No. 19

タンザニア連合共和国

キリマンジャロ

小水力発電開発計画

調査報告書

1989年1月

国際協力事業団

鉱計資
CR(3)
89 40

JICA LIBRARY
1071524[1]
18974

No.

タンザニア連合共和国

キリマンジャロ

小水力発電開発計画

調査報告書

1989年1月

国際協力事業団

鉱計資
CR(3)
89-40

国際協力事業団
18974

序　文

日本国政府は，タンザニア連合共和国政府の要請に基づき，同国のキリマンジャロ小水力発電計画に関するフィージビリティ調査を行なうこととし，その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は，㈱ＥＰＤＣインターナショナル佐藤英男氏を団長とする調査団を編成し1987年８月から1988年12月までの間，四次に亘り現地調査を実施した。調査団は帰国後これによって得られた現地の諸情報並びに収集した資料の解析・検討等の国内作業を行なった。

本報告書は，その成果をとりまとめたものである。

本報告書がタンザニア国における効率的な電気事業の推進に役立つとともに，同国の経済・社会開発に寄与し，ひいては同国と我が国の友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

終わりに，本調査に際し多大のご協力を頂いたタンザニア国政府機関，在タンザニア日本国大使館，外務省及び通商産業省の関係各位に対し深く感謝の意を表わすものである。

1989年１月

国際協力事業団

総裁　柳谷謙介

伝　達　状

国際協力事業団

総　裁　　柳谷 謙介　殿

ここに提出する報告書は，国際協力事業団の委託をうけ㈱ＥＰＤＣインターナショナルの調査団が実施したタンザニア連合共和国キリマンジャロ小水力発電開発計画調査に関するフィージビリティ・レポートであります。

調査団はタンザニア電力公社（TANESCO)の協力を得て1987年８月より1988年３月まで現地調査を，ひきつづき1988年４月より12月まで国内作業を実施して，ここに本報告書を貴事業団に提出するはこびに至りました。

９箇所のポテンシャルサイトから２箇所のポテンシャルサイトを選定した経緯および選定された２サイトのフィージビリティ・スタディを主報告書に，また，収集資料と基礎的検討資料を附録に収録しております。

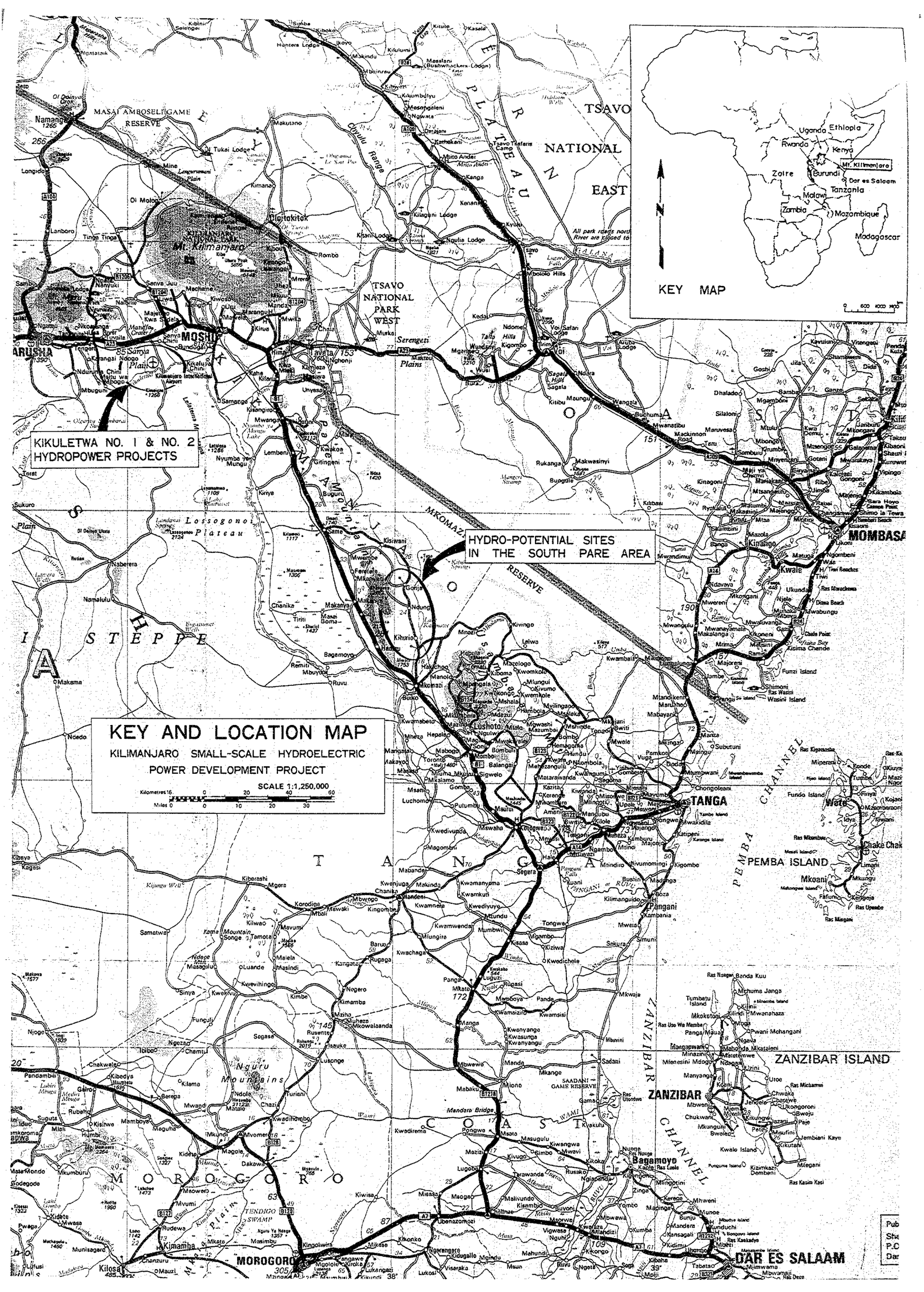
この報告書を契機として，キリマンジャロ地域の電力供給力が増強改善され，ひいてはタンザニア連合共和国の電源開発が一段と推進されることを切に念願するものであります。

本報告書の提出にあたり，調査の実施に多大の御協力を賜った方々に対し，心から感謝の意を表します。

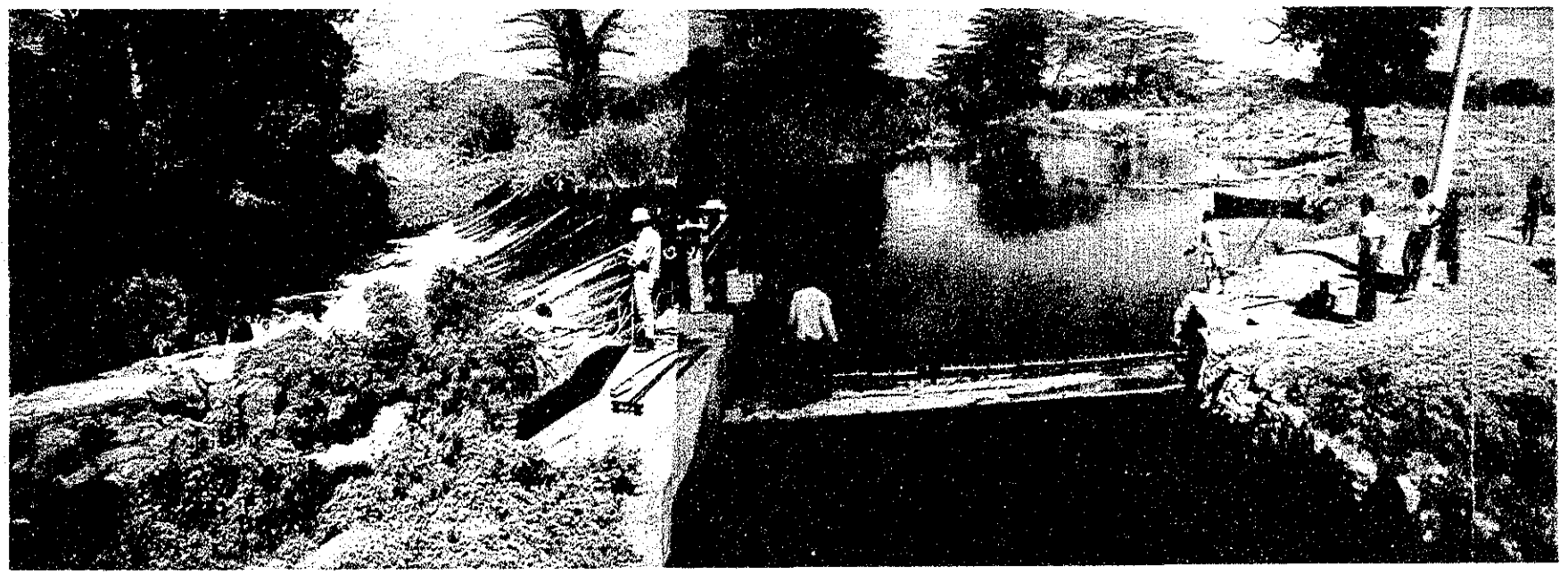
1989年１月

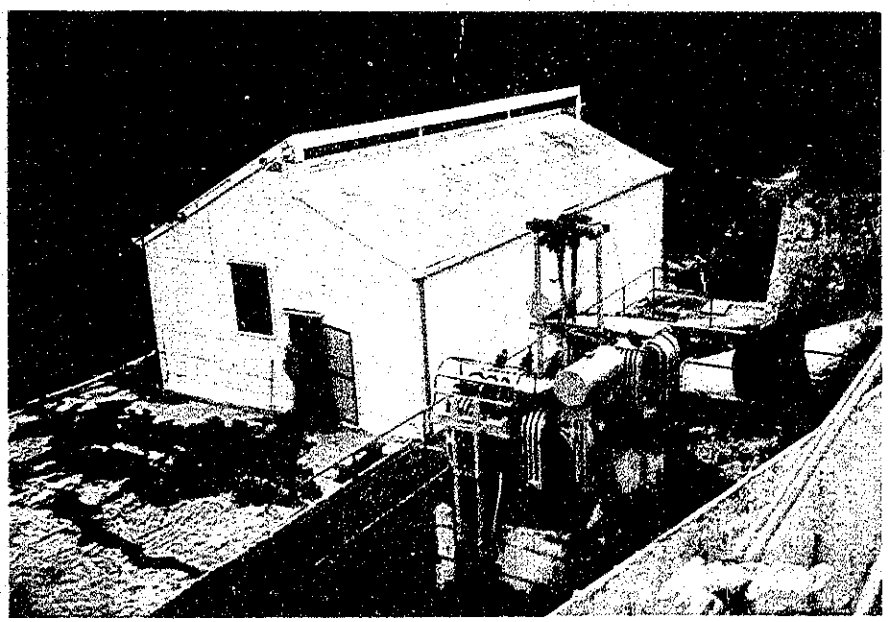
キリマンジャロ小水力発電開発計画調査団

団　長　　佐藤 英男

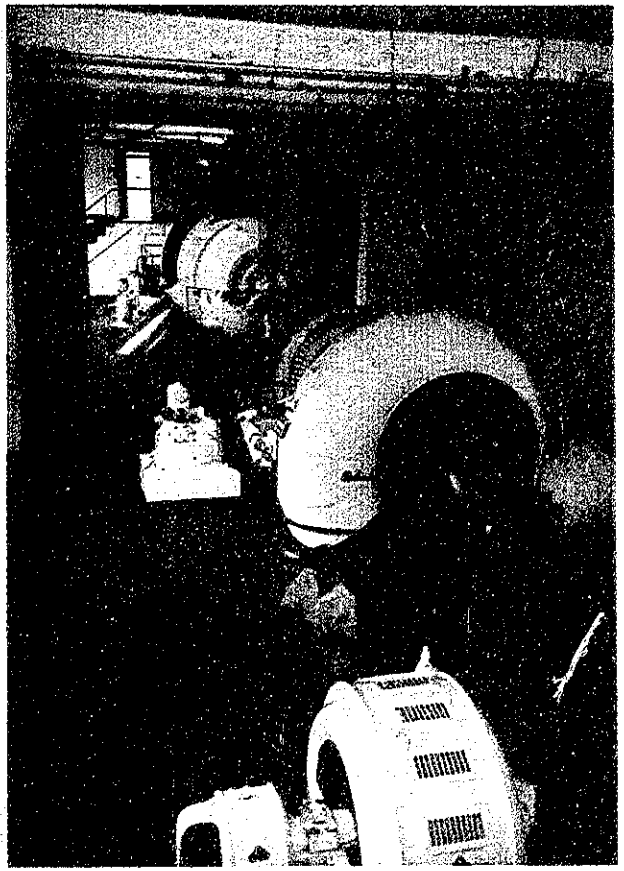

KEY AND LOCATION MAP
KILIMANJARO SMALL-SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
SCALE 1:1,250,000
KIKULETWA NO. I & NO. 2 HYDROPOWER PROJECTS
HYDRO-POTENTIAL SITES IN THE SOUTH PARE AREA
KEY MAP
Uganda
Ethiopia
Rwanda
Kenya
Zaire
Burundi
Mt. Kilimanjaro
Dar es Salaam
Tanzania
Malawi
Zambia
Mozambique
Madagascar
MASAI AMBOSELI GAME RESERVE
TSAVO NATIONAL PARK WEST
TSAVO NATIONAL PARK EAST
Mt. Kilimanjaro
MOSHI
ARUSHA
MOMBASA
TANGA
PEMBA ISLAND
ZANZIBAR ISLAND
ZANZIBAR
Pangani
Bagamoyo
MOROGORO
DAR ES SALAAM
Kilosa
Kimamba
Lossogonoi Plateau
Nguru Mountains
Usambara Mountains
Pare Mountains
MAASAI STEPPE
TANGA COAST
MOROGORO
PEMBA CHANNEL
ZANZIBAR CHANNEL
MKOMAZI GAME RESERVE
SAADANI GAME RESERVE
Mandara Bridge
TENDIGO SWAMP
Mt. Kilimanjaro
Serengeti Plains
Chyulu Range
Lake Jipe
Lake Chala
Lake Kamnarok
Lake Nyumba ya Mungu
Lake Manyara
Lake Natron
Lake Eyasi
Lake Amboseli
Lake Magadi
Lake Rukwa
Lake Tanganyika
Lake Nyasa
Lake Rudolf
Lake Victoria
Lake Kivu
Lake Mweru
Lake Bangweulu
Lake Tanganyika
Lake Nyasa
Lake Rudolf
Lake Victoria
Lake Kivu
Lake Mweru
Lake Bangweulu

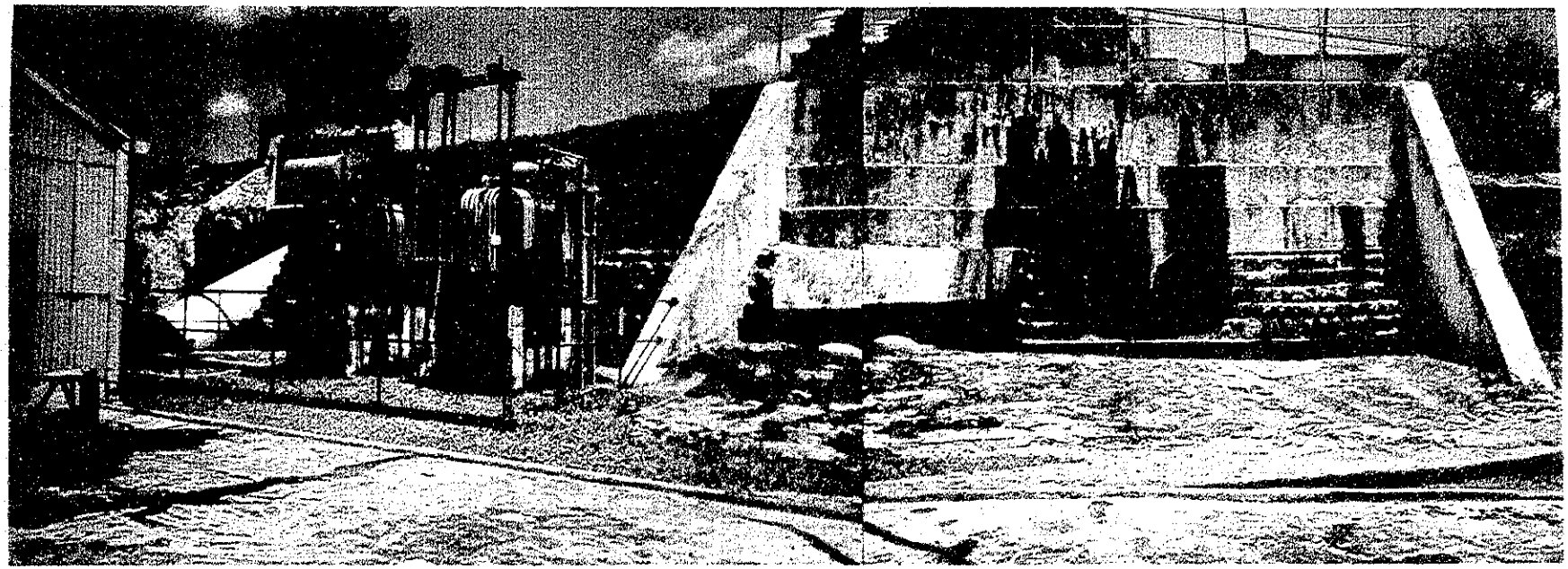
DIVERSION WEIR OF THE EXISTING TANESCO POWER STATION ON KIKULETWA RIVER



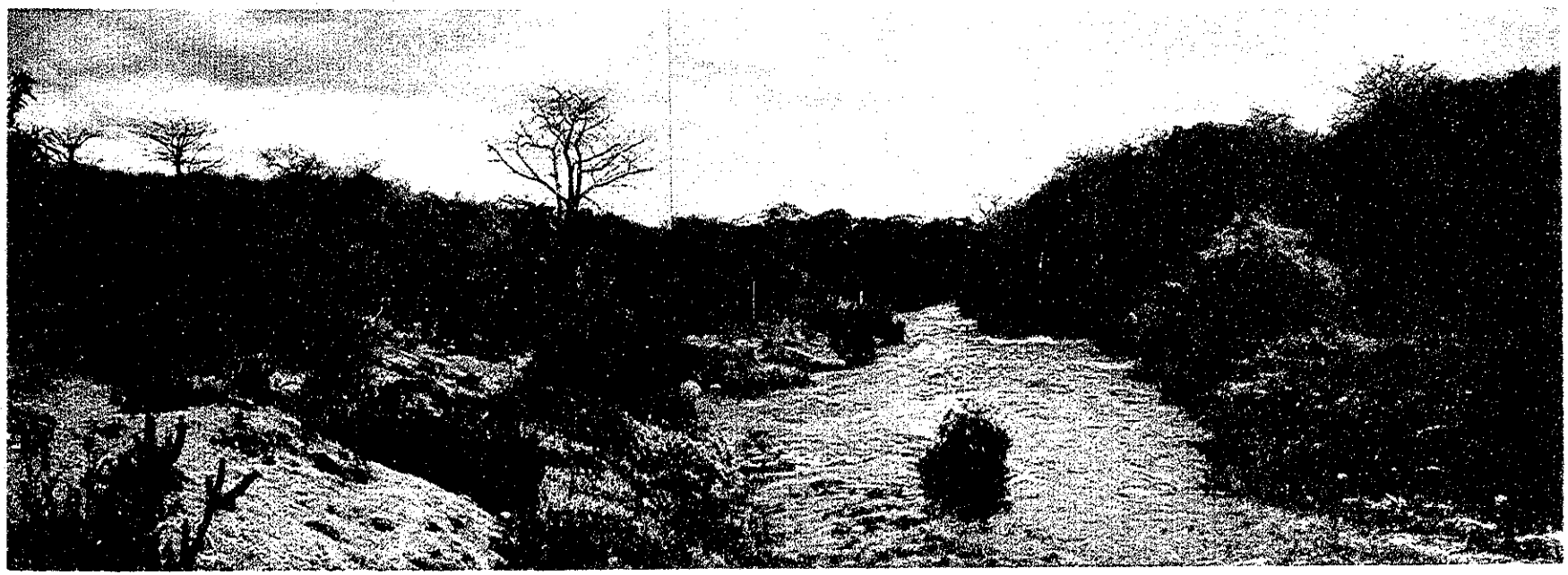


BUILDING AND ELECTRICAL EQUIPMENT
OF THE EXISTING TANESCO POWER STATION





TRANSFORMER AND HEAD TANK OF THE EXISTING TANESCO POWER STATION



PROPOSED INTAKE SITE FOR KIKULETWA NO. 2 PROJECT

目　次

第１章　序　論

1.1　計画地域の概要 …… 1－1

1.1.1　地　理 …… 1－1

1.1.2　気　候 …… 1－1

1.1.3　人　口 …… 1－2

1.1.4　経　済 …… 1－2

1.1.5　エネルギー資源 …… 1－3

1.2　計画の背景 …… 1－4

1.3　調査の目的と範囲 …… 1－5

1.4　各調査段階における業務内容 …… 1－6

1.5　本計画調査に参加した調査団員 …… 1－8

第２章　電力事業の現況と開発の必要性

2.1　タンザニアの電力事業の現況 …… 2－1

2.1.1　電気事業者（ＴＡＮＥＳＣＯ） …… 2－1

2.1.2　電力供給設備 …… 2－1

2.1.3　電力需給 …… 2－4

2.1.4　既設電力系統の特徴 …… 2－9

2.2　電力需要予測 …… 2－12

2.2.1　経済的背景 …… 2－12

2.2.2　予測手法 …… 2－18

2.2.3　電力需要の予測結果 …… 2－24

2.2.4　電源開発計画および電力需給バランス …… 2－26

2.3　キリマンジャロ地域に於ける水力発電ポテンシャルサイト …… 2－29

第３章　Kikuletwa No. 1 および Kikuletwa No. 2 水力発電計画の現地調査

3.1　概　要 …… 3－1

3.2　地形測量 …… 3－1

3.2.1　航空写真測量および図化 …… 3－1

3.2.2　主要構造物サイトの地形図作成 …… 3－1

3.3　コアーボーリング調査 …… 3－2

3.4　コンクリート骨材調査 …… 3－2

第４章　地　質

4.1　調査地域の地質概要 …… 4－1

4.1.1.　地　域 …… 4－1

4.1.2.　広域地質 …… 4－2

4.1.3.　Kikuletwa No.1 および No.2 水力発電開発計画地点の地質 …… 4－3

4.2　Kikuletwa No.1 地点の地形・地質 …… 4－5

4.2.1　地　形 …… 4－5

4.2.2　導水路沿いの地質 …… 4－5

4.2.3　発電所地点の地質 …… 4－5

4.3　Kikuletwa No.2 地点の地形・地質 …… 4－6

4.3.1　地　形 …… 4－6

4.3.2　調整池及び取水ダム地点の地質 …… 4－6

4.3.3　導水路沿いの地質 …… 4－7

4.3.4　水圧管路発電所地点の地質 …… 4－8

4.4　コンクリート骨材 …… 4－9

4.4.1　試験結果 …… 4－9

4.4.2　考　察 …… 4－13

第５章　水文および気象

5.1　プロジェクト地域の水文・気象概況 …… 5－1

5.2　気象および流量データー …… 5－2

5.2.1.　気象データー …… 5－2

5.2.2.　流量データー …… 5－3

5.3　気象水文データーの解析 …… 5－3

5.3.1　降雨資料の検討 …… 5－3

5.3.2　水文周期 …… 5－4

5.4　ポテンシャルサイトの流況 …… 5－4

5.4.1　流量観測所の流量特性 …… 5－4

5.4.2　Kikuletwa No.1およびNo.2取水地点における流量 …… 5－8

5.5　設計洪水量 …… 5－9

5.5.1　既往最大洪水の記録 …… 5－9

5.5.2　日最大流量と確率流量 …… 5－9

5.6　河川の水質 …… 5－10

5.6.1　河川水の性質 …… 5－10

5.6.2　浮遊物質 …… 5－10

第６章　開発計画

6.1　Kikuletwa 川流域の概況 …… 6－1

6.2　発電計画 …… 6－1

6.2.1　Kikuletwa No.1　水力発電計画（改造計画） …… 6－1

6.2.2　Kikuletwa No.2　水力発電計画 …… 6－4

第７章　最適開発規模の検討

7.1　計画諸元の検討範囲 …… 7－1

7.2　評価手法 …… 7－1

7.2.1　概　要 …… 7－1

7.2.2　供給上での電力および電力量の分類 …… 7－2

7.2.3　電力量計算 …… 7－2

7.2.4　便　益 …… 7－3

7.2.5　費　用 …… 7－3

7.3　最適開発規模 …… 7－4

7.3.1　Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）…… 7－4

7.3.2　Kikuletwa No.2水力発電計画 …… 7－4

第８章　送電計画および系統解析

8.1　Kikuletwa No.1発電所（改造計画） …… 8－1

8.2　Kikuletwa No.2発電所 …… 8－1

8.3　系統解析 …… 8－2

8.4　系統解析結果 …… 8－3

第９章　予備設計

9.1　Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画） …… 9－1

9.1.1　水槽水位の検討 …… 9－1

9.1.2　水路断面の補強 …… 9－3

9.1.3　水　槽 …… 9－3

9.1.4　鉄管路および発電所 …… 9－3

9.1.5　電気機器 …… 9－4
9.1.6　屋外開閉所 …… 9－5
9.2　Kikuletwa No.2 水力発電計画 …… 9－5
9.2.1　取水ダム …… 9－5
9.2.2　取水口 …… 9－10
9.2.3　導水路 …… 9－10
9.2.4　水　槽 …… 9－11
9.2.5　水圧鉄管路 …… 9－11
9.2.6　発電所 …… 9－11
9.2.7　電気機器 …… 9－12
9.2.8　屋外開閉所 …… 9－14
9.2.9　送電線 …… 9－14

第10章　工事計画

10.1　概　要 …… 10－1
10.2　輸送路および運搬方法 …… 10－1
10.2.1　輸送路 …… 10－1
10.2.2　運搬方法 …… 10－2
10.3　工事用電力 …… 10－3
10.4　各設備の工事方法 …… 10－3
10.4.1　Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画） …… 10－3
10.4.2　Kikuletwa No.2 水力発電計画 …… 10－5
10.5　工事工程 …… 10－7

第11章　工事費積算

11.1　積算方針 …… 11－1

11.2　工事費積算 …… 11－1
11.2.1　直接工事費 …… 11－1
11.2.2　間接工事費 …… 11－2
11.2.3　内貨（L.C）と外貨（F.C）の区分 …… 11－3
11.2.4　建設工事費 …… 11－3

第12章　候補プロジェクト設定のための経済評価

12.1　評価方法 …… 12－1
12.1.1　概　要 …… 12－1
12.1.2　代替火力発電所 …… 12－1
12.1.3　耐用年数の相違による建設費の調整 …… 12－1
12.2　評価の前提条件 …… 12－2
12.2.1　技術的条件 …… 12－2
12.2.2　その他の条件 …… 12－3
12.3　評価結果 …… 12－4
12.3.1　最適発電規模決定のための評価 …… 12－4
12.3.2　等価割引率 …… 12－5
12.4　結　論 …… 12－6

第13章　財務分析

13.1　分析方法 …… 13－1
13.2　分析のための条件 …… 13－1
13.2.1　財務的等価割引率算出のための条件 …… 13－1
13.2.2　損益計算とキャッシュフロー算出のための条件 …… 13－4
13.3　分析結果 …… 13－5

13.3.1　等価割引率 …… 13－5
13.3.2　損益計算およびキャッシュフロー …… 13－6
13.3.3　収益率 …… 13－6

第14章　環境に対する影響

14.1　概　況 …… 14－1
14.2　自然的環境条件 …… 14－1
14.3　社会・文化・経済的環境条件 …… 14－3
14.4　既存の水利権 …… 14－5
14.5　プロジェクト用地および補償 …… 14－6
14.6　環境に対するインパクト …… 14－7

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 2.1.1 CHARACTERISTICS OF GENERATING FACILITIES
Table 2.1.2 ENERGY CONSUMPTION BY CATEGORY OF CONSUMERS
Table 2.1.3 ENERGY GENERATION AND PEAK LOAD BY POWER SYSTEM
Table 2.1.4 ENERGY DISTRIBUTED AND PEAK LOAD BY REGION (Interconnected System)

Table 2.2.1 ECONOMIC AGGREGATES
Table 2.2.2 FORECAST OF ECONOMIC GROWTH
Table 2.2.3 WAITING INDUSTRIAL CONSUMERS
Table 2.2.4 POWER DEMAND FORECAST BY POWER SYSTEM (Low Growth Scenario)
Table 2.2.5 ENERGY DEMAND FORECAST (Low Growth Scenario) - Interconnected System -
Table 2.2.6 PEAK LOAD FORECAST (Low Growth Scenario) - Interconnected System -
Table 2.2.7 POWER DEMAND FORECAST BY POWER SYSTEM (Base Scenario)
Table 2.2.8 ENERGY DEMAND FORECAST (Base Scenario) - Interconnected System -
Table 2.2.9 PEAK LOAD FORECAST (Base Scenario) - Interconnected System -
Table 2.2.10 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)
Table 2.2.11 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)
Table 2.2.12 POWER DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS
Table 2.2.13 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)
Table 2.3.1 MAIN FEATURES OF SMALL HYDROPOWER IN THE KILIMANJARO REGION

Fig. 2.1.1 ORGANIZATION OF TANESCO
Fig. 2.1.2 POWER SYSTEM MAP
Fig. 2.1.3 GRID SYSTEM ONE LINE DIAGRAM (EXISTING)
Fig. 2.1.4 TYPICAL DAILY LOAD CURVE

Fig. 2.2.1 DEMAND RELATIONSHIP
Fig. 2.2.2 COMPARISON OF LOAD FORECASTS (Whole Power System)
Fig. 2.2.3 POWER DEVELOPMENT PROGRAM AND DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)
Fig. 2.2.4 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE WHOLE COUNTRY (Base Scenario)
Fig. 2.2.5 ENERGY DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)
Fig. 2.2.6 POWER DEVELOPMENT PROGRAM AND DEMAND AND SUPPLY BALANCE FOR THE ARUSHA-MOSHI-TANGA REGIONS (Base Scenario)

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 3.3.1 LIST OF DRILL HOLES AND PERMEABILITY TESTS

Table 3.4.1 LIST OF PITS
Table 3.4.2 QUANTITY OF LABORATORY TEST FOR CONCRETE AGGREGATE

Fig. 3.3.1 LOCATION OF DRILL HOLES

Fig. 3.4.1 SAMPLING LOCATION FOR LABORATORY TESTS

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 4.4.1 RESULTS OF LABORATORY TESTS
Table 4.4.2 COMBINATION OF AGGREGATES
Table 4.4.3 RESULTS OF TEST FOR FRESH CONCRETE
Table 4.4.4 RESULTS OF TEST FOR HARDENED CONCRETE
(1-2) & (2-2)

Fig. 4.1.1 REGIONAL GEOLOGICAL MAP
Fig. 4.1.2 GEOLOGICAL PLAN
Fig. 4.1.3 GEOLOGICAL LOGS OF DRILL HOLE

Fig. 4.2.1 GEOLOGICAL LOGS OF KWARE AND KIKULETWA CANAL
(1-2) & (2-2)
Fig. 4.2.2 GEOLOGICAL SECTION OF POWER STATION SITE (A-A)

Fig. 4.3.1 GEOLOGICAL SECTION OF INTAKE DAM SITE (B-B)
Fig. 4.3.2 GEOLOGICAL SECTION OF WATER WAY (C-C)
Fig. 4.3.3 GEOLOGICAL SECTION OF PENSTOCK AND POWER STATION SITE (D-D)

Fig. 4.4.1 DISTRIBUTION CURVE OF AGGREGATE
(1-6) - (6-6)
Fig. 4.4.2 GEOLOGICAL LOGS OF TEST PIT FOR CONCRETE AGGREGATE INVESTIGATION

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 5.1.1	TEMPERATURE, HUMIDITY, SUNSHINE HOUR AND EVAPORATION
Table 5.2.1 (1) & (2)	LIST OF MONTHLY RAINFALL AND ANNUAL RAINFALL
Table 5.2.2	LIST OF MONTHLY MEAN DISCHRGE
Table 5.3.1	RAINFALL INTENSITY
Table 5.4.1	MONTHLY MEAN DISCHARGE AND SPECIFIC RUN-OFF PER 100 SQ. KM
Table 5.5.1	MAXIMUM DAILY DISCHARGE
Table 5.6.1	PHYSICAL AND CHEMICAL WATER ANALYSIS
Fig. 5.3.1 (1), (2) & (3)	MONTHLY RAINFALL
Fig. 5.3.2 (1)	ISOHYETAL MAP KILIMANJARO REGION
Fig. 5.3.2 (2)	ISOHYETAL MAP IN MT. SOUTH PARA
Fig. 5.3.3	ANNUAL HYDROLOGY - RAINFALL AT ARUSHA AND KIKULETWA
Fig. 5.3.4	ANNUAL HYDROLOGY - MEAN RUN-OFF OF R. KIKULETWA AND R. SESSENI
Fig. 5.4.1	MONTHLY MEAN DISCHARGE OF THE KIKULETWA RIVER AT TANESCO POWER STATION (NO.IDD-54)
Fig. 5.4.2 (1) & (2)	MONTHLY MEAN DISCHARGE OF THE SESSENI RIVER AT GULUTU GAUGING STATION (NO.IDB-2A)
Fig. 5.4.3 (1), (2) & (3)	DURATION CURVE
Fig. 5.5.1	CROSS SECTION AND RATING CURVE AT 1DD-54 of R. KIKULETWA
Fig. 5.5.2	PROBABLE FLOOD OF R. KIKULETWA AT GAUGING STATION NO. 1DD-54
Fig. 5.6.1	SEDIMENTATION-DISCHARGE CURVE

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 7.2.1 ANNUAL ENERGY PRODUCTION AT KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER STATION
Table 7.2.2 ANNUAL ENERGY PRODUCTION AT KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER STATION
Table 7.2.3 AVAILABLE DISCHARGE FOR KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER STATION
Table 7.2.4 AVAILABLE DISCHARGE FOR KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER STATION

Table 7.3.1 STUDY OF DEVELOPMENT SCALE (Maximum Discharge) KIKULETWA NO. 1 PROJECT
Table 7.3.2 CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT
Table 7.3.3 CALCULATION OF BENEFIT-COST RATIO, KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT
Table 7.3.4 STUDY OF DEVELOPMETN SCALE (Maximum Discharge) KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
Table 7.3.5 CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
Table 7.3.6 CALCULATION OF BENEFIT-COST RATIO, KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

Fig. 7.2.1 CALCULATION PROCEDURE OF SUPPLY CAPACITY AND ENERGY PRODUCTION

Fig. 7.3.1 STUDY FOR OPTIMUM DEVELOPMENT SCALE KIKULETWA NO. 1 PROJECT (Maximum Discharge)
Fig. 7.3.2 STUDY FOR OPTIMUM DEVELOPMENT SCALE KIKULETWA NO. 2 PROJECT (Maximum Discharge)
Fig. 7.3.3 STORAGE CAPACITY AND SURFACE AREA CURVE OF KIKULETWA NO. 2 REGULATING POND
Fig. 7.3.4 DAILY LOAD CURVE AT NORTHERN REGION (ARUSHA and MOSHI on 24 September 1987)
Fig. 7.3.5 TYPICAL DAILY LOAD CURVE (Duration of Power Demand)
Fig. 7.3.6 OPERATION RULE OF REGULATING PONDAGE

LIST OF TABLES AND FIGURES

Table 8.3.1 EXPANSION PLAN OF POWER SYSTEM AND ITEMS OF CALCULATION

Table 8.4.1 RESULTS OF POWER FLOW AND VOLTAGE CALCULATIONS

Fig. 8.1.1 EXISTING AND PLANNED TRANSMISSION LINES
Fig. 8.1.2 TRANSMISSION LINE SCHEME

Fig. 8.3.1 IMPEDANCE MAP IN 1984

Fig. 8.4.1 POWER FLOW DIAGRAM IN 1987
Fig. 8.4.2 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991
Fig. 8.4.3 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991 (Before Rehabilitation of Kikuletwa No. 1 Project, with Static Condensor at Njiro)
Fig. 8.4.4 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991 (After Rehabilitation of Kikuletwa No. 1 Project, without Static Condensor)
Fig. 8.4.5 POWER FLOW DIAGRAM IN 1991 (After Rehabilitation of Kikuletwa No. 1 Project, with Static Condensor at Njiro)
Fig. 8.4.6 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994 (Before Kikuletwa No. 2 Project, without Static Condensor at Njiro)
Fig. 8.4.7 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994 (Before Kikuletwa No. 2 Project, with Static Condensor at Njiro)
Fig. 8.4.8 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994 (33 kV Double Circuit for Kikuletwa No. 2 Project)
Fig. 8.4.9 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994 (33 kV Single Circuit for Kikuletwa No. 2 Project)
Fig. 8.4.10 POWER FLOW DIAGRAM IN 1994 (132 kV Line for Kikuletwa No. 2 Project)
Fig. 8.4.11 SHORT CIRCUIT CURRENT
Fig. 8.4.12 TRANSMISSION ROUTES FOR KIKULETWA NO. 2 PROJECT

LIST OF FIGURES

Fig. 9.1.1	PROFILE OF KIKULETWA AND KWARE CANALS, KIKULETWA NO. 1 PROJECT
Fig. 9.1.2	SINGLE LINE DIAGRAM OF KIKULETWA NO. 1 PROJECT
Fig. 9.2.1	TRAP EFFICIENCY AS RELATED TO CAPACITY-INFLOW-RATIO
Fig. 9.2.2	DISCHRGE FROM FLASH GATE
Fig. 9.2.3	HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE FOR OPEN CANAL
Fig. 9.2.4	HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE FOR CULVERT
Fig. 9.2.5	RANGE OF SPECIFIC SPEED BY TURBINE TYPE
Fig. 9.2.6	SINGLE LINE DIAGRAM OF KIKULETWA NO. 2 PROJECT
Fig. 9.2.7	GENERAL ARRANGEMENT OF OUTDOOR SWITCHYARD FOR KIKULETWA NO. 2 PROJECT
Fig. 9.2.8	33 KV TRANSMISSION LINE TYPICAL SUPPORTS (Double Circuit)

LIST OF TABLES

Table 10.5.1 CONSTRUCTION SCHEDULE OF KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT (Rehabilitation)
Table 10.5.2 CONSTRUCTION SCHEDULE OF KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

LIST OF TABLES

Table 11.2.1 ESTIMATED CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT (Rebahilitation)
Table 11.2.2 ESTIAMTED CONSTRUCTION COST OF KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

Table 11.2.3 DISBURSEMENT SCHEDULE FOR KIKULETWA NO. 1 HYDROPOWER PROJECT
Table 11.2.4 DISBURSEMENT SCHEDULE FOR KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT

LIST OF TABLES

Table 12.3.1	BENEFIT/COST RATIO (15-year Operation) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 12.3.2	DITTO
Table 12.3.3	DITTO
Table 12.3.4	DITTO
Table 12.3.5	DITTO
Table 12.3.6	BENEFIT/COST RATIO (15-year Operation) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 12.3.7	DITTO
Table 12.3.8	DITTO
Table 12.3.9	DITTO
Table 12.3.10	EQUALIZING DISCOUNT RATE (15-year Operation) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 12.3.11	DITTO
Table 12.3.12	DITTO
Table 12.3.13	EQUALIZING DISCOUNT RATE (15-year Operation) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 12.3.14	DITTO
Table 12.3.15	DITTO

LIST OF TABLES

Table 13.3.1	BASIC DATA ON REVENUE & EXPENSE - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.2	BASIC DATA ON REVENUE & EXPENSE - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.3 (A)	REVENUE & EXPENSE BALANCE - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3 3 (B)	DITTO - DITTO -
Table 13.3.3 (C)	DITTO - DITTO -
Table 13.3.4 (A)	REVENUE & EXPENSE BALANCE - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.4 (B)	DITTO - DITTO -
Table 13.3.4 (C)	DITTO - DITTO -
Table 13.3.5 (A)	REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.5 (B)	REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.6	ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.7	PROFIT AND LOSS STATEMENT - DITTO -
Table 13.3.8	CASH FLOW - DITTO -
Table 13.3.9 (A)	REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.9 (B)	REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.10	ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.11	PROFIT AND LOSS STATEMENT - DITTO -
Table 13.3.12	CASH FLOW - DITTO -
Table 13.3.13 (A)	REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.13 (B)	REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.14	ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC - KIKULETWA NO. 1 PROJECT -
Table 13.3.15	PROFIT AND LOSS STATEMENT - DITTO -
Table 13.3.16	CASH FLOW - DITTO -
Table 13.3.17 (A)	REPAYMENT SCHEDULE (FOREIGN CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.17 (B)	REPAYMENT SCHEDULE (LOCAL CURRENCY PORTION) - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.18	ANNUAL DISBURSEMENT AND IDC - KIKULETWA NO. 2 PROJECT -
Table 13.3.19	PROFIT AND LOSS STATEMENT - DITTO -
Table 13.3.20	CASH FLOW - DITTO -

LIST OF TABLES

Table 14.6.1 RELEVANCE MATRIX FOR ENVIRONMENTAL IMPACT STUDY

LIST OF DRAWINGS

DWG. NO. 1 KIKULETWA HYDROPOWER PROJECT
GENERAL PLAN AND PROFILE

DWG. NO. 2 KIKULETWA NO. 1 EXISTING HYDROPOWER PROJECT
(REHABILITATION PROJECT)

KIKULETWA CANAL
PLAN, PROFILE AND SECTION

DWG. NO. 3 KIKULETWA NO. 1 EXISTING HYDROPOWER PROJECT
(REHABILITATION PROJECT)

KUKULETWA CANAL & PLAN
PROFILE AND SECTION

DWG. NO. 4 KIKULETWA NO. 1 EXISTING HYDROPOWER PROJECT
(REHABILITATION PROJECT)

HEAD TANK & POWERHOUSE
PLAN, PROFILE AND SECTION

DWG. NO. 5 KIKULETWA NO. 1 EXISTING HYDROPOWER PROJECT
(REHABILITATION PROJECT)

PENSTOCK & POWERHOUSE
PLAN, PROFILE AND SECTION

DWG. NO. 6 KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
WATER WAY

CULVERT & OPEN CHANNEL
PLAN, PROFILE AND SECTION

DWG. NO. 7 KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
WATER WAY

HEAD TANK & PENSTOCK
PLAN AND SECTION

DWG. NO. 8 KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
WATER WAY

DAM & INTAKE,
PLAN, UPSTREAM ELEVATION AND SECTION

DWG. NO. 9 KIKULETWA NO. 2 HYDROPOWER PROJECT
WATER WAY

POWERHOUSE & PLAN
PROFILE AND SECTION

APPENDIX (SEPARATE VOLUME)

CONTENTS

APP. I-1	METEOROLOGICAL DATA AT ARUSHA, MOSHI AND SAME
APP. I-2	MONTHLY RAINFALL IN KILIMANJARO REGION
APP. I-3	MAXIMUM DAILY RAINFALL AND RAINFALL INTENSITY AT ARUSHA, KIA, MOSHI, KWARE AND SAME
APP. I-4	DAILY RAINFALL IN APRIL AND MAY
APP. II-1	MONTHLY MEAN DISCHARGE
APP. II-2	DAILY MEAN DISCHARGE
APP. II-3	HYDROGRAPH
APP. II-4	RUN-OFF DURATION CURVE
APP. II-5	MAXIMUM DAILY DISHCARGE AT 1DD-54 OF KIKULETWA RIVER
APP. II-6	SEDIMENT-DISCHARGE RECORD
APP. II-7	PHYSICAL & CHEMICAL WATER ANALYSIS
APP. III-1	GEOLOGIC LOGS OF DRILLHOLES AND CORE PHOTOGRAPHS
APP. III-2	RECORD OF PERMEABILITY TEST IN DRILLHOSES
APP. III-3	RECORD OF WATER LEVEL IN DRILLHOLES
APP. III-4	EARTHQUAKE DATA IN TANZANIA
APP. III-5	GEOLOGICAL DATA OF POTENTIAL SITES EXCEPTING KIKULETWA NO. 1 AND NO. 2 SITES
APP. III-6	DATA OF TEST FOR CONCRETE AGGREGATE
APP. IV	WATER RIGHT IN PROJECT AREA
APP. V	COMPENSATION DATA IN TANZANIA
APP. VI	HYDRAULIC CALCULATION
APP. VII	TOPOGRAPHICAL MAP

LIST OF BIBLIOGRAPHY

TANZANIA IN FIGURE, 1986
- BUREAU OF STATISTICS, MINISTRY OF FINANCE

INTERNATIONAL FINANCIAL STATISTICS - 1987
- IMF

STATISTICAL ABSTRACT, 1984
- BUREAU OF STATISTICS, MINISTRY OF FINANCE AND ECONOMIC AFFAIRS

ANNUAL REPORT 1983
- TANESCO

POWER SECTOR DEVELOPMENT PLAN 1985 TO 2010
- TANESCO AND ACRES, JUNE 1986

POWER SECTOR IN TANZANIA, 1985
- PLANNING DIRECTORATE, TANESCO

RESOURCES AND INDUSTRY IN TANZANIA
- J.V.S. JONES, 1983

SEISMIC MAP OF TANZANIA
- BUILDING DIVISION, MINISTRY OF WORKS, MAR. 1978

CATALOGUE OF MAPS, TANZANIA
- SURVEYS AND MAPPING DIVISION, DEC. 1983

TOPOGRAPHICAL MAPS SCALE TO 1 : 50,000

GEOLOGICAL MAP OF KILIMANJARO, 1965
- MINERAL RESOURCES AND POWER, MINISTRY OF INDUSTRIES

AVERAGE MONTHLY AND ANNUAL RAINFALL MAPS OF EAST AFRICA
- E.A. METEOROLOGICAL DEPARTMENT, E.A. COMMUNITY, SEPT. 1969

HYDROLOGICAL YEAR-BOOK, 1965 - 1970
- MINISTRY OF WATER DEVELOPMENT AND POWER

KILIMANJARO REGION, INTEGRATED DEVELOPMENT PLAN
- JICA OCT. 1977

FEASIBILITY STUDY ON THE MKOMAZI VALLEY AREA IRRIGATION
DEVELOPMENT PROJECT
- JICA JAN. 1984

TOURIST GUIDE TO TANZANIA, 1985
- G. LUHIKULA

NOTE; DATA AND INFORMATION ON POWER, RIVER RUN-OFF, RAINFALL, ECONOMY, INDUSTRIES, ETC. DULLY PROVIDED BY THE FOLLOWING OFFICES UPON THE REQUEST OF THE STUDY TEAM.

TANESCO HEAD AND BRANCH OFFICES AND sUBSTATIONS
DIRECTORATE OF METEOROLOGY
WATER RESOURCES OFFICE
KILIMANJARO REGIONAL DEVELOPMENT
KIDC AND KADC OF JICA

結　論　と　勧　告

結 論 と 勧 告

1. 結 論

(1) キリマンジャロ小水力発電開発計画調査は，下記の各ステージにわけて実施された。

- アイデンティフィケーション・ステージ　　：1987年8月－1987年12月
- フィールドインベスティゲーション・ステージ：1988年1月－1988年3月
- プレリミナリーデザイン・ステージ　　：1988年4月－1988年12月

アイデンティフィケーション・ステージでは，タンザニア電力公社（TANESCO)によって予め選定された9箇所のポテンシャルサイトを調査し，各サイトの開発優先順位を検討した。

上記の検討にもとづいて TANESCOとJICAが協議した結果，次の理由により9ポテンシャルサイトの中からKikuletwo No.1およびNo.2の2箇所のポテンシャルサイトを選定して，フィールドインベスティゲーション・ステージにおける諸調査を実施することとなった。

- 年間を通じて Kikuletwa川の流出状況は安定しており，この条件は水力発電計画にとって非常に有利である。
- 従って9ポテンシャルサイトのなかで費用－便益比率で評価したプロジェクト優先順位では，Kikuletwa No.1およびNo.2計画はそれぞれ第1位，第2位を占めている。
- キリマンジャロ地域の電力供給の現状からみて電力需要地に近くかつ設備出力を大きく計画しうるポテンシャルサイトの開発が望ましい。

この意味からKikuletwa No.1およびKikuletwa No.2の2ポテンシャルサイトは9ポテンシャルサイトの中で経済的に最も有利であり，また，他のポテンシャルサイトにくらべてより大きい設備出力を計画することが可能である。従ってキリマンジャロ電力系統の供給信頼度の向上に大きく貢献することができる。

プレリミナリーデザイン・ステージでは以上により選定されたKikuletwa No.1（改造計画）およびNo.2水力発電計画について，より詳細な調査・検討を行ない，フィージビリティ・スタディを実施した。

(2) Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）およびKikuletwa No.2水力発電計画によって発生する電力はArusha-Kilimanjaro電力系統に送電され，Arusha，Moshi およびその近傍地域の電力供給力を改善することになる。

なお，1986年，1995年，2000年，および2005年におけるキリマンジャロ地域の電力需要想定値は次のとおりである。

	ピーク負荷(MW)	電力量(GWh)	
※1986年	26.7	107.82	
1995年	44.3	168.85	
2000年	55.6	206.83	
2005年	69.7	253.04	※実績値

(3) Arusha-Kilimanjaro地域の電力供給は Nyumba ya Mungu，既設 Kikuletwaおよび Arusha発電所に依存しており，その合計出力は11.9MWである。この地域の1987年の負荷はピークで27.0MWである。

不足電力は 700km以上の送電線によって，主に Kidatsu発電所から供給されている。このため送電損失と電圧降下が大きい。

従って，本プロジェクトは当地域の電力需給バランスを補正するために，出来る限り早期に開発すべきである。実施設計，融資交渉，建設に要する期間をできるだけ短縮して計画を推進すれば，Kikuletwa No.1発電所は1991年に，No.2発電所は1994年にそれぞれ運転開始が可能となる。

(4) Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）の開発規模は各種代案について比較検討した結果，設備出力 1,500kWが最も適当である。

主要構造物のうち，既設の取水施設・水路・タンクなどは出来る限り改修して使用する。既設発電所に隣接して導水鉄管路（径2.50m，長さ20m）S型チューブラ水車（1,500kW×1台）を有する地上式発電所を新設する。既設の発電施設（1,160kW，現在560kWで運転中）は，本改良工事の完了後に廃止する。

(5) Kikuletwa No.2水力発電計画の設備出力は，各種代案について比較検討の結果 11,000kWが最も適当である。

この主要構造物は，取水ダム（高さ13.00m），調整池（調整容量118,000m³），導水路（蓋きよ 2,250m，開きよ 1,050m），水槽，鉄管路（内径 2.6m，1条長さ835m）フランシス水車（5,800kVA×2台）を有する地上式発電所からなる。取水ダムは既設のTANESCO 発電所より 2.2km下流に，又発電所は更に約4km下流に新設する。

(6) Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画地点の地質・岩盤は堅硬で全ての主要構造物を支えるに十分な支持力を有している。

(7) Kikuletwa No.1（改造計画）およびKikuletwa No.2水力発電計画の総建設費は次のとおりである。

総　建　設　費

Unit:10^3US$

	内貨分	外貨分	合　計
Kikuletwa No.1（改造計画）	681	6,217	7,198
Kikuletwa No.2	7,497	41,903	49,400

(8) Kikuletwa No.1（改造計画）およびKikuletwa No.2水力発電計画の経済評価の結果は次のとおりである。本水力発電計画の便益は当水力発電所と同等の機能を有する代替ディーゼル発電プラントに要する経費をもって評価した。

(i) Kikuletwa No.1 水力発電計画（改造計画）

費用－便益比率	（B／C）	1.27
超過便益	（B－C）	1.632×10^6US$
経済的内部収益率	（EIRR）	13.3 %

(ii) Kikuletwa No.2 水力発電計画

費用－便益比率	（B／C）	1.17
超過便益	（B－C）	6.492×10^6US$
経済的内部収益率	（EIRR）	12.0 %

Kikuletwa No.1（改造計画）とKikuletwa No.2の両水力発電計画は，費用－便益比（B／C）ならびに超過便益（B－C）共に代替ディーゼル発電プラントに比し

て有利である。経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）もまたタンザニアでのプロジェクト評価に通常用いている社会的割引率10%を上回っており，この計画がフィージブルであることを示している。

(9) プロジェクトの建設に要する資金の調達源およびそれぞれの借款条件を次のように想定して財務分析を行った。

	年　金　利	返済期間
政府ベースによるソフトローン	1.5　%	30年（10年の返済猶予期間を含む）
国際金融機関からのプロジェクトローン	7.64 %	15年（５年の返済猶予期間を含む）

一方プロジェクトによる収入源は販売電力収入によるものとし，売電単価に就いては，1988年現在の推定単価（US cent　11.87／kWh)のうち67%が発電部門によるものと仮定して売電収益は7.95US cent／kWhとした。

Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画の損益計算およびキッシュフローを運開後30年に亘り計算した結果えられた財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）は次のとおりである。

Kikuletwa No.1計画　：　6.1 %

Kikuletwa No.2計画　：　5.9 %

想定した電気料金の水準からみて上記のＦＩＲＲを示す両プロジェクトは財務的にも健全と言える。

(10) Moshiの Kiyungi変電所およびArushaの Njiro変電所は 132kV連系々統の末端に位置し，主要電源であるKidatu発電所より 700km以上離れているためArusha-Kilimanjaro地域の電圧降下が大きい。当地域の電力系統解析の結果は次のとおりである。

系統条件	需要 (MW)	母線電圧（%） Kiyungi変電所 132kV,	33kV	Njiro変電所 132kV,	損失電力（MW） ChalinzeよりNjiro変電所間
現状（1987年）	27.0	85.0	100.0	83.4	—
1991年					
Kikuletwa No.1改造前	36.9	81.1	88.3	69.7	9.95
〃 〃 後	36.9	94.3	103.5	82.2	7.41
1994年					
Kikuletwa No.2運開前	42.3	78.7	86.0	62.5	14.07
〃 〃 後	42.3	93.2	101.8	88.7	4.87

上記のとおり Kiyungiおよび Njiroの各変電所の母線電圧は，今後当該地域の電力需要の増加に伴って，電圧降下が著しくなると予想される。

1991年にKikuletwa No.1水力発電所（改造計画）が実施されなければ，上記のように母線電圧の降下が大きく，電力系統の維持が困難になるので，負荷制限あるいはその他の電圧維持対策が必要となる。

また，1994年の時点にも，Kikuletwa No.2水力発電所が運転開始されない場合には前記と同様な電圧問題が発生する。

現在 TANESCOが計画中の Pangani Falls発電所の再開発計画（現在17.5MWから60MWに増加）が1992年に完成しても，同発電所はArusha-Kilimanjaro地域まで約 300kmの距離にあるため，電圧維持のために必要な無効電力の供給を期待することは系統構成上からみて困難である。

このように系統上の観点より両発電所の運転開始時期は，Kikuletwa No.1水力発電所（改造計画 1,500kW)が1991年およびKikuletwa No.2水力発電所(新設 11,000kW)は，1994年に実施することが必要である。

(ii) Kikuletwa No.1および No.2 水力発電計画の緒元は次のとおりである。

Kikuletwa No.1 およびKikuletwa No.2 水力発電計画の主要諸元

	Kikuletwa No.1 水力発電計画		Kikuletwa No.2 水力発電計画	
1. 流域面積（sq. km）	2,200 sq.km		2,280sq.km	
2. 取水ダム	Kikuletwa	Kware		
型式	コンクリート	コンクリート	コンクリートおよび フィルダム	
堤高	3.0m	2.5m	13.0m	
堤長	15.0m	15.0m	103.5m	
3. 調整池				
満水面標高	—		820m	
総貯水量	—		209,000cu.m	
有効容量	—		118,000cu.m	
利用水深	—		2m	
4. 導水路	Kikuletwa	Kware	開水路	カルバート
延長	370m	1,676.5m	1,050m	2,215m
型式	矩形開水路	矩形開水路	台形	上部半円形 下部矩形
底巾	3.8m	3.8m	3.0m	3.0m
水路高	3.3m	3.3m	2.3m	3.8m

	Kikuletwa No.1 水力発電計画	Kikuletwa No.2 水力発電計画
5. 発　電　計　画		
取　水　位	830.47m	817.00m
放　水　位	817.40m	730.90m
有効落差	12.70m	78.20m
発電流量		
最　　大	15.40cu.m/sec	17.9 cu.m/sec
ファーム	10.53cu.m/sec	17.9 cu.m/sec (保証尖頭出力流量)
出　　力		
最　　大	1,500kW	11,000kW
ファーム	1,055kW	11,000kW
年間発生電力量	10.53×10^6 kWh	67.09×10^6 kWh
6. 送　電　線	(既設線利用)	(新　設)
亘　　長	15 km	14 km
電　　圧	33 kV	33 kV
7. 工　事　費	7.2×10^6 US$	49.40×10^6 US$
8. kWh 当り工事費	68.4 US Cent	73.6 US Cent
9. 費用－便益比率	1.27	1.17
10. 経済的内部収益率	13.3 %	12.0 %
11. 財務的内部収益率	6.1 %	5.9 %

勧　告

上記の結論に基づき以下のとおり勧告する。

(1) Arusha-Kilimanjaro地域の電力需要ならびに供給力の現況より見て，Kikuletwa No.1およびNo.2水力発電計画は早急に実現することが望まれる。

(2) Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）および Kikuletwa No.2水力発電計画は，技術的・経済的に極めてフィージブルであると判断される。

このうち，Kikuletwa No.1水力発電計画（改造計画）を1991年に運転を開始するためには，1990年に工事を始める必要があり，このため緊急に詳細設計および入札書類の作成作業にとりかゝらなければならない。

(3) 1994年に運転開始が望まれるKikuletwa No.2水力発電計画についても，引き続き1991年には工事を開始することが必要であり，短期間に着工前の諸準備を進める必要がある。

第1章
序　　論

第1章 序　論

1.1　計画地域の概要 …… 1－1
1.1.1　地　理 …… 1－1
1.1.2　気　候 …… 1－1
1.1.3　人　口 …… 1－2
1.1.4　経　済 …… 1－2
1.1.5　エネルギー資源 …… 1－3

1.2　計画の背景 …… 1－4

1.3　調査の目的と範囲 …… 1－5

1.4　各調査段階における業務内容 …… 1－6

1.5　本計画調査に参加した調査団員 …… 1－8

第1章　序　論

1.1　計画地域の概要

1.1.1　地　理

タンザニア連合共和国は，アフリカ大陸の東部，赤道の直ぐ南，南緯1°00′から11°44′，東経29°40′から40°27′の間に拡がり，北はケニヤ，ウガンダと，西はルワンダ，ブルンヂ，マラウイ，ザイールおよびザンビアと，南はモザンビークとそれぞれ国境を接し，東はインド洋に面している。国土面積は945,050 sq. km である。

国土は，ダルエスサラムを中心とするインド洋沿岸地域，ムワンザを中心とする西北部のビクトリア湖流域地域およびアルーシャとモシを中心とする東北部のキリマンジャロ地域からなっている。

計画地域は，万年雪を頂く標高 5,895mのキリマンジャロ山の南西～南東の山麓に展開しているキリマンジャロ地域に位置している。

タンザニア電力公社（Tanzania Electric Supply Company Ltd. － TANESCO）により提案されたキリマンジャロ地域の９つの小水力ポテンシャルサイトは，Mt. Kilimanjaro の南側の山麓および Mt. South Pare の東側の急斜面に位置している。上記のポテンシャルサイトのうちフィージビリティ・スタディの対象となった Kikuletwa No.1 および Kikuletwa No.2 水力発電所が計画されている Kikuletwa 川は Mt. Kilimanjaroの南側の山麓を東に流下している。

Kikuletwa 川は Mt. Kilimanjaroの東斜面より流下するRuvu川と Nyumba ya Mungu貯水池で合流し，Pangani 川となって南下し，Tanga にてインド洋に注いでいる。

1.1.2　気　候

キリマンジャロ地域の気候は，地勢・標高によって左右される。気温は海岸地帯に比較するとはるかに涼しいが，土地の標高を増すと更に涼しくなる。Moshiの平均的気温は次のとおりである。

キリマンジャロ地域は，半乾燥地帯に属するアフリカの他地域と異なり，降雨量

に恵まれ，キリマンジャロの山腹地帯では，1,500～2,000mm／年，Pare山腹では，800～1,300mm／年，平野部では 400～600mm／年 の降雨量がある。

（単位：摂氏）

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
最高	33.2	33.5	32.0	29.5	26.7	25.9	25.7	26.5	28.8	30.8	31.9	31.9
最低	17.4	17.9	18.6	19.1	18.2	16.7	15.6	15.3	15.3	16.6	17.5	17.4

1.1.3 人 口

タンザニア共和国の総人口は，1986年現在で約 22.46百万人と推定され，近年の人口増加率は 3.3%である。人口密度は一平方km当たり23.8人である。（Tanzania in Figures, 1986による）

キリマンジャロ地域の人口は約 124万人でタンザニア全人口の約５%に相当し，うちモシの人口は， 452千人である。住民は，快適な気温のキリマンジャロ山およびパレ山の標高 800～2,000mの中位部から高位部の山腹に集中している。

当地域の特性の一つは，人口密度が高い（ダル・エス・サラームについで２位）ことである。人口は上記の高標高部の農耕地帯に集中し，低標高部においては，人口は分散し密度は低い。

1.1.4 経 済

タンザニア共和国の経済の中心はダルエスサラムであり，商業，工業，行政活動等，非農林部門の大部分が同地に集中している。

産業は農業が中心であり，1984年の農業生産高は国内総生産の54%を占め，農産物の輸出額は総輸出額の75～80%を占めている。主要な農産物は，コーヒー，綿花，サイザル麻，カシュナッツ，タバコ，茶，除虫菊，丁子等がある。 農業生産の増大と食糧の自給が国家経済の最大目標となっているが，生産量は横這いであり，食糧自給は達成されていない。

最近，石油精製，セメント工業，肥料工業等の諸工業が発展し，1984年の製造業の国内総生産に対する割合は８%である。

しかし，1981年以来，工業生産は下降を続けており，特に輸入原材料を使用する

部門の生産低下が著しい。その原因は外貨準備の逼迫のため，原材料，部品等の輸入資機材の不足や，頻発する停電や断水事故等により，中小工業やセメント，織物(Friendship Textile)，アルミニューム（ＡＬＡＦ）等の大規模工業の生産が大きな影響を受けているためである。

政府は，1981～1985年に実施する予定であった第４次経済開発５ヵ年計画を棚上げし，1981年以来国家経済救済プログラム（ＮＥＳＰ）および構造調整プログラムを策定して，経済の立て直しをはかっている。

この調整プログラムでは，年率 4.5%のＧＤＰ成長率達成を目標としている。その主要項目は次のとおりである。

（ｉ）農業生産即ち食料作物と輸出向け作物の生産を増大する。

（ii）輸出による外貨の獲得と国産品利用による外貨の節約。

（iii）運輸・通信・エネルギーなどのインフラストラクチュアーを修復する。

（iv）既存の農業・工業生産能力のリハビリテーションに力を注ぐ。

（ｖ）財政赤字を縮少して，貨幣供給量を制限し，インフレを抑える。

これらのプログラムに要する資金の80%以上を外国からの援助資金に期待している。ここ数年間，タンザニア経済もＩＭＦ勧告などによりやや好転しつつあるが，なお慢性的な外貨不足や，対外債務の増大，インフレ財政赤字などの基本的問題が残されている。

1.1.5　エネルギー資源

(a)　石　炭

埋蔵量は10億トン以上と推定されている。この石炭の品質は灰分が13～40%で，硫黄の含有量は極めて少ないものと言われている。

現在，鉱業開発公社（ＳＴＡＭＩＣＯ）により年産50万トンの規模で炭田開発が進められている。

(b) 天然ガス

1977年に Songoで可能埋蔵量 193億m³のガス田が発見されて以来，ガスと油田の試掘が積極的に進められている。その後更に，1982年7月にDar es Salaam 南方40kmの地点の Kimbiji沖に大型ガス田が発見されフィージビリティー調査が開始されている。

(c) 地　熱

地熱利用の可能性はあるが，実用化のための開発計画は未検討である。

(d) 水　力

タンザニアの包蔵水力は 3,800万kW，年間可能発生電力は約 1,900億kWhと推定されている。このうち既開発分は25万kWで，全体の0.65%にすぎない。従って水力は将来における重要なエネルギー資源として開発が期待されている。

1.2 計画の背景

タンザニア全国の発電，送電，配電は，全額政府出資のタンザニア電力公社(Tanzania Electric Supply Company, Ltd.－ＴＡＮＥＳＣＯ）によって行われている。

ＴＡＮＥＳＣＯ所有の発電設備は，398.34MW（定格出力371.82MW）で，うち水力253.22MW（64%），火力145.12MW（36%）である。

ＴＡＮＥＳＣＯの電力系統は連系系統と孤立系統で構成されている。連系系統の電力供給は主として水力発電所によって行われており，火力発電所（ディーゼル発電所）は，予備電源として機能しているにすぎない。

キリマンジャロ地域の主要電力は，Kidatu水力発電所(200MW) などの主力電源より長距離送電線を介して電力が供給されている。

即ち，Coastal Lineと呼ばれている 132kVの送電線により，Dar es Salaam のChalinse 変電所からArushaの Njiro変電所まで，約 600kmの間を Hale,Same,Moshiを経過して供給されている。当地域は，電力連系系統の最末端に位置しているので同地域の電力供給はしばしば電圧変動あるいは送電線事故等により見舞われ，いわゆる不安定な電力供給が行われている状態である。

一方，1984年には日本の技術協力によってキリマンジャロ地域の一部で送配電網プ

ロジェクトが完成したことによって加速度的に電力需要が増加してきている。

このように益々増加する需要に対して安定した電力供給を確保するため，需要地に近い同地域内に電力の供給源を増強しておくことが必要になってきた。

このような観点からＴＡＮＥＳＣＯはキリマンジャロ地域の恵まれた水資源と地形を利用した水力発電所建設計画に着目した。

上記のような背景により，タンザニア政府およびＴＡＮＥＳＣＯは従前よりキリマンジャロ地域の総合開発計画および同地域送配電網プロジェクトなどと関係の深い日本政府に対し，1987年１月“キリマンジャロ小水力発電開発計画”の技術協力を求めてきた。

この要請に基づき，日本政府は1987年３月，国際協力事業団（ＪＩＣＡ）の現地事前調査団をタンザニアに派遣しキリマンジャロ地域の現地調査を実施した。同時に本計画調査の担当機関であるＴＡＮＥＳＣＯと調査の内容範囲について協議を行ない両者の間で３月23日に“Scope of Work for the Feasibility Study on Small-scale Hydroelectric Power Development Project in Kilimanjaro Region, Tanzania”がとりきめられた。

1.3 調査の目的と範囲

本調査の主要な目的と業務の範囲は次のように要約される。

（ｉ）ＴＡＮＥＳＣＯが提案した９ポテンシャルサイトの中から優先度の高いポテンシャルサイトを選定する。

－アイデンティフィケーション・ステージ（1987年８月－1987年12月）－

（ii）選定されたポテンシャルサイトに関して，ＴＡＮＥＳＣＯが作成する地形図の作成指導，航空写真の撮影および図化・地質調査の実施・フィジビリティ調査のための詳細踏査等を実施する。

－フィールドインベスティゲーション・ステージ（1988年１月－1988年３月）－

（iii）選定されたポテンシャルサイトについて，経済的，技術的な見地から最適開発規模・開発計画を策定して，フィージビリティ調査報告書を作成する。

－プレリミナリーデザイン・ステージ（1988年４月－1988年12月）－

1.4 各調査段階における業務内容

(1) アイデンティフィケーション・ステージ

昭和62年8月12日より10月31日迄現地調査を実施し，ひきつづき12月中旬迄国内解析作業を実施した。

このステージの主要業務の内容は次のとおりである。

－キリマンジャロ地域の電力供給の現状と電圧降下などの問題点の解明

－同地域の2005年までの需要予測

－5河川9地点のポテンシャルサイトに関する現地踏査および各ポテンシャルサイトの計画見直し

－流量資料の予備的検討

－既存の地形図を補促するためＴＡＮＥＳＣＯが実施する取水口から放水口地点までの水準測量に対する指導

－Ｂ／Ｃ法によるプロジェクトの優先順位の検討とフィールド・インベスティゲーション・ステージへ進むポテンシャルサイトの選定

－アイデンティフィケーション・ステージにおける諸調査をまとめたインテリム・レポートの作成および提出

インテリム・レポートをもとに，1987年12月18日に取り行われたＪＩＣＡとＴＡＮＥＳＣＯとの協議の結果，Ｂ／Ｃ法によって優先順位が高く，且つ適切な開発規模を有する KikuletwaNo.1（改造計画）および KikuletwaNo.2の二地点を選定して，次のステージにおいて所定の調査を実施することと決定した。

(2) フィールド・インベスティゲーション・ステージ

アイデンティフィケーション・ステージにひきつづきＪＩＣＡおよびＴＡＮＥＳＣＯが協議した結果選定された KikuletwaNo.1およびNo.2の2ポテンシャル地点について，フィージビリティ・スタディに進むため必要となる下記の諸業務を昭和63年1月7日より3月21日にかけて実施した。

－プロジェクト地域の航空写真撮影のためＴＡＮＥＳＣＯが実施する対空標識の設置および地上グラウンドサーベイに対する指導

－約 300sq・kmのプロジェクト地域の地形図（1／5,000)作成のために必要

な縮尺１／20,000の航空写真の撮影

－１／1,000縦横断図作成のため必要な縮尺１／8,000 の航空写真の撮影

－１／5,000地形図および１／1,000縦横断図の作成

－ＴＡＮＥＳＣＯが実施する KikuletwaNo.１およびNo.２の主要構造物地点の地上測量および１／500地形図の作成に対する指導

－約 200mのコアーボーリングの実施および採取コアーの地質的観察

－骨材など材料調査

－環境・流量・およびアクセスなどの現地調査

－ＪＩＣＡ提供の自記水位観測機器の設置および観測作業の指導

(3) プレリミナリー・デザイン・ステージ

昭和62年度に実施した現地調査・国内作業の結果を踏まえて KikuletwaNo.１およびNo.２の二地点につき次の予備設計調査などを国内作業で実施した。

－最適開発計画の決定

－予備設計

(a) 取水ダム・取水設備・ヘッドタンク・水圧管路・発電所・放水口等主な土木構造物

(b) ゲート・水圧鉄管等の鋼構造物

(c) 水車・発電機等の発・変電機器等

(d) 送電線

(e) 仮排水路

(f) 工事用仮設備の地点選定および概略レイアウト

－コスト見積り

工種毎のコスト見積りおよび外・内貨別コスト内訳

－実施スケジュールの作成

詳細設計調査から営業運転までの実施スケジュールの作成

－経済・財務分析

(a) Ｂ／Ｃ法およびＥＩＲＲ法による経済分析と感度分析

(b) ＦＩＲＲ法による財務分析と感度分析

－環境影響評価

－キリマンジャロ送配電網の系統安定解析

キリマンジャロ送配電ネットワークシステムに本案件の小水力発電所を連携することによって発生する系統安定度についての分析

－ＴＡＮＥＳＣＯカウンターパート研修生の受け入れ

Mr. David E.P.Ngula （1987年11月－12月）

Senior Hydrologist, Directorate of Project and Transmission

Mr. Joseph K. Tesha （1988年８月－10月）

Director, Directorate of Project and Transmission

1.5 本計画調査に参加した調査団員

キリマンジャロ小水力発電開発計画調査に参加した者および各々の担当業務は下記のとおりである。

㈱ＥＰＤＣインターナショナル

団　長	佐藤　英男	総括・発電計画
団　員	和田　重久	発電土木設計
〃	満田　稔彦	発電計画・工事計画積算
〃	新見　　健	地　質
〃	野田　明義	水文・環境
〃	竹谷　幸照	電力計画
〃	大塚　　進	電力機器設計
〃	岡林　東作	系統解析
〃	小林　哲郎	電力経済

㈱開発土木コンサルタント

〃	重田　　満	ボーリング調査工事指導

㈱パスコ・インターナショナル

〃	吉井　清二	測量指導
〃	桑波田恭行	測量指導
〃	早川　清人	測量指導

第2章
電力事業の現況と開発の必要性

第２章　電力事業の現況と開発の必要性

2.1　タンザニアの電力事業の現況 …… 2－1

2.1.1　電気事業者（ＴＡＮＥＳＣＯ）…… 2－1

2.1.2　電力供給設備 …… 2－1

2.1.3　電力需給 …… 2－4

2.1.4　既設電力系統の特徴 …… 2－9

2.2　電力需要予測 …… 2－12

2.2.1　経済的背景 …… 2－12

2.2.2　予測手法 …… 2－18

2.2.3　電力需要の予測結果 …… 2－24

2.2.4　電源開発計画および電力需給バランス …… 2－26

2.3　キリマンジャロ地域に於ける水力発電ポテンシャルサイト …… 2－29

2.1 タンザニアの電力事業の現況

2.1.1 電気事業者（ＴＡＮＥＳＣＯ）

タンザニア全国の発電，送電，配電は，電気法（Electricity Ordinance)第131条に基づいて，全額政府出資の“タンザニア電力供給公社”(Tanzania Electric Supply Company, Ltd.－TANESCO－）が一貫して行っている。なお，TANESCO のほかに，全国各地に合計出力約20MWの自家発業者がある。

TANESCO は“動力・鉱山省”(Ministry of Energy and Minerals) の管轄下にあり，最高議決機関として，Chairmanを含め９名の Board Membersから成るBoard of Directors がある。TANESCOの事業組織は Fig. 2.1.1 に示す。

2.1.2 電力供給設備

(1) 設備概要

TANESCO の電力系統は連系々統と単独系統に分かれている。連系々統はタンザニアの東北部，中央部および南西部の主要都市に電力を供給している。単独系統は，主要都市以外の各地に散在する地域に供給している。

（ｉ）連系々統

1987年末の TANESCOの総発電設備出力は 398.34MW である。このうち334.87MWが連系々統に属し，残りの 63.47MWが単独系統に属している。

現在建設中の Mtera 水力発電所の設備出力は80MW(40MW ２基)，年間平均発生電力量は 303GWh であり，１号機は1988年６月に運転開始され，２号機は同年12月に運転開始された。

これらの発電所の設備概要はTable 2.1.1 に示す。現在の連系々統の電力の主要供給源は水力発電所である。その水力発電所の設備出力は253.22MWであり，連系々統の76%を占めている。残りは総てディーゼル発電所でその設備出力は81.65Mである。

また，水力発電所のうち貯水池を有し，ピーク運転が可能な発電所はGreat

Ruaha 河水系のKidatu(204MW) およびMtera(80MW, 建設中) の両発電所とPangani 河水系のNyumba Ya Mungu発電所 (8MW) である。

Nyumba Ya Mungu 発電所の下流にあるHale(21MW)およびPangani Falls(17.5MW) の両発電所は調整池をもっているがその有効容量が不充分なため, Nyumba Ya Mungu貯水池に大きく依存している。

これらの既設発電所は, 取替部品の不足等の原因により, これまで充分な保守が行われておらず全ての水力発電所はリハビリテーションが必要である。各発電所の現状は以下のとおりである。

(a) Kidatu 発電所

1号機は水車カバーに亀裂が入り1987年10月より機器のリハビリテーションが開始され1988年2月に完了し, 引き続いて2号機のリハビリテーションを行なっており1988年9月末に完了する予定である。

(b) Hale 発電所

この発電所は"ノルウェイ国際開発公社" (NORAD)の援助でリハビリテーションが行なわれ1987年5月に完了している。

(c) Nyumba Ya Mungu 発電所

1号機は補修・調整のため, 解体されノルウェイに送られた後1988年8月に完了した。2号機は引き続いて解体され1989年3月にリハビリテーションが完了する予定である。

(d) Pangani Falls 発電所

全ユニットともリハビリテーションが必要である。しかし, Pangani Falls 再開発計画 (60MW) が検討されており, この再開発計画が予定通り1992年に完成すると既設発電所17.5MWは廃止されることになっている。

(e) Kikuletwa発電所

1号機 (600kW)は10年前から運転を停止している。2号機 (400kW)は1986年に必要最低限のリハビリテーションが実施され, 現在約80%の出力で運転されている。3号機 (160kW)は運転中であるが, 機器は老朽化しておりリハビリテーションが早急に必要である。

(ii) 単独系統

単独系統の総発電設備出力は63.47MW であり，全て小規模なディーゼル発電所であり全国に散在している。

このうちShinyanga, Mwanza, Musoma, Tabora は 1988/89年までに連系々統に組み入れられる計画である。

(2) 送電設備

電力系統は主幹系統が 220kVと 132kVで，配電系統は33kVと11kVで構成されている。しかしArushaおよび Moshi地域の一部区間では66kVが使用されている。

電力系統の概要は Fig. 2.1.2に示されている。

220KV 送電線は，Kidatu発電所を中心として，東部は Dar Es SalaamのUbungo変電所と，南西部はIringa, Mufindi, Mbeyaの各変電所を結び，またIringa 変電所から北西部に延び，Mtera, Dodoma およびSingida に接続されている。なおDodomaと Singida間の220kV 送電線は，Singida 地方の電力需要が少ないため，33kVで運転されている。

132kV 送電線は，MorogoroからChalinzeおよびUbungoへ延び，更に北東部のHale, Tanga, Same, KiyungiおよびNjiro の各変電所に接続されている。

Zanzibarへの電力供給は，UbungoからRas Kiromoniまでの132KV 架空送電線と，Ras KiromoniからZanzibar島までの海底ケーブルを通して行なわれている。これらの送電設備はState Fuel and Power Corporation の所有であるが，本土にある設備の保守はTANESCO が行なっている。

Zanzibar島内にはディーゼル発電所があり，これらは予備電源として運転されている。

北西部のSingida からShinyanga およびMwanzaを結ぶ220kV 送電線の拡張計画は1988年6月に完成の予定である。MwanzaからMusoma, およびSinyangaからTaboraを結ぶ132kV送電線の拡張計画は現在実施中である。

1987年末現在の送電設備は建設中のものを含めると以下のとおりである。

送電々圧 (kV)	回数線	送 電 区 間	亘 長 (km)
(既 設)			
220	1	Kidatu-Morogoro-Ubungo	300
220	1	Kidatu-Iringa-Mufindi-Mbeya	506
220	1	Iringa-Dodoma-Singida	454
132	1	Ubungo-Chalinze-Morogoro	179
132	1	Chalinze-Hale-Same-Arusha	563
132	1	Hale-Tanga	60
132	1	Ubungo-Zanzibar	41
(建設中)			
220	1	Singida-Shinyanga-Mwanza	360
132	1	Mwanza-Musoma	210
132	1	Shinyangu-Tabora	200

連系々統の単線結線図は Figs. 2.1.3 に示されている。

2.1.3 電力需給

(1) 消費電力量

(i) 概 要

1973年から1980年までの8年間，タンザニア国の電力消費は431.43GWh から745.58GWh と，年平均 8.1%の割合いで急速に増大したが，その後の電力消費は，経済的困難，特に外資準備高の不足を反映して著しく鈍化した。すなわち，最近6年間における電力消費の伸びは1980年の745.58GWh から1985年は782.98 GWh，1986 年は909.11GWh にしか増えていない。これを年平均増加率で表わすと，1980～1985年は僅か 1.0%にすぎない。1986年における電力消費の対前年増加率は，国民経済の立直りを反映して，16.1%の高い増加率を記録するに至り，このため，1980～1986年の年平均増加率は 3.2%となる。

(ii) 用途別消費電力量

料金種別によって，電力需要家は以下の6種類に区分される。すなわち，家庭用需要家（1種），商業用需要家（2種），軽工業需要家（3種），低圧商・工業需要家（4種），高圧商・工業需要家（5種），公共電灯（6種）であ

る。

1986年における全国電力消費の用途別シェアは，工業用が全体の60%，家庭用が約26%，商業用が約10%となっている。

1973年から1986年までの用途別電力消費の伸びは，Table 2.1.2に示す通りであり，以下のように要約される。

用途別	1986年のシェア	年平均増加率 1973 ～1980	年平均増加率 1980 ～1986
家庭用	25.7 %	11.3 %	7.0 %
商業用＊＊	9.3 %	7.3 %	- 0.6 %
工業用＊＊	60.0 %	7.0 %	2.1 %
公共電灯	0.4 %	5.2 %	- 8.9 %
Zanzibar	4.6 %	——	2.1 %
計	100.0 %	8.1 %	3.2 %

（注）＊＊　1970年から1979年の電力料金体系に合わせ修正した。

（iii）地域別消費電力量

Table 2.1.2に示すように，連系々統における電力消費は1973年の372.29GWhから1980年は639.98GWh，1986 年822.28GWh に増大した。一方，単独系統は全体で1973年の59.14GWhから1984年は124.54GWh に増大したが，それ以降1985年は87.39GWh，1986年は86.83GWhに減っている。これは，1985年から1986年にかけて，Iringa，Mbeya，Dodoma，Singida等の分離系統が連系々統に接続され，需要がシフトされたためである。

この結果，連系々統の電力供給シェアは，1980年の85.8%から1986年には90.4%に増大した。

1986年における連系々統内の地域別電力消費シェアは以下のとおりである。

地方別	消費電力量（GWh）	シェア（%）
Arusha	64.03	7.8
Moshi	43.79	5.3
Tanga	85.88	10.4
Dar es Salaam	415.11	50.5
Zanzibar	41.59	5.1
Morogoro	65.69	8.0
Iringa	63.56	7.7
Dodoma	13.38	1.6
Singida	3.08	0.4
Mbeya	26.17	3.0
計	822.28	100.0

(2) 発電量および送電損失率

1973年から1986年までの発電量の増加状況をTable 2.1.3に示す。1986年の全国発電々力量は1,146.16GWh であり，このうちの1,041.09GWh(90.8%) が連系々統で，残り105.07GWh(9.2 %) が単独系統で発電された。

連系々統では，水力発電所の総設備出力(253.2MW) は全体(334.87MW)の76%であるが，発電量は全体の99.3%を占めている。また，下記に示すように，全国発電量1,041.096GWhのうち約87%がKidatu発電所によって発電されている。

	1986年発電量(GWh)
水　力	
Kidatu	900.93
Pangani Falls	72.28
Nyumba Ya Mungu	45.02
Hale	14.18
Kikuletwa	1.35
Tosamaganga	0.02
小　計	1,033.78 (99.3%)
火　力（ディーゼル）	7.31 (0.7 %)
合　計	1,041.09 (100.0 %)

連系々統における送電損失率は，1973年から1979年までは13.8%から18.0%，平均約16%であったが，それ以後急速に増大し，1983年は20.6%，1985年は21.7%，1986年は21.0%を記録している。

(3) 尖頭負荷および負荷率

(i) 概　要

1973年から1986年までの尖頭負荷の推移をTable 2.1.3に示す。1986年の連系々統の尖頭負荷は183.1MW であった。また，同年の不等率を90%と想定した場合，単独系統の尖頭負荷は25.3MWとなる。

1980年から1986年までの7年間，連系々統の負荷率はほぼ65%で変化がない。また，同期間中の単独系統の負荷率は概ね48.0%であった。

(ii) 地域別尖頭負荷

1980年から1986年までの7年間における連系々統の地域別需要をTable 2.1.4に示す。1986年の地域別尖頭負荷とそのシェアは以下のとおりである。

地　域　別	尖頭負荷 (MW)	シェア (%)
Arusha	15.8	8.1
Moshi	10.9	5.6
Tanga	24.3	12.5
Dar es Salaam	91.0	46.7
Zanzibar	8.6	4.4
Morogoro	11.6	6.0
Iringa	17.8	9.1
Dodoma	4.2	2.2
Singida	1.6	0.8
Mbeyo	9.0	4.6
計 (合成最大)	194.8	100.0
尖頭負荷	183.1 (不等率　94.0%)	

(4) 負荷曲線

(i) 日負荷曲線

日負荷曲線には2回の尖頭負荷が表われ，最初は通常午前11時から12時にかけて生じ，次は午後8時前後に生ずる。

連系々統内では Dar Es Salaam地域の昼間ピークが夕刻のピークよりも高く，その他の地域では夕刻のピークが昼間ピークより高い。

1987年の連系々統における典型的な日負荷曲線をFig. 2.1.4に示す。

(ii) 負荷の月別変化

タンザニアでは，年間を通じて気温が殆ど変化がないので，連系々統でも単独系統でも，負荷に大きな月別変化は見られない。

1986年における負荷の月別変化は以下のとおりである。

	連系系統		孤立系統	
月別	月間尖頭負荷 (MW)	年尖頭負荷に対する割合	月間尖頭負荷 (MW)	年尖頭負荷に対する割合
1 月	157.4	0.86	19.3	0.86
2 月	161.8	0.88	20.5	0.92
3 月	167.2	0.91	18.8	0.84
4 月	162.1	0.89	18.9	0.84
5 月	172.7	0.94	21.1	0.94
6 月	167.6	0.92	21.3	0.95
7 月	175.8	0.96	21.7	0.97
8 月	178.0	0.97	21.4	0.96
9 月	175.3	0.96	22.4	1.00
10 月	183.1	1.00	20.8	0.93
11 月	173.6	0.95	22.4	1.00
12 月	175.5	0.96	20.7	0.92

(注) ——— : 最大値

2.1.4 既設電力系統の特徴

タンザニアの東部および東北部の電力系統の特徴について以下に記す。Fig. 2.1.3に電力系統の設備概要が示されている。

(1) 地域別電力事情

(i) Dar es Salaam地域

Kidatu発電所の発生電力は，そのほとんどがUbungo変電所で受電され Dar Es Salaam で消費されてる。この地域には小規模ディーゼルとガスタービン発電機があり，これらは予備電源として運転されている。

(ii) Tanga地域

Hale及びPangani Falls 両発電所の合計設備出力は，当地域の需要を上回る為，他の地域への供給が可能である。

(iii) Moshi地域

Kikuletwa 及びArushaの発電設備は老巧化し，定格出力での運転ができない。Nyumba Ya Mungu 発電所は，現在正常に運転されている。この地域の供給電力は需要にくらべて小さい為，不足分を長距離送電線により Kidatu 発電所から受電をしなければならない。

(2) 電圧制御

連系々統は長距離送電線で構成されており，発電所と需要地との距離は極めて長い。ArushaのNjiro 変電所は，本系統の主要供給源であるKidatu発電所から約700kmの距離にある。このような系統構成のため，系統電圧の変動が大きい。

東部の 220kV系統の電圧降下が大きくなる主な原因は以下のとおりである。

- 本系統で系統電圧を制御できる発電所はKidatuだけである。
- Kidatu以東（Ubungo側）の送電線は，Ubungo向けの潮流が多いために電圧降下が大きい。
- Kidatu以西（Mbeya 及びDodoma側）の送電線は軽負荷であるため，Ferranti現象により系統電圧の上昇が大きくなるので，東部の系統電圧を上昇させるための制御が困難である。
- これらの相反する系統の電圧特性をKidatu発電所だけで制御するのは困難である。

変電所の母線電圧の実状を以下に記す。

(ⅰ) Ubungo変電所

1987年9月21日11時における変電所母線電圧の記録は以下のとおりである。

		220 kV	132 kV	33 kV
母線電圧	(kV)	186	131	34.8 *
電圧降下	(%)	- 15.45	- 0.76	+ 5.45
変圧器タップ	(%)	±20	—	—

(注)* 制御盤上の指示計の値を示す。

220kV 母線の電圧降下 15.45%は非常に高い値である。一方，33kVの母線電圧は変圧器のタップ調整により定格値33kV以上に保たれている。

(ⅱ) Morogoro変電所

1987年9月22日13時における変電所母線電圧の記録は以下のとおりである。

		220 kV	132 kV
母線電圧	(kV)	208	128
電圧降下	(%)	- 5.95	- 3.03
変圧器タップ	(%)	±15	—

1987年9月22日13時におけるKidatu発電所とMorogoro変電所の母線電圧は以下のとおりである。

		Morogoro	Kidatu
220kV線電圧	(kV)	208	218
電圧降下	(%)	- 5.45	- 0.909
潮流条件（有効電力±無効電力）		100.09-j20.2	—

Morogoro変電所とKidatu発電所間の電圧降下は4.59%である。

(ⅲ) Chalinze変電所

1987年9月22日16時における変電所母線電圧の記録は以下の通りである。

		132 kV
母線電圧	(kV)	132～133
電圧降下	(%)	0～ +0.758
変圧器タップ	(%)	+5～-15

(iv) Njiro変電所

1987年9月24日3時と19時に記録された 132KV母線電圧は以下のとおりである。

		132 kV	
		3時	19時
母線電圧	(kV)	133	110
電圧降下	(%)	+ 0.76	-16.6
変圧器タップ	(%)	±10	

132kV 母線の電圧降下16.6%は，変圧器のタップ電圧の調整範囲である±10%を越えている。

このため，電圧の改善は送配電設備とこの地域の電力需給バランスの面から検討する必要がある。

(v) Arusha発電所

1987年9月24日に記録された33kV母線電圧の記録は以下のとおりである。

		33 kV	
		3時	19時
母線電圧	(kV)	34	31
電圧降下	(%)	+3.03	-6.06
変圧器タップ	(%)	±10	

(vi) Kiyungi変電所

1987年9月24日に記録された母線電圧の記録は以下のとおりである。

		33 kV		66 kV		132 kV	
		3時	19時	3時	19時	3時	19時
母線電圧	(kV)		33	70	63	135	107 *
変動幅	(%)		0	+6.06	-4.5	+2.27	-18.94
変圧器タップ	(%)	——		——		+5	-15

(注)* 指示計にいくらかの誤差が含まれる。

(vii) Kikuletwa発電所

33kV母線には指示計は設備されていない。

(viii) Nyumba Ya Mungu発電所

1987年10月3日に記録された発電出力，11kVおよび66kVの母線電圧と発電機力率は以下のとおりである。

	3時	19時
発電機出力 (MW)	3.6	3.6
発電機電圧 (kV)	11.2	10.8
母線電圧 (kV)	69.5	64
力 率 (遅れ%)	99	80

(ix) Same変電所

1987年10月3日13時に於ける母線電圧の記録は以下のとおりである。

	132 kV	33 kV
母線電圧 (kV)	122	指示計なし
電圧降下 (%)	-7.58	
変圧器タップ (%)	+5-15	

2.2 電力需要予測

2.2.1 経済的背景

(1) 国家経済

(i) 概 況

電力需要の伸びは国民経済の成長と密接な関係にある。1970年代のタンザニアの経済は着実に発展してきたが，1979年から1985年末頃までは経済成長は鈍化し，この期間中，国民総生産（GDP）は実質的に殆ど増大しなかった。

Table 2.2.1は1973年から1984年までの実質GDP（1976年価格）の増加状況を示すものである。この表によれば，1979年から1984年までの期間中，農業部門とサービス部門のGDPはそれぞれ年平均 2.3%および 2.6%の割合で僅

かながら増大したが，工業部門のＧＤＰは年平均 -10.7%の割合で急激に減少し，総ＧＤＰに占める割合は1979年の17%から1984年は 9.6%に低下したことが示される。

実質ＧＤＰの年平均増加率

部門別	1973～1979	1979～1984
農業部門	2.4%	2.3%
サービス部門	5.7%	2.6%
工業部門	2.4%	-10.7%
総ＧＤＰ	3.6%	0.6%

経済活動の円滑な遂行のためには相当量の手持外貨が準備されていることが絶対に必要である。しかし乍ら，タンザニアでは，これまで外貨準備が欠乏していたため輸入石油製品は慢性的に不足を告げ，また諸工業も，機器の取替部品が入手不可能な状態にあったため，操業率は通常水準の約20～30%に下落するに至った。

このような状態から脱却し，経済を活性化するため，タンザニア政府は，国際収支が急激に悪化し始めた1979年以来，国際通貨基金（ＩＭＦ）との間にスタンドバイ・クレジットの交渉を続けていたが，1986年に至り両者の間に経済活性化のための措置について基本的な合意が成立した。

（ii）経済復興計画

このような状況下にあって，政府は，1982～1985年を対象期間として実施された国家経済の“構造的調整計画”(Structural Adjustment Program-SAP) に引き続いて，1986年には“経済復興計画”(Economic Recovery Program-ERP) を発足させた。この計画は1986～1989年を対象期間とするものであり，同期間中のＧＤＰ年平均成長率 4.5%の達成を目標とする。同計画の重点は次の通りである。

- 農業生産，特に換金作物 (cash crops) の生産増大。
- 工業部門に対し，現在の操業率20～30%を60～70%に引上げるため外貨割当てを優先的に行う。
- 輸送，通信，エネルギー，水供給部門等に対して，新規資本の投資

よりもそれらの既存インフラストラクチャーのリハビリテーションを優先的に行う。

経済復興計画実施のための所要資金は約 4,574百万Tsh と見積られ，そのうち82%は外貨である。従って，計画実施の成否はＩＭＦからの借款や協力諸国からの経済援助によって大きく左右される。

1983年頃からＩＭＦの提示条件に従って経済構造の改革が漸次促進されてきたが，改革の促進に伴い各国から借款や援助の形での外貨の流入が最近急速に増大してきた。このようにして，外貨の流入増大と共に経済各部門のＧＤＰ成長率は今後次第に高まるものと期待されている。

(2) 電力料金

1973年以来，電力料金は一般物価の上昇につれて数次に亘り改訂されてきた。これら料金改訂に伴う kWh当りの売電単価は以下のとおりである。

料金改訂年	売電単価 (Cent/kWh)
1973	26.14
1976	40.34
1979	64.38
1983	104.60
1984	132.81
1985	196.96
1986	294.53

上記の記録は，1973年から1986年まで電力料金は時価で年平均20.5%の割合で上昇してきたことを示している。しかし乍ら，この期間中，消費者物価指数は，1976年を規準（＝100)とすると，1973年の62.3から1986年は 966.4に上昇し，年平均上昇率は23.4%となる。このことは，同期間中，実質電気料金は年平均約３%の割合で低下してきたことを意味するものである。

1973年から1986年に至るまでの時価表示の売電単価およびこれを消費者物価指数でデフレートした実質売電単価を年次毎に示すと以下のとおりである。

年　次	時価表示の売電単価(Cent/kWh)	消費者物価指数(1976年＝100)	実質売電単価(Cent/kWh)
1973	26.14	62.3	41.96
1974	30.74	67.2	45.74
1975	31.85	90.2	35.31
1976	40.34	100.0	40.34
1977	48.27	111.5	43.29
1978	48.44	119.7	40.47
1979	45.13	137.7	32.77
1980	64.38	163.9	39.28
1981	65.58	214.7	30.54
1982	70.60	267.2	26.42
1983	104.60	354.1	29.54
1984	132.81	449.2	29.57
1985	196.96	513.2 *	38.38
1986	294.53	960.4 *	31.08

(注) * 1985年および1986年の消費者物価指数は，ＩＭＦの "International Financial Statistics-1987"に示されたUS$ とTsh の交換レートから推定したものである。

(3) Arusha-Kilimanjaro地方の一般状況

TANESCOが提示した小水力計画地点は，Moshiその他多数の小町村を含むKilimanjaro地方に位置しており，Moshiの西方約75kmには大需要地Arushaがある。ArushaとKilimanjaro地方を一括して，一般に北部地方と称されている。北部地方に電力を供給する変電所は，Arusha，KiyungiおよびSameの３変電所である。ArushaとMoshi の中間附近にKilimanjaro国際空港がある。

1986年のこの地方における消費電力量は，連系々統全体の13.1%に相当する107.82GWhであり，このうちArushaの消費量が64.03GWh，Moshiの消費量が43.79GWh であった。同年におけるこの地方の尖頭負荷は26.7MWであった。1987年１月から９月までの期間に，記録されたArushaの尖頭負荷は16.7MW，Moshiのそれは11.6MWであった。

1980年から1986年までの期間中，北部地方における電力需要の伸びは，連系々統全体で最も急速であった。

(i) Arusha

Arushaでは，1986年の用途別電力消費構成比は，工業用が62.1%，家庭用が28.7%，商業用が 8.7%であった。家庭用について言えば，Arushaでの需要家一戸当りの電力消費量は Moshiにおけるそれの約2倍であり，この町の一般住民の生活水準の高さを物語っている。

しかし乍ら， Moshiに較べるとAnusha地方には砂糖きび，コーヒー，棉花，サイザル麻等の換金作物の大規模プランテーションは少なく，郊外に幾つかの小規模コーヒー加工工場があるだけである。

その反面，工業は盛んであり，その主なものをあげると次のとおりである。

- General Tyre
- Sunflag (textile)
- KILTEX (textile)
- Fibreboard
- Breweries
- National Milling
- A-Z Textile
- TANELEC (Manufacturing transformer)
- ALFI Chemicals

1986年における電力需要家数は， 7,160戸である。同年におけるArusha地方の総人口は 1,227,000人，世帯数は 245,000戸と推定されるので，電化率は僅か3%ということになる。

(ii) Moshi

Moshiにおける電力需要家の用途別構成比はArusha地方のそれと似通っており，1986年の実績では工業用60.0%，家庭用27.8%，商業用11.4%となっている。

この地方には，砂糖きび，コーヒー，棉花，サイザル麻等の大規模プランテーションが多い。

工業用の需要家当り電力消費量はArusha地方のそれの約66%である。主な工

場として次のものがあげられる。

- KIBO Pulp and Paper Board
- TPC (sugar)
- Malting Plant
- Tanzania Bag
- Tanzania Tanneries
- Machine Tool
- Coffee curing
- KIBO Match
- Crate Manufactures
- Breweries

以上のほかに，大きな電力需要家として次のものがある。

- Kilimanjaro Christian Medical Center
- Kilimanjaro International Airport
- Moshi Hotel

Kilimanjaro地方は面積13,209㎢，人口 124万人（世帯数24.8万戸）である。1986年の電力需要家数は10,364戸であるから，電化率は4.2%ということになる。

この地方には，下記のように多数の大規模潅漑プロジェクトやポンプ揚水プロジェクトが計画されている。

- Lower Moshi irrigation project (2,300 ha)
- Post harvest facilities project (paddy processing facilities)
- Ndungu irrigation project (680 ha) - Post harvest facilities
- Miwaleni pumping scheme (2,000 ha)
- Underground water study in Rombo and Hai (5,000 ha)
- Coffee pulpers project - small centres for treating coffee before it is sent to the central factory
- Nkomagi valley project

工業部門では，ＫＩＤＣ (Kilimanjaro Industrial Development Center)が，木工品，陶器，鋳造品等の地方的産業育成のため技術指導を行っている。

2.2.2 予測手法

(1) 需要の相関々係

電力消費とＧＤＰとの間には密接な相関々係があることが一般に知られている。この相関々係は電力の需要予測を行う場合に屢々利用される。1985年に作成されたTANESCOの“電力部門マスタープラン”および1987年に行ったその見直し資料には，電力消費とＧＤＰとの間の一次回帰が適用されている。

一般に，所与の財貨に対する需要は当該財貨の価格と需要家の所得によって規定されるので，説明変数としてＧＤＰのほかに売電単価も適用するのが適当であろう。

Table 2.1.2とTable 2.2.1は，それぞれ1973年から1984年までの毎年の年間消費電力量と1976年価格で表わした毎年の実質ＧＤＰを示すものである。なお，1976年価格で表わされる毎年の実質売電単価は，2.2.1の(2)節に示すとおりである。

ＧＤＰ，売電単価および電力消費量の３通りのパラメータの関係は，Fig.2.2.1のとおりである。この図によって，大まかではあるが，タンザニアでは電力価格の相対的下落がＧＤＰの伸び悩みに拘わらず電力消費の着実な増大を支えてきたことを示している。

(2) 重回帰モデル

Table 2.1.2およびTable 2.2.1並びに2.2.1の(2)節に示された消費電力量，ＧＤＰおよび売電単価から以下の重回帰式が算出される（1983年および1984年の消費電力量については，2.2.2(3)節で述べる理由に基いて，発電量の84%をもって消費電力量とした。これは，未確認消費電力量も消費電力量に含めるためである）。

Y ：消費電力量（GWh）

X1：ＧＤＰ(1976 年価格：百万Tsh)

X2：売電単価（1976年価格：Cents/kWh)

一連系々統：

$$Y = 0.03810\ X1 - 6.8320\ X2 - 108.20$$ （重相関係数$R^2 = 0.84$，標準偏差 $s = 34.17$）

－単独系統：

$$Y = 0.006653\ X1 - 1.73596\ X2 - 0.25\ (R^2 = 0.83,\ s = 7.06)$$

1986年は電力消費が急増した。この消費急増を考慮して，上記回帰式を1987～1990年の対象期間について以下のように調整した。

－連系々統：

$$Y = 0.03810\ X1 - 6.8320\ X2 + 22.73$$

－単独系統：

$$Y = 0.006653\ X1 - 1.73596\ X2 - 35.91$$

また，1987年から1990年にかけて Table2.2.3に示すように新規大口工業需要家が接続し電力消費が大幅に増大することが予想されている。この需要急増を考慮して，1990年以降の需要予測に適用すべきものとして，上記回帰式を更に以下のように調整した。

－連系々統：

$$Y = 0.03810\ X1 - 6.8320\ X2 + 157.81$$

－単独系統：

$$Y = 0.006653\ X1 - 1.73596\ X2 + 82.59$$

(3) 電力需要予測に用いた前提条件

(i) 経済成長予測

電力需要は経済成長と直接関係するものであるから，今後に期待される国民経済復興のタイミングおよびＧＤＰの成長率が電力需要予測を行う上において最も重要な要素となる。

電力需要予測に用いられた今後の経済復興のタイミングとＧＤＰの予想成長率は以下に述べるとおりである。

(A) 過渡期予測 (1985～1990)

上記期間中の経済成長については実績資料も計画資料もないので，国際経済協力を通じて1986年から外貨が流入し始めたという前提の下に，推定値を用いることとした。

a) 農業部門

タンザニアにおいては，農業が経済の主幹となっており，ＧＤＰの中で最も大きなシェアを占めている。

2.2.1節で述べたように，当該部門の生産は1973～1979年は年平均 2.4%，1979～1984年は年平均 2.3%の割合いで増大してきた。この部門では，部分的にプランテーションの個人所有が認められるようになったことが農民の生産意欲の向上に大きく役立ったと言われている。これらの条件を考慮して，過渡期間中の農業生産は以下の成長率で増大するものと想定した。

年　次	ＧＤＰ成長率
1985～1987	2.5 %
1988	3.0 %
1989	3.5 %
1990	3.5 %

b)　サービス部門

サービス部門は，1973～1979年期間中は年率 5.7%の着実な成長を保ってきたが，それ以後1984年までは年率 2.6%の低成長となった。なお，この部門の1979～1984年期間中については，商業関係が年平均-0.5%の割合でマイナス成長となったのに対して，行政管理関係のＧＤＰが年平均 7.5%の割合で増大し，この結果，サービス部門全体のＧＤＰ成長率が年率 2.6%に落着いたという点に注目する必要がある。これらの事情を考慮し，過渡期間中のサービス部門のＧＤＰ成長率を次のように想定した。

年　次	ＧＤＰ成長率
1985～1987	2.6 %
1988	3.0 %
1989	4.0 %
1990	5.0 %

c)　工業部門

1973年から1979年にかけて工業生産の年平均増加率は 2.4%であったが，この中で製造業部門の増加率は輸入代替国産品奨励の政府の政策に支えられて年平均3.6%を記録していた。しかし乍ら，1980年以降は原材料や取替部品の不足のため製造業部門の生産は激減するに至った。

経済復興計画の目標は20～30%にまで落込んだ工業部門の操業率を1989年末までに60～70%まで引上げようというものである。このような条件を考慮し，1990年末までに1979／80年当時の生産水準まで取戻すため，工業生産の伸び率を以下のように想定した。

年　次	ＧＤＰ成長率
1985	0 %
1986	5 %
1987	10 %
1988	10 %
1989	15 %
1990	15 %

(B) 長期予測（1990～2005）

経済成長の長期予測を行うためには，国民経済の歴史的な成長過程を調べると共に，現在起りつつある諸般の変化や政府の経済政策に着目する必要がある。

1973年から1979年まで経済が順調に発展していた時期には，ＧＤＰの年平均成長率は農業部門が 2.4%，サービス部門が 5.7%，工業部門が 2.4%（製造業関係は 3.6%）であった。また，1979年の総ＧＤＰの内訳は農業部門が42%，サービス部門が40%，工業部門が18%であった。1984年には，ＧＤＰのこの部門別シェアは農業部門が46%，サービス部門が44%とそれぞれ増大したのに対して，工業部門は10%に減少した。

将来におけるＧＤＰの内訳を説得力を以て特定可能ならしめるような資料はないが，合理的な一つの方法は，長期的なＧＤＰ部門別シェアとして1979年当時のシェアを想定することであろう。

政府のＧＤＰ成長目標は年率 4.5%である。以上の条件を考慮し，この報告書では，長期の部門別ＧＤＰ成長率を以下のように想定した。

部門別	ＧＤＰ年平均成長率 ベース・シナリオ	低成長シナリオ
農　業	4.4 %	3.9 %
サービス	4.0 %	3.5 %
工　業	6.2 %	5.7 %
合　計	4.5 %	4.0 %

以上の条件に基づくＧＤＰ成長予測はTable 2.2.2に示すとおりである。

(ii) 電力系統の条件

2005年までの対象期間中の送配電損失率，負荷率，地方別電力需要の割合等について以下のように想定した。

(A) 送配電損失率

連系々統における送配電損失率は，1973～1979年期間は概ね16%前後であった。この数字は妥当水準なものとして受入れることができるものであり，この期間中の消費電力量は即販売電力量であったと考えられる。

1983～1986年の連系々統における送配電損失率は異常に大きくなり，1983年は20.6%，1985年は21.7%となっている。この損失率の増大は，盗電或いは検針の何れかに起因するものと考えられる。特定できない消費量というこの問題は重大な問題であるが，解決には長期間を要するであろう。

最近数年間の単独系統における送配電損失率は17.5%前後である。

このスタディでは，将来の送配電損失率を，連系々統については21%（特定される損失率16%，特定されない損失率 5%），単独系統については17.5%と想定した。

(B) 負荷率

連系々統における負荷率は，1980年から1983年にかけては，66%～67%であったが，1984年には63.4%，1985年には59.2%に低下した。しかし乍ら，1986年には再び64.9%に上昇し，1980～1986年の期間平均では約65%となっている。

単独系統での負荷率は，1980～1986年を通じて概ね48%コンスタントであった。

以上により，将来の負荷率については，連系々統は65%，単独系統は48%と想定した。

(C) 尖頭負荷の不等率

連系々統の拡大に伴って単独系統は漸次連系々統に組入れられることとなる。1986年の月別尖頭負荷記録に基いて，連系々統における地方別尖頭負荷の不等率を0.94と想定し，また，連系々統の尖頭負荷と単独系統の尖頭負荷との不等率を0.99と想定した。

(D) 地方別電力需要

電力需要の地方別シェアが将来変ってゆくであろうことは言うまでもない。しかし乍ら，このような変化を特定可能ならしめるような資料はない。従って，1987～1990年の地方別電力需要は1986年の地方別シェアをベースとして想定した。1990年までには新規工業用需要家が電力系統に接続するためこの期間中の地方別シェアには可成りの変化が生ずる。従って，1991年以降の地方別需要は1990年の地方別シェアをベースとして想定した。本需要予測に用いた1987～1990年期間と，1991～2005年期間のそれぞれの地方別需要シェアは以下のとおりである。

地方別	1987～1990年 年間消費電力量 (%)	1987～1990年 尖頭負荷 (%)	1991～2005年 年間消費電力量 (%)	1991～2005年 尖頭負荷 (%)
Arusha	7.8	8.1	7.2	8.2
Moshi	5.3	5.6	4.7	5.5
Tanga	10.4	12.5	9.2	12.2
Dar es Salaam	50.5	46.7	45.6	46.5
Zanzibar	5.1	4.4	4.5	4.3
Morogoro	8.0	6.0	7.5	6.2
Iringa	7.7	9.1	16.4	9.2
Dodoma	1.6	2.2	1.5	2.2
Singida	0.6	0.8	0.4	0.8
Mbeya	2.6	4.6	3.0	4.9
合　計	100.0	100.0	100.0	100.0

(E) 新規需要家の接続

諸工場による新規大口電力需要が1987年から1989年までの3年間に系統に接続されるのを待機中である。これら新規需要の内訳はTable 2.2.3に示すとおりであり，以下のように要約される。

	実質需要電力 (MW)	年間需要電力量 (GWh)
連系々統	6.68 *	135.08
単独系統	26.89	118.51
合計	32.97	253.59

(注) * Mufindiボイラー(25MW)はオフ・ピーク時間帯に運転されると思われるので，同ボイラーによる負荷は含めない。

1986年における工業部門の消費電力量は 545.49GWhであった。従って，今後3年間に新たに接続される工業用需要家の負荷は既存負荷の46.5%に相当する大きなものである。

一般に，工業部門におけるＧＤＰの成長は新工場の建設や既存設備の拡張をカバーするものである。しかし乍ら，これら新規需要の規模はＧＤＰの伸びでカバーされる範囲以上のものと考えられるので，これら負荷は回帰モデルを使って予測される将来の需要に上乗せする方が適当と判断し，そのように措置した。

2.2.3 電力需要の予測結果

(1) 電力系統全体の予測

2.2.2の(3)項に述べた条件と，2.2.2の(2)項に示した回帰式を用いて1987年から2005年までの電力需要予測を行った。予測は，経済成長について下記，2通りのシナリオ，すなわちベース・シナリオと低成長シナリオについて行われた。

	ベース・シナリオ	低成長シナリオ
ＧＤＰ年平均成長率：		
1984～1986	3.1 %	3.1 %
1986～1990	4.6 %	4.6 %
1990～2005	4.5 %	4.0 %

予測結果はTables 2.2.4から2.2.9およびFig. 2.2.2に示すとおりであり，これらの予測結果をTANESCOの“電力部門マスタープラン”における予測結果と比較すると以下のとおりである。

	1990	1995	2000	2005
JICA Team の予測：				
― ベースシナリオ：				
消費電力量 (GWh)	1,470	1,843	2,299	2,872
発電量 (GWh)	1,755	2,195	2,744	3,428
尖頭負荷 (MW)	292	404	502	629
― 低成長シナリオ：				
消費電力量 (GWh)	1,470	1,795	2,190	2,670
発電量 (GWh)	1,755	2,143	2,614	3,188
尖頭負荷 (MW)	292	349	480	585
TANESCO"マスタープラン”の予測：				
― 1987年見直し報告書：				
消費電力量 (GWh)	1,544	1,964	2,562	3,342
発電量 (GWh)	1,926	2,451	3,199	4,175
尖頭負荷 (MW)	316	408	540	712
― 1985年報告書：				
消費電力量 (GWh)	1,175	1,548	2,045	2,692
発電量 (GWh)	1,390	1,843	2,423	3,189
尖頭負荷 (MW)	262	342	449	588

(2) Arusha-Kilimanjaro地方の予測

Arusha-Kilimanjaro地方の電力需要予測の結果は，Tables 2.2.5から2.2.9に示され，その結果を要約すると以下のとおりである。

(i) ベース・シナリオ

年　次	消費電力量 (GWh) Arusha	Moshi	計	尖頭負荷 (MW) Arusha	Moshi	計 *
1987	70.42	45.53	115.95	17.3	11.4	27.0
1990	83.09	54.13	137.22	20.4	13.6	32.0
1995	104.73	68.37	173.10	28.2	18.9	44.3
2000	131.48	85.83	217.31	35.4	23.8	55.6
2005	164.82	107.59	272.41	44.4	29.8	69.7

(ii) 低成長シナリオ

年　次	消費電力量 (GWh) Arusha	Moshi	計	尖頭負荷 (MW) Arusha	Moshi	計 *
1987	70.42	45.53	115.95	17.3	11.4	27.0
1990	83.09	54.13	137.22	20.4	13.6	32.0
1995	102.16	66.69	168.85	27.5	18.5	43.2
2000	125.14	81.69	206.83	33.7	22.6	52.9
2005	153.10	99.94	253.04	41.2	27.7	64.8

(注) * 地域全体の尖頭負荷は合成最大需要に不等率0.94を乗じたものである。

2.2.4 電源開発計画および電力需給バランス

(1) 電源開発計画

TANESCO の電力部門マスタープラン (1987年に見直し) では2通りの開発計画が考えられている。その(1)は水力主体開発計画であり，その(2)は海底天然ガス主体開発計画である。このうち，海底天然ガスについては，その開発に伴う様々な問題点，不確定要素および所要開発期間等を考慮すると，少くとも2005年時点までは電源開発の主体を水力開発に置くのが適当と考えられる。

上記水力主体開発計画に含まれる各プロジェクトの設備出力，発電量および計画されている運転開始時期は以下のとおりである。

運転開始年	プロジェクト名	設備出力 (MW)	発電量 (GWh)
1990	Ubungo ガスタービン計画	20	—
1992	Pangani Falls 再開発計画	60	305
1995	Kihansi 下流計画	162	945
1999	Kihansi 上流計画 (既存ジーゼル発電所廃止)	45	438
2001	Masigira 計画	80	491
2003	Rumakali 計画	204	1,185

上記のように，マスタープランの開発プロジェクトは，全て 220kV系統の大規模プロジェクトに限られている。

しかし乍ら，電力系統計画の観点から見ると，Arusha-Kilimanjaro地方が置かれている困難な事情について特別な配慮が必要である。このため，JICA team は，これら地域における需要の増大に対処すると共に，大幅な電圧降下の改善を行うため，下記の水力プロジェクトをマスタープランに加えた。

運転開始予定年	プロジェクト名	設備出力 (MW)	発電量 (GWh)
1991	Kikuletwa No.1 リハビリテーション	1.5	10.53
1994	Kikuletwa No.2 計画	11.4	67.09

(2) 電力需給バランス

(i) 予備力

電力系統には，事故や定期点検のための機器の停止，或は不測の需要急増に対処できるように，予備力が確保されていなければならない。予備力のとり方については様々の考え方があるが，一般に広く採用されているものは次のとおりである。

- 最大および2番目に大きい発電機出力を合計したものに等しい出力
- 尖頭負荷に対して一定比率の出力（一般に15%～20%）
- 上記2通りの出力のうち大きい方の出力

TANESCO の連系々統では，供給電力の殆ど全部が，水力発電によって賄われており，また，現在ディーゼル発電で賄われている単独系統の殆どの需要センターも一両年以内には連系々統に組込まれる見透しである。

水力発電所の定期点検・保守の周期が極めて長いこと，および事故停止の頻度が極めて低いことを考慮すると，10%程度の予備力があれば電力系統の運用を正常の状態に保つために充分であると思われる。従って，1987～2005年を対象期間とするJICA team の発電計画では以下のような予備力規準を適用することとした。

- Kihansi 下流計画が運転開始する1995年までは，合計 122.6MWの既存ディーゼル発電所の出力が予備電源として機能するものとする。
- Kihansi 下流計画の完成と共に上記の既存ディーゼルを全廃する。
- 1995年以降は，水力発電所群の予備力を系統の尖頭負荷または所要電力量のそれぞれについて少くとも10%以上に保つものとする。

(ii) 運転開始時期および需給バランス

Table 2.2.10および2.2.11並びにFigs. 2.2.3および2.2.4は全電力系統の電力および電力量の需給バランスを示す（JICA teamが提案する Kilimanjaro 地方の水力発電計画はこの需給バランスには含めていない）。

また，Tables2.2.12 および2.2.13 並びにFigs. 2.2.5および2.2.6はArusha-Moshi-Tanga 地方の電力および電力量の需給バランスを示す。

上記のTablesおよび Figuresは全て JICA teamが策定した電力需要予測と予備力規準に基いて作成されたものである。

スタディの結果を要約すると以下のとおりとなる。

a) 220kV系統

運転開始計画年	プロジェクト名	設備出力 (MW)	発電量 (GWh)
1990	Ubungo ガスタービン計画	20	——
1995	Kihansi 下流計画 (既設ディーゼル発電所廃止)	162	945
2000	Kihansi 上流計画	45	438
2002	Masigira 計画	80	491
2005	Rumakali 計画	204	1,185

1995年までの需要を賄うためには，水力発電所の出力および発電量ともに不充分であり，この期間中の不足は既設ディーゼル発電所の運転によってカバーしなければならない。