

ィーが1986年末に終了することになっている。残る上流の6つの計画についても1986年E I Eによってフィージビリティスタディーが開始されている。

Coruh川の支流については、レコネッサンス段階の開発計画によれば26発電所を建設し総設備出力866.0MWと総年間発生電力量2,414GWhが得られる。

これらの概略の内訳は下記の通りである。

	発電所	総設備出力 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
North creeks開発計画	7	144.6	381.0
Altiparmak開発計画	4	233.0	509.6
Berta 開発計画	7	257.5	770.9
Oltu開発計画	4	159.6	538.1
Lower Coruh 支流開発計画	4	81.5	214.4
合計	26	866.0	2,414.0

上記計画の外に Coruh川右岸の支流Tortum川に設備出力26MWのTortum第1水力発電所が建設され、現在運転中である。この電力はHopa変電所まで送電線により連系されている。

## (2) かんがい計画

現在レコネッサンス段階の調査であるが、Coruh川上流域においてBayburt 平地かんがい開発計画がある。

これによると、総面積27,084haをかんがいする計画になっている。

## 3.2 計画地域内の一般概況

### 3.2.1 地勢および自然条件

#### (1) 地 勢

計画地域は、一般に急峻な山岳部よりなっている。地域内の主要な山岳は、Mt. Tatos(3,937m)、Mt. Kop(2,953m)、Mt. Cam(3,850m)などでいずれも2,000～3,000m以上の高さを持ち、分水界をなしている。従って、平野部は極めて少なく、YusufeliおよびArtvin両貯水池内やその周辺に限って云えば、平野部は見当らない。

Coruh川は全長約 410kmの河川で、その源はトルコ国東北端に位置するが、河口は、ソ連国内に位置し、黒海に注ぐ。主な支流は、Barhal川、Oltu川および Tortum川で、いずれもYusufeli貯水池内に位置する。Yusufeliダム地点の流域面積は15,250km<sup>2</sup>、年間平均流出量は $3,777 \times 10^6$ m<sup>3</sup>である。

## (2) 自然条件

(a) 地質；当計画のダムサイトおよび湛水域の基盤岩石は、中生代のBerta層、Pugey層、Yusufeli層および第三紀に属するIkizdere花崗岩類より成っている。これらのうち、Pugey層は一部石炭質岩石より構成されているが、この地層は純粋石灰岩ではなく、難溶解性又は非溶解性岩石を挟在している。更に、このPugey層分布域は、周辺を非溶解性地層により取り囲まれているため、当計画貯水池の耐水性は保証されている。

各地層の堆積関係は、Berta層はPugey層と衝上断層で接し、Pugey層はYusufeli層と傾斜不整合で接している。そして、Ikizdere花崗岩類はこれら各地層に貫入している大規模な岩体である。なお、当計画地域は、構造発達史(geotectonic history)の見地からは、古生代のHercinian orogeny および中世代から新生代のAlpine orogenyを経た地域であるため、大・小の断層が比較的多く存在する。

(b) 地震；アナトリア半島東部地域は、北アナトリア断層および東アナトリア断層というプレート境界をなす2つのトランスフォーム断層によって分割される。本計画地域は、両断層が交差する地点より約170km北部に位置するため、いわゆる活断層に沿った地域ではない。しかし、過去に多くの大規模地震の経験を持つErzincanやErzurum市より200km～100kmの距離にあるため、地震の見地からは、注意の必要な地域である。

(c) 気象；Coruh川流域は一般に大陸性気候と黒海性気候に分けられる。計画地域は大陸性気候が支配的であり、年間降雨量は440mmで3月～6月の雨期には一年のおよそ50%近くの降雨がある。1～2月頃には降雪もある。Yusufeli気象観測所の記録によれば最高、最低および平均気温は各々43.8℃、-14.3℃および14.2℃である。

### 3.2.2 自然環境

#### (1) 景観

計画地域内には特に景勝の地と言われる所は見当らない。

ただ、Yusufeli計画の貯水池末端上流とTortum湖の間のTortum川沿いの地域には、地質の自然博物館を思わせる珍しい地層を示す断崖が連続している。

#### (2) 植生

計画地域内において植物の貴重種は現在までに特に報告されていない。

計画地域の地形は急峻な山相となっており、植生は少く、樹木は主として河川沿いの集落に点在しており、山地には稀れに低木が生えている。特にダムサイトは両岸とも切立った山腹斜面であり、裸岩が露出し草木は殆んどない。また貯水池築造により水没する地域内においても植生は少ない。

計画地域より下流部Artvin付近より樹木が見られこれより、黒海岸に至る地域においては植生も比較的多い。

#### (3) 動物

計画地域内において陸生動物および水生動物については現在までのところ、貴重種の存在は報告されていない。

魚類についても回遊魚の生息の報告はされていない。

計画地域付近の河川にはコイ類、ウグイ類等が生息している程度で淡水漁業はない。

#### (4) 水質

Coruh川においては、Karsikoy (No.2315) およびBayburt (No.2304) 観測所で水質調査が実施されている。観測は毎月1回(1971~1976)行なわれた。この結果によれば6.3~8.8のPH値を示している。また分析結果によれば水質はC<sub>2</sub>S<sub>1</sub>クラスである。

1985年6~7月と1986年2月の2回に亘る現地踏査の際の目視によれば、Coruh川下流域に位置するBorcka付近の河水はかなりの汚濁現象が見られた。

しかし本計画地点に限ってみるとはげしい降雨時の河川の濁水を除いて、水質の悪化は認められなかった。

大規模貯水池の築造に伴う貯水池の水質変化として富栄養化現象、低水温問題、濁水の長期化現象等が生起する場合がある。

本計画の実施により生起するかも知れない水質上の問題点としては、貯水池の濁水の長期化現象が考えられる。

しかし、現在まで、トルコ国の既設貯水池において水質の変化が生起し問題となったケースは報告されていない。

本計画の実施による濁水の長期化現象の可能性については今後の検討課題であるが、これが本計画の実施に決定的悪影響をおよぼすことはないものと判断される。

### 3.2.3 社会環境

本計画地域はArtvin県に所属している。

Artvin県は黒海岸から Coruh川中流域の範囲をしめており、7郡よりなり、その面積と人口（1980年現在）は次の通りである。

	面積 (km <sup>2</sup> )	人口
Artvin県	7,436	228,997
Artvin郡	1,052	29,964
Ardanuc "	969	21,945
Arhavi "	314	17,772
Borcka "	1,168	43,601
Hopa "	289	29,426
Savsat "	1,317	45,179
Yusufeli "	2,327	41,110

Artvin県の県都はArtvin市であり、黒海岸Hopaの南東約47kmに位置し、Coruh川本流に面している。

Artvin市の人口（1980年現在）は14,307人であり、役所、銀行、病院、学校、ホテル、通信、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が完備されている。

本計画地域はArtvin県Yusufeli郡に所属している。以下主として計画地域内について述べる。

## (1) 人 口

本計画はYusufeli計画とArtvin計画よりなる。Yusufeli計画が実施されるとYusufeli貯水池によりYusufeli町および周辺の村落が影響を受ける。これらの町村はYusufeli、Yeniyuva、Irmakyani、Uysallar、Kabandibi、Demircubuk、Vacekent、Hazuket、Tasbasi、Takkaleの一部、Celtiktuzu、Cevreli、Ballidut、Medan、Kirazli、Ginler、Arpacikの一部、Gorgulu、Boylar、Yarbasiである。これら町村の人口は1970年、1975年、および1980年の人口調査によればそれぞれ6,806人、7,164人および7,473人である。

Artvin計画が実施されるとArtvin貯水池によりInanli、Sebzeciler、Bezの村落が影響を受ける。

これらの村落の人口は1970年、1975年および1980年の人口調査によればそれぞれ、442人、419人および363人である。

Yusufeli地区の場合の人口増はごく僅かであり、Inanli地区については逆に減少している。これらの理由は周辺地域での仕事を得ることが困難であることと、農業に適する土地の不足であること、また周辺における季節労働者の需要も殆んどないこと等から若年世代が都市へ流出したためであると考えられる。

## (2) 文化と公共施設

Yusufeli計画地域の中心を占めるYusufeli町には小学校、中学校、高等学校、職業学校がある。また、大きい村落には小学校がある。

Artvin計画地域内の村落には小学校はない。小学校、中学校、職業学校は役場所在地のDemirkentにある。

これら学校の外にYusufeli町および各村落にはモスクがある。

## (3) 健康と衛生

YusufeliおよびArtvin計画地域内に伝染性えき病等衛生上の問題はない。

Yusufeli郡の保健管理は県によって行なわれており、周辺の村落へは保健所職員が巡回している。

## (4) 交通と通信

計画地域には黒海岸のTrabzonからHopa-Artvin市-Artvin地点-Yusufeli地点を経てErzurumに至る全長2車線のアスファルト舗装の国道が通過している。

Trabzon-Yusufeli間は335kmであり、またErzurum-Yusufeli間は120kmである。

Artvin市-Yusufeli町の間には毎日定期バスの便がある。大きい村落へはジープ  
ブル道路が通じている。Yusufeli町には電話や通信を扱うP.T.T.サービスがある。

(5) 経済活動状況

(a) 農業

計画地域内の経済の大半は農業によって支えられている。農地は川沿いの平地  
や山間部の斜面に造られており、Coruh川とその支流の水が利用されている。ま  
た湧水付近にも農地が造られている。農産物としては果実、野菜、米等が生産さ  
れている。水利の悪い所にはオリーブ、麦類がつくられている。

村落では家畜の飼育が行われているが余り盛んではない。

(b) 鉱工業

計画地域内には大規模な工場はない。Yusufeli町には製粉所、マカロニ製造所、  
製材所、自動車修理工場等小規模なものがある。計画地域内で鉱物資源は発見さ  
れていない。

(c) 商業と観光

主要な出荷物は農産物であり、主としてErzurum市やArtvin市に出荷している。

計画地域内には重要な観光用の史跡はない。

計画地域近くのSarigalに古代の城壁、橋等の遺跡がある。

(d) 漁業と舟運

計画地域内のCoruh川水系には淡水漁業や舟運はない。

(6) 水没移転

本計画の実施により水没する家屋、耕地等の補償物件と補償費については1984年  
E-I-Eによって詳細に調査されている。

Yusufeli計画の貯水池により水没対象の人口、耕地と主な物件は次の通りである。

(満水位700mに対応する数値)

人口 ; 約7,000人

耕地 ; (Decare)

Sb (野菜畑~トマト、トウガラシ、豆) ~ 320.60

ST<sub>1</sub> (小麦、大麦、トウモロコシ) ~ 1,338.70

Mbk (果樹園~さくらんぼ、アンズ、ざくろ) ~ 2,679.70

Bg (果樹園~ぶどう) ~ 31.60

CL (水田～米)	～	1,297.00
Ma (牧草地～放牧)	～	1,178.00
Cay (牧草地～刈草)	～	22.90

主な建造物；

家屋～	1,613 戸
学校～	12
モスク～	10

Artvin計画の貯水池により水没対象の人口、耕地と主な物件は次の通りである。

(旧Inanli site に対応する数値)

人口； 約 360 人

耕地； (Decare)

Sb (野菜畑～トマト、トウガラシ、豆)	～	14.80
ST <sub>1</sub> (小麦、大麦、トウモロコシ)	～	12.80
Hbk (果樹園～さくらんぼ、アンズ、さくら)	～	50.50
Zy (オリーブ)	～	196.90

主な建造物；

家屋～	65 戸
学校～	0
モスク～	1

本計画に伴う水没移転については比較的多い人口であるため、今後の課題として水没移転の計画検討が極めて重要である。

(4)項の交通と通信で述べた通りArtvinとErzurumを結ぶ国道がある。この国道は貨物等の輸送のために非常に重要な役割をもっている。本計画の実施により水没する部分の国道は、貯水池の湛水開始までに付替え工事を完了する必要がある。

特に本計画地点およびその周辺部分の国道については、本工事の着工までに付替工事を完了しておく必要がある。

貨物の輸送を中断することは出来ないので、この国道付替え工事の如何が本計画の工事着工を左右することとなる。

#### (7) 水利権

Coruh川の水利権はトルコ政府に属しており、地方自治体あるいは私企業にはない。

総てのダムおよび発電所はDSIによって建設される。完成後のダムおよび発電所はDSIよりTEKに移管される。





## 第4章 電気事業の現状



## 第4章 電気事業の現状

	頁
4.1 電力の現状 .....	4 - 1
4.2 電気事業者 .....	4 - 3
4.3 電力供給設備の現状 .....	4 - 4
4.4 電力需要供給の現状 .....	4 - 9



### List of Figures

- Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated
- Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Plants 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 Installed Generating Capacity
- Table 4-2 Major Power Plants in Operation
- Table 4-3 Major Transmission Line 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 Meeting of the Peak
- Table 4-9 Distribution of Electrical Energy Generated



## 第4章 電気事業の現状

### 4.1 電力の現状

第一次オイルショック以来低迷状態にあったトルコ国経済は、国際的支援とトルコ国自身の積極的な再建策により1980年以降徐々に好転しつつある。

経済再建の重要な柱としての電源開発には多大な力が注がれており、特に水力開発を中心として発電設備は着実な増加をみている。

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。

1984年現在の設備容量は 8,459MWで、その構成比率は火力が54%、水力46%である。

また、年間の総発生電力量は 30,614GWhで、このうち46%が水力発電によるものである。

国民一人当りの発生電力量は 630kWh であり、先進国の 5,000～7,000kWh に比べれば低水準にあるが、総発生電力量の伸び率は大きく、第一次オイルショック以前は10%を超える値であった。その後の経済情勢の悪化により、4～5%と低迷していたが、経済の回復基調を反映し、1984年は、対前年度伸び率は11.9%と高い値を記録した。

このような需要の急激な伸びは供給力の不足をきたし、1975年にブルガリアから、1979年にはソ連から電力輸入が始まり、今日まで続いている。

この電力輸入は年々増加し、1984年では 2,653GWh となり、総消費電力量の約8%を占めるに至っている。

潜在的な電力需要は根強いものがあり、今後も10%以上の伸び率になるものと想定されており、これに対処するために電力開発が積極的に推進されている。

計画によれば、Elbistan火力 (4,200MW) , Karakaya水力 (1,800MW) , Altinkaya水力 (700MW) , Ataturk水力 (2,400MW)等の大規模な水力・火力発電所が、1987年～1990年頃にかけて順次電力系統に投入される予定となっている。

また、純国産一次エネルギーである水力資源の有効利用という観点から、水力開発に重点がおかれ、2000年頃には水力・火力発電の比率を 50:50内至 55:45程度にしたいと計画されている。

なお、長期的な電力開発として原子力に期待がかけられ、1992年に最初の原子力発電所 (1,000MW)が運転を開始し、その後2005年までに計9発電所 (10,000MW)が順次稼働する計画がある。



1984年における消費電力量のセクター別の比率は鉱工業用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年間顕著な変化はない。

トルコ共和国の電力系統はほぼ全国的に連系されており、全体の4%が単独系統であるに過ぎない。

主要送電線は380kV(4,464km)、154kV(15,679km)、および66kV(2,182km)の各送電線で構成されている。ローカル送電線は66kV、34.5kVが採用されており、34.5kV以下の送配電線網は総延長11万kmで年々拡充されているが、地方の農村部には未だ相当数の未電化部落が存在する。

この住居電化率は現在70%程度である。

1985年4月1日現在のトルコ共和国における電力料金は次のa)、b)の二種類の料金制があり、需要家はこの何れかを任意に選択することが可能である。

a) 二段料金

電力設備 1kWにつき

i) kW料金 ; 年額 18,600TL または月額 1,550TL

ii) kWh料金 ; 1kWh当り 29.2TL

iii) 時間帯料金

ピーク時間 ; 40.5TL / kWh

昼間 ; 29.2TL / kWh

夜間 ; 19.4TL / kWh

これは、契約容量 700kWを超える需要家に適用される。

b) 均一契約料金 : 32.8TL / kWh

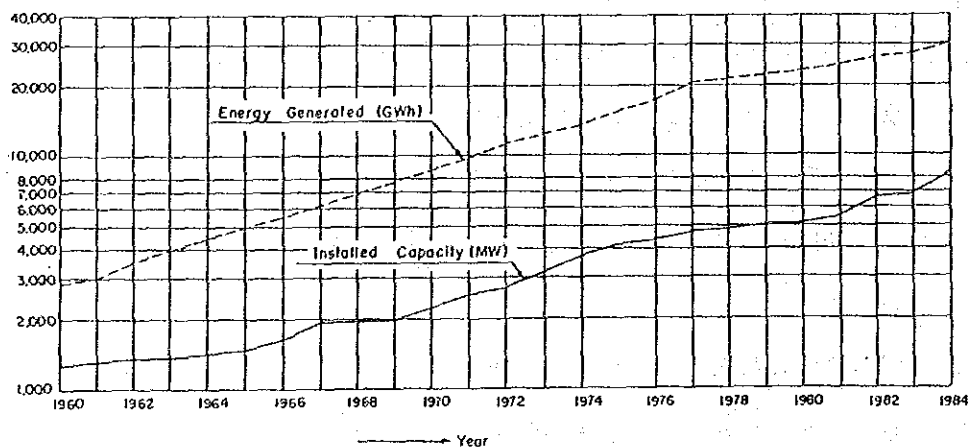


Fig. 4-1 Installed Capacity and Energy Generated

## 4.2 電気事業者

トルコ共和国の電力供給は、エネルギー天然資源省の管轄下において以下の3つの政府機関によって行われている。

電力開発計画と調査；電力調査庁 (General Directorate of Electrical Power Resources Survey and Development Administration = EIE)

水力発電所の建設；水利庁 (General Directorate of State Hydraulic Works = DSI)

水力発電所の運転・保守；トルコ電力庁 (Turkish Electricity Authority = TEK)

火力・原子力発電所の建設、運転・保守

送配電線の建設、保守

電力事業は一部私営もあるが、大部分は国営の形態であり、トルコ電力庁 (TEK) により運営されている。

電力調査庁 (EIE) は電力開発計画とその調査を担当しており、将来の電力需給を考慮して、開発地点、開発規模、開発時期等の調査・検討を行う。

水利庁 (DSI) は全国に25ヶ所の地方局を有し、洪水制御、灌漑、排水、水道、工業用水などのための設備の建設および運用、ならびに水力発電所の建設を担当している。なお、水力発電の開発については調査段階からDSIが単独で行う場合もある。

トルコ電力庁 (TEK) は、火力、原子力発電所および送電線の建設・保守運営と、DSIが建設する水力発電所の保守運営を担当する。トルコ共和国の全発電設備の85%がTEKにより運営されており、残りの15%が公営発電所または私企業によって運営されている。

需要家への配電事業は、TEKが直接行っている地域、TEKが供給した電力を地方公共事業体が行う地域、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区域はお互いに重複する部分もあり、供給の効率化の観点から配電事業の統合化に向け検討が進められている。

### 4.3 電力供給設備の現状

トルコ共和国の各年毎の発電設備容量の推移を Table 4-1に、また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1984年で全設備の46% (3,875MW) を占めており特に1980年以降に運転を開始したHasan Ugurlu (500MW), Oymapinar (540MW) などの新鋭水力発電所を中心として電力供給に大きな役割を果たしている。

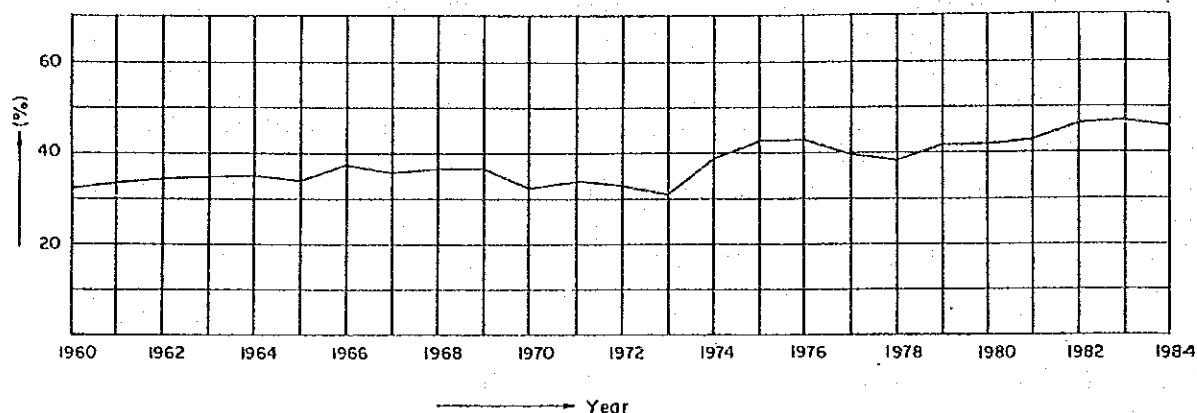


Fig. 4-2 Percentage of Hydraulic Power Plants in Total Installed Capacity

トルコ共和国においては、今後も国際収支改善のために国産エネルギー重視の基本的な政策は不変であり、水力およびリグナイト火力の開発が促進されるものと思われる。

Table 4-2 に運転中の主要発電所を示す。

トルコ共和国の主要送電線電圧は前述のように 380kVおよび 154kVであるが、一部ソ連との連系線に 220kV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-Golbasi および Golbasi-Umraniya 送電線は巨長 900kmにも達し、トルコ中央部を横断する主幹送電線で、東部の大電源地帯と西部の需要地とを連系している。

送電線および配電線の巨長の年度別推移を Table 4-4に示す。

Table 4-1 Installed Generating Capacity

Unit: MW

Year	Operated by TEK			Operated by Others			Total		
	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	202	833	1,819	892	2,711
1973	1,568	782	2,350	639	203	842	2,207	985	3,192
1974	1,643	1,191	2,834	640	258	898	2,283	1,449	3,732
1975	1,708	1,521	3,229	699	259	958	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	2,179	1,872	4,051	809	259	1,068	2,988	2,131	5,119
1981	2,345	2,097	4,442	836	259	1,095	3,181	2,356	5,537
1982	2,720	2,823	5,543	836	259	1,095	3,556	3,082	6,638
1983	2,938	2,998	5,936	758	241	999	3,696	3,239	6,935
1984	3,543	3,644	7,187	1,041	231	1,272	4,584	3,875	8,459

Table 4-2 Major Power Plants in Operation

Name	Thermal Power Plants		Hydraulic Power Plants		Name	Hydraulic Power Plants	
	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Average	Firm
Ambarali	630	4,200	27	80	Almus	27	40
Hopa	50	350	69	190	Demirkopru	69	100
Caralagzi	129	600	278.4	562	Gokcekaya	278.4	460
Ankara	22.1	11	128	400	Hirfanli	128	180
Izmir	35	120	1,330	6,000	Keban 1 - 8	1,330	5,820
Soma A	44	300	48	135	Kemer	48	65
Tuncbilek A	129	830	76	250	Kesikkopru	76	110
Tuncbilek B 1,2	300	1,800	160	400	Sariyar	160	330
Soma B 1,2,3	495	2,970	46	273	Suat Ugurlu	46	206
Yatagan 1,2,3	630	3,780	500	1,217	Hasan Ugurlu	500	820
Seyitomer 1,3	450	2,700	540	1,620	Oymapinar 1 - 4	540	482
Elbistan A 1,2	680	3,900	138	569	Aslantas 1 - 3	138	360
Jeotermal	15	90	15.4	30	Cildir	15.4	26
Aliaga - Cevrim	180	540	26.18	85	Tortum	26.18	85
Bornova	30	90	8.25	41	Kovada 1	8.25	20
Seydisehir	120	360	53	220	Kovada 2	53	121
Engil	15	45	20.12	128	Hazar 1	20.12	16
Petkim - Aliaga	120.8	340	73.3	314	Dogankent (A+B)	73.3	62
Erdemir	50	300	14.4	42	Cag-Cag 1	14.4	42
ISDEMIR	90	540	10.8	65	Goksu	10.8	55
IPRAS	30	150	15.2	100	Ikizdere	15.2	65
AKSA	20	70	60	350	Seyhan	60	290
Izmit - SEKA	18	75	70	315	Kadincik 1	70	190
Dalaman - SEKA	21	80	56	307	Kadincik 2	56	200
Silifke - SEKA	16	70	26.4	160	Kepez	26.4	130
Eskisehir - Seker	17	25					
Turhal - Seker	16.8	30					
Karabuk	16	58					

Table 4-3 Major Transmission Line in Operation

Name	Nominal Voltage (kV)	Length (Km)	Conductor (MCM)
Keban-Golbasi	380	550	2 x 954
Golbasi-Umraniya	380	355	954
Golbasi-Gokcekaya	380	167	954
Gokcekaya-Umraniaya	380	216	954
Osmaniya-Seydisehir	380	418	2 x 954
Balikesir-Bursa	380	120	2 x 954
Yatagan-Ismir II	380	150	2 x 954
Elbistan-Kayseri	380	138	2 x 954
Oymapinar-Kepez	380	100	2 x 954
Bursa-Adapazari II	380	154	2 x 954
Gokcekaya-Seyitomer - Ismir II	380	435	954
Hopa - S.S.C.B.	220	31	954

Table 4-4 Transmission and Distribution Lines

Year	Transmission Lines				Distribu- tion 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	2,436	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	95,087
1979	2,890	13,677	2,494	19,061	83,714	102,775
1980	2,897	14,351	2,498	19,746	96,393	116,139
1981	2,915	15,143	2,498	20,556	99,104	119,660
1982	3,469	15,602	2,490	21,561	102,589	124,150
1983	3,638	15,662	2,315	21,615	110,961	132,576
1984	4,480	15,679	2,182	22,341	116,241	138,582

#### 4.4 電力需要供給の現状

トルコ共和国の発生電力量は1984年現在 30,614GWhで、10年前の約 2.3倍に増加し、平均伸び率は 8.6%となっている。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、1973年以降徐々に水力の比率は上昇を続け、1984年現在は46%となっている。

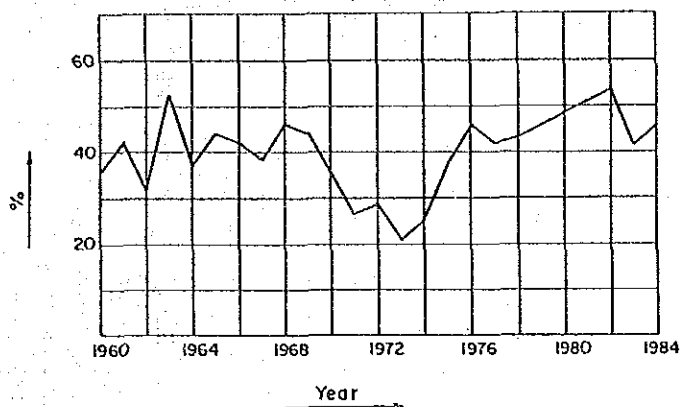


Fig. 4-3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated

各月の最大負荷の推移を Table 4-6に示す。最大負荷は通常12月に発生しているが、1978年以降は、1978年と1980年が11月、1983年は9月と12月以外に発生している。これは1978年以降に供給不足が深刻化し、供給制限が行われたため12月の需要が抑えられたことによるものと思われる。

年度毎の最大負荷の伸び率は10年間平均で 8.1%で電力量の伸び率とほぼ同水準の値を示している。

代表的な日負荷曲線を 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、Table 4-8 にピーク負荷のエネルギー別分担と不足電力の状況を、Table 4-9 に1981年～1984年の総発生電力量をエネルギー別に分類したものを示す。

1984年のTEKの需要供給バランスシートは供給電力中、輸入電力の占める割合は9.9%で、その内訳はブルガリアが 7.4%、ソ連が 2.5%となっている。また、他社からの供給は 1.1%である。送電損失はほぼ世界的な水準を保持しており 5.9%となっている。

一方、1984年におけるピーク負荷の分担についてみると、水力の占める割合は53.6%であり、特にダム式水力発電所の貢献度は高い。また、輸入電力はピーク負荷の5%を分担している。



Tuesday December 18, 1984

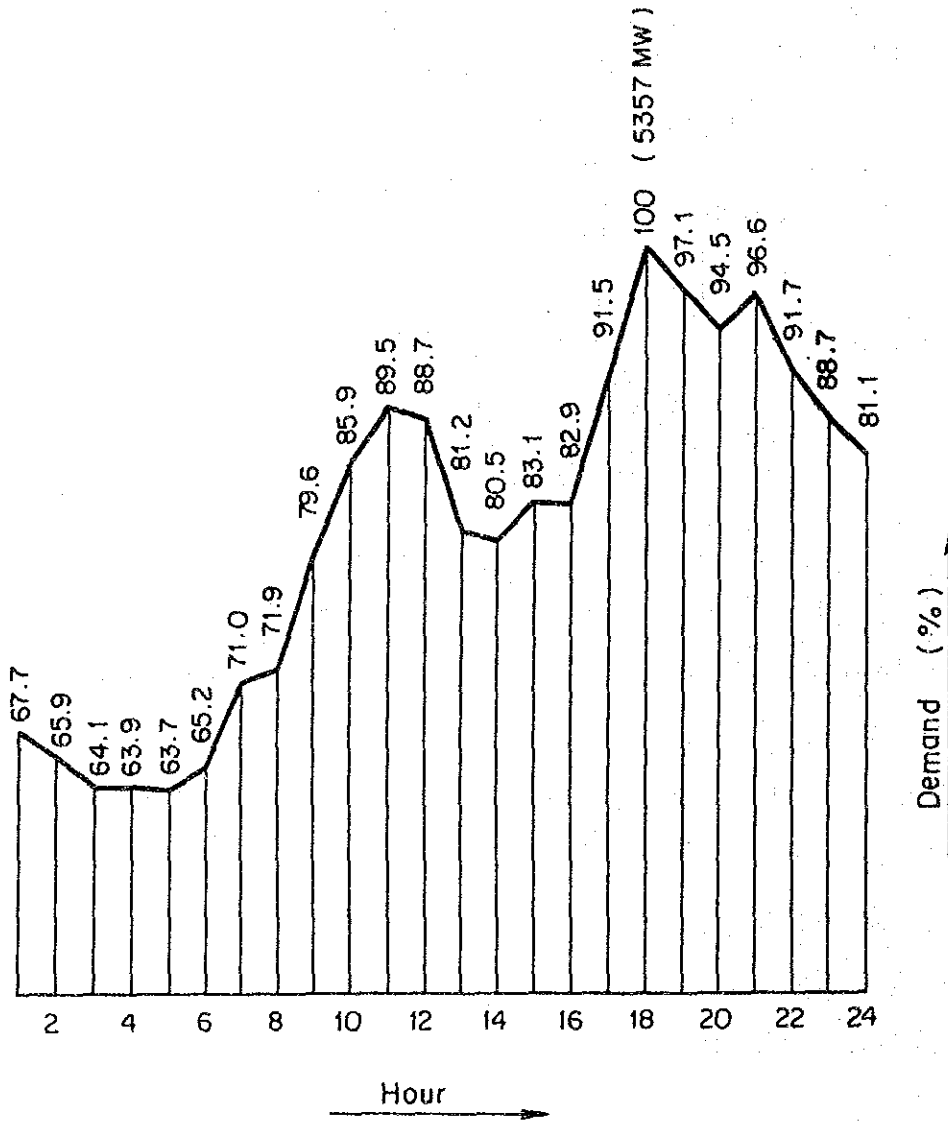


Fig. 4-4 Typical Daily Demand Curve

Table 4-5 Gross Energy Generated

Unit: GWh

Year	Furnished by TEK			Furnished by Others			Total		
	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total
	1960	920	751	1,671	894	250	1,144	1,814	1,001
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	675	2,350	5,590	3,033	8,623
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	2,035	10,258	1,599	568	2,167	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	7,200	15,454	1,654	1,175	2,829	9,908	8,375	18,283
1977	9,804	7,433	17,237	2,168	1,160	3,328	11,972	8,593	20,565
1978	9,907	8,061	17,968	2,454	1,300	3,754	12,361	9,365	21,726
1979	9,800	9,134	18,934	2,418	1,170	3,588	12,215	10,304	22,522
1980	9,382	10,033	19,415	2,545	1,315	3,860	11,927	11,348	23,275
1981	9,463	11,125	20,588	2,594	1,491	4,085	12,057	12,616	24,673
1982	10,256	12,987	23,243	2,129	1,180	3,309	12,385	14,167	26,552
1983	13,542	10,147	23,689	2,456	1,202	3,658	15,998	11,249	27,347
1984	14,426	12,260	26,686	2,221	1,707	3,928	16,647	13,967	30,614

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	916	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	3,243	3,325	3,356	3,340	3,335	3,327	3,288	3,349	3,402	3,513	3,641	3,591
1979	3,594	3,614	3,628	3,607	3,443	3,448	3,436	3,485	3,547	3,596	3,623	3,667
1980	3,586	3,579	3,692	3,663	3,679	3,549	3,683	3,671	3,793	3,804	3,947	3,894
1981	3,634	3,732	3,839	3,847	3,851	3,681	3,863	3,750	3,780	3,738	3,838	4,086
1982	4,080	4,097	4,132	4,196	4,210	4,307	4,264	4,346	4,510	4,411	4,477	4,513
1983	4,434	4,422	4,501	4,545	4,564	4,542	4,423	4,511	4,731	4,529	4,608	4,601
1984	4,615	4,831	4,818	4,872	5,000	4,954	5,029	5,161	5,412	5,436	5,450	5,457

Table 4-7 TEK's Energy Balance

Year	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Gross Generation (GWh)	17,230	17,968	19,934	19,415	20,588	23,243	23,689	26,686
Power Plant Internal Consumption (GWh)	985	1,060	1,117	1,074	1,099	1,212	1,463	1,632
Net Generation (GWh)	16,245	16,908	17,817	18,341	19,489	22,031	22,226	25,054
Energy Purchased (GWh)	809	912	1,172	1,484	1,752	1,895	2,484	2,948
Energy Supplied to the Network (GWh)	17,054	17,820	18,989	19,824	21,241	23,926	24,710	28,002
Network Loss (GWh)	841	923	1,033	1,200	1,160	1,410	1,556	1,577
(%)	(4.9)	(5.2)	(5.4)	(6.1)	(5.6)	(6.1)	(6.6)	(5.9)
Energy Sold (GWh)	16,213	16,897	17,956	18,624	20,081	22,516	23,154	26,425

Table 4-8 Meeting of the Peak

	1982		1983		1984	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Power Plants with dam	2,291.0	50.8	1,886.0	39.8	2,694.0	49.4
Rivers	208.5	4.6	238.0	5.0	232.0	4.2
Fuel-Oil	771.4	17.1	723.4	15.3	799.1	14.6
Stone-coal	117.2	2.6	64.8	1.4	92.1	1.7
Lignite	698.4	15.5	1,271.4	26.8	1,361.6	25.0
Diesel-Oil	176.1	3.9	189.1	4.0	3.0	0.1
Supplied						
from Bulgaria	200.0	4.4	250.0	5.3	205.0	3.7
from U.S.S.R.	50.0	1.1	108.0	2.3	70.0	1.3
TOTAL	4,512.6	100.0	4,730.7	100.0	5,456.8	100.0
Total Peak without interruption	5,001.5		5,333.1		5,456.8	
Interruption and Restriction imposed	488.9	(9.8)	602.4	(11.3)	0	
Date	December 15th. 1982, Wednesday at 18.35 p.m.		September 14th. 1983, Wednesday at 20.50 p.m.		December 15th. 1984, Wednesday at 17.30 p.m.	

Table 4-9 Distribution of Electrical Energy Generated

Year	1981		1982		1983		1984	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
<b>Thermal Power Plants</b>	<b>12,057</b>	<b>48.9</b>	<b>12,385</b>	<b>46.6</b>	<b>16,004</b>	<b>58.5</b>	<b>17,187</b>	<b>56.1</b>
Coal	892	3.6	913	3.4	787	2.9	705	2.3
Lignite	5,244	21.3	6,011	22.6	7,790	28.5	9,413	30.7
Oil	5,196	21.1	4,823	18.2	6,348	23.2	6,711	21.9
Others	725	2.9	638	2.4	1,079	3.9	358	1.2
Gas. Tur.								
Diesel								
Geothermal								
<b>Hydraulic Power Plants</b>	<b>12,616</b>	<b>51.1</b>	<b>14,167</b>	<b>53.4</b>	<b>11,343</b>	<b>41.5</b>	<b>13,427</b>	<b>43.9</b>
<b>Total</b>	<b>24,673</b>	<b>100.0</b>	<b>26,552</b>	<b>100.0</b>	<b>27,347</b>	<b>100.0</b>	<b>30,614</b>	<b>100.0</b>



## 第5章 電力需要想定および供給計画





## 第5章 電力需要想定および供給計画

	頁
5.1 電力需要想定 .....	5 - 1
5.1.1 TEKが実施した電力需要想定 .....	5 - 1
5.1.2 マクロ手法による電力需要想定 .....	5 - 5
5.1.3 検討結果 .....	5 - 11
5.2 需要供給バランス .....	5 - 14
5.2.1 供給計画 .....	5 - 14
5.2.2 需要供給バランス .....	5 - 19



### 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 Plants in Total Installed Capacity (Forecast)
- Fig. 5-5 Utilization of the Hydroelectric Potential of Turkey
- Fig. 5-6 Demand Forecast: Power
- Fig. 5-7 Demand Forecast: Energy

### List of Tables

- Table 5-1 Results of Demand Forecast by TEK
- Table 5-2 Average Growth Rate of Energy Generation
- Table 5-3 Energy Generation 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 Construction Schedule of Power Plant in Turkey
- Table 5-8 Schedule of Energy Generation
- Table 5-9 Major Hydraulic Power Plants under Construction
- Table 5-10 Power Demand and Supply Balance
- Table 5-11 Estimated Energy Balance



5.1 電力需要想定

この章の内容は、TEKによる需要想定の概要、マクロ手法にて行った長期需要予測、およびその検討結果の3項目により構成されている。

Yusufeli計画の運開年は2000年頃と予想され、従って運開年付近の電力需要の動向が考察可能な2008年までの長期需要予測を実施したものである。

5.1.1 TEKが実施した電力需要想定

TEKによる電力需要想定手法は次のように考えられる。

想定期間を二つに分割し、第一期は消費者（工場、商店、一般家庭等）について生産計画、消費動向、消費実態等を調査し、電力需要に換算し、それらを積み上げて需要を予測する、いわゆる積み上げ方式を採用している。第二期は、総発電電力量の実績値（1970～1982年）および第一期で計算した想定値を基準とし、人口の伸び率、1人当たりGNPの伸び率等の指標と需要との相関関係を利用して行う想定でいわばマクロ手法である。

算定条件は次のとおりである。

- (1) 想定期間 : 22年（1984～2005年）
- (2) 基準年 : 1983年
- (3) 人口の伸び率 : 2.1%
- (4) 一人当たりGNPの伸び率 : 5.55%
- (5) 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定されている。

$$P_{max} = \frac{E_g}{L_f \times 365 \times 24} \text{ (MW)}$$

$P_{max}$  : 最大電力 (MW)

$E_g$  : 総発生電力量 (MWh)

$L_f$  : 負荷率 (= 0.64)

TEKによる需要想定結果を Table 5-1に、また5年毎の発電電力量の平均増加率を Table 5-2に示す。

TEKによる需要想定は、第一期は至近年（3～5年）としており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。

Table 5-2で明らかなように、1978年～1983年はオイルショックに引続いた経済的低迷期による極度な伸び率の落ち込みで、これ以降は経済の好転に支えられ需要も10%以上の伸び率となっている。

2003年には総発電電力量は約 206,000GWh となり人口1人当りの電力量は2,895kWhに達するとしている。

Table 5-3 に想定期間の人口1人当りの電力量の推移が示されている。

Table 5-1 Results of Demand Forecast by TEK

Year	Gross Energy Generated ( GWh )	Maximum Demand ( MW )
1984	33,175	5,790
1985	36,850	6,570
1986	41,000	7,300
1987	45,800	8,170
1988	51,200	9,130
1989	57,050	10,180
1990	63,300	11,290
1991	70,000	12,480
1992	77,200	13,770
1993	84,950	15,150
1994	93,300	16,640
1995	102,450	18,270
1996	112,550	20,100
1997	123,600	22,045
1998	135,800	24,220
1999	148,800	26,540
2000	162,600	29,000
2001	177,130	31,000
2002	189,822	33,100
2003	205,958	35,400
2004	223,232	37,900
2005	239,938	40,500



**Table 5-2 Average Growth Rate of Energy Generation**

Period (Year)	Growth Rate (%)
1963 - 1968	11.7
1968 - 1973	12.4
1973 - 1978	12.5
1978 - 1983	5.8
<u>1963 - 1983</u>	<u>10.6</u>
1983 - 1988	11.3
1988 - 1993	10.7
1993 - 1998	9.8
1998 - 2003	8.7
<u>1983 - 2003</u>	<u>10.1</u>

**Table 5-3 Energy Generation per Capita**

Planned Period	Energy Generation (GWh)	Population	kWh	Growth Rate (%)
End of 1988	51,200	52,370	978	9.2
End of 1993	84,950	58,000	1,465	8.4
End of 1998	135,800	64,240	2,114	7.6
End of 2003	205,958	71,150	2,895	6.5

## 5.1.2 マクロ手法による電力需要想定

電力の需要を想定する手法として実務的に採用されているものは、(1)トレンドによる方法、(2)クロスセクションによる方法、(3)積上げによる方法、(4)GNP等の経済指標との相関関係を利用した方法等がある。このうち(1)～(3)は何れも経験的手法と言えるが、積上げによる方法を除いて、他はマクロ手法である。

ここでは、電力需要とGNPとの強い相関関係を利用した方法により需要想定を行ったものである。

### (1) GNPに基づく需要想定

エネルギーや電力の需要と経済指標の間には相関関係が存在することが統計的に実証されている。

特に、1人当りGNPと1人当りの電力量の大きさをとった場合には、それらの間には近似式を求め得るような相関が見られることから、この相関関係を利用した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 E P D C”

#### (b) 想定期間；25年（1984～2008年）

Yusufeliおよび Artvin 計画の運開年はマスタープランによれば1997年とされているが、今回の検討結果から運開年は2000年頃と推定される。

需要想定の一つには運開年の設定があり、この目的に十分な想定期間とする必要があることから、1984年を基点に2008年迄の25年間とした。

#### (c) 算定条件

(i) 基準年； 1983年

(ii) 人口1人当りのGNP（1968年ベース）； 540US\$

基準年（1983年）の国民総生産をその年の人口で除したものを経済指標の基準年（1968年）の価値に換算したものを使用する。

ここに、GNP 1983年  $25,653 \times 10^6$  US\$

人口 1983年  $47,279 \times 10^3$  人

より、1人当りのGNPは 540US\$ とした。

(iii) 人口1人当りのGNPの伸び率 ; 4.0%

人口1人当りのGNPの伸び率はオイルショック前の15年間平均 (1962~1977) は 4.2%である。(Table 5-4参照)

オイルショックによる落ち込みを含めても、22年間平均 (1962~1984) で 3.0%である。

トルコ共和国は1977年以降の経済的低迷から脱却の基調にあり、このことは1984年の対前年GNP伸び率が 3.7%であることにも示されている。

従って、オイルショックとそれに続いた経済的低迷によるGNP伸び率の落ち込みは一時的な現象と判断し、今回は長期的な実績を考慮して 4.0%とした。

(iv) 人口1人当りの電力量 ; 630kWh (1983年)

基準年 (1983年) の総消費電力量 29,568GWhを総人口 $47,279 \times 10^3$ 人で除した値 630kWhとした。

(v) 人口 ; 47,279,000人 (1983年)

基準年1983年の総人口は「THE TURKISH ECONOMY 84」より47,279,000人を採用した。

(vi) 人口増加率 ; 2.1%

トルコ共和国の人口増加率は1977年以前は 2.5%の水準であったが、その後は鈍化傾向にあり、1977~1984年の7年間では 2.1%である。(Table 5-4参照)

従って、至近年の傾向である 2.1%を採用した。

人口1人当りのGNPとその成長率との相関関係は Fig. 5-1を基準とし、人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量との相関は 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、最大電力の想定は、TEKにより予測されている年負荷率64%により、総発電電力量から5.1.1 (5)の式により算出した。

GNP/Capita (US \$)	Growth Rate (%)	Average Growth Rate (%)
540	4.00	4.05
600	4.10	4.2
700	4.25	4.3
800	4.30	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	4.10	4.05
1600	4.05	4.05

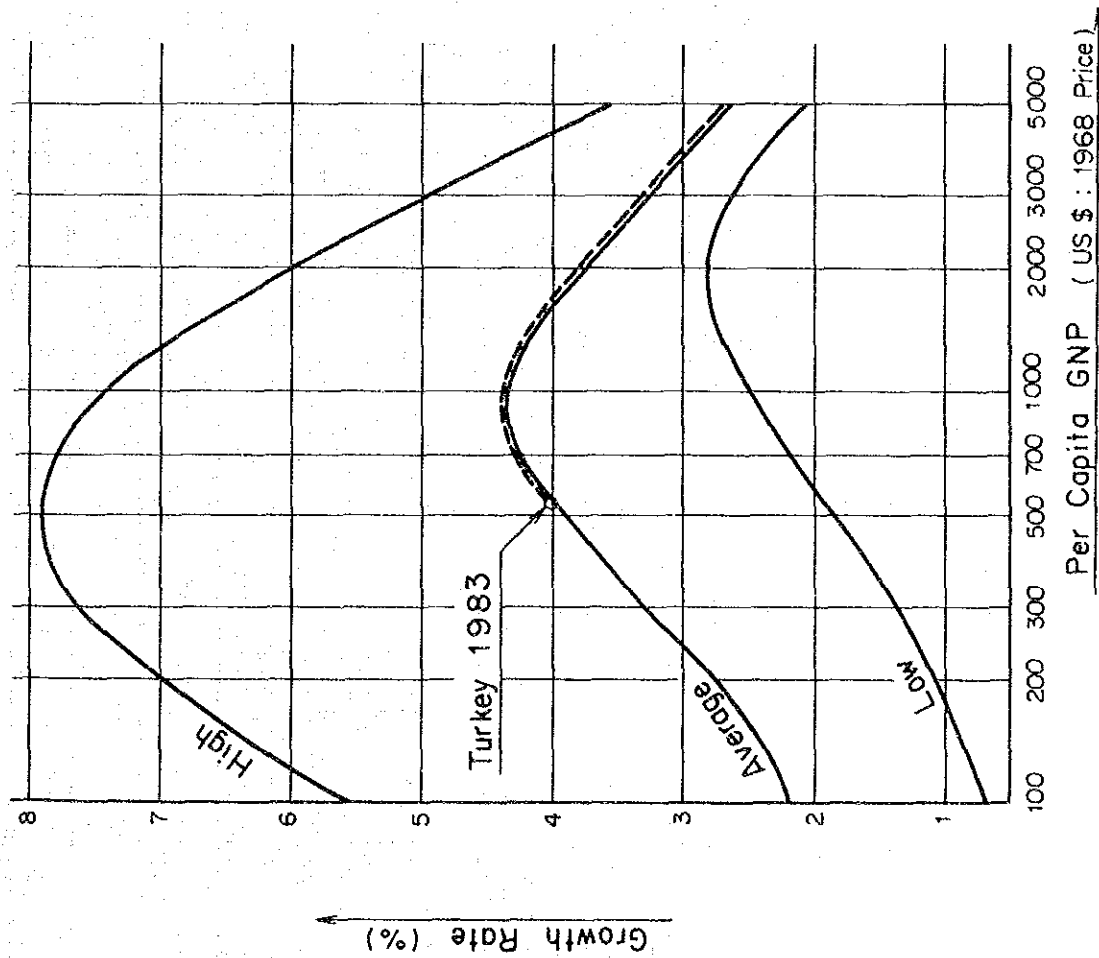


Fig. 5-1 Correlation between per Capita GNP and Growth Rate

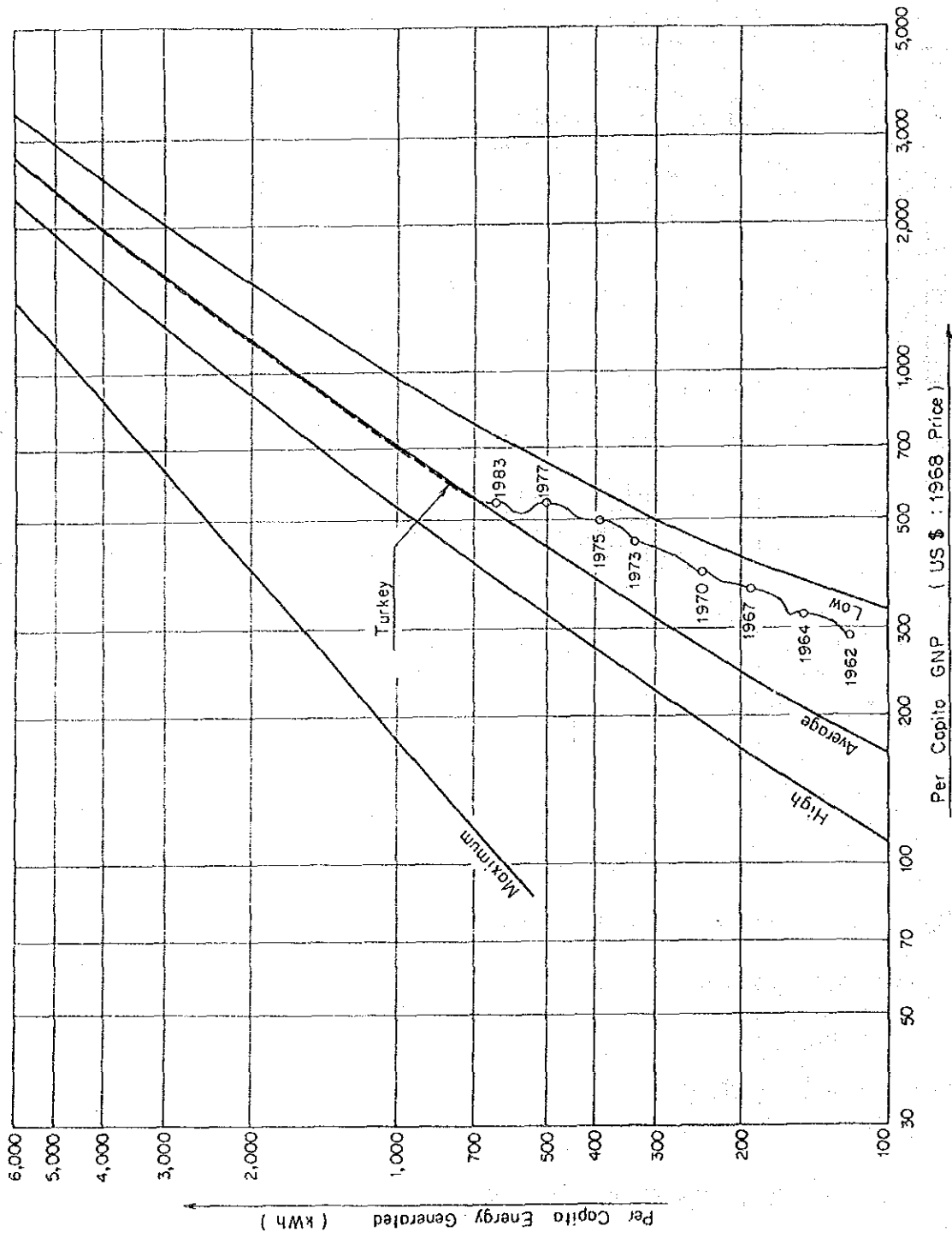


Fig. 5-2 Correlation between per Capita GNP and per Capita Energy

Table 5-4 Basic Data for Demand Forecast

	GNP ( Constant Price in 1968)			Energy Generated		Population ( Thousand )	Per Capita			
	TL ( billion )	US \$ ( million )	Growth Rate ( % )	GWh	Growth Rate ( % )		GNP		Energy Generated kWh	Growth Rate ( % )
							US \$	Growth Rate ( % )		
1962	76.8	8,496	6.2	3,560	18.2	28,933	290	120		
1963	84.2	9,314	9.6	3,983	11.9	29,655	310	130	8.3	
1964	87.6	9,690	4.0	4,451	11.7	30,394	320	150	15.4	
1965	90.4	10,000	3.2	4,953	11.3	31,391	320	160	6.7	
1966	101.2	11,194	11.9	5,551	12.1	31,934	350	170	6.3	
1967	105.5	11,670	4.3	6,217	12.0	32,750	360	190	11.8	
Average			6.6		11.8	( 2.5 )			4.4	9.6
1968	112.5	12,444	6.6	6,936	11.6	33,585	370	210	2.8	10.5
1969	118.6	13,119	5.4	7,838	13.0	34,442	380	230	2.7	9.5
1970	125.4	13,872	5.7	8,623	10.0	35,605	390	240	2.6	4.3
1971	138.2	15,288	10.2	9,781	13.4	36,215	420	270	7.7	12.5
1972	148.5	16,420	7.4	11,242	14.9	37,132	440	300	4.7	11.1
Average			7.1		12.6	( 2.5 )			4.1	9.6
1973	156.5	17,312	5.4	12,425	10.5	38,072	450	330	2.3	10.0
1974	168.0	18,584	7.3	13,477	8.5	39,036	480	350	6.7	6.1
1975	181.4	20,060	7.9	15,623	15.9	40,348	500	390	4.2	11.4
1976	195.8	21,659	8.0	18,283	17.0	40,915	530	450	6.0	15.4
1977	203.4	22,500	3.9	20,565	12.5	41,768	540	490	1.9	8.9
Average			6.5		12.8	( 2.4 )			4.2	10.3
1978	209.2	23,142	2.9	21,726	5.6	42,640	540	510	0	4.1
1979	208.3	23,042	- 0.4	22,522	3.7	43,530	530	520	- 1.9	2.0
1980	206.1	22,799	- 1.1	23,275	3.3	44,737	510	520	- 3.9	0
1981	214.7	23,750	4.2	24,673	6.0	45,356	520	540	2.0	3.8
1982	224.5	24,834	4.6	26,552	7.6	46,312	540	570	3.8	5.6
Average			2.0		5.2	( 2.1 )			0	3.1
1983	231.9	25,653	3.3	27,347	3.0	47,279	540	580	0	1.8
1984	245.5	27,157	5.9	30,614	11.9	48,265	560	630	3.7	8.6
Average			4.6		7.3	( 2.1 )			1.8	5.1

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

Year	Per Capita GNP		Per Capita kWh		Population (10 <sup>3</sup> )	Gross Energy Generated		Maximum Demand (MW)
	Growth Rate (%)	US\$ (1968 Price)	kWh	Growth Rate (%)		GWh	Growth Rate(%)	
1983	4.0	540	630	3.9	47,279	29,568 <sup>1/</sup>		4,731
1984	4.05	562	670		48,270	32,300		5,800
1985	4.05	585	720		49,280	35,500		6,300
1986	4.05	609	770		50,310	38,800		6,900
1987	4.2	635	830		51,370	42,600		7,600
1988	4.2	662	890		52,450	46,700		8,300
Average	4.1			7.2	(2.1)		9.6	
1989	4.2	690	960		53,550	51,400		9,200
1990	4.2	719	1,010		54,670	55,200		9,800
1991	4.3	740	1,040		55,800	58,000		10,300
1992	4.3	782	1,130		57,000	64,700		11,500
1993	4.3	816	1,215		58,200	70,700		12,600
Average	4.25			6.4	(2.1)		8.6	
1994	4.3	851	1,295		59,400	76,900		13,700
1995	4.3	888	1,380		60,650	83,700		14,900
1996	4.3	926	1,470		61,920	91,000		16,200
1997	4.35	966	1,540		63,220	97,400		17,400
1998	4.35	1,008	1,630		64,550	105,200		18,800
Average	4.3			6.1	(2.1)		8.3	
1999	4.3	1,051	1,730		65,910	114,000		20,300
2000	4.3	1,096	1,840		67,290	123,800		22,100
2001	4.3	1,143	1,940		68,700	133,300		23,800
2002	4.3	1,192	2,050		70,140	143,800		25,700
2003	4.3	1,243	2,170		71,610	155,400		27,700
Average	4.3			5.9	(2.1)		8.1	
2004	4.2	1,295	2,290		73,110	167,400		29,900
2005	4.2	1,349	2,420		74,650	180,700		32,200
2006	4.2	1,406	2,550		76,220	194,400		34,700
2007	4.1	1,464	2,710		77,820	210,900		37,600
2008	4.1	1,524	2,850		79,450	226,400		40,400
Average	4.15			5.6	(2.1)		7.8	

<sup>1/</sup> Including imported energy of 2,221 GWh

### 5.1.3 検討結果

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

年毎の総発電電力量はマクロ手法による結果が下回っており、1998年では22.5%の差が認められる。しかし、両者の需要の成長率に着目すれば大きな差とは言えず、2005年までの22年間の平均成長率はTEKが9.9%、マクロ手法が8.6%である。

この両者の差は、人口1人当たりGNPの伸び率の採用値の相違によるもので、この値はTEKが5.55%、今回実施したマクロ手法が4.0%である。



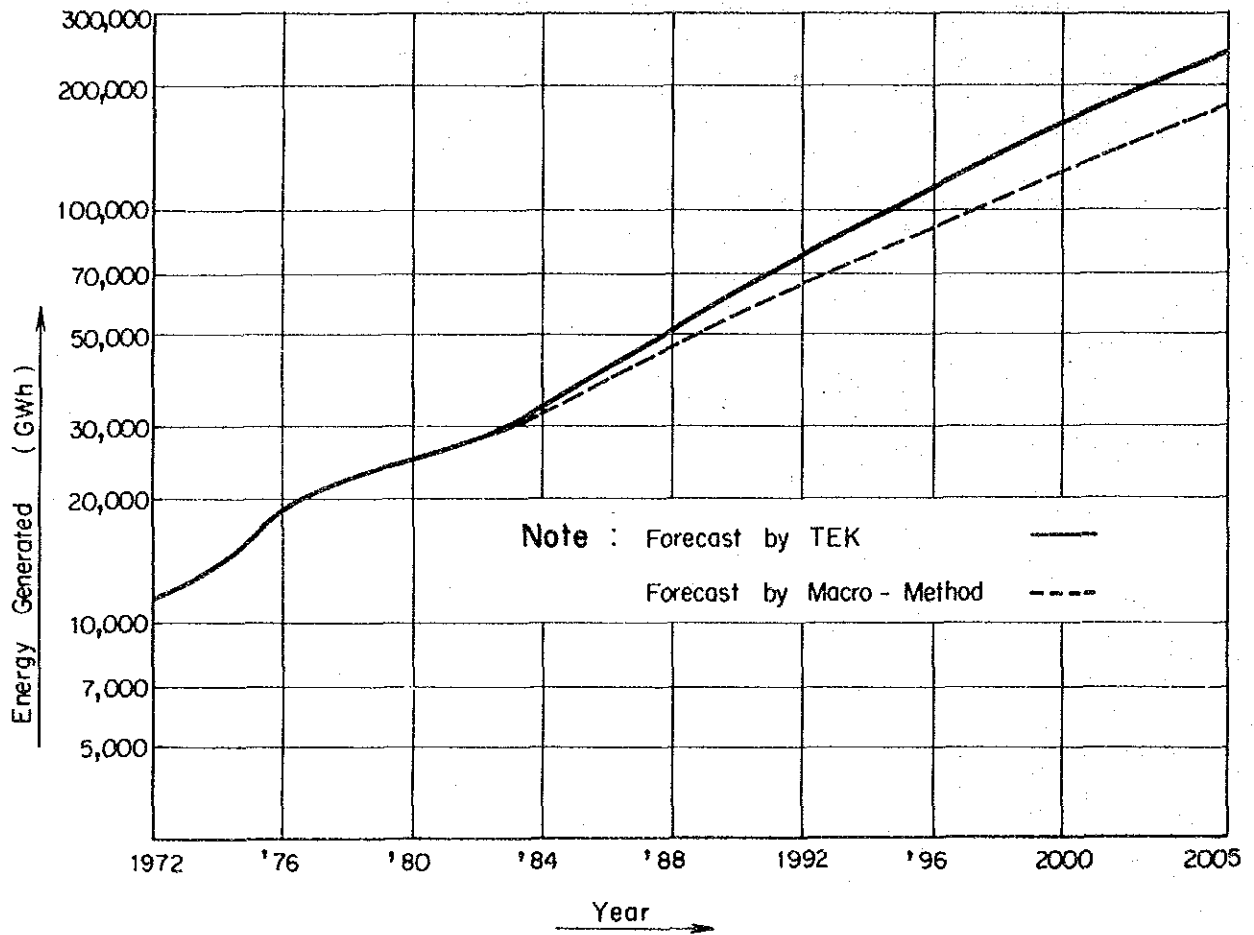


Fig. 5-3 Comparison of Demand Forecasts: Energy

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 1983	<sup>1/</sup> 30,000	6.1	<sup>2/</sup> 29,568	5.8	432	1.4
End of 1988	51,200	11.3	46,700	9.6	4,500	8.8
End of 1993	84,950	10.7	70,700	8.6	14,250	16.8
End of 1998	135,800	9.8	105,200	8.3	30,600	22.5
End of 2003	205,958	8.7	155,400	8.1	50,558	24.5
End of 2005	239,938	7.9	180,700	7.8	59,238	24.7
1983 - 2005		9.9		8.6		

1/ Estimated by JICA Team

2/ Actural record

## 5.2 供給計画

この章の内容は、想定した電力需要に対応して電力の安定供給と電力設備の経済的開発、経済的運用を計るための電源開発計画、需要供給バランスで構成されている。

### 5.2.1 電源開発計画

トルコ共和国における経済的に開発可能な包蔵水力は 30,800MW、保証電力量は 72,500GWh、年間電力量は 102,500GWh と現時点では評価されている。なお、現在までにこの水力エネルギーは約13%が開発されたに過ぎない。

1985年から2003年までの電源開発計画を Table 5-7、Table 5-8 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に若干後倒しにしたものである。この開発計画によれば2000年の設備容量は1984年現在の 3.9倍となり 33,038MW に達する。

また、保証電力量も同様に 3.9倍となり、132,923 GWh に拡充される。

なお、火力は Elbistan 火力を中心としたリグナイト炭火力が1990年代末まで順次開発され、その後は1990年代半ばに1号機が運開される原子力を中心とした開発となっている。

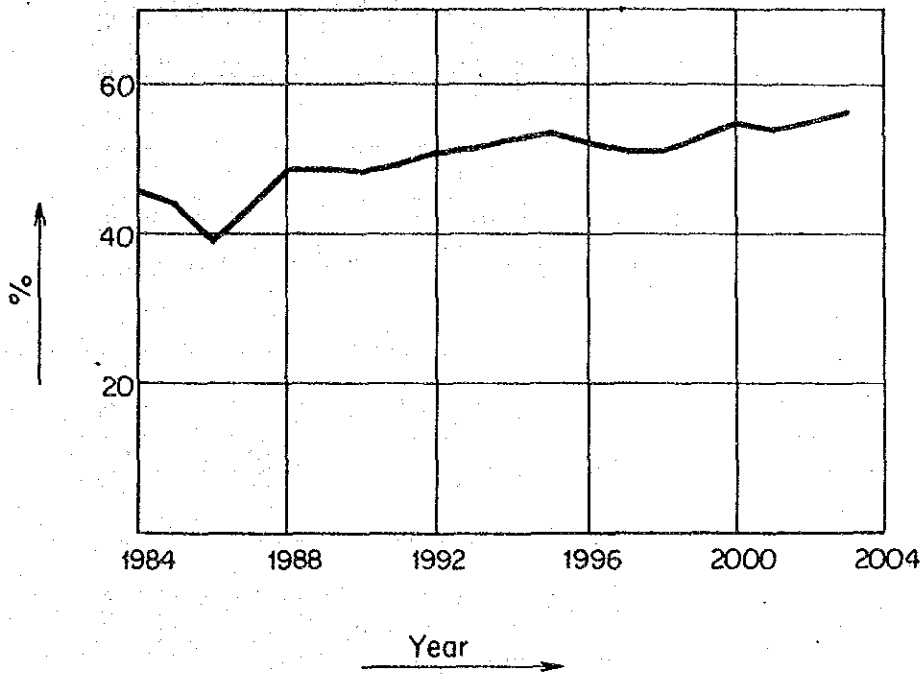
また、水力は、1990年頃までは、大規模水力である Altinkaya, Karakayaを中心とした開発が行われ、さらにその後1990年代前半から Ataturk, Kayraktepe, Boyabat等の大規模水力の開発が引続き計画される。

これら、電源開発計画の詳細を Appendix A-1 のTable AP.1-1 に示す。

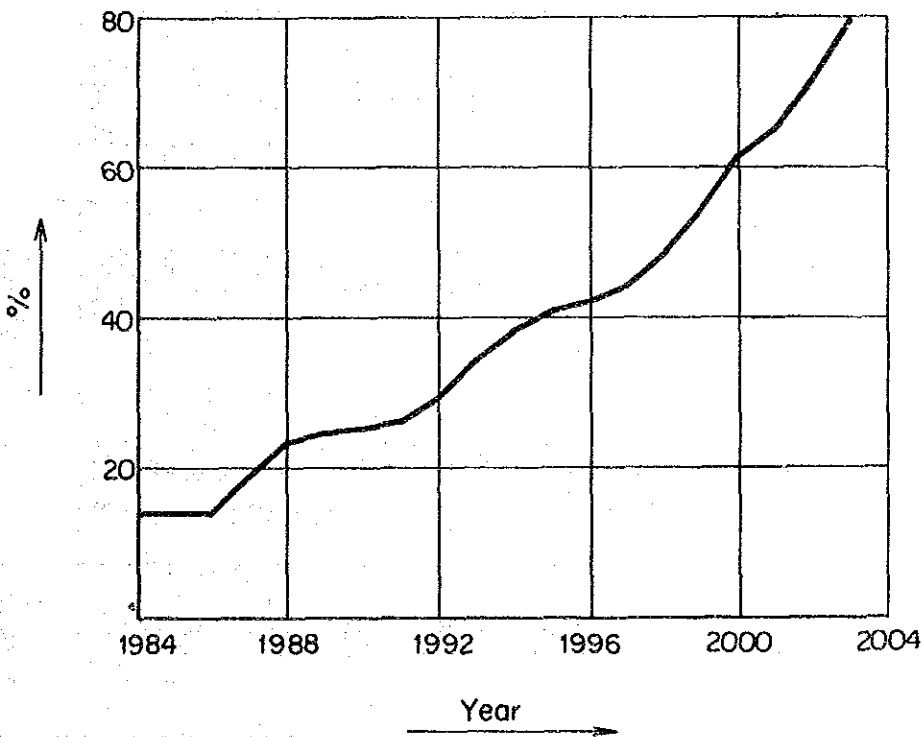
なお、2000年における全設備のうち、水力の占める割合は約55%となるが、この状況を Fig. 5-4に示す。

Fig. 5-5 に示すように、水力エネルギーの利用度は年々向上し、2000年では開発可能地点が保有するエネルギーの61.5%までが開発され、水力は価値の高いエネルギー源として電力供給に大きく貢献することとなる。

Table 5-9に現在建設が進められている主な水力発電所を示す。



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



**Fig. 5-5 Utilization of the Hydroelectric Potential of Turkey**

Table 5-7 Construction Schedule of Power Plant in Tuekey

(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		4,584		3,875	8,459	1,621	6,205	1,194	5,778
1985	340	4,924	-	3,875	8,799	1,621	6,545	1,194	6,118
1986	1,010	5,934	30	3,905	9,839	1,637	7,571	1,204	7,138
1987	300	6,234	950	4,855	11,089	2,210	8,444	1,731	7,965
1988	150	6,384	1,151	6,006	12,390	2,755	9,139	2,136	8,520
1989	350	6,734	390	6,396	13,130	2,891	9,625	2,200	8,934
1990	720	7,454	656	7,052	14,506	2,949	10,403	2,223	9,677
1991	200	7,654	327	7,379	15,033	3,059	10,713	2,292	9,946
1992	500	8,154	1,022	8,401	16,555	3,388	11,542	2,470	10,624
1993	600	8,754	975	9,376	18,130	4,012	12,766	3,016	11,770
1994	600	9,354	1,110	10,486	19,840	4,511	13,865	3,407	12,761
1995	600	9,954	931	11,417	21,371	4,785	14,739	3,592	13,546
1996	1,000	10,954	790	12,207	23,161	4,926	15,880	3,678	14,632
1997	1,320	12,274	740	12,947	25,221	5,178	17,452	3,840	16,114
1998	900	13,174	947	13,894	27,068	5,703	18,877	4,149	17,323
1999	900	14,074	2,000	15,894	29,968	6,395	20,469	4,607	18,681
2000	900	14,974	2,170	18,064	33,038	7,191	22,165	5,158	20,132
2001	1,300	16,274	1,059	19,123	35,397	7,628	23,902	5,421	21,695
2002	1,000	17,274	1,995	21,118	38,392	8,433	25,707	5,934	23,208
2003	1,100	18,374	2,762	23,880	42,254	9,329	27,703	6,490	24,864
Total (Additional)	13,790	-	20,005	-	-	-	-	-	-

Table 5-8 Schedule of Energy Generation

Year	By Thermal: (1)	By Hydraulic		Total	
		Firm: (2)	Average: (3)	Firm : (1)+(2)	Average : (1)+(3)
Existing	23,420	10,460	14,200	33,880	37,620
1985	25,370	10,460	14,200	35,830	39,570
1986	31,250	10,544	14,342	41,792	45,592
1987	33,050	15,161	19,358	48,211	52,408
1988	33,950	18,714	24,132	52,664	58,082
1989	36,050	19,272	25,326	55,322	61,376
1990	40,370	19,473	25,837	59,843	66,207
1991	41,570	20,076	26,799	61,646	68,369
1992	44,720	21,635	29,683	66,355	74,403
1993	48,620	26,423	35,146	75,043	83,766
1994	52,220	29,848	39,514	82,068	91,734
1995	56,120	31,462	41,919	87,582	98,039
1996	62,120	32,217	43,151	94,337	105,271
1997	70,340	33,639	45,359	103,979	115,699
1998	76,190	36,346	49,955	112,536	126,145
1999	82,040	40,358	56,021	122,398	138,061
2000	87,740	45,183	62,997	132,923	150,737
2001	95,690	47,488	66,824	143,178	162,514
2002	101,690	51,980	73,872	153,670	175,562
2003	108,290	56,849	81,726	165,139	190,016
Total (Additional)	84,870	46,389	67,526	131,259	152,396

Table 5-9 Major Hydraulic Power Plants under Construction

Project	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Year of Commissioning
		Average	Firm	
Adiguzel	61	280	150	1986
Kilickaya	120	332	277	1986
Karakaya	1,800	7,354	6,800	1989
Catalan	156	491	271	1990
Karacaoren	32	142	84	1986
Gezende	150	528	130	1988
Altinkaya	700	1,632	1,236	1988
Menzelet	120	334	192	1987
Ataturk	2,400	8,900	7,400	1991
Kralkizi	90	140	111	1991

## 5.2.2 需要供給バランス

需要供給バランスは、kWとkWh について電力需要想定で得られた結果に対し、各々検討を行った。

kWのバランスは、渇水期、夏期、冬期のピーク発生時に需要に見合う十分な供給力が得られるか否かチェックした。

この場合、過去から現在までの代表的日負荷曲線と需要想定上得られた想定最大電力により Yusufeli 計画運開年付近の負荷曲線を想定し、これに対し、供給力が十分であるか否かのチェックを必要とする。また、負荷曲線を想定するには、過去の負荷特性を分析しなければならない。

この分析項目は次のものである。

- ・過去の月別需要電力量、月別最大電力、年間需要電力量、年負荷率
- ・過去の各月の代表的日負荷曲線、日負荷率
- ・トルコ共和国の豊水期、渇水期

kWh バランスについては年間総需要量と最渇水月の需要量の2点についてチェックを行った。

また、供給力は水力、火力の電源種別に各年の供給力が需要想定で得られた最大電力に対し、十分か否かの検討を行ったものである。

火力の供給力の検討には、老朽火力の出力減少、廃止率、事故・補修率を想定し、検討した。

また、水力の場合も火力と同様に、事故・補修率等の検討の他に、最渇水年の保証出力を算定し、水力の分担すべき供給力を検討した。

次に供給力の検討に用いた諸条件を示す。

### ・火 力

出力減少および廃止率 ; 現在の設備出力が年5%ずつ減少するものと仮定した。

事故・補修停止率 ; 7.3%/年

### ・水 力

事故停止率 ; 0.5%

補修停止率 ; 2% × 1/12ヶ月



以上の諸検討の結果は、Table 5-10 および Table 5-11 に2003年までのkWおよび kWh バランスを示す。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。

これらから明らかのように、現状をみれば供給力は保証出力、保証電力量においても需要を満足する水準となっている。しかし、現実には1984年現在も電力の輸入が行われ、それは総消費電力量の8%にも達している。このことはトルコ共和国の発電設備の運転可能率が低水準で、かつ電力系統や給電上の問題も加わり、結果的に供給力不足を来していることによるものである。

従って、現在の開発計画の順調な推進は不可欠であり、1989年以降は、次第にバランスの良い安定した電力供給が可能となると思料される。

本計画のYusufeliおよび Artvin 発電所の運開は2000年頃と推定されるが、各々540MW および320MW がこの時期に投入されれば、需要に対し、供給力は約7.8%の余裕が持てることになる。

また、保証電力量でも同様に約7.4%の余裕が生じる。

以上のことから本計画がこの時期に運開されることは電力需給バランスを保持するうえで妥当なものと判断される。

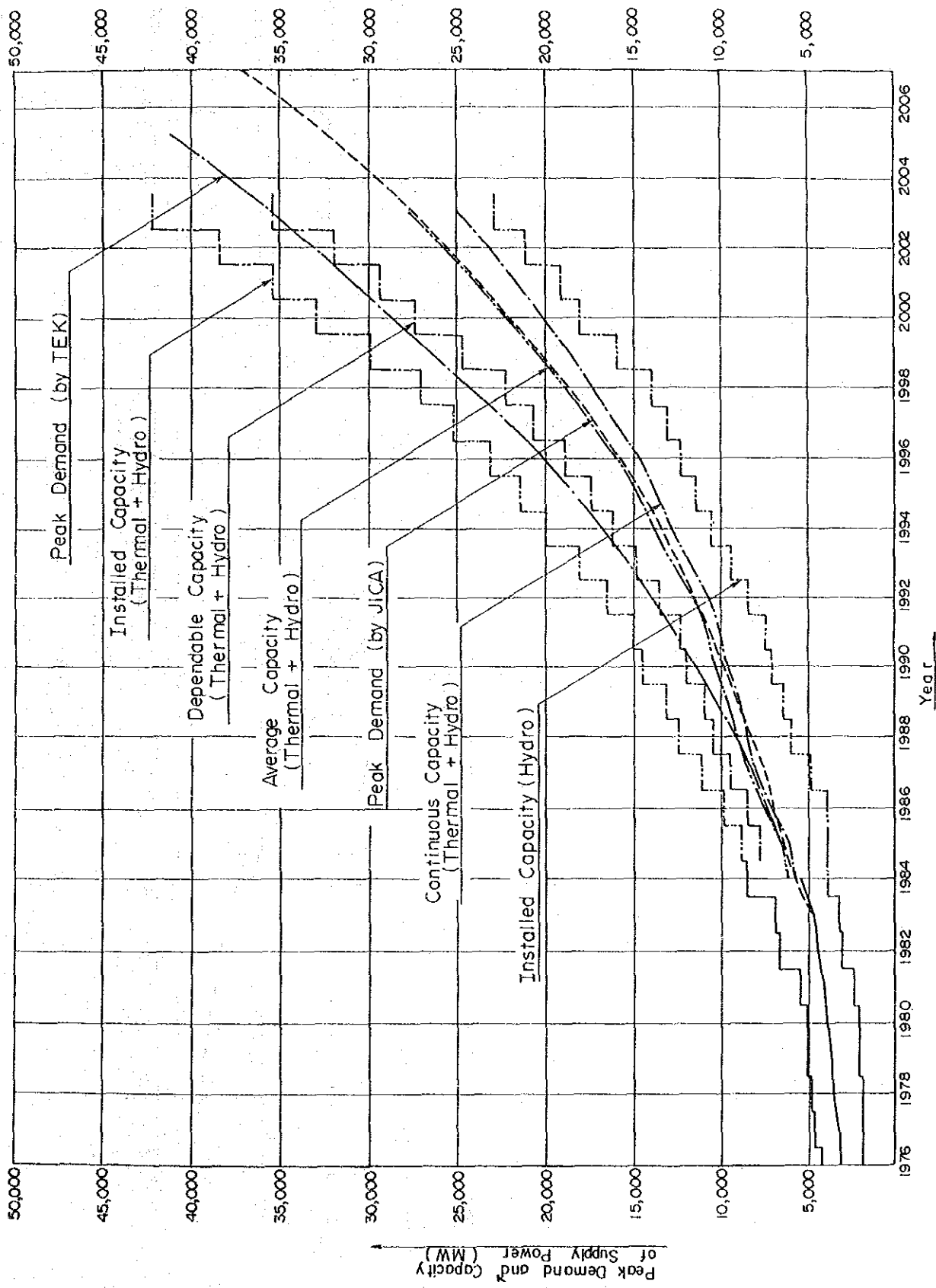


Fig. 5-6 Demand Forecast: Power

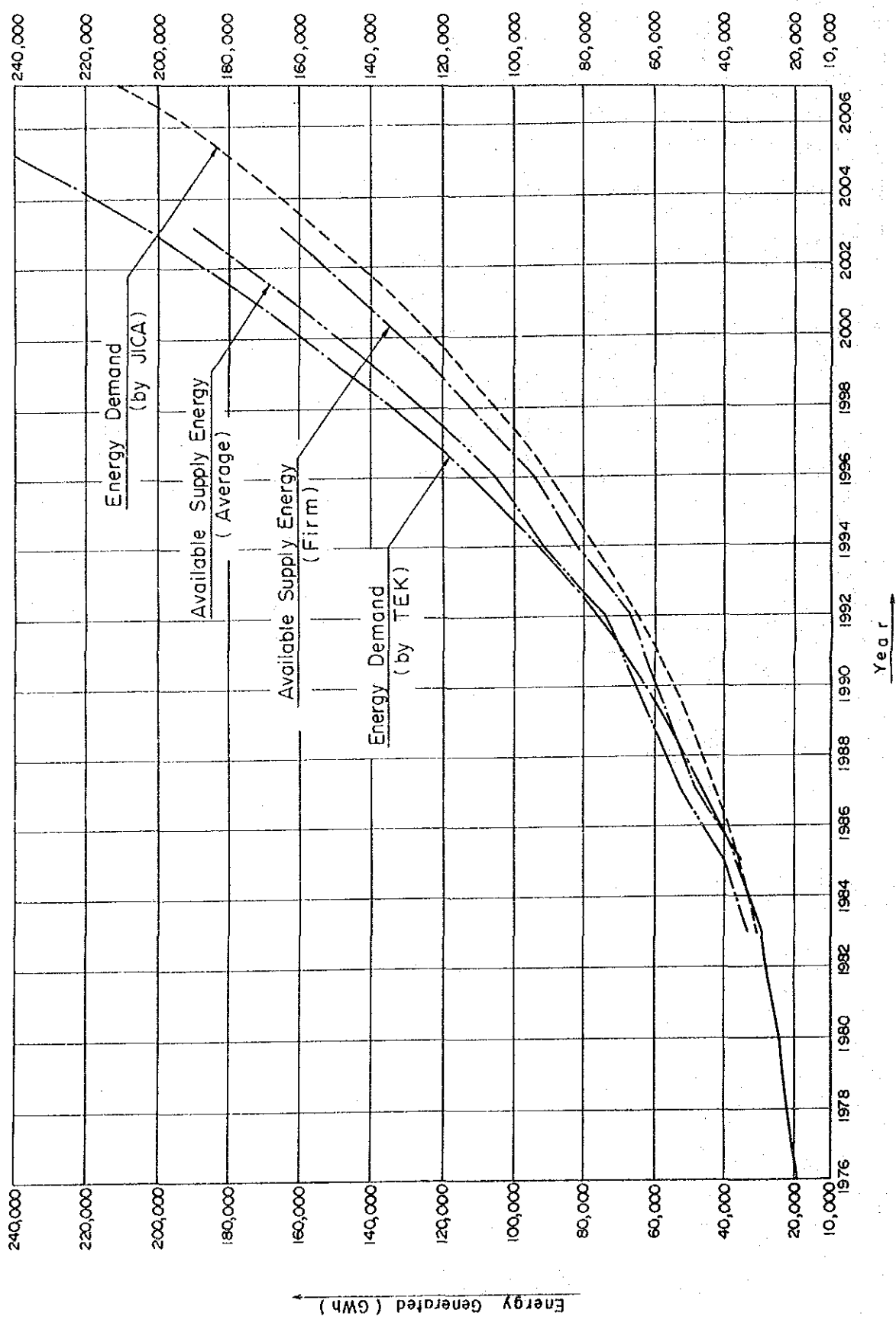


Fig. 5-7 Demand Forecast: Energy

Table 5-10 Power Demand and Supply Balance

Year	Peak Demand (MW) (1)	Reserve Capacity (MW) (1) x 1.15 = (2)	Installed Capacity (MW)	Available Power Supplied		Dependable Capacity (MW) (3)	Allowance	
				Average (MW)	Continuous (MW)		(3) - (2) = (4)	% (4) / (2)
1985	6,300	7,245	8,799	6,545	6,118	7,784	539	7.4
1986	6,900	7,935	9,839	7,571	7,138	8,529	594	7.5
1987	7,600	8,740	11,089	8,444	7,965	9,446	706	8.1
1988	8,300	9,545	12,390	9,139	8,520	10,413	868	9.1
1989	9,200	10,580	13,130	9,625	8,934	10,897	317	3.0
1990	9,800	11,270	14,506	10,403	9,677	11,972	702	6.2
1991	10,300	11,845	15,033	10,713	9,946	12,279	434	3.7
1992	11,500	13,225	16,555	11,542	10,624	13,493	268	2.0
1993	12,600	14,490	18,130	12,766	11,770	14,765	275	1.9
1994	13,700	15,755	19,840	13,865	12,761	16,165	410	2.6
1995	14,900	17,135	21,371	14,739	13,592	17,413	278	1.6
1996	16,200	18,630	23,161	15,880	14,632	18,911	281	1.5
1997	17,400	20,010	25,221	17,452	16,114	20,670	660	3.3
1998	18,800	21,620	27,068	18,877	17,323	22,230	610	2.9
1999	20,300	23,345	29,968	20,469	18,681	24,733	1,388	5.9
2000	22,100	25,415	33,038	22,165	20,132	27,392	1,977	7.8
2001	23,800	27,370	35,397	23,902	21,695	29,438	2,068	7.6
2002	25,700	29,555	38,392	25,707	23,208	32,045	2,490	8.4
2003	27,700	31,855	42,254	27,703	24,864	35,432	3,577	11.2

Table 5--11 Estimated Energy Balance

Year	Energy Demand Estimated :(1) (GWh)	Available Energy Supplied		Allowance			
		Firm : (2) (GWh)	Average :(3) (GWh)	Firm		Average	
				GWh:(4) (2)-(1)	% (4)/(1)	GWh:(5) (3)-(1)	% (5)/(1)
1984	32,300	33,880	37,620	1,580	4.9	5,320	16.5
1985	35,500	35,830	39,570	330	0.9	4,070	11.5
1986	38,800	41,794	45,592	2,994	7.7	6,792	17.5
1987	42,600	48,211	52,408	5,611	13.2	9,808	23.0
1988	46,700	52,664	58,082	5,964	12.8	11,382	24.4
1989	51,400	55,322	61,376	3,922	7.6	9,976	19.4
1990	55,200	59,843	66,207	4,643	8.4	11,007	19.9
1991	58,000	61,646	68,369	3,646	6.3	10,369	17.9
1992	64,700	66,355	74,403	1,655	2.6	9,703	15.0
1993	70,700	75,043	83,766	4,343	6.1	13,066	18.5
1994	76,900	82,068	91,734	5,168	6.7	14,834	19.3
1995	83,700	87,582	98,039	3,882	4.6	14,339	17.1
1996	91,000	94,337	105,271	3,337	3.7	14,271	15.7
1997	97,400	103,979	115,699	6,579	6.8	18,299	18.8
1998	105,200	112,536	126,145	7,336	7.0	20,945	19.9
1999	114,000	122,398	138,061	8,398	7.4	24,061	21.1
2000	123,800	132,923	150,737	9,123	7.4	26,937	21.8
2001	133,300	143,178	162,514	9,878	7.4	29,214	21.9
2002	143,800	153,670	175,562	9,870	6.9	31,762	22.1
2003	155,400	165,139	190,016	9,739	6.3	34,616	22.3

## 第6章 気象および水分



## 第6章 気象および水文

	頁
6.1 一般 .....	6 - 1
6.2 流量 .....	6 - 1
6.3 蒸発 .....	6 - 33
6.4 堆砂 .....	6 - 37
6.5 確率洪水量 .....	6 - 41
6.6 可能最大洪水量 .....	6 - 50





## List of Figures

- Fig. 6-1 Isohyetal Map
- Fig. 6-2 Existing Stream Gaging Stations
- Fig. 6-3 Seasonal Variation of Precipitation and Runoff
- Fig. 6-4 Spectral Analysis
- Fig. 6-5 Correlation Analysis between Nos. 2316 and 2305 G.S.
- Fig. 6-6 Correlation Analysis between Nos. 2321 and 2305 G.S.
- Fig. 6-7 Correlation Analysis between Nos. 2322 and 2305 G.S.
- Fig. 6-8 Correlation Analysis between Nos. 2322 and 2315 G.S.
- Fig. 6-9 Correlation Analysis between Nos. 2315 and 2305 G.S.
- Fig. 6-10 Correlation Analysis between Nos. 2323 and 2302 G.S.
- Fig. 6-11 Existing Class A Pan Evaporation Data
- Fig. 6-12 Relation between Monthly Average Temperatures and Monthly Evaporation of Bayburt Station
- Fig. 6-13 Sediment Rating Curve at No. 2315 Station
- Fig. 6-14 Sediment Rating Curve at No. 2316 Station
- Fig. 6-15 Flood Frequency at No. 2305 Station
- Fig. 6-16 Flood Frequency at No. 2323 Station
- Fig. 6-17 Flood Frequency at No. 2321 Station
- Fig. 6-18 Enveloping Curves of Maximum Persisting 12 hour Vapor Pressure
- Fig. 6-19 Depth-Duration Curves of Max. Precipitation
- Fig. 6-20 12 hr - 1 cm Unit Hydrograph for Coruh River
- Fig. 6-21 12 hr - 1 cm Unit Hydrograph for Oltu, Tortum and Altiparmak Creek
- Fig. 6-22 PMP Hydrograph
- Fig. 6-23 PMP Hydrograph of Yusufeli Damsite
- Fig. 6-24 Probable Maximum Floods in Turkey
- Fig. 6-25 Location Map of Existing and Planned Dams
- Fig. 6-26 Depths of Precipitable Water in a Column of Air

## List of Tables

- Table 6-1 Monthly Precipitation at Meteorological Station
- Table 6-2 Observed Monthly Average Temperatures at Yusufeli Station
- Table 6-3 Observed Monthly Average Temperatures at Bayburt Station
- Table 6-4 Correlation Analysis of Stream Gaging Station
- Table 6-5 Natural Flow Calculation at Damsites
- Table 6-6 Natural Flow at Karakale Damsite
- Table 6-7 Natural Flow at Yusufeli Damsite
- Table 6-8 Natural Flow at Artvin (U) Damsite
- Table 6-9 Natural Flow at Artvin (L) Damsite
- Table 6-10 Natural Flow at Deriner Damsite
- Table 6-11 Natural Flow at Borcka Damsite
- Table 6-12 Natural Flow at Muratli Damsite
- Table 6-13 Observed Monthly Class A Pan Evaporations of Bayburt Meteorological Station
- Table 6-14 Actual Monthly Evaporations from Yusufeli Reservoir
- Table 6-15 Existing Suspended Sediment Data
- Table 6-16 Characteristics of Sediment Data
- Table 6-17 List of Measured Flood Peaks
- Table 6-18 Flood Peak Discharges at No. 2305 Station
- Table 6-19 Flood Peak Discharges at No. 2323 Station
- Table 6-20 Flood Peak Discharges at No. 2321 Station
- Table 6-21 Probable Floods at Damsites
- Table 6-22 Storm Maximization of Historical Storms
- Table 6-23 Time Distribution of PMP
- Table 6-24 Maximum Snowmelt Runoff at Yusufeli Damsite
- Table 6-25 Probable Maximum Flood of Planned Dams in Turkey

## 第6章 気象および水文

### 6.1 一般

Coruh 川流域はソ連との国境付近、トルコ国北東部に位置している。流域の平均標高は 2,000m である。流路延長約 410km の Coruh 川は北東部最長の河川で、Dilek Daglari 山脈に源を發し黒海に注いでいる。川の最下流部 20km はソ連領に属しており、トルコ国内の Coruh 川流域面積は 19,750km<sup>2</sup>、年間平均流量は  $5.96 \times 10^9$  m<sup>3</sup> (189m<sup>3</sup>/sec) である。

流域は一般に大陸性気候と黒海性気候に分けられる。Yusufeli ダム地点の流域は大陸性気候が支配的で、年間降雨量 440mm、3月～6月の雨期には一年のおよそ 50% 近くの降雨がある一方、最下流部は秋から冬にかけて雨が多く年間降雨量は 1,000mm を越す。

Yusufeli 気象観測所の記録によれば最高、最低、平均気温は各々 43.8℃、-14.3℃ 及び 14.2℃ である。

気象観測所、測水所の位置及び等雨量線は Fig. 6-1 に示されている。流域内の各観測所における月平均降雨量は Table 6-1 に Yusufeli 及び Bayburt の気象観測所における月平均気温は Table 6-2 及び 6-3 に示されている。

### 6.2 流量

Yusufeli ダム地点は Oltu、Tortum、Altiparmak 川等の主要な支流の流量調節をする目的で合流点の直下流に計画されている。Coruh 川流域には Fig. 6-1 に示すように数多くの測水所が設置されたが、その一部は現在廃止されている。支流を含む Coruh 川に設置されている既設測水所の観測期間を Fig. 6-2 に示す。

発電計画にとって平均流量、特に流量の季節変動及び年間流量の経年変化は重要な意味をもつ。1942年から1983年までの No.2305 測水所の河川流量及び Bayburt 観測所の降雨量の季節変化を Fig. 6-3 に示す。

年間流量の変動は貯水池計画を左右する要素である。不規則に変動する水文時系列データの中に周期性を見出すためには、一般に確率統計的手法が使われる。

降雨量、河川流量等の水文量  $x(t)$  に含まれる周期成分の分布は下記に示すようにフーリエ変換により得られる。



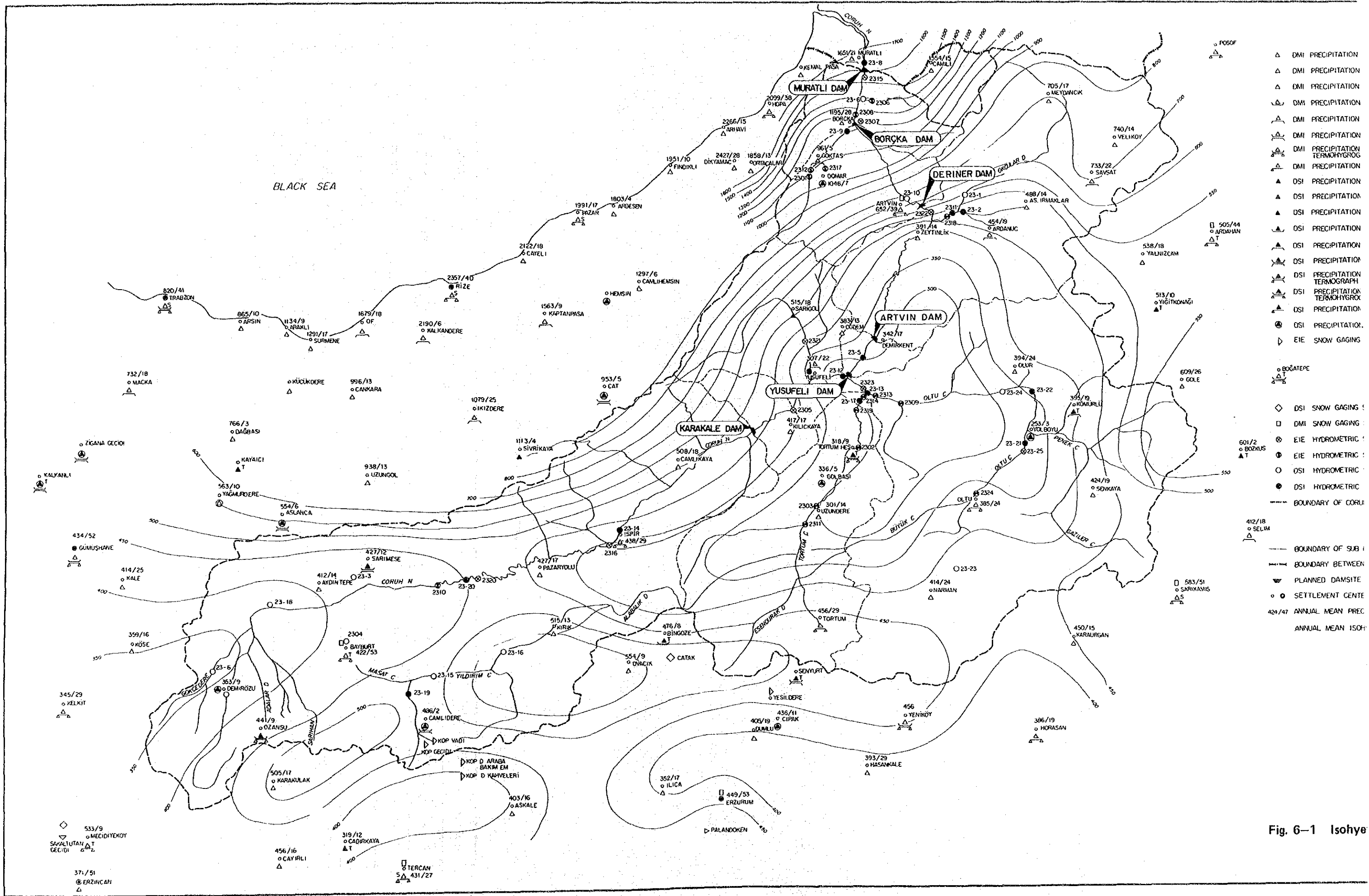
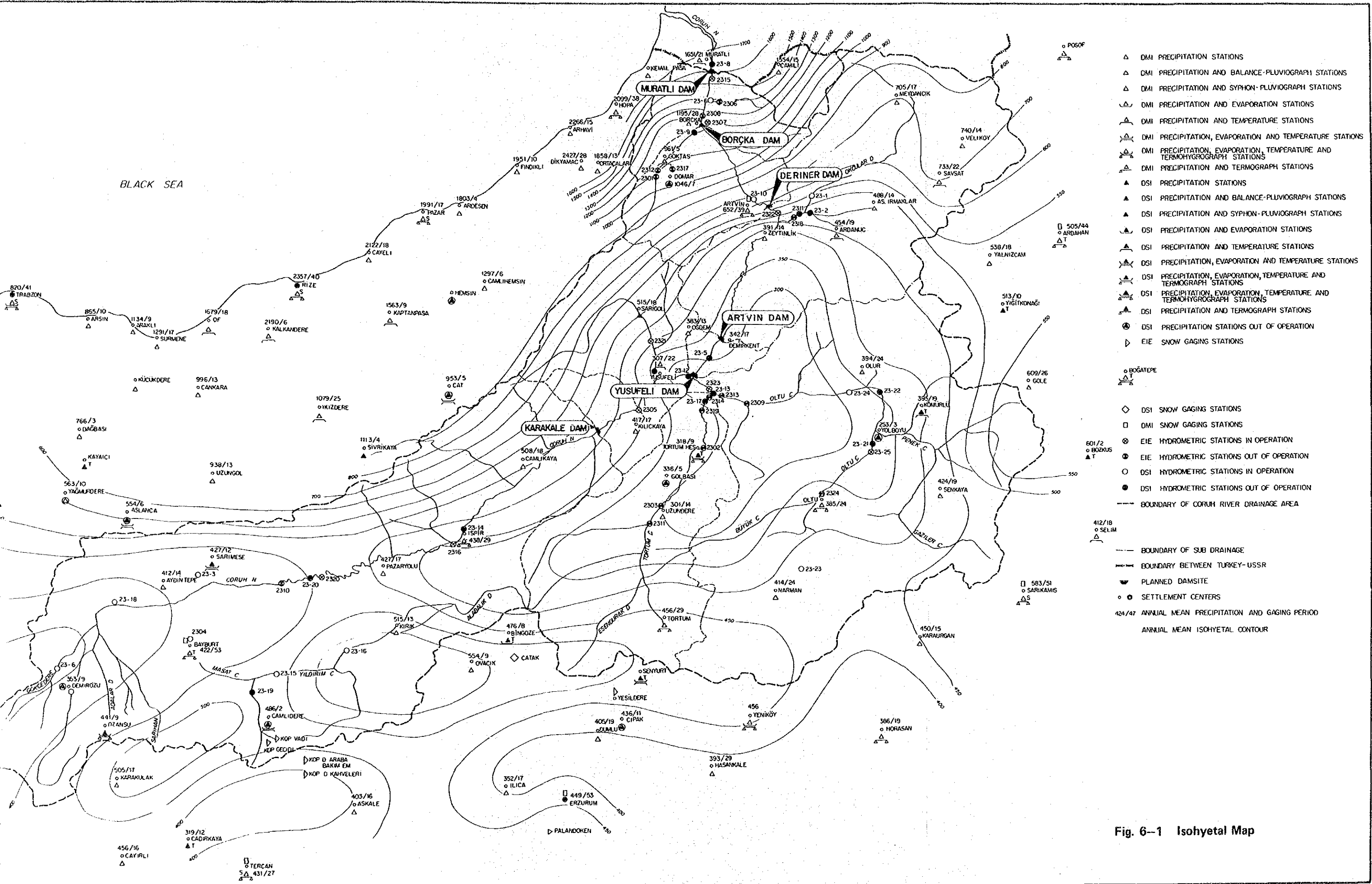


Fig. 6-1 Isohye



- △ DMI PRECIPITATION STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION AND BALANCE-PLUVIOGRAPH STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION AND SYPHON-PLUVIOGRAPH STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION AND EVAPORATION STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION AND TEMPERATURE STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION, EVAPORATION AND TEMPERATURE STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION, EVAPORATION, TEMPERATURE AND TERMOHYGROGRAPH STATIONS
- △ DMI PRECIPITATION AND TERMOGRAPH STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION AND BALANCE-PLUVIOGRAPH STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION AND SYPHON-PLUVIOGRAPH STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION AND EVAPORATION STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION AND TEMPERATURE STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION, EVAPORATION AND TEMPERATURE STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION, EVAPORATION, TEMPERATURE AND TERMOGRAPH STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION, EVAPORATION, TEMPERATURE AND TERMOHYGROGRAPH STATIONS
- ▲ DSI PRECIPITATION AND TERMOGRAPH STATIONS
- ⊙ DSI PRECIPITATION STATIONS OUT OF OPERATION
- ▷ EIE SNOW GAGING STATIONS
- ◇ DSI SNOW GAGING STATIONS
- DMI SNOW GAGING STATIONS
- ⊙ EIE HYDROMETRIC STATIONS IN OPERATION
- ⊙ EIE HYDROMETRIC STATIONS OUT OF OPERATION
- DSI HYDROMETRIC STATIONS IN OPERATION
- ⊙ DSI HYDROMETRIC STATIONS OUT OF OPERATION
- BOUNDARY OF CORUH RIVER DRAINAGE AREA
- BOUNDARY OF SUB DRAINAGE
- BOUNDARY BETWEEN TURKEY-USSR
- ▭ PLANNED DAMSITE
- SETTLEMENT CENTERS
- 424/47 ANNUAL MEAN PRECIPITATION AND GAGING PERIOD
- ANNUAL MEAN ISOHYETAL CONTOUR

Fig. 6-1 Isohyetal Map





Station		River	Observation Period (Years)									
No.	Name		1940	1950	1960	1970	1980	1990				
2302	Tev Köprüsü	Tortum	1941		1966 1968							
2304	Bayburt	Çoruh	1942							1984		
2305	Peterek	Çoruh	1942							1984		
2314	Catakköprü	Tortum			1963 1967							
2315	Karşıköy	Çoruh			1965					1984		
2316	Ispir Köprü	Çoruh			1965					1984		
2320	Laleri	Çoruh				1970				1984		
2321	Dutdere	Altıparmak				1972				1984		
2322	Altınsu	Çoruh				1972				1984		
2323	Ishan. Köprü	Oltu			1963 1965					1984		
2325	Asağı Kumlu	Oltu				1974				1984		

Fig. 6-2 Existing Stream Gaging Stations



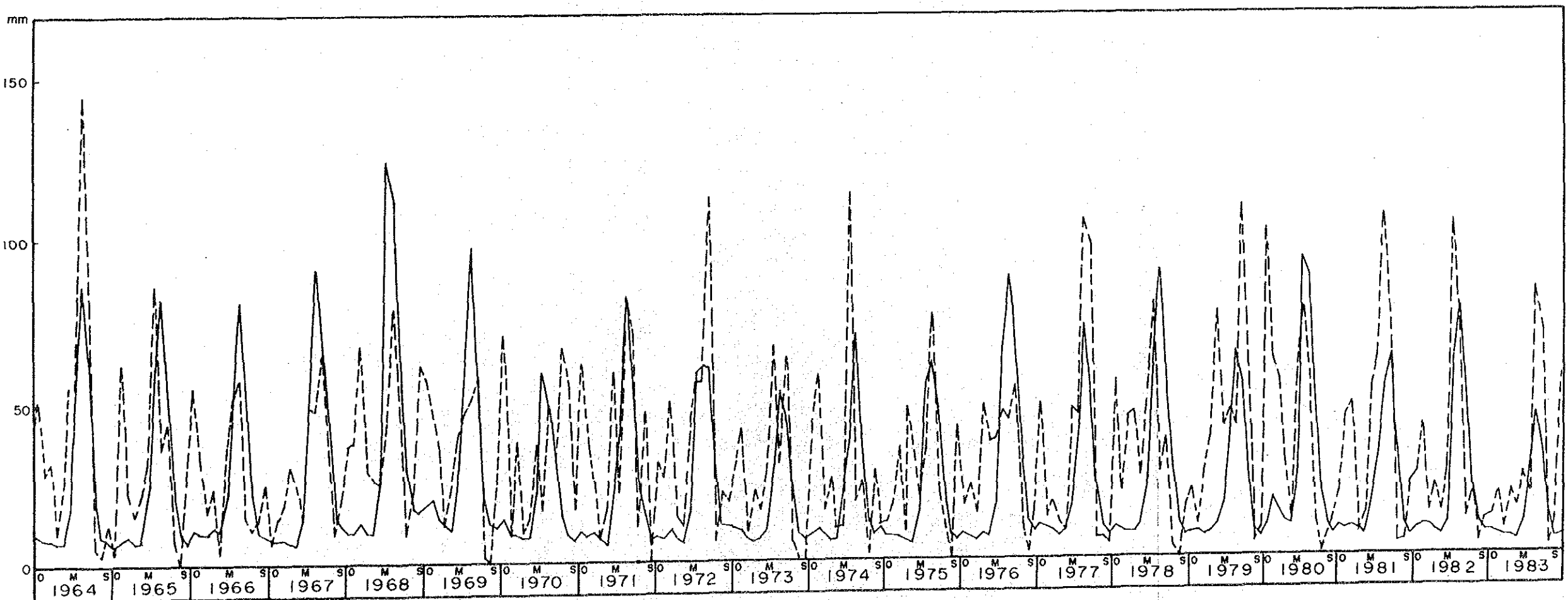
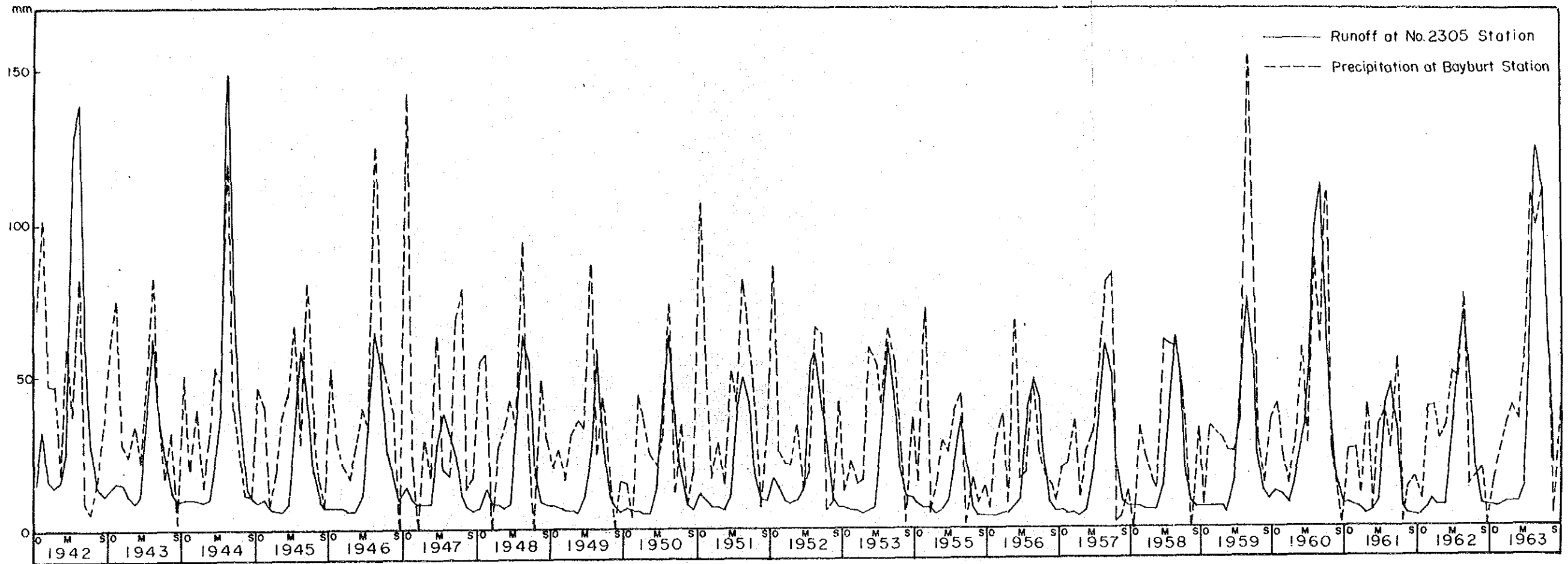


Fig. 6-3 Seasonal Variation of Precipitation and Runoff



Table 6-1 Monthly Precipitation at Meteorological Station

(unit: mm)

Station	Years	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
Aydintepe	15	30.5	25.2	41.8	60.2	61.5	40.9	9.1	10.9	19.0	40.4	36.3	39.8	415.6
Bayburt	54	24.3	27.2	38.6	57.0	67.1	53.4	21.4	13.7	20.8	38.5	44.0	26.3	432.3
Kirik	14	40.2	35.6	48.0	64.6	75.1	60.2	23.9	19.0	19.5	40.3	45.5	43.0	514.9
Pazaryolu	18	32.7	31.9	41.5	62.4	54.2	47.3	15.3	10.3	20.9	33.8	38.8	41.7	430.8
Ispir	30	29.7	38.9	38.8	59.4	60.4	46.8	23.8	15.4	22.6	31.4	36.0	39.2	442.4
Camlikaya	19	38.7	35.7	48.3	59.8	65.6	54.9	25.3	22.1	28.1	39.5	40.8	52.6	511.4
Kilickaya	18	23.8	22.8	37.8	42.3	60.9	59.4	21.1	27.5	23.9	28.5	31.2	34.5	413.7
Yusufeli	23	18.1	16.3	25.6	32.7	42.1	43.3	24.7	15.0	17.6	20.0	26.2	23.5	305.1
Tortum	30	27.5	29.0	38.6	55.3	67.3	62.8	34.8	24.0	20.2	38.1	33.4	24.9	455.9
Narman	25	20.0	21.0	30.0	49.1	70.0	64.2	33.2	29.9	17.3	30.4	27.0	18.1	410.2
Oltu	25	18.8	21.8	26.1	41.6	65.2	54.4	41.7	23.2	19.6	29.3	23.8	17.6	383.1
Olur	25	19.4	20.5	29.1	46.6	64.4	53.2	38.7	24.6	18.9	28.1	29.4	23.5	396.4
Senkaya	20	14.2	15.0	25.2	46.8	81.7	66.1	38.5	31.6	23.5	38.8	24.4	15.4	421.2
Sarimese	13	29.7	25.3	45.3	72.0	59.8	41.7	10.1	16.8	15.9	39.1	31.3	41.8	428.8
Average	-	26.3	26.2	36.8	53.6	64.0	53.5	25.8	20.3	20.6	34.0	33.4	31.6	426.1

Note: The observation periods in this table cover the duration from the beginning of the observation period until the end of 1983. There are some breaks in observation periods of several stations.

Table 6--2 Observed Monthly Average Temperatures at Yusufeli Station

(unit: °C)

Year	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1965	2.2	2.8	9.4	12.6	19.5	22.7	25.2	26.3	22.3	12.2	7.5	4.3
66	6.5	8.4	10.6	15.9	18.7	23.0	27.7	27.5	21.5	17.7	12.0	6.3
67	1.6	0.6	7.5	13.1	17.5	20.6	22.6	24.0	20.5	16.1	8.4	2.0
68	-1.3	1.3	7.3	16.1	20.2	21.4	25.8	24.9	21.4	16.4	10.8	3.1
69	1.9	3.0	9.6	12.8	20.1	24.9	24.5	27.2	21.4	14.1	7.8	5.7
1970	4.4	6.8	10.5	17.8	19.0	23.0	26.5	24.3	21.5	14.4	10.6	3.0
71	2.4	4.4	9.5	14.6	19.7	20.9	26.9	24.0	25.0	14.6	8.7	1.3
72	-4.1	1.0	7.7	16.4	18.2	22.4	27.0	27.8	22.2	17.9	7.3	1.5
73	-0.1	5.8	7.9	13.8	18.7	20.2	25.4	24.7	21.9	16.7	5.4	1.9
74	-1.2	3.3	10.3	11.1	20.0	24.4	25.0	25.3	20.1	19.4	10.0	4.3
75	1.9	1.7	7.8	17.8	19.2	24.6	26.8	26.0	21.4	14.5	9.2	0.1
76	-1.2	-2.1	6.8	14.2	18.4	21.2	24.6	25.6	21.4	15.7	9.0	4.6
77	1.0	6.2	8.6	14.7	18.3	20.6	24.9	25.8	21.2	12.4	8.3	2.1
78	0.8	5.0	10.2	12.0	18.4	18.0	24.9	24.0	21.4	16.4	6.0	2.1
79	1.0	6.2	10.2	14.6	20.2	22.3	23.9	27.8	22.8	15.4	10.1	2.8
1980	0.8	2.1	9.2	13.5	19.0	23.7	27.2	24.8	20.2	14.1	9.7	5.5
81	4.4	6.4	9.9	12.5	16.5	23.1	27.3	26.0	23.1	17.0	7.7	6.6
82	-	-	-	-	-	-	-	-	22.1	15.5	7.0	1.5
83	-1.7	3.2	7.8	16.0	19.8	22.3	26.4	24.3	21.6	15.0	9.2	3.5
84	4.2	4.4	10.1	14.0	17.8	22.7	25.3	22.8	23.9	15.8	9.6	1.2

Table 6-3 Observed Monthly Average Temperatures at Bayburt Station

(unit: °C)

Month Year	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1977	-9.3	-0.7	1.2	7.7	11.4	14.5	17.4	18.7	15.4	4.9	3.2	-6.5
1978	-6.5	-2.0	1.3	5.2	10.8	13.3	20.2	17.3	16.0	10.1	-0.6	-0.6
1979	-3.7	-0.9	2.1	7.8	12.2	14.7	16.6	21.2	16.5	8.8	4.8	-5.4
1980	-10.0	-8.3	-1.3	6.3	12.0	16.4	21.8	18.3	14.0	8.5	4.0	-2.8
1981	-2.6	-0.6	2.5	5.2	8.9	14.9	19.7	17.9	16.3	10.7	1.3	2.0
1982	-6.8	-8.4	1.8	9.6	11.5	14.8	17.2	17.4	14.2	8.2	-0.2	-4.1
1983	-10.9	-7.2	0.2	7.4	11.9	14.8	19.0	17.5	13.7	8.6	4.1	-1.0
1984	-1.3	-2.0	3.1	6.3	10.5	14.8	19.0	15.6	16.5	8.6	3.1	-8.7

$$X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-i2\pi f t} dt$$

$$S_X(f) = \lim_{T \rightarrow \infty} \left( \frac{1}{T} |X(f)|^2 \right)$$

$S_X(f)$  は周期成分  $f$  が持つ単位時間内の平均エネルギー量を表わすので、パワースペクトルと呼ばれている。

記録長が有限の長さ  $T$  であるデータ  $x_T(t)$  に上式を適用すると、パワースペクトルの推定値は以下の様に表わせる。

$$\tilde{S}(f) = \frac{1}{T} |X(f)|^2$$

$\tilde{S}(f)$  は通常ジグザグに大きく変動するスペクトルとなり、生パワースペクトルと呼ばれる。

重み関数  $W(t)$  を用いることにより、平滑化されたパワースペクトルが得られる。

この重み関数はラグウィンドーと呼ばれ、ここでは一般に用いられているハニングのウィンドーを採用した。

No.2305 測水所地点の年間流量（1942年～1983年）と Bayhurt 観測所における年間降雨量（1931年～1983年）のデータに対して、確率統計的手法の1つであるスペクトル解析を行った。その結果を Fig. 6-4 に示す。これより、Yusufeli ダム地点の流域の水文諸量はおおよそ 5 年周期であるといえる。

測水所の月平均流量を補完し、ダム地点の自然流入量を算定するために相関解析を行った。解析結果は Table 6-4 及び Figs 6-5 ～ 6-10 に示されている。ダム地点の自然流入量計算は Table 6-5 に、その結果は Tables 6-6 ～ 6-12 に示す。



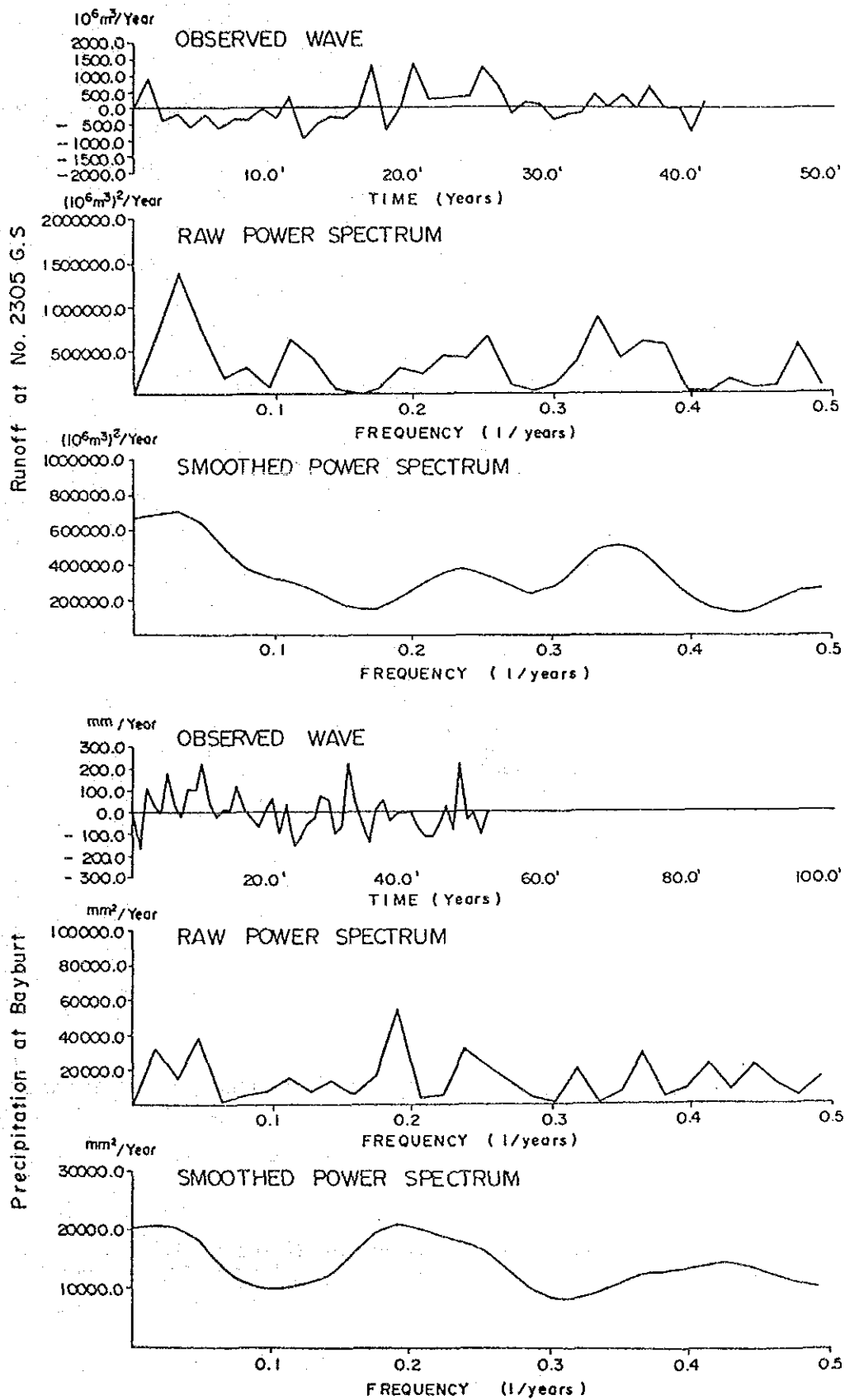


Fig. 6-4 Spectral Analysis

6410 -- 8409 \* MONTH \*  
8--2

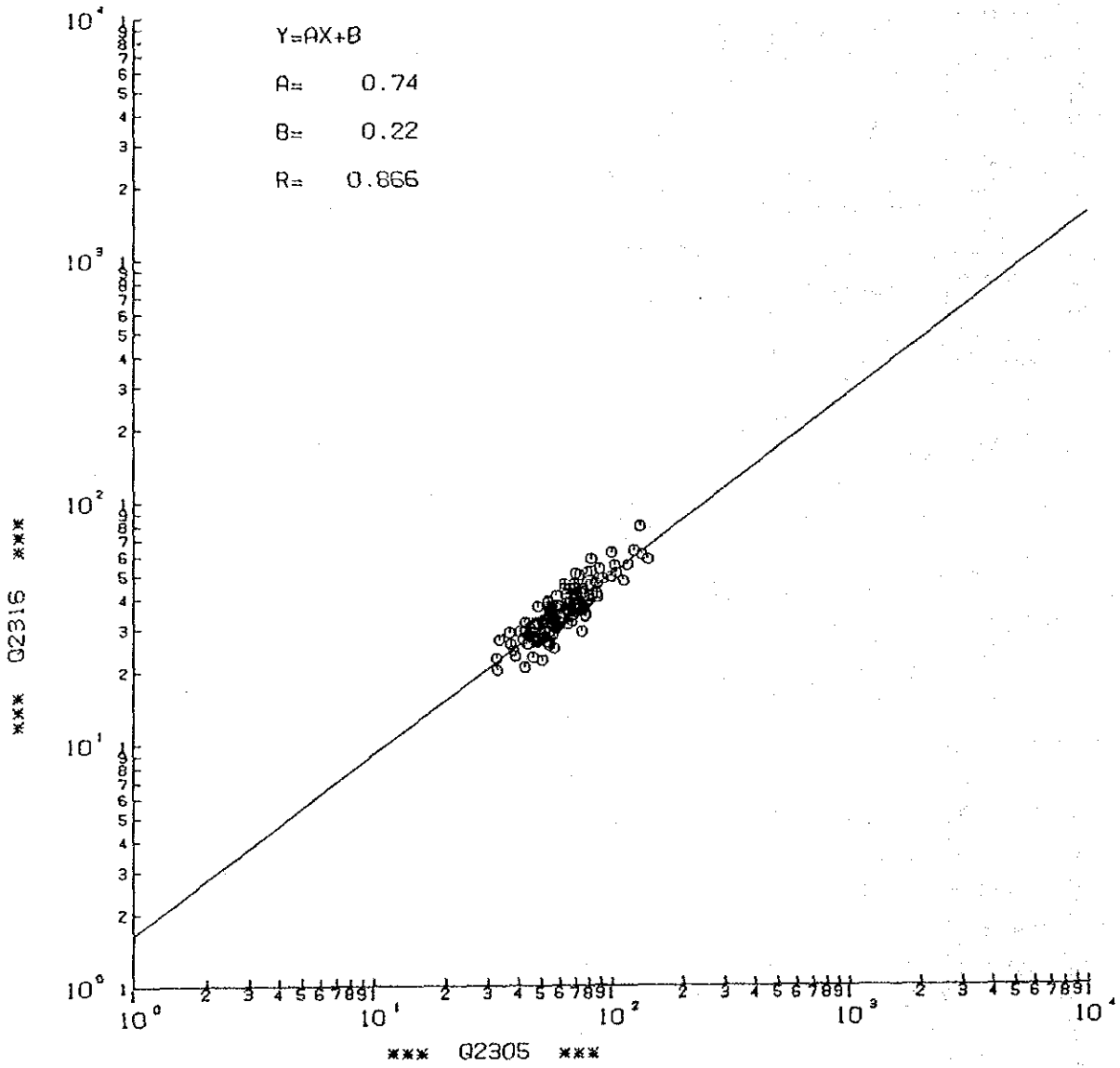


Fig. 6-5 (1) Correlation Analysis between Nos. 2316 and 2305 G.S.

6410 -- 8409 \* MONTH \*  
3--5

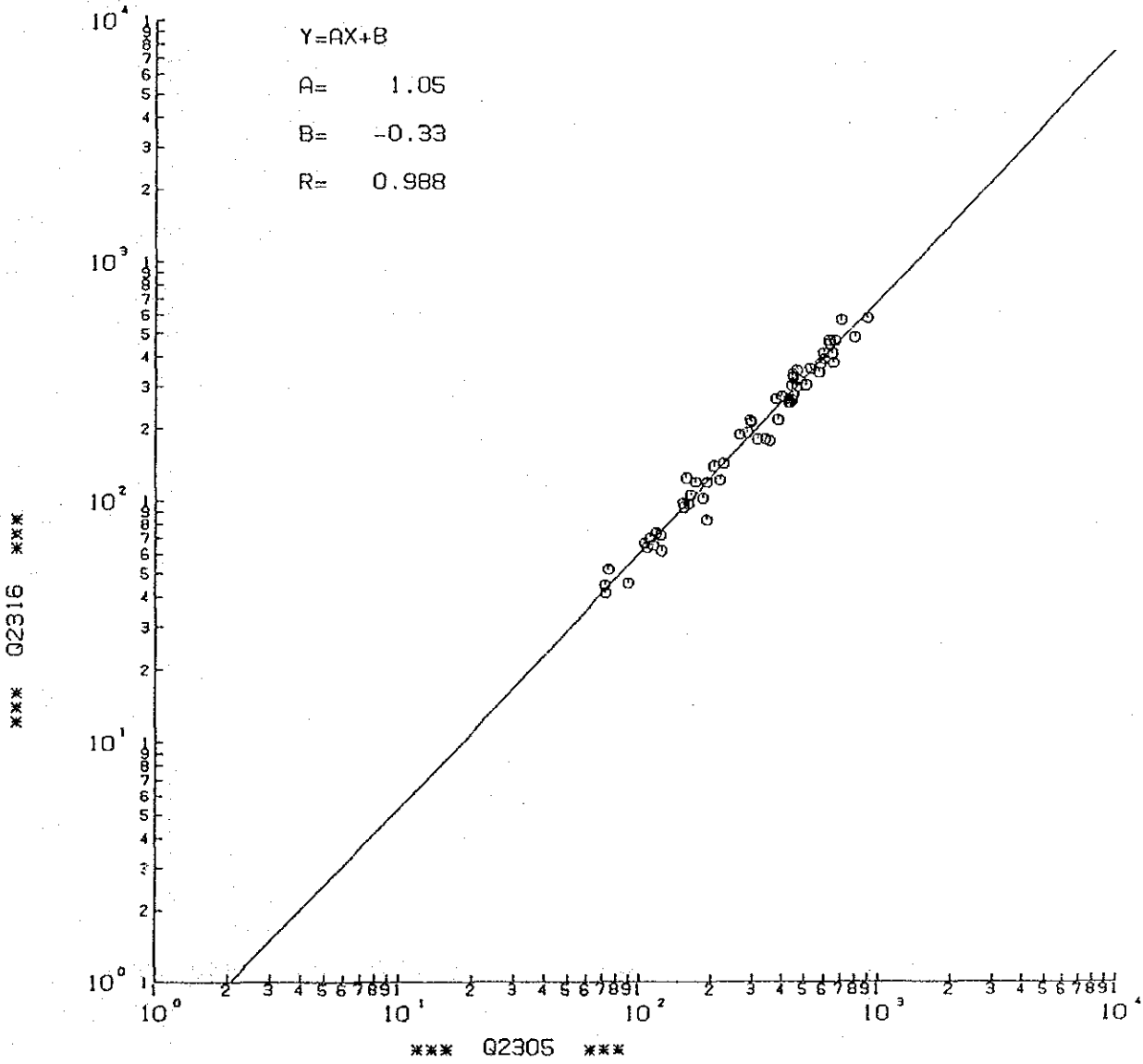


Fig. 6-5 (2) Correlation Analysis between Nos. 2316 and 2305 G.S.

6410 -- 8409 \* MONTH \*  
6 -- 7

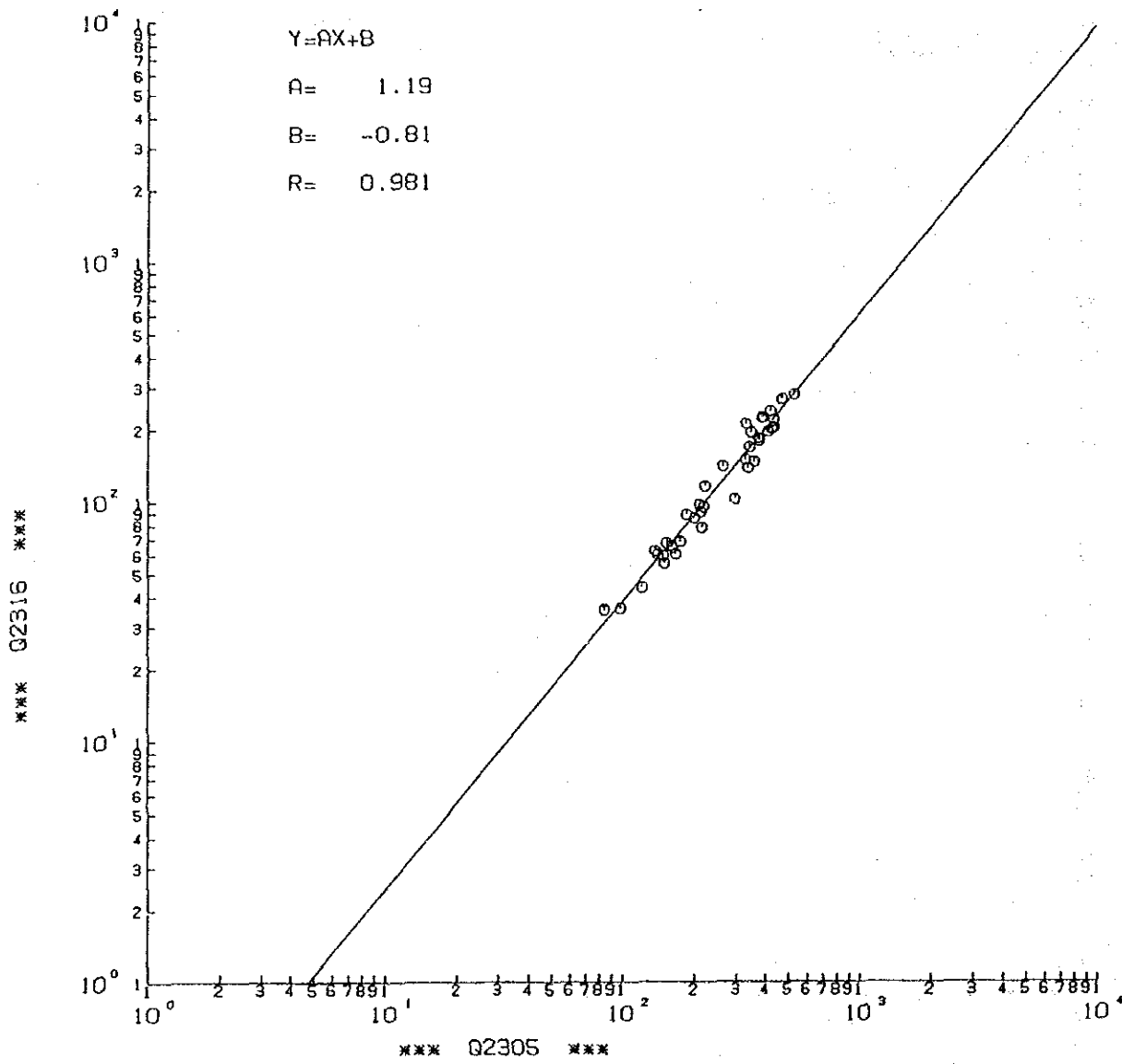


Fig. 6-5 (3) Correlation Analysis between Nos. 2316 and 2305 G.S.

7110 -- 8409 \* MONTH \*  
10 -- 5

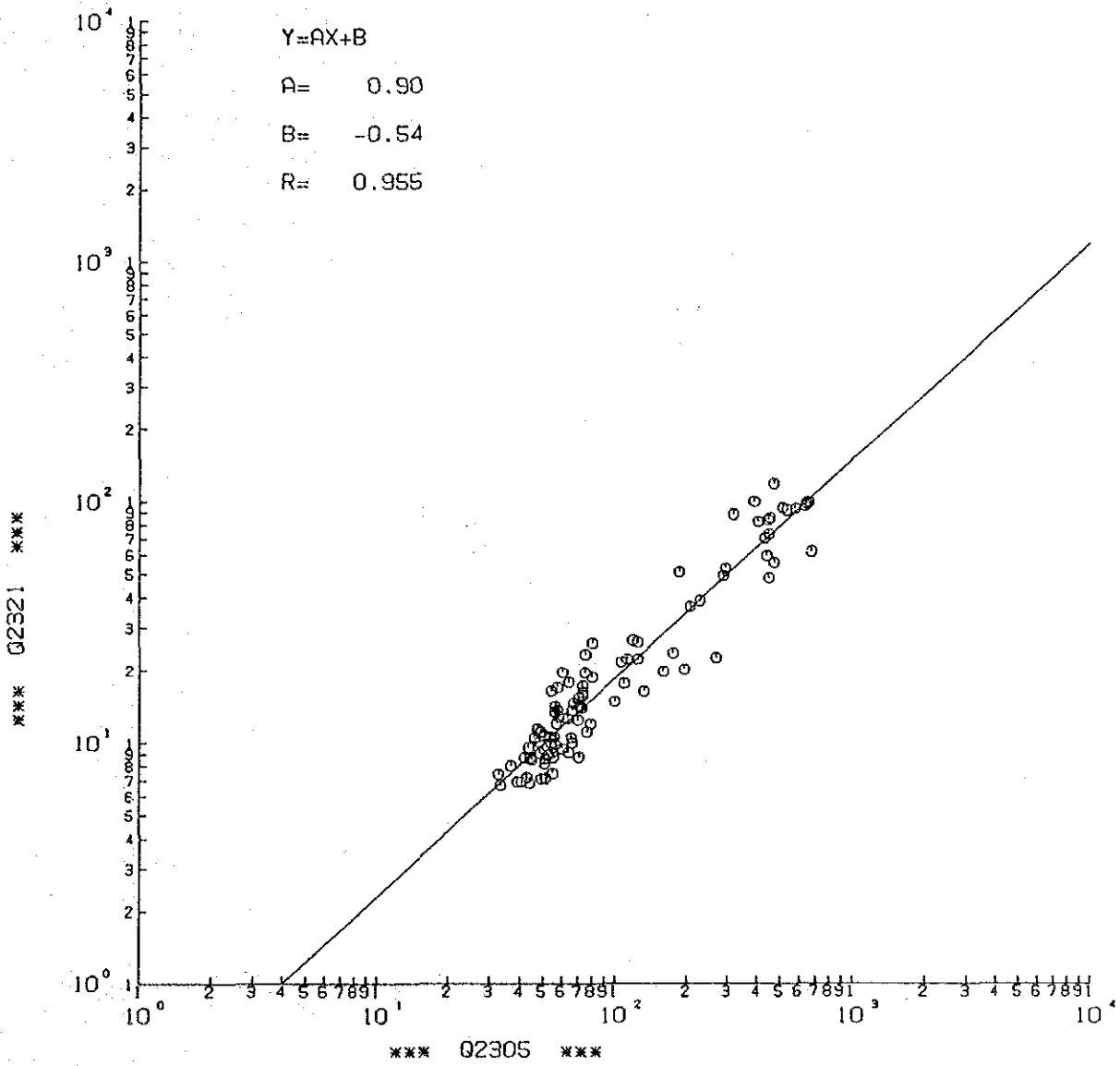


Fig. 6-6 (1) Correlation Analysis between Nos. 2321 and 2305 G.S.

7110 -- 8409

\* MONTH \*

6--9

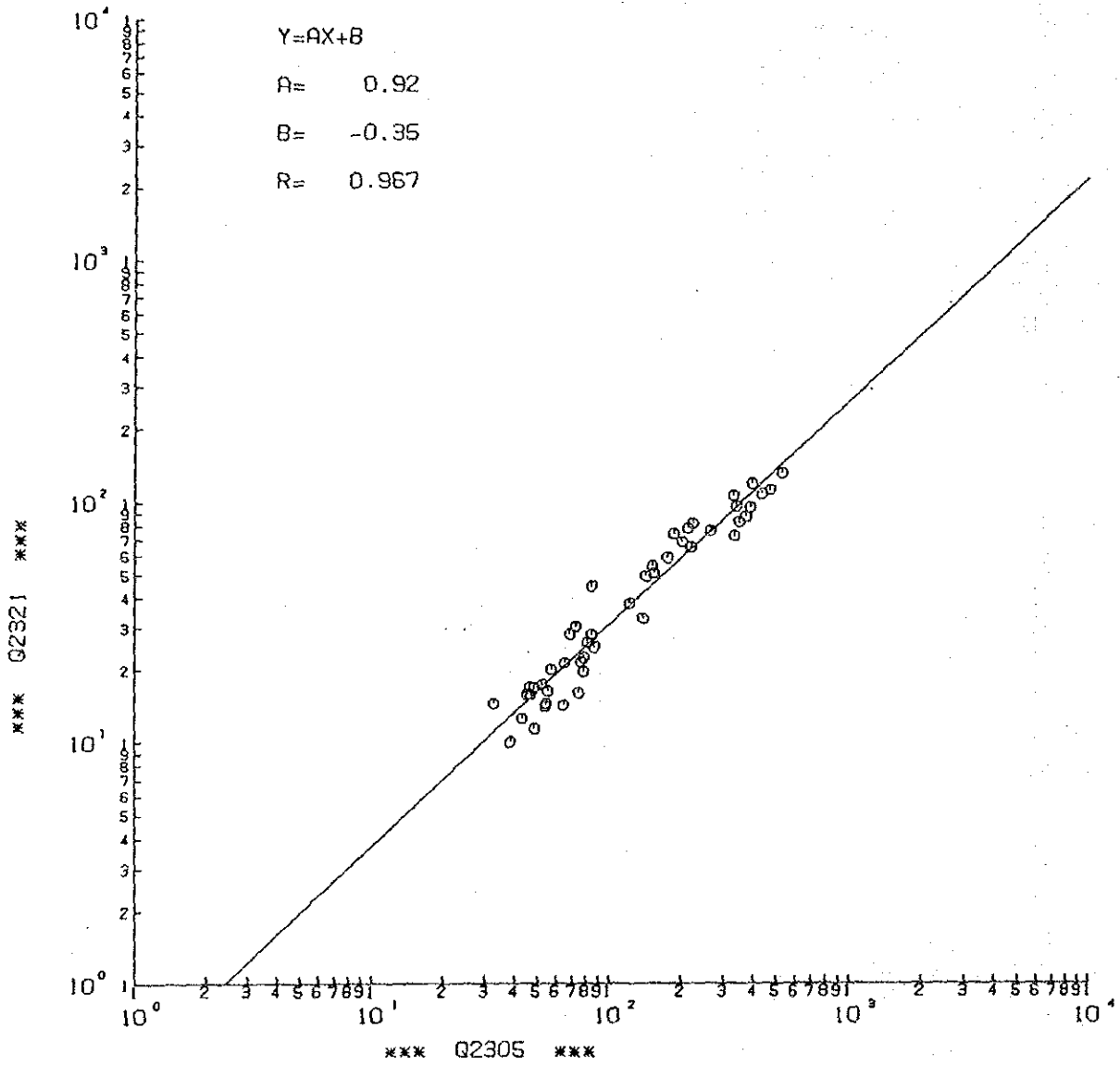


Fig. 6-6 (2) Correlation Analysis between Nos. 2321 and 2305 G.S.

7110 -- 8409 \* MONTH \*  
1 -- 12

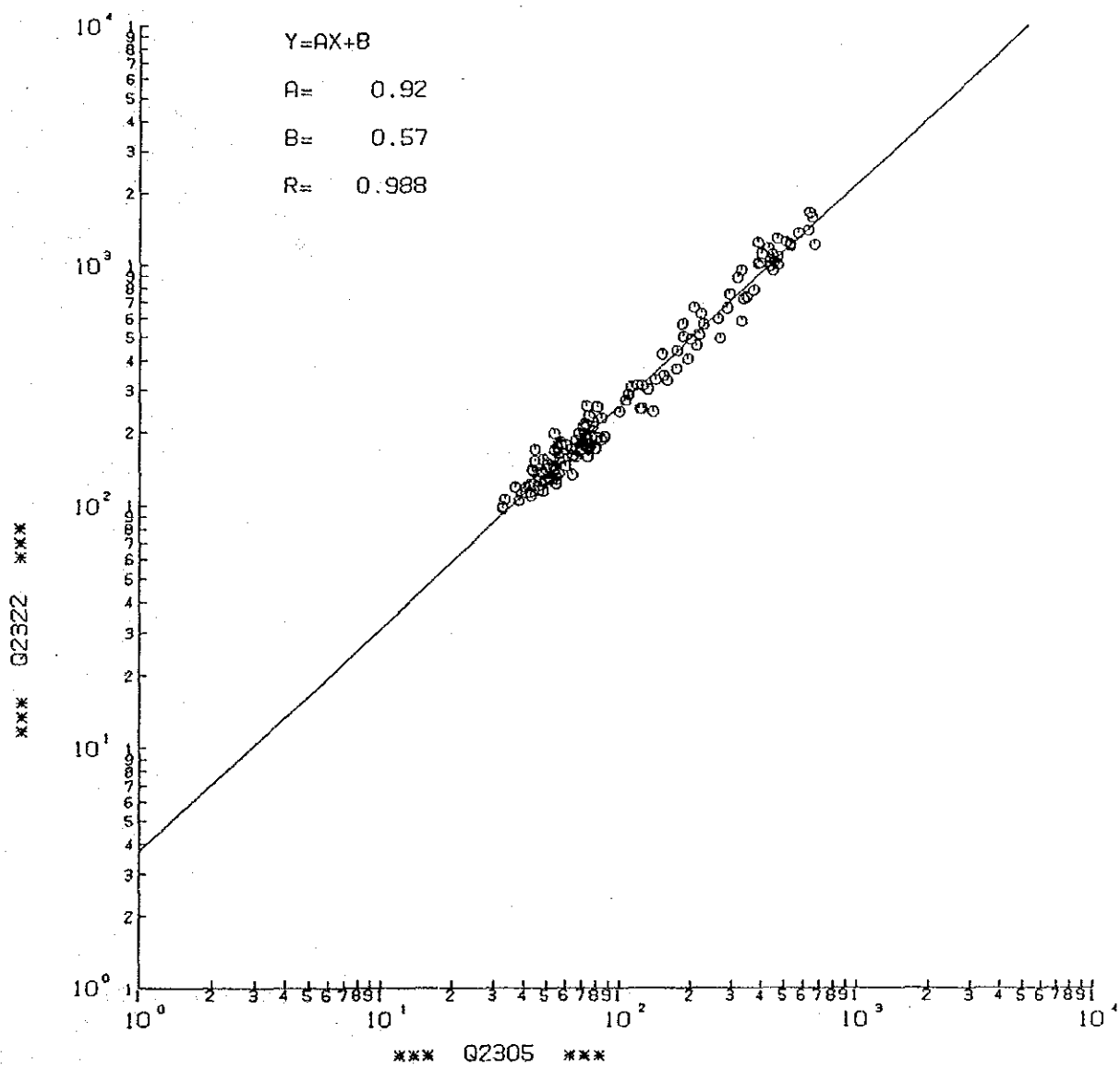


Fig. 6-7 Correlation Analysis between Nos. 2322 and 2305 G.S.

7110 -- 8409 \* MONTH \*  
4 -- 9

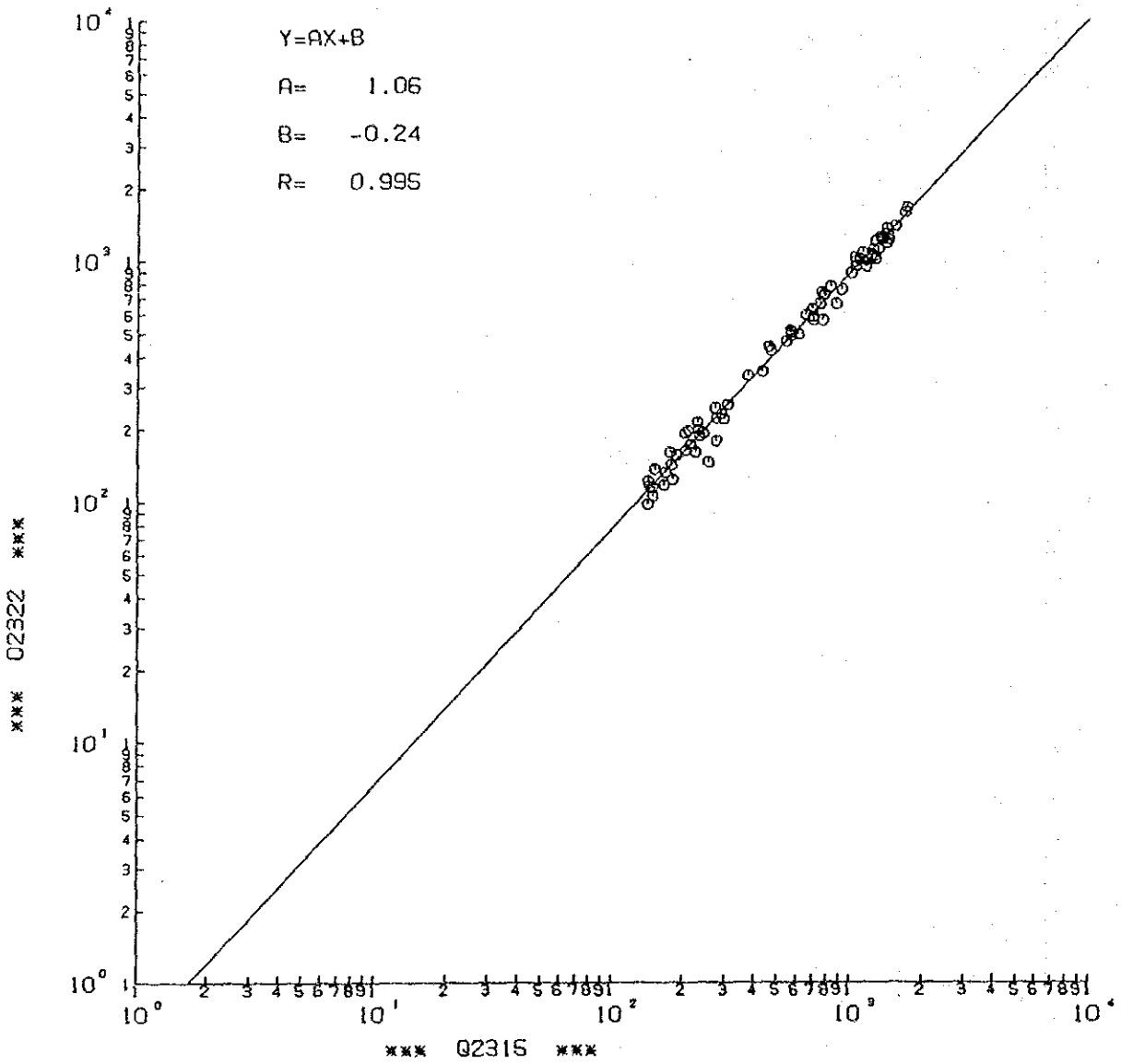


Fig. 6-8 (1) Correlation Analysis between Nos. 2322 and 2315 G.S.



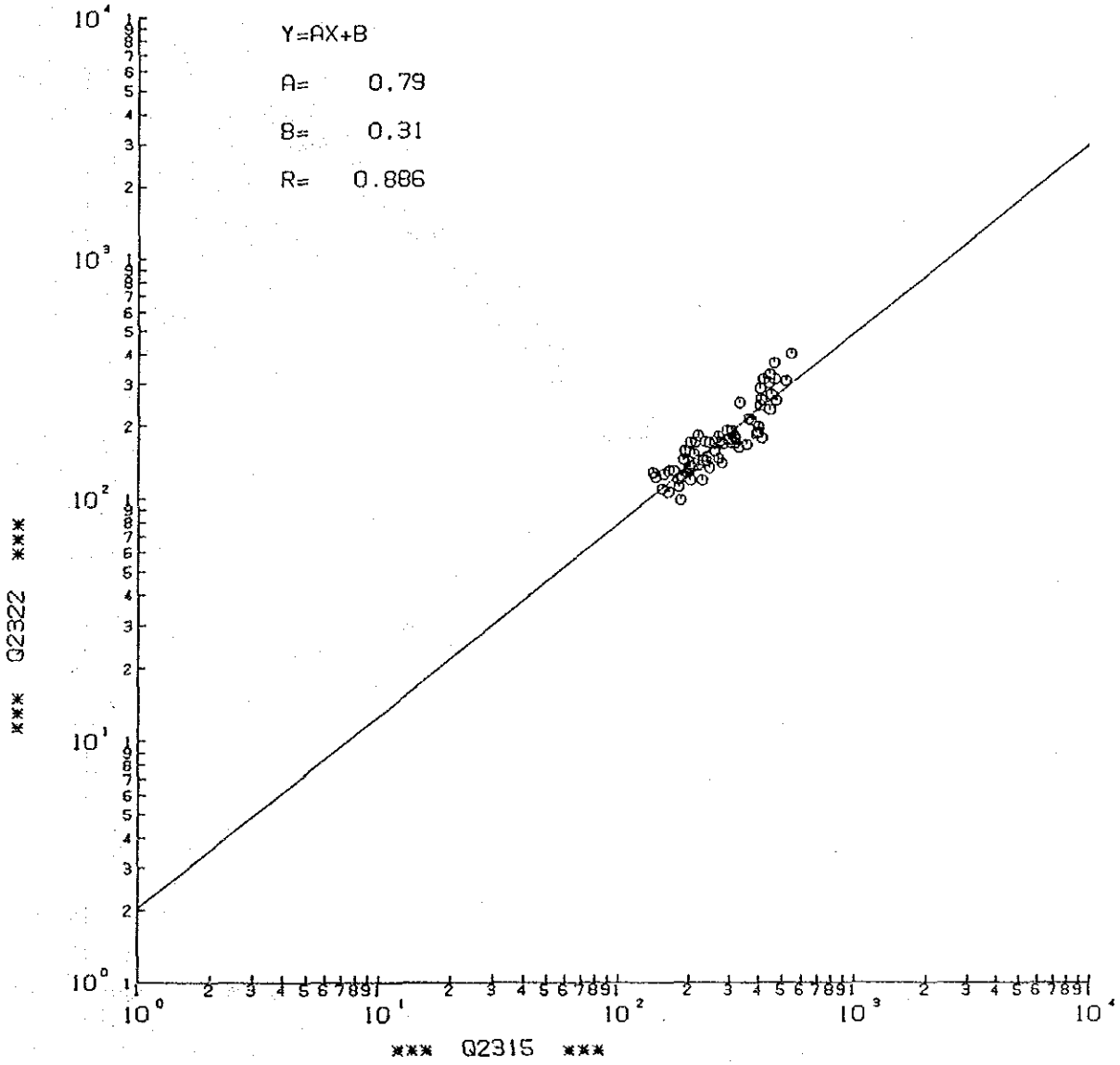


Fig. 6-8 (2) Correlation Analysis between Nos. 2322 and 2315 G.S.

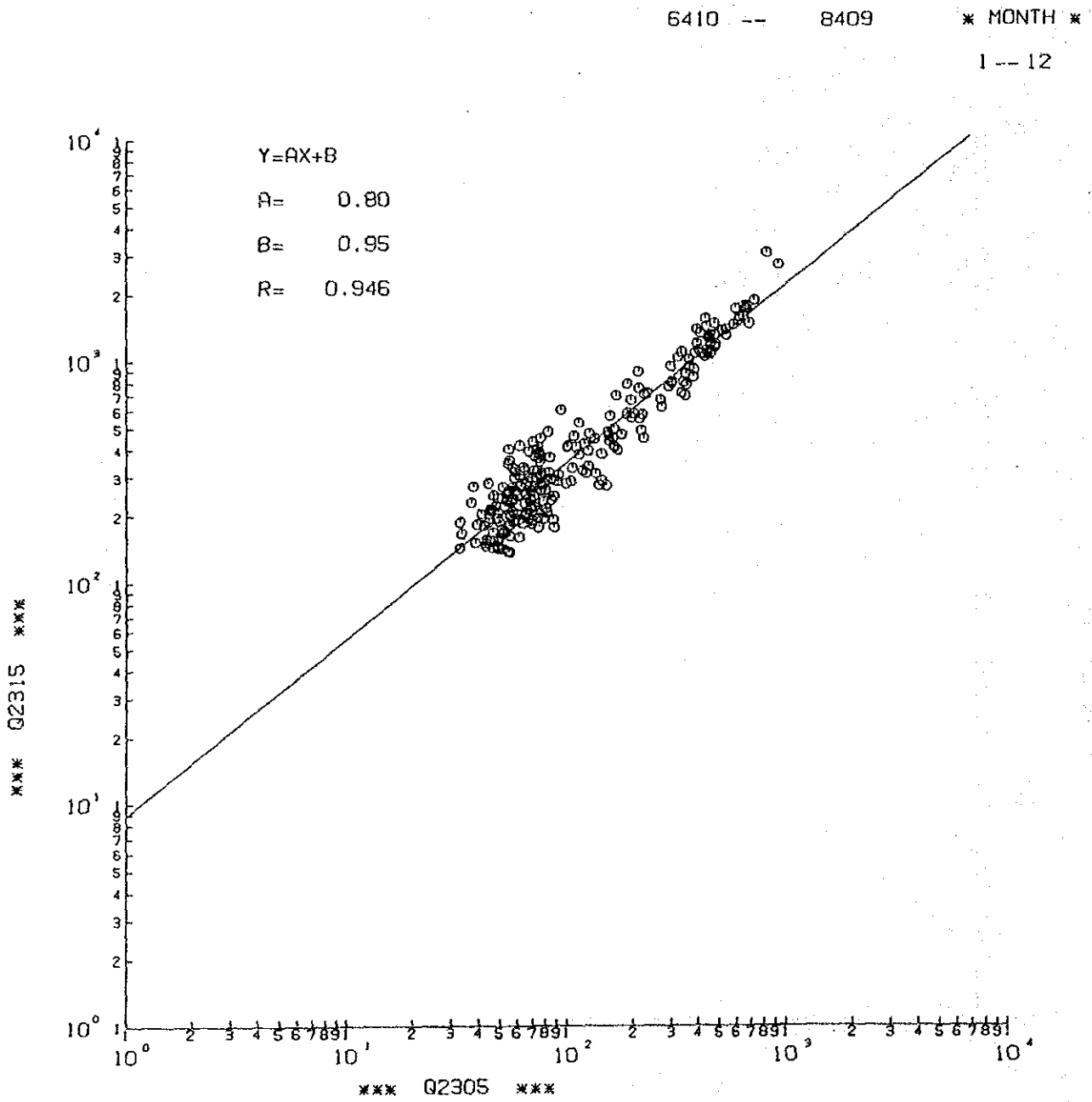


Fig. 6-9 Correlation Analysis between Nos. 2315 and 2305 G.S.

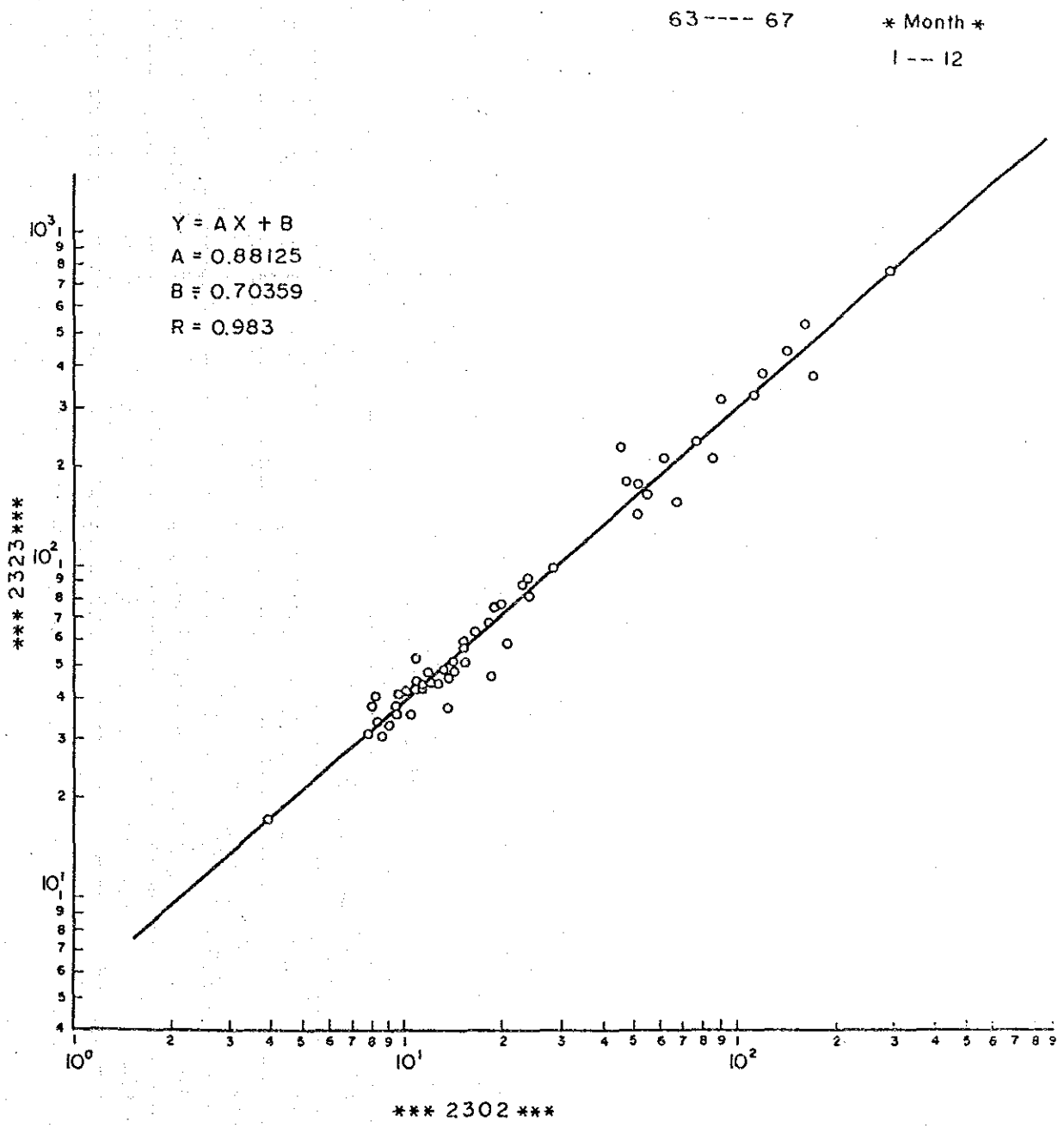


Fig. 6-10 Correlation Analysis between Nos. 2323 and 2302 G.S

Table 6-4 Correlation Analysis of Stream Gaging Station

Station	Years	Independent Variable (X)	Regression Equation	Common Observation Period	Correlation Coefficient				
Ispir Koprusu (2316)	1942-1964	2305	Aug.-Feb.: $\log Y = 0.21658 + 0.74067 \log X$	1965-1984	0.866				
			Mar.-May: $\log Y = -0.33494 + 1.05292 \log X$		0.988				
			Jun.-July: $\log Y = -0.80677 + 1.19157 \log X$		0.981				
Observation Period									
Dutdere (2321)	1942-1971	2305	Oct.-May: $\log Y = -0.54102 + 0.90431 \log X$	1972-1984	0.955				
			Jun.-Sept.: $\log Y = -0.34967 + 0.91898 \log X$		0.967				
			Observation Period						
Altinsu (2322)	1942-1964	2305	$\log Y = 0.57244 + 0.92012 \log X$	1972-1984	0.988				
			2315		Apr.-Sept.: $\log Y = -0.24436 + 1.06124 \log X$	0.995			
					Oct.-Mar.: $\log Y = 0.31064 + 0.79238 \log X$	0.886			
Observation Period									
Ishan Kop (2323)	1942-1964	2302	$\log Y = 0.70359 + 0.88125 \log X$	1963-1967	0.983				
			Observation Period						
			Karsikoy (2315)		1942-1964	2305	$\log Y = 0.94709 + 0.79786 \log X$	1965-1984	0.946
Observation Period									

Table 6-5 Natural Flow Calculation at Damsites

Dam	Q <sub>i</sub>	Q <sub>j</sub>	A <sub>i</sub>	A <sub>j</sub>	$\frac{A_{dam}-A_i}{A_j-A_i}$
Karakale	Q2316	Q2305	A2316	A2305	0.763
Yusufeli	Q2305		A2305		0.149
Artvin(U)	+Q2321	Q2322	+A2321	A2322	0.190
Artvin(L)	+Q2323		+A2323		0.229
Deriner					0.047
	Q2322	Q2315	A2322	A2315	
Borcka					0.428
Muratli	-	Q2315	-	A2315	1.005

Natural Flow at damsites is calculated as follows:

$$Q_{dam} = Q_i + (Q_j - Q_i) \times \frac{A_{dam} - A_i}{A_j - A_i}$$

Where,

- Q<sub>dam</sub> ; natural flow at a damsite
- Q<sub>i</sub>,Q<sub>j</sub>; natural flow at a gaging station
- A<sub>dam</sub>; catchment area of a damsite
- A<sub>i</sub>,A<sub>j</sub>; catchment area of a gaging station

Table 6-6 Natural Flow at Karakale Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	87.26	101.70	174.28	556.82	925.57	363.52	172.11	89.82	71.91	82.84	96.61	94.06	3116.53
43	71.40	59.30	80.09	277.03	417.93	241.42	123.66	76.19	58.18	63.08	67.54	66.86	1602.69
44	58.10	62.23	157.81	288.75	998.08	448.64	244.95	86.16	65.23	59.47	66.86	48.25	2564.57
45	42.79	37.39	52.58	200.84	391.18	284.35	118.40	57.32	42.96	47.74	46.09	44.87	1366.51
46	39.48	38.70	72.46	247.63	426.23	331.96	155.33	94.06	57.06	89.82	65.92	52.66	1671.31
47	51.54	52.84	168.79	248.55	197.18	142.99	67.36	44.53	38.52	48.17	81.82	53.36	1195.65
48	50.33	46.98	52.95	268.00	420.70	347.28	101.78	58.96	54.74	53.10	46.78	40.09	1539.67
49	38.52	34.07	65.01	160.55	393.03	198.69	62.78	47.04	40.56	44.01	39.48	37.13	1161.27
50	34.94	25.47	88.73	320.38	420.70	204.91	107.90	53.88	37.39	68.74	56.46	48.69	1488.19
51	45.05	40.96	68.46	256.81	327.62	257.49	102.65	59.05	55.47	108.47	81.39	60.16	1467.58
52	54.91	61.37	82.13	351.56	392.95	262.86	146.51	65.92	47.74	43.23	40.44	37.74	1588.96
53	34.50	36.51	48.42	239.37	408.70	278.08	125.41	68.40	62.57	53.10	52.41	42.01	1448.48
54	42.82	37.39	97.56	346.95	568.52	388.82	196.03	81.39	57.22	53.44	47.65	44.44	1974.03
55	35.99	36.51	59.20	139.53	235.70	124.54	42.57	29.85	28.44	29.59	29.59	33.28	824.79
56	30.47	45.40	60.93	252.22	327.62	264.12	116.65	52.58	41.75	38.26	34.54	31.70	1301.64
57	26.14	38.52	121.27	262.32	398.56	309.48	121.03	54.74	43.05	43.40	44.35	42.62	1505.48
58	37.30	37.48	87.27	288.75	403.63	278.97	104.40	49.99	48.25	46.52	44.61	45.83	1459.17
59	45.74	34.24	97.56	277.03	466.41	354.49	144.75	75.59	56.98	77.85	70.20	55.17	1786.05
60	58.31	162.30	259.57	650.91	751.95	412.35	201.38	89.82	52.23	50.94	44.27	41.22	2815.23
61	28.35	30.20	62.10	262.32	314.73	191.59	49.18	26.76	25.35	29.32	36.78	57.93	1114.61
62	42.88	46.61	200.84	356.16	466.62	276.28	110.52	48.69	46.52	47.91	48.34	49.90	1744.27
63	52.52	54.65	83.09	508.42	821.11	729.72	371.64	135.45	62.74	61.11	54.13	51.37	2992.35
64	48.34	46.00	111.23	379.20	578.70	392.43	114.02	58.79	51.82	50.10	54.00	58.86	1942.69
65	49.85	45.83	150.77	420.68	555.71	357.78	138.12	62.65	49.67	74.98	67.96	65.99	2044.03
66	80.52	76.35	145.15	351.73	537.78	328.81	139.36	63.74	58.30	50.36	49.21	53.80	1935.74
67	46.72	41.11	80.16	305.11	555.23	308.02	250.52	96.54	77.04	68.11	62.52	81.95	2013.03
68	63.92	67.48	166.94	871.80	732.51	364.65	182.90	109.23	102.11	116.41	121.94	91.50	2554.43
69	76.29	64.84	197.29	435.25	678.91	300.27	127.59	75.88	65.05	87.41	60.54	57.80	2231.12
70	50.88	58.52	139.74	387.98	314.32	182.28	73.48	58.64	46.98	60.81	54.39	58.34	1493.36
71	44.36	34.53	140.49	278.13	555.54	377.42	142.32	92.10	46.17	51.04	49.42	65.08	1876.60
72	44.52	41.42	98.28	390.64	402.66	383.07	149.41	70.86	67.55	70.65	64.43	45.17	1828.70
73	35.81	46.65	65.69	191.40	347.21	285.84	128.14	49.39	37.61	53.40	63.57	51.41	1362.52
74	35.48	40.33	150.70	288.27	460.92	234.12	12.73	48.34	64.19	43.71	43.88	44.42	1481.89
75	40.28	35.26	101.97	371.17	408.50	289.34	102.55	43.16	41.74	52.53	43.03	38.42	1567.95
76	48.23	44.12	109.99	442.31	556.66	420.15	188.55	75.86	57.45	72.39	64.13	61.10	2180.94
77	46.71	57.29	111.62	245.00	490.55	326.71	133.25	66.51	48.00	64.15	56.86	51.57	1718.22
78	50.66	68.34	160.76	418.07	547.43	347.40	172.61	67.52	47.52	52.01	49.64	48.21	2079.37
79	51.06	67.33	108.12	275.03	427.69	353.74	162.57	60.24	40.76	67.43	119.20	90.75	1819.92
80	72.42	63.79	176.98	424.26	544.93	302.36	119.82	65.20	47.35	58.77	54.83	59.31	2240.36
81	50.29	39.48	96.56	208.37	405.80	467.53	182.98	64.44	41.03	51.42	59.77	55.14	1730.81
82	46.37	37.93	66.19	394.84	515.99	310.01	122.34	56.84	43.28	47.52	42.64	34.83	1722.84
83	31.81	30.28	69.58	166.06	285.13	197.25	72.61	29.71	35.01	52.04	135.10	90.05	1194.63
AV	49.31	50.94	111.69	343.20	490.83	315.04	137.45	65.81	51.74	59.18	59.86	54.45	1789.50
MA	98.31	162.30	259.57	856.82	998.08	729.72	271.64	135.45	102.11	116.41	135.10	94.06	3116.53
MI	26.14	30.20	48.42	126.53	157.19	124.54	42.57	26.76	25.35	29.32	29.59	31.70	824.79

Table 6-7 Natural Flow at Yusufeli Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	188.84	211.19	327.59	1239.38	1845.08	864.02	400.14	212.63	171.86	189.14	209.01	201.49	6213.37
43	159.68	135.81	172.85	515.30	870.94	529.42	286.83	176.42	132.74	142.40	154.42	149.67	3426.48
44	121.30	125.53	310.80	511.24	1854.33	910.10	505.48	206.49	160.32	146.85	150.48	121.68	5204.70
45	111.21	67.27	128.62	387.07	827.58	712.17	291.27	145.32	110.53	118.30	117.55	113.33	3160.22
46	103.32	58.54	160.45	412.68	940.40	896.43	357.92	256.96	161.81	227.18	175.07	143.15	4034.21
47	138.38	134.91	342.60	515.10	443.93	366.11	194.64	115.07	106.52	121.22	190.50	132.75	2805.79
48	123.35	114.17	125.85	512.42	924.17	895.29	265.98	158.91	152.30	137.75	124.02	110.67	3648.92
49	102.48	91.31	148.96	317.75	909.33	496.95	168.52	121.57	108.82	116.71	105.54	99.15	2787.39
50	93.56	93.03	194.45	627.52	945.44	531.48	270.16	140.20	101.87	171.64	142.96	125.77	3448.08
51	117.95	105.75	170.47	512.14	766.41	644.80	269.02	152.84	155.02	263.53	197.23	154.36	3512.52
52	150.50	150.66	188.00	723.50	915.98	674.46	355.25	178.25	134.33	119.12	114.29	111.19	3823.54
53	102.56	102.36	129.72	460.48	924.44	693.91	323.14	183.00	156.12	132.94	130.52	114.05	3475.93
54	113.15	113.34	212.62	622.76	1188.89	566.51	378.05	226.04	163.86	147.28	130.52	122.77	4571.19
55	103.14	57.93	142.70	361.66	590.15	337.88	114.76	75.04	72.29	81.73	82.84	92.87	2053.19
56	85.68	113.55	146.31	450.92	671.93	644.22	299.48	145.57	118.66	115.08	102.66	97.25	3021.75
57	85.63	104.69	255.38	530.19	815.78	689.82	298.12	138.20	117.99	120.35	125.44	116.98	3259.57
58	102.05	100.56	187.32	489.11	771.67	632.31	259.91	130.76	127.55	121.22	114.79	115.36	3155.61
59	115.73	50.99	202.32	533.18	958.03	759.96	323.53	191.40	151.28	187.35	175.40	141.50	3811.07
60	206.42	507.71	447.45	1095.51	1357.31	827.00	447.55	225.99	143.87	120.74	106.83	102.26	5388.64
61	77.82	71.52	130.98	447.03	578.01	387.54	112.76	62.37	57.91	69.74	85.15	122.56	2209.39
62	55.09	56.74	345.11	621.02	870.60	560.89	246.47	112.12	104.34	101.30	104.79	105.65	3387.12
63	112.57	112.85	162.59	522.76	1618.98	1458.70	781.12	353.58	155.74	169.91	149.90	130.11	6128.81
64	117.05	107.55	223.38	735.51	1205.05	899.68	281.65	139.03	122.65	123.38	120.01	131.10	4209.78
65	108.51	58.76	291.32	761.53	955.45	713.07	315.45	143.52	110.61	172.80	151.73	139.04	2981.79
66	159.10	151.44	245.67	661.36	1080.53	617.60	268.50	127.92	123.85	111.20	105.89	110.51	3769.57
67	98.12	88.13	152.84	518.85	1203.84	635.65	522.22	238.85	174.69	147.78	143.59	186.57	4151.13
68	149.73	144.11	309.42	1714.77	1721.72	941.26	426.02	241.14	215.17	213.25	223.88	173.52	6473.99
69	141.35	124.58	315.47	822.53	1334.51	555.16	234.54	154.10	144.89	188.05	134.16	130.61	4280.35
70	116.65	119.27	236.58	730.49	615.18	347.86	186.51	129.83	118.26	141.91	121.43	119.39	2987.76
71	100.07	86.47	238.91	461.28	1048.14	712.84	264.65	217.41	103.50	119.72	114.70	142.74	3630.47
72	103.93	95.85	188.82	757.24	818.76	771.22	227.37	153.91	156.74	158.38	151.15	113.68	3804.09
73	103.26	124.23	159.63	418.94	820.35	673.08	301.78	114.83	94.25	125.99	139.83	115.27	3191.44
74	85.05	85.80	242.46	387.16	927.97	454.25	153.06	107.34	164.57	98.47	97.00	99.93	2907.16
75	93.56	81.78	196.48	684.11	736.72	557.50	209.66	95.17	95.55	127.10	105.65	85.78	3073.26
76	95.66	96.30	227.23	752.57	1238.65	840.64	402.76	166.72	132.70	177.25	139.87	125.12	4399.51
77	98.47	109.77	206.91	513.39	991.11	634.24	282.10	148.72	114.70	139.74	124.21	106.58	3470.94
78	102.27	137.73	270.80	657.32	1221.44	716.17	360.39	154.02	106.19	121.36	119.24	122.46	4129.39
79	120.72	137.36	208.08	518.47	879.97	770.58	389.65	144.91	97.79	154.34	256.29	181.12	3869.68
80	142.13	128.30	297.08	1023.24	1086.76	509.97	221.44	128.61	98.91	131.23	126.51	127.21	4021.39
81	110.32	93.75	183.18	357.39	782.98	920.25	274.82	151.42	116.12	123.21	134.19	131.55	3519.18
82	114.74	87.68	133.44	720.64	1031.93	578.63	245.74	119.12	103.25	107.20	101.23	88.29	3441.89
83	76.96	74.15	147.89	340.32	605.38	464.90	180.34	80.66	94.07	116.53	229.10	163.83	2574.13
AV	115.76	116.12	216.88	636.11	995.76	685.60	313.81	158.74	127.74	140.97	139.12	126.64	3777.25
MA	206.42	307.71	447.45	1714.77	1854.33	1458.70	781.12	353.58	215.17	263.53	256.29	201.49	6473.99
MI	76.56	74.15	125.85	301.86	443.93	337.88	112.76	62.37	57.91	65.74	82.84	85.78	2053.19

Table 6-8 Natural Flow at Artvin (U) Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	192.13	215.35	344.11	1410.36	1863.37	858.39	404.39	215.10	173.87	191.81	212.59	205.09	6296.56
43	162.21	137.83	175.73	525.26	879.52	535.80	250.48	179.79	134.75	144.62	156.67	152.06	3473.72
44	135.27	141.83	316.64	558.48	1976.82	921.88	517.27	208.77	161.92	148.35	162.34	122.84	5272.49
45	112.11	98.08	130.05	394.36	835.29	714.75	294.03	146.59	111.48	119.55	118.61	114.42	3189.32
46	104.14	95.76	162.94	481.30	946.52	895.59	400.17	257.85	162.25	228.95	176.09	143.88	4059.44
47	139.19	136.07	348.22	448.02	448.02	368.37	195.35	116.02	107.04	122.45	124.09	2833.33	4839.33
48	124.72	115.51	127.46	521.24	930.45	898.27	271.62	159.75	152.88	138.84	124.86	111.21	3674.81
49	103.20	61.94	151.04	323.58	913.25	499.74	165.88	122.57	109.57	117.52	106.24	99.83	2808.36
50	94.20	93.77	197.38	647.63	950.70	533.35	272.59	141.25	102.45	173.22	144.23	126.79	3477.56
51	118.84	106.66	171.96	519.90	765.92	647.48	265.86	153.99	154.93	266.05	194.30	155.60	3539.49
52	141.67	152.24	190.48	731.82	923.48	676.33	371.80	179.12	134.80	119.71	114.70	111.37	3847.52
53	102.70	102.75	130.53	487.76	925.38	696.64	325.25	183.98	157.61	134.23	134.39	114.70	3499.96
54	113.53	119.54	219.78	644.98	1158.50	568.78	548.03	226.71	164.50	147.92	131.55	123.33	4603.55
55	103.46	58.58	144.32	305.91	591.65	339.16	115.90	75.85	73.03	82.18	83.23	93.31	2106.58
56	86.06	115.12	147.99	485.67	680.03	648.31	301.61	146.17	119.05	115.15	102.86	97.25	3049.29
57	85.39	105.30	259.43	537.71	824.89	696.43	300.88	140.41	118.60	120.89	125.87	117.57	3433.37
58	105.47	101.22	190.42	455.38	784.16	638.15	262.38	131.72	128.42	122.16	115.77	116.48	3195.73
59	116.82	91.66	209.99	542.26	1005.00	768.37	328.46	192.96	152.22	189.42	177.00	142.66	3916.90
60	210.35	315.25	428.69	1118.55	1378.34	838.74	453.08	227.81	148.51	122.33	108.15	103.37	3475.17
61	78.28	78.26	133.56	482.61	585.24	394.80	114.94	63.35	58.91	70.73	86.46	125.03	2252.17
62	56.79	101.74	354.44	624.85	884.93	575.39	250.39	113.80	105.10	103.40	106.79	101.82	3430.95
63	114.83	115.34	168.35	928.80	1635.17	1474.99	790.47	355.33	157.26	170.52	150.51	131.30	6200.27
64	118.45	109.40	227.75	746.73	1217.83	509.62	284.31	140.82	124.16	127.54	122.23	134.55	4259.39
65	110.78	100.74	285.25	779.60	1011.66	723.59	319.96	143.51	110.36	175.04	155.46	140.70	4056.65
66	180.16	193.45	245.41	620.07	1101.57	825.59	271.62	128.92	124.83	111.37	105.82	110.66	3819.25
67	58.34	89.23	154.64	485.59	1221.76	643.74	567.39	242.14	177.49	148.72	145.62	193.26	4211.92
68	153.35	147.45	311.30	1751.36	1772.80	961.73	436.10	245.08	217.21	212.20	221.78	173.80	6605.16
69	140.86	125.36	312.55	832.33	1350.39	556.52	233.72	131.95	121.45	148.18	135.76	132.09	4308.70
70	118.58	121.87	238.20	741.74	631.35	350.36	188.21	131.95	124.75	147.17	124.71	122.19	3037.89
71	102.64	90.67	242.23	461.10	1063.90	722.11	267.57	219.68	104.76	122.71	117.35	146.26	3691.18
72	106.42	102.48	193.51	777.27	832.33	781.59	332.72	155.67	162.29	159.05	153.14	113.40	3871.87
73	104.91	127.78	164.38	430.74	840.13	686.49	307.74	116.79	95.22	126.91	141.79	117.36	3260.24
74	90.70	86.98	246.63	352.23	943.58	461.11	154.67	108.10	167.13	95.91	98.42	101.10	2950.56
75	54.99	83.25	201.97	704.64	750.78	565.28	211.62	96.14	100.60	129.58	107.37	87.45	3133.67
76	101.23	97.94	231.36	764.84	1292.71	851.97	407.99	167.95	132.58	181.08	141.92	128.78	4485.75
77	100.56	110.95	209.06	520.44	1900.96	641.25	285.17	150.15	116.18	142.05	126.44	108.01	3511.66
78	103.52	140.24	275.54	709.40	1238.87	730.15	366.47	157.28	107.89	123.05	121.47	124.68	4198.56
79	123.71	141.00	213.14	529.81	985.47	782.68	404.54	147.45	147.45	155.10	258.52	184.14	3938.23
80	143.58	130.38	302.14	1632.59	1101.89	513.53	222.54	120.10	100.48	133.22	129.02	129.44	4068.91
81	111.66	96.00	187.42	405.42	795.85	934.82	378.93	153.55	118.75	125.64	136.67	133.38	3578.99
82	116.32	89.21	135.52	744.89	1347.64	586.10	245.85	121.17	104.80	108.99	102.83	85.79	3497.11
83	78.38	75.36	152.04	351.23	618.87	472.71	182.66	81.46	94.60	117.82	232.75	165.89	2623.77
AV	117.19	117.54	220.32	647.95	1012.95	692.58	317.21	160.22	128.98	142.57	140.72	128.26	3826.89
MA	210.35	315.25	458.69	1751.36	1876.62	1474.39	790.47	355.33	217.21	266.05	258.52	205.09	6605.16
MI	78.28	75.36	127.46	305.51	448.01	339.16	114.94	63.35	58.91	70.73	83.23	87.45	2106.58



Table 6-9 Natural Flow at Artvin (L) Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	155.19	215.23	350.20	1455.28	1877.64	872.47	408.34	217.41	175.74	194.20	215.53	208.44	2374.17
43	164.57	135.71	178.41	534.55	887.52	541.77	253.89	181.01	136.42	146.70	158.18	154.29	3517.82
44	137.11	143.53	322.09	585.24	1857.81	932.88	525.53	210.89	163.50	148.75	164.08	123.92	5335.77
45	112.55	98.84	131.39	401.16	847.48	717.15	250.60	112.79	112.37	120.72	119.59	115.43	3216.47
46	104.89	100.41	165.27	455.34	952.22	894.80	402.28	258.68	162.65	230.55	177.09	144.56	4082.95
47	139.54	137.15	353.46	531.59	451.81	370.47	156.01	116.91	107.56	123.54	195.25	135.34	2859.00
48	125.00	114.76	128.97	525.47	936.32	873.19	173.14	160.54	153.42	139.83	125.64	111.72	3699.00
49	103.87	92.52	152.98	328.02	916.91	502.35	173.14	123.49	110.28	118.26	106.90	100.47	2828.19
50	94.80	94.46	200.12	657.06	955.60	535.10	274.85	142.22	103.00	174.70	145.42	127.74	3505.07
51	119.67	107.50	173.34	527.15	773.19	649.98	271.55	155.07	160.74	268.41	201.24	156.75	3564.67
52	142.77	153.72	192.79	738.58	928.76	678.08	374.17	179.93	135.24	120.24	115.09	111.54	3889.91
53	102.83	103.20	131.29	454.54	933.99	699.18	327.21	184.89	158.99	135.43	135.49	115.31	3522.35
54	114.66	120.66	218.74	656.39	1207.47	570.90	548.01	227.33	165.09	148.51	132.13	123.86	4633.75
55	103.76	99.19	145.83	305.68	553.04	340.35	116.97	76.61	73.73	82.60	83.60	93.71	2119.07
56	86.42	116.17	149.55	457.84	687.62	652.13	303.60	146.73	115.41	113.21	103.04	97.24	3074.96
57	85.16	105.87	263.22	544.73	833.38	702.61	203.46	141.55	119.16	121.39	126.27	118.12	3464.92
58	105.85	101.84	193.32	508.97	791.82	643.60	264.68	132.62	125.24	123.03	116.69	117.53	3233.19
59	117.84	92.28	209.41	550.73	1015.40	776.22	332.69	194.42	153.09	191.36	178.49	143.75	3959.68
60	214.02	222.28	489.18	1140.06	1397.97	849.71	459.25	229.21	145.10	123.80	109.39	104.41	5563.68
61	78.71	78.95	135.96	465.42	555.71	401.58	116.97	64.27	59.83	71.66	87.69	127.34	2292.09
62	58.37	103.60	363.15	647.77	858.29	578.30	254.05	115.38	107.75	105.37	108.65	109.85	3490.53
63	116.94	117.66	169.86	932.78	1650.28	1499.04	799.19	356.95	158.69	171.05	151.08	132.41	6266.97
64	114.75	110.82	231.82	756.84	1224.95	733.14	286.79	142.49	125.56	131.42	124.30	137.78	4303.68
65	112.91	102.59	298.92	766.46	1024.79	733.41	324.17	143.51	110.13	177.14	158.95	142.26	4117.24
66	161.14	155.32	245.17	631.93	1121.21	633.04	274.53	129.55	125.70	111.52	105.36	110.79	3865.56
67	98.54	90.25	156.32	525.62	1238.48	651.29	572.21	245.20	180.10	149.60	147.51	199.51	4268.63
68	156.73	150.56	313.06	1785.51	1822.40	580.84	445.51	248.75	215.11	211.22	219.81	174.06	6727.56
69	140.40	125.72	309.83	841.49	1365.21	557.78	232.94	152.54	145.46	193.07	137.26	133.46	4335.16
70	120.38	124.30	239.34	752.25	642.71	352.69	190.00	133.95	124.42	152.07	127.77	124.80	3084.68
71	105.42	54.59	245.32	500.27	1078.61	730.77	270.25	221.79	105.93	125.50	119.82	149.55	3747.82
72	108.75	104.90	197.89	755.97	845.00	791.28	337.71	157.31	164.67	159.27	155.00	117.01	3935.16
73	106.44	131.09	168.81	441.76	858.59	699.00	313.30	118.61	96.12	127.78	143.61	119.30	3324.41
74	92.25	88.08	250.53	565.95	958.14	487.42	156.17	108.82	169.51	101.25	99.74	102.20	2991.06
75	96.33	84.63	207.09	723.79	763.90	572.54	213.46	97.04	101.57	131.90	108.79	89.01	3190.05
76	102.71	99.47	235.22	776.28	1277.43	822.55	412.87	169.10	135.18	184.62	143.84	128.32	4527.59
77	102.35	112.05	211.07	527.03	1010.14	647.80	288.03	151.48	117.56	144.25	128.53	109.35	3549.68
78	104.70	142.67	279.56	720.67	1251.15	723.21	372.14	160.33	109.47	124.62	123.45	126.76	4263.73
79	126.50	144.35	217.87	540.39	917.68	793.61	409.11	149.82	99.50	155.82	260.60	186.96	4002.25
80	144.54	132.32	306.87	1041.32	1116.01	516.86	223.57	131.43	131.94	135.07	131.26	131.53	4113.27
81	113.50	98.11	191.37	412.51	968.42	382.76	155.53	121.20	127.90	127.90	138.98	135.08	3623.63
82	117.78	60.63	137.46	758.20	1062.29	593.09	253.68	123.07	106.25	110.67	104.32	91.19	3548.63
83	75.70	76.45	155.51	361.41	631.46	480.00	184.83	82.20	95.10	119.02	236.16	167.81	2670.10
AV	118.91	116.65	223.53	655.01	1025.27	699.11	320.37	161.60	130.14	144.06	142.21	129.77	3873.23
MA	214.02	322.28	469.18	1785.51	1897.81	1489.04	759.19	356.95	219.11	268.41	260.60	208.44	6727.56
MI	78.71	76.45	128.97	309.68	451.81	340.35	116.97	64.27	59.83	71.66	83.60	89.01	2119.07

Table 6-10 Natural Flow at Deriner Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	260.51	301.04	476.84	2017.32	2163.42	959.79	452.69	267.70	216.93	247.99	286.80	279.66	7970.69
43	215.46	180.71	235.91	725.46	1052.80	666.38	366.72	229.11	177.48	191.62	204.44	202.47	4448.56
44	177.22	185.14	435.86	705.82	2716.43	1157.97	675.17	257.35	157.79	181.21	202.47	148.60	6644.67
45	132.57	116.59	161.22	542.19	991.59	771.11	352.74	174.99	133.07	147.08	142.26	138.70	3804.11
46	122.79	120.47	215.46	655.39	1071.72	885.21	445.56	179.66	174.24	267.70	199.76	161.47	4603.43
47	158.20	161.97	463.22	657.59	533.22	417.53	213.02	137.66	119.55	148.35	245.10	163.48	3419.30
48	154.67	144.80	162.22	659.26	1059.11	921.50	308.13	179.72	167.48	162.72	146.29	124.60	4228.90
49	119.91	106.70	195.32	442.71	994.82	560.09	200.00	145.06	127.17	136.74	122.79	115.82	3267.57
50	109.31	170.87	258.83	850.91	1059.11	575.70	324.63	164.99	116.59	207.87	172.49	149.87	4101.17
51	139.20	127.17	204.68	671.36	844.47	705.82	310.50	179.94	161.21	319.92	243.89	183.20	4117.39
52	167.99	186.67	242.92	900.17	997.93	718.52	426.70	199.76	147.08	133.84	125.63	117.63	4365.24
53	108.00	114.00	149.61	635.56	1031.73	755.92	271.36	206.89	190.13	162.72	160.72	130.26	4016.90
54	132.05	146.07	282.03	825.48	1351.22	1019.07	533.38	243.85	180.86	163.73	146.83	137.42	5285.63
55	112.44	114.00	179.47	385.85	624.72	369.04	141.24	94.08	99.83	93.28	93.28	104.35	2407.62
56	95.93	140.23	184.19	666.38	844.47	734.13	348.07	161.22	129.48	119.18	109.31	99.61	3632.25
57	82.89	115.55	343.40	650.51	1006.51	831.57	359.74	167.48	133.33	134.35	137.17	132.05	4140.95
58	116.13	116.85	255.22	745.82	1031.83	758.09	215.22	153.66	148.60	143.52	137.93	141.49	4028.57
59	141.24	107.22	282.03	725.46	1230.37	938.53	422.12	227.41	173.99	233.96	212.04	168.74	4863.11
60	291.55	467.75	683.54	1572.66	1792.27	1073.23	566.78	267.70	160.21	156.44	136.90	127.94	7297.98
61	89.56	95.13	187.41	650.51	814.34	542.19	160.72	84.76	80.48	92.42	114.77	176.73	3129.08
62	132.82	143.78	542.19	910.84	1176.07	515.57	231.69	149.87	143.53	147.55	148.65	153.41	4726.21
63	162.22	167.24	243.89	1237.31	1953.84	1784.26	978.88	394.50	190.63	185.92	165.72	157.69	7862.12
64	148.85	142.01	317.58	964.03	1413.76	1027.51	341.06	179.22	156.69	215.08	169.82	207.96	5283.57
65	159.03	142.51	377.21	1135.15	1335.57	935.29	411.82	145.31	106.98	225.67	235.64	177.81	5352.09
66	185.71	190.21	248.66	974.36	1520.23	807.46	335.79	150.35	145.31	116.82	101.57	115.66	4840.06
67	104.38	112.72	195.10	644.86	1575.50	877.46	673.43	309.46	234.74	171.42	190.42	336.75	5460.24
68	231.16	219.13	362.36	2474.73	2755.61	1368.79	637.86	325.24	255.81	197.17	185.71	184.14	5245.91
69	134.08	135.77	264.51	1020.40	1668.65	587.89	220.11	139.44	152.88	249.44	171.42	164.98	4919.57
70	160.12	177.28	271.25	667.87	874.95	402.55	276.12	175.71	185.51	258.22	194.07	181.51	4075.96
71	160.66	171.28	318.82	688.05	1375.24	909.27	327.00	266.75	131.07	185.13	173.22	221.97	4938.46
72	156.80	155.70	290.69	1179.81	1104.69	987.65	478.14	190.66	212.50	173.99	196.74	153.21	5251.04
73	140.18	204.54	244.26	611.44	1232.64	953.88	426.23	156.57	115.66	147.13	186.55	162.79	4663.87
74	124.04	112.13	333.50	436.74	1252.89	595.99	188.28	125.75	220.84	128.62	127.47	126.99	3833.24
75	125.59	115.32	318.96	1115.20	1026.47	720.27	232.75	116.42	122.04	183.60	140.89	122.85	4360.76
76	135.37	132.04	319.31	1017.43	1653.56	1075.85	512.70	194.42	162.18	265.35	183.71	160.61	5812.57
77	131.66	137.08	254.89	662.60	1197.36	780.66	349.13	182.65	150.31	197.87	177.02	139.42	4360.65
78	131.32	156.50	372.51	536.01	1584.36	1011.49	485.03	223.66	142.80	158.16	170.88	176.87	5613.61
79	188.31	219.54	317.08	759.54	1287.69	1015.36	503.42	198.71	118.42	178.40	308.44	250.73	5343.84
80	176.17	174.46	407.83	1226.10	1404.50	588.69	243.38	159.85	132.80	173.47	129.10	177.70	5056.05
81	149.08	146.59	278.63	1056.88	1056.35	1225.83	463.03	195.71	172.13	175.85	194.68	174.41	4800.21
82	162.14	122.58	182.74	1031.42	1357.75	733.66	232.23	163.09	135.81	147.54	139.31	124.17	4625.32
83	168.80	103.13	243.10	573.96	888.40	628.46	230.99	99.13	107.13	147.46	309.55	211.12	3651.23
AV	148.25	157.27	293.45	866.03	1274.22	834.33	367.47	192.04	155.86	177.91	176.20	163.97	4849.00
MA	291.55	467.76	683.94	2474.73	2799.61	1784.26	978.88	394.50	255.81	319.92	309.55	336.75	9245.91
MI	82.89	95.13	149.61	385.89	532.22	365.04	141.24	84.76	80.48	92.42	93.28	99.61	2407.62

Table 6-11 Natural Flow at Borcka Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	294.78	337.77	521.01	2038.23	2177.97	1008.68	537.32	302.44	248.14	281.44	322.70	315.13	8385.61
43	246.57	208.99	268.51	774.22	1100.90	714.53	408.76	261.23	205.48	220.83	234.69	232.56	4875.27
44	205.20	218.14	478.68	754.40	2323.85	1204.29	723.42	291.46	227.51	209.53	232.56	173.91	7042.95
45	156.22	138.45	187.74	588.12	1040.26	820.16	393.14	207.77	156.79	172.24	166.93	163.00	4194.86
46	145.40	142.81	246.57	703.39	1115.61	934.41	452.85	215.13	201.55	302.44	225.64	188.01	5032.21
47	184.43	188.56	506.56	703.62	578.94	455.67	243.94	161.87	142.24	173.62	278.35	190.21	3814.42
48	180.57	169.73	188.84	747.78	1107.14	870.55	345.26	207.92	154.55	189.38	169.16	147.40	4618.36
49	142.24	127.44	224.84	485.77	1044.66	606.42	229.90	170.01	150.26	160.18	145.40	137.63	3624.55
50	139.26	132.11	293.00	900.15	1107.14	622.36	363.63	191.86	138.49	238.35	200.05	175.30	4491.84
51	163.56	150.26	234.55	725.64	862.71	754.40	347.75	208.18	205.53	357.69	277.05	211.65	4534.41
52	195.14	215.46	276.02	549.34	1042.56	767.62	465.19	229.64	172.24	157.64	148.54	139.65	4767.04
53	128.90	135.60	175.02	683.28	1080.05	804.89	411.61	237.33	215.22	189.38	187.19	153.67	4406.14
54	155.66	171.12	317.65	528.68	1432.25	1067.51	595.57	277.05	208.72	190.45	171.56	161.59	5693.25
55	133.85	135.60	207.64	430.94	674.31	409.19	165.80	113.25	108.45	112.35	124.80	124.80	2728.53
56	115.33	164.68	212.77	714.53	892.71	783.00	387.24	171.74	152.81	141.38	130.36	119.49	4003.04
57	100.58	142.24	382.35	738.93	1057.04	880.80	359.46	194.59	157.07	152.20	161.21	155.66	4528.23
58	138.20	138.78	289.15	734.40	1082.13	807.07	352.72	179.46	173.91	168.32	162.15	166.08	4412.37
59	165.80	128.02	317.65	774.22	1275.86	587.55	464.44	259.41	201.68	266.43	242.88	195.96	5279.90
60	277.73	511.65	732.29	1609.72	1821.99	1121.69	613.26	302.44	186.64	182.54	161.02	151.11	7722.05
61	108.15	114.44	216.27	728.93	862.54	588.12	187.19	102.71	97.83	111.45	136.46	204.66	3469.75
62	162.51	188.20	588.12	959.97	1218.60	800.52	378.05	175.30	168.32	172.79	174.18	179.19	5130.15
63	188.84	194.32	277.05	1302.28	1977.35	1814.27	1027.65	435.75	215.76	214.66	192.68	183.88	8028.49
64	174.18	166.65	355.21	1012.90	1455.23	1075.87	375.89	207.37	182.78	266.25	204.29	256.37	5736.99
65	189.82	167.51	501.19	1198.29	1397.34	986.77	443.09	160.38	118.99	281.00	294.98	215.09	5952.85
66	225.83	242.92	313.07	585.81	1585.74	833.91	363.67	165.81	160.38	134.50	115.58	133.00	5259.62
67	118.63	129.23	238.66	790.12	1646.10	854.88	716.06	335.28	256.05	206.45	232.25	440.85	5964.56
68	288.70	271.88	479.14	2532.44	2875.37	1431.27	675.11	351.95	282.68	241.50	225.83	223.65	5907.58
69	156.85	159.06	335.51	1084.64	1736.79	627.13	240.47	154.06	168.53	314.46	206.45	197.79	5382.14
70	191.27	214.37	345.55	1020.32	924.57	433.77	246.87	193.02	203.94	326.93	237.24	220.10	4557.95
71	192.00	214.37	414.49	731.23	1441.94	559.96	353.80	290.05	145.04	218.28	207.13	277.98	5446.27
72	171.28	177.42	336.42	1274.69	1166.41	1016.99	447.28	196.00	220.14	190.00	234.85	187.56	5619.04
73	165.71	283.12	322.55	755.26	1285.98	1091.13	444.14	169.14	129.00	164.28	239.13	201.27	5160.71
74	132.43	125.28	377.70	542.84	1292.13	619.99	206.57	147.85	251.71	133.57	139.28	150.99	4124.34
75	149.99	141.55	398.98	1157.12	1038.28	746.56	274.85	127.85	130.43	228.56	172.13	145.71	4752.45
76	162.42	148.42	377.98	1125.26	1682.13	1038.71	534.42	213.85	187.71	348.83	197.42	173.57	6250.72
77	145.00	161.85	286.13	659.56	1222.42	801.99	382.28	219.99	152.99	277.12	233.41	166.85	4799.59
78	157.99	240.10	408.70	1044.40	1627.42	1079.42	521.42	244.55	157.28	175.71	248.12	248.12	6140.56
79	238.99	280.13	357.85	828.12	1345.41	1050.42	530.85	212.42	137.85	227.84	361.98	312.84	5888.70
80	209.70	202.28	462.70	1315.26	1464.70	634.42	256.43	166.71	147.28	185.28	278.26	215.42	5538.44
81	160.85	199.54	347.98	624.13	1131.41	1280.70	455.42	201.43	189.28	199.14	272.41	217.84	5340.15
82	158.84	154.99	236.84	1117.69	1387.85	747.00	350.14	179.85	142.28	176.12	181.99	165.70	5039.30
83	131.28	136.28	324.26	653.98	935.84	656.28	254.59	116.28	124.28	183.28	354.13	252.27	4127.15
AV	174.90	187.08	342.01	942.16	1323.37	877.74	420.27	215.76	177.86	210.73	210.56	196.99	5279.83
MA	327.73	511.65	732.29	2552.44	2879.37	1814.27	1027.65	435.75	282.68	357.65	361.98	440.85	9907.56
MI	100.58	114.44	175.02	430.94	578.94	409.19	165.80	102.71	97.83	111.45	112.35	119.49	2728.53

Table 6-12 Natural Flow at Muratli Damsite

unit: 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

YY	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUN.	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
42	347.85	394.73	590.07	2079.48	2210.32	1087.21	607.17	356.24	296.38	333.20	378.35	370.10	5051.10
43	294.63	252.62	318.54	871.40	1178.66	790.51	445.05	310.89	248.66	265.91	281.40	279.03	5541.70
44	248.35	262.90	545.50	831.23	2345.15	1280.46	799.61	344.20	273.38	253.23	279.03	212.88	7676.92
45	192.63	172.16	228.61	660.15	1118.59	898.00	453.40	245.60	193.28	210.97	204.91	200.40	4778.70
46	180.16	177.16	274.63	779.11	1157.15	1013.04	560.46	370.10	244.68	356.24	275.76	228.92	5677.41
47	224.46	225.54	295.31	781.39	650.61	525.39	291.71	199.12	176.50	212.56	329.79	231.41	4428.19
48	220.47	208.11	229.85	874.48	1184.83	1049.22	402.86	251.41	236.38	230.48	207.47	182.47	5228.03
49	176.50	159.31	270.40	552.99	1122.76	679.15	276.06	208.42	185.76	197.18	180.16	171.15	4179.84
50	162.71	164.74	345.89	578.68	1184.83	695.67	421.85	233.28	172.16	285.52	242.53	214.47	5102.14
51	231.05	185.76	281.69	801.88	972.21	831.23	405.55	251.71	252.23	416.30	328.36	255.66	5184.63
52	236.59	258.89	327.23	1027.98	1124.84	844.69	535.41	275.76	210.97	194.22	183.18	173.50	5395.35
53	161.01	168.80	214.15	758.47	1158.04	882.54	474.25	284.35	264.11	230.48	227.99	189.69	5013.88
54	191.98	209.70	372.85	1071.31	1503.44	1145.62	672.05	328.36	252.31	231.72	210.65	198.80	6234.79
55	166.77	168.80	251.10	494.87	745.25	471.66	203.62	142.68	137.03	141.62	141.62	156.22	3225.24
56	145.13	202.33	256.26	750.51	972.21	860.33	448.14	228.61	188.71	175.51	162.71	150.01	4581.06
57	171.83	172.45	341.67	871.23	1186.10	894.76	410.94	219.20	212.88	206.50	199.44	203.94	5014.98
58	203.62	159.56	372.85	851.40	1350.51	1066.14	530.44	308.87	244.37	316.65	290.53	237.91	5933.28
59	383.83	580.24	808.67	1673.28	1875.50	1199.20	688.25	356.24	227.36	222.67	198.14	186.75	8998.11
60	136.67	144.05	260.79	660.79	941.83	660.20	227.99	130.24	124.45	140.57	169.81	247.74	3999.78
61	172.56	205.82	660.15	1028.61	1252.53	878.11	428.65	214.67	206.50	211.61	213.19	218.89	5763.49
62	229.85	236.06	328.36	1376.29	2022.25	1868.18	1106.06	499.99	264.71	186.98	234.20	224.24	8649.17
63	213.19	204.58	413.62	1051.41	1524.69	1193.90	440.24	250.79	222.58	348.64	257.22	330.57	6447.83
64	227.13	206.99	690.29	1288.13	1497.13	1069.09	492.34	183.88	137.66	365.74	385.84	272.50	6826.52
65	281.37	311.48	411.96	1085.08	1692.05	908.32	405.93	189.90	183.88	161.77	136.45	159.76	5917.15
66	140.67	154.74	305.45	862.10	1754.35	930.43	783.73	375.79	285.38	260.24	286.41	599.86	6753.15
67	376.79	352.88	657.13	2881.77	3013.34	1532.29	744.54	393.87	318.52	309.47	287.37	284.35	10852.12
68	191.91	194.93	445.12	1171.58	1847.80	699.28	278.30	176.84	192.52	413.97	260.24	248.18	6105.07
69	239.14	271.29	459.19	1104.76	1003.78	492.30	278.33	220.05	232.10	432.06	303.44	279.33	5306.27
70	240.14	271.29	560.67	759.81	1543.35	1060.95	395.88	326.55	166.79	269.28	259.23	363.73	6237.67
71	193.92	211.00	406.94	1423.78	1225.02	1065.07	463.20	204.98	232.10	215.02	293.40	260.14	6215.57
72	204.98	399.50	411.96	885.21	1372.53	1077.13	473.25	188.90	149.71	190.51	319.52	260.24	5934.24
73	145.65	155.74	446.12	614.93	1357.46	659.14	235.12	181.87	299.43	141.67	157.75	187.89	4582.81
74	186.89	182.87	521.48	1326.31	1361.05	789.76	309.47	145.65	143.68	297.42	220.05	180.86	5365.53
75	203.97	173.83	468.23	1253.16	1733.25	1138.42	564.71	244.16	227.08	476.27	215.04	193.92	6941.04
76	165.79	199.95	334.55	758.61	1251.15	837.99	434.07	277.32	256.23	397.89	319.52	208.99	5484.10
77	198.95	302.47	465.21	1182.83	1700.09	1187.65	572.73	278.32	179.86	202.97	330.57	356.70	6964.15
78	316.51	372.77	421.00	935.45	1448.90	1108.28	574.74	234.11	167.80	306.46	444.11	407.94	6738.07
79	261.24	245.17	547.61	1455.93	1562.44	708.38	274.31	177.85	168.81	203.97	413.47	273.30	6291.86
80	231.00	280.33	454.16	710.38	1249.95	1365.52	546.60	211.00	216.03	235.12	390.86	284.35	6179.40
81	285.28	203.97	319.52	1245.95	1435.85	770.67	378.80	205.58	152.73	220.05	247.18	229.09	5687.07
82	165.79	186.85	448.13	777.70	1021.86	701.34	252.39	142.68	150.72	238.12	423.01	319.50	4864.14
AV	215.51	232.50	416.83	1021.26	1400.76	947.37	471.72	252.54	211.88	261.15	264.37	247.69	5954.82
MA	293.83	580.24	808.67	2681.77	3013.34	1888.18	1106.06	499.99	318.52	476.27	444.11	599.86	10952.12
MI	127.72	144.09	214.15	454.87	650.61	471.66	203.62	130.24	124.45	140.57	136.65	150.01	3225.24

### 6.3 蒸 発

蒸発量の観測はFig. 6-11に示す観測所において標準のWeather Bureau Class Aの蒸発皿を用いて行われている。

貯水池計画を行う上で、年間蒸発量の月変化及びダム建設後の湛水地域内から新たに発生する蒸発量、すなわち湖面からの蒸発量と湛水地域内のダム建設前の蒸発散との差分をそれぞれ算定することが必要である。蒸発散量は一般に流域内の水収支バランスの式より求められる。Yusufeli貯水池の湛水面積内の植生及び地質を考慮すると、湛水域内のダム建設前の実蒸発散量は無視できる。

Bayburt 観測所における蒸発量と月平均気温の関係を調べるために相関解析を行った。使用したデータはTables 6-3及び6-13に示す。回帰直線及び回帰式はFig. 6-12に示されている。

Yusufeli気象観測所はYusufeli貯水池の近くに位置しており、気温観測が行われている。Yusufeli観測所における月平均気温と上述の回帰式を用い、Pan 係数を 0.7としてYusufeli貯水池からの蒸発量を月別に算定した。1965年から1984年までの月別蒸発量はTable 6-14に、Yusufeli観測所の月平均気温はTable 6-2に示されている。

Station Name	Observation Period				Remarks
	1960	1970	1980	1990	
Bayburt			1977 — 1984		Within the basin
Ispir			1977 — 1984		ditto
Gümüşhane		1972 — 1984			Around the basin
Erzincan	1962 — 1984				ditto

Fig. 6-11 Existing Class A Pan Evaporation Data

$$\text{Log } Y = 0.83074 + 1.13068 \text{ Log } X$$

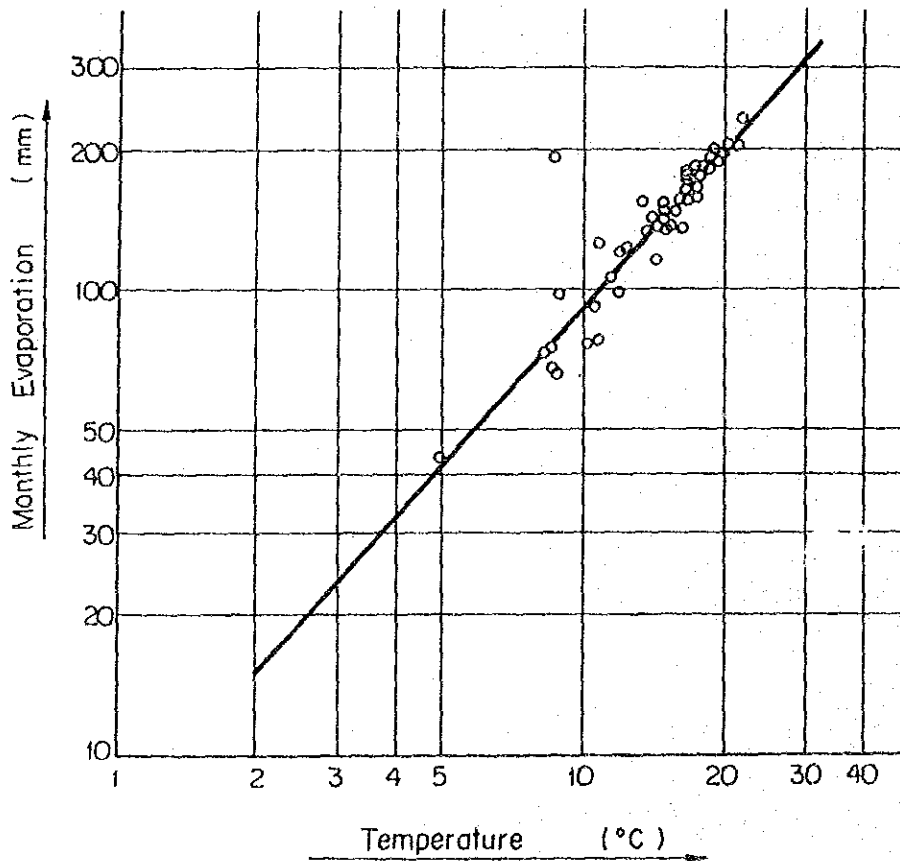


Fig. 6-12 Relation between Monthly Average Temperatures and Monthly Evaporation of Bayburt Station

Table 6--13 Observed Monthly Class A Pan Evaporations of  
Bayburt Meteorological Station

(unit: mm)

Month Year	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Total
1977	-	-	-	-	-	133.0	178.4	192.2	137.2	43.5	D	D	-
1978	D	D	D	D	127.2	158.5	206.1	183.0	156.8	77.1	D	D	908.7
1979	D	D	D	D	121.4	140.3	176.0	201.2	158.6	66.2	D	D	863.7
1980	D	D	D	D	121.2	178.2	230.2	185.1	144.4	75.3	D	D	934.4
1981	D	D	D	D	98.0	136.6	197.6	182.6	135.0	78.0	D	D	827.8
1982	D	D	D	D	105.1	152.4	159.6	168.2	116.7	73.1	D	D	775.1
1983	D	D	D	D	99.0	148.1	190.9	176.2	131.6	68.2	D	D	814.0
1984	D	D	D	D	92.2	138.0	198.1	148.1	152.8	196.9	D	D	926.1

1) D; unmeasurable due to frost  
2) -; no data available

Table 6-14 Actual Monthly Evaporations from Yusufeli Reservoir

(unit: mm)

Years	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Annual Total
1965	11.6	15.2	59.7	83.2	136.3	161.8	182.1	191.2	158.6	80.2	46.3	24.6	1,150.8
66	39.3	52.6	68.4	108.2	130.	164.2	202.7	201.	152.2	122.2	78.7	38.	1,357.4
67	8.1	2.7	46.3	86.9	120.6	145.	161.	172.3	144.2	109.8	52.6	10.4	1,059.8
68	D	6.4	44.9	109.8	141.8	151.4	187.	179.7	151.4	112.	69.9	17.	1,171.2
69	9.8	16.5	61.2	84.7	141.1	179.7	170.4	198.5	151.4	94.4	48.3	34.	1,195.9
1970	25.3	41.4	67.7	122.9	132.4	164.2	192.8	174.8	152.2	96.7	68.4	16.5	1,255.3
71	12.7	25.3	60.4	98.3	137.9	147.4	196.1	177.3	180.5	98.3	54.7	6.4	1,190.4
72	D	4.8	47.7	112.1	126.1	159.4	196.9	203.5	157.8	123.7	44.9	7.5	1,184.2
73	D	34.6	49.1	92.3	130.	141.8	183.8	178.1	165.4	114.4	31.9	9.8	1,121.
74	D	18.3	66.2	72.1	140.2	175.6	180.5	182.9	141.1	135.5	64.1	24.6	1,201.1
75	9.8	8.6	48.4	122.9	133.9	177.2	195.2	188.7	151.4	135.3	58.3	0.35	1,230.1
76	D	D	41.4	95.2	127.6	149.8	177.2	185.4	151.4	106.7	56.8	26.6	1,118.3
77	4.8	37.3	54.0	99.	126.8	145.	179.7	187.	149.8	81.7	51.9	11.	1,128.1
78	3.7	29.3	65.5	78.7	127.6	124.5	179.7	172.3	151.4	112.	36.0	11.	1,091.7
79	4.8	27.3	65.5	98.3	141.8	158.6	177.9	203.5	162.6	104.4	64.8	15.2	1,228.3
1980	3.7	11.0	58.3	90.	132.4	169.9	198.5	178.9	141.8	94.4	61.9	32.6	1,173.3
81	25.3	38.6	63.4	82.5	112.8	165.1	199.4	188.7	165.1	116.7	47.7	40.	1,245.2
82	-	-	-	-	-	-	-	-	157.0	105.1	42.8	10.7	-
83	D	17.7	48.4	109.0	138.7	158.6	192.0	174.8	153.0	101.3	58.3	19.5	1,171.3
84	24.0	25.3	64.8	93.7	122.9	161.8	182.9	162.6	171.5	107.4	61.2	5.8	1,183.9
Ave.	9.6	21.7	56.9	96.8	131.6	157.9	186.4	184.3	155.5	107.6	55.0	18.1	1,181.4



#### 6.4 堆 砂

1985年時点でE I Eは85の測水所で浮遊土砂の測定を月毎に行い、各測水所毎にそのデータを用いて浮遊土砂量 - 河川流量の相関曲線を作成している。

Coruh 川流域では以下のTable6-15に示す測水所で浮遊土砂量の測定が行われている。

**Table 6-15 Existing Suspended Sediment Data**

Station Name	No.	Period	Number of Samples
Karsikoy	2315	June 1967 ~ Oct 1984	182
Ispir Koprusu	2316	Sept 1969 ~ Oct 1984	167
Laleli	2320	July 1971 ~ Nov 1983	88
Asagi Kumlu	2325	June 1977 ~ Oct 1984	84

No.2315及びNo.2316測水所地点においてはTable6-16 に示すように、浮遊砂濃度及び河川流量に対して広範囲な測定が行われている。

**Table 6-16 Characteristics of Sediment Data**

Station No.	Suspended Sediment (ppm)			River Discharge (m <sup>3</sup> /sec)		
	Max.	Min.	Ave.	Max.	Min.	Ave.
2315	6,170	12	469	868	37.6	146.3
2316	3,000	13	167	327	7.5	24.6

日浮遊砂量の算定に供するために、No.2315及びNo.2316測水所における浮遊砂量 - 河川流量の相関直線を作成した。その結果をFig. 6-13及び6-14に示す。関係式は以下の通りである。

$$\text{No.2315: } \log S = -0.40123 + 1.92772 \log Q$$

$$\text{No.2316: } \log S = -0.21199 + 1.98650 \log Q$$

ここで S : 日浮遊砂量 (ton/day)

Q : 河川流量 (m<sup>3</sup>/sec)

一般に浮遊砂量の関係式の適用には注意を要するが、平均年推砂量の算定に用いるので、その誤差は相殺する傾向にあると考えられる。

平均年総浮遊砂量 (ton/ km<sup>2</sup>) の計算はNo.2315及びNo.2316測水所の日流量データ (1964年10月～1983年9月) と上述の関係式を用いて行った。計算結果は以下の通りである。

Station No.	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Calculation Period (years)	Mean Annual Sediment Yield (tons/ km <sup>2</sup> )
2315	19,654	19	360
2316	5,505	19	138

貯水池内に堆積する堆砂量は堆積物の密度に左右される。その密度は堆砂成分と堆積年数により異なる。浮遊砂の構成成分とその成分比率はE I Eの行った粒度分析によれば以下の通りである。

Sand	Silt	Clay
33 %	37 %	30 %

時間  $t$  経過後の密度  $W_t$  は、LaneとKoelzerにより  $W_t = W_1 + K \cdot \log t$  ( $W_1$ :初期密度、 $K$ :締固めの係数) と定義されている。したがって時間  $t$  経過後の総堆砂量の平均密度は1年目から  $t$  年までを積分することにより求められる。Yusufeli貯水池の堆砂の50年後の平均密度は1.195ton/ m<sup>2</sup> と計算された。

No.2315及び2316測水所における平均年堆砂量は、浮遊砂量に対する掃流砂量の比率を12%と仮定して以下に示すように算定した。

$$\text{No.2315 : } 337 \text{ m}^3 / \text{ km}^2$$

$$\text{No.2316 : } 129 \text{ m}^3 / \text{ km}^2$$

Flemingは世界の250以上の流域のデータを使用して、種々な植生地域に対して、平均年浮遊砂量  $Q_s$  (ton) を年平均流量  $Q$  (ft<sup>3</sup>/sec) の関数として  $Q_s = a Q^n$  ( $a$ と $n$ は植生による係数) と表わした。No.2315測水所地点の総浮遊砂量360ton/ km<sup>2</sup>の値をチェックするために、Coruh川流域の植生状況を考慮して計算した結果、 $Q_s = 280 \text{ ton} / \text{ km}^2$  と算定された。これより360ton/ km<sup>2</sup>の値はオーダ的に十分満足すべき値であると考えられる。

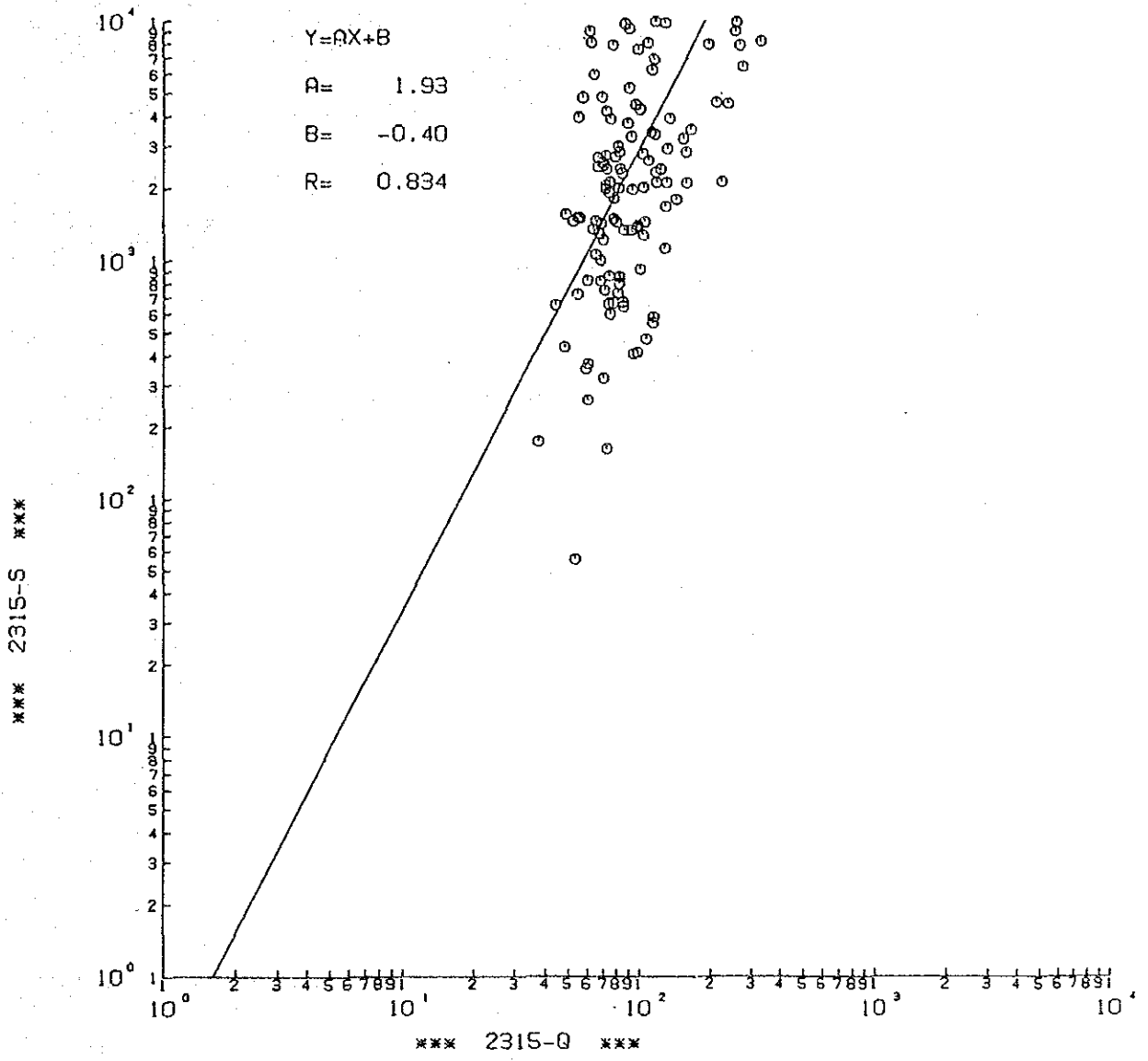


Fig. 6-13 Sediment Rating Curve at No. 2315 Station

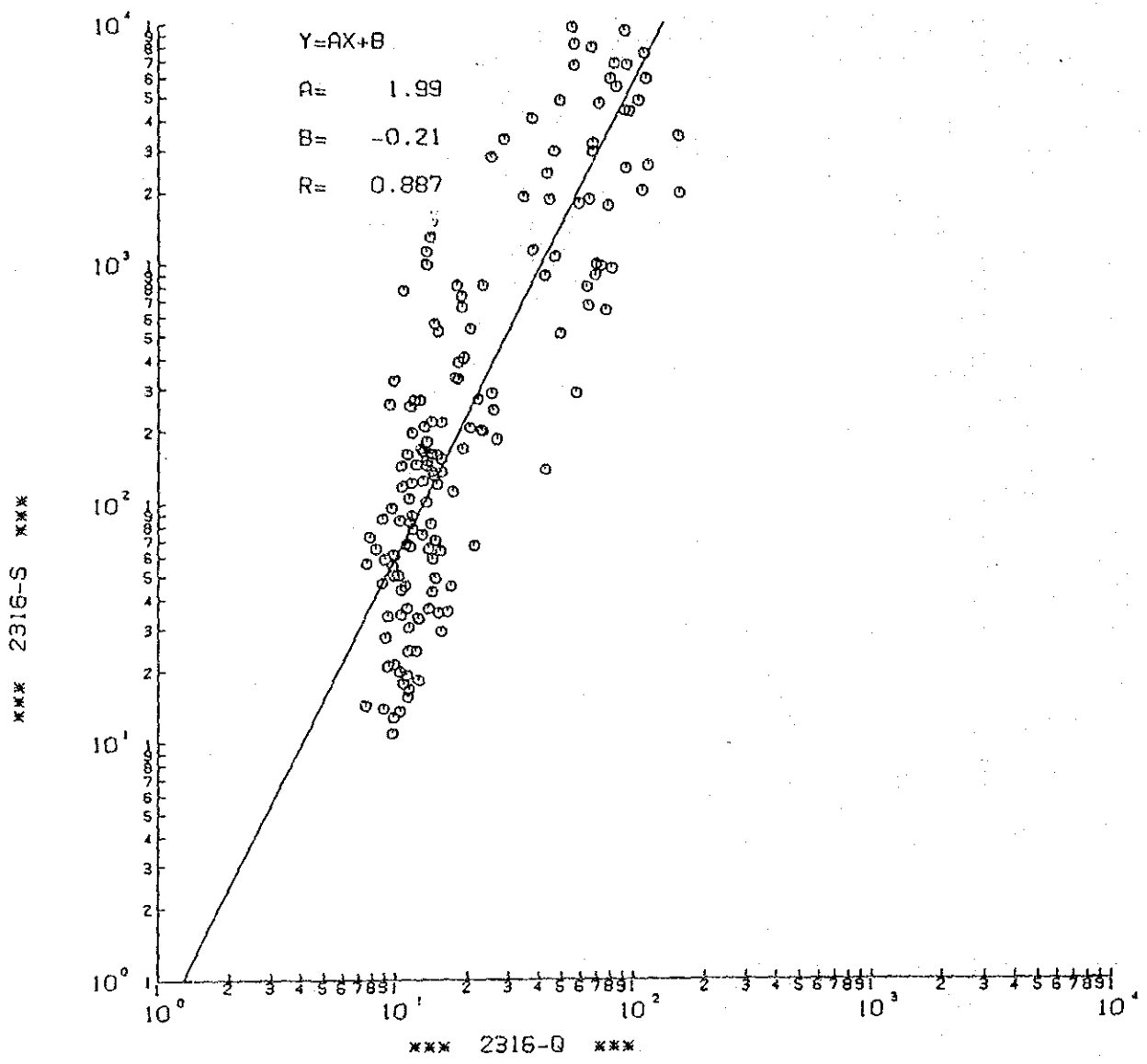


Fig. 6-14 Sediment Rating Curve at No. 2316 Station

## 6.5 確率洪水量

E I EはTable6-17に示すようにCoruh川本流及びその支流沿いの測水所において洪水流量の観測を行っている。YusufeliおよびArtvinダム地点の確率洪水の算定にはNa2305、2323および2321の各測水所のデータを使用することとした。洪水データに適合する確率分布関数としては、広く用いられているGumbel分布と対数Pearson III型分布を適用することとした。

上記測水所で記録されたピーク流量はTables6-18～6-20に示されているが、既往最大ピーク流量はNa2305、2323、2321測水所に対してそれぞれ798m<sup>3</sup>/s、469m<sup>3</sup>/sおよび89m<sup>3</sup>/sである。

ダム地点における確率洪水量は、各測水所の確率洪水と残流域の確率洪水の和として推定した。その結果はTable6-21に示す。Gumbel分布及び対数Pearson III型の分布関数による洪水頻度解析結果はFigs. 6-15～6-17に示されている。

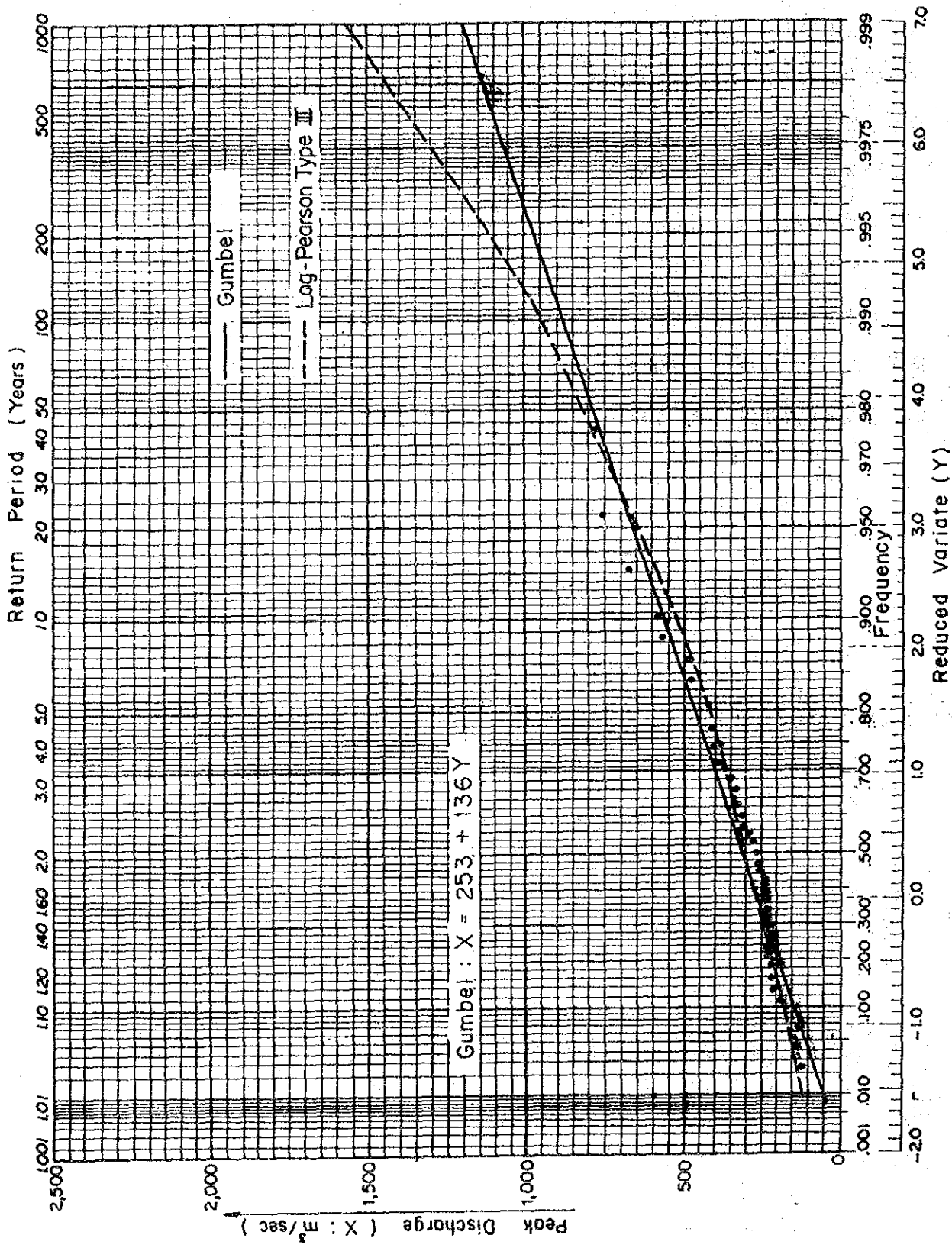


Fig. 6-15 Flood Frequency at No. 2305 Station

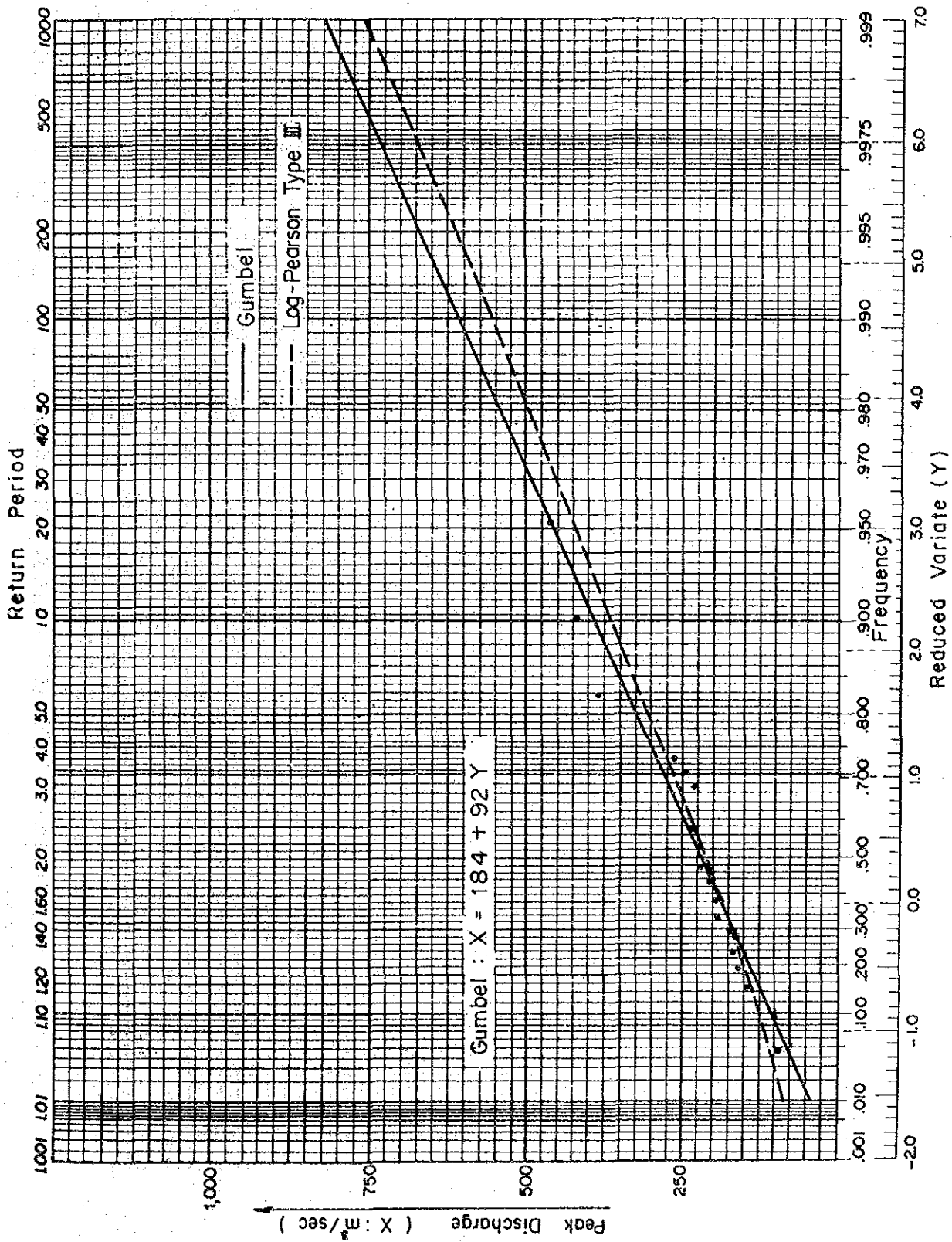


Fig. 6-16 Flood Frequency at No. 2323 Station

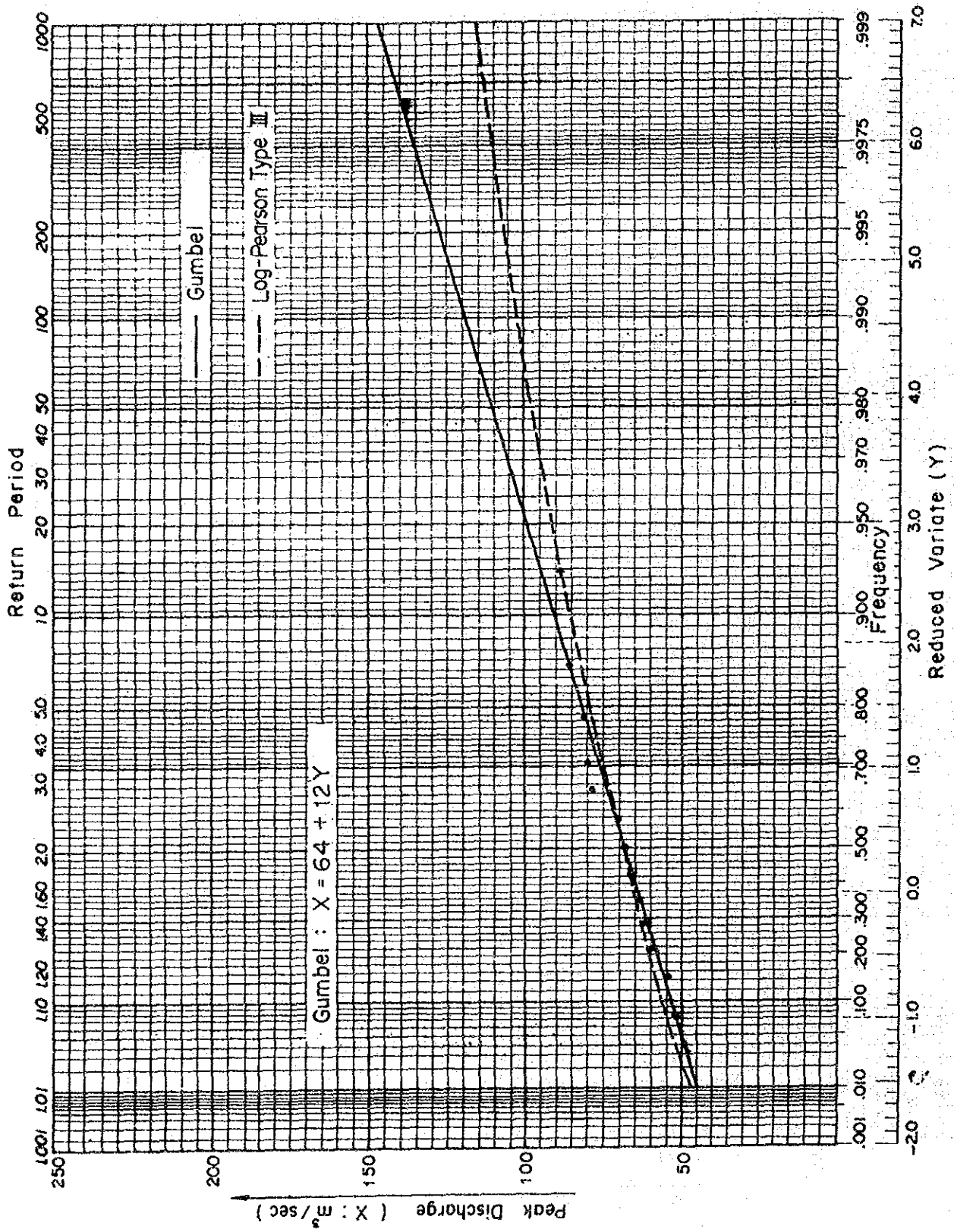


Fig. 6-17 Flood Frequency at No. 2321 Station



Table 6-17 List of Measured Flood Peaks

Station		River	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Observation Period	Historical Max. Flood	
No.	Name				Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Date
2302	Tev Koprusu	Tortum	1,744	1941 - 68	227	-
2304	Bayburt	Coruh	1,734	1942 - 84	216	Apr.11
2305	Peterek	Coruh	7,272	1942 - 84	798	May 4
2306	Aralik	Aralik	70	1945 - 56	33	-
2307	Deviskel	Deviskel	193	1945 - 59	21	-
2308	Borcka	Coruh	19,443	1956 - 65	1,169	May 26
2310	Kan	Coruh	4,405	1954 - 63	509	May 7
2311	Dikkale	Tortum	1,457	1965 - 67	74	Jul.5
2314	Catakkopru	Tortum	1,965	1964 - 67	85	May 22
2315	Karsikoy	Coruh	19,654	1965 - 84	2,431	Apr.18
2316	Ispir Kopru	Coruh	5,505	1965 - 84	449	Apr.18
2319	Uluboga	Tortum	1,824	1970 - 74	70	May 11
2320	Laleli	Coruh	4,760	1971 - 84	328	Apr.12
2321	Dutdere	Barhal	586	1972 - 84	89	May 23
2322	Altinsu	Coruh	18,326	1972 - 84	1,018	May 20
2323	Ishan Kopru	Oltu	6,854	1965 - 84	469	May 20

Table 6-18 Flood Peak Discharges at No. 2305 Station

Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)
16 Apr. 1942	754	22 May 1964	480
7 May 1943	239	28 Apr. 1965	350
4 May 1944	798	1 May 1966	337
10 May 1945	194	13 May 1967	332
13 June 1946	219	18 Apr. 1968	679
5 Apr. 1947	139	14 May 1969	395
30 May 1948	246	15 Apr. 1970	276
13 May 1949	219	9 May 1971	310
8 May 1950	226	1 May 1972	256
3 May 1951	166	12 May 1973	238
7 Apr. 1952	239	12 May 1974	310
20 May 1953	226	13 Apr. 1975	241
6 May 1954	317	21 May 1976	369
24 May 1955	144	15 May 1977	402
26 Apr. 1956	206	10 Apr. 1978	412
17 June 1957	232	6 June 1979	247
16 May 1958	213	11 Apr. 1980	580
20 May 1959	401	4 June 1981	267
11 May 1960	578	23 Apr. 1982	390
16 May 1961	191	1 June 1983	205
10 Apr. 1962	261	27 May 1984	281
2 June 1963	489		

Table 6-19 Flood Peak Discharges at No. 2323 Station

Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)
18 May 1965	154		
2 May 1966	191		
13 May 1967	249		
18 Apr. 1968	422		
30 Apr. 1969	378		
15 Apr. 1970	146		
17 May 1971	165		
1 May 1972	174		
12 May 1973	205		
13 May 1974	231		
15 May 1975	99.8		
21 May 1976	227		
14 May 1977	220		
18 May 1978	295		
14 June 1979	230		
11 Apr. 1980	263		
5 June 1981	196		
19 May 1982	224		
18 May 1983	97.8		
20 May 1984	469		

Table 6-20 Flood Peak Discharges at No. 2321 Station

Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	Date	Discharge (m <sup>3</sup> /sec)
1 June 1972	70.1		
23 May 1973	89.0		
3 Sept. 1974	80.6		
13 Apr. 1975	69.8		
29 June 1976	86.0		
15 May 1977	62.0		
18 June 1978	64.4		
27 June 1979	80.1		
10 Apr. 1980	66.1		
23 June 1981	77.9		
12 May 1982	60.3		
6 June 1983	54.8		
17 June 1984	52.6		

Table 6-21 Probable Floods at Damsites

(unit: m<sup>3</sup>/sec)

Return Period (years)	No.2305 Stream G.S.	No.2323 Stream G.S.	No.2321 Stream G.S.	Yusufeli dam		Artvin(I) dam		Artvin (II) dam		
				Residual Basin	Total*	Residual Basin	Total*	Residual Basin	Total*	
Gumbel Distribution	5	457	322	82	45	906	58	919	69	930
	10	559	391	91	52	1,093	66	1,107	80	1,121
	25	688	478	102	61	1,329	78	1,346	94	1,362
	100	879	607	119	74	1,679	95	1,700	114	1,719
	1,000	1,192	819	147	96	2,254	123	2,281	148	2,306
	10,000	1,506	1,031	175	118	2,830	151	2,863	182	2,894
Log-Pearson Type III dis.	5	417	302	80	43	842	55	854	66	865
	10	520	362	86	49	1,017	63	1,031	75	1,043
	25	679	438	93	57	1,267	73	1,283	88	1,298
	100	944	554	102	69	1,669	88	1,688	106	1,706
	1,000	1,560	757	116	94	2,527	120	2,553	145	2,578
	10,000	2,455	978	129	126	3,688	161	3,723	194	3,756

\* Probable floods at the damsites are respectively calculated as the total of probable floods for No.2305, No.2323 and No.2321 stream G.S and residual basin.