							63.4	62.5	65.1

Source : Study Report to update ESCOM'S Least Cost Development Programme (Apr. 1988) Prepared by Kennedy & Donkin Power Systems Ltd, England

Notes : (a) Data for 1985 above represent actual results

(b) Figures in bracket show the growth rate to the previous year

Table 5-3 Sales & Consumer Forecast by Area/Load Center

Year	No. of Consumer				Consumption (MWh)			
	S. R.	C. R.	N. R.	Total	S. R.	C. R.	N. R.	Total
1985	18,998	10,429	1,430	30907	305189	90485	6890	402564
1986	19,540	10,940	1,629	32109	327033	98524	7683	433240
1987	20,445	11,684	1,758	33887	350474	110333	9319	470126
1988	21,389	12,492	1,923	35804	368528	121602	11628	501758
1989	22,303	13,340	2,244	37887	385317	140425	13387	539129
1990	23,440	14,336	2,607	40383	403549	155646	15568	574763
1991	24,819	15,485	2,805	43109	428900	176642	17679	623221
1992	26,112	16,619	3,000	45731	450444	190967	18504	659915
1993	27,462	17,843	3,207	48512	472810	206651	21017	700478
1994	29,173	19,294	3,442	51909	510016	231434	23697	765147
1995	31,064	20,910	3,704	55678	553102	260769	26856	840727
1996	33,093	22,658	3,989	59740	600916	294137	30445	925498
1997	35,091	24,459	4,277	63827	649738	329017	34184	1012939
1998	37,225	26,399	4,586	68210	702813	368298	38390	1109501
1999	39,486	28,498	4,919	72903	761404	412515	43120	1217039
2000	41,901	30,754	5,278	77933	826254	462296	48443	1336993
Annual								
Growth	5.41%	7.48%	8.85%	6.36%	6.87%	11.49%	13.89%	8.33%

Source : BSCOM

Notes : (a) Southern Region includes Balaka, Liwonde, Mangochi and Ntcheu
Export to neighbouring country.(b) Central Region includes Lilongwe, Dedza, Kasungu, Mtunthama, Nkh-
otakota, Salima and Chikangawa.

(c) Northern Region including Mzuzu and Karonga.

Table 5-4 Load Forecast for Central and North -Low Case-

Year	Peak Load (MW)		
	Central	North	Total
1985	20.2	3.7	23.9
1986	22.1	5.3	27.4
1987	25.3	6.7	32.0
1988	25.1	7.1	32.2
1989	26.3	8.5	34.8
1990	27.6	9.0	36.6
1991	29.0	9.5	38.5
1992	30.4	10.1	40.5
1993	32.0	10.7	42.7
1994	33.6	11.3	45.0
1995	35.3	12.0	47.3
1996	36.8	12.7	49.5
1997	38.7	13.7	52.4
Annual Growth	5.6%	11.5%	6.8%

WPA/FTM

13 December 1988

Source : ESCOM

5-3 JICA調査団による電力需要想定

5-3-1 方法論

今回電力需要予測に際して当調査団は、重回帰分析 (Multiple Regression Analysis) による電力需要予測を試みることにした。以下に考え方の要旨をしるす。

一般に、人の身長がその人の人種、年齢、性別と無関係でないと同じように、電力需要もまた、GDP その他の経済指標と何等かの相関 (Correlation) を有することは広く知られている事実である。

このように、 m 個の説明変数 (Parameter : $X_1, X_2, X_3, \dots, X_m$) とそれに対応する目的変数 (Solution : Y) によって構成される n 組のデータが得られるとき、これを以下の連立方程式に展開して夫々の係数を求めることにより、式を確定することができる。

$$Y_1 = b_0 + b_1 \times 1_1 + b_2 \times 2_1 + \dots + b_3 \times 3_1$$

$$Y_2 = b_0 + b_1 \times 1_2 + b_2 \times 2_2 + \dots + b_3 \times 3_2$$

$$Y_3 = b_0 + b_1 \times 1_3 + b_2 \times 2_3 + \dots + b_3 \times 3_3$$

$$Y_n = b_0 + b_1 \times 1_n + b_2 \times 2_n + \dots + b_3 \times 3_n \dots \dots (5-1)$$

しかしながら、データの数 (n) は未知数 ($b_0, b_1, b_2, b_3, \dots, b_m$) の個数 ($m+1$) を大きく上回るのが普通であるため、係数 ($b_0, b_1, b_2, b_3, \dots, b_m$) はいつになっても確定できないのが一般的である。

この矛盾を解決するために導入されたのが、重回帰分析と呼ばれる計算手法である。ここでは最小二乗法により係数 ($b_0, b_1, b_2, b_3, \dots, b_m$) の最良不偏推定値 (best unbiased estimate) を求めるため、データの数 (n) が多ければ多い程より高い相関を得ることができる。こうして得られた係数は、数学上偏回帰係数 (Partial Regression Coefficient) と呼ばれ、通常はコンピューターで計算されるが、定義が難解であり、また、計算が複雑となるため、ここではその説明を割愛する。しかし、実測値 (V) と計算値 (V') との近似の度合いは、以下の相関係数 (Correlation Factor : R) を計算することによって測定することが出来る。

$$R = \frac{\Sigma \{(Y_n - \bar{Y})(n' - \bar{Y}')\}}{\{\Sigma (Y_n - \bar{Y})^2 \times \Sigma (Y_n' - \bar{Y}')^2\}^{0.5}} \dots \dots (5-2)$$

ここに、
 Y_n : n 番目の Y の値
 Y_n' : n 番目の Y' の値
 \bar{Y} : Y の平均値
 \bar{Y}' : Y' の平均値

5-3-2 経過年数との相関で見た電力需要予測

(1) 考え方

年間発生電力量と尖頭負荷との間には密接な関係があり、過去のデータを用いて次の如く表すことができる。

$$P = E / (8,760 \times Lf) \dots\dots\dots (5-3)$$

$$E = C(1 + r)^n \dots\dots\dots (5-4)$$

式(5-3), (5-4)より

$$\log. E = \log. C1 + n \times \log. (1 + r1) \dots\dots\dots (5-5)$$

$$\log. P = \log. C2 + n \times \log. (1 + r2) \dots\dots\dots (5-6)$$

- ここに、
- P : 尖頭負荷
 - E : 年間発生電力量
 - Lf : 負荷率
 - n : 経過年数
 - C, C1, C2 : 定数
 - r, r1, r2 : 実質年平均増加率

こうして得られた式(5-5), (5-6) は先に示した式(5-1) と形が完全に一致し、重回帰分析による解析と予測が可能であることを示している。

(2) 解析結果

尖頭負荷(P) および年間発生電力量(E) の対数、すなわち、 $\log. E$ および $\log. P$ を目的変数とし、経過年数(n) を説明変数として、それぞれに2変量重回帰分析を施した結果を Table 5-3に示す。

結果は、相関係数が年間発生電力量で $R_e=0.9886$ 、尖頭負荷で $R_p=0.9892$ となっており、いずれの場合も、かなり高い相関が得られていることがわかる。ただ特徴的なのは、負荷率がわずかながらも年々増大の傾向を示していることである。これは、5-1-2 項でも触れたとおり、ここ数年続いている経済の停滞に原因があり、都市部での商、工業需要が回復すれば、負荷率はやがて横ばいもしくは下降線に転じるものと思われる。したがって、将来予測に際しては、発生電力量(E')は今後とも従来と同じ比率で伸びるが、負荷率は過去の平均値(Lf=65.0% …from Table 5-1) 一定で推移するものとして、式(5-4') (5-3')より尖頭負荷(P')を算出することとする。

Table 5-5 Results of Simulation by 1 Element Multiple Regression
(Interconnected System)

Year	n	Energy (GWh)				Peak Load (MW)				Load Factor
		Record		Estimate		Record		Estimate		
		B (GWh)	log. B	E' (GWh)	E/E'	P (MW)	log. P	P' (MW)	P/P'	
1973	0	192.3	5.259	217.3	0.89	34.3	3.535	38.9	0.88	63.8
1974	1	211.9	5.356	232.8	0.91	39.3	3.671	41.6	0.98	63.9
1975	2	262.7	5.571	249.4	1.04	48.2	3.875	44.5	1.08	64.0
1976	3	280.1	5.635	267.2	1.05	50.2	3.916	47.5	1.06	64.2
1977	4	293.9	5.683	286.3	1.03	51.4	3.940	50.8	1.01	64.3
1978	5	308.7	5.732	306.7	1.01	54.2	3.993	54.4	1.00	64.4
1979	6	354.6	5.871	328.6	1.08	60.4	4.101	58.1	1.04	64.6
1980	7	385.7	5.955	352.1	1.10	66.2	4.193	62.1	1.07	64.7
1981	8	383.4	5.949	377.2	1.02	66.6	4.199	66.5	1.00	64.8
1982	9	406.2	6.007	404.2	1.01	70.6	4.257	71.1	0.99	64.9
1983	10	447.8	6.104	433.0	1.03	73.4	4.296	76.0	0.97	65.0
1984	11	469.6	6.152	463.9	1.01	84.6	4.438	81.2	1.04	65.2
1985	12	475.6	6.165	497.0	0.96	81.8	4.404	86.9	0.94	65.3
1986	13	511.5	6.237	532.5	0.96	94.8	4.552	92.9	1.02	65.4
1987	14	560.9	6.330	570.6	0.98	97.2	4.577	99.3	0.98	65.6
1988	15	580.6	6.364	611.3	0.95	101.0	4.615	106.2	0.95	65.7

Note : $\log. E' = 5.3811 + 0.069n$ (5-5')

$\therefore E' = 217.26(1 + 0.0714)n$ (GWh) (5-4')

$R_e = 0.9886$

$\log. P' = 3.6606 + 0.067n$ (5-6')

$\therefore P' = 38.88(1 + 0.0693)n$ (MW)

$R_p = 0.9892$

$Lf' = 100 \times E' / (8.76 \times P')$ (%) (5-3')

(3) 予測結果

Table 5-5 にて発生電力量(E')を求める式(5-4')が確定したので、これと式(5-3')を用いて1988年から2005年の尖頭負荷(P')を予測すると次頁Table 5-6 のようになる。

Table 5-6 Demand Forecast by 1 Element Multiple Regression
(Interconnected System)

Year	n	Energy	Peak Load	Year	n	Energy	Peak Load
		Estimate	Estimate			Estimate	Estimate
		E' (GWh)	P' (MW)			E' (GWh)	P' (MW)
1988	15	611.3	107.4	1997	24	1,137.2	199.7
1989	16	654.9	115.0	1998	25	1,218.3	214.0
1990	17	701.7	123.2	1999	26	1,305.3	229.2
1991	18	751.8	132.0	2000	27	1,398.5	245.6
1992	19	805.5	141.9	2001	28	1,498.4	263.2
1993	20	863.0	151.6	2002	29	1,605.0	281.9
1994	21	924.6	162.4	2003	30	1,720.0	302.1
1995	22	990.6	174.0	2004	31	1,842.8	323.6
1996	23	1,061.4	186.4	2005	32	1,974.4	346.8

Note : $E' = 217.26 (1 + 0.0714)^n$

$P' = 1,000 \times E' / (8,760 \times 0.65)$

5-3-3 多変量重回帰分析による需要予測

Table 5-6 に示す需要予測は、過去のトレンドが将来にもそのまま適用できる場合に有効であるが、将来にわたる行政当局の政策意図を反映したものではない。ここに述べる多変量重回帰分析による需要予測はこうした要請に答えようとするもので、過去のトレンドを尊重しながら、あわせて、国家開発計画に基づく経済指標と電力需要との相関関係を加味して将来を予測しようとするものである。以下にその内容を記す。

(1) 考え方

電力需要(E) の支配要因として GDP(G), 人口(M), 需要家数(C) および平均売電単価(R) の4つの要素を考えれば、回帰方式(5-1) は以下のように書き改めることができる。

$$E_n = b_0 + b_1G_n + b_2M_n + b_3C_n + b_4R_n \dots\dots\dots (5-1')$$

ここに、 b_0, b_1, b_2, b_3, b_4 : 偏回帰係数

E : 発生電力量

G : GDP

M : 人口

C : 需要家数

R : 平均売買単価

E_n : n年目の発生電力量

X_n : n年目の GDPの値

M_n : n年目の人口

C_n : n年目の需要家数

R_n : n年目の平均売買単価

したがって、過去のデータから将来の GDP(G')、人口(M')、需要家数(C')および平均売
買単価(R')を予測することができ、そして過去における前記関係式(5-1')を確定できれば、
同じ式を用いて、将来の発生電力量もまた予測可能になる。

(2) 計算に用いる諸数値

a) GDPおよび人口

Page 3-4、Table 3-2 に示す1976年から1987年のGDP(1987 Price) および人口を用
いて、5-3-2 項に述べると同じ手法で GDPおよび人口と経過年数との関係を求めると、
以下のようなになる。

Table 5-7 Results of Simulation by 1 Element Multiple Regression
(GDP and Population)

Year	n	GDP (M. Kw million)				Population (million)			
		Record G	log. G	Estimate G'	G/G'	Record M	log. M	Estimate M'	M/M'
1973	0	1.820	7.507	1.969	0.924	4.79	1.567	4.89	0.980
1974	1	1.947	7.574	2.027	0.961	5.10	1.629	5.04	1.012
1975	2	2.061	7.631	2.087	0.988	5.24	1.656	5.20	1.008
1976	3	2.186	7.690	2.148	1.018	5.37	1.681	5.36	1.002
1977	4	2.282	7.733	2.211	1.032	5.54	1.712	5.53	1.002
1978	5	2.471	7.812	2.276	1.086	5.68	1.737	5.70	0.996
1979	6	2.550	7.844	2.343	1.088	5.86	1.768	5.88	0.997
1980	7	2.545	7.842	2.412	1.055	6.05	1.800	6.07	0.997
1981	8	2.409	7.787	2.483	0.970	6.23	1.829	6.26	0.995
1982	9	2.480	7.816	2.556	0.970	6.41	1.858	6.46	0.992
1983	10	2.566	7.850	2.631	0.975	6.62	1.890	6.66	0.994
1984	11	2.682	7.894	2.709	0.990	6.84	1.923	6.87	0.996
1985	12	2.794	7.935	2.788	1.002	7.06	1.954	7.09	0.996
1986	13	2.873	7.963	2.870	1.001	7.28	1.985	7.31	0.996
1987	14	2.866	7.961	2.955	0.970	7.50	2.015	7.54	0.995

Note : $\log. G' = 7.5855 + 0.029n$

$G' = 1,969.4 (1 + 0.0294)^n$ (K million)

$R_g = 0.9446$

$\log. M' = 1.5861 + 0.031n$

$M' = 4.885 (1 + 0.0315)^n$ (million)

$R_m = 0.9991$

よって、1988年以降 GDP、人口はこの式に従うものとし、これを Base Caseとした。
 一方、大統領府発効の政府開発計画(Statement of Development Policies 1987年から
 1996年)では、今後の実質経済成長率を1987年から1991年で 3.8%、1991年以降 4.2%、
 人口増加率を1987年から1991年で 3.3%、1991年以降 3.4% とやや高めに見込んでいる。
 (Table3-2 参照)

したがって、1988年以降政府開発計画に従うとした場合を High Caseとした。

b) 需要家数および平均売電単価

Table 4-6 に示す1973年から1986年の需要家数および平均売電単価 (1987年価格)
 を用いて、5-3-2 項に述べると同じ手法で需要家数および平均売電単価と経過年数との関
 係を求めると、以下のようになる。

Table 5-8 Results of Simulation by 1 Element Multiple Regression
 (Consumer and Revenue per kWh : Interconnected System)

Year	n	Number of Consumer ($\times 10^3$)				Revenue per kWh (Tambala/kWh)			
		Record		Estimate		Record		Estimate	
		C	log. C	C'	C/C'	R	log. R	R'	R/R'
1973	0	12.16	2.498	12.84	0.947	10.60	2.361	9.79	1.083
1974	1	13.88	2.630	13.83	1.004	8.95	2.192	9.87	0.907
1975	2	15.00	2.708	14.89	1.007	9.30	2.230	9.95	0.935
1976	3	15.90	2.766	16.03	0.992	9.29	2.230	10.02	0.927
1977	4	17.93	2.886	17.26	1.039	9.59	2.261	10.10	0.950
1978	5	19.00	2.944	18.59	1.022	11.64	2.454	10.19	1.142
1979	6	20.46	3.018	20.01	1.022	11.36	2.430	10.27	1.106
1980	7	21.84	3.084	21.55	1.013	10.68	2.358	10.35	1.032
1981	8	22.84	3.129	23.21	0.984	10.85	2.384	10.43	1.040
1982	9	25.45	3.237	24.99	1.018	11.00	2.398	10.52	1.046
1983	10	26.66	3.283	26.91	0.991	10.55	2.356	10.60	0.995
1984	11	28.65	3.355	28.97	0.989	10.27	2.329	10.68	0.962
1985	12	30.99	3.434	31.20	0.993	11.06	2.403	10.77	1.027
1986	13	33.11	3.500	33.60	0.985	10.02	2.305	10.86	0.923

Note : $\log. C' = 2.5525 + 0.074n$
 $C' = 12.839(1 + 0.0768)^n$ ('000)
 $R_c = 0.9982$

$\log. R' = 2.2812 + 0.008n$
 $R' = 9.988(1 + 0.0080)^n$ (Tambala/kWh)
 $R_r = 0.4099$

(4) 予測結果

Table 5-9 にて発生電力量 (E'') を求める式が確定したので、これを用いて1988年から2005年を予測すると以下ようになる。(Table 5-10, 5-11参照)

Table 5-10 Energy Demand Forecast by 4 Elements Multiple Regression Analysis
(Interconnected System) -Base Case-

Year	n	G D P Estimate G' (M. Kw mil.)	Population Estimate M' (mil.)	Consumer Estimate C' ($\times 10^9$)	Revenue Estimate R' (T/kWh)	Energy (Adjusted) E'' (GWh)	Peak Load (Adjusted) P'' (MW)
1988	0	3,042	7.78	38.95	11.03	611.4	107.4
1989	1	3,131	8.02	41.95	11.12	655.2	115.1
1990	2	3,223	8.28	45.17	11.21	702.3	123.3
1991	3	3,318	8.54	48.64	11.30	752.7	132.2
1992	4	3,415	8.81	52.37	11.39	806.7	141.7
1993	5	3,516	9.08	56.39	11.48	864.5	151.8
1994	6	3,619	9.37	60.72	11.57	926.8	162.8
1995	7	3,726	9.66	65.39	11.66	993.6	174.5
1996	8	3,835	9.97	70.41	11.76	1,065.4	187.1
1997	9	3,948	10.28	75.82	11.85	1,142.3	200.6
1998	10	4,064	10.61	81.64	11.95	1,225.0	215.1
1999	11	4,183	10.94	87.91	12.04	1,313.7	230.7
2000	12	4,306	11.29	94.66	12.14	1,409.0	247.5
2001	13	4,433	11.64	101.93	12.23	1,511.3	265.4
2002	14	4,563	12.01	109.76	12.33	1,621.3	284.7
2003	15	4,697	12.39	118.19	12.43	1,739.3	305.5
2004	16	4,836	12.78	127.27	12.53	1,866.2	327.7
2005	17	4,978	13.18	137.04	12.63	2,002.3	351.7
Annual Growth Rate (%)							
		2.94	3.15	7.68	0.80	7.23	7.23

Note : $G' = 3,042(1 + 0.0294)^n$ $M' = 7.78(1 + 0.0315)^n$
 $C' = 38.95(1 + 0.0768)^n$ $R' = 11.03(1 + 0.0080)^n$
 $E'' = 11.8644 + 0.0056G' + 18.2881M' + 13.17955C' - 6.45954R'$
 $P'' = 1,000 \times E'' / (8,760 \times 0.65)$

Table 5-11 Energy Demand Forecast by 4 Elements Multiple Regression Analysis
(Interconnected System)

-High Case-

Year	n	G D P Estimate G' (M. Kw mil.)	Population Estimate M' (mil.)	Consumer Estimate C' ($\times 10^9$)	Revenue Estimate R' (T/kWh)	Energy (Adjusted) E'' (GWh)	Peak Load (Adjusted) P'' (MW)
1988	0	3,042	7.78	38.95	11.03	611.5	107.4
1989	1	3,158	8.04	41.95	11.12	655.8	115.2
1990	2	3,277	8.30	45.17	11.21	703.0	123.5
1991	3	3,402	8.58	48.64	11.30	753.9	132.4
1992	4	3,545	8.87	52.37	11.39	808.5	142.0
1993	5	3,694	9.17	56.39	11.48	867.1	152.3
1994	6	3,849	9.49	60.72	11.57	930.2	163.4
1995	7	4,011	9.81	65.39	11.66	997.8	175.2
1996	8	4,179	10.14	70.41	11.76	1,070.2	188.0
1997	9	4,355	10.49	75.82	11.85	1,148.2	201.7
1998	10	4,537	10.84	81.64	11.95	1,231.6	216.3
1999	11	4,728	11.21	87.91	12.04	1,321.4	232.1
2000	12	4,927	11.59	94.66	12.14	1,417.7	249.0
2001	13	5,133	11.99	101.93	12.23	1,521.2	267.2
2002	14	5,349	12.39	109.76	12.33	1,632.2	286.7
2003	15	5,574	12.82	118.19	12.43	1,751.6	307.6
2004	16	5,808	13.25	127.27	12.53	1,879.7	330.1
2005	17	6,052	13.70	137.04	12.63	2,017.3	354.3
Annual Growth Rate (%)							
		4.13	3.38	7.68	0.80	7.27	7.27

No : $G' = 3,042(1 + 0.0380)^n$ For 1988-1991
 $G' = 3,402(1 + 0.0420)^{(n-3)}$ For 1991-2005
 $M' = 7.78(1 + 0.0330)^n$ For 1988-1991
 $M' = 8.58(1 + 0.0340)^{(n-3)}$ For 1991-2005
 $C' = 38.95(1 + 0.0768)^n$
 $R' = 11.03(1 + 0.0080)^n$
 $E'' = 11.8644 + 0.0056G' + 18.2881M' + 13.17955C' - 6.45954R'$
 $P'' = 1.0000 \times E'' / (8,760 \times 0.65)$

5-3-4 中部および北部系統の電力需要予測

Malawi国の電力系統は最北部 Karongaを除いて全国的に連系されており、既存のデータから地域毎の電力需要を正確に想定することは困難である。

したがって、ここでは、Table 4-2 に示す地域別需要占有率と前 5-3-3項で得られた全国レベルでの需要予測の結果を用いて地域毎の電力需要を予測する。(Table 5-12, 5-13参照)

Table 5-12 Results of Simulation by 1 Element Multiple Regression
(Percentage Share by Area in Energy Demand)

Year	n	Record (%)		Estimate (%)		Year	n	Record (%)		Estimate (%)	
		SR	C&NR	SR'	C&NR'			SR	C&NR	SR'	C&NR'
1973	0	92.13	7.87	92.39	7.61	1980	7	82.20	17.80	81.95	18.04
1974	1	90.55	9.45	90.89	9.10	1981	8	79.95	20.05	80.46	19.53
1975	2	89.91	10.09	89.40	10.59	1982	9	77.02	22.98	78.97	21.02
1976	3	88.31	11.69	87.91	12.08	1983	10	77.20	22.80	77.48	22.52
1977	4	86.49	13.51	86.42	13.57	1984	11	74.85	25.15	75.98	24.01
1978	5	85.19	14.81	84.93	15.06	1985	12	75.12	24.88	74.49	25.50
1979	6	84.45	15.55	83.44	16.55	1986	13	74.45	25.55	73.00	26.99

Table 5-13 Demand Forecast for Central & Northern Region

-Base Case-

Year	n	C&NR (%)	Generate (GWh)	Load (MW)	Year	n	C&NR (%)	Generate (GWh)	Load (MW)
1988	15	29.98	183.3	32.2	1998	25	44.89	549.9	96.6
1989	16	31.47	206.2	36.2	1999	26	46.38	609.3	107.0
1990	17	32.96	231.5	40.7	2000	27	47.87	674.5	118.5
1991	18	34.45	259.3	45.5	2001	28	49.36	746.0	131.0
1992	19	35.94	289.9	50.9	2002	29	50.85	824.4	144.8
1993	20	37.43	323.6	56.8	2003	30	52.34	910.4	159.9
1994	21	38.92	360.7	63.3	2004	31	53.83	1004.6	176.4
1995	22	40.41	401.6	70.5	2005	32	55.32	1107.7	194.5
1996	23	41.90	446.4	78.4					

Notes : SR' = 92.39 - 1.491n

C&NR' = 7.61 + 1.491n

SR : Percentage Share of Southern Region

C&NR : Percentage Share of Central & Northern Region

5-3-5 需要予測結果

(1) 予測の信頼性

重回帰分析の結果からも分かる通り Malawi 国の電力需要構造は現状でみるかぎり需要家数の増大に頼るところが大きく、GDP との相関は低い。

したがって、国内に電気が普及して需要構造が変化するかも知れない遠い将来を予測することはできないが、我々の予測は、先行き10年程度は有効であると信じる。

よって、需要想定については5年または10年毎に見直す必要があるので ESCOM において本需要想定値を基に見直しを行うように勧告する。

(2) 需要予測結果

連系システムの需要予測結果 ESCOM による予測の値をやや下回っているが両者にそれほど大きな差は出ていない。将来需要は今後 Table 5-14 に示す値の中間で推移するものとおもわれる。

(3) 中部および北部系統の需要予測

中部および北部系統についての需要予測結果は、ESCOM による予測と予測条件が異なるため比較できないが、今後 Table 5-15 に示す JICA 推定値に添って推移するものと思われる。

(4) 今後の電源開発計画

今後の開発計画は Proposed Energy I Project Cofinancing Brief によれば次の通りである。

1992年	送電線	NKulaB-LilongweB	132KV	250km.	1	(本送電線計画)
1992年	NKula B	発電所 No. 7増設	20MW			
1994年	Tedzani	発電所 III "	2×25MW	Total	50MW	
1997年	Kapichira	発電所 I 新設	2×25MW	Total	50MW	
1999年	"	発電所 II 増設	3×25MW	Total	75MW	

また、地方電化計画として Liwonde, Kasungu 地区と小水力の地方電化計画もある。

発電計画は、NKula B 水力発電所 7号機の増設20MWを西独のファイナンスによって実施することになっている。また、Tedzani 発電所 III の増設 2 X 25MW の P/Sは世銀によって実施が予定されている。

Table 5-14 Comparison with ESCOM's Demand Forecast for Whole Country

-Base Case-

Year	Energy Generated (GWh)		Peak Load (MW)		Load Factor (%)	
	ESCOM	JICA	ESCOM	JICA	ESCOM	JICA
1988	592.6	611.5	105.9	107.4	63.9	65.0
1989	636.6	655.3	114.1	115.1	63.7	65.0
1990	678.4	702.3	122.3	123.3	63.3	65.0
1991	736.1	752.7	133.4	132.2	63.0	65.0
1992	771.4	806.7	139.6	141.7	63.1	65.0
1993	808.5	864.6	146.3	151.8	63.1	65.0
1994	873.4	926.9	158.2	162.8	63.0	65.0
1995	949.3	993.7	172.3	174.5	62.9	65.0
1996	1045.5	1065.4	190.6	187.1	62.6	65.0
1997	1144.5	1142.4	209.6	200.6	62.3	65.0
1998	1254.0	1225.0	230.4	215.1	62.1	65.0
1999	1375.8	1313.7	253.6	230.7	61.9	65.0
2000	1511.7	1409.0	279.5	247.5	61.7	65.0
2001	1663.8	1511.3	308.4	265.4	61.6	65.0
2002	1832.9	1621.3	340.5	284.7	61.4	65.0
2003	2020.0	1739.4	376.4	305.5	61.3	65.0
2004	2228.2	1866.2	416.3	327.7	61.1	65.0
2005	2456.0	2002.4	460.9	351.7	60.9	65.0
Growth Rate (%)	8.73	7.23	9.03	7.23		

Table 5-15 Comparison with ESCOM's Demand Forecast at Lilongwe with North area

Year	Energy Generated (GWh)		Peak Load (MW)		Load Factor (%)	
	ESCOM	JICA	ESCOM	JICA	ESCOM	JICA
1987	119.7	162.5	28.8	28.5	42.7	65.0
1988	133.2	183.3	29.0	32.2	47.2	65.0
1989	153.8	206.2	31.3	36.2	50.5	65.0
1990	171.2	231.5	33.3	40.7	53.4	65.0
1991	194.3	259.3	37.0	45.5	57.6	65.0
1992	209.5	289.9	42.0	50.9	59.1	65.0
1993	227.7	323.6	46.0	56.8	60.9	65.0
1994	255.1	360.7	50.0	63.3	64.7	65.0
1995	287.6	401.6	57.0	70.5	69.4	65.0
1996	324.6	446.4	64.0	78.4	74.9	65.0
1997	363.2	495.7	72.0	87.1	79.1	65.0
1998	406.7	549.7	80.0	96.6		65.0
1999	455.6	609.3	90.0	107.0		65.0
2000	510.7	674.5	106.0	118.5		65.0
2001		746.0		131.0		65.0
2002		824.4		144.8		65.0
2003		910.4		159.9		65.0
2004		1004.6		176.4		65.0
2005		1107.7		194.5		65.0
Growth Rate (%)	11.8%	11.3%	10.5%	11.3%		

Notes : (1) Energy forecasted by ESCOM on a consumption base and forecast by JI on a generation base.

(2) Peak load forecast by ESCOM is base case and forecast by JICA is base case.

第6章 プロジェクト実施計画

6-1 計画概要

Malawi共和国の電源は同国南部の Shire川流域に集中している。首都Lilongweの位置する同国中部および北部については大きな電源がなく現在Nkula A発電所より66kV送電線1回線とNkula B発電所より132kV送電線1回線により電力を供給している。このため一方の送電線に事故が発生した場合には、極端な負荷制限と非経済的な予備ディーゼル発電機の運転が強いられている。

よって、本計画であるNkula B発電所とLilongwe B変電所を結ぶ送電線を建設し同國中、北部地域の電力需要増に対処するとともに電力安定供給を図るものである。

(参 P-1)

6-1-1 送電設備概要

送電線の設備概要については次の通りである。

- 区 間 : Nkula B P/S ~ Sharpevale S/S ~ Lilongwe B S/S
- 巨 長 : 約 250km
- 電 圧 : 132 kV
- 電気方式 : 交流3相3線式
- 周 波 数 : 50 Hz
- 回 線 数 : 1回線 (2回線設計1回線架線)
- 電 線 : ACSR 605 MCM (Peacock)
- 地 線 : AC55mm²
- 碍 子 : 254 mm φボールソケット型懸垂碍子11ヶ連
- 支持物 : 2回線垂直配列四角型自立鉄塔
- 接地方式 : 直接接地

6-1-2 変電設備概要

変電所の新、増設計画については次の通りである。

(1) Nkula B発電所増設

- a) 132kV送電線1回線の引出し口の増設 (開閉器類、制御、保護システムおよび基礎を含む)

b) 予定運転開始年度：1992年

(2) Lilongwe B変電所増設

a) 132kV送電線1回線の引出し口の増設（開閉器類、制御、保護システムおよび基礎を含む）

b) 132kVパイプ母線の増設

c) 予定運転開始年度：1992年

(3) Sharpevale変電所新設

a) 変電所出力：25MVA

b) 変圧器容量：3φ，132/66/33kV，25MVA 1台

c) 設備規模

i) 132 kV側

・母線方式 : 2重母線（パイプ母線）

・送電線引出し口 : 6区画（6回線）

・母連設備 : 1区画

・主要変圧器1次側 : 1区画

ii) 66kV側

・母線方式 : 単母線（パイプ母線）

・送電線引出し口 : 2区画（2回線）

・主要変圧器2次側 : 1区画

iii) 33kV側

・屋内、キュービクルタイプ開閉設備

・キュービクル数 : 5面

6-1-3 気象条件

送電線経過地周辺の気象観測データを入手するとともにMalawi共和国における既設計条件を参考に予備設計に使用する気象条件を以下のとおり設定した。なお、検討に使用した気象観測点の位置関係をFig 6-1に、そのデータをTable 6-1に示した。

気温 最高 : 40℃

平均 : 20℃

最低 : 0℃

濕度 平均 : 70%

風速 最大 : 36m/秒

降雨量 最大 : 260 mm/月

平均 : 80 mm/月

最小 : 1 mm/月

I K L 最大 : 140 日/年

平均 : 123 日/年

最小 : 102 日/年

地震加速度 : 0.2 G程度

Table 6 - 1 CLIMATIC DATA IN THE PROJECT AREA

Item	Station	Month												Annual			
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.				
Temperature (°C)	Average	LILONGWE	22.0	23.0	21.5	20.3	18.0	15.8	15.5	16.9	19.6	22.4	23.3	22.6	19.6		
		DEBZA	19.0	19.1	19.0	18.0	16.5	14.2	13.9	15.4	18.0	20.0	20.6	19.5	17.7		
		MANGOCHI	25.7	25.5	25.3	24.5	22.2	20.2	20.1	21.6	24.3	27.2	27.7	26.4	24.2		
		CHILEKA	24.0	23.9	23.5	22.3	20.6	18.5	18.3	20.1	23.1	25.3	25.6	24.5	22.4		
		CHICHIKI	21.6	21.5	21.0	20.1	18.5	16.2	15.8	17.6	20.2	22.3	22.4	21.9	19.9		
	Highest	LILONGWE	30.5	30.0	31.6	30.5	31.1	29.4	28.8	31.1	34.4	35.5	36.1	35.0	36.1		
		DEBZA	26.6	26.1	26.6	25.5	26.6	23.8	23.8	25.0	29.4	30.5	29.4	28.8	30.5		
		MANGOCHI	36.1	34.4	35.5	35.0	33.3	31.6	31.1	33.8	37.2	40.0	39.4	37.2	40.0		
		CHILEKA	32.7	32.2	33.3	31.6	33.3	30.0	30.0	31.6	36.1	37.2	37.7	36.1	37.7		
		CHICHIKI	30.5	29.4	30.5	30.5	30.5	27.7	27.7	29.4	31.1	34.4	35.0	32.2	35.0		
	Lowest	LILONGWE	12.7	13.8	9.4	4.4	2.7	0.5	0.0	0.5	1.6	7.7	11.1	10.5	0.0		
		DEBZA	11.6	11.6	10.5	7.7	6.6	5.0	1.6	5.0	5.5	6.1	9.4	12.7	1.6		
		MANGOCHI	17.2	17.2	14.4	11.6	7.2	4.4	4.4	5.5	9.4	13.3	16.6	17.7	4.4		
		CHILEKA	16.1	16.6	14.4	12.2	10.5	9.4	7.7	10.0	10.5	12.7	13.8	16.6	7.7		
		CHICHIKI	13.3	14.4	12.7	11.1	7.2	4.4	3.8	6.6	7.7	9.4	11.6	12.2	3.8		
Relative Humidity (%)	LILONGWE	84.0	85.0	82.0	79.0	72.0	68.0	64.0	58.0	53.0	51.0	62.0	78.0	70.0			
	DEBZA	84.0	85.0	83.0	81.0	72.0	69.0	66.0	61.0	56.0	55.0	64.0	79.0	71.0			
	MANGOCHI	79.0	79.0	76.0	73.0	69.0	66.0	62.0	57.0	52.0	49.0	57.0	72.0	66.0			
	CHILEKA	80.0	81.0	79.0	76.0	69.0	66.0	64.0	57.0	51.0	50.0	61.0	75.0	67.0			
	CHICHIKI	85.0	86.0	86.0	85.0	77.0	74.0	72.0	63.0	57.0	57.0	68.0	81.0	74.0			
Rainfall	Total (mm)	LILONGWE	215.3	202.9	133.8	41.9	8.8	1.0	1.0	1.0	3.3	6.0	66.2	166.3	847.5		
		DEBZA	247.3	199.8	122.6	53.5	12.1	5.5	3.3	1.5	3.5	7.8	53.0	195.3	905.2		
		MANGOCHI	215.1	186.4	135.6	41.6	5.3	4.5	3.5	1.7	5.0	11.9	57.1	153.9	823.6		
		CHILEKA	205.7	173.2	135.1	40.8	10.1	3.3	2.5	1.2	3.3	21.8	84.8	175.7	857.5		
		CHICHIKI	258.8	207.2	190.5	72.3	17.2	13.9	13.2	4.8	2.2	19.8	102.3	219.9	1122.1		
	No. of days for each of classes of rainfall (day)	Each of class (mm) or more	0.03	LILONGWE	20	18	14	7	2	1	0	0	1	1	7	16	7
			0.1	LILONGWE	17	14	10	6	1	0	0	0	0	1	6	16	6
			10.0	LILONGWE	7	6	4	1	0	0	0	0	0	0	2	2	2
			0.03	DEBZA	22	20	15	8	2	2	2	1	1	2	8	18	9
			0.1	DEBZA	19	17	12	6	2	1	1	1	0	2	7	15	7
			10.0	DEBZA	9	7	3	1	1	0	0	0	0	0	2	7	3
			0.03	MANGOCHI	18	16	14	6	2	2	1	0	1	1	6	13	6
			0.1	MANGOCHI	16	13	12	5	1	1	1	0	1	1	6	13	6
			10.0	MANGOCHI	6	6	4	1	0	0	0	0	0	0	2	5	2
			0.03	CHILEKA	17	16	14	7	2	2	2	1	1	3	10	15	8
0.1	CHILEKA	15	13	10	6	1	1	1	0	0	2	7	13	6			
10.0	CHILEKA	6	5	3	2	0	0	0	0	0	1	3	6	2			
Thunderstorm (day)	LILONGWE	27	22	22	13	2	0	0	0	1	6	16	28	137			
	DEBZA	21	17	15	6	1	0	0	0	1	6	14	21	102			
	CHILEKA	24	21	20	7	1	0	0	0	1	8	17	23	122			
	Monkey Bay	27	24	22	8	1	0	0	0	0	6	18	25	131			

T max 40°C IKL max. 140
 Average 20°C Ave. 123
 Min. 0°C Min. 102

6-2 送電線の予備設計

6-2-1 送電線ルート

(1) ルート概要

Nkula B発電所からBalakaまでは標高 350mから 730mの緩やかな大地で、灌木が点在しサバナ原野および高原を耕作した農地が交互に続く地形である。この間は既設 132kV送電線および幹線道路 (M-6) が計画ルートに平行しており、計画ルートへのアクセスは容易である。

BalakaからSharpevale変電所までは標高730mから620mの起伏の穏やかな丘陵地で、ブッシュと耕地が交互に続く地形であり、既設 132kV送電線および幹線道路 (M-17) が平行して走っており、ルートへのアクセスは容易である。

SharpevaleからGolomoti付近までは標高 620mから 530mの起伏の穏やかな高原で、前述のルートと同様ブッシュと耕地が交互に続く地形であり、既設132kV送電線および幹線道路 (M-17) が接近して走っており、アクセスは容易である。

GolomotiからNkhoma (ルートD21) の間は、標高 530mから 1,670mの山の山腹を通過し、一部急峻な山と森林および灌木が続いた地域を横断するルートである。

測量時には長径間地点および高低差の大きな箇所には注意を払う必要がある。これらの区間は道路が少なく、その代わりに歩道が縦横に走ってはいるが、計画ルートへのアクセスは多少の困難を伴う。

Nkhomaから Lilongwe B変電所までは標高 1,280mから 1,100mのやや起伏の多い丘陵地で、ブッシュと耕地が交互に続いている。道路は少なく歩道が縦横に走っているが、アクセスは多少の困難を伴う。

送電線経過地図をFig 6-2に示す。

6-2-2 設計基準の見直し

(1) 前提条件

予備設計を行うに際し以下の条件を考慮することとした。

- ル ー ト : Nkula B発電所 - Sharpevale変電所 - Lilongwe B変電所
- 巨 長 : 約 250km
- 電 圧 : 132 kV
- 送電容量 : 30MW (Lilongwe B変電所において)
- 電線サイズ : 力率0.98において電圧降下10%および
送電ロス5%を許容できる仕様
- 回 線 数 : 1回線
- 鉄 塔 : 格子形鉄塔 (2回線設計)

(2) 風荷重

本送電線経過地における最大風速は現地の風速資料(Airportのデータ) Table 6-2 に示すと、鉄塔の耐用年数および再現周期35年を見込んで36m/秒と推定した。この風速による電線等の風荷重は次式より算出できる。

Table 6-2

Wind gust of each return period

S t a t i o n	Max. wind speed (m/sec)		
	Return period 20years	Return period 50years	Return period 100years
CHILEKA AIRPORT	36.1	41.2	45.8
LILONGWE AIRPORT	31.4	35.7	39.2
MZUZU AIRPORT	30.2	35.1	39.4
MZIMBA AIRPORT	29.5	32.2	33.9

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot C$$

ここで P : 電線等に作用する風荷重 (kg/m²)

ρ : 空気密度 (kg · s²/m⁴)

V : 最大風速 (m/s)

C : 空気抵抗係数

上式より計算した結果各種風荷重は次のとおりとする。

電線風圧 81 kg/m² (C = 1.0)

架空地線風圧 90 kg/m² (C = 1.1)

碍子連風圧 114 kg/m² (C = 1.4)

鉄塔風圧 270 kg/m² (C = 1.65 × 2)

なお、架渉線風圧については径間 200m以下は 100%、径間 300m以上は60%の風圧低減係数を考慮する。

6-2-3 絶縁設計

本送電線の絶縁設計の基本条件として公称電圧 132kV、有効接地系（直接接地）とし、開閉サージ電圧および商用周波異常電圧を考慮して絶縁設計をすすめた。

この結果より所要碍子個数は9個であるが汚損についてのデータがないので若干の余裕をみることおよび既設送電線と協調をとる事を考慮すると11個連とすることが適当であるので、11個連の碍子連を採用することとした。碍子装置を Fig 6-3に示す。

この碍子個数で許容できる等価塩分付着量は0.35 mg/cm²程度である。

推奨する碍子の特性をTable 6-3に示した。

Table 6 - 3

Characteristics of Insulator

Items	Units	Contents
IEC Type		U120BS
Type		Ball and Socket
Quality		Porcelain/Glass
Diameter	mm	254
Unit Spacing	mm	146
Creepage Distance	mm	292
Electromechanical Failing Load	kg	12,000
Puncture Voltage	kV	110
Ball and Socket Size	mm	16A
Net Weight	kg	5.5

6-2-4 耐雷設計

本送電線経過地周辺は非常に I K L が高い (max. 140 days) ので電線に対する直撃雷を低減するために架空地線は全線に渡り 2 条設置し、遮蔽角は 15 度以内とする。

また、碍子連にはアーキングホーンを取付け碍子の損傷を防止する。

さらに逆フラッシュオーバーを低減するために鉄塔の脚接地抵抗は 10Ω 以下とすることが望ましい。

6-2-5 所要離隔距離

電線相互、電線と架空地線の離隔距離は以下に示した値とする。

(1) 電線相互間の離隔

$$D = 0.5 \sqrt{f + I + \frac{U}{150}}$$

ここで

D : 電線相互間の離隔 (m)

f : 最大弛度 (m)

I : 碍子連長 (m)

U : 最高電圧 (kV)

より 3.8 (m) とする。

(2) 電線と架空地線の離隔

雷撃電流値を 60kA と想定し、電線と架空地線との最小間隔は Fig 6-4 より標準径間で 4.5m、長径間で 6.5m とする。

(3) 選定した離隔距離をもとに、鉄塔のクリアランス図を Fig 6-5 に示す。

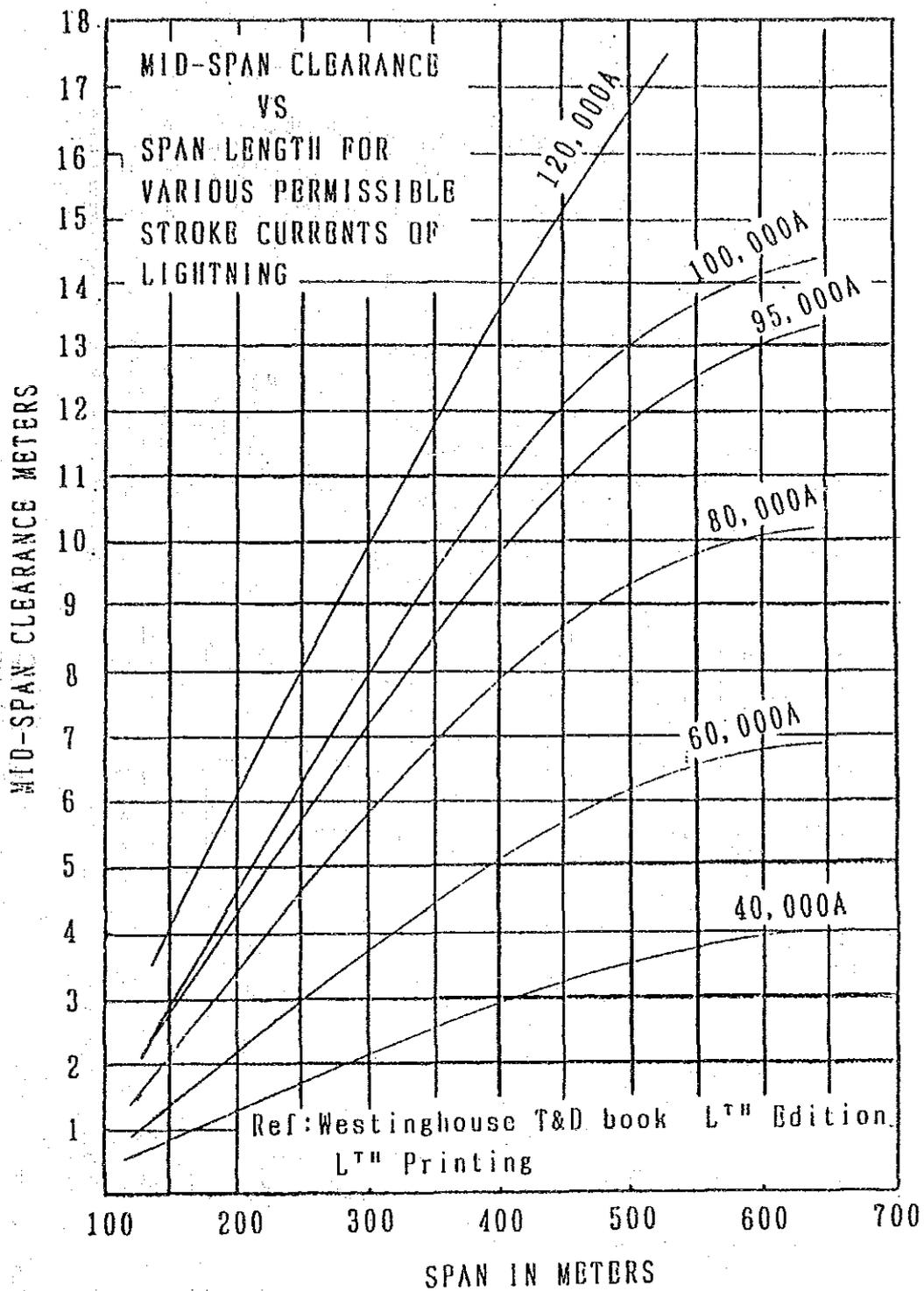


Fig 6-4 MIDSPAN CLEARANCE FOR LIGHTNING

6-2-6 電線設計

電線については送電容量、コロナ障害、故障時の電流容量、経済性、工事上の取扱い易さ、およびMalawiにおける使用実績等から総合的に検討し、ACSR 605 MCM (Peacock) を推奨する。その特性を Table 6-4 に示した。

以下にその検討の概要を示す。

(1) 送電容量

$$P = \sqrt{3} E I \cos \phi$$

ここで

E : 送電電圧 (kV)

$\cos \phi$: 力率

I : 許容電流 (A)

$$I = \sqrt{\frac{\left\{ h_w + \left[h_r - \frac{W_s}{\pi \theta} \right] \eta \right\} \pi \cdot d \cdot \theta}{r}}$$

d : 電線の直径 (cm)

θ : 許容温度上昇 (°C)

h_r : 輻射による熱放散係数

$$h_r = 0.000567 \frac{\left[\frac{273 + T + \theta}{100} \right]^4 - \left[\frac{273 + T}{100} \right]^4}{\theta} \quad (\text{W/}^\circ\text{C, cm})$$

T : 周囲温度 (°C)

h_w : 対流伝導による熱放散係数

$$h_w = 0.00572 \frac{\sqrt{\frac{V}{d}}}{\left[273 + T + \frac{\theta}{2} \right]^{0.123}} \quad (\text{W/}^\circ\text{C, cm})$$

V : 風速 (m/sec)

r : 使用温度における導体の交流抵抗 (Ω/cm)

W_s : 日射量 (W/cm²)

η : 電線と黒体の輻射係数の比

上記より電線温度65℃におけるPeacockの送電容量は約80MWで前提条件である30MWを満足している。

(2) 瞬時電流容量

地絡事故等により電線に流れる電流の許容値は、電流の流れる時間が瞬時であるので電線よりの熱放散を無視すると次式で表わすことができる。

$$I = 93 \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (\text{A})$$

ここで I : 瞬時許容電流 (A)

S : 電線断面積 (mm²)
(アルミ部分のみ)

t : 通電時間 (秒)

電流通電時間を2秒とした場合のPeacockの瞬時許容電流は20.1 (kA) であり、電線に流れる故障電流20kAを満足している。

(3) 電線表面電位傾度

電線の最大表面電位傾度は次式で表すことができる。

$$G_{\max} = \frac{0.4343V}{r \cdot \log_{10} \frac{D_e}{r}}$$

ここで

G_{\max} : 電線表面最大電位傾度 (kV/cm)

V : 対地電圧 (kV)

r : 電線の半径 (cm)

D_e : 等価線間距離 (cm)

上式より計算するとPeacockの G_{\max} は約11(kV/cm)であり、コロナ損、電波障害等に対し特に問題となる値ではない。

(4) 架線設計

電線の架線条件は最大使用張力と常時張力より決定する必要があり、最大使用張力は最小引張荷重に対し安全率2.5以上、標準径間における常時張力(年平均温度、無風時)が最小引張荷重の20%以下として検討を進めた。

この結果をTable 6-5に示した。

電線の振動による疲労を軽減するため各支持点にはダンパーを取り付ける。

また、懸垂クランプ取付点にはアーマロッドを取り付ける。

Table 6 - 4

Characteristics of Conductor

Items	Units	Contents
Code Name		Peacock
Type		ACSR
Size	MCM	605
Composition Alumi.	Nos/mm	24/4.034
Steel	"	7/2.69
Diameter	mm	24.21
Calculated sectional area		
Alumi.	mm ²	306.7
Steel	"	39.78
Total	"	345.78
Unit weight	kg/km	1.161
Rated strength	kgf	9.800
DC resistance at 20 °C	Ω/km	0.09413
Coeff. of linear exp.	1/°C	20 × 10 ⁻⁶
Modulus of elasticity	kgf/mm ²	8,000

Table 6 - 5

Dip and Tension at each assumption (605 MCM)

Assumption	Conditions		s = 200m		s = 350m		s = 600m	
	Temp (°C)	Wind (kg/m ²)	Tension (kg)	Dip (m)	Tension (kg)	Dip (m)	Tension (kg)	Dip (m)
1	0	81	3550 (36.26)	3.21	—	—	—	—
2	0	48.6 (81x0.6)	—	—	2768 (28.24)	9.15	2646 (27.0)	28.11
3	20	0	2039 (20.81)	2.85	1900 (19.39)	9.36	1841 (18.79)	28.37
4	65	0	1369 (13.87)	4.24	1597 (16.3)	11.13	1722 (17.57)	30.34

6-2-7 架空地線設計

架空地線については、瞬時電流容量、地絡事故に対する弱電圧線への遮蔽、強度特性および経済性等を総合的に検討しAC55mm²を推奨しその特性をTable 6-6に示した。

以下にその検討の概要を示す。

(1) 瞬時電流容量

架空地線に流すことのできる瞬時電流は、架空地線からの熱放散を無視すると下式で表すことができる。

$$I = 91 \frac{s}{\sqrt{t}}$$

ここで

I : 瞬時許容電流 (A)

s : 架空地線断面積 (mm²)

t : 通電時間 (sec)

上式より計算するとAC55mm²の瞬時許容電流は10.2(KA)となり、架空地線2条に分流すると考えた場合の地絡電流10(KA)を満足している。

(2) 架線設計

架空地線の架線条件は最大使用張力、常時張力および電線との弛度比より決定する。

この時最大使用張力は最小引張荷重に対し安全率 2.5以上、標準径間における常時張力(年平均気温、無風時)が最小引張荷重の25%以下および常時における電線との弛度比が80%以下となるように検討を進めた。

その結果をTable 6-7に示した。

また、架空地線の振動による疲労を軽減するために各支持点にはダンパーを取り付ける。

Table 6 - 6

Characteristics of overhead ground wire.

Items	Units	Contents
Type		AC
Nominal sectional area	mm ²	55
Composition	Nos/mm	7/3.2
Diameter	mm	9.6
Calculated sectional area	mm ²	56.29
Unit weight	kg/km	318.6
Rated strength	kgf	4,560
Coeff. of liner exp.	1/°C	13.9 × 10 ⁻⁶
Modulus of elasticity	kgf/mm ²	12,900

Table 6 - 7

Dip and Tension at each assumption (AC 55 mm²)

Assumption	conditions		s = 200m		s = 350m		s = 600m	
	Temp (°C)	Wind (kg/m ²)	Tension (kg)	Dip (m)	Tension (kg)	Dip (m)	Tension (kg)	Dip (m)
1	0	90	1500 (32.89)	3.07	—	—	—	—
2	0	54 (90 × 0.6)	—	—	1147 (25.15)	8.13	1050 (23.03)	26.07
3	20	0	972 (21.32)	1.64	690 (15.13)	7.07	572 (12.54)	25.07
4	45	0	788 (17.28)	2.02	622 (13.64)	7.84	553 (12.13)	25.92

6-2-8 支持物設計

Nkula B 発電所と Lilongwe B 変電所間を結ぶ本送電線計画は当初 1 回線で建設を行うが、将来もう 1 回線を建設する計画がある事を考慮すると

- ① 当初 1 回線を建設し、将来 1 回線を別ルートとして新設する。
- ② 当初 2 回線鉄塔に 1 回線架線し、将来 1 回線を増架する。
- ③ 当初から 2 回線鉄塔に 2 回線架線する。

以上の 3 案が考えられ将来の需要想定、投資効果等から判断し、②案を採用することを推奨する。

6-2-9 支持物基礎設計

支持物基礎は地盤に応じて設計する必要がある、地盤定数を確認するためにはまず地質調査を実施しなければならない。

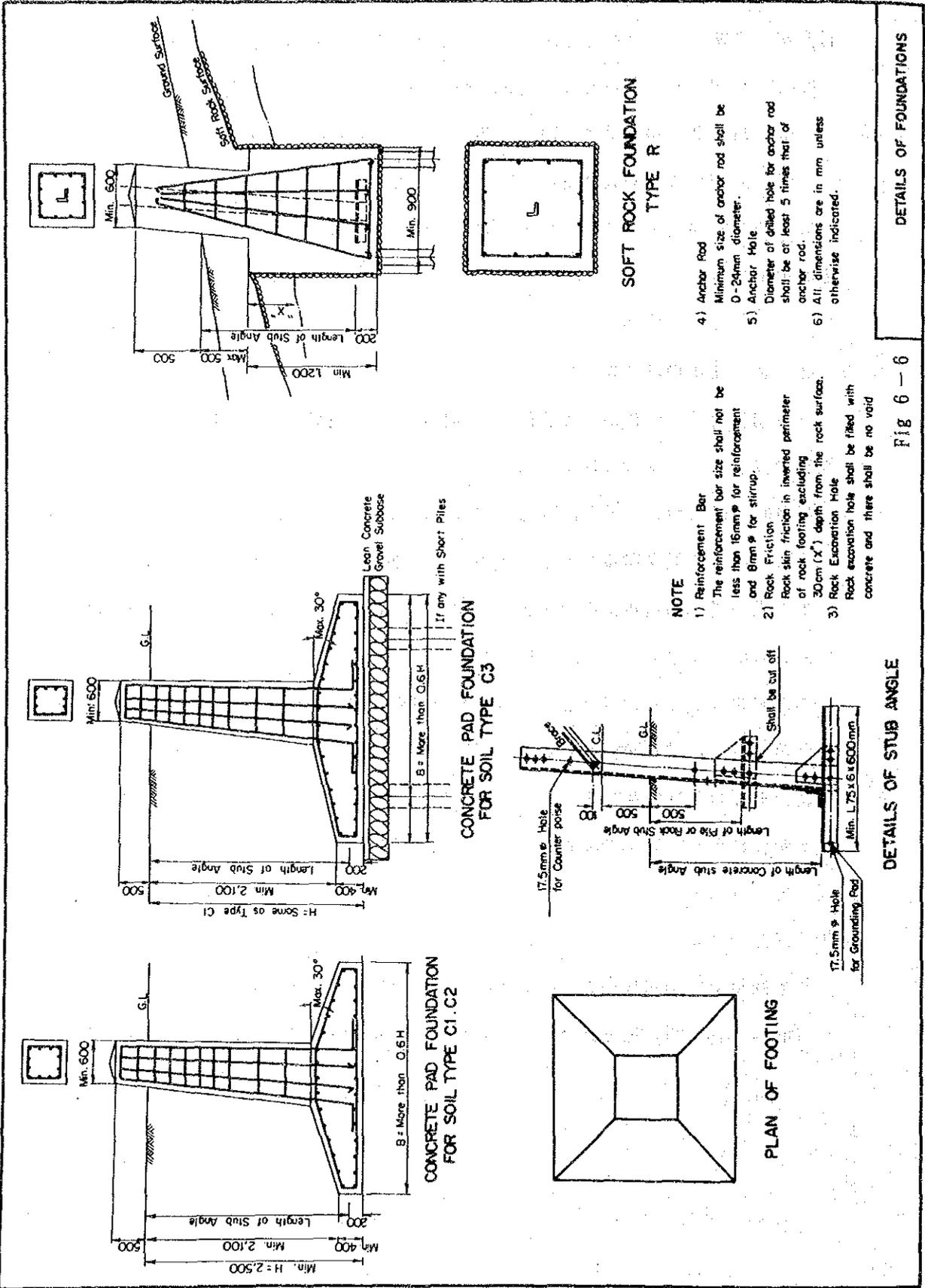
送電線建設における地質調査は、必要な信頼性を有し、かつ最も経済的な基礎を建設するための情報を得ることと工事の施工を安全に実施するために行うものであり、この結果が送電線建設工事の経済性や安全性におよぼす影響が大きいので地盤に適した調査方法を選定することが肝要である。

本送電線における地質調査方法は、ハンドオーガーボーリングとその掘削穴を利用した標準貫入試験が推奨される。

調査地点は角度鉄塔位置、河川横断鉄塔位置、および直線箇所については 2 km 毎に 1ヶ所の、ボーリングで深さは 5 m、貫入試験は地表より 1.5m、3m、4.5m の位置が推奨される。

(1) 基礎の形状

本送電線路の現地調査の結果により基礎の形状は床盤基盤 (Pad Type) と岩盤基礎 (Rock Type) の 2 種類が考えられる。各々の基礎設計例を Fig 6-6 に示す。



SOFT ROCK FOUNDATION TYPE R

- 4) Anchor Rod
 Minimum size of anchor rod shall be 0-24mm diameter.
- 5) Anchor Hole
 Diameter of drilled hole for anchor rod shall be at least 5 times that of anchor rod.
- 6) All dimensions are in mm unless otherwise indicated.

NOTE

- 1) Reinforcement Bar
 The reinforcement bar size shall not be less than 16mm ϕ for reinforcement and 8mm ϕ for stirrup.
- 2) Rock Friction
 Rock skin friction in inverted perimeter of rock footing, excluding 30cm (12") depth from the rock surface.
- 3) Rock Excavation Hole
 Rock excavation hole shall be filled with concrete and there shall be no void

DETAILS OF FOUNDATIONS

Fig 6 - 6