第7章　主要構造物

第7章　主要構造物

滝坑ダム地点の地質及び地形的諸条件よりダム軸は図7－1に示すダム軸を中心に上下流へ約150mの区間が適していると判断される。

この区間においては，土質しゃ水壁型ロックフィルダム，表面しゃ水壁型ロックフィルダム，コンクリート重力ダムおよびコンクリートアーチ重力ダムのいずれの型式のダムでも施工可能である。したがって，この4種類のダムにおいて技術的，経済的のみならず考えられる条件を全て加味して検討した結果，土質しゃ水壁型ロックフィルダムが最も適していることが判明した（付録7－2参照）。

当滝坑地点に最も適したレイアウトとして図7－1ならびに図7－2に示すように，左岸下流の沢に洪水吐，ダム右岸直下流に発電所をもつ土質しゃ水壁型ロックフィルダムを選定した。

7.1　ダ　　ム

滝坑地点に築造を計画しているロックフィルダムは，中央に土質しゃ水壁を有し，ダム高165m，天端長540m，盛立量は13,800,000m³であり，完成後はアジアで最も大きいダムのひとつとなる。

全体のレイアウトを考慮の上，比較検討を行い，導水路および水圧管路が最も短く経済的となるようダム軸を選定した。

基盤のしゃ水はセメントグラウチングによって十分可能である。カーテングラウチングの他にその施工に先立ってブランケットグラウチングを行なうが，グラウチング施工範囲，注入孔の孔間隔，深さ等は実施設計の際に土質しゃ水壁接触面基盤の地質状況を考慮の上，慎重に決定しなければならない。

7.2　洪　水　吐

洪水吐は，ダムに付随させるかまたは図7－1に示した左岸下流の沢に独立して配置する2案が考えられるが，経済性，ダムの安全性および地形的条件を勘案して，左岸下流の沢へ配置すべきものと判断した。

洪水吐の所要放流能力は，PMF 30,000m³/秒の流入量をもとに常時満水位160.00m上サーチャージ12.30mを考慮して13,000m³/秒とした。また，有効幅13.00m，有効高さ5.00mのローラーゲートを7門有し，減勢は地形上最も経済的なスキージャンプ型とした。

PMF流入量およびサーチャージ水位と洪水吐出量の関係を図7－4に示す。

なお，実施設計の際は，水理模型試験を実施して種々の技術的問題を解決する必要があると思われる。

7.3 仮排水路トンネル

二次締切ダムにより形成される貯水池の容量が大きく，事故発生時の下流に対する影響が大であると判断されるので，ダム本体施工期の対象洪水としては100年確率洪水（Qmax＝13,200 ㎥/秒）を用いた。

また，二次締切ダム天端標高は施工工程上85.00mとした。

したがって，堅硬な岩盤をもつ左岸に内径13.00mの仮排水路トンネルを2条設け1号トンネル（長さ990m）の呑口標高32.50m，出口標高32.00m，2号トンネル（長さ780m）の呑口標高50.00m，出口標高32.00mとした。上流水位標高85mにおけるトンネルの最大通水容量は5.400㎥/秒である。

なお，1号トンネルは工事期間中，流筏に利用し，2号トンネルは放流路に転用するものとした。

7.4 取水口，導水路ならびに水圧管路

取水口から発電所までの水路の長さをできるだけ短くする主旨で検討した。

取水塔は鉄筋コンクリート構造とし，ゲートは幅11.00m，高さ13.00mのローラーゲート2門を予定している。

導水路トンネルは内径10.00mのトンネル2条で最大656㎥/秒の使用水量を流下させる。その長さは1号トンネル330m，2号トンネル350mで，内径15.00m，天端標高185.00mの制水口型サージタンクに連絡されている。

水圧管路は屋設鋼管式（内径10.00mから7.00m，長さ1号230m，2号270m）で上部で分岐し，2条より4条で露出管（内径7.00mから5.50m，長さ90m）で水車へ連絡される。

7.5 発電所ならびに開閉所

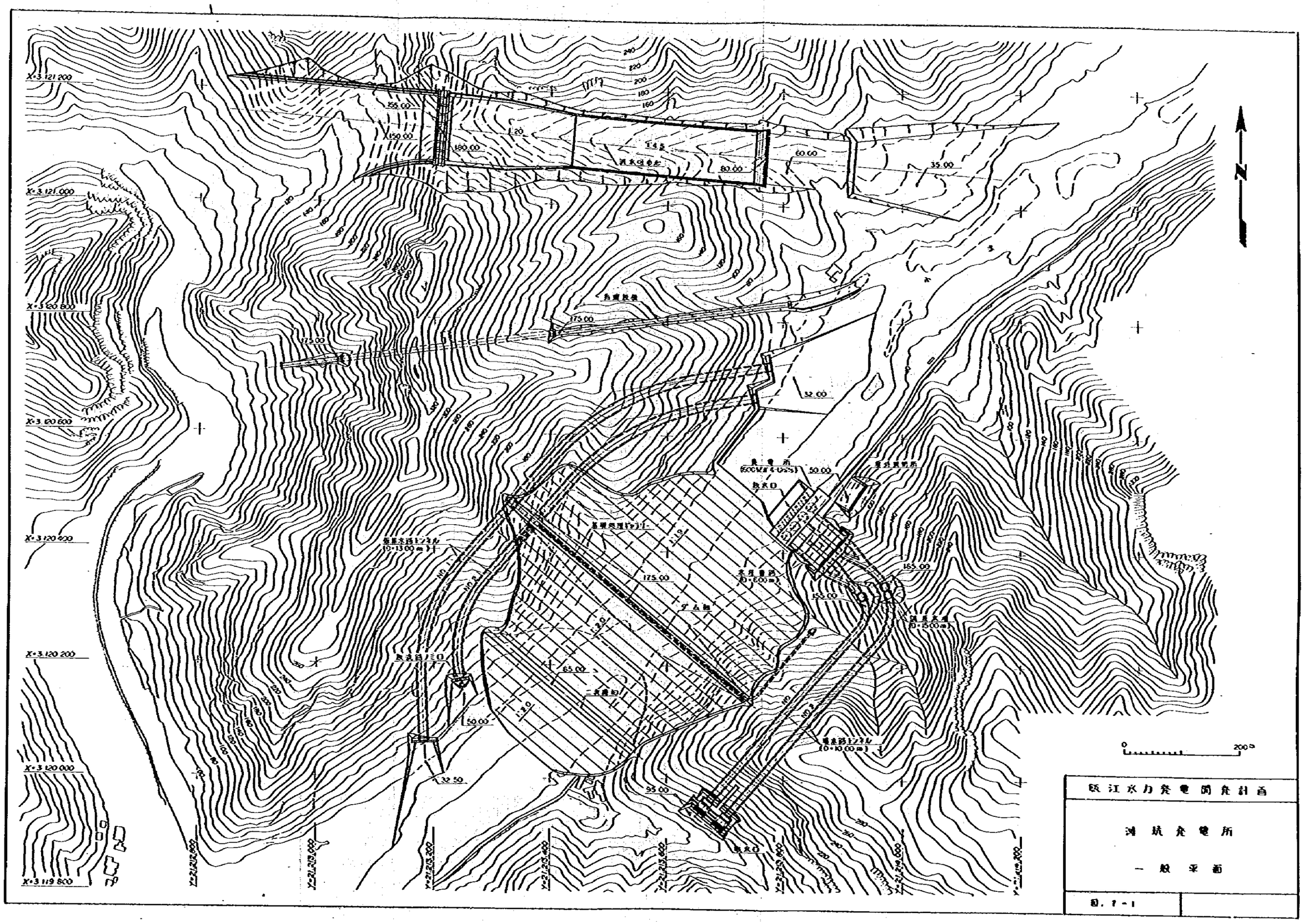
前記のとおり発電所を右岸に配置したが，当地点は非常に急峻な地形のため発電所の掘り掘削量をできるだけ少なくする目的から図7－1および図7－3に示すようなレイアウトとなった。

発電所は地上式の鉄筋コンクリート構造で，幅32.5m，長さ90mである。

開閉所は図7－1に示すように，発電所下流右岸に配置した。

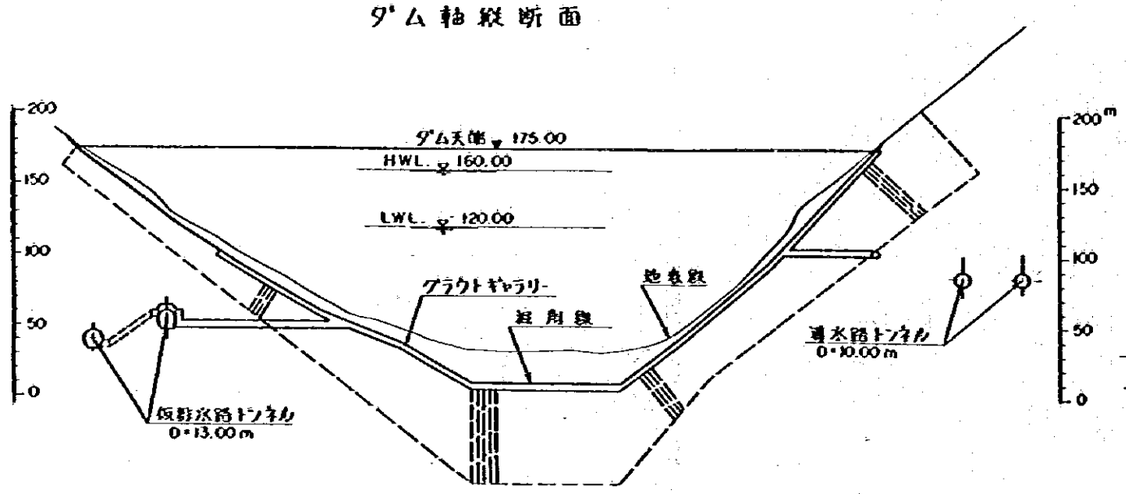
7.6 舟運設備

ダム完成後の舟，筏の運搬の為に図7－1に示すように，ダム下流左岸にインクライン式の舟運設備を配置した。

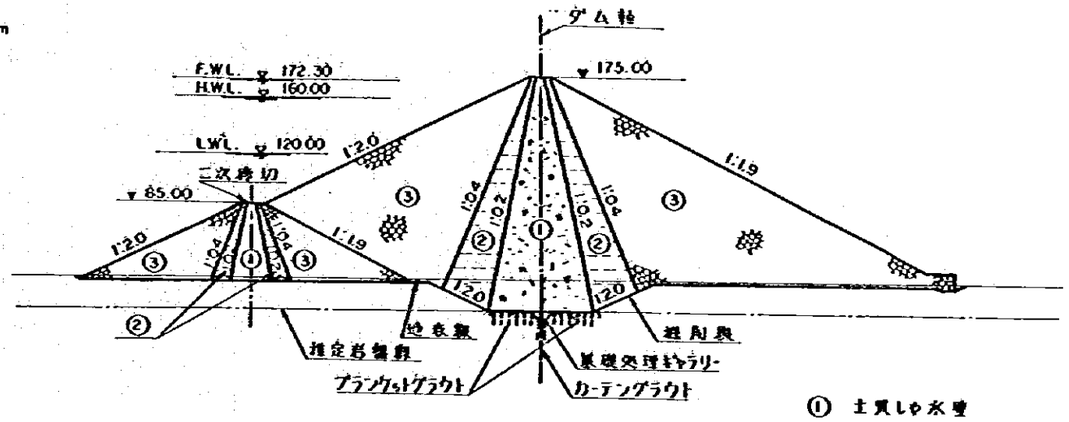


阪江水力発電開発計画	
浦坑発電所	
一般平面	
図. 7-1	

ダム軸縦断面

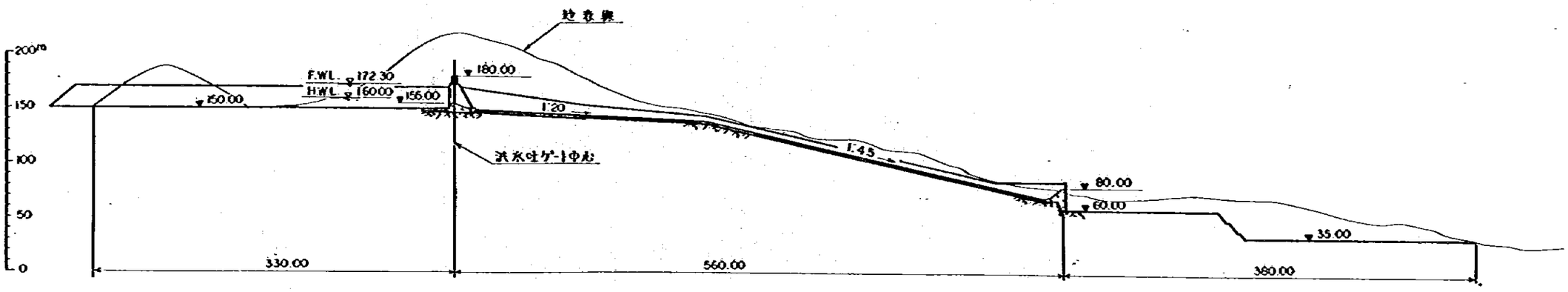


ダム標準断面



① 土質しゃ水壁
② フィルター
③ ロックフィル

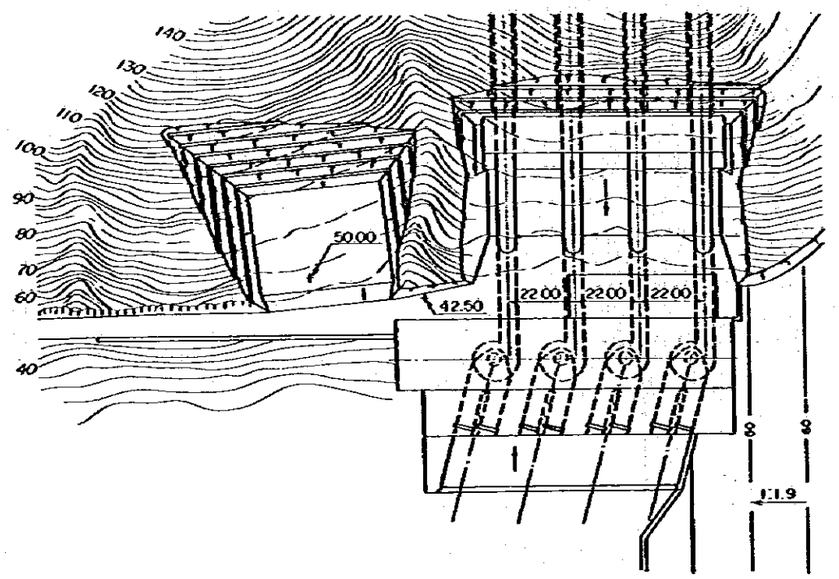
洪水吐縦断面



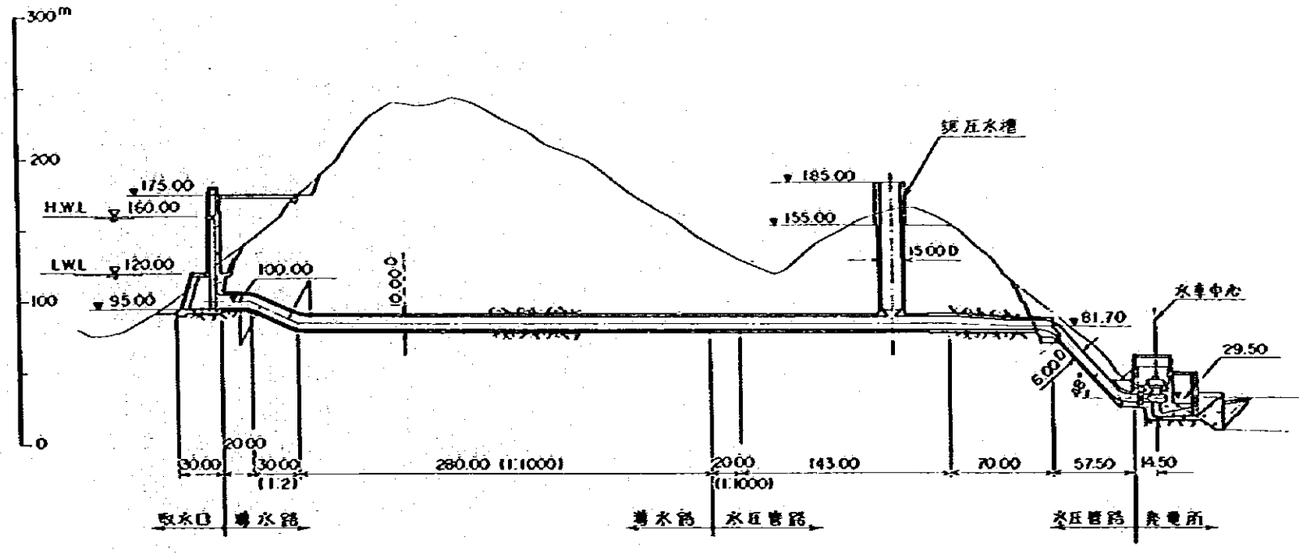
0 200m

頭江水力発電開発計画
導水路地点 ダム・洪水吐 標準断面・縦断面
図. 7 - 2

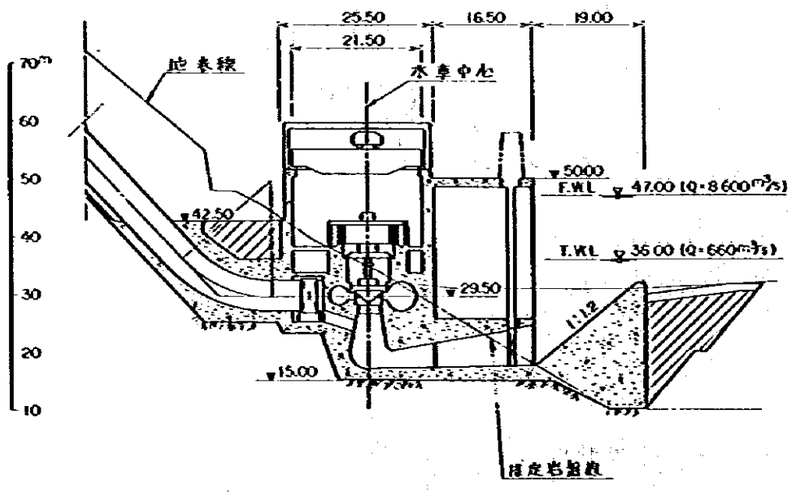
発電所平面



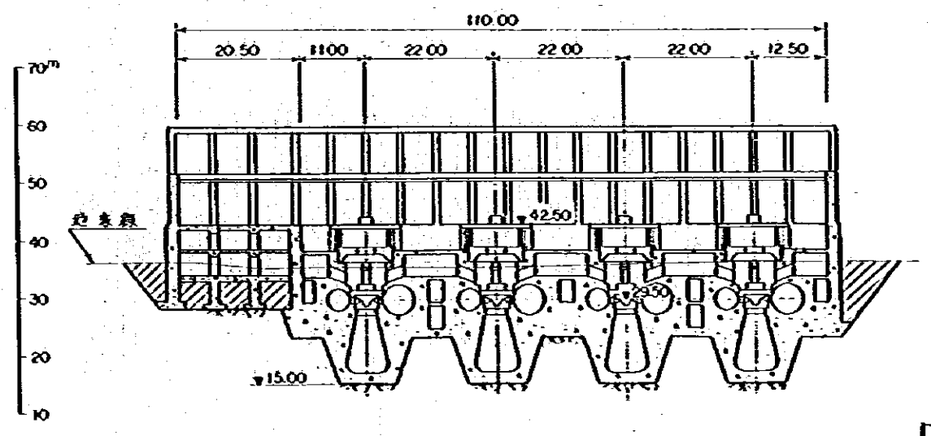
水路縦断面（1号）

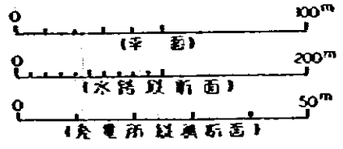


発電所横断面（1号）

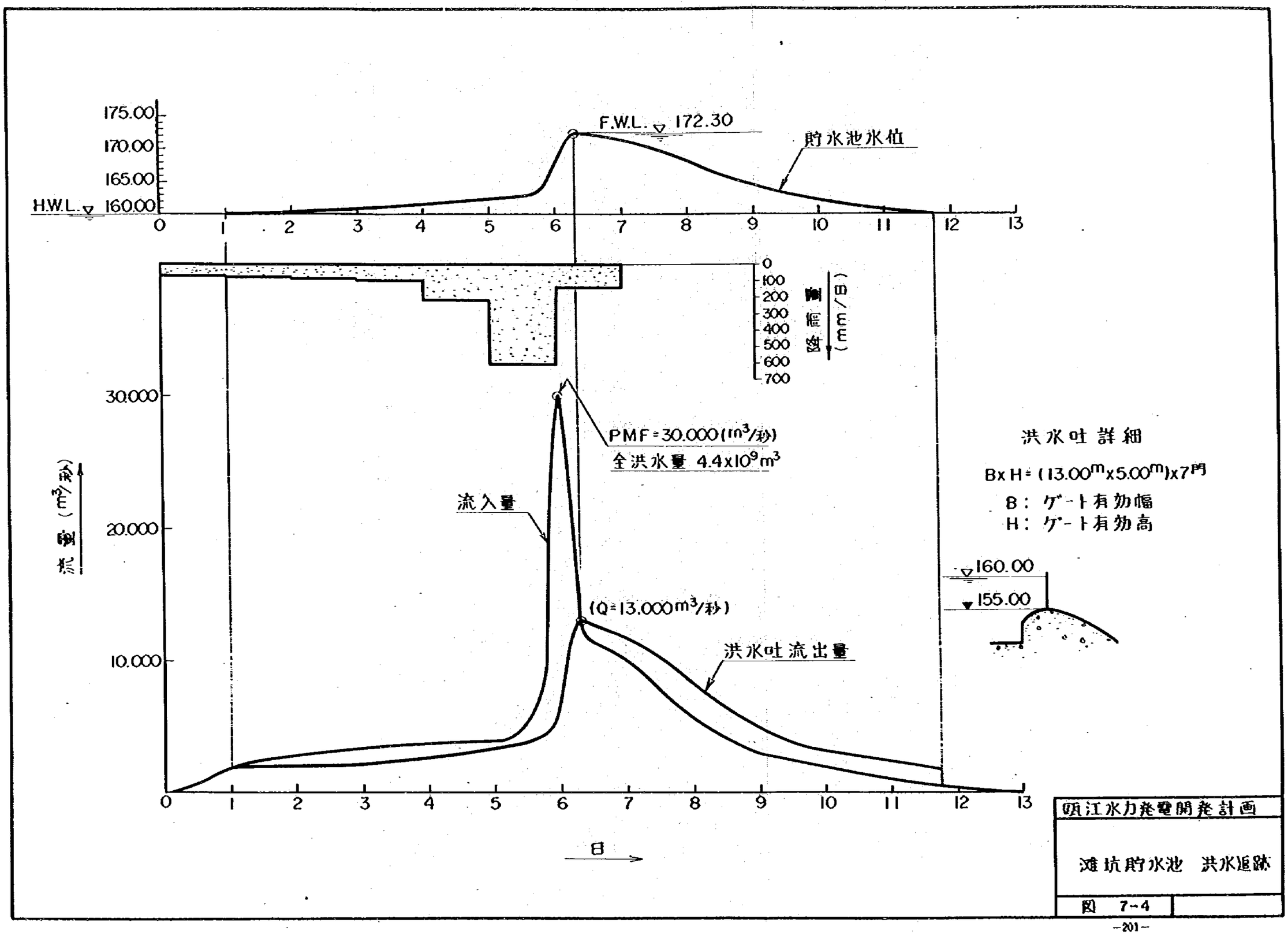


発電所縦断面





阿江水力発電開発計画	
滝坑地点 水路・発電所 平面および縦断面	
図. 7 - 3	


175.00
170.00
165.00
H.W.L. 160.00
F.W.L. 172.30
貯水池水位
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13
0
100
200
300
400
500
600
700
降雨量 (mm/日)
30.000
20.000
10.000
流量 (m³/秒)
PMF=30.000(m³/秒)
全洪水量 4.4x10⁹m³
流入量
(Q=13.000m³/秒)
洪水吐流出量
日
洪水吐詳細
BxH=(13.00mx5.00m)x7門
B: ゲート有効幅
H: ゲート有効高
160.00
155.00
頭江水力発電開発計画
滝坑貯水池 洪水追跡
図 7-4

第8章　電 気 機 器

第8章 電 気 機 器

8.1 主要機器

淮坑発電所は基準有効落差105m，最大使用水量656㎥/秒で発電所出力600MWで計画される。

この開発規模に対応して保守運用，信頼性，輸送条件等を考慮し，主機台数は4台とし，各ユニットは154MWの立軸フランシス水車，167MVAの同期発電機および167MVAの主要変圧器の組合せで構成され，その主回路は4台の発電機および主要変圧器がそれぞれ各1台づつ接続されるユニット方式とする。その概要を図8－1，図7－3に示す。

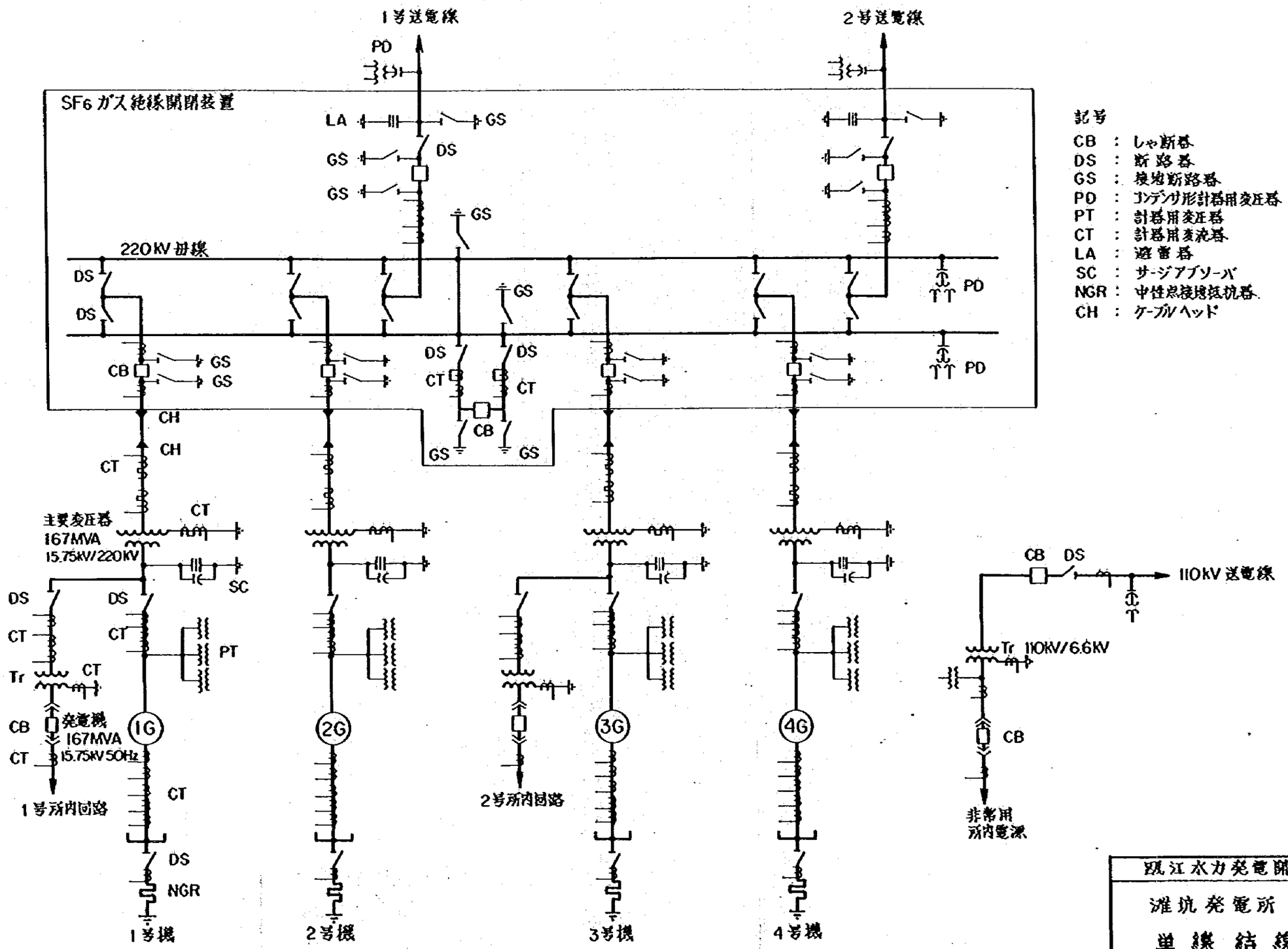
8.2 開閉所機器

屋外開閉所は安全性，信頼性，経済性が良く，かつ保守運用に優れたGIS形（SF6ガス絶縁開閉装置）とし，220kV母線は二重母線方式とし，その設備の概要を図8－2に示す。

発電所の概略設計の諸元は次のとおりである。

発電所電気設備概略諸元

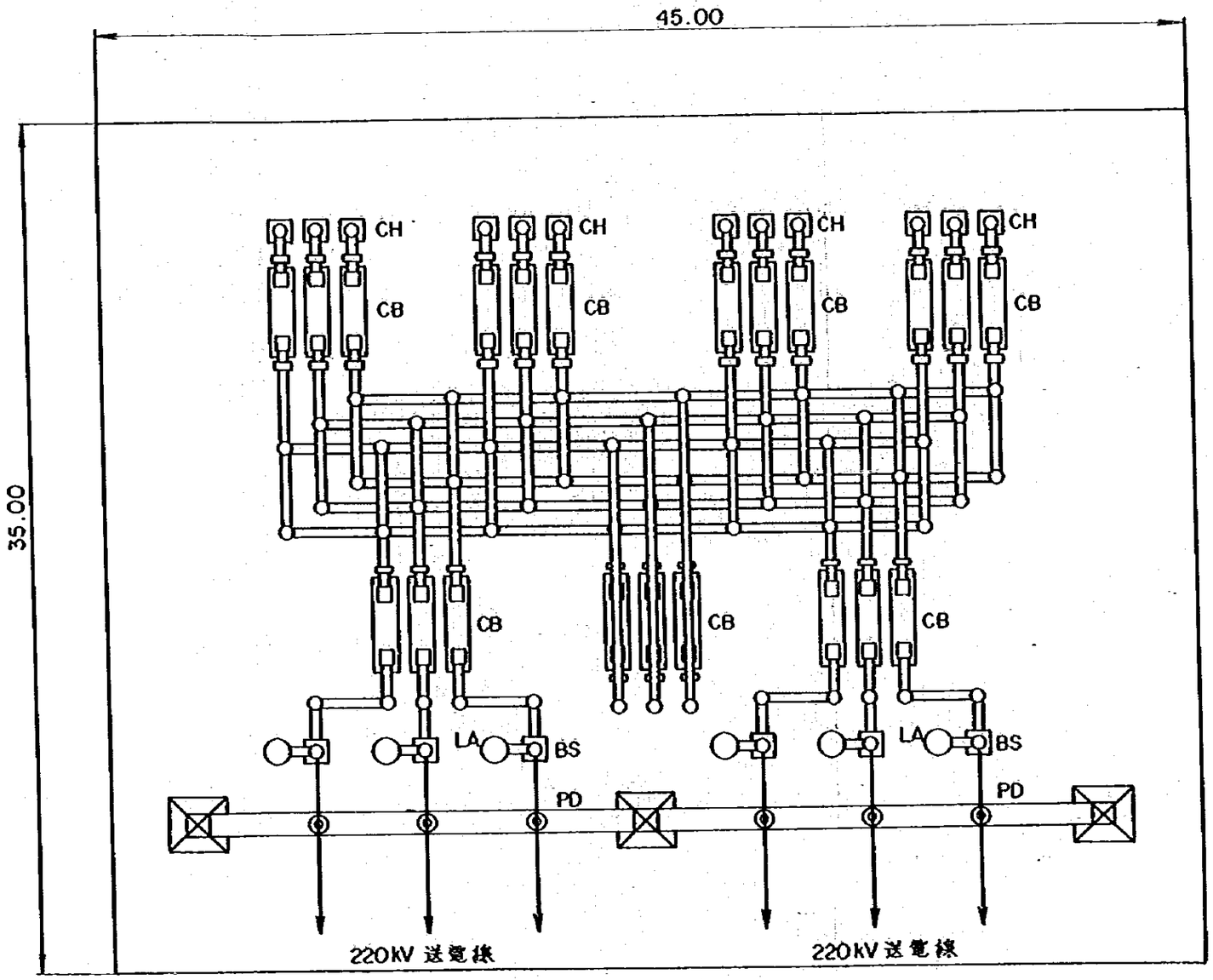
発電所出力		600,000kW
水　車	形　式	立軸フランシス水車
	台　数	4　台
	基準有効落差	105m
	使用水量	164㎥/秒
	最大出力	154,000kW
	回転速度	167 rpm
発電機	形　式	三相交流同期発電機
	台　数	4　台
	出　力	167,000kVA（力率0.9遅れ）
	周波数	50Hz
主要変圧器	形　式	三相屋外用油入変圧器
	台　数	4　台
	容　量	167,000kVA
	電　圧	15.75/220kV
開閉所機器	形　式	屋外用，SF6ガス絶縁開閉装置
	母線接続方式	二重母線方式
	接続回線数	2回線



記号

CB : しゃ断器
DS : 断路器
GS : 接地断路器
PD : コンデンサ形計器用変圧器
PT : 計器用変圧器
CT : 計器用変流器
LA : 避雷器
SC : サージアブソーバ
NGR : 中性点接地抵抗器
CH : ケーブルヘッド

阮江水力発電開発計画
淮坑発電所 単線結線図
図 8-1



阿江水力発電開発計画	
滝坑発電所 屋外開閉所平面図	
図 8-2	

第9章　電力系統計画，送変電，通信設備

第9章　電力系統計画・送変電，通信設備

9.1　電力系統計画

滝坑発電所の開発地点は上海の南方約350kmに位置し，その発生電力は浙江省・安徽省・江蘇省及び上海市で構成する華東電力系統に投入される計画である。

系統計画の策定にあたっては送電目的地を同一とする滝坑・黄浦両発電所を総合して検討をおこない，その基礎とした浙江省の電力系統概要は図9－1に，また将来の電源計画及び各変電所の需要予測は潮流図と合わせて図9－2に示すとおりである。

9.1.1　送変電計画案の選定

滝坑・黄浦両発電所の送変電計画を検討するにあたっての基本事項は次のとおりである。

・滝坑・黄浦両発電所の発生電力は嵩窯変電所（杭州市）まで送電すること。

・送電特性上安定的に送電が可能であること。

・送電線は建設費，保守費用，送電損失及び保守運用面等，総合的にみて有利なものであること。

・滝坑・黄浦両発電所の電源線のみとせず華東電力系統の基幹送電線として，他の電源とも整合した周辺系統の信頼度の向上につながること。

滝坑発電所の発生電力を嵩窯変電所まで送電する場合，送電距離は300kmになるので，中間に変電所あるいは開閉所を設けるなど，既設送電線を含めた系統全体の強化と信頼度向上をはかるよう考慮する必要がある。

滝坑発電所地点の近傍には現在建設中の緊水滝及び今後開発が計画されている黄浦・石塘発電所等があり，これら発電所の最至近の220kV送電線経過地は麗水であるので，麗水とその周辺系統の強化をはかるために，滝坑発電所と嵩窯変電所の間に麗水変電所を設置することが妥当である。

以上をもとに次の区分により検討をおこなった。

(1)　滝坑・黄浦～麗水間の送電

滝坑・黄浦両発電所から麗水変電所までの送電電圧については麗水変電所と同電圧の220kVを選定し，表9－1の案について検討をおこなった。

①－A案は滝坑～麗水間にLOJJ 400mm²×2導体・1回線送電線を2ルート建設し麗水変電所の220kV母線に接続する。（この場合，黄浦発電所はLOJJ 400mm²×2導体・1回線送電線で直接麗水変電所へ接続する案を基本として検討した。）

①－B案は滝坑～麗水間にLOJJ 400mm²×4導体・1回線送電線を1ルート建設し麗水変電所の220kV母線に接続する。（この場合の黄浦発電所の送電は①－A案に準じて検

討した。）

①－C案は黄浦発電所を滸坑発電所に接続することを考慮して，滸坑～麗水間にLOJJ 400mm² ×4導体・1回線送電線を2ルート建設し，麗水変電所の220kV母線に接続する。

この3案を比較すると，建設費の面では①－B案，①－A案，①－C案の順に高くなっているが大差はない。ただし，①－C案については滸坑～麗水間の400mm² ×4導体の送電線2ルートが滸坑発電所対応のみでは過大設備であり，滸坑と黄浦の開発時期の差約7年間，過大設備の先行投資となる。

年経費，送電損失等，経済比較の結果は表9－1のとおりであり，各案ほぼ等価とみることができるが，系統信頼度及び保守運用の面では①－A案がすぐれており，次いで①－C案，①－B案の順となる。

(2) 麗水～嵐窯間の送電

麗水変電所から嵐窯変電所まで送電するには別途計画中を含めた既設系統のみでは送電容量が不足であり，新たな送電線の建設が必要である。この建設に当っては種々の案が考えられるが，妥当なものとして表9－2に示す案について検討をおこなった。

なおこの場合，滸坑・黄浦両発電所から麗水変電所までの送電は①－A案を選定し，これを含めて比較検討をおこなった。

(a) 500kV送電線を建設する案

A案は麗水変電所に500kV/220kV・1200MVAの変電設備を新設し，500kVLOJQ 400mm² ×4導体・1回線送電線を1ルート建設し，嵐窯変電所500kV母線に接続するものである。

滸坑・黄浦両発電所が共に系統へ併入されている2000年断面において，この送電線の最大潮流（850MW）は華東電力系統の最大電力（29,000MW）の3%程度であり，この送電線事故時の系統全体に与える影響は些少である。また，500kV送電線の事故率が220kV送電線に比べ低いので，220kV・2ルートの場合と信頼度において同等とみることができる。

B案は麗水～嵐窯間を2ルートとするものであり，他についてはA案と同様である。本案は安定度，信頼度，保守運用の面ですぐれているが，滸坑・黄浦両発電所のみを対象とした送電線としては，過大設備であり，経済性の面で不利である。ただし，将来福建省系統との連系等，大容量電源開発と整合すれば有効な設備となる。

(b) 220kV送電線を建設する案

C案は麗水変電所から嵐窯変電所まで220kV，LOJQ 500mm² ×4導体・1回線送電線を2ルート建設し，嵐窯変電所の220kV母線に接続し，嵐窯変電所に500kV/220kV・1000MVAの変電設備を増設するものであるが，滸坑・黄浦両発電所の合計出力（850MW）を220kV送電線で嵐窯まで約300kmを送電することは安定度面から制約

を受け，供給信頼度も低いものとなる。

以上の各案を比較すると，建設費はA案が最も安く，年経費，送電損失等経済性の面でもA案が最も有利である。また安定度，信頼度，保守運用面ではB案がすぐれており，次いでA案がすぐれている。

C案は前記2案に比べ安定度，信頼度，経済性の面で劣っている。

500kV送電線で嵐窯変電所へ送電する場合，黄浦～滄坑を220kVで連系し滄坑発電所から直接嵐窯変電所へ送電する方法もあるが，この場合，滄坑発電所の昇圧変圧器及び屋外開閉設備は500kV用となり，かつ滄坑地点に500kV変電所の用地が必要で発電所の建設費は増加する反面，麗水変電所の500kV/220kV変電設備が不要となるので，総合的には建設費は安くなり，経済性の面でも有利なものとなる。

しかし，500kV大規模送電線が浙江省電力系統の強化に貢献せず，単に滄坑・黄浦両発電所の電源線のみの機能にとどまり，有効な設備投資になり得ないので，選択案から除外した。

9.1.2 系統解析

前項で述べた500kV・1回線の送電線を建設するA案と，220kV・1回線・2ルートの送電線を建設するC案について系統解析をおこなった。

500kV 2回線の送電線を建設するB案については，より条件の厳しいA案が安定であることが確認されたので解析はおこなっていない。

(1) 電圧，潮流面での検討

2000年における需要想定，及び供給計画にもとずいて潮流計算をおこない，この結果は図9－2に示すとおりである。

潮流計算に伴う電圧調整は各発・変電所の母線電圧を100±5%の中国の規定内に維持するよう発電機力率，変圧器タップを調整した。ただし発電機力率（最低85%），変圧器タップ（±5%）の調整でも規定値に維持できない個所については，電力用蓄電器を設置することにより規定値内に維持することは可能である。

この電圧維持対策は，滄坑・黄浦両発電所の建設には直接的な関係はなく，2000年までの需要増に伴い順次生じるものであり，実際に電力用蓄電器を設置する場合は，その設置場所・容量等詳細な検討をおこなう必要がある。

潮流上の問題点として，温州系を黄浦発電所に接続することにより，麗水～金華間220kV送電線が重潮流となり送電熱容量を越える。また，麗水～嵐窯間500kV送電線が事故遮断等すると，潮流状況によって麗水～金華間220kV送電線が過大潮流となる。

前者の場合は黄浦発電所が建設され温州系と接続される時点で，麗水～金華間の2ルート化等の増強あるいは系統構成の変更などによる潮流調整が必要である。

後者の場合は麗水変電所に接続される関係発電所の負荷遮断等出力抑制をおこない，潮流を調整する必要がある。

本系統解析にあたっては麗水～金華間200kV送電線を2ルートに増強して計算をおこなった。

(2) 安定度面の検討

A案及びC案について滄坑・黄浦両発電所が，ともに系統に併入される2000年断面において，最大負荷時の過渡安定度計算をおこなった結果は次のとおりである。

(a) 麗水～嵊窯間に500kV送電線1回線を建設する案（A案）

計算にあたっては安定度上最も厳しい事故条件として，3相地絡を発生させた場合の各発電機の位相角動揺を計算した。この場合の事故除去時間は500kV送電線で0.08秒220kV送電線で0.1秒（計画分）とし，3相地絡事故（3LG－O）の発生個所を次の点に設定しておこなった。

- 滄坑～麗水間220kV・2ルートのうち1ルートの麗水端
- 麗水～金華間220kV・2ルートのうち1ルートの麗水端
- 麗水～嵊窯間500kV送電線の麗水端

計算結果は位相角動揺図（図9－3～図9－5）に示すとおり各ケース安定である。ただし，麗水～嵊窯間500kV送電線が事故遮断した場合は220kVの安定度上の制約から，事故前の500kV送電線の潮流に相当する電源（滄坑）を遮断した。

(b) 麗水～嵊窯間に220kV・2ルート送電線を建設する案（C案）

事故条件及び事故除去時間は前項と同様であり，事故設定個所別の計算結果は次のとおりである。

- 滄坑～麗水間220kV・2ルートのうち1ルートの麗水端3LG－Oで不安定である。
- 麗水～金華間220kV・2ルートのうち1ルートの麗水端3LG－Oで不安定である。
- 麗水～嵊窯間220kV・2ルートのうち1ルートを開放した場合不安定であり，3LG－Oではもちろん不安定である。ただし，3LG－O時については，麗水変電所に接続される発電所を転送遮断等で出力抑制すれば安定である。

系統内の中・小外乱（麗水～金華間の1ルート開放，富春江～新安江間の1ルート開放，あるいは系統内10MW程度の負荷脱落等）に対して安定である。

9.1.3 経済性の検討

滄坑・黄浦両発電所の送電計画における各案についての建設費，設備の年経費，送電損失経費を比較し検討をおこなった。検討にあたっては，1982年時点の価格で行っており，将来に至る諸物価上昇は考慮していないが，本検討は各案の相対比較であるので，各案同一基準で価格が変動する場合は比較評価の優劣への影響はほとんどない。

したがって，本検討の数値は電力系統計画の相対比較用であって，送電・変電・開閉設備建設費の絶対値ではない。各案の経済比較結果は，次表のとおりである。

なお，滩坑・黄浦～麗水間の送電計画は，建設費・経済性・信頼度・保守運用の面を総合勘案して①－A案を選択するものとし，A，B，C各案にはこれを含めて検討をおこなった。

1982年における建設費はA案が最も安く，これに対しB案は93,300千元（47％），C案は60,660千元（30％）高くなる。また年経費合計でもA案が最も安く，これに対しB案は約4,000千元（18％），C案は約8,600千元（39％）高くなる。

項　　目	A　案	B　案	C　案
1982年における送電・変電・開閉設備の建設費	（千元） 199,475	（千元） 292,775	（千元） 260,135
同上設備の年経費	15,040	21,172	18,851
送電損失の年経費	7,206	5,056	12,012
（kW価値）	5,231	3,654	8,756
（kWh価値）	1,975	1,402	3,256
年経費合計	22,246	26,228	30,863

経済性の評価に当たっては，資金の有効利用の面から建設費の多寡も評価の一要素とするが，重点は年経費の多寡であり，特に送電損失に伴う経費の損失は全くの消耗となり，資源の有効活用をはかること及び，今後の石炭等燃料費の国際的な動向を勘案すると，送電損失のより小さい計画が望ましい。

本計画の3案を比較すると，A案が建設費・年経費とも少ないが，送電損失の面ではB案が少なくなっている。しかしA・B案の送電損失年経費の差は僅少であるのに対し，建設費の差は膨大であり，資金の有効活用の面からみると，B案は過大設備といえる。

以上のことを総合的に評価すると，経済性の面ではA案が有利と判断される。

9.1.4 結　　論

滩坑（黄浦）発電所の開発に伴って必要な電力系統の増強としては，下記の計画を選定する。

(1) 滩坑発電所より麗水変電所までLOJJ 400mm² × 2導体・220kV・1回線送電線を2ルート建設する。

(2) 麗水地点に500kV／222kV・1200MVAの変電設備を新設する。

(3) 麗水変電所から南窯変電所までLOJQ 400mm² × 4導体・500kV・1回線送電線を1ルート建設し繁昌及び上海方面に至る500kV送電線に連系する。

9.2 送変電計画

9.2.1 送電線の概略設計

(1) 基本事項

華東系統の安定性，信頼性を高めるとともに建設中の紫水滩および周辺地域における今後開発が予想される電源等を考慮して，滩坑～麗水変電所を220kVで連系し，ここで500kVに昇圧して計画中の杭州市近傍・嵊窯変電所（余杭県）に電力を供給することとした。

送電計画は経済性，信頼度並びに中国の設計基準を勘案して，滩坑～麗水間は220kV 1回線2ルートとし，麗水～嵊窯間は500kV 1回線ルートとした。また送電線の設計は中国の「架空送電線路技術規程」（SDJ 3－79）を基本として行うこととした。

(2) 概略設計の概要

(a) 送電線ルート

滩坑～麗水間の220kVルート経過地は，麗水変電所付近約1kmの丘陵地帯，水田地帯以外は標高1,000m以下の浙江省南部に位置する山岳地帯であり，重着氷地域でもある。このため，線路の信頼性，施工性，保守性を考え，出来るだけ高山を避け道路に並行したルートを選定した。

麗水～杭州間の500kV線路における基本的走向は南から北に向かうものである。経過地は嵊窯変電所付近の約10kmの平地以外は大部分は標高700m以下の山地で一部丘陵地域もある。

このため，施工性，保守性を考え，高山地帯を極力さけた図9.6に示すルートを選定したもので，この間鉄道横断2ケ所，大河川横断1ケ所，主要道路横断等もあるが，ルート選定に大きな制約はないと思われる。

(b) 電線・架空地線

電線サイズは送電容量，経済性，コロナ障害，気象条件等を比較検討し，さらに中国の製造条件も加味して決定した。

220kV線路は重着氷地帯を通過するため強力型の鋼心アルミより線LGJJ－400mm²，2導体とした。架線設計では最大使用応力時（気温－5℃，風速15m/s，着氷厚20mm）破断応力31kg/mm²を超過しない36%（5,500kg）として検討を進めた。常時応力（気温15℃，無風）は破断応力の約15%と比較的低いこと，並びに重着氷地帯のためダンパーの損傷が予想されることから，ダンパーは取付けずアーマロッドを取付けることとした。また，架空地線は中国の基準に従い，亜鉛メッキ鋼より線GJ－70mm²，2条を設置することとした。

500kV線路は主にコロナ障害，経済性から定まる鋼心アルミより線LGJQ－400mm²，4導体を採用することとした。架線設計では常時応力（気温15℃，無風）は破断応力の25%（2,820kg）とし，最大使用応力（気温－5℃，風速10m/s，着氷厚10mm²）は

破断応力（24kg/mm²）を超過しない40%（4,700kg）とした。

また，ダンパーとアーマロッドは比較的防振効果のあるダンパー・スペーサーを採用することから，取付けないこととした。架空地線は雷害防止の他，静電誘導電流の低減並びに通信線（架空地線搬送）として利用すること等を考慮して，導電率の高いLGJT－95mm²を採用し，対地に対し小間隙を設ける構造とした。

(c) 絶縁設計

絶縁設計は系統最高電圧を500kV線路で550kV，220kV線路で252kVとし，経過地の標高1,000m以下，有効接地系として検討した。

塩害は潍坊発電所地点で海岸より約90kmの距離にあり，全体的に内陸部を経過することから受けないと判断されるので，開閉サージ耐力が絶縁を決定する要因となる。

この結果，220kV線路では255mm懸垂碍子（XP－12.6）13個，標準絶縁間隔1.9m，開閉サージ絶縁間隔1.45m，常時運転時0.55mとし，500kV線路ではXP－12.6 29ヶ，絶縁間隔は各々3.8m，3.2m，1.4m，となる。

(d) 耐雷設計

経過地における年間雷日数は中国の資料によると500kV区間で55日/年，220kV区間で60日/年と非常に多い。この値を基準にして考えると送電線亘長100km当り年間約110～120回の雷撃を受けると推定されることから，架空地線は2条設置するとともに，電線に対し遮へい角を14度以下として，概ね100%遮へいが可能なよう配慮した。

(e) 支持物

支持物は送電線が山岳地帯を通過し，しかも重着氷地域であることから，機械的な信頼度の高い自立式1回線酒杯形アングル鉄塔を使用することとした。標準的な支持物の形状，寸法を図9－7に示す。

支持物設計における主要荷重気象条件は以下の通りとした。

線路	最大着氷時			最大風速時		
	気温（℃）	風速（m/s）	氷厚（mm）	気温（℃）	風速（m/s）	氷厚（mm）
200kV線路	－5	15	20	15	30	0
500kV線路	－5	10	10	15	30	0

(3) 送電線の設備概要

本計画の送電線設備の概要は次のとおりである。

項目＼区間	淮坑（発）～麗水（変）	麗水（変）～崑崙（変）
亘長（km）	46	250
電圧（kV）	220	500
電気方式	3相3線式　50Hz	同　左
回数	1	1
ルート数	2	1
電線	LGJJ－400mm²・2導体	LGJQ－400mm²・4導体
架空地線	GJ－70mm²・2条	LGJT－95mm²・2条
碍子	255mm懸垂碍子（XP－12.6）13ヶ連結	255mm懸垂碍子（XP－12.6）29ヶ連結
鉄塔	1回線水平配列　酒杯形鉄塔	同　左

9.2.2　変電設備の概略設計

(1) 基本事項

本計画の変電設備は浙江省における2000年までの電力需要想定をもとに後述する2ヶ所の変電設備を設置することとした。

変電所の設計は中国の「変電所設計規程」（SDJ 2－79）を基本に行うこととし，電力需要の推移，系統運用，系統構成，安定度，電圧変動，潮流解析，故障計算，既設設備との絶縁協調，将来の増設スペース等の技術的内容を検討すると共に経済性や地域性を勘案した。

その計画概要は図9－8に示す。

(a) 母線構成

本計画において重要な変電所なので，その母線は信頼度の高い1 1/2 CB方式を採用することとした。

(b) 変電機器仕様

変電機器の基準絶縁強度は500kV，BIL 1550kV，220kV，BIL 945kV，15.75kV　BIL 108kVとした。これを上回る系統の異常電圧は避雷器および線路引込口ギャップにより保護するものとした。なお，機器および母線の耐塩害設計は内陸部に位置することから考慮しないものとした。

(i) 主要変圧器

主要変圧器については，保守運用，輸送条件を考慮して，単相・単巻送油風冷式（3次巻線付）とし，中国の規程に基づき2組の変圧器に対し，供用予備変圧器1台を設けることとした。

(ii) 電圧調整設備

本計画の220kV系統における電力潮流が大きいことを考慮して，変圧器は±8×1.5%の範囲で電圧調整可能な負荷時タップ切換付とした。また需要から見て調相，調圧が必要なため，低圧側の15.75kV回路に分路リアクトルを設けることとした。

(iii) しゃ断器

既設の浙江省系統のインピーダンス・マップを基に2000年における系統構成を考慮して，各変電所の500kV，220kV，15.75kV母線における故障計算を行い，しゃ断容量を決定した。

(c) 所要敷地

送電線の系統構成，並びに将来における増設，保守運用等が円滑に行われるよう配慮して所要敷地を決定した。

(2) 概略設計の概要

(a) 麗水変電所

本変電所は浙江省における系統内の重要な拠点となるため，将来の増設を考慮し，500kV側6回線（母線含む），220kV側7回線（母線含む）並びに制御建物の敷地79,700㎡を確保することとした。

設置場所は敷地の確保，運搬等を考慮して，麗水県の南に位置する道路に面した位置を選定した。その設備の概要は次のとおりで図9－9，図9－10にそれを示す。

(i) 500kV送電線，母線引出設備

しゃ断器　500kV　40kA …… 5台

(ii) 220kV送電線，母線引出設備

しゃ断器　220kV　63kA …… 6台

(iii) 主要変圧器

$\frac{525kV}{\sqrt{3}} / \frac{230kV}{\sqrt{3}} / 15.75kV$

200MVA　単相単巻（3次巻線付）6＋1台

負荷時電圧調整器付　230kV ±8×1.5%

(iv) 分路リアクトル

分路リアクトル	$15.75kV/\sqrt{3}$	15MVA×3	6組
しゃ断器	15.75kV	135kA	2台

(b) 嵐窯変電所

瓯江水系の水力発電所の竣工前に500kV / 220kV連系変電所として運転される計画のため，麗水変電所からの500kV送電線1回線分の増設可能な敷地を確保するものとした。

本計画の関連設備は次のとおりである。

(i) 500kV送電線引出設備

しゃ断器　500kV　40kA ……　2台

9.3 通信設備

9.3.1 設計条件

通信設備の概略設計の基本となる設計条件は下記の通りである。

(1) 滄坑発電所への給電指令は上海にある総調度所より発せられる。

(2) 給電指令方法としては給電専用電話（Party-Line方式）及び滄坑発電所から伝送される給電情報の表示等を利用する。

(3) 送電線の保線員は滄坑，麗水及び嵐窯の各発変電所に常駐するものとし，送電線巡視時の連絡は，上述の各発変電所と行なえるものとする。

(4) 本計画に必要な情報量から考えると，通信回線の構成はSHF無線通信方式とし，上海～嵐窯～金華間は中国側が別途計画中の無線回線を増設し，金華～麗水～滄坑間はSHF無線回線を新設する。さらに第2ルートとして，滄坑～麗水間に電力線搬送回線，麗水～嵐窯間に架空地線搬送回線をそれぞれ新設する。

(5) 発変電所及び総調度所間の業務用連絡にはダイヤル式電話機を使用する。また，発電所内の連絡にはダイヤル式電話機及び所内運転指令用電話設備を利用する。

(6) 本計画の送電線は重要な系統であり，事故時には迅速な対応が必要となる。このため送電線故障点標定装置を設置する。

9.3.2 概略設計

上記の条件に基づき，以下本計画に必要となる通信設備を設計する。

(1) SHF無線設備

滄坑～麗水～嵐窯～上海間に給電指令用及び業務用電話回線，給電用情報伝送回線，系統保護用信号伝送回線並びに送電線故障点標定用信号伝送回線を構成するため，この区間にSHF無線設備を新設あるいは増設する。

なお，新設区間については，実施計画時，現地調査を行う必要がある。

(2) 電力線搬送設備

滄坑～麗水間にSHF無線回線の第2ルートとして，電力線搬送回線を新設する。

(3) 架空地線搬送設備

麗水～嵐窯間にSHF無線回線の第2ルートとして，架空地線搬送回線を新設する。

(4) 系統保護用信号伝送装置

本計画により建設される淮坑～麗水間（220kV，2回線）並びに麗水～嵐窯間（500kV，1回線）の送電線保護のため各区間に系統保護用信号伝送装置を設置する。

なお，系統保護方式は220kVについては方向比較方式及び転送遮断方式とし，500kVについて位相比較方式とする。

(5) 給電用情報伝送設備

淮坑発電所の給電情報（テレメータ，スーパービジョン）を上海の総調度所へ伝送するため，淮坑発電所に情報伝送装置の送信装置を，また上海に受信装置をそれぞれ設置し，給電用情報伝送回線を構成する。

(6) 移動無線通信設備

送電線の保線作業時に淮坑発電所及び麗水，嵐窯変電所に常駐する保線員と送電線沿線を移動する保線員との間の通信連絡手段としてVHF方式による移動無線回線を構成する。

このため，VHF基地局を淮坑発電所及び麗水，嵐窯の各変電所に設置する。

なお，VHF基地局のサービスエリアについては，実施設計時調査を実施し，その上でVHF基地局の位置を決める必要がある。

(7) 送電線故障点標定設備

送電線故障点標定方式には各種方式があり，適用する送電系統の条件等を考慮して選定する必要がある。

本計画においては，サージ受信方式の送電線故障点標定装置を新設送電線淮坑～麗水及び麗水～嵐窯間にそれぞれ設置する。

(8) そ の 他

① 給電指令用電話設備

給電指令用の電話は専用回線とすることが望ましいので，回線効率のよいParty-Line方式の電話機を淮坑，麗水，嵐窯の各発・変電所並びに上海総調度所に設置する。

② 業務用電話設備

発電所内並びに関係発・変電所及び総調度所間の業務用通話連絡は電話により行う。

このため，淮坑・麗水・嵐窯の各発・変電所並びに上海総調度所に自動交換機を設置する。

③ 所内運転指令用電話設備

発電所内の保守員相互及び運転指令室と現場保守員との通話を確保するため拡声器呼出方式による所内運転指令用電話設備の設置が効果的である。

④ 通信用電源設備

上述の各通信設備の電源は直流供給となるため，通信用電源設備としては一般的に使われている整流器と蓄電池を組合わせた浮動充電方式とする。

図9－1　浙江省電力系統概要（2000年）

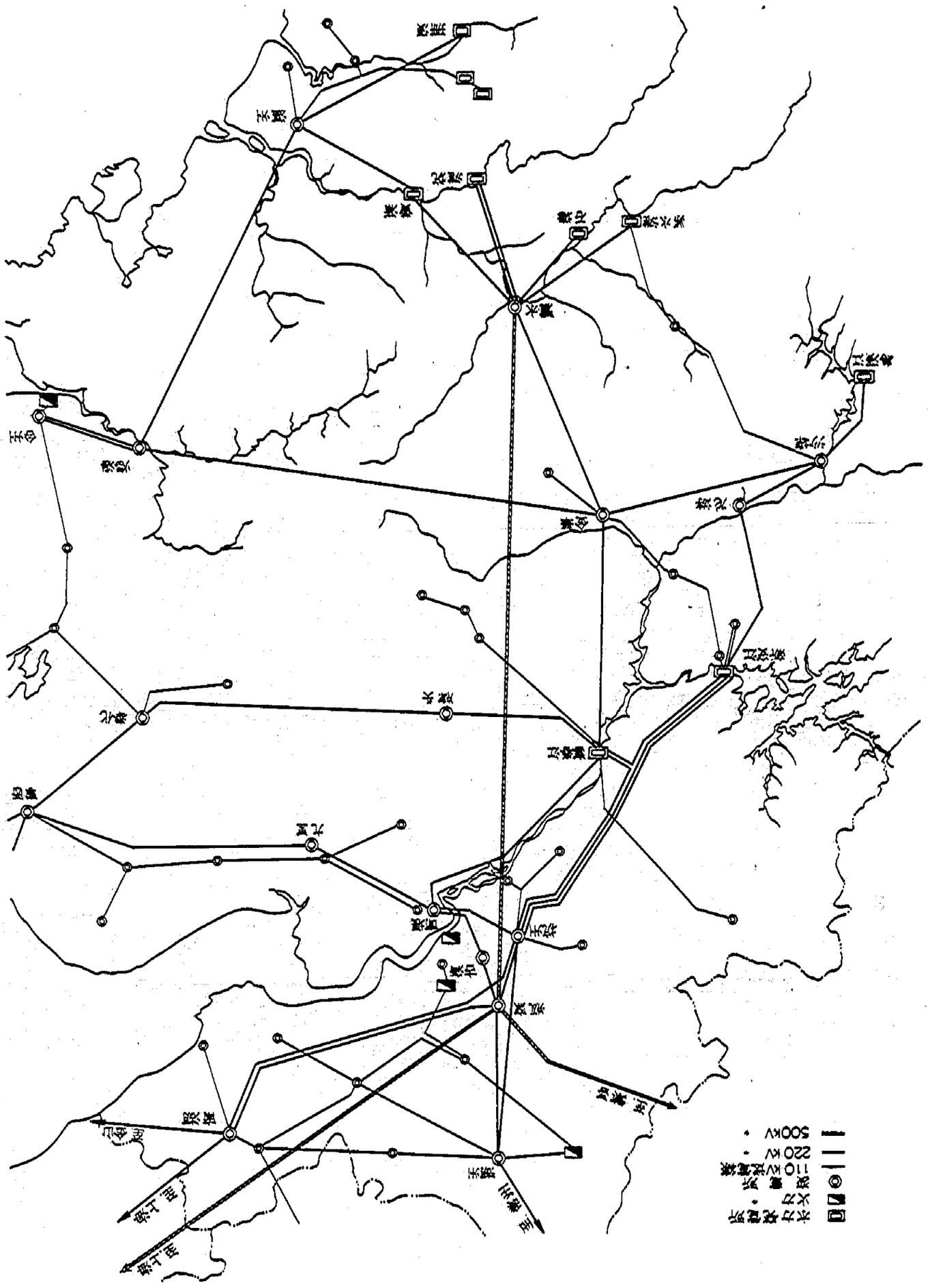


図9－2　浙江省電力系統（2000年）潮流図　（A案）

単位．電圧．L位相角　：　％ L度
潮流．P±jX　：　MW±MVar
（負荷力率は95％で計算）

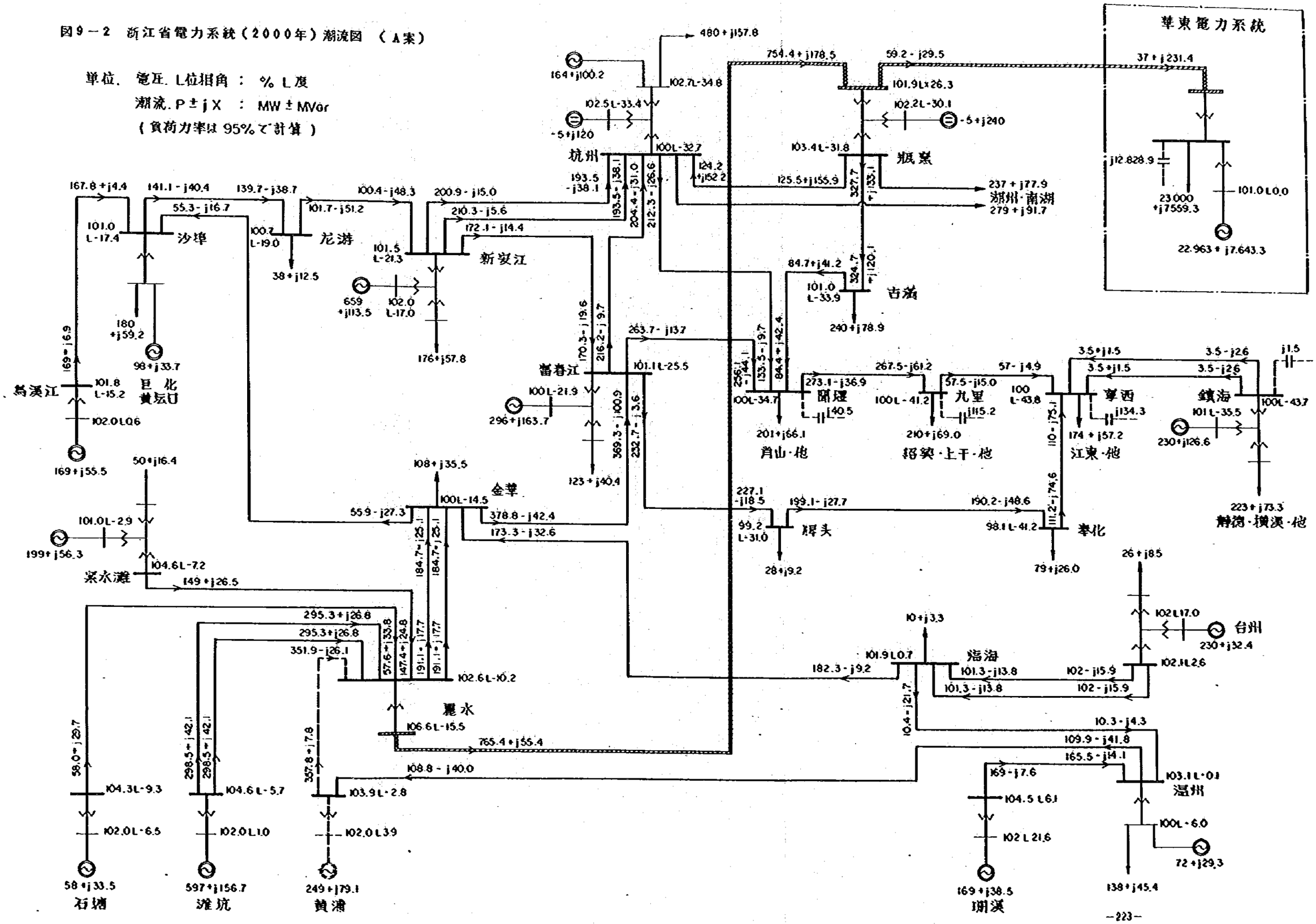


図9－3　浙江省電力系統安定度

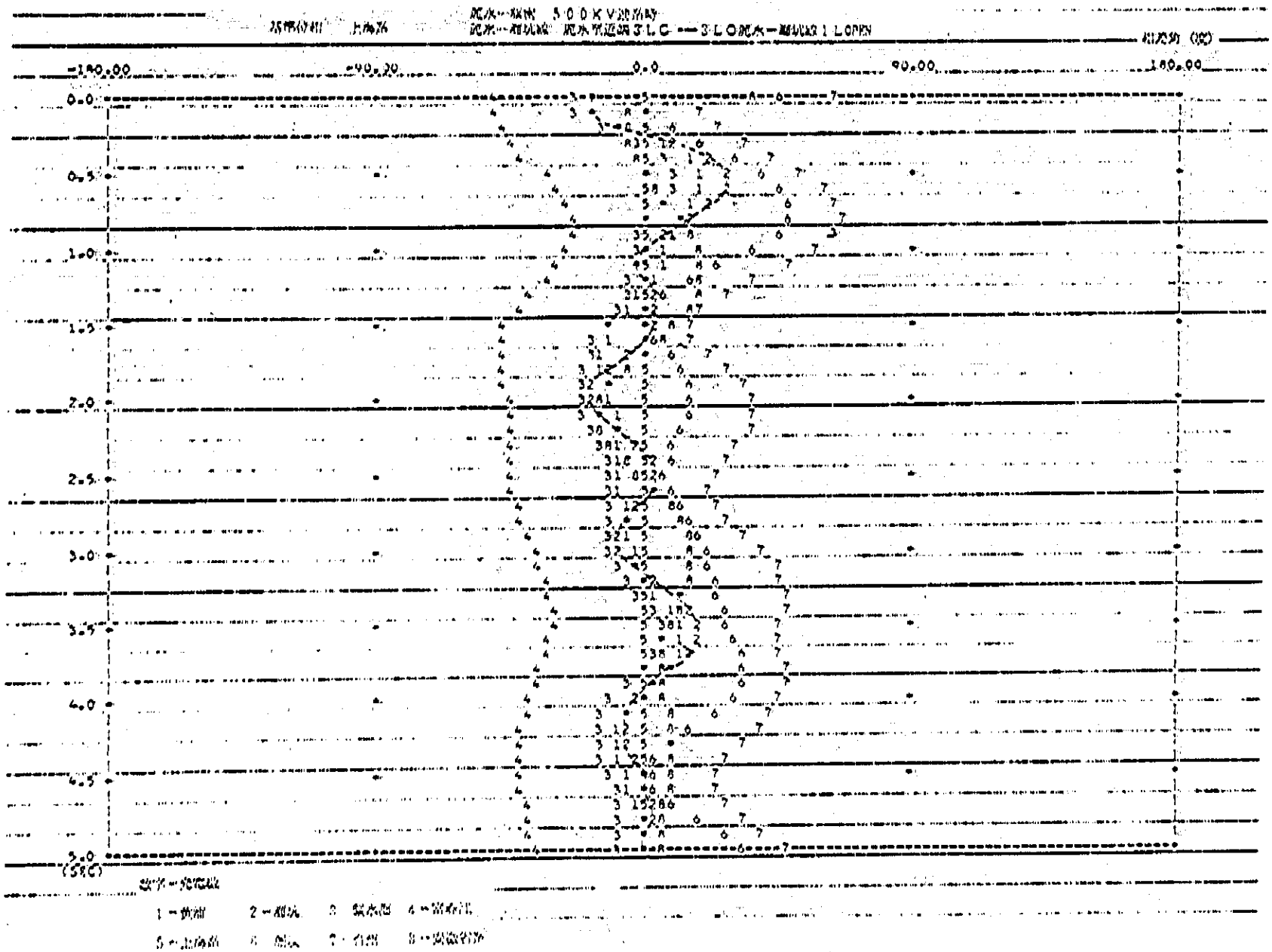


図9－4　浙江省電力系統

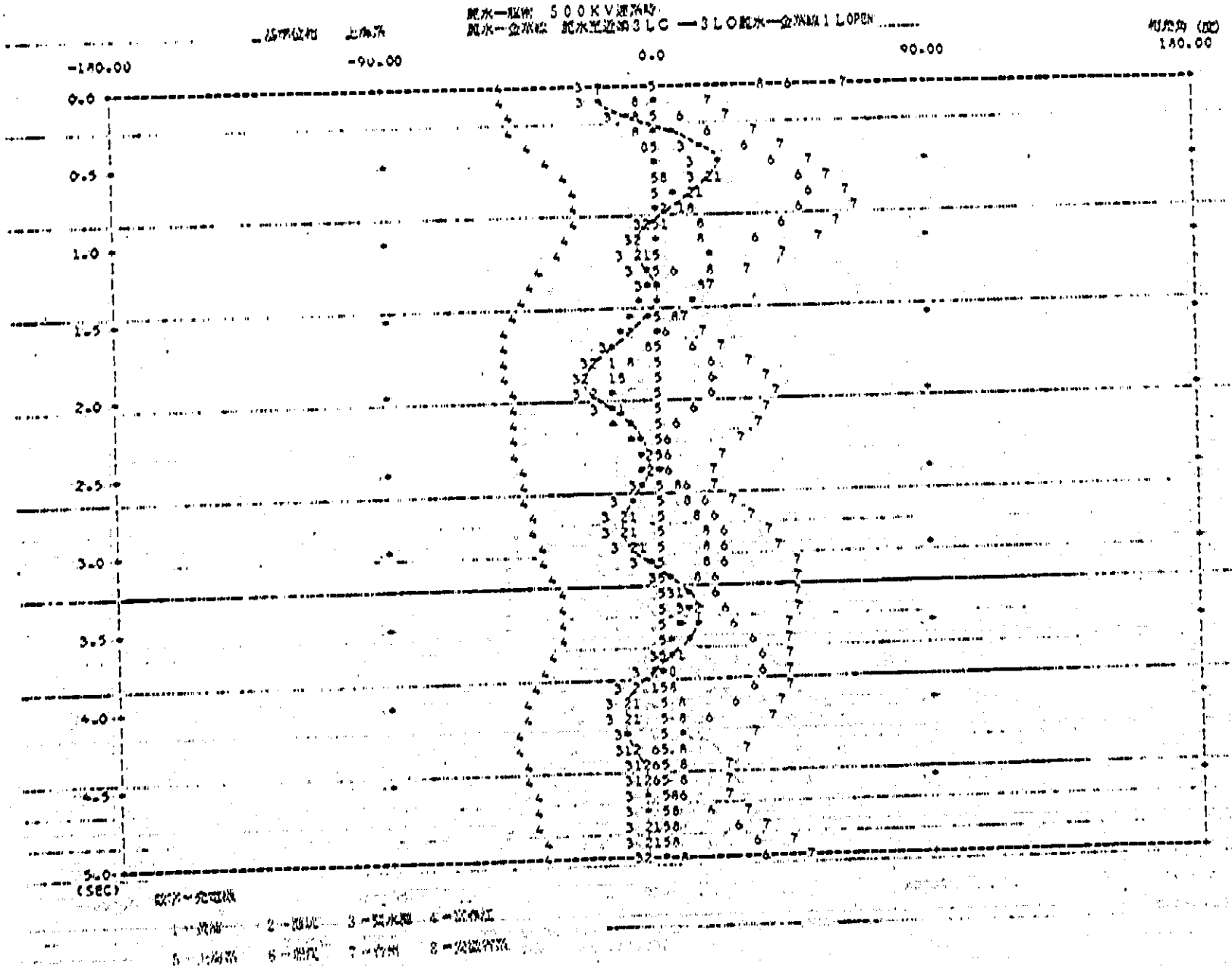


図9－5　浙江省電力系統安定度

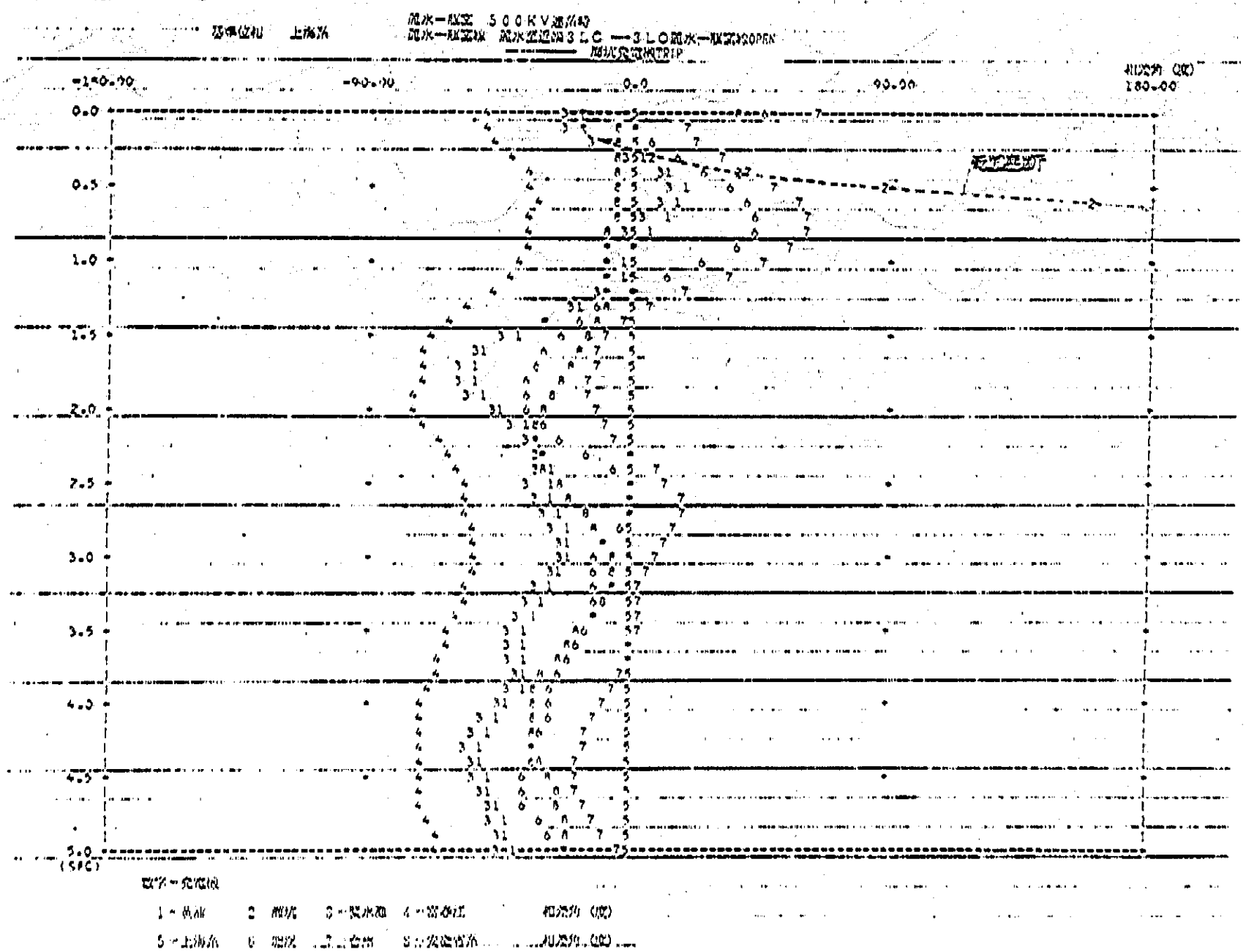


図9－6 送電線経過図

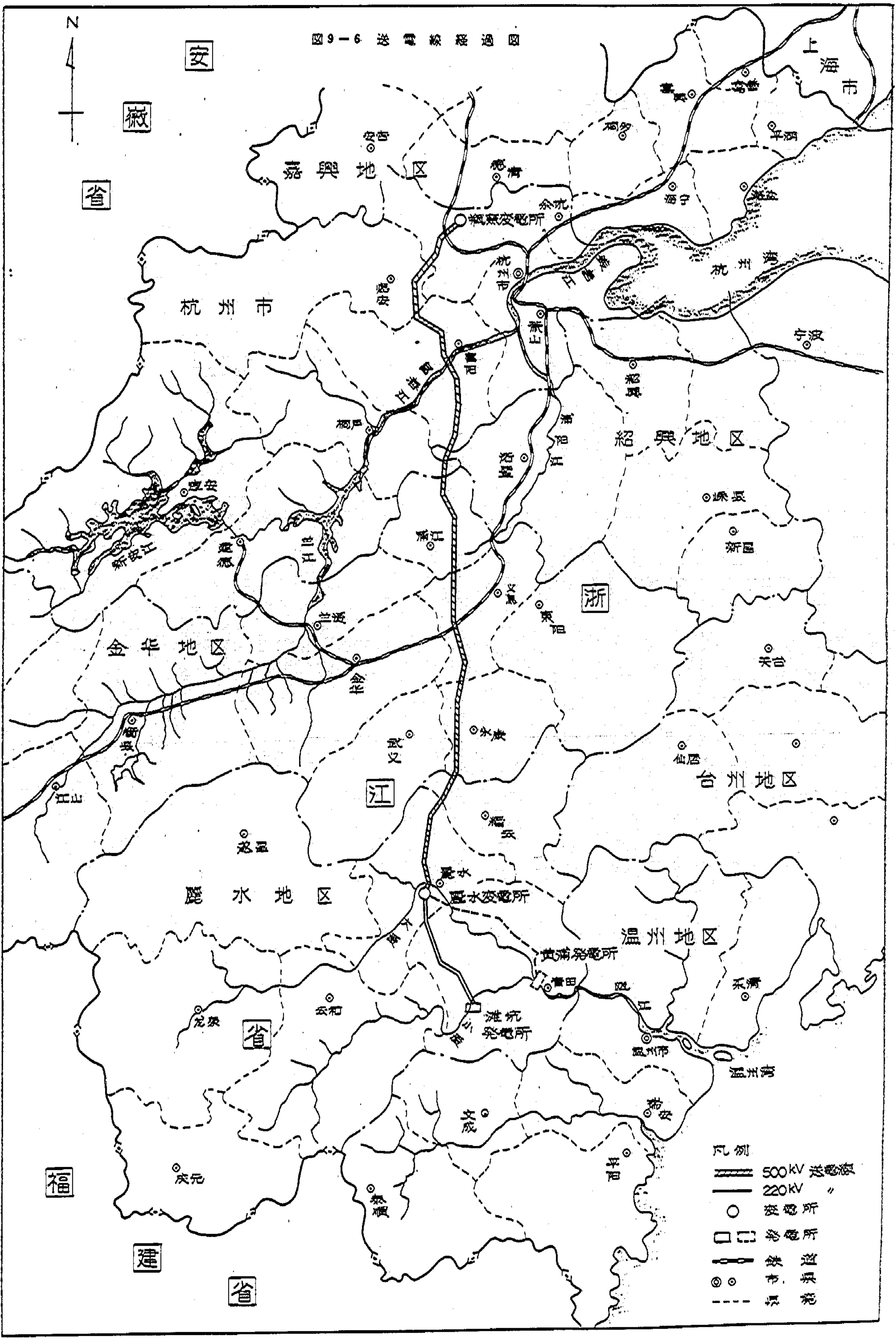
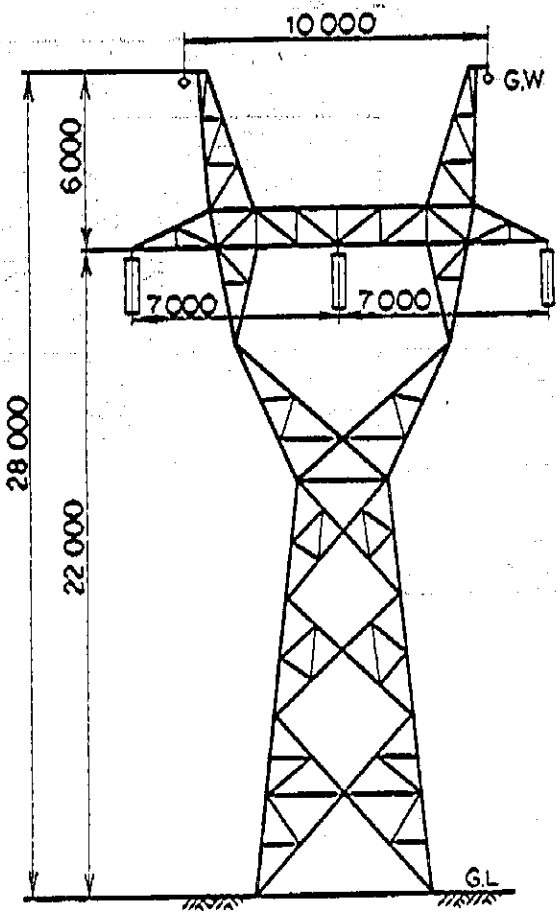
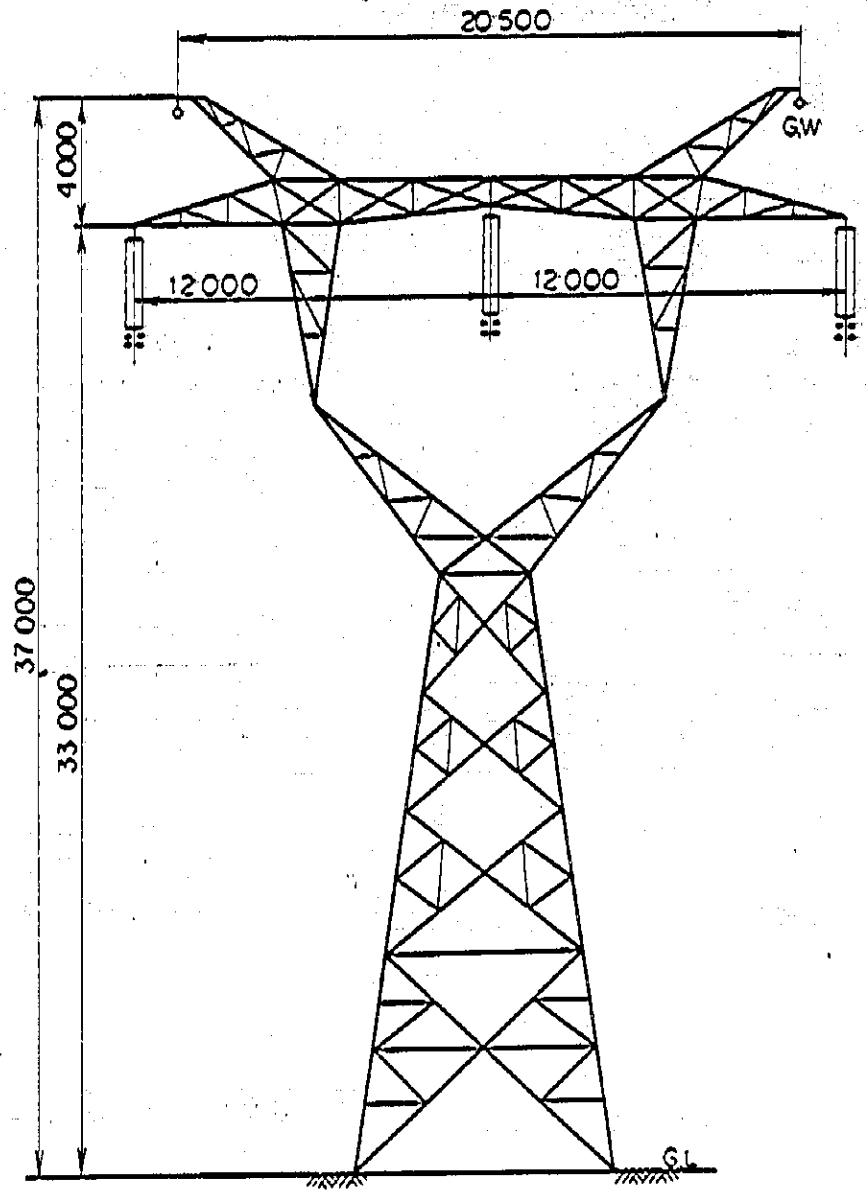
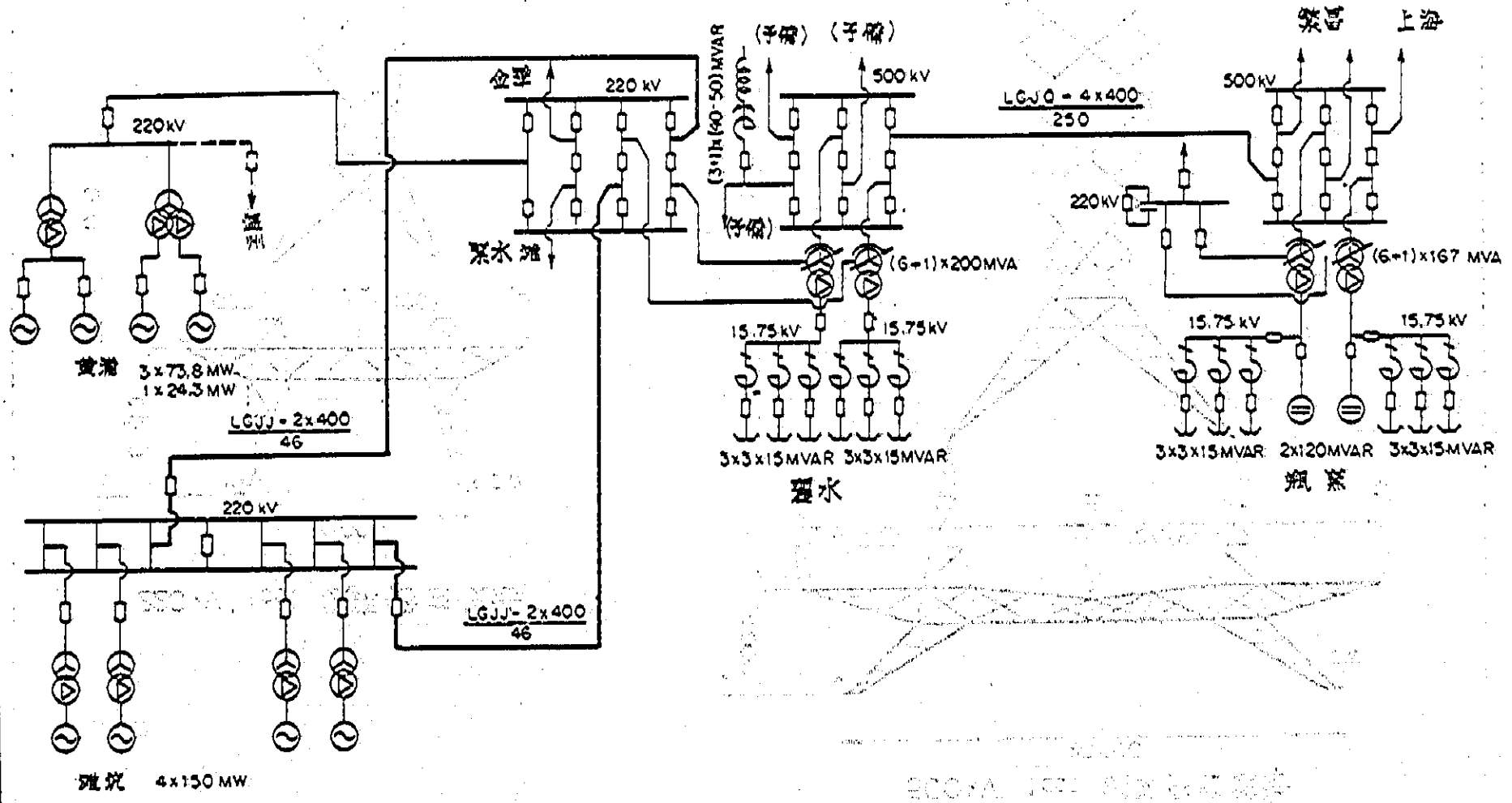

N
安徽省
上海市
嘉善
平湖
桐乡
海盐
海宁
德清
余杭
瓶窯変電所
安吉
嘉興地区
杭州市
临安
杭州市
杭州湾
銭塘江
宁波
萧山
富阳
富春江
绍兴
紹興地区
浦阳江
诸暨
嵊县
新昌
浙
桐庐
建德
淳安
新安江
兰江
兰溪
浦江
义乌
东阳
天台
金华
金华地区
衢县
江山
武义
永康
仙居
台州地区
江
遂昌
缙云
丽水
丽水変電所
丽水地区
大溪
黄滿発電所
青田
瓯江
温州地区
滩坑発電所
小溪
乐清
温州市
温州湾
龙泉
云和
省
文成
瑞安
平阳
泰顺
庆元
福建省
凡例
500kV 送電線
220kV 〃
変電所
発電所
鉄道
市，県
県境

図9－7　標準懸垂鉄塔図（単位；mm）

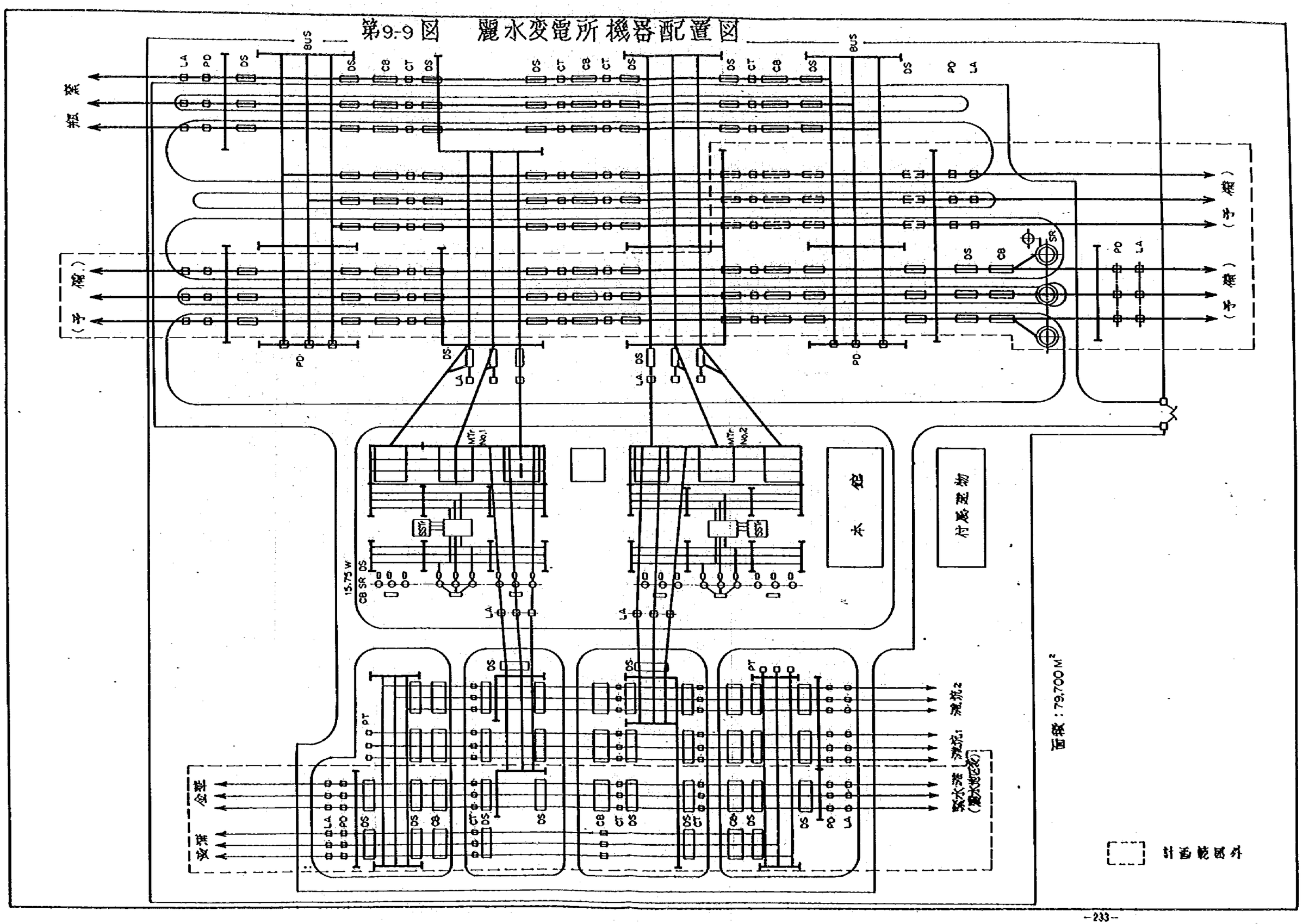




第9-8図　　瓯江水力発電開発計画系統図



第9-9図　麗水変電所機器配置図



第9.10図　麗水変電所単線結線図

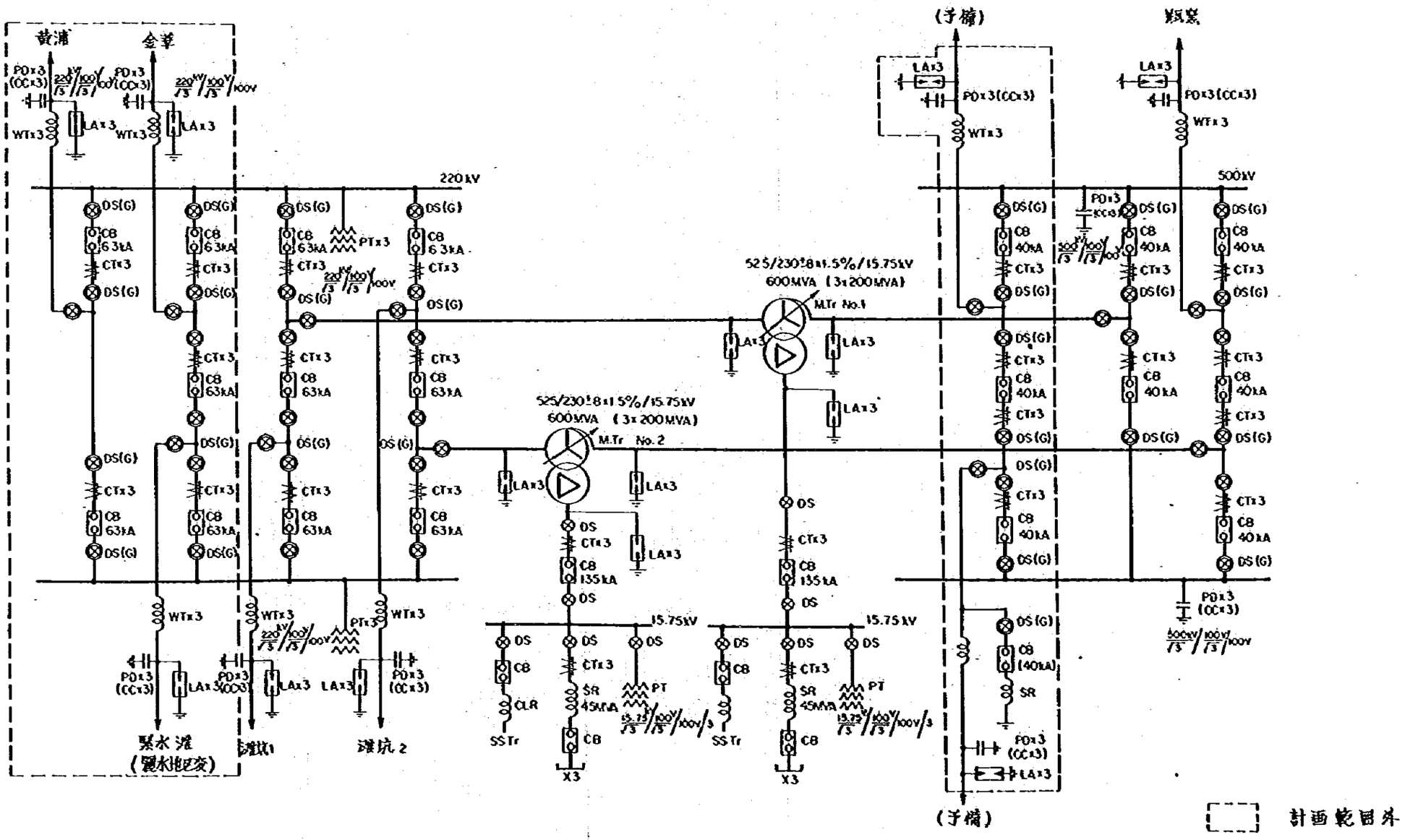


図9－11 通信設備概要図

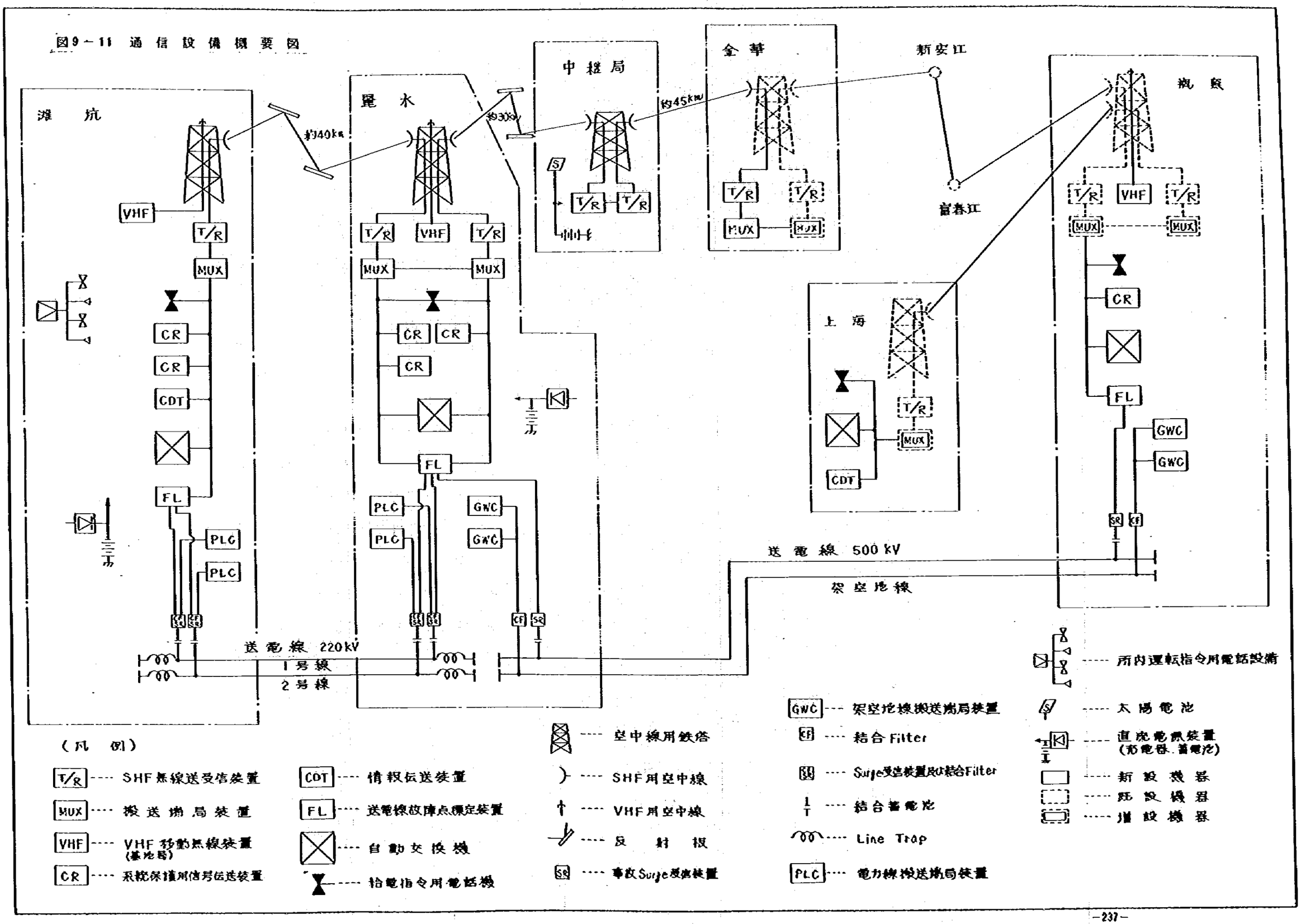


図9－12 通信回線構成図

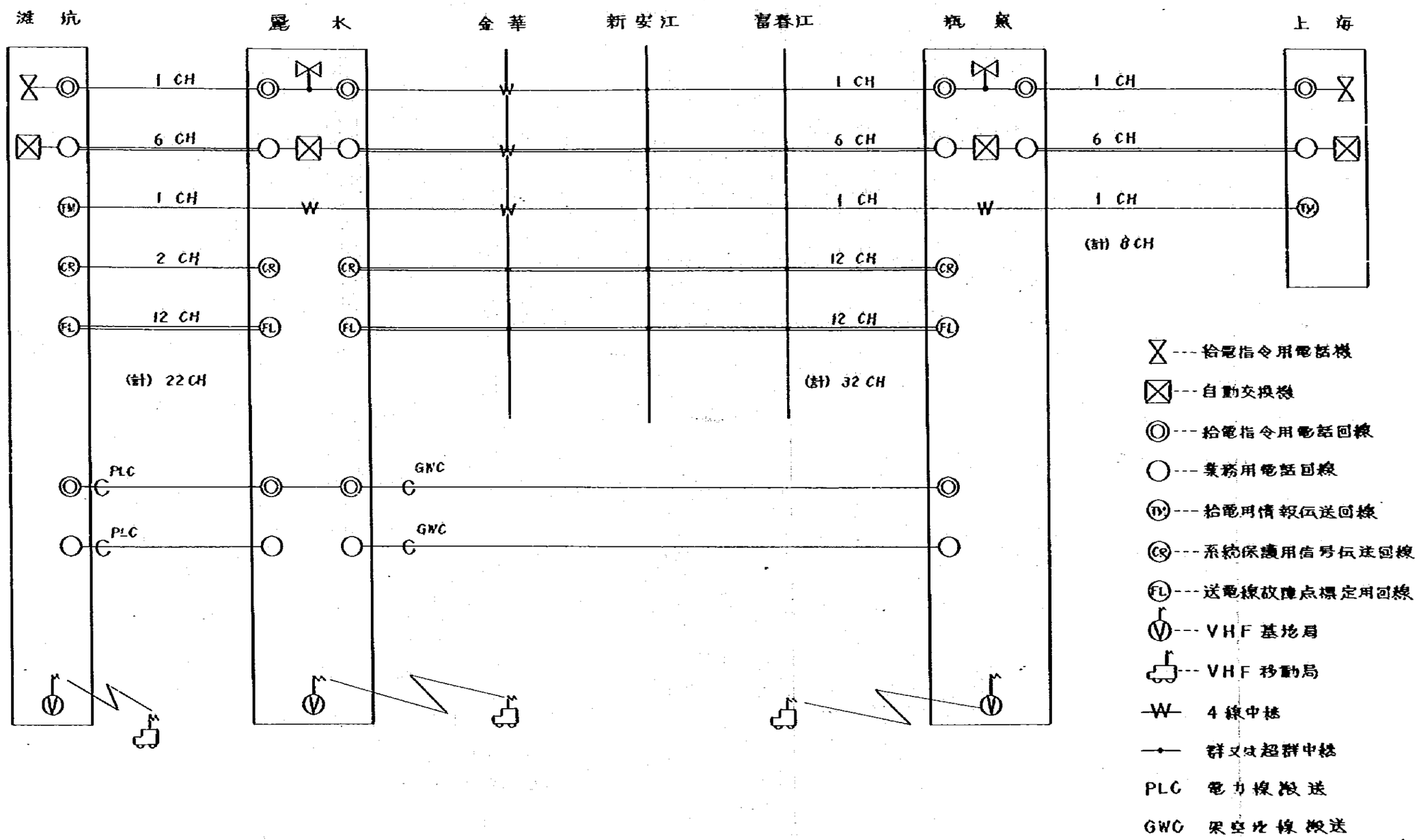


図9－13　マイクロ（SHF）回線構成図

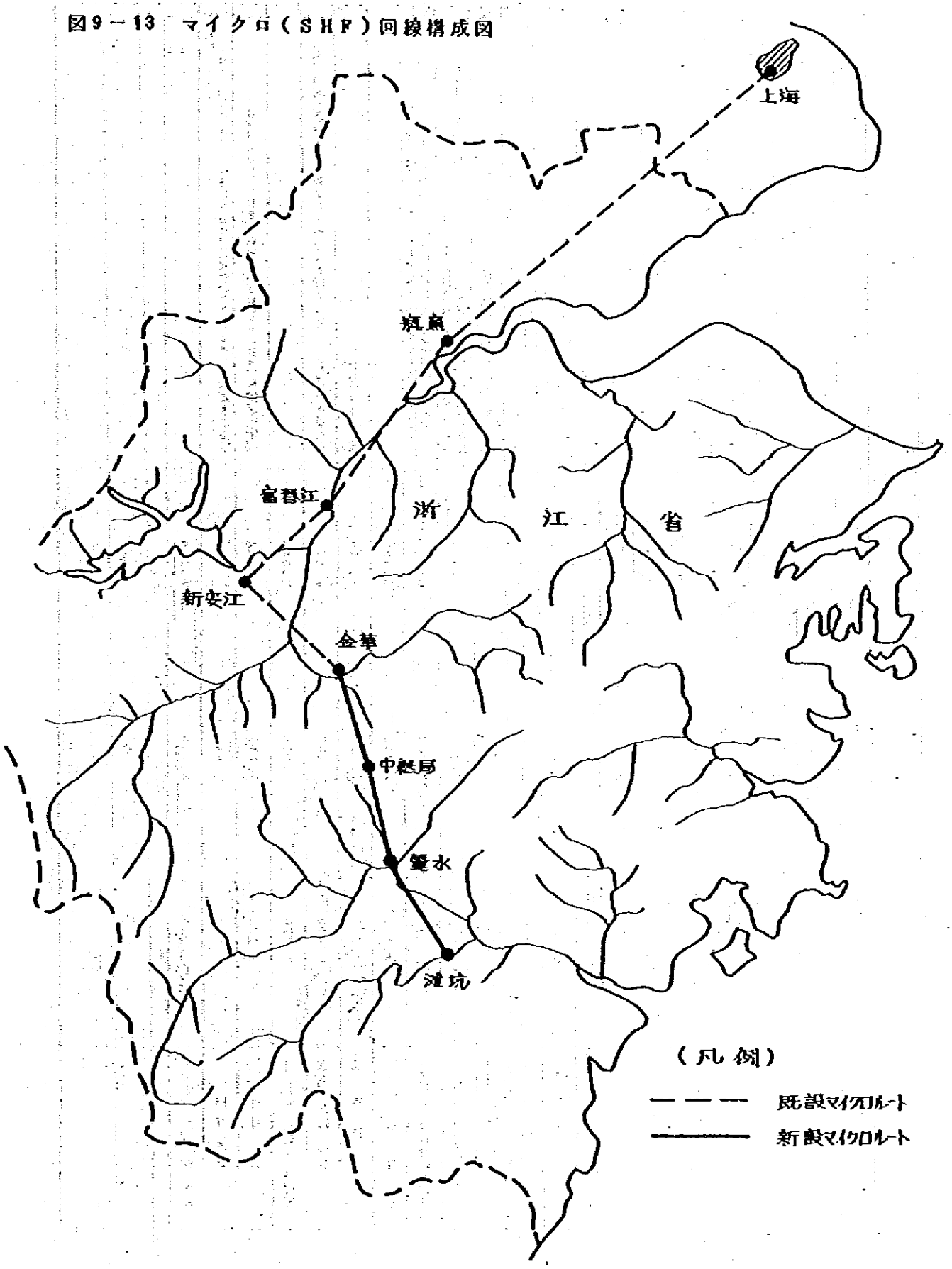


表9－1　滝坑・黄浦～藤水送電計画比較表

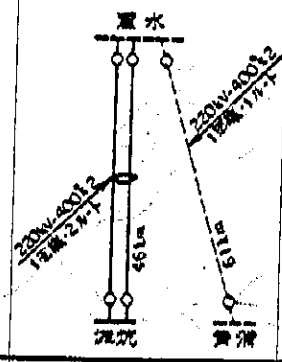
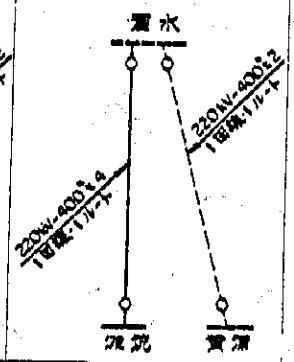
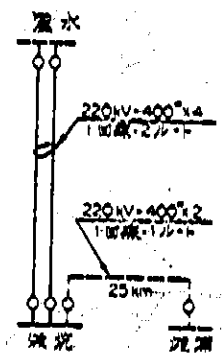
	①－A案	①－B案	①－C案	備考
経路概略図				
総建設費（千円）	50,280	41,360	53,080	
送電線路	42,840	36,400	45,640	全区間山地として計算
変電（開閉）設備	7,440	4,960	7,440	経済比較上，各発電所の開閉設備も含めて計算した。
送電損失電力（kW）	12,130	12,130	10,690	最大出力時の送電損失であり，$3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$ で計算，但し $\cos\phi = 0.95$ R（Ω/km）は通電による温度上昇を補正した。
送電損失電力量（kWh）	$15,220 \times 10^3$	$15,220 \times 10^3$	$13,820 \times 10^3$	最大出力時送電損（kW）× 送電損失係数 × 8,760（時間） 損失係数：滝＝0.088，　黄浦＝0.269，　総合＝0.132
年経費（千円）	3,352	2,733	3,490	
送電線路	2,737	2,326	2,916	経費率＝6.39％
変電（開閉）設備	615	407	574	経費率＝9.94％　但し発電所端は水力の経費率（6.6％）によった。
送電損失年経費（千円）	2,976	2,976	2,646	
KW 価値	2,135	2,135	1,882	送電損失電力（kW）× 代替火力kW便益単価（176円／kW）
KWh 価値	841	841	764	送電損失電力量（kWh）× 代替火力kWh便益単価（0.0353円／kWh） …… 平均値
年経費合計（千円）	6,328	5,709	6,136	
備考				

表 9 − 2　滝坑・黄浦～龍水～瓶森送電計画比較表

	A 案	B 案	C 案	備考
電路概略図	瓶森 500kV-400㎟×4 1回線・1ルート 1,200MVA 龍水 220kV-400㎟×2 1回線・1ルート 220kV-400㎟×2 1回線・2ルート 滝坑、黄浦	瓶森 500kV-400㎟×4 1回線・2ルート 1,200MVA 龍水 開閉 滝坑、黄浦	瓶森 1,000MVA 220kV-500㎟×4 1回線・2ルート 龍水 開閉 滝坑　黄浦	
総設費（千円）	199,475	292,775	260,135	
送電線路	131,340	219,840	193,840	滝坑・黄浦～龍水間は山地として計算。龍水～瓶森間は平地として計算した。
変電（開閉）設備	68,135	72,935	66,295	
送電損失電力（kW）	29,720	20,760	49,750	最大出力時の送電損失である。
送電損失電力量（kWh）	35,730 × 10^3	25,370 × 10^3	38,890 × 10^3	最大出力時送電損失（kW）× 送電損失係数 × 8,760（時間）
年経費（千円）	13,040	21,172	18,851	
送電線路	8,392	14,047	12,386	経費率＝6.39％
変電（開閉）設備	6,648	7,125	6,465	経費率＝9.94％　但し発電所側は水力の経費率（6.6％）によった。
送電損失年経費（千円）	7,206	5,056	12,012	
kW 価値	5,231	3,654	8,756	送電損失電力（kW）× 代替火力 kW 使益単価（176円／kW）
kWh 価値	1,975	1,402	3,256	送電損失電力量（kWh）× 代替火力 kWh 使益単価（0.0553円／kWh）……平均値
年経費合計（千円）	22,246	26,228	30,863	
備考				

表9－3 通信設備一覧

品名	仕様	潍坊	麗水	中継局	金華	嵐窯	上海
SHF無線送受信装置	7,000MHz，現地予備方式 出力 1W 120CH容量 PCM方式 17Mb/s	1	2	2	1		
搬送端局装置	PCM方式	1	2		1 (増設)	(増設)	(増設)
SHF空中線	直径3mφ Parabolic type 4mφ	1	1 1	2	1		
空中線用鉄塔	高さ 40m 20m	1	1	1			
導波管	楕円型	60m	120m	60m	60m		
反射板	6m×8m	2	2				
系統保護用信号伝送装置	伝送速度 42 kbit/sec 200 bit/sec	2	1 2			1	
給電用情報伝送装置	伝送速度 600 bit/sec 20/30Word	1					1
VHF移動無線装置 (基地局) (移動局)	150MHz，出力25W Press－talk方式	1 5	1 5			1 5	
VHF空中線	Skirt dipole antenna	1	1			1	
送電線故障点標定装置	Surge受信方式	1 (親)	1 (子)			1 (親)	
Surge受信機	3相受信方式	2	3			1	
高周波塞流線輪 (Line Trap)	220kv，300μH，1200A	2	2				
架空地線搬送装置	出力 100W 1CH type		2			2	
電力線搬送装置	出力 1W 1CH type	2	2				
給電指令用電話機	Party－line方式	1	1			1	1
自動交換機	容量 100回線	1	1			1	1
所内運転指令用電話設備	出力300W Handset 30台 Speaker 30台	1					
直流電源設備 充電器 蓄電池 太陽電池	48V 200A 1,000AH 600W	1 1	1 1	1 1			
局舎	4m×5m			1			

第10章　工事工程・施工および工事費

第10章　工事工程・施工および工事費

10.1　基本事項

10.1.1　工事工程・施工に対する条件

(1)　交　　通

青田より黄浦ダムサイトを経て滝坑ダムサイト迄は既に公路が通じており，交通の便は良い。ただし，青田付近に橋がないので，施工にあたっては，温溪の甌江右岸に荷揚場を新設し，拡大品あるいは重量物はここで荷揚げするものとする。この荷揚場より港頭迄は公路を新設し，また，港頭より黄浦を経て滝坑までの既設道路はその大部分を拡幅する。

(2)　工事用資材・機械

水車，発電機，変圧器等発電所の電気機器，通信設備の諸資材機器，セメント，木材，ゲート・水圧鉄管用鋼材は輸入する。また大型施工機械も輸入する。

輸入する施工機械を表10－1に示す。

(3)　工事用電力

滝坑発電所工事には6MW程度の電力を必要とする。このため温州より滝坑まで亘長75kmの工事用送電線を新設する。

(4)　ロックフィルダムの盛立期間

滝坑地点付近の気候は第3章で述べたとおりであって，ダム地点は温暖の地域内にあるため，滝坑ダムの盛立は年間を通じて施工が可能である。

(5)　ダムの盛立材料

ロックの材料として掘削ずりのうち良質の岩ずりを流用する。ただし，滝坑ダムは盛立量が約930万m³であり，流用材のみでは充足出来ないので，不足する約600万m³の材料は左岸ダム上流15kmの原石山より採取する。滝坑ダムのコア材料は，主としてダム上流の半崎，張口，白麻寮，北山・白岩地区より採取し，一部は坑底地区より採取する。

10.1.2　工事積算の条件，区分

工事費は，準備工事，土木建築工事，電気機器，補償，送変電・通信，工事監理，予備費，税金および建設中利子等この工事実施に必要な全ての費用を計上した。

(1)　準備工事

道路の新設・改修，工事用送電線，建設基地の敷地造成・建物費等を内貨分費用として計上し，荷揚機械（輸入品）の償却・部品費を外貨分費用として計上した。

(2)　土木・建築工事

(a)　土木工事数量

工事数量は第7章で述べた概略設計を基とした。

(b) 単　　価

各工種の単価は，中国側より提供をうけた単価およびこれを基として日本国内の類似の施工条件における経験価から定めた。

(c) 輸入施工機械

表10－1に示す輸入施工機械の償却費・部品費は，これら機械を使用する工種の単価に含まれる。機械の輸入港から現地までの運搬費（内貨）も単価に含まれる。

(d) 輸入資材

セメント・木材・鋼材等の購入費（外貨）はこれ等を使用する工種の単価に含まれる。

(3) 電 気 機 器

電気機器の据付費（内貨）には運搬費を含む。

(4) 送変電・通信

送変電（内貨）には送電線新設，鳳水変電所新設ならびに瓦窯変電所増設に係る費用を計上し，通信の据付費（内貨）には運搬費を含む。

(5) 補 償 費

補償費は，水没移民，田畑および付替道路工事費を含む補償にかかる総費用であって中国側より提供をうけた金額を計上した。

(6) 工 事 監 理

工事監理（内貨）には，土木・建築工事および送変電工事の施工にかかわる職員の費用は含まれていない。この費用は(2)土木建築工事および(4)送変電工事の費用に含まれる。

(7) 予 備 費

予備費としては，準備工事，土木建築工事，送変電・通信工事の10％が見込まれている。

(8) 建築中利子

建築中利子は表10－3に示す所要資金に基いて積算した。利率は内貨に対し年3％，外貨に対し年9％とした。

(9) 換算レート

換算レートは，1US$＝1.704元である。

10.2 工 事 工 程

工程を図10－1に示す。

1号仮水路トンネルは掘削径14mの大口径であり，延長も約1,000mであるため，削孔ずり積みに輸入施工機械を投入するにしても，1.5年の工期を要するものとした。河床の堆積砂礫層の厚さは約25mであるため，転流後コフの盛立を開始するまでに約1年を要する。

盛立に必要な期間は，滝坑ダムとほぼ同規模のロックフィルダムの盛立実績を参考として約3年とした。

また，ダムが高いロックフィルダムであるという特殊性にかんがみ，貯水開始は渇水期に入る時期が望ましい。貯水計画を図10－2に示す。

これらのことから，転流は着工後3年目の秋に，又貯水開始は7年目の秋となる。

ダム工事と併行しておこなう洪水吐工事は，その掘削ずりを極力ダムの盛立へ直送できる様に工程を調整する。

取水口・導水路・水圧管路工事の施工は，ダム本体工事の進捗に合せて施工する。

発電所の電気機器の据付けには約2年を要する。この期間が確保出来るように発電所の土木建築工事を施工する。また送変電工事は約3年を要するが，1号機の運転開始の3ヵ月前に竣工するものとした。

以上のことを考慮して，この工事は，準備工事の着手から竣工まで8ヶ年を必要とするとした。

10.3 工事費と資金計画

工事費を表10－2に示す。工事費のうち，土木建築工事費・送変電工事費，建設中利子の内訳などを付録10－1，10－2，10－3に示す。また電気機器工事費の内訳は付録8－1に示す。

資金計画を表10－3に示す。

図10－1　滝坑発電所工事工程

工事区分		工種	単位	数量
準備工事			式	1
河流処理	仮排水路	明り掘削	m³	230,000
	トンネル	トンネル掘削	m³	324,000
		コンクリート	m³	95,000
	二次締切	盛立	m³	1,380,000
ダム		明り掘削	m³	850,000
		盛立	m³	12,380,000
		グラウチング	式	1
		放流設備	式	1
洪水吐		明り掘削	m³	5,600,000
		コンクリート	m³	164,000
		ゲート	式	1
		グラウチング	式	1
取水口		明り掘削	m³	65,000
		コンクリート		56,000
		ゲート・スクリーン	式	1
導水路		トンネル掘削	m³	88,000
		コンクリート	m³	33,000
調圧水槽		明り掘削	m³	62,000
		立坑掘削	m³	44,000
		コンクリート	m³	22,000
		内張管	t	150
水圧管路		明り掘削	m³	120,000
		作業坑	式	1
		トンネル掘削	m³	64,000
		詰込コンクリート	m³	28,000
		コンクリート	m³	26,000
		水圧鉄管(埋設管)	t	3,300
		水圧鉄管(露出管)	t	1,600
発電所		明り掘削	m³	187,000
		コンクリート	m³	97,000
舟運設備		明り掘削	m³	90,000
		トンネル掘削	m³	55,000
		コンクリート	m³	13,500
電気機器			式	1
送電線			式	1

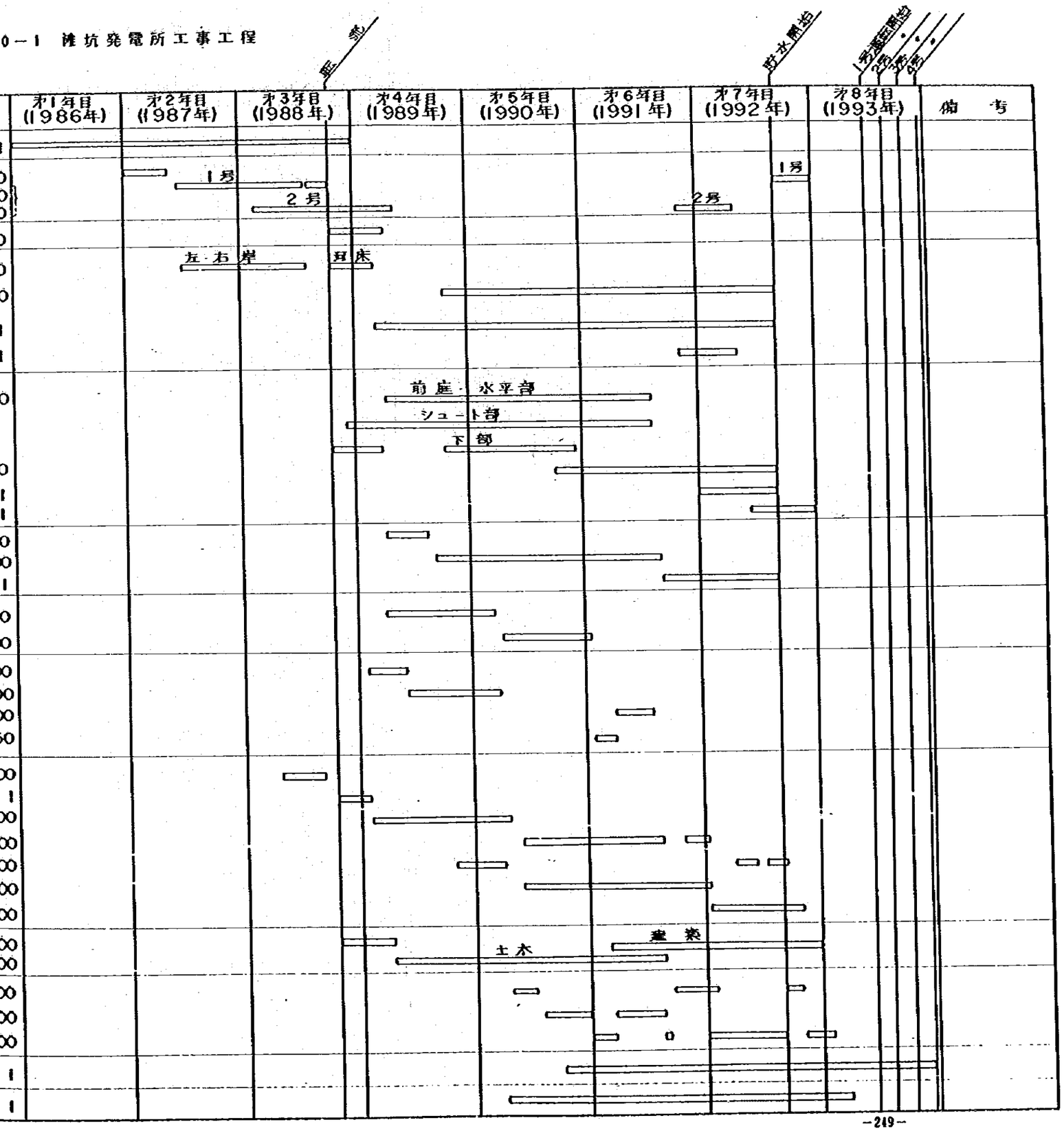


図10－2 淮坑ダム貯水計画

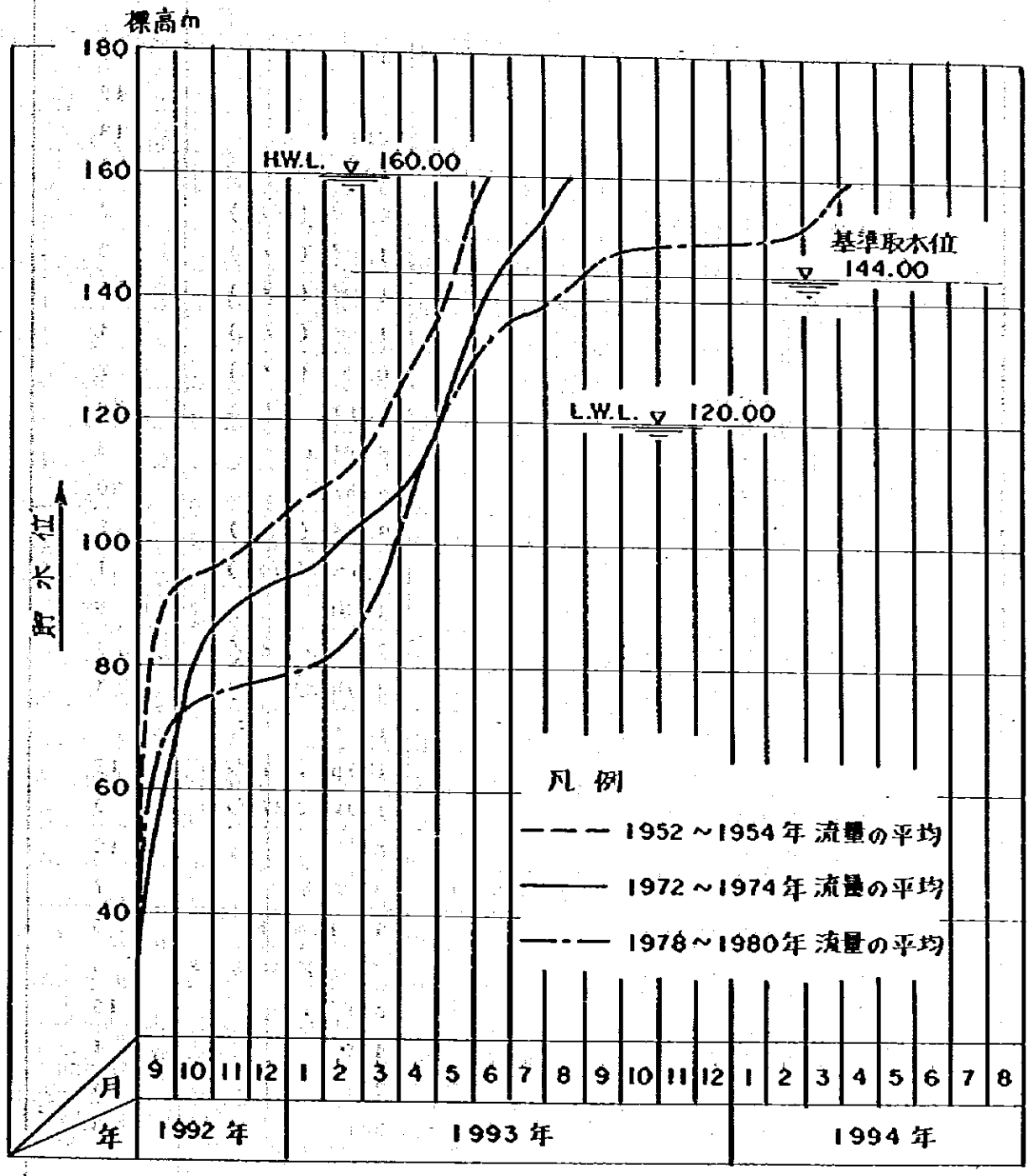


表 10 － 1　滝坑工事　輸入機械

区　分	機　械　名	仕　様	数　量
土木・建築工事用			
	ブルドーザ	44t	10
	〃	32t	19
	〃	21t	13
	湿地ブルドーザ	16t	2
	トラクターショベル	2.7m³（平積）	7
	〃	1.8m³（〃）	3
	油圧式バックホー	1.2m³（〃）	7
	〃	1.0m³（〃）	4
	〃	0.35m³（〃）	2
	ダンプトラック	45t積	40
	ドリルマスター	φ165mm	3
	クローラードリル	φ75mm	20
	ホイールローダ	9.6m³（山積）	8
	パワーショベル	4.5m³（平積）	1
	振動ローラ	13.5t	6
	3ブーム油圧式ジャンボ	クローラタイプ	4
	同上用ディーゼル発電機	200KVA	4
	サイドダンプ式トラクターショベル	1.4m³	2
	ポータブルコンプレッサ	175ps，17m³/min	12
	エアーコンプレッサ	150kw，27m³/min	9
	トラックミキサー	6m³	10
	ポンプクリート（定置式コンクリートポンプ）	30m³/h	7
	コンクリート吹付機	9～12m³/h	5
	モーターグレーダ	ブレード巾＝3.7m	5
	水中ポンプ	φ200mm	15
	トラッククレーン	45t	4
	〃	25t	4
	セメント運搬車	20t	3
荷揚機械			
	クレーン	75t，35m	1

表10－2(1) 工 事 費

1982年時点価格
エスカレーション考慮しない

項目	工事費（単位：元）			備考
	内貨	外貨	計	
1. 準備工事	31,000,000	3,000,000	34,000,000	
2. 土木・建築工事				
(1) 河流処理	49,810,000	11,730,000	61,540,000	
(2) ダム	157,540,000	25,560,000	183,100,000	
(3) 洪水吐	95,460,000	21,740,000	117,200,000	
(4) 取水口	10,920,000	4,080,000	15,000,000	
(5) 導水路	13,440,000	3,560,000	17,000,000	
(6) 調圧水槽	7,400,000	2,070,000	9,470,000	
(7) 水圧管路	13,490,000	4,360,000	17,850,000	
(8) 発電所	25,790,000	9,090,000	34,880,000	
(9) 舟運設備	9,780,000	2,220,000	12,000,000	
小計	383,630,000	84,410,000	468,040,000	
3. ゲート・鉄管等				
(1) 仮排水路トンネルゲート	360,000	100,000	460,000	
(2) 放流バルブ	320,000	2,580,000	2,900,000	
(3) 洪水吐ゲート	1,220,000	580,000	1,800,000	
(4) 取水口ゲート	2,820,000	1,180,000	4,000,000	
(5) 調圧水槽内張管	420,000	110,000	530,000	
(6) 水圧鉄管	13,510,000	3,610,000	17,150,000	
(7) 放水口ゲート	720,000	400,000	1,120,000	
小計	19,370,000	8,590,000	27,960,000	
4. 電気機器	14,600,000	133,800,000	148,400,000	
5. 送変電・通信	179,000,000	4,100,000	183,100,000	
6. 補償費	133,000,000	0	133,000,000	
7. 工事監理	30,000,000	8,900,000	38,900,000	
8. 予備費	61,400,000	10,200,000	71,600,000	(1+2+3+5)×10%
9. 税金	65,000,000	0	65,000,000	
計	917,000,000	253,000,000	1,170,000,000	
10. 建設中利子	95,000,000	81,000,000	176,000,000	利率：内貨3% 外貨9%
合計	1,012,000,000	334,000,000	1,346,000,000	

表10－2(2)　工　事　費

1982年時点価格
エスカレーション考慮しない

項　　目	工事費（単位：10^6US$）			備　　考
	内　貨	外　貨	計	
1. 準備工事	18.2	1.8	20.0	
2. 土木・建築工事				
(1) 河流処理	29.2	6.9	36.1	
(2) ダム	92.5	15.0	107.5	
(3) 洪水吐	56.0	12.8	68.8	
(4) 取水口	6.4	2.4	8.8	
(5) 導水路	7.9	2.1	10.0	
(6) 調圧水槽	4.3	1.2	5.5	
(7) 水圧管路	7.9	2.6	10.5	
(8) 発電所	15.1	5.3	20.4	
(9) 舟運設備	5.7	1.3	7.0	
小　計	225.0	49.6	274.6	
3. ゲート・鉄管等				
(1) 仮排水路トンネルゲート	0.2	0.1	0.3	
(2) 放流バルブ	0.2	1.5	1.7	
(3) 洪水吐ゲート	0.7	0.3	1.0	
(4) 取水口ゲート	1.7	0.7	2.4	
(5) 調圧水槽内張管	0.2	0.1	0.3	
(6) 水圧鉄管	7.9	2.1	10.0	
(7) 放水口ゲート	0.4	0.2	0.6	
小　計	11.3	5.0	16.3	
4. 電気機器	8.6	78.5	87.1	
5. 送変電・通信	105.0	2.4	107.4	
6. 補償費	78.1	0	78.1	
7. 工事監理	17.6	5.2	22.8	
8. 予備費	36.3	6.0	42.3	(1+2+3+5)×10%
9. 税金	38.1	0	38.1	
計	538.2	148.5	686.7	
10. 建設中利子	55.8	47.5	103.3	利率：内貨3% 外貨9%
合　計	594.0	196.0	790.0	

表10－3　淮坑工事　年度別所要資金

1982年価格　　単位：1,000元
エスカレーション考慮しない　　(　　)1×10⁶ U.S $

工事区分		金額	1986年	1987年	1988年	1989年	1990年	1991年	1992年	1993年	備考
①	準備工事(内貨)	31,000	14,000	14,000	3,000						
	同上(外貨)	3,000	450	2,520	70	70	70	70		△ 250	
②	土木・建築工事(内貨)	403,000	23,440	39,070	35,710	50,060	103,310	98,270	41,790	11,350	
	同上(外貨)	93,000	7,430	17,090	22,530	18,760	37,870	13,970	7,820	△ 32,470	
③	電気機器(内貨)	14,600						3,000	6,700	4,900	
	同上(外貨)	133,800				9,600	12,000	51,300	8,800	52,100	
④	送変電・通信(内貨)	179,000					19,800	74,240	80,320	4,640	
	同上(外貨)	4,100						400		3,700	
⑤	補償費(内貨)	133,000	13,300	26,600	26,600			26,600	26,600	13,300	
⑥	工事監理(内貨)	30,000	6,900	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	
	同上(外貨)	8,900	2,670	890	890	890	890	890	890	890	
⑦	予備費(内貨)	61,400	3,710	5,230	3,920	5,060	12,210	17,370	12,230	1,670	
	同上(外貨)	10,200	450	1,400	1,810	1,480	3,070	1,070	590	330	
⑧	税金(内貨)	65,000	1,350	2,900	3,670	3,280	6,880	21,620	6,260	19,040	
小計	内貨	917,000	62,700	91,100	76,200	61,700	145,500	244,400	177,200	58,200	
	外貨	253,000	11,000	21,900	25,300	30,800	53,900	67,700	18,100	24,300	
⑨	建設中利子(内貨)	95,000	900	3,300	5,800	7,800	10,900	16,800	23,000	26,500	
	同上(外貨)	81,000	500	2,000	4,100	6,600	10,400	15,900	19,800	21,700	
計	内貨	(594.0) 1,012,000	(37.4) 63,600	(55.4) 94,400	(48.1) 82,000	(40.8) 69,500	(91.8) 156,400	(153.3) 261,200	(117.5) 200,200	(49.7) 84,700	
	外貨	(196.0) 334,000	(6.7) 11,500	(14.0) 23,900	(17.3) 29,400	(22.0) 37,400	(37.7) 64,300	(49.1) 83,600	(22.2) 37,900	(27.0) 46,000	

註) 1. US$＝1.704元

第11章　環　　境

第11章 環　　境

本章では，当計画に係わるダム・発電所・貯水池・送電線および関連工事の施工および運用が，立地地域周辺の自然および社会環境へ与える影響を予測し，講ずべき対策を前提とした総合評価を行う。

中華人民共和国では，1979年から試行されている環境保護法に基づき，1981年3月に国務院から「国民経済調整期における環境保護活動の強化に関する決定」が公布され，大型水利施設は環境アセスメントの後でなければ着手してはならないこととなるなど，環境に対する問題意識がようやく浸透し始めた状況にあり，水力発電所設置に係わる環境影響予測調査は今回が恐らく初めての事例と思われる。これに加え，環境問題が多分野にわたるため行政上の障害もあり，客観的・定量的評価に耐え得る十分な資料を収集できなかった部分が残されている。

従ってここでは入手資料の範囲内で極く概略的な環境影響予測を実施することとし，環境に関連する一般状況，自然および社会環境の現状と影響予測，多目的ダムとしての効果予測および総合評価について述べ，あわせて今後必要となる追加調査を勧告することとする。

11.1 一般状況

11.1.1 気　　候

本計画地点は中華人民共和国の華東地区と呼ばれる地域に属する浙江省の東南部に位置し，大陸性気候と海洋（東支那海）の影響を受け，四季の変化と乾期・雨期の明瞭な気候となっている。

中国の気候区分（中華人民共和国気候図集1978年）によれば瓯江流域は気候帯（Ⅰ北温帯～Ⅳ南熱帯および山高原気候区域の10段階）でⅤ中熱帯に属し，気候大区（A湿潤～D乾燥）でA湿潤（最大可能蒸発量が降水量より多い）に属し，VA_2 瓯江閩江・南嶺区となっている。ちなみに上海・杭州は IVA_1 江北区である。

年平均気温は16℃程度であるが，冬期（1月）の平均最低温度3℃，夏期（7月）の平均最高温度34℃と寒暖の差が著しい。相対湿度は年間を通じて70～80％と高い。年間降水量は1,600㎜（盆地）～1,800㎜（海岸寄の山地）であり，海洋と地形の影響で中国の中でも多雨地帯のひとつに数えられている。

11.1.2 地　　形

浙江省は丘陵や山地が総面積の70％を占め，西南部が高く東北方向へ向う程低くなっており，総面積約10万㎢が地形的に5つの区域（浙北平原，中部金衢盆地，浙西低山丘陵，浙東低山丘陵，浙南山地）に分類されている。本計画地点は浙南山地に属し，海抜1,000㎜

以上の山峰が連綿と続き，山間の峡谷は深く切れ込み南および北雁蕩山に代表される奇峰の景勝地が多い。本地点の上流域にある龍泉・遂昌・雲和等の県は，浙江省でも有数の林区を形成している。

本省の河川と山脈はほぼ南北方向に並行するものが主であり，時にこれに直角方向に山脈を横断する河川がある。河川のほとんどはその源を西部山地に発し，大小の盆地を穿ちながら東流して海に注ぐ。本計画地点の甌江は銭塘江（流路長410 km，流域面積42,000 km²）に次ぐ省内第二の大河川であり，流路長約320 km，流域面積18,000 km²を有する。百山祖（標高1,857 m）に源を発し，初めは龍泉渓と称し，途中松陽渓，好渓等の支流を合せ，麗水盆地でそれまでの東北方向から東南方向へ向を変えると共に大渓と名前を変え，青田付近で本水系最大の支流である小渓を合せ，さらに甌江と名を変えて温州市で楠渓を合流させた後東支那海へ注ぐ。

本省の河川は一般に急流で河谷が深いため，山地河川の特色として水力資源が豊富であり，新安江・富春江等の大型水力発電所のほか，農村電化用の小型水力発電所も多く見られる。

11.1.3 自 然 度

本地域は，気候条件に恵まれているため潜在自然植生は極めて豊かであり，従って土壌や動物を含む自然度も本来高いものと考えられる。しかし，棚田や段々畑を含む極限に近い農地開墾と森林の過伐およびこれらに伴う表土流失のため，周辺地域の現在の自然度は非常に低くなっている。滝坑計画地点周辺は伐採木を筏として搬出することが容易なため，特に森林が過伐されたもののようである。

このように，本来自然度の高い地域が既に人為的な改変を多分に受け生態系の平衡が冒されていることは，本計画に関する自然環境への影響を予測する上で，十分留意すべき点と考えられる。

11.1.4 社会状況

本地域周辺は典型的な農山村地域であり，産業の中心は農林業である。浙江省は一般に気候と水利に恵まれ，米の二期作と麦類の裏作で単位耕地面積当りの食糧収量は全国一と言われており，本地域周辺もその例外ではない。また山地は木材・竹・茶・柑橘類などの林業果樹用地として高度な利用がなされている。青田は全国的に有名な石刻工芸品の産地であり，甌江河口の温州市は杭州・寧波と並ぶ浙江省でも有数の重要都市であると共に，天然の良港として海上交通の要所となっている。麗水は周辺地域の中心地として各種軽工業が盛んである。省内でも有数の重要交通路である金華－麗水－温州を結ぶ自動車道路が本地点の周辺を通過している。

本地点の位置する小渓流域は上流から慶元，雲和および青田の各県にまたがり，ダム・発

電所は青田県に設けられる。これらの県は浙江省の麗水地区に属しており，この地区には他に龍泉，遂昌，麗水および緒雲の各県がある。また本地点は麗水地区に隣接する温州地区とも関連が深い。

11.1.5 湛水地域の状況

滩坑ダムによる水没地区の代表例として，ダムサイト上流約51kmにある渤海をとりあげ説明する。

渤海は雲和県渤海区の中心地である。渤海区は6つの人民公社から構成され，人口は7,290戸32,800人であり，この内約2万人が滩坑ダムにより水没すると言われている。耕地面積約1,400ha，1980年の米の生産量は自家消費分を含め，8,400tである。従って土地生産性は6t/haと全国平均の4.2t/ha（1979年）に比し高いものの，人口当り生産量は256kg/人で全国水準324kg/人（但し食糧全体）より低く，狭隘な山地に過剰人口を抱えた実態がうかがえる。林野面積は約4万haと広く，竹の生産153,000本/年はその多くが筏に組まれ，温州方面へ搬出される。経済作物として茶29t，梨を主とする果物160t，椿油32tその他桐油などの生産があげられている。渤海区には梅寧水力発電所（150kw）があり，全国に8万ヶ所と言われる農村の小型水力発電所（平均33kw）のひとつとして，周辺地域の電化に寄与している。

渤海区の学校は，中学校2つ（初級および高級）生徒数860人教員42人，小学校166校，生徒数4,600人である。人口当り生徒数は中学校1/38人，小学校1/7.1人であり，全国平均の1/16人および1/6.6人に比し中学校への進学率が低い。区の病院は1つであり医師9人病床数10となっており，人口32,800人に対する率は全国平均の15,000人に1ヶ所，500人に1病床に比しかなり低い水準である。また雲和県全体の300人に1院師，600人に1病床に比しても医療水準の立遅れが目立っている。

渤海区の6つの人民公社のひとつである渤海人民公社は1,216戸6,040人の人口と，280haの耕地および3,600haの林野から成っており，9つの生産大隊に分けられる。その内，渤海大隊は170戸1,217人の人口から成るが，415人は非農業人口で人民公社を始め行政面や鉄営工業に従事する者が多い。

区および人民公社の中心地である渤海への交通は，瓯江本流の局村から峠越えして小溪流域に入り，景寧経由で温州方面へ向う自動車道路から外舎付近で分岐し，小溪左岸沿に約20km下流へ行った所が渤海であり，この道路はさらに大頃を経由して高演まで伸びている。渤海は山に囲まれ小溪に面した河岸段丘上にあるが，洪水被害を度々受けており，最大のものは1階の軒下まで痕跡を残している。

以上のように渤海は本計画の影響を大きく受ける地区であると同時に周辺地域を代表する典型的な農山村地区である。

11.2 自然環境

11.2.1 景　　観

中国における景観に対する考え方あるいは自然景観と人工物のあり方に関する評価基準は，中国以外の国のそれと必ずしも同一ではない。例えば景勝の地と言われる山地において，自然をあるがまま観賞するのではなく，必ず建築物や刻字等の人工物を設け，人間との対比において自然を観賞する傾向にある。ここでは従って上記の如き中国における景観の評価基準により本計画の影響を評価する。

淮坑計画は高さ165mに及ぶ巨大なロックフィルダムと長さ77km，面積69km²に達する一大人造湖を有しており，その出現は従来の自然環境を一変させるものである。しかしながら，周辺地域から採取した材料からなるロックフィルダム，自然の地形を巧みに利用した洪水吐，あるいは露出部を極力減らしたトンネル式水路等の配慮の結果，新たに創出される景観は安定感と力感にあふれたものとなることが予想される（巻頭の完成予想図参照）。

貯水池の利用水深が40mと大きいため，水位が低い時は満水位以下の地肌が露出し見苦しくなる恐れがあるが，湛水に先立ち満水位以下を伐採すれば，表土が薄く崩壊地が少ないので岩盤が露われるものと考えられ，問題はないものと予想される。このことは既設新安江貯水池の場合からも類推される。

淮坑発電所から杭州に至る約250kmの送電線は場所により自然景観を害する可能性がある。従ってルート選定に当たっては，必要に応じ，建設や保守が極端に不便とならない範囲で，極力主要道路や集落からの視野外に設置するよう配置することが望ましい。

以上を総合すれば，本計画が景観に与える影響は問題にならないものと判断される。

11.2.2 植　　生

計画地域周辺において植物の貴重種は現在までに特に報告されていないが，今後専門の研究者による調査を実施し，必要に応じ移植等の対策を講ずるのが望ましい。

人工衛生LANDSATのspectrum情報と今回実施した縮尺1／1万の航空写真測量結果からremote sensing手法により得られた地表分類結果は表11－1に示すとおりである。これによれば，瓯江流域（黄浦地点流域＝13,445km²）では森林が全面積の78%を占め，その内訳は樹林の多い部分32%，樹林の少ない草地・裸地が16%，日蔭となって分類不能の部分52%である。淮坑流域（＝3,321km²）では森林が全体の85%とさらに多く，樹木の多い部分の比率も45%と高くなる。淮坑水没地域では河川敷や農地が多いため，森林面積は44%と低く，樹木の多い部分も森林の20%である。水没による森林の損失は30.3km²で淮坑地域の森林の約1%，瓯江流域の森林の約0.3%である。

本地点の潜在植生を把握するため，吉良（1949）の温量指数により植生帯を推定する。気候的にみた自然植生帯は月平均気温をもとに算定した温量指数と次表のような関係がある

とされている。

温量指数（m・d）		気候帯	植生帯
暖かさの指数	寒さの指数		
240 から 180		亜熱帯	亜熱帯降雨林
180から	−10から−15以上	暖温帯	照葉樹林
85	−10から−15以下	（暖帯）	暖帯落葉樹林
85から（45～55）		冷温帯（温帯）	落葉広葉樹林
（45～55）から 15		亜寒帯	常緑針葉樹林

但し，暖かさの指数：植物の生育温度を月平均温度5℃以上とみなし，各月の平均気温から5℃を引いて1年間合計した値。

寒さの指数：月平均気温5℃以下の月について，5℃からの開きをマイナスで表わして合計した値。

m・d　：month degree

ここで本計画地点の温量指数を「中華人民共和国気候図集1978年」の月平均気温より求めると，暖かさの指数は146，寒さの指数は0（月平均気温がすべて5℃以上のため）となり，上表から気候帯は暖温帯，植生帯は照葉樹林と推定される。ちなみに杭州では温量指数が132および−2であるが，同じく暖温帯・照葉樹林である。但し本地点の場合，冬期（1月）の平均最低温度が3℃と低いことおよび降霜日数が年間25日以上あることもあって，落葉広葉樹も多く見られる。

工事区域の植生保護の観点から，施工に当っては下記の対策を講ずることが望ましい。

- 盛立材料，骨材採取，捨土等の土工量を最小限に抑制する。
- 盛立材料，骨材採取，土捨場，仮設備用地等を極力湛水池内に求める。
- 掘削方面，土捨場，仮設備用地等は完成後修景緑化を施す。

なお，新安江発電所の場合，貯水池の造成により気候の温暖化現象（平均気温が夏期2℃低下，冬期2℃上昇したと言われている）が見られるので，本地点の場合も同様の傾向が期待される。この温暖化が貯水池周辺の植生，中でも柑橘類の栽培に好影響を与えるものと考えられる。

11.2.3 動　物

陸生動物については現在までの所，貴重種の存在を含め特に問題となるものは報告されていないが，今後専門の研究者による調査を実施し，必要に応じ適切な対策を講ずることが望ましい。

水性動物，中でも魚類については中国側の調査結果から次のことが判明している。

◦瓯江下流部の青田県付近は水産資源が豊富である。

◦特にアユ（香魚）が経済魚として有名である。アユの産卵は，小溪の出口付近（湖辺～仁宮）および四都（青田下流で瓯江に合流する支流）の出口付近（溪口～油竹）でそれぞれ降霜の前後（10～11月頃）に行われる。

◦アユは浙江省の他の河川にも見られるが，瓯江には特に多い。

◦アユの漁法は釣および網による。

◦アユの一般的性質は日本のものと同様である。

一般にアユは，河川の下流域の小石に砂の混った浅瀬で秋に産卵し，2週間内外で孵化し，稚魚はすぐに海に出て冬を過す。春に河川の水温が海と同程度になると川を湖上し，主として河川の中流部で成長する。餌となる藻類が豊富な河床に小石のある清浄な浅瀬が夏の生活場所となる。秋には下流へ下り，産卵後大部分が寿命満1年で死ぬ。

このようなアユの性質を考慮すると，先の四都（溪口～油竹）は下流の支流のため，本計画の影響はほとんどないが，小溪（湖辺～仁宮）で産卵するものについては◦夏期にどこまで湖上しているか。◦春～秋の水温がどう変化するかにより，本計画が与える影響が異なる。前者については少なくとも潮海までは来ないが産卵地からダムサイトまで約25㎞あり，その程度の湖上は十分あり得る。また後者については現在水温が20℃～29℃（5月～10月）であるが，貯水池に温度躍層が生じるので表面取水しない限り，かなり水温が低下するものと予想される。

以上の通り，本計画が水生動物，特にアユの内で小溪に棲息するものに対し悪影響を与えることは不可避と考えられる。従って，今後専門の研究者による詳細な実態調査と影響予測を行ない，対策を講ずる必要があるものと考えられる。

因みに中国国務院から1979年2月に公布された「水産資源繁殖保護条例」によれば，淡水魚として22種の魚類が重点保護種に指定されているが，アユ（香魚）は含まれていない。一般に水産部門と水利管理部門が協議し，水域環境の保全に努めることとしている。

なお本件に関しては，本計画がもたらす多大な便益に伴う止むを得ざる社会損失として位置づけることにより，社会的に問題となる恐れはないとの判断が華東勘測設計院にあり，また漁業を専管する浙江省水産局でも基本的反対の立場にはないことを付記する。

11.2.4 水　　質

当計画の実施による河川水質の変化を予測するため，1981年12月から1982年12月までの1年間，滩坑・黄浦両ダム地点の河川水質について，主として日本から供与した資機材を用い華東勘測設計院により測定が行われた。測定頻度は2～3回/月である。

測定結果は表11－2に示す通りであり，滩坑ダムサイトの河川水は表11－3に示す日本の水質基準（河川）に照してもＡＡ級に相当し，極めて清浄である。小溪上流には数十万人

の人口が居住し耕地が多いにも拘わらず，このように水質が清浄な理由として，次のことが指摘できる。

- 景寧の製紙工場等わずかなものを除き，大規模な工場汚濁源がないこと
- 大規模な家畜飼育や耕地・山林への化学肥料の大量使用がないこと
- 下水道がなく完全な有機農法が実施されており，汚濁源を外に出さない閉鎖循環系（closed cycle）が形成されていること
- 河川勾配が緩く河川幅が広いため，曝気による自浄作用が機能していること

以上の如き水質の現況に対し，本計画の実施により生起する可能性のある水質上の問題点としては。貯水池内に栄養塩類が蓄積され藻類が異常に増殖する富栄養化現象あるいは逆の貧栄養化現象。貯水池に温度躍層が形成され中下層の冷水を放流する水温問題。洪水時に貯水池へ流入する濁水中の懸濁物が沈降せず洪水後も長期にわたり濁水を放流する濁水の長期化現象等が考えられる。

(1) 富栄養化現象

富栄養化現象については温帯の湖を対象とした坂本の分類およびVollenweiderの分類があり，いずれも流入塩類の量と貯水池の交換率を基に富栄養化現象の有無を推定することとしている。まず坂本の分類によれば次表のようである。

貯水池規模	栄養塩負荷量		
	小	中	大
$\alpha \leqq 30$	A～B	B～C	C
$30 < \alpha \leqq 100$	A～B	A～B	A～B
$\alpha > 100$	A	A	A

但し，α：池水の年間交換回数の指標（年間総流入量／貯水池総容量）

A：問題の発生する恐れがほとんどない

B：ある程度問題の生ずる恐れがある

C：問題の生ずる恐れがある

栄養塩負荷量：次表により大・中・小を判定する

栄養状態	全窒素（mg/ℓ）	全燐（mg/ℓ）	栄養塩負荷量
貧栄養	0.02 ～ 0.2	0.002 ～ 0.02	小
中栄養	0.1 ～ 0.7	0.01 ～ 0.03	中
富栄養	0.5 ～ 1.3	0.01 ～ 0.09	大

滝坑ダムサイトの全窒素および全燐の測定値は付録11－2に示すとおり測定誤差のため過大となっていると考えられるので，次表の如く日本で通常用いられている「山地流出の排出量原単位」から求める。

項　目	単位	全窒素	全燐	BOD	COD	備　考
排出量原単位	kg/km²年	243.8	21.5	307.3	1.363	C.A＝3321 km²
平均濃度	mg/ℓ	0.21	0.019	0.27	1.18	Q＝38.2億m³/年
同測定値(参考)	mg/ℓ	(1.43)	(0.08)	(0.6)	(1.1)	

上記の値によれば栄養塩負荷量は小～中であり，aの値は年間総流入量38.2億m³貯水池総容量35.4億m³からa＝1.08である。従って本地点の富栄養化現象はB，即ち「ある程度問題の生ずる恐れがある」こととなる。

次にVollenweiderの分類によれば図11－1に示すように富栄養と貧栄養の境界を成すDangerousとPermissibleの2本の線の中間に位置する。従って坂本の分類と同様，富栄養化現象発現の可能性は半々である。

しかしながら，既設の新安江発電所の例等を総合勘案するならば，本地点における富栄養化現象は恐らくないものと判断される。

一方，新安江貯水池ではa＝（年間総流入量）/（貯水池総容量）＝112億m³/221億m³＝0.51と貯水池規模が大きいが，沈澱および水温低下が原因と思われる貧栄養化現象が生起しており，濁度0.5度（滝坑ダムサイトの年間平均値5.6度）と言われている。本計画の場合も同様に貧栄養化現象が発生する恐れがあり，その場合は下流の農業・漁業に影響する可能性がある。しかし，この問題は発生のメカニズムが明らかとなっておらず，新安江貯水池等の事例について今後詳細に調査分析の上，本地点について予測し必要な対策を講ずべきものと思われる。

(2) 水温問題

日本の場合，通常，貯水池の規模が前記のaの値で30以下のものは，夏期における貯水池内温度躍層の形成により冷水を放流する可能性が高いとされている。本地点ではa＝1.08であり，夏期において流入水温より10～20℃低い放流水温となることは避けられないと考えられる。しかしながら，発電所地点から下流の小渓で河川からの直接利水は少なく農業等への直接影響は考えられない上，頤江本流合流点までの約27kmの区間で水温上昇が期待され，合流後は本流との混合によりさらに上昇するものと考えられる。このことは黄浦計画が完成すればより改善される可能性がある。

冷水放流の影響を最も強く受けるのは前述したアユを初めとする魚類ないし漁業と思われるが，前述の通りこの問題は今後詳細な調査により解決すべきものである。

水温問題は，今後具体的な運用計画が確定した段階で，下流の水温上昇を含め詳細なsimulationを実施した上，将来計画を含む下流利水状態を勘案して，仮に必要であれば表面取水設備で対応することも可能である。従って水温問題は本計画に対し決定的悪影響を及ぼさないものと判断される。

(3) 濁水の長期化

日本における経験によれば，水温問題と同じくαの値が30以下の場合，洪水時に流入した濁水の懸濁物が温度躍層との関連で沈降せず，洪水後も長期にわたり濁水を放流する可能性が高く，本地点はこれに該当する。

しかしながら，甌江本流との合流後は濁水が薄まる上，黄湾計画完成後は黄湾貯水池内で沈殿することが期待される。また青田下流の温溪から下流は感潮河川であって常時濁水状態にあること，当地の習慣として生水を直接飲用には供さないこと等から，濁水の影響が社会的問題となることは少ないものと想定される。濁水の影響は，濁水中の粘土分が石に付着しアユの餌となる藻類の発生を阻害することから，魚類へ及ぶ可能性があるが，今後の詳細な調査により解決すべきものと考えられる。

濁水の長期化問題は水温と同じく今後詳細なsimulationを実施した上，下流利水への影響を判断すべきであるが，これが本計画の実施に決定的悪影響を及ぼすことはないものと判断される。

11.3 社会環境

社会環境については，調査団が入手し得た資料が少なく，中国の政治・経済・文化等の社会情勢が急激に変動中であるため，本計画の実施が与える影響を正確に予測評価することは困難である。従ってここでは極く一般的な考察を加えるに止め，最終的な評価は今後の詳細調査以降に委ねることとする。

11.3.1 人　口

1980年の人口および人口密度は，表11－4に示すとおり，雲和県25万人（＝91人/km²）青田県44万人（＝173人/km²），麗水県28万人（＝180人/km²）合計98万人（＝141人/km²）であり，浙江省全体の383人/km²に比し人口密度が低い。しかし，平地が少ない山間地の割には多いと言える。また1978年から1980年の年平均複利人口増加率は，雲和県1.65%，青田県1.91%，麗水県1.30%，3県全体で1.67%であり同時期の全国平均1.27%に比しいずれも高い。しかし1979年から1980年への伸率は前年より急激に低下しており，人口抑制策の浸透度合を示している。

一方，本計画に伴う水没移転民は39,800人と想定されており，上記3県の人口（1980年で98万人）の4.1%に相当する。この値は上記の3県全体の人口増加率1.67%の2.4年分

に等しく，仮に過去の人口増加に何らかの生産性向上で対応し得たとすれば，過去2～3年に払ったと同様の努力により，水没移転および耕地面積減少に対応し得る見通しとなる。ただしこれは，人口面から水没移転を巨視的に見た場合にのみ妥当性を有しており，11.3.7に述べるような問題がある。

11.3.2 産業活動

雲和・青田および麗水各県の1980年における産業状況は表11－5に示すとおりである。3県合計の就業人口は30.7万人で，その内訳は工業11%，農業89%となっており，圧倒的な農業地帯である。これに対し生産額は3.0億元で，工業53%，農業47%となり，就業人口1人当り生産額にすれば工業4.800元/人，農業520元/人と9倍の開きがある。これは農業生産額に自家消費分が含まれていないこともひとつの原因と思われる。3県合計の全人口1人当り生産額は300元/人で，全省平均の720元/人と比較すれば1/2以下と低いが，全国平均の1人当り平均国民所得347元/人（1979年）から見れば，農業地帯としてはむしろ恵まれていると言える。

表11－5によれば雲和県，麗水県，青田県の順に林業の比率が高く，3県合計では全農業生産額の9.2%を占め，全国平均の3.1%と比較しても高い値を示している。副業はそのほとんどが人民公社の「経営工業」によるものと推定され，青田県の30.6%のように工業生産高が低い程，副業が多くなる傾向を示している。漁業は瓯江が水産資源豊富な河川と言われる割には生産額が低く，3県合計では0.15%で全国平均の1.3%よりかなり低い。このように本地域の農業構造は山地が多いことを反映して林業および副業の比率が高く，漁業は意外に低調である。

雲和・青田両県と麗水県の生産性（就業人口1人当り生産額）を比較すると，農業については前者の473元/人に対し，後者が613元/人と約1.3倍なのに対し，工業は前者の3,300元/人に対し後者が7,100元/人と倍以上の開きがある。このことは，本計画に伴う水没移転が雲和・青田両県から麗水県へ向うとした場合，生産性の良い工業部門へ直接または間接的に移動することが望ましいことを示唆している。

11.3.3 交　　通

本計画の滩坑貯水池上流端付近の交通は，瓯江本流から当流域を横断する道路（これはほとんど水没しない）と，これから分岐して小溪左岸沿に下り湖南・大順経由高演に至る約46 km の道路（ほとんど水没する）とがあり，後者については高標高部の残在部落への交通路として付替える必要がある。

ダムサイト付近には，青田から船で渡河し，小溪右岸に沿って湖上し白岩（北山）に至る道路があり，ダムサイトから上流約6 km は水没するので，前記と同様付替える必要があ

る。

上記２つの道路はそれぞれ大願および白岩で止っており，その間約31 kmを結ぶ道路はないため，交通手段は徒歩ないし舟運・流筏（後述）によっている。

本計画の影響範囲（上流の外舎付近から瓶江本流合流点までの約104 km）には，左右岸を結ぶ渡し場（人渡）が35ケ所あり，外舎の１ケ所を除けば橋は皆無であるため，貴重な交通手段となっている。本計画により上流23ケ所は湛水池内となり，下流12ケ所は11. 3. 6に示すように滝坑発電所のピーク発電（最大656 m³/s）の影響を受ける。従って計画の具体的進展に伴い，何らかの対応策が求められるものと考えられるが，本計画の可能性に対し決定的な障害とはならないものと想定される。

11.3.4 公共施設

(1) 教育施設

各県の学校数，学生数および職員数は表11－6に示すとおりである。人口あたり小学生数は，雲和・青田両県および麗水県についてそれぞれ6.4人および7.0人に１人でほぼ等しく，全国平均の6.6人に１人とも等しいが，人口あたり中学生数は同じく27.3人および19.0人に１人と差が見られ，全国平均の16人に１人にくらべても雲和・青田両県は中学の就学率が低い。これは中国の学制上，中学が初級と高級に分れており，雲和・青田両県では高級中学の定員が少ないこと等の原因があるものと考えられる。

本計画に伴う移転が雲和・青田両県から麗水県へ向う場合，中学校以上への就学機会が増大する可能性があるが，そのためには水没移転人口39,800人に対し，少なくとも5,700人の小学生および2,100人の中学生用の教育施設を設ける必要がある。また，残存地域の教育施設に対する配慮も必要である。

(2) 医療施設

表11－6に示すとおり，雲和・青田両県および麗水県の人口当り医師・看護職員数はそれぞれ433人および230人に１人と差があり，病床数もそれぞれ814人および382人に１床で雲和・青田両県の医療水準の遅れが目立っている。

水没移転民に対し麗水県の平均医療水準を提供するためには，医師・看護職員数170人，病床数100床の規模の医療施設が必要であり，教育施設と同様に残存人口への配慮も必要となる。

11.3.5 土地利用

浙江省は一般に山地が多く，「山７水１田畑２」の常用句で表現されている。瓶江流域では表11－1に示すように森林78%，農地21%で集落，河川敷等は１%に過ぎず，浙江省の中では特に森林が多い。農地の内，平地が約１/４傾斜地が約３/４である。滝坑流域でも

この傾向は同様であるが，森林85%，農地14%，農地の内，平地が1/6傾斜地が5/6と山地の影響がさらに強くなる。滝坑貯水池区域では河川沿の低標高部のため，集落，河川敷の比率が15%と多くなり，農地も41%で森林は44%に減ずる。

本計画完成後は滝坑貯水池区域がすべて池となるため，滝坑流域の土地利用が変化する。特に集落・河川敷はほぼ半減し，農地は7%減，森林は1%減となる。瓯江流域については滝坑貯水池水没面積が，その0.5%程度のため，ほとんど影響がない。

これら土地利用の現況および影響に対する評価および対策は11.3.7水没移転の項に示す。

11.3.6 水系利用

(1) 漁　業

1976年から80年における青田県の漁獲高は約90t/年でその内アユ（香魚）は1976年5t，1977年2.8tと近年の乱獲および工場汚染で減少している。河ガニは1980年で25t～30t，ウナギ5～10tである。しかしながら雲和・青田および麗水各県の漁業生産高は表11－5に示すとおり，1980年で21万元（自家消費除く）であり，全農業生産額の0.1%と極くわずかである。また漁業の多くは瓯江本流で行われており，11.2.3で述べたアユを除けば，本計画が漁業に及ぼす影響は少ないものと思われる。

なお，本地点において漁業権の設定はないが，漁業は省水産局の統一的指導下にあり，計画の進展に合せ調整が必要となる。現在までのところ，水産局は本計画の実施に基本的反対の意向は見せていない。

(2) 工業用水・生活用水

本地点周辺の工業用水および生活用水の取水状況は工事中のものを含め表11－7に示すとおりであり，本計画の湛水池内の関連利水は特にない。

本計画による下流利水に対する量的な問題はない。即ち，青田の水道は夏期最大0.035 m^3/s の取水量であり，温州の工業・生活用水用に温州市山根で取水する「瓯江揚水ポンプ場」（工事中）でも15m^3/sの予定である。一方，本計画完成後の黄浦ダムサイト流量は図11－2に示す通り，渇水量が150m^3/s（現状20m^3/s）に改善されるので，上記の利水量は十分確保される。同様に取水位についても問題はない。

次に質的な問題は11.2.4で述べたとおり，水温低下および濁水の長期化の恐れがあるが，上記利水に対し決定的な問題とはならないものと考えられる。

(3) 舟運・流筏

本計画地点では，道路のない場所があることと経済効率の面から，上流域の農・林産物資を下流温州方面へ舟運や筏により，主として人力と風力で運搬するものが多い。

1980年における舟運・流筏量の調査結果を表11－8に示す。舟運は4～6月の最大日貨物量（下り）が120t/日（5t級の舟に2.5t積むと仮定すれば約50槽/日）であり，

上りはわずかである。流筏は同じく1,200㎥/日（30㎥/組とすれば40組/日）である。これらの値は，現在瓶江上流に建設工事中の緊水滝地点の場合の舟運186,000t/年（本地点は約16,000t/年と推定される）および流筏250,000㎥/年（本地点は約140,000㎥/年と推定される）に比較し，かなり少ないと言える。

ダムの完成により，貯水池内の水面が平坦になるため下りの人力運行が困難になるほか，ダムが165mと高いので流筏の通過が困難となること，および発電・洪水吐放流によるダム下流の航行に支障を来すこと等の影響が考えられる。従って貯水池末端付近の外舎から流域外へのルートも含めトラック輸送に切換えることも対策のひとつと考えられる。いずれにせよ，舟運・流筏については緊水滝地点の実績を見極めて具体的対策を決定すべきである。

また，工事中の舟運・流筏の確保（仮排水路を利用）および発電放流の影響等についても配慮する必要がある。

(4) 遺跡・文化財

本計画の直接影響範囲には考古学的・歴史的遺跡および文化財の類は特にないものと考えられている。計画の進展に伴い，専門の研究者による詳細な調査と，必要に応じ対策を講ずることが望ましい。

なお，現在は特にないが，本計画完成後には温州方面を含む近隣地区の観光施設として活用することが期待される。

(5) 安 全 性

滝坑ダムサイト下流の瓶江本流合流点までの約27kmの河川区域は，現在，舟運・流筏渡し場，川原での天日干煉あるいは家畜類の放牧等多種の利用がなされている。発電所完成後，特に黄浦計画完成前には，ピーク発電に伴い急激な河川水位の変動が予想される。概略の不定流計算結果（図11－3）によれば，例えば滝坑発電所地点下流約6kmの下蔣では，発電流量を0から656㎥/sに急激に増加した場合約25分後に水位が上昇し始め，さらに10分後には約2mの水位変動を来す。流量増加時間を30分に制限しても，水位変動率は10分間に約1.7mと大きい。但し黄浦発電所完成後の水位変動巾は60cm以下に低減し，ほとんど問題なくなる。

以上のことから，本計画の詳細運用計画確定後，下流河川の水位変動予測を実施し，警報体制を整備する等，しかるべき保安対策を講ずべきである。同様に洪水放流に対する適切な措置が必要である。

11.3) 水没移転

本計画による水没移転人口，水没耕地面積および補償費総額は表11－9に示す通りであり，満水位160mに対応する数値はそれぞれ39,800人，990haおよび1.33億元である。

補償物件は，1980年時点の，可能性調査としては十分な精度を有する実地調査に基くものである。背水影響は考慮していないが，本地点の場合影響が少ないので現段階では無視し得るものと判断される。補償費用は移転先の土地造成，家屋新設，公共施設建設および周辺整備等の費用ならびに道路付替費用を含み，最近整備された土地収用法等の法令と緊水滩地点の実例を考慮して，華東勘測設計院で算定したものである。

このように大規模な水没移転が実際に可能かどうかが本計画の実現可能性を大きく左右するので，補償窓口である省および県等の地方政府との間で事前協議を実施し，移転に係る概略計画を樹立しておくことが望ましい。しかしながら，現在までの所，緊水滩地点その他がそうであったように事前の概略計画は立っていない。

ここで現在までに実施された同種の計画の補償実態を見れば次のようである。新安江発電所（662.3MW，1957年1号機運転開始）の場合，湛水面積580 km²に対し20～30万人の水没移転があり，主として隣接する江西省へ代替地を求めたとのことである。また現在工事中の緊水滩地点（200MW）の場合は，水没耕地面積1.120 ha，水没移転2.1万人であり，現在，県人民公社等地方機関と水利電力部の間で主として補償条件面の交渉が実施されており，移転先は甕水県の大港頭付近と言われている。

以上に対し本計画（600MW）は湛水面積約70 km²，水没耕地面積990 ha，水没移転3.98万人であって新安江と同程度の発電規模に対し1/5～1/8の補償規模，緊水滩と同程度の補償に対し3倍の発電規模となっている。従って本地点は当該省内ではむしろ水没補償が比較的少い地点と位置づけられており，これは本計画が上流の大集落である景寧の水没を避けて立案されていることにも依っている。

一方中国における計画推進手続として，中央の議決機関で計画の実施が承認され，その決定が地方政府に伝達された後初めて，具体的な補償交渉に入ることとしているため，事前に水没移転概略計画を策定することが難しい情勢にある。

以上の諸点から，本計画に関する水没移転は，従来の実績に沿って進展し得るとの前提条件を置けば，本計画の可能性を決定的に否定するものではないと言える。しかしながら移転先として，新水池周辺や雲和・青田両県内は収容力に乏しく，甕水周辺の利用沿いの未開拓地があてられることが予想されるものの，具体的な移転先の目途が立つまでは本計画の可能性に不安定さを残すこととなる。従って可及的速やかに水没移転概略計画を立案し，本計画の可能性を早期に確証する必要がある。

11.4 多目的ダムの効果

上記各項では主として本計画が環境に与える負の効果について述べたが，本項では発電利水を目的として設置される滩坑ダムがもたらす多目的ダムとしての副次効果について考察する。この効果は本計画が中国の国家基本建設投資の一項として実施される場合に，単に電力設備の

増強にに止まらず，治水・利水および地域経済への波及効果を有する社会開発投資の性格を兼備えるものとして，投資の優先順位を高めるものである。

11.4.1 治水効果

滝坑貯水池は年間流入量38㎥の56%に及ぶ21億㎥の有効容量を持ち，洪水を含む流入量を極力貯留調整するので，結果的に治水効果を有している。表11－10は青田県における既往洪水による被害状況を示しており，生起確率1/10（16.000㎥/s）でも冠水する程度に堤防始め河川管理施設が未整備である。青田県の洪水被害額は表11－10のとおり，40～100万元と推定される。資料はないが，青田下流の温州地区でも同程度の洪水で被害が生じ，その規模はさらに大きいものと推定される。

緊水滝の例では，生起確率1/20の洪水を1/50確率まで軽減する様，下流の麗水から要請があったとのことであり，本地点の場合も青田等から同様の要請が出る可能性がある。ここで，青田県城の圩仁到水所の1952年7月20日の洪水（20.400㎥/s）について見れば，同日の白岩到水所（＝滝坑ダムサイト）の流量は最大5.220㎥/s，日量約4億㎥であって，仮に滝坑ダムがあれば図11－4に示すようにこれを貯留調整しており，圩仁の流量は約16.000㎥/sに減じていたこととなる。同様の計算を滝坑ダムの調整能力を考慮して過去の洪水実績について行い，滝坑ダム完成前後の青田県城における洪水確率（対数ピアソンⅢ型）を求めると概略次のようになる。

生起確率(1/T)	完成前(㎥/s)	完成後(㎥/s)
1 / 100	25.900	21.000
1 / 50	23.100	18.000
1 / 20	19.400	15.000
1 / 10	16.600	13.000

但し上記の計算は，瓯江本流と小溪の出水ピークの時間的差異および滝坑ダムの具体的洪水対応を考えれば，若干割引く必要がある。しかしながら現在の1/20確率洪水量19.400㎥/sを本計画完成後には1/50～1/100確率程度に軽減することが可能と思われ，下流地区からの要請に応じ治水効果を発揮できるものと考えられる。

以上の治水効果を金銭的に評価すれば概略次のようである。上記の治水量は洪水期の空容量を考慮すれば約4億㎥であり，滝坑地点に有効容量4億㎥の治水ダムを建設するためには，高さ約90mのダムが必要である。その建設費（治水身替り工事費）は図11－5に示すとおり総額約3.1億元と見込まれる。次に治水の妥当投資額を算定すべきであるが，表11－10は青田県のみの資料であるので，下流全体の洪水被害軽減額が求まらない。従って治水効果額

として妥当投資額より低額と推定される身替り工事費を採れば，工事費基準で約3.1億元となる。後述する利水効果2.7億元と合せれば治水・利水効果額は5.8億元となり，本計画が社会開発に多大の寄与をする多目的ダムと見ることができる。

11.4.2 利水効果

澄坑ダムの完成により青田県城付近の流況は現状に対し，図11－2および下表のように改善される。

流　　況	現　状（m^3/s）	調整量（m^3/s）	完成後（m^3/s）
35日流量	1.100	－190	910
豊水量（95日流量）	420	60	480
平水量（185日　〃　）	150	80	270
低水量（275日　〃　）	65	125	190
渇水量（355日　〃　）	20	130	150

同地点で最小限必要な利水流量は，黄湾計画の最小放流量として主に舟運の確保のために付与されている70m^3/sであるが，上表のとおり，本計画により十分確保されている。但し，ピーク発電運用の詳細が決定次第，河道貯留と瓯江本流の流量を考慮して有効利水補給量を詳細に検証する必要がある。

仮に70m^3/sの流量が確保された場合，利水容量は図11－2に示すとおり約2.6億m^3となり，この身替り工事費は図11－5に示すとおり約2.7億元である。妥当投資額は舟運の確保の外に，工業用水・生活用水の量および取水位の確保，貨料はないが当然期待される塩水溯上被害の軽減など多方面にわたるので，身替り工事費を上回るものと考えられる。従って利水効果額は工事費基準で2.7億元となる。

11.4.3 社会経済への波及効果

治水・利水効果以外にも，本計画の建設および運用に伴い，全国レベルおよび地域経済レベルの波及効果が考えられる。

国レベルでは。1単位の電力を得るために投入される化石エネルギーの量が水力発電は火力発電の1/20～1/30と言われており，水力である本地点を開発することにより，国全体のエネルギー効率が改善されること　。国内資源である水力を開発することにより，石炭・石油等を相当分輸出に振向けることが出来，国際収支の改善に寄与すること　。水力発電は初期投資は大きいが運転費用が少ないため発電原価が長期に安定しており，将来の国際的エネルギー価格の上昇に対し極めて有利であること等の効果がある。

地域経済への波及効果としては，○工事の性格上多くの非熟練労働力が必要となり，工事中の雇用機会の増大が期待出来ること　○石材・機械部品等現地調達可能な資機材産業，食糧・衣料等の消費材産業およびこれらの流通業が工事中および運用時に活況を呈するようになること　○工事中の地域経済に対する需要増および技術移転が地域経済の構造を改善すること等の効果が考えられる。

これら国および地域経済への波及効果は，今後計画の進展に応じ，エネルギー分析および産業連関分析等の手法を用い定量的に把握し，政策決定上の判断材料に供すべきである。

11.5 総合評価

滝坑水力発電計画が周辺地域の自然および社会環境に与える影響には上記のとおり各種のものが想定されるが，このうち水没移転，魚類および水質の3件が主要な問題点と考えられる。今回の調査段階で得られた環境の現況に関する基礎資料は必ずしも十分なものでないため，環境に与える影響を正確に予測し難い点がある。しかしながら，現在までに得られた所見を総合するならば，適切な対策を講ずることにより，本計画の実施が環境に対し決定的な悪影響を与え，それが社会的に問題となることは避けられる見通しが強い。一方，本計画の実施が治水・利水面の効果を始め，社会開発投資としての間次効果をもたらすことが認められる。

本計画の今後の進展に合せ，水没移転，魚類および水質を中心にさらに精度を上げた自然および社会環境の現況把握，影響予測および対策措置を実施する必要がある。

11.6 追加調査

本可能性調査終了後，下記のとおり詳細な調査および検討を実施する必要がある。

11.6.1 現況調査

① 貴重種を含む計画地点周辺の植生実態調査

② 貴重種を含む計画地点周辺の陸生および水生動物実態調査
（特にアユを中心とする魚類の実態調査）

③ 計画地点の河川水の水質調査（継続）
（特に微量な窒素および燐の分析）

④ 計画地点周辺の遺跡・文化財に関する調査

⑤ 計画地点下流域全体の洪水被害調査

⑥ 計画地点下流全体の塩水湖上被害調査

11.6.2 影響予測

① 貯水池造成による背水影響を含む水没に伴う動植物および遺跡・文化財に対する影響

の予測

② 貯水池の運用および放流に伴う水質および下流水位変動の数値予測（simulation）ならびにこれらが自然および社会環境に与える影響の予測

③ 本計画の洪水時運用に伴う下流洪水被害軽減額の予測

④ 本計画の運用に伴う下流利水効果額の予測

⑤ 社会経済への波及効果額の予測

11.6.3 対策措置

① 水没移転者および残存者への対策

② 貯水池運用および放流に対する利水・舟運・流筏・漁業および安全面等への対策

③ 水没に伴う動植物，遺跡・文化財等への対策

④ 工事中の諸施設

図11－1　Vollenweider のリン負荷と平均水深／滞水時間の相関図

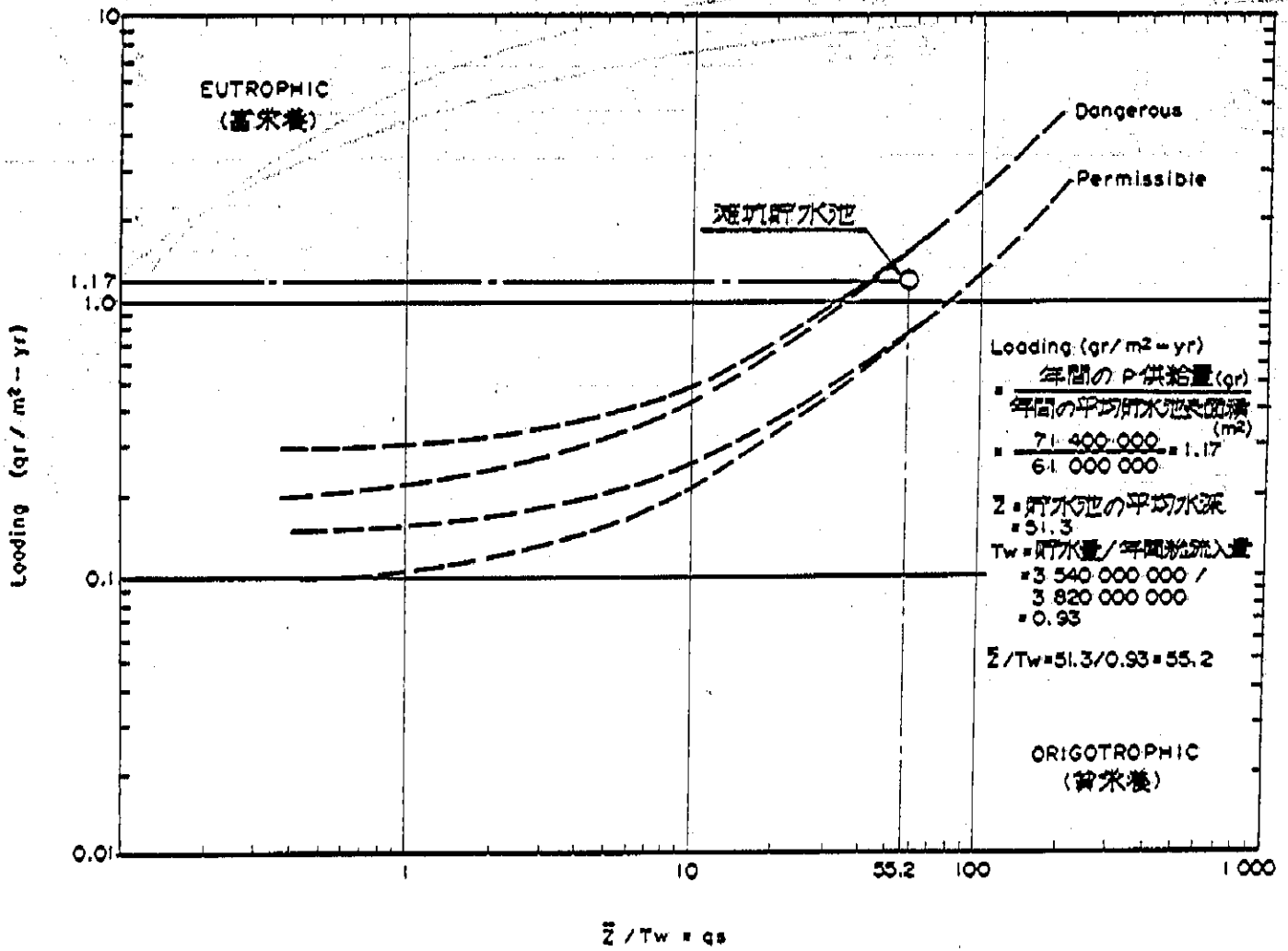


図11－2　滝坑ダム完成後の流況変化

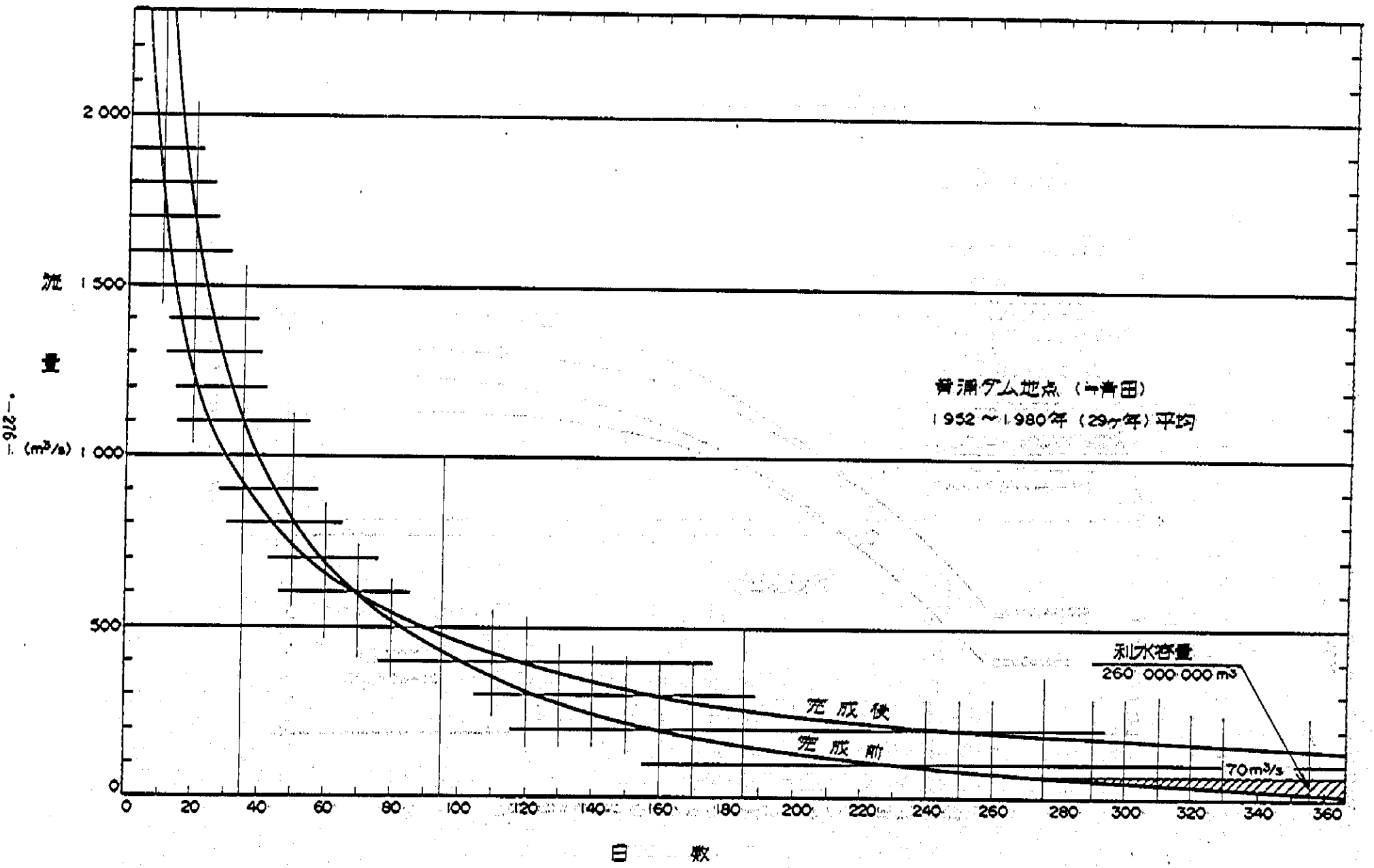
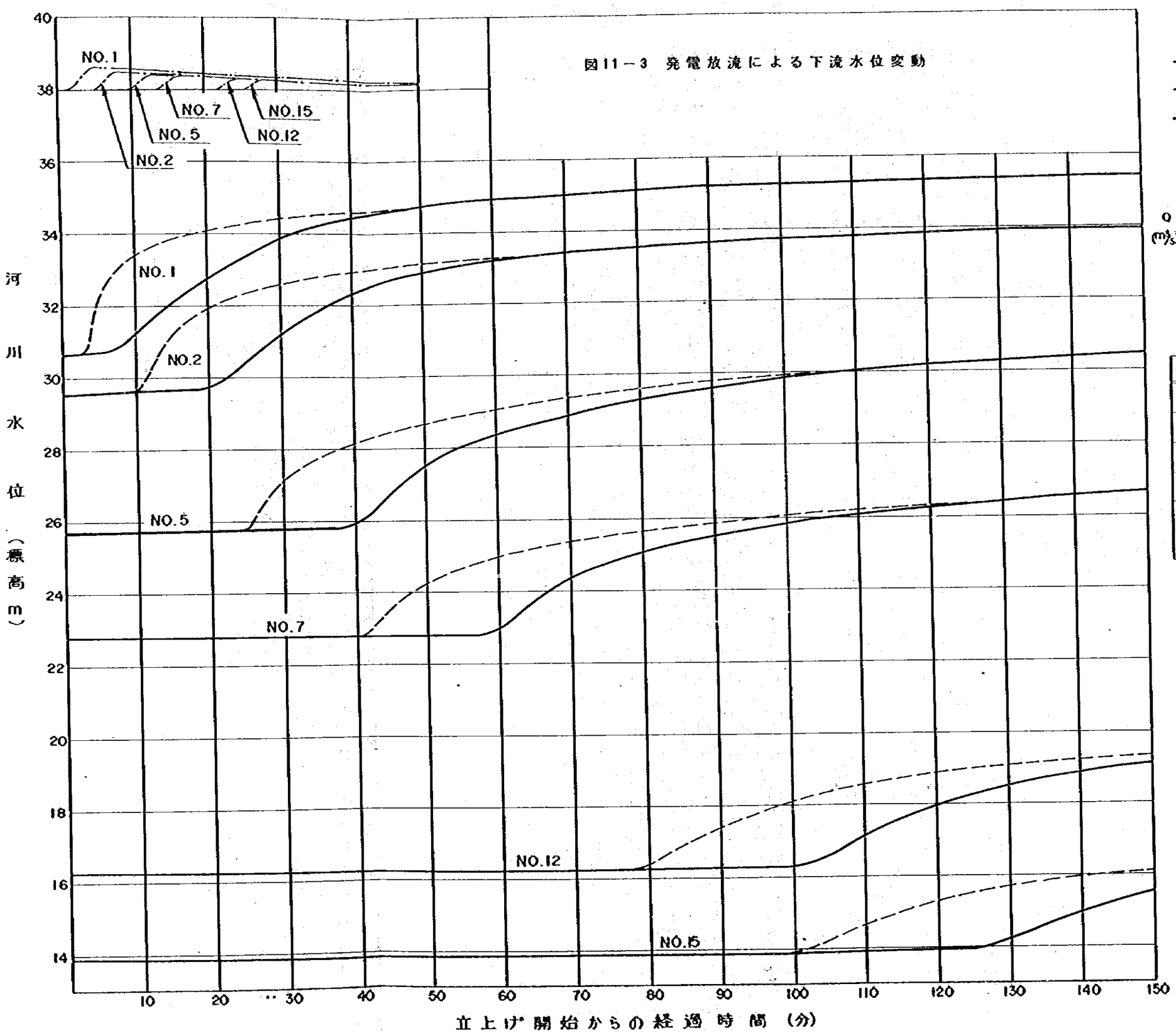


図11－3　発電放流による下流水位変動



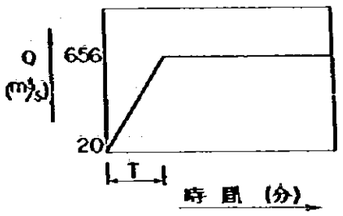
凡　例

—— 黄浦ダム完成前（T＝30分）

--- 同　　上　（T＝3分）

—·— 黄浦ダム完成後（T＝3分）（H.W.L＝38mと仮定）

発電放流立上げ状況



測点	地名	ダムからの距離
NO.1	苾村	1.40 km
NO.2	巨浦	3.48
NO.5	下湾	6.46
NO.7	釣滝	9.36
NO.12	辻海	15.90
NO.15	仁宮	19.28

図11－4　滝坑ダム完成後の治水効果

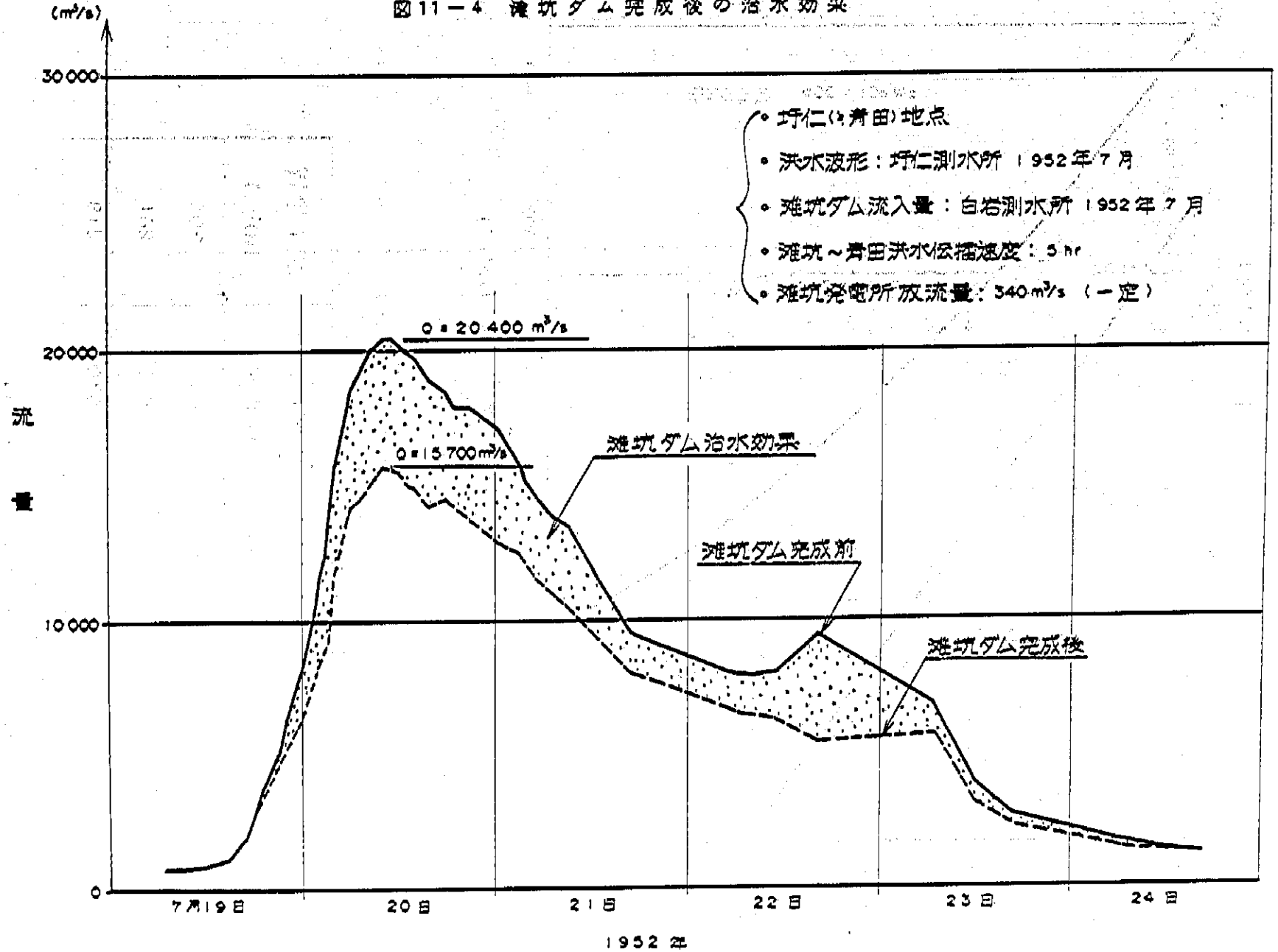
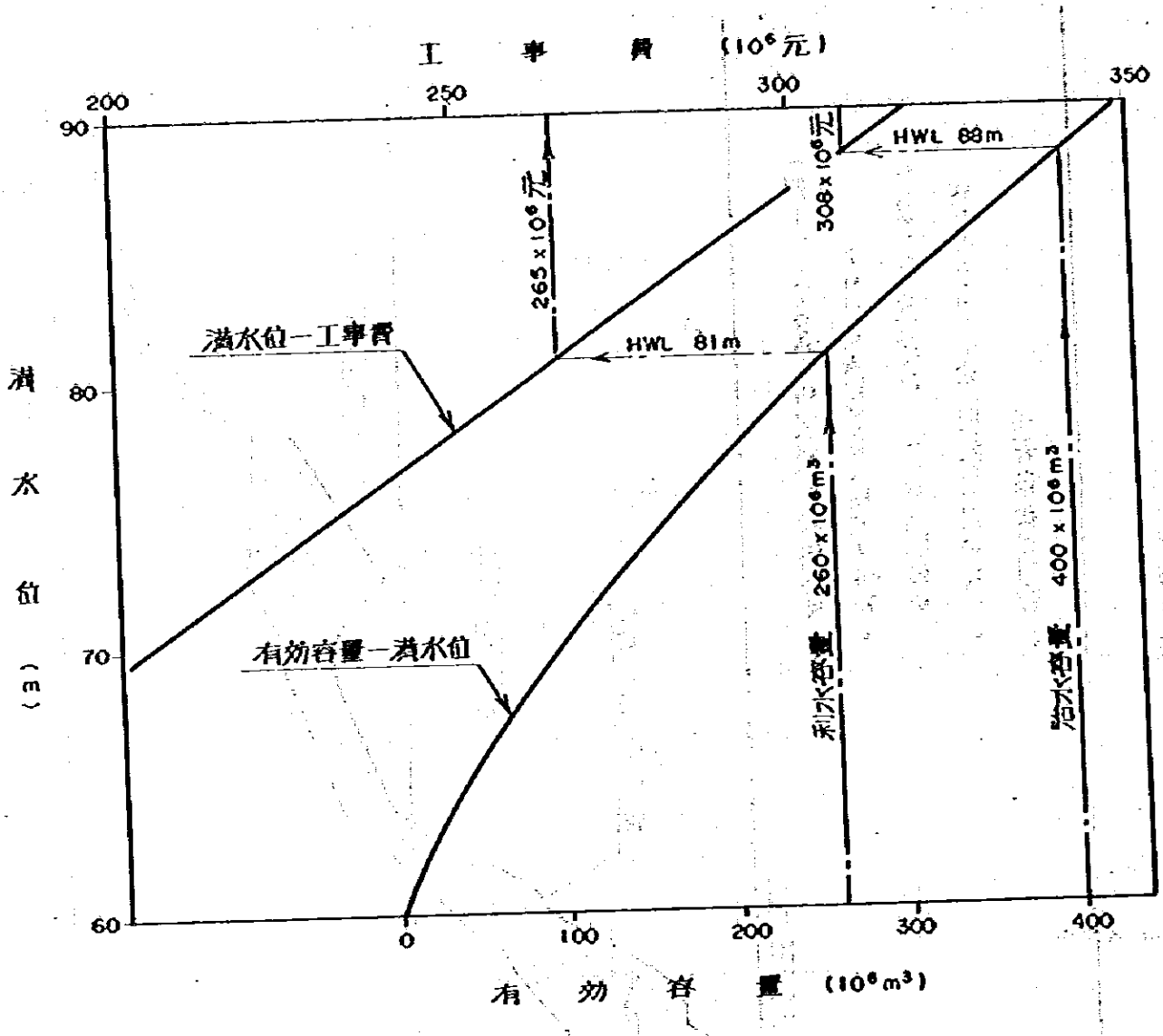


図11－5　治水・利水ダム身替り工事費



満水位 (m)	ダム高 (m)	ダム体積 (10^3 m^3)	総工事費 (10^6元)
70	73	450	204
80	83	640	261
90	93	830	318

注)1　低水位は 60m と仮定した。
注)2　総工事費には補償費・建設中利子等を含む。

表11－1 地表分類(1)

（単位：km²，%）

項目	甌江流域		滩坑流域		滩坑貯水域
	現状	完成後	現状	完成後	
集落	83	80	86	5.2	3.4
	(0.62)	(0.60)	(0.26)	(0.16)	(4.90)
流水敷	26	24	4.0	2.1	1.9
	(0.19)	(0.18)	(0.12)	(0.06)	(2.71)
河原	66	61	9.3	4.0	5.3
	(0.49)	(0.45)	(0.28)	(0.12)	(7.61)
池	0	69	0.0	69.3	0.0
	(0.00)	(0.51)	(0.00)	(2.09)	(0.00)
農地（平地）	725	717	73.1	65.4	7.7
	(5.39)	(5.33)	(2.20)	(1.97)	(11.07)
農地（傾斜地）	2,060	2,039	388.2	367.4	20.8
	(15.32)	(15.17)	(11.69)	(11.06)	(29.97)
森林	10,486	10,456	2,837.8	2,807.5	30.3
	(77.99)	(77.77)	(85.45)	(84.54)	(43.74)
計	13,445	13,445	3,321	3,321	69.3
	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)

注）上段は面積　（　）内は比率を示す。

地表分類 (2)

（単位：%）

森林の内訳	瓯江流域（現状）	滩坑流域（現状）	滩坑貯水池（現状）
樹木多	32.1	45.3	19.6
樹木少	16.3	14.3	23.8
陰・暗 注）2	30.3	32.2	12.6
陰・明 注）3	21.3	8.1	43.9
計	100	100	100

注）1　地表分類(1), (2)は人工衛星LANDSATの情報をremote sensing手法により解析したものである。

注）2　太陽光の当たらない陰の部分で比較的暗い部分

注）3　太陽光の当たらない陰の部分で比較的明るい部分

表11－2 水質測定結果

項目	単位	滝坑ダム地点		黄浦ダム地点	
		観測値	平均	観測値	平均
水深	m	1.0～2.7	1.8	4.0～10.0	7.0
採水水深	m	0.2～0.6	0.4	0.8～2.0	1.4
気温	℃	6～31	19.6	4.0～28.5	18.0
水温	℃	9～29	19.0	7.9～30.5	19.0
濁度	度	1～49	5.1	1～23	6.0
導電率	注）1	20～44	30.0	28～57	40.9
pH	－	7.2～8.4	7.9	6.7～8.6	7.7
BOD	mg/ℓ	0.1～2.5	0.6	0.3～1.6	0.8
COD	mg/ℓ	0.3～2.2	1.1	0.4～2.2	1.1
SS	mg/ℓ	0.2～39	4.6	1.6～18.2	6.3
DO	mg/ℓ	6.9～11	9.2	6.7～11.3	9.0
全燐	mg/ℓ	0.02～0.16	0.08	0.03～0.15	0.08
全窒素	mg/ℓ	1.00～1.85	1.43	1.1～2.16	1.60

注）1　導電率の単位はmicro－mho/cmである。

注）2　測定期間は1981年12月13日～1982年12月3日

注）3　全燐および全窒素の測定値は測定誤差のため過大な値を示している。

表11－3　日本における水質基準

〔河川に対して〕

水域の類型	AA	A	B	C	D	E
BOD_5（mg／ℓ）	1以下	2以下	3以下	5以下	8以下	10以下
DO（mg／ℓ）	7.5以上		5以上		2以上	
SS（mg／ℓ）	25以下			50以下	100以下	注）
pH	6.5 ～ 8.5				6.0 ～ 8.5	

〔天然湖沼および貯水量1,000万m^3以上の人工湖に対して〕

水域の類型	AA	A	B	C
COD（mg／ℓ）	1以下	3以下	5以下	8以下
DO（mg／ℓ）	7.5以上		5以上	2以上
SS（mg／ℓ）	1以下	5以下	15以上	注）
pH	6.5 ～ 8.5			6.5～8.5

注）ごみなどの浮遊が認められないこと

表11－4 人口変動状況

項目	単位	雲和県	青田県	小計	麗水県	合計
面積	km²	2,791	2,567	5,350	1,577	6,935
戸数	戸	51,696	96,470	148,166	64,269	212,435
人口 1978年	人	244,688	427,801	672,489	275,869	948,358
1979年	人	249,050	438,014	687,064	280,158	967,222
1980年	人	252,828	444,306	697,134	283,088	980,222
人口増加率 1978～1979	%	1.78	2.39	2.17	1.55	1.99
1979～1980	%	1.52	1.44	1.47	1.05	1.34
注）1 1978～1980	%	1.65	1.91	1.82	1.30	1.67
人口密度 1978年	人／km²	88	167	126	175	137
1979年	人／km²	89	171	128	178	139
1980年	人／km²	91	173	130	180	141

注）1 年平均複利増加率を示す。

注）2 華東院提出資料HO8C－4－4－1より作成

表11－5 産 業 状 況 (1)

(1980年)

項　目	単　位	雲和県	青田県	小　計	麗水県	合　計
事業所数	ケ　所	91	384	475	212	687
工　業	〃	48	330	378	176	554
農　業	〃	43	54	97	36	133
就業人口注)2	人	67,024	140,424	207,448	99,352	306,800
工　業	〃	6,270	14,100	20,370	12,658	33,028
農　業	〃	60,754	126,324	187,078	86,694	273,772
年生産額	万　元	6,885	8,727	15,612	14,361	29,973
工　業	〃	3,151	3,603	6,754	9,049	15,803
農　業	〃	3,734	5,124	8,858	5,312	14,170
農業注)3	〃	2,178	2,436	4,614	3,287	7,901
林　業	〃	474	329	803	506	1,309
牧畜業	〃	387	788	1,175	866	2,041
副　業	〃	694	1,568	2,262	636	2,898
漁　業	〃	1	3	4	17	21
就業人口当り年生産額	元／人	1,027	621	753	1,445	977
工　業	〃	5,026	2,555	3,316	7,149	4,785
農　業	〃	615	406	473	613	518

注)1 華東院提出資料H08C－4－4－2より作成

注)2 工業には全職員数を含む。農業には労働力(1.0～0.5(14～5才の子供等)を考慮している。

注)3 狭義の農業(種植業)を指す。

産業状況 (2)

(単位：%)

地域	農業	林業	牧畜業	副業	漁業
雲和県	58.3	12.7	10.4	18.6	0.03
青田県	47.5	6.4	15.4	30.6	0.06
小計	52.1	9.1	13.3	25.5	0.05
麗水県	61.9	9.5	16.3	12.0	0.32
合計	55.8	9.2	14.4	20.5	0.15
全国平均(参考)	64.3	3.1	14.2	17.1	1.3

注)1　華東院提出資料　H08C－4－4－4より作成

注)2　農業は狭義の農業(種植業)を指す。

注)3　本表は広義の農業に占める各産業の年生産額の比率を示す。

表11－6　教育施設・医療施設

(1)　教育施設

（1980年）

項　　目	単　位	雲和県	青田県	小　計	麗水県	合　計
大　　専						
学　校　数	校	—	—	—	1	1
学　生　数	人	—	—	—	772	772
教　職　員　数	人	—	—	—	175	175
中等専門学校						
学　校　数	校	—	—	—	5	5
学　生　数	人	—	—	—	1,708	1,708
教　職　員　数	人	—	—	—	307	307
農　業　中　学						
学　校　数	校	3	—	3	—	3
学　生　数	人	529	—	529	—	529
教　職　員　数	人	23	—	23	—	23
普　通　中　学						
学　校　数	校	17	62	79	43	122
学　生　数	人	9,577	15,966	25,543	14,928	40,471
人口／学生数	人／人	26.4	27.8	27.3	19.0	24.2
教　職　員　数	人	465	798	1,263	942	2,205
小　　学						
学　校　数	校	920	1,144	2,064	487	2,551
学　生　数	人	38,054	70,240	108,294	40,397	148,691
人口／学生数	人／人	6.6	6.3	6.4	7.0	6.6
教　職　員　数	人	1,618	2,721	4,339	1,768	6,107
人　　口	人	252,828	444,306	697,134	283,088	980,222

注）華東院提出資料1108C－4－4－3より作成

(2) 医 療 施 設

（1980年）

項　　目	単　位	雲和県	青田県	小　計	麗水県	合　計
医　　師	人	224	260	484	396	880
看 護 職 員	人	587	540	1.127	833	1.960
計	人	811	800	1,611	1.229	2,840
人口/医師・看護職員	人 / 人	312	555	433	230	345
病 床 数	床	426	430	856	742	1.598
人 口 / 病 床 数	人 / 床	593	1.033	814	382	613
人　　口	人	252,828	444,306	697,134	283,088	980,222

注）華東院提出資料HOC－4－4－3より作成

（参考）　全国平均値

人口／医師看護職員＝9.8億人/280万人＝350人/人（1980年）

人口／病床数　　＝9.7億人/193万床＝500人/床（1979年）

浙江省平均値

人口／病床数　　＝3,827万人/6.9万床＝555人/床（1980年）

表11－7　工業および生活用水

（1980年）

名　　称	取水河川	取水地点	取水位	供給人口	季節	取水量	
単　　位	—	—	m	万人	注）1	万m³/日	m³/s
青田水道（黄浦ダム地点下流）	瓯江	青田	7.6	2.7	1	0.2	0.023
					2	0.2	0.023
					3	0.3	0.035
					4	0.2	0.023
温州市水道公司	三溪河	浄水河蔣家橋	4.8	34.59	1	4.0	0.46
					2	4.5	0.52
					3	4.5	0.52
					4	3.8	0.44
温州市大規模工場・生活用水量						3.7～4.5	0.43～0.52
以上小計（温州市）						8.2	0.83
瓯江翻水ポンプ場(工事中)	瓯江	温州市山根				129.6	15

注）1　季節1（＝1～3月），2（＝4～6月），3（＝7～9月），4（＝10月～12月）

注）2　華東院提出資料H08C－4－4－3より作成

表11－8　舟運および流筏量

（潍坊ダムサイト，1980年）

	1～3月	4～6月	7～9月	10～12月	平　均
貨物舟運（t/日）					
上　行	5	5	5	7	5.5
下　行	70	120	73	64	82
木材流筏（㎥/日）	740	1,200	760	320	755

注）1　最大日運輸量を示し，各値は同時に発生するとは限らない。

注）2　最大舟型5t級であり，長さ12.8m，巾2.1m，深さ0.93m

注）3　華東院提出資料HO8C－4－4－4より作成

注）4　貨物舟運の年間量は上表の最大量の平均値から

1/2×（5.5＋82）×365日≒16,000t/年

同じく木材流筏の年間量は

1/2×755×365日≒140,000㎥/年

と推定される。

表11－9　水位別水没補償物件および補償費

水　位	移転人口	耕地面積	補償費	補償費／移転人口
m	人	ha	万元	元/人
140	34,100	753	10,900	3,200
145	36,100	793	11,300	3,130
150	36,100	853	11,500	3,190
155	39,100	940	12,900	3,300
160	39,800	987	13,300	3,340

注）華東院提出資料H08C－4－5より作成

表11－10　青田県洪水被害実績

項　　目	単　位	1952年7月20日	1962年9月6日	1969年9月28日
洪水ピーク流量	m^3/s	20,400	16,100	15,800
工業損失額	万元	(42) 注)1	21.2	(16) 注)1
農業損失額注)2	万元	(59)	(28)	(23)
計	万元	101	49	39
冠水農地面積	ha	3,730	1,770	1,430
損失食糧	t	1,400	670	540

注）1　1952年および1969年の工業損失額は無統計なため，1962年の値に対し冠水農地面積の比で推定した。

注）2　農業損失額は損失食糧に対し，米の1979年公定小売価格0.42元/kgを乗じて推定した。

注）3　華東院提出資料H09C－4－7より作成

第12章　経済評価・財務分析

表12章　経済評価　財務分析

12.1 経済評価

(1) 経済評価の方法

長期的に想定される電力需要に対し，電力系統の長期的経費を最小にするためには，電力の流通設備の整備拡大と同時に，発電設備の経済的な水・火力組合わせ計画を求めることが必要である。

電気事業の場合，公益性を持つことから，電気料金が適正利潤を含めた総原価に等しい収益をもたらすべきものとして設定されるため，収益性のみがプロジェクトの絶対的な採択基準となるのではなく，予測される需要に対して考えられるいくつかのプロジェクトの中から最もコストの低いものを採用することになる。したがって，まず標準的な火力発電設備の経費を設定し，それを尺度として水・火力計画の経済的な開発や開発順位について検討する事例が一般的である。

潅坑計画の場合，中国の料金制度が政策的に決められており，発電コストを的確に反映したものかどうかさだかでないので，ここにおける経済評価は，当該水力プロジェクトと同等のサービスを提供する代替プロジェクトとして火力発電設備（代替火力）を選定し，その費用を当該水力プロジェクトの便益（B）と考え，これと当該水力プロジェクトの費用（C）とを比較検討することにより終結する。

経済評価にあたっては，ディスカウンティッド・キャッシュ・フロー法を用い，プロジェクトの費用・便益比（B/C），ならびに内部収益率（IRR）を求めることとした。

経済評価の対象期間は，潅坑発電所運転開始後50年間に，工事期間8年を加え，58年間（1986～2043年）とする。

経済評価の対象工事費は，税金および建設期間中利子を除いた純工事費とし，1982年4月価格で表示する。また，見通しの困難なインフレーションの影響を排除するため，インフレーション要素を除外する。したがって，経済計算の結果得られるB/CやIRRの評価は，インフレーションを含まない実質ベースでおこなわれる。なお，一般管理費および税等の経費は，水力・代替火力ともほぼ同額となるので，この経済評価の対象外とした。

(2) プロジェクトの費用

プロジェクトの費用は，経済評価の対象期間を通じて，各年の設備投資額（純工事費の年別展開）ならびに運転経費をある特定の基準年（1982年）の価値に換算し合算したものである。

潅坑発電計画の経済評価の対象となる設備投資額は，工事費合計額より税金・建設中利子を除いた総額1,105×10^6元（外貨253×10^6元，内貨852×10^6元）である。このうち，

電気設備の耐用年数は25年とし，発電所運転開始後25年目（ 2018年）に設備の更新を完了するものとする。プロジェクト全体の耐用年数は 50年とする。各年の運転経費（人件費，修繕費等）は，新安江，富春江両発電所の実績を考慮して，設備投資額の 1.14 %とする。したがって，各年の運転経費は，12.6×10^6元となる。

経済計算に用いた淮坑発電所の諸元は次表に示すとおりである。

項目	単位	諸元	備考
発電所出力	MW	600	
保証出力	MW	576	
年間発生電力量	10^6 kWh	1045.9	
基本電力量	〃	807.4	
二次電力量	〃	238.5	
所内率	%	0.3	kW, kWh
送電損失量	%	3.2	kW
〃	%	1.5	kWh
事故率	%	0.5	
補修率	%	2.0	

(3) プロジェクトの便益

プロジェクトの便益は，代替火力の設備投資額，運転経費ならびに燃料費を基準年の価値に換算したものである。

華東電力系統の今後の主力は石炭火力とされているので，代替火力として石炭火力発電設備を選定し，淮坑発電所の運転特性を考慮し，ピーク負荷供給用とする。代替火力は，杭州変電所端において淮坑発電所と同等の電気出力を持つよう，設備容量ならびに運転条件を定めた。代替火力の設置位置は杭州変電所から100km の地点とし，諸元は次表に示すとおりである。

項　　目	単　位	諸　元	備　考
設備容量（注）	MW	680	
ユニット容量・台数	MW	340×2	
年間発生電力量	10^6 kWh	1.163	
基本電力量	〃	898	
二次電力量	〃	265	
熱効率	%	32	基本発電発生時
〃	%	35	二次電力発生時
所内率	%	7.5	kW
〃	%	9.0	kWh
送電損失率	%	3.0	kW，kWh
事故率	%	4.0	
補修率	%	8.0	

代替火力の設備投資額は，中国提供資料を参考に，最近の経済情勢を勘案して，907×10^6元（1982年価格，税金，建設中利子を含まない）と想定した。工事期間は4年とする。代替火力設備の耐用年数は25年であり，このため発電所の竣工後25年目（2018年）に同等の発電設備に新規更新するものとした。

代替火力の年運転経費は設備投資額の3%（27.2×10^6元）とする。

代替火力の毎年の燃料費は次のように想定した。

石炭	88.6元/t	（52$/t）	5,750kcal/kg
石油	375元/kℓ	（34.9$/bbl）	9,800kcal/ℓ
起動用石油の混焼率	基本電力	15%	
	二次電力	5%	

即ち，2次電力量は，出水期における滩坑発電所の24時間ベース運転時の電力量であるので，これに対応する火力はベース火力となる。したがって，石油混焼率は1日4時間の基本電力量の混焼率15%に対して5%ですむ。

以上から，燃料費は，基本電力および二次電力に対して，それぞれ0.0506元/kWh 0.0406元/kWhとなり年間56.2×10^6元となる。

（注）代替火力設備容量≒｛A（滩坑）/A（代替火力）｝×滩坑保証出力

但し A＝（1－所内率）・（1－事故率）・（1－補修率）・（1－送電損失率）

(4) 経済評価

経済計算の結果は表12－1および図12－1に示すとおりである。これによると滩坑プロジェクトのIRRは実質12.8%である。また実質計算利子率を5%および10%としたときの費用・便益比（B/C）は，それぞれ1.77および1.18である。結論として本プロジェクトは経済性があり，実施する価値があるものと判断される。

(5) 感度分析

最近における世界経済およびエネルギー市場における非予測性の高まりを考慮し，以下の点について感度分析を行った。結果は図12－2および図12－3に示すとおりである。

(i) 滩坑発電所工事費の増減各10%の場合の経済計算

(ii) 燃料費の増減各実質1%/年とした場合の経済計算

12.2 財務分析

(1) 分析の方法

財務分析は本来，電力収入とプロジェクトの費用を対照しつつ収支のバランスを算出するものであるが，本プロジェクトはピーク用発電所であるため，年間発生電力量が相対的に少く，したがって，通常の工事資金の調達条件の下では収支のバランスはとれない。ピーク時の発電原価が，ベース時の発電原価より高いのは当然であるが滩坑発電所の発電原価が，通常の資金の調達条件を前提としても系統のピーク電力のそれより，どの程度の割安であるかを以下に示し，これをもって財務分析にかえる。

なお，インフレーションや金利の動向を予測することが困難な経済情勢を考慮し，これらについて若干の感度分析を行う。

(2) 前提条件

(i) 工事期間中の工事費のエスカレーションは外貨分についてのみ適用し，年率5%とする。

(ii) 建中利子は，外貨分年率9%，内貨分年率3%とし，建設期間中，別途支払われるので，単利計算とする。

(iii) 滩坑発電所の運転開始時点におけるエスカレーションおよび建中利子を含む総工事費は以下のとおりである。

外貨分	① 1982年時点工事費	253×10^6 元
	② エスカレーション	121×10^6 元
	③ 建中利子	114×10^6 元
	小　計	488×10^6 元
内貨分	④ 1982年時点工事費	852×10^6 元
	⑤ 1982年時点税金	65×10^6 元

	⑥ ②に対する税金	36×10^6 元
	⑦ 建中利子	98×10^6 元
	小　計	$1,051 \times 10^6$ 元
総工事費		$1,539 \times 10^6$ 元

(V) 工事費は全額融資をうけるものとし，融資条件は以下のとおりとする。

外貨分	金　利	年率　9 %
	債還期間	運転開始後 30 年
	債還方法	元利均等払
内貨分	金　利	年率　3 %
	債還期間	運転開始後 50 年
	債還方法	元利均等払

(V) 運転開始後のエスカレーションは考慮しない。運転開始後25年目に発生する電気機器の取替費用は，外貨分 200×10^6 元，内貨分 8×10^6 元計 208×10^6 元を計上し，その耐用年数は 25 年とする。

(VI) 各年の運転経費（修繕費・人件費）は，総工事費から税金相当分および建中利子を差引いた額（ 1226×10^6 元）の 1.14 %（ 14.0×10^6 元）とする。

(3) 50年間平均発電原価

上述の前提条件にもとづき，滩坑発電所の 50 年間平均発電原価を試算した結果は，表 12.2 のとおりである。

(4) 評　価

滩坑発電所の発電原価は，表 12.2 にみるとおり，初年度以降 25 年目まで 1 kWh あたり 0.101 元，26 年目以降 30 年目まで 0.121 元，31 年目以降 0.075 元であり，50年間平均発電原価を求めると，0.093 元/kWh となる。

これに対して華東系統の 1977 ～ 1979 年の系統内総合買電単価の実績値は，販売電力量 1 kWh あたり 0.072 元であり，送電損失率等を 9 % としてこれを発電端に換算すると，0.066 元/kWh となる。したがって，仮に系統経費の構成比を発電コスト 70 %，その他のコスト 30 % として系統全体の山元の平均発電端売電単価を求めると，0.046 元/kWh となる。更にこれを 1982 年の平均山元売電単価と見做し，以降年率 1 % で上昇するものとして，滩坑発電所運転開始 50 年間について系統の平均山元売電単価を求めると，※⑧ 0.067 元/kWh となる。

したがって，上記の買電単価に比べて，滩坑発電所の発電原価は割高である。

しかしながら，上記の売電単価をピーク対応部分とベース対応部分にわけて考えるならば，滩坑発電所の発電原価は決して割高ではない。何故なら，系統の 50 年間平均発電端売電単価 0.067 元/kWh の構成は，

ベース部分　売電単価　※②0.056元/kWh

ピーク部分　売電単価　※③0.110元/kWh

となる。

即ち，滝坑発電所の 50 年間平均発電原価は，系統の 50 年間平均売電単価のピーク対応部分を約 15 %（$\frac{0.093}{0.110}=0.85$）下廻るものである。

（注）※印数値の算出根拠は次のとおりである。

※①50年間平均山元売電単価

1982年の平均山元売電単価は 0.046元である。上昇率毎年 1 %とすれば，1994年の同単価は，次式により 0.052 元となる。

$$0.046\times(1+0.01)^{12}=0.052\text{元}$$

したがって，50年間（1994～2043年）の平均同単価は，次式により0.067元となる。

$$0.052\times\frac{(1+0.01)^{49}-1}{0.01}\times\frac{1}{49}\fallingdotseq 0.067\text{元}$$

※②ベース部分およびピーク部分売電単価

a）系統の主力である石炭火力について，ピーク負荷運転時と平均的な設備利用率で運転した場合の発電原価の比を簡単な計算で求めてみる。この計算は，代替火力発電設備について，ピーク負荷運転時の設備利用率を20%，平均的設備利用率を70%として行った。その結果，

ピーク負荷運転時発電原価　0.118元/kWh ……ⓐ

平均的負荷運転時発電原価　0.060元/kWh ……ⓑ

となり，この比（ⓐ/ⓑ）は，$\frac{0.118}{0.060}=1.97$ となる。

b）系統の50年間平均発電端売電単価（0.067元/kWh）の構成を，日電力量比で，ベース部分 80%，ピーク部分20%と仮定すると，ベース部分およびピーク部分の売電単価は次式により得られる。

$$0.8x+(0.2\times1.97x)=0.067\text{元/kWh}$$

$x=0.056$元/kWh …… ベース部分売電単価

$0.056\times1.97=0.110$元/kWh …… ピーク部分売電単価

(5) 感度分析

最近の世界経済におけるインフレーションや金利の流動性を考慮し，前提条件であるエスカレーションおよび金利に変動巾を与えて，50年間平均発電原価について感度分析を行った。結果を図12－4に示す。

感度分析に用いた変動要素は以下のとおりである。

Case－1　エスカレーション（外貨のみ）年率3％の場合

① 外貨分金利年率　3％

② 〃　6％

③ 〃　9％

Case－2　エスカレーション（外貨のみ）年率5％の場合

④ 外貨分金利年率　3％

⑤ 〃　6％

⑥ 〃　9％

Case－3　エスカレーション（外貨のみ）年率7％の場合

⑦ 外貨分金利年率　3％

⑧ 〃　6％

⑨ 〃　9％

但し，内貨分エスカレーションは0％，金利年率は一律3％とする。

図12－1　B／C－計算利子率

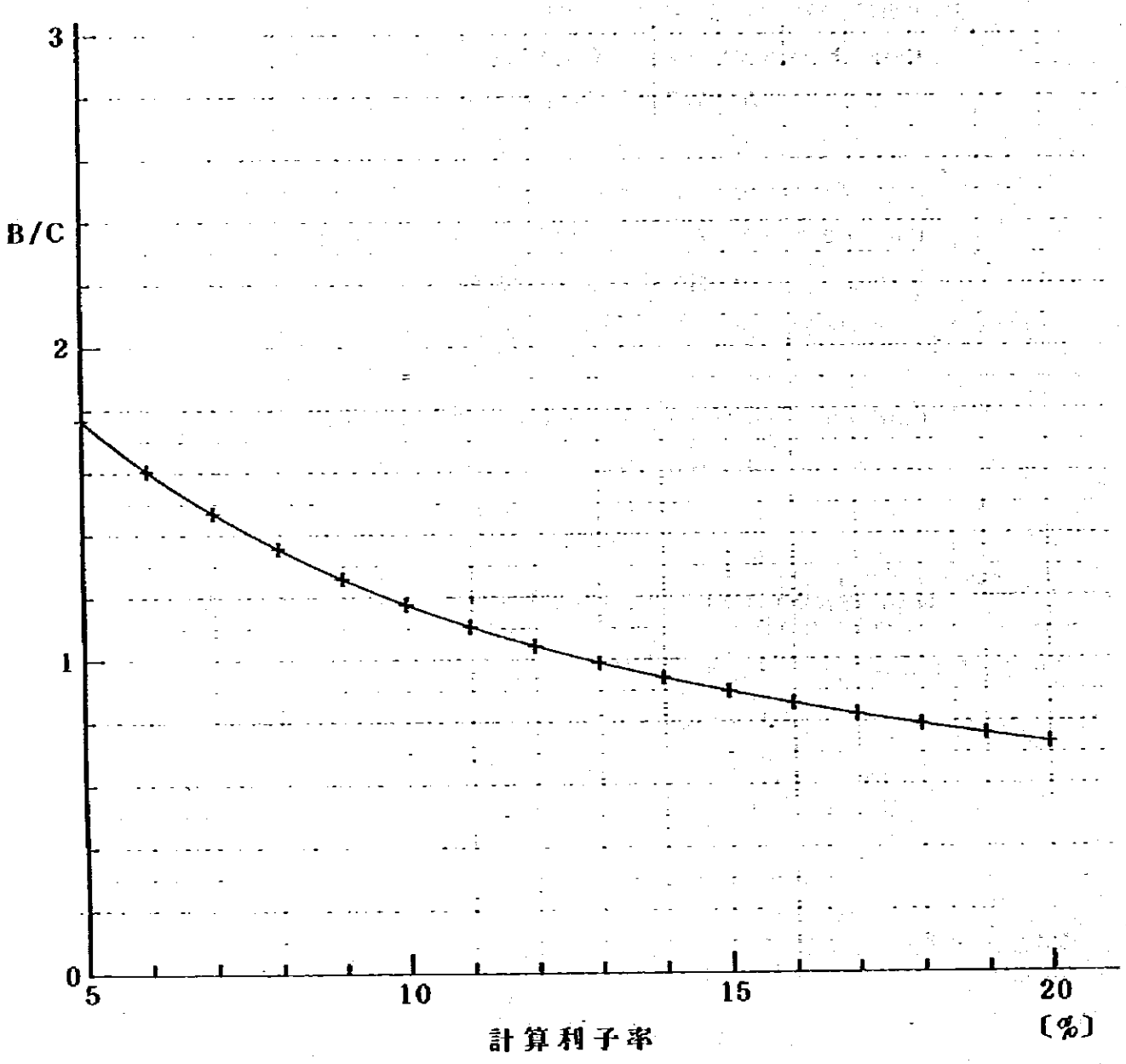
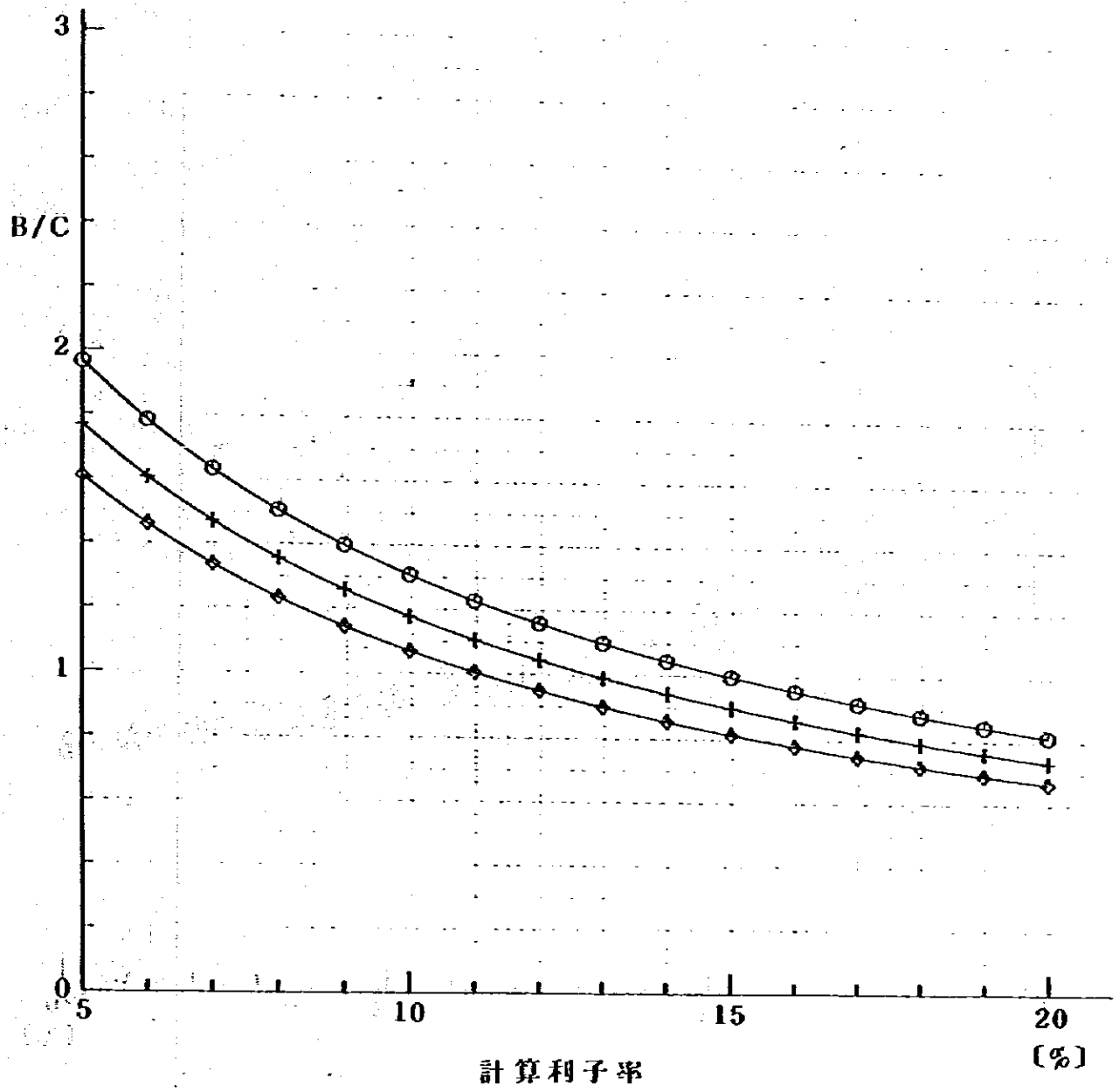


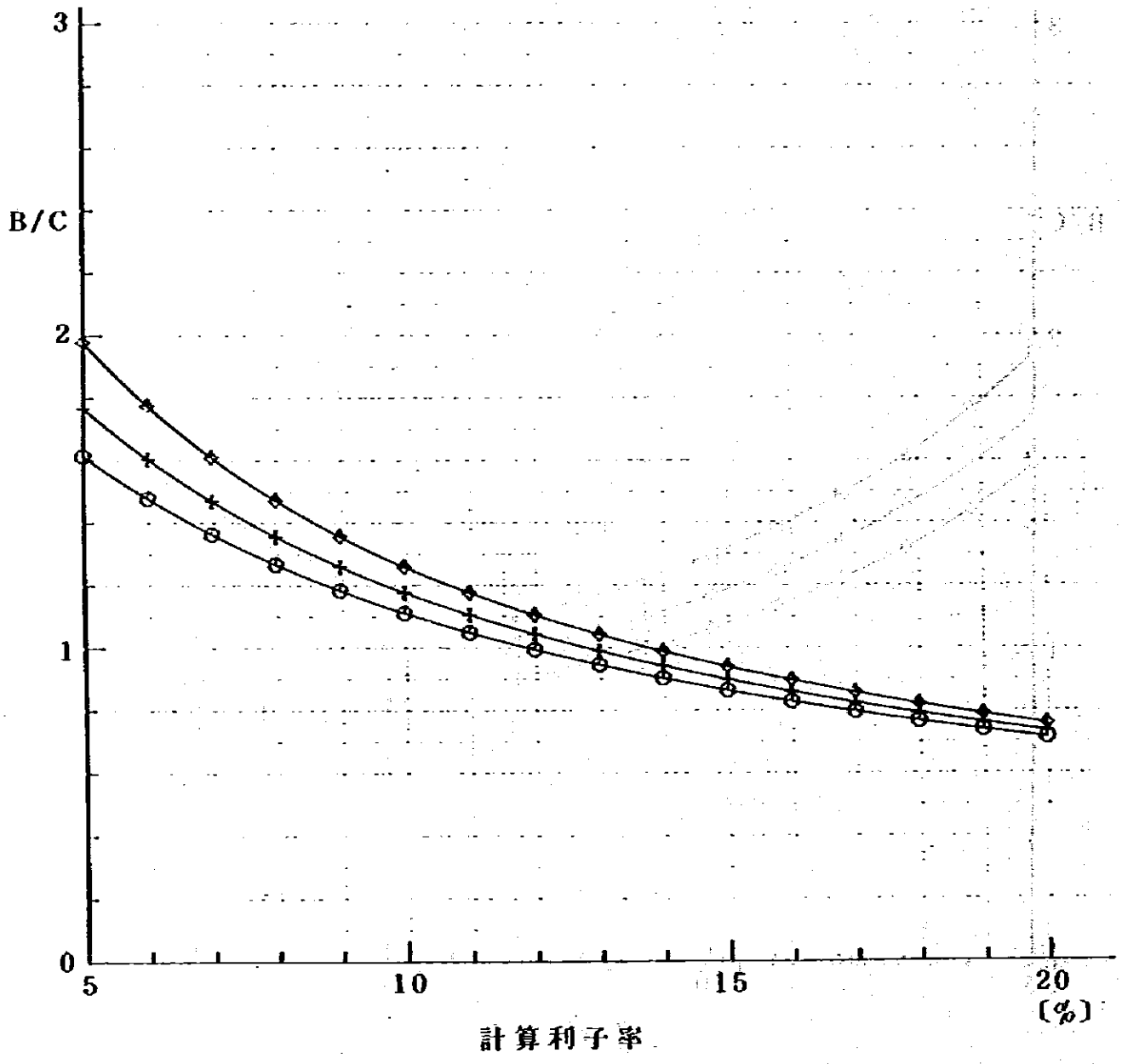
図12－2　灌坑発電所工事費の増減各10％の場合の経済計算



—⊖— MODE 1
—+— MODE 2
—◇— MODE 3

	費用	便益 〔%〕
MODE 1	−10.0	0.0
MODE 2	0.0	0.0
MODE 3	+10.0	0.0

図 12－3　燃料費の増減各実質 1%/年とした場合の経済計算



—⊖— MODE 1
—+— MODE 2
—◇— MODE 3

燃　料　費

MODE 1　－1%/年（実質）
MODE 2　0% 年（実質）
MODE 3　＋1% 年（実質）

図 12 － 4　維坑発電所 50 年間平均発電原価

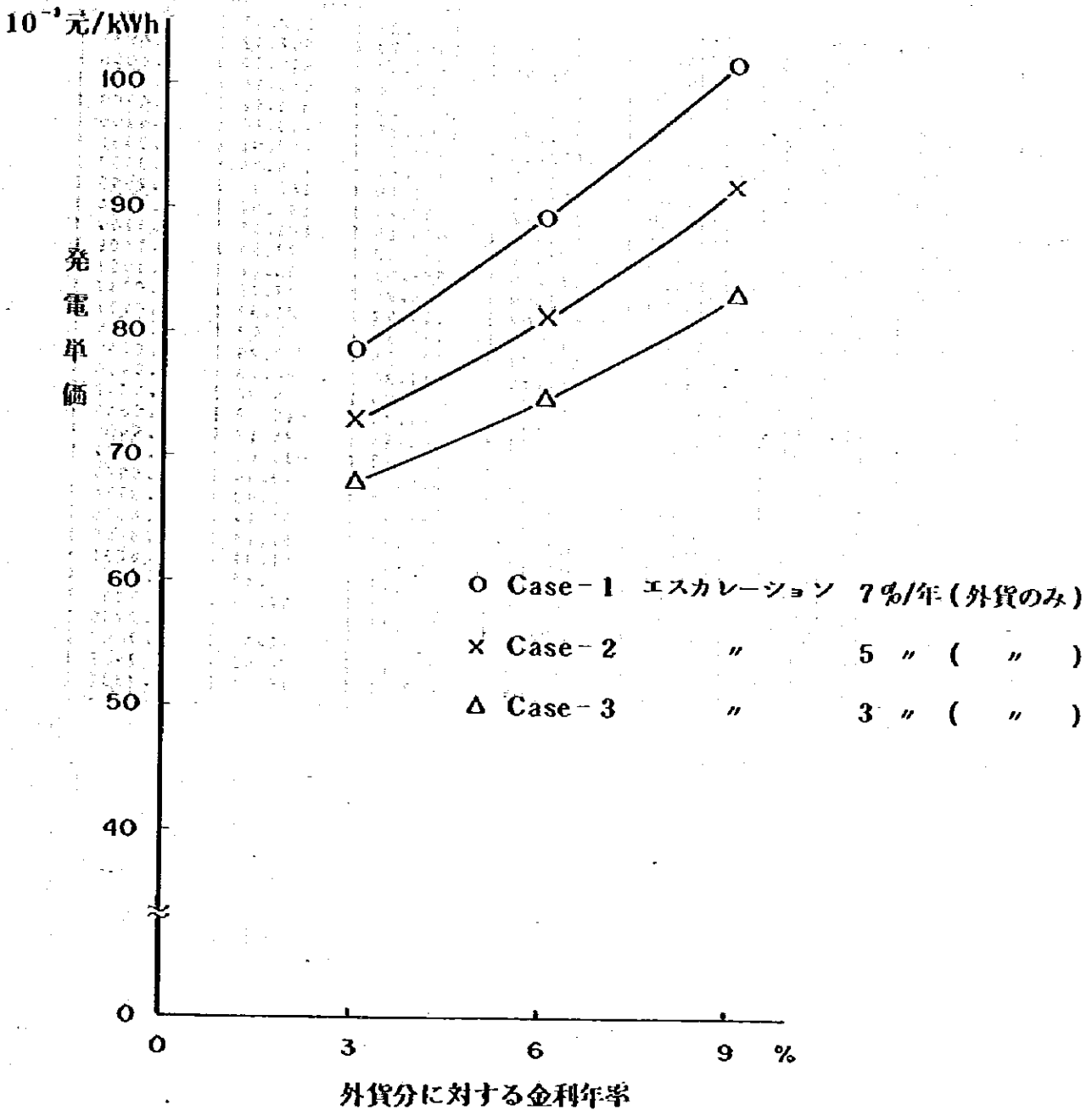


表12－1　内部収益率（IRR）の計算

計算利子率 (%)	廠坑総投資額 (百万元)	代替火力総投資額 (百万元)	便益－費用 分析 費用 (C) (百万元)	便益 (B) (百万元)	B－C (百万元)	B／C
5.0	1253.40	1814.00	914.80	1617.21	702.41	1.7678
5.5	1253.40	1814.00	867.30	1459.73	592.42	1.6831
6.0	1253.40	1814.00	823.96	1322.99	499.02	1.6056
6.5	1253.40	1814.00	784.22	1203.66	419.44	1.5348
7.0	1253.40	1814.00	747.63	1099.05	351.42	1.4700
7.5	1253.40	1814.00	713.79	1006.88	293.10	1.4106
8.0	1253.40	1814.00	682.38	925.35	242.97	1.3561
8.5	1253.40	1814.00	653.14	852.87	199.74	1.3058
9.0	1253.40	1814.00	625.81	788.19	162.38	1.2595
9.5	1253.40	1814.00	600.22	730.24	130.02	1.2166
10.0	1253.40	1814.00	576.19	678.14	101.95	1.1769
10.5	1253.40	1814.00	553.58	631.12	77.54	1.1401
11.0	1253.40	1814.00	532.25	588.53	56.28	1.1057
11.5	1253.40	1814.00	512.09	549.84	37.75	1.0737
12.0	1253.40	1814.00	493.02	514.59	21.57	1.0437
12.5	1253.40	1814.00	474.94	482.37	7.43	1.0156
* 12.7	1253.40	1814.00	467.97	470.26	2.29	1.0049
* 12.8	1253.40	1814.00	464.54	464.36	-0.18	0.9996
13.0	1253.40	1814.00	457.78	452.85	-4.92	0.9892
13.5	1253.40	1814.00	441.46	425.74	-15.72	0.9644
14.0	1253.40	1814.00	425.93	400.76	-25.17	0.9409
14.5	1253.40	1814.00	411.14	377.72	-33.43	0.9187
15.0	1253.40	1814.00	397.04	356.40	-40.64	0.8976
15.5	1253.40	1814.00	383.58	336.65	-46.93	0.8776
16.0	1253.40	1814.00	370.72	318.31	-52.41	0.8586
16.5	1253.40	1814.00	358.42	301.25	-57.18	0.8405
17.0	1253.40	1814.00	346.66	285.35	-61.31	0.8231
17.5	1253.40	1814.00	335.40	270.52	-64.88	0.8066
18.0	1253.40	1814.00	324.61	256.67	-67.94	0.7907
18.5	1253.40	1814.00	314.27	243.71	-70.56	0.7755
19.0	1253.40	1814.00	304.35	231.55	-72.80	0.7608
19.5	1253.40	1814.00	294.83	220.15	-74.68	0.7467
20.0	1253.40	1814.00	285.69	209.45	-76.24	0.7331

* —— I.R.R (HYDROPOWER)

表12－2　滄坑発電所発電原価

単位：10^6元

順位	年	運転経費	金利および減価償却費 内貨 電気機器取替分	内貨 本工事分	外貨 電気機器取替分	外貨 本工事分	小計	一般管理費・税等	合計	発電電力量 (GWh)	発電原価 (元/kWh)
1	1994	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
2	1995	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
3	1996	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
4	1997	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
5	1998	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
⋮	⋮	⋮		⋮		⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
25	2018	14.0		40.9		47.5	88.4	3.0	105.4	1046	0.101
26	2019	14.0	0.5	40.9	20.4	47.5	109.3	3.0	126.3	1046	0.121
27	2020	14.0	0.5	40.9	20.4	47.5	109.3	3.0	126.3	1046	0.121
28	2021	14.0	0.5	40.9	20.4	47.5	109.3	3.0	126.3	1046	0.121
29	2022	14.0	0.5	40.9	20.4	47.5	109.3	3.0	126.3	1046	0.121
30	2023	14.0	0.5	40.9	20.4	47.5	109.3	3.0	126.3	1046	0.121
31	2024	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075
32	2025	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075
33	2026	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075
34	2027	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075
35	2028	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
50	2043	14.0	0.5	40.9	20.4		61.8	3.0	78.8	1046	0.075

50年間平均発電原価　0.093元/kWh

1. 工事費（外貨分）エスカレーション5%

2. 建中利子外貨分年率9%，内貨分3%

3. 融資条件
   外貨：金利年率　9%
   運開後30年間元利均等払
   内貨：金利年率　3%
   運開後50年間元利均等払

4. 資金回収は「金利および減価償却費」による。

5. 元利均等額計算根拠

$$工事費\times\left(\frac{i}{(1+i)^n-1}+i\right)$$

n＝償還年数　i＝金利年率

$$8\times\left(\frac{0.03}{(1+0.03)^{25}-1}+0.03\right)$$

$$=8\times0.0574\fallingdotseq0.5\times10^6元$$

$$1051\times0.0389=40.9\times10^6元$$

$$200\times0.1018=20.4\times10^6元$$

$$488\times0.0973=47.5\times10^6元$$

JICA

K-34