No. 14

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

1980年9月

国際協力事業団

No. 14

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

1980年 9 月

国 際 協 力 事 業 団

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ー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。

終りに，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

第9章　経　済　評　価

APPENDIX

第1章 序　　論

第1章　序　　論

1−1　調査の背景および目的

この調査は，バングラデシュ人民共和国，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・スタディとして行なわれたものである。

この増設計画は，既設のカプタイ水力発電所（出力130MW）にさらに，増強するものであり，1969年，第一回のフィジビリティ・スタディが，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た。

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。

その後，1978年，バングラデ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，あらためて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

本調査の範囲は，1980年3月に実施した現地調査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，および電力需要将来予測

(3)　将来需給区域の検討

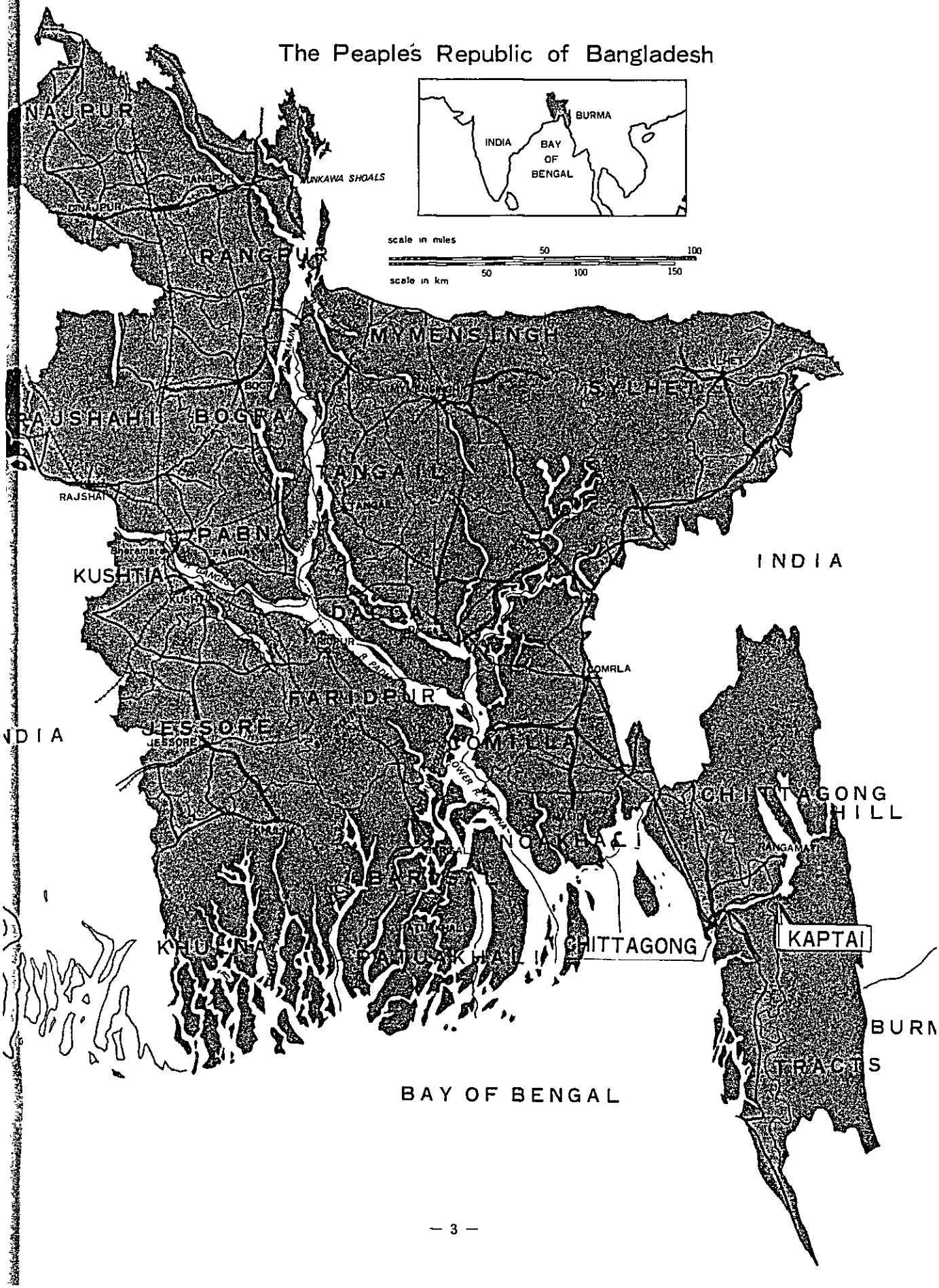
(4)　貯水池操作規定ならびにルールカーブの決定

(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


The Peaples Republic of Bangladesh
BURMA
INDIA
BAY OF BENGAL
scale in miles
50
100
scale in km
50
100
150
NAJPUR
RANGPUR
DINAJPUR
RANGPUR
MYMENSINGH
SYLHETI
RAJSHAHI
BOGRA
RAJSHAHI
PABNA
KUSHTIA
INDIA
COMRLA
FARIDPUR
JESSORE
COMILLA
CHITTAGONG
HILL
NOAKHALI
BARISAL
KHULNA
PATUAKHALI
CHITTAGONG
KAPTAI
BURM
TRACTS
BAY OF BENGAL

1－3 調査の方法およびスケジュール

本調査は，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。

帰国後，この収集資料を基に検討解析を行ない，本プロジェクトの開発計画を策定した。

なお，内容については，1980年8月18日より10日間，再び現地に赴き，バングラデシュ電力開発公社（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

カプタイ水力発電所は，バングラデシュ人民共和国唯一の水力発電所として，1952年に着工，1962年に1・2号機の運転を開始し，以来同国の重要な電源となっている。（3号機は現在据付工事中）

発電所地点は，チッタゴン市（人口約40万人，同国の東南部の国際港と工業都市）から，カルナフリ河の約65km上流にある。

カプタイ水力発電所の現在の出力は，現在据付工事中の3号機を含めて130MWであり，既設々備の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)
堤頂標高	EL.127 feet
利用水深	約12 m (38 feet)
余水吐容量	16,000 m³ (562 × 10³ c·f/s)

〔発 電 所〕

型　　式	カプラン型	
出　　力	1号機	40,000 KW
	2号機	40,000 KW
	3号機	50,000 KW
	計	130,000 KW

この計画は，カブ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100MWの発電所を増設するものである。

1－5 調査団の編成

調査団の編成は以下のとおりである。

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	〃

（現地作業分担） 現地作業は，岩田団長以下4名でTable 1.1に示す担当区分で実施した。

Table 1.1 Assignment of the Site Survey

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	貯水地，ダム，発電所，送電設備などの踏査およびテスト：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

第2章　結　　論

第2章　結　　論

2−1　プロジェクトの規模，位置

このプロジェクトは，1969年，海外技術協力事業団によって行なわれたF/Sレポートにより，50MW×2台の開発が可能であるとされていて，今回は，これについて現時点での見直しを行なったものである。

その結果，その規模は，1969年F/Sレポートの示唆するとおり，50MW×2台（100MW）の開発が望ましいと判断された。

また，この増設発電所の位置は，比較検討の結果，既設発電所から約150m上流地点とする事が，設計面，施工面からみて，現時点では合理的であると考えられ，その水車型式は，落差，出力，その他の特性からみて，カプラン型とする事が経済的であると判断された。

なお，当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，時期的に尚早であると判断される。（詳細は別添資料参照）

2−2　電力需要予測

1980／81年より1999／2000年までの長期間予測を全国及びチッタゴン地区について行った。全国に関しては一人当り国民総生産との関連によって求め，チッタゴン地区に関してはセクター別に分析を行うことによって求めた。

予測結果のうち3年を代表として示したものがTable 2.1である。

Table 2.1　電力需要予測値

年度	1986／87		1993／94		1999／2000	
地域	最大電力（MW）	電力量（GWh）	最大電力（MW）	電力量（GWh）	最大電力（MW）	電力量（GWh）
全国	1,313	6,558	2,553	12,748	4,175	20,849
チッタゴン地域	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カプタイ水力発電所の電力供給区域であるチッタゴン地区の電力に対する需要の旺盛さを物語っている。

2−3 供給区域

本プロジェクトの開発により発生する電力は，本地点より至近距離で，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る。

本プロジェクト完了後は，既存の送電線では送電容量が不足すること，既存の送電線は，過去の洪水時に倒壊したことがあること等の理由により，ハタザリーランガマチ道路に沿って2回線送電線を建設することとした。

又，送電線のターミナルは，パラウリアとした。

2−4 発電所運用計画

2−4−1 発電運用

当発電所の運用は，想定したチッタゴン地域の 2000 年までの日負荷特性からみて，Fig 6.2 の運転パターンで対応する事が合理的である。

2−4−2 貯水池運用

(1) 貯水池容量

カプタイ貯水池の容量は，1968 年に Fig 6.3 に示す水位〜容量曲線が設定されているが，今回これを次の方法でチェックした。

(a) LANDSAT 写真の水面積

(b) 発電所運転実績

以上の結果，いずれの場合も 1969 年 map によるものよりやゝ大きい値を示した。

これらから，本計画においては，安全側にある 1968 年 map による貯水池容量を採用する事とした。

Fig 6.3 Area and Capacity Curve of Kaptai Reservoir
Table 6.1 Comparison of Water Surface Area
} 参照

(2) 貯水池運用ルールカーブ

カプタイ貯水池運用のルールカーブは，現在1号機2号機を対象としたものが設定されているが，今回，本計画に対応した，新しいルールカーブを策定した。

これは，この増設計画により，有効放流量（発電所主機を通る流量）が，現行の約3倍に増大するので，新たに操作規程ならびにルールカーブを設定し，その

効率化をはかったものである。

Fig 6.9　Chronological Graph of Water Level based on New Rule Curve 参照

(3)　年間発生電力量

貯水池を

(a)　既設（主機３台）発電所を現行ルールカーブで運用する場合

(b)　増設後（主機５台）発電所を新ルールカーブで運用する場合

(c)　既設（主機３台）発電所を新ルールカーブで運用する場合

について，検討した結果，年間発生電力量は，下記のとおりで，増設後の発生電力量の増加は，既設（主機３台）の(a)案に対し約50％，(c)案に対し約20％である。

〔年間発生電力量〕

(a)　主機３台，現行ルールカーブの場合＝ 711.1×10^6 kWh

(b)　主機５台，新ルールカーブの場合　＝ 1088.9×10^6 kWh

(c)　主機３台，新ルールカーブの場合　＝ 878.0×10^6 kWh

2－5　建設工事の工程および実施体制

2－5－1　実 施 工 程

この増設工事は，電力需要予測から 1985 年に完成する必要がある事から，４号機 1985 年６月，５号機 1985 年12月を運転開始時期として実施工程を策定した。

準備～着工までの期間　　約 14 ケ月

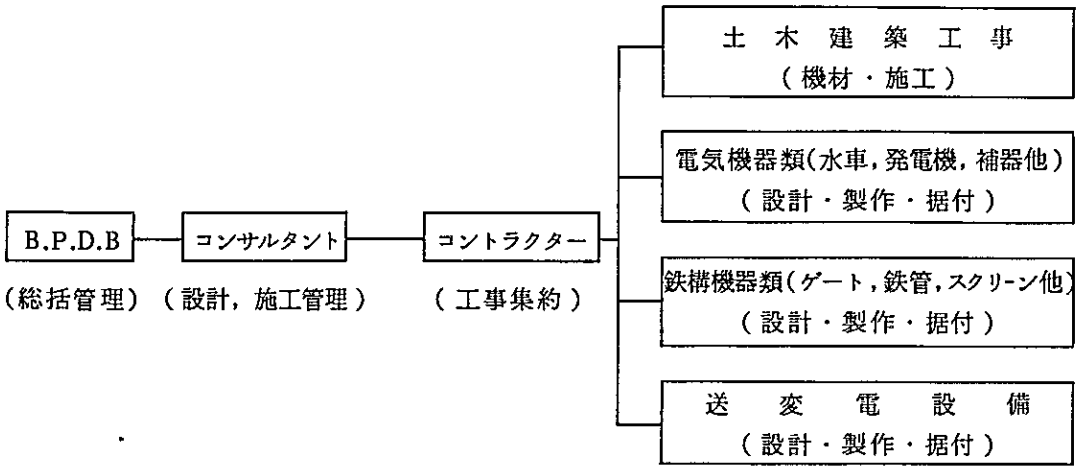
工事実施期間　　約 45 ケ月

Fig 7.6　Tentative Construction Time Shedule 参照

2－5－2　実 施 体 制

この増設工事においては，次図に示す実施体制で行なう。

〔工事の実施体制〕



2－6 必要資金

〔単位 1×10^6〕

項目	外貨 円	円貨 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 1TK＝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
〃（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

2−7 経 済 評 価

2−7−1 代替案との比較

カプタイ増設プロジェクトの代替案としてシカルバハに100MW 1機1缶天然ガス専焼汽力発電所を建設するプロジェクトをとり上げた。

2000年までに運転を含めて両者を最小費用法で比較した結果

割引率10％の場合 ： $\dfrac{(\text{火力案})\text{費用}}{(\text{カプタイ案})\text{費用}} = 1.46$

割引率15％の場合 ： $\dfrac{(\text{火力案})\text{費用}}{(\text{カプタイ案})\text{費用}} = 1.29$

となり，カプタイ増設プロジェクトがはるかに有利であるとの結論となった。

そのほかに，水力案が火力案に勝っている点は，

(1) 火力発電プラントは，水力発電プラントに比し，故障発生の頻度が多く，故障発生の場合，再スタートのために余分の燃料を消費し，損失を大きくする。

(2) 水力発電プラントは，火力発電プラントに比較して保守が容易である。

(3) 火力発電プラントのガス料金の将来の値上りは測り知れぬものがあり，これが経営面に圧力を及ぼすが，水力発電プラントはインフレーションの影響を受ける程度がはるかに少い。

などがある。

2−7−2 財 務 分 析

4・5号機増設の効果として，新ルールカーブの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をとりあげ，電力量単価を100 paisa／kWh，その他経費も1985／86年に固定して内部収益率を計算した結果

IRR ＝ 5.37％ となった。

又，B／Cレーショに関しては

割引率10％の場合 $B/C = \dfrac{604}{1003} = 0.60$

割引率15％の場合 $B/C = \dfrac{347}{883} = 0.39$

となった。

2−7−3　その他の便益

本プロジェクトにより得られる便益としては，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となる。

2−8　結　　論

本プロジェクトは，技術的にみても，経済的にみても，十分フィージブルなプロジェクトであるとの結論を得た。

第3章　バングラデシュの概要

第3章　バングラデシュの概要

3－1　国土および地勢

バングラデシュ人民共和国は1971年12月16日国土面積141,122㎢を有する独立国として誕生した若い国である。

国土の大部分はガンジス河，ブラマプトラ河の広範なデルタ形式による平たん地である。ビルマ国境の最南東部，Chittagong Hill Tractsの高原地帯，インドと接する最北部を除き，この国の地形は主として単調な平地である。気候は大別すると雨期，乾期に分れ，雨期（６月～９月）には降雨と河川の増水のため国土の広い面積が水没し，相当長期間にわたって冠水状態に置かれ，乾期（１１月～２月）は非常に温和であるが，雨が少ないため穀物の生産が順調でなく，かんがい用水の確保が必要となってくる。

3－2　気 象 状 況

(1)　気温：過去15年間の資料から見ると気温は５月に最高を示し，43.3℃（110℉）となり，最低気温は１月に現れ，５℃（41℉）となっている。平均気温は26℃（78.8℉）である。

(2)　湿度：11月から３月までは35％～45％で比較的しのぎやすいが，６月から９月にかけての雨期には80％以上にもなる。

(3)　降雨量：バングラデシュ人民共和国は典型的なモンスーン型気候であり，季節によって降雨量の多少がはっきりと現れる。雨期には年間総雨量の80％が集中し，残り20％の大半は３月から５月にかけて大雷雨を伴って発生する。

地理的な条件によって降雨量もかなり変化があり，北西部のインドとの国境地域では年間降雨量が約1,300㎜，北東部のシルヘットでは約5,000㎜と多雨地帯である。

(4)　雨：バングラデシュ人民共和国で発生する風は，大雷雨やサイクロンの発生期を除けば一般に穏やかである。

(5)　サイクロン：サイクロンはベンガル湾内で年間５～15回位発生するが，このうちバングラデシュ国に直接影響を及ぼすものは全体の約⅓程度である。襲来ひん度は10月に50％，５月，９月および11月の各月合計で50％となっており，12月から４月

までは穏やかな状態にある。記録によれば1970年11月のサイクロン発生の時にはチッタゴンで約60m／secの風速があったと報告されている。

サイクロンによって発生する高潮では，1960年チッタゴンで約6m～9mの高潮が記録されており，1970年11月のサイクロン時には，ニアマブールで約3.8m，ボラガットで約1.7m，バカルガングで約1.1m，バリサールで約0.5m，クルナで約0.2mとそれぞれ記録されている。

(6) 雷雨：3月から6月にかけて大雷雨が発生する。この雷雨の特徴は，直接影響を受ける地域が10km程度の帯状巾の地域で，持続時間は1～2時間程度に過ぎない。雷雨中の風は，時には建物に被害を与える場合もあり，降雨量はインチに達する程である。

このような季節的な大雷雨は，時としてひょうも降らせ，農作物に被害を与えることもあるが，襲来は全国的に分布されており，中部地域が他の地域に比べてやゝ多い。

3－3 人口および労働力

3－3－1 人　　口

バングラデシュ人民共和国の人口は1980年1月現在で87,657千人と推計されており，国連の調査によれば70～75年平均人口増加率は2.6％となっている。人口密度は620人／km² と非常に高く，政府は人口増加抑制に多大の努力を払い，家族計画および人口抑制省が各家庭に対して熱心な指導を行い，2025年の増加率を0.7％にもってゆくことを目標としている。人口の都市集中度は低く，1974年センサスでダッカ131万人，クルナ44万人，チッタゴン42万人で，国全体の都市人口は627万人と推計され，総人口の8.8％を占めるのみである。

3－3－2 労働力および労働政策

バングラデシュ人民共和国の労働人口は2,620万人（1973年）と推計され，その77％が農業に，11％が製造と運輸関係に従事している。労働人口の殆どは男性であり，女性の就労者は男子労働者の9.2％ぐらいである。失業者，半失業者の割合は約30～35％と推定されており，政府は就労機会の増加に鋭意努力し，種々の施策をとっているが，その最大なものは熟練工の養成であり，5つの職業訓練センターの外に，新しく7つの職業訓練センターを設立する計画を持っている。失業対策の

一方策としてアラブ中近東への労働力輸出を計画しており，現在年間35,000人が出稼ぎに出掛けているが，政府はなおこれを増加させるべく統一した機関の設立を考えている。非熟練工の獲得は比較的容易であり，賃銀はおよそ20TK／day である。ちなみに熟練工の賃銀は35TK／dayとなっている。

3－4 経　　済

バングラデシュ人民共和国は，独立以来，経済発展と人民の福利厚生に大きな努力を傾けてき，実質国民総生産も年率6％強と伸長してきたのであるが，一人あたり国民所得は年間770TK（約51ドル）と非常に低い。

政府は国の経済発展の基盤は工業にありと認識し，社会主義政策にある程度の修正を加え，民間資本の育成に力を入れるなどして工業化には多大の意欲を燃やしている。

しかし，現時点においては，国の経済は大部分農業に依存しているため，穀物の作，不作は国の経済に直接影響を与え，昨年は干ばつの影響によりGNPの伸長は4.6％に留まった。

1972／73年以来の同国の実質GDPとその構成をTable 3.1に示す。

年度別の輸出入総額はTable 3.2に示す通りかなり大きな入超を示しているが，1978／79年では食糧が輸入総額の26％を占め，工業一次製品（セメント，金属等），機械および輸送機器，燃料等がこれに続いているが，原油および石油製品の値上りにより80年度においては燃料輸入は63億TKに達し，輸入の筆頭になることは勿論，国際収支面にも大きな影響を与えるのではないかと当局を憂慮させている。

これに対し輸出はジュートおよびジュート製品が71％と大半を占め，外貨獲得の大きな源泉となっている。

国際収支の赤字は，海外からの援助によりまかなわれているが，最近はアラブ諸国の援助が増加しつつあることが一つの変化である。

Table 3.1　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		26,100	28,827	28,537	31,865	30,903	34,019	34,673
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	44,051	49,073	57,535	55,372	56,237	60,586	63,372
	ドル表示（単位:百万ドル）	2,937	3,272	3,836	3,691	3,749	4,039	4,225
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＝15TK

Table 3.2　輸　出　入　額

単位：百万TK

年度		74/75	75/76	76/77	77/78
輸出		3,136	5,552	6,670	7,178
輸入		10,842	14,703	13,993	18,216
貿易収支		△ 7,706	△ 9,151	△ 7,323	△11,038
ドル表示（単位百万）	輸出	209	370	445	479
	輸入	723	980	933	1,214
	貿易収支	△ 514	△ 610	△ 488	△ 735

出　所：Bangladesh Bureau of Statistics

△　印：入超額

換算率：1ドル＝15TK

3－5 農　　業

農業は国民総生産の55％も占め，圧倒的な重要性を持っているにも拘らず78/79年において22億TKの輸入を余儀なくされているような状況であり，このため同国は先づ食糧の自給自足を目標として掲げ，かんがい，施肥，地方開発などに思い切った施策をとった。しかしながら，第1次5ケ年計画に於ては天候に右左される度合が大きく，その目標をかなり下廻る結果となってしまった。

現在2ケ年計画を実施中であるが，品種改良，施肥などにより反当り収穫の増加，かんがいによる洪水，干ばつよりの防御等を戦略としてとったため，昨年度は干ばつであったにも拘らず，前年度よりの落ち込みを防ぎ，微増をとげた。

バングラデシュ人民共和国の主要農産物の経年的生産状況をTable 3.3に示す。

Table 3.3　主要農産物生産状況

	作付面積 (100万エーカ) 77/78	単　位	生　産　量				
			73/74	74/75	75/76	76/77	77/78
米	24.77	100万トン	11.72	11.11	12.56	11.57	12.75
小　麦	0.47	100万トン	0.11	0.12	0.22	0.26	0.34
砂糖きび	0.41	100万トン	6.34	6.64	5.83	6.40	10.52
い　も	0.40	100万トン	0.72	0.87	0.89	0.72	1.62
豆　類	0.84	100万トン	0.21	0.22	0.22	0.23	0.24
茶	0.11	10万トン	0.27	0.32	0.31	0.35	0.36
タバコ	0.14	10万トン	0.41	0.40	0.44	0.63	0.49
ジュート	1.28	100万ベール	6.00	3.90	4.35	4.70	5.36

出所：Bangladesh Bureau of Statistics

3－6 工　　業

バングラデシュ人民共和国の主要工業製品及び経年生産高をTable 3.4に示す。Table 3.4よりわかる通り，国内総生産に占める割合は11％と低いが，毎年確実な伸長を示し，同国の一次産業脱却の努力は実りつつある。独立当時は外国系企業（ジュート，綿織物，砂糖，鉄，その他の主要製品製造）を国有化して，政府の手で経営してきたのであるが，1974年から75年にかけて，より急速な工業発展を期するため，民間企業育成の方針を打ち出した。その結果，国内および外国資本合わせての投資額が73/74年の8千万TKから，77/78年には21億TKまで高められた。

更に，輸出振興を目的として輸出促進地区（100～150ヘクタール）をチッタゴンのパテンガ地区につくり，輸出向け製品（衣類，革製品，電子機器等）を製造する計画をもっている。

Table 3.4　主 要 工 業 生 産 高

製　品	単　位	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79
紡　績							
ジュート	1,000トン	500	444	477	490	546	509
綿　糸	万トン	4.3	4.6	4.0	3.7	4.1	4.4
綿　布	100万ヤード	79	86	74	67	88	85
飲食加工品							
砂　糖	1,000トン	88	98	87	139	175	131
茶	万トン	2.7	3.0	3.2	3.4	3.5	3.4
紙巻タバコ	10億本	11	18	11	12	12	14
化学製品							
尿素肥料	1,000トン	279	69	276	282	209	290
TSP	1,000トン	—	32	48	47	38	57
硫　安	1,000トン	10	5	6	9	9	5
製　紙							
一般用紙	1,000トン	23	30	19	26	32	31
新聞用紙	1,000トン	27	29	20	15	28	34
その他							
マッチ	100万箱	4.6	6.2	6.9	7.6	8.0	9.0
鉄インゴット	1,000トン	73	75	89	106	115	124
セメント	1,000トン	52	127	157	308	340	323
自転車	1,000台	8.4	17.2	28.9	39.8	40.7	43.2
バス・トラック車体	1,000台	—	1.3	0.6	1.0	1.0	1.0

出所：Bangladesh Bureau of Statistics

3−7 鉱　　業

バングラデシュ人民共和国には石油，石炭および金属等の鉱業にはみるべきものが無いが，かなり大量の天然ガスの埋蔵量(2,500億立方メートル)を持ち，そのうちの4地点は削井し，累積で80億立方メートルのガスを産出した。目下第5番目地点バグラバードの開発計画を日本の資金援助で実行に移しつゝある。

天然ガスの産出量および用途別使用量をTable 3.5に示すが，電力および化学肥料用としての用途が大きい。

この天然ガスは，ジャムナ河より東の地域にのみ産出している関係上，汽力発電所に天然ガスを使用しているのは東部地域のみで，西部地域は高価な輸入石油を使用している関係上，発電原価が東部と西部では著しく異る。

天然ガスは同国最大の鉱産資源であり，今後の開発が期待されている。

Table 3.5　天然ガス産出量および用途別使用量

単位：百万m^3

年度		73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79
ガス産量		732	485	739	874	926	1,067
用途別使用量	電力	274	228	235	308	330	395
	肥料	476	192	429	413	374	400
	その他工業	54	101	95	114	149	166
	営業用	3	5	7	10	15	26
	家庭用	7	7	13	21	33	49
	計	764	533	779	866	921	1,036

出所：Bangladesh Bureau of Statistics

第4章　電力事情

第4章　電力事情

4－1 概　　況

バングラデシュ人民共和国の電力系統は，国の中央を南北に流れるブラマプトラージャムナ河を中心線として，東部地域と西部地域のグリッドに大別され，現在のところこの両グリッドは送電線によって連結されていない。

現在の電力系統の電圧階級は132KV，66KVが主幹系統をなし，33KV，11KVが配電線の系統をなしている。

発電に関して述べれば，同国は地勢が全体的に平坦であるため水力資源に乏しく，チッタゴン丘陵地帯にあるカプタイが唯一の水力発電所であり，それ以外はすべて火力発電所である。又，石油の産出は皆無であるが，幸いに東部地域には天然ガスを産出し，東部地域の火力発電所は殆どこのガスを燃料としたボイラー，蒸汽タービンおよびガスタービンが原動力となっており，これに対し西部地域は輸入石油を燃料とする汽力，ガスタービン，ディーゼルエンジン発電所より成り立っている。

この燃料の相違が直接発電原価に反映し，kWh当り発電コストが東部が58 paisa（1TK＝100 paisa）であるのに対し，西部は185 paisaとなっている。しかしながらB.P.D.Bは全国均一の料金制度を採用している。

次に，人口8,500万人に対して年間発生電力量は21億kWhと極端に少いが，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。目下同国は工業の発展と地方電化を大きな政策として掲げており，経済的自立と人民の福祉を願う同国の電力に対する需要は急増するものと思われる。

一方，原油価格の高騰と資金の不足は，電力設備の増強をはばむ要因としてはたらき，天然ガス採掘量の増加，新規埋蔵ガス田の発見が大きく期待されている。又，現在多過ぎる電力損失（34％）低減にも真剣に取り組んでいる。

4−2 発 電 設 備

バングラデシュ人民共和国の現有発電設備はTable 4.1に示してあるが，定格合計出力は748 MWとなっているが，発電設備の故障，老朽化等により実際の可能出力は661 MWとかなり低い値となっている。火力で特に目立つことは故障が発生した場合部品が欠除しているので，その手当のために長期に亘って発電を停止せざるを得なかったという事例がかなり多いということである。

又，Table 4.1より，発電の原動機，エネルギー源において東西共通のものはディーゼルエンジンのみで，その他の形式には共通のものが見当らないということが分るが，これも電気事業としては不利な一面であろう。又，この相違が前述の発電コストの大差となって現われている。現在230KVの東西連結送電線を建設中であり，1981/82年の完成後は，東部地域の安い電力をある程度西部に送電することが可能となり，全体としての発電コストを下げる方向に働くであろう。

東部地域の大きな特色の一つは，水力発電所を持っていることであり，渇水期に出力を制限されることはあるが，その他では比較的安定した運転を続けており，発電設備の故障で発電を停止したという事例は少ない。ただ，火力発電所の突発事故により系統全体の周波数が下がり，周波数リレーが働き，発電機が停止した事例はしばしばあったものの，それ自体としては安定した発電源として高く評価されている。

4−3 送配電設備

バングラデシュ人民共和国の電力系統はFig 4.1に示してあるが，これを数字で示すと，132KV送電線については2回線が亘長485キロメートル，1回線が852キロメートル。66KV送電線については1回線のみで165キロメートル。33KVラインは4,650キロメートル。11KV及び0.4KV配電線は12,700キロメートルの亘長を持っている。

変電所については132KV級変電所は30ケ所あり，又，33KV変電所は全国で約210ある。

Table 4.1 Existing Electric Power Facilities in Bangladesh

(Unit : MW)

Items		Hydro-power plants	Thermal power plants						Total
			Steam power plants		Internal combustion engine power plants				
			Oil	Natural gas	Gas turbines			Diesel engines	
					Gas	Napththa	Diesel Oil		
1. Rated output (MW)	Eastern zone	80		318	108			20	526
	Western zone		77			7	70	68	222
	Total	80	77	318	108	7	70	88	748
2. Available output (MW)	Eastern zone	92		312	70			9	483
	Western zone		68			5	70	35	178
	Total	92	68	312	70	5	70	44	661

4－4　電力需要および損失

1978／79年の全国電力消費量は1,381×10⁶kWh であり，その70%がダッカ，チッタゴン，クルナの3都市で消費されている。現在のこの三都市の配電施設は不充分であり，かなりの過荷負荷状態になっており，そのため一晩に何回も停電をおこすという状態が続いている。実際のところ，独立以来配電網については系統だった整備は行なわれておらず，問題が重畳し，需要家は多大の損害を蒙ってきたのであるが，現在海外の援助によりこの3都市の配電網整備を実施中であり，1982年～1984年の完成が渇望されている。

全国の需要家数は45万と極めて低く，又一人当りの電力消費量は年間124 kWh と極めて低いが，これは未電化地域が多いことにも起因している。

電力損失が34%もあることは前述したが，主な原因は

- 低負荷率による不経済運転
- 盗　　電
- 電力量計の不正額
- B.P.D.B.従業員に対する無償電力供給
- 配電線網の過負過
- 農村地帯に対する長距離送電

と考えられB.P.D.B.は上記より生ずる電力損失の改善策に真剣にとり組み，1988／89年にはこれを20%に下げることを目標としている。

4－5　電 力 料 金

B.P.D.B の経営が苦しく，電力料金の値上げはこゝ数年の懸案事項であったが，工業の発展と人民福祉の向上を国是としている同国としてはこれを抑えてきた。しかしながら，1977／78年度において3億2千万TK の欠損をみるに至って，政府もB.P.D.B.の電力料金値上げ申請を電力損失の低減への努力などの条件をつけてある程度呑み，1979年9月 やっと新料金の制定をみた。しかしながら，原油価格の高騰をはじめ，人件費，諸物価の値上りを憂慮し，将来への開発資金が確保されるまでの利益が得られるか否かの不安はなおつきまとい，5割程度の値上げ実現が決定した。

Table 4.2 に '79年9月以後の電気料金率を示す。

Table 4.2 Rates by B.P.D.B. (Monthly)

Categories	New Rate	
1. Domestic	Up to 400 kWh :	40 P
	More than 400 kWh :	75 P
	Minimum charge :	8.00 TK
2. Geremonial	Unit rate	1.50 TK
3. Public and Miscellaneous	Unit rate	75 P
	Minimum charge :	8.00 TK
4. Commercial and Bulk Domestic	Unit rate	75 P
	Minimum charge	
	Up to 50 kW :	15.00 TK
	More than 50 kW :	55.00 TK
5. Industrial	Unit rate	60 P
	Minimum charge	
	Up to 50 kW :	15.00 TK
	More than 50 kW :	5500 TK
6. High Tension Industrial and Commericial	Energy charge :	50 P
	Fixed charge	60.00 TK/KVA
7. Agricultural	Energy charge :	40 P

4－6 給 電 設 備

同国の電力系統は先に述べた如く，東西両地域に分れており，給電運用もそれぞれ独立した運用が行なわれている。

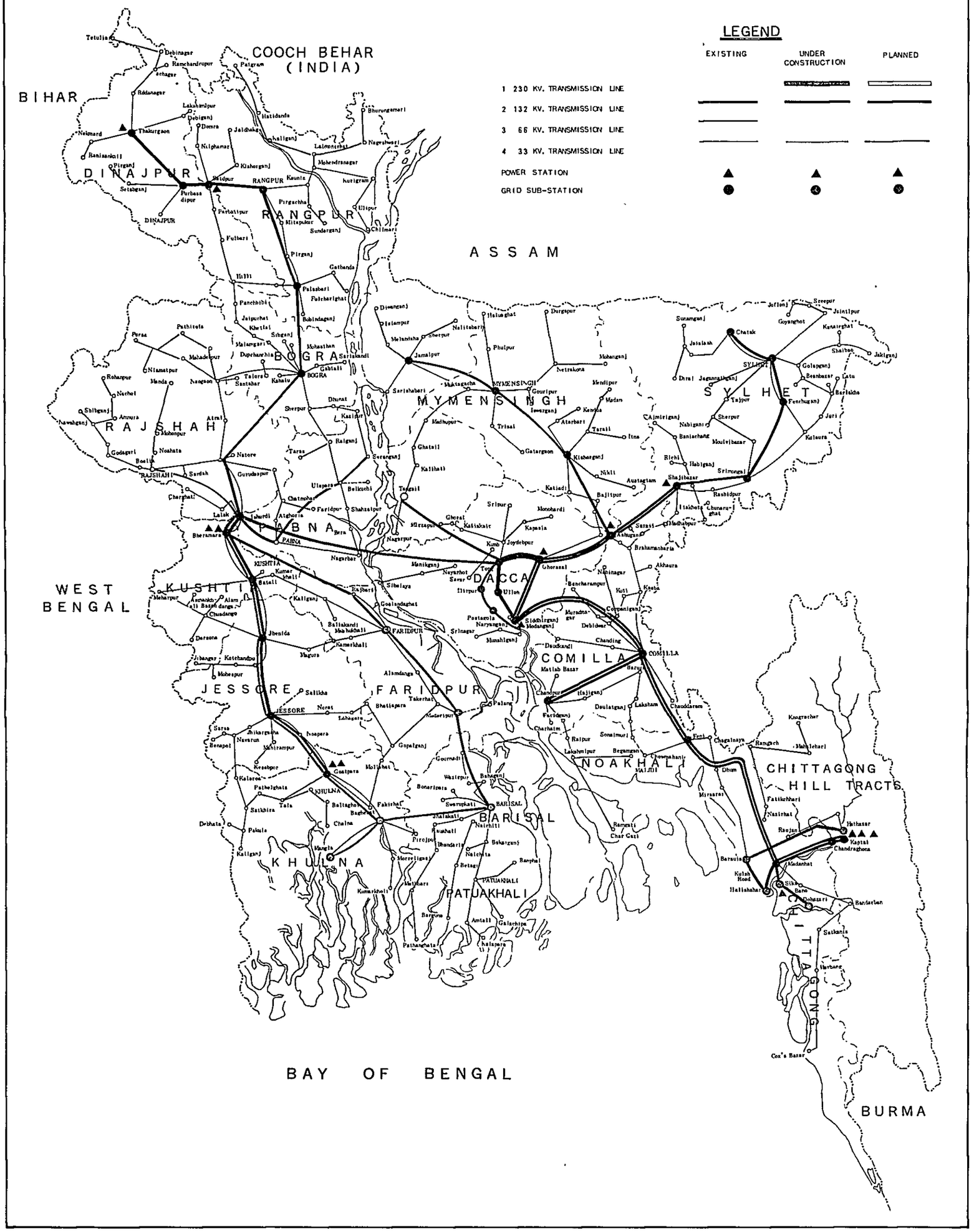
東部系統の給電指令所はダッカの東約40キロメートルに位置するシディルガンジ発電所構内にあり，簡単な系統盤が設置されている。

各発電所からのしゃ断器開閉状態表示のS.V.（スーパービジョン）装置，計測表示のT.M.（テレメーター）はなく，給電運用は総て電力線搬送電話により行なっている。

西部系統の給電指令所は，ゴアルパラ発電所構内にあり，給電運用の方法は東部系統と同様である。

同国の東西両系統を含めた全国電力系統を指令する中央給電指令所がカナダの経済援助でシディルガンジ発電所構内の既設東部給電指令所の近くに 1981 年末運転開始目標で建設中である。

Fig.4.1 POWER PROJECTS OF POWER DEVELOPMENT BOARD BANGLADESH



第5章　電力需給

第5章　電力需給

5－1　全国および東部地域需要予測

5－1－1　過去の実績

全国および東・西部地域の1970年以降の最大供給電力実績はTable 5．1に示す通りである。最近6年間の年平均伸び率は国全体として12％,東部地域は11.2％の高い伸長率を示している。但し，78／79年は前年度に比し10％の伸長にとどまっているが，これは電力需要は旺盛であるが，供給が追いつかず，積極的な売り込みをせず，新規需要を抑え負荷制限を行っていることからの影響によるものである。

5－1－2　バングラデシュ当局の短期予測

B.P.D.Bはプラニングコミッションと共に電力需要予測作業を行っているが，需要算定の基本となる重点指向は地方電化の優先実施，工業および都市への充分な給電である。この作業の結論は未だ得られていないが，B.P.D.B．プランニングコミッションはそれぞれTable 5.2に記載してある数字を暫定的な数字として使用している。

此の数字よりB.P.D.B.は全国で年平均21％，プラニングコミッションは15％の伸長ありとしているが，何れにしろ高い潜在需要のあることは間違いない。

Table 5.1 Maximum Electric Power Demand throughout the Country, in Eastern and Western Districts

Year	Maximum electric power supplied (MW)		
	Eastern district	Western district	Nationwide
1970/71	171.668	53.022	224.690
1971/72	140.589	42.172	182.761
1972/73	174.395	47.179	221.574
1973/74	184.845	65.262	250.107
1974/75	198.762	67.257	266.019
1975/76	219.917	81.417	301.334
1976/77	253.995	88.303	341.998
1977/78	284.561	108.638	395.961
1978/79	331.318	105.210	436.528
Annual average growth rate for eight years	8.5%	9.0%	8.6%
Annual average growth rate for recent six years	11.2%	14.3%	12.0%

Source: Annual Report for 1977-78 issued by B.P.D.B.

Table 5.2 Preliminary Demand Forecast by Bangladesh Authorities

B.P.D.B. の予測 *					年度	プランニングコミッションの予測 **				
系統別			所管別			系統別			所管別	
東部	西部	全国	B.P.D.B.	R.E.B.		東部	西部	全国	B.P.D.B.	R.E.B.
287	111	398	—	—	1977−78					
319	129	448	426	22	1978−79	331	105	436	436	—
354	150	504	479	25	1979−80	359	127	486	477	9
395	189	584	539	45	1980−81	392	150	542	525	17
450	229	679	606	73	1981−82	438	181	619	588	31
529	291	820	682	138	1982−83	493	225	718	658	60
691	438	1,129	769	360	1983−84	564	285	849	737	112
875	607	1,482	868	614	1984−85	663	372	1,035	825	210
		1,712	953	759	1985−86	742	417	1,159		
		1,909	1,048	861	1986−87	831	467	1,298		
		2,093	1,153	940	1987−88	931	523	1,454		
		2,285	1,268	1,017	1988−89					
		2,485	1,395	1,095	1989−90					

出所 * "Second Five Year Plan" issued by B.P.D.B

** "The Second Five Year Plan 1980 − 1985" issued by Planning Comission

5－1－3　調査団の予測

調査団はより長期的な展望をすべく 2,000 年までの電力需要を予測した。予測の手法として一人当り国民所得の相関として予測値を算出する青木方式を用いた。

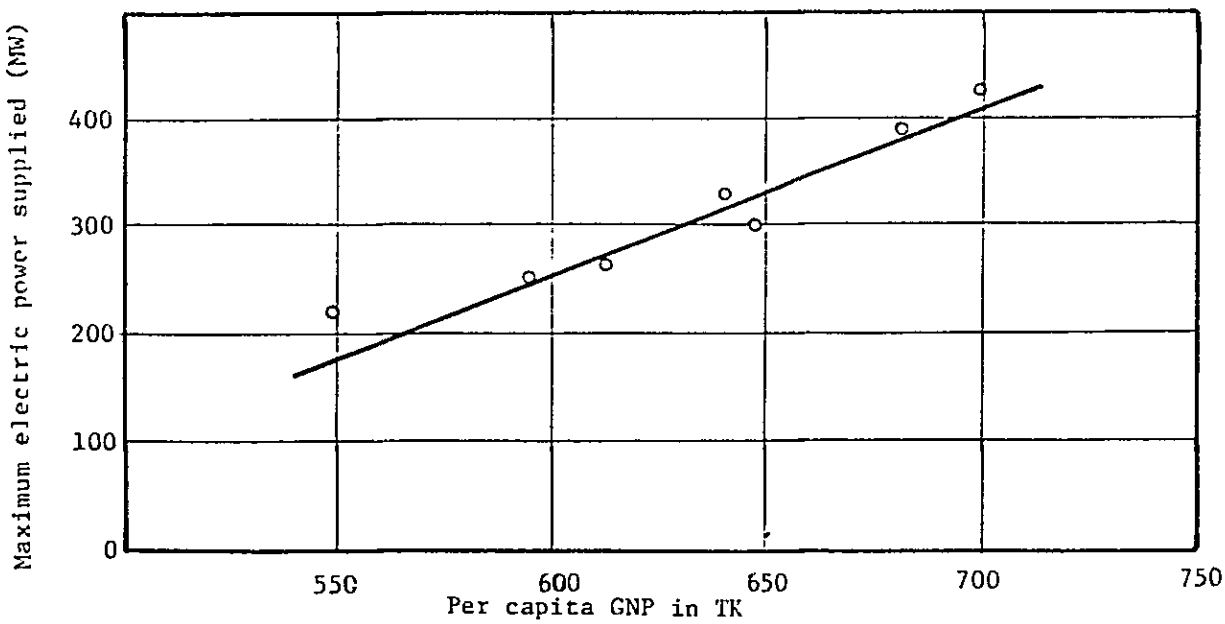
1972－73 年から 1978－79 年までの GNP, 人口, 一人当り GNP及び最大供給電力は Table 5．3 に示す通りである。

Table 5.3　Maximum Electric Power Supplied and Per Capita GNP

Years	72/73	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79
GNP (1 million TK)	44,417	49,225	51,657	54,734	56,477	61,188	64,073
Population (1 million)	74.3	76.4	78.0	79.9	81.8	83.7	85.6
Per capita GNP (TK)	598	644	662	695	690	731	748
Maximum electric power supplied (MW)	222	250	266	301	342	396	437

一人当り GNP を横軸に最大供給電力を縦軸に点を拾ってみると Fig 5.1 の通りとなり，多少の不揃いはあるが，大体直線的相関が得られる。

Fig. 5.1　Relation between per Capita GNP and Maximum Electric Power Supplied (peak demand)



よって調査団は一人当りGNPを算定して将来の最大需要電力を予測してみた。一人当りGNPはGNPの予測値をその年度の人口推定値で割って算出した。人口推定値は" Monthly Statistcal Bulletin of Bangladesh October, 1979 "よりとり，GNPは年伸長率を5.6%，6.8%，8%の三通りを使って算出した。これによって得られた最大需要電力をTable 5. 4に示す。又同表に負荷率57%で計算した需要電力量を併記した。又バングラデシュ当局と調査団両方の予測値をプロットしたものをFig. 5 2に示す。表及び図より分る通りプラニングコミッションの予測と調査団のGNP伸長率8%で算定した予測値が大体合っている。

バングラデシュ人民共和国の過去7年におけるGNPの伸長は平均65%である。過去の実績は独立間もない，やや不安定な状況のもとでなし遂げた数字である。政府は経済開発に非常な熱意を示し，経済発展のために「社会主義型経済」に大巾な手直しを加え，民間資本育成の方針を打ち出している。

政府の経済発展への意欲強く且つ外国よりの資本援助が多いという条件下でGNPが大巾に伸長した例は発展途上国に多々あり，同国のGNPの伸長を年率8%とすることは最も妥当な考え方であろう。

よって本報告書では，GNP伸長率8%をベースとして計算した値を，同国の将来の最大需要電力として採用する。

5－2 チッタゴン地区の需要予測

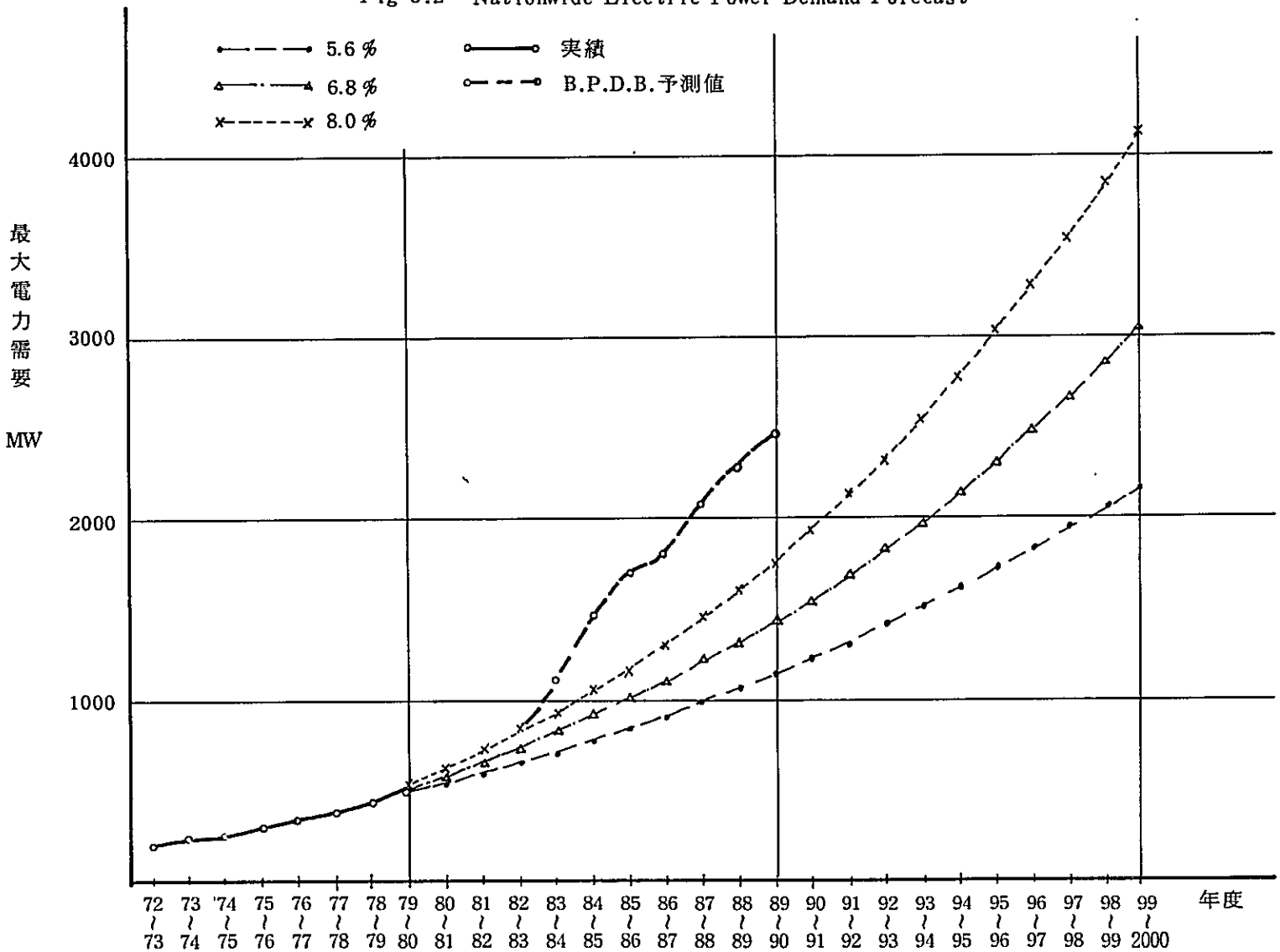
5－2－1 緒　　言

チッタゴン地区は，バングラデッシュ人民共和国唯一の丘陵地帯であり，カルナフリ河口には同国最大のチッタゴン港があり，周辺には現在，製鉄，セメント，石油精製などの工場があるが，政府は既存のものを拡張するとともに，貿易フリーゾーン，ドライドッグ，電機組立工場などを新設し，同国最大規模の工業団地たらしめんとしている。更にダッカへ通ずる国道沿いには，ジコート，テキスタイルを主とする軽工業ゾーンの形成を図っている。現在此の地区の電力需要の80%は工業用であるが，将来とも工業への比重は高いものと考えられ，充分な電力の供給は同国経済発展に大きく寄与する。その外にカルナフリ河支流ハルダ河を利用しての13,000ヘクタールにおよぶ世銀援助の灌漑計画もあり，こゝでも電力は大

Table 5.4 Nationwide Electric Power Demand Forecast

年	人口	GNP 10⁹TK			一人当りGNP TK			最大電力需要 MW			需要電力量 GWh		
	10⁶人	5.6%	6.8%	8.0%	5.6%	6.8%	8.0%	5.6%	6.8%	8.0%	5.6%	6.8%	8.0%
79 − 80	88.6	67.7	68.4	69.2	764	772	781	491	507	526	2450	2534	2628
80 − 81	90.6	71.5	73.1	74.7	789	807	825	543	581	619	2712	2901	3089
81 − 82	92.6	75.5	78.1	80.7	815	843	871	598	656	715	2984	3278	3571
82 − 83	94.6	79.7	83.4	87.2	842	882	922	654	738	822	3267	3687	4106
83 − 84	96.7	84.1	89.0	94.1	870	920	973	713	818	929	3561	4085	4640
84 − 85	98.1	88.9	95.1	101.7	906	969	1037	789	921	1064	3938	4598	5311
85 − 86	100.6	93.8	101.5	109.8	932	1009	1091	843	1005	1177	4211	5018	5877
86 − 87	102.6	99.1	108 5	118.6	966	1058	1156	914	1107	1313	4366	5526	6558
87 − 88	104.5	104.6	115.8	128.1	1001	1108	1226	988	1213	1460	4933	6057	7290
88 − 89	106 5	110.5	123.7	138.3	1038	1162	1299	1065	1325	1613	5317	6616	8053
89 − 90	108.5	116.7	132.1	149.4	1076	1218	1377	1145	1443	1777	5715	7203	8874
90 − 91	110.5	123 2	141.1	161.3	1115	1277	1460	1227	1567	1951	6129	7826	9742
91 − 92	112.4	130.1	150.7	174.2	1157	1341	1550	1317	1701	2140	6574	8495	10686
92 − 93	114.4	137.4	160.9	188.2	1201	1406	1645	1408	1839	2340	7030	9183	11684
93 − 94	116.4	145.1	171.9	203.3	1247	1477	1747	1504	1987	2553	7507	9921	12748
94 − 95	118.3	153.2	183.6	219.5	1295	1552	1855	1605	2145	2782	8015	10709	13889
95 − 96	120.2	161.8	196.1	237.1	1346	1631	1973	1712	2311	3027	8551	11541	15116
96 − 97	122.0	170.9	209.4	256.0	1401	1716	2098	1827	2490	3291	9124	12432	16435
97 − 98	124.0	180.4	223.6	276 5	1455	1803	2230	1941	2672	3567	9690	13342	17813
98 − 99	126.0	190.5	238.8	298.6	1512	1895	2370	2060	2865	3861	10288	14306	19280
99 −2000	128 0	201.2	255.1	322.5	1572	1993	2520	2186	3070	4175	10917	15330	20849

Fig 5.2 Nationwide Electric Power Demand Forecast



きな役割りを果す。

B.P.D.B.は"Greater Chittagong Distribution Project"を樹立し，市周辺に送電線ループをつくり，域内の配電網を整備拡張してゆく計画を着々と実行に移している。

5－2－2　工業用および大口負荷

チッタゴン地区の電力量の80%は工業用であり，需用予測の作業に当っては，工業用負荷が大きな影響力を持つので，これを中心に調査してみた。B.P.D.Bは，Greater Chittagong Distribution Projectに関連して大口工場に対して2,000年までの電力需要についてのアンケート調査を行ったが，その結果を要約したものをTable 5.5に示す。工業用以外の大口需要は，商業用，政府施設用があり，工業用と合わせての77／78年の末端使用量は，186GWhとなっているのに対し，78／79年は232GWhとなっており，24 %弱の伸長を示している。しかし，過去2ケ年の伸長が平均21%弱の伸長をしているので，調査団はTable 5.6の通りの年間伸長を設定した。B.P.D.B.のアンケート調査とは経年的にそごが大きくなってゆくが，これには未回答のものもあろうし，新現参入企業もあることであろうから，総合的には此の年間成長率を採用する。

5－2－3　農業用負荷

ハルダ河利用の灌漑計画においては，15～20 kWポンプ450台設置の予定であり，82／83年より需要がはじまるものとみて，Table 5.6の通りの予測をした。

5－2－4　小口需要

小口需要には一般家庭用，小口の商工業，街路灯の需要があるが，顕著な発展をしつつある当地区では，78／79年は前年に比し，17% の伸長を示している。それ以前は平均20%の伸長を示しているが，調査団はB.P.D.B.と検討した結果，Table 5.6の通りの伸長率を設定した。非常に高い成長率であるが，躍進途上にあるチッタゴン地区としては妥当な数字である。

又，地方の電化は国の大きな政策であり，此の地区も未電化地域が大半であり，Table 5.2のB.P.D.B作成の全国的目標に対し，タナ数で比例させるとTable 5.6の通りとなる。尚，1990年以降は地方でも4%ずつ需要伸長すると設定した。(註)

Table 5.5 Maximum Power Demand for Bulk Industrial Consumers in Chittagong Area

(Unit: KVA)

Industries	1979	1980	1985	1990	2000
Jute	8,300	8,400	8,500	8,700	12,400
Textile	15,250	15,295	15,470	15,470	15,520
Chemical	9,645	10,125	10,775	10,995	11,475
Steel	22,740	24,710	47,200	48,300	53,900
Cement	3,125	3,125	3,125	3,125	3,125
Machinery and Shipbuilding	2,150	5,750	16,500	21,000	23,200
Public Service	3,200	3,900	5,500	32,000	94,000
Other Industries	23,316	45,389	26,490	27,776	24,678
Total	87,726	95,669	133,560	164,241	238,248

Table 5.6 Electric Power Demand Forecast in Chittagong Area

Years	Small consumers		R E B		Irrigation		Bulk consumers		Total		
	Ratio to previous year	Electric energy (GWh)	Electric power (MW)	Electric energy (GWh)	Electric power (MW)	Electric energy (GWh)	Ratio to previous year	Electric energy (GWh)	Ratio to previous year	Maximum demand (MW)	Electric energy (GWh)
1977-78		49						186		60	313
1978-79	1.17	57					1.24	232	1.21	72	378
1979-80	1.20	68					1.20	278	1.10	85	447
1980-81	1.20	82	1.5	4			1.19	331	1.20	101	538
1981-82	1.20	98	3.2	8			1.18	391	1.17	118	632
1982-83	1.17	115	10.2	26	8	42	1.17	457	1.29	152	813
1983-84	1.17	135	26 6	68	8	42	1.16	531	1.21	183	980
1984-85	1.17	157	45.4	131	9	47	1.15	610	1.20	221	1,180
1985-86	1.17	184	56.3	163	9	47	1.14	696	1.14	247	1,342
1986-87	1.17	216	63.8	184	10	47	1.13	786	1.08	268	1,453
1987-88	1.14	246	69.6	201	10	53	1.12	880	1.12	299	1,625
1988-89	1.14	280	75.4	218	10	53	1.11	977	1.11	331	1,799
1989-90	1.14	319	81.1	234	10	53	1.10	1,075	1.10	364	1,979
1990-91	1.14	364	84.3	244	10	53	1.09	1,172	1.09	391	2,158
1991-92	1.14	415	87.8	254	10	53	1.09	1,277	1.09	426	2,353
1992-93	1.14	473	91.2	264	10	53	1.09	1,392	1.09	466	2,570
1993-94	1.14	539	94.9	274	10	53	1.09	1,517	1.09	509	2,807
1994-95	1.14	615	98.7	285	10	53	1.09	1,654	1.09	557	3,072
1995-96	1.14	701	102.6	297	10	53	1.09	1,803	1.10	610	3,364
1996-97	1.14	799	106.7	308	10	53	1.09	1,965	1.10	668	3,686
1997-98	1.14	911	111.0	321	10	53	1.09	2,142	1.10	733	4,045
1998-99	1.14	1,038	115.4	334	10	53	1.09	2,335	1.10	805	4,441
1999-2000	1.14	1,184	120.0	347	10	53	1.09	2,545	1.10	884	4,881

5－2－5 総　　合

5-2-2～5-2-4を総合すれば，Table 5.6の通りとなり，5－1節で述べた全国的需要伸長に比較して，この地区の伸長は上昇率が高いが，同国唯一の工業地帯であること，最大の港を持っていることなどを勘案すれば妥当な数字である。

(註) 政府は，地方電化強化のため，B.P.D.B.とは別にRural Electrification Board（以後，R.E.B.とする）を設けている。

5－3 需給対策

チッタゴン地区の電力需要に対する供給対策としては，種々の方法が考えられるが，当面は後記の第9章経済評価においても述べているように，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。

増設分を含めたカプタイ水力発電所の容量230 MWを送電するのに，既設の132 kV，2回線送電線は200 MWの容量しかなく，又，電力供給信頼度の点から，既設ルートとは，別のルートにて，132 kV 2回線の送電線を新設することが必要である。

第６章　水力発電所運用

東京都港区麻布 第8号

第6章　水力発電所運用

6−1　プロジェクト地点における電力事情

当プロジェクトの電力消費対象となるチッタゴン地区は，前章で述べたように，電力整備拡張事業を実施しているが，現実にはピーク時の電力供給不足のためB.P.D.B.は負荷制限を行なっている。

B.P.D.B.発行の資料・調査団作成の全国需要予測等を検討した結果，チッタゴン地区の電力需要予測値が得られた（Fig.6.1参照）。現実には，電力供給力不足のため，電力需要値は抑えられているが，電力需給状態は必迫しており，1985年には，当プロジェクトを完成させる必要がある。

6−2　水力発電所運用について

特に，チッタゴン地区の日負荷特性について，初期（建設当初1985年頃），中期（1994年頃），後期（2000年頃）と大別し，各々の時期における運用についてみてみると，初期は24時間運転（換言すればベース負荷運転）をすることが経済的に有利であり，特に雨季には同地域の電力需要の大部分を供給できる。

中期になると，24時間負荷運転の性格を少し弱め，部分的にピーク運転的な性格を導入した運転方法が経済的である。

後期においては，中期に比較し，更にピーク運転の性格を強めた運転方法が経済的であり，負荷追随性を考慮すると，水力の方が火力より有利である。

尚，日負荷特性については，Fig.6.2に示すとおりである。

6−3　送電方法

カプタイ水力発電所によって発電された電力を，チッタゴン地区へ送る手段として，既設送電線による方法が考えられるが，第7章で後述するとおり，全く別のルートで132KV 2回線送電線を，カプタイ水力発電所よりパラウリア変電所まで建設し，電力供給信頼度を向上させることにする。

Fig. 6. 1 Maximum Demand and Available Power Capacity in Chittagong Area

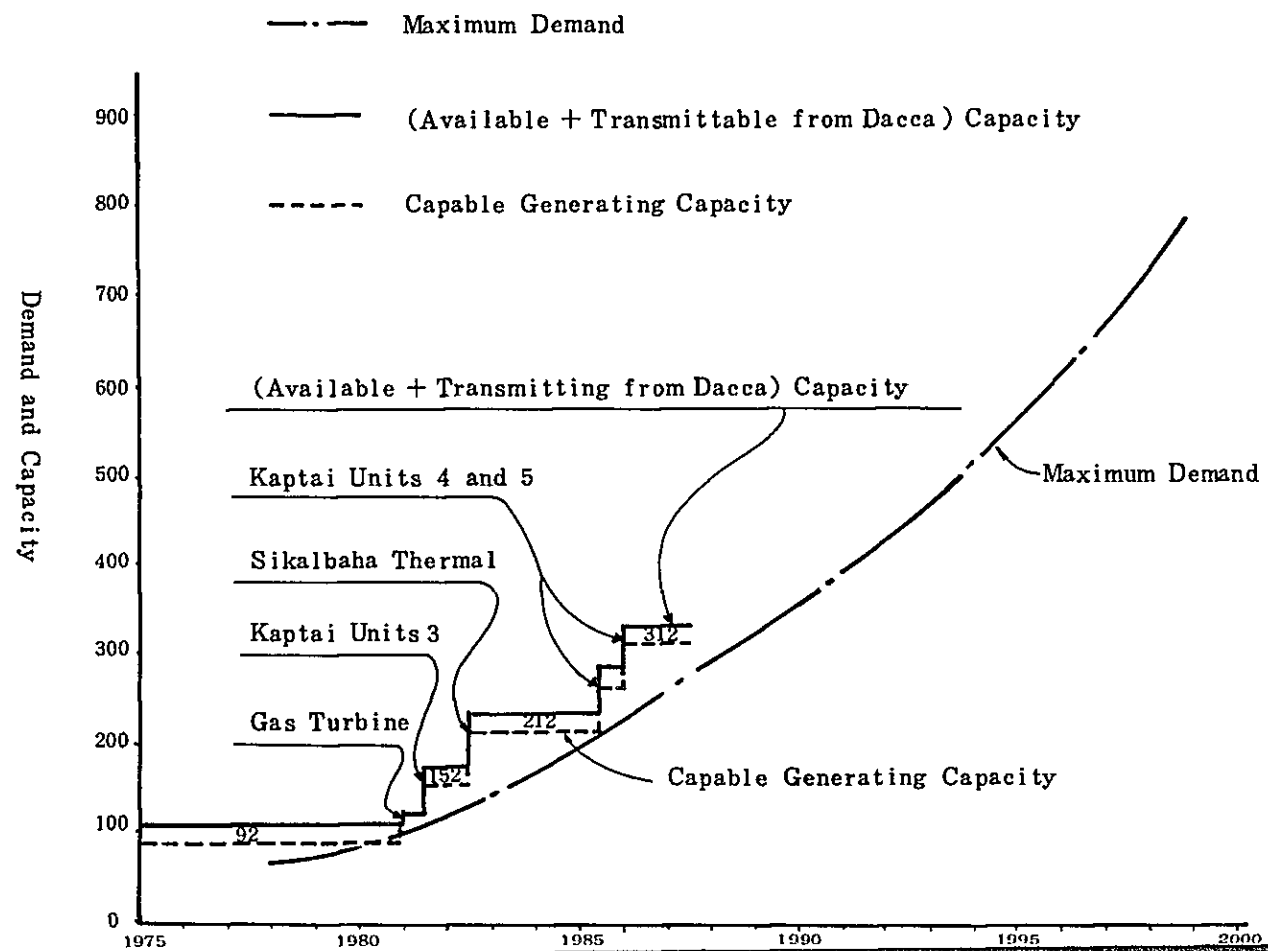
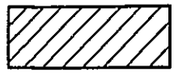
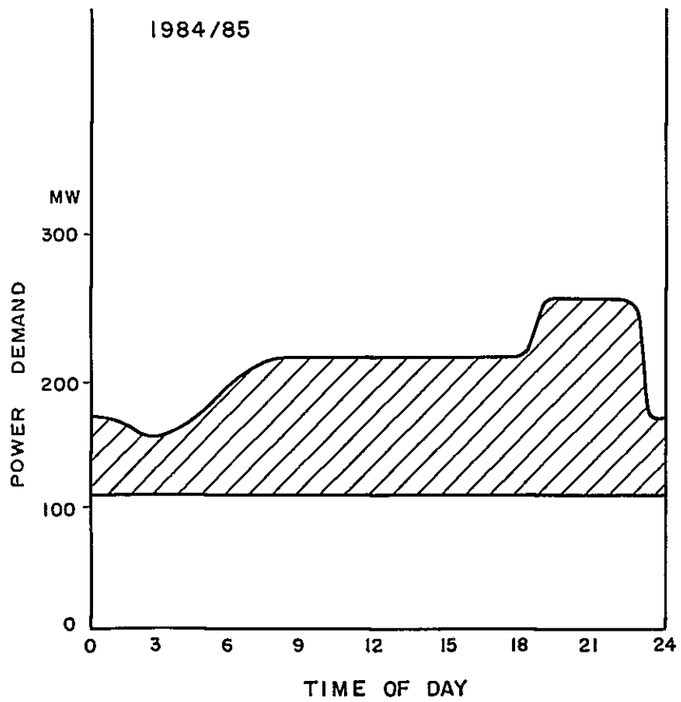


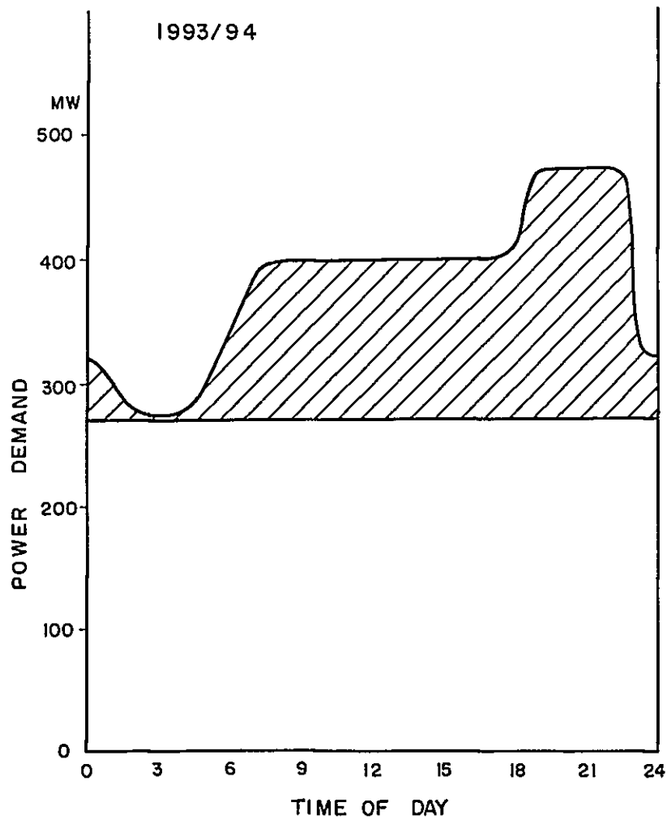
Fig. 6-2 DAILY LOAD CURVE IN CHITTAGONG AREA

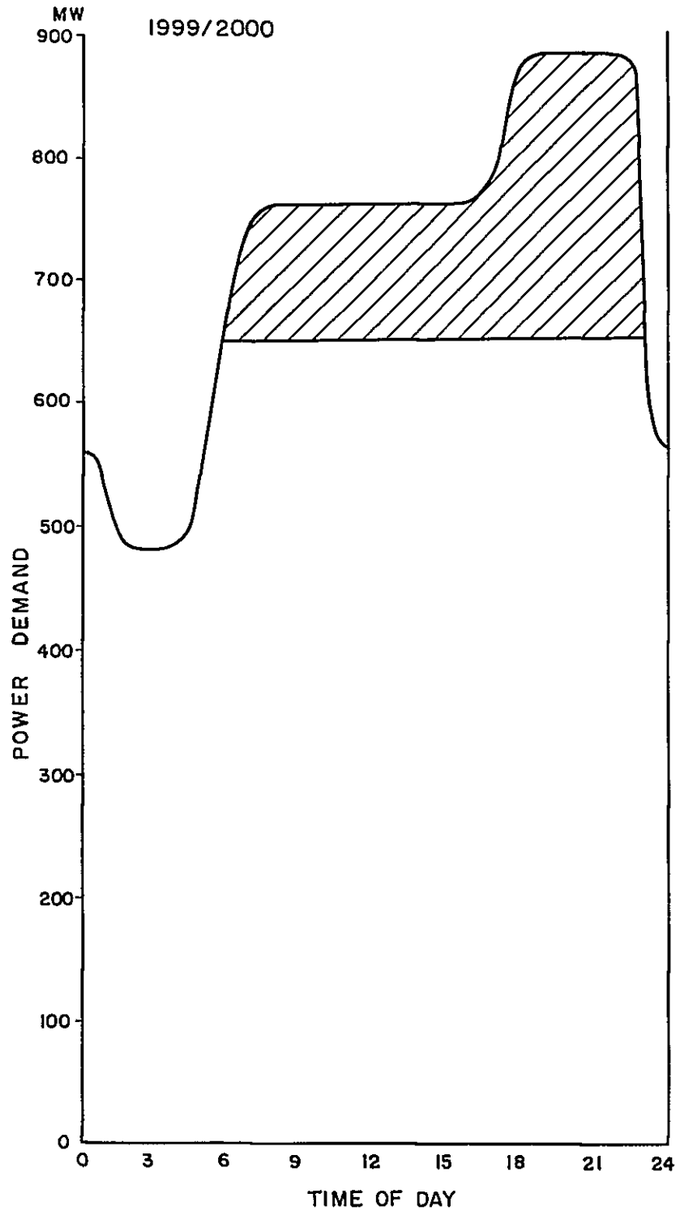


THE AREA HATCHED PART SHOULD BE THE PART WHICH KAPTAI H.P.S HAS THE RESPONSIBILITY ON MEAN VALUE

THE AREA UNHATCHED PART SHOULD BE THE PART WHICH OTHER POWER STATION HAS THE RESPONSIBILITY ON MEAN VALUE







6－4　発電所運用計画

カプタイ水力発電所の増設は，前項までに述べたとおり，急増するテッタゴン地区の電力の需要に対応する手段として重要なもので，カプタイ貯水池の運用も含め，この水力発電所を合理的，かつ，有効に運用できる計画を立案する事は，この計画調査の中にあっても，重要な課題の一つといえる。

この発電所運用計画の検討は，大別して貯水池容量，貯水池の運用，および，発生電力量について行なった。

6－4－1　貯水池の容量

カプタイ貯水池水位～面積～容量曲線は Fig. 6. 3 に示すとおり，1968年に設定されている。

今回の調査で，この貯水池容量を，下記の方法で検討した。

(1)　LANDSAT写真の貯水面積

Fig. 6.3 に示すようにLANDSAT写真による貯水池面積の値は，1968年mapによる面積よりやゝ大きい値を示している。

(2)　発電所の運転記録

発電所の運転記録から晴天の日々を選び，データ数の比較的多い EL. 100 Feet と EL. 109 Feet について，貯水面積の計算を行なった。

Table 6.1 にその計算結果を示す。

この結果，運転記録から求めた貯水池面積の方が1968年 map によるものよりやや大きい値を示し，LANDSAT写真によるものとほゞ等しい値を示している。

(3)　貯水池の堆泥

カプタイ貯水池の有効容量は，前述のとおり，1968年以来殆んど変化していない。

これは，現状では貯水池の有効容量，すなわち，貯水池の L.W. L. 以上には，堆泥の影響のない事を証明している。

L.W.L.以下では，堆泥の状況がどうであるかは，深浅測量の結果がない限りこれを断定する事はできないが，一般的にいえる事は，カプタイ貯水池の有効容量は，次の理由により将来とも相当の期間十分確保できるものと考えられる。

(a)　カルナフリ河の勾配は，1/10,000 程度で，非常にゆるく，したがって流速も非常に小さく，河底，河岸などに対する洗掘が発生しにくい。

(b) 流域の大部分は，ゆるやかで，高い山岳もなく，よく繁茂した密林におゝわれていて安定した地表を形成している。

すなわち，この地域は，典型的なモンスーン地帯のため，長い年月の間に，この厳しい天候に自然に抵抗しうる体質に変化し，今日の状態となっており，当面，発電に対する堆泥の影響はないものと考えて良い。

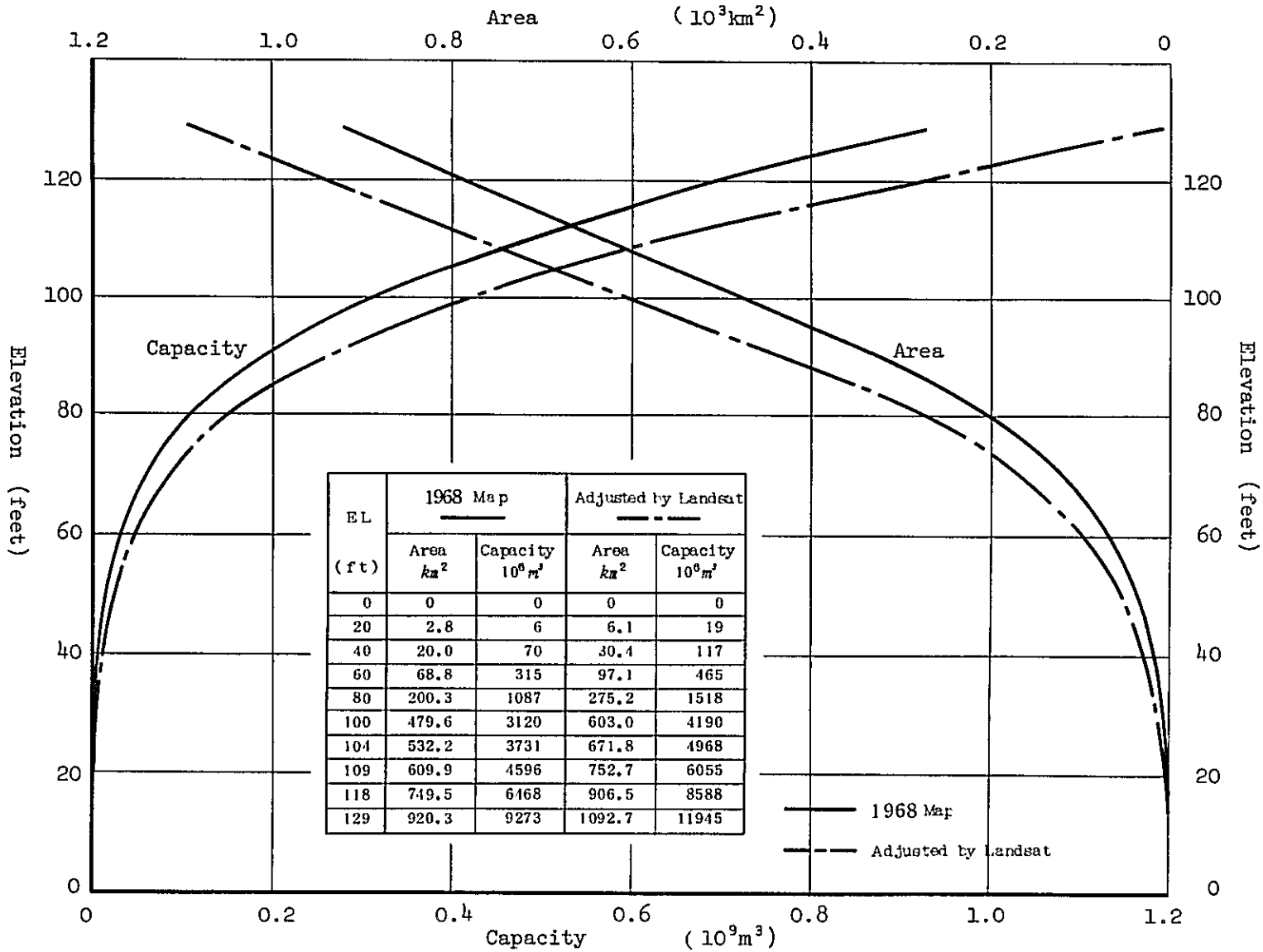
しかしながら，この発電所の運用計画の貯水池容量は，安全を考慮し，前記(1)・(2)のいずれよりも小さい値を示す1968年mapの値を採用する事とした。

Table 6.1 Camparison of Water Surface Area

(Unit : km²)

Data sources \ Elevation (EL.feet)	80	100	104	109
1968 map	200.3	479.6	532.2	609.9
LANDSAT	275.3	6030	671.8	752.7
Operation records	—	605.5	—	737.6

Fig. 6.3 Area and Capacity Curve of Kaptai Reservoir



EL (ft)	1968 Map Area km^2	1968 Map Capacity $10^6 m^3$	Adjusted by Landsat Area km^2	Adjusted by Landsat Capacity $10^6 m^3$
0	0	0	0	0
20	2.8	6	6.1	19
40	20.0	70	30.4	117
60	68.8	315	97.1	465
80	200.3	1087	275.2	1518
100	479.6	3120	603.0	4190
104	532.2	3731	671.8	4968
109	609.9	4596	752.7	6055
118	749.5	6468	906.5	8588
129	920.3	9273	1092.7	11945

6－4－2 貯水池の運用

この貯水池は，1970年に設定され，1978年に改定されたルールカーブに従って運用されて来た。

このルールカーブは，1号機と2号機の2台の運用のためにのみ設定されたものである。

したがって，貯水池より放流する場合の有効放流量（発電所の主機を通る流量）は，わずか350 m^3/secである。

増設計画の今回の検討結果として，有効放流量は，現在の流量の約3倍に相当する1,017 m^3/secに増加し得る事が明らかとなった。

したがって，新らしいルールカーブを設定する事が，当然の事として必要となった。

今回，この新らしいルールカーブは，より効率化をはかるため，変化する河川流量に応じて巾広い運用ができるように策定した。

また，ダムの保安，湖水利用の観点から貯水池の操作規程を制定した。

ダムからの放流は，実績から，無害放流量を1,704 m^3/sec（60×10^3 $c \cdot f/sec$），無補償放流量を5,680 m^3/sec（200×10^3 $c \cdot f/sec$）とする事とした。

(1) 貯水池操作規程

カブタイ貯水池の運用にあたっては，下記の規程にしたがって操作を行なう。

(a) 貯水池の水位規制

貯水池には，下記の規制水位を設ける。

① 貯水池下限水位

下限水位は，EL. 85 Feet とする。

② 貯水池上限水位

②－1　10月～5月の期間（乾季）

この期間の上限水位は，下記のとおり定める。

Month	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May
Restrict Water Level (Feet)	116	118	118	118	118	118	118	118

②－2　6月～9月の期間（雨期）

この期間の上限水位は，EL. 113 Feet とする。

b) 放 流 量

下流への放流を下記の規程にもとづいて行なう。

① 貯水池水位が，上限水位に達した場合

原則として河川流量に相当した流量の放流を，発電所放流，および，洪水吐放流によって行なう。

② 貯水池の水位が，上限水位に達していない場合

②－1　10月～5月の期間（乾季）

この期間，水位が上限に達していない場合には，とくに放流規制は行なわない。

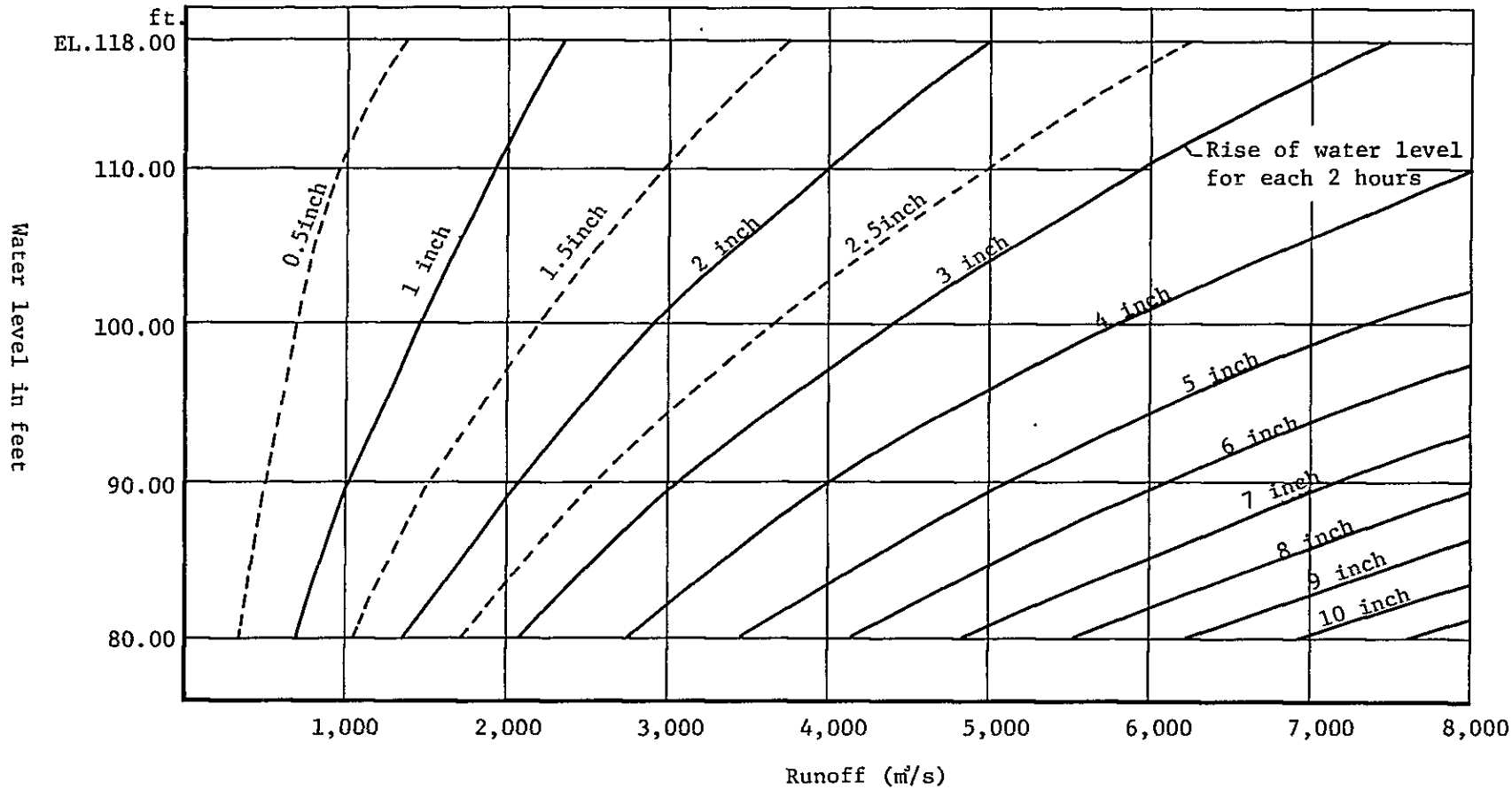
②－2　6月～9月の期間（雨季）

河川流量が 1,017 m^3/sec（水車5台分に相当する使用水量）以上の場合には，上限水位までは，少くとも 1,017 m^3/secの放流を行なう。（河川流量の判定は Fig. 6.4 による。）

この場合，必要に応じ洪水吐を使用する。

ただし，ルールカーブに示された水位より貯水池水位が下の場合は，とくに発電放流以外の放流を行なう必要はない。

Fig. 6.4 Rise of Water Level - Runoff Curve



(2) 貯水池操作規程の解説

この貯水池操作規程は，ダムの保安・漁業保護のため設定されたものである。

(a) 操作規程の策定資料および最大洪水量の算定

① 使用した水文気象資料

この操作規定の策定の基礎資料として使用した水文気象資料は，(i) I.E.C.O. Design Report の 1936年～ 1953年の18年間の資料，(ii) O.T.C.A. の F／S Report の 1954年～ 1966年の 13 年間の資料，(iii)最近の実績の 1967年～ 1979年の 13 年間の資料である。

② 最大洪水量

カプタイダムの洪水吐容量は，16,000 m^3/sec (563,400 $c \cdot f/sec$) である。

上記水文資料を用いて，確率計算を行なうと 16,000 m^3/sec は，200 年確率洪水量に相当する。(Fig. 6.5 参照)

こゝで用いた確率計算の手法は，日本で広く用いられている岩井法を採用した。

岩井法※とは，Fig. 6.5 のように両対数方眼紙を用い，横軸に確率変数 (洪水量)，縦軸に再現期間 (年) をとり，確率計算を行なう方法である。

(※ 岩井重久・石黒政儀：応用水文統計学 pp 73～83，森北出版)

洪水吐容量がこのように 200 年確立洪水に相当するため，この貯水池操作規程では，年最大・月別日最大・月別平均の洪水量も 200 年確率を基準として行なった。

その数値は，Table 6.2 に示すとおりである。

Table 6.2 Monthly Probable Flood (Return period 200 years)

(Unit : m^3/S)

Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Maximum	523	534	306	2,943	4,362	15,992*	15,992*	13,321	7,365	6,163	5,225	4,286
Mean	240	175	300	469	1,347	4,608	4,480	3,041	2,417	1,791	804	352

(Note) * is annual flood (return period 200 years)

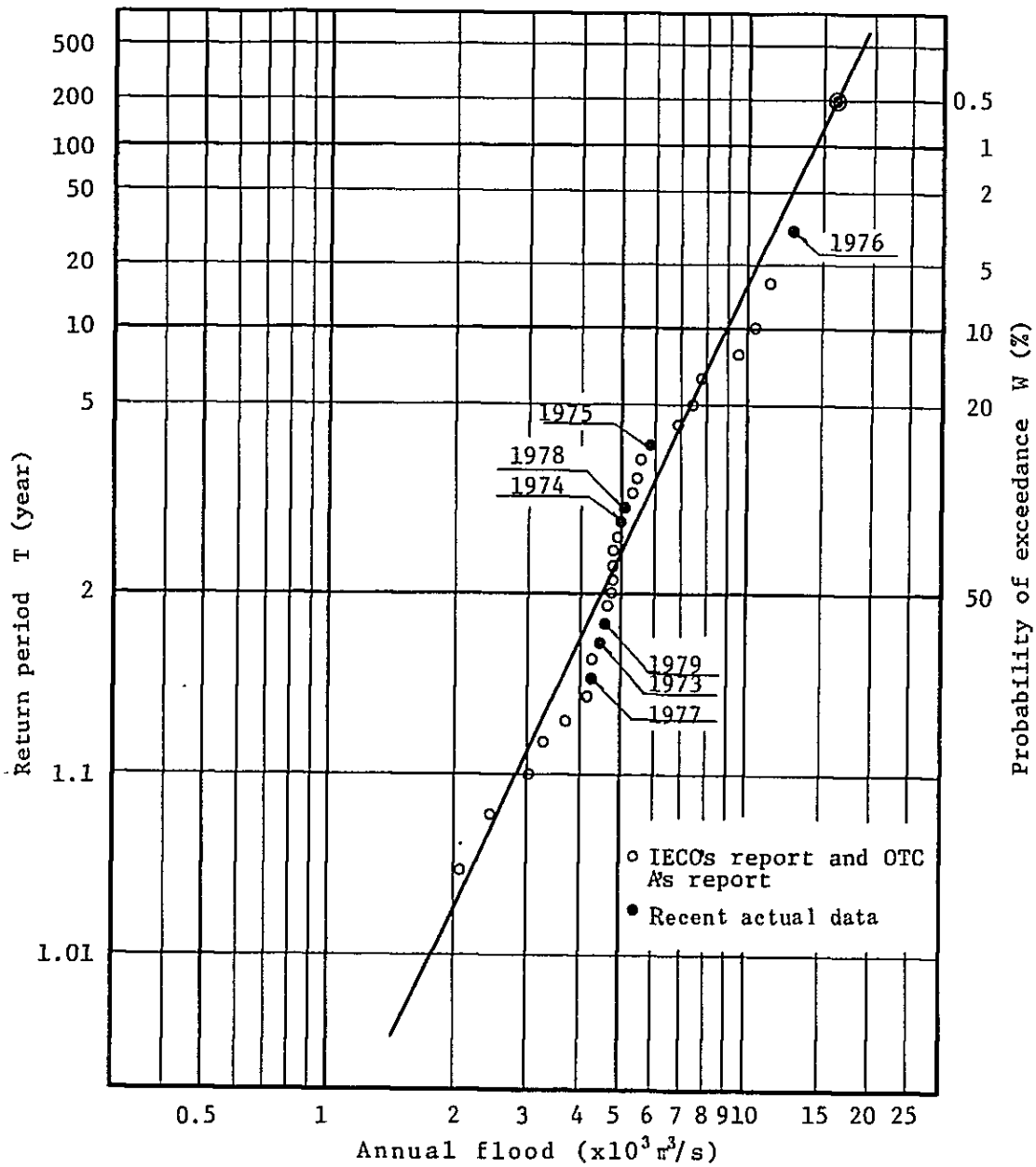
・無害放流量 = 1,704 m^3/sec (60 × 10^3 $c \cdot f/sec$)

・無補償放流量 = 5,680 m^3/sec (200 × 10^3 $c \cdot f/sec$)

こゝで，カブタイ地点の100年確率洪水量は，14,280 m^3/sec である。

また，この場合，洪水量と雨量は密接な関係にあり，100年確率降雨量，ならびに200年確率降雨量は，それぞれ26インチ/日，31インチ/日である。

Fig. 6.5 Flood Frequency Curve



Probability exceedance is calculated according to the following formula;

$W = \frac{n}{N+1} \times 100$ (%) [n; order in size; N: number of probable variables (yearly maximum runoff)] Here, probable variable is yearly maximum runoff, one variable per year.

Therefore, occurrence period (T) is;

$T = \frac{100}{W}$ (year)

(b) 貯水池の水位規制の解説

①について

カプタイ貯水池では，湖水を利用して漁業ならびに舟筏運行が行なわれており，貯水池運用上，貯水位を極度に低下するとこれらの湖水利用に支障を与える事となるので，その保護のため下限の水位を規制した。

②－1について

Table 6.2 に示すように 1～3 月は，200 年確率日最大洪水量が無害放流量以下であり，4 月，5 月，11月，12月の 4 ケ月の場合は，無害放流量をこえるが無補償放流量以下である。

ただし，10月では 200 年確率日最大洪水量は，無補償放流量をこえるので，この分を貯留させる事とした。

すなわち，10月の最も危険な状態としては，下記のとおり 200 年確率日最大洪水量 6,163 m^3/sec が 9 日間続いた場合である。

$$\frac{(Q_F 200\ \text{mean M}) \times 30\text{日}}{(Q_F 200\ \text{max D})} = \frac{1{,}791 \times 30}{6{,}163} \fallingdotseq 9\text{日}$$

したがって，この月の貯留すべき水量は，

$$[(Q_F 200\ \text{max day}) - Q_I] \times 9\text{日} \times 24\ \text{hr} \times 3{,}600\text{sec} =$$

$$(6{,}163 - 5{,}680) \times 9 \times 24 \times 3600 \fallingdotseq 379 \times 10^6\ m^3$$

こゝに，

Q_F 200 mean M ： 200 年確率月平均洪水量

Q_F 200 max D ： 200 年確率日最大洪水量

Q_I ： 無補償放流量

Fig. 6.3 より，$379 \times 10^6 m^3$ は，HWL. 118－1.7 Feet の貯留量に相当する。

故に，10月では EL. 116 Feet を上限水位とすれば，200 年確率洪水が来ても無補償放流のみで HWL. 118 を維持する事ができる。

②－2について

雨季における 200 年確率洪水量は，Table 6.2 に示すように Q_F 200 max D$<Q_I$ であり，6 月～9 月の間は，無補償放流量の放流で対応する事は不可能である。

したがって，200 年確率日最大洪水量（16,000 m^3/sec）が来た場合，洪水

吐ゲートから放流することとなるので，この洪水吐ゲート全開までに十分な余裕をもった操作時間が必要である。

これらから，上限水位はO.T.CA案と同様，EL. 113 Feetとし，余裕水深として5 Feetをもたせた。

この5 Feetの余裕水深の貯水容量は，約11×10^8 m^3で，200年確率洪水（16,000 m^3/sec）の約19時間分に相当するもので，洪水吐ゲートの操作上からみても十分安全なものである。

(c) 放流量の解説

①について

貯水位が上限水位に達している場合は，原則として河川流量は貯留せずに全量を下流へ放流するもので，ダムの保安上，出水に対する措置として設定した。

②－1について

Table 6.2に示すように乾季の河川流量は，雨季に比べ非常に少なく，貯水池の操作上とくに放流の規制の必要はない。

②－2について

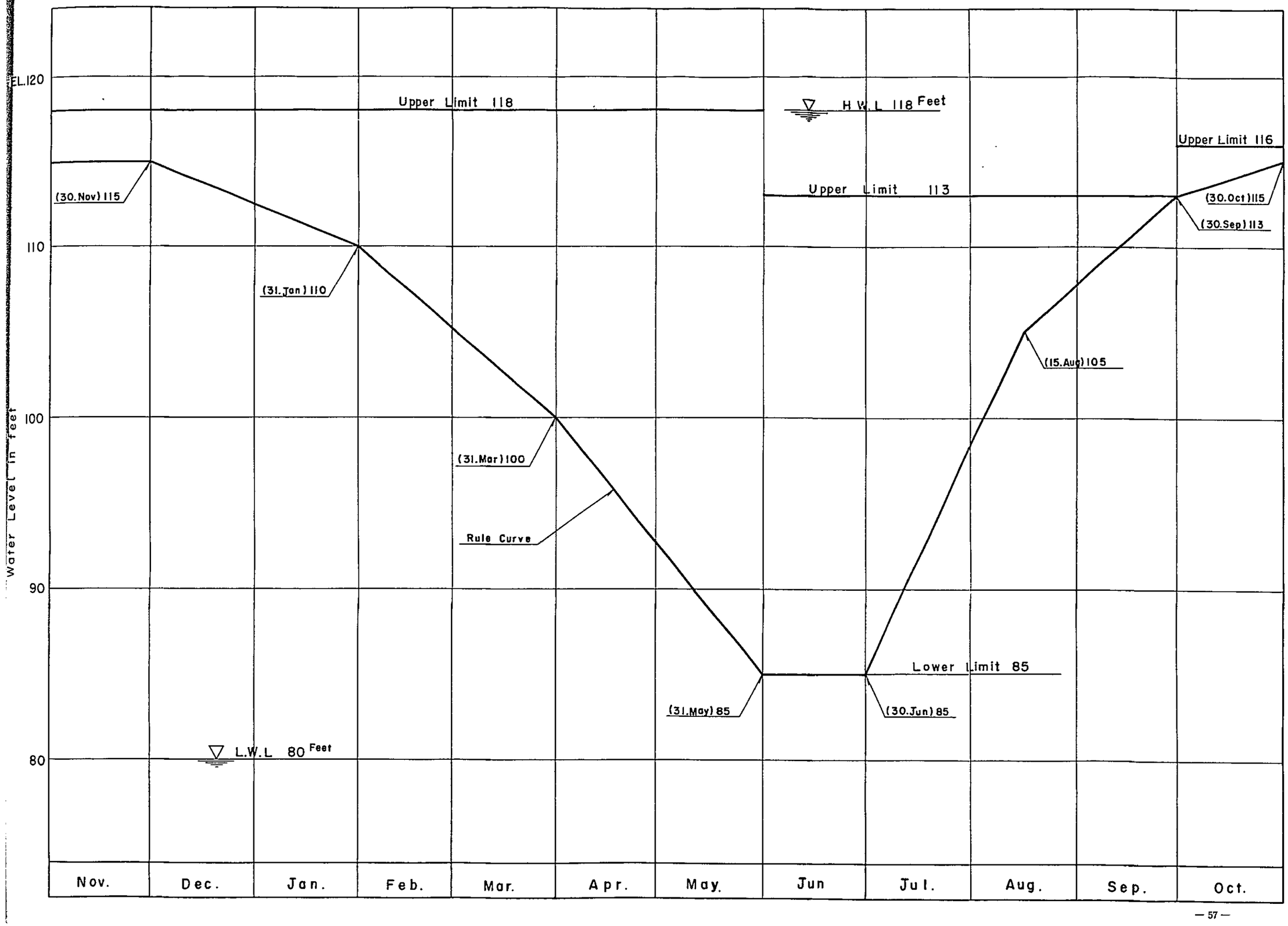
雨季における河川流量は，発電所最大使用水量（1,017 m^3/sec）以上の場合も多い。したがって，このような出水期に万一発電所が停止した場合，本来発電所放流により処理されるべき流入量が貯水される事となる。

したがって，ダム保安上，万一発電所が停止し，その時の水位がルールカーブによる貯水位以上で，かつ，河川流量が1,017 m^3/sec以上のときは洪水吐を利用し，少くとも1,017 m^3/secは，放流する事とした。(Fig. 6.4参照)

貯水池水位をルールカーブ以下に下げる事は，その後の貯水池の運用に種々支障を来たす事もあるのでなるべく避けなければならない。

水位がルールカーブ以下の場合は，止むを得ざる発電放流以外には，放流を行なわない事が望ましい。

Fig.6.6 RULE CURVE



(3) 新ルールカーブ貯水池運用の検証

(a) 水文資料

検討に用いた水文資料は，日別データのそろっている，Table 6.3に示す1973年～1979年のものである。

Table 6.3 List of Years Presenting Patterns

Year	Basic patterns		Total amount of rainfall
1973	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	2,840 mm
1974	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パターン	2,657 mm
1975	平水年型	河川流量が7月にやや多い他は，8月～10月の間がフラットなパターン	2,589 mm
1976	豊水年型	河川流量が6月，7月に極端に集中するパターン	3,593 mm
1977	平水年型	4月，5月に河川流量が比較的多い先行型ともいえるパターン	2,631 mm
1978	平水年型	5月～10月の間，比較的平均的な河川流量をもつパターン	2,748 mm
1979	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	2,246 mm

(b) 河川流量

河川流量は，最近7年間の実績による日流量を用いた。Table 6.4は，この7年間の実績の月平均流量を示す。

Table 6.4 Monthly Mean Runoff

(Unit : m^3/s)

	Jan.	Fed.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average	Ratio of 1976 'S Value
1973	84	89	112	106	473	1,248	1,299	1,452	574	577	1,032	264	609	0 69
1974	163	197	198	268	380	1,598	1,874	1,155	1,358	754	249	163	696	0.79
1975	204	149	137	162	243	642	2,153	955	1,029	970	494	168	609	0.69
1976	122	183	120	224	394	3,434	3,027	1,425	813	375	265	152	878	1.00
1977	121	171	46	530	727	1,073	1,071	1,180	799	240	142	51	513	0.58
1978	82	74	71	61	570	1,927	1,137	933	1,414	878	1,202	131	707	0 81
1979	114	107	117	101	123	313	1,655	1,116	1,082	219	141	114	434	0 49
Average	127	139	114	207	416	1,462	1,745	1,174	1,010	573	504	149	635	

なお，この地点の降雨資料を用い，貯留関数法にて算出した河川流量は，実績とよく符合した。（別添資料２　参照）

Fig. 5 7 Monthly Rainfall

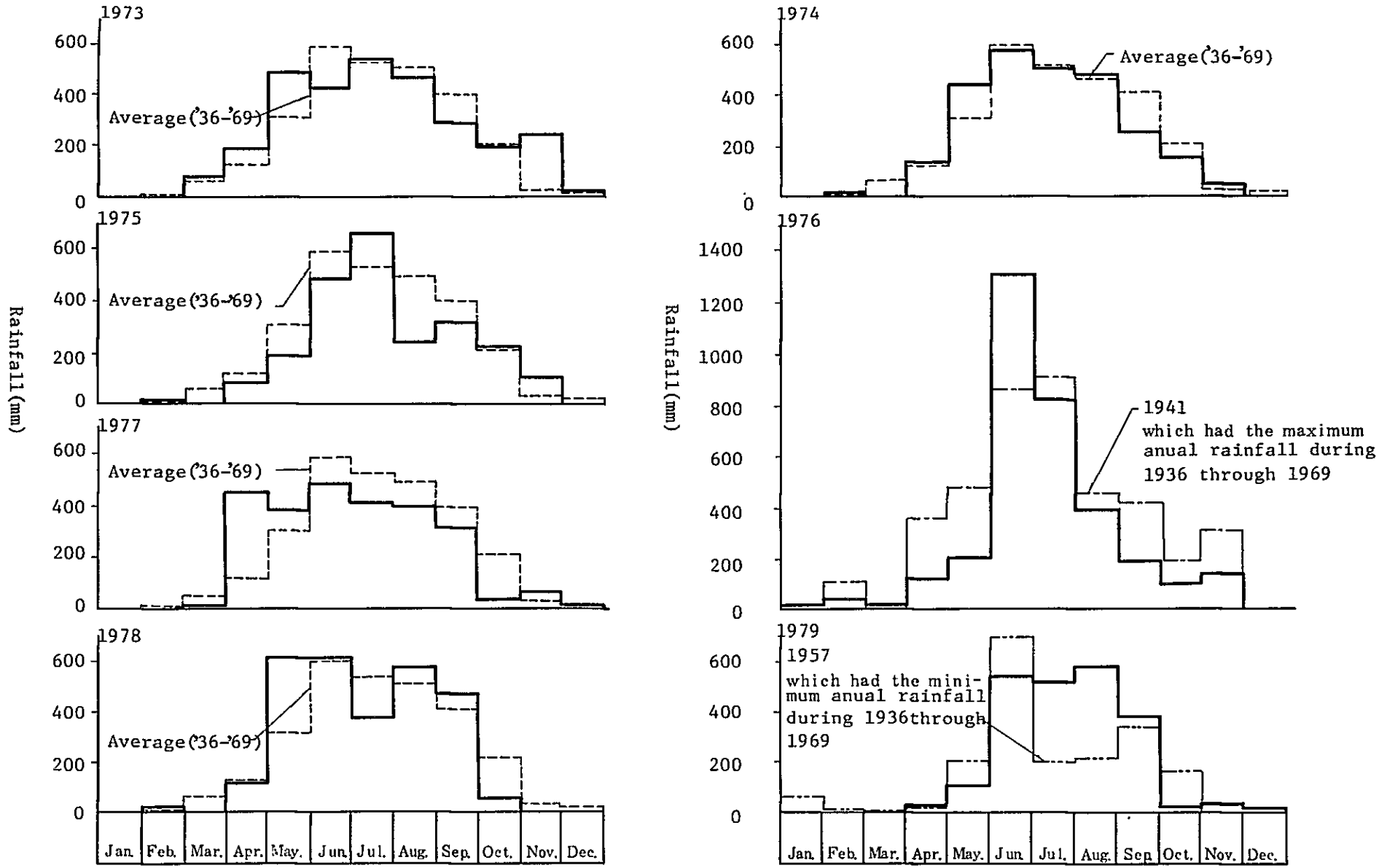
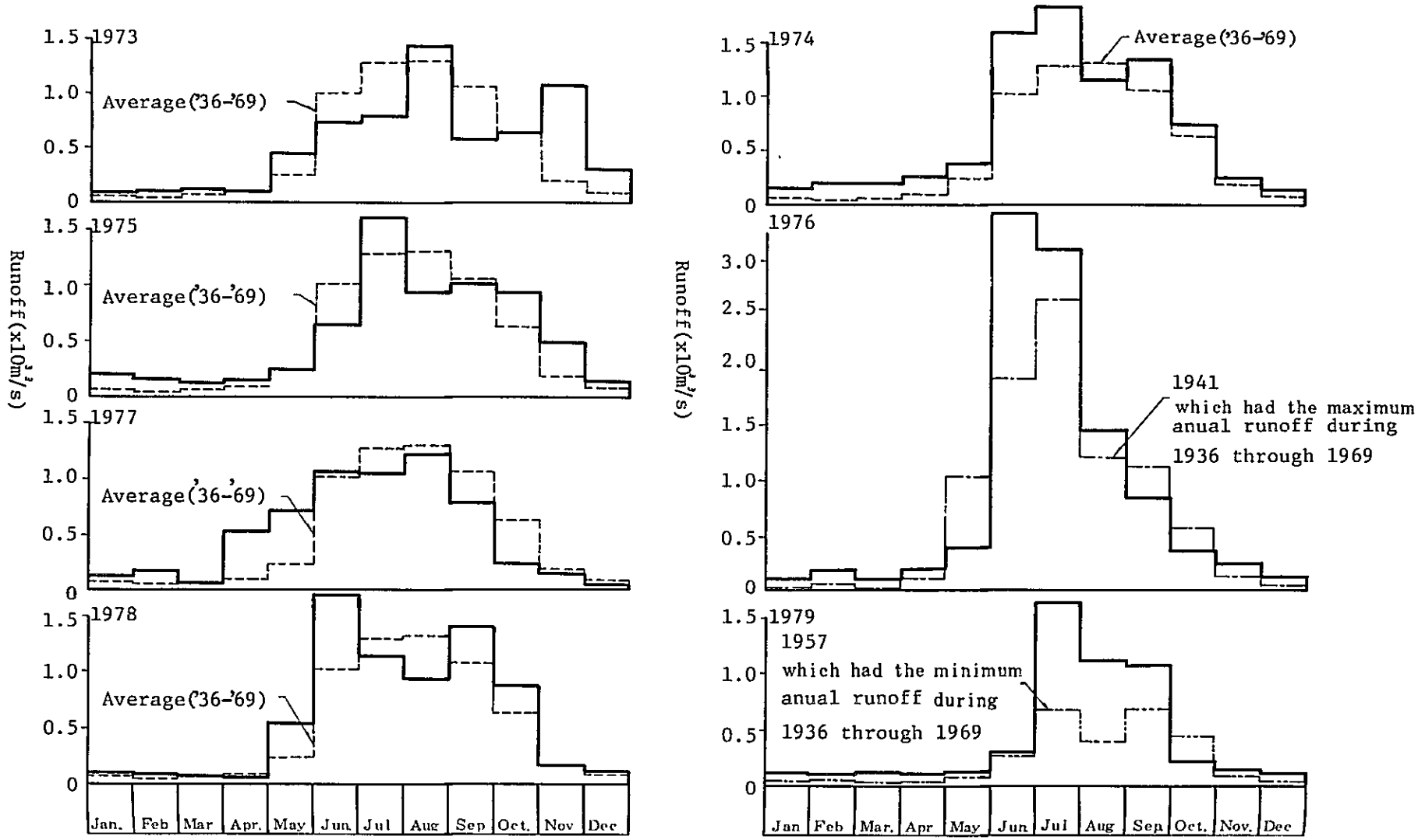


Fig. 5.8 Monthly Mean Runoff



(4) 検証結果

新ルールカーブの検証には，Table 6.5 に示す4ケースを定め，これにもとづいて行った。

Table 6.5 Study of Four Cases

Cases	Generator units	Rule curves
Case 1	3 units (130 MW)	Present rule curve
Case 2	5 units (230 MW)	Present rule curve
Case 3	5 units (230 MW)	New rule curve
Case 4	3 units (130 MW)	New rule curve

Fig．6.9 は，(3)−(b)に述べた7年間日流量資料を用いた新ルールカーブによる増設後の貯水池水位履歴図である。

この場合，6−4−2 (1)で述べた貯水池操作規定を順守している事は勿論である。

この貯水池水位履歴によれば，雨期においては，1976年6月の既往最大洪水量約 13,000 m^3／sec は，貯水位 EL．85.7Feet の時に生じたが，この貯水池水位が雨期の上限水位 113Feet に達した後，放流を開始したとしても，無補償放流量以内の放流で水位を H.W.L.118Feet 以下に保つ事が可能である。すなわち，この場合，上限水位 113Feet. に達した時の洪水量は，約 8,000 m^3／sec になっており，H.W.L.118 Feet までの 5 Feet の余裕水深があるので，放流を無補償放流量におさえておいても，H.W.L.118 Feet をこえない事が検証された。

また乾期においては，1973年11月に発生した異常出水時に，約 3,000 m^3／sec の放流が1日間あるのみで，他はすべて無害放流量以下の放流で，H.W.L.118 Feet を保つ事が可能である。

Fig. 6.9 CHRONOLOGICAL GRAPH of WATER LEVEL BASED on NEW RULE CURVE

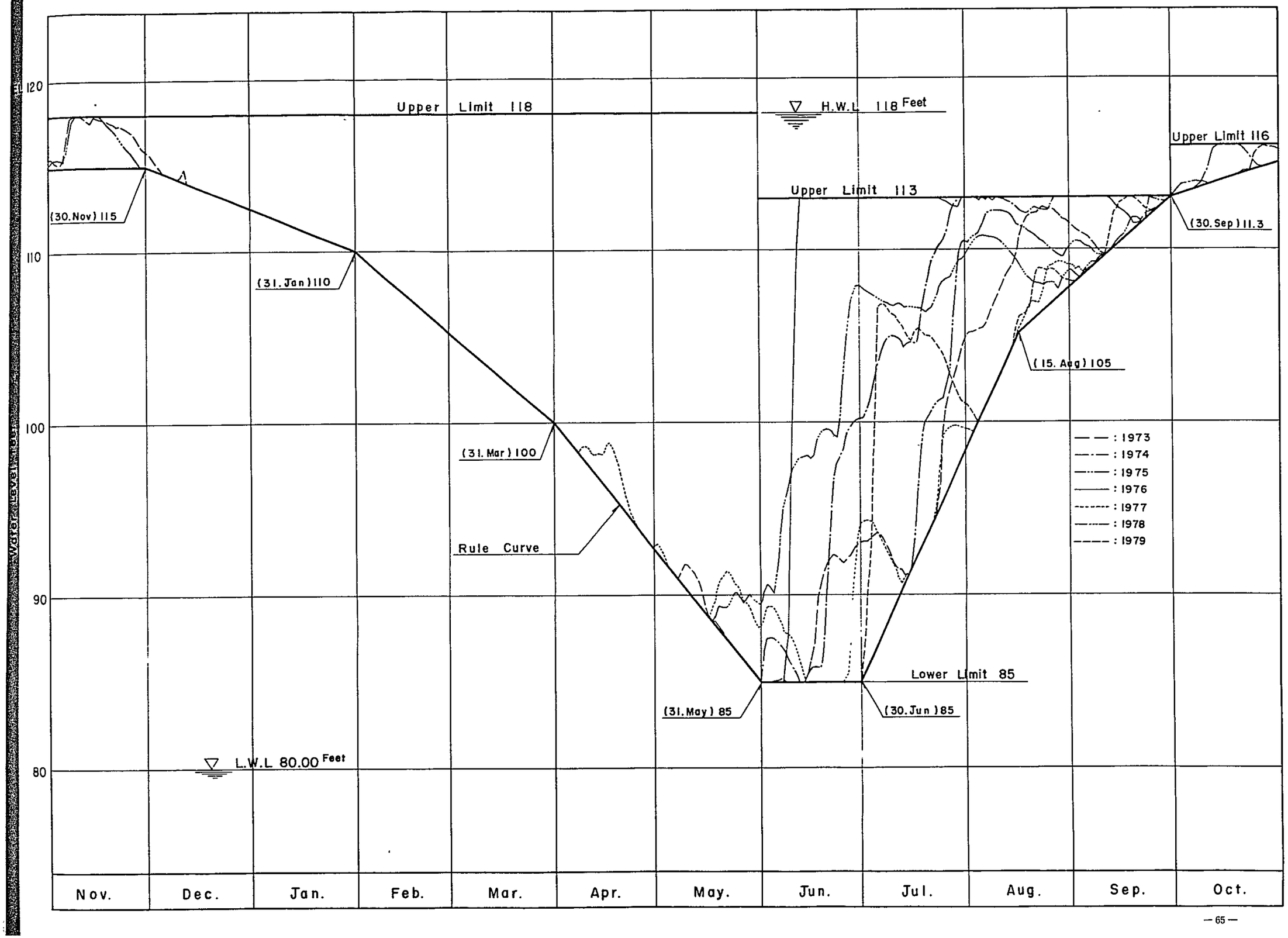


Table 6.6は，前記7ケ年の日流量資料を用い，Table 6.5の4ケースに適用した場合のそれぞれの発電所使用水量および洪水吐放流量である。

Table 6.6 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

この表より，発電所使用水量はケース3がケース1に対して約47%，ケース4に対して約27%増加する事を示している。

(5) 発生電力量

(a) 発電所停止日数の比較

Table 6.7 は，前記７ケ年の日流量資料を用い，Table 6.5 の４ケースについての年間発電所停止日数を示したものである。

ケース１およびケース２においては，年間５日～12日間発電所が停止する。ケース３においては，発電所が停止する事は，殆んどない。

Table 6.7 Shutdown Days of Power Station a Year

(Unit : day/year)

No. of Case \ Year	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	Average
Case 1	0	6	12	5	11	9	7	7.1
Case 2	0	6	12	5	11	9	8	7.3
Case 3	0	2	0	0	0	0	0	0.3
Case 4	0	2	0	0	0	0	0	0.3

(b) 発生電力量

資料は，前記７ケ年の日流量資料を用い，Table 6.5 の４ケースについて，下記の算定諸元により，年間発生電力量を算定を行った。

① 使用水量，　Fig. 6.10　H～Q 曲線

② 損失水頭，　Fig. 6.11　Q～He 曲線

③ 放水口水位，Fig. 6.12　Q～H 曲線

④ 水車発電機総合効率，Fig. 6.13　Q～効率曲線

Table 6.8は，各ケース毎の月別発生電力量を示す。

Table 6.8 Monthly Generated Electric Energy

(Unit : 10^6kWh)

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	711.1
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	1,088.9
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となる。

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，発生電力量は，新らしい運用計画ケース3が，ケース1に対し，約53%，ケース4に対して，約24%，それぞれ増加している。

Fig. 6.10 Relation between Effective Head and Maximum Turbine Discharge in The Case of High Efficiency

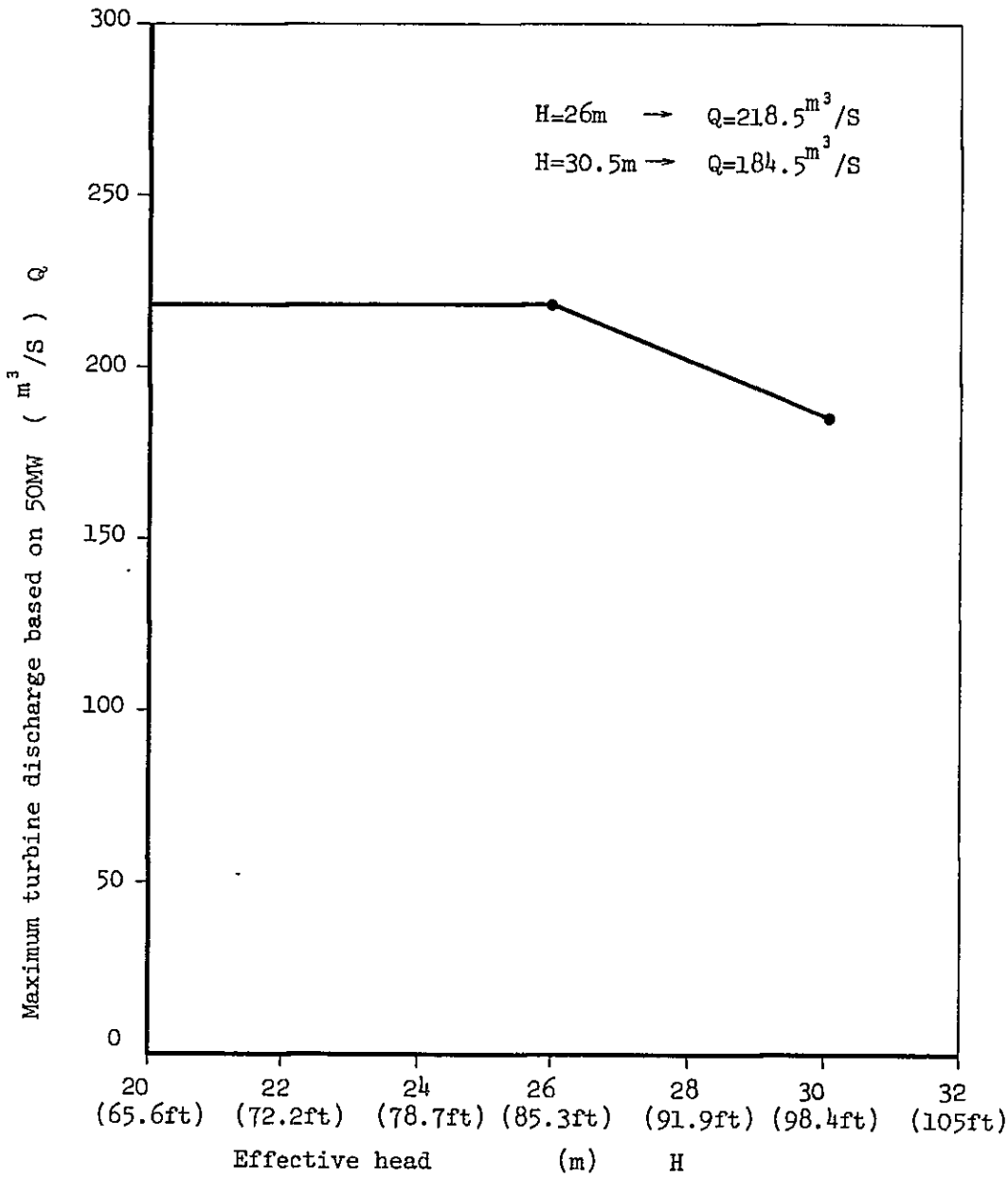


Fig. 6 . 11. Relation between Turbine Discharge and Head Loss
(No. 4 and 5 Units)

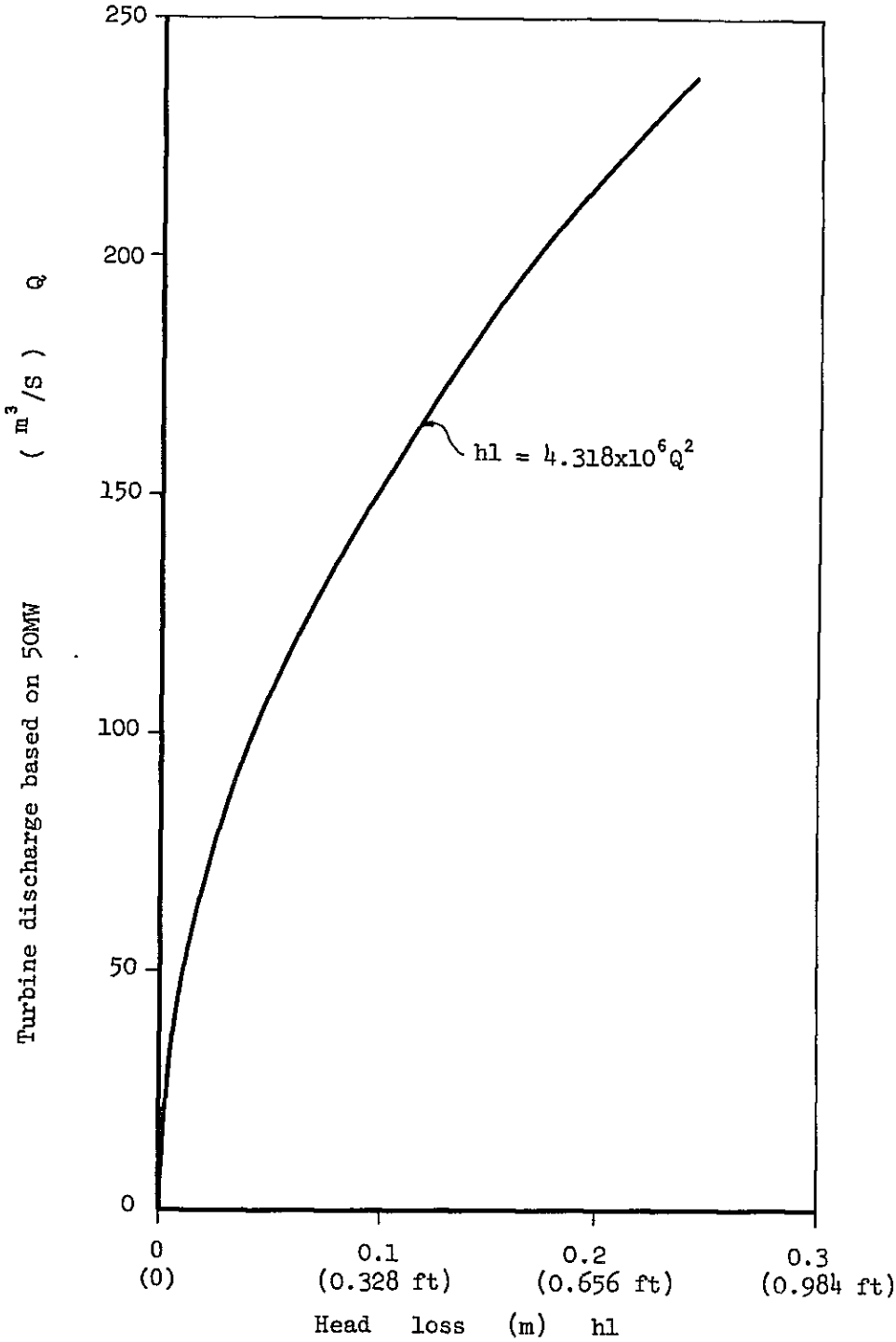


Fig. 6.12. Tailwater Rating Curve

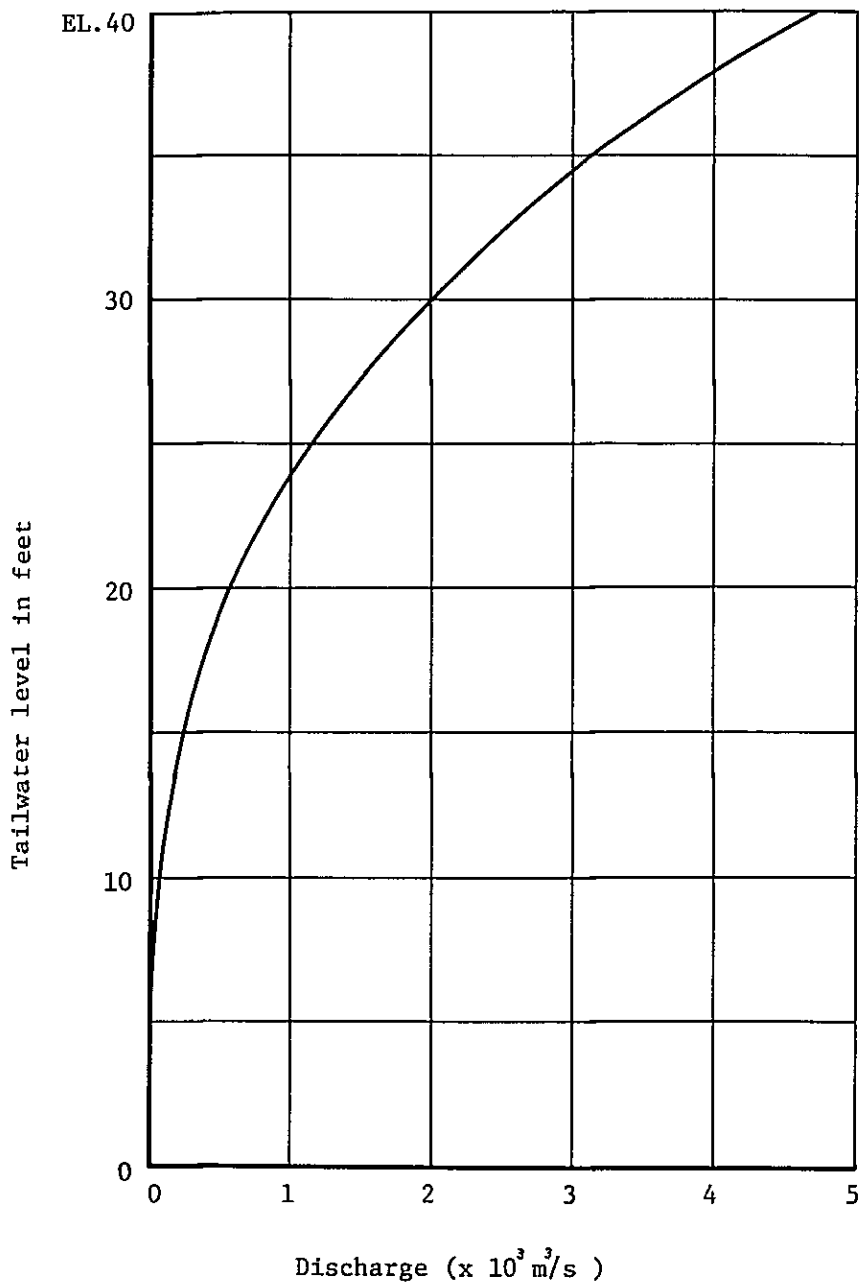
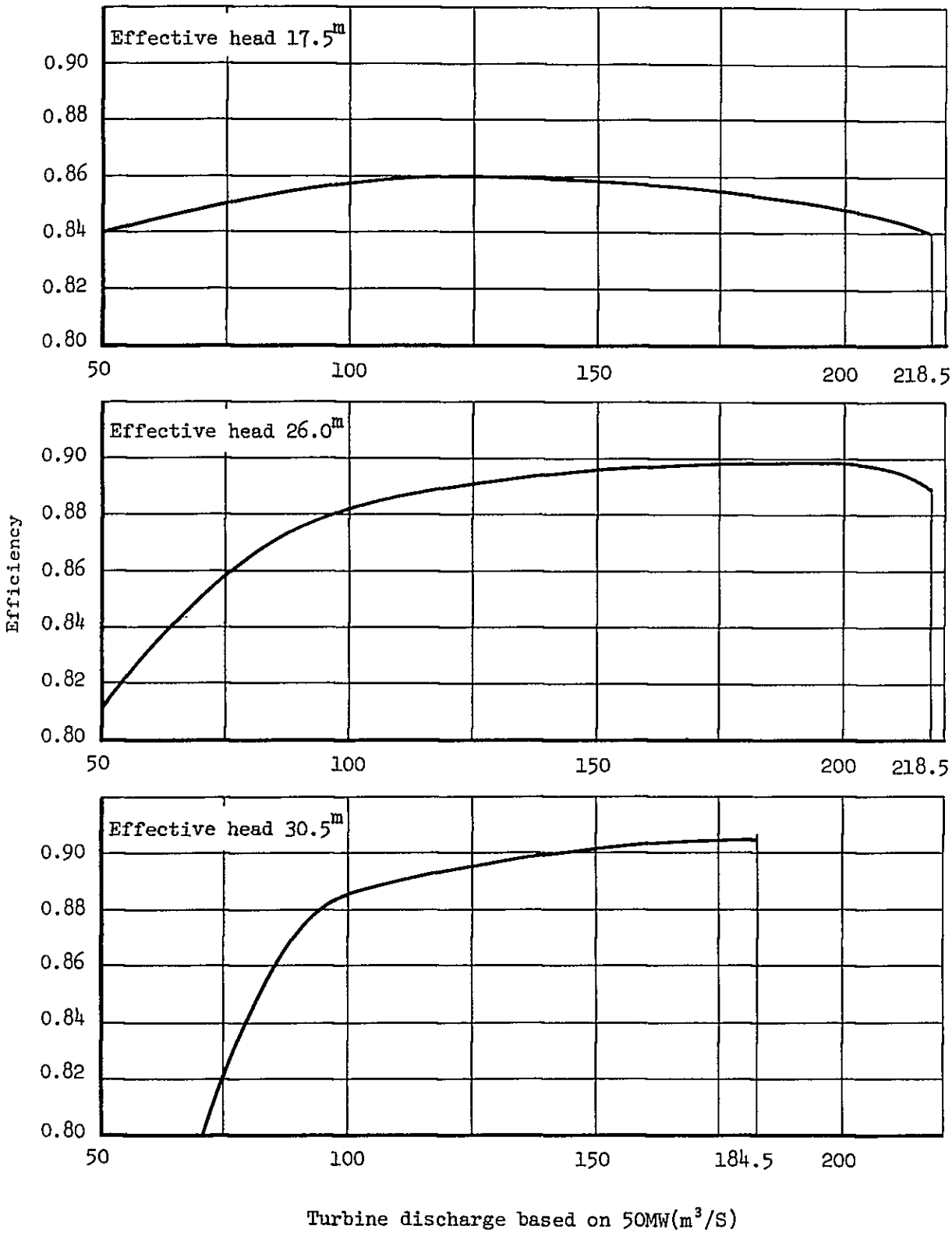


Fig.6.13 Turbine and Generator Efficiency Curve



ケース3についての年別発生電力量をTable 6.9 に示す。

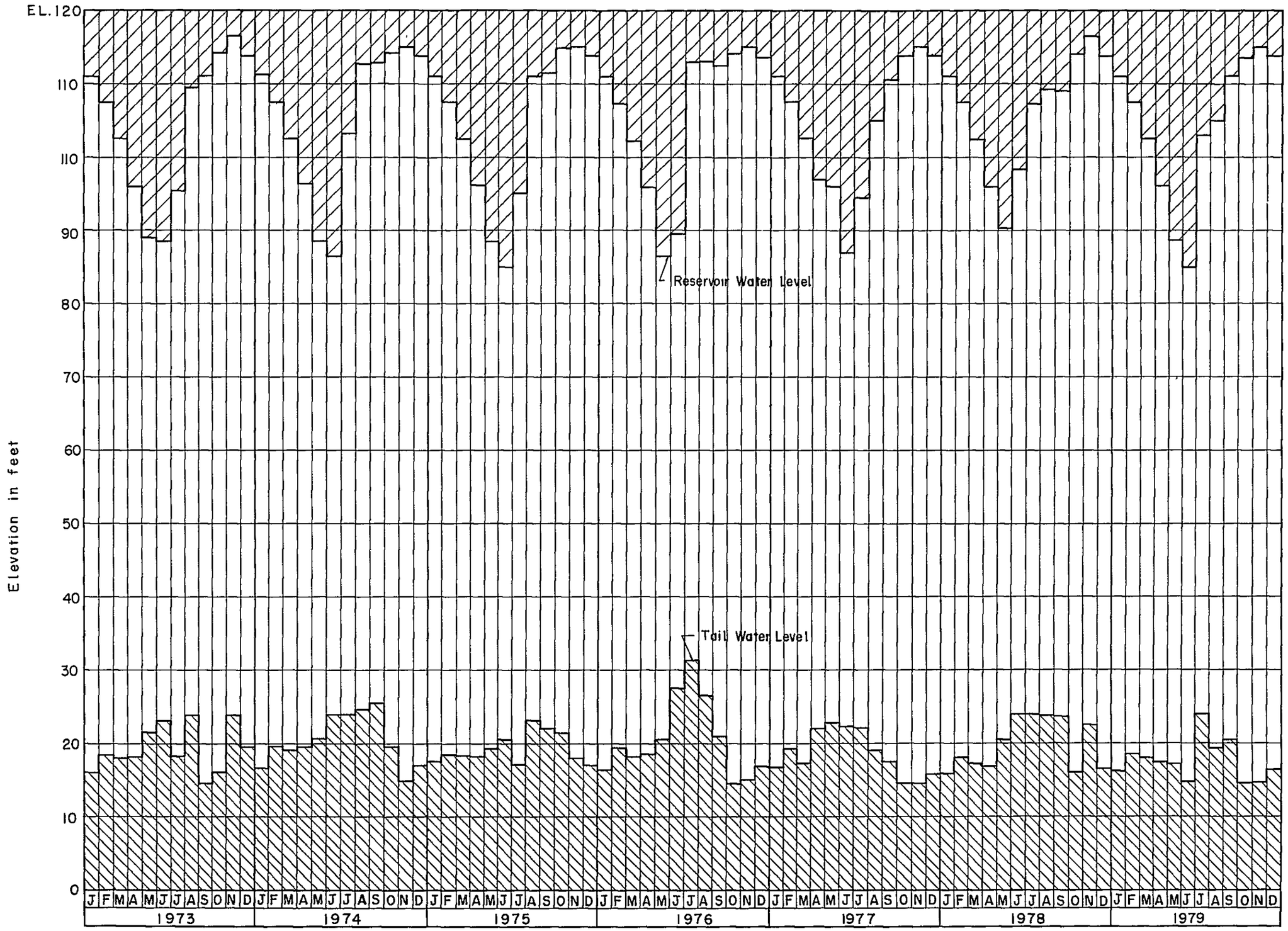
Table 6.9 Yearly Generated Energy in Case 3

(Unit : 10^6 kWh)

Year	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	Average
Generated electric energy	1,167.8	1,242.1	1,114.5	1,112.4	931.9	1,226.0	819.2	1,088.9

Fig. 6.14 は，ケース3の場合の貯水池および放水口の月平均水位を示す。

Fig. 6.14 CHRONOLOGICAL GRAPH of MONTHLY WATER LEVEL



第７章　発電所の建設

第7章　発電所の建設

7−1　位置の選定

Fig.7．1 に示す4地点を，現地調査に先だって選定した。そして，調査はこの選定した地点について行なった。

〔No 1 地点〕　トランスファーカーゴ直上流付近

〔No 2 地点〕　既設発電所併設

〔No 3 地点〕　既設発電所上流約 150 m 地点

〔No 4 地点〕　・取水口：既設取水口上流約 100 m 地点（No 3 地点案と同一）

　　・発電所：既設発電所隣接地点

この4案は下表に示すようにその配置および構造などの上で異った特徴をもっている。

各地点の特徴比較表

	地　点　の　特　徴
No 1 地点	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	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，保守点検がやゝ不便。
No 4 地点	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。

今回の基本検討は上記4案の中から地盤の状態が明らか（O.T.C.A.Report による）な〔No 2 地点〕および，〔No 3 地点〕の2案について比較を行なった。

なお詳細設計時点ではダムの嵩上げにともなう増設の余地を考慮し前記の4案について地形，周辺の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ものと考える。

Table 7.1およびTable 7.2に〔№2地点〕案と，〔№3地点〕案の比較設計結果の概要を示す。

〔№2地点〕と比較し，〔№3地点〕は建設工事費の点においても有利であり，将来の増設のための発電所スペースも十分取り得る。

したがって，今回の調査における概略設計は〔№3地点〕について行った。

Table 7・1 Outline of Comparative Design

		〔№2地点〕案 既設発電所に併設	〔№3地点〕案 既設発電所下流150m地点
取水口	利点	① 既設発電所併設でコンパクト（保守上有利）	① 堀削，仮〆切などの工事量が少ない。 ② 工事中に既設発電所の運転に支障を与えない。
	欠点	① 堀削量が大 ② 施工時既設取水口への防護工が必要。	① 既設取水口と分離されているため保守点検がやゝ不便
導水路・鉄管路	利点	① 水路延長がやゝ短かい。	① 鉄管路延長がやゝ短かい。
	欠点		① 工事量がやゝ大。
発電所・放水路	利点	① 組立室，天井クレーンを既設発電所と共用できる。	① 工事中に既設発電所の運転に支障を与えない。（特に放水路） ② 本館へのアプローチが便。
	欠点	① 放水路仮〆切が大規模	
総合評価		設計（工事量他）施工上不利	既設々備と分離しているので，保守上やゝ不便ではあるが，設計，施工面で有利。

Table 7.2 Comparison of Major Cost Factors for the Respective Site

項　目	種　別		No.2 地点（既設と併設）	No.3 地点（上流150m地点）
取　水　口	主な工事数量	掘　削（m^3）	224×10^3	48.9×10^3
		コンクリート（m^3）	24×10^3	8.8×10^3
		鉄　筋（t）	1,210	450
	直接工事費（$\times10^6$円）		1,924	886
導水路，鉄管路	主な工事数量	掘　削（m^3）	25×10^3	38×10^3
		コンクリート（m^3）	7×10^3	13×10^3
		鉄　筋（t）	400	255
		ゲート（t）	500	500
		鉄　管（t）	1,700	1,500
	直接工事費（$\times10^6$円）		2,294	2,583
発電所，放水路	主な工事数量	掘　削（m^3）	115×10^3	99×10^3
		コンクリート（m^3）	20×10^3	19.5×10^3
		鉄　筋（t）	1,000	910
		ゲート（t）	270	270
		建　屋（m^3）	17×10^3	17×10^3
	直接工事費（$\times10^6$円）		1,799	1,691
直接工事費計（$\times10^6$円）			6,017	5,160

Fig. 7.1 COMPARISON of POWER STATION SITE PLANS

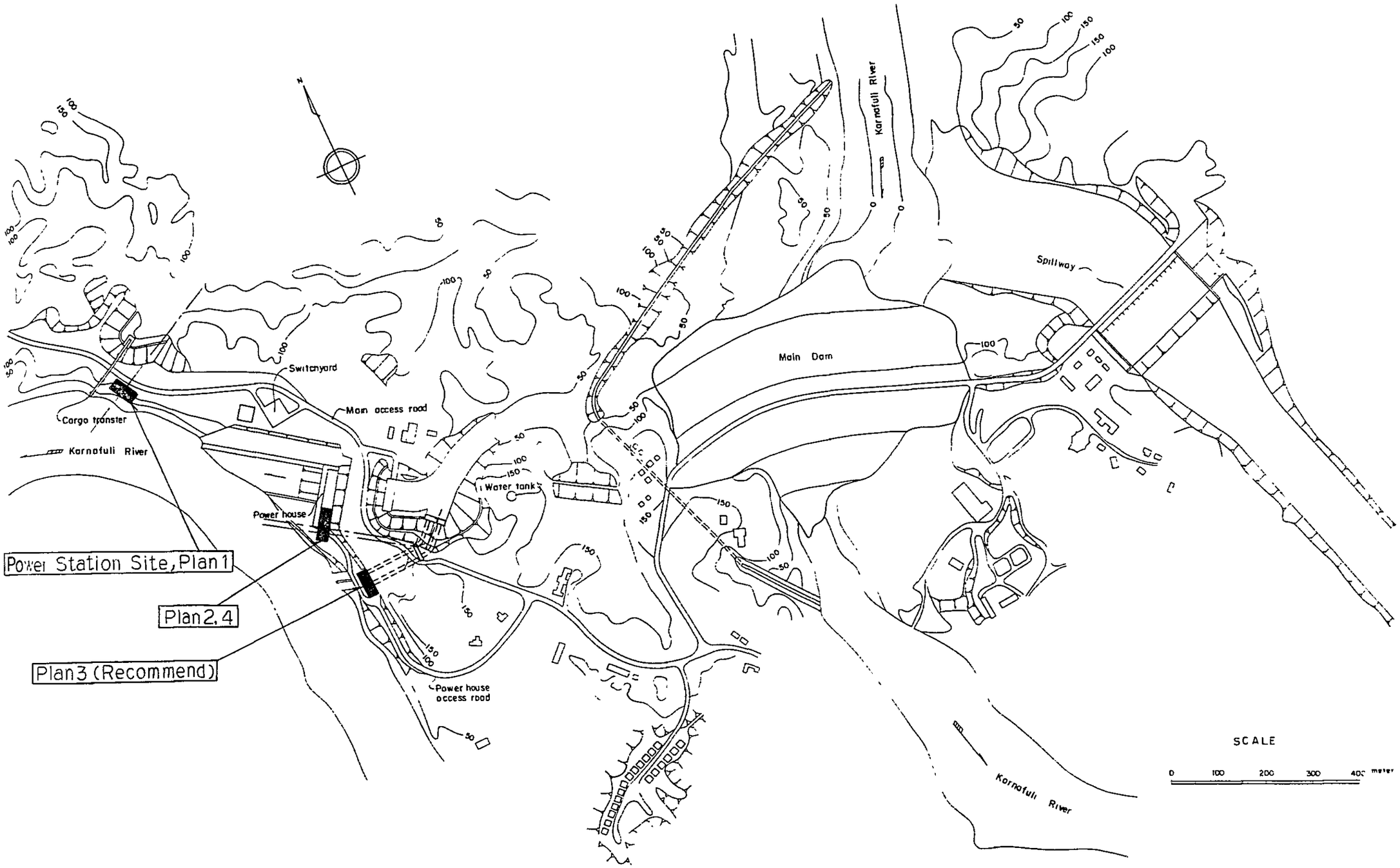
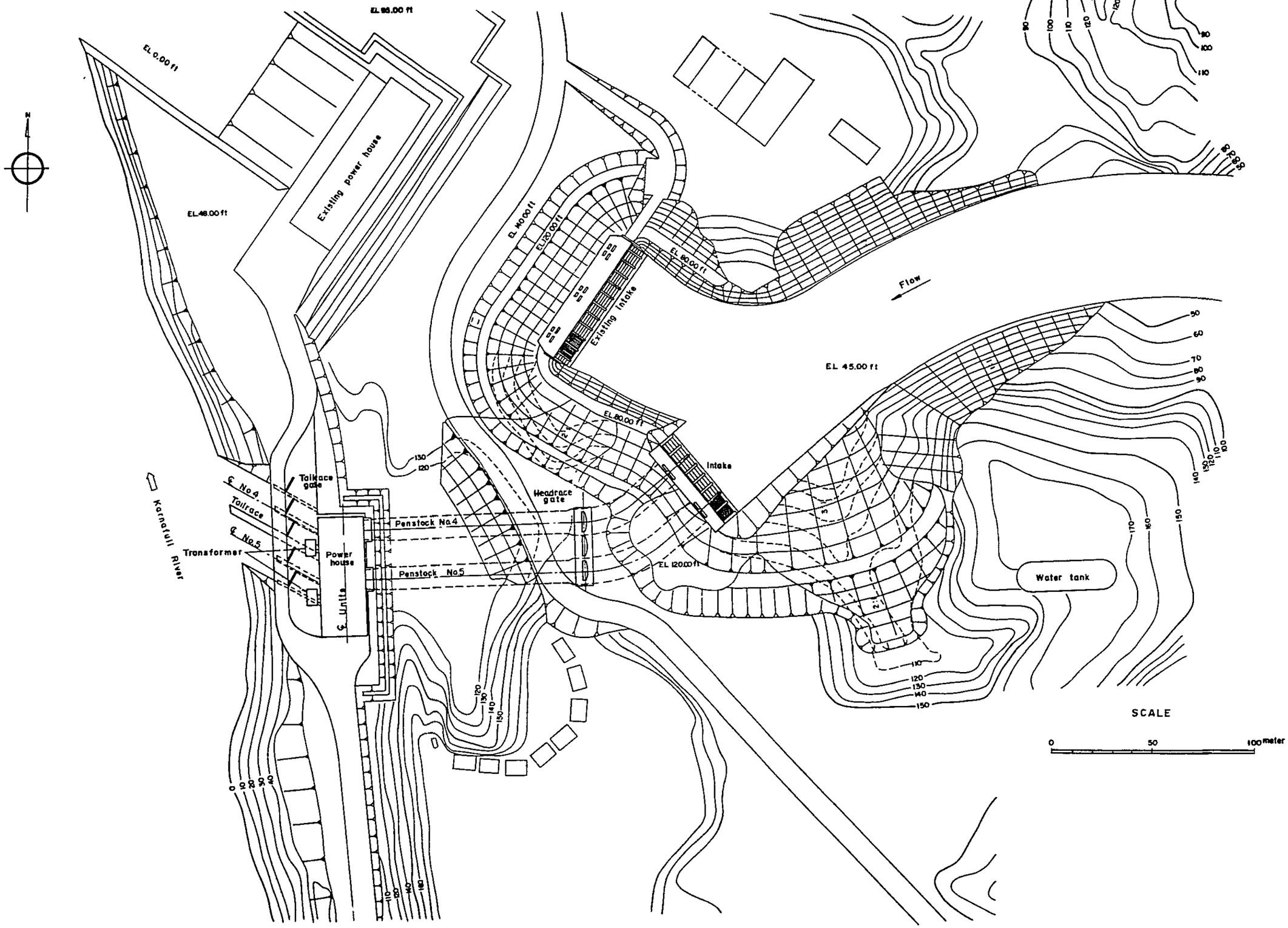


Fig. 7.2 GENERAL PLAN of WATERWAY and POWER HOUSE



7－2　概略設計

この概略設計は№3地点を対象として行なったものである。

7－2－1　地　形

発電所地点はFig 7.1 に示すとおり、既設発電所から150 m上流の地点で，取水口ゲート室付近および発電所部分には既設の道路があり、全体に平担な地域である。

7－2－2　地　質

この地点の地質は地表部がシルティサンドにうすく覆われ，その下部は比較的密なシルト岩からなっている。

表土ともいえるこのシルティサンドは，貯水池側（取水口予定地点付近）がやゝ厚く（約9 m）カルナフリ河側（発電所予定地点）に近づくにつれてうすくなり，放水路部ではこの表土は殆んどみられない。

このシルト岩は一部にうすい砂岩をはさんでおり，堅硬（Vp＝1,000m/s）で密である。

取水口～導水路にあたる部分は表土が厚く，トンネルに対する岩盤のかぶりがうすい部分があると考えられるので，施工時にはとくにこの部分の安定を確保するような工法が必要となる。

7－2－3　構造物の概要

Fig 7.2 に水路～発電所の一般平面を示す。

全構造物の一般的な配置は前7－1項に示すとおり、運転中の既設発電所への支障をさけるため，取水口，発電所，放水路を既設発電所と確実に分離する事とした。

(1)　取水口

フォアベイはL.W.L.時の流速≦ 0.5m/sec程度になるように拡巾し，取水口呑口部にはスクリーンと角落し用溝を設けた。

4号取水口～5号取水口の中心間隔は 24.4 m とした。

(2) 導水路

導水路は勾配約16°の水路トンネルとゲートシャフトとから構成され，トンネル延長は4号約50 m，5号約65 mで，ゲートシャフト高さは約41 mである。

水路トンネルは，取水口とゲート部とを結ぶ内径9.1 mの円形トンネルで，構造は鉄筋コンクリートの巻立とした。

ゲートシャフトは地上(140.0Feet)から水路トンネルを結ぶゲート挿入用グルーブをもつ鉄筋コンクリート構造で，空気孔を併設した。

4号既，5号機，2つの水路に対し，それぞれに門扉を設けた。

(3) 水圧鉄管路

水圧鉄管路は，ゲートシャフトから発電所までの間を結ぶ内径9.1 mの円形の水平な鉄管内張りのトンネルで，延長は4号，5号機とも108 mである。

この鉄管の設計方針は内圧，外圧とも鉄管独自で負担する構造とし，鉄管の外周はコンクリートで填充する。

(4) 発電所

建屋内には，発電機(50MW)2台をおさめるとゝもに，上流側に組立スペース，機材搬入用ハッチを設ける事とし，これにより，建屋の平面寸法を巾21.5 m×長さ57.0 mとした。

発電所の主な構造物の標高は次のとおりである。

クレーンレール	EL.	94.0	Feet
組立室(G.L)	EL.	49.0	Feet
発電機室	EL.	360	Feet
水車室	EL.	22.5	Feet
水車中心	EL.	50	Feet

発電所の放水路側EL. 49.0 Feet盤には，主変圧器のデッキとドラフトゲート操作用ガントリークレーンのデッキを設けた。

(5) 放水路

放水路はカルナフリ河の流心に対し，下流向き約60°で合流するよう配置し，放水路はドラフト出口から約35mの区間コンクリートライニングを行った。

7－2－4 電気機械設備

(1) 諸　　元

カブタイ水力発電所増設計画における水車，発電機の選定にあたっての諸元は，下記のとおりである。

ダム頂部標高	EL.	127.0 Feet
貯水池最高水位	EL.	118.0 Feet
貯水池最低水位	EL.	80.0 Feet
放水路最高水位	EL.	24.0 Feet
放水路最低水位	EL.	14.5 Feet

(2) 主機台数の撰定

この増設計画においては，既設発電所1号機～3号機の合計出力130MWに，新たに100 MW を増設する事が可能であり，主機台数について検討した結果下記の理由を勘案してO.T.C.A.案と同様，50MW×2台とした。

(a) 主機の故障停止

今主機の出力の組み合わせを下記の2通りについて比較する。

Case 1 ＝ 50MW+50MW+50MW+40MW+40MW

Case 2 ＝ 100MW+50MW+40MW+40MW

発電所を運転していく場合，機器の故障停止は当然考慮すべき事である。

この場合Case 2で100MW機が故障した場合は，Case 1で50MW 1台が故障した場合に比べ，とくに6月～9月の雨季においては，電力供給に支障をきたす事は勿論である。

Case 1で50MW 2台，Case 2で100MW 1台故障の場合には供給支障は同値であるが，50MW 2台が同時に停止する確率と100MW 1台停止の確率を比較した場合，前者に比べ，後者の方がはるかに大である。

(b) 保修用部品の互換性

50MW×2台の方が，100MW 1台を増設した場合よりも保修用部品の互換性がある。

(c) 主機の定期点検

主機の定期点検を行なう場合には，当然各号機交互に行う。従って，全出力が同一の場合，主機台数の多い方が停止電力は少くなる。

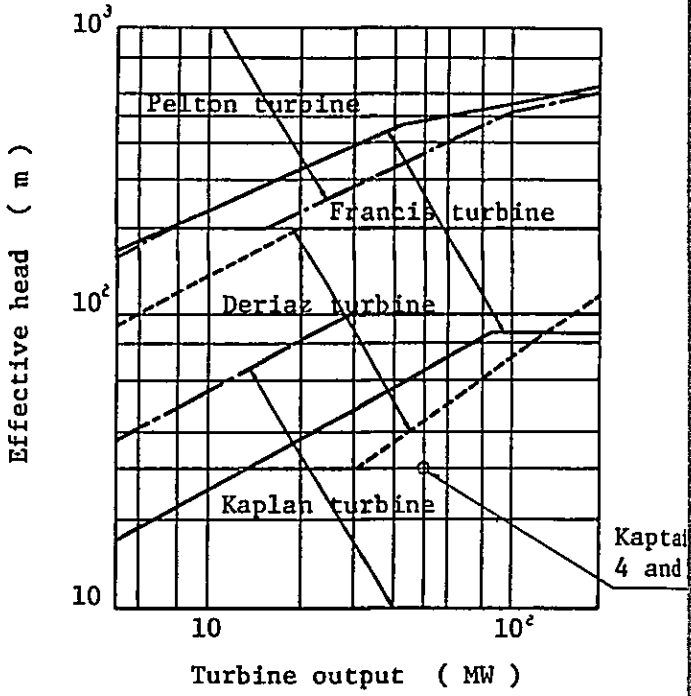
ただし，主機台数が多すぎると工事費の増につながるので50MW 2台程度が適当と考えられる。

(3) 水車型式

最大有効落差31.5mに対し，偏落差が約14mで，単機の最大使用水量が約220m³/secにものぼることとなりこれらに対応しうる水車型式は，既設1～3号機と同機種のカプラン型が最適であり，これにより設計することとした。

(4) 設計落差

有効落差が31.5mから17.5mまで大きく変化しており，この偏落差と貯水池運用の水位変動から，総合的に効率を考慮し，設計落差を26.0mと定めた。



(5) 水車諸元

(a) 回転数

水車特性から，

最も効率の良い回転数N＝136.4 rpmを採用した。

(b) 水車据付高さ

吸出し高さは，有効落差26.0m，キャビテーション係数0.59すると，約－5.2m（－17.0 Feet）となる。スパイラルケーシングからランナー羽根中心までが約2.3m（7.5 Feet）であることから，水車据付高さは，放水路最低位（EL 14.5 Feet）より，約2.9m（9.5 Feet）下のEL 5.0 Feet とした。

(6) 交流発電機

カブタイ水力発電所に増設される交流発電機は立軸回転界磁型で，カプラン水車に直結される。したがって定格回転数は毎分136.4回転とし，極数48，62,500 KVA，11KV，11KW，3相，50ヘルツ，力率0.8とする。

低速，大容量機であるため，傘型を採用した。この発電機は天井走行クレーンを使用して分解，組立を行なう。

(7) 主変圧器

主変圧器の定格は，72,000KVA，50ヘルツ，3相，2巻線，電圧11KV／132KV，型式は，屋外型，送油，風冷式とする。

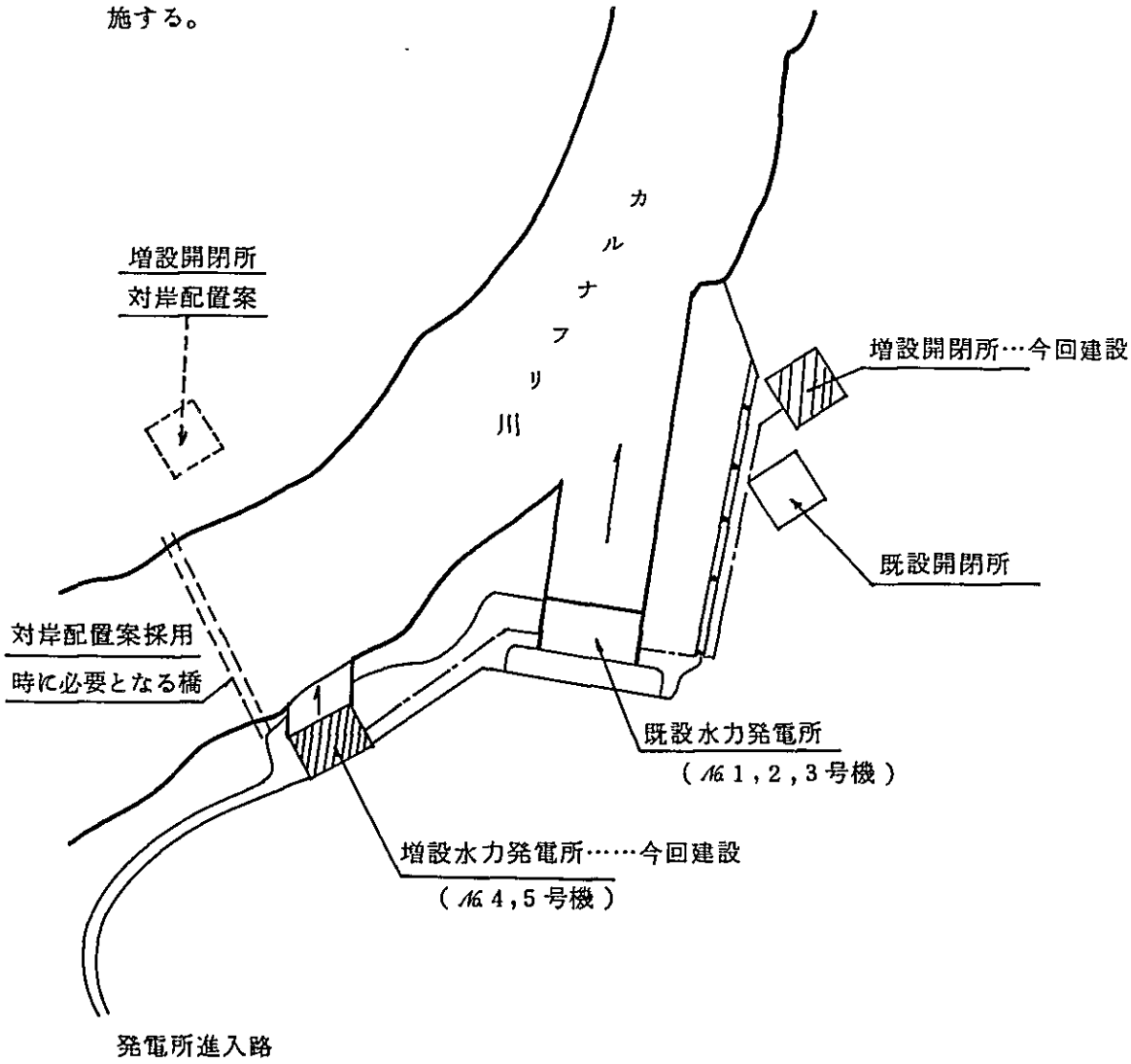
7－2－5 開 閉 所

(1) 開閉所の設置

カプタイ水力発電所の開閉所の位置については，対岸の配置案も考えたが，橋を新設しなければならない等，経済的・技術的にもメリットがないので，下記の配置とする。

又，増設水力発電所（今回建設）と増設開閉所（今回建設）の連絡については，架空線による連絡方式もあるので，詳細設計によって採用方式を更に検討すること。

尚，今回のF／Sレポートの建設費見積りは，ケーブルによる連絡方式で実施する。



(2) 開閉所規模

増設開閉所の設置される主要機器の概要を示す。

- しゃ断器（６台）……132KV，800A 3500MVA（15A）
  3相，屋外形，B.C.T付
- 断路器（18組）……132KV，800A，3相，屋外水平２点切
- 避雷器（12台）……132KV，屋外自立形
- 電力線搬送装置（１式）……132KV，CCPD，WT共
- 土　地……２ヘクタール（0.02㎢）

(3) 開閉所の母線構成

B.P.D.Bは，変電所母線方式について，全面的な検討を行なっている。

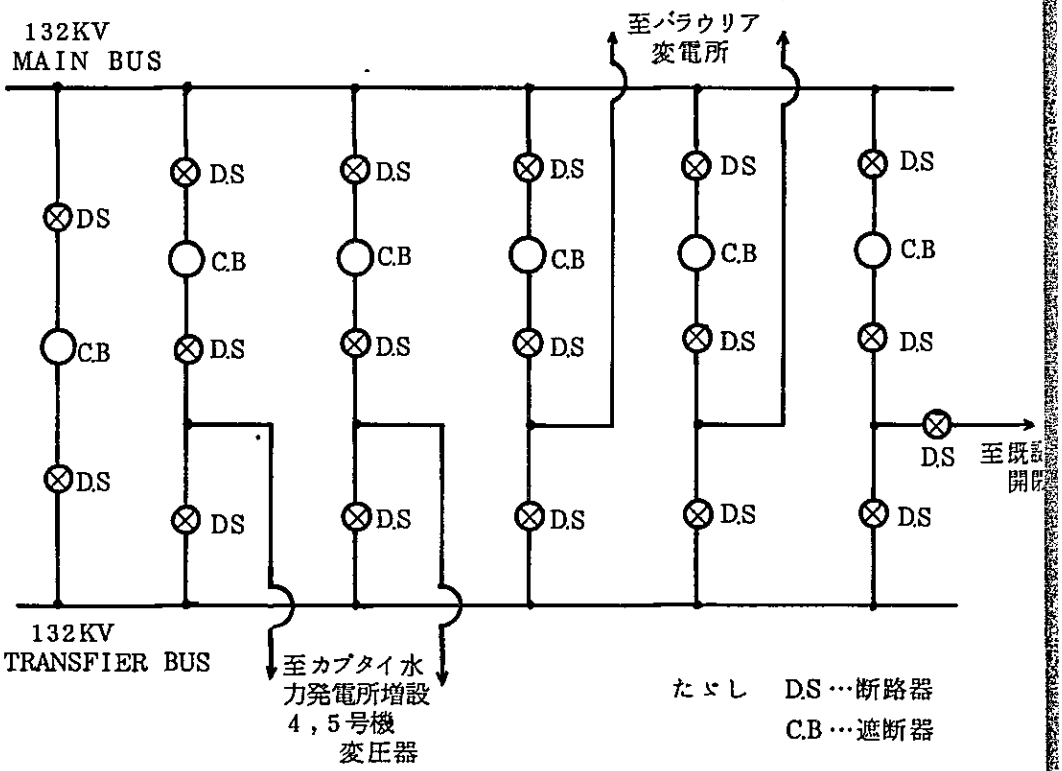
従来，同国は単母線方式，複母線方式，予備母線方式，１½しゃ断器方式を採用してきたが，

① 無停電で遮断器点検ができること。

② 母線事故あるいは一部機器事故の場合も重大な供給支障をおこさないこと。

③ 系統運用を容易にすること。

等を考慮し，予備母線方式を採用し，母線構成を次のようにする。



7－2－6　送電線ルート

(1)　送電線ルート

カプタイ～バラウリア間の送電線ルートの選定に当っては，机上における図上検討の他，ジープによるルート踏査を実施した結果，最適と思われる2案を選定したので，詳細設計のときに，両案を更に比較検討して決定すること。

尚，今回のF／Sレポートの建設費見積りは，第1案にて実施した。

(a)　第 1 案

カプタイよりランガマティ道路までは丘陵地帯を，同道路に直面する地点より，道路沿いにハタザリ方向へルートを設定した。ハタザリ以降バラウリアまでは，一部丘陵地帯を通過するが，地辷りを発生していないルートを選定した。

(b)　第 2 案

カプタイ～マダンハット間は，既設132KV送電線沿いに近接して，ルートを設定した。マダンハットからバラウリアまでは，概ね直線ルートを原則とするが，一部丘陵地帯を通過する部分については，地辷りを発生していないルートを選定した。

・尚，送電線ルート図については，Fig 7.4参照。

(2)　送電線規模

今回建設する132KV送電線の規模は次のとおりである。

(a)　送電々圧　　132KV

(b)　電線サイズ　　ACSR 636 MCM（グロスベイク）

(c)　送電容量　　約100MW／1回線

（回路電圧…126KV，力率…0.8，亘長…約90㎞）

(d)　回線数　　2回線

現在，既設132KV送電線2回線がカプタイより，マダンハットまで設置されており，送電容量は約200MWである。今回工事により，カプタイ水力発電所（5号機分）の総容量は，230MWとなる。上記の既設送電線のみでは，送電容量不足となるので，新たに送電線を建設する必要がある。

一方，上記既設送電線は過去に大雨等により鉄塔倒壊などの大被害を受けている。そこで，カプタイ水力発電所の発電々力の供給信頼度の向上という観点

から，既設とは全く別のルートによる132KV送電線を建設する必要がある。

(3) 設計条件

(a) 鉄塔設計

(i) 設計方針

現地気象状況，B.P.D.Bの設計指針，既設および建設中送電線の設計条件等を勘案して，鉄塔設計条件を定める。

(ii) 設計条件

○導　体

送電線導体は，ASTM B232による鋼心アルミ燃線636MCM(26/7)とする。本導体は，バングラデシュ人民共和国内で標準品として広く使用されており，本送電線の所要送電容量とともに，事故時，補修時の付属品の互換性も併せ考慮した。

架空地帯は，JIS G−3537で承認され，同国でも汎用性のある亜鉛メッキ鋼燃線9.6㎜(7／3.2㎜)とする。

○碍子の選定

BS−137によるボールソケット型250㎜懸垂碍子とする。碍子は，バングラデシュ人民共和国内で標準品として使用されている。個数は，B.P.D.B設計指針に従い，懸垂状に使用する場合は，6,800㎏(15,000 Lb)系列のもの10個，耐張状に使用する場合は，11,400㎏(25,000 Lb)のもの11個とした。

尚，磁器材質としては，従来の碍子に比べ，耐アーク性に優れ，かつ機械的な衝撃荷重にも優れているアルミナ含有磁器を使用する。

○鉄塔設計

鉄塔風圧，安全率など基本的事項は同国の考え方，既設，建設中送電線の設計条件によったが，これ以外の細部の設計方法については，JEC−127により行なう。

(イ) 鉄塔型および回線数

既述のように，2回線設計とする。

鉄塔型は，A型(3度迄)，B型(15度迄)，C型(30度迄)，D型(60度迄，又は引留め)，B′型(横断用)の5種類とする。A型は

懸垂型，その他は耐張型である。

(ロ) 風圧荷重

サイクロン襲来を考慮し，平均最大風速は 44.4 m/s を想定し，鉄塔風圧 300kg/m², 導体，地線，碍子連 125kg/m² とする。

尚，鉄塔の安全率は常時 2.0 および 2.3 以上とする。

○電線地上高

B.P.D.B の設計指針に従い，一般地は 6.71 m（電線温度 65.6℃時）以上保つこととする。

(4) 資材輸送方法

東部地域は，西部地域に比べ，鉄道網，道路網が整備されているが，重量物運搬手段を考えると，船（バージ）を極力活用することが得策と考え，トラックおよび船の双方を輸送手段とする。

又，陸上港は国際港チッタゴン港とする。

バージを輸送手段の 1 方法としてとり入れた場合の有利性を列挙すると

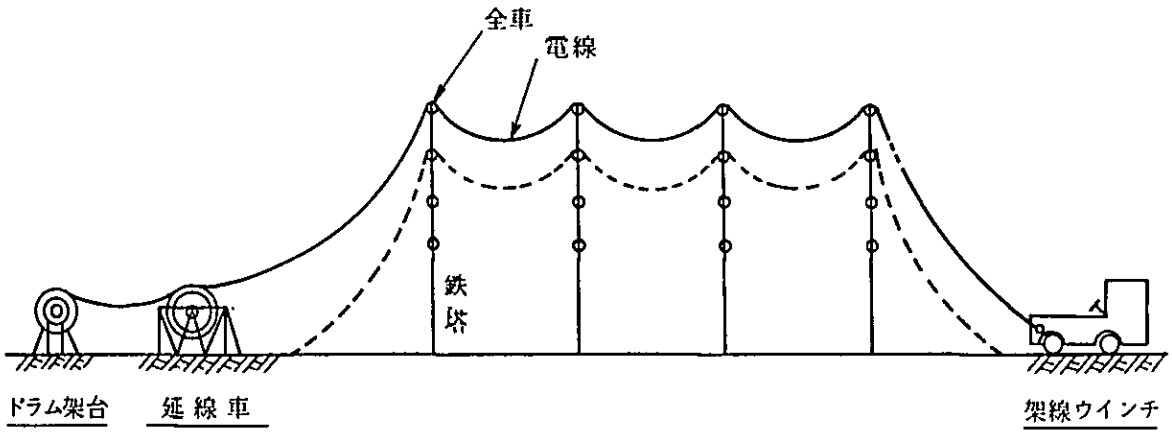
① 超重量物は，バージの他に輸送手段はない（変圧器，発電機など）。

② 雨季はかえって有利になる。

③ 経済的である。

(5) 架線工法

現在 B.P.D.B は延線作業については人力および牛車により施工しているが，電線の損傷防止ならびに他工作物に対する保安対策，さらには効率的な工事工程の面等を考慮して，本送電線工事については「ワイヤー引抜き工法」による延長作業を推奨する。



7－2－7　変　電　所

(1)　変電所の設置

本132KV送電線建設に伴い，次のように変電所の建設が必要となり，当該地区の需要に対処すると同時に，将来のダッカ～チッタゴン230KV送電線建設計画にも有利なバラウリアに変電所を設置する。

● バラウリア変電所

当変電所は，チッタゴン郊外に位置し，次期5ケ年計画に予定されているダッカ～チッタゴン230KV送電線建設に有利となるルート上にあり，又，2ケ年計画で，クルシ～バラウリア132KV送電線が建設される。従って，既設33KV／11KVバラウリア変電所に隣接して，カプタイ水力変電所の終点変電所を建設する。

(2)　変電所規模

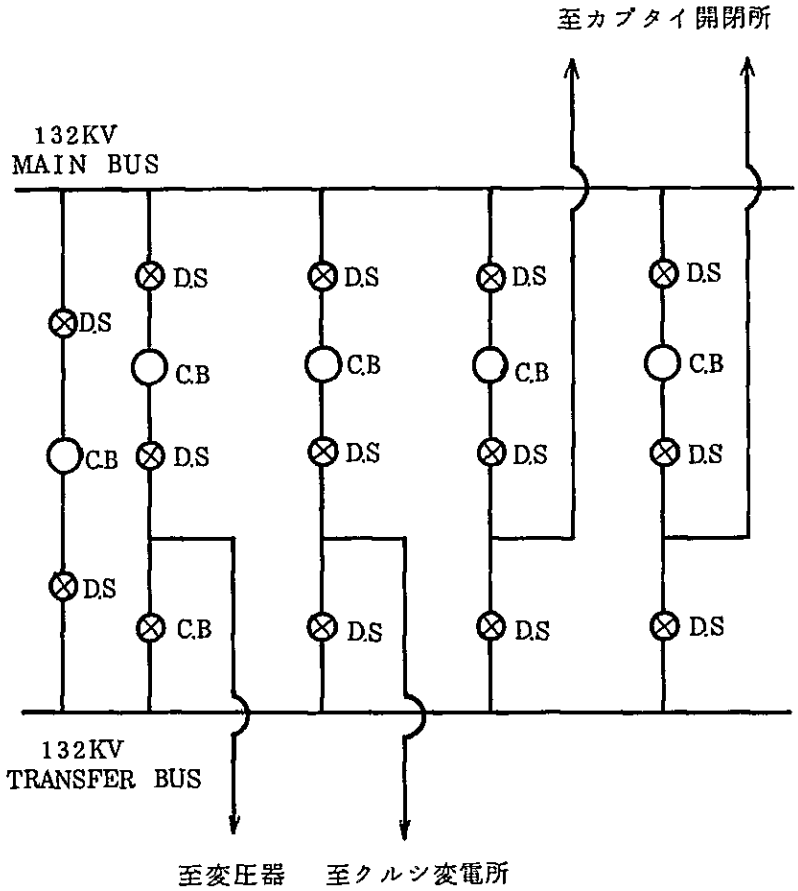
当変電所に設置される主要機器の概要を示す。

- ○ しゃ断器（5台）……132KV，800A，3500MVA（15KA）
  3Ø，屋外形，BCT付
- ○ 断 路 器（14組）……132KV，800A，3Ø，屋外水平2点切
- ○ 避 雷 器（6台）……132KV，屋外自立形
- ○ 電力線搬送装置（1式）……132KV，CCPD，WT共
- ○ 制　御　室……370㎡
- ○ 事　務　室……280㎡

(3)　変電所の母線構成

開閉所の項で述べたように母線構成を考える。隣接して存在するのは，33KV／11KV変電所であり，開閉所の場合と条件が多少異なるが，当変電所の母線構成は，開閉所と同じ予備母線方式を採用する。

母線構成を次のようにする。



たゞし，　D.S……断路器

C.B……遮断器

Fig. 7.3 KAPTAI H.P.S and SWITCHYARD SINGLE LINE DIAGRAM

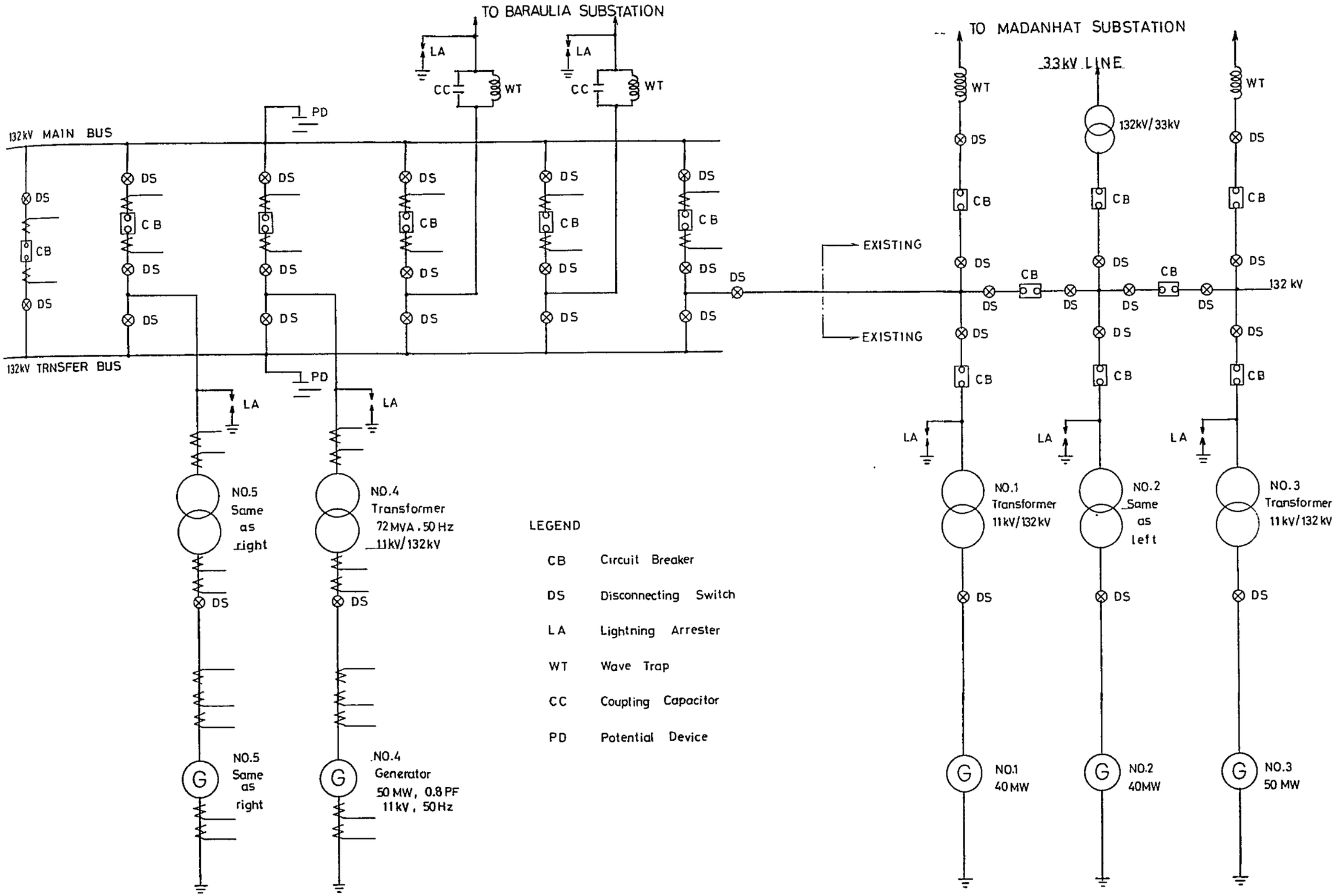


Fig. 7.4 TRANSMISSION LINE ROUTE

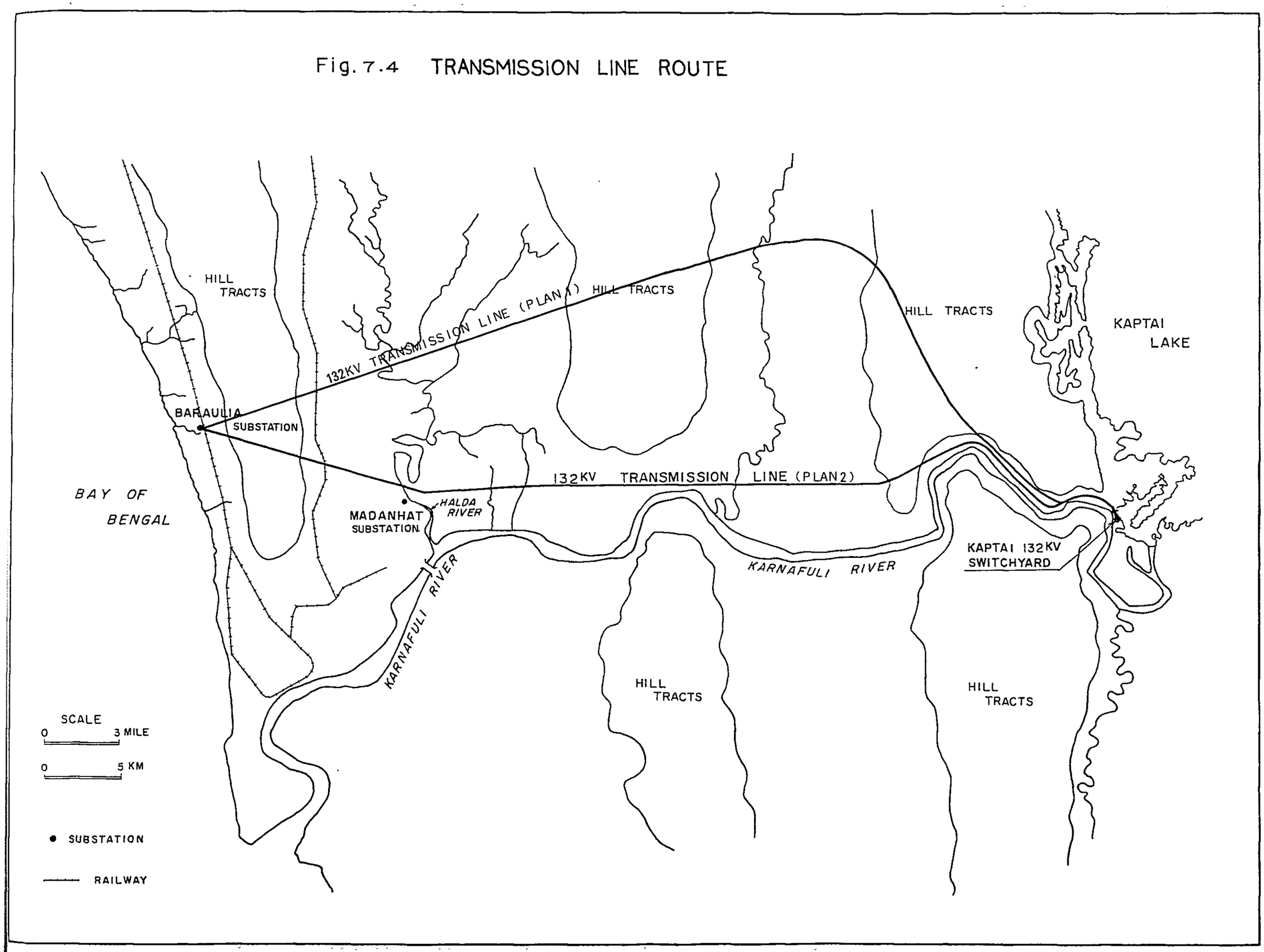
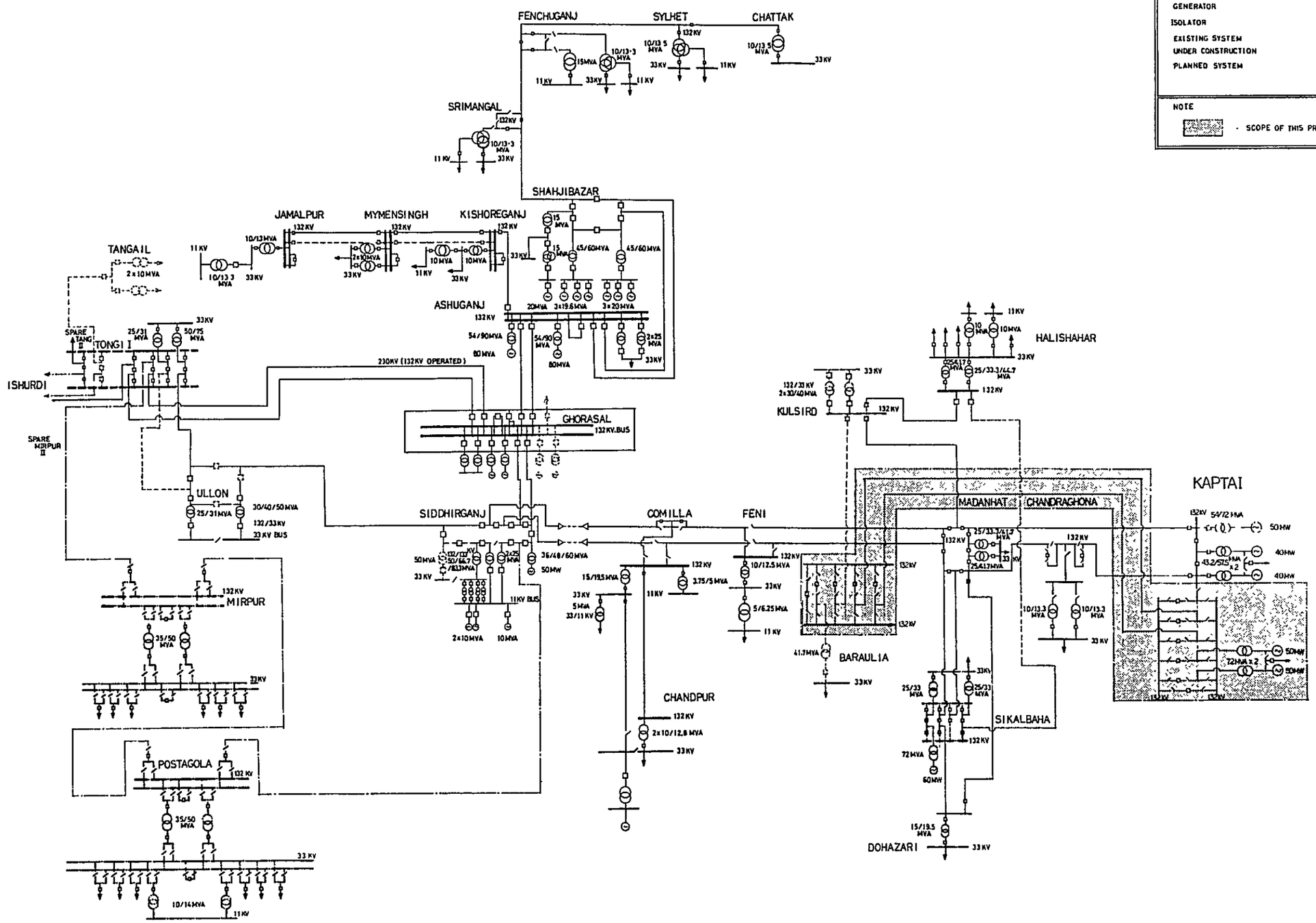


Fig 7. 5 TRANSMISSION SYSTEM FOR EASTERN ZONE



LEGEND:—

LINE PROPERTIES:-20-776-15 65

DISTANCE	20 MILES
CONDUCTOR	776 M.C.M. ACSR
G.M.D	15.65 FEET

TRANSFORMER

BREAKER

GENERATOR

ISOLATOR

EXISTING SYSTEM

UNDER CONSTRUCTION

PLANNED SYSTEM

NOTE

· SCOPE OF THIS PROJECT

7－3　概略工事計画

この計画は，既設カブタイ発電所の増設計画であり，新設される構造物は，取水口，導水路，発電所，放水路などの発電設備と，開閉所，送電線とである。

この増設発電所の工事の実施にあたっては，とくに既設々備に対して支障を与えないよう十分に配慮しなければならない。

また，工事用地，（材料置場，事務所用地，プラント用地他）工事用電源，および，工事用道路については，既設発電所，および，ダムの建設時にすでに整備されており，この増設工事においても利用できる。

本工事は，土木工事，建築工事，水車・発電機の据付工事および試運転を含め，約4年間を必要とする。

7－3－1　主要な工事数量

水路構造物，発電所などを含む主要工事の工事数量は，下記のとおりである。

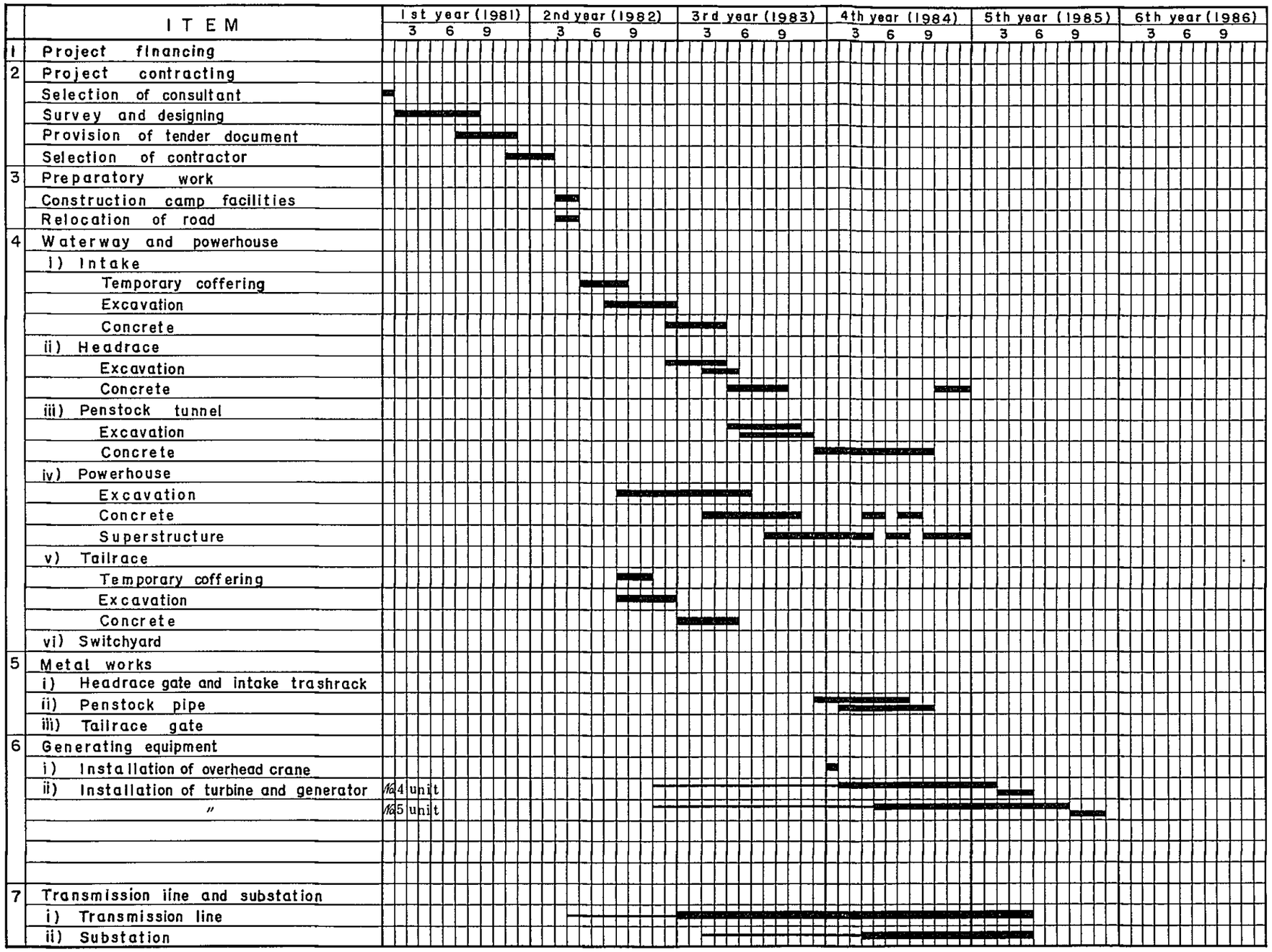
堀　　削（明　　り）		147,900 m^3
〃　（トンネル）		38,000 m^3
コンクリート		41,500 m^3
グラウト工	モルタルグラウト工	700 m^3
	セメント　〃	1,300 m^3
鉄　筋　工		1,615 t

7－3－2　主要な建設資材

本工事に使用する主要な建設資材は，下記のとおりである。

セメント	11,000 t（国内で調達）
鉄　筋	1,615 t（主に国外で調達）
骨　材	75,000 t（国内で調達）
鋼　材	3,800 t（国外で調達）
木　材	2,000 m^3（国内で調達）
燃　料	2,400 $k\ell$（国内で調達）

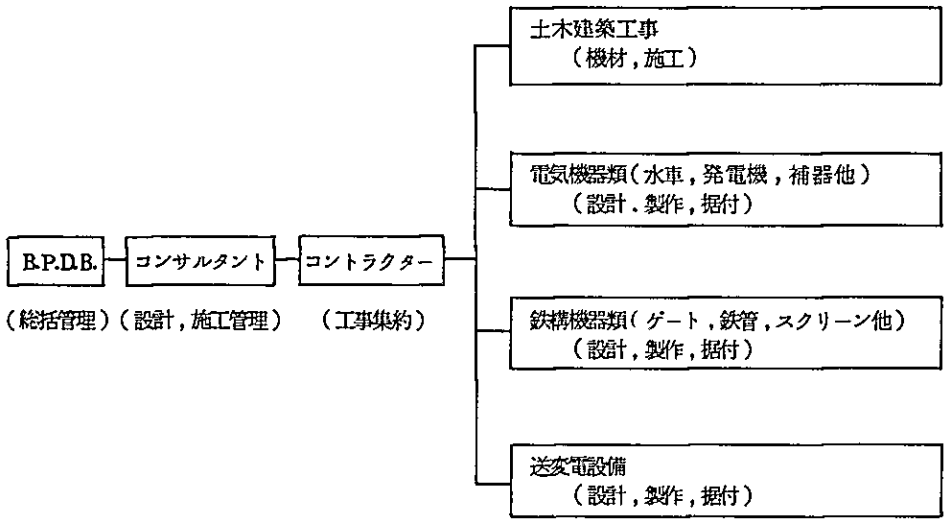
Fig. 7.6 TENTATIVE CONSTRUCTION TIME SCHEDULE



(2) 実施体制

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

〔工事の実施体制〕



〔参　考〕上記各区分別建設資金概略分担額　（10^6円相当額）

		外貨分
土木建築工事	4,852	(2,348)
電気機器類	7,026	(5,724)
鉄構機器類	1,926	(1,586)
送変電設備工事	2,933	(1,694)
コンサルタント	975	(863)
計	17,712	(12,215)

第８章　総所要資金と資金計画

第８章　総所要資金と資金計画

8－1・建設費算定条件

建設費算定にあたっては，自然条件，地域条件，工事規模およびバングラデシュ国内業者の建設技術水準等，これら諸条件を考慮し次の通りとした。

8－1－1 資　材

現地調達可能な主要資材はセメント，砂利，砂および鉄筋であり，これ以外の資材は輸入により供給する。

なおエスカレーション率は輸入資材を年６％，現地調達資材を９％とした。

(1) 輸入資材

(a) 各種資材の仕様，数量については，設計面および施工面を考慮して決定した。

(b) 価格については，1983／84までのエスカレーションを見込んだ。

(c) 輸入税および内陸輸送費。

1980年8月20日 B.P.D.B.とのミーティングにおいて下記の通り定められた。

- Duties and taxes ：CIF価格の 2.5 ％
- Landing Chahge ： 〃 ｜
- Storing Charge ： 〃 ｜ 3 ％
- Handling ： 〃 ｜
- Transportation ： 〃 ｜

(2) 現地調達資材

(a) 現地調達資材についての主な情報収集箇所は下記の通りである。

- B.P.D.B.の本社および現場
- 現地メーカー
- 民間施工業者
- その他ダッカ市内

(b) セメント

生産地はチッタゴン（原料を輸入して生産）とシルヘット（バングラデシュ

人民共和国北部，一貫生産）であり，2工場で国内需要の80％をまかなっている。残り20％は輸入しているが政府の価格統制品となっており，国産品，輸入品とも同一価格である。

(c) 砂利，砂

産地はシルヘット地方に限られており，一部はインドから輸入されているが，一般的には品薄傾向にあり高価である。したがって，強度に関係のない"栗石"や"ならしコンクリート"は，豊富にあり比較的価格の安いレンガを代用品として使用することとした。

(d) 鉄筋

鉄筋などの鉄鋼製品は，現地唯一のチッタゴン製鋼所で生産され，国内需要の3分の1をまかなっている。残り3分の2は各国から鋼材として輸入され各主要都市の加工専門工場で製品化している。

価格はセメントと同じで政府統制のもとにある。

8－1－2 労働力

(1) 労働賃金

(a) 現地労働者

現地労働者の賃金についてはB.P.D.Bおよび現場にて情報収集を行った。

その結果，単純労働者は現地で確保し得るが，技能労働者は都市に集中しているため，地方の現場に投入する場合は手当が必要である。手当は基本賃金の約30％である。

なお，エスカレーションは年率9％とする。

(b) 労働力供給および技能程度

単純労働者は人口過密国であるため確保できると考えられるが，農閑期と農繁期で人員の増減が予想され，工程管理上注意を要する。

8－1－3 その他

(1) 建設所運営費：内貨直接費の3％

工事管理用事務所，その他工事管理のための現地における費用。

(2) 一般管理費：内貨直接費の6％

(3) 一般予備費：直接費と間接費の計に物価上昇予備費を加えたものの10％

計画立案の際に予測出来ない変動要因（物価変動は除く）の発生を考慮した費用。

(4) 物価上昇予備費：1984／85年以降毎年9％のエスカレーションをみて算出。

(5) トレーニング費

B.P.D.B. 技術者は，電力計画および設計，保守運転の訓練を行なう。

10名の技術者をそれぞれ4ケ月間訓練する。

(6) 建設中利子：利子率5％（工事年度ごとの直接費と間接費の計と同年度における予備費を増えたものの50％に対し5％の利子率をみて算出）

(7) 交換率

1 TK＝13.3円とする。

8－2 所要資金

本プロジェクトに関する総所要資金は次の通りである。

総所要資金	1,331,700 千TK	（約 17,712,000 千円）
内 外貨分	918,400 千TK	（約 12,215,000 千円）
内貨分	413,300 千TK	（約 5,497,000 千円）

(1) 総所用資金総括表　Table 8.1 のとおり

(2) 建設費内訳　Table 8.2 のとおり

8－3 資金計画

工事工程，および，総所要資金にもとづき検討の結果，資金計画は，Table 8.3 のとおりとなる。

Table 8.3 Disbursement Program

資金＼年度	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	計
外貨 円（×10^6）	75 （5.6） TK×10^6	1,218 （91.6） 〃	2,421 （182.0） 〃	4,945 （371.8） 〃	2,466 （185.4） 〃	1,090 （82.0） 〃	12,215 （918.4） 〃
内貨 TK（×10^6）	1.7	33.2	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に換算したもの。

Table 8.1 Total Required Investment

	Foreign currency		Local currency	Total
	¥1,000	TK1,000	TK1,000	TK1,000
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 8.2 Breakdown of Construction Cost (Direct Cost)

Items	Quantity	Unit	Unit Cost (¥)	Amount (¥10^3)	Foreign currency (¥10^3)
1. Waterway and powerhouse				11,011,000	8,525,000
1) Intake				886,000	535,000
Temporary coffering	1	set		250,000	
Excavation (outdoor)	48,900	m^3	2,900	141,810	
Concrete	8,800	"	23,000	202,400	
Reinforcing bar	450	t	140,000	63,000	
Screen	330	"	600,000	198,000	
Miscellaneous work	1	set		30,790	
2) Headrace				1,032,000	665,000
Excavation (tunnel)	12,500	m^3	14,000	175,000	
Excavation (vertical shaft)	3,500	"	19,000	66,500	
Concrete (tunnel)	4,800	"	33,000	158,400	
Concrete (vertical shaft)	2,050	"	33,000	67,650	
Reinforcing bar	160	t	140,000	22,400	
Gate	500	"	1,000,000	500,000	
Miscellaneous work	1	set		42,050	
3) Penstock tunnel				1,551,000	1,100,000
Excavation (tunnel)	22,000	m^3	14,000	308,000	
Concrete	6,000	"	23,000	138,000	
Reinforcing bar	95	t	140,000	13,300	
Steel pipes	1,500	"	700,000	1,050,000	
Miscellaneous work	1	set		41,700	
4) Powerhouse				1,185,000	590,000
Excavation (outdoor)	80,000	m^3	2,900	232,000	
Concrete	17,000	"	23,000	391,000	
Reinforcing bar	850	t	140,000	119,000	
Building	17,000	m^3	24,000	408,000	
Miscellaneous work	1	set		35,000	
5) Tailrace				506,000	345,000
Temporary coffering	1	set		60,000	
Excavation (outdoor)	19,000	m^3	2,900	55,100	
Concrete	2,500	"	23,000	57,500	
Reinforcing bar	60	t	140,000	8,400	
Gate	220	"	1,000,000	220,000	
Gantry crane	50	"	1,500,000	75,000	
Miscellaneous work	1	set		30,000	
6) Generating equipment				5,200,000	4,840,000
Turbine	1	set		1,900,000	
Generator	1	"		1,700,000	
Transformer	1	"		80,000	
Switchboard	1	"		200,000	
Crane	1	"		300,000	
Installation and instruction	1	"		900,000	
Miscellaneous work	1	"		120,000	
7) Switchyard	1	set		451,000	340,000
8) Temporary equipment	1	set		200,000	110,000

Items	Quantity	Unit	Unit Cost (¥)	Amount (¥10^3)	Foreign currency (¥10^3)
2. Transmission line and substation				2,331,000	1,450,000
1) Transmission line	1	set		1,718,000	897,000
2) Substation	1	set		613,000	553,000
3. Transportation and shipping cost	1	set		384,000	0
Total				13,726,000	9,975,000

第９章　経済評価

第9章　経済評価

エネルギー問題は非産油国である同国に於ても深刻であり，化石燃料に頼らずにすむカプタイ水力発電所の増強には大きな期待が寄せられているが，本章では本プロジェクトが経済的見地からフィージビルであるか否かを検討した。

9－1　前提条件と数値

9－1－1　発生電力量

発生電力量は下記の考え方に基いて算出した。即ち，新設の4・5号機は，既設の1・2・3号機を先ず運転し，更に水が余った場合に運転発電するという前提に立った。

新ルールカーブを利用しての1～5号機の発生電力量はTable 6.8にケース3として，新ルールカーブを利用しての1～3号機の発生電力量をケース4として示してあるが，このケース3よりケース4を差し引いた数字が上記条件を満足する発生電力量であると定めた。これらの数値をTable 9.1の如くまとめた。この表の年間増量分合計211×10^6kWhを各年の4・5号機の受け持つ発生電力量として本章の分析に適用してゆく。但し85／86年度はその⅔の140×10^6kWhとする。

Table 9.1　Assumed Generated Energy by Units 4 and 5

10^6 kWh

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
Case 3 平均	57.9	76.7	68.6	70.2	86.4	104.9	140.4	155.0	120.2	63.4	78.0	67.2	1,089
Case 4 平均	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
増加発生電力量	0	0.1	-0.2	4.9	15.2	31.1	50.6	57.4	26.8	9.8	19.4	-4.2	211

9－1－2　負荷と発電との関係

1993／94年のチッタゴン地区の負荷を受け持つ同地区内にある分類別発電所の月別最大発生電力を試算した結果をTable 9.2およびFig 9.1に示す。試算の前提となったものは，同年のチッタゴン地区の最終需要電力量（第5章）ロス率20%，

Fig.9.1 Monthly Maximum Generated Electric Power in Chittagong Area for 1993/94

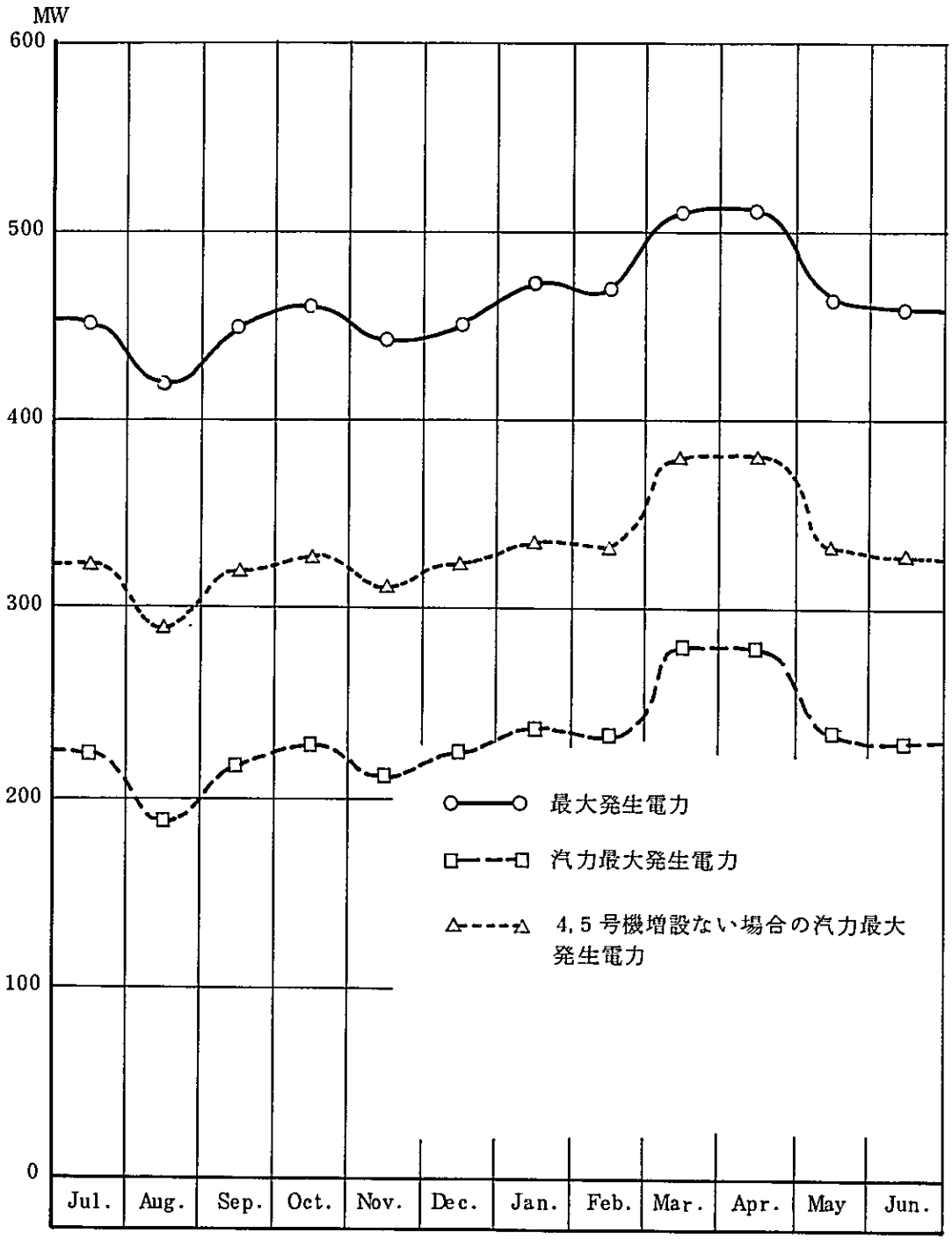


Table 9.2 Maximum Generated Electric Power in Chittagong Area for 1993/94

単位：MW

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
最大発生電力	453	422	448	458	443	453	468	463	509	509	463	458
カプタイ1～3号機 最大発生電力	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
4・5号機 最大発生電力	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
カプタイ以外発電所 最大発生電力	223	192	218	228	213	223	238	233	279	279	233	228

負荷率0.63の数字である。月別数字は過去の月別最大を参考とした。

9−1−1において乾季は4・5号機の発生電力は殆どないという仮定を設けたが，実際にはピーク時には非ピーク時の1～3号機の出力を減じても，全発電機を運転するのが当然である。4・5号機は渇水期には特に尖頭負荷受け持ちの効果を発揮する。

9−1−3　各種発電所の運転費

(1) カプタイ水力発電所

使用水の費用は0とみなす。

4・5号機のために要する余分の保守費用は年間500万TKとする。

(2) 汽力発電所

a. 燃料費＝ガス料金

1979/80年現在B.P.D.Bがダッカ地区で購入しているガスの価格は0.22 TK/m^3である。この価格は過去10年間に年平均155%の値上りを続けた結果である。

天然ガスは同国唯一の化石燃料であり，ガス田開発は重要視され，その資金源として販売収入が期待されていることと，現在のガスの価格が国際価格に対して非常に低く抑えられ，上げ巾があるという二つの理由により，今後ともこの程度の値上りはあると思われる。以上の仮定に従えば，カプタイ増設機が稼働する85/86年にはダッカ地区で0.51 TK/m^3となる。更にチッタゴン地区までガスを輸送せねばならぬので，更に20%高い0.61 TK/m^3を汽力発電所で使用するガスの購入価格として算定基準とする。

1 kWh発電量のためのガス使用量は，78／79年実績より

0.338 m^3　とする。

よって，1 kWh当りの燃料費は

0.61 TK × 0.338 ≒ 21 paisa

となり，85／86年以降の燃料費もこの値に固定する。

b．運転および保守費

運転および保守費は過去の実績より85／86までのエスカレーションを9％ありとして同年の費用を算出したら12.8 paisa／kWhとなった。この値を85／86年以降の値として固定する。

9－1－4　発電以外の経費

1977／78年，ＰＤＢが発電以外，即ち送変電，配電，営業，管理などに費消した経費は，発電量1 kWh当り15.9 paisaであった。これも毎年9％のエスカレーションを考慮すれば，85／86年には31.6 paisa／kWhとなる。この値を，85／86年以降の値として固定する。

9－1－5　電力販売収入

1980年に改正された新料金では，1 kWh当り平均100 paisaとなる。これを販売電力料収入として固定する。

9－1－6　本プロジェクトの建設費

第8章で述べた建設費を支払いベースのTK換算で示すとTable 9.3の通りとなる（1 TK＝13.3円）。

Table 9.3　Constrnction Cost for Kaptai Hydro－Power Station Extension

円，TKとも100万単位

年　度	80／81	81／82	82／83	83／84	84／85	85／86	計
円表示	97	1,660	3,367	6,937	3,735	1,916	17,712
タカ表示	7	125	253	522	281	144	1,332

9－1－7　運転期間

経済評価の計算のための運転期間は30年と定める。

9－1－8　割引率

Ｂ／Ｃレーショ，代替案との比較等に使用する割引率は10％，15％の両方を採

用した。

9−2 代替案との比較

9−1−2で説明した通り，カブタイ水力発電所4・5号機は最大負荷時の尖頭部分を受け持つので，もしこの増設を行なわない場合は，尖頭負荷分担のための他の発電所を建設する必要がある。

この代替案としては，シカルバハ60MW汽力発電所に隣接して100MW1機1缶天然ガス専焼汽力発電所を建設する案が，土地購入，附帯設備の共同利用，運転上の便宜さよりみて最適と考える。

9−2−1 建　設　費

カブタイ水力発電所との比較であるので，建設費は1983／84年の価格で見積った。建設期間は，83／84年7月より84／85年6月までの2年間とした。建設費の内訳は，Table 9.4に示し，キャッシュフローは2年間均一とみた。

9−2−2 運 転 費 用

9−1−1 発生電力量および9−1−3の運転費を用いて，各発電所の年間費用を計算したところ，Table 9.5となった。

9−2−3 両 案 比 較

9−2−1および9−2−2に述べた数値を使い，割引率10%，15%を用いてその費用を現在価値に直したものをTable 9.6に示す。

割引率10%の場合　$\dfrac{(\text{火力案})\text{費用}}{(\text{水力案})\text{費用}} = \dfrac{1{,}510}{1{,}036} = 1.46$

割引率15%の場合　$\dfrac{(\text{火力案})\text{費用}}{(\text{水力案})\text{費用}} = \dfrac{1{,}163}{901} = 1.29$

となり，最小費用法で比較した場合，カブタイ水力増設の方がはるかに有利であるとの結論になった。

そのほかに，水力案が火力案に勝っている点を列挙すれば，

(1) 火力発電プラントは，水力発電プラントに比し，故障発生の頻度がはるかに多い。故障発生は，電力供給の安定性を悪くし，需要家に迷惑を及ぼす。更には故障した場合，再スタートのために余分の燃料を消費し，損失を大きくする。

(2) 水力発電プラントは火力発電プラントに比較して保守が容易である。

Table 9.4 Construction Cost of 100MW Steam Power Plant

単位：10^6 TK

	内　　訳	金　　額
1	準備工事	1.52
2	建家	36.75
3	従業員社宅	8.05
4	ボイラー	190.54
5	タービン発電機	265.97
6	その他附属機器	103.39
7	基礎および据付	187.70
8	変電設備一式	103.65
9	変電所基礎および据付	30.69
10	建設用車両及び建設機械	16.89
	小　　計	945.15
1	技術費	29.14
2	関税	132.09
3	その他公課	66.05
4	現場管理費	58.62
5	予備費	36.93
6	管理費	36.93
7	建設中利子	152.65
	合　　計	1,457.56

(3) 火力発電プラントのガス料金の将来の値上りは測り知れぬものがあり，これが経営面に圧力を及ぼすが，水力発電プラントはインフレーションの影響を受ける程度がはるかに少い。

Table 9.5 Operation Cost for respective Power Plants

平年及び 85／86 の別	発電所種別	発生電力量	燃料費		維持運転費		合計
		(10^6 kWh)	単価(TK)	計(10^6TK)	単価(TK)	計(10^6TK)	(10^6TK)
平年	カブタイ4・5号機	211	0	0		5.0	5.0
	汽力発電所	220	0.21	46.2	0.128	28.2	74.4
85/86 年	カブタイ4・5号機	140	0	0		5.0	5.0
	汽力発電所	146	0.21	30.7	0.128	18.7	49.4

注：水力発電所は発生電力の 0.8 %が，汽力発電所は 5 %が所内用電力として費消されるものとして発生電力量を計算した。

各発電所より最終需要までのロスは両者同一とした。

Table 9.6 Comparison of Kaptai Hydor-Power Station and Steam Power Plant

金額の単位：10^6TK

プロジェクト名	摘　　要		80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87～2014/15		計
									1年分	計	
カプタイ 4・5号機 増設	建設費		7	125	253	522	281	144			1,332
	運転費							5	5	145	150
	計		7	125	253	522	281	149	5		1,482
	割引率10％	係数	1.000	0.9091	0.8264	0.7513	06836	0.6209			
		現在値	7	114	209	392	192	93		29	1,036
	割引率15％	係数	1.000	0.8696	0.7561	0.6575	0.5718	0.4972			
		現在値	7	109	191	343	161	74		16	901
汽力発電所 (100 MW) 新設	建設費					729	729				1,458
	運転費							49.4	744		2,207
	計					729	729	49.4			3,665
	割引率10％					0.7513	06836	0.6209			
						548	498	31		433	1,510
	割引率15％					0.6575	0.5718	0.4972			
						479	417	25		242	1,163

注：86/87～2,014/15の算出には下記式を適用した。

$$PV = a\{(1-X^{35})-(1-X^{6})\}\div(1-x)$$

ここにPV：現在値

a：86/87～2014/15の一年分実際値

$$x : \frac{1}{1+\gamma}$$

但しγ：割引率

9－3 財務分析

財務分析は，内部収益率及び B／C レーショの両方で行うが，これに用いるデータは9－1に述べたものを用いる。

即ち，

発生電力量	85／86年	140×10^6 kWh
	それ以降	211×10^6 kWh
4・5号機運転費用	各　年	5×10^6 TK
ロス率		20％
販売電力量	1 kWhにつき	1 TK
発電以外の費用	1 kWhにつき	0.316 TK

上記よりカブタイ4・5号機のみの運転費を差し引いた純収入 I' は

$$I' = \text{発電量} \times (0.8 \times 1 - 0.316)\ \text{TK}$$

I' より運転費 5×10^6 TKを差し引けば，4・5号機のみの純収入が得られ，

85／86年	62.7×10^6 TK
86／87年以降	97.1×10^6 TK

となる。

9－3－1 内部収益率

割引率5％，6％の建設費および純収入は Table 9.7 に示す通りとなり，補間法を用いて

$$IRR = 5\% + \frac{1{,}201 - 1{,}150}{(1{,}201 - 1{,}150) + (1.119 - 1{,}033)}$$

$$= 5.37\%$$

以上の結果となった。

9－3－2 B／C レーショ

Table 9.7 の数値を使って，下記の B／C レーショを得た。

割引率10％の場合　$B/C = \dfrac{604}{1{,}003} = 0.60$

割引率15％の場合　$B/C = \dfrac{347}{883} = 0.39$

Table 9.7 Calculation Process for Financial Analysis

金額単位：10^6TK

摘要			80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87～2014/15		計
									1年分		
建設費			7	125	253	522	281	144			1,332
純収入								62.7	97.1	2,816	2,878.7
割引率 5 %	係数		1.000	0.9524	0.9070	0.8638	08227	0.7835			
	現在値	建設費	7	119	229	451	231	113			1,150
		純収入						49		1,152	1,201
割引率 6 %	係数		1.000	0.9434	0.8900	0.8396	0.7921	0.7473			
	現在値	建設費	7	118	225	438	223	108			1,119
		純収入						47		986	1,033
割引率 10 %	係数		1.000	0.9091	0.8264	0.7513	0.6836	0.6209			
	現在値	建設費	7	114	209	392	192	89			1,003
		純収入						39		565	604
割引率 15 %	係数		1.000	0.8696	0.7561	0.6575	0.5718	0.4972			
	現在値	建設費	7	109	191	343	161	72			883
		純収入						31		316	347

9－4 その他の便益

カプタイ水力発電所増設により得られる，その他の便益として下記事項を挙げることができる。

(1) 化石燃料の節約

本プロジェクトは無効放流していた水を有効利用するので，その分貴重な化石燃料を節約することになり，節約された化石燃料を化成品の原料に向ければ，化成品輸入を減少させ，更に将来液化して外国に輸出することを考慮すれば外貨獲得にもつながる。

(2) 送電の安定

本プロジェクトには山地通過２回線送電線建設を含んでおり，既存の送電線が過去洪水により倒壊し，カプタイの電力が送電できず，水を無効放流し，チッタゴン地区の負荷にも混乱を生ぜしめたことを考慮した場合，送電線の新設は水力の無駄を生ぜしめないばかりでなく，負荷にも混乱を起さぬという意味で大きな便益である。

(3) 良質電力の供給

水力は出力制御が容易であり，負荷の変動に応じ易い電力供給源として，水力の比率が増加するということは，全体の系統に対して，電圧，周波数の変動に対し，減少の方向に働き，本プロジェクトはその意味でも大きな便益につながる。

(4) １～３号機の保守点検機会の増加

４・５号機増設により設備に余裕を生じ，１～３号機の保守点検を行なう機会を増し，それだけカプタイ水力発電所の故障を減少させる効果がある。

APPENDIX

1. THE TEAM ACTIVITIES in THE FIELD SURVEY

2. STORAGE FUNCTIONAL METHOD

3. LIST of RUNOFF and DISCHARGE in EACH CASE

4. GENERATED ELECTRIC ENERGY of KAPTAI HYDRO-POWER STATION

5. PLANS

(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.22.50
(9) POWERHOUSE FLOOR PLAN EL. 5.00
(10) POWERHOUSE TRANSVERSE SECTION
(11) POWERHOUSE LONGITUDINAL SECTION
(12) POWERHOUSE DOWNSTREAM ELEVATION

6. FEASIBILITY of KAPTAI HYDRO-POWER EXTENSION PROJECT by PUMPED STORAGE POWER PLANT

1. THE TEAM ACTIVITIES in THE FIELD SURVEY

Field Survey (Site Survey)

No.	Date	Day	Place	Time	Activity	Participant	Contents	Remarks
1	3/1	Sat.	Bangkok	11:00 17:10	Lv. Narita Ar. Bangkok	Iwata, Nakano, Ouchida and Murata		
2	3/2	Sun.	Bangkok			"		
3	3/3	Mon.	Dacca	16:45 18:05	Lv. Bangkok Ar. Dacca	"	Discussion with Mr. Tateishi on survey (work) schedule	Joined with Mr. Tateishi
4	3/4	Tue.	Dacca	8:30	Japanese Embassy JICA office and B.P.D.B.	All members	Courtesy visit	
5	3/5	Wed.	Dacca	8:30	B.P.D.B.	B.P.D.B. staff	Meeting on survey (work) schedule	Mr. Munim Mr. Isulam Mr. Rahman Mr. Kabir, etc.
6	3/6	Thu.	Dacca	8:30	B.P.D.B.	B.P.D.B. staff	Signing of S/W, M/M and presentation of list of materials required	
7	3/7	Fri.	Dacca Via Chittagong Kaptai	9:30 10:20	Lv. Dacca Ar. Chittagong	Iwata, Nakano, Ouchida, Murata and counterparts		Trip, parted from Mr. Tateishi
8	3/8	Sat.	Kaptai	8:30	Kaptai Hydro-Power Station	All members, counterparts and staff of power station	Meeting on survey schedule, collection of data and site survey	

No.	Date	Day	Place	Time	Activity	Participant	Contents	Remarks
9	3/9	Sun.	Kaptai	10:00	Internal meeting	All members	Arrangement of collected data and meeting on survey schedule	
10	3/10	Mon.	Kaptai	8:30 10:00	Kaptai Hydro-Power Station Chandraghona district	All members, counterparts and staff of power station Iwata, Nakano, Ouchida and counterparts	Survey on operation conditions of power station Survey of downstream areas on boat	
11	3/11	Tue.	Kaptai	8:30	Power station areas	Iwata, Nakano and counterparts	Detail survey of proposed sites for the extension project	
			Chittagong	9:00	Lv. Kaptai Ar. Chittagong	Ouchida, Murata, counterparts and branch staff	Survey of transmission line route and collection of data	Trip
12	3/12	Wed.	Kaptai	8:30	Power station areas	Iwata, Nakano and counterparts	Detail survey of proposed sites for the extension project	
			Chittagong	8:30	B.P.D.B. branch	Ouchida, Murata, counterparts and branch staff	Data collection	
13	3/13	Thu.	Kaptai	8:30	Rashyapara district	Iwata, Nakano and counterparts	Survey of upstream areas on boat	
			Chittagong	8:30	B.P.D.B. branch	Ouchida, Murata, counterparts and branch staff	Data collection	

No.	Date	Day	Place	Time	Activity	Participant	Contents	Remarks
14	3/14	Fri.	Kaptai	8:30	Kaptai Hydro-Power Station	Iwata, Nakano, counterparts and staff of power station	Data collection	
			Chittagong	8:30	Shikalbaha Power Station	Ouchida, Murata and counterparts	Survey of thermal power station and substation	
15	3/15	Sat.	Kaptai	8:30	Kaptai Hydro-Power Station	Iwata, Nakano, counterparts and staff of power station	Data collection	
			Chittagong	8:30	B.P.D.B. branch	Ouchida, Murata, counterparts and branch staff	Data collection	
16	3/16	Sun.	Kaptai	8:30	Rangamati district	Iwata, Nakano and counterparts	Survey of upstream areas on boat	
			Chittagong	10:00	Internal meeting	Ouchida, Murata and counterparts	Arrangement of collected data and meeting on survey schedule	
17	3/17	Mon.	Chittagong	9:00 15:00	Lv. Kaptai Ar. Chittagong	Iwata and Nakano	Survey of trans-mission line route	Trip, joined with Mr. Murata
			Dacca	11:00 12:30 14:00	Lv. Chittagong Ar. Dacca B.P.D.B.	Ouchida B.P.D.B. staff	 Meeting	Trip

No.	Date	Day	Place	Time	Activity	Participant	Contents	Remarks
18	3/18	Tue.	Chittagong Dacca	8:30 10:00 17:30 18:20	B.P.D.B. branch Chittagong district Lv. Chittagong Ar. Dacca	Iwata, Nakano, Murata, and branch staff Nakano, Murata Iwata, Nakano and Murata	Data collection Survey of trans-mission line route	Trip, joined with Ouchida
19	3/19	Wed.	Dacca	8:30	B.P.D.B., Embassy of Japan and JICA Office	All members and B.P.D.B. staff	Report of site survey	
20	3/20	Thu.	Dacca	8:30	B.P.D.B. B.W.B.D. and Survey of B	All members and B.P.D.B. staff Iwata, Nakano and counterparts	Data collection and meeting Aerial photographing Request of maps	
21	3/21	Fri.	Dacca	8:30	B.P.D.B. LANDSAT Center	All members and Mr. Kabir Iwata, Nakano and counterparts	Data collection and discussion Request of photographs from LANDSAT	
22	3/22	Sat.	Dacca	8:30	B.P.D.B. Survey of B	All members and Mr. Murtafa Nakano and counterparts	Data collection and discussion Obtaining of maps	
23	3/23	Sun.	Dacca	10:00	Internal meeting	All members	Arrangement of collected data and meeting	

No.	Date	Day	Place	Time	Activity	Participant	Contents	Remarks
24	3/24	Mon.	Dacca	8:30	B.P.D.B. LANDSAT Center	All members and Mr. Murtafa Iwata, Nakano and counterparts	Obtaining of data for economic appraisal Obtaining of photo-graphs	
25	3/25	Tue.	Dacca	8:30	B.P.D.B. Survey of B	All members and Mr. Murtafa Nakano and counterparts	Hearing on electric power demand forecast Obtaining of maps	
26	3/26	Wed.	Dacca	8:30	B.P.D.B. Siddhirgang Power Station Internal meeting	All members Ouchida, Murata and counterparts All members	Data collection Survey of thermal power station Discussion on the report of site survey	
27	3/27	Thu.		8:30	B.P.D.B. Embassy of Japan, JICA office	All members and B.P.D.B. staff	Report on site survey Courtesy visit	
28	3/28	Fri.	Bangkok	19:25 22:40	Lv. Dacca Ar. Bangkok	All members	Preparation for return to Japan	
29	3/29	Sat.		9:50 17:20	Lv. Bangkok Ar. Narita	All members	Return to Japan	

2. STORAGE FUNCTIONAL METHOD

〔貯留関数法〕

貯留関数法は，降雨量を用いて，その地点の河川流量を算定するもので，その概要は次に述べるとおりである。

この方法は，蒸発あるいは地盤に浸透しないで，直接河川流量となる降雨に関しては貯留関数法を用い，蒸発，ならびに，地盤に浸透するものについては地盤をタンクと見做して地盤貯留量と地下水の河川への流出量の関係をモデル化して河川総流量を算出するものである。

貯留関数法は次式で，また，タンクモデルは，下図に示す。

〔貯留関数法〕

$$r - q = ds/dt$$

$$s = k \cdot q^p$$

こゝに

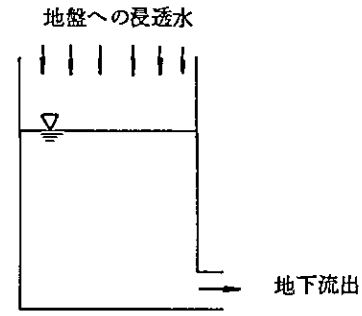
r：流域平均雨量（mm／日）

q：流出高（mm／日）

s：単位貯留高（mm）

k・p：定数

〔タンクモデル〕



※　木村俊晃：応用水文，新土木設計データブック

（森北出版㈱，昭和44年7月）

Fig. A.1　Chronological Graph of Runoff は，この方法により算出した河川流量と実績流量との比較を示すものである。

また，検討に用いた貯水池面，および，地表面からの蒸発量はHamom公式による方法を採用した。

（Fig.A.2 Comparison of Evaporations 参照）

Fig. A.1 CHRONOLOGICAL GRAPH of RUNOFF

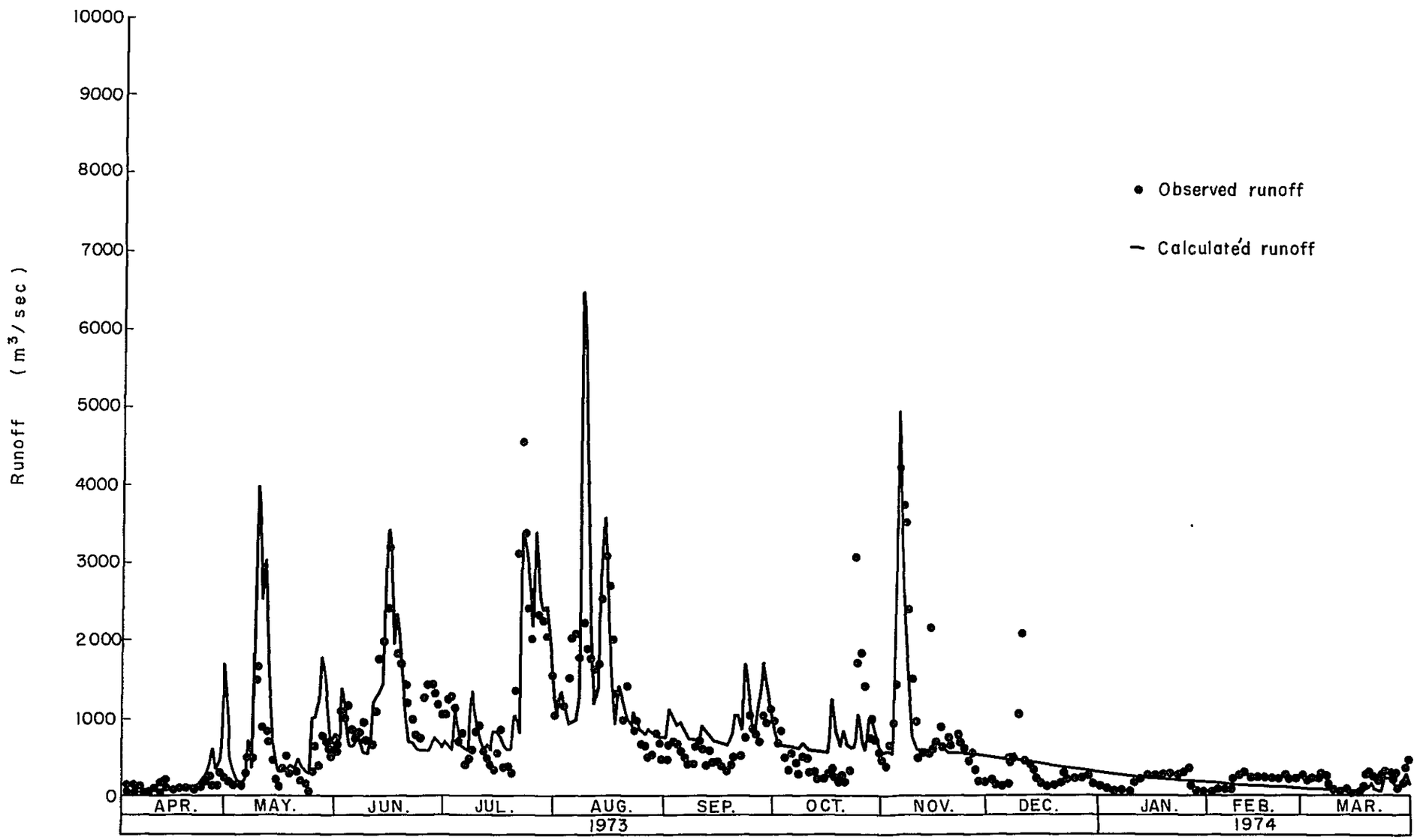
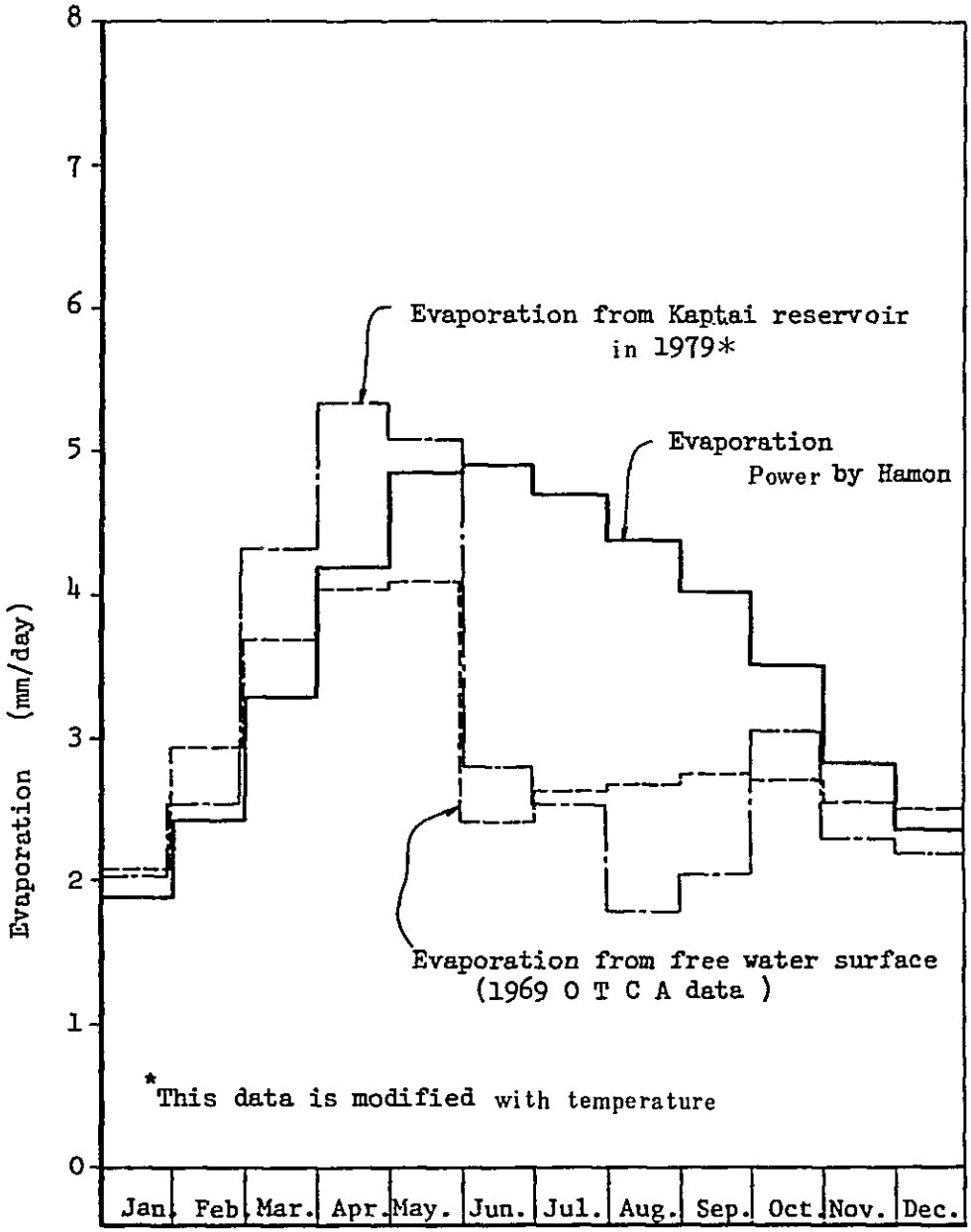


Fig. A.2 Comparison of Evaporations



3. LIST of RUNOFF and DISCHRGE in EACH CASE

List of Runoff and Discharge in each case

(Case 1: 3 units operated, without upper limit of water level)

(x $10^7 m^3$)

Year	Description	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1973	Runoff	22.5	21.5	30.0	27.3	127.0	323.0	348.0	389.0	151.0	175.0	282.0	83.5	1979.8
	Turbine discharge	74.5	107.0	113.0	102.0	142.0	148.0	79.8	136.0	46.0	78.1	125.0	110.0	1261.4
	Spillway discharge	0	0.2	0	0	62.4	175.0	130.0	111.0	1.3	54.8	158.0	25.7	718.4
1974	Runoff	46.7	47.8	53.1	68.4	102.0	414.0	502.0	316.0	352.0	202.0	64.4	43.7	2212.1
	Turbine discharge	98.7	129.0	131.0	131.0	143.0	147.0	142.0	96.7	124.0	117.0	58.0	93.3	1410.7
	Spillway discharge	0	4.1	5.2	12.7	36.2	267.0	223.0	76.8	124.0	43.7	6.4	2.4	801.4
1975	Runoff	54.8	36.1	36.7	41.8	65.1	167.0	471.0	256.0	267.0	260.0	128.0	45.0	1828.5
	Turbine discharge	107.0	121.0	120.0	115.0	132.0	128.0	75.1	77.3	117.0	108.0	97.9	97.0	1295.3
	Spillway discharge	0	0.6	0	1.9	10.2	38.2	260.0	36.8	45.6	110.0	29.9	0	533.2
1976	Runoff	32.5	45.8	32.1	54.9	106.0	890.0	811.0	391.0	216.0	100.0	68.8	40.7	2788.8
	Turbine discharge	84.5	122.0	115.0	121.0	137.0	143.0	134.7	132.0	72.2	32.1	60.8	91.1	1244.9
	Spillway discharge	0	12.7	0	9.3	44.3	74.3	538.0	118.0	40.8	28.2	9.6	0	1543.9
1977	Runoff	33.3	41.3	17.0	138.0	195.0	278.0	287.0	328.0	207.0	67.6	36.7	19.7	1648.6
	Turbine discharge	85.1	121.0	99.9	136.0	153.0	128.0	90.3	100.0	83.3	21.2	36.7	70.6	1125.1
	Spilway discharge	0.2	5.7	0	77.0	119.0	150.0	60.3	86.0	20.3	3.8	0	1.2	523.5
1978	Runoff	23.7	18.6	18.7	16.8	152.0	499.0	304.0	250.0	376.0	118.0	229.0	34.5	2040.3
	Turbine discharge	75.7	104.0	102.0	91.8	131.0	149.0	110.1	63.4	120.0	76.4	108.0	86.5	1217.9
	Spillway discharge	0	0	0	0	99.2	350.0	57.0	44.2	152.0	0	120.0	0	822.4
1979	Runoff	30.5	25.6	31.3	25.9	32.2	63.9	441.0	299.0	280.0	58.7	36.6	33.2	1357.9
	Turbine discharge	82.5	111.0	114.0	101.0	109.0	60.3	55.8	73.6	97.9	23.2	29.8	83.8	941.9
	Spillway discharge	0	0.2	0	0	0.9	3.6	264.0	67.0	78.2	0	0.7	1.4	416.0
Average	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	1979.4
	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	1213.8
	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

List of Runoff and Discharge in each case

(Case 2: 5 units operated, without upper limit of water level)

(x 10^7 m^3)

Year	Description	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1973	Runoff	22.5	21.5	30.0	27.3	127.0	323.0	348.0	389.0	151.0	175.0	282.0	83.5	1979.8
	Turbine discharge	74.5	107.0	113.0	102.0	187.0	234.0	119.0	199.0	47.2	101.0	173.0	121.0	1577.7
	Spillway discharge	0	0	0	0	17.1	88.8	93.1	47.9	0	31.7	109.0	14.5	402.1
1974	Runoff	46.7	47.8	53.1	68.4	102.0	414.0	502.0	316.0	352.0	202.0	64.4	43.7	2212.1
	Turbine discharge	98.7	133.0	136.0	141.0	176.0	737.0	227.0	133.0	184.0	150.0	64.4	95.7	1775.8
	Spillway discharge	0	0	0	2.6	2.9	177.0	138.0	40.0	63.7	11.1	0	0	435.3
1975	Runoff	54.8	36.1	36.7	41.8	65.1	167.0	471.0	256.0	267.0	260.0	128.0	45.0	1828.5
	Turbine discharge	107.0	122.0	120.0	117.0	143.0	166.0	123.3	102.0	154.0	160.0	119.0	97.0	1530.3
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0.5	209.0	12.4	8.6	58.5	9.2	0	298.2
1976	Runoff	32.5	45.8	32.1	54.9	106.0	890.0	811.0	391.0	216.0	100.0	68.8	40.7	2788.8
	Turbine discharge	84.5	134.0	115.0	130.0	174.0	234.0	230.0	188.0	102.0	39.1	67.0	91.1	1586.7
	Spillway discharge	0	0	0	0	3.8	656.0	444.0	62.3	11.4	21.2	3.4	0	1202.1
1977	Runoff	33.3	41.3	17.0	138.0	195.0	278.0	287.0	328.0	207.0	67.6	36.7	19.7	1648.6
	Turbine discharge	85.3	127.0	99.9	184.0	223.0	173.0	114.3	140.0	101.0	24.8	36.0	71.7	1380.0
	Spilway discharge	0	0	0	28.5	49.5	105.0	36.8	45.7	2.8	0.3	0	0	268.6
1978	Runoff	23.7	18.6	18.7	16.8	152.0	499.0	304.0	250.0	376.0	118.0	229.0	34.5	2040.3
	Turbine discharge	75.7	104.0	102.0	91.8	183.0	254.0	150.6	92.9	181.0	76.4	161.0	86.5	1558.9
	Spillway discharge	0	0	0	0	47.0	245.0	16.5	14.7	90.7	0	67.5	0	481.4
1979	Runoff	30.5	25.6	31.3	25.9	32.2	63.9	441.0	299.0	280.0	58.7	36.6	33.2	1357.9
	Turbine discharge	82.5	111.0	114.0	101.0	110.0	63.9	83.2	103.0	128.0	23.2	30.5	85.1	1035.4
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	237.0	37.6	47.9	0	0	0	322.5
Average	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	1979.4
	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	1492.2
	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

List of Runoff and Discharge in each case

(Case 3: 5 units operated, with upper limit of water level)

(x 10^7 m^3)

Year	Description	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1973	Runoff	22.5	21.5	30.0	27.3	127.0	323.0	348.0	389.0	151.0	175.0	282.0	83.5	1979.8
	Turbine discharge	74.5	107.0	113.0	102.0	204.0	241.0	200.3	265.0	122.0	112.0	233.0	157.0	1930.8
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.9	43.1	0	49.0
1974	Runoff	46.7	47.8	53.1	68.4	102.0	414.0	502.0	316.0	352.0	202.0	64.4	43.7	2212.1
	Turbine discharge	98.7	133.0	136.0	143.0	177.0	262.0	269.9	257.0	232.0	161.0	64.4	95.7	2029.7
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	4.0	58.4	120.0	0	0	0	182.4
1975	Runoff	54.8	36.1	36.7	41.8	65.1	167.0	471.0	256.0	267.0	260.0	128.0	45.0	1828.5
	Turbine discharge	107.0	122.0	120.0	117.0	143.0	167.0	139.1	262.0	207.0	196.0	128.0	97.0	1805.1
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	0	0	1.2	22.2	0	0	23.4
1976	Runoff	32.5	45.8	32.1	54.9	106.0	890.0	811.0	391.0	216.0	100.0	68.8	40.7	2788.8
	Turbine discharge	84.5	134.0	115.0	130.0	181.0	224.0	255.9	256.0	175.0	60.3	70.4	91.9	1778.0
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	282.0	554.0	135.0	39.8	0	0	0	1010.8
1977	Runoff	33.3	41.3	17.0	138.0	195.0	278.0	287.0	328.0	207.0	67.6	36.7	19.7	1648.6
	Turbine discharge	85.3	127.0	99.9	213.0	240.0	217.0	231.9	173.0	128.0	25.1	36.7	71.7	1648.6
	Spilway discharge	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1978	Runoff	23.7	18.6	18.7	16.8	152.0	499.0	304.0	250.0	376.0	118.0	229.0	34.5	2040.3
	Turbine discharge	75.7	104.0	102.0	91.8	184.0	264.0	270.9	268.0	217.0	76.4	222.0	86.5	1962.3
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	0	0	71.4	0	6.6	0	78.0
1979	Runoff	30.5	25.6	31.3	25.9	32.2	63.9	441.0	299.0	280.0	58.7	36.6	33.2	1357.9
	Turbine discharge	82.5	111.0	114.0	101.0	110.0	63.9	272.7	180.0	184.0	23.2	30.5	85.1	1357.9
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	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	1979.4
	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	1787.5
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	40.3	79.7	27.6	33.2	4.0	7.1	0	191.9

List of Runoff and Discharge in each case

(Case 4: 3 units operated, with upper limit of water level)

(x $10^7 m^3$)

Year	Description	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1973	Runoff	22.5	21.5	30.0	27.3	127.0	323.0	348.0	389.0	151.0	175.0	282.0	83.5	1979.8
	Turbine discharge	74.5	107.0	113.0	102.0	149.0	149.0	208.4	146.0	139.0	84.7	130.0	136.0	1538.6
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	68.8	57.4	157.0	12.6	27.4	118.0	0	441.2
1974	Runoff	46.7	47.8	53.1	68.1	102.0	414.0	502.0	316.0	352.0	202.0	64.4	43.7	2212.1
	Turbine discharge	98.7	129.0	138.0	145.0	154.0	149.0	150.3	144.0	139.0	138.0	70.6	102.0	1557.6
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	68.8	192.0	171.0	213.0	9.7	0	0	335.1
1975	Runoff	54.8	36.1	36.7	41.8	65.1	167.0	471.0	256.0	267.0	260.0	128.0	45.0	1828.5
	Turbine discharge	107.0	121.0	120.0	117.0	135.0	144.0	97.4	145.0	139.0	139.0	132.0	97.0	1493.4
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	3.8	57.8	70.5	128.0	75.0	0	0	335.1
1976	Runoff	32.5	45.8	32.1	54.9	106.0	890.0	811.0	391.0	216.0	100.0	68.8	40.7	2788.8
	Turbine discharge	84.5	134.0	115.0	124.0	149.0	143.0	142.4	144.0	134.0	60.3	60.7	101.0	1391.9
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	402.0	667.0	247.0	80.6	0	0	0	1396.9
1977	Runoff	33.3	41.3	17.0	138.0	195.0	278.0	287.0	328.0	207.0	67.6	36.7	19.7	1648.6
	Turbine discharge	85.3	127.0	99.9	145.0	154.0	149.0	151.0	144.0	132.0	26.0	36.7	71.7	1321.6
	Spilway discharge	0	0	0	0	0	30.6	47.4	174.0	75.0	0	0	0	327.0
1978	Runoff	23.7	18.6	18.7	16.8	152.0	499.0	304.0	250.0	376.0	118.0	229.0	34.5	2040.3
	Turbine discharge	75.7	104.0	102.0	91.8	131.0	148.0	144.8	144.0	139.0	76.4	130.0	125.0	1411.7
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	92.6	134.0	105.0	237.0	0	60.0	0	628.6
1979	Runoff	30.5	25.6	31.3	25.9	32.2	63.9	441.0	299.0	280.0	58.7	36.6	33.2	1357.9
	Turbine discharge	82.5	111.0	114.0	101.0	110.0	63.0	153.9	151.0	139.0	23.2	30.5	85.1	1164.2
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	0	34.4	43.3	116.0	0	0	0	193.7
Average	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	1979.4
	Turbine discharge	86.9	119.0	114.6	118.0	140.3	135.0	149.7	145.4	137.3	78.2	84.4	102.5	1411.3
	Spillway discharge	0	0	0	0	0	95.2	170.0	138.3	123.2	16.0	25.4	0	568.1