

ネパール王国政府

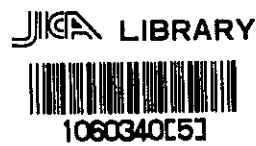
クリカニ水力発電開発計画
フィジビリティ調査報告書

1974年9月

国際協力事業団

ネ パ ー ル 王 国 政 府

クリカニ水力発電開発計画
フィジビリティ調査報告書



1974年9月

国 際 協 力 事 業 団

国際協力事業団		
受入 月日	'84. 3. 22	116
		64.3
登録No.	01363	MP

は し が き

日本政府はネパール王国政府の要請にもとづき、同国クリカニ第1水力開発計画のフィージビリティ調査をネパール水力開発基本計画の作成と同時に行うこととし、その実施を国際協力事業団（当時海外技術協力事業団）に委託した。

当事業団は上述クリカニ水力開発計画のフィージビリティ調査をネパール水力開発基本計画の作成と合わせて実施することとし、市浦繁氏を団長とする5名の専門家からなる調査団を編成し、昭和48年11月16日より昭和49年1月16日まで約60日にわたり現地調査を実施した。本報告書はクリカニ第1水力開発計画について技術的、経済的両面から考察したものであり、本報告書がネパール王国政府の水力開発計画に寄与し、更に同国とわが国との経済交流の発展により一層役立つことを願うものである。

終わりに、調査の任に当られた団員各位および関係各位の労をねぎらうとともに協力と支援を惜しまれなかったネパール王国政府関係者に対し、衷心より感謝の意を表するものである。

昭和49年9月

国際協力事業団

総裁 法 眼 晋 作

(伝 達 状)

国 際 協 力 事 業 団

総 裁 法 眼 晋 作 殿

クリカニ川電源開発計画の第1期開発でありますクリカニ第1発電所計画に関するフィジビリティ調査報告書を提出致します。

カトマンズ、ヒタウラ、ビルガンジ等ネパールの電力需要の大部分を包括しております中部ネパール電力系統は、たとえ現在予定されております発電設備の増強が行なわれると考えしても、1978/79年には電力不足に陥る事が予想されます。

特に、現在の系統は大部分流れ込み式の水力発電所に頼っておりますので乾期にはピーク容量、発生電力量共に不足致します。従いまして、大きな貯水容量を持つダム式、水力発電所の早急なる建設が切に望まれております。

本調査初期の段階では、クリカニ第1発電所に46,000キロワットを設備し年間発生電力量1.57億キロワット時を得るよう計画しておりました。そして系統内の流れ込み式水力発電所の有する二次電力発生量を0.44億キロワット時と推定し、これをクリカニ第1発電所の季節的制御運転により、一次電力化する事を計画しておりました。しかしながら、計画作業が進みますにつれ、クリカニ第1発電所の運転により一次電力化する流れ込み式発電所からの電力量は、更に大きい事が判明しましたので本開発計画は再検討され、設備容量を60,000キロワットとし、年間発生電力量1.65億キロワット時を得るのが、最適であるとの結論に至りました。この計画により期待される、流れ込み式発電所の一次化する電力量は年間0.97億キロワット時にも及びます。前の計画の建設費は本年初頭の物価レベルの見積額に15%の予備費を含めたものとして4,500万米ドル相当でしたが、本計画の建設費は本年7月の物価レベルの見積額に20%の予備費を含めたものとして5,300万米ドル相当となり、実質時には大きな費用の増大とはなっておりません。一方、発電量は相当に増加しますので、電源開発計画としては別冊として提出致しましたネパール水力開発基本計画の中で述べられていますクリカニ第1発電所計画よりはるかに有利な計画となりました。

勿論、工事実施に至るまでには、更に詳しい調査、検討が必要ではありますが、本計画がフィジブルであり実現に移されるべき事は十分証明されたものと確信しております。

私共は本業務を遂行させて頂き幸せに思っておりますが、本報告書が貴殿及び他の全ての関係者の方々に満足して頂ければこれに勝る喜びはありません。

この機会に貴事業団のスタッフの方々及び私共の現地調査団がネパール滞在中多大の援助と協力を頂いたネパール政府関係者、日本大使館の方々に対し、心からの感謝の意を表するものであります。

1974年9月

日本工営株式会社

社長 橋 本 敏 男

要 約

1. クリカニ全体計画は、ネパール中部地区を流れるクリカニ川とラブティ川に一連の水力発電開発を行うものである。高さ107mのダムをクリカニ川に建設し、有効貯水量 73×10^6 m³を有する貯水池をつくり、この貯水池によって調節した水をラブティ川に流域変更し1,000m以上に及ぶ総落差を利用しラブティ川沿いに3つの連続する発電所、即ち第1、第2及び第3発電所の建設によって、その包蔵水力を開発する計画である。

第1、第2及び第3発電所の設備容量は各々60,000kW、35,000kW及び17,000kW、合計112,000kWと計画された。一方年間発生一次電力量は各々 165×10^6 kWh、 123×10^6 kWh及び 75×10^6 kWh、合計 363×10^6 kWhとなる。^{<1}

<1: クリカニ計画による年間一次発生電力量は、クリカニ第1発電所の季節調節運転によって常時化する既存の流れ込み式発電所の電力量を含めると 460×10^6 kWhとなる。又、本計画によって年間 88×10^6 kWhの二次電力量が期待できる。

クリカニ第1発電所計画はクリカニ全体計画の中の第一期開発となる。

2. 中部ネパール電力系統(CNPS)はネパールの大部分の電力需要が集中しているカトマンズ峡谷、ヒタウラービルガンジ回廊及びその隣接地域を包括している。この系統のピーク負荷は1973年には25,000kWに達した。年間のピーク負荷は冬期の1月又は2月、即ち乾期の初期にあられる。現在の系統の有する合計設備容量は39,900kWであり、その内訳はディーゼル8,280kW及び水力31,620kWである。これらの水力発電所は全て流れ込み式であり毎年乾期にはピーク供給力が26,600kWに落ち込む。従って、かなりの水力発電設備があるにもかかわらず、近い将来ピーク電力供給の不足を補うためディーゼル発電所を運転する必要に迫られるであろう。

3. 西部地区の南部にあるルンビニ電力系統は1976-1977年にCNPSに接続される予定である。クリカニ第1発電所は、この拡大されたCNPSに対して電力を供給することになる。

4. 最近の経済成長に伴ない、系統の電力需要は急速に伸びつつある。ピーク電力 負荷の年

間成長率はここ数年20%内外に及んでいる。カトマンズとヒタウラ地区には、小中規模の工場やホテルが建設される予定である。又、現在建設中であるチトワン峡谷灌漑計画は、ポンプ施設に7,000KWを必要とし大口需要家となる。これらの要因を考慮して、将来のピーク負荷は1979-80年に73,000KW, 1984-85年に121,000KW及び1989-90年に179,000KWとなるものと予測される。

5. 急速に増加する電力需要に対処するため、ネパール政府は、デビガット発電所(14,000KW)の建設とガンダキ発電所からの電力供給(7,000KW)、合計21,000KWの容量の増加を決定した。既存のトリスリ発電所の予備設備3,000KWを運転する可能性についても検討されるはずである。たとえこれらの方策が予定通り運ばれたとしても、1978-79年以降、系統の電力供給力は不足することになる。さらに系統がピーク供給力の不足する流れ込み式発電所に大きく依存している現状から考えれば、このピーク供給力を増加させるため時期を得た大容量貯水池を有する水力発電所の建設が強く望まれる。

6. ネパールは大きな包蔵水力に恵まれてはいるが、そのほとんどは未だ開発されずに残されている。一方でネパールは水力以外のエネルギー源を持っていない。将来の電力需要に応えるべく、包蔵水力を開発することは、特に最近の世界的な石油事情のもとで、最も求められるべきことである。そこでこれらの状況のもとで、クリカニ第1発電所は以下の理由により、建設優先度の高いものである。即ち、この発電所は電力需要地の中央部に位置すること、既存の水力発電所が全て流れ込み式であり、近い将来も同形式の発電所の建設が予想される場合、貯水池をもった発電所の存在は価値が高いが、この点について適当な貯水池の建設が可能であること又最後に今ひとつ重要な点は、本計画は他の計画に比べて調査が最も進んで居り、切迫した電力需要増に対処するために早期実現可能な計画は本計画のみであることである。

7. クリカニ計画の予定地点は、ネパールの中中部地区、カトマンズより南西30Kmにある。この地域の地形は前壮年期に属し標高は400mから2,500mの間にある。この地域の大部分は片岩状砂岩、雲母状片岩及び粘板岩より成っている。厚い塊状花崗岩が中央部と南端の第三紀シワリク層に存在する。クリカニ川はダム予定地点で126Km²の流域面積を有する。流量の多くは、7月から10月までの雨期に集中する。年平均流出量は、ダム予定地点で123×10⁶m³

即ち $3.90 \text{ m}^3/\text{sec}$ である。この支流であるチャッケル川とシム川は合計 30 Km^2 の流域面積を有するが、これらの支流量を集めると合計年平均 $157 \times 10^6 \text{ m}^3$ 即ち $4.98 \text{ m}^3/\text{sec}$ の流量が得られる。有効貯水量 $73 \times 10^6 \text{ m}^3$ を有する貯水池を造成するために高さ 107 m のダムが建設される。既存の流れ込み式の潜在電力を常時化することによって系統の電力供給力を最も効果的に負荷に対応させるため、クリカニ貯水池は雨期よりも乾期により多くの水を使用する様に計画されている。このような貯水池操作により一次電力¹発生のために使用される水量は年平均で $3.82 \text{ m}^3/\text{sec}$ となり二次電力²を含めて発電に利用される全水量は年平均で $4.93 \text{ m}^3/\text{sec}$ となる。この調節された流量とラブティ川への流域変更によって得られる約 600 m の落差が発電に利用される。

<1: ここで言う一次電力量とは系統の負荷パターンと合った消費可能な電力量をさす。

<2: ここで言う二次電力量とはその発電所で利用可能な流量の点からは発電可能であるが、負荷パターンと合わないため系統内では利用することが出来ない電力をさす。

8. クリカニ第1発電所の設備容量は $60,000 \text{ kW}$ であり、年間 165×10^6 瓩の一次電力量と 46×10^6 瓩の二次電力量を発電することができる。更にクリカニ発電所の運転により既設の流れ込み式発電所の余剰電力が利用可能になる。クリカニ第1発電所が運転される時期までには、中部地区の水力の総設備容量は $57,800 \text{ kW}$ になると予想され、しかもその水力発電所は全て流れ込み式であることが考えられる。これらの流れ込み式発電所は雨期には流量が多く、乾期よりも多くの発電が可能であるがこの様な電気は現状では系統の負荷パターンに合わない為利用できない。しかしクリカニ発電所は年間流量に比して大きな貯水池を持つので雨期に於ける発電を制限し余った水を乾期に集中して発電することが可能である。この様なクリカニ発電所の季節間調整運転により、流れ込み発電所群の雨期の余剰電力が系統に於て新たに利用可能になる。クリカニ第1発電所によって利用可能になる既存の流れ込み式発電所の電力量は約 97×10^6 瓩と推定される。

9. 本計画には、高さ 107 m のロックフィルダム、チャッケル川とシム川に於ける溪流取水堰、チャッケル取水堰から貯水池への 2 Km の導水トンネル、シム取水堰から圧力トンネルへの立て坑、本取水口、

6 Kmの圧力トンネル、1.3 Kmの水圧鉄管、30,000 kWの発電機2台を容する地下発電所及び1 Kmの放水路トンネルの建設が含まれる。送電にはカトマンズ、ヒタウラ間を結ぶ既存の66 KV送電線が利用されるが、カトマンズ変電所には70 MVAの変圧器の増設が必要となる。又20 Kmの工事用道路を既存の道路からダム予定地点まで建設する必要がある。本計画の工事完了には、詳細設計、工事入札、業者決定、業者着工準備及び準備工事を含め、5.5年を要する。尚、クリカニ計画の実現により重大な環境問題が発生する可能性はないと考えられる。

10. 本計画の建設期間中の利子を除いた総工事費は5,300万米ドルであり、その内、外貨部分は4,300万米ドルであり、内貨部分は1,000万米ドルである。

11. 本計画の経済分析には年間割引率8%及び耐用年数50年を用い、その常時ピーク出力及び一次電力量を考えられる最も経済的な代替施設の費用に基づいて評価した。代替施設としては単位設備容量30,000 KWの石炭火力発電所を考えた。これより求められた単位KW.価値及びKWH.価値は各々73米ドル/KW.及び20米ミル/KWH.となる。一方、二次電力量は系統が主として水力発電に依存しておりこの系統内では消費されないもので、その半分がインドへ12米ミル/KWH.で輸出できるものと仮定して、6米ミル/KWH.と評価した。これらの値を本計画によつて得られる電力に適用すると本計画の年間便益は722万米ドルと評価される。又、資本還元費と運転、維持、更新費を含めた年間費用は505万米ドルと算定される。本計画は、年間超過便益217万米ドル、便益一費用比率1.43及び内部収益率12.9%となり、経済的に投資妥当であることが証明される。又、より高い割引率10%に対しても、便益一費用比率は1.21と算出される。

12. 本計画の財政的妥当性の検討を行うため種々の借款条件を仮定して、それに応じた発電原価を算出してみた。財政的妥当性検討のための発電原価とは債務返済期間中の売電によつて得られる合計純利益と債務返済の総額が等しくなる様に定めた一次変電所渡しの電気料金と定義することができる。本計画による年間販売可能電力量は 253×10^6 KWH.となり、これはクリカニ第1発電所の一次電力量と系統内の流れ込み式発電所で常時化する電力量（増加分のみ）の合計から平均電力損失8.5%分を引いたものである。二次電力量の半分は12米ミル/KWH.の料金でインドへ輸出できるものと仮定した。債務返済期間は支払猶予期間5年を含

む30年と仮に定め金利を2%から7%の範囲で変化させて検討した。こうして算出された発電原価は金利2%で12.5米ミル/KWH、金利4.5%で17.3米ミル/KWH及び金利7%で23.5米ミル/KWHとなる。

13. クリカニ第1発電所は拡大されたCNPS系統に含まれる地域に電力を供給することになり、ネパールの社会的経済的發展と石油輸入のための外貨の節約に大いに寄与することになるであろう。又、クリカニ第1発電所は将来ラブティ川に有望な発電計画の可能性を開くものである。その有望な計画とは、第1発電所の放流量とラブティ川の流量と約460mの総落差を利用する第2及び第3発電所のことである。クリカニ第2発電所は流れ込み式が予想され、設備容量35,000KWをもって、年間約 123×10^6 の常時電力量を生み出す。第3発電所はダムー水路式が予想され、設備容量17,000KWをもって年間約 75×10^6 の常時電力量を生み出す。割引率8%及び耐用年数を50年とした場合、第1発電所の発電原価は、20.7米ミル/KWHとなるが、第2及び第3発電所の発電原価は各々14.5米ミル/KWH及び29.3米ミル/KWHとなる。

第1及び第2発電所を組み合わせた場合、発電原価は18.0米ミル/KWHとなる。又、ラブティ川下流域に於ける灌漑用水や工業用水の補給又、クリカニ貯水池に於ける魚の養殖等からも将来便益が生ずると予想され、それ等の便益は合計で年間概略50万米ドルは見込むことが出来ると思われる。これを評価に入れば、第1及び第2発電所を組み合わせた発電原価はさらに16.6米ミル/KWH程度に低くなる。

14. 中部ネパール電力系統は、たとえ現在計画されている設備の増設が予定通り実施されても1978-79年以降は電力不足に陥ることが予想される。クリカニ第1発電所はその詳細設計、請負工事入札、本工事等を含めて工事完了迄に5.5年の期間を必要とすることから考えると、できるだけ早期に実施に移すことが極めて重要であると判断される。

15. 本計画の主要諸元を次表に要約する。

クリカニ第1発電所主要諸元

(1) 水 源

流 域	流域面積	流 量	
		年間総流出量	平均流量
	(Km^2)	(m^3)	(m^3/sec)
クリカニ	1 2 6	122.9×10^6	3.9 0
チャッケル	2 3	22.4×10^6	0.7 1
シ ム	7	11.3×10^6	0.3 7
	1 5 6	157.1×10^6	4.9 8

(2) 貯水池及びダム

(i) 貯水池

常時満水位：	E L 1.5 3 0 m
最低水位：	E L 1.4 7 6 m
有効水深：	5 4 m
貯水面積：	2.2 Km^2
総貯水量：	8 5.3 0 0.0 0 0 m^3
有効貯水量：	7 3.3 0 0.0 0 0 m^3

(ii) ダ ム

形 式：	傾斜コア型 ロックフィル
堤頂標高：	E L 1.5 3 4 m
ダム高：	1 0 7 m
堤 長：	4 2 0 m
堤体積：	3.5 0 0.0 0 0 m^3
上流法面勾配：	平均 1 : 2.5
下流法面勾配：	平均 1 : 1.7

(iii) 余水吐

型 式：	フリップバケット付シュート
------	---------------

門 扉 : ラジアルゲート
幅 9 m × 高さ 11 m × 2 門
通水能力 : 貯水池水位常時満水位で $1300\text{ m}^3/\text{sec}$

(3) 発電設備

(i) 取水口

型 式 : ベルマウス式
門 扉 : ローラーゲート (傾斜式)
幅 3 m × 高さ 5 m

(ii) 導水路トンネル

型 式 : 円形断面
長 さ : 5830 m
内 径 : 2.5 m

(iii) 調圧水槽

型 式 : 水室型
内 径 : 2 m (サージ立て坑)
高 さ : 89.5 m

(iv) 水圧鉄管

内 径 : 平均 1.6 m
長 さ : 地上部 : 910 m
地下部 : 430 m

(v) 発 電 所

型 式 : 地下式
(床 $14\text{ m} \times 43\text{ m}$, 高さ 262 m)

(vi) 放水路トンネル

型 式 : 馬蹄形
長 さ : 1000 m
寸 法 : 高さ 26 m × 幅 3.3 m

(vii) 発電機器

水 車

型 式 :	立軸単車 4 射ペルトン水車× 2 台
水車中心高 :	E L 9 1 6 m
総落差 :	6 1 4 m ~ 5 6 0 m
有効落差 :	5 4 9.9 m (定格)
最大使用水量 :	1 3.1 m ³ /sec
設備容量 :	2 × 3 0.0 0 0 kW
回転数 :	6 0 0 r p m

発 電 機

型 式 :	3 相立軸同期発電機
容 量 :	2 × 3 5.0 0 0 KVA
電 圧 :	1 1.0 0 0 V
サイクル :	5 0 Hz
力 率 :	0.8 5

主要変圧器

型 式 :	油入自然冷却屋外型
電 圧 :	6 3—6 6—6 9KV/1 0.5KV
容 量 :	2 × 3 5.0 0 0 KVA

(4) 送電線及び変電所

(i) 送電線 (カトマンズービルガンジ間の既存線に接続するため 2 0 0 m の延長)

電 圧 :	6 6KV 2 回線
電 線 :	1 5 4.3 mm ²

(ii) カトマンズ変電所

増設容量 :	2 × 3 5.0 0 0 KVA
--------	-------------------

目 次

	ページ
第 1 章 序 文.....	1
第 2 章 ネパールの概要.....	8
2・1 ネパールの地誌.....	8
2・2 ネパール経済の概要.....	5
第 3 章 地形及び地質.....	8
第 4 章 水文及び気象.....	11
4・1 気 候.....	11
4・2 降 雨.....	11
4・3 蒸 発.....	15
4・4 流 量.....	15
4・4・1 流量記録.....	15
4・4・2 クリカニダム地点の流量.....	16
4・4・3 シム及びチャッケルの流量.....	17
4・5 洪 水.....	18
4・6 堆 砂.....	22
第 5 章 電力市場及び需要予測.....	26
5・1 概 要.....	26
5・1・1 現 況.....	26
5・1・2 電力供給事業体.....	28
5・1・3 インドとの電力交易.....	29
5・2 中部地区の電力系統とその拡張計画.....	80
5・2・1 概 要.....	80
5・2・2 発電設備.....	81
5・2・3 送電及び配電設備.....	85
5・2・4 CNPS 系統における電力需要	86
5・2・5 電力系統の拡張計画.....	89
5・2・6 CNPS 系統地域の詳細	89

5・2・7	電力料金体系と電力会社の収支状況	41
5・3	電力需要予測	49
5・3・1	需要予測の方法	49
5・3・2	中部地区の需要予測	50
5・3・3	西部地区の需要予測	51
5・3・4	拡大CNPSの需要予測	55
第6章	開発計画	58
6・1	概 要	58
6・2	開発計画に影響を及ぼす要素	58
6・3	レイアウトの決定	60
6・4	開発規模の決定	61
6・5	環境問題	64
6・6	決定計画案	65
第7章	設計及び施工計画	71
7・1	概 要	71
7・2	構造物の設計	71
7・2・1	クリカニダム及び貯水池	71
7・2・2	水 路	74
7・2・3	発電所及び屋外開閉所	77
7・2・4	送電線及び変電所	77
7・3	施工計画	78
7・3・1	準備工事	78
7・3・2	河川付替工事	78
7・3・3	ダム本体工事	79
7・3・4	導水トンネル	79
7・3・5	水圧鉄管	80
7・3・6	発電所	80
7・3・7	放水路	80
7・4	建設機械とブラレット	80

	7・5	建設資材	81
	7・6	工事工程	81
第 8 章		工事費及び運転維持費	84
	8・1	建設工事費	84
	8・2	年度別所要資金	86
	8・3	運転維持費	86
第 9 章		経済効果及び財務分析	89
	9・1	概 要	89
	9・2	経済効果の検討	89
	9・2・1	概 要	89
	9・2・2	単位電力価値	90
	9・2・3	インドへの電力輸出	90
	9・2・4	便 益	93
	9・2・5	費 用	94
	9・2・6	便益－費用比率及び内部収益率	95
	9・2・7	岡当り費用	97
	9・2・8	感度分析	97
	9・3	財務分析	99
	9・3・1	概 要	99
	9・3・2	借款条件	100
	9・3・3	電力料金	100
	9・3・4	財務分析の条件	101
	9・3・5	債務返済能力	102
	9・4	第1、第2発電所を合わせた時の妥当投資性	102
	9・5	その他の便益	107
第 10 章		将来開発計画	109
	10・1	概 要	109
	10・2	第2発電所	109
	10・3	第3発電所	111

添付図面

付録Ⅰ 地質調査資料

付録Ⅱ 気象水文資料

添 付 図

	ページ
図 2 - 1 ネパールの一般図.....	7
図 4 - 1 クリカニ川流域.....	1 2
図 4 - 2 クリカニダム地点洪水ハイドログラフ (観測値)	1 9
図 4 - 3 クリカニダム地点確率洪水.....	2 1
図 4 - 4 クリカニダム地点洪水ハイドログラフ.....	2 8
図 5 - 1 ネパールの電力供給網.....	2 7
図 5 - 2 月間発生電力量 (CNPS 系統)	4 5
図 5 - 3 負荷曲線 (夏期、CNPS 系統)	4 6
図 5 - 4 負荷曲線 (冬期、CNPS 系統)	4 7
図 5 - 5 負荷曲線 (ボッカラ地区)	4 8
図 5 - 6 ピーク負荷需要と供給設備 (CNPS 系統と西部地区)	5 7
図 6 - 1 クリカニ貯水池マスカーブ.....	6 8
図 7 - 1 クリカニ第 1 発電所工事工程表.....	8 8
図 9 - 1 内部収益率.....	9 6
図 9 - 2 感度分析.....	9 8
図 9 - 3 債務返済条件.....	1 0 8
図 1 0 - 1 クリカニ全体計画発電概略図.....	1 1 0

添 付 表

	ページ
表 4-1 年間降雨量記録	1 8
表 4-2 月 雨 量	1 4
表 4-3 月蒸発量記録 (チサパニ)	1 5
表 4-4 クリカニ月別流量	1 6
表 4-5 クリカニダム地点に於ける年最大洪水のピーク流量	1 8
表 4-6 クリカニ地点の確率洪水	2 0
表 4-7 月平均流量 (クリカニ川)	2 4
表 4-8 月平均流量 (シム川)	2 5
表 4-9 月平均流量 (チャツケル川)	2 5
表 5-1 インドとの電力交易	3 0
表 5-2 ネパールにおける発電設備容量	3 8
表 5-3 CNPS系統下の年間発生電力量	3 7
表 5-4 CNPSにおける需要家別消費電力量	3 8
表 5-5 CNPSにおける電力消費量と電力負荷	3 7
表 5-6 西部地区の電力統計	4 2
表 5-7 料金体系	4 8
表 5-8 中部地区の長期電力需要予測	5 2
表 5-9 西部地区の電力需要予測	5 4
表 5-10 拡大されたCNPS系統の電力需要予測	5 6
表 6-1 拡大されたCNPS系統に於ける電力供給能力	5 9
表 6-2 経済比較要約	6 8
表 6-3 クリカニ第一発電所 発電計画	6 9
表 7-1 主要工事用機械とプラント	8 2
表 8-1 工事費一覧表	8 5
表 8-2 年度別所要資金	8 6
表 8-3 運転維持費	8 8
表 9-1 KW価値とKWH価値	9 1

表 9-2	便益の経年変化.....	9 4
表 9-3	年資本回収費.....	9 4
表 9-4	種々の割引率での便益・費用.....	9 5
表 9-5	感度分析.....	9 9
表 9-6	売電量の経年変化.....	1 0 1
表 9-7	第1、第2発電所を合わせた時の便益費用比.....	1 0 4
表 9-8	第1、第2発電所を合わせた時のKWH当りの費用.....	1 0 6
表 10-1	クリカニ第2発電所発電計画概要.....	1 1 3
表 10-2	クリカニ第3発電所発電計画概要.....	1 1 5

略 語 及 び 単 位

HMG of Nepal	: ネパール王国政府
CNPS	: 中部ネパール電力系統
Electricity Department	: ネパール政府電力省電気局
NEC	: ネパール電力公社
BPC	: プトワール電力会社
P. S.	: 発電所
L. F.	: 負荷率
OMR	: 運転、維持更新
ADB	: アジア開発銀行
EL.	: 標 高
mm	: ミリメートル
cm	: センチメートル
m	: メートル
Km	: キロメートル
m ³	: 立方メートル
m ³ /sec	: 立方メートル／毎秒
m ³ /hr	: 立方メートル／毎時
Km ²	: 平方キロメートル
ha	: ヘクタール
Kg	: キログラム
t (ton)	: メートルトン
kl	: キロリットル
%	: パーセント
°C	: セ氏度
°	: 度
NNW	: 北北西
SSE	: 南南東

r p m	: 回転／毎分
HP	: 馬 力
W	: ワ ッ ト
KW	: キロワット
KWh	: キロワット・時
MWh	: メガワット・時
V	: ボ ル ト
KV	: キロボルト
KVA	: キロボルトアンペアー
MVA	: メガボルトアンペアー
US\$	: 米 ド ル
USmill	: 米 ミ ル
Rs.	: ネパールルピー (1 米ドル = 1 0.5 6 ルピー)
Paisa	: ネパールパイサ (1 ルピー = 1 0 0 パイサ)

第 1 章

序 文

ネパールの電力需要は過去5年間の年間のび率が平均20%であることからみて、将来も急速に増加することが予想される。ネパール王国政府は増大する電力需要に応えるため、設備の新設やインドからの電力輸入によつてその供給力を増加させようと努力しているが、間もなくその供給力も不足することが予想される。政府はこの状況を認識し、1970年に「電力開発と供給に関する基本計画」という報告書を作成した。この報告書の中で、クリカニ計画は最も高い優先度をもつた計画として取り上げられた。

クリカニ計画の歴史は、1956年にスイス・ネパール開発調査団が出した本計画に関する提案から始まっている。1968年には日本政府がネパール政府の要請に基づいてクリカニ計画に関する現地調査のため調査団を派遣した。調査団は予備設計報告書を作成したがその中で本計画はクリカニ川にダムを建設し、そこからラブティ川に流域変更し、ラブティ川に一連の水力発電所を開発するものとして立案された。上記の調査に引きつづき、日本政府は1965年から1967年にかけて、本計画のフイージビリイテイーをさらに研究し、同時にネパール電気局の職員に技術援助を与えるため専門家を派遣した。専門家はその後追加された水文・地質資料に基づいて、予備設計報告書を再検討した。

その後、ネパール政府は、1978年に日本政府に対し、水力開発に関する基本計画の立案とクリカニ全体計画の中の第一次開発であるクリカニ第1発電所のフイージビリイテースタデイーの実施を要請した。日本政府は、海外技術協力事業団に業務の遂行を委任した。事業団は、日本工営㈱に対し実作業に関する契約を行い、作業を委託した。

現地作業は主として次の項目に関し、1978年12月より1974年1月まで行なわれた。

- (1) 気象、水文、地形、地質及び電力需要に関する資料収集
- (2) ダム、水路、発電所及びその他の構造物の予定地点の踏査
- (3) 1978年に行われた物理探査に関連づけた、ボーリングによる地質調査及び現地調査

現地作業に引き続き、日本国内での作業が次の項目に関して行われた。

- (1) 1970年にネパール政府によつて作成された「電力開発と供給に関する基本計画」

報告書の検討、及びネパールに於ける水力発電開発に関する基本計画報告書の作成

(2) 水文・地質資料の分析及び電力需要調査

(3) クリカニ全体開発計画の研究

(4) クリカニ第1発電所計画のフィージビリティ調査及びフィージビリティ調査報告書の作成

本報告書は、クリカニ第1発電所計画のフィージビリティ調査を取り扱うものである。

ネパールの水力発電開発に関する基本計画報告書は、別途提出される。

第 2 章

ネパールの概要

2・1 ネパールの地誌

位 置

ネパール王国は、北緯26度30分から30度15分、東経80度から88度15分、の間に位置し、北は中国領チベット、南はインドに接している。国土は、東西約800Kmと南北240Km～150Kmにおよび、その面積は14万798Km²である。

地 形

ネパールの国土は、以下に示すように南から北に向つて地形学的に6つの特徴をもつ地域に分類される。

- (1) テライ地帯
- (2) シワリク丘陵地
- (3) マハバラート山岳地
- (4) 中部地帯
- (5) ヒマラヤ山岳地
- (6) チベット高原

テライ地帯はガンジス平野のネパール領内の部分で、シワリク丘陵地の山麓とインド国境の間にあり、その標高は平均海拔約200mでその最大幅は45Kmに及んでいる。テライの南部はインド系住民も住んでおり、その人口密度は高いが、北部は森林地帯である。

シワリク丘陵地はガンジス平野の端部から海拔1,500mに至る一帯であり、その平野部と丘陵地帯の境界線はかなり明瞭である。この丘陵地の特徴としてはその起伏が激しいことであり、このことと深いジャングルと貧弱な土壌故に定着人口は稀薄である。この地帯の土壌は雲母と石英を多量に含んだ軟い砂岩と礫岩から成立っている。この地域の地表水は極めて少ない。

マハバラート山脈は標高8,000mに及び、地質学的に云えば、シワリク山地に向つて生じている大きな衝上断層ナツプの前頭部にあたるものである。概して、マハバラート山脈は巨大な向斜面であり、それはほとんど国土全体の東西約800Kmを覆っている。この山脈地帯は、

非常に起伏が激しい急峻な斜面で構成されている。ヒマラヤを源にする河川のうち全長800 Kmのマハバラート山脈を横切る河川はわずかに4つを数えるにすぎない。それらの河川はカルナリ、ベリ、ナラヤニ、サブトコシである。この地域での人口密度は比較的低い、標高1500 m以下には大きな村落が点在している。

ネパールの中部地帯は、マハバラート山脈とヒマラヤの間にあつて幅65 Kmから100 Kmの帯状地帯である。この地域は標高600 mから2000 mの間で、緩やかな斜面をもつ一帯である。この国の人口のかなりの部分がこの地帯に集中している。この一帯は肥沃であり、亜熱帯と温帯に育成するあらゆる種類の穀物、野菜、果実が栽培されている。

ネパール東部はヒマラヤ山脈がチベットとの国境沿いに走っている。西半分は、ヒマラヤ山脈を越えてチベット高原に至るまでネパールの領土が広がっている。このヒマラヤの主山脈はそれ自身、大きな横断河川によつていくつかの異なつたグループに分けられる。世界の他の多くの山脈と対照的であるが、ヒマラヤ主山脈は必ずしも主分水界ではないことが分る。即ち、主なる分水界はさらに北方の標高7000 mの山岳地に在在し、その分水界は流域をツアンボ河（ブラマプトラ河）とガンジス河とに分ける。ガンジス河の主な支川はこの分水界を源とし、ヒマラヤ山脈の多くの峡谷を通り南に向つて流れている。

ヒマラヤ北部のネパールの領土は、ほとんどチベットの特性を有し、標高8000 mから5000 mの間にあつて山岳砂漠を形成している。この地域ではモンスーンの影響はなく、冬季の降雪がうるおいをもたらしている。この最北部にある盆地の多くには住民も多く、ムスタングのように美しい町も見られ、じゃがいもの他に灌漑によつて大麦やその他の穀物の栽培が行われている。この地域に住む人々の多くは、チベットおよびインドと交易を広範に行っている。

気 候

ネパールは概して亜大陸的気候特性の影響を受け、際だつた雨期と乾期がある。即ち、6月から9月にかけての夏のモンスーンの季節と冬の乾期である。更にネパールの気候は、前節で述べた地形的特性の影響を受ける。

ネパール南部一帯は亜熱帯気候で、夏の4月、5月には最高気温が40℃以上になることもある。また冬の1月には最低気温が4℃近くになる。この地域の年降水量は、2200 mmから2500 mmである。マハバラート山岳地及び中部地帯は上記南部のテライ平野やシワリク丘陵地より気温において6℃から7℃低く、降水量は東部で年2500 mm、西部で1000 mmから

1,500 mmである。ヒマラヤとチベット高原は、山岳気候の特性を示していて、最高気温は21℃程度であり最低気温は氷点下に下がる。年降水量は1,000 mm以下である。

人口と言語

全人口は1978年で約1,200万人、多民族国家でチベットービルマ族に属する多くの部族と、純粋なチベット族、そしてインドーアーリヤ族によつて構成されている。各々の部族は、彼ら自身の言語をもつが、ネパール語 (Gurkhali) が標準語となつており、ほとんどの人々が理解できる。人口の伸び率は年間約2%である。

宗教と文化

ヒンズー教が支配的で、次は仏教である。イスラム教信者もわずかにいる。古代から、ヒンズー教と仏教は共存し、独特なネパール文化形成に大きな影響を及ぼし、それは今も続いている。

2・2 ネパール経済の概要

ネパールの経済は農業中心で、労働人口の90%近くが農業及び農業ベースの産業に従事している。国民1人当りのGNPは1978年に約90米ドルと見積られている。GNPの8分2を農業が占め、総輸出額の90%は農業生産物である。主な輸出品目は、米、とうもろこし、なたね、ジュート、茶及び酪農品である。

鉱物資源開発にはあまり期待出来ない。また内陸国であることは、大規模な工業開発に大きな制約となつている。しかし、豊富な水資源にめぐまれていることは、水力開発と農業開発にとつて有利な条件であり、これらの適切な開発は国の経済発展の要となるであろう。

ヒマラヤを代表とするいたるところでみられる壮麗な景観は観光産業にとつて非常に大きな潜在資源であり、この開発は国の経済発展に大きく貢献するものとなるだろう。

1978年にネパール政府は国の経済の均衡発展と地域計画を企図して、4つの開発区域を設定した。即ち、スルケツト (極西区)、ボツカラ (西区)、カトマンズ (中央区)、及びダングタ (東区) の各々の開発区で図2-1に示すとうりである。これらの地区は国家計画委員会の指導の下で各地区の開発に対して責任を負うこととなつている。

ネパールの道路網は1960年以前ほとんど見るべきものはなかつたが、現在、自動車道路

延長は 3,000 Km に達し、このうちの約 40 % はなんらかの舗装がなされている。主な幹線道路としては、カトマンズーチベット間、カトマンズからビルガンジを経てインドのカルタッタに至るネパールの経済動脈とも云うべき道路、更にテライ平野の東西の端を結ぶ東西道路は既に半分が完成している。最近完成したカトマンズーボカラ間とボカラーバイラワ間道路はボカラをネパールの観光中心地として発展するのに大きな貢献をしている。

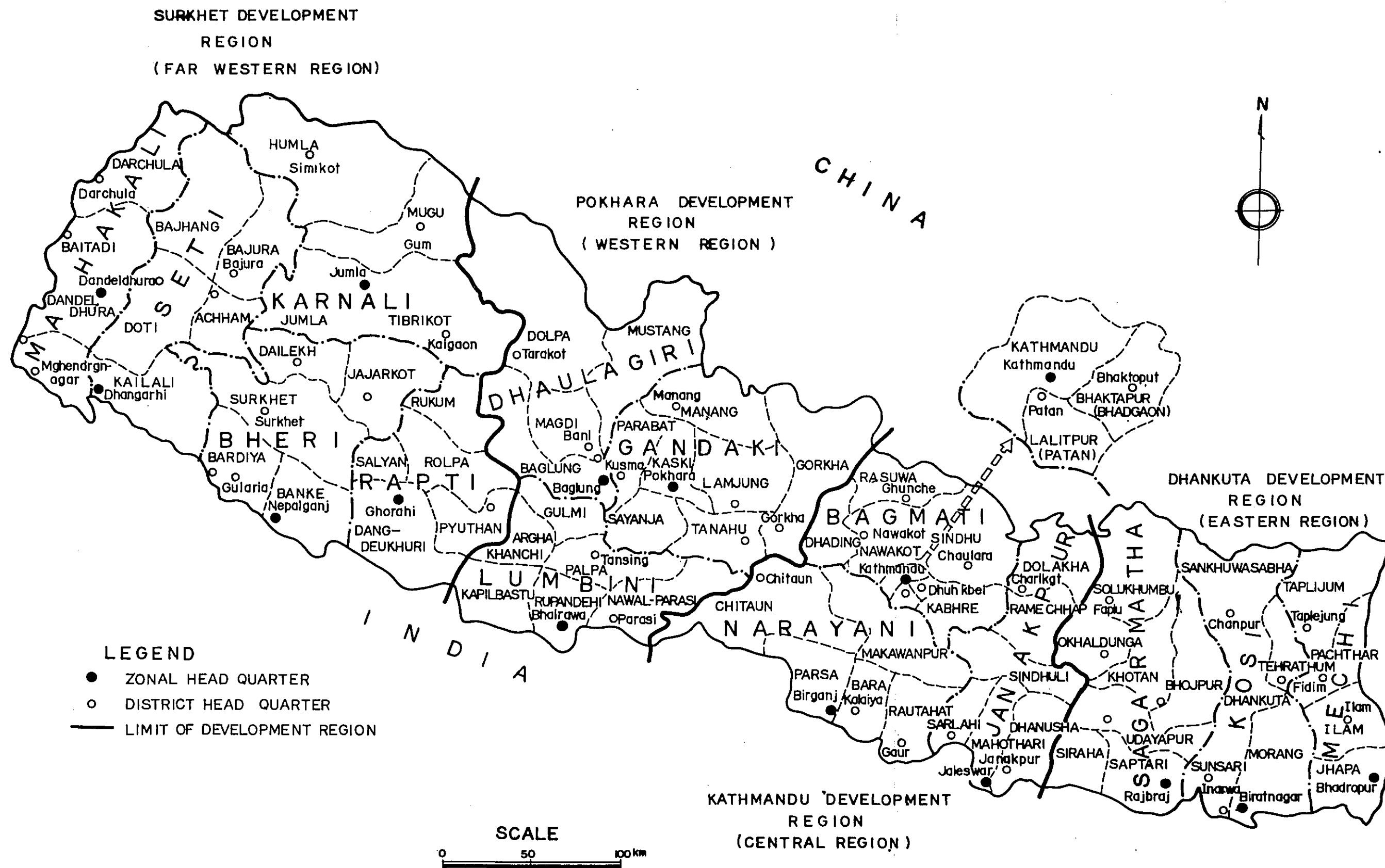
一方で航空路もネパールの内陸交通手段として重要である。ロイヤルネパール航空公社 (Royal Nepal Airlines Corporation) は 15 の飛行場を管理し、DC-8 型クラスの便を就航させている。丘陵地には多くの小飛行場があり、小型飛行機とヘリコプターが発着可能である。カトマンズ飛行場がネパールにおける唯一の国際空港である。カトマンズ空港を含めて 5 つの空港の拡張整備がアジア開発銀行からの資金援助を得て進行中である。

ほとんど全ての主要都市は政府管理下の無線網によつて連系されている。現在政府は全国をカバーするマイクロウェーブ通信網の設置を計画中である。

ネパールの財政は、保有外貨が漸増しており 1973 年 7 月現在 1 億 4,800 万ドルに達したことに示される様に堅調である。国際収支は 1965 年以来黒字基調であり、ここ数年は毎年 800 万から 1,000 万ドルの黒字を記録しているが、石油危機によつてもたらされた世界的インフレーションは、輸入財の価格高騰となつてネパールの経済を圧迫しつつある。

しかし、ネパールには水力発電に利用されるべき水資源が豊富であり、この水力開発は現在火力発電や家庭及び工業分野で使用されている石油の輸入を極力おさえ、更には既にネパール・インド政府間で基本的合意に達している電力の輸出を行うことによつて、国家財政の改善と、ひいては国の社会経済発展に対して重要な役割を演ずるであろう。

FIG. 2-1 GENERAL MAP OF NEPAL



地 形 及 び 地 質

計画地域はカトマンズの南西 25 Km から 40 Km のマハバラート山脈中及び周辺に位置し、異なる水系に属する二つの流域を含んでいる。即ち、バグマティ河の一支流たるクリカニ川流域と、尾根を隔ててこれに隣接するラブティ川の上流域である。流域の標高は低い部分でヒタウラの 400 m から、高い部分でダマンの 2,500 m に及んでいる。この地域の地形は、地層の走向や主要な断層と関連する西北西—東南東の方向性と、二次的断層や節理と関連する北東—南西の方向性とを示している。

クリカニ川はパルンの西方約 5 Km に源を発する。支流を集めつつ、川は約 10 Km 東方に流れてタサールに至り、これより南東に、次いで南向きに転じて、蛇行しながら、タサールの南々東 7 Km のキティニに達する。キティニからバグマティ河との合流点までの間の最後の 9 Km の距離は、蛇行しつつ東南東に流れている。

クリカニ ダム地点と貯水地域は、タサール・キティニ間の流路に位置する。オカルガオンより上流域とテイストウン附近の支流域では谷は開いた形を成している。オカルガオンより下流では河川勾配は急になり、 $1/60$ 乃至 $1/40$ の傾斜を示している。特にシム川の合流点とキティニの間の 2 Km の区間では最も急勾配で $1/25$ となり、滝や急流を形成している。河川勾配の急な部分では、谷は一般に下刻によつてせまく深くなっている。例外的に、タサール附近の約 1.5 Km 区間では、河川勾配は $1/100 \sim 1/120$ とゆるやかで、谷は開けている。

斜面の大規模な崩壊はダム地点の下流では数多く見られるが、上流では、なお滑落や崩れがあるとは云え斜面はかなり安定している。この点は、貯水池内の堆砂に関しては有利な要素である。

ラブティ川はビンベジの東方約 4 Km にある尾根の西側の斜面に源を発し、広い谷を形成しながらバインセドバンまで西南西に流下する。この部分では特に著しい蛇行は認められない。バインセドバンより、川は南に流れ、粘板岩と珪質砂岩から成る山の間に深い峡谷を開析しつつ、キセリ川の合流点に至る。この合流点の南では、第三紀シワリク層の丘陵に囲まれたヘタウラの平地を貫流する。最上流のチサパニ周辺では斜面の荒廃が甚しく、谷中には岩屑、亜角

礫が厚く堆積している。斜面の崩壊は、この他にも、主流、支流に沿つて見られるが分布はむしろ限られて居り、規模においてもチサパニを凌ぐものはない。

この地域の地質は大きく三つの部分に分けられる。即ち年代の古い順に云えば (1)堆積岩起源の弱変成岩層 (2)上記の中に貫入した花崗岩 (3)第三紀シワリク層の堆積岩である。

堆積岩起源の弱変成層は、砂岩、片岩質砂岩、石英岩、粘板岩、千枚岩、黒雲母片岩、石墨片岩、石灰質片岩、晶質石灰岩等及びこれらの互層から成っている。色調は一般に青または灰色がかつた暗色を呈するが、石英岩や極度に珪質の砂岩は白色である。一般に層理面が顕著に発達している。石英岩、晶質石灰岩、砂岩等の中には非常に硬質のものがあるが、他は中硬質である。砂岩系の岩(片岩質砂岩、石英岩を含む)はデオラリよりバインセドパンの間に広く分布して居り、この中に所々粘板岩系の岩層や互層が介在する。花崗岩山嶺の北側に位置するクリカニ³地域は一般的に見て比較的薄い砂岩系と粘板岩系の互層から成り、部分的に石灰質の岩層がある。一般走向は北北西—南々東である。バインセドパン以南では北から南へ順に、晶質石灰岩の厚層、石英岩及び粘板岩が露出している。層理は西北西—東南東乃至北西—南東方向の一般走向を示し、北東に向つて傾斜しているが傾斜角は一定でない。堆積岩起源の弱変成層は、ヒタウラの北約3 Kmにあるキセリ川の線に沿つた西北西—東南東方向の衝上断層を以て南限とする。

花崗岩帯を構成するものは主として黒雲母—白雲母花崗岩でカリ長石の巨晶を有し、所によつてはかなりはつきりした縞状構造を示す。この岩種は標高2,500 mのダマン峠を形成し、ダマンの峯は東南東に延びてデオラリに達する。デオラリはクリカニダムからの水路隧道が通過する場所であるが、ここでは花崗岩帯は峯筋からはずれて北側の斜面に位置している。

第三紀の下部シワリク層に属する中硬質の砂岩頁岩互層は計画地域の南端にあり、ヒタウラ北方約8 Kmを通る西北西—東南東方向の衝上断層を介して、北側の弱変成岩層と接している。この互層は東西乃至西北西—東南東の走向と北落ちの傾斜を示している。

上記三種類の地層の他に、砕屑状石灰岩の堆積層がある。これは晶質石灰岩の岩片が石灰質のマトリックスによつて凝着したものであり、岩片の大きさは様々で最大数mに及ぶものもある。ピンベジからバインセドパン迄の間のラブテイ川沿いに、現河床から800 m以内の高さに点在し、旧河床に形成された石灰岩の二次堆積物と考えられる。

段丘堆積物は、クリカニ、ラブテイ両河川の流域に見られるが、最大のものはピンベジにあり、高さ80 m以上、表面積50 ha 以上、淘汰の不良な砂、礫、転石から成り、ピンベジ全

村がこの上に載っている。

断層は西北西—東南東と北東—南西の二種類の方向性を示すものがある。上記シワリク層地域の北限を成す衝上断層は前者に属し、また同じ方向性の小規模な断層がタンシンとビンベジにある。後者の例としては、ビンベジからチサバニ、デオラリを通つてクリカニ川に達する断層があるが、これは多くの副次的な転移面を伴つて居り、チサバニ地域における岩の著しいゆるみの傾向はこれが原因となつているものと考えられる。また、北々西—南々東方向の二本の長い断層が、クリカニダム地点の上流1 Km以上にあるダルコットとパールチャネルを通つて平行に走つて居り、この部分ではクリカニの谷の方向はこの断層の方向に一致している。以上の諸断層は現在の計画では水路隧道をほぼ直角に横断する程度に関係しかないので、計画全体にとつて何ら決定的な技術上の困難をもたらす要因とはなり得ない。

第 4 章

水 文 及 び 気 象

4・1 気 候

クリカニ計画地域に於いて直接観測された気象記録はない。しかし、地形や距離からみてその気象状況はカトマンズのそれにほぼ等しいものと推定される。

カトマンズの年間平均雨量は約 1,800 mm であり、このうち 80% から 90% までが 5 月から 9 月までの雨期 5 ヶ月間に集中している。

カトマンズの年間平均気温は 18.8℃ である。気温は 5 月に最高に達し約 35℃ まで上昇することもある。一方最も寒い期間は 12 月から 1 月にあたり、しばしば氷点下まで下がる。本報告書の付録Ⅱ、図 A-2-1 にカトマンズの気温を示す。

相対湿度は 4 月に最低の 40% であり 8 月には最高の 85% に及ぶ。

4・2 降 雨

クリカニ流域に於ける雨量は記録されていないが、隣接地域の数箇所の記録が得られ下記に示す通りである。これらの観測所の位置を図 4-1 に示す。

観 測 所	観 測 期 間
カトマンズ	1942—1970
チサパニ	1957—1973
ダマン	1967—1973
ヒタウラ	1966—1973

LEGEND

○ : Water Level gauge station

△ : Rainfall gauge station

1 : 200,000

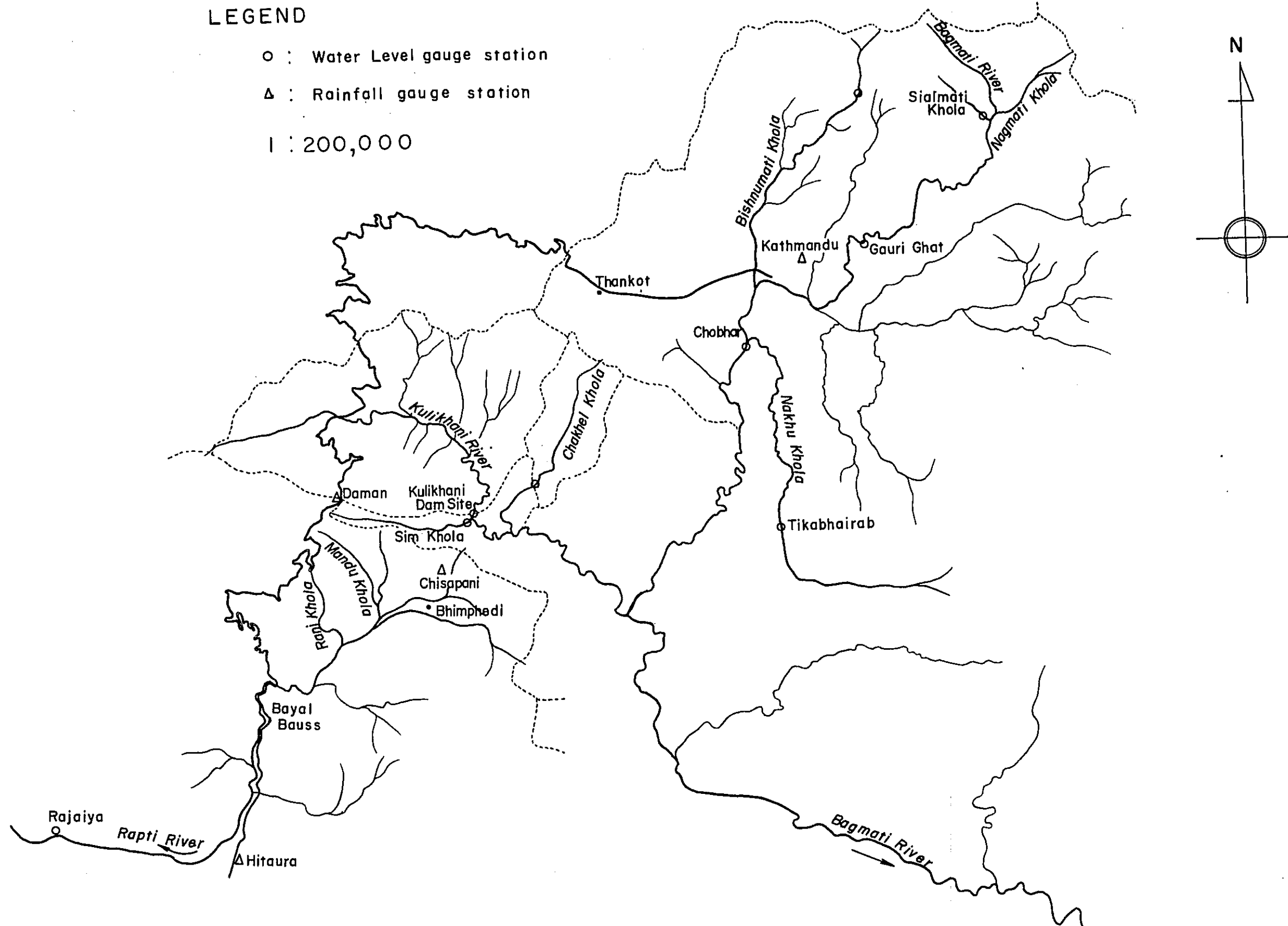


FIG. 4-1 KULIKHANI RIVER BASIN

表4-1

年間降雨量記録

(mm)

年	カトマンズ	チサパニ	ダマシ	ヒタウラ
1943	995.4			
44	1,286.1			
45	1,584.1			
46	1,386.4			
47	1,286.0			
48	1,794.4			
49	1,368.9			
50	1,536.1			
51	1,224.4			
52	1,280.4			
53	1,363.6			
54	1,593.7			
55	1,130.6			
56	1,744.4			
57	1,000.7			
58	1,134.3	1,449.9		
59	1,195.3	1,879.1		
60	1,205.1	1,873.4		
61	1,634.7	2,546.3		
62	1,261.5	2,340.5		
63	1,303.5	—		
64	1,386.8	1,373.3		
65	1,333.2	2,540.0		
66	1,224.8	2,447.0		
67	1,348.6	2,095.9		2,575.2
68	1,519.2	2,196.8	1,251.8	2,279.9
69	1,110.2	1,560.9	1,427.5	—
70	1,426.1	2,514.3	1,259.2	—
71	—	—	1,716.7	—
72	—	2,510.3	2,084.0	1,601.8
平均	1,344.9	2,102.1	1,547.0	2,152.3

これらの観測所に於ける年間及び月間雨量を表4-1及び表4-2に示す。又カトマンズの年間雨量を付録Ⅱ、図A-2-2のグラフに表わした。表にある様に、観測期間中の年間平均雨量は、カトマンズで1,345 mm、チサパニで2,102 mm、ダマンで1,547 mm及びヒタウラで2,152 mmである。表からわかる様に、年間雨量の年々の変動はそれほど大きくないが、年間雨量の80%が6月から9月に集中する。

表 4 - 2 月 雨 量 (mm)

月	カトマンズ	チサパニ	ダマン	ヒタウラ
1月	20.4	27.7	17.8	18.8
2月	18.5	28.9	27.9	25.8
3月	80.5	88.1	45.9	90.0
4月	52.8	68.0	94.1	82.5
5月	89.8	132.6	129.7	21.6
6月	216.6	370.6	371.7	808.1
7月	377.2	584.0	394.8	720.4
8月	348.8	523.3	260.0	499.8
9月	148.8	211.0	146.8	802.8
10月	44.8	80.8	42.1	88.8
11月	5.8	5.5	17.6	8.1
12月	1.8	3.2	0.0	0.2
合 計	1,344.9	2,102.1	1,547.0	2,152.8

各観測所で記録された最大日雨量はカトマンズで182 mm、チサパニで300 mm、ダマンで182 mm及びヒタウラで262 mmである。

4・3 蒸 発

クリカニ流域内に於ける蒸発量は記録されていないが、チサパニに於ける1968年2月から1965年8月までの期間の蒸発量記録が得られたので表4-8に示す。本報告書では実際の貯水池からの蒸発量換算には、この蒸発計の記録の半分を採用した。

蒸発量は4月から5月に最高に達し、12月に最低となる。

表4-8 月蒸発量記録(チサパニ)

(単位: mm)

月	年			平 均	貯水池 蒸発量換算
	1963	1964	1965		
1月	—	635	891	768	382
2月	484	967	1212	1090	545
3月	1691	2147	2031	1956	978
4月	3265	3109	—	3187	1594
5月	3927	3332	—	3630	1815
6月	1986	2918	—	2452	1226
7月	870	825	—	848	424
8月	488	1196	—	840	420
9月	693	906	—	800	400
10月	819	1243	—	1031	516
11月	688	1086	—	887	444
12月	590	746	—	668	334

4・4 流 量

4・4・1 流量記録

クリカニ川の流量は、ダム予定地点に於て、1968年より観測されており、1972年までの10年間の資料が得られた。又この地点に近いバグマティ河のチョパールに於ける流量資料も1962年から1971年まで得られ、クリカニ川の流量記録の信頼性を検討するため参考にした。

更に、クリカニ川の支流であるシム川とチャツケル川の流量も時折観測されている。

これらの観測所の位置を図4-1に示す。

4・4・2 クリカニダム地点の流量

クリカニダム地点の流量観測所は1962年に設置され1968年初頭より量水標による水位観測が毎日行われており、定期的に流量測定も行われている。現在の水位-流量曲線を付録Ⅱ、図A-2-3に示す。1968年から1972年までの観測値から月平均流量を求め表4-7に示す。

観測期間中の月別平均流量は表4-4に示す通りであるが、年間流量のほとんどである約80%は、6月から10月までの5ヶ月間に流出し、残り20%はそれ以外の期間に流出する。観測期間中の年平均流出量は1億2,800万 m^3 であり、平均 $89 m^3/sec$ である。比流量は、 $31 m^3/sec / 100 Km^2$ と計算された。流況曲線を付録Ⅱ、図A-2-4に示す。

表4-4 クリカニ月別流量

月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
流量	1.81	1.21	1.14	1.17	1.24	4.57	11.90	10.19	6.78
(m ³ /sec)									
	10月	11月	12月	平均					
	8.65	2.10	1.56	8.90					

このクリカニダム地点の流量記録の信頼性は、概略次の二つの方法によつて検討した。

ひとつは、流出係数による検討である。この流域には雨量記録がないのでカトマンズとチサパニの雨量資料を利用してクリカニ流域の雨量を推定する。クリカニの流量記録のある期間のカトマンズとチサパニの年平均雨量は各々1,880 mmと2,180 mmである。これらの流域の相対的位置関係から考え、クリカニ流域の雨量は両者の中間にあるものと推定すると、1,780 mmとなる。この値を利用し平均流出係数を概略算出すれば次の様になる。

$$\text{流出係数} = \frac{\text{年平均流量 (mm)}}{\text{年間流域雨量}}$$

$$= \frac{390 \text{ m}^3/\text{sec} \times 81.5 \times 10^6 \text{ sec} \times 1,000 \text{ mm} / 126 \times 10^6 \text{ m}^2}{1,780 \text{ mm}}$$

$$= 980 / 1,780 = 0.56$$

ここに年平均流出係数は0.56と求められたが、流域が山岳地帯であることから、妥当な値であると判断される。

もうひとつの検討としてクリカニの比流量を隣接河川の比流量と比較した。バグマティ河のチョパール流量観測所はクリカニダム地点から15 Km北東に位置する。ここでの流域面積は585 Km²であり、1962年から1971年までの10年間の資料が得られている。クリカニとチョパールの月平均流量を付録Ⅱ、図A-2-5に比較して示したが、これら二点の流量には、ほぼ相関が認められる。クリカニの比流量は310 m³/sec/100 Km²であり、チョパールの比流量284 m³/sec/100 Km²より大きい。チョパールに於ける流域雨量はカトマンズの雨量に代表され約1,800 mmであり、一方クリカニのそれは、前に述べた様に約1,700 mmである。この流域雨量の差から考えると、クリカニの比流量がこの程度大きいことは妥当であると判断される。

上記の検討の結果よりクリカニダム地点の流量は概ね、信頼できることが確認されたので、この流量記録を計画立案に利用した。

4・4・3 シム及びチャツケルの流量

本計画では、クリカニ川自身の流量の他に、その支流であるシム及びチャツケルの流量も発電に利用することになっている。(これらの溪流取水に関する詳細と発電のための使用水量の分析は第6章に述べる。)これら支流量の観測は取り入れ予定地点に於て1966年から現在まで数十回にわたり行なわれた。観測地点に於けるシム及びチャツケルの流域面積は夫々71 Km²及び22.8 Km²である。

観測された流量は、クリカニの流量との相関を求めるため、付録Ⅱ、図A-2-6と図A-

2-7に示す様に、同日のクリカニの流量と対比させてみた。ここで得られた関係式から求めたシムあるいはチャツケルの年平均比流量とクリカニ自身の年平均比流量とを比較してみ、この関係式を使用できるかどうか検討を行つた。シムはクリカニよりはるかに小さい流域であり、求められたシムの比流量はこの特性をよく表わしておりこの流量は妥当であると思われるがチャツケルの比流量はそうでない。即ち、チャツケルの年平均比流量は、より大きな流域を有するクリカニのそれよりも小さくなつてゐる。従つて、チャツケルの流量は、図A-2-7に示す関係式を使用せずに通常用いられている方法、即ちクリカニの流量に対する流域面積の比から求めた流量を採用した。

シム及びチャツケルの1968年から1972年までの10年間の月平均流量を各々表4-8と表4-9に示す。

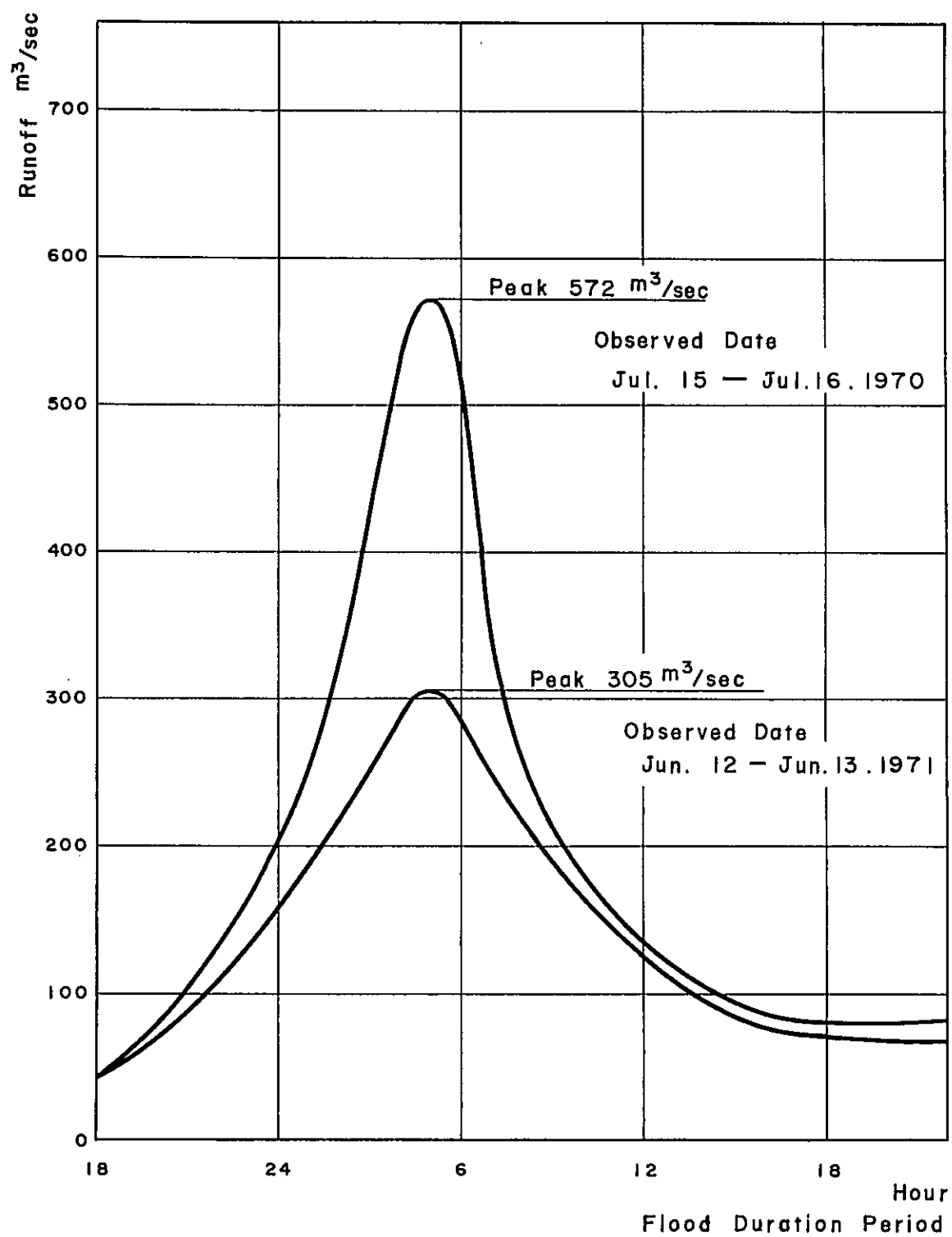
4・5 洪水

過去10年間に於て、クリカニダム地点の洪水のハイドログラフが数回にわたり記録されている。そのうち二つの大きな洪水について、そのハイドログラフを図4-2に示す。この期間の年最大洪水のピーク流量を表4-5に示す。

表4-5 クリカニダム地点に於ける年最大洪水のピーク流量

No	期 日	ピーク 流量 (m^3/sec)
1	1968年 9月29日	400
2	1964年 7月15日	1480
3	1965年 7月 7日	8040
4	1966年 8月24日	2020
5	1967年 7月10日	2770
6	1968年10月 4日	1410
7	1969年 8月21日	826
8	1970年 7月16日	5720
9	1971年 6月18日	8050
10	1972年 7月24日	2510

図 4 - 2 クリカニダム地点洪水ハイドログラフ (観測値)



ダム地点の確率洪水を求めるため、これらの実測洪水量にガンベル法と岩井法を適用して統計処理を行つた。

結果を表4-6と図4-8に示す。

表 4 - 6 クリカニ地点の確率洪水

回帰年 (年)	ピーク流量(m^3/sec)	
	ガンベル法	岩井法
5	895	888
10	521	475
20	648	634
50	800	874
100	917	1,080
200	1,034	1,311
1,000	1,306	1,947

表4-6に示す様に岩井法によるピーク流量は、ガンベル法よりも大きく計算された。安全をみて、本計画の確率洪水量として、岩井法の値を採用することにした。

本計画ではロックフィルダムの建設を考えているので日本に於けるダム設計基準に基き、本計画の設計洪水量は100年確率洪水に20%の余裕を見込んで1,800 m^3/sec とした。貯水池の余水吐は貯水位が常時満水位にあり、ゲートを全開にした場合此の洪水量を流すことが出来るように設計される。異常洪水量は、この設計洪水量にさらに20%の余裕を見込んで1,560 m^3/sec に決めた。ダム構造物はこの異常洪水量に対しても安全であるように設計される。

こうして決められた設計洪水は、クリーガーの式によつて概略チェックすることにする。

$$Q = 4.6 C A^{\alpha}$$

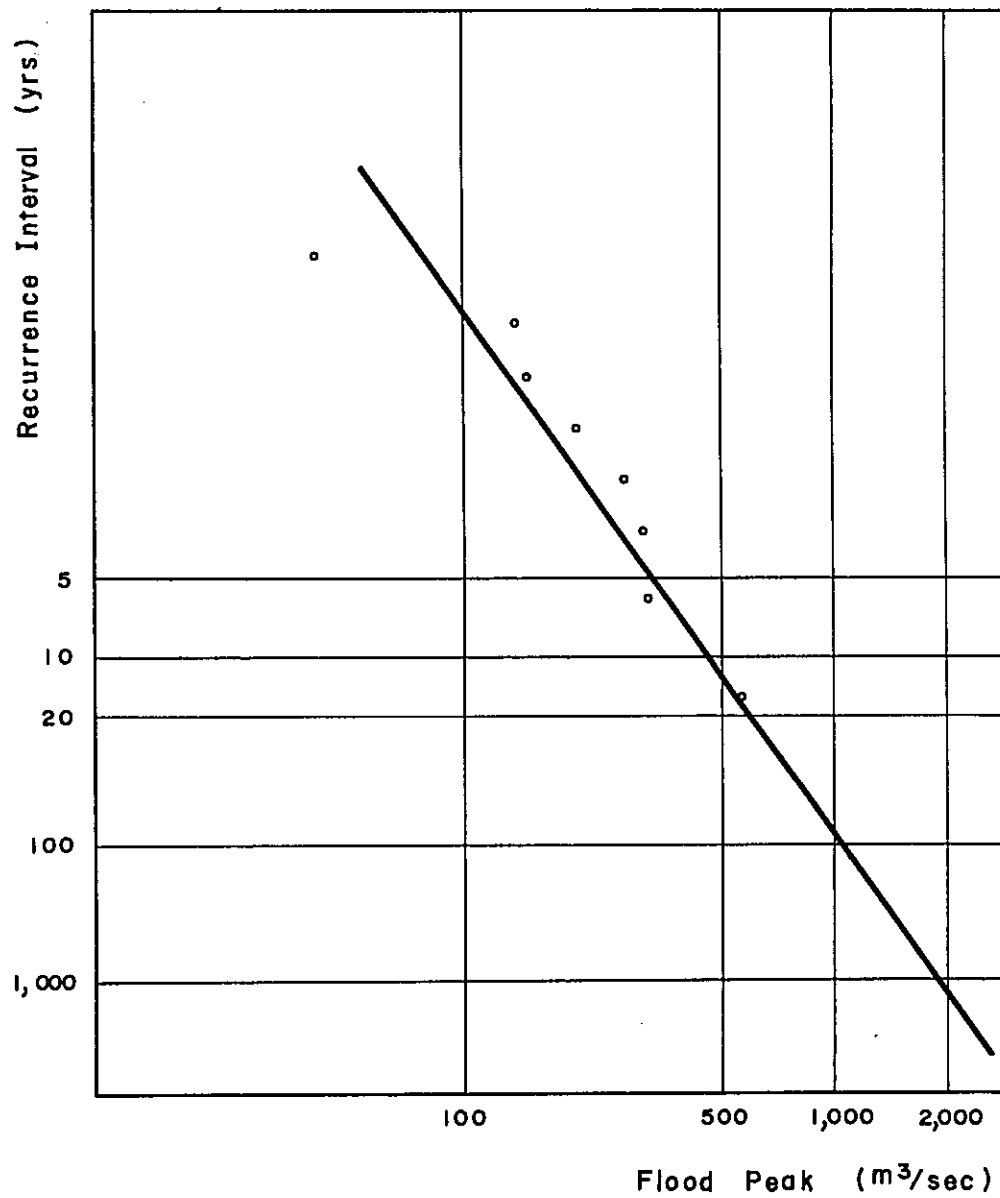
ここに $\alpha = 0.894 A^{-0.048}$

A = 流域面積 ($mile^2$)

C = 流域特性を表わす係数

図 4-3 クリカニダム地点確率洪水

注：○印は観測値である。



$$Q = \text{ピーク流量 (feet}^3/\text{sec)}$$

である。

この式の中の C は概ね、80 から 100 の間にある。この係数の最大値 100 を適用するとピーク洪水量は $2,880 \text{ m}^3/\text{sec}$ と計算される。此の洪水の継続時間と流量分布が既往最大洪水の継続時間と流量分布とに等しいものとして、この洪水のハイドログラフを作成すれば図 4-4 の如くなる。

余水吐は、常時満水位標高 $1,580 \text{ m}$ で計画洪水 $1,800 \text{ m}^3/\text{sec}$ 又、標高 $1,581.5 \text{ m}$ の貯水位で異常洪水 $1,560 \text{ m}^3/\text{sec}$ を通水可能な様に設計された。しかし、貯水池の貯留効果を考慮した場合には余水吐は $2,880 \text{ m}^3/\text{sec}$ のピーク流量をもつた洪水をも安全に流下させることが出来る。

クリカニ流域内に於ける雨量や温度の資料が得られないので、可能最大雨量によつて設計洪水量を求めることが難かしい。しかしながら詳細設計の段階に於ては、可能最大洪水量と貯水池効果を入れた洪水追跡によつて余水吐の通水能力を再度確認する必要があると判断される。

4・6 堆 砂

クリカニ流域からの流出土砂に関する記録はない。

1968年に海外技術協力事業団がまとめた予備設計報告書には、クリカニ流域の流出土砂に関して次の様な記述がある。

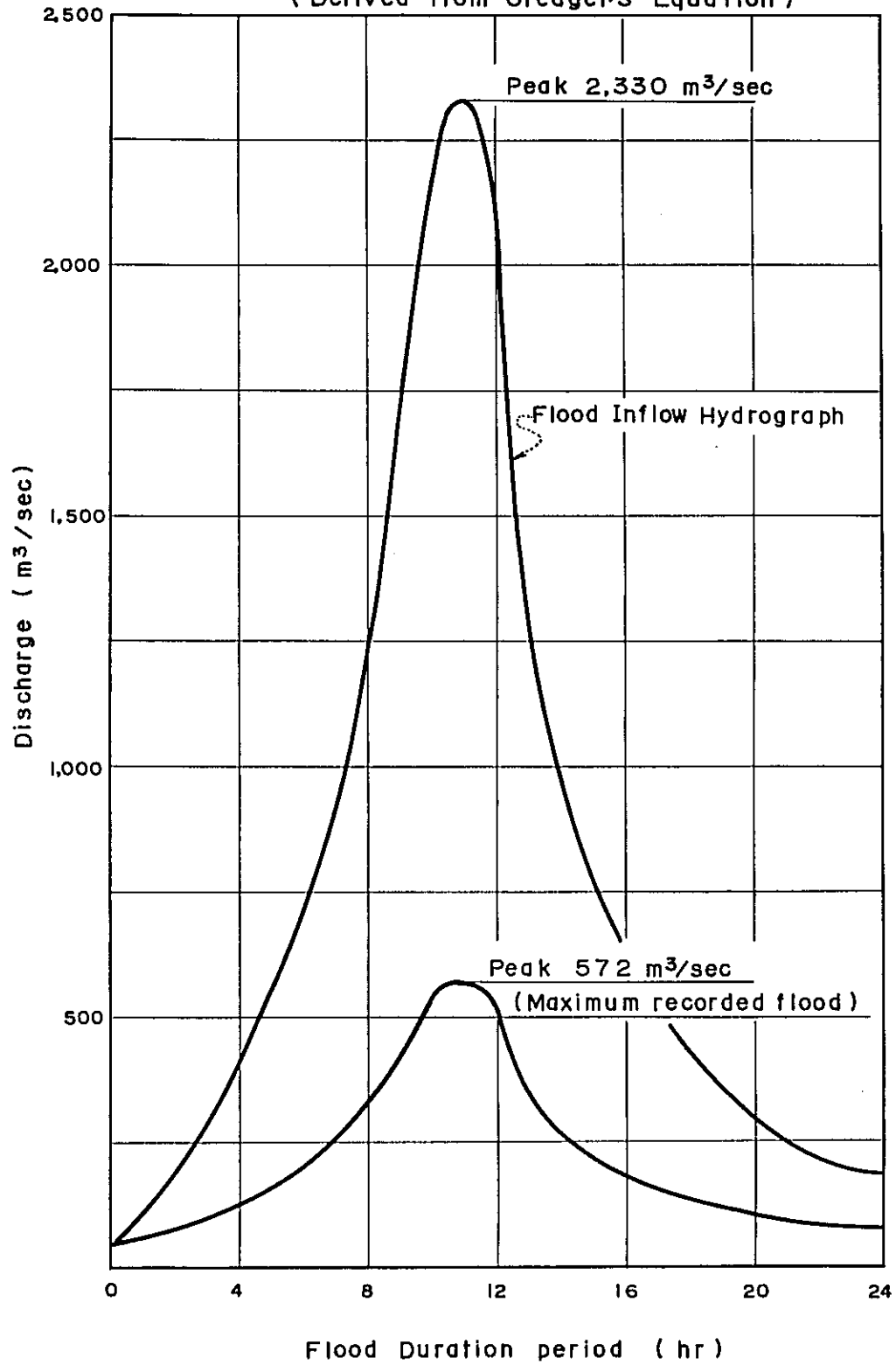
“クリカニとラブティ流域を踏査した結果、ダム地点上流の山地は比較的安定しているのでクリカニ貯水池に対して、あまり多くの堆砂量を見込む必要がないという結論に至つた。”

“有利な点は、クリカニ川の上流部及び主な支川の中流部には、盆地上の平坦地が存在するので、たとえ上流に大きな崩壊が発生しても、流出土砂の大部分は、この平坦地に堆積してしまうため、クリカニ貯水池のつくられる下流部への流出は、あまりないであろう。”

上記報告書はクリカニダム地点に於ける流入土砂量を 400 から $700 \text{ m}^3/\text{Km}^2/\text{年}$ と結論している。

流出土砂量の推定は常に難しいものであり、適当な範囲内で安全側にとることが望ましい。従つてクリカニダムに対して流入土砂量を年間 $700 \text{ m}^3/\text{Km}^2$ とし、流域 126 Km^2 から流出する土砂を100年間堆積するとすれば $882 \times 10^6 \text{ m}^3$ となる。又貯水池内での堆砂面は水平になるものと仮定した。

図 4 - 4 クリカニダム地点洪水ハイドログラフ
(Derived from Creager's Equation)



しかしながら取水口構造物の詳細設計をする前にダム地点に於ける流出土砂の実測を行い上記推定値を再度確かめることが望ましい。

表 4 - 7 月 平 均 流 量
クリカニ川 (126Km²)

	(m ³ /sec)									
月/年	1968	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1 月	1.17	1.47	1.82	1.55	1.08	1.66	1.18	0.82	1.15	1.72
2 月	1.06	1.39	1.29	1.41	0.94	1.46	0.89	0.72	1.11	1.78
3 月	1.18	1.16	1.22	1.14	0.85	1.68	0.87	0.64	1.10	1.62
4 月	1.15	0.91	1.76	0.75	1.01	1.21	0.92	0.61	1.98	1.41
5 月	1.64	1.27	1.47	1.12	0.65	1.11	0.95	0.64	2.18	1.38
6 月	1.18	2.21	3.74	1.14	4.52	2.52	0.88	3.42	21.64	4.54
7 月	6.60	7.24	19.54	10.37	11.80	5.72	3.10	21.29	5.09	28.27
8 月	7.64	12.12	18.86	20.78	6.92	6.33	6.89	8.98	7.68	6.15
9 月	5.75	15.28	5.72	10.29	5.66	2.62	4.18	5.26	4.27	8.86
10 月	3.53	4.49	3.16	3.33	3.36	7.12	1.91	3.30	3.82	2.49
11 月	2.16	1.84	2.86	2.20	2.32	2.25	1.10	2.18	2.22	1.85
12 月	1.75	1.50	1.75	1.70	1.68	1.47	0.88	1.47	1.86	1.58
年平均	2.89	4.24	5.18	4.65	3.40	2.98	1.98	4.11	4.50	5.10

表 4 - 8 . 月 平 均 流 量
シム川 (7 Km²)

(m ³ /sec)										
月/年	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1月	0.09	0.12	0.10	0.12	0.08	0.13	0.09	0.06	0.09	0.14
2月	0.08	0.11	0.10	0.11	0.07	0.11	0.07	0.05	0.08	0.14
3月	0.09	0.09	0.09	0.09	0.06	0.13	0.06	0.05	0.08	0.13
4月	0.09	0.07	0.14	0.05	0.08	0.09	0.07	0.04	0.16	0.11
5月	0.13	0.10	0.12	0.09	0.05	0.08	0.07	0.05	0.18	0.11
6月	0.09	0.18	0.33	0.09	0.41	0.21	0.06	0.30	2.39	0.41
7月	0.63	0.70	2.13	1.04	1.21	0.53	0.27	2.35	0.47	3.23
8月	0.74	1.24	1.99	2.23	0.66	0.60	0.66	0.39	0.74	0.53
9月	0.54	1.61	0.53	1.03	0.53	0.22	0.37	0.49	0.33	0.32
10月	0.31	0.41	0.27	0.29	0.29	0.63	0.16	0.29	0.34	0.21
11月	0.13	0.15	0.24	0.13	0.19	0.19	0.03	0.13	0.13	0.15
12月	0.14	0.12	0.14	0.14	0.13	0.12	0.06	0.12	0.15	0.13
年平均	0.26	0.41	0.52	0.46	0.31	0.26	0.17	0.40	0.44	0.51

表 4 - 9 月 平 均 流 量
チャツケル川 (23 Km²)

(m ³ /sec)										
月/年	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1月	0.21	0.27	0.24	0.23	0.20	0.30	0.21	0.15	0.21	0.31
2月	0.19	0.25	0.23	0.26	0.17	0.26	0.16	0.13	0.20	0.32
3月	0.21	0.21	0.22	0.21	0.15	0.30	0.16	0.12	0.20	0.29
4月	0.21	0.16	0.32	0.14	0.13	0.22	0.17	0.11	0.36	0.26
5月	0.30	0.23	0.27	0.20	0.12	0.20	0.17	0.12	0.39	0.25
6月	0.21	0.40	0.63	0.21	0.32	0.46	0.16	0.62	3.92	0.32
7月	1.20	1.31	3.54	1.33	2.14	1.04	0.56	3.35	0.92	5.12
8月	1.33	2.19	3.32	3.76	1.25	1.15	1.25	1.61	1.39	1.11
9月	1.04	2.76	1.04	1.36	1.02	0.47	0.76	0.95	0.77	1.51
10月	0.64	0.31	0.57	0.60	0.61	1.29	0.35	0.60	0.69	0.45
11月	0.39	0.33	0.52	0.40	0.42	0.41	0.20	0.39	0.40	0.33
12月	0.32	0.27	0.32	0.31	0.30	0.27	0.15	0.27	0.34	0.29
年平均	0.52	0.77	0.94	0.84	0.62	0.53	0.36	0.74	0.31	0.92

第 5 章

電力市場と需要予測

5.1 概 要

5.1.1 現 況

現在、ネパールの電力供給は、主として地域的に独立して行われており、その供給網を図 5-1 に示す。

カトマンズ盆地とヒタウラービルガンジ回廊地帯はこの国の経済活動の中心地帯であり、この2つの地域は66KV送電線で連系されている。この地域の電力は、国最大の電力系統である Central Nepal Power System（以下ONPSと略称する）によつて供給されており、その電力需要は国全体の約70%を占めている。隣接するチトワン河谷地帯は非常に肥沃な地帯で、現在アジア開発銀行のローンによる灌漑プロジェクトが進行中である。

このプロジェクトは、ガンダキ河から、2箇所に設置されたポンプステーションによつて、揚水し、15,000 haを灌漑しようとするものである。この地帯は農林業を基盤にした軽工業、例えば製材業、製米業などの発展が期待されている。

西部地区の南部を占めるルンビニ県は広大なテライ平野の一部であり、農林資源の宝庫である。バイラワには国内で2番目に大きな製糖工場が稼働している。この地域の主要町村を結ぶ為に現在33KVの送電線の工事が進行中であり、更に132KV送電線の建設もヒタラウとインドの手で開発中のガンダキ水力発電所をONPSに接続するために進行中である。これらの送電線が完成すると西部開発地区はヒタウラを経由してONPS系統に併合されることになる。この地区の北部を占めるガンダキ県はヒマラヤの美しい景観の恵みを受け、急速に観光産業が興っており、人口流入が著るしい。この為に電力需要は今までの予想をはるかに上回っている。この地域もバラトプールとポツカラ間の66KV送電線によつてONPS系統に包含される予定である。

クリカニ計画は、中部開発地区に位置しONPSの系統に接続されるが、計画作成のための将来の電力需要予測に当つては、上述した如く、西部地区は1976年以降はONPS系統に接続されることになっているので両地区を合わせた地域についての需要予測を行う。

FIG. 5-1 POWER SUPPLY NETWORK
IN NEPAL

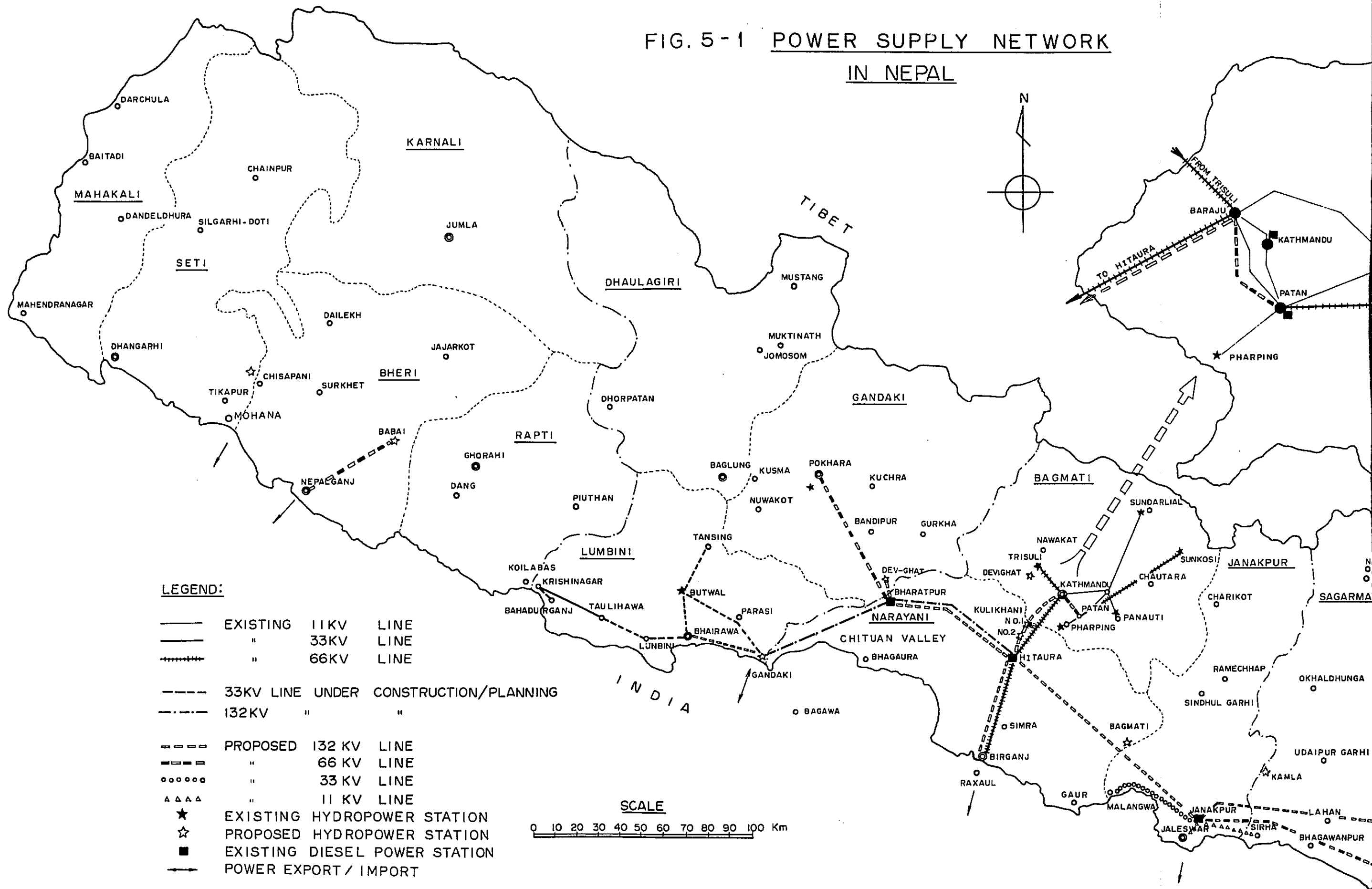
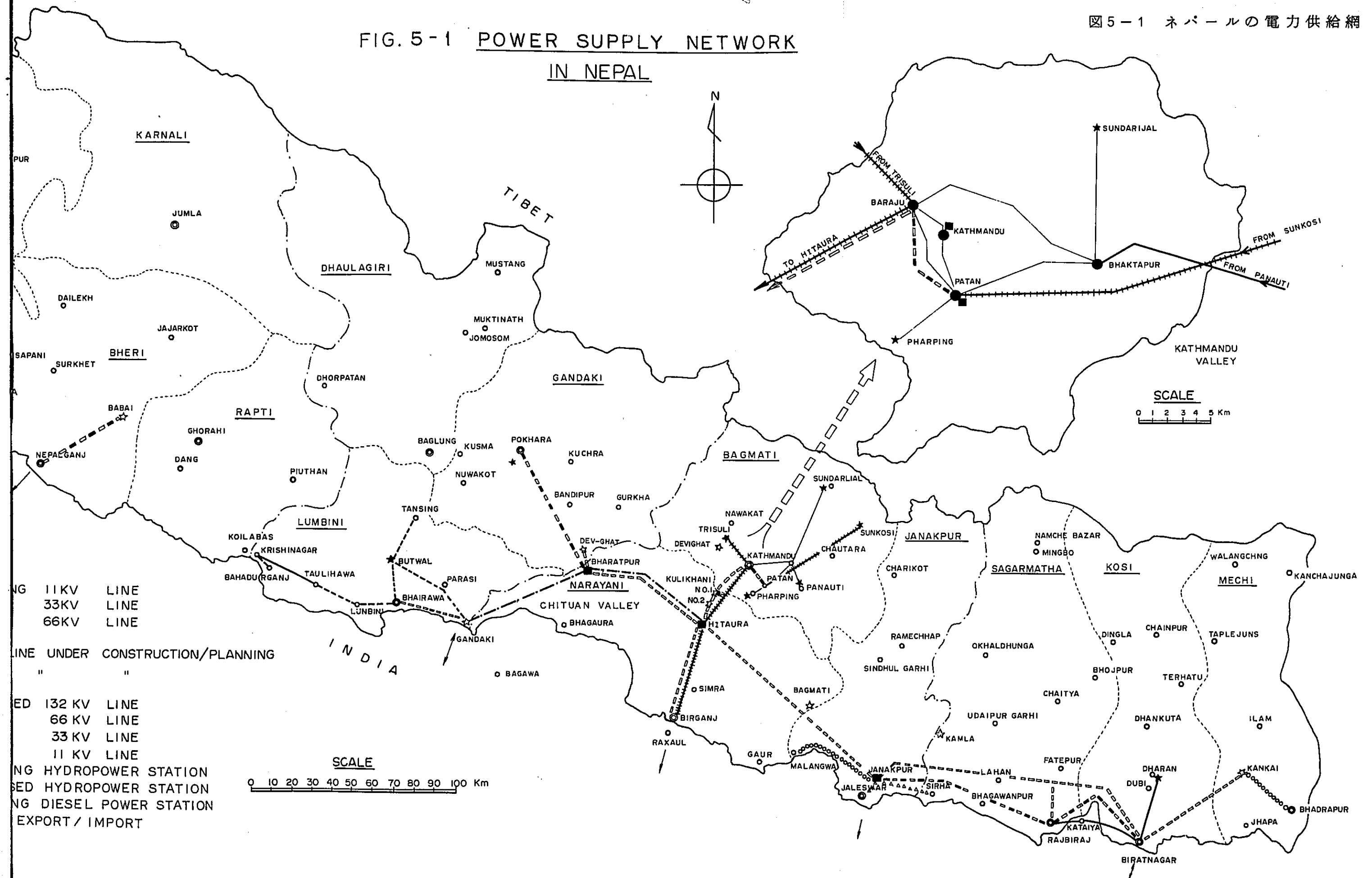


FIG. 5-1 POWER SUPPLY NETWORK
IN NEPAL



5. 1. 2 電力供給事業体

全国の電力供給の約 90 % は以下に述べる事業体によつて行われており残りの 10 % は私企業所有設備によるものである。

ネパール電力公社 (NEC)

NEC は政府公社で、中央地区への電力供給を行つている。この公社はカトマンズ、ヒタウラービルガレジ回廊、チトワン河谷とこれらの隣接地域への電力を供給している ONPS の管理と、この系統のほとんどの発電施設の管理、運転を行つている。この公社の総発電設備容量は 29,850 kw (1972 / 73 年) で、その構成は、水力が 21,570 kw, ディーゼル火力が 8,280 kw である。

政府電気局

電力省に所属する電気局はネパールの電力開発の計画、実施機関である。又この局はスンコシ水力発電所 (出力 10,050 kw) を直轄発電所として所有し、此の発電所の電力を NEC の管轄下にある ONPS へ供給すると同時に、ONPS 系統外の町、即ちマヘンドラナガル、ダドラプール及びテライ平野に位置するインド国境沿いの町へ小規模なディーゼル発電によつて電力供給を行つている。所有設備の総設備容量は 13,770 kw で、水力 11,290 kw, ディーゼル火力 2,480 kw の構成である。また電気局はインドから約 2,570 kw (1972 / 73 年) の電力を輸入している。

プトワール電力会社 (BPC)

BPC は政府電気局と協力関係もつた私企業である。この会社は当初テイナウコーラに 1,000 kw の水力発電所を建設する為に設立されたが現在設備容量 ディーゼル 115 kw, 水力 50 kw を持ち、プトワールに電力を供給している。

上記の各電力供給事業体の 1967 / 68 年と 1972 / 73 年における設備容量と年間売電量を以下の表に示す。

各事業体の設備容量と売電量

事業体	<u>設備出力 (kw)</u>		<u>消費者数</u>		<u>年売電量 (MWh)</u>	
	67/68	72/73	67/68	72/73	67/68	72/73
N E C	17,636	29,854	21,552	52,781	18,745	55,965
電気局	5,538	13,767	2,314	4,000	1,972	1,288
B P C	115	165	—	536	—	280
合 計	23,289	43,786	23,866	57,317	20,717	57,533

上表に見る如く，1967/68年から1972/73の5年間における電力消費者数と年間消費電力量の伸びは各々240%，280%である。

5.1.3 インドとの電力交易

ネパールの電力系統は地域的に分離している為に，いくつかのインド国境沿いの町はインドの電力系統下であり，両国政府の合意に基づいて，電力の授受が行われている。東部のピラトラナガールやラジピラジ，西部のネパルガンジでは輸入し，中央部のビルガンジでは輸出している。これらの輸入の電力は数千kwの範囲である。電力輸出入に関する詳細を表5—1に示す。この輸出入は，共にkwh当り20米ミルの電気料金で行われている。

表 5 - 1 インドの電力交易

町 名	地 区	契約電力 (kw)	使用最大電力 (kw)
1. 輸 入			
Mahendranagar	極西部地区	500	150
Dhangarhi	"	300	—
Nepalganj	"	1, 000	300
Kiolabas	"	200	—
Krishnagar	西部地区	800	100
Bhairawa	"	500	300
Gaur	中部地区	300	100
Malangwa	"	200	70
Jaleswar	"	1, 000	100
Sirha	東部地区	200	—
Rajbiraj	"	500	500
Biratnagar	"	6, 000	2, 000
Bhadrapur	"	1, 000	—
合 計		12, 500	3, 620
2. 輸 出			
Birganj	中部地区	5, 000	1, 300

5. 2 中部地区における電力系統とその拡張計画

5. 2. 1 概 要

中部地区はバグマティ、ナラヤニ及びジャナクプール県より構成される。この地区の主要な地域はバグマティ県のカトマンズ盆地ナラヤニ県のヒタウラービルガンジ回廊であり、CNPS の 66 KV の送電線で連系されており、ネパール全土の電力需要量の 70 % を消費している。

バラトプール県とジャナクプール県では、電力供給系統が各々独立している。しかし、バラトプールもガンダキーヒタウラ 132 KV 送電線が完成する 1976 年以降には、接続される予定である。

5.2.2 発電設備

CNPS 系統下の 1973 年末における設備容量は水力が 31,620 kw, デイゼル火力が 8,280 kw で、合計 39,900 kw である。これらの発電所は電気局所有のスンコシ水力発電所を除いて全て NEC 所有のものである。詳細は以下の通りである。

1. 水力発電所

トリスリ	18,000 kw	予備出力 3,000 kw
スンコシ	10,050 kw	
パナウテイ	2,400 kw	
スンドリジャール	640 kw	
パーラピン	500 kw	
ゴダワリ	30 kw	
合 計	31,620 kw	

2. デイゼル火力発電所

マヘンドラ	1,696 kw	
パタン	1,490 kw	
ヒタウラ	4,470 kw	
バラトプール	628 kw	(CNPS と現在は連系せず)
合 計	8,284 kw	

この電力系統の中で最つとも大規模な発電所はトリスリ水力発電所で、その設備容量は 18,000 kw であり、その他に 3,000 kw の予備機 1 台を所有してゐる。 スンコシ水力発電所は第 2 番目の規模で 10,050 kw の設備容量をもつ。この系統の水力発電所は全て、日負荷変動

に応じられる調整池をもつ流れ込み式発電所であり、乾期にはトリスリ発電所を除いて、定格出力を発生することが出来ない。従つて乾期のこの系統の水力発電所のピーク出力は設備容量 31,620 kw に対して 26,540 kw に落ち込む。詳細は下表に示す。

発 電 所	設備容量 (kw)	乾期ピーク出力
		(kw)
トリスリ	18,000	18,000
スンコシ	10,050	6,000
パナウテイ	2,400	1,500
スンダリジャール	640	640
パーラピン	500	400
ゴダワリ	30	—
合 計	31,620	26,540

この系統には、全設備容量 7650 kw のディーゼル発電所があるが、輸入燃費の高騰によつて、ほとんど運転されておらず、非常時のみに稼動するのが現状である。現存の発電設備の内訳を表 5-2 に掲げる。この表にある発電所の他に、設備容量 14,100 kw のデビガット水力発電所と出力 15,000 kw (7,000 kw はネパール, 8,000 kw はインドへ) のガンダキ水力発電所が、第一クリカニ水力発電所の完成以前に運転が開始されることになっている。また、トリスリ発電所の予備設備 3,000 kw は常時運転に編入することが考えられている。

表 5 - 2 ネパールにおける発電設備容量

地 区	発 電 所	1973 年現在			県
		水 力	火 力	合 計	
中 部 地 区	Trisuli	18,000 ^{kw} (3,000) < 1	kw	18,000 ^{kw}	Bagmati
	Sunkosi	10,050		10,050	"
	Panauli	2,400		2,400	"
	Sundarjal	640		640	"
	Pharping	500		500	"
	Godawari	30		30	"
	Mahendra		1,696	1,696	"
	Patan		1,490	1,490	"
	Hetaura		4,470	4,470	Narayani
	Bharatpur		628	628	"
	Birganj Sugar Mill		1,872 (1,600) < 2	1,872	"
	Janakpur		750	750	Janakpur
	Himalayan Iron Steel		100	100	"
	Janakpur Cigarette		572	572	"
	小 計	31,620	11,578	43,198	
西 部 地 区	Pokhara	1,000		1,000	Gandaki
	Bhairawa		528	528	Lumbini
	Taulihawa		50	50	"
	Krisnagar		165	165	"
	Bahadurganj		25	25	"
	Tansing		289	289	"
	Butwal Technical				
	Institute	50	115	165	"
	Mahendra Sugar Mill		765 (750) < 2	765	"
	小 計	1,050	1,937	2,987	

東 部 地 区	Bhadrapur		100	100	Mechi
	Dhankuta Micro Hydro	240		240	Kosi
	Dharan		212	212	"
	Morang Hvdcl Co.		1, 695	1, 695	"
	Biratnagar Jute Mill.		2, 250 (1, 400) <2	2, 250	"
	Ilem Tea Plantation		100	100	"
	Morang Sugar Mill		15	15	"
	Reghupati Jute Mill		337	337	"
	Nepal Straw Board		356	356	"
	Golcha Cotton Mill		125	125	"
	Asoko Textile		125	125	"
	Dharan Military Camp		1, 200	1, 200	"
	小 計	240	6, 515	6, 755	

注<1 Trisuli の 3,000 kw は予備ユニットである。

<2 () は石炭火力を示す。

5. 2. 3 送電及び配電設備

系統中最大規模のトリスリ発電所から電気は66 KV 2回線送電線によつてカトマンズ（バラジュ変電所）からヒタウラを経てインド国境に近いビルガンジに至つており云わばONPSの中樞をなしている。もうひとつの66 KV 1回線送電線はスンコシ水力発電所から途中パタンにある66/11 KV変電所を経てカトマンズに連系しており、この66 KV送電線は将来バラジュ変電所まで延長されることになつてゐる。パナウティ水力発電所とカトマンズに近いバクタプール変電所は33 KV 1回線送電線で連系されている。更に、カトマンズ盆地にある8つの変電所は、延長約50 kmの11 KV 2回線送電線で連系されている。現在の送電線網とその拡張計画は図5—1に示してある。カトマンズ盆地では11 KVと23 KVの高圧配電線と400/230 Vの低圧線によつて配電が行われている。中部地区に於てカトマンズにつづく重要な電力消費地であるヒタウラとビルガンジと、これらの隣接地域には、5つの合計12 MVAの66/11 KV変電所を通して電力供給が行われている。

現在の送電、変電、配電設備の内訳は以下に示す通りである。

1. 送電線

66 KV 2回線	トリスリー—バラジュ間	32 km
	バラジュ—ビルガンジ間	132 km
66 KV 1回線	スンコシ—パタン間	57 km
合 計		211 km
33 KV 1回線	パナウティ—バクタプール間	20 km
11 KV 2回線環状線	カトマンズ盆地	50 km

2. 主要変電所

バラジュ	変電所	66/11 KV, 11.25 MVA
パタン	〃	66/11 KV, 12 MVA
バクタプール	〃	33/11 KV, 3 MVA
ヒタウラ	〃	66/11 KV, 3 MVA
アメルクカンジ	〃	66/11 KV, 1.5 MVA

シメラ	〃	66/11 KV, 1.5 MVA
バルワニプール	〃	66/11 KV, 3 MVA
ビルガンジ	〃	66/11 KV, 3 MVA

3. 配電線

11 KV 配電線	270 km
23 KV 配電線 (カトマンズ市内)	61 km
400/230V, 3相4線低圧配電線	

5.2.4 CNPS 系統における電力需要

CNPS 系統における近年の発生電力と消費電力の経緯を表5-3, 表5-4に示す。

1967/68年から1972/73年の5年間に, 年間消費電力量は20,774 MWh から51,350 MWh に増加し, その年平均伸び率は約20%である。一方, 尖頭負荷は8,885 kwから21,280 kw に増加し, その年平均伸び率は19%に達している。月間発生電力量と代表的な日負荷曲線を図5-2から図5-5に示す。電力需要量の季節的変動は顕著で, 冬季の12月から2月にかけて最も高いが, 一方でこの期間は乾期に当り, 発電能力が低下すると云う需要と供給が相反した状況にある。日負荷率は冬季が65%, 夏期が53%, 平均して60%位であることが日負荷曲線から推定される。

電力消費者の内訳を表5-4に示すが, そのほとんどは家庭消費であり全消費量の60%以上を占めている。工業消費は現在のところ20%以下である。電力消費が主に家庭消費である為に, 年負荷率は表5-3に見るように, かなり低く, ここ数年間約40~45%程度である。

CNPS 系統における総発生電力量と売電量の関係から電力量損失の状況を計算したものを表5-5に示す。この表で見るとおり, 損失率は発生電力量に対して, 1967/68年には37%に達しているが, 年々減少の傾向を示し1972/73年には33%になっている。この様に高い損失は物理的損失以外に電気の不法消費が含まれているからと考えられる。これは NEC の収入を圧迫するものであり現在, この電力損失を出来る限り押えるため, 配電網の強化改善策の努力がはらわれている。

表 5 - 3 ONPS 系統下の年間発生電力量

会計年度	発生電力量				年間平均 電力負荷	年間ピーク 負荷	負荷率
	カトマンズ	ビルガンジ	ヒタウラ	合 計			
1960/61	9, 129	—	—	9, 129			
61/62	10, 277	—	—	10, 277			
62/63	11, 213	—	—	11, 213			
63/64	13, 749	—	—	13, 749	1, 569	3, 550	44. 2
64/65	15, 693	108	—	15, 802	1, 804	4, 015	44. 8
65/66	19, 621	534	—	20, 154	2, 300	5, 670	40. 6
66/67	25, 524	1, 035	879	27, 438	3, 132	7, 100	44. 1
67/68	30, 363	571	1, 825	32, 759	3, 739	8, 885	42. 1
68/69	36, 120	417	1, 979	38, 515	4, 397	10, 540	41. 6
69/70	44, 877	—	—	44, 877	5, 123	11, 560	44. 3
70/71	53, 649	—	—	53, 649	6, 124	13, 860	44. 2
71/72	65, 941	—	22	65, 964	7, 530	17, 500	43. 0
72/73	81, 267			81, 267	9, 277	21, 280	43. 0

表 5 - 5 CNPS における電力消費量と電力負荷

年 度	電力消費量 (MWh)	発電量 (MWh)	損 失 (MWh)	損失割合 (%)
1967/68	20, 770	32, 759	11, 985	36. 6
68/69	24, 533	38, 515	13, 982	36. 3
69/70	29, 256	44, 877	15, 621	34. 8
70/71	35, 442	53, 649	18, 207	33. 9
71/72	43, 964	65, 964	22, 000	33. 4
72/73	54, 493	81, 269	26, 774	32. 9

表 5-4 CNPSにおける需要家別消費電力量

会計年度	消 費 電 力 量									
	一般需要		商業需要		街路灯		工業需要		所内電力	
	MWh	合計に 対する %	MWh	合計に 対する %	MWh	合計に 対する %	MWh	合計に 対する %	MWh	合計に 対する %
1967/68	12,924	62.8	2,196	10.7	750	4.0	3,013	16.6	1,891	10.7
68/69	15,367	62.1	2,616	10.6	779	2.5	4,381	17.8	1,390	5.7
69/70	18,274	62.6	3,524	12.0	737	2.5	5,197	17.7	1,524	5.2
70/71	22,826	64.2	4,567	18.9	784	2.2	5,749	16.4	1,516	4.3
71/72	30,098	68.5	4,930	11.5	794	1.8	6,648	15.1	1,475	3.2
72/73	34,300	62.8	5,700	11.2	900	1.4	7,200	17.7	1,500	2.9
									1,750	3.2
										51,350
										20,774
										24,533
										29,256
										35,442
										43,964

5. 2. 5 電力系統の拡張計画

西部地区にある建設途上のガンダキ水力発電所とバラトプールを経由してCNPS系統下のヒタウラに至る延長175 kmの132 KV送電線がアジア開発銀行のローンによつて1975/76年を完成目標にして建設中である。

この送電線の完成に伴つて西部地区はCNPS系統に連系伴合され、ガンダキ発電所の電力はCNPS系統とチトワン河谷の灌漑計画に送電されることになっている。

電気局は、以下に示すようにルンビニ県にあるインド国境沿いの町をCNPS系統に連系する為に、33 KV送電線の建設を決定した。

- a) ガンダキーパラシーブトワール
- b) ブトワールータンシン
- c) ブトワールーバイラワールンビニータウリハワ
- d) タウリハワークリシュナガール（完成）
- e) クリシュナガールーバハドウルガンジ

これらの送電線はガンダキーヒタウラ間の132 KV送電線の完成前の完工を目標に目下工事が進行中である。

上記の他に、バラトプールとポツカラ間の66 KV送電線とガンダキとバイラワを結ぶ132 KV送電線が目下計画中である。

かくして、西部地区は1975/76年にはCNPS系統に統合されることになる。

5. 2. 6. CNPS 系統地域の詳細

CNPS系統下に連系されることになっている電力供給地域の詳細を以下に述べる。

(1) チトワン河谷

この河谷地は肥沃であり農業開発が大いに期待されている。現在、アジア開発銀行ローンによつて7000 kwの電力を必要とする農業開発計画が進行中である。この地区の主要な町としてはバラトプールとナラヤンガットがあるが、従来この2つの町はバラトプールにある628 kwのディーゼル発電所によつて電気の供給を受けてきた。

(2) 西部地区

ガンダキ、ルンビニ及びダウラギリ県によつて構成される西部地区はネパールの中西部に位置している。この地区は、南部の肥沃な土地と北部の観光資源に恵まれ、将来の開発

が大いに期待される地域である。この地区の総発電設備容量は、表 5—2 に示す様に 2,990 kw でありネパール全体のわずか 5.82 % である。

ガンダキ県

この県の中心地であるボツカラには、設備容量 1000 kw (4×250 kw), ピーク出力 750 kw の水力発電所がある。この町はヒマラヤ山地の非常に美しい景観に恵まれ観光産はここ数年間めざましい発展をとげつつある。それに伴う、人口急激な増加とホテルの増築によつて電力需要は以前予測していたものをはるかに上回っている。そして、現在の予測では、もし正常な電力供給が行われれば 1974 / 75 年における最大負荷は 1040 kw 電力消費量は年間 2,310 MWh になると予想される。この急増する電力需要に対処する為に、とりあえず 500 kw のディーゼル発電所の設置が計画されている。

ルンビニ県

この県はテライ平野の一部でインドとの国境沿いに小さな町が点在している。これらの町は互に独立しており、それぞれにディーゼル発電所を所有している。これらの全設備容量はマヘンドラ製糖会社所有の発電所も含めて、1986 kw である。

プトワールではプトワール電力会社 (B P C) が、プトワール工科大学に設置された出力 115 kw のディーゼル発電と 50 kw の水力発電、合計 165 kw の設備容量をもちその電力供給にあたっている。B P C はプトワール—バイラワ地域の電力需要増加に対処する為に現在 1000 kw の水力発電所の建設を進めている。

バイラワ、クリシュナガール、タウリハワ及びバハドルガンジの各町へは電気局が電力の供給にあたっており、その全設備容量はディーゼル発電 768 kw である。更に表 5—1 に示す様に、バイラワとクリシュナガールの町では各々 500 kw と 800 kw を上限として、インドからの電力供給を受けられることになっている。この地域における 1972 / 73 年の最大負荷は 370 kw である。インドから輸入電気料金は kwh 当り 20 米ミルで、これはディーゼル発電の運転費用より安い。従つてこの地域の電力供給はほとんど輸入電力にたよっており、ディーゼル発電設備は通常予備としてあるにすぎない。

この地帯の夏期保養地であるタンシン町では、電気局の 289 kw のディーゼル発電所によつて、電力供給を受けている。

以上述べた町は、5.2.5 節 (電力系統の拡張計画) で述べたように、33 KV の送電線によつて将来 ONPS 系統に連系されることになっている。1972 / 73 年における各町の最大負

荷は以下に示す通りである。

タンシン	1 1 0 kw
プトワール	1 6 0 kw
バイラワ	3 1 0 kw
マエンドラ製糖会社	5 0 0 kw
そ の 他	6 0 kw
合 計	1, 1 4 0 kw

発電設備および消費電力に関する詳細を表 5—2 から表 5—6 に示す。

5. 2. 7 電力料金体系と電力会社の収支状況

現在の CNPS における電力料金の体系を表 5—7 に示す。1971 年初頭に料金の改訂が行われ、以前の料金は大巾に引下げられた。この結果、電力消費量は大いに刺激され、かなりの伸びを示し、5.3.2 節で述べたように、1969 / 70 年から 1972 / 73 年に至る期間はピーク負荷において 20 以上の増加を記録した。

表 5—7 に示してあるように、現行の料金は他の諸国と比べてかなり低いと思われる。しかしながら、1971 / 72 年の NEC の貸借対照表を見ると順調な経営状況を示している。これには 2 つの理由が考えられる。即ちひとつは現在運転中の古い発電所の償却が現在の物価に応じた資産の再評価をせずにその発電所の建設された時期の建設費をもとにして行われていることと又 CNPS 系統の電気はそのほとんどを、燃料費の高騰の影響を受けない水力発電に依存していることによるものと思われる。

表 5 - 6 西部地区の電力統計

ポツカラ町

	消費電力量 (MWh)						損失 (MWh)	合計発電量 (MWh)	ピーク 負荷 (kw)	年負 荷率 (%)
	家庭	工業	商業	街灯	所内 電力	合 計				
1969/70	281.3	104.6	17.3		34.4	437.6	219.1	656.7	250	25.4
70/71	366.2	149.7	13.1		21.0	550.0	328.6	878.6	380	
71/72	432.8	135.6	35.9	43.8	16.3	664.4	351.8	1,016.2	440	26.4
72/71	594.7	161.6	31.1	50.7	15.6	854.0	507.9	1,361.9	520	29.9

バイラワ

1971/72	—	—	—	—	—		—	—		
72/73	—	—	—	—	—		—	663	310	

プトワール

1971/72	151.8	50.9	—	6.85	22.13	231.68		298.9		
72/73	224.9	60.73	—	11.07	30.0	326.70		419.9	160	

タンシン

1971/72	—	—	—	—	—	—		—	—	
72/73	72.44	—	—	8.9	3.2	84.54		99.12	110	11.0

その他 (クリシュナガール, バハドウルガンジ, タウリハワ)

1971/72	—	—	—	—	—	—		—	—	
72/73	—	—	—	—	—	—		110	60	

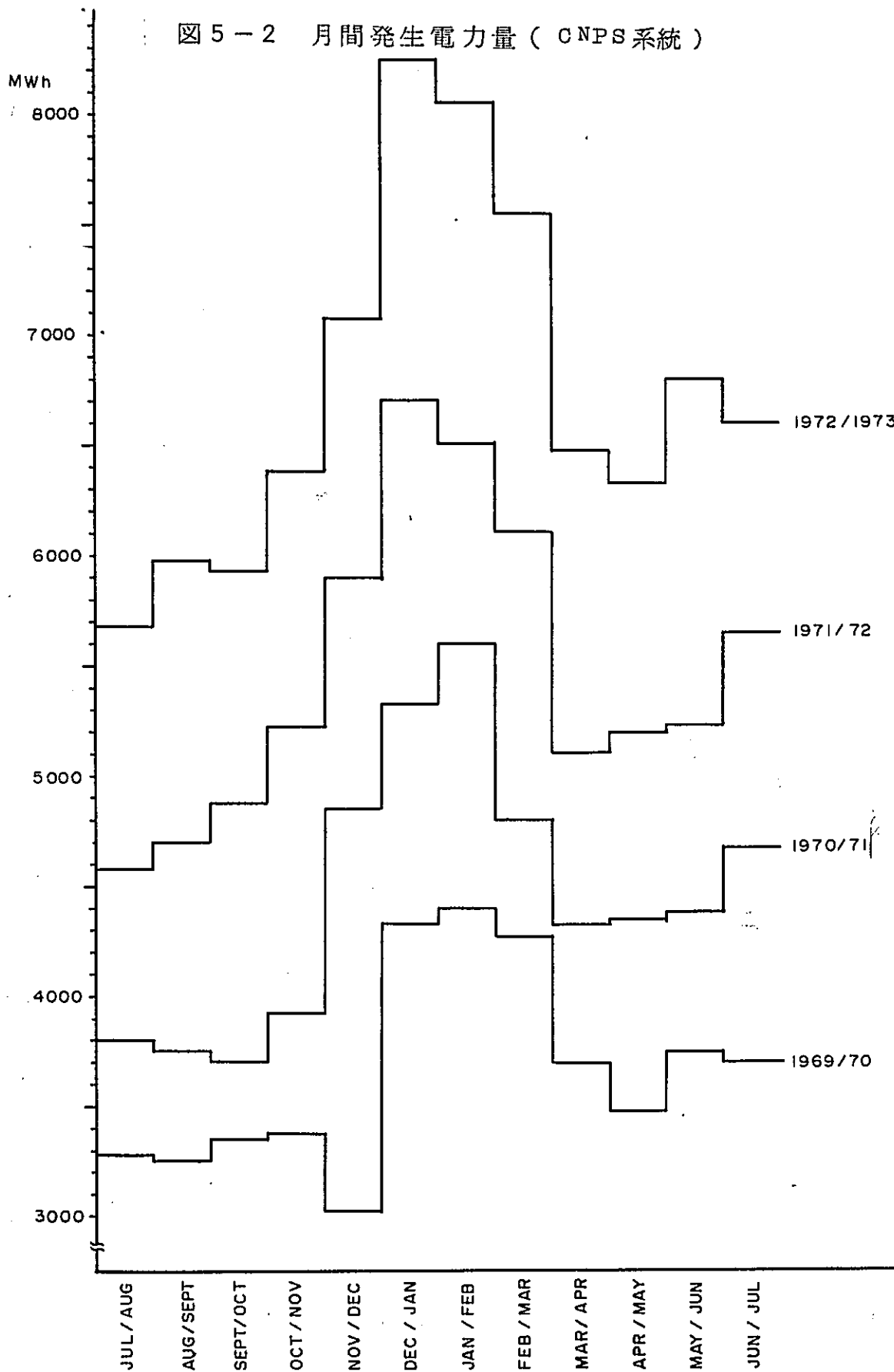
表 5 - 7 料金体系

(1 米ドル = 1 0.5 6 ルピア, 1 ルピア = 1 0 0 パイサ)

	<u>カトマンズ</u>		<u>ヒタウラービルガンジ</u>	
<u>家 庭 用</u>	2 0 パイサ / kwh , 基本料金 5 ルピア / 月		3 5 パイサ / kwh , 基本料金 6 ルピア / 月	
<u>灌漑, 水道用</u>				
ピーク尖頭負荷時間帯以外	1 0 パイサ / kwh		2 0 パイサ / kwh	
その他の時間帯	1 5 パイサ / kwh		3 0 パイサ / kwh	
<u>一時的使用</u>	6 0 パイサ / kwh			
<u>街 灯</u>				
メーター付き	1 4 パイサ / kwh		2 0 パイサ / kwh	
メーターなし	5 パイサ / w / 月		7. 5 パイサ / w / 月	
<u>工 場 用</u>				
	基本料金 (ルピア / 月)	料 金 (パイサ / kwh)	基本料金 (ルピア / 月)	料 金 (パイサ / kwh)
小口 (100 kw まで)	5 / kw or 3. 75 HP	15 "	5 / kw	25
中口 (101 ~ 500 kw)	7. 5 / kw or 5. 6 / HP or 最大 7. 5 / KVA	12 " "	7. 5 / kw or 最大 7. 5 / KVA	20 "
大口 (500 kw 以上)	最大 1 0 / KVA	10	最大 1 0 / KVA	15
100, 000 kwh / 月 まで		9		
200, 000 kwh / 月 まで		8		
200, 000 kwh / 以上				
<u>商業・サービス用</u>				
<u>工 業</u>				
一般 (50 から 500 kw)	7. 5 / kw or 5. 6 / HP or	18 "	7. 5 / kw or 最大 7. 5 / kw	30 "

	最大 7.5/KVA	18		
大口 (500 kw 以上)	最大 10/KVA	15	最大 10/KVA	25
<u>輸送機関用</u>	7.5/ kw or	15		
	5.6/HP or	"		
	最大 7.5/KVA	15		

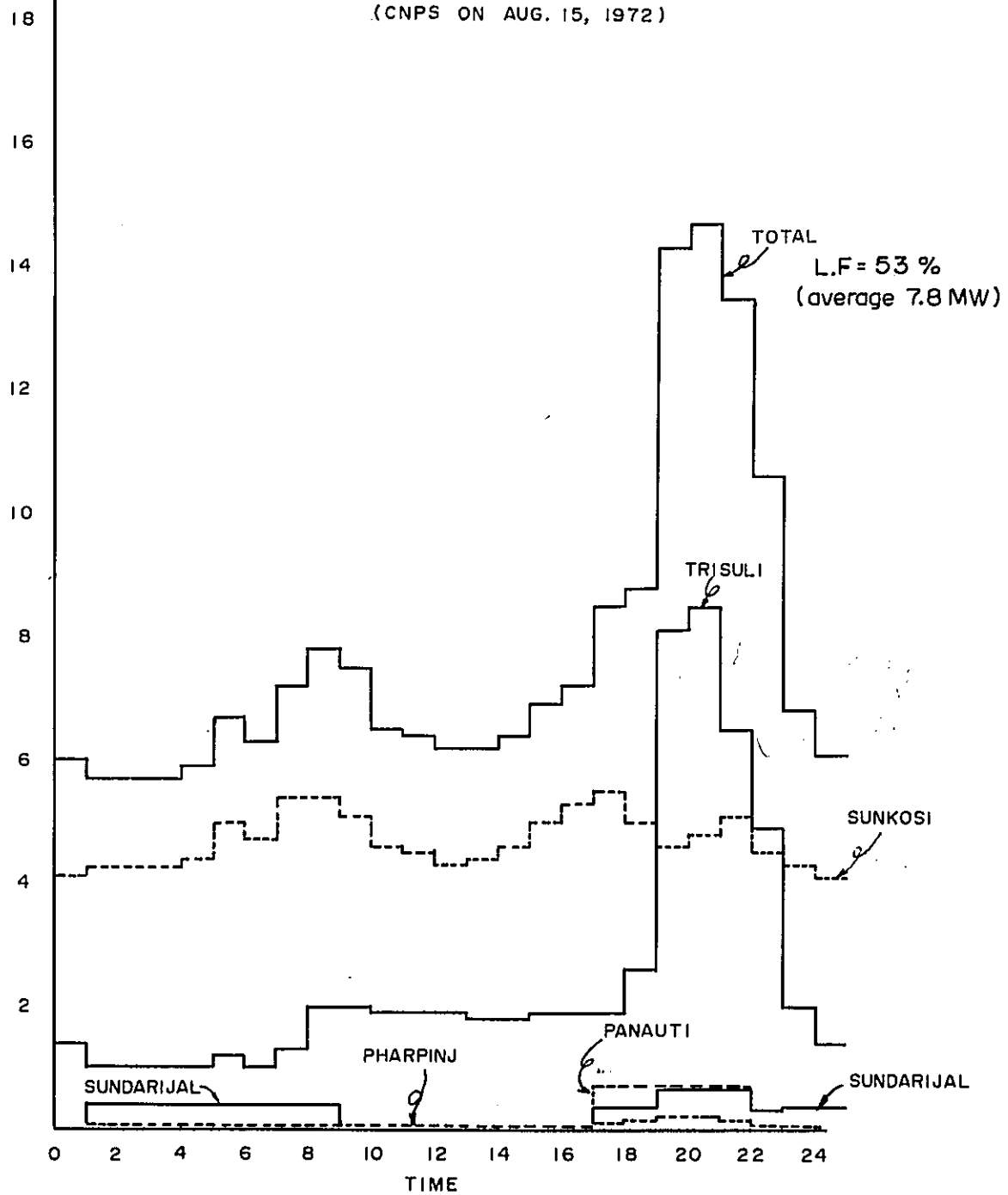
図 5 - 2 月間発生電力量 (CNPS 系統)



MW

圖 5-3 負 荷 曲 線 (夏期, CNPS 系統)

(CNPS ON AUG. 15, 1972)



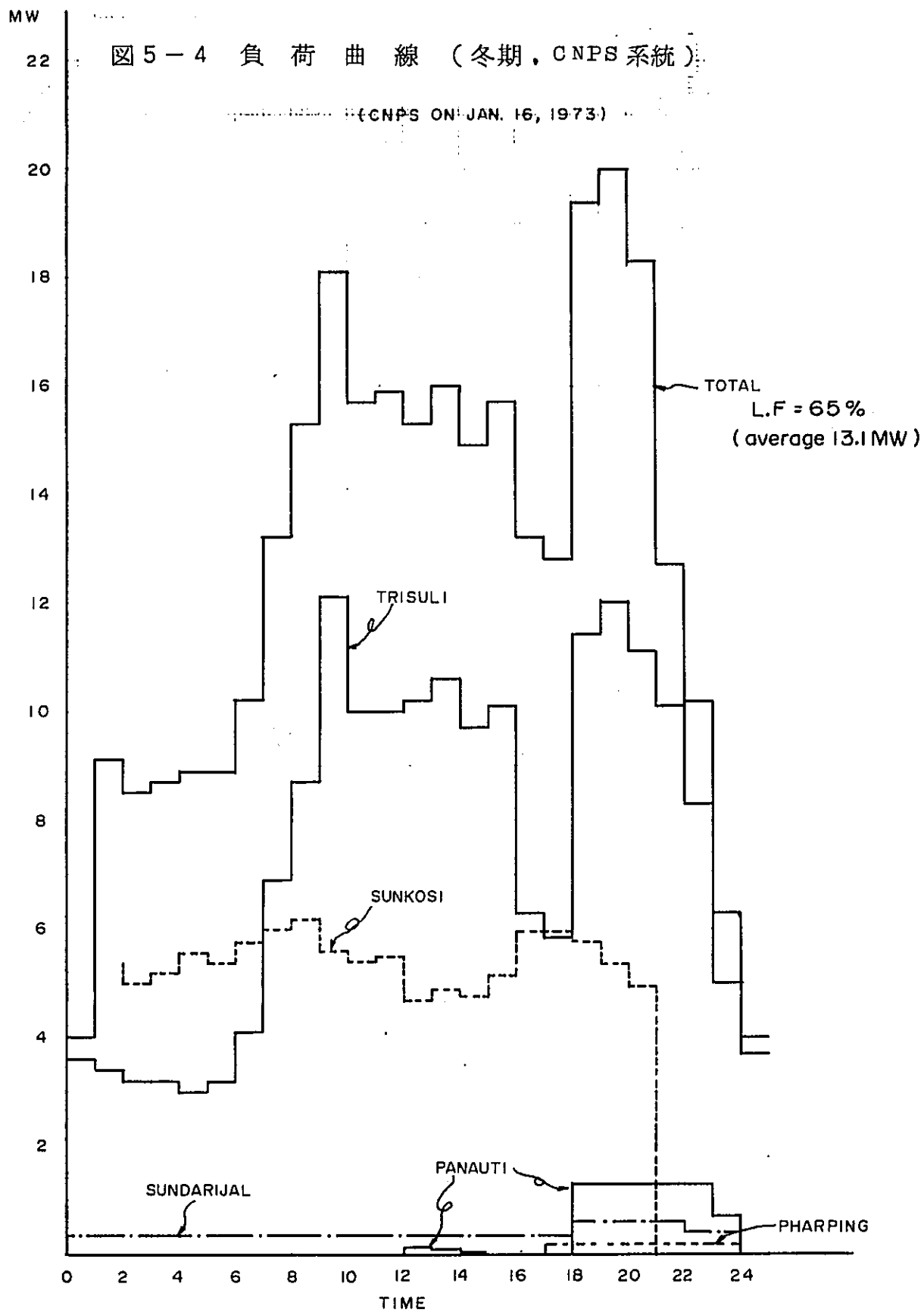
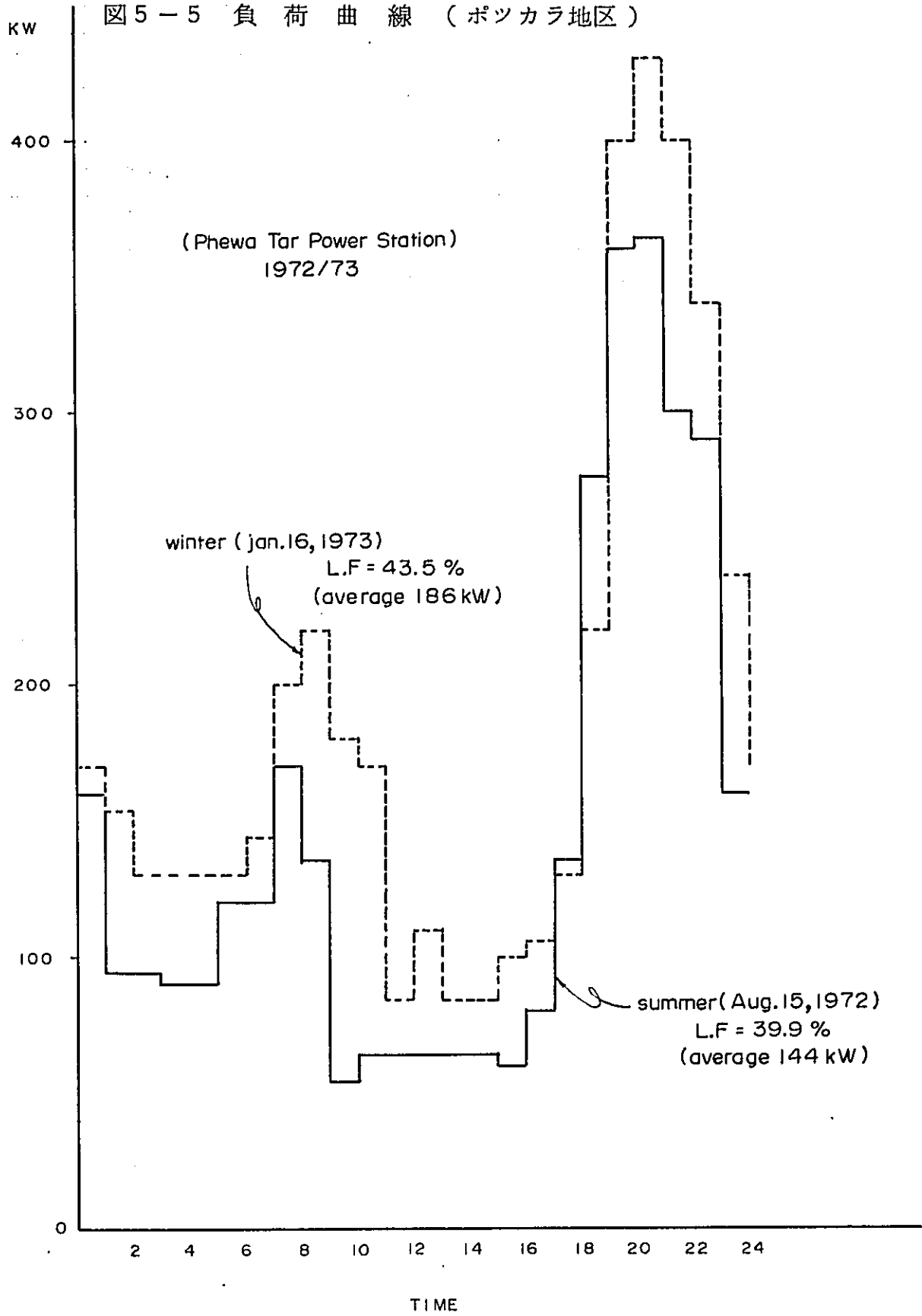


図 5 - 5 負 荷 曲 線 (ポツカラ地区)



5.3 電力需要予測

5.3.1 需要予測の方法

電力需要を予測することは、将来の経済開発計画に関する資料が不足している場合、かなり難しいことである。今まで需要の低かつた独立した町に新しく工場、ホテルあるいは病院が建設された場合、それが需要の大半を占めることになり、過去の傾向から推定することが無意味になつてしまう。さらにいままで電化されていなかった町の需要予測をしなければならないことも問題を難しくしている。

需要予測には既に電化されている地域とされていない地域に分けて各々異つた方法を適用した。次にその方法について述べる。

(1) 電化地域

過去の電力消費傾向を分析し、この地域の人口、消費電力量、発電設備容量、経済開発計画、開発要素等の要因を総合的に判断し、適正な伸び率を想定した。又そのうちONPSの需要予測に対しては、消費電力と家庭用、工業用、商業用その他の4部門に分けそれぞれに対し、異つたのび率を適用し、総需要はこれらの和に電力損失量を加えたものとした。ONPSの現在の電力損失は全発生電力量の約33%を占めるが、これは将来漸次改善されて最終的には15%となるものとした。

電力消費量の低い他の地域に対しては、単に過去の全発生電力量の傾向のみを検討した。のび率の算定には、各町の規模及び地域の将来の発展性を考慮に入れた。

(2) 非電化地域

これらの地域に対する初期の家庭及び工業用需要は次の方法によつた。

家庭需要

人口に対する需要家比率	6 %
需要家1軒当りピーク電力	2 0 0 w
人口1人当りの "	1 2 w
需要家1軒当りの年間消費電力量	4 0 0 kwh

工業需要

全工場数に対する工業需要家比	1 5 %
工場当りのピーク電力	3 kw
年間負荷率	4 0 %

これらの数字は国連の「小規模発電」に掲載されているものを採用したものである。

5.3.2 中部地区の需要予測

この地区の大都市であるカトマンズ及びヒタウラービルガンジ回廊はGNPS系統のピーク電力需要は、下記に示す様に過去5年間に年平均19%の伸びを示した。

	ピーク電力 (kw)	伸び率 (%)
1967/68	8,885	—
68/69	10,540	18.6
69/70	11,560	9.7
70/71	13,860	20.0
71/72	17,500	26.3
72/73	21,280	21.6

1971/72年には26.3%と非常に高いのび率を記録したが、これは家庭用電気料金を大きく下げたことに起因している。

カトマンズ盆地やヒタウラービルガンジ回廊には、今後5年以内に多くの中小規模の工場やホテルの建設が予定されているのでこの20%という高い伸び率はここ数年続くものと考えられる。この他に大口需要としてはチトワン河谷灌漑計画がある。この計画によれば1976/77年に1,100 kw、1977/78年に2,200 kw及び1979/80年に7,000 kwを必要とすることになっている。この需要も系統の需要としてつけ加えた。

中部地区の長期需要予測には、電気局、ネパール工業開発公社から得た資料を参考にして下記の推定を行った。

- (1) 家庭用需要の予測には需要家数と需要家当りの年間電力消費量を基礎とした。過去数年の傾向から需要家数の年間伸び率は1977/78年までは10%とし、それ以降は20%まで上昇し漸次減少し、最終的に5%の一定値をとるものとした。消費者の年間消費量ののび率は3%の一定値をとった。
- (2) 工業用需要はここ数年間は年間10%から12%伸びるものとし、1985年頃には8%に落ちつくものとした。新しい工場による自然需要の他に、現在、自家ディーゼル発電を利用している大口需要家も低廉でかつ豊富な電力を公共事業体より得ることが出来るならこれに切り変えるであろうから、この分の需要も1976/77年から1982/83年の期間の

需要に入れることにした。

更にチトワン河谷灌漑計画に於ける需要もこの分野につけ加えた。

- (3) 過去の傾向より商業用需要と観光客の数とは非常に密接な関係があることがわかる。商業用需要は観光客の増加に比例すると想定して年間15%ののびを示すものとした。
- (4) 街灯用需要は家庭用、工業用及び商業用需要の総計の2%とした。
- (5) 発電所内使用量は電力需要ののびに従って設備の拡張となり、年間10%増加するものとした。大設備を入れる場合には、さらに所内電力使用量をその分だけ増した。
- (6) インドへの電力輸出は、CNPSの電力需要の一部に含まれるものとし、契約限度である5,000 kwまでのびるものとした。
- (7) 電力損失は現在の33%から15%まで漸次改善するものとした。
- (8) 年間負荷率は現在の41%から50%まで徐々に増加するものとした。

この中部地区の1989/90年までの長期需要予測の詳細は表5-8に示してあるがその大要は次のとおりである。

会計年	ピーク電力 (MW)	年間電力量 (MWh)	年間負荷率 (%)
1975/76	36.5	132,660	41.4
1979/80	65.0	282,320	49.5
1984/85	105.5	462,000	50.0
1989/90	155.0	666,000	50.0

5.3.3 西部地区の需要予測

(1) ガンダキ県

本地域は、現在計画中であるバラトプルーポツカラ間66KV送電線によつて接続される予定である。

ポツカラ

ポツカラは、ネパールの一大観光中心地であり、多くのホテルが存在する。他の地域からの移住も多くこれがポツカラ峡谷の人口増加をひきおこしている。この峡谷の1970年から1973年にかけての年間人口増加率は4.33%を記録した。最近、この地域に食品工業や軽工業が発達しつつある。

表5-8

中部地区の長期電力需要予測

	家 庭	工 業 灌 漑	商 業	街 灯	電 力 量 (㎾)				出 損	失 合 計	ピーク出力
					(㎾)	(㎾)	(㎾)	(㎾)			
1971/72	30,093	6,648	4,930	794	1,494	—	22,000	65,964	17,500		
72/73	34,300	7,200	5,700	900	1,500	1,750	25,300	76,650	21,200		
73/74	38,800	7,900	6,500	1,100	1,700	5,260	30,200	91,460	25,400		
74/75	43,900	8,850	7,600	1,200	1,900	8,760	35,600	107,810	30,600		
75/76	49,500	14,800	8,700	1,500	2,100	12,260	43,800	132,660	36,500		
76/77	56,000	16,800	10,000	1,700	2,300	17,520	51,500	155,820	42,500		
77/78	64,000	28,800	11,500	2,100	3,800	17,520	63,000	190,720	49,500		
78/79	74,500	34,500	13,200	2,600	4,200	17,520	72,500	219,020	57,700		
79/80	89,000	73,200	15,200	3,600	4,600	17,520	79,200	282,320	65,000		
80/81	110,000	84,400	17,500	4,200	5,100	17,520	83,280	322,000	73,500		
81/82	135,000	96,200	20,200	5,000	6,600	17,500	79,480	360,000	82,400		
82/83	160,000	108,900	23,200	5,800	7,300	17,520	75,280	398,000	90,500		
83/84	181,000	118,400	26,700	6,500	8,000	17,520	79,880	428,000	97,700		
84/85	201,000	125,700	30,700	7,100	10,000	17,520	69,980	462,000	105,500		
85/86	218,000	132,200	35,300	7,600	11,000	17,520	75,380	497,000	114,000		
86/87	236,500	319,200	40,600	8,300	12,100	17,520	80,780	535,000	123,000		
87/88	255,000	146,700	46,600	9,000	13,300	17,520	87,880	575,000	133,000		
88/89	276,000	154,700	53,500	9,700	14,600	17,520	91,980	618,000	143,700		
89/90	297,500	163,400	61,500	10,400	16,000	17,520	99,680	666,000	155,000		

1972年の国連のガンダキ及びルンビニ地域予備調査団の報告によれば、この地域のピーク電力需要は1972/73年に515 kwであつたが1973/74年には870 kwになるものと予測されている。この自然増の他に、新しく150 kwの家庭用需要と160 kwの大口需要とを計上した。1973/74年以降の需要についてはこの峡谷の発展の可能性を見込み、1978/79年までは20%で伸びそれからは漸減して10%に落ち着くものと予測した。これより、ピーク電力需要は表5-9に示す様に1980年に2,480 kwそして1990年には、7,500 kwに達するものと予測した。

シヤンジャ、クスマ及びその近隣地域

本地域は1975/76年に初期ピーク電力130 kwをもつて電化されるものとし、それ以降は年間15から20%の伸びを示すものとした。

(2) ルンビニ県

この地域の主要都市はガンダキ発電所と建設中の33 KV送電線によつて互いに接続され、さらにガンダキーヒタウラ132 KV送電線によつてONPSにも接続される予定である。

クリシュナガールとバハドルガンジ

これらの町は1972年に電化され、1972/73年のピーク電力需要は60 kwを記録した。長期需要予測に対するのび率はここ数年間は、15から20%とし最終的に10%に落ち着くものとした。

タウリハワ地域

1969年に電気局が行つた電力市場調査によると、5つの工場の設備容量の合計は約、100 kwであつた。これらの民間工場の内の25%が公共電力への利用転換をはかるものとするれば、工業電力需要は25 kwと推定される。

家庭用電力需要は、初期には人口8,500人に対し、125 kwと推定した。

従つて初期に於ける需要は150 kwとなり、年間のび率は20%から15%に落ちつくものとした。

バイラワ、プトワールとタンシン

マヘレドラ製糖所を含めたこれらの町のピーク電力の合計は、1973/74年に1460 kwを記録した。現在建設中の33 KV送電線網を通じガンダキ発電所に接続すれば、低廉で豊富な電力が得られ計画中の工場の早期建設を促進することになるだろう。これらの地域のピーク電力は当初年間20%で伸び次第に落ちつき、最終的に15%となるものと推定した。

表5-9

西部地区の電力需要予測

ビーク電力需要											
ルンビニ県				ガンダキ県(瓩)				合計			
ルンビニ県				ジャンジャ				合計			
バイラワ	クリシュナガ	ブトワール	ルンビニ	タウリハワ	パラシ	ルンビニ	小計	ボッカラ	小計	所要電力量	合計
タンシン	ルガンジ	ルンビニ	ルンビニ	ルンビニ	ルンビニ	ルンビニ	小計	クスマ	小計	(瓩)	(瓩)
1972/73	1,040	60					1,100	520	520	1,620	5,700
73/74	1,460	100					1,560	870	870	2,430	8,500
74/75	1,750	110					2,070	1,040	1,040	3,110	10,900
75/76	2,100	140		150	70	70	2,550	1,250	130	3,930	14,500
76/77	2,520	170		210	80	80	3,060	1,490	150	4,700	17,300
77/78	3,100	200		240	100	100	3,740	1,790	180	5,710	22,100
78/79	3,600	240		300	110	110	4,360	2,150	220	6,730	26,000
79/80	4,150	270		340	140	140	5,040	2,480	260	7,780	34,100
80/81	4,760	320		390	160	160	5,790	2,840	320	8,950	39,200
81/82	5,500	360		450	180	180	6,670	3,160	360	10,190	44,600
82/83	6,320	420		520	220	210	7,790	3,750	420	11,960	52,400
83/84	7,300	480		590	250	240	8,860	4,350	480	13,690	60,000
84/85	8,200	530		670	290	280	9,970	4,820	550	15,340	67,300
85/86	9,100	560		770	330	310	11,070	5,300	640	17,010	74,500
86/87	10,000	640		890	380	340	12,250	5,760	740	18,750	81,500
87/88	11,000	700		1,020	440	370	13,530	6,300	850	20,680	88,500
88/89	12,100	770		1,170	500	400	14,890	6,850	970	22,710	96,300
89/90	13,100	840		1,350	580	440	16,310	7,500	4,120	24,300	105,000

ルンビニとパラシ

これらの町は未だ電化されておらず、将来の需要はクリシュナガールやバハドルガンジで採用したときと同じ方法で予測した。

(3) 西部地区の需要合計

将来、CNPSに接続される予定である西部地区の電力需要は、各地域のピーク負荷発生時刻がほぼ一致すると考えらるので、単に各地域のピーク需要の合計として求められた。この需要予測の詳細は表5-9に示してあるがその大要は下記のとおりである。

会 計 年	ピーク電力 (kw)	年間電力量 (MWh)	年間負荷率 (%)
1979/80	7,780	34,100	50
1984/85	15,340	67,300	50
1989/90	24,300	105,000	50

5.3.4 拡大CNPSの需要予測

5.2.5節で述べた様に、バラトプールを経由して、ガンダキ発電所とヒタウラ変電所を結ぶ132 KV送電線が1975/76年を完成目標に現在、建設中である。それと同時に、ガンダキ発電所とルンビニ地帯の数都市が33 KV送電線網によつて接続される予定である。又バラトプルーポツカラ間を66 KV送電線で結ぶ計画もある。それ故、CNPSと西部地区は互いに接続されてひとつの統合された系統となると考えられる。

CNPSの電力需要は、これらの両地区のピーク発生時刻がほとんど同じであると考えられるので、接続計画実施後両地区のピーク需要の単純合計として求めた。その結果を表5-10に示す。

この様にして、1975/76年以降の西部地区をも含めたCNPSのピーク電力需要の予測を図5-6に示す。この図には、系統の常時ピーク出力の増加も示してある。図から明らかな様にクリカニ第1発電所は1978/79年以降に必要となる。

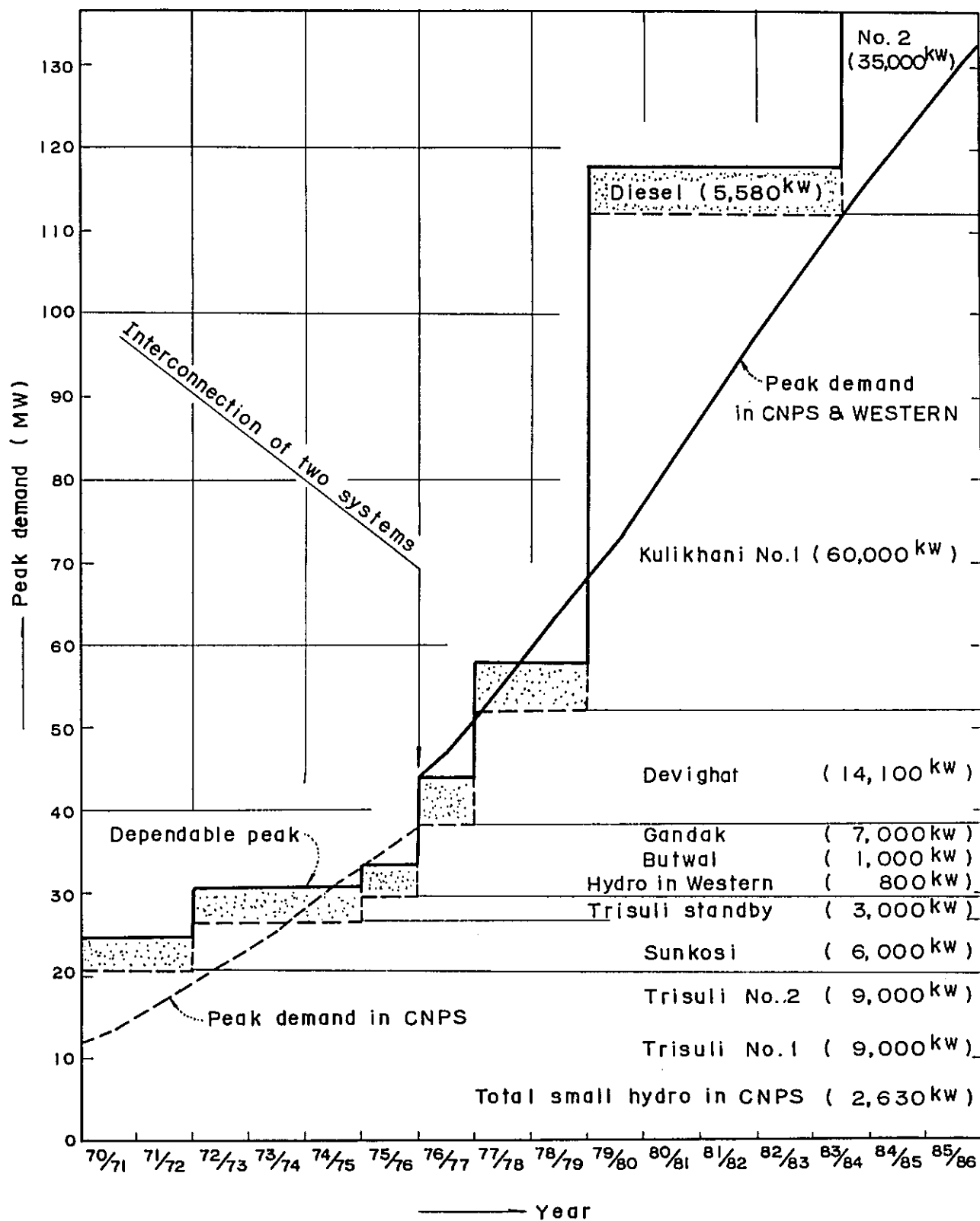
表5-10

拡大された CNPS 系統の電力需要予測

	地区別需要				拡大された系統の需要	
	ピーク需要 (KW)		電力量 (MW)		ピーク需要 KW	電力量 MW
	中部地区	西部地区	中部地区	西部地区		
1972/73	21,200	1,620	76,650	5,700	21,200	76,650
73/74	25,400	2,430	91,460	8,500	25,400	91,460
74/75	30,600	3,110	107,810	10,900	30,600	107,810
75/76	36,500	3,920	132,660	14,500	40,430<1	147,160<1
76/77	42,500	4,700	155,820	17,300	47,200	173,120
77/78	49,500	5,710	190,720	22,100	55,210	212,820
78/79	57,700	6,730	219,020	26,000	64,410	281,500
79/80	65,000	7,780	282,320	34,100	72,780	316,420
80/81	73,500	8,950	322,000	39,200	82,450	361,200
81/82	82,400	10,190	360,000	44,600	92,590	404,600
82/83	90,500	11,960	398,000	52,400	102,460	450,400
83/84	97,700	13,690	428,000	60,000	111,390	488,000
84/85	105,500	15,340	462,000	67,300	120,840	529,300
85/86	114,000	17,010	497,000	74,500	131,010	571,500
86/87	123,000	18,750	535,000	81,500	141,750	616,500
87/88	133,000	20,680	575,000	88,500	153,680	663,500
88/89	143,700	22,710	618,000	96,300	166,410	714,300
89/90	155,000	24,300	666,000	105,000	179,300	771,000

注: <1 中部地区及び西部地区は現在工事中のガンダキーヒタウラ132KV送電線によって接続される。

図 5-6 ピーク負荷需要と供給設備 (CNPS 系統と西部地区)



第 6 章

開 発 計 画

6・1 概 要

クリカニ計画は、三つの連続する発電所によつて、クリカニ川とラブティ川に於ける水力開発を行うものであるが、この内、最上流に位置するクリカニ第1発電所は、その第一期開発となるものである。第1発電所は、クリカニ川とその支流の流量、年平均 $4 \sim 5 \text{ m}^3 / \text{sec}$ を貯水池によつて調節し、これを長さ $5 \sim 6 \text{ km}$ のトンネルによつてラブティ川に流域変更し約 $500 \sim 600 \text{ m}$ の落差を得て、 40000 kw から 60000 kw の発電を行う計画である。

本章では、この第1発電所計画のレイアウト及びその開発規模の検討を行う。

6・2 開発計画に影響を及ぼす要素

a) 将来の電力供給と需要

1973年末の中部ネパール電力系統(CNPS)の総設備容量は $39,280 \text{ kw}$ である。この内、水力が $31,620 \text{ kw}$ であり、ディーゼルが $7,660 \text{ kw}$ であるが、現在は、需要の大部分は水力により満たされて居りディーゼルの運転は事故等非常の場合又は水力だけではピーク負荷をまかない切れない乾期にのみ限られている。ネパール政府は、この国で燃料用重油値段が非常に高いことから、将来もこの様な運転を維持したい意向である。

現存の水力発電所は、全て調整池をもつた流れ込み式であるが、乾期には流量が不足するので、そのピーク及び電力量の供給力が、低下する。クリカニ第1発電所が系統に組み入れられる直前の水力による系統のピーク供給力は雨期には $57,800 \text{ kw}$ であるが乾期には $52,500 \text{ kw}$ にまで落ちる。又、平均出力は、雨期に $44,300 \text{ kw}$ で乾期には $33,500 \text{ kw}$ である。これらの関係を表6-1に示す。更に、CNPSの平均電力需要は夏期よりも乾期の初めである冬期12月から翌年の3月にかけて高くなり、年間最大ピークの発生するのは1月か2月である。4月から11月までの8ヶ月間平均のピーク及び電力量の需要はこの冬期4ヶ月の平均の約80%である。クリカニ第1発電所は、この系統の現在の又将来も続くと思われる需給関係を考慮し、最も効果的なものになる様に計画されねばならない。将来クリカニ発電所が運転される場合、

表 6 - 1

拡大CNPS 系統に於ける電力供給力

(既存及び増設予定のものを含む)

単位 : (KW)

	設備容量	ピーク出力		常 時 出 力	
		乾 期	雨 期	乾 期	雨 期
(1) ディーゼル	9,456	5,576 ^{<1}	—	5,576 ^{<1}	—
(2) 水 力					
パーラビング	500	400	500	200	500
スンドリジャール	640	700 ^{<2}	700	600	700
パナウティ	2,400	1,500	2,400	700	1,500
トリスリ	18,000	18,000	18,000	12,000	12,000
スンコシ	10,050	6,000	10,050	4,700	10,050
ゴダワリ	30	30	30	15	30
ボッカラ	1,000	750	1,000	750	1,000
プトワール	50	50	50	25	50
小 計	32,670	27,430	32,730	18,990	25,830
(3) 増設予定水力					
トリスリ予備	3,000	3,000	3,000	—	—
ガンダキ	15,000	7,000	7,000	3,500	7,000
プトワール	1,000	1,000	1,000	500	1,000
デビガット	14,100	14,100	14,100	10,500	10,500
小 計	33,100	25,100	25,100	14,500	18,500
総 計					
(1)+(2)+(3)	75,226	58,106	57,830	39,066	44,330
水力合計					
(2)+(3)	65,770	52,530	57,830	33,490	44,330

< 1 : (総設備容量 - 最大ユニット) × 0.7

$$= (9,456 - 1,490) \times 0.7 = 5,576 \text{ KW}$$

< 2 : 公称 640KW であるが、実際には 700KW 発電可能

この系統の日負荷率と年負荷率は各々60%及び50%と予測され、この条件で開発計画を行うものとする。

b) クリカニ計画の特徴

本発電計画の特徴は高落差と小流量ということである。またラプティ川への流域変更のため5～6kmのトンネルを建設する必要があるが、トンネルは、その経済的且つ能率的施工の面から考えて内径2.5m以下の断面にすることは望ましくない。従つてトンネル通水量は此の最小断面の場合でも $10 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 以上有することになる。本計画では利用可能な流量が少いので、若し発電所を通常の設備利用率0.5～0.6として計画すると水路の通水能力が過大になる。従つてこのトンネルの通水能力の余裕を効果的に利用することを計画立案に充力考慮することが大切である。

6・3 レイアウトの決定

本計画のレイアウト及び開発規模は上記事項を考慮し次の様に決められた。

a) ダム地点の選定

1963年に行われた予備調査の際、ダム地点として二箇所が考えられた。即ち、ひとつはパールチャネルの近くで、河川が腕曲している地点であり、もうひとつはそれより1km下流のクリカニの吊り橋から約100m下流の地点である。

1969年に検討された結果、この上流地点案は採用されなかつた。上流地点は、地形上高さ56m以上のダムを建設することが不可能であり、本計画に必要とされる最低貯水量 $60 \times 10^6 \text{ m}^3$ に対し、 $20 \times 10^6 \text{ m}^3$ 程度の貯水量しか得られないからである。一方、下流地点は高さ100m以上のダムの建設が可能であり、貯水量も $80 \times 10^6 \text{ m}^3$ 以上が確保できる。

下流地点の検討はその後引き続き行われ、物理探査とボーリングが1973年から1974年にかけて行われた。この結果、この地点の右岸基礎岩盤はかなり破碎しており、深さ50mにも及んでいることがわかつた。この破碎地点にダム基礎を置くことを避けるため、右岸取付部は50m程度上流に移動させ、ダム軸を河川の方角に対し斜めに傾けることにした。

b) 溪流取水工

第6.2節(b)で述べた様に、本計画は高落差と小流量とによつて特徴づけられ、又、トンネルは施工最小断面を持つものを建設するため断面は、通水能力に余裕がある。この高落差を十分に活用し、かつ、トンネルの通水能力の余裕を有効に使用するため、付近を流れる支流量を

出来る限り取り入れて発電を行うことが望ましい。この溪流取水が考えられる支流としては、チャツケル川とシム川がある。

圧力トンネルは取水口より 1.6 km 下流地点でシム川の下を横切る。シム川の流量は簡単な立坑を設けることにより、 $13.1 \text{ m}^3 / \text{sec}$ の通水能力を有する圧力トンネルに全て取り入れることが出来る。シム川の水を取り入れることは明らかに経済的に有利なので取入れることにする。チャツケル川を取り入れるためには、取水堰の他に長さ 2.3 km に及ぶ導水トンネルを必要としこのトンネルの通水能力を $3 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 以上に設計すれば、チャツケル川のほぼ全流量を貯水池に取り入れることができる。チャツケル川の取水もその経済性を検討した結果有利なので取水することにした。従つて、発電に利用される流量はクリカニ川自身の流量とシム川とチャツケル川の流量との合計となる。

c) 水路の路線選定と発電所のタイプ

クリカニ川の水をラプティ川に流域変更するために長さ 5 km 以上の圧力トンネルが必要となるが、これにより約 600m の落差を得ることができる。トンネルは、チサバニとデオラリ間を走る断崖から数百メートル離れたところに路線を置き、かつ 30 m 以上の十分な土かぶりがある全線にわたり得られる様にした。尚最終的な路線は、施工の便を計った作業坑の設置が容易となることも考慮して決定した。

発電所は、下記の事項を考慮して地下式発電所を採用した。

- 発電所予定地点の地質からみて、地下発電所の建設が技術的に可能である。
- 地上発電所に比べ、地下式の方がより高い落差がとれる。
- 周辺山地の浸食や崩壊の影響を受け易い地上式に比べ地下式はより安全である。

放水位（水車中心高）は標高 916m と定めた。又、ラプティ本流は、荒廃しており、河床も不安定であるので、放流は比較的安定したマンドウ川に行く。地下発電所から長さ 1 km の放水路トンネルによつて容易にマンドウ川への放流が可能となる。

6・4 開発規模の決定

計画の最適開発規模、即ちダム高さと発電所の設備容量を決定するため、さきに述べた基本設計にもとづき、次の手順により経済比較を行つた。

1) 比較検討する開発規模案として、4 つの満水位、標高 1520m、1525 m、1530 m 及び 1535 m を持った案を考えた。

2) 各ケースに於ける貯水池運用計画、即ち、発生電力の算定には1963年から1972年までの10年間の月平均流量によるマスカーブを利用した。マスカーブの流量は、クリカニ川チャツケル川及びシム川の合計であり、それぞれの流量は表4-7、4-8及び4-9に示してある。

3) 各ケースの設備容量は、平水年に於ける効果的発電を考慮し、マスカーブ上の第二渴水年（基準年）の調節流量をもとにして決めた。従つて最渴水年には若干の電力不足が起こることを許したが、この不足電力量は系統に対し基準年の発生電力量の約20%であり、その頻度も10年に1回の確率である。この程度の電力不足はCNP S地区の経済に何ら重大な悪影響を及ぼすことなく、電力制限やディーゼル発電所の運転によつて克服されるものと考えられる。

4) 系統の電力需要は雨期よりも乾期に大きく、逆に供給能力は乾期に落ちる。それ故、クリカニ第1発電所は、系統負荷に対し、乾期により多くのピーク電力量を供給することになる。各ケースの乾期と雨期に於ける発生電力はその発電所が全面稼動になる年の系統の供給能力と電力需要に基づいて決定した。

発生電力量のうち、系統負荷に合致した消費可能な電力は一次電力とみなされ、余剰電力は二次電力とみなされる。二次電力の半分はインドへ輸出が可能であると仮定した。

5) 計画の便益の算定には、考え得る最も経済的な代替施設の経費に基づき、常時ピーク出力と一次電力量とを評価した。ここで考えたのは、単位設備容量30,000kwの石炭火力発電所であり、これよりkw価値及びkwh価値はそれぞれ78米ドル/kw及び20米ミル/kwhとした。一方、インドへの輸出が可能であるとした二次電力は、インドでの発電原価その他を考慮し、控え目にみて12米ミル/kwhと評価した。本計画の年間便益はこれらの単位電力価値を発生電力に適用して求められる。単位電力価値決定についての詳細は第9章2節に述べる。

6) 年経費は総工事費と運転維持及び更新費を含み年間割引率8%、耐用年数を50年の条件で算出した。

7) 各ケースを経済比較する場合、年間便益より年経費を引いた年間超過便益と便益-費用比率とをその指標として使用した。

経済比較の結果を表6-2にまとめて示す。この結果、満水位標高1530mと設備容量60,000kwの開発が最も多くの超過便益を生み出し、又最も高い便益-費用比率を与えるのでこれを計画の最適開発規模として採用することに決定した。

表 6 - 2

経 済 比 較 要 約

項 目	Case I	Case II	Case III	Case IV
(1) H. W. L. (m)	EL. 1520	EL. 1525	EL. 1530	EL. 1535
(2) 有効貯水容量 ($\times 10^6 m^3$)	5 2.9	6 2.5	7 3.3	8 5.5
(3) 工事費 ($\times 10^3$ 米ドル)				
直 接 費	3 4,4 2 0	3 6,7 4 0	3 9,0 8 0	4 2,6 1 0
間 接 費	1 1,1 8 0	1 2,0 6 0	1 3,9 2 0	1 5,0 9 0
小 計	(4 6,6 0 0)	(4 9,8 0 0)	(5 3,0 0 0)	(5 7,7 0 0)
建設期間中の利子	<u>5,9 6 0</u>	<u>6,3 7 0</u>	<u>6,7 8 0</u>	<u>7,3 9 0</u>
合 計	5 2,5 6 0	5 6,1 7 0	5 9,7 8 0	6 5,0 9 0
(4) 年経費 ($\times 10^3$ 米ドル)				
資本回収費	4,3 0 0	4,5 9 0	4,8 9 0	5,3 2 0
運転維持費	<u>3 6 0</u>	<u>3 6 0</u>	<u>3 6 0</u>	<u>3 6 0</u>
合 計	4,6 6 0	4,9 5 0	5,2 5 0	5,6 8 0
(5) ピーク出力 (kW)	5 1,9 0 0	5 6,8 0 0	6 0,0 0 0	6 2,6 0 0
(6) 年間発生電力量 ($\times 10^6$ 瓩)				
一 次	1 2 7	1 4 8	1 6 5	1 7 5
二 次	7 6	5 9	4 6	3 9
(7) 年間便益 ($\times 10^3$ 米ドル)				
kW便益 < 1	3,7 9 0	4,1 5 0	4,3 8 0	4,5 7 0
瓩便益 < 2	<u>3,0 0 0</u>	<u>3,3 1 0</u>	<u>3,5 8 0</u>	<u>3,7 3 0</u>
合 計	6,7 9 0	7,4 6 0	7,9 6 0	8,3 0 0
(8) 便益-費用比	1.4 6	1.5 1	1.5 2	1.4 6
(9) 年間超過便益 ($\times 10^3$ 米ドル)	2,1 3 0	2,5 1 0	2,7 1 0	2,6 2 0

< 1 kW価値: 7.3 米ドル/kW (割引率 8%)

< 2 瓩価値: 2.0 ミル/瓩 (一次電力)、1.2 ミル/瓩 (二次電力の半分)

6・5 環境問題

1) 移転補償

クリカニ川には多くの魚が生息している。住民は川沿いに定着し、川沿いの平坦地で天水農耕や家畜の飼育を営んでいる。

クリカニ貯水池によつて約220haの土地が水没するが、その内、農耕地は約150haである。この水没地域には、特に重要と思われる公共施設や鉱物及び林産資源もなく、又考古学上価値のあるものもない。しかし、数百人に及ぶ水没地域の住民が少くとも現在と同等の生計を営むことが出来る様詳細な移転計画をたてることが絶対に必要である。この計画は、ネパール電力省の電気局が責任をもち、他の関連当局の協力を得て作成すべきであろう。又乾期にはクリカニダムから放流がないので、下流域の住民の生活用水の不足をひきおこすことになるが、これに対しても正当な補償をしなければならない。この付近の地下水位は深く、その利用は難しいので、住民は近くの支流や溪流より生活用水を補給しなければならないであろう。

2) 流域浸食

1963年にクリカニ流域に於ける浸食状況の現地調査が日本の専門家によつて行われ、その結果は、OTOAの予備設計報告書の付録Ⅱにまとめられた。報告書によれば、クリカニ上流域の浸食はさほど激しいものではなく、荒廃の程度はラプティ川流域よりはるかに少ない。一方、ラプティ川流域は、山地の崩壊もひどく、河床には堆積物が多くみられる。

クリカニ流域の山地斜面での浸食はそれほど激しくなく、普通程度と考えられるが、現在、その斜面の植生は少ないので、土砂流出量を減少させるため植林をすることを推奨する。

3) 衛生

衛生上問題となるのはマラリアであろう。もし、これを撲滅しなければ、ダムの建設中に移住する人々のみならずその後の住民の健康に重大な影響を及ぼすことになる。しかし、マラリアや他の疾病は適切な健康管理と病源駆除計画によつて克服されるであろう。

4) 水性植物

水草の異常な繁茂は、貯水池操作によつて有害であるが、この地域は熱帯地方に属していないので恐らく問題とならないであろう。もしこの問題が発生しても、機械的、化学的及び生物学的方法によつて処理が可能である。クリカニ川の水質は魚の生息に適しているので、貯水池での養魚計画は、水草の生物学的駆除の面からも積極的に考えられるべきである。

5) 観光

ダム地点がカトマンズよりわずかに30 kmしか離れていないこと、又この貯水池はネパールで初めての大貯水池となることから、観光やレクリエーションに関連した便益が生ずることはかなり有望である。

6・6 決定計画案

6.4節で述べた様に、クリカニ第1発電所計画の最適開発規模は、設備容量60,000 kw及び常時満水位標高1,530 mである。クリカニ第1発電所は系統負荷に最も効果的に応えるため、既存ならびに増設予定発電所と連繋して運転されることになる。

流域126km²からのクリカニ川の水と長さ2 kmの導水トンネルによつて取水される流域23 km²からのチャツケル川の水を調節するため、有効貯水量 7.3×10^6 m³をもつた貯水池が必要となり、クリカニ川に高さ107 mのダムを建設する。調節された流量は長さ5.8 kmの圧力トンネルによつてラプティ川に流域変更される。もうひとつの支流であるシム川の流量も高さ90 mの立坑により圧力トンネルの途中に取り入れる。さらにこの流量は長さ1.3 kmの水圧鉄管を通り地下発電所に導かれ、この流域変更によつて得られた総落差560 mから614 mを利用して発電に利用される。発電使用後の水は、長さ1 kmの放水路トンネルを通り、ラプティ川の支流であるマンドウ川に放流される。

常時使用水量は乾期の1月から4月までは平均 $6.2 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 、雨期の6月から11月までは平均 $2.1 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 、そして遷移期の5月と12月は平均 $4.2 \text{ m}^3 / \text{sec}$ と計画され、年平均常時使用水量は $3.82 \text{ m}^3 / \text{sec}$ となる。この水量は1963年から1972年までの10年のマスカーブより第二最渇水年を基準にして求めたものである。常時使用水量により年間 165×10^6 kWhの一次電力量を発生することが出来る。

平均使用水量は蒸発による損失を考慮すると $4.93 \text{ m}^3 / \text{sec}$ である。無効放流を押さえればこの平均使用水量と常時使用水量との差だけ二次電力の発生が可能である。この二次電力量はマスカーブから得られた総発生電力量と一次電力量との差として求められ、年平均 46×10^6 kWhと計算される。

ピーク出力は貯水池水位が定格水位である標高1,510.5 m以上にある場合は60,000 kwが確保出来るが、水位が低水位1,476 mに低下した場合56,600 kwに下る。過去の月別ピーク需要の記録からみると、年間のピーク需要は乾期の12月から2月の間に発生する。貯水池水位は乾期の前半には定格水位以上を維持することが予想されるので、クリカニ第1発電所の常時ピ

ーク出力は 60,000 kw とする。

発電のための水使用は以下に暫定的に定めた操作基準によるものとし、それによる水使用パターンをマスカーブに記入して図 6 - 1 に示す。

1) 貯水池の容量が許す限り、常時使用水量即ち 1 月から 4 月までの乾期には $6.2 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 、6 月から 11 月までの雨期は $2.1 \text{ m}^3 / \text{sec}$ 及び 5 月と 12 月の遷移期には $4.2 \text{ m}^3 / \text{sec}$ を確保する。

2) クリカニ川の豊水期に当る 7 月から 10 月までは、貯水池がこの期間の終りに満水となる様、かつ、無効放流をできる限りなくすよう水を使用することとする。

この雨期よりも乾期により多くの水を使用することという方式は、第 1 発電所ばかりでなく第 2 発電所のためにも好都合である。雨期には第 1 発電所からの放水量が制限されるが、これは、ラブティ川、マンドウ川及びラニ川の自然流量によつて補給できるものである。その結果本来流れ込み式である第 2 発電所に対し、年間を通じほぼ平均した流量が得られ、有効な発電が可能となる。

クリカニ第 1 発電所の発電計画を表 6 - 3 に示す。

クリカニ第 1 発電所が運転に供される時には、系統の設備容量は合計 57,800 kw となることが予想され、これらの内流れ込み式発電所は特に雨期には実際に消費される以上の発電能力がある。従つて、クリカニ第 1 発電所の設備利用率を低くとり需要のピーク部分を負担することにより、流れ込み式発電所のもつ発電可能電力量を全て利用するよう計画すれば、この潜在電力は実際に消費可能な電力となる。

クリカニ第 1 発電所の運転により流れ込み式発電所で増加する消費可能電力量は、下記に示す通り $97 \times 10^6 \text{ kwh}$ と推定される。

(1) クリカニ発電所がない場合の消費可能電力量

乾期のピーク出力

水 力	52,530KW
火 力	5,580 "
合 計	58,110KW

年間常時出力

年間負荷率	50%
-------	-----

常時出力 29,060kW

年間消費可能電力量

$$29,060\text{kW} \times 8,760\text{hrs} = 255 \times 10^6 \text{ kWh}$$

(2) 流れ込み式発電所の発生可能電力量

乾期(表6-1参照)

$$33,490\text{kW} \times 4\text{months} \times 730\text{hrs} = 98 \times 10^6 \text{ kWh}$$

雨期(表6-1参照)

$$44,330\text{kW} \times 6\text{months} \times 730\text{hrs} = 194 \times 10^6 \text{ kWh}$$

遷移期(乾期と雨期の平均)

$$38,910\text{kW} \times 2\text{months} \times 730\text{hrs} = 57 \times 10^6 \text{ kWh}$$

発生可能電力量合計 $349 \times 10^6 \text{ kWh}$

(3) クリカニ発電所が入った場合の消費可能電力量

ピーク出力 118,110kW

年間負荷率 50%

消費可能電力量 —

$$118,110\text{kW} \times 0.5 \times 8,760\text{hrs} = 517 \times 10^6 \text{ kWh}$$

(4) クリカニ発電所が入った場合の発電電力量

流れ込み式発電所 $349 \times 10^6 \text{ kWh}$

クリカニ第1発電所 $165 \times 10^6 \text{ kWh}$

火力 $3 \times 10^6 \text{ kWh}$

合計 $517 \times 10^6 \text{ kWh}$

(5) クリカニ発電所によって増加した電力量

$$517 \times 10^6 \text{ kWh} - 255 \times 10^6 \text{ kWh} = 262 \times 10^6 \text{ kWh}$$

(6) クリカニ発電所によって消費可能となる流れ込み式発電所の電力量

$$262 \times 10^6 \text{ kWh} - 165 \times 10^6 \text{ kWh} = 97 \times 10^6 \text{ kWh}$$

FIG.6-1 RUNOFF MASS-CURVE FOR KULIKHANI RESERVOIR

図6-1 クリカニ貯水池マスカーブ

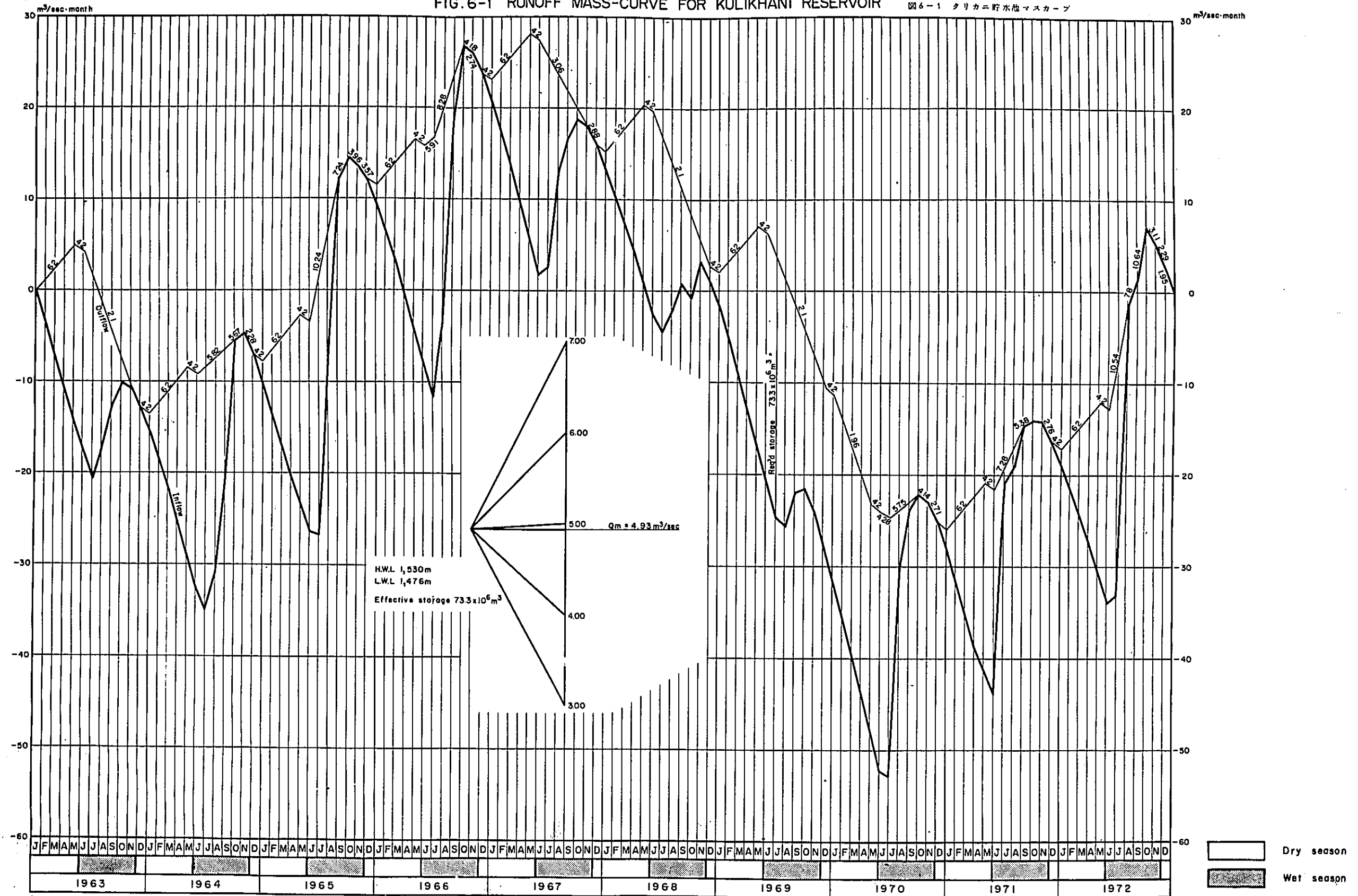


表 6 - 3

クリカニ第1発電所発電計画

水 文

年平均流量	4.98 m^3/sec
蒸発損失	0.05 "
年平均使用水量	4.93 "

貯 水 池

総貯水量	85.3 $\times 10^6 m^3$
有効貯水量	73.3 $\times 10^6 m^3$

流 量

常時使用水量

雨期 (6 月 - 1 1 月)	2.1 m^3/sec
乾期 (1 月 - 4 月)	6.2 "
遷移期 (5 月、1 2 月)	4.2 "
年平均	3.82 "
最大使用水量	13.1 "

落 差

常時満水位	EL. 1,530 m
最低水位	EL. 1,476 m
放水水位	EL. 916 m
総落差	614 m - 560 m
年間平均水位	EL. 1,510.5 m
年間平均落差	594.5 m
平均有効落差	590.7 m
定格水位	EL. 1,510.5 m
定格落差	549.9 m

設備容量

60,000 KW

保証出力

60,000 KW

年間発生電力量

常時出力	18,750kW
一次電力量	165×10^6 kWh
総電力量	211×10^6 kWh
二次電力量	46×10^6 kWh

第 7 章

設計及び施工計画

7・1 概 要

前章で定められたレイアウトに基づいて、本計画の構造物の概略設計を行った。本計画には高さ 107 m のクリカニダム、水圧鉄管路を含む長さ 7.1 km の水路、設備容量 60,000 kw の地下発電所、長さ 1 km の放水路トンネル、チャツケル渓流取水堰と長さ 2 km の導水トンネル、シム渓流取水堰の建設、又、既設のヒタウラーカトマンズ間 66 kv 送電線へ接続するための長さ 0.2 km の送電線及び既設カトマンズ変電所に於ける 70 MVA 変圧器の増設等が含まれる。

以下に述べる概略設計はダム地点の構造物は 1 / 1,000 縮尺地形図（等高線間隔 2 m）、又貯水池、水路、発電所、その他は 1 / 10,000 縮尺地形図（等高線間隔 10 m）に基づいている。

7・2 構造物の設計

7.2.1 クリカニダム及び貯水池

クリカニダム地点はバグマテイ河との合流点より 1.6 km 上流に位置する。貯水池は常時満水位標高 1,530 m、最低水位 1,476 m でその利用水深は 54 m であり、総貯水容量 $85.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、有効貯水容量 $73.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。

1) クリカニダム地点の地質

クリカニダム地点の基礎岩は、片岩質砂岩、黒雲母片岩、及び千枚岩によつて構成されており、層理面が顕著に発達している。一般的な走向は南西 $25^\circ - 30^\circ$ 又傾斜は北東 $30^\circ - 40^\circ$ である。ダム地点の地質図を DWG No. 7 に示す。予備設計報告書の中で提案されたダム軸を図 A-1-2 の 0-0 軸に示す。川幅は約 50 m であり、右岸は 1 : 1.2 から 1 : 1.7 の傾斜をもち、土砂と岩片から成る崖錐によつて厚く覆われている。一方左岸は標高 1,530 m まで 1 : 0.3 から 1 : 0.6 の急崖を形成し、岩盤が広く露出している。このダム軸上流約 150 m 地点の右岸の被りは薄く、下部では岩が比較的良好に露出しているが、逆に左岸下部には若干の崖錐が形成されている。

物探と試錐の結果によれば、ダム軸 0-0 の右岸崖錐下の岩盤状態は深さ 45 m 余まで非常に脆弱である。岩はかなり破碎しているが、層理の傾斜が不規則で時に水平のものも見られることから、この破碎は旧いすべりによるものではないかと考えられる。この破碎した層の厚さは上流に向うにつれて減少し、ダム軸 0-0 から約 140m 上流地点では 20-25 m 程度である。

ダム軸 0-0 上の左岸の露頭の最上部には厚さ 20 m 程度の被覆土及び風化岩が存在するがその下の母岩はかなり堅硬である。標高 1,530 m 以下にも、安定した露出岩がみられるので、左岸に関しては、地質的に問題はないと思われる。

ダムの形式は次節で述べる様に傾斜コア型ロックフィルダムと決められた。上述したダム地点の地質状況を考え、DWG No. 7 に示す様に、ダム軸は右岸取付部を以前の 0-0 軸から約 100 m 上流に移動して B-B 軸に選んだ。これは堅岩の上に不透水コアゾーンの基礎を置くための掘削があまり深くなるのを避けるためである。

右岸の崖錐地域に於けるボーリング孔を利用して行つた透水試験の結果によれば、破碎層の下の方でも透水係数が高い。

ダム地点の河床堆積物は 2 m ~ 6.5 m 厚で分布し、その下にある黒雲母片岩は一部厚さ約 13 m にわたり破碎して、脆弱なものもある。

2) ダムの設計

前節で説明した如く、このダム地点の地質に適合する唯一のダムのタイプは、フィルタイプダムである。ダムの盛立て材料に関しては、ロック材は、ダム地点附近で十分に得ることができるが、アース材料は限られており、次節で説明する様にアースダムの建設には、その量が不足する。このダム盛立て材料の入手の点からすれば、ロックフィルダムが最も適当である。また傾斜コア型としたのは、コア部基礎の地質条件によりセンターコア型よりも掘削量を少なくできるという理由によるものである。

現河床からのダムの高さは 107 m であり、その堤長は 420 m である。ダム頂部の標高は常時満水位より 4 m の余裕高を見込み標高 1,534 m とした。

ダムは、ロック材、フィルター材、及びコア材より構成される。これらは表面より内側に向つて粗粒から細粒になるよう配置される。ダムの標準断面図を DWG No. 6 に示す。ダムの全盛

立て量は 3,500,000 m³ であり、そのうちロック材は 2,620,000 m³、フィルター材 420,000 m³ 及びコア材 460,000 m³ である。

不透水性コアを岩着させるため、破碎した岩を取り除くが、これには深さ 20 m から 30 m の堀削が必要となる。基礎岩の透水性が高いことを考慮してカットオフ部には 1 m 間隔で長さ約 70 m のグウウトに 50 % の余裕を見込んだ量を考えると、少なくとも全長 30,000 m のグウウトが必要となる。

3) ダム盛立て材料

ロック材

ダム盛立て材料のロック材に関しては DWG No 3 に示されるように、ダム地点下流約 500 から 800 m の右岸側の花崗岩の山から、十分にその量が得られる。採石場予定地点にあたる山腹の下部には、花崗岩が塊状となつて広く露出しており、風化もそれほどすすんでいない。

コア材

ダムのコアに必要とされるアース材料は約 500,000 m³ である。しかし、計画に見合う十分な量のアース材をひとつの土取場から得ることは難かしいと思われる。従つて、ダム地点右岸の山腹より約 150,000 m³ を取ることとし、又ダム地点直上流の村落の背後にある山腹、ダム地点から約 1 km 東の鞍部及びダム地点上流約 1.5 km にあるパールチャソルと下流のプラウアガオンの山腹の段々畑から各々同程度の量を取れば合計約 600,000 m³ が得られる。これら土取場の位置を DWG No 3 に示す。ダム地点右岸の山腹より採集した資料を 1967 年に試験した結果、このアース材はコア材として適していることが判明した。又これ以外の地点の材料の試験は行われていないが、目で見た感じと手で触れた感じからすると、試験した材料との差異はさほど認められず、コア材料として適当であると考えられる。

フィルター材

ダムに使用するフィルター材は約 400,000 m³ である。河床部の川砂利堆積物を利用することは次の理由から難かしい。即ち(1)クリカニ川河床には 1 m 以上の玉石が数多く堆積しており適当な粒度をもつ砂利を取ることは非常に困難であり又(2)河床幅が狭く、玉石が混合していることから深い堀削は期待できず、採集地域が川に沿つて長さ 6 km にも及んでしまうことである。従つて、フィルター材はできるだけ風化した花崗岩を用いてクラッシングプラントにより生産

するものとする。この観点より、ダム地点より約 1.5 km 離れているが、風化花崗岩が得られるデオラリの北東斜面からフィルター材をとることとする。

4) 余 水 吐

余水吐はダムの左岸側に置く。この位置の基礎岩の表層部は余水吐の始点部と終点部ともに深さ約 10 m にわたってかなり風化、破碎されており、又この風化した岩の上には 5 m ～ 10 m の崖錐が有在する。これらの下にある岩は新鮮であり、十分な強度を有する。

余水吐はゲート 2 門を備えた越流型用水路である。越流頂の標高は 1519 m であり、高さ 11 m、幅 9 m のラジアルゲート 2 門を設置する。シュート部全長は 210 m で巾は始点から終点までに 20.5 m から 15 m に暫縮させ、終端にフリツブバケットを設ける。

設計洪水量は確率 100 年洪水量を 2 割増しして求められた $1,300 \text{ m}^3 / \text{sec}$ である。余水吐は、貯水池水位が満水位標高 1530 m でゲートを全開した時設計洪水量 $1,300 \text{ m}^3 / \text{sec}$ を流出する様設計した。また異常洪水量 $1,560 \text{ m}^3 / \text{sec}$ も、貯水池水位が標高 1531.5 m に上昇するが、安全に流下させる様にした。

4.5 節でクリーガー公式によつてピーク洪水流入量 $2,330 \text{ m}^3 / \text{sec}$ を求めたが、余水吐は貯水池の貯留効果を考慮して、この洪水をもサーチャージ水位 1532.7 m と最大越流量 $1,880 \text{ m}^3 / \text{sec}$ で安全に流下させることが出来る。この結果を付録Ⅱ、図 A-2-8 に示す。

余水吐の工事には、大きな切り取りを必要とし、かなりの量の堀削岩が生ずるが、これらの多くは、ダム盛立て用ロック材として使用できる。余水吐の詳細を DWG No 5 と No 6 に示す。

7. 2. 2 水 路

1) 取 水 口

取水口はダム上流 200 m の右岸地点に置き、その構造はベルマウス型呑口とゲート用斜坑から成り、断面型漸変部を経て円形圧力トンネルに取りつける。入口には固定ちり除け格子を設け、敷高は設計堆砂面より 1 m 余裕をとり標高 1,471 m とした。入口断面は最大取水量 $13.1 \text{ m}^3 / \text{sec}$ を取水する時でも流速が $0.5 \text{ m} / \text{sec}$ を越えない様に設計した。取水口の開閉は、高さ 5 m、幅 3 m の傾斜ローラーゲートを用い、斜坑を通じて巻上げ機によつて操作する。堆砂量

の正確は推定が難しいので、堆砂で取水口が詰まるのを防ぐため取水口前面には角落しを設けられる様な構造物とすることが望ましい。

2) 導水路

全長 5,800m の導水トンネルは、上流側 600m の区間は粘板岩及び砂岩－粘板岩の互層、中間部 2,400m の区間は花崗岩、そして下流側 2,800m の区間は大部分が砂岩と石英岩から成る弱変成岩帯を通過する。

ダムの右岸側の破碎層を通る上流部 600m 区間の掘削には、相当な支保工が必要であると思われる。中間部 2,400 m の区間は、十分な地山の被りがとれ、又、塊状花崗岩の中を通るので特に大きな問題はないと思われる。下流側の 2,800m の区間も、サージタンクが置かれる終端部の約 300m 区間は断層にあたり、この区間を掘削する際相当な支保工を必要とする以外には問題は少ないと思われる。

導水トンネルは円形の圧力トンネルとし、経済性と施工性を考え最小施工断面の内径 2.5 m とした。支流シム川の水を取水するために取水口より 1,600m 下流に、溪流取水設備を設け、導水トンネルに取り入れる。トンネルの全長は 5,800m である。導水トンネルは 2 本の作業坑により 1,600m と 4,200m の 2 区間に分けて施工するものとする。トンネルの縦断形状は施工中の排水及びトンネルの動水勾配を考慮して決定した。即ち、取水口よりシム取水口までを $1 / 300$ 、そこより 2,100m までの区間を $1 / 2,000$ 、又さらにサージタンクまでの区間を $1 / 300$ とした。

3) サージタンク（調圧水槽）

サージタンクは上部、中部、下部水室とサージ立坑からなる水室式サージタンクとする。上部水室は円形のタンクとし、貯水池水位が満水位の時に全負荷がしや断された場合にも十分に対応できる容量を持つ。又下部水室は 2 本の円形トンネルより成り、貯水位が最低水位時に負荷が半負荷から全負荷に急増した場合に対応できる容量を持つ。中部水室はサージ立坑内の急激な水位変動を防ぐため上部と下部水室の間に設けることとした。

4) 水圧鉄管路

水圧鉄管路は標高 1,300m 以上の区間は砂岩上を、それ以下は砂岩と片岩の互層の上を通る。この岩は、数メートルの崖錐によつて覆われている。断層に近い鉄管路最上部を除けば、一般

に岩盤状態は良好である。

サージタンクと発電所の間に通水量 $13.1\text{ m}^3/\text{sec}$ をもつ鉄管路 1 条を設置する。鉄管路全長は $1,335\text{ m}$ で、そのうち上部と下部の各々 1.70 m と 255 m の区間は、トンネル内に設置し、中間部 910 m は地上に設置する。

鉄管路は、上部鉄管トンネル終端部にバタフライバルブを設け、又発電所の手前で球分岐によつて 2 条に分ける。

鉄管の内径は、経済計算の結果下流に向つて 1.9 m から 1.25 m まで漸縮する様設計した。

下部のトンネルは電力ケーブルダクトや地下発電所の建設、保守及び通気のために利用するため所要径より大きく設計した。

5) 放水路トンネル

放水路出口は、マンドウ川の左岸側、ラプティ川との合流点より上流約 500 m の地点に設置した。地下発電所より出口までの放水路の長さは約 1.0 km となる。

放水トンネルの地質は、上流側 $2/3$ は砂岩と片岩の互層であり、その下流側は北東に傾斜する強固な砂岩である。この地点の地層は 曲の片翼に当たるが、地表の露頭でみる限り特に著しい弱化は認められない。

放水路は、高さ 2.6 m 巾 3.3 m の扁平馬蹄形断面とし自然流下式とした。

放水路の敷勾配は $1/1,000$ とした。

6) シム溪流取水工

クリカニ川の一支流であるシム川は、取水口下流約 1.6 km 下流の地点で導水トンネルを横断する。シム溪流取水口の位置はクリカニ川の合流点より 0.9 km 上流の地点とし、流域面積約 7 km^2 の流量を導水トンネルに取り入れる。

取水設備は取水堰、取水口、沈砂池及び立坑より成る。取水堰は、高さ約 6 m 全長 20 m のコンクリート構造物とし、越流頂標高は $1,548\text{ m}$ と定めた。取水堰の直上流に設ける取水口より取り入れる水は、沈砂池を経て立坑を通じ導水トンネルに導く。

7) チャツケル溪流取水工及び導水路トンネル

チャツケル川も又クリカニ川の一支流であり、クリカニダム地点より約 5 km 下流でクリカニ川と合流する。チャツケル取水地点はクリカニダム地点の東約 3.5 km にあり、その流域は約 23 km^2 である。取水設備は、取水堰、取水口、沈砂池より成る。取水堰は高さ 12 m 長さ 58 m のコンクリート構造物とし、越流頂の標高は $1,534.3\text{ m}$ と定めた。取水堰の直上流に設ける取

水口より取入れる水は沈砂池を経て長さ約 2 kmの導水トンネルによつてクリカニ貯水池に導く。導水トンネルは高さ 1.8 m、幅 1.8 mの半円矩形断面とし自然流下式とした。

7. 2. 3 発電所及び屋外開閉所

発電所はマンドウ川とラプティ川の合流点から 1.5 km北東に置き、地表面下 300mの地下式とした。

地下発電所附近の地質は、片岩質砂岩、砂岩、黒雲母片岩及び粘板岩の互層である。砂岩系は一般的に硬岩から中硬岩程度である。黒雲母片岩と粘板岩ははつきりとした層理を呈し、中硬質だがもろい。この地点の地層の走向は北西－南東方向で、傾斜は南側では北東に 30°から 40°、北側では南西に向つている。これは地層がゆるやかな向斜構造をなしている事を示しているが、走向・傾斜がもつと変化に富んでいる東側の代案地点に比べればこの地点はより安定しているといえる。

地下発電所の建屋は長さ 43 m、幅 14 m、高さ 26.2 mで、ここに 30,000 kw 2 台の水車発電機を設置する。各水車は立軸四射ペルトン水車で、定格有効落差 550m、定格流量 6.55m³/sec の下で定格出力 30,600 kw である。定格回転速度は毎分 600回転である。発電機は立軸三相回転界磁型、定格容量 35,000KVA で水車に直結される。

二基の主要変圧器は三相送油風冷式で定格容量 35,000KVA で高圧側巻線は 66KV 又は 132 KV に使用できる様にし、下部鉄管トンネルの入口附近の台地上屋外開閉所に設置する。

発電電圧は 11KV から 66KV の送電電圧（将来は 132KV）に昇圧され、この電力は屋外開閉所で 66KV 送電線に接続される。

発電所と屋外開閉所を連結するために下部鉄管路には電力及び制御ケーブルが設置される。この発電所は常時は屋外開閉所に設けられた制御室から運転され、発電所内には運転要員を置かないことにする。

7. 2. 4 送電線及び変電所

クリカニ第 1 発電所の発生電力の送電には、ヒタウラ経由カトマンズービルガンジ間の既存 66KV 2 回線送電線を利用できるが、屋外開閉所と既線送電線を接続するために 200m の支線を新しく設置する。しかし、第 2 発電所完成後は新しく 132KV 送電線が必要である。

又、2 基の 35,000KVA変圧器を既存のカトマンズにある変電所に増設しなければならない。

7・3 施工計画

7.3.1 準備工事

本工事に先行して、工事用道路、給水設備、電力設備、通信施設、事務所及び宿舎等の準備工事を行なわなければならない。

1) 工事用道路

カトマンズとインド国境間を走る幅員 6 m の幹線道路と、その途中バインセドバンから発電所予定地点に至る幅 5 m、長さ約 10 km の砂利敷道路は搬入路として利用できる。しかしこの砂利敷道路はその区間にある橋梁とともに、工事用重機械や発電機器搬入が可能な様に改修し又雨期に於ても通行可能な様にする必要がある。

さらに発電所地点からダム地点まで、幅員 5 m、延長約 20 km の工事用道路を新設しなければならない。

採石場、土取場、トンネル作業坑等の各作業区にも幅 5 m、総延長約 5 km の工事用道路を必要とし、又ダム地点から約 500m 下流のクリカニ川に工事用の橋梁を建設する。

2) 電力設備

工事用及び宿舎用の電力は既設 66KV 送電線から供給することにする。仮設変電所を設け、そこから 6.6 KV 線によつて各工事現場に配電する。所要ピーク電力は 2,100kw と推定され、変電所には 3,000 KVA の変圧器を置く。

3) 給水設備

工事用水及び飲料水はそれぞれの工事区に近いクリカニ川又は溪流の水をポンプアップして用いる。

4) 通信設備

クリカニとカトマンズ間の連絡のために工事専用無線通信設備を設置する。又宿舎、事務所及び各工区間には電話網を配置する。

7.3.2 河川付替工事

ダム本体工事に先行し、ダム左岸取付部の下に内径 6.6 m、長さ 430m の標準馬蹄形断面をもつた仮排水トンネルを施工する。通水能力は 20 年確率洪水に相当する 580m³/sec と定めた。

トンネルは上部半断面式掘削工法により施工する。

仮排水路トンネル完成後直ちにクリカニ川の水はトンネルに付替えられるが、ダム本体工事完了後、トンネルはプラグコンクリートによつて閉塞される。

7. 3. 3 ダム本体工事

河川付替工事に引き続き、本ダムの上流側と下流側に仮締め切りダムを建設する。この工事は一乾期中に終了する必要がある。ダム本体基礎、河床部の堀削は付替工事終了後、仮締め切りダム工事と並行して行い、ダム左右岸取付部の堀削は河川付替工事以前に行う。

基礎部堀削の後、カーテングラウト工事はコア材盛立に先行して行われる。

仮締め切りダムを含めたダムの総盛立て土量は 3,500,000 m³ である。ダム本体盛立て工事には約 27 ヶ月間を必要とし、月間盛立て量は平均 130,000 m³、最盛期 250,000 m³ と推定される。

ダムの基礎堀削と盛立て工事は 2 m³ 級パワーショベル、30 トン級大型ダンプトラック等の施工用重機械を用いて行われる。32 トン級ブルドーザー又、コア及びフィルター部の締め固めには、20 トン級タンピングローラー及び 22 トン級タイヤローラーが用いられる。

不透水性コア材料は、ダム地点より 200m から 1,000m 離れた数ヶ所の土取場よりダンプトラックによつて運搬される。ロック材及びフィルター材はダム地点より 500m から 1,500m 離れた採石場よりダンプトラックによつて運搬される。

余水吐はダム左岸側に設けられ、工事は本ダムと並行し本ダム完了までには完成しなくてはならない。余水吐のコンクリート打設工事は越流部分より始め下流のフリップバケットに向けて順次進められる。

土砂及び風化岩の堀削は油圧リッパ付ブルドーザーによつて行う。硬岩の堀削にはクローラードリルを用い、ベンチカット方式を採用する。余水吐頂部、橋脚、橋げた及び側壁のコンクリートはトラッククレーンあるいはクローラークレーンを使用しコンクリートバケットにて打設し、スラブとシュート部はムカデコンベアーあるいはシュートを使用する。

7. 3. 4 導水トンネル

全長 5,800m の導水トンネルは、工程確保のため途中に作業坑を設け 2 つの工区に分けて施工する。ひとつの工区はそれぞれ上流側と下流側より掘り進むものとする。最も長い工区は 4,200m となる。

トンネル堀削には主としてレッグドリルとロッカーショベルを用い、全断面堀削方式により施工する。堀削ずりの搬出には蓄電池式機関車とトロツコが用いられる。堀削後コンクリート巻立て、モルタルグラウト及び高圧グラウトを行う。

7. 3. 5 水圧鉄管

水圧鉄管路は上部水平トンネル部、明り部分及び下部傾斜トンネル部の3区に分かれる。上部水平トンネル部分の施工は導水トンネルに準じて行う。明り部分の堀削は主としてパワーショベルとブルドーザーによつて行う。下部傾斜トンネル部の堀削は上口と下口の両方より掘り進み、上口からの堀削にはレッグドリル、ウインチ、マツカー等を用い、又下口からの堀削には電動レイズクライマー、ずり積み機、ダンプトラック等が用いられる。明り部分のコンクリート打設はトラッククレーン、ウインチ、アジテータートラックの組合せにより行なわれ傾斜トンネル部はコンクリートプレサーにより行う。鉄管の据付けはトラッククレーンとウインチの組合せにより行う。

7. 3. 6 発電所

地下発電所の建設にあつて、まず長さ500mの作業坑を建設し、この作業坑中より発電所アーチ部へも作業坑を通す。発電所は天井アーチ部より堀削を開始しコンクリート巻立て完了後本体の堀削を開始する。本体は下部へ向けて堀削と側壁コンクリート打設を交互に繰り返して施工する。工事期間中のずり搬出と資機材搬入は作業坑を通じダンプトラックによつて行う。

主な工事機械は、パワーレッグドリル、ショベル、ロツカーショベル、ダンプトラック、コンクリートプレサー、エアーコンプレッサー等である。

7. 3. 7 放水路

放水路の施工は、導水路トンネルの施工に準じて放水路出口側と発電所側より行なわれる。

7・4 建設機械とプラント

本工事には、コンクリート資材として約70,000 m^3 及びダムのフィルター材料として約420,000 m^3 の砂利を必要とする。7.2節で述べた様に、これらの砂利を河床堆積物から得ることは難しい。従つて、これらはダム地点下流500mの採石場と、ダム地点から1.5km離れたデオラリの北東山腹にある風化岩より得られる材料を用いて製造する。

400トン/時のクラッシングプラントをダム地点から500m下流の左岸側台地に設置し、これにより全てのコンクリート骨材とダムのフィルター材とを生産する。ダム、余水吐、取水口、チャツケル取水工とトンネル、導水トンネル上流区間等のコンクリート打設用に、30 m^3 /時のコンクリートプラントをクラッシングプラントに隣接して設置する。又発電所、水圧鉄管、導水トンネル下流区間、放水路のコンクリート打設用に15 m^3 /時のミキシングプラントを発電所坑口附近に設置する。

工事に使用する主な工事機械とプラント類を表 7-1 に示す。

7・5 建設資材

本工事に使用する主な資材は、概ね以下の如くである。これらの資材は殆んど外国より調達される。

セメント	；	25,000	ton
鉄筋	；	4,500	”
支保工	；	1,000	ton
鉄管	；	1,000	”
ちり除け格子	；	20	”
ゲート	；	260	”
爆薬	；	1,200	”
燃料	；	15,000	kl

7・6 工事工程

図 7-1 に示す様に工事期間は実施設計、入孔、業者乗り込み準備工事等を含め 5 年半に及び、現場での本工事には 4 年間を必要とする。

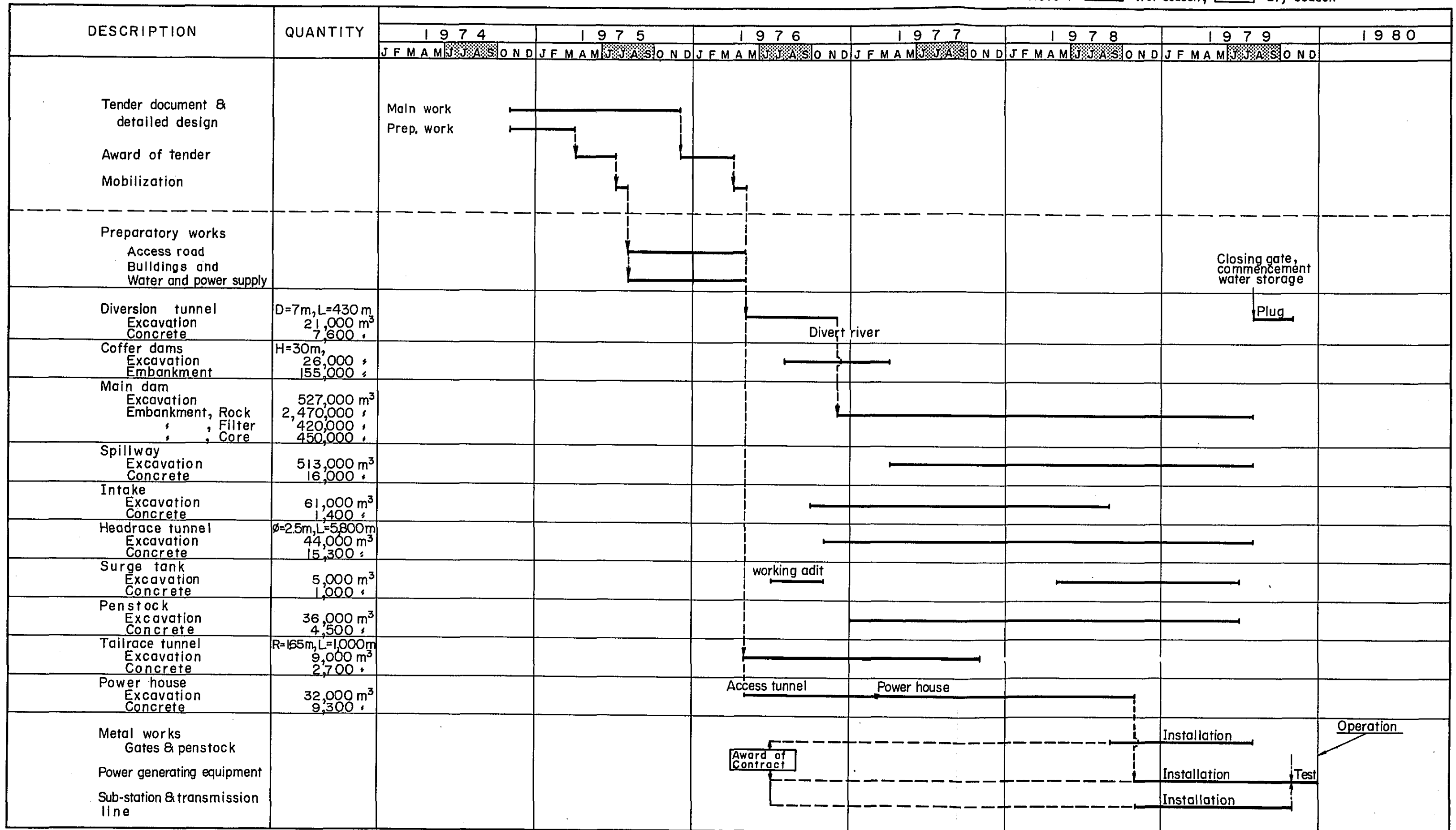
本工事のための実施設計と入札書類の作成の為にはさらにダム地点、サージタンク、地下発電所等の詳細地質調査を行なわなければならないので約 1 年を必要とする。一方、建設期間をできるだけ短縮するために、準備工事は本工事の契約とは分けてできるだけ早く着工することが望ましい。

表 7 - 1

主要工事用機械とプラント

No	項 目	容 量	台 数
1	Crushing plant	400 t/h	1 set
2	Concrete plant	28 c f t × 2	1 "
3	—do—	28 c f t × 1	1 "
4	Power shovel	2 m ³	5 nos.
5	—do—	1.2 "	4 "
6	Dozer shovel	2 "	2 "
7	Bulldozer w/ripper	27 t	5 "
8	Bulldozer	17 "	10 "
9	Sheep foot roller	20 "	2 "
10	Dump truck	30 "	30 "
11	—do—	15 "	10 "
12	Ordinary truck	10 "	15 "
13	Crawler drill	5 "	8 "
14	Rocker shovel	0.4 m ³	8 "
15	Battery locomotive	4 t	5 "
16	Air compressor	160 p s	5 "
17	—do—	200 "	5 "
18	Concrete pump	20 m ³ /h	6 "
19	Boring machine	100m・65φm/m	15 "
20	Crawler crane	30 t	1 no.
21	Truck crane	25 "	1 "
22	Raise climber	200 m	1 set
23	Tire roller	22 t	1 no.
24	Tractor & trailer	30 "	1 "
25	Motor grader	12 "	3 nos.

Note : Wet season, Dry season



工事費及び運転維持費

8・1 建設工事費

クリカ＝第1発電所の総工事費は5,300万米ドルである。このうち4,800万米ドルが外貨分で、残りの1,000万米ドルが現地貨分である。この総工事費には建設期間中の利子は含まれていない。

工事費積算に当っての条件を下記に示す。

－価格は1974年7月の市場価格に基づいている。

－外貨交換率は下に示すとおりとする。

1米ドル＝10.56ネパールルピア＝300円

－工事数量は本書添付図面に示される予備設計に基づいて算出した。

－建設工事は、国際競争入札により選ばれる請負業者によって行われるものとした。工事単価の算出に当っては、直接工事費（人件費、資材費、建設機械の運転及び償却費等）と間接工事費（請負業者の管理運営費等）を各主要工種ごとに計算してこれを定めた。

－現地通貨分には用地補償費、人件費、木材、石材、石油等の現地調達資材費、更に工事現場までの内陸輸送費が含まれる。

－ネパール政府による一般管理費、及び外国コンサルタントによる詳細設計費と工事監督費の合計は直接工事費の10%とした。

－予備費としては物価値上がり分も含めて工事費の約20%を見込んである。

建設工事費の内訳概要を次表8-1に示す。

表 8 - 1

工 事 費 一 覧 表 (1,000米ドル)

工 事 項 目	外 貨	内 貨	合 計
<u>準 備 工 事</u>	1,950	850	2,800
工事用道路 (20Km)、建屋、サービス施設			
<u>ダム及び余水路</u>	16,880	2,640	19,520
仮排水路 (L=430m、D=6.6m)、 コファーダム、ダム (傾斜心壁型ロックフィル、 高さ107m) 余水路 (フリップバスケット付き開水路)			
<u>水 路</u>	4,960	1,130	6,090
取水口、圧力導水路 (L=5.8Km、D=2.5m) サージタンク、水圧管路 (L=1.3Km、一条)			
<u>発 電 所</u>	1,500	500	2,000
連絡用トンネル、地下式発電所			
<u>放 水 路</u>	410	110	520
<u>発 電 機 器</u>	5,580	620	6,200
30,000KW×2台			
<u>送電線 (0.2Km) 及び変電所増設</u>	1,220	300	1,520
<u>溪 流 取 水 工</u>	780	170	950
取水堰、および導水路 (2.3Km)			
小 計	(33,280)	(6,320)	(39,600)
<u>一般管理費、技術費、補償費</u>	2,770	1,800	4,570
小 計	(36,050)	(8,120)	(44,170)
<u>予 備 費 (約 20%)</u>	7,250	1,580	8,830
合 計	43,300	9,700	53,000

8・2 年度別所要資金

建設資金は工事完成までの4年間にわたって、各年度ごとに配分されるが、その各年度別の所要資金は、第7.3節に述べた建設工程計画に基づいて算出され、その結果は表8-2に示すとおりである。

表8-2 年 度 別 所 要 資 金 (1,000米ドル)

年 度	外 貨	内 貨	合 計
第1年度	3,900	1,000	4,900
第2年度	6,500	1,300	7,800
第3年度	18,800	4,200	23,000
第4年度	14,100	3,200	17,300
合 計	43,300	9,700	53,000

8・3 運転維持費

クリカ=第1発電所の運転管理は電力省の電気局が担当する。この電気局はネパールの電力開発の計画及び実施機関である。

運転維持費には発電所を支障なく運転するのに必要な人件費、器具資材費、機器の更新費及びその他の費用が含まれる。運転維持費は年均等費用として以下に詳述されるように36万米ドルと見積られる。

(a) 人 件 費

以下に示すような職員が発電所の運転管理を担当するものとする、一年間に必要な人件費は15万米ドルとなる。クリカ=第1発電所が接続される現存の66KV送電線の管理には職員の増加は必要としないが、この計画によって70MVAの拡張が行われるカトマンズにある変電所には人員の増加が必要となる。

人 員 配 置 計 画

1－所 長

1－次 長

(一般管理及び会計)

1－主 任

4－事 務 員

1－タ イ ピ ス ト

2－倉 庫 管 理 人

4－運 転 手

3－警 備 員

(運 転 要 員)

発電所 3 交替、1 予備員

4－主 任

1 2－運転要員 (電気関係)

1 2－運転要員 (機械関係)

ダム、取水口

2－ゲート操作員

変 電 所

6－運転要員 (カトマンズ変電所増設に伴う増員)

(保 守 要 員)

1－主任 (電気)

1－主任 (機械)

1－主任 (土木)

1 0－作 業 員

6 6 人 合 計

1 5 0,0 0 0 米ドル

(b) 営 繕 費

ゲート、水圧鉄管、発電機器、その他の営繕年経費は9万米ドルで、その内訳は下表に示すとおりである。

ダム、余水路、貯水池	30,000米ドル
発 電 所	50,000米ドル
送電線、変電所	10,000米ドル
合 計	90,000米ドル

(c) 機器更新費用

発電機、現存の66KV送電線に接続するための新規送電線、カトマンズの変電所に新規設置される変圧器の経済耐用年数は35年とする。運転開始から35年後の取替費用はこれらの機器に対する投資額に等しい772万米ドルとすると、年取替費用は割引率8%で評価期間50年として4万米ドルと計算される。

(d) その他の年経費

保険や事務経費等のその他の経費として年額約8万米ドルを必要とする。以上(a)~(d)までのまとめを下表8-3に示す。

表 8 - 3

運 転 維 持 費

労 務 費	150,000米ドル
保守、営繕費	90,000米ドル
取 替 費	40,000米ドル
そ の 他	80,000米ドル
合 計	360,000米ドル

経済効果及び財務分析

9・1 概 要

この計画はCNPS系統下の電力需要中心地における増大する負荷に対処するために、水力発電を第一義目的とするものである。この計画は年間、 165×10^6 瓩の一次電力と 46×10^6 瓩の二次電力を供給し、又常時ピーク出力は、年間最大ピーク負荷が起こる1月と2月の間は貯水池水位は定格水位以上を保っているので、設備容量に等しい60,000kWである。

この計画によって発生する電力に加えて、現在流れ込み式発電所でピーク時以外に無効となっている電力が、クリカ＝第一発電所のピーク時運転によって、有効に使われることが可能になる。その電力量は6.5節で述べたように年間 97×10^6 瓩である。

この章ではこの計画で発生する電力の便益のみを考慮した経済・財務分析を行うこととする。実際にはこの計画の便益は電力の他に、カトマンズとインド国境間の道路の改良、将来、ラブティ川沿いに開発される水力発電による便益、ラブティ下流域における農業、工業用水供給による便益、クリカ＝貯水池の養殖漁業による便益等があげられる。これらの便益は本計画完成後直ちに発生する便益ではないので除外してあるが、これらの潜在便益の顕在化は将来の地域開発計画に大きく依存していると言える。また、この計画は代替案としての石炭火力発電所の場合と比較して、燃料の消費を行うことがなく、結局はかなりの程度、貴重な外貨の流出を防ぐことに貢献することができる。

計画の経済評価は本計画に要する費用と、代替火力発電の費用を比較することによって行われる。財務分析は、売電利益と債務返済を勘案しこの計画の債務返済能力の是非を検討するものである。

9・2 経済効果の検討

9・2・1 概 要

計画の経済効果算定の際の割引率は一般に8%前後が採用される。しかしネパールにおける資本の機会費用は他のアジア諸国と比べて多少低いと思われることと、今までのネパールの資

本集約的プロジェクトのほとんどが、贈与あるいは贈与に近い条件で実施されていることを考えると適当な割引率は8%より低いものと考えられる。しかしながら本計画の経済評価にも8%の割引率を用いることとしたがこれは控え目な見積りであろう。

この計画の耐用年数は運転開始から50年とする。

9・2・2 単位電力価値

水力発電計画の電力の便益は、代替火力発電のうちで最も廉価に電力を供給できる発電所の費用をもって評価される。ネパールにおける代替火力発電所としては、インドで広く採用されている石炭火力で、その設備容量は3万KWを考えた。この代替火力発電によるKW当り建設費用とKW当り運転費用は、そのまま、この計画の発生電力のKW当りの価値及びKW当りの価値を評価でき表9-1に示すごとく各々73米ドル/KW、20米ミル/KWと算定された。

9・2・3 インドへの電力輸出

インドの電力市場は大きく、その年間伸び率は10%以上である。もし、ネパールで生産される電力が、インドでの電力供給費用に比べて魅力的な価格で提供されるならば、インドは電力輸入に踏み切るものと考えられる。

現在、ネパール・インド両国政府の合意に基づきわずかではあるが電力の売買が行われている。その料金は20米ミル/KWであるが、最近の世界的石油事情にかんがみ料金の補正が近い将来行われることが予想される。

表 9 - 1

KW 価 値 と MW 価 値

(30,000KW の石炭火力プラント)

(1) KW 価 値

建設費単価	500ドル/KW
割 引 率	8 %
(i) 25年資本回収率	9.4 %
(ii) 運転管理費	2.5 %
(iii) そ の 他	0.5 %
(i)から(iii)の合計	12.4 %
KW補正係数	1.173 ^{<1}
KW 価 値	$500 \text{ドル/KW} \times 0.124 \times 1.173 = 73 \text{ドル/KW}$

(2) MW 価 値

石炭消費量	0.645Kg/MW ^{<2}
石炭価格	30ドル/ton
MW補正係数	1.028 ^{<1}
MW 価 値	$0.030 \text{ドル/Kg} \times 0.645 \text{Kg/MW} \times 1.028 = 20 \text{ミル/MW}$

<1 補 正 要 素

	水 力	火 力
1次変電所までの送電ロス	5.0 %	2.0 %
所内電力消費	0.3	6.0
事故による脱落	0.5	5.0
補修 (オーバーホール)	2.0	10.0

$$\text{KW補正係数} = \frac{(1-0.05)(1-0.003)(1-0.005)(1-0.02)}{(1-0.02)(1-0.06)(1-0.05)(1-0.10)} = 1.173$$

$$\text{補正係数} = \frac{(1-0.05)(1-0.003)}{(1-0.02)(1-0.06)} = 1.028$$

<2 1972年、インドの中央電力局発行の第7年次電力事情報告書から得られた値の平均値である。

クリカ＝第1発電所で発生する一次電力は、運転開始後の^{<1}数年間を除いて、ネパール国内で全て消費されるので、インドに輸出されるのは二次電力となる。この種の電力は発電に要する燃料の節約分に等しいから、それ以下の価格で売られると考えられる。

インドの東部及び西部では低廉な石炭があり、この地域の総設備容量に占める石炭火力の割合はかなり大きい。ネパール国境に近いインドの火力発電所での石炭の価格はトン当たり22.5米ドル、また石炭消費量は1000当たり0.645Kgと仮定し、燃費代替費用として1000当たり14.5米ミルと計算される。

上記のことから、電力輸出価格は12米ミル^{<2}/1000を採用することとし、余剰電力のうち半分がインドに輸出されるものと仮定した。

<1：完成後数年間は一次電力の輸出が可能であり、この価格は二次電力で仮定した価格より高いはずである。しかし、この点に関しては、輸出電力価格は控えめに見て全て二次電力価格と等しいものとして経済財務分析を行った。

<2：二次電力の輸出価格としては、12米ミルから15米ミルの範囲にあるものと思われる。ここでは仮に1000当たり12米ミルとした。

9・2・4 便 益

運転開始後数年を経た後のこの計画の便益は、以下に示すように、年間736万米ドルである。

KW 便 益	$60,000 \text{ KW} \times 7.3 \text{ ドル/KW}$	$= 4,380,000 \text{ ドル}$
1000 便 益		
一次電力	$165 \times 10^6 \text{ 1000} \times 0.02 \text{ ドル/1000}$	$= 3,300,000 \text{ ドル}$
二次電力	$46 \times 10^6 \text{ 1000} \times 0.5 \times 0.012 \text{ ドル/1000}$	$= 280,000 \text{ ドル}$
年間便益		$= 7,960,000 \text{ ドル}$

運転開始後の数年間の便益は下に示す表9-2のとおりである。これは、3万KWの代替火力発電所との比較需要の伸び率を勘案して計算されたものである。

表 9 - 2

便 益 の 経 年 変 化

年 度	容 量 (KW)	一次電力 (× 1 0 ⁶ KW)	輸出電力 (× 1 0 ⁶ KW)	年間総便益 (× 1 0 ³ 米ドル)
1 年 目	30,000	50	81	4,160
2 年 目	30,000	80	66	4,580
3 年 目	30,000	108	52	4,970
4 年 目	60,000	138	37	7,580
5 年 目	60,000	162	25	7,920
6 年目以降	60,000	165	23	7,960

以上から、年均等便益は、耐用年数 50 年、割引率 8 % で、722 万米ドルと計算される。

9・2・5 費 用

年経費（年費用）は、資本回収費（年間資本回収費用）、運転維持管理費および更新費によって構成される。

年当り資本回収費は下表 9 - 3 に示すように 469 万米ドルである。

表 9 - 3

年 資 本 回 収 費

年 度	投 資 額 (1 0 ³ ドル)	利 子 (× 1 0 ³ ドル)	利子を含めた投資額 (× 1 0 ³ ドル)
1 年 目	4,900		4,900
2 年 目	7,800	390	5,290
3 年 目	23,000	1,050	14,140
4 年 目	17,300	2,970	40,110
計	53,000		57,410

建設期間中の利子を含めた総投資額； 57,410,000ドル

資本回収係数（割引率6%、耐用年
数50年）； 8.174%

年資本回収費； 4,690,000ドル

運転維持管理および更新費用は8.3節で述べたように年間36万米ドルである。従って、この計画の年経費は505万米ドルと算定される。

9・2・6 便益－費用比率と内部収益率

便益－費用比率は1.43で、この計画が経済的にフィージブルであることを示している。

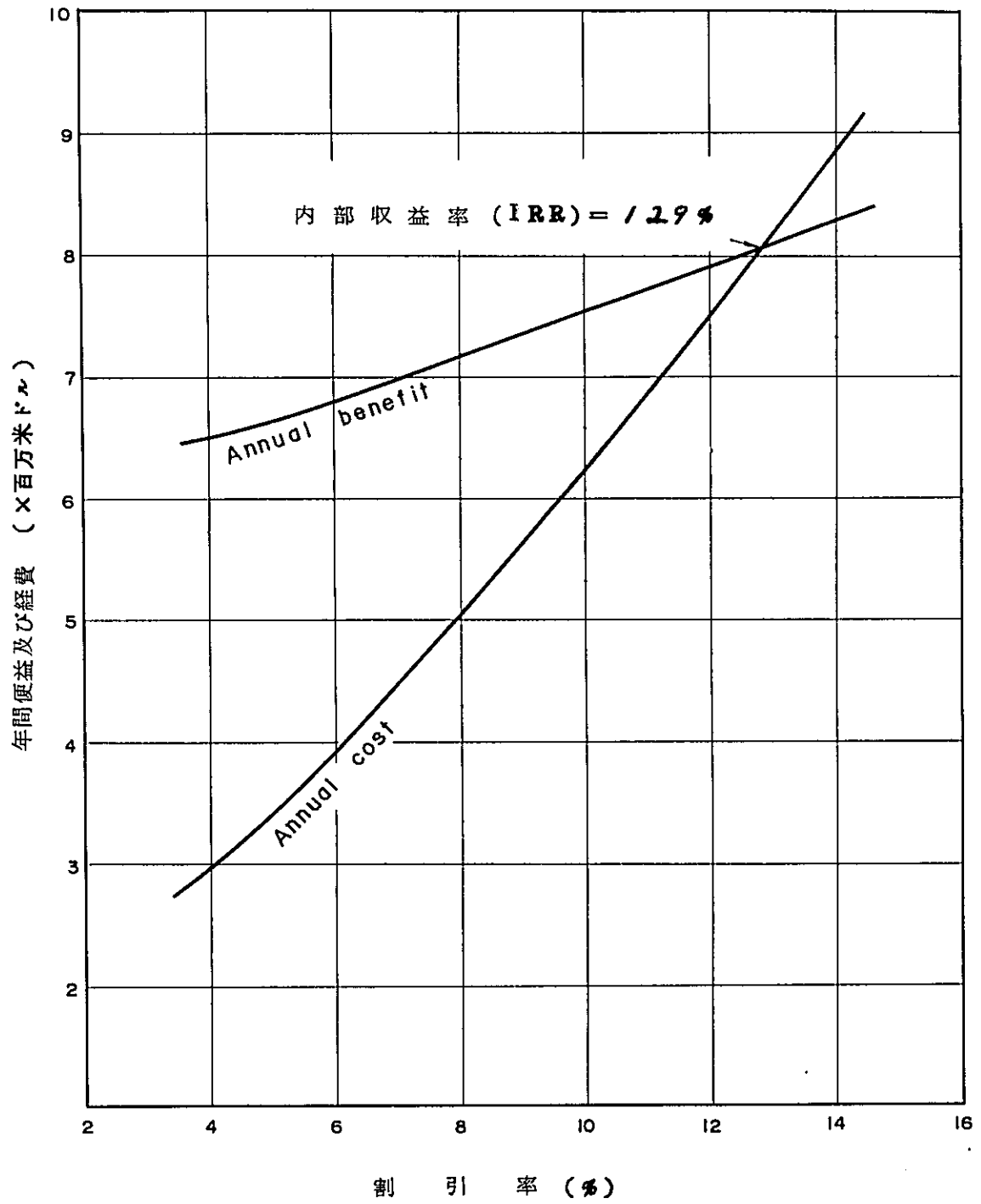
内部収益率は今まで述べた方法を異なった割引率で計算することによって得られる。その結果を表9－4に示す。この計画が経済的にフィージブルであることは、内部収益率が12.9%であることによっても十分認められる。種々の割引率を用いて算出されたこの計画の便益および費用計算の結果は図9－1にも示してある。

表9－4

種々の割引率での便益・費用

割引率(%)	4	6	8	10	12	14
KW価値(ドル/KW)	55	63	73	82	93	103
KW便益(×10 ³ ドル)	3,090	3,460	3,920	4,310	4,760	5,170
KW便益(×10 ³ ドル)	3,400	3,350	3,300	3,240	3,190	3,140
合計	6,490	6,810	7,220	7,550	7,950	8,310
資本回収費(×10 ³ ドル)	2,570	3,570	4,690	5,910	7,170	8,530
運転維持管理費(×10 ³ ドル)	410	380	360	350	340	330
合計	2,980	3,950	5,050	6,260	7,510	8,860
余剰便益(×10 ³ ドル)	3,510	2,860	2,170	1,290	440	-550
便益－費用比率	2.18	1.72	1.43	1.21	1.06	0.94

図 9 - 1 内部収益率



9・2・7 圃当り費用

クリカニ第1発電所は年間 165×10^6 圃の一次電力を発生する他に、既存の流込み式発電所に潜在する電力 97×10^6 圃を利用可能にするものである。従って、この計画によって生みだされる年間電力量は 262×10^6 圃と見做すことができる。供給系統下のカトマンズ変電所での受渡し電力量は送電ロス 3.5% を見込んで、 253×10^6 圃とした。運転開始後の数年間に起る需要不足を考慮して、年換算電力量を計算すると 222×10^6 圃となる。カトマンズ変電所渡しの圃当りの費用は、この計画の耐用年数を50年として、22.7米ミルであり、これは年経費の505万米ドルを年売電量 222×10^6 圃で割ることによって得られる。もし上記の計算に加えて二次電力量を考慮するならば、圃当りの費用は20.7米ミルになる。ただしこれらの計算は割引率 8% 、計画耐用年数50年と言う条件で行ったものである。

現在計画中のデビガット水力発電所の圃当りの費用は、割引率 6% と耐用年数50年を用いて、約18米ミルと報告されている。

従って、クリカニ第1発電所はこのデビガット発電所と充分比較に耐えうる計画であることが判る。デビガット水力発電所は流れ込み式発電所でクリカニ第1発電所に先だって実施されることになっている。

9・2・8 感度分析

感度分析は以下に示す3つのケースと、これらを組合わせたケースについて行った。

- (a) 費用が 15% 上昇した場合
- (b) 費用が 30% 上昇した場合
- (c) インドが余剰電力を輸入しない場合

上記の感度分析の結果は表9-5にまとめられている。また図9-2にグラフとして示されている。便益-費用比率の最っとも低いケースとしての(b)と(c)の組合せでも、その比率は1.04を示し、この計画の経済的妥当性を示している。

図 9 - 2 . 感 度 分 析

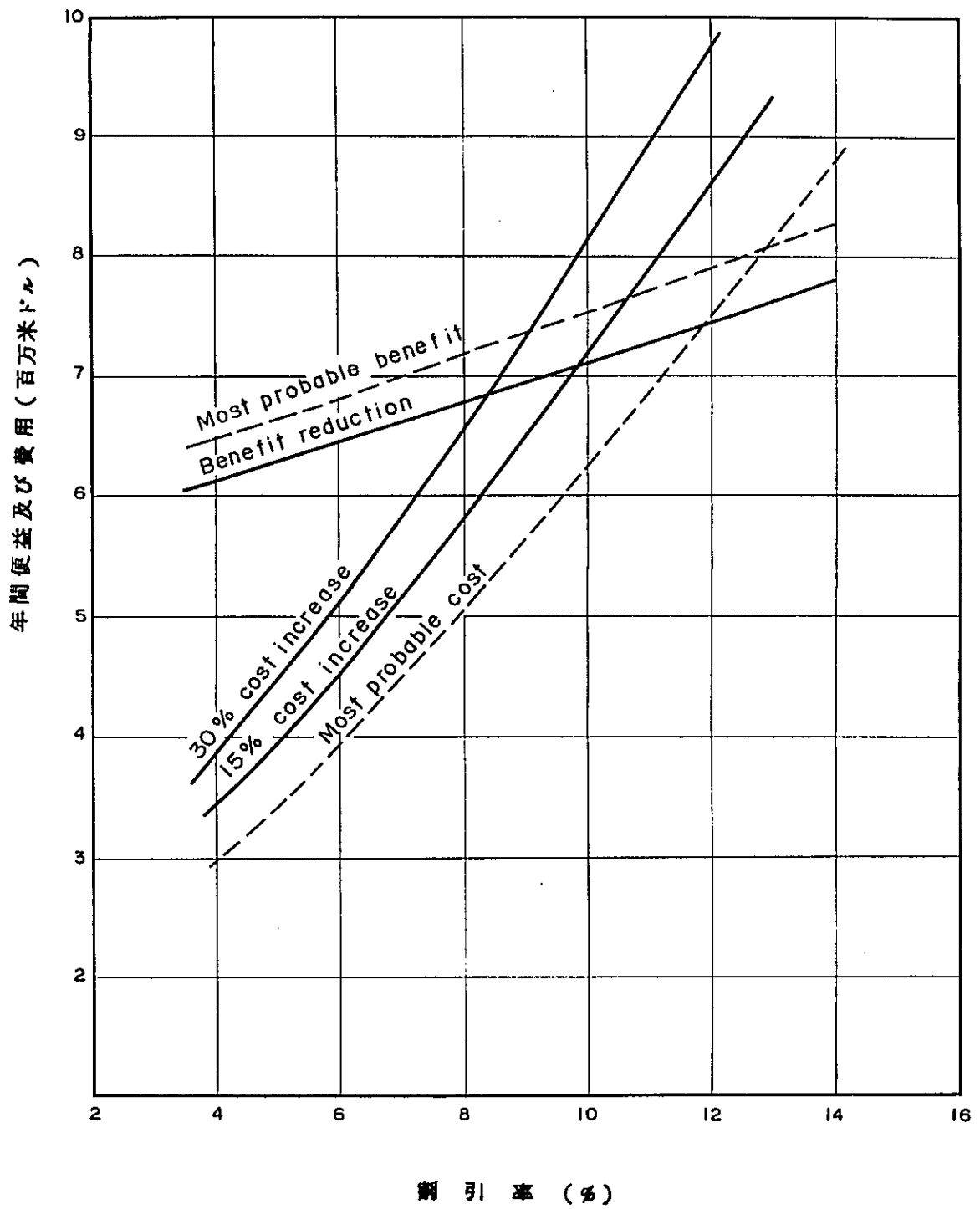


表 9 - 5

感 度 分 析

割 引 率 (%)	4	6	8	10	12	14
<u>費用 (×10³ ドル)</u>						
正 常	2,980	3,950	5,050	6,260	7,510	8,860
(a) 1.5% 上昇	3,430	4,540	5,810	7,200	8,640	10,190
(b) 3.0% 上昇	3,870	5,140	6,570	8,140	9,760	11,520
<u>便益 (×10³ ドル)</u>						
正 常	6,490	6,810	7,220	7,550	7,950	8,310
(c) 二次電力浪費	6,140	6,430	6,820	7,130	7,500	7,840
<u>便益 - 費用比率</u>						
正 常	2.18	1.72	1.43	1.21	1.06	0.94
(a)	1.89	1.50	1.24	1.05	0.92	0.82
(b)	1.68	1.32	1.10	0.93	0.81	0.72
(c)	2.06	1.63	1.35	1.14	1.00	0.88
(a) と (c)	1.79	1.42	1.17	0.99	0.87	0.77
(b) と (c)	1.59	1.25	1.04	0.88	0.77	0.68

9 ・ 3 財 務 分 析

9 ・ 3 ・ 1 概 要

この計画の建設費用は1974年7月の物価を基準として計上されている。一方、実際の建設工事は1975年の年央から1979年の年央にかけての4年間に実施される予定である。今日の世界的インフレーションを考慮した場合、特に輸入財の価格の上昇が予想されることから表8-1にある様に予備費として約20%を計上した。物価上昇に関するこの種の配慮は代替火力発電所の建設費用の見積りの際にもほどこされている。したがってこの計画に必要な調達資金は、表8-1、表8-2に示されるように5,300万ドルでよいと考えられる。

9・3・2 借款条件

現時点において、借款条件は未だ定まっていないので、この計画の財務分析に当っては、妥当な範囲内にあると思われる条件を仮定して行うこととする。

建設資金は、外貨および内貨ともに同一条件のもとに融資されるものとし、金利は2%から7%の範囲と考え、償還期間は5年据え置きを含む30年と仮定した。

9・3・3 電力料金

NECによって制定されたカトマンズにおける電力料金は一般需要に対して20ミル/瓩、工業需要に対して8～15ミル/瓩、商業需要に対して15～18/瓩である。ヒタウラとビルガンジ地域に対する電力料金は、同じNECによって制定されたものであるが、カトマンズに比べて50%から100%高く、一般需要用が35ミル/瓩、工業需要用が15～25ミル/瓩、商業需要用が25～30ミル/瓩である。

上述した現在の電力料金は他の諸国のそれに比べてかなり低いものである。ネパール政府は地域の電化を促進する為に電力料金を低くしておきたい意向である。結果的には、これが燃料や石油の消費を少なくすることに役立っている。

ネパールのほとんどの発電所が外国からの贈与あるいは贈与に近い援助によって建設されていることは安い電力料金と関連がある。ネパールの電力供給当局が発電所の建設に要する初期投資資金の資本回収の義務をほとんど負っていない為に、このような安い電力料金が可能となっていることは容易に想像される。

もし、現在の電力料金が将来も維持されるならば、一次変電所での電力の価格は14ミル/瓩くらいにすべきであろう。これは配電ロス15%と見込み、配電及び管理に要する費用を約7ミル/瓩と仮定して推定されたものである。

一方、ネパールに於ける将来の妥当な電力開発のためにも最適な料金体系を確立するよう現行の電力料金体系を再検討することも必要であろう。

9・3・4 財務分析の条件

この計画によつてもたらされる一次変電所渡しの電力量はこの発電所の一次電力が 159×10^6 KWH と更にクリカニ第1発電所の導入によつて発電可能となる既存の流れ込み式発電所の電力量が 94×10^6 KWH で合計 253×10^6 KWH である。

運転開始後数年の電力需要に見合った売電可能電力量の経年変化を表9-6に示す。容量が必要一杯になる前はディーゼル発電は運転経費が高いためクリカニ発電所に置き換えられるが表9-6の売電量はこの分も含んでいる。

表9-6 売電量の経年変化

年		売 電 量	
暦 年	年 次	国内($\times 10^6$ KWH)	輸出($\times 10^6$ KWH)
1979/80	1	77	111
80/81	2	122	89
81/82	3	165	67
82/83	4	211	44
83/84	5	249	25
84/85	6 (最大)	253	23

完成後数年間の一次電力量の余剰と二次電力量の合計の半分がインドに輸出され、9.2.3節で述べたように、その価格は12ミル/KWHとする。年経費は均等償還費用と運転維持更新費用の総計である。均等償還費用は、金利と償還期間によつて変わるものである。運転維持更新費用は総計54万米ドルでありその内訳は8.3節で計上した運転維持費32万米ドルと更新費22万米ドルからなる。財務分析に用いる更新費は発電機器、変圧器等の経済耐用年数をその運転開始より35年とし定額法によつて求めたものである。

9・3・5 債務返済能力

償還期間を30年とし利率を2%から7%の範囲で変化させ各々に対応する発電原価を計算した。ここで言う発電原価とは30年間の債務返済期間中に売電によつて得られる純利益と債務返済の総額が等しくなる様に定めた一次変電所渡しの電気料金と定義することができる。もし電気料金をこの発電原価と等しくとるならば、この計画による財務上の利益及び損失は返済期間中全くないことになる。

この発電原価は図9-3に示す様に利率2%、4.5%、7%に対して各々12.5米ミル/KWH、17.3米ミル/KWH、23.5米ミル/KWHとなる。

9・4 第1、第2発電所を合わせた時の投資妥当性

クリカ=第1発電所計画はクリカ=全体計画の第一期開発計画であり、今までの節で述べたように、その経済的、財務的投資妥当性は証明された。クリカ=第2発電所は将来ラブティ川沿いに建設されることになっている。この詳細は第10章に述べることにする。この第2発電所を考慮すると、クリカ=第1発電所計画の投資妥当性は以下に説明するようにますます高くなる。

第2発電所は設備容量35,000KW、一次電力 123×10^6 瓩、二次電力 20×10^6 瓩である。この発電所は流れ込み式なので、常時ピーク出力は32,100KWに落ちる。電力便益は年間492万米ドルで、建設費用は建設期間中の利子を除いて、1,700万米ドルと見積られる。年経費は184万米ドルで、その内資本回収費が152万米ドル、運転維持管理及び更新費が32万米ドルである。資本回収費は割引率8%、耐用年数50年として計算されている。クリカ=第1、第2発電所を合成した場合の便益-費用比率は表9-7で示すように大略1.82である。

第2発電所の非常に高い便益-費用比率は、高さ107mのクリカニダムの建設による大貯水池が既に存在するからである。

もし第2発電所による発電量を考慮して、1次変電所渡しの瓩当りの費用を計算すると、表9-8に示すように19.6米ミル/瓩から18.0米ミル/瓩と安くなる。

図 9-3 債務返済条件

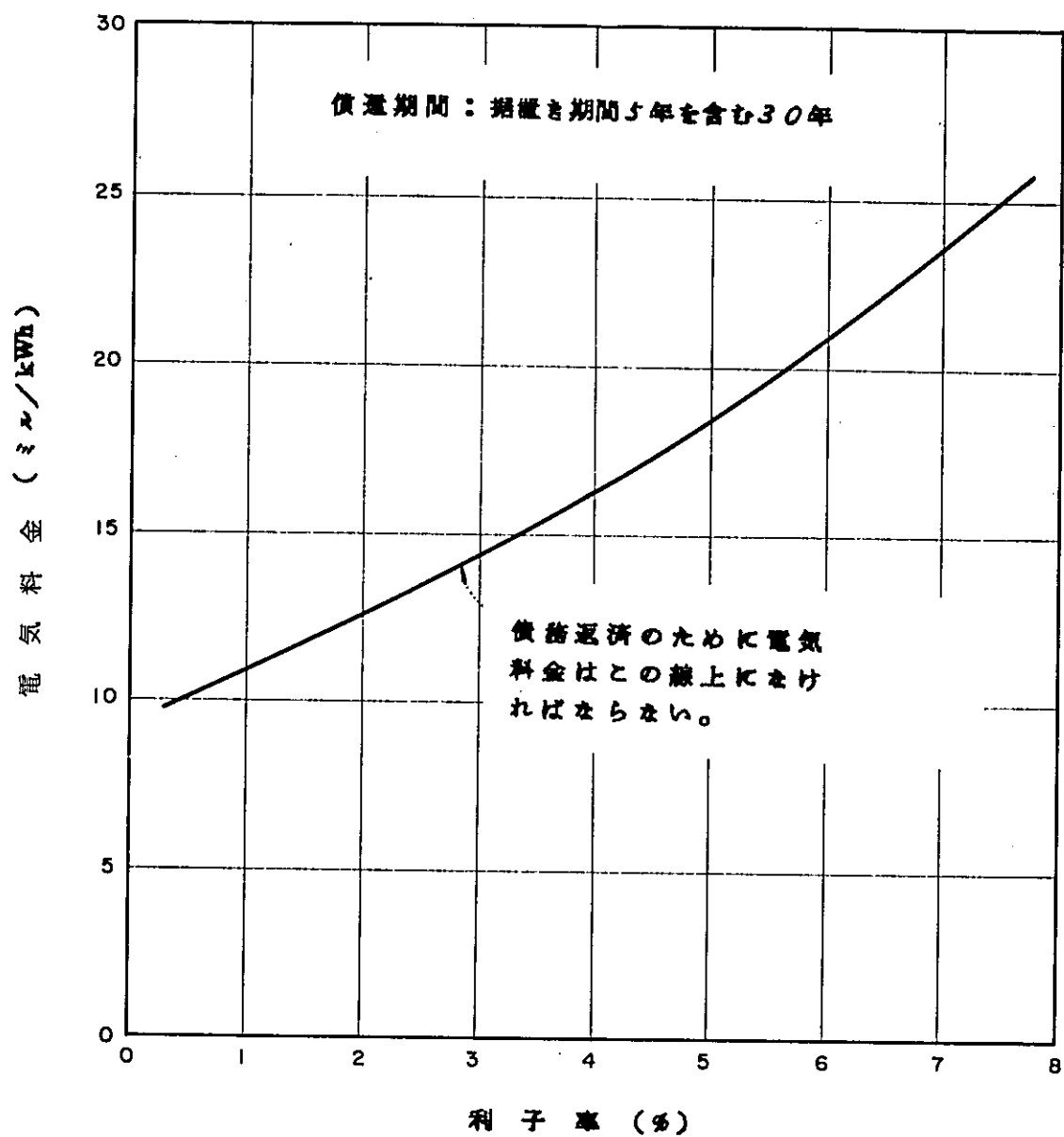


表 9 - 7

第 1、第 2 発電所を合わせた時の便益・費用比

	第 1 発電所	第 2 発電所	合 計
<u>便 益</u>			
設 備 容 量 (kW)	60,000	35,000	95,000
常時ピーク出力 (kW)	60,000	32,100	92,100
年 発 生 電 力 量 ($\times 10^6$ 瓩)			
一次電力量	165 ^{<6}	123	288
二次電力量	46	20	66
kW 便 益 ^{<1} ($\times 10^3$ ドル)	4,880	2,340	6,720
瓩 便 益 ^{<2} ($\times 10^3$ ドル)	3,580	2,580	6,160
合 計 ($\times 10^3$ ドル)	7,960	4,920	12,880
<u>費 用</u> ($\times 10^3$ ドル)			
総 工 事 費 ^{<3}	53,000	17,000	70,000
年 経 費			
資本回収費用 ^{<4}	4,890	1,520	6,410
運転維持管理費	360	320	680
合 計	5,250	1,840	7,090
便益・費用比 ^{<5}	1.52	2.67	1.82

< 1 : kW 価値は 73 ドル/kW

< 2 : 瓩 価値は一次電力が 20 ミル/瓩、二次電力は、半分がインドに 12 ミル/瓩で輸出されるものと仮定しているので、結局 2 次電力は 6 ミル/瓩となる。

< 3 : 建設費には建設期間中の利子は含まれない。

< 4 : 年利子率 8 %、耐用年数 50 年として計算。

< 5 : 便益・費用比は割引率 8 % で計算している。もし 10 % とすると、第 1 発電所は 1.30、第 2 発電所は 2.34、両方を合わせた時は 1.56 である。

＜ 6 ：第 1 発電所の設備利用率は、現存の流れ込み式発電所の潜在電力量を有効に利用しようと企てている為に低い。第 1 発電所の設置に起因する 1 次電力量はこの消費可能な潜在電力量を含めて 2.62×10^6 ㏼である。

表 9 - 8

第 1、第 2 発電所を合わせた時の配当り費用

	第 1 発電所	第 2 発電所	合 計
年発生電力量 (×10 ⁶ 瓩)			
クリカニ発電所から	165	123	287
流れ込み式発電所から <1	97	—	97
合 計	262	123	385
送 電 ロ ス <2	9	4	13
第 1 次変電所での電力量	253	119	372
年 経 費 (×10 ³ ドル) <3	5,250	1,840	7,090
二 次 電 力 量 (×10 ⁶ 瓩) <4	46	20	66
二次電力の便益 <5	280	120	400
純 年 経 費 <6 (×10 ³ ドル)	4,970	1,720	6,690
配 当 り 費 用 (ミル/瓩)	196	145	180

< 1 : 6.5 節で述べたように、クリカニ第 1 発電所の尖頭負荷時運転によって利用可能になる流れ込み式発電所の潜在電力である。

< 2 : 送電ロスは 3.5 % とした。

< 3 : 表 9 - 7 参照。

< 4 : 表 9 - 7 参照。

< 5 : 表 9 - 7 の注 < 2 参照。

< 6 : 純年経費とは年経費から 2 次電力の便益を引いたものである。

もし上記以外の便益、例えば、9.5 節で述べてあるようにラブティ下流域の灌漑や工業用水供給による便益、クリカニ貯水池で有望と考えられる養殖漁場の便益等を含めて仮にこれらの便益を年間50万米ドルとすると、開当りの費用は180米ミル／圃から166米ミル／圃と更に安くなることが期待できる。

上で述べてきたことは、第1と第2発電所が共にフル運転に入った時点での議論であるけれども、クリカニ第1発電所計画が、これ自身充分な投資妥当性をもつものであり、更には将来の開発計画の誘発を約束するものであることに異論はないであろう。従って、この計画がネパール中部地区の社会経済開発に大きく貢献するものと考えられよう。

9・5 その他の便益

この計画から期待されるその他の便益としては、外貨節約、灌漑および工業用水の供給、カトマンズーインド国境間の道路改良、そしてクリカニ貯水池による養殖漁業などがあげられる。

(1) 外貨の節約

ネパールは燃料資源が少なく、燃料や石油のほとんどを輸入に頼っている。もしクリカニ第1発電所で発電される電力を代替の火力発電によって補うとすると、年間の石炭消費量は106,000トンに達し、これには、トン当りの石炭価格を30米ドルとすれば、320万米ドルの外貨が必要となる。更に火力発電所の建設にはかなりの外貨を必要とし、その年資本回収費は、25年の償還期間で利子率を2%と7%を仮定すると各々120万米ドルと210万米ドルと見積られる。一方、クリカニ発電所計画の年償還外貨は、上と同じ債務条件に基づいて計算すると各々220万米ドルと370万米ドルであり、これに運転維持管理および更新費の為の外貨を含めて、各々合計250万米ドルと400万米ドルの外貨が必要である。従って年間の外貨節約額は運転開始より25年間にわたって、利子率2%と7%に対して各々190万米ドルと130万米ドルと算定される。更に注目すべきことは、クリカニ発電所の経済年数は50年であるということである。よつて、最初の25年を経過した後の25年間は、クリカニ発電所の所要外貨分としては年間わずか30万米ドルにすぎないが一方の代替火力プラントの場合は前と同じ年間440万米ドルから530万米ドルの外貨を必要とする。

(2) 灌漑・工業用水への水供給

この計画によってラブティ川にもたらされる水の増加量は将来、灌漑・工業用水に利用されるものと考えられる。この計画によってラブティ川の水量は渇水期において今までの約 $3 \text{ m}^3/\text{sec}$ から約 $8 \text{ m}^3/\text{sec}$ に増加する。

ヒタウラ地域はラブティ川の中流部を占めていて、政府の計画では工業中心地に指定されている。更にラブティ川下流部の右岸沿いに拡がっている約 $15,000 \text{ ha}$ は灌漑可能な地帯である。クリカニ計画によって増加する水量がもし上記の開発に用いられるならば、その年間便益はおおよそ 30 万米ドルと見込まれる。

(3) 道路の改良

カトマンズとヒタウラ間の「 Tribubhan Rajpath 」と呼ばれる道路は、ほとんど山岳地帯を走っており急な坂道と急カーブの連続する道路である。ダマン地区の高度 $3,000 \text{ m}$ 近い地帯はこのルートのネックとなっており、貨物自動車の輸送能力を低下させている。

政府はこの道路のボトルネックを回避する為にバイパス道路を計画中である。これには2つの案があり、1つはバグマティ河沿いの道路で、他はクリカニを経由するもので、その南の部分は本計画の建設の為に搬入道路と一致するものである。後者の案が実施されれば、搬入道路の約 20 Km が将来とも有効に利用されることになるであろう。

(4) 貯水池養魚計画

ネパールでは、河や湖沼での養魚生産の可能性の研究が既に行われており、本計画によってもたらされる貯水池は養殖漁業の対象として考えられることになろう。

水質、水温、貯水位の変化等が魚に与える影響等が徹底して調査研究され、この貯水池での養魚が成功すれば、この周囲一帯の食糧事情の改善、しいては地域経済の発展に大きく貢献するであろう。

将来開発計画

10・1 概 要

クリカニ第1発電所の放流水を受けるラブティ川は急流河川でビンベジからシムリ川との合流点までの18Kmの間で430m余りの落差がある。したがってクリカニ第1発電所建設後はその放流水をラブティ流域の流量と合せて利用する第2、第3発電所の開発が計画される。

第2発電所は多分流れ込み式となろうが、第3発電所はラブティ川流域面積が広くなるので若干の貯水容量をもったダム水路式とした方が有利となるであろう。

これら2つの発電所の計画は更に調査、検討をされてから最終案に至るものと考えられるが、現時点での開発計画の概要は次節以下で述べるとおりである。なおクリカニ水力開発計画の概略縦断図を図10-1に示した。

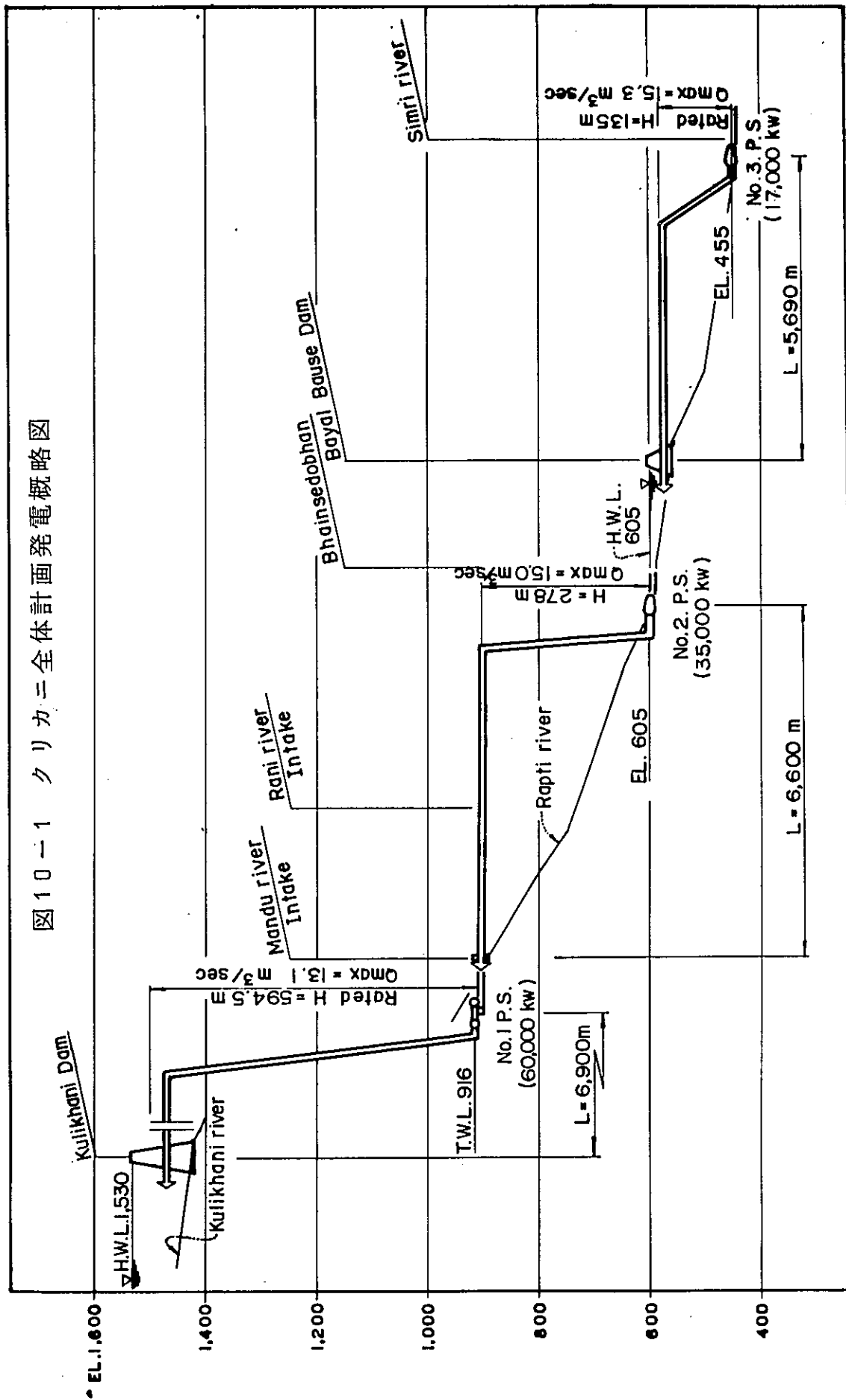
10・2 第2発電所

クリカニ第2発電所はバインセドバン附近のラブティ川右岸に計画される。クリカニ第1発電所からの放水量とラブティ川の自然流量が合せて取水され約6Kmに亘て自由流下式導水トンネルで発電所へと送られる。トンネルの途中でラブティ川の支流であるマンドウ川とラニ川の流量が取水され発電用にトンネルに取り入れられる。このようにラブティ川流域の自然流量を集めることによって第1発電所の使用水量と比べて第2発電所では最大使用水量が $13.1\text{m}^3/\text{sec}$ から $15.0\text{m}^3/\text{sec}$ に、年間平均使用水量が $4.92\text{m}^3/\text{sec}$ から $6.61\text{m}^3/\text{sec}$ に増加する。発電に利用される有効落差はフル運転時で278mである。

第2発電所は35,000KWの設備容量をもち、常時ピーク出力は32,100KWとなる。年間発電電力量は一次電力で 123×10^6 KW、二次電力を含めると 143×10^6 KWとなる。

この計画では、ラブティ川取水設備、取水口から導水トンネルへの入口まで約1Kmの取水開水路、マンドウ、ラニ両支流からの取水設備、自由流下式の約6Kmにおよぶ導水トンネル、調整池、850m長の水圧鉄管路、地上式発電所および100mほどの長さの放水開水路が建設される。導水トンネルは主に珪質砂岩の層に建設されるが一部砂岩と粘板岩の互層も通ることになる。トンネル工事に当っては若干の断層が予想されるもののさしたる困難はないものと思

図 10-1 クリカニ全体計画発電概略図



われる。発電所の基礎は砂岩と粘板岩の互層か雲母片岩と考えられる。

現存の6KV送電線と平行して132KVの送電線がカトマンズーヒタウラ間に必要となる。カトマンズとヒタウラにある一次変電所の容量は各々25MVA、30MVA程の容量増加が必要となる。

総工事費は建設期間中の利子を含まずに1700万米ドル、年経費は8%の利子率で184万米ドルと見積られる。発電原価はおよそ14.5ミル/瓩となろう。発電による便益は年間492万米ドルと算定され、便益費用比率は2.67と高い数字となる。これはクリカニ第1発電所計画により大容量の貯水池がすでに完成しているからである。

第2発電所の発電計画の概要をまとめて表10-1に示す。

10・3 第3発電所

ラブティ川⁵の自然流量とクリカニ第2発電所からの放流水を調節するために高さ65m級のダムを第2発電所より下流2Kmのバイヤルバウス地点に建設する。貯水池で調節した流量を約6Kmの圧力導水トンネルと水圧鉄管で導きラブティ川がシムリ川と合流する附近に建設される第3発電所で発電を行う。

ダムサイトの基礎は白珪質砂岩と珪岩で、通常の基礎処理をしてやれば60m級のダムの基礎として問題はない。導水トンネルは第三紀 シワリクの砂岩と粘板岩の互層と砂岩、粘板岩を通る。圧力鉄管と地上式発電所地点は岩の風化がはげしくかなり深い掘削が必要となるかも知れない。

ラブティ川はダム地点で122Km²の流域面積をもち年平均流量は7.4m³/secである。平均流量の3.8m³/secがクリカニ流域からクリカニ第1発電所を通してラブティに流域変更されるので合計11.2m³/secの水が貯水池に流れ込むことになる。65m級のロックフィルダムを建設すれば約1400万m³の総容量をもつ貯水池ができる。

設備容量は大略17000KWぐらいとなろう。最大使用水量は15.3m³/sec、その時の有効落差は135mとなる。年間発生電力量は一次電力で75×10⁶瓩二次電力も含めると97×10⁶瓩となる。第2発電所建設の際つくられる132KVの送電線を利用して消費地へ送電されるが、カトマンズとヒタウラの一次変電所は各々12MVA、7MVAの容量増設が必要となろう。

総工事費は建設期間中の金利を含まずに2200万米ドル、年経費は8%の利子率で233万米ドルと見積られる。発電原価は約29.3ミル/瓩である。発電による便益は年間284万米ド

ルと算定され便益費用比率は1.22となる。

第3発電所の建設に当っては、道路、送電線、ロープウェイが貯水地予定地点に見られるのでこの付け替え又は補償が必要となる。

第3発電所の発電計画の概要をまとめて表10-2に示す。

表 1 0 - 1

クリカニ第 2 発電所発電計画概要

使 用 水 量

No 1 発電所からの放流量

雨 期 (6 月 ~ 1 1 月)	常時使用水量	$2.1 m^3 / sec$
乾 期 (1 月 ~ 4 月)	"	$6.2 m^3 / sec$
遷 移 期 (5 月、1 2 月)	"	$4.2 m^3 / sec$
最大使用水量		$13.1 m^3 / sec$

ラブティ河

月平均最大流量 (8 月)	$5.2 m^3 / sec$
月平均最小流量 (4 月)	$0.3 m^3 / sec$
年平均流量	$1.6 m^3 / sec$

支川 (マンドウ川、ラニ川)

月平均最大流量 (8 月)	$3.8 m^3 / sec$
月平均最小流量 (4 月)	$0.2 m^3 / sec$
年平均流量	$1.2 m^3 / sec$

最大使用水量	$15.0 m^3 / sec$
--------	------------------

落 差

取水位	EL. 910 m
放水位	EL. 605 m
総落差	305 m
最大損失水頭	27 m
定格落差	278 m

発 電

タ イ プ	流れ込み式
設備容量	35,000 kW
常時ピーク出力	32,100 kW
年間発生電力量	
一次電力	$124 \times 10^6 \text{ kWh}$

二次電力

20×10^6 kWh

合 計

144×10^6 kWh

表 10-2

クリカニ第3発電所発電計画概要

使 用 水 量

クリカニ河流域変更 (156Km ²)	3.8m ³ /sec
ラブティ河 (122Km ²)	7.4m ³ /sec
合 計	11.2m ³ /sec

発電使用水量

ダム 堤高 65 m、ロックフィルダム

貯水容量	14×10 ⁶ m ³ (総貯水量)
	10×10 ⁶ m ³ (有効貯水量)
平均流量	9.3m ³ /sec
最大使用水量	15.3m ³ /sec

落 差

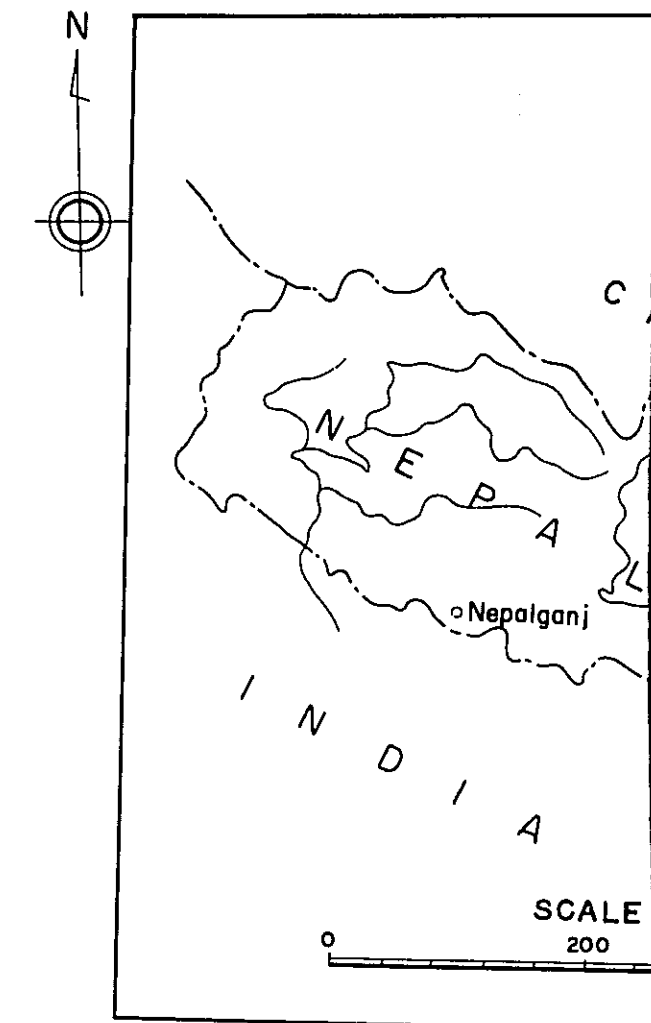
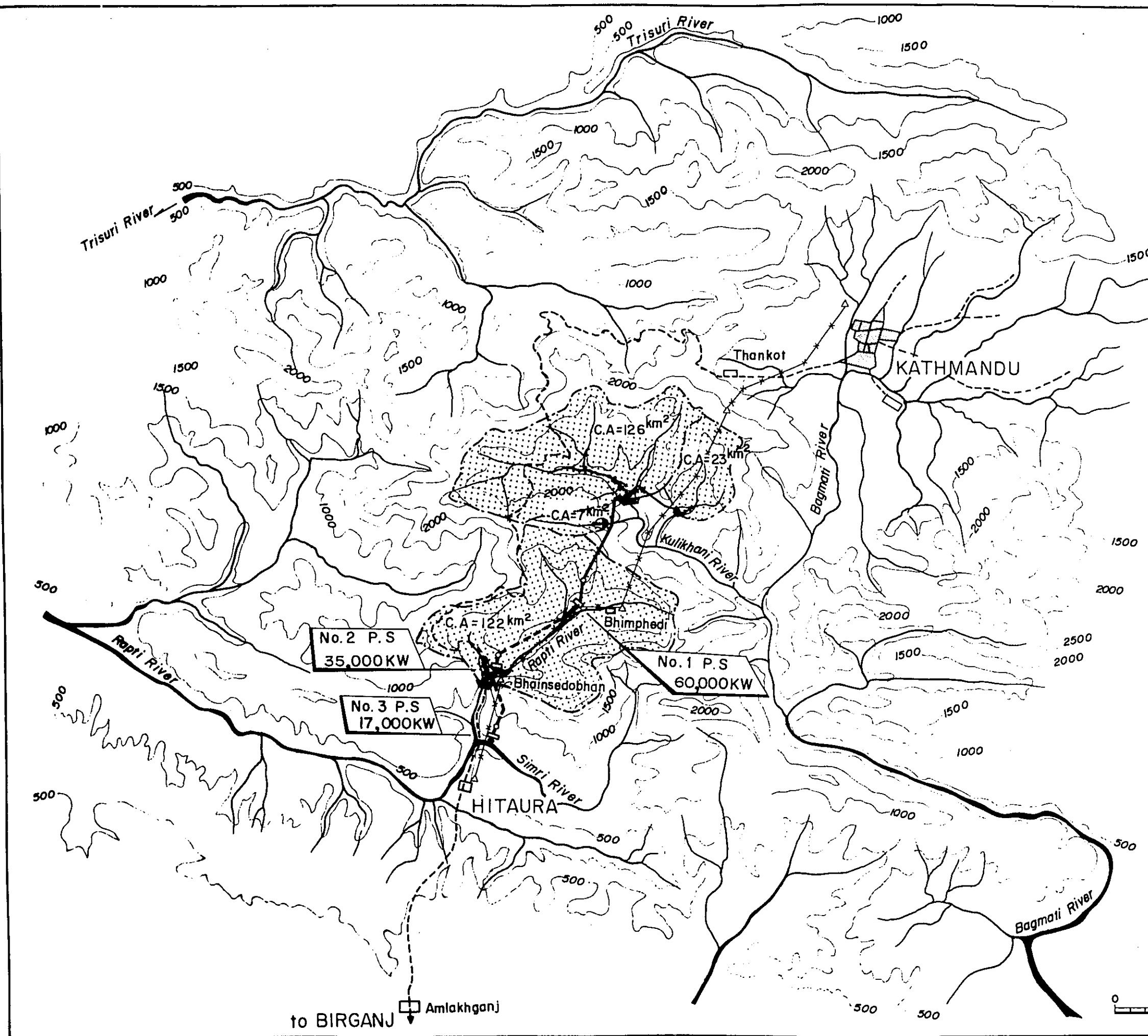
最高水位	EL. 605m
最低水位	EL. 597m
放水位	EL. 455m
総落差	150m-142m
最大損失水頭	12m
定格落差	133m

発 電

設備容量	17,000KW
常時ピーク出力	16,500KW
年間発生電力量	
一次電力	75×10 ⁶ kWh
二次電力	22×10 ⁶ kWh
合 計	97×10 ⁶ kWh

DRAWINGS

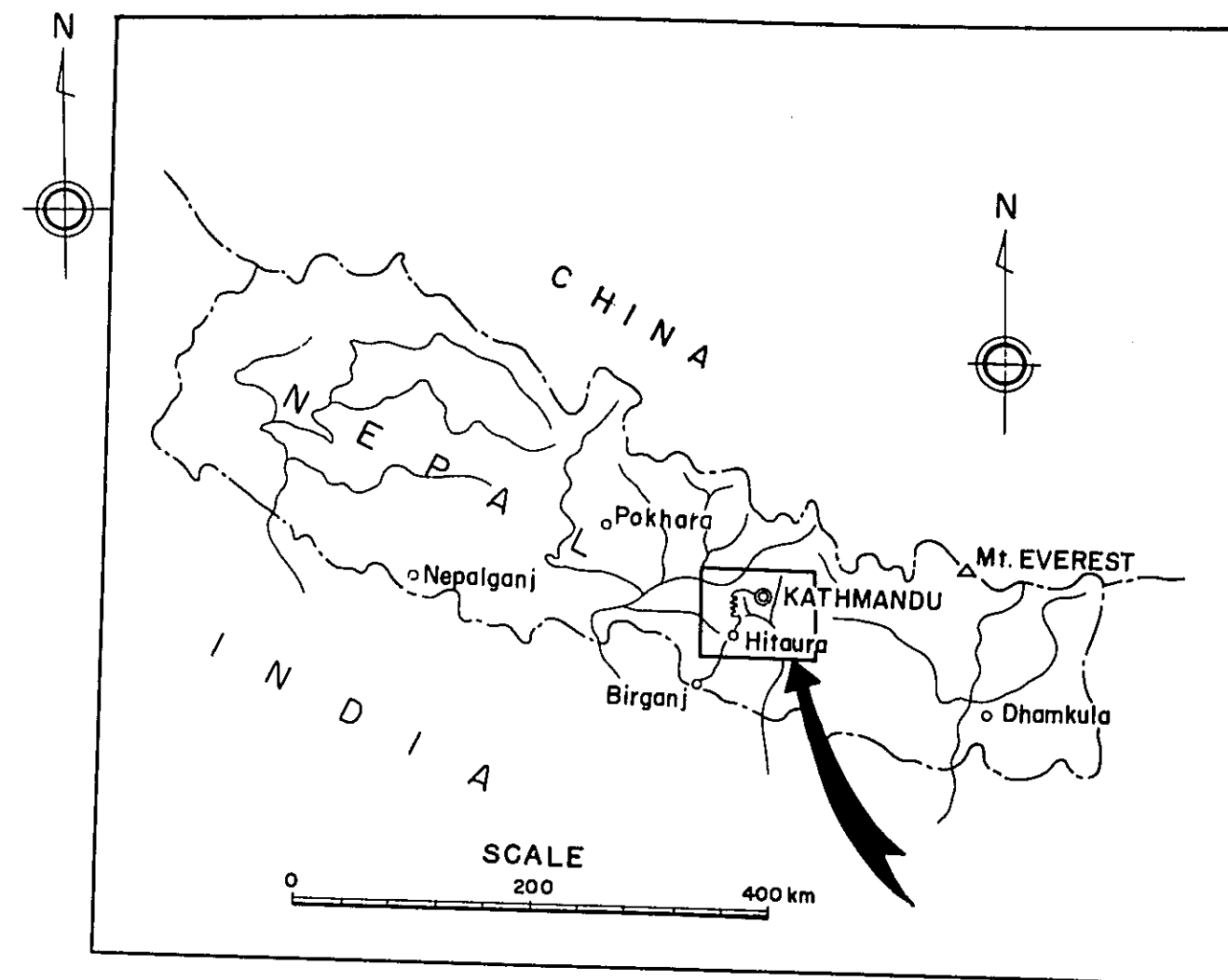
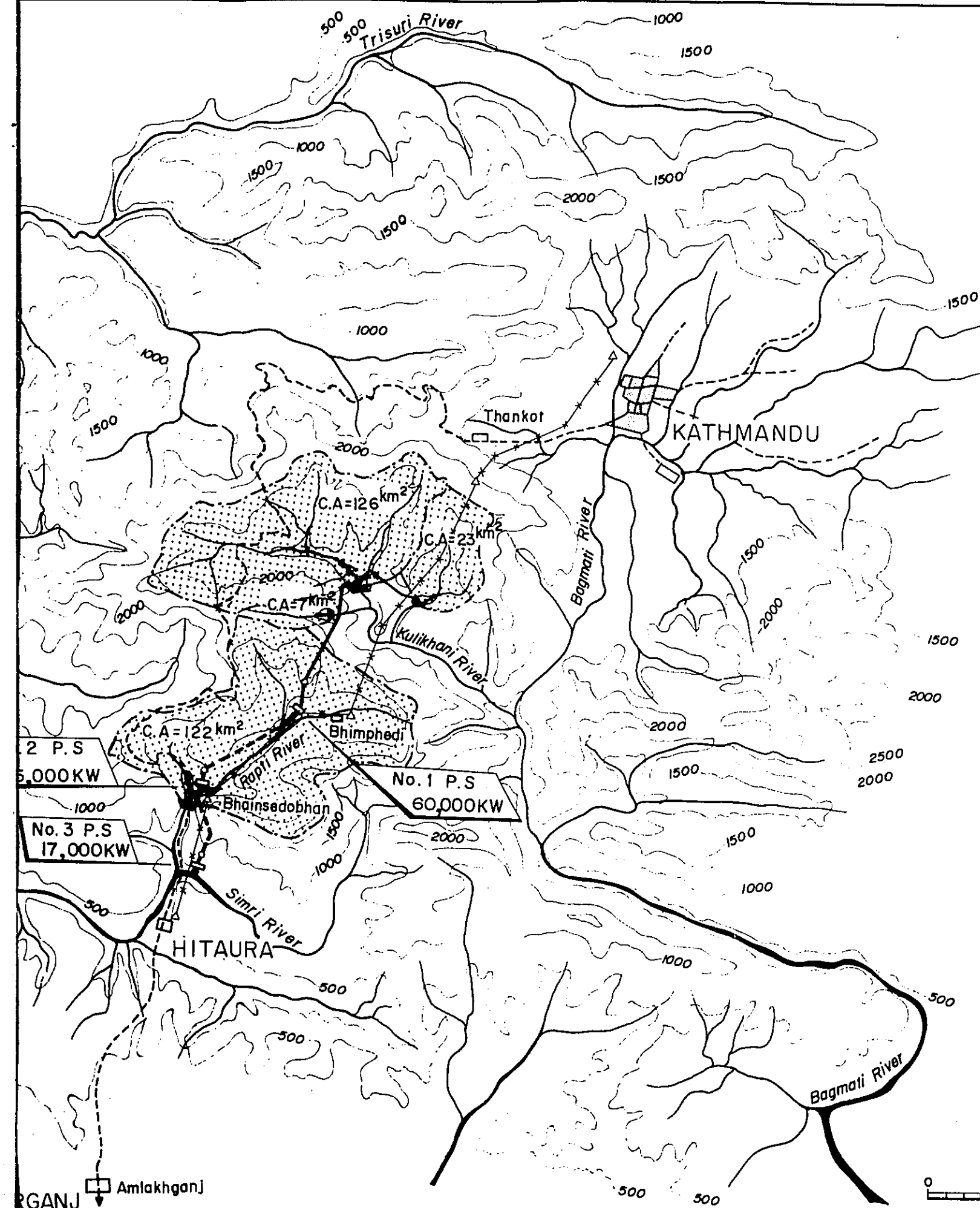
<u>Drawing No.</u>	<u>Title</u>
1	Location Map (1)
2	Location Map (2)
3	General Layout of No.1 Project
4	Geological Map in Project Area
5	General Plan
6	Typical Section and Profile of Dam, Spillway and Diversion Tunnel
7	Geological Map of Dam Site
8	Geological Profile of Dam Site (1)
9	Geological Profile of Dam Site (2)
10	Plan and Profile of Intake and Auxiliary Intake
11	Plan and Profile of Waterway
12	Plan and Profile of Surge Tank, Power House and Switch Yard
13	Detail of Power House



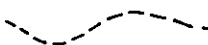
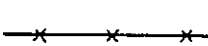
LEGEND

- RIVER
- ALL WEATHER
- WATERSHED
- ROPEWAY
- DAM
- CATCHMENT AR

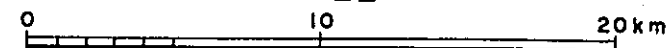




LEGEND

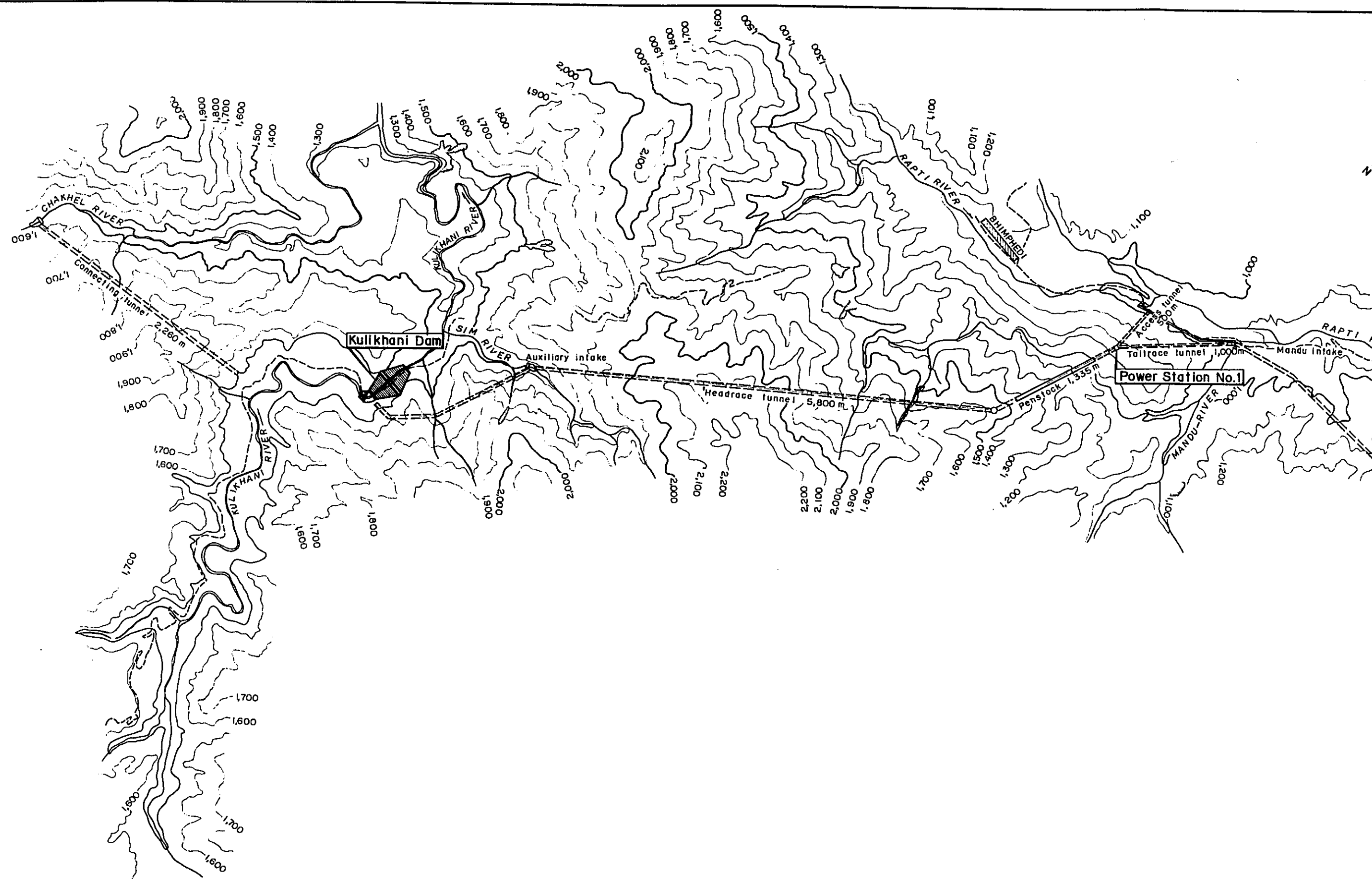
-  RIVER
-  ALL WEATHERED ROAD
-  WATERSHED
-  ROPEWAY
-  DAM
-  CATCHMENT AREA

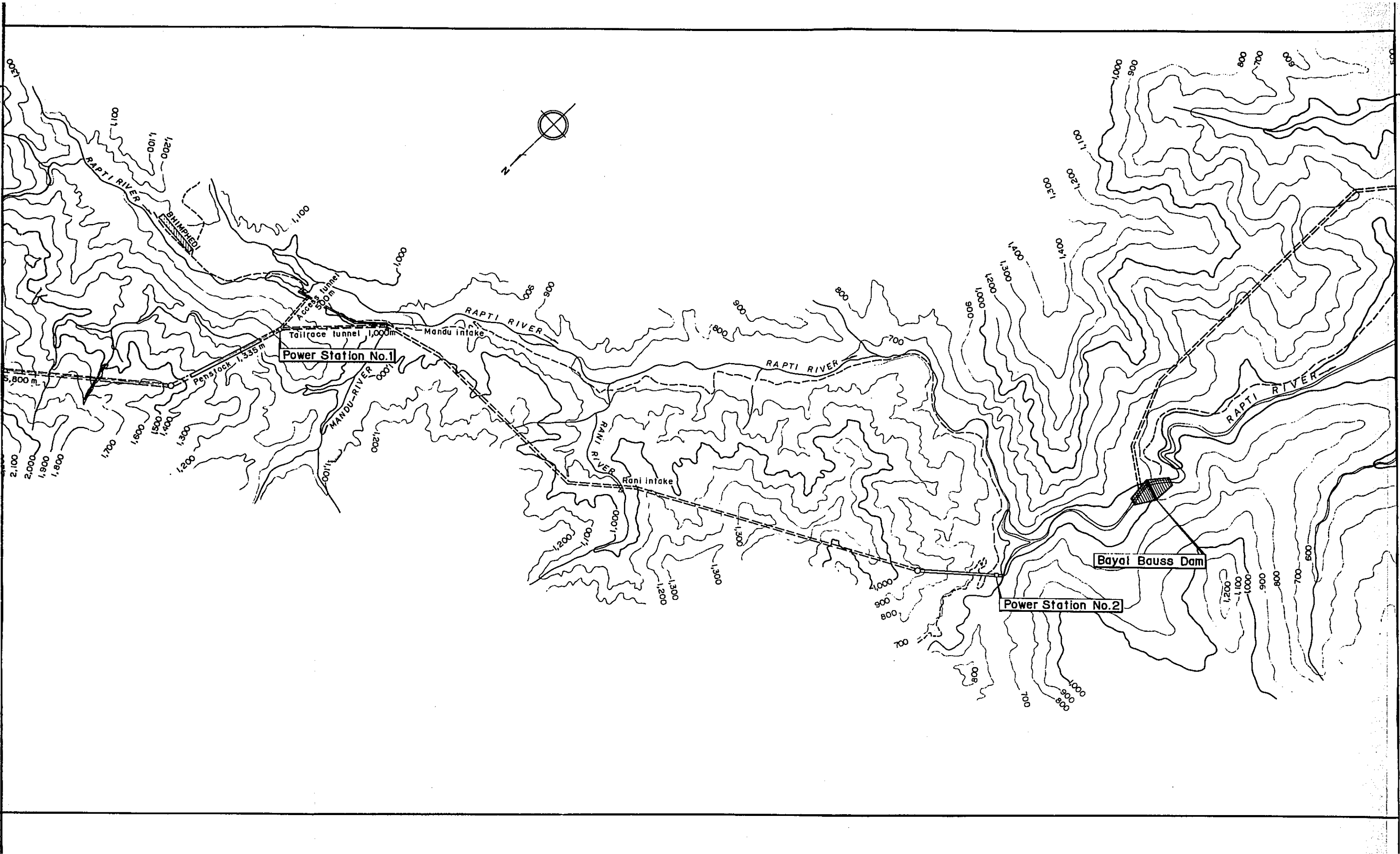
SCALE

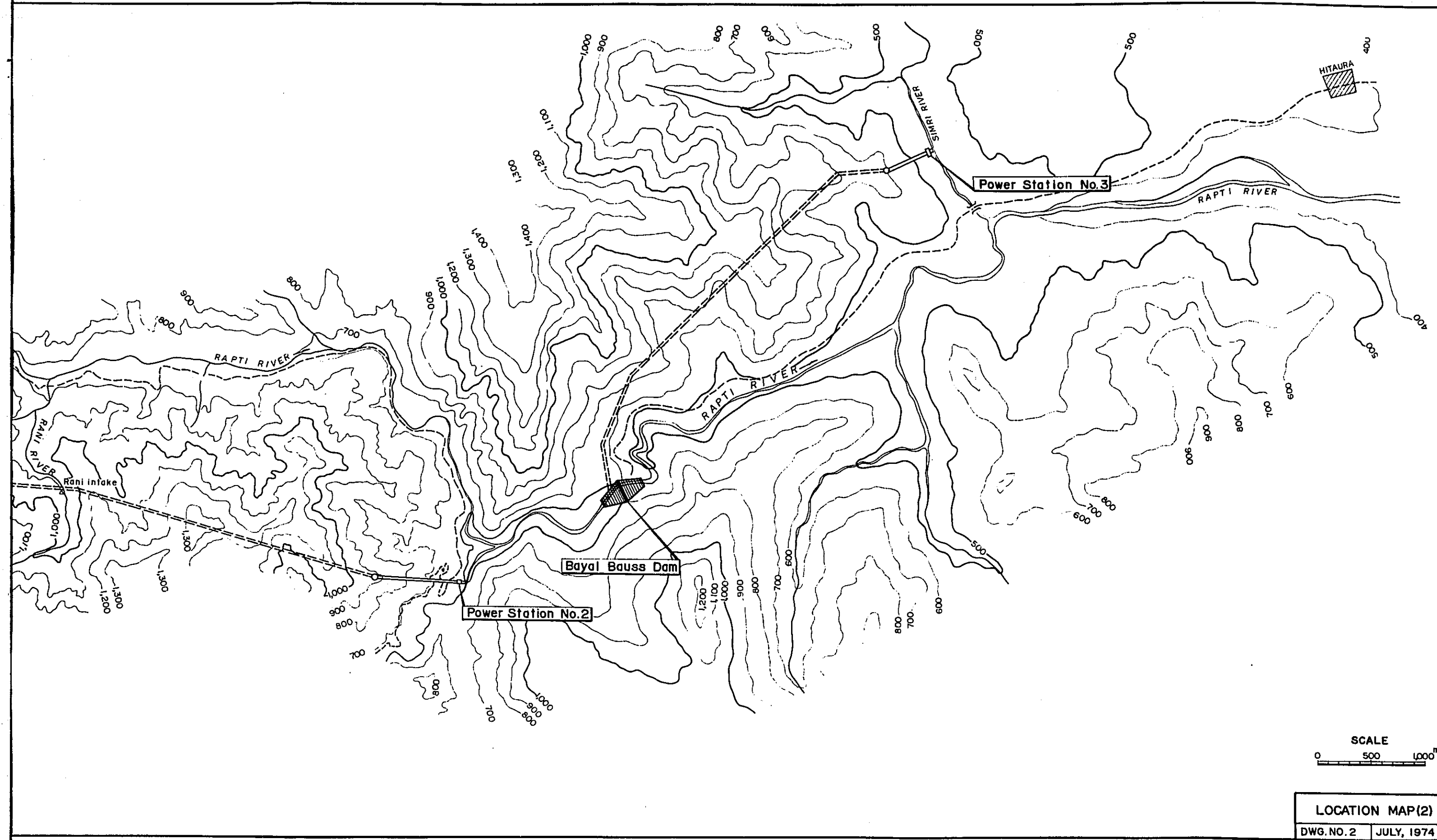


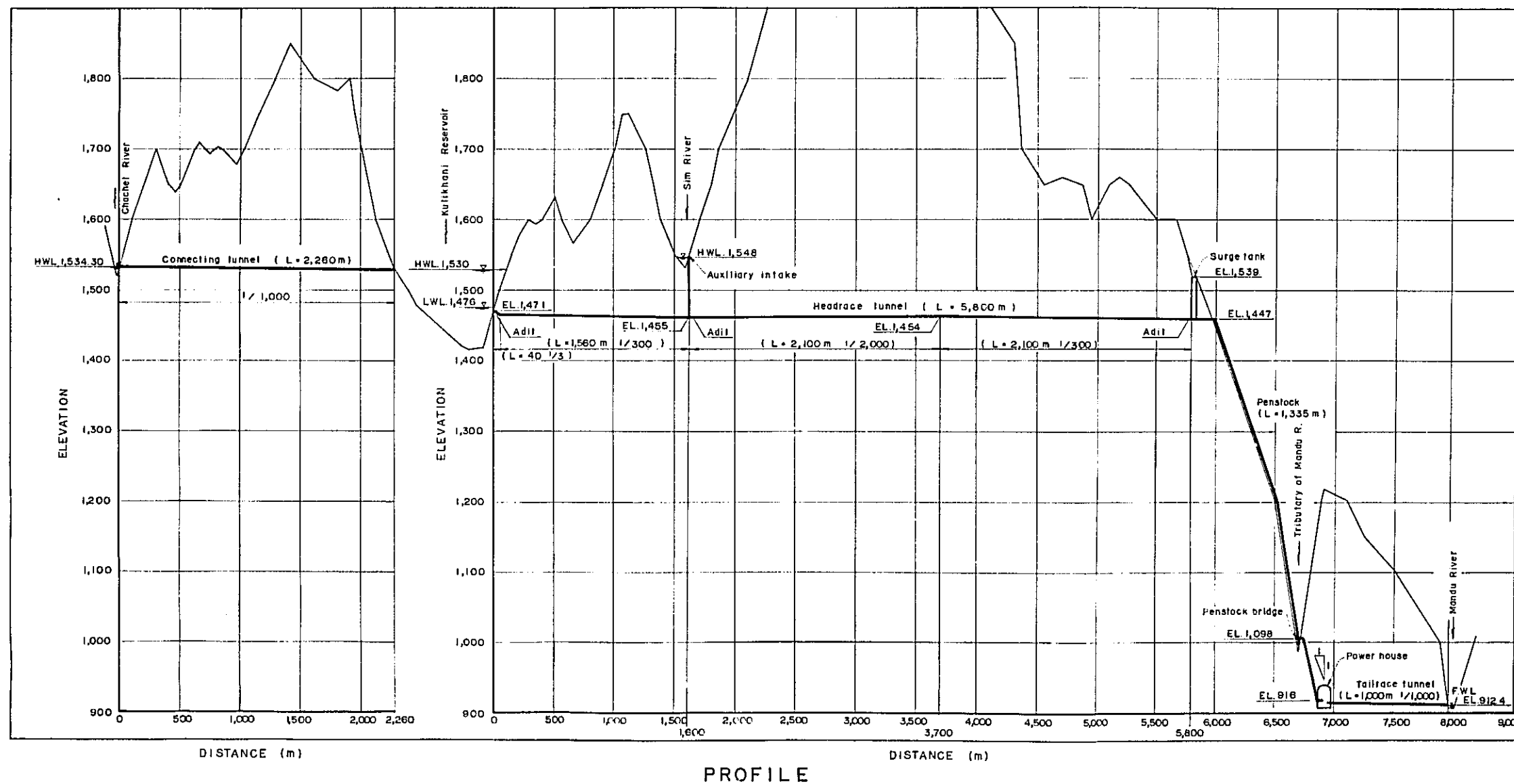
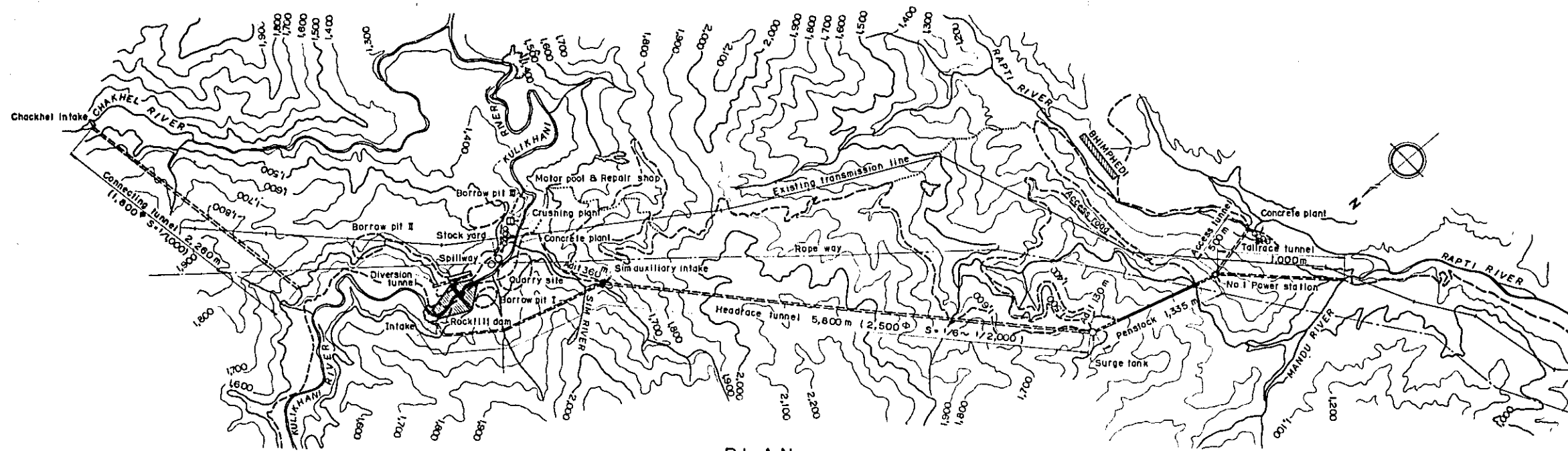
LOCATION MAP (I)

DWG. NO. 1 JULY, 1974









LEGEND

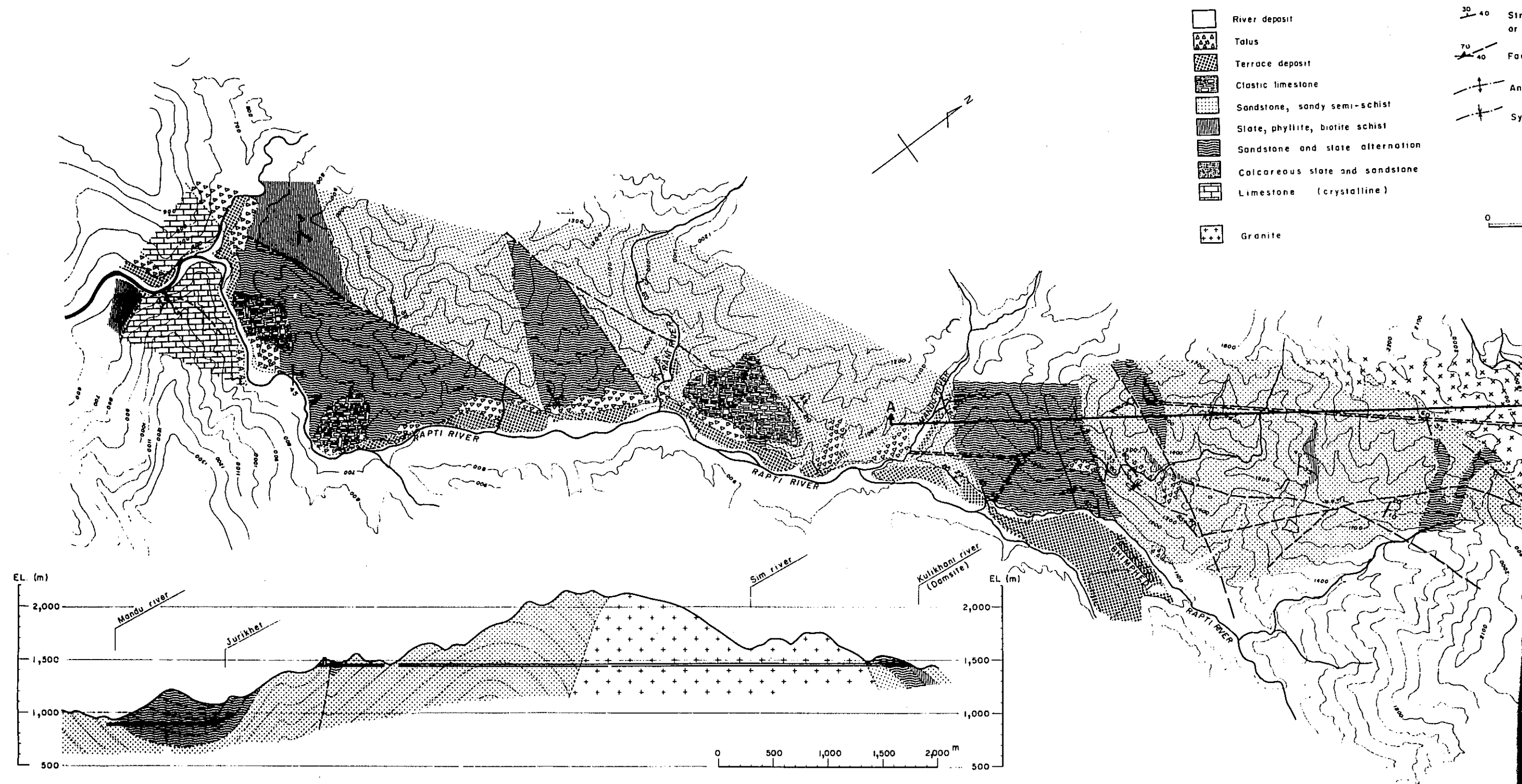
-  River deposit
 -  Talus
 -  Terrace deposit
 -  Clastic limestone
 -  Sandstone, sandy semi-schist
 -  Slate, phyllite, biotite schist
 -  Sandstone and slate alternation
 -  Calcareous slate and sandstone
 -  Limestone (crystalline)
 -  Granite
- 30 40 Stri
or s

70 40 Faul

Ant

Syn

0



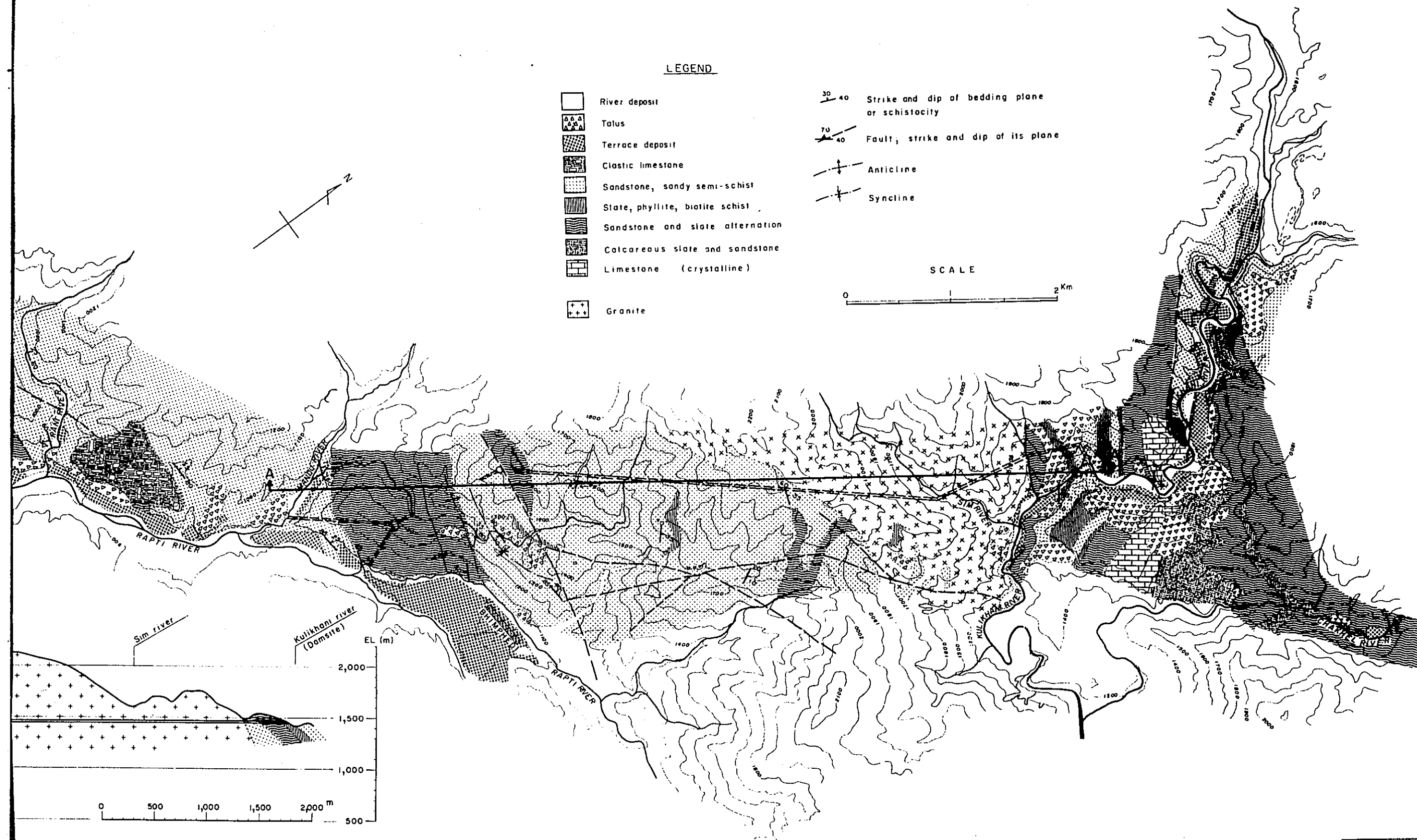
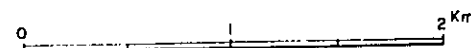
SECTION A - A

LEGEND

-  River deposit
-  Talus
-  Terrace deposit
-  Clastic limestone
-  Sandstone, sandy semi-schist
-  Slate, phyllite, biotite schist
-  Sandstone and slate alternation
-  Calcareous slate and sandstone
-  Limestone (crystalline)
-  Granite

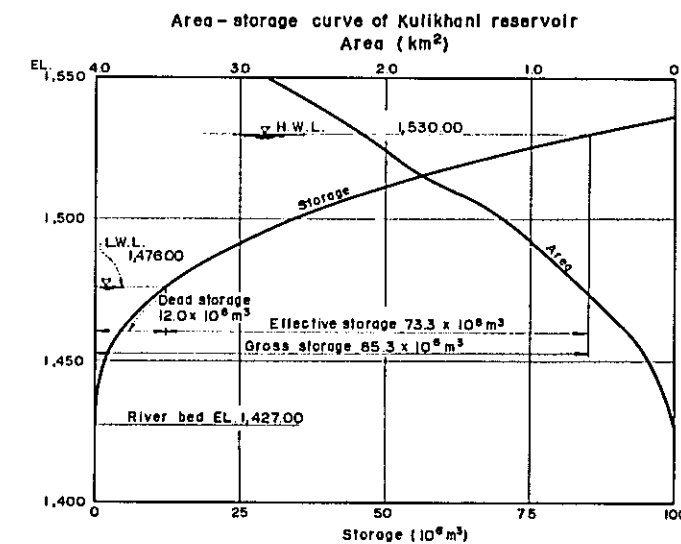
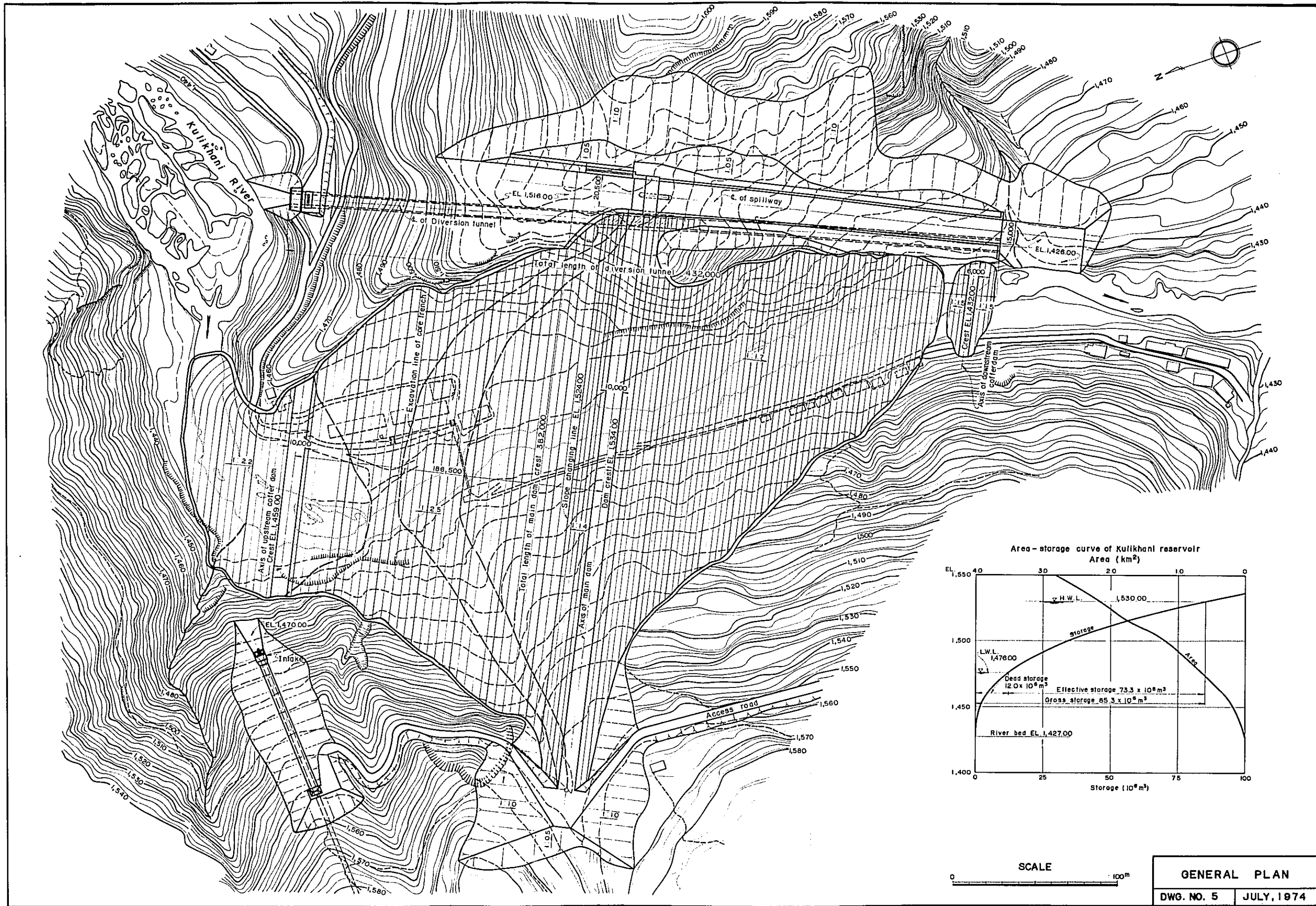
-  30 40 Strike and dip of bedding plane or schistosity
-  70 40 Fault, strike and dip of its plane
-  Anticline
-  Syncline

SCALE



GEOLOGICAL MAP IN
PROJECT AREA

DWG. No. 4 JULY, 1974

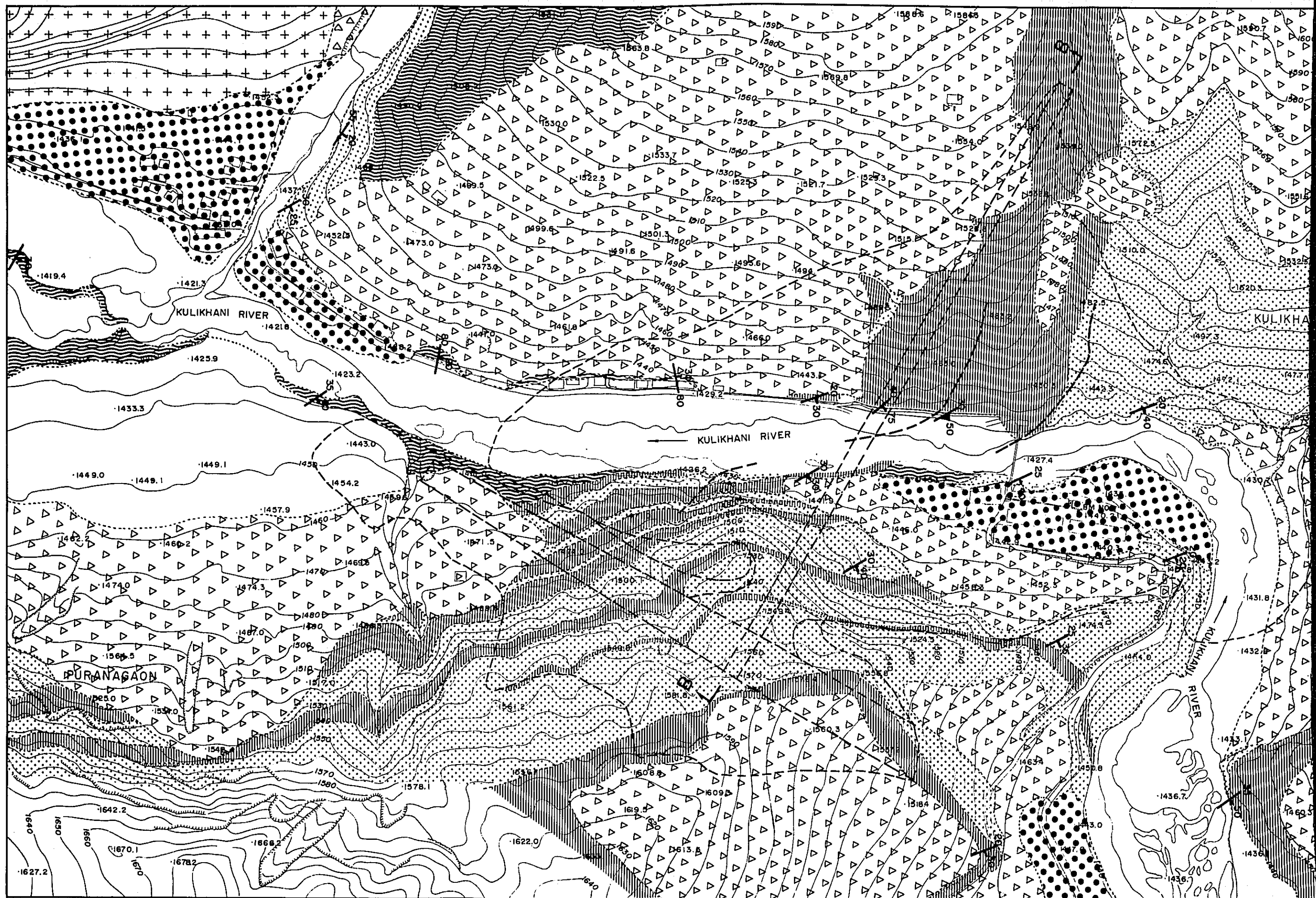


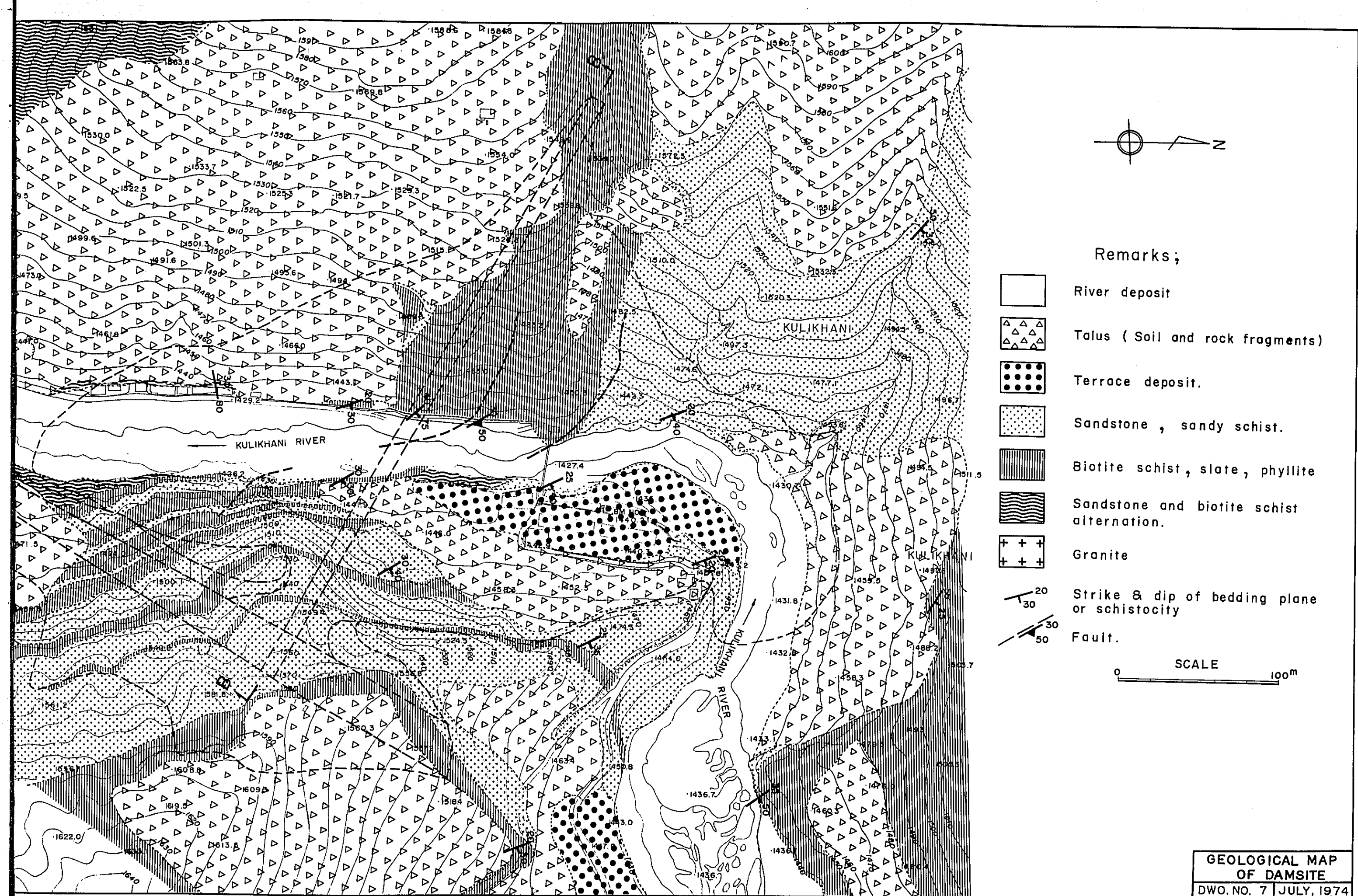
SCALE 0 100m

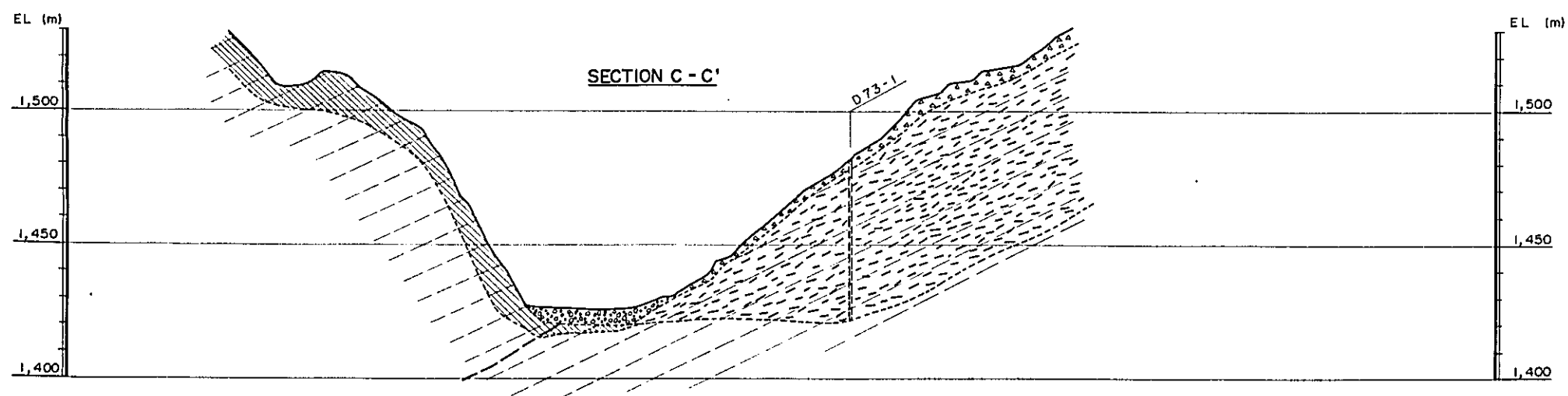
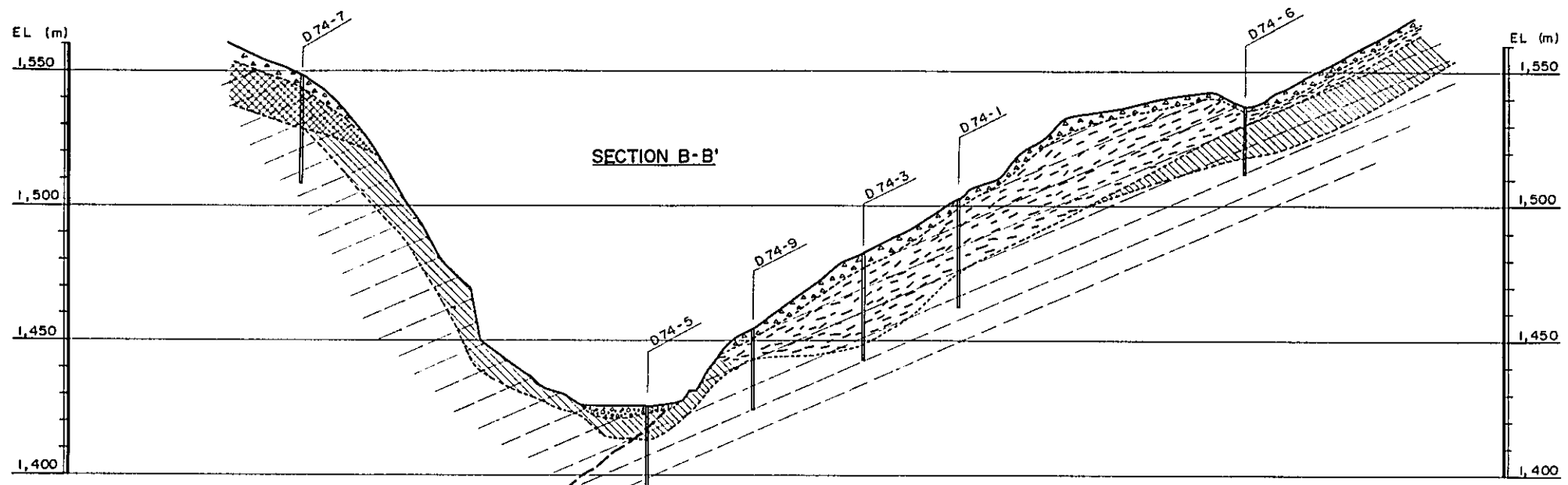
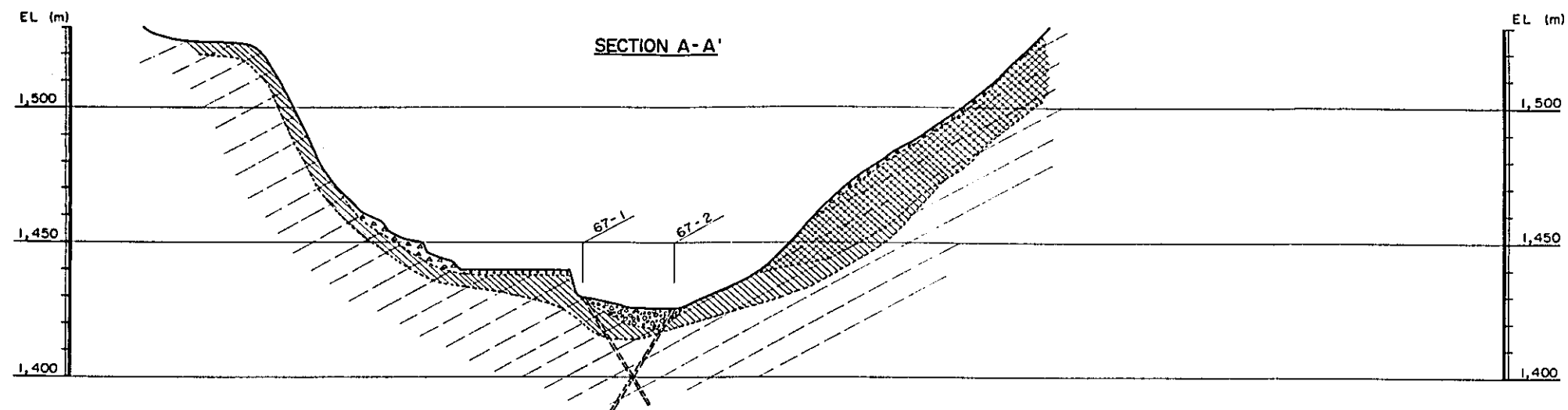
GENERAL PLAN

DWG. NO. 5 JULY, 1974

TYPICAL SECTION AND PROFILE OF DAM, SPILLWAY AND DIVERSION TUNNEL	
DWG. No. 6	JULY, 1974



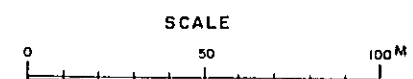


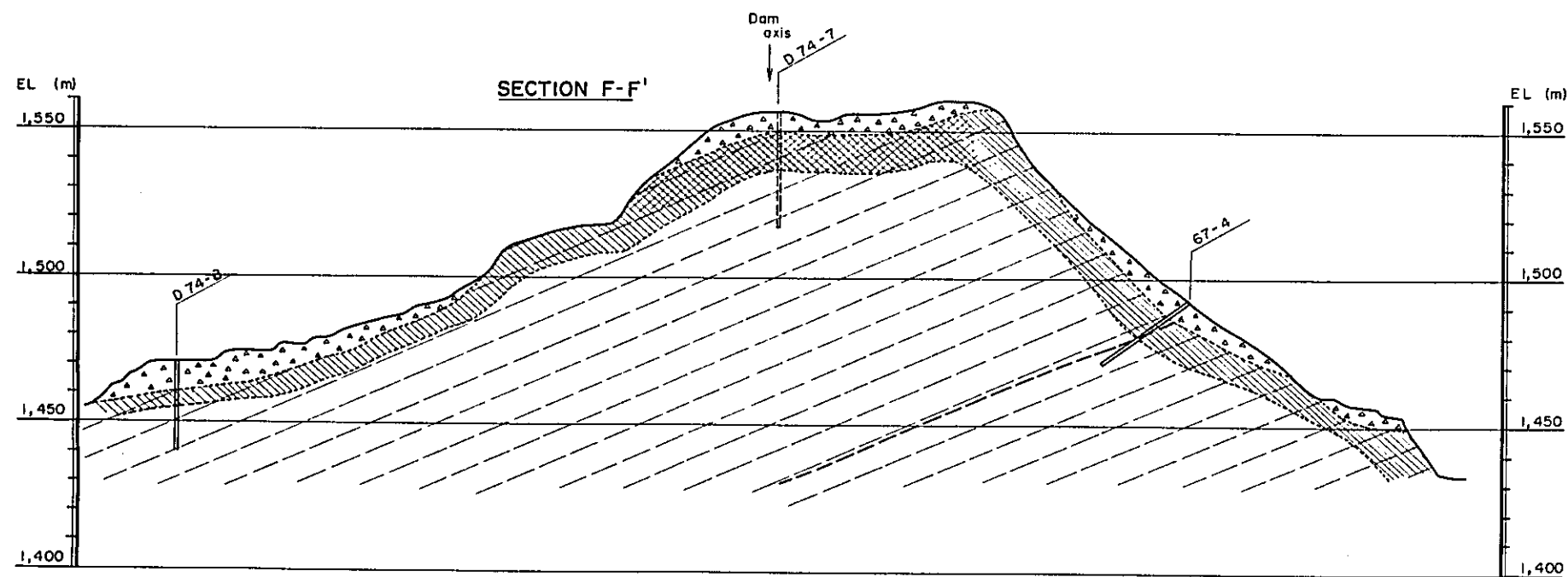
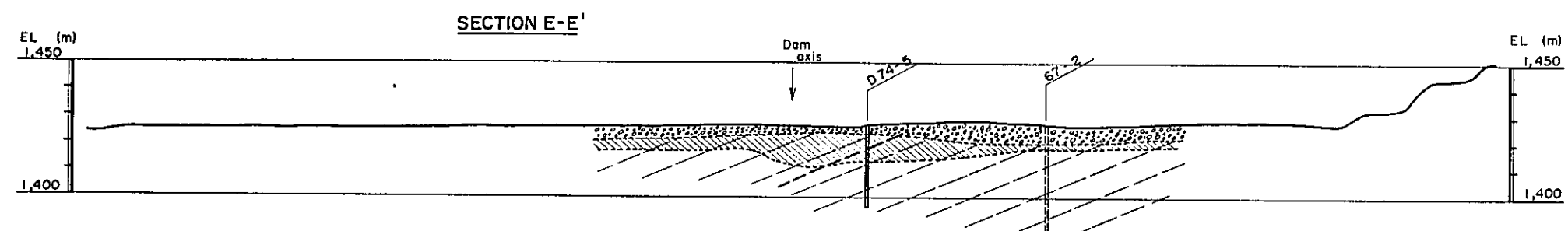
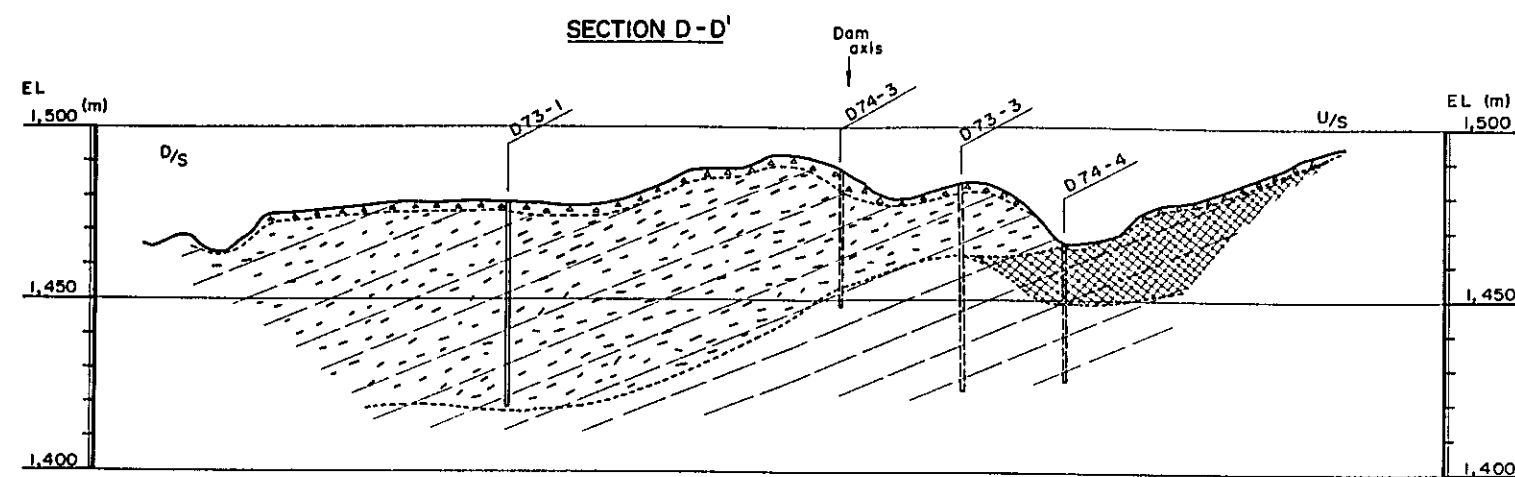


LEGEND

-  River deposit
-  Terrace deposit
-  Talus deposit
-  Decomposed or intensively cracked
-  Weathered or cracked
-  Fractured layer
-  Sandy semi-schist, biotite schist
-  Fault
-  Bore hole

Note : Section lines are shown in
Fig. A-1-2 in Appendix

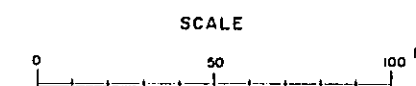


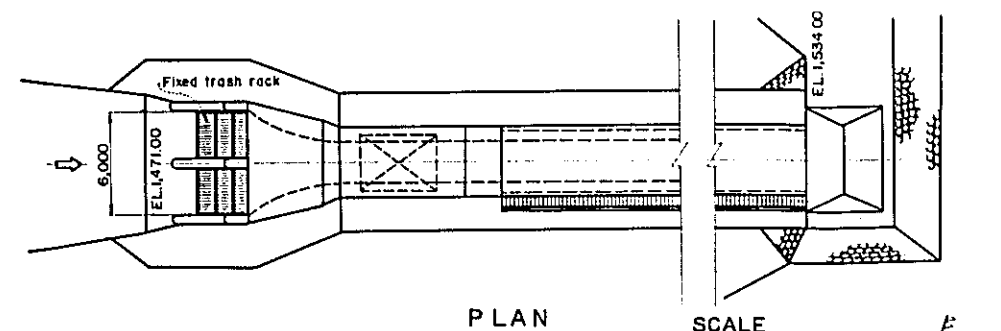


LEGEND

- River deposit
- Terrace deposit
- Talus deposit
- Decomposed or intensively cracky
- Weathered or cracky
- Fractured layer
- Sandy semi-schist, biotite schist
- Fault
- Bore hole

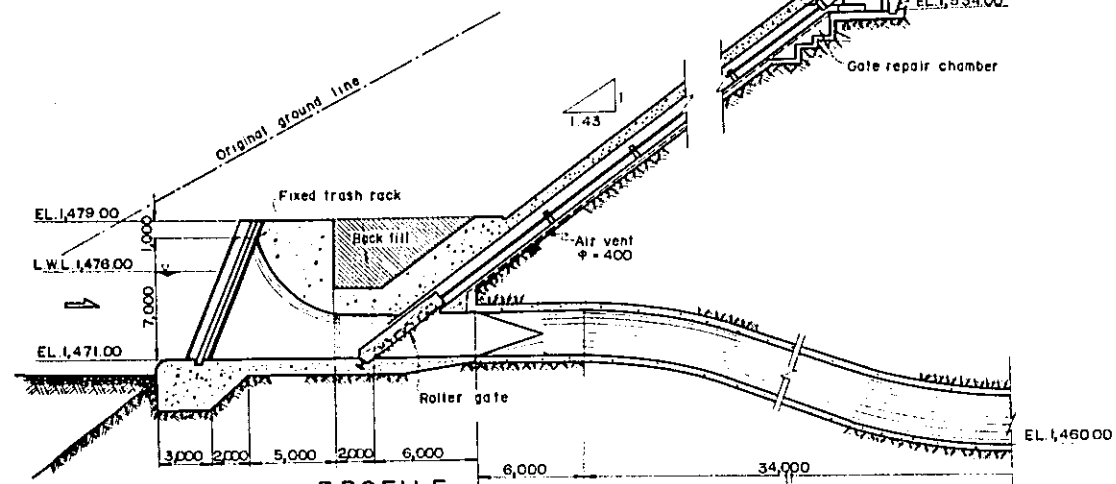
Note : Section lines are shown in Fig A-1-2 in Appendix





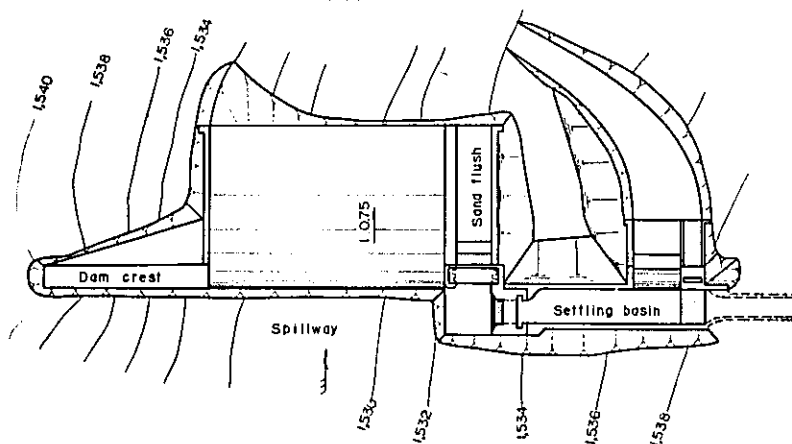
PLAN

SCALE
0 2 4 6 8 10m

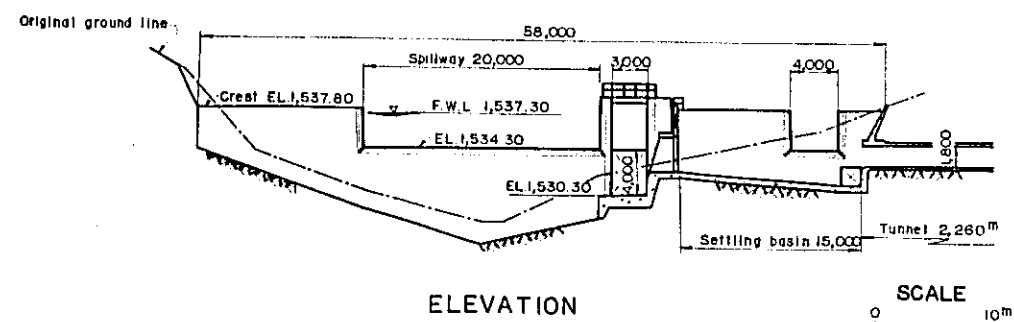


PROFILE

INTAKE

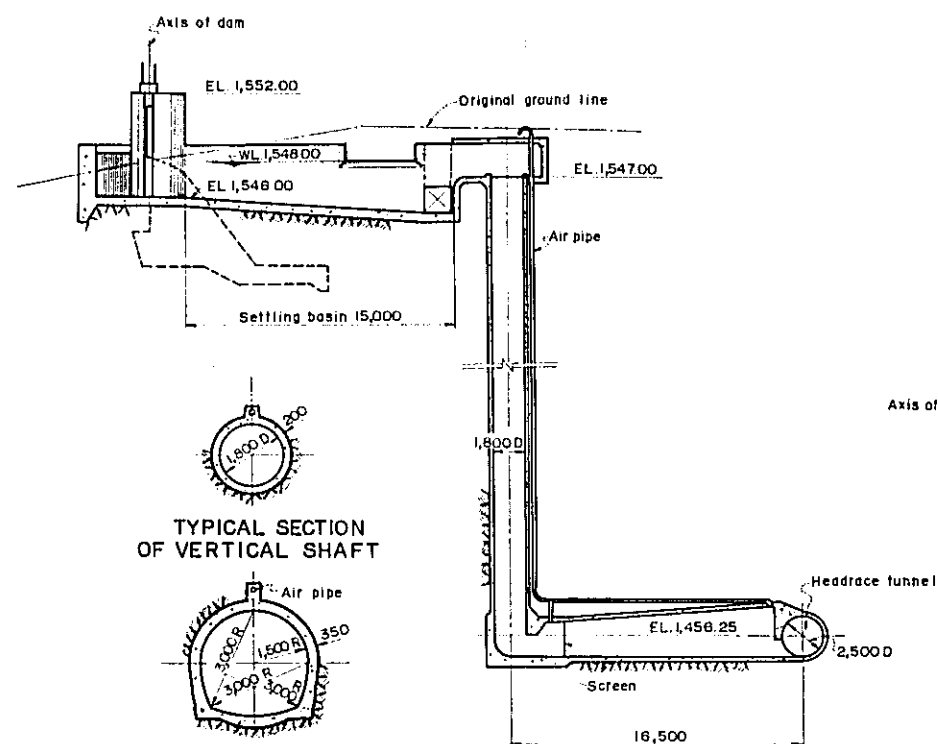


PLAN



ELEVATION

CHAKHEL AUXILIARY INTAKE

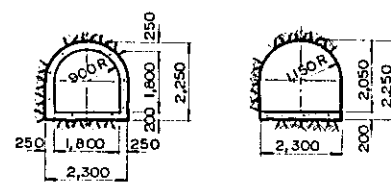


PROFILE

TYPICAL SECTION
OF VERTICAL SHAFT

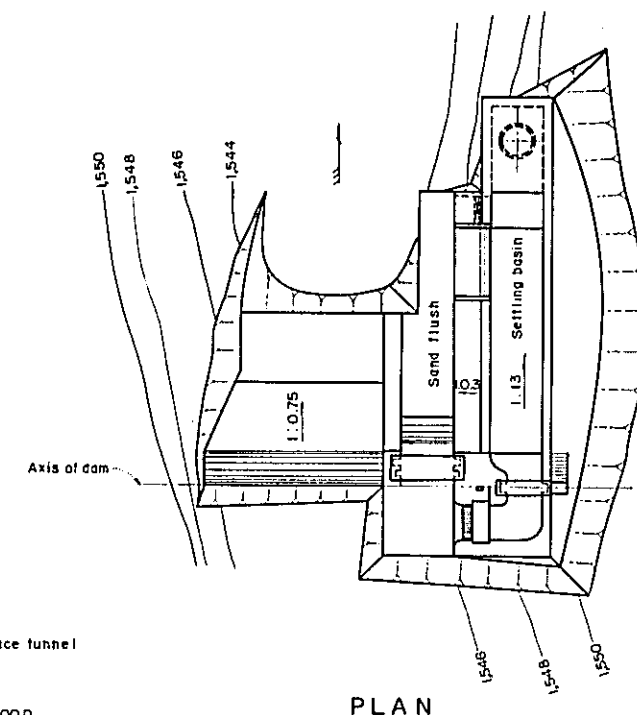
TYPICAL SECTION
OF AIR TRAP CHAMBER

SCALE
0 2 4m

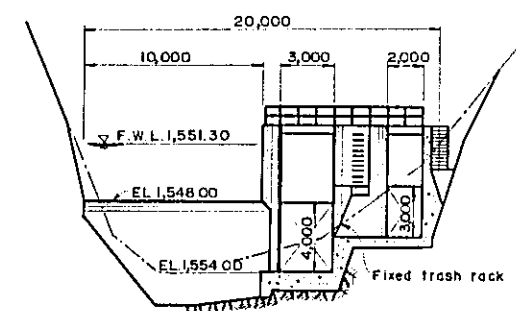


TYPICAL SECTION OF TUNNEL

SCALE
0 2 4m

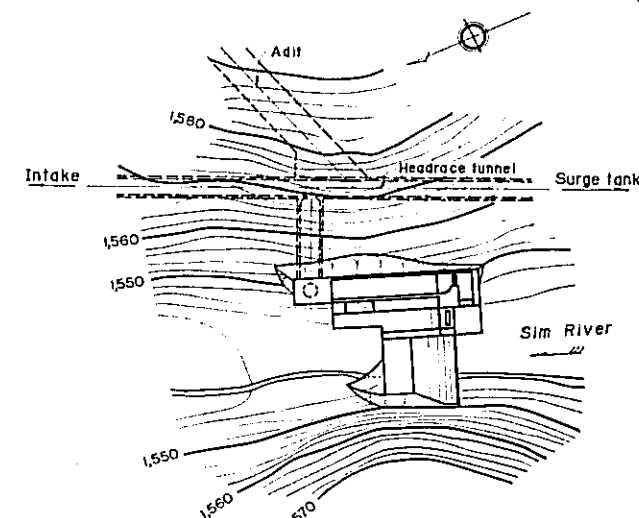


PLAN



ELEVATION

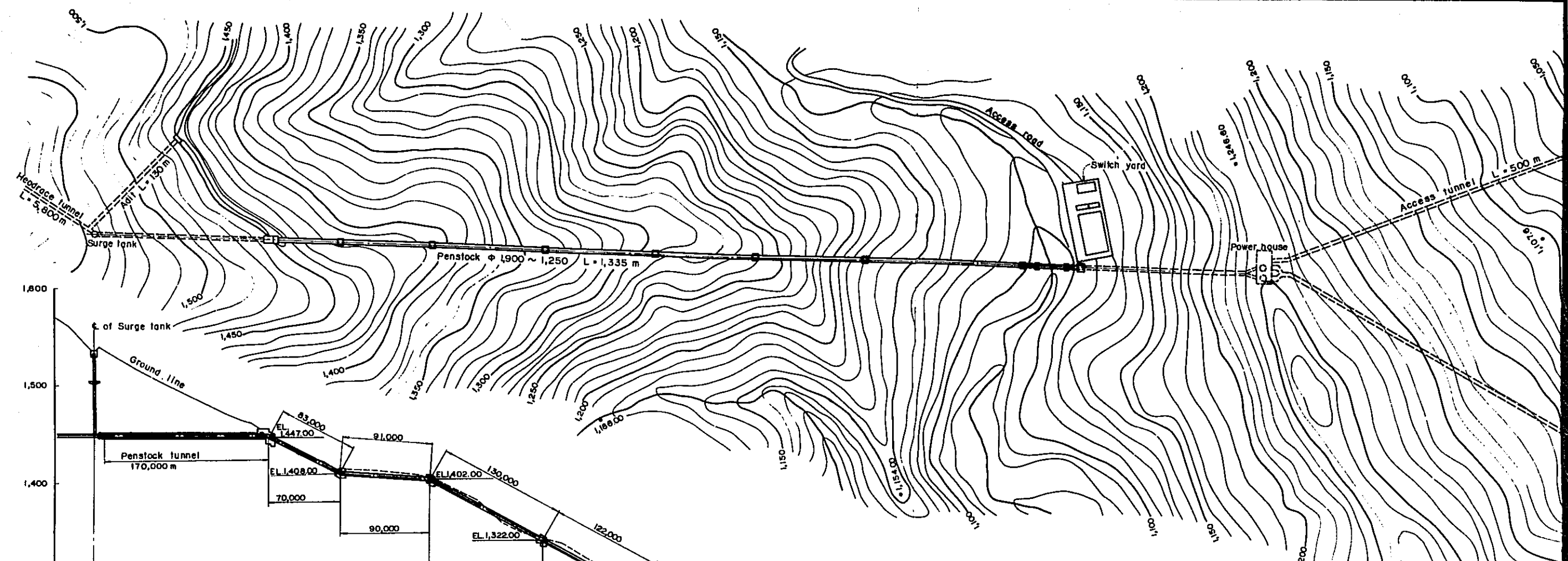
SCALE
0 2 4m



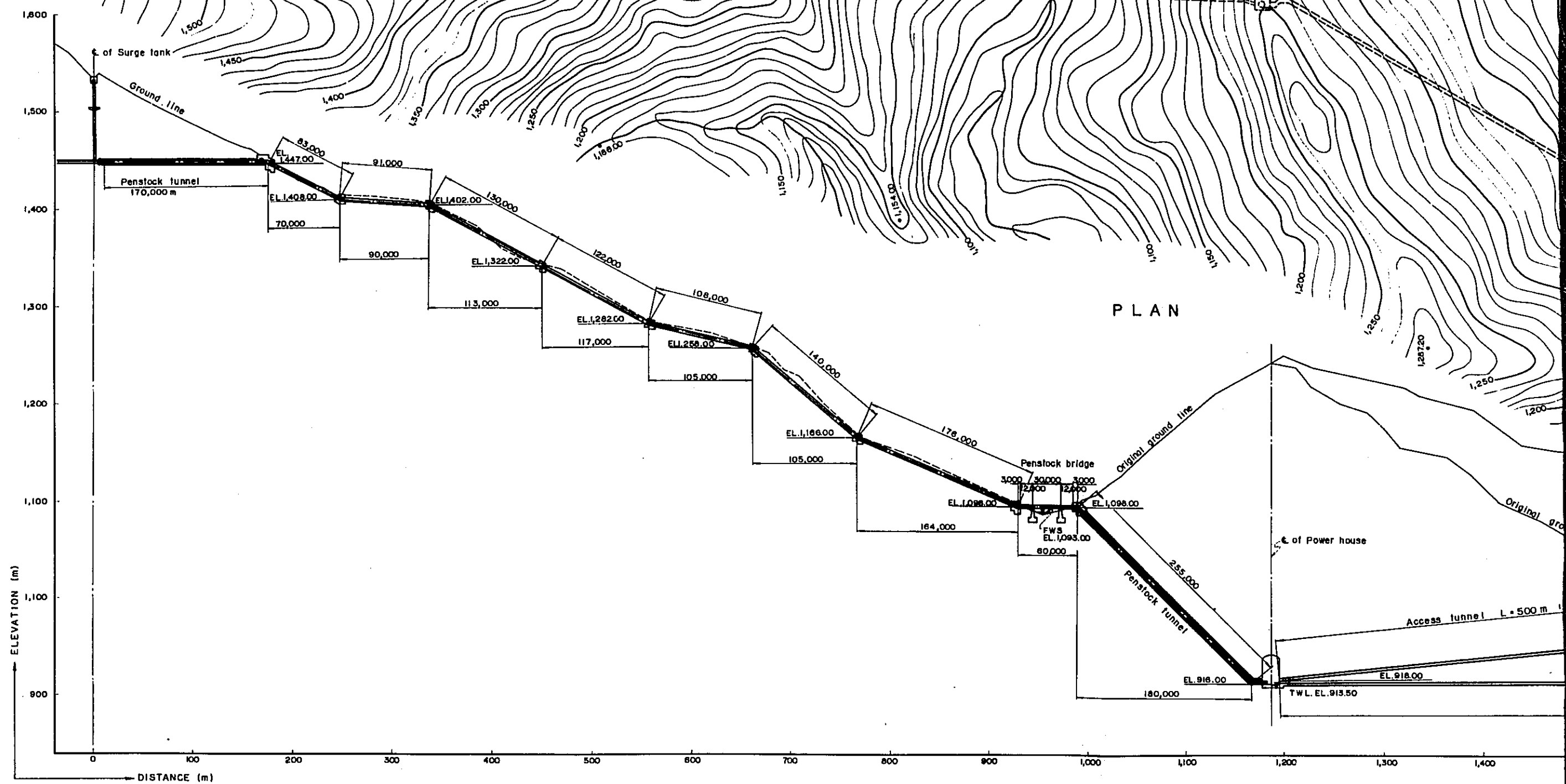
GENERAL PLAN

SCALE
0 2 4m

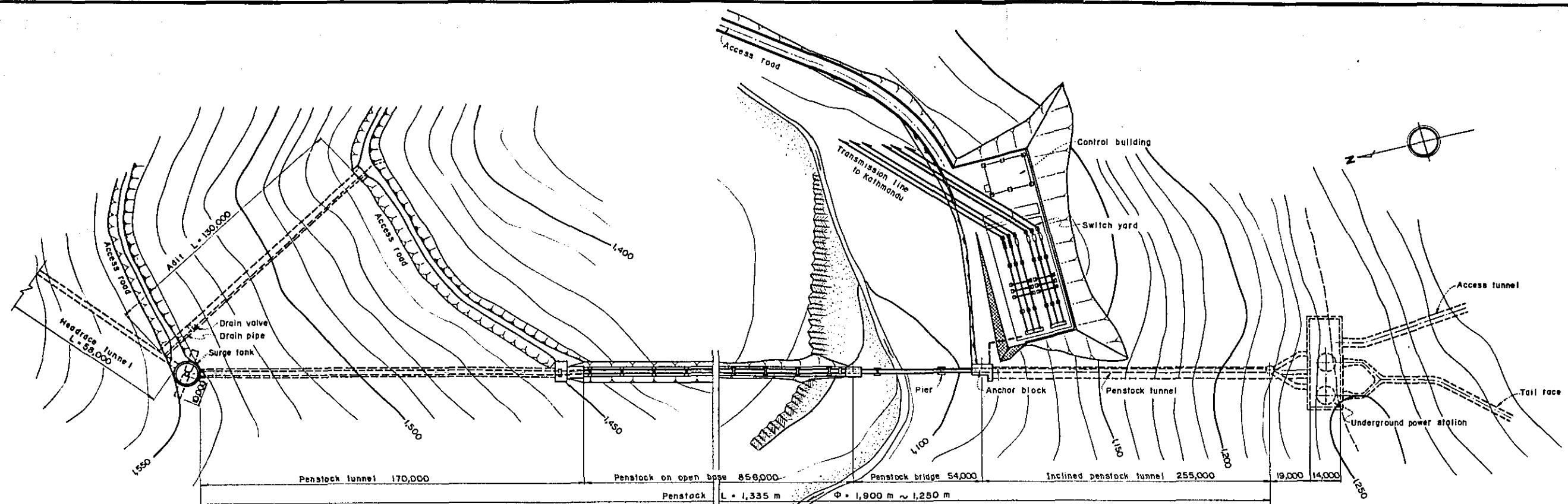
SIM AUXILIARY INTAKE



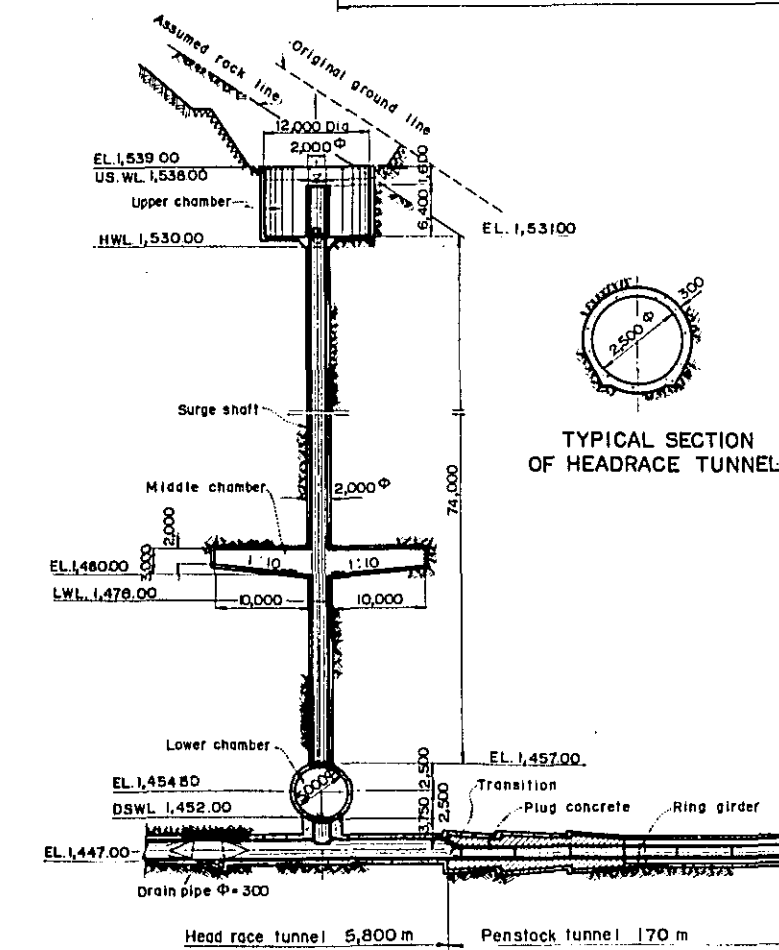
PLAN



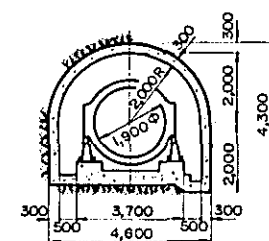
PROFILE



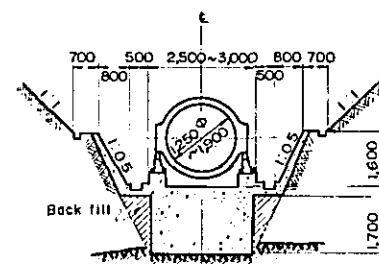
PLAN



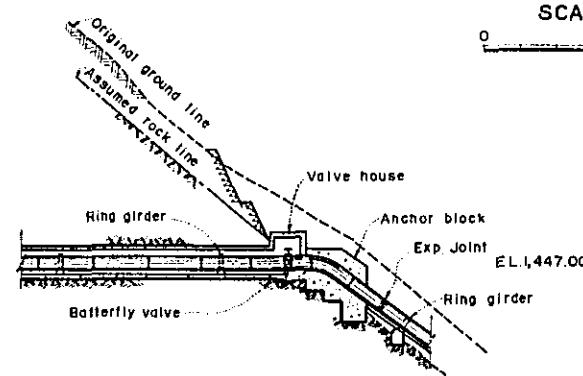
TYPICAL SECTION OF HEADRACE TUNNEL



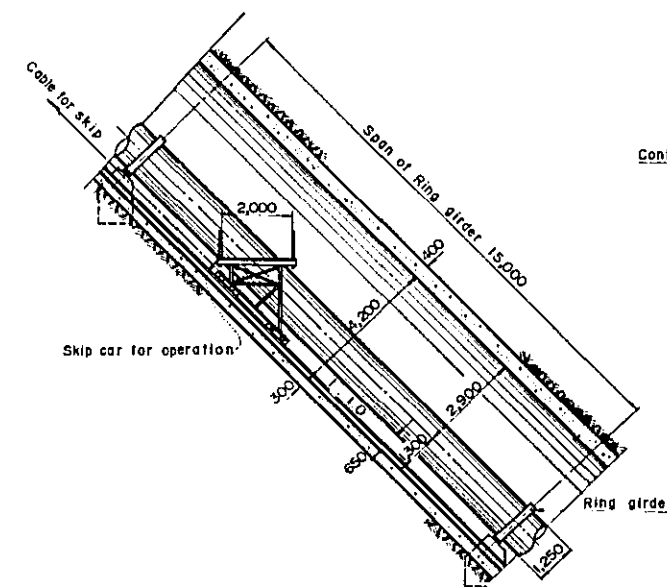
TYPICAL SECTION OF PENSTOCK TUNNEL



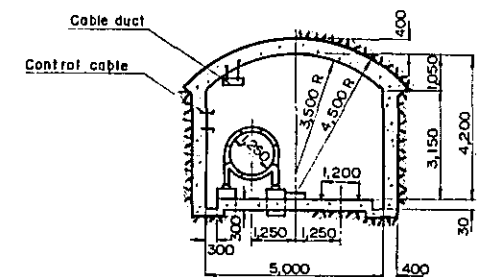
TYPICAL SECTION OF PENSTOCK



SCALE
0 10 20m

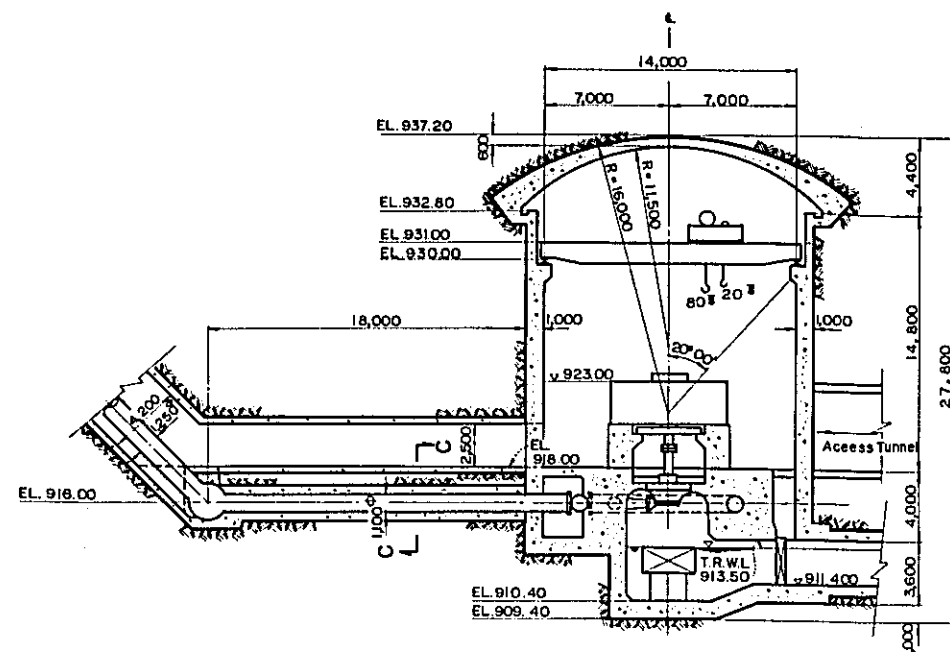


LONGITUDINAL SECTION OF INCLINED PENSTOCK TUNNEL

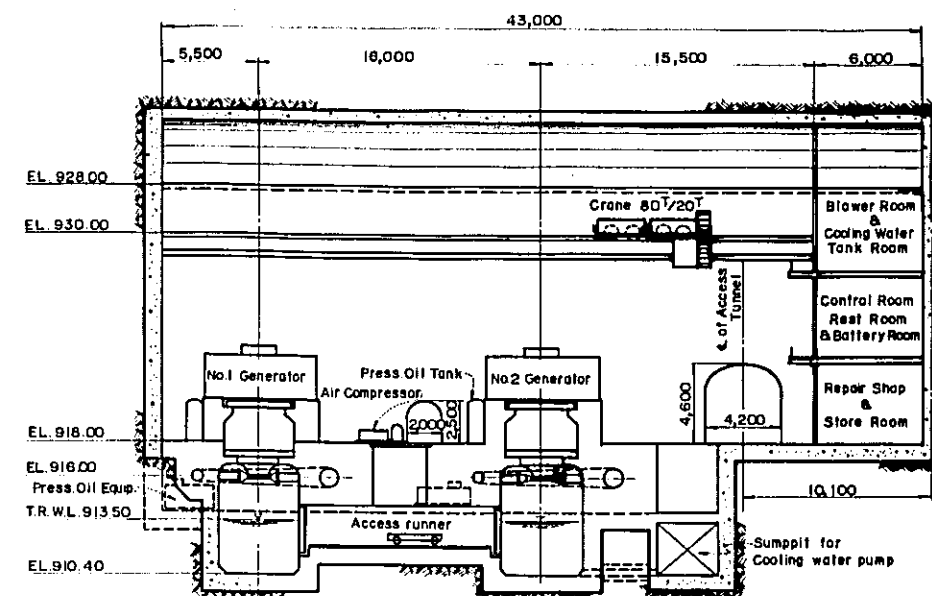


TYPICAL SECTION OF INCLINED PENSTOCK TUNNEL

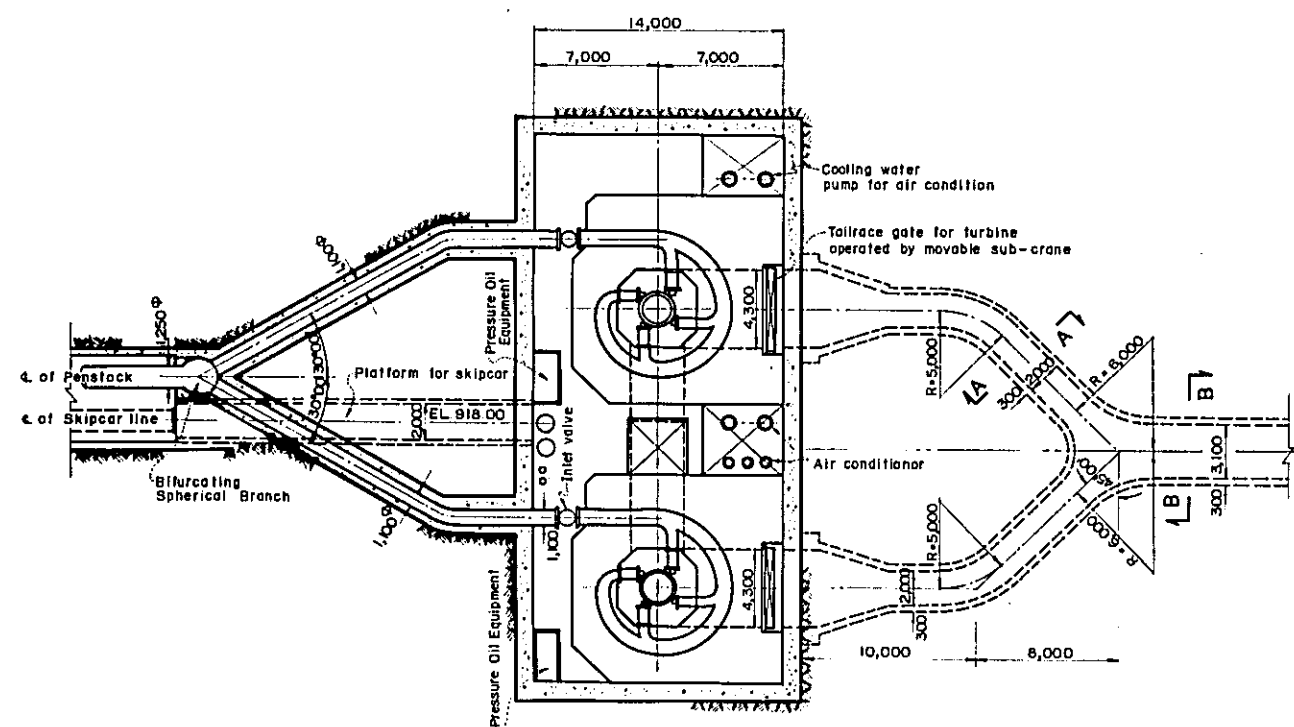
SCALE
0 5m



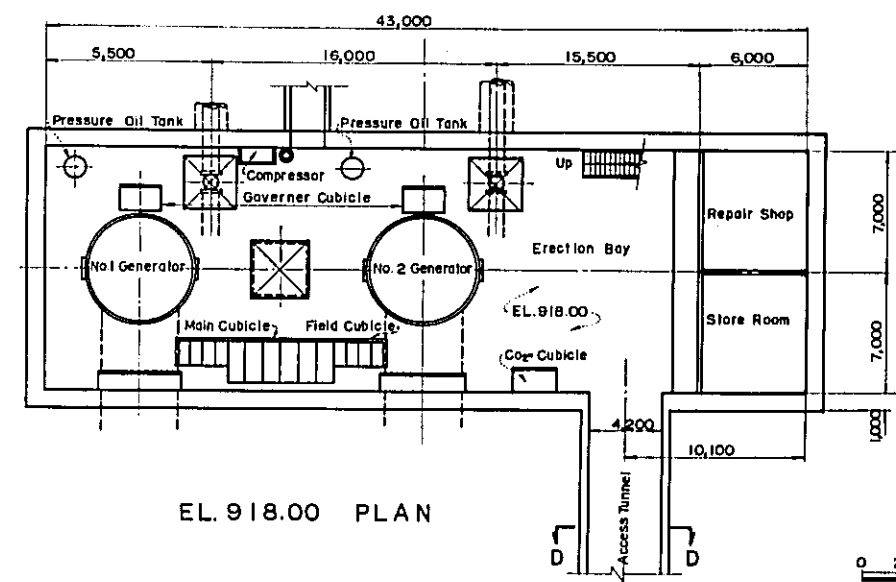
STANDARD SECTION



LONGITUDINAL SECTION

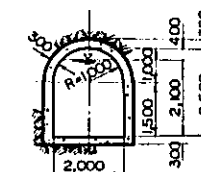


EL. 916.00 PLAN

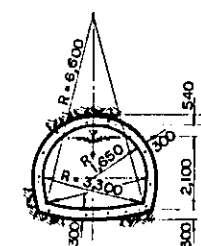


EL. 918.00 PLAN

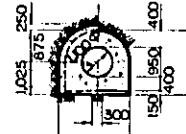
SCALE
0 2 4 6 8 10m



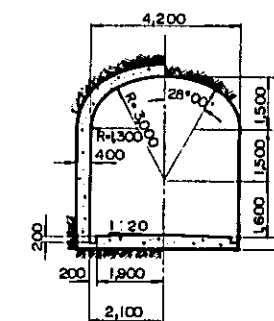
SECTION A-A



SECTION B-B
(TAILRACE TUNNEL)



SECTION C-C



SECTION D-D
(ACCESS TUNNEL)

DETAIL OF POWER HOUSE
DWG. No. 13 JULY, 1974

APPENDIX - I

GEOLOGICAL INVESTIGATION DATA

LIST OF FIGURES

Fig. A-1-1	Location of Bore Holes
Fig. A-1-2	Location of Bore Holes and Seismic Exploration Lines
Fig. A-1-3	Record of Core Boring at Damsite
Fig. A-1-4	Record of Core Boring at Power Station Site
Fig. A-1-5	Seismic Profile Line No.1
Fig. A-1-6	Seismic Profile Line No.2
Fig. A-1-7	Seismic Profile Line No.3
Fig. A-1-8	Seismic Profile Line No.4
Fig. A-1-9	Seismic Profile Line No.5
Fig. A-1-10	Seismic Profile Line No.6
Fig. A-1-11	Seismic Profile Line No.7

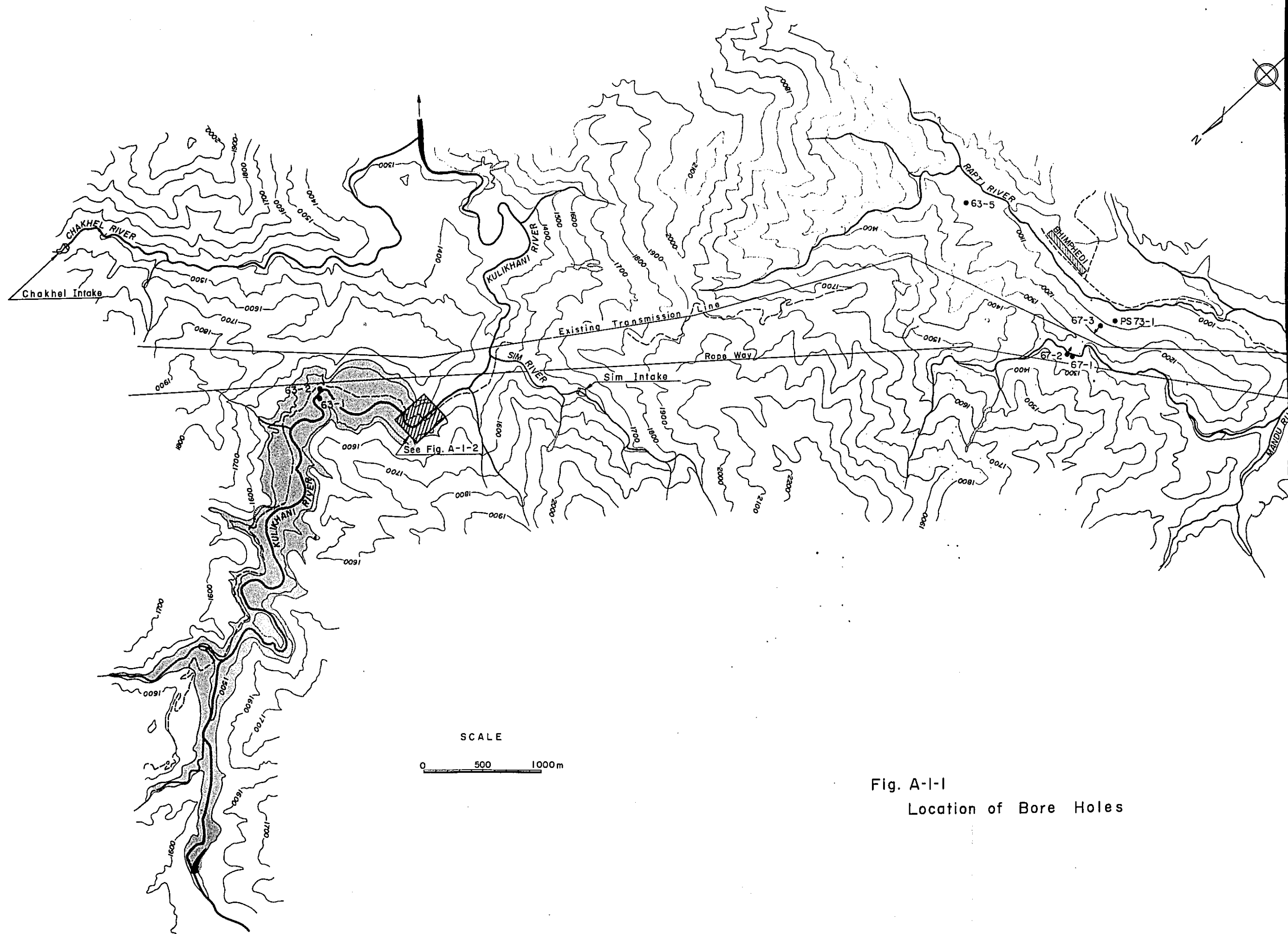


Fig. A-1-1
Location of Bore Holes

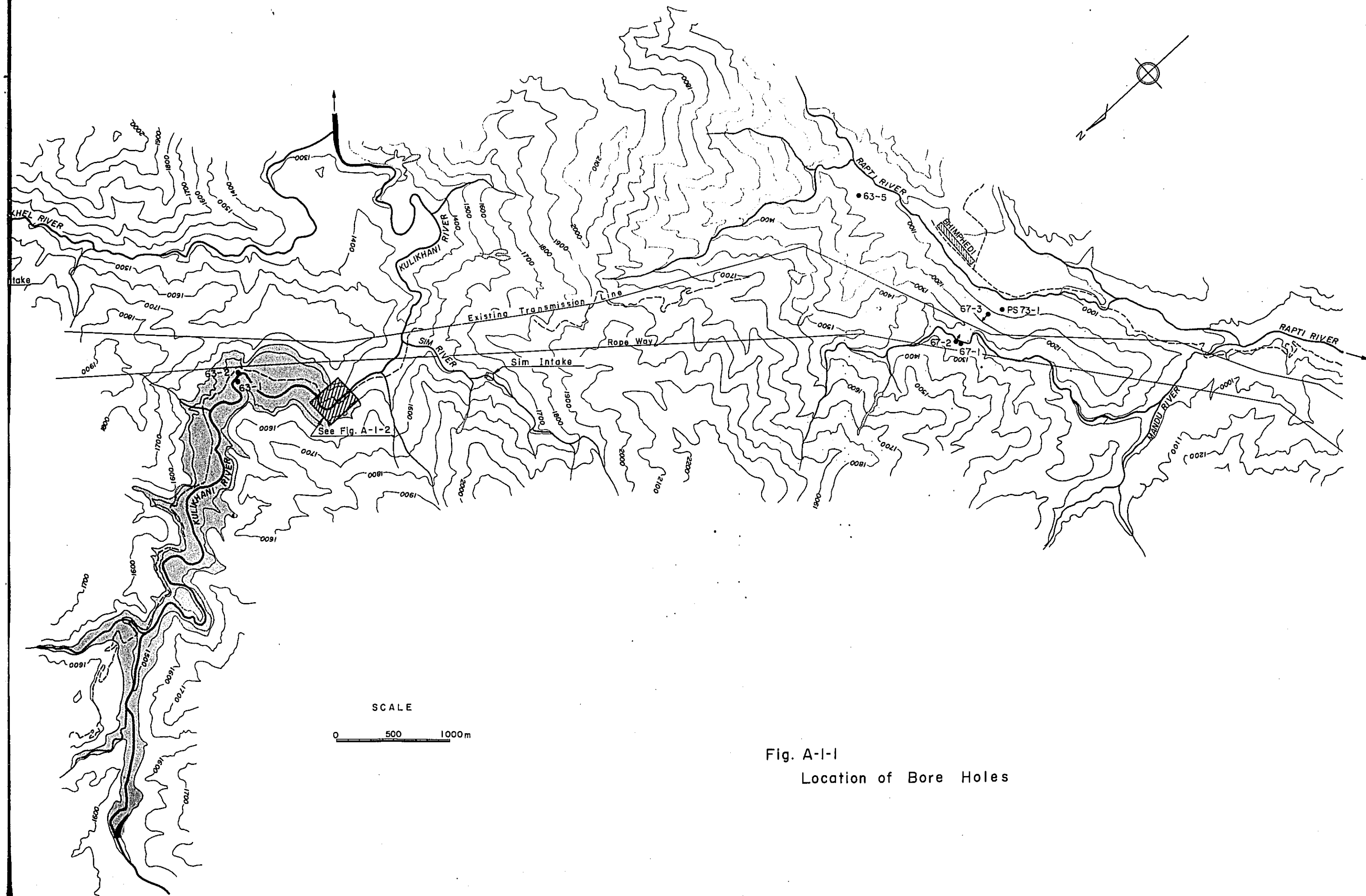
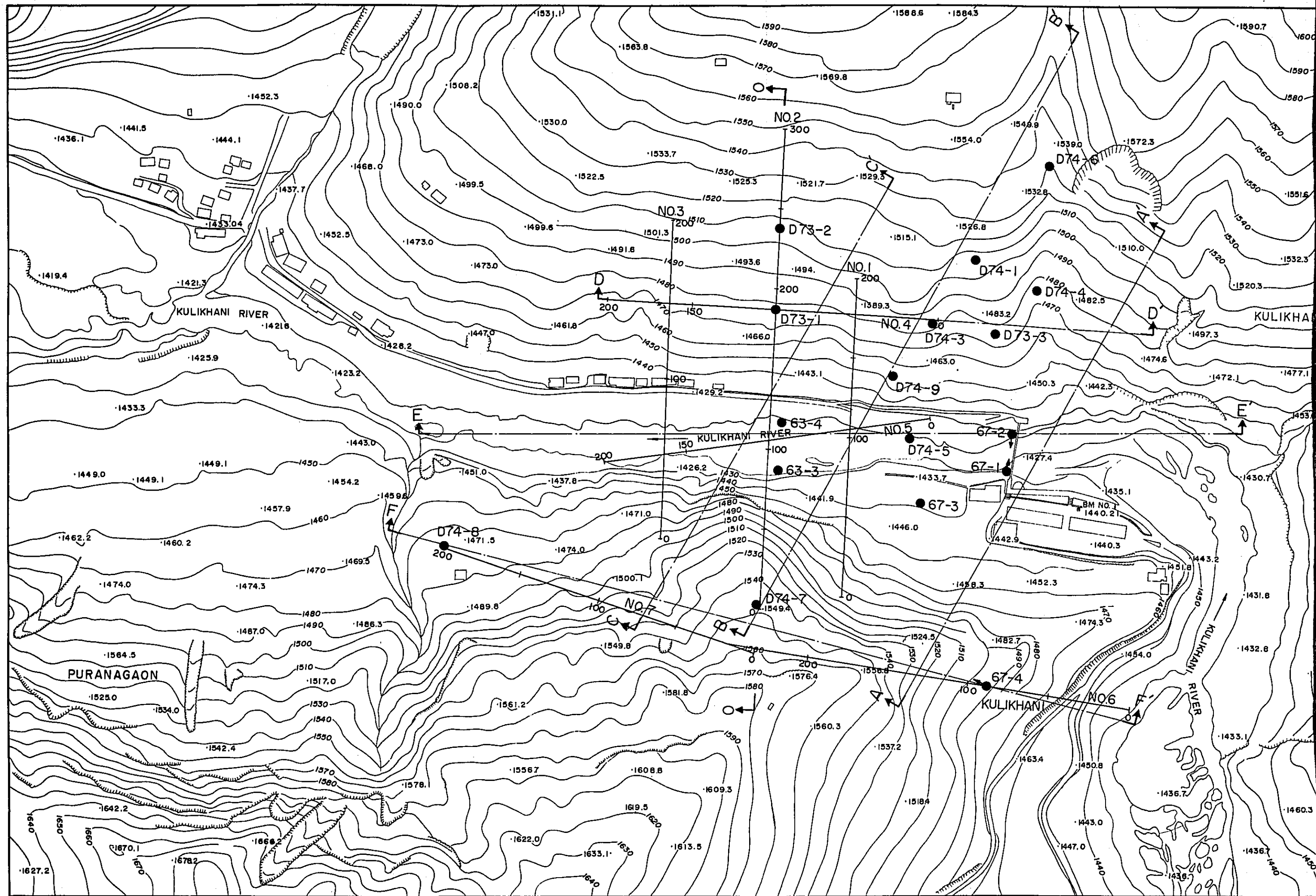


Fig. A-1-1
Location of Bore Holes



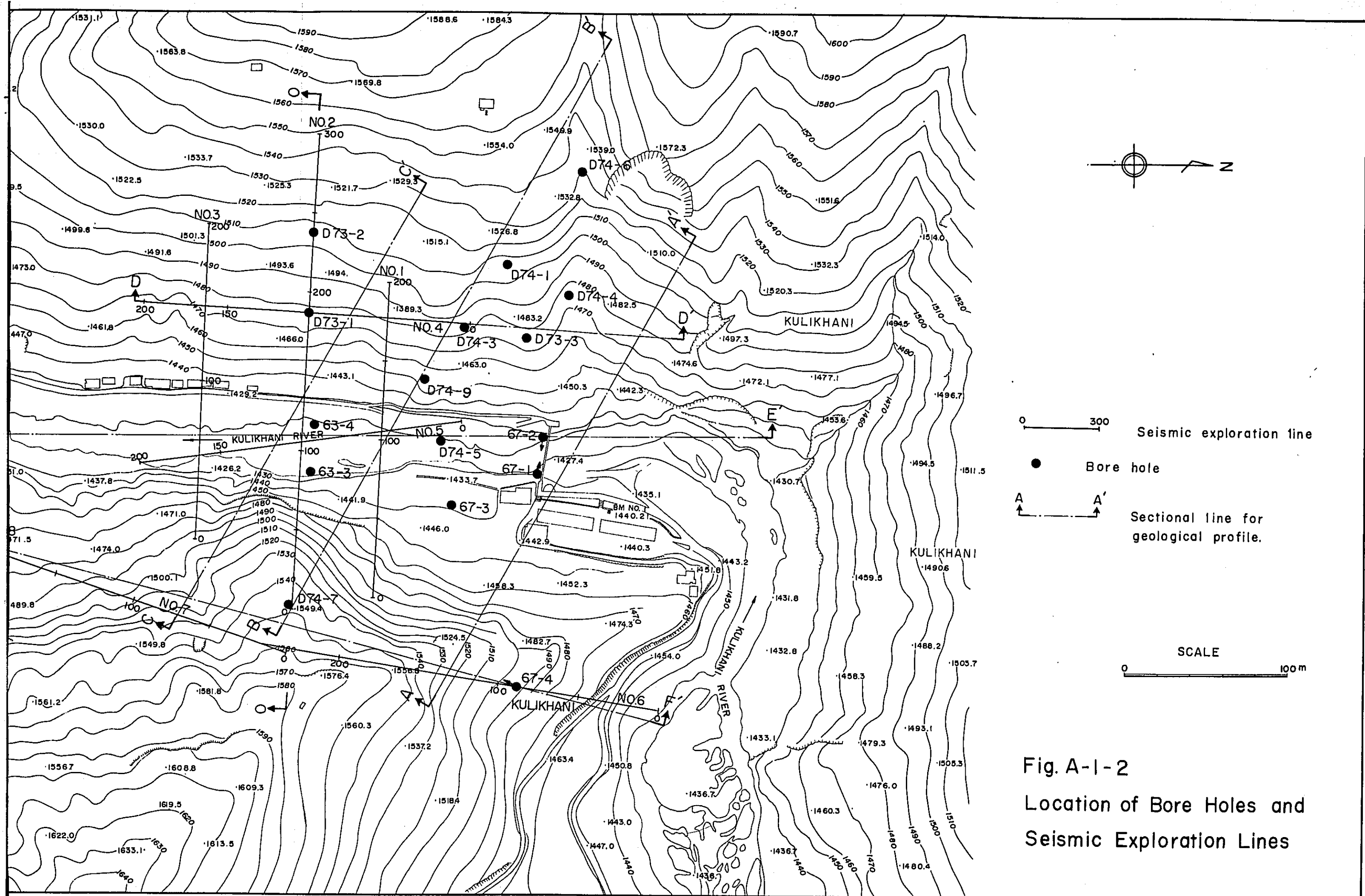


Fig. A-1-2
Location of Bore Holes and
Seismic Exploration Lines

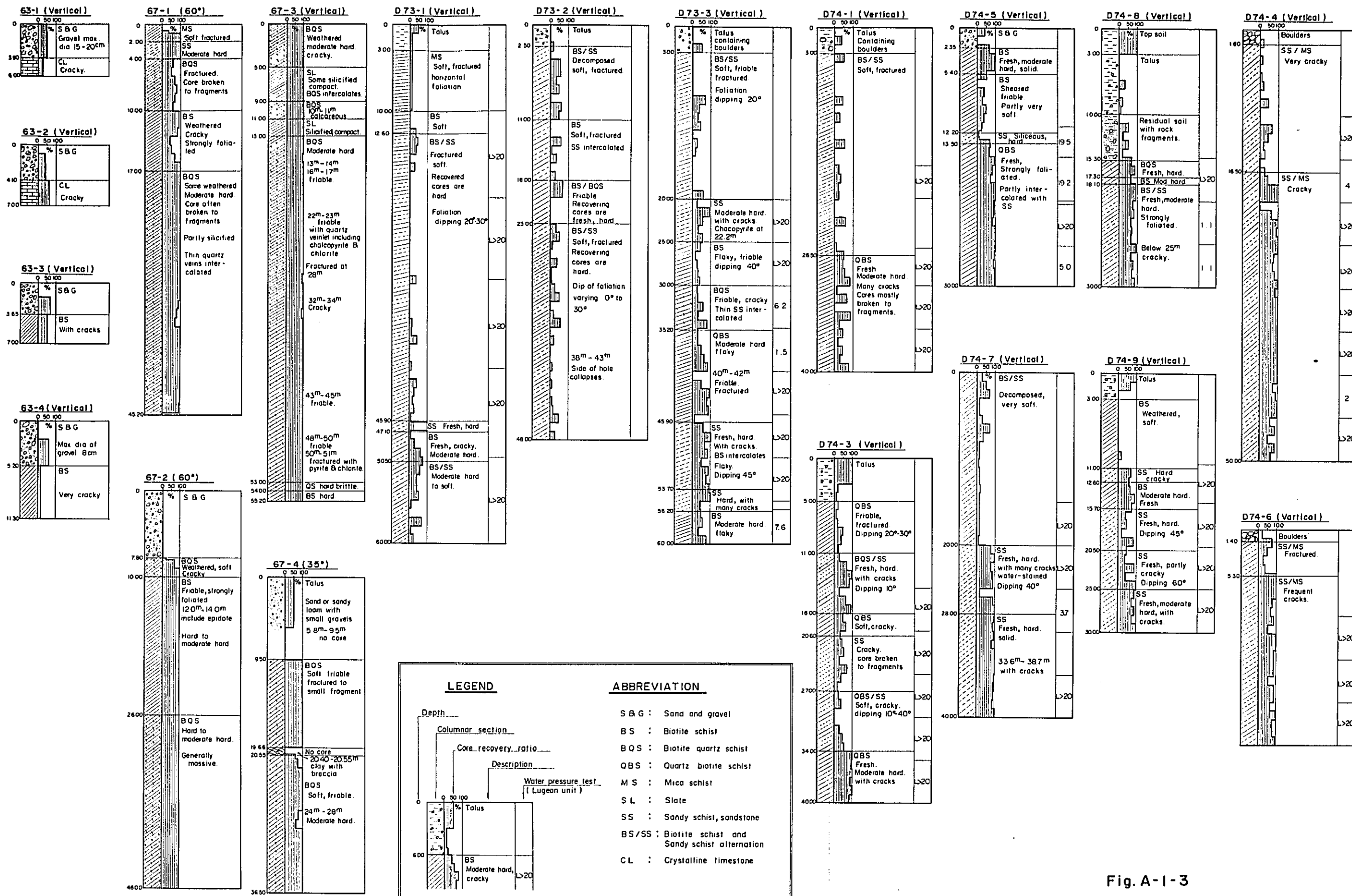


Fig. A-1-3

Record of Core Boring of Damsite

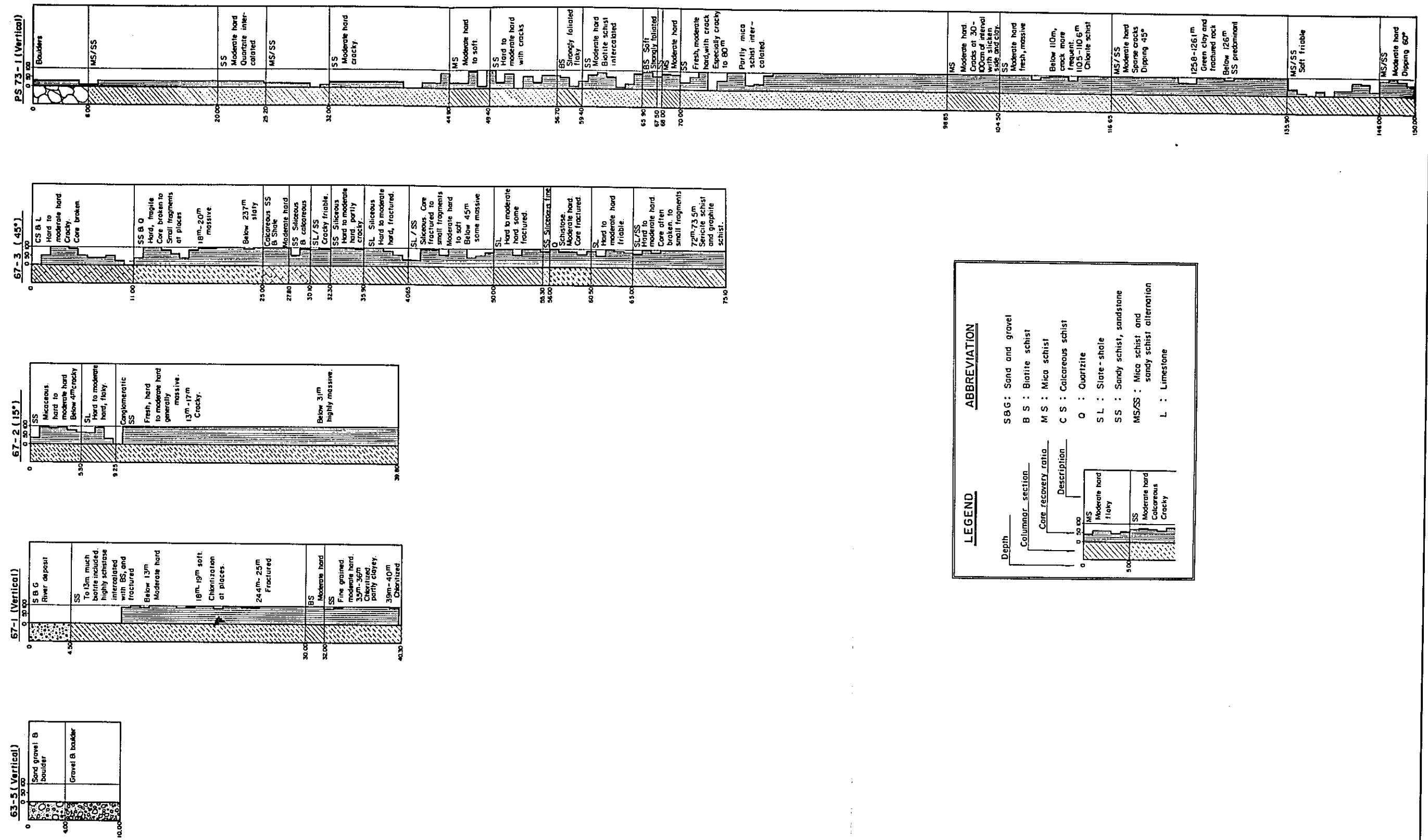
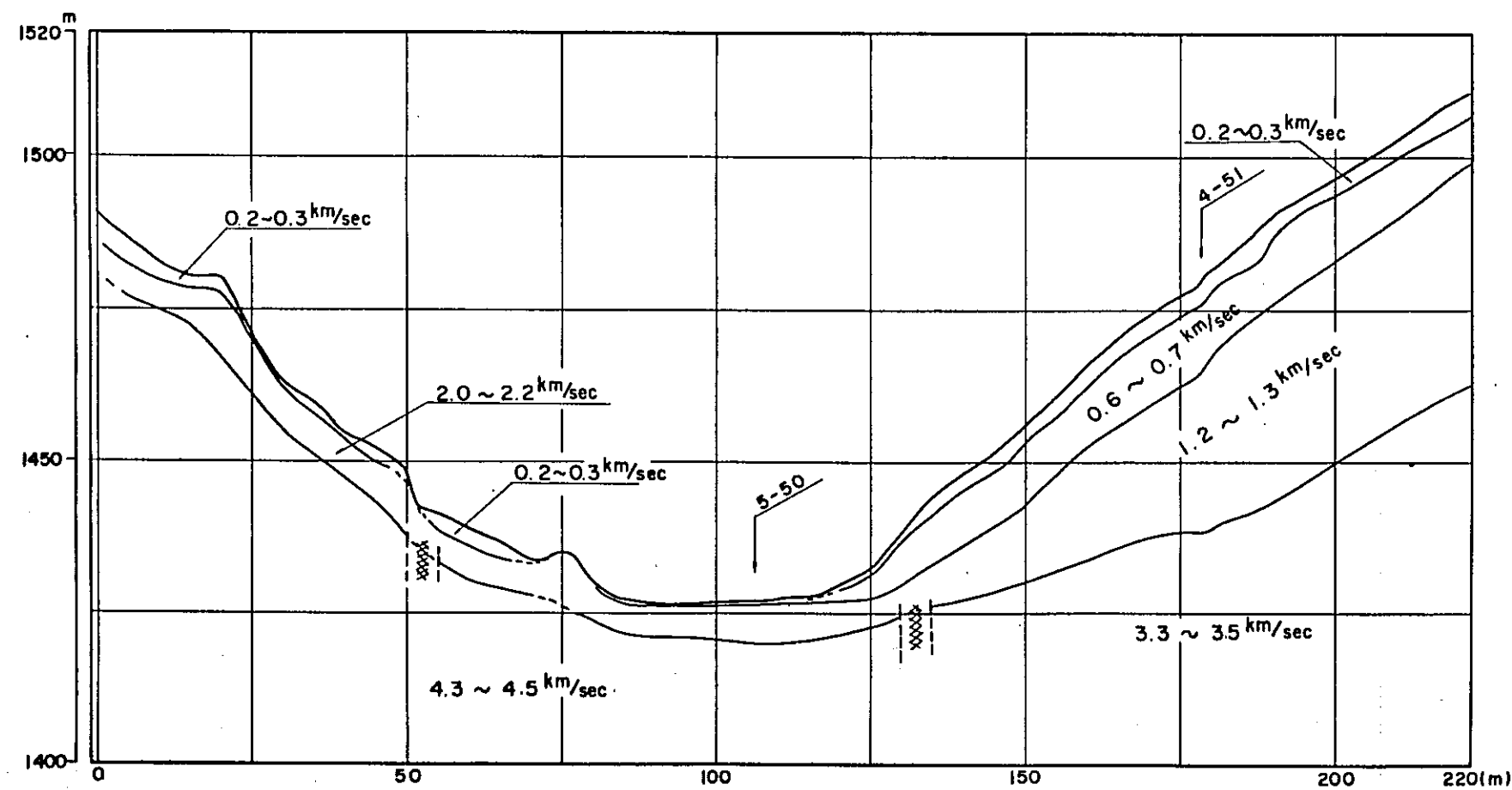
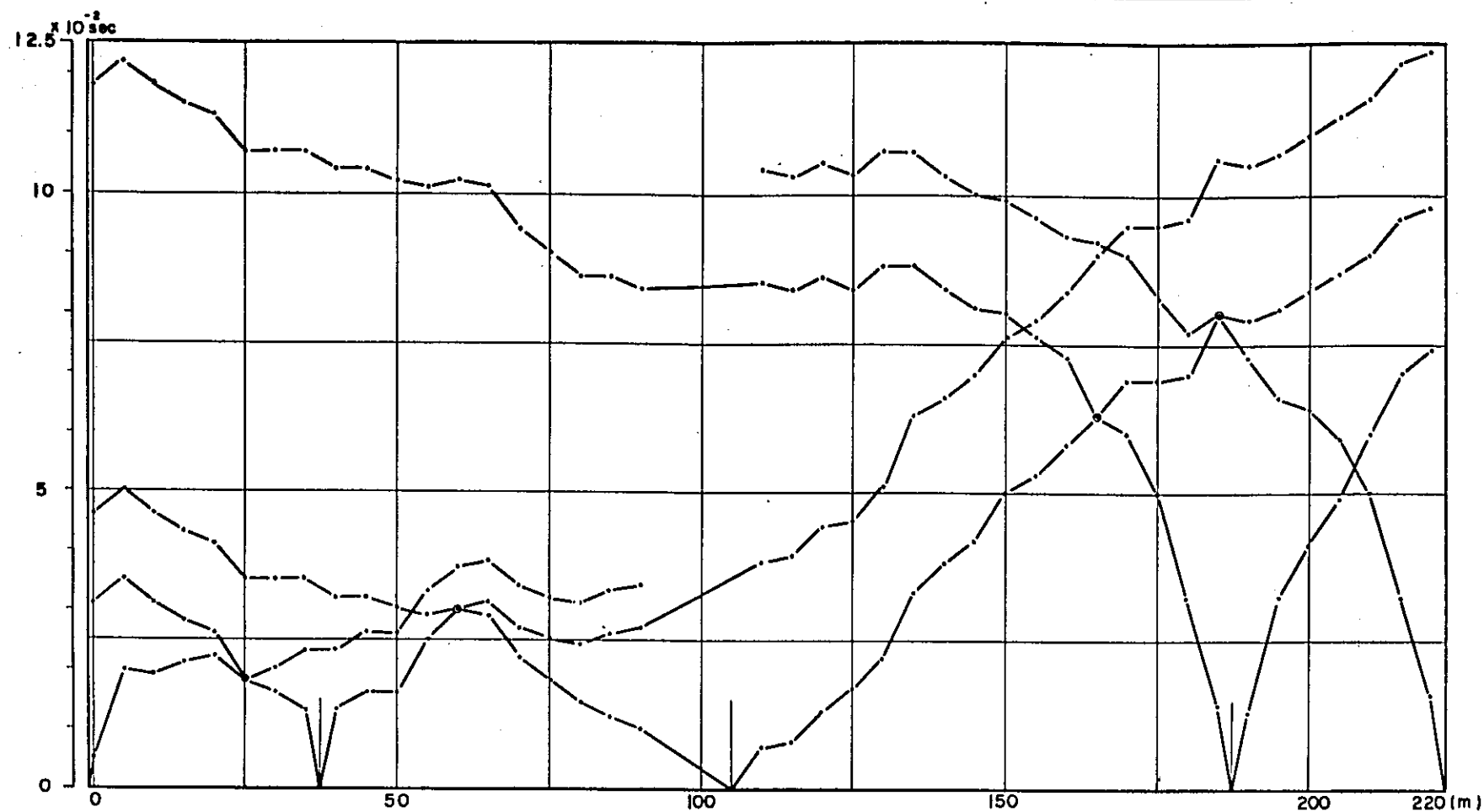
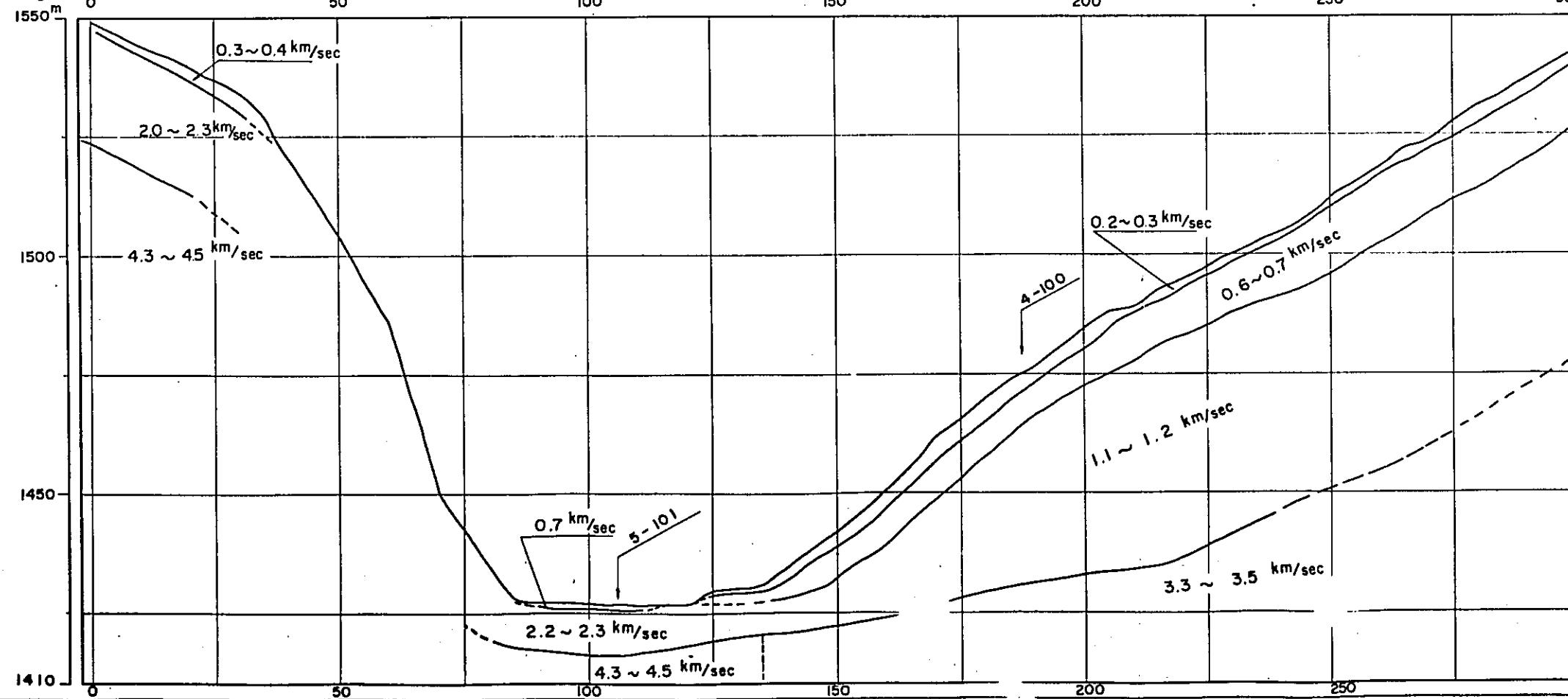
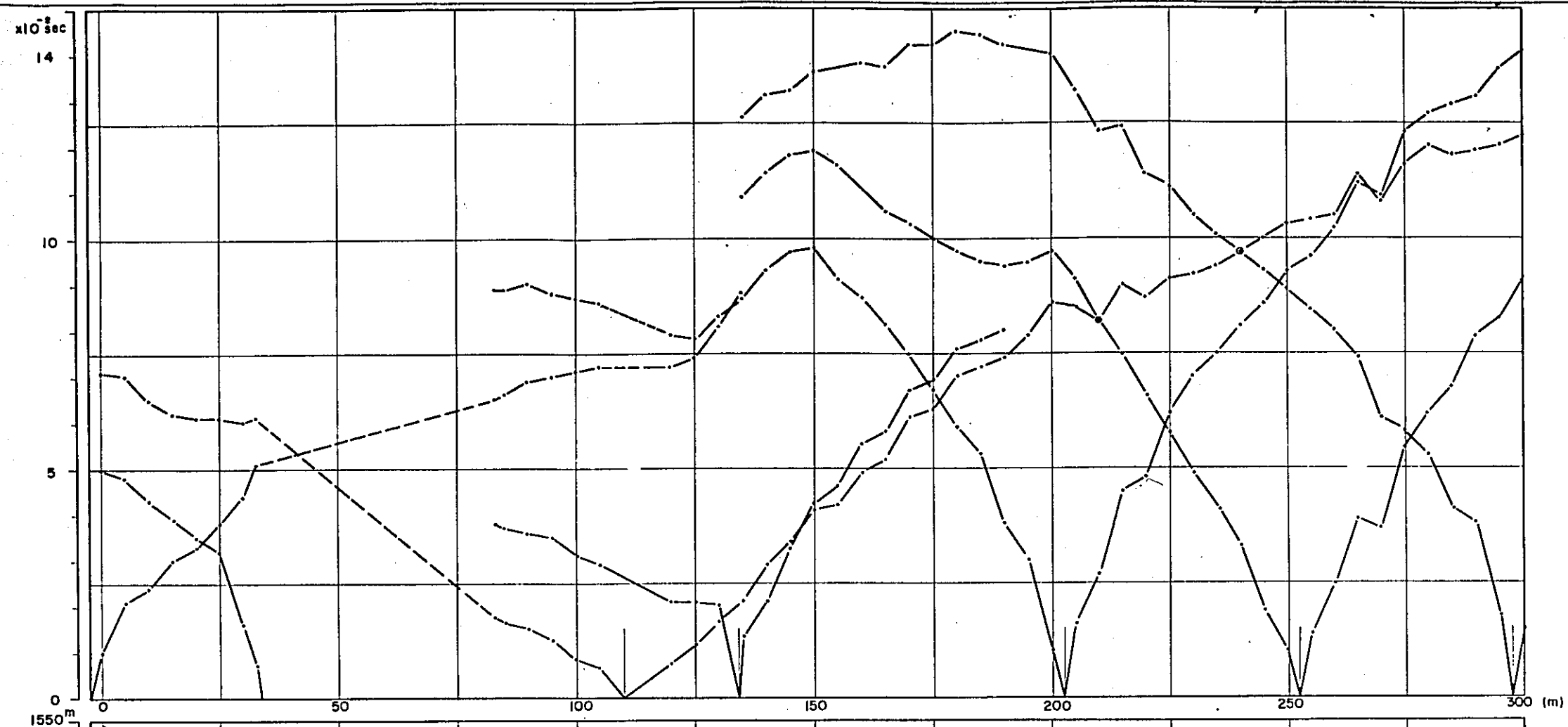


Fig. A-1-4

Record of Core Boring
of Power Station Site



HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	
KULIKHANI PROJECT	
SEISMIC EXPLORATION	
TIME-DISTANCE CURVE	
SEISMIC PROFILE	
LINE-NO. 1	
Fig. A-1-5	DATE
NIPPON KOEI CO.LTD	

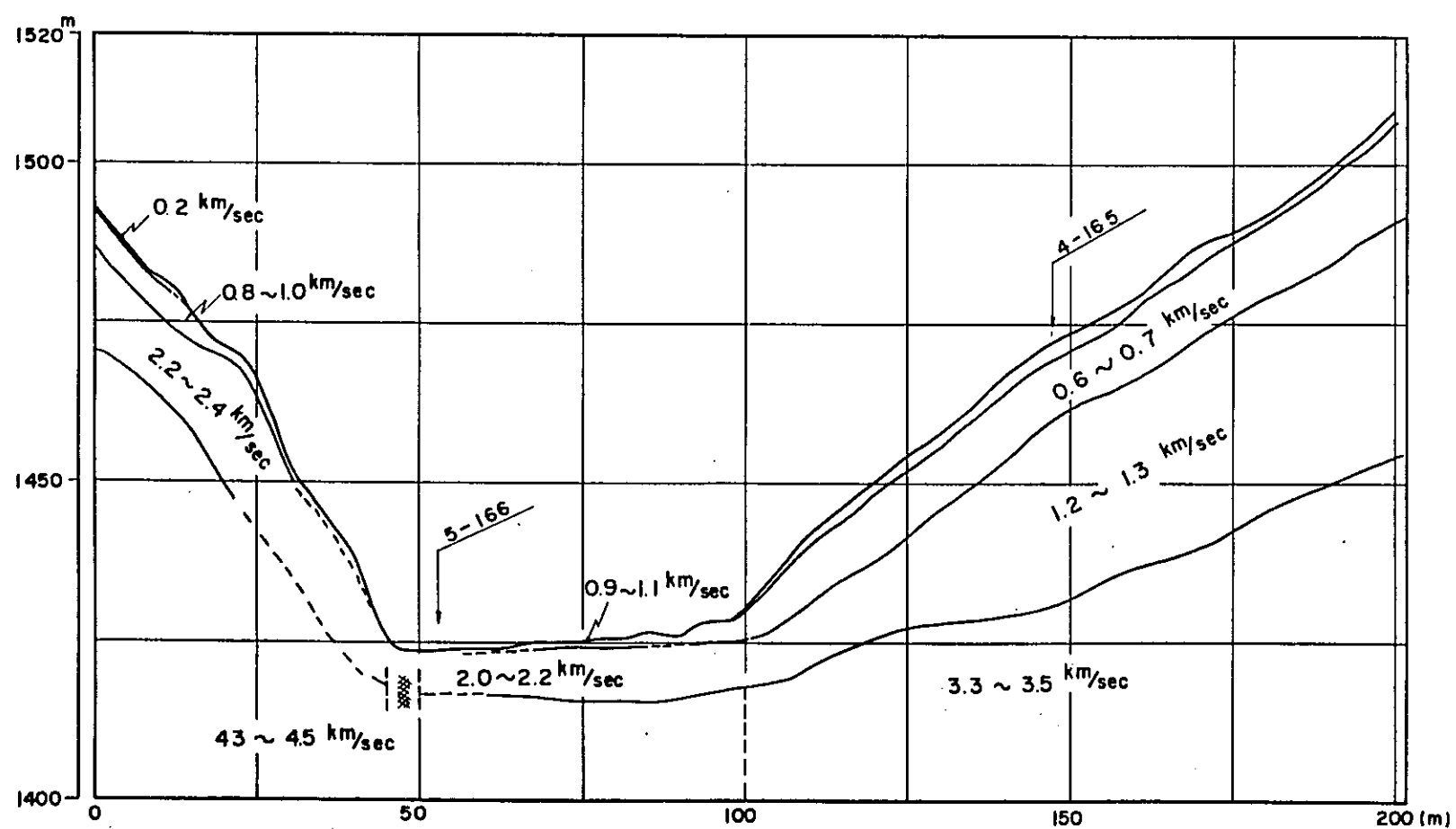
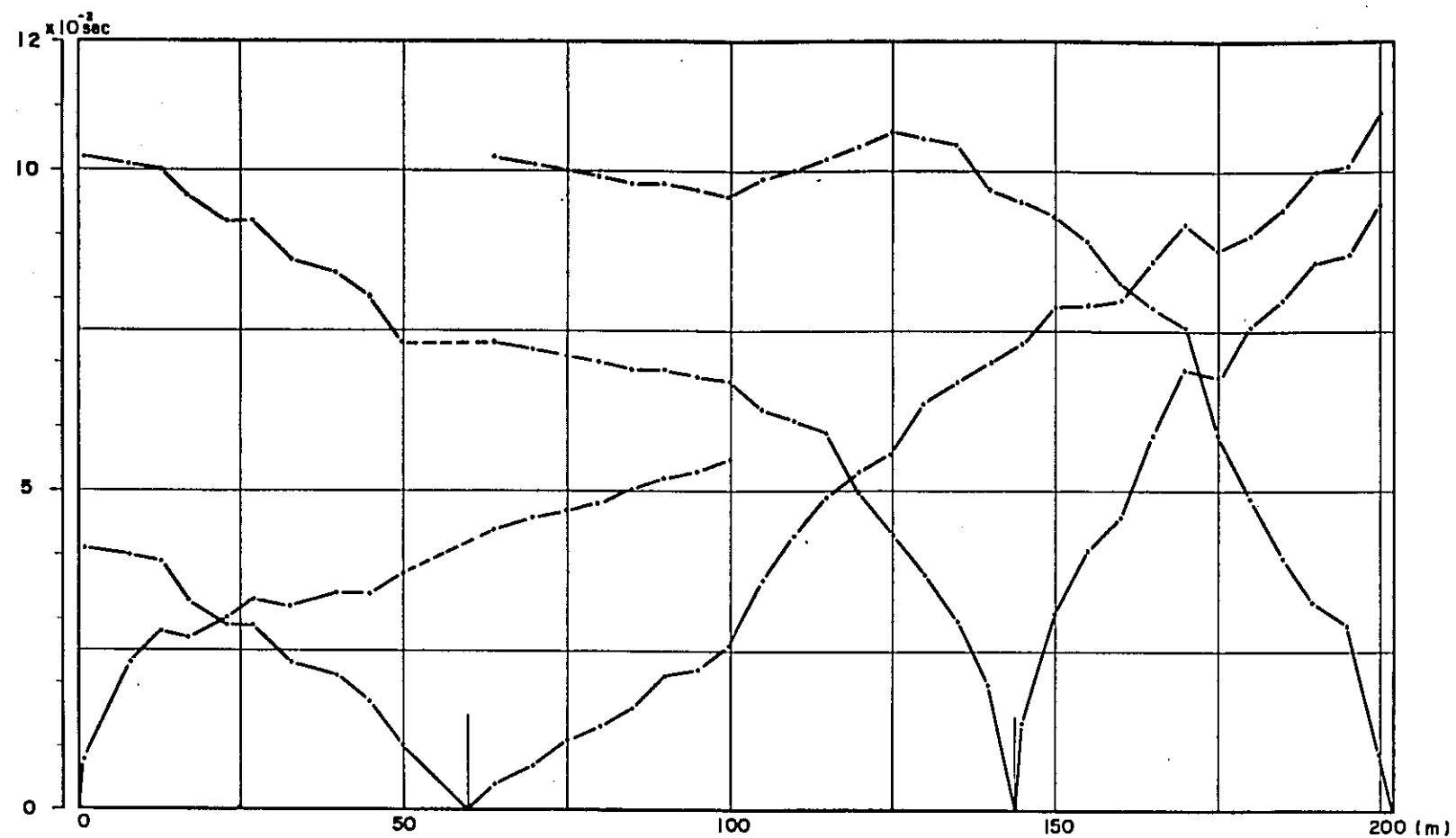


SCALE
0 50m

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
KULIKHANI PROJECT
SEISMIC EXPLORATION
TIME-DISTANCE CURVE
SEISMIC PROFILE
LINE-NO.2

Fig. A-1-6 DATE

NIPPON KOEI CO. LTD



0 SCALE 50m

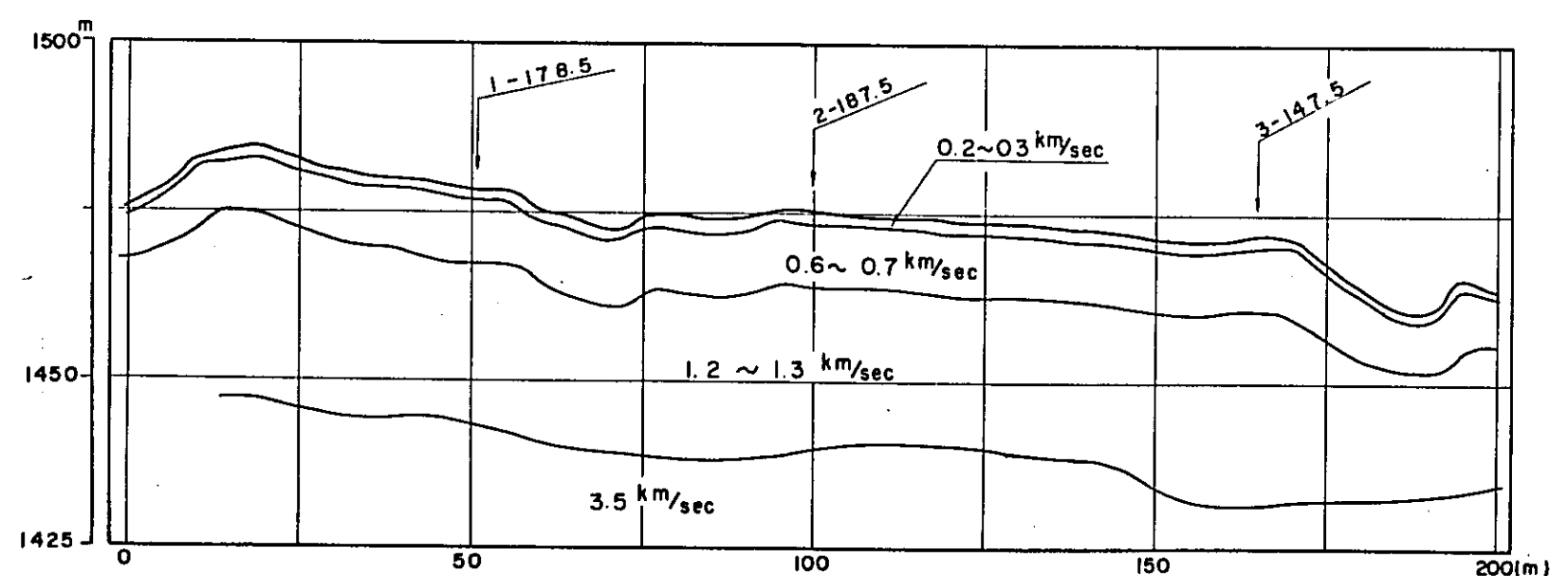
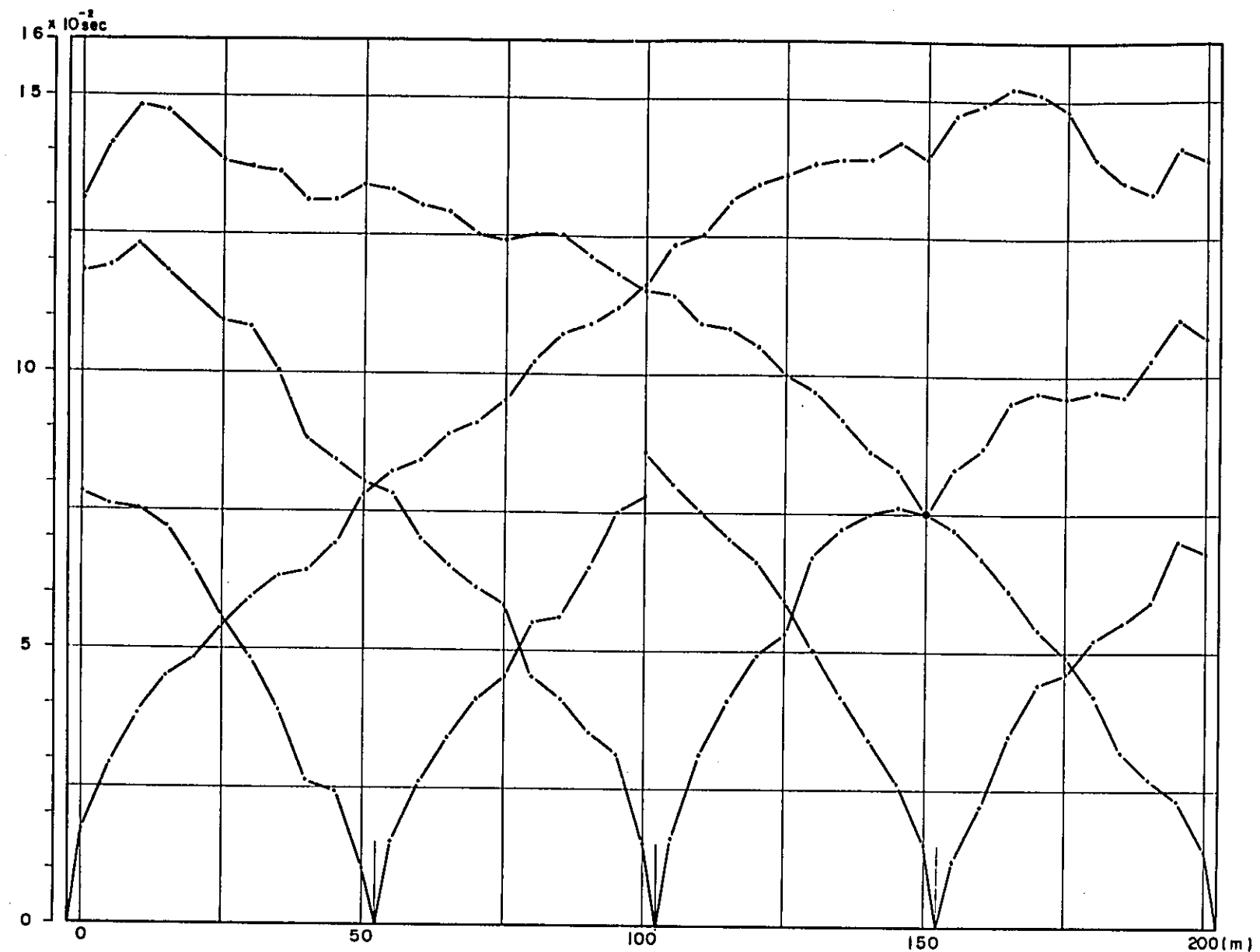
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL

KULIKHANI PROJECT
SEISMIC EXPLORATION
TIME-DISTANCE CURVE
SEISMIC PROFILE
LINE-NO.3

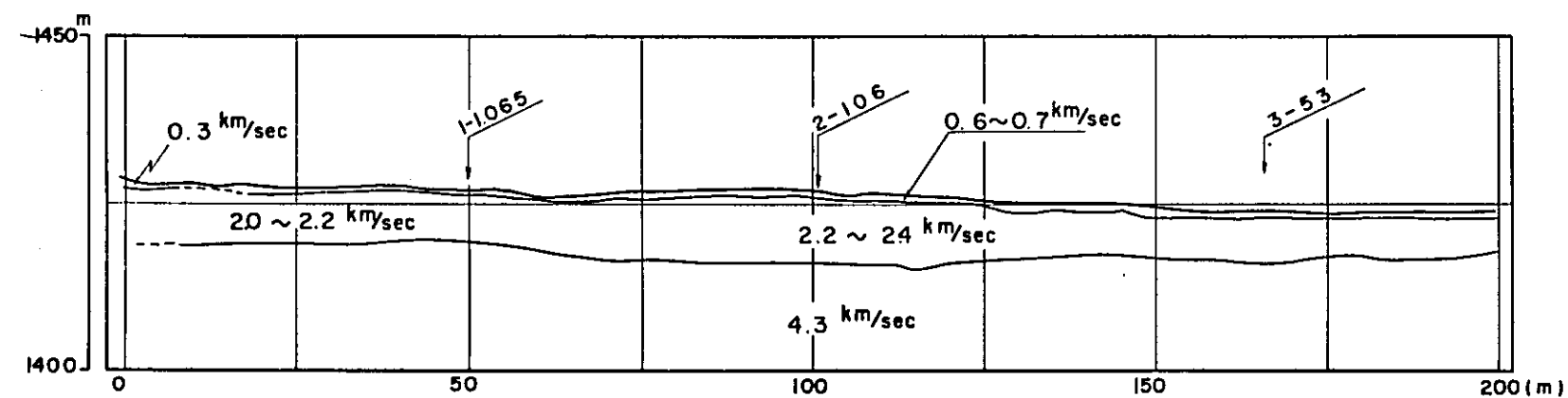
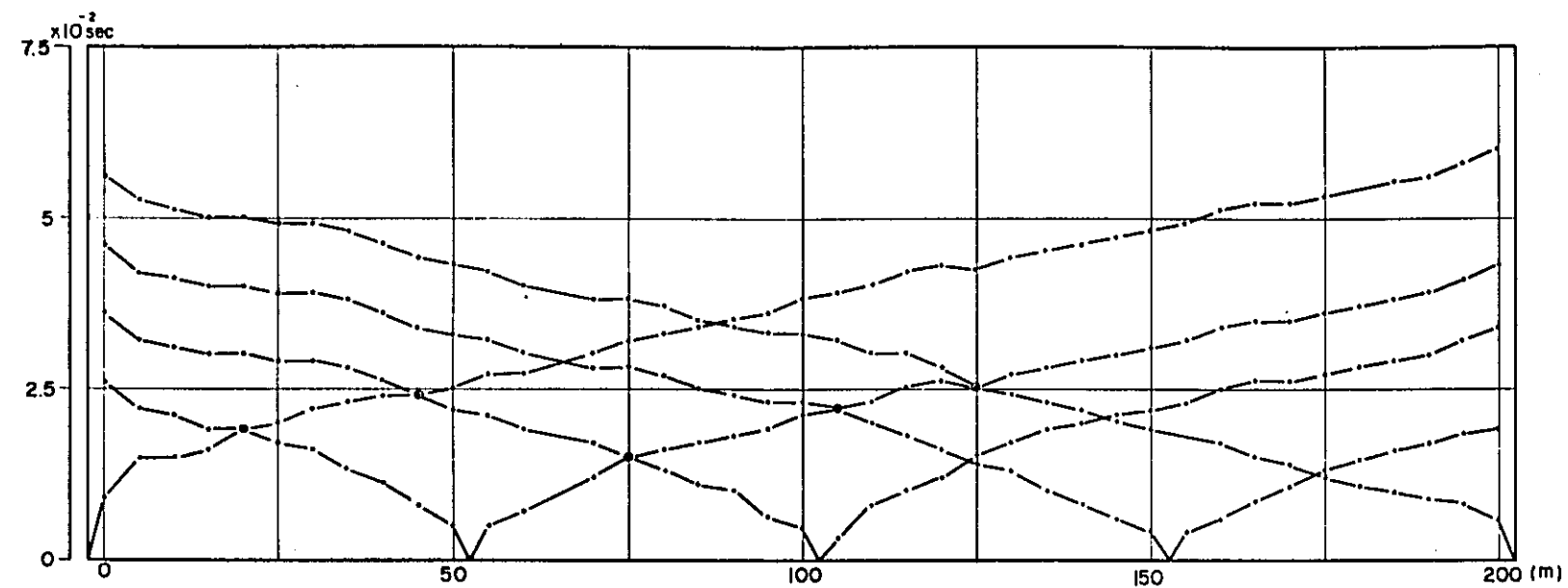
Fig. A - 1 - 7

DATE

NIPPON KOEI CO. LTD

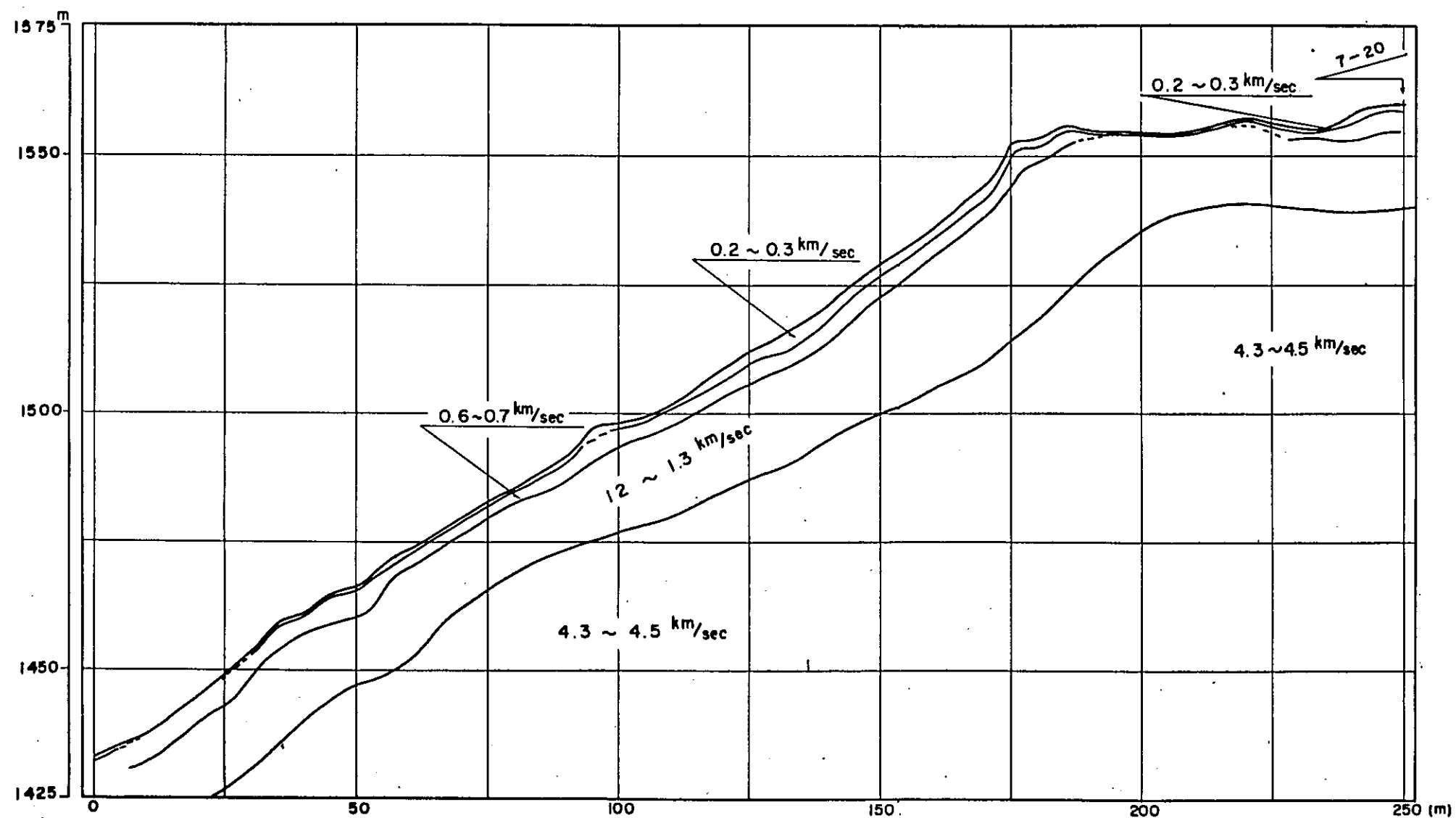
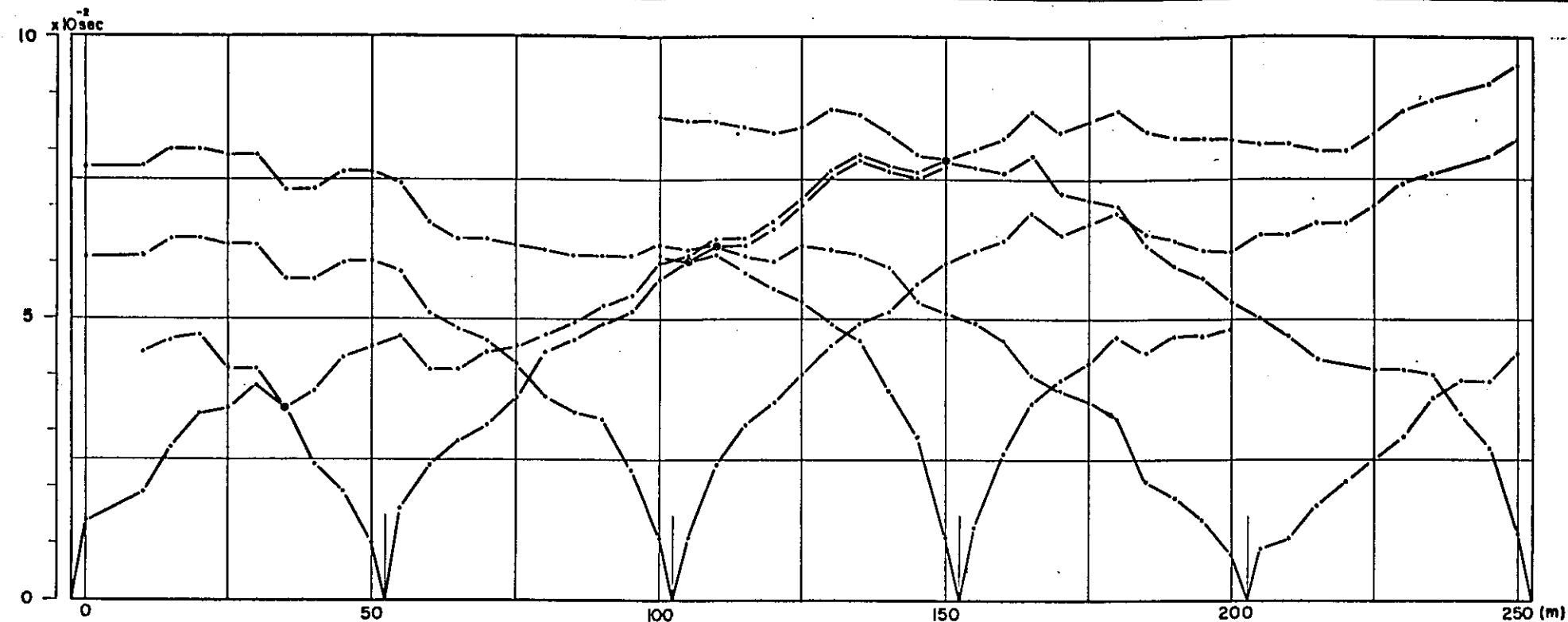


HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	
KULIKHANI PROJECT	
SEISMIC EXPLORATION	
TIME—DISTANCE CURVE	
SEISMIC PROFILE	
LINE—NO.4	
Fig. A - 1 - 8	DATE
NIPPON KOEI CO.LTD	



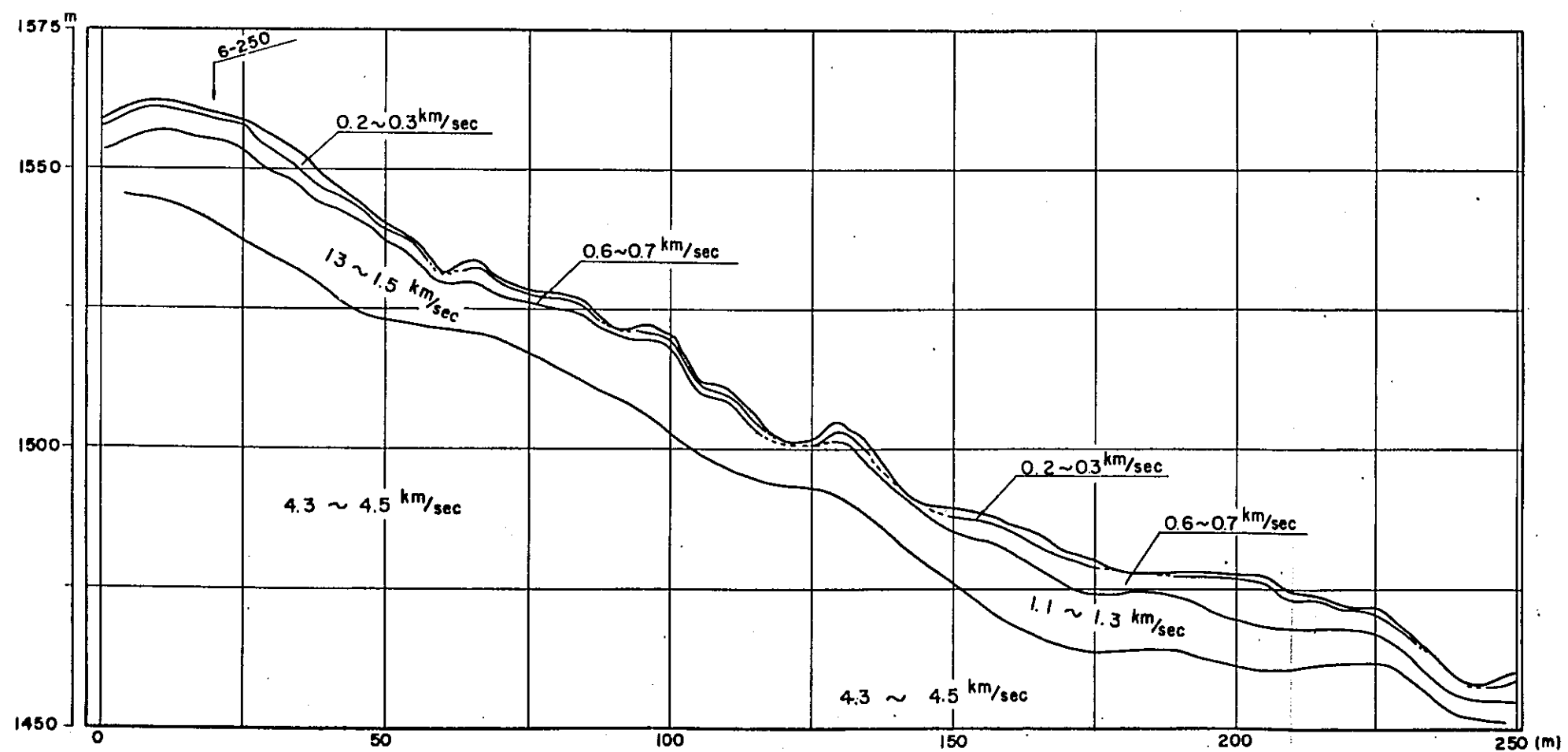
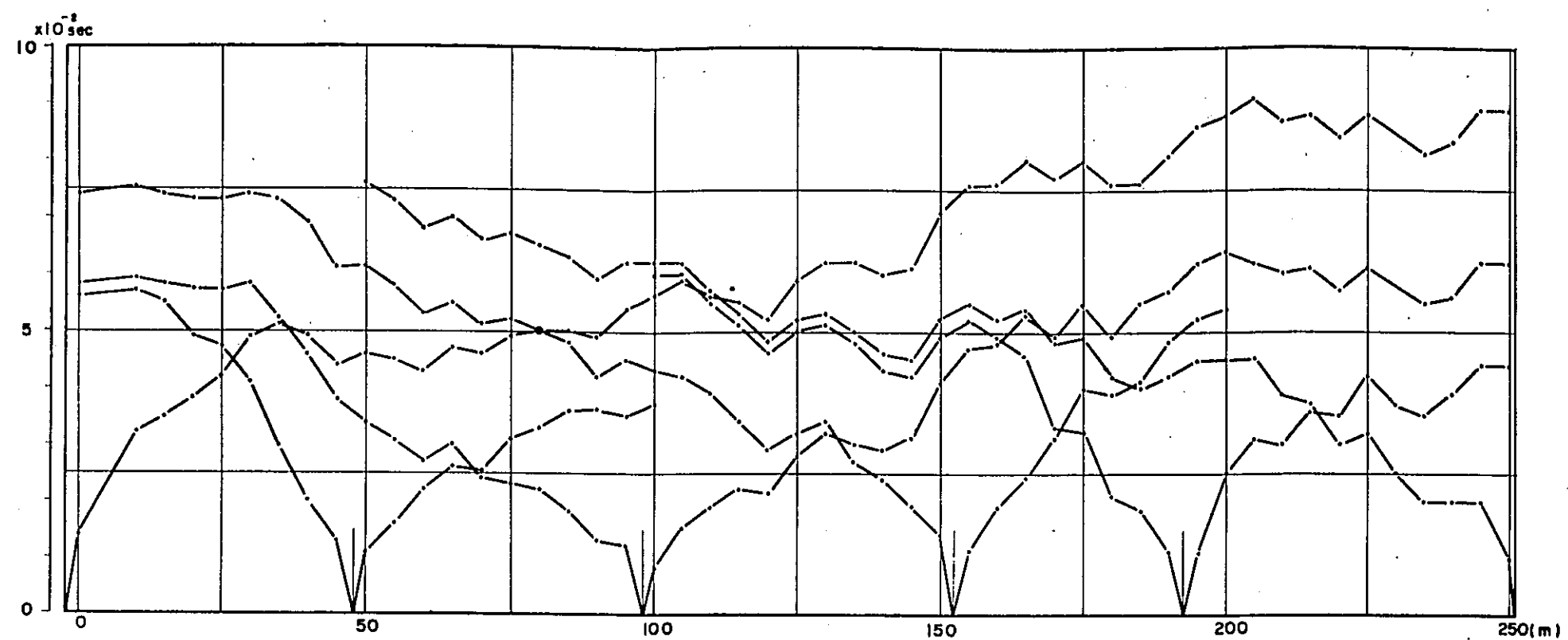
SCALE
0 50m

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	
KULIKHANI PROJECT	
SEISMIC EXPLORATION	
TIME-DISTANCE CURVE	
SEISMIC PROFILE	
LINE-NO. 5	
Fig. A-1-9	DATE
NIPPON KOEI CO. LTD	



SCALE
0 50 m

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	
KULIKHANI PROJECT	
SEISMIC EEXPLORATION	
TIME-DISTANCE CURVE	
SEISMIC PROFILE	
LINE - NO. 6	
Fig. A - 1 - 10	DATE
NIPPON KOEI CO. LTD	



0 SCALE 50m

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	
KULIKHANI PROJECT	
SEISMIC EXPLORATION	
TIME-DISTANCE CURVE	
SEISMIC PROFILE	
LINE - NO.7	
Fig. A - 1 - II	DATE
NIPPON KOEI CO. LTD	

APPENDIX - II

METEO-HYDROLOGICAL DATA

AND STUDIES

LIST OF FIGURES

- | | |
|------------|--|
| Fig. A-2-1 | Air Temperature at Kathmandu |
| Fig. A-2-2 | Annual Rainfall at Kathmandu |
| Fig. A-2-3 | Stage-discharge Curve at Kulikhani Gauge Site |
| Fig. A-2-4 | Duration Curve at Kulikhani Damsite |
| Fig. A-2-5 | Relation between Runoff at Kulikhani and Runoff at Chobhar |
| Fig. A-2-6 | Relation between Runoff at Kulikhani and Runoff at Chakhel |
| Fig. A-2-7 | Relation between Runoff at Kulikhani and Runoff at Sim |
| Fig. A-2-8 | Spillway Outflow Discharge through Flood Routing |

FIG.A- 2 -1 AIR TEMPERATURE AT KATHMANDU

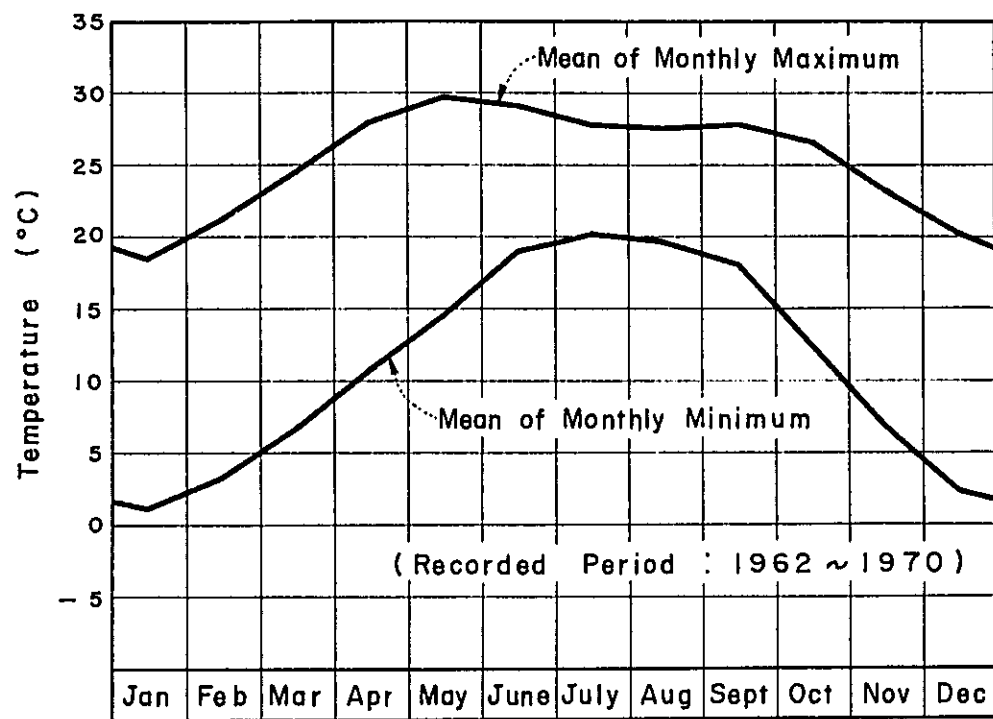


FIG.A-2-2 ANNUAL RAINFALL AT KATHMANDU

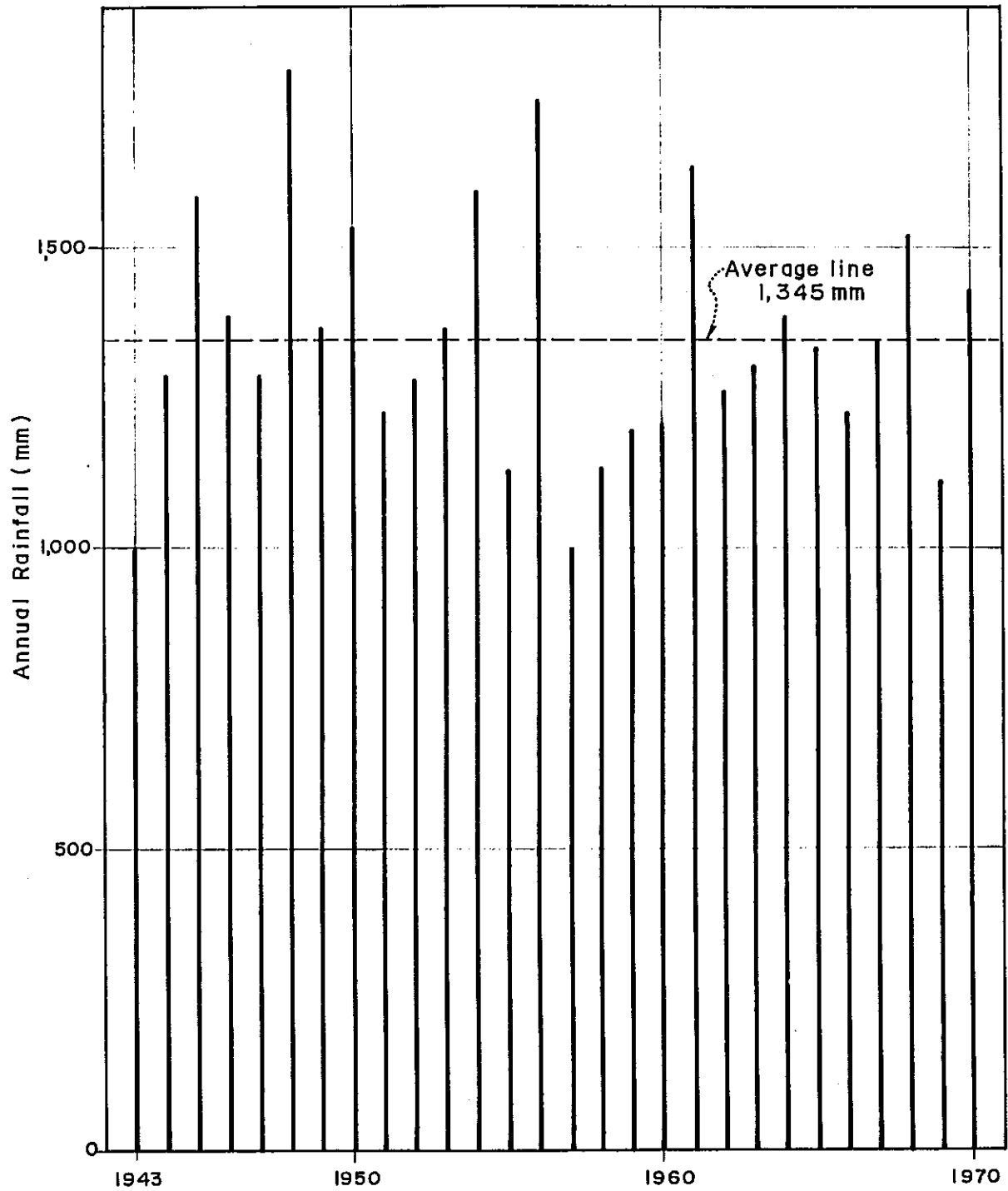


FIG. A-2-3 STAGE-DISCHARGE CURVE AT KULIKHANI GAUGE SITE

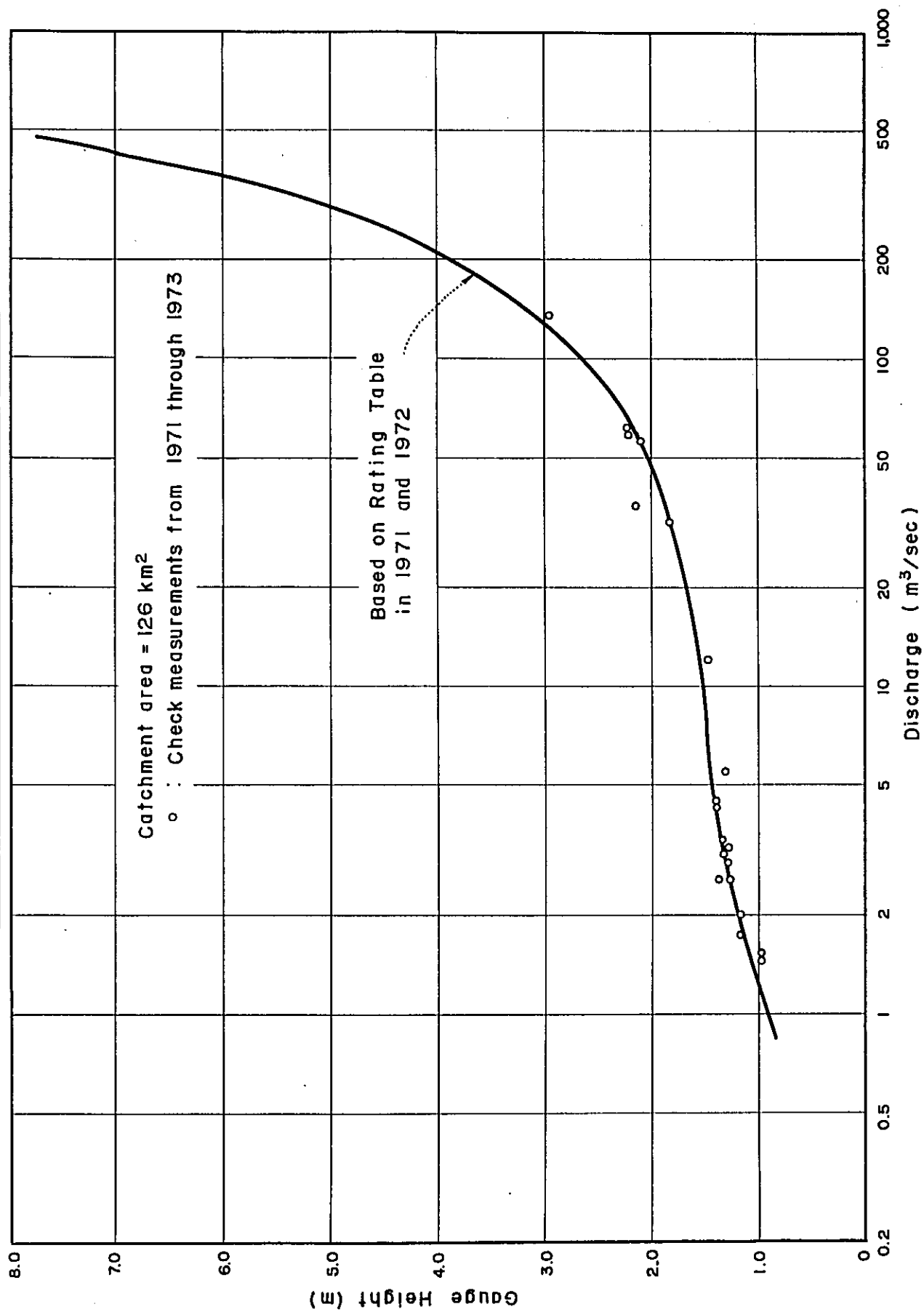


FIG. A-2-4 DURATION CURVE AT KULIKHANI DAM SITE (C.A.=126 km²)

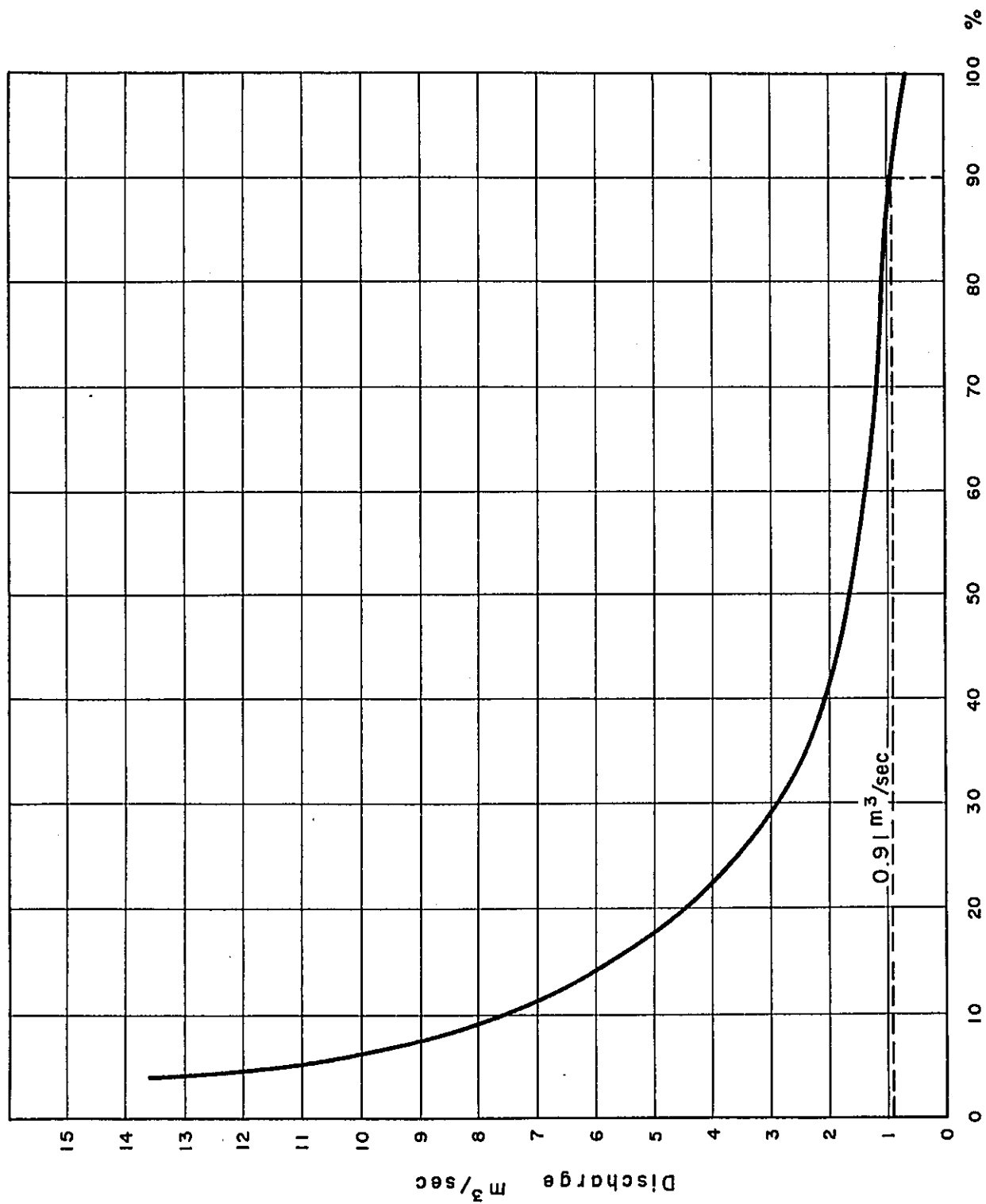


FIG. A-2-5 RELATION BETWEEN RUNOFF AT KULIKHANI
AND RUNOFF AT CHOBHAR

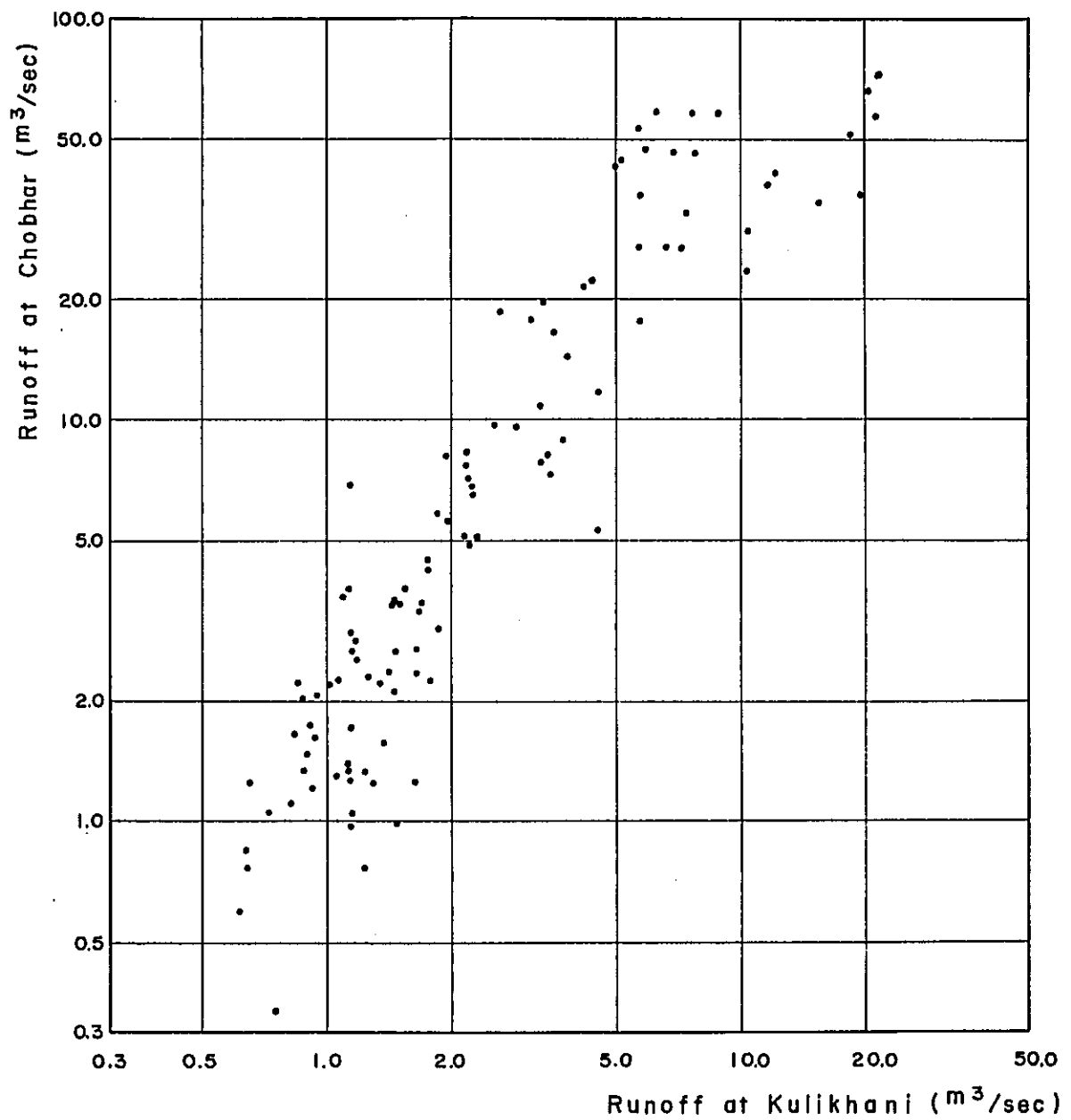


FIG. A-2-6 RELATION BETWEEN RUNOFF AT KULIKHANI
AND RUNOFF AT CHAKHEL

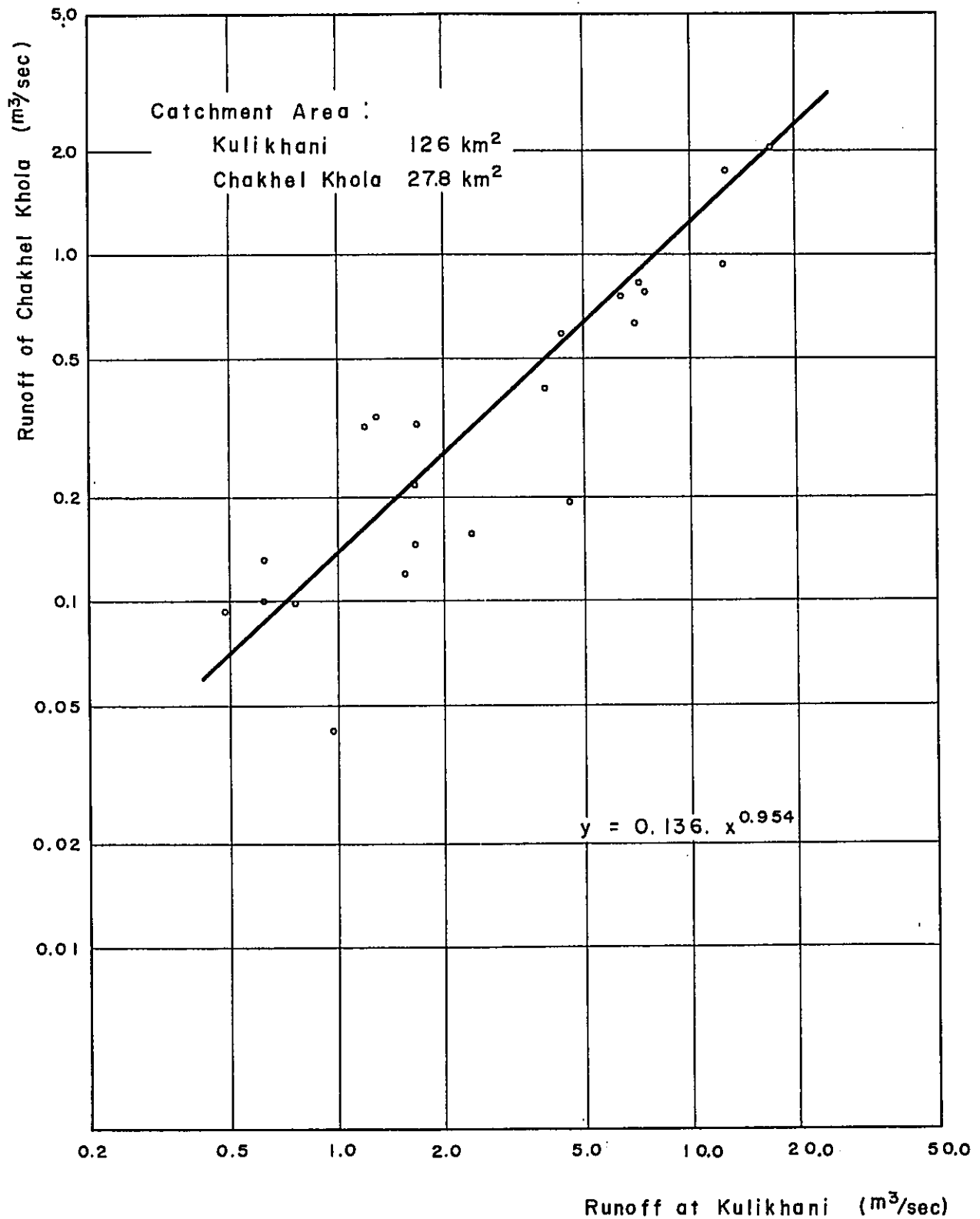


FIG. A-2-7 RELATION BETWEEN RUNOFF AT KULIKHANI
AND RUNOFF AT SIM

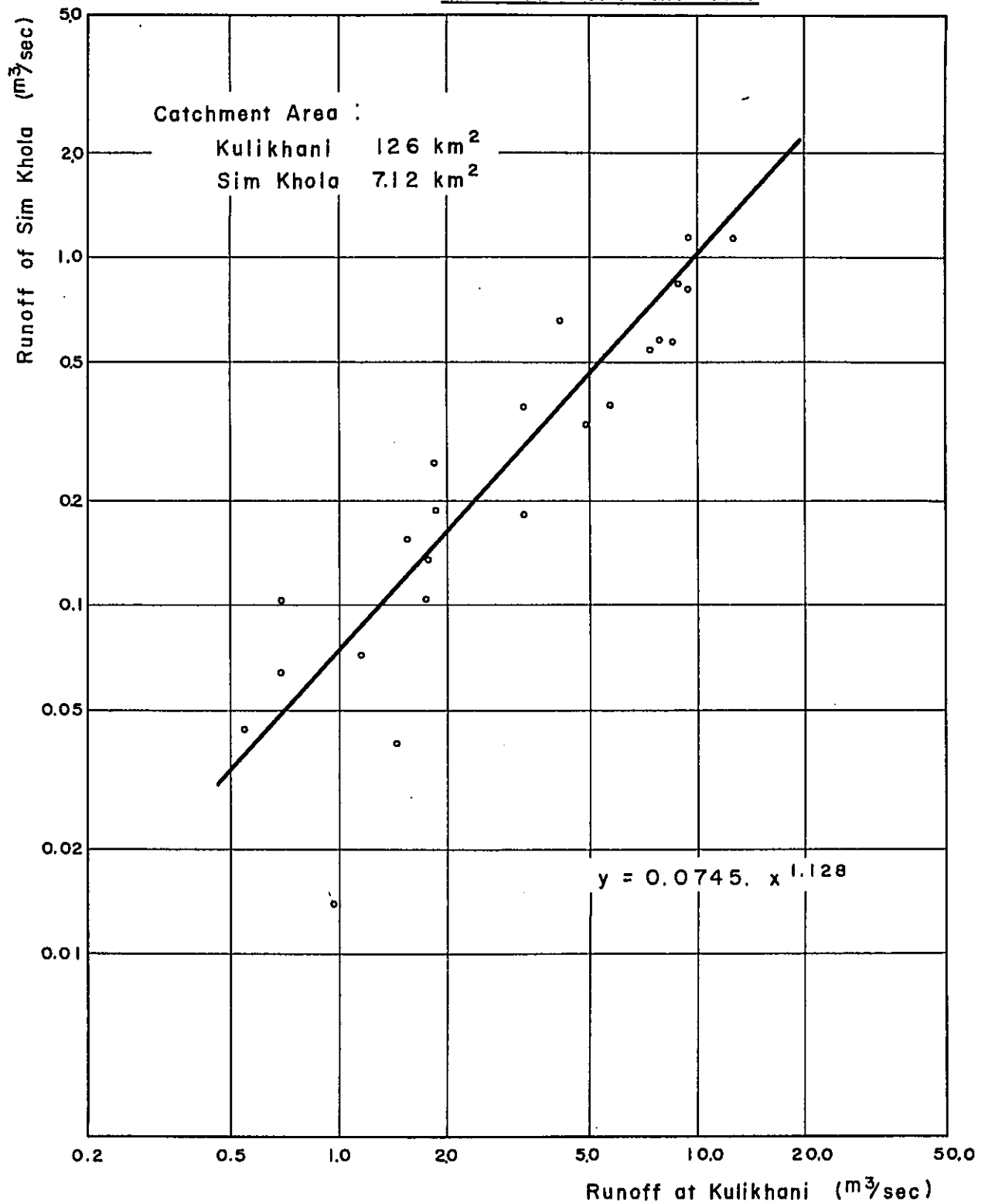
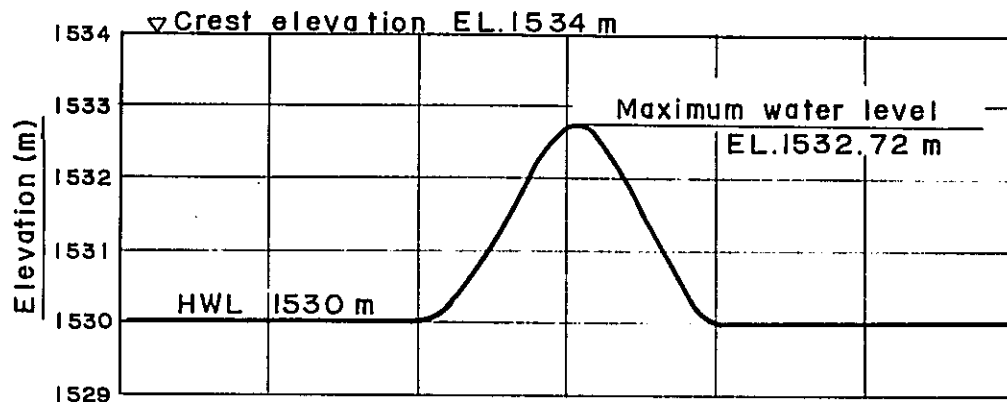


FIG. A-2-8 SPILLWAY OUTFLOW DISCHARGE
THROUGH FLOOD ROUTING

(1) Reservoir Water Level



(2) Discharge

