

バングラデシュ人民共和国
カプタイ水力発電所増設計画調査
報告書(要約)

1980年9月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1011902[2]

バングラデシュ人民共和国
カプタイ水力発電所増設計画調査
報告書(要約)

1980年9月

国際協力事業団

鉦計資
CR(3)
80-118

国際協力事業団	
受入 月日 584. 5. 159	21011
登録No. 04645	64.3 MPN

は し が き

日本政府は、バングラデシュ人民共和国の要請に基づき、同国のカプタイ水力発電所増設計画に関するフィージビリティ調査を行なう事とし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、岩田元恒氏（東電設計株式会社）を団長とする4名の専門家からなる調査団を編成し、1980年3月1日より3月29日まで現地に派遣した。調査団は、バングラデシュ人民共和国政府及び関係機関の協力を得て、プロジェクト関連地域の現地踏査、関係資料の収集等の現地調査を実施し、帰国後同現地調査によって得られた結果及び資料に基づき、解析、検討等の国内作業を行なった。

本報告書は、この成果を取りまとめたものである。

このプロジェクトは、開発の対象となるチッタゴン地域に対し、経済的かつ十分な電力を供給する事が可能となり、同地区の工業開発と民生の向上に大きく貢献するものと考えられる。

本報告書が、バングラデシュ人民共和国の電力開発ひいては同国の社会経済の発展に寄与し、同国と日本の経済交流、友好親善をさらに深めることが出来れば幸いである。

最後に、本調査の任に当られた団員の労を多とするとともに、調査に際し多大の協力をいただいたバングラデシュ人民共和国政府関係者、調査団の直接の受け入れ機関であったバングラデシュ電力開発公社関係各位、在バングラデシュ日本国大使館関係各位ならびに調査団派遣についてご支援いただいた外務省及び通商産業省関係各位に対し、衷心より感謝の意を表わすものである。

1980年9月

国際協力事業団

総裁 有田 圭輔

目 次

1. ま え が き	1
1-1. 調査の背景, および, 目的	1
1-2. 調査の範囲	1
1-3. 調査の方法, および, スケジュール	1
1-4. プロジェクトの概要	3
1-5. 調査団の編成	4
2. バングラデシュの概要	5
2-1. 国土と人口	5
2-2. 経 済	5
3. 電力事情	7
4. 電力需給	11
5. 水力発電所運用	12
5-1. チッタゴン地区の需要	12
5-2. 送電方法	12
5-3. 発電所運用計画	12
6. 発電所の建設	30
6-1. 位置の選定	30
6-2. 概略設計(163地点)	33
6-3. 概略工事計画	33
7. 総所要資金と資金計画	39
8. 経済評価	42
9. 結 論	43

1. ま え が き

1-1. 調査の背景, および, 目的

この調査は, バングラディッシュ人民共和国, カルナフリ河カプタイ水力発電所増設計画のフィジビリティ・スタディである。

これは, 既設カプタイ発電所(出力130MW)の増強計画で, 1969年第一回の調査が, 海外技術協力事業団(以下略してO.T.C.A.)の手によって行なわれ, その結果, 50MW×2台の発電設備の増設が可能であるという事が勧告されている。

1978年, バングラディッシュ人民共和国政府は, この増設計画の現時点での見直しを, 日本政府に要請してきた。

今回の調査は, この要請に基づいて実施したものである。

1-2. 調査の範囲

この調査は, 現地調査(1980年3月に実施)において得られた結果および収集資料をもとに, 下記項目の検討を行なった。

- (1) 水文解析, および, 利用可能量の決定
- (2) 電力需給の現状分析, および, 電力需要の将来予測
- (3) 将来需給区域の検討
- (4) 貯水池操作規程, ならびに, ルールカーブの決定
- (5) 構造物の予備設計
- (6) 工事費の概略算出
- (7) 概略工事計画の立案
- (8) 経済, および, 財務分析

1-3. 調査の方法, および, スケジュール

この調査は, 岩田元恒(東電設計株式会社)を団長とする4名よりなる調査団により, 1980年3月1日より, 29日間, 現地踏査, 資料の収集等の現地調査を行なった。

その後, 国内作業により, この収集資料を基に解析し, このプロジェクトの開発計画を策定した。

なお, その内容について, 1980年8月, 現地において, バングラデッシュ電力開発公

社 (Bangladesh Power Development Board, 以下略して B. P. D. B.) と意見調整を行なったものである。

1-4. プロジェクトの概要

この発電所は、この国唯一の水力発電所として、1962年に1号機・2号機の運転を開始し、以来、重要な電源となっている。(3号機は、現在据付工事中)

発電所の地点は、チッタゴン市から、カルナフリ河の約65 km上流にある。

既設発電所の主要諸元は、下記のとおりである。

[貯水池]

- 集水面積 11,000 km² (2,718.2 × 10³ acres)
- 湛水面積 750 km² (185.2 × 10³ acres)
- 貯水容量 6,470 × 10⁶ m³ (5,235 × 10³ acre/feet)
- 満水位標高 118 feet

[ダム]

- 型式 均一型アースダム
- 堤高 約 46 m (150 feet)
- 堤頂長 約 670 m (2,200 feet)
- 堤長標高 EL 127 feet
- 利用水深 約 12 m (38 feet)
- 洪水吐容量 約 16,000 m³/sec (562 × 10³ c.f./sec)

[発電所]

- 水車型式 カプラン型
- 出力 1号機 40 MW
- 2号機 40 MW
- 3号機 50 MW
- 計 130 MW

この計画は、カプタイ貯水池の膨大な貯水容量をより有効に利用する事により、さらに100 MWの発電所を増設するものである。

1-5. 調査団の編成

現地調査団（1980年3月実施）の編成は、下記のとおりである。

- 団 長 岩 田 元 恒 東電設計株式会社
- 業務調整 立 石 勝 国際協力事業団
- 土 木 中 野 好 東電設計株式会社
- 経 済 大内田 敏 行 "
- 電 気 村 田 孝 久 "

現地作業は、下記の担当区分で実施した。

担 当	氏 名	業 務 内 容
総括責任者 土 木	岩 田 元 恒	調査団総括 貯水池，ダム，発電所などの踏査 水文，利水，治水，構造物などの調査検討
土 木	中 野 好	貯水池，ダム，発電所，送電設備などの踏査 水文，利水，治水，運転実績，既設構造物などの 調査，および，資料収集
経 済	大内田 敏 行	物価，生産性などの経済の動向調査 関係資材価格調査，および，将来予測のための資 料収集
電 気	村 田 孝 久	送変電設備の踏査・運転実績，電力需給，送変電 系統調査，および，将来予測のための資料収集

2. バングラデシュの概要

2-1. 国土と人口

バングラデシュ人民共和国は、国土面積 141,122km²を有し、1971年12月16日独立した。

この国は、中央アジアに位置し、東、北、西の三方はインドに、また、東南部はビルマに国境が接し、南方はベンガル湾にのぞんでいる。

国土は、地形上からは、大部分を占めるガンジス河、ブラマプトラ河の広範なデルタ地帯と、東南部のビルマとインド国境に接するチッタゴン丘陵地帯とに大別される。

気候からは、典型的なモンスーン地域で、大別して、雨季と乾季に分けられる。

気温は、最低約 5℃ (1月)、最高約 40℃ (5月)、年平均で約 26℃である。

降雨は、その大部分が雨季の 6月～9月に集中していて、年間降雨量は、地域的に変化し、とくに北東部のシルヘットは、5,000 mmにのぼる多雨地帯で、北西部のインド国境地域では、1,300 mm 程度で比較的少ない地帯である。

人口は、1980年1月、87,657×10³人と推計され、国連によれば、1970年～1975年の平均の人口増加率は、2.6%である。

また、この国全体の都市人口は、約 6,300×10³人と推計され、総人口の約 8.8%にあたり、都市への集中度は低い。

労働力として、約 77%が農業に、約 11%が製造と運輸関係に従事していて、現在は、農業労働が主体を占めているが、新しい職業訓練センターにより、熟練工の養成を促進する政策が計画されている。

2-2. 経 済

この国の経済は、現在までのところ農業が中心で、国民総生産に占める割合は、約 55%である。

最近における国民総生産の伸びは、年率で約 6%であり、経済的に発展しつつあるが、一人当たり国民所得は、年間約 51ドルであり、非常に低い。(Table 2.1 国民総生産とその構成)

主要な産物としては、ジュート、米、茶、砂糖であるが、食糧は、自給できず、輸入にたよっている。

地下資源は、天然ガスのみで、その埋蔵量は2,500億 m^3 といわれ、現在その開発が進められている。

これから、この国の開発政策は主に工業発展に主眼をおき、チッタゴン、クルナ、その他の地区の工業地帯の開発を計画している。

Table 2.1 国内総生産とその構成

単位 百万TK

分類	72/73	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	
農業	2,610.0	2,882.7	2,853.7	3,186.5	3,090.3	3,401.9	3,467.3	
製造業	2,895	3,402	5,481	5,877	6,117	6,641	6,938	
建設	1,529	1,713	1,833	1,742	2,057	2,188	2,820	
電力・ガス	130	95	86	135	163	184	206	
運輸・通信	3,366	3,528	3,617	3,792	4,095	4,258	4,428	
商業	3,829	5,142	5,814	7,653	7,907	8,008	8,112	
家賃サービス	2,454	2,417	2,383	2,529	2,585	2,740	3,753	
行政	949	1,296	1,239	1,346	1,589	1,681	1,778	
金融・保険	559	469	450	465	475	506	539	
サービス	3,300	3,678	2,841	3,281	3,577	3,756	3,944	
計	TK表示	4,405.1	4,907.3	5,753.5	5,537.2	5,623.7	6,058.6	6,337.2
	ドル表示 (単位百万ドル)	3,312	3,690	4,326	4,167	4,228	4,558	4,765
一人当りGNP (単位 TK)	598	644	662	695	690	731	748	

出所 : Bangladesh Bureau of Statistics

(1972/73年 フィックスド価格による)

換算率 : 1ドル = 13.3TK

3. 電力事情

バングラデシュ国の電力系統は、東部と西部のグリッドに分れていて、現在のところ此の両系統は送電線によって結ばれていない。

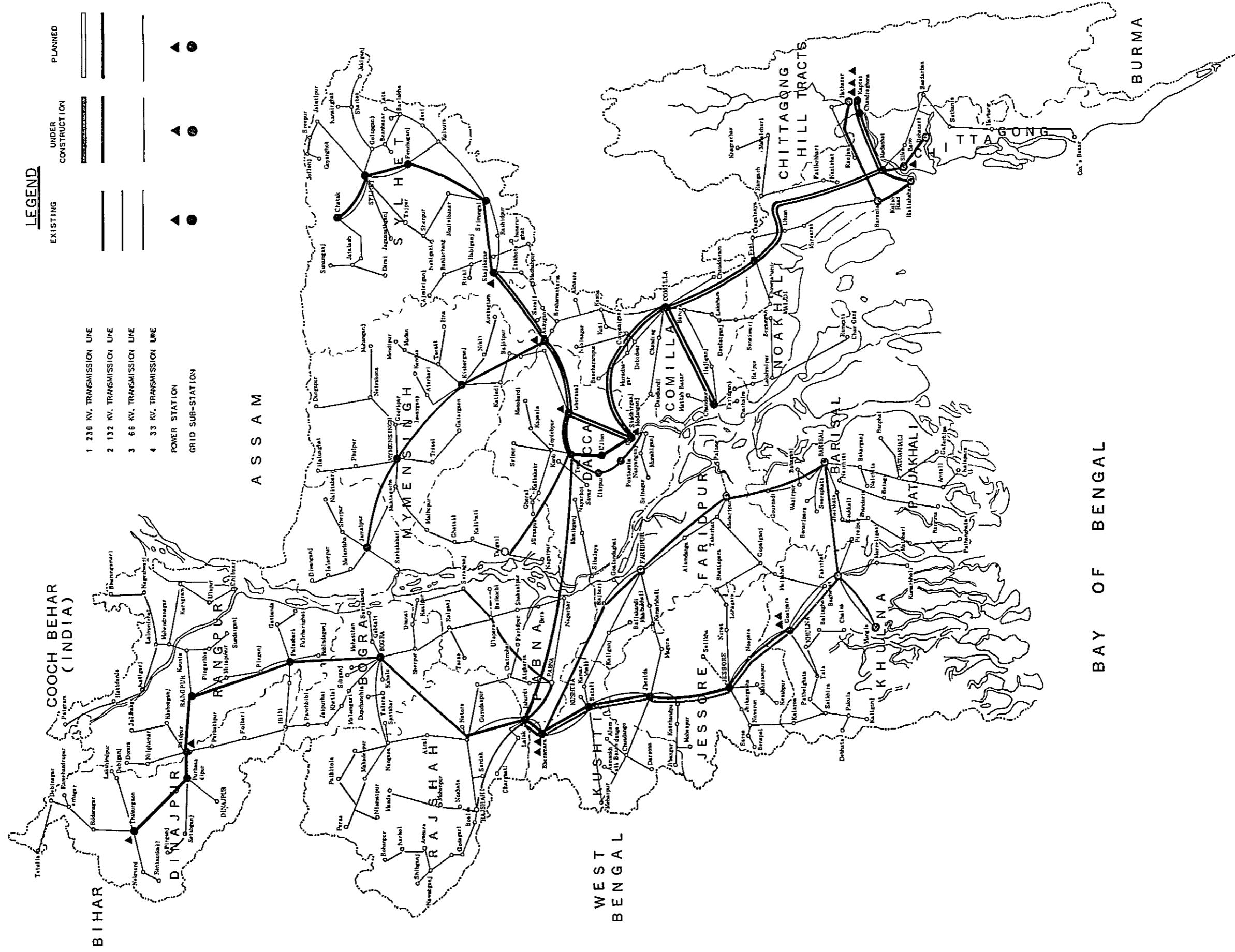
東部地域は天然ガスを産出し、且つ、丘陵地帯もあるので電力のエネルギー源は、天然ガスと水力であるが、西部地域には天然ガスの産出なく、且つ、殆んど平坦であるため、水力の利用も不可能で、エネルギー源は輸入石油に頼っている。そのため東部と西部では発電原価に大きな差がある。

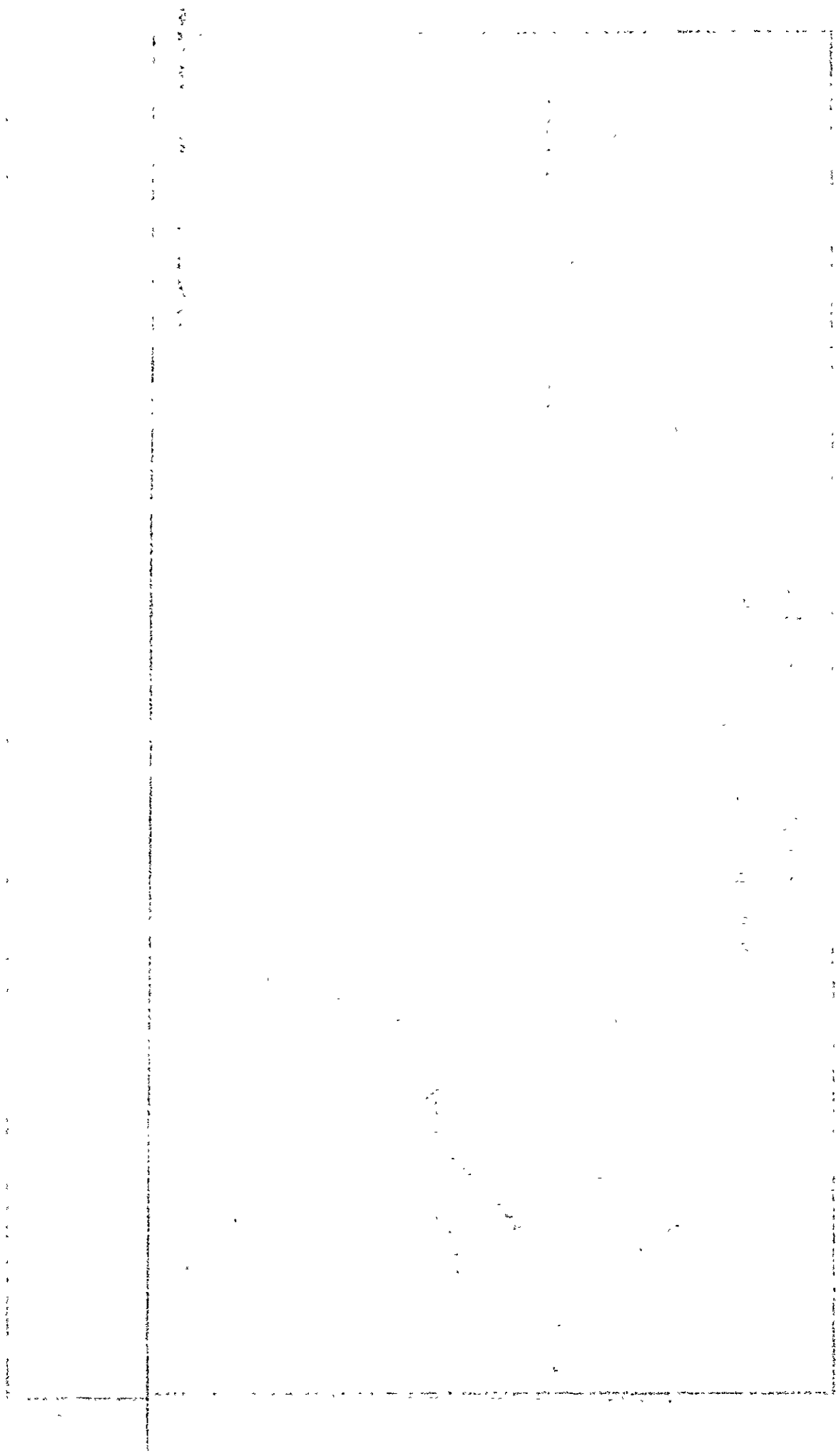
全国の現有発電設備は718 MWとなっているが、可能出力は557 MWとかなり低い。又全国の電力消費量は $1,381 \times 10^9$ kWhと極端に低いが、これは工業の未発達と電化率の低さに由来するものであるが、電力に対する需要は旺盛となりつつある。

発電、送変電、配電を含めて設備は老朽化しており、停電もしばしばおこり、電力供給は不安定である。又発電より末端までのロスの合計は発電に対して30%を越えているが、これは前述の老朽化と盗電に由来する分が多い。

輸入石油の値上りと諸物価の高騰によりB.P.D.B.の経営は苦しく、79年9月電力料値上げが認められたが、近く再値上げされる見込である。

**POWER PROJECTS
OF
POWER DEVELOPMENT BOARD
BANGLADESH**





100

4. 電力需給

全国の電力需要中期予測に関してはB.P.D.B., プラニングコミッション双方によって行われているが, 調査団は国民一人当たり GNP の伸長との相関により, 2,000年までの長期予測を行った。

又カプタイ水力発電所の電力供給区域チッタゴン地域については, 大口(主として工業), 農業用, 小口, REB とセクター別にそれぞれ分析して2,000年の需要の予測を行った。

そのうちの3年度を例としてとりあげまとめたものが下表である。

単位 電力: MW 電力量 GWh

年 度	1986/87		1993/94		1999/2000	
	最大電力	電 力 量	最大電力	電 力 量	最大電力	電 力 量
全 国	1,313	6,558	2,553	12,748	4,175	20,849
チッタゴン地区	268	1,453	509	2,807	884	4,881

チッタゴン地区の需要の伸びは全国のそれを上回り, 同地区の電力需要の旺盛さを物語っている。

チッタゴン地区電力供策としては, 当面はカプタイ水力発電所4, 5号機の増設によって対応するのが最善である。

又増設分を含めた, カプタイ水力発電所の容量を送電するのに既設の132kV 2回線の送電線では不足するので132kV 2回線の送電線新設の必要がある。

5. 水力発電所運用

5-1. チッタゴン地区の需要

このプロジェクトの開発により発生する電力は、この地点から至近距離で、かつ工業開発指定地域であるチッタゴン地域に供給する事が妥当であり、Fig.5.1に示すように1985年には、この地区の需要からみて、このプロジェクトを完成させる必要がある。

また、この地区の日負荷特性は、Fig.5.2に見られるように、1993/94年頃には、需要上、一部にピークが現われてくると予測される。

したがって、この水力発電所は、これらの需要に対応できるような運用をもたせる必要がある。

5-2. 送電方法

カプタイ発電所から、チッタゴン地区までは、現在、132kV×2回線の送電線により、既設分130MWの送電を行なっている。

この増設分の電力(100MW)を、既設送電線で送電する事は、容量が不足し、安定供給上不可能である。

このため、カプタイ地点からチッタゴン地区(バラウリヤ変電所)間に、あらたに、132kV×2回線の送電線を建設する。(Fig.5.3送電線ルート図参照)

5-3. 発電所運用計画

5-3-1. 貯水池の容量

カプタイ貯水池水位～容量曲線は、1968年に設定(Fig.5.4)され、現在これを用いて貯水池の運用が行なわれている。

今回、この貯水池容量を、①LANDSAT写真の貯水池面積、②発電所の運転記録、を用いて検討した。

その結果、Table 5.1に示すように、①および②の場合、いずれも、1968年mapによるものより、大きい事が判明した。

これらから、この貯水池の有効容量は、1968年以来、殆んど変化しておらず、この部分には、堆泥の影響のない事を証明している。

Fig. 5.1 Maximum Demand and Available Power Capacity in Chittagong Area

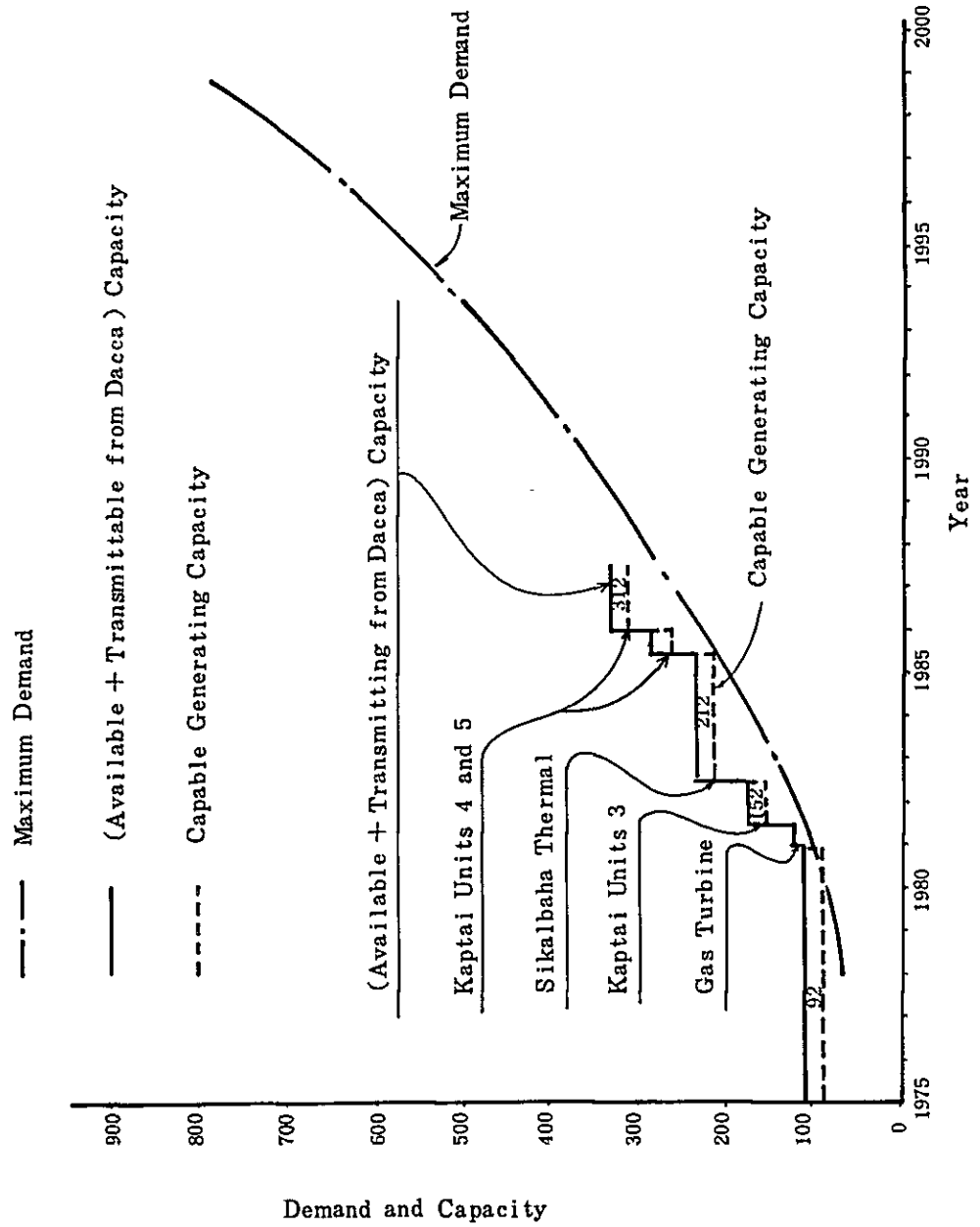




Fig. 5.2 DAILY LOAD CURVE IN CHITTAGONG AREA

 THE AREA HATCHED PART SHOULD BE THE PART WHICH KAPTAI H.P.S HAS THE RESPONSIBILITY ON MEAN VALUE
 THE AREA UNHATCHED PART SHOULD BE THE PART WHICH OTHER POWER STATION HAS THE RESPONSIBILITY ON MEAN VALUE

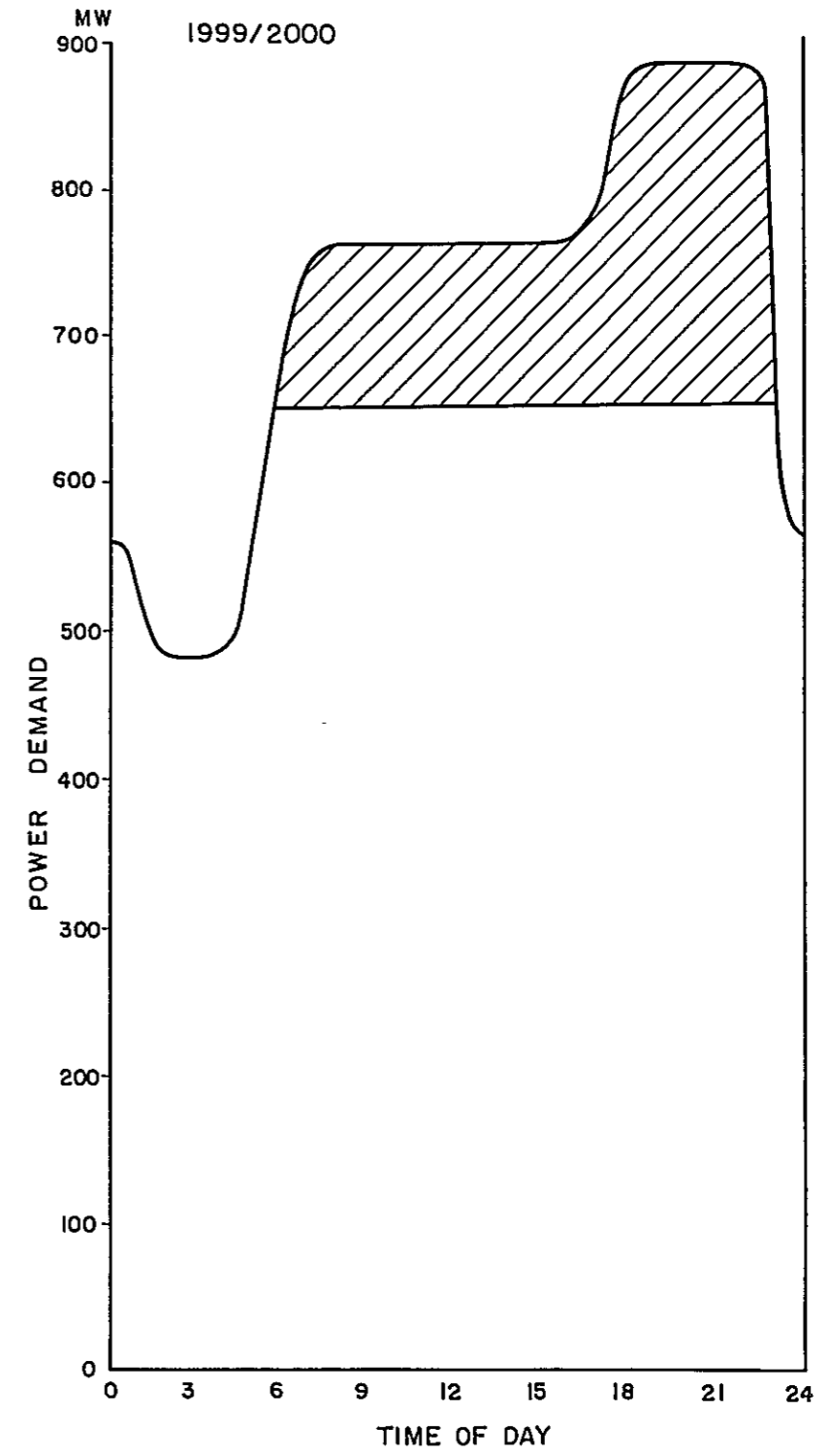
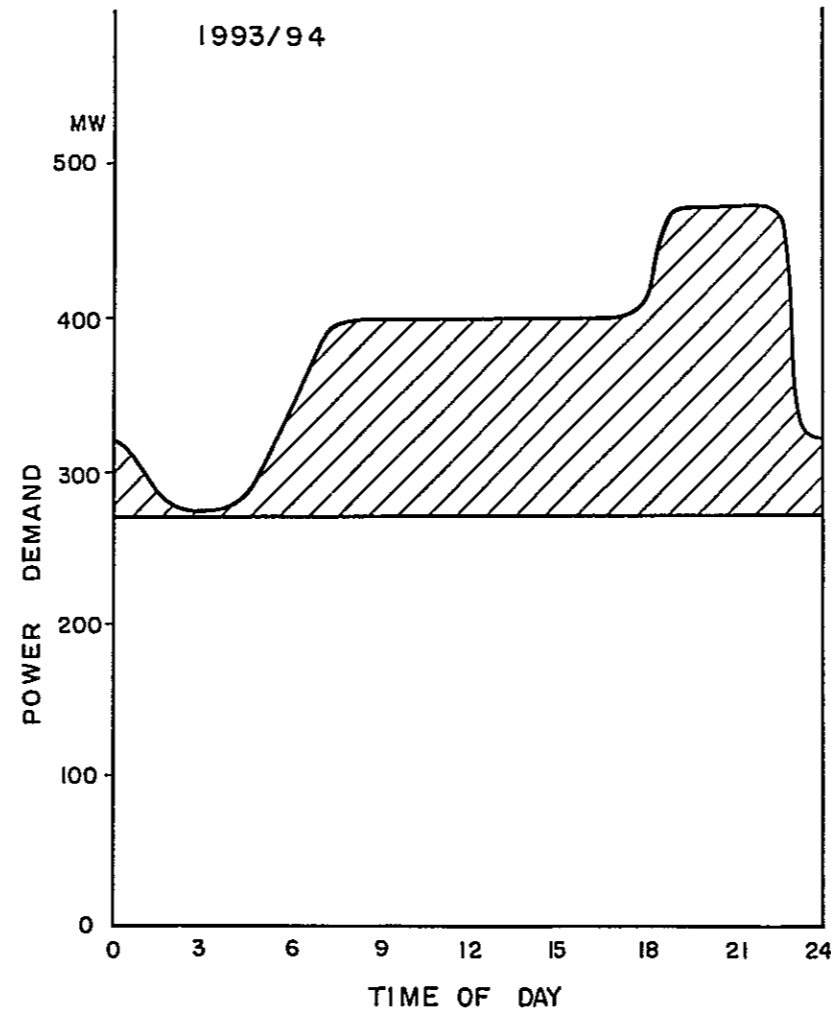
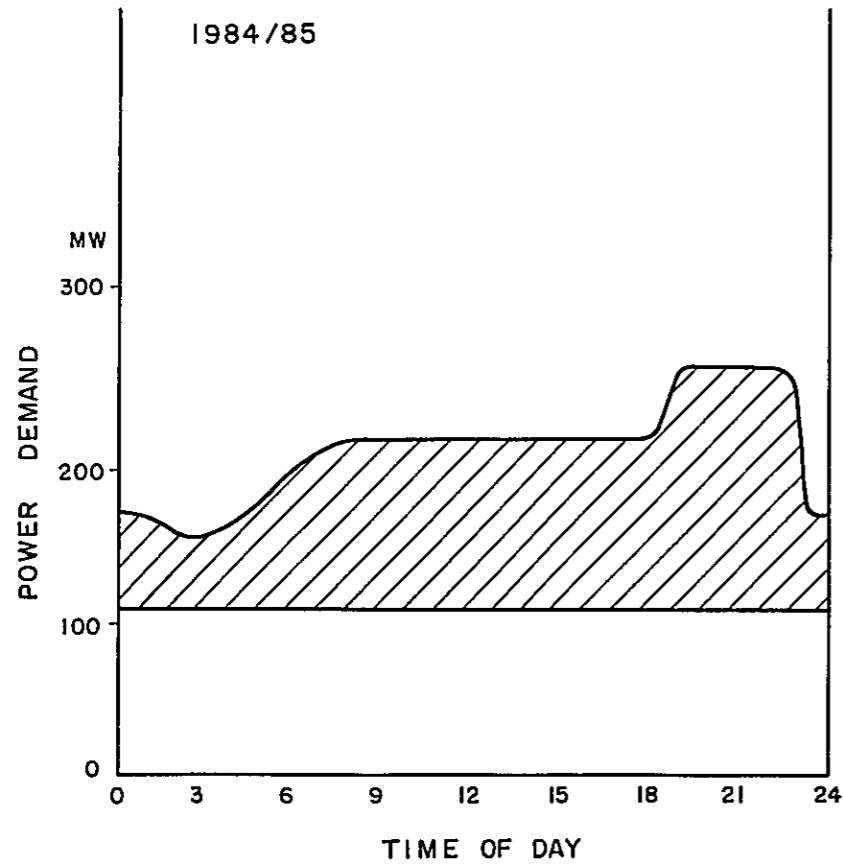
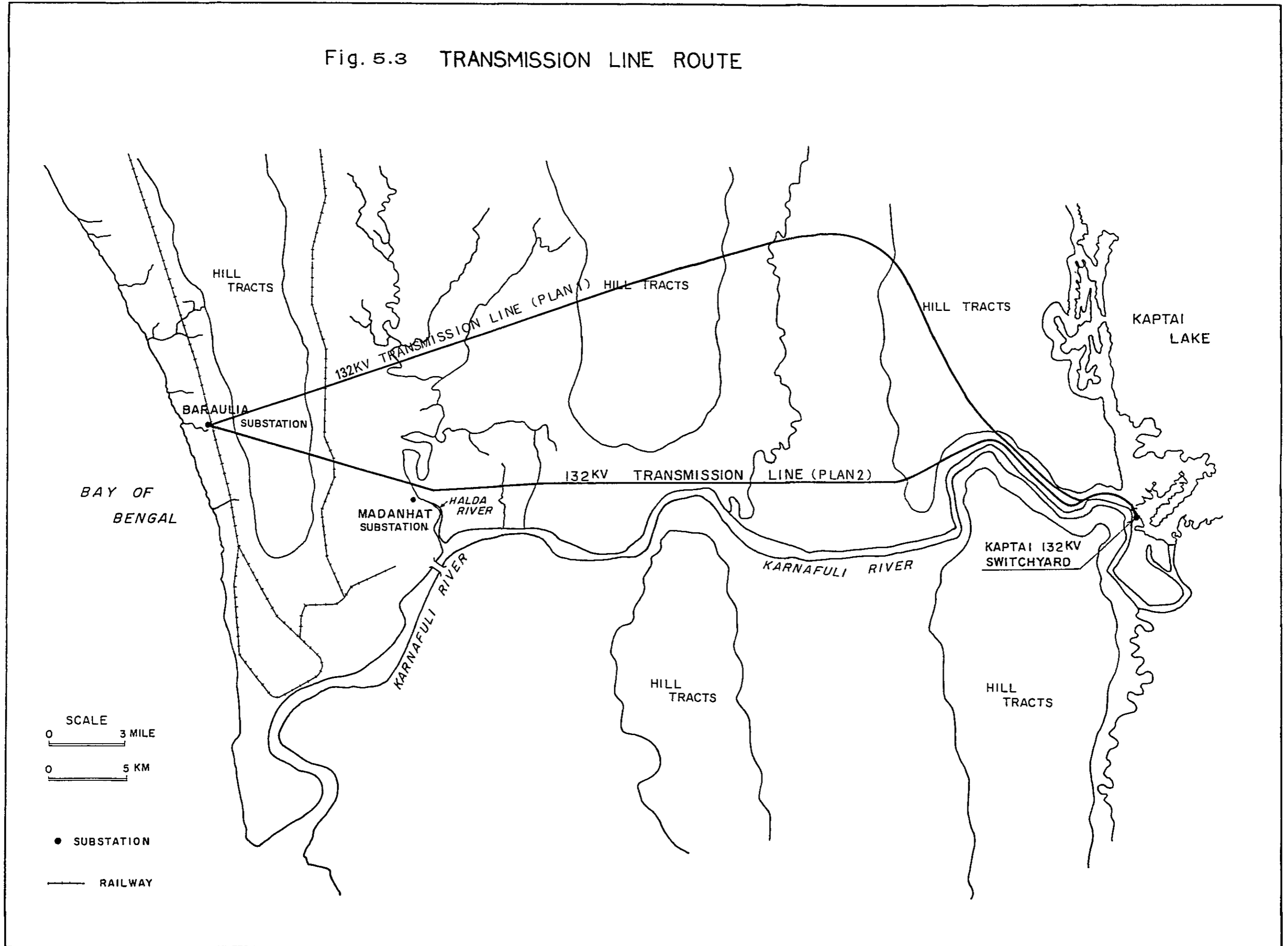


Fig. 5.3 TRANSMISSION LINE ROUTE



1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

これは、①カルナフリ河の勾配がゆるく河道の洗掘が発生しにくい事、②流域は全般にゆるやかで、よく繁茂した密林におまわられていて地形が安定している事、などから、貯水池は、将来とも相当の間変化せず、有効容量は、十分確保できるものとする。

以上の事から、この運用計画の貯水容量は、安全を考慮し、1968年 map の値を採用した。

5-3-2. 貯水池の運用、および、発生電力量

(1) 貯水池運用ルールカーブおよび貯水池操作規程

この貯水池は、現在まで1970年に設定され、1978年に改定されたルールカーブによって運用されている。

今回の増設計画に基づいて、より効率化をはかるため、変化する河川流量に対応して巾広い運用ができるような、新しいルールカーブを策定した。(Fig. 5.5 参照)

また、ダムの保安、湖水利用の観点から、貯水池操作規程を策定した。

なお、この操作規程の策定の基礎資料として使用した水文気象資料は、下記のとおりであり、この操作規程での年最大、月別最大などの洪水量は、200年確率を基礎とした。

- ① I.E.C.O. Design Report 1936年～1953年
- ② O.T.C.A. F/S Report 1954年～1966年
- ③ 最近の実績資料 1967年～1979年

(2) 検討ケース、および、水文資料

貯水池運用の検討は、下記の検討ケース、および、水文資料によって行なった。

a. 検討ケース

下記の4ケースについて検討した。

ケース	主 機 台 数	ルールカーブの条件
ケース 1	3台(130MW)	現行ルールカーブ
ケース 2	5台(230MW)	現行ルールカーブ
ケース 3	5台(230MW)	新ルールカーブ
ケース 4	3台(130MW)	新ルールカーブ

b. 水文資料

下記の7年間の日別データを用いた。

期 間	基 本 パ タ ー ン		総降雨量 (mm)
1973・4 ～ 1974・3	平水年型	10月～12月まで、比較的多い河川流量が持続するパターン	2,870
1974・4 ～ 1975・3	平水年型	平均的なパターンで、6月～8月に河川流量が集中する。	2,591
1975・4 ～ 1976・3	平水年型	河川流量が7月にやゝ多い他は、8月～10月の間がフラットなパターン	2,589
1976・4 ～ 1977・3	豊水年型	河川流量が6月～8月に極端に集中するパターン	3,632
1977・4 ～ 1978・3	平水年型	4月～5月の河川流量が比較的多い先行型ともいえるパターン	2,480
1978・4 ～ 1979・3	平水年型	5月～10月の間比較的平均的な河川流量のフラットなパターン	2,744
1979・4 ～ 1980・3	渇水年型	5月～6月の河川流量が極端に少ない渇水年パターン	2,235

Table 5.1 Comparison of water surface area

(Unit : km²)

Elevation(ft.)	80	100	104	109
Data sources				
1968 map	200.3	479.6	532.2	609.9
LANDSAT	275.3	603.0	671.8	752.7
Operation records	—	605.5	—	737.6

Fig. 5.4 Area and Capacity Curve of Kaptai Reservoir

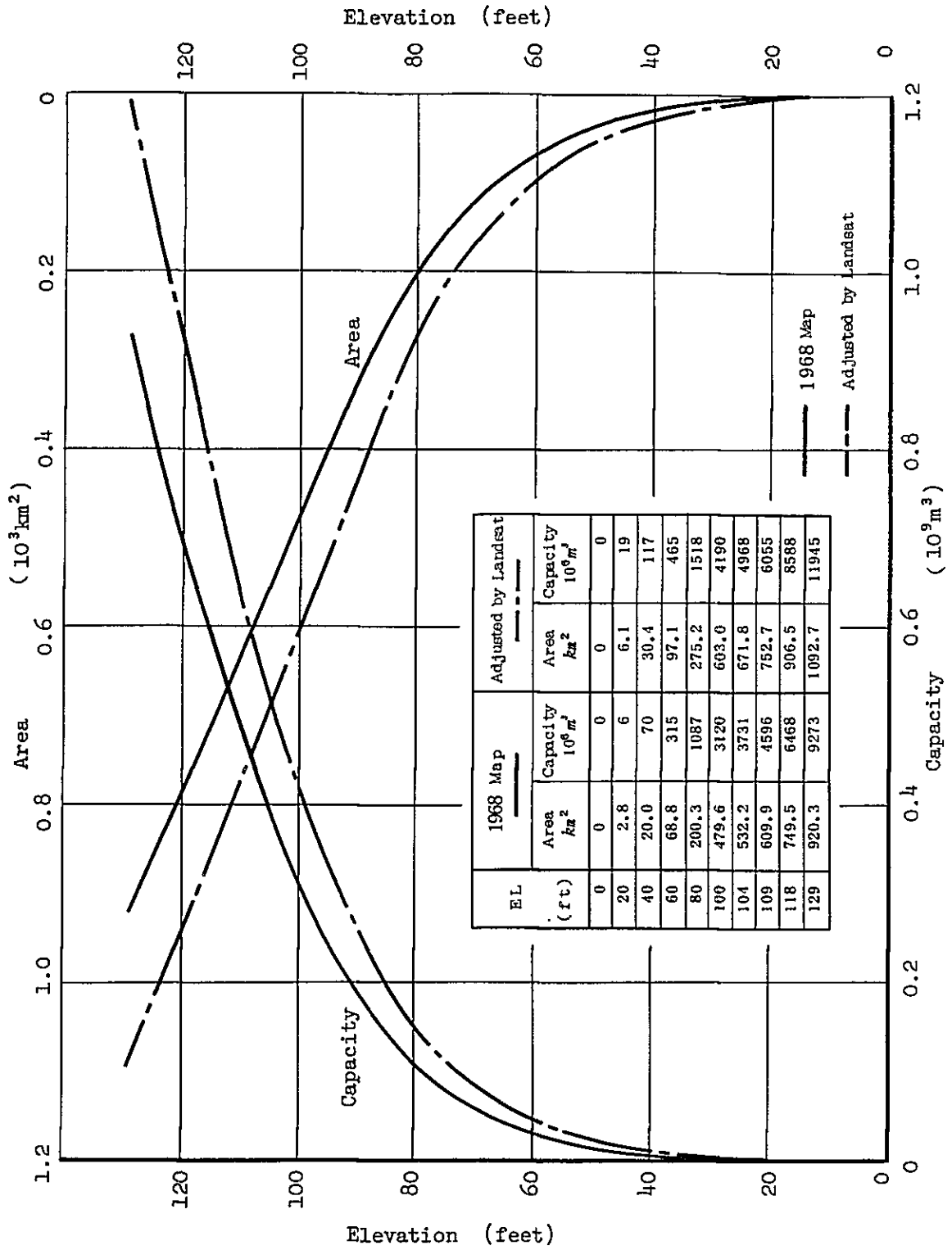
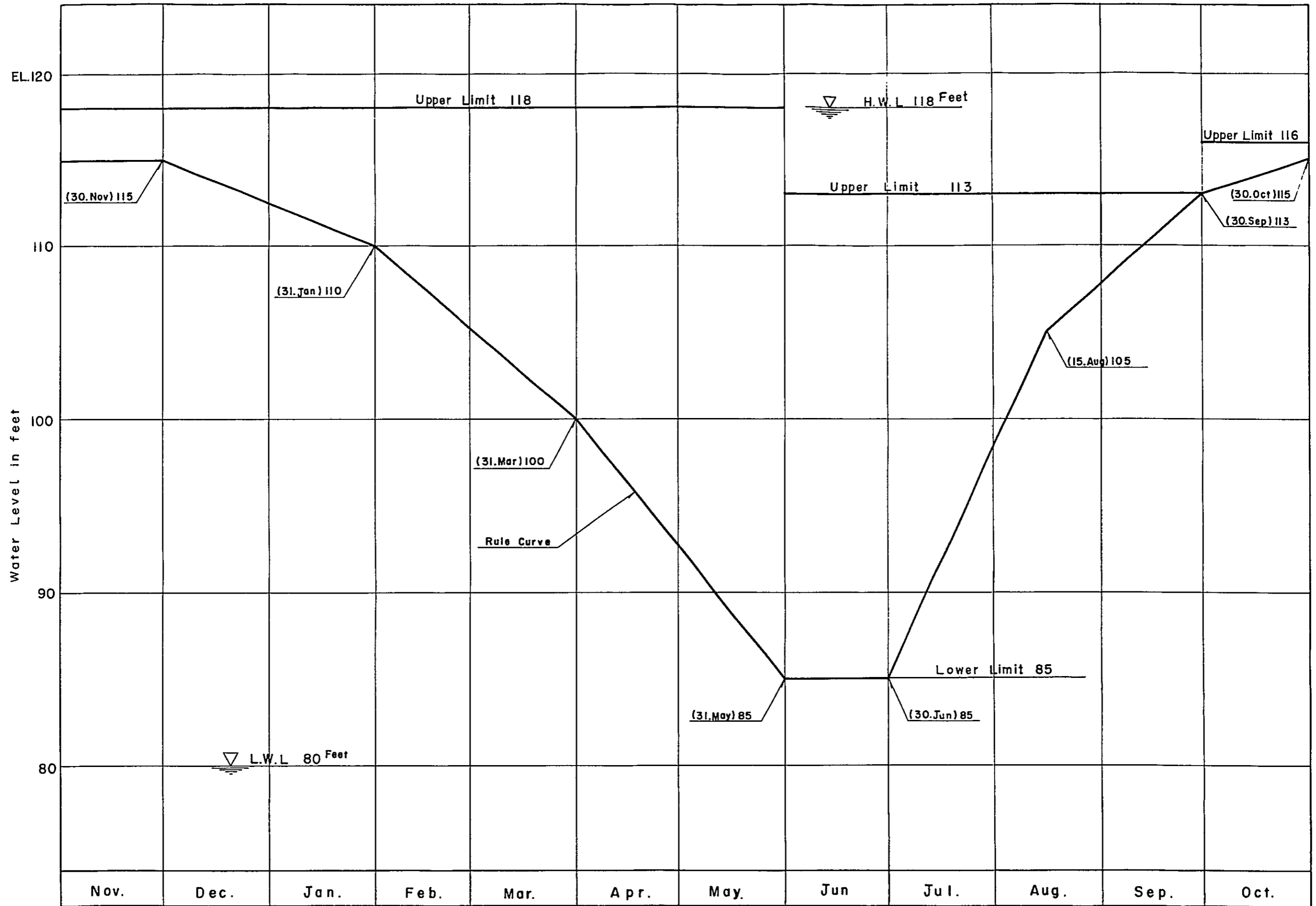


Fig 5.5 RULE CURVE



(3) 検討結果

Fig. 5.6 は、7年間流量資料により、新しいルールカーブを用いた場合の貯水池の水位履歴図である。

Table 5.2は、各ケース毎の発電所使用水量、洪水吐放流量を示す。

Table 5.2 Monthly Runoff Turbine Discharge and Spillway Discharge
[Average of Seven years] (Unit: $10^7 m^3$)

		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
Runoff		34.9	33.8	31.3	53.3	111.3	376.4	452.0	318.4	264.1	140.2	120.8	42.9	1,979.4
Case 1	Turbine discharge	86.9	116.4	113.6	114.0	135.3	129.0	98.2	97.0	94.3	65.1	73.7	90.3	1,213.8
	Spillway discharge	0	3.4	0.7	14.4	53.2	246.7	218.9	77.1	66.0	34.4	46.4	4.4	765.6
Case 2	Turbine discharge	86.9	119.7	114.3	123.8	170.9	194.6	149.6	136.8	128.1	82.0	93.0	92.5	1,492.2
	Spillway discharge	0	0	0	4.4	17.2	181.8	167.8	37.2	32.2	17.5	27.0	2.1	487.2
Case 3	Turbine discharge	86.9	119.7	114.3	128.3	177.0	205.6	234.4	237.3	180.7	93.4	112.1	97.8	1,787.5
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	40.3	79.7	27.6	33.2	4.0	7.1	0	191.9
Case 4	Turbine discharge	86.9	119.0	114.6	118.0	140.3	135.0	149.7	145.4	137.3	78.3	84.4	102.5	1,411.3
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	95.2	170.0	138.3	123.2	16.0	25.4	0	568.1

Table 5.3は、年間河川総流量に対する各ケース毎の発電使用水量との比を示す。

Table 5.3 Ratio of Turbine Discharge to Yarly Total Runoff

Cases	Ratio	Increase Ratio to Case 1
1 (Present Rule)	61%	—
2 (" ")	75	1.23
3 (New Rule)	90	1.47
4 (" ")	71	1.16

Fig.5.6 CHRONOLOGICAL GRAPH of WATER LEVEL BASED on NEW RULE CURVE

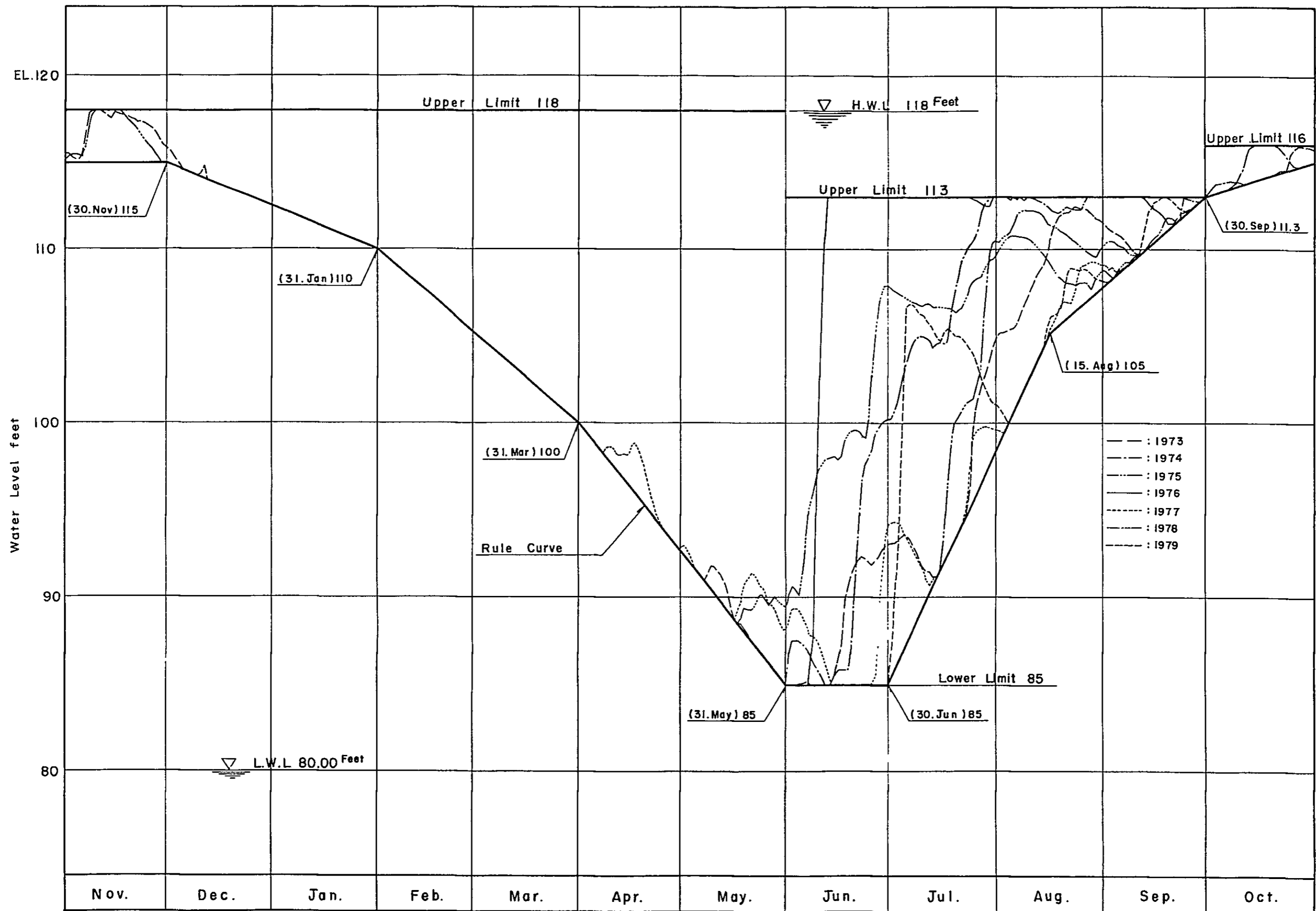


Table 5.4 は、各ケース毎の月別発生電力量を示す。

Table 5.4 Monthly Generated Electric Energy

(Unit: 10⁶ kWh)

month No. of Case	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
Case 1	57.9	74.9	68.2	62.2	65.2	57.8	49.4	58.6	61.4	43.4	50.0	62.1	780.3
Case 2	57.9	76.7	68.5	67.6	82.1	87.2	75.2	82.9	83.4	54.9	63.3	63.6	863.3
Case 3	57.9	76.7	68.6	70.2	86.4	104.9	140.4	155.0	120.2	63.4	78.0	67.2	1,038.9
Case 4	57.9	76.6	68.8	65.3	71.2	73.8	89.8	97.6	93.4	53.6	58.6	71.4	878.0

ケース1に対する各ケースの年間発生電力量の増分率は、下記のとおりである。

- ケース1 = 1.00
- ケース2 = 1.21
- ケース3 = 1.53
- ケース4 = 1.23

すなわち、新らしい運用計画、ケース3は、発電使用水量で、ケース1に対し、約47%、ケース4に対し、約27%、増加し、発生電力量では、ケース1に対し、約53%、ケース4に対し、約24%、それぞれ増加している。

6. 発電所の建設

6-1. 位置の選定

候補地点としては、Fig. 6.1 に示す 4 地点があり、各地点の比較は、下表のとおりである。

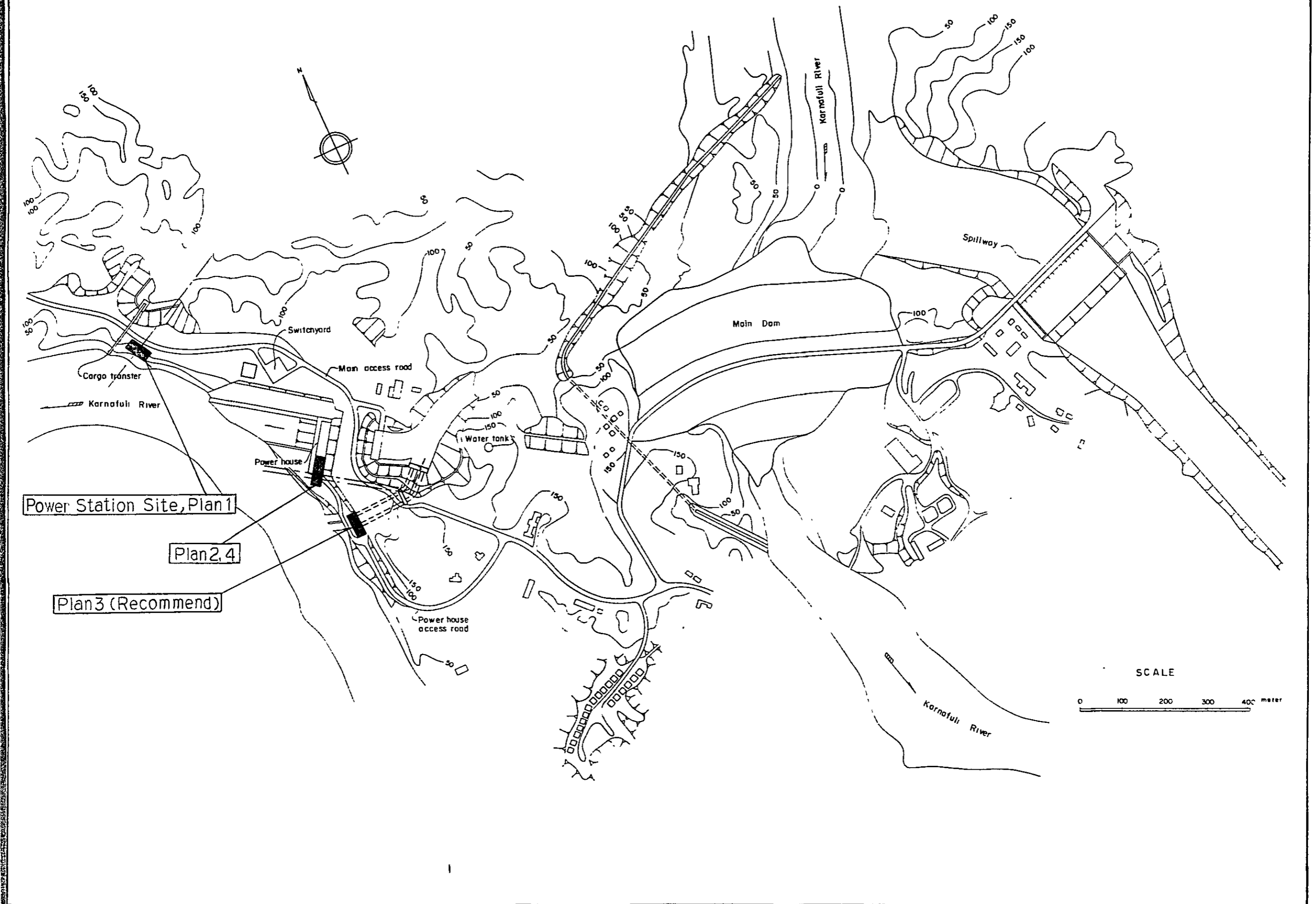
各地点の比較表

	位 置	地 点 の 比 較
No. 1 地点	トランスファーカーゴ 直上流付近	水路にあたる部分の地形が、構造によくマッチして合理的であるが、管理区域外で、道路の迂回、その他の補償が必要。
No. 2 地点	既設発電所併設	既設発電所に併設、コンパクトで保守上も有利であるが、施工時に既設設備への防護対策が必要。
No. 3 地点	既設発電所上流 約 150 m 地点	設計面、施工面で合理的であるが、既設設備と分かれていて、保守点検がやむを得ない。
No. 4 地点	取水口：既設取水口上流約 100 m 地点 発電所：既設発電所隣接地	発電所クレーンが兼用出来、保守上も有利であるが、水路延長が、No. 2, No. 3 に比し大。

なお、この 4 案については、詳細設計時点で、ダムの嵩上げにともなう、増設の余地を考慮し、地形、周辺環境条件を詳細調査の上、比較検討を行ない、最適地点を選定すべきであるが、現時点では、地形・地質の状況が明らかで、かつ、問題点も少ないと考えられる〔No. 3 地点〕について概略設計を行なった。

Fig. 6.1

COMPARISON of POWER STATION SITE PLANS



6-2. 概略設計 (No.3 地点)

この発電所増設地点の地形は、全体的に平坦で、地質は、地表部が薄いシルティサンドに覆われ、その下部は、比較的密なシルト岩からなっている。

このシルト岩は、一部にうすい砂岩をはさんでおり、堅硬 ($V_p \approx 1,000 \text{ m/sec}$) であり、発電所各構造物の基礎として、十分なものといえる。

このプロジェクトは、O.T.C.A. 案にもとづいて検討した結果、100 MW の増設が可能である事が判明した。

主機台数は、主機の故障停止、保守用部品の互換性、主機の定期点検、などから、100 MW \times 1 台より効率的な 50 MW \times 2 台とする事とした。

また、その水車型式は、最大有効落差、31.5 m、偏落差 14 m であるので、既設 1~3 号機と同様、カプラン型とした。

Fig. 6.2 に発電所一般平面図を示す。(発電所構造物は Appendix (1)~(2) に示す。)

なお、この増設発電所を揚水式発電所とする案については、供給区域の需要の状況からみて、時期尚早であると判断される。

6-3. 概略工事計画

このプロジェクトは、既設カプタイ発電所の増設工事であり、この工事の実施にあたっては、とくに既設設備に支障を与えないよう、十分配慮する必要がある。

(1) 工事数量、および、建設資材

この増設計画の主要な工事数量、および、主要な建設資材は、下記のとおりである。

• 主要な工事数量

掘削 (明り)	147,900 m^3
〃 (トンネル)	38,000 "
コンクリート	41,500 "
鉄筋工	1,615 t

• 主要な建設資材

セメント	11,000 t	(国内で調達)
鉄筋	1,615 "	(主に国外で調達)
骨材	75,000 "	(国内で調達)

鋼材	3,800 t	(国外で調達)
燃料	2,400 kl	(国内で調達)

(2) 工事の実施工程, および, 実施体制

この増設計画の運転開始時期は, 電力需要上から, バングラデシュ当局の要請により, 4号機が, 1985年6月, 5号機が, 1985年12月とする。

この場合の実施工程は, Fig. 6.3に示すとおりである。

準備から着工までの期間 約14ヶ月

工事実施期間 約45ヶ月

とくに, この実施工程確保の基本条件は, 優良なるコントラクター, メーカーの選定は勿論, 工事の着工時期, ならびに, 機器の発注および, 現地搬入の時期を厳守する事である。

また, この工事においては, 工事の円滑な推進をはかるため, 次図に示す実施体制で行なう。

〔工事の実施体制〕

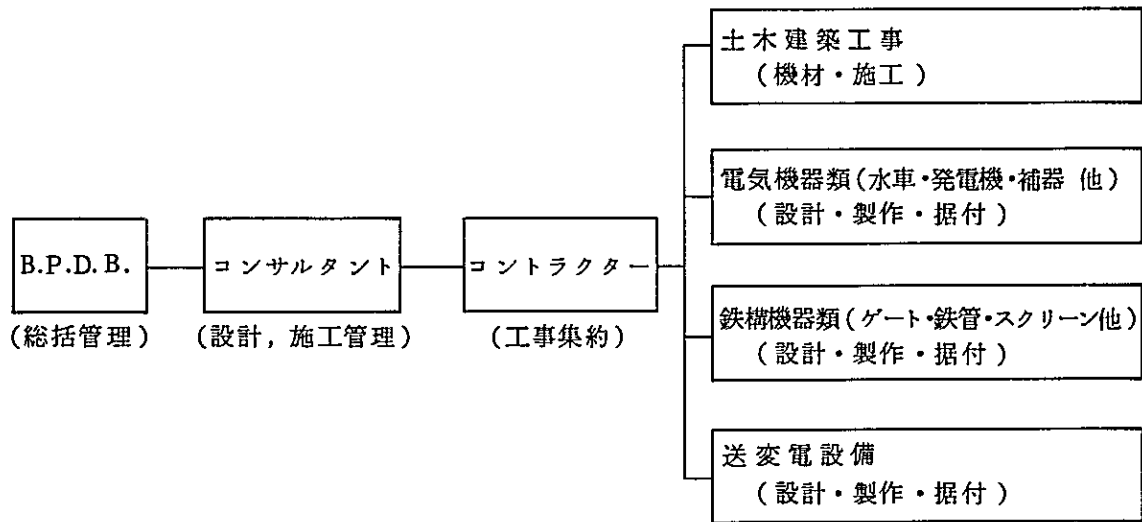


Fig.6.2 GENERAL PLAN of WATERWAY and POWER HOUSE

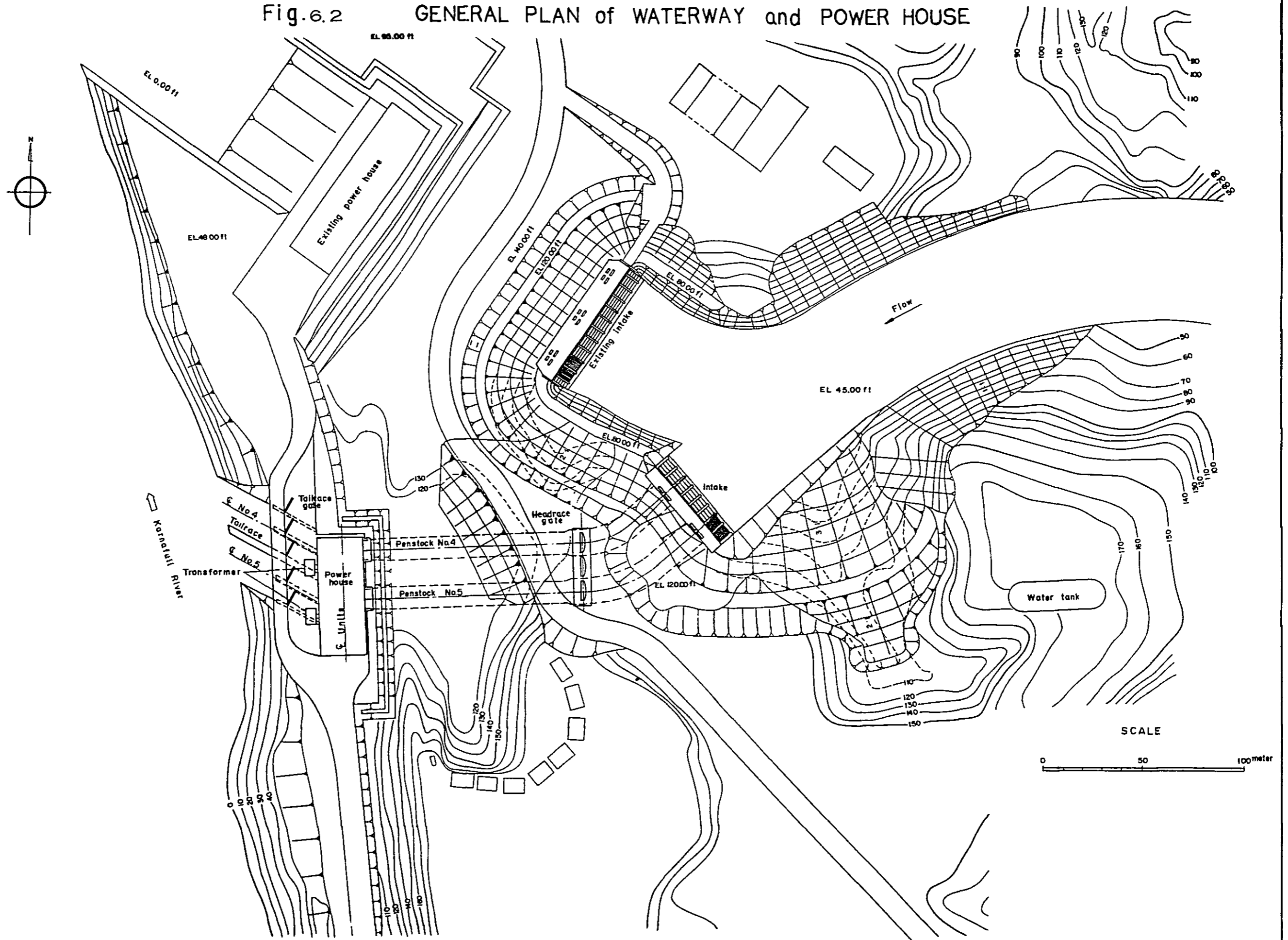


Fig. 6.3 TENTATIVE CONSTRUCTION TIME SCHEDULE

ITEM	1st year (1981)			2nd year (1982)			3rd year (1983)			4th year (1984)			5th year (1985)			6th year (1986)		
	3	6	9	3	6	9	3	6	9	3	6	9	3	6	9	3	6	9
1 Project financing																		
2 Project contracting																		
Selection of consultant																		
Survey and designing																		
Provision of tender document																		
Selection of contractor																		
3 Preparatory work																		
Construction camp facilities																		
Relocation of road																		
4 Waterway and powerhouse																		
i) Intake																		
Temporary coffering																		
Excavation																		
Concrete																		
ii) Headrace																		
Excavation																		
Concrete																		
iii) Penstock tunnel																		
Excavation																		
Concrete																		
iv) Powerhouse																		
Excavation																		
Concrete																		
Superstructure																		
v) Tailrace																		
Temporary coffering																		
Excavation																		
Concrete																		
vi) Switchyard																		
5 Metal works																		
i) Headrace gate and intake trashrack																		
ii) Penstock pipe																		
iii) Tailrace gate																		
6 Generating equipment																		
i) Installation of overhead crane																		
ii) Installation of turbine and generator																		
"																		
7 Transmission line and substation																		
i) Transmission line																		
ii) Substation																		

7. 総所要資金と資金計画

このプロジェクトの所要資金とその算定条件は下記のとおりであり、Table 7.1に総所要資金内訳（総括表）を示す。

〔所要資金〕

〔単位 1×10⁶〕

項 目	外 貨 円	内 貨 TK	計 TK
直 接 費	9,975 (750.0) ^{TK}	282.0	1,032.0
間 接 費	945 (71.1)	19.0	90.1
予備費(物価上昇)	224 (16.8)	11.0	27.8
予備費(一 般)	1,071 (80.5)	34.5	115.0
建設期間中利子	0 (0)	66.8	66.8
計	12,215 (918.4)	413.3	1,331.7

(外貨交換率 1 TK = 13.3円)

〔算定条件〕

輸 入 税	: C.I.F Cost の	2.5%
荷上げ倉庫料, 内陸輸送費	: " "	3%
現場管理費	: 内貨直接費の	3%
一般管理費	: "	6%
予備費(物価上昇)	: 1984/85年以降	9%/年
予備費(一 般)	: 直接費+間接費の	10%
建設期間中利子	: 全工事費の50%に対し	5%/年

Table 7.1 Total Required Investment

	Foreign currency		Local currency		Total TKL,000
	¥1,000	TKL,000	TKL,000	TKL,000	
1. Direct cost					
1) Waterway and powerhouse	8,525,000	(641,000)	186,900	827,900	
Intake	535,000	(40,200)	26,400	66,600	
Headrace	665,000	(50,000)	27,600	77,600	
Penstock tunnel	1,100,000	(82,700)	33,900	116,600	
Powerhouse	590,000	(44,400)	44,700	89,100	
Tailrace	345,000	(25,900)	12,100	38,000	
General equipment	4,840,000	(363,900)	27,100	391,000	
Switchyard	340,000	(25,600)	8,300	33,900	
Temporary equipment	110,000	(8,300)	6,800	15,100	
2) Transmission line and substation	1,450,000	(109,000)	66,200	175,200	
3) Transportation and shipping cost	0	(0)	28,900	28,900	
Subtotal	9,975,000	(750,000)	282,000	1,032,000	
2. Indirect cost					
1) Field management cost	69,000	(5,200)	3,300	8,500	
2) General administrative expenses	46,000	(3,500)	13,400	16,900	
3) Engineering fee	790,000	(59,400)	2,300	61,700	
4) Training fee	40,000	(3,000)	0	3,000	
Subtotal	945,000	(71,100)	19,000	90,100	
Total	10,920,000	(821,100)	301,000	1,122,100	
3. Price contingency	224,000	(16,800)	11,000	27,800	
4. Physical contingency	1,071,000	(80,500)	34,500	115,000	
5. Interest during construction period	0	(0)	66,800	66,800	
Total	12,215,000	(918,400)	413,300	1,331,700	

(Note): The values in parenthesis show TK converted from Yen.

Table 7.2 は、工事工程および、総所要資金に基づいて算定した資金計画を示す。

Table 7.2 資 金 計 画

年度 資金	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	計
外 貨 円(×10 ⁶)	75 (5.6)	1,218 (91.6)	2,421 (182.0)	4,945 (371.8)	2,466 (185.4)	1,090 (82.0)	12,215 (918.4)
	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶	TK×10 ⁶
内 貨 TK(×10 ⁶)	1.7	33.5	71.1	149.8	95.4	62.1	413.3
計 TK(×10 ⁶)	7.3	124.8	253.1	521.6	280.8	144.1	1,331.7

注 ()内は、外貨(円)をTK換算したもの。

8. 経 済 評 価

チッタゴン地区に100 MW天然ガス専焼汽力発電所を建設する案を代替案として、本プロジェクトと最小費用法により比較した結果、本プロジェクトの方が、はるかに有利であるとの結論に達した。

4, 5号機増設の効果を、新ルールカーブによる1～5号機運転発生電力量より、新ルールカーブによる1～3号機運転発生電力量を差し引いた電力量とし、電力料単価を100ペイサ/kWhとして内部収益率を計算したところ、5.37%となった。

その他、本プロジェクトの便益としては、化石燃料の節約、需要地区への安定良質の電力供給が挙げられる。又1～3号機の保守点検の機会を増加させ、発電所全体の故障を減少させる効果もある。

9. 結 論

以上、このカブタイ水力発電所増設計画の調査を実施した結果、1968年に実施したO.T.C.A.F/S レポートの示唆するものと同様、50 MW×2台の増設が可能である事が判明した。

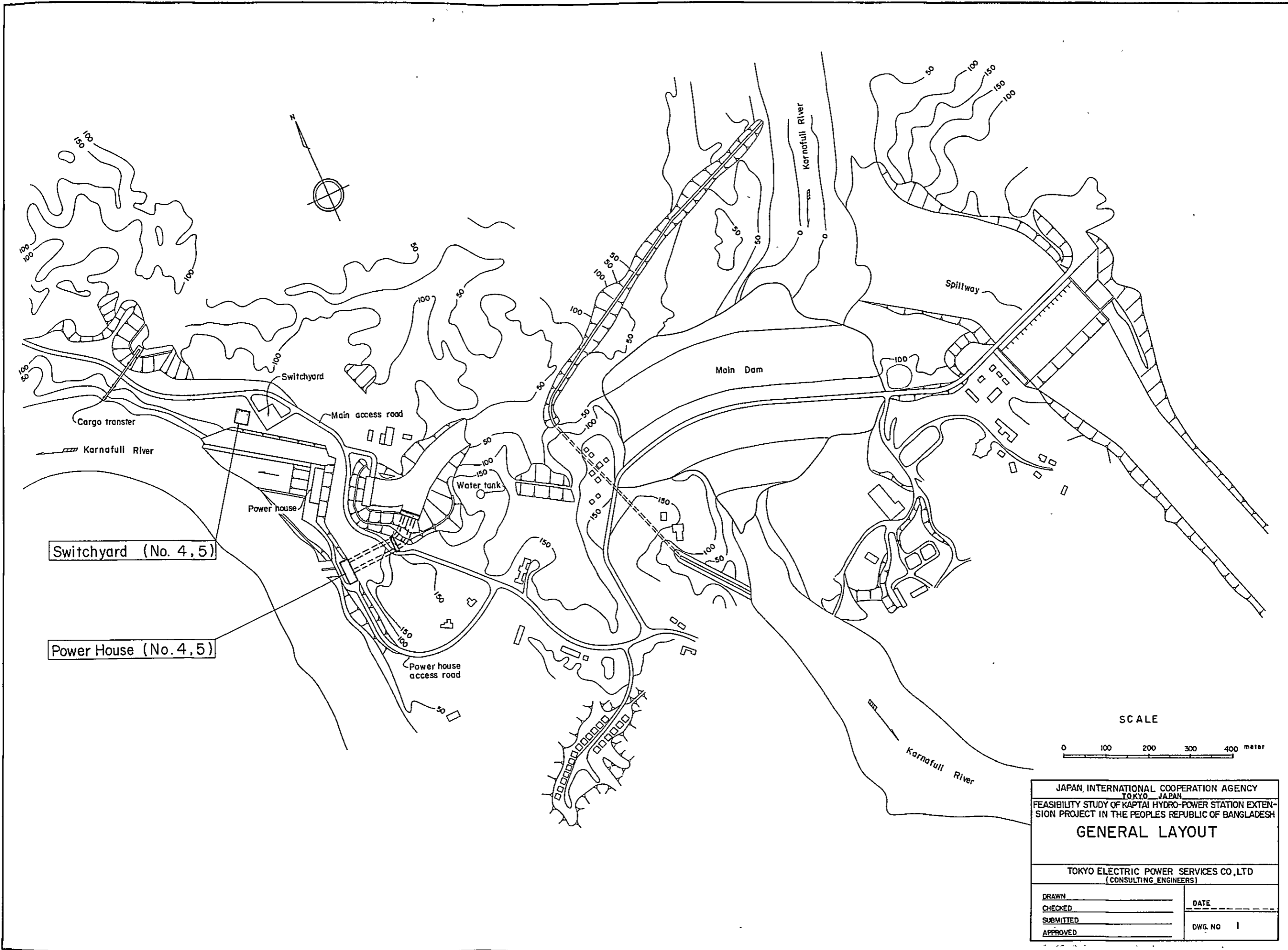
これは、構造物の設計面、工事施工面、完成後の運用面、および、これらを総括した経済評価の面、について検討した結果得られたもので、十分妥当性のある計画であるといえる。

また、この発電所の運転開始時期は、電力需要上から、4号機、5号機をそれぞれ、1985年6月、および、1985年12月とする。

以 上

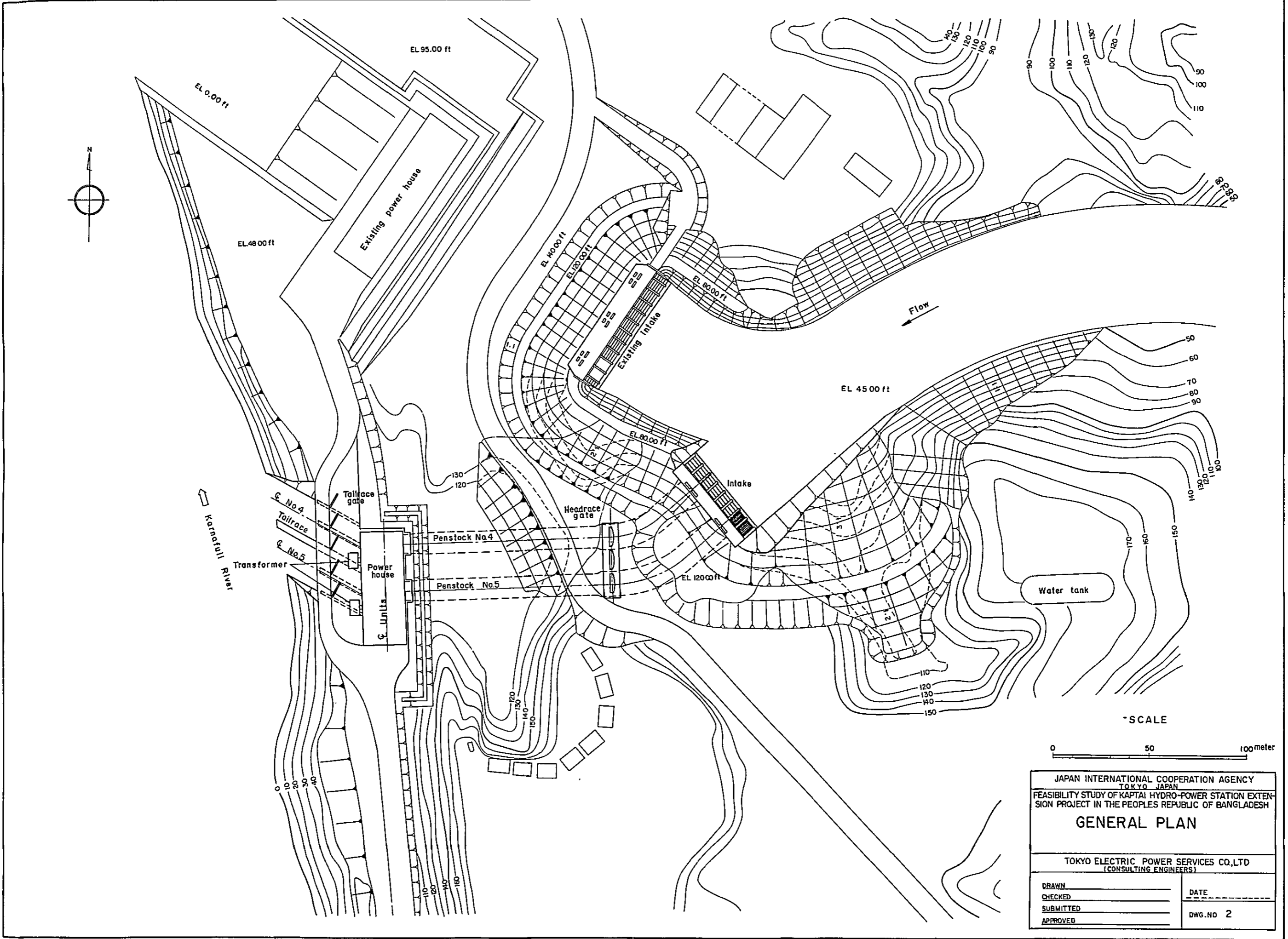
APPENDIX

- (1) GENERAL LAYOUT
- (2) GENERAL PLAN
- (3) PROFILE of WATERWAY NO. 4
- (4) PROFILE of WATERWAY NO. 5
- (5) INTAKE PLAN
- (6) INTAKE SECTION
- (7) POWERHOUSE FLOOR PLAN EL. 49.00
- (8) POWERHOUSE FLOOR PLAN EL. 22.00
- (9) POWERHOUSE FLOOR PLAN EL. 5.00
- (10) POWERHOUSE TRANSVERSE SECTION
- (11) POWERHOUSE LONGITUDINAL SECTION
- (12) POWERHOUSE DOWNSTREAM ELEVATION

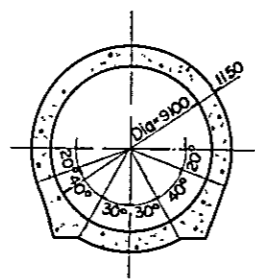
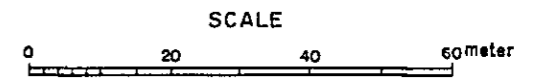
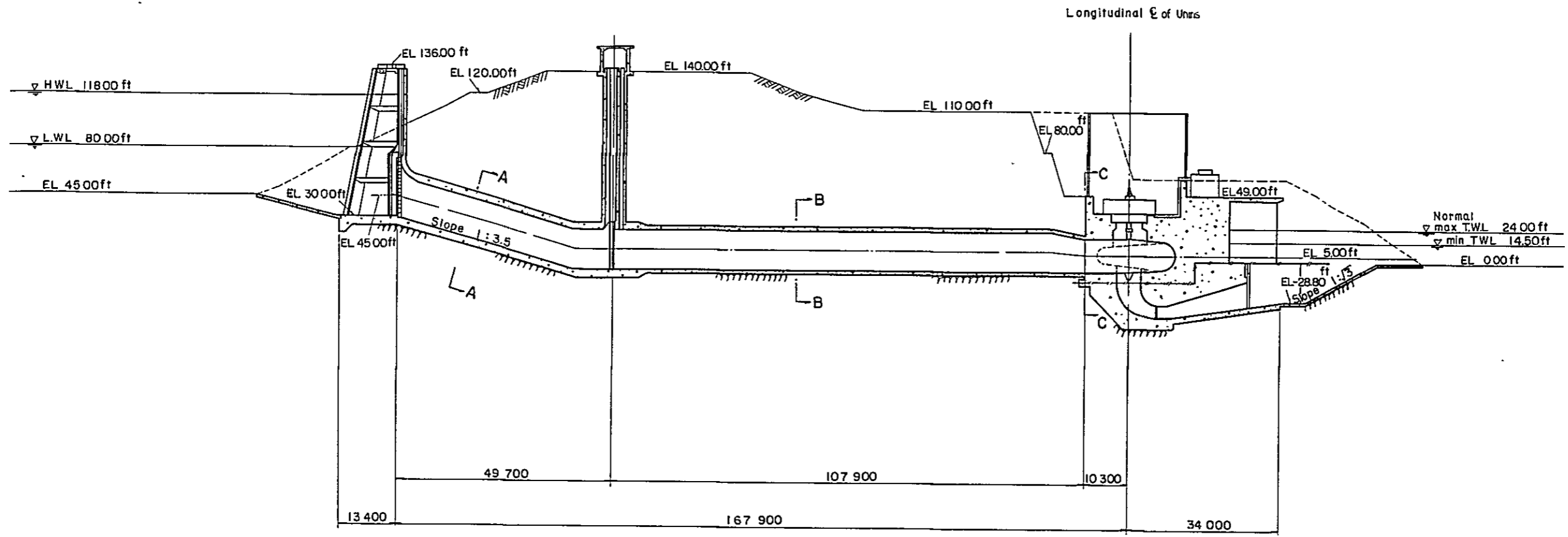


SCALE
0 100 200 300 400 meter

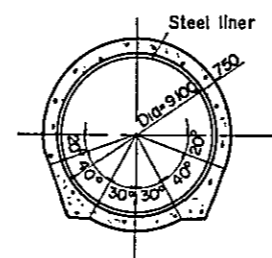
JAPAN, INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO, JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
GENERAL LAYOUT	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	
APPROVED _____	DWG. NO 1



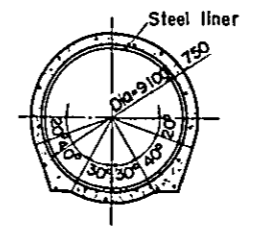
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
GENERAL PLAN	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____ CHECKED _____ SUBMITTED _____ APPROVED _____	DATE _____ DWG. NO 2



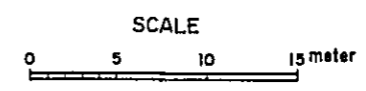
SECTION A-A



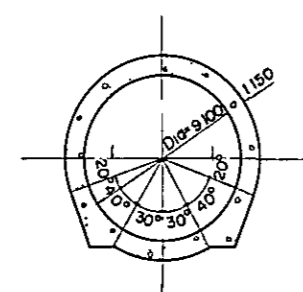
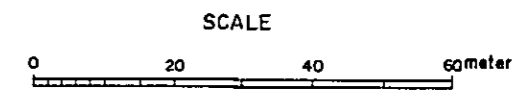
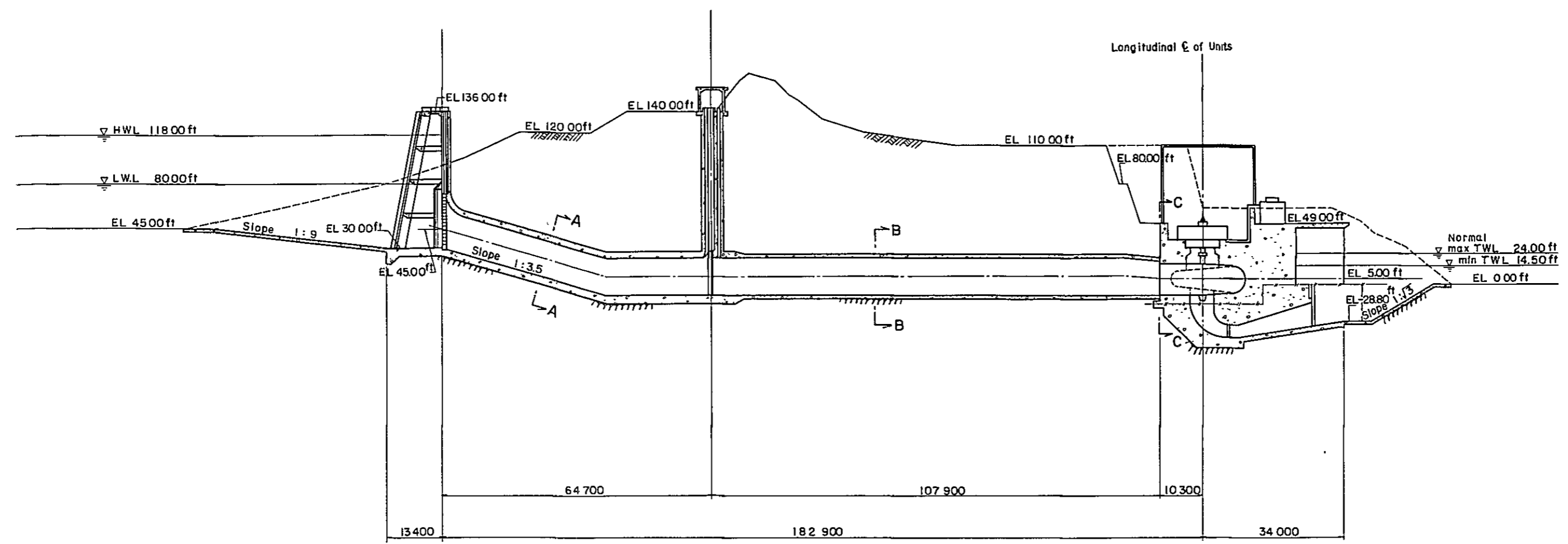
SECTION B-B



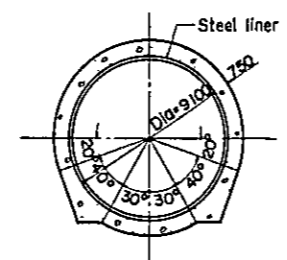
SECTION C-C



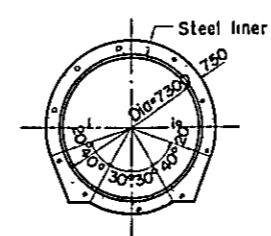
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
<h2 style="margin: 0;">PROFILE OF WATERWAY NO. 4</h2>	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____ CHECKED _____ SUBMITTED _____ APPROVED _____	DATE _____ DWG. NO. 3



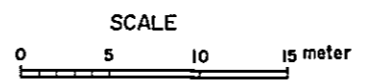
SECTION A-A



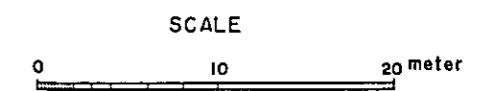
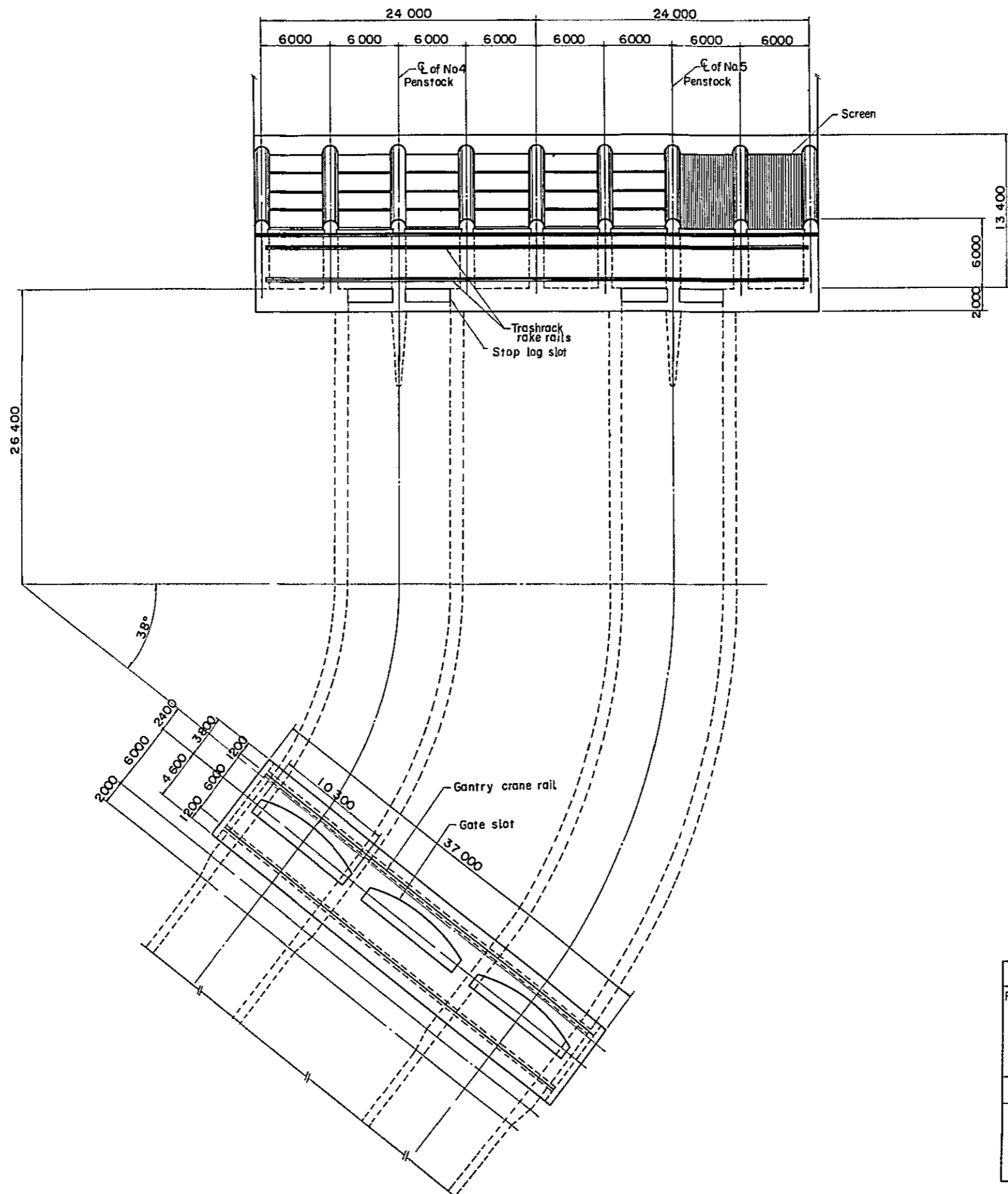
SECTION B-B



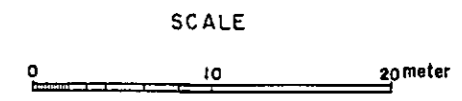
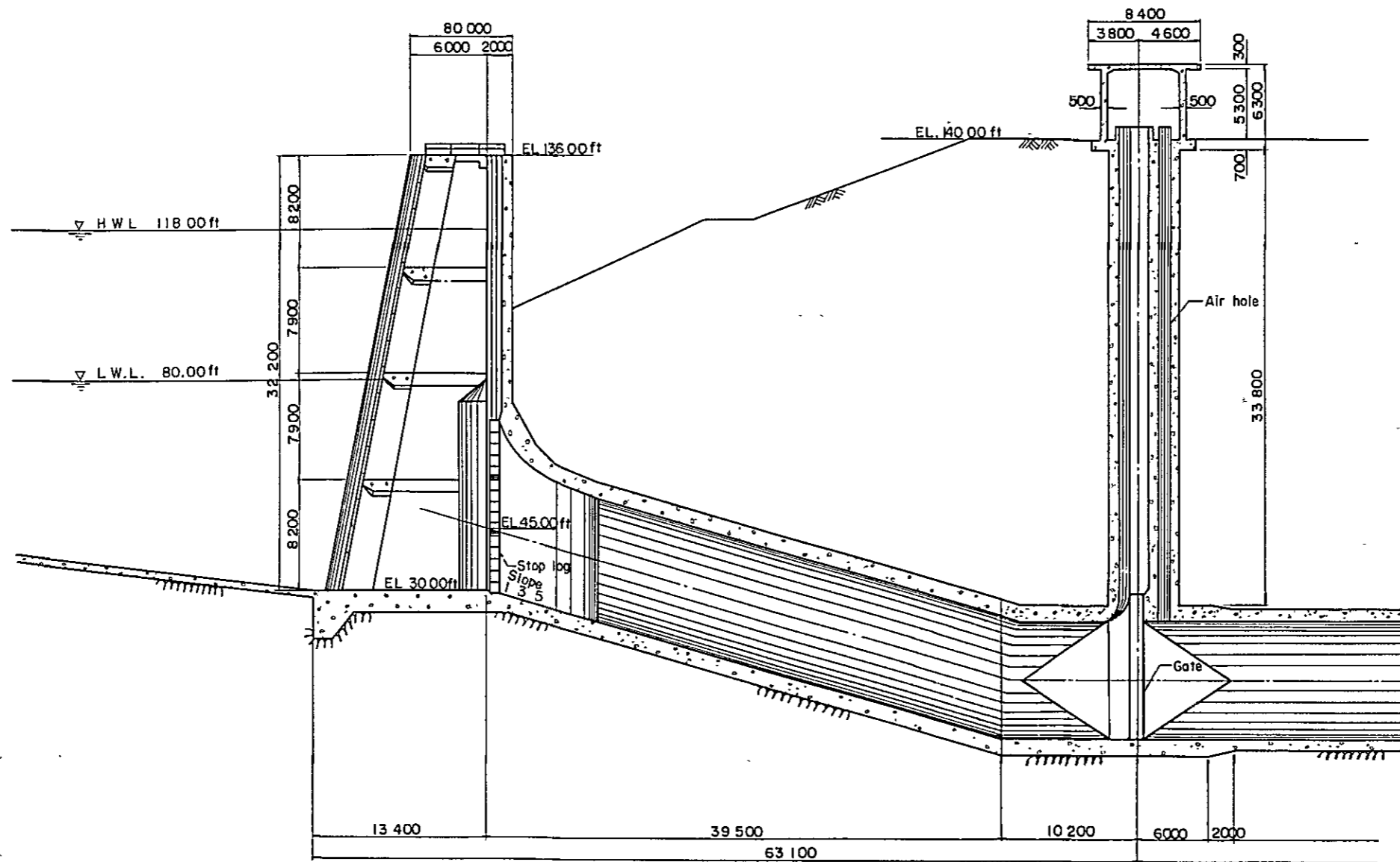
SECTION C-C



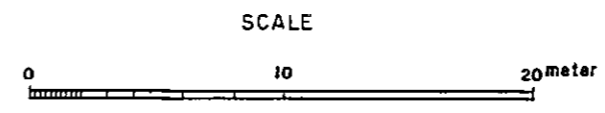
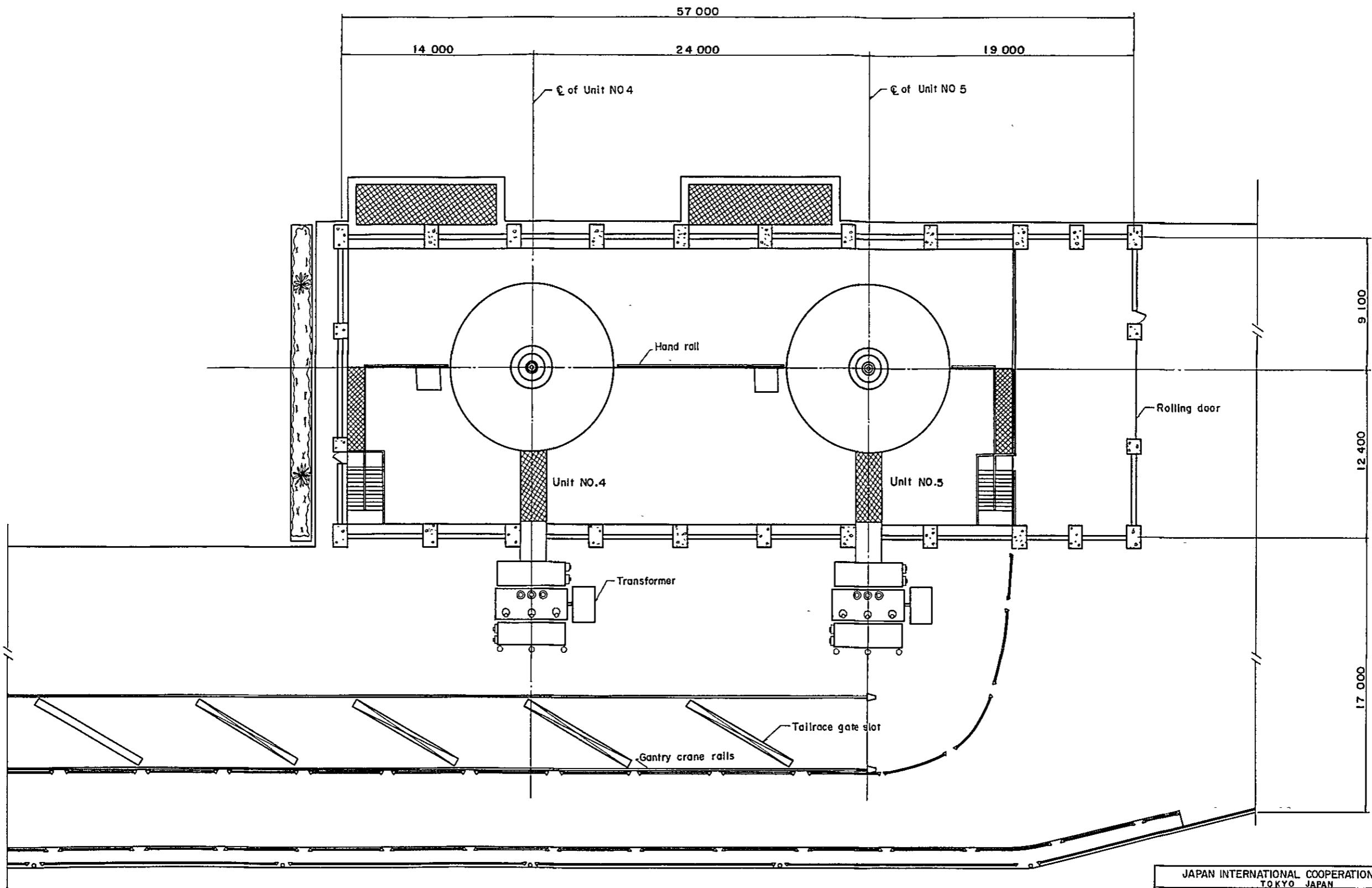
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
PROFILE OF WATERWAY NO. 5	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	DWG. NO. 4
APPROVED _____	



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
INTAKE PLAN	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	DWG. NO 5
APPROVED _____	



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
INTAKE SECTION (LONGITUDNAL)	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	DWG NO. 6
APPROVED _____	



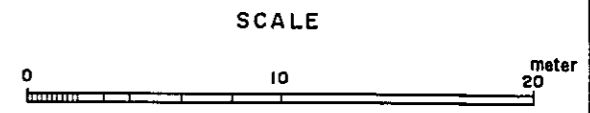
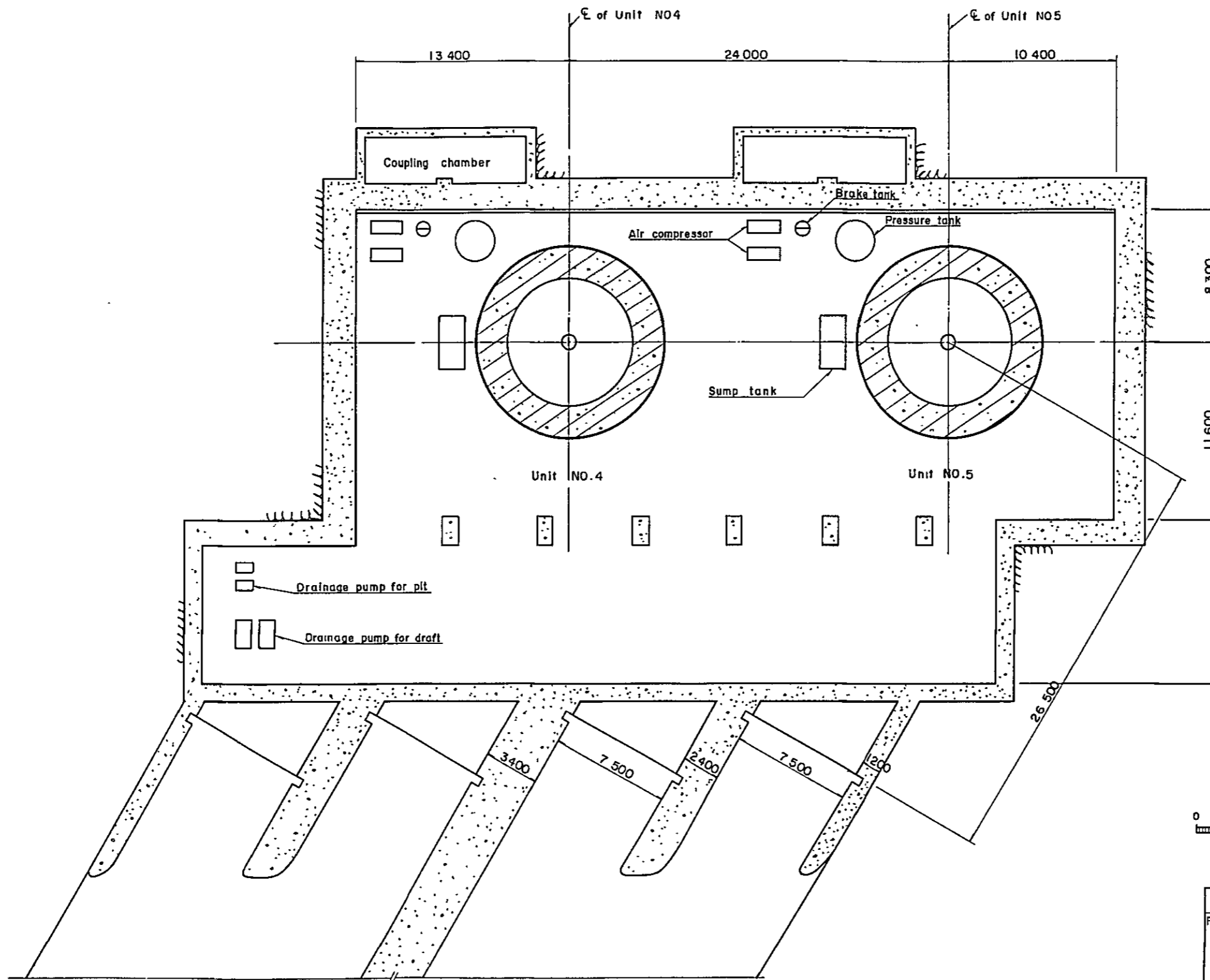
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
TOKYO JAPAN

FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH

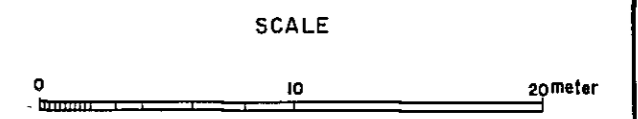
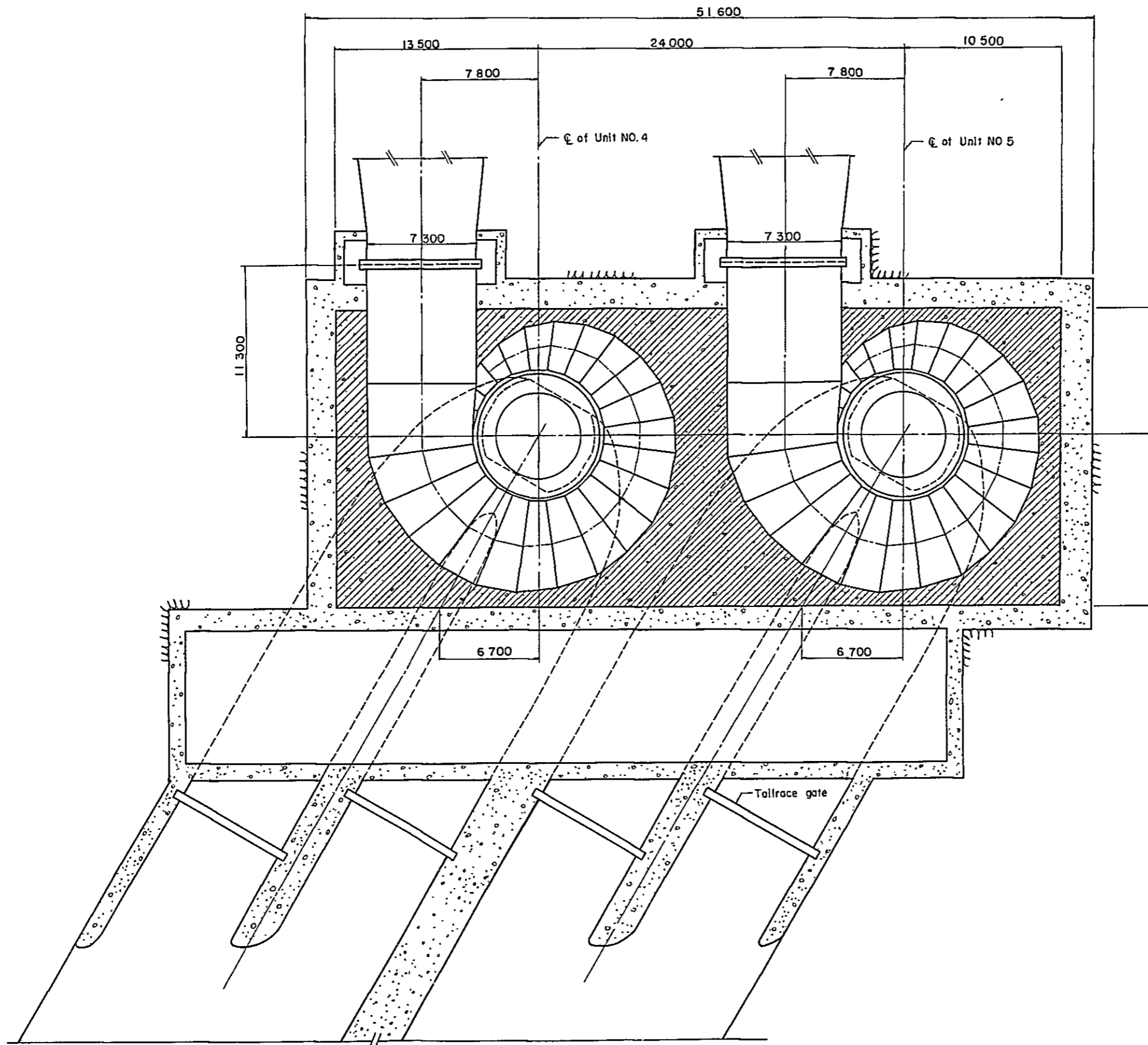
POWERHOUSE
FLOOR PLAN EL. 49.00

TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.
(CONSULTING ENGINEERS)

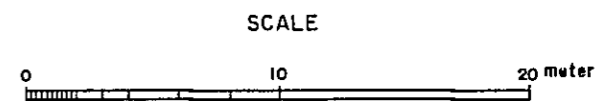
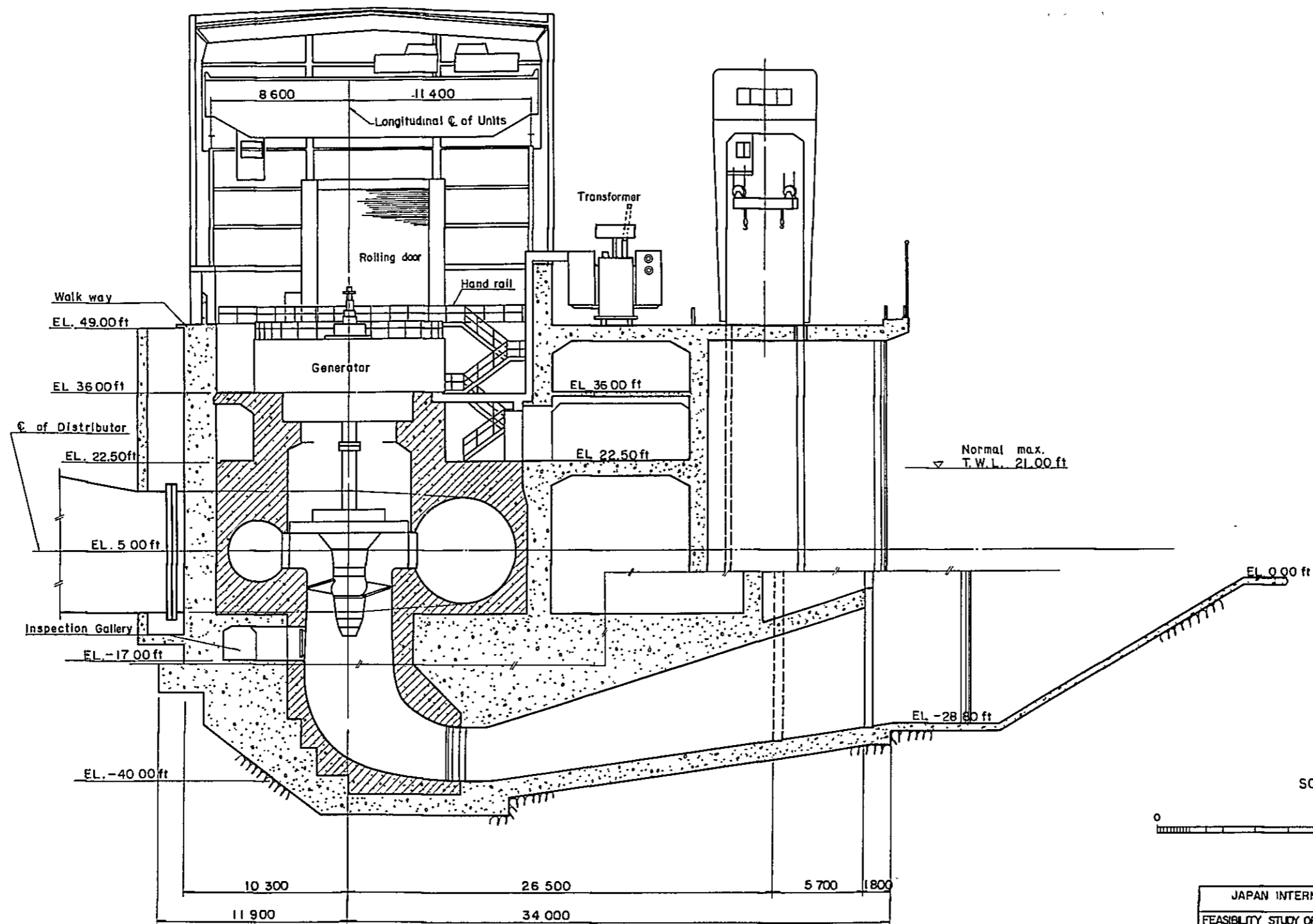
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	
APPROVED _____	DWG. NO. 7



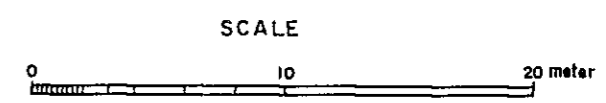
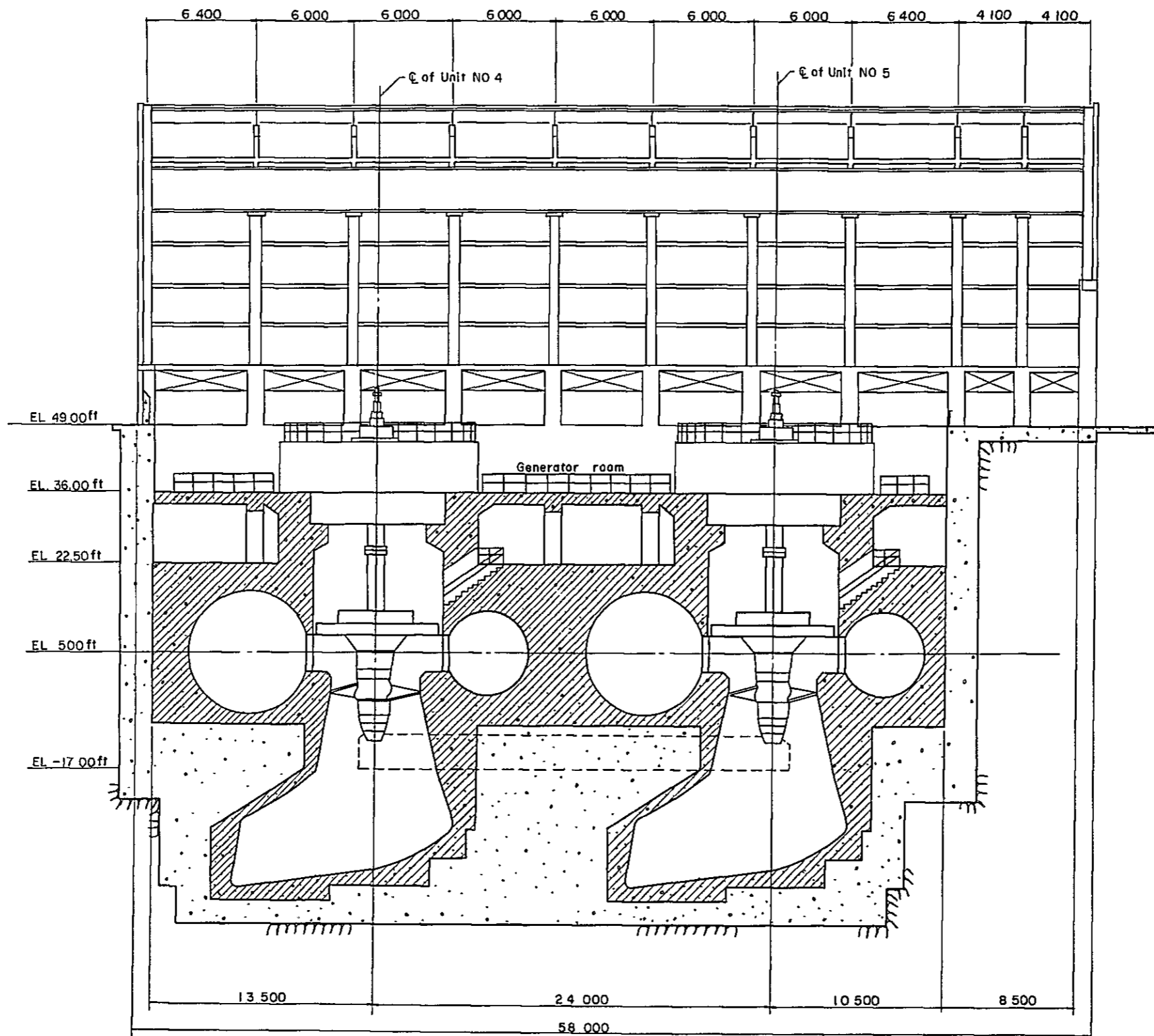
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO, JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
POWERHOUSE FLOOR PLAN EL.22.50	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO.,LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____ CHECKED _____ SUBMITTED _____ APPROVED _____	DATE _____ DWG. NO. 8



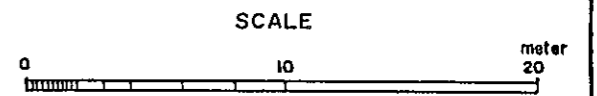
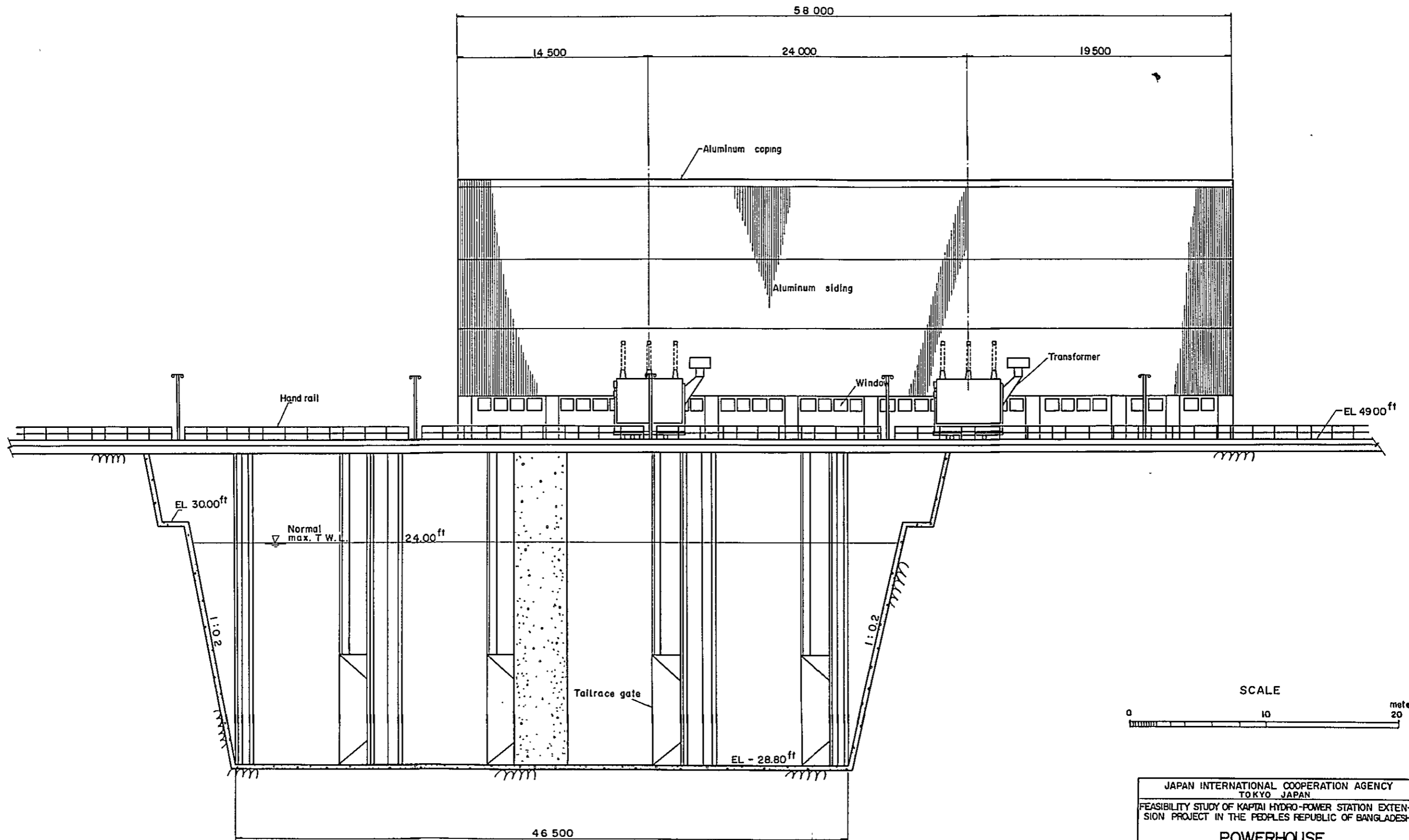
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
POWERHOUSE FLOOR PLAN EL. 5.00	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO.,LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	
APPROVED _____	DWG NO. 9



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
POWERHOUSE TRANSVERSE SECTION	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO.,LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	
APPROVED _____	DWG NO 10



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
POWERHOUSE LONGITUDINAL SECTION	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO.,LTD (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____	DATE _____
CHECKED _____	
SUBMITTED _____	
APPROVED _____	DWG. NO. 11



DOWNSTREAM ELEVATION

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN	
FEASIBILITY STUDY OF KAPTAI HYDRO-POWER STATION EXTENSION PROJECT IN THE PEOPLES REPUBLIC OF BANGLADESH	
POWERHOUSE DOWNSTREAM ELEVATION	
TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD. (CONSULTING ENGINEERS)	
DRAWN _____ CHECKED _____ SUBMITTED _____ APPROVED _____	DATE _____ DWG. NO. 12

Vertical line of text, possibly a page number or header, running down the center of the page.

Faint vertical text on the left side of the page.

JICA

