

マレーシア

リワグ川小水力発電開発計画調査

最終報告書

メインレポート

1992年10月

国際協力事業団

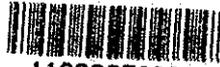
マレーシア

リワグ川小水力発電開発計画調査

最終報告書

メインレポート

JICA LIBRARY



1100995(8)

24326

1992年10月

国際協力事業団

国際協力事業団

24326

序 文

日本国政府は、マレーシア政府の要請に基づき、同国サバ州のリワグ川上流域で小水力発電開発調査計画を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成3年7月から平成4年9月までの間、7回に渡り電源開発株式会社手塚徳治氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

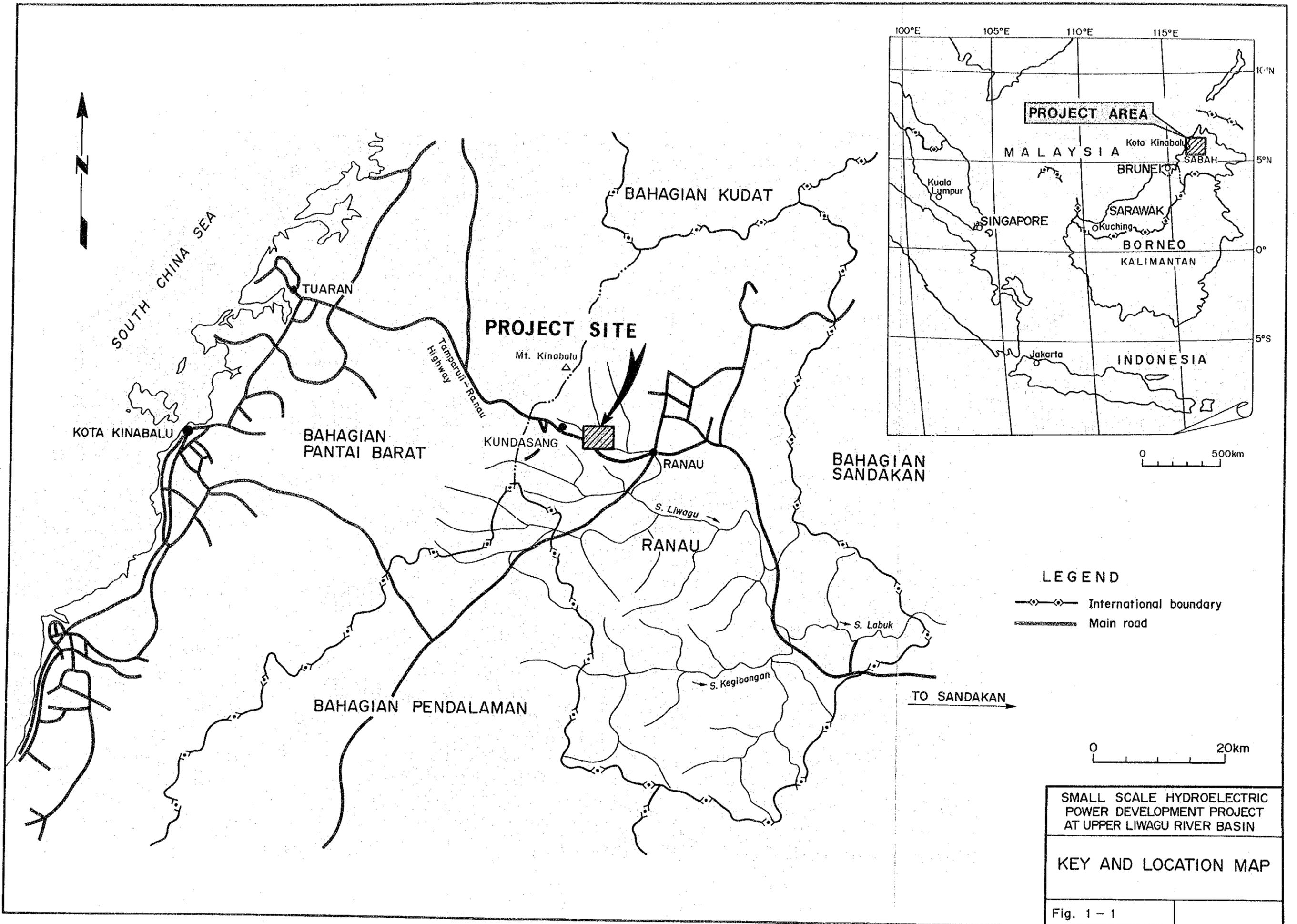
調査団はマレーシア政府関係者と協議を行うとともに、対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の運びとなりました。

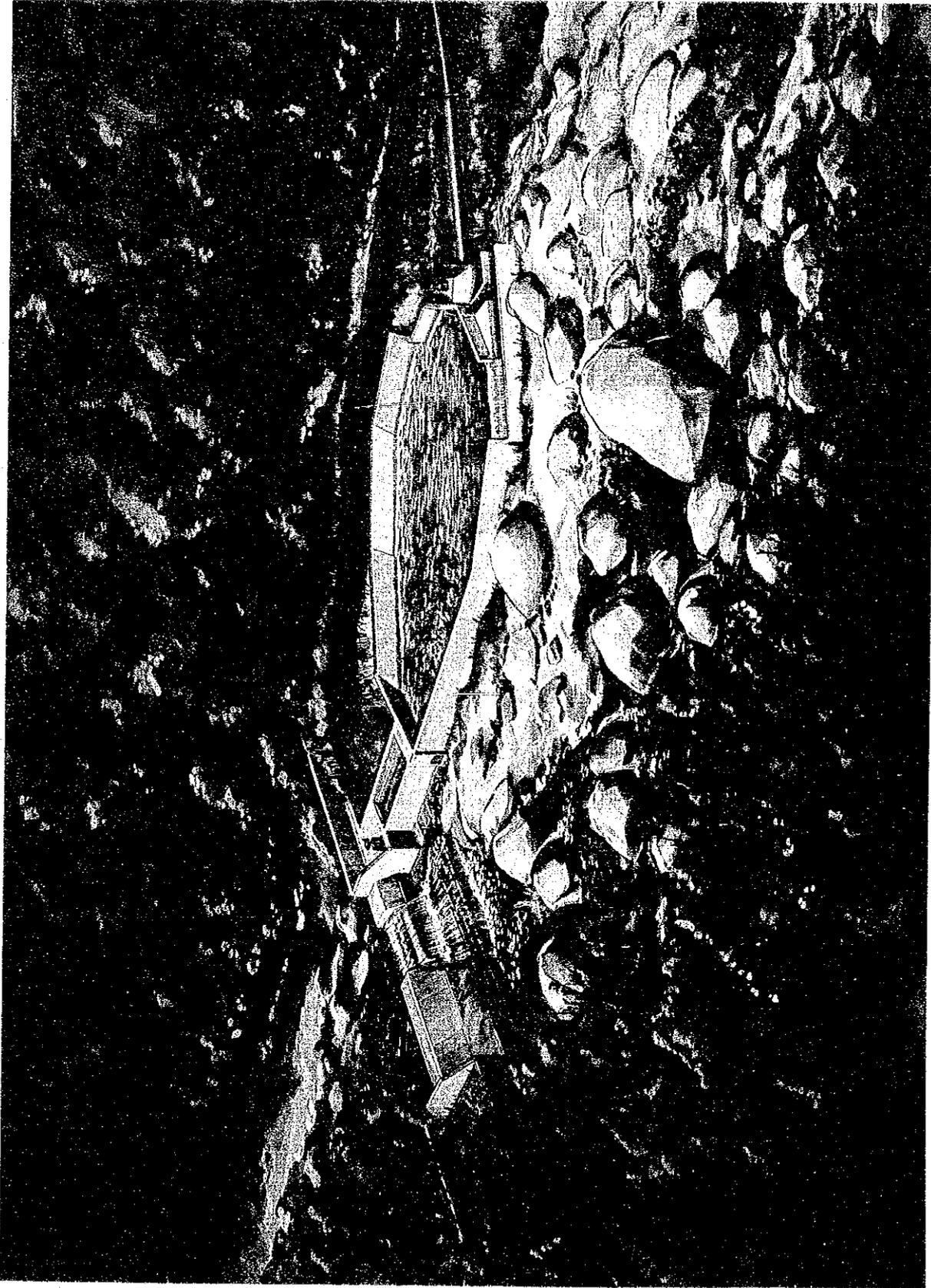
この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好と親善の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成 4年10月

国際協力事業団
総裁 柳谷謙介





Liwagu Intake Facility



Penstock and Powerhouse



Photo-1 Liwagu Intake Dam
(View from upstream)

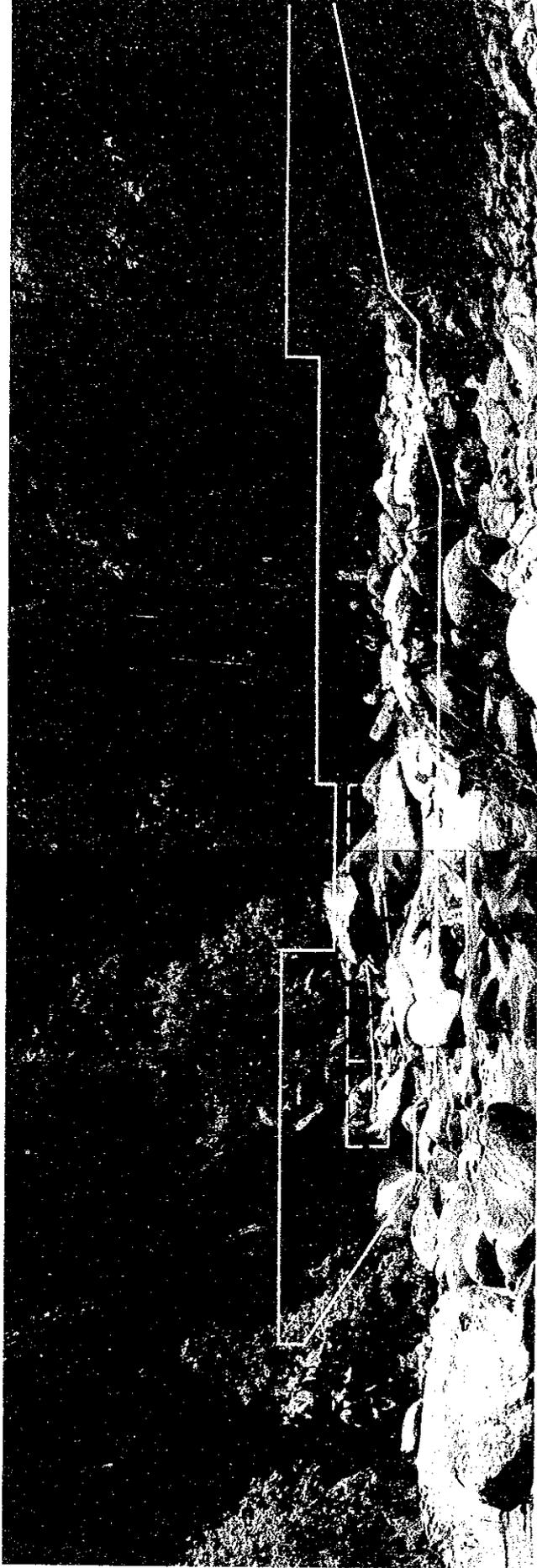


Photo-2 Mesilau Intake Dam
(View from downstream)

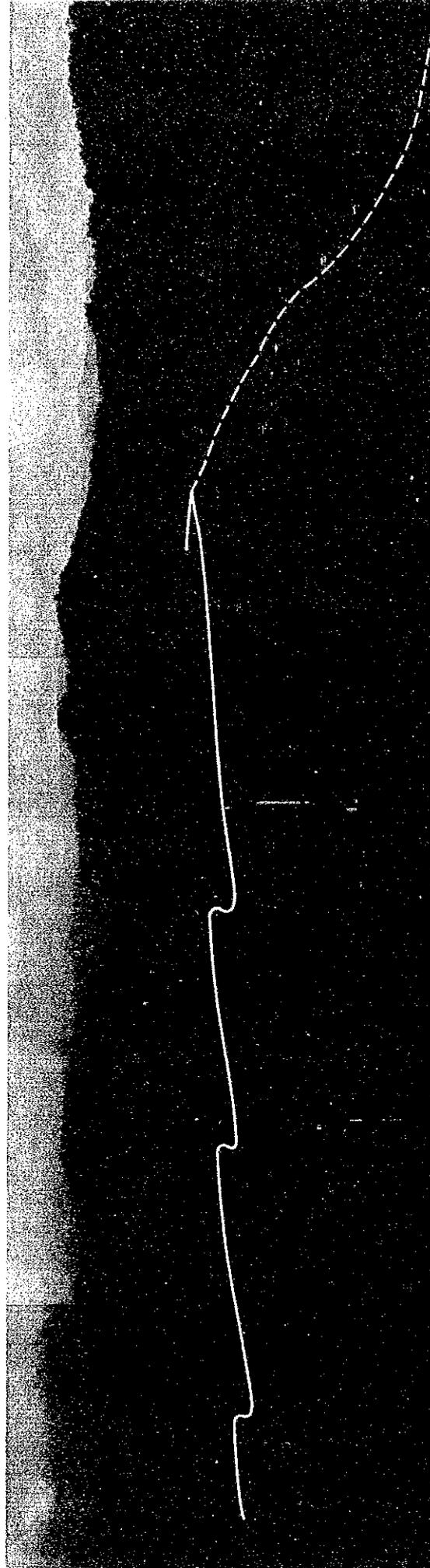


Photo-3 Liwagu Pipeline and Penstock

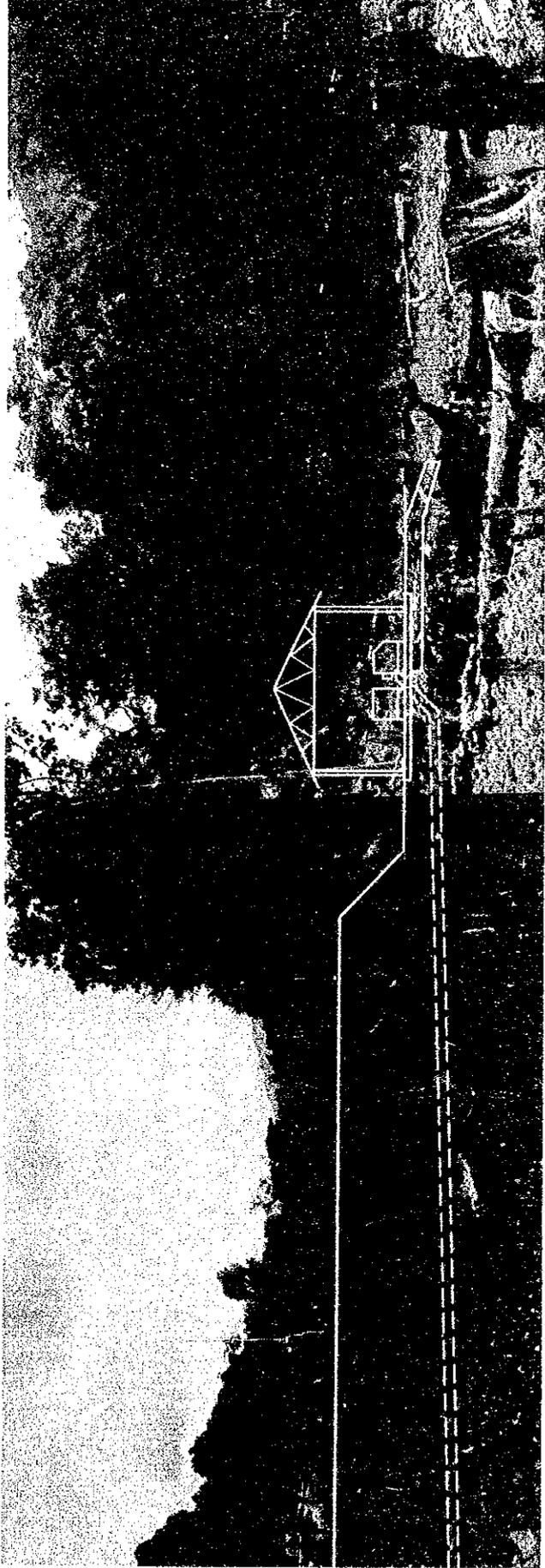


Photo-4 Powerhouse

目 次

要 約

結論と勧告

| | 頁 |
|-----------------------------|------|
| 第1章 序 論 | |
| 1.1 緒 言 | 1-1 |
| 1.2 経 緯 | 1-1 |
| 1.3 調査の目的および業務の内容 | 1-3 |
| 1.3.1 調査の目的 | 1-3 |
| 1.3.2 調査対象地域 | 1-3 |
| 1.3.3 調査の範囲 | 1-3 |
| 1.3.4 業務の内容 | 1-3 |
| 1.4 現地調査業務 | 1-5 |
| 1.5 関係者 | 1-7 |
| 1.6 収集資料 | 1-9 |
| 第2章 サバ州の一般概況 | |
| 2.1 サバ州の概況 | 2-1 |
| 2.2 Ranau 地域の概況 | 2-1 |
| 第3章 電気事業の現況 | |
| 3.1 概 説 | 3-1 |
| 3.2 サバ州の電源開発計画と農村電化政策 | 3-1 |
| 3.2.1 サバ州の電源開発計画 | 3-1 |
| 3.2.2 農村電化政策 | 3-3 |
| 3.3 Ranau 地域の電力事情 | 3-6 |
| 3.3.1 電力供給設備 | 3-7 |
| 3.3.2 電力需要の現状 | 3-10 |
| 第4章 電力需要想定 | |
| 4.1 基本的条件 | 4-1 |
| 4.1.1 資料および実態調査 | 4-1 |
| 4.1.2 供給対象地域 | 4-1 |

| | | |
|---------------|---|------|
| 4.1.3 | 潜在需要の推定方法 | 4-2 |
| 4.2 | 計画地域の需給の現況 | 4-3 |
| 4.3 | 予測方法 | 4-4 |
| 4.3.1 | 基本的考察 | 4-4 |
| 4.3.2 | 需要予測に必要なパラメータ | 4-4 |
| 4.4 | 電力需要の想定結果 | 4-5 |
| 4.4.1 | 原単位と電化率の向上による対象地域の電力需要 | 4-5 |
| 4.4.2 | 対象地域の原単位と他地域との比較 | 4-9 |
| 4.4.3 | West Coast電力系統とRanau-Kundasang 電力系統との相関関係 | 4-9 |
| 4.5 | Naradaw 小水力発電所の開発の時期 | 4-15 |
| 4.5.1 | 基本的な考察 | 4-15 |
| 4.5.2 | Naradaw 小水力発電所の開発の時期 | 4-15 |
| 4.5.3 | ディーゼル燃料費の削減効果 | 4-16 |
| | | |
| 第5章 開発計画地点の選定 | | |
| 5.1 | Liwagu川上流域開発計画の基本方針 | 5-1 |
| 5.1.1 | 基本的な考え方 | 5-1 |
| 5.1.2 | 検討対象地点 | 5-5 |
| 5.1.3 | 検討方針 | 5-6 |
| 5.2 | 開発計画地点の検討 | 5-8 |
| 5.2.1 | Naradaw 地点 | 5-8 |
| 5.2.2 | Gantong 地点 | 5-10 |
| 5.2.3 | Pakai 地点 | 5-13 |
| 5.2.4 | Kauluan 地点 | 5-14 |
| 5.2.5 | Lamas 地点 | 5-16 |
| 5.3 | 最適地点の選定 | 5-18 |
| 5.4 | 発電計画上の検討課題 | 5-18 |
| | | |
| 第6章 地形図 | | |
| 6.1 | 既存地形図 | 6-1 |
| 6.2 | 地形測量 | 6-1 |
| | | |
| 第7章 地質 | | |
| 7.1 | 地質調査の概要 | 7-1 |

| | | |
|-------------|--------------------|------|
| 7.1.1 | 現地調査 | 7-1 |
| 7.1.2 | 地質調査工事 | 7-1 |
| 7.1.3 | 既存資料 | 7-2 |
| 7.2 | 広域地質 | 7-4 |
| 7.2.1 | 地形 | 7-4 |
| 7.2.2 | 地質 | 7-5 |
| 7.3 | 計画地域の地質 | 7-8 |
| 7.3.1 | 地形概要 | 7-8 |
| 7.3.2 | 地質概要 | 7-8 |
| 7.4 | 計画地点の地質 | 7-9 |
| 7.4.1 | Liwagu 取水設備地点 | 7-9 |
| 7.4.2 | Mesilau 取水設備地点 | 7-11 |
| 7.4.3 | Liwagu パイプラインルート | 7-12 |
| 7.4.4 | Mesilau パイプラインルート | 7-14 |
| 7.4.5 | 水圧鉄管路ルート | 7-15 |
| 7.4.6 | 発電所地点 | 7-17 |
| 7.5 | 地震 | 7-18 |
| 7.5.1 | 地質構造 | 7-18 |
| 7.5.2 | 地震 | 7-18 |
| 第8章 気象および水文 | | |
| 8.1 | サバ州の気象 | 8-1 |
| 8.1.1 | サバ州の一般概況 | 8-1 |
| 8.1.2 | サバ州の降雨量および気温 | 8-2 |
| 8.2 | Liwagu川上流域の気象および水文 | 8-2 |
| 8.2.1 | 流域の概況 | 8-2 |
| 8.2.2 | 流域内および周辺での気象・水文調査 | 8-3 |
| 8.2.3 | 流域の降雨量 | 8-3 |
| 8.3 | 計画地点の流量 | 8-4 |
| 8.3.1 | 流量算定方法 | 8-4 |
| 8.3.2 | Bedukan 測水所の流量データ | 8-4 |
| 8.3.3 | 流量データ補完結果 | 8-5 |
| 8.3.4 | 流量算定結果 | 8-5 |
| 8.4 | 計画地点の洪水量 | 8-7 |

| | | |
|---------------|-----------------------|-------|
| 8.4.1 | 洪水量算定方法 | 8-7 |
| 8.4.2 | 洪水量算定結果 | 8-7 |
| 8.5 | 計画地点の堆砂量 | 8-8 |
| 8.5.1 | Liwagu川上流域の堆砂成分供給源の概況 | 8-8 |
| 8.5.2 | 堆砂成分流入量の推定 | 8-8 |
| 第9章 最適開発計画の選定 | | |
| 9.1 | 概要 | 9-1 |
| 9.2 | 開発の考え方 | 9-3 |
| 9.3 | 最適化の方法 | 9-3 |
| 9.4 | 最適開発計画 | 9-6 |
| 9.4.1 | 最適有効落差 | 9-6 |
| 9.4.2 | 最適最大使用水量、設備出力 | 9-6 |
| 9.4.3 | 検討事項 | 9-7 |
| 9.5 | 出力と電力量の特長 | 9-10 |
| 9.5.1 | Naradaw 計画の売電電力量 | 9-10 |
| 9.5.2 | 水力の供給可能出力 | 9-10 |
| 9.5.3 | Naradaw の月および年間電力量 | 9-11 |
| 第10章 送電計画 | | |
| 10.1 | 送電パターンの選定 | 10-1 |
| 10.2 | 送電線の主要諸元 | 10-3 |
| 10.3 | 送電線のルート | 10-4 |
| 第11章 予備設計 | | |
| 11.1 | 予備設計の概要 | 11-1 |
| 11.2 | 土木構造物 | 11-4 |
| 11.2.1 | 取水ダム | 11-4 |
| 11.2.2 | 取水口 | 11-13 |
| 11.2.3 | 沈砂池 | 11-14 |
| 11.2.4 | ヘッドpond | 11-17 |
| 11.2.5 | パイプライン | 11-20 |
| 11.2.6 | 水圧鉄管 | 11-25 |
| 11.2.7 | 発電所 | 11-27 |

| | | |
|--------|----------------|-------|
| 11.2.8 | アクセス道路 | 11-28 |
| 11.3 | 電気機器 | 11-29 |
| 11.3.1 | 基本的な設計条件 | 11-29 |
| 11.3.2 | 検討結果 | 11-30 |
| | | |
| 第12章 | 工事計画 | |
| 12.1 | 地域条件 | 12-1 |
| 12.2 | 工事計画 | 12-1 |
| 12.2.1 | 取水設備 | 12-1 |
| 12.2.2 | パイプライン | 12-2 |
| 12.2.3 | 水圧鉄管 | 12-3 |
| 12.2.4 | 発電所 | 12-4 |
| 12.2.5 | 電気機器 | 12-4 |
| 12.3 | 輸送条件 | 12-5 |
| 12.4 | 工事工程 | 12-5 |
| | | |
| 第13章 | 工事費積算 | |
| 13.1 | 工事費 | 13-1 |
| 13.1.1 | 基本方針 | 13-1 |
| 13.1.2 | 積算基準 | 13-1 |
| 13.1.3 | 工事費積算 | 13-2 |
| 13.1.4 | 工事費の集計 | 13-3 |
| 13.2 | 年度別資金計画 | 13-3 |
| | | |
| 第14章 | 環境影響調査 | |
| 14.1 | 概要 | 14-1 |
| 14.2 | 環境影響調査結果 | 14-3 |
| | | |
| 第15章 | 経済評価および財務分析 | |
| 15.1 | 経済評価 | 15-1 |
| 15.1.1 | 概要 | 15-1 |
| 15.1.2 | 経済評価の方法および基本条件 | 15-1 |
| 15.1.3 | 費用 | 15-5 |
| 15.1.4 | 便益 | 15-5 |

| | |
|------------------------------------|-------|
| 15.1.5 経済評価 | 15-8 |
| 15.1.6 感度分析 | 15-10 |
| 15.2 財務分析 | 15-11 |
| 15.2.1 概要 | 15-11 |
| 15.2.2 財務分析の方法 | 15-12 |
| 15.2.3 財務分析の基本条件 | 15-12 |
| 15.2.4 財務分析の結果 | 15-18 |
| 15.2.5 全営業期間における kWh当り平均発電単価 | 15-20 |

List of Appendixes

Volume I

- Appendix 1 Topographic Survey Results
- Appendix 2 Geological Investigation Data
- Appendix 3 Meteorological and Hydrological Data
- Appendix 4 Development Plan Data
- Appendix 5 Permissible Transmission Capacity for 11 kV Existing
Interconnection Line Ranau-Kundasang Grid
- Appendix 6 Preliminary Design
- Appendix 7 Construction Costs
- Appendix 8 Environmental Impact Study
- Appendix 9 Technical Specifications
- Appendix 10 Further Investigation
- Appendix 11 Operation Data of Carabau Hydroelectric Power Station

Volume II

- Appendix 12 Technical Transfer

要 約

要 約

1. 序 論

この報告書はマレーシア国サバ州のリワグ川小水力発電開発計画調査のスタディ結果を要約したものである。

本調査はマレーシア政府から日本政府への要請に応じて実施されたものである。本調査のためのScope of Workはマレーシア経済企画庁 (Economic Planning Unit : EPU) と国際協力事業団 (Japan International Cooperation Agency : JICA) との間で1992年3月13日に合意された。

JICAは本調査を実施することとし、電源開発株式会社にその業務を委託した。

本業務を実施するため、手塚徳治 (電源開発) を団長とするJICA調査団は1991年7月に調査の国内作業を開始した。調査団は最初に、インセプションレポートを作成提出した。このインセプションレポートには調査の方針、方法、EPU側とJICA側の業務分担区分が含まれている。このインセプションレポートで調査団は業務の期間をIdentification Stage, Field Investigation StageおよびPreliminary Design Stageの3 stageに区分した。第二に、調査団は開発計画の最適地点を選定するため現地踏査を実施した。その結果は1991年9月、中間報告書として提出した。第三に、選定された開発地点で測量、地質調査、環境影響調査等の現地調査工事を実施した。さらにプログレスレポートを1992年3月に提出した。最後に、最適開発計画案の選定および予備設計を実施した。すべての調査は1992年7月に完了した。

本調査業務は主としてサバ電力庁 (Sabah Electricity Board : SEB) においてSEBのカウンターパートと共に実施された。現地での調査業務期間を通じてSEBのエンジニアに対して技術移転が実施された。その間JICAおよび調査団による2回のセミナーが実施された。

2. 調査結果

2.1 Ranau地域の電力事情

本小水力発電開発計画の対象となるRanau地域は、独立した電力系統内にあり、この地域はKinabalu山 (標高 4,101m) の南東に広がりをもち、標高 1,500mのKundasang町から標高 500mに位置するRanau町を中心とした約170km²の面積を有している。この

地域の人口は1990年末で約32,600人と想定されるので、このうち電力の供給を受けている人口15,100人より電化率を算定すれば46.3%となる。

単独系統を構成しているRanau-Kundasang電力系統の電力需要は、1990年末で1,330kW、需要家数は2,960軒である。これらの電力需要家は11kV HV線とさらに415V/240V 配電線をとおして電力が供給されている。

電力供給設備はRanauのディーゼル発電設備（銘板出力1,645kW、有効出力1,120kW）、Kundasangのディーゼル発電設備（銘板出力945kW、有効出力660kW）が主力で、1991年1月に運転開始したCarabau水力発電所（設備出力2,000kW）がある。したがって発電設備の総有効出力は3,780kWである。なお、KundasangにはMesilau小水力発電所3ヶ所（100kW×3）が1983～84年にかけて完成したが、1985年に起きた地すべりが原因で3ヶ所の発電所とも現在停止中である。SEBはこの3ヶ所の水力発電所の改修と、地すべりが原因で放棄されている第2 P. S.の位置変更を含めた改修工事に着手している。これら3ヶ所の水力発電所の改修工事は1992年中に完成することになっている。

2.2 電力需要想定

Ranau-Kundasang電力系統は1990年末現在で需要家数が2,960軒、電化率は46.3%であり潜在需要家数は3,430軒に達するものと思われる。同系統は6,025MWhおよび1,330kWの年間最大需要を有している。

Ranau-Kundasang電力系統の需要想定は原単位（一需要家当りの消費電力量）と対象地域の電化の現状を踏えた電化率の2つのパラメーターをベースに行った。

電力需要想定の結果として以下のような値を得た。

| <u>Year</u> | <u>Number of customers electrified</u> | <u>Annual energy requirement (kWh)</u> | <u>Annual maximum demand (kW)</u> |
|-------------|--|--|-----------------------------------|
| 1995 | 4,260 | 11,583 | 2,520 |
| 2000 | 5,620 | 18,958 | 3,930 |
| 2005 | 6,920 | 27,064 | 5,620 |
| 2010 | 8,480 | 36,585 | 7,590 |
| 2015 | 9,630 | 43,617 | 9,050 |

Naradawプロジェクト（1,600kW）の最適投入時期（運転開始）は電力需要バランス（kWおよびkWh）を考慮して1997年に設定した。

Naradawプロジェクトの運転開始により以下のようなジーゼル発電所の燃料費が節約できるものと期待される。

| | 1997年 | 2000年 | 2009年以降 |
|------------------------------------|---------|-----------|-----------|
| オイル節約 (M\$) | 842,000 | 1,338,000 | 1,764,000 |
| Naradaw P/S Generation (MWh) | 4,600 | 7,300 | 9,500 |

2.3 開発計画地点の選定

Liwagu川上流域における水力発電計画の地点の選定は以下の2つの基本方針に基づいて実施した。第一は、Liwagu川中流にある大規模水力計画（165MW）の建設の妨げとならないような地点を選定すること。第二に、計画地点および代替案は電力需要、供給、水力とディーゼルの役割を考慮して検討したこと。

調査団は将来のRanau地域の需要に適合する小水力の条件に添って既調査の20ヶ地点をレビューし、その中から5地点、6計画を詳細に検討した。すなわち、Kualuan, Naradaw, Gantong A, Gantong B, Pakai, Lamas 2を抽出した。

これらの検討結果として、最適地点としてNaradaw地点を選定した。以後、本計画をNaradawプロジェクトと称する。

2.4 地形図

本プロジェクトの調査で使用した既存の地形図は縮尺1/50,000、1/12,500および1/2,500である。

選定された地点で予備設計を実施するため、主要構造物の周辺の縮尺1/500の地形図がField Investigation Stageに地形測量により作成された。調査団はこの地形測量のための技術仕様書を作成し、かつこの測量の技術的アドバイスを行った。

縮尺1/500の地形図作成のため以下の範囲が測量された。

- Liwagu川取水ダム地点 0.014 km²
- Mesilau 川取水ダム地点 0.015 km²
- 水圧鉄管および発電所地点 0.115 km²

2.5 地質

Ranau地域および計画地点の地質は既存の地質情報を用いて検討した。主要構造物の予備設計のための地質情報を得るため、選定された地点でドリリング、地質図作成等の地質調査工事をField Investigation Stageに実施した。

地質調査工事の内容は以下のとおりである。

| <u>Site</u> | <u>Description</u> | <u>Quantity</u> |
|------------------------|--------------------|-----------------------|
| Liwagu intake | Drilling | 2 holes, 30 m |
| Mesilau intake | Drilling | 2 holes, 30 m |
| Headpond (Alternative) | Drilling | 2 holes, 40 m |
| Penstock | Drilling | 2 holes, 40 m |
| Powerhouse | Drilling | 2 holes, 40 m |
| Project area | Geological mapping | 10 km ² |
| Liwagu intake | Geological mapping | 0.012 km ² |
| Mesilau intake | Geological mapping | 0.017 km ² |
| Penstock-powerhouse | Geological mapping | 0.069 km ² |

2.6 気象および水文

水文解析のため、計画地点周辺の気象データおよび水文データを収集した。本解析にはBedukan測水所（1981年閉鎖）の測水データを適用した。

水文解析から得られた計画地点の流量は以下のとおりである。

| | | |
|--|----------------|------------------------|
| 95 % flow | Liwagu intake | 0.24 m ³ /s |
| | Mesilau intake | 0.21 m ³ /s |
| | Total | 0.45 m ³ /s |
| Return period 50 years (Design flood discharge) | Liwagu intake | 200 m ³ /s |
| | Mesilau intake | 180 m ³ /s |
| | Powerhouse | 220 m ³ /s |

2.7 最適開発計画案の選定

Naradawプロジェクトは、Ranau地域内の第5番目の流れ込み式所小水力発電所—ジゼルオイルを節約し、かつRanau-Kundasang電力系統に電力を供給することが主要な目的である。

最適計画の選定はNaradaw地点において種々の代替案のコストとその便益を比較することにより、有効落差、最大使用水量、および設備出力を選定することである。

検討の結果、最適計画として、設備出力 1,600kW、最大使用水量 1.20m³/sが選定された。

Naradawプロジェクトの運転開始時期はRanau-Kundasang電力系統の発電設備の供給能力と予測されるピーク需要に起因するkWおよびkWhバランスに依って決まる。特に既設Carabau水力発電所の運転条件によって定まる。

Carabau発電所は2台のユニット(1,000kW×2)から多量の電力を発電する能力をもっているが、この発電所は度々故障し修理されている。将来ともこの2台のユニットが安定して運転されるならばNaradawは2000年運開が適当と考える。一方Carabauの安定運転を1ユニットとするならばNaradawは1997年運開が適当と考えられる。

2.8 送電線ルート

Naradaw小水力発電所の発電所地点はLiwagu川とMesilau川の合流点から約50m上流に位置している。

発電所の屋外にある変圧器から11kV/3kVにステップアップされた11kV HV 巨長1kmの送電線が建設される。この送電線はKundasang~Ranau間の道路沿いにある既設11kV HV送電線に接続される。

2.9 予備設計

Naradawプロジェクトの予備設計は前述の最適開発計画に基づいて実施した。取水設備、ヘッドポンド、水路、発電所、アクセス道路等の土木設備、および水車、発電所等の電気機器について比較検討を行った。

検討の結果、LiwaguおよびMesilau川の取水設備として、沈砂池を含む河床取水方式(チロリアン方式)を選定した。沈砂池下流にはコンクリートフェーシング型のヘッドポンド(調整容量:Liwagu 800m³、Mesilau 600m³)を選定した。低圧パイプライン

(水平ルート)はLiwagu川沿い(直径0.70m、延長 2,680m)およびMesilau川沿い(直径0.60m、延長 990m)を設計した。水圧鉄管(直径0.80m、延長 780m)は地質条件を考慮して埋設型を採用した。水車はTurgo Impulse型を採用した。

Naradawプロジェクトの主要諸元は以下のとおりである。

Development Plan

| | | |
|-------------------------------|---------|------------------------|
| (1) Catchment area | Liwagu | 31 km ² |
| | Mesilau | 28 km ² |
| | Total | 59 km ² |
| (2) Design maximum discharge | Liwagu | 0.70 m ³ /s |
| | Mesila | 0.50 m ³ /s |
| | Total | 1.20 m ³ /s |
| (3) Elevation of intake crest | Liwagu | EL. 1,049.55 m |
| | Mesilau | EL. 1,038.00 m |
| (4) Headpond water level | Liwagu | EL. 1,048.30 m |
| | Mesilau | EL. 1,036.50 m |
| (5) Tailrace water level | | BL. 852.00 m |
| (6) Effective head | | 170 m |
| (7) Installed capacity | | 1,600 kW |
| (8) Firm peak power | | 460 kW |
| (9) Supply capable energy | | 9.5 GWh |

Facilities

(1) Liwagu Intake Facility

Intake dam

Type : overflow type
Dimension : height 3.50 m, over flow crest
length 24.00 m

Intake

Type : stream bed type (Tyolean type)

Desilting basin

Dimension : width 4.00 m, foverflow crest

Headpond

Type : concrete facting type

Regulating

Capacity : 800 m³

(2) Mesilau Intake Facility

Intake dam

Type : overflow type
Dimension : height 4.00 m, overflow crest
length 22.00 m

Intake

Type : stream bed type (Tyrolean type)

Desilting basin

Dimension : width 2.50 m, length 11.00 m

Connecting pipe (steel pipe)

Intake dameter : 0.60 m

Length : 90 m

Headpond

Type : concrete facing type

Regulating

Capacity : 600 m³

(3) Liwagu Pipeline

Type : surface type steel pipe

Dimension : internal diameter 0.70m, length 2,680 m

- (4) Mesilau Pipeline
 Type : surface type steel pipe
 Dimension : internal diameter 0.60m, length 990 m
- (5) Penstock
 Type : buried steel pipe
 Dimension : internal diameter 0.80m, length 780 m
- (6) Powerhouse
 Type : surface type
 Dimension : width 11.00m, length 19.00 m
- (7) Turbine
 Type : Turgo Impulse Turbine
 Number : 2 units
 Effective head : 170m
 Max. discharge : 0.60m³/s
- (8) Generator
 Type : 3 phase Synchronous Generator
 Number : 2 units
 Capacity : 890 kVA
- (9) Transformer
 Type : outdoor 3 phase oil immersed, self-cooled
 Number : 2 units
 Capacity : 890 kVA
- (10) Transmission Line
 Voltage : 11 kV HV
 Length : 1 km
- (11) Access Road
 New construction
 Length : 5,460 m
 Improvement
 Length : 1,450 m

2.10 工事計画

Naradawプロジェクトの建設工事はアクセス道路、取水設備、パイプライン、水圧鉄管、発電所および電気機器から成立つ。

工事工程は全期間を2.5年として計画した。取水ダムおよび発電所に通じるアクセス道路は最初に着手するものとする。パイプラインはLiwagu川沿いおよびMesilau川沿い共同時に数ヶ所から据付るものとする。

2.11 工事費積算

Naradawプロジェクトの建設工事には土木工事、電気機器、送電線、補償費、技術・管理費等のすべての費用が含まれる。

工事費は1992年6月時点で積算した。工事単価はSEBの類似小水力発電所の実績およびPublic Works Department (PWD) の積算基準を参考にしてサバ州の市場単価を採用した。特殊工種については一部外国の単価を参考にして積算した。

Naradawプロジェクトは小水力発電開発計画であるため、現地調査工事材料を出来るかぎり採用し、工事費の低減を計った。

Naradawプロジェクトの全体工事費は M\$ 11,500,000である

2.12 環境影響調査

本プロジェクトの環境影響調査 (EIS) はマレーシア国立大学 (University Kebangsaan Malaysia) によって実施された。調査団はこの調査のための技術仕様書を作成すると共に評価のアドバイスをを行った。

調査の結果、適切な影響緩和、低減措置が講じられているならば、本計画の環境に対する影響は少ないものと予測される。

2.13 経済評価および財務分析

経済評価はNaradawプロジェクトの全体工事費およびOM費の現在価値を“コスト”とし、その代替ジーゼル発電所の全体工事費、OM費、燃料費の現在価値を“便益”として比較した。

財務分析はNaradawプロジェクトの全体工事費およびOM費の現在価値を“コスト”とし、その発生電力による売電収入の現在価値を“便益”として比較した。

計算期間はNaradawプロジェクトの耐用年数である25年とした。

解析の結果、以下のようなEEDRとFEDRを得た。

$$\text{EEDR} = 10.71 \%$$

$$\text{FEDR} = 10.86 \%$$

発電コスト

(25年間の平均コスト)

| | ケース1 | ケース2 |
|-----|---------------|---------------|
| | (全額連邦政府ローン) | (全額連邦政府グラント) |
| コスト | M\$ 0.122/kWh | M\$ 0.068/kWh |

結論と勧告

結論と勧告

結論

- (1) 1990年におけるRanau-Kundasang電力系統内の年間必要電力量および年最大需要電力はそれぞれ6,025MWhおよび1,330kWであった。電力需要予測によればこれらの数字は2000年には18,958MWhおよび3,930kWに増加する。

この電力需要に合わせるため、同系統内には電源の開発が必要である。

現在、この電力系統内には2ヶ所のジーゼル発電所 (Ranau 1,120kW、Kundasang 660kW) およびCarabauミニ水力発電所 (設備出力 2,000kW)が現在、運転中である。Mesilauミニ水力発電所 (設備出力 300kW) は現在修理中である。

Naradawプロジェクトは既設ジーゼル発電所のジーゼルオイルの節約とRanau-Kundasang電力系統の電力供給を目的とするLiwagu川上流地域の小水力発電計画として提供される。

- (2) Naradawプロジェクト (1,600kW) の最適投入時期 (運転開始) は電力需要バランス (kWおよびkWh) を考慮して1997年に設定した。

一方、本プロジェクトを含む系統内の水力発電所の常時尖頭出力 (firm peak output) をベースにしたkWバランスにおいては、本プロジェクトの運転開始の前後にピーク負荷に対応するディーゼル発電所の増設によるバックアップが必要となろう。

- (3) Naradawプロジェクトは既に予備調査されている20ヶ地点から選定された。この計画地点で地形測量、地質調査および環境影響調査が実施された。調査団はこれらの調査の技術仕様書を作成すると共に調査のアドバイスを行った。

- (4) 本プロジェクトはLiwagu取水設備、Mesilau取水設備、Liwaguパイプライン、Mesilauパイプライン、水圧鉄管および発電所 (2ユニットのTurgo Impulse Turbine) から成る設備出力 1,600kWで計画されている。また、取水ダムおよび発電所に通じるアクセス道路も計画されている。発電所から既設送電線間には短距離の送電線が計画されている。

(5) 本プロジェクトの工事期間は2.5年として計画した。また、本プロジェクトの全体工事費はM\$ 11,500,000である。

(6) 適切な影響緩和、低減措置が講じられるならば本計画の環境に対する影響は少ないものと予測される。

(7) 経済評価および財務分析の結果、EBDRおよびFBDRは以下のとおりである。

EBDR = 10.71 %

FBDR = 10.86 %

勸告

- (1) Naradawプロジェクトは技術的、経済的および財務的にフィージブルである。本プロジェクトは1997年の年初に運転を開始することを勧告する。
- (2) 本レポートでは予備設計を示すのでアクセス道路を含む各構造物に対して実施設計が必要である。
- (3) 工事着手前には、実施設計のため以下の調査が必要である。
 - パイプサポートを含むパイプラインおよびアクセス道路の詳細なルート選定および中心線測量
 - 取水ダム位置の河川横断測量
 - 水圧鉄管ルート沿いの弾性波探査
- (4) 実施設計時および工事期間中にはパイプラインに沿った急傾斜部分の掘削法面の保護には特別な配慮が必要である。
- (5) 水圧鉄管のルートにおける工事期間、その周辺に住んでいる住民に対する安全を配慮する必要がある。

第 1 章 序 論

第 1 章 序 論

| | 頁 |
|-------------------------|-----|
| 1.1 緒 言 | 1-1 |
| 1.2 経 緯 | 1-1 |
| 1.3 調査の目的および業務の内容 | 1-3 |
| 1.3.1 調査の目的 | 1-3 |
| 1.3.2 調査対象地域 | 1-3 |
| 1.3.3 調査の範囲 | 1-3 |
| 1.3.4 業務の内容 | 1-3 |
| 1.4 現地調査業務 | 1-5 |
| 1.5 関係者 | 1-7 |
| 1.6 収集資料 | 1-9 |

List of Tables

Table 1-1 List of Collected Data

第1章 序 論

1.1 緒 言

本最終報告書は、日本国国際協力事業団（JICA）の技術協力の一環として、マレーシア国サバ州のリワグ川小水力発電開発計画のフィージビリティ調査に関し、1991年6月より1992年7月に亘って現地および国内で実施された調査業務の結果をとりまとめたものである。

本報告書は下記の4部からなっている。

要約版

メインレポート

付属図書 Vol. I

付属図書 Vol. II

1.2 経 緯

マレーシア国政府はサバ州Ranau地域の地方電化ならびに既設ジーゼル発電所の燃料節約を推進するため、リワグ川小水力発電開発計画調査の実施を日本国政府に要請した。

日本政府は本計画の技術援助供与について同意し、1991年3月角間信儀（当時JICA鉱工業計画調査部長）を団長とする事前調査団をマレーシア国に派遣した。事前調査団は現地視察、資料収集等を行うと共に担当機関であるサバ州電力庁（Sabah Electricity Board : SBB）を協議すると共にマレーシア国の代表機関である経済企画庁（Economic Planning Unit : EPU）との間で本計画のフィージビリティ調査に係る協定書（Scope of Work）を作成し、1991年3月12日その内容について最終合意し、調印した。

JICAは本調査を遂行するため、所定の書類審査業務を経て電源開発株式会社を選定しその業務実施契約を締結した。

上記契約に基づき組織された業務を実施するため、手塚徳治（電源開発）を団長とする調査団は1991年6月に本調査の国内作業を開始した。

調査団は最初にインセプションレポートを作成提出した。このインセプションレポートには調査の方針、方法、BPU側とJICA側の業務分担区分が含まれている。このインセプションレポートで調査団は調査業務の期間をIdentification Stage, Field Investigation StageおよびPreliminary Design Stageの3 Stages に区分した。

第2に調査団は開発計画の最適地点を選定するため現地踏査を実施した。その結果は1991年9月、中間報告書として提出した。

第3に選定された開発地点で測量、地質、環境影響調査等の現地調査工事を実施した。さらに、プログレスレポートを1992年3月に提出した。

最後に最適開発計画案の選定および予備設計を実施した。すべての調査は1992年7月に完了した。

本調査業務は主としてサバ電力庁 (Sabah Electricity Board : SBB) においてSBBのカウンターパートと共に実施された。現地での調査業務期間を通じて、SBBのエンジニアに対して技術移転が実施された。その間、JICA主催および調査団による2回のセミナーが実施された。

1.3 調査の目的および業務の内容

1.3.1 調査の目的

本調査の目的は現地調査および国内作業を実施し、技術的、経済的および財務的に最適な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ことおよび本調査を通してマレイシア側のカウンターパートに対し技術移転を図ることである。

1.3.2 調査対象地域

マレイシア国サバ州のLiwagu川上流域（集水区域、ダムサイト、取水口、導水路、ヘッドタンク、水圧管路、発電所、放水路、開閉所、送電線ルート、および資機材運搬ルート他）

1.3.3 調査の範囲

Liwagu川上流小水力発電開発計画のフィージビリティ調査

1.3.4 業務の内容

本調査は次の3つのステージに分けて実施された。

(1) Identification Stage

- 既存資料の収集およびレビュー
- 現地踏査
- 電力調査
- 地点選定調査
- 調査工事の技術仕様書の作成

(2) Field Investigation Stage

Identification Stageで選定された最適地点について、以下の調査工事を実施した。

- 地形測量
- 地質調査
- 環境影響調査

これらの調査工事は調査団が作成した技術仕様書にもとづいてSEBが実施し、調査団は調査実施上の技術指導、評価を行った。

(3) Preliminary Design Stage

Identification StageおよびField Investigation Stageの諸調査結果にもとづいて、以下の検討を行った。

- 最適計画案の選定
- 予備設計
- 事業費積算
- 施工計画
- 経済評価および財務分析

1.4 現地調査業務

本調査業務はその大部分が現地SEBで実施した。

調査団が現地調査を行った期間および業務内容は以下のとおりである。

第1回現地調査

期 間 : 1991年7月15日～1991年8月13日 30日間

業務内容 :

- インセプションレポートの提出および説明
- 現地踏査（プロジェクト地点の選定、地質踏査、電力調査）
- データ収集
- 技術移転

第2回現地調査

期 間 : 1991年9月22日～1991年10月6日 15日間

業務内容 :

- インテリムレポートの提出および説明
- 技術仕様書の提出および説明
- Naradaw地点の開発計画調査
- 技術移転

第3回現地調査

期 間 : 1991年11月2日～1991年12月11日 15日間

業務内容 :

- 測量工事技術指導
- 地質調査工事技術指導

第4回現地調査

期 間 : 1992年2月5日～1992年2月19日 15日間

業務内容 :

- 水文解析
- 環境影響調査技術指導
- プロGRESSレポート作成

第5回現地調査

期 間 : 1992年2月5日～1992年3月20日 45日間

業務内容 :

- 開発計画案の比較検討
- 予備設計
- 技術移転 (JICA主催セミナー参加)
- PROGRESSレポートの提出説明

第6回現地調査

期 間 : 1992年6月2日～1992年7月4日 33日間

業務内容 :

- 予備設計
- 工事費積算
- 工事計画
- 経済評価および財務分析
- テクニカルセミナーの開催
- ドラフトファイナルレポート作成

1.5 関係者

本調査業務に関係したマレイシア側の関係者および調査団員のリストは以下のとおりである。

(1) ECONOMIC PLANNING UNIT (EPU)

Energy Section

| | |
|------------------------------|------------------------------|
| Ms. Siti Hadzar Mohd. Ismail | Director |
| Mr. Tham Ah Fun | Principal Assistant Director |
| Mr. Mohamad Yazid Md. Zin | Assistant Director |

(2) SABAH ELECTRICITY BOARD (SEB)

| | |
|-----------------------------------|---|
| Mr. Tuan Hj. Zaghlof Hj. Hanafiah | General Manager |
| Mr. Peter Lajumin | Deputy General Manager |
| Mr. Amat Aji | Chief Engineer, Hydro Civil Dept. |
| Mr. Mohd Sahril Jaraei | Senior Engineer, Hydro Civil Dept. |
| Mr. Nicholas Santani | Senior Engineer, Hydro Civil Dept. |
| Mr. Pang Nam Fong | Chief Engineer, Consumer Services Dept. |
| Mr. Cheng Sau Yee | Senior Engineer, Power Planning Dept. |
| Mr. Tuan Hj Abdul Ghani Ahmad | Manager, Finance Dept. |
| Mr. Peter Chin | Senior Engineer, Transmission Line Dept. |
| Mr. Abd. Razak Hussaini | Senior Engineer, Generation Development Dept. |

Counterparts

| | |
|------------------------|----------------------------|
| Mr. Baharuddin Mansor | Civil Engineer |
| Mr. Siva | Electrical Engineer |
| Ms. Norlian Abd. Rahim | Electrical Engineer |
| Mr. Che Nan | Mechanical Engineer |
| Mr. Won Viu Kong | Transmission Line Engineer |

Ranau Diesel P/S

| | |
|-----------------|-----------------------------|
| Mr. Mundur Khan | Representative of Ranau P/S |
|-----------------|-----------------------------|

(3) DEPARTMENT OF IRRIGATION AND DRAINAGE, SABAH (DID)

Hydrology Division

Mr. Dos Saguman Drainage and Irrigation Engineering Assistant
Mr. Ho Tsun Lin Drainage and Irrigation Engineer

(4) DEPARTMENT OF LAND SURVERY, SABAH (DLS)

Survey Engineer

(5) WILDLIFE DEPARTMENT

Mr. Laurentius Nayan Ambu Assistant Director

(6) FORESTRY DEPARTMENT

Mr. Tuan Hj. Ag Assistant Director
Tajuddin Ag Kahar

(7) FISHERY DEPARTMENT

Mr. Cho Yow Won Director

(8) GEOLOGICAL SURVEY OF MALAYSIA IN SABAH

Mr. Lim Pen Siong Principal Geologist

(9) JICA STUDY TEAM

Mr. Tokuji TEZUKA Team Leader
Mr. Kuniaki YOSHIOKA Civil Engineer (Planning)
Mr. Shimpei TOMITA Civil Engineer (Civil Design)
Mr. Minaichi TAKEOKA Civil Engineer (Civil Design)
Mr. Hiroshi KAGAMI Electrical Engineer
Mr. Teruyoshi HATANO Engineering Geologist
Mr. Daikichi NAKAJIMA Survey Specialist
Mr. Takeshi WASHIZAWA Civil Engineer (Hydrology)
Dr. Takashi OWADA Environmental Specialist
Mr. Tetsuya FUKUDA Electricity Economist

1.6 収集資料

本調査期間に収集した主要な資料のリストはTable 1-1に示すとおりである。

Table 1-1 List of Collected Data

GENERAL

- (1) Mini-Hydro Pilot Project, General layout of Carabau Scheme, Dec. 1982, SEB
- (2) Mini-Hydro Pilot Project, General Layout of Sayap Scheme, Mar. 1982, SEB
- (3) General Map of Pre F/S Sites in Sabah (Panai Barat, Sugut, Segama and Tawau), SEB
- (4) Hydropower Options Study, Inventory of Identified Sites, Liwagu River Basin, SEB
- (5) Mini Hydro Project in Sabah, SEB
- (6) Upper Liwagu Basin, Mini Hydro Potential Study, SEB
- (7) Preliminary Survey of Upper Liwagu Mini Hydro Potential, SEB
- (8) Project Brief, Carabau Mini Hydro Pilot Project, Ranau, SEB
- (9) Sabah Electricity Board, Organization Chart
- (10) Tenom Panngi Hydro Project, SEB
- (11) Hydropower Option Study and Institutional/Planning Consultancy, Interim Report, 1990, ADB
- (13) Hydro Power Study on the Liwagu River Basin (Phase-1 Report), May 1988, SEB
- (14) Annual Report, 1987, SEB
- (15) Hydro Power Projects in Sabah and Sarawak (Draft Final Report, Main Report), Oct. 1989, ADB
- (16) Hydro Power Study of Liwagu River Basin (Feasibility Report, Jul. 1989, SEB)
- (17) Mini-hydro Pilot Project in the State of Sabah, Feasibility Report, Dec. 1981, SEB

ELECTRICAL DATA

- (1) Skeleton Diagram (Interconnection of Ranau and Kundasang Diesel Power Stations with Carabau and Mesilau Mini-hydro Power Stations), SEB
- (2) Demand of Domestic Industrial and Commercial, 1976-1989, Ranau & Kota Belud, SEB

- (3) Load Forecast, Kota Belud, Feb. 1991, SEB
- (4) Estimated Load Groth at Ranau, SEB
- (5) Generating Data of Ranau Diesel Power Station
- (6) Generating Data of Kundasang Diesel Power Station

METEOROLOGY AND HYDROLOGY

- (1) Hydrological Station Registers
- (2) Hydrological Data Rainfall Records for Malaysia, 1975-1985
- (3) Hydrological Records of Sabah, 1969-1975

TOPOGRAPHIC MAPS

- (1) Topographic map of Project Area, Scale of 1/50,000
- (2) Topographic map of Project Area, Scale of 1/2,500

GEOLOGY

- (1) Annuual Report, 1988, Geological Survey of Malaysia
- (2) Geological Map of Sabah

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT

- (1) Fauna Conservation Ordinance, 1963 together with the Subsidiary legislation made thereunder
- (2) Scheduled Species under Fauna Conservation ordinance, 1963

第 2 章 サバ州の一般概況

第 2 章 サバ州の一般概況

| | 頁 |
|----------------------|-----|
| 2.1 サバ州の概況 | 2-1 |
| 2.2 Ranau地域の概況 | 2-1 |

第2章 サバ州の一般概況

2.1 サバ州の概況

サバ州はマレーシア国13州の一つで、サラワク州と隣接して東マレーシア（ボルネオ島）に位置している。サバ州の面積は約73,600km²で、マレーシア全体の22.3%を占めている。人口は1990年で約147万人であり、人口密度は約17人/km²である。

サバ州は西海岸区（Bahagian Pantai Barat）、内陸区（Bahagian Pendalaman）、Sandakan区（Bahagian Sandakan）、Tawau区（Bahagian Tawau）およびKudat区（Bahagian Kudat）の5つの行政区（Division）からなり、州都はコタキナバル（Kota Kinabalu）である。

サバ州の気候は熱帯地帯に属し、高温多湿である。モンスーンは西海岸が5月～8月、東海岸が11月～3月であるが、降雨量の季節的变化は明確ではない。年間降雨量は内陸部で1,500mm～2,000mm、山岳部では3,000mm以上、多い所では4,000mmにも達する。気温は年間を通じて変化が少なく、海岸部では早朝22℃、日中32℃、山岳部では早朝12℃、日中22℃程度で、場所と時間による気温の差が大きい。

2.2 Ranau地域の概況

本プロジェクトの対象地域であるRanau地域はRanau町およびKundasang町が含まれ、西海岸行政区（Bahagian Pantai Barat）内の8つの郡の一つであるRanau郡（Ranau District）の中心地である。Ranau郡は州都Kota Kinabaluから東方約60km（道路距離約120km）に位置し、面積約3,000km²、人口約40,000人である。Ranau地域は、人口約30,000人でクロッカー山脈（Crocker Range）の主峰であるKinabalu山（標高4,101m）の南東～南斜面に位置している。

今回の調査対象河川であるLiwagu川はRanau郡とTuaran郡の境界にあるCrocker RangeのKinabalu山の南東～南斜面を源流とし、Ranau地域を南東に流下し、東方のSulu海に注ぐ河川であり、下流ではLabuk川となる。

Liwagu川の上流域は開発が進み、原始林は少ない。Kota KinabaluからRanauに通じるTamparuli～Ranau HighwayのKundasang～Ranau間では農耕地、点在する住居、2次森林が広く見られる。Ranau町は大規模なMamut銅山があり、一方Kundasang町周辺は高原野菜の特産地である。

第3章 電気事業の現況

第 3 章 電 気 事 業 の 現 況

| | 頁 |
|-----------------------------|------|
| 3.1 概 説 | 3-1 |
| 3.2 サバ州の電源開発計画と農村電化政策 | 3-1 |
| 3.2.1 サバ州の電源開発計画 | 3-1 |
| 3.2.2 農村電化政策 | 3-3 |
| 3.3 Ranau地域の電力事情 | 3-6 |
| 3.3.1 電力供給設備 | 3-7 |
| 3.3.2 電力需要の現状 | 3-10 |

List of Tables

| | |
|-----------|--|
| Table 3-1 | Development Allocation for Energy Programmes, 1986 and 1991-95 |
| Table 3-2 | Electricity Tariff Structure and Rates |
| Table 3-3 | Existing Generating Facilities in Ranau District |
| Table 3-4 | Existing Generating Facilities in Kundasang District |
| Table 3-5 | Mesilau Reinstatement |
| Table 3-6 | Number of Visitors |
| Table 3-7 | Actual Power Demand at the End of Customers |

List of Figures

| | |
|------------|--|
| Figure 3-1 | 11kV Interconnection of Ranau and Kundasang Grid (as of July 1991) |
| Figure 3-2 | Mesilau Reinstatement Plan |

第3章 電気事業の現況

3.1 概説

マレーシアの電気事業は、半島マレーシア（11州）、サラワク州およびサバ州にそれぞれ設立された国営（連邦政府）の電気事業者によって運営されている。

半島マレーシアでは国家電庁（National Electricity Board : NEB）が、サラワク、サバ両州ではサラワク電力供給公社（Sarawak Electricity Supply Corporation : SESCO）およびサバ電力庁（Sabah Electricity Board : SEB）が電力供給を行っている。

これらの電気事業者は何れもエネルギー・通信・郵政省（Ministry of Energy, Telecommunication and Posts : METP）の監督下であり、電力供給に係るすべての業務、すなわち発電、送電、変電、配電設備の建設運営および売電を行っている。

1990年末現在の3電気事業社の発電設備出力の合計は次のとおりである。

単位：MW

| | 水力 | 火力 | 合計 |
|-------|-------|-------|-------|
| NEB | 1,251 | 3,579 | 4,830 |
| SESCO | 110 | 320 | 430 |
| SEB | 71 | 286 | 357 |
| 計 | 1,432 | 4,185 | 5,617 |

SEBは1965年法令によって設立されたもので、現在職員約2,500人を有し、その主な業務は次のとおりである。

- サバ州の社会経済開発のため電力の開発を推進する。
- 合理的な価格で電力を供給する。
- 発電、送電、変電、配電設備の建設運営および発電を行う。

なお、SEBの総裁（General Manager）および理事会の構成メンバーは、マレーシア連邦政府によって任命されることになっている。

3.2 サバ州の電源開発計画と農村電化政策

3.2.1 サバ州の電源開発計画

1991年から1995年までの第6次5ヶ年計画で国家計画として承認された電源開発計画

は次のとおりである。

(1) 発電設備

Liwagu Hydroelectric Project : 165 MW

7 Mini-hydroelectric Project : 約 6 MW

(2) 送変電設備

275kV送電線 (Kota Kinabalu - Liwagu-Sandakan)

2回線架線 : 160 km

132kV送電線 (Kota Kinabalu - Kota Belud-Kudat)

2回線架線 : 150 km

この他SEBはKota Kinabaluの北方に位置する海底天然ガス田 (Offshore Brb West Field) より58kmの海底パイプラインを布設し、Sapangar湾にコンバインド・サイクル発電 (ガスタービン・スチームタービン組合せ発電方式) の調査を進めている。

7 Mini-hydro Project については現在、3 Projectが建設工事のため、入札等の手続が進められている。現在JICA調査団が進めているNaradaw小水力発電計画はこれら7プロジェクトの中の1つに位置づけられる。

Naradaw小水力発電計画は、サバ州の首都Kota Kinabaluから東60kmの地点 (道路沿いでは120km) に位置する。

Ranau-Kundasang電力系統の電力需要の規模は現在1,330kWに過ぎず、2000年において3,930kW、2010年において7,590kWと想定される。

第6次5ヶ年計画 (1991~1995) でLiwagu水力開発計画 (165MW) が計画されているが、この計画は電力需要地の中心であるKota Kinabaluへは275kV、2回線送電線で、既設西海岸電力系統 (West Coast Grid) との直接連系を通して電力を供給することになっている。

NaradawおよびCarabau小水力発電所の発電規模およびRanau-Kundasang電力需要の大きさからみて、Ranau-Kundasang電力系統がLiwagu水力開発計画 (165MW) との連系をとおしてWest Coast電力系統に組込まれる時点は現行の平均売電料金0.24M\$/kWhとの比較において連系変電設備 (275kV/11.0kV, 20MVA) の1kWh当りの変電コストが1割、すなわち増分変電コストが電気料金に与える影響が著しく小さいと判断される

(Ranau-Kundasang電力系統の電力需要が7,000kWとなる時点) 2010年頃で、それ以前にRanau-Kundasang電力系統がWest Coast電力系統に組込まれることは期待出来ないものと思われる。

3.2.2 農村電化政策

(1) 電化率の引上げ

マレーシア政府は、第6次5ヶ年計画の中でサバ州の現在の電化率48%を73%まで引上げる計画である。この第6次5ヶ年計画が完全に実行されればマレーシア半島の電化率は100%、サラワク州77%となり、マレーシア全国の平均電化率は現在の80%より90%に改善されることになっている。

Table 3-1に第6次5ヶ年計画の電力分野に予定されている国家資金等の投資計画を示す。

Table 3-1 Development Allocation for Energy Programmes, 1986 and 1991-95

(M\$ million)

| Programme | Federal Government | | NFPEs* ¹ | | Total | |
|--------------------------------|--------------------|------------------|---------------------|-------------------------------|---------|----------|
| | Expenditure 5MP | Allcation 6MP | Expenditure 5MP | Planned Expenditure 6MP | 5MP | 6MP |
| Power Sector | 167.8 | 103.5 | 258.2 | 2,980.9 | 426.0 | 3,084.4 |
| Hydro | 143.6 | 77.9 | 1,901.2 | 5,097.4 | 2,044.8 | 5,175.3 |
| Thermal & Gas | | | | | | |
| Rural Electrification | 569.6 | 764.6 | 156.0 | 0.0 | 725.6 | 764.6 |
| Transmission & Distribution | 28.4 | 18.9 | 3,426.3 | 5,233.5 | 3,454.7 | 5,252.4 |
| Others | 9.0 | 14.1 | 353.6 | 1,158.1 | 362.6 | 1,172.2 |
| Total | 918.4 | 979.0 | 6,095.3 | 14,469.9 | 7,013.7 | 15,448.9 |

Note : *¹ Refers to TNB (NEB), SESCO, SEB and PETRONAS.

農村電化計画の国家予算は、農村電化に必要な発電設備（ディーゼルあるいは小水力発電設備）および送配電設備の建設資金に当てられる。

第4次（1981～1985）および第5次（1986～1990）5ヶ年計画において、サバ州の電化のために使われた国家財政はそれぞれ60百万M\$と27.1百万M\$であった。但し、第5次5ヶ年計画においては、1987年の国家財政の緊縮政策により農村電化のための財政支出は実行されず、1987年以降89年までの3年間の支出も予定の3分の1以下に縮小された。

第6次5ヶ年計画では、Table 3-1にみられるように、5.3%の増額となっているが、サバ州全体では毎年2,000～3,000程度の新規需要家の増加を見込むことは可能と思われる。

なお、農村電化は全て国家資金で賄われることに留意する必要がある。すなわち、農村電化の必要資金が、政府のSEBに対する無償（グラント）として扱われるものであるならば、SEBの費用は年間の運転、保守、維持費であり、電気料金収入はSEBにとって魅力あるものとなるはずである。

(2) 現行電気料金制度（1986年に制定）

サバ州の電気料金はWest Coast電力系統あるいは他の単独系統の如何を問わずSEBによって電力供給が行われているところでは全て同一の料金制度が適用されている。

Table 3-2 Electricity Tariff Structure and Rates

| Classifications | M\$/kWh |
|---|--------------|
| 1. Domestic (DM) | |
| 0- 40 kWh/month | M\$ 0.24 |
| 41-200 kWh/month | M\$ 0.16 |
| 201- above kWh/month | M\$ 0.28 |
| Minimum Charge | M\$ 5.00 |
| 2. Commercial Class 1 (CM1) | |
| 0 - 1,000 kWh/month | M\$ 0.32 |
| 1,001- above kWh/month | M\$ 0.27 |
| Minimum Charge | M\$ 15.00 |
| 3. Commercial Class 2 (CM2) | |
| Above 500 kW, Maximum Demand Charge (M\$/kW per month) | M\$ 15.00 |
| All Units | M\$ 0.25 |
| Minimum Charge | M\$ 1,000.00 |
| 4. Industrial Class 1 (ID1) | |
| 0- 2,000 kWh/month | M\$ 0.32 |
| 2,001-above kWh/month | M\$ 0.26 |
| Minimum Charge | M\$ 15.00 |
| 5. Industrial Class 1 (ID2) | |
| Above 500 kW, Maximum Demand Charge (M\$/kW per month) | M\$ 15.00 |
| All Units | M\$ 0.23 |
| Minimum Charge | M\$ 1,000.00 |
| Public Lighting (PL) | |
| All Units | M\$ 0.30 |

Ranau-Kundasang電力系統における現在の平均売電料金は、0.24M\$/kWhである。電気料金制度と電力需要との間には密接な相関関係があり、過去の電力需要の伸びからみるかぎり、現行電気料金制度が維持され大幅な料金上昇がなければNaradaw小水力発電計画の対象であるRanau-Kundasang電力系統の電力需要の伸びは電化率の向上と相まって、大きな値が今後も期待される。

なお、SEBの平均電気料金は、SBSCOおよびNEBの電気料金と比較し、それぞれ16%および46%割高である。これは電力需要の中に占める水力の比率が比較的小さいことと、単独系統の発電設備が45.6%と大きいことが原因と思われる。

3.3 Ranau 地域の電力事情

Naradaw小水力発電所の対象地域となるこの地域は、Kinabalu山（標高4,101m）の南東に広がりを持ち、標高1,500mに位置するKundasang町から標高500mに位置するRanau町を中心とした約170km²である。この地域の人口は1990年末で約32,600人と想定されるので、このうち電力の供給を受けている人口15,100（2,960需要家×5.1人/需要家）より電化率を算定すれば46.3%となる。

電力供給設備はRanauのディーゼル発電設備（銘板出力1,645kW、有効出力1,120kW）、Kundasangのディーゼル発電設備（銘板出力945kW、有効出力660kW）が主力で、1991年1月に運転開始したCarabau水力発電所（設備出力2,000kW）がある。したがって発電設備の総有効出力は3,780kWである。なお、KundasangにはMesilau小水力発電所3ヶ所（100kW×3）が1983～84年にかけて完成したが、1985年に起きた地すべりが原因で3ヶ所の発電所とも現在停止中である。SEBはこの3ヶ所の水力発電所の改修と、地すべりが原因で放棄されている第2 P. Sの位置変更を含めた改修工事の入札を1991年5月に実施したが、これら3ヶ所の水力発電所の改修工事は1992年中頃に完成することになっている。

Ranau-Kundasang電力系統の電力需要は、1990年末で1,330kW、需要家数は2,960軒である。これらの電力需要家には11kV HV 線とさらに415V/240Vの配電線をとおして電力が供給されている。

3.3.1 電力供給設備

Ranau-Kundasang電力系統の発電設備はその地理的位置関係より、Ranau電力系統とKundasang電力系統とに分けて記述するものとする。

(1) Ranau

Ranau電力系統内には、町の中心部に位置するRanauディーゼル発電所と1991年2月より運転を再開したCarabau小水力発電所の2つの発電所があり、その設備概要は次のとおりである。

Table 3-3 Existing Generating Facilities in Ranau District

| Name of Power Plant | No of Unit | Type | N. P. Output | Derated Output |
|-------------------------|------------|-------------------|--------------|----------------|
| Ranau Diesel P. S | 1. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | 2. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | 3. | Dorman 8AQ7CA | 300 kW | 200 kW |
| | 4. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | 5. | Caterpillar 3408d | 200 kW | 130 kW |
| | 6. | Caterpillar 3408d | 200 kW | 130 kW |
| Total | — | — | 1,645 kW | 1,120 kW |
| Carabau mini-hydro P. S | 1. | Pelton Turbine | 1,000 kW | 1,000 kW |
| | 2. | Pelton Turbine | 1,000 kW | 1,000 kW |
| | Total | — | 2,000 kW | 2,000 kW |

Note : 2 Double-jet Pelton Turbines , Rated Discharge 635 liters per unit

Ranauディーゼル発電所のディーゼル・ユニットはすでに10年以上は経過している。発電所全体での発電効率は31.1%となっており、設備の老朽化を伺わせている。

1990年 ディーゼルオイルの消費量 : 1,589,645 Ltrs.
 発電電力量 : 4,833,927 kWh.
 1リッター当りの発電量 : 3.042 kWh/Ltr
 発電効率 : 31.1 %

Carabau小水力発電所はRanau町のすぐ近くを流れているLiwagu川の対岸に位置している。発電所は1991年1月より試運転に入ったが、現在にいたるまで下記トラブルが続いており、問題解決に至っていない。

- 急速負荷変動に応じるためには、ジェット・デフレクターによる水量調整の外にニードル・バルブによる水量調整が不可欠であるが、この機能を有しない（手動による開閉は可能）。
- 水圧鉄管上部に位置する調整池の水位を検出し、水車出力を調整するレベル・ガバナーの機能がない。
- 上水槽（Head Pond）はゴム引遮水シートであるが、すでに一部で洩水がみられ、調整能力（2,000m³）を有効に利用することが困難である。
- 発電所規模に比較して取水口地点での流入量が小さく、河川流量95%確率で430kWと小さい。

上述の如く、Carabau小水力発電所は電力系統の負荷の急増および調整を行うための機能が付与されていないといえる。

1991年2月より、Carabau小水力発電所は運転を再開したが、ペルトン水車軸の折損事故が起こり、この修理のため水車・発電機一台を交互に運転している。

(2) Kundasang

電力系統内には町の中心部に位置するKundasangディーゼル発電所と町の北方約4 km以内に位置する3ヶ所のMesilau小水力発電所（PH-1, PH-2およびPH-3）があり、その設備概要は次のとおりである。

Fig. 3-1にRanau-Kundasang電力系統の現状を示す。

Table 3-4 Existing Generating Facilities in Kundasang District

| Name of Power Plant | No of Unit | Type | N. P. Output | Derated Output |
|-------------------------|------------|-------------------|--------------|----------------|
| Kundasang Diesel P. S | 1. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | 2. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | 3. | Caterpillar 3412d | 315 kW | 220 kW |
| | Total | — | 945 kW | 660 kW |
| Mesilau mini-hydro P. S | | | | * |
| | PH-1 | 1. Turgo Turbine | 99 kW | 99 kW |
| | PH-2 | 1. Turgo Turbine | 85 kW | 85 kW |
| | PH-3 | 1. Pelton Turbine | 109 kW | 109 kW |
| | Total | — | 293 kW | 293 kW |

Note * : After the reinstatement of three mini Hydro P. S

Kundasangディーゼル発電所のディーゼルユニットは、Ranau発電所と同様既に10年以上経過している。発電所全体での発電効率は27.1%で、Ranauディーゼル発電所の発電効率31.1%と比較して4.0%低い。これは、標高差に起因するディーゼルエンジンの効率低下が原因と思われる。

1990年 ディーゼルオイルの消費量 : 449,500 Ltrs.

発電電力量 : 1,192,016 kWh

1リッター当りの発電量 : 2.652 kWh/Ltr

発電効率 : 27.1 %

Mesilau小水力発電所3ヶ所は、Kundasang地域の灌漑計画の中に組込まれ、インドのJyoti社が灌漑計画も含めてPull Turnkeyベースで実施したものである。3ヶ所の発電所は1984年に完成したが、水路系が複雑で、また電力系統の電力需要に対応するための水車のガバナー機能の不足等により、わずか4ヶ月でこれら3つの発電所は停止することになった。さらに1985年にはFig. 3-2に示されるMesilau PH-2発電所建物が地すべりにより傾き、放棄せざるを得ない状態となっている。

現在SBBが進めている改修後のこれら3ヶ所の水力発電所の主要諸元は次の如くである。

Table 3-5 Mesilau Reinstatement

| | | PH-1 | PH-2 | PH-3 | Total |
|--------------------|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| Gross head | m | 108.5 | 106 | 193 | |
| Pipe length | m | 2494 | 950 | 1700 | |
| Flow | m ³ /s | 0.198 | 0.140 | 0.098 | |
| Diameter | mm | 0.368 | 0.292 | 0.292 | |
| Slope | m/m | 0.015 | 0.020 | 0.018 | |
| Total head loss | m | 36.37 | 18.79 | 31.85 | |
| Total head loss | % | 33.52 | 16.93 | 16.94 | |
| Velocity | m/s | 1.864 | 2.093 | 1.465 | |
| Nett head | m | 72 | 87 | 161 | |
| Turbine efficiency | % | 81 | 76 | 76 | |
| Generator Output | kW | 99 | 85 | 109 | 293 |

3.3.2 電力需要の現状

Kundasang地域は標高1,500mの高地に広がった高原野菜を中心とした農業と牧畜が経済の中心である。一方、Kundasangは州都であるKota Kinabaluから車で2時間程度の距離にあるため、避暑のため或いはKinabalu山を含む国立公園での週末を楽しむためのリクリエーション地域でもある。宿泊設備に関しては、国立公園内にあるホテルやKundasang町の山頂に位置するホテルの設備は避暑客を引きつけるに充分であり、客室は100を超えている。

Ranau地域は標高500mの平地に広がったRanau町を中心に牧畜、農業（米、トウモロコシ等）が経済の中心となっている。

この外、世界的にも有名なマムート銅鉱山が町の北方8kmにあり、鉱山の開発（現在約1,000名の人に従事している）による経済的波及効果も直接、間接的にうけている。一方、Ranau町の北方約9kmに位置するPoring（温泉地）はアクセス道路が完成し、宿泊設備の整備もあって観光客が急増している。

Kinabalu山国立公園およびPoring温泉地への1985年から1990年までの訪問者数をTable 3-6に示す。

Table 3-6 Number of Vistitors

| Year | National Park | | Poring (Hot spring) |
|------|---------------|------------------------|-----------------------|
| 1985 | 174,077 | (14,455)* ¹ | 39,479 |
| 1986 | 210,998 | (15,842) | 39,664 |
| 1987 | 187,368 | (18,444) | 38,416 |
| 1988 | 183,865 | (16,727) | 33,966 |
| 1989 | 173,459 | (16,548) | 75,103 * ² |
| 1990 | 233,965 | (21,328) | 129,520 |

Note : *1 ()内はKinabalu山の登山者数で内数

*2 舗装道路が完成し1989年以降観光客が急増

以上のごとくKundasang町およびRanau町を中心とした地域は、首都Kota Kinabaluと比較的近く、高原野菜を中心とした農産物の首都への供給地として、また、避暑および観光地としても大きな地位を占めており、他の農村地域と比較して民度もかなり高い。

この地域の1990年末の電力需要は最大1,330kW、年間発電量は6,025MWhである。

需要家端の実績をTable 3-7に示す。なお、既に述べたとおり、この地域の電化率は1990年末現在で46.3%である。

この3地域の電力需要で明らかなのは、一般家庭の需要家、商業需要家の原単位（一需要家当りの消費電力量）が地域によって相違することである。これは、3地域の経済活動の相違を示しているものと思われる。

なお、Bundu Tuhanの原単位が小さいのは電気の供給が夕方6時から朝の6時まで夜間12時間のみ供給となっていることが大きな原因である。

需要家数の伸びが1988年以降大きな伸びがみられないが、これは連邦政府の緊縮財政のとられた1987年の影響が出ているものと思われる。

Table 3-7 Actual Power Demand at the End of Customers

Number of Customers

| Year | Ranau District | | | | | Kudasang District | | | | | Bundu Tuhan | | | Total |
|------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|-----------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|-----------|-------------|-----------------------|-----------|-------|
| | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Sub-Total | |
| 1985 | 7 | 1,410 | 224 | 7 | 1,648 | 7 | 232 | 19 | — | 258 | 119 | 13 | 132 | 2,038 |
| 1986 | 8 | 1,617 | 228 | 3 | 1,861 | 7 | 247 | 34 | — | 288 | 127 | 12 | 139 | 2,288 |
| 1987 | 8 | 1,797 | 258 | 8 | 2,071 | 7 | 248 | 39 | — | 294 | 129 | 13 | 142 | 2,507 |
| 1988 | 10 | 1,893 | 267 | 7 | 2,177 | 7 | 263 | 41 | 1 | 312 | 138 | 13 | 151 | 2,640 |
| 1989 | 11 | 1,934 | 281 | 7 | 2,233 | 8 | 280 | 42 | 1 | 331 | 144 | 14 | 158 | 2,722 |
| 1990 | 16 | 1,936 | 332 | 12 | 2,296 | 9 | 426 | 46 | 1 | 482 | 166 | 16 | 182 | 2,960 |

Energy Sold to Customers (MWh)

| Year | Ranau District | | | | | Kudasang District | | | | | Bundu Tuhan | | | Total |
|------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|-----------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|-----------|-------------|-----------------------|-----------|-------|
| | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Sub-Total | |
| 1985 | 363 | 1,056 | 671 | 60 | 2,150 | 392 | 170 | 60 | — | 622 | 60 | 4 | 64 | 2,836 |
| 1986 | 379 | 1,127 | 778 | 64 | 2,348 | 429 | 186 | 62 | — | 677 | 74 | 4 | 78 | 3,103 |
| 1987 | 457 | 1,440 | 924 | 93 | 2,914 | 568 | 201 | 109 | — | 878 | 61 | 10 | 71 | 3,863 |
| 1988 | 493 | 1,963 | 1,243 | 78 | 3,777 | 580 | 240 | 198 | 7 | 1,025 | 62 | 11 | 73 | 4,875 |
| 1989 | 506 | 1,981 | 1,267 | 67 | 3,821 | 621 | 275 | 171 | 9 | 1,076 | 63 | 11 | 74 | 4,971 |
| 1990 | 583 | 2,234 | 1,324 | 131 | 4,272 | 629 | 300 | 174 | 7 | 1,110 | 89 | 13 | 102 | 5,484 |

Unit Energy Consumption per Customers (Average kWh per Month)

| Year | Ranau District | | | | | Kudasang District | | | | | Bundu Tuhan | | | Total |
|------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|---------------------|--------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|---------------------|-------------|-----------------------|---------------------|-------|
| | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total (Average) | Light Industry ID ₁ | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Public Lighting PL | Sub-Total (Average) | Houses Dm | Shops Cm ₁ | Sub-Total (Average) | |
| 1985 | 4,321 | 62 | 250 | 714 | 109 | 4,667 | 61 | 263 | — | 201 | 42 | 27 | 40 | 116 |
| 1986 | 3,948 | 58 | 284 | 667 | 105 | 5,107 | 62 | 152 | — | 196 | 49 | 28 | 47 | 113 |
| 1987 | 4,760 | 67 | 298 | 969 | 117 | 6,762 | 68 | 233 | — | 249 | 39 | 64 | 42 | 128 |
| 1988 | 4,108 | 86 | 388 | 929 | 145 | 6,905 | 76 | 402 | 7 | 273 | 37 | 71 | 40 | 154 |
| 1989 | 3,833 | 85 | 376 | 798 | 143 | 6,469 | 82 | 339 | 9 | 271 | 36 | 65 | 39 | 152 |
| 1990 | 3,036 | 96 | 332 | 909 | 155 | 5,824 | 59 | 315 | 7 | 192 | 45 | 68 | 79 | 154 |

Figure 3-1 11kV INTERCONNECTION OF RANAU AND KUNDASANG GRIDS (As of July 1991)

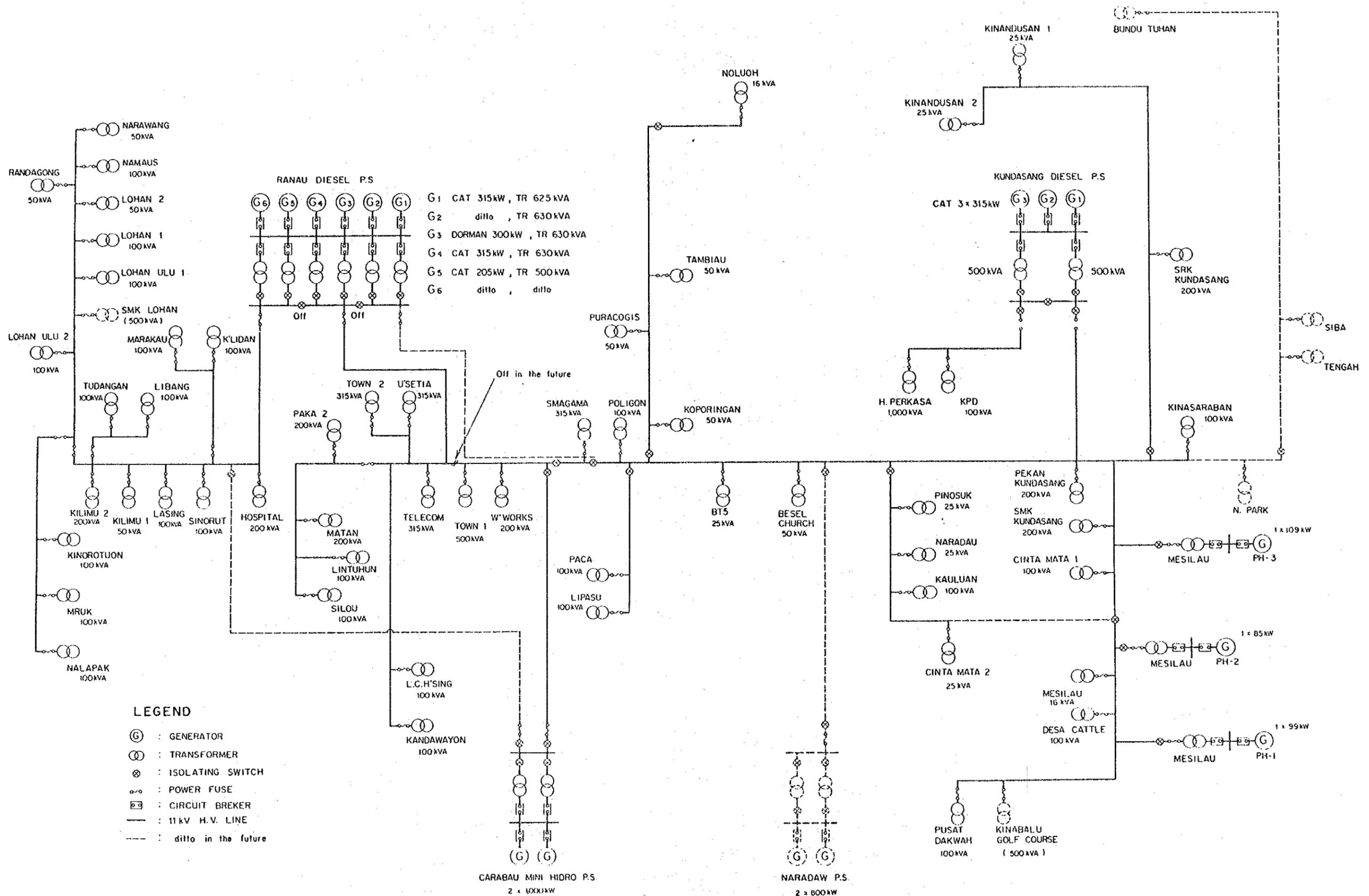
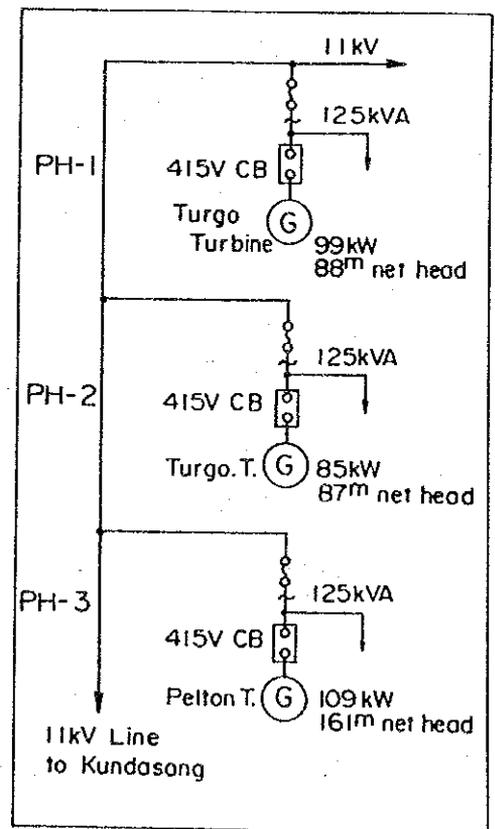
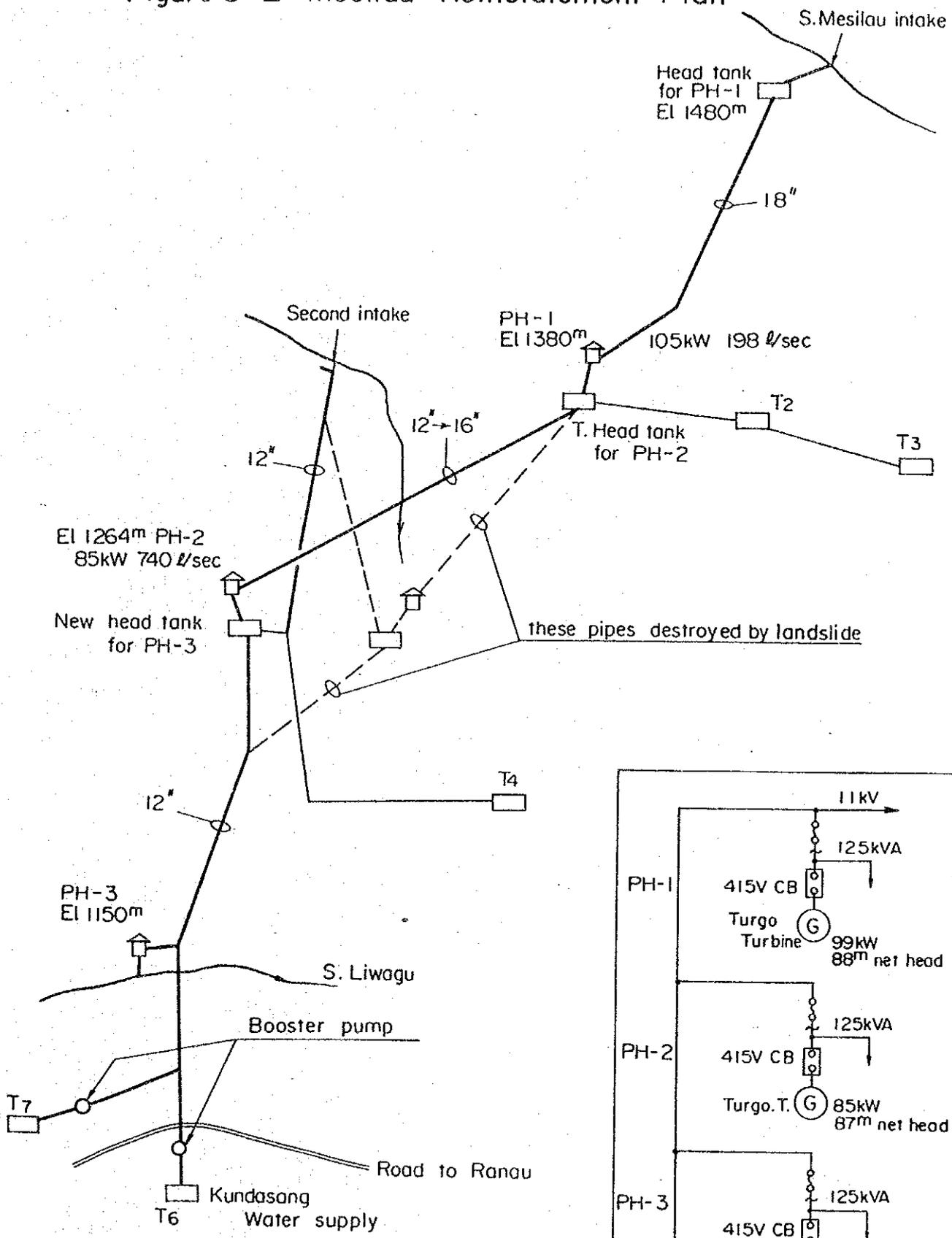


Figure 3-2 Mesilau Reinstatement Plan



第 4 章 電力需要想定

第4章 電力需要想定

| | 頁 |
|---|------|
| 4.1 基本的条件 | 4-1 |
| 4.1.1 資料および実態調査 | 4-1 |
| 4.1.2 供給対象地域 | 4-1 |
| 4.1.3 潜在需要の推定方法 | 4-2 |
| 4.2 計画地域の需給の現況 | 4-3 |
| 4.3 予測方法 | 4-4 |
| 4.3.1 基本的考察 | 4-4 |
| 4.3.2 需要予測に必要なパラメータ | 4-4 |
| 4.4 電力需要の想定結果 | 4-5 |
| 4.4.1 原単位と電化率の向上による対象地域の電力需要 | 4-5 |
| 4.4.2 対象地域の原単位と他地域との比較 | 4-9 |
| 4.4.3 West Coast電力系統とRanau-Kundasang 電力系統との相関関係 | 4-9 |
| 4.5 Naradaw 小水力発電所の開発の時期 | 4-15 |
| 4.5.1 基本的な考察 | 4-15 |
| 4.5.2 Naradaw小水力発電所の開発の時期 | 4-15 |
| 4.5.3 ディーゼル燃料費の削減効果 | 4-16 |

List of Tables

| | |
|-----------|---|
| Table 4-1 | Actual Power Demand at Ranau-Kundasang Grid |
| Table 4-2 | Power Demand Forecast for Ranau-Kundasang Grid from 1991 to 2015 |
| Table 4-3 | Actual Power Demand in 1985 |
| Table 4-4 | Annual Growth Rate of Generating Energy at West Coast Grid and Ranau-Kundasang Grid |
| Table 4-5 | Correlation of Ranau-Kundasang Grid with West Coast Grid |
| Table 4-6 | Supply Capability of Generating Facility |

List of Figures

| | |
|------------|---|
| Figure 4-1 | 11kV HV Existing Distribution Line (Ranau-Kundasang Grid) |
| Figure 4-2 | Correlation of Ranau-Kundasang Grid with West Coast Grid |
| Figure 4-3 | Peak Power Demand in Ranau-Kundasang Grid |

第4章 電力需要想定

4.1 基本的条件

4.1.1 資料および実態調査

(1) 資料および情報

Ranau-Kundasang地域における電力需要想定については、ニュージーランドのコンサルタント会社であるTonkin & Taylor International Ltd.がアジア開発銀行(Asian Development Bank : ADB)の要請に応じて作成した“Hydro Power Projects in Sabah and Sarawak, March 1989”にかなり詳細に記述されている。

JICA調査団は、このレポートを参考としつつ、電力需要地のRanau町に位置するSBBの地方事務所を訪問し、発電所別の過去の発電実績、需要家別の消費電力量、需要家数、発電所別負荷曲線等の資料収集を行った。さらに、この地域の電力需要の中心地であるRanau町およびKundasang町の至近年における新規需要家の計画需要等についても資料の収集を行った。

(2) 実態調査

電力需要想定は、現時点における実際の負荷、供給力不足その他の原因に起因する抑制需要、将来の公共建物、ホテル、映画館、商業地の拡張計画等に基づく計画需要、需要地の人口分布、人口動態、所得水準を総合的に勘案し策定されなければならない。このため、1991年7月に約1週間に亘りRanau-Kundasang電力系統の実態調査を行った。

この調査は主として既設11kV HV線沿いに総延長約96kmを全てジープで走破すると共に地域の現状、テレビの普及状況、電化率の現状等、全般的概念の把握につとめた。また、Ranauディーゼル発電所、Kundasangディーゼル発電所、Bundu Tuhanディーゼル発電所、Carabau小水力発電所を訪問し、発電所の運転状況、保守運転の実態、問題点の調査を行った。さらに現在停止中のMesilau小水力発電所3ヶ所についても調査を行った。

4.1.2 供給対象地域

Ranau-Kundasang電力系統は1990年末現在の需要家数は2960軒、電化率は46.3%であ

り、潜在需要家数は3,430軒に達するものと思われる。

対象地域内には、Kinabalu山（標高 4,101m）を中心とした国立公園内に管理建物、ホテル、ロッジ、山頂付近の山小屋、通信塔への電力供給のためのディーゼル発電設備（発電機容量 300kVA×1、350kVA×1）が稼動し、約200kWの電力需要に対応している。この発電設備はサバ州観光局（Turism and Ervironmental Dept.）が所有するものである。Kundasang町の西方4 kmに位置するBundu Tuhanは需要家数182軒であるが、電力の供給はSEB（ディーゼル発電設備75kW×2）によって夜間12時間のみ電気の供給が行われている。しかし、1992年には国立公園経由の新規11kV HV 線の建設によりRanau-Kundasang電力系統に接続され24時間、電気の供給が行われることになる。

この地域の今後の電化可能地域は未電化村落の分布からみて、Kundasang-Ranau道路の南方10km、東西20kmの範囲であり、11kV HV 線の拡張と、415V/240V配電線の新設が必要不可欠である（Fig.4-1 参照）。

4.1.3 潜在需要の推定方法

潜在需要は未電化による電力需要とRanau町、Kundasang町およびBundu Tuhan等の町の中心部に予定されている公共、商業、小規模工業等の新規需要家の2つに区分される。

未電化による潜在需要については、一般家庭、商業、公共建物および街路灯が含まれるが、これらの需要については電化率の向上によって電力系統内に組込まれるものとした。電化率の向上は、マレーシア政府の基本政策の1つであり、サバ州の現在の電化率48%を第6次5ヶ年計画の終了する1995年末までに73%まで向上させることを目標としている。JICA調査団は第6次5ヶ年計画の農村電化計画の目標と対象地域の現状を考え、2000年に電化率を60%、さらに2010年に70%の電化率が達成されるものと想定した。この目標値は対象地域の地勢条件、未電化部落の分布状況を考えると、その達成にはマレーシア連邦政府のSEBに対する財政援助が不可欠である。

一方、市街地に予想される新規需要としては次のものがある。

Ranau町

商店、一般家庭、ホテル、映画館

Fishery Department, Fire department, 図書館等の公共建物

SMK Lohan（新設中学校）

Sabah Tea Processing Factory

Kundasang町

商店、一般家庭

Post Office Building

Kinabalu Golf and Cuntry Club

Bundu Tuhan町

商店、一般家庭

電話局

これらの新規需要は、電化率の向上による需要家数の増加分の中で見込まれるものとした。またこれらの需要の電力需要は過去の電力需要の実績をベースに得られた原単位（月平均1 需要家当りの消費電力量）の伸びの中で考慮されるものとした。

4.2 計画地域の需給の現況

Carabau小水力発電所（1,000kW×2）の完成により、1990年末の電力需要1,330kWは全て水力で賄うことが本来的には可能である。しかし、既に3.3.1で述べたとおり、Carabau小水力発電所は完成当時からRanau-Kundasang電力系統の電力需要変動に対応するための調速機能に欠陥があり、また、河川の水量不足により、発電所の設備出力を有効に利用出来ない状態にある。

したがって現状では、Ranauディーゼル発電所およびKundasangディーゼル発電所がこの地域の電力需要をそれぞれ分担し、Carabau小水力発電所はその補間的な立場ではない。ディーゼル発電所の有効設備出力はRanauおよびKundasang両発電所を合わせて1,780kWである。最大電力は1990年末で1,330kWであるので、ディーゼル発電設備の最大ユニット（銘板出力315kW、有効出力220kW）が2台停止とすれば電力需給バランスはディーゼル発電設備のみでは保てない。したがって、Carabau小水力発電所の正常化が必要不可欠である。

一方、両発電所のディーゼル発電設備は老朽化しており、発電効率は著しい低下を来している。

この地域においてSEB以外に発電設備を有するのはKinabalu国立公園内のディーゼル発電設備520kWと、Mamut鉞山600kWがある。両地点ともRanau-Kundasang電力系統の近傍にあり連系計画もあるが、JICA調査団としてはMamut鉞山は連系対象としては考慮しないものとした。

4.3 予測方法

4.3.1 基本的考察

マレーシア政府の農村電化の基本政策は水力発電をとおして可能なかぎりディーゼル発電設備の燃料削減を目的とし、マレーシア全体として経済的、財務的改善効果を高めようとしているものである。従って、Naradaw小水力発電計画はCarabau小水力発電所(2,000kW)およびMesilau小水力発電所3ヶ所(合計出力293kW)の改修計画を前提に連系時期の最適時期(Optimum Timing)を求め、その結果、既設ディーゼル発電設備の燃料費削減に大きく貢献することを明らかにする必要がある。

一方、Ranau電力システムの規模からみて単独システムの構成は2010年頃まで続くものと予想されることから、電力需要予測を超長期(1990年～2015年までの25年間)に亘って行い、本プロジェクトのNaradaw小水力発電計画以降の電源開発計画についても記述するものとする。以上のことを考慮し、下記のような予測の基本方針を確立した。

(1) 電化率の向上をベースに需要家端での電力需要想定を行い、送電線損失を考慮して発電端電力需要を想定する。(発電端電力需要の中には、発電所所内電力量は含まないものとする。)

(2) 上記(1)項で想定されたRanau-Kundasang電力システムの電力需要をWest Coast電力システムとの間でクロス・チェックを行うものとする。

すなわち、RanauおよびKundasang地域はサバ州の州都であるKota Kinabaluの経済圏にあり、物流・人の流れも大きく、電力需要の規模に大きな差異はあるものの電力需要の伸びについてはかなり高い相関関係があるものと予見された。したがって両電力システムの相関関係を調査し、West Coast電力システムの過去および将来の電力需要の伸びより、Ranau-Kundasang電力システムの需要予測の妥当性を検証するものとする。

4.3.2 需要予測に必要なパラメータ

Ranau-Kundasang電力システムの地勢的、経済的な特徴を示すパラメータは次の如くなる。

- 対象地域の人口および増加率
- 対象地域の電化率の現状
- 対象地域の今後の電化率の向上
- 需要家別の売電電力量

- 需要家数
- 原単位（1需要家当りの消費電力量）

一方、上述のパラメータを使用して想定された電力需要は、サバ州内の類似の電力系統と対比し、チェックすることが必要である。この意味において、1995年において電力需要家数がほぼ同じ1985年のKeningauの原単位をクロス・チェックするためのパラメータとして採用するものとした。

なお、第3章3.3.2項の電力需要の現状で示したRanau, KundasangおよびBundu Tuhan地域の小規模工業（Light Industry）、一般家庭（Houses）、商業（Shops）、公共街路灯（Public Lighting）別の需要家数、売電電力量および原単位（1需要家当りの消費電力量）は電力需要想定をする上で大きな意味を持たない。何故ならばこれらの需要家区分は、対象地域の人口が増大しても社会・経済基盤が変わらないかぎりその比率に大きな変化はないと考えられる。

すなわち、総需要家数、総売電電力量より求まる原単位（1需要家当りの消費電力量）をパラメータにして電力需要家想定を行って良いと判断される。

4.4 電力需要の想定結果

4.4.1 原単位と電化率の向上による対象地域の電力需要

Ranau-Kundasang電力系統の電力需要想定は既に述べた如く、原単位（1需要家当りの消費電力量）と対象地域の電化の現状を踏まえた電化率の2つのパラメータをベースに行った。

Table 4-1に示すごとく、1985年から1990年までの需要家数の伸びは7.8%であり、5年間で922軒の需要家数の増加があった。すなわち平均180軒の増加である。

一方、原単位（1需要家当りの消費電力量）の伸びは1985年から1990年までの間に5.8%の伸びが記録された。

JICA調査団は1985年から1990年までの過去の実績より得られたこれらの2つの基本的なパラメータをベースに、1995年まで電化率は毎年2%ずつ向上するものとし、1990年に記録された46.3%は1995年において55%に達するものと想定した。

この結果、1990年から1995年までの間に需要家数は2,960軒より4,260軒に増加することになる。すなわち、5年間の平均は260軒である。第6次5ヶ年計画（1991～1995

年)では毎年サバ州全体で2,000~3,000軒の新規需要家の電化が考えられているが、上述の新規需要家のRanau-Kundasang電力系統への組入れは、過去の実績およびマレーシア連邦政府の電化政策からみても妥当と思われる。

原単位の上昇率は5.8%であるので、1990年以降、1995年まで6.0%の伸びを想定した。

Table 4-1 Actual Power Demand at Ranau-Kundasang Grid

| Year | Number of Consumers | Generated Energy (MWh) | Energy Sold to Consumers (MWh) | Energy Loss (%) | Monthly Unit Sold Per Consumer (kWh) |
|--------------------|---------------------|------------------------|--------------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 1985 | 2038 | 3,210 | 2,836 | 11.7 | 116 |
| 1986 | 2288 | 3,530 | 3,103 | 12.1 | 113 |
| 1987 | 2507 | 4,150 | 3,836 | 6.9 | 128 |
| 1988 | 2640 | 5,303 | 4,875 | 8.1 | 154 |
| 1989 | 2722 | 5,532 | 4,971 | 10.1 | 152 |
| 1990 | 2960 | 6,025 | 5,484 | 9.0 | 154 |
| Annual Growth Rate | 7.8 % | 13.4 % | 14.1 % | — | 5.8 % |

1995年以降の電化率および原単位（一需要家当りの消費電力量）の伸びについては、対象地域の地勢的制約および経済的な背景が大きく変化することは無いと思われることから、次のごとく想定した。

| 年 | 電化率(%) | 原単位の伸び率(%) |
|------|--------|------------|
| 1990 | 46.3 | — |
| 1995 | 55.0 | 6.0 |
| 2000 | 60.0 | 4.0 |
| 2005 | 65.0 | 3.0 |
| 2010 | 70.0 | 2.0 |
| 2015 | 70.0 | 1.0 |

Ranau-Kundasang電力系統の電力需要の想定結果をTable 4-2に示す。この結果、2015年までの超長期に亘る電力量需要の伸びは8.2%/年、最大電力需要の伸びでは8.0%/年が期待出来るものと思われる。

Table 4-2 Power Demand Forecast for Ranau-Kundasang Grid from 1991 to 2015

| No. | Year | Estimated Population in Kundasang-Ranau Grid | Potential Number of Consumers | Electrification Ratio (%) | Number of Consumers Electrified | *1 Monthly Average Consumption Per Customers (kWh) | Annual Energy Requirement at Consumers End (MWh) | Energy Loss Factor (%) | at Generating End | | | Remarks |
|------------------------|------|--|-------------------------------|---------------------------|---------------------------------|--|--|------------------------|------------------------|---------------------------------|----------------------------|---|
| | | | | | | | | | Annual Load Factor (%) | Annual Energy Requirement (MWh) | Annual Maximum Demand (kW) | |
| Historical Data | 1985 | 26,900 | 5,270 | 38.7 | 2,038 | 116 | 2,836 | 11.7 | 50.1 | 3,210 | 730 | Note *1 Growth Rate : 1990~1995 : 6 % 1995~2000 : 4 % 2000~2005 : 3 % 2005~2010 : 2 % 2010~2015 : 1 % Power demand in National Park is included from 1992. |
| | 1986 | 28,000 | 5,490 | 41.7 | 2,288 | 113 | 3,103 | 12.1 | 51.0 | 3,530 | 790 | |
| | 1987 | 29,100 | 5,700 | 44.0 | 2,507 | 128 | 3,863 | 6.9 | 50.9 | 4,150 | 930 | |
| | 1988 | 30,200 | 5,920 | 44.6 | 2,640 | 154 | 4,875 | 8.1 | 49.2 | 5,303 | 1,230 | |
| | 1989 | 31,400 | 6,160 | 44.1 | 2,722 | 152 | 4,971 | 10.1 | 50.1 | 5,532 | 1,260 | |
| | 1990 | 32,600 | 6,390 | 46.3 | 2,960 | 154 | 5,484 | 9.0 | 51.7 | 6,025 | 1,330 | |
| 1 | 1991 | 33,900 | 6,650 | 47.0 | 3,130 | 163 | 6,122 | 10.0 | 52.0 | 6,734 | 1,480 | |
| 2 | 1992 | 35,200 | 6,900 | 49.0 | 3,380 | 173 | 7,017 | 10.0 | 52.0 | 7,719 | 1,690 | |
| 3 | 1993 | 36,600 | 7,180 | 51.0 | 3,660 | 183 | 8,037 | 11.0 | 53.0 | 8,921 | 1,920 | |
| 4 | 1994 | 38,000 | 7,450 | 53.0 | 3,950 | 194 | 9,196 | 11.0 | 53.0 | 10,208 | 2,200 | |
| 5 | 1995 | 39,500 | 7,750 | 55.0 | 4,260 | 206 | 10,530 | 11.0 | 53.0 | 11,583 | 2,520 | |
| 6 | 1996 | 41,000 | 8,040 | 56.0 | 4,500 | 214 | 11,556 | 12.0 | 54.0 | 12,943 | 2,740 | |
| 7 | 1997 | 42,600 | 8,350 | 57.0 | 4,760 | 223 | 12,738 | 12.0 | 54.0 | 14,267 | 3,020 | |
| 8 | 1998 | 44,300 | 8,690 | 58.0 | 5,040 | 232 | 14,031 | 12.0 | 54.0 | 15,715 | 3,320 | |
| 9 | 1999 | 46,000 | 9,020 | 59.0 | 5,320 | 241 | 15,385 | 12.0 | 54.0 | 17,201 | 3,640 | |
| 10 | 2000 | 47,800 | 9,370 | 60.0 | 5,620 | 251 | 16,927 | 12.0 | 55.0 | 18,958 | 3,930 | |
| 11 | 2001 | 49,000 | 9,610 | 61.0 | 5,860 | 258 | 18,143 | 12.0 | 55.0 | 20,320 | 4,220 | |
| 12 | 2002 | 50,300 | 9,860 | 62.0 | 6,110 | 266 | 19,503 | 12.0 | 55.0 | 21,843 | 4,530 | |
| 13 | 2003 | 51,600 | 10,120 | 63.0 | 6,380 | 274 | 20,977 | 12.0 | 55.0 | 23,494 | 4,880 | |
| 14 | 2004 | 53,000 | 10,390 | 64.0 | 6,650 | 282 | 22,504 | 12.0 | 55.0 | 25,204 | 5,230 | |
| 15 | 2005 | 54,300 | 10,650 | 65.0 | 6,920 | 291 | 24,164 | 12.0 | 55.0 | 27,064 | 5,620 | |
| 16 | 2006 | 55,800 | | 66.0 | | 296 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 17 | 2007 | 57,200 | | 67.0 | | 302 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 18 | 2008 | 58,700 | | 68.0 | | 308 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 19 | 2009 | 60,200 | | 69.0 | | 315 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 20 | 2010 | 61,800 | 12,120 | 70.0 | 8,480 | 321 | 32,665 | 12.0 | 55.0 | 36,585 | 7,590 | |
| 21 | 2011 | 63,400 | | 70.0 | | 324 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 22 | 2012 | 65,000 | | 70.0 | | 327 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 23 | 2013 | 66,700 | | 70.0 | | 331 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 24 | 2014 | 68,500 | | 70.0 | | 334 | | 12.0 | 55.0 | | | |
| 25 | 2015 | 70,200 | 13,760 | 70.0 | 9,630 | 337 | 38,944 | 12.0 | 55.0 | 43,617 | 9,050 | |
| Annual Growth Rate (%) | | 3.1 | 3.1 | — | 4.8 | 3.1 | 8.2 | — | — | 8.2 | 8.0 | |

4.4.2 対象地域の原単位と他地域との比較

対象地域の原単位（一需要家当りの消費電力量）が将来に亘ってどのように増加するのか他地域の過去の実績との比較において評価することは有意義である。

Table 4-3にサバ州の他地域における1985年における電力需要家数、需要家への売電電力量および原単位（一需要家当りの消費電力量）を示す。

Table 4-3 Actual Power Demand in 1985

| Cities or Towns | Number of Consumers | Unit Sold to Consumers (MWh) | Monthly Unit Sold per Consumer (kWh) |
|-----------------|---------------------|------------------------------|--------------------------------------|
| Kota Kinabalu | 45,638 | 276,132 | 504 |
| Sandakan | 18,947 | 98,717 | 434 |
| Tawau | 14,594 | 74,028 | 422 |
| Lahad Datu | 4,053 | 15,877 | 326 |
| Keningau | 4,747 | 11,712 | 206 |

対象地域の電力需要は1995年には、1985年時点のKeningau町（需要家数 4,747）と同一規模の電力需要に達する。すなわち換言すれば、対象地域の電力需要は10年遅れてKeningau町の電力需要規模とほぼ同じ値となる。

さらにLahad Datu市並みの電力需要に達するのは2010年頃と予想される。

サバ州の他地域の電力需要の実績との比較からみても、対象地域の電力需要想定は妥当なもの判断される。

4.4.3 West Coast電力系統とRanau-Kundasang電力系統との相関関係

対象地域は既に述べた如く、サバ州の州都Kota Kinabaluの経済圏に含まれる至近距離にあり、近年、道路の舗装の完備と相まって一般消費物資の相互の流通や、人の流通も増大している。

JICA調査団は、対象地域がサバ州のWest Coast Grid電力系統（Kota Kinabaluの電力系統を中心に、西海岸沿いに広がった138kV電力系統をいう）との間に経済圏が同一という意味において、高い相関関係があるのではないかとの予見を持った。

すなわち、電力系統の規模においては、大きな相違があるものの電力需要の伸び率においては相関関係が予想された。

Table 4-4に1985年から2000年までのWest Coast電力系統とRanau-Kundasang電力系統の発電端電力需要のそれぞれの伸び率を示す。

Table 4-4 Annual Growth Rate of Generating Energy
at West Coast Grid and Ranau-Kundasang Grid

| Year | Unit: % | | | |
|---------|-------------------|------------------------|--------------|--------------|
| | (A) West Coast | (B) Ranau-Kundasang | Σ (A) | Σ (B) |
| 1985 | 17.9 | 14.2 | 17.9 | 14.2 |
| 1986 | 8.9 | 10.0 | 26.8 | 24.2 |
| 1987 | 12.0 | 17.6 | 38.8 | 41.8 |
| 1988 | 2.8 | 21.7 | 41.6 | 63.5 |
| 1989 | 10.7 | 4.3 | 52.3 | 67.8 |
| 1990 | 28.7 | 8.9 | 81.0 | 76.7 |
| 1991 | 8.5 | 10.8 | 89.5 | 87.5 |
| 1992 | 8.6 | 14.6 | 98.1 | 102.1 |
| 1993 | 8.7 | 15.6 | 106.8 | 117.7 |
| 1994 | 8.8 | 14.4 | 115.6 | 132.1 |
| 1995 | 13.2 | 13.5 | 128.8 | 145.6 |
| 1996 | 9.2 | 11.7 | 138.0 | 157.3 |
| 1997 | 9.3 | 10.2 | 147.3 | 167.5 |
| 1998 | 9.5 | 10.1 | 156.8 | 177.6 |
| 1999 | 9.7 | 9.5 | 166.5 | 187.1 |
| 2000 | 9.8 | 10.2 | 176.3 | 197.3 |
| Total | 176.3 | 197.3 | | |
| Average | 11.0 | 12.3 | | |

Fig. 4-2に示す如く、1985年から2000年までの両電力系統の相関係数は1.07が得られた。この値は1987年のマレーシア連邦政府の緊縮財政によるWest Coast電力系統の伸び率の大幅な低下を含めたものであるが、この点を補正すれば相関係数はさらに1.0に近くなる。

このように両電力系統の間には高い相関関係があることが立証された。なお、West Coast電力系統の1991年から2000年までの電力需要想定はSEB自身が過去の実績をもとに想定したものである。

以上のことから、West Coast電力系統における電力需要が想定した伸び率を維持することが出来るならば、対象地域の電力需要も期待出来ることを意味する。

Table 4-5にWest Coast電力系統とRanau-Kundasang電力系統の過去の実績と将来の電力需要想定結果を示す。

Table 4-5 Correlation of Ranau-Kundasang Grid with West Coast Grid

| No. | Year | West Coast Grid | | | | | | Ranau-Kundasang Grid | | | | Remarks |
|------------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|-------------------|----------|----------------------|-----------------|-----------------|----------------------|---|
| | | Peak (MW) | Generated (GWh) | Load Factor (%) | Generated Growth (%) | Energy Sold (GWh) | Loss (%) | Peak (kW) | Generated (MWh) | Load Factor (%) | Generated Growth (%) | |
| Historical Data | 1980 | 35.3 | 187.1 | 60.5 | — | 153.1 | 18.2 | 370 | 1,460 | 45.0 | — | 1984 : Tenom Pangi Hydro Power Plant + Kota Kinabalu + Beanfor 1989 : Plas Keningau + Tenom 1990 : Plus Labuan (1) Annual Generated Energy Growth Rate from 1985 to 1990 West Coast Grid : 12.3% Ranau-Kundasang : 13.4% (2) Annual Generated Energy Growth Rate from 1990 to 2000 West Coast Grid : 10.0% Ranau-Kundasang : 12.1% (3) Power demand in National Park is included from 1992 |
| | 1981 | 42.0 | 212.7 | 57.8 | 13.7 | 170.5 | 19.8 | 430 | 1,780 | 47.3 | 21.9 | |
| | 1982 | 46.3 | 240.7 | 59.3 | 13.2 | 193.2 | 19.7 | 490 | 1,970 | 45.9 | 10.7 | |
| | 1983 | 51.8 | 272.7 | 60.0 | 13.3 | 201.8 | 26.0 | 600 | 2,420 | 46.0 | 22.8 | |
| | 1984 | 57.3 | 311.2 | 62.0 | 14.1 | 211.4 | 32.1 | 640 | 2,810 | 50.1 | 16.1 | |
| | 1985 | 69.3 | 367.1 | 60.5 | 17.9 | 289.2 | 21.2 | 730 | 3,210 | 50.1 | 14.2 | |
| | 1986 | 76.2 | 399.7 | 59.8 | 8.9 | 296.4 | 25.8 | 790 | 3,530 | 51.0 | 10.0 | |
| | 1987 | 82.0 | 447.7 | 62.3 | 12.0 | 337.6 | 24.6 | 930 | 4,150 | 50.9 | 17.6 | |
| | 1988 | 84.5 | 460.1 | 62.2 | 2.8 | 351.5 | 23.6 | 1,230 | 5,303 | 49.2 | 21.7 | |
| | 1989 | 89.3 | 509.2 | 65.1 | 10.7 | 411.1 | 19.3 | 1,260 | 5,532 | 50.1 | 4.3 | |
| | 1990 | 115.5 | 655.2 | 64.7 | 28.7 | 534.2 | 18.5 | 1,330 | 6,025 | 51.7 | 8.9 | |
| 1 | 1991 | 129.7 | 738.2 | 65.0 | 8.5 | 568.4 | 27.1 | 1,480 | 6,734 | 52.0 | 10.8 | |
| 2 | 1992 | 140.8 | 801.9 | 65.0 | 8.6 | 625.5 | 22.0 | 1,690 | 7,719 | 52.0 | 14.6 | |
| 3 | 1993 | 153.1 | 871.6 | 65.0 | 8.7 | 686.7 | 21.2 | 1,920 | 8,921 | 53.0 | 15.6 | |
| 4 | 1994 | 166.6 | 948.6 | 65.0 | 8.8 | 756.6 | 20.2 | 2,200 | 10,208 | 53.0 | 14.4 | |
| 5 | 1995 | 188.6 | 1,073.6 | 65.0 | 13.2 | 880.0 | 18.0 | 2,520 | 11,583 | 53.0 | 13.5 | |
| 6 | 1996 | 205.9 | 1,172.7 | 65.0 | 9.2 | 973.3 | 17.0 | 2,740 | 12,943 | 54.0 | 11.7 | |
| 7 | 1997 | 225.2 | 1,282.4 | 65.0 | 9.3 | 1,077.2 | 16.0 | 3,020 | 14,267 | 54.0 | 10.2 | |
| 8 | 1998 | 246.7 | 1,404.7 | 65.0 | 9.5 | 1,193.9 | 15.0 | 3,320 | 15,715 | 54.0 | 10.1 | |
| 9 | 1999 | 270.6 | 1,541.0 | 65.0 | 9.7 | 1,325.3 | 14.0 | 3,640 | 17,201 | 54.0 | 9.5 | |
| 10 | 2000 | 297.4 | 1,693.5 | 65.0 | 9.8 | 1,473.3 | 13.0 | 3,930 | 18,958 | 55.0 | 10.2 | |
| 11 | 2001 | 331.1 | 1,885.7 | 65.0 | 11.3 | 1,640.5 | 13.0 | 4,220 | 20,320 | 55.0 | 7.2 | |
| 12 | 2002 | 369.3 | 2,103.2 | 65.0 | 11.5 | 1,829.8 | 13.0 | 4,530 | 21,843 | 55.0 | 7.5 | |
| 13 | 2003 | 412.7 | 2,349.9 | 65.0 | 11.7 | 2,044.4 | 13.0 | 4,880 | 23,494 | 55.0 | 7.6 | |
| 14 | 2004 | 461.6 | 2,630.0 | 65.0 | 11.9 | 2,288.1 | 13.0 | 5,230 | 25,204 | 55.0 | 7.3 | |
| 15 | 2005 | 517.6 | 2,948.6 | 65.0 | 12.1 | 2,585.3 | 13.0 | 5,620 | 27,064 | 55.0 | 7.3 | |
| 16 | 2006 | | | | 12.0 | | | | | | | |
| 17 | 2007 | | | | 12.0 | | | | | | | |
| 18 | 2008 | | | | 12.0 | | | | | | | |
| 19 | 2009 | | | | 12.0 | | | | | | | |
| 20 | 2010 | 912.6 | 5,196.5 | 65.0 | 12.0 | 4,521.0 | 13.0 | 7,590 | 36,585 | 55.0 | — | |
| 21 | 2011 | | | | 10.0 | | | | | | | |
| 22 | 2012 | | | | 10.0 | | | | | | | |
| 23 | 2013 | | | | 10.0 | | | | | | | |
| 24 | 2014 | | | | 10.0 | | | | | | | |
| 25 | 2015 | 1,469.2 | 8,366.3 | 65.0 | 10.0 | 7,278.8 | 13.0 | 9,050 | 43,617 | 55.0 | — | |
| Annual Growth Rate (%) | | 10.7 | 10.7 | — | — | 11.0 | — | 8.0 | 8.2 | — | — | |

4.5 Naradaw小水力発電所の開発の時期

4.5.1 基本的な考察

Naradaw小水力発電計画はCarabau小水力発電所 (2,000kW) およびMesilau小水力発電所 3ヶ所 (合計出力293kW) の改修計画を前提に連系時期の最適時期 (Optimum Timing) を求め、その結果、既設ディーゼル発電設備の燃料費削減に大きく貢献しているか、どうかを明らかにする必要がある。

Mesilau小水力発電所 3ヶ所の改修工事は1992年末に終了することになっている。一方Carabau小水力発電所はJICA調査団が1990年7月から1991年6月までの間に数回訪れる機会があったが、Head Pondへの堆砂、水車軸の破損、ガバナーの不調等の理由により (Appendix 11 参照)、一台停止の状態が殆どであった。水車・発電機等の機械的な事故は修復可能であるが、Head Pondの堆砂対策は人力による排砂方法しか現状では考えられない。

一般に電力需給バランス (kW) を検討する場合、小規模電力系統では最大ユニット容量と2番目のユニット容量の2台停止を前提に検討される。Ranau-Kundasang電力系統の場合、電力系統の規模に比較し、Carabau小水力発電所のユニット1台の停止の影響するところは非常に大きい。

一方Naradaw小水力発電所の開発の時期は電力系統の規模 (電力需要が大きい) が大きくなれば、発電能力をより有効に利用出来ることになる。第9章 最適開発計画の選定の中で検討されたように、Naradaw小水力発電所の経済性を示すB/Cが1.0以上となるのはCarabau発電所のユニットが1台完全に停止したとみなした場合は1997年、2台ユニットが常時運転可能な場合には2000年となる。

4.5.2 Naradaw小水力発電所の開発の時期

Ranau-Kundasang電力系統の電力需給バランス (kW) を検討するに当たっては、JICA調査団としてCarabau小水力発電所の1台 (1000kW) は除くものとした。すなわち、年間を通してCarabau発電所に期待出来る最大出力は1台運転時の最大出力である1,000kWであるとした。Table 4-6にRanau-Kundasang電力系統の発電所別の可能供給力を示す。

各発電所別のDerated Outputを用いて、電力需給バランス (kW) を検討した結果をFig. 4-3に示す。

Table 4-6 Supply Capability of Generating Facility

| | Installed Capacity (kW) | Derated Output (kW) | Firm Peak Output (kW) |
|---------------------|----------------------------|------------------------|--------------------------|
| Kundasang Diesel | 945 | 660 | 660 |
| Ranau Diesel | 1,645 | 1,120 | 1,120 |
| Mesilau Mini-Hydro | 293 | 293 *1 | 15 |
| Carabau Small-Hydro | 2,000 | 1,000 *2 | 430 |
| Sub-total | 4,833 | 3,073 | 2,225 |
| Naradaw Small-Hydro | 1,600 | 1,600 | 460 |
| Total | 6,433 | 4,673 | 2,685 |

* 1 Expected to be put in service at the end of 1992

* 2 Derated capacity due to the actual operation results

この結果、Naradaw小水力発電所（800kW×2）は1997年初頭に運転を開始すべきである。すなわち、kWバランスの観点から、又Naradaw小水力発電所の発生電力が有効に電力系統内で消費され、耐用年数間に亘る経済性を示すB/Cが1.0以上になる時期である。

なお、Carabau、MesilauおよびNaradaw小水力発電所の常時尖頭出力（Firm Peak Output）をベースにしたkWバランスにおいては、1994年より1999年までのPeak負荷に対応したディーゼル発電設備900kWをRanau又はKundasangに1994年末までに増設することが必要であることを示している。

4.5.3 ディーゼル燃料費の削減効果

ディーゼル燃料費の削減効果はNaradaw小水力発電所の毎年の発電々力量で評価される。すなわち、1997年、2000年および2009年以降に期待される燃料費削減効果は以下の通りである。

| | 1997年 | 2000年 | 2009年以降 |
|------------------------------|---------|-----------|-----------|
| Oil Saving (M\$) | 842,000 | 1,338,000 | 1,764,000 |
| Naradaw P/S generation (MWh) | 4,600 | 7,300 | 9,500 |

Figure 4-1 11 kV HV EXISTING DISTRIBUTION LINE
(RANAU - KUNDASANG GRID)

