

第 2 章 勸 告



第 2 章 勸 告

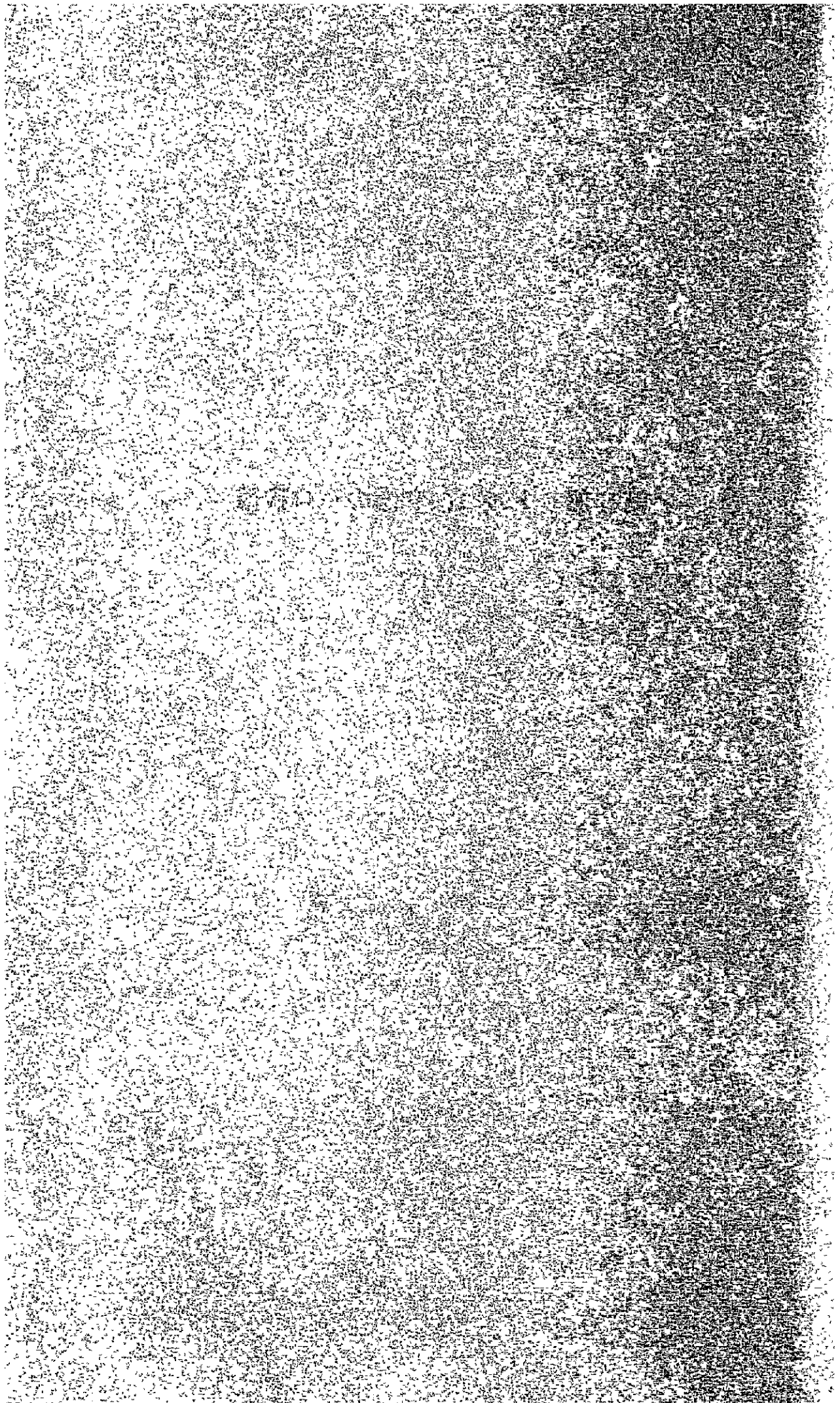
2.1 トルコ政府は直ちに最終設計に必要な下記に示す補足調査を進めること。

- (1) ダム地点における補足ボーリング、横坑掘削およびルジオンテスト（Ⅲ・4・6・2 参照）
- (2) コンクリート用骨材のための補足の現地調査および試験（Ⅲ・4・6・2 参照）

2.2 Kepez 水力発電計画の送電計画はⅢ・6・1・3に記載されているが、TEKにより計画中の Altinkaya - Çankırı 送電線は 1980 年に最終設計が完了する。この送電線の計画および設計に際しては、この計画から引き出される二回線の送電線が冗接続されることを考慮しておくこと。

2.3 以上の調査結果により、最終設計の作成のときに、このフィージビリティ・スタディを再検討し、補足して改良を加え、資金調達のための報告書および請負付託のための書類を作成すること。

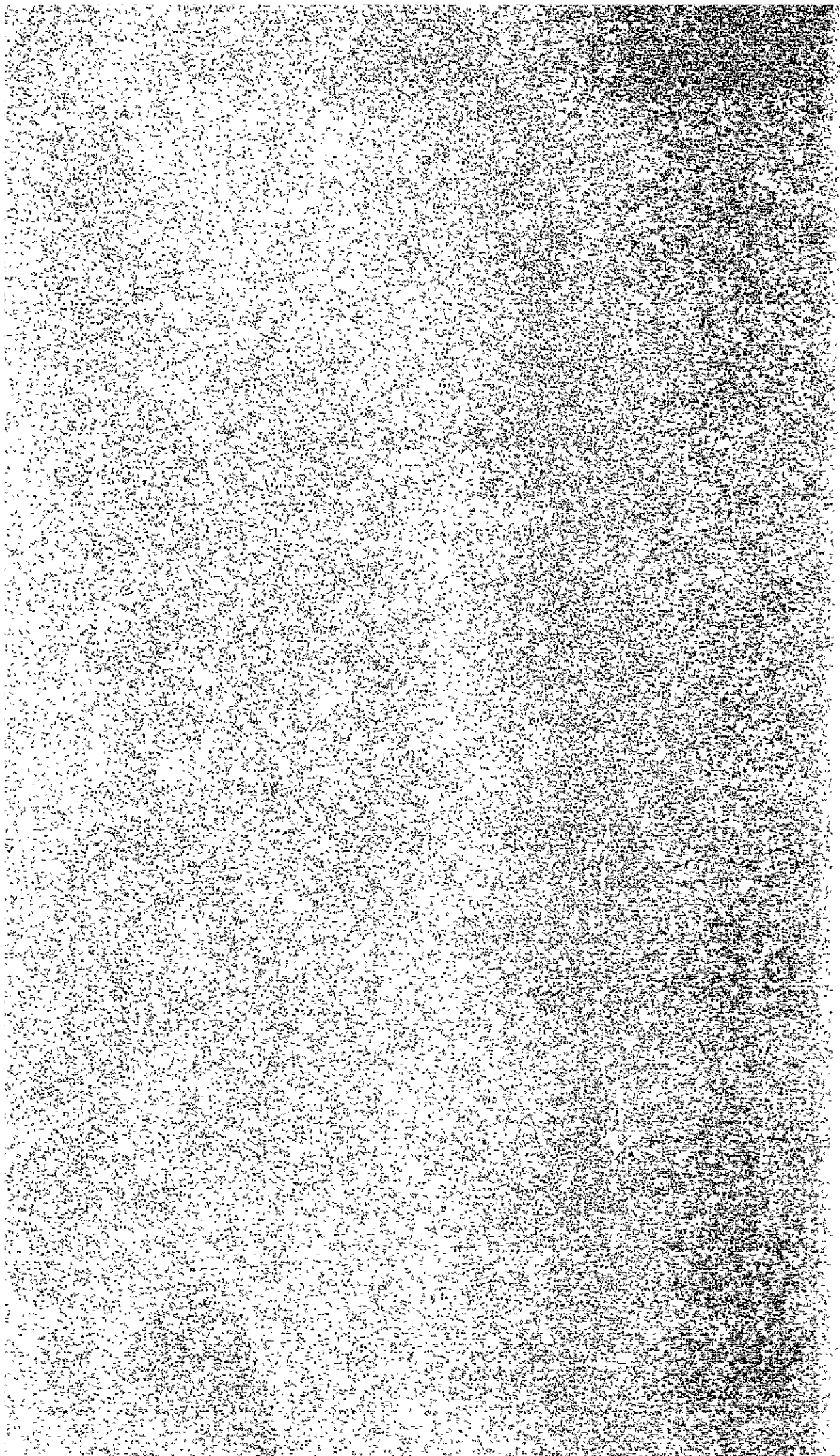
第II部 トルコ共和国の一般事情



第Ⅱ部 トルコ共和国の一般事情

第1章 一般事情	Ⅱ-1
1.1 地 理	Ⅱ-1
1.2 気 候	Ⅱ-1
1.3 人 口	Ⅱ-3
1.4 経 済	Ⅱ-3
1.5 エネルギー資源	Ⅱ-5
1.6 運輸・通信	Ⅱ-6
第2章 電気事業の現状	Ⅱ-7
2.1 電力の現状	Ⅱ-7
2.2 電力事業者	Ⅱ-8
2.3 電力供給設備の現状	Ⅱ-9
2.4 電力需要供給の現状	Ⅱ-13

第 1 章 一般事情



第 1 章 一 般 事 情

1959年10月

1.1	地 理	II - 1
1.2	気 候	II - 1
1.2.1	気 温	II - 2
1.2.2	降 雨	II - 2
1.3	人 口	II - 3
1.4	経 済	II - 3
1.5	エネルギー資源	II - 5
1.6	運輸・通信	II - 6

LIST OF TABLES

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

第 1 章 一般事情

1.1 地 理

トルコ共和国は緯度 $42^{\circ}06'$ ～ $35^{\circ}51'$ 、経度 $44^{\circ}48'$ ～ $25^{\circ}40'$ に囲まれ、ヨーロッパ大陸とアジア大陸の接合部に位置し、幅 650 km、長さ 1,570 km の長方形の形をした 779,500 km² の国土からなっている。この国土の 97% は小アジアと呼ばれるアジア大陸の最西端の Anatolia 半島で、残り 3% がヨーロッパ大陸の東端に位置する Balkan 半島南東部の Thrace 地方である。国土の周囲は南に地中海、西にエーゲ海、北に黒海に面し、その総延長は 8,400 km に達する。また西にブルガリアとギリシア、東にソ連、イラン、イラク、シリアと国境を接し、その総延長は 2,750 km におよんでいる。

国土を地理的に大別するとエーゲ海・地中海地方、黒海沿岸地方、東部・中央 Anatolia 地方と南部 Anatolia 地方に大別され、国土の 96% は Anatolia 高原と称するステップ地帯で、耕地面積は 30% に過ぎない。国土の平均標高は 1,132 m で 500 m 以下の標高を有する地域は 1/3 に過ぎない。

大きな河川としては Kepez 計画地点のあるトルコ共和国第 1 の Kızılırmak 河 (1,355 km)、Sakarya 河 (825 km)、Seyhan 河 (560 km)、Yaşılırmak 河 (520 km) などがあり、有名な Tigris、Euphrates の国際河川はトルコ共和国内にその源流を持っている。

自然湖としては東部 Anatolia にある Van 湖 (3,700 km²) 中央 Anatolia にある Tuz 湖 (1,500 km²) が大きい。人造湖としては Euphrates 河にある Keban 湖 (675 km²) および Kızılırmak 河にある Hirfanlı 湖 (265 km²) が有名で、共に水力発電用の貯水池で水力エネルギー源として大きな役割をはたしている。

高い山は東部 Anatolia 地方に多く、Ararat 山 (5,165 m) は最も有名で、その他 Süphan 山 (4,434 m)、Kaçkar 山 (3,932 m)、Erciyes 山 (3,916 m) などがある。

植生群は気候および地形的条件により異なるが、大別すると下記の通りである。

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

エーゲ海・地中海沿岸地方 ; 山陵部に沿って、オリーブ、柑橘、松が多い。

Anatolia 高原地方 ; 自然牧草と点在する森からなっている。

1.2 気 候

トルコ共和国の南北側は海に囲まれているにもかかわらず、国土の平均標高が 1,132 m と高く、海岸線に平行して走る山岳地帯の影響で地域的に気候は大きく異なる。

1.2.1 気 温

黒海沿岸地方は年平均気温が14℃～15℃と温和で、7・8月の盛夏でも22℃～24℃と比較的しのぎ良く、1・2月の寒期も5℃～7℃と寒さもあまり厳しくない。エーゲ海・地中海沿岸地方の年平均気温は18℃～20℃と温暖で、いわゆる地中海性気候を呈し、夏は27℃以上に達するが冬期は8℃～12℃と温和である。一方内陸部の年平均気温は海拔の差違によって4℃～18℃と大きく異なり、寒暖の差が著しい大陸性気候で特徴づけられ、盛夏には灼熱の状態となり、極寒期には海岸線に沿った山岳地帯によって温暖な風が遮蔽され、0℃～-10℃の寒波に見まわれる地域が多い。

1.2.2 降 雨

国土は年間を通じて微雨の大陸性気候と乾夏の亜熱帯性気候とに大別される。一般に海岸地帯の山岳部では降雨が多く、内陸地帯に向かうに従って降雨量が少くなるが、地域によって降雨量は大きく変わっている。

エーゲ海・地中海沿岸地方では、秋から晩春にかけてが雨季であり、黒海沿岸地方では、年間を通じて降雨をみることができる。内陸地方では、冬期の降雪に続き春先の降雨が主で、これ以外の期間ではほとんど降雨はない。

Table II - 1 - 1 に主要都市の気候を示す。

Table II-1-1 Climate in the Main Cities

Selected Cities	Regions	Altitude				Average	Average
		Above Sea (meters)	Av. T. (cent.)	Lowest T. (cent.)	Highest T. (cent.)	Humidity (%)	Precipitation (millimeters)
Istanbul	Mar.	39	14.0	-16.1	40.5	75	673.4
Ankara	Cent. A.	902	11.8	-24.9	40.0	60	367.0
Izmir	Aegean	25	17.6	-8.2	42.7	65	700.2
Adana	Medit.	20	18.7	-8.4	45.6	66	646.8
Edime	Thrace	48	13.5	-22.2	41.5	70	599.3
Bursa	Mar.	100	14.4	-25.7	42.6	69	713.1
Antalya	Medit.	42	18.7	-4.6	44.6	64	1,068.2
Urfa	S. East. A.	547	18.1	-12.4	46.5	48	473.1
Zonguldak	W. Black S.	136	13.5	-8.0	40.5	75	1,242.9
Rize	E. Black S.	4	14.2	-7.0	37.9	78	2,357.0
Van	East. A.	1,725	8.8	-28.7	37.5	59	384.0
Agri	N. East. A.	1,632	6.1	-43.2	38.0	67	528.5
Mugla	Aegean	646	15.0	-12.6	41.2	60	1,220.9

Source : General Directorate of Meteorology

1.3 人 口

人口は 42,100,000 人 (1977 年) で都市人口と地方人口の比率は 40 対 60 で、人口の都市集中化は年々著しくなっている。都市人口の多いのは Istanbul 市の 2,530,000 人、首都 Ankara 市の 1,700,000 人である。年平均人口増加率は 2.5% と報告されている。

産業別人口を見ると、農業 58%、サービス業 14%、鉱工業 13% の順となっており、農業国と称することができる。

民族としては、90% がトルコ人で、残りはクルード人、アラビア人、アルメニア人、ギリシア人等からなっている。

人口の 99% が回教徒で、残りの 1% は主にキリスト教宗派に属している。

1.4 経 済

トルコ共和国経済の特徴は、国家資本により設立された公的企業を中心として民間企業が共存する混合経済の形をとっている。

1960 年に国家計画庁 (State Planning Organization) が創立され、1963 年以後は計画経済を実施しているが、その目標とするところは、農業を主とする産業構造を工業部門のシェア拡大により年間経済成長率 7% 台を達成し、農業部門からの余剰労働力を工業部門で吸収しようとするものである。

第 1 次 5 ヶ年計画は 1963 年に始まり、1978 年は第 4 次 5 ヶ年計画の初年度に当たっている。

第 3 次 5 ヶ年計画では、406 億ドルの投資 (製造工業 26%、住宅 18%、運輸・通信 22%、農業 12%、エネルギー 7%、その他 15%) を行い、年 7.9% の経済成長を計画していたが、実績は Table II-1-2 の通り、1% 前後計画を下まわる見込みである。さらに第 4 次 5 ヶ年計画 (1978~1982 年) では、総額 630 億ドルの投資 (製造工業 27.7%、運輸・通信 16.0%、住宅 14.6%、農業 12.2%、エネルギー 10.6%、その他 18.9%) によって年平均 GNP 伸び率 8% を達成する計画が検討されている。

Table II-1-2 Targets and Performances of Long-Range Plans (Growth Rate)

	Unit: %					
	1st (1963-1967)		2nd (1968-1972)		3rd (1973-1977)	
	Target	Performance	Target	Performance	Target	Performance
Agriculture	4.2	3.7	4.1	3.6	3.7	3.1
Industry	12.3	10.6	12.0	9.9	11.2	10.4
Construction	10.7	8.0	7.2	5.0	11.9	9.0
Transportation & Communications	10.5	7.8	7.2	8.8	8.2	9.9
Housing	-	3.5	5.9	6.8	5.0	6.5
Services	6.2	7.5	6.3	7.3	7.1	8.2
GNP	7.0	6.7	7.0	7.1	7.9	6.9

Source : State Planning Organization

1975～1977年の3ケ年における主な経済指標（一部推定値を含む）はTable II-1-3の通りである。

Table II-1-3 Economic Activity

Item	Unit	1975	1976	1977
GNP (current)	\$10 ⁹	21.43	26.80	32.70
Total Resources	"	22.54	28.32	34.69
External Deficit	"	1.11	1.52	1.99
Growth Rate	%	8.0	7.6	5.0
Total Investment	\$10 ⁹	4.91	6.24	8.25
Total Consumption	"	17.63	22.08	26.44
GNP by Origin				
Agriculture	%	21.9	21.9	20.9
Industry	"	19.7	20.2	20.7
Services	"	58.4	57.4	58.4
Income per Capita	\$/Capita	884	986	1,016

Note: Exchange rate 25 TL/\$

Source : State Institute of Statistics

卸売物価指数（1963年を100）を見ると，1975年343.2，1976年396.6，1977年494.4で，年間増加率はそれぞれ10.1，15.6および24.7%となっている。一方失業者率を見るとこの3ヶ年間13%台である。

ドル交換レートは1973年より現在まで15回にわたり改定され，現在買い相場25 TL/\$，売り相場25.5 TL/\$，利率9.0%となっており，外貨準備高は中央銀行（Central Bank）の資料によると 3.5×10^9 \$の欠損となっている。

トルコ共和国の貿易構造は農産物を輸出し，資本財および原材料を輸入するパターンとなっている。すなわち輸出の61%は農産物（タバコ，綿，ヘーゼルナッツ等），33%は工業製品（綿紡績系，皮，オリーブ油等），残り6%は鉱業品（クローム鉱等）であり，輸入の77%は工業製品（機械，化学製品，鋼材，電気製品等），22%は鉱業品（オイル等），残り1%が農産物となっている。また輸入品の用途別をみると，資本財44%，原材料53%，消費財3%となっている。なお輸出の44%，輸入の38%がEC諸国と行われている。

トルコ共和国における貿易収支は常に赤字となっており，この赤字を西ドイツ等に出稼ぎに行っている労働者からの本国送金（840,000人，送金額 1×10^9 \$，一国家予算の10%，1977年）や観光収入でカバーしようと努めているが，世界景気の停滞により送金額は減少している。

トルコ共和国の1977年における輸出は 1.75×10^9 \$，輸入は 5.80×10^9 \$で，この内石油の輸入は 1.00×10^9 \$に達し，貿易収支は差引 4.05×10^9 \$の赤字となっている。

1.5 エネルギー資源

現在電力は供給力不足の状態にあつてブルガリアから電力供給を受けており，将来ソ連からも電力の供給を受ける計画になっている。このため，工業化を進めるにあつて電力の開発は急務となっている。

現在のエネルギー消費の割合はTable II-1-4の通り，総エネルギー消費量の44%が石油に頼っている。

Table II-1-4 Energy Resources in National Consumption

Energy Resource	1976
Petroleum products	43.8
Wood	13.9
Coal	13.3
Animal and plant residues	12.0
Lignite	9.7
Hydraulic power	6.6

Source : Ministry of Energy

1977年現在の電力供給設備は4,700MW(20,600GWh)で水力と火力の構成比率は40%:60%で1人当りの消費電力量は490kWhである。今後電力需要は13%の割合で伸びるものと想定されている。

経済的に開発可能な包蔵水力は30,000MW(100,000GWh)と見積られており、現在6%の水力が開発されているに過ぎず、今後の開発が期待されている。

石油の生産状況は全消費量 13.8×10^6 tonに対し80%を輸入にたよっている。石油の国内埋蔵量は 57×10^6 tonと見積られている。また硬質炭 1.3×10^6 t, 軟質炭 5.6×10^6 t, 泥炭とオイルシェール 6.0×10^6 t, 天然ウランは 45×10^6 tonが埋蔵されていると見積られている。

原子力発電所は1985年に600MW, 1991年に1,000MWの開発が計画されている。

いずれにしても、石油輸入国のためエネルギー危機によって大きな打撃を受けた。このため経済活動を活性化するため、地域条件に合ったエネルギー資源の開発の必要性が強調されており、国産化石燃料資源、特に石炭の開発が計画されている。また化石燃料をはじめ、水力発電、地熱発電等の国内エネルギー資源の開発、これらの有効利用が重要な課題である。

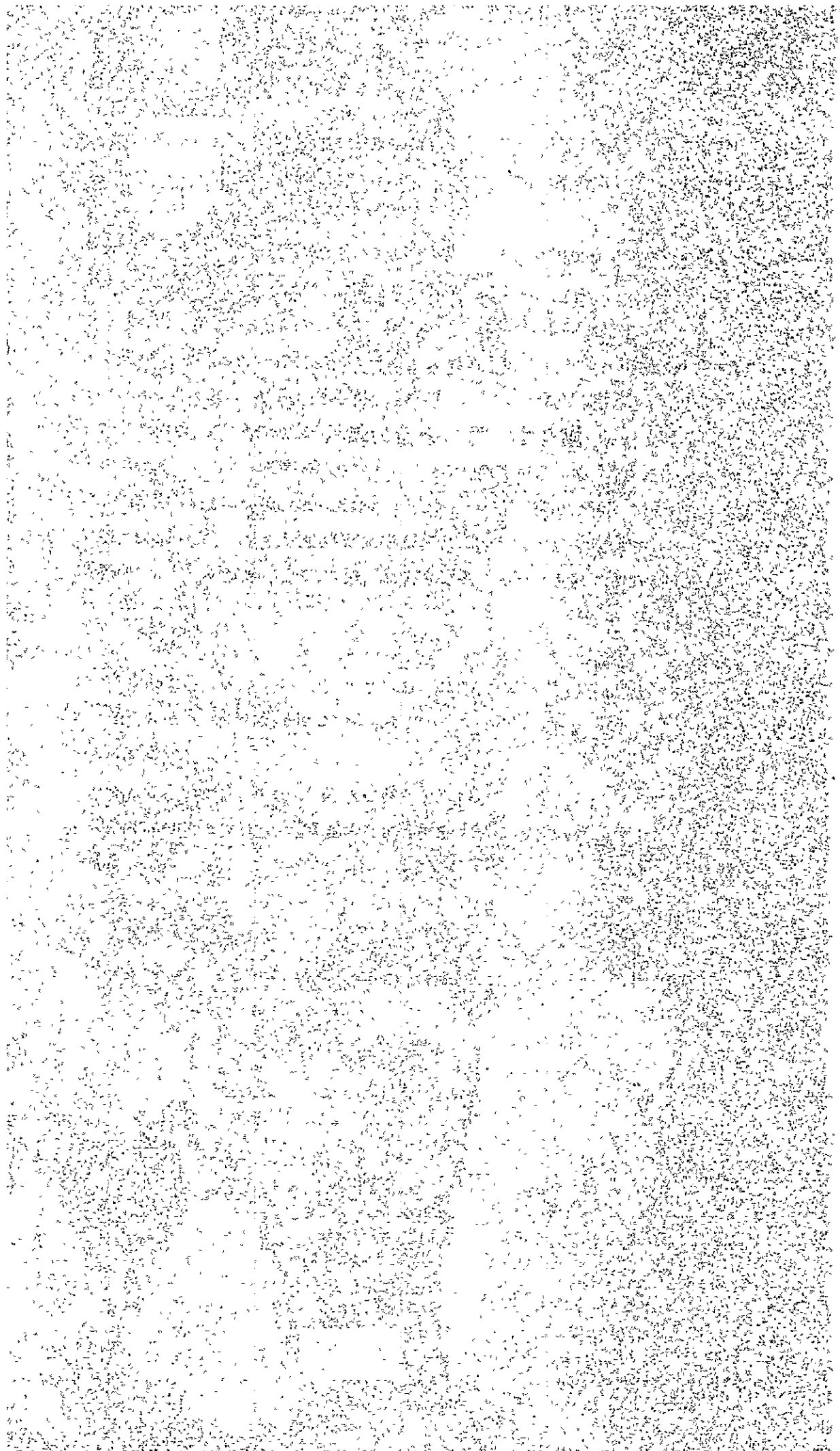
1.6 運輸・通信

国内の輸送手段は主に道路によっている。国道および県道の総延長は59,000kmで、内舗装された道路は38%で他は碎石および路面処理された道路である。1977年の車輛台数は522,000台に達している。

鉄道の総延長は8,100kmで99%は電化されていない。

電話と放送は国営で、放送は国土の全域をほぼカバーしている。電話・ラジオ・テレビの普及率はそれぞれ2%, 10%および4%(1976年)である。

第 2 章 電気事業の現状



第 2 章 電気事業の現状

2.1 電力の現状	II-7
2.2 電力事業者	II-8
2.3 電力供給設備の現状	II-9
2.4 電力需要供給の現状	II-13

LIST OF FIGURES

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

LIST OF TABLES

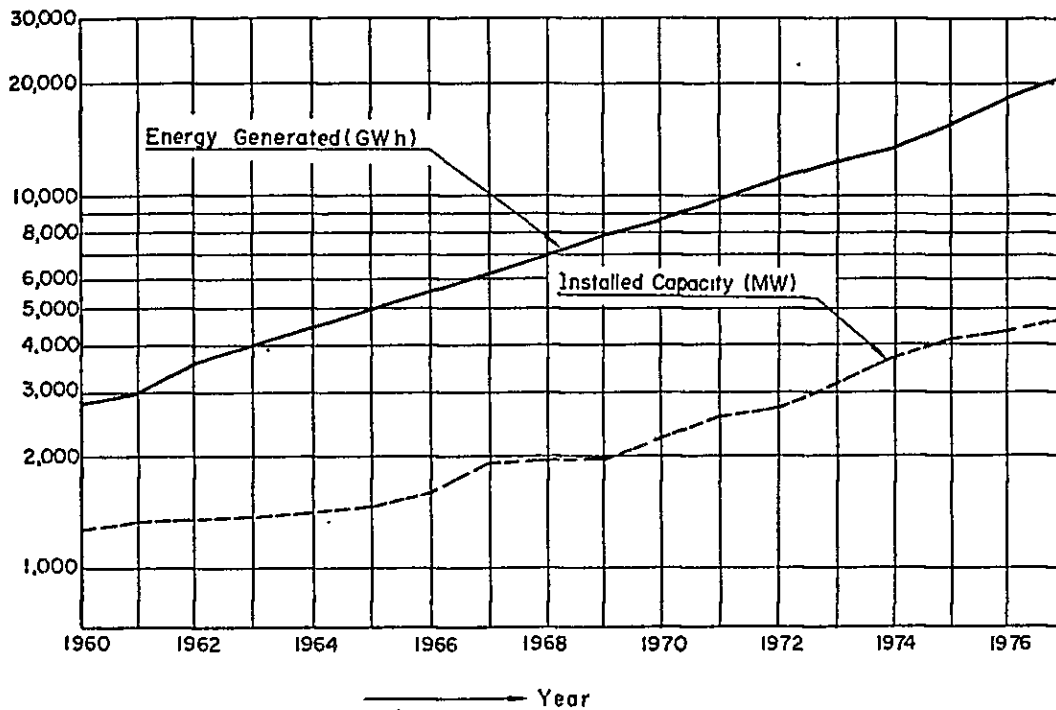
Table II-2-1	Major Power Stations in Operation
Table II-2-2	Installed Generating Capacity
Table II-2-3	Major Transmission Lines in Operation
Table II-2-4	Transmission and Distribution Lines
Table II-2-5	Gross Energy Generated
Table II-2-6	Monthly Maximum Demand
Table II-2-7	TEK's Energy Balance
Table II-2-8	Distribution of Electrical Energy Generated (June 1978)

第 2 章 電気事業の現状

2.1 電力の現状

Fig II-2-1 に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示す。1977年現在の設備容量の合計は 4,700 MW で設備の構成比率は火力が 60%、水力が 40% である。年間の総発生電力量は 20,600 GWh でこのうち 42% が水力発電によるものである。

Fig. II-2-1 Installed Capacity and Energy Generated



国民一人当りの発生電力量は 490 kWh である。一人当りの水準としては高い方とはいえないが、電力量の伸び率は大きく、5年平均、10年平均のいずれも 12% を越える値を示している。これらの傾向は、1963年から始まった第一次、第二次および第三次経済開発計画によるもののほかに国内の電化率の向上も一因と推定される。

このような急激な消費電力量の伸びは供給力の不足をきたし、ブルガリアから年間約 500 GWh の電力輸入を余儀なくされている。

TEKが行った電力需要想定によれば今後10年間年平均12%以上の伸び率が予測されており、この需要の伸びに対処するために電源設備の拡充計画が実行にうつされている。

この計画によると、1992年までに設備容量を現在の6倍以上に拡充することとなる。計画は水力開発に重点がおかれたもので1992年で水力発電の占める割合を60%まで引上げることを目標にしているのが注目される。

計画によれば、1,354 MWのKeban水力、1,800 MWのKarakaya水力、500 MWのHasan Uğurlu水力などの大容量水力を始め、4,660 MWのElbistanリグナイト火力発電所などの大容量発電所群が1979年から1985年にかけて順次完成することになっている。

また1986年には最初の原子力発電所(600 MW)が稼動する計画がある。

しかし至近年には需要の伸びを満足させるだけの有力な供給力の補給が行われないので、これからの数年間、電力不足はさらに深刻化する可能性がある。

1977年における電力量の需要家別の比率は一般家庭用および商業用に20%、工業および農業用に75%、その他5%となっている。そしてこの割合は過去10年間あまり大きな変化はしていない。

トルコの送電系統はほとんどが連係されており、全体の5%程度が独立系統となっている。主要送電網は380 kV送電線(2,200 km)および154 kV送電線(9,600 km)で構成されている。ローカル送電線は66 kVおよび34.5 kVの電圧が採用されている。

主要幹線への380 kVシステムの導入は1972年から行われており以後積極的に送電系統の増強が実施されており、800 kV級の送電システムの採用についての評価・検討がTEKにより行われている。

34.5 kV未満の配電網は総延長で約4万 kmで、これらも毎年確実に増強されているが、全土の70%が配電網によってカバーされているに過ぎず、地方の農村地帯では未電化部落がかなり残されている。

1978年8月現在のトルコにおける電力料金は次の(1)および(2)の二種類の料金制となっている。そして全ての需要家は(1)料金か(2)料金を自分で選択することが可能である。

(1) 複合料金制度

a) kW料金 : 83 TL/kW (月額)

b) kWh料金 : 0.61 TL/kWh

(2) 単一料金制度 : 1.031 TL/kWh

2.2 電力事業者

トルコの電力事業はすべて国営の形態で運営されており、電力行政はエネルギー天然資源省(Ministry of Energy and Natural Resources)の所管である。電力関係の機関としては電力調査庁(EİE: Power Resources Surveying Administration)、国家水利庁(DSİ: General

Directorate of State Hydraulic Works) およびトルコ電力庁 (TEK : Turkish Electricity Authority) がある。

EİEは電力開発計画とその調査を行う機関で将来の電力需給を考慮して開発地点、規模、開発時期等を調査する。

DSİは1953年に設立された機関で、洪水制御、かんがい、排水などのための施設の建設および運用、ならびに水力発電所の建設を主目的としている。DSİは全国に28ヶ所の地方局と総職員数14,000人を有し、水力発電計画についてはDSİ単独で行う場合もあり、あるいはEİEと共同で調査段階より参加する場合もある。

TEKは火力発電所、原子力発電所および送電線の建設と保守運営ならびにDSİが建設した水力発電所の保守運営を行う電力供給機関で、総職員数5,300人を有する。TEKが直轄運営する主要発電所は約50ヶ所で、トルコ共和国の全発電設備容量の80%がTEKにより運営されている。残りの20%は公営発電所または私企業が運営する発電所である。

配電事業は、TEKが直接行っている地域、TEKから供給された電力を地方公共事業体 (Municipal Organization) が行う地域、あるいは一部市町村で電力、ガス公社 (Electricity and Gas Services) が行う地域の三形態がある。これら三形態の供給地域はおたがいに重複するところもあるので配電事業の統合化の機運がある。

2.3 電力供給設備の現状

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

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

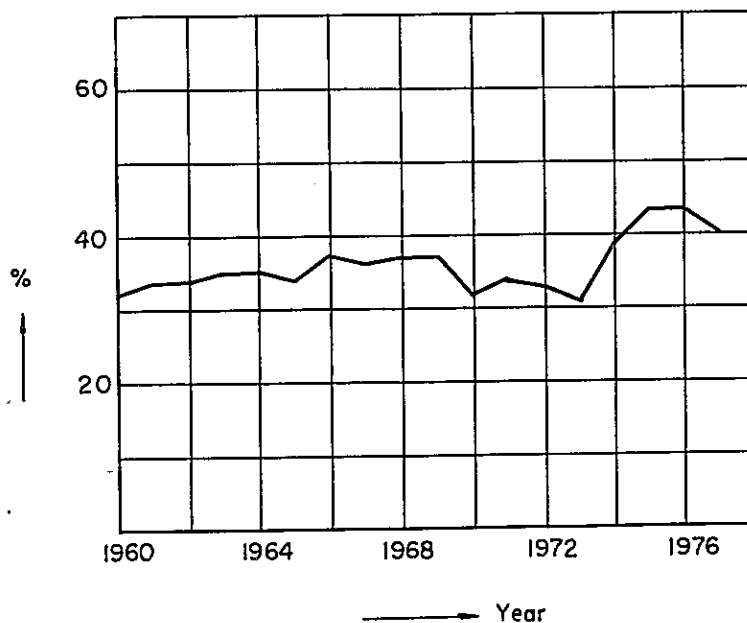


Table II-2-1 Major Power Stations in Operation

Name	Thermal Power Stations		Name	Hydraulic Power Stations		
	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)	
					Average	Firm
Izmir	40	130	Almus	27	80	40
Silahtar	122	450	Cag - Cag	14.4	42	42
Catalagzi	129	800	Demirkopru	69	190	100
Soma	44	300	Dogankent 1-3	24.6	128	115
Tuncbilek	129	830	Goksu	10.6	65	55
Anbarli	630	4,500	Gokcekaya	186	650	215
Hopa	50	350	Hirfanli	96	300	180
Bornova GT.	45	115	Hazar 1-2	30.1	188	158
Seydisehir	120	320	Ikizdere	15.1	100	80
Seyitomer	300	1,800	Kesikkopru	76	180	110
Aliaga GT.	120	320	Kemer	48	135	65
Hazar GT.	30	80	Kovada 1-2	59.6	261	190
Mersin	106	700	Sariyar	160	580	330
Karabuk	20	60	Tortum	26	85	68
Ego	26.6	40	Keban 1-4	630	4,600	4,600
Erdemir	20	130	Cildir	15.4	30	30
Seka - Izmit	11	31	Seyhan	60	350	243
Seka - Dalaman	26.2	65	Kadincik 1-2	126	622	390
3 ncuDemircelik	60	300	Kepez	26.4	160	130
Tpao Batman	15	75				

Table II-2-2 Installed Generating Capacity

Unit: MW

Year	Operated by TEK				Operated by Others				Total		
	Thermal		Hydraulic		Thermal		Hydraulic		Thermal	Hydraulic	Total
	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	Thermal	Hydraulic	Total	Total	
1960	237	331	568	623	81	704	860	412	1,272		
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		

設備容量のうち水力発電の占める割合の変化を Fig II-2-2 に示すが、水力発電の比率は近年ゆるやかな傾向で増大しており 1977 年で全設備の 40% (1,873 MW) に達している。

30 kV 以上の主要変電所は全土で約 160 ケ所設置されており、380 kV および 154 kV 級の変圧器の総容量は 7,000 MVA である。

トルコ共和国の主要送電線電圧は前述のように 380 kV および 154 kV であるが、一部ブルガリアとの連系線に 220 kV の電圧が採用されている。Table II-2-3 に主要送電線の一覧を示すが Keban-Golbasi および Golbasi-Umraniye 送電線はトルコ中央部を縦走する主幹送電線で、東部に位置する電源地帯と大電力消費地帯がある西部地方とを連係する動脈で、両者の亘長の合計は 900 km に達する。

送電線および配電線の亘長の年度別の推移を Table II-2-4 に示す。

Table II-2-3 Major Transmission Lines in Operation

Name	Nominal Voltage (kV)	Length (km)	Conductor (MCM)
Keban-Golbasi	380	546	2 x 954 (2 circuits)
Golbasi-Gokcekaya	380	167	2 x 954
Gokcekaya-Umraniye	380	216	2 x 954
Golbasi-Umraniye	380	355	2 x 954
Gokcekaya-Seyitomer	380	112	2 x 954
Seyitomer-Isiklar	380	265	2 x 954
Seyitomer-Seydisehir	380	295	2 x 954
Babaeski-Dogu Meric (Bulgaria)	220	77	2 x 954

Table II-2-4 Transmission and Distribution Lines

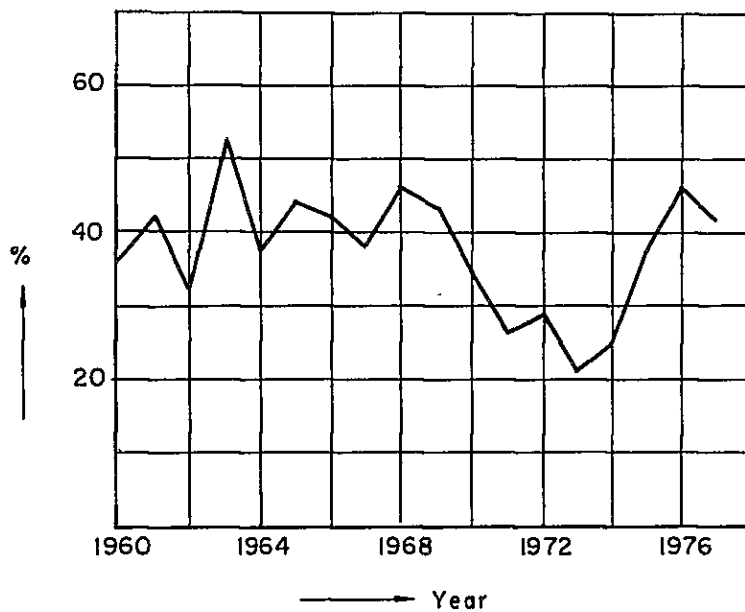
Year	Nominal Voltage					Total
	380 kV & 220 kV	154 kV	66 kV	34.5 kV	Less than 34.5 kV	
1962	-	2,166	1,024	350	1,582	5,622
1967	-	4,129	1,870	2,869	3,202	12,070
1972	355	6,010	2,426	10,848	34,023	53,662
1973	355	6,464	2,437	11,716	34,471	55,443
1974	1,835	8,758	2,430	13,164	38,042	64,229
1975	2,156	9,620	2,430	14,141	39,961	68,309

2.4 電力需要供給の現状

トルコ共和国の総発生電力量の推移を Table II-2-5 に示す。

電力量の10年間の平均伸び率は12.7%で、現在は10年前の3.3倍の発生電力量になっている。発電量のうち水力の占める割合の推移は Fig II-2-3 に示すとおりで、1977年で水力エネルギーは総発電電力量の42%を占める。

Fig. II-2-3 Percentage of Hydraulic Energy in Gross Energy Generated



各月の最大負荷の推移を Table II-2-6 に示す。年間のクリティカルバスは12月であるが、他の月の最大負荷とはあまり大きな差異は認められず、年間で最も最大負荷の小さい月の電力は12月のものにくらべても80%から95%の範囲の大きさに含まれている。また年度毎の最大負荷の伸び率は10年間平均で12.3%で電力量の伸び率と同水準の値を示している。代表的な日間負荷曲線を Fig II-2-4 に示す。

TEKの電力システムの需給バランスの年度毎の推移を Table II-2-7 に示す。また1978年6月の電力エネルギーをその電源別に分類したものを Table II-2-8 に示す。

1977年のTEKの需給バランスシートは供給電力量全体のうち3%がブルガリアからの輸入電力であって、2%が他社からの供給電力である。

送電損失率は5%未満で世界的な水準値を保持している。

Fig. II-2-4 Typical Daily Demand Curve

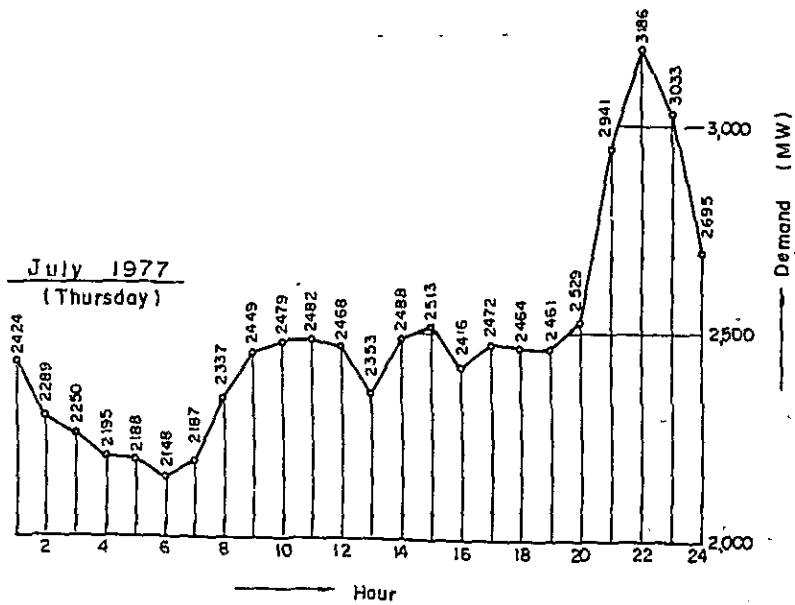
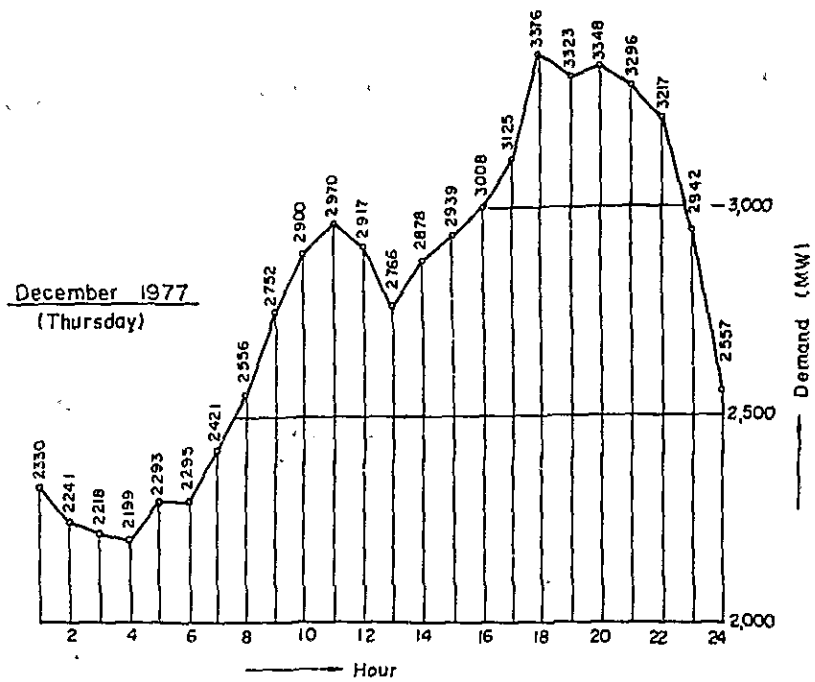


Table II-2-5 Gross Energy Generated

Unit: GWh

Year	Furnished by TEK		Furnished by Others		Total			
	Thermal	Hydraulic	Thermal	Hydraulic				
	Total	Total	Total	Total				
1960	920	751	894	250	1,144	1,814	1,001	2,815
1961	974	997	772	268	1,040	1,746	1,265	3,011
1962	1,280	809	1,156	315	1,471	2,436	1,124	3,560
1963	849	1,740	1,030	364	1,394	1,879	2,104	3,983
1964	1,451	1,236	1,352	412	1,764	2,803	1,648	4,451
1965	1,442	1,682	1,332	497	1,829	2,774	2,179	4,953
1966	1,746	1,771	1,467	567	2,034	3,213	2,338	5,551
1967	2,453	1,787	1,382	595	1,977	3,835	2,382	6,217
1968	2,485	2,535	1,276	640	1,916	3,761	3,175	6,936
1969	2,841	2,749	1,552	696	2,248	4,393	3,445	7,838
1970	3,915	2,358	1,675	675	2,350	5,590	3,033	8,623
1971	5,890	1,912	1,281	698	1,979	7,171	2,610	9,781
1972	6,833	2,291	1,205	913	2,118	8,038	3,204	11,242
1973	8,223	2,035	1,599	568	2,167	9,822	2,603	12,425
1974	8,585	2,604	1,536	752	2,288	10,121	3,356	13,477
1975	8,201	4,644	1,518	1,260	2,778	9,719	5,904	15,623
1976	8,254	7,200	1,654	1,175	2,829	9,908	8,375	18,283
1977	9,804	7,433	2,168	1,160	3,328	11,972	8,593	20,565

Table II-2-6 Monthly Maximum Demand

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1966	790	791	806	776	771	763	737	763	814	863	908	928
1967	903	909	917	893	895	873	840	843	944	1,018	1,027	1,058
1968	1,026	1,006	1,014	988	977	977	963	987	1,054	1,145	1,134	1,179
1969	1,170	1,147	1,122	1,108	1,102	1,091	1,098	1,112	1,178	1,248	1,285	1,287
1970	1,296	1,292	1,272	1,268	1,250	1,256	1,260	1,258	1,357	1,442	1,434	1,508
1971	1,520	1,503	1,540	1,504	1,466	1,467	1,478	1,502	1,521	1,621	1,740	1,787
1972	1,758	1,713	1,702	1,683	1,696	1,645	1,668	1,687	1,747	1,842	1,904	1,951
1973	1,947	1,891	1,930	1,892	1,861	1,838	1,815	1,864	1,914	1,986	2,064	2,139
1974	2,087	2,069	2,052	2,014	2,037	2,059	2,034	2,078	2,215	2,269	2,490	2,511
1975	2,352	2,284	2,321	2,321	2,268	2,248	2,281	2,342	2,484	2,550	2,703	2,782
1976	2,783	2,808	2,839	2,775	2,709	2,712	2,759	2,850	2,959	3,095	3,217	3,223
1977	3,216	3,305	3,282	3,317	3,226	3,186	3,186	3,182	3,306	3,350	3,370	3,376

Unit: MW

Table II-2-7 TEK's Energy Balance

Year	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Gross Generated by TEK (GWh)	9,124	10,258	11,189	12,845	15,454	17,230
Consumed for Station						
Service (GWh)	484	509	521	681	780	969
Net Generated (GWh)	8,640	9,749	10,668	12,164	14,674	16,261
Consumed for						
Compensator (GWh)	23	23	22	15	16	16
Imported from Bulgaria (GWh)	-	-	-	96	332	492
Supplied by Others (GWh)	372	438	1,252	544	398	317
Energy Furnished (GWh)	8,989	10,164	11,898	12,789	15,388	17,054
Network Losses (GWh)	482	600	588	606	748	841
(%)	5.4	5.9	4.9	4.7	4.9	4.9
Net Consumption (GWh)	8,507	9,564	11,310	12,183	14,640	16,213

Table II-2-8 Distribution of Electrical Energy Generated (June 1978)

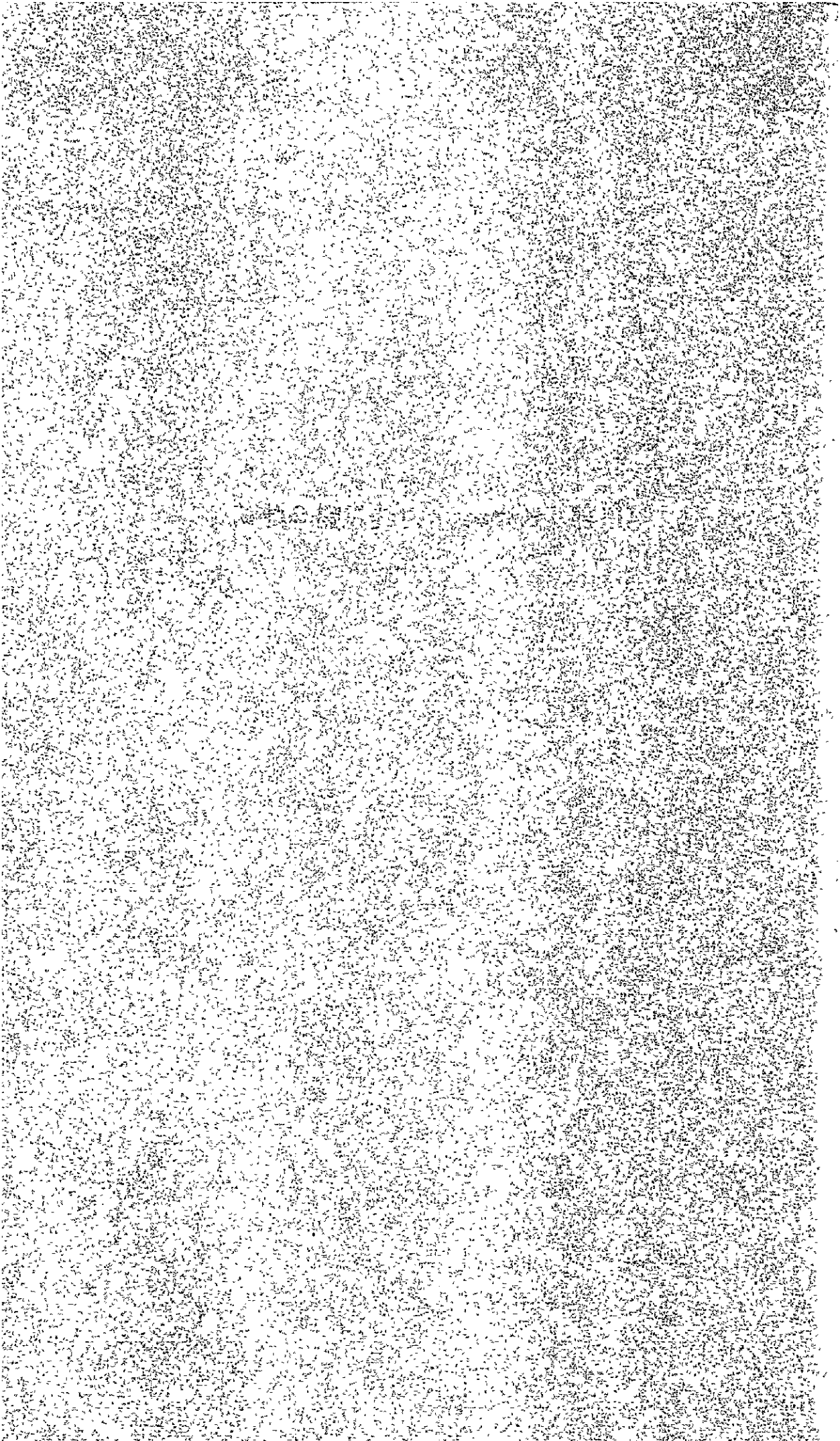
Energy Source	Energy Generated	
	GWh	%
<u>Thermal Power Stations</u>	<u>1,047.3</u>	<u>60.7</u>
Oil	506.6	29.3
Coal	103.9	6
Lignite	343.6	20
Diesel Engine & Gas Turbine	93.2	5.4
<u>Hydraulic Power Stations</u>	<u>678.2</u>	<u>39.3</u>
Storage Type	503.1	29.2
Run-off Type & Natural Lake Type	175.1	10.1
Total	1,725.5	100

TABLE I		SUMMARY OF DATA	
Run No.	Time (min)	Temperature (°C)	Pressure (mm Hg)
1	10	100	760
2	20	100	760
3	30	100	760
4	40	100	760
5	50	100	760
6	60	100	760
7	70	100	760
8	80	100	760
9	90	100	760
10	100	100	760

TABLE II - Summary of Data for Run No. 1

Time (min)	Temperature (°C)	Pressure (mm Hg)	Flow Rate (ml/min)
0	100	760	1.0
10	100	760	1.0
20	100	760	1.0
30	100	760	1.0
40	100	760	1.0
50	100	760	1.0
60	100	760	1.0
70	100	760	1.0
80	100	760	1.0
90	100	760	1.0
100	100	760	1.0

第Ⅲ部 Kepez水力発電開発計画

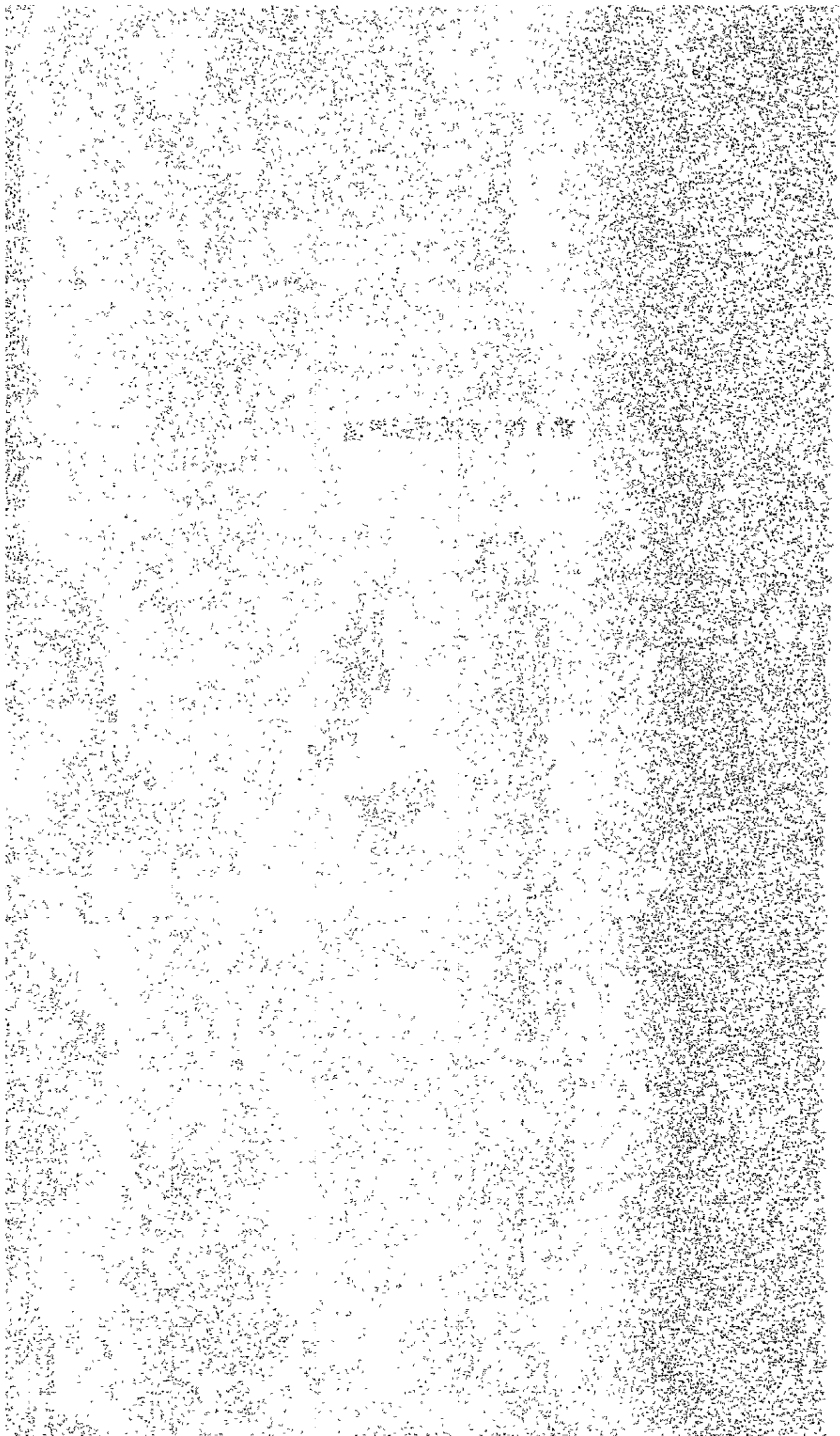


第Ⅲ部 Kepez 水力発電開発計画

第1章	需要供給計画	Ⅲ-1
1.1	需要想定	Ⅲ-1
1.2	需要供給バランス	Ⅲ-11
第2章	開発計画	Ⅲ-21
2.1	Kızılırmak 河流域の概要	Ⅲ-21
2.2	Kızılırmak 河の開発状況	Ⅲ-21
2.3	開発計画の概要	Ⅲ-21
第3章	水文	Ⅲ-25
3.1	気象および水文の概要	Ⅲ-25
3.2	測水所および気象観測所	Ⅲ-25
3.3	計画地点の流量算定	Ⅲ-25
3.4	降雨	Ⅲ-42
3.5	気温	Ⅲ-42
3.6	蒸発	Ⅲ-42
3.7	設計洪水量	Ⅲ-55
3.8	堆砂	Ⅲ-76
第4章	地質および建設材料	Ⅲ-83
4.1	既往調査	Ⅲ-83
4.2	一般地質	Ⅲ-83
4.3	ダム地点の地質	Ⅲ-87
4.4	貯水池の地質	Ⅲ-94
4.5	建設材料	Ⅲ-97
4.6	結論と勧告	Ⅲ-100
第5章	発電計画	Ⅲ-127
5.1	基礎的考察	Ⅲ-127
5.2	貯水池運用計画	Ⅲ-127
5.3	開発規模の検討	Ⅲ-132
5.4	Altinkaya 発電所の増加便益	Ⅲ-148
第6章	予備設計	Ⅲ-151
6.1	予備設計	Ⅲ-151
6.2	工事工程および施工計画	Ⅲ-168

第7章 工事費	III-1
7.1 工事費積算の項目	III-1
7.2 内貨と外貨の区分	III-1
第8章 経済評価	III-1
8.1 経済評価の方法	III-1
8.2 代替火力発電所の年間費用	III-1
8.3 年間便益	III-1
8.4 年間費用	III-1
8.5 経済評価の結果	III-1
8.6 内部利益率	III-1
第9章 資金計画	III-1
9.1 所要資金および資金調達	III-1
9.2 収入および費用	III-1
9.3 返済計画	III-1

第1章 需要供給計画



第 1 章 需要供給計画

1.1 需要想定	III-1
1.1.1 TEKが実施した需要想定	III-1
1.1.2 テクノロジック手法による需要想定	III-4
1.1.3 検討結果	III-10

1.2 需要供給バランス	III-11
--------------	--------

1.2.1 供給計画	III-11
------------	--------

1.2.2 需要供給バランス	III-16
----------------	--------

LIST OF FIGURES

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

LIST OF TABLES

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

第 1 章 需要供給計画

1.1 需要想定

電力需要想定はその目標年により長期または短期の予測の二種類に大別される。Kepez 計画がもし最短スケジュールで建設が完了しても、これから準備期間を含めて最低 10 年間の年月が必要で、1980 年代の終わりか 1990 年代の初期に始めて運転が可能になるであろう。従ってこのレポートでは、このあたりの年代の電力需要の動向が考察可能な 2002 年までの長期予測を行っている。この節でこれから記載される内容は、TEK が 1977 年に実施した需要想定概要、マクロ手法によって行った長期予測および検討結果の三項目により構成されている。

1.1.1 TEK が実施した需要想定

この項は TEK が 1977 年 12 月に発表した報告書 "Electrical Energy and Power Estimates of Turkey (1978-2000) : Edited by TEK Planning and Co-Coordination Department" の抄訳を記載したものである。

報告書によれば、需要想定の対象期間は 1978 年から 2000 年までの 23 年間の長期予測で、この期間を二つの期間に分割し、第一の期間、すなわち 1978 年から 1981 年までの期間は消費者を基準にして消費電力量を積上げた方式を採用している。第二の期間は 1982 年から 2000 年まででこの期間は総発電電力量を基準に算定したものである。上記の想定過程または内容をさらに具体的に述べると次のようになる。

(1) 第一期間の想定 (1978-1981)

前述のように、この期間の電力量は消費者を基準にしたものであるが、消費者を地域またはその性質に応じたいくつかのグループに分類し、各グループ別の消費電力量が想定されている。大口電力グループの電力量については、政府機関が策定する政策または個々の企業の拡張計画に準拠して見積りが行われており、その他確度の高い情報を得ることが困難なグループに対しては、過去の実績および傾向により導き出された数値を適用している。

各グループの消費電力量が合算されたものがその年の消費電力になり、その電力量に発電所内消費電力量および送電損失量が加算されたものが総発電電力量となる。発電所内消費電力量および送電損失量の合計は 8% が見込まれている。この数値は過去において 8% から 9% の変動が見られたが、新鋭発電所と 380kV 送電システムの導入によりおよそ 8% 程度に安定するものと想定されている。

各グループの分類及および見積の方法は次のようになっている。

a) 都市：傾向による値

- b) 村 : 傾向による値
- c) 中小企業 : 傾向による値
- d) 大企業 : 計画値
- e) 公共機関 : 計画値
- f) かんがい用施設 : 計画値
- g) 発電所建設用動力 : 計画値

(2) 第二期間の想定 (1982-2000)

特に1981年以後の工業発展に関する十分な資料が不足しているため、この期間の見積は傾向により求められた総発電電力量を基準にした方式が採用されている。

この方式は、1963年から1981年までの19年間の総発電電力量の実績値および第一期間で計算されている想定値の資料から、方程式を導き出し、これを用いるものである。この19年間のデータに最も適合した方程式は次の3次式で、この式が1982年から2000年までの需要想定に使用されている。

$$Y = 4.7X^3 + 104X^2 + 1340X + 11000$$

ここで

Y : 総発電電力量 (GWh)

X : 見積年で1972年を初年度 (Zero starting year) とする。

(3) 最大電力の想定

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

$$P_{\max} = \frac{E_g}{L_f \times 8760}$$

ここで

P_{\max} : 最大電力 (MW)

E_g : 総発生電力量 (MWh)

L_f : 負荷率 = 0.64

(4) 結 果

いままで述べた過程および需要想定の結果が Table III-1-1 に示される。

また1963年から2000年までの5ヶ年ごとに区切ってそれぞれの期間における発電電力量の平均増化率を示すと Table III-1-2 になる。

この Table III-1-2 で明らかなように、1977年以後は増加が緩慢になっているが、しかしこの程度のスピードで電力量が増加していくなら2000年には人口1人当りの電力量は3,110kWhに達するであろう。

Table III-1-1 Results of Demand Forecast by TEK

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

Table III-1-2 Average Growth Rate of Energy Generated

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

想定期間の人口1人当たりの電力量の推移が Table III-1-3 に想定されているが、計算の根拠になる人口の増加率は年率 2.5% を採っている。

Table III-1-3 Energy Generated per Capita

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

1.1.2 マクロ手法による需要想定

前の項で記載されている TEK による需要想定は全想定期間を通してみればミクロとマクロの複合的手法と言える。

すなわち近年度の想定には需要家を基準として消費電力を積上げるミクロ手法が取り入れられており、それ以後の長期間の想定に対しては実績値および近年度に適用された予測値の両方を基準にして総発電電力量の傾向曲線を求める方法でマクロ的な考え方が導入されている。

上記の想定結果に対して、マクロ手法による想定結果を対比させた場合、両者間にどのような傾向的な差異が生じるかという観点からマクロ手法による想定を試みた。

(1) GNP に基づく需要想定

その国の電力需要と国民経済との間には、相関関係があることが統計的に実証されている。特に人口 1 人当りの GNP と人口 1 人当りの電力量の間にはかなり高い相関の存在することが明らかになっている。

この相関関係を利用したマクロ手法による需要想定が行われる事例が非常に多い。この一般的な GNP に基づいたマクロ手法により、トルコ共和国の電力需要の長期予測を行った。このスタディにおける指標、基本条件等は次のとおり。

a) スタディの指針および統計指標

" New Method of Long Rangs or Very Long Range Demand Forecast of Energy including Electricity Viewed from Worldwide Standpoint, Edited by EPDC "

b) 想定期間：25 年（1978-2002）

c) 算定条件：（Table III-1-4 参照）

- (i) 人口 1 人当りの GNP（1968 年ベース）：540 US\$ （1977 年）
- (ii) 人口 1 人当りの GNP の伸び率：4.2%（5 年平均，1973-1977）
- (iii) 人口 1 人当りの電力量：490 kWh（1977 年）
- (iv) 人口：47,078,000 人（1977 年）
- (v) 人口増加率：2.5%

上記算定条件で示すように、この長期予測は 1977 年の人口 1 人当りの GNP の実績値が

出発点になる。

人口1人当りのGNPとその成長率との相関関係は Fig III-1-1 によるものとし、また人口1人当りのGNPと人口1人当りの電力量との相関関係は Fig III-1-2 によるものとした。

(2) 想定結果

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

Table III-1-4 Basic Data for Demand Forecast

Year	GNP (Constant Price in 1968)			Energy Generated			Population			Per Capita		
	TL (billion)	US\$ (million)	Growth Rate(%)	GWh	Growth Rate(%)	(Thousand)	US\$	Growth Rate(%)	GNP		Energy Generated	
									US\$	Growth Rate(%)	kWh	Growth Rate(%)
1962	76.6	8,480	6.2	3,560	18.2	28,933	290		120			
1963		9,040		3,983	11.9	29,655	300		130		3.4	8.3
1964		9,630		4,451	11.7	30,394	320		150		6.7	15.4
1965		10,270		4,953	11.3	31,391	330		160		3.1	6.7
1966		10,940		5,551	12.1	31,934	340		170		3.1	6.3
1967		11,660		6,217	12.0	32,750	360		190		5.9	11.8
Average			6.6		11.8	(2.5%)					4.4	9.6
1968	112.5	12,440	6.7	6,936	11.6	33,585	370		210		2.8	10.5
1969		13,370		7,838	13.0	34,442	390		230		5.4	9.5
1970		14,320		8,623	10.0	35,605	400		240		2.6	4.3
1971		15,340		9,781	13.4	36,215	420		270		5.0	12.5
1972	148.5	16,430	7.4	11,242	14.9	37,132	440		300		4.8	11.1
Average			7.1		12.6	(2.5%)					4.1	9.6
1973	156.5	17,310	5.4	12,425	10.5	38,072	450		330		2.3	10.0
1974	168.0	18,580	7.4	13,477	8.5	39,036	480		350		6.7	6.1
1975	181.5	20,080	8.0	15,623	15.9	40,348	500		390		4.2	11.4
1976	195.3	21,600	7.6	18,283	17.0	41,039	530		450		6.0	15.4
1977	205.1	22,690	5.0	20,565	12.5	42,078	540		490		1.9	8.9
Average			6.7		12.8	(2.5%)					4.2	10.3

Source of GNP(TL) and Growth Rate: ALMANAC TURKEY 1978

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

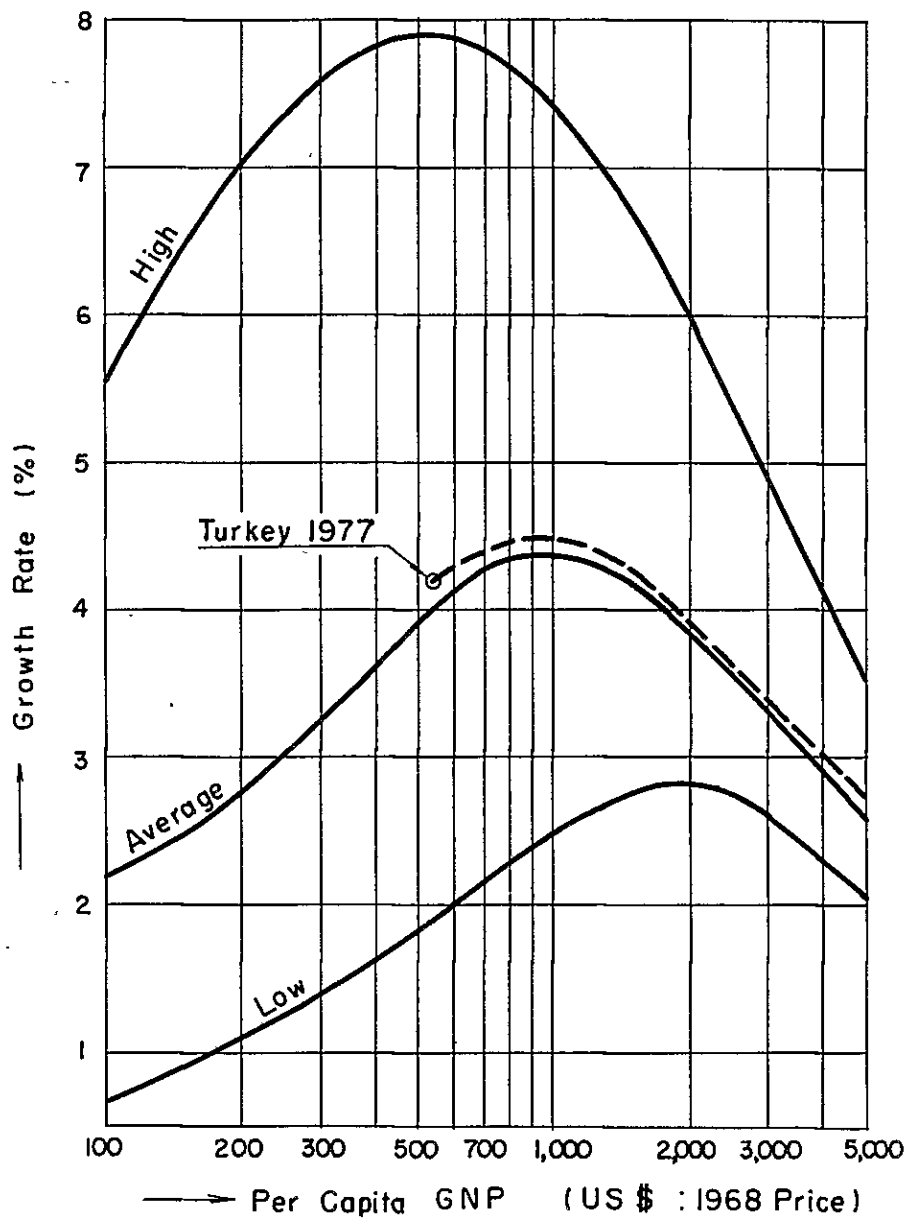


Fig. III-1-2 Correlation Between per Capita GNP and per Capita Energy

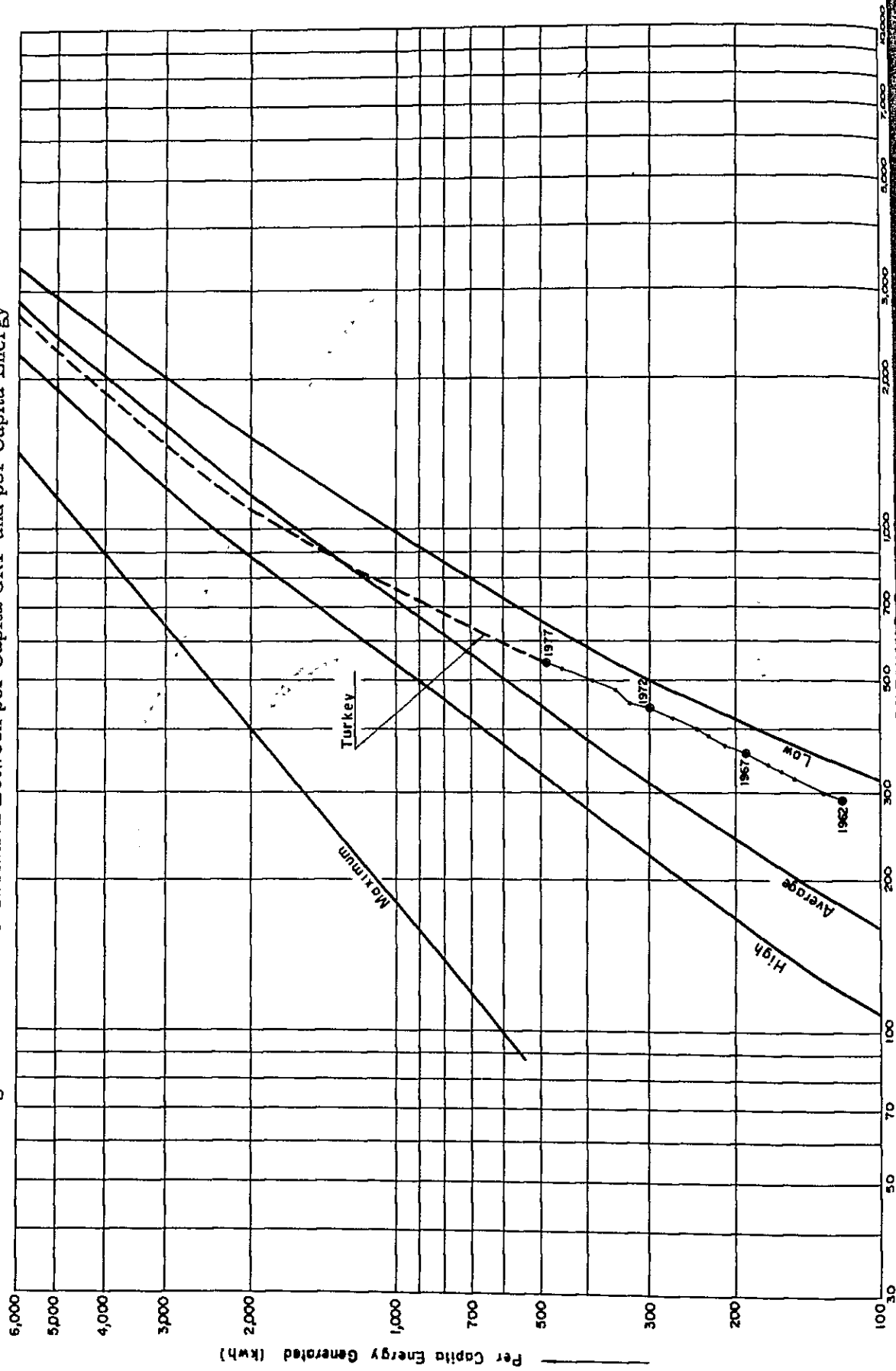


Table III-1-5 Results of Demand Forecast by Macro-Method

Year	Per Capita GNP		Per Capita kWh		Population (10 ³)	Gross Energy Generated		Maximum Demand (MW)
	Growth Rate (%)	US\$ (1968 Price)	kWh	Growth Rate(%)		GWh	Growth Rate(%)	
1977	4.2	540	490	10.3	42,078	20,565	12.8	3,376
1978	4.2	563	530		43,130	22,900		4,100
1979	4.25	587	580		44,210	25,600		4,600
1980	4.25	612	630		45,310	28,500		5,100
1981	4.3	638	700		46,440	32,500		5,800
1982	4.3	665	760		47,600	36,200		6,500
Average	4.25			9.2	(2.5%)		12.0	
1983	4.35	694	840		48,800	41,000		7,300
1984	4.35	724	930		50,030	46,500		8,300
1985	4.4	756	1,000	51.2	51,290	51,300		9,200
1986	4.4	789	1,100		52,580	57,800		10,300
1987	4.45	824	1,250		53,900	67,400		12,000
Average	4.4			10.5	(2.5%)		13.2	
1988	4.45	861	1,380		55,250	76,300		13,600
1989	4.5	900	1,500		56,630	84,900		15,100
1990	4.5	940	1,650		58,050	95,800		17,100
1991	4.5	982	1,750		59,510	104,100		18,600
1992	4.5	1,026	1,900		61,000	115,900		20,700
Average	4.5			8.7	(2.5%)		11.5	
1993	4.45	1,072	1,980		62,520	123,800		22,100
1994	4.45	1,120	2,120		64,080	134,600		24,000
1995	4.45	1,170	2,200		65,680	144,500		25,800
1996	4.45	1,222	2,300		67,320	154,800		27,600
1997	4.4	1,276	2,490		69,000	171,800		30,600
Average	4.45			5.6	(2.5%)		8.2	
1998	4.4	1,332	2,600		70,720	183,900		32,800
1999	4.35	1,390	2,750		72,490	199,300		35,500
2000	4.3	1,450	2,900		74,300	215,500		38,400
2001	4.3	1,512	3,100		76,150	236,100		42,100
2002	4.25	1,576	3,200		78,050	250,000		44,600
Average	4.3			5.5	(2.5%)		8.1	

1.1.3 検討結果

TEKが行ったものおよびマクロ手法による予測結果の比較を Table III-1-6 および Fig III-1-3 に示す。

Table III-1-6 Comparison of Demand Forecasts

Period (Year)	By TEK		By Macro-method		Difference	
	GWh: (a)	Growth Rate(%)	GWh: (b)	Growth Rate(%)	(c): (a)-(b)	%: (c)/(a)
End of 1977	21,400*	13.7*	20,565**	12.8**	835	3.9
End of 1982	39,500	13.0	36,200	12.0	3,300	8.4
End of 1987	70,400	12.3	67,400	13.2	3,000	4.3
End of 1992	117,000	10.7	115,900	11.5	1,100	0.9
End of 1997	182,900	9.3	171,800	8.2	11,100	6.1
End of 2000	233,200		215,500		17,700	7.6
1977 - 2000		10.9		10.8		

Note: *) Estimated **) Recorded

Table または Fig で明らかなように、年毎の総発電電力量はマクロ手法の結果の方が下まわっており、差が一番大きい 1982 年で 8.4% の差がある。

この両者間に生じた差は想定初期条件となる 1977 年の電力量の大きさの差が原因で、TEK によるものが見積値を、マクロ手法によるものが実績値を採用しているのが原因になっている。

しかし成長率に着目すれば両者の成長率には大きな差がなく、2000 年までの 23 年間の平均値は、TEK によるものが 10.9%、マクロ手法によるものが 10.8% で、こと成長率に関しては両者は全く等しいものと判断できる。

上記の他に両者間には、マクロ手法によるものの方が、遠い年代に近づくにつれて電力量の伸びの頭打ち現象が顕著になるという傾向の大まかな相違点がある。その原因は次によるものである。Fig III-1-1 に示される人口 1 人当りの GNP の相関関係および Fig III-1-2 に示される人口 1 人当りの電力量の相関関係は、トルコ共和国の現状および過去の諸条件を基に、世界的な傾向を指標にして設定されたものであるが、後者の人口 1 人当りの電力量の相関関係には次のような特性が考慮されている。

すなわち、トルコ共和国の人口 1 人当りの GNP の成長率および人口 1 人当りの電力量の成長率の両者間の比率、すなわち弾性値が非常に高い値を示している。これは経済成長の割合に比べて、消費電力量の伸びの方が高水準値であることを意味するが、これは過去数次にわたって行われた経済開発計画の成果である。そしてさらにこれから始まる第 4 次 5 ヶ年計画を考慮に入れて、ここ当分は Fig III-1-2 で示されるように、人口 1 人当りの電力量が人口 1 人当りの GNP に対し

て急勾配な成長をするものと想定した。そして人口1人当りの電力量がある値に達した後は、ゆるやかに世界的な成長率に収斂するであろうと想定しているため、マクロ手法によるものの方が人口1人当りの電力量の伸び率の飽和傾向が大きくなっている。

上に述べたマクロ手法における伸び率の飽和傾向は2000年付近から特に顕著なものになっている。しかし、この報告書はそのような長期のことを論ずるのが目的ではないので、2000年までに関しては、両者の結果はあまり大きな差異はないものと結論される。

1.2 需要供給バランス

1.2.1 供給計画

トルコ共和国における理論包蔵水力は年間455,000GWhと言われており、このうち経済的に採算がとれる開発可能な地点の年間電力量はTable III-1-7で示されているが、保証電力量が68,480GWh、年間電力量が100,564GWhと現時点では評価されている。

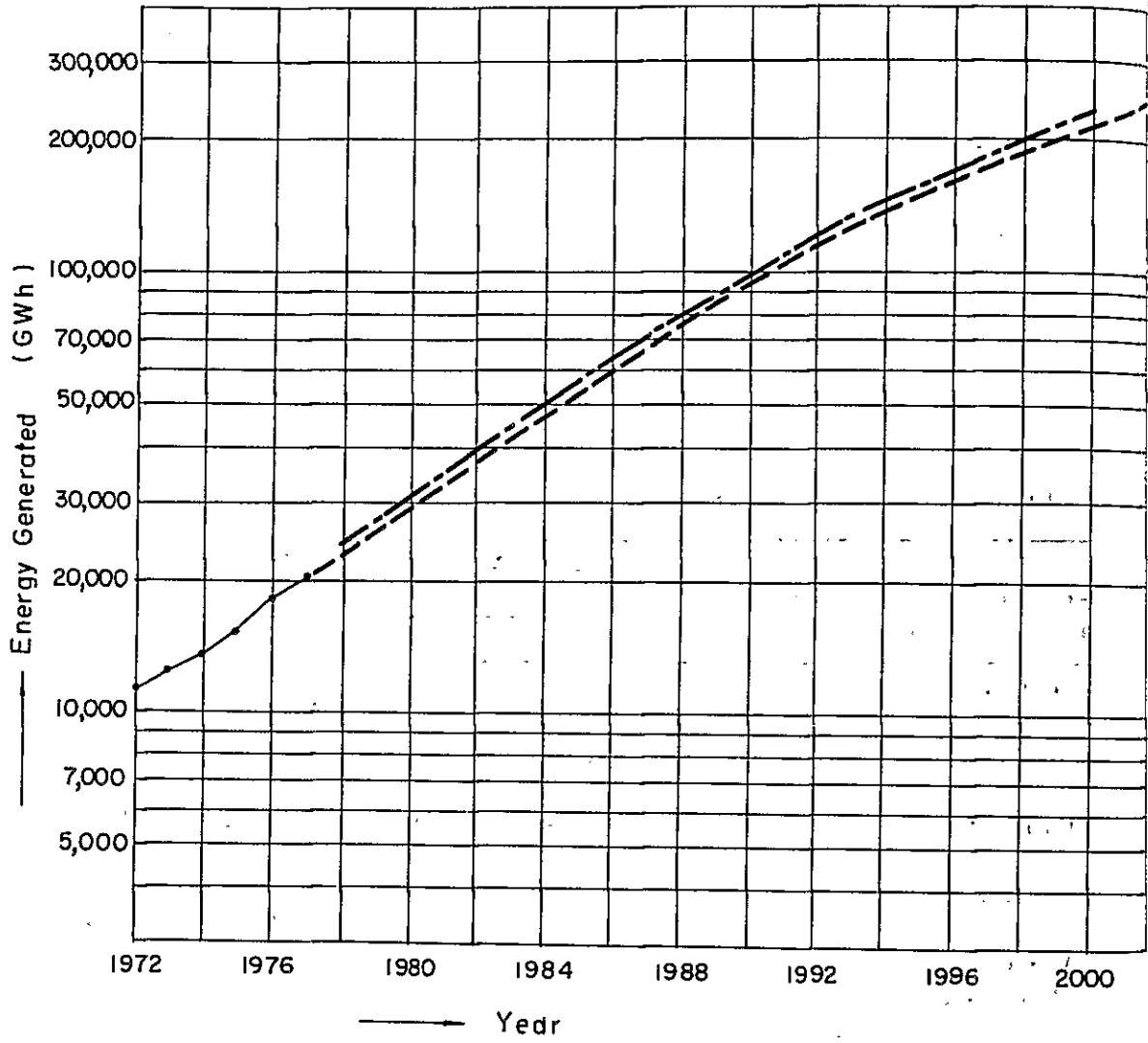
Table III-1-7 Total of Hydraulic Power Station Projects in Turkey

State of Project	Number of Project	Capacity (MW)			Energy Generated (GWh)	
		Installed	Average	Continuous	Average	Firm
In Operation	54	1,873 (6.1%)	1,040	850	9,054 (9%)	7,595 (10.8%)
Under Construction	17	4,038 (13.2%)	1,640	1,053	14,364 (14.3%)	9,281 (13.5%)
Final Design	21	4,515 (14.8%)	1,875	1,396	16,427 (16.3%)	12,227 (17.9%)
In Planning Stage	38	6,043 (19.8%)	1,907	1,273	16,709 (16.7%)	11,155 (16.3%)
In Master Plan Stage	186	14,124 (46.1%)	5,024	3,277	44,010 (43.7%)	28,422 (41.5%)
Total	316	30,593 (100%)	11,486	7,816	100,564 (100%)	68,480 (100%)

1978年から1992年までの発電計画をTable III-1-8およびIII-1-9に示す。計画によれば1992年の総設備容量を現在の6.6倍に拡充し、総出力を31,405MWにしようとするものである。また、1992年の保証電力量を現在の6倍に引上げて118,341GWhまで増大させる計画である。

水力設備の拡充は1992年で現在の約10倍の設備が保有される計画になっている。この結果Fig III-1-4で示されるように、全設備のうち60%弱を水力が占めることになる。

Fig. III-1-3 Comparison of Demand Forecasts: Energy





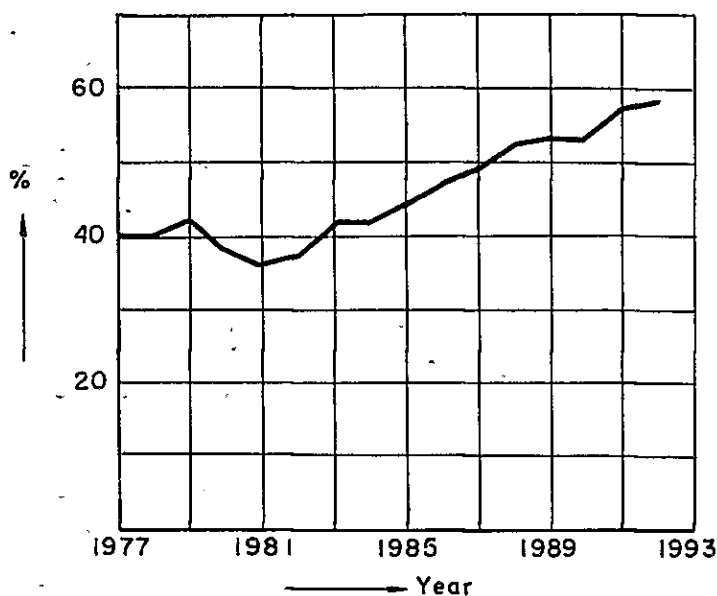
Note : Forecast by TEK 
Forecast by Macro-Method 

Fig. III-1-4

Ratio of Hydraulic Power Stations in Total Installed Capacity (Forecast)



またこの結果、水力エネルギーの有効利用は Fig III-1-5 で示されるように年々向上し、1992 年で水力エネルギーは、開発可能地点が保有するエネルギーの 60%までが開発され、それが価値の高いエネルギー源として活用されるよう計画されている。

Table III-1-10 に現在建設が進められている主要な水力発電所を示す。

Fig. III-1-5

State of Development of Hydraulic Energy (Forecast)

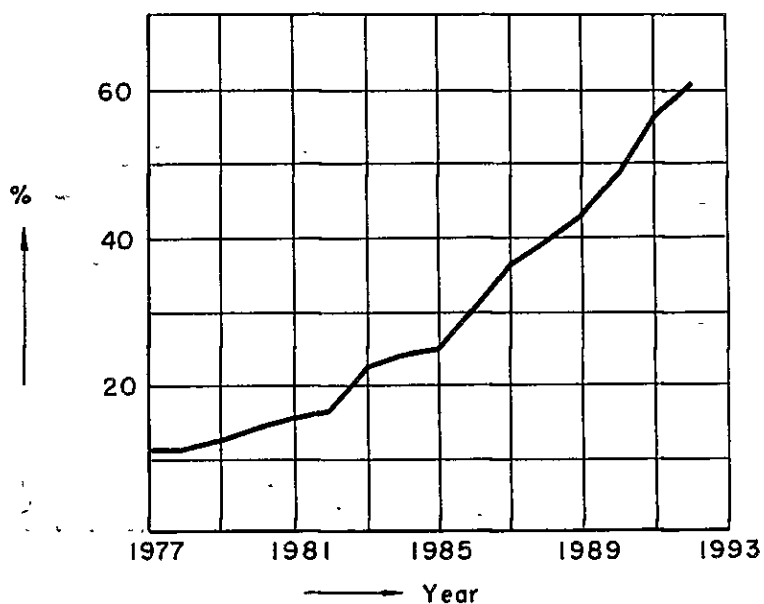


Table III-1-8 Construction Schedule of Power Stations in Turkey

Unit : MW

Year	Installed Capacity		Average Capacity		Continuous	
	Thermal	Hydraulic	Total:	Hydraulic:	Total:	Total:
	New Plant	New Plant	(1)+(2)	(3)	(1)+(3)	(1)+(4)
Esisting			1,873	1,040	3,894	3,704
1978	-	8	1,881	1,040	3,894	3,704
1979	75	250	2,131	1,140	4,069	3,869
1980	1,090	375	2,488	1,340	5,359	5,099
1981	1,630	633	3,121	1,530	7,179	6,819
1982	940	678	3,799	1,780	8,369	7,849
1983	-	850	4,649	2,270	8,859	8,299
1984	1,050	600	5,249	2,590	10,229	9,479
1985	-	788	6,037	2,750	10,389	9,529
1986	1,200	1,802	7,839	3,310	12,149	11,229
1987	600	1,180	9,019	3,830	2,870	12,309
1988	-	1,170	10,189	4,310	13,749	12,499
1989	750	1,200	11,389	4,730	14,919	13,509
1990	2,050	2,351	13,740	5,390	17,629	16,049
1991	-	2,644	16,384	6,210	18,449	16,629
1992	1,000	1,782	18,166	6,820	20,059	17,969
Total (Additional)	10,385	16,293	26,678			

Table III-1-9 Production Schedule of Available Energy Generated Unit : GWh

Year	by Thermal: (1)			by Hydraulic			Total		
	Firm: (1)	Average: (1)	Average: (1)+(2)	Firm: (2)	Average: (3)	Firm: (1)+(2)	Average: (1)+(3)	Firm: (1)+(2)	Average: (1)+(3)
Existing	11,972 (Recorded)			7,595	9,054	19,567	21,026		
1978	11,972			7,595	9,078	19,567	21,026		
1979	12,142			8,415	9,978	20,557	22,120		
1980	18,592			9,597	11,615	28,189	30,207		
1981	28,192			10,399	13,278	38,591	41,470		
1982	33,742			11,153	15,467	44,895	49,207		
1983	33,742			15,095	19,726	48,837	53,468		
1984	40,042			16,213	22,499	56,255	62,541		
1985	40,042			16,605	23,852	56,647	63,894		
1986	48,142			20,868	28,701	69,010	76,843		
1987	52,042			25,113	33,207	77,155	85,249		
1988	52,042			26,791	37,459	78,833	89,501		
1989	56,842			29,156	41,138	85,998	97,980		
1990	69,892			33,498	46,925	103,390	116,817		
1991	69,892			38,505	54,118	108,397	124,010		
1992	76,892			41,449	59,493	118,341	136,385		
Total (Additional)	64,920			33,854	50,493	98,774	115,359		

Table III-1-10

Major Hydraulic Power Stations under Construction

	Installed Capacity (MW)	Energy Generated (GWh)		Year of Commissioning
		Average	Firm	
Karakaya (#1-6)	1,800	7,354	6,060	1985-1987
Keban (#1-8)	1,354	6,287	4,906	1974-1981
Oymanpinar (#1-4)	540	1,620	412	1982-1983
Hasan Ugurlu (#1-4)	500	1,217	820	1979-1983
Aslantas	138	569	360	1981
Kokluce	90	584	576	1980
Adiguzel	60	280	150	1981
Suat Ugurlu	46	273	206	1980
Dogankent B	40	157	-	1979
Karacaoren 1	30	142	84	1985

1.2.2 需要供給バランス

前に記載されているマクロ手法による想定結果および供給計画から予測される 1992 年までの電力エネルギーのバランスシートを Table III-1-11 に示す。また Fig III-1-6 および III-1-7 に需給バランスのおおよその傾向をグラフで示す。

Table, Fig. で明らかのように、1978 年から 1980 年にかけては特に電力量の供給力の不足が顕著で、電力事情はかなりひっばくしたものになるだろう。しかし 1981 年から 1987 年頃までは現在の開発計画が順調に推進されれば、電力はかなりゆとりのある安定した供給が可能になるだろう。そして 1987 年を過ぎると需給バランスは調和のとれたものに移行するであろう。

DS I は Kepez 計画の運開年を 1991 年に想定しているが、電力需給バランスを保持するという観点から、この時期に当計画が運開されることは妥当なものと判断される。

Table III-1-11 Energy Balance Estimated

Year	Energy Demand Estimated: (1)		Available Energy Supplied		Allowance			
	(GWh)	(GWh)	Firm: (2)	Average: (3)	Firm		Average	
			(GWh)	(GWh)	GWh: (4) (2)-(1)	% (4)/(1)	GWh: (5) (3)-(1)	% (5)/(1)
1977	20,565	19,567	21,026	-998	-4.9	461	2.2	
	(Recorded)							
1978	22,900	19,567	21,026	3,333	14.6	-1,874	-8.2	
1979	25,600	20,557	22,120	-5,043	-19.7	-3,480	-13.6	
1980	28,500	28,189	30,207	-311	-1.1	1,707	6	
1981	32,500	38,591	41,470	6,091	18.7	8,970	27.6	
1982	36,200	44,895	49,207	8,695	24	13,007	35.9	
1983	41,000	48,837	53,468	7,837	19.1	12,468	30.4	
1984	46,500	56,255	62,541	9,755	21	16,041	34.5	
1985	51,300	56,647	63,894	5,347	10.4	12,594	24.5	
1986	57,800	69,010	76,843	11,210	19.4	19,043	32.9	
1987	67,400	77,155	85,249	9,755	14.5	17,849	26.5	
1988	76,300	78,833	89,501	2,533	3.3	13,201	17.3	
1989	84,900	85,998	97,980	1,098	1.3	13,080	15.4	
1990	95,800	103,390	116,817	7,590	7.9	21,017	21.9	
1991	104,100	108,397	124,010	4,297	4.1	19,910	19.1	
1992	115,900	118,341	136,385	2,441	2.1	20,485	17.7	

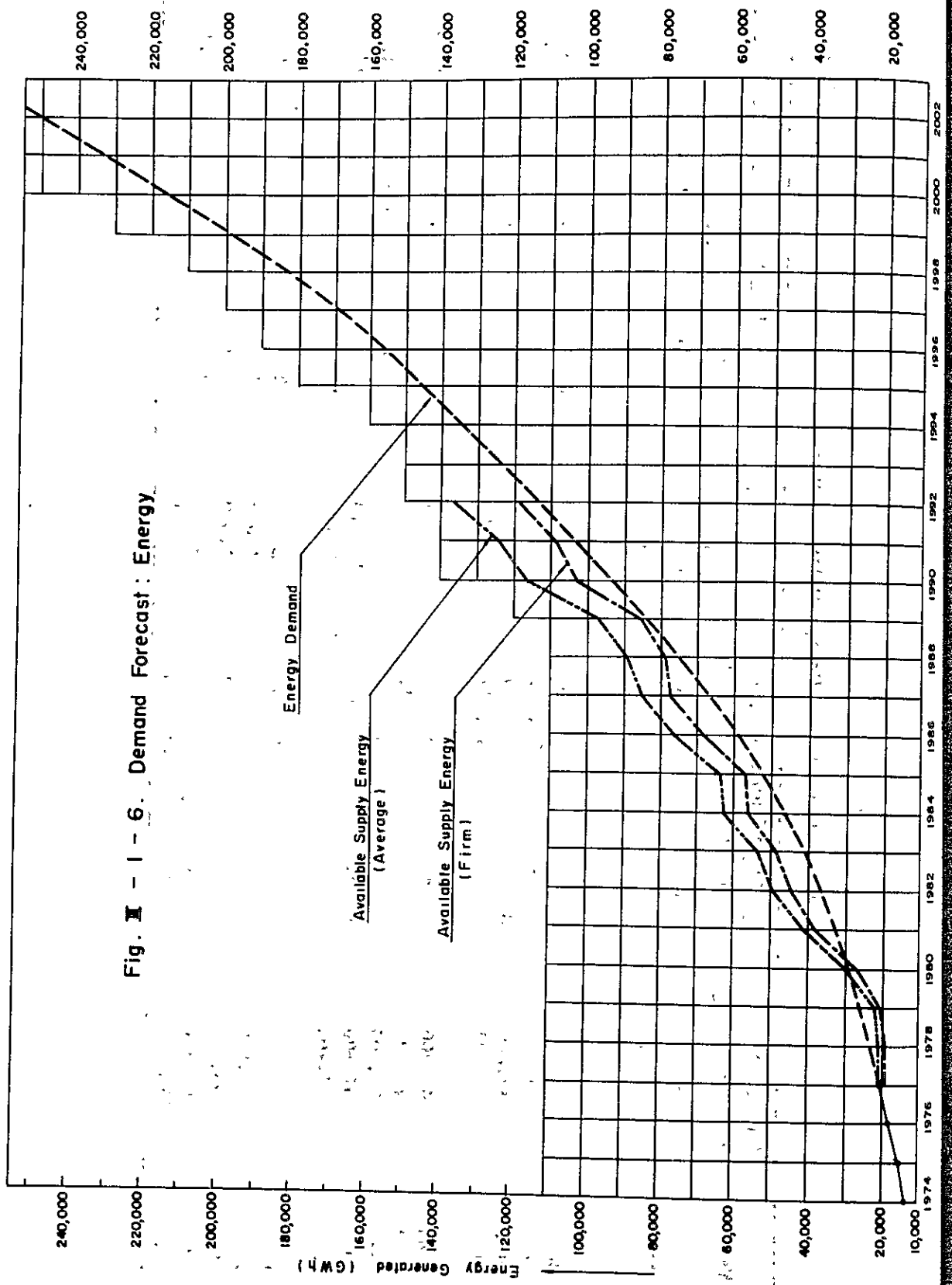
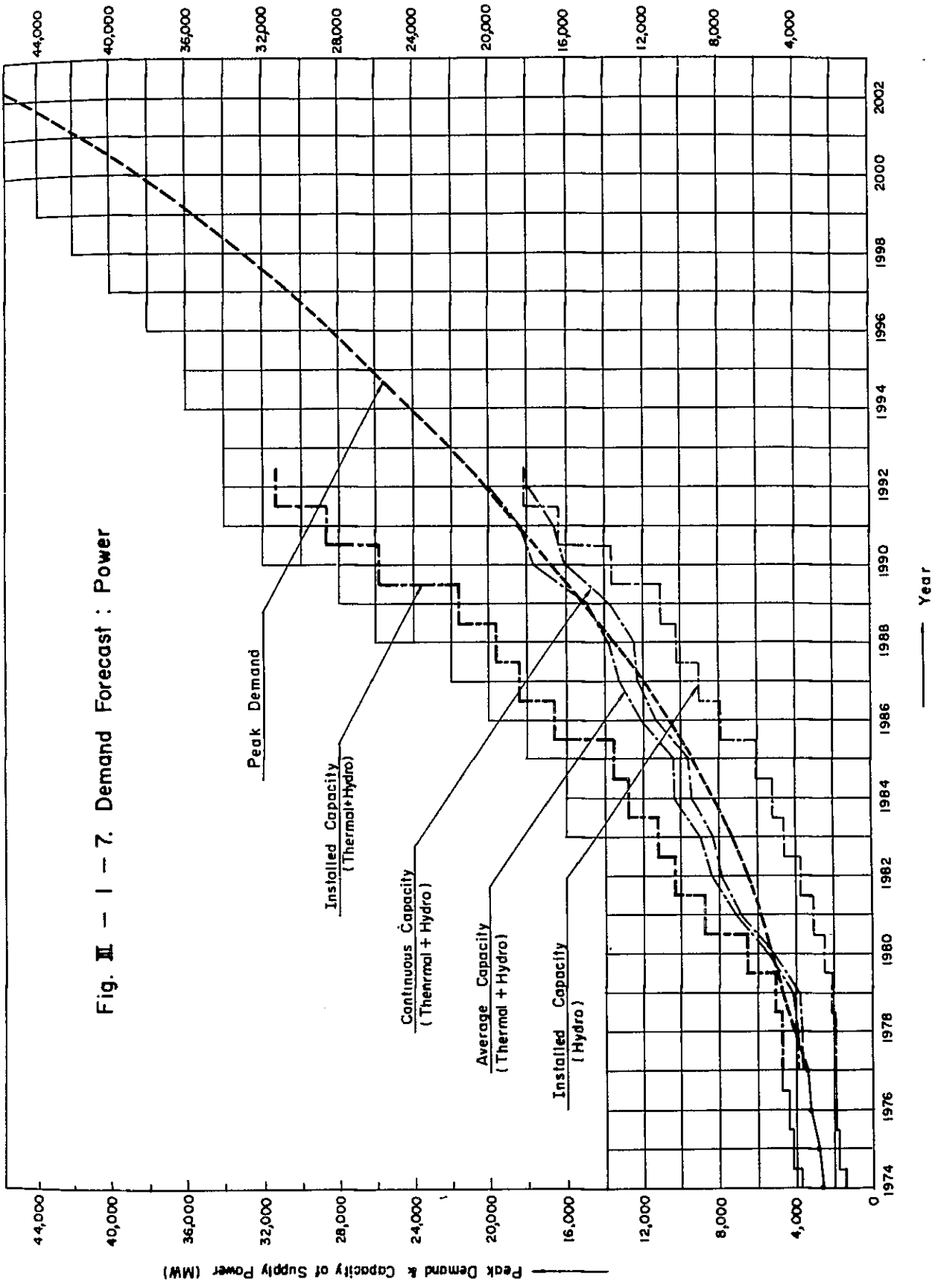


Fig. II - 1 - 7. Demand Forecast : Power



第2章 開発計画



第 2 章 開 発 計 画

2.1 Kızılırmak 河流域の概要 Ⅲ- 21

2.2 Kızılırmak 河の開発状況 Ⅲ- 21

2.3 開発計画の概要 Ⅲ- 21

2.3.1 開発計画地点の概要 Ⅲ- 21

2.3.2 水力発電計画の概要 Ⅲ- 22

LIST OF FIGURE

Fig. III-2-1 Kepez Dam and Power Plant Kızılırmak Longitudinal Section of General River Development

第 2 章 開 発 計 画

2.1 Kızılırmak 河流域の概要

Kızılırmak 河は中央 Anatolia を貫流し、黒海に注ぐトルコ共和国第一の河川である。

Kızılırmak 河は水源を Sivas 市東方 140 km の Kızıl 山 (標高 2,160 m) に発し、延長 1,355 km、国土の $\frac{1}{10}$ に相当する 77,000 km² の流域面積を有している。

Kızılırmak 河は中央 Anatolia 高原を西方向から南西方向に向きを変えながら流下し、Nevşehir 市北方 20 km の地点で北西に方向を変え、Hirfanlı 貯水池に流入する。Hirfanlı 発電所で最大使用水量 196.5 m³/sec、有効落差 60 m で最大出力 96 MW の発電を行った河水は北から北東に向きを変えながら流下し、黒海沿岸に平行して走る山岳地帯の溪谷に突入する。この突入した地点に計画地点がある。この地点は現在着工準備中の Altınkaya 貯水池の背水終点にあっている。

Altınkaya ダムを過ぎると急に峡谷が開け、河川は広大な Bafra 平野をゆうゆうと流下し、黒海に注いでいる。

この計画の流域の平均標高は 1,100 m、年平均気温および降雨量はそれぞれ 11℃、および 400 mm である。このため流域は草木の少ないステップ地帯が大半で、計画地点の平均流入量は 152 m³/sec (100 km² 当り 0.24 m³/sec) である。

2.2 Kızılırmak 河の開発状況

Kızılırmak 河は 6,300 GWh の包蔵水力があると言われているが、現在、中流域に位置する Hirfanlı 発電所と Kesikköprü 発電所の合計出力 172 MW (年間発生電力量 500 GWh) が開発されているに過ぎず、未開発の状態にある。

河口より 65 km の地点に、現在 Altınkaya 発電計画の工事準備が進められている。Altınkaya 計画および Kepez 計画が開発されると包蔵水力の 60% が開発されることとなる。

Kızılırmak 河のマスタープランによる水力発電計画は Fig III-2-1 の通りで、合計 24 地点の発電所で発生電力量 6,300 GWh の計画が作成されている。

2.3 開発計画の概要

2.3.1 開発計画地点の概要

Kepez 計画地点は中央 Anatolia 地域と黒海沿岸地域の境界に位置し、Ankara 市の北東 270 km 河口より 125 km の地点にある。一方この計画地点が Altınkaya 貯水池の終端部に位置していることは、河川の有効利用の観点からも格好の地点と言える。

計画地域の主な産業は農業で、Durağan 町を中心に小麦、たばこ、てんさい等の農産物が平原地帯で栽培され、Kızılırmak 河の両岸には水田が広がっているのが特徴と言えよう。

計画地点への道路条件は非常に良く、主要機資材は Samsun 港を經由して搬入される。Samsun 港と計画地点を結ぶ道路は Havza 町を経て Durağan 町に至る 170 km の国道がある。Durağan 町からは計画地点まで 30 km の県道級の道路で結ばれている。

計画地点の年平均気温は 13°C (最高 40°C, 最低 -16°C) で、年間降雨量は 400 mm と低く、中央 Anatolia 高原的気候となっている。

計画地点はその付近の河川勾配が 1 : 350 と緩く、ダム地点直上流から河川幅が急に拡がり、貯水位 1 m 当り $55 \times 10^6 \text{ m}^3$ と貯水効率の良い、格好の貯水池式発電所地点であり、下流側は両岸絶壁の溪谷となっている。

ダム地点の年平均流入量は $152 \text{ m}^3/\text{sec}$ で、年間流入量の 67% が融雪期の 3 月およびこれに続く雨季の 4 ~ 6 月の 4 ケ月間に集中し、8・9・10 月の乾季には年平均流入量の 30% に流入量が減少する。このため季節的変動の大きい流入量を貯水池によって貯留調整し、使用水量の平均化を計ることが水力発電計画に当って重要な課題といえる。流入量に含まれる浮遊粒子の量は年平均で 6,600 ppm に達し、これらの浮遊粒子は砂・シルト・粘土からなり、これらの粒子は降雨時の地表の浸食、地すべりおよび河川両岸の堆積層の河川水による浸食によってもたらされるものである。

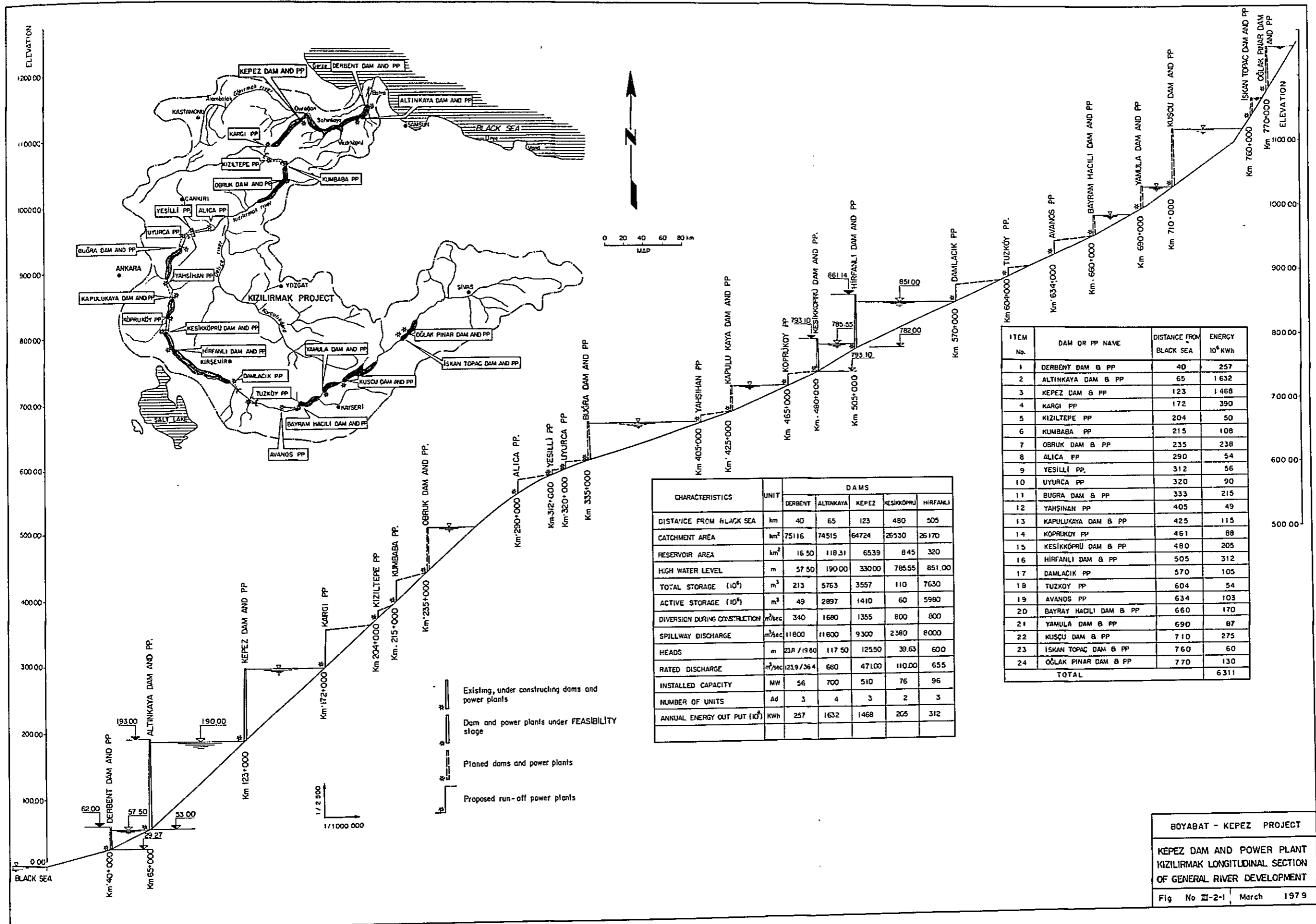
貯水池周辺の地質は古生代および一部中生代の結晶片岩、石灰岩、中生代の輝緑岩、新生代の堆積岩類が分布している。貯水池周辺は主に結晶片岩によって占められ、石灰岩はブロック状およびレンズ状に挟在している。ダム地点は結晶片岩中にブロック状に挟在した石灰岩を基岩としている。

補償物件は河川両岸に広がる水田と散在する民家、この民家を結ぶ道路に大別され、満水位を 330 m 以上に上げると、貯水池終端付近に広く分布する水田の水没を来たし、補償費が大きくなる。

2.3.2 水力発電計画の概要

水力発電計画地点は Anatolia 高原と黒海沿岸地方の接点に位置する Kızılırmak 河に高さ 195 m のコンクリート重力式のダムを築造し、有効容量 $1,410 \times 10^6 \text{ m}^3$ をもって河水を貯留調整し、この貯留調整された水を最大使用水量 $471 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、有効落差 125.5 m をもって、最大出力 510 MW、年間発生電力量 1,470 GWh の発電を行う計画である。発電に利用された水は、Altinkaya 貯水池に直接流入し、Altinkaya 発電所で再び最大出力 700 MW の発電に利用される。

Kepez 発電所で発電された電力は、変圧器によって 380 kV に昇圧され、開閉所に導かれ、ここから 3 回線の送電線により Çankırı 開閉所および Ereğli 変電所に送電される。



CHARACTERISTICS	UNIT	DAMS				
		DERBENT	ALTINKAYA	KEPEZ	KESIKKOPRU	HIRFANLI
DISTANCE FROM BLACK SEA	km	40	65	123	480	505
CATCHMENT AREA	km ²	75116	74515	64724	26530	26170
RESERVOIR AREA	km ²	16.50	118.31	6539	845	320
HIGH WATER LEVEL	m	57.50	190.00	330.00	785.55	851.00
TOTAL STORAGE (10 ⁶)	m ³	213	5763	3557	110	7630
ACTIVE STORAGE (10 ⁶)	m ³	49	2897	1410	60	5980
DIVERSION DURING CONSTRUCTION	m ³ /sec	340	1680	1355	800	800
SPILLWAY DISCHARGE	m ³ /sec	11800	11800	9300	2380	8000
HEADS	m	23.8 / 19.80	117.50	125.50	39.63	600
RATED DISCHARGE	m ³ /sec	23.9 / 36.4	680	471.00	110.00	655
INSTALLED CAPACITY	MW	56	700	510	76	96
NUMBER OF UNITS	Ad	3	4	3	2	3
ANNUAL ENERGY OUT PUT (10 ⁶)	KWh	257	1632	1468	205	312

ITEM No.	DAM OR PP NAME	DISTANCE FROM BLACK SEA	ENERGY 10 ⁶ KWh
1	DERBENT DAM & PP	40	257
2	ALTINKAYA DAM & PP	65	1632
3	KEPEZ DAM & PP	123	1468
4	KARGI PP	172	390
5	KIZILTEPE PP	204	50
6	KUMBABA PP	215	108
7	OBURUK DAM & PP	235	238
8	ALICA PP	290	54
9	YESILLI PP	312	56
10	UYURCA PP	320	90
11	BUGRA DAM & PP	333	215
12	YAHSHANAN PP	405	49
13	KAPULUKAYA DAM & PP	425	115
14	KOPRUKOY PP	461	88
15	KESIKKOPRU DAM & PP	480	205
16	HIRFANLI DAM & PP	505	312
17	DAMLACIK PP	570	105
18	TUZKOY PP	604	54
19	AVANDOS PP	634	103
20	BAYRAM HACILI DAM & PP	660	170
21	YAMULA DAM & PP	690	87
22	KUSCU DAM & PP	710	275
23	ISKAN TOPAC DAM & PP	760	60
24	OGLAK PINAR DAM & PP	770	130
TOTAL			6311

BOYABAT - KEPEZ PROJECT
 KEPEZ DAM AND POWER PLANT
 KIZILIRMAK LONGITUDINAL SECTION
 OF GENERAL RIVER DEVELOPMENT
 Fig No III-2-1 March 1979

2011年11月11日