

## 第 6 章 開 発 計 画

### 6.1 基本 概 念

拡大 CNPS 系統において水力発電の設備容量は、ガンダキ・クリカニ第 1・デビガットの各発電所及びガンダキ～ヘタウラ間・バラトプル～ポカラ間の各配電網が完成した後は 111.16 MW となる。その時点における年間発生電力量は 512.2 GWh になると考えられる。この時点でディーゼル発電所の総設備容量は 14,650 kW になると推定されるが、これは予備力として利用され、電力不足の時のみに運転されることになるであろう。拡大 CNPS 系統のピーク時における予測される需要と供給の関係を図 3.4 に示す。それによると 1985 年 / 1987 年に発電所を追加する必要があることになる。従って、クリカニ第 2 発電計画は、1985 年 / 1986 年以降の電力需要に応ずるために計画されたものである。

クリカニ第 2 発電計画は、クリカニ第 2 発電所からの放流水と、クリカニ第 1 発電所と第 2 発電所の建設地点（ラプティ川とカニ川合流点付近）間の落差を利用して水力発電を行なうものである。クリカニ第 2 水力発電所を建設することにより、クリカニ川～ラプティ川間の急流部分が有する 278 m の落差が更に水力発電に利用されることになる。

ネパールにおける電力需要は乾期に増える。一方、既設の水力発電所は流れ込み式であるため、乾期の渇水時には出力の低下を余儀なくされる。これ等の点を鑑み、クリカニ第 1 発電所は貯水池の調節作用を利用して、雨期よりも乾期に大きく発電するように計画された。クリカニ第 1 発電所の運転は、乾期により多くの水を使用できるように雨期中の運転を 1 日のうちピーク時 4 時間のみに制限している。この運転は他の発電所を補足するもので、将来第 2 発電所が含まればさらに拡大される。

クリカニ第 2 発電計画の水路に取水できる溪流は何本もあり、これ等は経済的に成り立てば発電計画に組み込む事ができる。

### 6.2 計画の概要

クリカニ第 2 水力発電計画は次の施設から成る。第 1 発電所放流口直下のマンズ川に設置されるマンズ取水堰、ラプティ川右岸の丘陵地を通る 5,730 m の導水トンネル、導水ト

ンネルの中間に位置するラニ溪流取水設備、サージタンク、735 mの水圧鉄管、ラプティ川とカニ川の合流点から600 m上流のカニ川左岸に位置する設備容量3.3 MWの発電所、放水路、第2発電所を経由し既存の6.6 kV送電線に沿ってカトマンズ～ヘタウラ間3.2 kmを結ぶ13.2 kV1回線の送電線、及びカトマンズの新テク変電所の増設設備である。

グリカニ第2水力発電計画のレイアウト及び予備設計図面はこの報告書の最後に添付してある。

### 6.3 最大流量と設備容量

計画取水地点と発電所予定地との間には、第1発電所からの放流水を調整できる適当な地点が無い。第1発電所からの水を全部利用するとすれば、第2発電所で利用できる最大流量は、第1発電所の $13.1 \text{ m}^3/\text{sec}$ 以上となる。

マンズ川とラニ川の水を利用する事が妥当であるかどうかは、6.4節で比較検討を行なった。

マンズ取水堰の有効貯水量は $12,000 \text{ m}^3$ になる予定である。もしピーク時に4時間運転を行なった場合には、この貯水能力により、マンズ取水堰での常時使用水量を $0.2 \text{ m}^3/\text{sec}$ （95%超過確率の場合）から $1.2 \text{ m}^3/\text{sec}$ に増大させることが可能である。一方、ラニ川は取水地点での流量が非常に小さく、又貯水も地形上不可能なので、ピーク時の運転には寄与しないものと考えられる。

これらを考慮してグリカニ第2発電所の最大使用水量は $14.1 \text{ m}^3/\text{sec}$ （ $13.1 \text{ m}^3/\text{sec} + 1.2 \text{ m}^3/\text{sec}$ ）と決定された。

通常運転時のマンズ取水水槽の水位はEL. 910 m 又第2発電所の放水庭の水位はEL. 602.5 m であり、従って総落差は307.5 mとなる。定格落差は総落差より損失落差の29.5 mを差し引いた278 mに決定した。

グリカニ第2発電所の設備容量は、水車及び発電機の合成効率を0.85にとり3.3 MWとした。

$$P = g \times Q \times H \times e = 9.8 \times 14.3 \times 278 \times 0.85 = 33,000 \text{ kW}$$

但し、P：設備容量 [kW]

g：重力加速度 [  $\text{m}/\text{sec}^2$  ]

Q : 最大使用水量 [  $\text{m}^3/\text{sec}$  ]

H : 定格落差 [ m ]

e : 合成効率

#### 6.4 溪流取水

計画予定水路はマンズ川とラニ川を横切る。またラプティ川は上流域で南北2本の川に分れている。このうち北側の川(以下北ラプティ川と呼ぶ)についてはマンズ取水堰との位置関係から水の利用が考えられる。そこでこれらの溪流の水利用について以下の経済検討を行なった。

クリカニ第2水力発電計画の水路は、第1発電所の放水路に、逆サイフォンとマンズ川に直交する向きの水槽とを通じて直結させた。これは第1発電所の放流水のみを利用する事を目的としたためである。この場合第2発電所の設備容量は30 MWとなり、年間発生電力量は77.3 GWhとなる。この計画を第1案と呼ぶ。

マンズ川の流水は、決定案の設計と同様であるが、第1案の構造物(サイフォンと水槽)の他に取水堰と沈砂池を加えればある程度利用可能である。こうすればプロジェクトは、常時使用水量を基にして1日4時間  $1.2 \text{ m}^3/\text{sec}$  を取水でき、設備容量は6.3節で述べたように33 MWに拡大され、年間発生電力量も80.6 GWhとなる。又発電機はピーク用発電所の特性を踏まえて、16.5 MW 2台を配置するものとする。この計画を第2案と呼ぶ。

第2案は、第1発電所が運転している時間内にマンズ川からのみ水利用が可能であるとしたが、この理由は第2発電所の水車の最小使用水量と較べてマンズ川からの取水量が小さ過ぎる事にある。第2案において利用可能な水量は、マンズ川の全流出量  $3.37 \times 10^6 \text{ m}^3$  のうちわずか  $5.0 \times 10^6 \text{ m}^3$  に過ぎない。

第3案は、例え第1発電所が運転していない場合でもマンズ川の水を利用しようとするものである。この案の設備容量は第2案と同じ33 MWだが、水車を15 MW、2台と3 MW、1台とした。3 MWの水車はベルトン式で、水量変化があっても広い範囲で使用できる。第3案ではマンズ川の全流出量の約55%が利用される。年間発生電力量は92.1 GWh と見積られる。

第3案における発電機器の組合せは、他の溪流からの取水を可能にする。ラニ川に沈砂

池と斜坑を備えた堰を建設すれば、さらに $4.4 \times 10^6 \text{ m}^3$ の水を利用できる。第3案にラニ取水堰を加えた案は決定案となるもので、第4案と呼ぶ。

流域面積 $11.6 \text{ km}^2$ の北ラプティ川の流水は、北ラプティ川に堰を設け、又長さ $1.0 \text{ km}$ のトンネルを北ラプティ川とマンズ川との間に建設することで利用可能となる。この北ラプティ川のトンネルで更に約 $3.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ の水の利用が可能になり、このトンネルを包括する第4案をここでは第5案と呼ぶ。

上述の5案は純便益最大基準に基づいて比較検討した。年均等便益はピーク負荷負担能力と発生電力量とに基づいて計算された。また、単位kW価値は $101.8 \text{ 米ドル/kW}$ 、単位kWh価値は $35.1 \text{ 米ドル/kWh}$ と算定した。(付録Ⅲ参照)

年均等経費は、資本回収費と運転維持費の合計である。資本回収費は、評価期間50年、割引率8%、1978年物価水準で推定した投資額から算出された。その結果は表6.1に示され、第4案が便益(B)と経費(C)との差(B-C)が最大であり最良案となっている。

#### 6.5 運転方法と発生電力量

クリカニ第1発電所を除いた、拡大CNPS系統内の既設と建設中の水力発電所(以後は「その他発電所」と呼ぶ)の設備容量と年間発生電力量は、表6.2に示す。表中の発生電力量は、1963年-1974年の12年間の第2渇水年を基準渇水年として試算したものである。これら発電所の月別の発電量は表6.3に示す。

図6.1に示す月間発生電力量は潜在的な需要電力の月別変化とも考えられる。年平均月間発生電力量に対する各月電力量の比率は年毎に少しずつ変化してきている。従って、1969/70年-1975/76年間のこの比率の平均は年平均潜在電力需要に対する月間潜在電力需要の比率と考えられる。年間需要電力量が与えられたとすれば、月別の需要電力はこの比率を用いて計算できる。表6.4、表6.5は、第1発電所と「その他発電所」が全負荷運転状態に入った場合(ケース1)と、それに第2発電所が加わってそれぞれ全負荷運転をした場合(ケース2)とを示している。

また、上記の表は両方のケース共、クリカニ第1、第2発電所及び「その他発電所」が各月に供給できる電力量をも示している。これらの供給可能電力量は、1969年を基準渇水年とした水文条件に基づいている。表中の各月における電力不足は、ディーゼル発電

表 6.1 代替案の経済比較

Item	Alternative				
	1	2	3	4	5
1. Power generation					
Installed capacity (kW)	30,000	33,000	33,000	33,000	33,000
Annual energy Output (GWh)	77.3	80.6	92.1	95.1	96.9
2. Construction cost ( $10^3$ US\$)	42,350	46,070	46,970	48,000	49,510
3. Annual benefit ( $10^3$ US\$)					
Capacity benefit	3,050	3,360	3,360	3,360	3,360
Energy benefit	2,710	2,830	3,230	3,340	3,400
Total	5,760	6,190	6,590	6,700	6,760
4. Annual cost ( $10^3$ US\$)					
Capital recovery cost	3,460	3,770	3,840	3,920	4,050
O & M cost	310	310	320	320	320
Total	3,770	4,080	4,160	4,240	4,370
5. Annual net benefit ( $10^3$ US\$)	1,990	2,110	2,430	2,460	2,390

所で補うものとしてある。月別の補給される電力量も表 6.4、6.5 に示してある。

クリカニ第1、第2発電所は、大きく変動する電力需要と「その他発電所」の発電量との差を最大限に補なうように運転される。ケース1では第1発電所の年間発生電力量は154.7 GWhで、ケース2では第1、第2発電所がそれぞれ171.5 GWh、95.1 GWhの年間電力量となる。表 6.4、6.5 に示すケース1、2における予測される電力需要と供給は、図 6.2、6.3 にもそれぞれ図示されている。

拡大CNPS系統内の予備力としてのディーゼル発電所のリストは表 3.2 に示され、その総設備容量は1465 MWで最大ユニットは1.49 MWである。

ディーゼル発電所の月間稼働率を79.2%とすると、ディーゼル発電所が必要とする設備容量は、ケース1、ケース2に対してそれぞれ9.7 MW、12.2 MWと推定される。即ち、既存のディーゼル発電所の容量は、ケース1の場合は十分であるが、ケース2に対しては2.5 MWに見合う設備を追加する必要がある。

月間の発電量とこれに対応するクリカニ貯水池からの流出量は表 6.6 に示す。これらの流出量は乾期における大きな流出必要量を示す。この必要量に従ったクリカニ貯水池の運転操作は図 6.4 および 6.5 のマスカーブで示してある。図 6.2、6.3 に示すディーゼル発電所が補う電力量は、検討の対象となった期間のうち最も補給を要する年について推定された。クリカニ計画で仮定した運転方法は次の通りである。

- (1) 貯水池水位が、満水位の場合は、発電所の能力の最大限まで流入水を連続利用する。
- (2) 貯水池水位が、満水位と低水位との中間の場合は負荷に応じて運転を行なう。
- (3) 貯水池への流入水量が使用水量よりも多く、しかも低水位である場合も、負荷に応じて運転を行なう。
- (4) 貯水池への流入水量が使用水量より少く、しかも低水位である場合は、流れ込み式発電所としての運転を行なう。

試験の結果では、クリカニ計画は1970年を除く1963年-1974年間の水文条件下で、必要な一次電力を供給できる事が判明した。プロジェクトが発生する2次電力は、ケース1の場合第1発電所が48.4 GWh、ケース2の場合で第1発電所が46.9 GWh、第2発電所が23.3 GWhとなる。

ケース2の場合、上述の2次電力のうちディーゼル発電所が補給する一部をこの2次電

力で置き換える事で、ある程度1次電力として利用できる。前述の2次電力の年平均値は、与えられた水文条件下で17.3GWhと算定される。CNPS系統は乾期に需要の変化が大きく、この時期に「その他発電所」をディーゼルの補助無しで運転すると、1次電力と言えるのは215.6GWhだけで、残りの118.6GWhは2次電力と見なせる。図6.4、6.5に示してあるように、上述の2次電力は、クリカニ計画が乾期に大きく雨期に小さく発電するよう運転されれば、全体として1次電力として利用できる。もしデビガット計画のような小容量の貯水池を利用した水力発電所が操業されれば、クリカニ計画の有利性がさらに明白になる。極端な場合、クリカニ計画は11月-3月の需要の高い時期に、「その他発電所」が小電力しか発電できないのに反し、年間発生電力量の75%を供給できる。

1963年-1974年間の水文条件に基づいた各発電所の年平均発生電力量は次のようになる。この値は9章の経済及び財務分析で使う。

ケース 1

(Unit: GWh)

(i) Primary energy	
Existing and under-construction hydropower plant	334.2
Kulekhani No.1 P.S.	154.7
Diesel plant	23.3
Total	<u>512.2</u>
(ii) Secondary energy for Kulekhani No.1 P.S.	<u>48.4</u>

ケース 2

(i) Primary energy	
Existing and under-construction hydropower plant	334.2
Kulekhani No.1 P.S.	171.5 <sup>/1</sup>
Kulekhani No.2 P.S.	95.1 <sup>/2</sup>
Diesel plant	64.7
Total	<u>665.5</u>
(ii) Secondary energy	
Kulekhani No.1 P.S.	30.1 <sup>/1</sup>
Kulekhani No.2 P.S.	22.8 <sup>/2</sup>
Total	52.9

/1 & /2:

(Unit: GWh)

	<u>No.1 P.S.</u>	<u>No.2 P.S.</u>
Primary energy	154.7	94.6
Primary energy transfered from secondary energy	16.8	0.5
Total	171.5	95.1
Secondary energy	46.9	23.3
Secondary energy transfered to primary energy	16.8	0.5
Total	30.1	22.8



表 6.2 既設及び建設中の発電所の設備容量と年間発生電力量

	Installed capacity (kW)	Annual energy output (MWh)
<b>(1) Existing Power Station</b>		
Trisuli	18,000	103,690
Panauti	2,400	5,400
Sunkosi	6,000	56,940
Pharping	500	3,290
Sundarijal	640	5,760
Pokhara (Phewa)	1,024	8,760
Tinau (Butwal)	1,200	10,150
Sub-total	29,764	193,990
<b>(2) Under-construction Power Station</b>		
Gandaki	7,000	48,250
Devighat	14,400	91,980
Sub-total	21,400	140,230
Total	51,164	334,220

表 6.3 既設及び建設中の発電所の月間発生電力量

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual energy (MWh)
<u>Monthly Mean Power Output (kW)</u>													
Trisuli	12,000	11,020	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	10,940	103,690
Panauti	470	340	320	320	570	260	800	1,630	1,240	640	430	340	5,400
Sunkosi	3,930	2,860	3,330	4,960	10,050	6,520	10,050	10,050	10,050	8,250	4,420	3,160	56,940
Pharping	200	200	200	200	500	500	500	500	500	500	500	200	3,290
Sundariljal	600	600	600	600	700	700	700	700	700	700	700	600	5,760
Pokhara (Pheva)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	8,760
Tinau (Butwal)	1,200	1,100	1,100	1,120	1,000	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	10,150
Sub-total	19,400	17,120	18,550	20,200	25,820	22,180	26,250	27,080	26,690	24,290	20,250	17,440	193,990
Gandaki	6,020	4,100	4,130	4,650	5,400	4,260	5,040	6,910	7,000	6,650	5,730	6,050	48,250
Devighet	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	10,500	91,980
Sub-total	16,520	14,600	14,630	15,150	15,900	14,760	15,540	17,410	17,500	17,150	16,230	16,550	140,230
Total	35,920	31,720	33,180	35,350	41,720	36,940	41,790	44,490	44,190	41,440	36,480	33,990	
Monthly Energy Output (MWh)	26,720	21,320	24,690	25,450	31,040	26,600	31,090	33,100	31,820	30,830	26,270	25,290	334,220

表 6.4 月別電力需要(ケース1)

(Unit: GWh)

Month	Monthly energy required	Energy to be generated		
		Existing & under-construction	Kulekhani No.1	Diesel
Jan.	52.24	26.72	19.81	5.71
Feb.	46.40	21.32	19.92	5.16
Mar.	46.58	24.69	16.18	5.71
Apr.	40.04	25.45	14.59	-
May	41.37	31.04	10.33	-
June	40.88	26.60	14.28	-
July	39.62	31.09	8.53	-
Aug.	37.01	33.10	3.91	-
Sept.	36.66	31.82	4.84	-
Oct.	39.19	30.83	8.36	-
Nov.	42.14	26.27	14.88	0.99
Dec.	50.07	25.29	19.09	5.71
Total	512.20	334.22	154.70	23.28

表 6.5 月別電力需要(ケース2)

(Unit: GWh)

Month	Monthly energy required	Energy to be generated			
		Existing & under-construction	Kulekhani No.1	Kulekhani No.2	Diesel
Jan.	67.87	26.72	22.40	11.76	7.00
Feb.	60.29	21.32	21.62	11.03	6.32
Mar.	60.53	24.69	19.05	9.79	7.00
Apr.	52.01	25.45	13.01	6.78	6.77
May	53.74	31.04	10.27	5.43	7.00
June	53.11	26.60	12.57	7.17	6.77
July	51.49	31.09	7.14	6.36	6.90
Aug.	48.10	33.10	2.55	5.55	6.90
Sept.	47.64	31.82	3.35	5.81	6.66
Oct.	50.92	30.83	7.44	5.76	6.89
Nov.	54.75	26.27	13.85	7.85	6.77
Dec.	65.05	25.29	21.45	11.32	7.00
Total	665.50	334.22	154.70	94.60	81.98

表 6.6 各月第 1 発電所発生電力量と流量

Month	Case 1		Case 2	
	Energy (GWh)	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	Energy (GWh)	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)
Jan.	19.81	5.55	22.40	6.27
Feb.	19.92	6.19	21.62	6.70
Mar.	16.18	4.54	19.05	5.33
Apr.	14.59	4.22	13.01	3.76
May	10.33	2.89	10.27	2.87
June	14.28	4.13	12.57	3.63
July	8.53	2.39	7.14	1.99
Aug.	3.91	1.09	2.55	0.71
Sept.	4.84	1.40	3.35	0.96
Oct.	8.36	2.34	7.44	2.07
Nov.	14.88	4.21	13.85	4.00
Dec.	19.09	5.35	21.45	6.01
Mean	12.89	3.69	12.89	3.69

表 6.7 既設及び建設中水力発電所の1次電力量

	Ratio to min. monthly mean power	Energy (GWh)
Jan.	1.01	21.53
Feb.	1.00	21.32
Mar.	0.90	19.19
Apr.	0.80	17.06
May	0.80	17.06
June	0.82	17.48
July	0.76	16.20
Aug.	0.71	15.14
Sep.	0.74	15.78
Oct.	0.76	16.20
Nov.	0.84	17.91
Dec.	0.97	20.68
Total		215.55

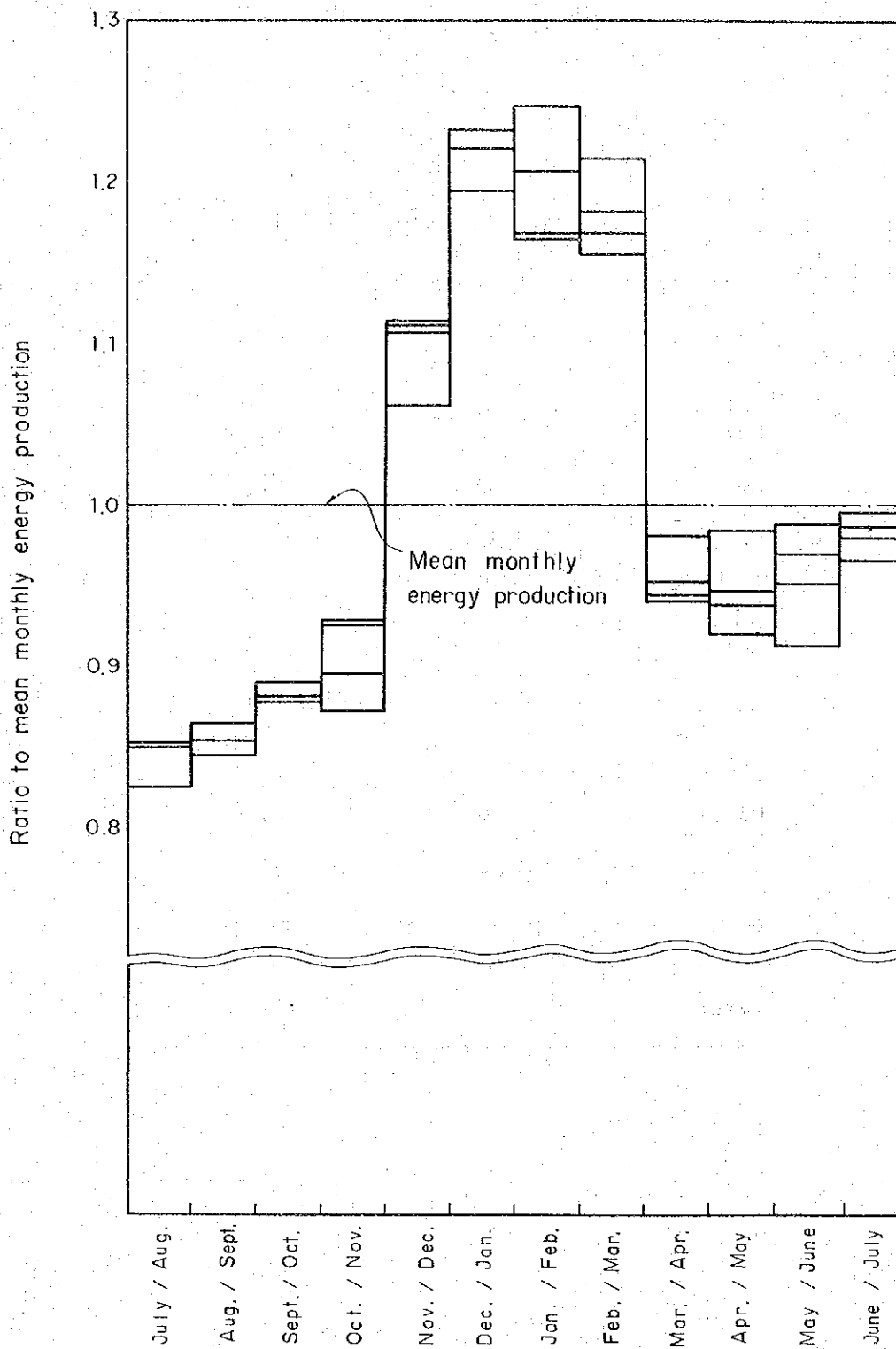


図 6.1 月間発生電力量の配分

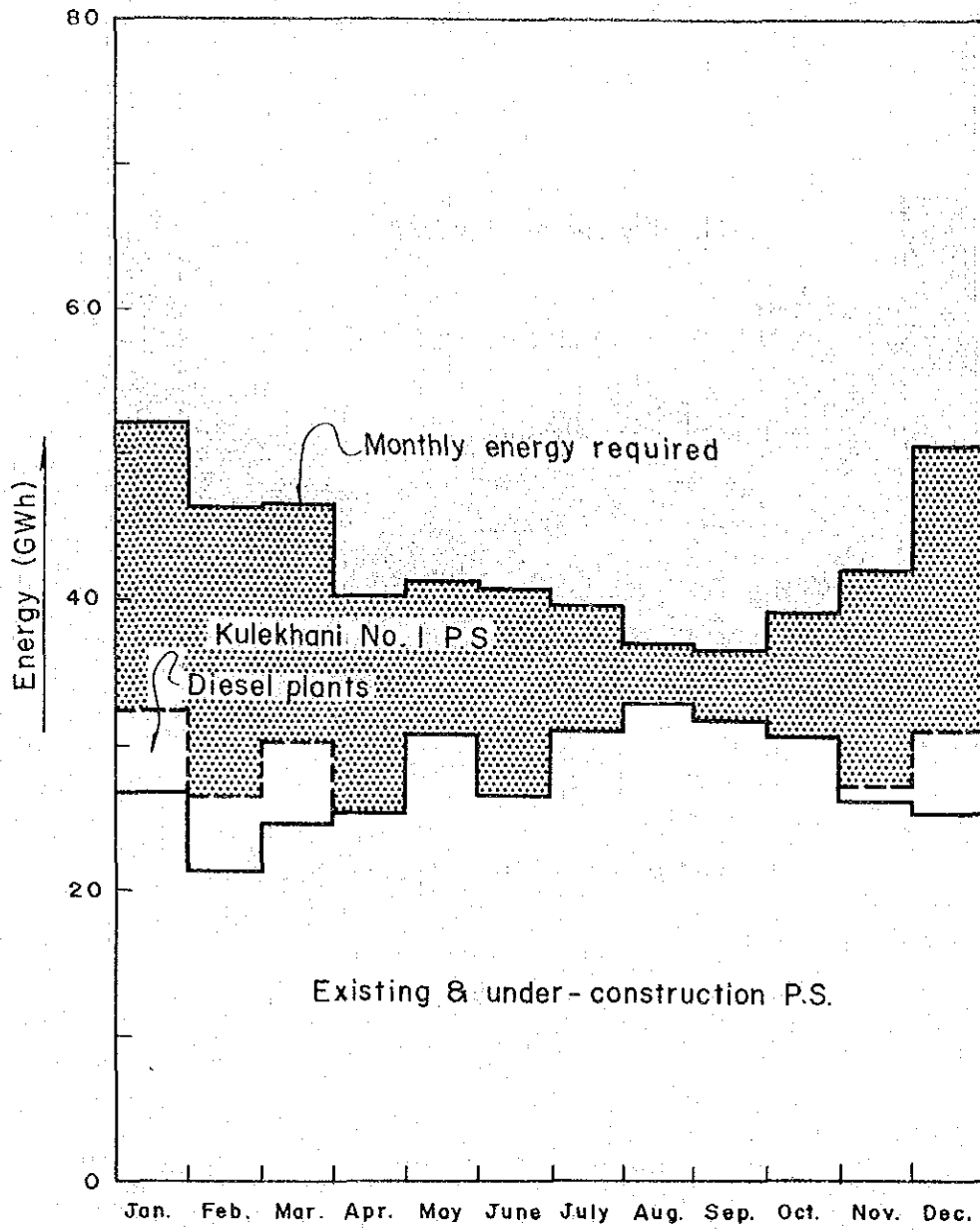


図 6.2 各月発電計画(ケース1)

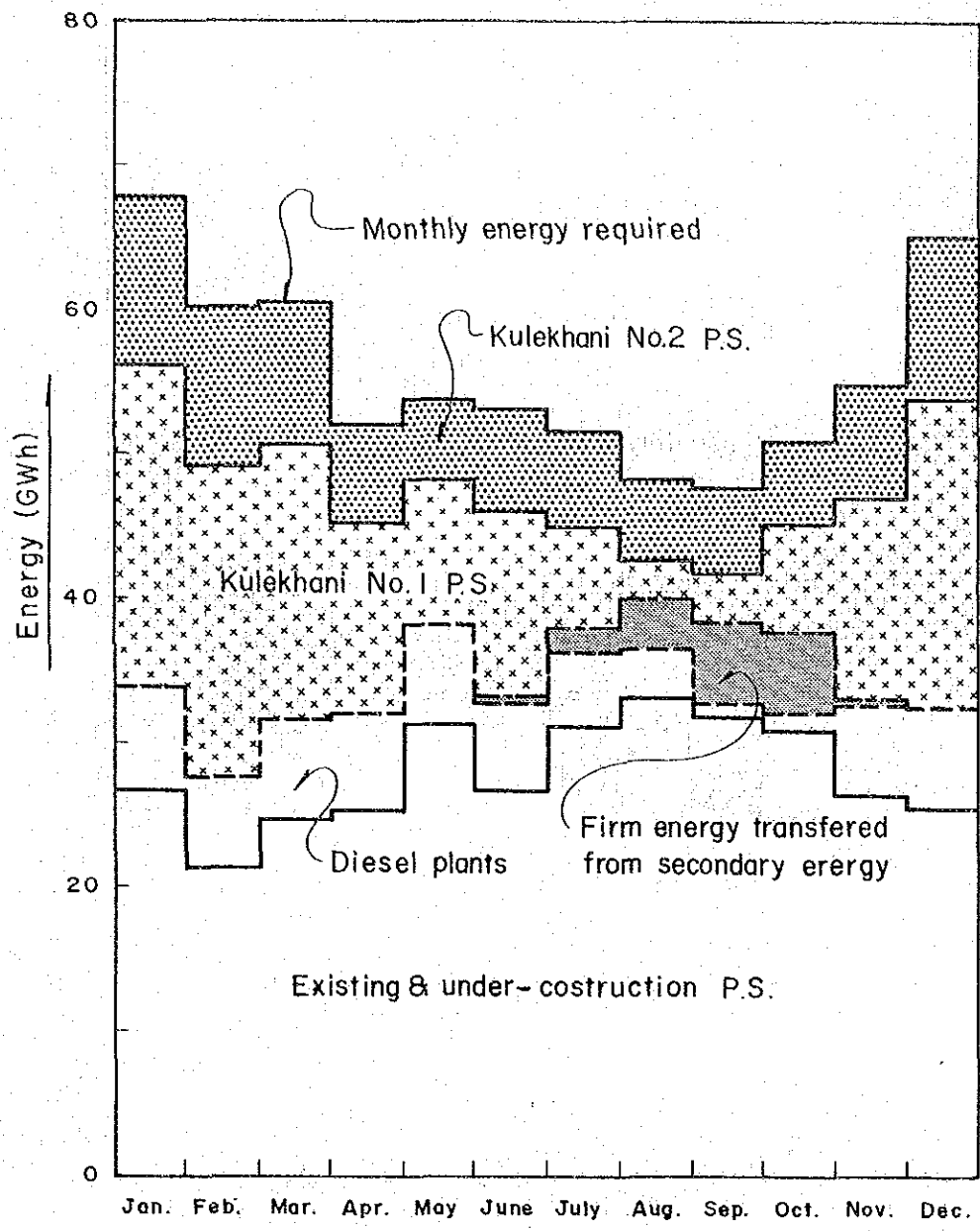
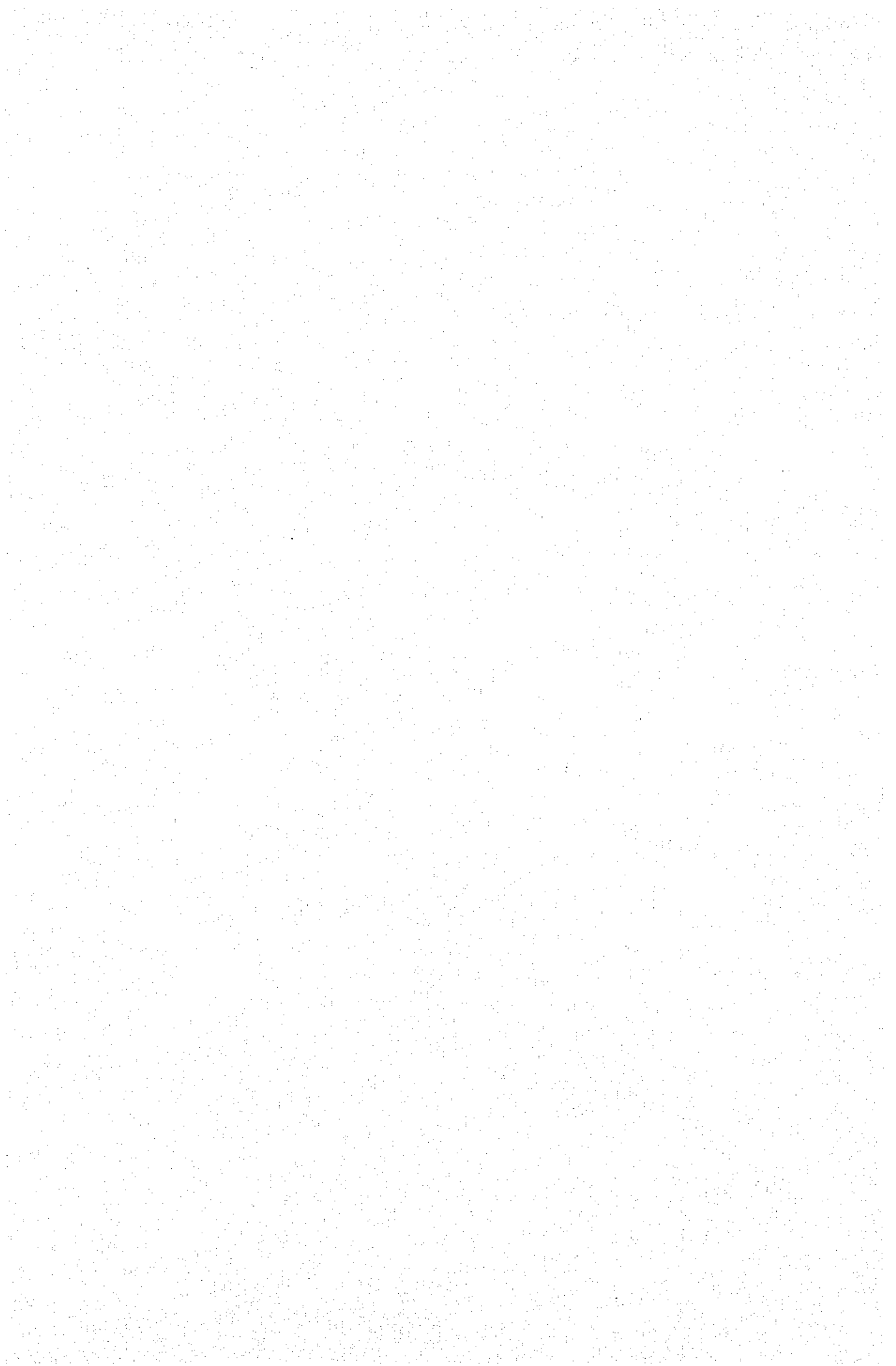


図 6.3 各月発電計画 ( ケース 2 )





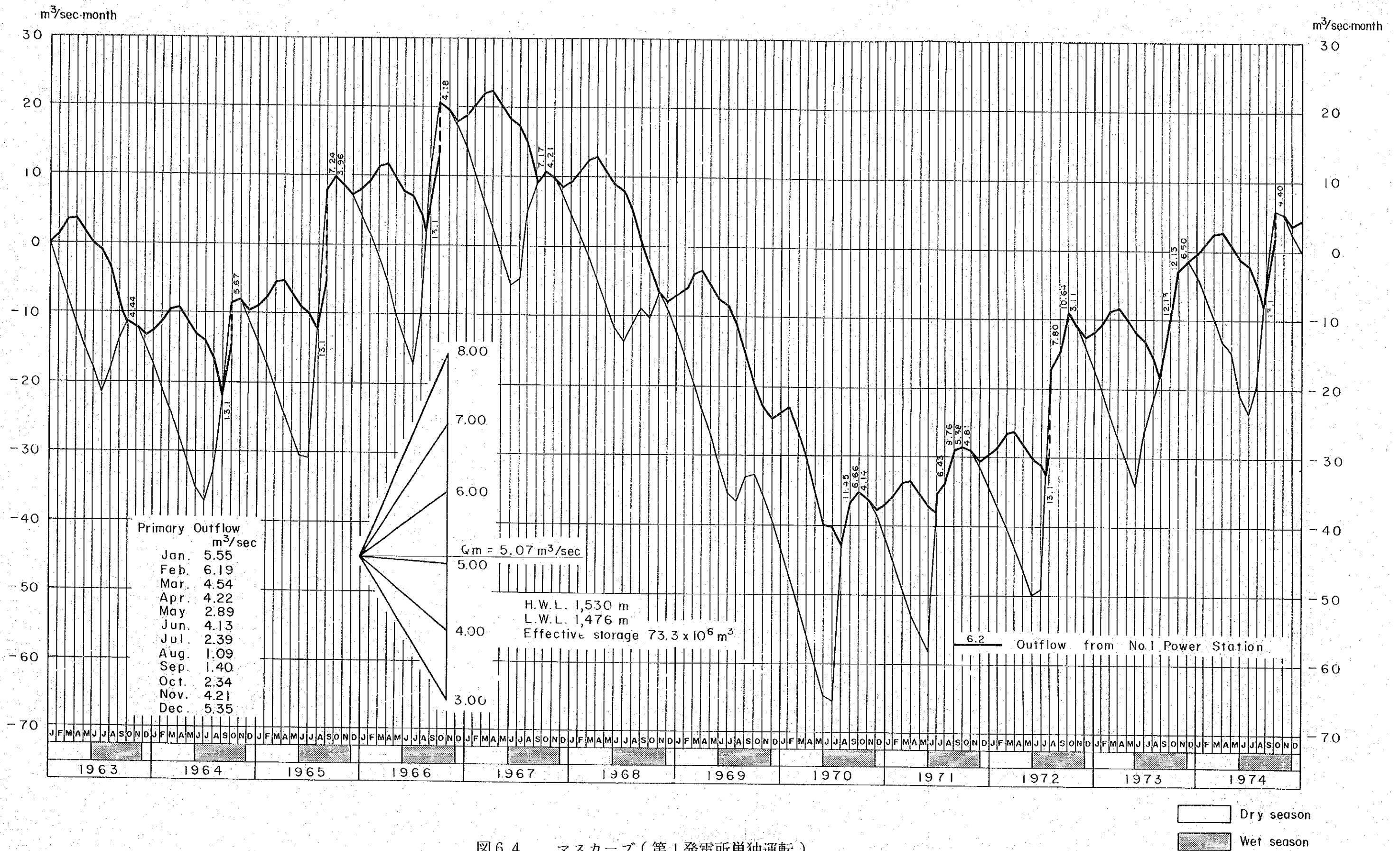


図 6.4 マスカーブ (第 1 発電所単独運転)

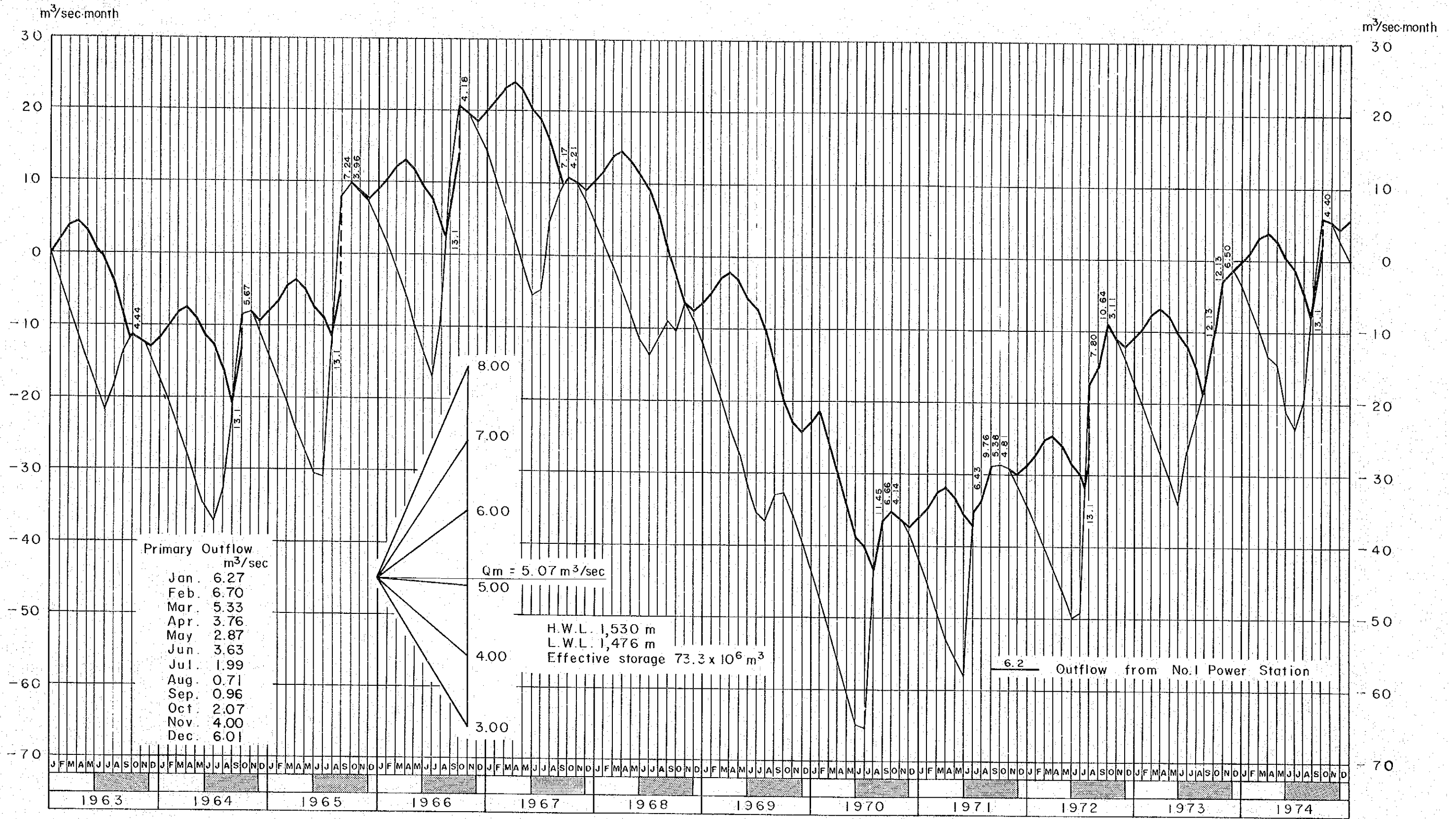


図6.5 マスカープ(第1、第2発電所合同運転)

□ Dry season  
■ Wet season



## 第 7 章 設 計 及 び 施 工 計 画

### 7.1 概 論

クリカニ第二発電計画の予備設計は前章で定めた基本レイアウトに基づいて行なった。本計画には、マンズ川に建設される幅 5.4 m の取水堰（マンズ取水堰）、マンズ川取水口、延長 6 km の導水トンネル、ラニ川の渓流取水口（ラニ渓流取水口）、サージタンク、延長 850 m の水圧鉄管路、延長 160 m の放水路を含む設備容量 33,000 kW の地上式発電所、カトマンズ～ヘタウラ間の延長 3.2 km の 132 kV 送電線、カトマンズの新テク発電所及びヘタウラ発電所の増設設備等が含まれる。（添付図 No.4 参照）

後述する各構造物の予備設計は等高線間隔が 2 m の縮尺 1,000 分の 1 の地形図に基づいて行なった。この地形図は 1978 年に行なった現地調査の期間中に撮影した航空写真を基に作成された。

施工計画は工事費がフィージビリティスタディの水準で積算できる程度の精度で検討した。本計画の工事費の積算のための単価を決定するに際しては、クリカニ第 1 発電所の工事に関する実勢単価を十分に参照した。

### 7.2 構造物の設計

#### 7.2.1 マンズ取水堰及び取水口

マンズ取水堰の計画地点はマンズ川のクリカニ第 1 発電所放流口直下の地点である。取水堰の基岩は灰色の片岩質硬砂岩で、厚さ 1.2 m の河床堆積物の下に位置している。

取水堰は 50 年確率洪水を全幅で越流させる構造とした。越流頂の標高は現在の河床面とはほぼ同じ標高の EL. 90.6 m である。取水堰は制水門を有し EL. 91.25 m まで貯水可能で、その有効貯水量は 12,000 m<sup>3</sup> (EL. 91.05 m ~ EL. 91.25 m) である。制水門は 12.5 m × 7 m のローラー式を 2 門とした。（添付図 No. 5、6 参照）

堰の右岸側に土砂吐水路を設け、排砂門 5 m × 10 m を設置する。排砂門の幅は 5 m で

敷高はEL. 903mである。土砂吐水路は堆積土砂を排除するのみならず、排砂門を操作して調節池の水位も調節する。

第1発電所の放流水は、浮遊土砂が混入したマンズ川の流水に混じらないように、第1発電所放流口から第2発電所呑口へ、暗渠を通じて直接導かれる。この暗渠は鉄筋コンクリート構造で上円方形断面を有し、円径は幅、高さ共3mで、延長は84mである。暗渠は取水堰内部に埋設される鋼管に連結し、放流水はこの鋼管を通じて取水口へ流入する。

第1発電所からの放流水をラプティ川へ切り替える仮排水トンネルは、内径2.5m、延長145mで、第1発電所の放流口から35m下流の地点で暗渠から分岐し、ここからラプティ川主流の右岸側（ラプティ川、マンズ川合流点から350m上流の地点）へ抜ける。仮排水トンネルは取水堰の建設期間中に第1発電所からの流出水をラプティ川へ放流するのみならず、第2発電所が稼働した後取水堰や取水口を補修する際にも必要である。

取水口はマンズ川右岸側に取水堰に隣接して設ける。取水堰によって塞き止められた水は沈砂池を通り水槽へ流入する。沈砂池内の流速はマンズ川から最大取水量 $5\text{ m}^3/\text{sec}$ を取水した場合でも $0.3\text{ m}/\text{sec}$ 以内になるように計画した。沈砂池入口での敷高はEL. 908.5mで、取水堰の越流頂より2.5m高い。また調節用のゲートを沈砂池と水槽の隔壁の孔に大小2ヶ所取り付け、隔壁の孔の敷高はEL. 910.5mとした。小さい方のゲートは乾期における小流量を調節するため、また大きいゲートはマンズ川の雨期の比較的大きい流量を取り入れるためのものである。

第1発電所からの放流水とマンズ川からの流入水は、取水口的水槽で合流し導水トンネルへ流れる。この水槽には、第1発電所のペルトン水車に影響を与えないために、その水位を第1発電所の最高放水水位EL. 910.5m以下に抑えることを目的とした横越流型の余水吐を設ける。水槽の水位は通常運転時及び低水位でそれぞれEL. 910m、EL. 907.5mとした。

導水トンネルの呑み口には固定スクリーンを設ける。呑み口の敷高はEL. 900mとした。導水トンネルを遮断するために呑み口にローラーゲート（ $2.5\text{ m} \times 2.5\text{ m}$ ）を設ける。

## 7.2.2 導水トンネル

導水トンネルの計画路線は延長が5,800mで、路線が通過する山の地質は主として片岩質砂岩から成り、局部的に砂岩と粘板岩の互層も存在する。導水トンネルは円形断面の圧

力トンネルとした。トンネルの内径は経済性と施工性を考え、機械化施工が可能な最小断面の2.5 mとした。トンネルは作業坑を境として2工区に分かれ、第1工区は延長2,500 m、第2工区は延長3,300 mである。作業坑の掘削地点はマンズ取水堰付近、ラニ溪流取水口付近及びサージタンク付近の3ヶ所である。

#### 7.2.3 ラニ溪流取水口

ラプティ川支流のラニ川は、マンズ取水堰から約2.9 km下流の地点で導水トンネルと交差する。ラニ溪流取水口はラプティ川との合流点から1.3 km上流の地点に建設され、流域面積4 km<sup>2</sup>のラニ川の水を取水するものである。取水口は取水堰、沈砂池、斜坑から成る。取水堰は堤長39 m、堤高7.5 mのコンクリート構造である。越流頂の標高はEL.917.0 mとした。堰の上流側に取水口を設け、ここで取り入れた水は沈砂池と斜坑を経て導水路に流入する。計画最大取水量は1.0 m<sup>3</sup>/secである。(添付図No.8参照)

#### 7.2.4 サージタンク

導水トンネルの末端にサージタンクを設ける。サージタンクは制水口型で、内径8 m、高さ4.2 mのコンクリート構造とし、制水口の断面は3 m×0.85 mとした。サージング計算の結果、水位は、全負荷遮断の場合高水位より1.0 m上昇し、半負荷急増の場合低水位より2.0 m下降する。

#### 7.2.5 水圧鉄管路

水圧鉄管路の路線は適切に選定しないと、地表から20 m～30 mの深さに堆積している粘板岩の高度に分解した層を通ることを余儀なくされる。さらにその下部の地層約10 mはかなり風化が進んでいる。地表に水圧鉄管路を建設する場合、固定台と支承台を支える良好な地盤を確保するため多額の基礎処理と法面処理が必要である。水圧鉄管路の路線の地表案と地下案に関する工事費の比較の結果、付録Ⅲに述べてあるように地下案の方が安いので、本計画では地下案を採用した。

水圧鉄管路は内側鋼管張のトンネルでサージタンクと発電所間に建設される。管路の総延長は860 mで、そのうち前方390 mは傾角48°の傾斜部分、後方470 mは水平部分である。管の内径は傾斜部分では2.1 mから1.7 mに漸減させ、水平部分では1.7 mとした。

### 7.2.6 発電所及び開閉所

発電所はラニ川の左岸に、ラプティ川との合流点から600m上流の地点に位置する。計画地点は厚さ2.2m～2.5mの表土に覆われ、その下層5m～9mは著しく風化した岩である。固結した岩は標高EL. 601m～EL. 606mにかけてみられ、これらは砂岩と粘板岩の互層であり、十分な地耐力を有する。従って発電所の基礎はこれら固結した岩層の上に置く。

発電所の寸法諸元は長さ34m、幅12.5m、高さ33mで、15,000kW 2台、3,000kW 1台の水車を設置する。

水車からの放流水は延長160mの放水路を経てラニ川へ放流される。放水路は2連ボックスカルバートとし、断面寸法は高さ2m、幅2.5mである。

開閉所は発電所の東南に位置し、敷地の大きさは100m×50mで送電や開閉等の機器を収容する。

### 7.2.7 発電機器

クリカニ第2発電所の発電機は15,000kW 2台、3,000kW 1台を予定している。

大きなユニットの2台の水車は縦軸フランス型で、それぞれ定格落差278m、流量6.5m<sup>3</sup>/secの時15,200kWを発生する。その時の定格回転数は750rpmである。発電機の型式は3相縦軸回転磁界型で、定格容量が18,000kVA、定格出力は力率0.85遅れで15,200kWである。発電機の端子電圧は11kVである。

小さなユニットの水車はノズルが2本の横軸ペルトン型とした。定格出力は定格落差278m、定格回転数600r.p.m.のとき3,000kWである。発電機の定格出力は3相横軸回転磁界型で、0.85遅れで3,000kWである。

発電機の電圧を11kVから送電に必要な132kVに上げる主変圧器の容量は39.6MVA、型式は、単相、油入自冷式である。変圧器は発電所の南東の開閉所に設置する。

### 7.2.8 送電所及び変電所

クリカニ第2発電所で発電した電力は132kV送電線で消費地に送られる。延長3.2kmの送電線が既設の66kV送電線に沿い、第2発電所を經由してカトマンズ～ヘタウラ間に新設される。

クリカニ第2発電所の建設段階で、定格132/66kVの39MVA変圧器をカトマンズの



新テク変電所(1984年完成予定)に既存の系統に接続するために設置する。スイッチ類や制御盤等、は既存の132kW母線に接続するために既設のヘタウラ変電所に設置する。

### 7.3 施工計画

#### 7.3.1 準備工事

##### (1) 工事用道路

工事用道路としては、幅員6mのカトマンズ～インド国境間を結ぶ舗装された国道及びこの国道からバインセドバンで分岐してピンペジに至る延長10km、幅員5mの砂利道が使用できる。但し砂利道にはバインセドバン～ピンペジ間に橋があり、この橋は重機が走行するために補強が必要であり、また道路そのものも悪天候でも通行できるよう改修が必要である。この改良工事はクリカニ第1発電所の建設期間中に実施可能である。

発電所、サージタンク、ラニ取水口、採石場等各工事現場への進入路として幅員5m、延長7kmの道路を仮設する。

##### (2) 工事用建物

クリカニ第2発電所の工事現場は約10kmに渡って点在する。建設期間中の事務所はバインセドバンから4km離れたニブワタールに置く。ここには電力局の事務所と宿舎があり、これら施設の一時利用が可能である。その他の仮事務所をバインセドバンとマンズ取水堰付近に置くものとする。これらの事務所には監督や検査技術者が必要とする事務室、宿舎、その他の施設を備える。このために約30,000m<sup>2</sup>の土地が必要である。

##### (3) 給水施設

本計画の遂行に必要な給水施設は工事現場毎に配置する。給水系統は全工区で次の4系統を計画した。(i)マンズ取水堰工区 (ii)ラニ取水口工区 (iii)事務所及びコンクリートプラント工区 (iv)水圧鉄管路及び発電所工区

##### (4) 工事電力

工事用電力は次の3系統で配電する。(1)マンズ取水堰系統 (2)事務所間を結ぶ系統 (3)発電所系統。マンズ取水堰工区の工事用電力は、第1発電所の工事用にマンズ川橋近くに建設された既設の変電所から直接供給する。事務所用系統は各事務所、コンクリートプラント、ラニ取水口に電力を供給するもので、この電力は上述の変電所から、新た

に増設される11kV送電線を通じて供給される。また事務所と発電所の両系統のために、仮設の変電所が建設される。工事に必要な電力はピークで2,000kWと推定される。

### 7.3.2 骨材及びコンクリートプラント

本計画には約40,000m<sup>3</sup>のコンクリート骨材が必要である。細骨材と粗骨材は、ラプティ川とラニ川合流点から1.2km上流のニブワタル付近のラプティ川の河床から採取する。採取した骨材はニブワタル付近の右岸に設けられる骨材選別装置でふるい分けされる。この装置の能力は1.00t/hrである。

コンクリート製造設備は製造能力が60m<sup>3</sup>/hrで、骨材選別装置に隣接し、マンズ取水堰、ラニ取水口、導水トンネル等へコンクリートを供給する。その他のコンクリート製造設備は製造能力が30m<sup>3</sup>/hrで、発電所の建設地に設置され、発電所、放水路、水圧鉄管路、サージタンク、導水路トンネルの下流部等へコンクリートを供給する。

### 7.3.3 マンズ取水堰の河川付替え工事

マンズ取水堰の工事は乾期に行なう。マンズ川の平均流量は約0.3m<sup>3</sup>/secである。この自然流水に加えて第1発電所の放流水(最大13.1m<sup>3</sup>/sec)でマンズ川に流入する。河川の付替え工事は次の方法で行なう。

マンズ川の流水は、左岸側の露岩上に設置したコンクリート管を通して下流へ流下される。また第1発電所からの放流水は仮排水トンネル(第1発電所の放水路と直結)を通じてラプティ川本流へ直接流入するよう計画した。この仮排水トンネルは第2発電所の運転開始後、取水堰やその他の取水施設の補修の際にも有用である。

### 7.3.4 導水トンネル

導水トンネルの延長は5,800mである。工期を短縮させるために、作業杭により全区間を2つの工区に分けて施工する。工区の長さは上流側、下流側がそれぞれ2,500m、3,300mである。

トンネルはレグドドリルとロッカーショベルを用い、全断面掘削工法で掘る。掘削ずりの搬出には蓄電池式機関車とロッカーショベルを用いる。掘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なう。

### 7.3.5 水圧鉄管

発電所の建設工事を妨げないように水圧鉄管の工事用の作業坑を設ける。この作業坑の

坑口の位置は発電所の北側である。トンネルの掘削は水平トンネル部を最初に行ない、傾斜トンネル部に達した後上部方向に掘削を進める。傾斜トンネル部のずりは発破後水平トンネル部まで落とし、これを前述機関車とトロッコで搬出する。

掘削終了後、作業坑より水平トンネル部へ鋼管を搬入し据付けとコンクリートの打設を行なうが、この作業は水平部と傾斜部の境から下流方向へ順次進めていく。傾斜トンネル部では、鋼管をサージタンク側の作業坑より搬入し、据付けとコンクリートの打設を水平トンネル部との境から順次上流方向へ実施する。

#### 7.4 工事用設備と建設機械

工事に必要な設備及び機械を表 7.1 に示す。

#### 7.5 建設資材

工事に必要な主要な建設資材の量を次のように推定した。これらの資材は外国から調達される。

セメント	:	17000 t
鉄筋	:	1700 "
支保工	:	1200 "
鋼管	:	900 "
ちり除け格子	:	30 "
ゲート	:	410 "
爆薬	:	1000 "
燃料	:	10000 kl

#### 7.6 工事工程

工事期間は図 7.1.12 に表されるように、実施設計、業者乗り込み等を含めて5年半を必要とする。このうち3年半は送電施設を含めた現場での本工事に要する期間である。

初年度の乾期の初めに始まる準備工事は、工事用道路、事務所及び宿舍、給水設備、電力設備、通信設備等である。これらの準備工事に要する期間は1年である。

第2年度にプラントや工事用設備を現場に搬入した後マンズ取水堰を着工する。この工事には2年を要する。導水トンネルの工事は、工事工程の中でクリティカルパスとなるもので、第2年度の初めに着工する。また同年度の乾期の初めにラニ取水口とサージタンクを着工する。

さらに水圧鉄管路の施工をこの年に開始する。第3年度は上述のように主要工事の最盛期である。この第3年度の終わりに、マンズ取水堰、ラニ取水口、サージタンクが完工する。

第4年度は導水トンネル、水圧鉄管路、発電所の工事が継続して行なわれる。放水路の工事はこの年に始められる。水車、ゲート、発電機器は、工場での製作及び運搬が終ったこの年から据付け工事を開始する。

全工事は第5年度の雨期前に終了して雨期には全施設が稼働するよう計画した。クリカニ第2発電所は同年6月に運転を開始する予定である。

表 7.1 主要工事用設備と建設機械

Item	Capacity	Quantity
Aggregate plant	100 tons/hr	1 set
Concrete plant	60 m <sup>3</sup> /hr	1 "
- do -	30 m <sup>3</sup> /hr	1 "
Bulldozer	27 tons	2 nos.
- do -	17 tons	5 "
Power shovel	2 m <sup>3</sup>	2 "
- do -	1.2 m <sup>3</sup>	3 "
Dozer shovel	1.2 m <sup>3</sup>	1 no.
Dump truck	15 tons	10 nos.
Ordinary truck	10 tons	10 "
Crawler drill	5 tons	8 "
Rocker shovel	0.4 m <sup>3</sup>	8 "
Battery locomotive	4 tons	5 "
Air compressor	160 ps	5 "
- do -	200 ps	5 "
Concrete pump	20 m <sup>3</sup> /hr	6 "
Boring machine	100 m 65 $\phi$ m/m	5 "
Crawler crane	30 tons	1 no.
Truck crane	25 tons	1 "
Tractor & trailer	30 tons	1 "
Road roller	10 tons	1 "
Agitator truck	3 m <sup>3</sup>	7 nos.
Portable concrete mixer	0.2 m <sup>3</sup>	2 nos.

Item	Quantity	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Feasibility Study & Financial Arrangement								
Supplemental Investigation			6					
Tender Design			7					
Tender of Contract				6				
Detail Design				9				
Mobilization				3				
Preparatory Works Access Road Buildings & Facilities	75 km L.S.				12 10			
Mandu Intake	Ex. 113,000 m <sup>3</sup> Conc. 22,400 :					24		
Headrace tunnel	Ex. 48,500 m <sup>3</sup> Conc. 18,900 :					39		
Rani Intake	Ex. 8,100 m <sup>3</sup> Conc. 3,100 :					15		
Surge Tank	Ex. 94,300 m <sup>3</sup> Conc. 1,100 :					15		
Penstock	Ex. 41,200 m <sup>3</sup> Conc. 10,400 :					18		
Powerhouse & Switch Yard	Ex. 46,900 m <sup>3</sup> Conc. 7,900 :						15	
Tailrace	Ex. 7,600 m <sup>3</sup> Conc. 1,900 :						6	
Hydro-mechanical Equipment	L.S.					Cont, Mft, Tr	12	Operation
Electro-mechanical Equipment	L.S.					Cont, Mft, Tr	12	Test
Substation (Extention) & Transmission Line	L.S. 32 km					Cont, Mft, Tr	12	Test

Remarks. :




Cont	: Contract		Wet season
Mft	: Manufacturing		Dry season
Tr	: Transportation		Months
Ex	: Excavation		
Conc	: Concrete		

图7.1 工事工程表



## 第 8 章 建設費

### 8.1 建設費

クリカニ第 2 水力発電計画の総建設費は 4,800 万米ドルと見積られた。内訳は外貨分が 4,080 万米ドル、内貨分が 720 万米ドルである。建設費には直接工事費、技術及び管理費、予備費、物価上昇予備費が含まれる。

建設費の見積り条件を下記に示す。

1. 見積りは 1978 年 8 月現在の市場価格に基づいている。
2. 外貨交換率は次に示すとおりとする。

1 米ドル = 12.55 ネパールルピー = 210 円

3. 建設工事は国際競争入札により選ばれる請負業者が行なうものとした。
4. 工事数量は本書添付図面に示す予備設計に基づいて算出した。
5. 各工種ごとの単価は直接工事費（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）を含むものとした。

単価は労務費、資材費、施工計画で決めた作業に必要な建設機械費に基づいて決定した。但し、これらの費用はクリカニ第 1 発電所の入札価格を参照し再検討した。

6. 現地通化部分には用地補償費、人件費、現地調達資材費（木材、石材、燃料等）、及び工事現場までの国内輸送費が含まれる。

7. ネパール政府による課税（請負税、所得税）は、単価の間接工事費中に含まれるものとした。他の課税（請負従業員の個人所得税、請負業者が輸入する資材の関税）は、それぞれの単価に計上した。

8. 詳細設計及び外国コンサルタントが従事する工事監督の技術費は工事期間、必要技術者数等から推定した。

9. ネパール政府の一般管理費は直接工事費の約 3% とした。

10. プロジェクト地域内の土地家屋に対する補償及び施工上必要な私有地の通行権はネパール政府が実施するものとし、これは政府の一般管理費に含まれるものとする。

11. 予備費は総建設費の 10% と推定した。又、物価上昇に対する予備費は物価の年上昇



表 8.1 建 設 費

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
I. <u>Preparatory Works</u>	<u>1,100</u>	<u>610</u>	<u>1,710</u>
Access road (7 km), buildings and service utilities			
II. <u>Civil Works</u>	<u>13,810</u>	<u>2,170</u>	<u>15,980</u>
1. Mandu diversion weir and intake	3,210	360	3,570
Excavation: 115,200 m <sup>3</sup>			
Concrete: 23,900 m <sup>3</sup>			
2. Headrace tunnel	5,900	960	6,860
Excavation: 48,500 m <sup>3</sup>			
Concrete: 18,900 m <sup>3</sup>			
3. Rani tributary intake	600	70	670
Excavation: 8,100 m <sup>3</sup>			
Concrete: 2,000 m <sup>3</sup>			
4. Surge tank	700	150	850
Excavation: 93,400 m <sup>3</sup>			
Concrete: 1,100 m <sup>3</sup>			
5. Penstock tunnel	1,970	370	2,340
Excavation: 41,200 m <sup>3</sup>			
Concrete: 10,400 m <sup>3</sup>			
6. Powerhouse	1,080	190	1,270
Excavation: 39,300 m <sup>3</sup>			
Concrete: 6,000 m <sup>3</sup>			
7. Tailrace	350	70	420
Excavation: 7,600 m <sup>3</sup>			
Concrete: 1,900 m <sup>3</sup>			
III. <u>Hydro-mechanical Equipment</u>	<u>4,120</u>	<u>400</u>	<u>4,520</u>
Trash rack and gates: 440 tons			
Steel pipe: 900 tons			
IV. <u>Electro-mechanical Equipment</u>	<u>10,990</u>	<u>1,200</u>	<u>12,190</u>
1. Generating equipment (15,000 kW x 2 units, 3,000 kW x 1 unit)	8,200	750	8,950
2. Transmission line (132 kV, 42 km)	1,340	300	1,640
3. Substation (39.6 MVA)	1,450	150	1,600
Total (item I to IV)	(30,020)	(4,380)	(34,400)
V. <u>Engineering Service</u>	<u>4,000</u>	<u>500</u>	<u>4,500</u>
VI. <u>General Expenses</u>	-	<u>1,000</u>	<u>1,000</u>
VII. <u>Contingencies</u>	<u>6,780</u>	<u>1,320</u>	<u>8,100</u>
1. Physical (10% of Items I to VI)	3,390	660	4,050
2. Escalation	3,390	660	4,050
Grand Total	<u>40,800</u>	<u>7,200</u>	<u>48,000</u>

率を5%として推定した。

建設費の内訳は表8.1のとおりである。

## 8.2 年度別資本投資額

建設資金は工期の4年間に振り分けられる。各年毎に必要な資金を7.5節の工程表に基づいて見積り、その結果を表8.2に示す。

表 8.2 年度別資本投資額

(Unit: 10<sup>3</sup>US\$)

Year	Foreign currency	Local currency	Total
1st year	8,400	1,500	9,900
2nd year	12,200	2,100	14,300
3rd year	13,000	2,300	15,300
4th year	7,200	1,300	8,500
Total	40,800	7,200	48,000

## 8.3 維持管理及び更新費

クリカニ第2発電所は水資源電力省電力局が将来管理運営する。

年組持管理費(OM費用)は年平均経費(管理・運転人件費、設備費、補給費、その他)から成り、これらは本プロジェクトを効率的に運営するために必要なものである。OM経費は年均等費用に換算して250,000米ドルと推定した。詳細は付録Ⅲ章で検討されている。概要は下記のとおり。

人 件 費	9 0, 0 0 0	米ドル
維 持 管 理 費	8 0, 0 0 0	米ドル
そ の 他	8 0, 0 0 0	米ドル
計	2 5 0, 0 0 0	米ドル

本計画の施設の一部は将来定期的に更新が必要である。更新の対象となるのは水車、ゲ

ート、発電機器等である。各工作物の状態により耐用年数は異なるが、平均で35年と推定される。更新費は古い設備の残存価値10%を差し引いて、15,040米ドルと推定した。

## 第 9 章 経済及び財務分析

### 9.1 経済分析

#### 9.1.1 便 益

水力発電プロジェクトの便益は、代替発電設備案のうち、最も低廉に電力を供給できる代替案がそのプロジェクトと同等の電力を生み出す場合に必要な費用に基づいて測るのが一般にとられている方法である。ネパールにおける代替発電設備としてはインドで広く採用されている石炭火力で、クリカニ第 2 発電所の設備容量に等しい 33 MW のユニット容量を有するものを考えた。

33 MW の石炭火力発電所の建設費は 700 米ドル/kW と推定される。年維持管理費は設備容量に比例すると考えられ、21 米ドル/kW と見積られる。kW 補正係数は、下記に述べるように 1.173 と算出した。

	水 力	火 力	(単位：%)
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	
事故による停止	0.5	5.0	
補修(オーバーホール)	2.0	10.0	

$$\text{kW 補正係数} = \frac{(1-0.05)(1-0.03)(1-0.005)(1-0.02)}{(1-0.02)(1-0.06)(1-0.05)(1-0.10)} = 1.173$$

投資額と年維持管理費は、上記の kW 補正係数を乗じて、それぞれ 821 米ドル/kW、246 米ドル/kW と決められた。これらの値が単位 kW 便益である。

発電量に比例する経費(主として燃料費)は次の各要素に基づいて 35.1 米<sup>ドル</sup> / kWh と算出された。これは単位 kWh 便益である。

石炭消費量	0.645 kg/kWh
石炭価格	53 米ドル/t

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

表 9.1 経済的便益の年度別発生量

(Unit: 10<sup>3</sup>US\$)

Year in Order	Year	Investment & replacement cost	Fuel cost	O & M cost	Benefit for exported energy	Total
1	1981/82	-	-	-	-	-
2	1982/83	-	-	-	-	-
3	1983/84	-	-	-	-	-
4	1984/85	27,090	-	-	-	27,090
5	1985/86	-	1,220	810	220	2,250
6	1986/87	-	3,380	810	220	4,410
7	1987/88	-	5,380	810	220	6,410
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
28	2008/09	-	5,380	810	220	6,410
29	2009/10	24,390	5,380	810	220	30,800
30	2010/11	-	5,380	810	220	6,410
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
50	2030/31	-	5,380	810	220	6,410

石炭火力発電所の耐用期間は25年とした。耐用期間の満了時には、発電所はその施設を更新する必要があるが、その更新費として設備の残存価格を考慮して、投資額の90%の739米ドル/kWとした。

単位便益は下記のとおりである。

	kW 価 値	kWh 価 値
投 資 額	821米ドル/kW	
更 新 費	739米ドル/kW	
年維持管理費	24.6米ドル/kW	
燃 料 費		35.1米 <sup>ドル</sup> / kWh

設備容量33,000kWのクリカニ第2発電所の年間1次電力量は拡大CNPSで消費されるが、1985/86年に34.7GWh、1986/87年に96.4GWh、1987/88年に153.3GWhとなる見込みである。

発電便益は上記の価値に基づいて次のように見積った。

kW 価 値 (1,000米ドル)

投 資 額	27,090 (1985/86年度)
更 新 費	24,390 (更新期間25年)
年維持管理費	810 (1986/87年以降)

kWh 価 値 (1,000米ドル)

年間燃料費	1,220 (1985/86年度)
	3,380 (1986/87年度)
	5,380 (1987/88年以降)

クリカニ第2発電所は、雨期には1次電力の他に2次電力を生産する。これに対する経済分析上の取り扱いとしては、2次電力の半分をインドへ輸出するものとし、その輸出収入は上述のものに加えて便益として計上した。現在、ネパール・インド両国間では、両国政府の合意の基に20米<sup>ドル</sup>/kWの料金で小電力の売買を行っている。この合意された電力料金は、現在の燃料価格に照らすと安過ぎると思われるが、これは控え目な年間便益を推定する為の単位便益価値として暫定的に使用しているものである。2次電力のうち11.6GWh<sup>1</sup>は1986/87年以降売電するものと仮定したが、第2発電所で発生する1次電

1: 全2次電力量 22.1GWhの半分

力は拡大CNPS系統内で完全に消費される。従って、便益は25万米ドルと算定される。

表9.1はプロジェクトの評価期間50年に対する、経済的便益の年度別発生額を示している。

### 9.1.2 経済的事業費

経済的事業費は、計画事業費、関連施設事業費及び早燃年におけるインドからの電力輸入費用から成る。

経済的計画事業費は1978年の価格水準で推定した。この事業費には、投資額、更新費及び維持管理費が含まれる。第8章で見積った財務的事業費は転換費用（直接・間接税、用地補償費及び価格上昇に対する予備費などを含む）を含んでいる。転換費用は直接工事費、技術及び維持管理費の5%、一般経費（用地補償費を含む）の30%、そして価格上昇予備費の100%と推定した。本計画の経済的事業費は財務的事業費から転換費用を差引いたものとして算出した。

本計画の経済的投資額は表9.2に示す様に4,060万米ドルと算出された。他の経済的事業費は更新費の1,429万米ドル、維持管理費の25万米ドルである。

クリカニ第2発電所の電力量は6.5節で述べた様に、新設ディーゼル発電所から補充を受ける拡大CNPS系統の需要を将来満たすものである。その発電所は本計画と連合する施設である。その経済的投資額、更新費そして維持管理費は下記の様に推定された。

投資額	$380 \text{ 米ドル/kW} \times 2,500 \text{ kW} = 950,000 \text{ 米ドル}$
更新費	$380 \text{ 米ドル/kW} \times 2,500 \text{ kW} \times 0.9 = 860,000 \text{ 米ドル}$
維持管理費	$950,000 \text{ 米ドル} \times 0.03 = 30,000 \text{ 米ドル}$
燃料費	$0.29 \text{ kg/kWh} \times 0.17 \text{ 米ドル/kg} = 49 \text{ 米ドル/kWh}$

ディーゼル発電所の耐要年数は15年とした。このディーゼル発電所は1回の耐用年数を終える毎に、上記の更新費で更新するものとした。過去12年間の最濁水年のような年には、需要を拡大CNPS系統内の発電所群の発電量ではまかないきれないものと思われ、このような場合インドからの輸入電力によってその不足をカバーしなければならない。1963年から1974年の12年間の平均年間不足電力量は2.4GWhと推定される。従って年経費は50,000米ドル（ $2.4 \text{ GWh} \times 20 \text{ 米ドル/kWh}$ ）である。

上記の経済的投資額に基づきその年度別発生額を表9.3に示す。

表 9.2 經濟的投資額

	(Unit: 10 <sup>3</sup> US\$)				
	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85	Total
Direct construction cost	6,180 (6,500)	10,190 (10,730)	10,270 (10,810)	5,280 (5,560)	31,920 (33,600)
Engineering services	1,520 (1,600)	1,000 (1,050)	1,000 (1,050)	760 (800)	4,280 (4,500)
General expenses	250 (550)	160 (160)	160 (160)	130 (130)	700 (1,000)
Sub-total	7,950	11,350	11,430	6,170	36,900
Physical contingency	800	1,140	1,140	620	3,700
Total	8,750	12,490	12,570	6,790	40,600



表 9.3 経済的事業費の年度別発生額

(Unit: 10<sup>3</sup>US\$)

Year in Order	Year	Project facilities		Associated facilities			Cost for imported energy	Total
		Investment & replacement cost	O & M cost	Investment & replacement cost	O & M cost	Fuel cost		
1	1981/82	8,750	-	-	-	-	-	8,750
2	1982/83	12,490	-	-	-	-	-	12,490
3	1983/84	12,570	-	-	-	-	-	12,570
4	1984/85	6,790	-	950	-	-	-	7,740
5	1985/86	-	250	-	30	-	50	330
6	1986/87	-	250	-	30	-	50	330
7	1987/88	-	250	-	30	2,030	50	2,360
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
18	1998/99	-	250	-	30	2,030	50	2,360
19	1999/00	-	250	860	30	2,030	50	3,220
20	2000/01	-	250	-	30	2,030	50	2,360
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
33	2013/14	-	250	-	30	2,030	50	2,360
34	2014/15	-	250	860	30	2,030	50	3,220
35	2015/16	-	250	-	30	2,030	50	2,360
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
38	2018/19	-	250	-	30	2,030	50	2,360
39	2019/20	14,290	250	-	30	2,030	50	16,650
40	2020/21	-	250	-	30	2,030	50	2,360
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
50	2030/31	-	250	-	30	2,030	50	2,360

### 9.1.3 経済的内部収益率

本計画の経済的内部収益率(EIRR)は14.9%と推定される。これは表9.1と9.3にある便益及び事業費の年度別発生額に基づき、1982/83年を出発点とする50年間の評価期間に対して計算したものである。

EIRRの感度分析は次の条件で行なった。

ケースB：便益が期待値よりも10%低い

ケースC：事業費が見積額より20%低い

ケースD：ケースBとケースCの結合した場合

計算結果を次の表に示す。

表9.4 感度分析結果

ケース	項目	EIRR
A	計画通りの場合	14.9%
B	便益が10%減少した場合	12.8%
C	経費が20%増加した場合	11.1%
D	B+Cの場合	8.9%

EIRRの値から判断すると、本計画は経済的に妥当である。

### 9.1.4 付随便益

前節の経済分析では発電便益に加えた計を考慮したがこれに加えて、クリカニ第2水力発電計画からは下記の便益が見込まれる。

- (1) 将来、新規の水力発電所が生産する2次電力のある量は、クリカニ発電所の運転をさらに乾期に集中して行なうことにより、1次電力として利用できる。
- (2) クリカニ発電所の運転によりラプティ川の流出量は将来増加する。この増加水量は、灌漑や工業に利用可能である。

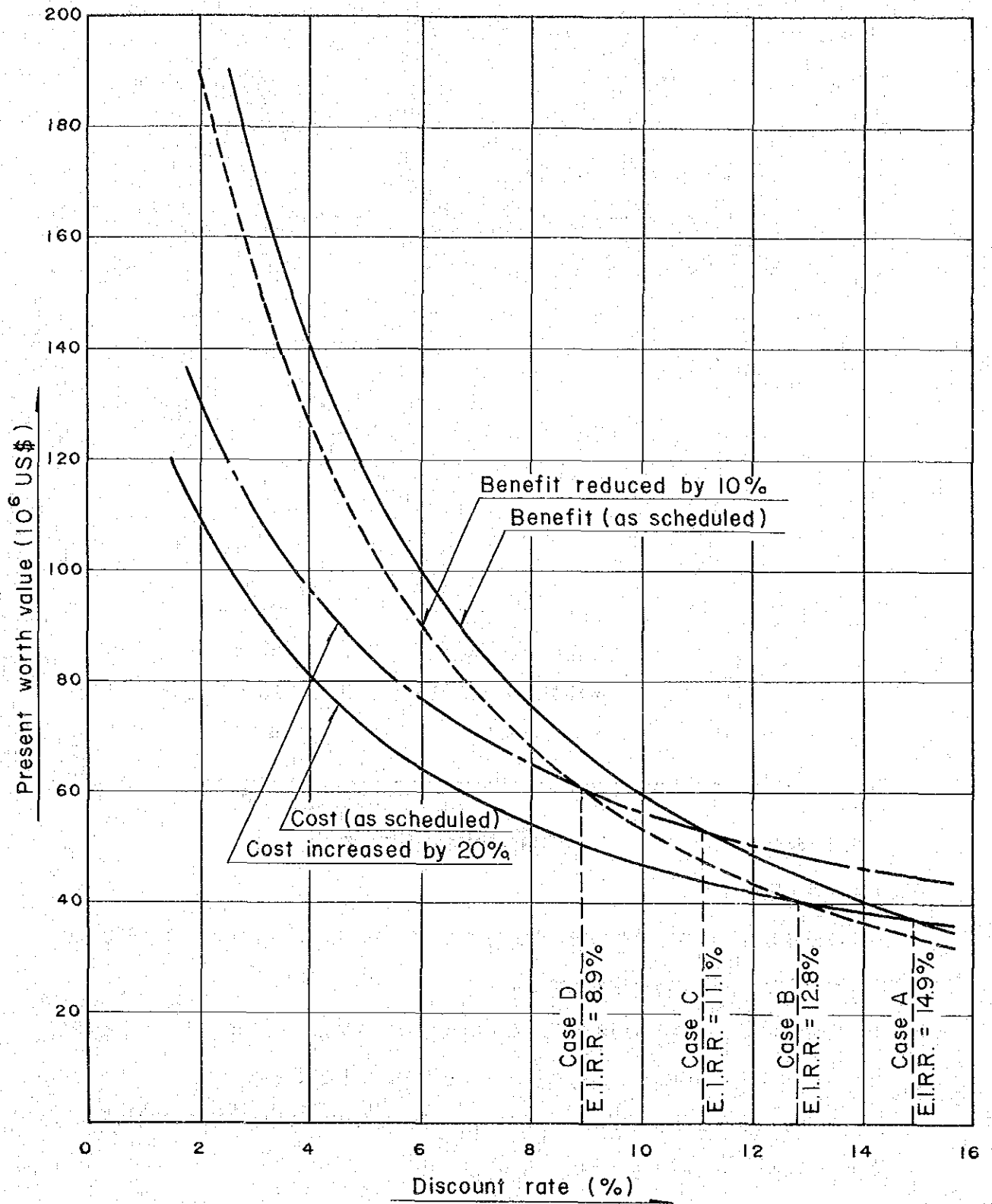


图 9.1 内部收益率

ヘタウラ地区はラプティ川中流域に位置し、政府が促進する工業中心地として指定されており、また、15,000 haの灌漑地域がラプティ川下流域の右岸部に広がっている。

(3) クリカニ第2水力発電所の建設は雇用の機会を提供する。この建設に要する労働力は、年間1,200人と推定される。これは失業状態にある住民の収入を向上させるのに寄与するであろう。さらに、雇用された労働者は建設中に何らかの技術を習得するであろう。

(4) 拡大CNPSは水力発電所の有効利用と緊急事態のために、将来予備発電設備を必要とする。この予備容量は少くとも電力系統の総設備容量の約10%以上必要である。設備容量25MWのディーゼル発電所を新しく配置することにより、拡大CNPS系統内のディーゼル発電所群の総設備容量は、将来17.1 MWになり、これは同じ系統内の水力発電所群が有する総設備容量の12%に相当する。このように、ディーゼル発電所の設備は予備力の強化にも寄与するであろう。

## 9.2 財務分析

### 9.2.1 現行電力料金

ネパール電力公社(NEC)の管轄区域内で課せられている現行電力料金は、家庭用20米ミル/kWh～40米ミル/kWh、工業用16米ミル/kWh～20米ミル/kWh、商業用16米ミル/kWhである。平均電力料金は1975/76年の会計報告書によれば25米ミル/kWhと推定される。

また、同報告書によればNECの決算は電力料金が低すぎるため1974/75年度以来赤字になっている。収支を改善するためにはNECが平均電力料金を36米ミル/kWhに上げることが必要である。赤字の要因について付言すると、この決算状態はネパールの現在の特殊事情によるものである。即ち、ネパールの既存の発電所の大部分は外国からの無償供与またはそれに近い援助で建設されており、そのためネパールの電力供給当局は発電所の建設に必要な投資資金の資本回収義務をほとんど負っていない。

NECは急速に増大する電力需要に対処するために将来も継続して発電所を建設しなければならない。しかし新しい発電所の建設に関して、上述のような都合のよい特殊事情は

将来期待できず、建設工事は NEC が返済義務を負った国際金融機関からの借款で実施することに余儀なくされるであろう。現在建設中のクリカニ第 1 発電所の工事はその一例である。このような状況から見ると、ネパールの電力プロジェクトを今後適切に開発するためには現行電力料金を再検討し適正な水準にまで上げることが必要である。

### 9.2.2 財務的発電原価

クリカニ第 2 水力発電計画の債務返済能力を審査するために財務的発電原価を推定した。財務的発電原価を、一次変電所渡しの電力料金を定義すると、償還期間中の売電純益は同期間の債務返済額全額と等しくなる。

- 本計画に対する融資条件は現在のところまた設定されていないので次のような条件を仮定した。即ち外貨及び内貨部分の両方共、年利 4 %、償還期間 30 年（据置き 7 年を含む）の同一条件で融資されるものとした。

投資額は表 8.1 に示すごとく 4.800 万米ドルと見積られ、また年度別資本投資額は表 8.2 のように推定した。年維持管理費は 25 万米ドルと算定した。

クリカニ第 2 発電所が全面稼動に入った段階に供給する年間 1 次電力量の合計は、6.5 節で算定したように 95.1 GWh である。1 次変電所渡しの売電可能電力量は送電ロス 3 % を差引いて 92.2 GWh である。この一次電力に加えて、二次電力の半分の 11.1 GWh が 20 米ミル/kWh でインドへ輸出可能と推定した。売電可能電力量の伸びは下表のとおりである。

表 9.5 売電可能電力量

(単位：GWh)

年度	1 次電力量	2 次電力量
1985/86	33.7	11.1
1986/87	91.8	11.1
1987/88	92.2	11.1

上述の条件に基づきクリカニ第2発電所の財務的発電原価は38.4米ミル/kWhと見積られその財務計算書を表9.6に示す。現行電力料金と比較し配電末端での発電原価は55.2米ミル/kWhと算定された。これは配電ロス15%、管理及び配電施設に対する追加費用が10米ミル/kWhという仮定に基づいている。

クリカニ第2水力発電計画は現行の電力料金と比較する限りでは財務的に妥当でない。しかしこれは本計画の発電原価が財務的に妥当なものより高すぎるためではなく、前節で述べたようにNECの現行の電力料金が低すぎることに全て原因している。

この状況を明確にするため、代替発電設備案のうち最も低廉に電力を供給できる代替案である石炭火力発電所の発電原価を、本計画の借款条件に対応すると考えられる火力プロジェクトの借款条件で算定した。計算は下記の値に基づいた。

投資額	2,709万米ドル
燃料費	35.1 米ミル/kWh
借款条件	
年利	2.5%
償還期間	2.0年間(据置き7年)

火力発電所の財務的発電原価は68.5米ミル/kWhと見積られた。

このようにクリカニ第2水力発電計画の財務的発電原価は石炭火力発電所のそれよりはるかに安く、石炭火力発電所と比較した限りでは本計画は財務的に妥当である。

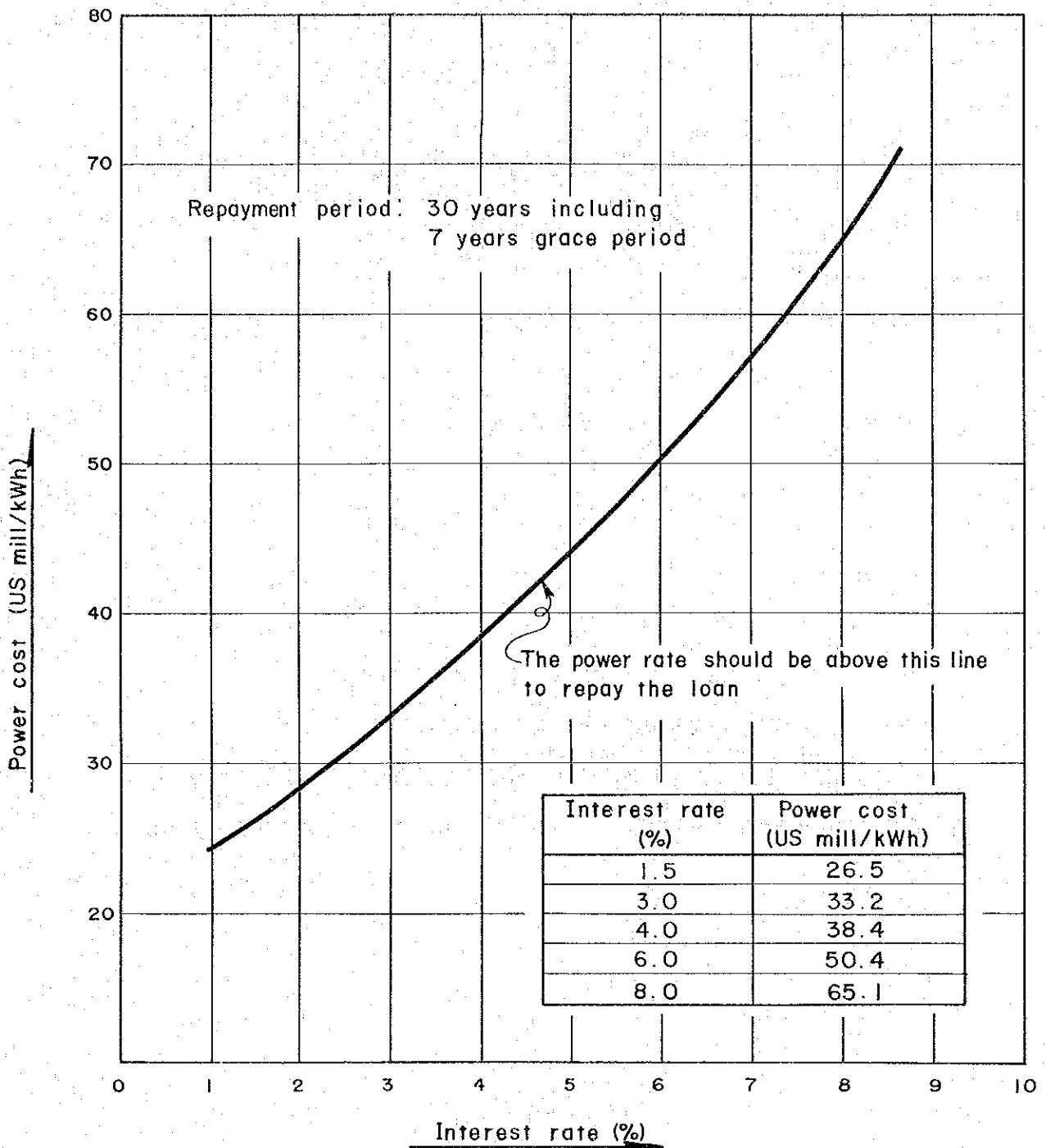


图9.2 发电原価

表 9.6 財務計算書 (1)

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year in order	Year	Investment & replacement (1)	Interest (4%) (2)	Accumulated loan (3)	Loan repayment (4)	Total debt (5)	Sold energy (GWh) Domestic	Export	Revenue	Annual cost	Annual income	Cash surplus (7)	Accumulated cash surplus (8)
1	1981/82	9,900	-	9,900	-	9,900	-	-	-	-	-	-	-
2	1982/83	14,300	396	24,596	-	24,596	-	-	-	-	-	-	-
3	1983/84	15,300	984	40,880	-	40,880	-	-	-	-	-	-	-
4	1984/85	8,500	1,635	51,015	-	51,015	-	-	-	-	-	-	-
5	1985/86	-	2,041	53,056	-	53,056	33.7	11.1	1,516	250	1,266	1,266	1,266
6	1986/87	-	2,122	55,178	-	55,178	91.8	"	3,747	"	3,477	4,763	4,763
7	1987/88	-	2,207	57,385	-	57,385	92.2	"	3,763	"	3,512	8,275	8,275
8	1988/89	-	2,295	59,680	3,863	55,817	"	"	"	"	"	11,787	7,924
9	1989/90	-	2,233	58,050	"	54,187	"	"	"	"	"	11,436	7,573
10	1990/91	-	2,167	56,354	"	52,491	"	"	"	"	"	11,085	7,222
11	1991/92	-	2,100	54,591	"	50,728	"	"	"	"	"	10,734	6,871
12	1992/93	-	2,029	52,757	"	48,894	"	"	"	"	"	10,383	6,520
13	1993/94	-	1,956	50,850	"	46,987	"	"	"	"	"	10,032	6,169
14	1994/95	-	1,876	48,866	"	45,003	"	"	"	"	"	9,681	5,818
15	1995/96	-	1,800	46,803	"	42,940	"	"	"	"	"	9,330	5,467
16	1996/97	-	1,718	44,658	"	40,795	"	"	"	"	"	8,979	5,116
17	1997/98	-	1,632	42,427	"	38,564	"	"	"	"	"	8,628	4,765
18	1998/99	-	1,543	40,107	"	36,244	"	"	"	"	"	8,277	4,414
19	1999/00	-	1,450	37,694	"	33,831	"	"	"	"	"	7,926	4,063
20	2000/01	-	1,353	35,184	"	31,321	"	"	"	"	"	7,575	3,712
21	2001/02	-	1,253	32,574	"	28,711	"	"	"	"	"	7,224	3,361
22	2002/03	-	1,148	29,859	"	25,996	"	"	"	"	"	6,873	3,010
23	2003/04	-	1,040	27,036	"	23,173	"	"	"	"	"	6,522	2,659
24	2004/05	-	927	24,100	"	20,237	"	"	"	"	"	6,171	2,308
25	2005/06	-	809	21,046	"	17,183	"	"	"	"	"	5,820	1,957
26	2006/07	-	687	17,870	"	14,007	"	"	"	"	"	5,469	1,606
27	2007/08	-	560	14,567	"	10,704	"	"	"	"	"	5,128	1,255
28	2008/09	-	428	11,132	"	7,269	"	"	"	"	"	4,767	904
29	2009/10	-	291	7,560	"	3,697	"	"	"	"	"	4,416	533
30	2010/11	-	148	3,845	3,845	0	"	"	"	"	"	4,065	220

Remarks: Annual interest rate: 4 %  
 Repayment period: 30 years including 7 years grace period  
 Power tariff 1: US mill 38.4/kWh for domestic and US mill 20/kWh for export  
1: Financial power cost for 23 years repayment period.  
2: Interest is calculated for (5) of the previous year.  
3: Accumulated loan is calculated as (1) + (2) + (5) of the previous year.  
4: Loan repayment is calculated as 57,385 x 6.73 % (Capital recovery cost for 23 years at 4 % interest rate)  
5: (3) - (4)  
6: (6) - (7)  
7: (8) + (10) of the previous year.  
8: (9) - (4)



表 9.7 財務計算書 (2)

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Year in order	Year	Investment (1)	Interest (2.5%) (2)	Accumulated loan (3)	Loan repayment (4)	Total debt (5)	Sold energy (GWh) (6)	Revenue (7)	Annual cost (8)	Annual income (9)	Cash surplus (10)	Accumulated cash surplus (11)
1.	1982/83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.	1983/84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	1984/85	27,090	813	27,903	-	27,903	-	-	-	-	-	-
4.	1985/86	-	698	28,601	-	28,601	33.7	2,308	1,990	318	318	318
5.	1986/87	-	715	29,316	-	29,316	91.8	6,288	4,030	2,258	2,576	2,576
6.	1987/88	-	733	30,049	-	30,049	92.2	6,316	4,050	2,266	4,842	4,842
7.	1988/89	-	751	30,800	-	30,800	"	"	"	"	7,108	7,108
8.	1989/90	-	770	31,570	2,805	28,765	"	"	"	"	9,374	6,569
9.	1990/91	-	719	29,484	"	26,579	"	"	"	"	8,835	6,030
10.	1991/92	-	667	27,346	"	24,541	"	"	"	"	8,296	5,491
11.	1992/93	-	614	25,155	"	22,350	"	"	"	"	7,757	4,952
12.	1993/94	-	559	22,909	"	20,104	"	"	"	"	7,218	4,413
13.	1994/95	-	503	20,607	"	17,802	"	"	"	"	6,679	3,874
14.	1995/96	-	445	18,247	"	15,442	"	"	"	"	6,140	3,335
15.	1996/97	-	386	15,828	"	13,023	"	"	"	"	5,601	2,796
16.	1997/98	-	326	13,349	"	10,544	"	"	"	"	5,062	2,257
17.	1998/99	-	264	10,808	"	8,003	"	"	"	"	4,523	1,718
18.	1999/00	-	200	8,203	"	5,398	"	"	"	"	3,984	1,179
19.	2000/01	-	135	5,533	"	2,728	"	"	"	"	3,445	640
20.	2001/02	-	68	2,796	2,796	0	"	"	"	"	2,906	110

Remarks: Annual interest rate: 2.5 %  
 Repayment period: 20 years including 7 years grace period  
 Power tariff /1: US mill 68.5/kWh

/1: Financial power cost for 13 years repayment period.  
 /2: Interest is calculated for (5) of the previous year.  
 /3: Accumulated loan is calculated as (1) + (2) + (5) of the previous year.  
 /4: Loan repayment is calculated as 30,800 x 9.11 % (Capital recovery cost for 13 years at 2.5 % interest rate)

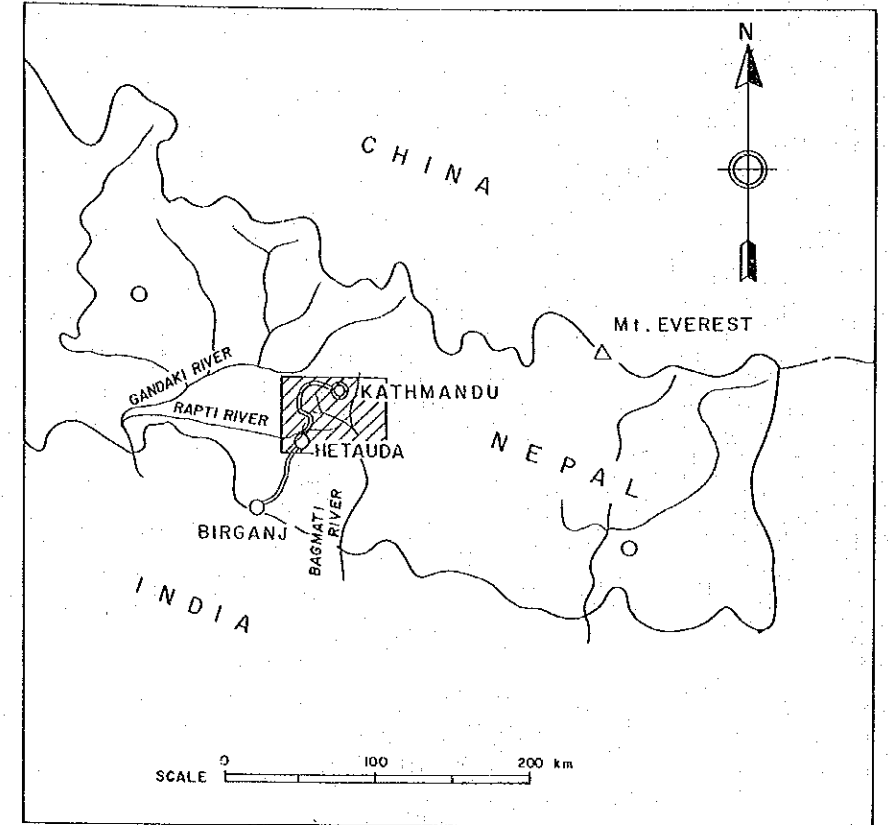
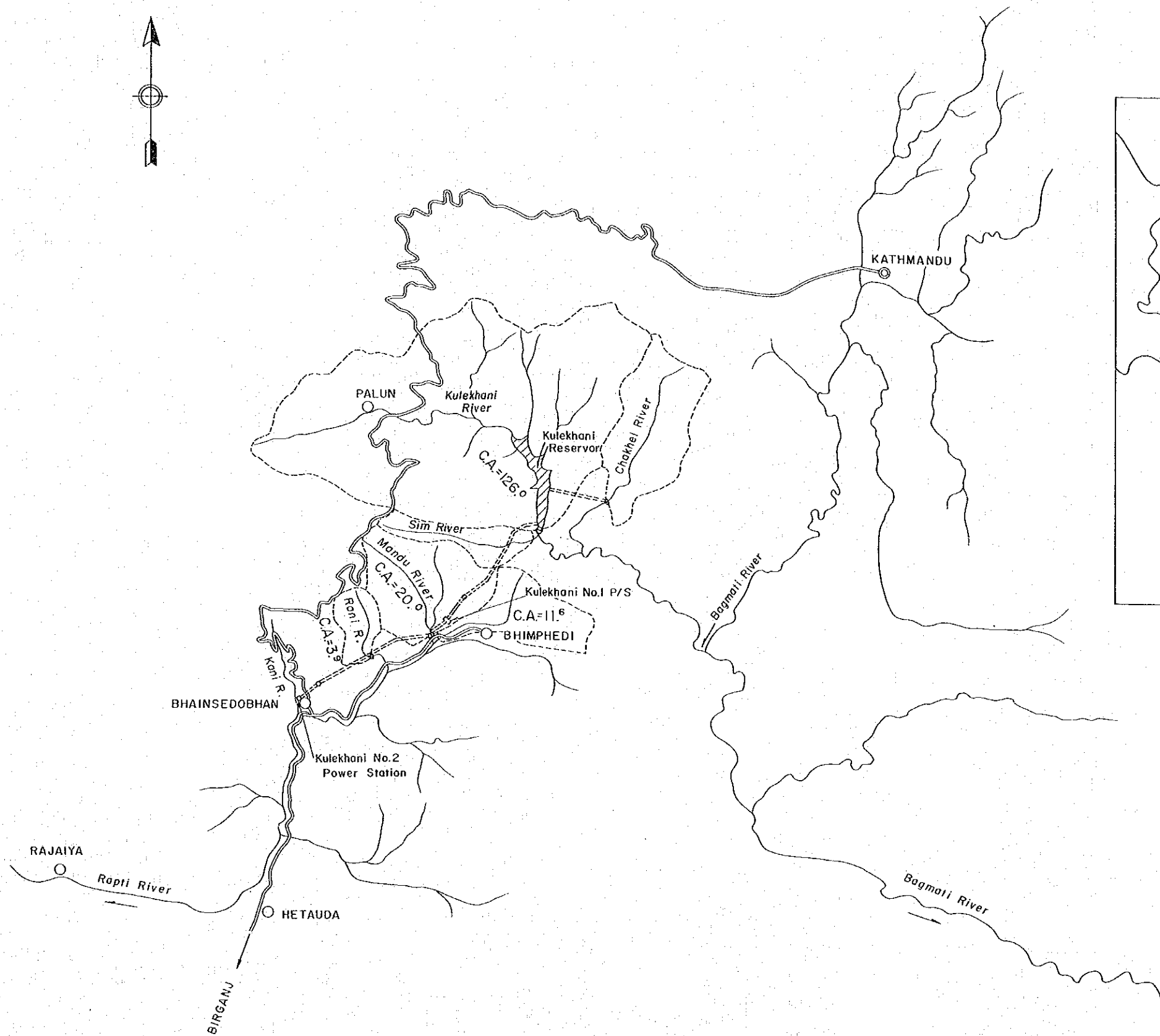
/5: (3) - (4)  
 /6: (6) - (7)  
 /7: (8) + (10) of the previous year.  
 /8: (9) - (4)





## 添 付 図 面

図面番号	標 題
1	位 置 図
2	計画地域地質図
3	クリカニ全体計画配置図
4	クリカニ第二水力発電計画配置図
5	マンス取水口平面図
6	マンス取水口断面図
7	ラニ取水口計画図
8	水圧鉄管路計画図
9	水圧鉄管路（代替案）計画図
10	発電所計画図
11	送電系統図



LEGEND

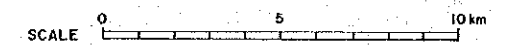


WATERSHED

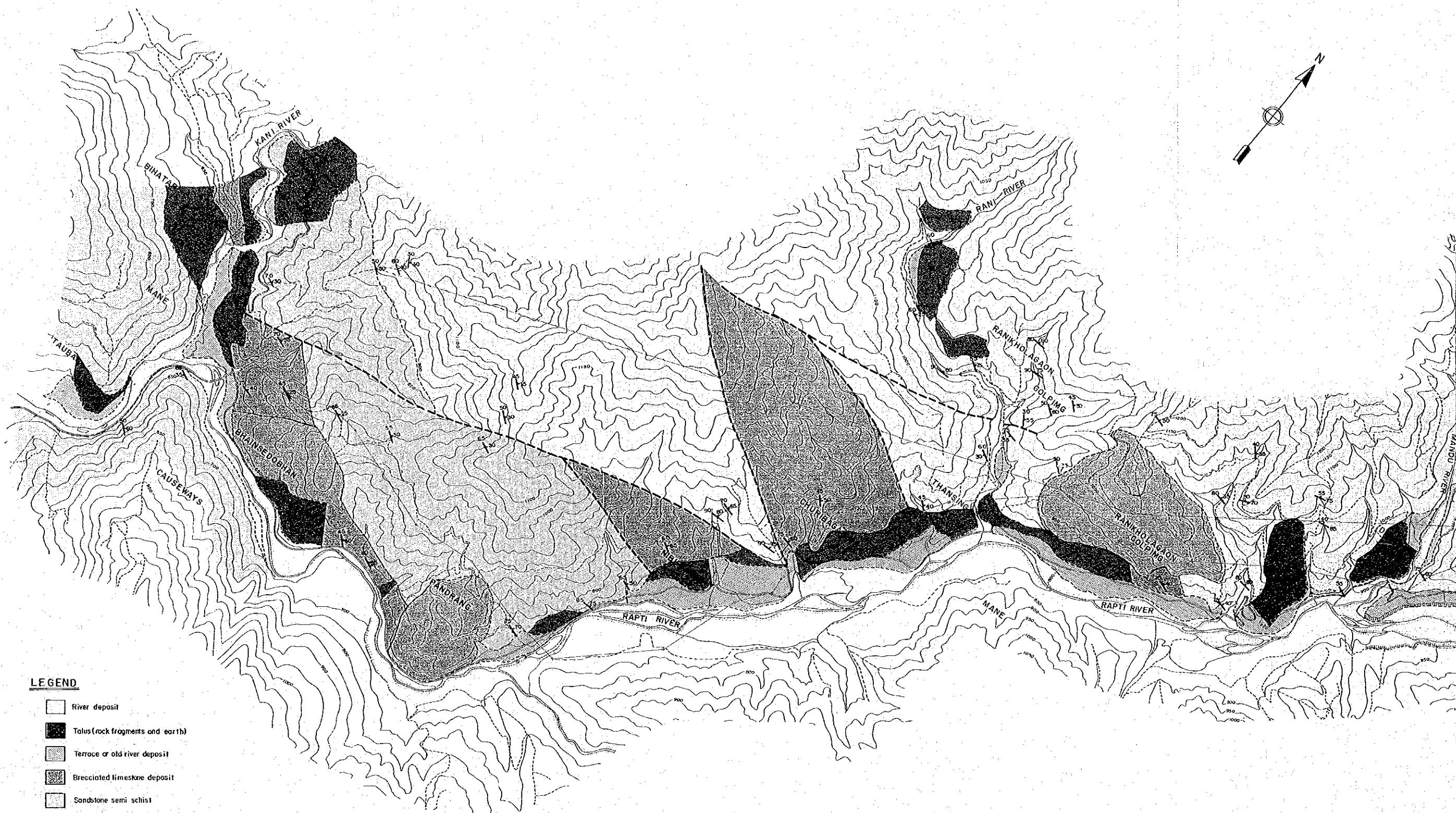
C.A.

CATCHMENT AREA (km<sup>2</sup>)

位置図



HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL		LOCATION MAP	
KULEKHANI NO.2 HYDROELECTRIC PROJECT		DWG. No. 1	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



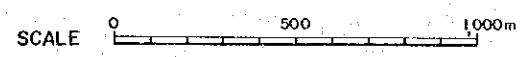
**LEGEND**

- River deposit
- Talus (rock fragments and earth)
- Terrace or old river deposit
- Brecciated limestone deposit
- Sandstone semi schist
- Slate, phyllite and biotite schist
- Sandstone and slate alternation
- Limestone (crystalline)
- 30 40 Strike and dip of bedding plane or schistosity
- Fault

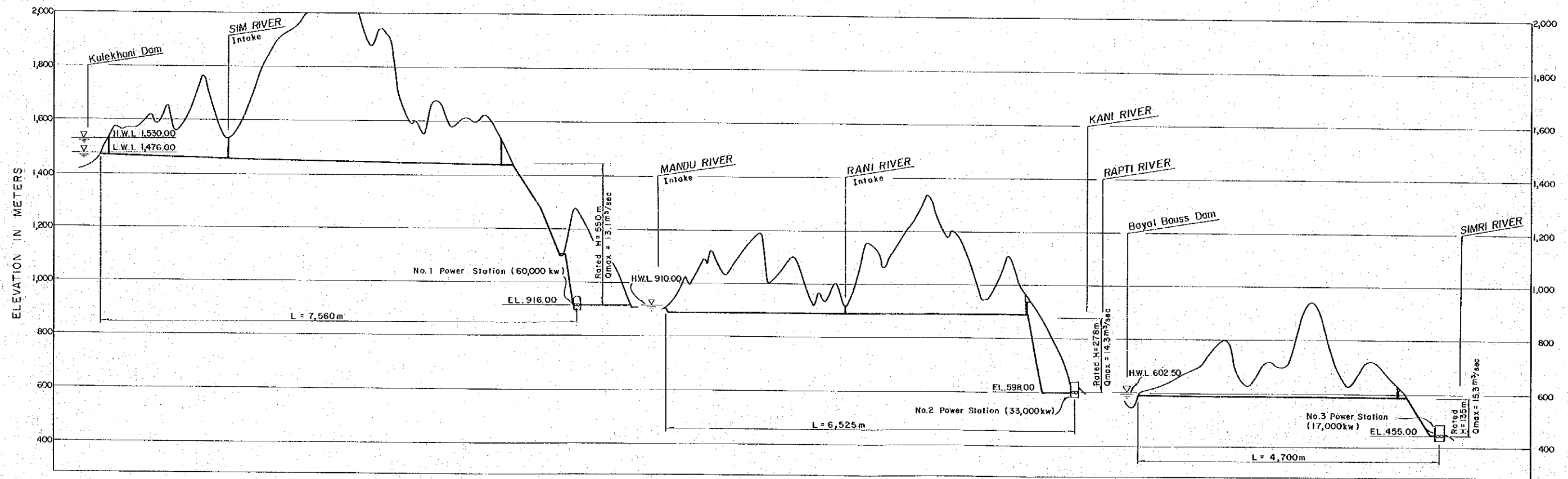
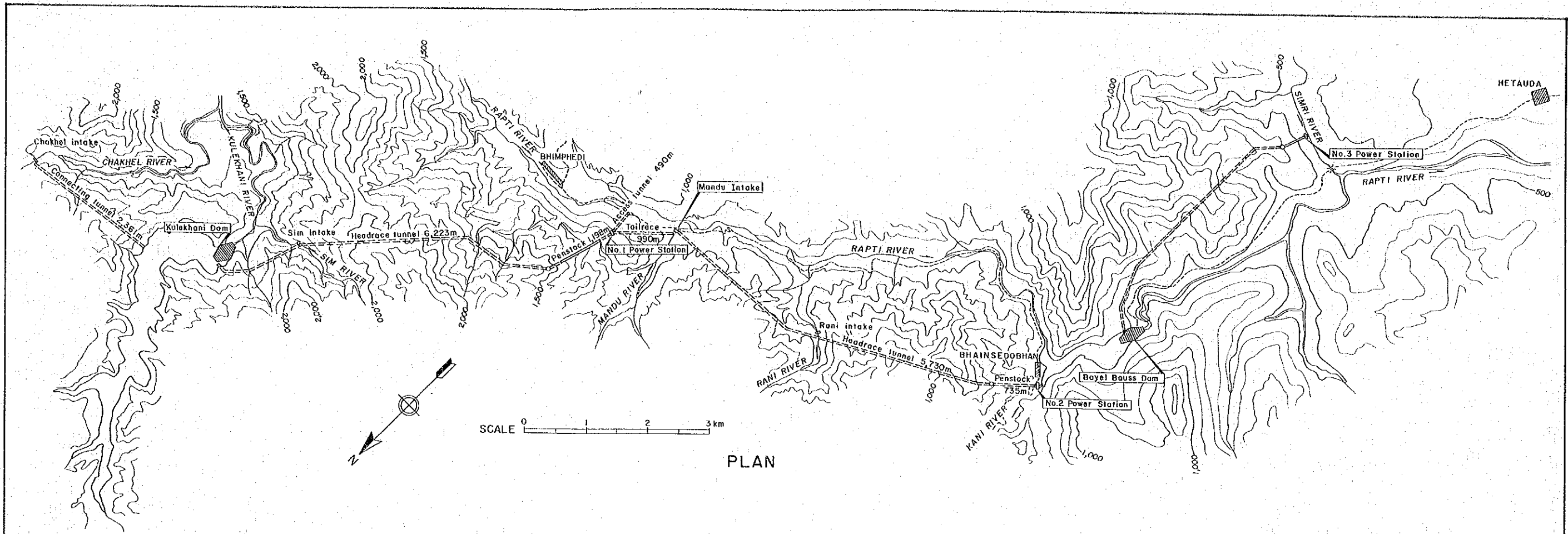
SCALE 0



計画地域地質図



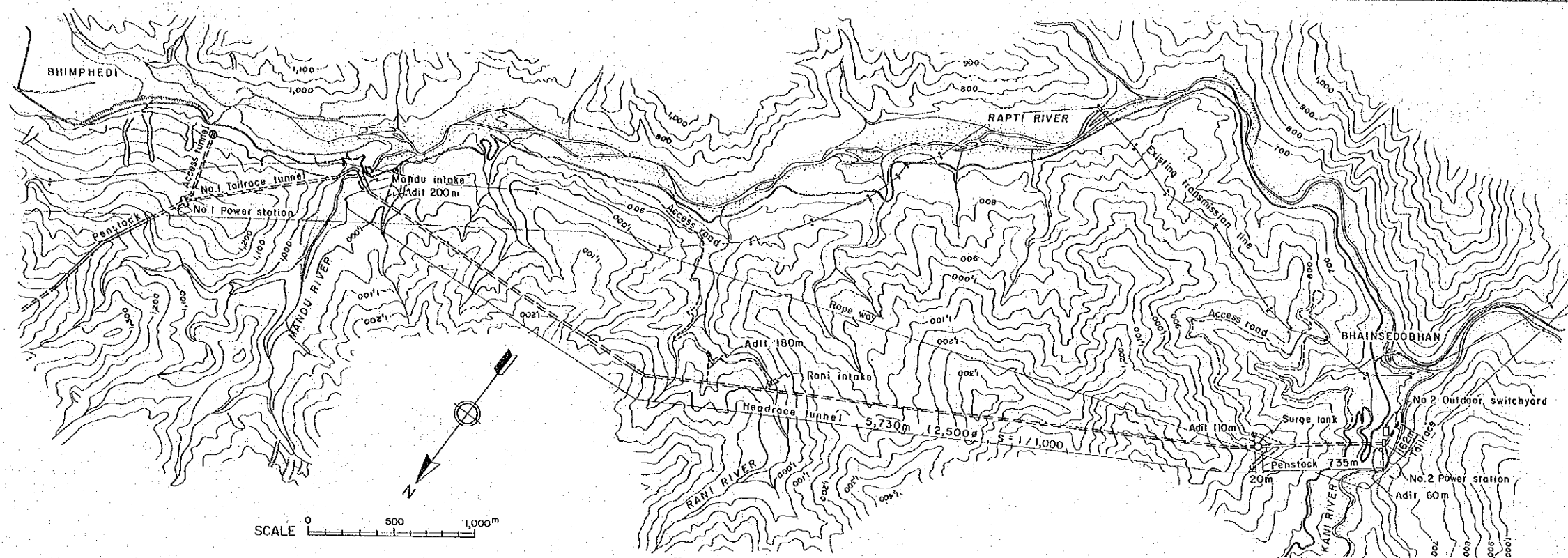
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL	GEOLOGICAL MAP IN PROJECT AREA	
KULEKHANI NO.2 HYDROELECTRIC PROJECT	DWG.NO. 2	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



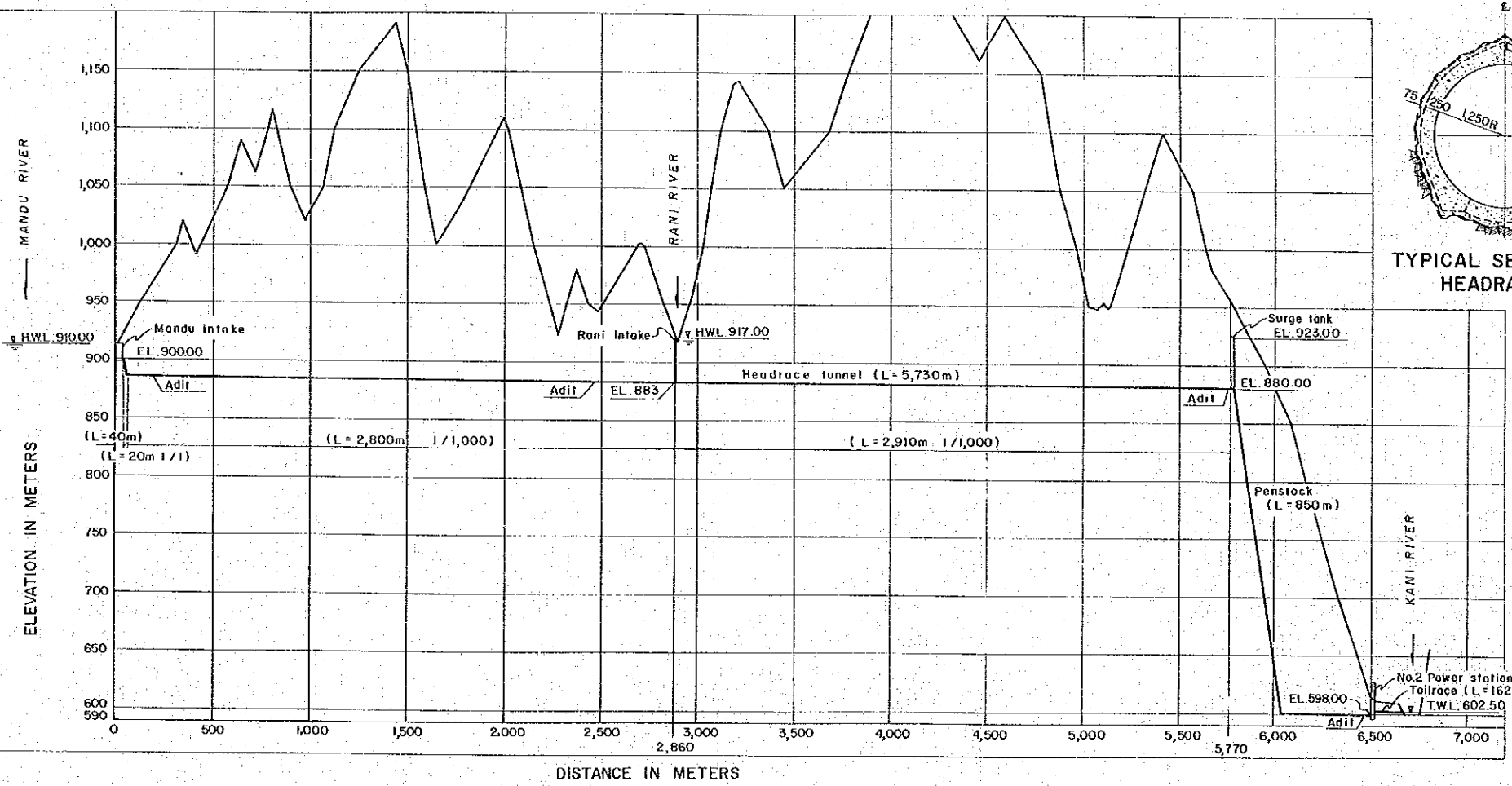
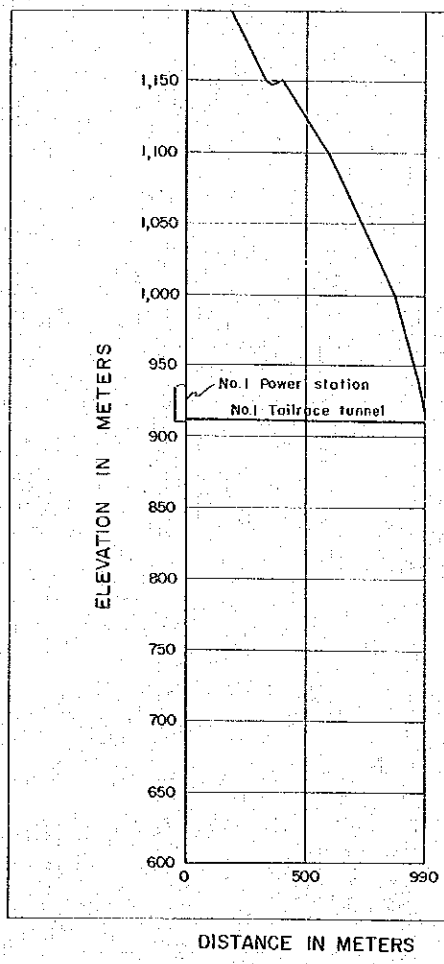
クリカニ全体計画配置図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL		GENERAL LAYOUT (OVERALL KULEKHANI PROJECT)	
KULEKHANI No.2 HYDROELECTRIC PROJECT		DWG. No. 3	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

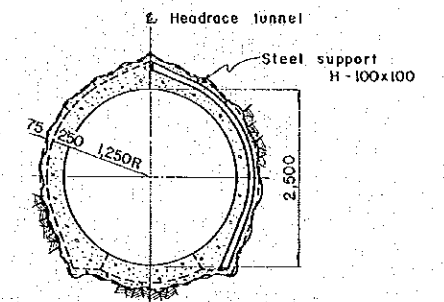




PLAN



PROFILE

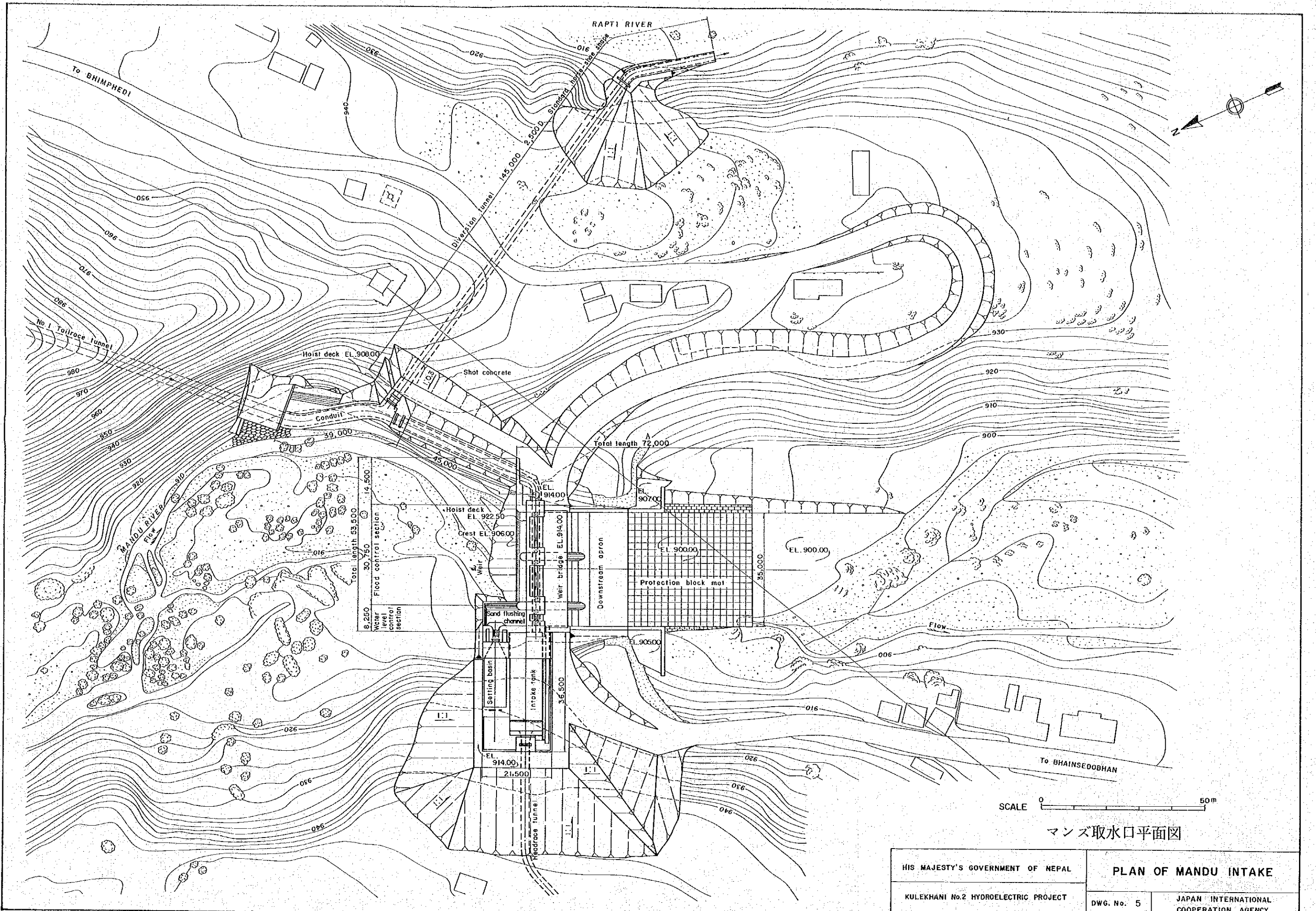


TYPICAL SECTION OF HEADRACE TUNNEL SCALE A



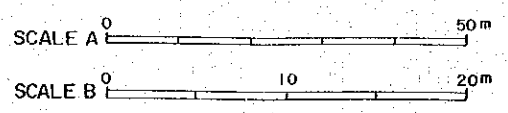
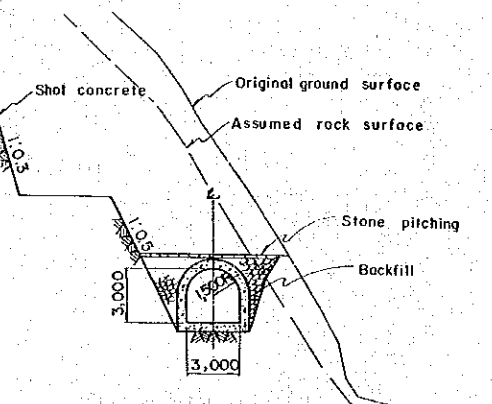
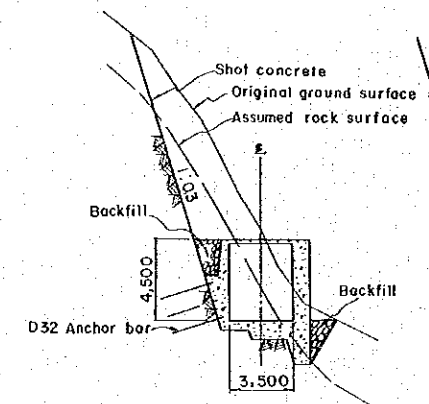
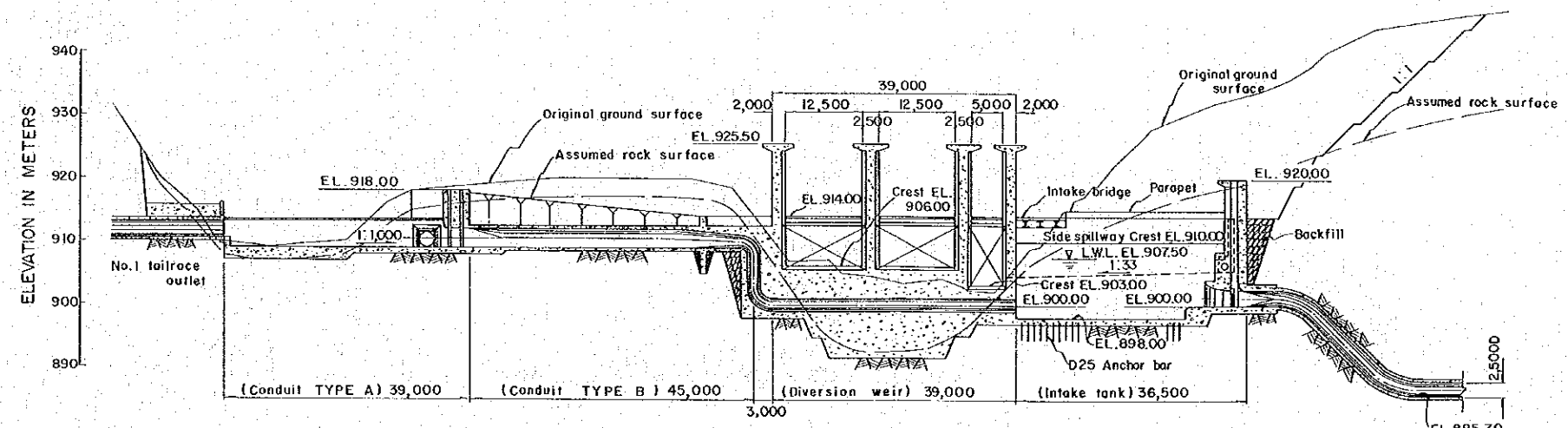
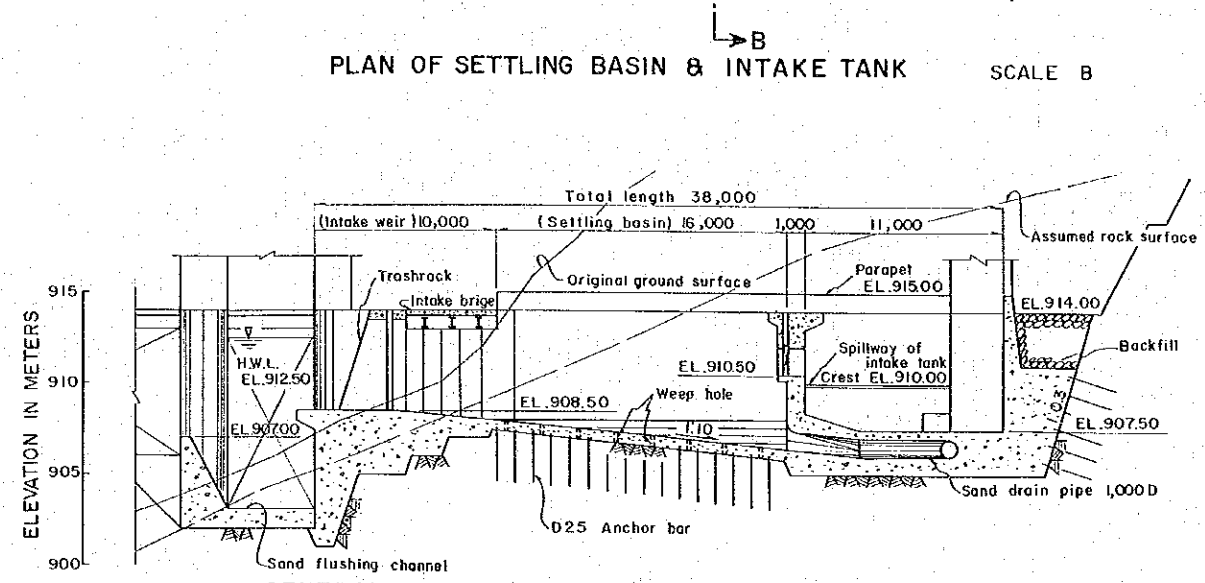
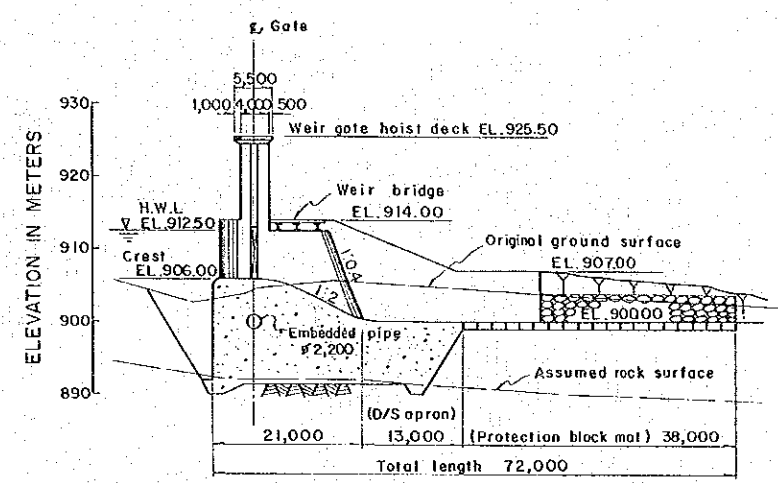
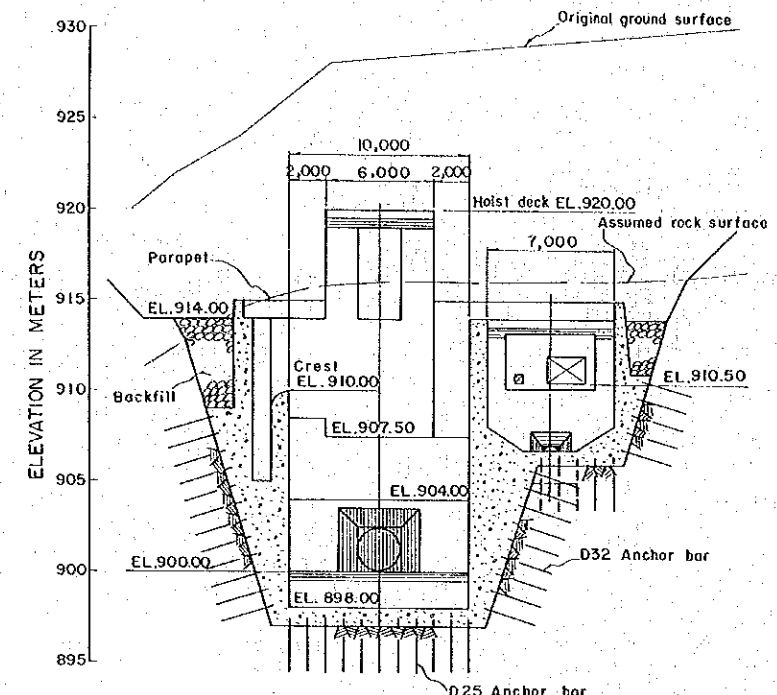
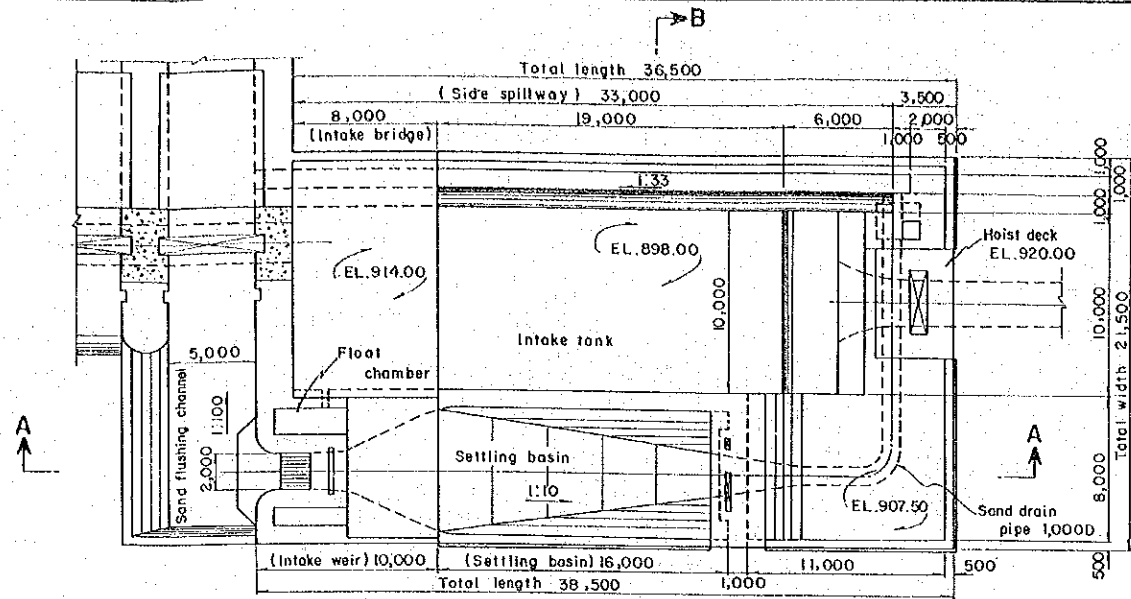
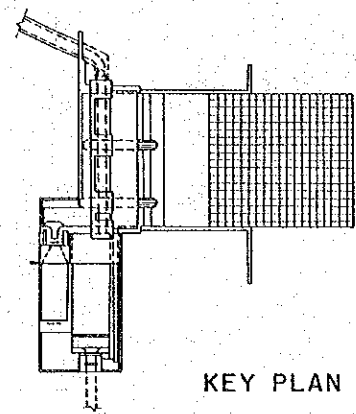
クリカニ第2水力発電計画配置図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL		GENERAL LAYOUT	
KULEKHANI No. 2 HYDROELECTRIC PROJECT		DWG. No. 4	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



マンズ取水口平面図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL		PLAN OF MANDU INTAKE	
KULEKHANI No.2 HYDROELECTRIC PROJECT		DWG. No. 5	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



マンズ取水口断面図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL		PROFILE OF MANDU DIVERSION WEIR & INTAKE STRUCTURE	
KULEKHANI No. 2 HYDROELECTRIC PROJECT		DWG. NO. 6	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY