

### (3) 降雨量と流出量の関係

河川水位記録から流出量への不適切な変換は、誤った流出現象を招く。ここでは年間損失雨量を指標として、降雨量との関係から流量資料の妥当性を調べた。しかるに今回得られた雨量及び流量資料は、必ずしもその観測時期が一致していない。したがって、明らかに不合理な損失雨量値となる観測所を取り除いた。

### (4) その他

- 流量資料は、上流部にある貯水池や池等に影響されない自然流量であること。
- 降雨と流出の季節的变化に整合性があること。
- 基準観測所はルソン島内に均一に分布していること。

この選定基準に従って選定された基準観測所は表4.5, 図4.4に示す通りである。

## 4.6 水文解析

### 4.6.1 低水解析

#### (1) 水文地域の設定

ここに言う水文地域は、水文特性の類似する幾つかの流域を一つにまとめた地域のことであり、水力地点の流量算出に使用される基準流量観測所の決定に際して必要となる。水文地域は、各地点の流出特性に基づいて設定するのが最良とされているが、信頼性の高い流量資料が少ない場合は、降雨特性の観点から行われる。今回の調査でも以下に述べる通り降雨特性によった。

各地域の降雨特性は、年間降雨量及びその季節分布によって特徴づけられることから、10年以上の雨量資料を所有するルソン島の177雨量観測地点について作成された年間雨量による無次元化した月雨量ハイエトグラフに基づき、さらに等雨量線図、フィリピンの気候区分図等も参照して水文地域を設定した。図4.5は、ルソン島の水文地域分割(HR-A～HR-J)を示している。また、各水文地域内ハイエトグラフは、図4.6-図4.11に示す通りである。

ルソン島は、フィリピンの気候区分体系に従って、その降雨タイプは大きく4つの型に分類されている(4.2.2参照)、この分類体系に従えば、HR-B,-D,-EはタイプⅠ,HR-H,-JはタイプⅡ,HR-C,-GはタイプⅢに、HR-A,-F,-IはタイプⅣにそれぞれ属している。

## (2) 水力地点の流量

水力地点の流量を算出するために、まずその地点に使用される基準流量観測所を決定しなければならない。決定規準は、優先順位に従って以下の通りである。

- a) 水力地点に基準観測所があるか。もしある場合はその資料を用いる。
- b) 上記資料がない場合は、同一流域内近傍基準観測所を使う。
- c) 上記資料がない場合は、同一水文地域内近傍基準観測所を使う。
- d) 上記資料がない場合は、水文特性の類似する水文地域内流量資料を用いる。

ルソン島に設定された10水文地域の内、HR-J以外は1個所以上の基準観測所が選定されており(図4.5参照)、上記規準の(a)~(c)ステップによって、水力地点に適用される基準流量観測所が決定される。HR-Jは近隣するHR-H内の観測所：ID.45001NW501が使用される。

## (3) 流況曲線及び貯水池利用曲線

各基準流量観測所において、月流量を基に流況曲線及び貯水池利用曲線が作成された。流況曲線と貯水池利用曲線はそれぞれ流れ込み式または貯水池式水力地点の開発規模決定に使用される。

図4.12に示す通り、流況曲線は縦軸を平均流量で無次元化している。したがって各プロジェクト計画地点の流況曲線はその地点での平均流量を掛けて得られる。

貯水池利用曲線は、常時使用水量と所要有効貯水容量の関係を示している。図4.12に示す様に、縦軸(所要有効貯水容量)は年間総流入量( $m^3/年$ )、また横軸(常時使用水量)は平均流入量( $m^3/秒$ )によって無次元化している。なお、今回の調査では利水安全度として、50年確率を設定している。

各基準流量観測所の両曲線は、附属報告書-Aに添付している。

## 4.6.2 高水解析 - I : 第一次スクリーニング時

本解析は、第一次スクリーニング作業において検討される貯水池式水力地点に関して、洪水吐及び転流工の設計流量を決定するものである。第一次スクリーニングの段階では、ダム形式としてフィルタイプが採用されることから、設計流量は貯留効果を考慮しないものとして、洪水吐では200年確率洪水流量 $\times 1.2$ 、また転流工では25年確率流量としている。

現段階では、100以上の貯水式発電プロジェクトが検討されることから、複数のプロジェクトを同時に電算処理することを念頭に置き、洪水流量の観点から調査地域を複数ゾーン毎に設計流量曲線を設定した。解析手法及び結果を次に示す。

#### (1) 調査地域のゾーン分割

ルソン島内に分布する約300箇所の流量観測所において観測された既往最大量(比較量)と流域面積の関係から、各地域の洪水流出特性を検討し、さらに主要河川流域を考慮に入れて、図4.13に示すようにルソン島を7ゾーンに分割した。

#### (2) 洪水吐設計流量曲線

洪水吐設計流量は、118流量観測所地点の200年確率流量を基に検討した。なお、上記118観測所は、河川下流平地部(例えばカガヤン流域内平野部やバンパンガ川及びアグノ川流域内の中央ルソン平野のような灌漑地域)に位置する観測所は含んでいない。

図4.14に示す通り、上記洪水流量は流域面積との関係から検討され、200年確率流量の包絡線、及び20%の余裕を考慮した洪水吐設計流量曲線を設定した。なお、設計曲線の設定に関してはルソン島におけるダム関連プロジェクトで採用された設計流量も参照した(図4.14)。

また台湾、日本、韓国、フィリピン及びベトナム地域における大規模洪水の包絡線(ECAFE作成)も比較の為に合わせて示した。

#### (3) 転流工設計流量曲線

図4.14に示す通り、設計流量曲線は25年確率流量の回帰直線として、ゾーン別に設定した。

各ゾーン別設計流量曲線は、表4.6に整理されている。

### 4.6.3 高水解析 - II : 第二次スクリーニング時

本洪水解析は、第一次スクリーニングを通過した20の貯水池式水力地点における洪水吐及び転流工の設計洪水を算出するものであり、可能最大降水量(PMP)及び可能最大洪水量(PMF)の概念が導入されている。図4.15に上記20地点の位置図を示した。

#### (1) 洪水吐設計降雨

##### a) 降雨資料

洪水吐設計降雨は、図4.16に示す最大降雨 - 継続時間曲線に基づいて算出した。この曲線は、フィリピン内既往最大降雨の包絡線であるが、実質上は、バギオで観測された10時間以

上の降雨継続時間を有する最大降雨に主眼を置いて作成されている。一般に無観測所地点での短時間降雨は、観測地点でのそれよりも大きいことを考慮して本調査ではこの曲線を採用している。

#### b) 可能最大降水量(PMP)

PMP算出に用いられる実績降雨の補正係数として合衆国のハリケーン地域では、湿度補正法を用いた検討の結果10%程度であり、また、アンガットプロジェクトにおいても10%の補正係数が採用されている。よって本調査では、バギオにおける可能最大降水量として、10%の割増が前記最大降雨継続時間曲線に加えられた。

#### c) 降雨移換

バギオのPMPを各水力地点に移換するに際して、下記補正係数が乗じられている。

$$\text{補正係数} = R_S / R_0$$

ここに、  $R_S$  : プロジェクト流域内における地点最大月雨量  
(雨期平均値)

$R_0$  : バギオにおける月雨量(雨期平均値、750mm)

バギオにおける月雨量750mmは、1902年～1984年の83年間の月雨量記録を用いて算出している。また、 $R_S$ は各流域内及び近接する雨量観測記録によった。表4.8は各水力地点に採用された補正係数を示している。

#### d) 設計降雨

各水力地点流域内の平均雨量は、図4.17に示す変換係数に基づいて算定されている。これは、パンパンガ流域内における100年確率降雨の変換係数であり、PMPの適用では安全サイドの結果を与えるものである。

降雨波形は、図4.19に例示されるように降雨開始後、3日目に最大日雨量が発生する分布を仮定した。これは、次の理由によっている。

- 年最大5日雨量の降雨波形は、単一ピーク波形が代表的である。
- 図4.18は年最大日雨量に係わる5日雨量の降雨波形を示しているが、年最大日雨量は、降雨開始後3日目に発生した実績がルソン島内各所に記録されている。
- “洪水吐設計洪水(BPW, 1964)”には、パンパンガ流域内では100年確率設計降雨の最大24時間雨量は、降雨開始後3日目に発生すると報告されている。

- また、“洪水吐設計洪水”において、合衆国のハリケーンに関する記録によれば、一連続降雨内最大24時間雨量は、4日目以降に発生することはほとんどないと報告されている。
- 自然越流式洪水吐の設計では、後方にピークが発生する程安全側の設計となる。

損失雨量は、次の値を採用している。

初期損失               :     25mm  
 滞留損失               :     1.5mm/hr

上記損失雨量による洪水流出率は、0.9である。

## (1) 洪水吐設計洪水

### a) 洪水資料

ルソン島内には、300以上の地点で水位観測が実施されているが、実績洪水波形に関する資料は極く限定され、本調査では次の資料が収集された。

| 水系   | 観測所   | 洪水資料   |
|------|-------|--|
| アブラ  | タバエン  | 無次元洪水波形  |
| アブログ | シシリタン | 実績洪水波形(1977年7月24日洪水、 $Q_p=5,651\text{m}^3/\text{s}$ )  |
| カガヤン | マガット  | 無次元洪水波形  |
| アゴス  | バナオアン | 実績洪水波形(1966年11月20日洪水、 $Q_p=6,070\text{m}^3/\text{s}$ ) |
|      |       | 〃 (1968年9月29日洪水、 $Q_p=1,210\text{m}^3/\text{s}$ )      |
|      |       | 〃 (1970年10月14日洪水、 $Q_p=2,228\text{m}^3/\text{s}$ )     |

### b) 単位図

実績洪水波形は、“無次元ハイドログラフ法”により表4.9及び図4.20に示す無次元単位図を介して同一水系内水力地点へ移換された。なお、ワワ及びボシゴン水力地点が位置するマリキナ及びラボ流域には実績洪水波形が記録されていない為、近接するアゴス流域の無次元単位図が使用された。各水力地点の遅滞時間は上記実績洪水に対応する降雨記録がないことから次式によっている。

$$\text{Lag} = C \times \{L \times Lca / (Sst)^{1/2}\}$$

ここに、Lag = 流域遅滞時間 (時間)

L = 流域最遠点からの本川流路長 (km)

Lca = 流域重心点からの本川流路長 (km)

Sst = 本川流路勾配

C = 1.188

n = 0.2715

上記C, nの値は、フィリピン内実績資料により算出されたものである。

表4.10は各プロジェクトサイトの遅滞時間を示している。また、図4.21はバナオアン地点の単位図を例示している。

#### c) 合成洪水波形

各水力地点における洪水波形は、まずダム築造前の条件のもとで、1) 流域からの直接流出成分 と 2) 基底流量成分 の和として算出された。成分1)は、単位図法により前述の洪水吐設計降雨及び単位図を用いて算出された。また、成分2)の基底流量は、洪水期の流量記録に基づいて算定されている。図4.22に各水力地点での合成洪水波形を示す。本解析では、いくつかの水文的仮定が導入されているが、以下の考察により十分適用できるものと考えられる。

- i) ルソン全島の既往最大洪水記録を基に作成した洪水包絡線(図4.24)に基づいて考察すれば、同一水系内の洪水規模はほぼ同等であり、また水系別に比較すれば、洪水規模は、流域内年間雨量を基に比例する。
- ii) 台風直撃地域である台湾、日本、韓国、ベトナム、そしてフィリピンにおける既往最大洪水の包絡線と比較すれば、計算された洪水はほぼ同等の規模を有している。
- iii) また、計算された洪水はルソン島内の既存及び計画プロジェクトで採用された洪水吐設計流量とほぼ同等の値を示している。

#### d) 洪水吐設計流量

ダム築造により、流域内の洪水流出特性、特に洪水遅滞時間は変化する。20水力地点の内数地点では、その湛水面積が全集水面積の10%以上を占める為、その値は大きく変わるものと予想される。従って、本調査では洪水吐設計洪水波形を次の3成分の和として算出した。

- 1) 貯水池への直接流出量
- 2) 貯水池への基底流出量
- 3) 貯水池内降雨による流量

以上の3成分の合成による洪水波形を図4.22に示している。なお、スボ、エテブ、シシリタン、サダンガ、ダッパ、ダライタン及びワワの各水力地点では、貯水池築造前後の流域条件は変化しないものとして貯水池築造前の波形を採用している。

表4.11は、貯水池築造前後の設計洪水を整理して示している。水力地点上流域にすでにダムが存在する場合は、当該サイトの残流域からの洪水波形に、上流ダムからの越流波形を加えて算出した。

### (3) 転流工設計流量

転流工は、次の洪水規模に対して設計されている。

- |            |         |
|------------|---------|
| - フィルタイプダム | 25年確率洪水 |
| - コンクリートダム | 2年確率洪水  |

各水力地点の設計流量は、近傍流量観測所の年最大流量記録を基にピアソンタイプⅢ分布を仮定して上記確率流量を求め、対応するクリーガー係数が等しくなるよう計算されている。又、洪水波形はダム築造以前のPMF波形と同一と仮定している。

#### 4.6.4 堆 砂

貯水池内堆砂量は、通常ダムサイトの流量資料、流量-流砂量曲線及びプロジェクト耐用年数によって予測される。しかし、本調査では流砂量資料がほとんど利用できないことから、流域内浸食率(mm/年)、流域面積、耐用年数を基に予測された。

流域内浸食率は、ルソン島内における発電計画プロジェクトを参照した(表4.4参照)。全貯水池式水力地点に適用する浸食率の検討に際して、その流域内に多くの鉱山を有するアグノ川水系アンブクラオ、ピング、サンロケの三つのプロジェクトを除外した上記プロジェクトの平均値1.4(mm/年)を採用した。

## 第5章 社会経済

### 5.1 背景一般

対外債務返済を不能にし、外資導入中止のやむなきに至らしめたフィリピン全般に亘る1983年後半の経済不況は、国民の生活水準を押し下げ、開発の方向も速度も大幅に変更することとなった。外債問題を抱える他の中進途上諸国と同様、フィリピンの今後の発展過程は、外資積極導入と債務優先返済のバランス関係で大きく揺れることになるだろう。

国の産業構造の故に、経済不況は1984年にGNPのマイナス成長6.8%、1985年には、さらに3.8%ダウンとなった。インフレーションは金融政策と平価切り下げの影響で1984年には48.9%と戦後の記録的乱高を示したが、翌1985年には金融引き締めと石油価格の平常化で17.8%に収まった。

1986年初め、新政府が出現し、構造改革のための適正手段が提案された。政府から経済運営についての政策・態度表明はあったものの、新総合経済開発計画は準備中である。

政府はこれまでの独占、特惠、資財付課税免除等の農業施策の歪みを正すこととし、模範農園方式による新規作物への転換を勧めている。通商産業分野では消費物価を下げ、競争市場に向けての国内生産性向上を目指して、製造業の多様化と輸入自由化を図っている。政府は輸入の数量規制を段階的に廃止し、5年間に全廃できるよう、国内産業に係わりの多い分野から臨時措置を講じている。

これらの政府発表は、概ね自由経済体制を標榜した理念公表であった。経済復興見直しは、特惠や歪みを排して、いかに公正な環境が作れるかに掛かっており、それによって国内外の民間投資を活発にし、所得の公平な配分が計れよう。フィリピン政府の1987~1992年新総合開発計画は未発表だが、その国内総生産及び地域総生産の目標数値は表5.3の通りである。

### 5.2 経済動向

フィリピン及びビルソン地域の経済指数実績を表5.1、表5.2に示す。

1983年後期のフィリピンの外債不況は、戦後経済発展連続記録を変えてしまった。1970年代の前半に於ける国内総生産実績成長の年率6.03%、同じく後半に於ける6.28%に比し、第2次石油ショックに引続く世界的景気後退のため、それに続く80年代の最初の5年間では平均



年率-0.49%に落ち込んだ。これらの経済動向は、量的に大きな部分を占めるルソン地域、特にマニラ首都圏では一層激しい振幅を示している。

分野別内訳ではサービス業がシェア約40%で連続的に第1位を占め、次いで工業、更に農業が続いている。工業分野の変動は国内経済の動向に大きく係わっていて、とりわけ、ルソン地域・マニラ首都圏の占有度が高いだけに、その低下の国内経済全体に及ぼす影響は極めて大きい。農業は成長率が低下し、年々そのシェアも下がってきているが、食料自給を果たし、相変わらず国民経済の主幹を成している。

このような経済動向を引き継いで、経済復興の政府目標(1987~1992)は表5.3のようである。ここでは建設9.21%、電気・ガス・水道7.44%、製造業6.80%を中心に、通期の実質国内総生産平均年率6.29%の高成長を目指している。そして分野別成長率では従来同様、工業が急、サービス業が安定、農業が緩となっている。但し、ルソン地域及びマニラ首都圏では、過去の打撃が大きかっただけに、国内平均よりも緩い経済成長率となっている。

家族計画の普及によって、人口増加率は徐々に下がってきたが、国民の1人あたり実質所得は1991年にならなければ過去の最高水準に戻らない。

### 5.3 電力増強計画

フィリピン電力公社の電力開発計画は、工業復興、地域開発に重点を置いて、国内全般の有効エネルギーを手広く普及するものである。そしてこの開発計画は、雇用や国際収支面でも好影響を及ぼすものと期待されている。

最新の電力開発計画(1985~1995)が1986年5月30日に発表された後も、フィリピン電力公社自身で資料収集を続けて一層の研究検討が続行されている。これら電力計画の継続的見直しは、ルソン、セブ、ネグロス、レイテ、パナイ、ボホール、ミンダナオの7地区からの各電力販売見通しを基に、地域総生産及び経済動向を参照して電力需要想定を行う。地域特性については、特別重点顧客・供給実績電化対象世帯等に応じて相対外挿法を使っている。

国内総生産、地域総生産についても同様な研究が続いていて、時々、国家経済開発局の内部資料に沿った経済見通しが検討されている。更に世界銀行、国連、権威あるシンクタンク等での石油輸入発展途上中進国に関する一般考察も併せて参照されている。

全国及びルソン地域についての西暦2005年までのこれらエネルギー(発電)と経済(GDP/GRDP)の各成長各案の比較は表5.4、表5.5の通りでその大要は下記の通り。

発電及び国内総生産・地域総生産(ルソン地域)  
の年間平均伸び率の比較 (1970-2005年)

| 年         | フィリピン |       |      | ルソン地域(6地区合計) |       |      |
|-----------|-------|-------|------|--------------|-------|------|
|           | 発電    | 国内総生産 |      | 発電           | 地域総生産 |      |
|           |       | (低)   | (高)  |              | (低)   | (高)  |
| 計画諸案:     | *1    | *2    | *3   | *1           | *2    | *3   |
| 1970/1975 | 7.2   | 6.0   | 6.0  | 7.0          | 6.5   | 6.5  |
| 1975/1980 | 9.4   | 6.3   | 6.3  | 7.7          | 6.3   | 6.3  |
| 1980/1985 | 4.5   | -0.5  | -0.5 | 2.0          | -0.6  | -0.6 |
| 1985/1990 | 5.5   | 3.6   | 5.0  | 4.4          | 3.9   | 4.6  |
| 1990/1995 | 5.6   | 5.0   | 5.9  | 5.4          | 5.0   | 6.0  |
| 1995/2000 | 5.2   | 5.0   | 4.2  | 5.4          | 5.0   | 4.5  |
| 2000/2005 | 5.1   | 5.0   | 3.9  | 5.4          | 5.0   | 4.2  |
| 1970/1980 | 8.3   | 6.2   | 6.2  | 7.3          | 6.4   | 6.4  |
| 1980/1990 | 5.0   | 1.5   | 2.2  | 3.2          | 1.6   | 2.0  |
| 1990/2000 | 5.4   | 5.0   | 5.1  | 5.4          | 5.0   | 5.2  |

注: 単位: 年率パーセント

\*1 1986年11月 NPC 想定

\*2 1986年6月 NPC 想定

\*3 NEDA 達成目標 (1987-1992年)に外挿法で延長予測

情報源: NPC, NEDA & NCSO

全国、ルソン地域どちらの場合でも、発電予測は1985/90、1990/95年の平均成長率が、同周期のGDP/GRDP成長率の上・加減幅に収まっており、1995年以降は其れよりも大きく成っている。更に10年単位の平均年率では、各十年代とも電力の方が経済成長を上回っている。従って、社会経済面からの観点で、当該電力増強計画は全国乃至地域経済成長に然るべく先行して、産業合理化のためのインフラストラクチャー本来の役割を果たしているものである。



## 第6章 電力の需要と供給

### 6.1 電気事業

フィリピンの電気事業は公営のフィリピン電力公社にゆだねられており、同公社は発送変電設備の運転、保守及び電化協同組合、私営電気事業者等への卸売供給、マニラ首都圏を除く公共施設、工場への直接供給を行っている。一般需要家への電力供給はマニラ首都圏に電気を供給している民営のマニラ電力会社(Manila Electric Company - MERALCO)を始め、電化協同組合(Electric Cooperative)及び私営電気事業者が各地域内の自己の配電設備を通して行われている。

フィリピン電力公社は電力資源の調査・開発及び全国送電網設備を行う責任を課されている。しかしながら、水力資源の開発に関しては、小水力委員会(Committee on Micro-Hydro Power Project)の1977年1月20日の協議により、その開発責任範囲は以下のように合意されている。

|          |   |   |
|----------|---|---|
| 20MW以上   | : | フィリピン電力公社   |
| 5MW以下    | : | 国家電化庁(National Electrification Administration -NEA) |
| 5MW~20MW | : | フィリピン電力公社又は国家電化庁                                    |

国家電化庁は農村電化が政府の最重要政策の一つとしてとり上げられ、そのための推進機関として1969年に設立された。国家電化庁は電気事業ではあるが、自らは電力設備を所有せず、資金手当、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する。

図6.1及び6.2にフィリピンの電気事業及びフィリピン電力公社の組織図を示す。

フィリピン全国をその運営上、大きく、ルソン、ヴィサヤス、及びミンダナオに分割している。ルソンはさらに7つの地区に分割・運営されている。ルソンの各地区の境界を図6.3に示す。

## 6.2 既設電力供給設備

フィリピンの主要な需要地の殆どが69kV以上の高圧送電線により連系されており、それぞれルソン系統、ヴィサヤス系統、ミンダナオ系統を構成している。フィリピン電力公社により運用されている電圧別既設送電線の亘長は下表の通りである。このうちヴィサヤス系統は多数の島の集まりであり、主要な島毎に5つの小系統(セブ、ネグロス、パナイ、ボホール、レイテ・サマル系統)により構成されている。各々の小系統は未だ連系されていないが、ネグロス及びパナイ間の連系のための海底ケーブルが建設中である。

(単位：回線長・km)

| 電圧     | ルソン   | ヴィサヤス | ミンダナオ | フィリピン全体 |
|--------|-------|-------|-------|---------|
| 230kV  | 3,484 | -     | -     | 7,278   |
| 138kV  | -     | 532   | 1,804 | 2,336   |
| 115kV  | 484   | -     | -     | 484     |
| 69kV   | 2,705 | 812   | 1,256 | 4,773   |
| 69kV以下 | 528   | 104   | 100   | 732     |

上記に加え、フィリピン最初の超高圧送電線(500kV、327km)がマニラ首都圏近くのサン・ホセ変電所とピコール地域の地熱地帯にあるナガ変電所間に建設中である。尚、同送電線はフィリピン唯一のカラヤアン揚水発電所を経由するよう計画されている。

既設変電所の変電容量は次の通りである。

(単位：MVA)

| 一次側電圧  | ルソン   | ヴィサヤス | ミンダナオ | フィリピン全体 |
|--------|-------|-------|-------|---------|
| 230kV  | 7,278 | -     | -     | 7,278   |
| 138kV  | -     | 1,016 | 1,525 | 2,541   |
| 115kV  | 1,927 | -     | -     | 1,927   |
| 69kV   | 666   | 241   | 424   | 1,331   |
| 69kV以下 | 200   | 22    | 8     | 230     |

ルソン島の既設送電系統を図6.4に示す。

既設発電設備の型別設備容量は以下の通りである。又、ルソン電力系統の設備の詳細を表6.1に示す。

(単位：MW)

|       | ルソン         | ヴィサヤス | ミンダナオ | フィリピン全体 |
|-------|-------------|-------|-------|---------|
| 水力    | 1,226 (注 1) | 2     | 181   | 1,409   |
| 石油火力  | 1,925       | 256   | -     | 2,181   |
| 石炭火力  | 300         | 50    | -     | 350     |
| 地熱    | 660         | 234   | -     | 894     |
| ディーゼル | -           | -     | 726   | 726     |
| 合 計   | 4,111       | 542   | 907   | 5,560   |

(注 1) カラヤアン揚水発電所(2×150MW)を含む。

上に示すようにフィリピンの人口の54%、土地面積の47%を占めるルソン地域に74%の電力設備が集中している。

フィリピン電力公社所有の発電設備により発電された1985年の型別年間発生電力量は下表の通りである。

(単位：GWh)

|       | ルソン    | ヴィサヤス | ミンダナオ | フィリピン全体 |        |
|-------|--------|-------|-------|---------|--------|
| 水力    | 2,869  | 7     | 2,638 | 5,514   | (29%)  |
| 石油火力  | 5,825  | 561   | -     | 6,386   | (34%)  |
| 石炭火力  | 1,471  | 114   | -     | 1,585   | (8%)   |
| 地熱    | 4,284  | 661   | -     | 4,945   | (26%)  |
| ディーゼル | -      | -     | 327   | 327     | (2%)   |
| 合 計   | 14,449 | 1,343 | 2,965 | 18,757  | (100%) |

(資料) NPC1985年報

## 6.3 電力市場

### 6.3.1 ルソン電力系統における需要

1985年のルソン系統の発生電力量は14,449GWhであった。これは前年比1.4%の減少である。又、電化協同組合、私営電気事業者、公共施設、軍事施設、工場等に13,126GWhの電力を販売した。発電量と販売量の差、1,323GWh(発電量の9.1%)は、所内用及び送変電損失である。

電化協同組合及び民営会社に卸売された電気は彼等の配電設備を通して一般需要家に販売されている。フィリピン電力公社のルソン系統における需要家別販売量は次の通りである。

(単位：GWh)

|        | 北地域   | 南地域 | マニラ首都圏 | 全体           |
|--------|-------|-----|--------|--------------|
| 売電組合会社 | 1,396 | 480 | 9,789  | 11,665       |
| 公共施設等  | 412   | 33  | -      | 445          |
| 工場     | 918   | 98  | -      | 1,016        |
| 合 計    | 2,726 | 611 | 9,789  | 13,126 (注 1) |

(資料) 1984年12月26日より1985年12月25日迄の運転月報による。

(注 1) 1985年の年報による売電量は13,136GWhであり、月報より集計した値との間に差異がある。

表6.2にフィリピン電力公社の1970年より1985年の発電、売電及び年最大負荷を示す。ルソン系統の1985年12月時点の需要家数は以下の通りである。

|        | 北地域 | 南地域 | マニラ首都圏 | 全体  |
|--------|-----|-----|--------|-----|
| 売電組合会社 | 49  | 19  | 1      | 69  |
| 公共施設等  | 22  | 15  | -      | 37  |
| 工場     | 41  | 19  | -      | 60  |
| 合 計    | 112 | 53  | 1      | 166 |

なお、マニラ首都圏内の工場、公共施設、軍事施設等は全てマニラ電力会社により供給されており、フィリピン電力公社よりの直接の供給はない。

ルソン系統の電化率(受電家庭数と全家庭数の比)は、1984年時点で71%であり、その時の需要家数は3,334,876であった。その詳細を表6.3に示す。

### 6.3.2 負荷曲線

代表例として1985年4月6日から4月12日迄の一週間の日負荷曲線及び持続曲線を図6.5に示す。図6.5よりみて明らかなごとく、フィリピンの負荷曲線は夜ピーク型から昼ピーク型に移行する過程にある。夜ピーク型は通常電灯需要がかなり大きな部分を占め、工場など商業負荷が小さい系統に見られ、開発途上国の殆んどがこの型に属する。これが工業の発展、商活動の活発化に伴い、昼間の負荷が夜間のそれを上まわるようになり、社会開発の進展に伴いその差がさらに大きくなっていく。1986年1年間の昼及び夜間のピーク電力を表6.4に示す。表より明らかなごとく、昼・夜間のそれぞれのピークの差が約5%に縮まってきており、昼ピークが夜ピークを上まわった日が54日(15%)発生している。

1985年のルソン系統の年負荷率は、発生電力量14,449GWh、年間最大負荷2,311MWより71%と計算される。しかしながら、発生電力量14,449GWhの中に、カラヤアン揚水発電所の揚水に使用した電力量525GWhが含まれており、その部分を差し引いた実際の系統の年負荷率は69%になる。すなわち、カラヤアン揚水発電所の運転により年負荷率が69%から71%に改善された事になる。

### 6.3.3 ルソン電力市場の傾向

経済活動の進展に伴い、電力市場はGDP又はGRDPの年増加率より高い比率で増大してきている。GDP(フィリピン全体)及びGRDP(ルソン地域)を表6.5に、ルソン地域の販売電力量を表6.6に示す。

1970年から1985年間のGDP、GRDP及び販売電力量の年平均増加率を以下に示す。



(単位%)

| 期間      | GDP/GRDP |            | ルソン地域の販売量 |       |       |
|---------|----------|------------|-----------|-------|-------|
|         | 全体       | ルソン        | 合計        | 首都圏   | その他   |
| 1970-75 | 6.03     | 7.41 (注 1) | 7.26      | 5.13  | 15.76 |
| 1975-80 | 6.28     | 6.35       | 7.21      | 7.04  | 7.72  |
| 1980-85 | 1.11     | 0.70       | 1.55      | 1.47  | 1.78  |
| 1970-83 | 5.32     | 5.82 (注 2) | 6.62      | 5.83  | 9.67  |
| 1983-84 | -4.50    | -6.88      | -4.77     | -6.52 | 0.61  |
| 1984-85 | 2.46     | 2.09       | -0.82     | -0.59 | -0.88 |
| 1970-85 | 4.45     | 4.59 (注 3) | 5.30      | 4.52  | 8.27  |

(注 1) 1971-1975

(注 2) 1971-1983

(注 3) 1971-1985

ルソン地域の販売電力量とルソンのGRDPの相関係数(1971-1985)は次の通りである。

|         |       |       |
|---------|-------|-------|
| ルソン合計   | ----- | 0.991 |
| マニラ電力会社 | ----- | 0.988 |
| その他     | ----- | 0.985 |

#### 6.3.4 電力料金

マニラ電力会社の電力料金表を表6.7に示す。表より明らかなごとく、需要家数の大部分を占める電灯負荷には低料金を、工場、商店には比較的高い料率を適用している。但し、電力を多く消費する家庭負荷には高料金を適用している事がわかる。

過去の平均料率の傾向を以下に示す。

| 年    | 平均料率、ペソ/kWh       |         |
|------|-------------------|---------|
|      | フィリピン<br>電力公社より購入 | 需要家への売電 |
| 1978 | 0.2000            | 0.3094  |
| 1980 | 0.3599            | 0.5098  |
| 1982 | 0.4842            | 0.6789  |
| 1984 | 0.9686            | 1.3041  |
| 1985 | 1.2101            | 1.7915  |

#### 6.4 電力開発計画

##### 6.4.1 電力需要予測

需要電力の予測は毎年フィリピン電力公社により見直しが行われている。その基準資料は、国家経済開発局が毎年発表する経済開発計画や、これまでの売電の傾向に関するデータである。1986年11月にフィリピン電力公社が作成した電力需要予測は、人口1人当り地域総生産等の経済指標からみて妥当なものである。しかしながら、将来この国の経済状況の変化に沿って電力需要の見直しが必要である。詳細については、第14章で述べる。ルソン島の電力需要予測の最新のものを表6.8に示す。

##### 6.4.2 開発計画

前述の電力需要想定に従って、表6.9に示す策定基準に従ってフィリピン電力公社は1995年迄の短・中期開発計画を1986年5月に策定した。その概要を表6.10に示す。又、開発計画に伴う対象期間内の計画された電力及び電力量の需要バランスを表6.11及び図6.6に示す。

##### 6.4.3 発電設備の停止計画

フィリピン電力公社は既設火力発電設備の停止計画を耐用年数30年と想定し、表6.12に示すように計画している。

表に示すように、設備の停止は1995年以降に発生し、フィリピン電力公社の短・中期開発計画期間内には考慮されていないが、本包蔵水力調査の対象期間は2005年であり、フィリピン電力公社の計画に従って各種の検討に考慮する。

一方、最初の地熱発電所は1979年に運転が開始されており、又、石炭火力(Calaca I)の運転開始は1984年であるので、これらの停止計画は西暦2005年迄の電力開発計画では考慮しない事とした。

## 第7章 水力地点の選定

### 7.1 概要

これまでフィリピン電力公社、フィリピン全国水資源評議会、灌漑局及び他の機関により選定されたルソン島内の水力地点は約 220 箇所あるが、そのスタディ・グレードは地点毎にかなり違う。

これらの既存の水力地点に加えて、今回新たに縮尺 5 万分の 1 の地形図を使用してこれまでスタディが充分になされていない河川を中心として水力地点の洗い出しを行う。本調査の目的はこれらの水力地点での包蔵水力を概算し、この中から将来開発が有望と目される水力地点を選び出すことである。

水力地点の選定(以下“マップ・スタディ”と言う)は縮尺 5 万分の 1 の地形図によったが、縮尺 25 万分の 1 の地形図も一部参考にした。

### 7.2 水力開発のタイプ

本調査で考えられる水力開発のタイプは大別して (1)貯水池式と (2)流れ込み式の 2 種類があり、これらは更に次の様に区分される。

#### i) 貯水池式

A1 : ダム直下型

A2 : (ダム+水路)型

A3 : 副ダムを有するダム型

A4 : 他流域からの導水路を有するダム型

A5 : 副ダム及び他流域からの導水路の双方を有するダム型

A6 : 天然の湖を貯水池として利用する型

#### ii) 流れ込み式

B1 : ゲートなしの取水堰のみのもの

B2 : 他流域からの取水(一ヶ所又は複数)があるもの

B3 : 調整池を有するもの

上記の9タイプのうち、今回見い出されたのはA1、A2、A4、B3、の計4タイプである。

### 7.3 マップ・スタディの方法と基準

今回マップ・スタディは調査団及びフィリピン電力公社の土木、地質の各専門家により実施されたが、同一レベルでのスタディを行うため次のような基準を設定した。これまでフィリピン電力公社、灌漑局等の諸機関により見い出された水力地点については諸元があまり明確ではないので、今回、新たに洗い出す水力地点と同一の基準により検討を加えた。

#### 7.3.1 水力地点の選定及び確認

水力開発のタイプ別に各水力地点の選定、確認作業は次の事項を考慮に入れて行った。

##### i) ダム直下型

両岸が切り立っており、且つ河幅がせばまっていること。またダム上流は河床勾配が緩やかで且つかなりの広い平野を有し所要の貯水池容量がとれること。

##### ii) (ダム+水路)型

この型式が適用出来る水力地点は、また流れ込み式も考えられ、とりわけ次の二点に注目してみる。

- 取水地点の直下流に中規模あるいは大規模のダム築造が可能か否か。
- ダム下流の河床勾配が急なところ。

##### iii) 流域変更を伴うタイプ

このタイプは次の様な場合に考えられる。

- 流域変更により使用可能水量の増加が25%以上見込まれる地点。
- 両流域をつなぐ導水路が比較的短くてすむ地点。

##### iv) 流れ込み式

このタイプは河川勾配が急な地点(基本的に1/60以上)、あるいは流域変更により高落差が得られる地点に適用する。

### 7.3.2 最小出力

本調査の開始にあたり、フィリピン電力公社と協議の結果、今回採り上げる水力地点はその最小出力が5MW以上ある地点とすることにした。

### 7.3.3 出力の概略検討

マップ・スタディにより選定、確認された水力地点に対して、それぞれの地点で最小出力が5MW以上あるか否かの概略検討を手計算により行った。使用したデータは、各水力地点での集水面積、概略の落差および平均使用水量であり、平均使用水量は年平均雨量と流出の関係より推定した。

### 7.3.4 レイアウトの概略検討

最小出力が5MW以上あると思われる水力地点については主要構造物のレイアウトを概略検討し、縮尺5万分の1の地形図に直接書き入れた。この作業は合計145の水力地点について行われた。

各水力地点での主要構造物の概略検討の段階では、ダム軸の位置、発電所の位置、利用落差の分割利用等幾つかの代替案が考えられたが、今回はこれら代替案をも含めてそのうち最も妥当だと判断された案のみを採り上げ包蔵水力の算定を行うものとした。地図上に記入したものは、ダム軸の位置、サージタンクの位置、及び仮排水路、導水路のルートである。これに加えて水力地点までのアクセス道路の長さ及び水力地点から最寄りの変電所までの送電線の長さも推定した。概略検討の際に使用した基準を表7.1に示す。

## 7.4 各水力地点の地質評価

### 7.4.1 地質評価の方法

ダム、取水堰、発電所、水路、貯水池、調整池の計画が見込まれる地域の予備的な地質評価は地表踏査と地質図上の調査で行った。現場調査は地表踏査のみで探査ボーリングは実施しなかった。図7.1に各水力地点の位置を示す。この他、空中写真の利用が4つの流域で可能であった。それらはフィリピン電力公社作成のアプログ、アブラ、アゴス流域の空中写真、それに灌漑局作成のカセクナン流域の空中写真である。

#### 7.4.2 地質評価の基準

地質評価は主として以下に示すカテゴリーについて行った。

- ・ スキーム全体の地質、岩層、年代と構造
- ・ ダムサイトの岩質、透水性、土覆りの状況
- ・ トンネル掘削に関係する岩質
- ・ 発電所基礎の岩質と土覆りの状況
- ・ 貯水池の透水性、斜面の安定、堆積作用
- ・ ダム建設材料の品質と採取地点

各項目についての説明は以下に示す通りである。

(1) 岩石の種類

地表踏査もしくは地質図による調査で記述された岩石の種類は以下に示すとおりである。

| Rock Classification<br>岩石分類 |  | Rock Name<br>岩石名  |
|-----------------------------|--|---|
| 火山岩                         | Plutonic or Intrusive Rocks<br>深成岩 / 貫入岩 | Granite, Diorite, Gabbro,<br>花崗岩 閃緑岩 はんれい岩<br>Quartz-diorite, Granodiorite<br>石英閃緑岩 花崗閃緑岩 |
|                             | Hypabyssal Rocks<br>半深成岩                 | Quartz Porphyry, Porphyrite,<br>石英ひん岩 ひん岩<br>Diabase<br>輝緑岩                               |
|                             | Volcanic or Extrusive Rocks<br>深成岩 / 貫入岩 | Rhyolite, Andesite, Basalt,<br>流紋岩 安山岩 玄武岩<br>Dacite,<br>石英安山岩                            |
| 堆積岩                         | Clastic Rocks<br>砕屑岩                     | Mudstone, Sandstone, Shale,<br>泥岩 砂岩 頁岩<br>Conglomerate, Graywacke<br>礫岩 硬砂岩              |
|                             | Pyroclastic Rocks<br>火山砕屑岩               | Tuff, Lapilli Tuff,<br>凝灰岩 火山礫凝灰岩<br>Tuff breccia, Agglomerate<br>凝灰角礫岩 集塊岩               |
|                             | Chemical Sedimentary Rocks<br>化学的堆積岩     | Chert, Limestone, Gypsum,<br>チャート 石灰岩 石こう<br>Dolomite<br>ドロマイト                            |
|                             | Organic Sedimentary Rocks<br>生物的堆積岩      | Coral limestone, Chalk, Coal,<br>さんご石灰岩 チョーク 石灰   |
| 変成岩                         | Regional Metamorphic Rocks<br>広域変成岩      | Gneiss, Schists,<br>片麻岩 片岩  |
|                             | Contact Metamorphic Rocks<br>接触変成岩       | Hornfels, Marble,<br>ホルンフェルス 大理石  |
|                             | Dynamic Metamorphic Rocks<br>動力変成岩       | Mylonite,<br>ミロナイト  |



ここに示す地質年代と地層は表3.4に示した鉱山地質局(1981)のフィリピンの地質と鉱物資源の地質年代スケールと層序学的柱状図に依る。

## (2) 岩 質

地質工学的見地より、全ての岩石と地層は岩石の種類、新鮮度それと硬度を考慮して4つのタイプに区分した。以下にそれを示す。

| Class       | Description  | Typical rocks and ground   | Estimated value of shearing strength |
|-------------|--|--|--------------------------------------|
| Very hard   | very sound, very high strength well compacted and fresh                                      | Igneous rock, paleocene-Cretaceous metavolcanics and metasediments                                 | 20kg/cm <sup>2</sup> or more         |
| Hard        | Sound, high strength, compacted and massive  | Eocene-Early Miocene sedimentary and pyroclastic rocks, fresh limestone                            | 10 to 20 kg/cm <sup>2</sup>          |
| Rather hard | slightly sound, medium to low strength, slightly compacted, slightly weathered               | Late Miocene-Pliocene sedimentary and pyroclastic rocks  | 5 to 10 kg/cm <sup>2</sup>           |
| Soft        | weak, low to very low strength, slightly consolidated to loose, slightly to medium weathered | Upper plioence-Quaternary pyroclastic rocks and semiconsolidated rocks or unconsolidated sediments | 5 kg/cm <sup>2</sup> or less         |

### (3) 透 水 性

全ての岩石と地層はその透水性によって下記の様に区分された。

|                          | Description   | Typical rocks and ground  | Estimated Lugeon Value | Estimated permeability coefficient                  |
|--------------------------|---|---|------------------------|---|
| Very high permeability   | open cavity, sinkhole cave, fissure wide fractured zone very high porosity          | limestone, porous lava flow, porous pyroclastic and unconsolidated sand                               | $Lu > 100$             | $K > 10^{-3}$ cm/sec                                |
| High permeability        | weathered, open cracks, fractured zone high porosity, geologic contact, loose joint | slightly porous, sedimentary and pyroclastic rocks, metamorphic rocks, igneous rocks with open cracks | $Lu = 10 \sim 100$     | $K = 1 \times 10^{-4} \sim 1 \times 10^{-3}$ cm/sec |
| Low permeability         | tight, joints, sound, slightly cemented   | slightly cemented sedimentary and pyroclastic rock, metamorphic and igneous rocks without open cracks | $Lu = 1 \sim 10$       | $K = 1 \times 10^{-5} \sim 1 \times 10^{-4}$ cm/sec |
| Watertight (Impermeable) | massive, fresh, well compacted and cemented   | well compacted sedimentary rocks, fresh igneous and metamorphic rocks residual clay                   | $Lu < 1$               | $K < 1 \times 10^{-5}$ cm/sec                       |

#### (4) 土 覆 り

土覆りはあらゆる種類の非固結堆積物即ち残留風化土、河川堆積物、沖積堆積物、段丘堆積物、崩積堆積物、崖錐堆積物それと火山堆積物(火山性碎屑物)等よりなる。

水路トンネルの評価を行う場合には固結した地層をも含めて土覆り全体の層厚を考慮する必要がある。

#### (5) 斜面の安定

貯水池地域における地沁りと山くずれの可能性は地表踏査と既存の地形図および、地質図によって推測して記述した。

#### (6) 堆 積 性

現場踏査もしくは地形図上の調査によって得た集水地域における火山山麓面、地沁り、火山噴出物、それに植生の占有の比率によって貯水池の堆積性を見積もった。

- i) 多 : 1/3より大
- ii) 通 常 : 1/3~1/5
- iii) 少 : 1/5より少

#### (7) 地 形

ダム軸の横断形と傾斜の形状を地形図より観察した。

谷には数多くの名前がつけられている即ち鋸挽谷、峡谷、V字谷、キャニオン、平底谷、箱状谷、盆状谷。

しかしながら、今回の調査ではダム軸の横断形は主として以下に示す3つの単純な型によって区分した。

- i) V字谷(解放型、峡谷型)
- ii) U字谷
- iii) 皿状谷

#### (8) ダム用建設材料

##### 「岩石材と骨材」

これらの材料は一般に新鮮で堅固な岩石からの切り出しと、礫や大礫のような粗粒な河川堆積物を利用できる。

##### 「砂質材」

この材料は一般に段丘堆積物、崖錐堆積物、沖積扇状地堆積物等の河川堆積物を利用できる。

##### 「土質材」

土質材は一般に風化岩、残留土、崖錐堆積物、細粒火山噴出物と河川段丘堆積物が利用できる。

#### 7.4.3 地質評価

地質評価の基準を表7.2に要約した。

各スキームの地質評価の結果を表7.3に示した。そしてそれらのデータ・シートを附属報告書-Aに示した。

第一次スクリーニングを通過した37の水力地点の地質的、地質工学的状況を現地踏査の結果及び既存の地質図、空中写真、レポート類を参考にして評価した。これらのスキームをID番号順に示せば、次表の通りである。

| 水資源区 | プロジェクトID        | 水力地点        | 調査レベル |    |    |    |    |
|------|-----------------|-------------|-------|----|----|----|----|
|      |                 |             | FT    | OS | GM | GP | GR |
| I    | 1 - 3 - 0 - 2   | ナグイリアン      | 0     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 1 - 10 - 10 - 2 | バクム         | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 1 - 10 - 1 - 4  | アムブラヤン      | 0     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 1 - 22 - 0 - 1  | バナオアン       | 0     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 1 - 22 - 0 - 5  | スボ          | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 1 - 22 - 0 - 6  | エテブ         | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 1 - 22 - 10 - 0 | アブラ         | -     | -  | 0  | -  | -  |
| II   | 2 - 6 - 0 - 1   | シシリタン       | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 0 - 2   | ブブラヤン       | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 0 - 3   | ブル          | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 1 - 4   | ナババラヤン      | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 1 - 5   | ディバガット      | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 1 - 6   | アグブル        | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 6 - 1 - 8   | アバヤオ        | -     | -  | 0  | 0  | 0  |
|      | 2 - 8 - 3 - 4   | チコ - 1R     | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 3 - 5   | サダンガ        | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 3 - 6   | チコ - 2R     | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 3 - 7   | チコ - 3R     | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 3 - 9   | チコ - 4R     | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 5 - 15  | サルタン        | -     | -  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 6 - 22  | バシール        | -     | -  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 6 - 23  | タヌダン        | -     | -  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 7 - 24  | バンタイ        | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 8 - 25  | ダッバ         | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 14 - 34 | マリアノ        | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 20 - 46 | イブラオ        | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 28 - 52 | カビンガタン      | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 2 - 8 - 29 - 58 | カセクナン       | -     | -  | 0  | 0  | -  |
|      | 2 - 8 - 29 - 61 | アッパーカセクナン   | -     | -  | 0  | -  | -  |
|      | 2 - 8 - 29 - 61 | アッパーカセクナン-3 | -     | -  | 0  | -  | -  |

| 水資源区 | プロジェクトID  | 水力地点      | 調査レベル |    |    |    |    |
|------|-----------|-----------|-------|----|----|----|----|
|      |           |           | FT    | OS | GM | GP | GR |
| Ⅲ    | 3-77-0-6  | アグノ-2     | 0     | 0  | 0  | -  | -  |
|      | 3-77-0-7  | アグノ-3     | 0     | 0  | 0  | -  | -  |
| Ⅳ    | 4-7-0-1   | カナン       | -     | 0  | 0  | -  | -  |
|      | 4-7-0-2   | グライタン     | -     | 0  | 0  | 0  | 0  |
|      | 4-7-0-5   | アッパーアゴス-2 | -     | 0  | 0  | -  | 0  |
|      | 4-115-1-1 | ワワ        | 0     | 0  | 0  | -  | 0  |
| V    | 5-114-1-1 | ボシゴン      | 0     | -  | 0  | -  | -  |

注記： FT = 地質踏査

OS = ヘリコプターによる空中からの調査

GM = 既存地質図による地質解析

GP = 空中写真による地質解析

GR = 既存の地質文献及びプロジェクト報告書による調査

水力地点毎の地質評価及び地質図は附属報告書-Aに収録している。

## 7.5 計画データの抽出

各水力地点での出力及び第一次建設費の算定にはコンピュータを使用した。この算定の基となる計画データの抽出はマップ・スタディを行った縮尺5万分の1の地形図より抽出した。抽出されたデータの項目を表7.4に示す。この中には集水面積や年平均降雨量も含まれている。

## 7.6 マップ・スタディにより選定された水力地点

ルソン島全域のマップ・スタディにより選定された水力地点の合計は145地点となった。その内訳は下記の通り。

|        |   | <u>貯水池式</u> | <u>流れ込み式</u> | <u>計</u>   |
|--------|---|-------------|--------------|------------|
| 新規水力地点 | : | 16          | 32           | 48         |
| 既水力地点  | : | 97          | -            | 97         |
| <hr/>  |   |             |              |            |
| 計      | : | <u>113</u>  | <u>32</u>    | <u>145</u> |

新規水力地点の48地点については、その位置、集水面積、年平均降雨量、出力等を表7.5に示した。また、新規水力地点、既水力地点の合計145地点の概略位置を図7.2～7.6に示した。これらの水力地点は先ずそれぞれ単独案として検討された。その後、同一水系の上下流に位置する他の水力地点との関係についての検討を行い、最適開発案を見いだした。詳細については第13章で述べる。

## 第8章 発電力の計算

### 8.1 概要

抽出された各水力地点について、発電力と発電量の計算を行った。この計算では、ダム、水路などの諸元も計算された。計算は第一次建設費計算と組み合わせて、各地点の最適開発規模と可能開発規模を求めるために、多くの開発規模を想定して比較を行った。

この計算は、地形図や既存のスタディ・レポートから抽出された地形、水路長などの地点情報や、水文解析から求められた流況曲線と貯水池利用曲線を、コンピュータ・プログラムの入力データとして与えることにより行われた。

発電力計算や引き続いて行った建設費計算では、プロジェクトが電力開発だけを目的とするものであり、各水力地点は互いに独立して開発されるものとみなした。

### 8.2 比較開発規模

#### 8.2.1 貯水池式開発

貯水池式の開発規模は、貯水池開発比と常時満水位を変化させて比較した。

##### (1) 貯水池開発規模比較

有効貯水量で定義される貯水池開発規模は、次式で定義される開発比を変えて比較した。

$$\begin{aligned} \text{RDR (i)} &= \frac{\text{有効貯水量 (m}^3\text{)}}{\text{年間流入量 (m}^3\text{)}} \\ &= \frac{\text{有効貯水量 (m}^3\text{)}}{\text{平均流入量} \times 1 \text{ 年間の秒数}} \end{aligned}$$

ここに、RDR(i)： 貯水池開発比；最適開発規模を求めるために、建設費計算も組み合わせて行う各くり返し計算で任意に与えられる。

図 8.1 は貯水池利用曲線と貯水池開発比(RDR) の概念を示したものである。



## (2) 常時満水位の比較検討

貯水池開発規模の比較各ケースについて、以下の5ケースのように常時満水位を変化させて比較検討を行った。

| ケース | 常時満水位                                   | 最低水位                        |
|-----|---|-----------------------------|
| 1   | 最高満水位                                   | (満水位)-(所要有効貯水量を確保するのに必要な水深) |
| 2   | ケース1と5の<br>3/4位                         | 同 上                         |
| 3   | ケース1と5の<br>2/4位                         | 同 上                         |
| 4   | ケース1と5の<br>1/4位                         | 同 上                         |
| 5   | 右記最低水位に所要有効<br>貯水量を確保するに必要<br>な水深を加えたもの | 堆砂位上で最低限確保される<br>べき水位       |

なお、上表で最高満水位とはその水位での貯留量が年間流入量に等しいような水位を表わす。また、最適な貯水池開発規模とダム高を決定する過程では、常時使用水量と最大使用水量の比を0.5に規定した。

### 8.2.2 流れ込み式開発

流れ込み式開発の場合は、取水堰や発電所の位置・標高が、地形特性を最大限に利用するという観点から、一義的に決まるものであり、したがって利用可能な落差に対する比較は基本的に行わない。

本調査では、最大使用水量の比較検討を次に定義するような平均使用水量率を変化させることにより行った。

$$\begin{aligned}
 DR(i) &= \frac{\text{平均発電使用水量 (m}^3/\text{s)}}{\text{最大使用水量 (m}^3/\text{s)}} \\
 &= \frac{\text{面積[ABCEF]}}{\text{面積[ABCD]}} \quad (\text{図 8.2 参照}) \\
 &= 1.0 \text{ から } DR \text{ min までの } 0.1 \text{ 刻み}
 \end{aligned}$$

ここで、  $DR(i)$  : 平均使用水量率

$DR_{\min}$  : 最大使用水量が平均流入量と等しくなる時の平均使用水量率

一般に、5から6ケースの使用水量比較を行った。図 8.2 は流況曲線上に  $DR$  を図式的に定義したものである。

### 8.3 発電力算定基準

対象全水力地点について同等な比較をするために、発電水量、運転水位や落差を一義的に表 8.1 のように定義した。また常時、最大出力や年間発生電力量の計算式も表 8.1 に示してある。

各代表流量観測地点で作成された流況曲線は月平均流量記録を基にしたものであり、日流量記録から作成されたものに比べるとより安定した流況を示しがちである。このため月流況曲線から求めた二次エネルギーが日流量からのものと比べて過大とならないように補正係数 0.9 を乗じることとし、補正された後の二次エネルギーが、日流量曲線から求めたものとは等しくなるようにした。

上述の補正係数は、カガヤン川流域内の代表流量観測所の一つであるラリオン (ID ナンバー: 42020NW225) における日及び月流況曲線をもとにして、図 8.3 に示すようにして求めたものである。他のいくつかの流量観測所においても、ラリオンにおけるものと同様な比較を行い、ほぼ同じ補正係数となることが確認できた。

## 8.4 発電力計算

これまでに定義した計算規準や地点・水文情報をもとに、抽出した全 145 水力地点における発電力計算と建設費計算をくり返して行った。発電力計算にはコンピュータ・プログラム“RESEVAL”が用いられ、そのアウトプットは次のようなものである。

- (1) 貯水池開発比
- (2) 各水位及び使用水量
- (3) 発電力及び発電量
- (4) ダムや取水堰の規模
- (5) 水路諸元

全 145 水力地点における最適開発規模に相当するケースを含む発電力計算のコンピュータ・アウトプットは、附属報告書-Cに示してある。これらのアウトプットは各地点で最適化された出力規模に相当している。

## 8.5 最適及び最大開発規模の選択

貯水池式、流れ込み式開発の各水力地点における最適開発規模は、これまでに調べられた多くの比較案の中から選ばれた。この選択は、発電力と建設費計算から求められた評価インデックスを基にして行った。

### 8.5.1 評価インデックス

総建設費と年間発生電力量の比で表されるコスト評価インデックスを次式のように定義した。

$$\text{CEDX} = \frac{\text{建設費 (US\$)}}{\text{1次エネルギー + 2次エネルギーの30\%}}$$

ここで、 CEDX : 評価インデックス (US\$/kWh)  
エネルギー : 年間発生電力量 (kWh)

2次エネルギーの価値は、1次エネルギーのそのの30%とみなした。

### 8.5.2 最適開発規模

#### (1) 貯水池式開発

各々の水力地点での最適開発規模は、発電力計算と建設費計算を通じて得られた数多くの比較案の中から下記のような考え方に基いて決められた。

(i) 貯水池の有効貯水量と常時満水位の比較組み合わせ案の中から、最適な貯水池規模とダム高を決定した。この最適案とは、評価インデックスが1.5以下の比較案の中で最大の出力が得られるものであり、全比較案の評価インデックスが1.5以上である場合は、インデックス値が最小であるものとした。この過程では常時使用水量と最大使用水量の比を50%に固定して比較した。

(ii) 上述のように定められた最適開発規模について、出力規模の最適化を行った。すなわち常時使用水量と最大使用水量の比を50%の他に33%, 25%, 17%と変え、便宜的に代替火力を定めて各々の発電便益を算出した。便益とコストから、最も高い割引率で(便益-コスト)の値が最大となるケースを求めてこれを最適出力規模とした。この便益・コスト解析の電算アウトプットが附属報告書-Cにまとめてある。

#### (2) 流れ込み式開発

最適開発規模は、8.2.2節に述べた平均使用水量率に関する比較案の中から選ばれた。選択のプロセスは貯水式開発の場合で述べた(1)の(i)と同じにした。

### 8.5.3 最大開発規模

最大開発規模は、各水力地点での全比較案のうち、評価インデックスにかかわらず、発電力が最大となる比較案を選び求めた。

一般に、貯水池式開発の最大開発規模となるケースは常時満水位が最高となる場合で、かつ有効貯水量が年間平均流入量にほぼ等しい場合であった。一方、流れ込み式開発の場合は、最大使用水量が平均流入量と等しくなる場合が最大開発規模となった。



## 第9章 第一次基本設計及び第一次建設費計算

### 9.1 概 要

地形図上で抽出された全 145 水力地点についての第一次の建設費計算は、まず主要構造物の基本諸元を決め、次に建設費を算定した。ここで最も重要なことは、全水力地点を同一基準で評価するために、建設費計算方法も同一でなければならないということである。この観点から、設計基準と建設費算出式を以下のように定めた。

### 9.2 基本設計基準

#### 9.2.1 ダム及び水路

##### (1) 貯水ダム

第一次スクリーニングに至る過程では、貯水池式水力地点全てをロックフィルダム形式とした。他のダムタイプについては第一次スクリーニングを通過した地点を第二次スクリーニングで評価する際に考慮した。

ダム地点の地形は地形図の各標高線ごとの谷幅と河床幅でもって表わした。ここでは、ダム盛土域では上下流方向に谷幅が一定で、掘削深も全辺一定であるものとした。ダム盛土量は、ダム形状が台形要素の積みかさねで表現されるものとして次式で求めた。

$$VD = VD_1 + VD_2$$

$$VD_1 = \sum_{i=2}^n VDi$$

$$\begin{aligned} VDi = & 1/6 \times \{ 3 \times \{ a + (m+n) \times (EL_n - EL_i) \} \times (L_i + L_{i-1}) \\ & + 2.0 \times d \times (L_i - L_{i-1}) / (EL_i - EL_{i-1}) \\ & + (m+n) \times \{ L_i + 2.0 \times L_{i-1} + 3.0 \times d \times (L_i - L_{i-1}) \\ & / (EL_i - EL_{i-1}) \} \times (EL_i - EL_{i-1}) \} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} VD_2 = & d \times \{ L_1 + d \times (L_2 - L_1) / (EL_2 - EL_1) / 2.0 \} \\ & \times \{ a + (m+n) \times (EL_n - EL_1) \} \end{aligned}$$

ここで、 $VD$  : ダム盛土量(m<sup>3</sup>)

$VD_1$  : 河床標高以上のダム盛土量(m<sup>3</sup>)

$VD_2$  : 河床標高以下のダム盛土量(m<sup>3</sup>)

i : 台形要素ナンバー,  $i=1$ が河床高に,  $i=n$ がダム天端標高に相当

a : ダム天端幅(m)

ELn : ダム天端標高, 満水位(FSL)+余裕高(m)

ELi : 高さiの標高(m)

Ln : ダム堤長(m)

Li : 掘削深込みの高さiにおける谷幅(m)

m : 上流側盛土勾配

n : 下流側盛土勾配

d : 掘削深(m)

なおダム形状を与えるパラメータは次の通り。

- 上流側盛土勾配 :  $m = 2.5$
- 下流側盛土勾配 :  $n = 2.0$
- ダム天端幅 :  $a = 10\text{m}$
- 常時満水位上の余裕高 :  $H_f = 6\text{m}$
- 掘削深 :  $d = 5\text{m}$ 平均

## (2) 流れ込み式開発の取水堰

いろいろなタイプの堰が考えられるが、本調査は固定越流型コンクリート堰を適用する。

関連構造物を含めた堰コンクリート量は次式から求めた。

$$VDD = 1.15 \times HDD^2 \times L$$

ここで、VDD : 堰コンクリート量( $\text{m}^3$ )

HDD : 掘削深2.5m込みの堰高(m)

L : 堰地点の河幅(m), 但し両側計10mの接合部を含む

上記タイプの取水堰は日調整容量を確保するだけのものとし、余裕高3mを含めて高さ15m以下であるとした。

### (3) 仮排水路

仮排水路は圧力トンネル方式とし、径は次式で定めた。

$$DIAD = 0.291 \times Q_{dt}^{1/2}$$

ここで、 DIAD : 仮排水路トンネル内径(m), 最小径 2.5m

$Q_{dt}$  : 設計洪水量(m/s)

### (4) 導水路トンネル

導水路トンネルは、貯水池式の場合圧力トンネル方式、流れ込み式の場合は無圧トンネルとした。流れ込み式の場合は、その最大使用水量によって形状を馬蹄形または上円下方形とする。各タイプのトンネル内径(幅)は下式で求めた。

$$DHTP = 0.651 \times q_p^{1/2}$$

$$DHN = 1.084 \times q_p^{0.375}$$

$$B = 1.06 \times q_p^{0.375}$$

ここで、 DHTP : 円形圧力トンネル内径(m)

DHN : 馬蹄形トンネル内径(m), 最大使用水量 8.6m<sup>3</sup>/s以上に適用

B : 上円下方形トンネル内幅(m), 最大使用水量 8.6m<sup>3</sup>/s未満に適用

$q_p$  : トンネル1本当たりの最大流量(m<sup>3</sup>/s)

各トンネルの最小径は、DHTP=2.5m, DHN=2.0m, B=1.8mとし、またトンネル1本あたりの最大流量は100m<sup>3</sup>/sとして、それ以上の場合は複数のトンネルを考えた。

### (5) 水圧鉄管

水圧鉄管は、地下式で水平面に対し50°勾配であると一様に仮定した。鉄管内径は落差及び流量によって定まるものとして以下の諸式を定めた。

$$DIAP = 0.794 \times Q_p^{0.404} \quad (\text{落差75m以下に適用})$$

$$= 0.785 \times Q_p^{0.400} \quad (\text{落差150~75mに適用})$$

$$= 0.733 \times Q_p^{0.407} \quad (\text{落差250~150mに適用})$$

$$= 0.733 \times Q_p^{0.396} \quad (\text{落差250m以上に適用})$$

ここに、 DIAP : 水圧鉄管内径(m)

$Q_p$  : トンネル1本当たりの最大流量(m<sup>3</sup>/s)

水圧鉄管の条数は最大使用水量が各100m<sup>3</sup>/sを越えるごとに1条ずつ増えるものとし、導水路トンネルと同数又はその倍数とした。また最小内径は1.3mとした。



### 9.2.2 工事用道路

水力地点までの工事用道路は建設中及び完成後も使用に耐えられるものとして、以下のようない仮定をおいた。

- 工事用道路は水力地点近傍の、通年通行可能な公共道路(既設又は計画中を含む)からとする。
- 新設の工事用道路建設費はプロジェクトに賦課され、既設道路で必要となる改修は建設開始までに担当機関によってなされる。

原則として道路延長は縮尺5万分の1の地形図で測定したが、多くの地形図が1950年代に発行されたものであったために、既設道路位置が必ずしも正確とはいえない。したがって1985年に発行された100万分の1道路地図をも参考とした。道路経路は出来る限り河川・溪谷沿い、または既存の小道沿いにとり、道路全幅6m、舗装幅4mとした。

### 9.2.3 送電線

現在、フィリピンの送電網では69kV, 115kV, 138kV, 230kVの4種類の送電圧が採用されているが、このうち、138kVはルソン・グリッドでは使用されていない。また、ルソン島南部よりマニラ首都圏に至る500kV送電網が建設中であり、中・北部ルソンでも計画中である。したがって、本調査での送電線基本設計値として、69kV, 115kV, 230kV, 500kVを採用した。

各水力地点からの送電線は、最近傍の既設または計画中の変電所につなげるものとし、変電所内開閉器の入力側部分の増設だけが必要であるとした。したがって、新発電所が建設されることによる変電所の新設は考えなかった。

#### (1) 送電線の送電容量

許容送電容量とは、技術上・経済上から定められる使用環境のもとで、何ら問題を生じせしめずに送電できる最大負荷である。各送電圧ごとの1回線あたりの最大送電容量を図9.1に示す。同図上の曲線は以下の基準をもとにして定めたものである。

#### 短距離送電線

送電線の送電容量は主として電線の許容電流容量から定められ、算定にあたっては、静穏な周囲気温が40℃という条件で電線の許容温度上昇が80℃までであるとした。

## 中長距離送電線

この場合の送電容量は主として送電網の安定性の観点から定められ、次式で求めることができる。

$$P = k \cdot V^2 / \ell$$

ここで、 $P$  : 送電負荷量(MW)

$V$  : 送電圧 (kV)

$\ell$  : 送電線延長 (km)

$k$  : 実験的に定まる係数で一般に 1,200以下

上記基準及び既設の送電線で使われている電線を考慮して、送電圧ごとに使用する電線を次のように定めた。

- 69kVと 115kVシステムではACSR 336.4mm<sup>2</sup>
- 230kVと 500kVシステムではACSR 795mm<sup>2</sup>

### (2) 送電線の構成

既設の殆どの69kV及び 115kV送電網は1回線で木柱を使用している。これに対し全ての230kV網は 1又は 2重回線で鉄塔を使用している。現状を考慮して基本設計では以下の基準により送電線構成を定めた。

| 送電圧(kV) | 使用電線                      |    | 回線 | 木柱/鉄塔 |
|---------|---------------------------|----|----|-------|
| 69      | ACSR 336.4mm <sup>2</sup> | ×1 | 1  | 木柱    |
| 115     | ACSR 336.4mm <sup>2</sup> | ×1 | 1  | 木柱    |
| 230     | ACSR 7951mm <sup>2</sup>  | ×1 | 1  | 鉄塔    |
|         | ACSR 795 mm <sup>2</sup>  | ×1 | 2  | 鉄塔    |
|         | ACSR 795 mm <sup>2</sup>  | ×3 | 2  | 鉄塔    |
|         | ACSR 795 mm <sup>2</sup>  | ×4 | 2  | 鉄塔    |
| 500     | ACSR 795 mm <sup>2</sup>  | ×4 | 1  | 鉄塔    |
|         | ACSR 795 mm <sup>2</sup>  | ×4 | 2  | 鉄塔    |

### (3) 回線数

各水力地点の最大出力及び送電線延長から、下記の点を考慮して図 9.1 を用いて回線数を定めた。

(a) 小出力のケースに適用される 69kV 及び 115kV 送電を除いては、2 重回線、または 1 回線を 2 系統以上とする。

(b) 最大出力 30MW 以下の水力地点に適用する送電線は送電線コストが全体コストに比して大きくならないよう 1 回線のみとする。これはルソン・グリッドが 1 つのシステムになっていることから許される条件として考えられる。

### (4) 送電線ルート

計画送電線敷設ルートは各水力地点から近傍の変電所までとし、水力地点どうしの接続は考えなかった。この仮定を基にして、送電線距離を 50 万分の 1 地形図で測定した。

## 9.3 第一次建設費計算

### 9.3.1 手 法

第一次建設費計算は、水力電源開発の主構成要素に対する建設費算定式又は単価を適用して行った。これら算定式や単価は、フィリピン国内、海外を含めた既存調査レポートをもとに、1985 年後半の価格レベルに統一して使用した。算定はおおむね次の 3 項目について行った。

- 電力開発：ダム、水路、発電所
- 工事用道路
- 送電線と変電所関連部分

表 9.1 は第一次建設費計算における算出要素を示したものである。用地取得/補償費は第一次計算では考えず、第二次の建設費推定でとりこむこととした。

### 9.3.2 電力開発コスト

#### (1) 算出式

近年の建設費の動向をふまえて、所要主構造物、機器ごとのコスト算出式を表 9.2 に示すように誘導した。式中に含まれる主要要素はダム盛土量、トンネル径、トンネル長、落差最大使用水量及び最大出力である。

## (2) 算出式の検証

誘導された諸式は既存の関連報告書で述べられているプロジェクト推定建設費と比較してその妥当性を検討し、さらに近年の物価上昇を考慮して、単価に係する式中の係数を調整した。

### 9.3.3 工事用道路

道路用地の土地利用、土質などの個別要因を排して、平均の単価としてUS\$ 220,000/kmを使用した。工事用道路の建設費はこの単価に道路延長距離を乗じて求めた。

### 9.3.4 送電線及び変電所

送電線及び変電所機器のコスト算出は、いくつかの送電線建設実績から得られたデータをフィリピン電力公社より入手し、これをベースとした。入手データは1982年水準のものであったため、物価上昇を考慮して他の算出式等と同一基準になるよう1985年後半価格に調整した。

送電線の建設単価及び変電所機器増設コストは下表のとおりである。

送電線単価

| 送電圧(kV) | 使用電線                       | 回線   | 単価(US\$/回線/km) |
|---------|----------------------------|------|----------------|
| 69      | ACSR 336.4 mm <sup>2</sup> | ×1 1 | 23,000         |
| 115     | ACSR 336.4 mm <sup>2</sup> | ×1 1 | 34,000         |
| 230     | ACSR 795 mm <sup>2</sup>   | ×1 2 | 110,000        |
| 230     | ACSR 795 mm <sup>2</sup>   | ×2 2 | 220,000        |
| 230     | ACSR 795 mm <sup>2</sup>   | ×4 2 | 459,000        |
| 500     | ACSR 795 mm <sup>2</sup>   | ×4 2 | 678,000        |

## 変電所機器単価

| 受電圧(kV) | 単価(US\$/bay) |
|---------|--------------|
| 69      | 270,000      |
| 115     | 310,000      |
| 230     | 480,000      |
| 500     | 1,860,000    |

### 9.4 建設費の算定

これまでに述べた建設費算定式及び単価を用いて抽出された全水力地点145ヶ所について建設費の算定を行った。算出に用いた所要データは、全て縮尺1:50,000の地形図から得られたものであり、必要とした地形情報は次のようなものである。

- ダム/取水堰地点での河幅、溪谷の形状
- ダム/取水堰および発電所地点での河床高
- 仮排水路、導水路、水圧鉄管の長さ
- 工事用道路の距離
- 送電線距離

ダム高、盛土/コンクリート量、トンネル径などは9.2節で述べた基準に基づいて電算プログラム内で計算され、水文や発電規模に関するデータ、即ち最大使用水量出力・電力量などは発電電力計算で得られたものが電算機内部で引用される。

全水力地点に対する第一次建設費計算の電算アウトプットを附属報告書-Cに示してある。

## 第10章 現 場 調 査

### 10.1 概 要

本調査作業で実施する現場調査としては、各水力地点の現場踏査、ヘリコプターによる上空からの視察及び現地でのデータの収集が主なものである。本節では、このうち現場踏査と、ヘリコプターによる上空からの視察について述べる。調査の主目的は各水力地点での技術的諸情報の確認及び吟味、それに水力地点周辺での社会、環境問題の把握それに下流域での水利用等に関する情報の収集である。これらをもう少し具体的に記述すれば、

- (1) 既計画水力地点及び新規計画水力地点での河相、地形、地質、建設材料の入手の難易、アクセス等の技術的諸情報
- (2) 計画地点の下流域に灌漑、上工水等の用水需要があるか否か、また洪水調節が必要か否か
- (3) ダム、発電所地点および貯水池内の土地利用の状況、移住、道路の移設等に関する社会、環境上の問題点の把握

である。現場調査を実施する水力地点の選定は下記の事項を考慮に入れて行なわれた。

- (4) 第一次及び第二次のスクリーニングで残ると思われる水力地点
- (5) 車あるいはボートでの接近が可能で、新たにアクセスを切り開く必要のない水力地点
- (6) もよりの町や村から1日の日程で行ける水力地点

本調査作業は1985年7月に作業を開始して、2年間の短期間で全作業を完了しなければならない事、また現場調査の実施が比較的乾期に限られる事から、第一次及び第二次のスクリーニング作業に先行して行なわねばならない。北部ルソンの水力地点のうち、アブラ、チコ、サルタンの上流域にある水力地点は地上からの踏査が困難であるのでヘリコプターによる上空からの視察を行なった。

## 10.2 現場調査

本スタディ期間中に現場調査を実施できた水力地点は下記に示す通りである。アクセスの困難さや治安の悪さから、予定した水力地点をすべて踏査することは出来なかった。ヘリコプターによる上空からの視察も前後3回に亘り実施した。

| 水資源区 | 計 画 地 点   |
|------|---|
| I    | バナオアン、ナグイリアン、アンブラヤン   |
| II   | カガヤン 1、サンタ・クルツ、フオアブ、バサオ、<br>サダンガ、ボントック、ビヌクブック、アダガ、<br>サルタン 4、グッパ、ダラヤ、タマウイニ 1、<br>マリアノ、アリミット 1、アリミット 2、ビナリパッド、<br>カビンガタン、ダクガン、マデラ、カジブシバン、<br>ガデン |
| III  | アグノ 1、アグノ 2、アグノ 3、タブ  |
| IV   | カナン、グライタン、アッパーアゴス 1M、<br>アッパーアゴス 1S、アッパーアゴス 2、ワワ  |
| V    | ボシゴシ  |

現場調査は下記の構成員からなる二チームにより実施された。

- フィリピン電力公社の土木技師 2~3名
- フィリピン電力公社の地質専門家 1名
- 調査団の土木技師 1名
- 調査団の地質専門家 1名

現場調査は主として目視観察によった。使用したものはハンド・レベル、簡易距離計、高度計、それにハンマー、クリノメーター等である。

現場調査には縮尺5万分の1の地形図を用いたが、使用した大部分の地形図が1950年代に印刷されたもので、道路に関しては現状と一致しない箇所が幾つか見いだされた。しかし、地形、主要構造物の位置、村落の位置等に関する情報はほぼまちがいがなかった。

### 10.3 技術的評価

現場調査が実施出来た水力地点については、下記の基準により技術的評価を行った。結果は表7.3及び附属報告書-A、-Cに収録している。

#### (1) 地形の評価

地形の評価はダム、発電所、水路等の主要構造物地点に対して行ない、次の4段階に区分される。

- a) 地形上、非常に有望な地点
- b) 地形上、良好な地点
- c) 地形上やや難があるが計画可能な地点
- d) 地形上問題があり水力地点として不適当だと判断される地点

#### (2) 地質の評価

ダム、発電所、水路等の主要構造物及び貯水池周辺の地質の評価は次の4段階で行なう。

- a) 地質の非常に良い地点
- b) 一般に考えられている基礎処理で主要構造物の築造が可能な地点
- c) 特殊な基礎処理を必要とする地点
- d) 地質的に重大な欠陥があり水力地点として不適当だと判断される地点

#### (3) アクセスの難易

ここで考えられるアクセスは、もよりの公道から水力地点への新設道路、あるいは既存道路の拡幅、舗装による改良を言う。道路途中の橋梁またもよりの港、鉄道などの交通手段についての情報も加味される。評価は次の4段階で行なう。

- a) 新設道路延長が5km未満でとりつけが簡単なところ
- b) 新設道路延長が5kmから10kmで、とりつけが簡単なところ
- c) 新設道路延長が10kmから30kmで、途中に大きな橋梁、トンネル等が必要なところ
- d) 新設道路延長が30kmを越え、途中に大きな橋梁、トンネル等が必要なところ



#### (4) 総合評価

各水力地点に関する総合評価は、上記の技術的な評価のみならず、社会、環境的な見地からの評価も加味され、最終的に次の4段階で示される。

- a) 技術的、社会的、環境的な見地から何ら問題がない地点
- b) 部分的に問題はあるものの、計画の立案に影響を与えない地点
- c) 計画の変更を必要とする問題点を含んでいる地点
- d) 技術的あるいは社会、環境的な見地から致命的な問題があり計画が不适当と判断される地点

## 第11章 水力地点のインベントリー

### 11.1 概要

ルソン島全域の包蔵水力を算出し、各水力地点のなかから有望な地点を選定するが、包蔵水力は大別して次の三種類に分けられる。

- 既存の水力発電所。
- 建設中あるいは建設が決まっているプロジェクト、及びフィージビリティ・スタディの完了した水力地点。
- これまで既にプレ・フィージビリティ・スタディが完了したか、あるいはそれ以前の水力地点(今回新たに洗い出された水力地点を含む)。

上記の如く分類されたプロジェクト、水力地点については、スタディ・レベルあるいは既存データの精度がまちまちであるが、今回、それぞれの包蔵水力を算出する為に次の様な基本条件および仮定を設定した。

- 1) 包蔵水力は設備容量(MW)と発生電力量(GWh)で表示する。
- 2) 既開発プロジェクトについては実績の数値を、また建設中あるいは建設が決まっているプロジェクト及びフィージビリティ・スタディの完了した水力地点については報告書に記載された数値を使用する。
- 3) 今回新たに検討を加えた水力地点については最適開発規模における数値を使用する。
- 4) ルソン島の全包蔵水力は、上記三種類のプロジェクト、水力地点の合計とし、今回計画した地点は技術的に開発が可能なものを集計する。

### 11.2 水力地点のインベントリー

水力開発プロジェクトのインベントリーは11.1節で述べた三つの開発レベル別にまとめられた。

既設水力発電所はルソン島に11ヶ所あり、これらのインベントリーは附属報告書-Cにまとめられている。インベントリーに収録された情報は今調査中に可能な限り集められ、信頼性を確認したものである。

建設が決まっているもの、およびフィージビリティ調査が完了した水力地点はそれぞれ2ヶ所と10ヶ所であり、“カタログ”のフォームを用いて附属報告書-Cにまとめられている。

今回計画された145地点については、地図上から抽出されたデータや発電力計算、第一次建設費計算で得られた結果が、各地点の最適開発規模について、フィリピン電力公社保有のコンピュータVAX11-750に登録されている。この登録ファイルは、「水力地点インベントリー」と名付けられている。

コンピュータにより打ちだされたインベントリーの主たる収録データを表11.1に示し、全内容の出力が附属報告書-Cにまとめてある。

登録された情報は次に挙げるようなものである。

(1) 水力地点確認の情報

- 水資源区の区分、所在地の属する県名
- 流域及び河川名
- 水力地点の計画番号、名称、位置
- スタディのレベル

(2) 水文、地形に関する情報

- 水力地点での年平均雨量、平均流出量、集水面積
- 基準流量観測点での年平均雨量、平均流出量、集水面積
- 浸食率
- 蒸発率
- 発電所地点の放水位

(3) 水力地点の情報

- 開発タイプ
- 最適開発率

貯水池式：有効貯水量/年間総流入量

流れ込み式：平均使用水量/最大使用水量

- 貯水池容量
- グム高、堤頂長、堤体積、堤頂標高
- 導水路の径、長さ、条数
- 送電線の距離及び変電所名
- アクセス道路の長さ及び起点

(4) 発電に関する情報

- 常時使用水量、最大使用水量
- 貯水池水位及び落差
- 設備容量
- 発生電力量

(5) コストに関する情報

- 工種別建設費(送電線、アクセス道路を含む)
- kW当り建設費
- kWh当り建設費

以下に示す項目は、開発が有望な水力地点について必要に応じ登録してある。

(6) 技術的コメント

(7) その他

- 貯水池内の土地利用
- 移住家屋
- 水没道路
- 使用地図類

### 11.3 既存の水力発電所の設備容量

ルソン島には合計11の水力発電所(揚水発電所1ヶ所を含む)がありこれらは1945年から1983年の間に段階的に建設された。

1986年末時点でのこれら水力発電所の設備容量及び発生電力量を表11.2に示す。設備容量の合計は1,226MWでこのうち95%に相当する1,163MWは設備容量が50MW以上ある6つの水力発電所で占められている。表11.2からもわかるように大容量の水力発電所は水資源区Ⅲに多く、水資源区Ⅱ、Ⅳにはそれぞれ1ヶ所のみである。

### 11.4 計画中の包蔵水力

この範ちゅうにあるものは、建設が決まっているプロジェクトが2ヶ所、フィージビリティ・スタディの完了した水力地点が10ヶ所であり、その設備容量及び発生電力量を表11.3に示す。設備容量の合計は2,569MWで、この中には建設が決まっているバンタイ及びカセクナン

プロジェクトの291MWを含む。これらの水力地点は水資源区Ⅰ、Ⅱ及びⅢに多く、水資源区Ⅳには1ヶ所のみである。水資源区Ⅱには5ヶ所の水力地点が計画されており、その設備容量は全体の70%に相当する1,760MWを占めている。

11.3節及び11.4節で記述した包蔵水力の合計は、設備容量で3,795MW、発生電力量で11,500GWhとなる。

## 11.5 今回選定された水力地点の包蔵水力

### 11.5.1 水力地点の全包蔵水力

包蔵水力は設備容量(MW)と年間発生電力量(GWh)で表示し、便益・コスト解析を加味しておこなった発電力計算で得られたものを集計した。集計は以下のような二通りのものを行った。

- (1) 全水力地点の合計包蔵水力：他水力地点や、開発が予定されている水力地点と標高的に重なっているものも含み、出力が5MW以下でも集計に含める。
- (2) 開発が可能な水力地点の包蔵水力合計：(1)で述べたような標高上他の水力地点と重なるものや、出力が5MW以下のものは除外する。さらに割引率が5%以上ではコストが便益を上まわるような水力地点も除外する。

なお、上流に位置する既設貯水池や計画水力地点(貯水池式)による流量調節効果は、ここでは考慮しない。

以上の二種類の合計包蔵水力を表11.4に水系別、水資源区別に示してある。ルソン島内で開発が可能と思われる水力地点の包蔵水力合計は4,700MWとなる。

### 11.5.2 大水力地点

最適開発規模で設備容量が200MWを越す貯水池式開発地点は、今回抽出した水力地点中15地点であり、設備容量が20MW以上となる流れ込み式開発地点とともに表11.5に示してある。この算定では、各水力地点でさまざまなプラント・ファクターを用いている。

## 11.6 ルソン島全包蔵水力

既設水力発電所、各調査レベルのプロジェクト及び今回計画したうち技術的に開発が可能な水力地点の包蔵水力の合計は、約 8500MW、24,000GWhとなった。設備容量を単位とした水系別、水資源区別の包蔵水力が表11.4に示してある。

下の表は開発段階別にルソン島の包蔵水力を集計したものである。

| 開発段階         | 発電力(MW) | 発生電力量(GWh)       |
|--------------|---------|------------------|
| 既設           | 1,226   | 2,956 <u>1/</u>  |
| 建設決定及びF/S完了  | 2,569   | 8,482 <u>2/</u>  |
| 計画 <u>3/</u> | 4,701   | 12,408 <u>2/</u> |
| 合計           | 8,496   | 23,846           |

(注) : 1/ 1986年実績

2/ 第一次エネルギーと第二次エネルギーの合計

3/ 技術的に開発可能な地点



## 第12章 基本計画図と第二次建設費積算

### 12.1 基本計画図の作成

#### 12.1.1 概要

第一次スクリーニング検討により、合計37ヶ所の水力地点が開発に有望な地点として評価された。内訳は、貯水池式が20ヶ所、流れ込み式が17ヶ所である。

上述の全水力地点に対し、縮尺1万分の1の地形図に基本計画図を作製した。限られた地域では縮尺の小さな地図もあるが、ルソン島全域を網羅した一番適当な地図は、5万分の1の地形図である。そこで、この縮尺5万分の1の地形図を縮尺1万分の1に引き伸ばして、基本計画の地形図とした。

#### 12.1.2 代替案事前検討

基本計画図作製に先立ち、第一次スクリーニングを通過した全水力地点に対し、技術的、地質的な評価あるいは近傍の道路事情、社会環境の問題点等の事前検討を行った。その結果、バナオアン、ブブラヤン、カピンガタン、ダッパ、アッパー・カセクナン3、そしてドライタンが何らかの理由により棄却された(13.4.2節 参照)。

基本計画図作製に対し、いくつかの比較案、すなわちロックフィル、アースフィル、コンクリートといったダム型式の比較や、水路タイプの選定比較などが検討された。

#### 12.1.3 検討された水力地点

第一次スクリーニングを通過した37ヶ所の水力地点の内、上述の12.1.2節で述べた様に6ヶ所の水力地点が棄却された。上流貯水池の貯留効果を考慮して検討した結果、バサオとタブの2ヶ所が開発に有望な地点として再浮上した。又、近隣する水力地点の組合わせによる検討も行った。これらは13章でその検討内容が説明されている。最終的に22の貯水池式水力地点(独立開発として考えた14地点及びシリーズ開発を考えた8地点)と流れ込み式の19地点(独立した18地点との独立したシリーズ開発に含まれる1地点)が検討対象とする水力地点である。



#### 12.1.4 基本設計

各水力地点の建設費を積算する為に、重要構造物につき主要寸法の基本設計を行った。設計基準、設計方法そして計算式等は附属報告書-Aに示されており、構造物のタイプ、機能、寸法等もそこで説明されている。設計及び建設費積算の対象とした構造物は以下の通りである。

##### 発電施設

- (1) 貯水ダム
- (2) 転流工
- (3) 洪水吐き
- (4) 取水堰
- (5) 取水口
- (6) 導水路
- (7) サージタンク
- (8) ヘッドタンク
- (9) 水圧鉄管
- (10) 発電所
- (11) 放水路
- (12) 他流域転流施設
- (13) 雑工種
- (14) 発電機器

##### 付替え道路

- (15) 付替え道路

##### 送電線

- (16) 送電線
- (17) 変電所

##### 土地収用

- (18) 土地収用

上記構造物の主要寸法を設計後、基本計画図が作製された。基本計画図は附属報告書-Bに添付されている。貯水池式と流れ込み式の主要諸元は表12.1と表12.2に示してある。

#### 12.1.5 工事数量計算

基本計画図を基にして、上述構造物につき工事数量を算出した。工事項目としては下記に示す様に主に土木工事、機器据え付け工事、電気工事に分けられる。

##### 土木工事

##### i) 土木工事

- ・ 開掘削
- ・ トンネル掘削
- ・ 盛土

##### ii) コンクリート工事

- ・ 明り工事
- ・ トンネル覆工
- ・ 鉄筋工

##### iii) グラウト工事

- ・ カーテングラウト工
- ・ ブランケット/コンソリデーション工
- ・ フィルグラウト工

##### iv) 雑工事

##### 機器据え付け工事

##### i) 鉄管据え付け

##### ii) ゲート据え付け

##### 電気工事

##### i) 発電機器据え付け

##### ii) 送電線工事

##### iii) 開閉所及び変電所

### 12.2 第二次建設費計算

#### 12.2.1 概要

12.1節で作製された基本計画図を基に、表12.1と表12.2に記した全水力地点につき第二次建設費積算を行った。第一次建設費積算については9章で既に説明したが、それとの相違点は以下の通りである。

### 第一次建設費

- 縮尺5万分の1地図をもとに構造物寸法を読み取る。
- 各主要構造物単位に建設費を算出する。
- 各主要構造物単位に建設費算出式を適用する。故に、工事数量は算出しない。
- 土地収用費を考えない。

### 第二次建設費

- 縮尺1万分の1の基本計画図により構造物寸法を読み取る。
- 各主要構造物の工種単位に建設費を算出する。
- 各主要構造物の工種毎に工事数量式及び基本計画図より求められた工事数量を算出し、それに単価を乗じ積算する。
- 土地収用費を考える。

#### 12.2.2 単価

ASEAN諸国での類似プロジェクトで用いられた標準単価を基本として、フィリピン国の既存プロジェクトの建設単価あるいはF/Sを終えたプロジェクトの建設単価を参照し、補正を加えた。

ダム工事やトンネル工事の様に単一固定単価を用いるのが適当でない工事には、その数量、寸法にあわせて単価を変化させた。

又、建設単価は、現場への道路事情、地質条件等によって各プロジェクト毎に補正を加えた。これに用いた補正係数は附属報告書-Aにて説明されている。

#### 12.2.3 建設費積算

第二次建設費は、22の貯水池式水力地点及び19の流れ込み式水力地点の合計41地点について行った。建設費は工事数量と単価を乗じて得られる各工種毎の工事費を合計して求められる。調査・設計・管理費、予備費等も考慮した。算出された建設費は表12.3と表12.4にまとめである。

F/Sを終了したプロジェクトについては、表12.5と表12.6に示してある物価変換指数と卸し売り物価指数を基にして、建設費の更新を行った。1985年末現在に更新した建設費が表12.7に示してある。同表にある様に、内貨と外貨の比率はプロジェクト毎にまちまちである。しかし、ここではその修正は行っていない。

### 12.3 基本位置図の作成

第一次スクリーニングの段階で、合計145ヶ所の水力地点は便益・費用分析により次の4つのカテゴリーに分類された。

- カテゴリー 1 : 内部収益率が10%以上の水力地点
- カテゴリー 2 : 内部収益率が8%~10%の水力地点
- カテゴリー 3 : 内部収益率が5%~8%の水力地点
- カテゴリー 4 : 内部収益率が5%以下の水力地点

12.1.1節で述べたようにカテゴリー1に属する水力地点は、最も開発が有望と思われる水力地点で基本計画図が作成される。その次にランクされるカテゴリー2の水力地点については将来、計画の見直しが行なわれる可能性もあるので、その基本位置図を参考までに附属報告書 - Bに示した。



## 第13章 水力地点のスクリーニング

### 13.1 第一次及び第二次スクリーニングの概要

マップ・スタディ及びフィリピン全国水資源評議会発行の“貯水池総覧”に記載されている水力地点の見直しを行い、検討に値する水力地点として約270地点が見出された。第一次及び第二次のスクリーニングを通じて、それぞれ異なった精度で検討を加え、最終的に有望だと判断された水力地点は、今スタディの後半に実施する発電設備投入計画の候補地点としてカタログとして登録する。スクリーニングの流れを図13.1に示し、その概要は下記の通りである。

#### 第一次スクリーニング： 出力が小さい地点及び割高な地点の除去

- 手計算により発生電力の概略検討を行い、5MW以下の地点は今後のスタディから除く。
- 出力が5MW以上あると思われる145水力地点について発生電力の計算、及び送電線及びアクセスを含む建設費の算定を行った。その結果、kWh当たりの建設費が割高な地点及び出力が5MW以下の地点を除去した。

#### 第二次スクリーニング： 有望な水力地点の選定

- 第一次スクリーニングを通過した水力地点について概略レイアウト図を作成し、第二次建設費の算定を実施した。
- 有望と思われる地点でも、その後の検討で地質的あるいは社会・環境的な問題がある地点は除去した。

### 13.2 第一次スクリーニング

#### 13.2.1 出力が過小な水力地点

1979年7月23日に出された公文の内容により、今回スタディの対象を出力が5MW以上の水力地点に限ることにした。使用する地形図の縮尺が5万分の1、及び25万分の1であるのでこの5MWを最小出力とするのは、妥当であると判断される。先ず、各水力地点の出力を、地形及び水文データを使用した手計算により算定し、5MW以上あると思われる145地点を選び出

した。次にこの145地点の出力をコンピュータにより算定した。入力したデータとしては、貯水池使用曲線、流況曲線、年平均降雨量、堆砂量、河床標高、ダム高、放水位標高、等である。計算の結果合計11ヶ地点が出力5MW以下であることがわかった。

### 13.2.2 建設費の割高な水力地点

- 1) 計画された水力地点の優劣は代替火力との比較により、内部収益率が評価の基準となる。第一次スクリーニングでは便益・費用分析により内部収益率が一定の値以上ある水力地点を選び出す。
- 2) 一般に水力発電による便益の算定は、代替火力の建設費及び運転、維持・管理費を基にして算定される。内部収益率は少なくとも12%以上であることが望ましいが、第一次スクリーニングの段階では10%以上を基準とした。その理由は第二次スクリーニングの段階でより詳細な計画の見直しを行う余地を残すためである。各水力地点の便益・費用分析の結果を表13.1に示す。

### 13.3 第一次スクリーニングをパスした水力地点

前述のプロセスを経て最終的に37地点が残った。そのうち、貯水池式水力地点の出力は、576.4MWから39.8MW、流れ込み水力地点のそれは、64.0MWから9.5MWの範囲にあり、各水資源区別に、それらを表13.2に示した。

### 13.4 第二次スクリーニング

第一次スクリーニングの結果選ばれた37ヶ地点、及び同一水系内にあって上流側に位置する貯水池の調整効果により浮かび上がる水力地点が、この第二次スクリーニングの対象となる。

#### 13.4.1 上流貯水池による調整効果の検討

第一次スクリーニングの段階では、各水力地点はそれぞれ独立していると考えて最適規模の検討が行われ、上下流に位置する他の水力地点との関係についての考慮はなされなかった。

上流に他の水力地点がありそれが具体化されれば、下流に位置する水力地点の計画には、流砂量の減少や、上流貯水池の調整効果による流況の改善が考慮に入れられる。これらを下記の河川について検討してみた。

| 河川名     | 水力地点名                    |
|---------|--------------------------|
| 1. アブラ  | エテブ、スボ                   |
| 2. アプログ | アグブル、ブル、ゲネット、ブブラヤン、シシリタン |
| 3. チコ   | サダンガ、チコ-1R、バサオ           |
| 4. アグノ  | ビンガ、タブ                   |
| 5. アゴス  | アッパー・アゴス2、カナン            |

上記の水力地点の位置及び河川縦断を附属報告書-Bの図00-02から図の00-08に示してある。各水力地点での開発規模を種々変化させて検討を加えたが、建設費の算定及び出力の算定方法は第一次スクリーニング時と同一の方法によった。しかし、次の事項を考慮に入れた。

- 各水力地点の最適規模の検討は上流から下流に向かって行う。
- 下流に位置する水力地点での堆砂は、残流域からの流砂のみを考える。即ち、上流側貯水池からの流砂はないものとする。
- 河川流量は、上流側貯水池からの放流量に残流域からの流入量を加えたものとする。
- 下流水力地点での最高貯水位は、上流側水力地点の放水位より10m低いものとする。
- 上流に位置する水力地点が、既存の発電所あるいは、F/Sが完了しているプロジェクトの場合には、そこからの流量をそのまま使用する。

検討の結果を各河川別に示せば、次の通りである。

#### (1) アブラ川

スボ水力地点の直上流から9m<sup>3</sup>/sの灌漑用水を取る計画がある(灌漑局、イロコス・スル・分水計画)。従ってスボ水力地点の計画には、この9m<sup>3</sup>/sの灌漑用水を差し引いた河川流量を使用した。



| 計画名       | 満水位<br>(EL-m) | 放水位<br>(EL-m) | 出力<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) | 建設費<br>(10 <sup>6</sup> \$) | C/P<br>(\$/kW) | C/E<br>(\$/kWh) |
|-----------|---------------|---------------|------------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 1) エテブ    | 371           | 273           | 107.1      | 296            | 239                         | 2,236          | 0.946           |
| 2) スポ     | 320           | 204           | 142.1      | 438            | 250                         | 1,759          | 0.715           |
| 3) スポNo.1 | 263           | 204           | 68.2       | 230            | 151                         | 2,266          | 0.867           |
| 4) スポNo.2 | 263           | 178           | 99.7       | 330            | 176                         | 1,762          | 0.698           |

上表に示す如く、スポNo.1は流況は改善されるものの、原案より落差が57mも低くなる為出力が半減してしまう。これを補う為に導水路を延長する代替案スポNo.2を考えた。この二つの代替案はお互いに影響し合うので出力が大きく、且つ割安な代替案スポNo.2を今後のスタディの対象とする。

## (2) アプログ川

アプログ川流域には上流から下流にかけて6ヶ地点の水力地点がある。そのうちアグブルとディバガットは接近しすぎているのでシリーズ開発の検討から除外する。種々の組み合わせを考えたが、最上流に位置するアグブル及びF/Sの完了しているゲネットについては規模の変更は行わないこととした。他の水力地点については規模をいろいろ変えてみて、その中より最適規模の検討を行った。結果を下表にまとめる。

| 計画名                | 満水位<br>(EL-m) | 放水位<br>(EL-m) | 出力<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) | 建設費<br>(10 <sup>6</sup> \$) | C/P<br>(\$/kW) | C/E<br>(\$/kWh) |
|--------------------|---------------|---------------|------------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 1) アグブル            | 346           | 185           | 216.4      | 713            | 316                         | 1,458          | 0.481           |
| 2) ブル              | 218           | 78.3          | 408.0      | 1,365          | 518                         | 1,269          | 0.416           |
| 3) ゲネット            | 180           | 50.7          | 207.7      | 1,132          | 410                         | 1,972          | 0.419           |
| 4) シシリタン           | 100           | 10            | 418.3      | 1,082          | 537                         | 1,283          | 0.714           |
| 5) シシリタン+1)        | 100           | 10            | 389.8      | 1,067          | 522                         | 1,338          | 0.569           |
| 6) ゲネット+1)         | 180           | 50.7          | 392.1      | 1,309          | 520                         | 1,327          | 0.436           |
| 7) ブル+1)           | 175           | 78.3          | 356.5      | 963            | 432                         | 1,212          | 0.517           |
| 8) シシリタン<br>+1)+2) | 68.3          | 10.0          | 199.8      | 696            | 324                         | 1,620          | 0.525           |

### (3) チコ川

バサオ水力地点は第一次スクリーニングをパスしなかったが、上流のサダンガ水力地点との組み合わせを検討した。チコ川流域の水力地点の組み合わせとしては下表にある4種類が考えられた。

| 計画名           | 満水位<br>(EL-m) | 放水位<br>(EL-m) | 出力<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) | 建設費<br>(10 <sup>6</sup> \$) | C/P<br>(\$/kW) | C/E<br>(\$/kWh) |
|---------------|---------------|---------------|------------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 1) サダンガ       | 890           | 676           | 238.2      | 611            | 463                         | 1,943          | 0.844           |
| 2) サダンガNo.1   | 890           | 625           | 150.7      | 728            | 416                         | 2,758          | 0.611           |
| 3) チコ-1R      | 624.2         | 555           | 26.6       | 140            | 36                          | 1,353          | 0.581           |
| 4) バサオ        | 768           | 510           | 522.4      | 895            | 910                         | 1,741          | 1,134           |
| 5) チコ-1R+1)   | 623           | 555           | 26.4       | 196            | 34                          | 1,280          | 0.184           |
| 6) チコ-1R+2)   | 623           | 555           | 26.4       | 198            | 34                          | 1,280          | 0.181           |
| 7) バサオNo.1+1) | 666           | 510           | 163.0      | 558            | 353                         | 2,164          | 0.705           |

検討の結果、代替案のサダンガNo.1、バサオNo.1及びチコ1R(+サダンガ)がそれぞれ原案よりもかなり有利になることがわかった。

サダンガNo.1の放水位は、水路トンネルを延長することにより原案より約50m下げられた。また上流にサダンガがあればバサオNo.1が開発可能となることがわかる。

### (4) アグノ川

タブ水力地点は既存のビンガ貯水池及びこれまでにF/Sの完了したサンロケプロジェクトの中間に位置する為、貯水池満水位及び放水位の両方を調整しなくてはならない。代替案として二案考えられるが、出力の面からみて代替案タブNo.1の方が有望である。結果を下表に示す。

| 計画名            | 満水位<br>(EL-m) | 放水位<br>(EL-n) | 出力<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) | 建設費<br>(10 <sup>6</sup> \$) | C/P<br>(\$/kW) | C/E<br>(\$/kWh) |
|----------------|---------------|---------------|------------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 1) タブ          | 414.0         | 290           | 67.4       | 460            | 162                         | 2,402          | 0.782           |
| 2) タブNo.1 + 1) | 404.0         | 290           | 135.8      | 439            | 215                         | 1,580          | 0.792           |
| 3) タブNo.2 + 1) | 348.5         | 290           | 20.4       | 164            | 81                          | 3,980          | 0.726           |

#### (5) アゴス川

アゴス川では、これまで F/S の完了しているアゴスプロジェクトの上流に、カナン及びアッパーアゴス2の二つの案が考えられるが、これらはお互いに影響し合うので、各種の組合せより最適なシリーズ開発の検討が必要である。単独案の比較ではカナンが出力最大となるが、この案を生かせば他の二案は実現不可能となる。しかし、貯水池水位をおさえた代替案カナン No.1 は今後のスタディの対象となる。結果を下表に示す。

| 計画名              | 満水位<br>(EL-m) | 放水位<br>(EL-m) | 出力<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) | 建設費<br>(10 <sup>6</sup> \$) | C/P<br>(\$/kW) | C/E<br>(\$/kWh) |
|------------------|---------------|---------------|------------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------|
| 1) アッパーアゴス2      | 316           | 166           | 135.2      | 439            | 261                         | 1,933          | 0.641           |
| 2) カナン           | 294           | 100           | 213.9      | 691            | 476                         | 2,225          | 0.738           |
| 3) カナン No.1 + 1) | 156           | 100           | 77.1       | 207            | 148                         | 1,915          | 0.819           |

#### 13.4.2 水力地点の技術的検討

第一次スクリーニングをパスした水力地点に対する技術的検討を下記の項目について実施した。

- ダムサイト及び貯水池周辺の地質
- アクセスの難易
- 水利用の面からの他のセクターとの競合関係
- 社会・環境問題
- その他計画の実施に支障となる諸問題

検討の結果、次に示す5ヶ地点が開発困難だと判断され今後のスタディから除外された。

#### (1) バナオアン

バナオアン水力地点はアブラ川河口から約22kmにあり、計画満水位78mで湛水面積は260km<sup>2</sup>と非常に大きい。湛水地域は、集落が密集しており、また水田、畑地が多いことから用地買収及び補償の面から開発が難しい。

(2) プブラヤン

プブラヤン水力地点のダムサイトは一面石灰岩地帯でハイダムの建設には不適であると判断される。

(3) ダッパ

ダッパ水力地点のダムサイトは河床から兩岸のアバット全域が石灰岩地帯でかなりの漏水が予測され、ハイダムの建設には不適であると判断される。

(4) カビンガタン

カビンガタン水力地点のダムサイトも石灰岩地帯にあり、また上流に建設が予定されているカセクナン分水プロジェクトの実現により発電使用流量が大幅に低減する。

(5) アッパー・カセクナン3

この計画はカシグナン川からの流域変更案である。一方、カシグナン川の下流域に計画されたカセクナン分水プロジェクトが位置している。このプロジェクトの建設実施により、この流域変更案は棄却される。

(6) ダライタン

ダライタン水力地点はカリワ川の上流に計画され、ダム地点での集水面積は約325km<sup>2</sup>である。ところがマニラ水道プロジェクトの一環として計画されたレイバン・ダムが、このダライタン水力地点の直上流にあり、このダム地点での集水面積が276km<sup>2</sup>ある。このプロジェクトの実現により河川流量が大幅に低減することになりダライタン水力地点は放棄せざるを得ない。

### 13.5 水力地点カタログ

#### 13.5.1 有望な水力地点のカタログ

第二次スクリーニングの対象となる有望な水力地点のカタログをフィリピン電力公社所有のコンピュータ VAX 11-750 に登録した。その数は合計41ヶ地点で第一次スクリーニングをパスした31ヶ地点と、代替案の検討により新たに見出された10ヶ地点である。

これらの水力地点に対して、先ず概略レイアウトの検討をしたうえで建設費の見積もりを行った。カタログには41水力地点の諸情報が記載されている。それらは附属報告書-Cに収録されている。

### 13.5.2 F/Sが完了したプロジェクトのカタログ

これまでにF/Sが完了したプロジェクト11地点のカタログも併せて附属報告書-Cに収録した。実施時期が具体的に決定されている、カセクナン分水プロジェクト及びバンタイプロジェクトを除く9地点が第二次スクリーニング及び設備投入計画の検討対象となる。

### 13.6 有望地点に対する第二次スクリーニング

前述の有望地点に対する第二次スクリーニング作業は、kWh当たりの発電原価を指標として行われた。この対象となった水力地点の内訳は次の通りである。

|                    |              |
|--------------------|--------------|
| - 貯水池式(既計画及び新規検討分) | : 22 地点      |
| - 流れ込み式(新規検討分)     | : 19 ヶ       |
| - 貯水池式(F/Sの完了したもの) | : 10 ヶ       |
| <u>合計</u>          | <u>51 地点</u> |

#### 13.6.1 kWh当たり発電原価の評価

kWh当たりの発電原価は第二次建設費を基に、次の諸条件を考慮して算定された。

- 割引率 : 12%
- プロジェクト・ライフ : 50年
- 運転・維持費 : 建設費の1.5%
- 建設期間 : 建設費が1億ドルを越えるものは5年  
1億ドル未満のものは4年
- 建設費の年次別支出 :
  - 建設期間4年 : 1年目20%、2年目及び3年目30%、  
4年目20%
  - 建設期間5年 : 1年目15%、2年目25%、3年目30%、  
4年目20%、5年目10%
- 有効発電電力量 : 一次電力量+二次電力量の70%

上記の諸条件の下に算定された各水力地点のkWh当たり発電原価を表13.3に示す。

### 13.6.2 第二次スクリーニングをパスした水力地点

これまでに述べた手順により選定された有望な水力地点は合計45ヶ地点となった。この中にはF/Sが完了したプロジェクト10地点が含まれているが、これらのプロジェクトの建設費は1985年末価格に調整して発電原価の算定を実施した。その結果、Palsiguanのそれが0.169 \$/kWhとなったので、これを下限とし、これ以上割高な6ヶの水力地点は除去することにした。第二次スクリーニングをパスした水力地点を表13.4に示す。



## 第14章 水力プロジェクトの開発優先順位の検討

### 14.1 検討の手順

西暦2005年までの水力開発マスター・アクション・プログラムを提言するために、第二次スクリーニングを通過した水力地点とフィージビリティ・スタディが完了したプロジェクトに対し、水力開発優先順位解析による検討を加えた。この検討は、石炭火力や地熱といった他の開発タイプも組み込んだものである。電力と電力量需要に見合うような適切な発電設備の投入時期、設備タイプと優先度を定めるために、ダイナミック・プログラミングの手法を用いた解析モデルを設定した。この数値解析は、適切と考えられる各発電設備の構成を考慮に入れた上で、西暦2005年までの一連の開発費用が最小となる組み合わせを見出す事を目的としている。

開発優先順位の検討は、最新の電力需要予測値を適用し、その他に、需要の伸び率を変えた三つの代替案も加えて行った。既設の発電設備はその廃止時期を考慮し、また建設・投入時期が既に決定している幾つかの開発プロジェクトも検討に組み入れた。本スタディにおける新規投入の対象としては水力の他に、石炭火力、地熱の各発電型式とし、フィリピン政府の電力開発政策に準じて石油火力や原子力の新規投入は考えなかった。

### 14.2 電力需要予測

#### 14.2.1 2005年までの電力と電力量需要予測

ルソン島の電力と電力量の需要は、基本的に過去の売電量の伸びの傾向と、国家経済開発局が予測した各経済成長率に基いて予測された。毎年フィリピン電力公社によって更新される中期電力開発計画では、電力と電力量需要予測、それに基づいた発電計画も見直されている。しかし、これらは各見直し年から10年間に亘るだけのものである。一方、本スタディの計画目標年は1986年から20年目の2005年である。それ故、フィリピン電力公社の需要予測を、フィリピン電力公社と国家経済開発局が示した最新の情報に基づいて2005年まで外そうとした。電力と発生電力量は、6.4.1節で述べた予測売電量を基にして算出された。この結果、2005年における必要発電力と発生電力量はそれぞれ6,429MW、39,422GWhとなり、平均伸び率は表6.8に示すように5.3%となる。この需要予測は高めの伸び率によるものと考えられる。



### 14.2.2 電力需要の比較案

14.2.1節で述べた需要予測は、現段階では適切なものと判断されるが、本スタディでは売電量の伸び率を変えたいくつかの電力需要量も検討した。電力需要の伸びはその国の経済成長に深く関係しているので、正確に予測することは容易ではない。なぜなら近隣及び関係諸国に影響されやすい不安定な経済情勢である場合、計画した経済成長を達成することはなかなか難しいからである。それ故、経済成長に変動があった場合を想定して、原案の外に下記のような三種の伸び率を想定した電力需要比較案を考えた。

| 比較ケース    | 電力・電力量の年間伸び率 (%) |              |
|----------|------------------|--------------|
|          | 1986 - 1995年     | 1996 - 2005年 |
| A. 原案    | 5.3              | 5.3          |
| B. 比較案 1 | 5.3              | 4.0          |
| C. 比較案 2 | 4.0              | 5.0          |
| D. 比較案 3 | 4.0              | 4.0          |

各比較ケースでの必要発電力と発生電力量は下記のようなになる。

| 比較ケース      | 各年次必要発電力(MW) |       | 各年次必要発生電力量(GWh) |        |
|------------|--------------|-------|-----------------|--------|
|            | 1995年        | 2005年 | 1995年           | 2005年  |
| A. 原案      | 3,813        | 6,429 | 23,382          | 39,422 |
| B. 比較ケース 1 | 3,813        | 5,644 | 23,382          | 34,612 |
| C. 比較ケース 2 | 3,415        | 5,563 | 20,943          | 34,133 |
| D. 比較ケース 3 | 3,415        | 5,055 | 20,943          | 31,002 |

上表に見られるように、最高伸び率である原案と最低伸び率である比較ケース 3では、2005年において電力で1,374MW、発生電力量で8,420GWhの差が見込まれる。この差は、

14.5節で述べる開発優先順位解析によって求める発電設備の投入計画を左右する大きさである。

### 14.3 既設及び計画中の電力供給

#### 14.3.1 既設発電設備

フィリピン電力公社が所有するルソン島内の既設発電所は、水力が11ヶ所、石油火力10ヶ所、地熱2ヶ所、石炭火力1ヶ所で、表6.1に示してある。1985年における発電設備容量と実績発電量を型式別に示したのが下表である。

| 型式     | 設備容量(MW) | 発生電力量(GWh) |
|--------|----------|------------|
| 水力     | 1,226    | 2,869      |
| 石油火力   | 1,925    | 5,825      |
| 地熱     | 660      | 4,284      |
| 石炭火力   | 300      | 1,471      |
| ルソン島合計 | 4,111    | 14,449     |

#### 14.3.2 設備投入が決定している電力プロジェクト

1986年5月30日にフィリピン電力公社によって策定された電力開発計画によると、ルソン・システムでは1995年までの10年間にいくつかの発電設備が投入されることになっていて、これらは水力、石炭火力が各二ヶ所、地熱一ヶ所であり、表6.10と表6.11に示されている。これら発電所による設備容量と発電量の増加量は以下の通りである。

| 型式   | 設備容量(MW) | 発生電力量(GWh) |
|------|----------|------------|
| 水力   | 291      | 1,533      |
| 地熱   | 110      | 751        |
| 石炭火力 | 600      | 3,664      |
| 合計 : | 1,001    | 5,948      |

### 14.3.3 発電設備の停止

既設石油火力発電所のうちいくつかは、表6.12に示すように2005年までに停止が予定されている。水力発電所については、先に述べたフィリピン電力公社の電力開発計画の中には考慮されていないが、この検討の中ではカリラヤとボトカンがそれぞれ1995年と1998年に停止されるものとした。これは本検討の中で用いた水力の耐用年数が50年であるという条件に基づく。以上を合わせて本検討の中で考慮した発電設備の廃止量を年次別に示すと下表のようになる。

| 西暦年  | 設備容量(MW) | 発生電力量(GWh) |
|------|----------|------------|
| 1995 | 132.0    | 484.1      |
| 1996 | 100.0    | 411.7      |
| 1997 | -        | -          |
| 1998 | 167.0    | 656.1      |
| 1999 | -        | -          |
| 2000 | 200.0    | 823.4      |
| 2001 | 200.0    | 823.4      |
| 2002 | 375.0    | 1,544.0    |
| 2003 | -        | -          |
| 2004 | 300.0    | 1,235.2    |
| 2005 | -        | -          |
| 合計   | 1,474.0  | 5,977.9    |

注記 (1) 上記の停止計画は検討の中で定めた耐用年数に基づいて少し変えてある。

(2) 発生電力量は後で述べる検討の中で定めたプラント・ファクターから計算してある。

(3) 1994年までの停止予定はない。

### 14.4 開発優先順位解析の対象電力源

開発優先順位解析で対象とする電力源は四種類、すなわち、水力、地熱、石炭火力、石油火力である。原子力はフィリピン政府の政策にしたがって対象としなかった。

#### 14.4.1 水 力

第8章で述べたように第二次スクリーニングを通過した開発が有望と見込まれる水力地点は、フィージビリティ・スタディが終了しているプロジェクトを含め合計45ヶ所である。これら全てが開発優先順位解析の中で取捨される開発候補計画である。

どの計画が将来開発計画に含まれるかはこの段階では分からないが、1995年以降大量の投入が必要であることからみて、小規模な計画地点が開発計画にとりあげられることは余りないものと思われる。

#### 14.4.2 代替電力源

水力発電の代替としてとりあげたものは、

- (1) 石炭火力発電
- (2) 石油火力発電
- (3) 地熱発電

である。

石油火力発電は現状のままとし、フィリピン政府の政策にしたがって新規投入は考えなかった。石炭火力と地熱の計画は、その地点を特定しないものとした。したがって、これらの投入規模は検討対象期間内に投入されるべき設備容量と設備数だけを考えるものとした。

代替電力の資本費用と運転維持費はフィリピン電力公社より提示された資料を基に1985年末の価格水準で推定した。建設期間は投入されるべき設備規模を考えて、石炭、地熱とも5年を想定した。

以上の事柄をふまえ、開発優先順位解析でとりあげる水力発電の代替発電施設は次のようなものを対象とした。

| 代替電力源 | 設備容量<br>(MW) |         | 建設費<br>(US\$/kW) | 運転維持費<br>(US\$/kWh) | 建設期間<br>(年) |
|-------|--------------|---------|------------------|---------------------|-------------|
| 石炭火力  | 300          | (300×1) | 1,200            | 24                  | 5           |
|       | 600          | (300×2) | 1,200            | 24                  | 5           |
| 地熱    | 330          | (55×6)  | 1,500            | 30                  | 5           |

## 14.5 開発優先順位解析

### 14.5.1 解析方法

最適な設備投入計画を見い出す経済分析の手法として現在価値法を用いた。ある期間内に発電設備を建設する事業資本費と年々発生する運転管理費をコストとして計上した。電力需要予測が変わらない限り、建設に要する費用は不変であり、便益や売電収入とは独立である。従って電力開発計画の経済評価ではコストのみが唯一のパラメータとなる。経済的に最適な電力投入設備の組み合わせは、事業費と運転管理費の現在価値が最小となるものである。これを数式の形で表現すると次のようになる。

$$\text{Min} \left[ \sum_{x=1}^3 \sum_{j=1}^T f_{xj}(S_{xj}) + \sum_{k=1}^{T^*} \sum_{j=0}^{j=k} \sum_{x=1}^3 g_{xjk}(t_{xjk}) \right] \quad (14.1)$$

ここで

$S_{xj}$  =  $j$ 年に投入される $X$ タイプの発電設備の規模

$j = 0$  は既設の発電設備の合計である。

$t_{xjk}$  =  $j$ 年に於ける $X$ タイプの発電設備による年間発生電力量

$f_{xj}$  = 資本費用の現在価値

$g_{xjk}$  = 運転管理費の現在価値

$j$  = 時間、 $j = 1, 2, 3, \dots, T$

$k$  = 時間、 $k = 1, 2, 3, \dots, T^*$

$x$  = 発電設備のタイプ

$T$  = 資本投入のスパン

$T^*$  = 計画目標年次

#### (1) 新規投入を考える発電設備

- i) 石炭火力
- ii) 地熱
- iii) 水力

## (2) 目的関数の制約

$$\sum_{x=1}^{x=x} \left\{ \sum_{j=0}^{j=j} S_{xj} \right\} \geq X_j \quad (14.2)$$

$$\sum_{x=1}^{x=x} \left\{ \sum_{j=0}^{j=j} t_{xjk} \right\} \geq Y_j \quad (14.3)$$

ここで

$X_j$  :  $j$ 年における最大電力需要

$Y_j$  :  $j$ 年の合計電力量需要

## 14.5.2 計算条件

### (1) 既設発電設備と建設が決定している発電設備

既設発電設備の電力と電力量供給能力は解析対象期間で現状能力のまま一定であるとして、14.3.1節で述べた電力源別の供給能力と、14.3.3節で述べた施設廃止計画を解析に適用した。

建設中または投入が決定されている施設は、フィリピン電力公社の計画通りに供給システムに投入されるものとした。これら施設の設備規模と投入年は表6.10、表6.11に示しており、14.3.2節でも述べてある。

### (2) 新規投入発電設備

14.2節で述べた電力需要は各年の初めにおける必要量とした。この各年の需要に見合うように、設備の完成と投入はその前年の年末までに行われるものとした。

一般に、新規投入設備は建設の実現性や財政上の諸問題を考慮した上で、年々の需要に見合うものでなければならない。本解析では、電力量需要の大きな伸びを考え、全ての発電型式とも最低で各年の需要増加量を満たせば良いものとした。

### (3) 建設期間と計画・設計に必要な年数

解析に用いた必要建設年数、年次別費用支出比は、発電設備型式別に次のように規定した。

| 発電設備型式    | 建設期間(年) | 費用支出比(%)       |
|-----------|---------|----------------|
| 水力        |         |                |
| 建設費1億ドル以下 | 4       | 20/30/30/20    |
| 建設費1億ドル以上 | 5       | 15/25/30/20/10 |
| 石炭火力      | 5       | 5/25/40/20/10  |
| 地熱        | 5       | 5/25/40/20/10  |

建設までに必要な期間は各プロジェクトの現在の計画段階別に定めるものとして、各計画に要する年数を次のように定めた。

|               |       |
|---------------|-------|
| フィージビリティ・スタディ | 2年    |
| 詳細設計          | 1又は2年 |
| 資金計画          | 1年    |
| 入札・契約         | 1年    |

詳細設計に要する期間は設備容量 300 MW 以下の石炭火力発電設備については1年とし、それ以外の型式や 300MW 以上の石炭火力は2年とした。

#### (4) プラント・ファクター

水力以外の既設発電設備のプラント・ファクターは、型式別に解析対象期間中一定であるとした。型式別のプラント・ファクターは、実績やフィリピン電力公社計画に基づいて次のように想定した。

|      |   |      |
|------|---|------|
| 石炭火力 | : | 0.70 |
| 地熱   | : | 0.73 |
| 石油火力 | : | 0.47 |

水力発電設備は、既設のものを全て0.26とし、その他の建設予定施設と計画対象プロジェクトについては別々に定めた。

計画対象プロジェクトのプラント・ファクターは、一次電力量の他に二次電力量の70%が年間発生電力量として期待出来るものとしてその値を算出した。

#### (5) 経済評価

経済評価を行う上で必要となる各パラメータの想定値は次の通り。

|         |   |                |
|---------|---|----------------|
| 経済評価基準年 | : | 1985年          |
| 資本投入スパン | : | 1986年から2005年まで |
| 計画目標年次  | : | 1986年から2035年まで |
| 割引率     | : | 12%            |
| 物価上昇率   | : | 0%             |

#### 14.5.3 投入計画の最適化フロー

事業費と運転・管理費用の現在価値で一連の発電設備投入の優劣を比較する場合、各型式の発電設備の自由競争を行うとアンバランスな電力源構成となることがある。これはエネルギーコストが各型式で大きく異なる場合に特に言えることである。

本スタディでは、以上の点も考慮した適切かつ最適な計画を数値解析を含む数段階の過程を通して見出すこととした。

##### (1) 全設備に対する水力発電の構成比

全設備容量に対する水力発電の適切な構成比を、2005年時点で30%~40%の範囲内であると想定した。

##### (2) 全設備に対する地熱発電の構成比

1995年以降新規に投入されるべき地熱発電の設備容量の合計は2005年までに廃止される予定の石油火力のそれを補う範囲内にとどめるものとした。2005年までに廃止される予定の石油火力設備の全設備容量は1,425MWになる。14.4.2節で述べたように、一地熱発電施設の計画設備容量は330MW(55MW×6台)である。上に述べた新規投入の対象となる地熱発電設備は総量で990MWないしは1,320MW(3ないし4施設)であり、これらが目標である2005年までに投入されると想定した。

##### (3) 1995年までの設備投入

1986年から1995年に至る10年間に、いくつかの発電設備の投入がフィリピン電力公社の電力開発計画の中で予定されている。この計画策定後、フィリピン電力公社は1986年11月に電力需要予測の見直しを行った。両者を比較する限りでは、需要予測値が計画供給値を上回っている。

開発優先順位解析は、1994年までについてはフィリピン電力公社の開発計画案を尊重することとして、事実上1995年から2005年までを対象とした。1995年については既に投入が決定



されているカセクナン分水計画の他に、1996年の需要予測値に見合うような新規投入を試みた。

#### (4) 各発電施設の投入組合わせ

14.2.2節で述べたフィリピン電力公社によって更新された電力需要予測と3種の比較案を対象とした。各需要予測案に対し、まず設備容量も変えた地熱と石炭火力発電で構成される投入規模の組合わせを作成した。これらの組合わせについて水力発電開発優先順位解析を行い、それらの中から最適な投入計画を選ぼうとするものである。2005年における適切な各電力源構成を考慮して作成した全組合わせを表14.1に示す。これらの組合わせの作成にあたっては、同型式の火力発電設備の投入ができる限り連続しないよう、すなわち少なくとも1~2年の間隔があくように考慮した。

#### (5) 代表的な投入時期

表14.1に示した火力発電設備の投入規模の組合わせについて、石炭火力、地熱各設備の代表的な投入時期を想定した。この想定には次のような条件を取り入れた。

- i) 本調査で計画の決定要因となる発生電力量が各年で過多にならぬようにする。
- ii) 投入時期は技術的、財政的にみて適切なものであること。
- iii) 投資スパンで電力量の需要増加量が大きい場合は火力発電設備を投入する。
- iv) 発電原価が石炭火力に比べ安い地熱発電設備を、石炭火力に優先して投入する。

#### (6) 最小開発費用案

表14.1に示した全比較案について、14.5.2節で述べた数値解析モデルを用いた水力発電開発優先順位解析を行い、最適な開発計画案を選出した。評価に用いた各パラメータは表14.3に示すとおりである。

さらに、各電力需要予測案の中で最適とされたケースについて火力発電設備の投入時期を変化させ、経済的に最も優れたものを選び出した。

### 14.5.4 最適電力開発案

発電型式別の電力構成、設備規模、投入時期に関する多くの比較案の中から、電力需要予測比較ケースごとに最適な開発案を選出した。選出基準は事業費と運転・管理費の各現在価値の合計値である。各最適開発案と第二案を表14.2に示してある。

第二案は現在価値が二番目に安いものから選ぶこととした。各最適案と第二案の設備投入計画を表14.3に示し、図14.1には電力需要値とのバランスも合わせ図示してある。またこの解析の電算アウトプットは各ケースの最適案、第二案について附属報告書-Cにまとめている。



## 第15章 発電設備投入計画に関するマスター・アクション・プログラム

### 15.1 概 要

前章で述べた水力プロジェクトの開発優先順位の検討により、目標年である西暦2005年迄に新規に投入されるべき水力地点を選定した。地熱及び石炭火力を含めて、1995年以降の11年間に投入されるべき発電設備の合計は設備容量で4,660MW程度になる。またフィリピン電力公社の策定した1995年までの発電設備投入計画の中で、その建設が決まっているものは設備容量で約1,000MWある。これから見ると、後半の十年間に約4倍もの設備投入が必要である。

この発電設備投入計画の検討には、水力、地熱、石炭火力及び石油火力のバランスのとれた投入を考慮に入れた。主な理由としては、開発有望な水力地点のスタディは今回実施し、その分布を把握出来たが、地熱、石炭火力の候補地については未知数であること。又、現時点では、火力の発電原価が水力のそれより、ややまさっているが、将来の燃料等の価格の変動を考えれば、その優位性は保証しがたい。それ故、本スタディでは、水力、地熱、石炭火力を同じレベルで考慮に入れた。

### 15.2 発電設備投入計画案

前章で述べた如く、発電設備投入計画案の策定にあたり、4種類の電力需要の伸びを想定した。そのうち現時点で最も妥当と思われる年平均の伸び率が5.3%のケースについて発電設備投入計画を考えた。

#### 15.2.1 西暦2005年までに開発されるべき発電設備

新規に開発されるべき発電設備は1995年以降に主眼をおいて検討した。1995年以前についてはフィリピン電力公社作成の開発案を採用した。1995年から2005年までの電力需要の増加分は設備容量で2,600MW、また電力量で16,000GWhである。一方、既設の石油火力が1995年以降順次撤退していき、このマイナス分が設備容量で1,474MW、電力量で5,980GWhある。従って、新規投入の規模は4,000MW、及び22,000GWh程度になる。エネルギーのバランスを考えた各発電設備の開発優先順位の検討の結果、この間に投入されるべき発電設備は、水

力7地点(1,239MW)、石炭火力4地点(2,100MW)及び地熱4地点(1,320MW)となる(図15.1参照)。

投入時期、地点名、設備容量等を下表に示す。

| 投入年                      | プロジェクト名 | プラント<br>タイプ | 設備容量<br>(MW) | 発生電力量<br>(GWh) |
|--------------------------|---------|-------------|--------------|----------------|
| <u>既に投入が決まっているプロジェクト</u> |         |             |              |                |
| 1991                     | バコン・マニト | 地熱          | 110          | 751            |
| 1992                     | カラカ2    | 石炭火力        | 300          | 1,832          |
| 1993                     | バンタイ    | 水力          | 23           | 154            |
| 〃                        | イザベラ1-2 | 石炭火力        | 200          | 1,220          |
| 1994                     | イザベラ3   | 〃           | 100          | 612            |
| 1995                     | カセクナン   | 水力          | 268          | 1,379          |
| <u>新規投入が予定されるプロジェクト</u>  |         |             |              |                |
| 1995                     | ピノンガン   | 水力          | 175          | 629            |
| 〃                        | 石炭1     | 石炭火力        | 300          | 1,840          |
| 1996                     | 地熱1     | 地熱          | 330          | 2,110          |
| 1997                     | サンロケ    | 水力          | 390          | 1,083          |
| 1998                     | 地熱2     | 地熱          | 330          | 2,110          |
| 1999                     | イブラオ    | 水力          | 17           | 63             |
| 〃                        | 石炭2     | 石炭火力        | 600          | 3,679          |
| 2000                     | アンブラヤン  | 水力          | 64           | 193            |
| 2001                     | 石炭3     | 石炭火力        | 600          | 3,679          |
| 2002                     | タヌダン    | 水力          | 25           | 99             |
| 〃                        | 地熱3     | 地熱          | 330          | 2,110          |
| 2003                     | 地熱4     | 〃           | 330          | 2,110          |
| 2004                     | アグブル    | 水力          | 216          | 687            |
| 〃                        | 石炭4     | 石炭火力        | 600          | 3,679          |
| 2005                     | デイドヨン   | 水力          | 352          | 882            |

### 15.2.2 所要資金

西暦1995年以降に投入が予定されている発電設備に要する建設費の合計は $6,189 \times 10^6$ ドルで、その内訳は次の通り。

| プラント<br>タイプ | プロジェクト<br>の数 | 設備容量<br>の合計(MW) | 建設費の<br>合計(百万ドル) |
|-------------|--------------|-----------------|------------------|
| 水力          | 7            | 1,239           | 1,689            |
| 石炭火力        | 4            | 2,100           | 2,520            |
| 地熱          | 4            | 1,320           | 1,980            |
| 合計          | <u>15</u>    | <u>4,659</u>    | <u>6,189</u>     |

上記所要資金の中には各プロジェクトの調査、フィージビリティ・スタディ及び設計に必要な資金は含まれていない。

年次別の所要資金は下記の年次別発生割合を考慮に入れて算定した。

| プラント<br>タイプ | 建設費    | 建設にかかる<br>年数 | 年次別発生割合<br>(%) |
|-------------|--------|--------------|----------------|
| 水力          | 1億ドル未満 | 4            | 20/30/30/20    |
|             | 1億ドル以上 | 5            | 15/25/30/20/10 |
| 地熱、石炭火力     | -      | 5            | 5/25/40/20/10  |

年次別所要資金は下表の通り。

| 年度   | 年次別所要資金(百万ドル) |              |              | 合計           |
|------|---------------|--------------|--------------|--------------|
|      | 水力            | 石炭火力         | 地熱           |              |
| 1991 | 40            | 18           | 0            | 58           |
| 1992 | 67            | 90           | 25           | 182          |
| 1993 | 142           | 144          | 124          | 410          |
| 1994 | 156           | 72           | 223          | 451          |
| 1995 | 150           | 72           | 223          | 445          |
| 1996 | 88            | 180          | 247          | 515          |
| 1997 | 65            | 324          | 99           | 488          |
| 1998 | 32            | 324          | 74           | 430          |
| 1999 | 35            | 360          | 149          | 544          |
| 2000 | 86            | 180          | 322          | 588          |
| 2001 | 181           | 252          | 297          | 730          |
| 2002 | 245           | 288          | 148          | 681          |
| 2003 | 221           | 144          | 49           | 414          |
| 2004 | 134           | 72           | 0            | 206          |
| 2005 | 47            | 0            | 0            | 47           |
| 合計:  | <u>1,689</u>  | <u>2,520</u> | <u>1,980</u> | <u>6,189</u> |

### 15.3 発電設備投入計画の代替案

前節で述べた発電設備投入計画案に対し、将来の電力需要の伸びを変化させた代替案の検討を行った。その結果を示すと下表のようになる。

| プラント<br>タイプ | プロジェクト<br>の数 | 設備容量<br>の合計(MW) | 建設費の<br>合計(百万ドル) |
|-------------|--------------|-----------------|------------------|
| <u>代替案1</u> |              |                 |                  |
| 水力          | 5            | 563             | 731              |
| 石炭火力        | 4            | 1,500           | 1,800            |
| 地熱          | 4            | 1,320           | 1,980            |
| 合計          | <u>13</u>    | <u>3,383</u>    | <u>4,511</u>     |

### 代替案 2

|       |           |              |              |
|-------|-----------|--------------|--------------|
| 水力    | 2         | 532          | 667          |
| 石炭火力  | 4         | 1,500        | 1,800        |
| 地熱    | 4         | 1,320        | 1,980        |
| <hr/> |           |              |              |
| 合計    | <u>10</u> | <u>3,352</u> | <u>4,447</u> |

### 代替案 3

|       |           |              |              |
|-------|-----------|--------------|--------------|
| 水力    | 4         | 531          | 701          |
| 石炭火力  | 2         | 900          | 1,080        |
| 地熱    | 4         | 1,320        | 1,980        |
| <hr/> |           |              |              |
| 合計    | <u>10</u> | <u>2,751</u> | <u>3,761</u> |

## 15.4 今後必要となる情報収集と調査

### 15.4.1 最新情報の収集

本スタディで行われた各種調査・解析用として多くの情報とデータが収集された。すなわち、既存の調査報告書、地形図、水文データ、コスト資料、社会経済資料、地質図、発電記録といったものである。また、調査・解析を通じて準備・作成されたデータもスタディに必要な情報とみなされる。解析・計算に用いた殆どの数値データは、フィリピン電力公社保有のコンピュータに系統だててコンピュータ・ファイルの形で登録されている。

フィリピン電力公社を通じて入手し得た全ての情報・データは公表されているものの中では最新のものであるが、そのうちのいくつかは現況に合わない精度の低いもののように見受けられた。例えば、地形図のある部分は1950年代に作成されたままであり、最近建設された道路の記載がない。さらに、あるべきデータのいくらかは未だ所轄官庁でも整理されていなかった。

今後定期的または時に応じて常に最新な情報を入手するよう努めることが必要である。それに引続き、コンピュータに登録されているデータを更新してゆかねばならない。このためには、地図上選定作業や電力需要予測といったいくつかの過程を経て第16章に述べてあるアップデATINGの作業を実施する必要がある。



#### 15.4.2 地形測量

既に明記したように、本スタディでは基本的に縮尺五万分の一地形図を使用した。基本設計図はこの五万分の一の地形図を一万分の一に拡大して作成された。本スタディで開発を提言した水力地点については、ダム地点で少くとも五百分の一、導水路付近は千分の一の縮尺地形図を次段階調査に備えて準備する必要がある。

アクセス道路として利用できる既設の公道や送電線ルートについても調査がなされるべきである。

#### 15.4.3 水文調査

本スタディでは各水力地点での流量を推定するのに、いくつかの基準流量観測所を選定した。これは水力地点近傍にデータの信頼性がある観測所が必ずしもなかったためである。今後の開発が提言された水力地点については、より精度の高い流況を把握するために、提示水力地点に観測所を新設するか、既設観測所の改善を図らねばならない。開発提示地点の集水域には、適当数の雨量観測所も必要である。

第二次スクリーニング及び開発優先順位解析の結果、次の水力地点が有望であり F/S あるいは詳細設計へのステージに進む為には水分資料の入手が欠かせない。

ービノンガン、サンロケ、アンブラヤン、シシリタン、

ディドヨン、タヌダン、イブラオ、マツノ

上記水力地点の流域で流量観測所及び雨量観測所があるのはアプログ川上流域である。また流量観測所のみ設置されているのはサンロケ、マツノの2ヶ所である。それ以外の有望な水力地点には流量観測所及び雨量観測所がないので早期新設が望まれる。

#### 15.4.4 地質調査

開発が有望な水力地点については、でき得る限り現場踏査による地質基礎データの収集につとめたが、いくつかの計画地点はアクセス上の問題から踏査ができなかった。それゆえ、地質情報の精度は水力地点によってバラツキがある。全水力地点のうち、現場踏査によってその地質状況を確認したものもあるが、踏査ができなかった地点の地質状況は既存の報告書や大縮尺の地質図によって把握したにとどまった。開発を提言した地点の地質評価は同一レベルの調査に基いてされるのが望ましい。既存の調査報告書で述べられている調査結果は、

それらがフィージビリティないしはプレ・フィージビリティ・スタディのレベルのものであるにもかかわらず、精度が大きく異なっていることに留意すべきである。



## 第16章 コンピュータ・プログラムとデータ・バンク・システム

### 16.1 概要

本包蔵水力調査に適用する方法論と基準は既に述べた。これらをふまえた作業は、個々の検討・計算結果を積みかさねて進められる。さらに数多くのデータとシミュレーション結果を今後とも参照できるように系統だてて集積する必要がある。これらの要求を満たすために、解析プログラムを含んだデータ・バンク・システムがフィリピン電力公社所有のコンピュータ VAX11モデル 750に構築された。

### 16.2 コンピュータ・プログラム

調査に要したプログラムは、第一次スクリーニング用、第二次スクリーニング用及び開発優先順位解析の3グループに分けられる。これら全プログラムの構成を図16.1に示してある。

#### 16.2.1 第一次スクリーニング用プログラム

第一次スクリーニング用プログラムはその機能により次の3つに分類される。即ち i) 水文資料や水力地点情報のデータのファイリング・検索用プログラム、ii) スクリーニングに必要な解析プログラム、および iii) インベントリーにたくわえられた情報を検索するプログラムである。これらのプログラムを機能別に列記すると以下の通りである。

##### (1) 収集データ・ファイリング・検索プログラム

- PRJTFILE : 地図上検討から得られた個々の水力地点の情報のデータ・ファイリング(単独開発用)
- GENEFILE : 発電力及び第一次建設費計算に用いる全地点共通データのファイリング
- RAINFILE : 月雨量データのファイリング
- RNFFFILE : 月流量データのファイリング
- COSTFILE : 第一次建設費計算に必要なコスト・データのファイリング
- DTTRANS : 地点情報データ及び各水力地点に適用される貯水池利用曲線と流況曲線の検索(単独開発用)

- RAINSTFL : 月雨量データの検索
- RNFFSTFL : 月流量データの検索
- RAINLIST : 雨量観測所の概略検索
- RNFFLIST : 流量観測所の概略検索
- PRJTLIST : 地点情報の詳細検索
- PRJTSUM : 地点情報の概略検索

#### (2) 解析プログラム

- MASSCURV : 流況曲線及び貯水池利用曲線の算出
- RESEVAL : 開発規模、発電力の比較計算(単独開発用)
- PRECOST : 第一次建設費計算、及び発電力・建設費計算結果のインベントリーへのファイリング(単独開発用)

#### (3) インベントリー検索プログラム

- INVENT1 : インベントリーからの各地点詳細情報の検索
- INVENT2 : インベントリー検索と集計計算
- INVENT3 : インベントリーからの全地点概要の検索

### 16.2.2 第二次スクリーニング用プログラム

第二次スクリーニング用に開発されたプログラムは、その用途別に3種類に分類される。

第一のものは流域内でシリーズで開発をする場合の発電力比較計算と建設費計算に使われた。第二は年最大雨量・流量などの高水解析用データのファイリング、第三は第二次建設費計算とカタログ収集情報の検索用である。

#### (1) 流域内シリーズ開発解析

- BPRJTFIL : シリーズ開発解析の対象となる水力地点の地点情報のファイリング。PRJTFILEと同機能。
- BDYTRANS : 当解析用に用いられる、DTTRANSと同機能のプログラム。
- BASNPLAN : 上流貯水池の流量調節効果を考慮に入れた貯水池利用曲線と流況曲線の再計算及び開発規模や発電力の比較計算。本プログラムの後半部分はRESEVALと同機能。

- BPRECOST : シリーズ開発解析用に作られた建設費計算プログラム

## (2) 気象・水文データのファイリング

- DISMAXN : 年最大流量データのファイリング
- RAIN3D : 年最大3日雨量データのファイリング
- RAINHR : 各豪雨中の時間雨量データのファイリング
- EVAPO : 蒸発量データのファイリング

## (3) 第二次建設費計算とカタログの検索

- UTPRICE : 第二次建設費計算に適用される単価データのファイリング
- CONSCOST : 第二次スクーリングの対象となる有望水力地点の第二次建設費計算、及びカタログへの情報ファイリング
- CATALOG : カタログに収録されている情報の検索

### 16.2.3 開発優先順位解析用プログラム

開発優先順位解析用プログラムは、解析条件データのファイリング・プログラムと、開発投入計画の最適化を行うものから成る。

#### (1) 解析条件データのファイリング

- DEMDFILE : 電力需要データのファイリング
- HYDRFILE : 既設水力発電所及び建設が決まっている水力開発プロジェクトに関するデータのファイリング
- THRMFILE : 既設火力発電所及び建設が決まっている石炭火力・地熱発電プロジェクトに関するデータのファイリング
- SCENARIO : 割引率、燃焼費、費用支出など最適化解析を行うに必要なデータのファイリング
- PLTOLD : 既設及び建設予定の発電所データの集積・整理
- CANDIDAT : 優先順位解析の候補となる水力及び地熱発電開発プロジェクトに関するデータのファイリング
- HIERACH : 開発費用最小化による開発優先順位解析

### 16.3 データ・バンク・システム

包蔵水力調査とマスター・アクション・プログラム提言に必要なデータ・バンク・システムは、コンピュータにファイリングされるデータ・ファイルと種々のプログラムで構成される。システムの全体像及び構成要素を図16.2に示す。この中で構成要素となっているプログラムは前節で述べた通りである。

システムの構成要素は以下の6群からなり、これらの全てがフィリピン電力公社の技術計算用コンピュータであるVAX-11モデル750に構築されている。

#### 16.3.1 気象・水文サブ・システム

本サブ・システムの要素として構築されたのは、

- (1) 177の雨量観測所における月雨量記録
- (2) 152の流量観測所における月流量記録
- (3) 蒸発量観測記録
- (4) 年最大流量記録
- (5) 年最大3日雨量記録
- (6) いくつかの豪雨中における時間雨量記録

である。

上記の6種のデータ・ファイルのうち、(1),(2)はインプット・データの形式とプログラムで一度処理された形式の両者から成っているが、それ以外のものはインプット・データの形式のものだけである。インプット・データの形式のものはコンピュータ端末機のスクリーン上で検索することができるし、処理形式のものはいくつかの検索用プログラムで検索することができる。

#### 16.3.2 水力計画地点情報サブ・システム

このサブ・システムは2つのデータ・ファイルからなっており、一方は発電力計算と第一次建設費計算に用いられたもので、他方は第二次建設費計算のインプット・データとして準備されたものである。

- (1) 地形図上で選定されたものと既存の調査報告書から抽出された計145ヶ所の水力地点に関するデータ・ファイル。ファイリング・プログラムで処理された情報は2つの検索用プログラムで検索することができる。
- (2) 第二次スクリーニング対象地点として選ばれた開発が有望な41地点(代替計画案をふくむ)についてのデータ・ファイル。第二次建設費計算を行うプログラム“CONSCOST”のインプット・データとして使われた。

#### 16.3.3 コスト情報サブ・システム

二組のファイリング・プログラムとデータ・ファイルが、二段階の建設費計算用に各々用意され、ファイリング・プログラムはデータ検索機能も持っている。

- (1) コスト計算式の係数などをまとめた第一次建設費計算用のコスト・データ・ファイル
- (2) 第二次建設費計算用のコスト・データ・ファイルで、各材料単価や工事量算出式の係数からなる。

#### 16.3.4 既設・建設決定発電所サブ・システム

最適な電力開発計画を策定する上で必要となる開発優先順位解析には、電力需要予測データ、既設・建設決定発電所に係わるデータ、投入計画候補に関するデータが解析条件のデータと共に必要となる。これらのデータは各々がファイリング・プログラムと連ながる個別ファイルに収録された。

- (1) 既設及び建設実施が決定している水力発電所に関するデータのファイル
- (2) (1)と同様な火力発電所に関するデータのファイル
- (3) 予測された2005年までの電力・発電量需要データのファイル
- (4) 割引率、基準年、解析対象期間などの解析条件データのファイル
- (5) 投入計画の候補となる水力および地熱発電プロジェクトの諸量データのファイル

#### 16.3.5 水力開発計画地点インベントリー

調査対象となった全145地点の情報がインベントリー・ファイルである“INVTID”と“INVTDT”に蓄えられた。この情報の中にはプログラムRESEVALとPRECOSTを使って行った発電力計算や第一次建設費計算で得られた開発規模、電力、電力量、建設費などが含まれ



る。必要に応じて流域シリーズ開発の解析結果もインベントリー・ファイルに収録することができる。

インベントリーには11.2節で詳しく記したように、次のような情報が蓄えられている。

- (i) 水力地点情報
- (ii) 水文・地形情報
- (iii) 開発規模情報
- (iv) 電力・電力量情報
- (v) 建設費情報
- (vi) 技術的なコメント・使用地形図など

インベントリーにある情報を検索するためのプログラムは16.2.1節に列記した通りであり、プログラムINVENT1で検索・プリントされたものが附属報告書-Cに示しており、表11.1はプログラムINVENT3で検索・プリントされたものである。

プログラムINVENT2は検索だけでなく、インベントリー内各情報をいろいろな観点、例えば水資源区別、流域別やコスト・インデックス別の包蔵水力を累計したり、コスト・インデックス(US\$/kWh)の小さい順や最大開発規模の最大出力順に各地点を並べかえてアウトプットする機能を持つ。

#### 16.3.6 開発有望プロジェクト・カタログ

第二次スリーニングの対象となった開発が有望視される水力地点について、概略レイアウトの検討による主要構造物の諸元や第二次建設費の結果などがカタログ・ファイルに蓄えられた。カタログへのデータ収納や更新は、第二次建設費計算プログラム“CONSCOST”の演算により行われ、検索プログラムCATALOGにより検索・プリントされたものが附属報告書-Cに示してある。

#### 16.4 アップデューティング・システム

本スタディの中で構築されたデータ・バンク・システムはフィリピン電力公社のしかるべき部門にて維持されてゆくことになる。この中で最も重要な事柄は、スタディで使用された主要データの更新である。データ・バンク・システムを構成する各要素について、基本となるデータや条件は定期的又は時に応じて追加、修正をしてゆく必要がある。

インベントリーおよびカタログは、データの更新に伴い必要となるプログラムの演算を行うことにより、常に最新な状態にしておくことができよう。データ・バンク・システムは、以下に述べるような方法にてアップデーティングすることが望まれる。

#### 16.4.1 更新されるべきデータ

スタディで使用されたコンピュータ・プログラムのインプット・データは、その殆どがインプット・データそのままの形式でデータ・ファイル内に保存されている。これらのデータをファイルから直接検索しながら追加、修正を行うことができる。更新を要するデータ、それらが蓄えられているデータ・ファイルの名称、及びそれらがインプット・データとして与えられるプログラムが表16.1に示してある。

#### 16.4.2 アップデーティングに必要なプログラム

データのアップデーティングに関係するプログラムのうち、いくつかのプログラムはデータのファイリングの他にデータ追加・更新の機能を持っている。月流量記録、月雨量記録、水力地点情報など、大量のデータのファイリングに使われるプログラムは、これまでに蓄えられた全てのデータを扱わずに、データの必要部分の修正や追加だけができるようになっていく。

#### 16.4.3 アップデーティングの手順

解析、計算の最新な結果を知り、インベントリーやカタログも最新な状態に維持してゆくために、いろいろなデータの更新に応じて図16.3に示すような流れで、いくつかのプログラムの演算を所定の順序通りに行うことが必要となる。例えば、代表流量観測所のデータが更新された場合には、インベントリーの内容を最新のものとするために、プログラムMASSCURV、DTTRANS、RESEVAL、PRECOSTの演算をこの順序で行わねばならない。



## 参考文献

| No. | Title of Report  | Issued by: | Issued on: |
|-----|--|------------|------------|
| 1.  | Long Term Philippine Development Plan up to the year 2000  | GOP        | Sept 1977  |
| 2.  | Updated Philippine Development Plan 1984-1987  | NEDA       | Sept 1984  |
| 3.  | Philippine Development Report 1981   | NEDA       | 1982       |
| 4.  | The 1982 Development Cooperation for the Philippines   | UNDP       | Sept 1983  |
| 5.  | Statistical Yearbook 1983  | NEDA       | June 1983  |
| 6.  | Statistical Yearbook 1984  | NEDA       | Aug 1984   |
| 7.  | Statistical Yearbook 1985  | NEDA       | Aug 1985   |
| 8.  | Statistical Yearbook 1986  | NEDA       | Aug 1986   |
| 9.  | Philippine Energy Sector Survey  | ADB        | Feb 1982   |
| 10. | Power Development Program (1985-1995)  | NPC        | May 1985   |
| 11. | The Philippine Energy Development Program 1982-1987  | MOE        | Apr 1982   |
| 12. | 1984 Annual Report   | NPC        | 1985       |
| 13. | 1985 Annual Report   | NPC        | 1986       |
| 14. | Summary of the Five-year Philippine Development Plan 1778-1982 mdd. Ten-year Development Program 1978-1987 | GOP        | Sept 1977  |
| 15. | Survey/Inventory on Water Impounding Reservoirs  | NWRC       | Apr 1978   |
| 16. | Power Inventory 1977   | NWRC       | Jan 1978   |
| 17. | Philippines Water Data 1970  | NWRC       | 1970       |
| 18. | Philippines Water Resources Survey Data  | NWRC       | Jan 1980   |
| 19. | Power System Luzon Generation Expansion Study  | NPC        | Dec 1977   |
| 20. | Luzon Power Planning Study, Development Potential II of Luzon Hydropower Resources                         | NPC        | Aug 1983   |

| No. | Title of Report   | Issued by: | Issued on: |
|-----|---|------------|------------|
| 21. | Preliminary Feasibility Report on the Leyte Power Transmission Project                            | NPC        | Apr 1980   |
| 22. | Preliminary Survey Report on Water Resources Development of Cagayan River Basin                   | GOJ        | Feb 1983   |
| 23. | Cagayan Valley, Five-year Development Plan 1978-1982  | GOJ        | Sept 1977  |
| 24. | Preliminary Survey Report on Water Resources Development of Agno River Basin and Pangasinan Plain | GOJ        | Sept 1984  |
| 25. | Reconnaissance Report on the Camiling Reservoir Project   | ADCA       | Aug 1982   |
| 26. | Feasibility Study on Diduyon Hydroelectric Development Project                                    | JICA       | Mar 1979   |
| 27. | Feasibility Study on the Matuno River Development Project   | JICA       | Feb 1984   |
| 28. | Lower Agno Development Plan Multipurpose Project  | ELC        | July 1976  |
| 29. | San Roque Multipurpose Project  | JICA       | Sept 1985  |
| 30. | Magat River Project, Feasibility Report   | NIA        | June 1973  |
| 31. | Feasibility Study on Casecnan Transbasin Diversion Project  | NIA        | Jan 1983   |
| 32. | Water Resources Optimization Study on Balog-Balog Project   | NIA        | -          |
| 33. | Abra River Basin in House Training I Hydroelectric Development, Pre-Feasibility Report            | NPC        | Aug 1982   |
| 34. | Project Report on Mini Hydro Power Development Project in Bicol Region                            | NEA        | Oct 1980   |
| 35. | Bicol River Basin Flood Control and Irrigation Development Projects                               | NCIAD      | May 1983   |
| 36. | Irrigation Development Plan for Central Luzon   | NIA        | July 1977  |

| No. | Title of Report   | Issued by: | Issued on: |
|-----|---|------------|------------|
| 37. | Feasibility Report on Binongan Hydroelectric Project  | NPC        | Apr 1985   |
| 38. | Framework Plan for Each Basin (16 vol.)   | NWRC       | 1981-1983  |
| 39. | River Dredging Project II National Flood Control Plan and River Dredging Program            | MPWH       | Nov 1982   |
| 40. | Study of the EHVN-1 Project relative to other Transmission                                  | JICA       | -          |
| 41. | Development Potential of Luzon Hydropower Resources   | IECO       | Aug 1973   |
| 42. | Assessment of the Magnitude and Frequency of Flood Flows, Water Resources Series No. 30     | ECAFE      | -          |
| 43. | Spillway Design Flood for Potential Dam & Reservoir Sites in Central Luzon Basin            | BPW        | July 1964  |
| 44. | Philippine Yearbook 1985  | NCSO, NEDA | 1985       |
| 45. | 1985 Foreign Trade Statistics of Philippines  | NCSO, NEDA | 1986       |
| 46. | Population Dimension Planning I, II, & III 1970-2000  | NCSO, NEDA | 1975       |
| 47. | Labor Force Projections by Age and Sex for the Philippines by Region and Province 1970-2000 | NCSO, NEDA | 1977       |
| 48. | Updated Philippine Development Plan   | NEDA       | 1986       |
| 49. | Philippine Development Report 1984  | NEDA       | 1985       |
| 50. | The Philippine energy Development Program 1982-1987   | NEDA       | 1982       |
| 51. | Energy Balance Forecasts in Developing Countries, The Case of the Philippines               | AIE        | 1982       |
| 52. | Long-term Trends in Economic Development and International Economic Co-operation            | UN         | 1982       |

| No. | Title of Report   | Issued by: | Issued on: |
|-----|---|------------|------------|
| 53. | International Development Strategy for the Third United Nations Development Decade                | UN         | 1981       |
| 54. | World Development Report 1985   | IBRD       | 1985       |
| 55. | World Development Report  | IBRD       | 1986       |
| 56. | Price Prospects for Major Primary Commodities and its Half-Yearly Revisions and Quarterly Reviews | IBRD       | 1982-1986  |
| 57. | The Outlook for Primary Commodities, 1984 to 1995   | IBRD       | 1984       |
| 58. | The Outlook for Thermal Coal  | IBRD       | 1985       |
| 59. | Electricity Pricing, Theory and Case Studies  | IBRD       | 1979       |
| 60. | Costing and Pricing, Electricity in Developing Countries  | ADB        | 1984       |
| 61. | Key Indicators of Developing Member Countries   | ADB        | 1986       |
| 62. | Country Report, EIU No. 3-1986 Philippines  | EIU        | 1986       |
| 63. | International Financial Statistics  | IMF        | Aug 1986   |