

9.1.4 Artvin計画

(1) 基本的考察

Artvin計画はYusufeliおよびDerinerの2つの大規模貯水池計画の中間に位置し、その間の残存落差約110mを有効に活用する計画である。

Artvinダム地点は、マスタープランで提案されていた原ダム地点が現地踏査の結果、ダム地点上流に位置する地回り(Havuzlu)のダムへの影響が大きいことが懸念されたため、原ダム地点より上流約3km地点(Artvin上流ダムサイト)及び下流約8kmの地点(Artvin下流ダムサイト)を代替案として選定した。

Artvin上流ダムサイトは、左岸側からHev沢が合流した直下流に位置し、流域面積は15,400km²である。Yusufeliダムから約9km下流で、残流域は150km²、残流の年平均流量は1.6m³/sである。河床標高は446m、川幅は約40mで兩岸の斜面勾配が55°~60°程度のV字谷となっている。左岸アバットメントの裏側は標高約530mの鞍部がある。サイトの基礎岩盤はgabbroで非常に堅硬であるが、左岸側には大小のfaultsの分布が見られ、風化が著しい。兩岸にはslope washの局所的な分布が見られ、河床部のAlluviumの深さは約50mと推定される。

一方、Artvin下流ダムサイトはDeriner貯水池の湛水地域内に位置し、流域面積は15,540km²である。Yusufeliダムから約19km下流で残流域は290km²、残流の平均流量は3.0m³/sである。河床標高は380m、川幅は約30mで険しいV字谷をなしており兩岸の斜面勾配は70°にまで達する。右岸アバットメントは小さな頂部となっており、その裏側は標高約550mの鞍部となっている。基礎岩盤はphillite, basic tuffおよびdiabaseが層状になっており、新鮮で堅硬である。河床部のAlluviumは約35mの深さであり、兩岸には若干のsolpe washが分布している。

開発方式及び規模の検討は1/5000地形図の精度で実施した。

(2) 開発方式の検討

開発方式の検討にあたっては遊休落差を残さないようHWL 500mとした。

Artvin上流ダムサイト案については、河床標高が446mであり、Deriner貯水池のHWL 392mとの間に落差が残るため、Deriner貯水池背水端付近に設ける発電所まで水路で結ぶダム水路式発電計画とする。発電所位置は丁度背水端に放水口を設ける案と、Deriner貯水池の水位変動を考慮して、HWL392mより低い位置に放水口を設ける案の二案について比較検討を行った。Artvin下流ダムサイト案はダム地点の河床標高がDeriner

貯水池のHWL 392mより低いので発電所をダム直下に設けるダム式発電計画とする。

上流ダムサイトについては、地質的条件からロックフィルダムが適当である。下流ダムサイトについては、地形、地質条件はもとより、Ilavuzlu 地帯りの可能性としゃ水材料が手近に得られないことから判断して、コンクリートダムが推奨される。コンクリートダム型式としては、発電所と洪水吐をダムに組みこむことの出来るアーチグラビティダム及び中央越流型洪水吐をもち、左岸側に地下発電所を配置するアーチダムの2案が考えられる。右岸の鞍部を利用してシュート式洪水吐を配置し、ダム直下に地上発電所をもつアーチダム案も検討されたが、経済的観点から概略検討の段階で放棄された。

なお、コンクリート重力ダムについては堤体積が大きくなり、経済性が悪くなるので除外した。

従って基本設計の比較検討はTable9-16に示す4ケースにつき、より詳細に実施された。

代替案の概略平面図をFig. 9-22に示す。

Artvin発電所は、上流のYusufeli発電所の運転に合わせて残流を調整し、ピーク運転するのが適当であると判断される。従ってArtvin貯水池の有効貯水容量は、Yusufeli発電所のピーク継続時間に合わせ残流を調整し得る容量を検討する。42ヶ年の流量資料についてArtvin発電所の最大使用水量と必要有効貯水容量を検討した結果をFig. 9-23に示す。上記検討結果によれば、有効貯水容量は上流ダムサイト案で $270 \times 10^3 \text{ m}^3$ 、下流ダムサイト案で $300 \times 10^3 \text{ m}^3$ 、従って利用水深で各々 0.3m、0.1mあれば残流の調整が可能である。本検討では余裕を考慮して両案共利用水深を1mとした。Artvin貯水池の貯水容量曲線を各々Fig. 9-24, 25に示す。

堆砂量は、YusufeliダムとArtvinダムの間の流域を対象とし、 $400 \text{ m}^3 / \text{km} / \text{年}$ を適用して50年間の堆砂を考慮する。Artvin上流ダムサイト案および下流ダムサイト案で堆砂量及び堆砂面は各々 $3.0 \times 10^6 \text{ m}^3$ (EL 470m) および $5.8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (EL 413m) となる。比較検討に当って、Artvin発電所の最大使用水量は、Yusufeli発電所の最大使用水量 $321 \text{ m}^3 / \text{s}$ に残流を加えた。残流による増分使用水量については年平均残流量を6時間のピーク継続時間に見合う形にした。その結果、最大使用水量は上流ダムサイト案については $327 \text{ m}^3 / \text{s}$ 、下流ダムサイト案については、 $333 \text{ m}^3 / \text{s}$ となった。

基準取水水位はHWLに合わせてEL 500mとした。放水水位はE I Eより入手した実測資料を基にした不等流計算より求めた各放水口地点の水位曲線を基に決定した。上流ダムサ

Table 9-16 Structural Dimension (Artvin Project)

Item	Case	Upstream Dam (Rockfill Dam)		Downstream Dam	
		Upper Power Plant	Lower Power Plant	(Arch Gravity Dam)	(Arch Dam)
Dam	H x L (m)	115 x 125	115 x 125	160 x 188.5	160 x 217
	Top width (m)	12	12	5	8
	Outer slope	1:2.2, 1:1.9	1:2.2, 1:1.9	1:0.55 (Downstream)	25 (Base width)
	Dam volume (10 ³ m ³)	1,150	1,150	910	500
Diversion tunnel	D x L x n (m)	9.5 x 627 x 1	9.5 x 627 x 1	10.0 x 510 x 1	10.0 x 549 x 1
Spillway gate	B x H x n (m)	13.5 x 15.0 x 4	13.5 x 15.0 x 4	13.5 x 15.0 x 3 (free-overflow Section B=78)	13.0 x 15.0 x 4 (free-overflow section B=40)
Headrace	D x L x n (m)	9.8 x 7,910	9.8 x 9,200	-	-
	D x H x n (m)	Shaft 18.0 x 50 Chamber 18.0 x 20.0 x 120	Shaft 18.0 x 15 Chamber 18.0 x 20.0 x 120	-	-
Penstock	D x L x n (m)	(9.8-8.4-5.3)x195 x(1-2)	(9.8-8.4-5.3)x201 x(1-2)	(6.6-5.3) x 143 135	(6.5-5.2) x 201 x 2 192 7.5 x 169 x 2
Tailrace	D x L x n (m)	7.0 x 103 x 1	7.0 x 103 x 1	-	-
Powerhouse	B x L (m)	23 x 63	23 x 63	23 x 63	23 x 63

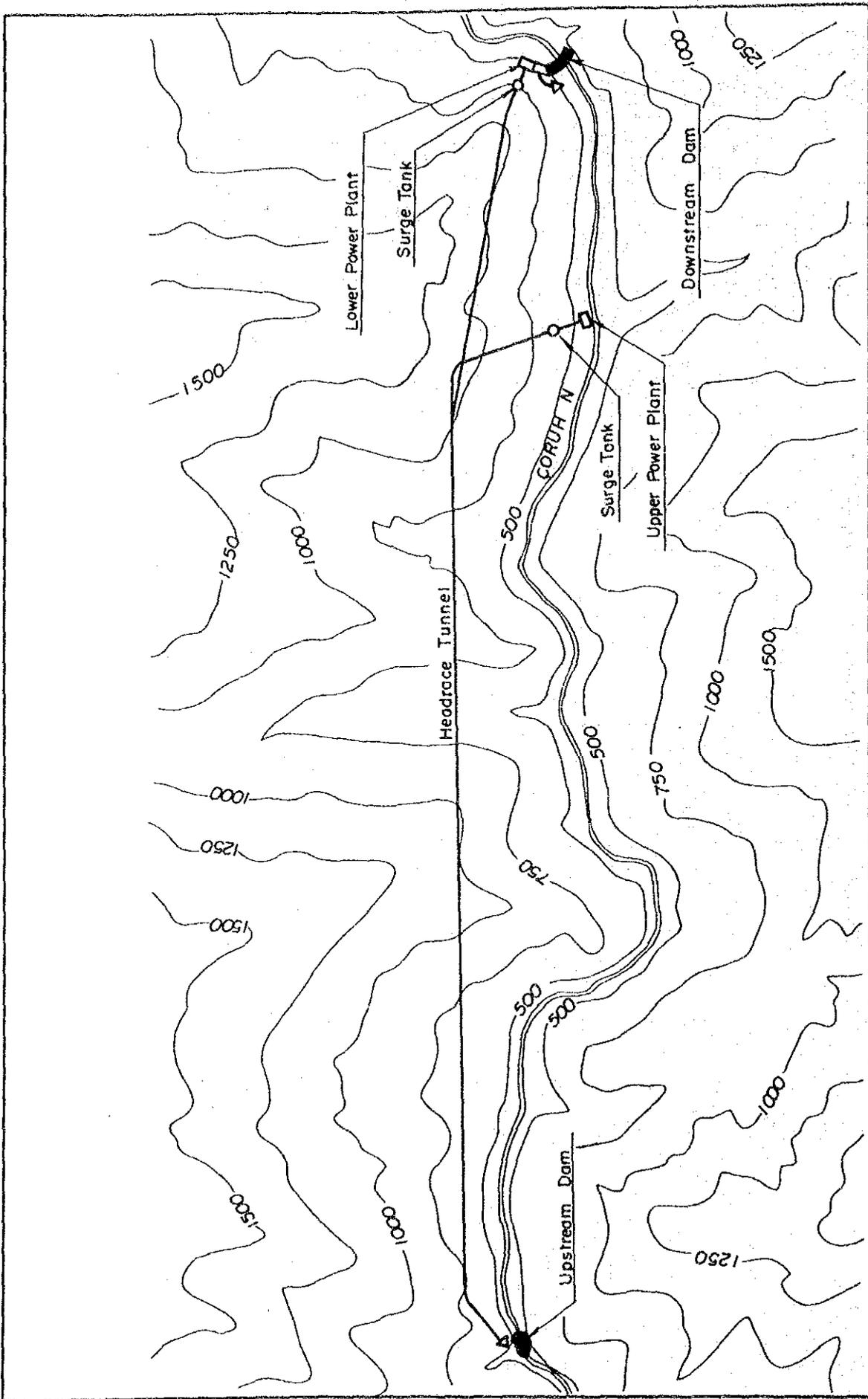
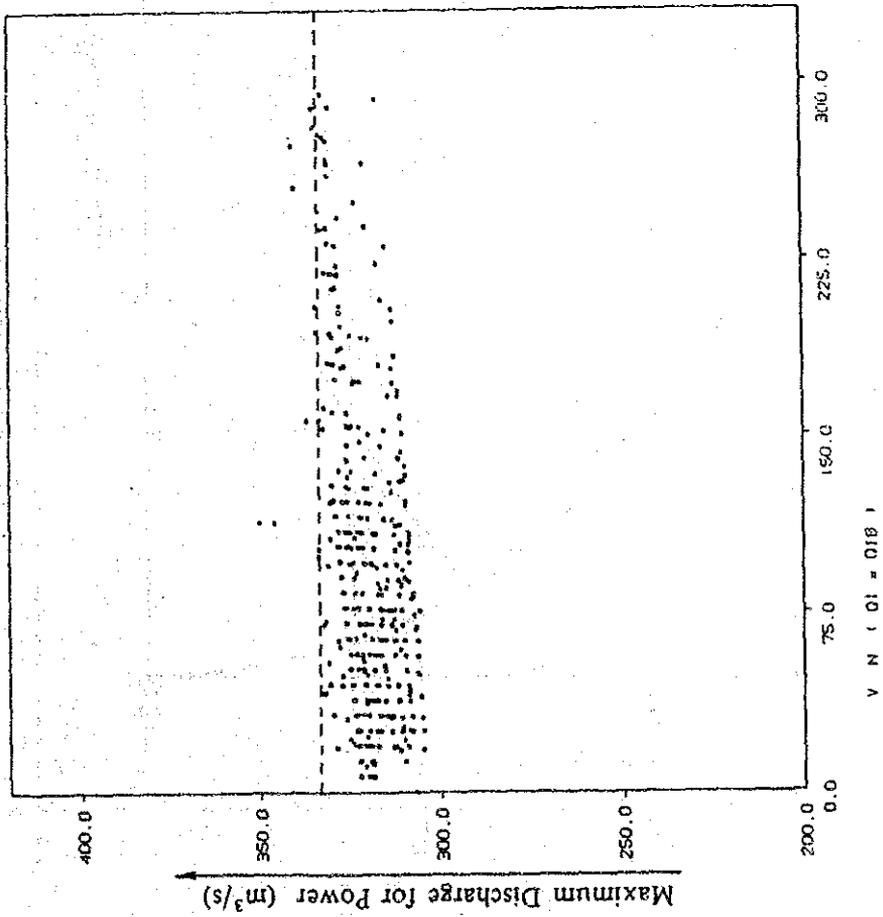


Fig. 9-22 Artvin Alternative Plans

(Downstream Dam Site) 4201 - 8312



(Upstream Dam Site) 4201 - 8312

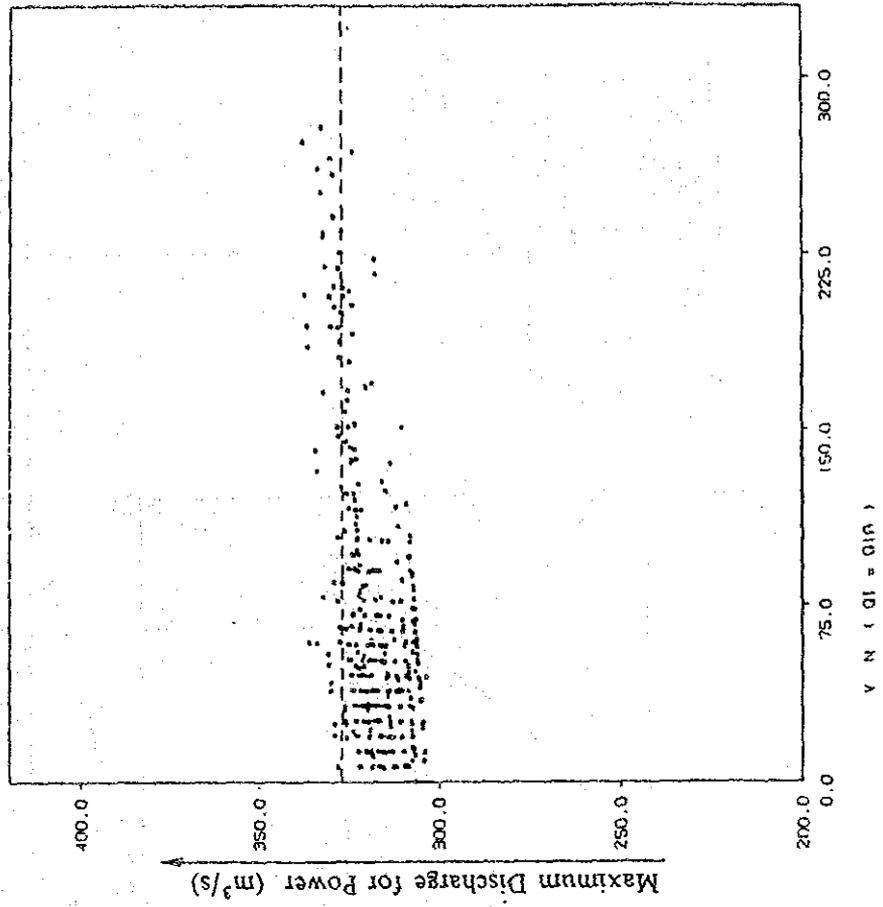
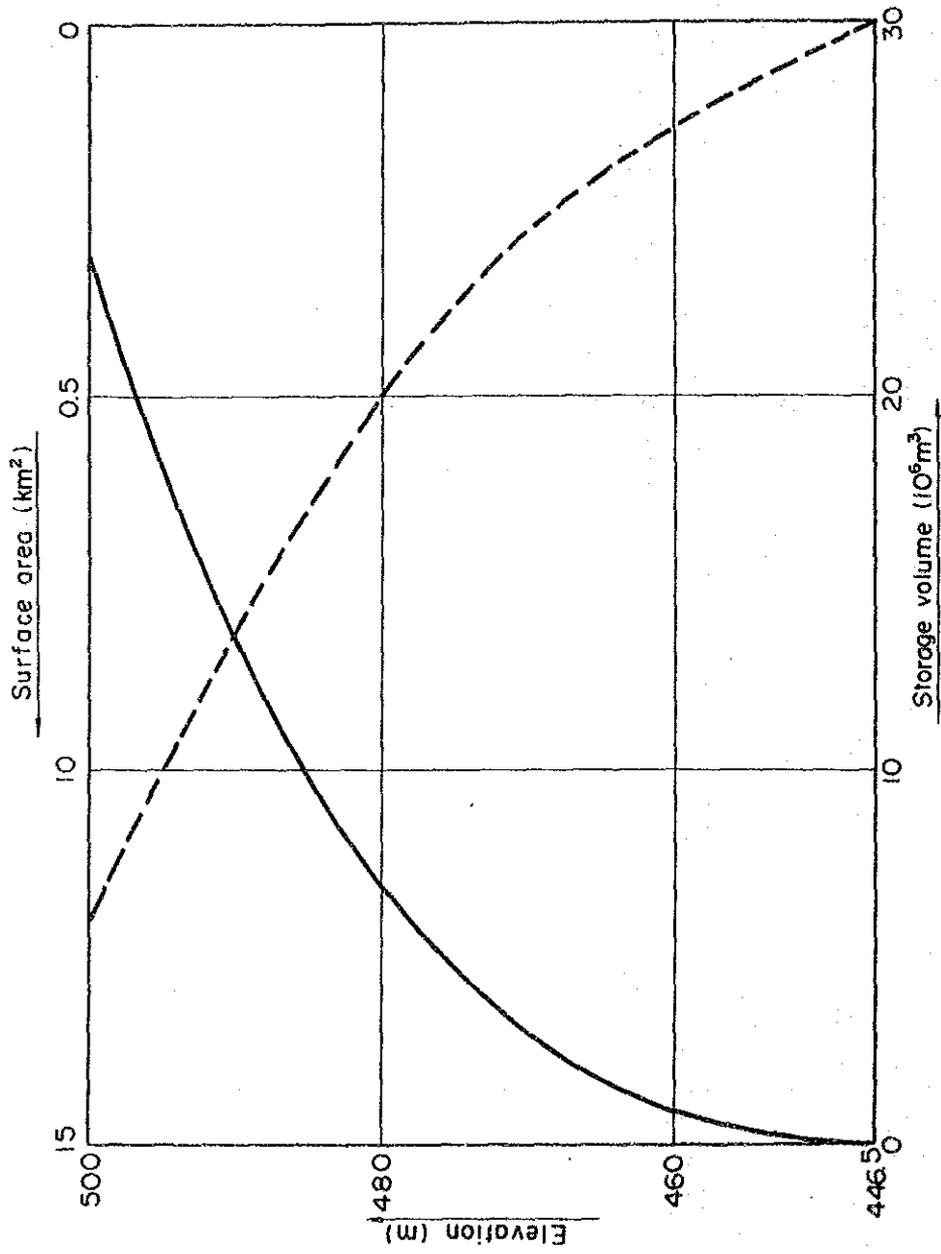
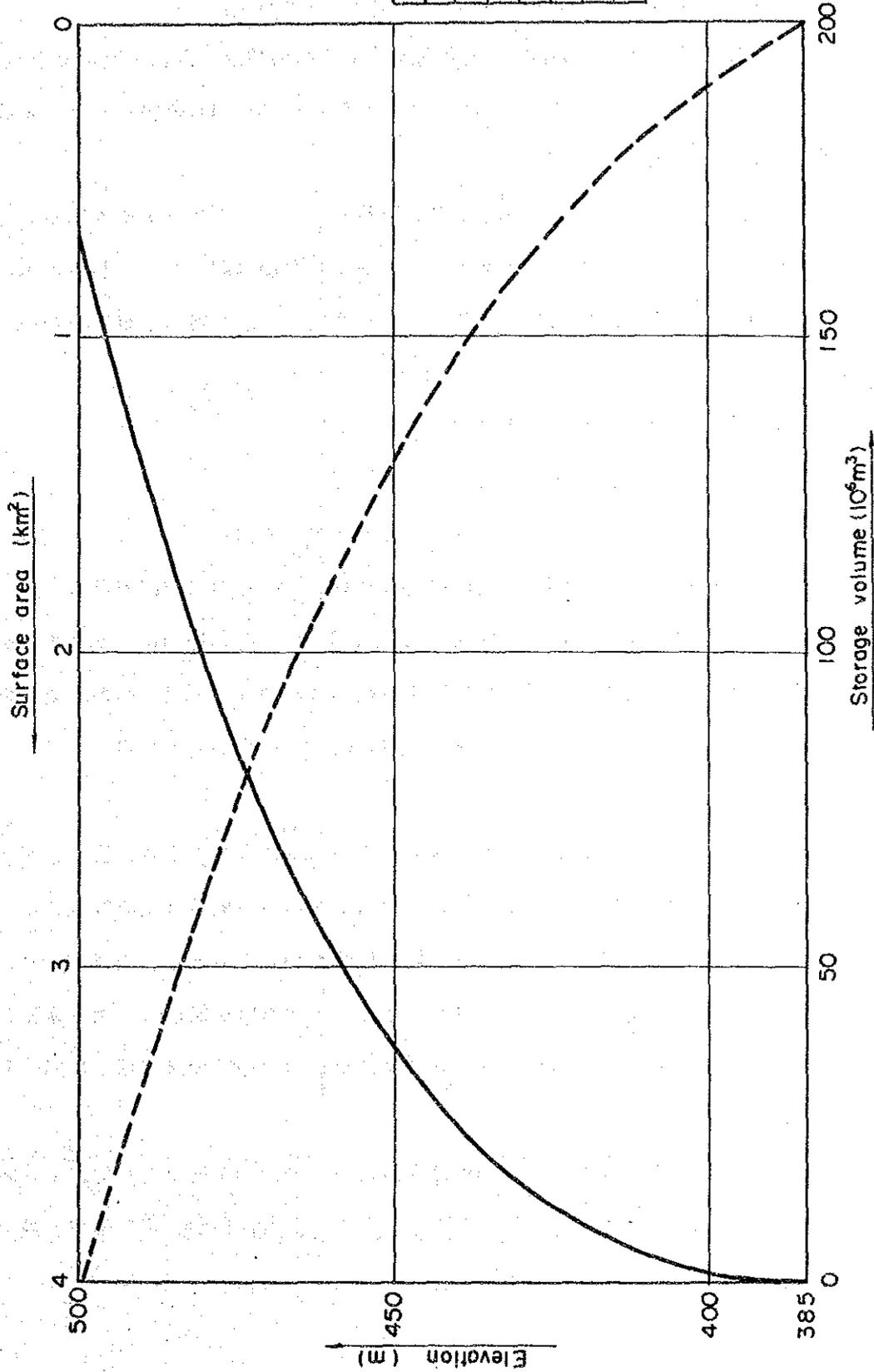


Fig. 9-23 Study on Effective Storage Capacity of Artvin Reservoir



E.L.	Area (km²)	Volume (10⁶m³)
446.5	0.00	0.0
460	0.13	0.9
480	0.50	6.9
500	1.21	23.7

Fig. 9-24 Artvin Reservoir Storage Capacity and Area Curve (Upstream Dam Site)



E.L.	Area (km ²)	Volume (10 ⁶ m ³)
385	0.00	0.0
400	0.21	1.6
420	0.56	9.0
440	1.07	25.3
460	1.81	53.3
480	2.77	98.6
500	4.08	166.8

Fig. 9-25 Artvin Reservoir Storage Capacity and Area Curve (Downstream Dam Site)

イト・上流発電所案は最大使用水量放流時はFig. 9-26に示す通り、Deriner貯水池の水位による影響はほとんど受けずEL 393.5mとした。下流発電所案は放水口地点がDeriner貯水池のHWLより低いところにあるため、貯水池の水位変動を考慮する必要がある。

Yusufeli計画のDeriner計画への影響は次項に記述するがDeriner貯水池の水位の確率分布はFig. 9-27の通りとなり、50%超過確率値はEL 382mである。

Deriner貯水池水位がEL 382mの時の最大使用水量放流時の放水口水位を放水位としEL383.2mと決定する。下流ダムサイト案についても同様にEL 384.1mと決定した。各放水口での放水位を各々Fig. 9-28, 29に示す。

比較検討の結果はTable 9-17, 18 に示す通り、下流ダムサイトのアーチダム案が最も経済性が良くなった。地質調査が未了であり、現時点では基礎処理について判断が困難な点もあるが、本レポートにおいてはアーチダム案を選定した。各案の工事費をTable 9-19に示す。

なお、比較案の基本設計の概要を以下に記述する。

(a) ロックフィルダム：上流ダムサイト案

ダムは中央しゃ水壁型ロックフィルダムで法面勾配は上流側に1:2.2、下流側に1:1.9とする。高さ115m、堤頂長125mで総堤体積は約 $1.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。シュート式洪水吐は左岸のコルを利用して配置され、幅13.5m、高さ15.0mのラジアルゲート4門が掘えられる。堤体上流面法尻に接する細尾根を切り、洪水吐への必要通水断面を確保する。また、シュート末端部下流右岸の斜面堆積物の安定を損なわないよう洪水の排水を考える。

発電水路は左岸に位置し、取水口、導水路トンネル、調圧水槽、水圧鉄管、地下発電所、放水路トンネル、放水口から成る。導水路トンネルの延長は上流放水口案で7,910m、下流放水口案で9,200mとなり、経済性の点から1条とし、内径9.8mとする。調圧水槽は制水口式とし、内径18.0mの水槽に上部水室を設ける。上部水室は取付トンネルの一部を拡幅して利用する。水槽基部は負荷急増時の水位低下に対応して標高が設定された。

仮排水トンネルは右岸に設けられ、25年確率洪水 $1,350 \text{ m}^3/\text{s}$ を対象として、トンネル内径9.5m、上流2次締切標高485mとする。貯水がごく短期間ですむので、放水路は設置しない。

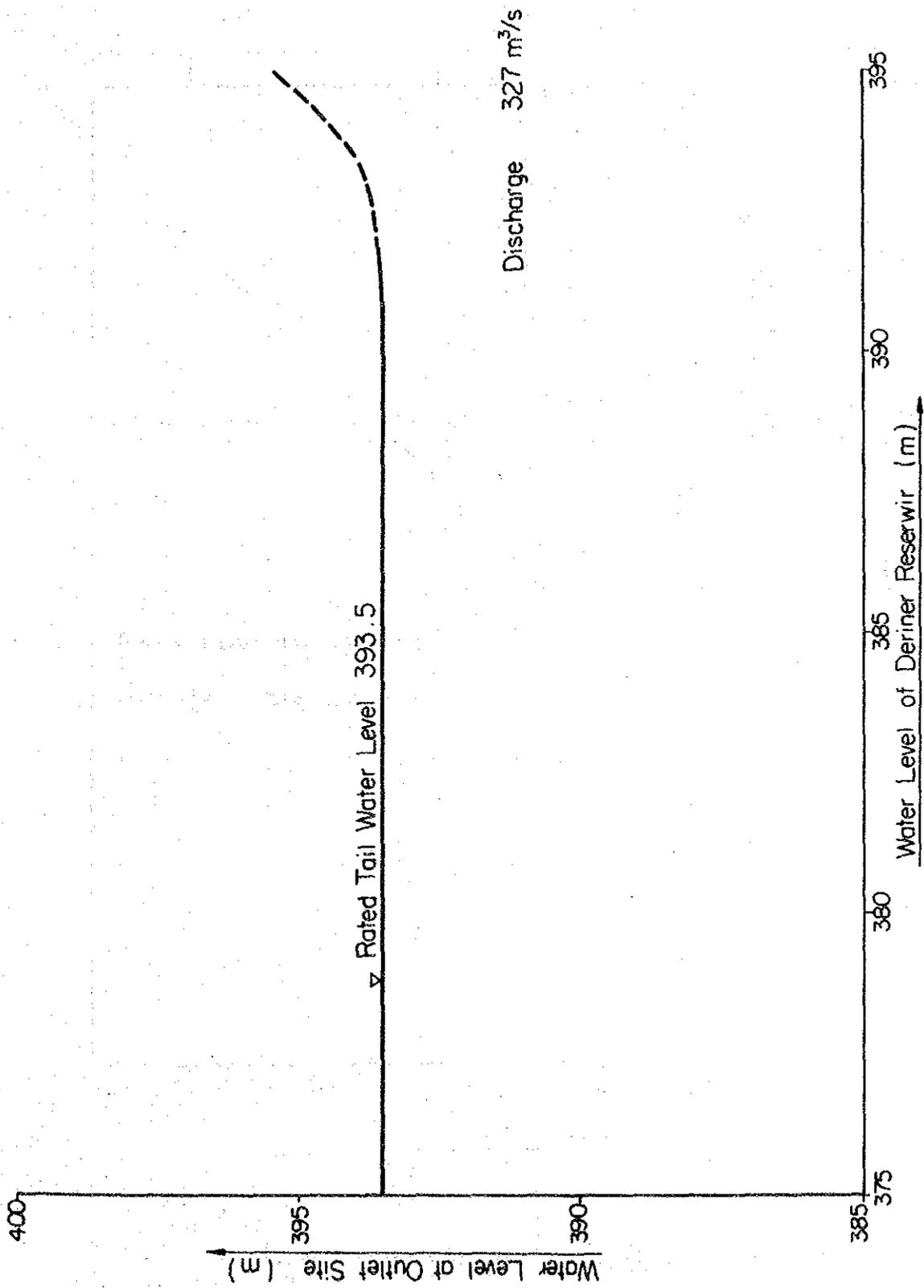


Fig. 9-26 Tail Water Level of Artvin Power Plant
(Upstream Dam Site - Upper Power Plant)

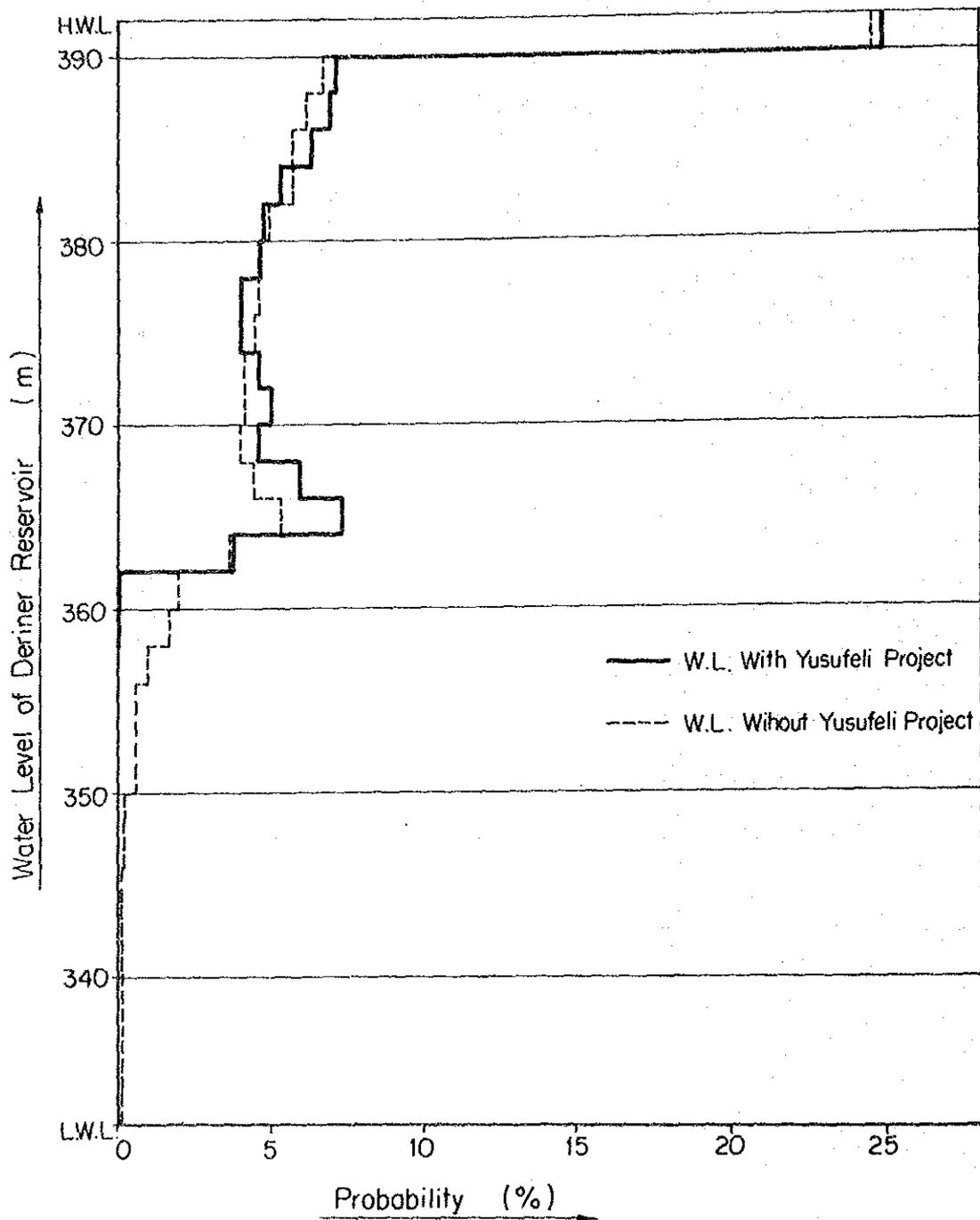


Fig. 9-27 Water Level Frequency of Dariner Reservoir

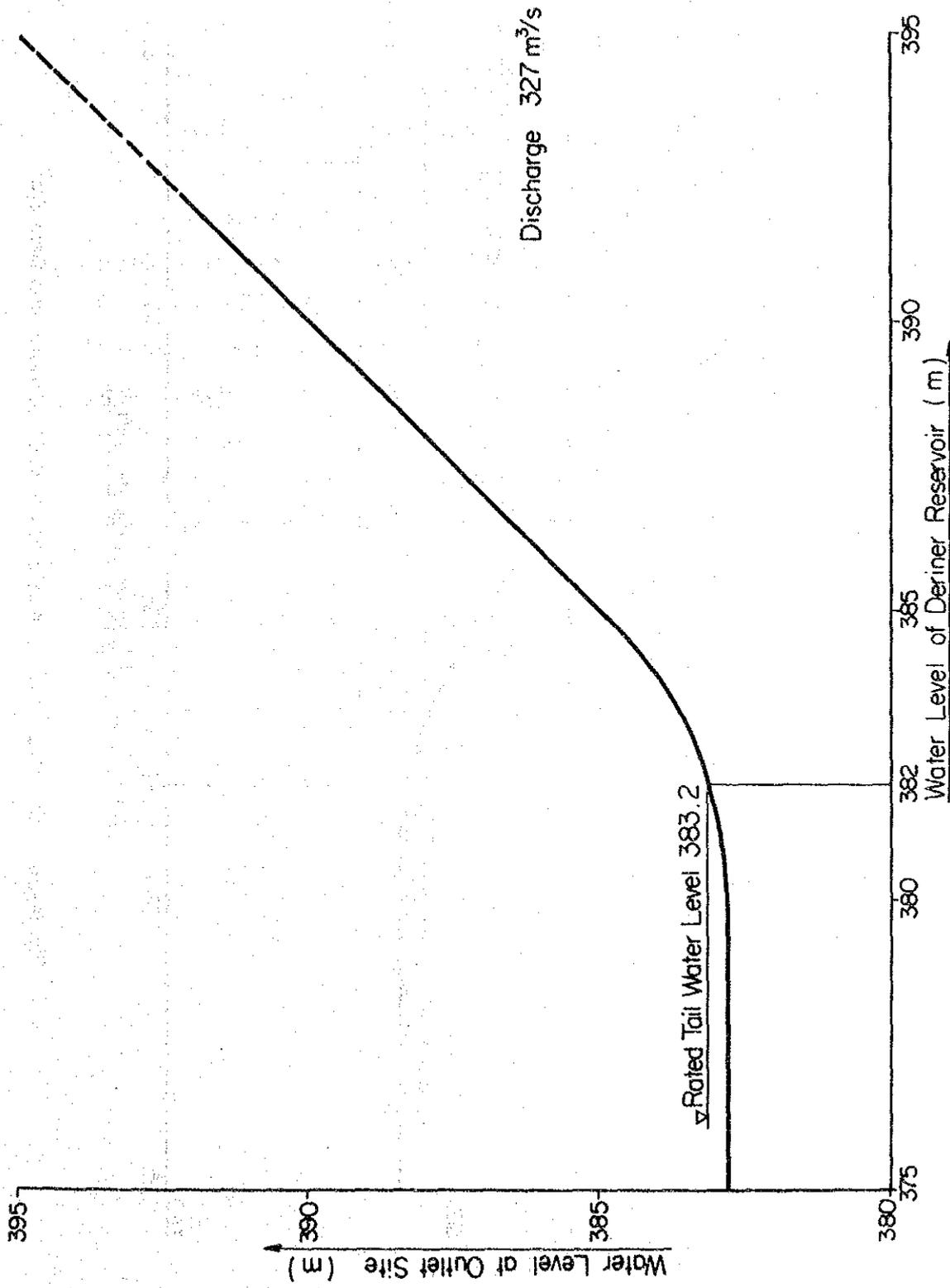


Fig. 9-28 Tail Water Level of Artvin Power Plant (Upstream Dam Site - Lower Power Plant)

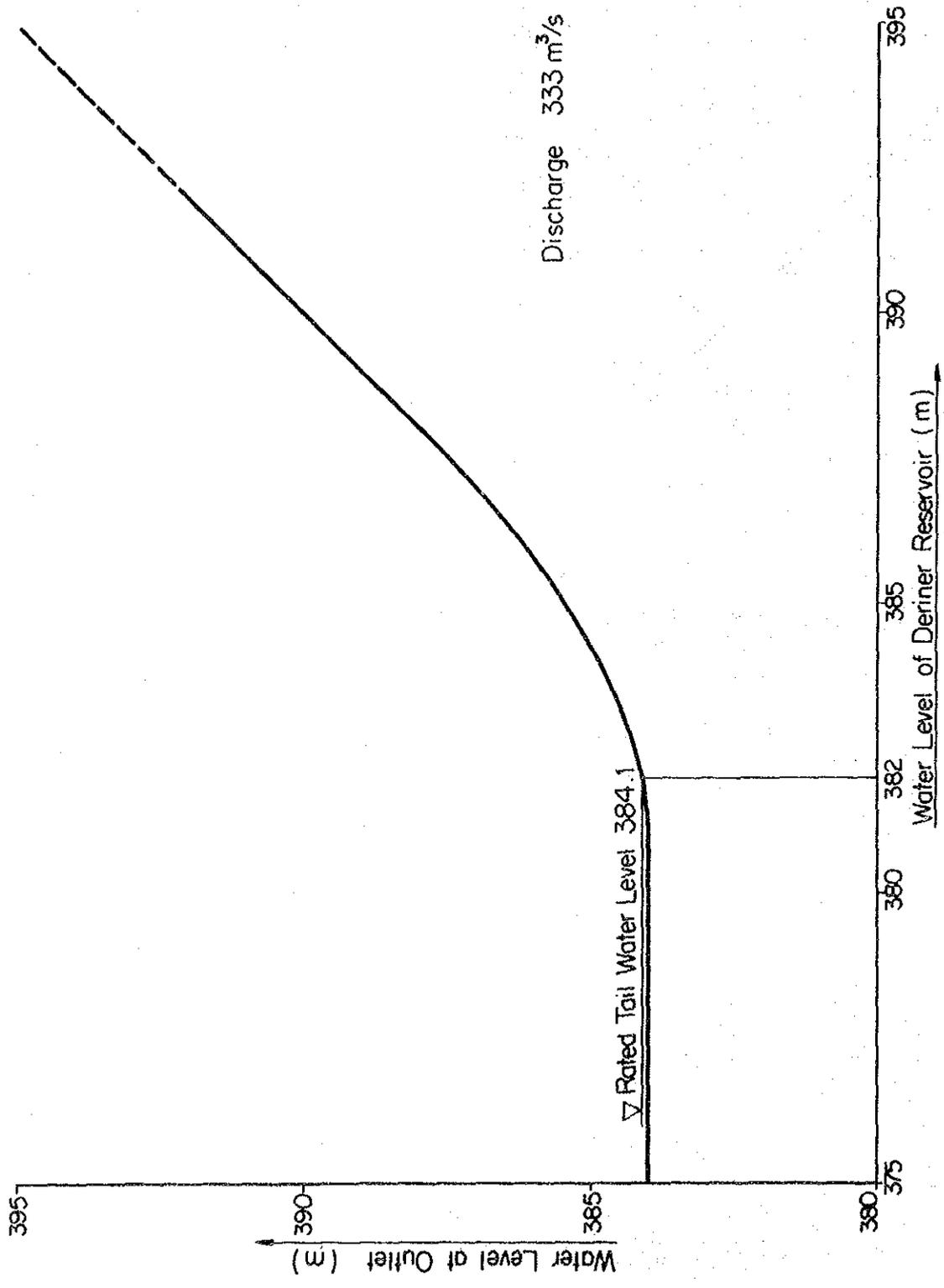


Fig. 9-29 Tail Water Level of Artvin Power Plant (Downstream Dam Site)

Table 9-17 Study on Optimum Layout of Artvin Project (1)

* Alternative Power Plant Coal-fired One

Item	Unit	Upstream Dam Site (Rockfill Dam)		Downstream Dam Site	
		Upper Power Plant	Lower Power Plant	(Arch Gravity Dam)	(Arch Dam)
Installed Capacity	MW	262	286	322	320
Maximum Discharge	m ³ /s	327	327	333	333
Rated Effective Head	m	95.0	103.8	113.7	112.9
Firm Peak Power	MW	260.7	274.1	305.6	303.6
Annual Energy	GWh	836.2	889.8	995.2	988.8
Investment Cost	10 ⁶ TL	148,900	162,600	145,700	139,300
Internal Rate of Return	%	38.2	34.9	39.0	41.7
Surplus Benefit (B-C)	10 ⁶ TL	13,710	13,910	19,060	19,480
Benefit Cost Ratio (B/C)	-	1.89	1.83	2.25	2.34
Energy Cost	TL/ KWh	19.0	19.5	15.7	15.2

Table 9-18 Study on Optimum Layout of Artvin Project (2)

* Alternative Power Plant Oil-fired one

Item	Unit	Upstream Dam Site (Rockfill Dam)		Downstream Dam Site	
		Upper Power Plant	Lower Power Plant	(Arch Gravity Dam)	(Arch Dam)
Installed Capacity	MW	262	286	322	320
Maximum Discharge	m ³ /s	327	327	333	333
Rated Effective Head	m	95.0	103.8	113.7	112.9
Firm Peak Power	MW	260.7	274.1	305.6	303.6
Annual Energy	GWh	836.2	889.8	995.2	988.8
Investment Cost	10 ⁶ TL	148,900	162,600	145,700	139,300
Internal Rate of Return	%	27.4	26.1	30.0	31.5
Surplus Benefit (B-C)	10 ⁶ TL	17,980	18,540	24,250	24,640
Benefit Cost Ratio (B/C)	-	2.17	2.11	2.60	2.70
Energy Cost	TL/ KWh	19.0	19.5	15.7	15.2

Table 9-19 Investment Cost of Layout Alternative Plans (Artvin Project)

(unit: 10⁶ TL)

Item	Upstream Dam (Rockfill Dam)		Downstream Dam		Remarks
	Upper Power Plant	Lower Power Plant	(Arch Gravity Dam)	(Arch Dam)	
Civil Works					
Dam	69,200	75,900	53,600	48,900	
Care of River Dam Spillway	10,900	10,900	32,300	26,200	
Waterway	(3,200)	(3,200)	(2,400)	(2,500)	
Powerhouse	(5,000)	(5,000)	(29,900)	(23,700)	
Access Road	(2,700)	(2,700)	-	-	
Camp Facility	37,200	42,700	-	2,800	
Physical Contingency	6,000	6,000	7,700	6,900	
Hydraulic Equipment	500	800	1,000	1,000	
Electromechanical Equipment	5,600	5,600	5,600	5,600	
	9,000	9,900	7,000	6,400	
	3,400	3,500	3,400	4,100	
	28,400	31,000	34,900	34,700	
Total	101,000	110,400	91,900	87,700	
Project Controlling	15,200	16,600	13,800	13,200	
Land Acquisition	200	200	700	700	
Relocation of Road	1,100	1,100	6,300	6,300	
Project Cost	117,500	128,300	112,700	107,900	
Interest during Construction	31,400	34,300	33,000	31,400	
Investment Cost	148,900	162,600	145,700	139,300	

(b) アーチ重力ダム：下流ダムサイト案

ダムは高さ 160 m、上流面半径 150 m、堤頂長 188.5 m、下流面勾配 1 : 0.55 のアーチ重力式で、堤体積は約 $910 \times 10^3 \text{ m}^3$ となる。堤体内部 BL 450 m 付近に底部放流路を設置する。

洪水吐はダム中央に幅 13.5 m、高さ 15.0 m のラジアルゲート 3 門を有するシュート式でその両側に自由越流部を設け、Yusufeliダムにおける最大洪水吐放流量に残流域の洪水量を加えた設計洪水量 $8,200 \text{ m}^3$ を流下させ得る。シュートを流下した洪水はフリップバケットによりダムより充分離れた地点に落下する。

発電所は左岸ダム直下、自由越流部の下に置かれゲート式越流部とは導流壁で仕切られる。内径 6.6 m の 2 条の鉄管は発電所入口で内径 5.3 m に絞られ、それぞれ 2 台の立軸フランシス水車に直結する。

河川処理計画は 10 年確率洪水率 $1,120 \text{ m}^3/\text{s}$ に基づいて検討し、上流 2 次締切標高 406 m、河川の形状から仮排水トンネルは左岸側に配置し、内径 10.0 m、1 条の圧力トンネル式とする。

(c) アーチダム：下流ダムサイト案

ダムは高さ 160 m、堤頂長 217 m の二心等厚円弧アーチである。

荷重分割法による応力解析の結果、頂部における堤体厚は 8 m、基部で 25 m となり、総コンクリート量は $500 \times 10^3 \text{ m}^3$ に達する。底部放流路は堤体内、標高 450 m 付近に設ける。

洪水吐は、ダム堤頂の中央越流式とし、幅 13.0 m、高さ 15.0 m のラジアルゲート 4 門にて設計洪水量 $8,200 \text{ m}^3/\text{s}$ を流下させる。自由落下した洪水はダム直下に設けられる底部標高 347 m、底部水平長 120 m の減勢池により減勢される。

発電水路及び地下発電所は左岸側に配置される。水路延長が短いので、取水口より内径 6.5 m ~ 5.2 m の立坑鉄管路 2 条により、2 台の立軸フランシス水車に結ばれる。放水路も短いので、2 条のまま放水口へ直進する。

河川処理計画は、10 年確率洪水量 $1,120 \text{ m}^3/\text{s}$ に基づいて検討し、上流 2 次締切標高 406 m、仮排水トンネルは右岸側に配置し、内径 10.0 m、1 条の圧力トンネル式とする。

9.2 最適開発計画

9.2.1 Yusufeli計画

1/5000 地形図の精度で選定された最適開発計画について、1/1000地形図の精度でさらに詳細な検討をした。諸元決定に必要な河川水位は中間報告書提出後、E I Eより提供された実測河川縦横断を用いて再度算定し直した。入手した河川縦横断資料をAppendixに示す。

基準放水水位はArtvin貯水池がHWL 500 mの時に最大使用水量を放流した時の水位とした。粗度係数0.05を用いた不等流計算の結果はFig. 9-30の通りで、基準放水水位をBL. 500.4mと決定した。損失落差は、予備設計に基づいて算定し、5.5mとした。

以上の再検討の結果、Yusufeli計画の最適開発計画はダム高 270mのロックフィルダムにより貯水池満水位EL. 710m、有効貯水容量 1.080×10^6 m³、利用水深40mを確保、最大使用水量 321m³/s、基準有効落差 190.8mにより設備出力 540MW (180 MW×3) 年間可能発生電力量 $1,704.6 \times 10^6$ kWh を得る計画となった。

1942年から1983年までの42年間についてYusufeli貯水池を運用した時の使用水量、蒸発量、溢水量をTable 9-20に示す。又、各月の貯水量、補給量および貯水池水位はFig. 9-31に、Yusufeli発電所の発生電力量および月最低出力をTable 9-21, 22、Fig. 9-32に示す。

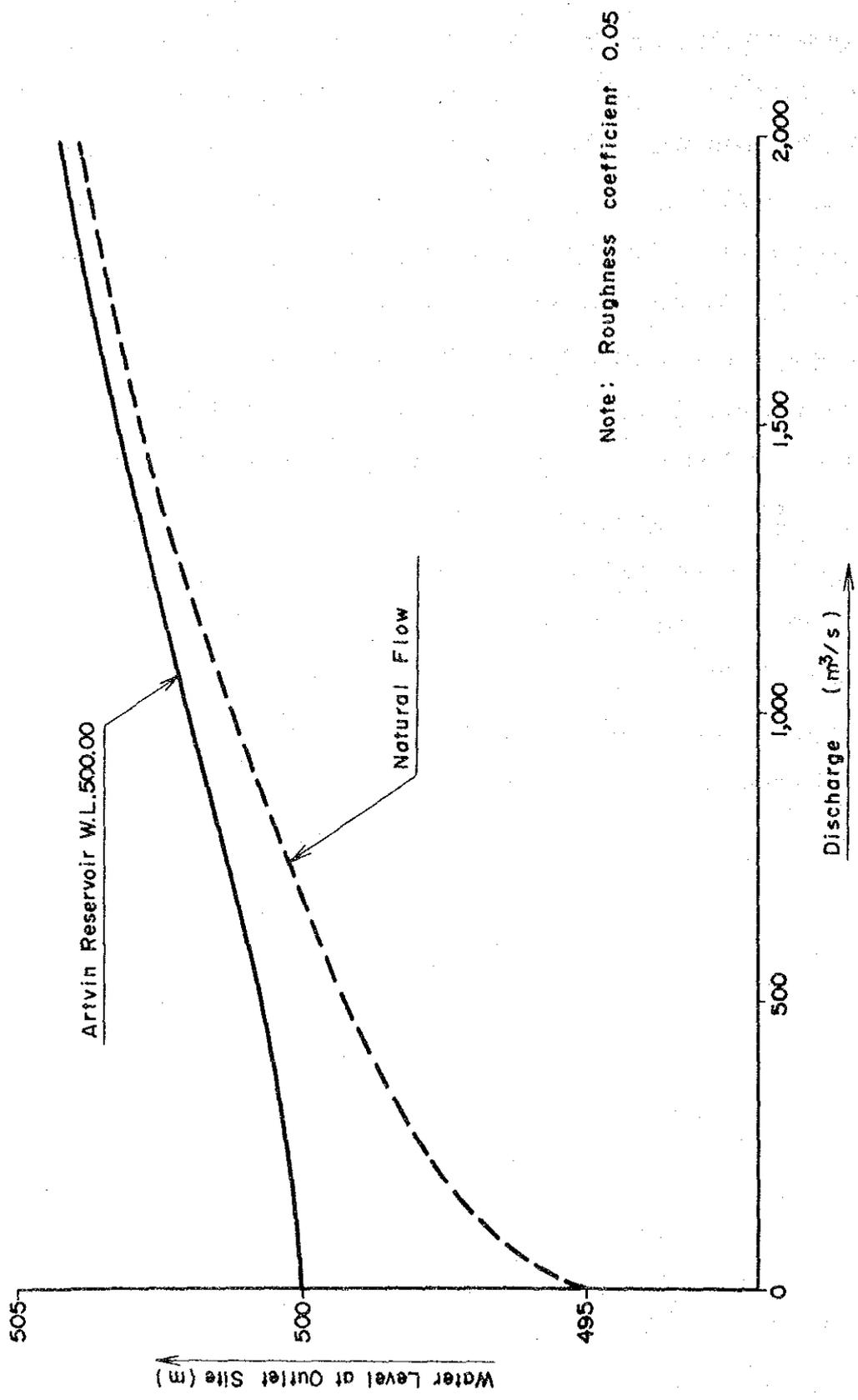


Fig. 9-30 Tail Water Level of Yusufeli Power Plant

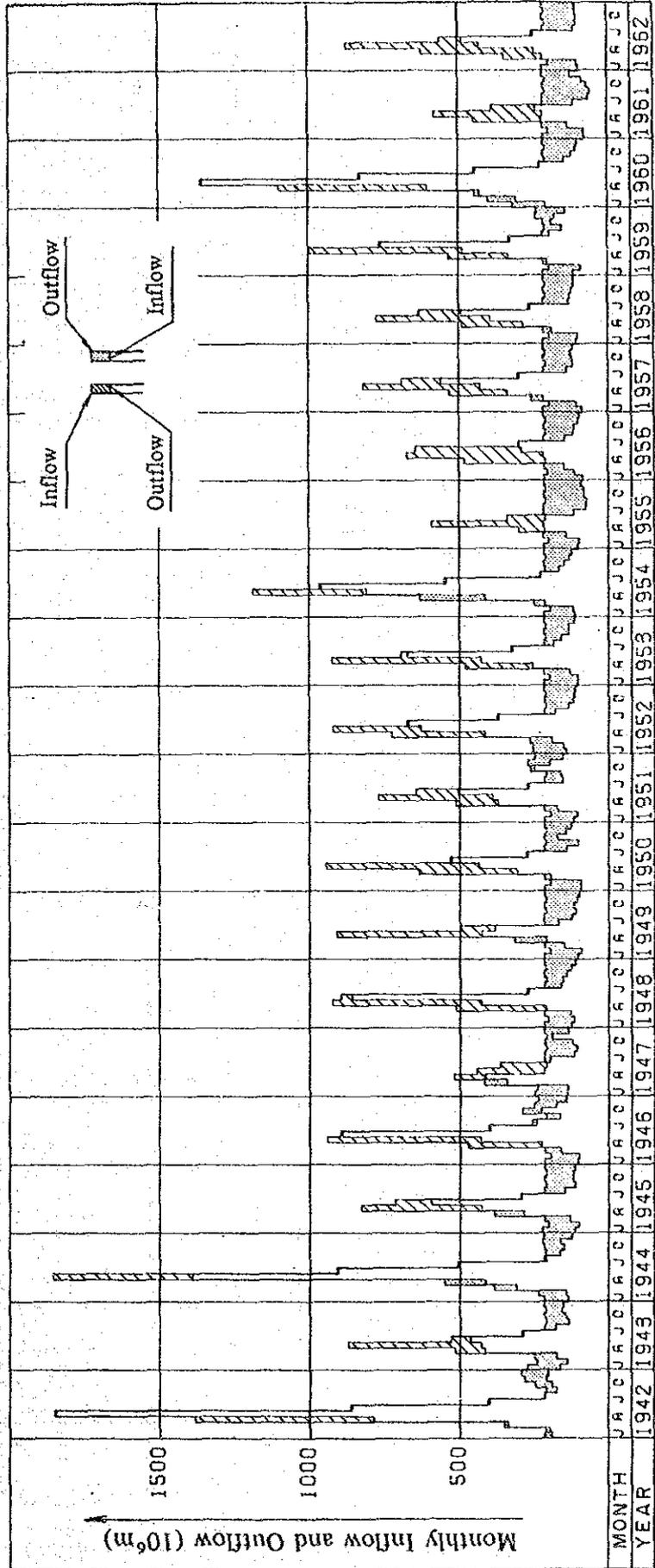
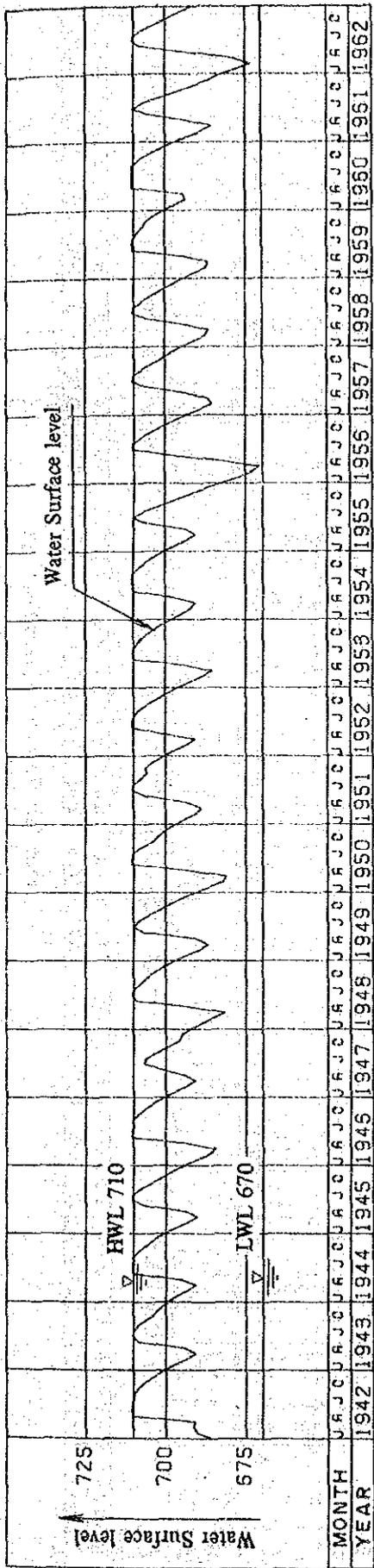
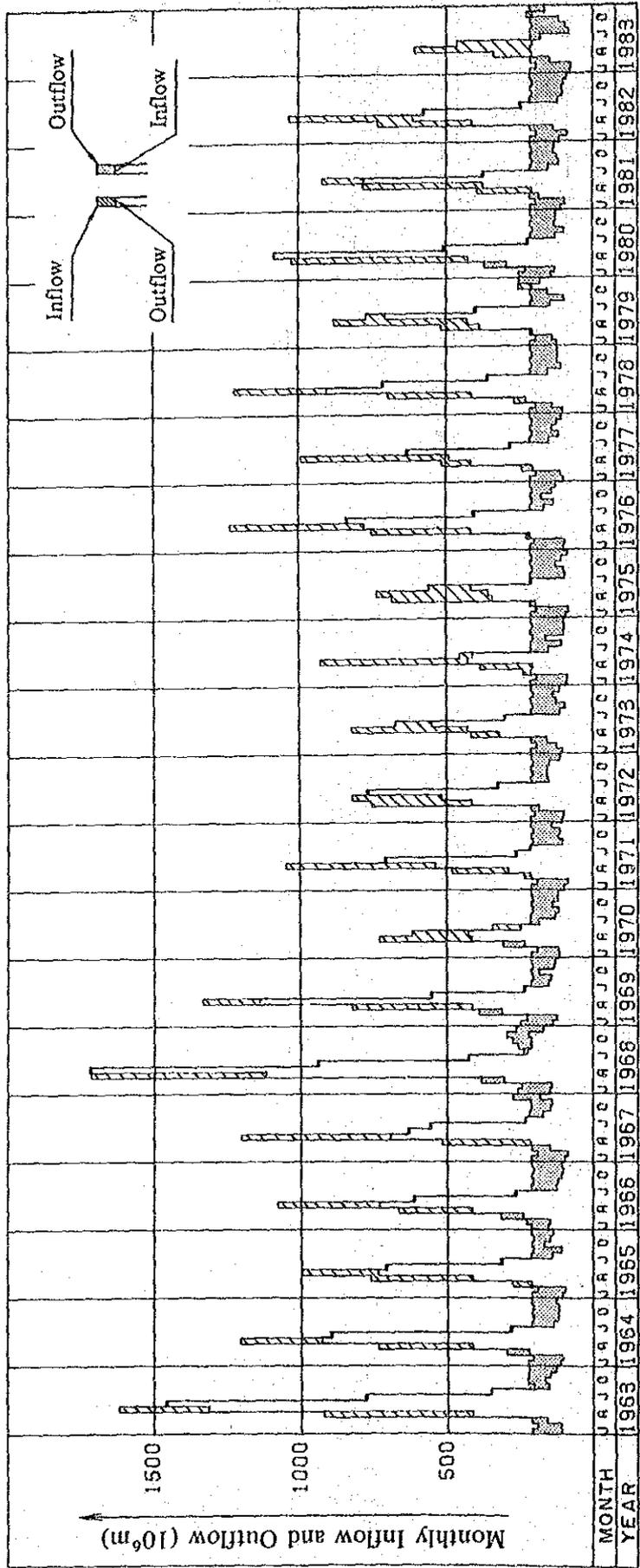
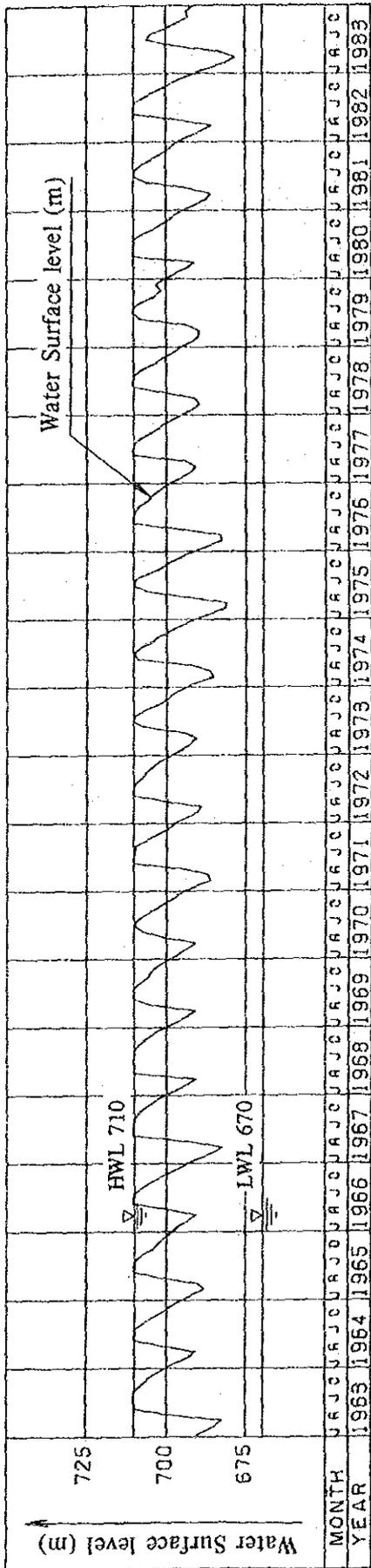


Fig. 9-31 Yusufeli Reservoir Operation (1)



Yusufeli Reservoir Operation (2)

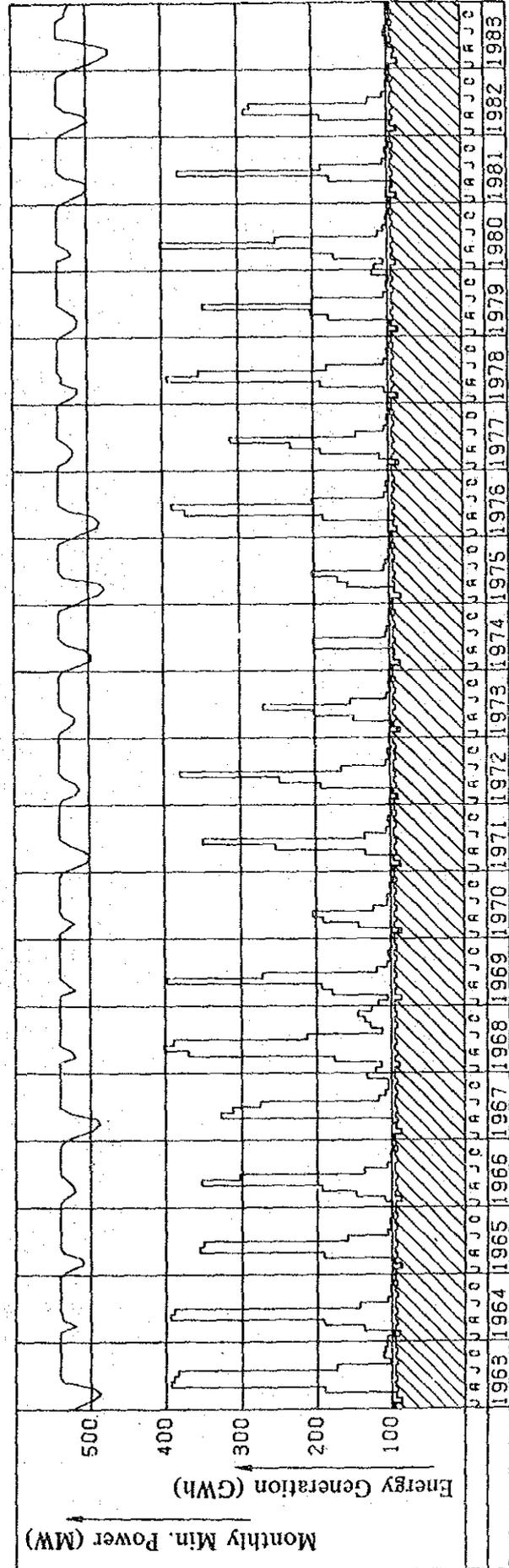
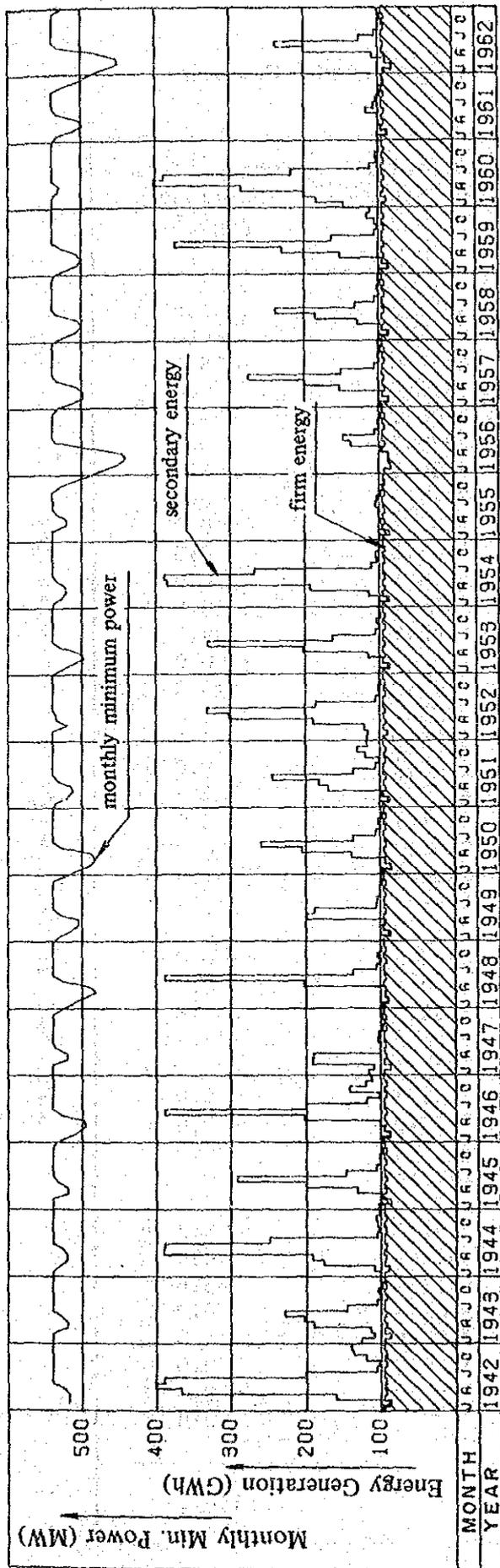


Fig. 9-32 Energy Generation and Monthly Minimum Peak Power of Yusufeli Power Station

Table 9-20 Summary of Operation Study of Yusufeli Reservoir

Year	Inflow (10^6m^3)	Evaporation (10^6m^3)	Discharge for Power (10^6m^3)	Outflow from Spillway (10^6m^3)
1942	6213.1	38.0	4815.5	1091.8
1943	3426.7	37.1	3428.0	0.0
1944	5204.4	37.5	4443.0	685.4
1945	3160.2	36.8	3312.3	0.0
1946	4034.0	37.2	3708.9	99.0
1947	2806.1	35.4	3025.3	0.0
1948	3648.8	36.7	3401.9	66.5
1949	2787.0	36.1	2926.3	0.0
1950	3448.4	36.6	3237.1	0.0
1951	3512.5	37.0	3364.0	0.0
1952	3823.8	37.4	3923.3	0.0
1953	3475.5	37.0	3376.7	0.0
1954	4570.9	37.6	4290.9	169.2
1955	2093.4	35.6	2547.9	0.0
1956	3021.5	35.2	2709.1	0.0
1957	3399.4	36.5	3322.1	0.0
1958	3155.4	36.5	3129.0	0.0
1959	3870.8	37.1	3649.4	0.0
1960	5389.0	38.1	4877.3	564.3
1961	2209.5	35.3	2578.7	0.0
1962	3366.7	36.0	3101.3	0.0
1963	6128.6	37.4	4666.7	1158.8
1964	4209.8	37.2	4117.5	213.1
1965	3991.7	37.2	3873.0	0.0
1966	3769.8	37.1	3870.5	0.0
1967	4151.3	37.2	3899.9	0.0
1968	6473.9	38.1	5064.9	1730.8
1969	4280.6	37.6	3961.8	323.6
1970	2987.8	36.9	3098.1	0.0
1971	3630.5	37.0	3500.1	0.0
1972	3803.7	37.4	3727.9	0.0
1973	3191.6	36.6	3301.3	0.0
1974	2907.2	36.1	2953.4	0.0
1975	3073.3	36.1	3031.6	0.0
1976	4399.3	36.9	4091.3	43.2
1977	3471.1	37.0	3541.5	0.0
1978	4129.3	37.1	4017.4	85.6
1979	3869.4	36.8	3661.6	0.0
1980	4021.6	37.5	3901.6	264.0
1981	3519.0	36.5	3438.7	0.0
1982	3441.6	36.7	3541.9	0.0
1983	2573.9	34.0	2535.5	0.0
Average	3777.2	36.8	3594.4	146.1

Table 9-21 Energy Generation of Yusufeli Power Plant

(unit: GWh)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL.
1942	98.2	88.6	160.0	366.7	401.8	388.9	201.2	105.5	107.1	120.2	137.1	159.6	2309.8
1943	125.7	109.3	114.1	191.0	202.3	228.6	145.2	105.5	101.1	103.6	98.3	106.6	1625.9
1944	100.5	109.1	177.3	191.6	389.9	388.9	249.0	105.5	102.1	104.5	104.4	100.0	2126.8
1945	103.3	91.8	98.6	131.6	200.9	292.0	147.2	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1576.6
1946	98.8	87.6	95.4	101.0	203.4	388.9	200.1	118.7	102.2	142.1	120.7	112.0	1771.0
1947	115.9	109.0	191.9	191.1	100.5	99.3	103.6	102.6	97.4	100.5	97.2	99.5	1408.5
1948	97.8	89.9	94.1	93.2	202.8	388.2	156.2	105.5	101.1	103.6	98.3	100.5	1611.8
1949	100.3	88.3	96.7	94.0	198.9	188.4	105.5	104.5	99.3	100.6	97.2	99.2	1373.4
1950	97.0	85.5	93.2	138.5	205.3	260.2	137.0	105.5	100.5	102.6	97.4	100.5	1523.5
1951	100.4	89.1	97.4	169.7	182.7	245.6	135.8	105.5	101.1	120.6	131.4	117.4	1596.1
1952	116.9	116.2	121.1	190.5	302.5	331.0	186.0	105.5	101.1	102.6	98.3	100.5	1872.4
1953	99.8	88.4	96.2	115.6	202.8	330.2	163.1	105.5	101.1	103.6	98.3	100.6	1605.2
1954	100.3	89.8	114.3	182.9	384.6	388.9	268.1	110.8	103.2	104.5	100.3	101.6	2059.3
1955	100.5	91.0	100.3	97.6	100.6	101.1	105.5	102.6	97.4	100.1	94.5	95.2	1186.5
1956	92.5	84.1	87.2	87.7	97.8	138.7	148.6	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1241.3
1957	98.2	86.8	95.6	153.5	200.9	275.1	150.7	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1566.0
1958	99.1	87.9	96.0	129.3	185.2	239.5	131.8	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1474.0
1959	99.0	87.3	96.0	151.9	230.5	373.3	163.4	105.5	101.1	104.5	115.5	111.3	1740.0
1960	147.3	184.2	199.1	285.5	401.8	398.9	218.3	110.3	102.1	104.5	99.3	100.6	2340.7
1961	100.4	84.5	96.1	99.5	100.6	116.5	105.5	102.6	97.2	99.6	94.0	94.8	1195.4
1962	92.6	81.3	90.5	108.1	200.9	236.8	125.1	104.5	100.3	100.6	97.2	99.5	1439.5
1963	97.5	86.4	94.2	189.9	393.6	388.9	383.2	173.8	102.1	111.5	108.6	106.0	2235.7
1964	106.0	96.6	137.3	190.5	393.6	388.9	142.6	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1960.9
1965	99.5	88.1	97.2	190.5	355.5	350.1	159.2	105.5	100.3	102.6	98.3	100.6	1847.6
1966	100.5	108.7	147.4	193.5	352.8	303.0	155.9	105.5	100.3	101.6	97.2	100.6	1848.9
1967	98.3	86.9	94.4	99.2	327.8	311.7	275.1	117.2	108.6	104.5	104.7	132.6	1861.0
1968	121.0	113.2	176.7	370.1	401.8	388.9	212.6	112.3	128.3	135.4	144.2	126.4	2431.1
1969	117.2	104.5	179.6	192.5	397.5	272.0	119.2	105.5	101.1	103.6	99.3	100.6	1892.7
1970	100.5	90.4	143.0	190.5	294.8	123.5	105.5	104.5	99.3	101.6	97.2	100.5	1461.2
1971	98.8	87.4	95.9	133.8	254.2	350.0	134.1	105.5	101.1	103.6	98.3	100.5	1603.2
1972	100.5	92.2	97.3	193.4	238.8	378.8	165.1	105.5	101.1	103.6	99.3	100.6	1786.3
1973	100.5	89.9	98.4	149.3	200.9	269.3	152.5	104.5	99.3	101.6	97.2	100.5	1564.0
1974	98.4	86.9	95.3	200.9	201.7	201.7	105.5	103.6	99.3	100.6	97.2	99.2	1382.9
1975	97.0	85.4	93.1	155.0	168.8	203.3	107.0	104.5	99.3	100.6	97.2	99.4	1410.7
1976	97.2	88.7	93.8	187.8	371.0	388.9	202.4	105.5	101.1	103.6	99.3	100.6	1940.0
1977	100.5	89.9	111.9	191.0	231.2	311.1	142.8	105.5	100.3	102.6	97.4	100.5	1684.6
1978	99.4	88.3	105.2	190.5	393.6	331.6	181.5	105.5	100.3	101.6	97.4	100.5	1913.4
1979	99.4	88.4	97.3	178.6	202.8	346.3	200.9	105.5	100.3	101.6	98.3	120.5	1740.0
1980	117.7	105.9	171.0	200.3	401.8	249.7	112.8	105.5	100.3	101.6	97.2	100.5	1864.3
1981	99.0	87.9	95.8	94.2	177.3	379.3	188.5	105.5	100.3	102.6	97.4	100.5	1628.3
1982	99.9	88.5	96.1	189.7	291.8	283.5	124.7	105.5	100.3	101.6	97.2	99.5	1678.4
1983	97.0	85.2	92.3	89.9	97.9	98.3	103.6	101.6	97.2	99.9	96.0	98.9	1157.9
AVE	103.1	94.6	114.9	165.3	256.3	288.8	161.5	107.7	101.2	105.0	102.1	104.0	1704.6

Table 9-22 Monthly Minimum Peak Power of Yusufeli Power Plant

(unit: MW)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVE.
1942	517.6	517.3	517.9	524.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	533.2
1943	540.1	540.1	520.3	520.3	528.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	535.8
1944	540.1	530.9	520.3	520.3	526.5	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	534.9
1945	540.1	540.1	519.2	519.2	533.6	539.8	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	535.8
1946	519.6	504.2	495.5	497.8	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	527.2
1947	540.1	540.1	520.3	520.3	536.2	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	538.8	540.1	535.3
1948	512.2	497.5	482.2	489.4	526.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	524.0
1949	530.1	516.8	504.4	504.4	530.6	539.8	540.1	540.1	540.1	540.1	538.3	521.2	528.9
1950	502.9	486.6	481.5	489.6	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	522.4
1951	535.1	519.9	512.6	515.0	533.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	533.1
1952	540.1	540.1	520.3	535.5	536.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	537.8
1953	527.3	512.6	498.1	503.0	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	529.1
1954	537.9	527.1	520.3	522.9	534.3	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	535.3
1955	540.1	540.1	520.3	520.3	533.6	540.1	539.4	540.1	540.1	528.2	509.7	488.5	528.4
1956	468.1	450.4	440.4	445.2	493.8	536.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	534.5	505.8
1957	512.4	497.5	497.6	506.7	533.6	538.8	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	538.3	527.1
1958	521.3	506.2	500.4	505.3	533.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	537.3	528.7
1959	521.4	505.2	501.1	506.1	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	528.5
1960	540.1	540.1	531.7	529.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	538.5
1961	533.2	512.3	497.6	502.9	533.6	540.1	539.7	540.1	540.1	524.5	503.7	488.1	521.3
1962	468.9	450.3	452.8	479.8	533.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	539.8	525.9	512.6
1963	509.9	495.7	487.1	496.6	535.5	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	525.5
1964	540.1	540.1	520.3	535.5	537.8	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.0	537.9
1965	526.0	510.6	510.6	535.2	539.9	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	533.6
1966	540.1	530.9	520.3	522.9	531.3	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	535.0
1967	516.4	497.1	487.4	492.0	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	525.1
1968	540.1	540.1	520.3	524.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	537.2
1969	540.1	540.1	520.3	529.7	539.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	537.5
1970	540.1	530.8	520.3	535.5	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	536.8	537.0
1971	519.2	502.4	499.9	507.3	528.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	528.1
1972	534.9	518.6	513.3	518.1	535.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	533.4
1973	538.7	528.4	520.0	519.9	535.6	539.2	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	535.6	534.7
1974	516.6	497.0	497.1	504.9	530.5	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	538.7	521.1	525.5
1975	503.0	485.2	477.8	485.0	533.6	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	524.3	520.8
1976	504.3	487.3	484.9	493.3	526.9	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	523.1
1977	538.8	527.1	520.5	520.3	528.9	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	539.7	534.7
1978	525.1	514.0	514.0	516.3	533.9	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	538.7	533.3
1979	525.9	514.7	513.9	516.4	527.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	531.6
1980	540.1	540.1	520.3	524.7	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	537.6	537.0
1981	521.1	505.2	499.0	501.5	530.5	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	540.1	528.2
1982	528.6	512.3	498.1	503.0	530.9	540.1	540.1	539.5	540.1	540.1	540.1	525.0	528.2
1983	502.4	483.6	470.5	470.3	497.9	539.4	540.1	540.1	540.1	528.7	526.2	522.8	513.5
AVE	524.8	513.7	504.1	510.2	531.2	539.9	540.1	540.1	540.1	539.2	538.1	534.2	529.6
MIN	468.1	450.3	440.4	445.2	493.8	536.6	539.4	539.5	540.1	524.5	503.7	488.1	505.8

9.2.2 Artvin計画

Artvin計画については1/1000地形図の入手が出来なかったので、最適開発計画は開発方式及び開発規模の検討で用いた1/5000地形図精度のものである。

Artvin計画の最適開発計画はダム高 160mのアーチダムにより、貯水池満水位 500m、有効貯水容量 4×10^6 m³、利用水深 1 mを確保し、最大使用水量 333m³/s、基準有効落差 112.9mにより設備出力 320MW (160 MW \times 2)、年間可能発生電力量 988.8×10^6 kWh を得る計画である。

1942年から1983年までの42年間についてArtvin貯水池を運用した時の使用水量、蒸発量、溢水量をTable 9-23に示す。又、Artvin発電所の発生電力量及び月最低出力をTable 9-24, 25、Fig. 9-33に示す。

Table 9-23 Summary of Operation Study of Artvin Reservoir

Year	Inflow (10^6m^3)	Evaporation (10^6m^3)	Discharge for Power (10^6m^3)	Outflow from Spillway (10^6m^3)
1942	6068.5	4.8	5076.7	980.8
1943	3519.2	4.8	3514.3	0.1
1944	5259.8	4.8	4648.4	606.3
1945	3369.0	4.8	3364.6	0.0
1946	3857.1	4.8	3826.9	25.7
1947	3078.1	4.8	3073.6	0.0
1948	3518.6	4.8	3513.6	0.0
1949	2967.0	4.8	2962.1	0.0
1950	3293.4	4.8	3288.9	0.0
1951	3416.0	4.8	3410.4	0.0
1952	3969.3	4.8	3964.6	0.1
1953	3423.7	4.8	3418.8	0.0
1954	4522.8	4.8	4416.4	102.0
1955	2573.4	4.8	2568.9	0.0
1956	2763.0	4.8	2756.6	0.0
1957	3387.7	4.8	3382.8	0.1
1958	3206.8	4.8	3202.2	0.1
1959	3738.5	4.8	3733.2	0.0
1960	5616.1	4.8	5104.4	501.3
1961	2661.3	4.8	2656.5	0.1
1962	3225.1	4.8	3220.5	0.1
1963	5963.9	4.8	4884.0	1074.6
1964	4426.5	4.8	4324.0	97.9
1965	3998.8	4.8	3993.8	0.0
1966	3966.0	4.8	3961.0	0.2
1967	4017.3	4.8	4012.2	0.0
1968	6689.6	4.8	5319.5	1365.1
1969	4340.2	4.8	4054.7	280.6
1970	3195.1	4.8	3189.8	0.1
1971	3617.5	4.8	3612.6	0.1
1972	3859.4	4.8	3654.5	0.0
1973	3434.0	4.8	3429.0	0.1
1974	3036.8	4.8	3031.9	0.0
1975	3148.2	4.8	3143.6	0.2
1976	4262.5	4.8	4251.7	0.0
1977	3620.0	4.8	3615.1	0.0
1978	4236.3	4.8	4185.9	45.4
1979	3794.2	4.8	3789.3	0.1
1980	4257.2	4.8	4033.6	219.3
1981	3553.5	4.8	3548.9	0.1
1982	3648.5	4.8	3643.7	0.0
1983	2631.8	4.8	2627.3	0.2
Average	3836.5	4.8	3705.0	126.2

Table 9-24 Energy Generation of Artvin Power Plant

(Unit: GWh)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL.
1942	60.5	54.7	94.7	225.4	228.5	220.4	104.5	56.3	54.9	67.2	76.7	82.7	1335.4
1943	74.5	64.8	69.6	116.3	120.1	126.8	77.2	56.3	54.9	54.4	56.0	55.6	936.7
1944	59.5	65.2	108.2	116.3	238.1	221.0	133.0	56.2	54.7	52.0	61.4	60.3	1232.0
1945	61.2	54.4	60.1	80.4	119.0	159.9	77.9	55.3	54.6	57.3	57.3	59.5	898.0
1946	59.8	54.2	66.7	64.1	120.5	229.9	104.9	62.6	54.3	78.2	69.1	65.9	1024.9
1947	62.6	64.6	117.2	116.3	59.5	58.6	59.7	59.8	57.6	59.5	57.6	59.9	839.0
1948	60.0	56.3	60.3	66.1	120.1	228.9	71.8	55.7	54.3	57.9	57.4	59.5	942.3
1949	59.8	54.0	60.5	58.9	117.8	106.9	58.1	56.0	56.4	53.6	57.2	59.8	806.0
1950	59.9	54.0	60.9	87.8	121.9	142.2	72.3	55.8	54.4	58.0	57.5	59.5	854.3
1951	59.5	54.1	60.1	104.0	108.2	138.9	71.5	55.3	54.4	67.6	75.7	69.3	919.1
1952	69.2	68.9	73.9	115.2	175.4	177.5	97.7	55.7	54.3	57.5	57.1	59.5	1062.0
1953	59.5	53.9	59.9	71.8	120.1	182.7	85.9	55.9	54.8	53.0	57.5	59.6	919.4
1954	59.5	54.1	70.0	117.2	227.7	222.1	139.2	57.9	55.0	57.5	57.3	59.7	1177.5
1955	59.5	53.9	61.1	59.5	59.6	58.0	59.9	59.7	57.7	59.5	57.6	59.7	705.9
1956	59.8	56.3	59.6	60.9	61.5	82.2	84.4	59.3	57.6	59.3	57.6	59.4	757.9
1957	59.3	54.0	61.2	95.0	119.2	151.5	79.5	55.8	54.4	57.5	57.1	59.5	904.1
1958	59.6	54.0	61.1	81.3	112.1	133.2	69.7	55.8	54.6	57.6	57.3	59.5	855.9
1959	60.0	54.0	61.2	94.2	136.6	203.3	87.0	55.9	54.4	53.3	60.4	65.8	997.0
1960	37.3	111.2	120.3	172.8	228.3	214.8	116.0	58.3	54.3	58.1	57.6	59.6	1338.9
1961	59.5	54.0	66.6	64.6	63.1	69.0	59.5	58.0	57.1	59.2	57.8	60.7	724.4
1962	60.4	54.2	62.9	72.0	122.0	132.9	66.8	55.9	54.8	58.2	57.6	59.9	858.2
1963	60.5	55.0	61.3	119.2	238.1	221.0	203.6	91.1	54.7	61.5	62.0	62.5	1290.5
1964	62.8	57.3	83.8	116.5	238.1	221.0	75.3	56.0	54.7	59.3	57.7	59.5	1141.9
1965	59.9	54.7	60.5	120.3	210.5	187.0	84.7	55.5	54.3	58.5	58.3	59.6	1063.2
1966	59.5	65.0	88.6	117.4	209.0	161.2	72.0	55.3	54.6	57.3	56.6	59.4	1056.5
1967	59.5	54.3	60.4	64.4	194.5	165.8	145.3	62.3	58.8	57.7	60.5	78.6	1062.1
1968	71.7	67.6	107.3	230.4	228.3	221.0	115.1	60.7	68.8	73.8	90.8	74.1	1399.8
1969	69.4	61.9	106.6	116.0	238.1	142.0	61.7	55.9	55.3	59.1	57.7	59.6	1083.3
1970	59.5	54.1	86.7	116.7	121.3	68.6	57.6	57.6	56.2	59.5	57.6	59.5	855.3
1971	60.2	55.0	61.1	83.5	151.9	191.2	70.9	56.2	54.6	58.8	58.2	59.5	961.2
1972	59.5	56.3	60.5	121.3	177.4	204.3	83.2	55.9	55.1	57.7	57.9	59.6	1024.0
1973	59.5	54.1	69.2	92.9	124.8	151.4	82.0	56.0	54.4	57.7	57.6	59.5	910.2
1974	60.2	54.3	61.2	58.6	122.6	112.1	56.3	56.0	55.5	57.9	57.6	60.0	812.2
1975	60.3	54.5	62.2	103.1	105.6	114.4	56.6	55.9	54.7	58.3	57.6	59.9	841.1
1976	60.3	56.5	61.5	117.6	219.8	218.0	107.5	55.3	54.7	59.5	57.9	59.6	1128.5
1977	59.5	54.1	68.5	116.3	137.0	169.4	75.5	55.9	54.7	58.4	57.7	59.5	966.7
1978	59.9	54.7	65.3	117.2	238.1	189.3	97.0	56.7	54.8	58.1	57.7	59.5	1108.2
1979	59.9	54.7	60.5	110.1	124.7	192.1	106.6	56.3	54.4	57.6	58.0	71.4	1066.4
1980	69.7	62.8	104.4	119.1	238.1	131.4	59.0	55.9	54.4	58.2	57.6	59.5	1070.6
1981	60.2	54.9	61.2	59.7	107.8	213.1	99.8	56.2	55.3	58.5	57.7	59.5	944.0
1982	59.9	54.5	60.5	118.3	172.9	152.3	66.7	56.1	54.8	58.1	57.6	59.9	971.5
1983	60.3	54.4	61.6	61.1	64.4	59.4	59.2	58.4	56.7	59.1	58.3	60.2	713.1
AVE	62.1	58.0	71.7	102.7	152.6	166.6	86.2	57.3	55.5	59.7	59.9	61.9	988.8

Table 9-25 Monthly Minimum Peak Power of Artvin Power Plant

(unit: MW)

YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	AVE.
1942	320.0	320.0	320.0	306.9	306.9	306.1	285.9	288.5	287.6	297.1	310.9	320.0	305.4
1943	320.0	320.0	320.0	320.0	320.0	291.6	286.6	288.1	290.2	299.6	315.5	320.0	307.6
1944	320.0	320.0	320.0	320.0	306.9	306.9	288.5	287.9	286.6	295.2	308.5	318.6	306.6
1945	320.0	320.0	319.6	320.0	320.0	286.8	285.0	285.5	291.2	302.6	314.8	320.0	307.1
1946	318.0	315.1	317.5	320.0	320.0	306.9	283.2	284.6	283.9	294.8	306.1	317.3	305.6
1947	320.0	320.0	320.0	320.0	320.0	318.5	311.1	314.7	319.5	320.0	320.0	320.0	318.6
1948	317.5	314.7	317.1	320.0	320.0	306.3	283.3	284.5	282.1	296.8	311.8	320.0	306.3
1949	319.1	317.5	317.9	320.0	320.0	298.1	297.1	299.2	305.6	313.8	315.6	316.9	311.7
1950	314.5	311.3	315.4	320.0	320.0	283.9	284.6	285.1	290.3	300.5	315.5	320.0	305.1
1951	320.0	318.2	318.0	320.0	320.0	289.9	283.6	295.1	288.1	299.5	307.9	312.2	305.7
1952	320.0	320.0	320.0	320.0	306.3	282.1	283.8	284.5	288.0	298.1	310.4	319.1	304.4
1953	317.6	315.6	313.0	320.0	320.0	286.6	283.8	284.8	290.2	297.5	312.6	320.0	305.1
1954	320.0	320.0	320.0	320.0	300.3	306.9	280.5	281.6	295.2	292.2	305.5	316.8	304.1
1955	320.0	320.0	319.5	320.0	320.0	309.8	307.0	314.3	319.9	317.8	315.0	310.6	316.2
1956	307.5	304.7	304.0	320.0	320.0	320.0	305.9	303.3	309.4	315.4	319.4	319.2	312.4
1957	313.6	312.8	320.0	320.0	320.0	249.3	285.0	285.1	290.3	300.9	313.3	320.0	305.8
1958	316.8	314.4	319.3	320.0	320.0	293.4	285.0	284.8	291.5	301.5	314.8	320.0	306.8
1959	316.7	314.4	320.0	320.0	320.0	286.5	287.4	286.1	287.6	296.6	307.5	318.4	305.3
1960	320.0	320.0	320.0	306.9	306.9	298.4	286.9	286.2	286.5	297.8	310.1	320.0	304.6
1961	320.0	316.3	317.8	320.0	320.0	319.2	304.6	309.7	317.2	316.1	312.7	315.1	315.7
1962	310.7	307.2	320.0	320.0	320.0	292.6	283.3	289.1	292.1	307.6	318.1	320.0	307.1
1963	320.0	318.4	319.2	320.0	306.9	306.9	286.9	285.0	286.3	293.0	305.4	318.2	305.3
1964	320.0	320.0	320.0	320.0	306.9	284.9	284.9	286.8	291.4	310.0	316.4	320.0	308.8
1965	320.0	320.0	320.0	320.0	299.9	288.4	287.4	282.4	290.6	304.0	319.5	320.0	308.0
1966	320.0	320.0	315.1	320.0	303.5	287.3	286.1	284.8	291.6	299.8	311.5	319.0	304.9
1967	316.5	314.3	314.6	320.0	306.9	287.3	285.3	287.0	287.2	293.8	308.9	320.0	303.6
1968	320.0	320.0	318.5	306.9	306.9	306.9	292.4	291.6	286.7	289.6	299.8	315.9	304.6
1969	320.0	320.0	311.3	320.0	306.9	281.8	278.3	283.4	293.2	305.7	310.8	320.0	304.3
1970	320.0	320.0	317.9	320.0	320.0	296.4	294.9	297.3	304.8	312.8	320.0	320.0	312.0
1971	320.0	320.0	319.7	320.0	320.0	285.7	285.7	287.8	288.5	301.6	316.2	320.0	307.2
1972	320.0	320.0	320.0	320.0	309.7	287.7	288.6	286.5	291.5	295.8	311.9	320.0	306.9
1973	320.0	320.0	320.0	320.0	320.0	295.8	290.2	289.7	292.7	301.9	318.1	320.0	309.0
1974	320.0	314.3	320.0	320.0	320.0	292.9	288.0	290.9	300.4	305.8	316.6	312.4	309.0
1975	316.7	313.6	320.0	320.0	320.0	296.8	285.3	288.1	295.5	308.3	317.0	320.0	308.5
1976	316.7	314.2	318.6	320.0	304.6	302.8	286.9	285.5	289.4	303.4	311.9	320.0	306.2
1977	320.0	320.0	320.0	320.0	320.0	286.4	285.6	284.1	291.7	302.6	318.4	320.0	307.6
1978	320.0	320.0	320.0	320.0	306.9	290.8	288.7	290.5	291.8	303.7	318.1	320.0	307.5
1979	320.0	320.0	320.0	320.0	320.0	291.3	286.6	288.5	290.1	301.5	315.1	320.0	307.8
1980	320.0	320.0	320.0	320.0	306.9	284.3	282.5	286.1	292.0	304.4	319.6	320.0	306.3
1981	320.0	319.2	320.0	320.0	320.0	295.5	286.0	287.8	294.5	303.0	318.8	320.0	308.7
1982	320.0	318.9	316.3	320.0	310.4	287.4	288.6	287.1	291.8	304.0	316.7	320.0	306.8
1983	316.7	313.1	317.0	320.0	320.0	307.8	307.8	309.4	314.2	315.7	320.0	320.0	316.2
AVE	318.6	317.3	318.1	319.1	314.4	296.7	288.9	289.8	293.9	302.9	313.8	319.1	307.7
MIN	307.5	304.7	304.6	306.9	299.9	281.8	278.3	281.6	283.9	289.6	299.8	310.6	303.6

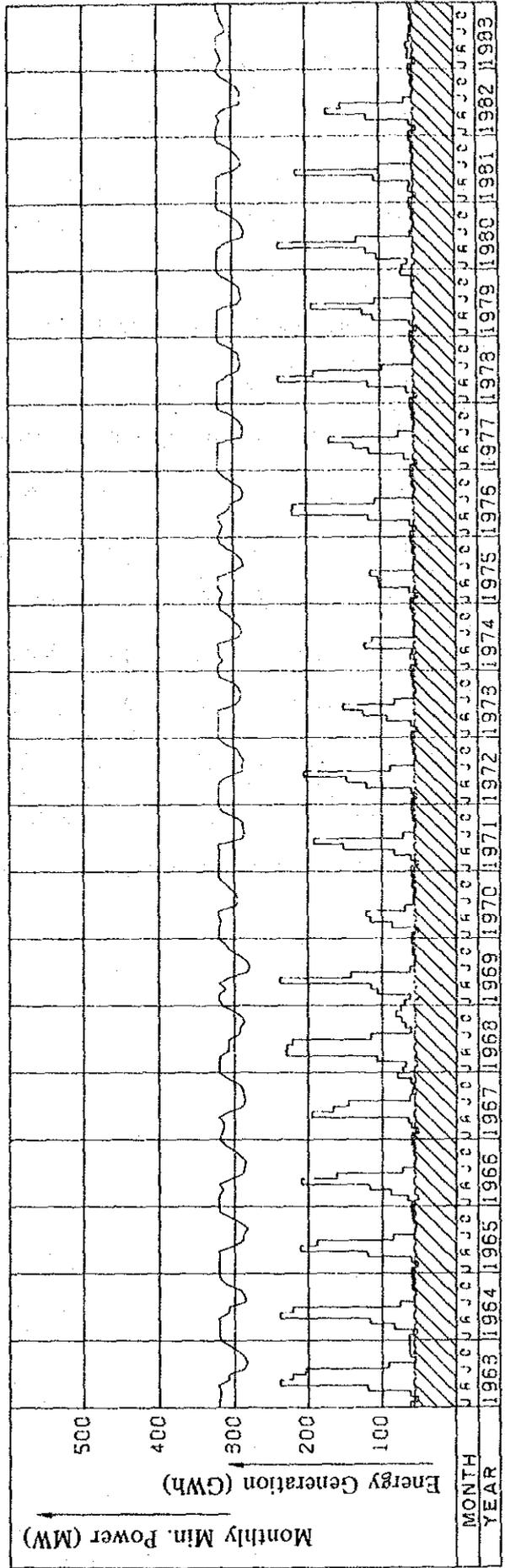
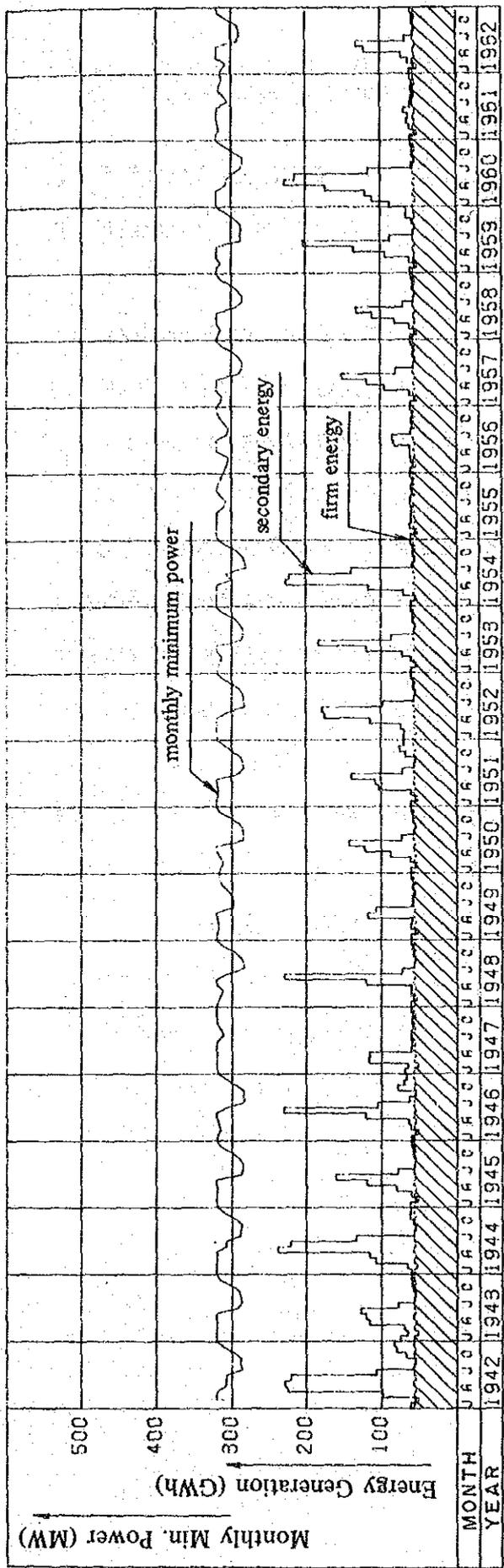


Fig. 9-33 Energy Generation and Monthly Minimum Peak Power of Artvin Power Station

9.2.3 Deriner計画への影響

Yusufeli貯水池の築造により、Coruh川の流況が良くなり、下流に計画中のDeriner、BorckaおよびMuratli発電計画に好影響を与える。

特にDeriner計画については、貯水池の水位変動がArtvin発電所の放水位に影響を与えるため検討をする必要があるが、BorckaおよびMuratli計画については、規模が小さくその影響が小さいため省略する。

検討に当っては、Table 9-26に示したDeriner計画概要に基づき、Deriner貯水池についても保証使用水量を大きくとれるように運用ルールを設定する。なお運用ルールはDeriner発電所の出力、電力量の変化を算定するため、便宜上設定したものであり、Deriner計画のフィジビリティ・スタディの数値とは異なる。

Yusufeli計画が有る場合と無い場合のDeriner発電所の流入量、使用水量、電力量等の比較のため1942年から1983年までの42ヶ年間について電力量計算を行い、その結果をTable 9-27に示す。これによればYusufeli貯水池およびArtvin貯水池の湖面蒸発により流入量が0.8%減少するが、流況の改善により使用水量が1.7%増加し、平均水位が1.0 m程高くなる。その結果有効出力が3.2%、電力量が1.4%増加する。なお、Deriner貯水池への流入量の流況はFig. 9-34に示すとおりかなり改善されることが分かる。なお、Deriner貯水池の貯水容量曲線をFig. 9-35に示す。

Table 9--26 Plan Outline of Deriner Reservoir and Power Plant

Item	Unit	Description
Reservoir		
Maximum Water Level	m	395.0
High Water Level	m	392.0
Low Water Level	m	332.6
Available Drawdown	m	59.4
Reservoir Area	km ²	26.3
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	1,948
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	1,190
Dam		
Height	m	245
Power Plant		
Gross Head (at H.W.L.)	m	207
Effective Head (at H.W.L.)	m	205
Maximum Discharge (at H.W.L.)	m ³ /s	392
Installed Capacity	MW	670

Table 9-27 Effect on Deriner Project by Yusufeli Project

Item	Unit	Deriner Project without Yusufeli Project	Deriner Project with Yusufeli Project	
Annual inflow	10 ⁶ m ³	4,849.0	4,807.9	-41.1
Discharge for power	"	4,567.5	4,647.0	79.5
Spill	"	252.4	132.0	-120.4
Evaporation	"	29.1	29.0	-0.1
Average Water Level	m	379.2	380.2	1.0
Firm Peak Power	MW	551.7	569.2	17.5
Annual Energy	Gwh	2,054.0	2,083.0	29.0

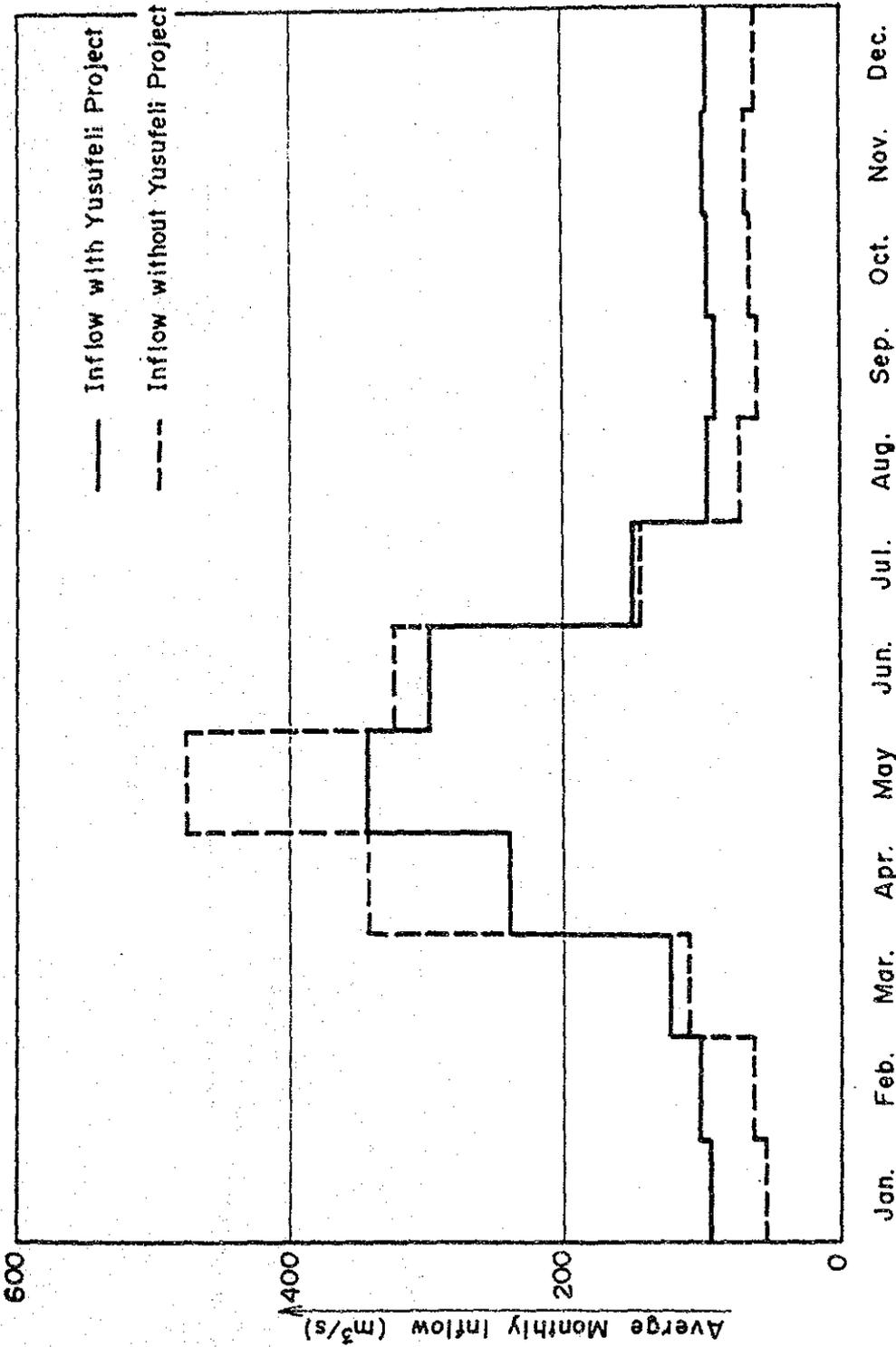
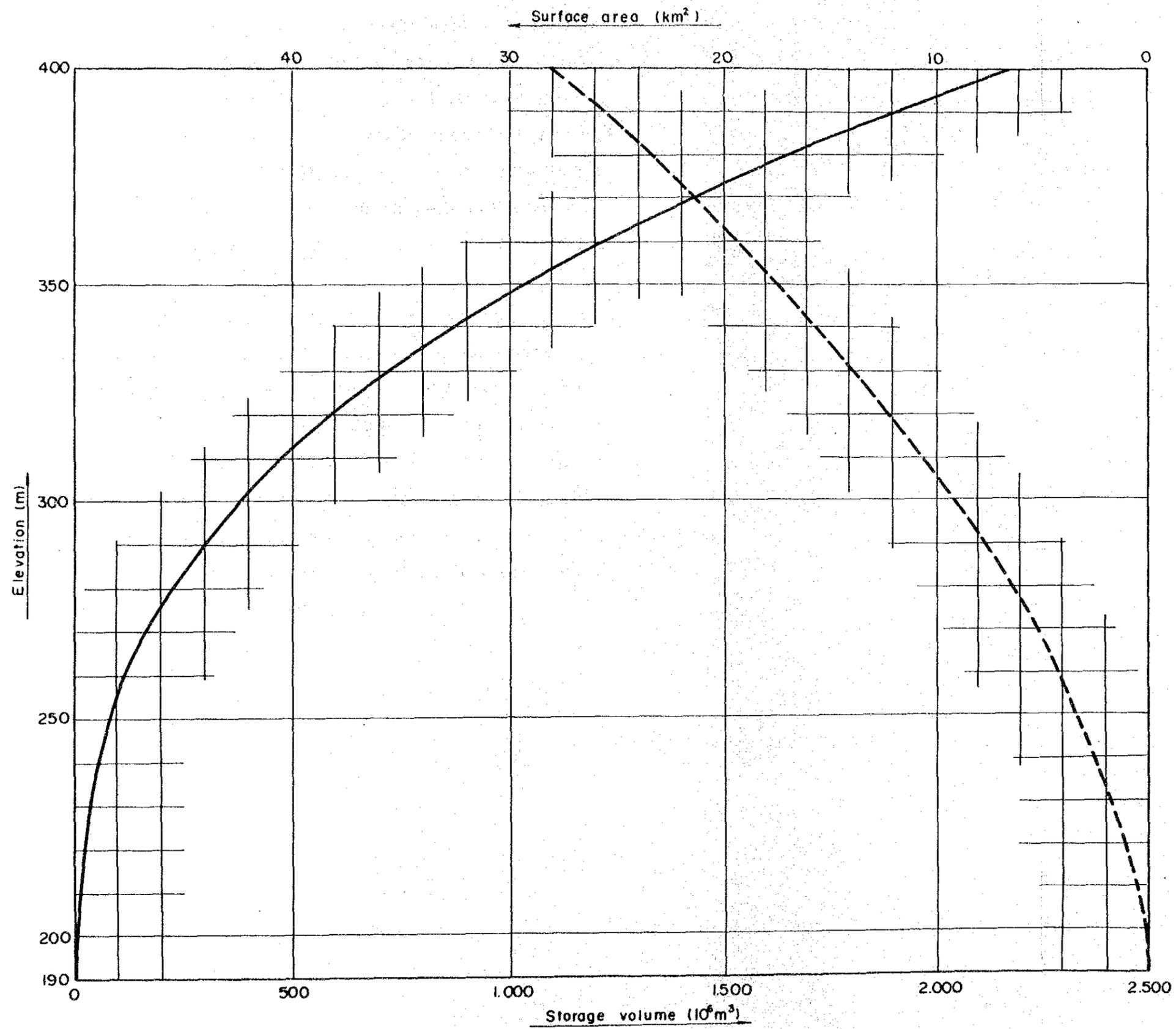


Fig. 9-34 Average Monthly Inflow of Deriner Reservoir



E. L.	Area (km^2)	Volume (10^6 m^3)
190	0.00	0.0
200	0.10	0.5
225	1.40	19.3
250	3.43	79.7
275	5.75	194.5
300	9.17	381.0
325	12.98	657.8
350	17.49	1038.7
375	22.48	1538.3
400	28.23	2172.3

Fig. 9-35 Deriner Reservoir Storage Capacity and Area Curve

9.2.4. Karakale計画への影響

マスタープランレポートによれば、Yusufeli貯水池の上流に位置するKarakale発電所の放水位はYusufeli貯水池のHWLに合わせてEL.700mとなっている。したがってYusufeli貯水池のHWLをEL.700mからEL.710mへ10m上昇することによりKarakale計画はYusufeli貯水池の水位変動の影響を受けることとなる。Yusufeli貯水池の水位分布はFig.9-36の通りであり、水位がEL.700mより高い確率は約55%である。Karakale発電所の平均放水位はEL.700mからEL.703.7mへ上昇する。Karakale貯水池の調整効果によるYusufeli貯水池の高水位化を考慮すれば水位上昇はさらに大きくなり、4m程度には達すると思われる。

放水位をYusufeli貯水池のHWLに合わせてEL.710mの地点へ発電所を変更したケースとの概略経済比較検討を行う。導水路延長減が平均河床勾配より1,500mと仮定すると、導水路延長減による損失落差減は約5mとなり、結果として平均有効落差において約1mの減となる。年間損失便益は、保証尖頭出力の設備出力に対する比を0.9、平均有効落差を160mとすると約 $140 \times 10^6 \text{ TL}$ となる。他方導水路延長減による年経費減は、導水路工事費を $2.5 \times 10^6 \text{ TL/m}$ とすると約 $370 \times 10^6 \text{ TL}$ となり、発電所位置を上流へ変更した方が有利な結果となった。勿論上記算定は簡略化した仮定に基づいているので、地形特性等を考慮することにより結果は大きく異なるが、今後Karakale発電所の位置の上流への変更を詳細に検討する価値があることを示している。

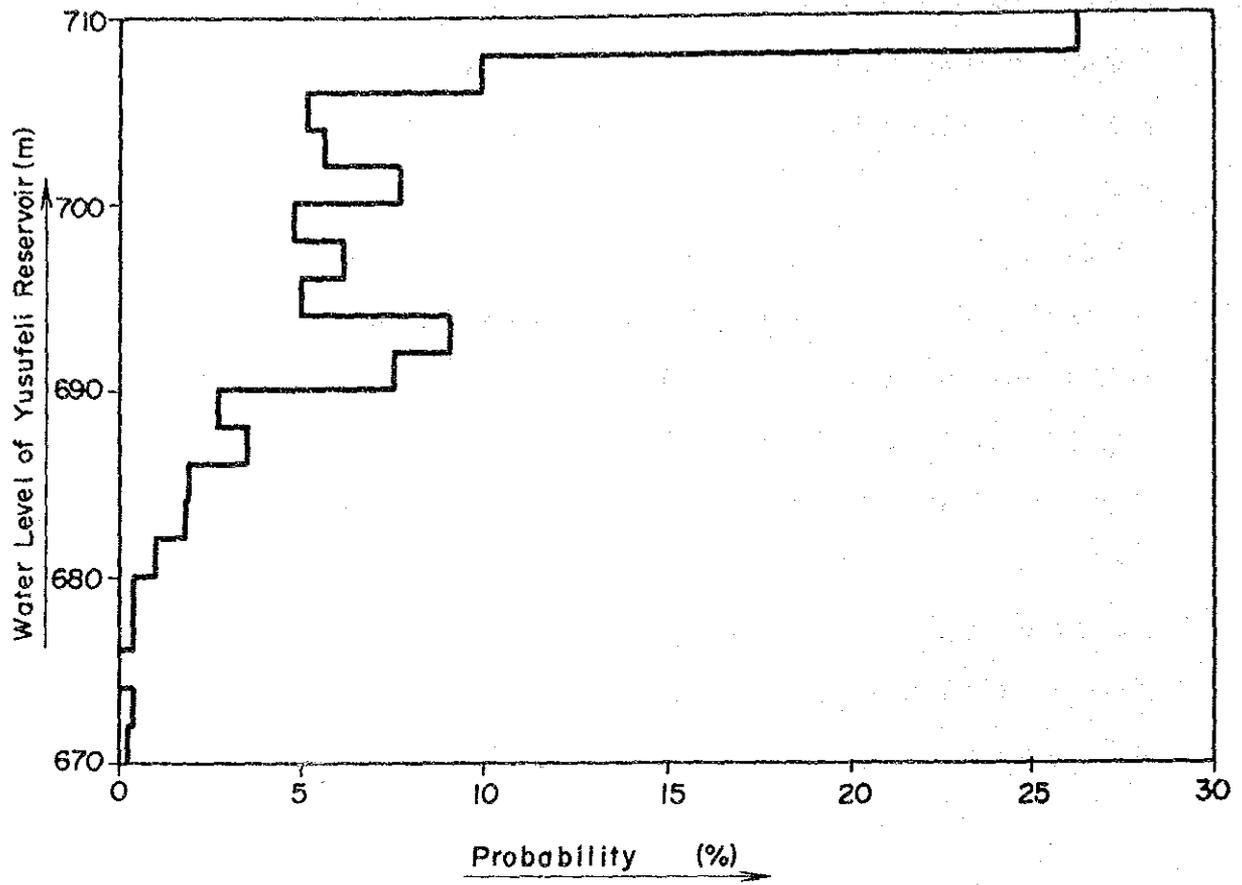


Fig. 9-36 Water Level Frequency of Yusufeli Reservoir.

9.3 送電線計画

9.3.1 電力システムの概要

トルコ国内の電力システムの基幹送電線は 380kV で 2 次送電網は 154kV で構成されている。

電力の主要消費地が Ankara および Istanbul、Izmir を中心とするトルコ国西部であるのに対して、主要電源地帯は、本計画を含めてこれらの消費地から、約 800km ~ 1,000km 以上離れた東部に偏在している。この為、両地点を結ぶ 380kV 送電線の汐流は、すべての区間で西向きとなっている。

Coruh 地区の電力システムは、既設 154kV 送電線で構成されており、同地区を含めた基幹システムの拡充計画は、現在 T E K で検討中である。尚、1985年現在の 380kV 送電システムを Fig. 9-37 に示す。

9.3.2 送電線計画

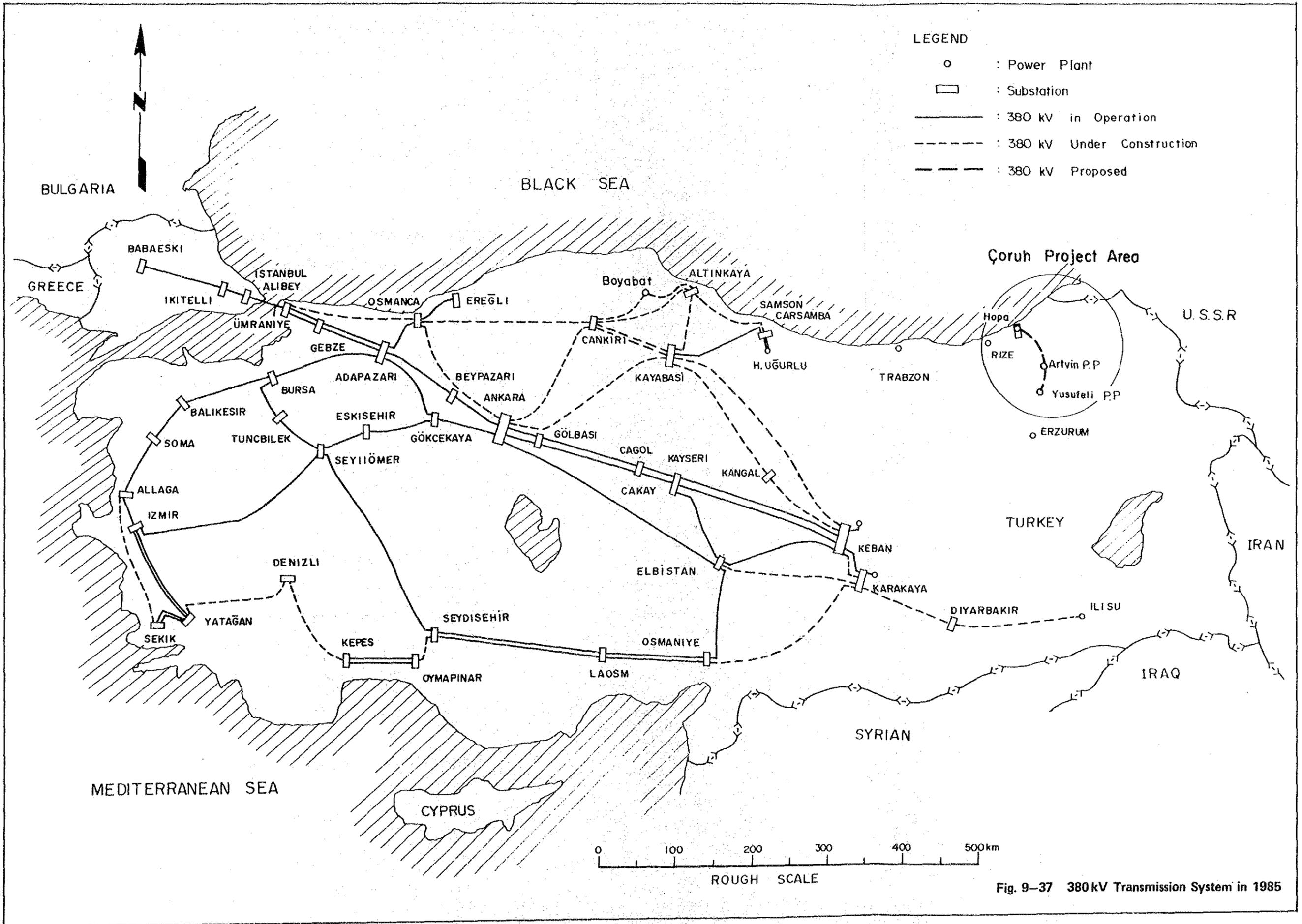
本計画は首都 Ankara の北東約 800km の地点に位置し、その発生電力は Artvin 発電所の 320MW と Yusufeli 発電所の 540MW を合わせ Total 860MW である。これらの電力を本計画地点の近傍で消費することは期待できない。

本計画地点から約 100km 離れた Hopa 市の電力需要は約 100MW (2000年頃) と予想されており、発生電力の殆どは Ankara 及びそれ以西で消費されることになる。

一方、本計画地区の送電システムは現在 154kV 送電線で構成されており 860MW の電力を送電できる設備ではない。

現在、T E K により Hopa より、Ankara 方面の基幹送電線システムの拡張計画が検討されており、本計画が完成する 2000年頃までには、これら地区の送電設備が設備される予定である。

ここでは、本計画地点と Hopa 市を結ぶ送電線約 93km のみを検討の対象とし、Hopa より需要地までは、前述した基幹送電線システムにより既に連系されているものとして送電線計画を策定した。



送電パターンを作成するにあたって検討を行った点はずの事項である。

受電変電所の位置

送電電圧

電力線サイズ

送電線回線数

送電線巨長

(1) 受電変電所および引込先

Hopaに新設される変電所を受電変電所とし、Yusufeli発電所からArtvin発電所を経由して、Hopa変電所に至るルートとした。Fig. 9-38に送電線ルートの概要と既設送電系統図を示す。

(2) 送電電圧の選定

送電電圧の選定にあたっては、既設電力系統の電圧階級から選ぶこととした。本計画の送電電力 860MWおよびHopa変電所までの約93kmを考慮すると、154kVでは送電容量が不十分であり 380kVを採用することにした。

(3) 電線サイズの決定

現在、トルコにて採用されている電線サイズよりつぎの通り選定した。

954MCM ACSR × 2 B.

(4) 送電線回線数

送電線の回線数は、1回線と2回線の各々について検討を行った。

(5) 送電線の巨長

Fig. 9-38の地形図及び、E I EのMaster Plan Report添付の“Coruh Basin single-line Diagram”を基に次の通り決定した。

1) Yusufeli発電所 ~ Artvin発電所 : 19km

2) Artvin 発電所 ~ Hopa 発電所 : 74km

(6) 送電パターン

前記検討項目を整理し、つぎの3パターンを作成した。各パターンの構成はTable 9-28に示した。

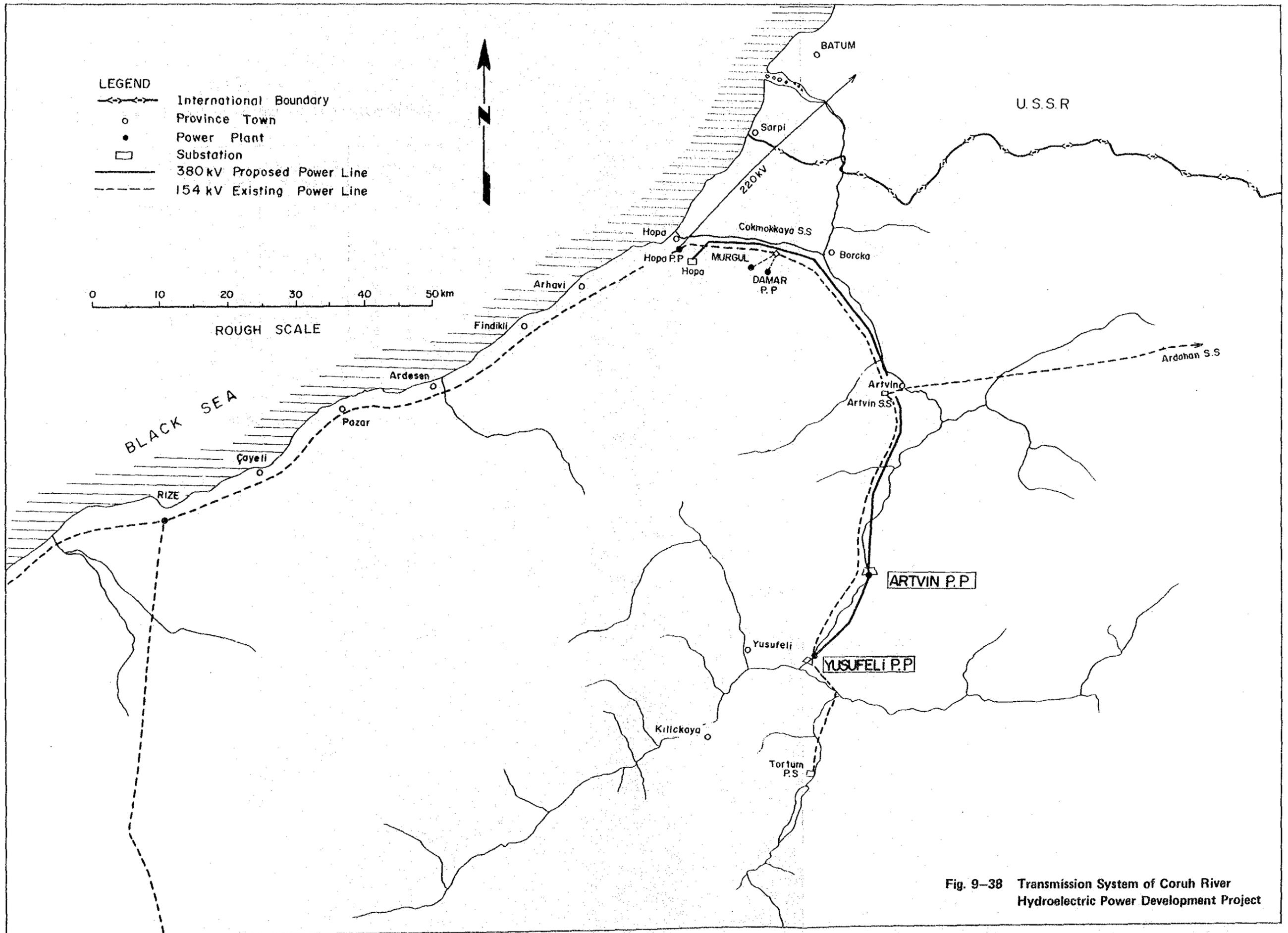


Fig. 9-38 Transmission System of Coruh River Hydroelectric Power Development Project

Table 9-28 Alternative Patterns of Transmission Line for Coruh Project

Transmission pattern (Case)	Line No.	Voltage (kV)	Conductor (MCMACSR)	Number of Circuits	Length (km)	Lead-in Point
1	Y-A	380	954 x 2b	Single	19	Hopa
	A-H	380	954 x 2b	Single	74	
	Total				93	
2	Y-A	380	954 x 2b	Single	19	Hopa
	A-H	380	954 x 2b	Double	74	
	Total				93	
3	Y-A	380	954 x 2b	Double	19	Hopa
	A-H	380	954 x 2b	Double	74	
	Total				93	

Y : Yusufeli Power Plant
A : Artvin Power Plant
H : Hopa Substation

Note: Transmission System of Each Pattern As shown on Table 9-29.

9.3.3 経済性の検討

本計画の送電方法について、3ケースの経済性を比較した結果をTable 9-29に示す。経済比較は送電線と発電所の開閉設備の建設費用及び送電損失をもとにした年経費の比較で行った。

この結果、ケース1(380kV, 1回線)の建設費が最も安く、ケース3(380kV, 2回線)が最も高い。また送電線損失を含めた年経費を比較した結果、ケース2が最も経済的に有利である。

9.3.4 結論

本計画の送電方法として、送電ケース2を推奨する。ケース2の送電設備は、次の通りである。

- ・ 送電電圧 : 380kV
- ・ 回線数 : Yusufeli発電所 ~ Artvin発電所間 1回線(19km)
 Artvin 発電所 ~ Hopa 変電所間 2回線(74km)
- ・ 亘長 : 約93km

此の送電パターンの得失は次の通りである。

- ・ 他の送電パターンに比較して、経済的である。
- ・ 送電電力の多いArtvin発電所~Hopa変電所区間が、2回線となる為、信頼度が高い。更に将来Yusufeli発電所よりErzurum向け 380kVで連系することにより、Hopa(変)経由Ankara向系統とループ構成が可能となり、その供給信頼度は、大幅に向上する。

Table 9-29 Economic Comparison of Transmission for Coruh Project

Transmission Pattern	Case 1	Case 2	Case 3	Reference
<p>Power System Program</p> <p>Items</p>	<p>Hopa S.S</p> <p>Artvin P.P (P=320MW)</p> <p>Yusufeli P.P (P=540MW)</p>	<p>Hopa S.S</p> <p>Artvin P.P (P=320MW)</p> <p>Yusufeli P.P (P=540MW)</p>	<p>Hopa S.S</p> <p>Artvin P.P (P=320MW)</p> <p>Yusufeli P.P (P=540MW)</p>	<p>Hopa S.S</p> <p>74km</p> <p>Artvin P.P</p> <p>19km</p>
<p>Transmission Line</p> <p>Voltage (kV)</p> <p>Length to be constructed (km)</p> <p>Number of Circuits</p> <p>Size of Conductor</p> <p>Construction Cost (10⁶TL)</p> <p>Annual Cost (10⁶TL)</p>	<p>380</p> <p>(19+74)</p> <p>1</p> <p>954MCM 2b</p> <p>2,985</p> <p>340</p>	<p>380</p> <p>(19+74)</p> <p>1/2</p> <p>954MCM 2b</p> <p>4,747</p> <p>541</p>	<p>380</p> <p>(19+74)</p> <p>2</p> <p>954MCM 2b</p> <p>5,199</p> <p>593</p>	
<p>Station Equipments</p> <p>Switch gear set</p> <p>380 kV Outline</p> <p>Construction Cost (10⁶TL)</p> <p>Annual Cost (10⁶TL)</p>	<p>1,122</p> <p>128</p>	<p>1,686</p> <p>192</p>	<p>2,247</p> <p>256</p>	
<p>Transmission Losses</p> <p>Peak Power Loss</p> <p>Annual Energy Loss</p> <p>Annual Cost (10⁶TL)</p>	<p>(12.4MW) 1,013</p> <p>(26.9GWh) 308</p> <p>1,321</p>	<p>(7.3MW) 597</p> <p>(14.7GWh) 168</p> <p>765</p>	<p>(6.7MW) 548</p> <p>(13.5GWh) 155</p> <p>703</p>	
<p>Total Construction Cost (10⁶TL)</p>	<p>4,107</p>	<p>6,433</p>	<p>7,446</p>	
<p>Total Annual Cost (10⁶TL)</p>	<p>1,789</p>	<p>1,498</p>	<p>1,552</p>	

Note 1 : : Scope of construction cost for economic comparison

2 : Annual cost factor
 (a) 11.4% for transmission line
 (b) 11.4% for station equipment

3 : Cost for power loss and energy loss
 (a) 81.99×10³TL/kW/year
 (b) 11.45TL/kWh

第10章 予備設計

第10章 予備設計

	頁
10. 1 Yusufeli計画	10- 1
10.1.1 ダム及び付属構造物	10- 1
10.1.2 水路及び発電所	10- 5
10.1.3 電気機器	10- 7
10. 2 Artvin計画	10-12
10.2.1 ダム及び付属構造物	10-12
10.2.2 水路及び発電所	10-13
10.2.3 電気機器	10-16
10. 3 送電線計画	10-20

List of Figures

- Fig. 10-1 Inflow and Outflow Hydrographs
- Fig. 10-2 Optimum Diameter of Tailrace Tunnel
(Yusufeli Project)
- Fig. 10-3 Plan of Power Plant
- Fig. 10-4 Single Line Diagram
- Fig. 10-5 Comparative Costs of Cofferdam – Diversion
Tunnel Combinations
- Fig. 10-6 Optimum Diameter of Tailrace Tunnel
(Artvin Project)
- Fig. 10-7 Plan of Power Plant
- Fig. 10-8 Single Line Diagram
- Fig. 10-9 Standard Suspension Tower for Coruh Project

List of Table

- Table 10-1 Comparative Costs of Spillway-Dam Combinations

List of Drawings

- | | | |
|------------|------------------|------------------|
| DWG. 10-1 | Yusufeli Project | General Plan |
| DWG. 10-2 | ” | Care of River |
| DWG. 10-3 | ” | Dam and Spillway |
| DWG. 10-4 | ” | Waterway |
| DWG. 10-5 | ” | Powerhouse |
| DWG. 10-6 | Artvin Project | General Plan |
| DWG. 10-7 | ” | Care of River |
| DWG. 10-8 | ” | Dam and Spillway |
| DWG. 10-9 | ” | Waterway |
| DWG. 10-10 | ” | Powerhouse |

1 0. 1 Yusufeli計画

1 0. 1. 1 ダム及び付属構造物

第9章“開発計画”に記述しているとおり、ダム形式についてはコンクリート重力ダム、アーチ重力ダム、アーチダム及びロックフィルダムについて各々ダム堤体積及び掘削量から概略工事費を算定し比較した。その結果、アーチダム及びロックフィルダムについて水路、発電所の配置を含めて更に検討し、ロックフィルダムを選定した。又、明りのシュート式洪水吐の配置については発電所の配置と考え合わせて検討の結果、右岸に設置した場合、掘削量が膨大となるので左岸に設置した方が有利となった。従ってYusufeliダムは H. W. L. 710m、利用水深40mを有する土質しゃ水壁型ロックフィルダムとし、左岸側に明りのシュート式洪水吐を設置した。

ダムの設計洪水流量は、PMFを対象として9,000 m^3/s とし、建設中の河流処理対象流量はロックフィルダムであることを考慮し、25年確率流量に対応する1,330 m^3/s とした。

(1) 河流処理

最近20年の水文資料によると、Yusufeli地点における既往最大洪水量は約1,200 m^3/s と見込まれる。建設中の河流処理に対する設計洪水量はロックフィルダムであることを考慮し、25年確率洪水量に対応する1,330 m^3/s とした。

河川の形状から仮排水トンネルは右岸に配置される。原則として上流2次締切の堤頂標高は仮排水トンネルの内径と関連して決定されることになるが、上流2次締切がダム本体の一部を成す本案では上流2次締切自体の建設工程によって、締切の規模がまず決定される。堤頂標高550m、盛立量62万 m^3 は1乾期の施工上適当であると判断される。仮排水トンネルは経済的観点から1条案を採用し、内径9.2mの標準馬蹄形とすると、水位546.0mで1,330 m^3/s の放流が確保出来る。

さらに50年確率洪水量1,510 m^3/s についても10日流入量 $635 \times 10^6 m^3$ を基に貯留効果を考慮して、仮排水トンネルの放流能力の検討を行ったところ、水位546.6mで放流が可能であり、実質的には50年確率洪水流量にも対応し得る。

(2) ダム

ロックフィルダムは兩岸のアバットメントが急峻であり、又、高ダムであるので、ダムの沈下、特にコアの沈下に配慮しなければならない。したがって傾斜しゃ水壁より、沈下に順応性の高い中央しゃ水壁型とした。

法面勾配は利用可能な材料の推定設計値、設計震度0.15に基づき安定解析を行い、上流側1:2.2、下流側1:1.9とした。解析結果はAppendixに示す。

堤頂標高は“洪水吐”の項に記述するように、洪水吐の放流能力と風、地震による波浪高を含む余裕高を考慮したダム堤頂標高との検討を行い、最高水位712.3m、ダム堤頂標高715mと決定した。ダム高270m、堤頂長430mで総堤体積約 21×10^6 m³に達する。

コア材料はTortum川沿いのコア採取場から直送し、ロック材料はダム近傍の原石山でまかなうと共に一部洪水吐の掘削ずりを流用するものとする。

基礎処理はカーテングラウト及びブランケットグラウトにより可能であると判断されるが、グラウト施工範囲、注入孔の孔間隔、深さ等は詳細設計の際に土質しゃ水壁接触面基盤の地質状況、工事工程等を考慮の上、慎重に決定しなければならない。左岸アバットメント低部については、基礎処理通廊を設け、ここよりグラウトを行なうよう計画した。

(3) 洪水吐

洪水吐はダム左岸に設けられ、明りのシュート式でシュート末端部で直接減勢池に排水される。水文解析により得られたPMF 9,000m³/s、10日流入量 2810×10^6 m³を基に洪水吐放流能力の検討を行った。ゲート寸法はトルコでの実績を考慮し、幅13.5m、高さ15.0mのラジアルゲートを採用し、ゲート数が3、4および5門の3ケースについて、各々その放流能力とサーチャージによる最高水位を算定し、ダムと洪水吐の合計工事費が最小となるケースを選定した。検討結果はTable 10-1のとおりで4門のゲート案を採用した。この時Fig. 10-1に示されるように、最大放流量は約8,000m³/s、サーチャージによる水位上昇は満水位上2.3mとなる。

掘込式の減勢池は底は平らで幅66m、長さ160m、標高476mであり、ここで確実に安定した跳水を起こさせる。洪水吐全体の掘削は、約 8×10^6 m³に達する。

洪水吐ゲートの点検、保修用にストップログを用意する。

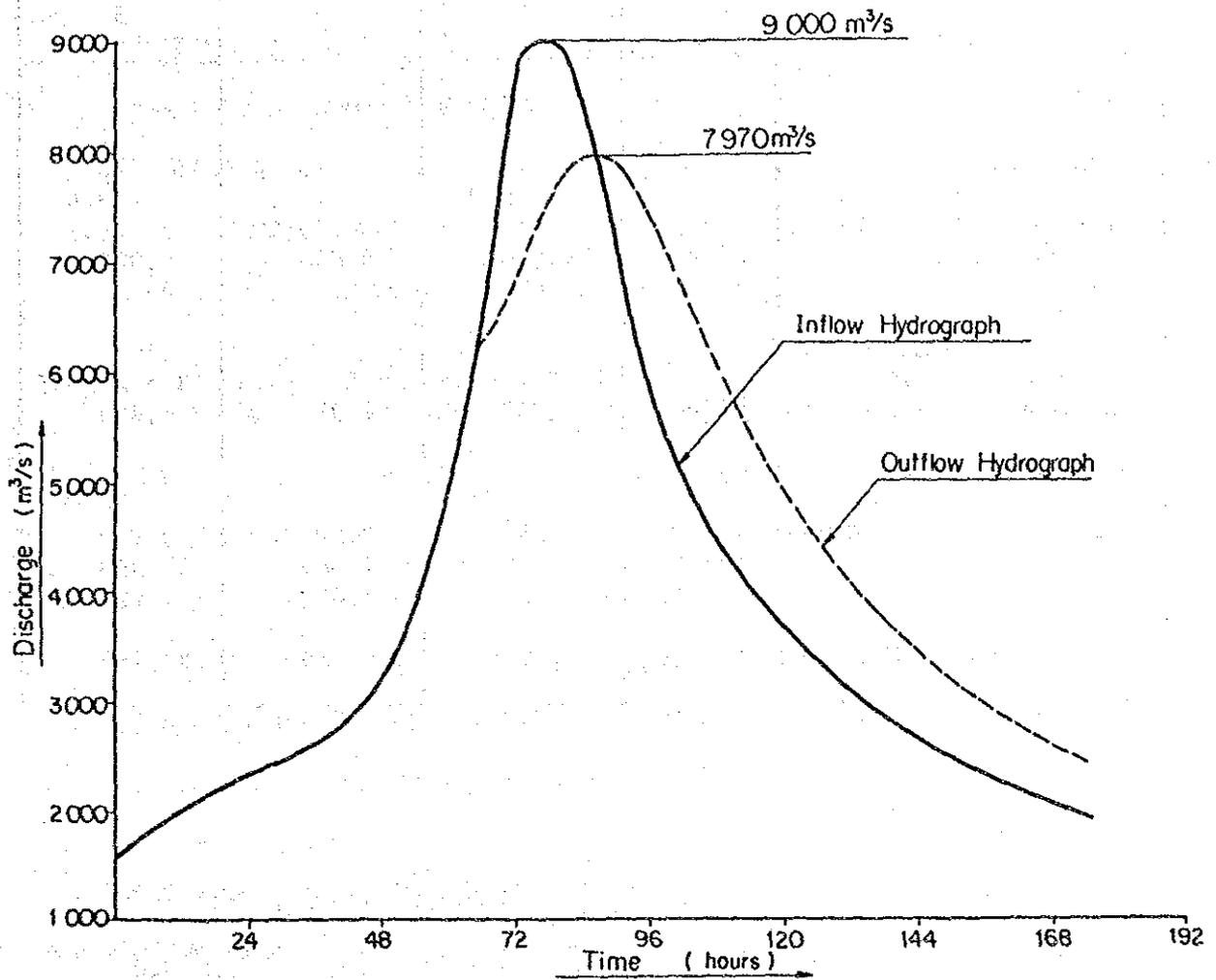


Fig. 10-1 Inflow and Outflow Hydrographs

Table 10-1 Comparative Costs of Spillway-Dam Combinations

Item \ Number of Gate	Unit	3	4	5
Dam & Reservoir				
High Water Level	m	710	710	710
Maximum Water Level	m	715.0	712.3	710.6
Dam Crest Elevation	m	717.7	715.0	713.3
Design Flood	m ³ /s	9,000	9,000	9,000
Spillway				
Dimension of Gate	m	13.5 x 15.5	13.5 x 15.5	13.5 x 15.5
Maximum Discharge	m ³ /s	7,380	7,970	8,520
Construction Cost				
Dam	10 ⁶ TL	52,380	50,900	49,960
Spillway	10 ⁶ TL	23,570	24,360	31,990
Gate, Stoplog	10 ⁶ TL	830	1,020	1,220
Total	10⁶ TL	76,780	76,280	83,170

(4) 放流路

底部放流路は、初期貯水時に下流に必要水量を放流するために、又、貯水池の上昇率を調節するために設置される。Yusufeliダムにおいて、非常時にすばやく貯水水位を低下させる機能を底部放流路にもたせるのは貯水池の規模が大きいので実際的ではない。

放流路の取水口敷は標高555mで上流2次締切堤頂標高より少し高く、ゲート室下流で斜坑を通じ仮排水トンネルに接続し排水される。湛水開始後1ヵ月間程度で下流への放流が可能となろう。トンネル断面は円形で内径3.5mとし、幅および高さ2.0mの高圧スライドゲートを設ける。

経済性を追求して、仮排水トンネル1条案を採用したが、閉塞時の作業性を考慮すると2条の方が基本的には好ましく、今後詳細設計段階で貯水計画も考え合わせて検討されるべきであろう。

1 0. 1. 2 水路及び発電所

水路、発電所の配置についても、ロックフィルダム案において右岸に地下発電所を設置する計画と左岸に地上発電所を設置する計画を比較した。ダム、洪水吐も含めた全体工事費において、右岸に地下発電所を設置する計画の方が有利となった。発電水路及び発電所は右岸地下に設けられ、その設備概要は最大使用水量 $321\text{m}^3/\text{s}$ 、基準有効落差 190.8m 、設備出力 540MW である。

(1) 発電水路

取水口は鉛直な塔型と比較してより経済的となった傾斜型とし、鉄筋コンクリート構造でゲートは幅 9m 、高さ 11m のローラーゲート 1門とした。取水口敷は、低水位より十分低く、竣工50年後の推定堆砂面より高い。水路は地形上全区間トンネルとし、取水口から地下発電所までの区間を水圧鉄管路とした。経済性の観点から1条とし、上部水平部で内径 9.0m 、斜坑部で内径 8.0m 、下部水平部で3分岐して、発電所前面では内径 4.2m に縮小される。鉄管の板厚算定には内圧の30%を岩盤負担とする。放水路は圧力トンネル式でコンクリート巻立とし、合流後内径 10.0m とした。トンネルの断面はFig. 10-2に示すように、最適経済断面を算定して決定した。放水路延長が短く、水路流速も速くないので、負荷しゃ断時における水撃圧は大きくないため、放水路水槽は必要ない。

(2) 発電所及び開閉所

発電所は右岸地下に設けられ、長さ約 490m の取付トンネルで結ばれる。発電主機は単機出力 180MW 3台である。水車は立軸フランシス型で水車中心間隔は 22m となり発電所空洞は最大で幅 22m 、長さ 88m 、高さ 48m を呈する。

主変圧器およびドラフトゲート室が発電所下流の地下に配置され、屋外開閉所はダム下流法尻に設けられ、その間は延長約 310m の母線トンネルにより結ばれる。

なお、屋外開閉所に隣接して、管理建物を設置する。

発電所及び屋外開閉所への進入路は付替国道より Coruh川右岸沿いに下流側より結ばれ、その延長は約 1.2km である。

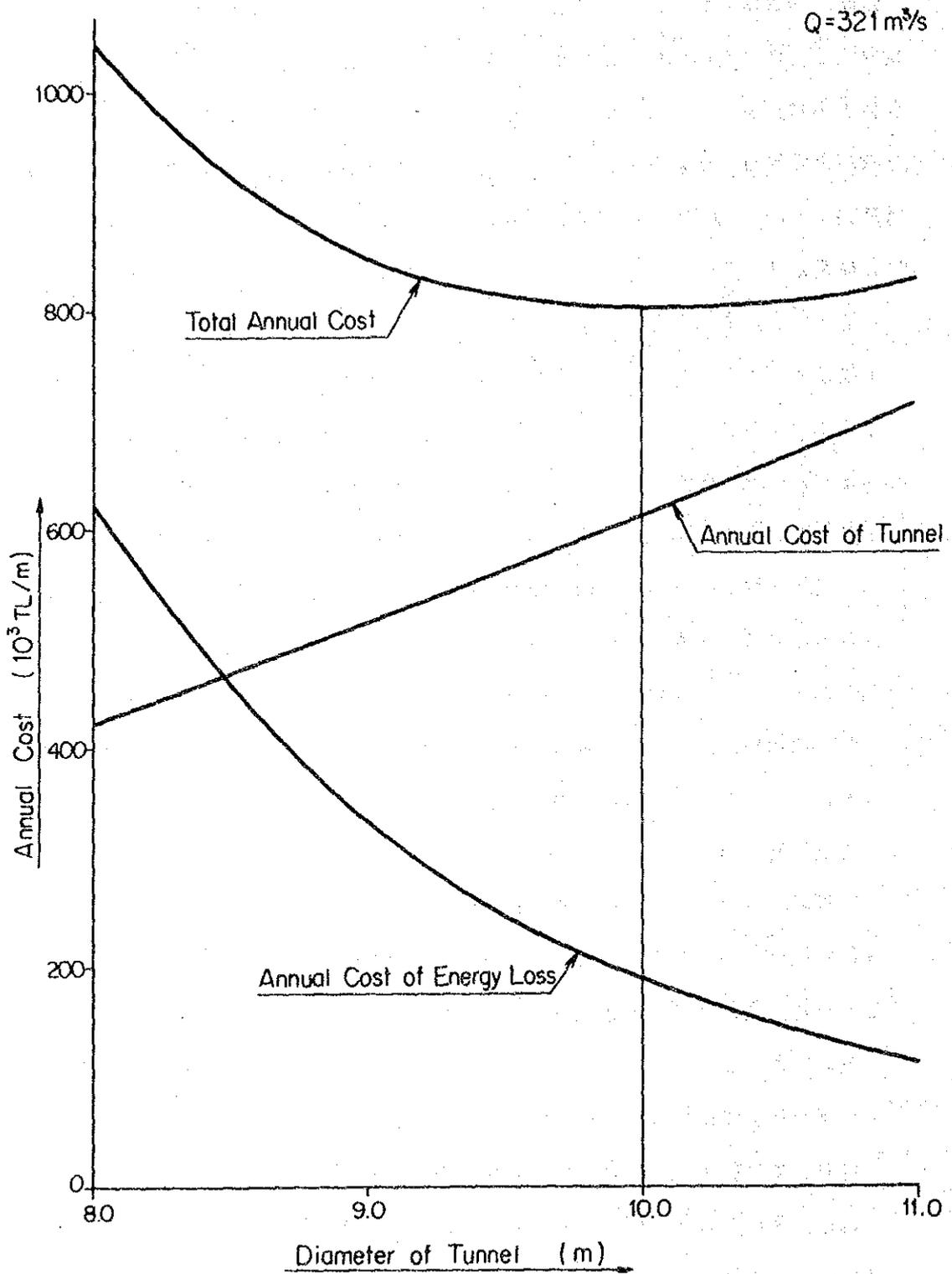


Fig. 10-2 Optimum Diameter of Tailrace Tunnel (Yusufeli Project)

1 0. 1. 3 電気機器

(1) 主機台数の選定

Yusufeli発電所の設備出力 540MWに対して主機の台数は、2、3、4台の各案が考えられる。

2台案の場合は建設費のスケールメリットが期待できるが、単機出力 270MWの主機は大型化し、特にフランス形水車では製作限界に近くなり技術的な問題が伴うとともに運転の自由度が低下する。

4台案は、技術的、運用上の問題はないが、建設費が3台案に比較し割高となる。

3台案は、最大単機出力が十分技術的限界内にあり、4台案に比し、明らかに経済的で、かつ、2台案に較べ運転上の自由度も大きい。従って、開発規模から見て最も妥当な計画となる3台案を採用した。

(2) 主機の選定

Yusufeli計画の基本諸元から見て水車は立軸フランス水車が最も適正であり、これを採用した。

——— 発電所電気設備概略諸元 ———

水 車 ;

型 式	立軸フランス水車
台 数	3 台
基準有効落差	190.8 m
使用水量	107 m ³ /sec
基準出力	184 MW
回転速度	188rpm

発 電 機 ;

型 式	3相交流同期発電機
台 数	3 台
出 力	200 MVA (力率 0.9遅れ)
周 波 数	50Hz

主要変圧器 ;

型 式	屋内形 3 相送油水冷式
台 数	3 台
容 量	200 MVA
電 圧	$380/\sqrt{3} / 14.4\text{kV}$

開 閉 所 ;

型 式	SF。ガス絶縁縮小型開閉装置
接 続 線 数	1 回線

(3) 発電所

Yusufeli発電所は地下式で計画され、主機間隔は22mで3台の主機が配置される。他に組立用天井走行クレーン、補機類が設置される。発電所配置図は Fig. 10-3 に示す。

(4) 主回路および 380kV開閉所

主回路は主機1台に対し1台の主要変圧器を接続するユニット方式が採用され、発電機と主要変圧器の間は相分離形密閉母線で接続される。発電機電圧 14.4kV は主要変圧器により 380kVに昇圧され、380 kV CV ケーブルにて屋外開閉所SF。ガス絶縁縮小型開閉装置に接続される。

380 kV開閉所はSF。ガス絶縁縮小型開閉装置（以下GISと称す）で計画されるが以下に在来形開閉所との比較も含めてGISの採用理由を記す。

① 機器価格、所要面積の比較

	在 来 形	G I S
機 器 価 格	1 0 0	1 7 0
敷 地 面 積	1 0 0	1 4

注) 在来形を100とした場合を示す

② GIS選定理由

Yusufeli計画発電所地点の兩岸は勾配50°程度の急斜面が続く極めて急峻な山

相を呈している。380kV開閉所は在来形の場合、その敷地面積は約 36,000 m²を必要とするが、Yusufeli計画地点の近傍には開閉所敷地造成に適した場所が見受けられない。一方GISを採用した場合の開閉所敷地面積は約 5,000m²で、この程度であればダム下流側法先に容易に確保可能である。

また、機器の価格は在来形に比しGISは 170%となるが、敷地造成工事費を含めて考えた場合にはGISの方が有利である。

次に技術面であるが、GISは実運用開始以来半世紀近くの歴史を持ち、既に十分に確立された技術であり、現在までに各国で数多くの実績を有している。

近年は 750kV GISも実系統に適用され、順調な運転を続けている。

GISの特長は、a) 主要な導電部、絶縁部等がすべてガス中に密閉されており、外部の雰囲気の影響から遮断されているので長期間劣化せず、高信頼度を維持できる。b) 設置スペースが在来形に比し大巾に縮小できること。c) 主要部分は工場にて十分な品質管理のもとに組み立てられるので現地掘付工程が短縮され、密閉システムによる高信頼性によって運転・保守の省力化が達成できる。等である。

以上述べたように、Yusufeli計画の場合は在来形に比し、GISが有利であり、380kV 開閉所はGISを採用するものとした。しかし、トルコ国内の実績をふまえて、在来形開閉所あるいはGISのいずれを採用するか詳細設計の段階で慎重に検討し、決定しなければならない。

Fig. 10-4に単線結線図を示す。

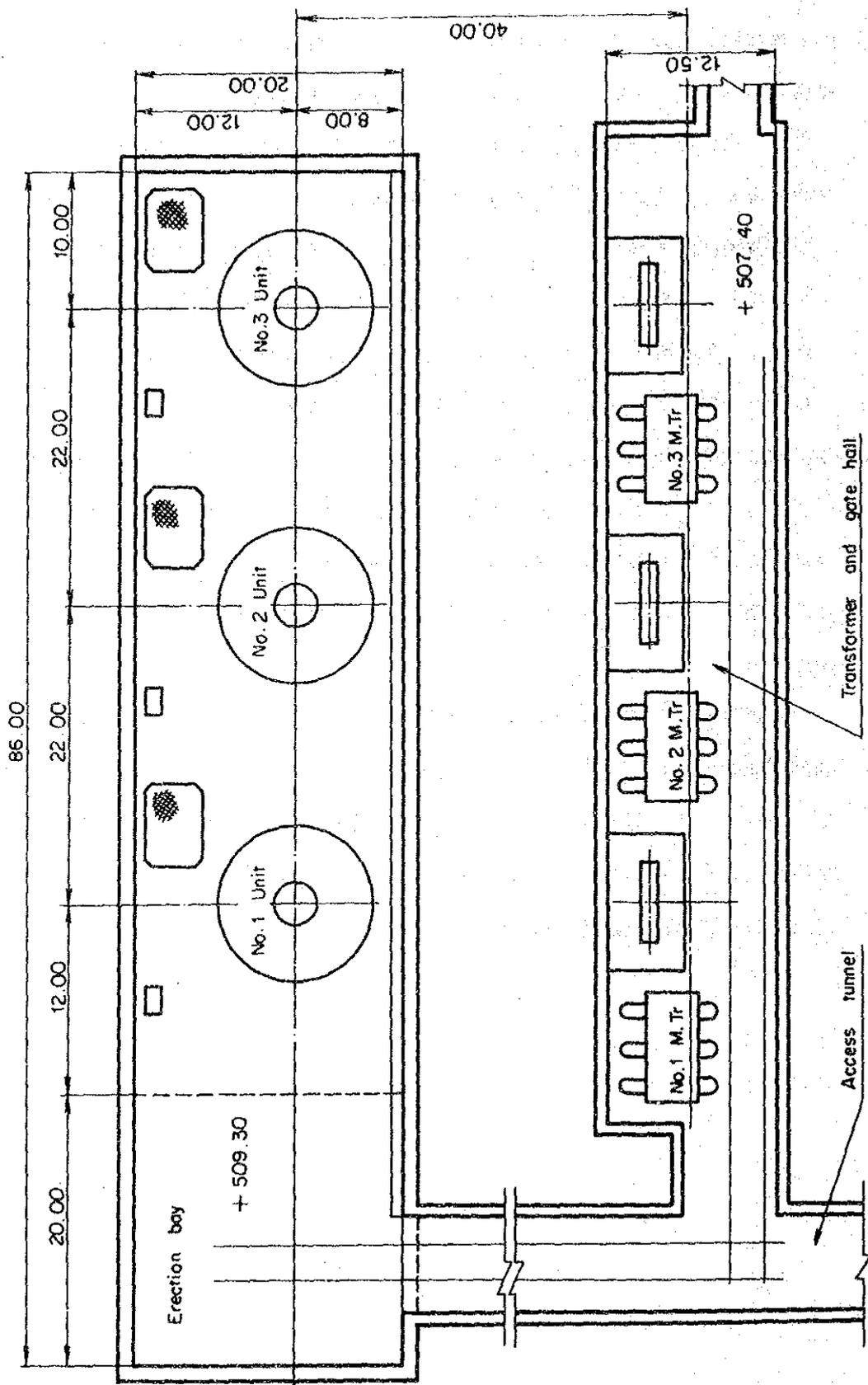


Fig. 10-3 Plan of Power Plant (Yusufeli Project)

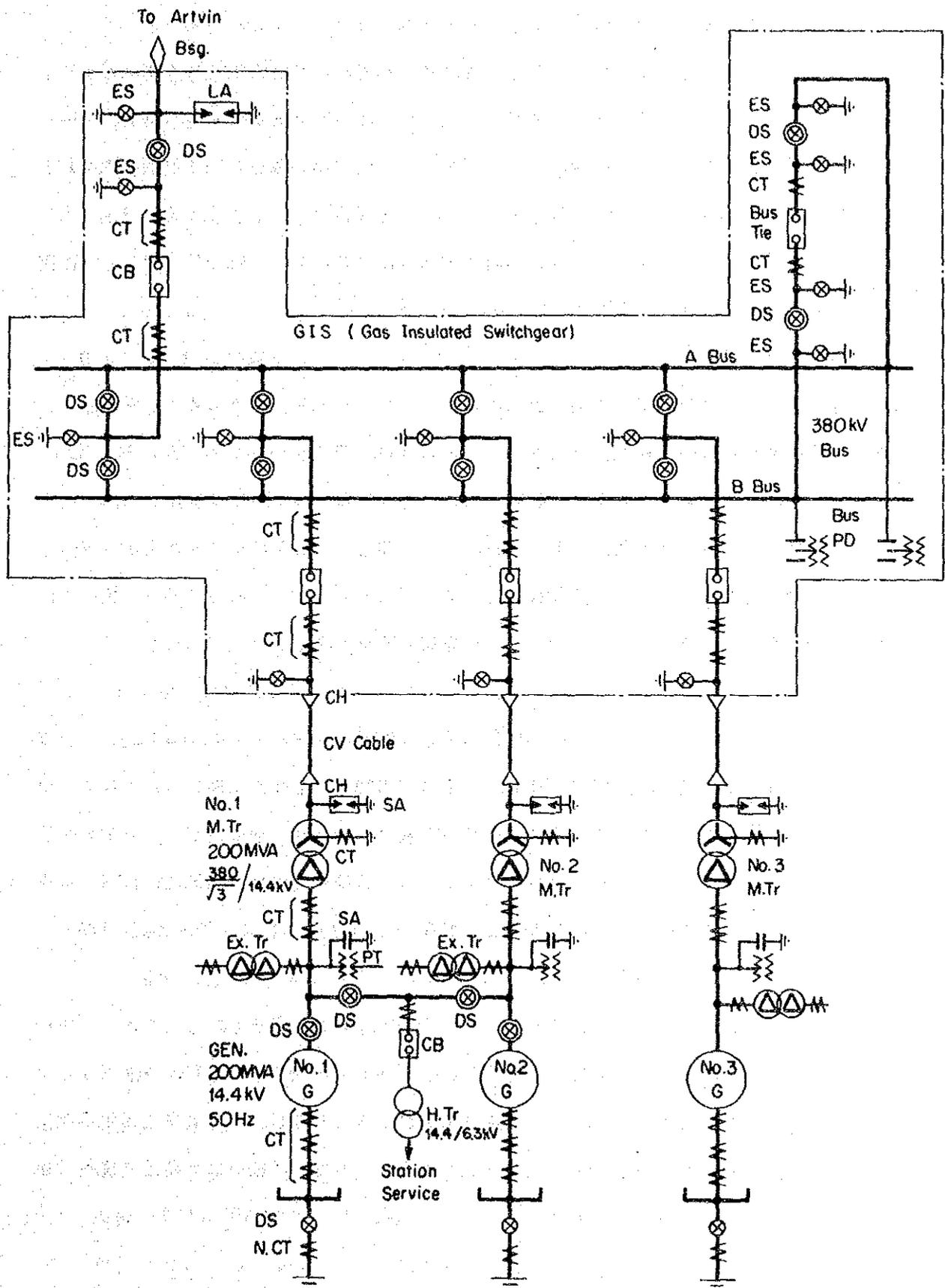


Fig. 10-4 Single Line Diagram (Yusufeli Project)

1 0.2 Artvin計画

1 0.2.1 ダム及び付属構造物

第9章“開発計画”に記述しているとおり、ダム型式については、上流ダムサイトにおけるロックフィルダム、下流ダムサイトにおけるコンクリート重力ダム、アーチ重力ダム及びアーチダムについて比較の結果、下流ダムサイトにおけるアーチダムを選定した。

ダムの設計洪水流量は、PMFにおけるYusufeliダムからの放流量 $8,000\text{m}^3/\text{s}$ に残留域の洪水量 $200\text{m}^3/\text{s}$ を加え、 $8,200\text{m}^3/\text{s}$ とした。

(1) 河流処理

建設中の河流処理に対する設計洪水量はコンクリートダムであることを考慮し、10年確率洪水量に対応する $1,120\text{m}^3/\text{s}$ とした。

仮排水トンネルは右岸側に配置され、経済的観点から1条案を採用した。上流2次締切の堤頂標高は仮排水トンネルの内径と関連して最適な組合せが選定される。検討の結果、Fig. 10-5に見られるように、仮排水トンネルは内径10.0mの標準馬蹄形で延長549m、上流2次締切の堤頂標高406mと決定した。

(2) ダム

ダムは高さ160m、堤頂長217mの二心等厚円弧ドームアーチである。ダム上流面堤頂での半径は右岸側で140m、左岸側で170mであり、頂部における堤体厚は8m、基部で25mとなり、総コンクリート量は $500 \times 10^3\text{m}^3$ に達する。荷重分割法による応力計算結果はAppendixに示す。堤頂標高は最高水位標高503.0mに風、地震による波浪高を含む余裕高を考慮して標高505.0mとした。なお堤体内部EL450m付近に底部放流路を設置する。

基礎処理は地質調査が未了であり、現時点での判断が困難な部分もあるが、右岸アバットの鞍部については、止水のためのカーテングラウトと想定されるジョイントに対応するためのPSアンカー工事を実施することとした。地質調査の結果次第では更に断層処理が必要となることも考えられるので、詳細設計の段階で慎重に検討しなければならない。

(3) 洪水吐

洪水吐は河川中央に幅13m、高さ15mのラジアルゲート4門を有する自由落下式で、最高水位503.0mで設計洪水量 $8,200\text{m}^3/\text{s}$ を流下させ得る。満水位上に洪水の

調節容量が 12×10^6 m³程度あるが小さいので本レポートでは無視する。なお万が一上流約9 kmに位置する Havuzlu地すべりが起こってもダムサイトへの影響は地すべりによる波高が5 m以下と予想され、満水位上には余裕高が5 mあるためダム堤頂は越流されない。又、ゲート部の両側に堤頂標高を最高水位 503.0 mに合わせた総越流幅40 mの自由越流部を設け、ダム堤体本体の地すべりによる波に対する安全性を高める構造とした。自由落下した洪水はダム直下に設けられる底部標高 345 m、底部水平長 120 mの減勢池により減勢された後 Deriner貯水池へ流入する。

1 0. 2. 2 水路及び発電所

発電水路及び地下発電所は、右岸側と比べ、より堅硬と思われる左岸地下に配置し、その設備概要は最大使用水量 333m³/s、基準有効落差 112.9 m、設備出力 320MWである。

(1) 発電水路

取水口は左岸ダムアバット直上流に配置し、鉄筋コンクリート構造で幅 8.5 m、高さ 8.5 mのローラーゲート 2 門を有する。取水口数は、低水位より充分低く、竣工50年後の推定堆砂面より高い。

水路延長が短いので、取水口より内径 6.5 m ~ 5.2 mの立坑鉄管路 2 条とした。鉄管の板圧算定には内圧の30%を岩盤負担とする。放水路は圧力トンネル式でコンクリート巻立とし、内径 7.5 m、2 条とする。トンネルの断面はFig. 10-6に示すように、最適経済断面を算定して決定した。

(2) 発電所及び開閉所

発電所は左岸地下に設けられ、長さ 217 mの取付トンネルで結ばれる。発電機は単機出力 160MW 2 台である。水車は立軸フランシス型で水車中心間隔は24 mとなり、発電所空洞は最大で幅25 m、長さ65 m、高さ50 mを呈する。

主変圧器およびドラフトゲート室が発電所の下流側に配置され、延長 235 mの母線トンネルによりトンネル坑口付近に設置するケーブルヘッドと結ばれ、そこから架線で約2 km下流のYagcilarbagligi に予定する屋外開閉所と結ばれる。開閉所の位置については、発電所近くに地形的に適当な場所がなく、1/5,000 地形図からYagcilarbagligi 地点を選定したが、詳細設計の段階で慎重に検討し、決定しなければならない。なお屋外開閉所に隣接して管理建物を設置する。

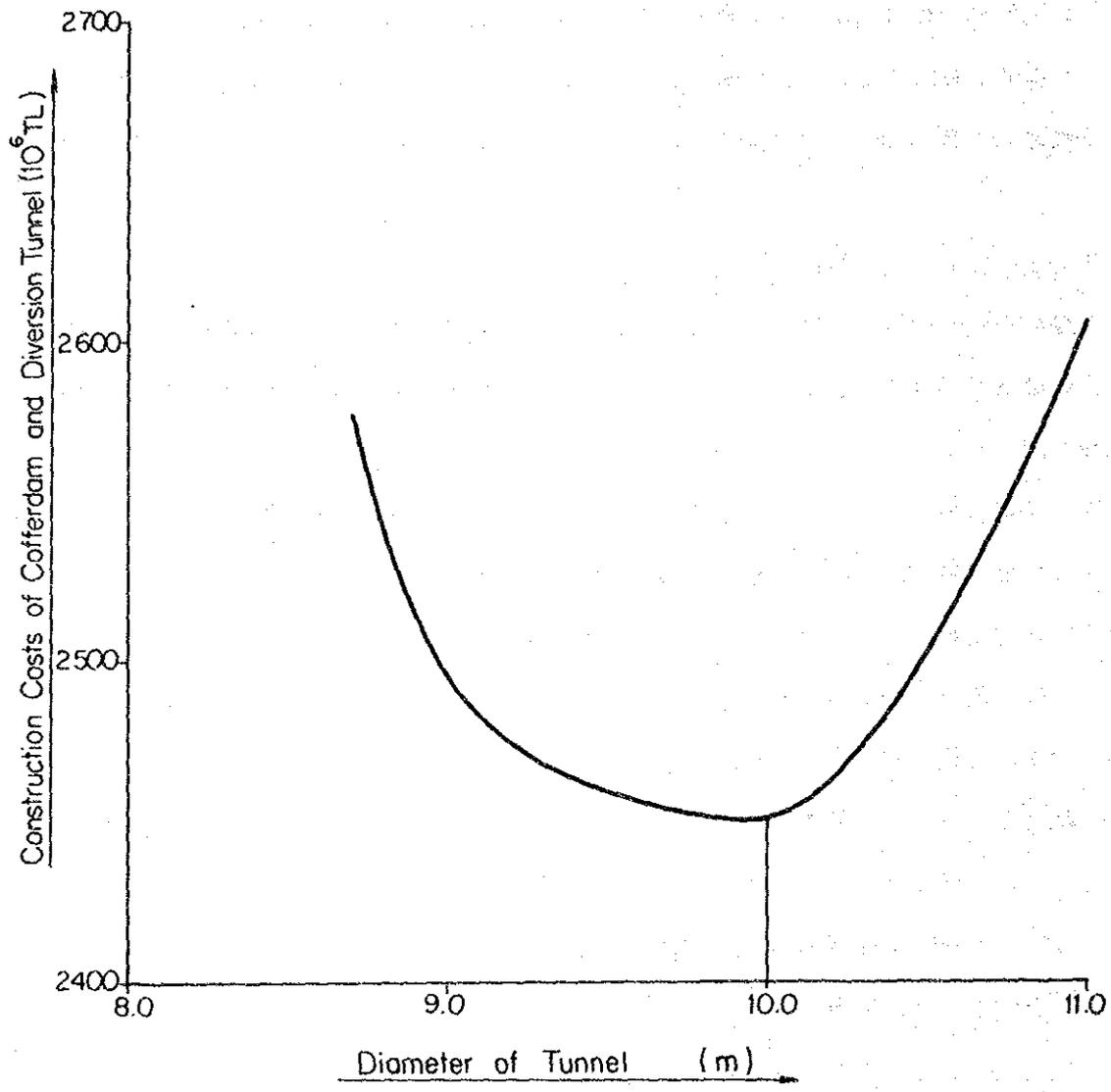


Fig. 10-5 Comparative Costs of Cofferdam – Diversion Tunnel Combinations

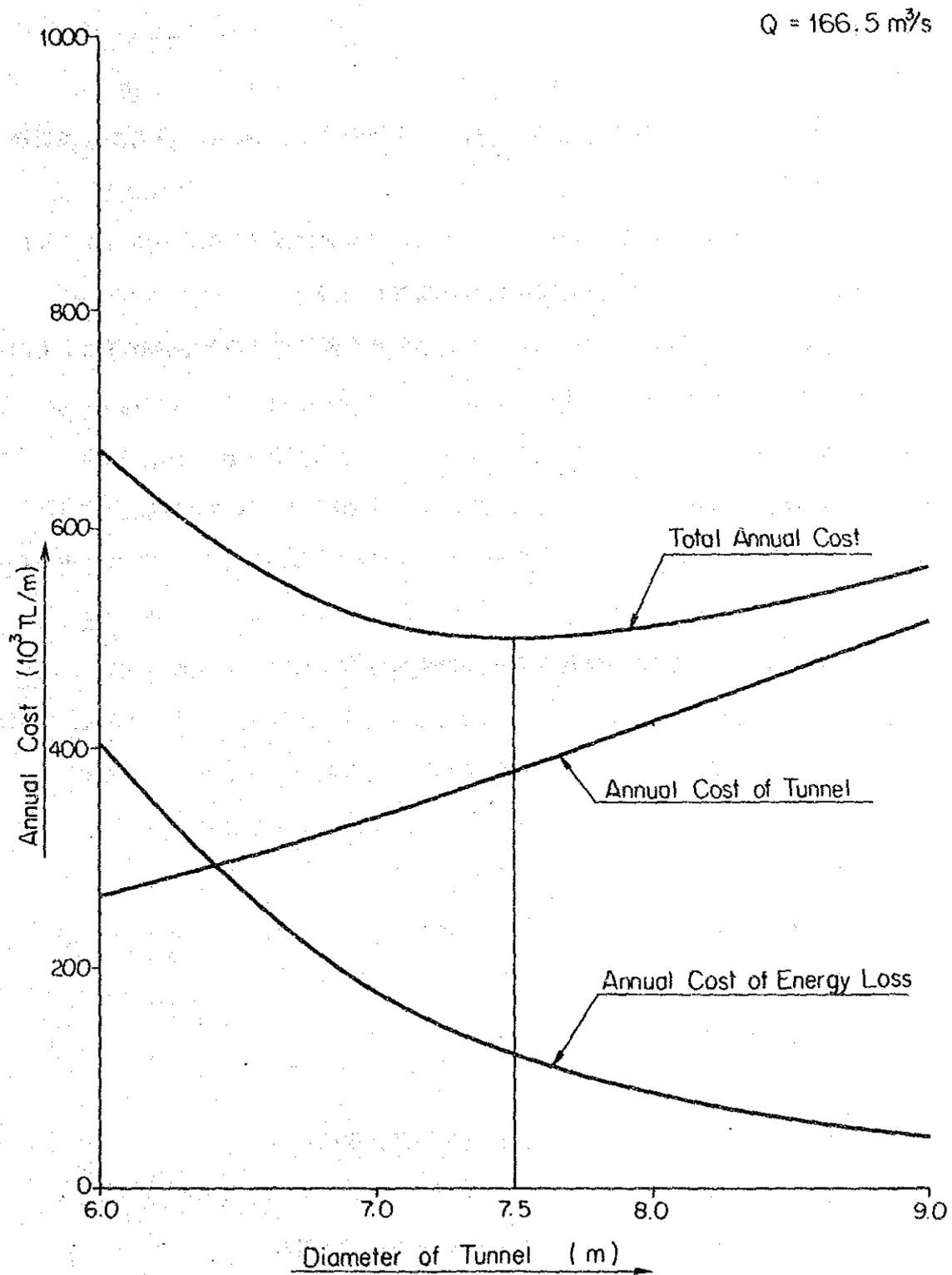


Fig. 10-6 Optimum Diameter of Tailrace Tunnel (Artvin Project)

発電所への進入路は付替国道より Coruh川左岸沿いに下流側より結ばれ、その延長は約 1.0kmである。

1 0. 2. 3 電気機器

(1) 主機台数の選定

Artvin発電所は、設備出力 320MWに対し、主機台数は、1、2、3 台の各案が検討の対象となる。

1 台案は、検討の結果、フランシス形水車では製作限界を越えることから採用不可能であり、3 台案は、2 台案に比し建設費が割高となる。

2 台案では、単機出力は 160MWとなり、十分製作限界内にあり、系統運用上も問題がないことから本案を採用することとした。

(2) 主機の選定

Artvin計画の基本諸元は $H_{nor} = 112.9 \text{ m}$ 、 $Q_{max} = 166.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、主機台数 = 2 台であり、この場合、主機は立軸フランシス形が最適であり、これを採用した。

———発電所電気設備概略諸元———

水 車 ;

型 式	立軸フランシス水車
台 数	2 台
基準有効落差	112.9 m
使用水量	166.5 m^3/sec
基準出力	167 MW
回転速度	150rpm

発 電 機 ;

型 式	3 相交流同期発電機
台 数	2 台
出 力	182 MVA (力率 0.9遅れ)
周 波 数	50Hz

主要変圧器 ;

型 式	屋内形 3 相送油水冷式
台 数	2 台

容 量	182 MVA
電 圧	$380/\sqrt{3} / 14.4\text{kV}$
開 閉 所 ;	
型 式	SF ₆ ガス絶縁縮小型
接 続 線 数	3回線

(3) 発電所

Artvin発電所は地下式で計画され、主機間隔は24mで2台の主機が配置される。

他に組立用天井走行クレーン、補機類が設置される。

発電所配置図は Fig. 10-7 に示す。

(4) 主回路および 380kV開閉所

主回路は主機1台に対し1台の主要変圧器を接続するユニット方式が採用される。発電機と主要変圧器の間は相分離形密閉母線で結ばれる。発電機電圧 14.4kV は主要変圧器により380kVに昇圧され、380 kV CV ケーブルにて屋外のケーブル引出口に接続され、ここからは架空線で約2 km下流のSF₆ガス絶縁縮小型開閉装置に至る。

380 kV開閉所はYusufeli計画の場合と同様な理由からSF₆ガス絶縁縮小型開閉装置が(G I S)採用されるものである。しかし、G I Sの採用については詳細設計の段階で慎重に検討し、決定しなければならない。

Fig. 10-8に単線結線図を示す。

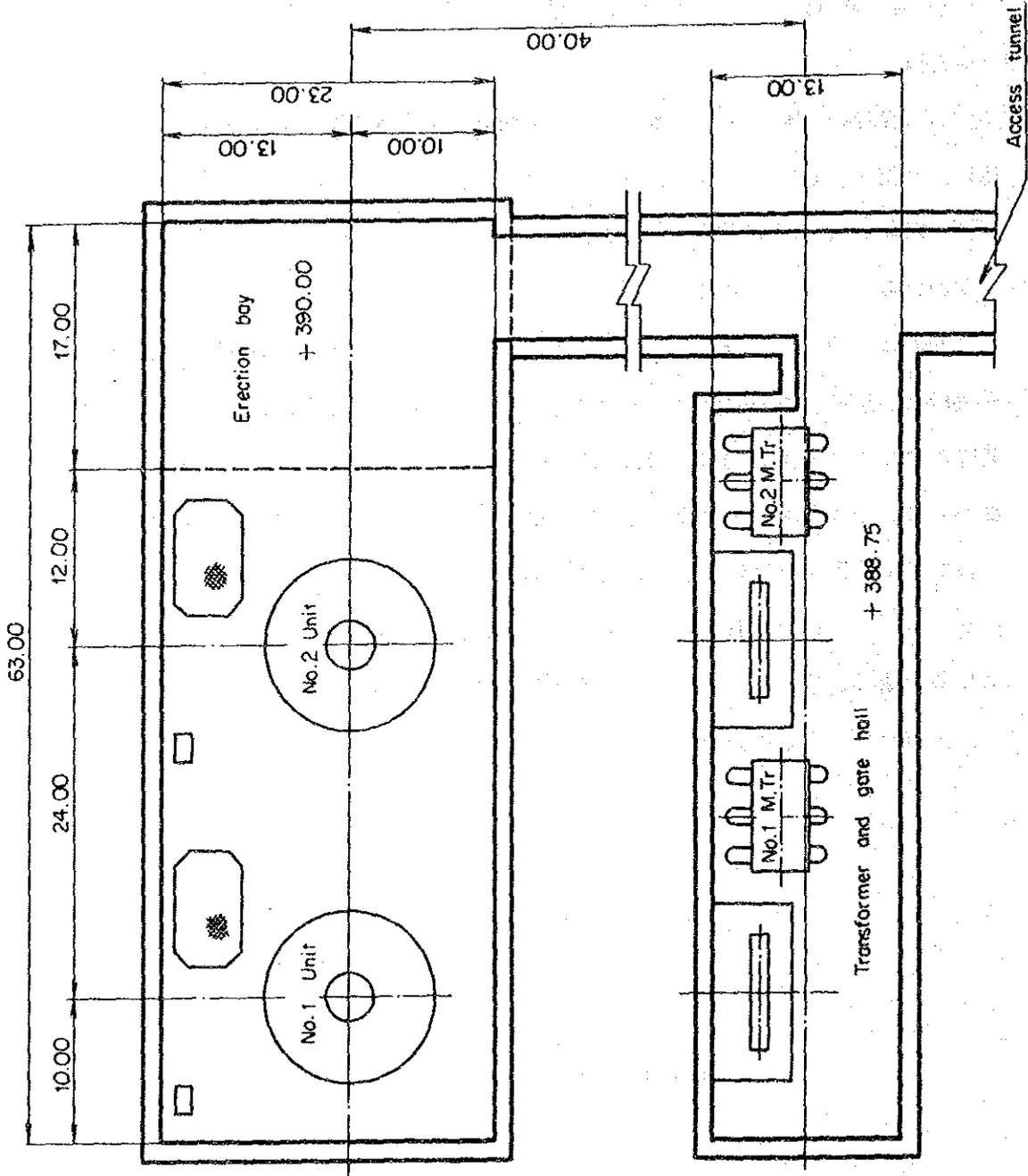


Fig. 10-7 Plan of Power Plant (Artvin Project)

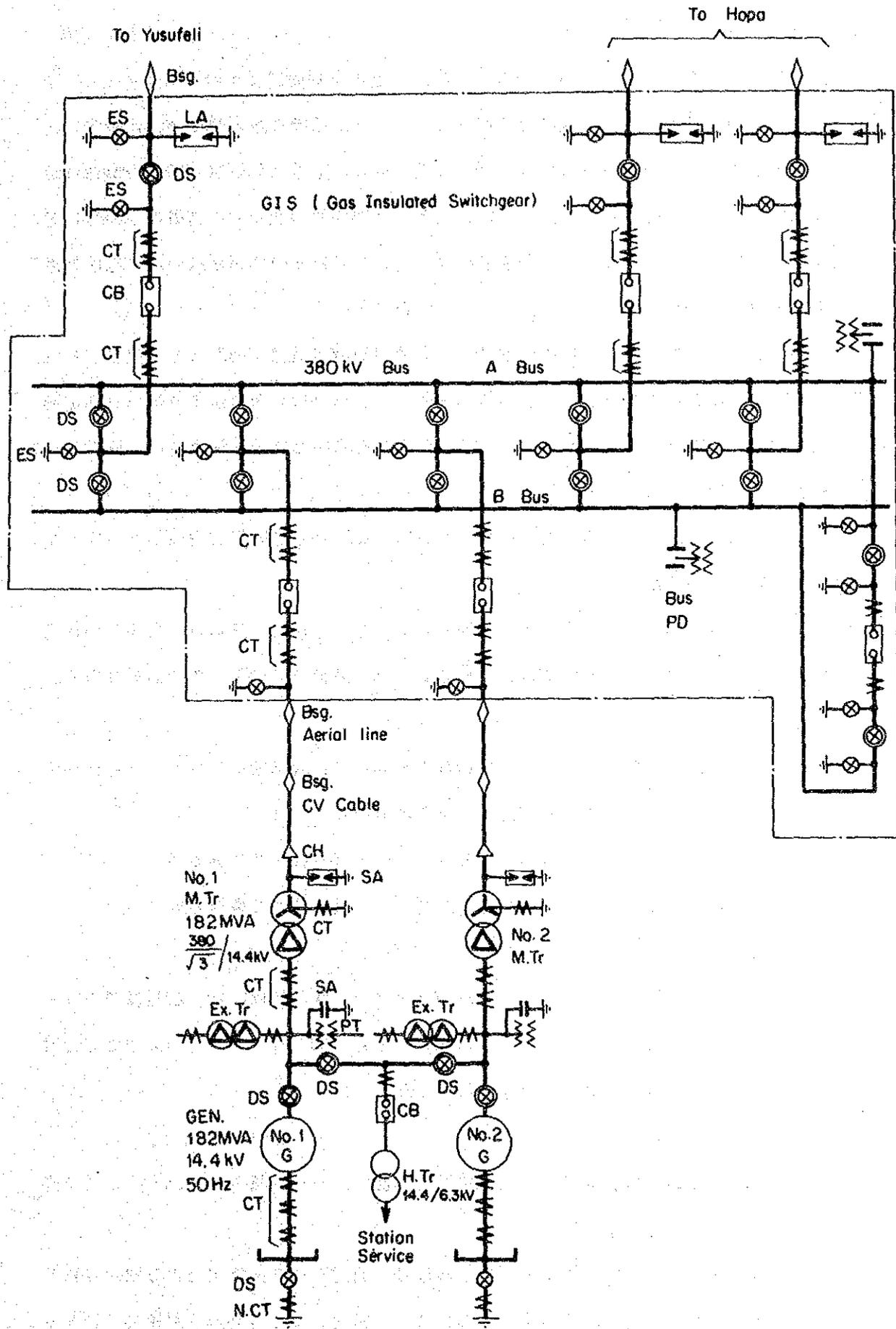


Fig. 10-8 Single Line Diagram (Artvin Project)

1 0.3 送電線計画

(1) 送電線ルート

送電線の建設に際して、資機材の運搬に利用できる既設道路の有無は、建設費に大きく影響する。この為当送電線は、Coruh川に沿った国道 950号線 (Hopa~Erzurum) に近接したルートを設定した。Artvinダムより、Yusufeliダム間は国道の一部付け替えが必要であるが、送電線工事着手迄には、完成しているので問題ない。発電所地点の標高は、1500 m 以下であり、ルート上の問題はない。

なお、本計画のダム工事に伴い水没する既設 154kV送電線 (約35km) の建替工事も、並行して実施されるので、これとの協調を要する。Yusufeli発電所よりArtvin発電所を經由して、BorckaよりHopa迄は、工事、保守面を考慮して前記国道及び、既設154kV送電線に並行とした。

Hopa変電所は、海岸からの塩害汚損を考慮して海岸より2 km以上内陸側へ設定した。

(2) 送電電圧と回線数

Yusufeli~Hopa間93kmを合計出力 860MWの電力を安定送電するには、9.3.2の送電線計画で述べた通り、154kVでは、不十分であり、最低 380kV 1回線が必要である。

(3) 電 線

電線の太さは、本計画の発生電力に見合う電流容量、機械強度及びコロナ特性を考慮すると共に、トルコに於ける使用実績から次の通りとした。

Yusufeli発電所 ~ Artvin発電所間 : 954MCM×2 導体方式

Artvin 発電所 ~ Hopa 変電所間 : 954MCM×2 導体方式

(4) 耐雷設計

黒海側中央部に於ける I K L (Isokeraunic Level) 観測値は、20~40程度であり本計画地域についても同レベルと考えられる。此の為、90° G S W 2条の架空地線を遮蔽角20°以内に架設し 100% 雷遮蔽を期待した。

(5) 碍子種類と碍子個数

380kV送電線の絶縁設計は、系統最高電圧 420kV, ルート標高は 1,500 m 以下で有効接地系として検討した。

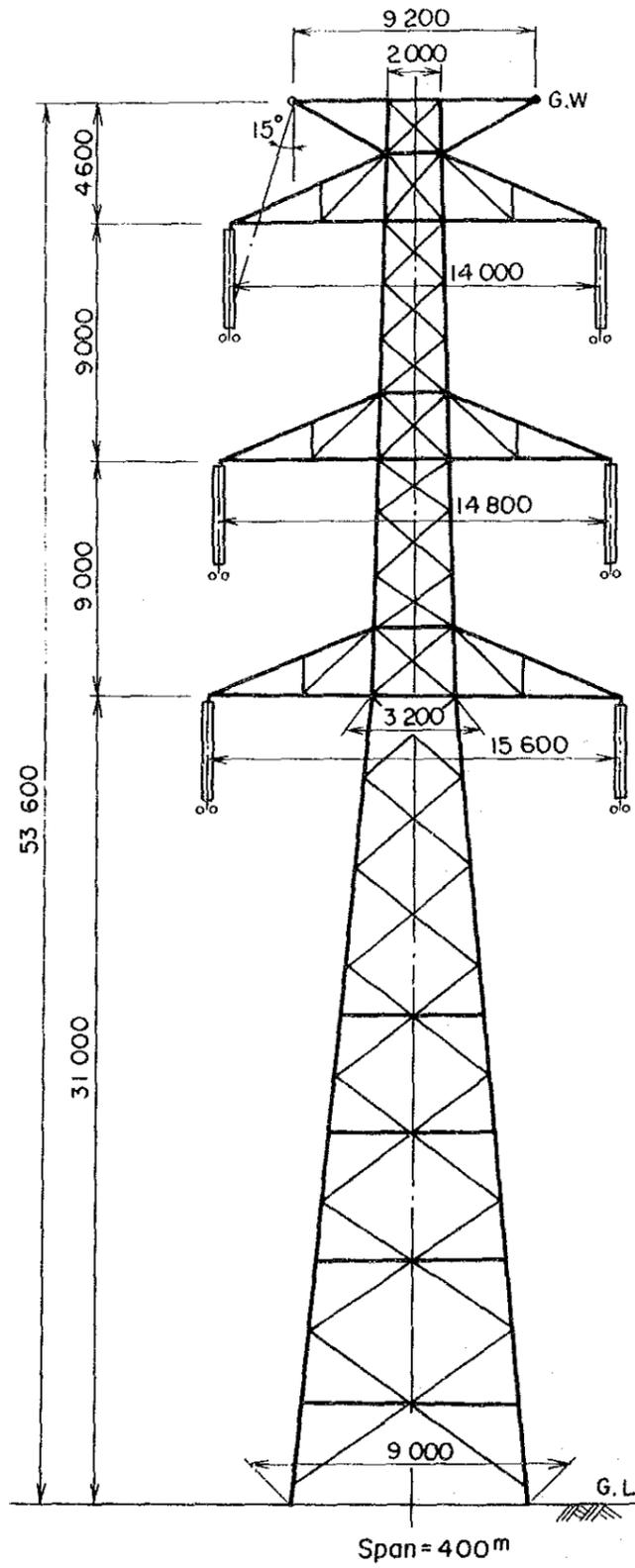
ルートの大部分は内陸部となり、碍子個数は、開閉サージ異常電圧より決定されるが、トルコの既設設備との協調をとる為、若干の裕度をみて 250mm φ 懸垂碍子22ヶ取付けを標準とした。

(6) 支持物

トルコに於ける送電線鉄塔の設計基準に依れば、基準風圧として、架空線風圧68kg / m²、鉄塔風圧90kg / m²としているが、気象データ、これ迄の運転実績からみて妥当なものと思われる。

Fig. 10-9に標準懸垂鉄塔姿図を示す。

380kV 2 cct Standard Suspension Tower



380kV 1cct Standard Suspension Tower

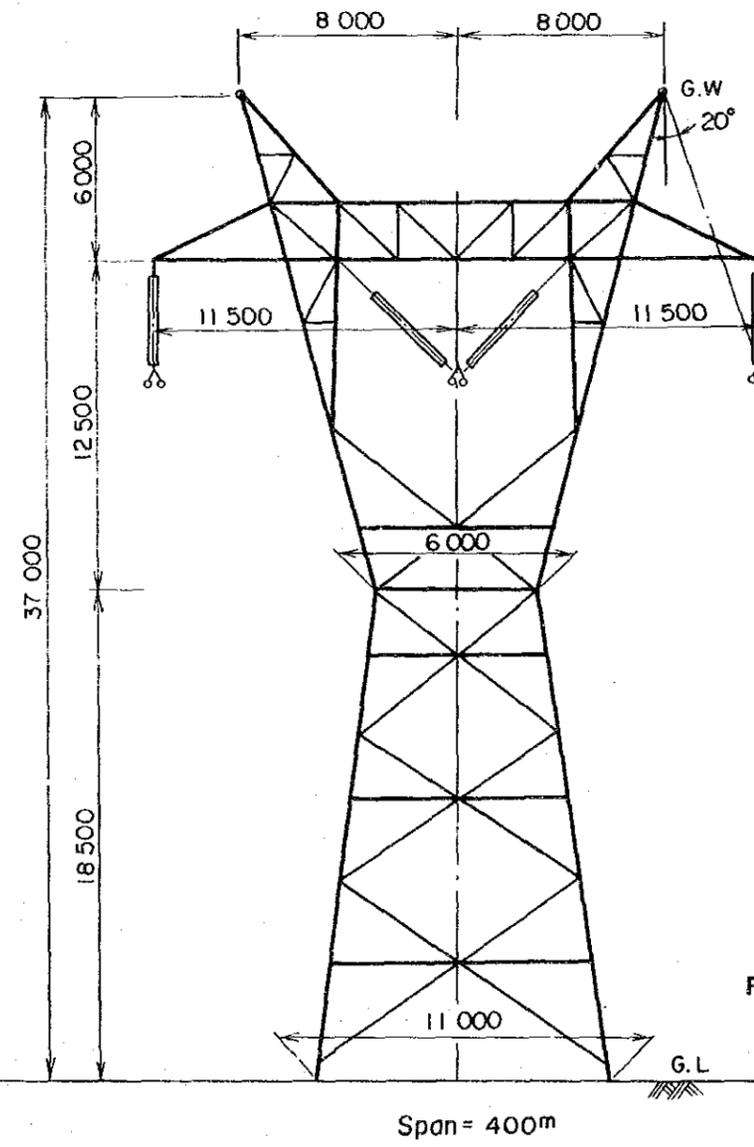
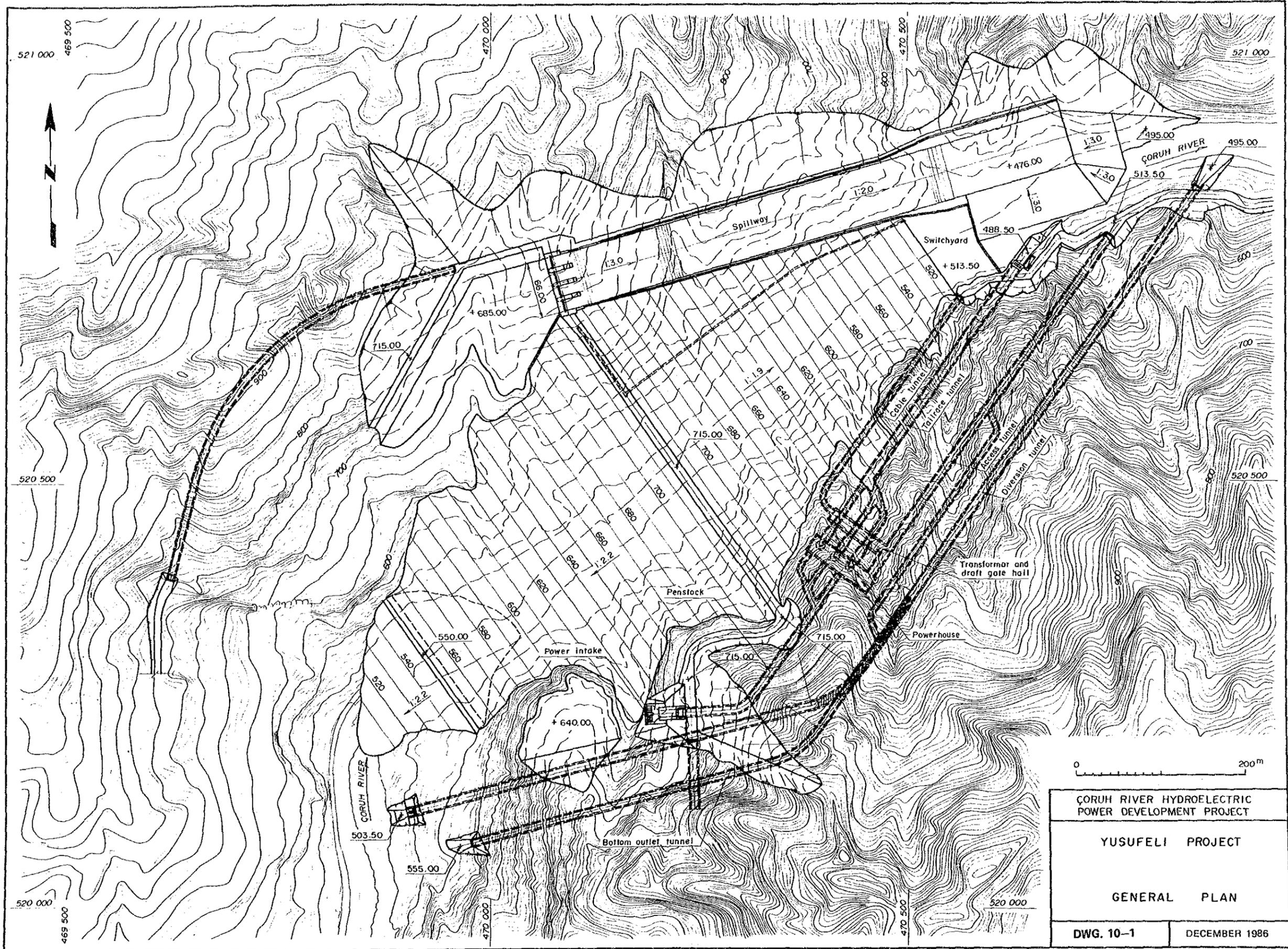
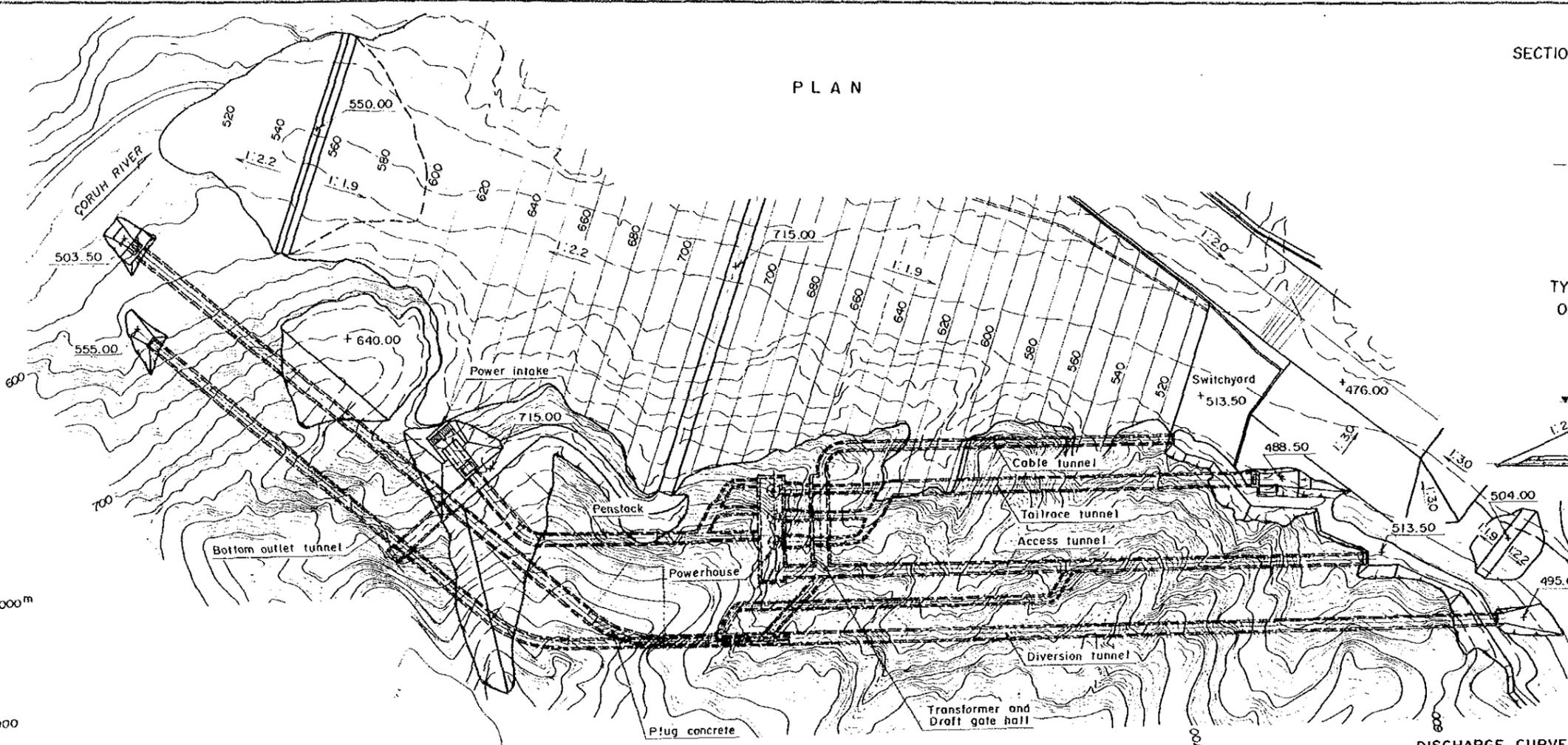


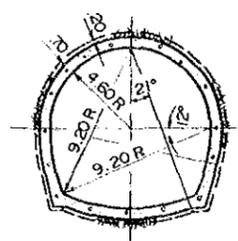
Fig. 10-9 Standard Suspension Tower for Coruh Project



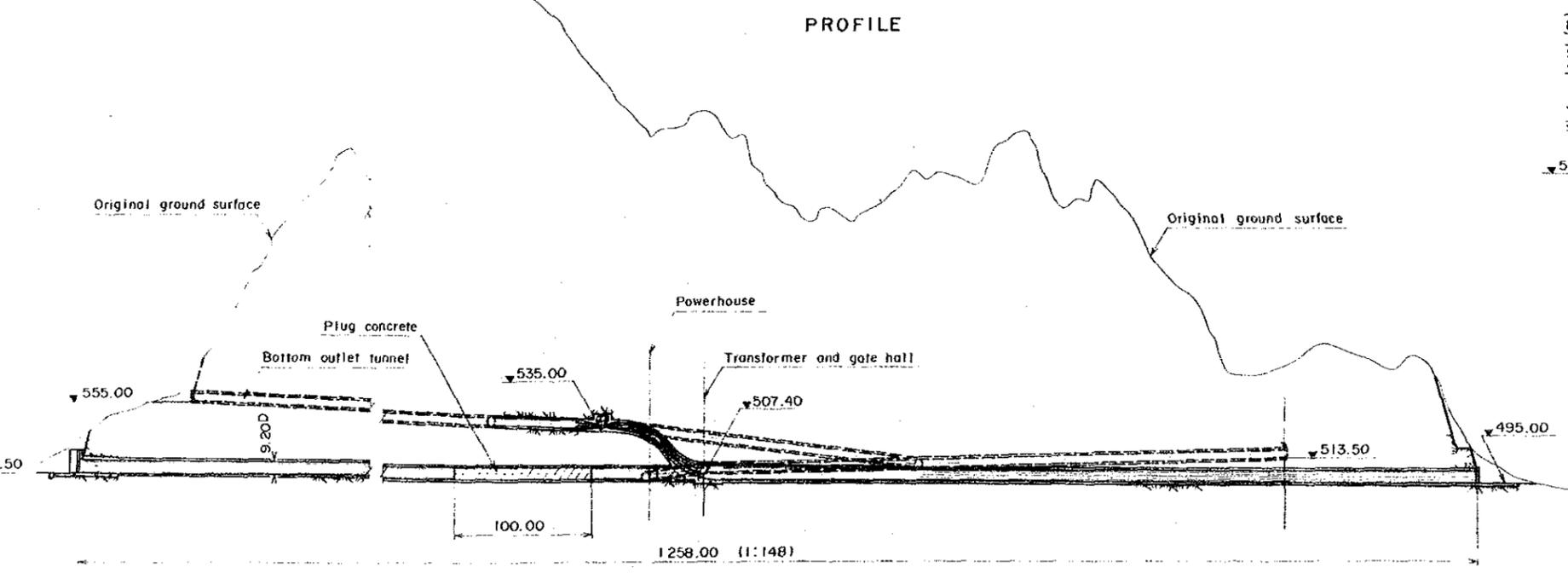
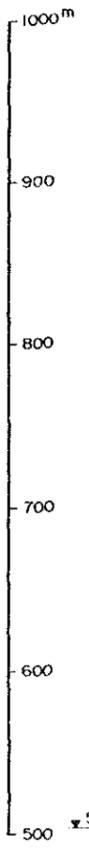
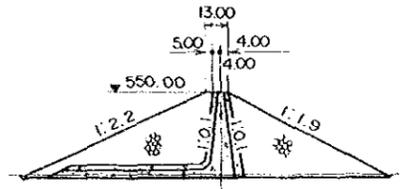
ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
YUSUFELI PROJECT	
GENERAL PLAN	
DWG. 10-1	DECEMBER 1986



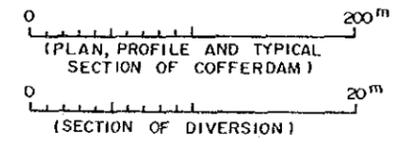
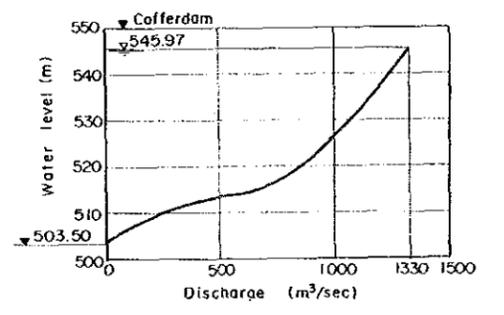
SECTION OF DIVERSION



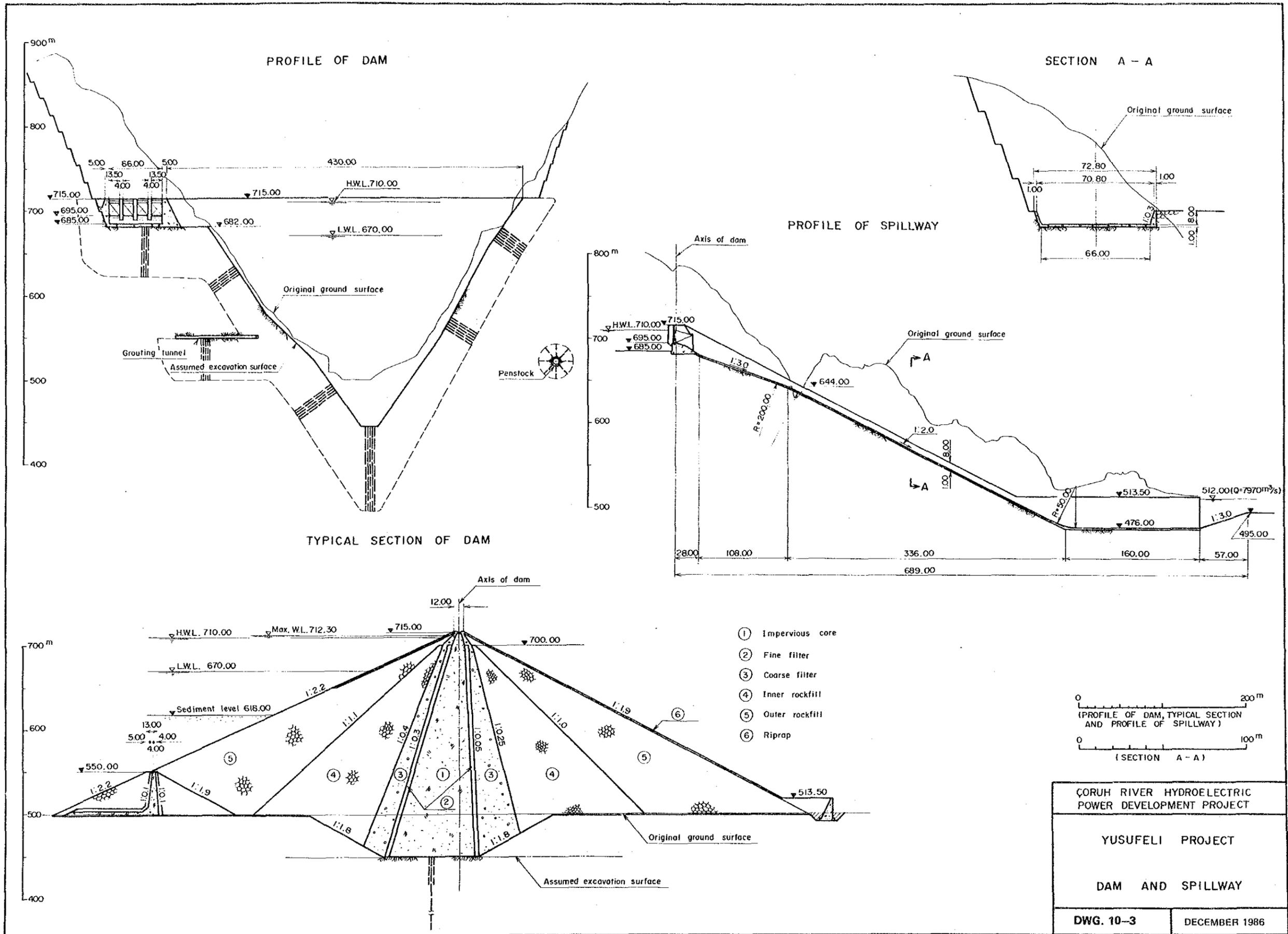
TYPICAL SECTION OF COFFERDAM



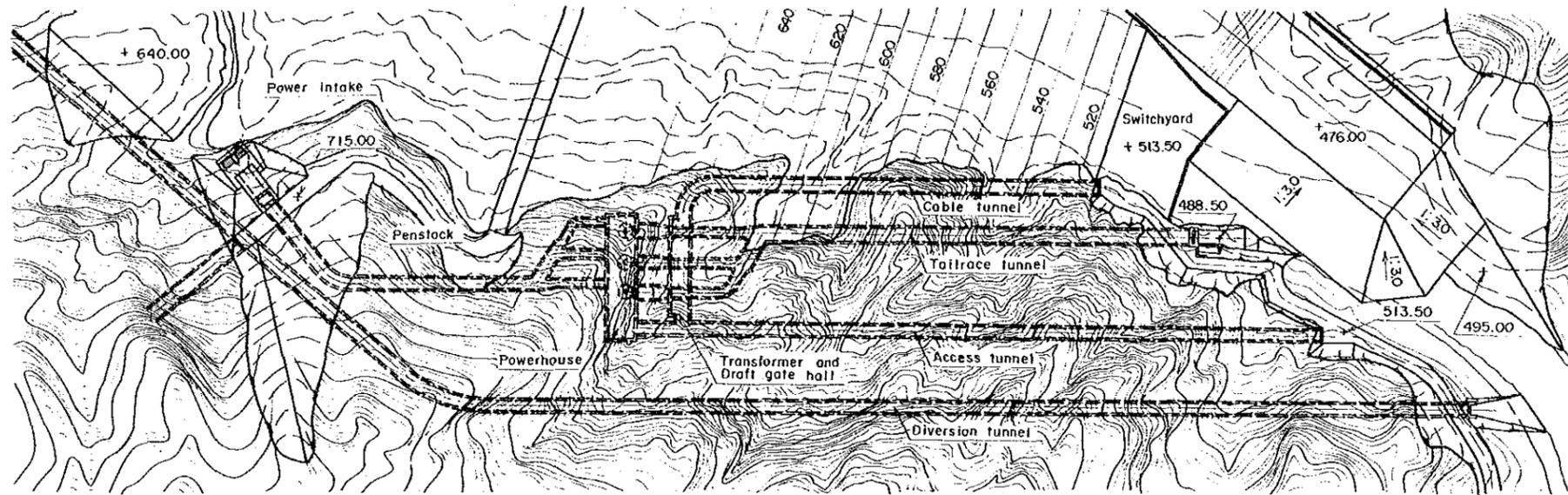
DISCHARGE CURVE OF DIVERSION TUNNEL



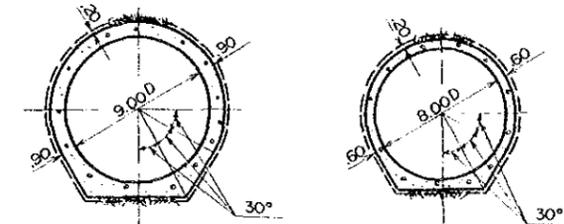
ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
YUSUFELI PROJECT	
CARE OF RIVER	
DWG. 10-2	DECEMBER 1986



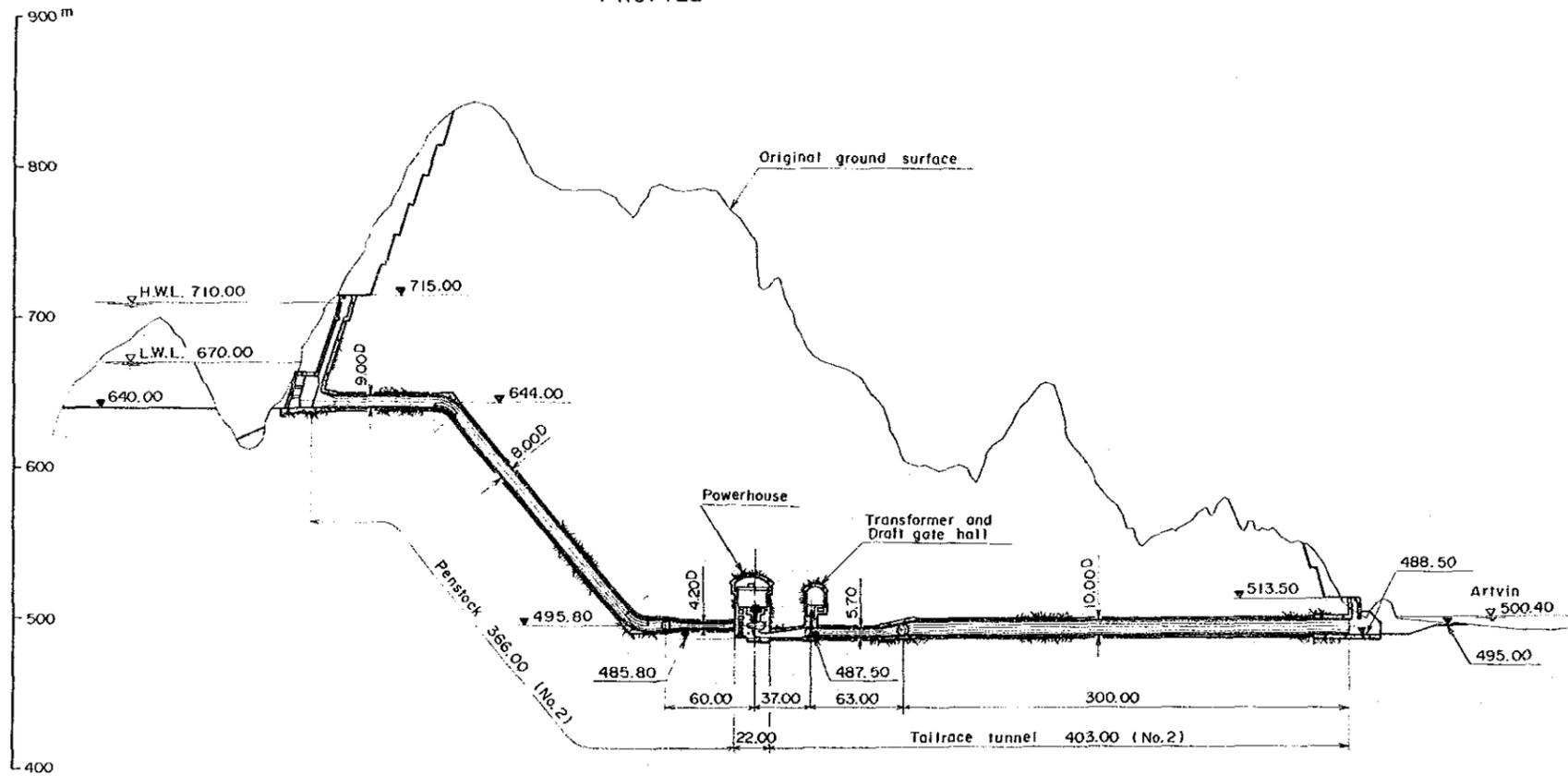
PLAN



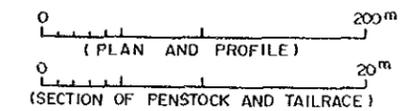
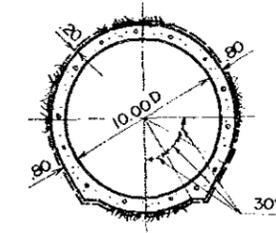
SECTION OF PENSTOCK



PROFILE

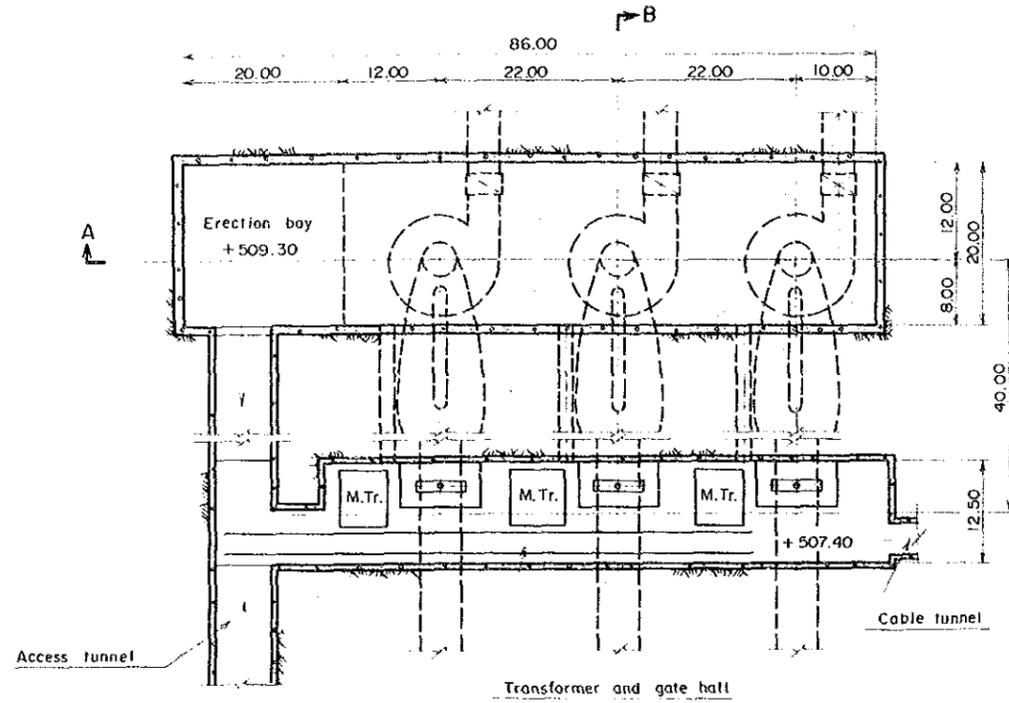


SECTION OF TAILRACE

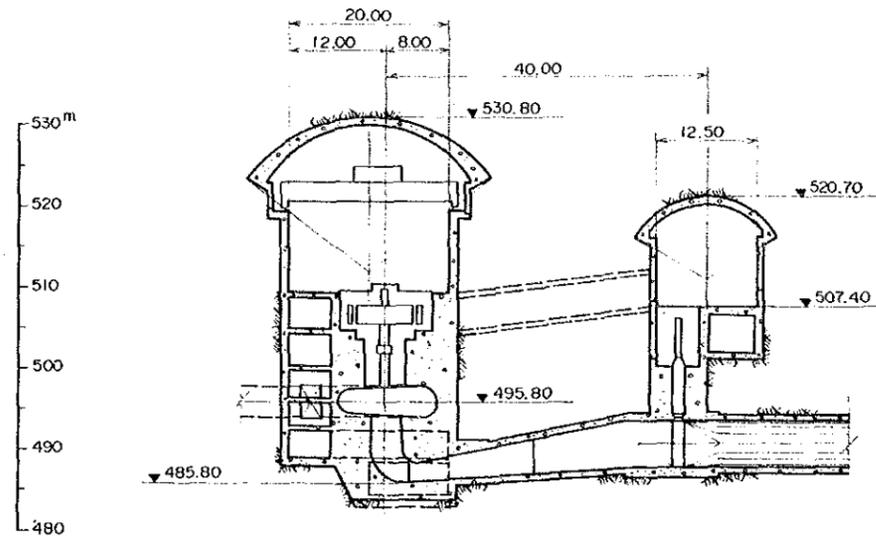


ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
YUSUFELI PROJECT	
WATERWAY	
DWG. 10-4	DECEMBER 1986

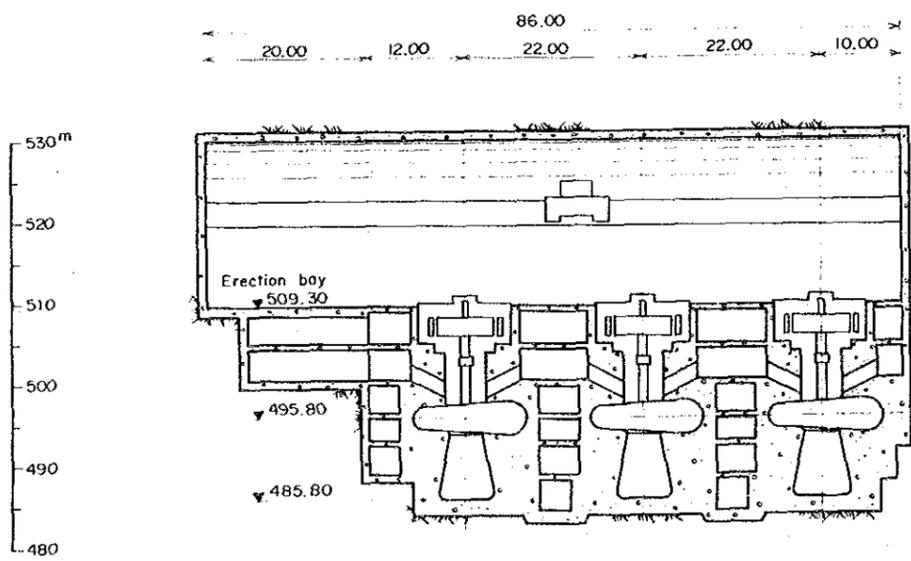
POWERHOUSE PLAN



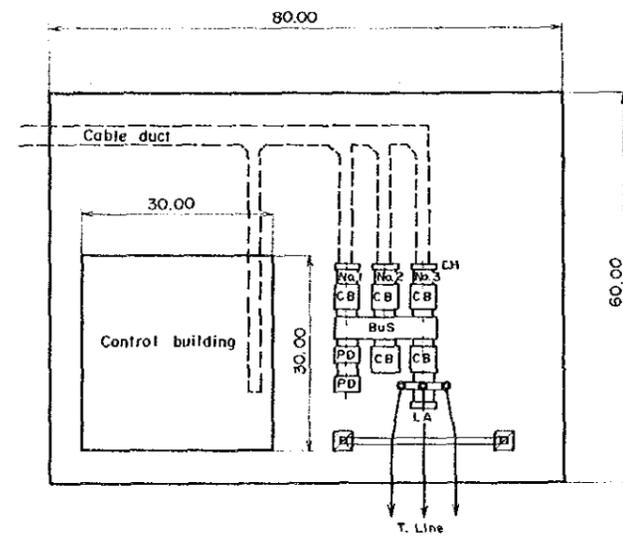
SECTION B - B



SECTION A - A



SWITCHYARD PLAN



0 50m
(SWITCHYARD PLAN)

0 40m
(POWERHOUSE PLAN, SECTION A-A AND B-B)

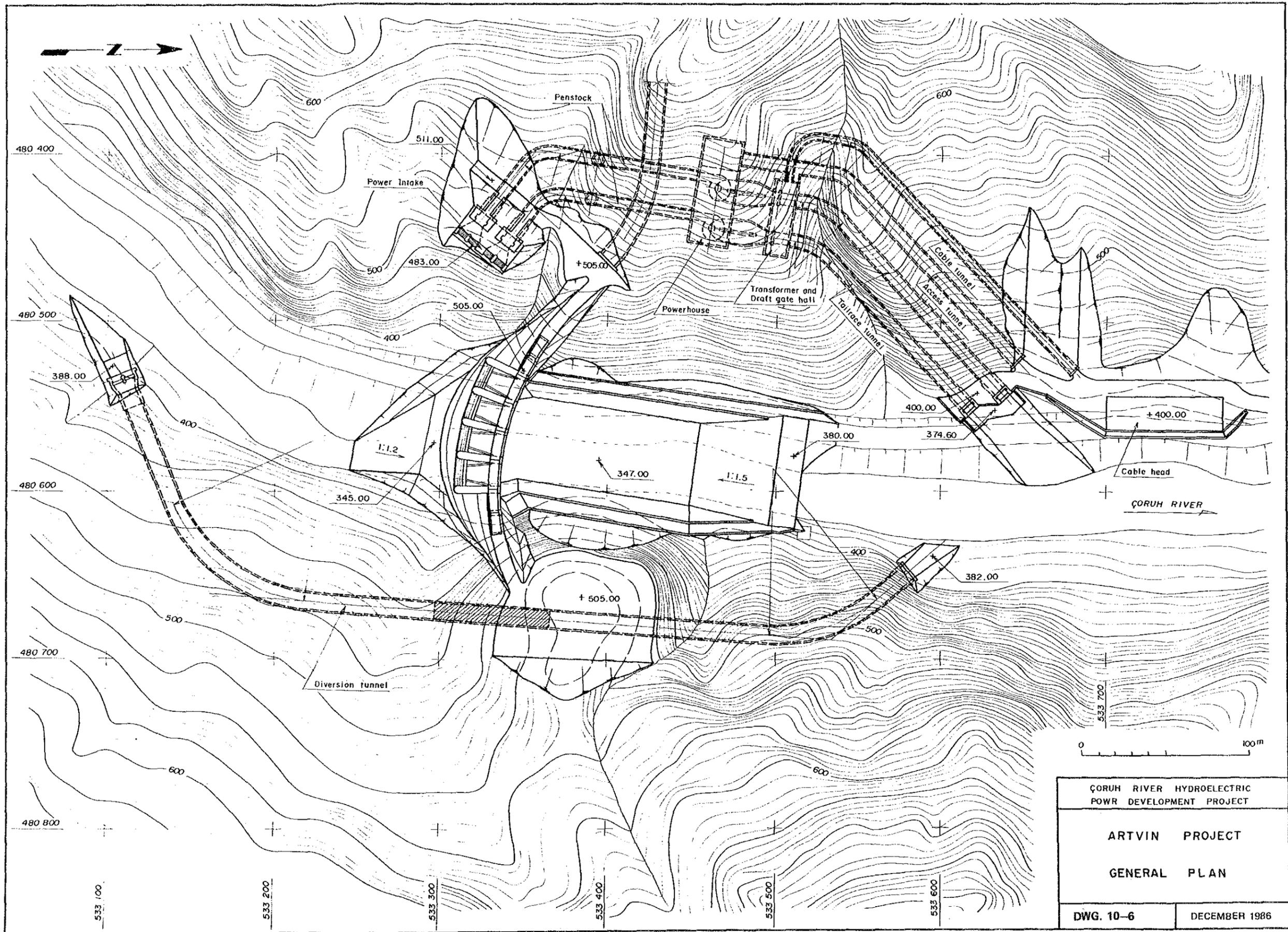
ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

YUSUFELI PROJECT

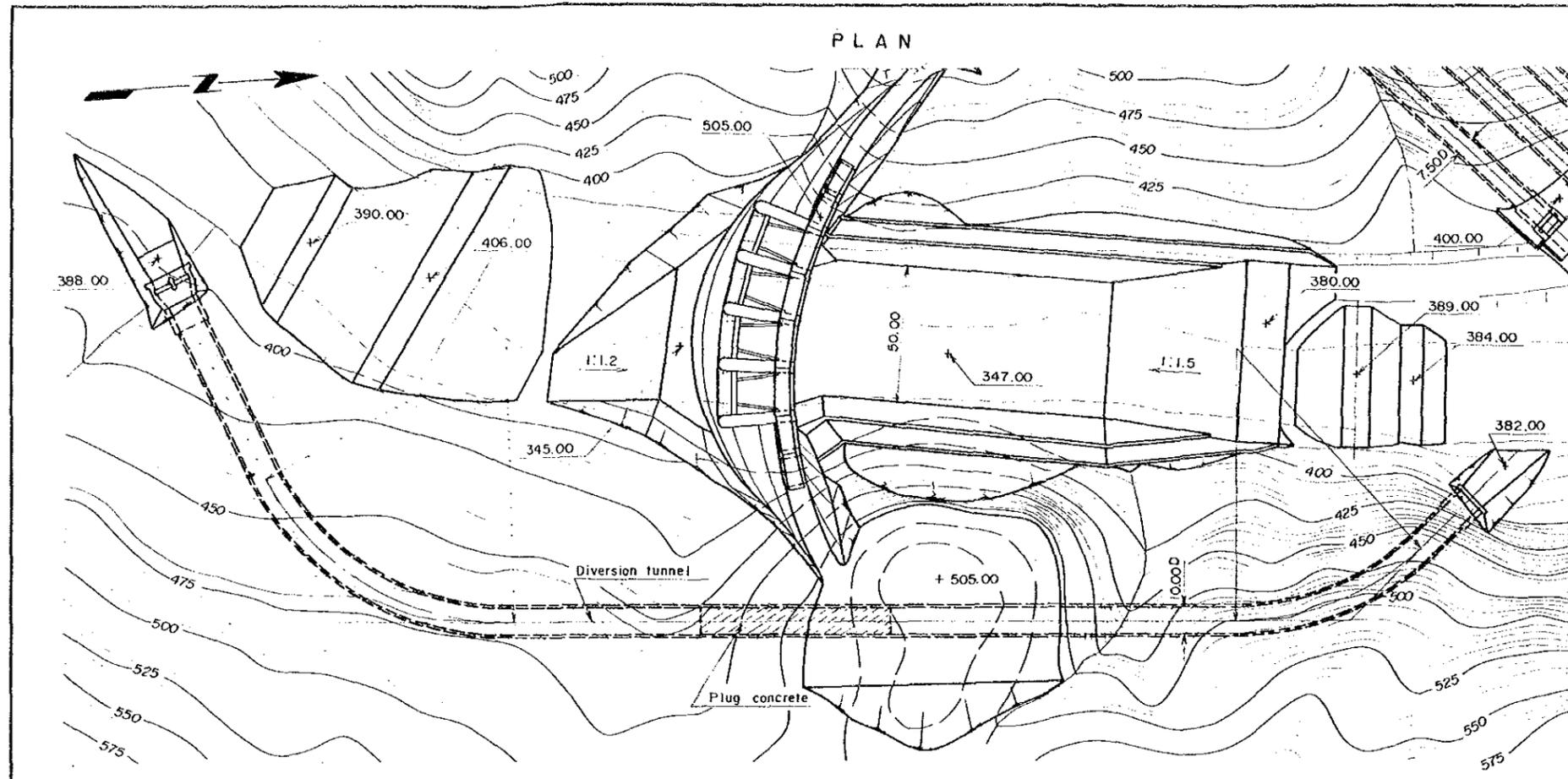
POWERHOUSE

DWG. 10-5

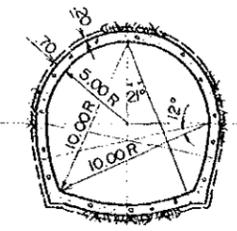
DECEMBER 1986



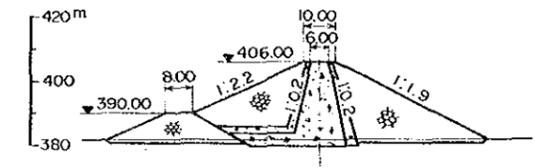
ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
ARTVIN PROJECT	
GENERAL PLAN	
DWG. 10-6	DECEMBER 1986



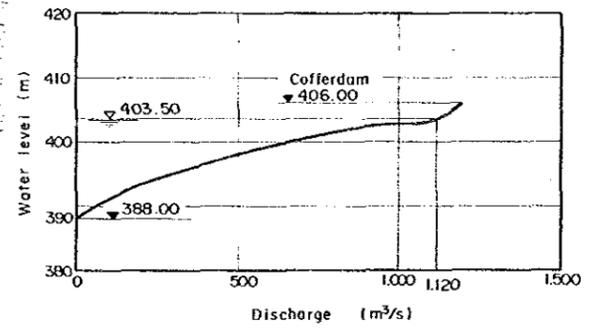
SECTION OF DIVERSION



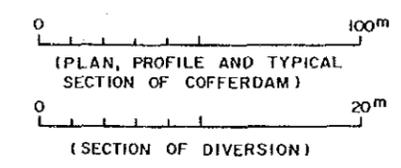
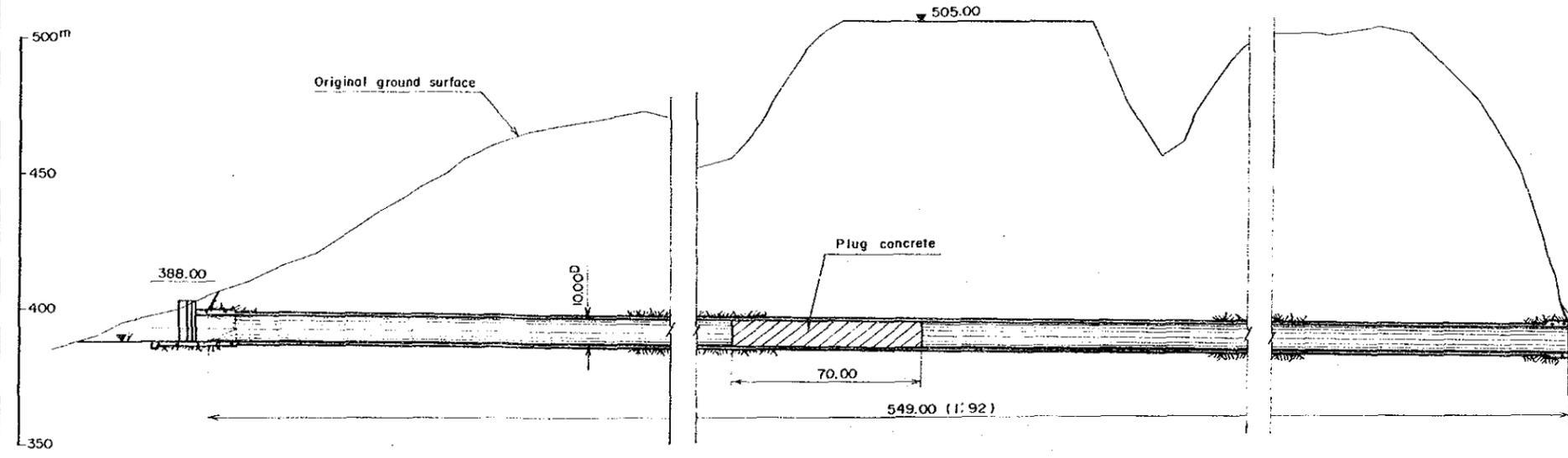
TYPICAL SECTION OF COFFERDAM



DISCHARGE CURVE OF DIVERSION TUNNEL

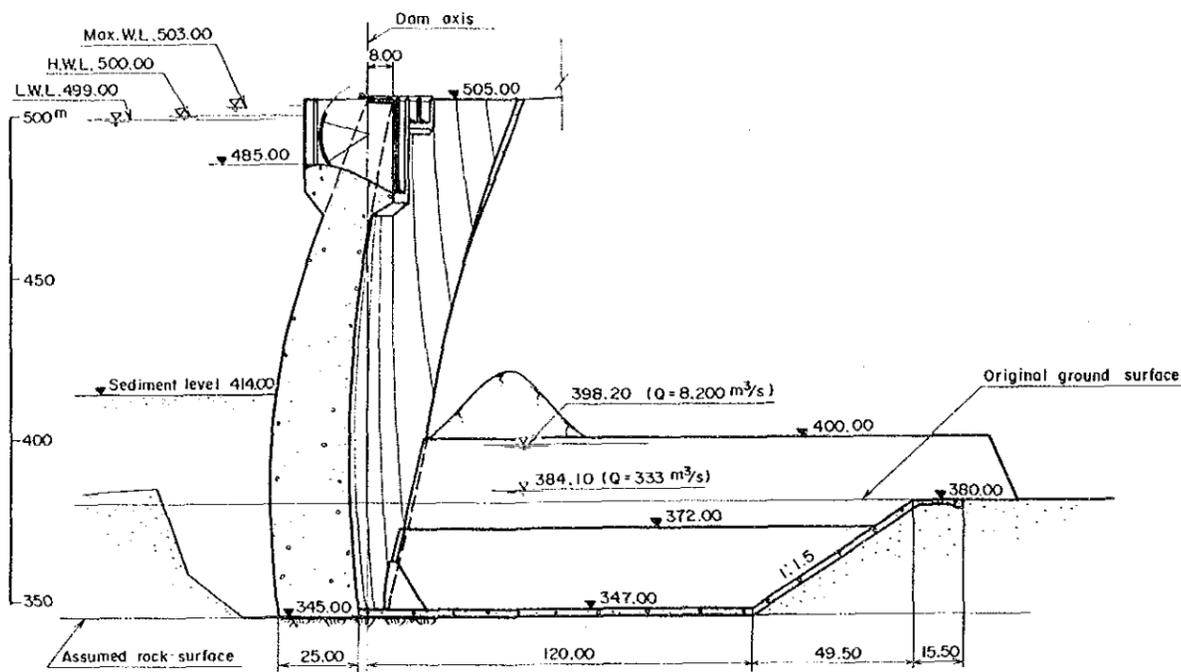


PROFILE

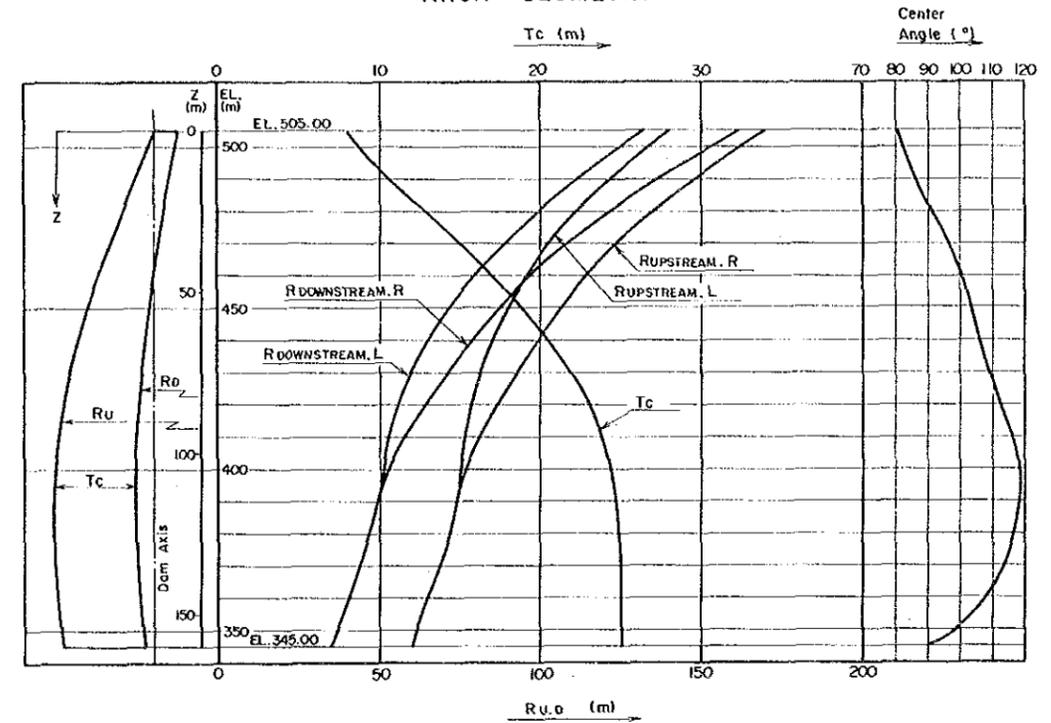


ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
ARTVIN PROJECT	
CARE OF RIVER	
DWG. 10-7	DECEMBER 1986

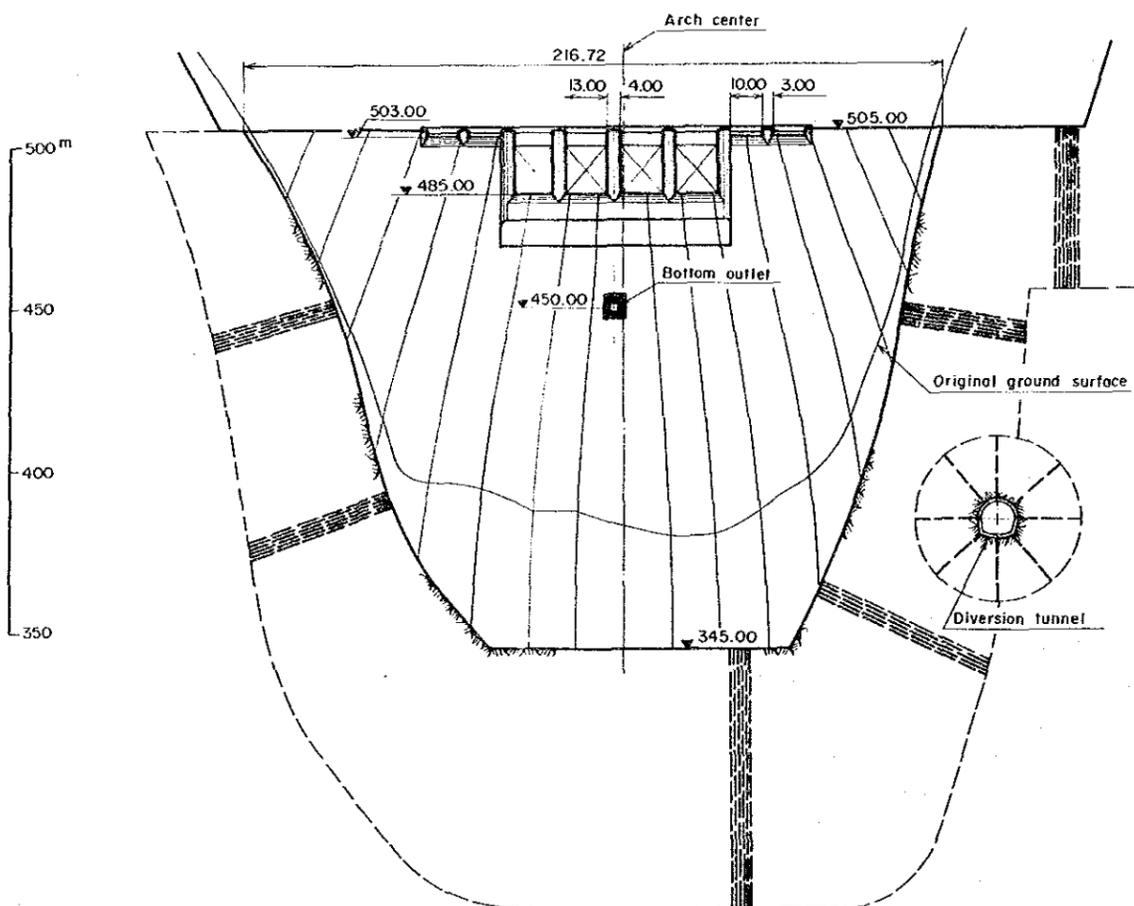
SECTION OF ARCH CROWN



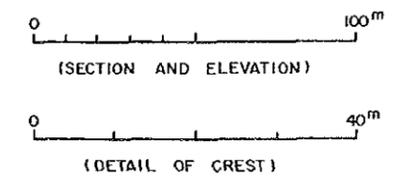
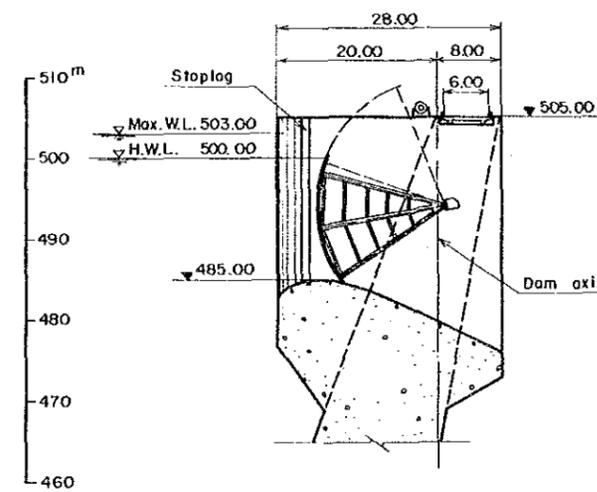
ARCH GEOMETRY



DEVELOPED ELEVATION (UPSTREAM)



DETAIL OF CREST



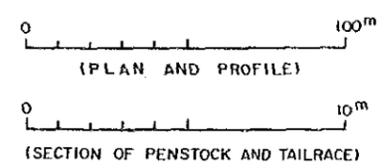
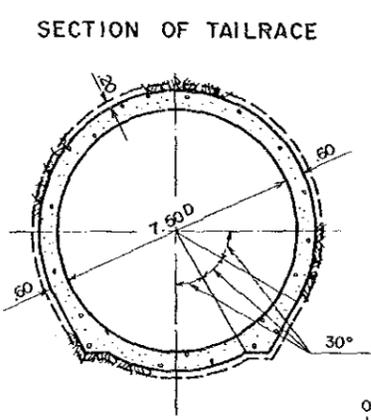
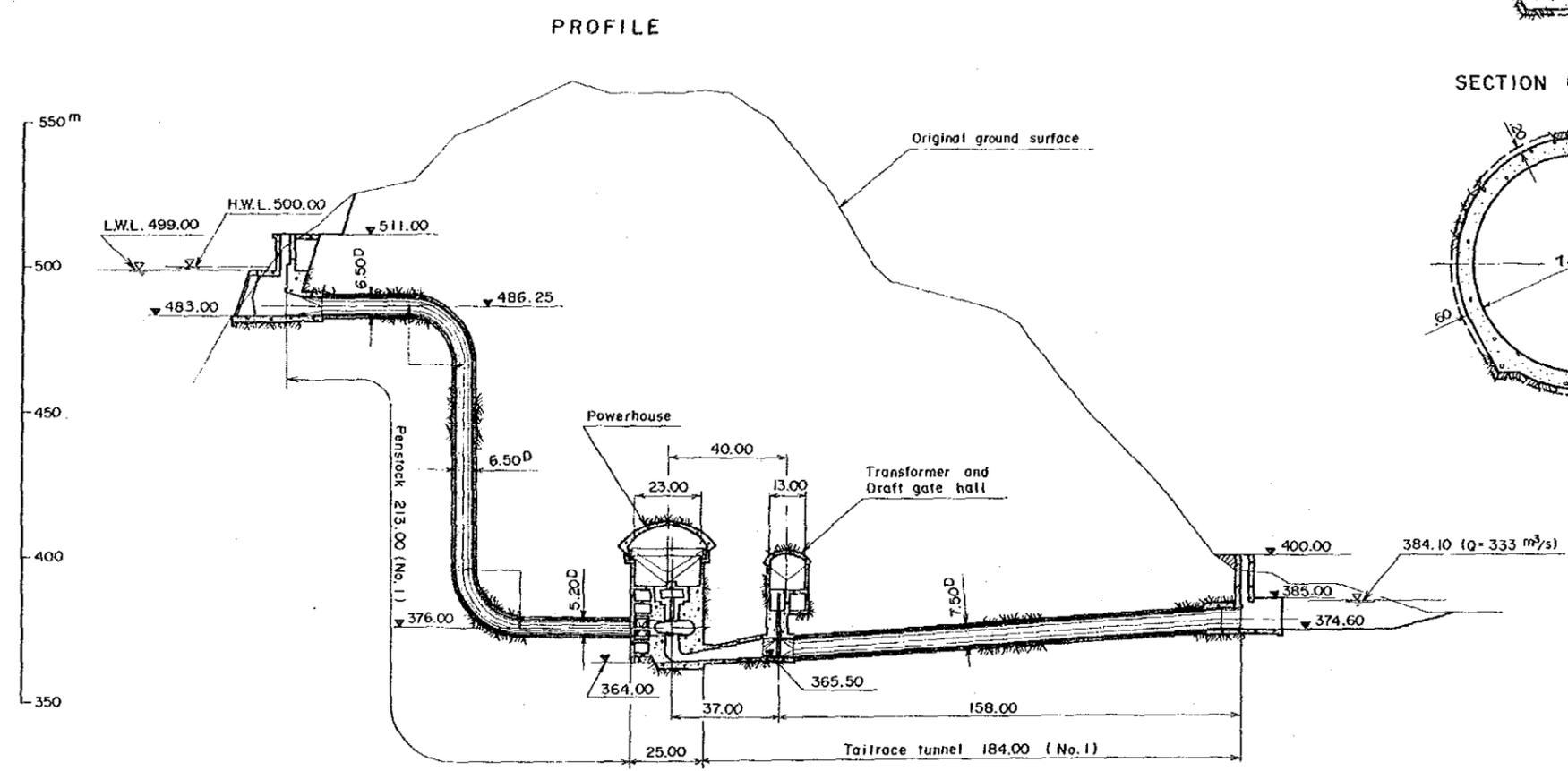
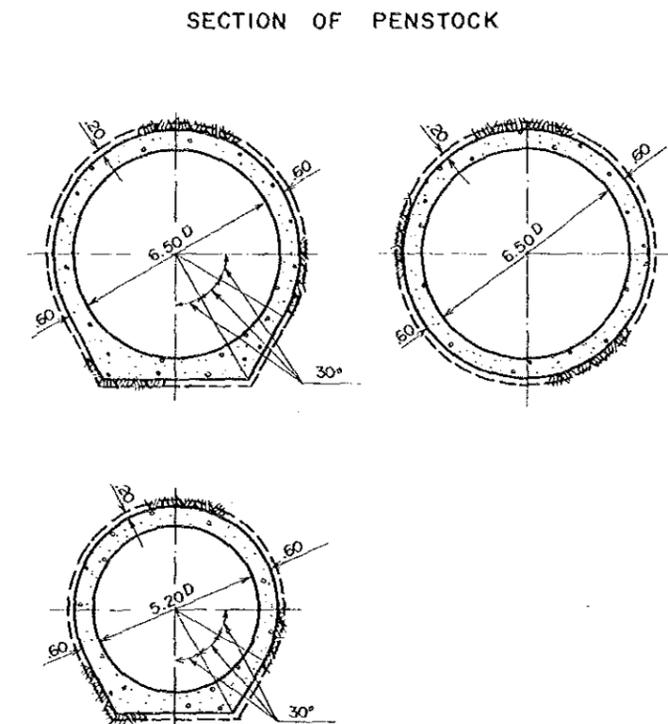
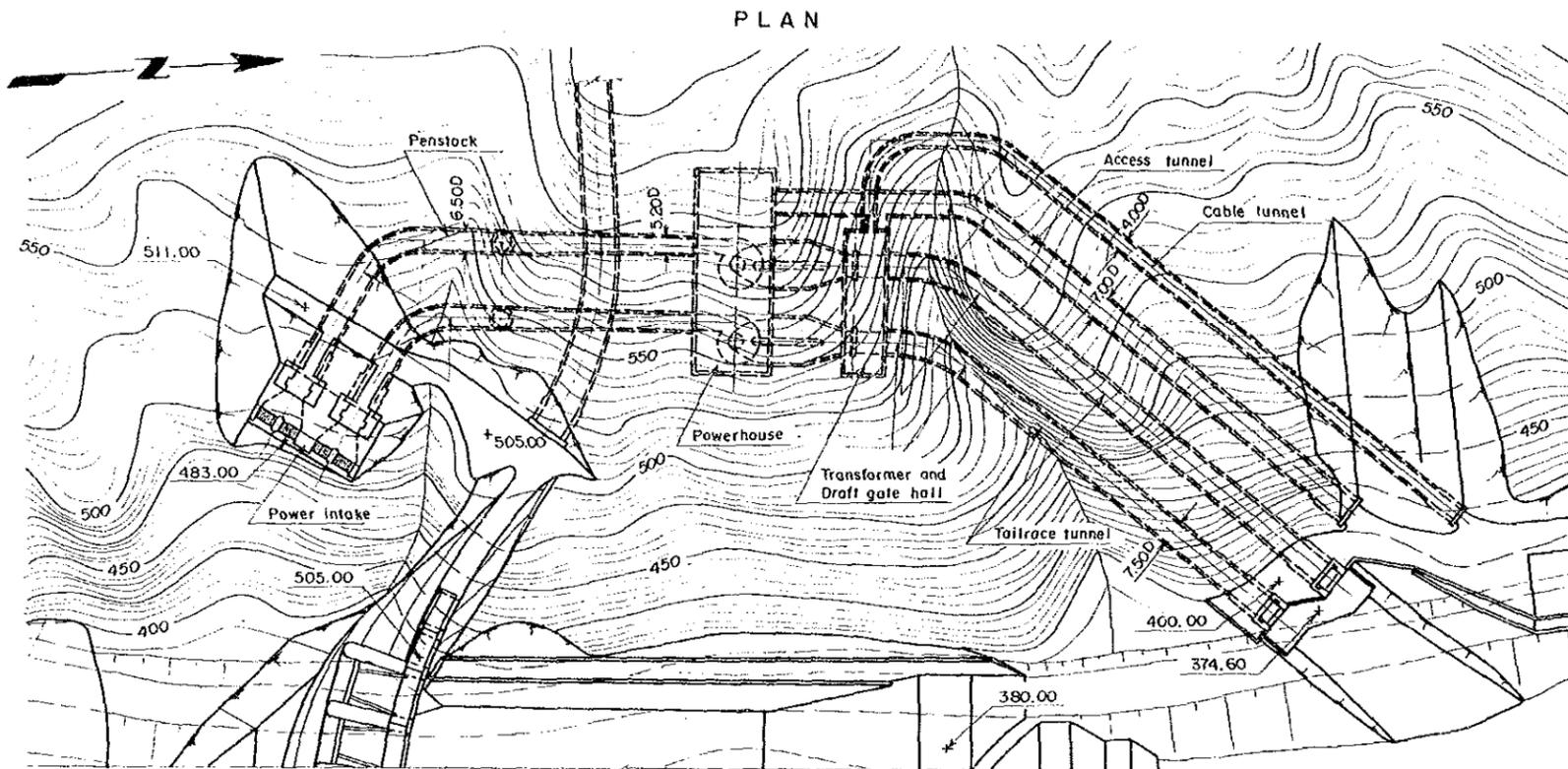
ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

ARTVIN PROJECT

DAM AND SPILLWAY

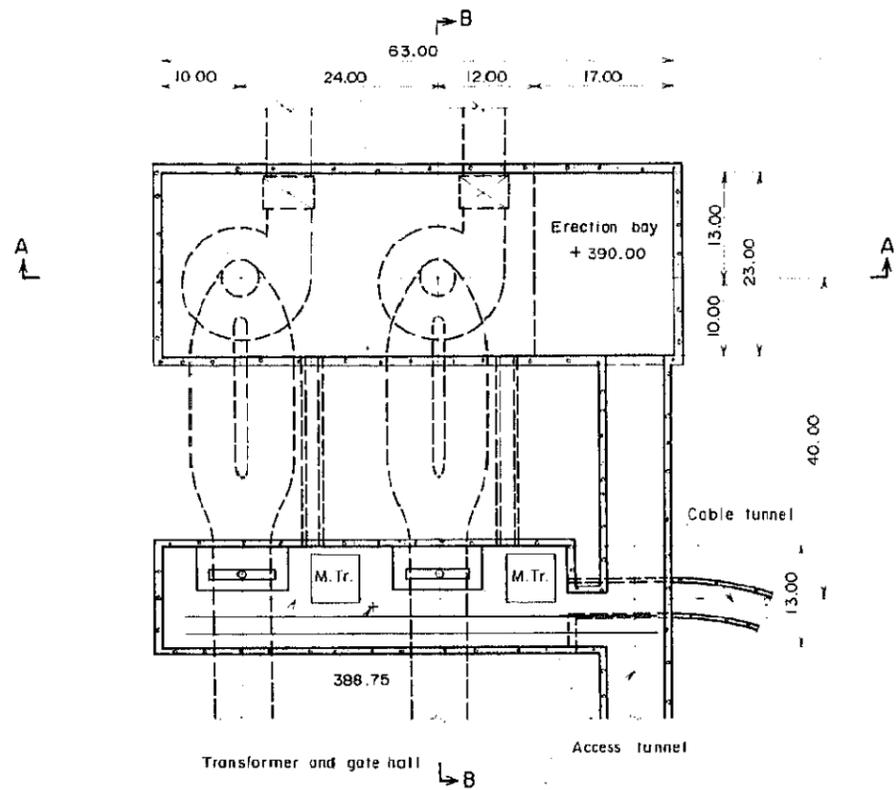
DWG. 10-8

DECEMBER 1986

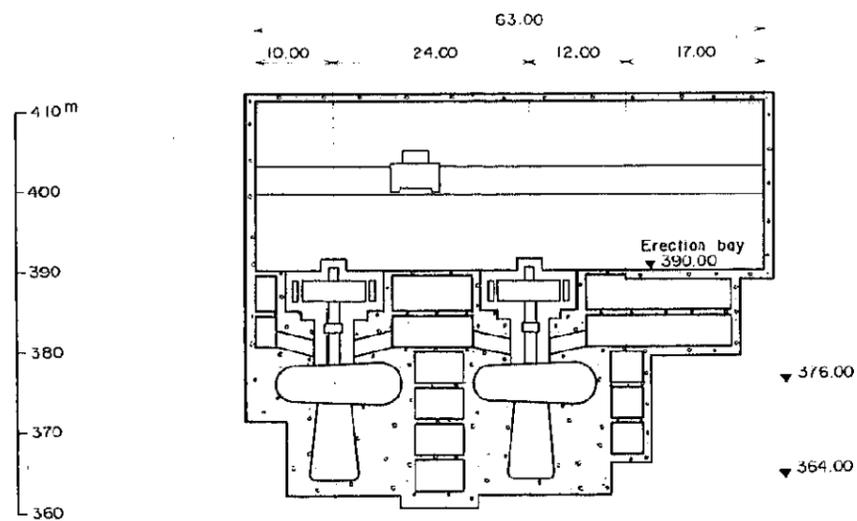


ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
ARTVIN PROJECT	
WATERWAY	
DWG. 10-9	DECEMBER 1986

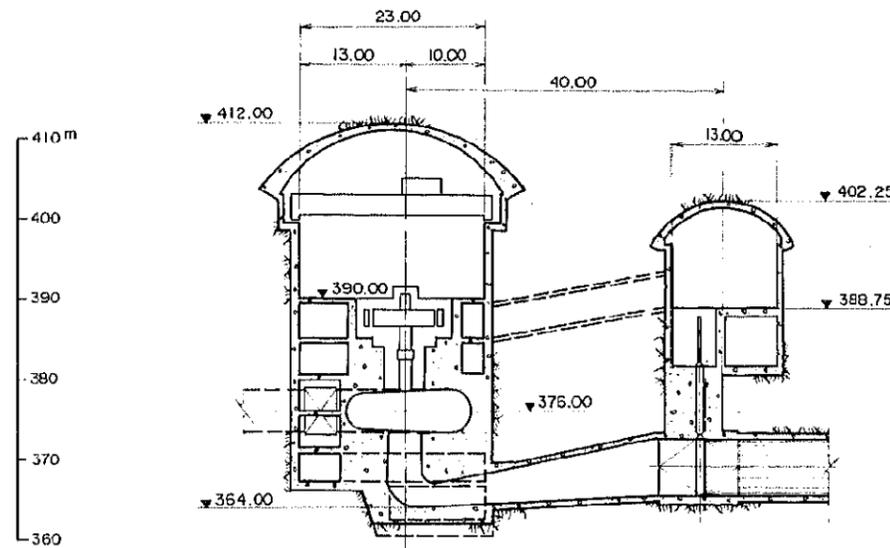
POWERHOUSE PLAN



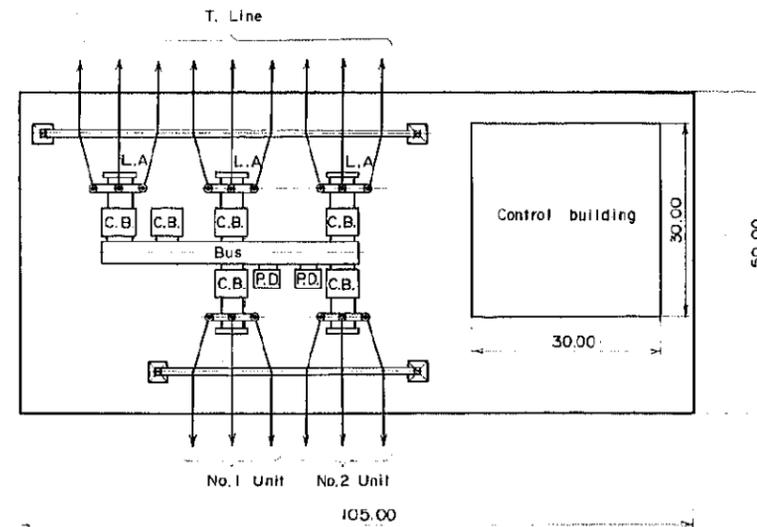
SECTION A - A



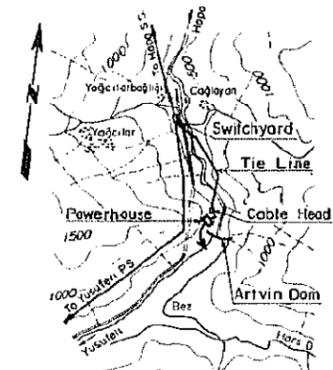
SECTION B - B



SWITCHYARD PLAN



LOCATION OF SWITCHYARD



0 5km
(LOCATION OF SWITCHYARD)

0 40m
(POWERHOUSE PLAN, SECTION A-A, SECTION B-B)

0 50m
(SWITCHYARD PLAN)

ÇORUH RIVER HYDROELECTRIC POWR DEVELOPMENT PROJECT	
ARTVIN PROJECT	
POWERHOUSE	
DWG. 10-10	DECEMBER 1986

