第7章　工 事 費

第 7 章　工　事　費

LIST OF TABLES

第 7 章　工 事 費

工事費の積算は，Kılıçkaya 計画の詳細設計に適用された基準に基づき，現時点において期待される技術水準による施工方法，計画地点の地質および自然条件，地域条件，工事規模等を考慮して行った。積算時点は，労務費および工事用資機材費等の積算に必要な資料が最も整っている 1978 年 4 月とした。

7.1　工事費積算の項目

工事費積算の項目は，ダム，洪水吐，取水口，水圧管路，発電所，屋外開閉所，ゲート，電気機器および送電設備とする。この工事費には，計画調査費，準備工事費（進入道路，キャンプハウス等），管理運営費，補償費（土地買収，付替道路等），建設中利子等この工事実施に必要な全ての費用を計上する。建設機械および主要機械は日本または米国から輸入されるものとし，これらの輸入税は購入価格の 10 % と想定する。

(1)　土木工事費

工事数量は第 6 章で述べた概略設計を基に積算した。

建設機械価格は，ＦＯＢ 価格に海運費および計画地点までの運搬費を加算したものとする。

(2)　機器費

水車，発電機，変圧器等の電気機器は全て外国から輸入するものとし，それらの費用には計画地点までの運搬費および据付費を含むものとする。

(3)　予備費

予備費は，土木工事費に対して 15 %，その他電気機器に対しては 10% が見込まれている。

(4)　計画調査および管理運営費

これらの費用は，ＤＳＩ との協議により予備費を含めた建設費の 15 % が計上されている。

(5)　補償費

土地買収費および付替道路等の費用は，ＤＳＩ との協議により ＤＳＩ が提示した額が計上されている。

(6)　建設中利子

建設中利子は，内貨，外貨分を含め ＤＳＩ との協議により年率 9.5 % が見込まれている。

7.2　内貨と外貨の区分

土木工事においては，重機械の償却および修理費以外は内貨とする。電気機器費は外貨とするが，運搬および据付費は内貨とし，電気機器費の 10 % を見込む。

なお，交換レートは 1 $ = 25 TL = 219　円とする。

建設費を Table Ⅲ－7－1 に，外貨と内貨の内訳を Table Ⅲ－7－2 に，年度別の工事費を Table Ⅲ－7－3 に示す。

Table III-7-1 Estimated Construction Costs

(Unit: 1000 TL)

Item	Cost
Civil Works	
Cofferdam	182,000
Diversion Tunnel	490,000
Dam	2,496,000
Spillway	62,000
Outlet Works	200
Intake	10,600
Powerhouse	611,000
Switchyard	125,000
Access Road	184,000
Cement	413,000
Subtotal	4,573,800
Contingency (15%)	685,500
Total	5,259,300
Hydraulic Works	472,700
Mechanical and Electrical Equipment	2,020,000
Transmission Line	1,000,000
Camp Facility	60,000
Relocation of Road	150,000
Project Controlling	1,344,000
Land Acquisition	850,000
Total	11,156,000
Interest during Construction Period (9.5%)	2,968,000
Grand Total	14,124,000

Table III-7-2 Estimated Foreign and Domestic Currencies

Unit : 1000 TL

Item	Total	Domestic	Foreign
Civil Works	5,259,300	3,383,500	1,875,800
Hydraulic Works	472,700	94,500	378,200
Mechanical and Electrical Equipment	2,020,000	202,000	1,818,000
Transmission Line	1,000,000	100,000	900,000
Camp Facility	60,000	60,000	-
Relocation of Road	150,000	150,000	-
Project Controlling	1,344,000	598,000	746,000
Land Acquisition	850,000	850,000	-
Total	11,156,000	5,438,000	5,718,000
Interest during Construction Period (9.5%)	2,968,000	1,392,000	1,576,000
Grand Total	14,124,000	6,830,000	7,294,000

Table III-7-3 Fund Requirement in Each Year

(Unit : 1000 TL)

Description	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	5th Year	6th Year	7th Year	Total
Preparation Works	151,500	134,700					150,000	436,200
Civil Works	103,200	638,300	586,700	1,249,000	1,192,400	1,088,700	174,800	5,033,100
Hydraulic Works	-	-	-	91,200	226,400	128,800	26,300	472,700
Mechanical and Electrical Equipment	-	-	580,000	307,600	408,300	236,300	487,800	2,020,000
Transmission Line	-	-	-	-	400,000	400,000	200,000	1,000,000
Project Controlling	37,900	116,000	175,000	247,200	334,000	278,100	155,800	1,344,000
Land Acquisition	340,000	-	-	-	-	-	510,000	850,000
Total								11,156,000
Interesting during Construction Period	25,400	89,600	187,900	335,300	544,700	781,800	1,003,300	2,968,000
Grand Total	658,000	978,600	1,529,600	2,230,300	3,105,800	2,913,700	2,708,000	14,124,000

第8章　経済評価

第 8 章　経 済 評 価

LIST OF TABLES

LIST OF FIGURE

第 8 章　経済評価

8.1　経済評価の方法

Kepez 計画の経済性の検討は，Kepez 計画が無い場合に建設されるであろう標準的な重油火力発電所を代替施設と考える。この発電所の固定費，可変費を基準として，kW 便益，kWh 便益を算定し，Kepez 計画の有効電力および有効電力量にそれぞれ乗じて便益を算定し，発電設備のコストと比較する事により行う。

8.2　代替火力発電所の年間費用

標準的重油火力発電所は，West Anatolia 地方で，電力の需要地の中心に近いところに建設されることを想定し，その建設費および主要な特性は Table Ⅲ－８－１の通りとする。

Table Ⅲ-8-1　Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	Description
Installed Capacity	MW	600　(300 MW x 2)
Annual Utilization Factor	%	73
Thermal Efficiency	%	35
Annual Energy Production	GWh	3,840
Construction Cost	10^6TL	9,000
Economic Life	year	25
Station Service Use	%	kW 2.5, kWh 2.8

代替火力発電所の建設費は $9,000\times10^6$ TL と見積る。代替火力発電所の年間費用を固定費と可変費に分ける。

固定費：$9,000\times10^6\,\mathrm{TL}\times0.1533^{※}=1,380\times10^6\,\mathrm{TL}$

※注記　資本回収係数；10.6％（利子率；9.5％）
運転維持費　；　4.23％
管　理　費　；　0.50％
総　計　；　15.33％

可変費： kWh当りの可変費は，燃料費を基準として次式により計算する。

$$\frac{0.86\times\text{熱量単価}}{\text{運転熱効率}\times(1-\text{所内率})}$$

$$\frac{0.86\times22.5}{0.35\times(1-0.028)}=57\ \text{kurus/kWh}$$

注記　熱量単価；$\dfrac{\text{燃料単価}}{\text{燃料発熱量}}=22.5\ \text{kurus/1000kcal}$

燃料単価　；2,160TL/ton

燃料発熱量；9,600kcal/kg

運転熱効率　；0.35

所　内　率　；0.028

8.3　年間便益

8.3.1　便益の計算方法

Kepez 計画の便益は，前述の代替火力の諸数値を基準として kW 便益と kWh 便益とに区分して，それぞれ以下に述べる方法によって計算してその合計値とする。

8.3.2　kW 便益の計算

kW 便益は，Kepez 計画の有効電力（保証出力を基準として，原則として6時間以上運転できる出力を一次変電所入口に換算したもの）に kW 便益単価を乗じたものとする。

kW 便益単価は，前記の代替火力の標準的固定費を基として算定するが，この場合水力と火力の供給力の信頼度を同一条件において比較するため，火力の定期補修および事故による出力低下を考えることとし，また水力と火力の比較の場所を同一にするため，一次変電所入口までの送電損失および送電経費を考慮したものとする。

kW 便益は次式により求める。

$$(\text{kW 便益})=\text{有効電力}\times\left\{\frac{\text{代替火力の固定費}}{(\text{代替火力の設備出力})\times(1-\text{所内率})(1-\text{事故率})(1-\text{補修率})(1-\text{送電損失率})}+(\text{kW 当りの火力発電所より一次変電所入口までの送電経費})\right\}$$

注記　代替火力の固定費　；$1,380\times10^6$ TL

代替火力の設備出力　；600,000kW

所　内　率　；　0.025

事　故　率　；　0.05

補　修　率　；$\dfrac{\text{標準補修日数}}{365\times\text{スタッキング・レシオ}}=\dfrac{40}{365\times0.90}=0.122$

送電損失率および送電経費については，代替火力発電所が需要中心地の近くに建設される事を想定し省略できるものとした。

8.3.3　kWh 便益の計算

kWh 便益は Kepez 計画の有効電力量に kWh 便益単価を乗じたものとする。kWh 便益は代替火力の可変費を基準として次式により求める。

$$(\text{kWh 便益})=\text{有効電力量}\times\frac{\text{代替火力の可変費}}{(\text{代替火力の年間発電電力量})\times(1-\text{所内率})\times(1-\text{平均送電損失率})}$$

注記　代替火力の可変費；　$2{,}123\times10^6$ TL

代替火力の年間発電電力量；$3{,}840\times10^6$ kWh

所　内　率　；　0.028

平均送電損失率については，代替火力発電所が需要中心地に建設されることと想定し省略する。

8.4　年間費用

年間費用は，Kepez 計画の年経費と一次変電所入口までの送電経費を合計したものとする。年経費率は 11.5%※とする。

※資本回収係数　；　9.66%

金　利　；　9.5%

耐用年数　土木設備　50年　70%

電気機械設備　25年　30%

総合耐用年数　；　45年

運転維持費　；　1.54%

管　理　費　；　0.30%

総　計　；　11.5 %

8.5 経済評価の結果

Kepez計画についてAltınkaya 発電所の便益も考慮した超過便益（B－C）および便益費用比（B/C）の計算結果をTable Ⅲ－8　2に示す。

Table Ⅲ-8-2　Estimation of Economic Evaluation

Item	Unit	Description
Firm Peak Output	MW	449.4
Losses	%	7.8
Effective Output	MW	414.3
Unit Price per kW	TL/kW	2,830
kW Value	10^6 TL	1,172
Annual Energy	10^6 kWh	1,468.4
Losses	%	7.8
Effective Energy	10^6 kWh	1,353.9
Unit Price per kWh	TL/kWh	0.57
kWh Value		772
Annual Benefit (B)	10^6 TL	1,944
Construction Cost	10^6 TL	14,124
Annual Cost (C)	"	1,624
Surplus Benefit (B-C)	10^6 TL	320
Benefit-Cost Ratio (B/C)		1.197

8.6 内部利益率

Kepez発電所で発生する一次変電所入口における有効電力および有効電力量と同等の能力を持った火力発電所を代替施設として建設し，この代替発電所の建設および運転維持管理に必要な経費をKepez発電所の便益と仮定する。従って，Kepez発電所，代替火力発電所の建設および運転維持管理に必要な各年の経費を利子率を仮定して現在価値に換算し，両者の現在価値が等しくなる利子率をもって内部利益率とする。

内部利益率の算定に必要な前提条件は，下記の通りである。

(1) Kepez発電所の耐用年数は運転開始後50年とし，電気機器は，運転開始後25年で全設

備を取りかえることとする。また，維持管理費は耐用年数間に均等に支出されるものとする。

(2) 代替火力発電所はKepez発電所の耐用年数，すなわち50年間稼動するものとする。しかし，代替火力発電所の耐用年数は25年とし，耐用年数を経過した時点でその近傍に同等の能力をもった施設が新設されているものとする。維持管理費および燃料費はKepez発電所の耐用年数間に均等に支出されるものとする。

(3) Kepez発電所の保証尖頭出力（Altınkaya発電所の保証尖頭出力27MWを含む）と年間発生電力量はそれぞれ449.3 MWおよび1,468 GWhとする。また，維持管理費は建設費の1.84%とする。

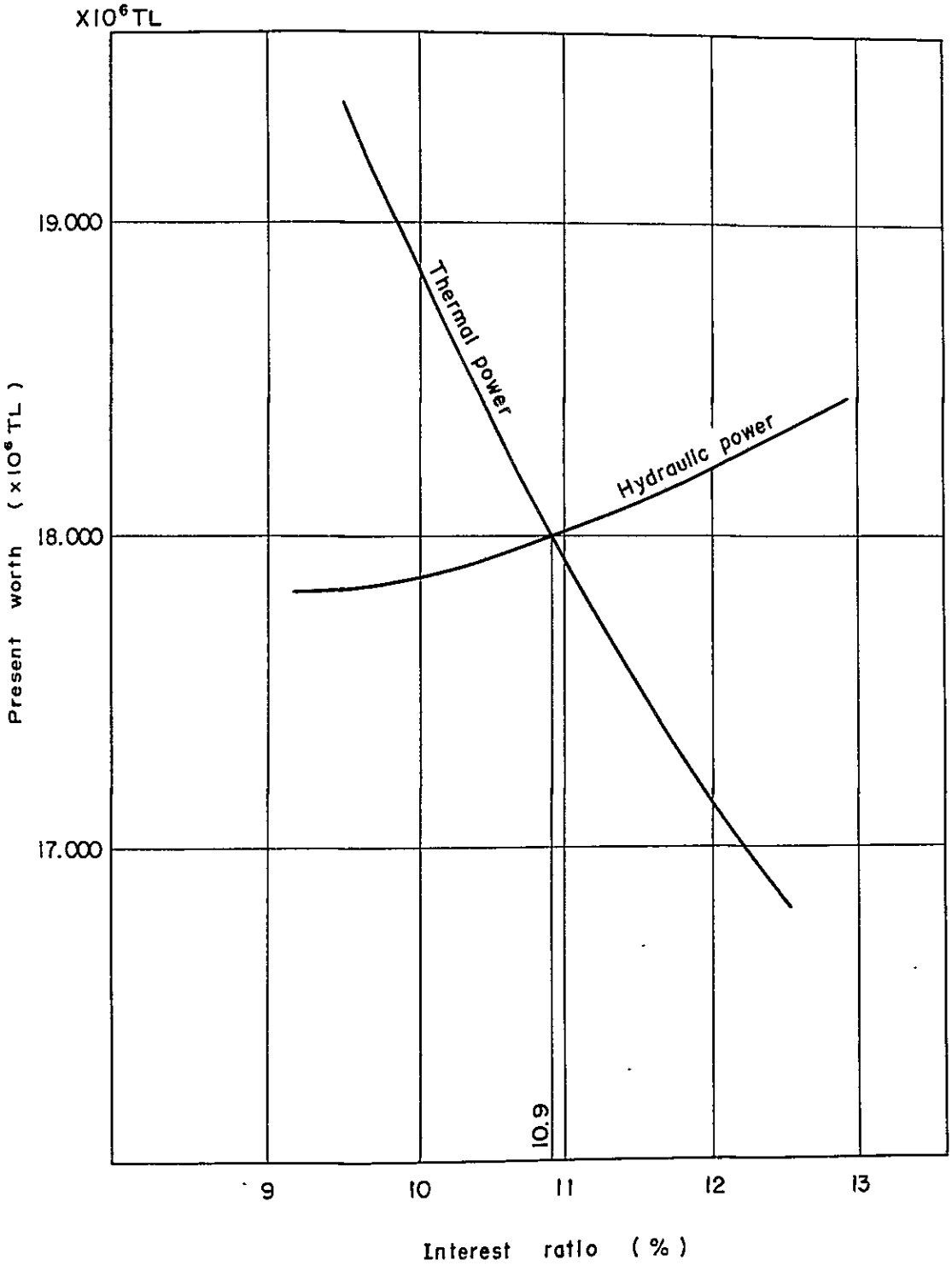
(4) 代替火力発電所の設備出力は512.2MW，年間発生電力量は1,395 GWhとし，維持管理費は建設費の4.73%，燃料費は0.55 TL/kWhとする。ただし，代替火力発電所の建設費は前述の通り15,000 TL/kW（工期4年，利子率9.5%）とする。

内部利益率の計算結果をTable Ⅲ－8－3およびFig. Ⅲ－8－1に示すが，これより内部利益率は10.9%と算定される。

Table III-8-3 Cash Flow for Economic Comparison

Year	Hydraulic-power				Thermal-power			
	Construction (Civil)	Construction (Ele.)	Operation cost	Amount	Construction cost	Operation cost	Fuel & oil cost	Amount
1st	632.6			632.6				
2nd	889.0			889.0				
3rd	674.7	667.0		1,341.7				
4th	1,541.3	353.7		1,895.0	539.2			539.2
5th	1,629.6	929.5		2,559.1	2,156.6			2,156.6
6th	1,402.2	731.7		2,133.9	2,156.6			2,156.6
7th	913.7	791.0		1,704.7	539.2			539.2
8th - 28th			260.0	260.0		363.4	767.3	1,130.7
29th			260.0	260.0	539.2	363.4	767.3	1,669.9
30th			260.0	260.0	2,156.6	363.4	767.3	3,287.3
31st			260.0	260.0	2,156.6	363.4	767.3	3,287.3
32nd		667.0	260.0	927.0	539.2	363.4	767.3	1,669.9
33rd		353.7	260.0	613.7		363.4	767.3	1,130.7
34th		929.5	260.0	1,189.5		363.4	767.3	1,130.7
35th		731.7	260.0	991.7		363.4	767.3	1,130.7
36th		791.0	260.0	1,051.0		363.4	767.3	1,130.7
36th - 57th			260.0	260.0		363.4	767.3	1.130.7

Fig. III-8-1 Comparison of present worth



第9章　資金計画

第 9 章　資 金 計 画

LIST OF TABLES

第 9 章　資 金 計 画

9.1　所要資金および資金調達

本計画の総工事費は第7章に述べた通り

総　額		14,124,000,000TL
	外　貨	7,294,000,000TL
	内　貨	6,830,000,000TL

であり，年度別所要資金はTable Ⅲ－7－3に示した通りである。資金の調達は外貨相当分は国際金融機関より，また内貨については国内金融機関より借入れるものとし，その金利および償還期間は次の通り仮定した。

外　貨	利　率	7.25％　(Commitment chargeは考慮しない)
	償還方法	7年据置 15 年元利均等償還
内　貨	利　率	9.5％
	償還方法	7年据置 10 年元本均等償還

9.2　収入および費用

(1)　電力料収入

Kepez発電所で発生された電力はトルコ全土の電力系統に供給されることになっている。現行の販売電力料金は第Ⅱ部第2章で述べた通り，2種類の料金制が政府によって設定されている。しかしこの販売電力料金は統制された料金である。従って上記の販売電力料金を用いて電力料収入を算定すると電力料収入を過少評価することになる。しかし収支がバランスした電力料金の設定は困難であるので，ここでは第8章で述べたkW 便益とkWh 便益を加算したものを仮に電力料収入と設定する。電力料収入はTable Ⅲ－9－1に示す通りである。

(2)　維持管理費

Kepez発電所の維持管理に必要な経費は次の通りとする。

運転維持費	建設費の 1.54％
管　理　費	建設費の 0.30％

(3)　減価償却費

減価償却費は残存価格を0とし定額法により算出する。また各施設の耐用年数は土木設備を50 年，電気機器および送電設備を 25 年とする。

(4)　純　益

上記の諸条件により計算された各年の収入から運転維持費，管理費および減価償却費を控除し，

さらに借入金の支払利息を控除すると，Table Ⅲ－9－1に示す通り運転開始後1年目より，上記表の(E)欄の通り純益が得られる。

9.3 返済計画

借入金の返済に引き当てられる返済源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。9.1に述べた借入条件に基づいて内貨外貨の返済をするものとして現金収支を計算するとTable Ⅲ－9－2の通りである。これによると運転開始後 12年目で投下資本の回収が終了する。

しかし，本計画の資金計画は借入条件，電力料収入を仮定して試算されたものであるので，資金計画は更に検討することが期待される。なお販売電力量は第1次変電所入口までが考慮されているため，第1次変電所から需要端までの経費を販売電力料金に反映させる必要がある。

Table III-9-1 Income Statement

(10^6 TL)

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
(A) Income								1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2	1944.2
Effective Output (MW)								414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3
Unit Price (TL/kW)								2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0	2830.0
kW Value								1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5	1172.5
Effective Energy (10^6 kWh)								1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9	1353.9
Unit Price (TL/kWh)								0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
kWh Value								771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7	771.7
(B) Total Operation Cost								639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9	639.9
Operation & Maintenance								217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5	217.5
Administration & Others								42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4
Depreciation								380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0
(C) Operation Income (A) - (B)								1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3
(D) Financial Expenditure (Interest)								1177.7	1092.2	1005.1	916.5	826.1	733.9	639.7	543.5	444.9	343.9	240.2	198.7	154.1	106.3	55.0
Foreign Loan								528.8	508.2	486.0	462.3	436.8	409.5	380.2	348.8	315.1	279.0	240.2	198.7	154.1	106.3	55.0
Domestic Loan								648.9	584.0	519.1	454.2	389.3	324.4	259.5	194.7	129.8	64.9					
(E) Net Income (C) - (D)								126.6	212.1	299.2	387.8	478.2	570.4	664.6	760.8	859.4	960.4	1064.1	1105.6	1150.2	1198.0	1249.3

Table III-9-2 Cash Flow Statement

(10^6 TL)

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
(A) Cash Credit	658.0	978.6	1529.6	2230.3	3105.8	2913.7	2708.0	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3	1684.3
1. Operation Income before Interest								1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3	1304.3
2. Depreciation								380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0	380.0
3. Exterior Borrowing																						
Foreign Fund	66.9	278.3	964.7	1109.5	1893.4	1700.5	1281.0															
Domestic Fund	591.1	700.3	564.9	1120.8	1212.4	1213.2	1427.0															
(B) Cash Disbursement	658.0	978.6	1529.6	2230.3	3105.8	2913.7	2708.0	2145.4	2080.6	2015.6	1950.7	1885.8	1820.9	1756.0	1691.2	1626.3	1561.5	813.5	813.6	813.5	813.6	813.5
1. Construction Expenditure	658.0	978.6	1529.6	2230.3	3105.8	2913.7	2708.0															
2. Interest								1177.7	1092.2	1005.1	916.5	826.1	733.9	639.7	543.5	444.9	343.9	240.2	198.7	154.1	106.3	55.0
3. Amortization of Debit (Principal)								967.7	988.4	1010.5	1034.2	1059.7	1087.0	1116.3	1147.7	1181.4	1217.6	573.3	614.9	659.4	707.3	758.5
Foreign Fund								284.7	305.4	327.5	351.2	376.7	404.0	433.3	464.7	498.4	534.6	573.3	614.9	659.4	707.3	758.5
Domestic Fund								683.0	683.0	683.0	683.0	683.0	683.0	683.0	683.0	683.0	683.0					
(C) Cash Balance (A) - (B)	-	-	-	-	-	-	-	-461.1	-396.3	-331.3	-266.4	-201.5	-136.6	-71.7	-6.9	58.0	122.8	870.8	870.7	870.8	870.7	870.8
(D) Accumulated Total	-	-	-	-	-	-	-	-461.1	-857.4	-1188.7	-1455.1	-1656.6	-1793.2	-1864.9	-1871.8	-1813.8	-1691.0	-820.2	50.5	921.3	1792.0	2662.8

第Ⅳ部　Boyabat 水力発電開発計画

第Ⅳ部　Boyabat水力発電開発計画

第1章 概　　要

第 1 章　概　　要

この計画には，ダム地点としてBoyabatとKepezの2地点が選定されているが，この両地点について比較検討を行うことが重要な課題である。

Boyabat地点はDWG. Ⅳ－4－1に示す通りKepez地点の上流6Kmの地点に位置している。ダム地点は河床幅が270mと広く，河川の横断幅ー高さ比は4となっており，Kepez地点と対照的な地形である。従って，ダム形式としてはロックフィル形式以外のダム形式はこの地点では考えられない。

洪水吐および発電所等の構造物をDWG. Ⅳ－4－2に示すように右岸側に配置すると，全体の構造物配置および施工性の点から絶好の地点である。しかし，第Ⅰ部の結論で述べた通り，ダム体積が過大となるためKepez地点よりも総工事費が41％高く，また放水位が10.5m高くなるため年間発生電力量が9％減少する。従って便益費用比（B/C）は36％も少なくなり経済的な地点とはいい難い。本報告書では，Kepez地点に焦点をしぼって記述しているので，第Ⅳ部ではBoyabat地点の検討結果を概述する。

Synopsis

Item	Unit	Description
Location	-	On the Kızılırmak River
Catchment Area	km^2	64,675
Annual Inflow	10^6m^3	4,806
Design Flood	m^3/sec	9,300
Reservoir		
High Water Level	m	330.50
Normal Water Level	m	330.00
Reservoir Area	km^2	58.71
Gross Storage Capacity	10^6m^3	3,040
Effective Storage Capacity	10^6m^3	1,410
Diversion Tunnel		
Diameter	m	8.40
Length	m	990 + 970 = 1,960
Dam		
Type	-	Rockfill Type
Crest Elevation	m	335.00
Dam Height	m	195.00
Crest Length	m	670.00
Volume	10^3m^3	20,600
Spillway		
Type	-	Chute with Roller Bucket
Capacity	-	9,300 m^3/s at high water level
Intake		
Type	-	Vertical Type
Control Gate	-	Roller Gate
Penstock		
Type	-	Exposed
Length	m	380.00
Diameter	m	5.50

Item	Unit	Description
Powerhouse		
Type	-	Semi-underground Type
Power Generation Facilities		
Number of Units	unit	3
Unit Capacity	kW	153,000
Turbine		
Number	unit	3
Type	-	Vertical Shaft Francis Turbine
Normal Effective Head	m	112.90
Maximum Discharge	m^3/sec	157.00
Output	kW	159,000
Rated Speed	rpm	167
Generator		
Number	unit	3
Type	-	Vertical Shaft Synchronous Generator
Rated Output	kVA	170,000
Rated Voltage	kV	16.5
Rated Power Factor	%	90 (lagging)
Rated Frequency	Hz	50
Rated Speed	rpm	167
Main Transformer		
Number	unit	3
Type	-	3-phase, Outdoor-Type
Rated Capacity	kVA	170,000
Rated Voltage	kV	16.5/380
Switchyard		
Nominal Voltage	kV	380
Type of Circuit Breaker	-	SF_6 Circuit Breaker
Transmission Line		
Number of Circuit	unit	3
Nominal Voltage	kV	380

Item	Unit	Description
Annual Energy Production		
Total Energy	GWh	1,342
Firm Energy	GWh	824
Secondary Energy	GWh	518
Project Cost		
Investment (9.5% interest rate)	10^6TL	19,874
Surplus Benefit and Benefit-Cost Ratio		
Annual Benefit (B)	10^6TL	1,756
Annual Cost (C)	10^6TL	2,286
Surplus Benefit (B-C)	10^6TL	- 530
Benefit-Cost Ratio (B/C)	-	0.768

第2章　地質および建設材料

第 2 章　地質および建設材料

LIST OF FIGURE

LIST OF TABLES

LIST OF DRAWINGS

第 2 章　地質および建設材料

2.1 既往調査

Boyabat ダム地点については，1958～1960 年間に地表地質踏査および Table Ⅳ－2－1 に集約した調査工事が実施され，その結果を取りまとめた報告書が 1962 年 3 月に刊行されている。

Table IV-2-1　List of Geological Investigation in Boyabat Dam Site

Drill Holes

Item		Total holes	Total length	Water pressure test	Permeability test
			m		
Rock fill dam site		26	1,272.40	256	58
Spillway		5	307.18	20	-
Spillway shute canal		2	127.08	35	-
	1	8	285.10	55	-
Power house site	2	2	60.55	24	-
	3	2	59.90	16	-
	4	6	357.09	69	-
Downstream coffer dam		5	190.78	-	24
Upstream coffer dam		8	257.53	18	43
Diversion and power tunnel		6	438.64	38	-
Gravity dam site		6	301.24	38	-
Total		76	3,657.49	575	125

Test Pits

Gravel material sites		10 pits	32.15 m
Clay material sites		26 pits	46.90 m
	Total	36 pits	79.05 m

Laboratory Test

Compression test	14
Shear test	13
Soil test	

2.2 ダム地点の地質

2.2.1 地　形

Boyabat ダム地点は Kızılırmak 河の屈曲部に位置し，ダム軸付近の河床標高は約 200 m，河床幅は約 270 m，N.W.L 330 m での高さと谷幅の比は 1：4 である。ダム軸での平均斜面勾配は両岸とも約 40° と急であるが，川幅が広いこともあって全般に開けた地形をなす。

ダムアバットメントの左岸側は比較的大きな山体であるが，右岸側は瘠尾根で，取水口付近の E.L.330 m の尾根幅は 80～100 m である。左岸側には鋭く切れ込んだ小さな沢が何本も発達しているが，右岸側は広く浅い沢が形成されている。

2.2.2 地　質

Boyabat ダム地点には，古生代の変成岩シリーズに属す緑色片岩および石灰質片岩が古期基盤岩として分布している。これらを覆って新生代第三紀の Karımca fomation に属す石灰岩が分布する。これら新旧の基盤岩を覆って新生代第四紀の崖錐堆積物，扇状地堆積物，河床砂礫が分布する。

崖錐堆積物：山裾部に分布する。層厚は数 m であるが，ダム軸下流右岸では段丘堆積物と重なって 10 m 以上の層厚をもっている。

扇状地堆積物：左岸側の Kışla 村のある沢に広く発達している。緑色片岩や石灰質片岩，石灰岩の角礫を主体にしている。

河床砂礫：Kızılırmak 河に沿って発達しておりその層厚は 40 m 前後である。粘土混りの砂礫層で礫の大きさ礫の量は場所によって大きな差違がある。

Karımca formation の石灰岩：黄灰色の堅硬で塊状な岩石である。亀裂には風化物質を介在することが多く，また弱線に沿って空洞が多く形成されている。ダム地点左岸の標高約 400 m 以高に分布しており，ダム構造物に直接の関係はない。

緑色片岩：左岸ダム軸上流と河床部から右岸にかけて広く分布している。EIE による顕微鏡鑑定の結果によると本片岩は，緑泥石－曹長石片岩，緑レン石－緑泥石－曹長石片岩などの緑色片岩相に属すとされている。

片理は良く密着しており層理は不明瞭だが，片理は概略 E－W，70～90° S or N の走向と傾斜である。局所的に微褶曲が発達している。

風化すると片理が顕在化して葉片状～薄板状に分離する。地表から 10 m，場所によっては 20～30 m の部分は風化して脆弱部となっている。

新鮮部は堅硬でロックフィルダムの基礎として問題はない。

石灰質片岩：ダム軸付近より下流側の左岸および右岸の一部に分布している。既刊の報告書によると片状石灰岩，千枚岩質大理石とされている。

一部では緑色片岩の薄層を挾在し，局所的には石灰質片岩と緑色片岩が細互層をなしている。

新鮮部は堅硬で片理は発達するが良く密着しており，ロックフィルダムの基礎としては充分な強度をもっている。

表層付近は岩石自体は堅硬だが，風化して片理より分離し易くなっている。

一部のシームに沿って空洞が形成されている。ダム軸下流左岸のN15°E, 40°SE 方向のシームに沿って開口部80 cm, 奥行200 cmの空洞がある。またボーリングコアにも溶食跡が認められ，水密性に関して若干の問題がある。

層理と卓越する片理は一致しており，一般にその走向はE－W，傾斜は70～90°SまたはNである。これは緑色片岩の片理とも一致している。左岸側の鋭く切れ込んだ小さな沢はこの卓越する片理に沿って形成されたものである。

本地点の地質構造は全般にE－Wの走向と鉛直に近い傾斜をもち，緑色片岩と石灰質片岩は調和的な構造となっている。両者の境界は緑色片岩側が数mの幅で破砕されており葉片状となっている。

断層は層理に平行するものが多く，それらの破砕幅は100 cm 以下である。その他に右岸川岸に沿ってN35°W，55°N の断層がある。右岸のボーリング104を通って横断する方向に断層が推定される。

2.2.3 土木地質

(1) 岩盤強度

ロックフィルダムのコアゾーンおよびフィルターゾーンは，左岸側で石灰質片岩，河床部から右岸にかけては緑色片岩を基礎岩盤とする。緑色片岩，石灰質片岩とともにやや風化が深いが，新鮮部はロックフィルダムのコアゾーンおよびフィルターゾーンの基礎としては充分な強度を有すると考えられる。

ロックゾーンの基礎部は特に問題ない。

取水口および洪水吐呑口が位置する尾根は，やせており風化およびクリープゾーンが深い。

(2) 水密性

ルジオンテストの結果を見ると全般に非常に高いルジオン値を示しており，かなり透水性の高い岩盤である。

特に顕著なルジオン値を示すのは左岸側高位部で，テスト結果を見ると大半が25 ルジオン以上であり，しかも圧力が規定の10 kg/cm² に達しない区間が多い。原因として考えられるのは石灰質片岩のクリープか溶食による空洞である。

ボーリングの掘削深度は50 m 前後なのでそれ以深は不明だが，それ以深もかなり透水性が高いと推定される。

2.3 建設材料

ロックフィルダムの建設材料を主に，以下略述する。

2.3.1 遮水材料

遮水材料採取地点は，DWG. Ⅳ－4－1に示すようにダム地点上流5 km の地点にあるFakih村付近を現地調査の結果選定した。この採取地点は，風化された緑色片岩の流出堆積層で採取可能量は $50\times10^6\,m^3$ 以上が期待できる。遮水材の予定量は，$3.6\times10^6\,m^3$ である。この採取予定地点から採取された土の試験結果を Table Ⅳ－2－2 および Fig. Ⅳ－2－1に示す。この試験結果から判断して，透水係数は 1×10^{-7} cm/sec のオーダーが期待でき，ロックフィルダムの遮水材料として十分使用することができる。

Table IV-2-2 Test Result of Impervious Material

Group Symbol	Spec. Grav.	Compaction Test		Atterberg Limits			Natural Moisture Content (%)
		t/m^3	W_{opt}	LL	PL	PI	
CL-GC	2.67 ～2.73	1.90 ～2.09	8.6 (%) ～13.4	25～31	15～18	8～14	2.0～11.3

2.3.2 フィルター材料およびコンクリート骨材

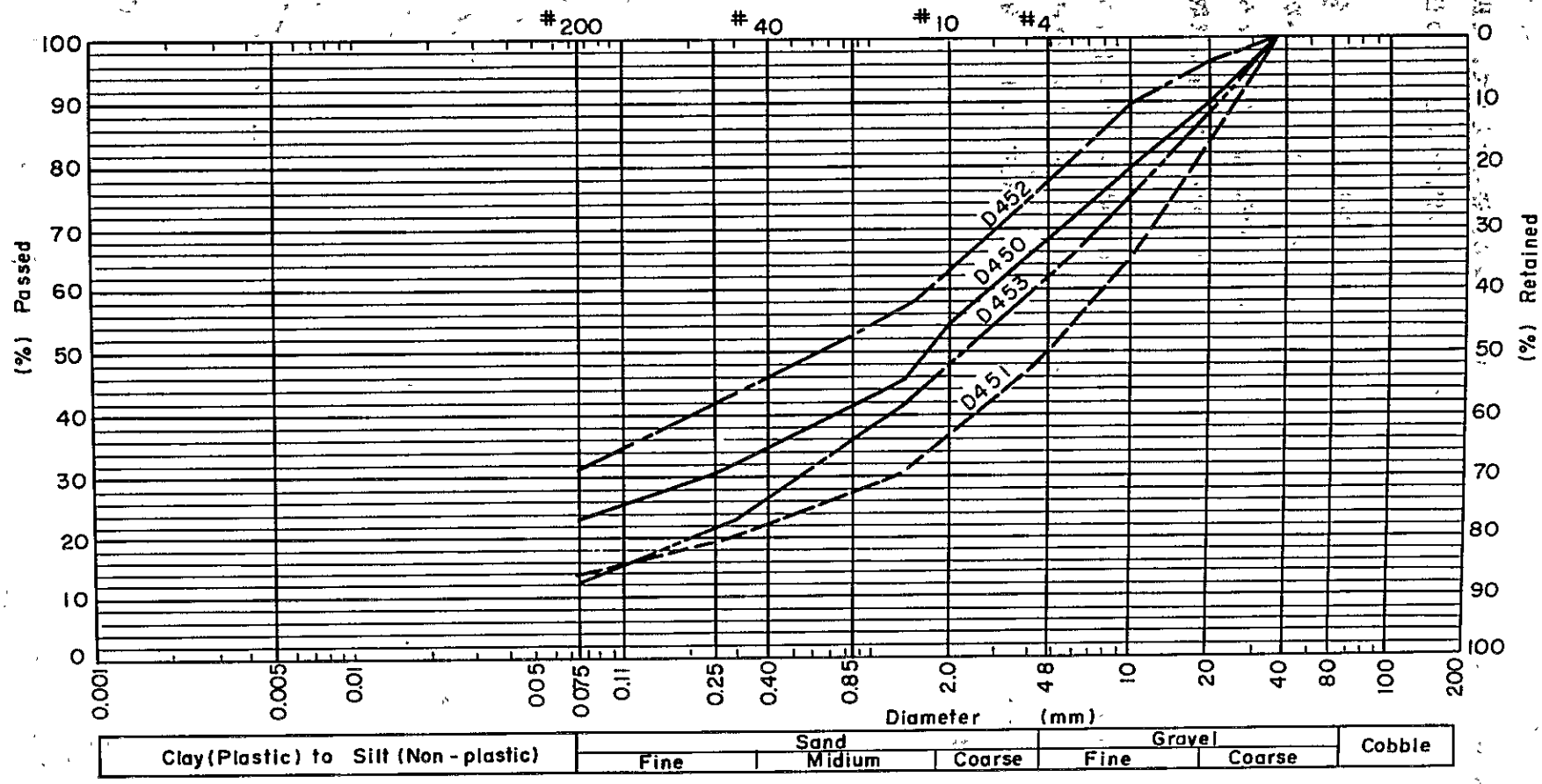
フィルター材料の予定量は，細粒フィルターが $1.0\times10^6\,m^3$，粗粒フィルターが $1.45\times10^6\,m^3$，合計 $2.45\times10^6\,m^3$ 必要である。これらのフィルター材料は，ダム河床掘削量 $3.0\times10^6\,m^3$ をダム下流に仮置し，また不足分はダム下流の河床砂礫堆積物を採取して使用する。この付近の河床砂礫堆積物の物理的性質は第Ⅲ部の第4章で述べた通りである。細粒フィルター材としては，この河床砂礫堆積物をふるいわけして使用する。

コンクリート骨材は前記の河床砂礫堆積物を骨材プラントで粉砕選別して生産する。

2.3.3 ロック材料

ロック材料は，$14.5\times10^6\,m^3$ を必要とする。この内，内部ロック材は，洪水吐等の構造物の掘削材料を仮置しておき活用する。その体積は $4.1\times10^6\,m^3$ と想定される。残り $10.4\times10^6\,m^3$ はダム下流左岸 0.5～1.0 km の石灰質片岩のロック材採取地点から採取運搬し盛立てる。なお，ロック材採取地点から採取された比較的小塊のロック材は内部ゾーンに，大塊のロック材は外部ゾーンに盛立る。

Fig. IV-2-1 Distribution Curve of Impervious Material



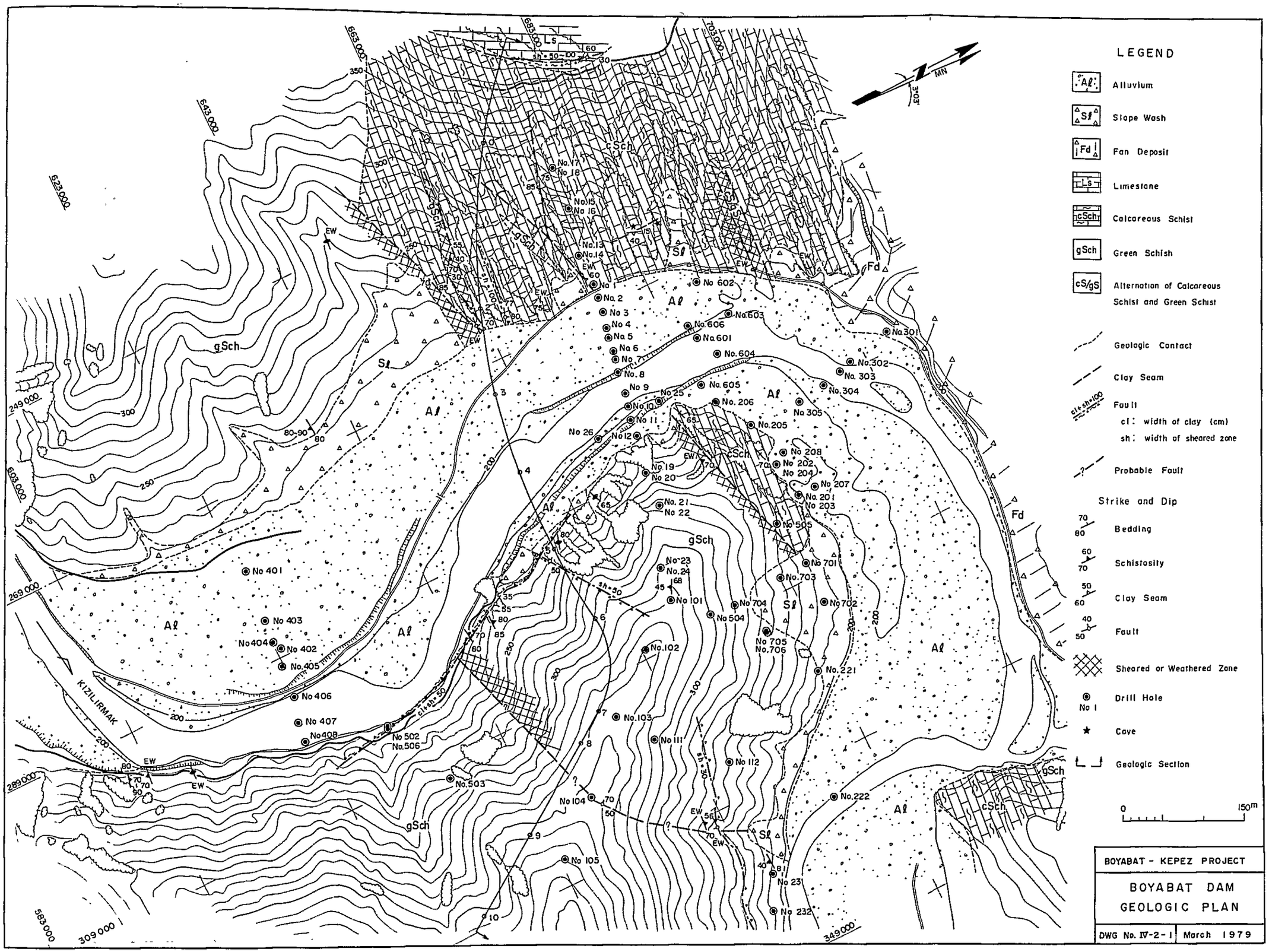
2.4 結　論

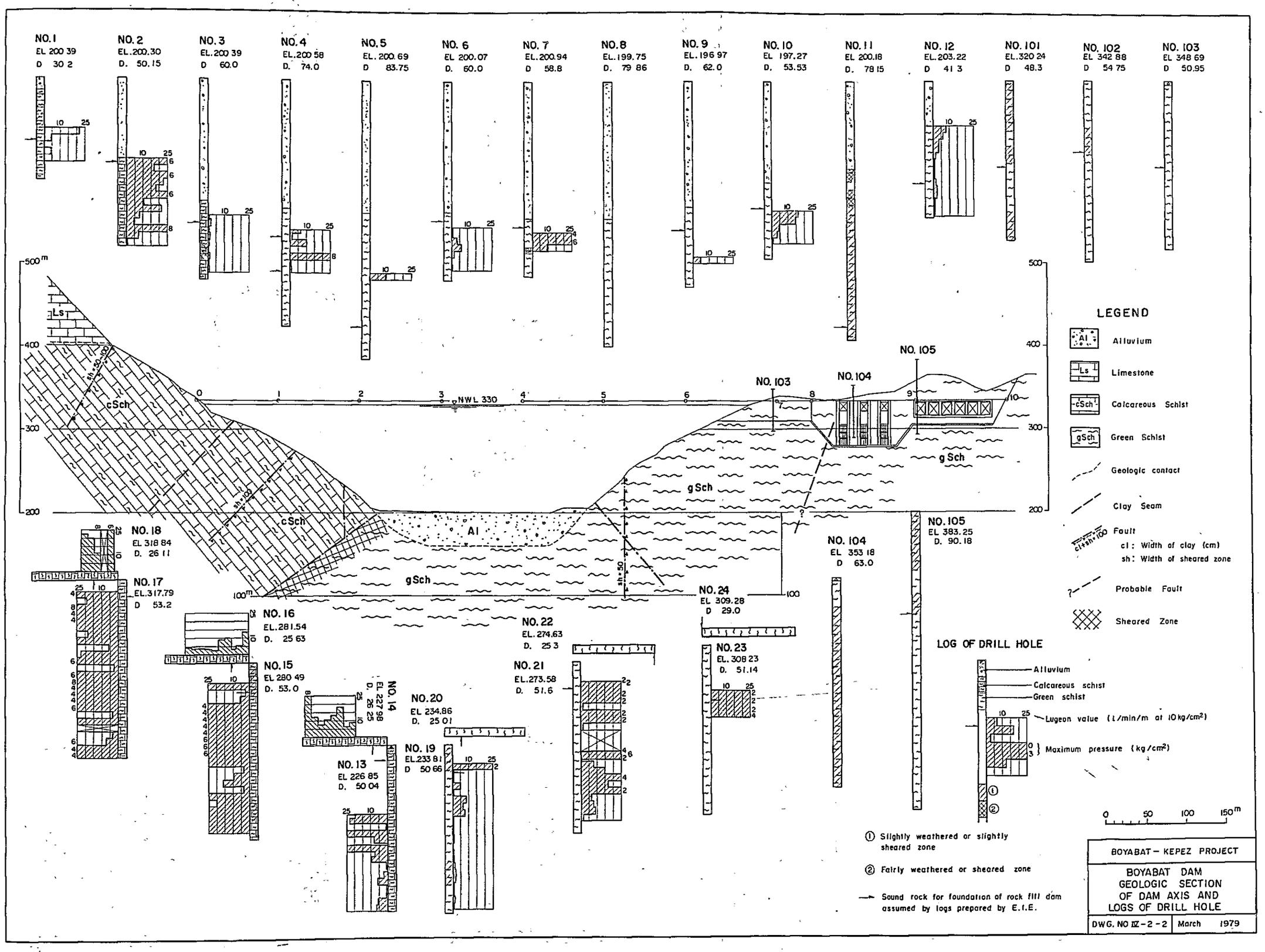
(1) 岩盤強度：遮水コアゾーン，およびフィルターゾーンの基礎岩盤として，石灰質片岩，緑色片岩ともに充分な強度を有している。ただし，両岩石の境界部および左側の石灰質片岩に挟在された緑色片岩は特別の配慮が必要となろう。

(2) 水密性：一部を除いて全般に透水性が高い。特に左岸の石灰質片岩では著しく，原因としてクリーブや空洞が考えられる。ボーリングの深度が地表より50m前後しかなく，それ以深に関する水密性の詳細は不明だが止水処理は50m以上の深度まで必要となろう。

(3) 建設材料：ロックフィルダムの遮水材料はダム地点上流5km地点左岸の採取地点から採取する。

フィルター材およびコンクリート骨材には，ダムの河床掘削材料とダム下流の河床堆積物を使用する。ロック材は洪水吐等の構造物の掘削材料とダム下流左岸のロック材採取地点から採用された材料で盛立てる。これらの材料は現地調査および試験の結果，十分使用し得る材料である。


LEGEND
Alluvium
Slope Wash
Fan Deposit
Limestone
Calcareous Schist
Green Schish
Alternation of Calcareous Schist and Green Schist
Geologic Contact
Clay Seam
Fault
cl : width of clay (cm)
sh : width of sheared zone
Probable Fault
Strike and Dip
Bedding
Schistosity
Clay Seam
Fault
Sheared or Weathered Zone
Drill Hole
Cave
Geologic Section
0
150m
BOYABAT - KEPEZ PROJECT
BOYABAT DAM
GEOLOGIC PLAN
DWG No. IV-2-1
March 1979
KIZILIRMAK
MN
Al
Sl
Fd
gSch
cSch
Ls


NO. 1 EL 200 39 D 30 2
NO. 2 EL. 200.30 D. 50.15
NO. 3 EL. 200 39 D 60.0
NO. 4 EL. 200 58 D. 74.0
NO. 5 EL. 200.69 D 83.75
NO. 6 EL 200.07 D. 60.0
NO. 7 EL. 200.94 D 58.8
NO. 8 EL. 199.75 D. 79 86
NO. 9 EL. 196 97 D. 62.0
NO. 10 EL 197.27 D. 53.53
NO. 11 EL 200.18 D. 78 15
NO. 12 EL. 203.22 D 41 3
NO. 101 EL. 320 24 D 48.3
NO. 102 EL 342 88 D 54 75
NO. 103 EL 348 69 D 50.95
NO. 105
NO. 104
NO. 103
NWL 330
Ls
cSch
gSch
Al
NO. 18 EL 318 84 D. 26 11
NO. 17 EL. 317.79 D 53.2
NO. 16 EL. 281.54 D. 25 63
NO. 15 EL 280 49 D. 53.0
NO. 14 EL 227 98 D. 26 25
NO. 13 EL 226 85 D. 50 04
NO. 20 EL 234.86 D. 25 01
NO. 19 EL. 233 81 D 50 66
NO. 21 EL. 273.58 D. 51.6
NO. 22 EL. 274.63 D. 25 3
NO. 24 EL 309.28 D 29.0
NO. 23 EL. 308 23 D. 51.14
NO. 104 EL 353 18 D 63.0
NO. 105 EL 383.25 D. 90.18
LEGEND
Alluvium
Limestone
Calcareous Schist
Green Schist
Geologic contact
Clay Seam
Fault
cl : Width of clay (cm)
sh : Width of sheared zone
Probable Fault
Sheared Zone
LOG OF DRILL HOLE
Alluvium
Calcareous schist
Green schist
Lugeon value (l/min/m at 10kg/cm²)
Maximum pressure (kg/cm²)
0 50 100 150m
① Slightly weathered or slightly sheared zone
② Fairly weathered or sheared zone
Sound rock for foundation of rock fill dam assumed by logs prepared by E.I.E.
BOYABAT – KEPEZ PROJECT
BOYABAT DAM GEOLOGIC SECTION OF DAM AXIS AND LOGS OF DRILL HOLE
DWG. NO IV-2-2
March 1979

第3章　発電計画

第 3 章　発 電 計 画

LIST OF FIGURE

LIST OF TABLES

第 3 章　発電計画

3.1　基礎的考察

第Ⅲ部第3章で述べたように，Boyabat 地点は Kepez 地点と比較して流域面積比が 99.92％で両者間の差異は無いとみなし，Kepez 地点流量を Boyabat 地点流量として用いる。

Boyabat 地点を Kepez 地点と比較して，発電計画上の大きな相違点を以下に述べる。

(1) 放水位が Boyabat 地点では EL 199.5 m で Kepez 地点の EL 189.0 m に比べ 10.5 m 高く，したがって有効落差が減少する。Altınkaya 貯水池の満水位が 190 m である事を配慮すると河川の有効利用上からも Kepez 地点の方が好ましい。

(2) 貯水池の総貯水容量が N.W.L 330 m の時 85％ となり，貯水池の調整能力が低下する。

Boyabat 地点の貯水容量，湛水面積曲線を Fig. Ⅳ－3－1 に示す。

3.2　貯水池運用計画

Boyabat 貯水池の運用ルールは，次の諸点を考慮して設定する。

(1) 豊水年の出水を貯留して渇水年に補給し，保証使用水量を出来るだけ大きくするよう運用する。

(2) 一年の内では豊水期の出水を貯留して，渇水期に補給するよう運用する。

(3) 貯水池の無効溢水が出来るだけ小さくなるよう運用する。

(4) 長期にわたり安定した出力が確保出来，かつ発生電力量が大きくなるよう運用する。

計算は，電子計算機により月平均流入量を用いて計算する。水車・発電機の水位による効率の変化を考慮し，かつ基準取水位より水位の高い時は，最大出力に合わせ最大使用水量を絞る事とした。

なお，保証使用水量は Kepez ダム地点現状流量マスカーブより蒸発による損失量を想定し，差し引いた上で 37 ケ年最大となるように決定する。単位面積当りの蒸発量は Kepez 貯水池と等しいとする。

3.3　開発規模

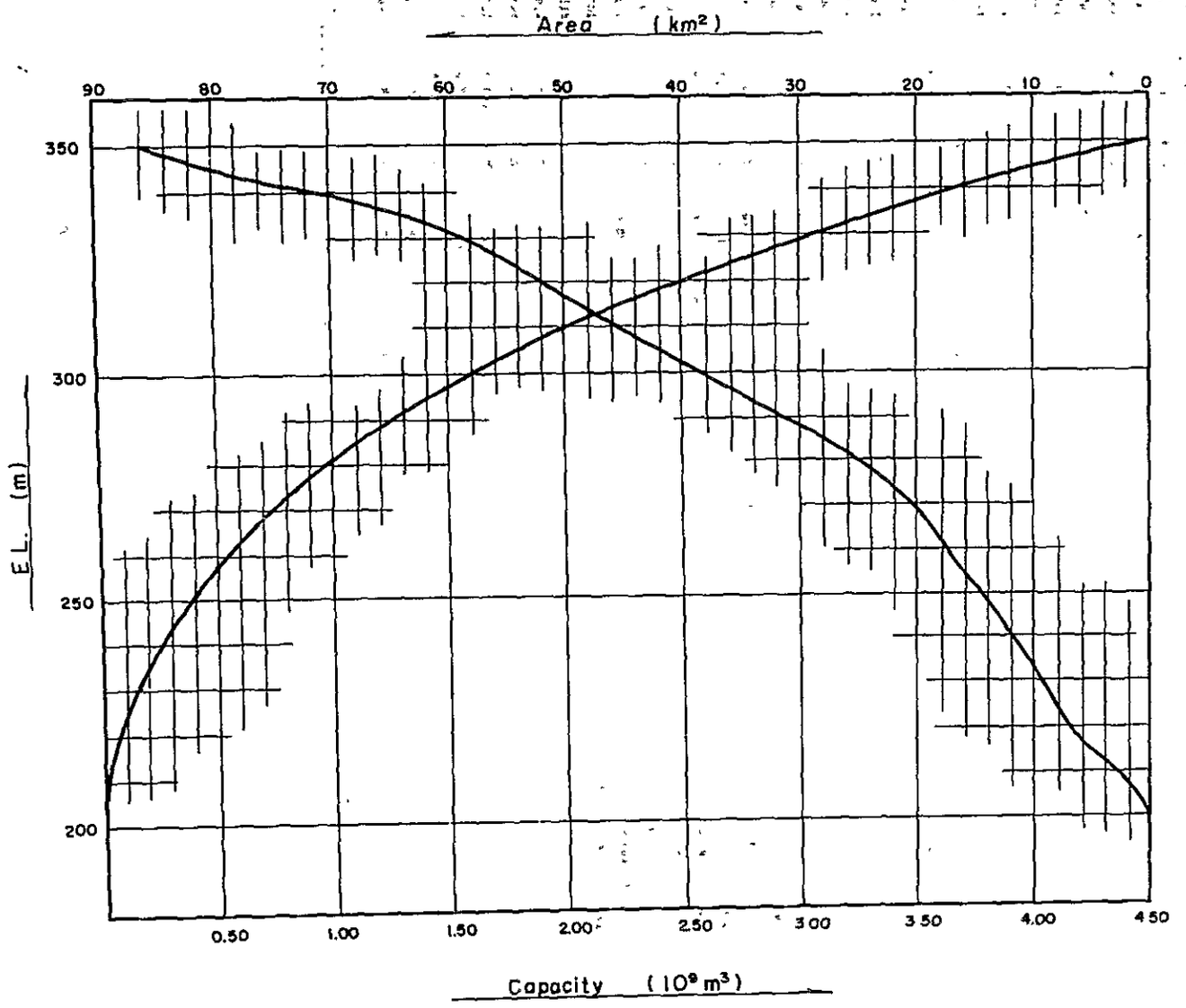
第Ⅲ部第5章において Kepez 地点について種々比較検討した結果を基にして検討し，有効容量 $1.410 \times 10^6 m^3$，満水位 330.0 m，最大出力 459 MW を最適規模とした。

貯水池の運用は 3.2 に述べた操作ルールにより行い，1939 年から 1975 年までの 37 ケ年間について電力量計算を行った結果を Table Ⅳ－3－1 に示す。37 ケ年平均の年間発生電力量は 1,341.5 GWh で Kepez 地点の 91％ である。

Table Ⅳ－3－2に Boyabat 発電所の便益・費用計算を示す。下流の Altınkaya 発電所の増分便益は Kepez 地点の場合と等しい。

なお，有効電力，有効電力量および経費の考え方については Ⅲ－5－3 と同じである。計算の結果 Boyabat 地点の便益費用比（B/C）は 0.768 となる。

Fig.IV-3-1 Boyabat Reservoir Capacity and Area Curve



E.L. (m)	Capacity ($10^6 m^3$)	Area (km^2)
199	–	0
200	0	0.1
210	15	3.0
220	65	6.9
230	145	9.2
240	249	11.8
250	380	14.4
260	539	17.4
270	728	20.3
280	953	24.7
290	1 233	31.4
300	1.582	38.3
310	2 000	45.4
320	2.487	51.9
330	3.040	58.7
340	3.690	71.4
350	4.476	85.8

Table IV-3-1 Energy Production at Boyabat P.S.

Unit : GWh

Year	Jan.	Feb	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1939	98.7	89.9	78.7	116.8	139.8	79.5	82.0	81.3	78.1	80.1	77.1	79.3	1081.3
1940	104.0	125.9	95.4	330.5	263.3	146.4	82.1	81.8	78.6	80.8	104.2	123.9	1615.8
1941	172.3	219.7	341.5	330.5	303.8	87.9	82.1	81.9	81.5	93.0	103.3	95.1	1993.0
1942	116.4	157.7	185.9	330.5	341.5	129.7	81.8	81.3	78.3	81.1	110.5	202.3	1896.9
1943	160.3	142.1	78.9	322.0	341.5	154.8	82.2	81.9	82.5	91.5	95.9	104.5	1738.3
1944	138.2	159.2	253.0	236.9	229.8	138.1	82.0	81.6	76.4	80.6	90.4	101.9	1670.1
1945	101.2	106.2	78.4	162.2	295.5	87.9	82.0	81.4	78.2	80.3	77.4	94.0	1324.7
1946	95.4	87.8	78.9	152.6	341.5	146.4	82.2	81.7	78.6	85.5	90.0	94.2	1416.9
1947	101.8	142.9	232.3	171.0	98.7	87.9	82.1	81.6	78.4	80.5	84.2	106.6	1347.9
1948	108.7	134.4	78.6	284.1	341.5	230.1	82.1	81.8	78.7	91.3	90.5	96.2	1698.0
1949	91.6	106.2	79.0	318.0	341.5	129.7	81.9	81.5	78.5	88.5	96.0	101.0	1590.3
1950	95.5	114.0	193.1	330.5	341.5	154.8	82.2	85.9	85.0	95.5	94.8	99.0	1771.7
1951	128.2	115.6	79.0	78.0	107.7	121.3	82.1	81.8	78.6	87.8	95.8	103.5	1159.1
1952	101.4	141.5	78.9	321.9	228.2	96.2	81.8	81.0	77.5	79.1	75.8	77.8	1441.1
1953	77.4	69.8	77.8	182.1	237.5	113.0	82.1	81.6	78.2	80.1	77.0	79.1	1235.7
1954	87.4	109.9	164.8	330.5	341.5	146.4	90.5	89.0	85.5	91.2	92.2	103.8	1732.6
1955	115.8	128.3	79.0	78.2	109.5	79.5	81.6	80.7	77.0	78.5	75.1	77.0	1060.2
1956	76.6	71.8	77.7	138.9	168.5	87.9	81.9	81.4	78.2	80.3	77.3	82.5	1103.0
1957	90.2	86.7	137.3	106.6	179.5	146.4	90.5	81.9	78.6	80.3	76.6	78.5	1233.1
1958	78.2	79.2	86.0	78.6	82.0	87.8	81.8	80.9	77.5	79.2	75.3	76.5	963.0
1959	75.7	68.0	75.9	74.7	77.2	74.5	76.3	74.9	71.2	72.8	69.9	71.8	882.9
1960	71.5	66.8	71.9	70.7	75.1	73.8	75.7	74.7	71.5	72.8	68.3	68.9	861.7
1961	68.0	62.0	71.2	72.1	76.2	74.3	77.0	76.1	72.7	74.2	70.9	72.7	867.6
1962	72.2	65.5	74.8	74.2	75.3	72.3	73.0	70.9	66.5	66.8	63.4	65.7	841.6
1963	67.8	65.0	76.1	76.0	166.2	196.6	81.7	80.6	76.6	77.8	74.1	75.9	1114.4
1964	75.1	70.0	76.4	75.4	77.4	74.9	77.5	76.0	71.7	72.2	68.4	70.2	885.2
1965	69.9	64.1	107.7	128.5	114.9	79.5	81.5	80.5	76.9	78.3	74.0	76.3	1032.5
1966	239.4	273.0	166.0	214.7	138.3	79.2	81.4	80.8	77.6	79.6	76.3	78.5	1584.8
1967	94.2	92.4	155.7	330.5	341.5	96.2	81.9	81.1	77.5	79.6	76.8	98.7	1606.0
1968	197.3	226.7	341.5	330.5	267.5	171.5	81 9	81.5	81.1	93.1	95.5	144.4	2112.5
1969	187.5	189.7	340.3	330.5	341.5	104.6	82.0	81.4	78.2	92.4	109.3	171.3	2108.5
1970	199.4	308.4	233.5	116.7	81.8	78.7	80.6	79.7	76.4	78.6	76.1	96.0	1506.1
1971	143.2	103.6	93.4	142.3	126.2	129.7	81.7	80.6	77.4	79.9	78 0	138.9	1272.9
1972	97.2	103.3	83.6	78.5	143.1	96.2	82.1	81.6	87.1	100.7	99.0	87.5	1139.7
1973	95.4	104.6	86.8	85.6	82.1	79.4	81.3	80.0	76.3	78.0	74.7	76.8	1001.0
1974	76.5	68.7	76.2	73.8	76.0	72.9	73.9	72.1	68.1	68.8	64.8	65.7	857.3
1975	65.3	58.8	67.3	68.1	76.5	78.7	81.1	80.0	76.3	78.5	76.0	78.7	885.5
Average	109.1	118.4	128.4	182.2	193.8	110.4	81.3	80.4	77.5	81.8	83.1	94.9	1341.5

Table IV-3-2 Estimation of Economic Evaluation

Item	Unit	Description
Firm Peak Output	MW	402.8
Losses	%	7.8
Effective Output	MW	371.4
Unit Price per kW	TL/kW	2,830
kW Value	10^6TL	1,051
Annual Energy	10^6 kWh	1,341.5
Losses	%	7.8
Effective Energy	10^6 kWh	1,236.9
Unit Price per kWh	TL/kWh	0.57
kWh Value	10^6TL	705
Annual Benefit (B)	10^6TL	1,756
Construction Cost	10^6TL	19,874
Annual Cost (C)	"	2,286
Surplus Benefit (B/C)	10^6TL	-530
Benefit-Cost Ratio (B/C)		0.768

第4章　予備設計

第 4 章　予 備 設 計

LIST OF DRAWINGS

第 4 章　予備設計

4.1　土木構造物

4.1.1　レイアウトの選定

ダム地点は洪水吐等の付属構造物の配置関係，地質状況，経済性等を考慮して DWG.Ⅳ−4−1 に示す通り Kızılırmak 河が右に大きく蛇行している位置を選定した。この地点は河床幅が 270 m に達し，谷幅と高さの比が 4 となっており，ダム形式としてはロックフィル以外は経済的でないと考えられる。洪水吐および発電所は DWG.Ⅳ−4−2 の通り右岸側の半島状の尾根を利用することによって格好のレイアウトが考えられるが，ダム体積が前述の理由および河床堆積物が 45 m にも達するため $20.6\times10^6\,m^3$ となり，この地点の経済性を大きくそこなっている。

洪水吐は発電所へ進入しやすいように，また減勢された放流水の放水口への影響を考慮して発電所の山側に設置した。また洪水吐のセンターラインは美観および工事費の軽減を考えて発電所のセンターラインと平行にした。また減勢池は地形的および地質的条件（深部河床堆積物）を考慮してローラーバケット形式を採用した。

発電所は洪水吐の川側に位置させ，取水口および水圧鉄管はそれぞれ 3 条配置した方が，水圧鉄管を途中で 3 条に分岐する方法より経済的であると判断されるので，このように予備設計を行った。また水圧鉄管はトンネル形式も考えられるが，かぶりの厚さおよび洪水吐との関連を考慮し屋外形式とした。発電所は標準的な半地下形式を採用した。

開閉所はダムと発電所の間の広い河床を利用する計画とした。なお，変電設備は発電所上流側に屋外形式として設置する。

進入路は Akbelen 村から Fakılı 村へ通じる道路を貯水池の満水位付近まで改修し，これよりダム堤頂まで左岸側に新設する。発電所への進入路はダム堤頂から左岸側を発電所の組立室の標高まで下り，ダムの下流法尻で川を横断し発電所へ達する計画とした。

放流設備は仮排水路トンネルを利用することとし，ダム軸上にバルブ室を設けた。このバルブ室へは発電所から洪水吐を横断するトンネルと仮排水路トンネルを利用して達することができるようにした。

この地点の概略設計を DWG.Ⅳ−4−2，Ⅳ−4−3 に示す。

4.1.2　設計条件

(1)　ダム堤頂標高は Kepez ダムと同じ手法により決定した。

ダム基礎岩盤は第 2 章で述べた通り，左岸側は比較的透水性のある石灰質片岩の河床から，右岸側は比較的透水性の小さい緑色片岩からなっている。このためダム基礎岩盤はグラウト