

No.

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

1990年11月

国際協力事業団

鉱計資

CR 4

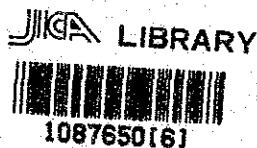
90-176



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



21958

1990年11月

国際協力事業団

国際協力事業団

21958

## 序 文

日本国政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国カラヤーン揚水発電所第Ⅱ期開発計画調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、1990年1月から1990年9月までの間、3回にわたり、電源開発株式会社の佐藤守弘氏を団長とする調査団を現地に派遣した。調査団はフィリピン国政府関係者と協議を行うとともに当該地域での現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。

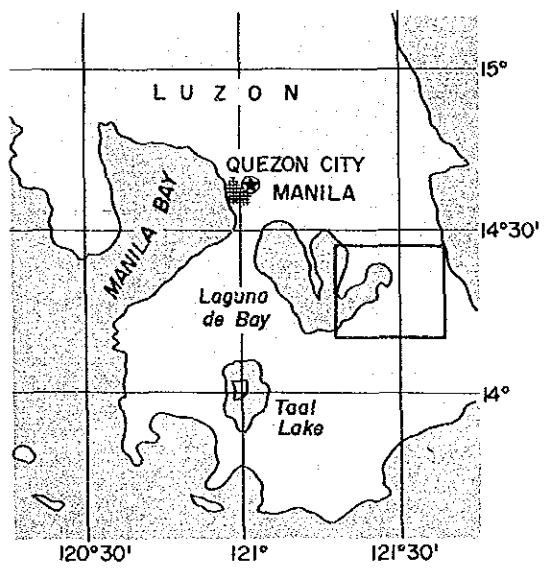
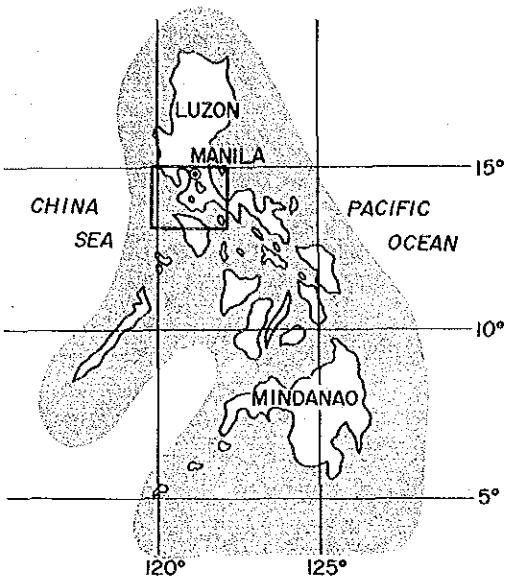
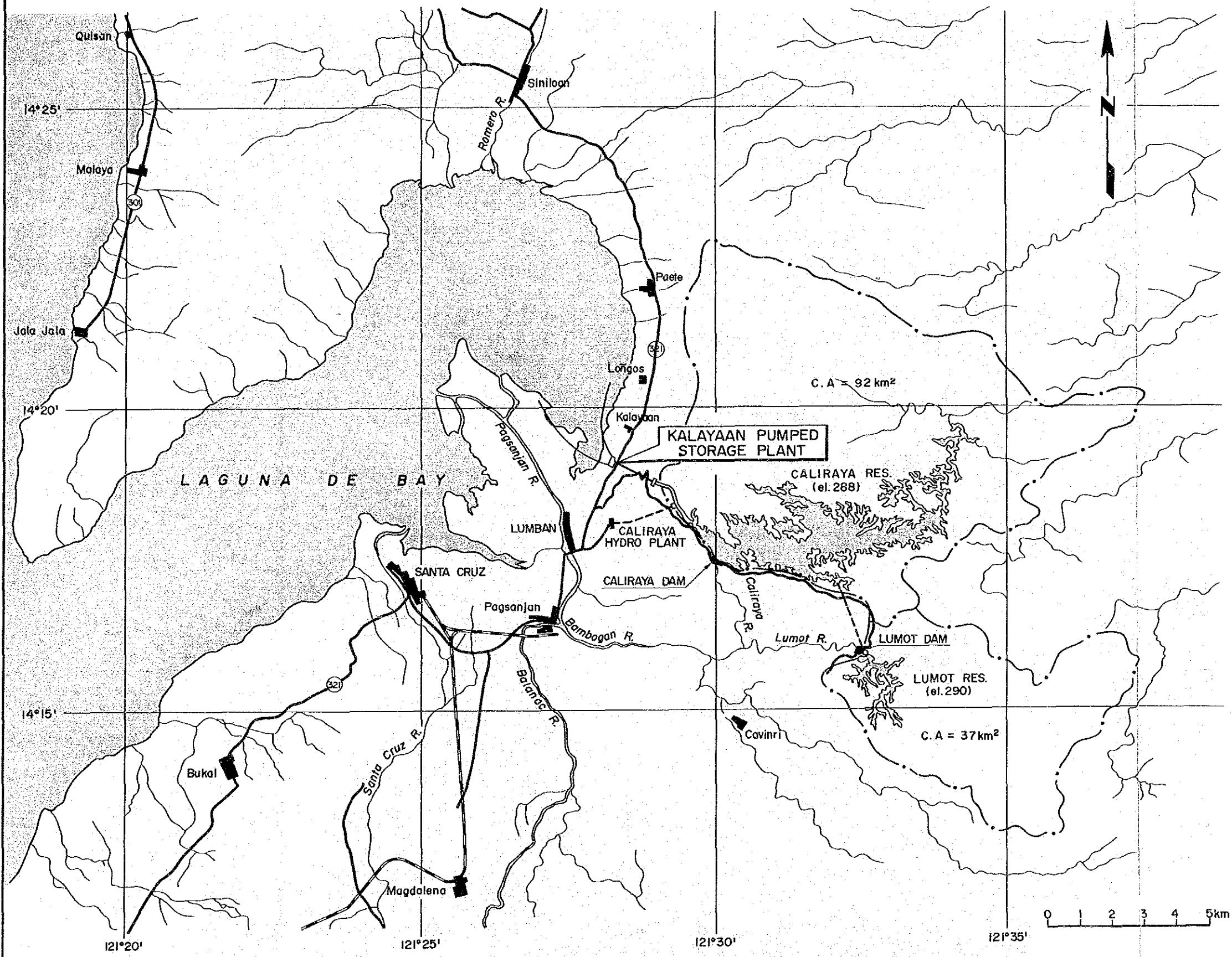
本報告書が当該計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

終りに、本調査に際し、多大なご協力を頂いた同国の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

1990年11月

国際協力事業団  
総裁 柳谷謙介

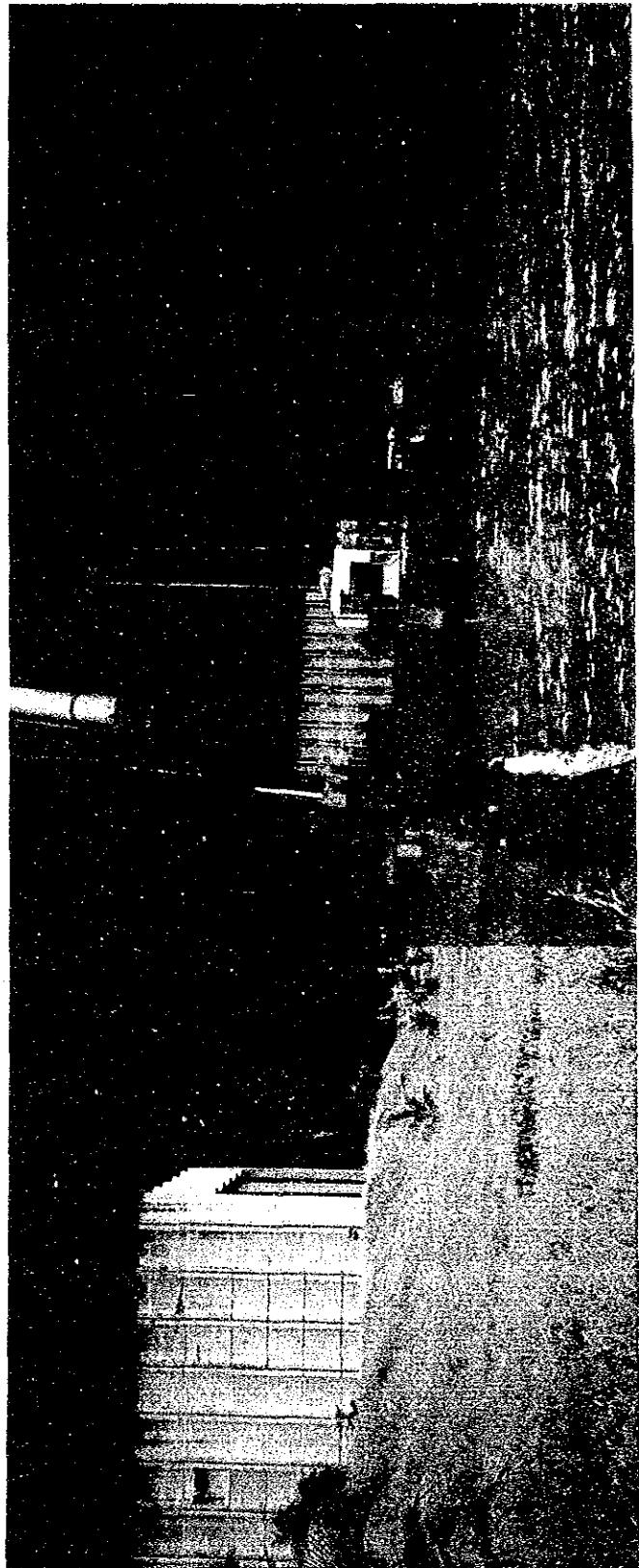




KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT  
DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)

REGIONAL MAP & ROADS





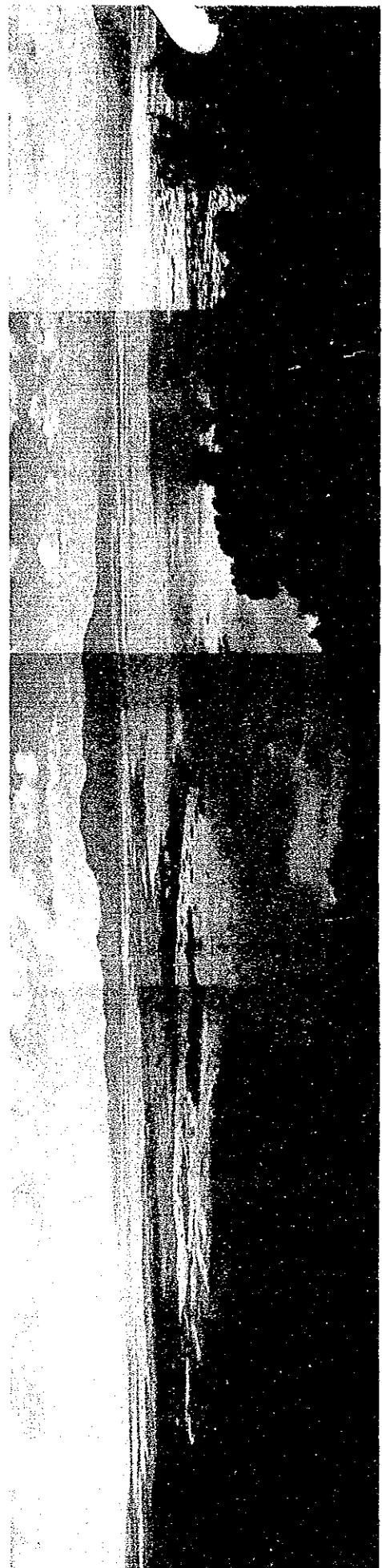
Kalayaan Pumped Storage Power Plant and Tailrace





Existing Penstock for Stage I Project





Grown Floating Aquatic Plants in the Tailrace



目 次

	頁
<b>結論と勧告</b>	
結論	1
勧告	5
<b>第1章 序 論</b>	
1.1 計画の背景とその意義	1-1
1.2 調査の目的および範囲	1-2
1.2.1 目的	1-2
1.2.2 調査の範囲	1-2
1.2.3 確認事項	1-3
1.3 現地調査業務および参加者リスト	1-4
1.3.1 現地調査業務	1-4
1.3.2 調査日程	1-5
1.3.3 参加者リスト	1-5
<b>第2章 フィリピン国的一般概況</b>	
2.1 一般概況	2-1
2.2 経済の現況	2-1
2.3 経済と電力指標	2-3
<b>第3章 電気事業の現状</b>	
3.1 電気事業の形態	3-1
3.1.1 政府および関係機関	3-1
3.1.2 フィリピンの電気事業	3-1
3.2 供給設備	3-3
3.3 需要および供給	3-3
3.4 発電電力量の燃料種別	3-3
3.5 電力消費パターン・特性	3-4

#### 第4章 電力需要想定

4.1	需要想定	4-1
4.1.1	マクロ手法による需要想定	4-1
4.1.2	今回採用する需要予想結果	4-1
4.1.3	将来の負荷特性	4-2
4.2	電源開発計画	4-2
4.3	電力需要バランス	4-3

#### 第5章 水文

5.1	一般気象	5-1
5.2	CalirayaおよびLumot貯水池	5-1
5.2.1	気象	5-1
5.2.2	水文	5-2
5.3	Laguna湖 (Laguna de Bay)	5-4
5.3.1	地理的条件	5-4
5.3.2	Laguna湖水位	5-4
5.3.3	Pagsanijan河の流出土	5-4
5.4	気象、流量観測所の設置	5-5
5.4.1	気象観測所の設置	5-5
5.4.2	流量観測所の設置	5-5

#### 第6章 地質

6.1	調査地域周辺の地形、地質概要	6-1
6.2	各構造物付近の地質	6-1
6.3	地質調査工事	6-4
6.4	発破試験	6-5
6.4.1	発破試験の目的と日程	6-5

6.4.2	試験場所	6-6
6.4.3	発破パターン	6-6
6.4.4	測定内容および方法	6-7
6.4.5	測定結果	6-7
6.4.6	測定結果の解析および考察	6-8

## 第7章 地震

7.1	フィリピン国の地震活動特性の概要	7-1
7.2	設計震度	7-1

## 第8章 開発計画

8.1	開発規模	8-1
8.2	揚水源資と開発時期	8-2
8.3	揚水発電パターン	8-2
8.4	貯水池運用計画	8-3
8.4.1	既設々備の経緯	8-3
8.4.2	上池と下池の機能	8-4
8.4.3	貯水池運用の検討	8-7

## 第9章 送電計画および系統解析

9.1	送電計画	9-1
9.2	系統解析	9-1

## 第10章 概略設計

10.1	既設構造物の現状	10-1
10.1.1	Caliraya貯水池	10-1
10.1.2	上部水路と取水口	10-1

10.1.3	水圧鉄管路	10-2
10.1.4	発電所ならびに放水路	10-2
10.1.5	サービスビルおよびコントロールビル	10-3
10.1.6	開閉所	10-3
10.2	代替案	10-3
10.2.1	基本条件と代替案	10-3
10.2.2	Alternative A	10-5
10.2.3	Alternative B	10-5
10.2.4	Alternative C	10-6
10.2.5	施工上配慮すべき事項	10-7
10.2.6	代替案の経済比較	10-8
10.2.7	代替案の検討結果	10-9
10.3	土木構造物の設計	10-9
10.3.1	上部開水路	10-9
10.3.2	取水口	10-10
10.3.3	水圧鉄管	10-10
10.3.4	Lumban-Kalayaan 國道の迂回トンネル	10-12
10.3.5	発電所	10-13
10.3.6	放水路	10-13
10.3.7	開閉所	10-14
10.3.8	荷揚げ設備	10-14
10.4	電気設備の設計	10-14
10.4.1	発電所	10-14
10.4.2	キャビテーション特性及び水撃圧の検討	10-20
10.4.3	屋外開閉所他	10-23
10.4.4	輸送	10-24

## 第11章 工事計画および工事費

11.1	工事計画および工程	11-1
11.1.1	工事の特長	11-1
11.1.2	基本的条件	11-1
11.1.3	工事計画および工事工程	11-6
11.1.4	主要構造物の施工手順と方法	11-11
11.2	概算工事費	11-14
11.2.1	基本事項	11-14
11.2.2	概算工事費	11-18

## 第12章 環境アセスメント

12.1	環境問題アセスメント(E.I.A) の目的	12-1
12.2	一般的アプローチ	12-1
12.2.1	Kalayaan計画に関する環境状態	12-1
12.2.2	現状および計画中の運転条件	12-2
12.2.3	E.I.A における優先順位	12-3
12.3	現在の環境条件	12-3
12.3.1	物理的環境	12-3
12.3.2	水 質	12-4
12.3.3	生物学的環境	12-6
12.3.4	社会経済的環境	12-8
12.4	予想される第2期計画の環境問題	12-9
12.4.1	水 質	12-9
12.4.2	水生動植物の生態	12-10
12.4.3	社会経済的環境	12-11
12.5	環境影響低減への提言	12-14
12.5.1	概 要	12-14

12.5.2	揚水発電所下池	12-15
12.5.3	下池におけるWetland の造成	12-16
12.5.4	その他の緩和策	12-19
12.6	研究、調査および観察	12-20
12.6.1	概 要	12-20
12.6.2	水理および生態学のモデル	12-21
12.6.3	本計画の下池を構成するための締切りダム	12-22
12.6.4	Wetland	12-23
12.6.5	淡水生物および水質の監視	12-24
12.7	工程および費用	12-26

### 第13章 経済評価

13.1	評価の手法	13-1
13.2	第2期計画の総費用	13-1
13.3	代替ガスタービン発電計画の総費用	13-3
13.4	建設費の調整係数および年経費累積現在価値換算係数	13-4
13.5	便益 (Benefit)・費用 (Cost) 計算の諸元	13-6
13.6	便益・費用比率 (割引率: 15%)	13-7
13.7	等価割引率 (EIRR)	13-9

### 第14章 財務分析

14.1	分析の方法	14-1
14.2	財務分析の諸条件	14-1
14.3	借入金返済計画、損益計算、キャッシュ・フロー	14-4
14.3.1	キャッシュ・フローおよび収支バランス	14-17
14.3.2	第2期計画の収益率	14-17
14.4	財務的等価割引率 (FIRR) 15%を得るための電力単価	14-23

## **Appendix**

- 1. ボーリング柱状図**
- 2. 発破試験結果**
- 3. 水質試験結果**

LIST OF TABLES, FIGURES AND PICTURES

	<u>Page</u>
<b>Conclusions and Recommendations</b>	
Table 1 Specifications of the Stage II Project .....	2
Table 2 Estimated Construction Cost .....	4
 <b>Chapter 1</b>	
Table 1-1 JICA Mission Schedule (Preliminary Investigation) ..	1 - 6
Table 1-2 JICA Mission Schedule (Submission of Interim Report) .....	1 - 7
Table 1-3 JICA Mission Schedule (Submission of Draft Final Report) .....	1 - 8
Table 1-4 JICA Mission Schedule (Blasting Test) .....	1 - 9
 <b>Chapter 3</b>	
Table 3-1 Existing Power Plants in Luzon grid (as of Dec. 1989) .....	3 - 5
Table 3-2 Energy Deficiency in the Philippines .....	3 - 3
Table 3-3 Daily Load Characteristics in 1988 and 1989 .....	3 - 4
Fig. 3-1 Government Organizations Responsible for Energy ....	3 - 1
Fig. 3-2 Organization of NAPOCOR .....	3 - 8
Fig. 3-3 Installed and Energy Generation Mix of the Philippines .....	3 - 9
Fig. 3-4 Typical Daily Load Curve in Luzon grid .....	3 - 10
 <b>Chapter 4</b>	
Table 4-1 Trend of Power Demand and GDP in Luzon Grid .....	4 - 6
Table 4-2 Demand Forecast in Luzon Grid (Mid-case GDP: 6.4%) .....	4 - 6

	<u>Page</u>
<b>Table 4-3 Demand Forecast in Luzon Grid (Steady case</b>	
GDP: 5.5%) .....	4 - 7
<b>Table 4-4 Demand Forecast by NAPOCOR (PDP Nov. 1989) .....</b>	<b>4 - 7</b>
<b>Table 4-5 Future Daily Load Characteristics .....</b>	<b>4 - 2</b>
<b>Table 4-6 Power Development Program by the Mission .....</b>	<b>4 - 8</b>
<b>Table 4-7 Demand and supply Balance in MW and GWh .....</b>	<b>4 - 9</b>
<b>Fig. 4-1 Correlation between GDP and Electric Energy .....</b>	<b>4 - 10</b>
<b>Fig. 4-2 Installed Power Balance in Luzon Grid .....</b>	<b>4 - 11</b>
<b>Fig. 4-3 Firm Power Balance in Luzon Grid .....</b>	<b>4 - 12</b>
<b>Fig. 4-4 Firm Energy Balance in Luzon Grid .....</b>	<b>4 - 12</b>
 <b>Chapter 5</b>	
<b>Table 5-1 Actual Inflow at Caliraya Reservoir .....</b>	<b>5 - 6</b>
<b>Fig. 5-1 Caliraya Reservoir Capacity .....</b>	<b>5 - 7</b>
<b>Fig. 5-2 Connecting Tunnel Discharge .....</b>	<b>5 - 8</b>
 <b>Chapter 6</b>	
<b>Table 6-1 Measuring Results of Blasting Tests .....</b>	<b>6 - 10</b>
<b>Fig. 6-1 Topography of around the Project Area .....</b>	<b>6 - 11</b>
<b>Fig. 6-2 Geology of around the Project Area .....</b>	<b>6 - 13</b>
<b>Fig. 6-3 Geology: Plan and Profile .....</b>	<b>6 - 15</b>
<b>Fig. 6-4 Results of Boring Survey .....</b>	<b>6 - 17</b>
<b>Fig. 6-5 Intensity of Blasting Vibration and Damage Caused ..</b>	<b>6 - 18</b>
<b>Fig. 6-6 Blasting Test Area .....</b>	<b>6 - 19</b>
<b>Fig. 6-7 Preliminary and Main Blasting Test Pattern .....</b>	<b>6 - 20</b>
<b>Fig. 6-8 Static Cracker Test Pattern .....</b>	<b>6 - 21</b>
<b>Fig. 6-9 Measuring Instruments Configuration .....</b>	<b>6 - 22</b>
<b>Fig. 6-10 Measuring Point .....</b>	<b>6 - 23</b>
<b>Fig. 6-11 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Explosive Weight - Velocity .....</b>	<b>6 - 24</b>
<b>Fig. 6-12 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Distance - Velocity .....</b>	<b>6 - 24</b>

	<u>Page</u>
Fig. 6-13 KALAYAAN P.S.P.P. (II) Blasting Test Explosive Weight - Distance - Velocity .....	6 - 24
<b>Chapter 7</b>	
Fig. 7-1 Tectonic Plates in the World .....	7 - 4
Fig. 7-2 Distribution of Earthquake Generators in the Philippines .....	7 - 5
Fig. 7-3 Seismicity around the Project Site during 1897 - 1989 .....	7 - 6
Fig. 7-4 Seismicity around the Project Site during 1897 - 1989 (classified under seismic intensity) ...	7 - 7
<b>Chapter 8</b>	
Table 8-1 Power Development Program and Available Pumping Power .....	8 - 10
Table 8-2 Reservoir Operation of One Week (May, 1998) .....	8 - 11
Fig. 8-1 Preferable Generation Mix in Future .....	8 - 12
Fig. 8-2 Available Pumping Power from Base Power Plants .....	8 - 10
Fig. 8-3 Pumping and Generation Cycle of a Weekday in July 1997 .....	8 - 13
Fig. 8-4 Pumping and Generation Cycle of One Week in May 1998 .....	8 - 14
Fig. 8-5 Daily Operation Pattern of Caliraya Reservoir .....	8 - 15
Fig. 8-6 Weekly Operation Pattern of Caliraya Reservoir .....	8 - 16
Fig. 8-7 Reservoir Operation of One Week (May, 1998) .....	8 - 16
<b>Chapter 9</b>	
Fig. 9-1 Map of the Luzon Grid in the Late 1990s .....	9 - 4
Fig. 9-2 Load Flow in 1998 (peak) .....	9 - 5
Fig. 9-3 Load Flow in 1998 (night) .....	9 - 6
Fig. 9-4 Result of Stability Study .....	9 - 7

Page

**Chapter 10**

Fig. 10-1	Sounding Survey .....	10 - 25
Fig. 10-2	General Layout; Alternative A .....	10 - 27
Fig. 10-3	General Layout; Alternative B .....	10 - 29
Fig. 10-4	General Layout; Alternative C .....	10 - 31
Fig. 10-5	Recommended General Plan .....	10 - 33
Fig. 10-6	Intake; Plan, Upstream view and Section .....	10 - 35
Fig. 10-7	Recommended General Layout .....	10 - 37
Fig. 10-8	Powerhouse; General Layout .....	10 - 39
Fig. 10-9	Powerhouse Shaft; Basic Scheme of Grouting .....	10 - 41
Fig. 10-10	Powerhouse Shaft; Excavation .....	10 - 43
Fig. 10-11	Powerhouse and Tailrace; Plan .....	10 - 45
Fig. 10-12	Surveying Result of Lower Canal .....	10 - 47
Fig. 10-13	Transient Calculation for Turbine Load Rejection ...	10 - 49
Fig. 10-14	Transient calculation for Pump Power Failure .....	10 - 50
Fig. 10-15	Single Line Diagram .....	10 - 51
Fig. 10-16	230kV Switchyard; General Layout plan .....	10 - 53

**Chapter 11**

Table 11-1	Principal Civil Works .....	11 - 10
Table 11-2	Principal Construction Machinery .....	11 - 10
Table 11-3	Labor Cost .....	11 - 15
Table 11-4	Construction Material Cost .....	11 - 15
Table 11-5	Investment Cost .....	11 - 18
Table 11-6	Amount of Import Duties .....	11 - 18
Table 11-7	Estimated Construction Cost .....	11 - 19
Table 11-8	Fund Requirement in Each Year .....	11 - 20
Table 11-9	Fund Requirement for Rehabilitation Works of Caliraya Dam .....	11 - 22
Fig. 11-1	Transportation Route .....	11 - 23
Fig. 11-2	Location of Temporary Facilities .....	11 - 24
Fig. 11-3	Construction Schedule .....	11 - 25
Fig. 11-4	Construction Schedule (Critical Path Method) .....	11 - 26
Fig. 11-5	Excavation in Lower Part of Penstock .....	11 - 27

	<u>Page</u>
Fig. 11-6 Penstock Tunnel Excavation Sequences .....	11 - 28
Fig. 11-7 Excavation of Powerhouse Shaft .....	11 - 29
Fig. 11-8 Tailrace Excavation .....	11 - 30
 Chapter 12	
Fig. 12-1 General Layout of Retention Dike .....	12 - 28
Fig. 12-2 Structure of Dike and Mobile Barrage .....	12 - 29
Fig. 12-3 Recommended Location of Wetlands .....	12 - 30
Fig. 12-4 Barrage Cross Section .....	12 - 31
Fig. 12-5 Environmental Impact Mitigation Measures .....	12 - 32
Pict. 12-1 Aquatic Plants (water yacyns) Floating nearby the KPSPP Tailrace .....	12 - 33
Pict. 12-2 Macrophyte Bloom beside the Tailrace .....	12 - 33
Pict. 12-3 Intermediate Stretch of Penstock, easily accesible from the road .....	12 - 35
Pict. 12-4 Suitable area for "Wetlands" at the Pagsanjan River Estuary .....	12 - 35
Pict. 12-5 Closer View of Pagsanjan River Estuary .....	12 - 37
Pict. 12-6 Recommended Tree Planting on the Slopes along the Penstock .....	12 - 39
Pict. 12-7 Pishens Located Very Close to the Tailrace .....	12 - 41
Pict. 12-8 Soil Erosion along the Caliraya Lake Shores .....	12 - 41
 Chapter 13	
Table 13-1 Salient Features for B/C Calculations .....	13 - 6
Table 13-2 Computation of Benefit and Cost .....	13 - 7
Table 13-3 Economic Evaluation (w/ and w/o Shadow Pricing) ....	13 - 8
Table 13-4 Equalizing Discount Rate .....	13 - 9
 Chapter 14	
Table 14-1 Repayment Schedule (Principal Case) .....	14 - 5
Table 14-2 Profit and Loss Statement (Principal Case) .....	14 - 6
Table 14-3 Cash Flow Sheet (Principal Case) .....	14 - 7

	<u>Page</u>
Table 14-4 Repayment Schedule (Ref. Case 1) .....	14 - 8
Table 14-5 Profit and Loss Statement (Ref. Case 1) .....	14 - 9
Table 14-6 Cash Flow Sheet (Ref. Case 1) .....	14 - 10
Table 14-7 Repayment Schedule (Ref. Case 2) .....	14 - 11
Table 14-8 Profit and Loss Statement (Ref. Case 2) .....	14 - 12
Table 14-9 Cash Flow Sheet (Ref. Case 2) .....	14 - 13
Table 14-10 Repayment Schedule (Ref. Case 3) .....	14 - 14
Table 14-11 Profit and Loss Statement (Ref. Case 3) .....	14 - 15
Table 14-12 Cash Flow Sheet (Ref. Case 3) .....	14 - 16
Table 14-13 Rate of Return .....	14 - 18
Table 14-14 Rate of Return (Principal Case) .....	14 - 19
Table 14-15 Rate of Return (Reference Case 1) .....	14 - 20
Table 14-16 Rate of Return (Reference Case 2) .....	14 - 21
Table 14-17 Rate of Return (Reference Case 3) .....	14 - 22
Table 14-18 Unit Price of Electricity Viewed from FIRR .....	14 - 23

## UNITS

m	-	meter, unit of length
km	-	kilometer (1,000 m)
m <sup>2</sup>	-	square meter
m <sup>3</sup>	-	cubic meter
m <sup>3</sup> /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
KPSPP	-	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 <sup>2</sup>	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 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	22.09	22.00
総貯水容量	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	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 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	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 × 1,200 × 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)	m³/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		可逆式立軸フランシス形ポンプ水車	
合 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		ボ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 貧	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。

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

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

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

$$B/C = 1.10$$

$$\text{等価割引率} = 21.15\%$$

## (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考える。

## 勧告

### (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、周辺の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、

- 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。

# 第 1 章 序 論



## 1.1 計画の背景とその意義

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期計画のフィ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。

第2期計画は、Luzon系統の電源が地熱や石炭火力に比重が移るといった電源構成の変化に伴い、1990年後半にピーク対応として期待される水力電源開発であり、その開発の意義としては：

\* 系統運用予備力としてガスタービン発電に頼っているが、ガスタービンの運転コストが高いこと、耐用年数が短いこと、温度変化による出力特性が不安定であること等の予備電源としてのデメリットを、水力電源に置き換えることによって系統運用の向上が期待できる。

\* 石炭火力発電の電源構成比率が高くなることに伴い、ピーク・オフピーク間の負荷ギャップを埋めることができるとおり、オフピーク時に揚水を行いピーク時に発電が行える揚水発電設備が必要である。また、揚水発電設備により、発電運転時の系統周波数調整、電圧調整と調相運転による系統無効電力調整が可能になり系統運用上大きなメリットとなる。

\* 本計画地点は1976年にイタリアの協力によりフィージビリティ調査が終了しており、既に 150MW 2台の揚水発電設備が運転されている。

従って、建設コストは、ダム本体および土木工作物の一部について既設備が利用で

きることから、大幅に節約することが可能であり、開発計画上のリーストコストプライオリティは極めて高いと考えられる。

## 1.2 調査の目的および範囲

### 1.2.1 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 MAPOCORと協議を行い、第2期計画のフィージビリティ調査を実施する目的で調査団を組織し、次節1.3で述べる日程およびメンバーで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。

### 1.2.2 調査の範囲

調査は次の3段階に分けて実施された。

- Preliminary Investigation Stage
- Detailed Investigation Stage
- Feasibility-grade Design Stage

各段階における調査の内容は次に示す通りである。

#### (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
  - Review and analysis of relevant information on growth of power consumption, forecasts of energy and peak demand, characteristics of power consumption pattern, etc.
  - Review and analysis of power expansion programme including those of transmission line and substation

- (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

Based on the result of the Preliminary Investigation Stage, the Detailed Investigation was carried out for the selected site as follows :

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

### (3) Feasibility-grade Design Stage

Based on the result of the Preliminary and the Detailed Investigation Stages, the Study was carried out for the selected site as follows.

- (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 grogramme
- (h) Cost estimation
- (i) Economic and finacial analyses

### 1.2.3 確認事項

第1次現地調査（1990年1月17日－2月6日）の結果、国内で実施する設計業務に反映する主たる事項について MAPOCORと協議を行い、次の通り確認した。

- (1) 第2期計画の出力については、既に工事が終了している取水設備、水圧鉄管路等から考えて、第1期計画同様 300MWが適当と考える。

- (2) 主機台数および単機出力は、接続される電力系統の容量から考慮して 150MW 2 台が適當と考える。
- (3) Calirayaダムの運用水位については、現在 BL 289.15m (in the dry season)まで利用されている。しかしながら、第2期計画における設計基準値は、既設々備の criteria 同様、満水位：BL 288.00、低水位：BL 286.00 とする。
- (4) Comparative studies のために採用する alternative は第10章に述べる通り 3 案 (Alternative A, B and C)とする。
- (5) 工事費の積算は1990年1月現在とし、内貨外貨共US\$ 表示とする。
- (6) 第1期計画建設時に第2期計画用として先行投資した工事費は、第2期計画工事費の中には織り込まないものとする。
- (7) 第2期計画総工事費には、NAPOCOR の要請により Caliraya dam rehabilitation のための費用を算入するが、第2期計画の経済性検討にはこの rehabilitation costは含めないものとする。

### 1.3 現地調査業務および参加者リスト

#### 1.3.1 現地調査業務

調査団は、本年1月および3月に実施した現地調査の折に、前節1.2.2 記載の調査範囲に併せて下記の項目についても調査を実施した。

- 1) 既設々備現状調査
- 2) 給電運用調査
- 3) 発電所運転状況調査
- 4) プロジェクトサイトおよび周辺地質調査
- 5) ポーリング調査工事指導
- 6) 地震関係資料調査
- 7) 取水設備の潜水夫による水中調査
- 8) 骨材採取可能地点調査
- 9) 荷揚げ設備並びに運搬ルート調査
- 10) 環境関係機関との打合せ
- 11) 発破試験打合せ
- 12) 湖水採取および水質検査

### 1.3.2 調査日程

現地調査日程は、Table 1-1 からTable 1-4 に示す通りである。

### 1.3.3 参加者リスト

今回の調査に直接関係した技師は下記の通りである。

#### (1) NAPOCOR

Mr. Marciano C. Avendano	— Vice-President, Engineering
Mr. Pancho C. Dino	— Manager, Hydro Power Eng. Dept.
Mr. Rodolfo C. Dela Cruz	— Manager, Hydro Planning Div. HPED
Mr. Reynaldo I. Evangelista	— Manager, Hydro Desig Div. HPED
Mr. Edgar C. Portante	— Luzon Grid Manager, SPD
Mr. R. M. Pulanco	— Managerp Geology & Geotec. Div TRSD
Ms. P. L. Lopez	— PE A, Hydro Planning Div. HPED
Mr. Petronilo Pana	— PE II, Geology & Geotech. Div. TRSD
Mr. Andy B. Arvesu	— PE II, Hydro Design DiV. HPED
Mr. Francisco A. San Pablo	— PE II, Hydro Planning Div. HPED
Ms. Ma. Juliet E. Herrera	— Project Economist, HPED
Ms. Nilda P. Santiago	— Supervising Engineer, HPED
Mr. Bienvenido Babilonia	— Principal Engineer A, TPED
Mr. Rolando B. Dugeno	— Corplan Specialist, SPD
Mr. G. C. Quejada	— Supervising Engineer, HPED
Mr. D. V. Politico	— Senior Engineer, HPED
Mr. B. Balugo	— Senior Geologist, TRSD
Mr. H. B. Alba	— ERSD
Ms. Humbelina M. Castro	— Chief, Phys-Chemi. Envi. Sec. EMD

#### (2) JICA Mission

團長	佐藤 守 弘	系統計画	鈴木 昭 男
水文計画	飯野 勝 衛	電力設備	菅原 良 二
土木設備	金子 和 男	電力設備	渡辺 和 彦
土木設備	G. Stevanella	環境	G. A. Crema
施工計画	伏見 和 彦	経済財務	福田 哲 也
地質	岸田 三好		
地質	有働 忠 久		
地質	村田 健 俊		

Table 1-1 JICA Mission Schedule (Preliminary Investigation)  
Jan. 17 - Feb. 6, 1990

DATE	SCHEDULE	CONTENTS	AT
Jan 17 (Wed)	Tokyo-Manila	BY PR431 Lv 13:15 Ar 16:50	
18 (Thu)	Meeting	Discussion on QUESTIONNAIRE	NAPOCOR
19 (Fri)	Meeting	Discussion on QUESTIONNAIRE and Field Survey	NAPOCOR
20 (Sat)	Field Survey	Realization of the outline of the Kalayaan site condition	
21 (Sun)		Collection of the materials for Field Survey	Hotel
22 (Mon)	Meeting	Discussion ON INCEPTION REPORT Collection of Data	NAPOCOR
23 (Tue)	Field Survey	See INCEPTION REPORT 4.1 (3)	Kalayaan
24 (Wed)		Field Survey	
25 (Thu)		Additionary, Execution of simple environmental investigation (Water quality investigation)	
26 (Fri)	Meeting	Discussion on Field Survey Collection of Data	NAPOCOR
27 (Sat)	Desk Work	Arrangement of collected data	Hotel
28 (Sun)		Arrangement of collected data	Hotel
29 (Mon)	Meeting	Discussion of development plan	NAPOCOR
30 (Tue)		Collection of Data	
31 (Wed)	Meeting and Field Survey	Discussion of Detailed investigation, Field Survey	NAPOCOR
Feb 1 (Thu)		Mr. Kaneko, Mr. Kisida and Mr. Stevanella go to Field Survey	& Kalayaan
2 (Fri)	Meeting	Discussion on Detailed investigation and Feasibility Design Collection of data	NAPOCOR
3 (Thu)	Desk Work	Arrangement of collected data Drawing of meeting document	Hotel
4 (Sun)		Arrangement of collected data Drawing of meeting document	Hotel
5 (Mon)	Meeting	Discussion of pending problems	NAPOCOR
6 (Tue)	Manila-Tokyo	BY PR432 Lv 14:25 Ar 19:15	

Table 1-2 JICA Mission Schedule (Submission of Interim Report)  
Mar. 22 - Mar. 30, 1990

DATE	SCHEDULE	CONTENTS	AT
Mar 22 (Thu)	Tokyo-Manila	By JL 741 Lv 10:00, Ar 13:30 Meeting with JICA Phil. Office	
23 (Fri)	Meeting	Discussion on Interim Report with EOJ Embassy of Japan	
		Discussion on Interim Report	NAPOCOR
24 (Sat)	Site Visiting	Field Investigation, Collection of Data	Kalayaan
25 (Sun)	Preparation	Preparation of Discussion	Hotel
26 (Mon)	Meeting Site Visiting	Discussion on Interim Report Collection Data	NAPOCOR Kalayaan
27 (Tue)	Meeting	Discussion on Interim Report	NAPOCOR
28 (Wed)	Meeting	Discussion on Interim Report	NAPOCOR
29 (Thu)	Meeting	Report to JICA and EOJ on results of Discussion W/NPC	JICA, EOJ
30 (Fri)	Manila-Tokyo	By JL 742 Lv 14:50, Ar 19:50	

Table 1-3 JICA Mission Schedule (Submission of Draft Final Report)  
Aug. 25 - Sep. 8, 1990

DATE	SCHEDULE	CONTENTS	AT
Aug 25 (Sat)	Tokyo-Manila	By PR 431 Lv 10:15, Ar 13:30	
26 (Sun)	Visiting	Site Visiting	Kalayaan
27 (Mon)	Meeting	Submission and Explanation of Draft Final Report to JICA and NAPOCOR	JICA NAPOCOR
28 (Tue)	Meeting	Explanation on Draft Final Report	NAPOCOR
29 (Wed)	Meeting	Explanation on Draft Final Report	NAPOCOR, EOJ
30 (Tue)	Meeting	Explanation on Draft Final Report	NAPOCOR
31 (Fri)	Meeting	Explanation on Draft Final Report	NAPOCOR
Sep 1 (Sat)	Preparation	Preparation for Discussion	Hotel
2 (Sun)	Preparation	Preparation for Discussion	Hotel
3 (Mon)	Meeting	Discussion on Draft Final Report	NAPOCOR
4 (Tue)	Meeting	Discussion on Draft Final Report	NAPOCOR
5 (Wed)	Meeting	Discussion on Draft Final Report	NAPOCOR
6 (Thu)	Meeting	Discussion on Draft Final Report	NAPOCOR
7 (Fri)	Meeting	Internal Meeting	Hotel
8 (Sat)	Manila-Tokyo	By PR 432 Lv 14:25, Ar 19:15	

Table 1-4 JICA Mission Schedule (Blasting Test)  
Aug. 25 - Sep. 14, 1990

DATE	SCHEDULE	CONTENTS	AT
Aug 25 (Sat)	Tokyo-Manila	By PR 431 Lv 10:15, Ar 13:30	
26 (Sun)	Preparation	Site Visiting	Kalayaan
27 (Mon)	Meeting	Explanation of Blasting Test to JICA	JICA
		Explanation of Blasting Test, Discussion of Test Schedule	NAPOCOR
28 (Tue)	Meeting	Preparation	NAPOCOR
29 (Wed)	Preparation	Preparation	Kalayaan
30 (Thu)	Preparation	Excavation	Kalayaan
31 (Fri)	Preparation	Excavation	Kalayaan
Sep 1 (Sat)	Preparation	Installation of Measuring Devices	Kalayaan
2 (Sun)	Preparation	Installation of Measuring Devices	Kalayaan
3 (Mon)	Meeting	Discussion of Test Schedule	NAPOCOR
4 (Tue)	Preparation	Drilling	Kalayaan
5 (Wed)	Meeting	Discussion of Test Schedule	NAPOCOR
6 (Thu)	Preparation	Drilling	Kalayaan
7 (Fri)	Preparation	Drilling	Kalayaan
8 (Sat)	Test	Test (Case I & J)	Kalayaan
9 (Sun)	Test	Blasting Test (Case A,B,E,F)	Kalayaan
10 (Mon)	Meeting	Report to JICA on Test	JICA
		Report to NAPOCOR on Test & Discussion of Test Schedule	NAPOCOR
11 (Tue)	Preparation	Transportation of CCR	Manila
12 (Wed)	Preparation	Preparation for Transportation of Testing Equipments	Kalayaan
13 (Thu)	Meeting	Report to JICA on Test	JICA
		Report to NAPOCOR on Test	NAPOCOR
14 (Fri)	Manila-Tokyo	By PR 432 Lv 14:20, Ar 19:15	



## 第 2 章 フィリピン国的一般概況



## 第2章 フィリピン国的一般概況

### 2.1 一般概況

#### (1) 国 土

フィリピン共和国は、アジア大陸の東南、マレー諸島の東北部に、南北 1,851キロメートルにわたって散在する 7,107の島々で構成されているが、11の大きな島、即ち Luzon, Mindoro, Samar, Leyte, Cebu, Masbate, Bohol, Negros, Panay, Palawan, Mindanaoで総面積の96%を占めており、その総面積は29.9万平方キロメートルである。

全人口は約 5,800万人、その内約 800万人が首都圏マニラに住んでいる。

#### (2) 気 象

フィリピンは熱帯性気候に属し、年間平均気温は摂氏27.5度で年間を通じてあまり差はないが、4月～5月の平均気温が約29度と比較的高い。

Luzon 地方では、だいたい6月～10月が雨季、11月～5月が乾季に分けられるが、地方によっては雨季、乾季の区別がはっきりしないところもある。

フィリピンの年間気温、湿度、降雨量は以下の通りである。

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
気温(℃)	平均	25.7	26.2	27.5	29.0	29.4	28.6	27.9	27.3	27.4	27.6	27.5
	最高	29.5	30.2	31.8	33.1	33.4	32.1	31.2	30.4	30.6	31.0	30.5
	最低	22.2	22.4	23.5	24.9	25.7	25.3	24.8	24.4	24.4	24.4	23.7
湿度 (%)	73	69	63	65	69	76	79	82	81	77	76	75
雨量 (mm)	13.3	5.4	11.7	22.6	116.3	290.4	394.1	489.4	350.7	197.8	130.1	65.5

### 2.2 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。

フィリピンの経済構造の特徴を国内生産(GDP)について見てみると、サービス産業が全体の44%を占めており、工業部門が33%、農林水産業が23%となっている。貿易については1988年時点で約11億US\$の入超になっている。輸出はココナッツ、バナナ、材木など農産物を中心となっている。

輸入は米国からの生産財が大きなウェイトを占め、また依然として石油の輸入代金の負担が重く、貿易収支の赤字累積解消が経済成長にとって重要な課題となっている。

GNPに占める对外債務残高は、1986年で95%を占めるに至り、最近でも80%を越す高さであり、对外債務返済額／財・サービス輸出(TDS/XGS)は1987年で35.4%、1988年で33.7%と高く、厳しい状況にある。

最近に至り、フィリピン経済は急速に回復し、高成長を持続する態勢にあるが、对外累積債務、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	-
对外債務残高／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、徵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、外國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徵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

### 2.3 経済と電力指標

- ① 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22,944Wh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10<sup>6</sup>kWh）

	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(%)

一方、フィリピンの全発電設備は1988年時点で5,782.4MW（構成比は石油火力40.9%、地熱発電15.4%、石炭火力7.0%、水力発電36.7%）であるが、火力発電設備の老朽化による事故、修理点検による発電不能、および貯水池水位低下による発電制限などによりLuzon島電力系統内では定期的に停電を繰り返している。

特にマニラ首都圏においては、今年は昨年来の渇水により水力発電所出力が著しく低下し、更に火力発電所の事故停止による供給力不足が加わり、4月下旬以降は雨期が到来する6月まで大口の電力利用者に対して一時従来の土曜、日曜に加え月曜も休日とするなどの節電対策を要請しこれを実施していたという極めて厳しい状況にある。

② フィリピン政府は増大する電力需要に対処するため、NAPOCORに輸入石油以外の国産エネルギーの有効活用を指示した。

1986年のアキノ政権による原子力発電所の凍結は安全性と政治的判断によるものではあったが、電力需要の急速な増大と相まって電力不足の大きな要因となっている。

このような電力不足に対応するため、NAPOCORは600MWに達するガスタービンプラントを設置し緊急事態に対応せざるを得ない事情となっている。

しかしガスタービンプラントは経済性の点から好ましいとは言えない。このような背景から石炭火力計画、揚水を含めた水力発電、および地熱発電の早期推進が不可欠と考えられる。

③ フィリピンにおける電源開発計画に関する政策と戦略は次のような内容である。

i) 計画期間内における各プロジェクトの完成。

ii) 発電設備の増強と信頼性の向上を目指し、既設石油火力のリハビリテーションの実施。

iii) エネルギー部門の各段階において効率化を進めるための見直しと調整。

(a) 設備の利用率と負荷率の増加。

(b) 設備費の低減と発電コストの抑制。

iv) 省エネ計画の推進

v) 送電損失の軽減を図るための系統運用の効率化と改善。

vi) B O T方式による、新規電源開発への私企業の参加と公共投資の抑制。

vii) 全てのエネルギー開発に伴う環境保全の評価と施策の実施。



### 第3章 電気事業の現状



### 第3章 電気事業の現状

#### 3.1 電気事業の形態

##### 3.1.1 政府および関係機関

1987年、アキノ政権はエネルギー省を廃止し、エネルギー関係の組織を再編成した。同省の統制機能はOffice of Energy Affairs(OEA)とEnergy Regulatory Board(ERB)に移管された。OEAの設立はExecutive Order No.195に基づくものであり、エネルギーに関する政策および計画の策定、調整にあたる。これらの組織図をFig. 3-1に示す。

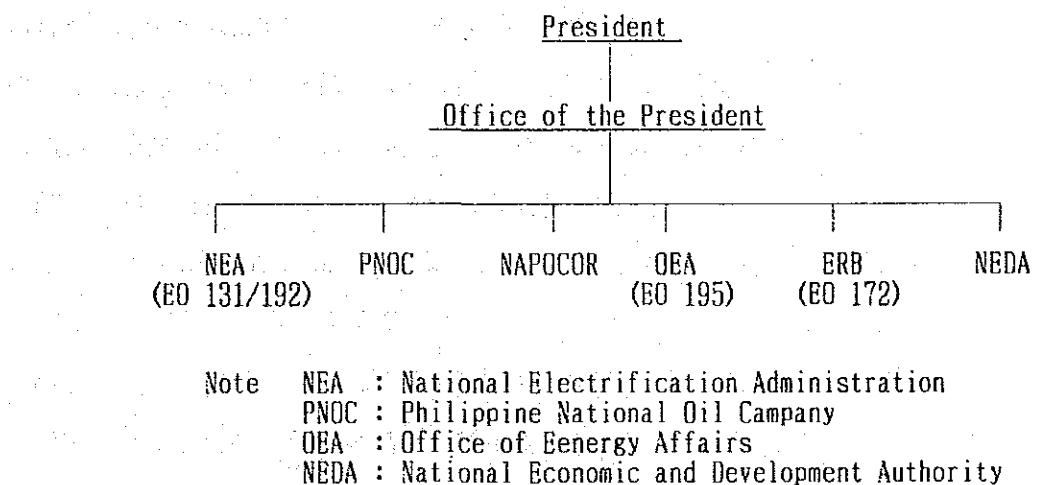


Fig. 3-1 Government Organizations Responsible for Energy

##### 3.1.2 フィリピンの電気事業

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。

NAPOCOR の事業政策に関する一切の審議、決定は理事会によって行われる。各理事は大統領によって任命される。NAPOCORの機構図を Fig. 3-2 に示す。

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。マニラ電力会社の株式はすべて米国の特殊会社であるGeneral Public Utilities Corp. によって所有されていたが、1962年にMERALCO Securities Corp. によって買収された。

従って、MERALCOは現在はマニラ市とその周辺部分の合計 8,813km<sup>2</sup> (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 kWh 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。従って、自らは電力設備を所有せず、全国に電化協同組合を組織し、これを通して地方電化を推進している。

現在までに、全国73州および2準州に 118ヶ所の電化協同組合が設立されている。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

Fig 3-3 に1989年時点のLuzon, Visayas, Mindanao各地域海の電源構成を示す。このうちLuzon 系統の地点別個別電源の概要（設備出力、運用年）は Table 3-1 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。(Table 3-2 参照)

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。

当面の供給力として NAPOCORはガスタービンの導入と老朽火力の補修に期待している。

Table 3-2 Energy Deficiency in the Philippines

Year	No. of Black out	Duration	ENS *
1988	12	64 hrs	5.5 GWh
1989	41	438 hrs	97.4 GWh

\* ENS : Energy Not Served

### 3.4 発電電力量の燃料種別

Fig 3-3 は1989年の Luzon, Visayas, Mindanao 地域の発電設備比率および発生電力量を示す。

Mindanao地区は水力エネルギーにより、ほぼ自給されているが Luzon 系統における石油エネルギー依存度の高いのが目立つ。

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-Mindanao 連系による南部の水力と地熱の開発が計画されている。

### 3.5 電力消費パターン・特性

Fig 3-4 に Luzon島の代表的な平日負荷サイクルを示す。

負荷需要は、全 Luzon需要の 7割を占めるマニラ周辺の都市型電力パターンの影響を強く受けており、これにフラットな特性を持つ地方需要と揚水動力負荷が重畠して形成されている。

平日には、11時、14時、19~20時の3つのピーク帯がありこのうち最大ピークは夕方に発生している。これは都市部の需要に農村部の点灯ピークが重なったためである。

Table 3-3 はこれら日負荷の特性を分析したものである。一方、年負荷率は1988年に71.5%あったものが1989年には70.8%とやや低下している。

Table 3-3 Daily Load Characteristics in 1988 and 1989

	Weekday	Saturday	Sunday
Load factor *	82.6%	81.9	78.7
Off Peak rate	64.0	65.0	68.6

\* without pumping

Table 3-1 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	0	1948	1998
	3	0.96	0	1945	1995
2. Buhi-Barit	1	1.80	0	9/57	2007
3. Cawayan	1	0.40	0	10/59	2009
4. Yasiway	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
	1	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
<b>Sub-total</b>		<b>660</b>	<b>360</b>		—

## (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
<b>Sub-total</b>		<b>300</b>	<b>230</b>		—
<b>GRAND TOTAL (MW)</b>		<b>4,321</b>			

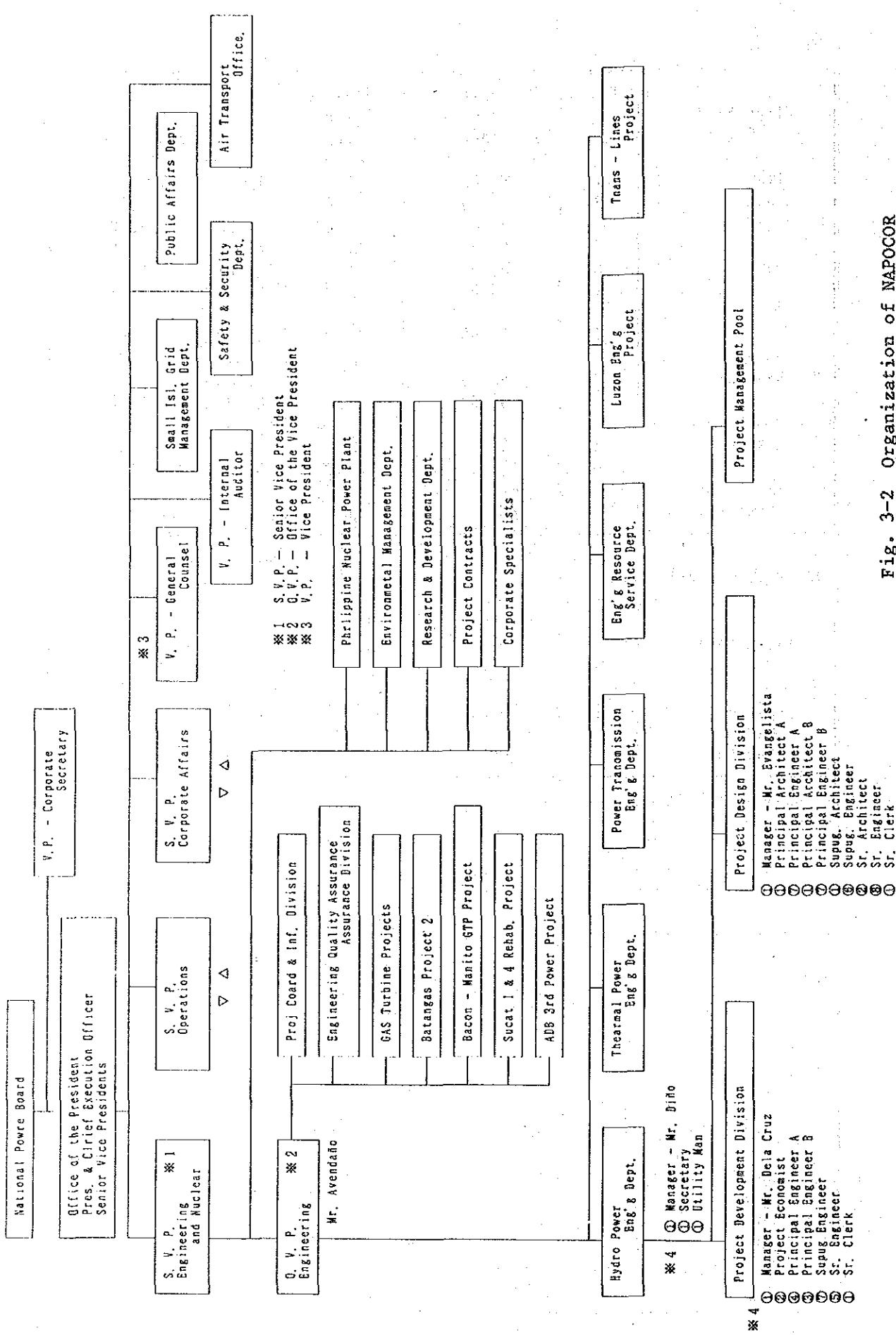


Fig. 3-2 Organization of NAPOCOR

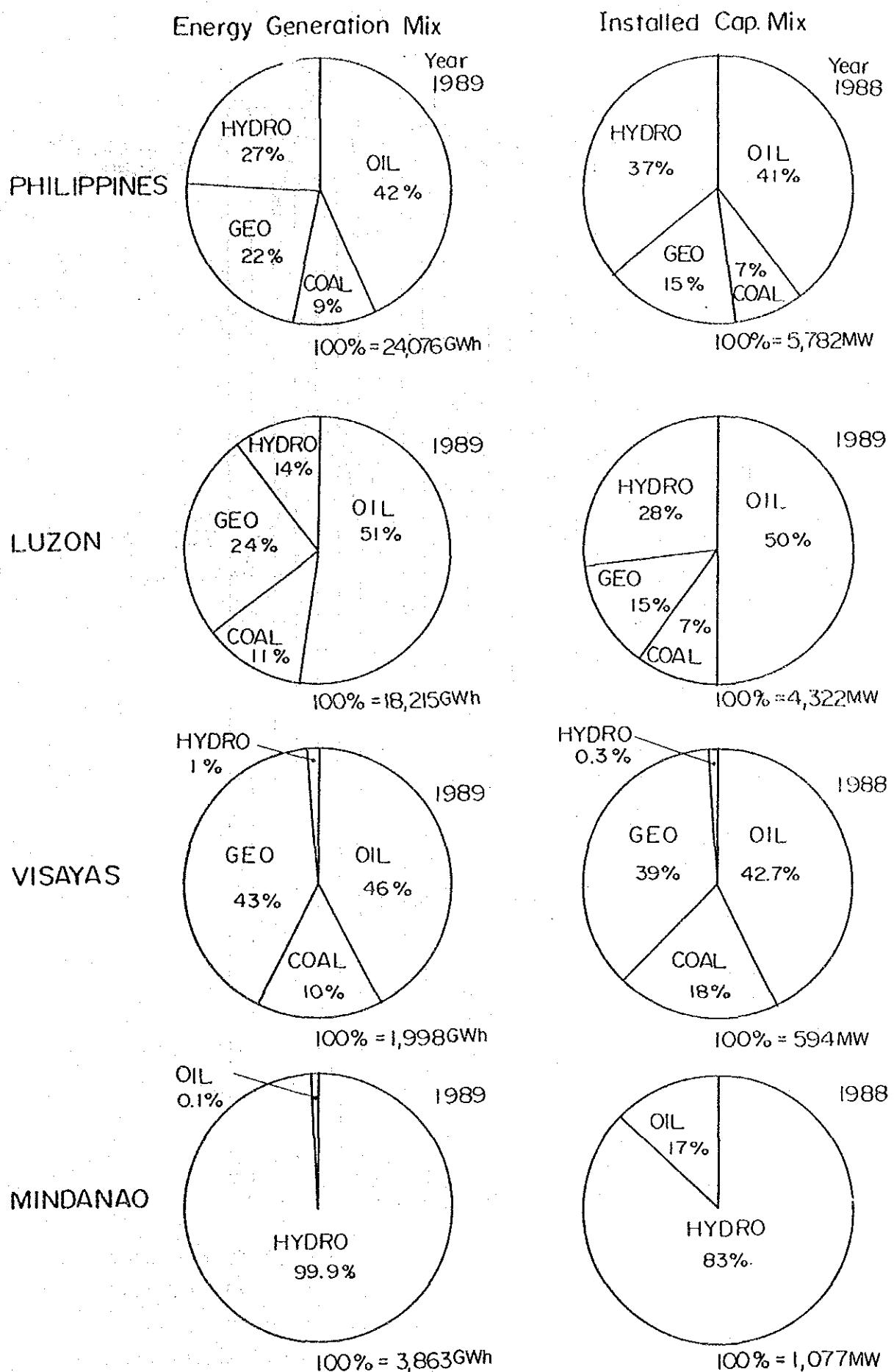


Fig. 3-3 Installed and Energy Generation Mix of the Philippines

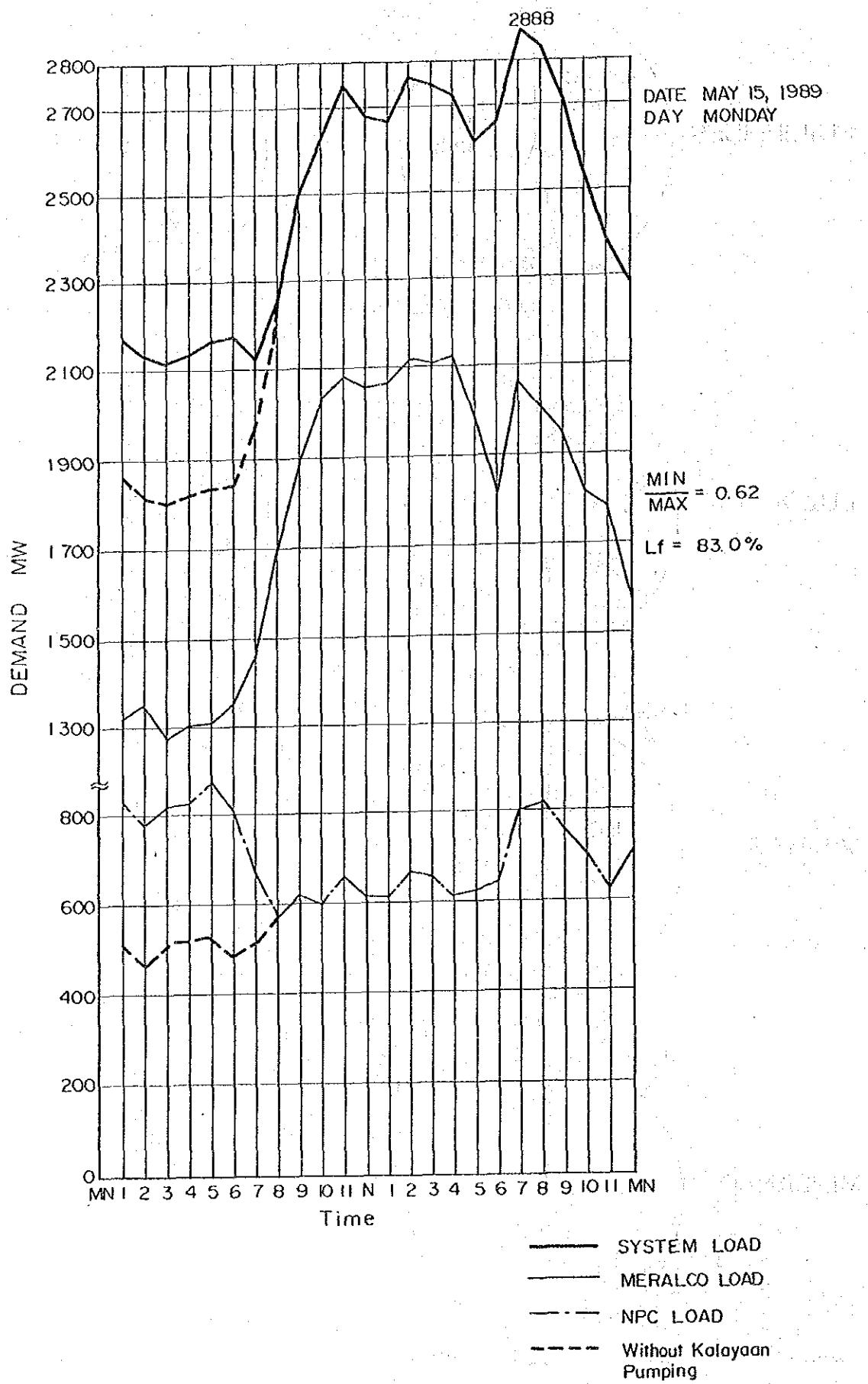


Fig. 3-4 Typical Daily Load Curve in Luzon grid

## 第 4 章 電力需要想定



## 第4章 電力需要想定

### 4.1 需要想定

1980年から'89年までのLuzon系統の電力需要の推移をTable 4-1に示す。それによると電力需要は1984年の政治不安により一旦停滞したものの、1986年2月のアキノ政権樹立後は年率6%台の伸び率で順調に推移している。

Luzon系統における電力需要の内訳は、民生用89%、工業8%、その他3%となっている。

NAPOCORでは各産業別の積み上げ手法を用いて中長期の電力需要を想定しているが、今回GDPと電力需要の相関を用いたマクロ手法により、2005年までの需要想定を行ないNAPOCORの結果と付き合わせた。

#### 4.1.1 マクロ手法による需要想定

Fig. 4-1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)

なお、相関係数rは0.97844であり、かなり良い線形特性を示していると言える。

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 4-2, 4-3にそれぞれの想定結果を示す。

両者の差は、2000年の電力需要で見て、1年半程度である。

#### 4.1.2 今回採用する需要予想結果

1989年11月時点でのNAPOCORによる需要想定は、Table 4-4に示すようにやや高めの結果となっており、マクロ手法のMid-Case(GDP年率6.4%)に近い。しかし、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。

#### 4.1.3 将来の負荷特性

第3章3.5で述べた現状の負荷特性をベースに、根強い潜在的なピーク需要を考慮して今後次第にピークとオフピーク電力の差が拡大してゆき、負荷率が低下するものと想定した。

具体的には、1990～2000年の年平均負荷率として70%、日負荷率については、Table 4-5、日負荷曲線については、第8章Fig. 8-3の形を想定し、揚水発電パターンの検討に資するものとした。

Table 4-5 Future Daily Load Characteristics

単位：%

	Weekday	Saturday	Sunday
Daily LF	82	81	78
Off Peak rate	60	63	65

#### 4.2 電源開発計画

第3章Table 3-1に示したようにルソン系統の全設備容量 4,320MWのうち石油火力が約45%を占めている。

フィリピン政府はエネルギー自給の立場から、水力、地熱等の国内エネルギー源の開発推進に力を入れているが、水力については、Luzon島だけでもなお 4,000～5,000 MWの包蔵水力を有し、90年代後半にCasecnan(265MW)および2000年始めにSan Roque(390MW)水力の開発が計画されている。一方の地熱については水力と異なり、年間を通じて安定した出力が期待されるため、Luzon 島南部や Leyte島を中心として積極的な開発案が計画されている。

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 4-6 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

1989年の Luzon 系統のピーク需要は 2,938 MW であり、単純に設備出力でみると、47 % の予備力を保有している。にもかかわらず、現実には、火力の出力低下や事故、渇水等の理由により多数の供給不足が生じている。NAPOCORでは、長期電源開発計画の策定にあたり、WIGPLAN というプログラミング手法を用いて、ある一定の供給信頼度 (LOLP : 1 ~ 3 日/年) を満足するように電源を計画している。WIGPLAN を用いた最近の検討結果によれば、この信頼度目標が達成されるのは、1995年の Tongonan 地熱開発以後とみられる。本章では電源事故等の実績を考慮して、供給予備力の面から年間エネルギーバランスと、ピーク日のパワーバランスの両面から検討を行なった。

##### (1) パワーバランス

Luzon 島のピーク需要は 5 月と 11 月頃現れるが、水力の渇水期に近い 5 月の平日に対して日間 kW ピークバランスを考える。各電源の出力条件は以下のとおりである。

###### (a) 石炭・石油および地熱

ピーク月に補修は行なわない。

ピーク発生日に最大ユニット (Malaya 2G、350 MW) が事故停止するものと仮定する。

(保証出力) 石炭、地熱：定格の 95%

石油 : " の 60%

(廃止計画) Manila 100 MW × 2 1995年にリタイヤ

Sucat 1G 150 MW 1998年に "

Sucat 2G 200 MW 2000年に "

なお、ガスタービンは、原子力開発中止の穴埋めとして急きょ投入されるものであり、高い稼働率による経年劣化が予想されるため、5 年目で出力半減、10 年でリタイヤするものとした。

###### (b) 水 力

(保証出力)

水力発電所の保証出力は、過去の運転実績から、各水力発電所毎に次表のように設定した。

(MW)

発電所	Magat	Ambuklao	Binga	Angat	Caliraya	Casecnan
保証出力	180	36	79	142	15	94*
発電所	Pantaban	Botocan	Masiway	Kalayaan	Total	
保証出力	26	0	0	300	872	* 想定値

廃止計画	Botocan	3G	0.96 MW	1995年
	Botocan	1G, 2G	2 × 8 MW	1998年
	Caliraya	1G, 2G	2 × 8 MW	1992年
	Caliraya	3G	1 × 8 MW	1997年
	Caliraya	4G	1 × 8 MW	2000年

## (2) エネルギーバランス

各電源の年間発電所利用率を次のように設定し、これより年間発電力量を求めるとした。

石油火力 : 50%

石炭・地熱 : 75%

ガスタービン : 10%

揚水 : 15%

貯水池水力 : 25%

流れ込み水力 : 20%

なお、火力機の事故停止は年間エネルギーバランスには影響しないものと考えた。

## (3) 検討結果

Table 4-7 及び Fig 4-3, 4-4 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 発電所の運転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。

具体的な Kalayaan 第2期分の投入時期と、開発規模については、第8章で述べるものとする。

Table 4-1 Trend of Power Demand and GDP in Luzon Grid

Year	GDP Mil P. at 1972	Demand (GWh)		Loss+St.s Load (%)	Peak Pow. in (MW)	Annual Lf (%)	Demand Rate (%)
		Sales Lev	Gen. Lev.				
1980	59,306	12,164	13,126	7.9	2,074.0	72.2	-
1981	61,896	12,690	13,647	7.5	2,225.0	70.0	4.0
1982	63,272	13,125	14,199	8.2	2,364.0	68.6	4.0
1983	64,558	13,908	15,312	10.1	2,478.0	70.5	7.8
1984	60,021	13,245	14,143	6.8	2,374.0	68.0	-7.6
1985	57,328	13,135	14,449	10.0	2,311.0	71.4	2.2
1986	57,730	13,461	14,756	9.6	2,435.0	69.2	2.1
1987	60,001	14,720	16,030	8.9	2,592.0	70.6	8.6
1988	63,576	16,078	17,439	8.5	2,776.0	71.7	8.8
1989	67,391	16,788	18,215	8.5	2,938.0	70.8	4.4

Table 4-2 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 4-3 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 4-4 Demand Forecast by NAPOCOR (PDP Nov. 1989)

Year	Demand (GWh)		Peak Pow. (MW)	Annual Lf (%)
	Sales Lev.	Gen. Level		
1989	17,317	18,782	2,978	72.0
1990	18,733	20,373	3,230	72.0
1991	20,325	22,116	3,506	72.0
1992	21,951	23,886	3,787	72.0
1993	23,707	25,797	4,090	72.0
1994	25,604	27,860	4,417	72.0
1995	27,652	30,089	4,771	72.0
1996	29,864	32,496	5,152	72.0
1997	32,235	35,096	5,564	72.0
1998	34,833	37,904	6,010	72.0
1999	37,620	40,936	6,490	72.0
2000	40,630	44,211	7,010	72.0
2001	43,880	47,748	7,570	72.0
2002	47,391	51,568	8,176	72.0
2003	51,182	55,693	8,830	72.0
2004	55,276	60,148	9,536	72.0
2005	59,698	64,960	10,299	72.0

Table 4-6 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 Tonganon Geo-A 8×55 Del Gallego Geo 6×20	Botocan #3 -1 Manila#1, 2 -200	6, 512
1, 996	Tonganon 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 4-7 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

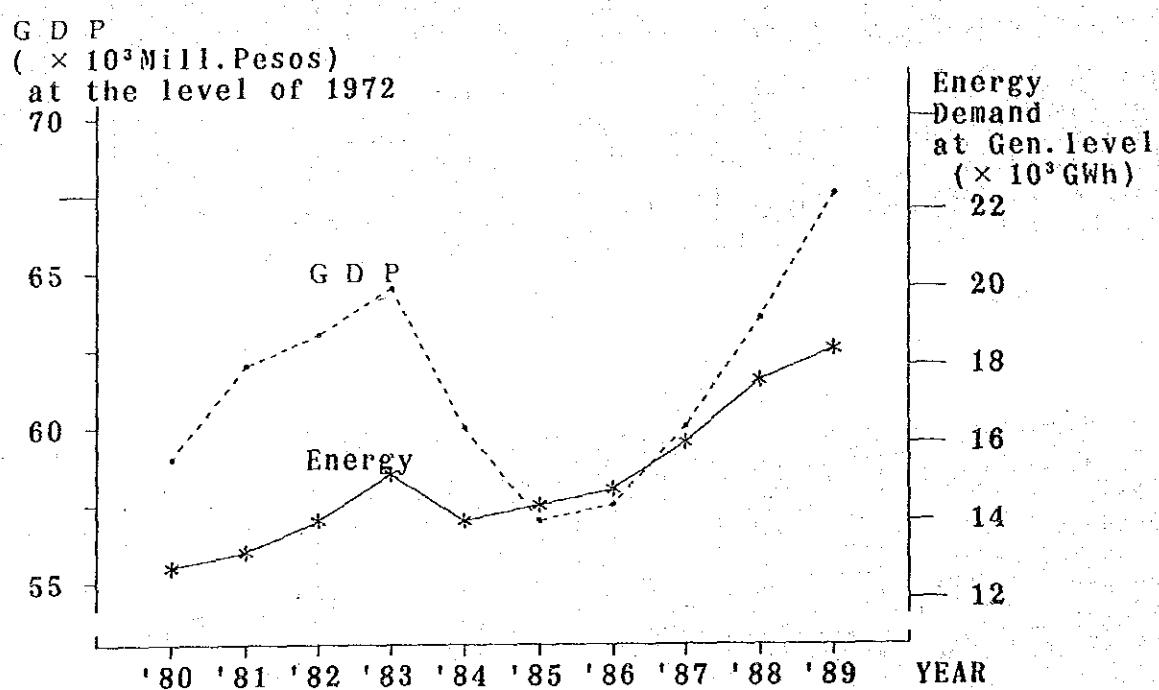


Fig. 4-1 Correlation between GDP and Electric Energy

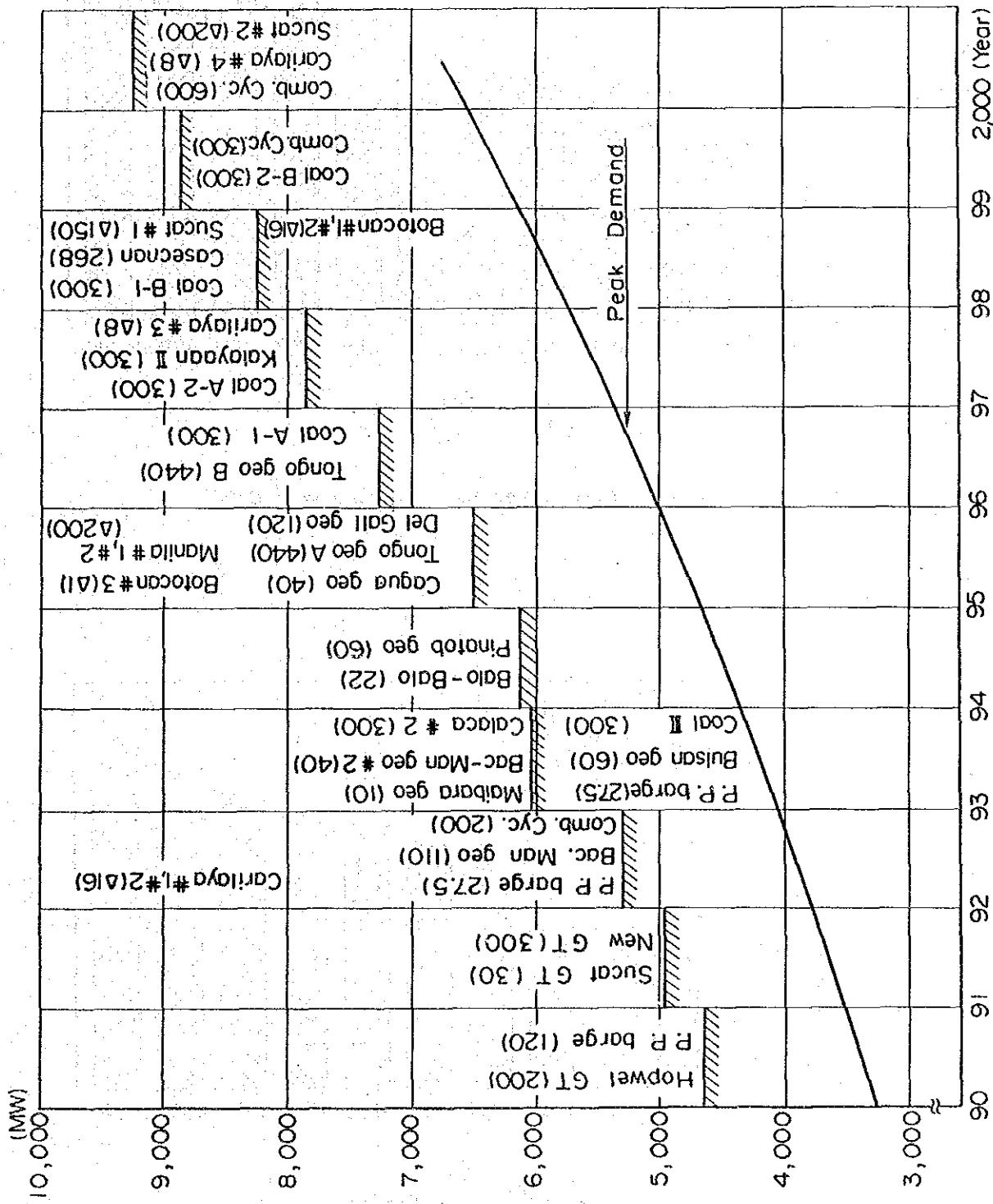
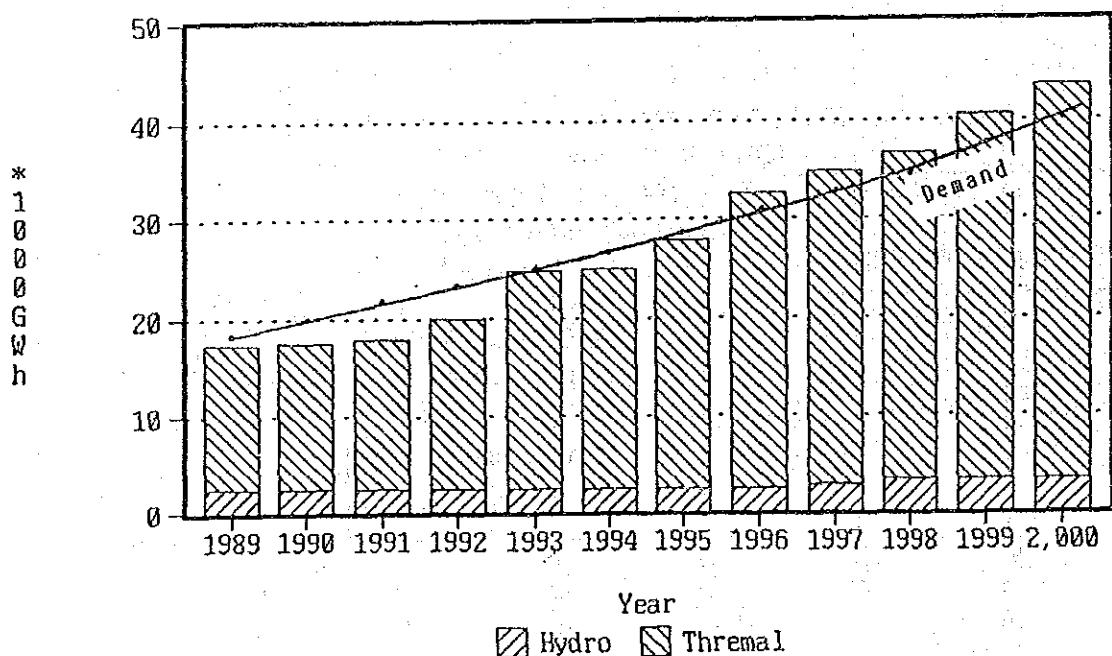
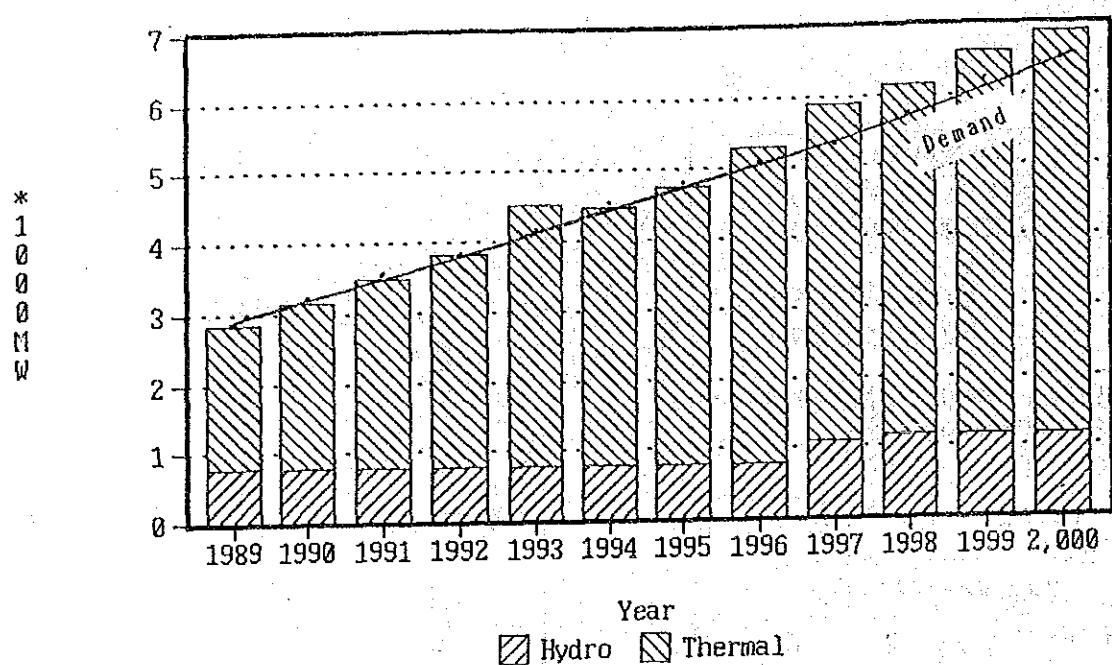


Fig. 4-2 Installed Power Balance in Luzon Grid



## 第 5 章 水 文



## 第5章 水 文

### 5.1 一般気象

フィリピン共和国は熱帯地域に位置し約北緯5~21度の間に、大小7,000余の諸島が散在し、地域を大別すると北部の大きなLuzon島地域、南部の大きなMindanao島地域、そしてその中間にVisayas諸島地域がある。

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が吹き始め、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。

フィリピン全体の平均降雨量は2,400mmである。しかし、位置および地形による影響が大きく、一般にManilaの南シナ海側は乾・雨季の差がはっきりしているが、太平洋側では1年を通して降雨量が多い。

また、フィリピンは台風の進路にあたり大きな損害を受ける。台風はフィリピンの東沖に発生して西進またはインドシナ方向に進み、7月から12月にかけてフィリピンを襲来する。

### 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Lamon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Lamon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、 Lamon湾側の陸地は標高 400~ 500mの台地状で、 Manila 側陸地は低地である。

#### (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457.2 mm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

Calirayaおよび Lumot両貯水池の流域面積は、それぞれ92km<sup>2</sup> および37km<sup>2</sup> で標高 400mから 500mの高原状の丘陵を呈している。

貯水池の面積は12km<sup>2</sup> および 6.4km<sup>2</sup> とそれぞれの流域面積に占める割合が大きく、降雨は短時間に貯水池に流入する。

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  $200 \times 10^6 m^3$  である。Table 5-1 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 <sup>3</sup> /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

CalirayaおよびLumot貯水池の有効貯水容量は、 $22.1 \times 10^6 m^3$  (Fig 5-1 参照) および $22.0 \times 10^6 m^3$  と河川年間流入量  $200 \times 10^6 m^3$  に比較して大きい。

Caliraya貯水池とLumot貯水池は前記のように連絡水路で結ばれているが、両貯水池の水位差による流入、流出量（水位差 1 m =  $2.37 m^3/s$ , 2 m =  $3.37 m^3/s$ , 3 m =  $4.10 m^3/s$ , 4 m =  $4.76 m^3/s$ ）は容量的に小さい。しかしながら、二つの貯水池は有機的に調整機能をもっている(Fig. 5-2参照)。

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、 $90.8 m^3/s$ ）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  $14.74 m^3/s$ ）、Kalayaan発電使用水量( $124.0 m^3/s$ ) および Lumot 貯水池への流出量がある。これらの貯水池の出入りは、有効貯水容量の  $20.1 \times 10^6 m^3$  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。洪水はシリンド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。（前記「カリラヤダム修復計画調査報告書」では常用洪水吐の修復、洪水吐の増設およびダムの修復等が勧告されている。）

## (3) Caliraya貯水池水位

Caliraya貯水池は築造以来 1982年3月まで Caliraya発電所最大出力32MW、最大使用水量  $14.74 m^3/s$  で運用されていた。その時は最高水位 EL 289.15m、最低水位 EL 276.00mによって運用されており、豊水期は池に貯留し、渇水期は池より

補給する貯水運用パターンであった。1982年8月以降は Kalayaan揚水発電所第1期最大出力 300MW、最大使用水量  $124.0 \text{ m}^3/\text{s}$ 、最高水位EL 289.15 m、最低水位 EL 286.00mでピーク時間発電、オフピーク時間揚水の週間パターン運用をしている。最近は 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。

#### (4) Caliraya貯水池堆砂

Calirayaダムの諸元は高さ42m、総貯水容量  $79.0 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、湛水面積 $12\text{km}^2$ である。1939年に建設開始以来50年経過している。

貯水池は、50年を経過しているが、周囲の地形に多くの地滑り、浸食が見られないと多量の堆砂はないものと想定される。同じ水系の Pagsanjan河がLaguna湖に年間多量の堆砂を搬出しているが、その供給源は次節 5.3.3で述べるように中下流部流域と想定される。

### 5.3 Laguna湖 (Laguna de Bay)

#### 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  $900\text{km}^2$  の面積で広がり、北より二つの半島が20km余、湖に突出している。湖は西北部より延長約 20km の Pasig川により Manila市街を経由して 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、4月、5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、10月、11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河は、Calirayaおよび Lumot貯水池流域を含め上流の高原台地（凝灰岩、集塊岩等）と中下流部の河岸段丘部流域  $250\text{km}^2$  を樹枝状に集め、Kalayaanの南、東北部 Laguna湖に搬出した堆砂により 6 km 程河川が湖に突出して流出している。

この河川による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 100,000m<sup>3</sup> 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。

#### 5.4 気象、流量観測所の設置

ダム、発電所および開閉所等構造物の保守・管理と流入量による発電量把握のために気象、流量観測が必要である。

##### 5.4.1 気象観測所の設置

Calirayaと Lumot貯水池は流域に比較して貯水池容量が大きいことと観測所の保守・管理の容易性から、それぞれのダム付近に設置する。また、発電所敷地内に設置する。

観測内容は、気温、湿度、雨量および風速についてKalayaan発電所制御室に送信し自動記録することが望ましい。

##### 5.4.2 流量観測所の設置

Calirayaと Lumot貯水池の流量観測としては、貯水池水位計をそれぞれのダム又は取水口付近に設置する。また、流入量の損失量（越水量）としてCaliraya貯水池常用洪水吐からの流出量を把握するために常用洪水吐の放水路にも水位計を設置することが望ましい。

観測記録は気象観測同様にKalayaan発電所制御室に送信し自動記録する。

なお、Calirayaと lumot 貯水池の流入量は、貯水池の水位と発電使用水量（発電量）および貯水池の損失量によって算出する。

Table 5-1 Actual Inflow at Caliraya Reservoir (MCM)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	Sub-total	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Sub-total	TOTAL
1960	16.88	12.70	7.60	3.14	13.11	18.80	70.23	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	38.57	8.77	6.35	13.24	12.21	28.32	9.79	78.68	117.25
1962	5.27	6.66	5.61	4.44	6.81	23.30	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	28.61	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	57.05	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	38.10	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	34.29	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	33.72	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	23.87	5.10	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	10.59	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	28.60	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	111.78	49.32	16.69	15.41	72.79	49.85	69.53	273.59	385.37
1972	9.89	16.08	10.37	10.11	18.18	69.68	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	11.82	8.31	27.15	44.69	76.59	86.49	253.05	302.07
1974	13.13	9.63	10.56	4.19	13.45	13.25	64.21	6.31	32.24	14.86	64.71	52.42	57.38	22.92	292.13
1975	26.22	10.69	14.28	38.37	13.63	11.86	115.05	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	3.56	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	12.21	16.45	19.74	16.14	40.82	45.01	151.38	229.38
1978	15.77	6.32	3.76	7.85	5.26	4.76	44.72	4.21	15.45	26.49	100.84	16.84	13.69	177.52	222.24
1979	4.21	0.29	0.28	5.96	15.81	22.02	48.57	7.53	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	28.29	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	29.34	18.71	32.01	37.90	65.89	45.00	228.85	310.94
1982	16.27	10.66	5.45	9.74	6.45	6.79	55.34	18.85	9.36	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	29.16	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	5.95	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	30.01	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	41.33	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	4.01	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	16.45	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	120.83	26.73	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	1875.57	480.47	428.44	510.20	1062.99	1026.70	962.37	4471.16	6349.73
AVERAGE	14.48	8.68	7.66	8.76	10.05	12.96	62.62	16.02	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	38.50	35.10	100.84	76.59	86.78	275.70	(6.71 m <sup>3</sup> s) <sup>-1</sup>
MINIMUM	4.21	0.29	0.28	0.83	0.51	1.09	10.59	2.04	3.64	5.35	4.01	5.61	4.70	44.90	385.37
															65.39

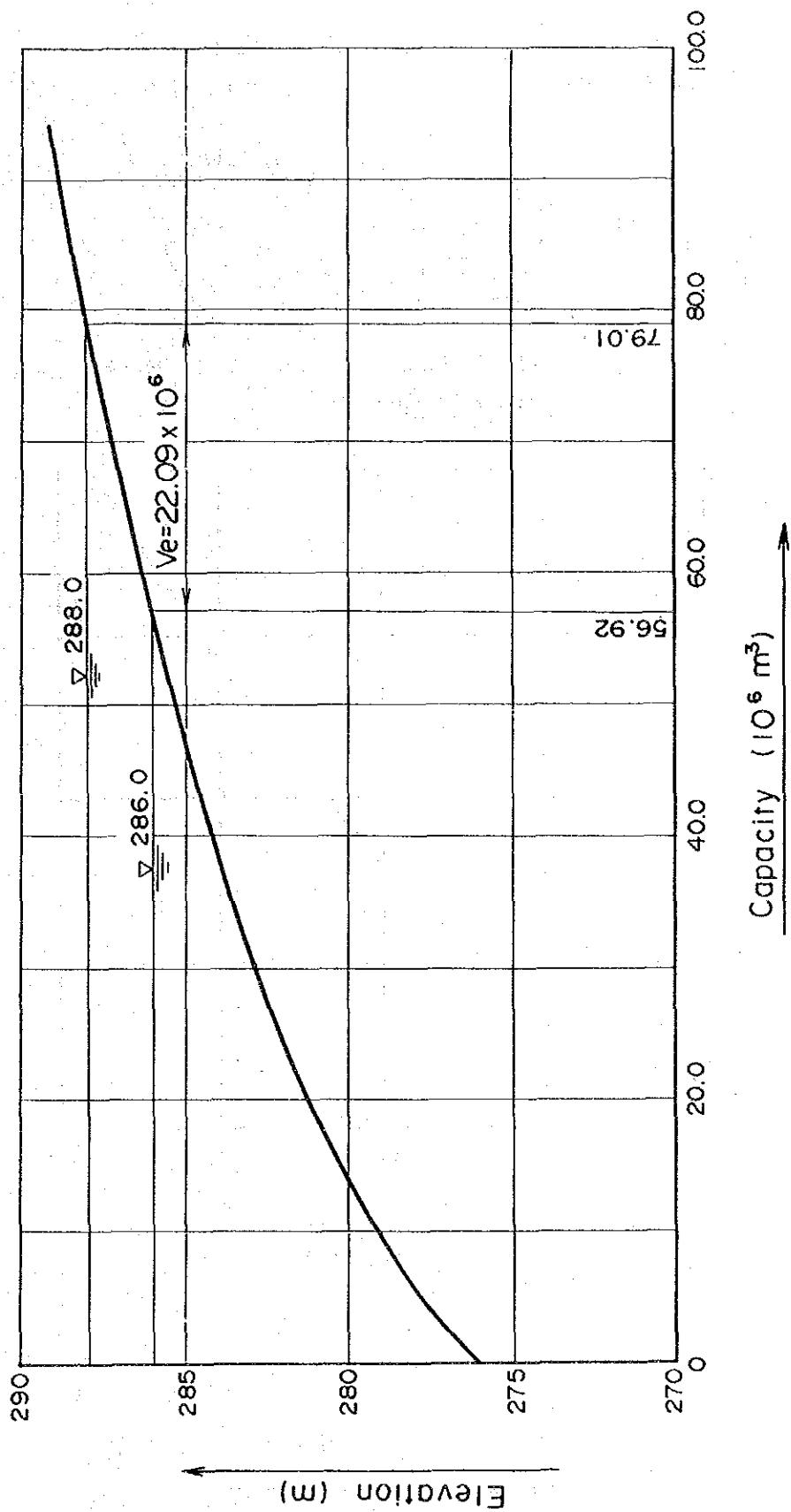
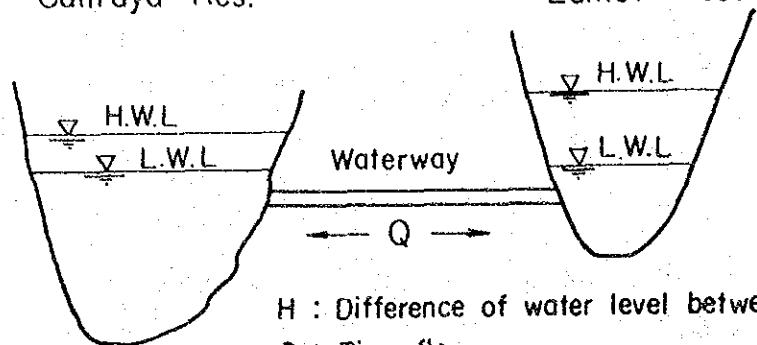


Fig. 5-1 Caliraya Reservoir Capacity

CAL;  
Caliraya Res.

LUM;  
Lumot Res.



H : Difference of water level between CAL-LUM  
Q : Pipe flow

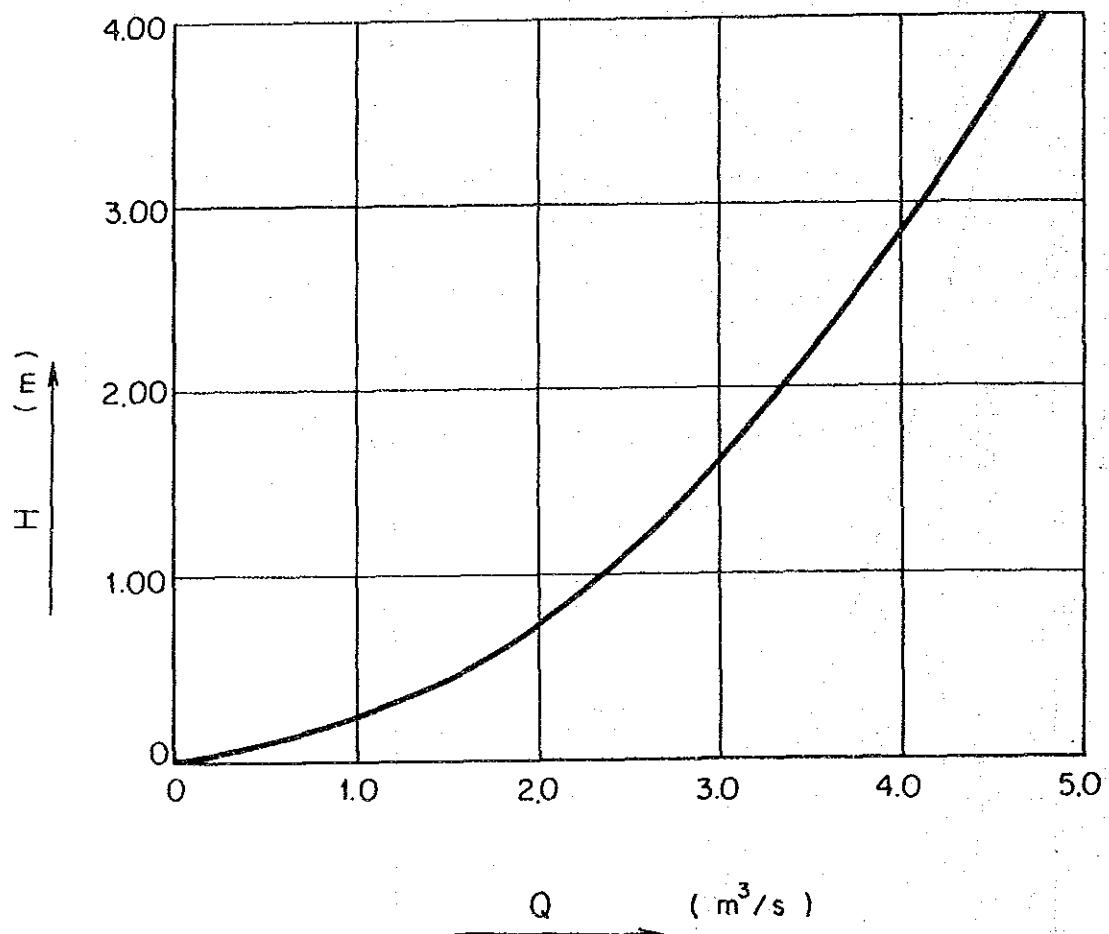


Fig. 5-2 Connecting Tunnel Discharge

## 第 6 章 地 質



## 第6章 地 質

### 6.1 調査地域周辺の地形、地質概要

調査地域周辺の地形は、Fig. 6-1 に示すように、Laguna湖の東端に位置し、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台地で、上池である Caliraya および Lumot 脱水池はこの台地上に位置している。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。この急崖部の標高 40~50m 付近には、国道が通っている。発電所地点のすぐ南側には、北西方向に張り出した Pagsanjan 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、Fig. 6-2 に示すように、調査地域南方約 25km に位置する Banahao 火山に由来する新第三紀鮮新世～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、集塊岩等の火山碎屑岩からなり、 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。 Fig. 6-2 によると、 N-S 方向、 NW-S E 方向および NE-S W 方向の三方向の顯著な断層が示されている。

### 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. 6-3 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) よりなるが、凝灰岩が玄武岩を覆って広く分布している。凝灰岩は、風化が進み赤褐色に変色して軟質化している。上部水路の基礎は、大部分が風化した玄武岩となっている。

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。それらはいくつかの馬蹄型地すべりを形成しているが、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期計画すでに施工済で、取水口周辺において、凝灰岩と玄武岩の地質境界があり、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、現在異常は認められず、土木地質的に全く問題ないと考えられる。

## (3) 水圧鉄管路

第2期計画における水圧鉄管路は、既設の第1期計画の水圧鉄管路の西側10mの所に計画されており、その範囲はすでにほとんど掘削が完了している。

水圧鉄管路の地質については、次の3つに分けられる。

### (a) 上位の傾斜部

この範囲は、取水口と同様の玄武岩が、その付近一体に分布している。地表部は、殆んど土砂で覆われていて岩盤の露頭は乏しいが、一部で硬質かつ塊状な玄武岩の露頭が確認された。

### (b) 中位の平坦部

この範囲は、玄武岩の上位に、厚さ約40m（ボーリングDDH-PT-Cによる）の凝灰岩が、その付近一体に広く分布している。今回の計画ルートの西側に施工された法面（1:1.7）には、軟質（中程度に固結している）な凝灰岩が所々に出ていている。これらの法面は安定しており、法面崩壊の問題はないと思われる。

### (c) 下位の急傾斜部

この範囲は、傾斜45°～65°の急斜面を形成しており、新鮮で堅硬な玄武岩が分布している。玄武岩の露頭は、標高約50mの道路沿いの崖部に全面的に見られる。そこにおける玄武岩は、比較的節理や割れ目が発達しており、掘削により径20～50cmの岩塊になり易いように思われる。

今回、水圧鉄管路センター付近にボーリング（DDH-ST II-3）を国道路盤より鉛直方向へ長さ30m施工して、岩質の確認を行った。その結果、地表から深度9.5mまでは、堅硬、新鮮かつ塊状を呈する玄武岩が存在し、深度9.5mから孔底の30mまでは、一部割れ目が発達しているが全体としては、中硬質で塊状な集塊岩が存在していくことが分った。

以上の調査結果から、水圧鉄管路の基礎およびその付近のすでに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、特に問題がないと考えられる。

#### (4) 発電所

第2期計画における発電所およびその付近は、第1期計画すでに敷地の造成が終了している。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、マトリックスの凝灰質物質が多く全体に軟質な部分や、玄武岩質の礫が多く全体に硬質な部分があるほか、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いる。全体に塊状であるが、部分的に風化が進んで脆くなっている所がある。

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(DDH-ST II-1, DDH-ST II-2)を施工して、上記の断層を確認するとともに、発電所地点の基礎岩盤の性状と透水性を調査した。

その結果、断層については、DDH-ST II-1の深度23.3m付近において、崖錐堆積物と集塊岩の境界部に存在していると判断されるが、その性状についてはコア採取率が50%前後と不良なため不明である。また、基礎岩盤は中硬質で全体としては塊状を呈する集塊岩からなっていることが確認された。基礎岩盤の透水性については、20ルジオン以上の高透水性を示す区間が多く、特にDDH-ST II-2では、2箇所からそれぞれ $P = 0.08 \text{ kgf/cm}^2$ ,  $Q = 12 \ell/\text{min}$ ,  $P = 1 \text{ kgf/cm}^2$ ,  $Q = 30 \ell/\text{min}$ の湧水が認められた。

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を境に西側では玄武岩のポ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。

### 6.3 地質調査工事

発電所地点および水圧鉄管路の下位急傾斜部において、次のとおりボーリングを実施した。また、ボーリング孔による透水テストも同時に行なった。

孔番	方 向	削孔長 (m)	位置
DDH-ST II-1	S 50° E 45°	70	発電所地点
DDH-ST II-2	鉛直	50	
DDH-ST II-3	鉛直	30	水圧鉄管路地点
計 3 孔	—	150	

各ボーリングの結果はFig. 6-4 に、また詳細はボーリング柱状図 (Appendix. 1) に示すが、以下概要を述べる。

#### (1) DDH-ST II-1

0 ~ 23.33m 崖錐堆積物

- 主として玄武岩の礫状ないし岩片状コアからなり、コア採取率は概ね50%以下で不良である。

23.33 ~ 70.00m 集塊岩

- 中硬質で、長さ20~50cm程度の棒状コアが主体となっている。

コア採取率は概ね 100%で良好である。

- 深度 23.33mの崖錐堆積物と集塊岩の境界部は、既往の調査結果から断層であるとされている。本孔においては、その付近のコア採取率が50%程度で不良なため、詳細は不明であるが、周囲の状況等から 23.33mにおいて断層が存在するものと判断する。

- ルジオンテストの結果によると30ルジオン以上の区間が多く、高透水性を示していることが確認された。

#### (2) DDH-ST II-2

0 ~ 1.00m 沖積層

- 砂および礫よりなっている。

### 1.00 ~ 50.00m 集塊岩

・中硬質で、長さ20~50cm程度の棒状コアが主体となっている。

・コア採取率は、概ね100%で良好である。

・ルジオンテストの結果によると、高透水性を示した区間が、次の3区間確認され、そのうちの2箇所からは湧水があった。

・深度14.45 ~ 17.45m : 25ルジオン

(湧水)  $P = 0.08 \text{kgf/cm}^2$ ,  $Q = 12 \ell/\text{min}$

・深度32.50 ~ 35.55m : 30ルジオン

(湧水)  $P = 1 \text{kgf/cm}^2$ ,  $Q = 80 \ell/\text{min}$

・深度44.70 ~ 47.75m : 25ルジオン

なお、上記した3区間以外は、10ルジオン以下を示していることから、連続した開口性の割れ目が存在している所だけが高透水性であるとみられる。

### (3) DDH-ST II-3

#### 0 ~ 9.46m 玄武岩

・新鮮で、堅硬かつ15~20cmの棒状コアを主体としている。

#### 9.46 ~ 30.00m 集塊岩

・一部割れ目が発達して、岩片化している所があるが、全体としては、中硬質で20~40cmの棒状コアが主体となっている。

・ルジオンテストの結果によると、玄武岩は5ルジオン以下で難透水性を示し、集塊岩は、深度23.35mまでは概ね15ルジオン以上で透水性が比較的高いが、深度23.35mから孔底の30.00mまでは、0ルジオンと難透水性を示している。

## 6.4 発破試験

### 6.4.1 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

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。

構造物に対する許容限界値として Langefors, Crandell, Koheler, Edwards, Bumines, 鈴木氏らは Fig. 6-5 に示す通り、少なくとも振動速度  $5 \text{ Kine}$  以下の値を取るべきであると主張している。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実施し、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方法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、掘削工法検討のため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碎剤（カームマイト）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。

なお、静的破碎剤（カームマイト）および測定装置は日本側にて調達し、それに係る専門家 2 名を現地に派遣し、発破試験の計画、指導、評価に当たらせた。

#### 6.4.2 試験場所

発破試験は Fig. 6-6 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。

#### 6.4.3 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

既設発電所より最遠隔地点で、普通ダイナマイトを用いて Fig. 6-7 に示す発破パターンにてケース A, B の予備試験を実施し、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た。本試験は Fig. 6-7 および Fig. 6-8 に示す発破パターンにて、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。

### 6.4.4 測定内容および方法

振動速度の測定点は、Fig. 6-10 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。

測定機器構成は Fig. 6-9 に示す通り振動ピックアップを各測定点にそれぞれ 2 成分（直交配列）配し、測定制御所（仮設）のアンプを通してデータレコーダーに 5 成分を同時記録した。また、データ処理は、迅速に精度良く行うために、FFT アナライザを用いてデータレコーダーの記録より解析を行った。なお、一部の記録については、記録時に同時解析を行い、次の発破試験の参考とした。

### 6.4.5 測定結果

各発破試験毎の振動測定結果は、データレコーダーに収録した。

解析は、FFT アナライザにより、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 Table 6-1, Fig. 6-11 および Fig. 6-12 に示す。

上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、Table 6-1 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。

過去の測定結果の例でも、建造物に全く影響がなかった振動速度は 1 kine 以下であり、3 kine 以上では何等かの影響がある場合があったと報告されているので、本試験結果も同様の傾向を示している。しかし、破碎効果については、ケース F 以外は薬量