

トルコ共和国

キョプルチャイ川

ベシュコナック水力発電開発計画

調査報告書

1983年11月

国際協力事業団

トルコ共和国

キョプルチャイ川

ベシュコナック水力発電開発計画

調査報告書

JICA LIBRARY



1029314[0]

10517

1983年11月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 7. 17	314
	643
登録No. 10517	MPN

マイクロ
フィッシュ株式会社

は し が き

日本国政府は、トルコ共和国政府の要請に基づき、トルコ国南部のキョブルチャイ川、ベシュコナック水力発電開発計画のフィージビリティ調査を実施することとし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、同国における電力事業の経済的、社会的重要性に鑑み、電源開発株式会社・湯澤省三氏を団長とする調査団を1982年2月21日から3月22日と、同年10月4日から26日迄の二回派遣した。同調査団は、国家水利庁の協力を得て、現地調査を行い、資料を収集した。

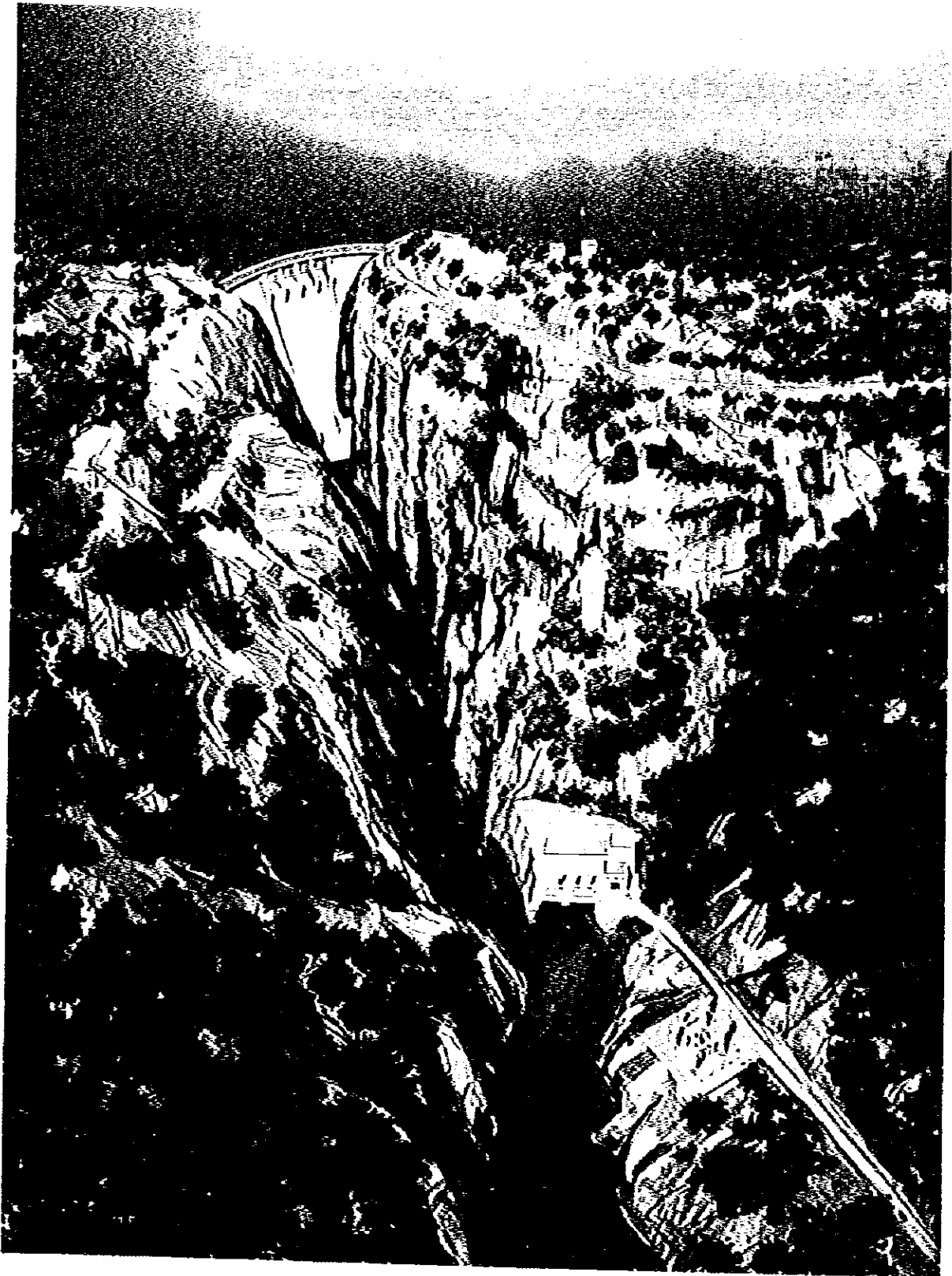
調査団は、帰国後、現地調査の結果および収集した資料を広く検討し、ここに、その成果をフィージビリティ調査報告書としてとりまとめた。本報告書が、同国の電源開発に寄与すると共に、日・トルコ両国間の経済交流と友好に役立つならば、誠に喜ばしい次第である。

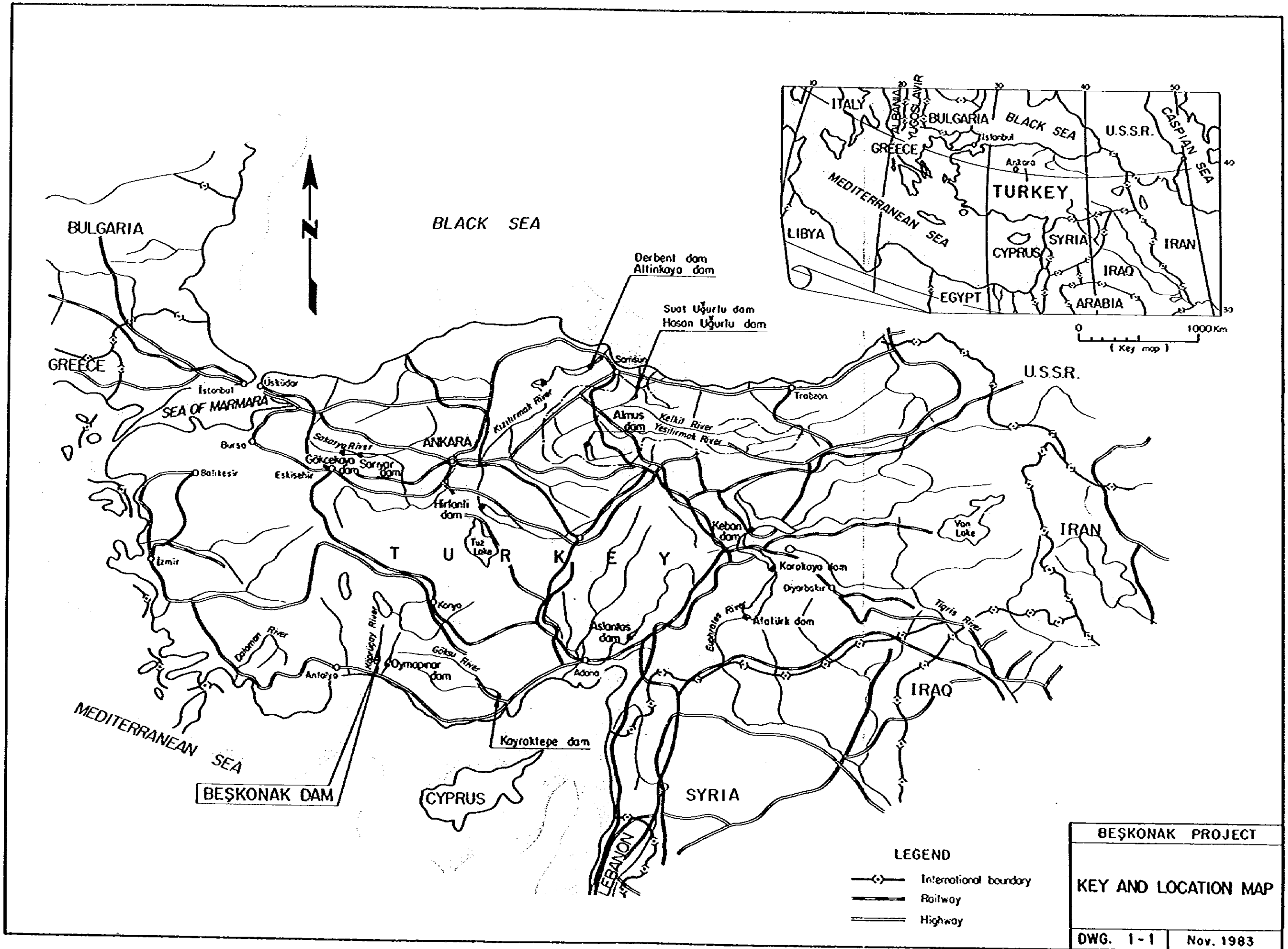
最後に、本計画の検討にあたり、御協力を戴いたトルコ共和国政府、在アンカラ日本国大使館、外務省、並びに通商産業省の各位に対し、深甚なる謝意を表するものである。

1983年11月

国際協力事業団

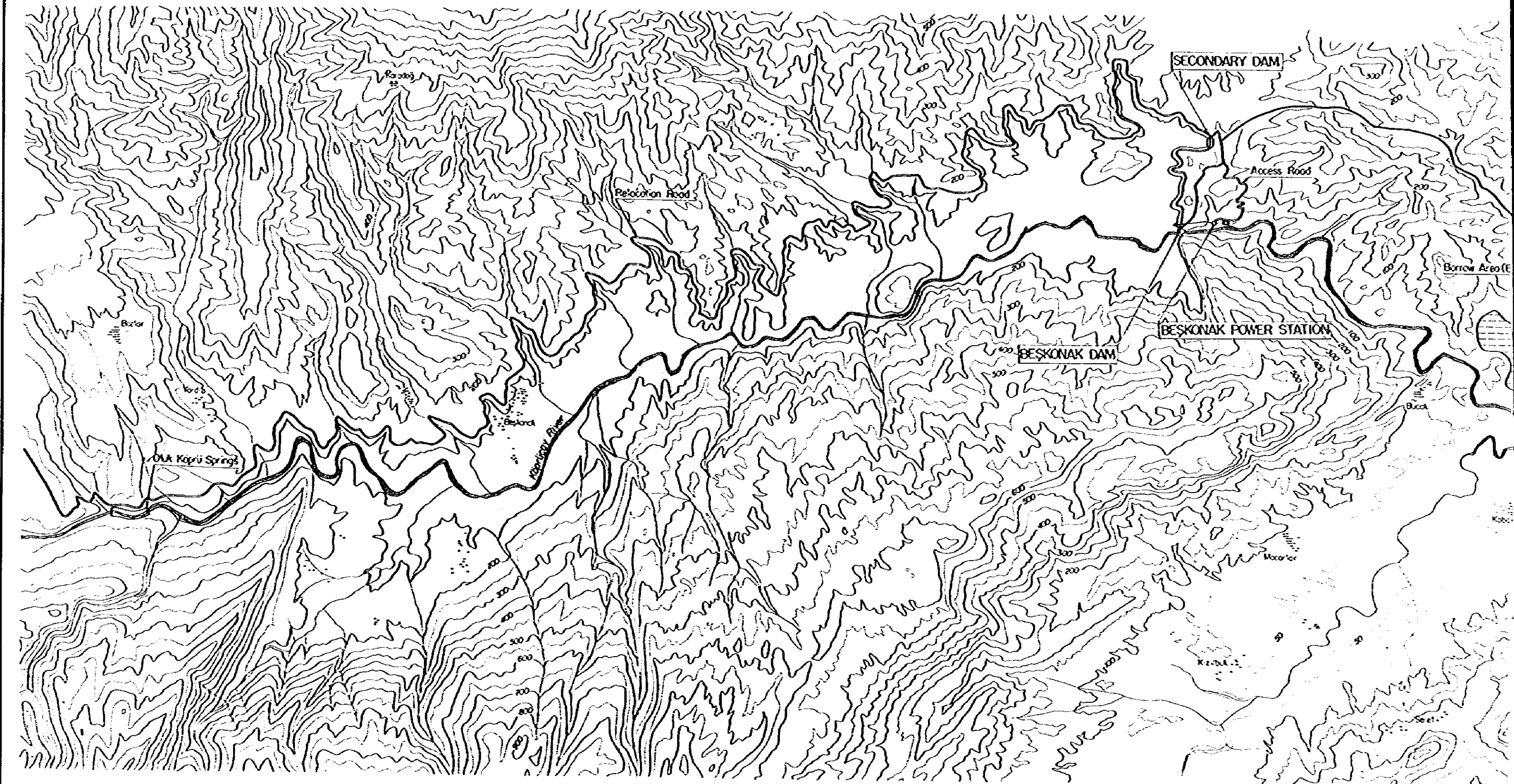
総裁 有田 圭 幹





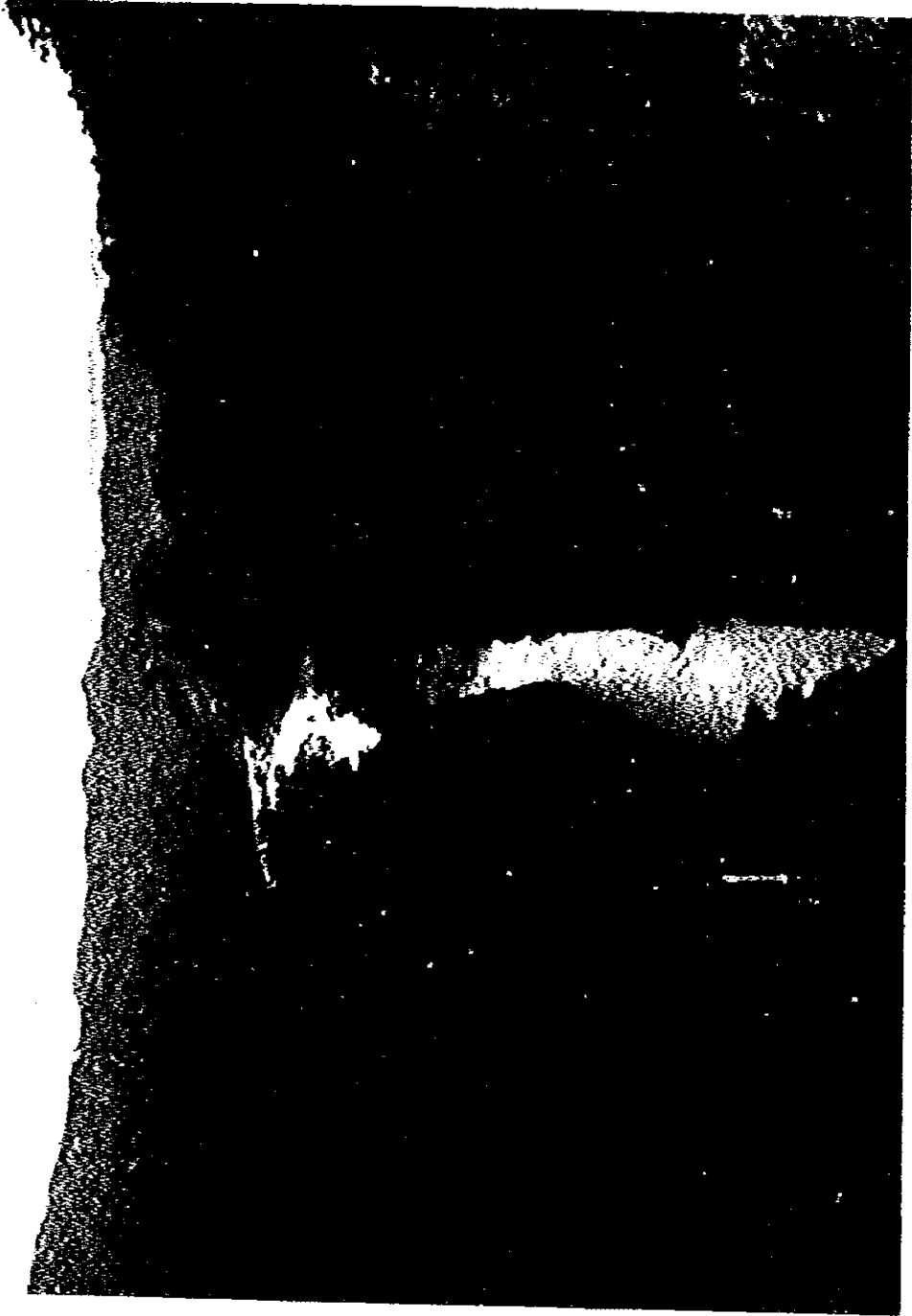
BEŞKONAK PROJECT	
KEY AND LOCATION MAP	
DWG. 1-1	Nov. 1983

- LEGEND**
- International boundary
 - Railway
 - Highway





Beskonak Dam Site
— Looking from the upstream side —



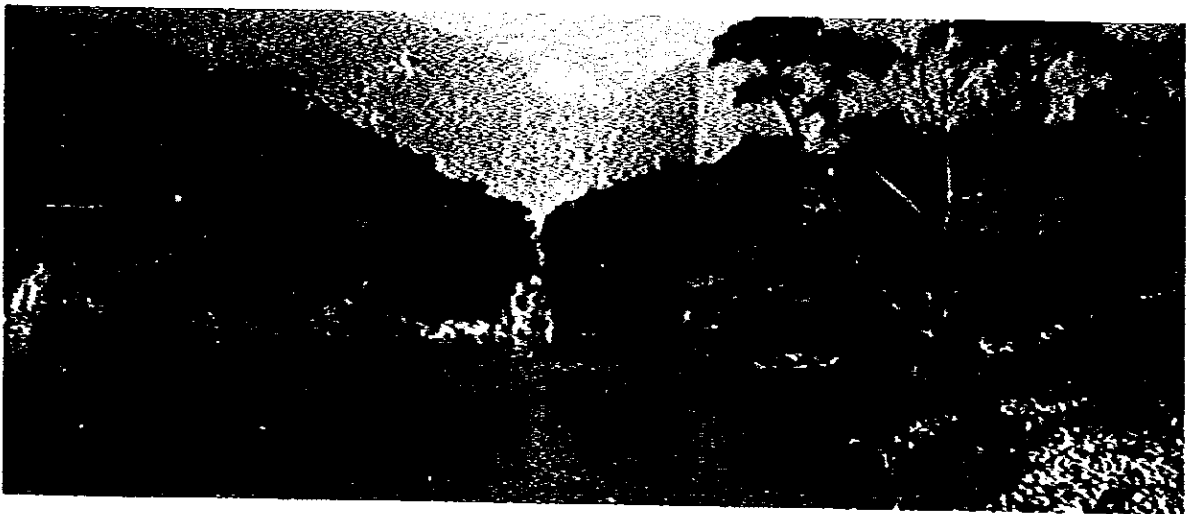
Beskonak Dam Site
— Looking downstream —



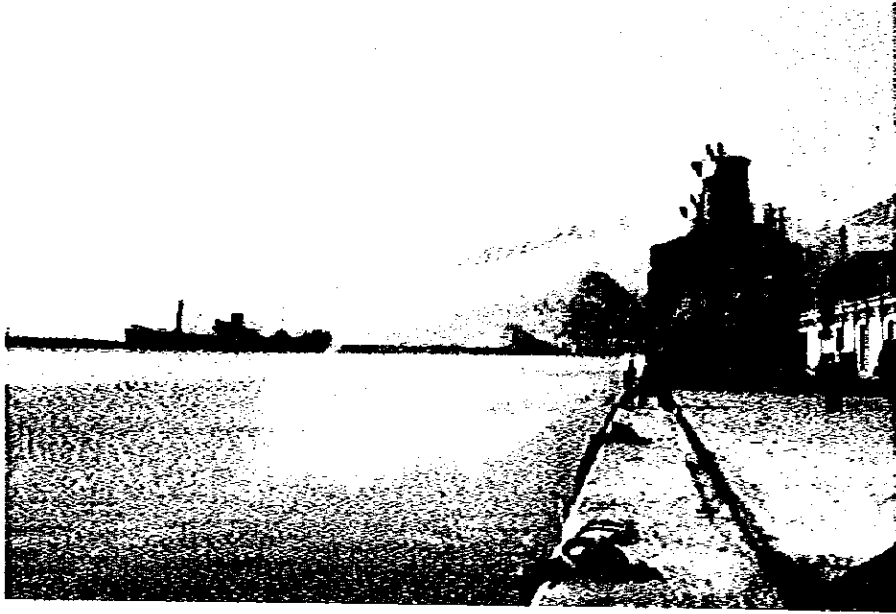
Secondary Dam Site
-- Looking from the downstream side --



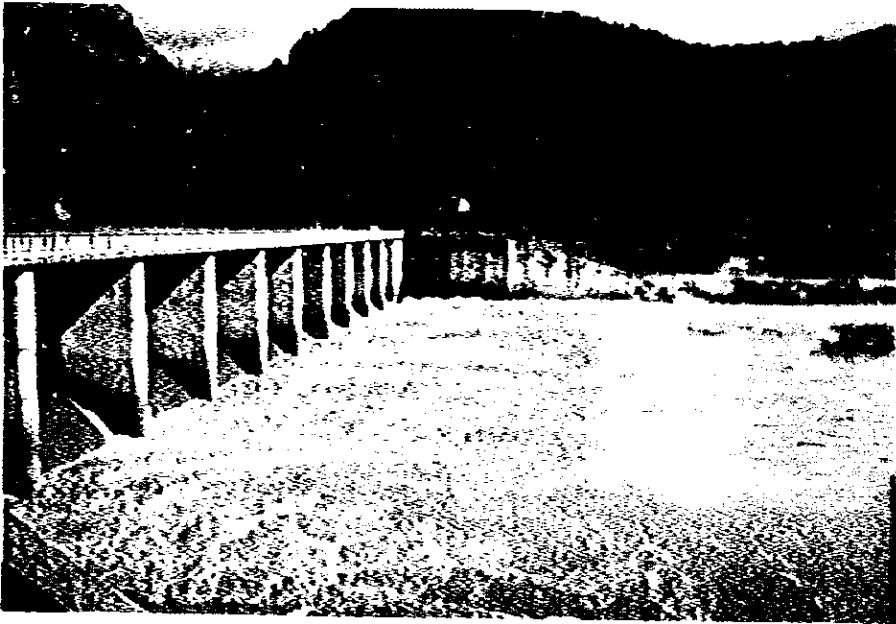
Oluk-köprü Springs



Site for Power Station
— Looking from the downstream side —



Antalya Port



Köprücay Diversion Dam

FORWARD

The fruits of feasibility study on the Beskonak Project are presented in 2 volumes as follows:

* FEASIBILITY REPORT — Summary —

* VOLUME 1

FEASIBILITY REPORT — Main — comprising 15 chapters

1. INTRODUCTION
2. GENERAL SITUATION IN THE REPUBLIC OF TURKEY
3. GENERAL CONDITIONS OF PROJECT AREA AND SURROUNDINGS
4. PRESENT STATE OF ELECTRIC ENTERPRISES
5. DEMAND AND SUPPLY FORECAST
6. HYDROLOGY
7. GEOLOGY AND CONSTRUCTION MATERIALS
8. SEEPAGE FLOW ANALYSIS OF DAM SITE VICINITY AND CURTAIN GROUTING
9. DEVELOPMENT PLAN
10. TRANSMISSION LINE PLAN AND SYSTEM ANALYSIS
11. PRELIMINARY DESIGN
12. CONSTRUCTION COST
13. ECONOMIC EVALUATION
14. LOAN REPAYMENT PLAN
15. STUDY ON KISIK DAM AND POWER STATION PROJECT

* VOLUME 2 — Appendix —

- A-1 DATA PROVIDED BY DSI
- A-2 METEOROLOGICAL AND HYDROLOGICAL DATA
- A-3 BORING LOGS OF DRILLHOLES
- A-4 DATA OF SEEPAGE FLOW ANALYSIS
- A-5 ECONOMIC EVALUATION DATA
- A-6 DATA FOR SYSTEM ANALYSIS AND OUTPUT OF POWER FLOW CALCULATION

目 次

結論と勧告

第1章 序 論

- 1.1 経 緯 | - 1
- 1.2 業務内容および現地調査 | - 2
- 1.3 調査団員およびトルコ政府側関係者 | - 3
- 1.4 謝 辞 | - 5

第2章 トルコ共和国の一般事情

- 2.1 地 理 | - 1
- 2.2 気 候 | - 1
- 2.3 人 口 | - 3
- 2.4 経 済 | - 3
- 2.5 エネルギー資源 | - 5
- 2.6 運輸・通信 | - 7

第3章 計画地域および周辺の一般概況

- 3.1 計画地域周辺の一般概況 Ⅲ - 1
- 3.2 水資源開発計画とその現況 Ⅲ - 2
- 3.3 計画地域内の一般概況 Ⅲ - 7

第4章 電気事業の現状

- 4.1 電力の現状 N - 1
- 4.2 電気事業者 N - 2
- 4.3 電力供給設備の現状 N - 3
- 4.4 電力需要供給の現状 N - 8

第5章 需要供給計画

- 5.1 需要想定 V - 1
- 5.2 需要供給バランス V - 12

第6章 水 文	
6.1 気象および水文の概要	Ⅱ- 1
6.2 測水所および気象観測所	Ⅱ- 3
6.3 計画地点の流量算定	Ⅱ- 3
6.4 降 雨	Ⅱ- 6
6.5 気 温	Ⅱ- 6
6.6 蒸 発	Ⅱ- 12
6.7 堆 砂	Ⅱ- 12
6.8 設計洪水量	Ⅱ- 14
第7章 地質および建設材料	
7.1 調査概要	Ⅲ- 1
7.2 貯水池の地質	Ⅲ- 10
7.3 ダム地点周辺の地質	Ⅲ- 24
7.4 ダム地点および諸構造物地点の地質	Ⅲ- 57
7.5 建設材料	Ⅲ- 66
7.6 問題点と追加調査の勧告	Ⅲ- 72
第8章 ダム地点周辺岩盤の浸透流解析およびグラウトカーテン工	
8.1 ダム地点周辺岩盤の浸透流解析	Ⅳ- 1
8.2 グラウトカーテン工	Ⅳ- 54
第9章 開発計画	
9.1 基礎的事項	Ⅴ- 1
9.2 貯水池運用計画	Ⅴ- 5
9.3 開発規模の検討	Ⅴ- 9
9.4 逆調整池の検討	Ⅴ- 19
第10章 送電線計画および系統解析	
10.1 電力系統の概要	X- 1
10.2 Beskonak 計画の送電計画	X- 5
10.3 系統解析	X- 11
10.4 経済性の検討	X- 48
10.5 結 論	X- 48

10.6	系統解析への提言	X - 48
第11章 予備設計		
11.1	設計条件	Ⅳ - 1
11.2	ダムおよび付属構造物	Ⅳ - 1
11.3	水路および発電所	Ⅳ - 7
11.4	電気機器	Ⅳ - 9
11.5	工事工程および工事計画	Ⅳ - 14
第12章 工事費		
12.1	あらまし	Ⅳ - 1
12.2	工事費積算項目	Ⅳ - 1
12.3	直接工事費	Ⅳ - 1
12.4	間接費	Ⅳ - 2
12.5	内貨と外貨の区分	Ⅳ - 2
第13章 経済評価		
13.1	経済評価の方法	XⅢ - 1
13.2	Beskonak 計画の財務評価	XⅢ - 3
13.3	Beskonak 計画と代替火力発電設備との比較	XⅢ - 6
13.4	Beskonak 計画の経済的内留収益率 (EIRR)	XⅢ - 18
第14章 融資返済計画		
14.1	基本的考察	Ⅳ - 1
14.2	所要資金および資金調達	Ⅳ - 1
14.3	収入および費用	Ⅳ - 2
14.4	返済計画	Ⅳ - 2
第15章 Kisik ダムおよび発電所の検討		
15.1	概 要	Ⅳ - 1
15.2	地 質	Ⅳ - 4
15.3	発電計画	Ⅳ - 6
15.4	予備設計	Ⅳ - 13
15.5	工事費	Ⅳ - 15

結論と勧告

結 論 と 勧 告

本プロジェクトは、トルコ共和国南部の地中海に注ぐ Köprücay 川の下流部に位置する Beskonak 地点に建設される水力発電開発計画である。

現在までの調査資料に基づく限り、本プロジェクトは技術的および経済的観点からフェーズブルであると結論づけられる。

本地点は石灰質岩石の分布する地域に属しているため、貯水池の保水性の確保が本プロジェクトの成否を左右する最も重要な課題である。従って今回の調査で行なった保水性の評価をさらに確認するため最終設計の段階で追加調査を実施することを勧告する。

本調査についての結論と勧告の内容は以下に示すとおりである。

結 論

1. トルコ共和国における電力需要の伸びはここ3～4年低迷しているが、これは石油危機の影響を色濃く反映したものと見える。

しかしながら、潜在的な電力需要は根強く、最近の経済好転の兆しとも相まって電力需要の充足に対する期待は大きい。トルコ政府は、この電力需要をまかなうべく、現在国内資源を活用した大規模発電所の建設を進めている。しかし、石油危機に発した国内経済の停滞により、これらの発電所工事の進捗および計画推進は遅延ぎみであり、供給力の確保はいまだ予断を許さない状況にある。

今回の需要想定の結果、今後の電力需要の伸びは年率約10%と想定され、1985年には発電端で8,100 MW、45,400 GWhと1980年のそれぞれ1.65倍、1.66倍に、また1990年には12,800 MW、71,600 GWhに達するものと想定される。

2. 本プロジェクトが電力システムに投入される時期は、現在計画されている電力の需要供給計画が予定どおり進捗するものとする、追加調査、詳細設計および建設に必要とされる期間を考慮して1993年頃運転を開始することが妥当であると判断される。

なお、追加調査および詳細設計をより短期間で完了することにより、運転開始時期を早めることが期待される。

本計画は中規模開発であり、莫大な工事資金を必要としないこと、かつ需要地に近いこと等開発に有利な地点である。

3. Beskonak 貯水池の右岸には Köprücay 礫岩が、左岸には Beskonak 層が主として分布している。貯水池の保水性で問題となるのは、カルスト化した Köprücay 礫岩を通してダム地点周辺から下流に達する経路で漏水が発生する可能性が考えられることである。

ダム地点周辺の Köprücay 礫岩は右岸側 3.5km 左岸側 1.5kmの幅で広範囲に亘って分布しており、この Köprücay 礫岩の透水性の評価が貯水池の保水性検討の最も重要な事項である。現時点までの調査資料から判断して、この Köprücay 礫岩は標高-120 mより上部が溶蝕をうけて、小規模の溶蝕空隙が立体網を構成していると考えられ、これが保水能力の低下の原因と考えられる。しかし、比較的規模の大きい、かつ連続性のある溶蝕クラックや透水経路は確認されていないので、この礫岩を透水性に関して巨視的に均質な媒体とみなすことができると考えられよう。

上記のような前提にたって、卓越した節理が存在する場合も含めて浸透流の数値的解析を試みた結果、ダム地点周辺貯水池からの漏水はグラウトカーテンによって低減できると判断し、施工範囲長さ約 2 km、施工面積 380,000 m²に及ぶグラウトカーテンを計画した。

このグラウトカーテンによっても若干の漏水は避けられないと考えられるが、貯水池の機能には支障ないと判断される。また、Beskonak ダムがコンクリートダムであり、ダムの安全性からも問題はないと思慮される。

4. 本プロジェクトの最適規模は最大出力 200 MW である。また本発電所は 155 MW および 45 MW の大小 2 台の主機を計画し、灌漑期（6 月～9 月）には小主機により 24 時間連続発電放流を行なうことにより下流地域への灌漑用水を確保する。なお、100 MW の主機 2 台を備えた発電所の検討も行なったが、本案は将来における発電所の運転および維持の面で好都合である一方、下流に逆調整池がない限り、灌漑期間中に小流量、低効率で運転しなければならず、水車の性能上好ましくないと判断した。

また、Beskonak 計画の逆調整池として既設 diversion dam の改造案、および Kisik ダムの新設案（Kisik 計画）を検討した。既設 diversion dam の改造案は、現在の設備にゲートを付加してダムアップすることにより、Beskonak 発電所の放流水を日調整しようとするものであるが、既設ダムの基礎及び橋脚等の詳細が不明なので今回の検討から除外した。しかし、最終設計の段階では既設 diversion dam の改造案について詳細に検討することが必要であろう。

Beskonak/Kisik 計画の便益費用比率（B/C）は Beskonak 計画に比して小さく、かつ Kisik 計画地域内が既に DSI によって実施されている灌漑計画に低触すること、および投入資金が増大する等の理由により、Kisik 計画を Beskonak 計画と同時に開発することは適当でないと判断した。将来、これらの問題が解決された後において Kisik 計画は開発の可能性がある。

5. Beskonak ダム地点は、川幅が 15～20 m で兩岸がほとんど直立した極めて狭い峡谷であり、ダム型式としてはコンクリートダム以外は適当でない。このため、コンクリートアーチダムおよびアーチグラビティダムの 2 案について洪水吐の配置を含めて比較検討を行なった結果、経済的および技術的にもアーチグラビティダムが望ましいと判断した。

Hortu Creek の鞍部に副ダムを築造する。発電所は地形上からダム下流約 600 m の Hortu Creek 合流点部に選定した。取水口から発電所までは 2 条の圧力トンネルで連絡した。

6. 本プロジェクトの電力は Kepez 変電所を介して Antalya 地域に供給する計画である。送電方法について 5 案の系統解析および経済比較を行なった結果、Beskonak 発電所の運転開始までに拡張が予定されている Kepez～Oymepinar を結ぶ 380 kV 送電線に接続する案を選定した。

380 kV 送電線の系統解析より、Beskonak 発電所からの送電方法に関しては電力系統の安定上問題はない。しかし、電力消費地（トルコ西部）と電源地帯（トルコ東部）が約 1000 km 離れているため、需要規模の増加に伴い電力系統に種々の問題が発生してくる。

東部トルコの電源開発計画に伴う送電線の拡張計画に当っては、次期上位電圧の導入を含めた検討が今後必要であろう。

7. 本プロジェクトの開発に要する初期総投資額は、1982年3月時点で $35,478 \times 10^6$ TLであり、このうち内貨分は $27,468 \times 10^6$ TL、外貨分は $8,010 \times 10^6$ TLと想定される。なお、このプロジェクトの建設期間は6年間と想定した。

8. 本プロジェクトの評価は、まず、市場価格にもとづく財務的内部収益率(FIRR)と本プロジェクトで予想している借入利率との対比で財務的健全性が評価された。

次に財務性評価に用いた市場価格に対して、価格修正により計算価格を算出し、この価格にもとづいて本プロジェクトの経済的内部収益率(EIRR)を求めた。そしてこの経済的内部収益率とトルコ共和国における資本の機会費用との比較で経済性の評価を行なった。

本プロジェクトの財務的内部収益率は9.4%である。この値は予想借入利率9.14%に比べ有利である。

一方、経済的内部収益率は12.9%である。この値はトルコ国の資本の機会費用(12%)を超えており、また、世銀を始めとする国際金融機関の融資基準の目安とされている10%をも上回っている。

従って、本プロジェクトは財務的および経済的見地からもフィージブルな計画であると結論づけられる。

勸 告

本計画の最も重要な課題は貯水池の保水性である。この課題について、現在までの調査資料にもとづいて重点的に水理地質的検討を行ない、さらに貯水池からの漏水に関する数値解析を試みた。

本調査で実施した数値解析は一つの解決手法であり、貯水池の漏水についてはダムサイトの正確な水理地質的把握が不可欠である。現在までの調査資料ではダムサイト周辺に分布する Köprüçay 礫岩のカルスト化の状態が十分解明されたとはいえない。

従って今後 Beskonak 計画を実施するために、最終設計の段階で 7.6 に示すような項目について追加調査を行ない、予想され得る漏水経路の追求、ならびにグラウトカーテン範囲の質的・量的な検討の継続が必要であり、その調査結果は最終設計に十分反映されなければならない。

第1章 序 論

第1章 序 論

1.1 経 緯	- 1
1.2 業務内容および現地調査	- 2
1.3 調査団員およびトルコ政府側関係者	- 3
1.4 謝 辞	- 5

LIST OF TABLE

Table 1-1 Summary of Beskonak Dam and Power Station

第 1 章 序 論

トルコ共和国においては、1963年以降計画経済が実施されており、農業を主体とする同国の産業構造を工業化して国の経済成長を図るべく努力が続けられている。そのためにはエネルギーの確保は不可欠の要素であり、石油資源の乏しいこの国では、設定された経済成長を達成するよう国内エネルギー資源の開発に極めて高い優先度を与えている。

1979年に始まった第4次5ヶ年計画(1979-1983)では、8%のGNPの伸び率達成を目指しており、インフラ部門の中で特に電力開発部門に第一優先順位を与えている。しかしながら国の投資計画は予定通り進まず、電力開発の遅延を余儀なくされ、1981年までの電力需要の伸び率は年4%程度に抑えられてきた。1973年来の石油価格の高騰と供給の不安定、それに伴う世界経済の停滞は大きく、石油資源の乏しい同国に対して長期的な打撃を与えることになったのである。

1978年に4,869 MWであった電力設備容量は、1980年には約5,300 MWに、年間発生電力量は21,700 GWhであったものが23,300 GWhまでに拡大したが、依然として供給力不足の状態にあり、計画停電やブルガリア・ソ連からの電力輸入により増大する需要に対処してきた。しかし、Keban水力発電所の完成などにより、1981年秋から供給力は若干増大し、首都アンカラでの計画停電は現在中止されている。最近では国内経済の好転につれて、政府は再び、建設工事中の電力設備の早期完成や新規地点の開発に力を注いでいるが、建設計画はいづれも当初の予定に比べ大巾に遅れており、同国のエネルギーの供給と需要のバランスのとれるのはまだ先のことと思われる。

1.1 経 緯

国家水利庁は、恒常的に不足している電力の供給を補充するため、1965年より本計画をリコネッサンスレベルで検討を行い、1975年に長期開発計画に組みこんだ。開発規模は約100 MWと設定され、1965年以降、地形図の作成、ボーリングおよび横坑による地質調査、透水試験など広範な調査が国家水利庁および電力調査庁によって実施された。

これらの調査の結果、本計画の最も重要な課題である貯水池の保水性について水理地質上の究明が残されてきたわけである。後章で詳述するが、本計画地域は石灰質岩石分布地帯に属し、ダムサイト右岸に分布する石灰質礫岩がかなり深部までカルスト化しており、透水性の高い層を形成している。ダムサイトおよび貯水池周辺からの漏水を技術的、経済的にどの程度まで防止できるか、あるいは許容できるかということが単に水理地質上の問題にとどまらず、本計画全体の成否を決定づける要因となっている。

トルコ政府は、増大する電力需要に対処するため、現在建設中の諸水力プロジェクトに続いて開発を行うプロジェクトの選択を進めている。そして比較的需要地に近く、また、莫大な

工事資金を必要としない中規模水力発電開発計画の一環として、本計画のフィジビリティ調査を1981年7月2日付書簡により日本政府に要請してきた。日本政府はこの要請を受けて同年10月に、国際協力事業団、岸田静夫理事を団長とする予備調査団をトルコ国に派遣し、トルコ政府と意見を交換するとともに現地の概括調査を行った。日本政府は同調査団の報告を受け、本計画のフィジビリティ調査を実施することを決定した。なお、調査業務の内容については本調査実施前にトルコ政府と協議することとした。

日本政府はこの調査を実施するコンサルタントを決定するために、指名競争入札を行ったが、その結果、トルコ国においてすでに多くの実績がある電源開発株式会社に依頼することとした。なお、調査に先立って2月16日に国家水利庁長官 Sabahattin Sayin 氏と国際協力事業団鉱工業計画調査部資源調査課長飯村圭司氏との間で調査業務内容について合意に達し、サインが行われた。

1.2 業務内容および現地調査

前記の業務内容の経緯に基づいて、日本政府は国際協力事業団を通じ、電源開発株式会社の技師7名から構成される第1次フィジビリティ調査団を1982年2月21日から3月22日までの30日間現地に派遣して調査を行うとともに、諸資料を収集し、トルコ政府関係者と意見を交換した。

調査団は帰国後、水理地質、水文、開発方式、および系統解析他の分野で諸検討を行った。また1982年5月には追加調査工事計画書を提出して、ダムサイトおよび貯水池からの漏水に関する諸試験を中心とした現地作業の早期実施をトルコ政府に勧告した。併せて下流逆調整池地点の地形、地質および補償費について調査を依頼した。調査団は1982年10月4日から26日まで再び訪土し、洪水期における本計画地域を再踏査するとともに、追加資料の収集を行った。

これらの資料に基づいて日本国内において1983年11月まで本計画の検討が行われ、最終報告書が完成した。日本国内における主な検討は、本計画の特性を十分考慮して次の項目を対象とした。

- 貯水池からの漏水に対する水理地質的検討
- 水文解析
- 計画の最適開発規模およびレイアウト
- 構造物の予備設計
- 送電計画および系統解析
- 資金計画および経済評価
- 逆調整池の検討

1.3 調査団員およびトルコ政府側関係者

フィジビリティ調査団の団員および調査に協力を得たトルコ政府側の関係者、すなわちDSI計画局、TEK計画部、DSI第13地方局ならびにKepez & Antalya 地方電力公社の関係者は次の通りである。

調査団	1次：1982年 2月21日～ 3月22日		
	2次：1982年 10月 4日～ 10月26日		
団 長	湯 沢 省 三	土木技師	電源開発局
	手 塚 徳 治	土木技師	電源開発局
	小 谷 敏 (1次のみ)	電気技師	電源開発局
	角 田 東 (1次のみ)	土木技師	電源開発局
	岡 林 東 作	電気技師	電源開発局
	星 野 延 夫	地質技師	電源開発局
	新 村 隆 之	土木技師	電源開発局

Turkish Government Participants

Mr. Sabahattin Sayin	General Director, DSI
Mr. Ahmet Ünver	Assistant General Director, DSI
Mr. Ismet Bozkurt	Adviser, Foreign Relations, DSI
Mr. Sayhan Bayoğlu	Director, Planning Dept., DSI
Mr. Yüksel Sayfines	Assistant Director, Planning Dept., DSI
Mr. Tuncay Soysal	Manager, Planning Sect. II, Planning Dept., DSI
Mr. Hasan Erke	Chief, Energy Studies Sect., Planning Dept., DSI
Dr. Mehmet Karadeniz	Chief, Hydro-geological Sect., Planning Dept., DSI
Mr. Ayhan Teker	Hydrometric Sect. I, Planning Dept., DSI
Mr. Ramazan Koşdere	Surveying engineer, DSI
Mr. Engin Atalay	Head, Geotechnical Services, Groundwater Dept., DSI
Mr. Abdülmesih Abidoğlu	Agriculture Economist, DSI
Mr. Şaban Yıldız	Geotechnical Services, Groundwater Dept., DSI

Mr. Erdogan Demiryurek	Director, Planning & Coordinating Dept., TEK
Mrs. Sevinç Kaciman	Assistant Director, Planning & Coordinating Dept., TEK
Mr. Mehmet Atacan	Assistant Director, Planning & Coordinating Dept., TEK
Mr. Turgut Aknil	Electrical Engineer, Planning & Coordinating Dept., TEK
Mr. Nezih Arran	Head, Transmission & Planning Sect., TEK
Mr. Kaler Sünerman	Engineering Geologist, EIE
Mrs. Şenel Tekel	Manager, Electrical Sect., EIE
The Late Mr. Niyazi Dereci	Director, 13th Regional Office, DSI
Mr. Hikmet Batu	Assistant Director, 13th Regional Office, DSI
Mr. Çetin Cakmak	Assistant Director, 13th Regional Office, DSI
Mr. Necati Sezen	Manager, Planning Sect., 13th Regional Office, DSI
Mr. Tunç Tarımcı	Geological Engineer, Planning Dept., 13th Regional Office, DSI
Mr. Candan Özçelik	Geological Engineer, Planning Dept., 13th Regional Office, DSI
Mr. Ünal Dogru	Geological Engineer, Planning Dept., 13th Regional Office, DSI
Mr. Necati Sayın	Agriculture Economist, 13th Regional Office, DSI
Mr. Mehmet Ali Dayıoğlu	Civil Engineer, 13th Regional Office, DSI
Mr. Ahmet Ünsal	General Director, Kepez & Antalya Electric Power Co., Inc.

1.4 謝 辞

本フィジビリティ報告書は、特に国家水利庁計画局および第13地方局関係者の協力によって作成することができたものである。調査団在土中の作業に関し、資料の収集や調整に努力を払われたそれらの人々に対し、深甚なる謝意を述べるとともに、不幸にして本調査期間中に亡くなられた the Late Mr. Niyazi Dereci, Director, 13 th Regional Office, DSI の靈安かれと祈るものである。

Table 1-1 Summary of Beşkonak Dam and Power Station

Item	Unit	Description
Location	-	on the Köprüçay River
Catchment Area	Km ²	1,980
Annual Inflow	10 ⁶ m ³	2,635
Design Flood	m ³ /sec	4,500
Reservoir		
High Water Level	m	EL. 155.00
Low Water Level	m	EL. 134.50
Reservoir Area	Km ²	18.4
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	507
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	275
Diversion Tunnel		
Diameter	m	(No.1)D = 8.00, (No.2)D = 8.00
Length	m	(No.1)ℓ = 385.00 (No.2)ℓ = 416.00
Design Flood	m ³ /sec	1,250
Beşkonak Dam		
Type	-	Concrete Arch-Gravity Dam
Elevation of Crest	m	EL. 160.00
Height of Dam	m	165.00
Length of Crest	m	160.86
Volume of Dam	m ³	488,000
Spillway		
Type	-	Dam Center Overflow with Radial Gates
Capacity	m ³ /sec	4,500
Number of Gates	set	4
Size of Gate	m	(B x H) 12.00 x 10.00
Power Intake		
Control Gate	-	Roller Gate with Trashrack
Number of Gates	set	2

Item	Unit	Description
Headrace Tunnel		
Type	-	Reinforced Concrete Lining
Length	m	(No.1) L = 240.45 (No.2) L = 190.15
Diameter	m	No.1 D = 7.30, No.2 D = 4.30
Penstock		
Type	-	Embedded Steel Penstock
Length	m	(No.1) L = 357.45 (No.2) L = 408.60
Diameter	m	(No.1) D = 7.30 - 4.00 (No.2) D = 4.30 - 2.50
Powerhouse		
Type	-	Semi-underground Type
Secondary Dam		
Type	-	Rock-fill Dam with Impervious Core
Elevation of Crest	m	EL. 161.00
Height of Dam	m	31.00
Length of Crest	m	237.00
Volume of Dam	m ³	160,600
Power Generation Facilities		
Number of Units	unit	2
Unit Capacity	kW	(No.1) 154,800 (No.2) 45,900
Turbine		
Number	unit	2
Type	-	Vertical-shaft Francis Turbine
Normal Effective Head	m	(No.1) 105.00 (No.2) 105.00
Maximum Discharge	m ³ /sec	167.00 50.00
Standard Output	kW	158,000 47,000
Revolving Speed	rpm	167 300

Item	Unit	Description	
Generator			
Number of Units	unit	2	
Type	-	3-Phase, Alternating Current Synchronous Generator	
Output	kVA	(No.1) 172,000	(No.2) 51,000
Voltage	kV	14.4	14.4
Power Factor	%	90 (Lagging)	90 (Lagging)
Frequency	Hz	50	50
Revolving Speed	rpm	167	300
Main Transformer			
Number of Units	unit	3	
Type	-	Outdoor, Single Phase, Oil-Immersed, Forced-Oil Cooled with Forced-Air Cooled	
Capacity	kVA	75,000	
Voltage	kV	380/ $\sqrt{3}$ / 14.4 kV	
Frequency	Hz	50	
Switchyard			
Nominal Voltage	kV	380	
Type of Circuit Breaker	-	Outdoor, AC, 3-phase, Gas Blast Circuit Breaker	
Transmission Line			
Number of Circuit	unit	1	
Nominal Voltage	kV	380	
Construction Period	month	72	
Annual Energy Production			
Total Energy	GWh	659.9	
Firm Energy	GWh	380.0	
Secondary Energy	GWh	279.9	
Project Cost			
Investment (9.5% interest rate)	10 ⁶ TL	35,478 (as of March, 1982)	

Item	Unit	Description
Financial Internal Rate of Return (F.I.R.R.)	%	9.4
Economic Internal Rate of Return (E.I.R.R.)	%	12.9

第2章 トルコ共和国の一般事情

第2章 トルコ共和国の一般事情

2.1 地 理	1
2.2 気 候	1
2.2.1 気 温	2
2.2.2 降 雨	2
2.3 人 口	3
2.4 経 済	3
2.5 エネルギー資源	5
2.6 運輸・通信	7

LIST OF TABLES

- Table 2-1 Climate in the Main Cities
- Table 2-2 Targets and Performances of Long-range Plans
(Growth Rate)
- Table 2-3 Economic Activity
- Table 2-4 Energy Resources in National Consumption

第2章 トルコ共和国の一般事情

2.1 地 理

トルコ共和国は緯度 $42^{\circ}06'$ ～ $35^{\circ}51'$ 、経度 $44^{\circ}48'$ ～ $25^{\circ}40'$ に囲まれ、ヨーロッパ大陸とアジア大陸の接合部に位置している。

国土は巾 650km 、長さ 1.565km の長方形をしており、その面積は $779,452\text{km}^2$ であり、その97%は小アジアと呼ばれるアジア大陸の最西端のAnatolia半島に属し、残り3%はヨーロッパ大陸の東端に位置するBalkan半島南東部のThrace地方である。

国土の周囲は、南は地中海、西側はエーゲ海とブルガリア、ギリシャ国境に、北側は黒海に面し、東側はソ連、イラン、イラク、シリアの国々と国境を接している。

国土を地理的に大別すると、エーゲ海・地中海地方、黒海沿岸地方、東部・中央アナトリア地方および南部アナトリア地方に区分される。国土の96%はアナトリア高原と称するステップ気候地帯で、耕地面積は30%に過ぎない。

国土の平均標高は $1,132\text{m}$ で 500m 以下の標高を有する地域は20%に過ぎず、首都アンカラの平均標高は 902m である。

代表的な河川(河長)としては、トルコ共和国第一位のKizilirmak河($1,355\text{km}$)や、Sakarya河(825km)、Seyhan河(560km)、Yesilirmak河(520km)などがあり、この他に有名なTigris、Euphrates河の国際河川は、トルコ共和国内にその源を発している。

自然湖としては東部アナトリアにあるVan湖($3,700\text{km}^2$)、中央アナトリアにあるTuz湖($1,500\text{km}^2$)が代表的であり、いずれも塩水湖である。人造湖としてはEuphrates河にあるKeban湖(675km^2)およびKizilirmak河にあるHirfanli湖(263km^2)が有名で、共に水力発電用の貯水池、即ち、水力エネルギー源として大きな役割を果たしている。

山岳地帯はソ連やイランと国境を接する東部アナトリア地方に多く、Ararat山($5,165\text{m}$)は最も有名で、その他、Siiphan山($4,434\text{m}$)、Kackar山($3,932\text{m}$)、Erciyes山($3,916\text{m}$)などがあり、同国最大の包蔵水力地帯を形成している。

植生群は気候および地形的条件により異なるが、大別すると下記の通りである。

黒海沿岸地方：海岸線に面した山岳斜面に森林地帯が分布し、樺、椴、樺等が多い。

エーゲ海・地中海沿岸地方：山麓部に沿ってオリーブ、柑橘、松が多い。

アナトリア高原地方：自然牧草と点在する森からなっている。

2.2 気 候

トルコ共和国の南、北、西側の三方は海(エーゲ海、地中海、および黒海)に囲まれているにもかかわらず、国土の平均標高が $1,132\text{m}$ と高く、海岸線($8,400\text{km}$)に平行して走る山岳

地帯の影響で地域的に気候は大きく異なる。

2.2.1 気 温

黒海沿岸地方の年平均気温は 14℃～15℃と温和で、7・8月の盛夏でも 22℃～24℃と比較的過ぎ易く、1・2月の冬期においても 5℃～7℃と寒さもあまり厳しくない。

エーゲ海・地中海沿岸地方の年平均気温は 18℃～20℃と温暖で、いわゆる地中海性気候を呈し、夏は 27℃以上に達するが、冬期は 8℃～12℃と温和である。

一方、内陸部の年平均気温は、海拔の差異により 4℃～18℃と大きく異なり、寒暖の差が著しい大陸性気候で特徴づけられ、盛夏には灼熱の状態となり、極寒期には海岸線に沿った山岳地帯によって温暖な風が遮蔽され、0℃～-10℃の寒波に見まわれる地域が多い。

2.2.2 降 雨

国上は、年間を通じて秋雨の大陸性気候と乾夏の亜熱帯性気候とに大別される。一般に海岸地帯にそった山岳部では降雨が多く、内陸地帯に向うに従って降雨量が少なくなるが、地域によって降雨量は大きく変っている。

エーゲ海・地中海沿岸地方では秋から晩春にかけてが雨期であるが、黒海沿岸地方では、年間を通じて降雨がある。

内陸地方の降雨は冬期の降雪とこれに続く早春の降雨が主で、これ以外の期間ではほとんど降雨はない。Table 2-1に主要都市の気候を示す。

Table 2-1 Climate in the Main Cities

Selected Cities	Regions	Altitude Above Sea (m)	Temperature (°C)			Average Humidity (%)	Average Precipitation (mm)
			Average	Lowest	Highest		
Istanbul	Mar.	39	14.0	-16.1	40.5	75	673.4
Ankara	Cent. A.	932	11.8	-24.3	40.0	60	367.0
Erzurum	Agessu	25	17.6	-8.2	42.7	65	700.2
Adana	Medit.	20	18.7	-8.4	45.6	66	646.8
Edirne	Thrace	48	13.5	-22.2	41.5	70	593.3
Samsun	Mar.	109	14.4	-25.7	42.6	69	713.1
Antalya	Medit.	42	18.6	-4.6	44.7	64	1,067.2
Ufa	S. East A.	547	18.1	-12.4	45.5	48	473.1
Zonguldak	W. Black S.	136	13.5	-8.0	40.5	75	1,242.9
Rize	E. Black S.	4	14.2	-7.0	37.9	78	2,357.0
Van	East A.	1,725	8.8	-28.7	37.5	53	384.0
Agri	N. East A.	1,531	6.1	-43.2	38.0	67	528.5
Siirt	Agessu	645	15.0	-12.6	41.2	60	1,220.9

Source: General Directorate of Meteorology

2.3 人 口

1981年末現在の総人口は46,360,000人[◆]で、都市部と地方との比率は42 : 58である。民族としては、90%がトルコ人で、残りはクルード人、アラビア人、アルメニア人、ギリシャ人等からなっている。

人口の99%は回教徒で、残り1%は主にキリスト教宗派に属している。

2.4 経 済

トルコ共和国の経済の特色は、国家資本により設立された公的企業を中心として、民間企業が共存する混合経済体制(1930年代初期に形成された)をとっていることであり、今日においても工業生産の約55%は公共部門によるものである。

1960年に国家計画庁(State Planning Organization)が設立され、1963年から始まる長期15ヶ年経済開発計画の策定を行ない、1963年以降は計画経済を実施している。その目標とするところは、農業を主とする産業構造を、工業部門のシェア拡大により年平均経済成長率7%台を達成し、農業部門からの余剰労働力を工業部門で吸収しようとするものである。

現在は第4次5ヶ年計画(1979-1983)を実施中である。

第3次5ヶ年計画(1974-1978)では、410億ドルの投資(製造工業26%、住宅18%、運輸・通信22%、農業12%、エネルギー7%、その他15%)を行ない、年率7.9%の経済成長を計画していたが、実績はTable 2-2に示す通り、計画値を1%前後下廻った。

第4次5ヶ年計画では総額630億ドル(78年債)を予定し、その内訳は公共部門が57%、民間部門が43%である。業種別では製造工業に27.4%、運輸・通信16.3%、住宅14.6%、農業12.2%、エネルギー10.6%、その他18.9%に投資することによって、年平均GNPの伸び率8%を達成しようとする計画である。長期計画に対する達成率はTable 2-2の通りである。

◆ 脚注 " Briefing №411 Jan.3,1983 " 参照

Table 2-2 Targets and Performances of Long-range Plans (Growth Rate)

	Unit : %							
	1st (1963-1967)		2nd (1968-1972)		3rd (1973-1977)		4th (1978-1982)	
	T.	P.	T.	P.	T.	P.	T.	P.
Agriculture	4.2	3.7	4.1	3.6	3.7	3.1	5.5	
Industry	12.3	10.6	12.0	9.9	11.2	10.4	11.7	
Construction	10.7	8.0	7.2	5.0	11.9	9.0	11.4	
Transp. Communic.	10.5	7.8	7.2	8.8	8.2	9.9	11.3	
Housing	-	3.5	5.9	6.8	5.0	6.5	11.2	
Services	6.2	7.5	6.3	7.3	7.1	8.2	8.5	
GNP	7.0	6.7	7.0	7.1	7.9	6.9	8.0	

Note : (T) for Target, (P) for Performance

Source: State Planning Organization

1976 - 1981年の6ヶ年間にわたる主要経済指標（一部推定値を含む）はTable 2-3の通りである。

Table 2-3 Economic Activity

Item	Unit	1976	1977	1978	1979	1980	1981*
GNP (Current Price)	\$10 ⁹	26.80	34.81	49.55	89.02	179.77	259.23
Total Resources	\$10 ⁹	28.32	37.25	52.94	90.77	189.77	275.23
External Deficit	\$10 ⁹	1.52	2.44	3.39	1.75	10.00	16.00
Growth Rate	%	7.70	3.90	3.10	-0.50	-0.70	4.40
Total Investment	\$10 ⁹	6.24	8.78	11.72	19.13	35.32	53.00
Total Consumption	\$10 ⁹	22.08	28.46	41.22	71.64	154.45	234.92
GNP by Origin							
Agriculture	%	21.9	20.9	20.7	21.7	22.1	21.7
Industry	%	20.2	21.4	22.0	23.8	23.2	25.2
Services	%	57.9	57.7	57.3	54.5	54.7	53.1
Income Per Capita	\$/Capita	653	829	1,197	2,019	3,977	5,789

Note : Exchange Rate 25 TL/\$

* Target, Source : S.P.O.

Source : State Institute of Statistics

一般の卸売物価指数の上昇率は1975年10.1%、1976年15.6%、1977年24.7%であったが、1978年から1979年は63.9%、1979年から1980年では107.2%を記録した。1980年から1981年では36.8%とやゝおちつきつつある。

一方失業者率を見ると、1978年13.6%、1979年14.1%、1980年16.1%となっており年々増加の傾向にある。

トルコ・リラと米ドルとの交換レートは、必要に応じて年々又は月々改定されてきたが、1981年5月より交換レートは毎日調節されることとなった。1981年4月現在、買い相場98.2 TL/\$、1981年12月末126.7 TL/\$であった。

トルコ共和国の貿易構造は、農産物を輸出し、資本財や原材料を輸入するパターンとなっている。1981年に於ては、農産物の輸出に占める割合は47%で、タバコ、綿、ヘーゼルナッツ等が主たる産品である。綿紡績、皮、オリーブ油等に代表される工業製品の割合は49%を占め、残る4%はクロム鉱等の鉱産品である。他方輸入品目では機械、化学製品、鉄鋼、電気製品、自動車等の工業製品の輸入が全体の52%を占め、次いで原油、石油等の鉱産品が46%を、残りは農産物となっている。原油の全輸入代金(3.235×10^8 \$……1981年)に占める割合は36%である。

国別の貿易状況を見ると、輸出・入共、その48%をOECD諸国、残りはそのほとんどを2国間協定に基づき、ソ連、西ヨーロッパ諸国及びOPEC諸国との交易である。

最近の貿易収支は第一次・第二次石油危機の影響をうけて、恒常的な赤字を余儀なくされている。即ち1981年(暫定値)においては輸出 $4,703 \times 10^8$ \$、輸入 $8,933 \times 10^8$ \$で、貿易収支は前年度に比べ若干の改良はなされたが、約 $4,230 \times 10^8$ \$の赤字であった。赤字の主因をなすものは原油、石油等を輸入に依存せざるを得ないことにあり、その割合は全輸入額の43% (3.856×10^8 \$)を占めている。このために政府は貿易外収支を増額するため、西ドイツや産油国への国内労働者の出稼ぎの奨励や観光客の誘致に尽力し、 $2,138 \times 10^8$ \$の収入を得たが、貿易収支の赤字を補い切れず、経常収支は(-) $2,092 \times 10^8$ \$に留まっている。

同年の資本収支は 879×10^8 \$の黒字を計上したが、最終的な国際総合収支は各種の借款を得てもカバーしきれず、 $1,213 \times 10^8$ \$の赤字であった。

尚、トルコ国の会計年度は当該年の3月1日から翌年2月末日までとなっていたが1982年度より歴年に変更され、1982年は3月1日より12月末日までの10ヶ月となる。

2.5 エネルギー資源

長期に亘る経済開発計画を推進することによって、農業主体から工業化へと国の産業構造を転換しようとしている同国にとって、エネルギーの確保は極めて重要な課題である。しかしながら、トルコ国の電力の需給バランスは常に供給力に不足をきたしており、ソ連やブルガリアから電力の供給をうけて、この急場を渡している。したがって、電力の開発は同国にとって

緊急な問題となっている。

現在のエネルギー消費の割合は Table 2-4 に示すように、輸入資源である石油を徐々に減少させて、リグナイトや水力などの国産資源にエネルギー源を求めているが、まだ石油エネルギーに総エネルギー消費量のほぼ 50% を依存している。

Table 2-4 Energy Resources in National Consumption

Energy Resources	1976	1977	1978	1979	1980*	1981*
Petroleum Products	43.8	52.3	52.2	50.7	46.3	46.0
Wood	13.9	12.7	12.2	11.0	4.6	12.9
Coal	13.3	8.9	9.0	11.1	7.5	7.8
Animal and Plant Residue	12.0	7.0	6.8	6.5	9.3	7.2
Lignite	9.7	12.3	12.8	13.1	13.4	14.7
Hydraulic Power	6.6	6.4	6.6	7.0	8.3	9.6

* Turkey 1982 Almanac

Source : Ministry of Energy

1980年現在の電力供給設備は 5,300 MW (23,300 GWh) で、水力発電設備 (2,131 MW) と火力発電設備 (3,153 MW) との比率は 43% 対 57% である。また一人当りの電力消費量は 520 kWh である。

一方、今後の電力需要の平均的な上昇率は約 10% を想定している。

トルコ国の経済的に開発可能な包蔵水力は 27,000 MW (91,000 GWh) と見積られており、現在までにその約 9% が開発されたに過ぎず、今後、開発が期待される資源である。その他の国産エネルギー資源として石油・石炭・ウラン等があり、近年地熱や太陽エネルギーの利用研究にも着手している。

石油の生産状況を見ると推定埋蔵量 57×10^8 ton に対して約 17% (2.3×10^8 ton / 1980年) 程度で同年の全消費量 13.8×10^8 ton の 80% 強を輸入にたよっている。

また硬質炭 1.3×10^8 ton, 軟質炭 5.6×10^8 ton, 泥炭とオイルシユル 6.0×10^8 ton, 天然ウランは 45×10^8 ton が埋蔵されていると見積られている。

原子力発電所は 1992年に 1,000 MW の第一号機が運転開始される予定になっている。

いずれにしても、石油輸入国のため、数次に亘る石油危機により同国の経済活動は大きな打撃を受け、その余波が今日まで悪影響を与えているが、国の経済活動を活性化するために国内

エネルギー資源，特に水力と化石燃料資源の開発に力を注いでいる。

2.6 運輸・通信

国内の輸送手段は主に道路によっている。国道および県道の総延長は61,000kmで，内59%が舗装されている。

車両台数は1980年で1,135,000台である。

鉄道の総延長は，8,200kmで98%は電化されていない。

電話と放送は国営で，放送は国土の全域をカバーしている。電話・ラジオ・テレビの普及率は1979年においてそれぞれ，3%，10%および6%である。

第3章 計画地域および周辺の一般概況

第3章 計画地域および周辺的一般概況

3.1 計画地域周辺的一般概況	III-1
3.2 水源開発計画とその現況	III-2
3.2.1 Aksu 川の水資源開発計画	III-3
3.2.2 Manavgat 川の水資源開発計画	III-3
3.2.3 Köprücay 川の水資源開発計画	III-3
3.2.4 その他の水力発電計画	III-3
3.3 計画地域内的一般概況	III-7
3.3.1 地 勢	III-7
3.3.2 自然条件	III-7
3.3.3 社会状況	III-8
3.3.4 経済活動状況	III-8

LIST OF FIGURE

Fig. 3-1 General Layout Plan of the Investment Projects

第3章 計画地域および周辺的一般概況

Beskonak 水力発電設備(ダム・貯水池及び発電所)は Antalya 県 Serik 郡に属し、県都 Antalya 市の北東73km、北から南へ向って地中海に注ぐ Köprücay 川の下流部に位置する。この計画に係わる地域、即ち計画地域はその下流部を Köprücay 川の河口から25 km上流に計画された Kisik 逆調整池ダム地点に発し、そして、これより上流に計画された Beskonak 水力発電設備およびこれら計画地点の集水地域を包含するものとする。なお集水域の上流部において、一部が Isparta 県に属するが、計画された発電設備の全てが Antalya 県に属するので本章では Antalya 県および計画地域内的一般概況を主として述べる。

3.1 計画地域周辺的一般概況

Antalya 県はトルコ共和国の南部・地中海地域にあり、温暖な地中海性気候帯に属し、古くから農耕が栄え、今日においても県の主要産業の地位を占めている。また Perge, Aspendos, Side, Alanya など多数の古代ギリシャ・ローマ時代の遺跡や、地中海沿岸の風光明媚な自然環境に恵まれて、同国の代表的な観光地として、また、主要なリゾート・エリアとして著名である。

1981年の統計資料によれば、Antalya 県の面積は22,252km²(国土の2.7%に相当)、総人口は748,706人(1980年)で1km²当りの人口密度は34人である。都市部と農村部の人口比率はほぼ2:3の割合である。

県都 Antalya 市は地中海に臨み、首都 Ankara より550km(道路長)の距離にあり、また Istanbul より定期航空路によって連系されている。鉄道は隣接する Burdur 県および Isparta 県までは Ankara から連系されているが、Antalya までには延びていない。県内の主要な交通・交易の役割を果たしているのは定期長距離バスやトラックである。

県境の西側には Beydagi 山脈が、また北東側に Taurus 山脈が連なり、いずれも2,000~3,000 m級の高山から成っており、これらの山脈によって、地中海沿岸地域は Anatoria 高原と区分されている。このために、本県の主要道路は Antalya 市を中心にして地中海沿岸にそって東西へ延びている。本計画地域のある Köprücay 川は Antalya 市より45km東方にある Serik の東側で国道を横切り地中海へ注いでいる。

Köprücay 川は標高2,000~3,000 mに達する Taurus 山地の南側斜面を流域としている。Taurus 山地は地中海沿岸よりトルコ国東部を経てイラン国境に達しているが、これに沿った地域は南アナトリア褶曲帯と呼ばれる地質構造区に属しており、古生代から第三紀の石灰岩類が広く分布し、トルコ国で最大のカルスト地域となっている。計画地域はこれらの石灰岩類の分布地域に隣接しており、主に新第三紀の堆積岩類が分布する。なお Antalya 地方における2つ

の建設中の水力計画地点、すなわち Köprüçay 川の東隣りの Manavgat 川流域の Oymapinar 地点と、西隣りの Aksu 川流域の Karacaören 地点のうち、前者は石灰岩分布域の縁辺部に、後者は Beskonak 地点と同じ新第三紀の堆積岩類の分布域に位置している。

Antalya 市の西南方には Antalya 港があり、客船や数万トン級の外航貨物船の荷役設備を備え、域内・外および外国との交易を行っており、現在設備の拡張工事が進められている。

県内の主要農産物は、灌漑設備を具備した地域では柑橘類、綿、小麦、ごま、野菜類などが、設備の不備なところでは麦類、綿、豆類、胡椒などの畑作物である。また、本県は、気象条件に恵まれており、標高の低い所ではオレンジ、レモンなどの柑橘類やパイナップル、バナナなどが栽培され、やが標高の高い所においては、ブドウやリンゴが栽培されている。Antalya 市の年間平均降水量は約 1,070 mm、年平均気温は 19℃、最高・最低気温は 45℃および -5℃である (Table 2-1 参照)。

Antalya 市は人口約 176,000 人を擁する大都市であり、諸官公署庁、各種銀行、病院、学校、ホテル、通信、運輸設備、商店などが整っており、商業活動や日常生活に不可欠な諸設備は完備されている。

Antalya 市には工業といえるものは小規模な織物工場、製油工場、クロム精練工場等があるのみで他に目立ったものは見当たらない。

3.2 水資源開発計画とその現況

計画地域はその周囲を水資源開発計画により囲まれており、Antalya 県は DSI の 13 地方局の管轄に属している。Antalya 県で、現在経済的に開発可能な包蔵水力は、887 MW、 3.354×10^6 kWh で、大規模な灌漑可能面積は 152,000 ha と見積られている。これら資源の開発状況を示せば次表の通りである。

	Hydropower Project	Major Irrigation Project
1. Potential	887 MW, $3,354 \times 10^6$ kWh	152,000 ha
2. Projection (1979)	598 MW, $1,954 \times 10^6$ kWh	96,000 ha
3. Operating (1979)	28 MW, 195×10^6 kWh	57,000 ha
Development Ratio	3.1% 5.8%	37.5%

* Data from 13th Regional Office, DSI

DSI の 13 地方局の所管となる本計画地域周辺の主要計画の概要を記せば次の通りである。

3.2.1 Aksu 川の水資源開発計画

Aksu 川は Antalya 市と Köprücay 川とのほぼ中間 (Antalya より 20km 東, Köprücay 川より 25km 西) に北方から南下して地中海に注ぐ県内第 1 位の河川である。

この流域の上流部においては、東部にある Kovada 自然湖と Aksu 川上流部との落差を利用した Kovada 第 1・第 2 水力発電所 (合計出力 59.6 MW, 261×10^6 kWh/年 - Isparta 県所属) が現在運転中である。その中流部においては、現在、発電・灌漑・洪水調節を目的とした Karacaören ダム・発電所 (30 MW, 142×10^6 kWh/年) が建設中であり、第 2 発電所 (15 MW, 68×10^6 kWh) の計画もある。下流部に於ては、Asagi Aksu 灌漑計画 (第 1 期 16,000 ha の灌漑と 7,500 ha の排水改良工事, 第 2 期灌漑 7,200 ha) があり、その第 1 期工事は完成し、第 2 期工事を実施中である。

3.2.2 Manavgat 川の水資源開発計画

本河川は Köprücay 川の約 30km 東側で地中海に注いでいる。

現在下流部において 1983 年に第 1 号機 (135 MW) の運転開始を目指し鋭意工事中の Oymapinar 水力発電計画 (最終 540 MW, $1,620 \times 10^6$ kWh) がある。また発電所の下流には Manavgat 灌漑計画 (第 1 期計画 : 1,6535 ha, 第 2 期計画 8,765 ha, 合計 10,400 ha) があり、現在第 2 期工事を実施中である。

3.2.3 Köprücay 川の水資源開発計画

本報告書で提案された Beskonak 水力発電開発計画地点の上流には Yilanli 灌漑計画 (1648 ha) および Degirmenözü - Beskonak 灌漑計画 (1,646 ha) があり、それぞれ工事中である。また Beskonak ダムサイトの直下流には、Bucak - Akbas - Karatas 灌漑計画 (1,500 ha) が建設中である。本計画で検討した Kisik ダム発電所計画が実現する場合、その調整池のためにこの一部が水没する。最下流には Lower Köprücay 灌漑計画 (第 1 期計画 : 26,382 ha, 第 2 期計画 : 4,100 ha) があり、Köprücay diversion dam により第 1 期分が灌漑されており、第 2 期は工事中である。

以上述べたように、本河川を利用した水資源開発計画は灌漑計画に限られているのが現状であり、本計画が実現すれば当河川における最初の水力発電計画となる。

3.2.4 その他の水力発電計画

以上の他に、Antalya 県内の既設、建設中又は計画中のものを列挙すれば次の通りである。

発電所名	設備出力 (kW)	年間発生電力量 (10 ⁶ kWh)	備考
Kepez	26,400	180	計画中
Diger Küçük	1,850	15	・ (by Municipality)
Kumluca-Alakir	1,500	12	計画完了
Esen-Burgular	11,100	80	計画中
Bolasan	72,000	315	流域計画完了
Zincirli	16,000	72	・
Esen-Kizilagac	63,000	257	・
Finike-Alakir - Kozdere & Caygzi	8,900	78	・
Finike-Basgöz - Aykirca & Finike	17,400	153	

この表から判るように Antalya 県は、トルコ国東部や黒海沿岸地方の大包蔵水力地帯に比べれば、中小規模の包蔵水力地帯属しているといえるが、さきに述べたように、当地方は気象条件に恵まれているので水力発電計画は併せてかんがい用水を供給確保するため極めて重要であり、したがって開発の必要性は今後も増大の傾向を示すであろう。Fig.3 - 1に本県における水資源開発計画の概要を示す。

3.3 計画地域内の一般概況

3.3.1 地 勢

地形；計画地域は、一般に、丘陵地と起伏に富んだ山岳部から成っている。地域内の主要な高山は Mt. Anamas (2,337 m), Mt. Dipoyraz (2,980 m), Mt. Dolup (2,033 m), Mt. Dozburum (2,504 m), Mt. Keriz (2,020 m) があり、いずれも分水界をなしている。従って平野部は少なく、その面積は狭い。最も大きな平野は左岸では Sagirin 平野であり、右岸では Bucak - Akbas 平野である。

河川；Köprücay 川はその源を Mt. Anamas の西側山麓 (Egridir 湖の東部) に発して南下し、Oluk - köprü 湧泉群を合流する。その後、西側から Koca Dele 支流を合流して、また東側より Sagirin 川を合流する。そして Serik 平野を通過し、最終的に地中海へ注ぐ。Köprücay 川は全長 156 km, 流域面積 2,498 km², 年間平均流出量 $3,200 \times 10^6 \text{ m}^3$ の河川で県内においては主要河川の一つである。

3.3.2 自然条件

地質；当計画のダムサイトおよび湛水域には、中新世の堆積岩類が分布している。この堆積岩類は Köprücay 礫岩および Beskonak 層とから成っている。Köprücay 礫岩は主として Köprücay 川右岸およびダムサイトに分布し、カルスト溶蝕を受けている。Beskonak 層は主に Köprücay 川左岸に分布し、不透水性あるいは半透水性である。Köprücay 礫岩と Beskonak 層は指交関係にある。これらの堆積岩類は単純な均質構造を示し、層理面は両岸ともに谷に向かって 10 ~ 15° 傾斜している。現在までに確認されている顕著な断層は、主に湛水池の外に分布しているが、ダムサイト上流に一条の顕著な斜切り断層が分布している。これらの主要断層は造山運動後期の隆起運動に伴い、後期中新世から更新世にかけて形成されたものである。

地震；トルコはアルプス - ヒマラヤ地震帯に属しており、これまでに地中海・ヨーロッパのアルプス構造作用に起因する記録が測定されている。しかし当計画地域はトルコ国内では地震の発生する可能性の少ない地域とされている。

気象；計画地域の気温は、最寄の Serik 観測所の記録 (1972 ~ 1980 年) によれば、年平均気温は 14.9 °C, 最高気温は '73 年 7 月の 43.5 °C, 最低気温は '72 年 12 月の - 4.7 °C である。

年平均降水量は Beskonak 観測所 (1964 ~ 1980 年) においては 1,545.5 mm, Serik (1957 ~ 1980 年) では 1,040.8 mm であり、いずれも年間降水量の約 60 % が 12 ~ 2 月の冬期に発生している。降雪は分水嶺をなす山岳地帯にみられる (1 ~ 3 月頃まで)。

3.3.3 社会状況

人口；1980年の人口センサスによれば、計画地域内の人口は4,609人で、内訳は次のとおりである。

Beskonak (Sub - district Center)	1,243人
Bucak 村	516
Akbas 村	1,079
Sagirin 村	1,771

農村部においては人口増加は非常に遅く、減少している年もみられる。これは農村部から都市部への移転が強力に行なわれていることを示している。

文化；計画地域内の農村には最低一枚の小学校があり、Beskonak には中学校がある。

文化面の一般的水準は他の地域と大差はない。

健康衛生；地域内の住民の健康状態は良好であり、現在伝染病は発生していない。病院は Serik, Manavgat および Antalya にそれぞれあり、また、Beskonak には保健所がある。

交通・通信；Beskonak ダムサイトの約28km南を Antalya - Mersin - Adana 間を結ぶ国道（アスファルト舗装）が通っている。従って Antalya から Serik までの45kmの間はこの国道を利用し、Serik で左折して、Tasagit - Beskonak 道路（アスファルト舗装）を26km、更に砂利道を2kmばかり行くと、Beskonak ダムサイトに至る。

Beskonak 村には電話や電信等を扱う P・T・T サービスがある。

3.3.4 経済活動状況

農業；当計画地域における主要産業は農業である。農業はその大半が天水を利用した畑作であるが、Köprücay 川に沿った耕地では小規模なかんがい設備をもった地区もある。地域内で組織的な灌漑システムをもったプロジェクトは Bucak - Akbas 平野および Sagirin 平野に展開する Bucak - Akbas - Karatas 灌漑計画（地区面積2,100 ha, 灌漑面積1,500 ha）である。灌漑設備をもつ地区の主要農作物は綿、穀物野菜類、メロン、スイカ、ゴマ等であり、小麦、大麦、ゴマ等が畑地で栽培されている。

鉱工業；地域内の工業はまだ未発達であり、また鉱山は存在しない。

交易；地域内の交易は主として農産物である。その取引の中心地は最寄の Serik, Manavgat および Antalya である。従って域内で生産された農産物は、これら中心地に運ばれ売買される。綿、柑橘類および野菜類は国内の他地域に移出されたり、また輸出されたりしている。

観光；地域内の南および北側には国際的な観光資源がある。すなわち、北側には本報告書で提案された Beskonak 貯水池の上流端にある Zerk Ruins および Oluk - Köprü 湧泉群があり、南側には Aspendos Theatre (遺跡)がある。

第4章 電気事業の現状

第 4 章 電気事業の現状

4.1	電力の現状	N-1
4.2	電気事業者	N-2
4.3	電力供給設備の現状	N-3
4.4	電力需要供給の現状	N-8

LIST OF FIGURES

- Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated
- Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Stations in Total Installed Capacity
- Fig. 4-3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated
- Fig. 4-4 Typical Daily Demand Curve

LIST OF TABLES

- Table 4-1 Major Power Plants in Operation
- Table 4-2 Installed Generating Capacity
- Table 4-3 Major Transmission Lines in Operation
- Table 4-4 Transmission and Distribution Lines
- Table 4-5 Gross Energy Generated
- Table 4-6 Monthly Maximum Demand
- Table 4-7 TEK's Energy Balance
- Table 4-8 Distribution of Electrical Energy Generated

第4章 電気事業の現状

4.1 電力の現状

トルコ共和国における電源開発は着実に進行しており、特に経済再建の一環としての水力開発には大きな力が注がれている。しかし、第一次、第二次オイルショック以降、国際収支の悪化が影響して発電設備容量の伸びは、ここ3～4年低迷している。トルコ共和国における発電設備容量および総発生電力量の推移をFig. 4-1に示す。1980年現在の設備容量の合計は5,300 MWで、設備の構成比率は火力が60%で水力が40%となっている。一方年間の総発生電力量は23,300 GWhで、このうち49%が水力発電によるものであり、水力資源が有効に利用されている。

国民一人当たりの発生電力量は520 kWhであり、一人当たり水準としては高い方とはいえないが、総発生電力量の伸び率は大きく、10年平均で10%を超える値を示している。この傾向は1963年から始まった経済開発計画（第一次～第四次）によるもののほかに、国内の電化率の向上も一因と推定される。このような消費電力量の急激な伸びと開発の遅れは、供給力の不足をきたし、電力の輸入を余儀なくされている。

1980年のブルガリアとソ連からの輸入電力量は合計1,300 GWhに達しているが依然として供給不足は解消されず、1978年から1980年の3年間の消費電力量の平均伸び率は4.2%程度にとどまっている。しかし潜在的な電力需要には根強いものがあり、景気の回復とともに今後も12%以上の電力需要の伸びが想定される。この需要の伸びに対処するために電力設備の拡充計画が実行に移されており、その計画によると、1994年までに設備容量を現在の5.3倍に拡充することとなる。また国内資源の有効利用を考えて、水力およびリグナイト火力の開発に重点がおかれている。なかでも1994年時点で全発電設備に占める水力の割合を50%まで引き上げることを目標にしているのが注目される。

計画によれば、1,800 MWのKarakaya水力、700 MWのAltinkaya水力、540 MWのOymapinar水力などの大容量水力を初め、3,160 MW（最終5,560 MW）のElbistanリグナイト火力発電所などの大容量発電所群が順次完成することとなっている。また1992年には最初の原子力発電所（1,000 MW）が稼働する計画がある。しかし至近年には需要の伸びを満足させるに十分な供給力の補給が行われないので、まだ数年間は電力供給不足が続くものと考えられる。

1979年における電力量の需要家別の比率は、鉱工業用に65%、農業、商業および一般家庭用に33%、運輸用に2%となっており、この割合は過去10年間ほとんど変化していない。

トルコ共和国の送電系統はほとんど連係されており、全体の4%程度が独立系統となっている。主要送電線網は380 kV送電線（2,900 km）、154 kV送電線（14,200 km）、および

66 kV 送電線 (2,500 km) で構成されている。ローカル送電線は 66 kV および 34.5 kV の電圧が採用されている。34.5 kV 以下の送配電線網は総延長で約 10 万 km とされ、毎年確実に増強されているが、地方の農村地帯では未電化部域がかなり残されている。

1982 年 12 月現在のトルコ共和国における電気料金は次の(1)および(2)の二種類の料金制となっており、全ての需要家は(1)(2)のいずれかを選択することが可能である。

(1) 複合料金制度

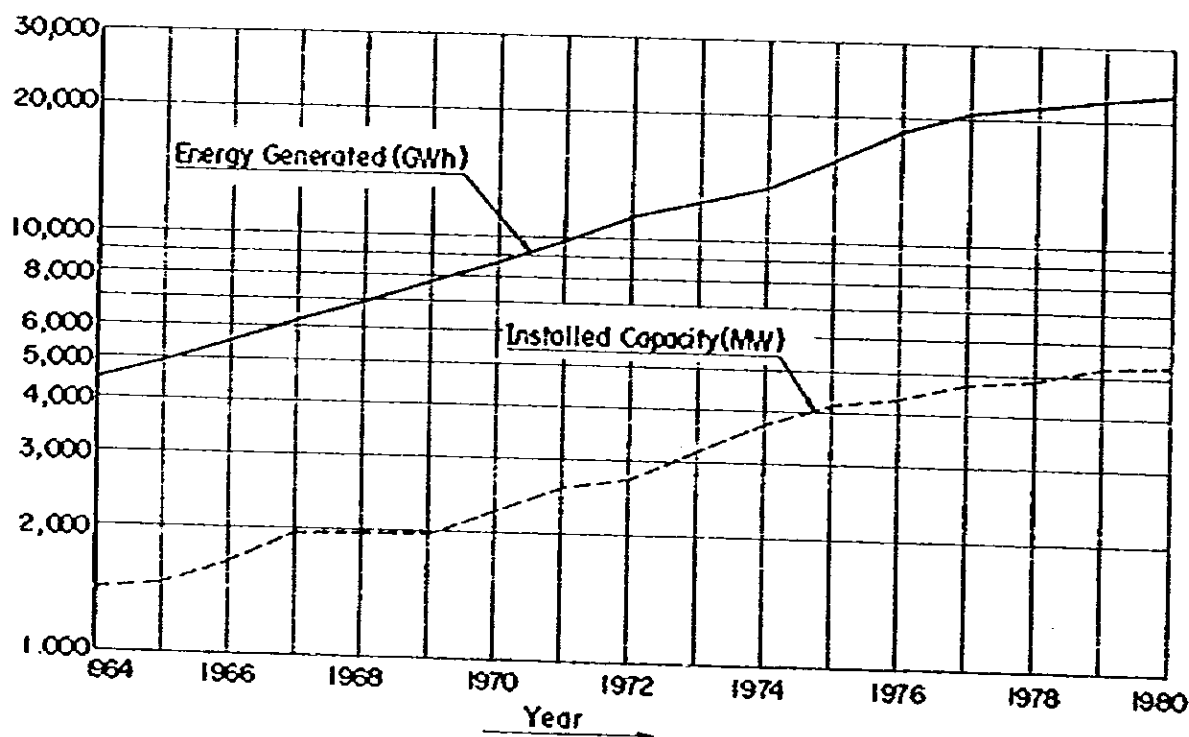
a) kW 料金 ; 350 TL/kW (月額)

b) kWh 料金 ; 6.04 TL/kWh

(2) 単一料金制度 ; 7.19 TL/kWh

ただし、石油輸入価格の変動がある場合はその都度料金改訂することとなっている。

Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated



4.2 電気事業者

トルコ共和国の電力行政は、エネルギー天然資源省 (Ministry of Energy and Natural Resources) の所管となっている。電力事業の大部分は国営の形態であり、トルコ電力庁 (TEK) によって運営されている。また政府機関である電力調査庁 (EIE) と国家水利庁 (DSI) も携わっている。

EIE は電力開発計画とその調査を行う機関で、将来の電力需給を考慮して、開発地点、開

発規模、開発時期等を調査する。

DSIは1953年に設立された機関で全国に28ヶ所の地方局を有し、洪水制御、灌漑、排水などのための施設の建設および運用、ならびに水力発電所の建設を主目的としている。水力発電計画の開発については調査段階からDSI単独で行う場合と、BIBが調査段階に参加する場合とがある。

TEKは火力発電所、原子力発電所、および送電線の建設と保守運営ならびにDSIが建設する水力発電所の機器据付の管理や保守運営を行う電力機関で、トルコ共和国の全発電設備量の約80%がTEKにより運営されている。残りの20%は公営発電所または私企業が運営する発電所である。

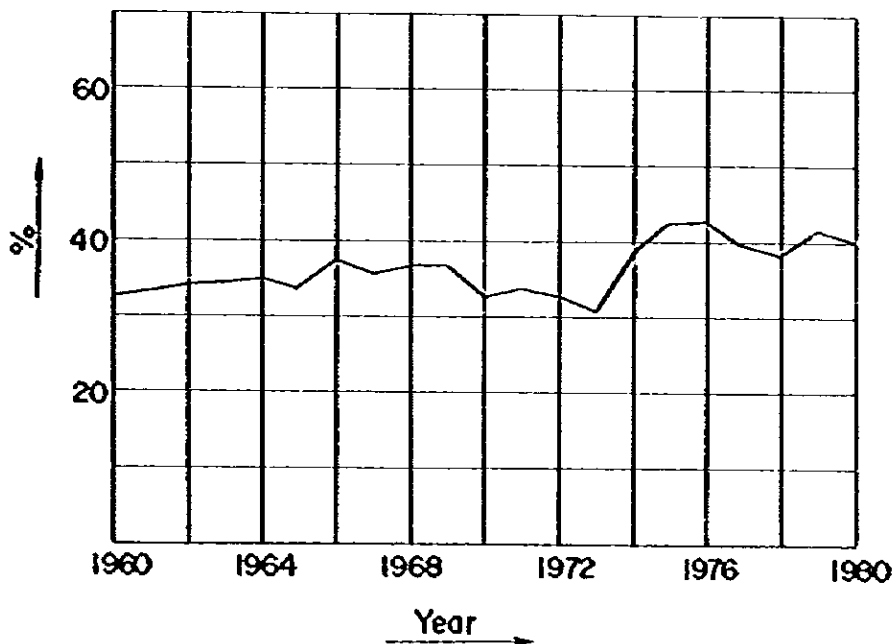
配電事業は、TEKが直接行っている地域、TEKから供給された電力を地方公共事業体が行なう地域、あるいは一部市町村の電力、ガス公社が行う地域の三形態がある。これら三形態の供給地域は互いに重複するところもあるので、配電事業の統合化の機運がある。

4.3 電力供給設備の現状

トルコ共和国における主要発電所をTable 4-1に、各年ごとの発電設備容量の推移をTable 4-2に示す。過去10年間で設備は2.4倍に増加している。

設備容量のうち水力の占める割合の変化をFig. 4-2に示す。その比率は1980年で全設備の40% (2,131 MW)を占めており電力供給に大きな役割を果たしている。今後も外貨節約の見地より水力およびリグナイト火力の開発促進が期待されている。

Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Stations in Total Installed Capacity



トルコ共和国の主要送電線電圧は前述のように 380 kV および 154 kV であるが、一部ブルガリアとの関係線に 220 kV の電圧が採用されている。Table 4-3 に主要送電線の概要を示す。Keban-Gölbasi および Gölbasi-Ümraniye 送電線はトルコ中央部を縦走る巨長 900 km の主幹送電線で、東部に位置する電源地帯と大電力消費地帯がある西部とを連系している。現在、この 380 kV 主幹送電線を黒海側と地中海側とに更に増強する計画が実施に移されている。送電線および配電線の巨長の年度別の推移を Table 4-4 に示す。

Table 4-1 Major Power Plants in Operation

Name	Thermal Power Plants		Name	Hydraulic Power Plants		
	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)	
İzmir	37.5	192	Almus	27	83	45
Silahtar	82.5	430	Çağ - Çağ	14.4	39	28
Catalagzi	129	874	Demirköprü	69	146	76
Soma	44	311	Doğankent	32.8	124	99
Tunçbilek A + B	429	2,635	Göksu	10.6	65	58
Anbarlı	630	3,809	Gökçekaya	278.4	645	611
Hopa	50	312	Hirfanlı	96	355	178
Bornova G.T.	30	90	Hazar 1-2	30.1	94	24
Seydischir G.T.	120	320	İkizdere	15.1	96	84
Seyitömer	450	2,700	Kesikköprü	76	185	110
Aliaga G.T.	120	360	Kemer	48	112	62
Hazar G.T.	30	90	Kovada 1-2	59.6	257	140
Mersin	106	700	Sarıyar	160	491	328
Karabük	21.2	60	Tortum	26.2	97	86
Soma B-1	165	990	Keban	630	4,778	4,447
Erdemir	20	130	Caldır	15.4	28	26
Seka - Ismir	11.2	31	Seyhan	60	350	290
Seka - Dalaman	26.2	65	Kadincik 1-2	126	622	390
Tpao - Batman	15	75	Kepez	26.4	160	130
Engil - Van G.T.	16.2	49	Engil	4.6	14	12
İsdemir	60	330	Hasan-Uğurlu	250	900	820
İğsapş	15	75	Sızır	6.8	35	29
Akso	21.2	70	Yüreğir	6.0	21	19
Turhal-Şeker	12.8	38	Bünyan	1.4	4	3
M.K.E.K.-Kinkale	15.4	60	Derme	4.5	10	5
			Murgul	4.7	10	5

Table 4-2 Installed Generating Capacity

Year	Operated by TEK			Operated by Others			Total			Unit: MW
	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	
	1960	237	331	568	623	81	704	860	412	
1961	237	348	585	642	97	739	879	445	1,324	
1962	237	348	585	664	122	786	901	470	1,371	
1963	237	352	589	666	126	792	903	478	1,381	
1964	237	353	590	684	144	828	921	497	1,418	
1965	302	360	662	683	145	828	985	505	1,490	
1966	302	471	773	726	145	871	1,028	616	1,644	
1967	522	557	1,079	735	145	880	1,257	702	1,959	
1968	522	577	1,099	722	146	868	1,244	723	1,967	
1969	522	582	1,104	721	142	863	1,243	724	1,967	
1970	905	582	1,487	605	143	748	1,510	725	2,235	
1971	1,095	669	1,764	611	203	814	1,706	872	2,578	
1972	1,188	690	1,878	631	203	834	1,819	893	2,712	
1973	1,563	782	2,345	644	203	847	2,207	985	3,192	
1974	1,643	1,190	2,833	640	259	899	2,283	1,449	3,732	
1975	1,709	1,521	3,230	698	259	957	2,407	1,780	4,187	
1976	1,771	1,614	3,385	720	259	979	2,491	1,873	4,364	
1977	2,071	1,614	3,685	783	259	1,042	2,854	1,873	4,727	
1978	2,179	1,622	3,801	809	259	1,068	2,988	1,881	4,869	
1979	2,179	1,872	4,051	809	259	1,068	2,988	2,131	5,119	
1980	2,344	1,872	4,216	809	259	1,068	3,153	2,131	5,284	

Table 4-3 Major Transmission Lines in Operation

Name	Nominal Voltage (kV)	Length (km)	Conductor (MCM)
Keban - Gölbaşı	380	546	2 x 954 (2 circuits)
Gölbaşı - Gökcekaya	380	167	2 x 954
Gökcekaya - Üraniye	380	216	2 x 954
Gölbaşı - Üraniye	380	355	2 x 954
Gökcekaya - Seyitömer	380	112	2 x 954
Seyitömer - Isiltar (Izmir)	380	265	2 x 954
Seyitömer - Seydisehir	380	295	2 x 954
Adapazarı - Ereğli	380	108	2 x 954
Tuncbilek - Seyitömer	380	42	2 x 954
Babaeski - Dought Meric	220	77	2 x 954

Table 4-4 Transmission and Distribution Lines

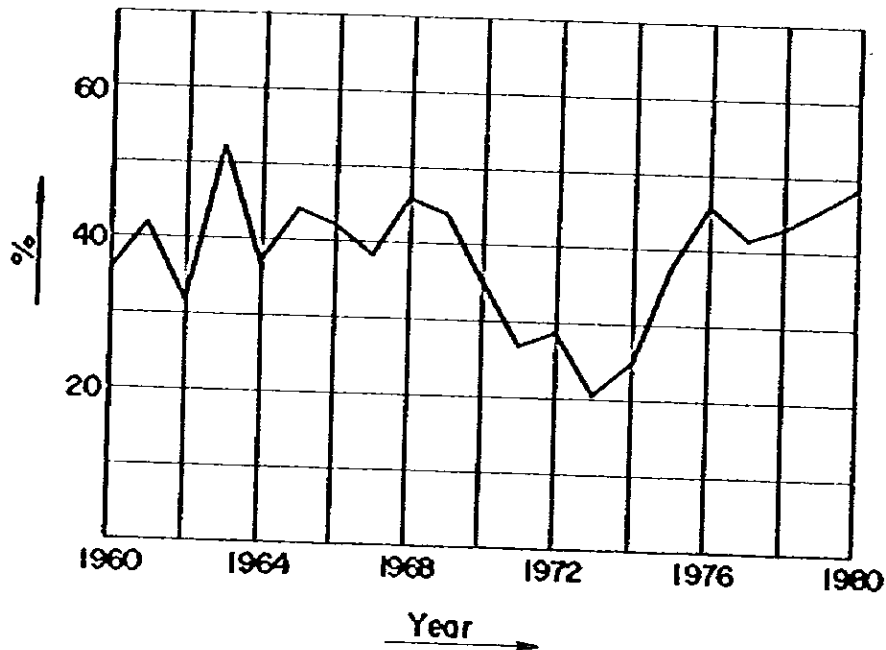
Year	Transmission Lines				Distribution Lines	Total
	380 kV & 220 kV	154 kV	66 kV	Total		
1962	-	2,166	1,024	3,190	2,432	5,622
1967	-	4,129	1,870	5,999	6,071	12,070
1972	355	6,010	2,426	8,801	44,861	53,662
1977	2,684	10,748	2,481	15,913	70,583	86,496
1978	2,856	12,527	2,490	17,873	77,214	95,086
1979	2,890	13,677	2,494	19,061	83,714	102,775
1980	2,890	14,189	2,498	19,577	96,533	116,110

4.4 電力需要供給の現状

電力量の10年間の平均伸び率は10.4%で、1980年現在10年前の2.7倍になっている。
トルコ共和国の総発生電力量の推移をTable 4-5に示す。

総発生電力量に占める水力の割合の推移はFig 4-3に示すとおりで1980年には49%となっている。

Fig. 4-3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated



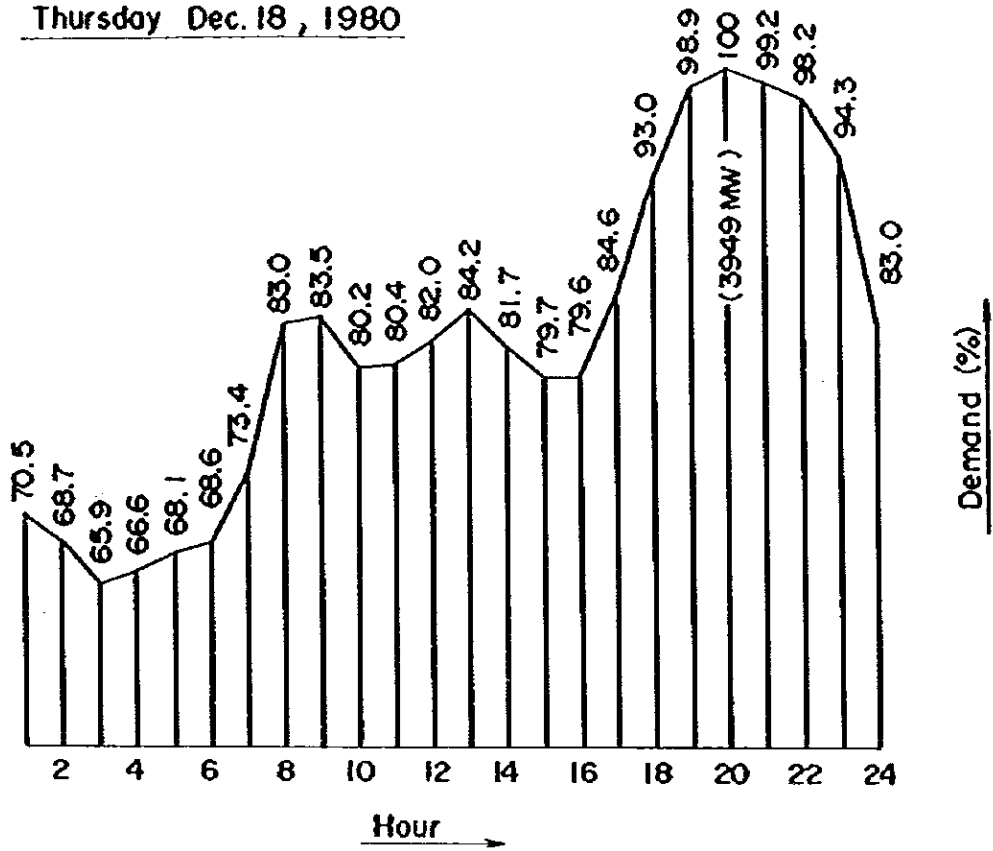
各月の最大負荷の推移をTable 4-6に示す。最大負荷は普通12月に発生しているが、1980年では11月に発生している。しかし他の月の最大負荷との大きな差異は認められず、最大負荷の最も小さい月の電力は最大月に比べても80%から95%の範囲に含まれている。また年度毎の最大負荷の伸び率は10年間平均で10.3%で、電力量の伸び率と同水準の値を示している。

代表的な日負荷白線をFig. 4-4に、TEKの電力系統の需要供給バランスの年度毎の推移をTable 4-7に示す。また1978年から1980年の総発生電力量をそのエネルギー別に分類したものをTable 4-8に示す。

1980年のTEKの需要供給バランスシートは、供給電力量の中3.8%がブルガリア、3.0%がソ連からの輸入電力であって、0.7%が他社からの供給電力である。送電損失率は6.1%未満で世界的な水準値を保持している。

Fig.4-4 Typical Daily Demand Curve

Thursday Dec. 18, 1980



Wednesday Jun. 24, 1981

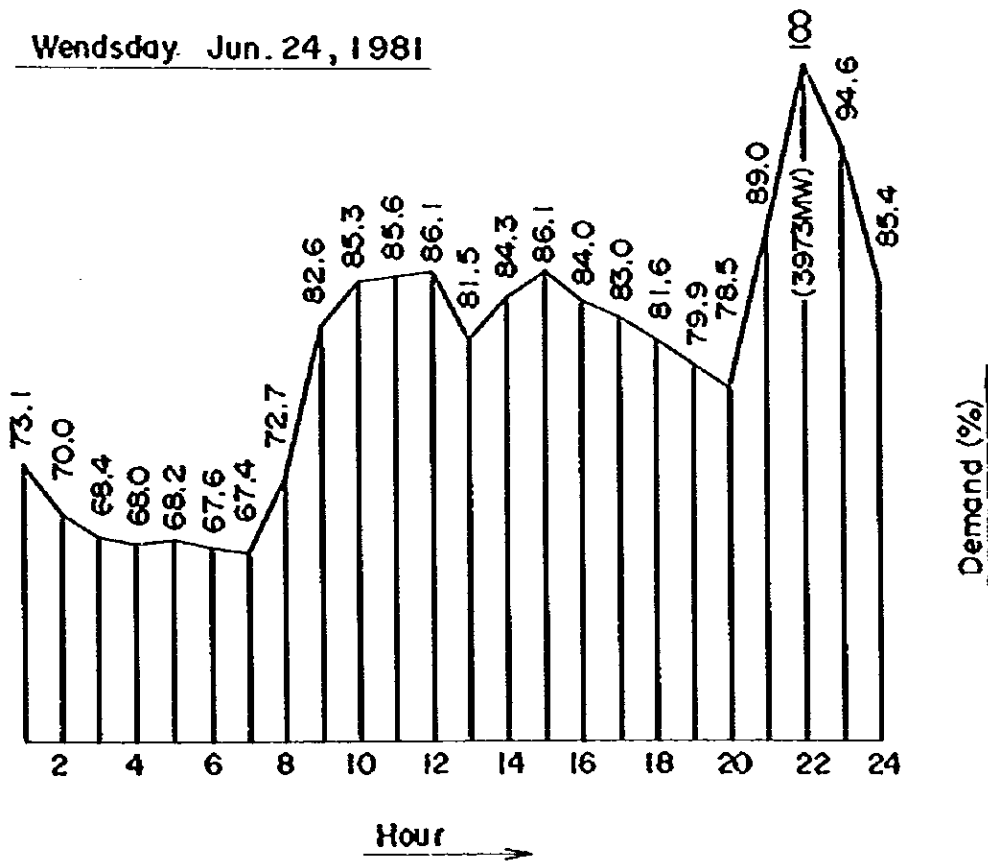


Table 4-5 Gross Energy Generated

Year	Furnished by TEK			Furnished by Others			Total		
	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total
	Unit: GWh								
1960	920	751	1,671	894	250	1,144	1,814	1,001	2,815
1961	974	997	1,971	772	268	1,040	1,746	1,265	3,011
1962	1,280	809	2,089	1,156	315	1,471	2,436	1,124	3,560
1963	849	1,740	2,589	1,030	364	1,394	1,879	2,104	3,983
1964	1,451	1,236	2,687	1,352	412	1,764	2,803	1,648	4,451
1965	1,442	1,682	3,124	1,332	497	1,829	2,774	2,179	4,953
1966	1,746	1,771	3,517	1,467	567	2,034	3,213	2,338	5,551
1967	2,453	1,787	4,240	1,382	595	1,977	3,835	2,382	6,217
1968	2,485	2,535	5,020	1,276	640	1,916	3,761	3,175	6,936
1969	2,841	2,749	5,590	1,552	696	2,248	4,393	3,445	7,838
1970	3,915	2,358	6,273	1,675	674	2,349	5,590	3,032	8,622
1971	5,890	1,912	7,802	1,281	698	1,979	7,171	2,610	9,781
1972	6,833	2,291	9,124	1,205	913	2,118	8,038	3,204	11,242
1973	8,223	2,036	10,259	1,599	567	2,166	9,822	2,603	12,425
1974	8,585	2,604	11,189	1,536	752	2,288	10,121	3,356	13,477
1975	8,201	4,644	12,845	1,518	1,260	2,778	9,719	5,904	15,623
1976	8,254	7,201	15,455	1,654	1,174	2,828	9,908	8,375	18,283
1977	9,802	7,428	17,230	2,170	1,164	3,328	11,972	8,592	20,564
1978	9,907	8,061	17,968	2,454	1,304	3,758	12,361	9,365	21,726
1979	9,800	9,134	18,934	2,418	1,170	3,588	12,218	10,304	22,522
1980	9,382	10,033	19,415	2,545	1,315	3,860	11,927	11,348	23,275

Table 4-6 Monthly Maximum Demand

Unit: MW

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1966	790	791	806	776	771	763	737	763	814	863	908	928
1967	903	909	917	893	895	873	840	843	944	1,018	1,027	1,058
1968	1,026	1,006	1,014	988	977	977	963	987	1,054	1,145	1,134	1,179
1969	1,170	1,147	1,122	1,108	1,102	1,091	1,098	1,112	1,178	1,248	1,285	1,287
1970	1,296	1,292	1,272	1,268	1,250	1,256	1,260	1,258	1,357	1,442	1,434	1,508
1971	1,520	1,503	1,540	1,504	1,466	1,467	1,478	1,502	1,521	1,621	1,740	1,787
1972	1,758	1,713	1,702	1,683	1,696	1,645	1,668	1,687	1,747	1,842	1,904	1,951
1973	1,947	1,891	1,930	1,892	1,861	1,838	1,815	1,864	1,914	1,986	2,064	2,139
1974	2,087	2,069	2,052	2,014	2,037	2,059	2,034	2,078	2,215	2,269	2,490	2,511
1975	2,352	2,284	2,321	2,321	2,268	2,248	2,281	2,342	2,484	2,550	2,703	2,782
1976	2,783	2,808	2,839	2,775	2,709	2,712	2,759	2,850	2,959	3,095	3,217	3,223
1977	3,216	3,305	3,282	3,317	3,226	3,186	3,186	3,182	3,306	3,350	3,370	3,376
1978	3,554	3,399	3,467	3,412	3,345	3,401	3,372	3,414	3,507	3,609	3,682	3,699
1979	3,630	3,722	3,751	3,692	3,514	3,514	3,561	3,575	3,591	3,718	3,717	3,731
1980	3,672	3,665	3,776	3,737	3,690	3,586	3,716	3,739	3,879	3,915	4,023	3,947
1981	3,759	3,822	3,934	3,952	3,932	3,973	3,988	3,833	3,894	3,825	3,917	4,193
1982	4,172	4,199	4,240									

Table 4-7 TEK's Energy Balance

Year	1977	1978	1979	1980
Gross Generation (GWh)	17,230	17,968	18,934	19,414
Power Plant Internal Consumption (GWh)	985	1,060	1,117	1,074
Net Generation (GWh)	16,245	16,908	17,817	18,340
Energy Purchased (GWh)	809	912	1,172	1,484
Energy Supplied to the Network (GWh)	17,054	17,820	18,989	19,824
Network Loss (GWh) (%)	841 (4.9)	923 (5.2)	1,033 (5.4)	1,200 (6.1)
Energy Sold (GWh)	16,213	16,897	17,956	18,624

Table 4-8 Distribution of Electrical Energy Generated

Year	1978		1979		1980	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<u>Thermal Power Plants</u>	<u>12,361</u>	<u>57.0</u>	<u>12,218</u>	<u>54.2</u>	<u>11,927</u>	<u>51.2</u>
Coal	1,207	5.6	1,067	4.7	912	3.9
Lignite	4,382	20.2	5,356	23.8	5,048	21.7
Oil	6,772	31.2	5,795	25.7	5,967	25.6
Hydraulic Power Plants	9,365	43.1	10,304	45.8	11,348	48.8
Total	21,726	100	22,522	100	23,275	100

第 5 章 需要供給計画

第5章 需要供給計画

5.1 需要想定	V - 1
5.1.1 TEKが実施した需要想定	V - 1
5.1.2 マクロ手法による需要想定	V - 5
5.1.3 検討結果	V - 10
5.2 需要供給バランス	V - 12
5.2.1 供給計画	V - 12
5.2.2 需要供給バランス	V - 17

LIST OF FIGURES

- Fig. 5-1 Correlation between per Capita GNP and Growth Rate
- Fig. 5-2 Correlation between per Capita GNP and per Capita Energy
- Fig. 5-3 Comparison of Demand Forecasts : Energy
- Fig. 5-4 Ratio of Hydraulic Power Stations in Total Installed Capacity (Forecast)
- Fig. 5-5 State of Development of Hydraulic Energy (Forecast)
- Fig. 5-6 Demand Forecast : Energy
- Fig. 5-7 Demand Forecast : Power

LIST OF TABLES

- Table 5-1 Results of Demand Forecast by TEK
- Table 5-2 Average Growth Rate of Energy Generated
- Table 5-3 Energy Generated per Capita
- Table 5-4 Basic Data for Demand Forecast
- Table 5-5 Results of Demand Forecast by Macro-Method
- Table 5-6 Comparison of Demand Forecasts
- Table 5-7 Total of Hydraulic Power Plant Projects in Turkey
- Table 5-8 Construction Schedule of Power Plant in Turkey
- Table 5-9 Production Schedule of Available Energy Generated
- Table 5-10 Major Hydraulic Power Plants under Construction
- Table 5-11 Energy Balance Estimated

第5章 需要供給計画

5.1 需要想定

この章で記載される内容は、TEKが1977年に実施した需要想定概要、マクロ手法によって行った長期予測、およびその検討結果の三項目により構成されている。

Beskonak計画の運用時期は1990年代の初期になると予想される。従ってこのあたりの年代の電力需要の動向が考察可能な2002年までの長期予測を行ってある。

5.1.1 TEKが実施した需要想定

TEKは1977年12月に“Electrical Energy and Power Estimates of Turkey (1978～2000): Edited by TEK Planning and Coordination Department”を発表した。この報告書では1978年から2000年までの23年間の長期需要想定を行っている。この期間を二つに分割し、第一期は消費者を基準にして消費電力量を積上げる方式を採用しており、第二期は総発電電力量を基準に想定したものである。

(1) 第一期間の想定(1978～1981年)

この期間の電力量は消費者を基準に想定しており、各消費グループの分類および見積りの方法は次の通りである。

- a) 一般需要家、中小企業等については傾向による値を採用
- b) 大企業、公共機関、灌漑用施設および発電所建設用動力等については計画値を採用

この想定にあたって発電所内消費電力量および送電損失量として合計8%を見込んでいる。この数値は過去において8%から9%の変動がみられたが、新鋭発電所および380kV送電システムの導入により、およそ8%程度に安定するものと想定されている。

(2) 第二期間の想定(1982～2000年)

第二期間の想定は総発電電力量の実績値(1963～1977年)および第一期間で計算した想定値(1978～1981年)の資料より導いた下記の方程式を用いて実施した。

$$Y = 4.7 X^2 + 104 X + 1,340 X + 11,000$$

Y ; 総発電電力量 (GWh)

X ; 見積年 (1972年を初年度とする)

(3) 最大電力の想定

過去の実績から負荷率が64%と想定されており各年の最大電力は次式により算出されている。

$$P_{\max} = \frac{E_g}{Lf \times 8,760} \quad (\text{MW})$$

P_{\max} ; 最大電力 (MW)

Eg ; 総発生電力電 (MWh)

Lf ; 負荷率 (=0.64)

(4) TEKによる結果

TEKによる需要想定は全想定期間を通してみれば、ミクロとマクロの複合的手法と言える。需要想定の結果を Table 5-1 に、5年毎の発電電力量の平均増加率を Table 5-2 に示す。この Table 5-2 で明らかなように 1977 年以降は増加が緩慢になっているが、この程度の比率で電力量が増加していくなら、2000 年には人口 1 人当りの電力量は 3,140 kWh に達するとしている。

想定期間の人口 1 人当りの電力量の推移 (人口の年増加率 2.5%) が Table 5-3 に示されている。

Table 5-1 Results of Demand Forecast by TEK

Year	Gross Energy Generated (GWh)	Maximum Demand (MW)
1978	24,400	4,350
1979	27,600	4,920
1980	30,900	5,510
1981	34,300	6,120
1982	39,500	7,040
1983	44,600	7,960
1984	50,200	8,950
1985	56,300	10,040
1986	63,000	11,240
1987	70,400	12,560
1988	78,300	13,960
1989	86,900	15,500
1990	96,200	17,160
1991	106,200	18,940
1992	117,000	20,870
1993	128,500	22,940
1994	140,900	25,130
1995	154,000	27,470
1996	168,000	29,970
1997	182,900	32,620
1998	198,800	35,460
1999	215,500	38,440
2000	233,200	41,600

Table 5-2 Average Growth Rate of Energy Generated

Period (Year)	Growth Rate (%)
1962 - 1967	11.8
1967 - 1972	12.6
1972 - 1977	13.7
<u>1962 - 1977</u>	<u>12.7</u>
1977 - 1982	13.0
1982 - 1987	12.3
1987 - 1992	10.7
1992 - 1997	9.7
<u>1977 - 1997</u>	<u>11.3</u>

Table 5-3 Energy Generated per Capita

Planned Period	Energy Generated (GWh)	Population (10 ³)	kWh	Growth Rate (%)
End of 1982	39,500	47,600	830	10.3
End of 1987	70,400	53,900	1,306	9.5
End of 1992	117,000	61,000	1,918	8.0
End of 1997	182,900	69,000	2,650	6.7

5.1.2 マクロ手法による需要想定

マクロ的手法には時系列傾向曲線による手法やGNP等との相関関係を利用した方法等があるが、ここではGNPに基づく需要想定を試みた。

(1) GNPに基づく需要想定

国内の電力需要と国民経済との間には相関関係があることが統計的に実証されている。特に人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量の間にはかなり高い相関の存在することが明らかになっている。この相関々係を利用したマクロ手法による需要想定が行われる事例が非常に多い。今回の需要想定に使用した指標、基本条件等は次のとおりである。

a) 指針および統計指標

“ New Method of Long Range or Very Long Range Demand Forecast of Energy Including Electricity Viewed from Worldwide Standpoint, Edited by EPDC ”

b) 想定期間 ; 25年(1978~2002)

c) 算定条件 ;

Table 5-4に示すようにオイルショックの影響により近年GNPは低迷し、電源開発の伸びも緩やかである。その結果需要の増加が抑えられているが、この低迷を一時的な現象と判断し、想定の出発点を1977年とした。

(i) 人口1人当りのGNP(1968年ベース): 540 US\$ (1977年)

(ii) 人口1人当りのGNPの伸び率: 4.0% (1973~77年の5年平均4.2%)

(iii) 人口1人当りの電力量: 490 kWh (1977年)

(iv) 人口: 41,768,000人(1977年)

(v) 人口増加率: 2.4% (1973~77年の5年平均2.4%)

人口1人当りのGNPとその成長率との相関々係はFig. 5-1を基準とし、人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量の相関々係はFig. 5-2によるものとした。

(2) 想定結果

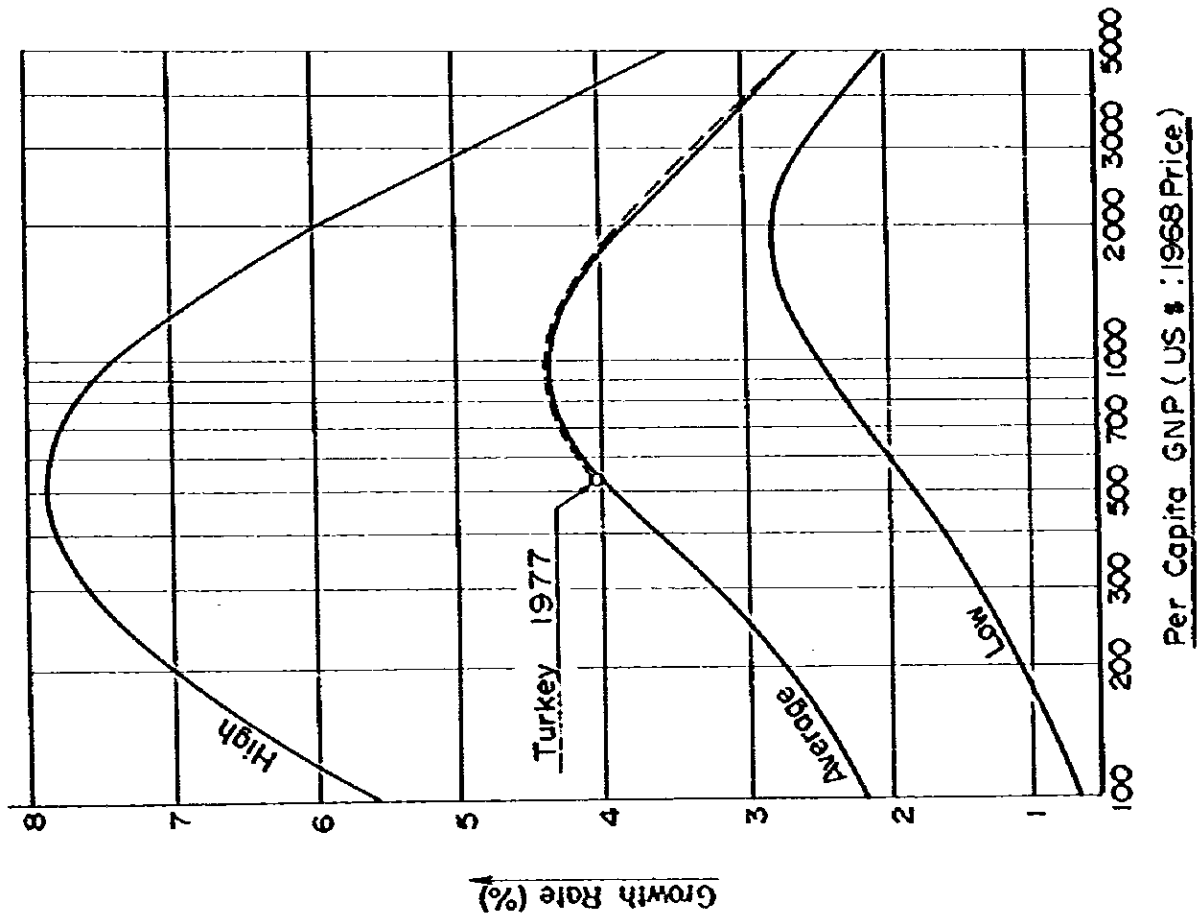
Table 5-4, Fig. 5-1, Fig. 5-2に基づいて年毎の総発電電力量を求めたものがTable 5-5に示されている。なお最大電力の想定値はTEKにより予測されている負荷率64%により総発電電力量から算出した。

Table 5-4 Basic Data for Demand Forecast

	GNP (Constant Price in 1968)			Energy Generated			Population			Per Capita		
	TL (billion)	US\$ (million)	Growth Rate (%)	GWh	Growth Rate (%)	(Thousand)	US\$	Growth Rate (%)	kWh	Growth Rate (%)	Energy Generated	
											Energy Generated	Growth Rate (%)
1962	76.6	8,480	6.2	3,560	18.2	28,933	290		120			
1963		9,040		3,983	11.9	29,655	300		130		8.3	
1964		9,630		4,451	11.7	30,394	320		150		15.4	
1965		10,270		4,953	11.3	31,391	330		160		6.7	
1966		10,940		5,551	12.1	31,934	340		170		6.3	
1967		11,660		6,217	12.0	32,750	360		190		11.8	
Average			6.6		11.8	(2.5%)		4.4			9.6	
1968	112.5	12,440	6.7	6,936	11.6	33,585	370		210		10.5	
1969		13,360		7,838	13.0	34,442	390		230		9.5	
1970		14,350		8,623	10.0	35,605	400		240		4.3	
1971		15,410		9,781	13.4	36,215	430		270		12.5	
1972	148.5	16,420	6.6	11,242	14.9	37,132	440		300		11.1	
Average			7.1		12.6	(2.5%)		4.1			9.6	
1973	156.5	17,310	5.4	12,425	10.5	38,072	450		330		10.0	
1974	168.0	18,580	7.4	13,477	8.5	39,036	480		350		6.1	
1975	181.4	20,060	8.0	15,623	15.9	40,348	500		390		11.4	
1976	195.3	21,600	7.7	18,283	17.0	40,915	530		450		15.4	
1977	203.0	22,450	3.9	20,565	12.5	41,768	540		490		8.9	
Average			6.5		12.8	(2.4%)		4.2			10.3	
1978	209.3	23,140	3.1	21,726	5.6	42,640	540	0	510		4.1	
1979	208.3	23,030	-0.5	22,522	3.7	43,530	530	-1.9	520		2.0	
1980	206.9	22,880	-0.7	23,275	3.3	44,737	510	-3.8	520		0	
Average			0.6		4.2	(2.3%)		-1.9			2.0	

Source of GNP (TL) and Growth Rate: ALMANAC TURKEY 1981

Fig. 5-1 Correlation Between per Capita GNP and Growth Rate



GNP/Capita (US \$)	Growth Rate (%)	Average Growth Rate (%)
540	4.0	4.05
600	4.1	4.2
700	4.25	4.3
800	4.3	4.3
900	4.35	4.35
1000	4.35	4.3
1100	4.30	4.3
1200	4.25	4.2
1300	4.20	4.2
1400	4.15	4.1
1500	4.1	4.1

Fig. 5-2 Correlation between per Capita GNP and per Capita Energy

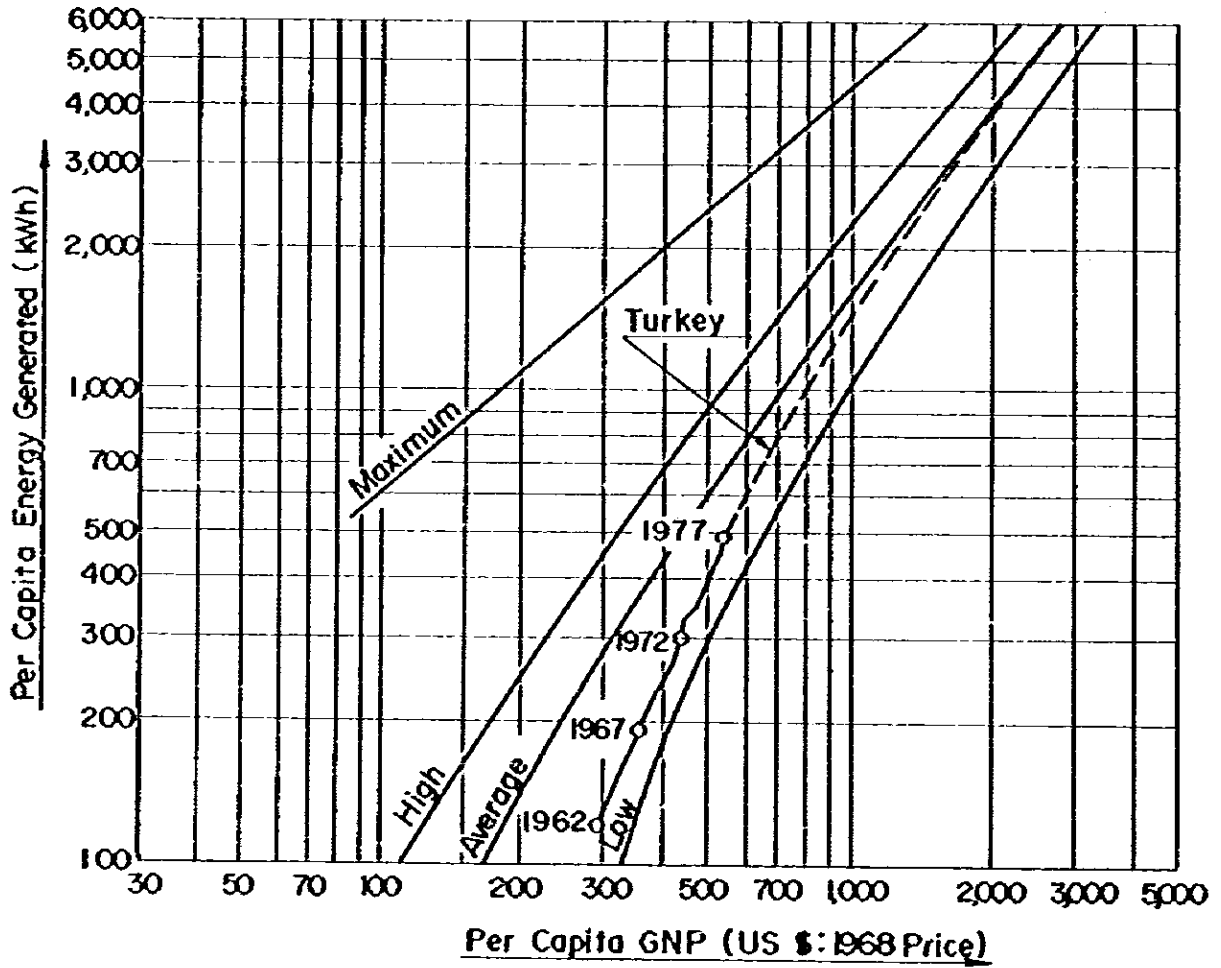


Table 5-5 Results of Demand Forecast by Macro-Method

Year	Per Capita GNP		Per Capita kWh		Population (10 ³)	Gross Energy Generated		Maximum Demand (MW)
	Growth Rate (%)	US\$ (1968 Price)	kWh	Growth Rate (%)		GWh	Growth Rate (%)	
1977	4.2	540	490	10.3	41,768	20,565	12.8	3,376
1978	4.05	562	520		42,770	22,200		4,000
1979	4.05	585	570		43,800	25,000		4,500
1980	4.05	608	610		44,850	27,400		4,900
1981	4.2	634	650		45,920	29,800		5,300
1982	4.2	660	720		47,030	33,900		6,000
Average	4.1			8.0	(2.4%)		10.5	
1983	4.2	688	780		48,160	37,600		6,700
1984	4.2	717	820		49,310	40,400		7,200
1985	4.3	748	900		50,490	45,400		8,100
1986	4.3	780	970		51,710	50,200		9,000
1987	4.3	814	1,030		52,950	54,500		9,700
Average	4.25			7.4	(2.4%)		10.0	
1988	4.3	849	1,100		54,220	59,600		10,600
1989	4.3	885	1,200		55,520	66,600		11,900
1990	4.3	923	1,260		56,850	71,600		12,800
1991	4.35	963	1,360		58,220	79,200		14,100
1992	4.35	1,005	1,450		59,610	86,400		15,400
Average				7.1	(2.4%)		9.7	
1993	4.3	1,048	1,510		61,040	92,200		16,400
1994	4.3	1,094	1,670		62,510	104,400		18,600
1995	4.3	1,141	1,780		64,010	113,900		20,300
1996	4.3	1,190	1,880		65,550	123,200		22,000
1997	4.3	1,241	2,000		67,120	134,200		23,900
Average	4.3			6.6	(2.4%)		9.2	
1998	4.2	1,293	2,100		68,730	144,300		25,700
1999	4.2	1,347	2,250		70,380	158,400		28,300
2000	4.2	1,404	2,400		72,070	173,000		30,900
2001	4.1	1,461	2,520		73,800	186,000		33,200
2002	4.1	1,521	2,700		75,570	204,000		36,400
Average	4.15			6.2	(2.4%)		8.7	

5.1.3 検討結果

TEKが行った想定結果およびマクロ手法による予測結果の比較を Table 5-6 および Fig 5-3 に示す。

Table 5-6 Comparison of Demand Forecasts

Period (Year)	By TEK		By Macro-method		Difference	
	GWh: (a)	Growth Rate (%)	GWh: (b)	Growth Rate (%)	(c): (a)-(b)	%: (c)/(a)
End of 1977	21,400*	13.7*	20,565**	12.8**	835	3.9
End of 1982	39,500	13.0	33,900	10.5	5,600	14.2
End of 1987	70,400	12.3	54,500	10.0	15,900	22.6
End of 1992	117,000	10.7	86,400	9.7	30,600	26.2
End of 1997	182,900	9.3	134,200	9.2	48,700	26.6
End of 2000	233,200		173,000		60,200	25.8
1977 - 2000		10.9		9.7		

Note: *) Estimated ** Recorded

同図表より、年毎の総発電電力量はマクロ手法による値の方が下回っており、1997年では26.6%の差が認められる。この両者間に生じた差は下記の要因によるものと考えられる。

- 想定 of 初期条件となる1977年の電力量の値を、TEKは見積値を、マクロ手法は実績値を採用した。
- 将来の人口増加率についてはTEKは年率2.5%を、マクロ手法では近年の人口増加率の減少傾向を考慮して2.4%とした。
- マクロ手法では想定 of 初期条件となる1977年のGNPの1人当りの伸び率をここ2～3年の状況を加味して4.0%とした。

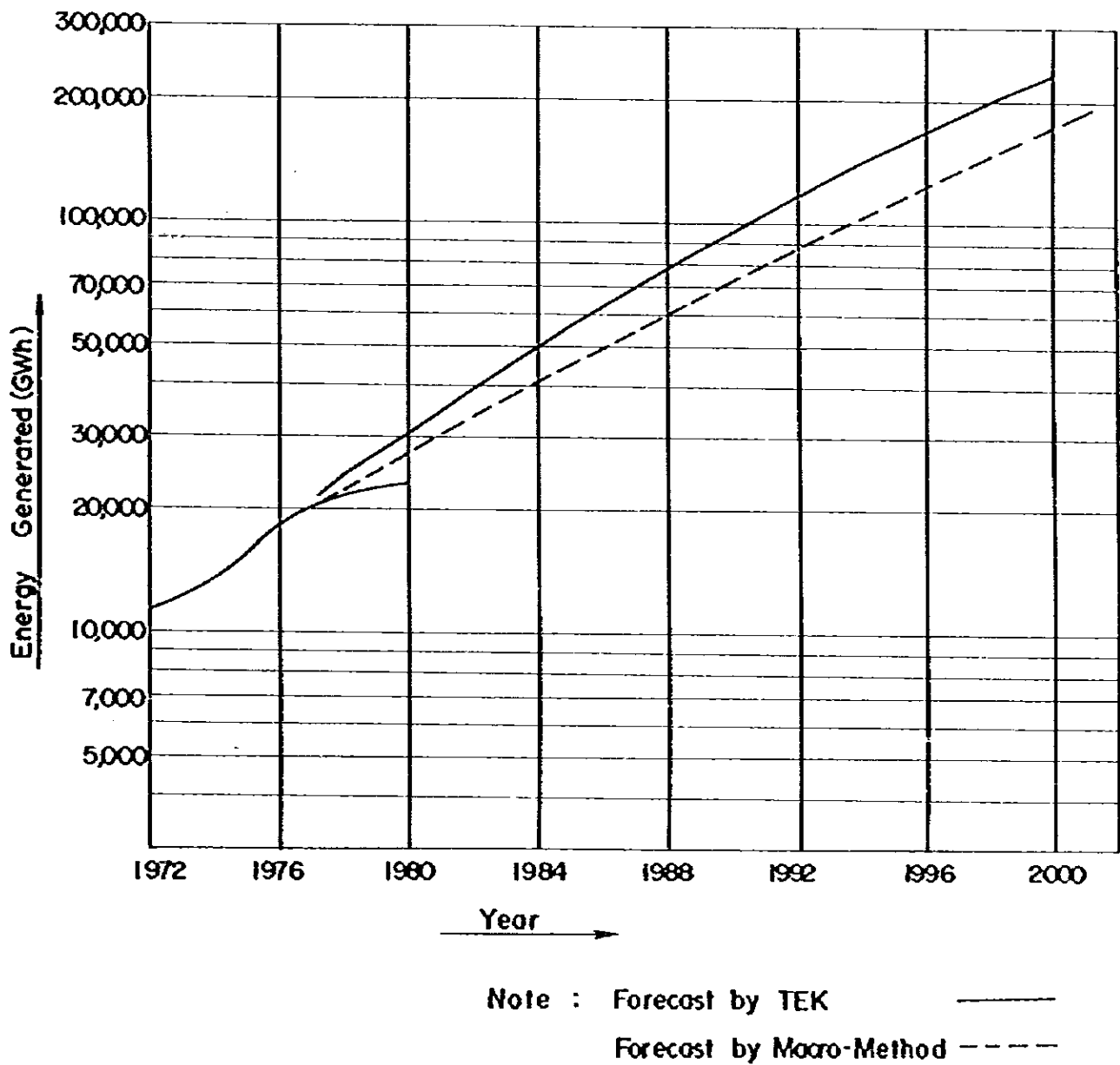
両者の需要の成長率に着目すれば大きな差は認められず、2000年までの23年間の平均成長率はTEKが10.9%、マクロ手法が9.7%である。

Figs. 5-1および5-2の相関関係はトルコ共和国の現状および過去の諸条件を基準にして、世界的な傾向を指標に設定されたものである。

トルコ共和国の人口1人当りのGNPの成長率に対する人口1人当りの電力量の成長率の比率、すなわち弾性値は非常に高い値を示している。これは経済成長率に比べて、消費電力

の伸び率が高水準であることを意味している。しかし人口1人当りの電力量がある水準に達した後は緩やかな世界的な成長率に収斂するであろうと想定した。

Fig. 5-3 Comparison of Demand Forecasts : Energy



5.2 需要供給バランス

5.2.1 供給計画

トルコ共和国における理論包蔵水力は年間 155,000GWh といわれている。このうち経済的に開発可能な地点の年間電力量は Table 5-7 に示されている。保証電力量は 64,074GWh、年間電力量は 90,606GWh と現時点では評価されている。

Table 5-7 Total of Hydraulic Power Plant Projects in Turkey

State of Project	Number of Project	Capacity (MW)			Energy Generated (GWh)	
		Installed	Average	Continuous	Average	Firm
In operation	44	2,131 (7.9%)	1,170	925	10,253 (11.3%)	8,107 (12.7%)
Under Construction	18	4,154 (15.4%)	1,672	1,080	14,651 (16.2%)	9,460 (14.8%)
Final Design	26	4,483 (16.6%)	1,712	1,400	14,977 (16.5%)	12,264 (19.1%)
In Planning Stage	20	3,871 (14.4%)	1,213	967	10,631 (11.7%)	8,471 (13.2%)
In Master Plan Stage	202	12,331 (45.7%)	4,577	2,942	40,094 (44.3%)	25,772 (40.2%)
Total	310	26,970 (100%)	10,344	7,314	90,606 (100%)	64,074 (100%)

1981年から1994年までの発電計画を Table 5-8 および 5-9 に示す。この計画は、DSI および TEK の計画を基にマクロ手法による需要想定結果に見合うよう若干後倒しにしたものである。この発電計画によれば、1994年の総設備容量は現在の 5.3 倍に拡充され、27,900MW に達する。また 1994年の保証電力量は現在の 5.1 倍となり、109,100GWh に増大することとなる。水力発電設備容量は 1994年で現在の約 7.1 倍に拡充され、Fig. 5-4 で示されるように全設備のうち 55% を水力が占めることとなる。

水力エネルギーの有効利用は年々向上しており (Fig. 5-5 参照)、1994年で開発可能地点が保有するエネルギーの 60% までが開発され、水力は価値の高いエネルギー源として活用されることとなる。Table 5-10 に現在建設が進められている主要な水力発電所を示す。

Table 5-8 Construction Schedule of Power Plants in Turkey

(Unit: MW)

Year	Installed Capacity				Average Capacity		Continuous Capacity	
	Thermal		Hydraulic		Hydraulic (3)	Total (1) + (3)	Hydraulic (4)	Total (1) + (4)
	New Plant	Total (1)	New Plant	Total (2)				
Existing	-	3,153	-	2,131	1,170	4,323	925	4,078
1981	0	3,153	180	2,311	1,228	4,381	983	4,136
1982	375	3,528	711	3,022	1,410	4,938	1,021	4,549
1983	765	4,293	125	3,147	1,427	5,720	1,021	5,314
1984	680	4,973	678	3,825	1,677	6,650	1,117	6,090
1985	990	5,963	15	3,840	1,685	7,648	1,122	7,085
1986	1,070	7,033	816	4,656	2,293	9,326	1,684	8,717
1987	450	7,483	1,690	6,346	2,947	10,430	2,124	9,607
1988	600	8,083	967	7,313	3,138	11,221	2,215	10,298
1989	900	8,983	166	7,479	3,205	12,188	2,254	11,237
1990	600	9,583	1,099	8,578	3,614	13,197	2,470	12,053
1991	300	9,883	1,480	10,058	4,412	14,295	3,124	13,007
1992	1,000	10,883	1,788	11,846	5,182	16,065	3,674	14,557
1993	900	11,783	1,158	13,004	5,555	17,338	3,910	15,693
1994	900	12,683	2,229	15,233	6,158	18,841	4,292	16,975
Total (Additional)	9,530	-	13,102	-	-	-	-	-

Table 5-9 Production Schedule of Available Energy Generated

Year	(Unit: GWh)					
	By Thermal: (1)	By Hydraulic		Total		
		Firm: (2)	Average: (3)	Firm: (1) + (2)	Average: (1) + (3)	
Existing						
1981	13,260	8,107	10,253	21,367	23,513	
1982	13,260	8,607	10,753	21,867	24,013	
1983	15,510	8,945	12,354	24,455	27,864	
1984	19,830	8,945	12,501	28,775	32,331	
1985	23,730	9,787	14,690	33,517	38,420	
1986	29,670	9,829	14,761	39,499	44,431	
1987	36,090	14,747	20,090	50,837	56,180	
1988	38,790	18,599	25,816	57,389	64,606	
1989	42,690	19,393	27,485	62,083	70,175	
1990	48,390	19,731	28,069	68,121	76,459	
1991	52,290	21,621	31,655	73,911	83,945	
1992	54,090	27,346	38,648	81,436	92,738	
1993	60,090	32,185	45,393	92,275	105,483	
1994	65,790	34,248	48,659	100,038	114,449	
1994	71,490	37,600	53,944	109,090	125,434	
Total (Additional)	58,230	29,493	43,691	87,723	101,921	

Fig. 5-4 Ratio of Hydraulic Power Stations in Total Installed Capacity (Forecast)

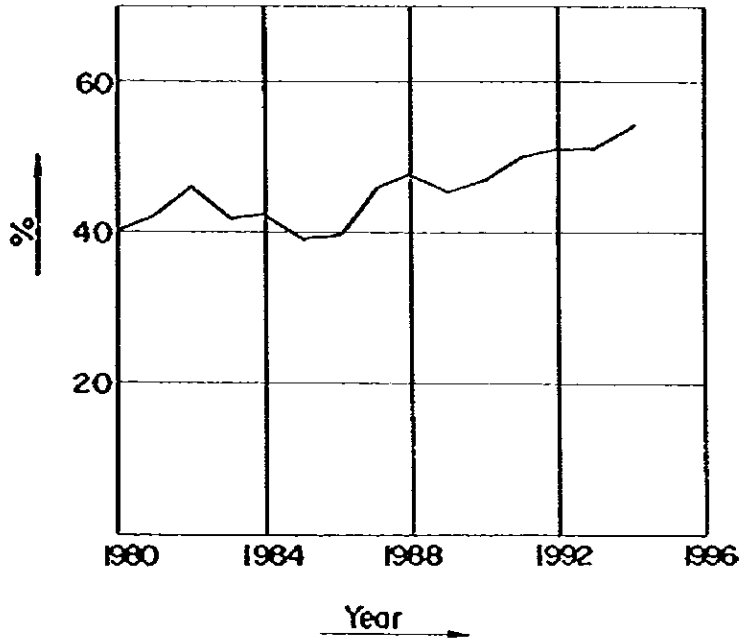


Fig. 5-5 State of Development of Hydraulic Energy (Forecast)

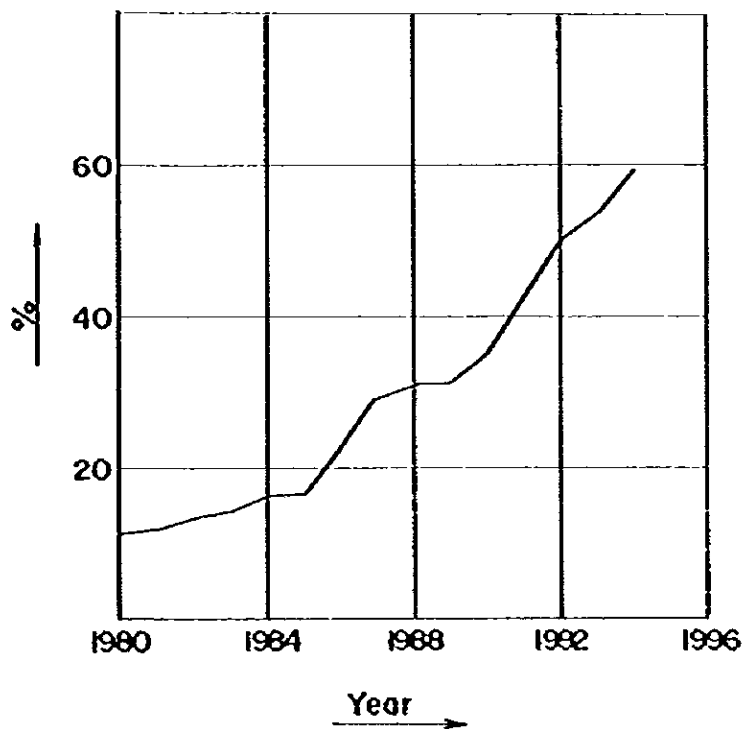


Table 5-10 Major Hydraulic Power Plants under Construction

Project	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Year of Commissioning
		Average	Firm	
Keban (#1 - 8)	1,350	6,220	4,460	1974 - 1982
S. Ugurlu	46	273	206	1982
H. Ugurlu (#1 - 4)	500	1,297	820	1980 - 1983
Aslantas (#1 - 3)	138	569	360	1984
Oymapinar (#1 - 4)	540	1,620	482	1983 - 1984
Karacaören (#1, 2)	30	142	84	1984 - 1985
Adigüzel	60	280	150	1986
Köklüce	90	588	576	1986
Kapulukaya (#1 - 3)	51	190	150	1986
Altinkaya (#1 - 4)	700	1,632	1,334	1986 - 1987
Cezende	150	528	130	1987
Henzelet (#1 - 4)	120	334	192	1987
Kilickaya (#1, 2)	120	332	236	1987
Karakaya (#1 - 6)	1,800	7,354	6,278	1986 - 1989

5.2.2 需要供給バランス

マクロ手法による需要想定結果および供給計画から予測される1994年までの電力エネルギーのバランスシートをTable 5-11に示す。またFig. 5-6およびFig. 5-7に需給バランスの傾向をグラフで示す。

1981年から1985年にかけては特に電力量の供給不足が顕著で、電力事情はかなり逼迫したものになっている。しかし1986年以降は、現在の開発計画が順調に推進されれば、次第にゆとりのある安定した電力供給が可能になるであろう。

DSIはBeskonak計画の運開年を1993年に想定しているが電力需給バランスを保持するという観点から、この時期に本計画が運開されることは妥当なものと判断される。

Table 5-11 Energy Balance Estimated

Year	Energy Demand Estimated: (1) (GWh)	Available Energy Supplied		Firm		Allowance	
		Firm: (2) (GWh)	Average: (3) (GWh)	GWh: (4) (2) - (1)	% (4)/(1)	GWh: (5) (3) - (1)	Average %
1980	23,275	21,367	23,513	-1,908	-8.2	238	1.0
1981	29,800	21,867	24,013	-7,933	-26.6	-5,787	-19.4
1982	33,900	24,455	27,864	-9,445	-27.9	-6,036	-17.8
1983	37,600	28,775	32,331	-8,825	-23.5	-5,269	-14.0
1984	40,400	33,517	38,420	-6,883	-17.0	-1,980	-4.9
1985	45,400	39,499	44,431	-5,901	-13.0	-969	-2.1
1986	50,200	50,837	56,180	637	1.3	5,980	11.9
1987	54,500	57,389	64,606	2,889	5.3	10,106	18.5
1988	59,600	62,083	70,175	2,483	4.2	10,575	17.7
1989	66,600	68,121	76,459	1,521	2.3	9,859	14.8
1990	71,600	73,911	83,945	2,311	3.2	12,345	17.2
1991	79,200	81,436	92,738	2,236	2.8	13,538	17.1
1992	86,400	92,275	105,483	5,875	6.8	19,083	22.1
1993	92,600	100,038	114,449	7,438	8.0	21,849	23.6
1994	104,400	109,090	125,434	4,690	4.5	21,034	20.1

Fig. 5-6 Demand Forecast : Energy

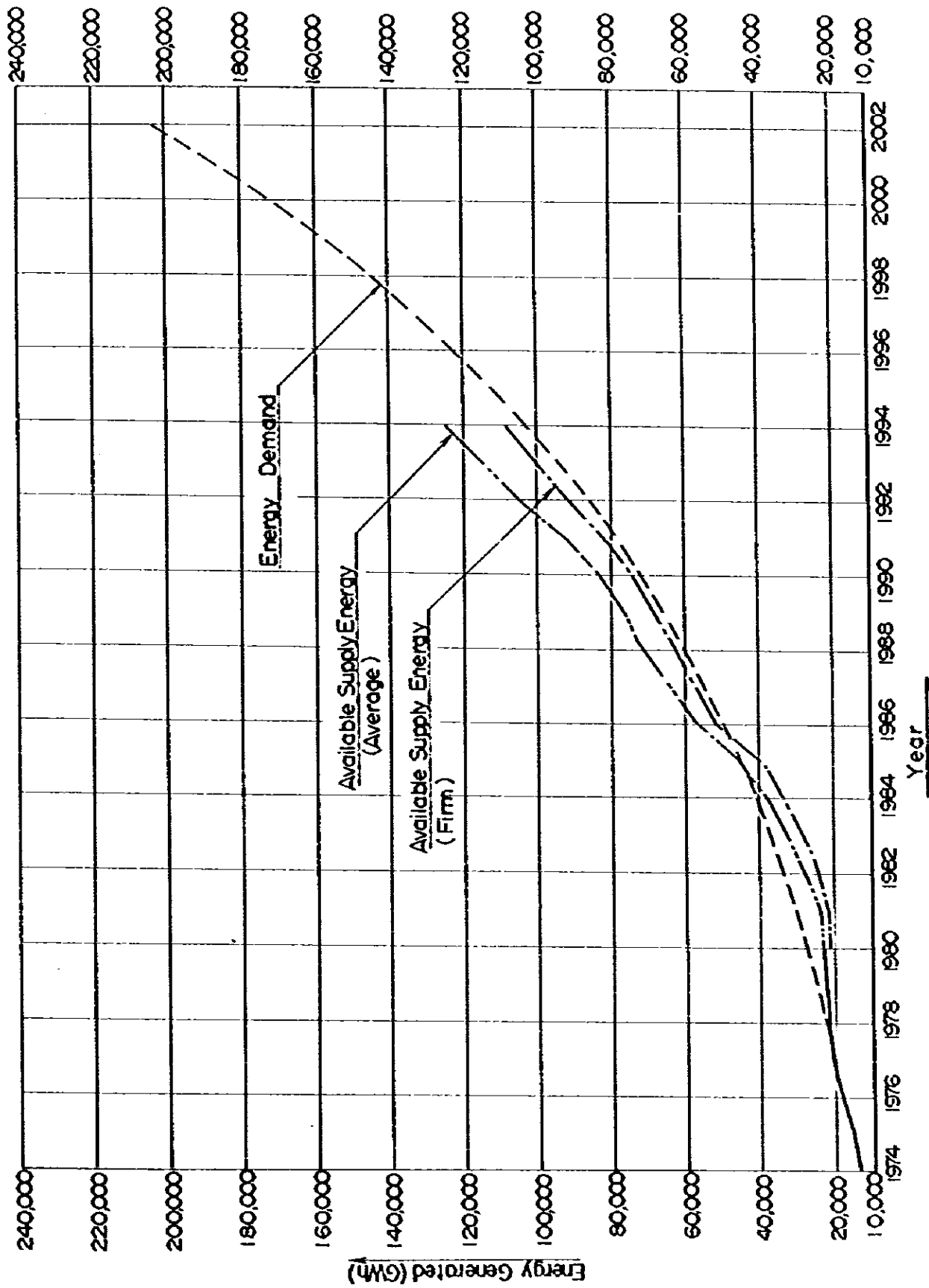
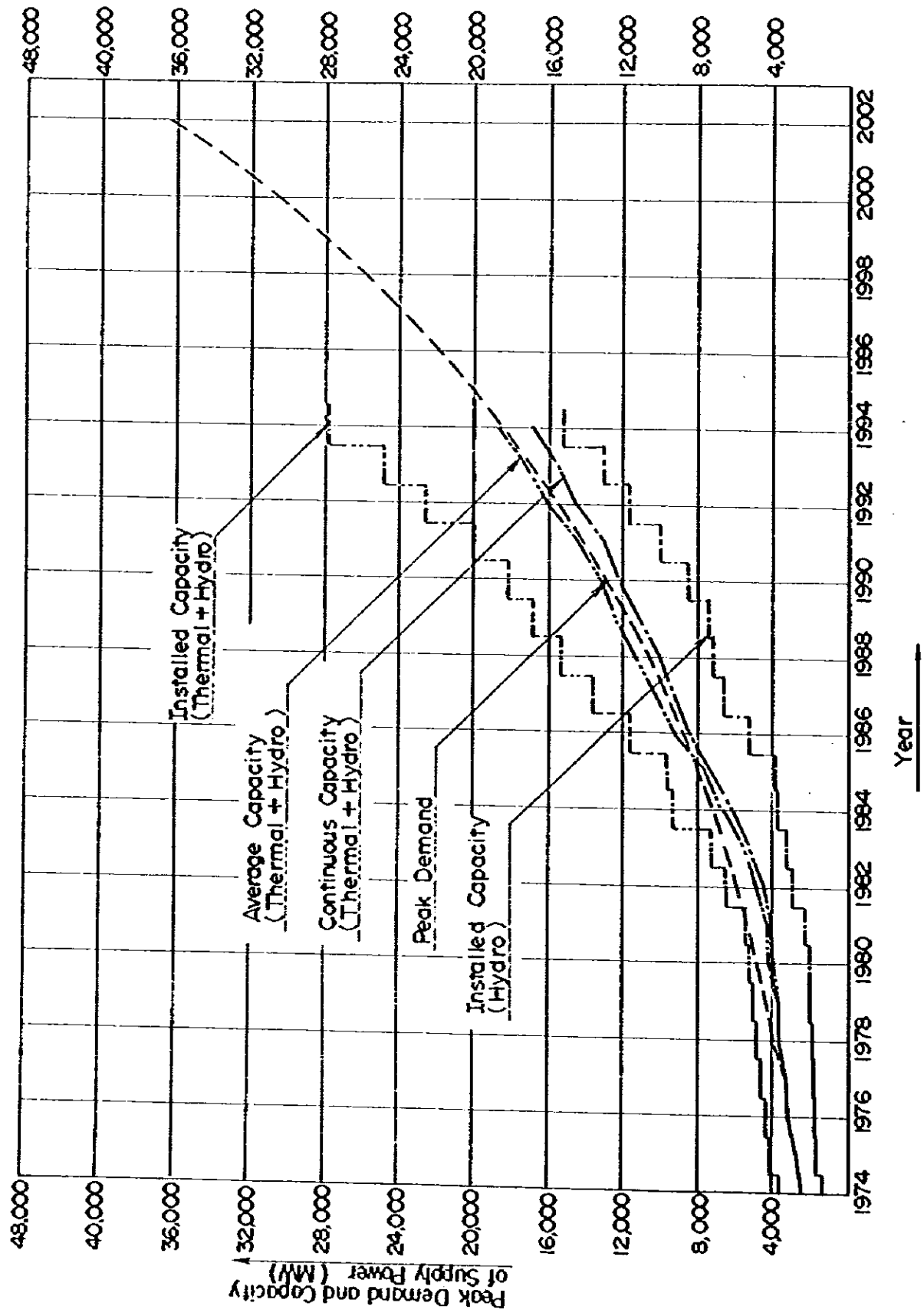


Fig. 5-7 Demand Forecast : Power



第6章 水 文

第6章 水 文

6.1	気象および水文の概要	Ⅱ - 1
6.2	測水所および気象観測所	Ⅱ - 1
6.3	計画地点の流量算定	Ⅱ - 3
6.3.1	河川流量	Ⅱ - 3
6.3.2	適用測水所	Ⅱ - 3
6.3.3	流量算定期間	Ⅱ - 3
6.3.4	流量算定	Ⅱ - 3
6.4	降 雨	Ⅱ - 6
6.5	気 温	Ⅱ - 6
6.6	蒸 発	Ⅱ - 12
6.7	堆 砂	Ⅱ - 12
6.8	設計洪水量	Ⅱ - 14
6.8.1	可能最大降雨(PMP)	Ⅱ - 14
6.8.2	単位図の作成	Ⅱ - 17
6.8.3	PMPの時間分布	Ⅱ - 23
6.8.4	有効降雨	Ⅱ - 25
6.8.5	PMPによるFlood Hydrograph	Ⅱ - 25
6.8.6	融 雪	Ⅱ - 25
6.8.7	基底流量	Ⅱ - 26
6.8.8	可能最大洪水(PMF)	Ⅱ - 26
6.8.9	確率洪水	Ⅱ - 26
6.8.10	洪水解析	Ⅱ - 26

LIST OF FIGURES

- Fig. 6-1 Runoff G.S. & Meteorological G.S. in Koprucay Basin
- Fig. 6-2 Isohyetal Map of Annual Mean Precipitation
- Fig. 6-3 Monthly Average Precipitation within and around Köprücay Basin
- Fig. 6-4 Existing Precipitation and Temperature Data
- Fig. 6-5 Sediment Rating Curve at Beskonak Gauging Station
- Fig. 6-6 Depths of Precipitable Water in a Column of Air
- Fig. 6-7 Observed Flood Hydrographs at Beskonak G.S.
- Fig. 6-8 Unit Hydrograph of 6 hours Duration and 10 mm Runoff Depth
- Fig. 6-9 Unit Hydrograph at Beskonak Dam Site
- Fig. 6-10 Synthetic Unit Hydrograph at Beskonak Dam Site
- Fig. 6-11 Time Distribution of 24-hour Rainfall at Antalya
- Fig. 6-12 Probable Maximum Flood Hydrograph
- Fig. 6-13 Flood Frequency Curve at Beskonak G.S.
- Fig. 6-14 Spillway Discharge Curve

LIST OF TABLES

- Table 6-1 Monthly Inflow at Beskonak Dam Site
- Table 6-2 Seasonal Variations of Annual Average Precipitation within and around Köprücay Basin
- Table 6-3 Monthly Evaporation from Beskonak Reservoir
- Table 6-4 Area Average Rainfall during Selected Historical Storms
- Table 6-5 Storm Maximization for Selected Historical Storms
- Table 6-6 Most Critical Storm Sequence
- Table 6-7 Effective Rainfall Duration of PHP
- Table 6-8 Maximum Snowmelt Runoff for the Catchment Area of Beskonak Dam Site
- Table 6-9 Annual Peak Discharge at Beskonak G.S.

第 6 章 水 文

6.1 気象および水文の概要

Beskonak 計画地点は、Köprücay 川の河口より約 40 km 上流に位置し、その流域面積は 1,980 km² で、Köprücay 川全流域の約 80 % を占めている。

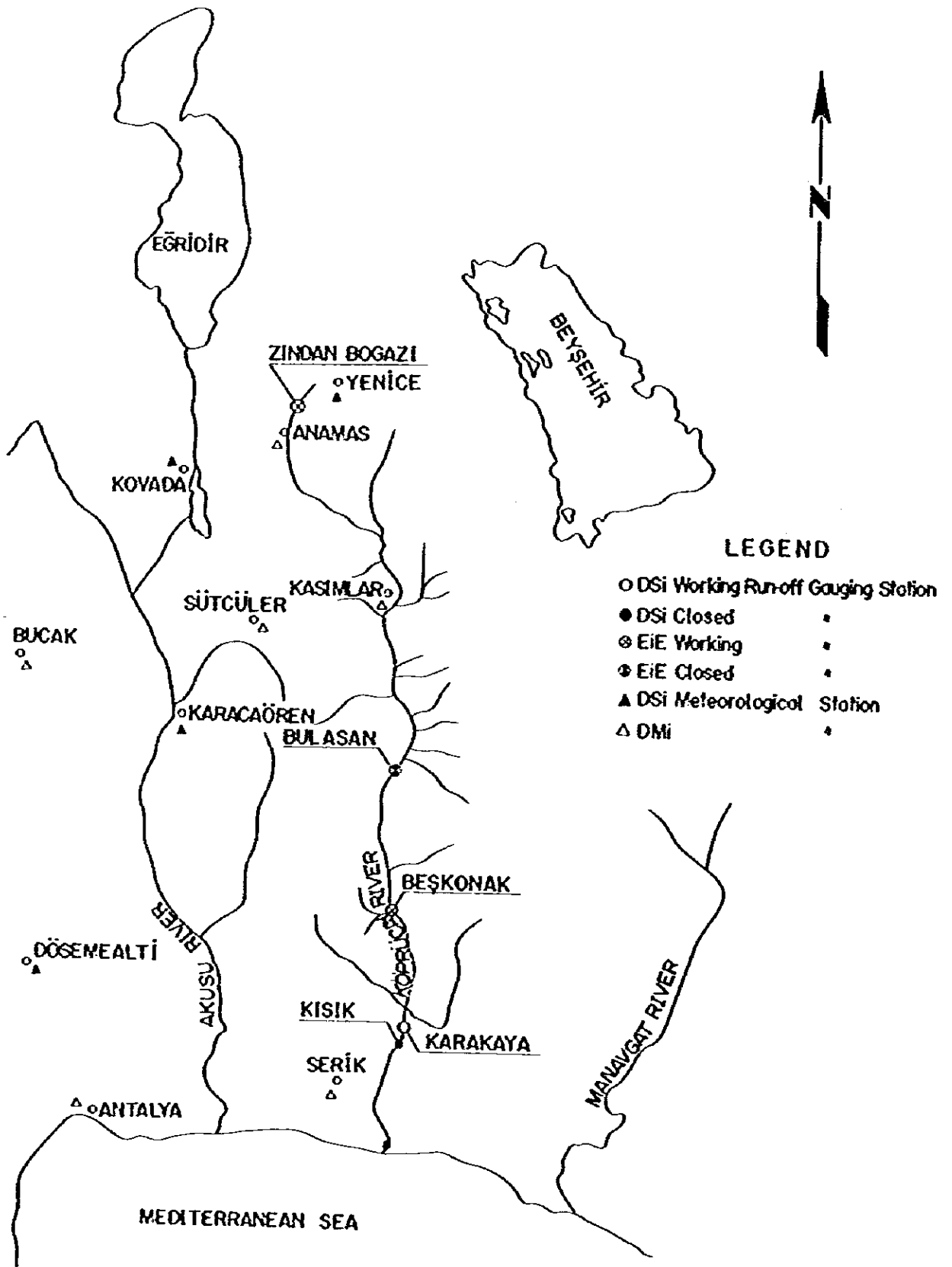
計画地点の年間流量は $2.63 \times 10^9 \text{ m}^3$ 、流域平均の年間降雨量は 1,100 mm である。100 km² 当りの比流量は 4.22 m³/sec でトルコ国の他地点と比較すると恵まれている。また降雨日数は年間 90 日程度で、年平均気温は Antalya において 18.6°C である。

6.2 測水所および気象観測所

Köprücay 川流域には測水所が 6 箇所設置されているが、Bulasan、Kisik 等 3 箇所の測水所は現在廃止されている。Köprücay 川流域およびその周辺には多くの気象観測所があり、Antalya 気象観測所では降水、気温、湿度、蒸発量、蒸気圧、風、日照時間等を測定している。Serik、Beskonak をはじめ 11 箇所の観測所では降水を測定している。

Köprücay 川流域の測水所および気象観測所の位置を Fig. 6-1 に示す。

Fig. 6-1 Run-off G.S. & Meteorological G.S. in Köprüçay Basin



6.3 計画地点の流量算定

6.3.1 河川流量

Beskonak 計画地点の流域面積は 1/25,000 の地形図によると 1,980km²である。Beskonak 測水所の流域面積は 2,072.8km² (1940年1月～1962年9月), 1960.8km² (1962年10月～1963年9月), 1942.4km² (1963年10月～現在)である。したがって測水所の計画地点に対する流域面積比は 104.7%, 99.0%, 98.1%である。

計画地点の約 15km 上流には川沿い約 2km にわたり Oluk-köprü 湧泉群がある。過去の調査によれば、湧水量の合計は乾期において約 35 m³/s 程度であり、雨期においてはこの 2～3 倍に達すると報告されている。この湧泉群のために河川流量と計画流域内の降水量との間には明確な相関関係が成立していない。

計画地点の流量算定にあたっては、厳密には河川流量の源質を湧水量と降水量に分離する必要がある。しかし Beskonak 測水所と計画地点の流域面積がほとんど変わらないので、流域面積比による方法で計画地点の流量算定を行っても、河川流量を過大評価することはないと判断した。

6.3.2 適用測水所

Beskonak ダム 地点流量を算定するのに使用した Beskonak 測水所の流量資料 (monthly data) は Appendix A-2 に示す通りである。

6.3.3 流量算定期間

Beskonak 測水所では 1940年1月より現在に至るまで観測が行なわれている。測水所を設置したばかりの初期の測水データ (1940年1月～同年9月) は、他の年の測水データと比較すると信ぴょう性がないので採用しないことにした。

そこで、流量算定期間は可能な限り長くとることにして 1940年10月～1980年9月の 40ヶ年を計画地点の流量算定期間とした。

6.3.4 流量算定

Beskonak ダム 地点流量は、Fig. 9-1 に示されている Köprücay 川上流部の Degirmenözü-Beskonak 灌漑計画、および Yılanlı 灌漑計画 (取水量合計; 3.10 m³/s、取水期間; 6～9月) を考慮し、流域面積比による方法で下式により算定した。

$$Q_{\text{BESKONAK}} = \begin{cases} R \times Q_{\text{BGS}} & ; \text{10月1日～5月31日} \\ R \times Q_{\text{BGS}} - 3.10 & ; \text{6月1日～9月30日} \end{cases}$$

$$R = \begin{cases} 0.955 & : 1940 \text{ 年 } 10 \text{ 月 } \sim 1962 \text{ 年 } 9 \text{ 月} \\ 1.010 & : 1962 \text{ 年 } 10 \text{ 月 } \sim 1963 \text{ 年 } 9 \text{ 月} \\ 1.019 & : 1963 \text{ 年 } 10 \text{ 月 } \sim 1980 \text{ 年 } 9 \text{ 月} \end{cases}$$

Q_{BESKONAK} : Beskonak ダム地点流量

Q_{BGS} : Beskonak 測水所地点流量

R : 流域面積比

1940 年～1980 年の 40 ヶ年のダム地点流量を Table 6-1 に示す。

Table 6-1 Monthly Inflow at Beskonak Dam Site

Year	Unit: 10 ⁶ m ³												Total
	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	
1941	132.80	163.43	695.02	578.51	376.04	376.61	295.90	237.60	163.09	134.32	112.49	102.05	3,277.86
1942	144.45	151.32	183.31	496.39	454.44	456.90	368.25	284.19	177.58	134.08	110.30	93.64	3,077.92
1943	126.61	230.01	283.49	460.71	241.36	222.39	338.33	276.63	170.68	124.97	103.55	91.91	2,670.24
1944	118.44	121.72	225.87	367.72	519.71	502.71	384.32	307.69	208.60	155.00	122.93	103.94	3,138.71
1945	115.52	199.87	298.70	439.07	319.04	279.09	334.63	326.95	193.93	161.04	115.03	88.96	2,861.90
1946	144.23	123.98	541.33	314.02	379.85	359.60	394.19	371.12	259.10	185.08	147.15	104.30	3,323.95
1947	121.33	97.33	467.01	375.78	481.81	277.75	219.85	202.62	130.79	98.99	71.14	62.86	2,607.26
1948	72.00	167.39	424.42	479.14	450.16	236.40	255.10	245.09	165.78	139.17	79.33	64.20	2,779.18
1949	67.42	61.12	99.07	134.70	148.54	498.78	317.31	285.33	149.43	102.40	74.38	59.56	1,905.03
1950	63.88	75.76	129.23	182.10	106.83	160.20	243.47	250.08	133.90	82.41	59.67	51.87	1,539.31
1951	59.54	56.82	88.68	361.69	174.69	367.85	349.17	330.45	243.73	135.34	161.94	145.94	2,536.84
1952	181.86	110.99	141.18	269.34	374.54	306.01	271.49	243.25	169.62	118.39	95.67	73.12	2,361.45
1953	81.80	296.86	1,086.68	851.87	432.31	382.96	334.34	322.29	229.88	160.45	113.32	94.17	4,366.85
1954	99.73	88.02	88.17	212.91	237.08	319.95	275.81	267.95	185.64	102.13	78.93	65.59	2,081.92
1955	84.95	153.84	364.85	487.66	313.82	253.30	237.19	181.41	123.38	92.78	76.01	69.13	2,438.32
1956	81.24	115.08	133.06	190.14	379.55	355.05	263.48	222.17	138.31	94.90	72.32	65.68	2,110.97
1957	67.98	97.58	125.75	151.97	152.51	289.75	171.05	188.21	125.56	81.48	63.77	58.73	1,574.34
1958	70.04	81.70	183.71	778.10	282.74	426.99	338.85	245.50	173.12	121.28	77.67	70.92	2,850.67
1959	71.33	62.47	312.57	632.61	253.46	169.90	192.42	165.39	121.59	83.65	66.95	51.76	2,180.10
1960	81.45	94.40	185.29	442.87	193.70	195.15	265.11	203.34	124.34	90.48	77.45	71.49	2,022.08
1961	81.51	77.01	246.17	254.58	451.34	197.45	326.45	117.26	103.45	83.00	71.67	65.50	2,145.51
1962	79.47	74.35	120.26	176.29	473.12	366.65	246.70	207.50	134.52	103.31	85.24	83.56	2,166.93
1963	102.69	93.93	478.58	510.74	493.20	320.74	244.42	300.14	212.68	139.53	106.49	88.23	3,129.78
1964	101.27	92.25	215.32	149.97	723.47	282.52	172.86	149.21	128.33	97.20	79.76	72.34	1,734.50
1965	81.10	84.91	181.08	302.63	549.16	445.17	455.16	414.71	213.01	127.25	102.53	91.60	3,041.92
1966	100.28	97.23	535.95	1,038.53	410.05	393.32	413.06	297.54	192.33	143.54	118.57	99.22	3,839.72
1967	101.43	99.95	377.82	350.01	234.93	276.87	430.89	305.63	175.94	134.13	112.80	93.51	2,699.95
1968	113.70	222.29	367.91	577.44	330.19	545.43	358.97	254.05	159.17	123.21	107.78	117.94	3,226.06
1969	113.03	165.84	390.83	578.93	311.08	379.58	380.45	358.37	202.31	145.97	119.97	104.43	3,250.55
1970	109.19	100.83	485.17	574.95	543.40	456.26	301.55	256.67	178.04	141.02	111.27	100.91	3,371.44
1971	119.08	139.61	195.36	199.56	311.01	338.74	281.59	242.85	160.95	111.82	94.09	84.08	2,279.07
1972	84.45	130.38	307.53	154.57	219.69	233.69	198.65	190.81	141.06	115.25	95.22	85.92	1,957.22
1973	130.52	113.32	98.91	122.75	234.32	345.35	239.81	206.40	137.09	132.37	86.57	76.65	1,854.06
1974	91.76	84.34	166.76	266.47	262.53	335.44	200.70	181.43	119.04	91.98	82.60	82.37	1,956.46
1975	95.86	104.95	360.27	445.26	334.07	350.74	379.05	384.78	223.40	141.59	113.43	87.74	3,021.29
1976	115.36	277.58	268.45	318.43	241.72	119.70	350.10	246.57	160.15	121.47	100.17	87.04	2,485.78
1977	146.86	123.20	510.61	230.56	213.23	245.98	314.75	239.23	134.91	102.18	90.21	87.84	2,439.55
1978	96.69	93.16	140.19	579.55	697.79	387.06	359.51	314.12	185.24	130.81	105.98	101.40	3,136.53
1979	139.25	179.24	370.40	696.33	422.23	251.23	229.39	250.14	217.34	134.43	102.23	80.45	3,092.16
1980	121.20	208.03	306.44	455.52	249.06	301.78	340.15	260.93	152.18	111.34	92.57	82.92	2,692.09
Ave.	102.76	127.80	302.28	409.87	340.38	325.55	301.81	260.05	167.97	121.05	95.49	84.93	2,634.84

6.4 降 雨

Köprücay 川流域およびその周辺の年間降雨量分布を Fig. 6-2 に示す。計画流域はトルコ国内では比較的多雨地帯に属しており、特にダム地点付近では年間降雨量が 1,500mm を超えている。

Köprücay 川流域内およびその周辺における年間の降雨状況を Table 6-2 に示す。12～2月の冬期の3ヶ月間の降雨量は年間降雨量の約50%を占めている。1年を通じて1月が最も多く流域平均で220mm、また7～8月が最も少なく10mm前後である。

流域内およびその周辺に位置する観測所で記録された月間平均降雨量を Fig. 6-3 に、降水観測期間を Fig. 6-4 に、降雨資料を Appendix A-2 に示す。

6.5 気 温

Beskonak 計画地点付近に設置されている気象観測所の観測期間を Fig. 6-4 に示す。気温（月最高気温、月最低気温、月平均気温）資料は Appendix A-2 に示す。

計画地点の南西約70kmに位置する Antalya の観測所の記録によれば、年平均気温は 18.6℃である。1年の中では7～8月が最も暑く、最高気温 44.7℃が記録されている。また12～1月が最も寒く、最低気温は-4.3℃である。

Fig. 6-2 Isohyetal Map of Annual Mean Precipitation

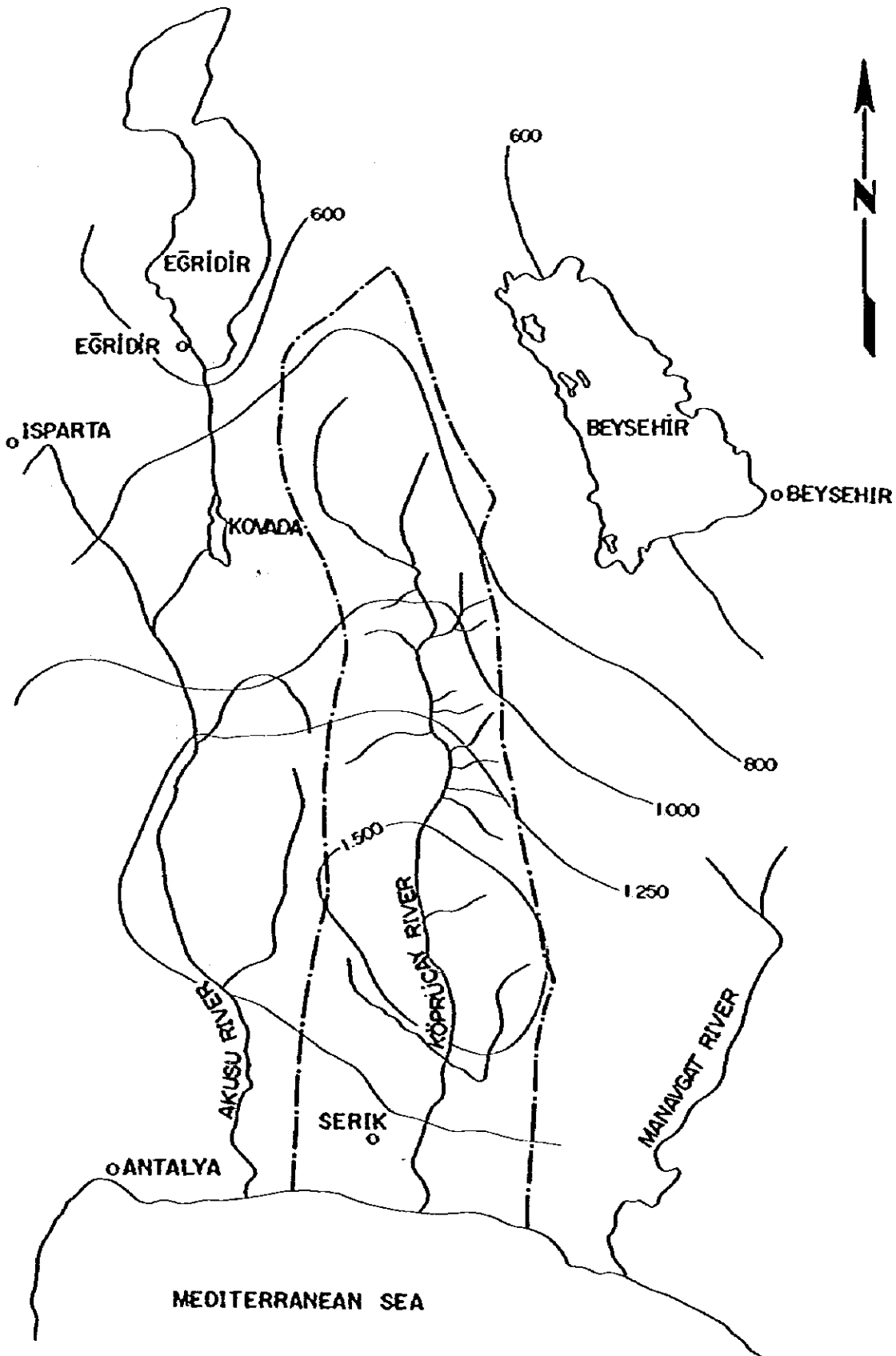


Table 6-2 Seasonal Variations of Annual Average Precipitation within and around Köprüçay Basin

Station Name	Annual Average Precipitation (mm)	Spring		Summer		Autumn		Winter	
		Mar., Apr., May (mm) (%)	Jun., Jul., Aug. (mm) (%)	Sept., Oct., Nov. (mm) (%)	Dec., Jan., Feb. (mm) (%)				
YENICE	861.2	247.0 28.7	51.7 6.0	148.0 17.2	414.3 48.1				
ANAMAS	852.1	241.9 28.4	54.9 6.4	155.3 18.2	400.2 47.0				
KASIMLAR	1,128.4	297.3 21.0	89.0 7.9	209.4 18.6	592.7 52.5				
BESKONAK	1,545.5	290.5 18.8	43.4 2.8	308.1 19.9	903.5 58.5				
ANTALYA	1,067.2	163.5 15.3	14.1 1.3	189.3 17.7	700.3 65.6				
KOVADA	1,311.1	332.8 25.4	67.4 5.1	202.4 15.4	708.7 54.1				
CARACAÖREN	1,390.3	311.9 22.4	44.6 3.2	261.5 18.8	772.2 55.5				
SERIK	1,040.8	168.4 16.2	14.8 1.4	189.4 18.2	668.1 64.2				
DÖSEMEALTI	1,098.5	229.3 20.9	29.0 2.6	140.9 12.8	699.4 63.7				
SÜTÇÜLER	895.1	249.4 27.9	62.2 6.9	172.7 19.3	410.7 45.9				
DEREBUCAK	1,003.5	238.7 23.8	37.3 3.7	200.4 20.0	527.1 52.5				

Fig. 6-3(1) Monthly Average Precipitation within and around KÖPRÜÇAY Basin

() : Annual Mean Precipitation (mm)

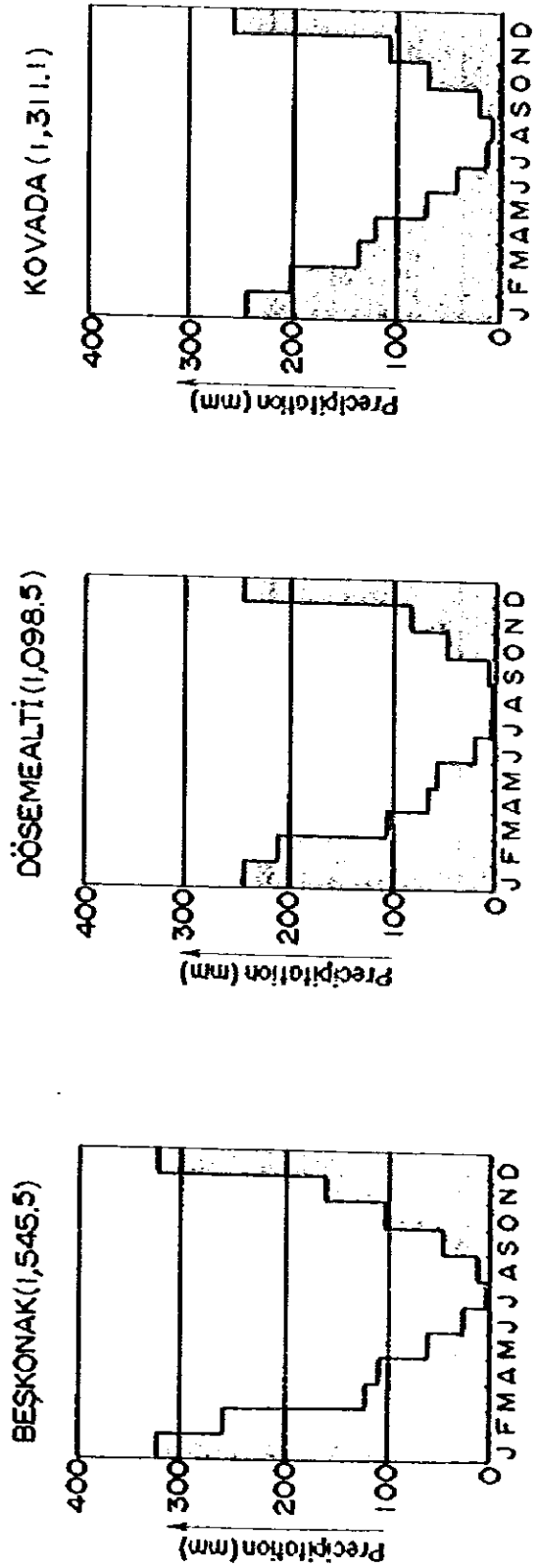
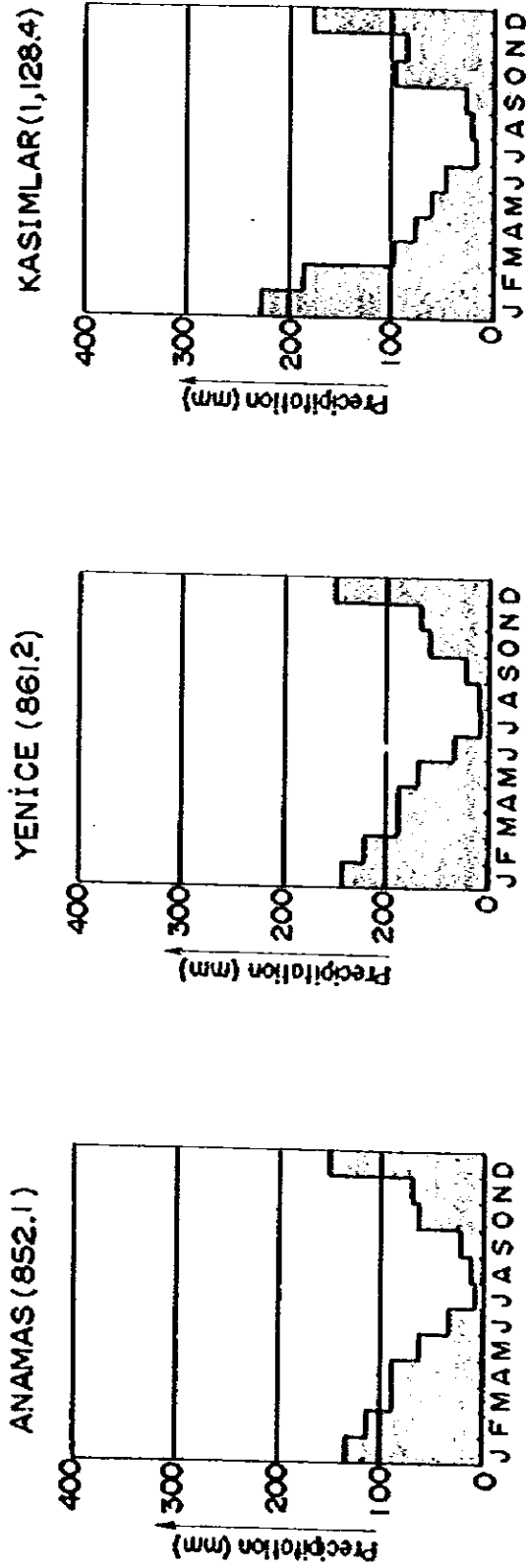


Fig. 6-3(2) Monthly Average Precipitation within and around KÖPRÜÇAY Basin

() : Annual Mean Precipitation (mm)

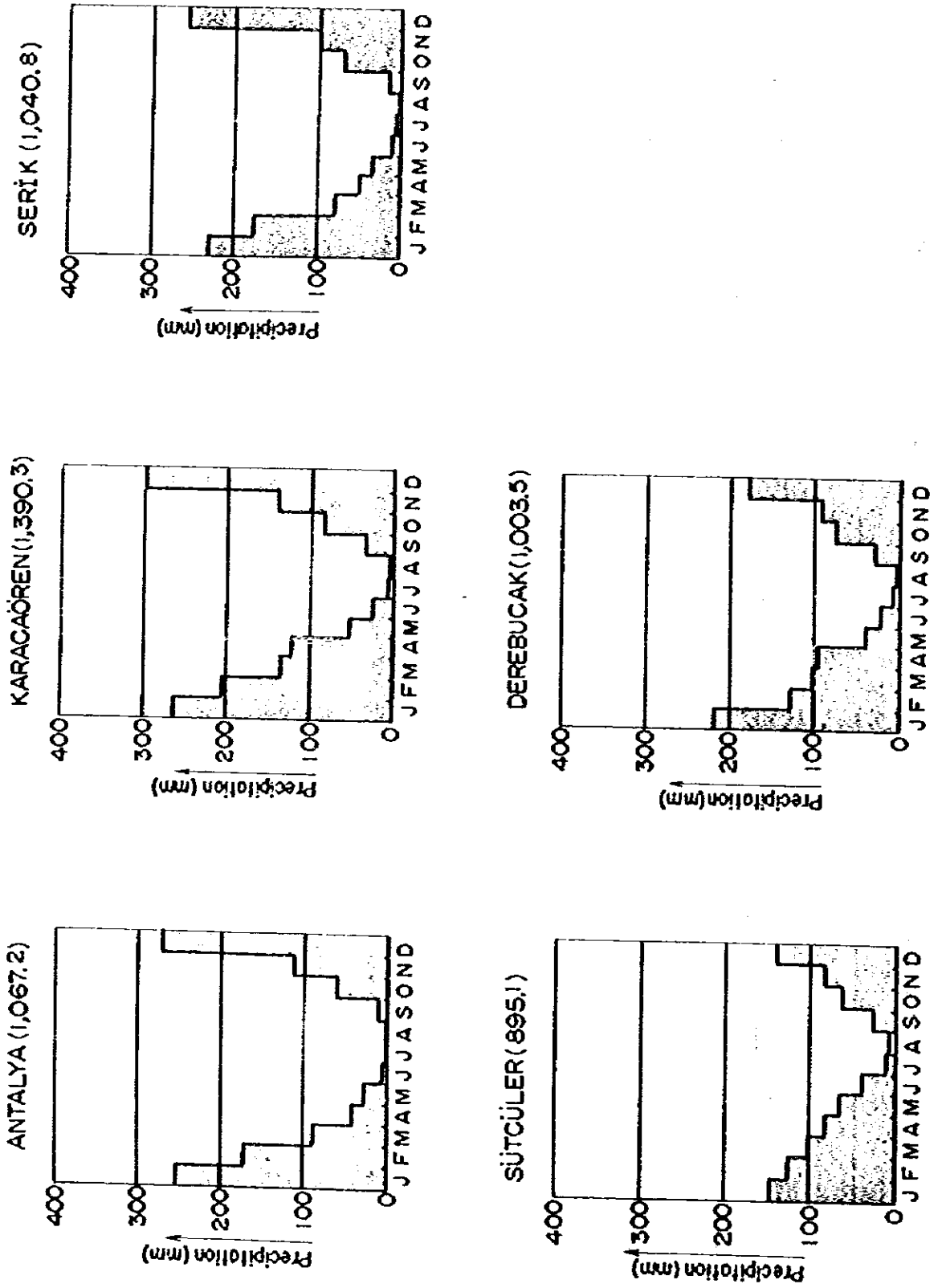


Fig. 6-4 Existing Precipitation and Temperature Data

Station Name	Observation Period (Precipitation)								Remarks
	1930	1940	1950	1960	1970	1980			
ANAMAS				1964		1980			within the basin
YENICE				1962		1980			"
KASIMLAR					1970	1980			"
BESKONAK				1964		1980			"
DÖSEMEALTI				1962		1980			around the basin
KOVADA				1963		1980			"
ANTALYA	1929					1980			"
KARACAÖREN				1962		1980			"
SERİK				1957		1980			"
SÜTÇÜLER			1951			1980			"
DEREBUCAK						1975	1980		"

Station Name	Observation Period (Temperature)								Remarks
	1930	1940	1950	1960	1970	1980			
ANTALYA	1930					1980			
SÜTÇÜLER				1964		1980			
SERİK						1972	1980		

6.6 蒸発

貯水池が築造されることによりあらたに発生する蒸発量は、貯水池水面からの蒸発と、貯水池築造前の植生からの蒸発散との差と考えられる。

Beskonak 貯水池からの蒸発量算定には Antalya 観測所の蒸発量資料を使用した。

1963～1980年の18ヶ年の資料に基づいて月平均蒸発量を求め、植生からの蒸発散を考慮して補正係数を0.70とし、貯水池築造後の蒸発量を算出した。その結果をTable 6-3に示す。

Antalya 観測所で記録された蒸発量観測資料は Appendix A-2に示す。

Table 6-3 Monthly Evaporation from Beskonak Reservoir

(unit : mm)

Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.
Evaporation	51.2	49.7	70.5	88.3	114.1	160.8	186.0
Month	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Total	
Evaporation	167.9	138.5	95.9	59.6	52.6	1,235.1	

6.7 堆砂

Beskonak 取水所地点における浮遊物質濃度と河川流量の実測資料に基づいて、Beskonak ダム地点の堆砂量を算出した。

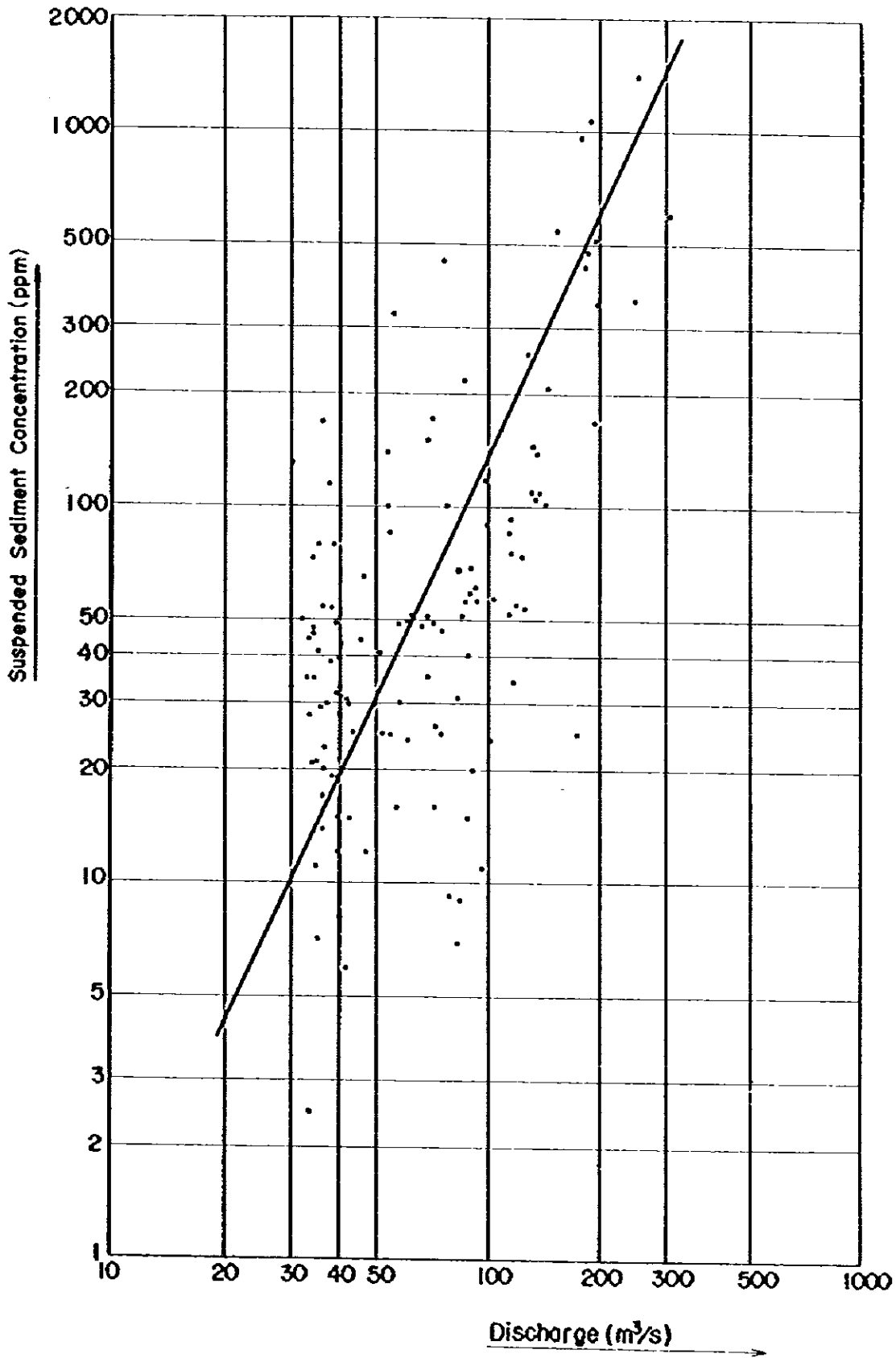
Beskonak 取水所地点では、1969年～1980年の期間に延べ123日間にわたって Köprücay 川の浮遊物質濃度と河川流量の測定が行われた。その測定記録によれば、浮遊物質濃度は最大1,391 ppm、最小2.5 ppm、平均112 ppmであった。

Beskonak 取水所地点の浮遊物質濃度 (ppm) と河川流量 (m^3/s) との相関関係を対数に表わすと Fig.6-5に示す通りとなる。この相関関係が、取水所の約8 km下流に位置する Beskonak ダム地点でも成り立つと仮定し、堆砂量の計算を行った。その結果、年比浮遊砂量は $402.6 m^3/km^2/yr$ と算出された。掃流砂量は浮遊砂量の20%に相当すると考えると、年比堆砂量は $48.3 m^3/km^2/yr$ になる。

Beskonak ダム左岸に設ける取水口の敷高 (El. 105m) まで堆砂面が到着するにはおよそ100年余り要するので、Beskonak 発電所の耐用年数中は堆砂による問題は生じないと考えられる。

Beskonak 取水所地点における Köprücay 川の浮遊物質濃度と河川流量の実測資料は Appendix A-2に示す。

Fig. 6-5 Sediment Rating Curve at Beşkonak Gauging Station



6.8 設計洪水量

Beskonak ダムならびに洪水吐の設計対象洪水量については、Beskonak 計画の経済的および社会的重要性を考慮すると、可能最大洪水量 (PMP) を検討することが必要であると考えられる。

限られた気象および水文資料に基づいて算出した PMP が適切か否かは、洪水頻度解析により算出した統計的確率洪水量と比較し、その妥当性を検証した。

6.8.1 可能最大降雨 (PMP)

Köprücay 川流域およびその近傍流域に設置されている 11 箇所の気象観測所の降水観測期間は Fig.6-4 に示す通りである。

流域内の 4 箇所 (Yenice, Anamas, Kasimlar, Beskonak) に配置されている観測所の降水記録が完備している 1970 年～1980 年の日雨量資料を精査して、PMP を算出するために 10 個の主要な Storm を選び出した。Storm 期間中における流域の平均降雨量は、Thiessen 法により算出した。その結果を Table 6-4 に示す。

Table 6-4 Area Average Rainfall during Selected Historical Storms

Storm No.	Date of Storm Occurrence	Rainfall Data (mm)				Area Average Value of Rainfall (mm)
		ANAXAS Sta.	YENICE Sta.	KASIMLAR Sta.	BESKONAK Sta.	
1	Feb. 21, '70	20.0	20.9	97.0	146.0	84.9
2	Nov. 22, '71	54.4	61.8	72.3	120.0	80.0
3	Dec. 11, '71	102.5	89.5	107.8	24.7	82.6
4	Jan. 30, '73	42.7	53.3	104.4	157.0	99.7
5	Dec. 16, '74	38.8	50.8	101.5	85.5	79.1
6	Jan. 31, '75	51.8	80.5	108.2	104.7	93.7
7	Dec. 13, '76	95.6	85.8	60.4	47.7	66.9
8	Dec. 27, '77	25.6	23.1	84.9	92.0	67.2
9	Feb. 19, '78	12.4	12.1	31.4	201.2	69.0
10	Jan. 4, '80	43.3	39.7	85.8	109.0	77.5

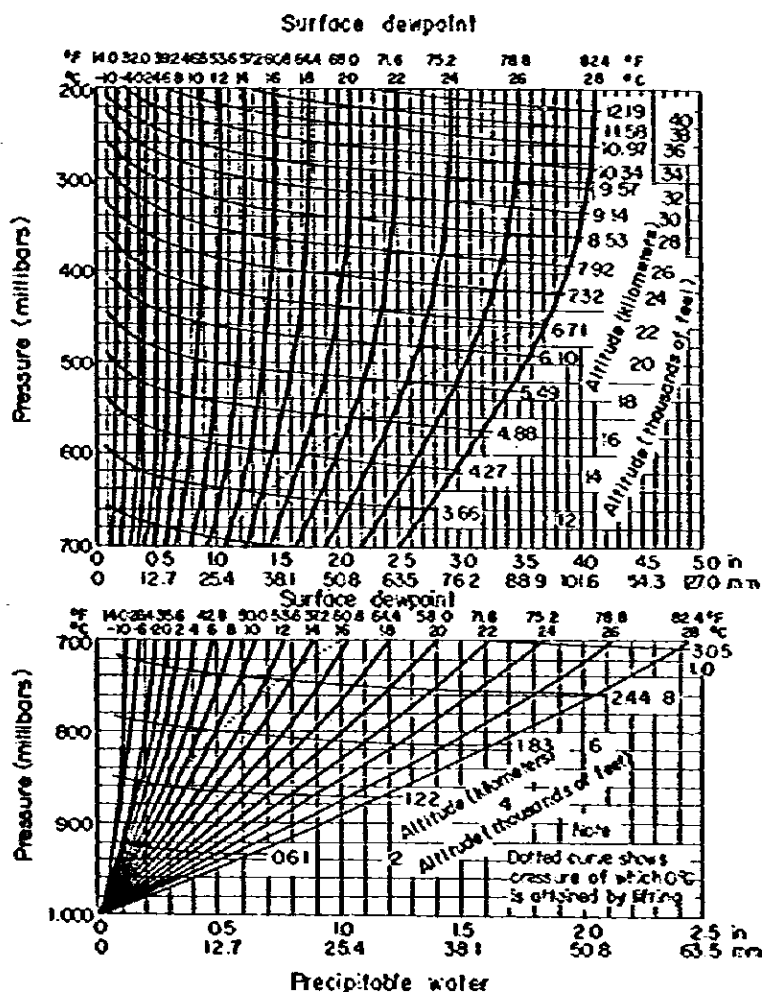
(1) Main Stormの Precipitable Water

Table 6-4に示されている10個のStormのPrecipitable Waterを以下に記す手順により算出した。

一般にPrecipitable Waterの計算にあたっては12-hour(または24-hour)Persisting Dew Pointの記録が必要である。計画地点周辺ではDew Pointの観測が行われていないので、Antalya観測所の日平均蒸気圧の値をDew Point(℃)に換算することにした。さらにDew Point(℃)を1,000mb面での値に換算し、U.S. Weather Bureau作成の計算図表(Fig.6-6参照)を用いてPrecipitable Waterを求めた。

なおKöprücay川流域の地形を考慮してTopographical BarrierはEL.1,200mとした。

Fig. 6-6 Depths of Precipitable Water in a Column of Air



Depths of precipitable water in a column of air of any height above the 1000-millibar level as a function of the 1000-millibar dewpoint, assuming saturation and pseudo-adiabatic lapse rate. (U.S. National Weather Service.)

(2) Maximum Precipitable Water

Table 6-4に示されている Stormを最大化するには、Maximum Precipitable Waterを求める必要がある。Maximum Precipitable Waterは、各 Stormが発生した月において可能と考えられる最大値を採用するのが妥当である。Antalya 観測所 (1930年～1980年) の 50年間の最大日平均蒸気圧を各月毎に調べ(1)と同様な手順により Maximum Precipitable Waterを算出した。

(3) PMP

可能最大降雨 (PMP) は、次式で求められる Adjustment Factor (AF) と Table 6-4に示されている Storm期間中の流域平均降雨量を乗じて算出した。

$$AF = \frac{\text{Maximum Precipitable Water (mm)}}{\text{Precipitable Water during Storm (mm)}}$$

この AFを用いて 10個の Stormを最大化した結果は Table 6-5に示されている。

30th Jan. 1973の Stormにおける PMPが 10個の Stormsの中では最大値をとる。したがって、この値 (PMP = 237mm) を計画流域における PMPに採用した。

Table 6-5 Storm Maximization for Selected Historical Storms

Storm No.	Date of Storm Occurrence	Area Average Value of Rainfall (mm)	Adjustment Factor	Probable Maximum Precipitation (mm)
1	Feb. 21, '70	84.9	2.37	201
2	Nov. 22, '71	80.0	1.97	158
3	Dec. 11, '71	82.6	1.76	145
4	Jan. 30, '73	99.7	2.38	237
5	Dec. 16, '74	79.1	2.02	160
6	Jan. 31, '75	93.7	2.43	228
7	Dec. 13, '76	66.9	1.48	99
8	Dec. 27, '77	67.2	2.67	179
9	Feb. 19, '78	69.0	1.92	132
10	Jan. 4, '80	77.5	2.54	197

6.8.2 単位図の作成

単位図を作成するにあたって、DS Iより提供された Beskonak 割水所地点における洪水時の時間-流量曲線 (Appendix A-2 参照) と、計画流域内の4箇所 (Yenice, Anamas, Kasimlar, Beskonak) で観測された日雨量資料を検討した。その結果、比較的ピーク流量が大きく、流域全体に一樣な降雨があった Storm を5個選び出し (Fig. 6-7 参照), Beskonak ダム地点における単位図を作成する資料とした。選び出した5個の洪水はどれも融雪期間外に起きているので、これらの洪水は降雨のみにより発生したと考えられる。

時間-流量曲線 (ハイドログラフ) を直接流出量と基底流出量とに分離し、流出係数を算定した。この流出係数を用いて一定比損失雨量法により、有効降雨量を求めた。

上記の手順で算出した直接流出量ならびに有効降雨量のデータを統計的 (線形解析法) に処理し、降雨時間 = 6-hour, 降雨強度 = 10mm の条件でそれぞれの単位図を作成した。

その結果を Fig.6-8 に示す。Fig.6-8 の 5 個の単位図を算術平均し、ピーク流量値に関しては若干の修正を行い、Beskonak ダム地点における単位図を作成した。その結果を Fig.6-9 に示す。

また Snyder の "Synthetic Unit Hydrograph" の概念を用い、計画流域および Köprücay 川の物理的条件を考慮して Beskonak ダム地点における単位図を作成した。その結果を Fig.6-10 に示す。

厳密に言えば、Fig.6-9 の単位図は Beskonak ダム地点におけるものではなく、Beskonak 割水所地点における単位図である。しかしながら両地点は約 8km しか離れていないので、Fig.6-9 の単位図は Beskonak ダム地点にも適用できると判断した。

Fig.6-9 および Fig.6-10 の単位図を比較すると、ピーク流量にわずかな違いはあるが、ほぼ等しいと考えられる。ダムおよび洪水吐の設計対象洪水量の計算に単位図が必要とされることを考慮して、ピーク流量の大きい Fig.6-9 を Beskonak ダム地点における単位図に採用した。

Fig. 6-7 Observed Flood Hydrographs at Beşkonak G.S

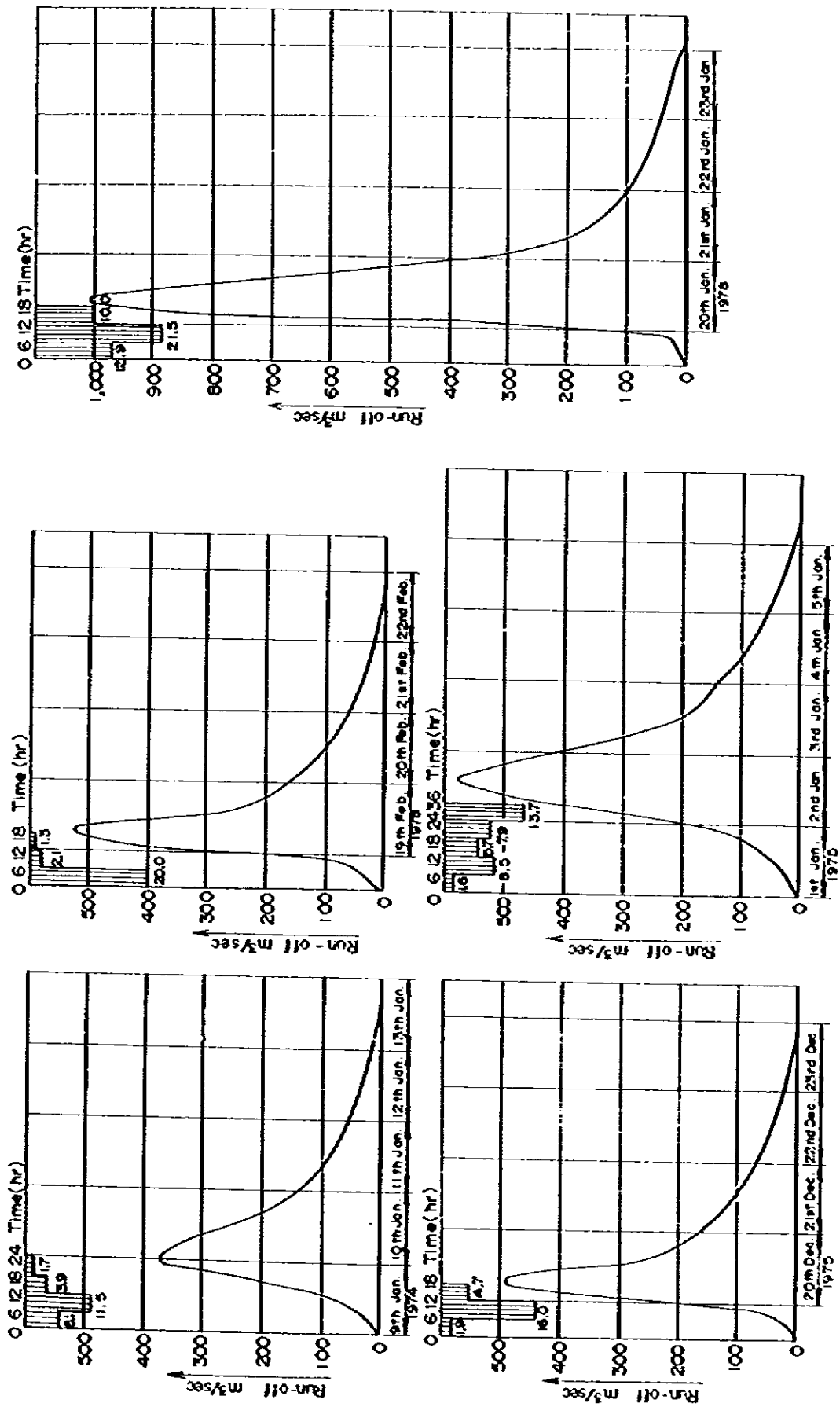


Fig. 6-8 Unit Hydrograph of 6 hours duration and 10mm run off depth

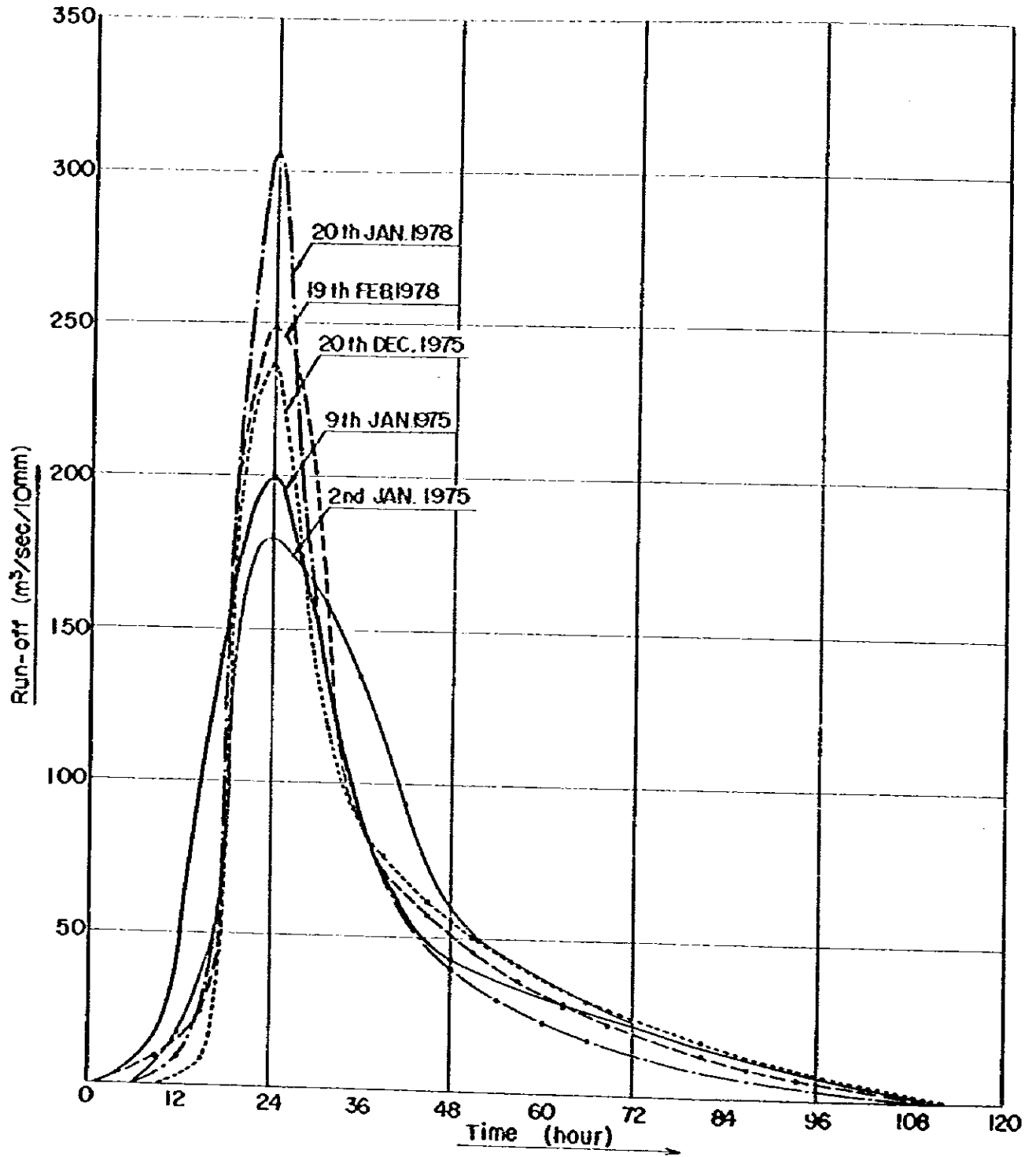


Fig. 6-9 Unit Hydrograph at Beşkonak Dam-Site

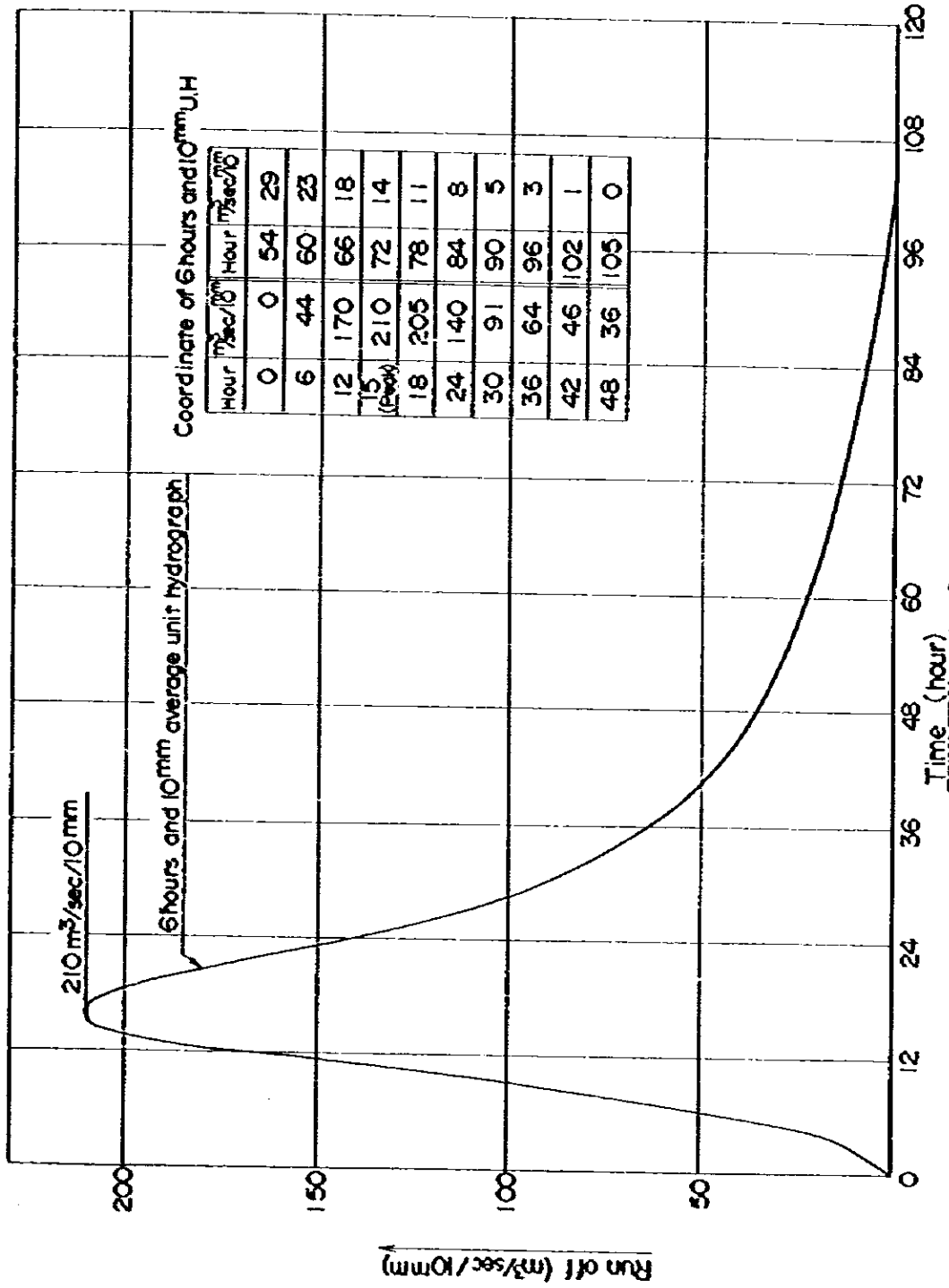
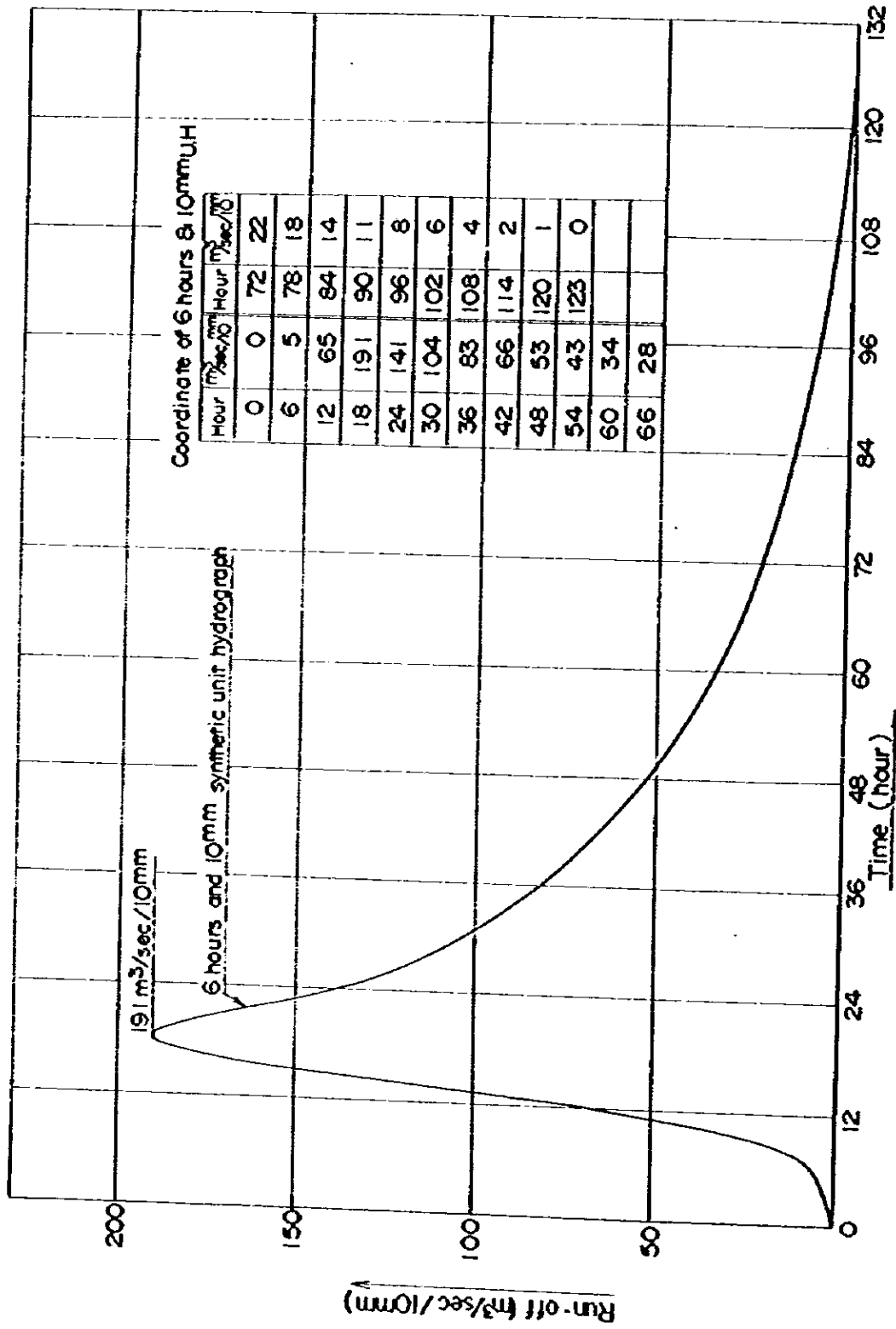


Fig. 6-10 Synthetic Unit Hydrograph at Beskonak Dam Site



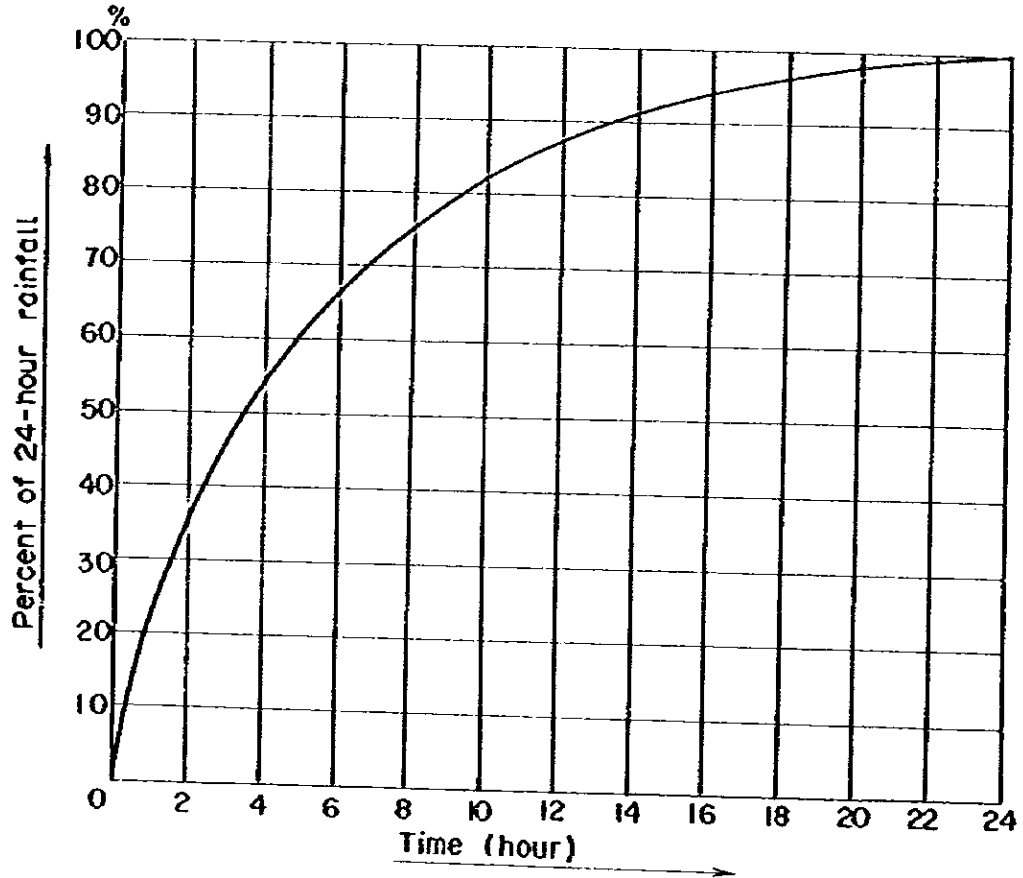
6.8.3 PMPの時間分布

計画流域内の観測所では、時間雨量の資料が無いので、Antalyaで観測された時間雨量資料をもとにPMPの時間分布を推定することにした。Antalyaにおける24-hour降雨の代表的な時間分布曲線の検討が“Oymapinar Dam and Hydroelectric Project-Second Phase Final Report - 1969”において行われたのでそのデータを用いることにした。Antalyaにおける24-hour降雨の代表的な時間分布曲線をFig.6-11に示す。この時間分布曲線に基づいて、PMPの時間分布をTable 6-6に示す通りに定めた。

Table 6-6 Most Critical Storm Sequence

Hour	0 - 6	6 - 12	12 - 18	18 -24	Total
\bar{x}	4	9	21	66	100
PPM (mm)	9.5	21.3	49.8	156.4	237

Fig. 6-11 Time Distribution of 24-hour Rainfall at Antalya



Hours	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
%	0	35	54	66	75	82	87	91	94	96	98	99.2	100
Increment	—	35	19	12	9	7	5	4	3	2	2	1.2	0.8

6.8.4 有効降雨

降雨の時間損失量を 2 mm/hr とし、PMPの有効降雨量を算出した (Table 6-7 参照)

Table 6-7 Effective Rainfall Duration of PMP

Hour	0 - 6	6 - 12	12 - 18	18 - 24	Total
Total Rainfall	9.5	21.3	49.8	156.4	237
Loss	12.0	12.0	12.0	12.0	
Effective Rainfall	0	9.3	37.8	144.4	191.5

6.8.5 PMPによるFlood Hydrograph

6.8.2で作成したBeskonakダム地点の単位図 (Fig.6-9 参照) を用いて、6.8.4で算出したPMPの有効降雨量に対するBeskonakダム地点におけるFlood Hydrographを作成した。

6.8.6 融雪

計画流域内の降雪データが不十分なので、本計画と同様に地中岩盤に面しているKayraktepe計画ならびにOymapinar計画等において使用した降雪および融雪データを用いて、融雪によるKöprücay川の流出量を算出した。

Kayraktepe計画流域およびその周辺においては

- (1) 融雪期間は2月中旬～5月中旬である
- (2) 融雪による河川の最大流出量は3月～4月に起きる
- (3) 3月～4月において、流域内の冠雪は標高1,500m以上に見られる

である。本計画流域においても融雪現象(1), (2), (3)に関してはほぼ同様であると判断した。

計画流域の中で、冠雪標高1,500m以上の面積は 580 km^2 で、その平均標高はE.L. 1,800mである。Antalyaでの3月における10-day durationの最高気温を1930年～1980年までの観測資料より調べ、平均冠雪標高E.L. 1,800mでの値に換算し、可能最高気温とした。またMaximum Rate of Snowmelt RunoffはKayraktepe計画を参考にして $0.40 \text{ mm/}^\circ\text{C-day}$ とした。

計画流域から予想される、融雪によるKöprücay川の最大流出量の計算結果はTable 6-8に示す通りである。

6.8.7 基底流量

Köprücay 川流域の融雪期(2月～5月)における Beskonak 測水所の日平均流量を調べて Beskonak ダム地点における基底流量として $120\text{m}^3/\text{s}$ の値を得た。

6.8.8 可能最大洪水(PMF)

以上より算出した PMP および融雪による河川流出量ならびに基底流量のハイドログラフを重ね合わせることにより、Beskonak ダム地点における可能最大洪水(PMF)のハイドログラフを作成した。その結果を Fig.6-12 に示す。

このハイドログラフより、可能最大洪水量を $4,500\text{m}^3/\text{s}$ に定めた。

6.8.9 確率洪水

1940年～1979年の40ヶ年にわたり、Beskonak 測水所においてピーク流量の測定が行われた(Table 6-9参照)。年最大ピーク流量は最小 $318\text{m}^3/\text{s}$ (1949年3月, 1950年1月)、最大 $2,200\text{m}^3/\text{s}$ (1977年12月)を記録している。

洪水頻度解析には Gumbel の極値分布を適用した。Fig.6-13 にその結果を示す。

6.8.8で算出した $\text{PMF} = 4,500\text{m}^3/\text{s}$ の値は Fig.6-13 に示す回帰式に代入することにより、およそ 5,000 年確率洪水に相当すると考えられる。

なお、仮排水路トンネルの設計対象洪水量としては、ダム型式(コンクリートダム)および工期等を考慮して、5年確率洪水に相当する $1,250\text{m}^3/\text{s}$ を採用した。

6.8.10 洪水解析

貯水池の水位が満水位 155.0m の状態で可能最大洪水(PMF)が発生するという最も厳しい条件を仮定して洪水解析を行なった。

貯水池の貯留調整能力を考慮して、PMFのハイドログラフに対して洪水吐過水能力曲線と貯水池の洪水位を算出した。その結果を Fig.6-14 に示す。

Table 6-8 Maximum Snowmelt Runoff for the Catchment Area of Beskonak Dam Site

Days	Maximum Daily Temperature Duration (°C)	Temperature at Mean Elevation Snow Cover 1,800 m (°C)	Temperature Arranged in Design Pattern (°C)	Product of Temperature with Maximum Rate of Snowmelt (0.401) (cm)	Daily Snowmelt (10 ⁶ m ³)	Daily Snowmelt Discharge (m ³ /sec)
1	15.0	7.2	7.2	2.8872	16.7	193
2	17.1	9.3	9.3	3.7293	21.6	250
3	15.2	7.4	12.4	4.9724	28.8	333
4	16.1	8.3	12.0	4.8120	27.9	323
5	16.8	9.0	11.0	4.4110	25.6	296
6	20.2	12.4	10.4	4.1704	24.2	280
7	19.8	12.0	9.0	3.6090	20.9	242
8	18.2	10.4	8.7	3.4887	20.2	234
9	18.8	11.0	8.3	3.3283	19.3	223
10	16.5	8.7	7.4	2.9674	17.2	199

Fig. 6-12 Probable Maximum Flood Hydrograph

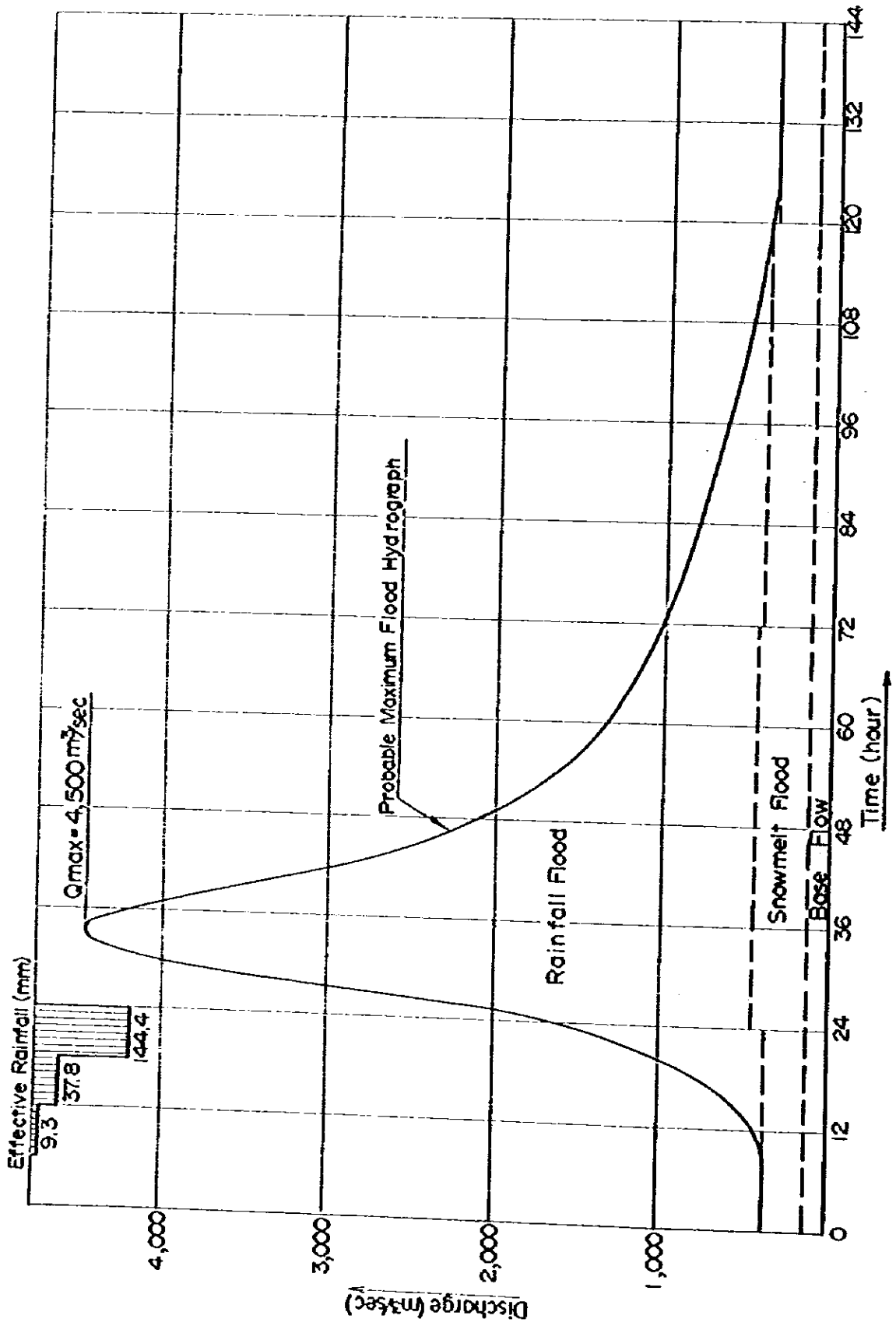


Table 6-9 Annual Peak Discharge at Beskonak G.S

Year	Date of Occurance	Annual Peak Discharge (m ³ /sec)
1940	Feb.	1,607.8
41	Jan.	776.0
42	Jan.	1,352.0
43	Dec.	581.6
44	Dec.	684.0
45	Nov.	598.0
46	Dec.	1,003.8
47	Dec.	728.0
48	Feb.	1,156.0
49	Mar.	317.8
50	Jan.	317.8
51	Jan.	832.2
52	Feb.	516.6
53	Dec. 25	1,622.4
54	Feb. 19	400.0
55	Jan. 12	548.8
56	Nov. 27	516.0
57	Mar. 2	280.2
58	Jan. 9	1,032.8
59	Jan. 5	969.8
60	Dec. 31	557.0
61	Feb. 5	468.0
62	Feb. 16	822.0
63	Dec. 12	863.0
64	Dec. 15	349.0
65	Feb. 17	1,486.0
66	Jan. 21	1,486.0
67	Dec. 23	536.0
68	Jan. 3	798.0
69	Dec. 29	923.0
70	Dec. 17	775.0
71	Feb. 18	413.0
72	Dec. 12	764.0
73	Feb. 26	752.0
74	-	-
75	Jan. 30	1,400.0
76	Nov. 24	1,260.0
77	Jan. 13	2,200.0
78	Jan. 20	1,200.0
79	Jan. 14	850.0

Year: Hydrological Year consists of the period during October - September

Fig. 6-13 Flood Frequency Curve at Beşkonak G.S

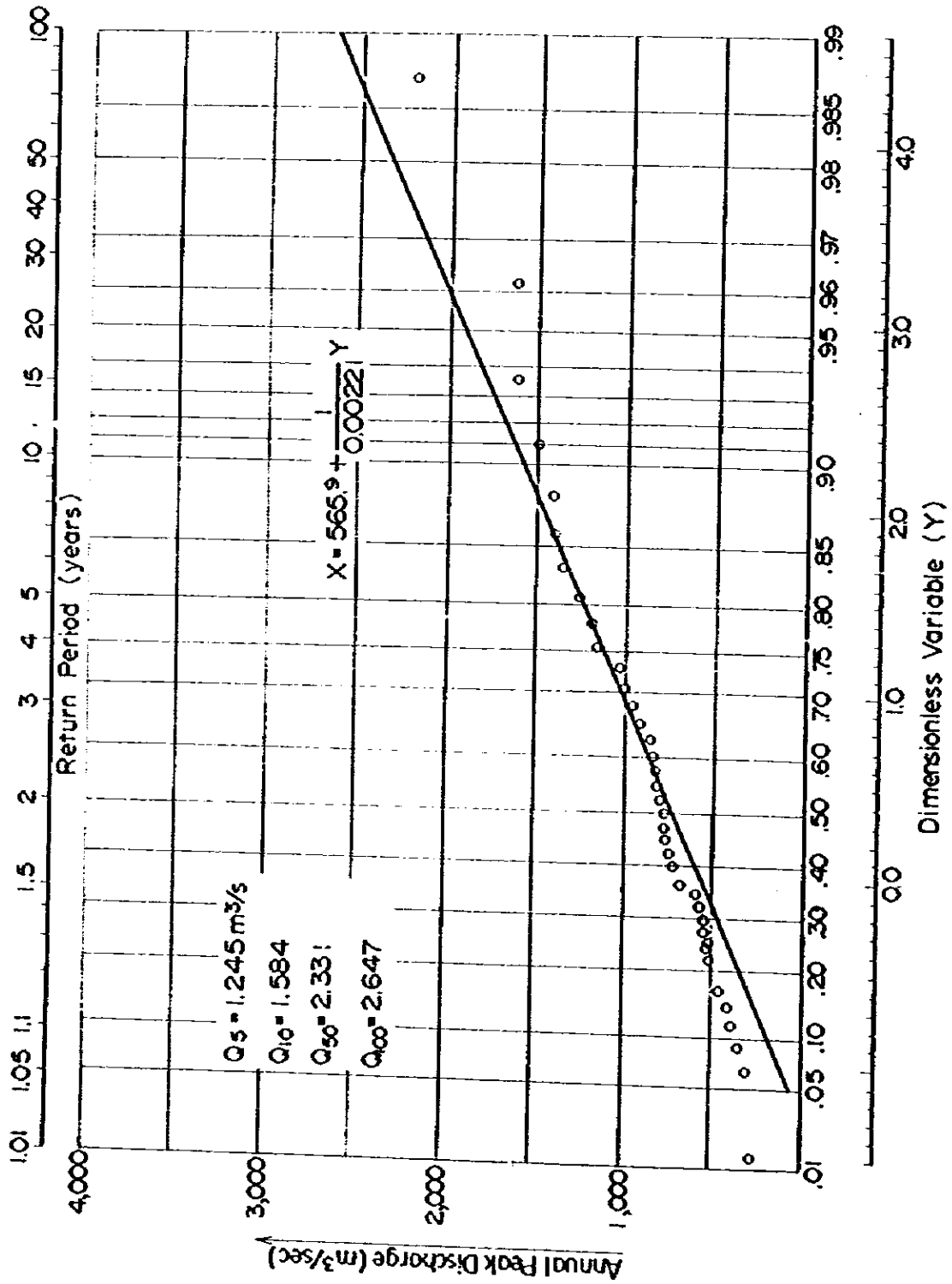
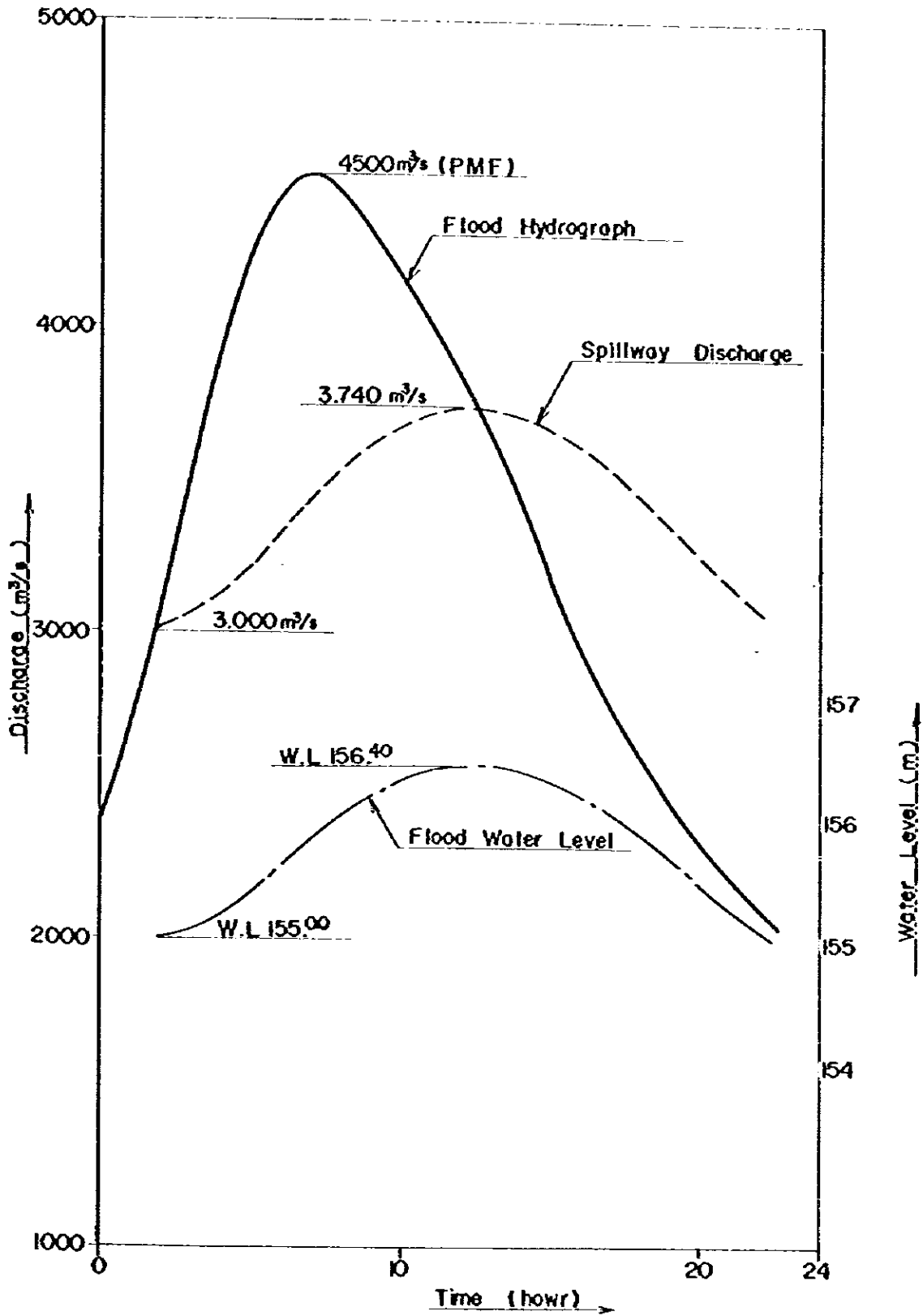


Fig.6-14 Spillway Discharge Curve



第7章 地質および建設材料

第7章 地質および建設材料

7.1 調査概要	Ⅷ-1
7.1.1 既存資料	Ⅷ-1
7.1.2 現地調査および資料分析	Ⅷ-2
7.1.3 調査工事	Ⅷ-4
7.2 貯水池の地質	Ⅷ-10
7.2.1 調査方法	Ⅷ-10
7.2.2 地形概要	Ⅷ-10
7.2.3 地質概要	Ⅷ-10
7.2.4 水理地質	Ⅷ-12
7.2.5 貯水池の保水性	Ⅷ-17
7.2.6 貯水池周辺の斜面の安定	Ⅷ-21
7.3 ダム地点周辺の地質	Ⅷ-24
7.3.1 調査方法	Ⅷ-24
7.3.2 地形概要	Ⅷ-30
7.3.3 地質概要	Ⅷ-30
7.3.4 ダム地点周辺のカルスト化	Ⅷ-32
7.3.5 ダム地点周辺の地下水	Ⅷ-41
7.3.6 ダム地点周辺の透水性	Ⅷ-52
7.4 ダム地点および諸構造物地点の地質	Ⅷ-57
7.4.1 ダム地点	Ⅷ-57
7.4.2 他の構造物地点	Ⅷ-63
7.5 建設材料	Ⅷ-56
7.5.1 概 要	Ⅷ-66
7.5.2 コンクリート骨材	Ⅷ-66
7.5.3 遮水壁材料	Ⅷ-67
7.5.4 フィルター材料	Ⅷ-67
7.5.5 ロック材料	Ⅷ-67
7.6 問題点と追加調査の勧告	Ⅷ-72
7.6.1 問題点	Ⅷ-72
7.6.2 今後解明すべき事項	Ⅷ-72
7.6.3 追加調査の勧告	Ⅷ-72

LIST OF FIGURES

- Fig. 7-1 Location of Drillholes in the Vicinity of Reservoir Area
- Fig. 7-2 Distribution of Spring, Well and Perennial River
- Fig. 7-3 Log of Drillholes RB-1 and -2
- Fig. 7-4 Lugeon Value in Drillholes RB-1 and -2
- Fig. 7-5 Location of Drillhole at Dam Site and its Vicinity
- Fig. 7-6 Location of Adit at Dam Site
- Fig. 7-7 Investigation Work - Elevation, in the Vicinity of Dam Site
- Fig. 7-8 Width of Solution in Drillholes
- Fig. 7-9 Distribution of Solution in Drillholes
- Fig. 7-10 Topography along Köprücay River
- Fig. 7-11 Groundwater Level in the Vicinity of Dam Site
- Fig. 7-12 Elevation Head between River Level and Groundwater Level in Drillhole
- Fig. 7-13 Fluctuation of Groundwater Level in Drillholes in the Vicinity of Dam Site
- Fig. 7-14 Location of Flow Measurement and Sampling of Water for Chemical Analysis
- Fig. 7-15 Frequency of Lugeon Value at the Depth Deeper than 40 m
- Fig. 7-16 Distribution of Lugeon Value in Drillholes
- Fig. 7-17 Distribution of Solution at Dam Site
- Fig. 7-18 Width of Solution at Dam Site (Percentage of solution which is more than 2 cm wide)
- Fig. 7-19 Location of Borrow Area
- Fig. 7-20 Distribution Curve of Concrete Aggregate
- Fig. 7-21 Distribution Curve of Impervious Core

LIST OF TABLES

Table 7-1	Sample for Analysis
Table 7-2	List of Drillholes at Beskonak Dam Site and its Vicinity
Table 7-3	List of Drillholes Drilled by DSI for the Feasibility Study
Table 7-4	List of Drillholes in the Vicinity of Oluk-köprü Springs
Table 7-5	List of Adits
Table 7-6	List of Test Pits
Table 7-7	Qualitative Analysis of Calcareous Rock Collected from Beskonak Area
Table 7-8	Results of River Flow Measurement
Table 7-9	Water Quality Analysis
Table 7-10	Standard of Rock Evaluation
Table 7-11	Major Faults in the Vicinity of the Dam Site
Table 7-12	Test Results of Impervious Core
Table 7-13	Test Results of Concrete Aggregate
Table 7-14	Additional Investigations

LIST OF DRAWINGS

- DWG. 7-1 Geology, Plan of Reservoir Area and its Vicinity
- DWG. 7-2 Geology, Profile of Reservoir Area and its Vicinity
- DWG. 7-3 Geology, Plan of Dam Site and its Vicinity
- DWG. 7-4 Geology, Profile of Dam Site and its Vicinity
- DWG. 7-5 Geology, Plan of Dam Site
- DWG. 7-6 Geology, Profile of Dam Site

第7章 地質および建設材料

7.1 調査概要

地質および建設材料調査として、既存資料の収集、およびその検討ならびに現地調査が実施された。

7.1.1 既存資料

予備調査(1981年10月)、および2回にわたる現地調査(1982年2～3月および1982年10月)により収集した地質関連資料のうち、下記について検討を行なった。

Sümerman, K., (1973)

“The Geological Engineering Investigation of Köprüçay Beşkonak Dam Site and Grout Curtain Courses”

Karanjac, J., (1976)

“Regime of Oluk-köprü and Koca Dele Springs of Köprüçay Basin Based on Hydrograph Analysis”

Energo Co., (1967)

“Oymapinar Dam and Reservoir Feasibility Study”

Coyne & Bellier, (1969)

“Oymapinar Dam and Hydroelectric Project, Second Phase Final Report”

Eroskay, S. O., (1968)

“Geological Investigation of Köprüçay-Beşkonak Reservoir”

Atalay, M., and Sipahi, H., (1979)

“Explanatory Notes on the Hydrogeology of Oluk-köprü Springs, Proceedings of First International Symposium on Karst Hydrogeology”

Yevjevich, V., (1981)

“Karst Waters of Southern Turkey”

Tarimci, T., (1982)

“Geological Study Report of Beşkonak Project”

7.1.2 現地調査および資料分析

調査団による現地調査は1982年2月～3月および10月の2回にわたり実施された。前者は予備調査で既に入手している資料の現地における確認、岩石資料の採取および追加調査計画立案のための現地情報の収集を、後者は追加調査の進捗の確認と、その結果の現地における検討を主な目的とした。なお現地で採取した試料は日本において分析を行った。

現地調査および試料分析の内容は以下の通りである。

- (1) ダム地点、貯水池およびその周辺の地表地質踏査
- (2) ダム地点の横坑調査
- (3) ダム地点とその周辺地域のボーリングコアの調査
- (4) 貯水池およびその周辺地域の湧水調査
- (5) ダム地点周辺における材料調査
- (6) 試料分析 (Table 7-1 参照)

Table 7-1 Sample For Analysis

Analysis	Sample No.	Formation	Locality
Chemical Analysis	BC - 1	Köprüçay Conglomerate (Pebble)	Drillhole LS-1, 162m, left bank at Damsite
	BC - 2	Köprüçay Conglomerate (Matrix)	"
	BC - 4	Beskonak Formation	On river bed at Beskonak gauging station
	BC - 5	"	In the vicinity of Secondary Damsite
Microscopic Observation	BM - 1	Köprüçay Conglomerate	Drillhole LS-1, 162m, left bank at Damsite
	BM - 2	Beskonak Formation	Drillhole RS-20, 212 m, right bank at the vicinity of Damsite
X-ray Diffraction	BX - 1	Beskonak Formation	In the vicinity of Secondary Damsite

7.1.3 調査工事

計画地域においては、地表地質調査の他にボーリング調査、横坑調査、立坑調査および地下水調査が主に EIE によって実施されている。

(1) ボーリング

ボーリングはダム地点およびその周辺において、Table 7-2 に示す 26 孔計 6,310.68 m が主に EIE によって 1967 年から 1971 年にかけて実施されている。なおこれらすべてのボーリング孔において削孔と併行して透水試験が実施されている。湛水地域内においては、Table 7-3 に示す 2 孔計 272 m のボーリングが調査団の勧告に基づき、1982 年 11 月から 1983 年 4 月の期間に DSI により実施された。このボーリング孔では透水試験も併せて行なわれた。また貯水池上流端付近の Oluk-köprü 湧泉群の周辺地域において Table 7-4 に示す 3 孔計 730 m のボーリングが

"The Joint Projects of the United Nations Development Program and DSI with the title of Strengthening DSI Groundwater Investigation Capabilities"

の一環として 1977 年に実施されている。

(2) 横坑

横坑はダム地点において Table 7-5 に示す 6 坑計 1070.3 m が EIE によりボーリング削孔に並行して実施された。

(3) 立坑

立坑はダム地点より約 10 km の距離にあるダム下流左岸の地点において、土質材料およびコンクリート骨材の調査を目的として、Table 7-6 に示す 8 坑 19.3 m が EIE により実施された。

(4) 地下水調査

(a) 水位調査

ダム地点周辺のボーリング孔において孔内水位測定が 1971 年まで EIE により実施された。

(b) 水質分析

計画地域の河川水、湧水の水質分析が EIE および DSI により実施されている。

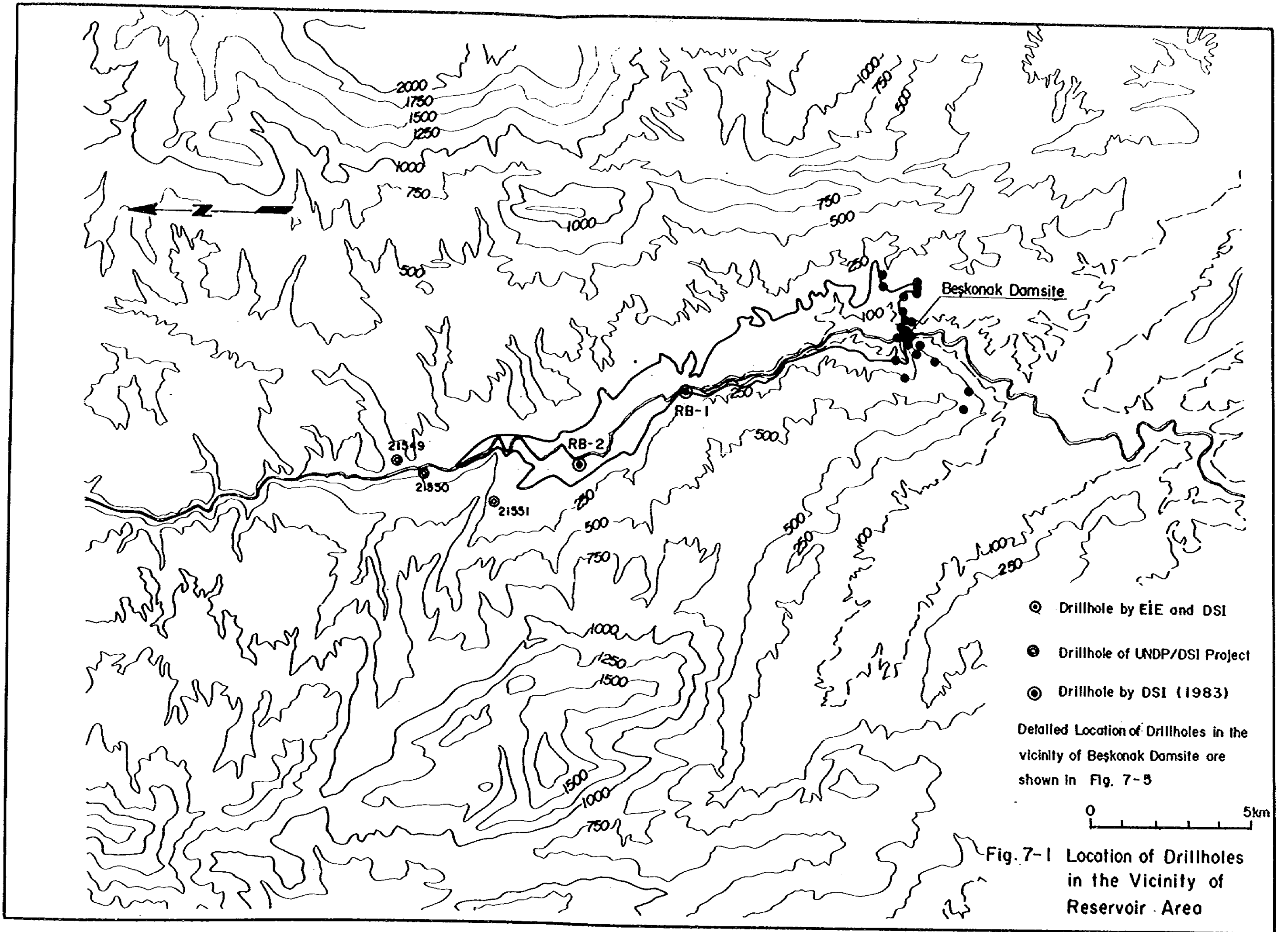


Table 7-2 List of Drillholes at Beskonak Damsite and its Vicinity

Name	Elevation (m)	Coordination		Length (m)	Remarks
		X	Y		
*LS-1	180.24	4,103,863.29	609,625.83	360.00	Inclined hole (53°)
*LSI-2	177.05	4,103,823.93	609,734.37	392.23	
*RS-3	89.83	4,103,891.09	609,427.18	140.10	In Adit RT-3
*LS-4	72.59	4,103,948.43	609,590.69	90.20	In Adit LT-1
*LS-5	113.73	4,103,948.84	609,656.59	125.00	In Adit LT-2
LS-6	196.74	4,103,745.98	609,894.05	400.22	
*RH-7	-	-	-	150.70	On river bed
*RH-8	-	-	-	125.00	"
RH-10	-	-	-	150.25	"
LS-11	193.22	4,103,811.40	610,193.62	300.00	
RS-12	115.40	4,104,040.99	608,722.27	150.00	
RS-13	243.90	4,103,685.95	609,225.64	353.23	
LS-14	207.62	4,103,806.20	610,569.61	330.17	
RS-15	267.71	4,103,463.14	609,051.62	314.80	
RS-16	198.86	4,103,421.63	609,264.01	230.00	
LS-17	136.75	4,103,565.07	609,903.42	190.00	
RS-18	297.64	4,102,666.64	608,592.24	371.00	
LS-19	194.14	4,104,551.58	611,376.23	431.00	
RS-20	289.52	4,101,652.78	607,867.06	375.00	
LS-21	137.94	4,104,417.59	610,852.60	228.00	
RS-22	254.70	4,103,792.75	608,257.28	260.00	
LS-23	68.68	4,104,128.61	609,744.94	152.00	
RS-24	272.20	-	-	320.00	Secondary dansite
H1	164.79	4,103,540.21	610,709.94	100.00	"
H2	143.95	4,103,527.75	610,821.18	200.00	"
H3	164.05	4,103,524.00	610,960.37	65.00	"
Total		26 holes		6,310.68	

Note 1: Drillholes except RS-24, which was drilled by DSI in 1977, were drilled by EIE between 1967 and 1971.

2: Drillhoes marked with * are located at the dan site

Table 7-3 List of Drillholes Drilled by DSI for the Feasibility Study

Location	Name	Elevation (m)	Coordination		Length (m)	Remarks
			X	Y		
Right-bank	RB-1	140.1			144.4	
"	RB-2	133.45			128.00	
Total	2 holes				272.00	

Table 7-4 List of Drillholes in the Vicinity of Oluk-köprü Springs

Name	Elevation (m)	Coordination		Length (m)	Remarks	
		X	Y			
21549	200			199		
21550	162			300		
21551	198			231		
Total	3 holes				730	

Note : Drillholes belong to UNDP/DSI Project and were drilled in 1977