

フィリピン共和国

カラヤーン揚水発電所第Ⅱ期開発計画

調査報告書

要約版

1990年11月

国際協力事業団

鉦計資

CR4

90-178

フィリピン共和国

カラヤーン揚水発電所第Ⅱ期開発計画

調査報告書

要約版

JICA LIBRARY



1087649181

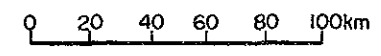
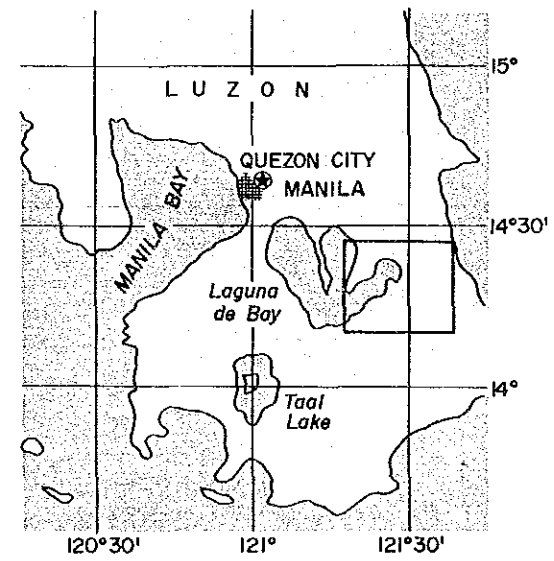
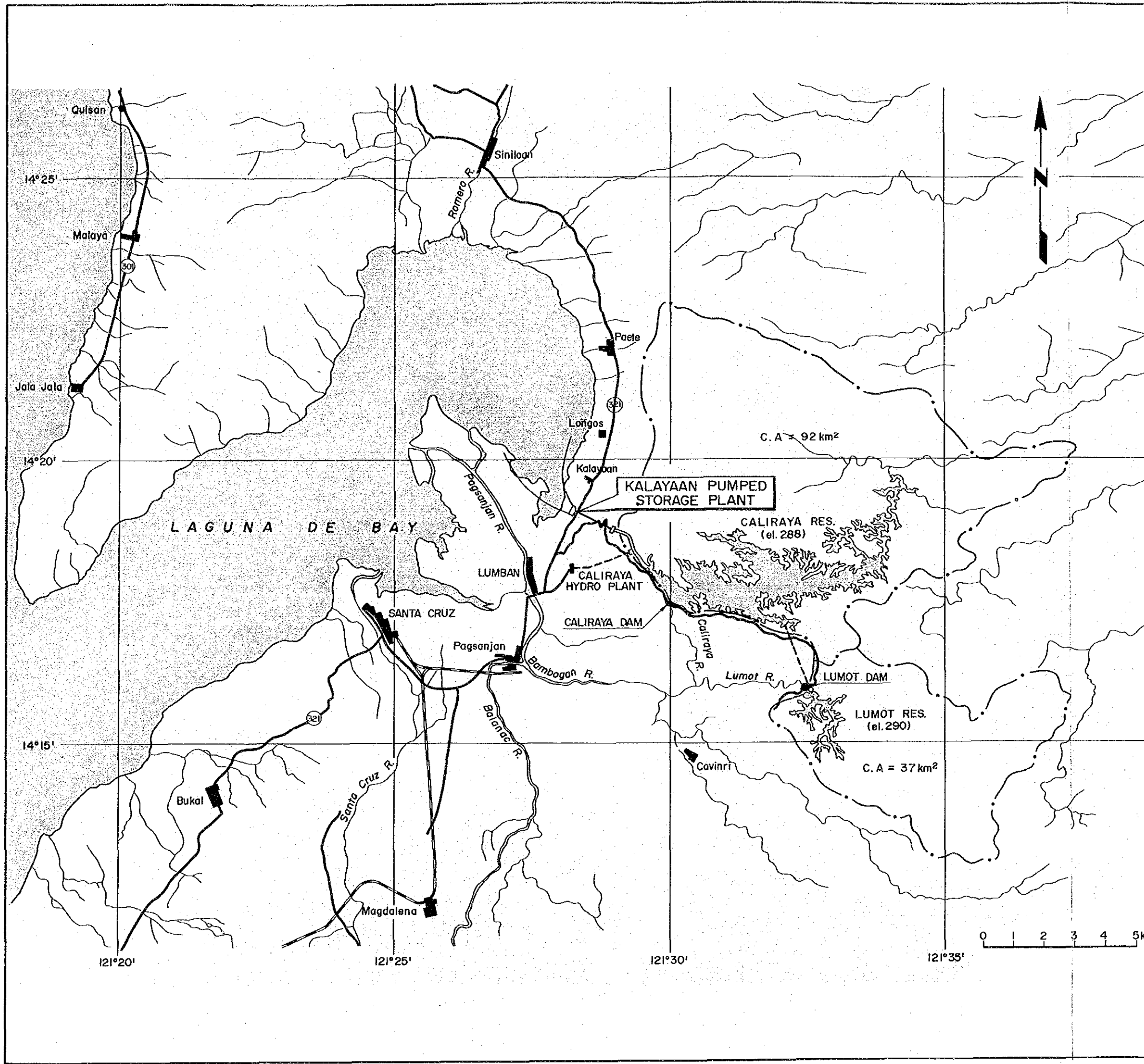
21957

1990年11月

国際協力事業団

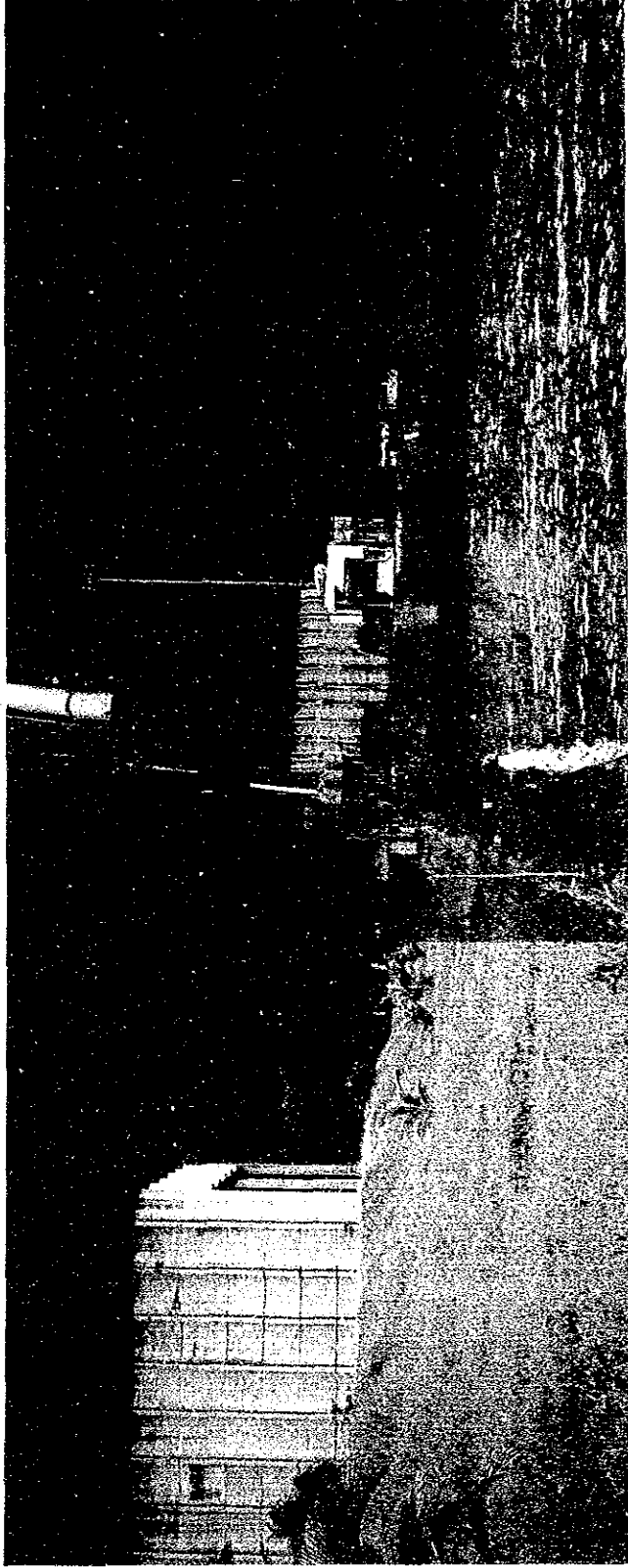
国際協力事業団

21957



KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT
DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)

REGIONAL MAP & ROADS



Kalayaan Pumped Storage Power Plant and Tailrace



Existing Penstock for Stage I Project



Grown Floating Aquatic Plants in the Tailrace

目 次

| | 頁 |
|--------------------------------|----|
| 結論と勧告 | 1 |
| 第1章 調査の目的 | |
| 1.1 計画の背景 | 8 |
| 1.2 調査の目的 | 8 |
| 1.3 調査の範囲 | 9 |
| 第2章 フィリピン国の一般概況 | |
| 2.1 経済の現況 | 10 |
| 2.2 電力需要の推移 | 12 |
| 第3章 電気事業の現状 | |
| 3.1 電気事業の形態 | 13 |
| 3.2 供給設備 | 14 |
| 3.3 需要および供給 | 14 |
| 第4章 電力需要想定 | |
| 4.1 需要想定 | 18 |
| 4.2 電源開発計画 | 18 |
| 4.3 電力需要バランス | 18 |
| 第5章 水 文 | |
| 5.1 一般気象 | 25 |
| 5.2 Calirayaおよび Lumot貯水池 | 25 |
| 5.3 Laguna湖 | 27 |
| 第6章 地 質 | |
| 6.1 調査地域周辺の地形、地質概要 | 30 |
| 6.2 各構造物付近の地質 | 30 |
| 6.3 発破試験 | 32 |

| | | |
|------|--------------------|----|
| 第7章 | 地 震 | |
| 7.1 | フィリピン国の地震活動特性の概要 | 40 |
| 7.2 | 設計震度 | 40 |
| 第8章 | 開発計画 | |
| 8.1 | 開発規模 | 41 |
| 8.2 | 揚水源資と開発時期 | 41 |
| 8.3 | 揚水発電パターン | 41 |
| 8.4 | 1998年5月における週間貯水池運用 | 42 |
| 第9章 | 送電計画および系統解析 | |
| 9.1 | 送電計画 | 48 |
| 9.2 | 系統解析 | 48 |
| 第10章 | 概略設計 | |
| 10.1 | 既設構造物の現状 | 54 |
| 10.2 | 代替案 | 55 |
| 10.3 | 土木構造物の設計 | 58 |
| 10.4 | 電気設備の設計 | 61 |
| 第11章 | 工事計画および工事費 | |
| 11.1 | 工事計画および工程 | 67 |
| 11.2 | 概算工事費 | 70 |
| 第12章 | 環境評価 | |
| 12.1 | 現 状 | 78 |
| 12.2 | 緩和対策 | 78 |

| | | |
|------|-------------------------------|----|
| 第13章 | 経済評価 | |
| 13.1 | 評価の手法 | 81 |
| 13.2 | 便益 (Benefit)・費用 (Cost) 計算の諸元 | 81 |
| 13.3 | 便益・費用比率 (割引率：15%) | 82 |
| 13.4 | 等価割引率 (EIRR) | 83 |
| 第14章 | 財務分析 | |
| 14.1 | 資金調達条件 | 84 |
| 14.2 | 50年間の累計収支バランス | 85 |
| 14.3 | 稼働固定資産と営業利益との比率 | 85 |
| 14.4 | 財務的等価割引率 (FIRR) 15%を得るための電力単価 | 85 |

UNITS

| | | |
|-------------------|---|----------------------------|
| m | - | meter, unit of length |
| km | - | kilometer (1,000 m) |
| m ² | - | square meter |
| m ³ | - | cubic meter |
| m ³ /s | - | cubic meter per second |
| V | - | volt, unit of voltage |
| kV | - | 1,000 volts |
| W | - | watt, unit of active power |
| kW | - | 1,000 W |
| MW | - | million watts (1,000 kW) |
| VA | - | 1,000 VA |
| MVA | - | million VA (1,000 kVA) |
| Wh | - | watt-hour, unit of energy |
| kWh | - | 1,000 Wh |
| MWh | - | million Wh (1,000 kWh) |
| GWh | - | million kWh |
| rpm | - | revolving per minute |
| Hz | - | hertz, unit of frequency |
| hr, (hrs) | - | hour |
| m-kW | - | unit of specific speed |
| g | - | gram, unit of weight |
| kg | - | 1,000 g |
| t | - | ton (1,000 kg) |
| MT | - | metric ton |
| l | - | liter |
| BTU | - | British Thermal Unit |
| LB | - | pound |
| cal | - | calorie, thermal unit |
| Kcal | - | kilocalorie (1,000 cal) |

CURRENCY

| | | |
|-------|---|------------------|
| P | - | Philippine Pesos |
| US\$ | - | U.S. Dollar |
| US\$M | - | million Dollars |

Foreign Exchange Rate

P22.50 = \$1.00
P 1.00 = \$0.0444

ABBREVIATIONS

Stage I Project - Existing Kalayaan Pumped Storage Power Plant

Stage II Project - Extension of Kalayaan Pumped Storage Power Plant

| | | |
|---------|---|---|
| NAPOCOR | - | National Power Corporation |
| JICA | - | Japan International Cooperation Agency |
| KPSEP | - | Kalayaan Pumped Storage Power Plant |
| AC | - | Alternating Current |
| AV | - | Average |
| AVR | - | Automatic Voltage Regulator |
| A.E.G. | - | Annual Energy Generation |
| BOD | - | Biochemical Oxygen Demand |
| B/C | - | Benefit Cost Ratio |
| CB | - | Circuit Breaker |
| CIF | - | Cost, Insurance and Freight |
| CL | - | Caliraya Lake |
| Comm | - | Commissioning |
| C&F | - | Cost and Freight |
| Dep Enr | - | Dependable Energy |
| Dia | - | Diameter |
| DO | - | Dissolved Oxygen |
| EDCOP | - | Engineering & Development Corporation |
| EIA | - | Environmental Impact Assessment |
| EIRR | - | Economic Internal Rate of Return |
| EL | - | Elevation |
| ELC | - | Electroconsult |
| EPA | - | Environmental Protection Agency |
| Ex Rate | - | Exchange Rate |
| FC | - | Foreign Currency |
| FWS | - | Free Water System |
| GDP | - | Gross Domestic Product |
| Gen | - | Generation |
| GOV | - | Speed Governor for Water Turbine |
| HWL | - | High Water Level |
| Hyd | - | Heat Rate |
| IDC | - | Interest During Construction |
| Ins Cap | - | Installed Capacity |
| LC | - | Local Currency |
| LEI | - | Lake Evaluation Index |
| Lf | - | Load Factor |
| LL | - | Laguna Lake |
| LLDA | - | Laguna Lake Development Authority |
| LOLP | - | Loss Of Load Probability |
| LWL | - | Low Water Level |
| Max | - | Maximum |
| MELARCO | - | |
| Min | - | Minimum |
| NEDA | - | National Economic Development Authority |
| NE-SW | - | North.east-South.west |
| ph | - | Phase |

| | | |
|------|---|-------------------------------|
| PLC | - | Programmable Logic Controller |
| Pow | - | Power |
| puMW | - | per unit MW |
| r | - | Discount Rate |
| SFS | - | Subsurface Flow System |
| St.s | - | Station Service |
| Thr | - | Thermalpower |
| Tot | - | Total |
| TSI | - | Trophic State Index |
| VAT | - | Value Added Tax |

結 論 と 勧 告

結 論

(1) まえがき

Kalayaan揚水発電第2期計画について、その必要性の有無、技術面、環境面、経済性などについて検討した結果、以下に示すような結論を得た。

- (a) フィリピン共和国、とりわけマニラ首都圏における今後の経済発展の伸びに対応するためには、数多くの電源を必要とするが、緊急性、経済性という面から考えて、開発の主力は当面石炭火力発電に依存することになるものと思われる。
- (b) この石炭火力の更なる経済的運用を計り、水力の持つ特性を生かした負荷変動に対する即応性を高め、より安定した高品質の電力を供給するためには可及的速やかに、Kalayaan揚水発電第2期計画の開発を推進すべきである。
- (c) 本プロジェクトは、需要の中心であるマニラ首都圏から、南東に僅か60kmという地理的条件に恵まれている上、すでに既設第1期計画建設時にダム、取水口、水圧鉄管路など一部の構造物が、第2期計画用に構築され、これが利用できるという大きなメリットがあるので、建設期間の短縮が図れ、経済的にも有利である。

(2) 開発の規模と時期

(i) 規 模

第2期計画の開発規模は、150MW 2台 合計 300MW とする。

(ii) 時 期

開発時期は需要想定の結果から、

1台目(3号機) 1997年1月

2台目(4号機) 1997年7月

とする。

(iii) 送電計画

第2期計画のために新しい送電計画は必要とせず、既存の230kV送電線を利用して送電可能である。

(3) 計画諸元

本プロジェクトの計画諸元を Table-1 に示す。

Table-1 Specifications of the Stage II Project

諸元

| 1. 上池 | | Caliraya貯水池 | Lumot貯水池 |
|-------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 流域面積 | km ² | 92. | 37. |
| 満水位 | m | EL 288.00 | EL 290.00 |
| 低水位 | m | EL 286.00 | EL 286.00 |
| 有効貯水容量 | 10 ⁶ m ³ | 22.09 | 22.00 |
| 総貯水容量 | 10 ⁶ m ³ | 79.01 | 43.8 |
| 2. ダム：(既設) | | | |
| 形式 | | 上流部コンクリート 保護アースフィル | 上流面コンクリート 保護アースフィル |
| 堤頂標高 | m | EL 292.00 | EL 294.00 |
| 3. 洪水吐：(既設) | | | |
| 常用洪水吐形式 | | 立坑ゲート | 立坑越流 |
| 直径×長さ | m | 4.2 × 320 | 4.0 × 214 |
| 非常用洪水吐形式 | | 越流 | |
| 越流頂標高 | m | EL 291.30 | |
| 堤流頂長 | m | 160 | |
| 4. 下池：(自然湖) | | Laguna湖 | |
| 満水位 | m | EL 3.24 | |
| 平均水位 | m | EL 0.60 | |
| 低水位 | m | EL -0.36 | |
| 総貯水容量 | 10 ⁶ m ³ | 4,000 | |

5. 上部水路：(既設)

| | | |
|-----|---|-----------|
| 水面幅 | m | EL 100.00 |
| 敷幅 | m | 45.00 |
| 敷標高 | m | EL 281.50 |

6. 水圧管路：

明り部

| | | |
|---------|---|-------------------------|
| 直径×長さ×条 | m | 6.00 ~ 5.00 × 1,300 × 1 |
|---------|---|-------------------------|

トンネル部

| | | |
|---------|---|----------------|
| 直径×長さ×条 | m | 3.30 × 100 × 2 |
|---------|---|----------------|

7. 発電計画：

| | | 発電時 | 揚水時 |
|-------------------|-------------------|-------------------|-----------|
| 総落差 (基準水位) | m | 286.40 | 286.40 |
| 基準有効落差 | m | 282.00 | — |
| 最高有効落差 (最高全揚程) | m | 287.20 | 291.40 |
| 最低有効落差 (最低全揚程) | m | 278.40 | 283.80 |
| 最大使用水量 (最大揚水量) | m ³ /s | 62.00 × 2 | 49.90 × 2 |
| 最大出力・入力 | MW | 152 × 2 | 159 × 2 |
| ポンプ水車 形式 | | 可逆式立軸フランス形ポンプ水車 | |
| 台数 | 台 | 2 | 2 |
| 基準出力 | MW | 154 × 2 | — |
| 入力 (最低全揚程) | MW | — | 155 × 2 |
| 定格回転数 | rpm | 360 | 360 |
| 発電電動機 形式 | | 三相交流同期発電電動機 | |
| 台数 | 台 | 2 | 2 |
| 出力 (MVA, MW) | | 167 | 155 |
| 周波数 | Hz | 60 | 60 |
| 揚水始動方式 | | ポニーモータ始動および同期始動 | |
| 主要変圧器 形式 | | 屋外用三相送油風冷 | |
| 台数 | 台 | 2 | 2 |
| 容量 | MVA | 170 | 170 |
| 周波数 | Hz | 60 | 60 |
| 電圧 | kV | 230/13.8 | |
| 屋外開閉所 母線構成 | | 1-½CB 方式、送電線6回引出し | |

(4) 工 事 費

本プロジェクトの工事費総額は建中利子を含み US\$ 170.97 Million と見積もられる。工事費の主な項目別内訳を Table-2 に示す。

この工事費は1990年1月現在で見積もられ、建設資金の年利率は、外貨分6.33%、内貨分20.0%である。

工事費は、US\$ により表示されているが、換算レートは 1 US\$=22.5 Pesosである。

Table-2 Estimated Construction Cost

(単位 US\$ M)

| | 外 貨 | 内 貨 | 計 | 備 考 |
|--------|--------|-------|--------|------------------------|
| 準備工事費 | 0.48 | 1.57 | 2.05 | |
| 土木工事費 | 9.26 | 17.17 | 26.44 | |
| ゲート鉄管費 | 16.75 | 14.45 | 31.20 | 浚渫船を含む |
| 電気機器費 | 60.40 | 5.80 | 66.20 | |
| 管理費 | 4.00 | 3.55 | 7.55 | 6% 計上 |
| 予備費 | 5.23 | 3.34 | 8.57 | |
| 裸工事費 | 96.12 | 45.89 | 142.01 | |
| 建設中利子 | 11.23 | 17.73 | 28.96 | 外貨 6.33 % 内貨 20.0 % |
| 工 事 費 | 107.35 | 63.62 | 170.97 | |
| 既設修復費 | 4.82 | 5.60 | 10.42 | カリラヤ・ダム |
| 総工事費 | 112.17 | 69.22 | 181.39 | |

(5) 経済評価

便益 (B) ・費用 (C) 比率法による第2期計画の経済性は、次に示す通り 1.0 より大きいので、本プロジェクトは経済的に十分妥当である。

なお、割引率は、15%を採用した。

$$\text{便益 } B = \text{US\$ } 111.06 \text{ Millions}$$

$$\text{費用 } C = \text{US\$ } 100.70 \text{ Millions}$$

$$B - C = \text{US\$ } 10.36 \text{ Millions}$$

$$B / C = 1.10$$

$$\text{等価割引率} = 21.15\%$$

(6) 環境アセスメント

第2期計画実施に伴う主要な環境上の影響は、下池であるLaguna湖の汚染されている水が、上池であるCaliraya湖に移転することであるが、この点に関しては、既設第1期計画の運転によってすでにもたらされている。しかしながら、既設発電所の運転による現状は、環境上の大きい問題は発生していないことから、第2期計画の増設による著しい影響はないものとする。

勸告

(1) 工事工程

第2期計画の工期は、第3号機の運転開始までに39ヶ月、第4号機の運転開始までに45ヶ月が必要と考えられる。従って、増加する需要に対処するためには、次の工程を守って計画を推進する必要がある。

| | | | |
|------------|---|--------|--|
| 1990-11 | ～ | 1991-3 | Provision and Award of Definite Design |
| 1991-4 | ～ | 1992-9 | Definite Design |
| 1992-10 | ～ | 1993-3 | Finance Formalities |
| 1993-4 | ～ | 1993-9 | Bidding and Award of Contract for Construction |
| 1993-10 | | | Start of Construction |
| 1997-1 & 7 | | | Commissioning |

(2) 環境対策

現状では、第2期計画実施に伴う、本計画自体に起因する環境問題の発生はないが、Kalayaan揚水発電所の下池であるLaguna湖は、周辺的生活排水や産業排水による湖水汚染が、現状より徐々に進行していくものと考えられる。この下池の汚染が進めば、それに伴って上池であるCaliraya湖も汚染されていくことは、自然の成り行きである。この下池の汚染を止めることは不可能であるが、進行を緩和することは可能である。そのために、

- 1) 締切りダムによる下池の分割
- 2) 下池への Wetland設置による汚染の除去

をこのプロジェクトとは切り離して計画することを、環境一般論として提案する。

これに要する費用は、約 US\$ 6 Millions と見積もられるが、この緩和策実施にあたっては、締切りダム築造に伴う新しい環境問題の調査、並びに費用の見直しを実施する必要があることを付言する。

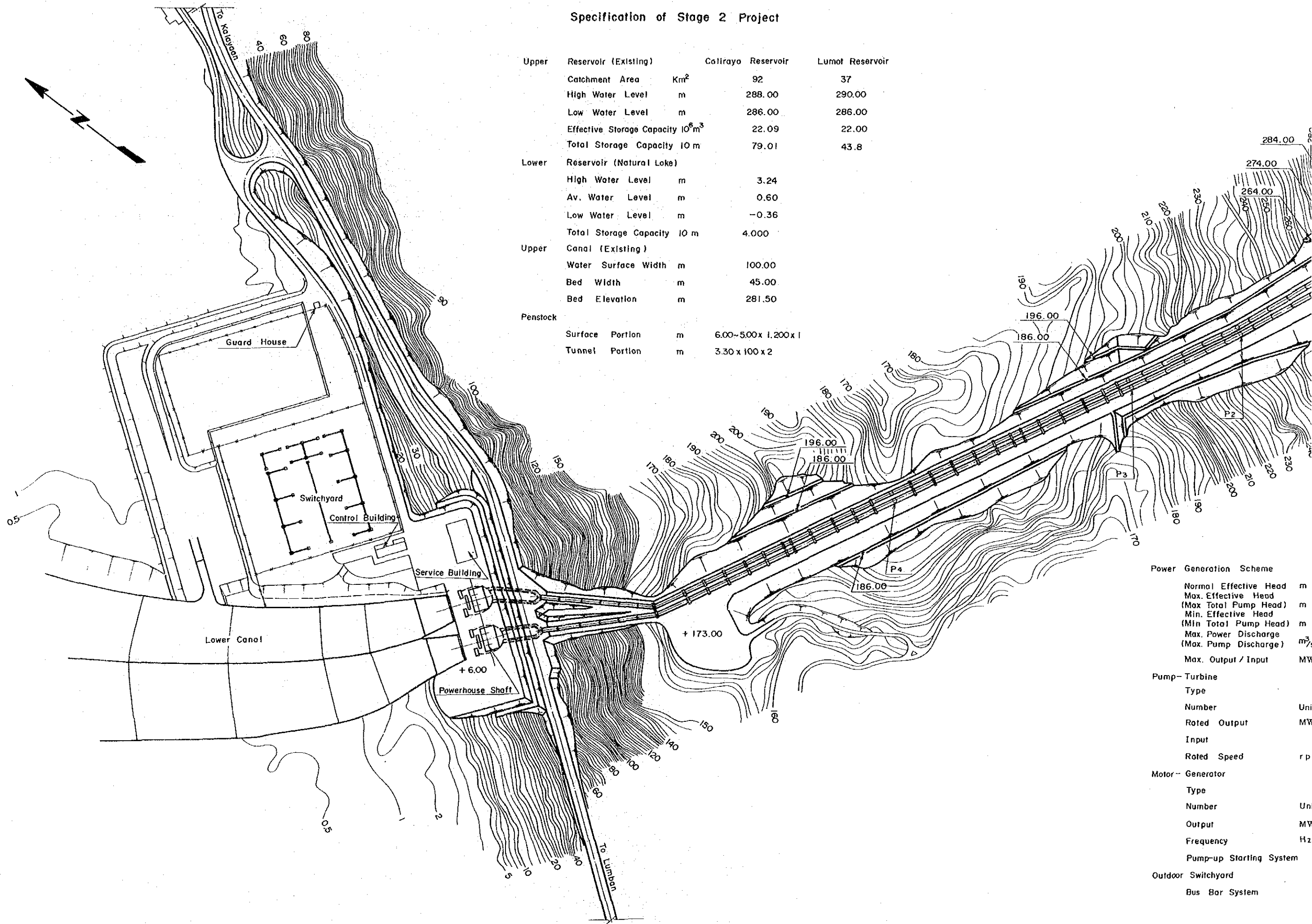
前述の通りLaguna湖に対する環境問題はKalayaan Stage II Projectからは切り離しNational Projectとして検討されるべき問題であると考える。

何故なら、Laguna湖の汚染除去についてこのProjectの中で考慮するならば、発電所本体よりはるかに大きな費用を必要とし、従って、本来の目的である揚水発電計画そのものが成り立たなくなるであろう。

なお、因みに、仮にこのProjectで負担し得る限界費用について検討してみると次の通りである。即ち、Projectの $B/C=1.0$ となるbreak even pointが限界費用で、その額は約2千万ドルである。

Specification of Stage 2 Project

| Upper | Reservoir (Existing) | Colirayo Reservoir | Lumot Reservoir |
|----------|----------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| | Catchment Area | Km ² 92 | 37 |
| | High Water Level | m 288.00 | 290.00 |
| | Low Water Level | m 286.00 | 286.00 |
| | Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ 22.09 | 22.00 |
| | Total Storage Capacity | 10 m 79.01 | 43.8 |
| Lower | Reservoir (Natural Lake) | | |
| | High Water Level | m 3.24 | |
| | Av. Water Level | m 0.60 | |
| | Low Water Level | m -0.36 | |
| | Total Storage Capacity | 10 m 4.000 | |
| Upper | Canal (Existing) | | |
| | Water Surface Width | m 100.00 | |
| | Bed Width | m 45.00 | |
| | Bed Elevation | m 281.50 | |
| Penstock | | | |
| | Surface Portion | m 6.00~5.00 x 1.200 x 1 | |
| | Tunnel Portion | m 3.30 x 100 x 2 | |



Power Generation Scheme

| | |
|-------------------------|-------------------|
| Normal Effective Head | m |
| Max. Effective Head | m |
| (Max Total Pump Head) | m |
| Min. Effective Head | m |
| (Min Total Pump Head) | m |
| Max. Power Discharge | m ³ /s |
| (Max. Pump Discharge) | m ³ /s |
| Max. Output / Input | MW |
| Pump-Turbine | |
| Type | |
| Number | Unit |
| Rated Output | MW |
| Input | |
| Rated Speed | r pr |
| Motor-Generator | |
| Type | |
| Number | Unit |
| Output | MW |
| Frequency | Hz |
| Pump-up Starting System | |
| Outdoor Switchyard | |
| Bus Bar System | |

第1章 調査の目的

1.1 計画の背景

NAPOCOR (National Power Corporation : フィリピン電力公社) は、フィリピン共和国の全電力需要の87%を占める Luzon電力系統に対して、現在の最大需要 2,938MW (1989年6月) が、2000年には約 7,000MWになるものと予測し、これに対処するための電源開発計画を進めているが、1994年から96年にかけて Luzon電力系統の運転予備率が4%に低下すると懸念されているため、これを新設予定のガスタービン 600MWで補うことにより、17%程度の運転予備率を確保して、この電力危機を切り抜ける計画である。しかしながら、ガスタービンの燃料費が高いことおよびその耐用年数が短いことを考えると、これを恒久電源として考えることはできず、早急に恒久対策の検討を迫られ、その一環として既設 Kalayaan 揚水発電所 (以下 第1期計画 という) に隣接して揚水発電所の増設 (以下 第2期計画 という) を検討することとなり、フィリピン政府はこの第2期計画のフェージビリティ調査の実施を日本政府に要請してきたものである。

1.2 調査の目的

上述の要請を受けて、調査実施機関である JICA (Japan International Cooperation Agency) は、1989年9月フィリピン共和国に事前調査団を派遣し、本プロジェクトのフィリピン側担当機関である NAPOCORと協議を行い、第2期計画のフェージビリティ調査を実施する目的で調査団を組織し、現地調査を行なわしめた。

本調査の目的は、Kalayaan揚水発電所第2期開発計画調査に関し、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、フェージビリティ調査報告書を作成すること、および本調査を通じフィリピン側カウンターパートに対し技術移転を図ることにある。

1.3 調査の範囲

(1) Preliminary Investigation Stage

- (a) Collection and review of all existing data, reports and other relevant information on the Project
- (b) Site reconnaissance
- (c) Power survey
- (d) Review of the existing development schemes
- (e) Formulation of alternative development schemes and its comparative studies to select the optimum development schemes

(2) Detailed Investigation Stage

- (a) Topographic surveys (by NAPOCOR)
- (b) Geological investigation and material tests (by NAPOCOR)
- (c) Hydrological survey

(3) Feasibility-grade Design Stage

- (a) Optimization studies of Project size
- (b) Review and study of the optimum poses generation programme including relevant transmission line
- (c) Establishment of dam operation programme
- (d) Environmental assessment
- (e) Compensation survey
- (f) Feasibility-grade design of structure components
- (g) Construction programme
- (h) Cost estimation
- (i) Economic and financial analyses

第2章 フィリピン国の一般概況

2.1 経済の現況

フィリピンの経済は、1984、1985年にGNPの成長率が-7.1、-4.1%とマイナス成長を記録したが、1986、1987、1988年には金利の安定を背景に、民間消費支出、民間設備投資などの国内需要が伸びたためにGNPの成長率は1.9、5.9、6.7%と加速的に回復している。しかしながら、対外累積債務、経済成長に必要な外貨不足に悩まされ、見掛けよりは厳しい状況にある。

フィリピン経済の現況

| | 1985年 | 1986年 | 1987年 | 1988年 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| GNP 実質成長率 (%) | -4.1 | 1.9 | 5.9 | 6.7 |
| 消費者物価上昇率 (%) | 23.1 | 0.8 | 3.8 | 8.8 |
| 経常収支/GNP (%) | -0.3 | 3.3 | -1.6 | -1.1 |
| 輸出/GNP (%) | 25.4 | 24.7 | 26.8 | 29.4 |
| 金を含む外貨準備高 (億ドル) | 10.9 | 26.1 | 23.1 | - |
| 対外債務残高/GNP (%) | 81.9 | 95.0 | 86.5 | - |

フィリピン政府の中期経済計画（1989～1992年）は、このような状況下でIMFと協議して1989年3月に策定された。この新中期経済計画では、積極的財政政策や民営化促進、徴税強化を効果的に組み合わせることによって、成長率は年率6.5%と高めの持続的経済成長を達成することを目的としている。

政府の中期経済計画（1989～1992年）の概要

- (1) 開発目標 : 貧困の是正、雇用の創出、社会的公正の実現
- (2) 基本的任務 : 持続的成長の達成
- (3) 経済社会開発の主要目的
 - i) 実質GNPの平均成長率6.5%の達成をする。
 - ii) GNPに占める投資比率を1988年の18%から1992年には24.5%に引き上げる。
 - iii) 特に、政府投資額をGNP比で1988年の3%から1991～92年には5.5%以上に
する。

iv) ただし、1989～1992年の期間に計30億ドルの資金不足が生じる。この対応策としては、外国民間銀行に新規融資を求め、パリ・クラブ（公的債権者会議）に対して債権返済の再繰り延べを要請する。

v) 1988年に導入した付加価値税を柱とする新税制で徴税強化を図るとともに、政府部門の合理化を強化する。その結果、政府経常支出を1988年の13.9%から1992年には12%に引き下げる。

フィリピン中期経済計画（1989～1992年）の主目標

（単位：％）

| | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|
| GNP（成長率） | 5.9 | 6.7 | 6.5 | 6.5 | 6.5 | 6.5 |
| 消費者物価（成長率） | 3.8 | 3.8 | 8.0 | 6-7 | 5-6 | 5-6 |
| 公共投資／GNP | 3.6 | 3.4 | 4.2 | 4.7 | 5.6 | 5.8 |
| Debt Service Ratio* | 35.4 | 33.7 | 33.8 | 32.2 | 31.0 | 29.4 |

*Debt Service Ratio (TDS/XGS) : total debt service relative to export of goods and services

2.2 電力需要の推移

フィリピンの経済環境は1987年以降急速に回復し、1988年のGDPの伸び率は前年比6.7%に達している。

一般にGDPと電力需要の伸びとの間には強い相関関係が見られるが、1988年の電力需要はGDPの伸びにつれて22,944GWhとなっており、前年比で9.3%の伸びを示している。今後、伸び率は鈍るとしても増加傾向は変わらないと考えられる。

電力需要の推移

(単位10⁶kWh)

| | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 |
|------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| フィリピン全体 | 18,682 (7.3) | 18,666 (0) | 18,757 (0.5) | 19,263 (2.7) | 20,995 (9.0) | 22,944 (9.3) | 24,076 (4.9) |
| Luzon系統 | 15,294 (6.2) | 14,655 (-4.2) | 14,449 (-1.4) | 14,756 (2.1) | 16,030 (8.6) | 17,439 (8.8) | 18,215 (4.4) |
| Visayas系統 | 1,057 (36.0) | 1,177 (11.4) | 1,343 (14.1) | 1,467 (9.2) | 1,693 (15.4) | 1,876 (10.8) | 1,998 (6.5) |
| Mindanao系統 | 2,331 (4.2) | 2,834 (21.6) | 2,965 (4.6) | 3,040 (2.5) | 3,272 (7.6) | 3,629 (10.9) | 3,863 (6.4) |

() 内は対前年比伸び率 (%)

最大電力の推移

(単位MW)

| | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 |
|----------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Luzon | 2,478 (4.8) | 2,374 (-4.2) | 2,311 (-2.7) | 2,435 (5.4) | 2,592 (6.4) | 2,780 (7.3) | 2,938 (5.7) |
| Visayas | 229 (41.4) | 242 (5.7) | 256 (5.8) | 284 (10.9) | 307 (8.1) | 333 (8.5) | 354 (6.3) |
| Mindanao | 410 (5.9) | 433 (5.6) | 470 (8.5) | 484 (3.0) | 533 (10.1) | 571 (7.1) | 617 (8.1) |

() 内は対前年比伸び率 (%)

第3章 電気事業の現状

3.1 電気事業の形態

フィリピンの電気事業は公営と民営によって運営されている。公営では、NAPOCOR が国のエネルギー政策に沿って国産資源である地熱や水力をはじめとするすべての電力資源の調査、開発を行うと共に、全国の送電網を通じて、NAPOCOR が開発した水・火力発電所で発生する電力を全国の電化協同組合とマニラ電力会社などに供給している。民営では主としてマニラ電力会社 (Manila Electric Company-MERALCO) がマニラ首都圏を中心に電力を供給している。このほか、NAPOCOR の送電系統の及ばない辺地への電力供給は、Electric Cooperatives (電化協同組合) によって行われている。

(1) フィリピン電力公社

NAPOCOR は水力発電並びにその他天然資源による電力事業を目的として1936年に政府の全額出資で設立された。これは1935年のCommonwealth Act, No.120に基づくものである。1972年、NPC Charter と Presidential Decree 40 によって業務範囲が大幅に拡大され、現在は国の経済社会開発政策に沿って、あらゆる電力資源の調査、開発を行い、全国の送電網を整備し、発生電力を全国の電化協同組合と、マニラ電力会社などに卸売供給している。

1988年末の保有施設は 5,782 MW、従業員数は11,294人である。

(2) マニラ電力会社 (MERALCO)

マニラ電力会社は1919年にManila Electric Railroad & Lighting Co., Manila Suburban Railway Co. およびLa Electricista の3社を統合して設立された。その後、バス事業部門は分離され、電気事業部門は需要の増大に伴い漸次拡充された。

MERALCO は現在、マニラ市とその周辺部の合計 8,813km² (全国の約3%の面積) の供給区域に NAPOCORからの卸売電力を配電供給しているが、1986年実績では、NAPOCOR の総卸売電力量 176億 4,500万kWのうち、約58%に相当する 102億6,000 万 kWh をマニラ電力会社が受電している。

(3) 国家電力庁と電化協同組合

フィリピンでは、かねてから農村電化が政府の最重要政策の一つとして取り上げられ、そのための推進機関として1969年に国家電力庁 (National Electrification Administration : NEA) が設立された。NEAは、投資手当、入札書類作成、資材購入

を行い、建設された配電設備を電化協同組合に売却している。

電化協同組合は NAPOCORから供給される卸売電力を、自己の配電設備を通して地域内の需要家に供給している。

3.2 供給設備

Luzon 系統の地点別個別電源の概要（設備出力、運用年）はTable S3-1に示す通りである。

Luzon 系統の全設備出力の45%を占める石油火力の約半分は、完成から20年近く経ており、老朽化による出力低下が懸念される。1990年から'92年にかけて SUCAT 1号機を始めとするこれら老朽火力の補修が計画されている。

3.3 需要および供給

1989年時点における Luzon系統の電源設備の合計は、4,322MW である。ピーク需要は2,938MW（山側）であり、数値上は十分な供給力を保有しているかに思われる。

しかし現実には、1989年にフィリピン全土で41回の停電と 97GWhの供給支障が発生している。

これは台風等の事故災害が多かったことと、老朽火力の信頼度低下が主な原因と考えられる。1990年は渇水の影響により需給がさらに緊迫するものと予想される。

エネルギー自給率を向上させるために Luzon島北部の水力開発とならんで Luzon-Visayas-Minadanao 連系による南部の水力と地熱の開発が計画されている。

Table S3-1 Existing Power Plants in Luzon Grid (as of Dec. 1989)

(a) Pondage Hydro

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity (MW) | Firm Out put (MW) | Comm. Year | Year of Retirement |
|-----------------|---------|--------------------|-------------------|------------|--------------------|
| 1. Caliraya | 1 | 8.00 | 15 | 10/45 | 1992 |
| | 2 | 8.00 | | 11/45 | 1992 |
| | 3 | 8.00 | | 10/47 | 1997 |
| | 4 | 8.00 | | 2/57 | 2000 |
| 2. Ambuklao | 1 | 25.00 | 36 | 12/56 | 2006 |
| | 2 | 25.00 | | 12/56 | 2006 |
| | 3 | 25.00 | | 9/57 | 2007 |
| 3. Binga | 1 | 25.00 | 79 | 1/60 | 2010 |
| | 2 | 25.00 | | 1/60 | 2010 |
| | 3 | 25.00 | | 3/60 | 2010 |
| | 4 | 25.00 | | 3/60 | 2010 |
| 4. Angat (main) | 1 | 50.00 | total 142 | 10/67 | 2017 |
| | 2 | 50.00 | | 10/67 | 2017 |
| | 3 | 50.00 | | 8/68 | 2018 |
| | 4 | 50.00 | | 8/68 | 2018 |
| 5. Angat (aux.) | 1 | 6.00 | | 7/67 | 2017 |
| | 2 | 6.00 | | 7/67 | 2017 |
| | 3 | 6.00 | | 10/78 | 2028 |
| | 4 | 10.00 | | 5/86 | 2036 |
| 6. Pantabangan | 1 | 50.00 | 26 | 4/77 | 2027 |
| | 2 | 50.00 | | 5/77 | 2027 |
| 7. Magat | 1 | 90.00 | 180 | 8/83 | 2033 |
| | 2 | 90.00 | | 9/83 | 2033 |
| | 3 | 90.00 | | 11/83 | 2032 |
| | 4 | 90.00 | | 8/84 | 2034 |
| Sub-total | | 895 | 478 | | |

(b) Pumped Hydro

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity (MW) | Firm Out put (MW) | Comm. Year | Year of Retirement |
|-------------|---------|--------------------|-------------------|------------|--------------------|
| 1. Kalayaan | 1 | 150.00 | 300 | 5/82 | 2032 |
| | 2 | 150.00 | | 8/82 | 2032 |
| Sub-total | | 300 | 300 | | |

(c) Run-of-River Hydro

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity (MW) | Firm Out put (MW) | Comm. Year | Year of Retirement |
|---------------|---------|--------------------|-------------------|------------|--------------------|
| 1. Botocan | 1 | 8.00 | 0 | 1946 | 1998 |
| | 2 | 8.00 | | 1948 | 1998 |
| | 3 | 0.96 | | 1945 | 1995 |
| 2. Buhi-Barit | 1 | 1.80 | 0 | 9/57 | 2007 |
| 3. Cawayan | 1 | 0.40 | 0 | 10/59 | 2009 |
| 4. Masiway | 1 | 12.00 | 0 | 12/80 | 2030 |
| Sub-total | | 31.2 | 0 | | |

(d) Oil Thermal

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity | Minimum Out put | Comm. Year | Year of Retirement |
|------------------------|---------|---------------|-----------------|------------|--------------------|
| 1. Manila | 1 | 100.00 | 30.0 | 9/65 | 1995 |
| | 2 | 100.00 | 30.0 | 10/65 | 1995 |
| 2. Sucat 1&2 (Garoner) | 1 | 150.00 | 50.0 | 10/68 | 1998 |
| | 2 | 200.00 | 120.0 | 1/70 | 2000 |
| Sucat 3&4 (Snyder) | 3 | 200.00 | 120.0 | 7/71 | 2001 |
| | 4 | 300.00 | 120.0 | 9/72 | 2002 |
| 3. Bataan | 1 | 75.00 | 50.0 | 9/72 | 2002 |
| | 2 | 150.00 | 80.0 | 2/77 | 2007 |
| 4. Malaya | 1 | 300.00 | 120.0 | 9/75 | 2005 |
| | 2 | 350.00 | 150.0 | 3/79 | 2009 |
| Sub-total | | 1,952 | 870.0 | | |

(e) Gas turbine

| Plant Name | Unit No | Unit Cap. | Dependable Out put | Comm. Year | Year of Retirement |
|------------|---------|-----------|--------------------|------------|--------------------|
| 1. Malaya | 1 | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| | 2 | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| | 3 | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| 2. Bataan | 1 | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| | | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| | 1 | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| | | 30.0 | 30.0 | 9/89 | 2004 |
| Sub-total | | 210 | 210.0 | | |

(f) Geothermal

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity (MW) | Minimum Out put (MW) | Comm. Year | Year of Retirement |
|------------|---------|--------------------|----------------------|------------|--------------------|
| 1. Tiwi | 1 | 55.00 | 30.0 | 1/79 | 2009 |
| | 2 | 55.00 | 30.0 | 5/79 | 2009 |
| | 3 | 55.00 | 30.0 | 1/80 | 2010 |
| | 4 | 55.00 | 30.0 | 4/80 | 2010 |
| | 5 | 55.00 | 30.0 | 12/81 | 2011 |
| | 6 | 55.00 | 30.0 | 3/82 | 2012 |
| 2. Mak-Ban | 1 | 55.00 | 30.0 | 4/79 | 2009 |
| | 2 | 55.00 | 30.0 | 7/79 | 2009 |
| | 3 | 55.00 | 30.0 | 4/80 | 2010 |
| | 4 | 55.00 | 30.0 | 6/80 | 2010 |
| 3. Mak-Ban | 5 | 55.00 | 30.0 | 7/84 | 2014 |
| | 6 | 55.00 | 30.0 | 9/84 | 2014 |
| Sub-total | | 660 | 360 | | |

(g) Coal fired Thermal

| Plant Name | Unit No | Unit Capacity (MW) | Minimum Out put (MW) | Comm. Year | Year of Retirement |
|------------------|---------|--------------------|----------------------|------------|--------------------|
| 1. Calacal | 1 | 300.0 | 230.0 | 9/84 | 2014 |
| Sub-total | | 300 | 230 | | |
| GRAND TOTAL (MW) | | 4,321 | | | |

第4章 電力需要想定

4.1 需要想定

(1) マクロ手法による需要想定

Fig. S4-1より比較的経済の安定している1985年から'89年までの Luzon島のローカルGDP(X)と販売電力量(Y) との関係式を一次回帰手法により求めると次のようになる。

$$Y = 0.36624X - 7579.7$$

ここに、

Y: Luzon 系統の販売電力量 (GWh)

X: Luzon 島ローカルGDP (Million Pesos at 1972 level)

この関係式を用いて1990年から2005年までの電力需要想定を、以下の2つのケースについて行なった。

(a) Mid-Case (GDP 伸び率 6.4%)

(b) Steady Case (GDP 伸び率 5.5%)

Table S4-1, S4-2 にそれぞれの想定結果を示す。

(2) 今回採用する需要予想結果

1990年1月のNEDAの中期経済見通しによれば、今後しばらくは6%成長は困難との見方が支配的である。さらに、当初予想よりもやや低めだった1989年の実績と考え合わせて、今回はより現実的な Steady Case (GDP年率5.5%) の結果を採用することとした。

4.2 電源開発計画

NAPOCORの電源開発計画案を基に1990年～2000年の電源開発計画(案)を Table S4-3 に示すように策定した。

本案は、旧型火力の廃止と、ガスタービンの出力低下を見込んで、1996年以後の電源計画を年毎の需要の伸びに見合うように修正したものである。

4.3 電力需給バランス

Table S4-4 及び Fig. S4-2, S4-3 に示すように当面の間、ピーク供給力、エネルギー供給力とも不足の状態にあり、現状の頻繁な供給支障を裏付けている。

kWピークバランスは、1993年にCoal 3 発電所の運開により一旦は回復するが、エネルギーバランスも含めて本格的に供給力が回復するのは 1997年以後になる。

特に 1990年代後半は、'89 ~'92 年にかけて投入されたガスタービンの老朽化に合わせて、ピーク供給力が減少してゆく中で、逆に大型石炭火力の開発により揚水源資が生じてくる時期でもある。従って、1990年代後半が Kalayaan揚水発電所の増設にとって好期であると判断される。

Table S4-1 Demand Forecast in Luzon Grid (Mid-case GDP: 6.4%)

| Year | GDP Mil P at 1972 | Demand (GWh) | | Loss+St.s Load (%) | Peak Pow. in (MW) | Annual Lf (%) | Demand Rate (%) |
|------|----------------------|--------------|-----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------|
| | | Sales Lev | Gen. Lev. | | | | |
| 1989 | 67,391 | 16,788 | 18,215 | 8.5 | 2,938.0 | 70.8 | - |
| 1990 | 71,704 | 18,681 | 20,269 | 8.5 | 3,305.5 | 70.0 | 11.3 |
| 1991 | 76,293 | 20,362 | 22,093 | 8.5 | 3,602.8 | 70.0 | 9.0 |
| 1992 | 81,176 | 22,150 | 24,033 | 8.5 | 3,919.3 | 70.0 | 8.8 |
| 1993 | 86,371 | 24,053 | 26,097 | 8.5 | 4,255.9 | 70.0 | 8.6 |
| 1994 | 91,899 | 26,077 | 28,294 | 8.5 | 4,614.1 | 70.0 | 8.4 |
| 1995 | 97,780 | 28,231 | 30,631 | 8.5 | 4,995.3 | 70.0 | 8.3 |
| 1996 | 104,038 | 30,523 | 33,118 | 8.5 | 5,400.8 | 70.0 | 8.1 |
| 1997 | 110,697 | 32,962 | 35,764 | 8.5 | 5,832.3 | 70.0 | 8.0 |
| 1998 | 117,781 | 35,557 | 38,579 | 8.5 | 6,291.4 | 70.0 | 7.9 |
| 1999 | 125,319 | 38,317 | 41,574 | 8.5 | 6,779.9 | 70.0 | 7.8 |
| 2000 | 133,340 | 41,255 | 44,761 | 8.5 | 7,299.6 | 70.0 | 7.7 |
| 2001 | 141,874 | 44,380 | 48,152 | 8.5 | 7,852.6 | 70.0 | 7.6 |
| 2002 | 150,953 | 47,705 | 51,760 | 8.5 | 8,441.0 | 70.0 | 7.5 |
| 2003 | 160,614 | 51,244 | 55,599 | 8.5 | 9,067.1 | 70.0 | 7.4 |
| 2004 | 170,894 | 55,008 | 59,684 | 8.5 | 9,733.2 | 70.0 | 7.3 |
| 2005 | 181,831 | 59,014 | 64,030 | 8.5 | 10,442.0 | 70.0 | 7.3 |

Table S4-2 Demand Forecast in Luzon Grid (Steady case GDP: 5.5%)

| Year | GDP Mil P at 1972 | Demand (GWh) | | Loss+St.s Load (%) | Peak Pow. in (MW) | Annual Lf (%) | Demand Rate (%) |
|------|----------------------|--------------|-----------|-----------------------|----------------------|------------------|--------------------|
| | | Sales Lev | Gen. Lev. | | | | |
| 1989 | 67,391 | 16,788 | 18,215 | 8.5 | 2,938.0 | 70.8 | - |
| 1990 | 71,098 | 18,460 | 20,029 | 8.5 | 3,266.3 | 70.0 | 10.0 |
| 1991 | 75,008 | 19,892 | 21,583 | 8.5 | 3,519.7 | 70.0 | 7.8 |
| 1992 | 79,133 | 21,402 | 23,221 | 8.5 | 3,786.9 | 70.0 | 7.6 |
| 1993 | 83,486 | 22,997 | 24,952 | 8.5 | 4,069.1 | 70.0 | 7.5 |
| 1994 | 88,077 | 24,678 | 26,776 | 8.5 | 4,366.5 | 70.0 | 7.3 |
| 1995 | 92,922 | 26,452 | 28,700 | 8.5 | 4,680.4 | 70.0 | 7.2 |
| 1996 | 98,032 | 28,324 | 30,732 | 8.5 | 5,011.7 | 70.0 | 7.1 |
| 1997 | 103,424 | 30,299 | 32,874 | 8.5 | 5,361.1 | 70.0 | 7.0 |
| 1998 | 109,112 | 32,382 | 35,134 | 8.5 | 5,729.7 | 70.0 | 6.9 |
| 1999 | 115,114 | 34,580 | 37,519 | 8.5 | 6,118.6 | 70.0 | 6.8 |
| 2000 | 121,445 | 36,899 | 40,035 | 8.5 | 6,528.9 | 70.0 | 6.7 |
| 2001 | 128,124 | 39,345 | 42,689 | 8.5 | 6,961.7 | 70.0 | 6.6 |
| 2002 | 135,171 | 41,926 | 45,490 | 8.5 | 7,418.4 | 70.0 | 6.6 |
| 2003 | 142,606 | 44,649 | 48,444 | 8.5 | 7,900.2 | 70.0 | 6.5 |
| 2004 | 150,449 | 47,521 | 51,560 | 8.5 | 8,408.4 | 70.0 | 6.4 |
| 2005 | 158,724 | 50,552 | 54,849 | 8.5 | 8,944.7 | 70.0 | 6.4 |

Table S4-3 Power Development Program by the Mission

| Y E A R | New Power Plants (MW) | Retirement(MW) | Installed Cap. |
|---------|---|----------------------------------|----------------|
| 1,989 | ———— | ———— | Total :4,322MW |
| 1,990 | Hopwell GT 4×50 Power Barge GT 4×30 | none | 4,642 |
| 1,991 | Sucat Land Barge GT 1×30 New GT 6×50 | none | 4,972 |
| 1,992 | Power Barge GT 1×27.5 Bac-Man Geo 2×55 Combined Cycle 1×200 | Carilaya #1,2 -16 | 5,293.5 |
| 1,993 | Power Barge GT 1×27.5 Bulusan Geo 3×20 Coal III 1×300 Maibarara Geo 1×10 Bac-Man Geo II 2×20 Calaca II 1×300 | none | 6,031 |
| 1,994 | Balog-Balog Hyd. 2×11 Pinatubo Geo 3×20 | none | 6,113 |
| 1,995 | Cagua Geo 2×20 Tongonan Geo-A 8×55 Del Gallego Geo 6×20 | Botocan #3 -1 Manila#1,2 -200 | 6,512 |
| 1,996 | Tongonan Geo-B 8×55 Coal A-1 * 1×300 | none | 7,252 |
| 1,997 | Coal A-2 * 1×300 Kalayaan II 2×150 | Carilaya #3 -8 | 7,844 |
| 1,998 | Coal B-1 1×300 Casecnan 268 | Botocan#1,2 -16 Sucat #1 -150 | 8,246 |
| 1,999 | Coal B-2 1×300 Combined Cycle 1×300 | none | 8,846 |
| 2,000 | Combined Cycle 1×600 | Carilaya #4 -8 Sucat #2 -200 | 9,238 |

* Coal A : Masinloc

Table S4-4 Demand and Supply Balance in MW and GWh

| YEAR | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Demand (Gwh) Gen. Lev | 18,215 | 20,029 | 21,582 | 23,221 | 24,952 | 26,776 |
| Peak pow. (MW) | 2,938 | 3,266 | 3,520 | 3,787 | 4,069 | 4,367 |
| Pondage Hyd. (MW) | 895 | 895 | 895 | 879 | 879 | 901 |
| Run-of-river | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| Pumped Hyd. (MW) | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| Hyd. Tot. Ins. Cap (MW) | 1,227 | 1,227 | 1,227 | 1,211 | 1,211 | 1,233 |
| Hyd. Tot. Firm Cap. | 778 | 778 | 778 | 770 | 770 | 777 |
| Hyd. Dep. Enr (GWh/yr) | 2,410 | 2,410 | 2,410 | 2,375 | 2,375 | 2,423 |

| | | | | | | |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gas Turbine (MW) | 210 | 530 | 860 | 888 | 915 | 810 |
| Oil Thermal (MW) | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 | 1,925 |
| Geo. Thermal | 660 | 660 | 660 | 770 | 880 | 940 |
| Coal | 300 | 300 | 300 | 300 | 900 | 900 |
| Combined cyc. | 0 | 0 | 0 | 200 | 200 | 200 |
| Thr. Tot. Ins. Cap (MW) | 3,095 | 3,415 | 3,745 | 4,083 | 4,820 | 4,775 |
| Thr. Tot. Firm Cap. | 2,067 | 2,387 | 2,717 | 3,039 | 3,741 | 3,693 |
| Thr. Dep. Enr (GWh/yr) | 14,923 | 15,203 | 15,492 | 17,553 | 22,242 | 22,544 |

| | | | | | | |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tot. Ins. Cap (MW) | 4,322 | 4,642 | 4,972 | 5,294 | 6,031 | 6,008 |
| Ins. Cap. Margin (%) | 47 | 42 | 41 | 40 | 48 | 38 |
| Tot. Firm Cap (MW) | 2,845 | 3,165 | 3,495 | 3,809 | 4,511 | 4,470 |
| Firm Cap. Margin (%) | -3 | -3 | -1 | 1 | 11 | 2 |
| Tot. Dep. Enr (GWh/yr) | 17,333 | 17,613 | 17,902 | 19,928 | 24,617 | 24,967 |
| Dep. Enr. Margin (%) | -5 | -12 | -17 | -14 | -1 | -7 |

| YEAR | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2,000 |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Demand (Gwh) Gen. Lev | 28,700 | 30,732 | 32,874 | 35,134 | 37,519 | 40,035 |
| Peak pow. (MW) | 4,680 | 5,012 | 5,361 | 5,730 | 6,119 | 6,529 |
| Pondage Hyd. (MW) | 901 | 901 | 893 | 1,161 | 1,161 | 1,153 |
| Run-of-river | 31 | 31 | 31 | 15 | 15 | 15 |
| Pumped Hyd. (MW) | 300 | 300 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| Hyd. Tot. Ins. Cap (MW) | 1,232 | 1,232 | 1,524 | 1,776 | 1,776 | 1,768 |
| Hyd. Tot. Firm Cap. | 777 | 777 | 1,073 | 1,167 | 1,167 | 1,163 |
| Hyd. Dep. Enr (GWh/yr) | 2,422 | 2,422 | 2,798 | 3,357 | 3,357 | 3,340 |

| | | | | | | |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gas Turbine (MW) | 650 | 485 | 471 | 457 | 352 | 192 |
| Oil Thermal (MW) | 1,725 | 1,725 | 1,725 | 1,575 | 1,575 | 1,375 |
| Geo. Thermal | 1,540 | 1,980 | 1,980 | 1,980 | 1,980 | 1,980 |
| Coal | 900 | 1,200 | 1,500 | 1,800 | 2,100 | 2,100 |
| Combined cyc. | 200 | 200 | 200 | 200 | 500 | 1,100 |
| Thr. Tot. Ins. Cap (MW) | 5,015 | 5,590 | 5,876 | 6,012 | 6,507 | 6,747 |
| Thr. Tot. Firm Cap. | 3,983 | 4,521 | 4,792 | 4,973 | 5,438 | 5,728 |
| Thr. Dep. Enr (GWh/yr) | 25,470 | 30,187 | 32,146 | 33,447 | 37,297 | 40,223 |

| | | | | | | |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tot. Ins. Cap (MW) | 6,247 | 6,822 | 7,400 | 7,788 | 8,283 | 8,515 |
| Ins. Cap. Margin (%) | 33 | 36 | 38 | 36 | 35 | 30 |
| Tot. Firm Cap (MW) | 4,760 | 5,298 | 5,865 | 6,140 | 6,605 | 6,891 |
| Firm Cap. Margin (%) | 2 | 6 | 9 | 7 | 8 | 6 |
| Tot. Dep. Enr (GWh/yr) | 27,891 | 32,609 | 34,944 | 36,805 | 40,655 | 43,563 |
| Dep. Enr. Margin (%) | -3 | 6 | 6 | 5 | 8 | 9 |

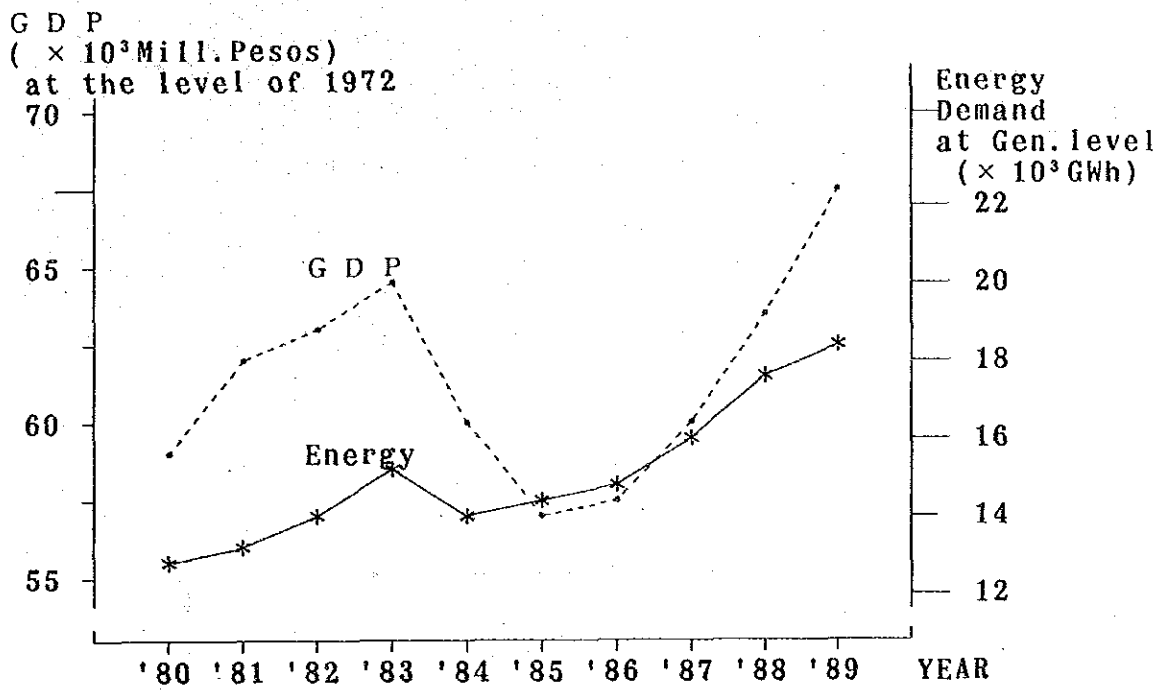


Fig. S4-1 Correlation between GDP and Electric Energy

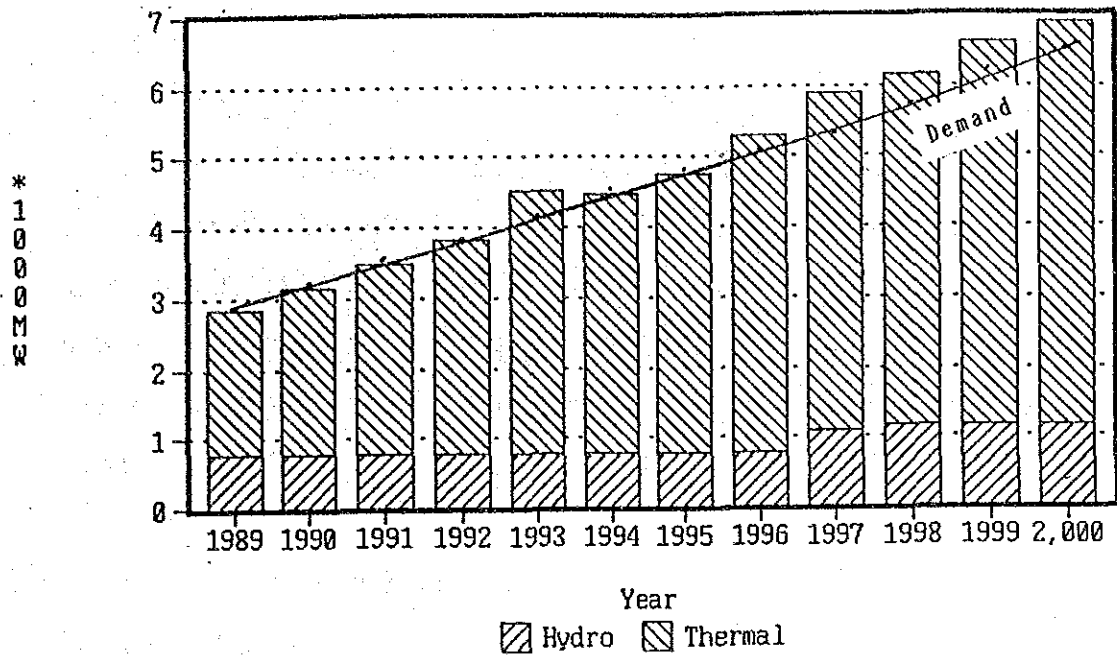


Fig. S4-2 Firm Power Balance in Luzon Grid

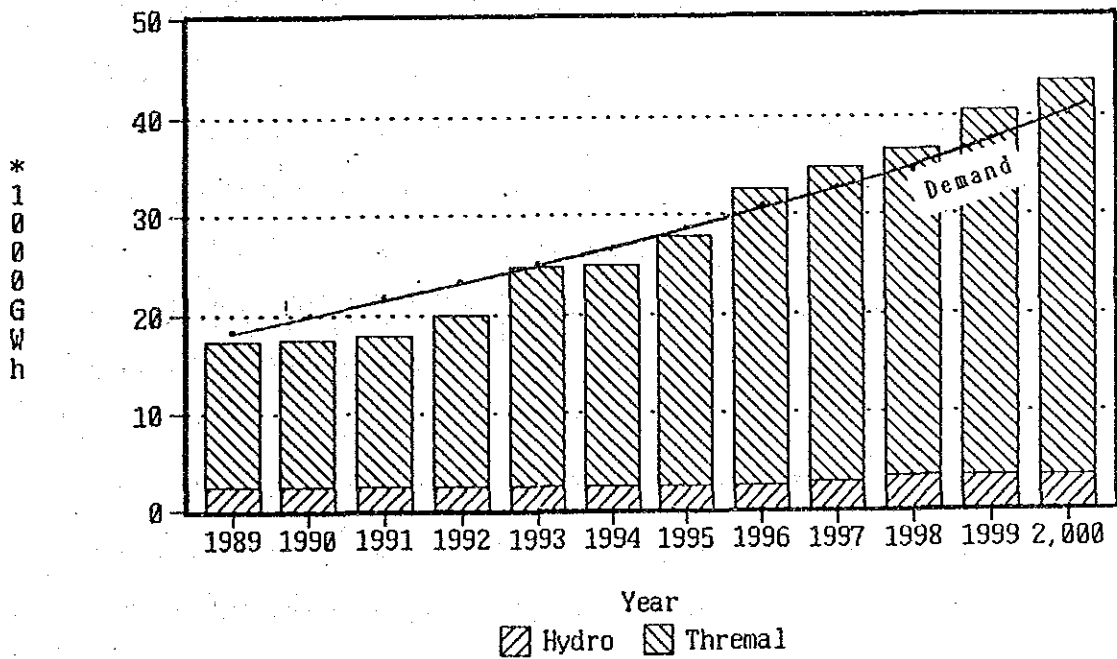


Fig. S4-3 Firm Energy Balance in Luzon Grid

第5章 水 文

5.1 一般気象

気象は海洋性に富み、インド洋と北太平洋より発生する二つのモンスーンに強く影響され、山地を除くと年間の温度変化は少ないが、降雨量が多く、多湿である。

インド洋貿易風による南西モンスーンは、6月頃より主に南西の風を吹き始め8月に一番強くなり9月から10月まで持続し、フィリピン西海岸一帯に雨をもたらす。

北東モンスーンは北太平洋の高気圧による寒気流で、10月頃より主に北東の風を吹き始め、1月に一番強くなり4月末頃まで持続し、フィリピン東海岸一帯に強雨をもたらすことがある。

5.2 Calirayaおよび Lumot貯水池

Calirayaおよび Lumot貯水池は、Pagsanjan河の支流である Caliraya川と Lumot川の上流にそれぞれアース・フィルダムによって設けられており、二つの貯水池は直径 2.0m、長さ 1,850mの円形水路トンネル1条によって結ばれている。

5.2.1 気 象

(1) 地理的条件

Caliraya貯水池は、Luzon島の中央部 Manila東南東約 60km に位置している。地理的に Luzon島の中央部付近は、西側を Manila湾、東側を Lamong湾に挟まれ、その中央部の大部分をLaguna湖が占めている。Caliraya貯水池はそのLaguna湖東北部と Lamong湾の約30km 間の西側半分に所在する。この Luzon島中央部の地形は、Caliraya貯水池の約25km南方に標高2000m以上の Banahao山が聳えているが、Lamong湾側の陸地は標高 400～ 500mの台地状で、Manila 側陸地は低地であり、全体的に低い地形である。

(2) 降 雨 量

Caliraya付近の気象は地理的に二つのモンスーンの影響を受け易く、降雨量は6月より12月にかけて月当たり 200mm以上の降雨があり、年間降雨量は3000mm内外を記録する。年最大の日雨量の発生は11月と12月に多く、1964年には 457.2mmに達している。

(3) 気 温

気温は最低温度20℃台より24℃台と Manilaと同じような温度であり、最高温度は24℃台より33℃台で5月が一番暑いが Manilaよりも一般に4℃程度涼しい。

(4) 蒸 発 量

年間蒸発量は1200mm程度である。

5.2.2 水 文

(1) 流 入 量

流量観測の測水所は今までに設置されていない。従って、流入量は Caliraya貯水池の水位と Calirayaと Kalayaan両発電所の発電電力量および揚水電力量から計算によって算出されている。

また、Caliraya貯水池は Lumot貯水池と直径 2.0mのトンネルで連絡されているので、Lumot貯水池の流入量は自然調整されCaliraya貯水池に流入し、Caliraya貯水池の流入量に含まれている。

既往の平均年間流入量は約 $200 \times 10^6 \text{m}^3$ である。Table S5-1に Actual Inflow at Caliraya Reservoir を示す。

Caliraya貯水池の洪水ピーク流量は、「カリラヤダム修復計画調査報告書」(Sept. 1986, JICA)に次のように解析されている。

| 確率年 | 洪水ピーク流量 (m^3 / sec) |
|------|---------------------------------------|
| 1000 | 2,632 |
| 200 | 2,173 |
| 100 | 1,968 |
| 50 | 1,770 |
| 10 | 1,300 |

(2) 貯水池の流量調整

Lumot 貯水池の河川流入量は連絡水路の通水量によって自然に年間調整され Carilaya貯水池に流入する。満水時等の満水位以上の容量は直径 4 mのモーニング・グローリー型の洪水吐によって流下される。

Caliraya貯水池の流入量は、河川流量（自流）、Kalayaan揚水量（第1期、

90.8m³/s) および Lumot貯水池よりの流入量がある。流出量は Caliraya発電使用水量(最大 14.74m³/s)、Kalayaan発電使用水量(124.0m³/s) および Lumot貯水池への流出量がある。これらの貯水池の流出入は、有効貯水容量(20.1×10⁶ m³、Fig. S5-1 参照)を週間サイクルによって発電運用上、最適になるように貯水池運用している。洪水はシリンダーゲートのある直径4.2 mの常用洪水吐トンネルと非常用洪水吐によって水位が EL 289.2 m以上は流出される。

(3) Caliraya貯水池水位

最近では Caliraya ダム修復問題もあるため、運用の最高水位は渇水期が EL 289.15m、豊水期は EL 288.0 mにして洪水時の水位上昇に安全性をもたせ対応している。

5.3 Laguna湖

5.3.1 地理的条件

Laguna湖は Manila東南に位置し、Manilaと Lamon湾に挟まれた Luzon島中央部の大部分を占め、東西に約45km、南北に40kmに 900km² の面積で広がり、北より二つの半島が20km余り湖に突出している。湖水は西北部より延長約 20km の Pasig川により Manila市街を經由して Manila湾に流出している。

5.3.2 Laguna湖水位

Laguna湖の水位は雨量に比例して EL -0.2mから EL 2.0 mの範囲で主に変動している。シーズンでは3月～6月が最低水位の期間で EL -0.2m～ 0.4m、1月、2月、7月、8月が中間期間で EL 0.2 m～0.9 m、9月～12月が高水位期間に当り EL 0.8 m～2.0 mにおおむね大別できる。1972年8月3日にはEL 3.53mを記録している。

5.3.3 Pagsanjan河の流出土

Pagsanjan河によるLaguna湖への流出土は、「Kalayaan Pumped Storage Plant」(May, 1973, ELC.)の F/S報告書によると、1919年より1969年間の Laguna湖への堆砂発達速度実績は1年当り10m、計算による年間流出土は 100,000m³ と記述されている。搬出される流出土の最大の供給源は、出水時に中下流部の河岸段丘部流域より増水によって洗掘されるシルトの流出によるものと考えられる。

Table S5-1 Actual Inflow at Caliraya Reservoir (MCM)

| YEAR | JAN | FEB | MAR | APR | MAY | JUN | JUL | AUG | SEP | OCT | NOV | DEC | Sub-total | TOTAL |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|---------|--------|-----------|---------|
| 1960 | 16.88 | 12.70 | 7.60 | 3.14 | 13.11 | 18.80 | 9.58 | 14.98 | 10.84 | 24.87 | 10.55 | 9.14 | 79.96 | 150.19 |
| 1961 | 8.01 | 5.39 | 4.34 | 2.64 | 9.19 | 9.00 | 8.77 | 6.35 | 13.24 | 12.21 | 28.32 | 9.79 | 78.68 | 117.25 |
| 1962 | 5.27 | 6.66 | 5.61 | 4.51 | 4.44 | 6.81 | 10.82 | 7.62 | 21.96 | 7.45 | 16.13 | 15.06 | 79.04 | 112.34 |
| 1963 | 5.39 | 6.61 | 3.61 | 3.95 | 3.21 | 5.84 | 6.58 | 15.03 | 12.35 | 9.96 | 8.81 | 12.70 | 65.43 | 94.04 |
| 1964 | 9.31 | 8.57 | 9.32 | 7.56 | 6.18 | 16.11 | 14.34 | 8.87 | 12.66 | 23.65 | 29.59 | 23.94 | 113.05 | 170.10 |
| 1965 | 9.99 | 5.96 | 7.44 | 5.69 | 6.57 | 2.45 | 9.55 | 7.51 | 9.59 | 8.74 | 19.39 | 25.26 | 80.04 | 118.14 |
| 1966 | 8.50 | 3.94 | 4.14 | 3.31 | 8.13 | 6.27 | 10.29 | 5.70 | 7.21 | 9.33 | 9.64 | 14.81 | 56.98 | 91.27 |
| 1967 | 13.08 | 2.55 | 4.64 | 5.58 | 3.55 | 4.32 | 4.82 | 12.15 | 8.56 | 10.44 | 22.23 | 8.93 | 67.13 | 100.85 |
| 1968 | 7.52 | 3.72 | 3.65 | 1.60 | 3.02 | 4.36 | 5.10 | 7.19 | 7.51 | 14.79 | 5.61 | 4.70 | 44.90 | 68.77 |
| 1969 | 6.73 | 0.46 | 0.97 | 0.83 | 0.51 | 1.09 | 8.52 | 4.64 | 8.01 | 4.01 | 8.55 | 21.07 | 54.80 | 65.39 |
| 1970 | 13.29 | 3.38 | 1.79 | 4.62 | 1.21 | 4.31 | 9.61 | 3.64 | 10.76 | 24.91 | 33.67 | 20.08 | 102.67 | 131.27 |
| 1971 | 8.54 | 19.25 | 16.96 | 10.95 | 18.17 | 37.91 | 49.32 | 16.69 | 15.41 | 72.79 | 49.85 | 69.53 | 273.59 | 385.37 |
| 1972 | 9.89 | 16.05 | 5.08 | 10.37 | 10.11 | 18.18 | 55.37 | 25.75 | 26.09 | 21.12 | 56.53 | 60.58 | 245.44 | 315.12 |
| 1973 | 15.56 | 8.28 | 5.18 | 9.67 | 4.58 | 5.75 | 49.02 | 8.31 | 27.15 | 44.69 | 76.59 | 84.49 | 253.05 | 302.07 |
| 1974 | 13.13 | 9.63 | 10.36 | 4.19 | 13.45 | 13.25 | 64.21 | 32.24 | 14.86 | 64.71 | 52.42 | 57.38 | 227.92 | 292.13 |
| 1975 | 26.22 | 10.69 | 14.28 | 38.37 | 13.63 | 11.86 | 2.04 | 15.87 | 24.64 | 26.08 | 33.15 | 86.78 | 188.56 | 303.61 |
| 1976 | 16.59 | 7.38 | 2.11 | 30.23 | 31.77 | 46.46 | 106.54 | 25.45 | 5.35 | 34.26 | 42.93 | 48.69 | 160.24 | 266.78 |
| 1977 | 19.94 | 13.08 | 5.95 | 2.45 | 26.64 | 9.94 | 78.00 | 16.46 | 19.74 | 16.14 | 40.82 | 46.01 | 151.38 | 222.24 |
| 1978 | 15.77 | 6.32 | 3.76 | 7.85 | 5.26 | 4.76 | 44.72 | 4.21 | 26.49 | 100.84 | 16.84 | 13.69 | 177.52 | 229.38 |
| 1979 | 4.21 | 0.29 | 0.28 | 5.96 | 15.81 | 22.02 | 48.57 | 20.37 | 15.79 | 24.91 | 35.03 | 16.46 | 120.09 | 168.66 |
| 1980 | 9.57 | 10.71 | 25.48 | 12.58 | 13.62 | 46.85 | 118.81 | 15.57 | 26.84 | 54.58 | 58.21 | 29.31 | 212.80 | 331.61 |
| 1981 | 18.12 | 8.16 | 12.78 | 11.93 | 15.28 | 15.62 | 92.09 | 18.71 | 32.01 | 37.90 | 65.89 | 45.00 | 228.85 | 310.94 |
| 1982 | 16.27 | 10.66 | 5.45 | 9.74 | 6.43 | 6.79 | 55.34 | 9.56 | 35.10 | 12.43 | 33.53 | 27.58 | 137.05 | 192.39 |
| 1983 | 28.57 | 10.14 | 8.15 | 6.01 | 4.54 | 2.76 | 60.17 | 16.02 | 20.38 | 58.62 | 19.19 | 21.60 | 164.97 | 225.14 |
| 1984 | 19.33 | 8.86 | 14.64 | 5.02 | 7.59 | 6.78 | 62.22 | 13.95 | 16.54 | 63.84 | 21.36 | 16.28 | 137.92 | 200.44 |
| 1985 | 6.15 | 8.02 | 5.52 | 3.98 | 8.67 | 26.95 | 39.29 | 6.86 | 27.86 | 75.21 | 39.42 | 30.05 | 209.41 | 268.70 |
| 1986 | 23.62 | 9.19 | 9.19 | 9.33 | 4.07 | 6.59 | 61.99 | 38.50 | 18.34 | 79.64 | 53.62 | 44.27 | 275.70 | 337.69 |
| 1987 | 18.70 | 7.68 | 6.62 | 4.50 | 2.03 | 5.55 | 45.08 | 14.08 | 9.79 | 16.58 | 54.00 | 62.19 | 160.65 | 205.73 |
| 1988 | 42.94 | 15.11 | 6.32 | 26.81 | 9.93 | 19.14 | 120.25 | 10.93 | 8.46 | 81.37 | 67.12 | 15.48 | 199.81 | 320.06 |
| 1989 | 17.38 | 21.03 | 18.93 | 9.49 | 29.90 | 32.10 | 128.83 | 13.99 | 16.67 | 26.92 | 17.71 | 21.52 | 123.53 | 252.36 |
| TOTAL | 434.47 | 260.47 | 230.35 | 262.86 | 301.60 | 388.82 | 1878.57 | 428.44 | 510.20 | 1062.99 | 1026.70 | 962.37 | 4471.16 | 6349.73 |
| AVERAGE | 14.48 | 8.68 | 7.68 | 8.76 | 10.05 | 12.96 | 62.62 | 14.28 | 17.01 | 35.43 | 34.22 | 32.08 | 149.04 | 211.66 |
| MAXIMUM | 42.94 | 21.03 | 25.48 | 38.37 | 31.77 | 46.85 | 128.83 | 55.37 | 35.10 | 100.84 | 76.59 | 86.78 | 275.70 | 385.37 |
| MINIMUM | 4.21 | 0.29 | 0.28 | 0.83 | 0.51 | 1.09 | 10.59 | 2.04 | 5.35 | 4.01 | 5.61 | 4.70 | 44.90 | 55.39 |

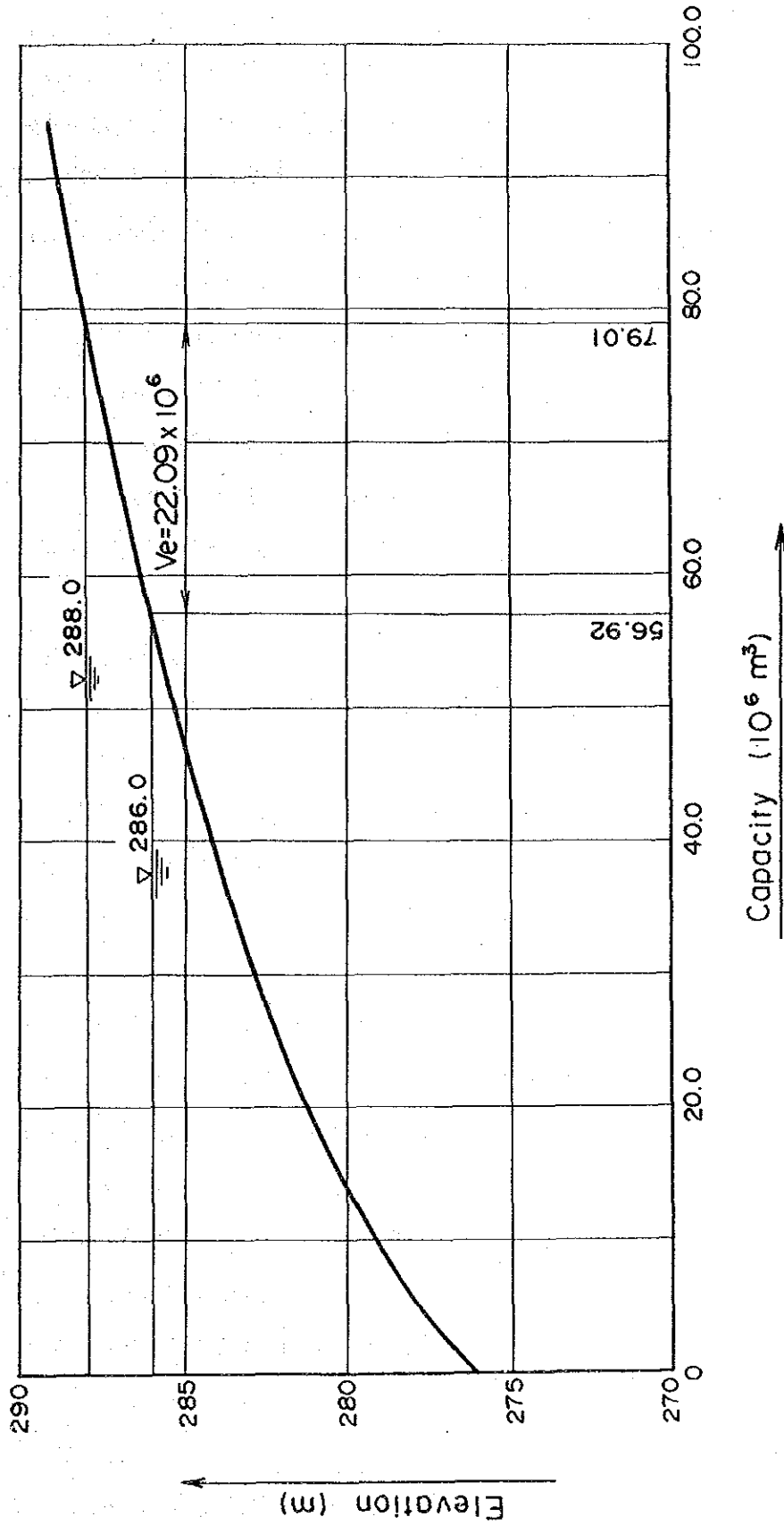


Fig. S5-1 Caliraya Reservoir Capacity

6.1 調査地域周辺の地形、地質概要

調査地域はLaguna湖の東端に位置し、その周辺の地形は、標高 200～ 400mの溶岩台地状の山地が、Laguna湖畔に急崖を形成して広く発達している。

溶岩台地状の山地は、比較的小起伏の多い大地で、この台地の西側の急崖は、比高 200～ 300mで50～60°の急勾配を形成してLaguna湖に面している。また、発電所地点のすぐ南側には、北西方向に張り出したPagsnjan川によるデルタが広く発達している。

調査地域周辺の地質は、調査地域南方約25kmに位置する Banahao火山に由来する新台三紀鮮新世～第四紀の火山噴出物で広く覆われている。

この火山噴出物は、玄武岩～安山岩溶岩及び凝灰岩、集塊岩等の火山砕屑岩からなり、Banahao火山周辺部を中心として、Laguna湖の北側から東側にかけて広く分布している。

6.2 各構造物付近の地質

今回収集した資料および現地調査の結果は、次のとおりである (Fig. S6-1参照)。

(1) 上部水路

上部水路は、第1期計画ですでに施工済である。

地表部は、凝灰岩 (Tuff) と玄武岩 (Basalt) よりなり、凝灰岩が玄武岩を覆って広く分布している。

取水口より上流約 500mの右岸側には、地すべりが認められる。地すべりは、上下流方向約 250～ 300m、比高50～60m位の範囲に及んでいるとみられる。それらは、現時点においては特に動いている様子は認められない。しかし、今後、もし動きがあるようならば地すべり土砂塊を除去するなどの対策を講じる必要があると思われる。

(2) 取 水 口

取水口も上部水路と同様に第1期ですでに施工済である。取水口周辺において、凝灰岩と玄武岩の地質境界がある。取水口の基礎部は風化した玄武岩よりなっている。

取水口およびその付近は、現在何の異常は認められず、土木地質的に全く問題はな
いと考えられる。

(3) 水圧鉄管路

第2期計画の水圧鉄管路は、既設第1期計画の水圧鉄管路の西側10mのところ

画されており、その範囲はすでにほとんど掘削が完了している。

上位の傾斜部には玄武岩が広く分布しているが、中位の平坦部には凝灰岩が約40mの厚さで分布している。下位の急傾斜部は新鮮で、堅硬な玄武岩が標高50mの道路盤付近まで、それより低位では中硬質で塊状な集塊岩が分布している。水圧鉄管路の基礎およびその付近の施工済の法面等については、地耐力および安定性に関して、特に問題はないと考えられる。

(4) 発電所

山側に面した急傾斜の法面には、集塊岩が全面的に露出している。集塊岩は、岩相の変化に富んでおり、軟質な部分や、硬質な部分がある他、一部に凝灰岩や玄武岩を薄層あるいはレンズ状で挟在しており、全体に塊状である。

第1期計画におけるボーリング調査の資料によれば、発電所地点より約30m西側には、NE-SWの方向性を有して、基礎岩盤を大きく変位させている断層が存在すること、発電所地点において激しい湧水が発生したことなどが記されている。

今回発電所地点に2本のボーリングを施工した結果、放水路側に厚く分布している崖錐堆積物と集塊岩の境界に断層が存在していると判断された他、発電所の基礎岩盤は、高透水性で被圧地下水を有している中硬質、塊状な集塊岩からなっていることが分かった。

以上の調査結果から、発電所地点の基礎岩盤については、地耐力および掘削時における法面等の安定性に関しては、特に問題はないと考えられるが、透水性については、高透水性を示し、被圧地下水が存在していることからその止水対策を充分検討する必要があると思われる。

(5) 放水路

第1期計画におけるボーリング調査の資料によれば、放水路の基礎は、発電所から50m位は集塊岩であるが、そこに存在する断層より西側では玄武岩のボルダーおよびコブルで構成されている崖錐堆積物と、粘土、シルト、砂で構成されているLaguna湖の堆積物よりなっていると思われる。

構造物の基礎としての問題はないと思われるが、施工時のLaguna湖からの止水対策は充分検討する必要がある。

なお、今回実施した地質調査工事結果を Fig. S6-2 に示す。

6.3 発破試験

6.3.1 発破試験の目的と日程

第2期計画の発電所予定地点は、既設発電所に隣接しており、第2期計画の発電所本体掘削工事の際には、既設発電所本体に悪影響を及ぼすことが懸念されている。

発破振動については従来から、その実体と制御方法について幾多の研究があり、基礎としての岩盤や未固結地盤上に構築された構造物に対する発破の影響とその規制値について、いくつかの提案がされている。

しかし建造物の構造や地盤の条件が同一であると考えられず、この適用値はそのまま適用するには問題がある。従って、発破試験をその場所で行い、その場所の地盤条件に最も適合した実験式を決定し、それに基づいた発破規制を行なう手段が取られるべきである。

従って、本体施工時の発破工法、使用爆薬の種類、薬量、掘削工法検討の為に既設発電所本体周辺基礎地盤の基礎的振動特性を得るべく、普通ダイナマイトおよび静的破砕剤（カームナイト）を用いた発破試験を第1章 Table 1-4 に示す通り1990年8月26日～9月13日の19日間にわたり現地にて実施した。

6.3.2 試験場所

発破試験は Fig. S6-3 に示す通り第2期発電所予定地内の基礎岩盤を対象として行った。

6.3.3 発破パターン

本試験に先立ち、まず発電所予定地内の既設発電所より最遠隔地（既設発電所端より約55m）にて、既設発電所に対する発破の影響程度を確認するためにケースA、Bの予備試験を実施し、その後、第2期発電所の予定地内および既設発電所付近にてケースE、F、IおよびJの本試験を実施した。

(1) 予備発破試験

既設発電所により最遠隔地点で、普通ダイナマイトを用いてケースA、Bの発破予備試験を実施し、既設発電所に及ぼす影響の程度を確認すると共に、振動速度Vおよび常数K値の測定を行った。

(2) 本発破試験

予備試験の結果より、本試験の発破パターン、装薬量等の検討を行い、既設発電所への影響を再検討し、発電所予定地点および既設発電所付近で普通ダイナマイトとカームマイトを使用して実施した。

6.3.4 測定内容および方法

振動速度の測定点は、Fig. S6-4 に示すように爆心地から最短の位置にあり、しかも振動の影響を受け易い地点を選定した結果、既設発電所のコンクリート構造物（発電所側壁 2 測点）、発電機周辺部コンクリート基礎（2 測点）および発電機制御機器室内（1 測点）の 3 地点とした。

測定項目は、加速度(gal)を測定し、過去の測定結果との対比を行うために、データ解析変換を行い振動速度(Kine)を求めるようにした。

6.3.5 測定結果

解析は、FFTアナライザーにより、発破試験毎の加速度の最大振巾、および振動卓越周期を求め、振動速度に変換し爆薬量との相関関係を求めた。

その結果をFig. S6-5 および Fig. S6-6 に示す。

記測定結果によれば、普通ダイナマイトを使用して行った発破試験のいずれの場合にも、Fig. S6-5 に示すように振動速度は全試験共に 1 kine以下であり、既設発電所には全く影響が見られなかった。

ケース I、J の静的破砕剤（カームマイト）を使用した試験の場合には、水と水との水和反応によって発生する膨張圧を利用しているために全く騒音、振動、飛石は生じなかった。

低爆速火薬（CCR）を用いるケース C、D の試験を計画していたが、基礎岩盤が高透水性を示し湧水がかなりある事が穿孔作業中に判明したため、たとえ試験を実施しても効果が期待できず、振動値はダイナマイトの 1/5 ～ 1/10 程度であることが明らかであるので実施を中止した。

6.3.6 測定結果の解析および考察

発破によって発生する振動速度と爆薬量との間には、一般的には次式の関係がある。

$$V = K \cdot W^m \cdot D^n$$

V : 振動速度 (Kine=cm/s)

W : 爆薬量 (kg)

D : 距離 (m)

K : 岩質, 火薬の種類, 発破方法により定まる定数

今回の振動測定結果の整理についても上式を適用し、発破振動に関する基本方式は次式とした。

$$V = K \cdot W^{2/3} \cdot D^{-2}$$

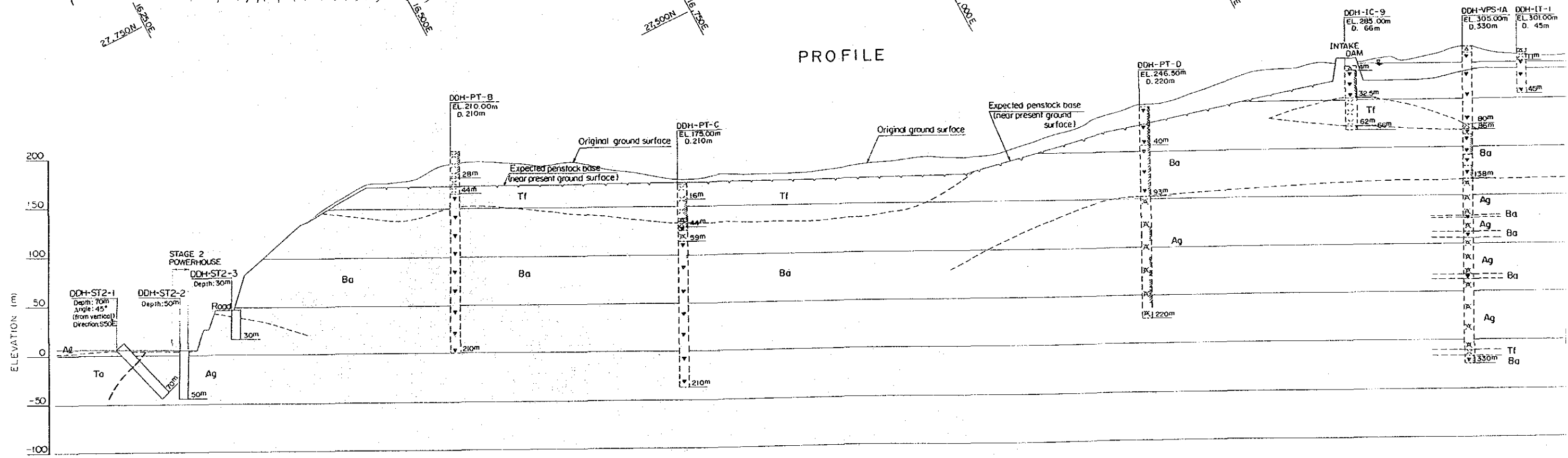
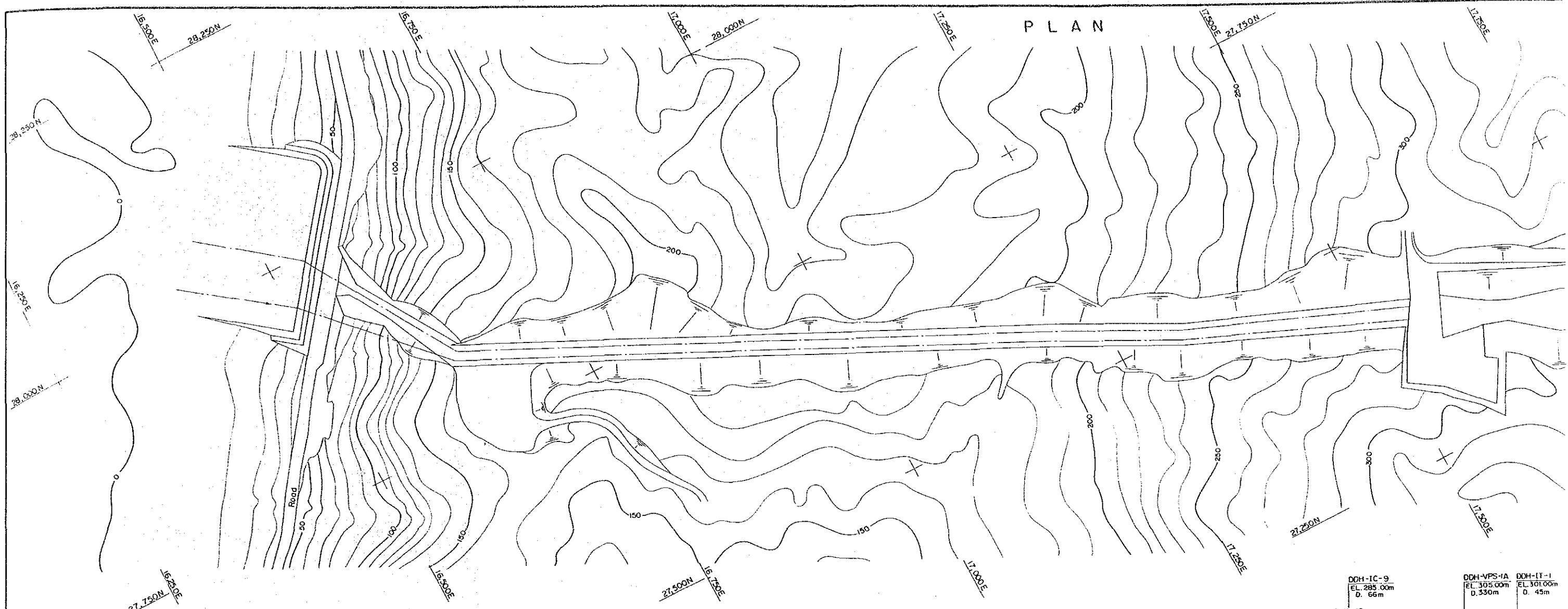
本式に実測の最大振動速度を記録したケースFの値を適用し、係数K値を求めるとK=974が得られたので、安全側にまらめて以下のようにする。

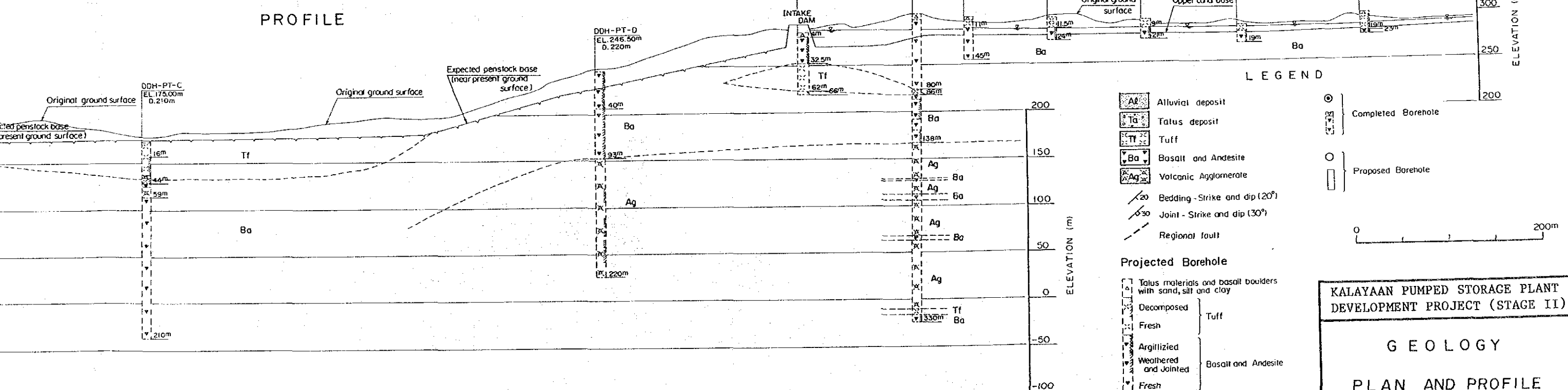
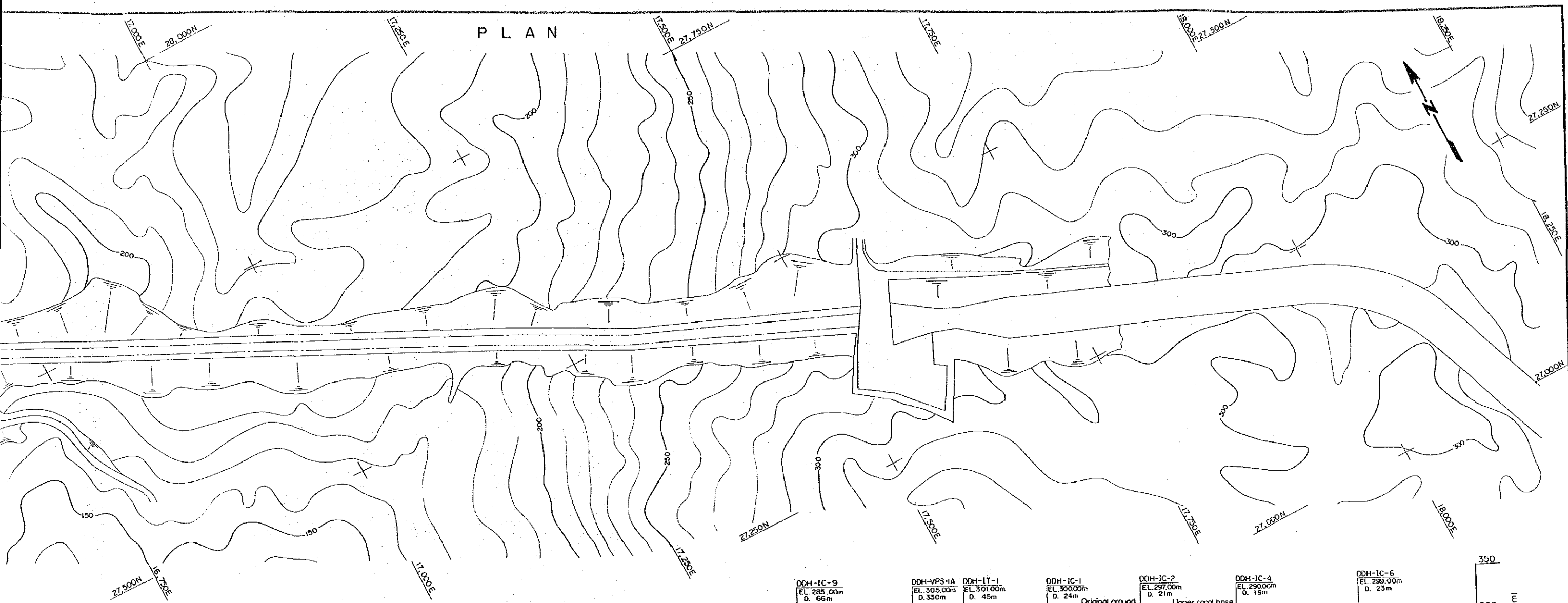
普通ダイナマイト K=1000

ちなみに全データの単純平均K値は355である。

以上の発破試験の結果より、第2期計画発電所本体掘削の際には、既設発電所に悪影響を及ぼさないよう少なくとも振動速度を2kineに迎えた制限発破にて掘削を行なうことが望ましい。その際、今回得られた実験式を基本に各発破の爆薬量を設定し、各発破毎に発破振動をモニターしながら、爆薬量、発破振動をコントロールする必要がある。参考として Fig. S6-7 に本基本式を使用し算出した爆薬量、距離および振動速度の関係を図示した。

低爆速火薬(CCR)、静的破砕剤(カームマイト)は本地点のように高透水性地盤には1自由面岩盤破砕にはあまり破砕結果を期待できないが、既設発電所に近いエリアの2自由面以上の岩盤破砕の場合にはこれらの火薬、破砕剤等の使用も一考される。





LEGEND

| | | | |
|--|--------------------------------|--|--------------------|
| | Alluvial deposit | | Completed Borehole |
| | Tuff deposit | | Proposed Borehole |
| | Tuff | | |
| | Basalt and Andesite | | |
| | Volcanic Agglomerate | | |
| | Bedding - Strike and dip (20°) | | |
| | Joint - Strike and dip (30°) | | |
| | Regional fault | | |

Projected Borehole

| | |
|--|---|
| | Tuff materials and basalt boulders with sand, silt and clay |
| | Tuff |
| | |
| | Basalt and Andesite |
| | |
| | Volcanic Agglomerate |
| | |
| | |

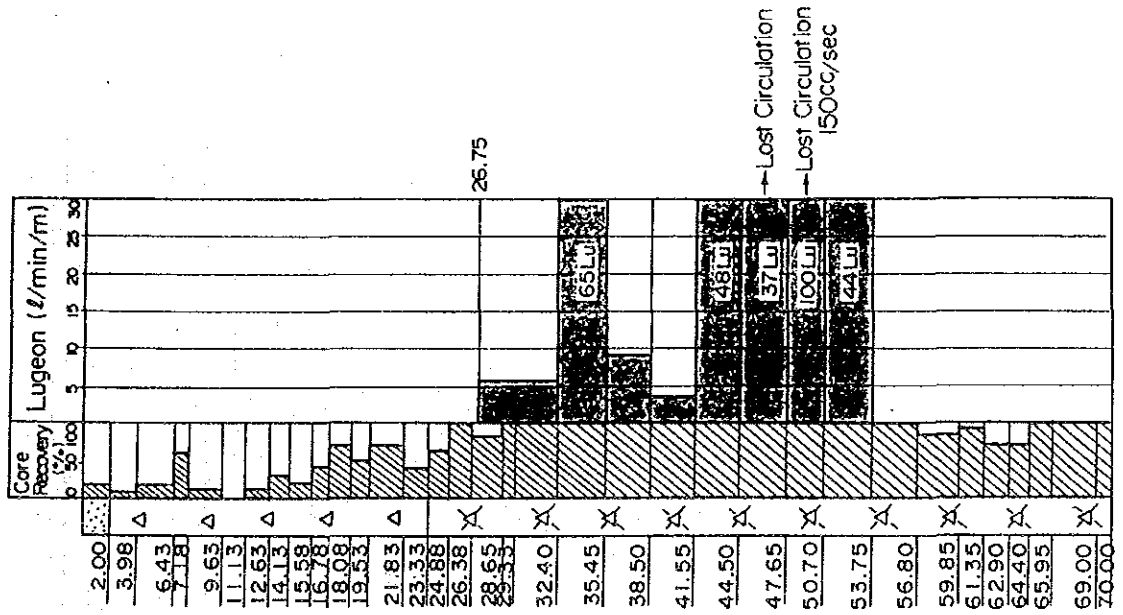
**KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT
DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)**

GEOLOGY

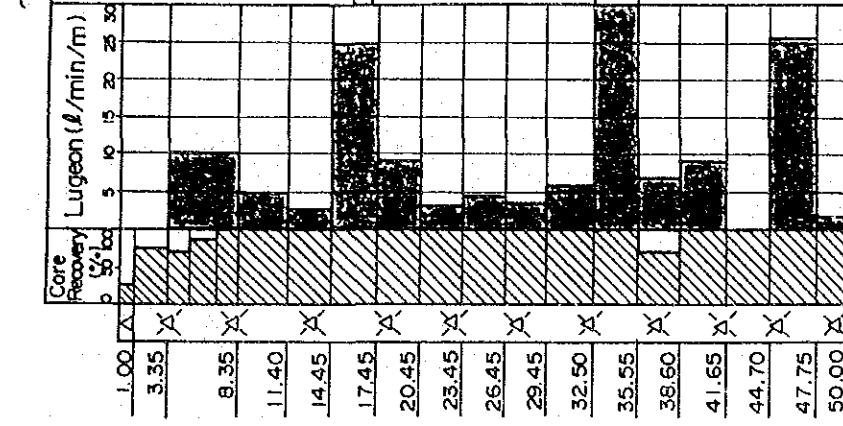
PLAN AND PROFILE

Fig. S6-1

DDH-STII-1



DDH-STII-2



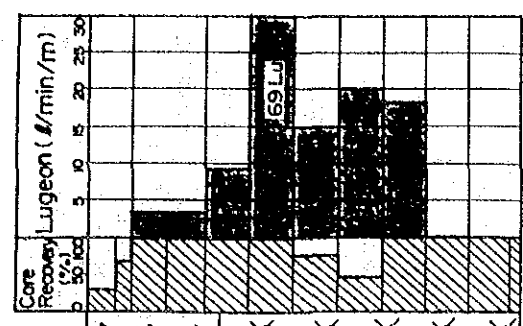
Water spring
P = 0.08 kgf/cm²
Q = 12 l/min

15.63m
17.00m

Water spring
P = 1 kgf/cm²
Q = 30 l/min

32.50m
35.55m

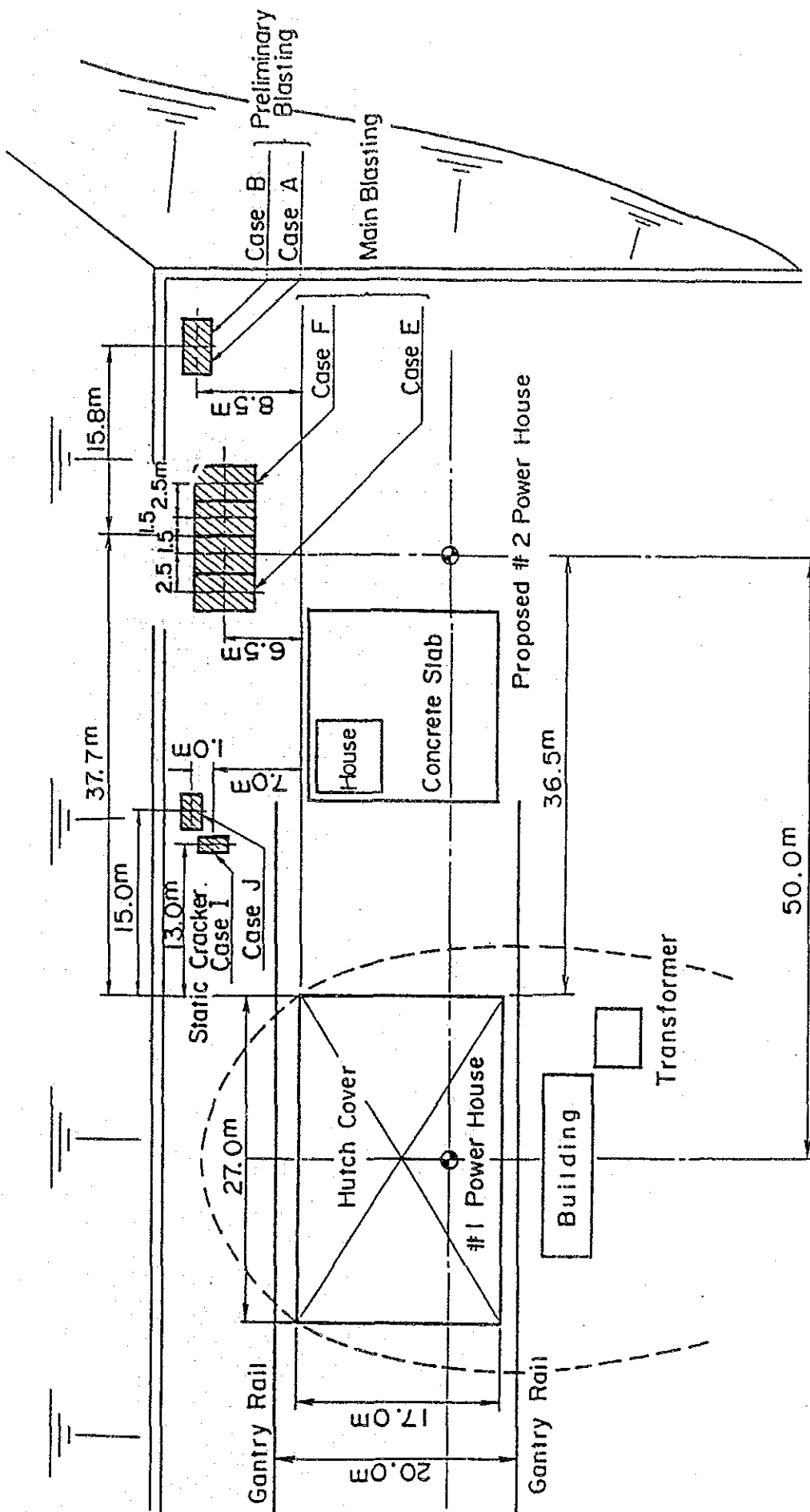
DDH-STI-3



LEGEND

- Alluvial deposit
- Talus deposit
- Basalt
- Volcanic Agglomerate

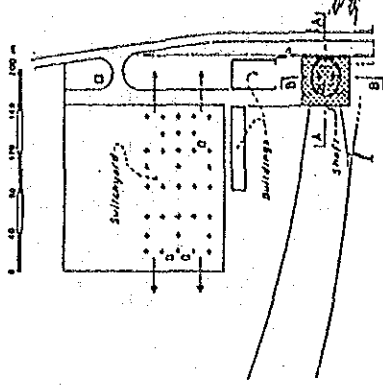
Fig. S6-2 Results of Boring Survey



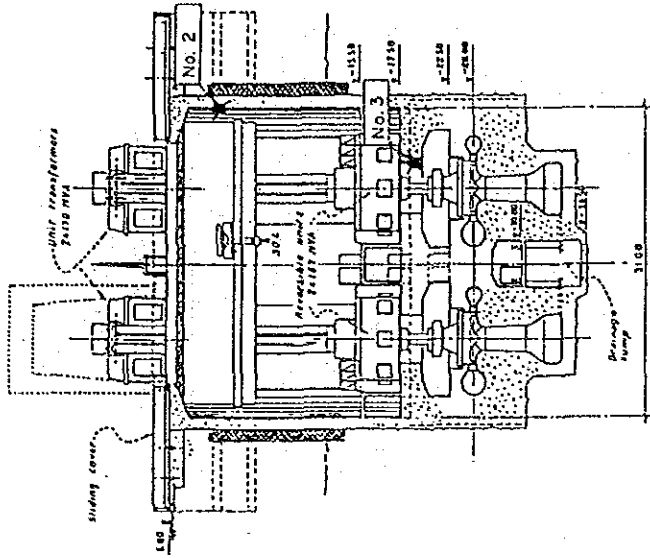
PLAN (S=1/500)

Fig. S6-3 Blasting Test Area

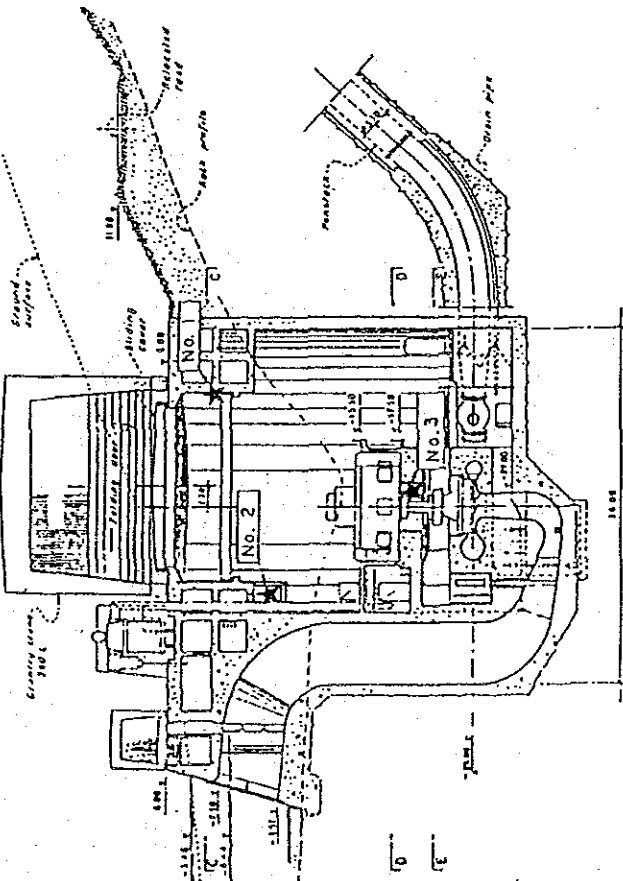
KEY MAP



B-B



A-A



Measuring point

- No. 1 : Power house's wall
- No. 2 : Switch control box
- No. 3 : Generator room

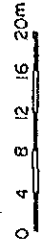
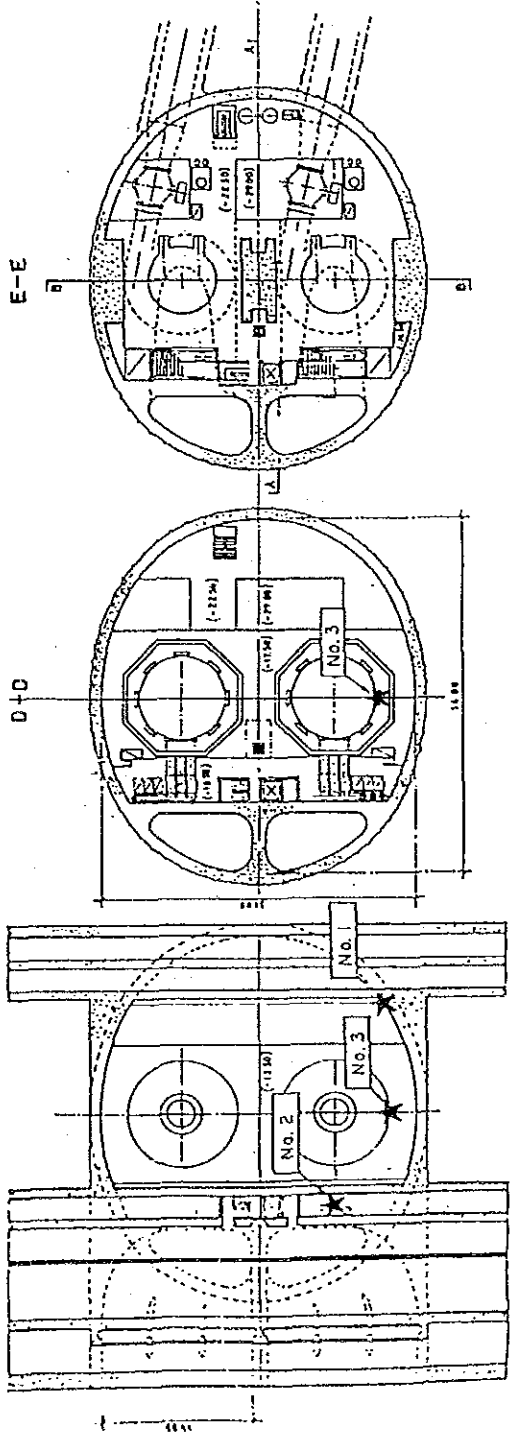


Fig. S6-4 Measuring Point
(Existing Kalayaan Pumped Storage Plant Stage I)



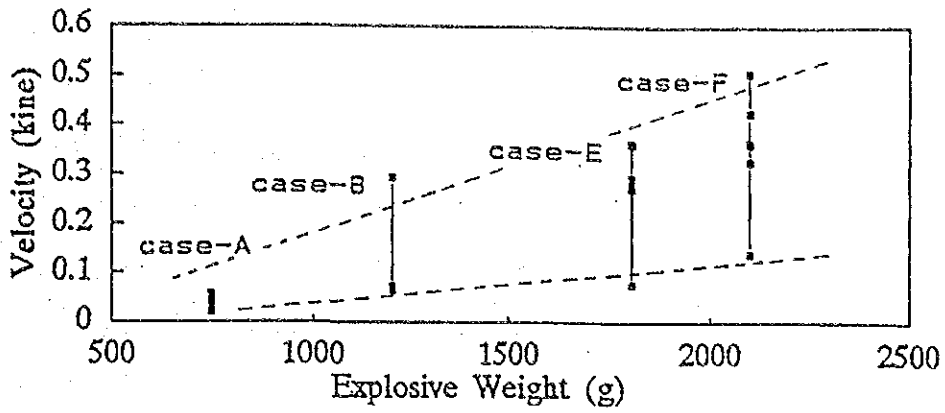


Fig. S6-5 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Explosive Weight - Velocity

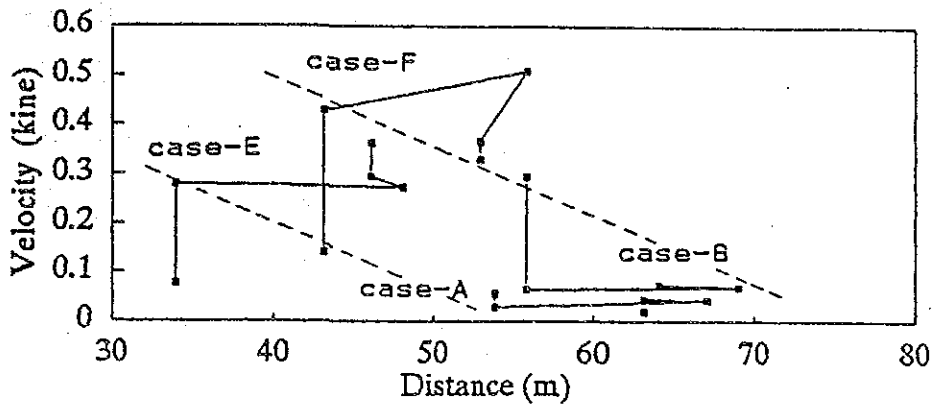


Fig. S6-6 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Distance - Velocity

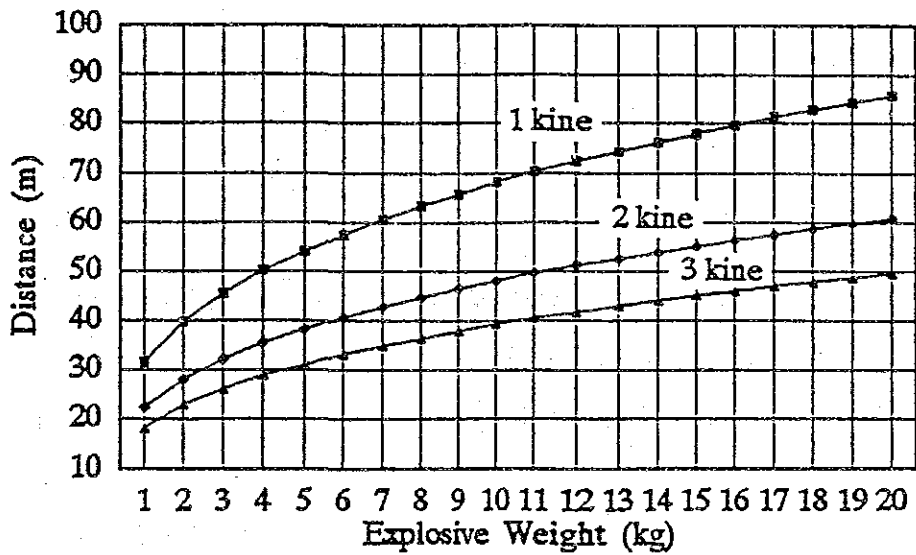


Fig. S6-7 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Explosive Weight - Distance - Velocity

第7章 地 震

7.1 フィリピン国の地震活動特性の概要

フィリピン諸島は、フィリピン海プレートおよびユーラシア・プレートという、二大構造プレート (tectonic plate) の境界付近に位置している。

フィリピン国における地震活動性の高さは、これらの構造プレートの相互作用やフィリピン断層に沿った相対変位および他の活断層に沿った構造運動等に起因するものである。

1897年から1989年までの93年間に、計画地点を中心に半径約 600km以内で1,182 の地震が発生した。

これらの震央分布から、フィリピン国において地震活動性が高いのは、その東部に位置している東部Mindanao, Samar島および Leyte島であることが分るが、これはフィリピン海溝に沿った構造プレートのもぐり込みに起因するものである。また、その他に北部 LuzonやLubang島や Mindoro島の周辺にも比較的地震活動性の高い領域が存在していることが分る。

7.2 設計震度

設計震度の決定のために、統計的手法によって計画地点の最大加速度の評価を行った。ここで用いた地震データは、現地調査時に NAPOCORより入手したデータであり、1897年から1989年までの 1,182個の地震データである。また、最大加速度の評価に際しては、4種類のモデルを用い、モデル毎に計算される最大加速度から、様々な再現期間に対応する確率地震加速度を求めた。

統計的手法による最大加速度の評価の結果は、再来期間 (Return period)

$T = 1000$ 年に対し、 $\alpha_n = 80\text{gal}$ である。

これより判断すると、計画地点の水平方向設計震度は $K_H = 0.10\text{g}$ が妥当と考えられる。

一方、既設発電所 (第1期計画) の設計に際して用いられた水平方向設計震度は $K_H = 0.15\text{g}$ である。

これらより総合的に判断して、計画地点の水平方向設計震度 $K_H = 0.15\text{g}$ とする。

第8章 開発計画

8.1 開発規模

電源のベストミックスという観点から、至近年の揚水発電所の開発規模を検討した。需要想定の結果から将来の Luzon 系統での平日のオフピーク電力はピーク電力の60%前後、日負荷率は80%程度と予想される。

この20%のピーク性電力の約半分の10%を速応性に優れ、かつ負荷調節能力のある揚水発電所で補うものとする。

90年代後半(1996～2000年)のピーク電力需要は平均で 5,800 MW であることから、この時期の揚水発電所出力として、その10%約 600MW が必要と考えられる。

第1期計画で 300MWが運転しているため、増設分として 300 MW の開発が望まれることが判る。従って、開発規模は 300MWとする。

なお、300 MW 開発の場合のユニット数は本文第9章9.2節“系統解析”の中で適正なユニットサイズが 150 MW と述べられていることから台数は2台となる。

8.2 揚水資源と開発時期

第4章で行なった、需要想定と電源開発計画に基づき揚水資源と供給予備力の面から第2期計画の開発時期を検討した。

Table S8-1および Fig. S8-1 に示すように経済揚水の源資は1997年以後に発生する。またこの時期、kW 供給力が低いことからガスタービンに代るピーク電源としてはもとより、負荷平準化機能を有する揚水電源投入の意義は大きい。

開発ステップとしては次の通りとする。

| | | | |
|---------|---------|--------------|----|
| 1997年1月 | 揚水1ユニット | 150 MW (3号機) | 増設 |
| 1997年7月 | “ | 150 MW (4号機) | 増設 |

8.3 揚水発電パターン

Fig. S8-2に1997年7月のピーク日(平日)に於ける各電源の配分と揚水機の運転パターンを示す。

また、1998年の月曜から日曜までの1週間の揚水発電サイクルを Fig. S8-3 に示す。

8.4 1998年5月における週間貯水池運用

前節に述べている、1998年の年間で需要の高い5月の平日における1週間の揚水発電サイクルの貯水池運用パターンを以下に検討した。

諸元は次の通りである。

| | |
|------------|--|
| 上池有効容量 | $22.09 \times 10^6 \text{ m}^3$ |
| 機器ユニット | 第1期および第2期、4台 |
| 発電スタート時水位 | 満水位 EL 288.0 |
| 発電出力 P | $4 \times 150 \text{ MW}$ |
| 発電流量 Q_t | $4 \times 62 \text{ m}^3/\text{s}$ |
| 揚水入力 P_p | $4 \times 159 \text{ MW}$ |
| 揚水流量 Q_p | $4 \times 49.9 \text{ m}^3/\text{s}$ |
| 自流分 q_i | $0.32 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dy}$ |

(Table 5-1 の5月平均値)

揚水発電サイクルFig. S8-3よりTable S8-2に示した通り貯水池変動を求め貯水池運用パターンをFig. S8-4に示した。

上記の結果より次の様に考察される。

- 週間の池容量の利用率は52%であり、水位の最大変動は0.91mである。
- 池容量の利用率52%に止まっているのは、運転開始2年目で十分な揚水資源であるペース火力が不足しているためと考えられる。
- 土、日曜日には週間揚水量の44%を揚水して月～金曜日間の揚水時間を短縮している。

Table S8-1 Power Development Program and Available Pumping Power

| YEAR | New Power Plants | | Reiter/Power decay Site | Installed capacity | | Demand (MW) | Available pump pow. | Reserve Margin(%) |
|-----------------|------------------|-------|-------------------------|--------------------|----------|-------------|---------------------|-------------------|
| | (MW) | | | total | base p.p | | | |
| 1989 (existing) | Hydro | 1227 | | | | | | |
| | Oil P. | 1925 | | | | | | |
| | Geo P. | 660 | | | | | | |
| | Coal P. | 300 | | | | | | |
| | Gas. T | 210 | | | | | | |
| | Total | 4322 | none | 0 | 4322 | 960 | 2938 | -850.8 |
| 1990 | Hopwei GT | 200 | | | | | | |
| | P. bargeGT | 120 | | | | | | |
| | Sub. tot. | 320 | none | 0 | 4642 | 960 | 3266 | -1047.6 |
| 1991 | Sucat GT | 30 | | | | | | |
| | New GT | 300 | | | | | | |
| | Sub. tot. | 330 | none | 0 | 4972 | 960 | 3520 | -1200 |
| 1992 | P. P Barge | 27.5 | Carilaya | | | | | |
| | BacMan Geo | 110 | #1, #2 | -16 | | | | |
| | Comb cyc | 200 | | | | | | |
| | Sub. tot. | 337.5 | | | 5293.5 | 1270 | 3787 | -1065.7 |
| 1993 | P. P. Barge | 27.5 | | | | | | |
| | BulsanGeo | 60 | | | | | | |
| | Coal#3 | 300 | | | | | | |
| | MaibaraGeo | 10 | | | | | | |
| | Bac-Man#2 | 40 | | | | | | |
| | Calaca#2 | 300 | | | | | | |
| | Sub. tot. | 737.5 | none | 0 | 6031 | 1980 | 4069 | -560.4 |
| 1994 | Balo-Balo | 22 | | | | | | |
| | PinatobGeo | 60 | | | | | | |
| | Sub. tot. | 82 | GT | -105 | 6008 | 2040 | 4367 | -682.2 |
| 1995 | Bagua Geo | 40 | Botocan#3 | -1 | | | | |
| | Tongo-GeoA | 440 | Manila#1, 2 | -200 | | | | |
| | DelGallGeo | 120 | GT | -160 | | | | |
| | Sub. tot. | 600 | | -361 | 6247 | 2640 | 4680 | -300 |
| 1996 | Tongo-GeoB | 440 | | | | | | |
| | Coal A-1 | 300 | GT | -165 | | | | |
| | Sub. tot. | 740 | | -165 | 6822 | 3380 | 5012 | 203.8 |
| 1997 | Coal A-2 | 300 | Carilaya#3 | -8 | | | | |
| | G T / P M | 300 | GT | -14 | | | | |
| | Sub. tot. | 600 | | -22 | 7400 | 3680 | 5361 | 279.4 |
| 1998 | Coal B-1 | 300 | P. P. Barge | -14 | | | | |
| | Casacnan | 268 | Botocan1, 2 | 16 | | | | |
| | | | Sucat #1 | -150 | | | | |
| | Sub. tot. | 568 | | -180 | 7788 | 3980 | 5730 | 343 |
| 1999 | Coal B-2 | 300 | | | | | | |
| | Comb. cyc | 300 | GT | -105 | | | | |
| | Sub. tot. | 600 | | -105 | 8283 | 4580 | 6119 | 679.6 |
| 2000 | Comb. cyc | 600 | GT | -160 | | | | |
| | | | Carilrya#4 | -8 | | | | |
| | Sub. tot. | 600 | Sucat #2 | -200 | 8515 | 5180 | 6529 | 1003.6 |

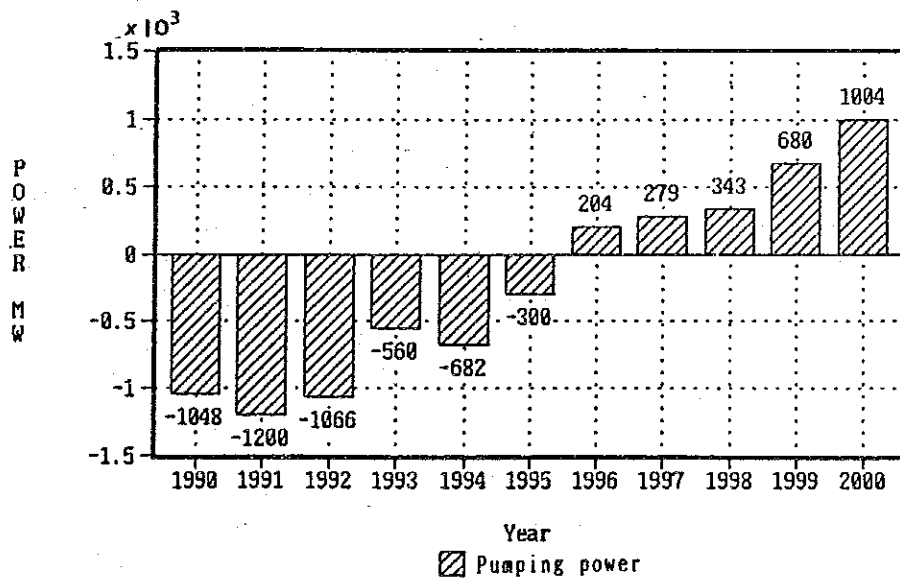


Fig. S8-1 Available Pumping Power from Base Power Plants

Table S8-2 Reservoir Operation of One Week (May, 1998)

| Week | Pumping | | Generating | | Inflow Zi 10 ⁶ m ³ | Reservoir | | | Operation time hr |
|-------|----------|-------------------------------------|------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|---------|---------------------------------|
| | E Mwh | V 10 ⁶ m ³ | E Mwh | V 10 ⁶ m ³ | | Ve 10 ⁶ m ³ | Vg 10 ⁶ m ³ | WL m | |
| Mon | 3.600 | 4.07 | 2.400 | 3.57 | 0.10 | 17.92 | 74.84 | 287.65 | 0 → 7.5Pum 10 21 Gen 24 |
| | | | | | 0.18 | 18.70 | 75.62 | 287.72 | |
| | | | | | 0.04 | 18.74 | 75.66 | 287.72 | |
| Tue | 1.800 | 2.03 | 2.800 | 4.17 | 0.10 | 20.87 | 77.80 | 287.90 | 0.5 → 7.5Pum 10 22 Gen 24 |
| | | | | | 0.20 | 16.90 | 73.83 | 287.56 | |
| | | | | | 0.03 | 16.93 | 73.85 | 287.57 | |
| Wed | 1.800 | 2.03 | 2.800 | 4.17 | 0.10 | 19.07 | 75.99 | 287.74 | 0.5 → 7.5Pum 10 22 Gen 24 |
| | | | | | 0.20 | 15.10 | 72.02 | 287.41 | |
| | | | | | 0.03 | 15.12 | 72.05 | 287.41 | |
| Thu | 1.800 | 2.03 | 2.800 | 4.17 | 0.10 | 17.26 | 74.18 | 287.59 | 0 → 7.5Pum 10 22 Gen 24 |
| | | | | | 0.20 | 13.29 | 70.21 | 287.25 | |
| | | | | | 0.03 | 13.31 | 70.24 | 287.25 | |
| Fri | 1.800 | 2.03 | 2.800 | 4.17 | 0.10 | 15.45 | 72.37 | 287.44 | 0.5 → 7.5Pum 10 22 Gen 24 |
| | | | | | 0.20 | 11.48 | 68.40 | 287.09 | |
| | | | | | 0.03 | 11.51 | 68.43 | 287.09 | |
| Sat | 2.800 | 3.16 | 0 | 0 | 0.11 | 14.78 | 71.70 | 287.38 | 0 → 8 Pum 24 |
| | | | | | — | — | — | — | |
| Sun | 5.800 | 6.55 | 0 | 0 | 0.23 | 21.78 | 78.70 | 287.97 | 1 → 17 Pum 24 |
| | | | | | — | — | — | — | |
| | | | | | 0.09 | 21.87 | 78.79 | 287.98 | |
| Total | 19.400 | 21.92 | 13.600 | 20.24 | 2.27 | | | | |

Note : P = 2 × 300 MW, Qt = 2 × 124 m³/s
 Pp = 2 × 318 MW, Qp = 2 × 99.8 m³/s

Inflow qi = 324.194 m³/dy

{ Peak demand : 5361 MW
 { off peak rate : 60%
 { Load factor : 82%

| Oil. P. | Rate | MIN | 60% |
|---------|------|-----|-----|
| BAT 1 | 75MW | 50 | 45 |
| BAT 2 | 150 | 80 | 90 |
| SUC 1 | 150 | 50 | 90 |
| SUC 2 | 200 | 120 | 120 |
| SUC 3 | 200 | 120 | 120 |
| SUC 4 | 300 | 120 | 180 |
| MAL 1 | 300 | 120 | 180 |
| Total | 1375 | 660 | 825 |

Malaya unit 2 (350MW) is out of service

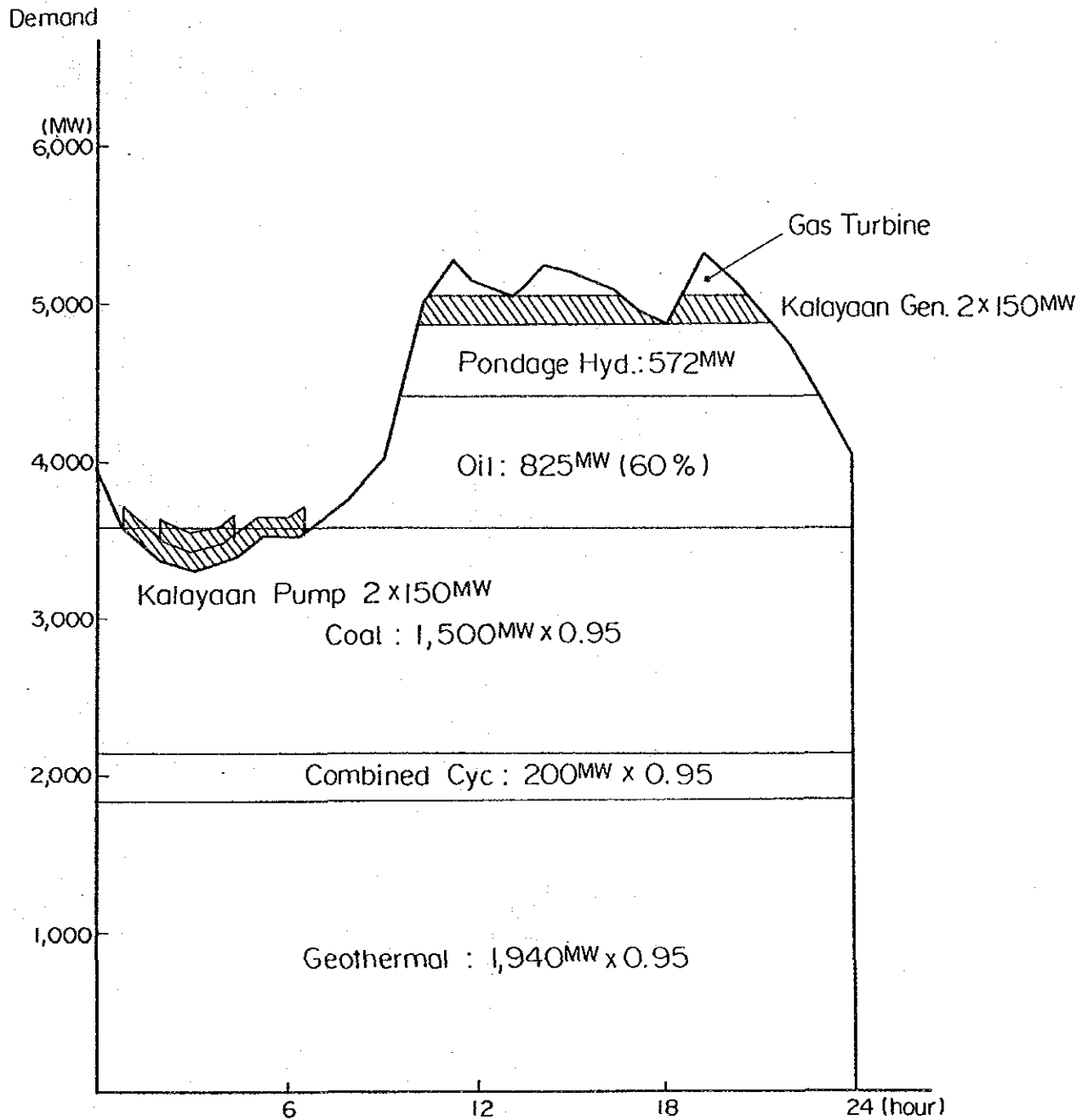








Fig. S8-2 Pumping and Generation Cycle of a Weekday in July 1997

Legend

-  Gas Turbine
-  Kalayaan Pumping
-  Kalayaan Generation
-  Pondage Hydro
-  Oil Thermal
-  Base P Plant

O.R : off peak Rate

L.F : Load Factor

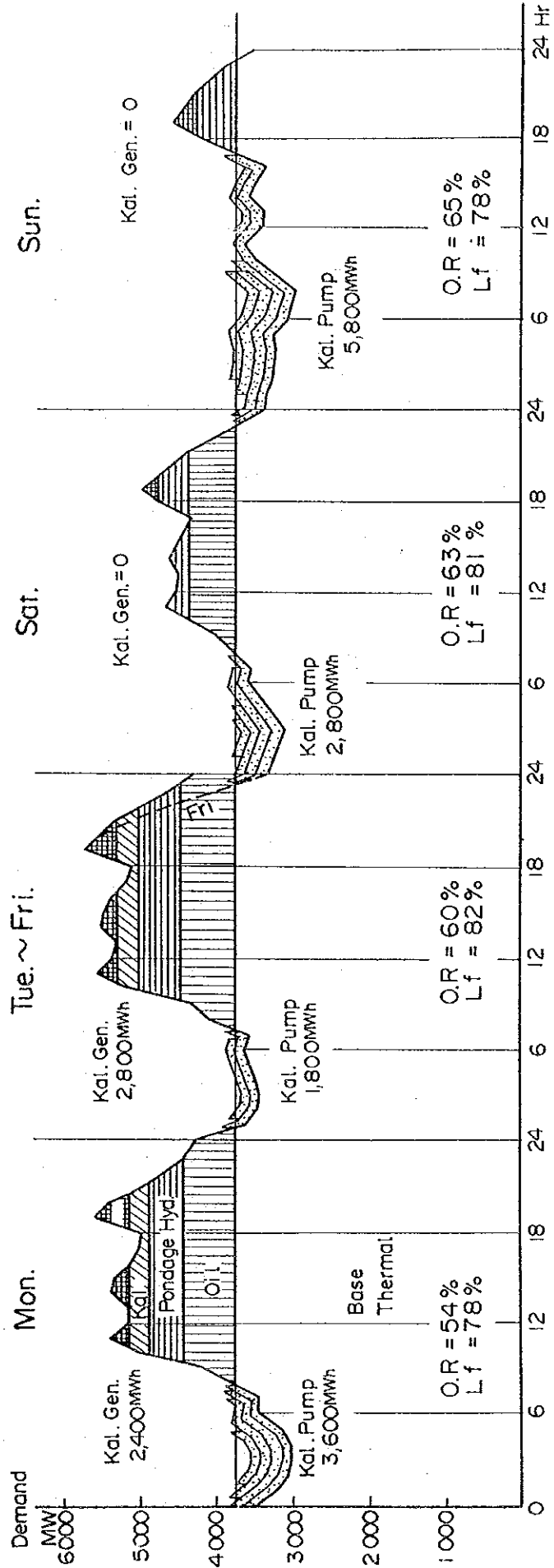


Fig. S8-3 Pumping and Generation Cycle of One Week in May 1998

