

国際協力事業団

No.10

トルコ共和国
公共事業省 国家水利庁

キョプルバシ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

1994年12月

JICA LIBRARY



J 1129728(0)

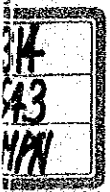
電源開発株式会社

トルコ共和国
キョプルバシ水力発電開発計画調査
最終報告書
要約版

94
・
12

国際
協力

JICA



BRARY

11-141

鉦調資

94-141

国際協力事業団

トルコ共和国
公共事業省 国家水利庁

キョプルバシ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

1994年12月

電源開発株式会社



1129728(0)



Composite Photograph of Dam and Appurtenance Structure

View from upstream left bank



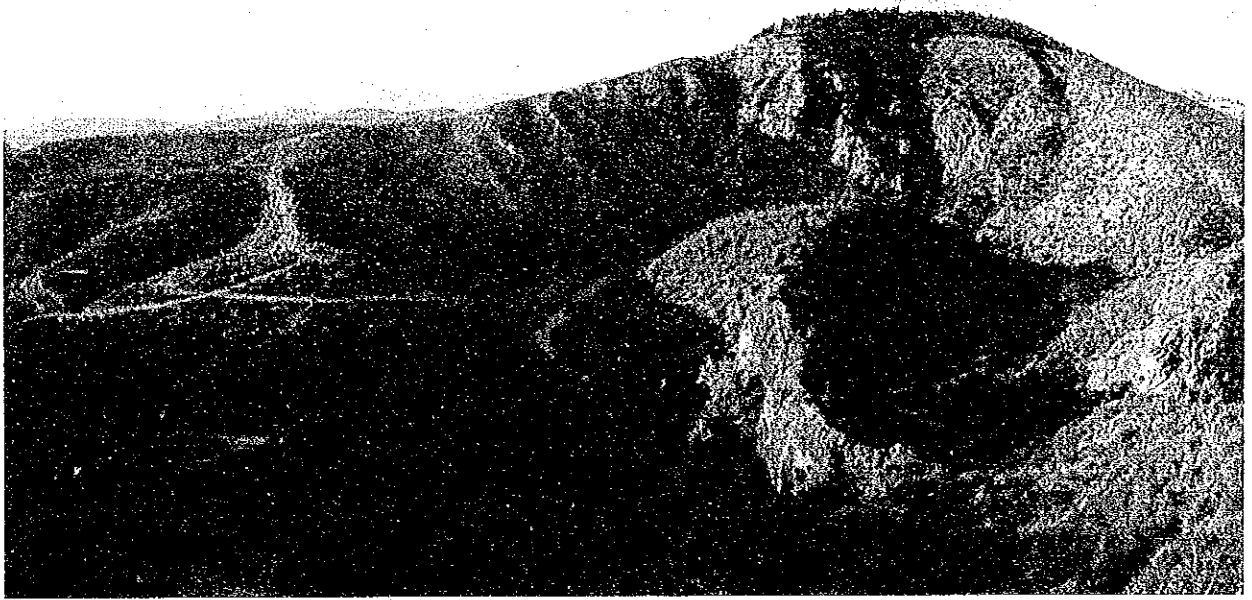
Composite Photograph of Dam Spillway and Power Structure

View from downstream left bank

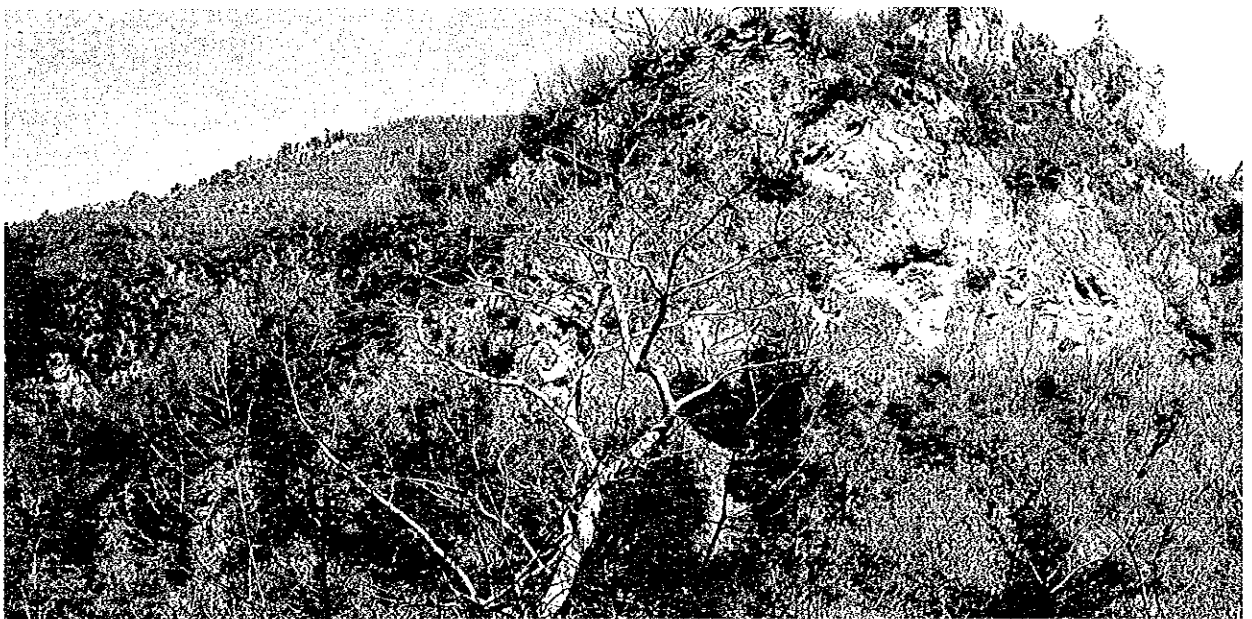


Composite Photograph of Tailrace Tunnel and Channel

View from downstream left bank



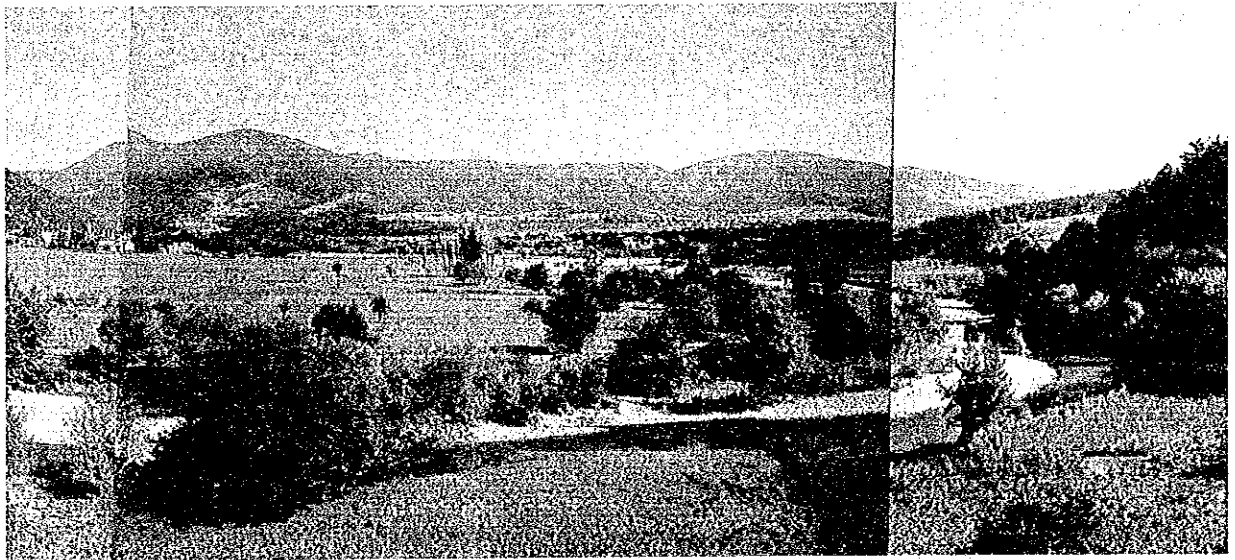
**Rock Material Quarry, located 1 km upstream from Dam.
View from left bank**



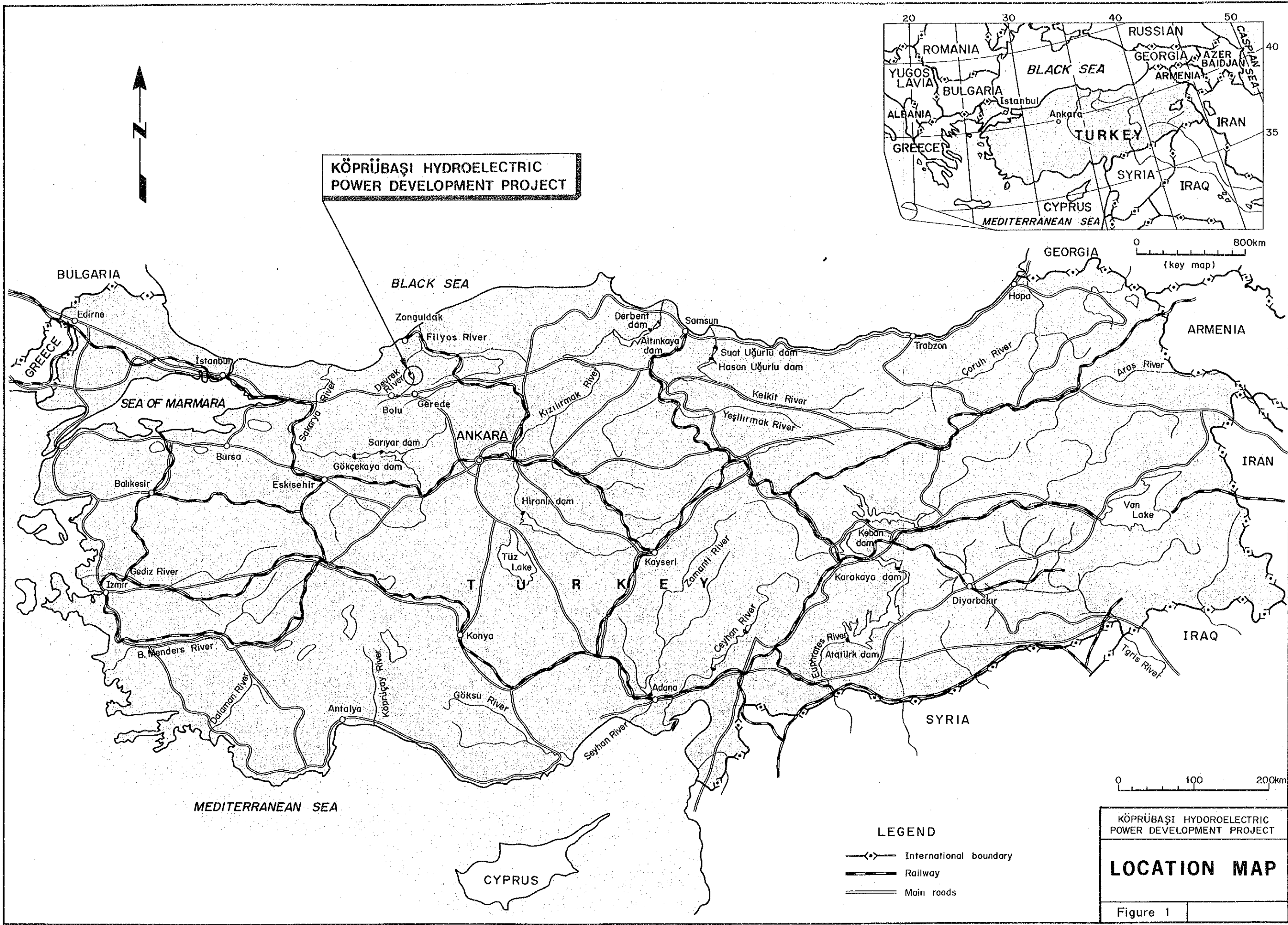
**Riprap Material Quarry, located 16 km upstream from Dam.
View from left bank**



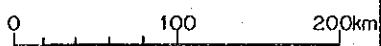
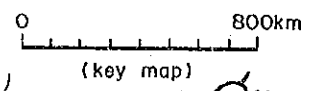
**Impervious Core Material and Borrow Area and Fine Filter Material Borrow Area,
located 5 km upstream from Dam.
View from left bank**



**Concrete Aggregate Borrow Area, located around Tailrace Outlet
View from right bank**



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT



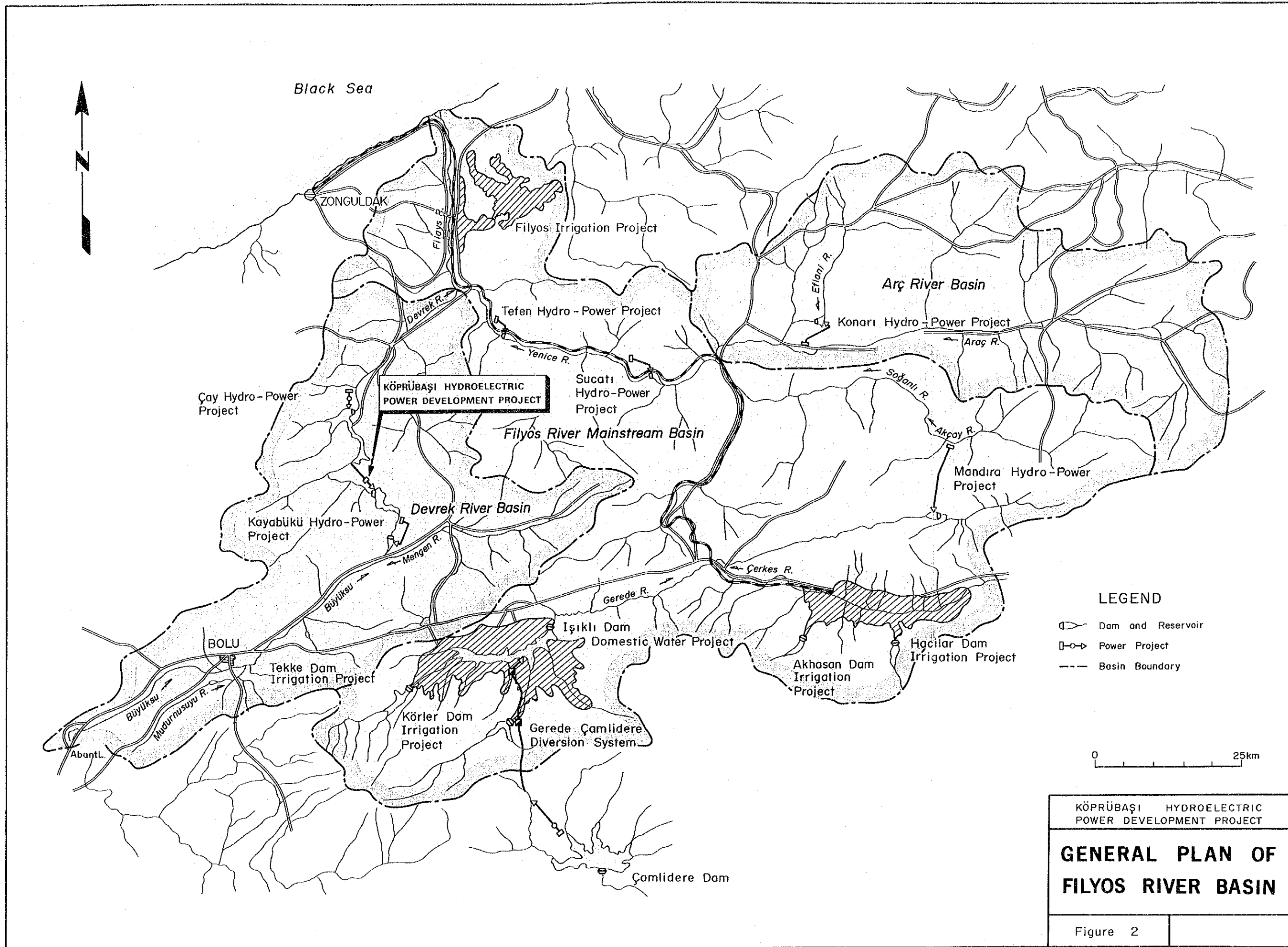
LEGEND

- International boundary
- Railway
- Main roads

KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION MAP

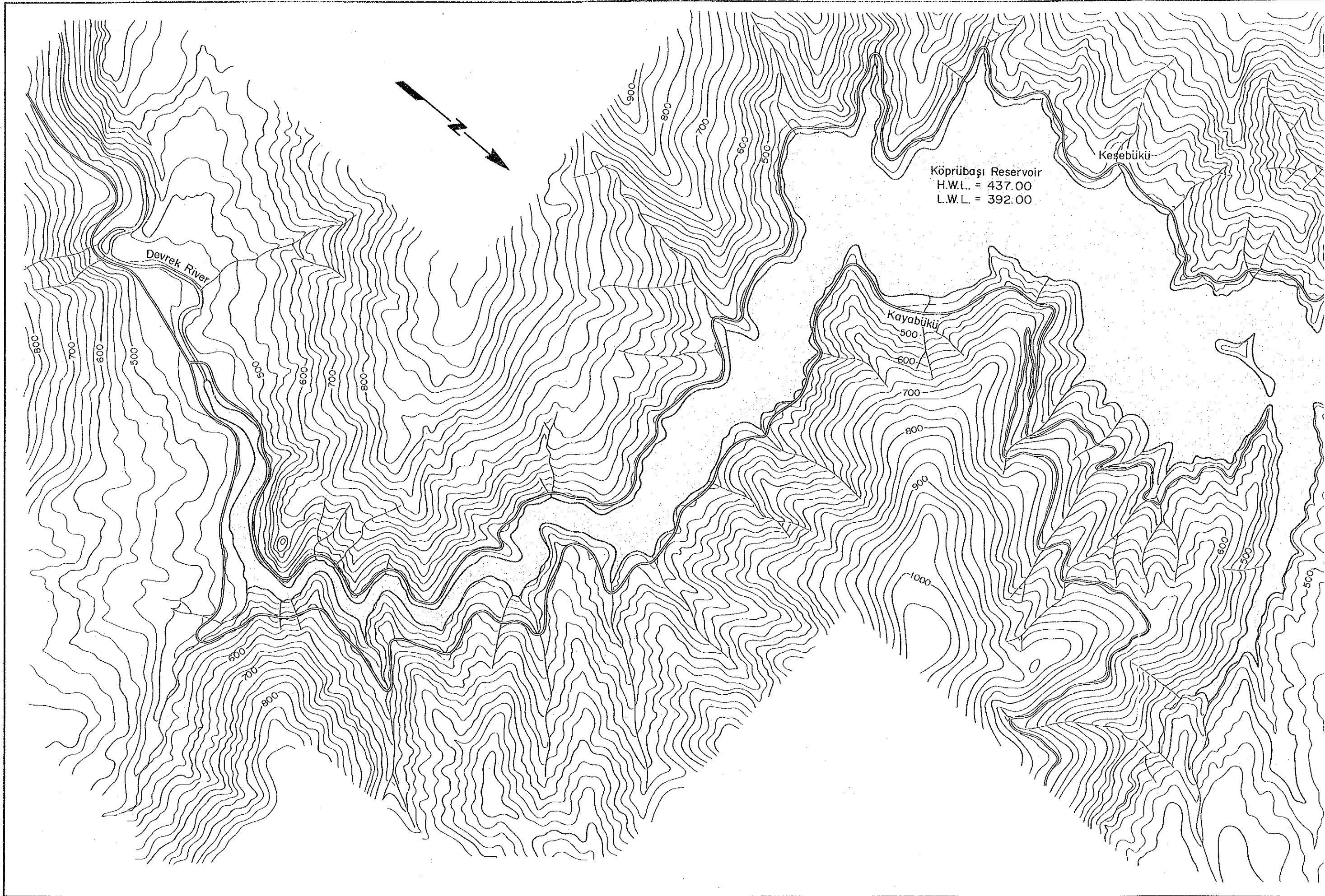
Figure 1

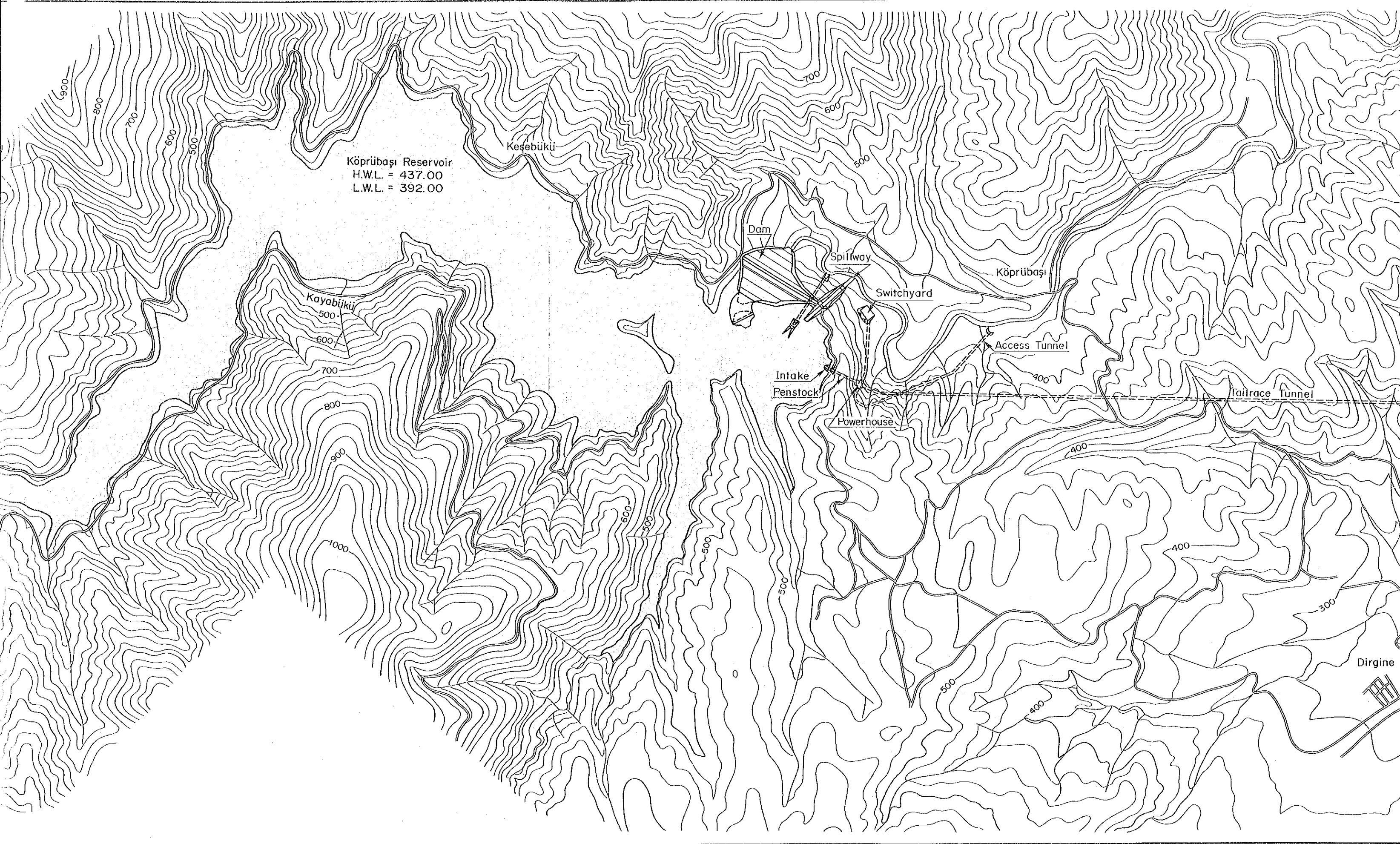


KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

GENERAL PLAN OF FİLYOS RIVER BASIN

Figure 2





Köprübaşı Reservoir
H.W.L. = 437.00
L.W.L. = 392.00

Kayabükü

Kesebükü

Dam

Spillway

Switchyard

Köprübaşı

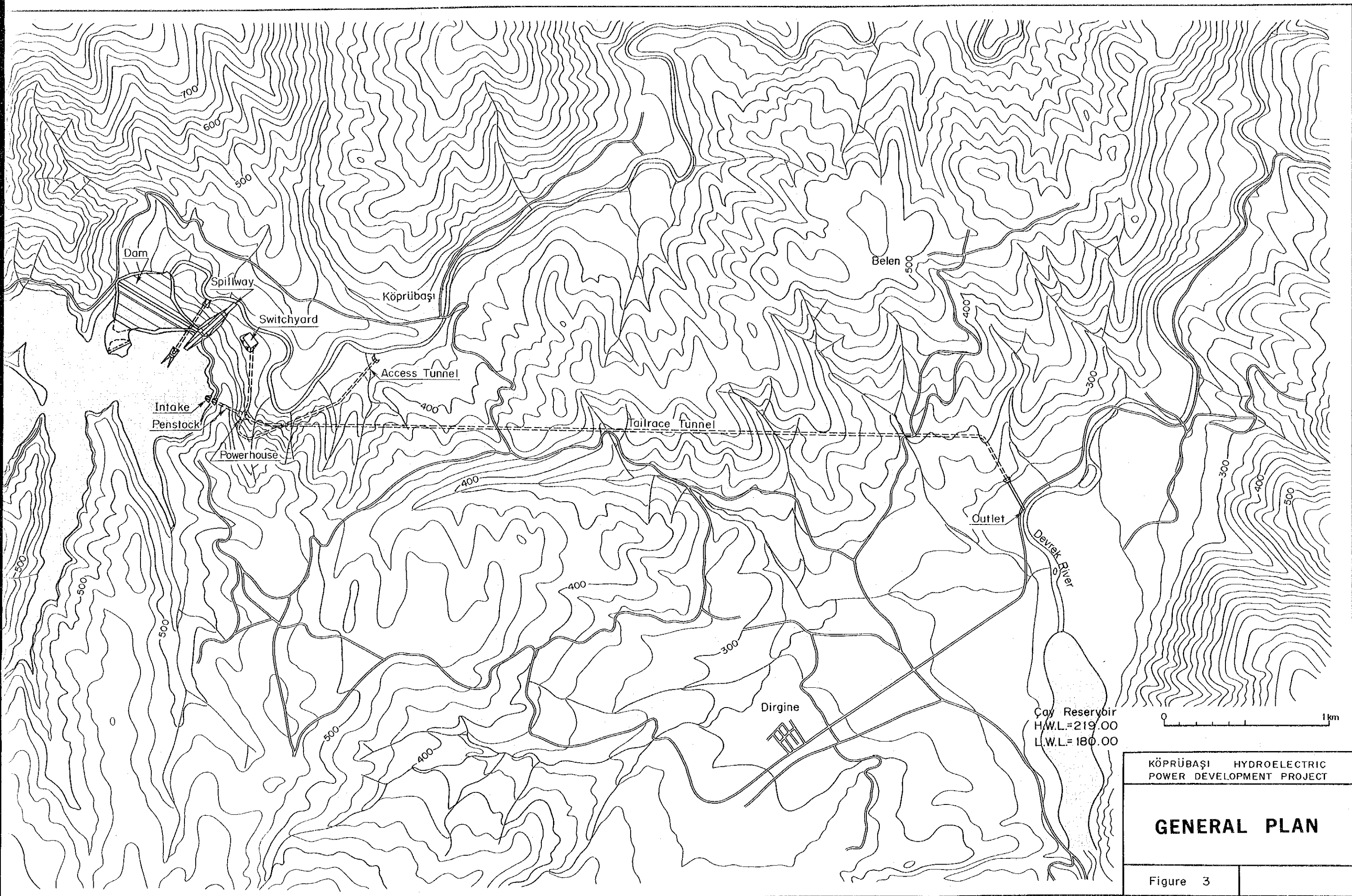
Access Tunnel

Intake
Penstock

Powerhouse

Tailrace Tunnel

Dirgine



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

GENERAL PLAN

Figure 3

目 次

	頁
1. 序 論	S-1
2. 本計画の特性	S-2
3. 調査結果	S-3
3.1 電力需要想定	S-3
3.2 電力系統解析	S-3
3.3 水文と気象	S-4
3.4 地質、材料及び地震	S-4
3.5 環境評価のための調査	S-6
3.6 最適開発計画	S-7
3.7 工事計画および工事費	S-8
3.8 経済評価と財務評価	S-8
3.9 借入金返済計画	S-9
3.10 計画概要	S-10
4. 結 論	S-18
5. 勧 告	S-19

1. 序 論

この報告書はトルコ共和国Filoys川水系Deverek川のKöprübaşı水力発電開発計画調査のフィージビリティスタディ結果を要約したものである。

本調査はトルコ共和国政府から日本政府への要請に応じて実施されたものである。

当国の大規模水力開発計画のF/Sはほぼ完了し、次の段階の詳細設計まで終わっているのは51地点（4,330MW）にのぼるが、大規模開発は国際金融機関に資金を仰ぐことになるが当国の外貨事情がいつまでも好転しないことから、新規借款を押さえているため、これらは着工されていない。しかし近い将来の電力不足は明白であるので、関係機関は投資規模の小さい、しかも自己資金で行える程度の中小水力開発に目を向けはじめた。そこで当計画のように消費地に近く送電コストもかからぬ中規模水力が開発のターゲットにあがり、日本に協力を求めてきたのである。

本調査のためのScope of Workは（トルコ共和国 国家水利庁）（The General Directorate of State Hydraulic Work:DSI）と国際協力事業団（Japan International Cooperation Agency : JICA）との間で1992年6月24日に合意された。

JICAは本調査を実施することとし、電源開発株式会社にその業務を委託した。

本業務を実施するため、高市 守、後に長谷川泰資（電源開発）を団長とするJICA調査団は1992年10月に調査業務を開始した。調査団は最初に、インセプションレポートを作成提出した。このインセプションレポートには調査の方針、方法、DSI側とJICA側の業務分担区分が含まれている。このインセプションレポートで調査団は業務の期間をPreliminary Investigation Stage, Detailed Investigation Stage およびFeasibility Design Stageの3 stageに区分した。第二に、調査団は開発計画のレイアウトを選定するため現地踏査および国内作業を実施した。その結果は1993年3月、プログレスレポートとして提出した。第三に、選定された開発地点で測量、地質調査、環境影響調査等の現地調査工事を実施した。これらの現地調査工事結果に基づいて国内作業を実施し、最適開発計画の検討を行いその結果を1994年2月、中間報告書として提出した。最後に、最適開発計画案の決定および予備設計を実施した。すべての調査は1994年9月に完了した。

本調査業務は主としてDSIのカウンターパートと共に実施された。現地での調査業務期間を通じてDSIのエンジニアに対して技術移転が実施された。その間DSIおよび調査団によるセミナーが実施された。

2. 本計画の特性

Filoyss川はトルコ国で最も降雨量の多い地帯にあり流域は本流、Devrek, Araçの3流域に大別される。1987年にDSİにより実施されたFiloyss川流域マスタープランによれば、Filoyss川流域の電源開発計画として下表に示す通り、本流流域において、Mandıra, Suçatı, Tefen 地点、Devrek川流域にはKöprübaşı, Kayabükü, Çay地点、Araç川流域にはKonarı地点の7地点、合計出力 192MW 年間発生電力量 689MWhの計画が提案されているが、現在まで全く電源開発は行われていない処女地である。

Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)	Benefit Cost Ratio	Priority
Köprübaşı	60	210	1.67	1
Konarı	18	52	1.41	2
Çay	25	108	1.25	3
Kayabükü	12	43	1.25	4
Tefen	10	52	1.25	5
Suçatı	15	81	1.21	6
Mandıra	52	143	1.21	7

この7地点の中ではKöprübaşı計画が最もプライオリティが高く位置づけられているが、本調査によるマスタープランのレビューでもこのKöprübaşı計画のプライオリティが確認されている。また本調査によりKöprübaşı計画は、発生エネルギーが多く、しかも投資効果が大きく、水没地は下級の農耕地域で水没地区の戸数も少なく、全住民は都会へ機会があれば移住したいと希望しているので補償問題も抵抗はないと考えられ、環境問題もとりたてて特殊な動植物はなく、この点からも容易な地点である事が確認されている。

従って当河川開発の先鞭を日本政府の協力でつけることは、資金不足で開発計画の準備にも遅れがちなトルコ国にとっても、近い将来の電力不足に対処するための呼水となり、その効果は大きいと期待出来る。

Köprübaşı発電所の運転開始は2001年で計画されている。その時のTEKの予測では需要ピーク容量は22,610MWになり、1991年のピーク時容量の9,965MWの実に2.3倍となっており、全国的に相当のスピードで水・火力共に開発を急ぐ必要がある。Köprübaşı発電所は規模としては小さいものであるが、近傍の154kv系統の需要電力540MW(2001年)の一部を賄う水力電源として適正な規模といえる。

更にこの540MWを賄う電源はYenicata火力発電所の300MWだけであり、適正規模の水

力は電源設備の柔軟な運用が可能となる。すなわち需要地に近く、機動性のある水力電源は出来るだけ早く開発すべきと考えられる。

3. 調査結果

3.1 電力需要想定と電源開発計画

(1) 電力需要想定

回帰式による想定値とTEKの予想値とを比較した結果、近似な値が得られたのでTEKの需要想定を採用した。

すなわち、TEKの電力需要想定（1993年時点）によれば2010年の最大需要電力が、43,590MW、発電々力量は271,450GWhであり、年平均増加率は8.0%、年負荷率は71%と想定している。（Table 1 参照）

(2) 電源開発計画

TEKの電源開発計画に順じることとし、これによれば、1993年以降の電源開発規模は41,216MWで、その内訳は火力26,575MW(64.5%)、水力14,641MW(35.5%)であり、2010年の設備出力の合計は60,056MW（火力 34,970MW、原子力2,000MW、水力 23,086MW）となる。（Table 2 参照）

3.2 電力系統解析

Köprübaşı発電所の運開に伴う、同発電所近傍の電力系統の特性を検証するために、発電所運開対象年となる2001年頃の系統を想定して実施した。

結果は、

- a) 154kV系統に接続することにより、近傍の電力系統の特性を改善する効果がある。
- b) 380kV系統からの受電々力の減少により、OsmancaおよびEreğli変電所の380/154kV変圧器の増設を遅らせることができる。
- c) Köprübaşı発電所の系統への投入に伴う系統安定度および短絡容量は既系統に対して問題のない結果が得られた。

3.3 水文と気象

(1) ダム地点流域面積、流量

流域面積	1,994 km ²
年間流入量	439.86×10 ⁶ m ³ (14.39 m ³ /s)
比流量	7.2 ℓ/s/km ²
設計洪水量	2,500 m ³ /s

(2) 堆砂

計画ダム地点での年浮遊砂量は以下の通りと決定した。

$$Q_{SMD} = 313,060\text{t/year}$$

以上により

計画ダム地点での50年後の堆砂量 S_v (m³)は以下の通りと算定した。

$$S_{vu} = 15.50 \times 10^6 \text{ m}^3$$

3.4 地質・材料及び地震

(1) 地形

当計画のあるDevrek川は、黒海に流入するFiloys川の支流であり東西に連なるPontos褶曲山脈中の河川の1つである。Devrek川の両側には標高1,000m～2,000mの山々が南西～北東方向の配列を示している。この地域の大規模な地回り、崩壊地などの不安定地形は、現在までの調査結果では見当たらない。

(2) 地質

本計画の主要土木構造物は全て中生代のと花崗岩類の分布地域中に設けられ、ダム地点の河床堆積物の厚さは15mで、1～6 cmの砂礫よりなる。

地下発電所は花崗岩類中に設けられ、その地点に掘削されたボーリングコアのRQDは概ね100%で良好である。

また、貯水池地域には、同上花崗岩類および古生代—先カンブリア紀の変成岩類および新生代のフリッシュの岩体が分布し、貯水池の保水性については問題ない。

(3) 材 料

(コア材料)

比重は全地点で2.57～2.85で良好である。

締固め試験では、最適含水比時で 1.64～2.20t/m³で良好。

自然粒度分布は、すべての地点で概ね良好である。

但しA地点で採取すること。

(フィルター材)

比重はすべて2.66～2.82で良好である。

締固め試験では、最適含水比時ですべて1.87～2.20t/m³の範囲で良好である。

自然粒度分布は、概ね良好である。

(コンクリート骨材)

(細骨材) 比重2.59～2.71

単位体積重量 1.65～1.82t/m³

吸 水 率 0.8～2.7%

粒度分布 基準内

骨材の水洗いを十分に行えば良質な材料として用いられる。

(粗骨材) 比重2.67～2.75

単位体積重量 1.91～2.00t/m³

吸 水 率 0.6～0.9%

粒度分布 基準内

細骨材と同様に水洗いを十分に行えば良質なものとして用いられる。

(ロック材)

Q地点の花崗岩閃緑岩を用いることが距離、材質より適当と結論された。

(4) 地震

本計画地点は、北アナトリア断層の北30kmに位置し、この断層によって生じたマグネチュード5.5以上の地震は1900年以降現在まで60回を越えている地震多発地帯である。(第2危険地域)特に1939年Erzincan地震はM.7.9でトルコでの今世紀最大の地震であった。

87年間トルコで記録した8136の地震データを用い設計。震度を計算した結果、最大0.15となった。従って当ダムの設計震度に0.15を採用した。

3.5 環境評価のための調査

(1) 物理的、生理的環境特性および天然資源の利用

以下の項目について調査したが特に当プロジェクトに支障のあるものはなかった。

- 気象特性及び気象
- 地質特性
- 水文地質学的特性
- 土壌特性および利用状態
- 農地の特性
- 水文学的特性
- 地表水の現在および計画中の利用
- 水生々物
- 地熱および熱水資源
- 保護地域
- 森林資源
- 植物および動物
- 畜産資源
- 鉱物資源
- 景観的価値の高い場所およびレクリエーション地域
- 地1の現在の汚染負荷

(2) 社会経済環境

- 経済的特性

貯水池予定地のKayabükü村の主たる収入源は農業及び木材であり、一戸当たり年収は1,000万TLである。

- 人口

Kayabükü村の人口は1992年11月で392人で出稼ぎが多い。

- 社会的インフラサービス

計画地点一帯は小学校しかない。電気・電話は一応有る。

- 土地利用
Kayabükü村一帯は農地と牧場のみである。
- 保健衛生
計画地帯の部落には医療施設はないが、伝染病等はない。

(3) 検討結果

- 計画地点には、貴重な動植物の生息は確認されていない。
- 貯水池の将来水質は著しい富栄養化はもたらされないと考えられる。
- ダムと放水地点の間の減水区間に対して放流設備を設ける。
- 工事中の公害に対しては、関係法規に従った工事運営をさすことにする。
- D S i の補償費用の算定によれば、工事に伴って生じる補償費用にはダム、貯水池、骨材等の採取場及び工事用道路の整備で必要となる住民の移転、公共関連施設の土地、農耕地、森林地等の転用によって生じる損失、更にそれらが年間に得てきた経済的収入の喪失が含まれる。標高 343m~440m (貯水満水位 437m + 3 m) までの用地買収を想定した場合、工事に当たって必要とされる合計補償金額は1993年価値で 81,877,000,000 TL と評価される。
- 計画地点の住民移転には、補償及び工事中の優先雇用、貯水池の有効活用などを考慮することが望まれる。

以上の対策をとれば当計画の実施は自然環境に大きな影響を与えることはない判断される。

3.6 最適開発計画

Köprübasi計画はDevrek川の中部Mengen川との合流点下流約20kmの地点に高さ 110 mのロックフィルダムを築造し、有効貯水量 $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を設け、延長 41.50mの導水路トンネル及び延長 265mの水圧鉄管路にてDirgine地区に設置する地下発電所に導水し、有効落差 190m、最大使用水量 $43 \text{ m}^3/\text{s}$ にて70MWの発電を行い、延長 4,900mの放水路によりDevrek川右岸に放流するダム水路式発電計画である。

3.7 工事計画及び工事費

(1) 工事計画

本計画の構造物は、高さ110mのロックフィルダム、取水口、水圧管路、地下発電所、および 4.9kmの放水路トンネルである。

本計画の運転開始を2001年とすると以下のスケジュールで着工準備が必要である。

1992. 10	～	1994. 9	Feasibility Study
1994. 10	～	1995. 3	Provision and Award of Final Design (0.5年)
1995. 4	～	1996. 3	Final Design (1年)
1996. 3	～	1996. 12	Financial Formulation (9ヶ月)
1997. 1	～	1997. 12	Bidding and Award of Contract for Construction (1年)
1998. 1	～	2001. 12	Construction (4年)

本計画のクリティカルパスは発電所工事であり、その工事を中心に適切なスケジュールを作る必要がある。

(2) 工事費

積算時点は、1993年初期で $1\text{US}\$ = 8,700\text{ TL}$ とする。

総工事費は、 $1,250,309 \times 10^6\text{ TL}$ ($144 \times 10^6\text{ US}\$$)と算定される。

工事費用内訳を Table 3 に示す。

3.8 経済評価と財務評価

(1) 経済評価

本計画の経済的便益と代替させる代替計画として輸入炭火力発電設備を選定した。

この代替火力発電設備の経済的費用を本計画の便益と見なし、これを本計画の経済的費用と比較する方法を採用した。

Unit : 10⁶TL

Köprübaşı Hydropower	Alternative Thermal	Difference	Ratio
Present Value (C) 939,686	Present value (B) 1,378,629	(B-C) 438,944	(B/C) 1.47

上記の表より、当プロジェクトは代替プロジェクトに比べて勝っていることが判る。

(2) 経済的内訳収益率

本プロジェクトへの投資と代替火力発電所への投資価値のそれぞれの現在価値がプロジェクトの初年度で等しくなるような割引率 (BIRR) は 28.98%となり、資本の機会費用の9.5%より上回っており、以上から当プロジェクトはフィージブルと結論づけられる。

(3) 財務評価

財務評価の結果は、財務内部収益率 (FIRR) は9.90%となった。この率は、現地通貨・外貨建て両方の借入金利 9.5%を上回っている。従って本プロジェクトは経済評価の面だけでなく、財務評価の面からもフィージブルと云える。

3.9 借入金返済計画

以下の条件により返済計画を策定した。

- 1) 初期投資額 1,092,626×10⁶ TL
- 2) 外貨金利 3.5% 内貨金利 9.5%
- 3) 返済猶予期間 4年 返済期間 25年

その結果は以下の通りとなった。

- 1) 運転期間全てに亘り純利益は黒字となる。従って、本計画は収益性があると判断される。
- 2) 当初の8年間を除き、全プロジェクト期間に亘ってキャッシュフローに問題はない。一方当初の8年間は金利支払資金不足となるため、自己資金を必要とする。

3.10 計畫概要

River

Name of River	Devrek
Catchment Area	1,994 km ²
Annual Inflow	454 x 10 ⁶ m ³ (14.39 m ³ /S)

Reservoir

High Water Level	437.00 m
Low Water Level	392.00 m
Available Drawdown Depth	45.00 m
Sedimentation Level	380.40 m
Gross Storage Capacity	197.7 x 10 ⁶ m ³
Effective Storage Capacity	163.0 x 10 ⁶ m ³
Reservoir Area	5.31 km ²

Dam

Type	Rockfill Dam with Center Core
Elevation of Dam Crest	441.00 m
Height of Dam	110.00 m
Length of Dam Crest	540.00 m
Volume of Dam	5,025 x 10 ³ m ³

Diversion Tunnel

Design Flood	350 m ³ /S
Type	Standard Horse Shoe
Number	One
Inner Diameter	6.00 m
Length	390 m

Outlet Equipment

Type	Jet Flow Gate
Diameter	1.50 m
Capacity	33.1 m ³ /S at H.W.L. 23.7 m ³ /S at L.W.L.

Spillway

Design Flood	2,500 m ³ /3
Type	Shute with Gates
Overflow Crest Elevation	423.00 m
Width of Overflow Crest	29.00 m (Including pier width 3.00 m)
Energy Killer System	Ski Jump, Plunge Pool
Type of Gate	Radial
Number of Gate	Two
Size of Gate	Wide 13.00 m x Height 14.50 m

Power Intake

Type	Inclined
Number	One
Height	57.70 m
Inlet Elevation	383.30 m
Size	Width 6.00 m x Height 7.50 m
Type of Gate	Vertical Shaft
Number of Gate	Two
Size of Gate	Wide 2.50 m x Height 5.00 m

Headrace Tunnel

Type	Circular Pressure
Number	One
Discharge Capacity	43.00 m ³ /s
Inner Diameter	3.40 m
Length	41.50 m

Penstock

Type	Steel Embedded
Number	One Line and after Y branched Two Line
Inner Diameter x Length	
Main	3.40 m x 250.10 m
Branch	2.20 m ~ 1.70 m x 16.92 m

Powerhouse

Type

Underground

Size (Excavation Surface)

Width 16.00 m x Length
60.00 m x Height 35.30 m

Access Tunnel

Type

Half Circle Half Rectangular,
Concrete Lining

Size

Width 5.00 m x Height
5.00 m x Length 1,100 m
Inclination 1:8.8
Elevation of Tunnel Exit
358.00 m

Ventilation Tunnel

Type

Half Circle Half Rectangular,
Concrete lining

Size

Width 3.00 m x Height
2.80 m x Length 71.76 m
Inclination: flat

Cable Tunnel

Type

Half Circle Half Rectangular,
Inclined Concrete Lining

Size

Width 3.00 m x Height
2.80 m x Length 425.40 m
Inclination 1:3.2

Inspection Gallery

Type

Half Circle Half Rectangular,
Concrete Lining

Size

Width 2.0 m x Height
2.50 m x Length 126 m
Inclination 1:29

Tailrace Chamber

Size

Width 4.60 m x Height
16.00 m x Length 20.00 m

Tailrace

(Tunnel Portion)

Type	Standard Horse Shoe
Max. Discharge	43.00 m ³ /s
Inner Diameter	4.60 m
Length	4,899 m (Including Draft Length)

(Open Channel Portion)

Type	Trapezoid
Bottom Width	4.60 m
Length	200 m

Development Plan

Standard Intake Water Level	422.00 m
Standard Tail Water Level	223.00 m
Gross Head	199.00 m
Effective Head	190.00 m
Maximum Discharge	43.00 m ³ /s
Unit Capacity	35 MW
Number of Unit	Two
Installed Capacity	70 MW

Turbine

Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
Number	Two
Max. Discharge	43.00 m ³ /s
Turbine Output	36,200 kW
Revolving Speed	429 rpm

Generator

Type	Three Phases Alternating Current Synchronous
Number	Two
Rated Output	38,900 kVA
Revolving Speed	429 rpm

Frequency	50 Hz
Voltage	11 kV
Power Factor	0.9 lag
<u>Main Transformer</u>	
Type	Indoor, Water Cooling Type Three Phase
Number	Two
Capacity	13,000 kVA
Voltage	(Primary) 11.0 kV (Secondary) 154 kV
<u>Switchyard</u>	
Bus System	Single Bus + Transformer Bus
Bus	Aluminum Pipe
Number of Lines Connected	2 cct
Voltage	154 kV
Conductor Type	ACSR
<u>Annual Energy Production</u>	
Average Energy	212.1 GWh
Firm Energy	151.8 GWh
<u>Construction Period</u>	4 years
<u>Project Cost</u>	1,250,309 x 10 ⁶ TL (About 144 x 10 ⁶ US\$)
<u>Unit Construction Cost at Sending End</u>	
Per kW	17.9 x 10 ⁶ TL (2,053 US\$/kW)
Per kWh	5,895 TL (0.68 US\$/kW)
<u>Economic Evaluation</u>	
EIRR	28.98%
FIRR	9.90%
Net Benefit	438,944 x 10 ⁶ TL
Benefit-Cost Ratio	1.47

Table 1 Power Demand Forecast and Demand Supply Balance (1995 to 2010)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Power Balance (MW)																
Installed Capacity																
Thermal	10,399	11,580	12,260	14,070	15,730	16,710	18,070	19,090	20,450	21,620	23,770	25,130	28,640	31,770	34,090	36,970
Hydroelectric	10,297	10,969	11,498	11,498	11,498	12,537	13,841	15,421	16,508	18,111	18,677	19,127	19,579	19,773	21,631	22,086
Total	20,696	22,549	23,758	25,568	27,228	29,247	31,911	34,511	36,958	39,731	42,447	45,257	48,219	51,543	55,721	60,056
Peak Power Demand	14,065	15,235	16,505	17,890	19,375	20,990	22,610	24,300	26,240	28,250	30,445	32,710	35,145	37,760	40,570	43,590
Reserve capacity	6,631	7,314	7,253	7,688	7,853	8,257	9,301	10,151	10,718	11,471	12,002	12,547	13,074	13,783	15,151	16,463
Reserve ratio (%)	47	48	44	43	41	39	41	42	41	41	39	38	37	36	37	38
Energy balance (GWh)																
Energy Generation																
Thermal	63,348	71,023	75,443	87,208	97,958	104,368	113,208	119,838	128,678	136,283	150,753	166,098	182,413	202,758	217,838	236,558
Hydroelectric (dependable)	28,953	29,798	30,767	30,767	30,767	33,453	35,619	38,291	40,795	43,745	44,631	45,385	53,994	46,134	49,938	52,219
Total	92,306	100,821	106,210	117,975	128,765	137,821	148,827	158,129	169,473	180,028	195,389	211,483	228,407	248,892	267,776	288,777
Energy Demand	87,205	94,605	102,500	111,650	120,310	130,350	140,950	151,720	163,430	176,040	189,630	203,675	218,835	233,130	252,635	271,450
Reserve capacity	5,101	6,216	3,710	6,925	8,455	7,471	7,977	6,409	6,043	3,998	5,759	7,808	9,572	13,762	15,141	17,327
Reserve ratio (%)	6	7	4	6	7	6	6	4	4	2	3	4	4	6	6	6

Table 2 Installed Capacity and Trend of Component Ratio of Power Resources

(MW, %)

Year	Coal			Gas	Oil	Thermal Total	Nuclear	Hydroelectric	Grand Total
	Lignite/coal	Imported coal	Total						
1995	5,803 (28.0)		5,803 (28.0)	2,671 (12.9)	1,925 (9.3)	10,399 (50.2)		10,297 (49.8)	20,696 (100)
1996	6,304 (28.0)		6,304 (28.0)	3,351 (14.9)	1,925 (8.5)	11,580 (51.4)		10,969 (48.6)	22,549 (100)
1997	6,304 (26.5)		6,304 (26.5)	4,031 (17.0)	1,925 (8.1)	12,260 (51.6)		11,498 (48.4)	23,758 (100)
1998	7,434 (29.1)		7,434 (29.1)	4,711 (18.4)	1,925 (7.5)	14,070 (55.0)		11,498 (45.0)	25,568 (100)
1999	7,734 (28.4)		7,734 (28.4)	6,071 (22.3)	1,925 (7.1)	15,730 (57.8)		11,498 (42.2)	27,228 (100)
2000	8,714 (29.8)		8,714 (29.8)	6,071 (20.7)	1,925 (6.6)	16,710 (57.1)		12,537 (42.9)	29,247 (100)
2001	9,394 (29.4)		9,394 (29.4)	6,751 (21.2)	1,925 (6.0)	18,070 (56.6)		13,841 (43.4)	31,911 (100)
2002	9,734 (28.2)		9,734 (28.2)	7,431 (21.5)	1,925 (5.6)	19,090 (55.3)		16,508 (44.7)	36,958 (100)
2003	10,414 (28.2)		10,414 (28.2)	8,111 (21.3)	1,925 (5.2)	20,450 (55.3)		18,111 (45.6)	39,731 (100)
2004	11,054 (26.0)		11,054 (26.0)	8,791 (20.7)	1,925 (4.5)	22,770 (53.6)	1,000 (2.4)	18,677 (44.0)	42,447 (100)
2005	11,734 (25.9)		11,734 (25.9)	9,471 (20.9)	1,925 (4.3)	25,130 (55.5)	1,000 (2.2)	19,127 (42.3)	45,257 (100)
2006	12,564 (26.1)		12,564 (26.1)	10,151 (21.0)	1,925 (4.0)	27,640 (57.3)	1,000 (2.1)	19,579 (40.6)	48,219 (100)
2007	13,014 (25.2)		13,014 (25.2)	10,831 (21.0)	1,925 (3.7)	29,770 (57.7)	2,000 (3.9)	19,773 (38.4)	51,543 (100)
2008	13,654 (24.5)		13,654 (24.5)	11,511 (20.7)	1,925 (3.4)	32,090 (57.6)	2,000 (3.6)	21,631 (38.8)	55,721 (100)
2009	14,854 (24.7)		14,854 (24.7)	12,191 (20.3)	1,925 (3.2)	34,970 (58.2)	2,000 (3.3)	23,086 (38.5)	60,056 (100)

Table 3 Found Requirement of Each Year of Köprübaşı Project

unit: 10⁶ TL

Item	Total			1st Year		2nd Year		3rd Year		4th Year	
	Local Currency	Foreign Currency	Total	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency
Civil Work											
Relocation Road	41,000	0	41,000	8,200	0	4,100	0	12,300	0	16,400	0
Camp Facilities	10,000	0	10,000	10,000	0	0	0	0	0	0	0
Care of River	15,004	7,429	22,433	15,004	6,268	0	0	0	0	0	1,161
Dam	144,843	103,160	248,003	5,674	7,184	31,345	20,586	59,593	40,205	48,231	35,185
Spillway	33,517	11,337	44,854	0	0	5,128	6,412	21,292	3,696	7,097	1,229
Outlet Works	2,185	518	2,703	1,273	336	0	0	912	182	0	0
Intake	2,921	938	3,859	611	506	262	50	2,048	382	0	0
Penstock	3,379	1,651	5,030	0	0	1,784	1,450	1,595	201	0	0
Powerhouse	34,861	13,955	48,816	8,024	6,913	16,537	5,170	7,471	1,533	2,829	339
Tailrace	59,664	40,901	100,565	8,402	7,312	22,080	23,280	23,266	9,187	5,916	1,122
Switchyard	2,317	1,112	3,429	0	0	0	0	664	911	1,653	201
Sub. Total	298,691	181,001	479,692	38,988	28,519	77,136	56,948	116,841	56,297	65,726	39,237
Hydraulic Equipment	39,710	0	39,710	0	0	0	0	20,976	0	18,734	0
Electro-Mechanical Equipment	31,059	151,641	182,700	3,106	15,164	0	0	0	0	27,953	136,477
Transmission Line	43,132	0	43,132					21,566	0	21,566	0
Total Cost	463,592	332,642	796,234	60,294	43,683	81,236	56,948	171,683	56,297	150,379	175,714
Contingency	60,134	34,732	94,866	8,733	5,036	12,185	8,542	22,547	8,445	16,668	12,709
Engineering and Administration Cost	72,480	42,145	119,625	10,191	6,512	14,013	9,824	26,849	9,711	21,427	21,098
Land Aquisition	81,900	0	81,900	16,380	0	0	0	0	0	65,520	0
Interest during Construction	100,871	56,813	157,684	4,541	2,623	14,185	8,824	29,789	15,938	52,355	29,427
Grand Total	778,977	471,332	1,250,309	100,139	57,854	121,620	84,138	250,868	90,391	306,350	238,949

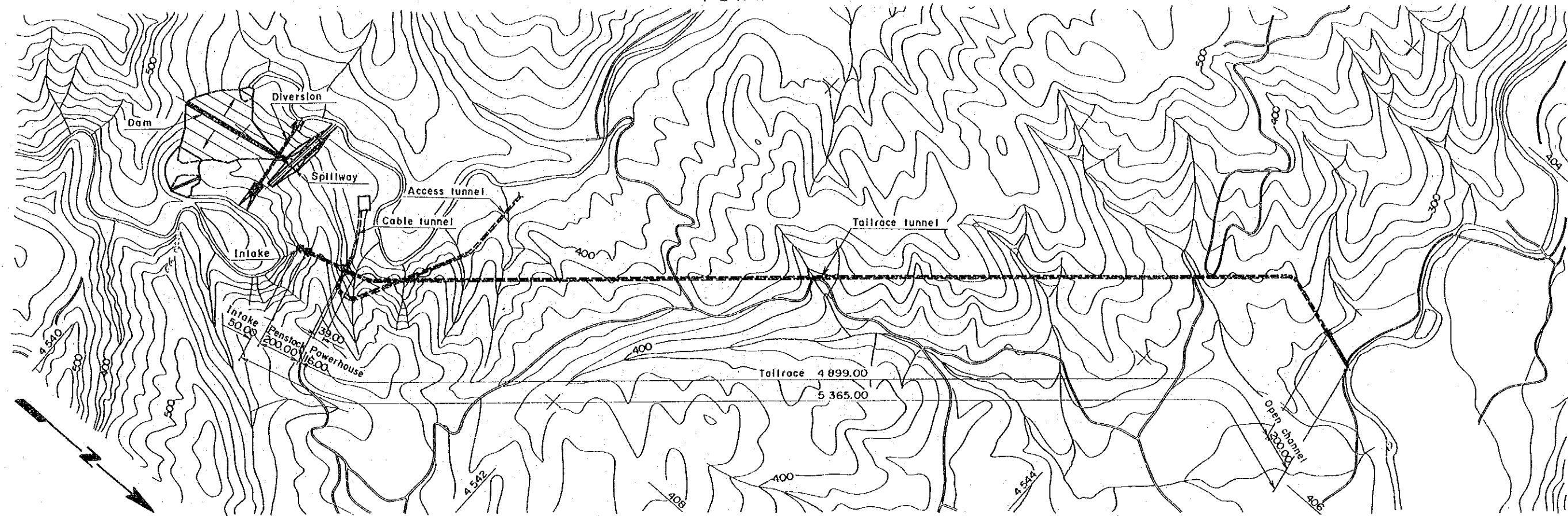
4. 結 論

- (1) 当計画は技術的、経済的にフィージブルで、早急に開発されるべきものであり、詳細設計、資金調達、建設工事等開発に必要な期間を考慮すると2001年には運転開始が可能である。
- (2) 2001年時点でピーク容量はTEKの予測では、現在の2.3倍の22,610MWとなる。これに対処するために火力7,671MW、水力3,544MW、計11,215MWを2001年までに新規開発の予定であるが、国産資源のリグナイト石炭火力はその時点までに3,591MWの開発が含まれているが、公害問題で地元の反対が激しく予定通りの建設は困難になりつつある。近い将来、リグナイト火力は採算、公害上からの問題で輸入炭火力又はガス火力にシフトされていくと考えられる。
- (3) このように火力発電燃料が輸入ものにとって代わられる可能性が大きくなり、その意味でも外貨節約のために国産エネルギーの水力開発を急ぐ必要がでてくる。更に近年、当国の財政事情は特に悪く、大規模プロジェクトは凍結状態にあるので当プロジェクトのような中、小規模プロジェクトでしかも消費地に近く、電力システムの大規模化を避けることができる電源を開発するのが良策である。電源を多様化し、消費地に近い所の電源を開発し、送電コストを下げ、安定度向上を求めるのが最近いわれるオンサイト型分散電源であり、世界のすう勢である。丁度大型コンピュータとパソコンの関係のように大規模電源の相互補完システムの一環として働くことができる。
- (4) 水力資源の豊富な当国にとって、消費地に近い水力を大小に拘わらず優先開発することが、日本を含む先進国がシステム規模の肥大化による設備投資で経営悪化に陥りつつある状態と同じ轍を踏むことを避けられ、将来の需要に対処できる最も経済的な方法であり、その意味でも当計画を含む同じような条件にあるものを出来るだけ早く運転することが望まれる。
- (5) 従って、当計画は2001年には開発すべきものと結論される。

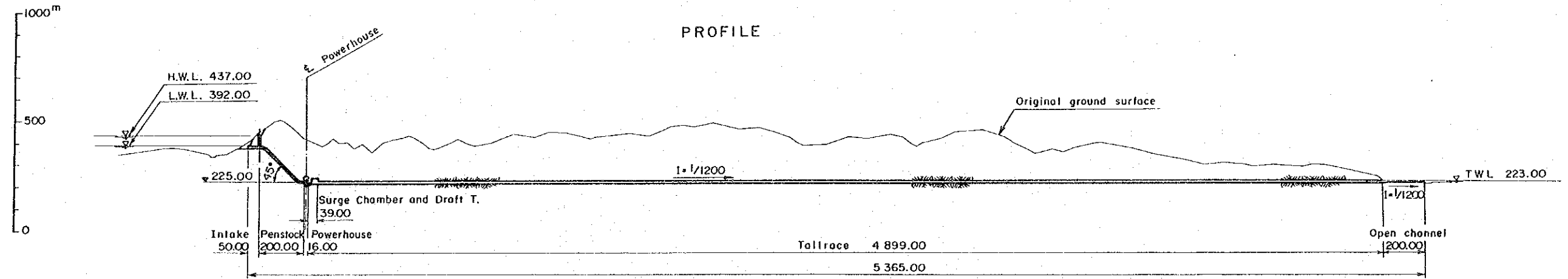
5. 勧告

- (1) Koprubaşıプロジェクトは技術的、経済的および財務的にフィージブルである。本プロジェクトは2001年の年初に運転を開始することを勧告する。
- (2) 本レポートでは予備設計を示すのでアクセス道路を含む各構造物に対して実施設計が必要である。
- (3) 実施設計のため以下の地質調査が必要である。
 - ダムサイトのボーリング調査の詳細なルート選定
 - 地下発電所のボーリング調査
 - 放水路のボーリングの調査
- (4) 環境影響調査報告書案には詳細設計などの将来の各段階において充足して行くべき内容がしめされているので、これに従い内容を充足する必要がある。

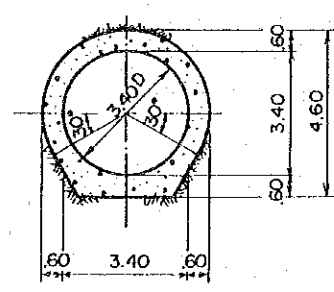
PLAN



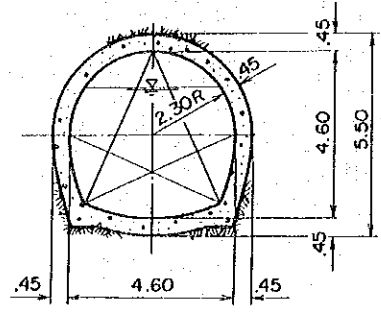
PROFILE



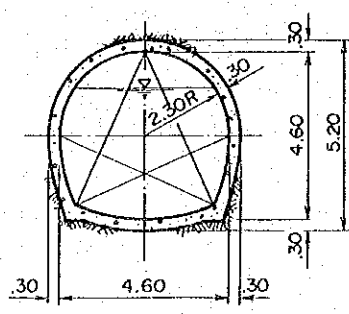
PENSTOCK



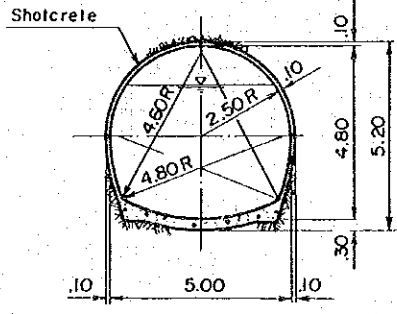
TYPE I



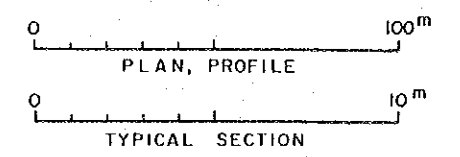
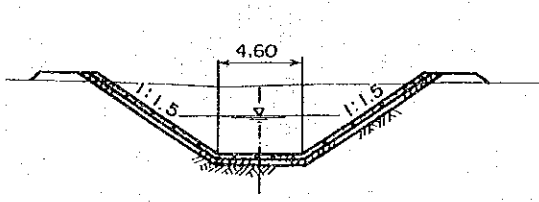
TYPE II



TYPE III



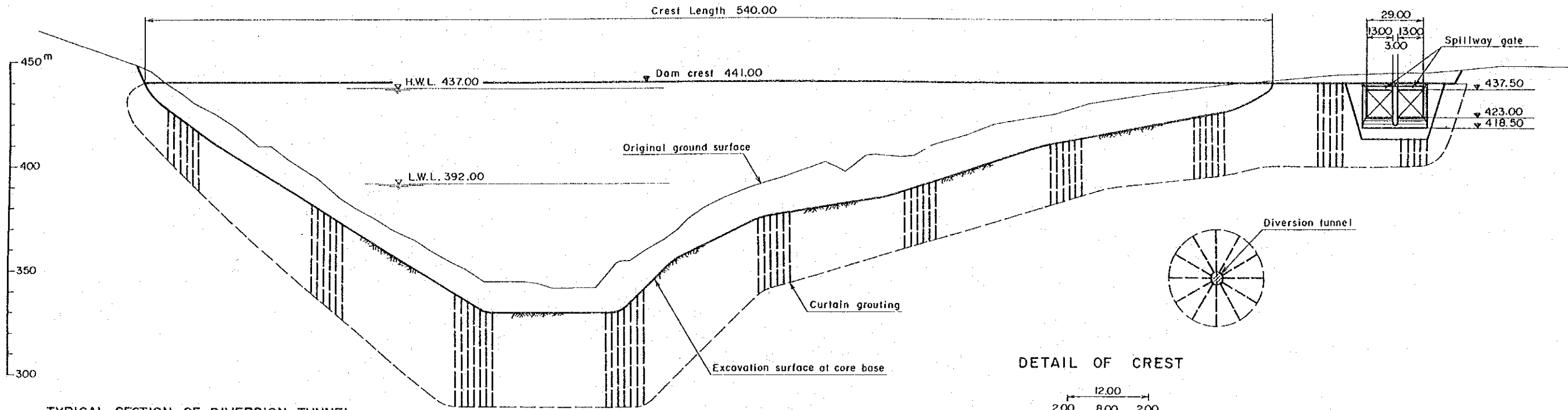
OPEN CHANNEL



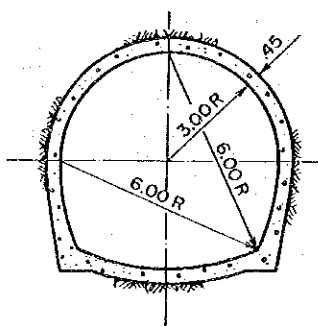
KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER PROJECT
WATERWAY
PLAN AND PROFILE
Figure 4



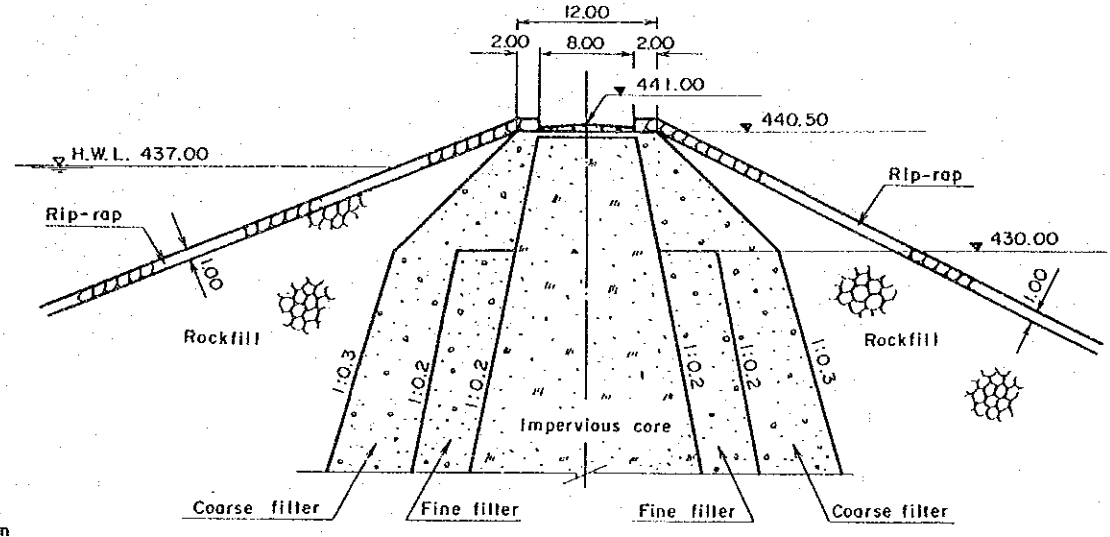
PROFILE OF DAM



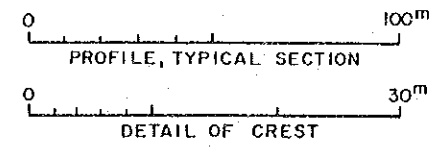
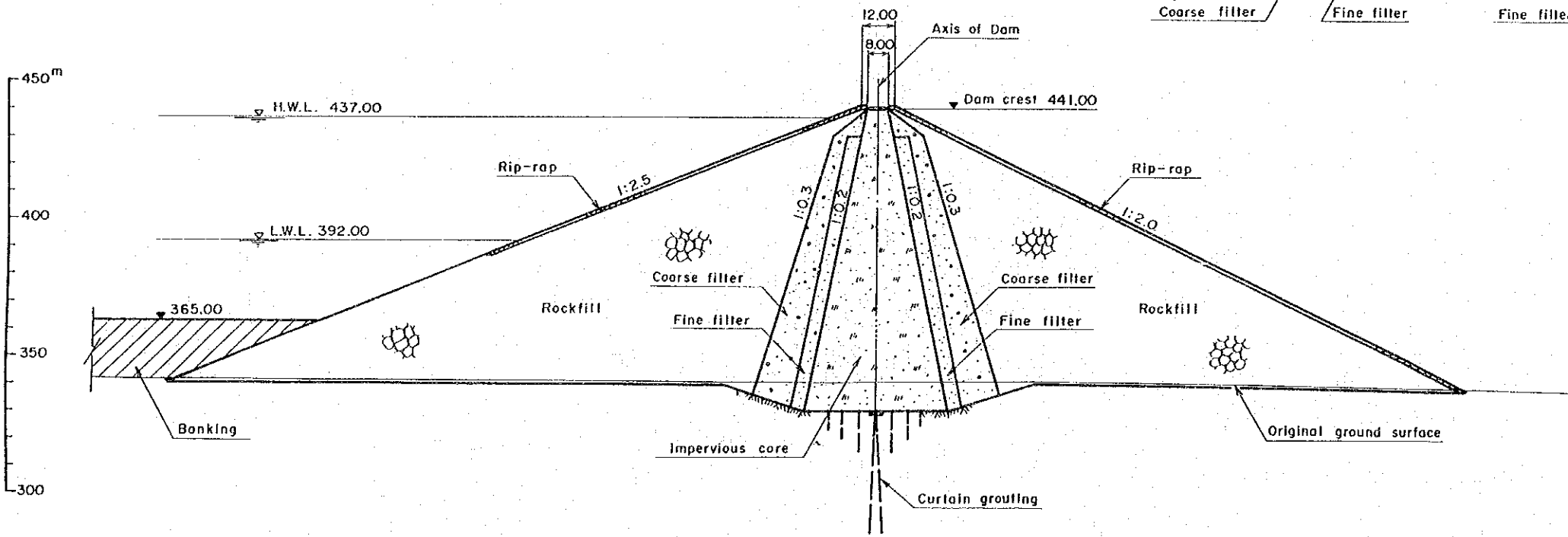
TYPICAL SECTION OF DIVERSION TUNNEL



DETAIL OF CREST



TYPICAL SECTION OF DAM



KÖPRÜBAŞI HYDROELECTRIC POWER PROJECT

DAM

PROFILE AND SECTIONS

Figure 6

JICA

1