

第5章 計画の実施と運営

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

2019年12月11日

第5章 計画の実施と運営

5.1 実施機関

本計画の実施は国家水資源審議会 (National Water Resources Council) のもとに、第一段階開発事業については、国家かんがい庁 (NIA)、第二段階開発事業については国家電力公団 (NPC) が実施母体となると予想される。

事業の円滑な実施のために、事業実施のための関係機関合同委員会が設けられ現地に建設事務所を設置し、現場責任者はプロジェクト運営、技術能力に秀れ、判断力の正確な人材が任命されるべきである。この事務所は、パヨンボンに置き、下記の作業を行うが、特に既設CISの事務所とは常に密接な連絡をとり、協調関係を保つように最大の努力を払うようにする。

- (1) 全ての建設工事に対する入札図書作成
- (2) 全ての工事作業に対する施工管理および建設の監督
- (3) 地区内受益者に協力を求める業務
- (4) 建設工事にかかる一般的業務管理、会計事務
- (5) 労務者の管理等

5.2 建設計画

治水堤防建設を含む農業開発計画は、第一段階開発として1986年から1990年に、電力開発計画は第二段階として1991年から1995年に建設することとして、以下のとおり計画した。全体建設計画は図-22に示す。

5.2.1 第一段階開発建設計画

計画している事業の工事規模、建設機械・資材の調達、工法、年間稼働率を考慮して建設計画を出した。建設工事は、準備作業と本格工事に分けられる。図-23建設計画年度割を参照のこと。

(1) 準備作業

詳細設計、追加調査、入札業務、建設資材の調達業務等、事業を軌道に乗せるため

の準備作業期間として当初12ヶ月を予定する。

(2) 本格工事

本格工事は5年間を予定するが主要工事は4年間で完成するように計画する。建設は水源格設別に大きく、3工区に分けられる。マガット頭首工は初年度から3年間、ラノグ頭首工は第2年度から2年間で完成するようにする。また、マナンタン頭首工は第3年度から2年間でそれぞれ施工する。マガット頭首工の完了を待たず、第3年度からコロコル上流地区を始めとして便益が発生し始める。治水堤防の施工期間は第2年目から4年間とする。

(3) 逐次開発

第一段階開発に含まれる計画を更に細かく3つのフェイズに分け、初期投資を原案より更に抑えた案を検討した。少ない投資で、早い効果の発生を考慮し、第1フェイズでマガット仮設頭首工およびコロコル系統を中心にしたカンガイ開発、第2フェイズでマガット頭首工および10年確率洪水に対する防御堤防、第3フェイズでマナンタン頭首工系統のカンガイ開発、丘陵地開発および50年確率洪水への堤防高上げをする計画とした。全体工期は9年間とする。APPENDIX I-X IIに示す。

5. 2. 2 第二段階開発建設計画

第1段階に引き続き1991年より図-24に示す如く工事工程を計画した。

5. 3 維持・管理

5. 3. 1 第一段階開発計画

本計画に基づく建設工事の部分完了に従い、かんがい施設の維持・管理、運営のための管理事務所を設けて管理させる。(図-25、26、27参照)管理事務所の運営については当初官側で行なうのは止むを得ないが、全体工事の完了にともない民間側に移行させるように準備をしておく。

維持管理費用はN I Aの基準及び、最近の実績を参考にして年間29万ドルと算出した。これは、総事業費の0.54%に相当し、ha当り23ドルとなる (APPENDIX I-X I参照)。この額は米の支持価格でha当 2.7カバン (135kg) に相当する。

水利費については一般に雨期作2カバン、乾期作3カバンが標準であるが、最近の事業では、それぞれ2.5および3.5カバンの地区がある。本地区でもこれが適用されると考えるが、農家経済分析の結果は十分な妥当性が示された。

5. 3. 2 第二段階開発計画

年間の運転・維持費は、土木施設については、建設費の0.2%とし、発電運転のための経費としては、年間7.9US\$/kWhと見積った。従って、運転・維持費は、合計で、年間1.97百万ドルとなる。

5. 4 技術・管理費用

第一段階開発の技術・管理費用は、政府による管理費用、測量・調査費、コンサルタントによる実施設計、施工管理費等に政府職員による外国での調査費用、試験材料等も加え、3.7百万ドルとした。

一方、第二段階開発では施工費の約10%として27.7百万ドルを計上した。

第6章 開発計画の評価

第6章 開発計画の評価

計画事業の評価は経済、財政および社会経済面から見た事業の妥当性、安定性について行う。事業の経済的妥当性は、経済的内部収益率（EIRR）および純現在価値により評価する。さらに、目標達成期間の遅延、事業費、便益の変動について内部収益率の感度分析を行う。事業実施の形態は、治水を含む農業、電力単独および多目的計画とする。

農業開発計画に関する財務分析は、農家経済を分析して農民の立場から開発計画が妥当であるかどうか検討する。電力開発計画に関する財務分析は、財務的内部収益率（FIRR）で計画が財政的に実行可能かどうか評価する。また計画実施に伴って生ずる副次的効果、社会経済的効果についても検討した。

6.1 農業開発計画経済評価

6.1.1 基本条件

事業の経済評価のための基本的な仮定条件は次のとおりとする。

- (1) 事業の経済的存続期間は第一段階開発が1991年から2040年まで第二段階開発が1996年から2045年までの50年間とする。
- (2) 建設工事期間は実施設計も含めて6年間とし、農業便益は全事業完成前でも部分的に発生して2年後に目標便益額に達成する。治水便益は事業完成後直ちに想定便益額に達する。
- (3) 経済費用、便益は1983年5月現在の価格を基準価格とする。
- (4) フィリピン・ペソとUSドルの換算レートは1ドル10ペソとする。

6.1.2 経済価格

(1) 標準換算率（SCF）

標準換算率は世界銀行によって1978年に作成された0.82を使用した。

(2) 農産物および投入資材の経済的価格

米、トウモロコシ等の農業生産物や肥料、農薬等の投入資材の経済的価格は、世界銀行の予測法国際価格をベースにして見積った。国産投入資材についてののみ0.82の標準換算率を適用した。

(3) 農業労力の経済的機会費用

水稻の移植・収穫のための季節労力の日当に基づき、農業労力の経済的機会費用は一日1人当15ペソと見積もった。

(4) 未熟技建設労働者の経済的機会費用

農作業より厳しい建設労務を考慮して、未熟技建設労働者の経済的機会費用は、農業労働より25~30%高目とし、1人当り20ペソと見積もった。

(5) 建設換算率 (CCF)

経済分析のための建設換算率は次のとおり見積もった。

—輸入品

工事費の約53%がこの範囲に含まれ、換算率は1.00とした。

—国産品、熟技労働者

工事費の約40%がこの範囲に含まれ、換算率は0.82とした。

—未熟技労働者

工事費の約7%がこの範囲に含まれ、換算率は0.52とした。

建設換算率は、上記3項目の加重平均として0.894を使用した。

6. 1. 3 経済的事業費

本事業の建設費には次の費用が含まれる。すなわち、1) 施設建設費、2) 土地取得費、3) 管理運営費、4) 事務所管理費、5) 技術費、6) 技術的予備費および7) 価格変動予備費である。これらの諸費用のうち税金、土地取得費、価格変動予備費を除いた全費用が経済的評価のための総費用となる。この総費用は建設換算率を適用して経済的事業費に修正した。

このようにして算出した経済的事業費の年度別支出は次のとおりである。

単位：1,000ドル

1	2	3	4	5	6	計
1,188	3,340	9,029	9,424	8,746	3,471	35,198

以上の経済的事業費の年度別支出は次項の維持・管理、更新費用と合わせ表-17に示す。

6. 1. 4 維持・管理、更新費用

(1) 維持管理費用

5. 3で述べた計画事業の維持および管理費用に標準換算率を適用して、年24万ドルとなる。

(2) 更新費用

更新費用の経済的費用は、維持・管理機械は換算率1.00で10年に1回53万ドル、水利構造物用ゲートは25年更新、0.82の換算率で200万ドルとなる。

6. 1. 5 事業便益

農業便益、治水便益を経済価格で評価する。予想される年間増加便益は表-17に示すとおりであり、目標達成時で9.042百万ドルとなる。またダム完成後は9.342百万ドルとなる。

(1) 農業便益

農業便益は、開発計画を実施した場合と実施しなかった場合の生産物の年間総収益の差として評価する。この便益は、事業が完全に完了しなくてもマガット頭首工系統より順次発生し、事業完成後3年で計画目標値に達する。農業年間増加便益の計画目標値は8.590百万ドルである。

(2) 治水便益

堤防完成後、50年確率値以下の洪水に対する年平均被害軽減期待額0.752百万ドルを年便益とする。

(3) その他

APPENDIX I-VIに詳述したとおり負の便益として計画実施により下流マガット・ダム計画に与える年平均発電便益減0.15百万ドル、および過去20年間の計算により得られた第一段階における用水不足による年平均農業便益減0.15百万ドルを考慮する

6. 1. 6 評価

(1) 内部収益率

以上の費用と便益の流れを表-17に示す。経済的内部収益率は18.9%で、本計画の第1段階開発である農業、治水計画が経済的に妥当であることを示す。

(2) 純現在価値

経済的な視点から計画事業の活性度を見るため、10%の割引き率を用いて純現在価値を計算した結果24.9百万ドルとなる。

(3) 感度分析

将来の経済条件の変化に対する計画事業の感応度を見るため次の条件を設定して内部収益率を計算した。結果も同時に示す。

i) 便益の 20 %減少	E I R R : 15.6 %
ii) 費用の 20 %増加	E I R R : 16.2 %
iii) 事業完成の 2 年遅れ	E I R R : 16.4 %
iv) 上記 i) と ii) の同時発生	E I R R : 13.3 %

この結果、本事業は経済条件の変化に対してもなお経済的な妥当性を有しているといえる。つまり、本事業は経済的事業として第1段階開発だけでも単独で成立する。

6. 1. 7 逐次開発経済評価

第5章に述べた逐次開発について経済評価をする。各フェイズの経済費用と便益の流れは表-18に示すとおりである。これを基に各フェイズ、総合での経済的内部収益は次のとおりとなる。

				単位：%
	第1フェイズ	第2フェイズ	第3フェイズ	総合
EIRR	20.4	13.5	17.9	18.5

第1フェイズはマガット頭首工を仮設備としたため高いEIRRを示す。第3フェイズのEIRRが高いのは開発費用のうちの一部が第1および第2フェイズで先行投資されているた

めである。

この結果より逐次開発に有効な手段と考えられる。但し、全体工期が9年間に延びているため総事業費は原案より8.352百万ドル高い。この開発方法の実施については第1フェイズでの仮頭首工等更に詳細な検討が実施設計段階で必要である。

6. 2 電力開発計画経済評価

6. 2. 1 発電の便益基準

発電の便益としては代替火力の中の最も低いコストを取り、それに水力と火力の価値補正を行ったものを水力発電の便益とした。火力発電については同程度の規模の重油専焼火力・石炭火力および尖頭負荷用ガスタービン火力の三種類の火力発電コストを算出し、その中マツノ水力発電所と同じ33%の稼働率の場合の最も安いコストの火力発電を比較の対象として選んだ。(表-16参照)

火力発電のコストとしては次の3項目の費用を算出した。即ち、

- 1) 設備の金利償却費
- 2) 運転固定経費
- 3) 燃料費

その便益計算の基準は次表のように1983年1月頃の物価基準を用いた。

	石油火力	石炭火力	ガスタービン
1. 設備費 (S/kW)	300	990	445
2. 経済的寿命 (年)	30	30	15
3. 償却金利 (%)	10	10	10
4. 燃料原価 (S/B)	34	62 S/t	38
5. 熱量 (BTU/lb)	18,300	11,540	18,400
6. 発電熱効率 (%)	38	37	25
7. 年間運転固定費率 (%) 1	3.65	5.25	2.50

(註) 1: kW当り設備費に対する%

上記の基準によって1日平均8時間運転(年間2,920時間)の場合の1kWh当り原価を計算すると次表の通りとなる。

石油火力
(USCent/kWh)
9.690

石炭火力
(USCent/kWh)
9.304

ガスタービン
(USCent/kWh)
10.965

上記で明らかなようにこの条件下で最も安いのは石炭火力なので、石炭火力のコストを以下のように計算して便益の基準値とする。

1) 石炭火力設備の年間金利償却費 (kWh価値)
 $990 \text{ \$} / \text{kWh} \times 0.1061 / \text{年} = 105.04 \text{ \$} / \text{kWh} \cdot \text{年}$

2) 運転固定費 (kWh価値)
 $990 \text{ \$} / \text{kWh} \times 0.0525$
 $\frac{2.920 \text{ kWh} / \text{年}}{=} = 0.0178 \text{ \$} / \text{kWh}$

3) 燃料費 (62 \$ / t)
 $0.028 \text{ \$} / \text{Lb} \times \frac{3.413 \text{ BTU} / \text{kWh}}{11.540 \text{ BTU} / \text{Lb}} = 0.0224 \text{ \$} / \text{kWh}$

水力と石炭火力の運転特性の差による便益補正係数はkWh価値とkWh価値に分け夫々の損失率を下表の如く考慮して算出した。

1) kWh価値補正係数

石炭火力と水力のkWhの損失率を次表の如く取る。

	送電ロス	定期点検ロス	故障ロス	自己消費ロス	総損失率	(単位: %) 総合運転率
石炭火力	2.0	14.0	5.0	9.0	27.14	72.86
水力	3.0	2.7	1.0	0.3	6.84	93.16

従ってkWh価値補正係数は、

$$\frac{0.9316}{0.7286} = 1.279$$

2) kWh価値(燃料費)補正係数

kWhのロス率の差は次表の通り

	送電ロス	自己消費	総合損失率	総合運転効率
石炭火力	2.0	9.0	10.82	89.18
水力	3.0	0.3	3.29	96.71

従ってkWh 価値矯正係数は

$$\frac{0.9671}{0.8918} = 1.084$$

上記の矯正係数を石炭火力の3つのコストに夫々乗ずると水力の便益は次のようになる。

$$\text{kK 価値} = 105.04 \text{ \$ / kK} \cdot \text{年} \times 1.279 = 134.34 \text{ \$ / kK} \cdot \text{年}$$

$$\text{kK 価値 (固定費)} 0.0178 \text{ \$ / kWh} \times 1.279 = 0.0228 \text{ \$ / kK} \cdot \text{年}$$

$$\text{kWh 価値 (燃料費)} 0.0224 \text{ \$ / kWh} \times 1.084 = 0.0243 \text{ \$ / kK} \cdot \text{年}$$

固定費と燃料費のkWh 価値は両方足すと4.71USCent/kWh となる。これは常時発電量のkWh 当り便益である。一方、二次電力量は石炭火力の燃料費のみの節約となると考えて2.43USCent/kWh の価値しかないものと見做すこととする。

マツノ発電所では年平均3536kWhの常時発電力量と1756kWhの二次電力量が得られ、その設備出力は180MW であるからこの全便益額は下記の通り年間 45.06百万ドルとなる。

kK 便 益	180,000 kK × 134.34 \\$ / kK · 年	= 24.18 × 10 ⁶ \\$ / 年
常時電力量便益	0.0471 \\$ / kWh × 353 × 10 ⁶ kWh / 年	= 16.63 × 10 ⁶ \\$ / 年
二次電力量便益	0.0243 \\$ / kWh × 175 × 10 ⁶ kWh / 年	= 4.25 × 10 ⁶ \\$ / 年
合 計 年 間 便 益		45.06 × 10 ⁶ \\$ / 年

これより年運転費1.97百万ドルを差引くと純便益は 43.09百万ドルとなる。

6. 2. 2 石炭火力・ガスタービン火力相合せ発電との比較

1983年12月初旬マニラにおいて開かれた日比関係者の本報告書ドラフト検討会議でN PCより特に石炭火力単独の場合のみでなく、(石炭火力) + (ガスタービン火力) の

発電コストの研究を行って比較して欲しいとのコメントがあったので、以下にその結果を参考のため記述する。

マツノ水力は豊水期には 180MW×8時間のピーク発電に加えて約80MW×16時間発電できる。従ってこれと同等の発電規模を考えると、(石炭火力80MW) + (ガスタービン火力 100MW) の組合せ発電の場合を比較の対象としなければならない。その場合建設費・運転固定費・燃料費は夫々下記のようになる。

(1) 建設所要投資額

石炭火力	990 \$ / kWh × 80,000 kWh = 79.2 百万ドル
ガスタービン	445 \$ / kWh × 100,000 kWh = 44.5 百万ドル
合 計	123.7 百万ドル

(2) 運転・維持固定費

石炭火力	$79.2 \times 10^6 \$ \times 0.0525 / \text{年} = 4.16 \text{ 百万ドル}$
ガスタービン	$44.5 \times 10^6 \$ \times 0.025 / \text{年} = 1.11 \text{ 百万ドル}$
合 計	5.27 百万ドル

(3) 燃料費

$$\begin{aligned} \text{石炭火力} & \quad 0.028 \$ / \text{Lb} \times \frac{3,413 \text{ BTU} / \text{kWh}}{11,540 \text{ BTU} / \text{Lb} \times 0.37} = 2.24 \text{ Cent} / \text{kWh} \\ \text{ガスタービン} & \quad 0.120 \$ / \text{Lb} \times \frac{3,413 \text{ BTU} / \text{kWh}}{18,400 \text{ BTU} / \text{Lb} \times 0.25} = 8.90 \text{ Cent} / \text{kWh} \\ \text{平均燃料費} & \quad 5.94 \text{ USCent} / \text{kWh} \end{aligned}$$

(4) 建設投資の金利償却費

石炭火力	$79.2 \times 10^6 \$ \times 0.1061 = 8.40 \text{ 百万ドル} / \text{年}$
ガスタービン	$44.5 \times 10^6 \$ \times 0.1315 = 5.85 \text{ 百万ドル} / \text{年}$
合 計	14.25 百万ドル / 年

この償却費は 1 kWh の設備当り 79.17 \$ / kWh 年となる。

上記の各コストに水力価値換算係数（石炭火力のkK価値については 1.279、kKh 価値については 1.084、ガスクービン火力のkK価値については 1.094、kKh 価値については 1.002）を夫々乗じて計算すると、年間 2,920時間運転して 525.6kKh 発電した場合（これがマツノ水力と殆ど同じ運転形態である）水力の便益単価は下記のようなになる。

- (i) 設備償却価値 95.22 \$ / kK・年
- (ii) 維持・運転固定費価値 2.70 Cent / kKh
- (iii) 燃料費価値 6.03 Cent / kKh

常時発生電力量は (ii) + (iii) = 8.73 Cent / kKh の価値を有しており、二次電力量は 6.03 Cent / kKh の価値があると見なすと、マツノ水力の総便益額は次のようになる。

$95.22 \$ / kK \cdot \text{年} \times 180,000 kK$	= 17.14 百万ドル		
$0.0873 \$ / kKh \times 353 \times 10 kKh / \text{年}$	= 30.82 百万ドル		
$0.0603 \$ / kKh \times 175 \times 10 kKh / \text{年}$	= 10.55 百万ドル		
<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%; text-align: left;">合 計</td> <td style="width: 40%; text-align: right;">58.51 百万ドル</td> </tr> </table>		合 計	58.51 百万ドル
合 計	58.51 百万ドル		

マツノ水力の年運転・維持費は 1.97 百万ドルであるので年間総便益は 56.54 百万ドル となる。これは石炭火力単独の場合の 43.09 百万ドル の総便益より 31.2% も良くなる。

若しこの組合せ火力の便益で EIRR を計算すると 16.9% となり、石炭火力単独の場合の 14.1% より高くなる。

水力開発の経済評価の便益は代替発電の中の最も安い発電コストを便益と見なすのが原則であるから、やはり 6.2.1 に見述した通り石炭火力単独の便益を基準とするのが正しいので上述のまゝで良い。

6. 2. 3 経済費用

建設費は、272.5百万ドルとなり、その年次別支出額は、次のとおりである。

(単位：10 US\$)

年次	外貨分	内貨分	合計
第1次	18.4	19.2	37.6
第2次	25.0	12.9	37.9
第3次	37.2	15.9	53.1
第4次	36.0	17.7	53.7
第5次	64.9	25.3	90.2
合計	181.5	91.0	272.5

年間の運転・維持費は、土木施設については、建設費の0.2%とし、発電運転のための経費としては、年間7.9US\$/kWhと見積った。従って、運転・維持費は、合計で、年間1.97百万ドルとなる。

6. 2. 4 経済的内部収益率 (EIRR)

以上の費用・便益に基づいて、経済的内部収益率を計算し、感度分析を行った。事業の経済的存続期間は、建設期間5年を含めて、55年間とした。結果は、次のとおりである。(図-28参照)

ケース	EIRR (%)
i) 基本ケース	14.1
ii) 費用：+10%	13.0
iii) 建設期間：1年遅延	12.6

6. 2. 5 評価

上記のEIRRから本プロジェクトは、経済的に実行可能であると考えられる。なお、この内部収益率は発電の便益のみで、内水面商業・観光等にあたえる付随的な便益は一切計算に入れていないのでかなり有望である。したがって、第1段階開発事業の完了に引き続いて、この第2段階事業ができるよう準備することを推奨する。

6. 3 総合開発計画経済評価

農業（一部洪水防御を含む）および水力発電部門全体が前述のような工程で実現した場合の経済評価は下記のようになる。

6. 3. 1 コスト・アロケーション

多目的ダム計画のコスト・アロケーションは分経費用身替り妥当支出法を適用するのが普通であるが、本マツノ川開発計画では「ダム無し」の場合に生ずるカンガイ用水不足量が発電利用水量に比して著しく小さく1%にも満たないので上記の方法を適用するのは適切ではないと考えられる。その代わりとして次の二つの方法で検討した。即ち、

i) 利用水量比によるアロケーション

ii) 発生便益比によるアロケーション

なお発電専用施設を除いた共通施設費は1.95億ドルである。

i) 利用水量比によるアロケーション

ダム無しの場合カンガイ用水不足量は20年間で14.3百万tで、同じ期間の発電利用水量は23,150百万tであるから、その比率は0.0618%で農業部門へのアロケーション費用は0.12百万ドルとなる。

ii) 発生便益比によるアロケーション

ダムの実現によって14.3百万tの農業用水不足が解消した場合は農業部門で年平均0.15百万ドルの総増加便益が発生する。一方発電の総便益は年43.09百万ドルであるからその比率は0.348%となる。これに共用施設費の1.95億ドルを乗じると0.68百万ドルとなり、これが農業部門へのアロケーション費用となる。0.68百万ドルの費用で年0.15百万ドルの総便益増加を生ずるので、このB/C比を計算すると（10%の割引率、50年の経済寿命）2.19と極めて高い。従って農業部門が第二段階のダム・発電工事業態に際して0.68百万ドルを分担しても十分フィージブルである。

i) と ii) との方法でコスト・アロケーションを行うと ii) の方が大きいので、0.68百万ドルを農業部門が分担した場合の総合EIRRを算出した。

6. 3. 2 総合経済評価

第一段階の工事は1986～90年の5ヶ年で完成し、第二段階の工事は1991～95年に完成し、夫々完成後50年間の経済寿命までの便益と費用とから、このプロジェクト全体の総合EIRRを計算すると15.7%となった。これは第一段階の農業単独では18.9%であり、第二段階の発電単独では14.1%であることから当然の帰結であるが、全体でも15.7%と高く経済的に十分健全なプロジェクトである。

6. 4 農業開発計画財務評価

6. 4. 1 概要

財務的観点から本事業計画の安定性を評価するため受益農家の平均規模農家について財務分析を行い、農家の支払能力を分析した。

6. 4. 2 財務費用

1983年2月現在の市場価格及び費用をもとに、財務費用を次のように見積った。

	単位 1000ペソ		
	外貨	内貨	合計
財務費用	211,927	160,447	373,374
数量変動予備費	21,192	16,145	37,337
価格変動予備費	55,252	74,712	129,964
合計	288,371	252,304	540,675

数量変動予備費： 財務費用の10%

価格変動予備費： 外貨分財務費用の5%及び内貨分財務費用の8%

6. 4. 3 支払能力

受益農家の平均規模農家について農家経営分析を事業実施と未実施の場合について検討した。事業を実施した場合の支払能力は、経営規模1.64haの平均農家で8,466.1ペソとなる。事業の目標が達成された後、平均農家一戸当たりの年間農家経済余剰額（支払い可能額）は、現状の247.7ペソから8,466.1ペソ（846.61米ドル）に増大する。この格保留額の増大は将来開発事業への農民の参加を刺激するものであり、本事業の妥当性

を農家経済の面から裏づけるものである。

6. 4. 4 計画事業費の償還

計画事業の財務的評価は事業資金の償還能力の面からも行う。試算のために事業効果による歳入と必要資金の流れを表-18のとおり検討した。必要資金は下記条件で調達されるものと仮定する。

- 1) 外貨分の資金は10年据置を含めて30年の返済期間で 3.5%の利子とする。
- 2) 内貨分の資金は政府予算で賄われる。返済期間を外貨ローンの返済終了後と仮定し、事業上補助金のごとく取り扱う。

6. 5 電力開発計画財務分析

6. 5. 1 財務状況の予測

電力収入に基づいて、借入れ金返済の可能性を分析することにより、水力開発計画の財務的実行可能性を以下のように検討した。

(i) 資金調達計画

建設費は、1983年価格で推計されている。しかし、建設期間中の物価上昇率は、外貨分年率5%、内貨分年率8%とした。

従って、本計画の建設に必要な資金は、合計 324百万ドルであり、年度別には、次のようになる。

(単位：10 US\$)

年	外貨分	内貨分	合計
1	18.9	19.9	38.8
2	26.9	14.4	41.3
3	42.0	19.3	61.3
4	42.7	23.2	65.9
5	80.9	35.8	116.7
計	211.4	112.6	324.0

注：建設期間中の利子は含まない。

② 融資条件

融資条件は、現時点では、決定されていないので、財務分析のために、予想される条件として、次のように設定した。

	外貨分		内貨分
	土木	電気・機械	
利率	4%	8%	12%
繰上り期間	7年	7年	7年

③ 収入

本計画では、電力を顧客に売ることによって、料金収入が得られる。現況の電力料金は、平均で 0.5ペソ/kWh 程度となるが、この値は、1982年6月に実施されたものであり、今後の他の新規プロジェクト完成による償却費増加や、物価上昇等を見込んで、0.6ペソ/kWh を設定し、評価に用いた。

収入を計算するための仮定は、次のとおりである。

- i) 電力料金 : 0.6 ペソ/kWh
- ii) 総合損失率 : 10%
- iii) 運転・維持率 : 年間 1.97百万ドル

これを用いて、総収入は、年間 26.54百万ドルと計算される。

6. 5. 2 財務的内部収益率 (FIRR)

以上の条件に基づいて、表-19に示す資金繰り表を作成し、図-28に基づいて、財務的内部収益率 (FIRR) を計算し、感度分析を行った。

結果は、次に示すとおりである。

ケース	FIRR (%)
i) 基本ケース :	7.2
ii) 電力料金 : 0.5/KWh	5.8
iii) 総合損失率 : 15 %	6.7
iv) 建設費 : 10 %上昇	6.5

したがって、本計画は、財務的な観点からは、適切なものと判断される。

なおこの資金繰表で見ると建設借入の元利金は運転開始後22年で完済できることを示しており発電プロジェクトとして財政面でも健全であることを示している。なお経済寿命の50年後においては利益積立総額は6.49億\$にも達することになる。これには積立期間中の利子増加分は含んでいない。

また建設資金の外貨を外国または国際金融機関よりの借入れに頼るものとして外貨部分のみの資金繰り表を作成すると表-21のようになる。

これは土木工事用資金は年利4%、発電機器用外貨は年利8%で、7年据置きの条件で計算してある。またこの資金に対応する年収入は外貨の総額中に占める比によって按分した。

これによって明らかなのは、外貨分も竣工後22年で元利金共全額返済可能であることを示している。また7年間の据置期間中に支払う金利の最大累積額は着工後5年度目で16.9百万ドルで、この外貨分は他の外貨源より用意しなければならない。着工後6年(竣工の翌年)・7年目は電力収入を全部返済に充当しても若干の負債が増加するが、8年目からは黒字となる。従って据置期間7年の条件は丁度適合していることとなる。

負債残高の最高額は着工後、5年目および6年目で2.114億ドルになる。しかし11年目より利子の支払い額より元金の返済額の方が多くなり、11年目より24年目までは毎年元金の等価償還額が11.7百万ドルとなる。

上記の財務分析によって、土木工事に要する外貨資金分については年利4%程度、発電機器用外貨資金については年利8%程度、内貨については年利12%程度の資金調達を行えば据置期間7年、返済期間は着工の年から27年程度となることが判る。(据置期間後20年)

6. 6 間接便益および社会経済的効果

事業実施により以下のような副次的便益が期待される。

(1) 地域住民の雇用機会の増大

事業完成後、農産物の生産は飛躍的に増加する。農産物運搬による運輸、事業実施地域における倉庫作業、精米作業及び市場業務などに雇用機会が増大し、地域経済に好結果をもたらす。また、労働者は一層の経験を積み、技術的知識の集積を各分野で高めていける。これら種々の経験、技術、技能の累積は、この地域の将来の開発に多面的に活用される。

(2) 地域経済の規模の拡大

農産物生産の増大は、種子、肥料、化学薬品、役牛などの生産財の供給増加による投資が促進される。これは農業市場規模の拡大をもたらす。また農業生産物増加は資金と利潤の増大であり、これは同時に他面から見れば消費と貯蓄の増大となる。貯蓄は次の投資を促し、非農家を含め地域全域及び近隣地域の経済規模の拡大が期待される。

(3) 公共投資財源へ貢献

地域経済の規模の拡大は税金の増大となる。税金の増大は公共事業費の増収であり、公共投資財源の増加が期待される。

(4) 外貨の節約

事業完成後、米の年間生産量は、現在の年間36,554トンから93,855トンとなり年間、約57,301トンの増収となる。この増収分のうち、地元消費分を差し引いた17,400トンが市場に出ると推定される。この増収分の外貨換算は、7.8百万米ドルであり、これが外貨節約額となる。

(5) 第二段階の水力発電によって年間平均 5286kWh の電力量が得られるが、これは重油換算年 810,000バレルの代替となり輸入外貨約27百万ドルを毎年節約できることとなる。

(6) この経済評価には貯水池の実現による内水面漁業やリクレーション施設としての効果は金銭的には評価していないが、この地方住民の漁業や観光遊覧にも多大の機会を提供することとなる。

第7章 事業実施への準備(ル・プロジェクト構想)

THE UNIVERSITY OF CHICAGO

DEPARTMENT OF CHEMISTRY

PHYSICAL CHEMISTRY LABORATORY

1155 EAST 58TH STREET, CHICAGO, ILLINOIS 60637

TEL: (773) 835-3100 FAX: (773) 835-3101

WWW: WWW.CHEM.UCHICAGO.EDU

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

CHICAGO, ILLINOIS 60637

第7章 事業実施への準備

(ブレ・プロジェクト構想)

7. 1 準備の必要性

4.1.2 開発構想で述べたとおり本計画を新規事業として着工する条件と

しては単に経済、財務的に妥当であるという証明だけでは不十分である。必要な条件としての妥当な投資規模については既に述べたとおりであるが、ここでは実施への準備について述べる。

調査団は、「最も重要かつ必要な事業着工の条件としては、受益する地元の人達および事業実施機関の人々の事業実施への体制および意欲が成熟していることである」と考える。また、「未成熟のまま、事業に着工した場合、事業が軌道に乗るまでに相当長い期間を要するし、場合によっては事業は途中でゆき詰まり失敗する」とも考える。

本事業においては、これらのことを現地における会議で協議した結果、第一段階開発の開始に先行し、準備期間を置き、事業着工のときには、直ちに全ての業務が軌道に乗るよう準備する方針が決められた。

この準備期間は、フィージビリティ・スタディ作業完了後直ちに入ることとし、準備作業は国家カンガイ庁並びに関係機関の責任において指導されることが望ましい。調査団は現地での受益者からの聴取り、識者との協議にもとづき、下記のとおり準備内容を提案する。

7. 2 準備期間中のプログラム

この準備期間中に政府機関は何をするか？また、農民達は何をするか？あらかじめ、この両者の活動を出来る限り明確にしておくことは大切なことである。

つまり、準備期間をあたえても、抽象的な内容の題目だけに終わってしまうのは、意味がないばかりでなく、計画に対する意欲を参加者が失なう危険がある。また、このためにはこの期間が余り長くてもいけない。調査団はこの期間を2年間とすることを決め、出来るだけ具体的で判り易い活動プログラムを作成することにした。

(1) 地元受益者に対し、本計画の目的および事業内容を「本報告書」を要約して知らせ

る

(2) この事業の実施により、地元計画地区に住む人達は確実に受益することを理解させる

(3) このためには、受益者の計画への参加が必要であることを説得する

(4) 次に計画へ参加することにおいて、受益者が得る利益とそれにともない発生する義務についても理解してもらうように努力する

参加者の計画に対する関心と協力は上記のような経過を経て培養されてゆくものであり、政府側からの働きかけに対し、プロジェクト地区に住む人達の反応が直ちに返るようになるまで根気よく続ける。これが更に教える方と教わる方が同調して、両者が行動を共にするようになれば成功であり、準備期間は完了したことになる。

この期間のプログラムを作成するに当たり、最も重要なことは、プロジェクト地区に住む人達の計画に対する積極的な参加である。

したがって、政府側は彼等が参加し易いような呼び掛けをし、彼等を受け入れるためのいくつかの容器を用意しなければならない。

この容器として、次の2種類を用意したい。プロジェクト地区に住む農民は出来れば2種類の容器に一定期間入ってみて、処方箋による活動を試みるように指導したい。

若し、2種類の容器に入るのが時間的或るいは物理的に無理な場合は、このうち1つには必ず参加できるようにしたい。

(1) 地域社会制度面での諸活動に対する参加

(2) 現業フィールドでの諸活動に対する参加

これらは政府側からの強制でなく、説明、説得による農民側からの自主的参加が望ましい。しかし、この場合、既存の共同かんがい事業 (Coaxunal Irrigation Development) により組織化されている農業水利組合 (CIA) の組織を活用し、かんがい水系別にグループ作りをしてゆくことが現実的提案であろう。

7. 3 活動の母体となる農民組織

今回の現地調査において、調査団は既存のCISについて出来る限り詳しく調べる方針で望んだ。農業経済、社会、農学部門3名の専門家が構成する社会制度チームに約5

名のN I Aカウンターパートを加えC I Aを訪問し、用意した質問状により調査した。この結果については3.3.5 にまとめてあるが、われわれはこの調査から現存C I Aの幹部達はかんがい用水の配分、供給の仕方、かんがい排水系統、作業用道路、洪水、被害等に問題があることを知っている事実を確めた。また、生活水準の向上についても地区農民は積極的な意欲を持っていることを知った。多くの農民は「政府が援助してくれて、用水の欲しい時に必要な用水量を供給してくれるならば喜んでプロジェクトに参加する」とも語っていた。つまり、本プロジェクト地区に住む人達は現状の農業生産基盤に改良の余地があり、これを改良することが生活向上に結び付くことについて十分理解している。

このような水準にある中部ルソン・バヨンボン・ソラノ周辺の農民達を組織化して、プロジェクトに参加させることはさして難しいことではない。また、地区内に75のC I Aが存在し、この中の30のC I Aは1つの連合に統合されている。これらは公式に登録された組織であり、理事は選挙により選ばれ、会費が徴集されている。したがって、諸活動の母体としては現存C I Aを活用して行なうことが最良の方策であろう。

かんがい受益計百面積12,680haを現存のC I Sの支配区画、地方行政単位区画を参考にして、12の活動単位 (activity unit) に区分する。この単位はいくつかのC I Sより構成することになる。現地のC I Sは既にしっかり運営されているから、この単位は情報の伝導、セミナー開催の時のグループ、などある程度ゆるやかな上部活動組織として構成されることになる。

7. 4 地域社会制度面活動プログラム

準備期間——一年目の活動

国家かんがい庁および農業省が中心になり、2名の組織関係職員と1名のカンガイ土木職員計3名で構成する作業班を3班作り上げることが提案する。この人達は組織活動分子であり、初期の段階では農民を指導し、農民の先頭に立って活動する。この作業班を創設し、良い活動分子を確保することが、このプログラムを成功に導くか、失敗するかの鍵を握ると言っても過言ではない。

先づ、作業班がする仕事は農民へ対する教育や指導ではない。

この点、政府の活動と言えば集会を開いての演説やセミナーの開催が一般的であるが、

これらの活動を急いでではない。一般的な手法について説明しよう；

第1ステップ 4ヶ月（1—4）

1班がそれぞれ4活動単位を受け持ち、当初の4ヶ月は1活動単位面積に対し1ヶ月の目標で毎日、農民の住む集落を訪れて彼等と会話を持つ。1ヶ月間、毎日農民と会い会話をもつと言うことは大切なことである。この間、出来るだけ農民からの話を聞き出すように努め、彼等の持っている問題、要求、欲求等を探り出すようにする。このことは非常に大切なことである。農民が彼等のもつ悩みをオーガナイザーに打ち明けるようになれば、それは相互に信頼関係が生じたことの証明である。部落によっては、作業班を歓迎しないこともある。また、農民によっては政府職員で構成する作業班を政府から派遣されたと言う理由だけで信頼しないだろう。これらの困難を乗り越えて、作業班が農民から信頼されるようになるのは、会話だけでは駄目であり、時には農民と一緒に農作業を手伝うなどして、汗を流すことも大切である。

第2ステップ 4ヶ月（5—8）

第1ステップと同じように、1. 活動単位面積に対し1ヶ月の目標で再び集落を訪れ、前述7.2 2. 準備期間中のプログラム(1)、(2)、(3)および(4)で述べたことについて、あらかじめ農民用として用意したパンフレットを配り、説明する。説明は判り易い言葉で、平易に行なう。農民が理解するまで根気よくおこない、このプロジェクトが地域社会の発展のため非常に有意義であることを理解してもらう。若し、第1ステップを通じ、両者の間に信頼関係が成熟していれば、作業班の説明に対し、農民は関心を示すであろう。この段階の最後の期間においてはそれぞれの活動単位において農民たちの指導者としての役割を荷負うであろう人材の発掘に努めることが肝要である。

第3ステップ 4ヶ月（9—12）

このステップにおいて、活動単位別に農民の集会を持つように指導する。この集会に農民達を集合させることに成功すれば、この活動の目標の半ばは達成されたと考えてもよいかも知れない。

何を目的にして農民の集会を求めるか？については、よく検討されなければならない。

この集会在農民にとって有意義しかも農民の利益に結びつくような目的の集りであることが望ましい。

セミナーの主題については、第1、第2ステップにおいて検討し用意しておく。主題については次のようなことが考えられる。

- (1) 早ばつの時、被害を受け易い水田、被害の少ない水田を区分して、水路状況や水田の高低、それぞれの面積を調べる作業を活動単位別に行なう。
- (2) 洪水、排水等についても、上記と同じような内容の調査作業を行う。
- (3) 平年作のときの収量についても、自分の所属する単位の面積を対象に行なう。

この作業を通じて、参加農民は自分の住む周辺の耕作条件および状況について理解することが出来る。

次に組織活動分子の指導により、4つの活動単位合同の集合をもち、この集合において、自分達が調べたことを発表し合うような機会をもつことも、連帯意識を育てる方法としては有効であろう。このことにより、より広い地域に関心を広げることが出来る。更に、とり上げて欲しいテーマとしては次の事項が考えられる。

- (4) 自分の所属するC I Sに関する調査
- (5) 隣接するC I Sを訪問して、機能、問題点、上手に運営している点などについて意見を交換し、親善を図る集い
- (6) 高い生産をあげた実績ある農家を訪問して、営農技術、水管理方法等について意見を聴く集い
- (7) 新しい・進んだ・営農・耕種を実地で習得する方法としてモデル圃場の建設について懇談会を開催し、どのような方法で、どのようなモデル圃場をつくるかについて議論する

上記(7)については第2年目において、農民側からの自主性によりモデル圃場を設定し、前記、作業員の指導により試験研究所、改良普及員の協力を得て、実際モデル圃場事業を実施してゆきたい。したがって、この第3ステップ期において、具体的にモデル圃場地積の設定・作業内容・計測事項等について話し合っておきたい。

(8) 新しいN I Aマツノ川開発計画に対し、何を期待するか？出来るだけ具体的な事例をあげて希望を述べさせる。これに対し、フィリピン政府の基本的方針として、このマツノ川開発計画を実施することにおいて、現状がどのように変化するかについて組織活動分子から農民に説明する。また、そのマツノ川開発計画を早期に着工し、確実に実施するため農民はどのような仕事を受け持って協力するか、について論議するように仕向ける。 農民たちの間でこのような論議が活発に行われて、農民各自が自分の得意とする分野で協力するような方向へと導かれれば大成功であり、準備期間第1年目の業務は完全に終了し、第2年目、具体的活動に移行することになる。

表 リ ス ト

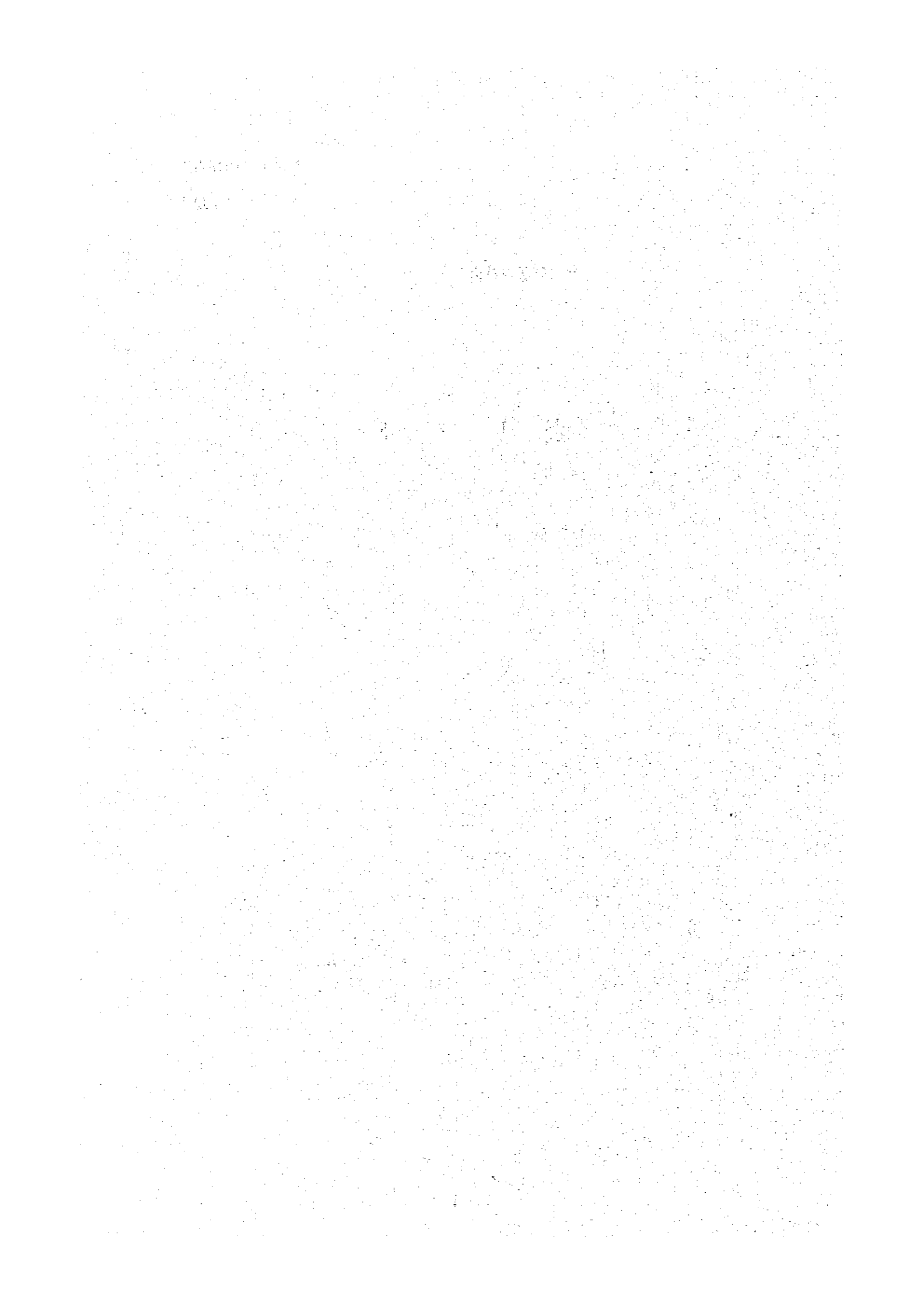


表-1 関係者リスト

(その1)

作業監理委員会

担当	氏名	所 属
団 長	好 光 雅	農林水産省、北陸農政局、 氷見農業水利事業所長
カンガイ	土 持 守	農林水産省、東海農政局、 建設部、防災課長
地域開発	辻 井 徳 一	農林水産省、東海農政局、 計画部事業計画課長
農 業	福 本 器	農林水産省、東海農政局、 計画部資源課課長補佐
洪水調節	葛 城 幸一郎	建設省、近畿地方建設局、 和歌山工事事務所長
経 済	武 田 薫	海外経済協力基金、 総務部資金課

技 術 顧 問

担当	氏名	所 属
発電水力	高 島 賢 二	海外経済協力基金、調査開発部 開発第二課
発電水力	大 滝 克 彦	通商産業省、資源エネルギー庁 原子力発電課
発電水力	佐々木 政 則	通商産業省、資源エネルギー庁 水力課

表-1 関係者リスト

(その2)

調 査 団 員

(農業開発計画)		(電力開発計画)	
担 当	氏 名	担 当	氏 名
団長・総括	木 村 隆 重	団長・総括	津 田 誠
ダム計画	山 口 昇	水力発電(土木)	菊 池 俊 一
土質・基礎	尾 関 規	同上(土木)	大 木 巖
構造計画	鈴 木 隆 文	水 文	中 尾 誠 一
地 質	小 村 寿 夫	地 質	西 岡 修 平
用土材料	江 口 耕 司	同上	鈴 木 勲
堤体設計・施工計画	村 岡 敏 明	物産探査	金 子 結
付帯構造物設計	三 輪 重 昭	同上	小 林 治 郎
水 文	平 瀬 裕 也	電 気	安 高 保 正
河川・洪水調節	佐々部 圭 二	同上	鈴 木 三 郎
カンガイ排水	伊知地 信 雄	土質材料	実 方 貞 夫
水路工	松 島 修 市	測 量	渡 辺 房 雄
測量・設計	小 沢 清 次	経 済	田 井 稔 三
農業・草地	坂 田 公 男	同上	岡 本 哲 郎
土壌・土地利用	石 川 尚	土木設計	立 石 健 一
社会・環境	明 田 重 俊	同上	橋 本 和 治
農業経済	二階堂 洋 充		

NIA PERSONNEL

表-1 関係者リスト

(その3)

1. COUNTERPARTS PERSONNEL

<u>ASSIGNMENT</u>	<u>NAME</u>	<u>POSITION</u>
Project Coordinator	Rogelio P. De La ROZA	Chief, Project Investiga- tion Div., Project Development Dept. (PDD)
Assistant Project Coördinator	Orlando D. PASUCUAL	Head, Hydrogeology Section, PDD
Surveys & Mapping	Faustino M. GALIT	Head, Surveys and Mapping Section, PDD
Drainage Engineer	Ererson M. COLOYA	Head, Drainage Section, PDD
Drainage Engineer	Calixto M. TIMONERA	Senior Hydrologist, PDD
Flood Control Engineer	Leovino C. ALVERO	Supervising Hydrologist, PDD
Geologist	Pablito C. SUPNET	Supervising Geologist, PDD
Geophysical Engineer	Orlando C. VILLALON	Senior Hydrologist, PDD
Hydro-Power Engineer	Alberto BALUYUT	Senior Mechanical Engineer, PDD
Irrigation Engineer	Arzando A. MAULAWIN	Planning Engr., Irrigation Works, PDD
Dam Engineer	Crispinó CARLOS	Senior Planning Engineer, PDD
Hydrologist	Milo M. LANDICHO	Senior Hydrologist, PDD
Structure Engineer	Rogelio BARVELO	Senior Planning Engineer, PDD
Soil Engineer	Bernardo O. VALENZUELA	Supervising Soil Technologist, PDD
Economist	Socorro T. RAQUEPO	Senior Economist, PDD
Agronomist	Rogelio T. AGUINALDO	Senior Agricultural Engineer, PDD
Engineering Geologist	Ricardo DIMACULANGAN	Geologist, PDD

表-1 関係者リスト

(その4)

2. NIA PERSONNEL CONTACTED DURING STUDY

<u>NAME</u>	<u>POSITION</u>
Cesar L. TECH	Acting Administrator
Jose B. del ROSARIO, Jr.	OIC, Office of the Assistant Administrator for Project Development & Implementation
Avelino S. RIVERA	OIC, Project Development Department
Felipe G. PERDIDO	Head, Hydrography Section
Romeo POTENCIANO	OIC, Water Resources Utilization Division
Epifanio C. GACUSAN	Chief, Land Resources Utilization & Economics Division
Conrado Q. TINGZON	Head, Land Classification Section
Dominador D. PASCUA	Head, Land Use Section
Primo B. VILLANUEVA	Head, Economics Section
Isidro R. DIGAL	Chief, Plan Formulation Division
Clemente T. ALANANO	Head, Dams and Reservoir Section
Edilberto B. PUNZAL	Head, Irrigation Works Section
Abelardo Y. ARMENTIA	Head, Feasibility Studies Section
Domingo FULO	Supervising Planning Engineer
Renato M. RESUMA	Senior Planning Engineer
Arsenio A. PAGADUAN	Project Coordinator, Magat Watershed Feasibility Studies
Edilberto PAYAWAL	Division Manager, Systems Management Department
Aristeo DANA0	Provincial Irrigation Engineer, Nueva Vizcaya

表-2 ルソン島内 NPC発電設備

EXISTING GENERATING PLANTS OF NPC
IN LUZON GRID (AS OF JANUARY 1983)

Name of Plant	Installed Capacity		Dependable Capacity (MW)	Energy Capability GWh	Year of Comm.	
	Unit x No.	Total (MW)				
<u>Hydro Plant:</u>						
1. Ambuklao	25 x 3	75	50.9	459	1956/57	
2. Binga	25 x 4	100	85.1	610	1959	
3. Angat	50x4 + 6x3	218	150.0	505	1968	
4. Pantabangan	50 x 2	100	87.3	224	1977	
5. Caliraya	8 x 4	32	32.1	192	1945/50	
6. Botocan	8x2 + 1x1	17	15.3	60	1928	
7. Barit	1.8 x 1	1.8	-	12	1957	
8. Cawayan	0.4 x 1	0.4	-	3	1959	
9. Masiway	12 x 1	12.0	10.8	48	1981	
10. Kalayaan	150 x 2	300	300	-	1982	
(Pumped Storage)						
Sub-Total		856.2	731.5	2,113		
<u>Thermal Plant (Oil fired):</u>						
1. Bataan	1	75 x 1	75	72	473	1972
	2	150 x 1	150	143	940	1977
2. Gardner	1	150 x 1	150	140	920	1968
	2	200 x 1	200	180	1,182	1970
3. Malaya	1	300 x 1	300	290	1,905	1978
	2	350 x 1	350	340	2,491	1979
4. Snyder	1	200 x 1	200	190	1,248	1971
	2	300 x 1	300	290	1,905	1972
5. Tegen	1	100 x 1	100	95	624	1965
	2	100 x 1	100	95	624	1965
6. Rockwell		60 x 3	180	150	985	1963
Sub-Total			2,105	1985	13,297	
<u>Geothermal Plant:</u>						
1. Tiwi	1 & 2	55 x 2	110	100	794	1979
	3 & 4	55 x 2	110	100	794	1980
	5 & 6	55 x 2	110	100	794	1982
2. Mak-Ban	1 & 2	55 x 2	110	100	794	1979
	3 & 4	55 x 2	110	100	794	1980
Sub-Total			550	500	3,970	
Total			3,511.2	3,216.5	19,380	

表-3 ルソン・グリッド尖頭負荷および消費電力量

HISTORICAL PEAK DEMAND AND ENERGY CONSUMPTION
IN LUZON GRID

Year	Max. Generated Output (MW)	Gross Generated Energy (A) (Gwh)	Load Factor (%)	Total Energy Sold (B) (Gwh)	$\frac{(A)-(B)}{(A)} \times 100$ (%)
1955	128	785	70.0	629	19.9
1960	287	1,884	74.9	1,596	15.3
1965	569	3,526	70.7	3,122	11.5
1970	1,111	6,155	63.2	5,486	10.9
1971	1,205	6,700	63.5	6,142	8.3
1972	1,331	7,266	62.3	6,588	9.3
1973	1,335	7,900	67.6	7,209	8.7
1974	1,379	8,260	68.4	7,275	11.9
1975	1,513	9,022	68.1	8,032	11.0
1976	1,659	9,652	66.4	8,586	11.0
1977	1,709	10,380	69.3	9,077	12.6
1978	1,780	11,222	72.0	9,688	13.7
1979	1,926	12,504	74.0	10,718	14.3
1980	2,070	13,115	72.3	11,052	15.7
1981	2,225	13,648	70.0	12,676	7.1
1982	2,364	14,365	69.4	13,081	8.9

AVERAGE ANNUAL GROWTH RATE %

1956 - 1960	17.5	19.1	20.5
1961 - 1965	14.7	13.4	14.4
1966 - 1970	14.3	11.8	11.9
1971 - 1975	6.4	7.9	7.9
1976 - 1980	6.5	7.8	6.6
1981 - 1982	6.9	4.7	8.8

GROSS ENERGY PRODUCTION BY
POWER PLANT IN 1982 (LUZON GRID)

Name of Plant	Installed Capacity MW	Gross Generated Energy (MWh)	Plant Factor %
<u>Hydro Plant</u>			
1. Ambuklao	75	312,591	47.6
2. Binga	100	430,230	44.6
3. Angat	218	494,079	25.9
4. Pantabangan	100	219,716	25.1
5. Caliraya	32	69,377	24.7
6. Botocan	17	47,502	31.9
7. Barit	1.8	11,502	73.0
8. Cawayan	0.4	1,513	43.2
9. Masiway	12.0	38,434	36.6
10. Kalayaan	300	228,628	8.7
Sub-Total	856.2	1,853,572	24.7
<u>Thermal Plant</u>			
1. Bataan	1 75	334,188	50.9
	2 150	1,013,373	70.7
2. Gardner	1 150	525,359	40.0
	2 200	634,736	36.2
3. Malaya	1 300	1,330,742	50.6
	2 350	1,414,019	46.1
4. Snyder	1 200	797,004	45.5
	2 300	1,219,891	46.4
5. Tegen	1 100	570,710	65.1
	2 100	649,190	74.1
6. Rockwell	1 125	6,005	0.5
	2 180	482,294	30.6
Sub-Total	2230	8,977,511	46.0
<u>Geothermal Plant</u>			
1. Tiwi	1 & 2 110	566,596	58.8
	3 & 4 110	708,565	73.3
	5 & 6 110	726,835	75.4
2. Mak-Ban			
	1 & 2 110	764,431	79.3
	3 & 4 110	769,506	79.9
Sub-Total	550	3,533,933	73.3
Total	3,336.2	14,136,394	48.4

表-5 ルソン・グリッド月別尖頭負荷および発電力量

MONTHLY PEAK DEMAND AND GROSS ENERGY
PRODUCTION IN LUZON GRID IN 1982

Month	Peak Demand MW	Hydro	Gross Energy Production (MWh)		Total
			Oil fired Thermal	Geothermal	
Jan.	2,140	163,614	629,688	265,505	1,058,807
Feb.	2,093	158,391	695,699	265,825	1,119,915
Mar.	2,178	136,568	657,781	269,849	1,064,198
Apr.	2,274	151,729	698,320	317,079	1,167,128
May	2,330	103,827	811,347	317,292	1,232,466
June	2,364	108,314	842,111	327,952	1,278,377
July	2,181	84,852	817,007	302,942	1,204,801
Aug.	2,241	168,110	777,616	314,810	1,260,536
Sept.	2,280	244,414	726,022	257,967	1,228,403
Oct.	2,330	170,005	810,279	282,152	1,262,436
Nov.	2,334	199,994	772,863	283,395	1,256,252
Dec.	2,296	163,754	738,778	329,165	1,231,697
Total	max. 2,364	1,853,572 (12.9%)	8,977,511 (62.5%)	3,533,933 (24.6%)	14,365,016 (100%)
Station Use Pumping Energy		11,505 216,003 ^{/1}	480,849	273,607	765,961 216,003
Net Energy		1,626,064 (87.73%)	8,496,662 (94.64%)	3,260,326 (93.26%)	13,383,052 (94.67%) ^{/2}

^{/1} - This pumping energy is used for Kalayaan Pumping Power Station

^{/2} - Percentages of net energy generation to gross energy is shown in parenthesis

表-6 ルソン・グリッド予測尖頭負荷

PROJECTED PEAK DEMAND
ENERGY IN LUZON GRID

Year	Max. Generated Output (MW)	Gross Generated Energy (A) (Gwh)	Load Factor %	Energy to be Sold (B) (Gwh)	$\frac{(A)-(B)}{(A)} \times 100$ %
1980	2,070	13,115	72.3	11,052	15.7
1981	2,225	13,647	70.0	12,676	7.1
1982	2,364	14,365	69.4	13,081	8.9
<u>Forecast</u>					
1983	2,565	16,140	71.8	14,606	9.5
1984	2,745	17,240	71.7	15,630	9.3
1985	2,940	18,420	71.5	16,725	9.2
1986	3,145	19,620	71.4	17,900	9.0
1987	3,365	21,030	71.3	19,145	9.0
1988	3,600	22,475	71.3	20,485	8.9
1989	3,850	24,020	71.2	21,920	8.7
1990	4,120	25,675	71.1	23,458	8.6

Forecasted average annual growth rate %

1981 - 85	7.3	7.0	8.6
1986 - 1990	7.0	6.9	7.0

表-7 ルソン・グリッド発電拡大計画

GENERATION EXPANSION PROGRAM
IN LUZON GRID

	Name of Plant	Installed Unit x No. (MW)	Cap Total (MW)	Dep Capacity (MW)	Max. Capacity (MW)	Energy Capability (TWh)
1982	Existing		3,509	3,216	2,400	19,474
1983	Magat 1-4 (H)	90x4				
	Rockwell (T)	-60x3				
		180	3,689	3,337	2,565	20,556
1984	Mak-Ban 5,6 (G)	55x2	3,799	3,437	2,745	21,378
1985	PNPP (N)	620x1				
	Coal Thermal (C)	300x1				
		920	4,719	4,107	2,940	25,448
1986	Tiwi 7, 8 (G)	55x2				
	Tongonan 4,5 (G)	55x2				
	Tongonan 6-11 (G)	55x6				
		550	5,269	4,657	3,145	31,101
1987		0	5,269	4,707	3,365	31,373
1988	Coal Thermal 2 (C)	300x1	5,569	5,027	3,600	33,579
1989		0				
	To Leyte Samar	-12				
		-12	5,557	5,056	3,850	33,546
1990	San Roque	390				
	To Leyte & Samar	-6				
		384	5,941	5,339	4,120	34,659

表-8 土地分級別計畫土地利用

PROPOSED LAND CLASSIFICATION

Land Class	Unit: ha		
	Lowland Area	Upland Area	Total
<u>Arable</u>	<u>12,780</u>	<u>1,280</u>	<u>14,060</u>
1R	9,510	-	9,510
2R	860	-	860
3R	-	30	30
Sub-total	10,370 ^{1/}	30	10,400
1R (2)	1,320	40	1,360
2R (2)	130	-	130
Sub-total	1,450 ^{1/}	40	1,490
2	740	-	740
3	120	110	230
Sub-total	860 ^{1/}	110	970
4 Or	100	500 ^{2/}	600
4 P	-	500 ^{3/}	500
4 F	-	100 ^{3/}	100
<u>Non-arable</u>	<u>6,520</u>	<u>20</u>	<u>6,540</u>
Class 6	4,110	-	4,110
M-land	1,440	20	1,460
Right of ways	970	-	970
<u>Total</u>	<u>19,300</u>	<u>1,300</u>	<u>20,600</u>

Note:

- ^{1/} Total 12,680ha included in the proposed Project area for lowland development
- ^{2/} 400ha is included in the proposed Project area for hill area development
- ^{3/} 600ha is included in the proposed Project area for hill area development

表-9 作物別計画土地利用

PROPOSED LAND USE

Land Use	Unit: ha		
	Lowland Area	Upland Area	Total
<u>Cultivated Land</u>			
Paddy			
(irrigated)	10,830 ^{1/}	30	10,860
(rainfed)	-	40	40
(upland dry farming)	-	110	110
Paddy - Corn	450 ^{1/}	-	450
Corn - Peanut	1,300 ^{1/}	-	1,000
Corn - Vegetable	400 ^{1/}	-	400
Orchard	100	500 ^{2/}	600
Pasture	-	500 ^{3/}	500
Tree-farming	-	100 ^{3/}	100
Sub-total	12,780	1,280	14,060
<u>Non-arable Land</u>			
Class 5	4,110		4,110
Residential area	1,340	20	1,460
Right of way	970		970
Sub-total	6,520	20	6,540
<u>Total</u>	<u>19,300</u>	<u>1,300</u>	<u>20,600</u>

Note:

- 1/ Total 12,580ha included in the proposed Project area for lowland development
- 2/ 400ha is included in the proposed Project area for hill area development
- 3/ 500ha is included in the proposed Project area for hill area development

表-10 第一段階開発の主要諸元

1. 計画地区全面積		20,600ha
2. 受益面積		13,680ha
3. 設計カンガイ水量		21.4m ³ /sec
4. カンガイシステム		
4-1 頭首工		
1) マガット頭首工	幅305m、高さ1.6m、固定部 228m 転倒ゲート 30m × 2門 ローラーゲート 13m × 1門	
導水路	底巾 7m、葎石積	250m
大分水工	(コロコルー山側水路分水)	1ヶ所
2) マナンタン頭首工	幅127m、高さ2.5m、固定部 118m ローラーゲート 5m × 1門	
3) ラノグダ頭首工	幅35m、高さ1.8m、全面ラバーダム	
4-2 カンガイ水路		
1) 幹線水路	(空石積21.1km、その他土水路)	90.35 km
2) 支線水路	(土水路)	193.4 km
3) 分水工 (パーシカル・フルーム)		2ヶ所
4) " (ダブル・オリフィス)		368ヶ所
5) " (越流分水工)		24ヶ所
6) チェック・ゲート		370ヶ所
7) 落差工 (シュート式)		67ヶ所
8) " (垂直式)		
9) 余水吐		17ヶ所
10) サイフォン		33ヶ所
11) 排水橋梁橋断		12ヶ所
12) 道路橋橋断		36ヶ所
13) 道路橋断暗渠		100ヶ所
14) 排水流入工		69ヶ所
5. 排水システム		
管線排水路	(新設 2.4 km、改修 10.0 km)	計 12.4 km
支線排水路	(新設 19.85km、改修 19.9 km)	計 39.75 km
6. 管理用道路		
幅員 6m	(砂利舗装幅員 4.5 m)	14.5 km
" 4m	(" 3.0 m)	273.68 km
" 3m	(" 2.3 m)	55.72 km
7. 末端開場施設		12,680 ha
8. 丘陵地開発		1,000 ha
農道	(幅員 5m、砂利舗装幅員 3.5m)	20 km
フェンス		18 km
水飲み場		2ヶ所
9. 河川堤防	(天埧幅 6.0m、蛇籠法面保護)	13.5 km

表-11 第一階段開發事業費

FINANCIAL CONSTRUCTION COST FOR STAGE I DEVELOPMENT
(Agriculture and Flood Protection)

(Unit: US\$ '000)

Description	Foreign Cost	Local Cost	Total
1. Civil Works	18,266.7	13,830.3	32,097.0
a) Diversion Dams	4,370.0	2,751.0	7,121.0
b) Irrigation system	7,491.1	5,599.9	13,091.0
c) Drainage System	2,195.6	1,933.2	4,128.8
d) Road	1,506.5	645.7	2,152.2
e) On-farm	431.6	1,310.1	1,741.7
f) Hill Area Development	129.3	79.7	209.0
g) Flood Protection	2,142.6	1,510.7	3,653.3
2. Land Acquisition		698.4	698.4
3. O & M Facilities	530.0	300.0	830.0
4. Administration and Engineering Cost	2,396.0	1,316.0	3,712.0
<u>Sub-total (1-4)</u>	21,192.7	16,144.7	37,337.4
5. Physical Contingency	2,119.2	1,614.5	3,733.7
6. Price Contingency	5,525.2	7,471.2	12,996.4
Grand Total	28,837.1	25,230.4	54,067.5

ANNUAL REQUIREMENT SCHEDULE OF INVESTMENT COST FOR STAGE I DEVELOPMENT
STAGE I DEVELOPMENT

(Unit: US\$ '000)

Description	1965		1966		1967		1968		1969		1970	
	Total	L.C.	Total	L.C.	Total	L.C.	Total	L.C.	Total	L.C.	Total	L.C.
1. Pre-Engineering	105.0	-	105.0	-	105.0	-	105.0	-	105.0	-	105.0	-
2. Civil Works												
a) Diversion Dam	7,121.0	4,370.0	2,751.0		2,320.0	1,387.7	940.3	2,974.1	1,750.3	1,243.8	787.0	445.0
b) Irrigation System	13,091.0	7,491.1	5,599.9		3,160.4	1,807.6	1,352.8	3,532.1	2,023.0	1,599.1	4,235.8	2,427.5
c) Drainage System	4,126.0	2,195.6	1,933.2		900.0	446.2	453.8	505.0	280.0	230.0	930.0	503.1
d) Road Network	2,152.2	1,506.5	645.7		452.0	316.4	135.6	581.1	406.7	174.4	796.3	557.4
e) On-farm Dev't	1,743.7	431.6	1,310.1		478.1	118.5	359.6	490.8	121.6	369.2	677.9	168.0
f) Hill Development	209.0	129.3	79.7		-	-	-	1,157.5	677.1	478.4	1,157.4	679.1
g) River Embankment	3,653.3	2,142.6	1,510.7		836.3	499.2	346.3	9,235.6	5,240.7	3,994.9	8,604.4	4,780.1
Subtotal	32,097.0	18,266.7	13,830.3		6,155.0	4,566.6	3,580.4	9,235.6	5,240.7	3,994.9	8,604.4	4,780.1
3. Land Acquisition	698.4	-	698.4		175.5	-	175.5	105.7	-	105.7	223.1	-
4. O/M Equipment	830.0	530.0	300.0		620.0	530.0	90.0	-	-	-	-	-
5. Administration and Engineering	3,237.0	2,326.0	1,211.0		604.7	324.0	280.7	572.5	270.0	302.5	493.5	216.0
6. Training	70.0	70.0	-		20.0	20.0	-	-	-	-	-	-
Total (1 - 6)	37,337.4	21,192.7	16,144.7		9,575.2	5,440.6	4,134.6	9,993.8	5,510.7	4,483.1	9,321.0	4,796.1
7. Provision Contingency	3,753.7	2,119.2	1,614.5		957.5	544.1	413.4	979.4	551.0	448.4	932.1	499.6
Total (1 - 7)	41,071.1	23,311.9	17,759.2		10,532.7	5,984.7	4,548.0	10,793.2	6,061.7	4,931.5	10,253.1	5,495.7
8. Price Contingency	12,996.4	5,525.2	7,471.2		657.8	315.8	312.0	3,579.3	1,460.3	2,041.0	4,198.6	1,691.6
Total	54,067.5	28,837.1	25,230.4		14,766.6	7,099.1	5,953.9	14,322.5	7,550.0	6,972.5	14,451.7	7,187.3
Total	6,048.5	3,061.1	2,987.4		-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6,048.5	3,061.1	2,987.4		-	-	-	-	-	-	-	-

表-13 第二段階開発の主要諸元
(その1)

上記計画に基づき地形・地質等を考慮して最善と考えられる各種構造物の適正な配置を行い予備設計を行ったが、その概要、工事諸元は下記の通りである。

(1) 貯水池	
集水面積	5.50 km^2
貯水池最高水位 (サーチャージ水位)	EL.524.7 m
常時満水位	EL.520.0 m
低水位	EL.480.0 m
堆砂位 (傾斜)	EL.450.0 m
利用水深	40 m
総貯水量	137 \times MCM
有効貯水量	97 \times MCM
洪水面積 (サーチャージ水位時)	3.7 km^2
洪水面積 (常時満水位時)	3.5 km^2
(2) ダム	
型式	中央送水壁型ロックフィル
堤頂標高	EL.526.0 m
堤高 (コア基礎上)	147 m
堤高 (河床上)	129 m
堤頂長	580 m
法面勾配 上流	1 : 3.3
下流	1 : 2.1
堤体積 (副ダム含む)	10,000,000 m^3
(3) 洪水吐	
型式	ゲート4門、開水路含むシュート方式 水平水タクキ減勢工
設計対象流量 (200年確率洪水の1.2倍)	7,600 m^3/sec
ゲート規格	テンクーゲート12 m (B) \times 16 (H) 4門
洪水吐巾	12.0 m \times 4 = 48 m
越流頂部標高	EL.504.0 m
開水路部の長さ	99 m
シュート部の長さ	152 m
水平水タクキ部の長さ	123 m
(4) 仮排水路トンネル	
設計対象流量 (20年確率洪水)	3,200 m^3/sec
トンネル本数	2本
内径	13 m
延長	930 m / 980 m
取入れゲート	固定ローラー型
(5) 常用放流設備 (No2 仮排水路トンネル使用後改造して利用)	
ジェット・フローゲート	ϕ 1,700 m/m 、2門

表-13 第二段階開発の主要諸元
(その2)

(6) 発電取水設備	
取水口	EL.461.0m
敷高	固定ローラー型
ゲート	
導水路トンネル	円形、圧力式
型式	5.650m
延長	6.4 m
内径	110.0 m ³ /sec
最大流量	
サージタンク	単動型上部水室つき
型式	11.2m
内径	
水圧鉄管路	900 m
延長	5.5 m - 4.7 m、2.8 m (分岐後)
内径	
(7) 発電所および開閉所	
発電所型式	半地下式
放水路型式	開水路型
開閉所型式および敷高	屋外型、EL.306.0m
天井走行クレーン	260ton×2台
(8) 発電機器	
水車	立軸、フランス型
型式	EL.296.0m
ケーシング中心標高	204.5 m
常時満水時有効落差	110.0 m ³ /sec
定格流量	90,000kWh×2台
設備容量	277rpm
定格速度	527.8GNh
平均年発電電力量	EL.300.0m
放水位(最大流量時)	
発電機	立軸、傘型
型式	100,000kVA×2台
容量	13,800V
電圧	60Hz
周波数	0.90
力率	
主変圧器	油入、空冷、屋外型
型式	13.3kV/230kV
電圧	100,000kVA×2台
容量	
(9) 送電線および変電所	
送電線(マツノ～ソラノ)	2 km
延長	230kV
電圧	ACSR 795NCH
電線	
変電所	230kV、100,000kVA×2台
マツノ	230kV ダブルバス
ソラノ	

表-14 第二段階開発事業費

FINANCIAL CONSTRUCTION COST FOR STAGE II DEVELOPMENT

(As of May, 1983)

Works	Foreign Currency (10 ³ US\$)	Local Currency (10 ³ US\$)	Total (10 ³ US\$)
(1) Land Acquisition & Other Compensations	0	2,000	2,000
(2) Preparatory Works	8,400	3,600	12,000
(3) Diversion Tunnel	7,455	9,765	17,220
(4) Rockfill Dam	59,000	24,000	83,000
(5) Scillway	8,710	3,390	12,100
(6) Spillway Gates	4,648	1,992	6,640
(7) Intake Structure	1,357	543	1,900
(8) Pressure Tunnel	8,264	10,736	19,000
(9) Surge Tank	953	847	1,800
(10) Penstock Tunnel	2,016	1,984	4,000
(11) Penstock	8,112	2,088	10,200
(12) Pover House	5,382	1,918	7,300
(13) Tailrace	7,882	2,818	10,700
(14) Outlet for Irrigation Water	1,028	432	1,460
(15) Permanent Buildings	240	360	600
(16) Flood Forecasting System	560	140	700
(17) Outdoor Switchyard (Civil)	73	27	100
(18) Generating Equipment	22,720	5,680	28,400
(19) Transmission Line	140	78	218
(20) Substation Equipment	1,230	297	1,527
(21) Miscellaneous Works	2,298	837	3,135
Total for Net Direct Const. Cost	150,468	73,532	224,000
(22) Physical Contingencies	15,047	7,353	22,400
(23) Engineering & Administration	16,700	9,400	26,100
Total for Economic Evaluation	182,215	90,285	272,500
(24) Price Escalation	30,000	21,500	51,500
(25) Interest During Construction	17,000	29,000	46,000
Grand Total for Financial Eval.	229,215	140,785	370,000

ANNUAL DISBURSEMENT SCHEDULE
FOR STAGE II DEVELOPMENT

(Unit: 10⁶ US\$)

Fiscal Year	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	5th Year	Total
1. Direct Construction Cost Incl. Physical Contingencies & Eng. & Administration						
1-A. Foreign Currency	18.4	25.0	37.2	36.0	64.9	181.5
1-B. Local Currency	19.2	12.9	15.9	17.7	25.3	91.0
Sub-total (Economic Cost)	37.6	37.9	53.1	53.7	90.2	272.5
2. Price Escalation						
2-A. Foreign Currency	0.4	1.9	4.8	6.7	15.8	29.6
2-B. Local Currency	0.8	1.6	3.4	5.5	10.6	21.9
Sub-total	1.2	3.5	8.2	12.2	26.4	51.5
3. Interest During Construction Period						
3-A. Foreign Currency	0.4	1.4	2.8	4.8	7.8	17.2
3-B. Local Currency	1.3	3.2	5.3	7.7	11.3	28.8
Sub-total	1.7	4.6	8.1	12.5	19.1	46.0
4. Grand Total						
4-A. Foreign Currency	19.2	28.3	44.8	47.5	88.5	228.3
4-B. Local Currency	21.3	17.7	24.6	30.9	47.2	141.7
Total (Financial Cost)	40.5	46.0	69.4	78.4	135.7	370.0

表-16 ルソン・グリッド電気料金

POWER TARIFF RATE IN LUZON GRID (NPC)

Effective July 26, 1982

<u>UTILITIES</u>	<u>Unit: Peso</u>
Demand Charge	Per Month
First 500kw of billing demand	12.00/kW
Next 19,500kw of billing demand	16.00/kW
Over 20,000kw of billing demand	22.00/kW
<u>Energy Charge</u>	
First 200kWh per kw of billing demand	0.4057/kWh
Next 200kWh per kw of billing demand	0.4257/kWh
Over 400kWh per kw of billing demand	0.4477/kWh
 <u>INDUSTRIES AND NON-UTILITIES</u>	
Demand Charge	Per Month
First 1,000kw of billing demand	18.00/kW
Next 9,000kw of billing demand	19.00/kW
Over 10,000kw of billing demand	20.10/kW
<u>Energy Charge</u>	
First 200kWh per kw of billing demand	0.4807/kWh
Next 250kWh per kw of billing demand	0.4457/kWh
Over 450kWh per kw of billing demand	0.4157/kWh

表-17 第一段階開発経済費用の流れ

ECONOMIC COST AND BENEFIT STREAM (STAGE I)

unit: US \$'000

Year	Year in Order	Cost	O & M	Replacem't Cost	Total	Benefit
1983	1					
1984	2					
1985	3	1,188	-	-	1,188	-
1986	4	3,340	-	-	3,340	-
1987	5	9,029	-	-	9,029	-
1988	6	9,424	240	-	9,664	658
1989	7	8,746	240	-	8,986	1,992
1990	8	3,471	240	-	3,711	4,473
1991	9	-	240	-	240	7,517
1992	10	-	240	-	240	8,685
1993	11	-	240	-	240	9,042
1994	12	-	240	-	240	9,042
1995	13	-	240	-	240	9,042
1996	14	-	240	-	240	9,042
1997	15	-	240	-	240	9,042
1998	16	-	240	-	240	9,042
1999	17	-	240	-	240	9,042
2000	18	-	240	530	770	9,042
2001	19	-	240	-	240	9,042
2002	20	-	240	-	240	9,042
2003	21	-	240	-	240	9,042
2004	22	-	240	-	240	9,042
2005	23	-	240	-	240	9,042
2006	24	-	240	-	240	9,042
2007	25	-	240	-	240	9,042
2008	26	-	240	-	240	9,042
2009	27	-	240	-	240	9,042
2010	28	-	240	530	770	9,042
.	33	.	240	2,000	2,240	9,042
.	38	.	240	530	770	9,042
.	48	.	240	530	770	9,042
2040	58	-	240	-	240	9,042

表-18 第一段階逐次開発経済費用、便益の流れ

PHASEWISE ECONOMIC COST AND BENEFIT STREAM

Unit: US\$ '000

Year	Year in Order	1st Phase		2nd Phase		3rd Phase		Overall	
		Cost	Benefit	Cost	Benefit	Cost	Benefit	Cost	Benefit
1983	1	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	2	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	3	1,906	-	-	-	-	-	1,906	-
1986	4	5,222	-	-	-	-	-	5,222	-
1987	5	6,795	-	-	-	-	-	6,795	-
1988	6	5,419	3,127	992	-	-	-	6,411	3,127
1989	7	160	3,608	3,560	-	-	-	3,720	3,608
1990	8	160	4,329	4,071	-	-	-	4,231	4,329
1991	9	160	4,810	1,541	-	2,174	-	3,875	4,810
1992	10	160	4,810	25	1,094	3,519	-	3,704	5,904
1993	11	160	4,810	25	1,367	3,101	-	3,286	6,177
1994	12	160	4,810	25	1,823	55	727	240	7,360
1995	13	160	4,810	25	1,823	55	1,084	240	7,717
1996	14	160	4,810	25	1,823	55	1,686	240	8,319
1997	15	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
1998	16	530	4,810	25	1,823	55	2,409	610	9,042
1999	17	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2000	18	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2001	19	160	4,810	55	1,823	55	2,409	270	9,042
2002	20	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2003	21	1,110	4,810	25	1,823	185	2,409	1,320	9,042
2004	22	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2005	23	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2006	24	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2007	25	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2008	26	530	4,810	25	1,823	55	2,409	610	9,042
2009	27	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2010	28	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2011	29	160	4,810	55	1,823	55	2,409	270	9,042
2012	30	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2013	31	160	4,810	25	1,823	185	2,409	370	9,042
2014	32	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2015	33	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2016	34	160	4,810	925	1,823	55	2,409	1,140	9,042
2017	35	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2018	36	1,480	4,810	25	1,823	505	2,409	2,010	9,042
2019	37	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2020	38	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2021	39	160	4,810	55	1,823	55	2,409	270	9,042
2022	40	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2023	41	160	4,810	25	1,823	185	2,409	370	9,042
2024	42	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2025	43	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2026	44	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2027	45	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2028	46	530	4,810	25	1,823	55	2,409	610	9,042
2029	47	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2030	48	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2031	49	160	4,810	55	1,823	55	2,409	270	9,042
2032	50	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2033	51	1,110	4,810	25	1,823	185	2,409	1,320	9,042
2034	52	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2035	53	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2036	54	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2037	55	160	4,810	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2038	56	160	5,210	25	1,823	55	2,409	240	9,042
2039	57	-	-	25	1,823	55	2,409	80	9,042
2040	58	-	-	25	1,823	55	2,409	80	9,042
2041	59	-	-	25	1,450	55	2,409	80	9,042
2042	60	-	-	-	-	55	2,409	55	9,042
2043	61	-	-	-	-	55	2,382	55	9,042

表-19 第一段階開充償還計画

FINANCIAL CASH FLOW STATEMENT (STAGE 1)

(unit: US\$ '000)

Year	Year in Order	Loan Disbursement	Accumulated Loan	O & M Cost	Cash Outflow			Cash Inflow			Balance Repaymt (B)-(A)
					Repaymt of Loan Interest	Repaymt of Loan Capital	Total Outflow (A)	Project Proceed	Government Subsidy	Total Inflow (B)	
1985	1	1,207.20	1,207.20	-	42.25	-	42.25	-	42.25	42.25	0
1986	2	2,132.40	3,339.60	-	137.89	-	137.89	-	137.89	137.89	0
1987	3	7,092.10	11,038.70	-	386.35	-	386.35	-	386.35	386.35	0
1988	4	7,550.00	18,588.70	290.00	650.60	-	940.60	290.00	650.60	930.60	0
1989	5	7,187.30	25,776.00	290.00	902.16	-	1,192.16	290.00	902.16	1,192.16	0
1990	6	3,667.10	28,837.10	290.00	1,009.30	-	1,299.30	290.00	1,009.30	1,299.30	0
1991	7	-	28,837.10	290.00	1,009.30	-	1,299.30	290.00	1,009.30	1,299.30	0
1992	8	-	28,837.10	290.00	1,009.30	-	1,299.30	290.00	1,009.30	1,299.30	0
1993	9	-	28,837.10	290.00	1,009.30	-	1,299.30	290.00	1,009.30	1,299.30	0
1994	10	-	28,837.10	290.00	1,009.30	-	1,299.30	290.00	1,009.30	1,299.30	0
1995	11	-	28,278.53	290.00	1,009.30	558.57	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
1996	12	-	27,700.41	290.00	959.75	578.12	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
1997	13	-	27,102.05	290.00	953.51	593.35	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
1998	14	-	26,482.75	290.00	948.57	619.30	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
1999	15	-	25,841.78	290.00	926.90	630.97	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2000	16	-	25,178.37	290.00	904.45	663.41	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2001	17	-	24,491.74	290.00	881.24	686.63	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2002	18	-	23,784.68	290.00	857.21	710.66	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2003	19	-	23,055.55	290.00	832.34	735.53	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2004	20	-	22,284.27	290.00	806.59	761.28	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2005	21	-	21,456.35	290.00	779.95	787.92	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2006	22	-	20,680.85	290.00	752.37	815.50	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2007	23	-	19,836.81	290.00	723.83	844.04	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2008	24	-	18,953.23	290.00	694.29	873.58	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2009	25	-	18,059.07	290.00	663.71	904.16	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2010	26	-	17,123.27	290.00	632.07	935.80	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2011	27	-	16,154.71	290.00	599.31	968.56	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2012	28	-	15,152.25	290.00	565.41	1,002.45	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2013	29	-	14,114.74	290.00	530.33	1,037.54	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2014	30	-	13,040.55	290.00	494.01	1,073.86	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2015	31	-	11,929.41	290.00	456.43	1,111.44	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2016	32	-	10,779.07	290.00	417.53	1,150.34	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2017	33	-	9,588.47	290.00	377.27	1,190.60	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2018	34	-	8,355.20	290.00	335.60	1,232.27	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2019	35	-	7,080.80	290.00	292.47	1,275.40	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2020	36	-	5,760.76	290.00	247.83	1,320.04	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2021	37	-	4,391.52	290.00	201.63	1,366.24	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2022	38	-	2,950.45	290.00	153.81	1,414.06	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2023	39	-	1,516.91	290.00	104.32	1,463.55	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0
2024	40	-	0	290.00	53.09	1,516.91	1,857.87	290.00	1,567.87	1,857.87	0

表-20 第二段階開發償還計畫

Table 20 CASH FLOW STATEMENT Foreign Currency
 STAGE II DEVELOPMENT (+)
 Local Currency

(Unit: 10⁶ US\$)

Year in Order	Source of Funds			Use of Funds				Net Income	Acc. Income	Acc. Loan
	Loan	Net Revenue	Total	Construc- tion	Inter- est	Loan Repayment	Total			
1	33.8	0.0	33.8	33.8	1.7	0.0	40.5	-1.7	-1.7	33.8
2	41.3	0.0	41.3	41.3	4.7	0.0	46.0	-4.7	-6.4	80.1
3	61.3	0.0	61.3	61.3	8.1	0.0	69.4	-8.1	-14.5	141.4
4	65.9	0.0	65.9	65.9	12.5	0.0	78.4	-12.5	-27.0	207.3
5	116.7	0.0	116.7	116.7	19.0	0.0	135.7	-19.0	-46.0	324.0
6	0.0	26.5	26.5	0.0	23.7	0.0	23.7	2.9	-43.1	324.0
7	0.0	26.5	26.5	0.0	23.7	2.2	25.8	0.7	-42.4	321.8
8	0.0	26.5	26.5	0.0	23.5	4.4	28.0	-1.4	-43.8	317.4
9	0.0	26.5	26.5	0.0	23.2	7.9	31.0	-4.5	-48.3	309.5
10	0.0	26.5	26.5	0.0	22.6	11.5	34.1	-7.6	-55.9	293.0
11	0.0	26.5	26.5	0.0	21.7	18.0	39.7	-13.2	-69.1	280.0
12	0.0	26.5	26.5	0.0	20.4	18.0	38.4	-11.9	-80.9	262.0
13	0.0	26.5	26.5	0.0	19.1	18.0	37.1	-10.6	-91.5	244.0
14	0.0	26.5	26.5	0.0	17.8	18.0	35.8	-9.2	-100.7	226.0
15	0.0	26.5	26.5	0.0	16.5	18.0	34.5	-7.9	-108.6	208.0
16	0.0	26.5	26.5	0.0	15.1	18.0	33.1	-6.6	-115.2	190.0
17	0.0	26.5	26.5	0.0	13.8	18.0	31.8	-5.3	-120.5	172.0
18	0.0	26.5	26.5	0.0	12.5	18.0	30.5	-4.0	-124.5	154.0
19	0.0	26.5	26.5	0.0	11.2	18.0	29.2	-2.7	-127.2	136.0
20	0.0	26.5	26.5	0.0	9.9	18.0	27.9	-1.3	-128.5	118.0
21	0.0	26.5	26.5	0.0	8.6	18.0	26.6	0.0	-128.5	100.0
22	0.0	26.5	26.5	0.0	7.3	18.0	25.3	1.3	-127.2	82.0
23	0.0	26.5	26.5	0.0	5.9	18.0	23.9	2.6	-124.6	64.0
24	0.0	26.5	26.5	0.0	4.6	18.0	22.6	3.9	-120.7	46.0
25	0.0	26.5	26.5	0.0	3.3	15.8	19.1	7.4	-113.3	30.2
26	0.0	26.5	26.5	0.0	2.2	13.5	15.7	10.8	-102.5	16.6
27	0.0	26.5	26.5	0.0	1.2	10.1	11.3	15.2	-87.3	6.5
28	0.0	26.5	26.5	0.0	0.5	6.5	6.9	19.6	-67.7	0.0
29	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	-41.1	0.0
30	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	-14.6	0.0
31	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	12.0	0.0
32	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	38.5	0.0
33	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	65.0	0.0
34	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	91.6	0.0
35	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	118.1	0.0
36	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	144.7	0.0
37	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	171.2	0.0
38	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	197.7	0.0
39	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	224.3	0.0
40	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	250.8	0.0
41	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	277.4	0.0
42	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	303.9	0.0
43	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	330.5	0.0
44	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	357.0	0.0
45	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	383.5	0.0
46	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	410.1	0.0
47	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	436.6	0.0
48	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	463.2	0.0
49	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	489.7	0.0
50	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	516.3	0.0
51	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	542.8	0.0
52	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	569.3	0.0
53	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	595.9	0.0
54	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	622.4	0.0
55	0.0	26.5	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5	649.0	0.0

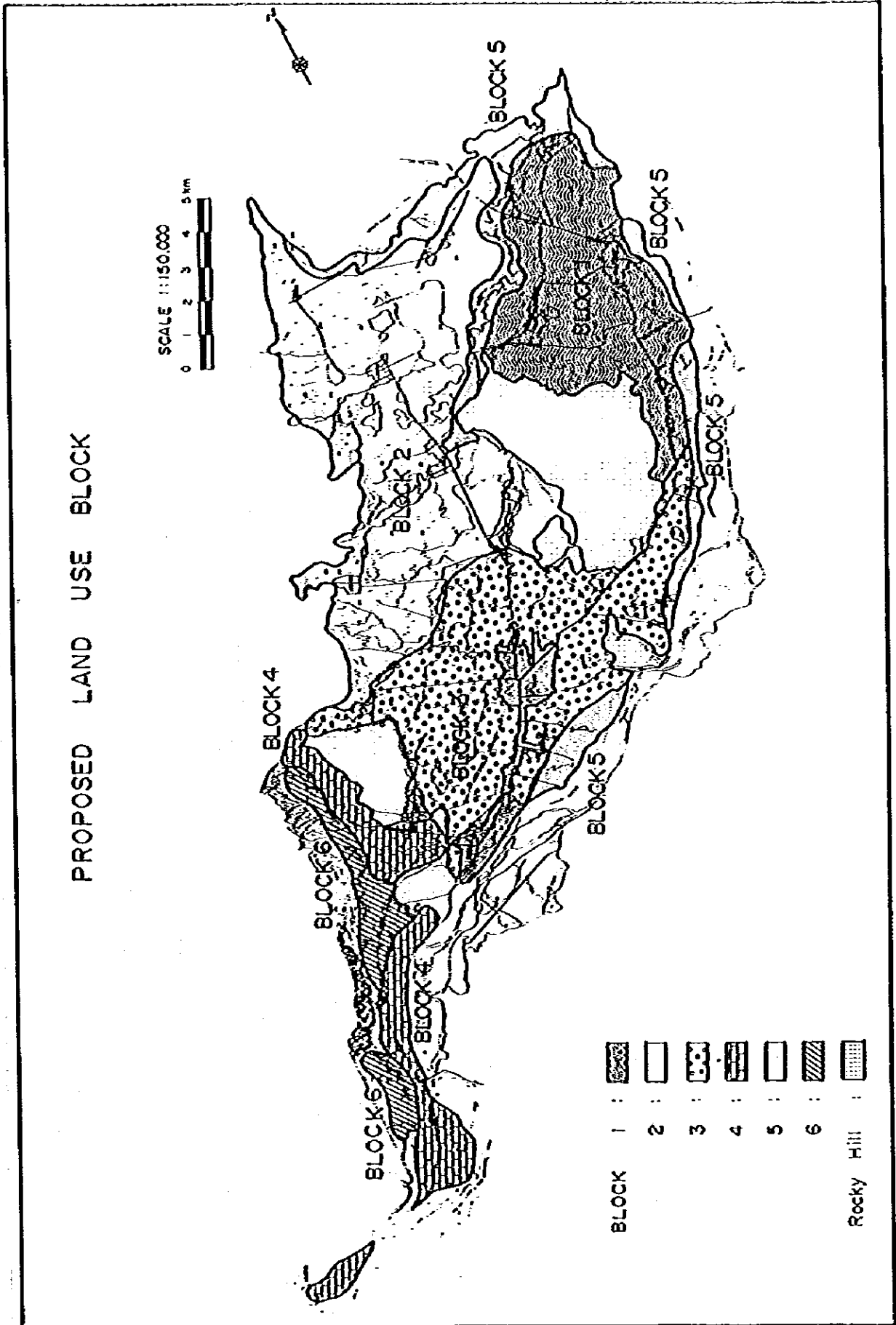
表-21 第二段階開充償還計画

Table 21 CASH-FLOW STATEMENT (Foreign Currency)
STAGE II DEVELOPMENT

(Unit: 10⁶ US\$)

Year in Order	Source of Funds			Use of Funds				Net Income	Acc. Income	Acc. Loan
	Loan	Net Revenue	Total	Construc- tion	Inter- est	Loan Repayment	Total			
1	18.9	0.0	18.9	18.9	0.3	0.0	19.2	-0.3	-0.3	18.9
2	26.9	0.0	26.9	26.9	1.4	0.0	28.3	-1.4	-1.7	45.8
3	42.0	0.0	42.0	42.0	2.8	0.0	44.8	-2.8	-4.5	87.8
4	42.7	0.0	42.7	42.7	4.8	0.0	47.5	-4.8	-9.3	130.5
5	80.9	0.0	80.9	80.9	7.6	0.0	88.5	-7.6	-16.9	211.4
6	0.0	17.3	17.3	0.0	10.2	0.0	10.2	7.1	-9.8	211.4
7	0.0	17.3	17.3	0.0	10.2	1.0	11.2	6.1	-3.7	210.3
8	0.0	17.3	17.3	0.0	10.1	2.5	12.7	4.6	0.9	207.8
9	0.0	17.3	17.3	0.0	10.0	4.9	14.9	2.4	3.3	202.9
10	0.0	17.3	17.3	0.0	9.8	7.2	17.0	0.3	3.6	195.7
11	0.0	17.3	17.3	0.0	9.4	11.7	21.2	-3.9	-0.3	183.9
12	0.0	17.3	17.3	0.0	8.9	11.7	20.6	-3.3	-3.6	172.2
13	0.0	17.3	17.3	0.0	8.3	11.7	20.1	-2.8	-6.4	160.4
14	0.0	17.3	17.3	0.0	7.7	11.7	19.5	-2.2	-8.5	148.7
15	0.0	17.3	17.3	0.0	7.2	11.7	18.9	-1.6	-10.2	137.0
16	0.0	17.3	17.3	0.0	6.6	11.7	18.4	-1.1	-11.2	125.2
17	0.0	17.3	17.3	0.0	6.1	11.7	17.8	-0.5	-11.7	113.5
18	0.0	17.3	17.3	0.0	5.5	11.7	17.2	0.1	-11.7	101.7
19	0.0	17.3	17.3	0.0	4.9	11.7	16.7	0.6	-11.0	90.0
20	0.0	17.3	17.3	0.0	4.4	11.7	16.1	1.2	-9.8	78.2
21	0.0	17.3	17.3	0.0	3.8	11.7	15.5	1.8	-8.1	66.5
22	0.0	17.3	17.3	0.0	3.2	11.7	15.0	2.3	-5.7	54.7
23	0.0	17.3	17.3	0.0	2.7	11.7	14.4	2.9	-2.9	43.0
24	0.0	17.3	17.3	0.0	2.1	11.7	13.8	3.5	0.6	31.3
25	0.0	17.3	17.3	0.0	1.5	10.7	12.2	5.1	5.7	20.6
26	0.0	17.3	17.3	0.0	1.0	9.2	10.2	7.1	12.8	11.4
27	0.0	17.3	17.3	0.0	0.6	6.9	7.4	9.9	22.6	4.5
28	0.0	17.3	17.3	0.0	0.2	4.5	4.7	12.6	35.2	0.0
29	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	52.5	0.0
30	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	69.8	0.0
31	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	87.1	0.0
32	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	104.4	0.0
33	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	121.7	0.0
34	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	139.0	0.0
35	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	156.3	0.0
36	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	173.6	0.0
37	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	190.9	0.0
38	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	208.2	0.0
39	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	225.5	0.0
40	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	242.8	0.0
41	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	260.1	0.0
42	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	277.4	0.0
43	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	294.7	0.0
44	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	312.0	0.0
45	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	329.3	0.0
46	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	346.6	0.0
47	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	363.9	0.0
48	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	381.2	0.0
49	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	398.5	0.0
50	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	415.8	0.0
51	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	433.1	0.0
52	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	450.4	0.0
53	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	467.7	0.0
54	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	485.0	0.0
55	0.0	17.3	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	17.3	502.3	0.0

図 リ ス ト



PRESENT CROPPING PATTERN

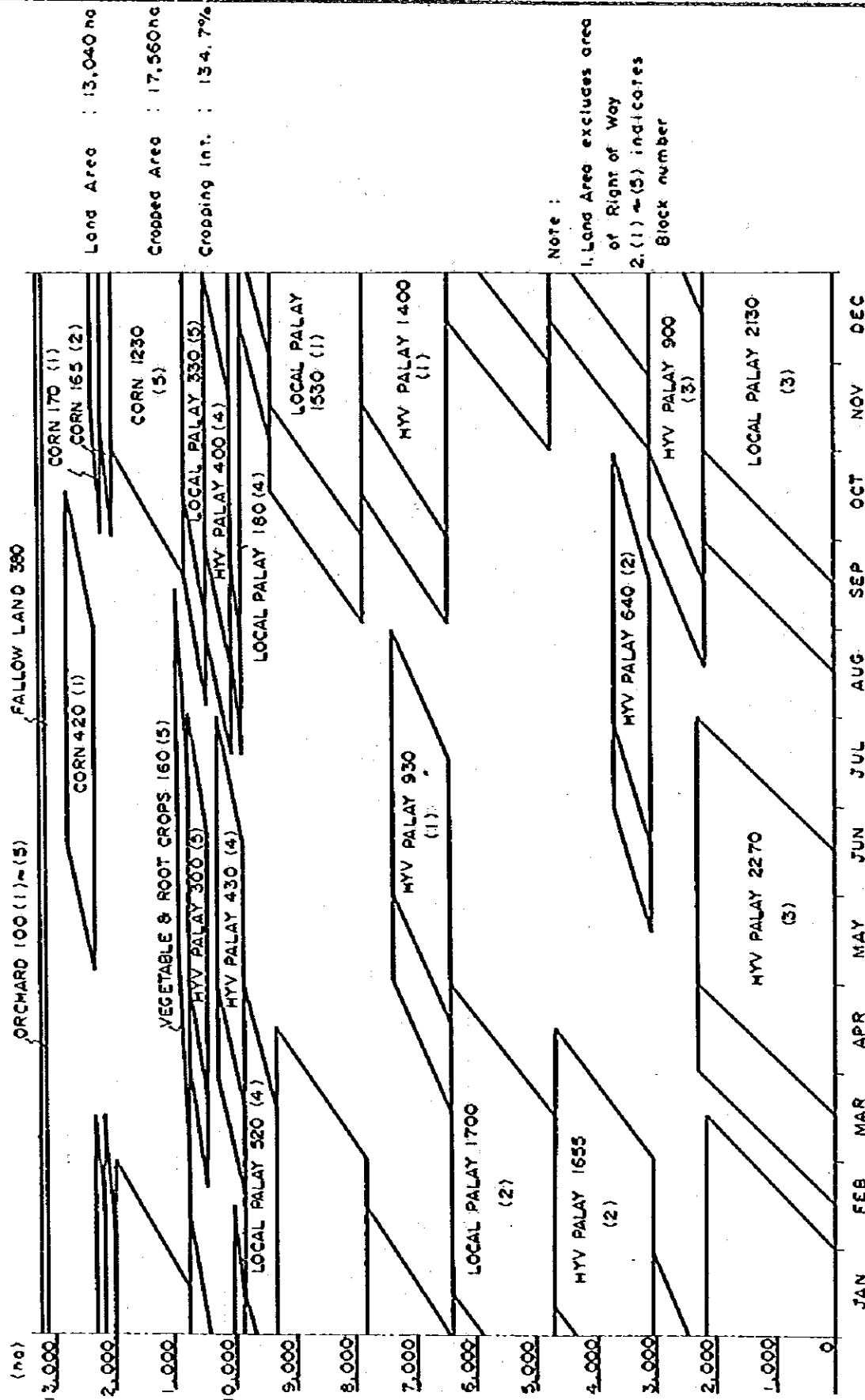
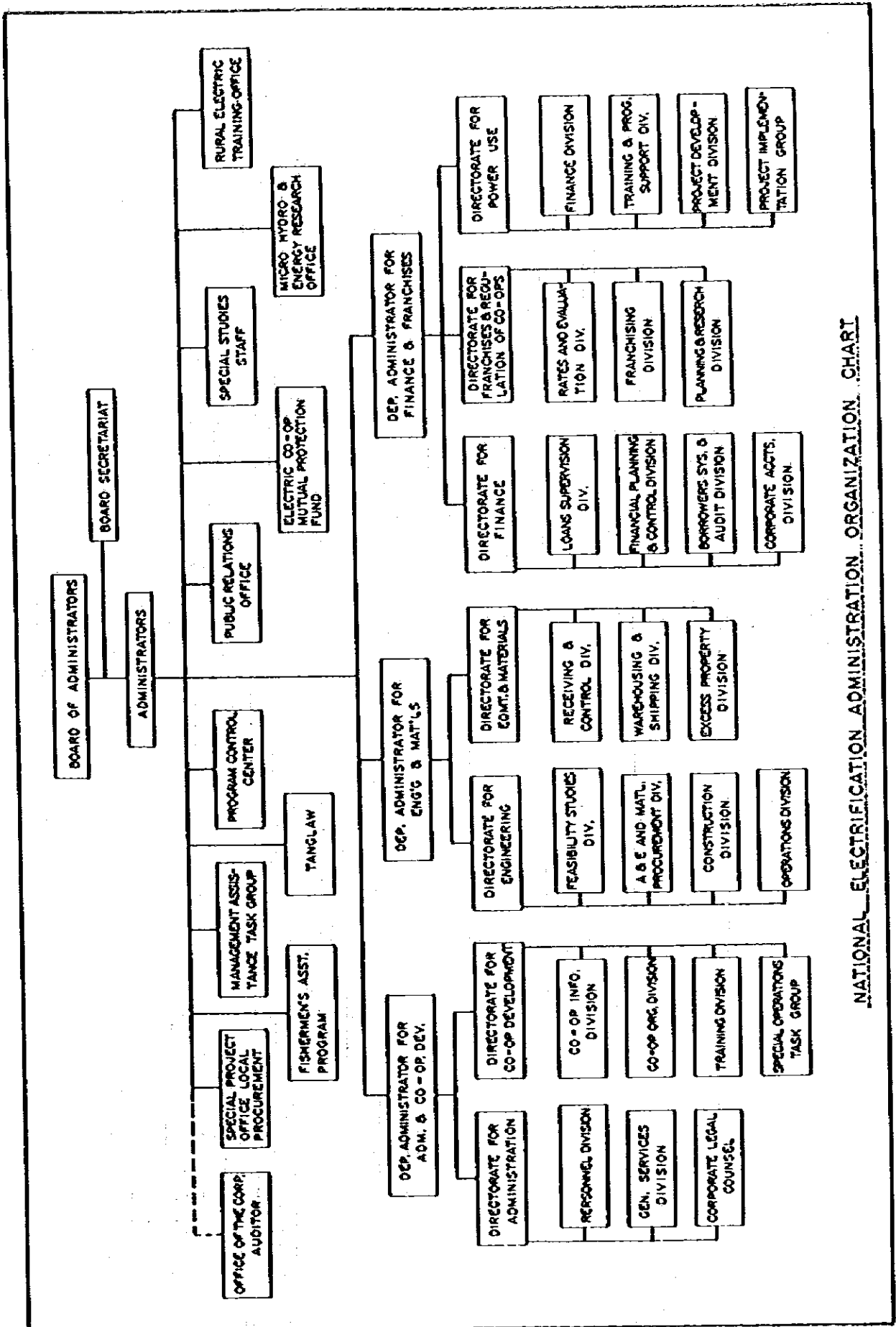
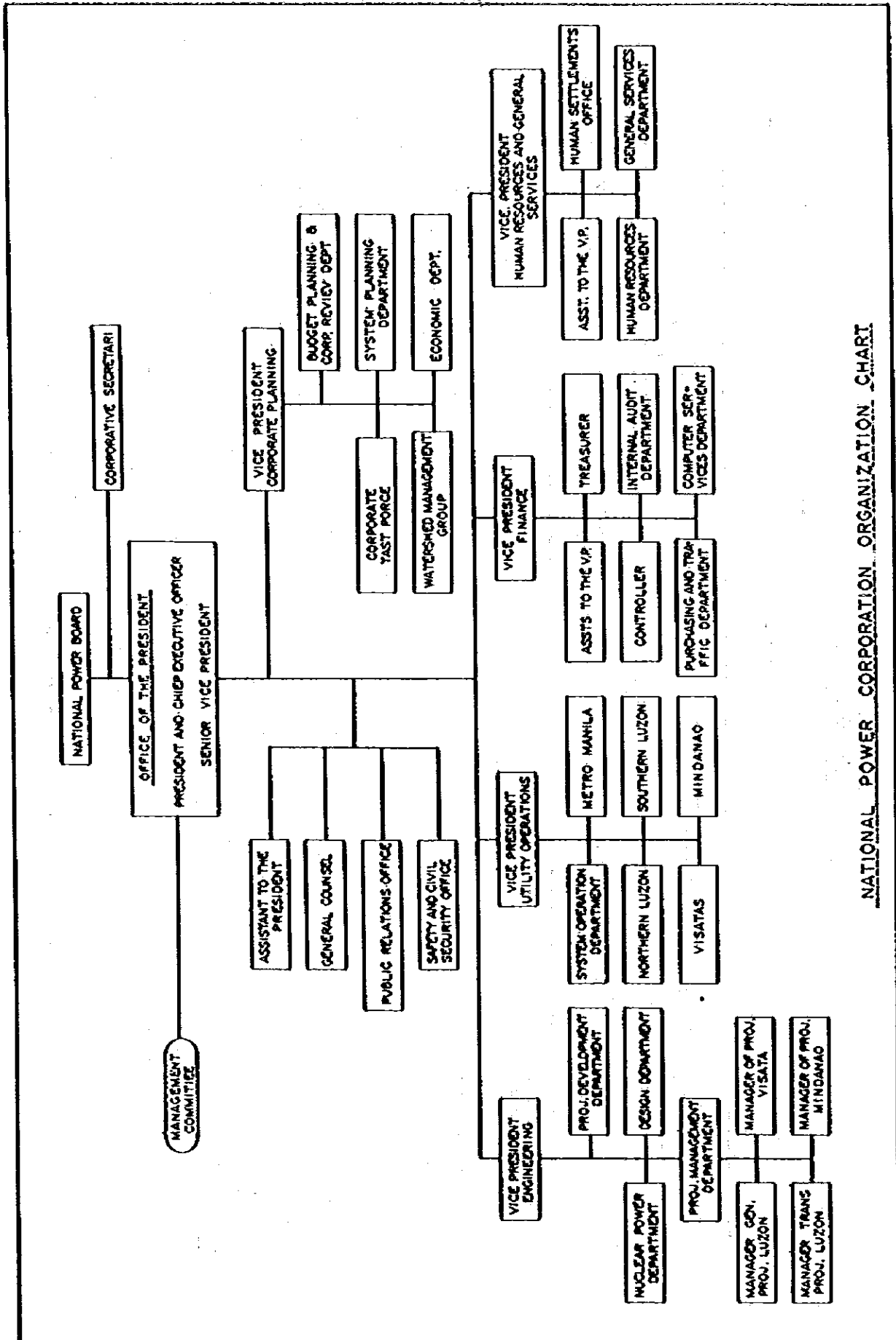


图-3 国家电化厅 (NEA) 组织图



NATIONAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION ORGANIZATION CHART

圖-4 國家電力公團 (NPC) 組織圖



NATIONAL POWER CORPORATION ORGANIZATION CHART

図-5 ルソン島内NPC発電設備位置

ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM IN LUZON

LEGEND

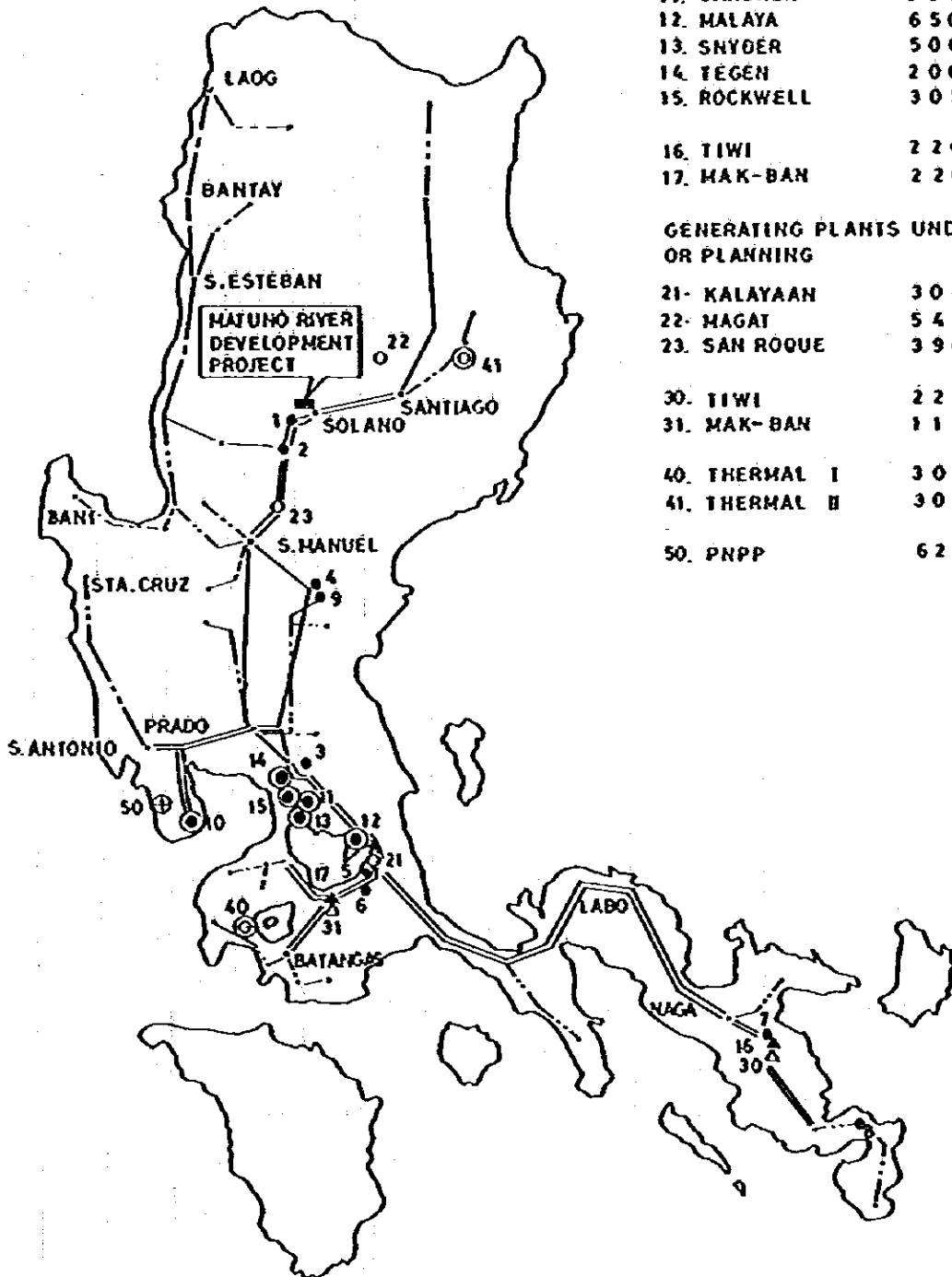
- HYDRO (EXISTING)
 - (FUTURE)
 - ⊙ OIL-FIRED (EXISTING)
 - ⊙ COAL-FIRED (FUTURE)
 - ▲ GEOTHERMAL (EXISTING)
 - △ (FUTURE)
 - ⊕ NUCLEAR (FUTURE)
 - SUBSTATION
- : 230kV LINE
 - - - - : 135kV LINE
 ····· : 69kV LINE

EXISTING GENERATING PLANTS

1. AMBUKLAO	7.5 MW	HYDRO
2. BINGA	100 MW	"
3. ANGAT	218 MW	"
4. PANTABANGAN	100 MW	"
5. CALIRAYA	32 MW	"
6. BOTOCAN	17 MW	"
7. BARIT	1.8 MW	"
8. CAWAYAN	0.4 MW	"
9. MASIWAY	12 MW	"
10. BATAAN	225 MW	OIL-FIRED
11. GARDNER	350 MW	"
12. MALAYA	650 MW	"
13. SNYDER	500 MW	"
14. TEGEN	200 MW	"
15. ROCKWELL	305 MW	"
16. TIWI	220 MW	GEO.
17. MAK-BAN	220 MW	"

GENERATING PLANTS UNDER CONSTRUCTION OR PLANNING

21. KALAYAAN	300 MW	HYDRO
22. MAGAT	540 MW	"
23. SAN ROQUE	390 MW	"
30. TIWI	220 MW	GEO.
31. MAK-BAN	110 MW	"
40. THERMAL I	300 MW	COAL-FIRED
41. THERMAL II	300 MW	"
50. PNPP	620 MW	NUCLEAR



GROSS ENERGY GENERATION ON 1982
BY CATEGORY WISE
LUZON GRID

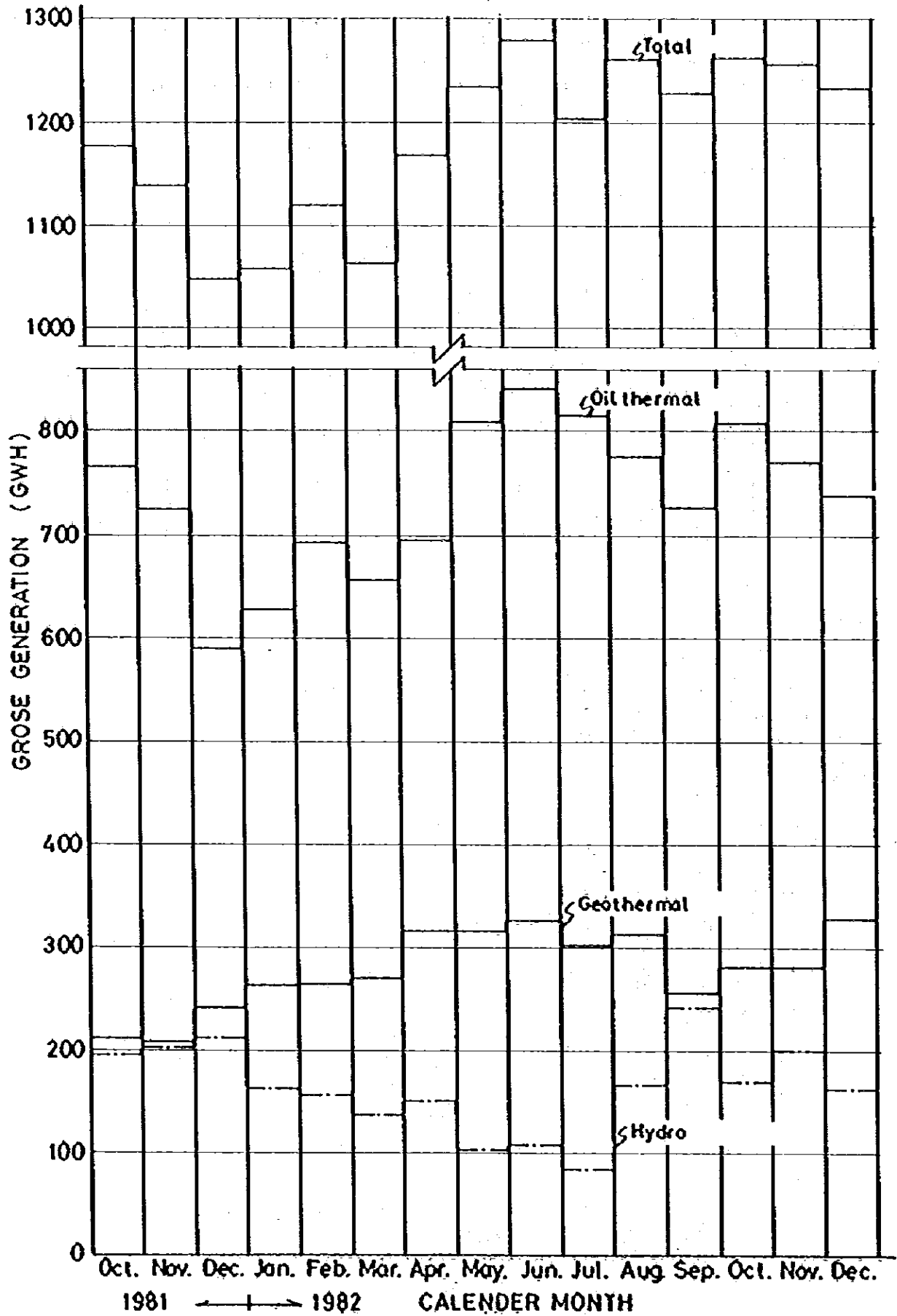


図-7 ルソン・グリッド日負荷変化

▷ TYPICAL DAILY LOAD CURVES OF LUZON GRID

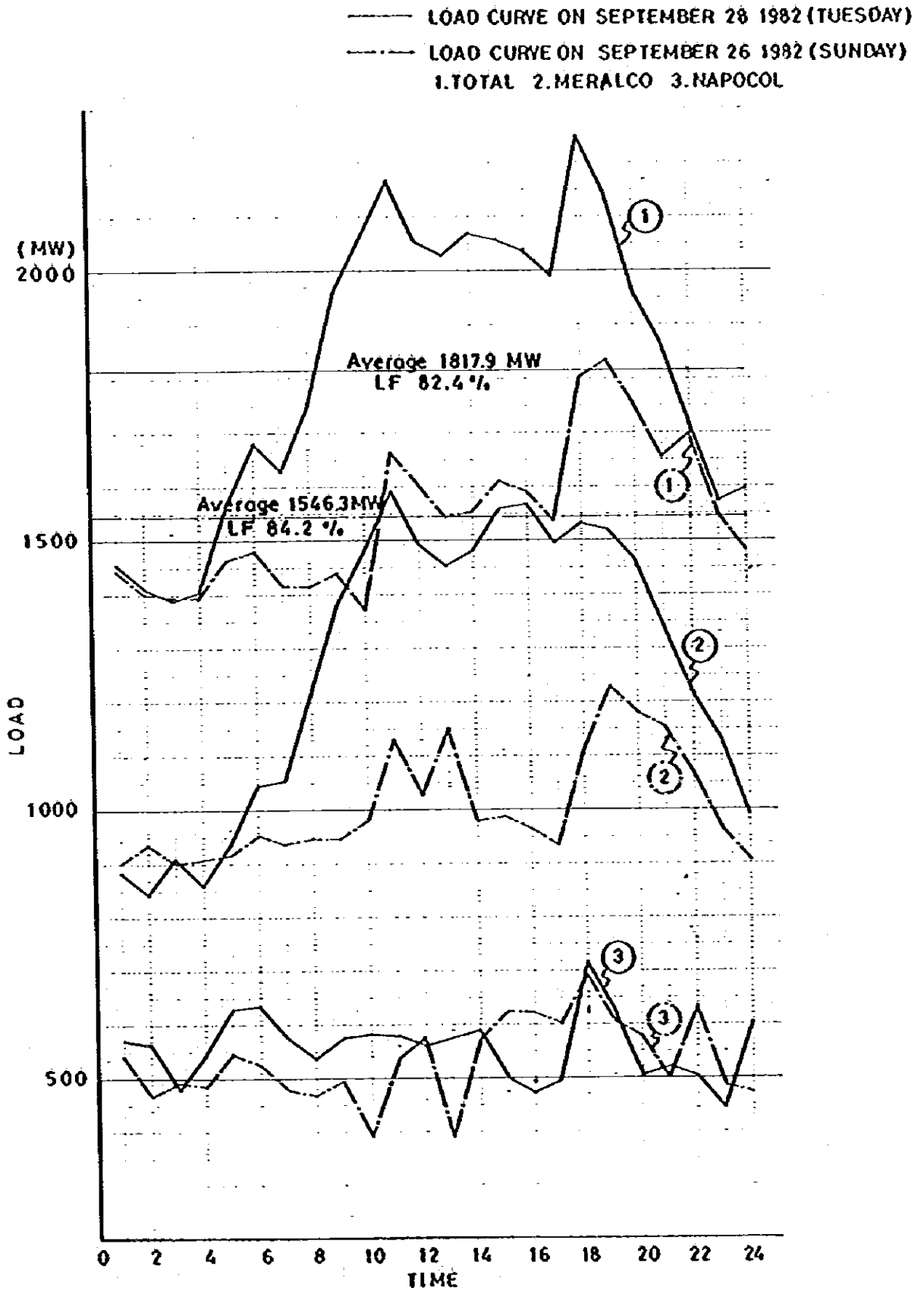
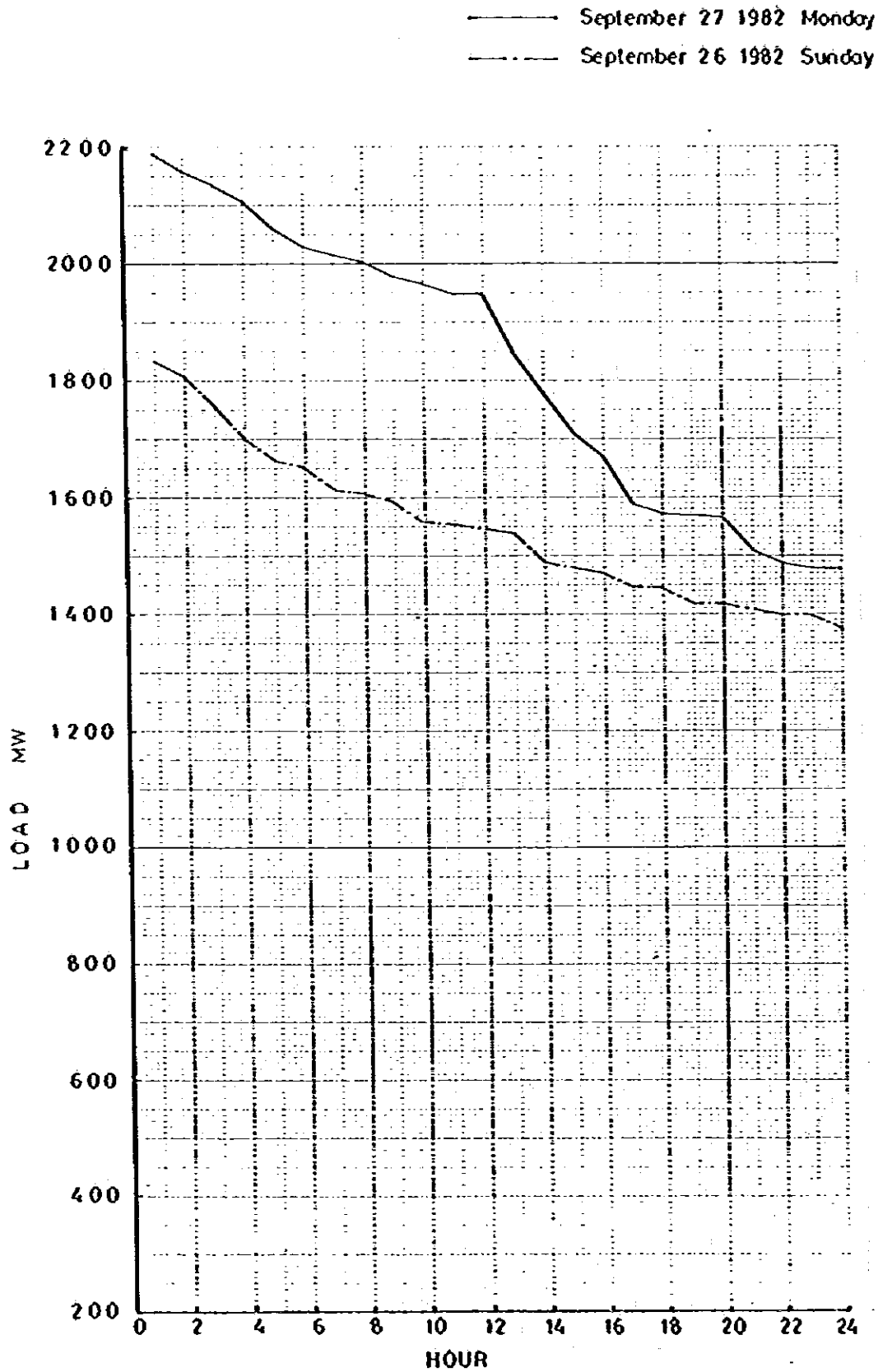
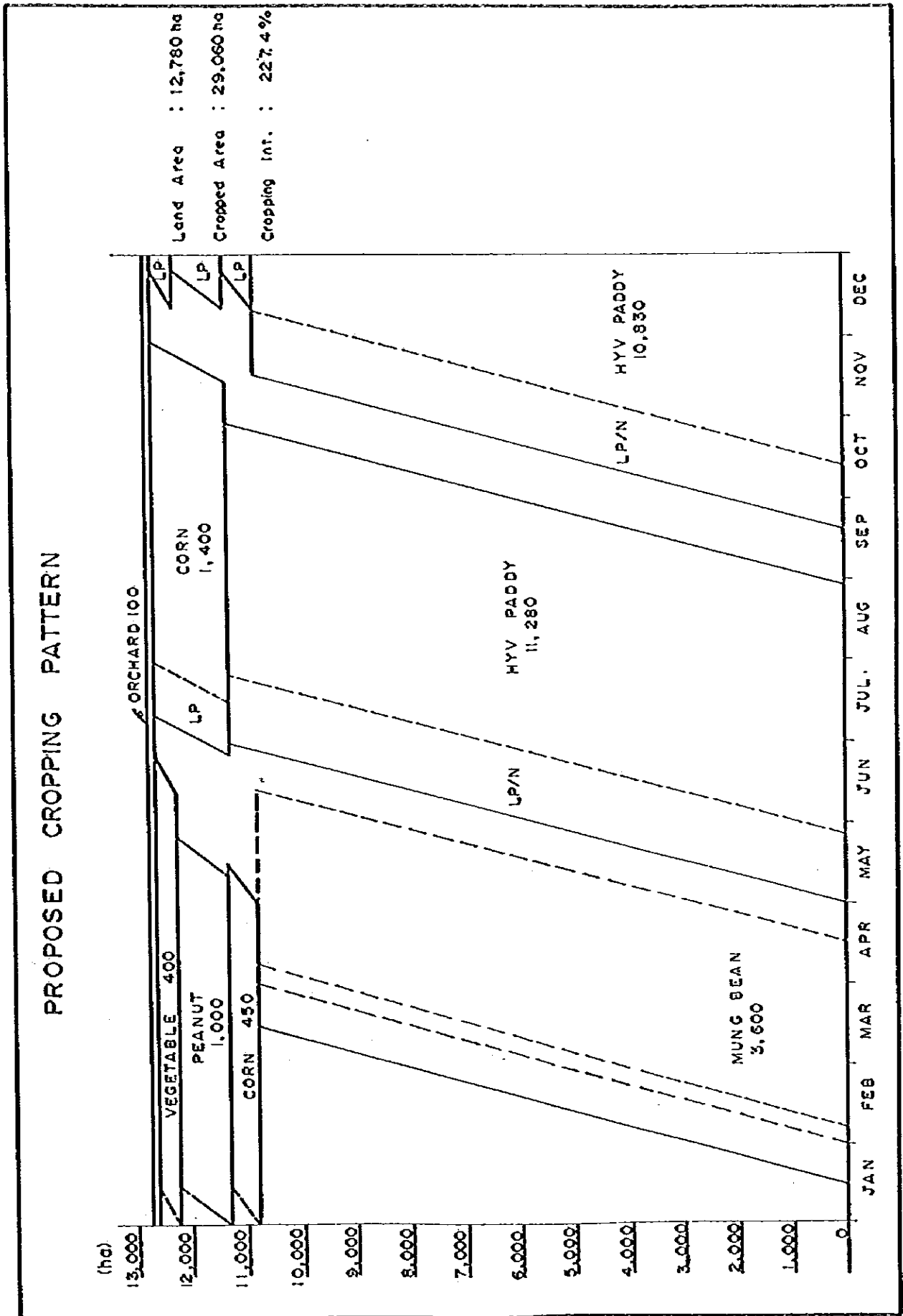
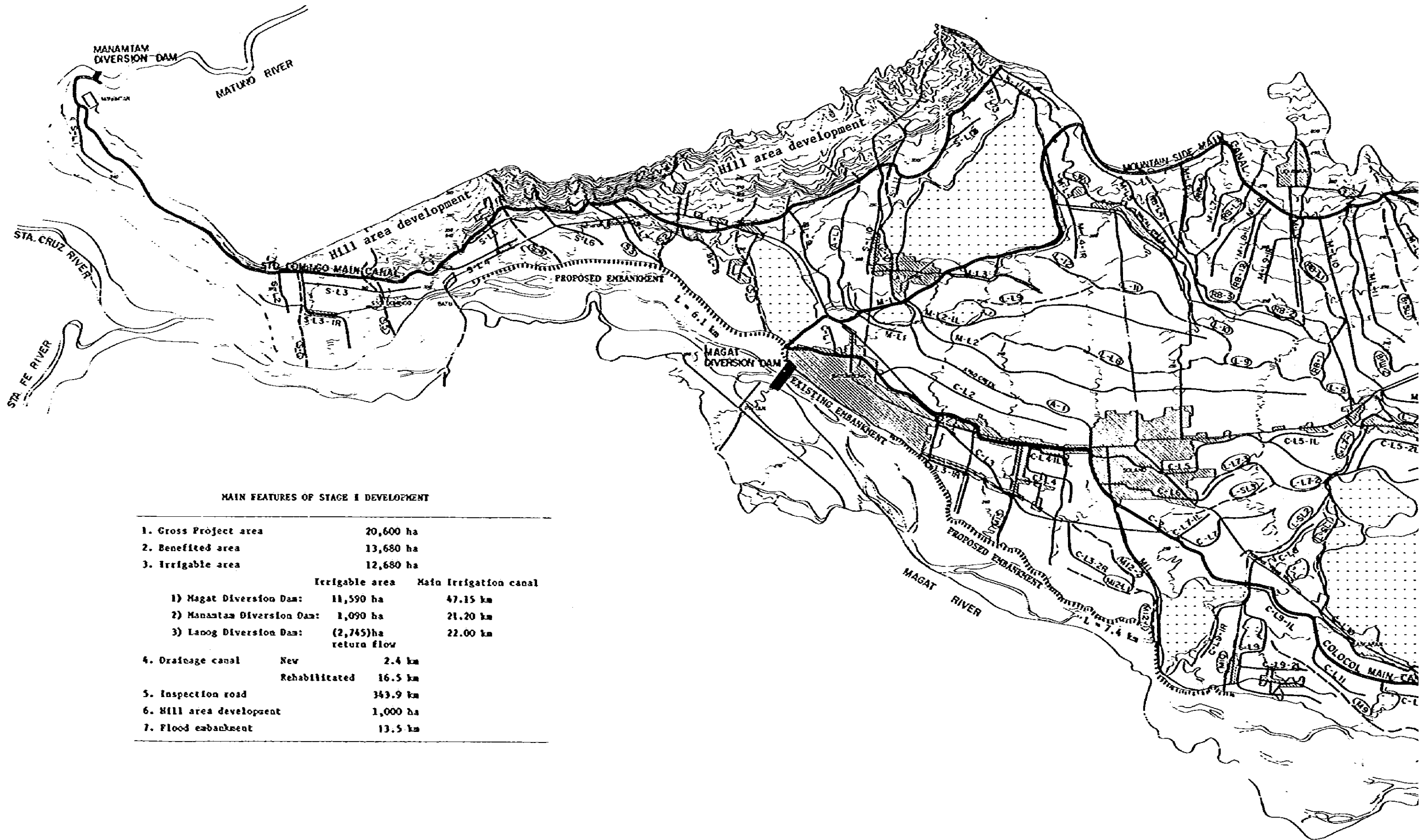


図-8 ルソン・グリッド24時間負荷変化

TYPICAL DAILY LOAD DURATION CURVES

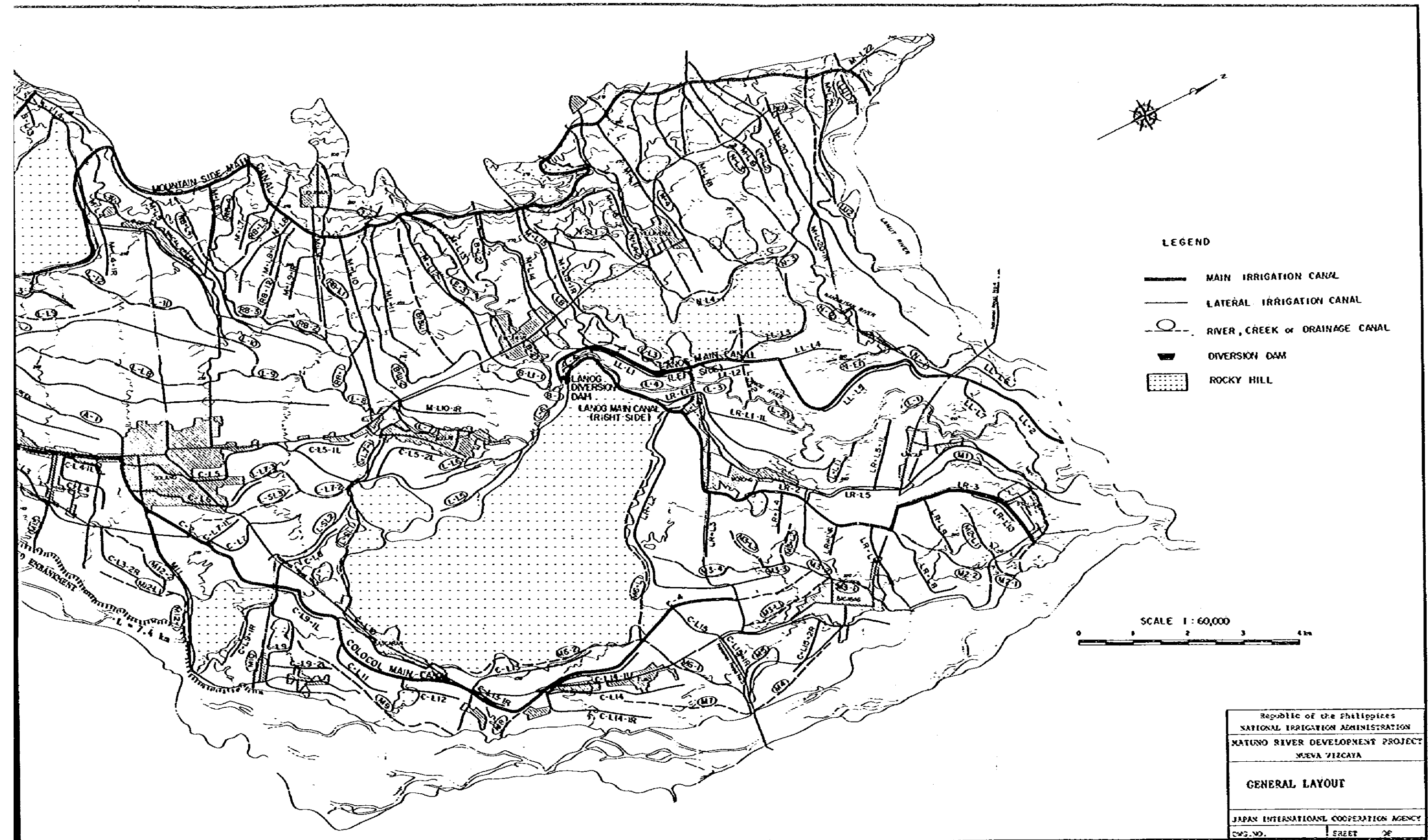






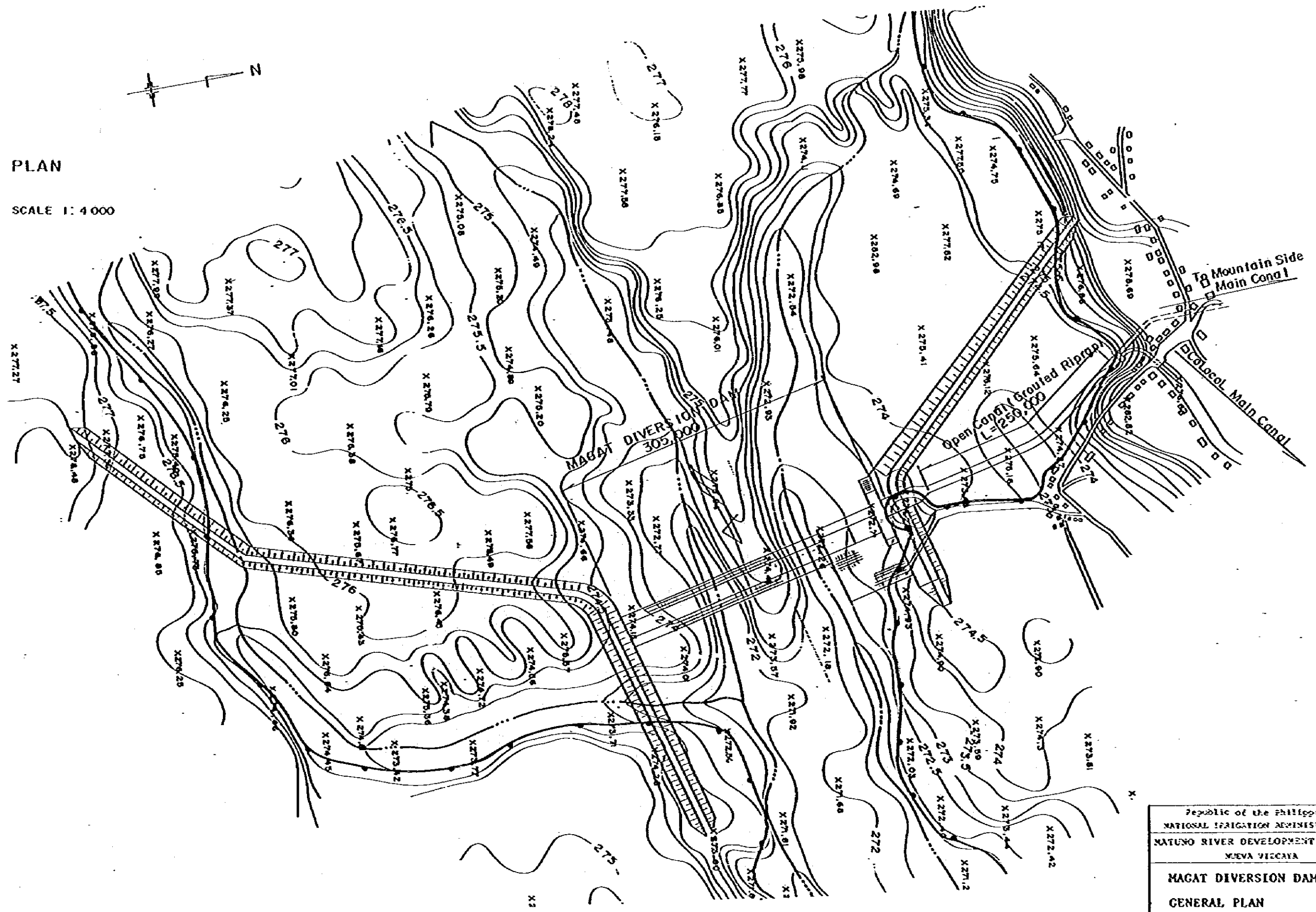
MAIN FEATURES OF STAGE I DEVELOPMENT

1. Gross Project area		20,600 ha
2. Benefited area		13,680 ha
3. Irrigable area		12,680 ha
	Irrigable area	Main Irrigation canal
1) Magat Diversion Dam:	11,590 ha	47.15 km
2) Manantaa Diversion Dam:	1,090 ha	21.20 km
3) Lanog Diversion Dam:	(2,745)ha return flow	22.00 km
4. Drainage canal	New	2.4 km
	Rehabilitated	16.5 km
5. Inspection road		343.9 km
6. Hill area development		1,000 ha
7. Flood embankment		13.5 km

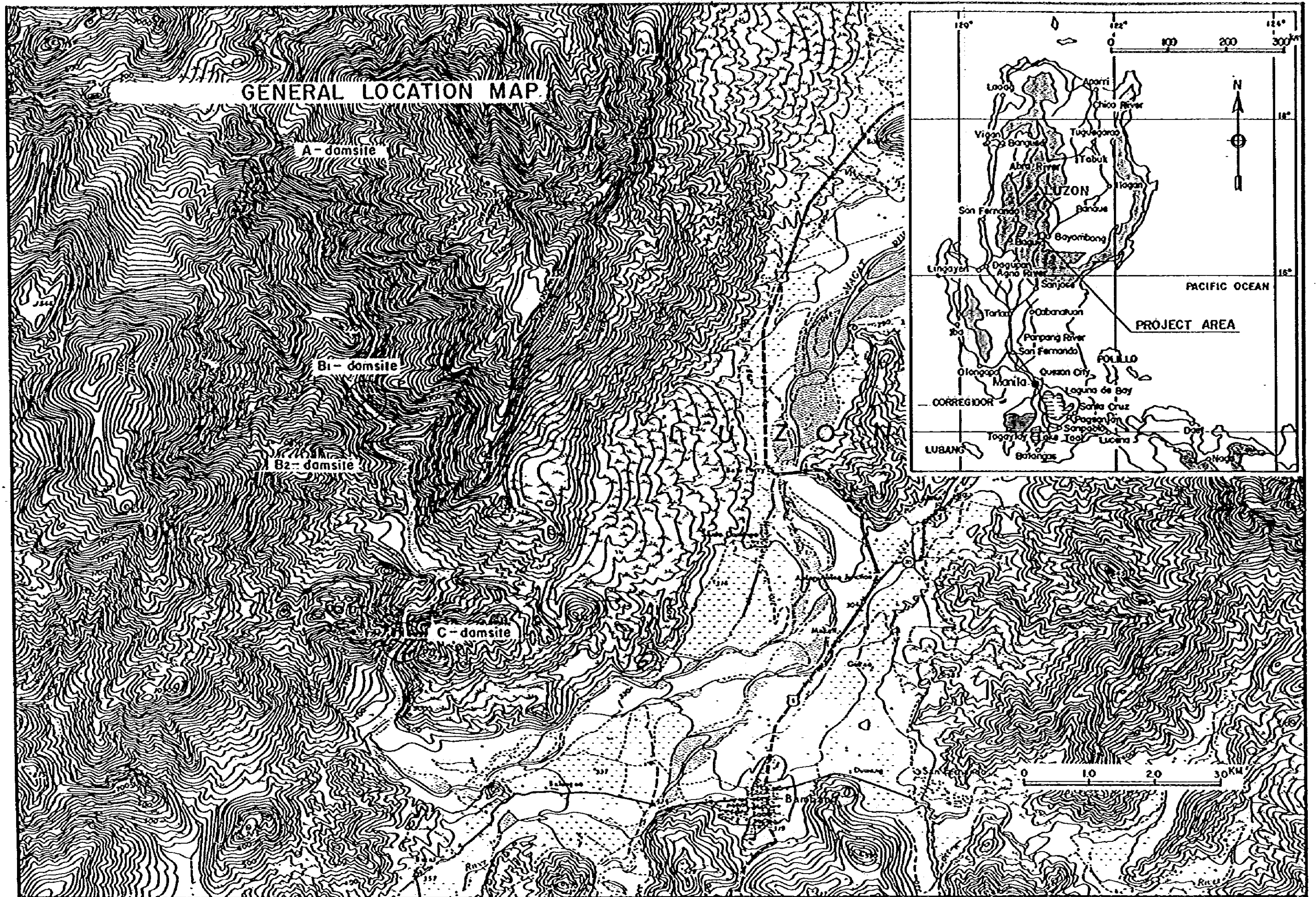


PLAN

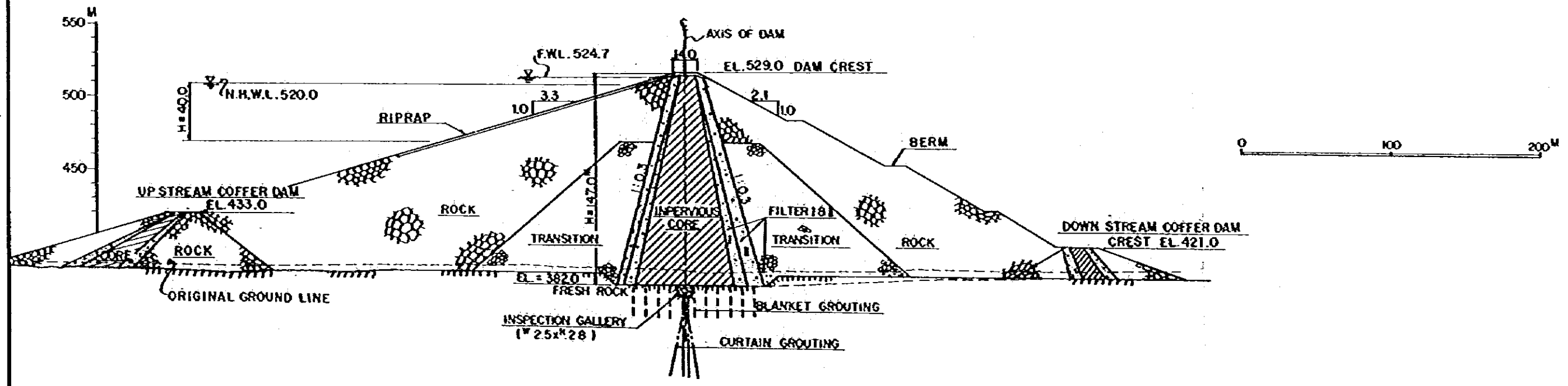
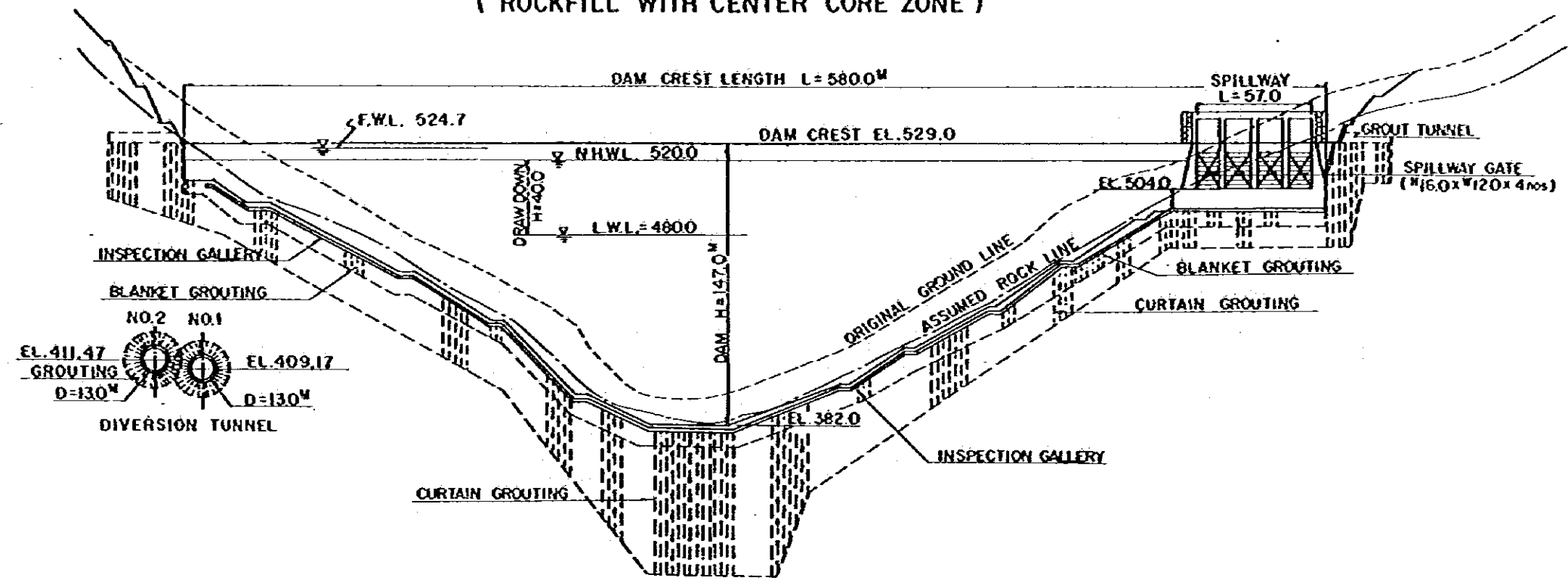
SCALE 1:4 000



Republic of the Philippines	
NATIONAL IRRIGATION ADMINISTRATION	
MAGAT RIVER DEVELOPMENT PROJECT	
MUEVA VICICAYA	
MAGAT DIVERSION DAM	
GENERAL PLAN	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
ENG. NO.	! SHEET OF

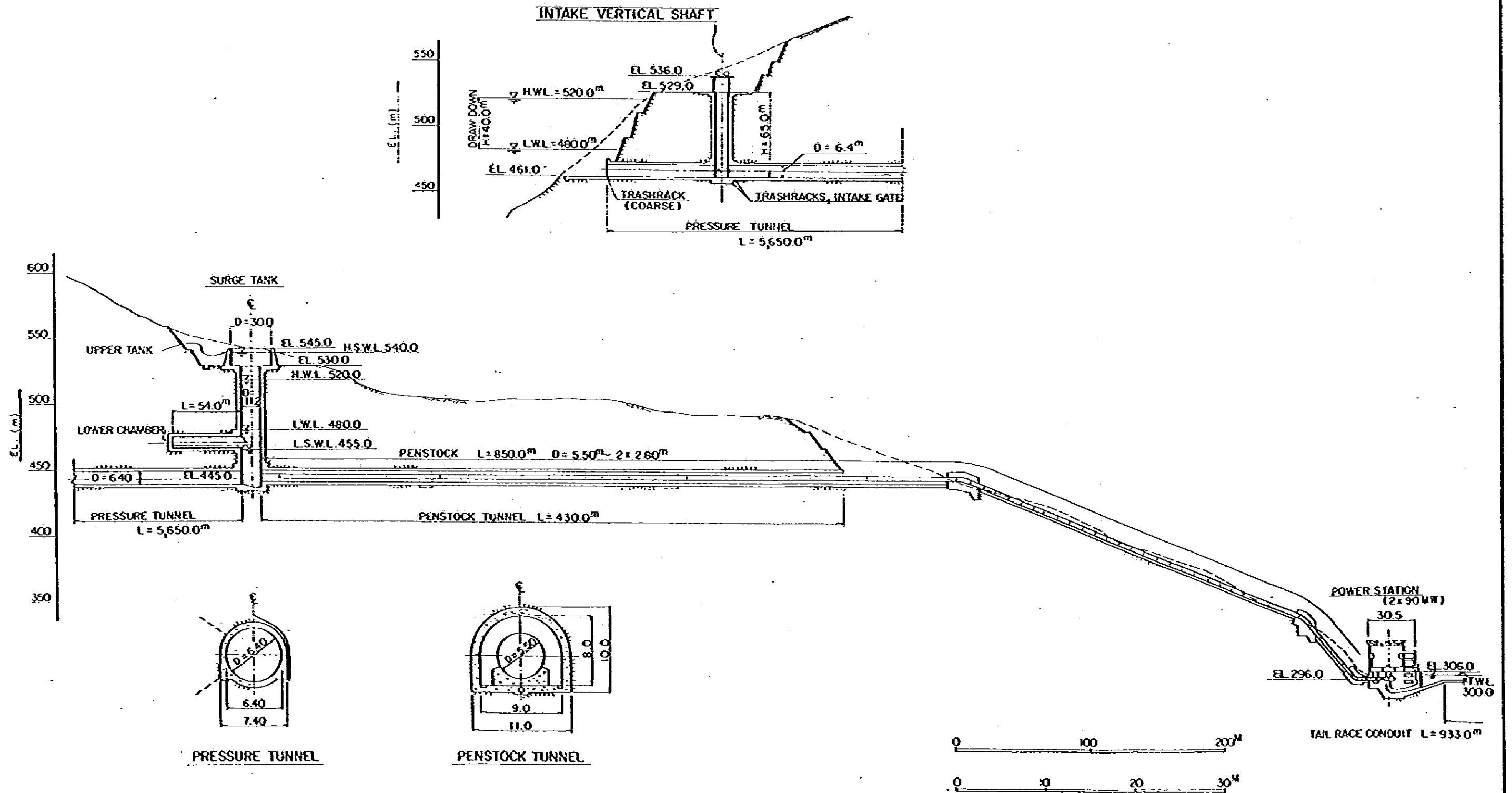


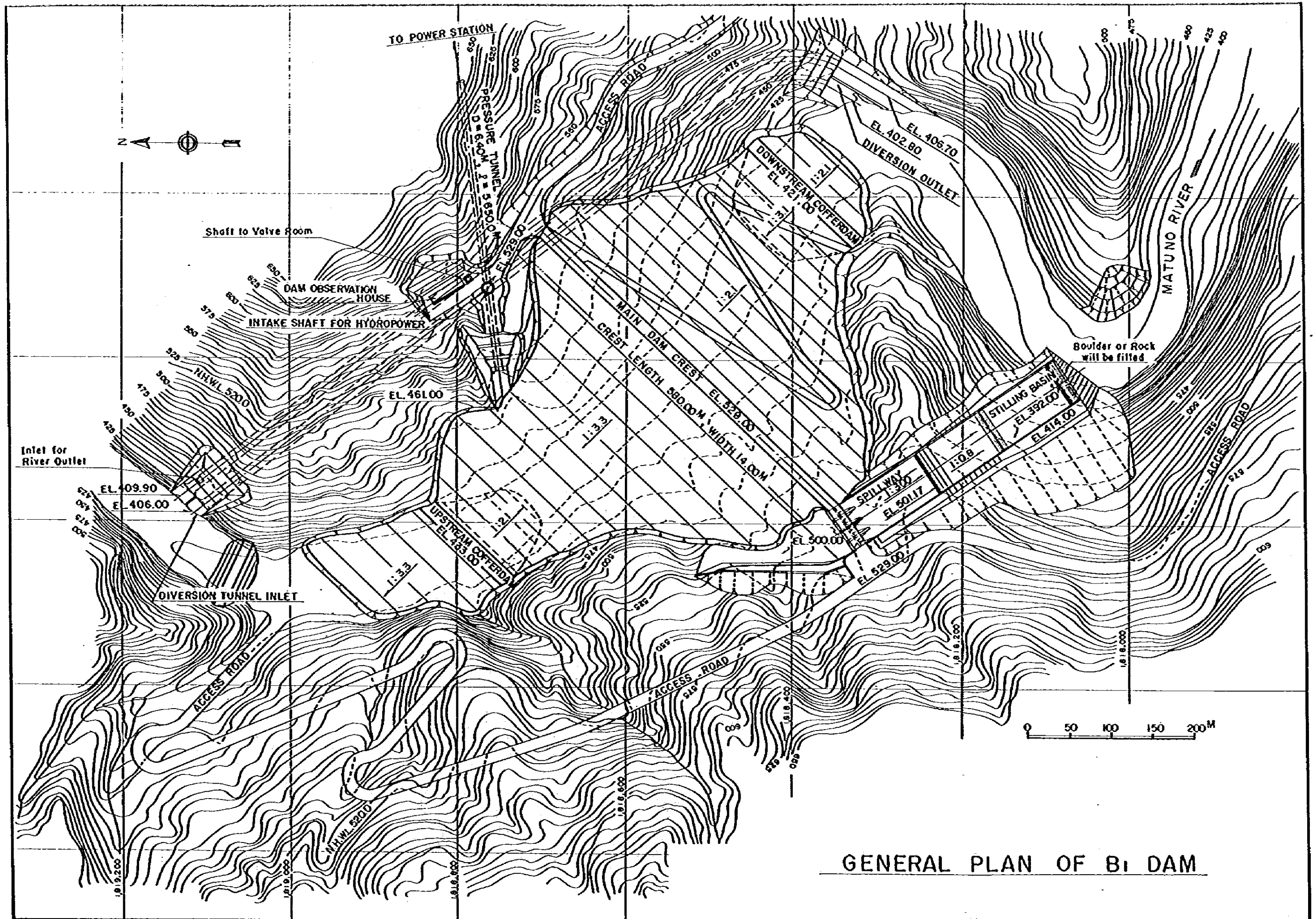
PROFILE OF 'B1' HIGH DAM
(ROCKFILL WITH CENTER CORE ZONE)



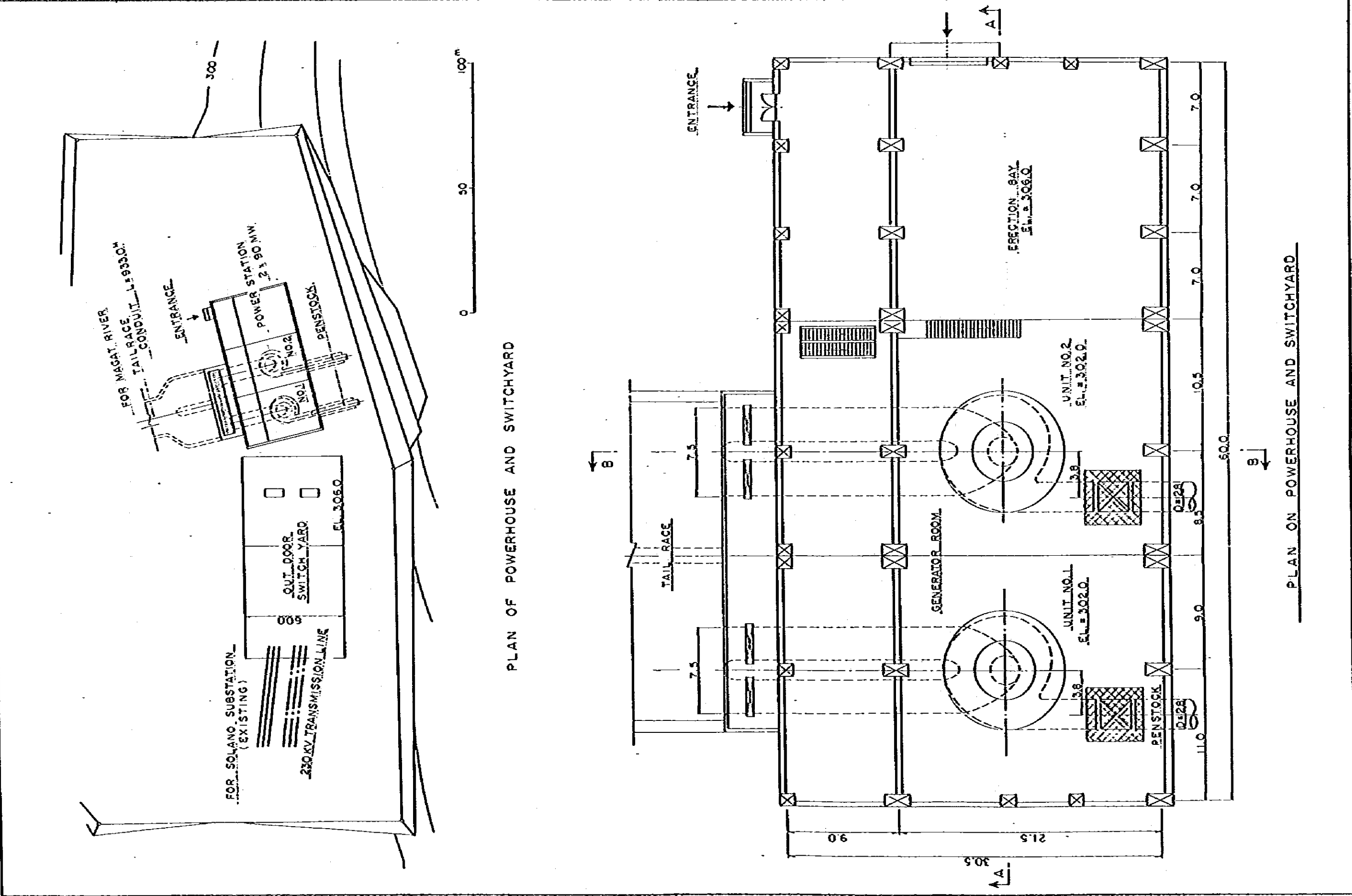
TYPICAL CROSS SECTION AND PROFILE

LONGITUDINAL SECTION OF PRESSURE TUNNEL AND PENSTOCK



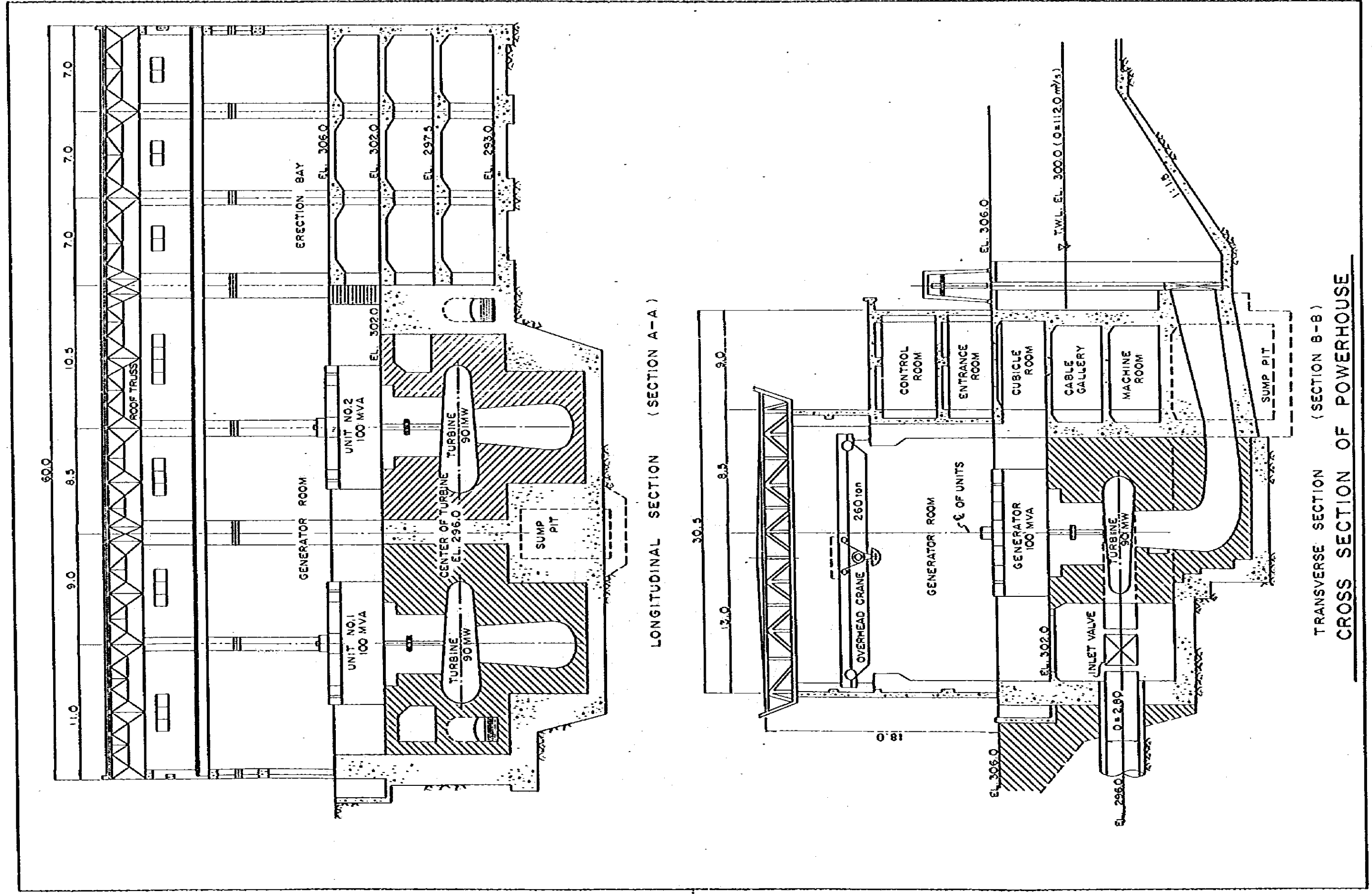


GENERAL PLAN OF B1 DAM

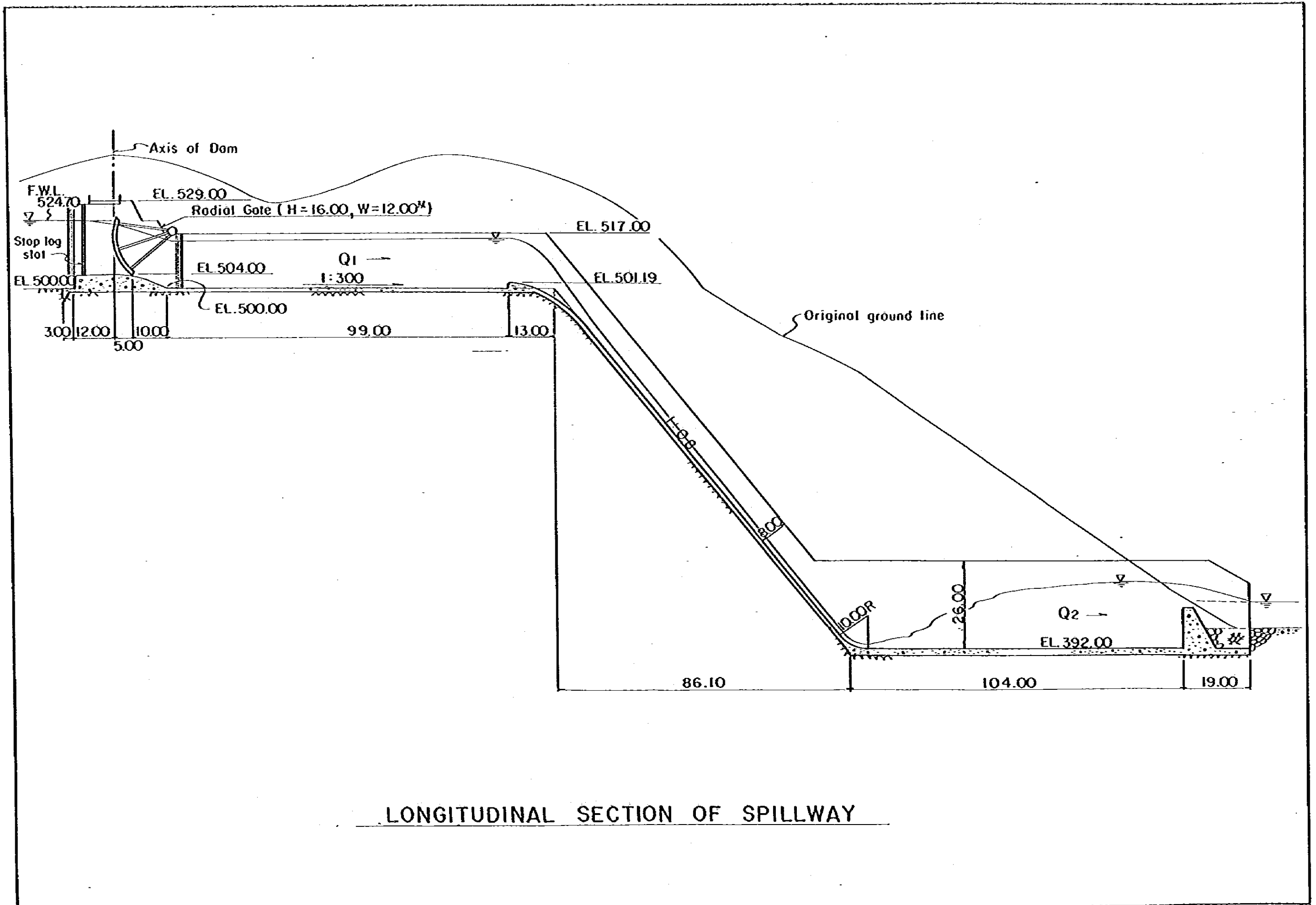


PLAN OF POWERHOUSE AND SWITCHYARD

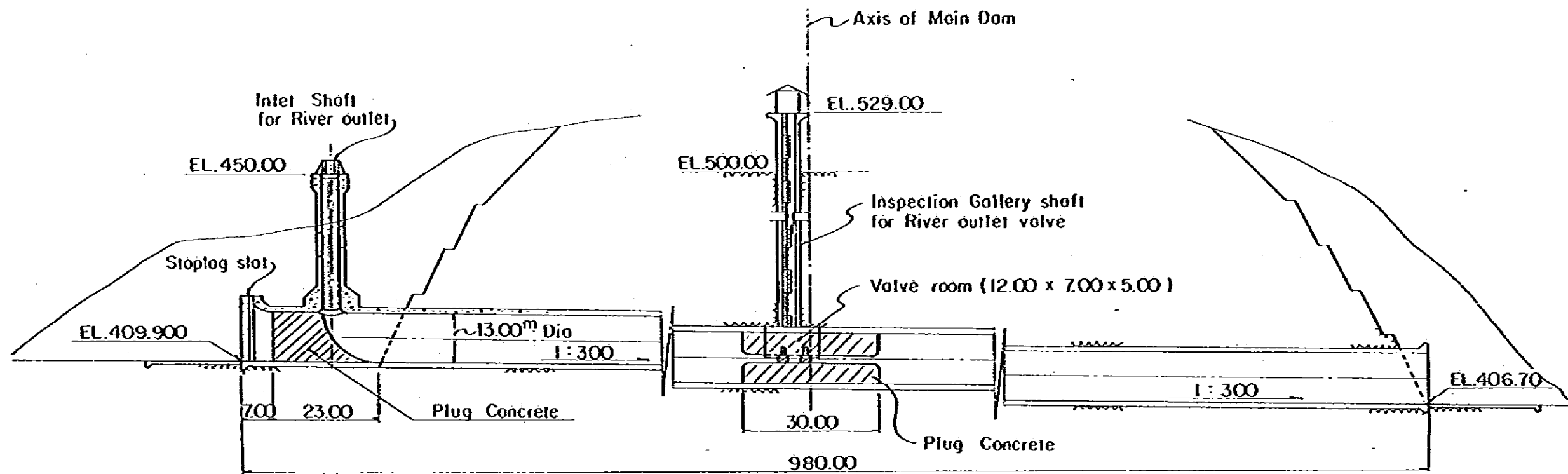
PLAN ON POWERHOUSE AND SWITCHYARD



LONGITUDINAL SECTION (SECTION A-A)
 TRANSVERSE SECTION (SECTION B-B)
 CROSS SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF SPILLWAY



Note; No.2 diversion tunnel will be re-used as river outlet after completion of dam construction.

LONGITUDINAL SECTION OF RIVER OUTLET

図-20 B1貯水池洪水調節図 (ケース1)

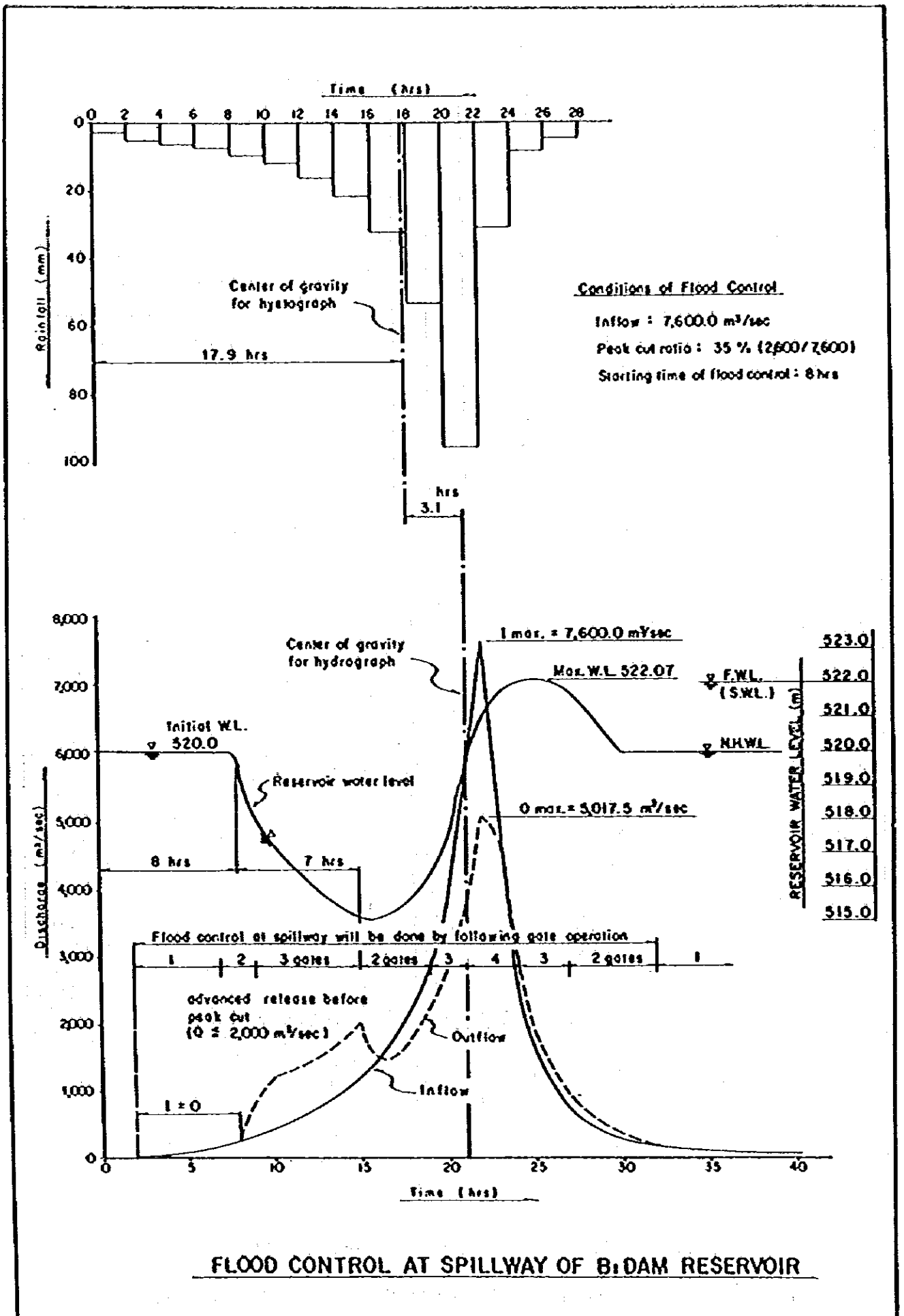
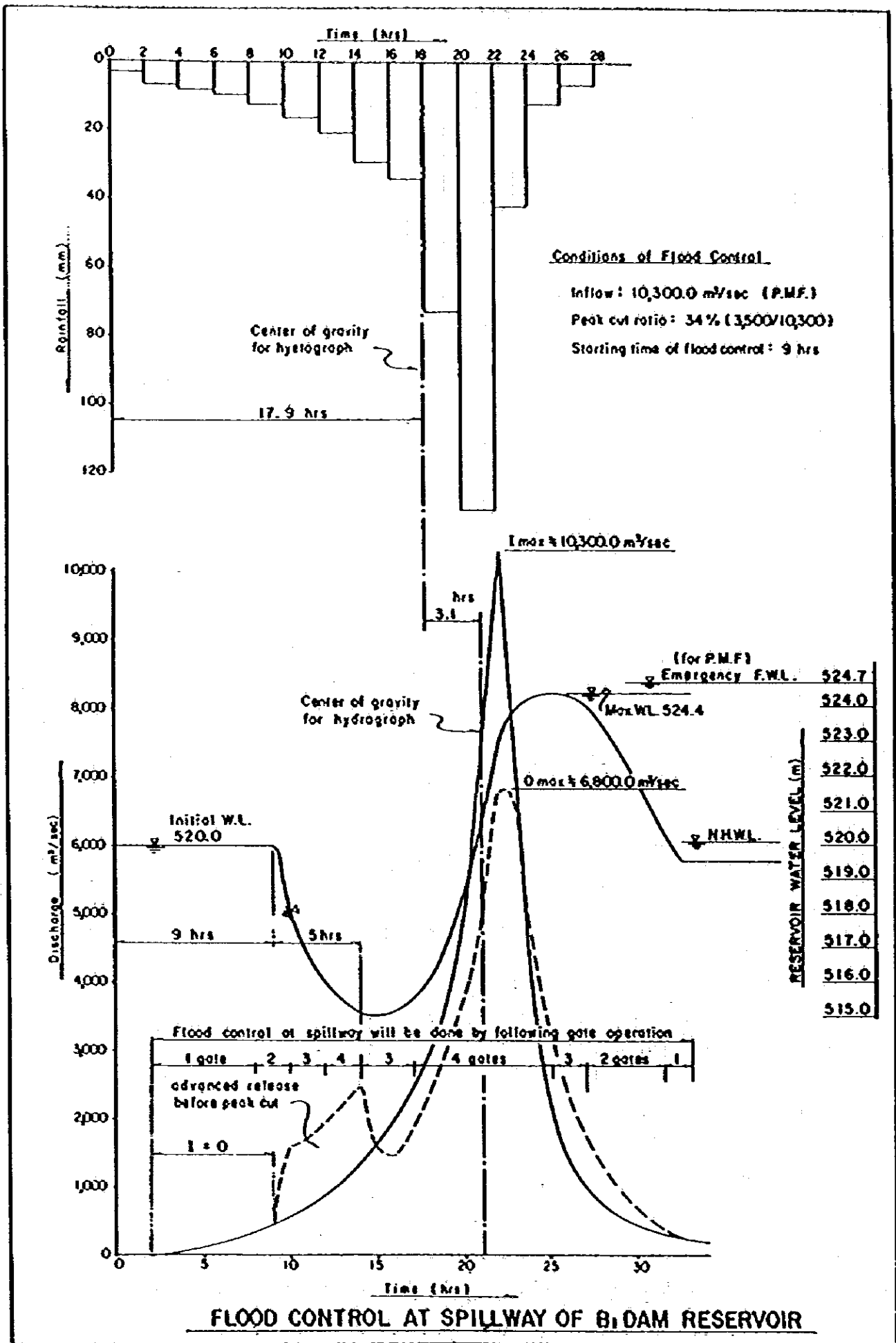
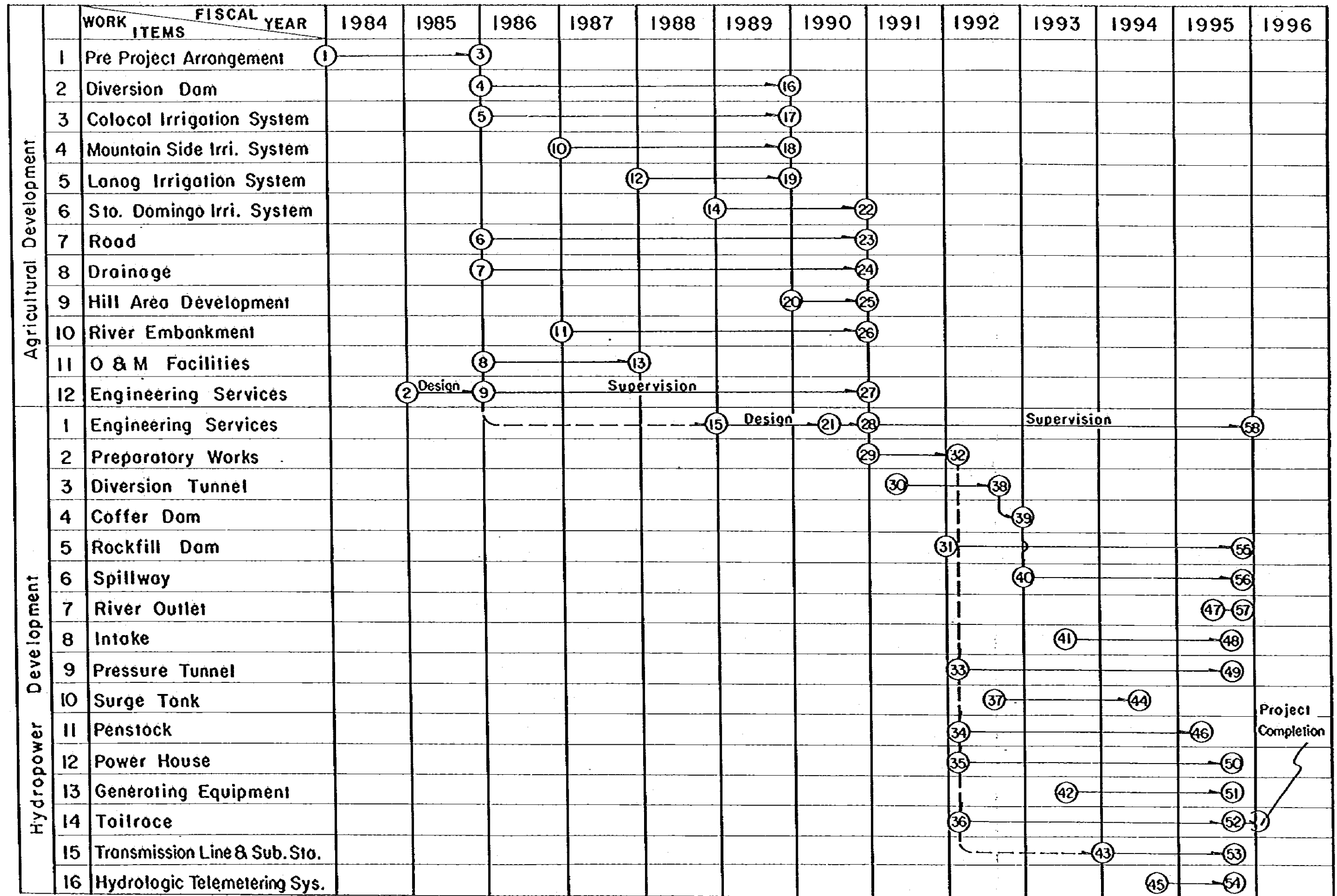


図-21 B1貯水池洪水調節図 (ケース2)



CONSTRUCTION TIME SCHEDULE ON MATUNO RIVER DEVELOPMENT PROJECT



CONSTRUCTION TIME SCHEDULE OF BI HIGH DAM AND POWER STATION ON MATUNO PROJECT

(At Price level of May 1983)

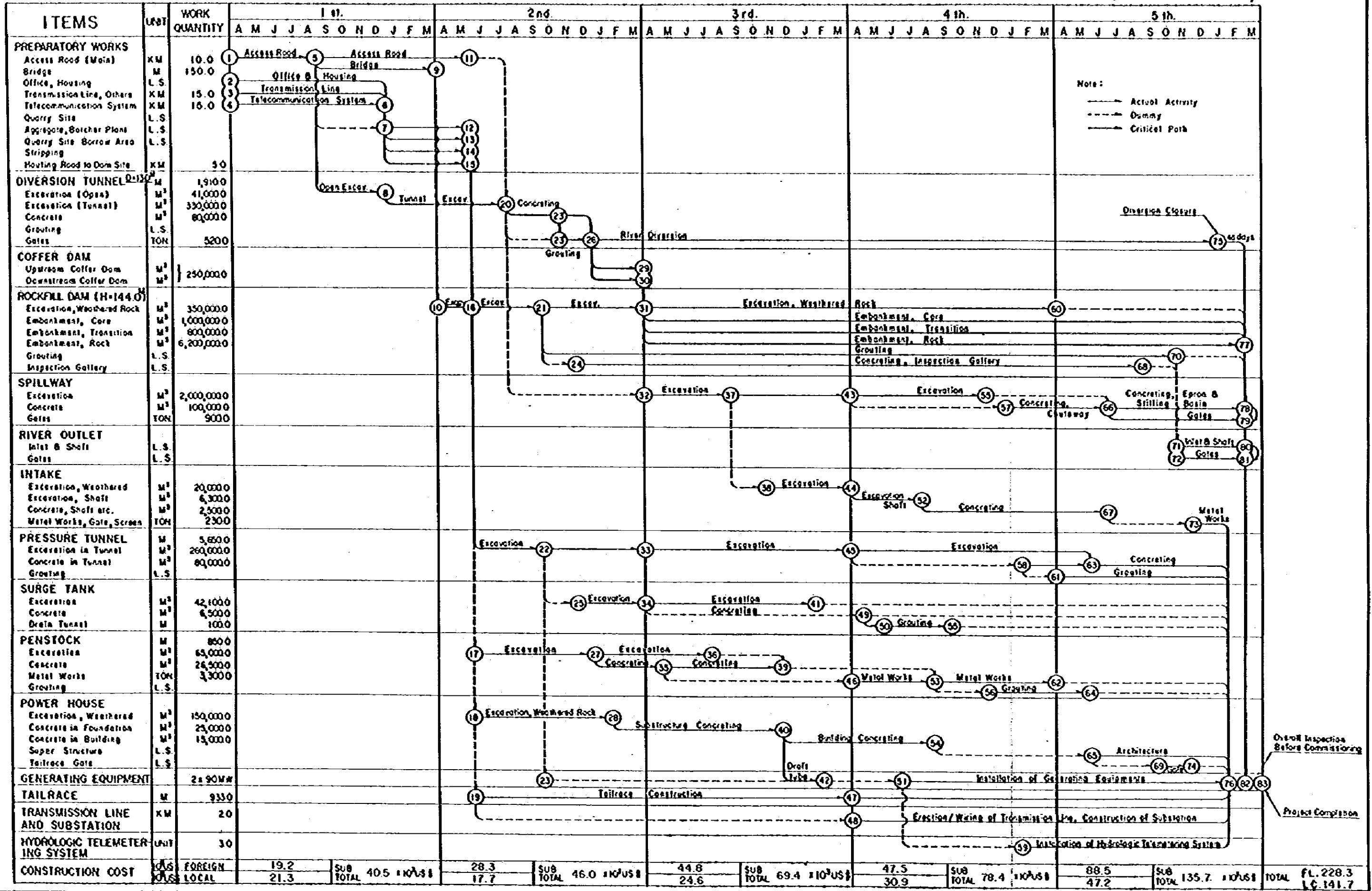
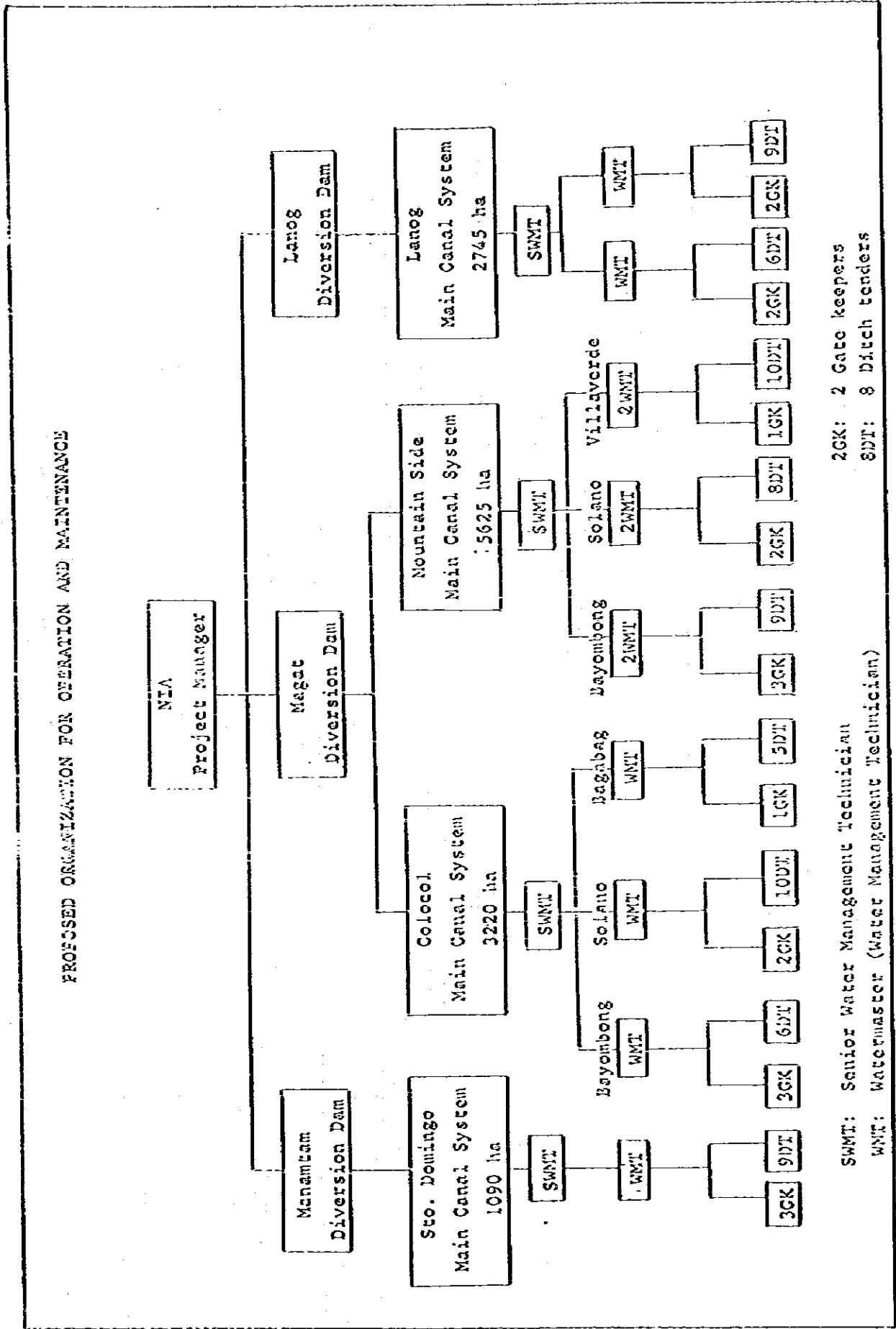
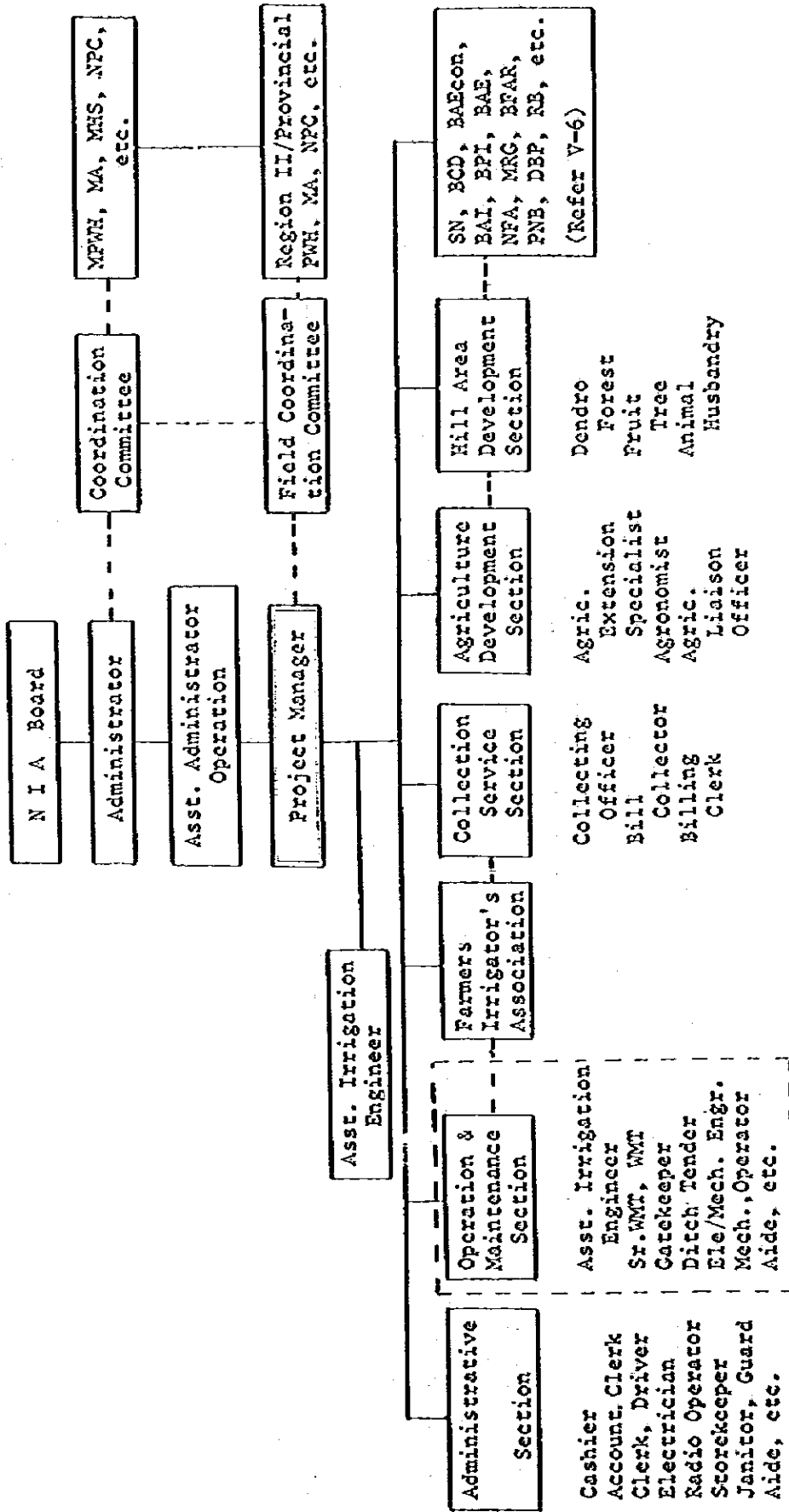


図-25 第一段階開発維持・管理組織図 (その1)

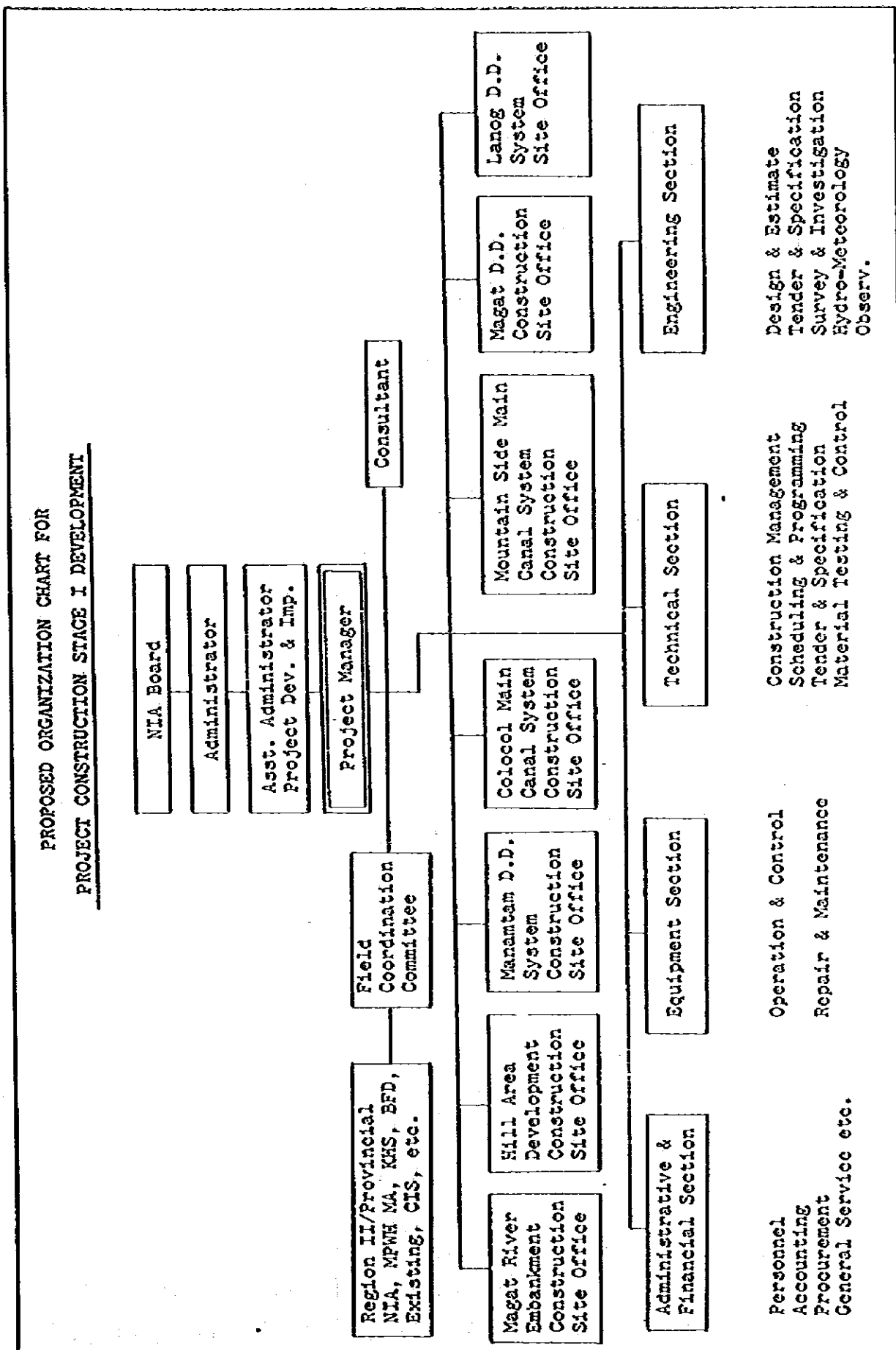


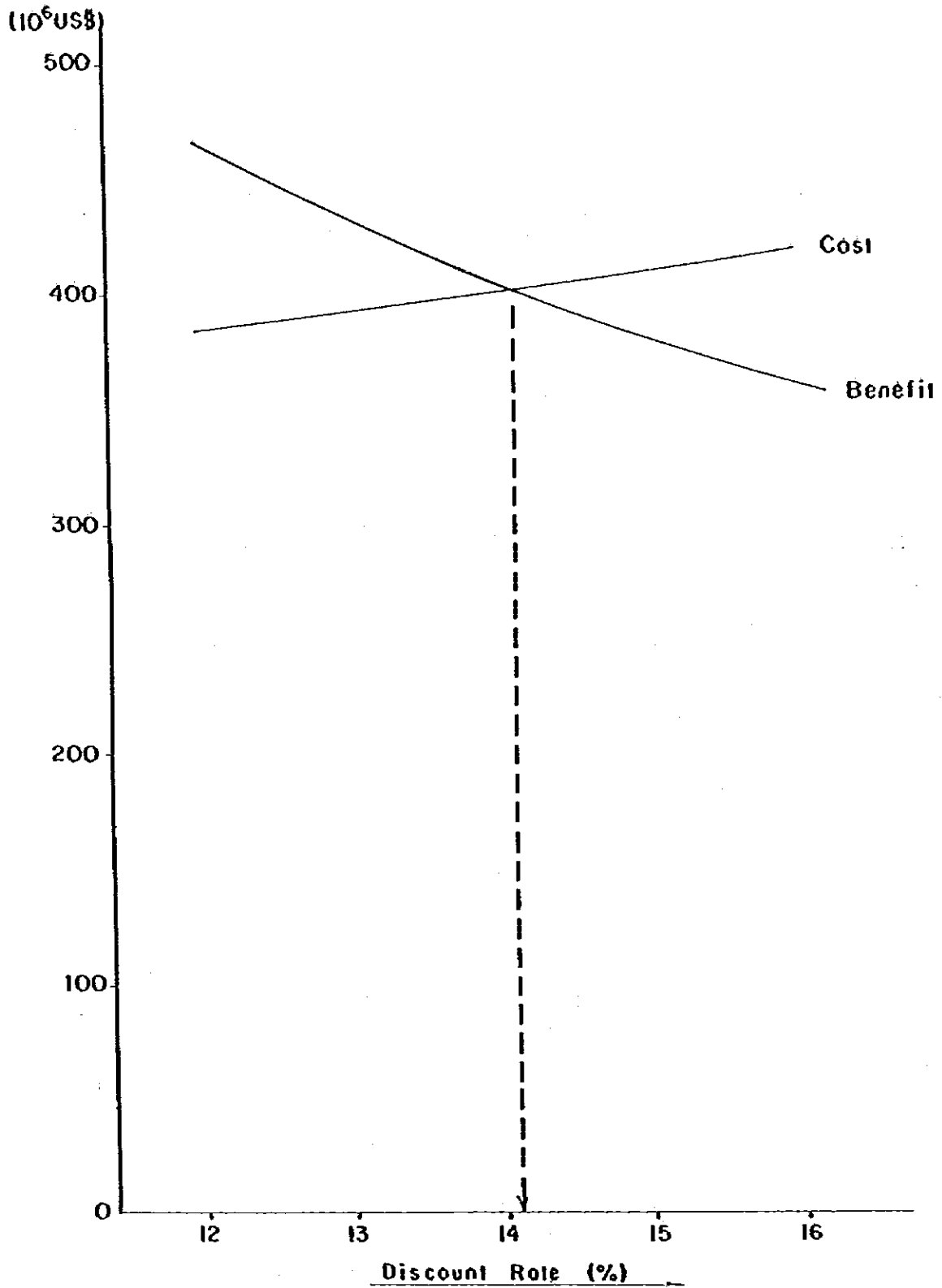
PROPOSED ORGANIZATION CHART FOR OPERATION AND MAINTENANCE
FOR
STAGE I DEVELOPMENT



Note: -O & M for river embankment will be under MPWH, Region II
 -O & M organization for Hill Area Development will further
 be adjusted in the detail design stage

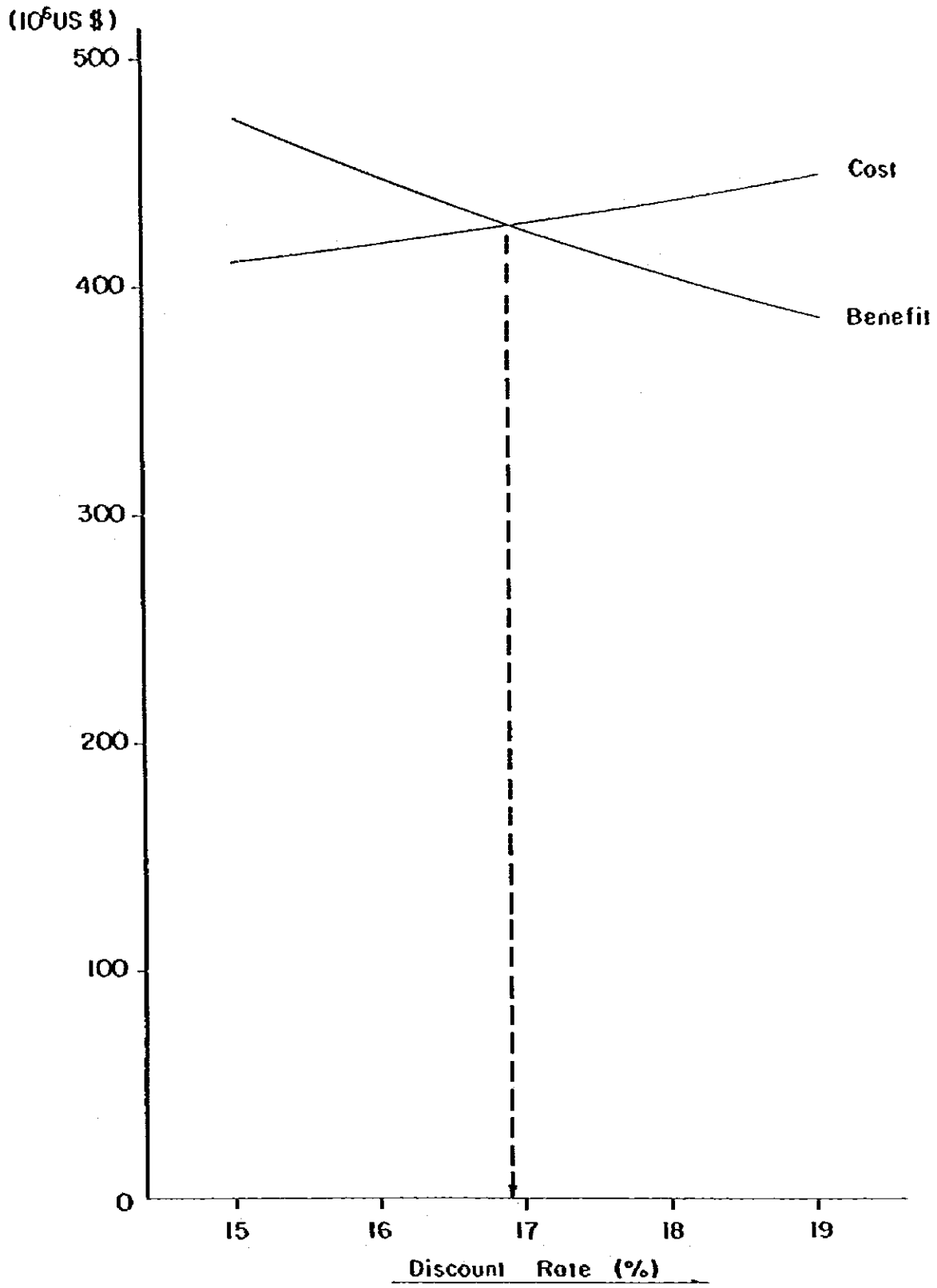
図-27 第一段階開発維持・管理組織図 (その3)



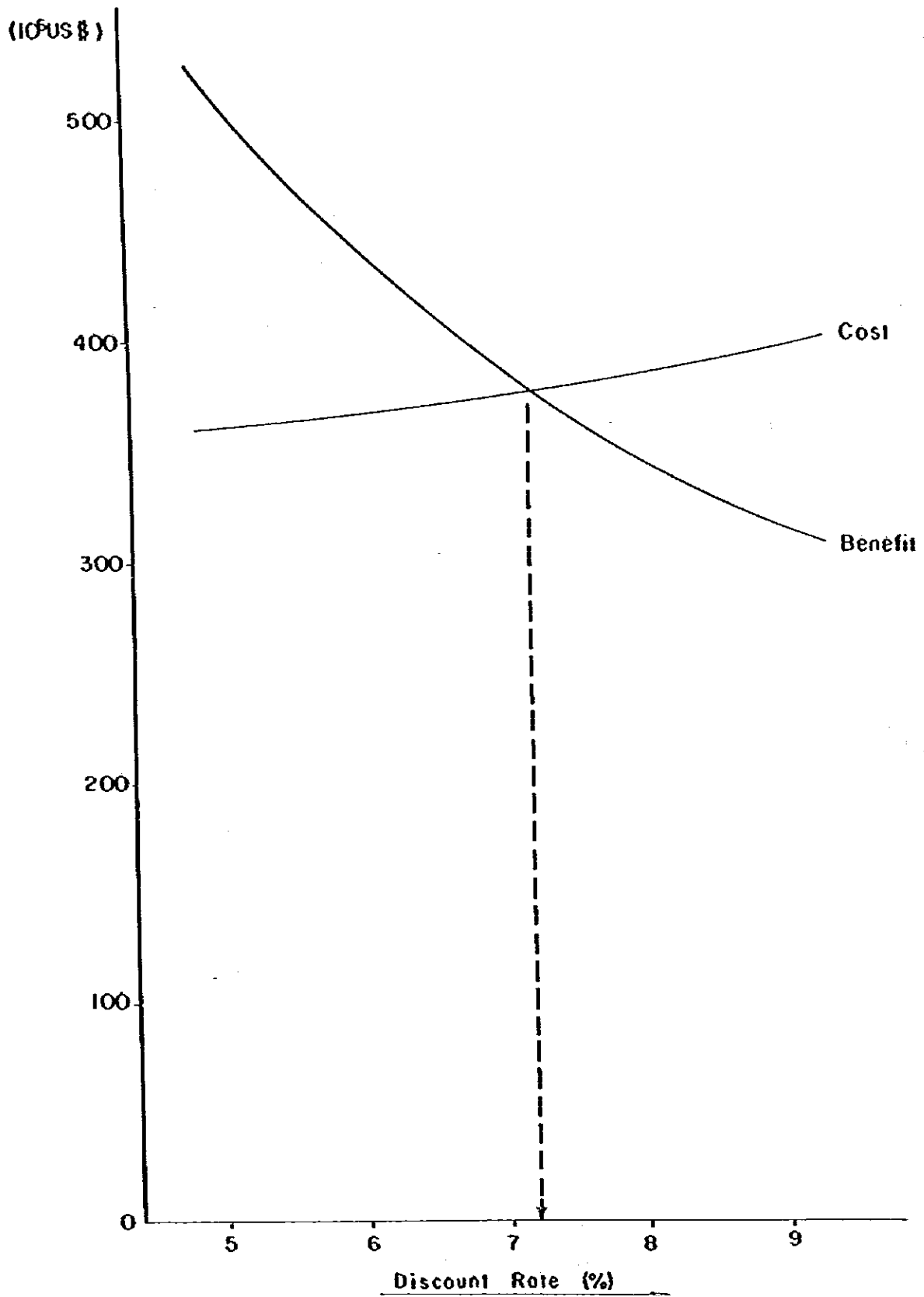


ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN
FOR HYDROPOWER DEVELOPMENT (Case 1)

圖-29 第二段階開發經濟的內部收益率



ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN
FOR HYDROPOWER DEVELOPMENT (Case 2)



FINANCIAL INTERNAL RATE OF RETURN
FOR HYDROPOWER DEVELOPMENT

JICA