

第7章 経済及び財務分析

7.1 プロジェクトによる便益

7.1.1 一般

本プロジェクトから発生する最も重要な経済便益は、発電によってもたらされる。この他に、対象地域には、洪水調節、漁業、灌漑、観光開発等の便益を期待できる。しかしながら、本章では、本プロジェクトの経済評価に関係して、発電の便益のみを詳細に検討する。

7.1.2 発電便益

発電によって発生する経済便益は、他に考えうる発電プラントに要するコストの最小の値から評価される。代替プラントとして油だき火力、石炭だき火力とガスタービンプラントを選び、アゴス発電所と比較検討した。3つの代替プラントの経済比較は、下記の条件のもとに行った。便益算定に用いた全てのコストは、1980年初頭の価格基準に基づいている。

	油だき火力	石炭だき火力	ガスタービン
投資費用(\$/kW)	630	790	370
維持管理費 (投資に対する%)	3.65	5.25	2.5
耐用期間(年)	30	30	15
熱効率(%)	38	37	25
熱量(BTU/Lb)	18,600	8,500	18,400
燃料費(\$)	28/バレル	45/トン	31/バレル

上記の数値は、それぞれのプラントについて異った、稼働率に基づいたkWh当りの発電コストで算出されている。結果は図7-1に示されている。この比較検討では、最小コストのプラントは稼働率が25%以上、あるいは年間2,250時間稼働の場合、石炭だき火力が最小コストプラントとなる。アゴス水力発電の稼働率は、58%から32%に変化するので、発電便益を石炭だきプラントのコストで評価した。

(1) kW 価値

建設中の利子を含まない石炭だきの火力発電所の平均的な建設費を基に、アゴスと同程度の電力を発生するために必要とされる代替案の年経費が、以下の仮定に基づいて3つの割引率について算出された。

	割 引 率		
	1 0 %	1 2 %	1 4 %
資本回収率 (%)	1 0.6 1	1 2.4 1	1 4.2 8
主な補修, 交換費 (%)	3.0 0	3.0 0	3.0 0
維持, 管理費 (%)	1.8 0	1.8 0	1.8 0
一般管理費			
(一般用の電力コスト, 保険他)	0.4 5	0.4 5	0.4 5
年経費 (%)	1 5.8 6	1 7.6 6	1 9.5 3

kW当りの年均等経費は、割引率10%、12%、14%の場合、それぞれ米ドル125.29, 米ドル139.51, 米ドル154.29となる。

kW価値計算には、火力プラントに対する水力プラントの優越性を考慮した。両プラントにおいて予想されるエネルギー損失、時間損失を考察して、火力発電に対する補正係数を <1 1.279とした。この様にして算出されたkW価値は下記の通りである。

<1 電力ロスと時間ロス

	水力 (%)	石炭火力 (%)
送電ロス	3.0	2.0
故障	1.0	5.0
修理点検の休止	2.7	14.0
所内用	0.3	9.0
補正係数 =	$\frac{(1-0.03)}{(1-0.02)} \times \frac{(1-0.01)}{(1-0.05)} \times \frac{(1-0.027)}{(1-0.14)}$	
	$\times \frac{(1-0.003)}{(1-0.09)} = 1.279$	

割引率	kW価値 (US\$) ^{<2}
1.0%	160.25
1.2%	178.43
1.4%	197.43

(2) kW 価値

水力発電によるkW価値は、石炭だき火力発電の燃料費の節約であり、これは下記の仮定に基づいて算出されている。

石炭の値段	US\$ 45 / ton (0.0204 / Lb)
熱量	8,500 BTU / Lb
kWh当りの必要カロリー	3,413 BTU / kWh
全体の熱効率	37%

kWh当りの発電燃料費は、米ドル0.0221と算定される。kW価値は水力発電と火力発電で発生するエネルギーロス^{<3}を考慮して、米ドル0.0234で計算された。

7.2 経済評価

プロジェクトの経済評価は、前節で求められた便益とプロジェクトの経済費用を基に、経済的内部収益率 (EIRR)、便益費用比と純便益により行なわれる。全てのコスト及び便益は、1980年始めの価格に基き算出された。

<2 便益の算定の際にkW価値を適用する場合は、建設中の割引率は適用される。

<3 電力量ロス

	水力 (%)	石炭火力 (%)	
送電ロス	3.0	2.0	
所内電源	0.3	7.0	
補正係数 =	$\frac{(1-0.03)}{(1-0.02)}$	$\times \frac{(1-0.003)}{(1-0.07)}$	= 1.061

7.2.1 経済的費用

本プロジェクトの経済評価において、経済的費用は財務的費用を下記の如く調整することにより計算された。

- a) 輸入品目にかかる輸入税及び関税と現地生産品にかかる地方税は、財務的費用から差引かれる。
- b) 経済的費用には予備費（物価上昇分）は含まれない。

本プロジェクトの総経済的費用は、米ドル262百万である。経済的費用の細目及び年度別費用は、表7-1と7-2に示す。

7.2.2 経済評価

本プロジェクトの経済評価は、下記の仮定に基づく経済的費用と便益を用いて行われた。

- a) アゴス電力プラントは50年の耐用年数で1989年から発電を開始する。
- b) 年間の発電量はメトロマニラへの供給水量の増加に伴って減少し、当初の発電量710GWhから2009年で395.5GWhになる。

純便益と便益-費用比率は下記の通りである。本プロジェクトの経済的内部収益率（EIRR）は12.5%と算出され、これは本プロジェクトが経済的にフィージブルであることを示している。

割引率	便益-費用 (B-C) 10 ⁶ US\$	便益/費用 (B/C)
10%	46.03	1.14
12%	8.24	1.02
14%	-21.97	0.94

種々の条件のもとで本プロジェクトの可能性を検証するために、下記の様な仮定に基づいて感度分析を行った。

- ケースⅠ 建設費が15%上昇した場合
- ケースⅡ アゴスプロジェクトの完成が5年遅れて、1944年完成となった場合
- ケースⅢ アゴスプロジェクトの完成が10年遅れて、2004年完成となった場合
- ケースⅣ (Ⅱ)+(Ⅲ)
- ケースⅤ エネルギー価格（石炭価格）が15%上昇した場合

ケースVI カナン河からの水を全てアゴスダムで発電する場合¹
 感度分析の結果は図7-2に示され、また下記の様にまとめられる。

	E I R R (%)
ケ ー ス I	9.8
ケ ー ス II	11.5
ケ ー ス III	13.1
ケ ー ス IV	12.5
ケ ー ス V	13.6
ケ ー ス VI	18.2

感度分析に見られる様に、費用の増加はプロジェクトの可能性に大いに影響する。アゴス及びカナンの両プロジェクトの完成が遅れることは、経済的可能性にはあまり影響しない。カナン河の水供給プロジェクトが放棄され、カナン河流域の全ての水がアゴス水力発電に使用されるとすれば、最高の経済的内部収益率をもたらすこととなる。

7.3 財 務 分 析

7.3.1 概 要

財務分析のためまず想定される条件のもとに、プロジェクトの投資額が見積られた。投資額とは価格変動による予備費、建設中の利子及びコミットメントチャージを含む全工事費である。

本プロジェクト実施によってもたらされる歳入・歳出から収支報告書及び資金繰表が作成される。これらの数値を使ってプロジェクトの財務的可能性を予測するため、財務的内部収益率及び収入-債務比が計算される。財務分析のため全ての費用と歳入は、1989年の価格を基準として評価した。

¹ カナン流域の水がアゴス発電所で全て使用できる場合、最適設備容量は185MWとなり発生電力量は683GWhである。この案で感度分析のケースVIはなされた。

7.3.2 投資額の算定

本プロジェクトの投資額は価格変動の予備費を含む工事費に建設中の利子及びコミットメントチャージを加えて見積られた。分析のためにプロジェクトのファイナンスは以下の仮定を設けた。

- a) 投資額のうち全ての外貨分は、下記の条件で国際ローンによりファイナンスされるものとした。

	ローン A	ローン B
融資対象	詳細調査及び詳細設計	工事監督及び建設
金利	年率 8.5%	
支払い猶予期間	建設期間 (1981~1988年)	
返済期間	支払猶予期間を除き 20年間	
コミットメントチャージ	使用されない国際ローンの 1%	

- b) 投資額の現地貨分、建設中の利子及びコミットメントチャージは、フィリピン政府によって用意されるものとする。

本プロジェクトとの投資額の合計は米ドル 5 4 3.9 百万と見積られ、このうち外貨分は米ドル 4 6 1.4 百万、内貨分は米ドル 8 2.5 百万 (6 1 8.8 百万ペソ) である。

	外 貨	内 貨	合 計 (10 ⁶ US \$)
工 事 費	2 4 8.5	4 7.1	2 9 5.6
物 価 上 昇	1 2 5.6	3 5.4	1 6 1.0
建設中の金利	7 5.5	0	7 5.5
コミットメントチャージ	1 1.8	0	1 1.8
総 投 資 額	4 6 1.4	8 2.5	5 4 3.9

投資額の支払い計画及びその融資計画は表 7-5 に示される。

7.3.3 収支報告書及び財務収益率

プロジェクトの収支報告書を作成するに当たって、下記の条件で歳入・歳出を算定した。全ての歳入と歳出はプロジェクトの開始年の 1989年の物価レベルで評価された。

- a) 電力収入は送電線ロス^{<1}を差引いた販売電力量から算定された。1989年に適用される単価はkWh当り0.95ペソ(米ドル0.126/kWh)^{<2}と推定される。
- b) プロジェクトの運転維持費は、6章に述べられているごとく、運転維持費を1989年の物価レベルに上昇させて年間31.3百万ペソと算定される。
- c) 減価償却費は、総投資価格に対し年定率2%を適用して算定した。
- d) 借入金利は年率8.5%として算定した。

これらの仮定に基づき収支報告書は作成され、表7-6に掲載した。財務的内部収益率(FIRR)は11.4%^{<3}で、それは、プロジェクトがいかなる国際機関から融資を受けてもこのプロジェクトが財務的に健全であることを示している。

7.3.4 資金繰表

資金繰表は、予想される資金源及び条件により資金繰の状態を評価するために作成された。資金源として外部融資及び販売収入が考えられた。外国の資金融資源には国際機関のローンと建設期間中支えられる政府の補助が含まれる。販売収入とは、総収入から運転維持費を差引いたものである。国際機関からのローンの償還は一定額年賦払いが仮定された。資金繰表は表7-7に示される。

表に見られるごとく、外部の資金源からの融資は建設期間中に要する費用にあてることができる。販売収入は1989年からの借入金返済にあてて、全ての借入金が返済される。2008年には余剰金が米ドル336百万に達することになる。プロジェクトの完成わずか5年後の1993年には黒字に転ずる。最大の累積負債額は、表7-7に示されるごとくプロジェクトの完成年度である1988年に米ドル170百万に達する。累積販売収入額と20年間の累積負債額との比率である収入債務比率は1.54であり、表7-7に見られるごとく最少の満足できる規準の1.3を超えている。これは本プロジェクトの財務上の堅実さを示すものである。

<1 発生電力量の3%

<2 1980年9月の販売単価は1kWh当り0.4023ペソである。

<3 NAPOCOR 企画室の推定した1990年の電力料金 $0.757/kWh$ を用いると、FIRRは9.0%となる。

第 8 章 環 境 調 査

8.1 環境の現状

8.1.1 自然的条件

当該計画地域の自然的条件は、第 4 章調査成果にすでに記述されている。

8.1.2 生物学的条件

アゴス河の集水域の気象と水文の項で記述されているように、熱帯性気候により影響を受けて、耕地は、ラワン、アピタン、タンジル、マヤピスおよびパフタンを含む熱帯多雨林によっておとわられている。

ブラウンによる「フィリピン山岳地帯の植生(1919)」の調査によると、山岳地帯は 4 つの植生に大別できる。それらは、次のとおりである。

- a) バラン帯(0~200 m)
- b) フタバガキ林帯(200~600 m)
- c) 中山地林帯(600~900 m)
- d) 蘚苔林帯(900 m 以上)

バラン帯はかつては多雨林におとわれていたが、今では森林を伐採あるいは山焼きの後、ココナツ、バナナおよび他の穀物のために小さく区別けされた耕作地に開発されている。バラン帯の一部には今でも、代償植生でおとわられている地域がある。代償植生としては、チガヤ(alang-alang)、あるいはワセオバナと代償多雨林である。フタバガキ林帯は、フタバガキ科とシナノキ科の混じった混合常緑林である。中山地林帯もまた Parashorea-Diplodiscus 群集とは異なっている Quercus-Neolitsea 群集と Astronia rolfei 群集の混じった混合常緑林である。蘚苔林帯は単一の群集である Cyathea-Astronia 群集を有している。

アゴス河流域の大部分の地域における植生は、上記のような分類に一致している。またカナン河流域の植生は、フタバガキ林帯、中山地林帯および蘚苔林帯から成り立っていて、いかえればカナン河流域は、未だに深い原始林におとわられている。

もう一つの流域で、カリワ河の主な支流の一つであるレナティン川流域にはすでに開発さ

れて耕作地になっている地域とパラン帯とがある。カリワ河の別の主な支流であるリムタン川流域は、カナン河流域と同じような植生で未だにおぼわれている。カリワ河沿いの地域は右岸は耕作地として開発されているが、左岸はカナン河流域と同様未だに原始林でおぼわれている。

アゴス河流域に生息している主な動物は、野生ブタと野生シカである。また主な鳥類としては、ヤマバト、ヤマツバメと野生ドリであり、主な爬虫類としては、トカゲ、小さいワニとヘビ類が生息している。

アゴス河に生息している魚類は、「バングス」で知られるミルクフィッシュ、「ダラック」と呼ばれるマッドフィッシュ、「パロス」と呼ばれるウナギ、そして「カルパ」で知られるコイである。アゴス河に生息する水中生物はカニ、エビ類、貝類とカワゲラ類、カゲロウ類、トビケラ類のような水生昆虫である。

8.1.3 社会・経済条件

当該計画地域の社会・経済条件は、第2章計画地域にすでに記述されている。

8.2 計画実施による環境影響

8.2.1 貯水池周辺へのインパクト

(1) 水没地域と人口

アゴスダム、カナンダムおよびカリワダムの湛水面積は、それぞれ21.5km²、19.0km²、20.0km²である。

ダム	湛水面積	ダム天端標高
アゴスダム	21.5km ²	165.0m
カナンダム	19.0km ²	295.0m
カリワダム	20.0km ²	270.0m
計	59.0km ²	

貯水池ができることによって、いくつかの村々が水没することになる。すなわち、アゴスダムとカリワダムの計画貯水池内に約450～500戸、カナンダムの計画貯水池内に約50戸の家々がある。一世帯当り6人家族と仮定すると、大体3,000～3,300人の人達が移転することになる。全湛水地域の25%にあたる約15km²の地域は、耕作地として開か

れており、レナティン河とカリワ河沿いに広がっている。そして、残りの75%にあたる約45km²の地域は、リムタン河とカナン河沿いに広がっている森林地帯である。

(2) 水産

前述のように、カリワ河、カナン河およびアゴス河での漁業活動は、自給自足に限られている。ダムと貯水池の建設は、生息しているある種の魚類はいなくなるかも知れないが、現在生息している魚類の殆んどが生息可能であるから、内水面漁業にはあまり影響を与えないであろう。

これに対して貯水池の出現は、この地域における漁業開発に大きなプラスのインパクトを与えるようである。これらの貯水池で養殖するのに適している魚種としてミルクフィッシュ、ナマズおよび数種のコイ類である。年間10~15 t/km²の量の養殖漁獲量が見込まれると仮定すると、3つの貯水池で年間約600~900 tの水揚げ量があることになる。この量は、汽水域と海域の魚を含む現在の漁獲量の約1.5倍である。

(3) 運輸機関と観光

ダム建設は、地方の輸送機関に影響を与えることが期待できる。現在、カナン河、カリワ河およびアゴス河には一つの橋もかゝっていない。人々は川を渡るのにボートを利用するか、乾期にだけ歩いて渡っている。インファンタとジェネラル・ナカールのような主要な町々の間にさえ、人間と荷物の輸送に小さなカヌーが使われているにすぎない。

ダムが完成すると、ダムの天端は川を横切る主な輸送道路となり、その地域の経済活動を促進することになるであろう。

観光事業は、この地域に美しい海岸や景観豊かな山々を含むリゾートとして十分有効な場所であるにもかかわらず、現在あまり開発されていない。しかも、カナン河の左岸地域はすでに国立公園と鳥獣保護地域および禁猟地域に指定されている。貯水池の出現は、ピクニックやキャンプのために特別の施設を準備することにより、この地方の観光開発を更に推進することになるであろう。

特に現在工事中のマルコス・ハイウェイによってインファンタとメトロ・マニラは車で約2時間の距離となり、インファンタは美しい海、山々そして湖に恵まれた便利のよいリゾートとなるであろう。

(4) 貯水池の生物学的インパクト

<1 養魚池の淡水魚の平均漁獲量を基にして仮定している。

水没地域内の植生は耕作地であり、熱帯多雨林である。また水没地域は集水区域に比べると相対的に小さい。従って計画の実施はこの地域の植生に致命的な影響はおよぼさないであろう。これに対して、カナン河の上流域の左岸域で現在、行なわれている伐採は、この地域の植生にマイナスの影響を与えているようである。

計画地域に生息している動物の生活は、貯水池建設によって致命的な影響は受けないであろう。それ以上に伐採に起因する植生変化による影響の方が大きいといえる。

貯水池の出現後、河川の水系は動的な流れから、静的な水系へと変化することになる。そして、ダムは魚族の遡上と降下を阻止することになる。また河川食物連鎖は水生昆虫から淡水魚へという鎖から、プランクトンから魚へという鎖へと変化するであろう。そして、魚相もまた自ずと変化していくことになる。いかえれば水生昆虫および魚を含む水中生物は、それらが河川流量の季節的变化や日変化に自分自身を適応させているように、新しい環境に自分自身を適応させていくであろう。

(5) 水 質

水質に対する影響要素の1つに貯水池への有機物の流入がある。既存の人口資料、メトロマニラの拡張計画そして将来の農業開発計画を基に前もって予測してみると、将来、貯水池に流入する有機物は増加するようである。しかし予測された有機物の流入量は未だ小さい。そしてこの地域で急速な工業化や非常な人口増加が生じたとしても、近い将来、貯水池が富栄養湖となるとは考えられないようである。

貯水池の水質に影響を与える他の要素は、水没地域の未伐採の樹木である。未伐採の樹木は水中でその物質を変え、水質に影響を与える有機物を生じるようになる。

8.2.2 下流地域へのインパクト

(1) 洪水調節

収集した情報によると、アゴス河下流の両岸から約2kmに広がる地域は、年に2回程冠水している。洪水の被害は米のような穀物、家畜、道路や橋などの公共施設である。これらの中で農作物に対する被害が現在最も大きい。

アゴスタムの出現は、この河川の自然流出を調整するであろうし、内水に起因するものを

<1 2000年におけるアゴス貯水池における汚染度は、流域の人口を29,000と仮定して、BOD: 0.071 ppm, N: 0.10 ppm, P: 0.006 ppmであろう。

除いて、この地域の洪水は完全に調節されるであろう。

(2) かんがいと市街地の水供給

既に述べたように、アゴス河下流域ではかんがい設備はすでに設けられていて、乾期でさえも、水源は現在十分である。従ってかんがいに対するインパクトはそれ程大きくなく、200~300haの地域と水管理の点から、付加的なかんがい開発をすることだけである。

現在、各種水源の量は各町村に対しては十分であるが、組織的な水供給の範囲はまた小さい。しかしながら、この地域の水需要は、メトロマニラの発展と平行して将来大いに増加するであろう。なぜならインファンタ、ジェネラル・ナカールおよびリアルルの町々は、メトロ・マニラ拡張計画のモジュール4に含まれているからである。モジュール4における予測人口は、2000年において581,000人となっている。これだけの人口を養うために、1日当たり109,000^{<1}m³の水が必要となる。この水需給の増加を考えると、アゴス貯水池は将来これらの都市に対する最も経済的で実現性の高い水源の1つになるであろう。

8.2.3 地域開発へのインパクト

メトロ・マニラ拡張計画によると、モジュール4に多くの資本投下が計画されている。それらの1つが、現在建設中のインファンタとメトロ・マニラを2時間で結ぶマルコス・ハイウェイである。提案されている他の主な計画は、インファンタの国際空港とリアルルの国際港の建設である。

アゴス河水力発電計画は、十分な電力と水の供給によってこの地域開発を容易にすることが予想される。完全な電化と確実な電気の供給は、住民の生活を改善するだけでなく、農産加工業の発展を刺激するであろう。潜在的にある農産加工業として製材、ココナツ加工、海域の魚類と建設される貯水池から得られる淡水魚類の加工がある。

この章の最初に述べたように、観光開発のポテンシャルは十分にある。そして、輸送施設の改善は開発を更に促進させるであろう。

この地域の住民生活の質の改善をもたらすであろう地方の物産を増加させるこれらの農産加工業と観光開発事業が実現すれば、この地域の雇用機会は大いに増すことになるであろう。

<1 PICOREM : 「メトロマニラの水資源」1979.4月

8.3 環境のインパクトに対する対策

8.3.1 移 転

カリワダム、アゴスダムおよびカナンダムの水没地域に約3,300人の人達が生活している。この計画を実行するために、これらの人達の移転計画を、水没地域の詳細な調査に基づいて慎重に準備する必要がある。この調査には、世帯数、職業、家族構成、財産、土地利用と土地所有、この地域の社会的公共施設等が含まれていなければならない。

移転計画は、メトロ・マニラの拡張計画を含むこの地域の総合開発計画の枠組みの内で行われる必要がある。移転計画には水没地の人達の所有地に対する補償計画と、新たな移転先の準備を含んでいる必要がある。道路、上水、公共建物等のような公共施設の建設もまた、移転計画の中に盛り込まれていなくてはならない。

8.3.2 水 質 管 理

貯水池の水質汚染は将来致命的ではないようであるが、水質は有機物の溶解、農業の化学肥料、化学薬品、下水道のためにそのうち悪化していくであろう。従って、対策として下水道システムと工業廃水、農業廃水の制御システムは、次の段階で考えられるべきことである。

さらに、水質を保全するために、貯水池内に沈められる樹木は、出来る限り完全に伐採されるべきである。

流域から流入する土砂や土壌が貯水池の水質汚濁の別の原因となっている。現況植生から考えて、カリワ河流域で土砂流出に対する防護工事を行う必要がある。カリワ河の右岸中腹部にそって建設されているマルコス・ハイウェイの現場からの土砂と土壌の流出の制御と、斜面の侵食防止に対してもっと注意を払うべきである。

8.3.3 洪水警報装置と地這り防止

アゴスダムと発電所の建設によって、流下する約 $163 \text{ m}^3/\text{sec}$ の水が、1日のうち7～12時間にわたって下流へと流れる。流量増加によって下流の居住者や彼らの財産を守るために、洪水警報装置を設置するべきであろう。

37 mという大きい利用水深を考えると、貯水池周辺で地這りが生じる可能性がある。地這り可能地の調査は実施されなければならないし、また地這りが生じないような対策は、将来立案されなければならない。

第 9 章 詳細設計及び調査

9.1 詳細設計

詳細設計は、フィージビリティ調査に追加される詳細調査の後に行われる建設のための入札書類の準備を目的として、建設開始前に行われる必要がある。

本作業は、NAPOCOR の技術者と共に外国のコンサルタントと共同で行われることとなる。

本作業は、1981年の可能なかぎり早い時期に始まる調査の開始後2年以内に完了することになる。主な調査事項に対応する作業行程は作業が1981年の10月に開始されるものとして、下の様に仮定できる。

初期準備	1981年10月～1981年11月
詳細調査(現地)	1982年2月～1983年1月
詳細設計	1981年10月～1983年11月
入札書類作成	1981年10月～1983年11月

9.2 詳細設計及び調査の範囲

作業範囲はフィージビリティ検討の結果を踏えて下記の様になる。

初期準備

- フィージビリティ報告書の見直しと詳細設計の作業計画及び追加調査の準備。
- 現地で行なわれる詳細調査のための現地契約作業及び実施準備作業につき、
- NAPOCOR を補助する。

詳細調査

- アゴスタムサイト、原石山、土取場等における主としてコアボーリング及び現位置岩盤試験を行うための試掘横坑の掘削等の詳細な地質調査。
- ダムロック材、フィルター材及び不透水コア材についての材料試験、現場締固め試験、それに現場剪断試験。
- 余水吐の2つの比較案についての水理模型実験。
- 動的及び静的方法によるダムの地震に対する安定解析。

- 各構造物サイトにおける詳細地形測量。
- 新たに設置された自記雨量計及び水位計によって記録された洪水等の水文データ収集及び解析。
- 建設計画に対する情報の収集。
- 入札書類の作成についてNAPOCOR と基本的事項に対する協議。
- 送電線ルートと変電所予定地についての詳細調査及び準備工事の現地契約作業。
- 土地収用の詳細調査についてNAPOCOR を補佐。

詳細設計

- ダムと付属構造物等の土木構造物についての詳細設計。
- 電気工事の基本設計。
- 鋼構造物の基本設計。
- 建設計画作成。
- 数量計算書及び工事費の算定。

入札書類

- 土木工事（おそらく2パッケージ）と電気工事（おそらく2パッケージ）と鋼構造物の入札書類の作成。

報告書

調査の進捗に合わせて、下記の報告書が作成される。

- 作業進捗報告書、3ヶ月ごとの作業進捗状況の報告。
- 初期準備報告書、作業実施に当たっての基本的プログラムの報告、コンサルタントの作業計画、方法及び工程の報告
- 設計基準報告書、NAPOCOR の同意を得るため詳細設計に先行して提出される設計基準報告書。
- 入札書類、土木工事（おそらく2パッケージ）と電気工事（おそらく2パッケージ）と鋼構造物の入札書類の作成。
- 設計報告書、方法、手法、計算それに必要があれば比較案の検討と詳細調査の結果を含む。設計作業の成果のとりまとめ。

添 付 表

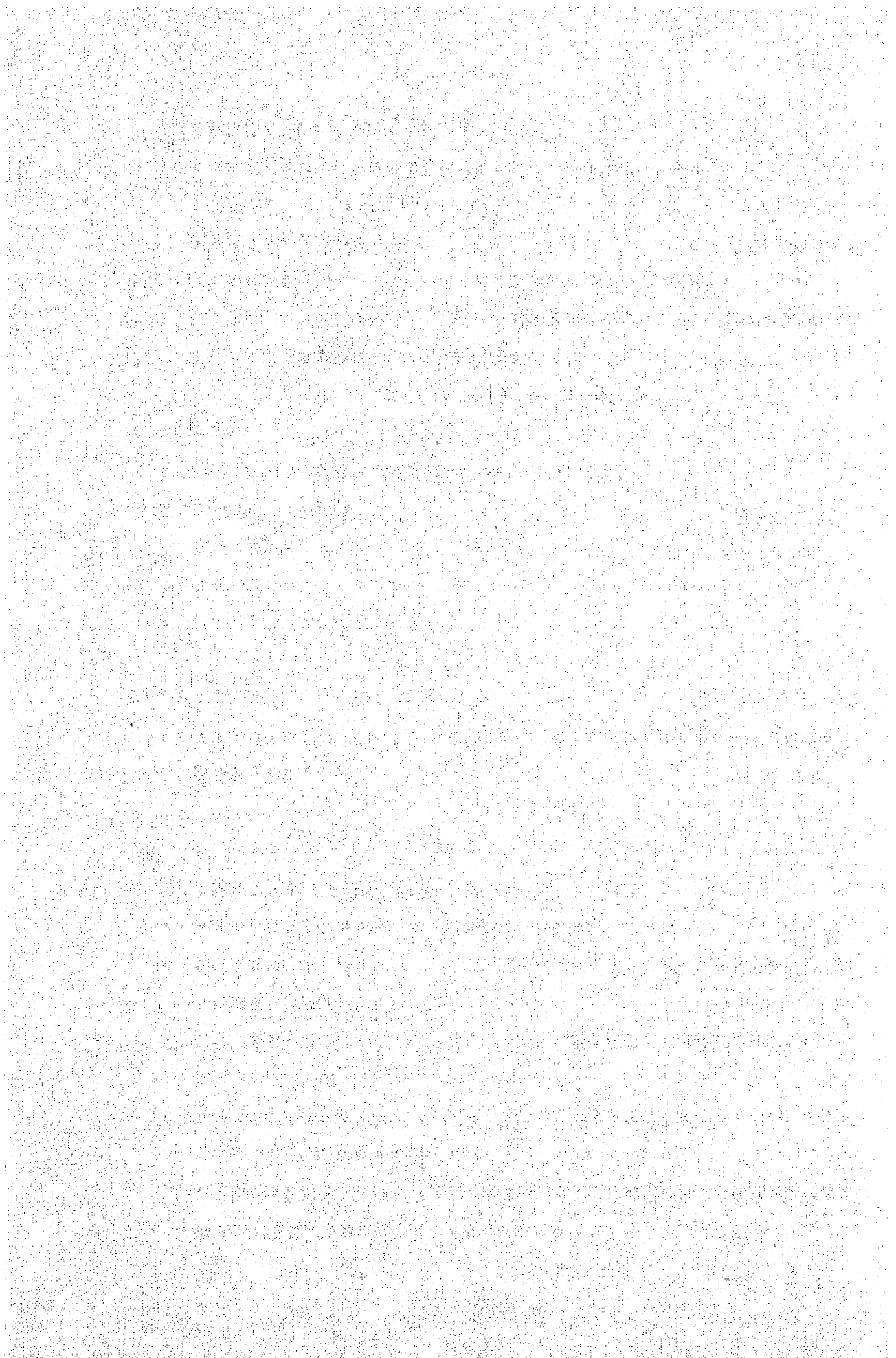


表1-1 JICA調査団専門家とカウンターパート一覧表

担 当	氏 名
(J I C A 調査団専門家)	
団 長 (総 括)	津 田 誠
地 質 専 門 家	西 岡 修 平
地 質 専 門 家	谷 古 宇 光 治
弾 性 波 探 査 専 門 家	仁 科 利 春
弾 性 波 探 査 専 門 家	木 藤 博 行
土 質 専 門 家	毛 受 亨 政
航 空 写 真 専 門 家	三 鬼 鋼 一
測 量 専 門 家	野 口 哲
測 量 専 門 家	千 喜 良 克 彦
水 文 専 門 家	片 山 陽 夫
電 気 専 門 家	鈴 木 三 郎
土 木 専 門 家	水 原 嘉 男
環 境 専 門 家	江 副 章 之 助
開 発 経 済 専 門 家	田 井 稔 三
調 整 員	立 石 勝
(N A P O C O R カウンターパート)	
計 画 局 長	Eduardo P. Abesamis
建 設 材 料 調 査 試 験 局 長	Narciso V. Angeles
建 設 材 料 調 査 試 験 局 長	Bernardo E. Acuna
技 術 研 究 所 長	R. V. Geroso
地 図 測 量 課 長	Z. P. Santos, Jr
地 質 課 長	R. A. Almero
水 文 専 門 家	Geminiano A. Wi
地 質 専 門 家	M. Arroyo
送 電 課 長	M. D. Edjawan
土 木 専 門 家	Eduardo F. Cruz, Jr
経 済 専 門 家	Mario Baile
現 場 責 任 者	H. B. Alba
土 木 専 門 家	William R. Orola
環 境 専 門 家	Ernest C. Esmerio
材 料 調 査 専 門 家	Cornelio Garde

表 3-1 ルソン島の既設発電

HYDRO ELECTRIC PLANT

No. PLANT	No. & Cap. of GEN. No. x MW	CROSS HEAD m	EFFECTIVE STORAGE CAP. OF RESERVOIR 10 ⁶ m ³	TOTAL INSTALLED CAPACITY MW	EFFECTIVE CAPABILITY MW	ANNUAL AVAILABLE ENERGY GWH	YEAR COMM.
1. Caliraya	4 x 8	271	43.8	32	32	192	1945/50
2. Ambuklao	3 x 25	180	258	75	75	459	1956
3. Lak Bahi-Barit	1 x 1.8	19.2 Ef.	Run of River	1.8	1.8	12	1957
4. Cavayan	1 x 0.4	77.2 Ef.	Run of River	0.4	0.4	3.1	1959
5. Banga	4 x 25	155	48.2	100	100	610	1960
6. Angat	4 x 50	-	630	218	218	505	1967
7. Patanbangan	3 x 6	119	208.3	100	100	224	1977
8. Botocan	2 x 8.0	91	-	16.96	15.0/1	60.0	1946
	1 x 0.96	-	-	544.16	542.2	2,065.1	
Total capacity of Hydro Electric Plant							

THERMAL POWER PLANT INCLUDING DIESEL PLANT

No. PLANT	No. & Cap. of Gen. No. x MW	No.	Capaci. Ton/H	Boiler Temp. °C	Pressure kg/cm ²	TOTAL INSTALLED CAPACITY MW	Net Capability MW	Annual Available Energy GWH	Year Comm.	
1. Rock well	5 x 25	5	125	482	61.5	305	315	574	1950-1958	
2. Tegen	3 x 60	3	204	538	129.4	200	220	985	1960-1963	
3. Ligao	2 x 100	2	343	538	129.4	3.0	3.0	1,248	1965-1966	
4. Gardner	2 x 1.5	1	507	Diesel	130	350	165	17.0	1968	
5. Snyder	1 x 150	1	726	540	196	500	220	1,182	1970	
6. Bataan	1 x 200	1	1,032	540	196	330	220	1,248	1971	
7. Malaya	1 x 300	1	295	538	127	75	75	1,905	1972	
8. Tivi	1 x 75	1	1,205	540	175	150	150	940	1977	
9. Tivi Geothermal	1 x 150	1	1,205	540	175	300	330	2,491	1978	
10. Mak-San Geothermal	1 x 350	1	1,205	540	175	350	390	2,491	1979	
	5 x 0.5			Diesel		2.5	2.5	4.76	1975	
	2 x 55					110	110	794	1979	
	2 x 55					110	110	794	1979	
Total capacity of Thermal Power Plant								15,480.76		
Total of Plant								2,999.66 MW	17,545.86 GWH	

Source. Statistics data of MAPOCOR operating plant NAPOCOR Jan. 1978, and MERALCO Generating capability 1947-1976
 /1: The effective capability of Batocan with all three units operating as full load is reduced to 15,000 kW by age.

表 3-2 ルソン島の電力販売の実績

Year	NAPOCOR Energy Sales ^{1/}										MERALCO ^{2/}					Total Energy Sales GWH	A.G.R. ^{4/}
	Utilities GWH	Industrial GWH	Miscellaneous GWH	Total GWH	Residential GWH	Commercial GWH	Industrial GWH	Street Light GWH	Resale GWH	Transportation GWH	Total GWH	Sold Energy GWH	Self-Generation GWH ^{3/}	Total Energy Sales GWH			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)		
1960	55	74	5	134	458	424	516	10	54	-	1,462	1,596	53	1,649			
1961	83	91	6	180	507	470	631	11	69	-	1,688	1,868	56	1,924			
1962	106	98	8	212	578	514	748	13	86	-	1,939	2,151	84	2,235			
1963	146	111	14	271	640	569	854	17	95	-	2,175	2,446	79	2,525			
1964	176	135	33	344	737	656	976	22	102	-	2,493	2,837	82	2,919	13.8		
1965	204	158	39	401	801	723	1,073	26	98	-	2,721	3,122	87	3,209			
1966	242	206	39	487	889	825	1,187	30	124	-	3,055	3,542	130	3,672			
1967	285	209	36	530	959	935	1,354	34	149	-	3,431	3,961	175	4,136			
1968	348	307	48	703	1,037	1,084	1,523	35	174	-	4,372	4,556	206	4,762			
1969	401	394	57	852	1,221	1,299	1,634	37	181	-	4,555	5,224	225	5,449			
1970	448	530	53	1,031	1,262	1,372	1,708	36	177	-	4,555	5,586	240	5,826			
1971	493	631	183	1,307	1,287	1,433	1,884	29	201	-	4,894	6,141	273	6,414	8.5		
1972	540	657	290	1,487	1,362	1,522	1,964	43	210	-	5,101	6,588	293	6,881			
1973	626	676	341	1,643	1,447	1,649	2,202	44	225	-	5,567	7,210	320	7,530	0.9		
1974	645	791	400	1,836	1,302	1,629	2,248	44	216	-	5,439	7,275	323	7,598			
1975	791	883	469	2,143	1,418	1,814	2,386	45	228	-	5,891	8,034	357	8,391			
1976	806	967	496	2,269	1,485	1,958	2,571	47	252	-	6,313	8,582	381	8,963	7.4		
1977	889	901	392	2,182	1,623	2,177	2,764	50	281	-	6,895	9,077	404	9,481			
1978	1,072	841	441	2,354	1,713	2,349	3,000	53	318	-	7,433	9,787	430	10,217			

Source: ^{1/} Actual NAPOCOR Demand and Energy Sales Luzon (NAPOCOR System Planning Section)

^{2/} Utility Economic Forecast Date Nov. 1978-MERALCO

^{3/} Power System Luzon Generation Expansion Study (December 1977) until 1971, from the growth rate over previous year is assumed to be the same as that of the sum of NAPOCOR and MERALCO after 1972.

^{4/} AGR: Annual Average Growth Rate

表3-3 NAPOCORの電力販売収入

Year	LUZON			VISAYAS			MINDANAO			TOTAL		
	Revenue (106P)	Energy Sales (GWh)	Av. Value (P/kWh)	Revenue (106P)	Energy Sales (GWh)	Av. Value (P/kWh)	Revenue (106P)	Energy Sales (GWh)	Av. Value (P/kWh)	Revenue (106P)	Energy Sales (GWh)	Av. Value (P/kWh)
1969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.9	1,288	0.029
1970	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.3	1,738	0.027
1971	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.9	2,110	0.029
1972	80.4	1,377	0.058	0.7	9	0.082	9.7	356	0.027	90.8	1,742	0.052
1973	101.8	1,608	0.063	0.6	7	0.085	10.8	396	0.027	113.2	2,011	0.056
1974	177.4	1,718	0.103	0.8	9	0.088	12.9	506	0.025	191.1	2,233	0.086
1975	221.1	1,988	0.111	1.5	8	0.180	14.8	495	0.029	237.4	2,491	0.095
1976/1	318.4	2,269	0.140	1.4	10	0.142	22.2	745	0.030	342.0	3,024	0.113
1977	395	2,182	0.181	15.0	51	0.292	37	868	0.043	447.0	3,101	0.144
1978	738.7	3,731	0.198	68.81	214.7	0.32	114.05	996.5	0.114	921.56	4,942.2	0.186

Source: Annual Report, NAPOCOR (1972-1977)
Project Planning, NAPOCOR (1969-1971)

/1 From 1976 Calendar Year is used.
Before 1976, Fiscal Year is used starting in July and ending in June.

表 3-4 ルソン系統の電力量とピーク負荷の実績と予測

Calendar Year	Consolidated Sales	Energy Req't	Peak Load	Load Factor
(1)	(GWh) (2)	(GWh) (3)	(MW) (4)	(%) (5)
<u>Actual</u>				
1968	4,996	5,387	903	68.1
1969	5,639	6,087	1,020	68.1
1970	6,046	6,386	1,111	65.6
1971	6,596	7,048	1,205	66.8
1972	7,131	7,555	1,331	64.8
1973	7,723	8,212	1,335	70.2
1974	7,804	8,240	1,379	68.2
1975	8,585	9,014	1,513	68.0
1976	9,453	9,626	1,659	66.2
1977	9,813	10,357	1,709	69.2
1978	10,414	11,223	1,780	71.9
1969-1978 ^{/1}	7.6%	7.6	7.0	
<u>Forecast</u>				
1979	11,140	12,010	1,960	70.0
1980	11,925	12,850	2,100	70.0
1981	12,760	13,750	2,240	70.0
1982	13,650	14,710	2,400	70.0
1983	14,605	15,740	2,565	70.0
1979-1983 ^{/1}	7.0%	7.0	7.6	70.0
1984	15,630	16,840	2,745	70.0
1985	16,725	18,020	2,940	70.0
1986	17,900	19,280	3,145	70.0
1987	19,145	20,630	3,365	70.0
1988	20,485	22,075	3,600	70.0
1989	21,920	23,620	3,850	70.0
1990	23,455	25,275	4,120	70.0
1984-1990 ^{/1}	7.0%	7.0	7.0	
1979-1990 ^{/1}	7.0	7.0	7.0	

^{/1} Average annual compound growth
Excludes pumping requirements

Source: NAPOCOR Expansion Program on June 1980

表 3-5 ルソン島の電力消費量とピーク負荷の将来予測

Year	Consolidated Sales (GWh)	Loss (%)	Net Energy Production (GWh)	Load Factor (%)	Peak Power Demand (MW)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1979	10,963	7.5	11,850	69	1,960
1980	11,760	7.5	12,710	69	2,100
1981	12,600	7.5	13,620	69	2,250
1982	13,490	7.5	14,580	69	2,410
1983	14,610	7.0	15,710	70	2,560
1984	15,830	7.0	17,020	70	2,780
1985	17,140	7.0	18,430	70	3,000
1986	18,540	7.0	19,940	70	3,250
1987	20,070	7.0	21,580	70	3,520
1988	21,690	6.5	23,200	70	3,780
1989	23,450	6.5	25,080	70	4,090
1990	25,350	6.5	27,110	70	4,420
1991	27,320	6.5	29,220	70	4,760
1992	29,460	6.5	31,510	70	5,140
1993	31,750	6.5	33,960	70	5,540
1994	34,230	6.5	36,610	70	6,970
1995	36,900	6.5	39,460	70	6,430

表 4-1 モルタルとコンクリートの強度試験

<u>Mortar Strength</u>				
Sample	(kg/cm ²)			
	<u>Unwashed</u>		<u>Washed</u>	
	7 days	28 days	7 days	28 days
A sand	240	385	240	387
D "	241	437	252	443
STM	271	425	282	446
F "	252	461	274	465
F "	221	371	250	376
F "	240	347	250	410
F + STM (1:1)	341	526	347	536

Mean 258 472 271 438

A, D, F sand derived from river deposit, STM sand from Santa Monica beach, location of sources shall be referred to Fig. 4-7.

Concrete Strength

Water cement ratio (w/c)	<u>7 days strength</u>		<u>28 days strength</u>	
		Mean		Mean
47.0 %	(181, 193)	187	(291, 294, 267)	284
41.3 %	(213, 206, 233)	217	(291, 334, 301)	309
39.1 %	(255, 255, 257)	256	(318, 342, 354)	338

表 5-1 アゴス河の開発計画案の便益・費用解析

(million US dollars)

HVL of	BENEFIT													B-C	B/C							
	Power & Energy						Water supply			Power & Energy			Water supply			Total						
	Agos	Kanan	Fantasy	I	II	Sub-total	Sub-Kaliwa	Kanan	Agos	Kanan	Fantasy	I	II				Sub-total	Sub-Kaliwa	Kanan	Agos	Kaliwa pump	Sub-total
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)					
175	290	495.12	180.13	76.96	-	752.21	829.70	-	344.50	128.8	49.85	-	523.05	572.33	-	-	-	572.33	1,581.91	1,095.38*	486.53	1.44
A-1	165	290	457.88	195.71	-	730.55	"	-	303.70	130.3	"	-	483.85	"	-	-	-	"	1,560.25	1,056.18*	504.07	1.48
	155	300	420.66	223.13	-	720.75	"	-	275.00	154.0	"	-	478.85	"	-	-	-	"	1,550.45	1,031.18	499.27	1.47
	145	300	383.70	237.87	-	698.53	"	-	254.00	158.5	"	-	462.35	"	-	-	-	"	1,528.23	1,034.68	493.55	1.48
175	295	382.14	-	76.96	52.86	511.96	829.70	539.52	320.31	-	49.85	29.37	399.53	572.33	522.19	-	-	1,094.52	1,881.18	1,494.05	387.13	1.26
A-2	155	295	352.24	-	"	482.06	"	"	286.37	"	"	"	365.59	"	"	-	-	"	1,851.28	1,460.11	391.17	1.27
	145	295	322.41	-	"	452.23	"	"	258.23	"	"	"	337.45	"	"	-	-	"	1,821.45	1,431.97	389.48	1.27
	145	295	292.71	-	"	422.53	"	"	242.25	"	"	"	321.47	"	"	-	-	"	1,791.75	1,415.99	375.76	1.27
175	290	381.25	180.13	76.96	52.86	691.20	829.70	539.52	320.31	128.8	49.85	29.37	528.33	572.33	314.63	84.06	67.43	1,038.45	2,060.42	1,566.78	493.64	1.32
A-3	165	290	351.49	195.71	"	677.02	"	"	286.37	130.3	"	"	495.89	"	"	84.00	74.54	1,043.50	2,046.24	1,541.39	504.85	1.33
	155	300	321.77	223.13	"	674.72	"	"	258.23	154.0	"	"	491.45	"	"	84.92	81.88	1,033.76	2,043.94	1,545.21	498.73	1.32
	145	300	292.14	237.87	"	639.83	"	"	242.25	158.5	"	"	479.97	"	"	90.10	89.77	1,066.83	2,029.05	1,546.80	482.25	1.31
B	-	260	-	635.27	76.96	712.23	829.70	-	829.70	-	428.45	49.85	478.30	572.33	572.33	-	-	572.33	1,541.93	1,050.53	491.30	1.47

All the costs and benefits are discounted to Jan. 1989

表 6-1 アゴス水力発電計画の比較案の主要諸元

	Alternative Scheme			
	AG-175	AG-165	AG-155	AG-145
<u>Reservoir</u>				
HWL (m)	175.0	165.0	155.0	145.0
LWL (m)	135.0	128.0	120.8	113.8
Live storage (x10 ⁶ m ³)	695.0	550.0	438.0	336.0
<u>Main dam</u>				
Crest Elevation (m)	182.0	172.0	162.0	152.0
Crest length (m)	810.0	780.0	735.0	695.0
Dam height above foundation (m)	182.0	172.0	162.0	152.0
Dam volume incl. cofferdams (x10 ⁶ m ³)	20.21	17.03	14.31	11.91
<u>Spillway</u>				
Design discharge (m ³ /sec)	10,600			
Type	14.0 H x 14 W x 4 nos. gated spillway with 2 lanes of 210 m long side channel			
<u>Diversion tunnels</u>				
Design discharge (m ³ /sec)	5,210			
Number	2			
Diameter (m)	9.0			
Length (m)	816/817			
<u>Power tunnel</u>				
Maximum discharge (m ³ /sec)	163.86	163.45	162.97	161.36
Diameter (m)	6.2			
Length (m)	226			
<u>Penstock line</u>				
Type	Embedded in tunnel			
Number	1			
Diameter of penstock (m)	6.1			
Length (m)	370	350	330	310
<u>Power house</u>				
Installed capacity (MW)	152	140	128	116
Number of unit	2			
Rated head (m)	110.1	101.6	93.2	85.3
Tail water level (m)	41.5			

表 6-2 アゴス水力発電計画の比較案の工事費

(million US dollar)

	Alternative Scheme			
	AG-175	AG-165	AG-155	AG-145
1. Land acquisition	3.2	2.7	2.3	1.95
2. Preparatory work	13.48	11.57	10.33	9.61
3. Diversion tunnels	9.08	9.08	9.08	9.08
4. Main & cofferdams	148.42	125.54	105.86	88.28
5. Spillway	24.15	24.15	25.66	34.74
(1 - 5)	(198.33)	(173.04)	(153.23)	(143.66)
6. Intake & power tunnel	1.97	1.92	1.85	1.80
7. Penstock line	0.32	0.32	0.32	0.32
8. Powerhouse and switchyard	3.08	2.92	2.76	2.60
9. Tailrace	1.53	1.53	1.53	1.53
10. Architectural work	2.20	2.14	2.07	1.99
(7 - 10)	(9.10)	(8.83)	(8.53)	(8.24)
11. Electro-mechanical work	31.46	29.42	27.26	25.17
12. Transmission line	3.45	3.38	3.31	3.28
13. Hydro-mechanical work	10.05	10.00	9.95	9.90
(11 - 13)	(44.96)	(42.80)	(40.52)	(38.35)
14. Contingency (10 %)	25.24	22.47	20.23	19.02
15. Engineering and administration	16.66	14.83	13.35	12.56
Grand Total	294.29	261.97	235.86	221.83
Operation and Maintenance Cost	23.23	21.38	19.75	18.67
Replacement Cost	1.60	1.52	1.44	1.36

表 6-3 財務的費用

(million US dollars)

Work Item	F.C.	L.C.	Total
1. Land acquisition	-	2.70	2.70
2. Preparatory works	11.44	2.01	13.45
3. Diversion tunnels	7.70	3.75	11.45
4. Cofferdams	9.23	1.05	10.28
5. Main dam	109.53	19.32	128.85
6. Spillway	29.84	2.48	32.32
(Sub total 1-6)	167.74	31.31	199.05
7. Power tunnel	2.37	0.57	2.94
8. Powerhouse and tailrace	5.02	0.54	5.56
9. Switchyard	0.40	0.05	0.45
10. Architectural works	1.94	0.77	2.71
(Sub total 7-10)	9.73	1.93	11.66
11. Generating equipment	22.02	2.93	24.95
12. Transmission line and substation	5.81	2.04	7.85
13. Hydro-mechanical equipment	7.83	2.15	9.98
(Sub total 11-13)	35.66	7.12	42.78
14. Physical contingency	21.31	4.04	25.35
15. Engineering and administration	14.07	2.66	16.73
16. Price contingency	125.60	35.40	161.00
Total	374.11	82.46	456.57

表 6-4 年度別所要財務的費用

Exchange rate: US\$1 = ¥250 = Peso 7.5
(thousand US dollars)

Item	Total		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		
	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	PC	LC	
1. Land acquisition		2,700				900		900											
2. Civil works																			
(1) Dam and appurtenant structures	167,800	28,600					13,600	3,200	20,800	4,200	24,900	4,100	42,000	6,700	36,300	5,700	39,200	4,700	
(2) Power facility works	9,700	1,900					500	100	500	100	1,100	200	2,800	500	4,300	900	1,000	200	
Sub total	177,500	30,500					13,600	3,200	21,300	4,300	26,000	4,300	44,800	7,200	40,600	6,600	31,200	4,900	
3. Generating equipment and metal works																			
(1) Generating equipment	27,800	5,000																	
(2) Metal works	7,800	2,200																	
Sub total	35,600	7,200																	
4. Physical contingency	21,300	4,000					1,500	300	2,200	400	3,200	600	5,300	1,000	5,200	1,100	3,900	600	
5. Engineering service and government administration	14,100	2,700					600	100	800	200	1,300	300	2,100	500	2,100	500	1,600	300	
Total	248,500	47,100					15,700	4,500	24,300	5,800	37,800	5,200	60,700	11,300	59,800	11,800	44,600	6,800	
6. Price contingency	125,607	35,370					3,533	1,490	7,552	2,692	15,217	3,175	30,394	8,719	36,226	11,195	32,031	7,776	
Total Financial Cost	374,107	82,470					19,233	5,990	31,852	8,492	53,017	8,375	91,094	20,019	96,026	22,995	76,631	14,576	
	456,577																		

表 7-1 經濟的費用

(million US dollars)

Work Item	F.C.	L.C.	Total
1. Land acquisition	-	2.70	2.70
2. Preparatory works	9.72	1.86	11.58
3. Diversion tunnels	5.67	3.42	9.09
4. Cofferdams	7.61	1.00	8.61
5. Main dam	98.31	18.62	116.93
6. Spillway	21.75	2.40	24.15
(Sub total 1-6)	143.06	30.00	173.06
7. Power tunnel	1.69	0.54	2.23
8. Powerhouse and tailrace	3.58	0.53	4.11
9. Switchyard	0.28	0.05	0.33
10. Architectural works	1.43	0.71	2.14
(Sub total 7-10)	6.98	1.83	8.81
11. Generating equipment	22.02	2.93	24.95
12. Transmission line and substation	5.81	2.04	7.85
13. Hydro-mechanical equipment	7.83	2.15	9.98
(Sub total 11-13)	35.66	7.12	42.78
14. Physical contingency	18.57	3.90	22.47
15. Engineering and administration	12.26	2.57	14.83
Total	216.53	45.42	261.95

表 7-2 年度別所要財務的費用

Exchange rate: US\$1 = P250 = Peso 7.5
(thousand US dollars)

Item	Total		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	
1. Land acquisition		2,700		900		900		900		900									
2. Civil works																			
(1) Dam and appurtenant structures	143,100	27,300			11,600	3,100	17,700	4,000	21,200	3,900	35,800	6,400	31,000	5,400	25,800	4,500			
(2) Power facility works	7,000	1,800					400	100	800	200	2,000	500	3,100	800	700	200			
Sub total	150,100	29,100			11,600	3,100	18,100	4,100	22,000	4,100	37,800	6,900	34,100	6,200	26,500	4,700			
3. Generating equipment and metal works																			
(1) Generating equipment	27,800	5,000							5,200		8,000	1,500	6,800	2,000	7,800	500			
(2) Metal works	7,800	2,200							2,100		500	1,100	5,100	600	100	500			
Sub total	35,600	7,200							7,300		8,500	2,600	11,900	2,600	7,900	1,000			
4. Physical contingency	18,600	3,900			1,300	300	1,900	400	2,800	600	4,600	1,000	4,600	1,000	3,400	600			
5. Engineering service and government administration	12,200	2,600	1,800	400	300	3,100	400		1,100	300	1,800	500	1,800	500	1,400	300			
Total	216,500	45,500	1,800	1,300	13,400	4,400	20,700	5,600	33,200	5,000	52,700	11,000	52,400	11,300	39,200	6,600			
	262,000		2,100	4,400	17,800		26,300		38,200		63,700		63,700		45,800				

表 7-3 発電便益の算定

(thousand US dollars)

Year	Available Power (MW)	Energy Output (GWh)	Power Benefit						
			kW Benefit / 1		MWh Benefit				
			10 %	12 %	14 %	16 %			
1989	140.0	709.66	26.02	30.09	34.62	16.61	42.63	46.70	51.23
90	140.0	692.24	26.02	30.09	34.62	16.20	42.22	46.29	50.82
91	140.0	674.82	26.02	30.09	34.62	15.79	41.81	45.88	50.41
92	140.0	657.40	26.02	30.09	34.62	15.38	41.40	45.47	50.00
93	140.0	639.98	26.02	30.09	34.62	14.98	41.00	45.07	49.60
94	140.0	622.56	26.02	30.09	34.62	14.57	40.59	44.66	49.19
95	140.0	596.82	26.02	30.09	34.62	13.97	39.99	44.06	48.59
96	140.0	571.07	26.02	30.09	34.62	13.36	39.38	43.45	47.98
97	140.0	545.33	26.02	30.09	34.62	12.76	38.78	42.85	47.38
98	140.0	519.58	26.02	30.09	34.62	12.16	38.18	42.25	46.78
99	140.0	493.84	26.02	30.09	34.62	11.56	37.58	41.65	46.18
2000	140.0	468.10	26.02	30.09	34.62	10.95	36.97	41.04	45.57
01	139.6	457.37	25.95	30.00	34.52	10.70	36.65	40.70	45.22
02	139.3	446.65	25.89	29.94	34.44	10.45	36.34	40.39	44.89
03	138.9	435.92	25.82	29.85	34.34	10.20	36.02	40.05	44.54
04	138.5	425.20	25.74	29.77	34.25	9.95	35.69	39.72	44.20
05	138.2	414.48	25.69	29.70	34.17	9.70	35.39	39.40	43.87
06	138.4	409.73	25.72	29.75	34.22	9.59	35.35	39.38	43.81
07	138.6	404.98	25.76	29.79	34.27	9.48	35.24	39.27	43.72
08	138.8	400.24	25.80	29.83	34.32	9.37	35.17	39.20	43.69
09	139.3	395.49	25.89	29.94	34.44	9.25	35.14	39.19	43.69
10									
11									
12									
.									
.									
.									
2038									

/1: Construction period of coal-fired thermal plant is assumed to be 4 years.

表7-4 費用と便益のキャッシュフロー

Year	Project Cost			Project Benefit			B - C			Discounted (B - C)		
	Const. Cost	O & M	Total	Discount Rate		Case III	Case I	Case II	Case III	(Case I) 10%	(Case II) 12%	(Case III) 14%
				Case I	Case II							
1980												
81	2.1		2.1				- 2.1	- 2.1	- 2.1	- 4.29	- 4.91	- 5.61
82	4.4		4.4				- 4.4	- 4.4	- 4.4	- 8.18	- 9.19	- 10.31
83	17.8		17.8				- 17.8	- 17.8	- 17.8	- 30.07	- 33.20	- 36.59
84	26.3		26.3				- 26.3	- 26.3	- 26.3	- 40.39	- 43.80	- 47.43
85	38.2		38.2				- 38.2	- 38.2	- 38.2	- 53.33	- 56.80	- 60.43
86	63.7		63.7				- 63.7	- 63.7	- 63.7	- 80.84	- 84.56	- 88.39
87	63.7		63.7				- 63.7	- 63.7	- 63.7	- 73.49	- 75.50	- 77.53
88	45.8		45.8				- 45.8	- 45.8	- 45.8	- 48.04	- 48.47	- 48.90
89	0	1.88	1.88	46.70	46.70	51.23	40.75	44.82	49.35	38.85	42.35	46.22
90				42.22	46.29	50.82	40.37	44.41	48.94	34.99	37.47	40.21
91				41.81	45.88	50.41	39.93	44.00	48.53	31.46	33.14	34.97
92				41.40	45.47	50.00	39.52	43.59	48.12	28.31	29.32	30.42
93				41.00	45.07	49.60	39.12	43.19	47.72	25.48	25.94	26.46
94				40.59	44.66	49.19	38.71	42.78	47.31	22.92	22.94	23.01
95				39.99	44.06	48.59	38.11	42.18	46.71	20.51	20.19	19.93
96				39.38	43.45	47.98	37.50	41.57	46.10	18.35	17.77	17.25
97				38.78	42.85	47.38	36.90	40.97	45.50	16.41	15.64	14.94
98				38.18	42.25	46.78	36.30	40.37	44.90	14.68	13.76	12.93
99				37.58	41.65	46.18	35.70	39.77	44.30	13.12	12.10	11.19
2000				36.97	41.04	45.57	35.09	39.16	43.69	11.73	10.64	9.68
01				36.65	40.70	45.22	34.77	38.82	43.34	10.56	9.42	8.43
02				36.34	40.39	44.89	34.46	38.51	43.01	9.52	8.34	7.33
03				36.02	40.05	44.54	34.14	38.17	42.66	8.57	7.38	6.38
04				35.69	39.72	44.20	33.81	37.84	42.32	7.72	6.53	5.55
05				35.39	39.40	43.87	33.51	37.52	41.99	6.95	5.78	4.83
06				35.35	39.38	43.81	33.47	37.50	41.93	6.31	5.16	4.23
07				35.24	39.27	43.72	33.36	37.39	41.84	5.72	4.59	3.71
08				35.17	39.20	43.69	33.29	37.32	41.81	5.19	4.09	3.25
09				35.14	39.19	43.69	33.26	37.31	41.81	4.71	3.65	2.85
10												
23	42.8	1.88	44.68				- 9.54	- 5.49	- 0.99	1.37	0.84	0.52
2038	0	1.88	1.88				33.26	37.31	41.81	- 0.36	- 0.11	- 0.01
Total	0	1.88	1.88				33.26	37.31	41.81	1.13	0.67	0.40
										46.03	8.24	- 21.97

表 7-5 年度別投資額と借款計画

Description	(million US dollars)								Total	
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988		
I. Investment cost										
1.1 Detailed design cost	2.40	4.90								7.30
Foreign	2.10	3.50								5.60
Local	0.30	1.40								1.70
1.2 Price escalation for 1.1	0.18	0.80								0.98
Foreign	0.15	0.51								0.65
Local	0.03	0.29								0.32
1.3 Construction cost			20.20	30.10	43.00	72.00	71.60	51.40		288.30
Foreign			15.70	24.30	37.80	60.70	59.80	44.60		242.90
Local			4.50	5.80	5.20	11.30	11.80	6.80		45.40
1.4 Price escalation for 1.3			5.02	10.24	18.39	39.11	47.42	39.81		160.00
Foreign			3.53	7.55	15.22	30.39	36.23	32.03		124.95
Local			1.49	2.69	3.17	8.72	11.19	7.78		35.05
1.5 Interest during construction										
Foreign	0.10	0.36	1.35	3.52	7.13	13.25	21.20	28.54		75.45
1.6 Commitment charges										
Foreign	0.04	0.00	3.49	3.17	2.64	1.73	0.77	0.00		11.82
1.7 Total investment cost	2.71	6.06	30.06	47.03	71.16	126.09	140.99	119.75		543.85
Foreign	2.38	4.37	24.07	38.54	62.78	106.07	118.00	105.17		461.38
Local	0.33	1.69	5.99	8.49	8.37	20.02	22.99	14.58		82.47
II. Financing plan										
2.1 International loans	2.71	6.06	30.06	47.03	71.16	126.09	140.99	119.75		543.85
2.2 Government contribution	2.25	4.01	19.23	31.85	53.02	91.09	96.03	76.63		374.11
Government contribution	0.47	2.06	10.82	15.18	18.14	35.00	44.97	43.12		169.75

表 7-6 収支報告書

(million US dollars)

Year	Revenue (1)	Expenses		Operating Income (4) (1)-(2) (3)	Interest (5)	Net Income (6) (4)-(5)	Project Cost (7)	Surplus (8) (1)-(2) (7)	Cumulated Surplus (9)
		O & M (2)	Depreci- ation (3)						
1981							2.58	-2.58	-2.58
1982							5.70	-5.70	-8.28
1983							25.22	-25.22	-33.50
1984							40.34	-40.34	-73.84
1985							61.39	-61.39	-135.23
1986							111.11	-111.11	-246.34
1987							119.02	-119.02	-365.36
1988							91.21	-91.21	-456.57
1989	86.73	4.17	10.88	71.69	31.80	39.89		82.57	-374.00
1990	84.61	4.17	10.88	69.56	31.14	38.42		80.44	-293.56
1991	82.48	4.17	10.88	67.43	30.43	37.00		78.31	-215.25
1992	80.35	4.17	10.88	65.30	29.65	35.65		76.18	-139.07
1993	78.22	4.17	10.88	63.17	28.82	34.36		74.05	-65.02
1994	76.09	4.17	10.88	61.05	27.90	33.14		71.92	6.90
1995	72.94	4.17	10.88	57.90	26.92	30.98		68.78	75.68
1996	69.80	4.17	10.88	54.75	25.84	28.91		65.63	141.31
1997	66.65	4.17	10.88	51.61	24.68	26.93		62.48	203.79
1998	63.50	4.17	10.88	48.46	23.42	25.04		59.34	263.13
1999	60.36	4.17	10.88	45.31	22.05	23.27		56.19	319.32
2000	57.21	4.17	10.88	42.17	20.56	21.61		53.04	372.36
2001	55.90	4.17	10.88	40.86	18.95	21.91		51.73	424.09
2002	54.59	4.17	10.88	39.55	17.20	22.35		50.42	474.51
2003	53.28	4.17	10.88	38.23	15.30	22.93		49.11	523.62
2004	51.97	4.17	10.88	36.92	13.24	23.68		47.80	571.42
2005	50.66	4.17	10.88	35.61	11.01	24.61		46.49	617.91
2006	50.08	4.17	10.88	35.03	8.58	26.45		45.91	663.82
2007	49.50	4.17	10.88	34.45	5.95	28.50		45.33	709.15
2008	48.92	4.17	10.88	33.87	3.10	30.78		44.75	753.90
2009	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29		44.17	798.07
2022	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29		44.17	1,372.28
2023	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29	78.69 ^{/1}	-34.52	1,337.76
2024	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29		44.17	1,381.93
2038	48.34	4.17	10.88	33.29		33.29		44.17	2,000.31
Total	2,743.92	208.35	543.85	1,991.72	416.54	1,575.18	535.26	2,000.31	

^{/1}: Replacement cost

Note: FIRR Calculation by Surplus (8)

Discounted at 10% 82.65 x 10⁶ US\$

Discounted at 11% 23.24 x 10⁶ US\$

Discounted at 12% -30.23 x 10⁶ US\$

FIRR = 11.4%

表 7-7 資 金 線 表

Year	Cash Inflow				Total	Investment Cost	Cash Outflow		Total	Surplus	Cumulated Surplus
	External Sources		Internal Cash Generation				Debt Service				
	Loan	Government	Operation	Depreciation			Interest	Principal			
	A & B	Contribution	Income								
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
1981	2.25	0.47			2.71	2.71			2.71		
1982	4.01	2.06			6.06	6.06			6.06		
1983	19.23	10.82			30.06	30.06			30.06		
1984	31.85	15.18			47.03	47.03			47.03		
1985	51.02	18.14			71.16	71.16			71.16		
1986	91.09	35.00			126.09	126.09			126.09		
1987	96.03	44.97			140.99	140.99			140.99		
1988	76.63	43.12			119.75	119.75			119.75		
1989			71.69	10.88	82.57		31.80	7.73	39.53	43.05	43.05
1990			69.56	10.88	80.44		31.14	8.39	39.53	40.91	83.96
1991			67.43	10.88	78.31		30.43	9.10	39.53	38.78	122.74
1992			65.30	10.88	76.18		29.65	9.88	39.53	36.65	159.39
1993			63.17	10.88	74.05		28.82	10.72	39.53	34.53	193.92
1994			61.05	10.88	71.92		27.90	11.63	39.53	32.39	226.31
1995			57.90	10.88	68.78		26.92	12.62	39.53	29.25	255.56
1996			54.75	10.88	65.63		25.84	13.69	39.53	26.10	281.66
1997			51.61	10.88	62.48		24.68	14.85	39.53	22.95	304.61
1998			48.46	10.88	59.34		23.42	16.11	39.53	19.82	324.43
1999			45.31	10.88	56.19		22.05	17.48	39.53	16.66	341.09
2000			42.17	10.88	53.04		20.56	18.97	39.53	13.51	354.60
2001			40.86	10.88	51.73		18.95	20.58	39.53	12.20	366.80
2002			39.55	10.88	50.42		17.20	22.33	39.53	10.89	377.69
2003			38.23	10.88	49.11		15.30	24.23	39.53	9.59	387.28
2004			36.92	10.88	47.80		13.24	26.29	39.53	8.27	395.55
2005			35.61	10.88	46.49		11.01	28.53	39.53	6.96	402.51
2006			35.03	10.88	45.91		8.58	30.95	39.53	6.38	408.89
2007			34.45	10.88	45.33		5.95	33.58	39.53	5.80	414.69
2008			33.87	10.88	44.75		3.10	36.44	39.53	5.23	419.92
2009			33.29	10.88	44.17					44.17	464.09
2010											
2011											
2012			33.29	10.88	44.17					44.17	1,038.32
2013			33.29	10.88	44.17	78.69			78.69	-34.51	1,003.81
2014			33.29	10.88	44.17					44.17	1,047.98
2015											
2016											
2017											
2018			33.29	10.88	44.17					44.18	1,666.39
Total	374.11	169.75	1,991.72	543.85	3,079.42	622.39	416.54	374.11	1,413.03	1,666.39	

Note: (5) = (1) + (2) + (3) + (4)

(9) = (6) + (7) + (8)

(10) = (5) - (9)

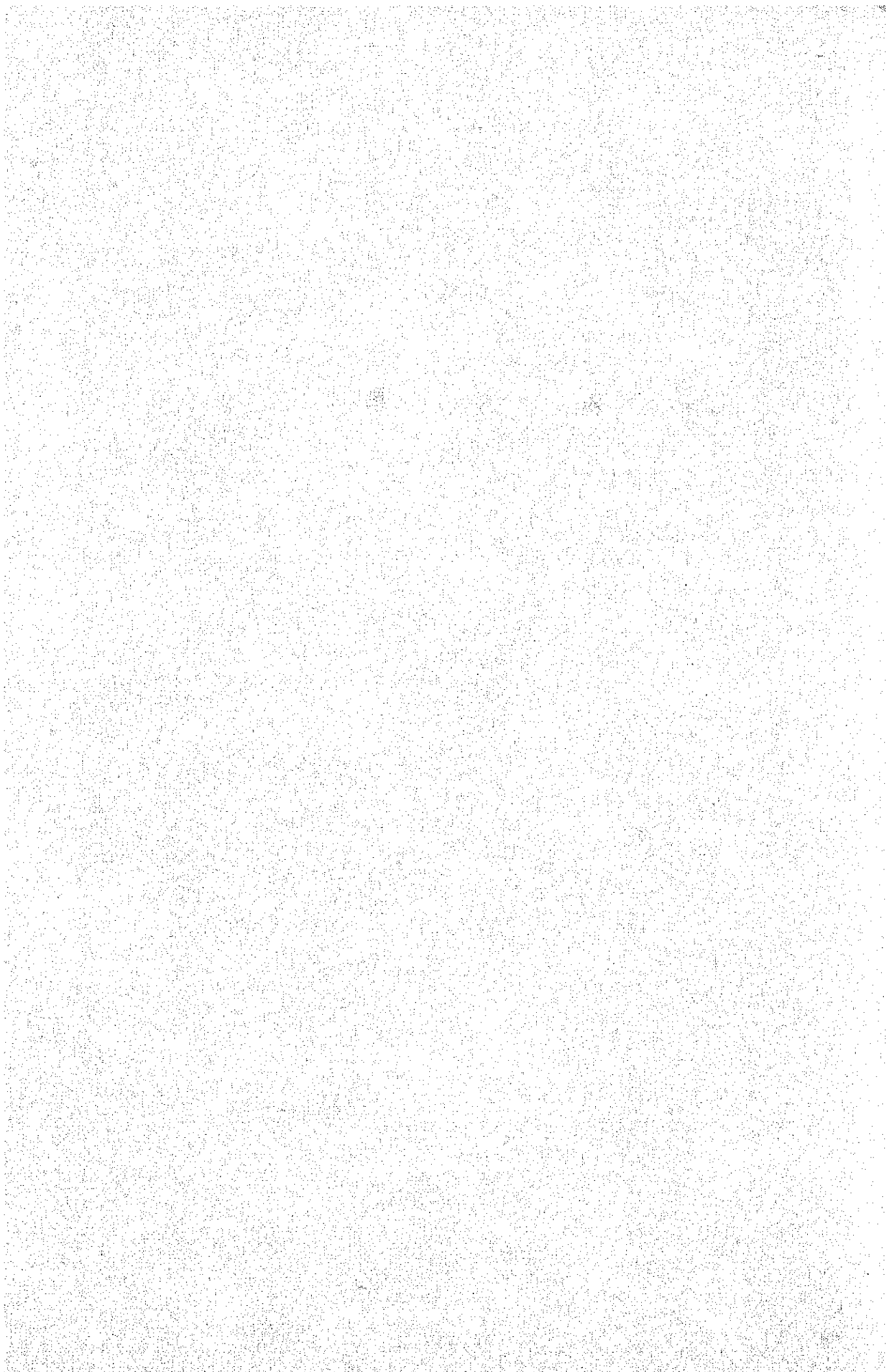
Debt service ratio (D.S.R.):

- D.S.R. = ((3) + (4)) / ((7) + (8))

- D.S.R. in 1989 is 2.09 while 1.13 in 2008.

- Average D.S.R. is 1.53 for the 20 years' debt service period.

添 付 図



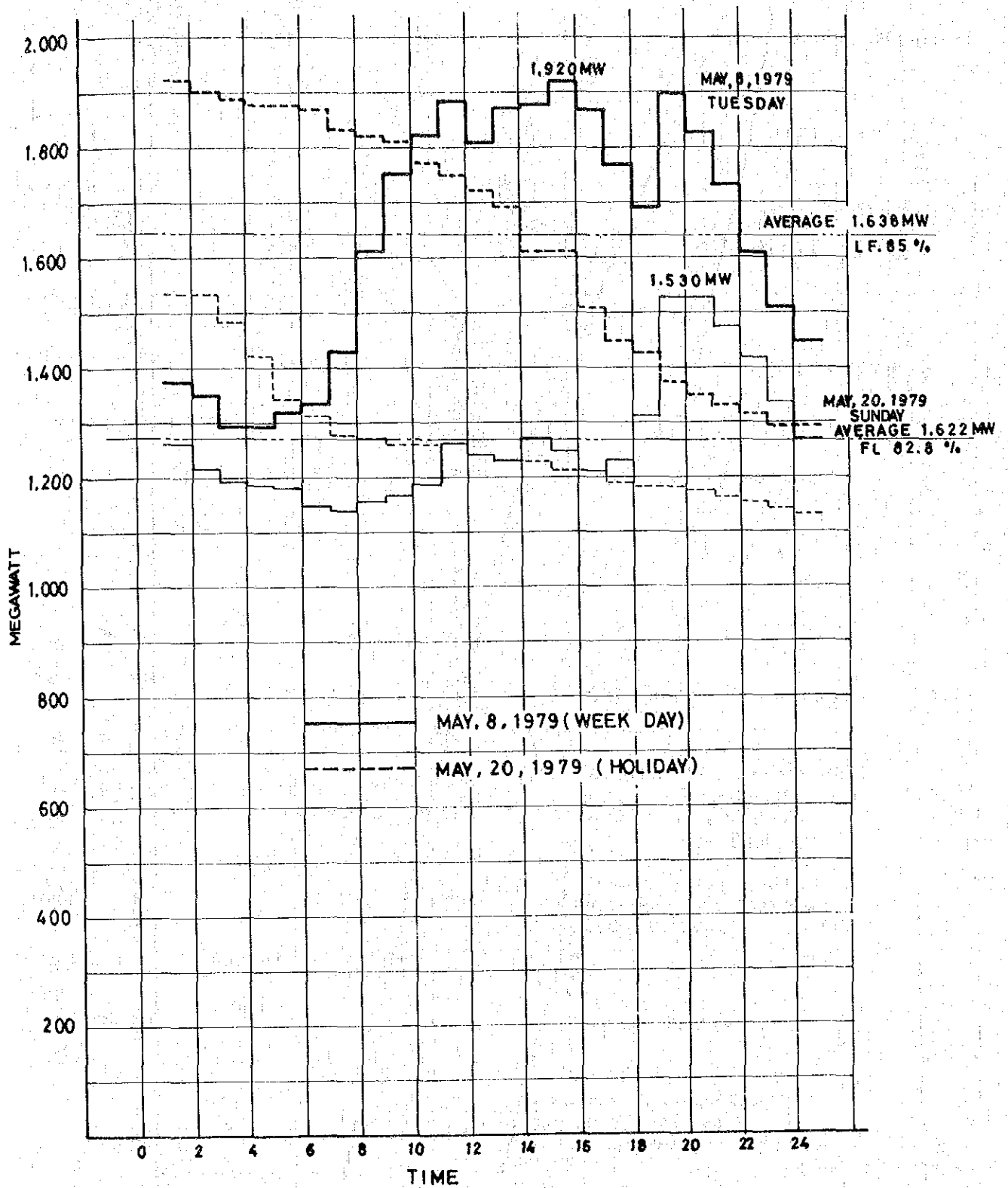


図 3-1 ルソン系統の負荷曲線

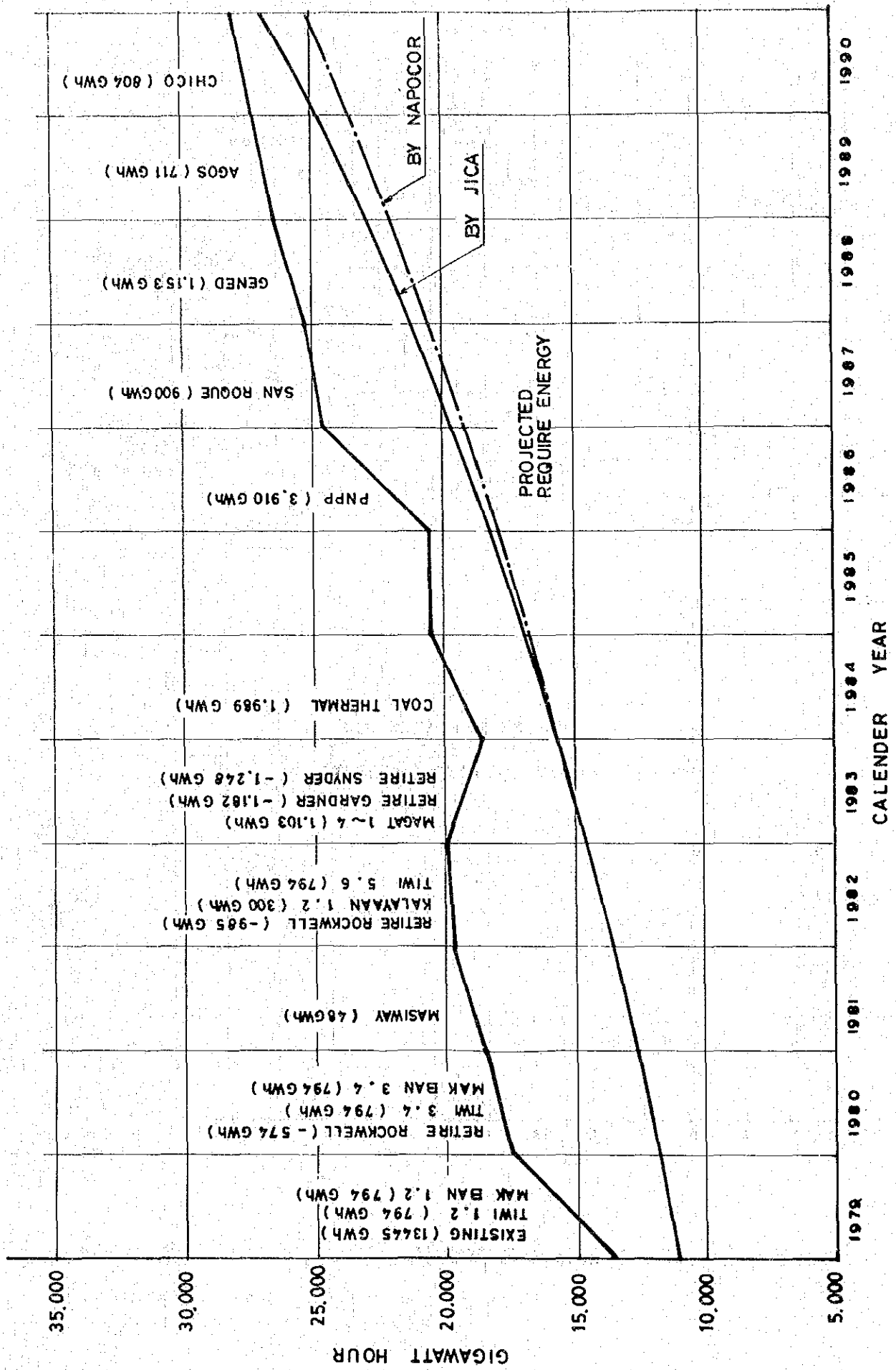


図 3-2 系統の電力需要と供給

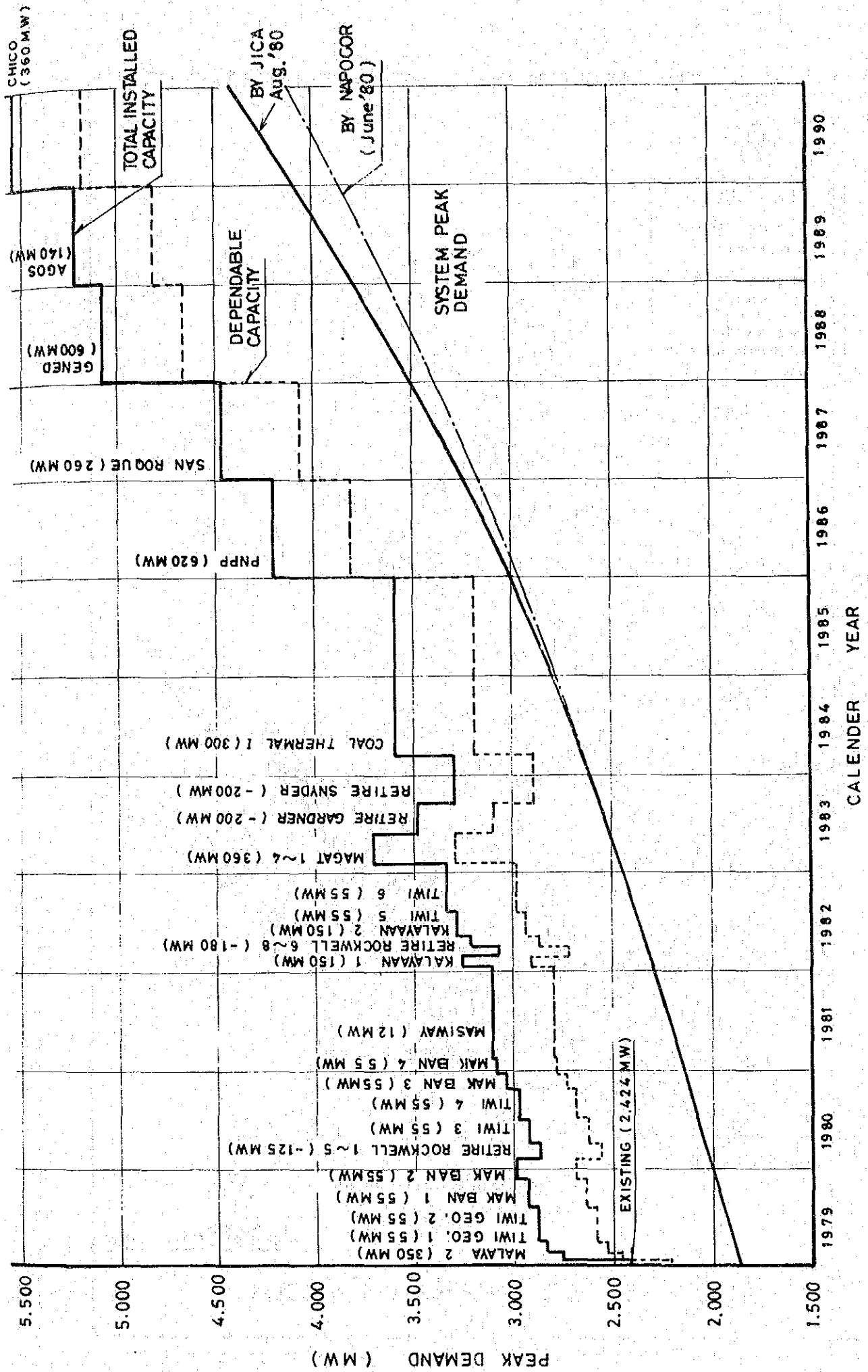


図 3-3 系統のピーク需要と供給容量

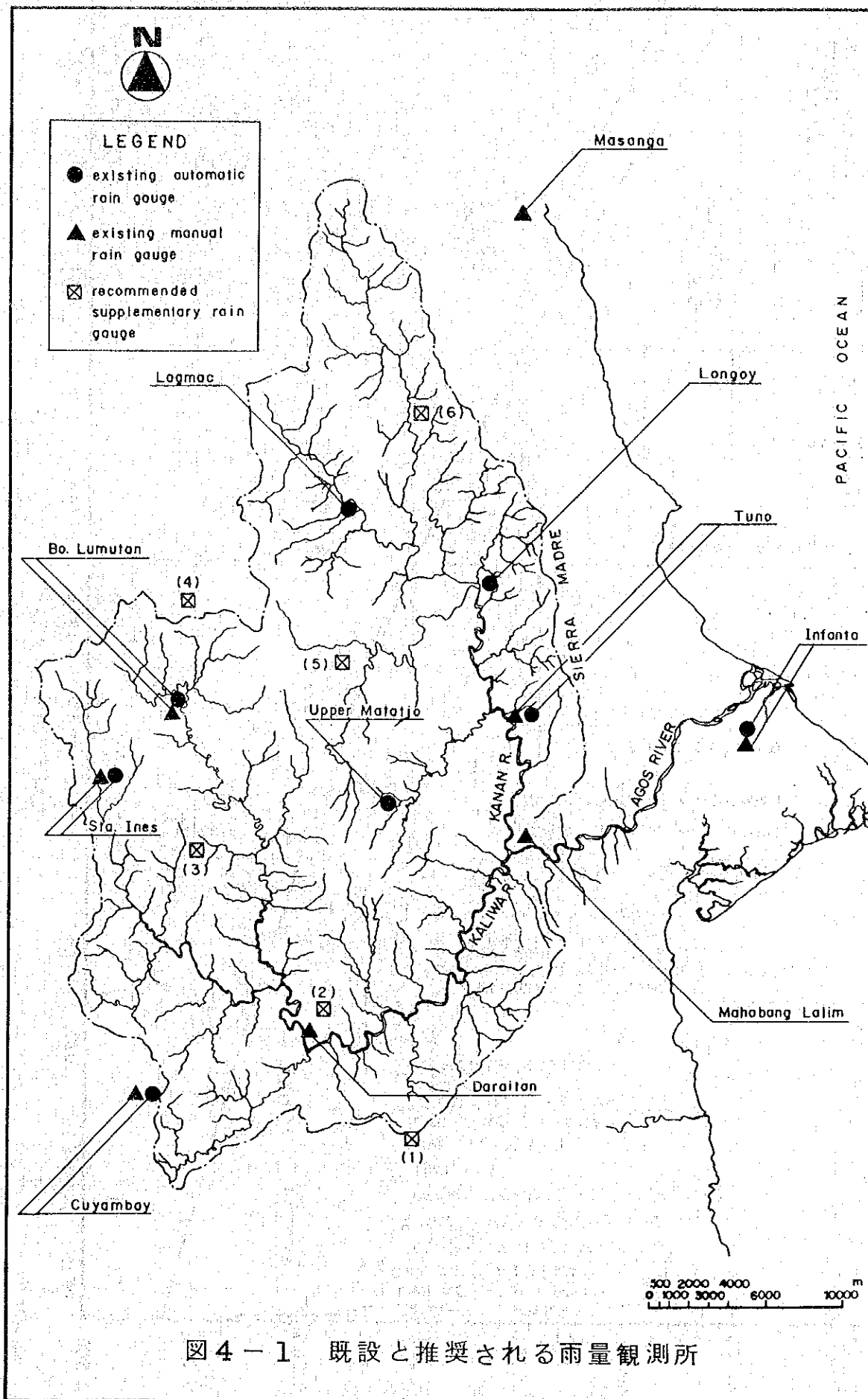


図 4 - 1 既設と推奨される雨量観測所

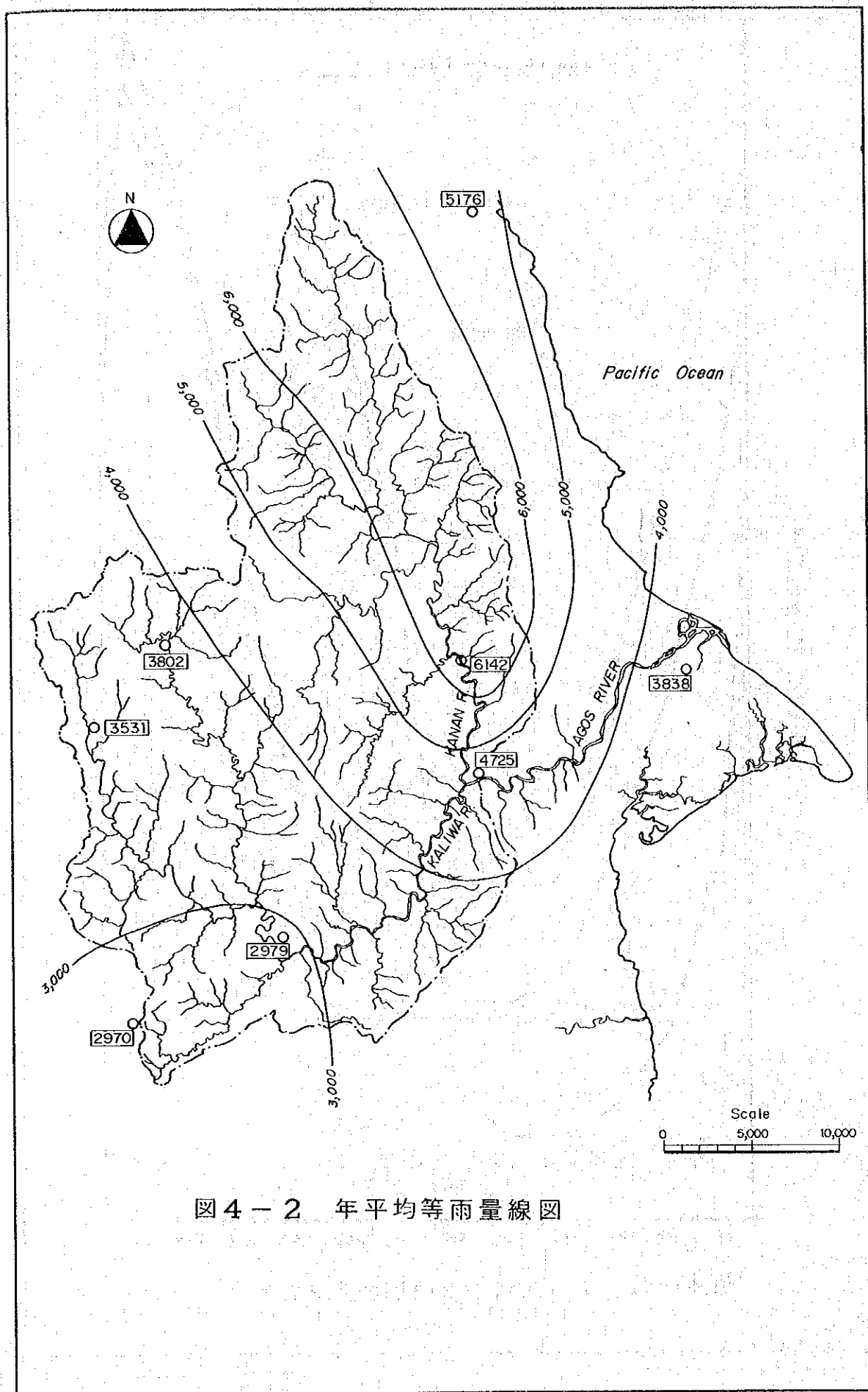


图 4 - 2 年平均等雨量线图

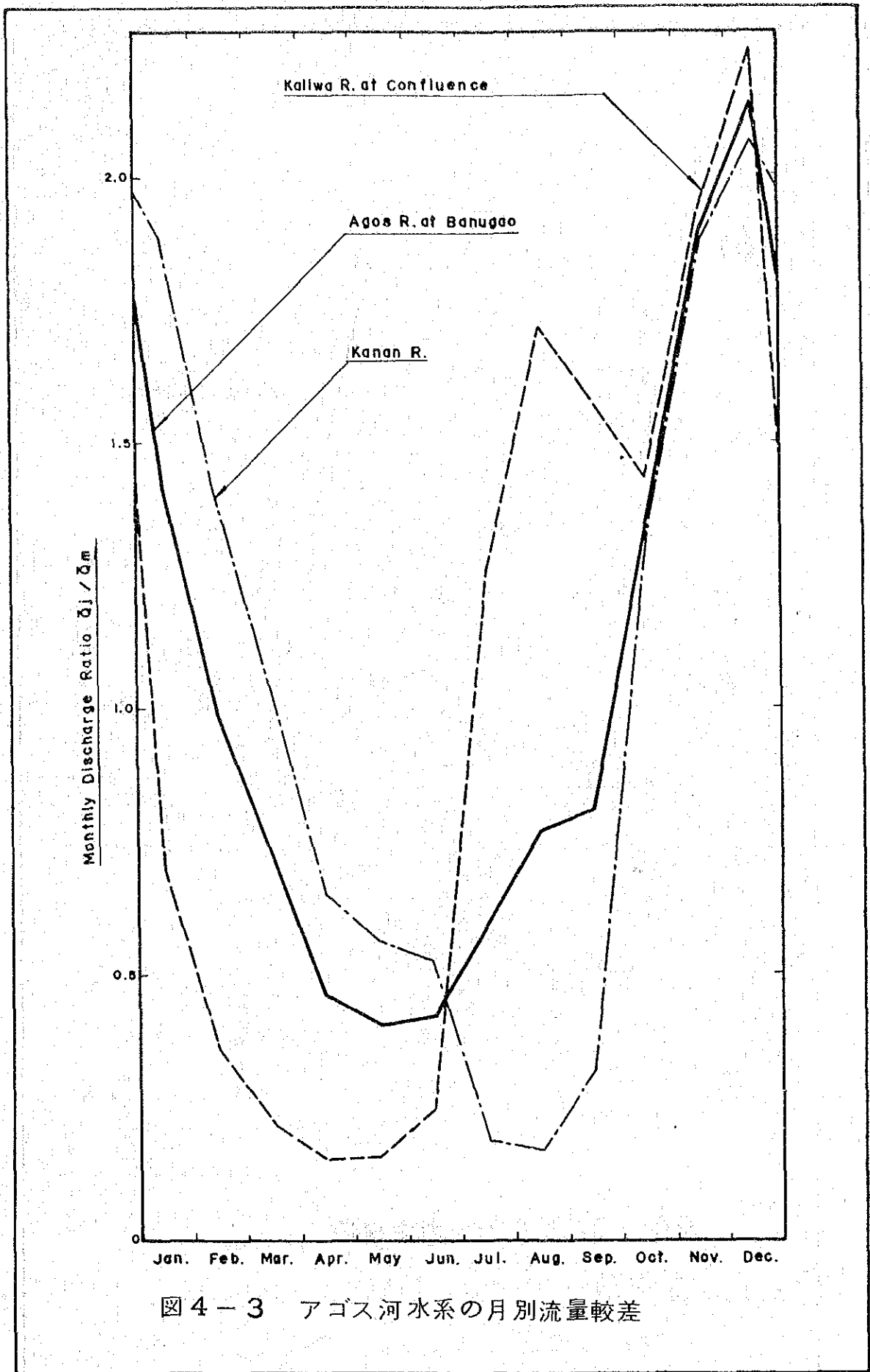


図 4-3 アコス河水系の月別流量較差

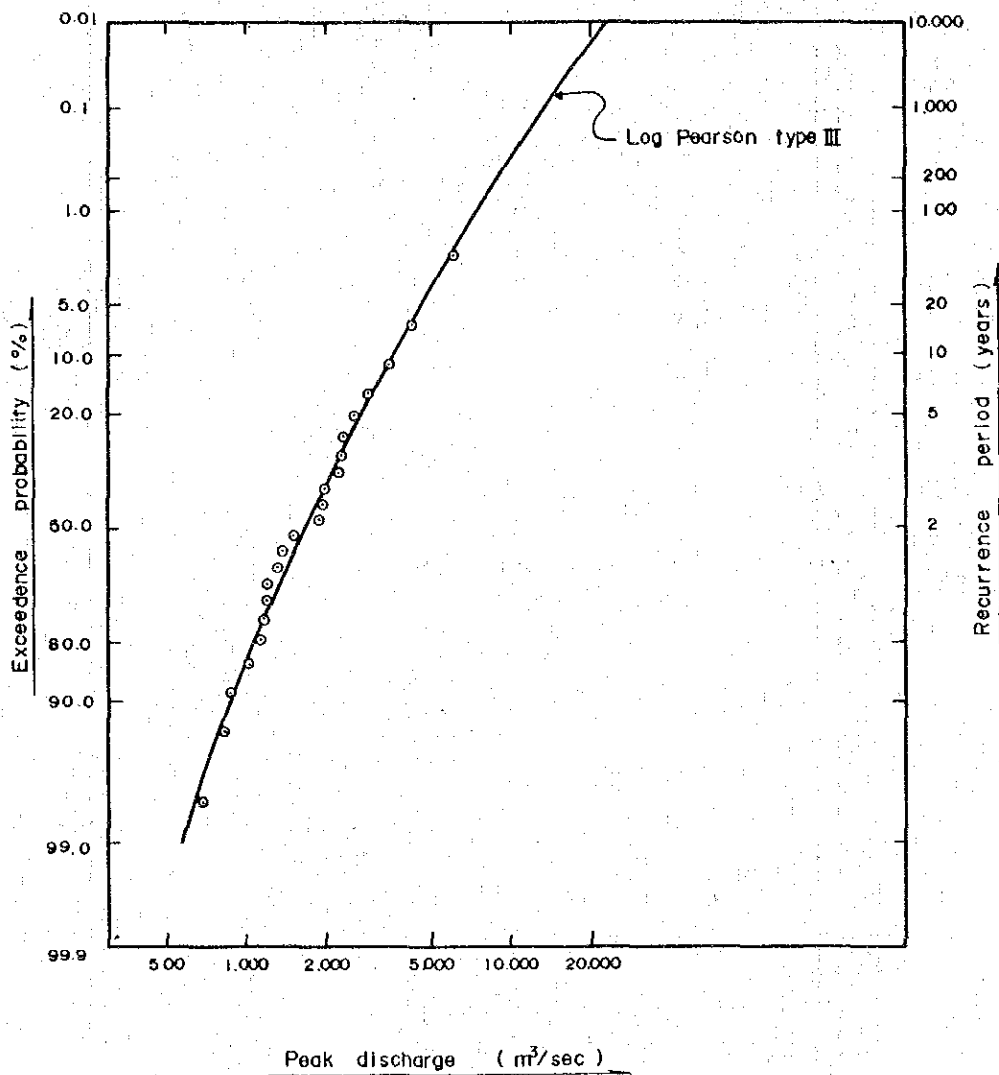


図 4-4 バナガオ G. S のアゴス河の確率洪水曲線

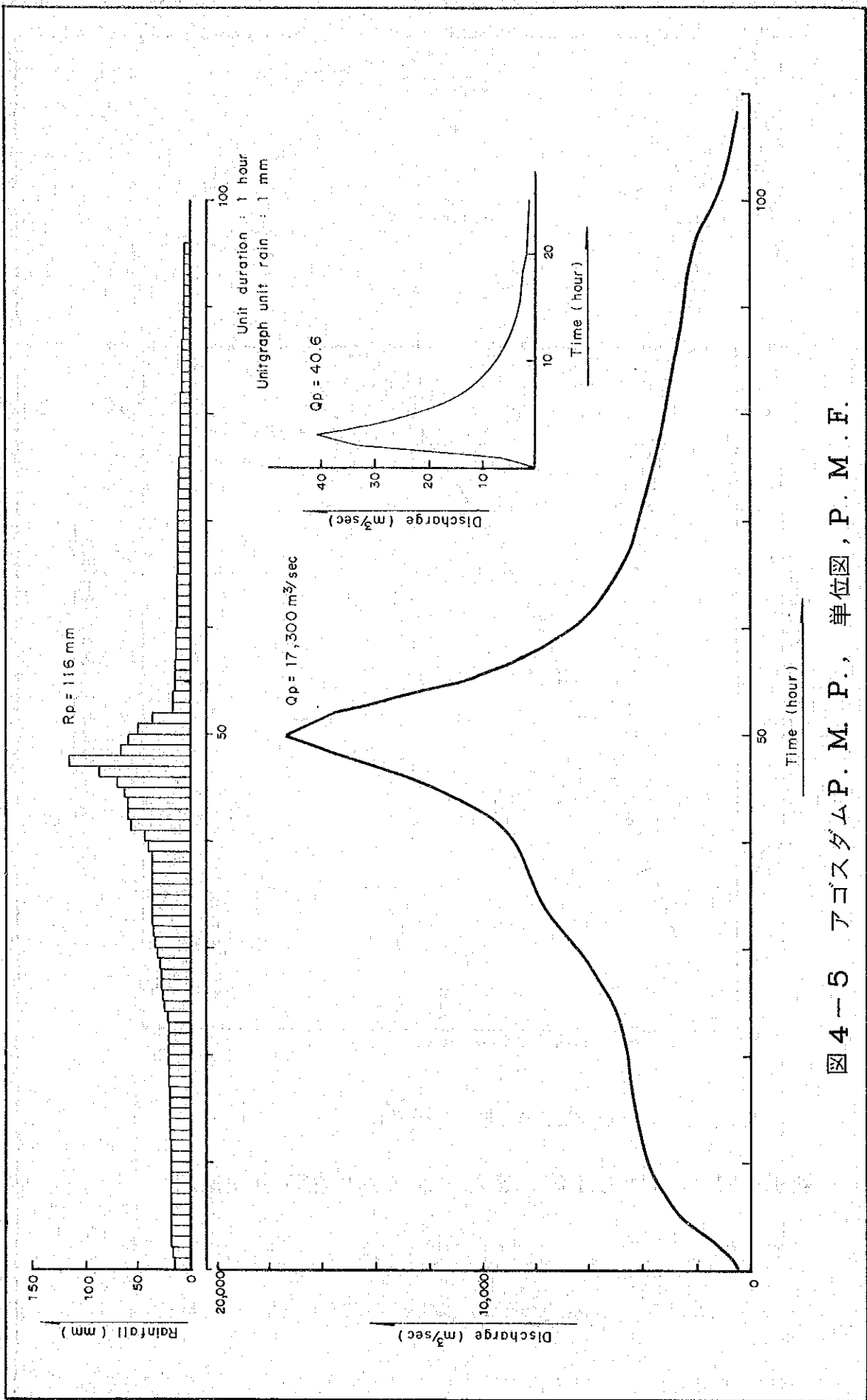


図 4-5 アゴスタダム P. M. P., 単位図, P. M. F.

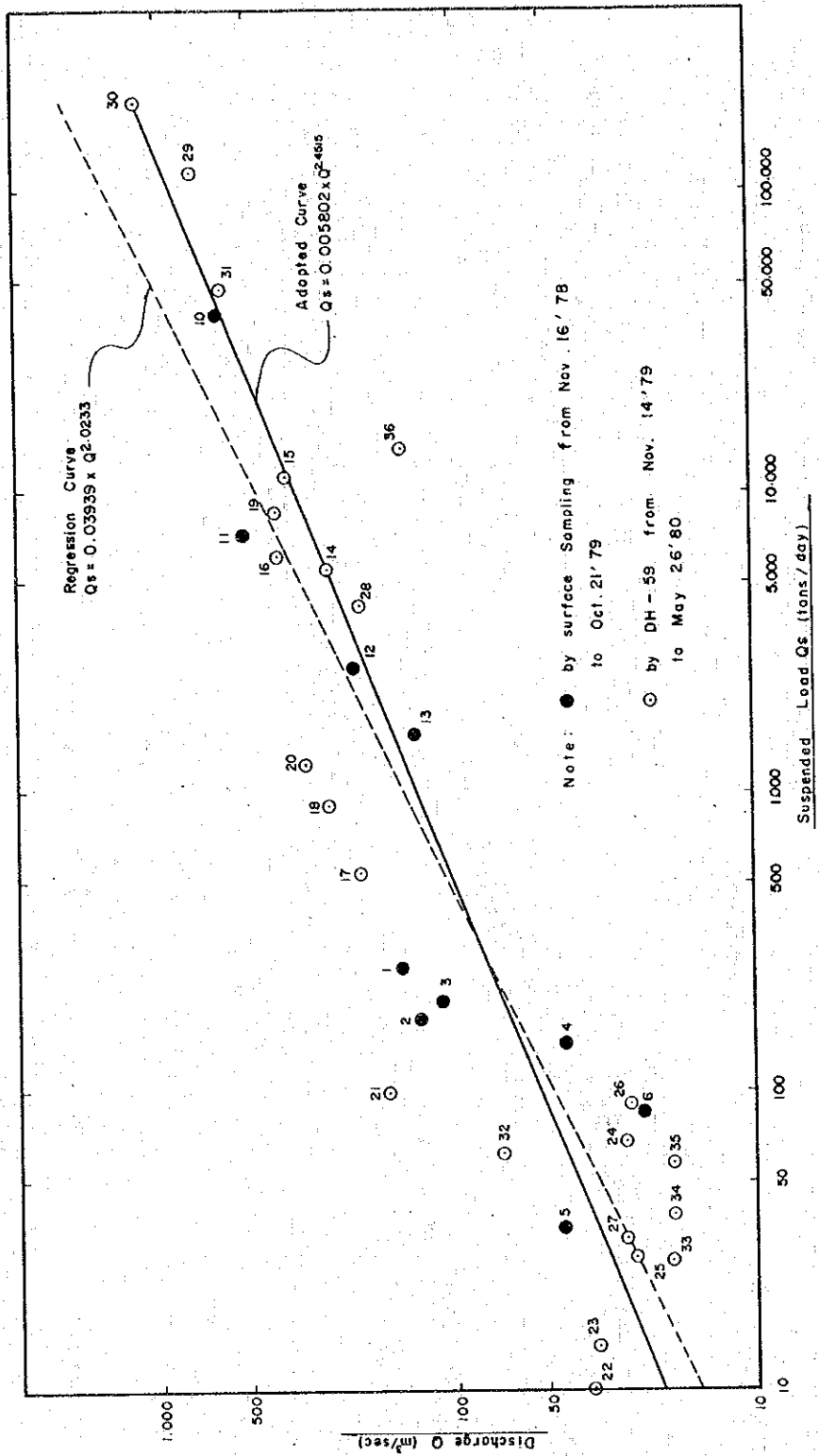


図 4-6 アハバンラリム G. S のアゴス河の浮遊砂曲線

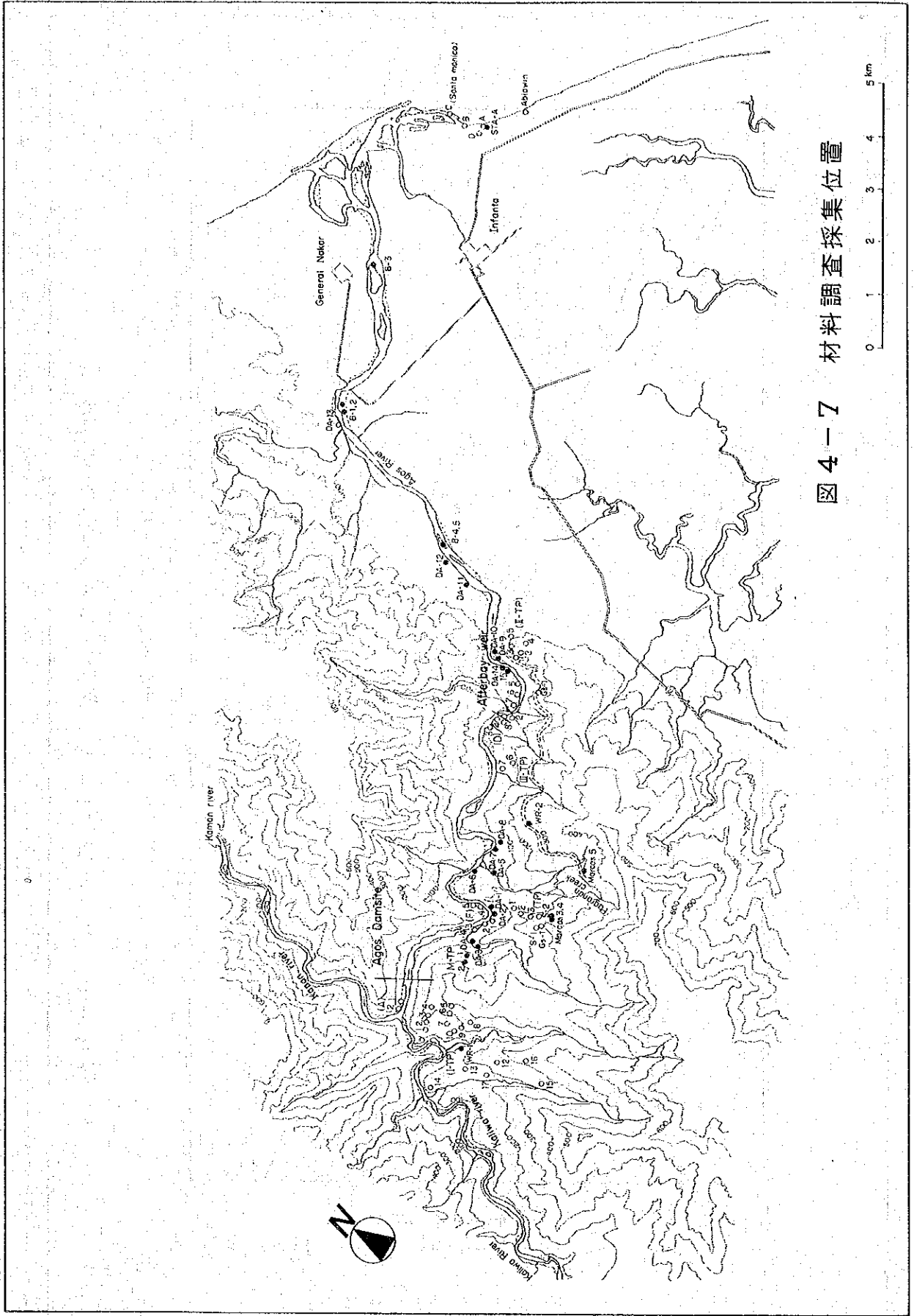


图 4-7 材料調查採集位置

Boundary curves are shown at the following conditions

1. $F_{15} \geq 5 \times B_{15}$
2. $F_{15} \leq 5 \times B_{5}$
3. $F_{15} \leq 0.074 \text{ mm}$
4. Filter gradation curve to be similar to basement material (core material) gradation curve.

where;

F ; Filter grain size, suffix is percentage passing

B ; Basement material grain size

$B_{15} = 0.075 \text{ mm}$ $B_{5} = 0.075 \text{ mm}$

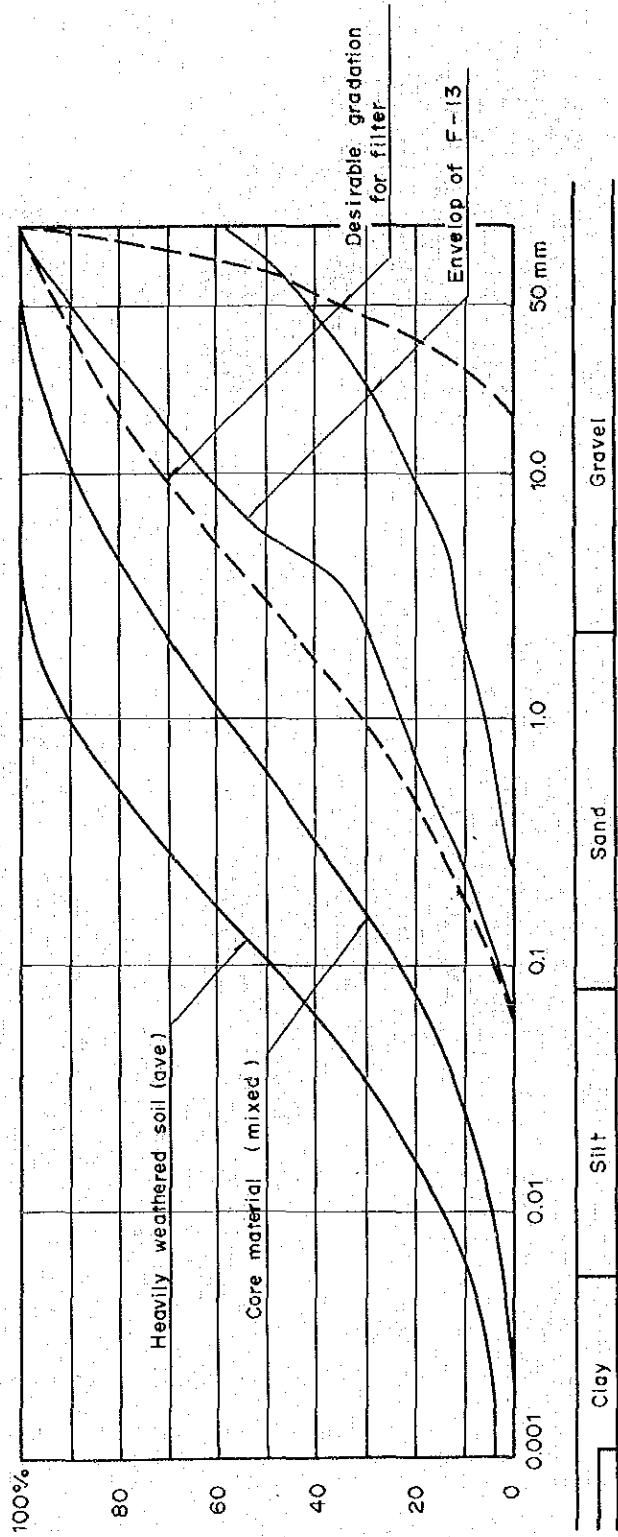
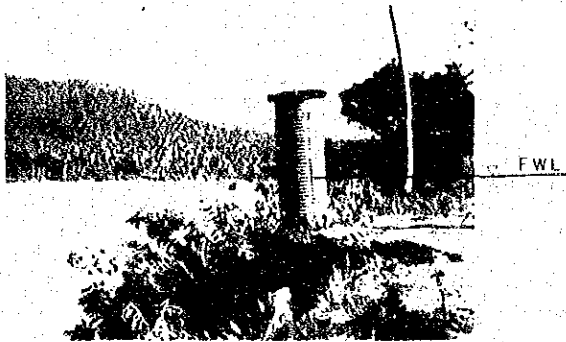
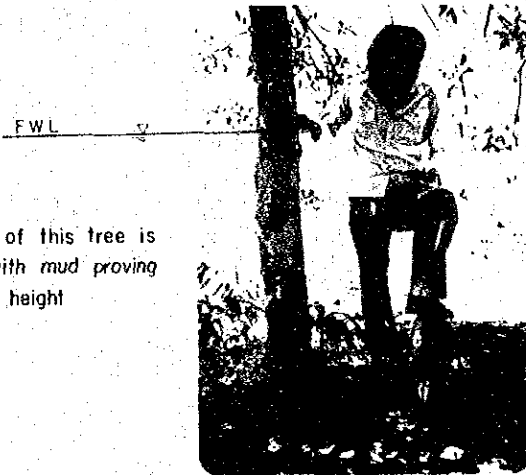


图 4-8 粒 度 分 布



Eroded bank around the Banugao Stream Gauging Station during the flood on Oct. 26, 1978



The trunk of this tree is stained with mud proving the flood height



Fig.5-1 Flood Marks at Banugao on Agos River caused by the Typhoon Kading Oct. 26, 1978
(Photographs taken on March 9, 1979)

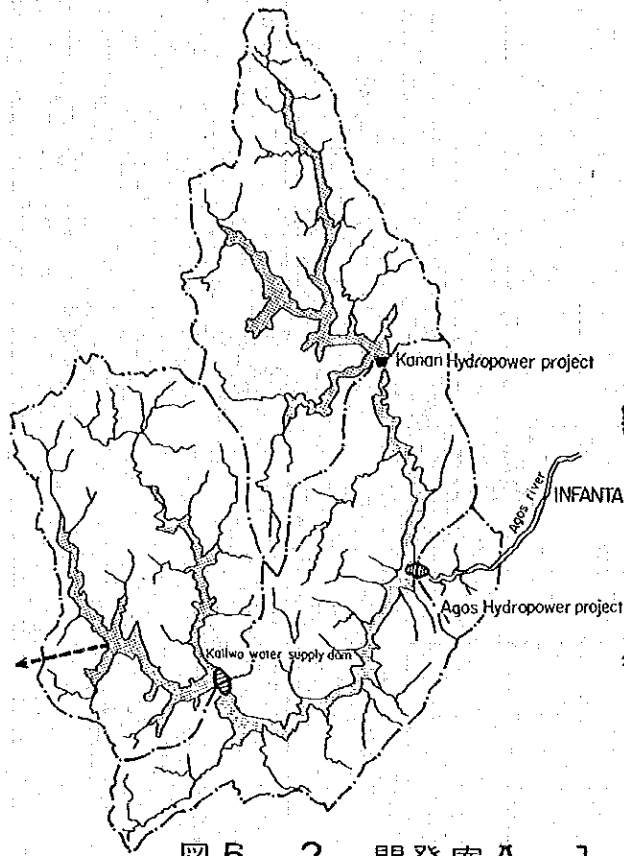


図 5 - 2 開発案 A - 1

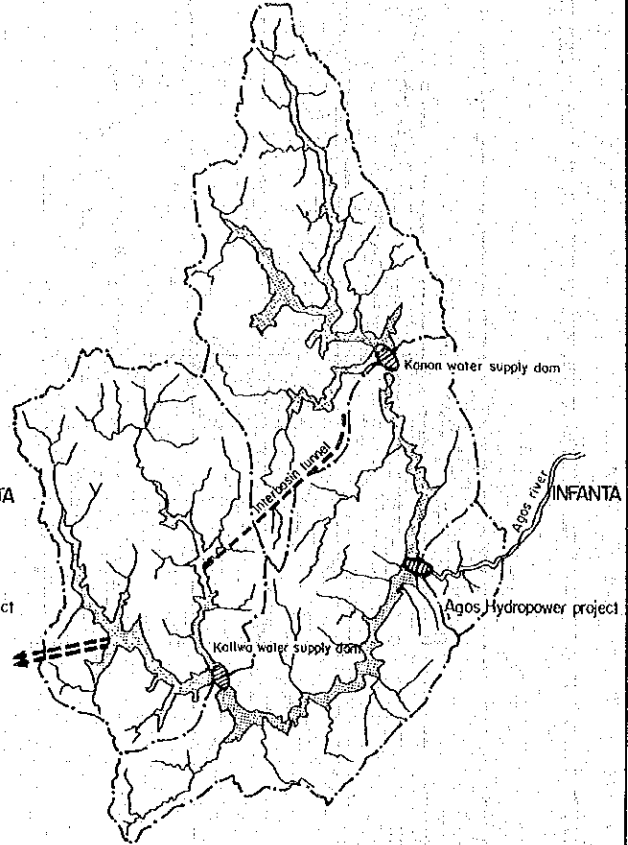


図 5 - 3 開発案 A - 2

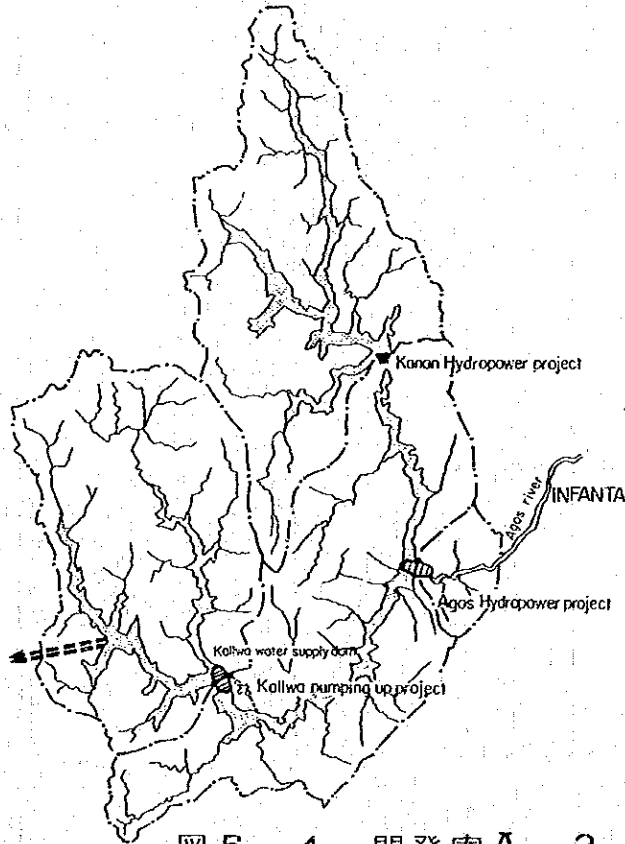


図 5 - 4 開発案 A - 3

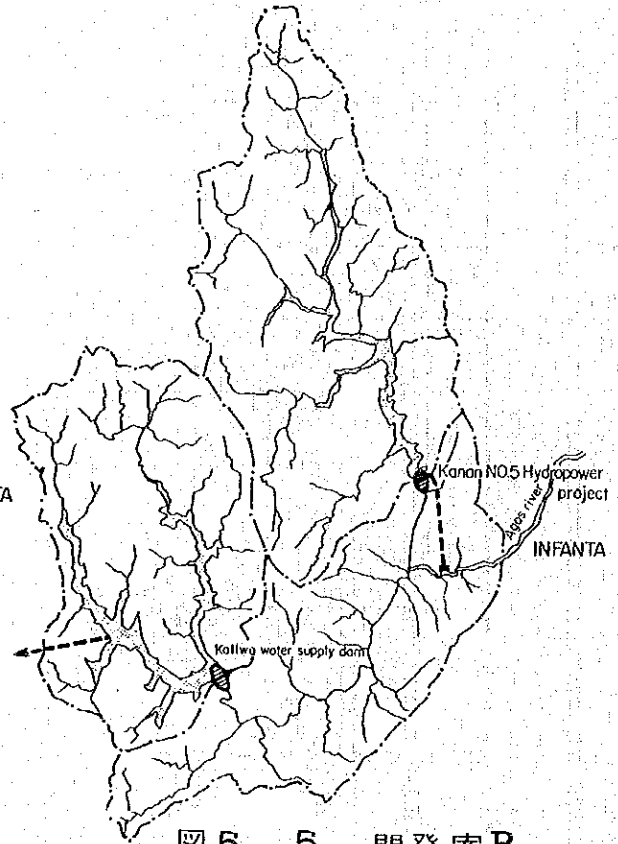


図 5 - 5 開発案 B

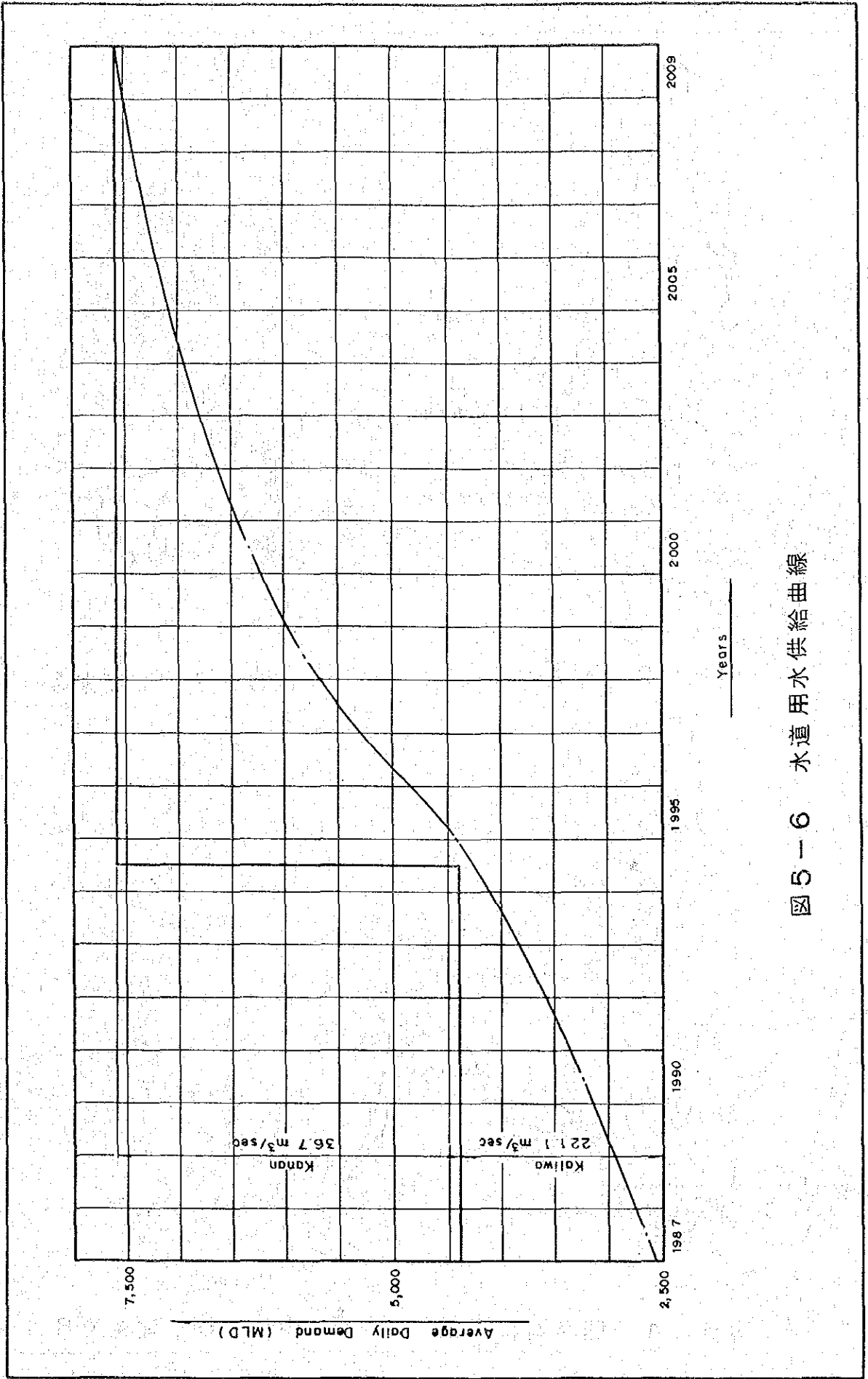
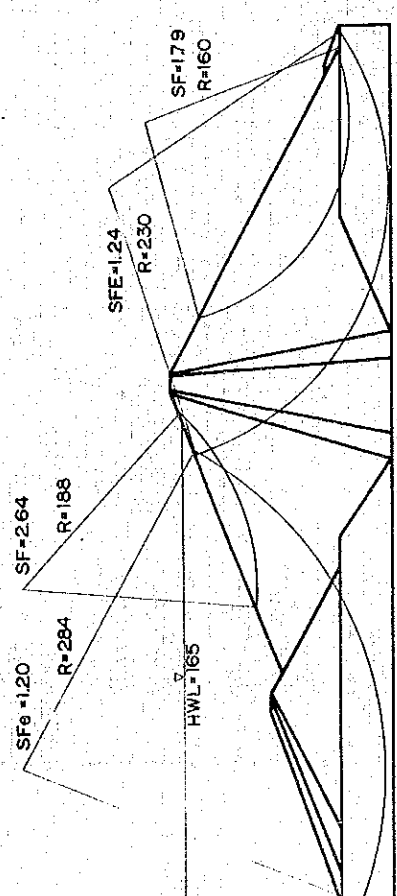
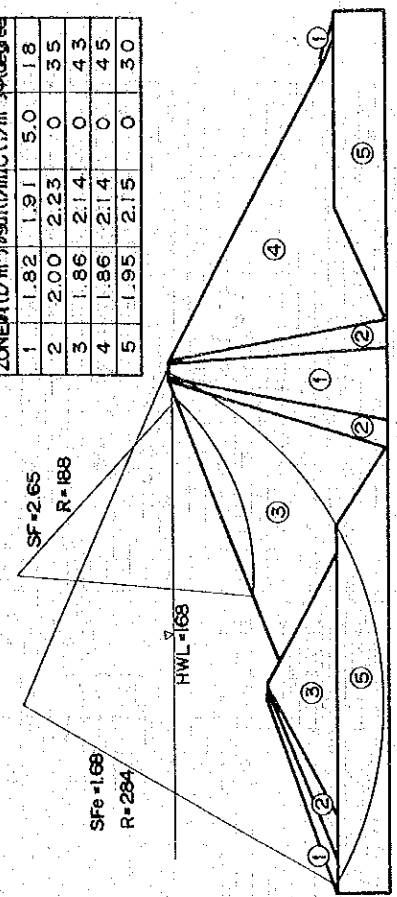


图5-6 水道用水供給曲線

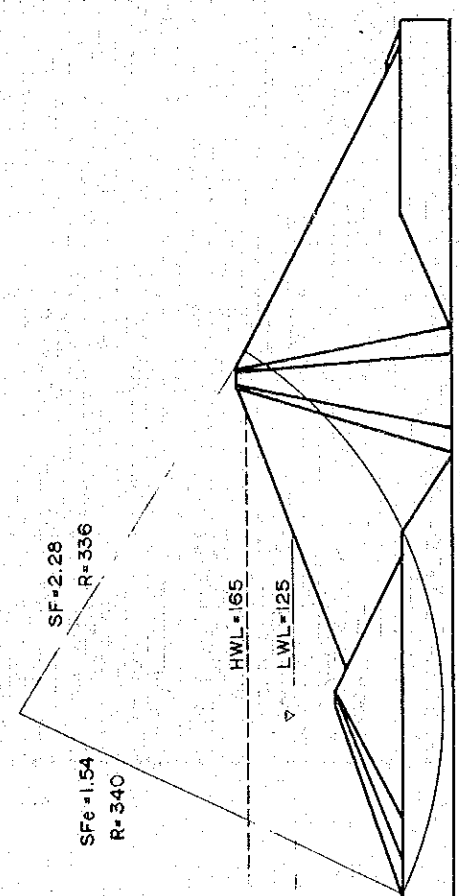
ZONE	(t/m^3)	(t/m^3)	(t/m^3)	(t/m^2)	(t/m^2)	(t/m^2)	(t/m^2)	(t/m^2)	(t/m^2)
1	1.82	1.91	5.0	1.8					
2	2.00	2.23	0	3.5					
3	1.86	2.14	0	4.3					
4	1.86	2.14	0	4.5					
5	1.95	2.15	0	3.0					



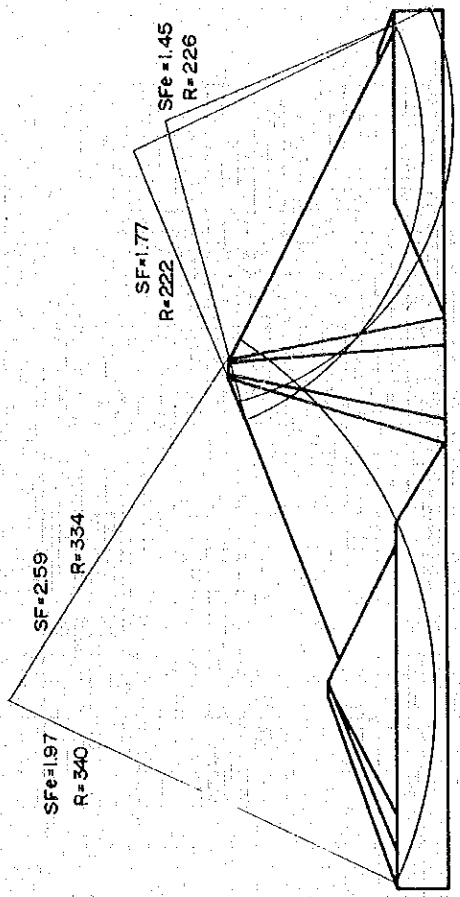
Normal high water level



Flood water level



Rapid drawdown



Immediately after completion

SF : Minimum safety factor
 Sfe : Minimum safety factor with earthquake
 R : Radius of critical slip circle

図 6-1 アゴスダムの安定解析

I T E M	UNIT	WORK QUANTITY	1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989	
			J	F	J	F	J	F	J	F	J	F	J	F	J	F	J	F	J	F
DETAILED DESIGN																				
TENDERING AND CONTRACT																				
PREPARATORY WORK																				
ACCESS AND HAULING ROADS	km	34																		
TEMPORARY BUILDINGS	m ²	11,300																		
WATER SUPPLY SYSTEM	30 mm	80000																		
POWER SUPPLY SYSTEM	1400 m																			
TELECOMMUNICATION SYSTEM	1001 m																			
AGGREGATE AND BUTCHER PLANTS	30 m ²																			
QUARRY AND BORROW PITS (STRIPPING)	m ³	120,000																		
DIVERSION WORKS																				
DIVERSION TUNNEL NO.1																				
Excavation open	m ³	72,850																		
tunnel	m ³	72,650																		
Concrete	m ³	26,600																		
DIVERSION TUNNEL NO.2																				
Excavation open	m ³	72,850																		
tunnel	m ³	72,650																		
Concrete	m ³	26,600																		
UPSTREAM COFFERDAM	m ³	1,512,000																		
DOWNSTREAM COFFERDAM	m ³	83,000																		
MAIN DAM																				
Excavation	m ³	2,844,000																		
Inspection gallery	m	900																		
Curbin grouting	m	34,120																		
Slonier grouting	m ³	23,120																		
Embankment core	m ³	1,541,000																		
filter	m ³	28,000																		
rock and riprap	m ³	12,686,700																		
SPILLWAY																				
Excavation	m ³	8,407,200																		
Concrete	m ³	95,000																		
Gates	ton	1,460																		
POWER WATERWAY																				
INTAKE																				
Excavation	m ³	82,030																		
Concrete	m ³	12,375																		
HEADRACE TUNNEL																				
Joint	m	44																		
Inclined tunnel	m	86																		
Tunnel	m	36																		
PENSTOCK TUNNEL																				
Tunnel	m	94																		
Metal works, gates and trainroads	ton	688																		
Penstock line	m	350																		
POWER HOUSE AND TAILRACE																				
Excavation	m ³	182,000																		
Concrete in power house, substructure	m ³	23,400																		
superstructure	m ³	2,780																		
Concrete in tailrace	m ³	18,000																		
generating equipment	ton	20,000																		
Tailrace gates	ton	88																		
SWITCHYARD																				
Excavation and backfill	m ³	19,000																		
Concrete	m ³	3,000																		
Electrical equipment	LS																			
TRANSMISSION LINE AND SUBSTATION																				
Transmission line	km	45																		
Substation	LS																			

图 6-2 工事工程表

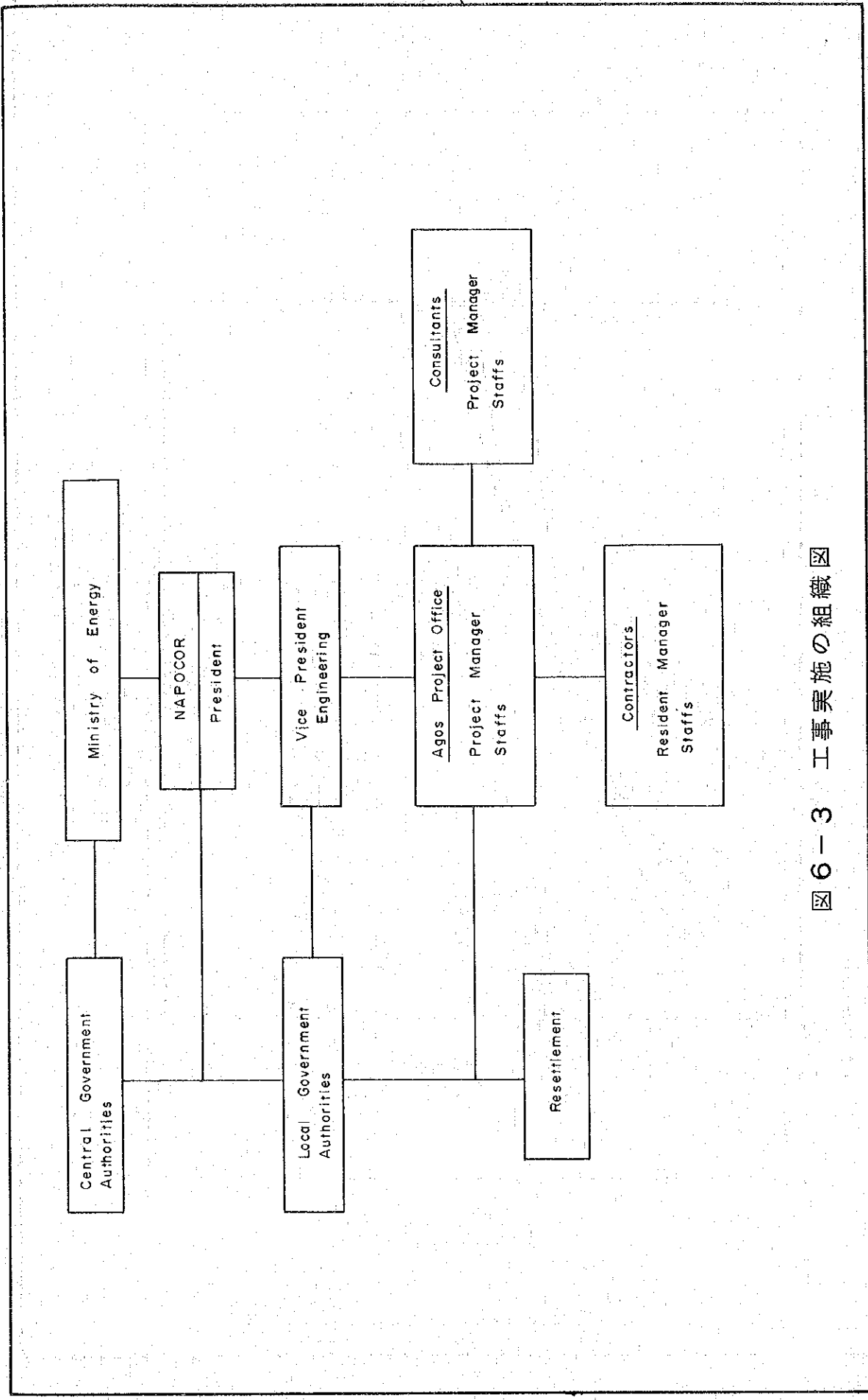


図 6-3 工事実施の組織図

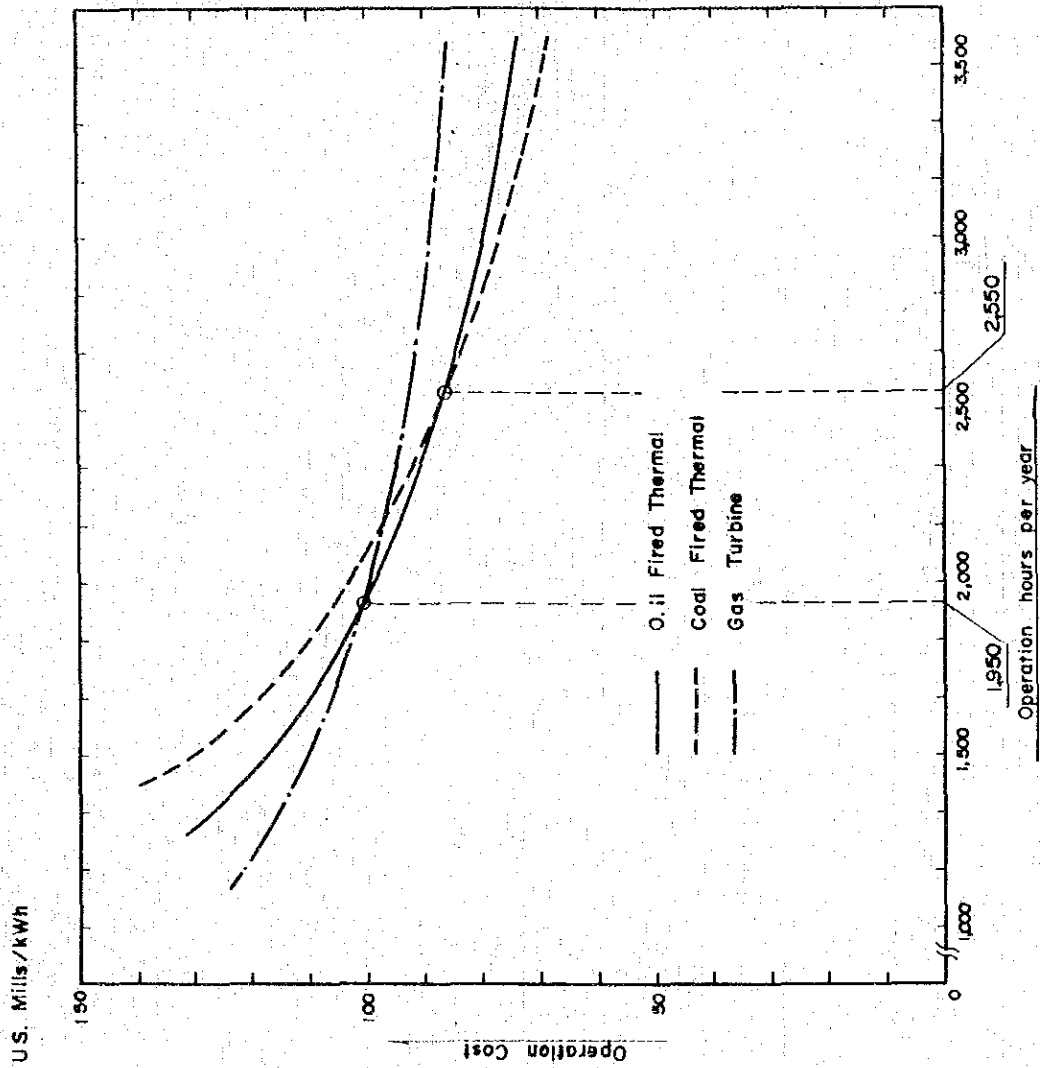


図 7-1 代替火力の発電費用の比較

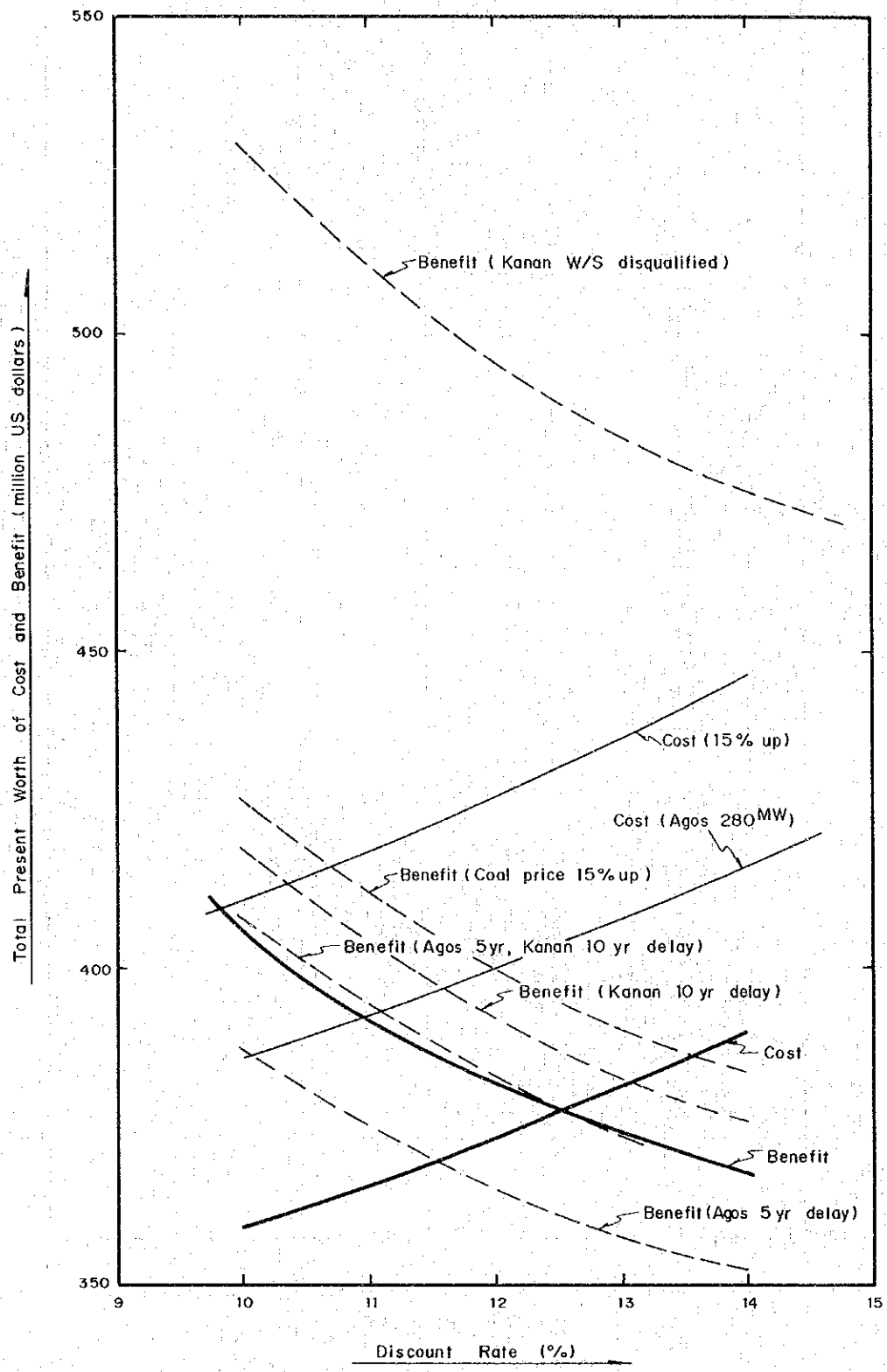


圖 7 - 2 經濟的内部收益率

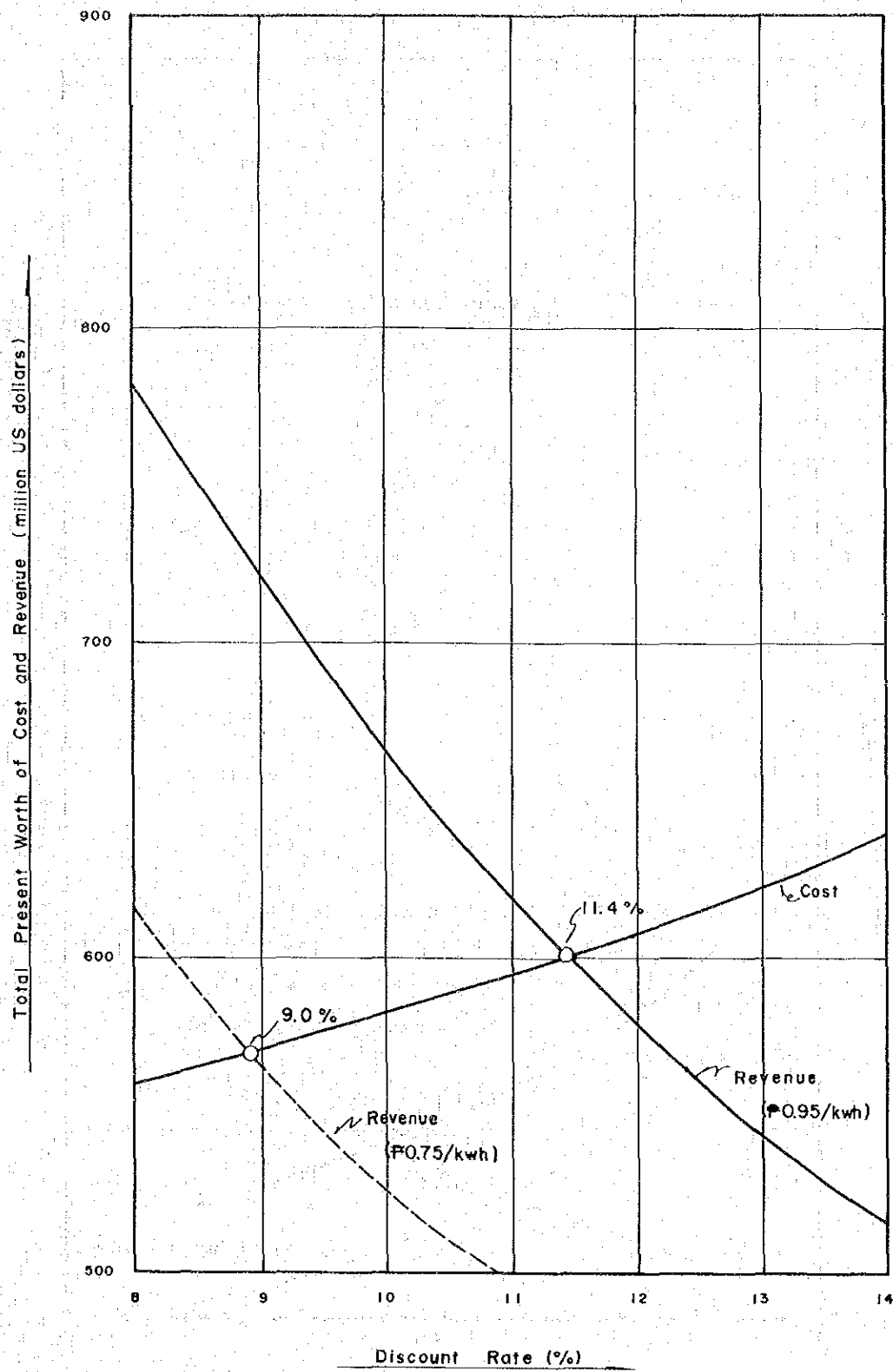
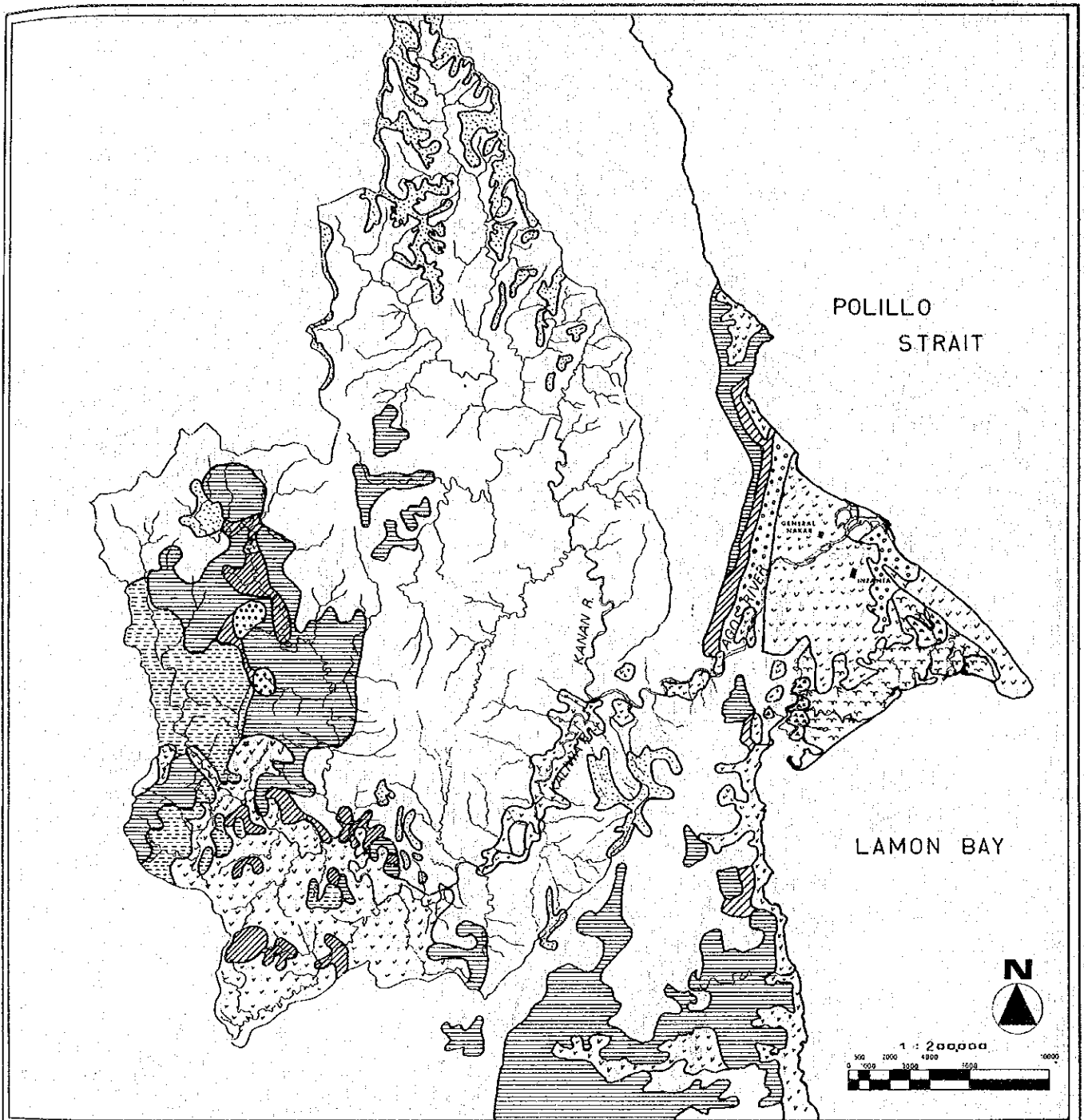












图 7-3 財務的内部收益率



LEGEND

- | | | | |
|---|----------------------|--|------------------|
|  | Old Growth Forest |  | Open & Grassland |
|  | Young Growth Forest |  | Pines |
|  | Reproduction - Brush |  | Fish Pond |
|  | Mossy Forest |  | Mangrove |
|  | Cultivated Land |  | Plantation |

SOURCE: FOREST RESOURCES CONDITION MAP OF 1969

图8-1 土地利用

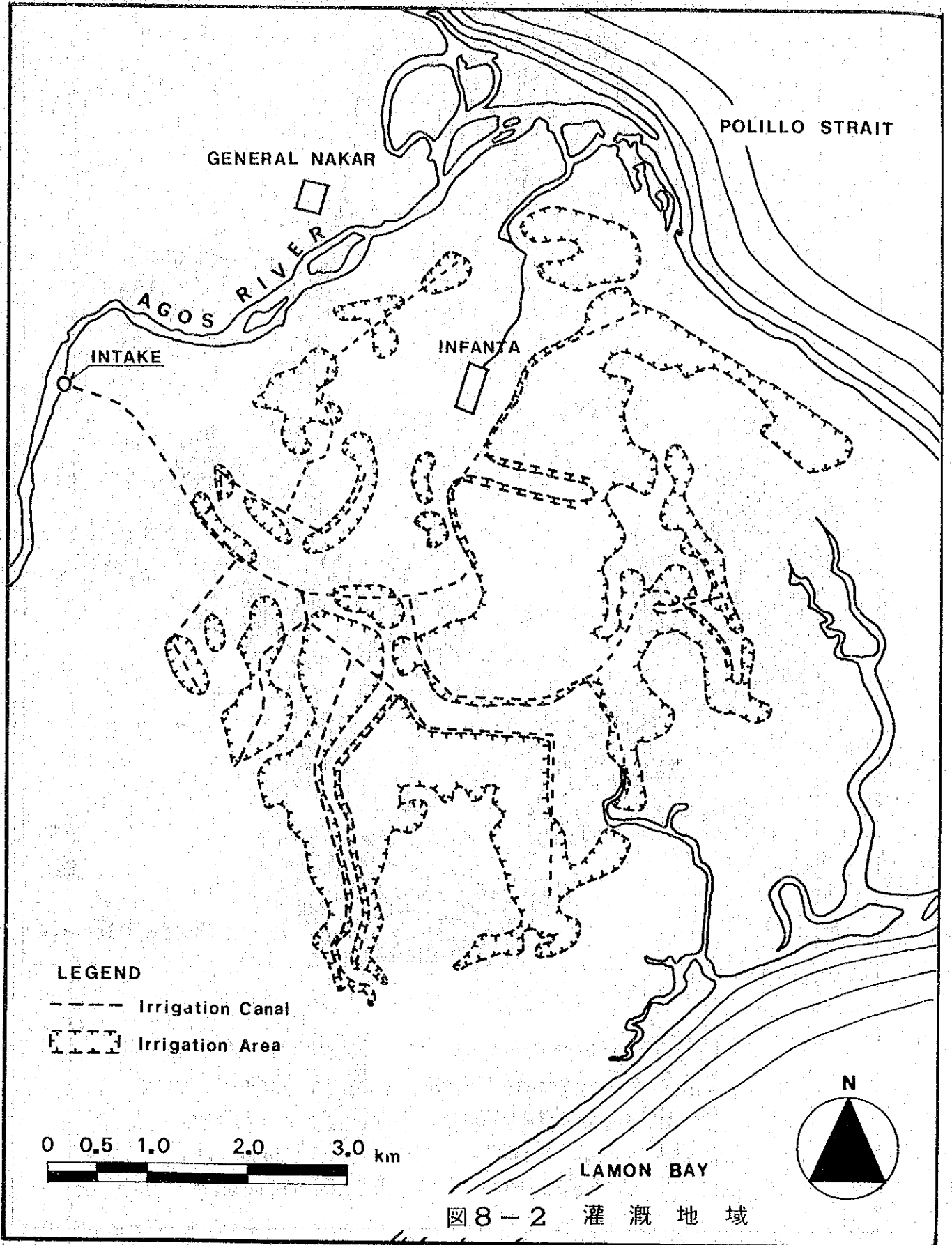
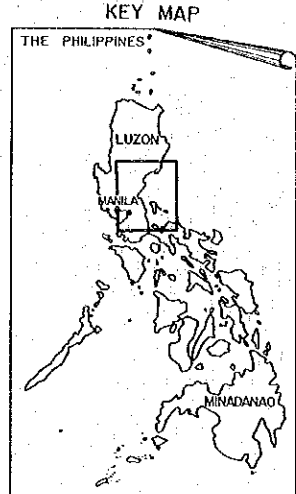
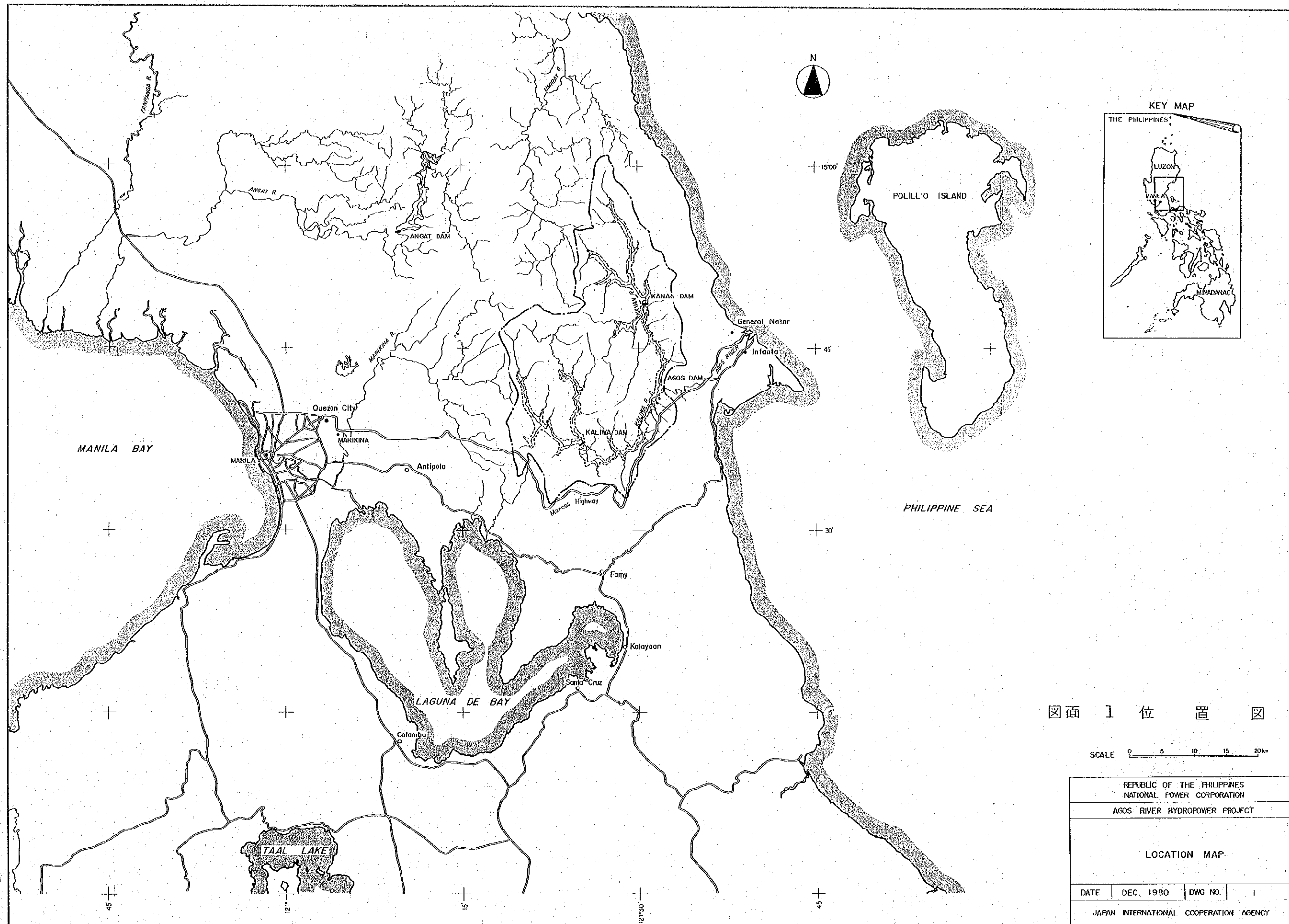


圖8-2 灌溉地域

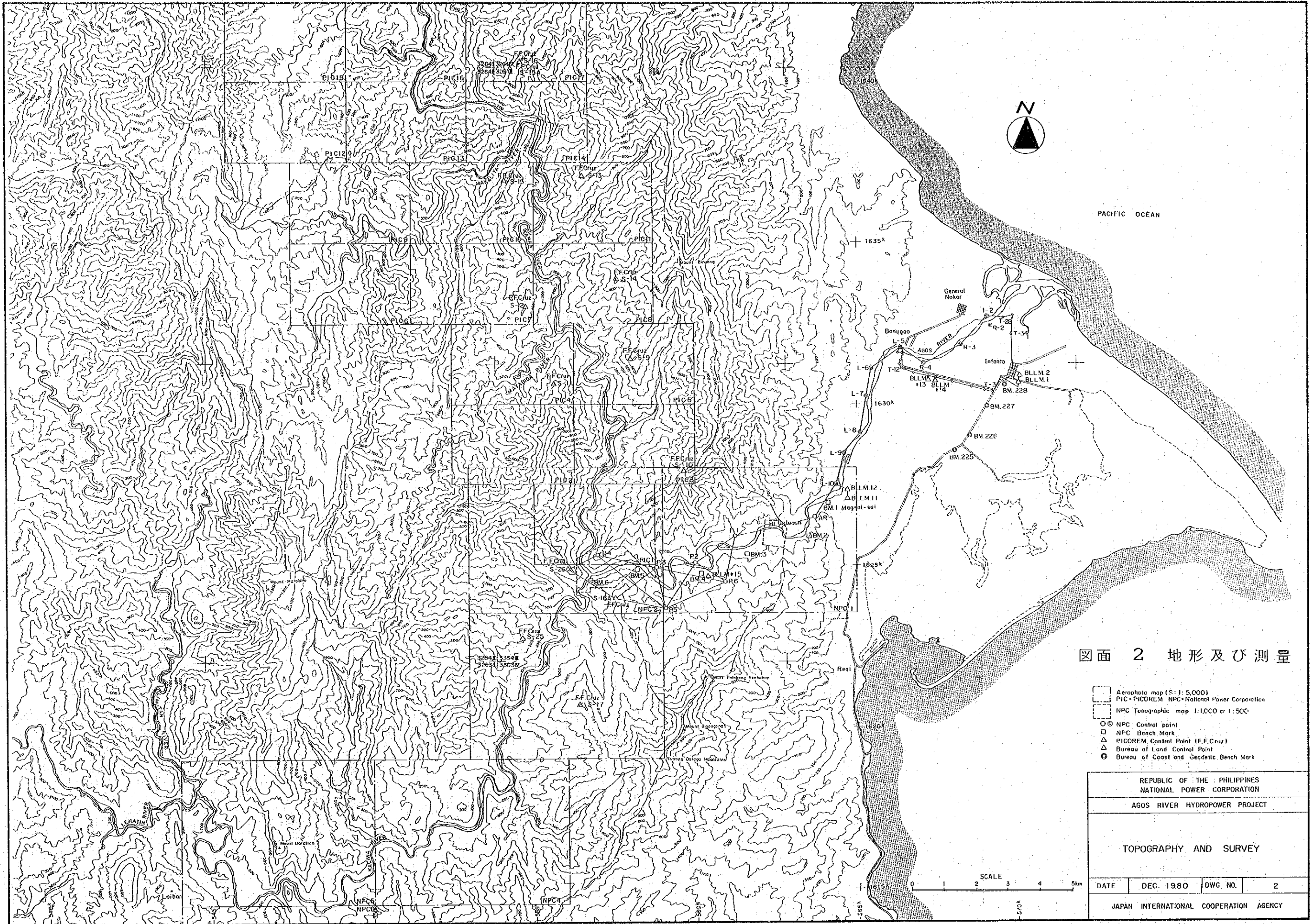
添 付 図 面



図面 1 位 置 図

SCALE 0 5 10 15 20 km

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES NATIONAL POWER CORPORATION			
AGOS RIVER HYDROPOWER PROJECT			
LOCATION MAP			
DATE	DEC. 1980	DWG NO.	1
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			

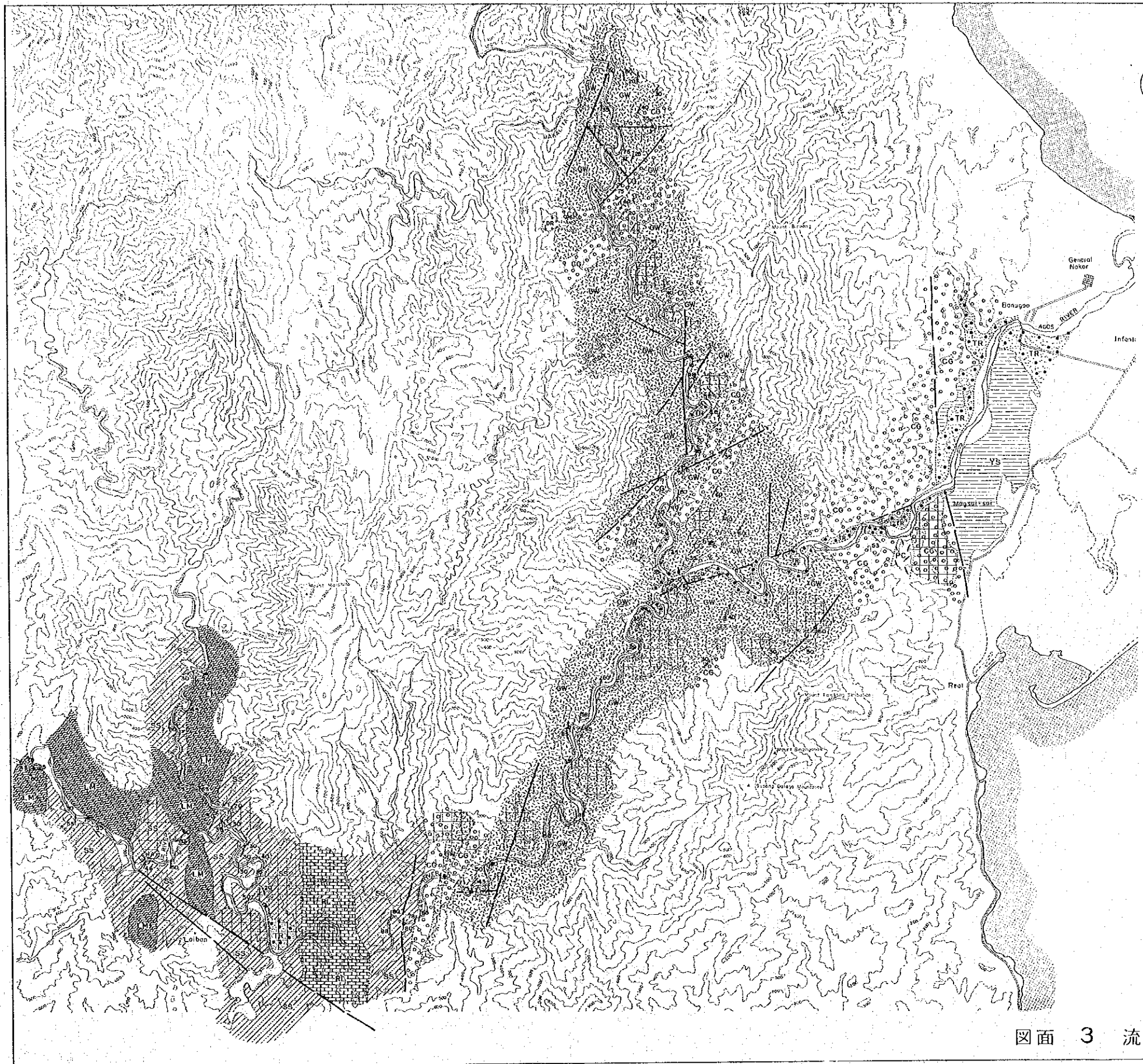


図面 2 地形及び測量

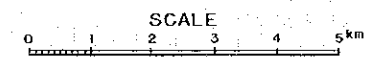
- Aerial photo map (S-1: 5,000)
- PIC- PICOREM NPC- National Power Corporation
- NPC Topographic map 1:1,000 or 1:500
- NPC Control point
- NPC Bench Mark
- △ PICOREM Control Point (F.F.Cruz)
- △ Bureau of Land Control Point
- ⊙ Bureau of Coast and Geodetic Bench Mark

REPUBLIC OF THE PHILIPPINES NATIONAL POWER CORPORATION			
AGOS RIVER HYDROPOWER PROJECT			
TOPOGRAPHY AND SURVEY			
DATE	DEC. 1980	DWG NO.	2
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			

SCALE 0 1 2 3 4 5km



- LEGEND**
- QUATERNARY
 - [Pattern] RIVERBED DEPOSIT
 - [Pattern] RESIDUAL SOIL
 - [Pattern] TERRACE DEPOSIT
 - [Pattern] YOUNG SEDIMENTARY ROCKS
 - OLIGOCENE - MIOCENE
 - [Pattern] MASSIVE REEF LIMSTONE
 - UNDIFFERENTIATED
 - [Pattern] PYROCLASTIC ROCK
 - [Pattern] GREYWACKE, CALCAREOUS BRECCIA
 - [Pattern] FINE SANDSTONE
 - [Pattern] CONGLOMERATE
 - [Pattern] ALTERNATING SANDSTONE, SHALE
 - [Pattern] FOLDED LIMSTONE
 - CRETACEOUS - TERTIARY
 - [Pattern] ANDÉSITE, BASALT
 - [Pattern] DIORITE
 - [Symbol] Strike and dip of bedding plane
 - [Symbol] Strike and dip of fault
 - [Symbol] Fault



REPUBLIC OF THE PHILIPPINES NATIONAL POWER CORPORATION AGOS RIVER HYDROPOWER PROJECT			
REGIONAL GEOLOGICAL MAP			
DATE	DEC. 1980	DWG. NO.	3
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY			

図面 3 流域地質図