トルコ共和国
ハルシット川流域総合開発計画
キュルチュン水力電源開発
フィジビリテイ調査
概要報告書

昭和44年9月

海外技術協力事業団

6十6周 (コピー) 画題 (長三)
1部整本 1部 15面下双

国際協力事業団	
受入月日 '84. 3. 13	314
	64.3
登録No. 00211	KE

JICA LIBRARY
1051026[1]

はしがき

トルコ共和国政府の要請に基づき，日本国政府はハルシット川キュルチユン水力発電計画のフイジビリティ調査を行なうこととし，その実施を海外技術協力事業団に委託した。

海外技術協力事業団は，電源開発株式会社　入江章演氏　を団長とする6人の専門家からなる調査団を編成し，1969年3月1日よりおよそ1ケ月にわたり現地に派遣した。調査団は上記計画のフイジビリティ調査を行なうとともに，本計画に係る種々な問題についてトルコ共和国エネルギー天然資源省国家水利庁（略称DSI）の技術者と協議した。

調査団は，日本帰国後，予備設計作業，建設費の積算，経済分析等を行ない，その結果をキュルチユン水力電源開発フイジビリティ調査としてまとめた。

本報告書の提出に当り，これがトルコ共和国の電源開発計画事業の推進に役立つとともに，トルコ共和国と日本国の友好親善並びに経済交流の推進に寄与することを切望する。

私はこの機会に，本調査の任に当られた調査団員各位の労をねぎらうとともに，調査に協力された現地政府関係機関，在アンカラ日本大使館及び調査団の派遣に御協力を与えられた通産省，電源開発株式会社の関係各位に衷心より感謝の意を表するものである。

1969年9月

海外技術協力事業団
理事長　田付景一

伝　　達　　状

海外技術協力事業団
理事長　田　付　景　一　　殿

ここに提出いたしましたのは，トルコ共和国ハルシット川全体計画並びにキュルチユン計画について行なった流域計画及びフイジビリティ調査の結果をとりまとめた報告書であります。

調査団は，１９６９年３月１日より約１ケ月にわたり地形，地質，資源，水文等及びＤＳＩで準備された「ハルシット河踏査報告書」に基づき本計画地域の調査を行ない，同時に計画に必要なその他の資料の収集を行ないました。

帰国後，調査団はトルコ共和国に於て得た資料並びに現地調査の結果に基づき，水文資料の分析，需要想定，予備設計作業，建設費の積算，経済分析等を行ない，本調査報告書を作成しました。本報告書の作成は，電源開発株式会社のチーフ・エンジニアの指導の下に関係技術者の協力を得て行なわれたものであります。

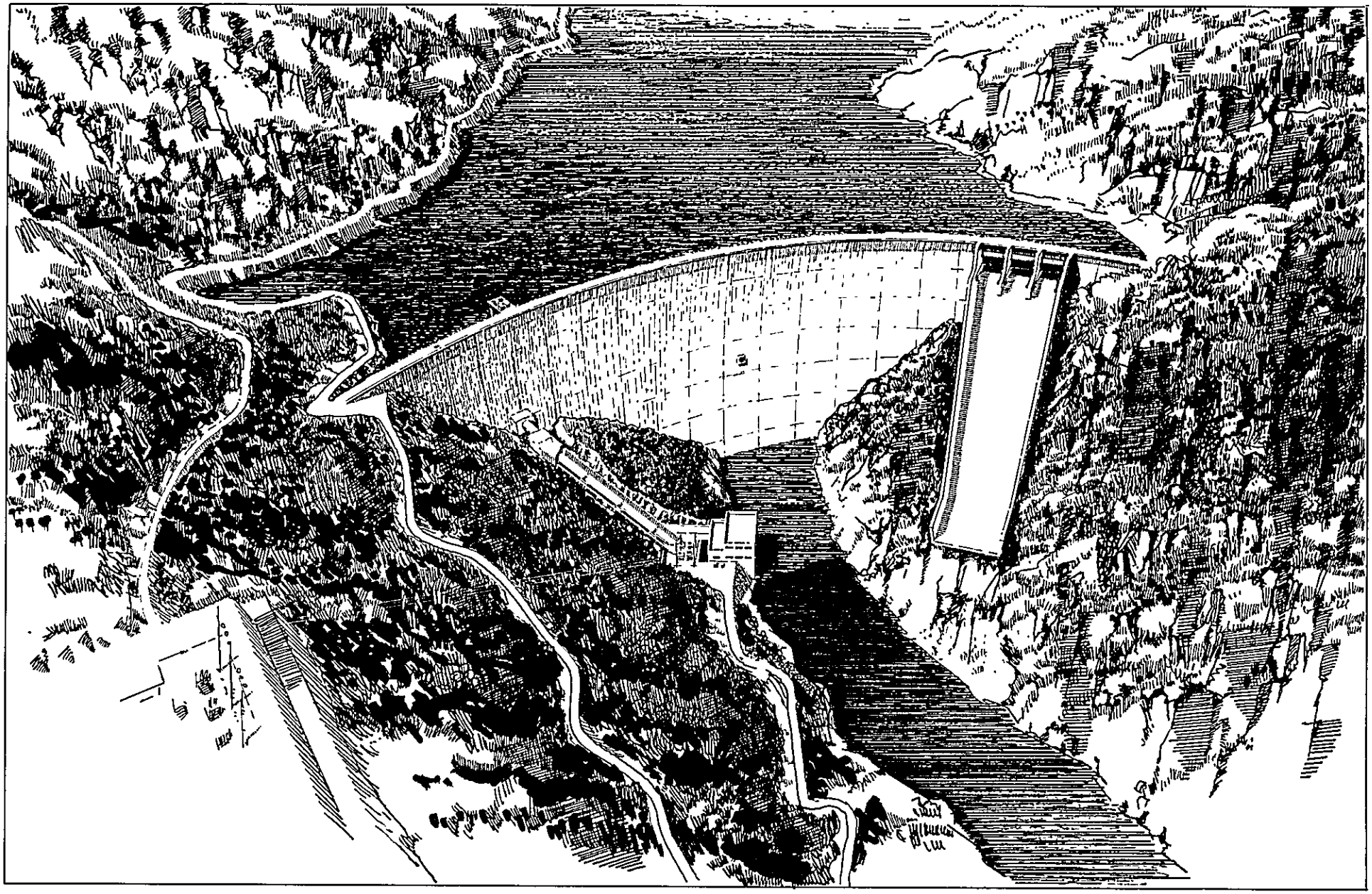
キュルチユン計画はハルシット川中流地点にダムを建設し，有効落差１０５mを利用し，６１MWの出力を得て経済的な水力電源開発を行なうものであります。ダム流域面積は2,753Km^2年間流入量は約９００百萬m^3であります。高さ１３３mのダムを建設し７３百萬m^3の有効貯水量を有する貯水池で上流流入量を調整するものであります。年間発生電力量は２００百萬KWHであります。この電力は別途建設される３８０KVの送電線により東黒海地域及び中央電力系統へ送られます。更に本プロジエクトは下流において現在工事中のドギヤンケン発電所の増設工事を可能にしキュルチユン発電所の逆調整池の役割をもつアキヨイ発電所と共にハルシット川のもつポテンシャルをより一層有効化するものであります。

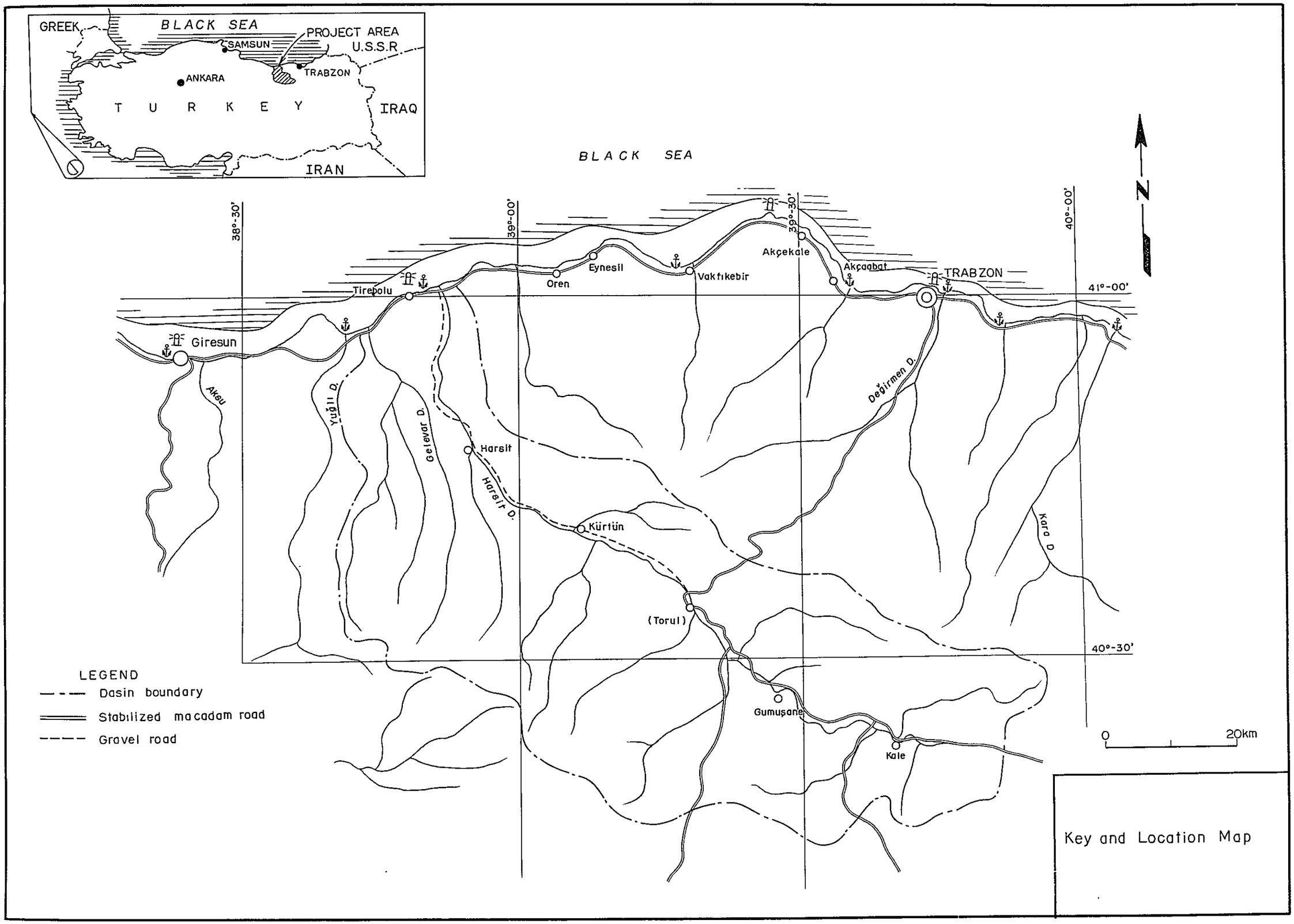
本プロジエクトの完成には，およそ４年の工期と約4,４００萬米ドル建設資金が必要であります。しかし　アキヨイ，ドギヤンケン両発電所の下流増を含む本プロジエクトの便益経費率(B/C)は，1.07でありおよそ３７萬米ドルの超過便益が期待できます。トルコ共和国では最近電力需要が著しく伸びて居り本計画は１９８２年末までに実現される事が必要であります。そのためには第２章で述べる追加調査及び検討を実施の上出来るだけ早く計画を確実なものとする必要があります。

最後に，本調査の遂行に当り協力を惜しまれなかったトルコ共和国政府関係者をはじめ，在アンカラ日本大使館，通産省の関係各位に対し深く感謝していることを申し添える。

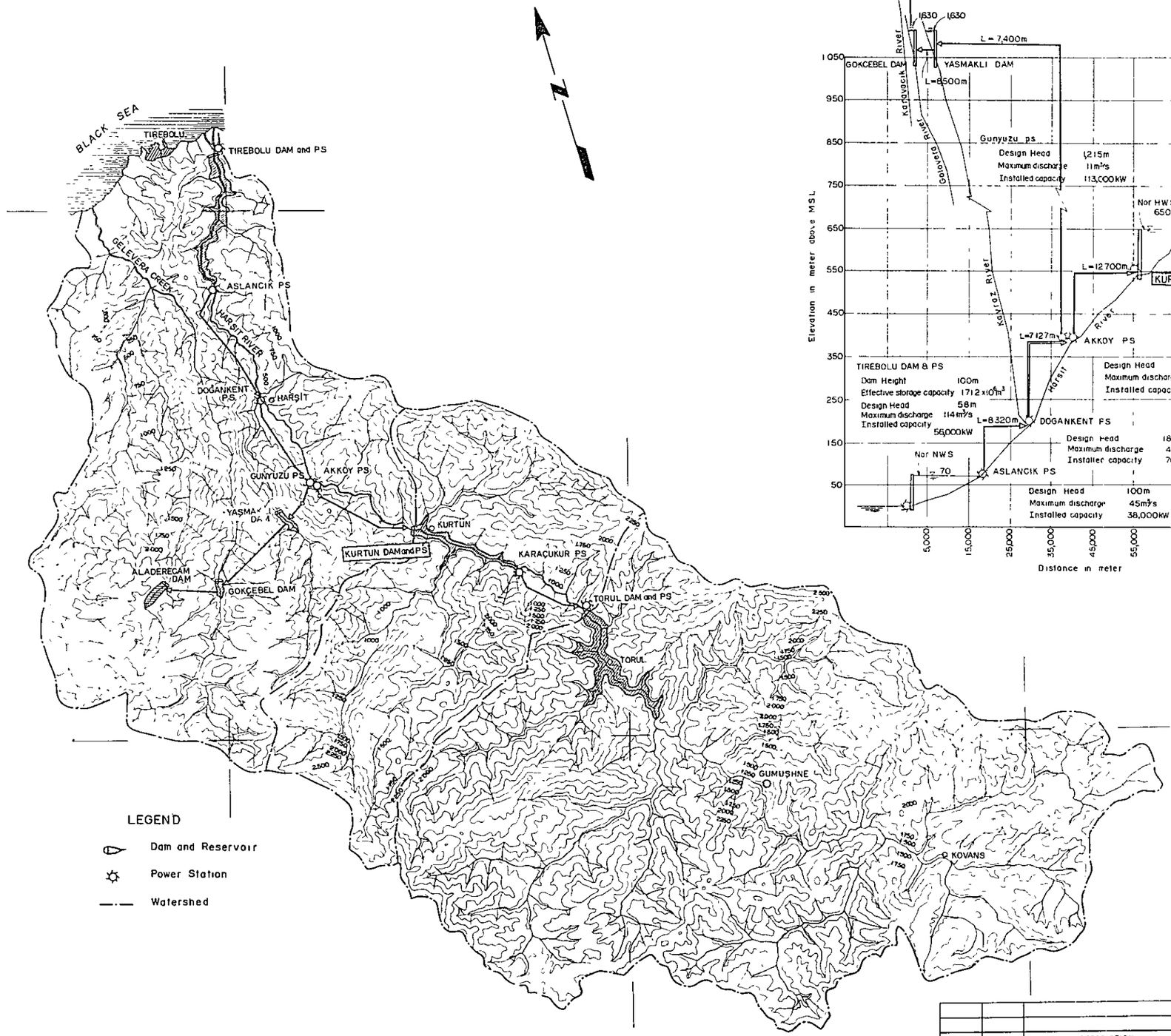
１９６９年９月

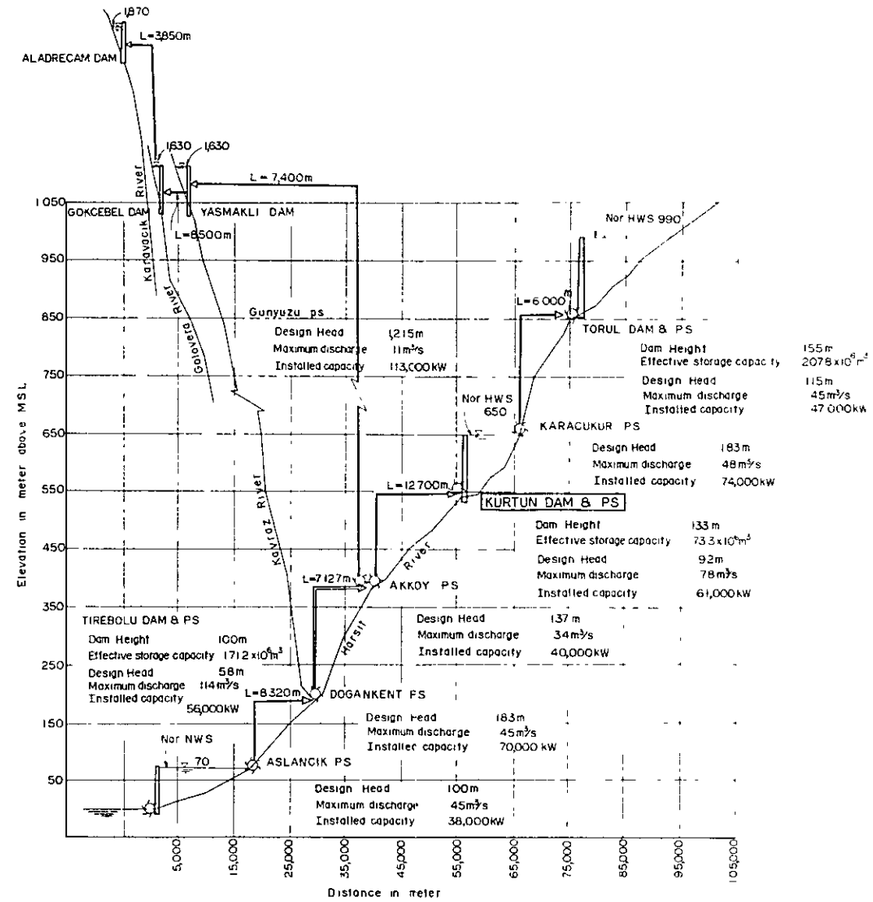
トルコ共和国キユルチユン・ベルケ水力発電計画
団長　　入　江　章　演





Key and Location Map





0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20KM

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

DEVLET SU ISLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA-TURKEY

KURTUN PROJECT

GENERAL PLAN AND PROFILE

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO LTD
TOKYO JAPAN

D R SUBMITTED
T R RECOMMENDED
C K APPROVED

– – –

Brief Description of Project

1. Kurtun Power Station

1.1	Location	On the Harsit River
1.2	Catchment Area	2,753 sq. km.
1.3	Annual Inflow	900 million cu. m.
1.4	Flood	2,000 c.m.s. (maximum probable)
1.5	Reservoir	
	Maximum Water Surface	650.00 m
	Normal Water Surface	650.00 m
	Water Surface Area	3.1 sq. km.
	Total Storage Capacity	137 million cu. m.
	Effective Storage Capacity	73.3 million cu. m.
	Available Drawdown	30 m
1.6	Dam	
	Type	Concrete arch
	Elevation of Crest	653.00 m
	Height	133.00 m
	Length	425.00 m
	Volume	458,000 cu. m. (main dam)
1.7	Spillway	
	Type	Channel chute with radial gates
	Capacity	2,000 c.m.s. at flood water level EL. 650.00 m
	Generator	
	Number	2 units
	Type	3-phase, AC, synchronous generator vertical shaft, rotating field, enclosed hood air circulation type with air coolers 34,000 kVA (continuous)
	Rated Output	34,000 kVA (continuous)
	Rated Voltage	13,800 V
	Rated Current	1,422 A
	Rated Power Factor	0.9 (lagging)
	Rated Frequency	50 Hz
	Rated Speed	300 rpm
	Main Transformer	
	Number	1 unit
	Type	Outdoor, 3-phase, oil-immersed, forced-oil-cooled with forced air-cooler (Class FOA)
	Rated Capacity	68,000 kVA (continuous)
	Rated Voltage	Primary 13.8 kV
		Secondary 380 kV

	Rated Frequency	50 Hz
	Insulation level (BIL)	Primary 110 kV
		Secondary 1,425 kV
		Neutral 110 kV
1.8	Intake	
	Type	Attached to the Dam
	Control Gate	Roller Gate
1.9	Penstock	
	Type	On the Ground, Ring Girder Supported Type
	Length	130 m
	Diameter	6.50 - 2.80
1.10	Powerhouse	
	Type	Outdoor
1.11	Power Generation Facilities	
	Unit Capacity	30,500 KW
	Number of Units	2
	Turbine	
	Number	2 units
	Type	Vertical shaft, single runner, single discharge, Francis turbine
	Normal effective head	92 m
	Discharge	39 m^3/s (at nor effective head)
	Output	31,600 kW (at nor effective head)
	Rated speed	300 rpm
	Specific speed	187 m-kW
2.	Switchyard Equipment	
	Shunt Reactor 120 MVA	1 set
	380 kV Circuit Breaker	5 sets
	380 kV Disconnecting Switch	13 sets
3.	Telecommunication Equipment	
	Power Line Carrier Telephone	three channels between Kurtun P.S. and Samsun S.S., two for load dispatching use and one for administrative use
		three channels between Kurtun P.S. and Keban P.S., one for load dispatching use and two for administrative use
4	Construction Period	45 months
5	Start of Operation	April 1982

6. Annual Energy Production

Annual Total Energy	200 million kWh
Annual Firm Energy	77.5 million kWh
Annual Secondary Energy	122.5 million kWh

7. Project Cost

Unit : 1.000 TL

	5% Interest Rate	8% Interest Rate
Generating Facilities	354.366	367.491
Step-up Substation Facilities	42.033	43.901
Total	396.399	411.392

8. Surplus Benefit and Benefit-Cost Ratio

Unit : 1.000 TL

	Kurtun	Akkoy	Additional Dogankent	Total
Annual Benefit	19.520	18.220	12.325	50.065
Annual Cost	27.809	15.672	3.313	46.794
Surplus Benefit	- 8.289	2.548	9.012	3.271
Benefit/Cost				1.07

Note · at 5% interest rate

Unit and Conversion

mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
sq. mm	:	Square millimeter
sq. cm	:	Square centimeter
sq. m	:	Square meter
sq. km	:	Square Kilometer
ha	:	Hectare
cu. m	:	Cubic meter
gr.	:	Gram
kg	:	Kilogram
ton	:	Metric ton
m/sec.	:	Meter per second
c.m.s.	:	Cubic meter per second
c.m.s. -day	:	Cubic meter per second day
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt - Ampere
MWh	:	Megawatt - hour
rpm	:	Revolutions per minute
EL	·	Height above mean sea level
C	:	Centigrade
p.p.m.	:	Parts per million
%	:	Percentage
$	:	U.S. dollar
TL	:	Turkish lira
1 ha	:	10,000 sq. m.
1 MW	:	1,000 kW
1 GWh	:	1,000,000 kW
1 $	:	100 cents, 360 yen
1 TL	:	9 U.S. dollars

目　　次

はしがき
伝達状
口絵
Key and Location Map
General Plan and Profile
Brief Description of Project
Unit and Conversion

第1章　緒言 …… 1
1.1　経緯 …… 1
1.2　既往の調査 …… 1
1.3　報告書の目的 …… 1
1.4　調査と研究 …… 2
1.5　基礎資料 …… 2

第2章　結論と勧告 …… 6
2.1　結論 …… 6
2.2　勧告 …… 9

第3章　需要想定 …… 12
3.1　関連地域 …… 12
3.1.1　関連地域のあらまし …… 12
3.1.2　電気事業の形態 …… 13
3.1.3　DSIについて …… 14
3.2　需要想定 …… 14
3.2.1　供給地域 …… 14
3.2.2　想定期間 …… 17
3.2.3　既存の需要想定 …… 17
3.2.4　需要想定 …… 17
3.2.5　需要想定結果の比較 …… 19
3.2.6　負荷曲線の想定 …… 24
3.2.7　需給バランス …… 24
3.2.8　開発の実施 …… 25

第４章　計画概要 …… 33
4.1　計画地域の概要 …… 33
4.1.1　Harsit川の概要 …… 33
4.1.2　地　質 …… 34
4.1.3　気象・雨量 …… 36
4.2　全体計画 …… 36
4.3　KURTUN計画 …… 37
4.3.1　発電計画 …… 37
4.3.2　送電及び通信計画 …… 38

第５章　計画規模 …… 52
（DSIによるHarsit川全体計画の見直しについて）
5.1　DSIによるHarsit川全体開発計画 …… 52
5.2　見直しに際しての基本条件 …… 53
5.2.1　各計画地点の流入量の算出 …… 53
5.2.2　各貯水池の貯水量 …… 54
5.2.3　貯水池水面よりの蒸発量 …… 54
5.2.4　各貯水池流入土砂量 …… 54
5.2.5　KURTUN及びTORUL両貯水池のN・H・W・Lの組合せ …… 54
5.2.6　各発電所の常時使用水量，最大使用水量及び設備容量 …… 56
5.2.7　工事費の算定 …… 56
5.3　KURTUN及びTORUL貯水池の最適規模 …… 57
5.4　貯水池の運用と発生電力 …… 58
5.4.1　貯水池運用 …… 59
5.4.2　発生電力量 …… 59

第６章　予備設計，工程及び施工方法 …… 85
6.1　予備設計 …… 85
6.1.1　土木構造物 …… 85
6.1.2　水車・発電機・変電及び通信設備 …… 86
6.2　工程及び施工方法 …… 86
6.2.1　工　程 …… 86
6.2.2　工程に影響する事項 …… 87
6.3　主要構造物の施工方法 …… 88

第7章　工　事　費 …… 101
7.1　工事費の範囲 …… 101
7.2　工　事　費 …… 101

第8章　経済評価 …… 105
8.1　基本条件 …… 105
8.2　販売電力量 …… 105
8.3　年間費用 …… 105
8.4　代替火力との比較 …… 108
8.4.1　代替火力発電所の選択 …… 108
8.4.2　代替火力発電所の年間費用 …… 109
8.5　便益の単価 …… 109
8.6　AKKOYおよび増設DOGANKENT発電所を含むKURTUN発電所の便益 …… 109
8.7　純便益の計算 …… 110

第9章　資金計画 …… 112
9.1　所要資金 …… 112
9.2　資金調達 …… 112
9.3　収入及び支出 …… 112
9.4　資金返済計画 …… 112

第 1 章　　緒　　言

第１章　緒　論

1.1　経　緯

１９６９年２月１０日，トルコ共和国政府を代表して水利庁（以下ＤＳＩという）総裁HAZIM TUTUNCUOGLU氏は，トルコ駐在日本大使館を訪れ，日本政府に対し，Ｈａｒｓｉｔ川KURTUNプロジェクトのフイジビリテイ調査を行うよう要請した。この要請に応じ，日本政府は海外技術協力事業団（以下ＯＴＣＡという）に調査の実施を委託した。

本計画はその目的がＨａｒｓｉｔ川に於ける電源開発である事から，実際の作業は OTCA の委託に基いて電源開発会社（以下 EPDC という）によって実施された。

1.2　既往の調査

本計画に対する調査は１９５０年より始まり，下記の通り主としてＤＳＩによって実施された。

(1)　当該計画地点は１９５０～１９６０年にＥＩＥＩによって調査・検討が行なわれ，その中には現在建設中のものも含まれている。

(2)　１９６３年にＤＳＩ計画局によって "Harsit Project Exploratory Report" が策定され，又現在建設中の設備に対するＰｌａｎｎｉｎｇ Ｒｅｐｏｒｔも作製された。

(3)　１９６６年に "Interest Power Facilities Combinations for Eestern Black Sea" と名づけられるレポートがＤＳＩ第７地方建設局の計画グループによって作製されＤＳＩの技術会議に提出された。この報告書はＨａｒｓｉｔ ＶａｌｌｅｙとＣｏｒｕｈ ＲｉｖｅｒからＨａｒｓｉｔ Ｒｉｖｅｒへの分水計画がとり扱われている。

(4)　１９６４年にはＨａｒｓｉｔ川全体についてのＲｅｃｏｎｎａｉｓａｎｃｅ 調査が実施された。このＲｅｃｏｎｎａｉｓａｎｃｅ Ｒｅｐｏｒｔによれば Harsit 川の全体開発は，３つの貯水池式発電所と４つの水路式発電所よりなり，隣接するＣｅｌｅｖｅｒａ Ｃｒｅｅｋの支流には３つの貯水池を設け，その貯水量をＨａｒｓｉｔ川の中流部に分水するトンネル及び発電所を設けて，全設備容量６５４MW 年間可能発生電力量２３６５×１０^{6}KWHを得ようとするものである。

1.3　報告書の目的

KURTUNプロジェクトはＨａｒｓｉｔ全流域電源開発計画の中で現在工事中のDOGANKENT発電所に次いで最も開発優先度の高い地点と考えられ，急増するトルコ国内の電力需要に対応すべく，１９６８年のＤＳＩ Ｐｌａｎｎｉｎｇ Ｐｒｏｇｒａｍの一部として，ダムサイト地質調査を主体とする調査工事が実施されている。

調査団は現地調査に先立ち，１９６９年３月３日 アンカラ においてＤＳＩ計画局長MUFIT KULEN氏と調査の目的及範囲について打合せを行った。

その結果調査団の目的，範囲は下記の通りである事を確認した。

(1)　現存する諸調査の検討

(2)　計画地域のマスタープランの策定

(3) KURTUNプロジェクトのフイジビリテイ調査

又ＤＳＩ第７建設局よりＨａｒｓｉｔ川における二大貯水池TORUL及びKURTUN両計画の確定に基いて，現在工事中の第一期DOGANKENT発電所（8.2×4＝32.8MW）の最終計画の策定，即ち，DOGANKENT取水トンネルの最終トンネル断面を21㎥／sより45㎥／sまでの間で決定することを要望された。

本報告書はDSIの要請に基く，上記調査団の目的に従って，Ｈａｒｓｉｔ川全流域のマスタープランの策定を主体とし，KURTUN Projectの技術的及び経済的な可能性について，日本政府KURTUN調査団の行った調査結果を記述したものである。

1.4 調査と研究

1.4.1 現地調査

調査団は３月２日より３月２９日まで約１ケ月間トルコに滞在し，その間ANKARA及びSAMSUNでＤＳＩ計画局，第７地方建設局及びETIBANKの協力のもとに水文，地質，地形図，電力市場及び需給等の資料収集を行なった。

又Ｈａｒｓｉｔ川の各計画ダムサイト発電所予定地について第７地方建設局員の案内で３月18日より２３日まで約１週間KURTUN及びTORUL両ダムサイトの地形，地質を主体とする現地調査を実施した。

上記調査実施の為，通商産業省及びＥＰＤＣより派遣された６人の調査団員の氏名，専門職及び所属は下記の通りである。

団　長	入江章演	土木技師	ＥＰＤＣ
団　員	内藤義人	経済専門家	通産省
〃	早矢仕利雄	土木技師	ＥＰＤＣ
〃	柏木日出治	地質技師	〃
〃	尾崎一夫	電気技師	〃
〃	村山仁	土木技師	〃

1.4.2 日本における研究

調査団の日本帰国后１９６４年４月から１９６９年９月にかけて，トルコにおいて蒐集した資料に基いて，計画案の検討が主任技師の指揮下でＥＰＤＣにおいて行なわれた。

水文データーの解析，需要想定，計画の詳細検討，予備設計，建設費の想定，経済評価などの作業が報告書を作製するために行なわれた。

1.5 基礎資料

検討に用いた基礎資料はＤＳＩ提供のものか，又はＤＳＩを通じて担当の組織から提供されたものである。

主な基礎資料は次の通りである。

1. Topographical Data

a)	Project Area Map	1/200,000
b)	KÜRTÜN Dam Location Map	1/1,000
c)	KURTUN Dam and Reservoir Map	1/5,000
d)	TORUL Dam Location Map	1/1,000
e)	TORUL Dam and Reservoir Map	1/5,000
f)	Harsit River Topographical Map	1/5,000
g)	Harsit Project Location Map	1/25,000

2. Hydrological Data

a) The map showing the existing gauging station network within and near the catchment area.

b) The map showing the existing precipitation gauging network

c) List of guaging stations and rainfall observation stations with the period of record and size of catchment area, and type of guage.

d) Tables of monthly precipitation and temperature

e) Runoff data (daily and monthly mean discharge and monthly flow) from DSI stations

f) Number of days with less than 5 mm of rainfall in each month at Tirebolu, Harsit and Torul.

g) Rating curves of sediment measurements

3. Geological Data

a)	Geological map of Kurtun Dam	1/1,000
b)	Geological map of Kurtun and Torul Dam Reservoir Area	1/25,000
c)	Core Description prepared by EIEI at KURTUN DAM	
d)	Geological Sketches of additional Exploratory Adits	
e)	Detailed Location Map of additional Exploratory Adits	

4. Load Forecast and Electric Data

a)	Statistics of Electric Power in Turkey 1964	(EIE)
b)	Eighth Annual Electric Power Survey 1965	(EIE)
c)	Annual Electric Power Survey 1966	(EIE)
d)	Annual Electric Power Survey 1967	(EIE)
e)	General Data on Electric Supply Industry in Turkey 1968	(EIE)

f) 1938, 1948 – 1967 National Income
(Total Expenditure and Investment of Turkey)
(Republic of Turkey, Prime Ministry, State Institute of Statistics)

g) First Five Year Development Plan 1963 - 1967

h) (ditto) 1964 Annual Program

i) (ditto) 1965 Annual Program

j) Second Five Year Development Plan 1968 - 1972

k) (ditto) 1968 Annual Program

l) (ditto) 1969 Annual Program

m) Presently owned Generating Capacity and Operation Data of Etibank

o) Power Development PLant of Etibank

p) Load Forecast for the Interconnected System estimated by Etibank

5. Others

a) Dogankent H P P Construction Program

b) Design of Dogankent H.P P

c) Principal Features of each Project on Harsit River

d) List of Compensation

e) Revised Summary Reconnaissance Report of Harsit Project

f) Construction Cost of Dogankent H P P

g) Core Material Data from Proposed Borrow Area

Note Among others, 3d) and 5g) were received on 25 of August 1969

第 2 章　　結 論 と 勧 告

第２章　結論と勧告

2.1 結　論

(1) 近年トルコにおける電力需要の伸びは著しく，最近数ケ年の平均伸び率は１２％に及んでいる。これは１９６２年より始まる第一次５ケ年計画及び１９６８年より始まる第二次５ケ年計画の実施による急速な工業化，国民生活水準の向上に起因している。１９６７年におけるトルコ全体の電力需要は需要端で 5,220GWH 2,030MWであるが，１９６９年当初Etibankにより行なわれた需要想定の見直し及び調査団の行なった需要想定によっても，上記電力需要の伸びは今后一層急激化する事が予想され，１９７０年から１９７３年に至る４ケ年の平均伸び率は２３３％，１９７４年から１９８２年にかけては，その伸び率は８％で１９８２年の需要は１９７３年のそれの２倍30,000GWH，6,000MWと想定される。ＤＳＩ及びＥｔｉbankはこの需要にこたえて，中央系統及び東黒海系統に発電設備を増加すべく，現在 Keban，Gockcekayaの大規模水力発電所及びHarsit下流にDOGANKENT発電所の開発を進め更にAYVACIK，KILICKAYA発電所等の計画を推進している。

しかしながら，１９８２年以后には，なほ且つ供給の不足を生じる。

(2) この供給不足に対し，Harsit計画は，東黒海沿岸地域のほぼ中央に位置し，この地域の電力供給地点として極めて適しており，更に別途KEABN発電所の供給信頼度向上のため，380KV送電線がHarsit河沿いに計画されており，これが完成すれば中央系統への送電も容易となる利点をもっている。電源開発計画としてHarsit計画の根幹をなすのは水路式発電所群であって特に現在工事中のDOGANKENT発電所は約7,000mの水路で183mの落差がとれる有利な発電所である。

しかし，DOGANKENT 発電所は調整池をもたない流れ込み発電所であり，この電力をより有効化しHarsit川のもっているポテンシャルを最大限に利用する為に上流に貯水池を建設する必要を生じている。

計画流域内における貯水池建設地点としてTORUL及びKURTUN両Projectが計画されているが，KURTUN Projectは地質調査も進み補償もTorul Projectに比し，比較的容易と思われるので，１９８２年の運転開始を目途に積極的に開発を推進する事が望ましい。

(3) ＤＳＩによって策定されたHarsit河全体計画に基き，これを再検討の結果流域内で開発計画に重要な位置を占める。TORUL及びKURTUN両貯水池の最適規模は下記の通りであ

	TORUL貯水池	KURTUN貯水池
満水位標高	990m	650m
総貯水量	300×10^6 m³	137×10^6 m³
有効貯水量	207.8×10^6 m³	73.34×10^6 m³

(4) KURTUN地点は地形及び地質面からみてHigh Damの建設が可能であり，ダムの高さは基礎岩盤からの約133mとなる。

発電所の出力は61,000KWであり発電された電力は発電所に隣接して設けられた変電所で別途計画されているKeban-Adapazariの380KV送電線にπ引込みで連結され，黒海沿岸地域のみならず西部方面に送電される。

(5) KURTUN発電所に必要な工期は詳細設計及び付替道路などの準備工事を除いて45ケ月であり，運転開始を1982年4月末とすれば建設工事工程は下記の通りである。

工事着手	1978年 8月
河流切替	1979年 7月
コンクリート打設開始	1979年12月
湛水開始	1982年 3月

これらの工事に必要な建設費は概要次の通りである。

	利子率5%	利子率8%
発電設備	$354,366\times10^3$ TL	$367,491\times10^3$ TL
送電設備	$42,033\times10^3$ TL	$43,901\times10^3$ TL
総計	$396,399\times10^3$ TL	$411,392\times10^3$ TL

(6) KURTUN発電所の年間発生電力量及びKWH当り単価は上流TORUL貯水池完成前と完成后に分けて下記の通りとなる。

TORUL完成前

年間発生電力量	200×10^6		KWH
一次電力量	77.5×10^6		KWH
二次電力量	122.5×10^6		KWH
売電可能電力量	197×10^6		KWH
KWH当り単価			
利子率	5%	14.2	Kr/KWH
利子率	8%	20.2	Kr/KWH

TORUL完成后

年間発生電力量	200×10^6		KWH
一次電力量	120×10^6		KWH
二次電力量	80×10^6		KWH
売電可能電力量	197×10^6		KWH
KWH当り単価			
利子率	5%	14.2	Kr/KWH
利子率	8%	20.2	Kr/KWH

KURTUN発電所及びそれの逆調整池をもつAKKOY発電所及び増設后のDOGANKENT 発電所を綜合した場合の年間発生電力量及びKWH当り単価はTORUL完成前と完成后に分けて下記の通りとなる。

TORUL完成前

年間発生電力量	727.0×10^6		KWH
一次電力量	381.0×10^6		KWH
二次電力量	346.0×10^6		KWH
売電可能電力量	716.6×10^6		KWH
KWH 当り単価			
利子率	5%	6.5	Kr/KWH
利子率	8%	9.4	Kr/KWH

TORUL完成后

年間発生電力量	802×10^6		KWH
一次電力量	600×10^6		KWH
二次電力量	202×10^6		KWH
売電可能電力量	790×10^6		KWH
KWH 当り単価			
利子率	5%	5.9	Kr/KWH
利子率	8%	8.6	Kr/KWH

(7) KURTUN計画はそれ自体の便益よりむしろ上流に計画中のTORUL計画とあいまって下流に工事中又は計画中の水路式発電所の便益増を主な目的としている。従って便益は自己のKW及びKWH下流で工事中のDOGANKENT発電所の電力増分及びKURTUN発電所の逆調整池としてKURTUN発電所と同時に開発する必要のあるAKKOY発電所のKW及びKWHによるものである。

超過便益及び便益経費率は次の通りである。

金利5%の場合

	KURTUN	AKKOY	DOGANKENT増設	計
年間便益	19,520	18,220	12,325	50,065
年間経費	27,809	15,672	3,313	46,794
超過便益	−8,289	2,548	9,012	3,271
便益／経費	−	−	−	1.07

金利8%の場合は年間経費が年間便益を超過し，従って開発には比較的低金利の資金を必要とする。

しかし全体計画の開発が完成した場合は超過便益，便益経費率は次の通りとなる。

金利５％の場合

	KURTUN	AKKOY	DOGANKENT増設	計
年間便益	19,520	20,055	14,700	54,275
年間経費	27,809	15,672	3,313	46,794
超過便益	−8,289	4,383	11,387	7,481
便益／経費	−	−	−	1.16

22　勧　　告

本計画は技術的に支障なく，上流TORUL計画及びGUNYUZU計画を含んだHarsit河全体計画を考慮すれば，経済的にもFeasibleであるがKURTUN ProjectのDefinite Studyに先立ち，下記諸項目の調査並びに検討を行なう事が望ましい。

(1)　KURTUN計画は，それ自体単独計画として成り立たず，むしろ下流の水路式発電所の下流増を主とした目的としておりDOGANKENT発電所の増設及びKURTUN発電所の逆調整池をもつAKKOY発電所の完成はKURTUN発電所の運転開始に合せる必要がある。
この為AKKOY発電所の水路経過地の主として地表踏査による地質調査並びにDiversion Damの地質調査

(2)　現地における調査団の勧告により，実施された追加横杭LA−6に河の流れに，ほぼ平行する断層がみられる。
この断層に関する限り貯水池満水位標高650mのダムのアーチスラストに対する地山の安定は特に問題とはならないが，Definite Studyに際してはDam Axisぞい及びダム下流部に横杭による追加の地質調査を行ない断層の有無，その方向，傾斜を確認する必要がある。

(3)　KURTUN貯水池の年間土砂流入量はTORULダム完成前は2.2×10^6 m³，完成后は0.98×10^6 m³と推定される。KURTUN発電所の耐用期間中貯水池有効容量73.34×10^6 m³を確保するため，TORULダムはKURTUN発電所運転開始后５ケ年以内に完成する必要があり又KURTUN貯水池は河川勾配，湛水区域内の地形よりその貯水効率が必ずしも良好でなく又湛水区域内の勾配が平均 1/100 ～ 1/125 である事を考慮すればKURTUN Projectを貯水池式で開発する案に対し，これを水路式で開発する案が代案として考えられる。
この場合の水系全体の開発構想はTORULに満水位標高1015m～970mの貯水池を作り，下流は一連の水路式発電所群で開発する計画となる。現在KURTUN計画は貯水池式で開発すべく調査工事も，その趣旨にそって行なわれており，水路式で開発する場合の水路経過地の地質資料はないが 1/25,000 ～ 1/5,000 地形図によって水路式で開発する場合のKURTUN計画の検討も行なった。
検討結果の詳細は第５章３節及び英文報告書Appendix 4に記載した通りであり現段階において，その経済性は貯水池式に比し大差はなかった。
しかしKURTUN Projectを貯水池式で開発する場合も前段でのべた通り，TORULダム

の建設はKURTUN Project に引続き実施する必要があり，TORULダムサイドの横坑ボーリングによる地質調査は可能な限り早期に実施し，併行してKURTUN Projectを水路式で開発する場合の水路経過地について，地表踏査等による地質調査を行ない，その結果に基いて工事資金の金利，ゲート操作や堆砂等による保守運営上の難易，電力需要のバランス等を考慮してKURTUN開発方式の最終決定を行なう事。

第 3 章　　需　要　想　定

第３章　需　要　想　定

3.1　関　連　地　域

3.1.1　関連地域のあらまし

トルコは，東西約 1,800 km，南北約７５０ km で東西が長く，南は地中海に，北は黒海に面し，面積７８０,５７６ Km² の長方形をした国である。人口は１９６７年の統計によれば，３３,０４４×10³人で，最近の人口増加率は 2.6％となっており，この中の約７０％は農業に従事している。

１９６２年に於けるトルコのG.N.Pは６１,９５６×10⁶ T.L（at 1965 Factor Krice）で人口一人当り 2,１２５T.L であったが，その年トルコ政府は１９６３～１９６７年にわたる第一次５ケ年計画を作成し，工業の発展，国民生活の向上に乗り出した。〔この結果１９６７年に於けるG.N.Pは８５,５５５×10⁶ T.L（at 1965 Factor Price），人口一人当り 2.５９０T.L となった。〕トルコ政府は引続き第二次５ケ年計画（１９６８～１９７２年）を実施中であるが，同計画完了后更に第三次５ケ年計画（１９７３～１９７７年）の実施も考慮している。

１９６７年に於けるトルコ全体の電力需要は需要端で 5,２２０GWH で最近の伸び率は１２％弱である。人口一人当りの電力消費量は１９６７年に於て１５８KWH であったが最近５カ年の伸び率は８～９％を示している。電気の供給を受けている地域の人口は全人口の４０％弱に過ぎないが，その数も年を追って増加している。電気の供給を受けている地域の人口一人当りの電力消費量は１９６７年に於て，４２９KWH だったが，いずれにしてもヨーロッパ諸国に比較してかなり低い値である。

電力の大消費地区は，この国の西部に位置する，North West Anbtolıa，West Anatoliaと呼ばれる地域で，Istanbul，Izmıt，Adapazari，Izmir等の大都市，工業都市が含まれるがこれ等の都市はトルコの経済，産業の中核をなすところである。この２つの地域の電力需要は全国需要の７０％強を占めている。

１９５０年以降の供給力の推移をTable３－１に示した。１９５０年には，供給力の９４％を火力発電に依存していたが，その後に於ける水力発電のめざましい開発によって１９６７年には火力６３.５％，水力３６.５％と水力発電の比率が高くなって来ている。現在，GOCKCEKAYA KEBAN 等の大規模水力の開発が行なわれて居り更にLower Fırat 等の開発も計画されているので，水力発電の比率は今后１０年位は更に増加するものと考えられる。トルコは水力資源に恵まれて居り，その包蔵水力は１９６８年の調査によると１５,０００MW，６５×10⁹KWH と評価されている。その大半は東部に存在しており，１９６８年迄に全体の 4.１％が開発されたにすぎない。

火力発電所は主として西部海岸にある主要工業都市に建設されて居りSeyıtomerの様に豊富に産出する亜炭を燃料とするものが多かったが最近ではAmbarle火力発電所の様に石油を使用するものも建設されている。燃料別の発電量を Table ３－２に示す。１９６７年

では全発生電力量の６１.６％が火力発電によるもので，この中３４.７％が石炭を，２４.４％が石油を燃料としたものである。石油の使用量は，化石燃料から液体燃料への世界的転換の流れに従い今后益々増加することが予想され１９８０年には石炭，石油が肩を並べ，１９８５年には石油が２１.７％と石炭の１３.７％を凌ぐものと考えられている。

トルコの主要発電設備をＴａｂｌｅ3－3に示す。１９６６年末における供給力は水力１３２発電所７３０MW，火力２６０発電所1,300MW，合計2,000MWの設備を有しているが，水力火力とも小規模のものが多く出力５０MWを超えるものは数えるほどしかない。１９６８年現在，発電所容量の最大は，水力ではＳＡＲＩＹＡＲの１６０MW，火力ではAMBARLIの220MW（１１０MW×２）である。

North West AnatoliaとWest Anatoliaでは１５４KV送電線を幹線とする送電系統が構成され相互に連系されて，所謂中央系統を形作っている。東部，中部の電力系統は，現在弧立しているが，１５４KV送電線による連系計画が強力に推進されて居り，１９７０年代の中頃迄には，全国的な連系系統が完成することになっている。又，現在建設中のKeban，Gockcekayaの大規模水力発電所が運開する１９７２年には，KebanからAnkara，Gockcekayaを経由してIstanbulに至る亘長９００kmの３８０KV送電線が完成し，将来はこれを主軸とした３８０KVによる基幹系統を構成する計画がある。

KURTUN Projectのある地域は，トルコの東北部，東黒海沿岸に位置し開発の遅れた地域である。住民の多くは農業で生計を立てている。最近になって漸く工業化へのきざしが見えて来，Samsun附近には銅の製錬工場と肥料工場がGiresunには製紙工場が，ArtvinとErfelekには製材所が建設される計画でMurgulの銅鉱山も近い将来稼動すると考えられる。

現在，この地方の電力供給は市町村によって営なまれているがディーゼルエンジンを主体とした小規模設備で，電気料金は非常に高く５０～１００Krs/KWHとなって居り，中央系統のそれの2～3倍高くなっている。一方ALMUS水力（２７MW）などの様に最近建設された発電所から供給される電力は安価で，供給も安定している為，コストの高い小規模発電設備の増設は差控えられている。

現在，黒海沿岸沿いに１５４KV送電線の建設が進められて居り，１９７０年には中央系統と連系される見込みである。又，１９７０年代の後半にはKeban系の安定送電と，黒海沿岸地域の信頼度向上の為にKEBANより黒海沿岸沿いにAdapazariまで３８０KV送電線を建設し，Samsun等で黒海沿岸の１５４KV系と連系することが考えられている。この送電線はKEBANより黒海沿岸に向けて北上する際，Kurtun地点附近を通過する見込みである為KURTUN発電所はこの送電線にπ引込みされ，その電力は黒海沿岸の需要に供給されるばかりでなく，連系系統の需要にも供給されることになろう。

3.1.2　電気事業の形態

トルコにおける電気事業は全て国家機関によって営まれておりＤＳＩ，Etibank，ＥＥＩＭの３者が主要関係機関である。

ＤＳＩはエネルギー及び天然資源省に属し灌漑事業と共に水力発電所の建設を行なっている。

ＥｔｉｂａｎｋはＤＳＩと同じくエネルギー及び天然資源省に属し全国の主要送電線及び火力発電所を建設し，また保有して居り，トルコ最大の発送電事業体である。

ＥＥＩＭはＥｔｉｂａｎｋの傘下にあり，Ｅｔｉｂａｎｋの保有する電力設備の運営に当っている。

一般に配電事業は各市町村によって営まれている。

3.1.3　ＤＳＩについて

ＤＳＩは１９５３年に法律6,２００号によって設立された国家機関で，同法律により，洪水制御，灌漑及び排水施設の建設及び運営，またこれらに関連する水力発電所の建設を主たる目的とすることが規定されている。

１９６５年現在，１4,０００人の職員を擁し全国に１５のRegional　Officeを有する。

現在ＤＳＩにより工事中の大規模水力発電所にはKEBAN, GOKCEKAYA 両Ｐｒｏｊｅｃｔがある。KEBAN　Ｐｒｏｊｅｃｔがある。KEBAN　Ｐｒｏｊｅｃｔはトルコ東部のＦｉｒａｔ川に多目的ダムを作り大規模貯水池により最終出力 1,２４０MW（１５５MW×８ｕｎｉｔｓ）を発電すると共に下流に灌漑用水を供給しようとするものである。発生した電力は，約９００㎞の３８０KV送電線を新設して首都Ａｎｋａｒａを経由してＩｓｔａｎｂｕｌ迄送られる。この送電線建設を契機として従来孤立して運営されていた電力系統の連系が行なわれる計画が進められて居りトルコの電力事業に大きな足跡を印すものである。

KEBAN　Ｐｒｏｊｅｃｔの第１期工事６２０MWは１９７２年に完成の予定である。

GOKCEKAYA　ＰｒｏｊｅｃｔはＩｚｍｉｔとＡｎｋａｒａの中間に位置して居り最終出力３００MWの大規模貯水池式発電所であり，１９７１年には1.２号機２００MWから，引続いて１９７２年には３号機１００MWが運転開始することになっている。

3.2　需要想定

3.2.1　供給地域

KURTUN地点は，東黒海沿岸地域のほゞ中央に位置して居り，この地域への供給地点として極めて適している。

しかしながら既に述べた様に黒海沿岸系統は１９７０年に，他の孤立した系統の大部分も１９７０年代の中頃迄には，それぞれ中央系統に連系される予定であり，更に１９７０年代の後半にはKEBANよりADAPAZARI 迄，黒海沿岸沿いに３８０KV送電線を建設し，SAMSUN 等で黒海沿岸の１５４KV系統とも連系されることになっている。

この様にして１９８０年迄にはトルコ全土の１００％近くが，Ｉｎｔｅｒｃｏｎｎｅｃｔｅｄ Ｓｙｓｔｅｍより受電することになろう。

KURTUN発電所は１９８２年に運転開始する計画であるが前述の３８０KV送電線にπ引込すると，この電力を，東黒海沿岸地域のみならず西部方面へ送電することも可能である。

Table 3-1 Total Installed Capacity of Power Plant

(Unit : MW)

Year	1950	1955	1960	1965	1967	(%)
Thermal	390	574	861	989	1,270	(63.5)
Hydro	18	38	412	506	731	(36.5)
Total	408	612	1,273	1,495	2,001	(100.0)

Table 3-2 Gross Energy Production According to Source

(Unit : 10^6 KWh, %)

	1950		1955		1960		1965		1967	
High grade coal	435	55.1	561	35.5	417	14.8	513	10.4	423	6.9
Low grade coal	105	13.4	394	24.9	591	21.0	745	15.1	652	10.6
Lignite	137	17.4	338	21.4	533	18.9	998	20.2	1,063	17.2
Liquid fuel	60	7.5	158	10.0	233	8.3	430	8.7	1,506	24.4
Other fuels	28	2.8	40	2.5	40	1.4	88	1.8	153	2.5
Hydro	31	3.8	89	5.7	1,001	35.6	2,167	43.8	2,370	38.4
Total	789	100.0	1,580	100.0	2,815	100.0	4,942	100.0	6,167	100.0

Table 3-3 Major Generating Power Plant

Hydro:

Name of Plant	Location	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh)	Year of Completion
Sariyar	Ankara	160	400	1956
Hirfanli	Ankara	96	400	1960
Kesikkopru	Ankara	76	175	1967
Demirkopru	Manisa	69	192	1960
Seyhan	Adana	54	285	1956

Thermal:

Name of Plant	Location	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh)	Year of Completion
Ambarle	Istanbul	220	1,640	1966
Tuncbilek	Kutahya	129	858	1966
Silahtaraga	Istanbul	120	706	1913
Catalagzi	Zonguldak	120	858	1948
Mersin	Mersin	50	380	1966

従って，需要想定に当っては，トルコ全土を対象地域として考えることとする。

3 2.2　想定期間

需要想定の期間は１９６９年より１９８３年迄の１５年間とした。

KURTUN発電所の規模，開発の時期および供給力の有効化の検討を行なう為には，１５年間の需要想定があれば充分であると考えられる。

3.2 3　既存の需要想定

１９６９年の初めにEtibankにより，需要想定の見直しが行なわれ，これに基ずいて設備増強計画，需給計画が検討されている。

この需要想定の対象地域はInterconnectd Systemとなっているが，現在孤立している系統は，１９７０年代の中頃迄には，中央系統への連系が完了する計画であることから，１９７５年以降は，殆んどトルコ全土をカバーしたものであると見ることが出来よう。

需要想定の方法は所謂解析法（Analytical Method）を用いており，各地域毎にMunicipality, Industry, Irrigation, Others等の分類により想定を行なってこれを積算し，送配電損失所内電力を加えて総需要を算出している。MunicipalityはDomestic and Commercial, Offices, Street Lightingに分類することが出来，IndustryにはTractionも含まれている。Othersは主としてVillageとSmall Customerの需要を対象としている。

Table 3−4にEtibankにより作成された需要想定値を示す。これによると１９７０年から１９７３年にかけて，Interconnected Systemの需要は急増しており，１９７０年から１９７３年に至る４カ年の平均の伸び率は２3.3％となっている。１９７４年から１９８２年にかけては，その伸び率は5.7％から１2.6％の間で変化し，この間の平均の伸び率は８％で，１９８２年の需要は，１９７３年のそれの２倍になっている。尚，１９７０年から１９８２年にかけての平均の伸び率は１2.9％であるが，これはトルコ全土の伸び率を示すものではない。

3.2.4　需要想定

需要想定の方法としては，電力需要を構成する要素別にその需要を想定し，それらを積上げて全体の需要を想定するミクロ的な方法と，需要全体に対する何らかの法則性を見出して想定するマクロ的な方法とがある。Etibankの行なった想定は前者の方法によったものである為，こゝではマクロ的な方法を用いてEtibankの需要想定値をcheckしてみることとした。

その方法として次の３つを採用した。

(1)　過去の電力需要の実績傾向により想定する方法（Trend法）

(2)　GNPと電力需要の相関により想定する方法（GNP法）

(3)　人口１人当りの消費電力量から想定する方法（Per Capita法）

トルコの過去の電力需要の実績を調べると安定した増加率を示して居り，上記３つの想定方

法を用いることは妥当であると言えよう。

尚，需要想定に当っての基本的な数値としては，１９６７年の値が正確さに於て１９６８年のそれよりも優れていると考えられるので各項目共１９６７年の値を使用した。

(1) Ｔｒｅｎｄ法による想定

トルコの過去の消費電力量を，Ｔａｂｌｅ　3－5に示す。これによるとその平均の伸び率は，１９５８年から１９６７年に至る１０年間で１１.５％１９６１年から１９６７年に至る7年間で１１.８％，１９６３年から１９６７年に至る５年間で11.3%となり，かなり安定していると見ることが出来るので，消費電力量は将来共１１.５％で増加するものとした。

又，送配電損失の消費電力量に対する割合は，このところ毎年12.4%程度となっているが，世界の先進諸国の現状は発電々力量に対する割合で言うと，7%から10%程度となっている。勿論，これは地域的な特性により左右される値であり，トルコの様に送電亘長の長い国では，この値を大きく減少させることは困難と考えられるが，将来に於ける系統の充実と，技術上の進歩を考慮して，１９８０年には先進諸国の現状並になるものとし，送電端に於ける発電々力量に対して１０％（消費電力量に対しては１１.１％）となる様毎年漸減するものとした。

所内電力量の消費電力量に対する割合は，１９６７年で5.7％である。
この値は，水火比率により変化するので，今後水力の割合が増大すると考えられる関係上，年々減少して行くものと考えられるが，それを推定することは困難であるので，安全を見て毎年5.7％とした。

想定結果をＴａｂｌｅ　3－6に示す。

(2) ＧＮＰ法による想定

トルコのＧＮＰの１９５１年から１９６８年迄の実績をＴａｂｌｅ　3－7に示す。この表の値は全て１９６５年の価値に換算されたものを用いてある。これによるとその平均の伸び率は，1958年から1967年に至る１０年間は5.0％，１９６１年から１９６７年に至る7年間は5.4％，1963年から１９６７年に至る5年間は6.7％となり，年々，伸び率そのものも増加していることが解る。トルコ政府の第二次５ケ年計画によるＧＮＰの伸び率の目標値は７％となっているが，上記の実績からみて達成可能の数値と考えられる。従って，こゝではＧＮＰの毎年の伸び率として７％をとった。

又，電力消費量（KWH）のＧＮＰ（10^3 ＴＬ）に対する比をとると，Ｔａｂｌｅ　3－7に示す如く，１９６７年では６１.０KWH／10^3 ＴＬで，１９５８年から１９６７年に至る１０年間の平均伸び率は6.２％，１９６１年から１９６７年に至る７年間の平均伸び率は4.８％，１９６３年から１９６７年に至る５年間の平均伸び率は4.３％と漸減の傾向にある。従って，KWH／GNPの毎年の伸び率を4.３％とした。

送配電損失と所内電力量の消費電力量に対する割合は，(1)項と同様に考えた。

想定結果を　Ｔａｂｌｅ　3－8に示す。

(3) Ｐｅｒ　Ｃａｐｉｔａ法による想定

Ｔａｂｌｅ　3－9に見る如くトルコの人口は，１９６７年には33,044×10^3人で，

１９５８年から１９６７年に至る１０年間の平均伸び率は2.６３％，１９６１年から１９６７年に至る７年間は2.５３％，１９６３年から１９６７年に至る５年間も2.５３％とその伸び率はやゝ減少の傾向にあるが，諸外国に比較してかなり高率になっている。人口問題は，トルコが経済的発展を遂げる上に於て，極めて重要な問題であるが，社会的に解決しなければならないものである為に，難しい問題である。従って，その伸び率を想定することも難しいが今後人為的な抑止策が除々にとられるものとして，Ｔａｂｌｅ　３－１０に見る如く，2.５５％から2.３０％迄漸次減少するものとした。

又，人口１人当りの消費電力量の１９５８年から１９６７年に至る１０年間の平均伸び率は8.７％，１９６１年から１９６７年に至る７年間の平均伸び率は9.０％，１９６３年から１９６７年に至る５年間の平均伸び率は8.６％と比較的安定しているので毎年の伸び率として８７％をとることとした。（Ｔａｂｌｅ　３－９　参照）

送配電損失と所内電力量の消費電力量に対する割合は，(1)項と同様に考えた。

想定結果をＴａｂｌｅ　３－１０に示す。

3.2.5　需要想定結果の比較

以上の３つの方法により想定した需要と，Ｅｔｉｂａｎｋのそれとを比較したものをＴａｂｌｅ　３－１１に示す。

我々の行なった３つの方法による想定値の中，ＧＮＰ法による場合が最も大きく，Ｐｅｒ Ｃａｐｉｔａ法による場合が一番小さくなったが両者の差は，１９８３年で2.６％程度に過ぎずほとんど一致していると見て良かろう。尚，３つの方法による想定値の平均値は，Ｔｒｅｎｄ法による想定値と良く一致している。

Ｅｔｉｂａｎｋの想定値と我々の行なった想定値を比較すると１９７０年迄はＥｔｉｂａｎｋの想定値が我々の行なった想定値を下廻っている。これはＥｔｉｂａｎｋの想定がＩｎｔｅｒｃｏｎｎｅｃｔｅｄ　Ｓｙｓｔｅｍに限られて居り，我々と想定対象区域を異にする為である。その後１９７１年から１９８１年の間はＥｔｉｂａｎｋの想定が上廻り，１９８２年になって又，下廻って来ている。

トルコでは，第１次及び第２次５ケ年計画により農業依存から工業化への道を歩んでいるが将来ともこれを推進して行く筈である。

Ｅｔｉｂａｎｋで想定した需要は，１９７０年から１９７３年にかけて，かなりの伸びを示しているが，これは前述の計画に基ずいて各業種別にその需要を想定し積上げを行った為と考えられる。

我々が行なったマクロ的な考察では，需要に質的な変化がある場合でも，これが除々に進行することが隠れた前提になっている為に，これが計画的に変化する場合，例えば第２次５ケ年計画による工業化の推進の為に生ずる工場負荷の急増等は，追跡し得ない。

従って，Ｅｔｉｂａｎｋの想定との間に或る程度の差が出て来るのは止むを得ないことである。１９８０年前後になると，両者の差はかなり減少し，１９８２年では殆んど一致している。

Table 3-4 Load Forecast of Interconnected System by Etibank

Year	Energy Demand (10^6 kWh)	Peak Demand (MW)
1969	6,700	1,180
1970	7,600	1,400
1971	10,300	1,910
1972	12,200	2,260
1973	15,500	2,800
1974	16,600	3,040
1975	18,700	3,430
1976	19,900	3,650
1977	21,400	3,960
1978	23,000	4,250
1979	24,600	4,560
1980	26,000	4,815
1981	29,200	5,400
1982	31,000	5,740

Table 3-5 Historical Energy Consumption in Turkey

Year	Net Energy Consumption (GWh)	Network Losses (GWh)	Plant Auxiliaries (GWh)	Gross Energy Production (GWh)
1950	679	49	61	790
1951	764	56	68	888
1952	879	61	81	1,020
1953	1,012	101	87	1,200
1954	1,192	113	98	1,402
1955	1,347	123	110	1,580
1956	1,545	147	128	1,819
1957	1,757	165	134	2,057
1958	1,962	202	140	2,303
1959	2,170	264	159	2,587
1960	2,396	279	140	2,815
1961	2,585	283	143	3,011
1962	3,059	329	171	3,560
1963	3,406	422	155	3,983
1964	3,767	470	215	4,451
1965	4,202	521	219	4,942
1966	4,700	580	255	5,535
1967	5,220	648	299	6,167
1968	5,821	724	334	6,879

Table 3-6 Load Forecast (Trend Method)

Year	Net Energy Consumption		Network Losses		Plant Auxiliaries		Gross Energy Production GWh
	Increase (%)	GWh	Ratio to Net Energy Consumption (%)	GWh	Ratio to Net Energy Consumption (%)	GWh	
1967	11.5	5,220	12.4	648	5.7	299	6,167
1968	11.5	5,820	12.3	720	5.7	330	6,900
1969	11.5	6,490	12.2	790	5.7	370	7,700
1970	11.5	7,240	12.1	880	5.7	410	8,500
1971	11.5	8,070	12.0	970	5.7	460	9,500
1972	11.5	9,000	11.9	1,070	5.7	510	10,600
1973	11.5	10,040	11.8	1,190	5.7	570	11,800
1974	11.5	11,190	11.7	1,310	5.7	640	13,100
1975	11.5	12,480	11.6	1,450	5.7	710	14,600
1976	11.5	13,920	11.5	1,600	5.7	790	16,300
1977	11.5	15,520	11.4	1,770	5.7	890	18,200
1978	11.5	17,300	11.3	1,960	5.7	990	20,300
1979	11.5	19,290	11.2	2,160	5.7	1,100	22,600
1980	11.5	21,510	11.1	2,390	5.7	1,230	25,100
1981	11.5	23,980	11.0	2,640	5.7	1,370	28,000
1982	11.5	26,740	10.9	2,920	5.7	1,520	31,200
1983	11.5	29,820	10.8	3,220	5.7	1,700	34,700

Table 3-7 Gross National Product of Turkey (1950 - 1968)

Year	Gross National Product at 1965 Factor Prices 10^6 TL	Net Energy Consumption GWh	kWh/GNP	
			kWh/10^3 TL	Increase %
1950	33,933	679	20.0	-
1951	39,026	764	19.6	-0.2
1952	42,390	879	20.7	5.6
1953	47,129	1,012	21.5	3.9
1954	42,939	1,192	27.8	29.3
1955	46,142	1,342	29.1	4.7
1956	49,285	1,545	31.3	7.6
1957	52,433	1,757	33.5	7.0
1958	55,121	1,962	35.6	6.3
1959	57,342	2,170	37.8	6.2
1960	59,480	2,396	40.3	6.6
1961	58,613	2,585	44.1	9.4
1962	61,956	3,059	49.4	12.0
1963	66,728	3,406	51.0	3.2
1964	69,994	3,767	53.8	5.5
1965	73,217	4,202	57.4	6.7
1966	80,445	4,700	58.4	1.7
1967	85,555	5,220	61.0	4.5
1968	91,337	5,821	63.7	4.4

Table 3-8 Load Forecast (GNP Method)

Year	Gross National Product		kWh/GNP		Net Energy Consumption GWh	Network Losses		Plant Auxiliaries		Gross Energy Production GWh
	Increase (%)	10^6 TL	Increase (%)	kWh/10^3 TL		Ratio to N.E.C. (%)	GWh	Ratio to N.E.C. (%)	GWh	
1967	-	85,555	-	61.0	5,220	12.4	648	5.7	299	6,167
1968	7.0	91,540	4.3	63.6	5,820	12.3	720	5.7	330	6,900
1969	7.0	97,950	4.3	66.3	6,490	12.2	790	5.7	370	7,700
1970	7.0	104,810	4.3	69.2	7,250	12.1	880	5.7	410	8,500
1971	7.0	112,150	4.3	72.2	8,100	12.0	970	5.7	460	9,500
1972	7.0	120,000	4.3	75.3	9,040	11.9	1,080	5.7	520	10,600
1973	7.0	128,400	4.3	78.5	10,080	11.8	1,190	5.7	570	11,800
1974	7.0	137,390	4.3	81.9	11,250	11.7	1,320	5.7	640	13,200
1975	7.0	147,010	4.3	85.4	12,550	11.6	1,460	5.7	720	14,700
1976	7.0	157,300	4.3	89.1	14,020	11.5	1,610	5.7	800	16,400
1977	7.0	168,310	4.3	92.9	15,640	11.4	1,780	5.7	890	18,300
1978	7.0	180,090	4.3	96.9	17,450	11.3	1,970	5.7	990	20,400
1979	7.0	192,700	4.3	101.1	19,480	11.2	2,180	5.7	1,110	22,800
1980	7.0	206,190	4.3	105.4	21,730	11.1	2,410	5.7	1,240	25,400
1981	7.0	220,620	4.3	109.9	24,250	11.0	2,670	5.7	1,380	28,300
1982	7.0	236,060	4.3	114.6	27,050	10.9	2,950	5.7	1,540	31,500
1983	7.0	252,580	4.3	119.5	30,180	10.8	3,260	5.7	1,720	35,200

Note: N.E.C. = Net Energy Consumption

Table 3-9 Population and Net Energy Consumption per Capita in Turkey (1950 - 1967)

Year	Population x 10^3	Net Energy Consumption GWh	Net Energy Consumption per Capita	
			kWh/capita	Increase %
1950	20,947	679	32.4	-
1951	21,634	764	35.3	9.0
1952	22,219	879	39.6	12.2
1953	22,818	1,012	44.4	12.1
1954	23,433	1,192	50.9	14.6
1955	24,065	1,342	55.8	9.6
1956	24,771	1,545	62.4	11.8
1957	25,498	1,757	68.9	10.4
1958	26,247	1,962	74.8	8.6
1959	27,017	2,170	80.3	7.4
1960	27,755	2,396	86.3	7.5
1961	28,446	2,585	90.9	5.3
1962	29,154	3,059	104.9	15.4
1963	29,880	3,406	114.0	8.7
1964	30,623	3,767	123.0	7.9
1965	31,391	4,202	133.9	8.9
1966	32,207	4,700	145.9	9.0
1967	33,044	5,220	158.0	8.3

Table 3-10 Load Forecast (kWh/capita Method)

Year	Population		Net Energy Consumption per Capita		Net Energy Consumption GWh	Network Losses		Plant Auxiliaries		Gross Energy Production GWh
	Increase (%)	x 10^3	Increase (%)	kWh/capita		Ratio to N.E.C. (%)	GWh	Ratio to N.E.C (%)	GWh	
1967	-	33,044	-	158	5,220	12.4	648	5.7	299	6,167
1968	2.55	33,890	8.7	172	5,830	12.3	720	5.7	330	6,900
1969	2.55	34,750	8.7	187	6,500	12.2	790	5.7	370	7,700
1970	2.55	35,640	8.7	203	7,230	12.1	870	5.7	410	8,500
1971	2.53	36,540	8.7	221	8,080	12.0	970	5.7	460	9,500
1972	2.53	37,460	8.7	240	8,990	11.9	1,070	5.7	510	10,600
1973	2.53	38,410	8.7	261	10,030	11.8	1,180	5.7	570	11,800
1974	2.50	39,370	8.7	284	11,180	11.7	1,310	5.7	640	13,100
1975	2.50	40,350	8.7	309	12,470	11.6	1,450	5.7	710	14,600
1976	2.50	41,360	8.7	336	13,900	11.5	1,600	5.7	790	16,300
1977	2.45	42,370	8.7	365	15,470	11.4	1,760	5.7	880	18,100
1978	2.45	43,410	8.7	397	17,230	11.3	1,950	5.7	980	20,200
1979	2.45	44,470	8.7	432	19,210	11.2	2,150	5.7	1,090	22,500
1980	2.40	45,540	8.7	470	21,400	11.1	2,380	5.7	1,220	25,000
1981	2.40	46,630	8.7	511	23,830	11.0	2,620	5.7	1,360	27,800
1982	2.40	47,750	8.7	555	26,500	10.9	2,890	5.7	1,510	30,900
1983	2.30	48,850	8.7	603	29,460	10.8	3,180	5.7	1,680	34,300

Table 3-11 Comparison of Load Forecast

Year	Whole Country Estimate by Survey Team			Interconnected System Estimated by Etibank
	Trend Method	GNP Method	kWh/capita Method	
1969	7,700	7,700	7,700	6,700
1970	8,500	8,500	8,500	7,600
1971	9,500	9,500	9,500	10,300
1972	10,600	10,600	10,600	12,200
1973	11,800	11,800	11,800	15,500
1974	13,100	13,200	13,100	16,600
1975	14,600	14,700	14,600	18,700
1976	16,300	16,400	16,300	19,900
1977	18,200	18,300	18,100	21,400
1978	20,300	20,400	20,200	23,000
1979	22,600	22,800	22,500	24,600
1980	25,100	25,400	25,000	26,000
1981	28,000	28,300	27,800	29,200
1982	31,200	31,500	30,900	31,000
1983	34,700	35,200	34,300	-

Etibankの想定と我々の想定とでは中間年度に於てかなりの差が出ているが，後年度に於ては，両者の差は，極めて小さいので，KURTUN Projectの計画の検討にはEtibankの想定結果を使用することとした。

3.2.6 負荷曲線の想定

トルコでは電力需要のPeak値は11月が12月に現われるが，11月と12月は渇水期に当る為，これ等の月が需給関係に於て最も苦しい期間になる。しかしながら，出水状態を考えると，12月の方が，よりSevereなど言えよう。従って，Dailyの需給バランスを検討する為に，12月最大負荷日のDaily Load Curveをとることとした。

Interconnected System の Annual Load Factor は，トルコ全土のそれよりも10%程高く，1964年で63.6%，1966年で621%となっている。又，Interconnected Systemに対するDaily Load Factorは，75%程度となっている。

しかしながら将来，計画が実行されて需要密度の低い地域がInterconnected Systemに吸収されると，Daily Load Factorは減少するものと考えられる。

本報告に於いては，需要想定期間を通して，Annual Load Factorは623～61.6%とし，Daily Load Factorは73%一定とした。

Daily Duration curveの形状は，Interconnected System の Daily Load Curveの実績を参考にし，且つ，需給バランスの検討に便利なようにそれをモデル化したものとした。

第3－12表　Daily Duration Curveの形状

Hour			%
0 ～ 3	(3)		100
3 ～ 7	(4)		85
7 ～ 11	(4)		80
11 ～ 14	(3)		75
14 ～ 17	(3)		70
17 ～ 24	(7)		51.5

3.2.7 需給バランス

先に想定した需要を賄う為に，新しい供給力を開発し，両者をバランスさせる必要がある。その為には，最も合理的且つ経済的な方法で，水力と火力を組合せ，これらの運開時期を決めなければならない。

我々はEtibankの資料と助言を得て，需要と供給力に於けるKWとKWHのバランス及び新規水力の発電原価等を考慮し，第3－13表の如き開発計画を作成した。

この開発計画を作成するに当って留意した点は次の如くである。

(1) 開発計画は，需要想定期間に合せて１９８３年迄とした。

(2) １９７２年迄に運開する計画の発電所は既に着工されていると考えられるので，１９７３年以降に運開する予定のものだけを検討の対象とした。しかしながら，１９７３年の需要は，１９７２年迄に運開する供給力で充分賄えるので，新規開発の必要がなく，１９７４年にはKEBAN発電所の５～６号機を増設すれば良いので，実際は１９７５年以降の検討に力をそそぐこととした。

(3) 供給力構成としては，大規模な水火力に，中・小規模の水力を組合せることとした。

(4) １９７０年代には水力が全供給力の⅔になり，供給能力が出水状況に大きく左右されることを考慮してKW Balanceは１２月出力を対象にKWH BalanceはFirm Energyを対象にした。予備力は，Firm Energy Supply Capabilityで５％を持つことを目標としたが，この様にすればKWの供給能力は充分大きくなると考えられる。

(5) 水火力発電所の運開月は全て７月とした。従って運開した年は，通常の年間発生電力量の½が発生することになる。火力は水力と違って，どの月に運開しても良いので，需要の動向によって，将来運開月を調整することは容易である。

(6) KURTUN Projectは，AKKOY Project，DOGANKENT Extension Projectと相俟って開発するのが有利であるが，Ayvacik ProjectとKILICKAYA Projectが先行し，１９７０年代の後半に於ける黒海沿岸地方の需要も満すことになる為，これ等より数年遅れて開発し，黒海沿岸地方のみならず，Interconnected Systemの供給力の一部として，１９８２年に運開することとした。

(7) 設備の老朽化による既設火力の休廃止（Retirement）を，１９８０年に100MW，１９８２年に200MW考慮した。

3.2.8 開発の実施

KURTUN発電所が運用する１９８２年迄にはトルコ全土の大部分が所謂Interconnected Systemに包含されている筈であり又この発電所は380KV送電線に引込まれる計画なのでその電力は西部方面へも一部送電されることになるがSamsun変電所を通して黒海沿岸地域へも供給され更にGirsun又はTrabzonに380KV変電所が出来てKURTUNからの380KV送電線を引込む様になれば，その電力の殆んどは黒海沿岸地域で消費されることになろう。

従って，KURTUN発電所はInterconnected Systemの発電所の一つであると同時に，黒海沿岸地域の発電所　－つまり黒海沿岸地域の需要を賄う為の発電所－　と言えよう。需給バランスの上からは当然Interconnected Systemの１発電所であるが，その発生電力の質から言えば寧ろ黒海沿岸地域の発電所であるべきものと考えられる。

従って，KURTUN発電所のPlant Factorは黒海沿岸地域に見合うものが良いことになる。しかしながら我々が調査した時点では，この地域は各市町村が電気的に孤立して居り地

域全体としてのLoad Curveの把握は困難であったので我々は，KURTUN発電所のPlant Factorを第5章に見る如くダム式水力として一般的に考えられる25％前後で考えた。

Interconnected Systemに於けるKURTUN発電所の役割を見る為に1982年12月の日間の需給バランスを作るとFig3−1とFig3−2の如くなる。

この検討には第3章32.6で想定したDaily Duration Curveを用いた。出水状態による影響を見る為，Average Year と Dry Yearについて検討したが水力供給力は，Average Yearに対しては12月出力を，Dry YearにはDependable Capabilityをとった。しかしDependable Capabilityが不明な時は，12月出力で代用した。同様にEnergyに対してはAverage Year は Daily Energy Outputを，Dry YearはFirm Daily Outputを採用した。

トルコに於ける発電所の貯水池の殆んどは，大容量のものであるので，上記の仮定をしても，非常に大きな誤りを生じないと考えられる。更に，水力供給力はDaily Load Curveのpeak部分を受け持っこととし，運開した順に投入することとしたから，KebanとKarakayaは非常に大きな電力量を持ち，高いPlant Factorで運転する様設計されているので，火力発電所とともに，Daily Load Curveのbase部分を受け持っこととした。

検討に使用した水，火力発電所の値をTable3−14とTable3−15に示す。この結果，KURTUN発電所の出力は，Average Yearの場合は運開当初の1982年から全出力が有効に働くが，Dry Yearの場合は運開后2〜3年間は潜在を生じる可能性がある。KURTUN発電所の運開はダムの貯水を考慮して1982年4月が適当であると考える。

Table 3-13 Interconnected System Capability and Demand

Year	Plant	Plant Capability			System Capability			Demand	
		MW (Dec)	GWh (Av)	GWh (Dry)	MW (Dec)	GWh (Av)	GWh (Dry)	MW	GWh
1974		-	-	-	3,663	20,063	18,522	3,040	16,600
1975	Ayvacık 1.2	250 (200)	900	640					
	Oymapınar	220	1,440	750					
	Aslantas	85	606	355					
	-	-	-	-	4,218	21,536	19,395	3,430	18,700
1976	Nuclear	400	3,000	3,000					
	Ayvacık 3	125	158	90					
	-	-	-	-	4,743	24,588	21,812	3,650	19,900
1977	Balahor	46	227	136					
	Kılıckaya	120	337	281					
	Ayvacık 4	125	159	90					
	-	-	-	-	5,034	26,529	23,611	3,960	21,400
1978	Cıldır	15	30	30					
	Cavızlık	50	310	160					
	Adıguzel	85	488	335					
	-	-	-	-	5,184	27,304	24,127	4,250	23,000
1979	Elbıstan 1.2	300	1,840	1,840					
	-	-	-	-	5,484	28,638	25,309	4,560	24,600
1980	Karakaya 1.2.3	600	4,100	4,100					
	Retirement	-100	-500	-500					
	-	-	-	-	5,984	31,358	28,029	4,815	26,000
1981	Elbıstan 3.4	300	1,840	1,840					
		-	-	-	6,284	34,078	30,749	5,400	29,200
1982	Zonguldak	300	1,840	1,840					
	Kurtun	61	202	127					
	Akkoy	40	196	158					
	Dogankent (ext.)	37	100	81					
	Karakaya 4.5	400	2,200	1,520					
	Retirement	-200	-1,000	-1,000					
		-	-	-	6,922	36,767	33,032	5,740	31,000
1983	Karababa 1.2.3	600	3,500	3,500					
		-	-	-	7,592	40,286	36,145	(6,200)	(33,500)

Table 3-14 Hydroelectric Power Plants

Power Plant	Year of Start of Operation	Installed Capacity (MW)	December Output (MW)	Annual Energy Average Year (GWh)	Annual Energy Dry Year (GWh)
Almus	1966	27	27	87	35
Sarıyar	1956	160	180	400	310
Kesikkopru	1967	76	76	175	160
Demirkopru	1960	69	72	192	130
Kemir	1958	48	48	145	80
Gokcekaya	1971	300	300	570	500
Hirfanlı	1959	96	93	400	200
Seyhan	1958	54	50	285	243
Kadıncik	1970	127	120	565	340
Keban 1-4	1972	620	600	4,600	4,600
Keban 5-6	1974	310	300	1,000	550
Ayvacik 1,2	1975	250	250	900	640
Ayvacik 3	1976	125	125	159	90
Ayvacık 4	1977	125	125	158	90
Aslantas	1975	127	85	606	355
Oymapinar	1975	270	220	1,440	750
Kılıckaya	1977	120	120	337	281
Balahor	1977	46	46	227	136
Cevizlik	1978	50	50	310	160
Adiguzel	1978	106	85	488	335
Karakaya 1,2,3	1980	600	600	4,100	4,100
Kurtun	1982	61	61	202	127
Akkoy	1982	40	40	196	158
Dogankent (ext.)	1982	37	37	100	81
Miscellaneous dam type hydro	-	76	58	348	257
Miscellaneous run of river type hydro *	-	204	160	1,110	835

Note: * Contains Existing Dogankent (32.8 MW)

Table 3-15 Thermal Power Plants

Power Plant	Year of Start of Operation	Installed Capacity (MW)	Maximum Continuous Rating(MW)	Annual Energy (GWh)
Catalagzi	1948	6 x 20	120	775
Tuncbilek	1956	2 x 32 + 60	120	830
Ambarli	1967	2 x 110	230	1,610
Silahtar	1913	120	80	500
Mersin	1963	4 x 25	100	700
Ambarli 3	1970	1 x 110	115	800
Ambarli 4,5	1970	2 x 150	300	2,100
Hopa	1970	2 x 25	50	350
Miscellaneous	-	193	165	825
Seyitomer 1	1971	1 x 150	150	1,120
Seyitomer 2	1972	1 x 150	150	1,120
Nuclear	1976	1 x 400	400	3,000
Elbistan 1,2	1979	2 x 150	300	1,840
Elbistan 3,4	1981	2 x 150	300	1,840
Zonguldak	1982	1 x 300	300	1,840

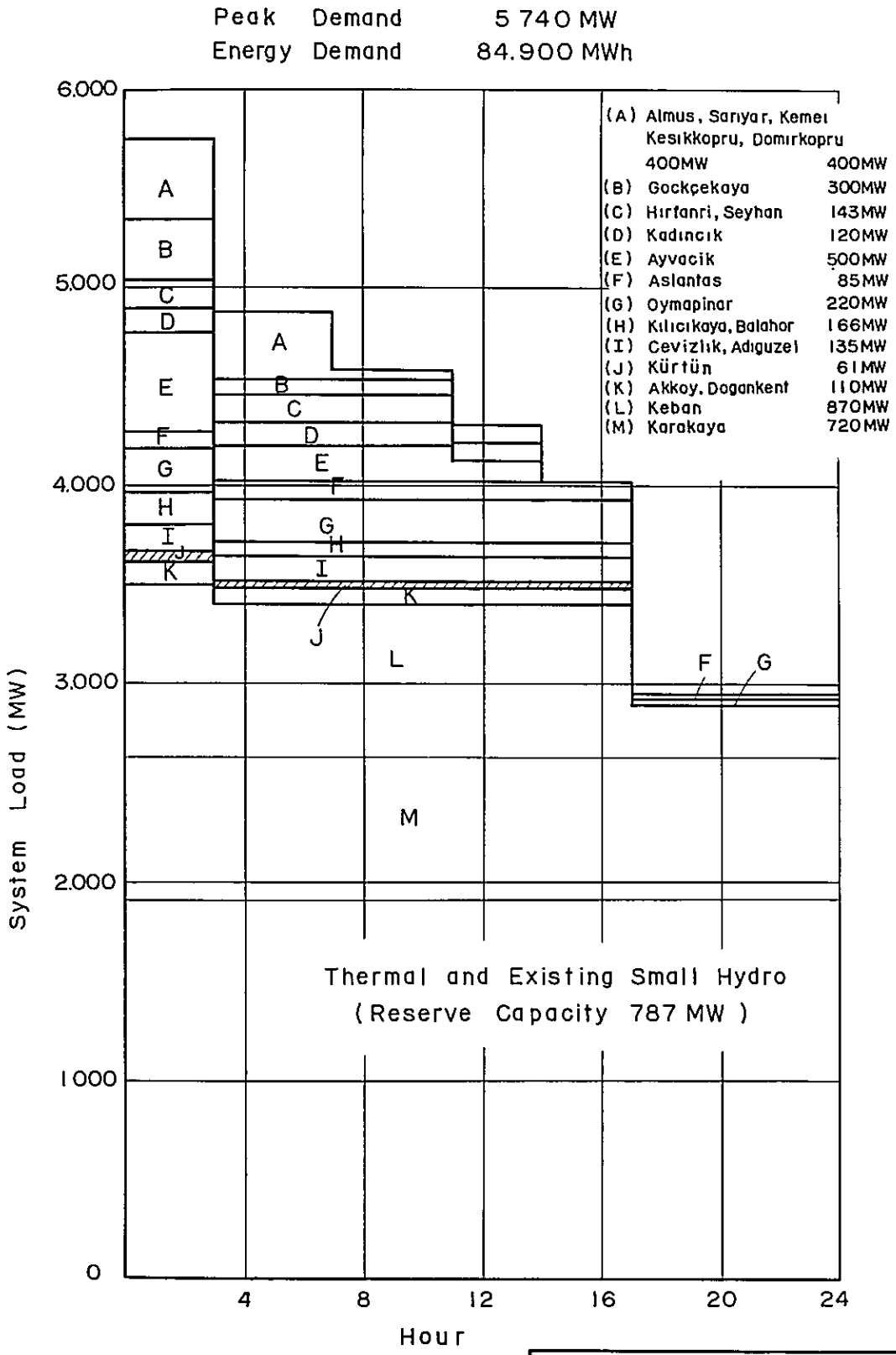


Fig. 3 – 1

Operation Pattern of Interconne -cted System Anticipated in December 1982

(Average Hydro Year)

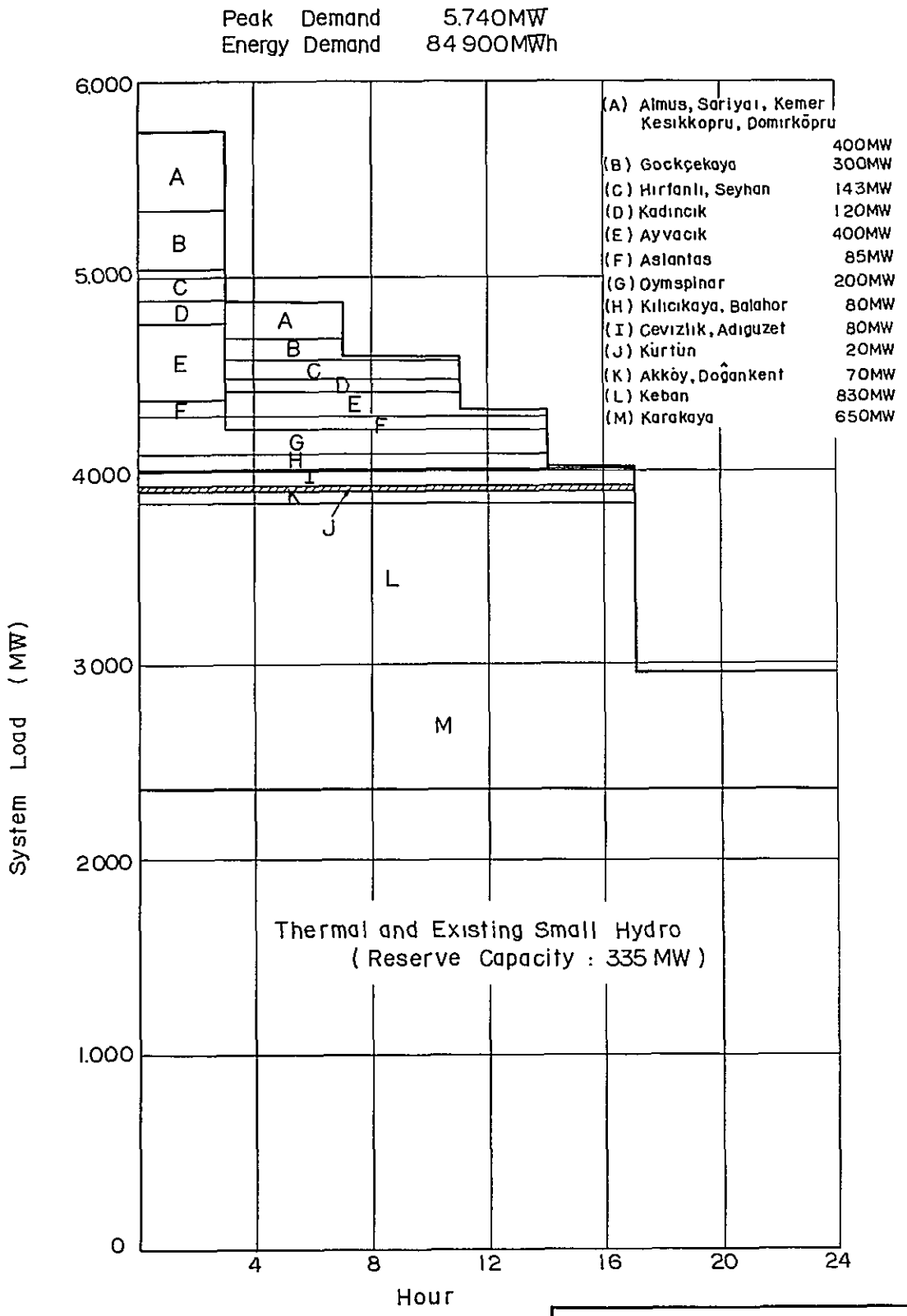


Fig. 3 – 2

Operation Pattern of Interconnected System Anticipated in December 1982
(Dry Year)

第 4 章　　計　画　概　要

第４章　計　画　概　要

4.1　計画地域の概要

4 1.1　Harsit川の概要

Project Areaはトルコ北部北緯40°15′と41°00′，西経38°40′と39°55′の間に位置し，地域内で開発の対象となっている主なる河川はHarsit川及びGelevela Creekである。Harsit川はその源を黒河沿岸に平行に走る標高2,500m～3,000mの一連の山脈に発し，ほゞ南北の方向に流下してTIREBOLUの東5km地点で黒海に注いでいる。Gelevela CreekはHarsit河の西側に隣接し，Harsit川と平行して流下しHarsit川の河口より西13kmの地点で黒海に注いでいる。

流域の周囲をとりかこんでいる主な山は南側にAbdalmusa（標高3,332m），東側にZulfe（標高2,750m），北東側にCakirgol（標高3,060m），西側にAlacadag（標高2,180m）があり，これらによって他の流域と区分されている。Harsit川の主な支流としてGumushaneとTORULの間でIkisuとCit Creekが，TORULとKurtunの間でManastirとErikbeli Creekが，Harsit町でKavraz Creekが本流と合流している。

Harsit川の流域面積は3,270sq・km，Gelevela Creekの流域面積は7,885kmである。

Project Areaで開発の主な対象となっているHarsit川の平均河川勾配は1/100で，所謂急流河川と称する事が出来る。

Harsit川の上流部は典型的なトルコ内陸部を通過するがTORULダムサイトより下流は容相が異り，いわゆるEastern Black Sea Costal Areaを通過する。

このため，上流部と下流部では河川の流況は著しく異り，夫々を代表するTORUL測水所（DSI）とGivis測水所（DSI）の単位流域面積当りの流量を比較すれば次の通りとなる。

TORUL測水所	253,000	m³/Km²
GIVIS測水所	330,000	m³/Km²

出水期は3月～6月の4ケ月間で，その間の流出量は年間流量の70％に達し，年間流量のこのFluctnationを調整するためTORUL及KURTUN両ダムの建設が計画されている。

現在Project Area内においてHarsit電源開発計画の一環としてHarsit川の下流部に1968年よりDOGANKENT発電所の第1期工事が行なわれており，運転開始は1970年の予定である。

DOGANKENT発電所は7,127mのトンネルをもつ水路式発電所で発生した電力は154KVの送電線によってTrabsonに送電されている。

第1期工事としてトンネル延長7,127 mの中2,000 mは Daily調整用として35 m²断面，残り5,127 mは20 m²断面で施工され，8.2MW×4台＝32.8MWの設備容量をもっているが，上流に計画されているTORUL及KURTUN両貯水池の完成后はトンネル最大通水量45 t/sに拡巾出来，最終設備容量70,000KWに増設する事が可能である。

計画中のTORUL及びKURTUN両ProjectはHarsit川における大貯水池式発電所であり，その建設によって得られる貯水池によって年間流量を調整し，これとHarsit河のもっている1,000 mに及ぶ落差を有効に利用して，急増する黒海沿岸及びトルコ西部地域の電力需要に対応させようとするものである。

4.1.2 地　質

Harsit川流域には上部白亜紀に属する地層が最も広く分布する。

この時代に属する岩石はConglomerate, Sandstone, Maly, Shale, Limestone, Fcysch, Tuffなどのほか Andesite, Basalt, Agglomerate, Fhyo-Liteなどの火山岩もあり，Harsit川流域にはむしろ火山岩類の分布が広い。これら上部白亜紀の地層を貫いてEoceneまたはそれ以後のGraniteやGrano Diorite の火成岩がある。Torul及びその南西にはかなり広くEoceneに属する火山岩類やFlysch Clements (Sandstone, Conglomerate, Shale, Marl, Occasionally Limestone)が上部白亜紀の地層をおゝっている。また，Gumusane及びその南西には古生代のQuartziteやGraniteが分布している。

(1) TIREBOLU DAM

河巾はかなり広く，左岸斜面は急な崖となっているが，右岸はかなりゆるやかな斜面となっている。基盤の岩石は左右岸ともRhyoliteであり柱状節理が発達していて割れ目はかなり多いが岩石は堅硬である。

左岸部は割れ目が多いが堅硬なRhyoliteが広くあらわれているが，右岸部は表土及び崖錐に広くおおわれており，岩盤の風化も左岸部より，やゝ深いと思われる。河床には広く砂礫が堆積しており，その厚さはDSIの電気探査によると37 mである。コンクリート骨材はダムの上下流に広く分布する河床砂礫が使用可能と思われる。

(2) ASLANCIK発電所とトンネル

トンネル及びペンストックルートは上部白亜紀の火山岩類が分布する。それらはBasalt, Andesite, Rhyolite,などであり，それらはかなりひどく変質をうけ珪化作用をこうむっている。しかし一般に堅硬であるが所によっては断層などのため軟弱化している部分もある。

発電所地点は水平に近い柱状節理の発達するRhyoliteであり，岩石は堅硬で表土及び崖錐堆積物も薄い。河床には広く粗粒の砂礫が堆積しており，その厚さは25～30 mと推定される。コンクリート骨材はHarsit川に広く堆積する砂礫を使用できるものと思われ

る。

(3) KURTUN Dam Site

河巾は軸附近で30～40 mあり左岸斜面は40°位い右岸は左岸よりやゝ緩かで，ほゞ35°位いの傾斜が標高710 m続き，それ以上は10°前後のゆるやかな斜面となっている。基盤の岩石はおもにGrano Dialiteであるが，その他Andesit, Porphyrite, Cristalinle, Limestone, Granodialiteは多くの異種岩石を補護岩としてとりこんでおり，それらは完全にGrano Dialiteに同化しきってないため地質図としては非常に複雑なものになっている。

河床には広く砂礫が堆積し，その厚さは約20 mである。

(4) AKKOY発電所とトンネル

トンネルとペンストックルートには上部白亜紀の火山岩類がおもで一部 Grano Dioriteが分布する。これらの岩石は堅硬であるが割れ目に富んでいる。発電所地点の岩盤はbasaltであり，表土や崖錐堆積物は薄い。Harsit川の砂礫の堆積はかなり厚く15～20 mと推定される。コンクリート骨材はこの砂礫が使用できると思われるがQuarryとなるような良好な地点も付近にある。

(5) KARACUKUR発電所とトンネル

トンネルとペンストックルートは上部白亜紀の火山岩類である。これらは，堅硬であるが割れ目の多いBasaltやAgglomerateで構成されている。発電所位置の岩盤は堅硬なBasaltであり表土や崖錐も薄く岩盤が全面に露出している。斜面の傾斜は急で川巾が狭いため，発電所は地下式とならざるを得まい。河床砂礫の厚さは5～6 m程度と推定される。コンクリート骨材は良好なQuarryとなりうる岩盤が付近にある。

(6) TORUL DAM

岩盤にGrano Diorite乃至Basaltであり堅硬であるが，こまやかな割れ目が非常に多い。左岸は標高の高い部分には岩盤が露出しているが低い部分は，かなり広く崖錐におおわれており，その厚さは最も厚い部分で6～7 mあるものと推定される。河床部には粗粒の砂礫が堆積しており，その厚さは15 m程度と推定される。右岸はほゞ全面に岩盤が露出しており崖錐は殆どなく斜面の凹凸がはげしい。

ダムサイト上流約200 mの左岸道路斜面に相当の湧水があり，そのためTravertineを形成している。コンクリート骨材はQuarryとなりうる良好な岩盤が付近にいくらでもある。

(7) GUNYUZU発電所と取水ダム及びトンネル

DSIの報告書によると取水ダム地点及び支水路トンネルルートはAndesite, Basalt, Dacite, Agglomerateなどの上部白亜紀の火山岩類が分布している。発電所及びペンストックルートは上記火山岩類とGraniteが分布し，表土及び崖錐も薄く堅硬な岩盤が露出している。Harsit川左岸の水際からすぐ急な斜面となっている。

4.1.3　気象・雨量

計画地域の気象は東黒海と中アナトリアの気象の中間に属する。1年は3月から5月の春，6月から8月の夏，そして9月から11月の秋，12月から2月の冬の4シーズンに分けられる。この地域の雨量は黒海の前線によってもたされる。そして雨量は谷間において少く山間部で多い。

Fig4−6は計画地域及びその周辺の月雨量の分布を示す。

この図によって，内陸の雨量は主として春に降り，一方黒海沿海のそれは秋と冬にある。

EIEの資料をもとに作成された計画地域の年雨量の等雨量曲線はFig4−7に示す。

これによれば，Harsit川流域の年雨量はTorulにおいて500㎜，Kurtunにおいて550㎜，GIRIS(DOGANKENT)において600㎜そして流域全体の平均は約700㎜である。そして一般的傾向として黒海沿岸で多く，内陸では少い。

Fig4−8は計画地域の年雨量の変動である。

これによれば，年雨量のサイクルは約10年であるが各年の変動は比較的少い。

一般的に，沿岸地域の気温は温暖であるが黒海の影響を受けた内陸部では低く冬期には−10℃から−15℃に下がる。

Giresunのデータをもととした平均月最大平均最低気温はFig4−9に示す。KURTUN Siteでの気温は一般的に使われる気温逓減率の条件に従ってGiresunから35℃差引くことにより求められる。

4.2.　全体計画

Harsit Projectは急増する電力需要に応ずるため1950年より電源開発単独の計画として立案され，その後，種々の検討を経て1967年DSIによって流域全体のReconnassance Reportが作成された。

1900年上記の調査に基いてDOGANKENT発電所第1期工事がトルコ自身によって始められ，その最終計画は上流に予定されているTORUL，KURTUN両貯水池の規模決定をまって決定されるものである。

一方Harsit川に隣接し，これと平行してGelevela CreekがありHarsitの川口13㎞西で黒海に注いでいるが，検討の結果Gelevela Creekの上流に貯水池を設け，この貯溜水をDOGANKETの直上流でHarsit河に分水する事が経済的なので，Harsit全体計画にはHarsit川及びGelevela Creekを包括する事とする。

季節的に変動の激しい河川の流量を調節する為，High Damを建設するダムサイトとしてDSIはKURTUN，TORUL両ダムサイトを撰定しており，現地調査に基く調査団の意見も同一である。

KURTUNダムについては現在ダムサイト附近の横坑ボーリングによる地質調査工事が行なわれているが，TORULダムサイトの地質調査は地表踏査の段階である。

計画の策定に当っては下記の事項に留意した。

(1) 流域で発電する電力は先づ黒海沿岸の電力需要を対象として開発されるが，最終的には現在計画中のKeban－黒海沿岸－アンカラ－イスタンブールを結ぶ380KVの送電線がHarsit川沿いに建設される予定なので，これにπ連結する。

(2) 従って開発された電力は黒海沿岸地域を含めたトルコ全体で取上げなければならない。

(3) 開発時期は需要の伸び及び他の開発予定地点等を考慮すれば1982年以降と考えられその時期においては全系統の所要電力は6,000MWと想定される。この場合流域より発生する500MW程度の電力の消化は特定のLoadを考慮しなくても可能なので，貯水池のOperation StndyはLoad Curveに適応する様に調整する事はしないで，経済的に最大のEnergyを取る事を目的とした。

(4) 已にDSIによって作製されているHarsit川開発計画の経過及び既に工事中のDOGANKENT発電所の規模を尊重して計画の策定を行った。

第5章で述べる様な種々の検討を行った結果得られた本計画の概要はTORUL及びKURTUN地点に夫々岩盤上高さ155m及び133mのアーチダムを築造し，総貯水量300×10^6m³，137.2×10^6m³の貯水池を形成する。この貯水池によって年間流量のFlvctnationを是正し，ダムに附属するTORUL，TURSTN両発電所及び両ダムの貯水量をより有効化する為の一連の水路式発電所群即ちKARACUKUR，AKKOY，DOGANKENT，ASIANCIK及び最下流にダム式発電所としてTIREBOLU発電所を建設する。又Gelevela川支流の流量をDOGANKENT取水ダムの直上流に分水し，これによって得られる1,215mの落差を利用して113,000KWの発電を行い，同時にDOGANKET発電所より下流の各発電所の電力量の増加を期待する。

以上によって得られる電力は総計499MW，年間可能発生電力量は2,147.4×10^6 KWHとなる。

流域内の各Projectの諸元は下記の通りである。

4.3 KURTUN計画

4.3.1 発電計画

Horsitの全体計画は前節にのべた通りであるが，流域の中流部に位置し，現在工事中のDOGANKENT発電所に次いで開発を予定されているKURTUN Projectはダム式発電所で開発される，ダムは基礎岩盤よりの高さ133m堤頂長425mのドーム型アーチダムで貯水池の利用水深は30mである。

ダム右岸部にダムに附属して設けた取水口の取水位は季節によって満水位650mより低水位620mまで変化し発電所の放水位は下流AKKOY逆調整池の満水位標高545mに一致させた。

発電所は右岸のダム下流100mに設けられ水車の設計落差は貯水池水位の変動を考慮して92m，最大使用水量はTORUL完成后の常時使用水量を考慮して78m³/Sとした。従って，設備出力は61,000KWである。年間発生電力量は200×10^6KWHでありTORUL完成后は一次発生電力量が55%増加する。

4.3.2　送電および通信計画

(1)　KURTUN地点附近の電力系統

KURTUN地点附近の電力系統としてはHarsit川下流に現在建設中のDOGANKENT発電所からTIREBOLU変電所に至る154KV／cct送電線と黒海沿岸沿いに建設中の154KV送電線（Trabzon～ordu間1cct：Ordu～Samsun間2cctがある。
又，1980年迄にはKEBAN発電所から黒海沿岸に至り更に沿岸沿いにSAMSUN, ZONGUL DAKを経由してAdapa zariに至る380KV送電線を建設する計画がある。

(2)　送電方法

Harsit川の発電計画は8地点合計499MWが考えられ，この中DOGANKENT発電所は現在321MWを建設中である。
KURTUN発電所の送電計画はHarsit川の全発電所が運転開始された州に送電設備が重複しない様に考慮した。現在建設中のDOGANKENT発電所からTire Bolu変電所までの送電線の送電容量は140MW程度を考えられ将来この送電線にASIANCIK発電所を引込むとDOGANKENT発電所の増設後の出力を合せて送電限度に近くなり他の発電所例えばAKKOYやGUNYUZUの電力を上のせする事は出来ない。

一方前述の如く1980年までにはKEBAN発電所からKURTUN発電所附近を経由して黒海沿岸に至る380KV送電線が建設される計画があるのでGUNYUZUより上流の発電所はこの送電線に引込む事が考えられる。

この場合5つの発電所を個々引込むことも考えられるが380KV送電線が発電所毎に寸断される形になり，しかも各発電所の設備の事故が380KV系統に直接波及する可能性が大きいので5つの発電所を154KV送電線によりKURTUN発電所附近に設ける昇圧変電所に連絡しそこで一括して昇圧する事とした。
以上の送電系統を図示するとFig4－11の通りとなる。
なお，送電線の電圧および安定面についての検討結果はAppendix 4に示している。

(3)　通信システム

KURTUN発電所の電力保安用通信回線としてKURTUN発電所～Samsun変電所（Substation）間及びKURTUN変電所（Substation）～KEBAN発電所間に給電及び業務電話回線用電力線搬送電話システム各1系統（3channel Telephone with Transmission Band for Superim、Posed Signals並びに380KV電力系統保護用キャリヤーリレー信号伝送回線各1回線を構成するものとする。
またKURTUN発電所には20回線自動交換機を設置するものとする。

Table 4-1 Harsit River Comprehensive Development Plan

Description / Project		Torul	Karacukur	Kurtun	Akkoy	Gunyuzu	Dogankent	Aslancik	Tirebolu	Total
Drainage Area	sq.km	2,026	2,026	2,753	2,753	299	2,912	2,995	3,266	
High Water Surface	m	990	850	650	545	1,630	383	180	70	
Low Water Surface	m	946	840	620	535	1,586	-	-	48	
Effective Storage Capacity	10^6cu.m	207.8	-	73.34	-	74.8	-	-	-	
Design Head	m	115	183	92	137	1,215	183	100	58	
Firm Discharge	c.m.s	12.2	12.2	19.7	19.7	4.6	24.7	24.8	28.4	
Maximum Discharge	"	48	48	78	34	11	45	45	114	
Dam Height	m	155	-	133	-	-	-	-	95	
Length of Waterway	m	-	6,500	-	12,700	7,400	7,127	8,320	-	
Installed Capacity	kW	47,000	74,000	61,000	40,000	113,000	70,000	38,000	56,000	499,000
December Output	kW	37,600	74,000	48,600	40,000	110,000	70,000	38,000	56,000	474,200
Annual Energy Production	10^6kWh	143.4	214.4	200.1	229.4	529.6	411.3	228.1	191.1	2,147.4
Project Cost										
at 5% Interest Rate	10^6TL	544.1	159.8	391.6	228.3	330.0	223.9	162.6	249.8	2,290.1
at 8% Interest Rate	"	571.1	166.9	411.0	238.5	346.5	226.1	169.8	262.2	2,382.1
Unit Price per kWh										7.3

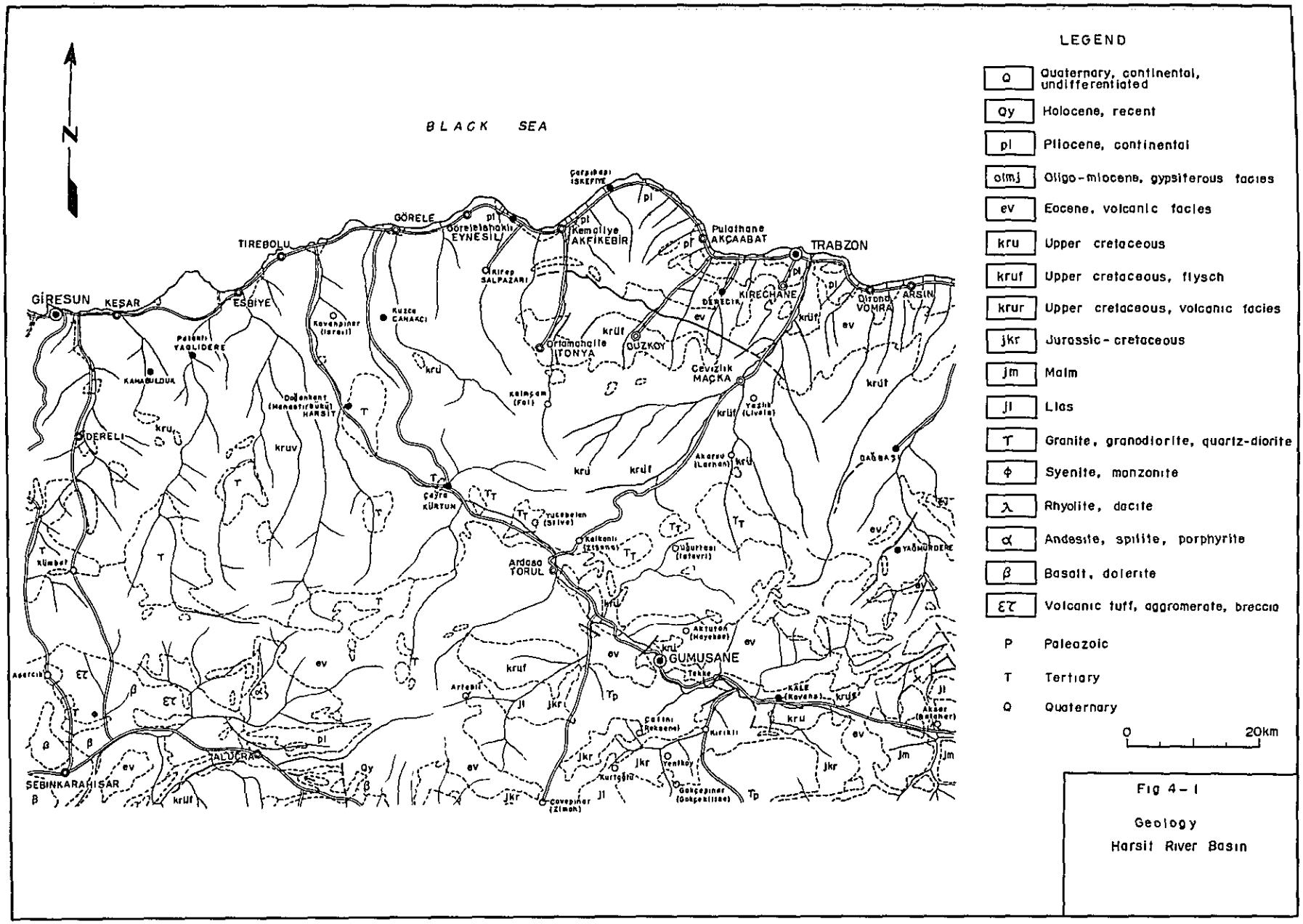
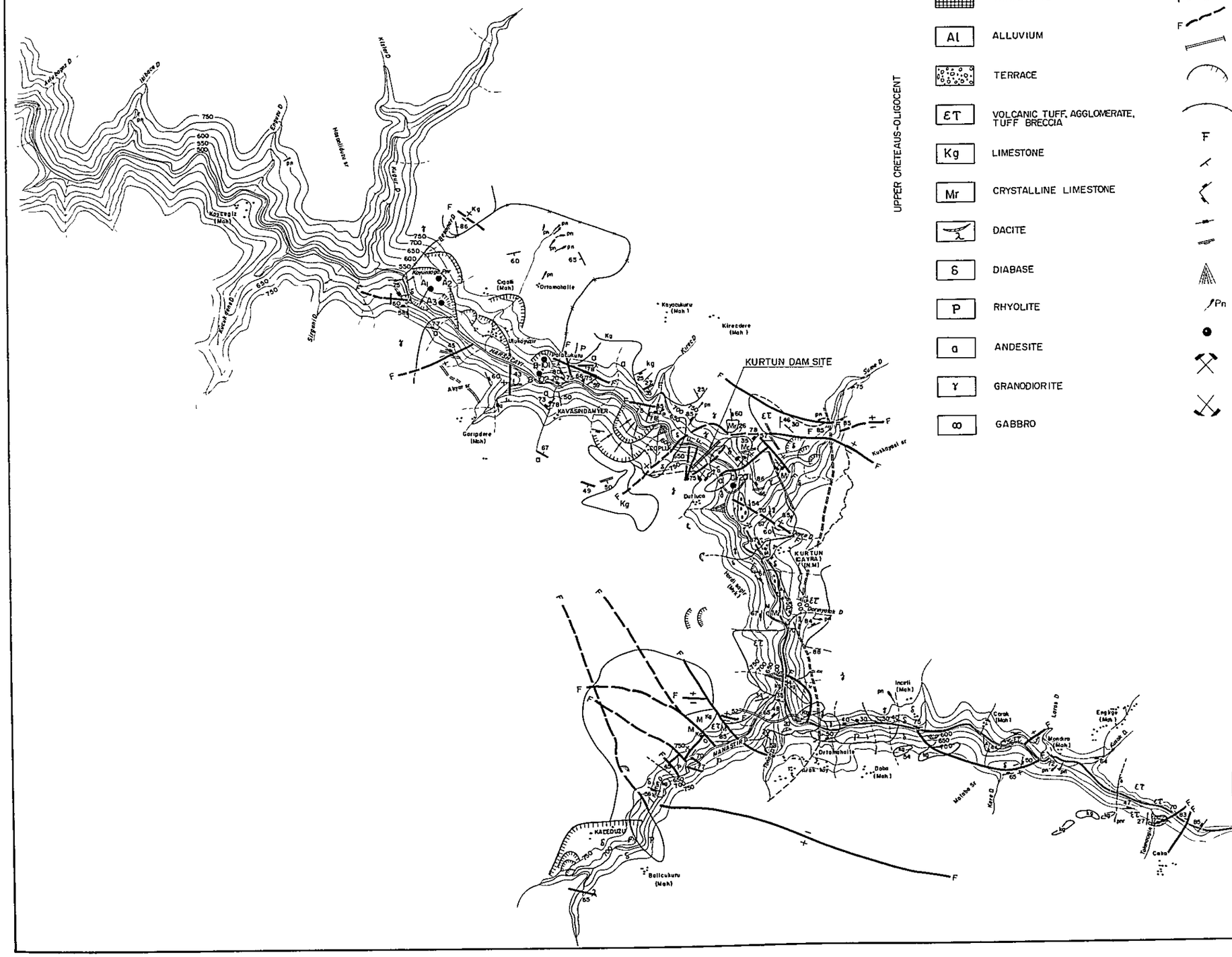


Fig 4 – 1

Geology

Harsit River Basin



LEGEND

- TALUS DEPOSIT
- TRAVERTINE
- Al — ALLUVIUM
- TERRACE
- εT — VOLCANIC TUFF, AGGLOMERATE, TUFF BRECCIA
- Kg — LIMESTONE
- Mr — CRYSTALLINE LIMESTONE
- DACITE
- δ — DIABASE
- P — RHYOLITE
- a — ANDESITE
- γ — GRANODIORITE
- ∞ — GABBRO
- FORMATION BOUNDARY
- ASSUMED FORMATION BOUNDARY
- F — FAULT (− Lower + upper)
- F — ASSUMED FAULT
- DAM AXIS
- LANDSLIDE
- BOUNDARY OF ALTERATION AREA
- F — FOSSILE
- DIP AND STRIKE OF BEDDING
- DIP AND STRIKE OF JOINT
- VERTICAL JOINT
- DYKE STRIKE AND DIP
- ALLUVIAL FAN
- Pn — SPRING
- TEST PITS
- QUARRY (Working)
- OLD MINE

0 — 2000m

Fig. 4-2

Geological Map of Kürtün and Its Vicinity

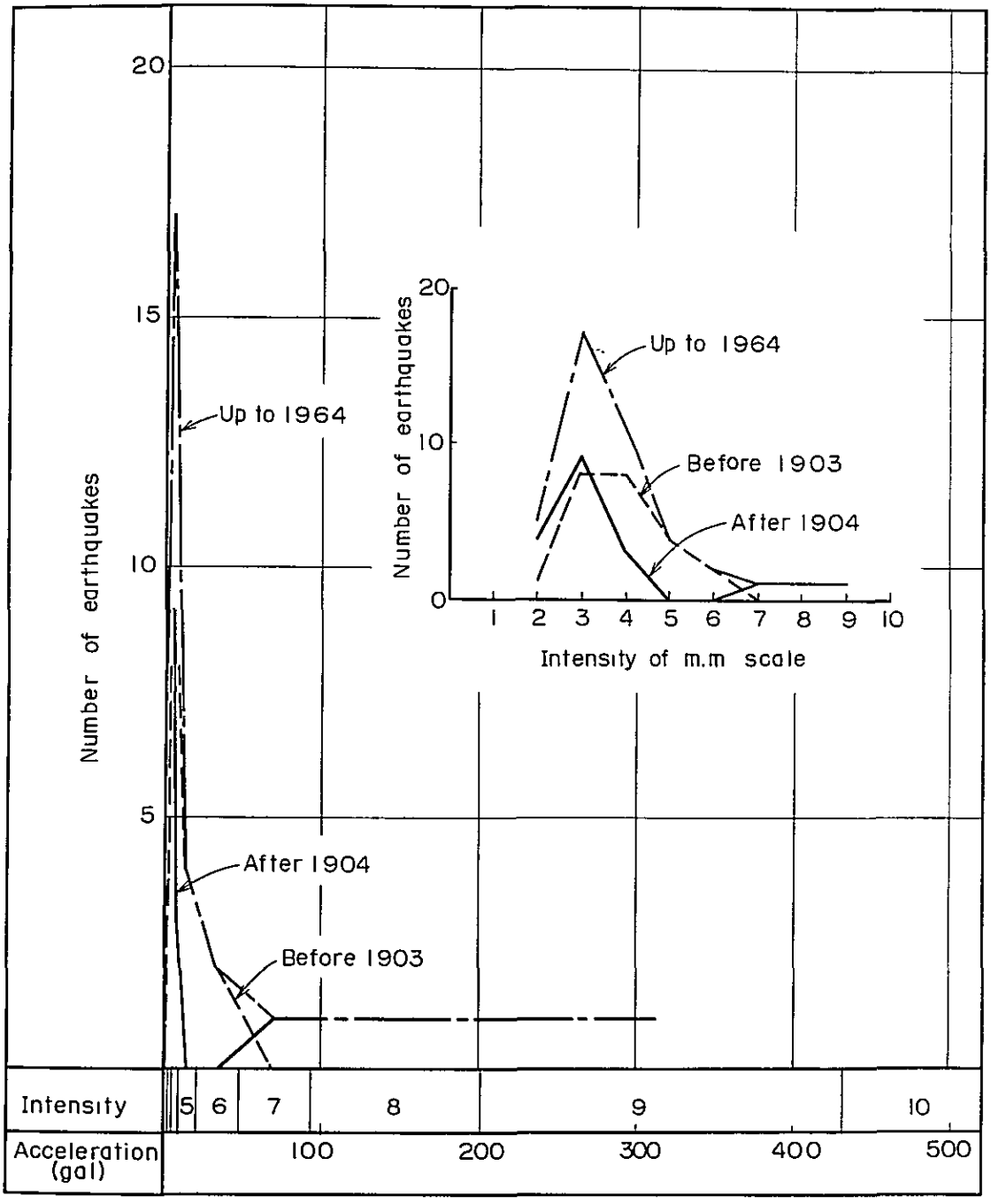
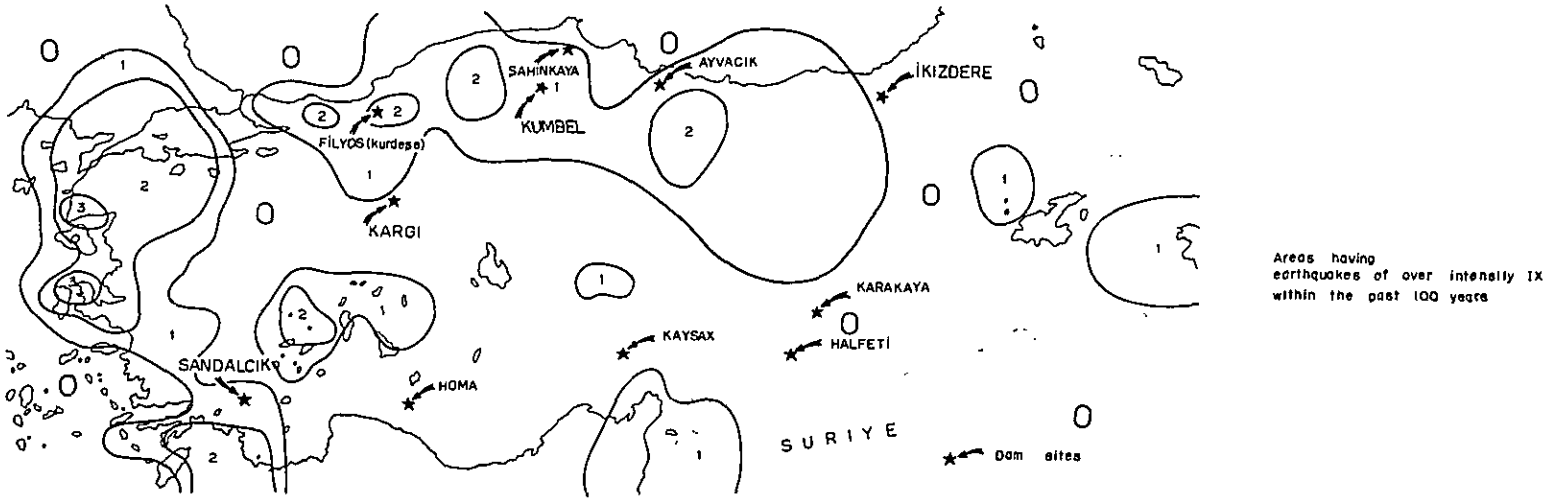


Fig. 4-3

Earthquakes Records

ISOSEISMAL MAP (AFTER REFERENCE No 3)



EARTHQUAKE ZONES OF TURKEY (AFTER REFERENCE No 9)

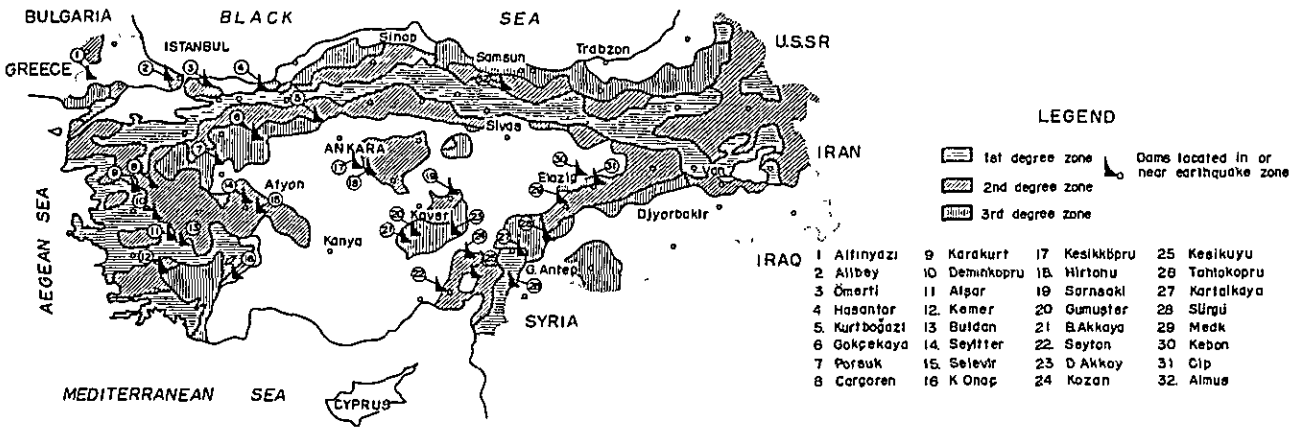


Fig 4 – 4

Tectonic Structure of Turkey and Earthquake Activity 1952 – 1967

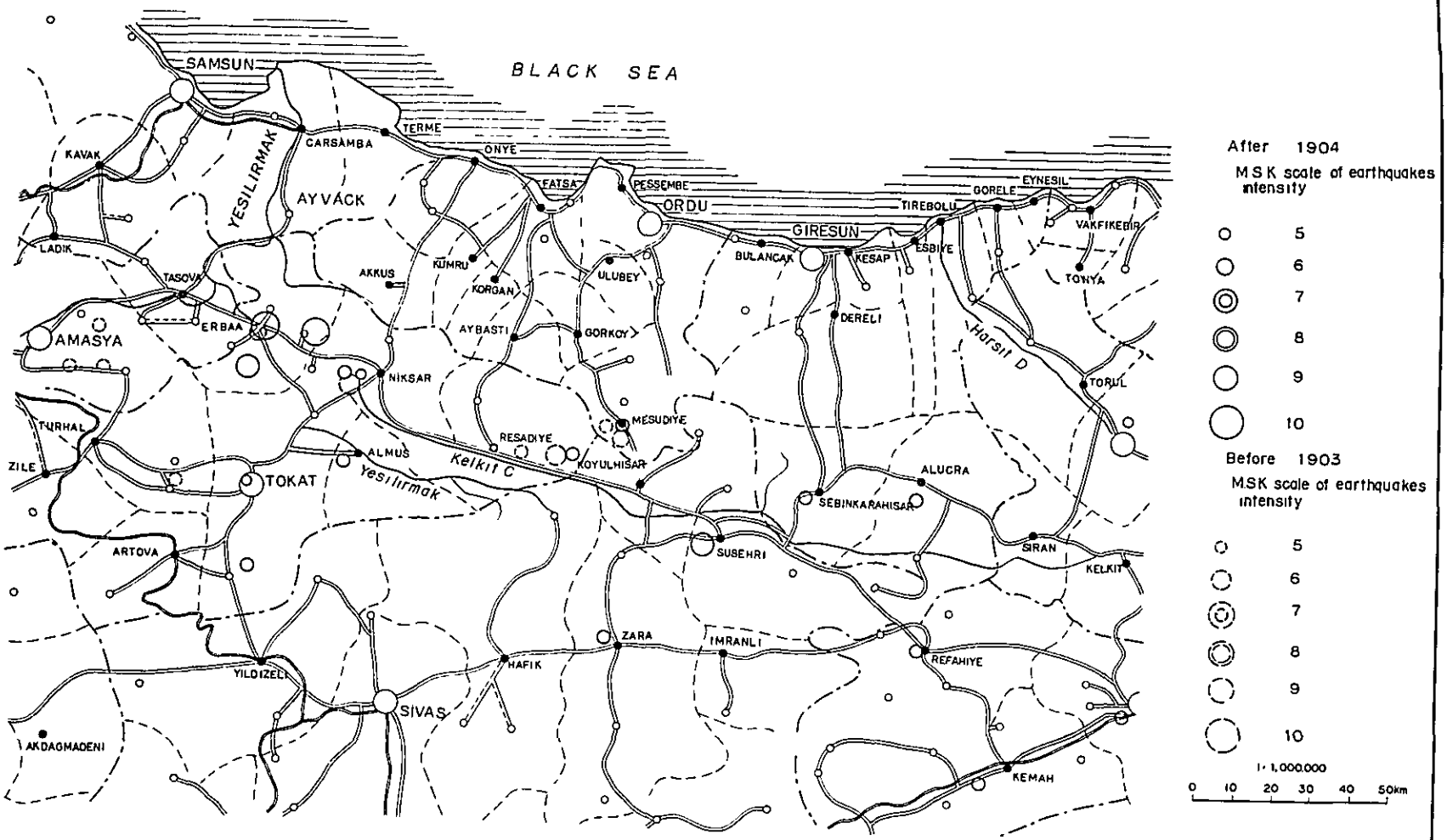


Fig 4 – 5

Past Earthquakes Around Project Area

Fig. 4 – 6

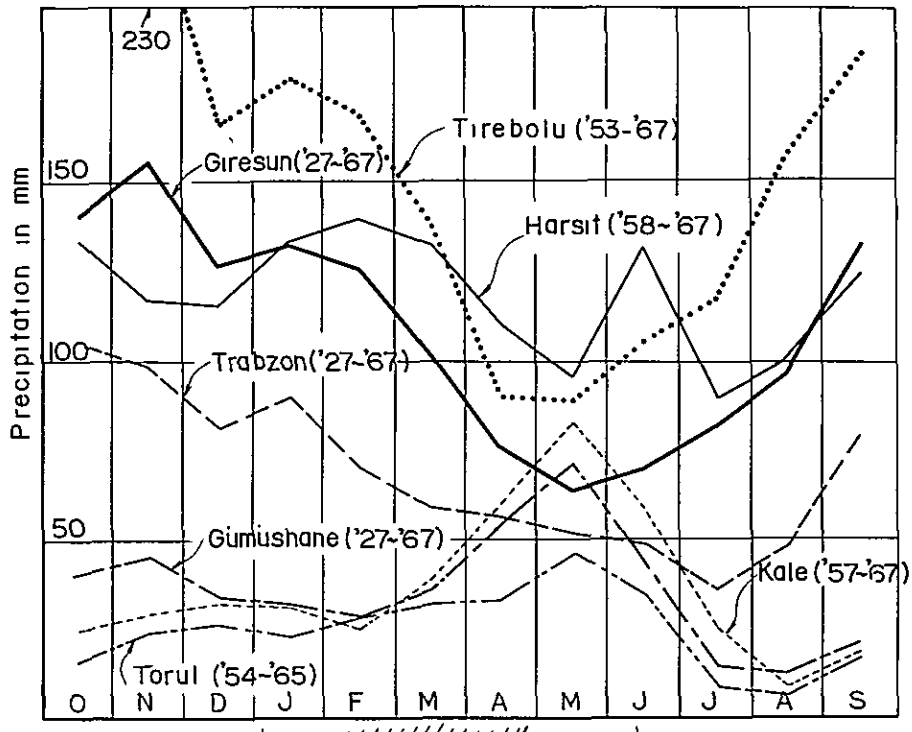
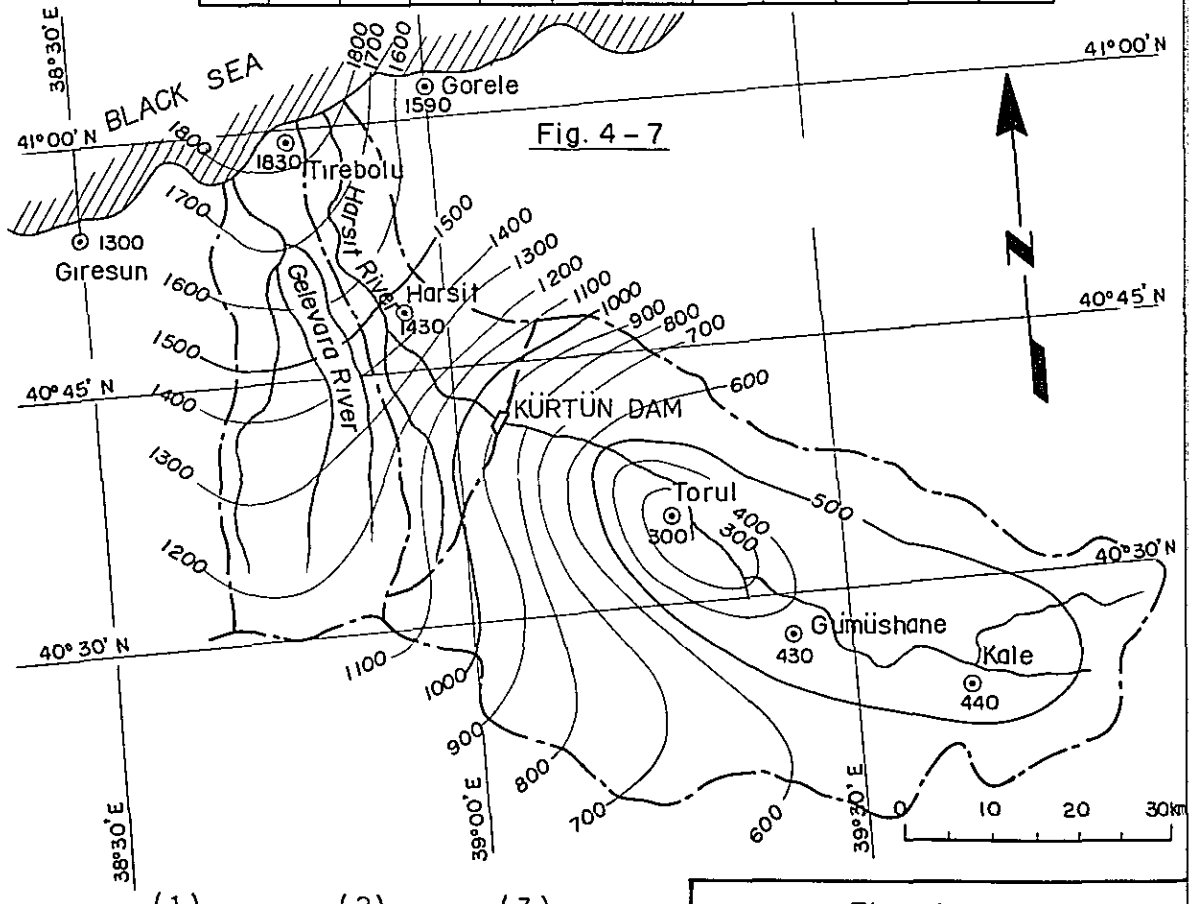


Fig. 4 – 7



Station	(1) Basin Average	(2) Gumushane	(3) (1)/(2)
Torul	500mm	430mm	1.2
Kurtün	550	〃	1.3
Giris	600	〃	1.4
Total	700	〃	1.6

Fig. 4 – 6
Monthly Precipitation

Fig. 4 – 7
Isohyetal Map of Annual Precipitation

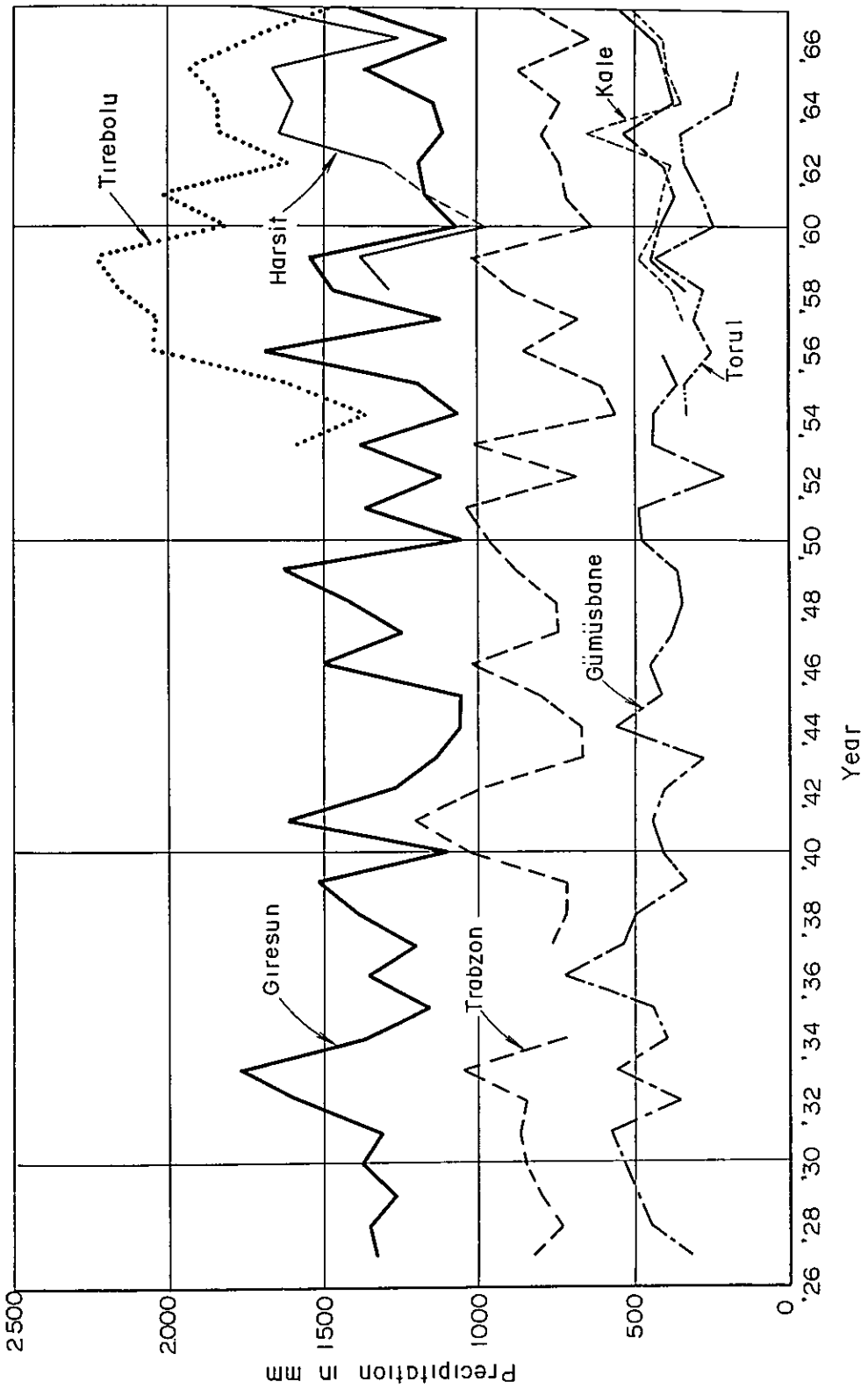
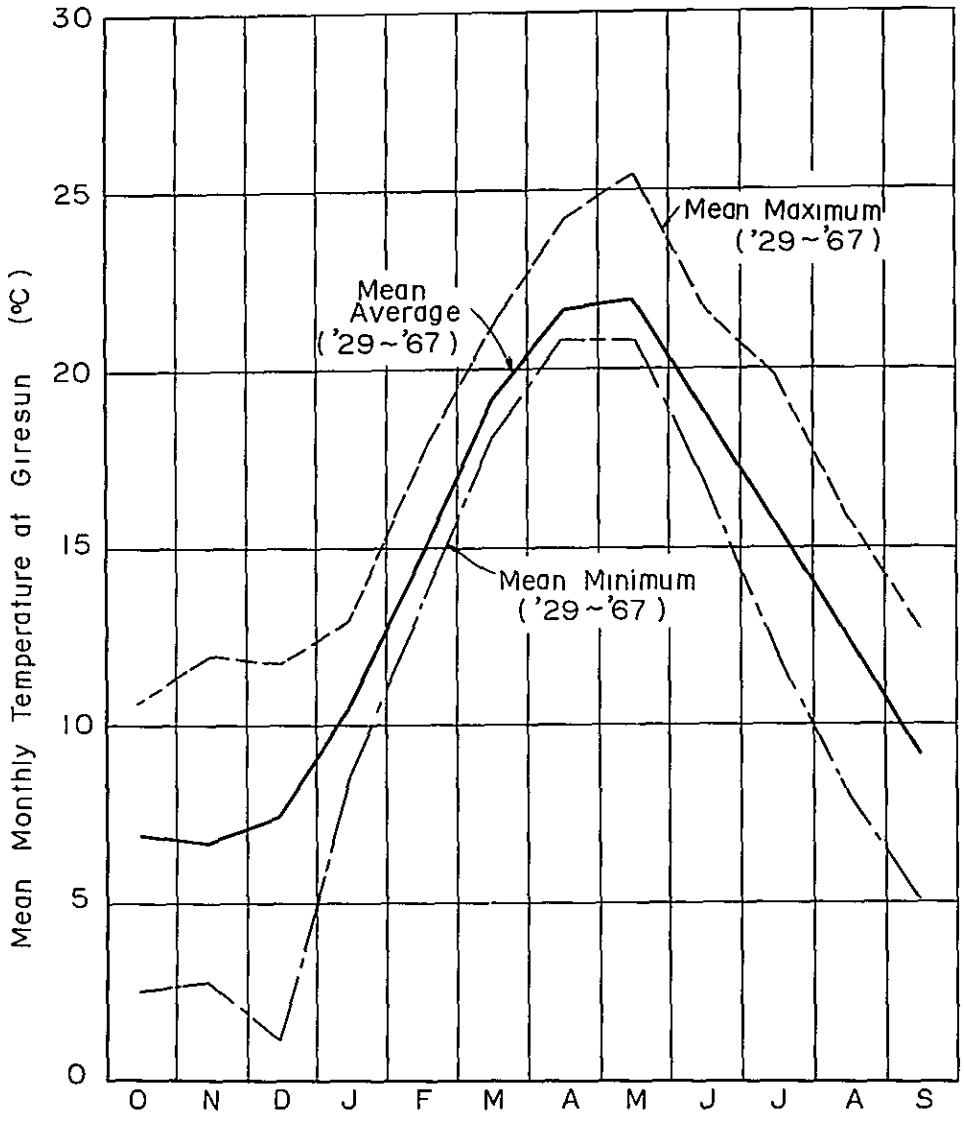


Fig. 4 – 8

Annual Precipitation



Note . Difference of Temperature between Giresun and Kürtün Dam Site is about 3.5° C according to a pseudoadiabatic lapse rate or observed temperature at Gümüshane

Fig 4-9

Monthly Temperature

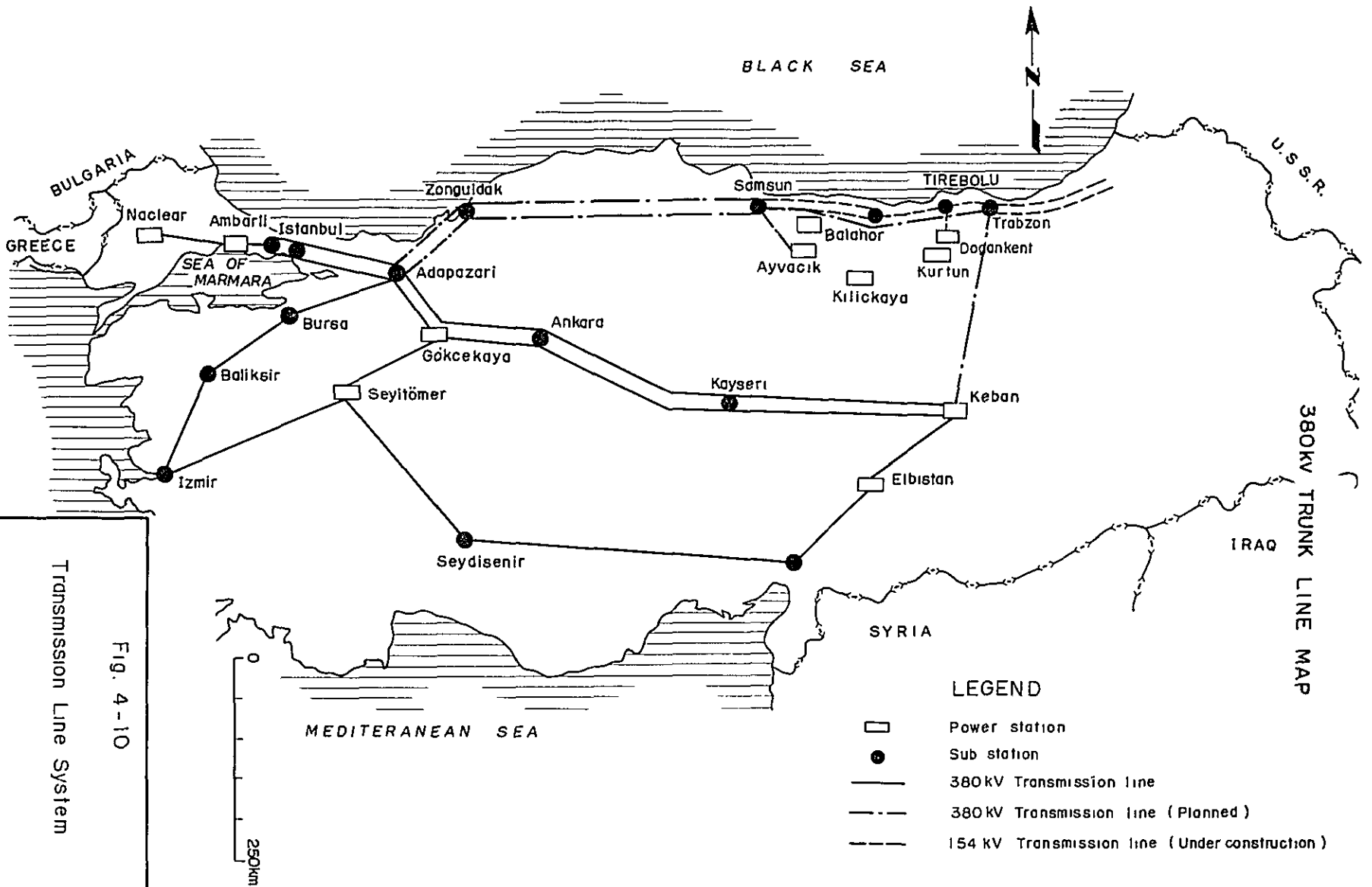


Fig. 4-10

Transmission Line System

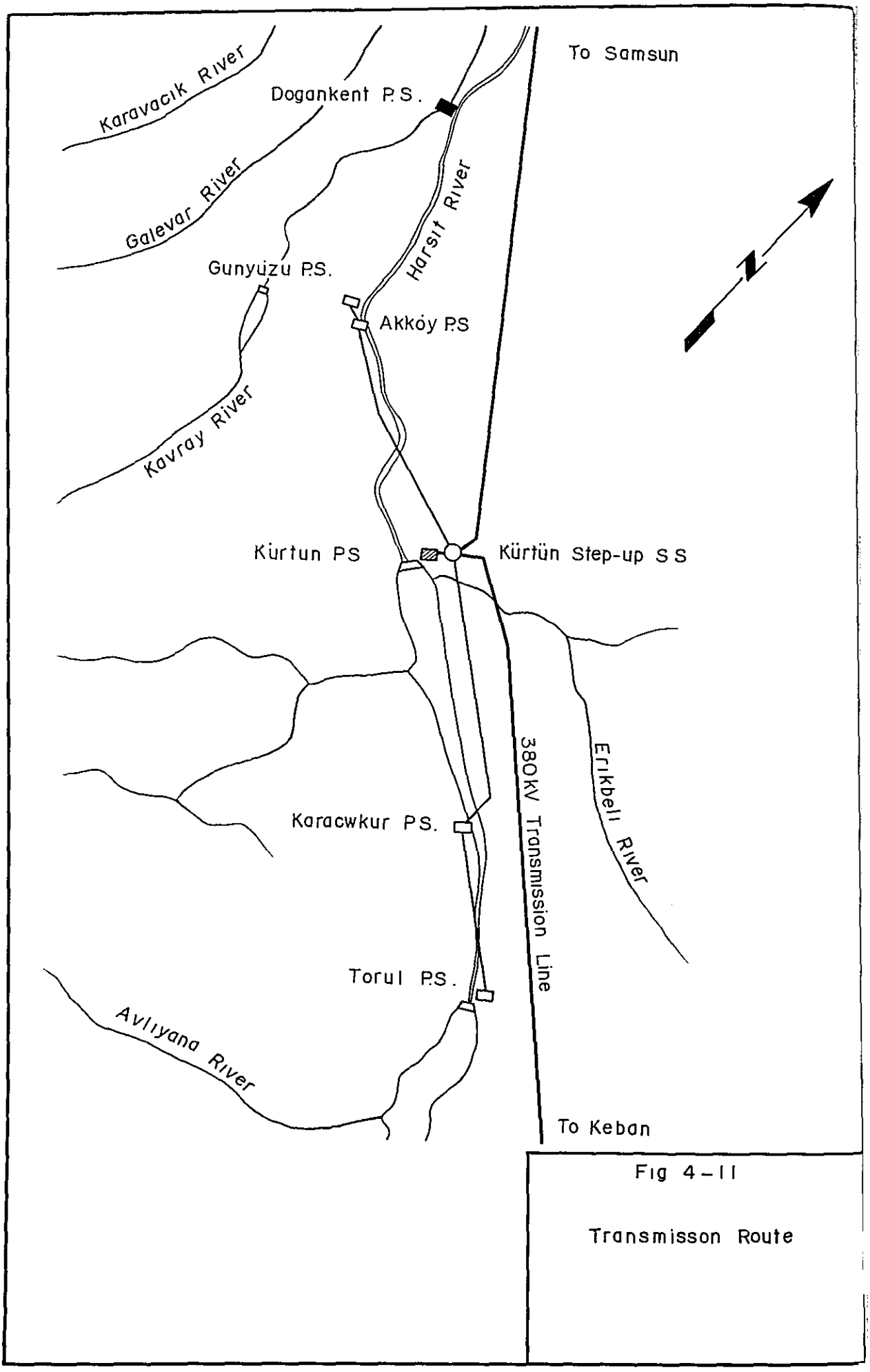
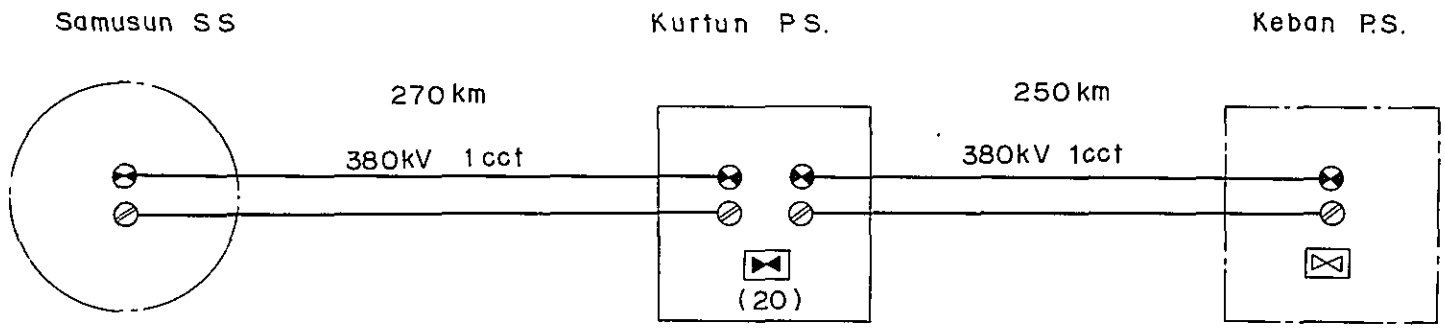


Fig 4-11

Transmisson Route



Legend

- Power line carrier telephone equipment — 3 channel with a transmission band for superimposed signals
- Power line carrier terminal equipment for carrier relaying
- (20) Private automatic telephone exchange
- Automatic telephone switching set

Fig. 4-12
Telecommunication
System Diagram

第 5 章　計　画　規　模

第５章　計画規模

（ＤＳＩによるＨａｒｓｉｔ川全体計画の見直しについて）

５１　ＤＳＩによるＨａｒｓｉｔ川の全体開発計画

ＤＳＩによるＨａｒｓｉｔ川の全体開発計画はＨａｒｓｉｔ川本流に３つの貯水池式発電所と４つの水路式発電所及びＧｅｌｅｖｅｌａ　Ｃｒｅｅｋ　上流部よりの分水発電所を建設し，全設備容量６５４ＫＷ，年間可能発生電力量2,３６５×１０^{6}ＫＷＨを得ようとするものである。

各Ｐｒｏｊｅｃｔの諸元は下記の通りである。

TORUL Project

貯水池満水位	ＥＬ	１０１５m
総貯水量		４９２×１０^{6} m^3
有効貯水量		３７５×１０^{6} m^3
設備容量		１２０ＭＷ
年間発生電力量		１９2.4×１０^{6} ＫＷＨ

KARACUKUR Project

有効落差	１５３m
水路延長	7,０００m
設備容量	４２ＭＷ
年間発生電力量	１８０.１×１０^{6} ＫＷＨ

KURTUN Project

貯水池満水位	ＥＬ	６５０m
総貯水量		３０３×１０^{6} m^3
有効貯水量		２４３×１０^{6} m^3
設備容量		１２０ＭＷ
年間発生電力量		２３7.6×１０^{6} ＫＷＨ

AKKOY Project

有効落差	１４８m
水路延長	１２１５０m
設備容量	４０ＭＷ
年間発生電力量	２６４×１０^{6} ＫＷＨ

DOGANKENT Project

有効落差	１８３m
水路延長	７１２７m
設備容量	６１ＭＷ
年間発生電力量	４６2.１×１０^{6} ＫＷＨ

ASLANCIK Project

有効落差	100m
水路延長	8750m
設備容量	40MW
年間発生電力量	2417×10^6 KWH

TIREBOLU Project

貯水池満水位　EL	70m
総貯水量	$328\times10^6 m^3$
有効貯水量	$220\times10^6 m^3$
設備容量	120MW
年間発生電力量	2002×10^6 KWH

CUNYUZU Project

総貯水量	$87.4\times10^6 m^3$
有効貯水量	$814\times10^6 m^3$
有効落差	1215m
設備容量	111MW
年間発生電力量	587.7×10^6 KWH

52　見直しに際しての基本条件

KURTUN計画はHarsit川の中流部に位置し，貯水池計画地点として同計画の下流にある工事中のDOGANKENT計画及び上，下流にある計画中の諸地点，特に上流に予定され貯水池式発電所であるTDRUL計画と深い関連をもっている。

即ちKURTUN計画はHarsit川電源開発の一環計画として立案され，この為DSIもKURTUN計画のFeasibility Studiesに先立ち，DSIに依るHarsit河全体開発計画の見直しを強く要望した。

全体計画の見直しは現地調査によって得られた諸資料を基にし下記の基本条件に従って行なわれた。

521　各計画地点の流入量の算出

Harsit川流域内の各測水所・雨量観測所の観測期間は別添の通りである。観測期間の中一番長いものはKURTUN測水所（EIE）の14年間の記録である。

しかしこれとGUMUSHANEの年雨量との相関々係を求めた結果，KURTUN測水所の流量資料はHarsit測水所（EIE）に比して信頼性が小さい。

Harsit測水所の観測記録は7年間であるが，Harsit川に近いYesilimak川にあるFatli測水所は1938年～1966年まで長期間の観測記録がありHarsitとFatli両観測所の記録の対数相関々係を求めた所096という良好な結果が得られた。

Harsit川各計画地点の流入量は上記EIEに依るFatli.Harsit両測水所の流量資料を基にし，下記の方法によって算出しその結果はAppendix1 Table AI－1～14に示した。

(1) Ｆａｔｌｉ流量資料とＨａｒｓｉｔ流量資料との対数相関式を用い，また，これに１９５７年２月～１９５８年９月及び１９６０年１０月～１９６４年９月までのＨａｒｓｉｔ実測資料を追加して１９３８年４月～１９６４年９月までのＨａｒｓｉｔ測水所（ＥＩＥ）流量資料を作製した（相関係数0.９６）

(2) Ｇｉｒｉｓ流量資料（ＤＳＩ）を１９３８年４月～１９６６年４月まで(1)によって作製したＨａｒｓｉｔ流量資料の流域換算によって延長し，これに１９６６年５月～１９６８年１２月までのＧｉｒｉｓ実測資料を追加して１９３８年４月～１９６８年１２月までのＧｉｒｉｓ測水所（ＤＳＩ）流量資料を作製した。

(3) Ｇｉｒｉｓ流量資料（ＤＳＩ）とTORUL測水所（ＤＳＩ）流量資料の相関々係は良好なので（相関係数0.９１），対数相関式によって１９３８年４月～１９６６年１月までのTORUL流量資料を作製し，これに１９６６年２月～１９６８年１２月までのTORUL実測資料を追加して１９３８年４月～１９６８年１２月のTORUL測水所流量資料を作製した。

(4) TORUL及びKARACUKURダムサイト流入量はTORUL測水所流量資料の流域換算によって算出した。

(5) KURTUN測水所（ＤＳＩ）流量資料は下流Ｇｉｒｉｓ測水所の流量を超過することもあるのでKURTUN．AKKOY両ダムサイト流入量はＧｉｒｉｓ測水所流量資料の流域換算により算出した。

(6) DOGANKENT．Ａｓｌａｎｃｌｋ及びＴＩＲＥＢＯＬＵ各ダムサイト流入量はＧＩＲＩＳ測水所流量資料の流域換算より算出した。

(7) GUNYUZU計画の３つのダムサイト流入量は前記ＧＩＲＩＳ測水所の流量から対数相関（相関係数0.８８）によって求められたＫａｒｒａｚ　ＣｒｅｅｋのＨａｒｓｉｔ測水所の流量より流域換算によって求めた。

5.2.2　各貯水池の貯水量

各貯水池の貯水量は別添の通りＤＳＩより提供された$^{1}/_{5,000}$地形図より作製した貯水池容量曲線に基いて算出した。

5.2.3　貯水池水面よりの蒸発量（Ｅｖａｐｏｖａｔｉｏｎ）

TORUL貯水池，KURTUN貯水池及びＴＩＲＥＢＯＬＵ貯水池の蒸発量は別添資料に基いて夫々TORULは年間1,０００㎜，KURTUN，ＴＩＲＥＢＯＬＵは年間３３０㎜とした。

5.2.4　各貯水池流入土砂量

TORUL貯水池・KURTUN貯水池及びＴＩＲＥＢＯＬＵ貯水池（KURUTUN完成後）の年間土砂流入量は別添資料に基いて夫々1.6×10^6 ㎥，2.2×10^6 ㎥及び0.4×10^6 ㎥とした。

5.2.5　KURTUN及びTORUL両貯水池のN.H.W.Ｌの組合せ

水系各Ｐｒｏｊｅｃｔの最適規模を決定するに際し，流域内の主要貯水池であるKURTUN，TORUL両貯水池のN.H.W.Ｌの上限及び下限は両ダムサイトの地形，地質，堆砂面及び流量調節のため必要な最小の貯水量を考慮に決定した。

この場合，現在ＤＳＩで考えているN.H.W.LはKURTUN貯水池は６９０m，TORUL貯水池は１０１５mであるが，このケースについて概略経済検討を行なった結果，ダム建設費がそれによって得られる貯水量に比して高価な事も考慮し，KURTUN貯水池水面の上限はＥＬ６９０m，下限はＥＬ６５０mとして中間値はＥＬ６７０mとした。

同様にTORUL貯水池水面の上限値はＥＬ１０１５m，下限値はＥＬ９７０mとし中間値としてＥＬ９９０mを採用した。又利用水深は総落差，堆砂面及びDependable Outputを考慮して決定した。

上記の各N.H.W.LによるKURTUN・TORUL両貯水池の諸元は下記の通りとなる。

TORUL貯水池

N.H.W.L	EL	１０１５m	EL	９９０m	EL	９７０m
L.W.L	EL	９６２m	EL	９４６m	EL	９４２m
利用水深		５３m		４４m		２８m
全貯水量		$505\times10^6\ m^3$		$300\times10^6\ m^3$		$183.82\times10^6\ m^3$
有効容量		$355\times10^6\ m^3$		$207.8\times10^6\ m^3$		$103.82\times10^6\ m^3$
水車基準落差		１３７m		１１５m		１０１m

KURTUN貯水池

N.H.W.L	EL	６９０m	EL	６７０m	EL	６５０m
L.W.L	EL	６４２m	EL	６３０m	EL	６２０m
利用水深		４８m		４０m		３０m
全貯水量		$297.24\times10^6\ m^3$		$207.68\times10^6\ m^3$		$137.20\times10^6\ m^3$
有効容量		$182.82\times10^6\ m^3$		$123.36\times10^6\ m^3$		$73.34\times10^6\ m^3$
水車基準落差		１２７m		１１０m		９２m

TIREBOLU貯水池

N.H.W.L	EL	７０m
L.W.L	EL	４８m
利用水深		２２m
全貯水量		$312.8\times10^6\ m^3$
有効容量		$171.2\times10^6\ m^3$
水車基準落差		５８m

規模検討の対象となった各貯水池の組合せは下記の通りであり，スケースの詳細は英文レポートAppendix3 Table A3−6に記載した。

		N.H.W.L of KURTUNR	N.H.W.L of TORULR
Case	1	EL.６９０m	EL.１０１５m
	2	〃	９９０m
	3	〃	９７０m

4	EL.670m	----------	1015m
5	〃	----------	990m
6	〃	----------	970m
7	EL.650m	----------	1015m
8	〃	----------	990m
9	〃	----------	970m

但し後述する様に上記各Caseで経済比較の結果Case 8～Case 9が最適規模であること及びHarsit河の平均河川勾配は1/95である事等を考慮して下記の通り貯水池をTORUL又はKURTUNのいづれか一つのみとする案についても検討を行なった。

	N.H.W.L of KURTUNR	N.H.W.L of TORULR
Case 10	690m	0
11	0	1015m
12	0	970m

5.2.6 各発電所の常時使用水量，最大使用水量及び設備容量。

各発電所の常時使用水量，最大使用水量及び設備容量は下記の方法によって決定した。

a) 各ケースにおける各発電所の常時使用水量は1938年～1968年の間のTORUL，KURTUN両貯水池流入量マスカーブと各貯水池有効容量より算出した。

b) TORUL，KURTUN及びTORUL各発電所はダム式発電所であり，工事費に占めるダム工事費が比率が頗る大きい事から，最大使用水量及び設備容量は発電所負荷率25％として算出した。

c) GUNYUZU発電所の最大使用水量はダム水路式発電所であるためなる丈大きくしたい事。一方高落差発電所（He＝1215m）である為水圧鉄管の径に製作限度のある事の両面を考慮して11m³/sとした。従って設備容量は113,000KWとなる。

d) 水路式各発電所の最大使用水量は負荷率70％，50％，25％について経済比較を行なった。但しAKKOY，DOGANKENT及びASLANCIK各発電所の最大使用水量は英文レポートAppendix3における検討の結果，工事中のDOGANKENT発電所のトンネル通水量が最終451t/sである事。DOGANKENT Diversion Damには調整容量がない事及びGUNYUZU発電所の最大使用水量を考慮して決定した。

5 2.7 工事費の算定

a) KURTUN及びTORULダムはドーム型及びシリング型のアーチダムで計画し，各高さのダムの堤体積は高さ173mのアーチダムに対する予備設計より求めた堤体積を基礎にして行なったAnalogycal Analysisの結果に従って求めた。工事単価はEPDCが行なったAYVACIK projectダムコンクリートの単価を参考とした。

b) トンネル工事費の算出に際し，断面は水路勾配1/1000として算出し，m当り工事単価は1967年制定のDSI単価に準拠した。

工事量積算の結果は英文レポートAppendix3 TableA3－7に記載した。

5 2 8　KW便益，KWH便益及び年経費

経済比較に用いた各ケース各発電所のKW便益，KWH便益及び年経費は下記の値を採用した。

	KW便益	KWH便益
代替火力の設備出力		
100MW		
利子率　5％	1818TL／KW	5.69Kr／KWH
利子率　8％	227.8TL／KW	5.69Kr／KWH
300MW		
利子率　5％	1489TL／KW	559Kr／KWH
利子率　8％	1891TL／KW	559Kr／KWH
年間経費率		
利子率　5％	6734％	
利子率　8％	9430％	

53　KURTUN及びTORUL貯水池の最適規模

貯水池最適規模決定のため52でのべた各Caseについて1939年～1968年の30年間にわたり，各地点流入量，発電所使用水量，貯水池水位，可能発生電力量を電子計算機IBM－360で算出した。計算結果は英文レポートAppendix3，TableA3－1～TableA3－5に示している。この場合各貯水池の操作は貯水池水位が満水面に達するまではFirm Dischargeを使用し，HWLに達したら最大使用水量を使用する事としOperation Ruleの検討は最適規模の貯水池について別途5－4貯水池運用計画で実施することとした。

かくして求めた各発電所の可能発生電力量，Dependable Peak Capacity及び別途代替基準火力から求めたPower Benefit及びEnergy Benefitから各発電所のAnnual Benefitを算出し，これを加算して各ケースにおける流域全体のAnnual Benefitとした。

これに対し各発電所の建設費よりAnnual Costを算出し，これを加算して各ケースにおける流域全体のAnnual Costとした。

以上により算出した各ケースのAnnual BenefitとAnnual Costとの差額即ち超過便益最大のものを最適規模とした。これらの結果は英文レポートAppendix3，TableA3－8に示す通りである。TableA3－8－(1)は，TORUL・KURTUN及びTIREBOLU等ダム式発電所のPlant Factorは25％，その他の水路式発電所のPlant Factorは70％とし検討を行なった。経済比較の結果を示すものであり，TableA3－8－(2)はダム式発電所のPlant Factorは25％，水路式発電所のPlant Factorは50％とした場合の経済比較の結果を示したものである。

又，水路式発電所のPlant Factorが70％のケースについてはGUNYUZU発電所よりの分水がないケースについても経済比較を行なった。その結果はTableA3－8－(3)に示す通りである。Harsit全体計画にはGUNYUZU Projectを含む事は前述の通りであるがGUNYUZU

Projectを除外したケースについて検討を行なった理由はKURTUN，TORUL 両貯水池の主目的がHarsit本流の流量の調節にあり，GUNYUZU発電所より分水された流量の影響を除外して，本流丈の流量によるKURTUN，TORUL両貯水池の規模について経済比較を行なう為である。

図表5－15～図表5－18は，TableA3－8－(1)及びA3－8－(2)を図化したものである。これにより金利5％の場合はCase 8が，金利8％の場合はCase 9が最適規模であるという結果が得られる。しかし，いづれの場合もKURTUNの貯水池満水位標は650mが最適規模であり，比較的低金利の資金が得られるものとしてCase 8即ちTORUL貯水池満水位標高990m，KURTUN貯水池満水位標高650mの組合せを最適規模とした。夫々の有効貯水量は207.8×10^6 m^{3}及び7334×10^6 m^{3}である。

一方KURTUN貯水池は低い程よい事及びHarsit全体の河川勾配を考えるとKURTUN Projectを水路式で開発する案が考えられる。現在KURTUN Projectは貯水池式で開発すべく，調査工事も，その趣旨にそって行なわれており，水路式で開発する場合の水路経過地について，その地質資料も充分ではないが，1／25,000～1／5,000地形図によって水路式のKURTUN Projectについても検討を行なった。

Case 11，Case 12はTORULの貯水池満水位標高を夫々1015m及び970mとし，KURTUNを水路式発電所で開発した案である。

TableA3－8－(4)及びA3－8－(5)はKURTUN Projectを貯水池式で開発する場合の最適規模であるCase 8とCase 10，Case 11及びCase 12を対比して検討を行なった経済比較の結果を示すものである。この場合ダム式発電所のPlant Factorは25％とし，水路式発電所のPlant Factorは70％，50％及び25％に夫々分けて検討を行なった。

これらの表によってCase 8とCase 11，Case 12を比較すると，金利5％で水路式発電所Plant Factorが70％及び50％の場合はCase 8が有利となり，Plant Factorを25％及び金利8％の場合はCase 11又はCase 12がすぐれている。

これはHarsit川における水路式発電所は一般にPlant Factorを小さくすれば超過便益がよくなる傾向があるが，Case 8の場合，水路式発電所のLoad Factorを25％にしてもDOGANKENT発電所の最大使用水量が45t／sであるため，KURTUN発電所より下流の各発電所のPlant Factorは50～60％にとゞまっている事が上記の結果を生じる主な原因となっている。

次にCase 8，Case 11及びCase 12の年間発生電力量を一次と二次に分け二次電力量の価値を一次電力量の価値の半分と考えた場合Case 8とCase 11及びCase 12の超過便益は現段階における工事費の積算誤差を考えれば殆んど等しい考えられる。

一般にPlant Factorを小さくすれば特に運開の初期に発生電力が潜在化する傾向があるので本報告書では全水系のPlant Factorが約50％であるCase 8即ちKURTUNを貯水池式で開発する場合の最適規模についてFeasilility Studisを行なった。

5.4　貯水池の運用と発生電力

5.4.1　貯水池の運用

KURTUN貯水池への流入量は月により変化するが，年毎の変化は少ない。

従って，貯水池操作基準は月別の変動を調節することを主として考へ一定の発電使用水量と最低の越水となるように作成された。

Fig5－19は上記の考えをまともに試行により作られた操作基準である。この操作基準がデーターのある全期間の30年間にわたり適用した場合の貯水池の水位，越水量発電使用水量はFig.5－20とFig.5－21に示す。

この操作基準はフィジビリティスタデイにあたって作られたものであるので，将来実際の運転にあたっては，より精密な検討がなされるべきであらう。

5.4.2　発生電力

5.4.2(1)　発生電力量

月別発生電力量は5.4.1で述べた操作基準に従って計算された。そしてその結果はFig.5－22～5－24に示され，年間，保証発生電力量は，各年の最低発生電力量を12倍して，また二次電力量は年間合計発生電力量から，この保証電力量を差引いたものとした。

30年間にわたって計算，年間保証，二次合計発生電力量はTable5－1～5－2に示す。

5.4.2(2)　保証出力

保証出力として，30年間のうち，12月の最低発生電力から第3番月のものを採用した。その結果は以下のとおりである。

保証出力	:	KURTUN	46,000KW
〃	:	AKKOY	40,000 〃
〃	:	DOGANKENT（既設）	32,800 〃
		（増）	37,200 〃
		（計）	70,000 〃
		合　計	156,000 〃

Table 5-1 Energy Production of Kürtun, Akkoy and Dogankent Power Stations (Before Completion of Torul Reservoir)

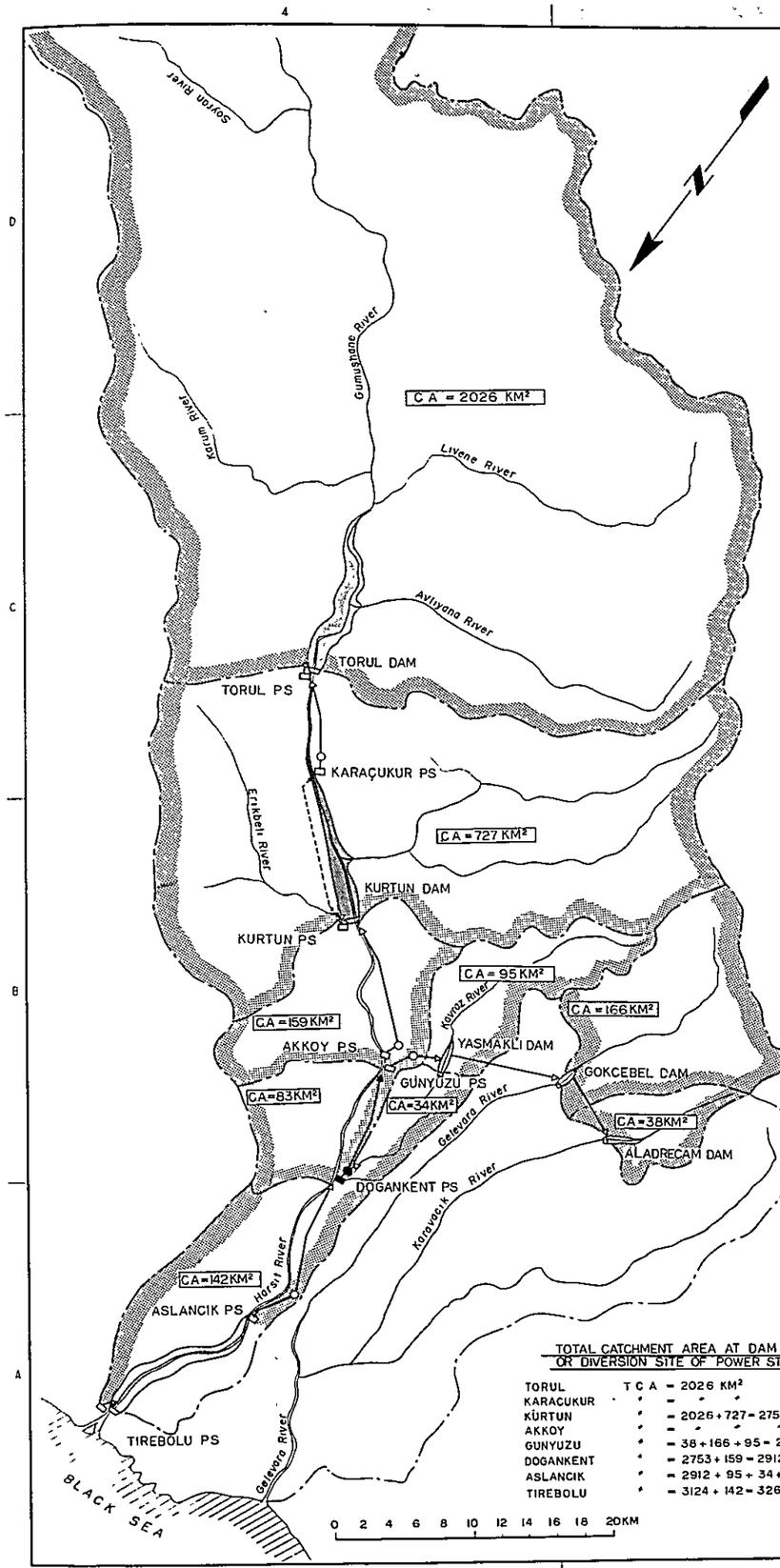
Unit: 10^6 kWh

Year	Kürtün (PKN)			Akköy (PYN)			Dogankent (PDN)		
	Firm	Secondary	Total	Firm	Secondary	Total	Firm	Secondary	Total
1939	92.7	98.3	191.0	129.1	94.8	223.9	198.2	160.7	358.9
1940	95.6	145.9	241.5	129.1	106.3	235.4	203.5	188.7	392.2
1941	95.1	156.7	251.8	129.1	114.3	243.4	199.5	202.4	401.9
1942	90.8	138.3	229.1	129.1	102.4	231.5	197.1	181.0	378.1
1943	82.7	158.6	214.3	121.5	110.4	231.9	196.7	174.1	370.8
1944	88.4	119.1	207.5	129.1	103.0	232.1	199.2	185.3	384.5
1945	78.9	110.9	189.8	121.5	106.7	228.2	188.9	173.8	362.7
1946	77.9	115.7	193.6	129.1	98.2	227.3	196.9	176.3	373.2
1947	75.3	78.2	153.5	121.5	93.6	215.1	184.2	154.3	338.5
1948	72.3	115.1	187.4	121.5	106.8	228.3	195.1	175.1	370.2
1949	52.5	103.9	156.4	96.4	116.8	213.2	151.8	184.6	336.4
1950	87.9	115.8	203.7	129.1	96.4	225.5	195.3	170.2	365.5
1951	88.9	86.4	175.3	129.1	96.3	225.4	197.5	172.3	369.8
1952	79.3	146.4	225.7	121.5	115.9	237.4	197.3	184.2	381.5
1953	81.2	101.2	182.4	129.1	97.5	226.6	199.9	167.5	367.4
1954	84.2	155.1	239.3	129.1	106.3	235.4	198.1	190.4	388.5
1955	57.1	78.1	135.2	104.7	97.2	201.9	167.8	144.6	312.4
1956	56.8	98.3	155.1	104.1	113.6	217.7	166.8	189.0	355.8
1957	81.0	121.9	202.9	121.5	111.2	232.7	190.4	190.8	381.2
1958	79.0	99.2	178.2	121.5	114.9	236.4	187.2	202.3	389.5
1959	77.3	92.3	169.6	129.1	94.5	223.6	197.3	167.4	364.7
1960	73.4	152.8	226.2	121.5	110.8	232.3	178.6	198.4	377.0
1961	43.6	89.5	133.1	79.9	120.7	200.6	127.1	193.6	320.7
1962	76.7	104.3	181.0	121.5	110.3	231.8	183.6	190.4	374.0
1963	89.8	151.2	241.0	129.1	113.1	242.2	200.0	196.2	396.2
1964	80.2	143.0	223.2	121.5	111.2	232.7	189.7	189.8	379.5
1965	84.5	144.0	228.5	129.1	103.0	232.1	193.0	191.5	384.5
1966	66.8	169.3	236.1	121.5	121.8	243.3	179.2	214.7	393.9
1967	56.6	161.5	218.1	103.8	150.4	254.2	165.2	254.9	420.1
1968	77.4	160.2	237.6	121.5	117.4	238.9	186.1	205.4	391.5
Mean	77.5	123.7	200.3	120.8	108.5	229.4	187.0	185.7	372.7

Table 5-2 Energy Production of Kürtun, Akköy and Dogankent Power Stations (after completion of Torul Reservoir)

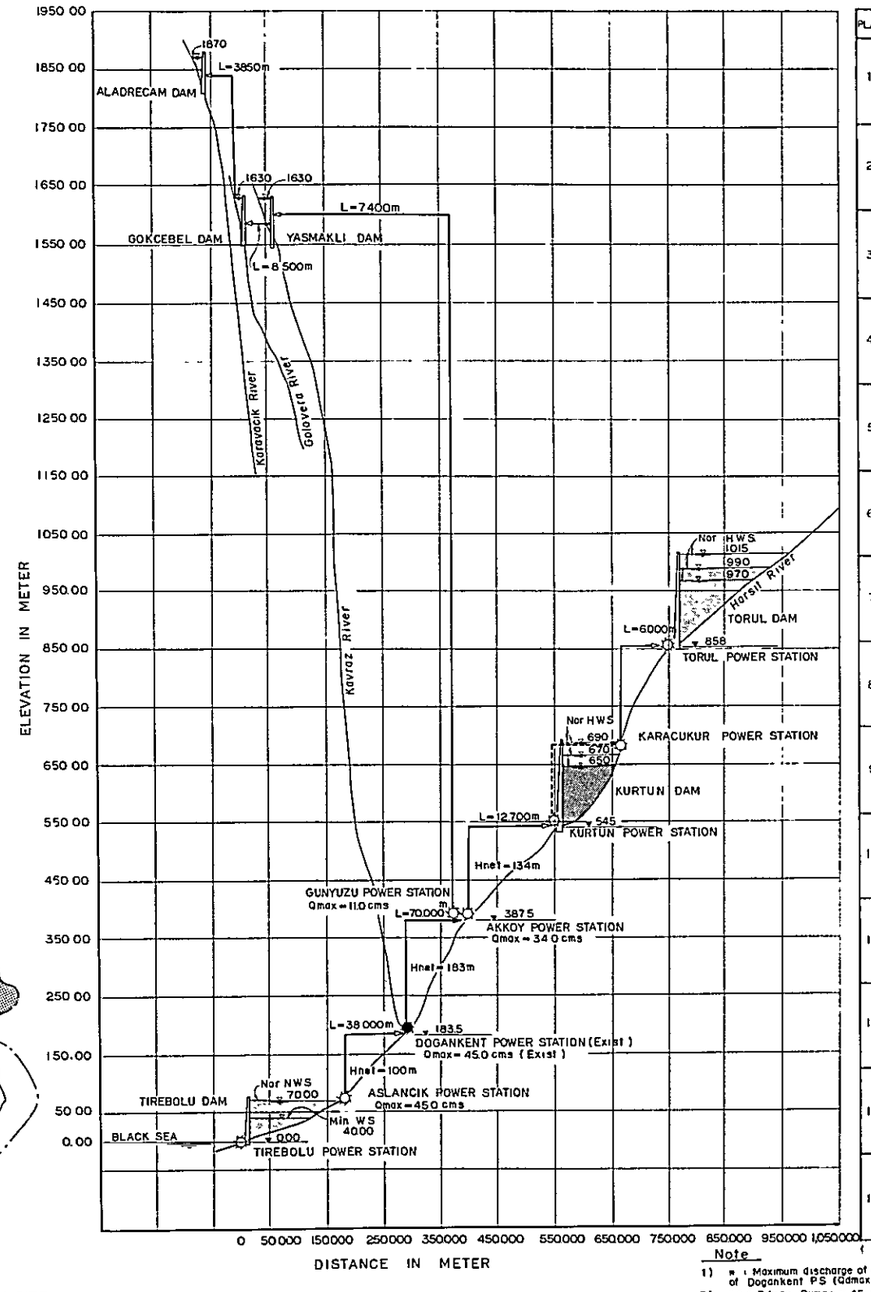
Unit: 10^6 kWh

Year	Kürtün (PKN)			Akköy (PYN)			Dogankent (PDN)		
	Firm	Secondary	Total	Firm	Secondary	Total	Firm	Secondary	Total
1939	139.0	36.2	175.2	196.3	-17.4	178.9	290.0	7.4	297.4
1940	138.4	105.7	244.1	196.3	37.8	234.1	292.0	98.5	390.5
1941	141.3	109.0	250.3	196.3	31.9	228.2	291.3	89.8	381.1
1942	136.0	89.8	225.8	196.3	23.4	219.7	288.9	77.3	366.2
1943	126.0	76.7	202.7	196.3	- 0.7	195.6	287.9	33.4	321.3
1944	123.0	94.2	217.2	196.3	5.8	202.1	291.0	56.1	347.1
1945	123.1	66.4	189.5	196.3	-16.0	180.3	286.4	10.4	296.8
1946	111.8	87.4	199.2	196.3	-12.4	183.9	288.6	24.1	312.7
1947	126.5	30.5	157.0	196.3	-16.6	179.7	283.3	13.3	296.6
1948	117.6	74.2	191.8	196.3	-16.5	179.8	286.8	15.1	301.9
1949	95.4	56.6	152.0	174.9	- 4.0	170.9	259.1	21.7	280.8
1950	121.8	76.0	197.8	196.3	- 6.4	189.9	287.1	29.9	317.0
1951	121.5	72.0	193.5	196.3	13.0	209.3	289.3	62.5	351.8
1952	123.8	88.6	212.4	196.3	14.1	210.4	288.3	62.0	350.3
1953	115.7	74.7	190.4	196.3	-12.6	183.7	291.7	15.8	307.5
1954	127.6	107.1	234.7	196.3	10.7	207.0	289.9	62.8	352.7
1955	108.4	14.3	122.7	196.3	-35.5	160.8	283.3	-17.4	265.9
1956	94.9	83.2	178.1	174.0	5.3	179.3	262.2	44.4	306.6
1957	124.9	90.0	214.9	196.3	9.7	206.0	282.2	67.2	349.4
1958	123.3	63.1	186.4	196.3	1.3	197.6	289.5	47.3	336.8
1959	115.1	60.8	175.9	196.3	-14.0	182.3	289.1	20.2	309.3
1960	122.4	93.1	215.5	196.3	7.7	204.0	280.7	63.0	343.7
1961	102.6	19.2	121.8	196.3	-41.4	154.9	275.0	-19.1	255.9
1962	118.3	84.9	203.2	196.3	0.3	196.6	276.5	52.7	329.2
1963	123.1	127.5	250.6	196.3	21.8	218.1	291.8	71.5	363.3
1964	126.9	96.3	223.2	196.3	4.0	200.3	281.4	57.7	339.1
1965	119.1	104.6	223.7	196.3	11.7	208.0	284.7	66.9	351.6
1966	119.2	114.9	234.1	196.3	17.3	213.6	281.3	72.1	353.4
1967	112.8	112.3	225.1	196.3	25.6	221.9	287.0	86.8	373.8
1968	121.4	109.0	230.4	196.3	12.9	209.2	287.5	67.1	354.6
Mean	120.7	80.6	201.3	194.8	2.0	196.9	284.8	45.4	330.1



TOTAL CATCHMENT AREA AT DAM SITE OR DIVERSION SITE OF POWER STATIONS

TORUL	T C A	= 2026 KM²
KARACUKUR	"	= " "
KÜRTUN	"	= 2026 + 727 = 2753 KM²
AKKOY	"	= " " "
GUNYUZU	"	= 38 + 166 + 95 = 299 KM²
DOGANKENT	"	= 2753 + 159 = 2912 KM²
ASLANCIK	"	= 2912 + 95 + 34 + 83 = 3124 KM²
TIREBOLU	"	= 3124 + 142 = 3266 KM²



STORAGE CAPACITY AND POWER DISCHARGE OF ALTERNATIVE SCHEME

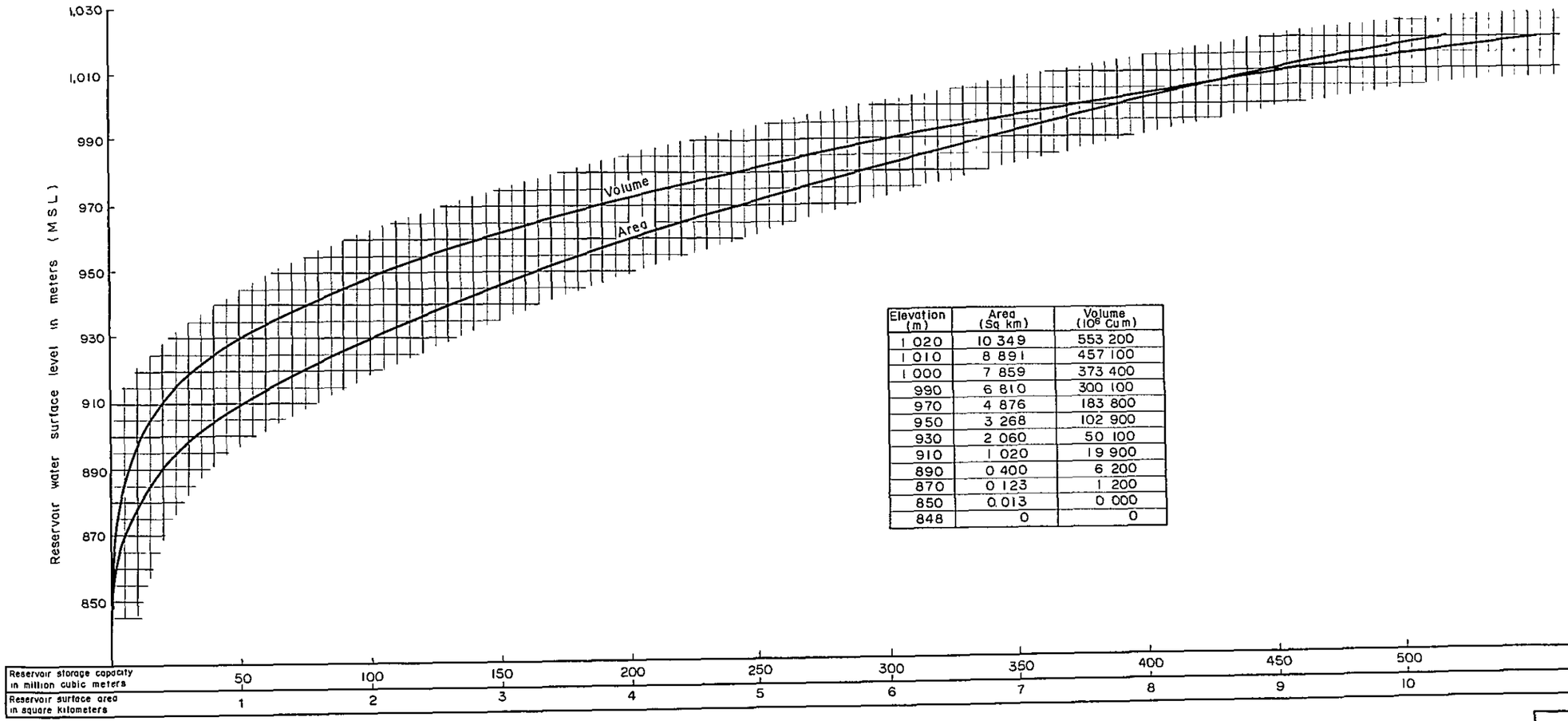
PLAN	ITEM	TORUL	KARCUKUR	KURTUN	AKKOY	DOGANKENT	ASLANCIK	TIREBOLU
1	Nor H W S m	1015	850	690	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	3550	0.9	1829	1.3	—	—	1712
	Firm Discharge cms	14.4	14.4	23.6	23.6	28.6	28.7	32.3
	Max Discharge (70) "	5.7	2.0	9.4	** 3.4	* 4.5	* 4.5	12.9
	" (50) "	"	2.9	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	5.7	"	9.5	10.6	10.6	"
2	Nor H W S m	990	850	690	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	2078	0.9	1829	1.3			1712
	Firm Discharge cms	12.2	12.2	21.4	21.4	26.4	26.5	30.1
	Max Discharge (70) "	4.8	1.8	8.5	3.1	4.2	4.2	12.0
	" (50) "	"	2.5	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	4.8	"	8.5	9.6	9.6	"
3	Nor H W S m	970	850	690	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	1038	0.9	1829	1.3			1712
	Firm Discharge cms	9.9	9.9	19.2	19.2	24.2	24.3	27.9
	Max Discharge (70) "	4.0	1.5	7.6	2.8	3.9	3.9	11.2
	" (50) "	"	2.0	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	4.0	"	7.6	8.7	8.7	"
4	Nor H W S m	1015	850	670	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	3350	0.9	1234	1.3			1712
	Firm Discharge cms	14.4	14.4	22.6	22.6	27.6	27.7	31.3
	Max Discharge (70) "	5.7	2.1	9.0	3.4	4.5	4.5	12.5
	" (50) "	"	2.9	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	5.7	"	9.0	10.1	10.1	"
5	Nor H W S m	990	850	670	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	2078	0.9	1234	1.3			1712
	Firm Discharge cms	12.2	12.2	20.3	20.3	25.3	25.4	29.0
	Max Discharge (70) "	4.8	1.8	8.1	2.9	4.0	4.0	11.6
	" (50) "	"	2.5	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	4.8	"	8.1	9.2	9.2	"
6	Nor H W S m	970	850	670	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	1038	0.9	1633	1.3			1712
	Firm Discharge cms	9.9	9.9	18.1	18.1	23.1	23.2	[illegible]
	Max Discharge (70) "	4.0	1.5	7.2	2.6	3.7	3.7	[illegible]
	" (50) "	"	2.0	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	
	" (25) "	"	4.0	"	7.2	8.3	8.3	
7	Nor H W S m	1015	850	650	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	3550	0.9	733	1.3			1712
	Firm Discharge cms	14.4	14.4	21.9	21.9	26.9	27.0	"
	Max Discharge (70) "	5.7	2.1	8.7	3.2	4.3	4.3	12.2
	" (50) "	"	2.9	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	—
	" (25) "	"	5.7	"	8.7	9.8	9.8	
8	Nor H W S m	990	850	650	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	2078	0.9	733	1.3			1712
	Firm Discharge cms	12.2	12.2	19.7	19.7	24.7	24.8	28.4
	Max Discharge (70) "	4.8	1.8	7.8	2.9	4.0	4.0	11.4
	" (50) "	"	2.5	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	"	4.8	"	7.8	8.9	8.9	"
9	Nor H W S m	970	850	650	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	1038	0.9	733	1.3			1712
	Firm Discharge cms	9.9	9.9	17.4	17.4	22.4	22.5	26.1
	Max Discharge (70) "	4.0	1.4	7.0	2.5	3.6	3.6	10.4
	" (50) "	"	2.0	"	3.4	4.5	4.5	"
	" (25) "	"	4.0	"	7.0	8.1	8.1	"
10	Nor H W S m	—	850	690	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	—	0.9	1829	1.3			1712
	Firm Discharge cms	—	3.2	17.8	17.8	22.8	22.9	26.5
	Max Discharge (70) "	—	5	7.1	2.6	3.7	4.1	[illegible]
	" (50) "	—	7	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
	" (25) "	—	13	"	7.1	8.2	8.2	
11	Nor H W S m	1015	850	(690)	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	3550	0.9	—	1.3			1712
	Firm Discharge cms	14.4	14.4	14.4	15.4	20.4	20.5	27.6
	Max Discharge (70) "	5.7	2.1	2.1	2.2	3.3	3.3	11.1
	" (50) "	"	2.9	2.9	3.0	4.1	4.1	"
	" (25) "	"	5.7	5.7	** 3.4	* 4.5	* 4.5	
12	Nor H W S m	970	850	(690)	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	1038	0.9	—	1.3			1712
	Firm Discharge cms	9.9	9.9	9.9	10.1	15.1	15.2	23.1
	Max Discharge (70) "	4.0	1.4	1.4	1.4	2.5	2.5	9.2
	" (50) "	"	2.0	2.0	2.0	3.1	3.1	"
	" (25) "	"	4.0	4.0	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"
13	Nor H W S m	—	850	(690)	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	—	0.9	—	1.3			1712
	Firm Discharge cms	—	3.2	3.2	4.2	9.2	9.3	21.5
	Max Discharge (70) "	—	5	5	6	1.7	1.7	8.6
	" (50) "	—	7	7	8	1.9	1.9	"
	" (25) "	—	13	13	1.7	2.8	2.8	"
14	Nor H W S m	—	850	650	545	383	180	70
	Eff Storage Capacity mcm	—	0.9	733	1.3			1712
	Firm Discharge cms	—	3.2	12.2	12.2	17.2	17.2	22.0
	Max Discharge (70) "	—	5	7.8	1.9	2.7	2.7	8.8
	" (50) "	—	7	"	2.6	3.6	3.6	"
	" (25) "	—	13	"	** 3.4	* 4.5	* 4.5	"

Note

1) * : Maximum discharge of existing tunnel section of Dogankent PS (Qdmax)
2) ** : Qdmax - Qumax = 45 - 11 = 3.4 cms
3) Qumax = Maximum discharge of Gunyuz PS
4) (70), (50), (25) = plant Factor of Run of River Type Power Station
5) (690) = Without Rereruoir-Run of River Type of Kurtun
6) Max Discharge of Dogankent = Max Discharge of AKKOY + 11.0 (Max Discharge of GUNYUZU)

Fig. 5-1

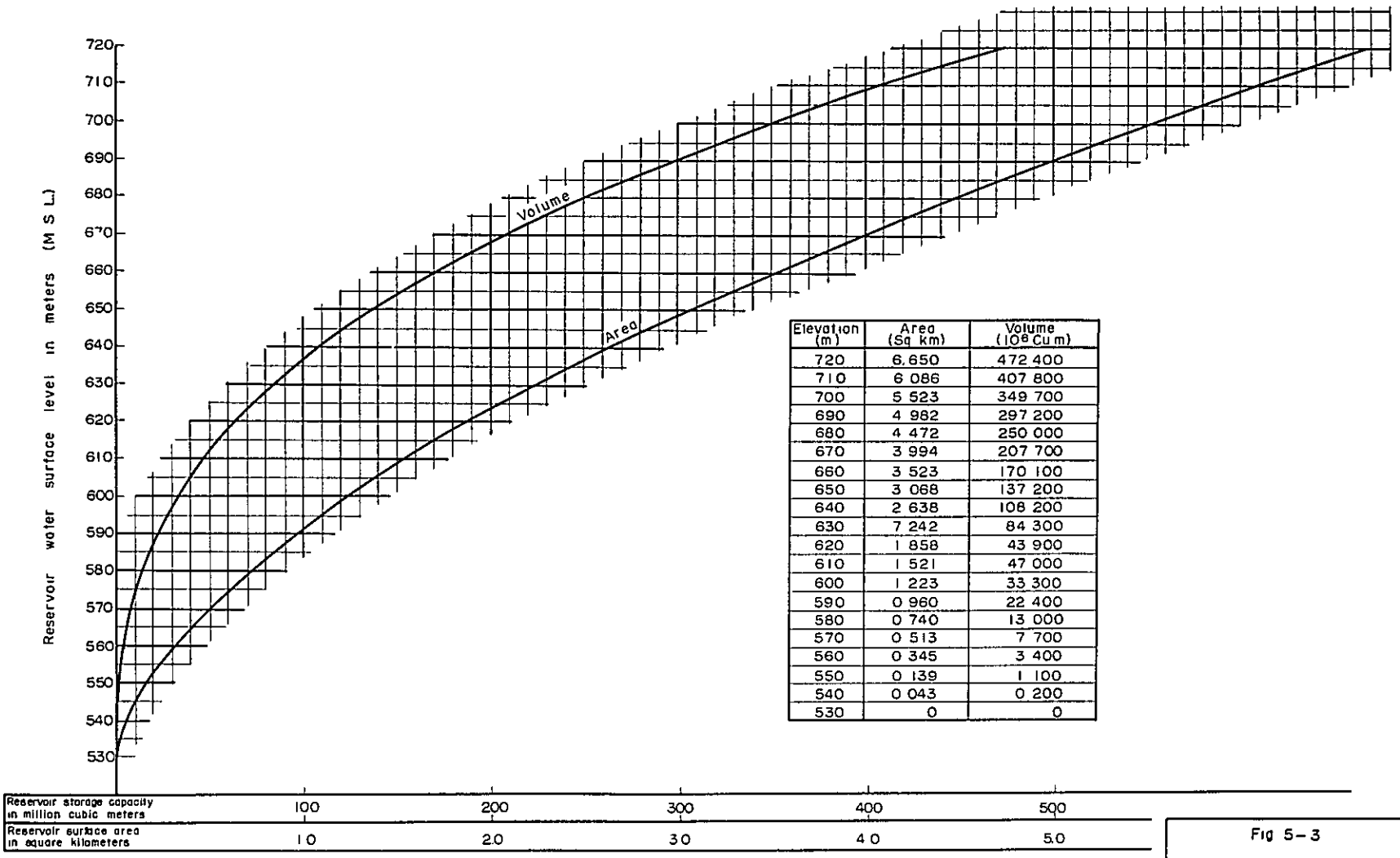
Plan and Profile of Alternative Scheme



Elevation (m)	Area (Sq km)	Volume (10^6 Cum)
1 020	10 349	553 200
1 010	8 891	457 100
1 000	7 859	373 400
990	6 810	300 100
970	4 876	183 800
950	3 268	102 900
930	2 060	50 100
910	1 020	19 900
890	0 400	6 200
870	0 123	1 200
850	0.013	0 000
848	0	0

Fig 5-2

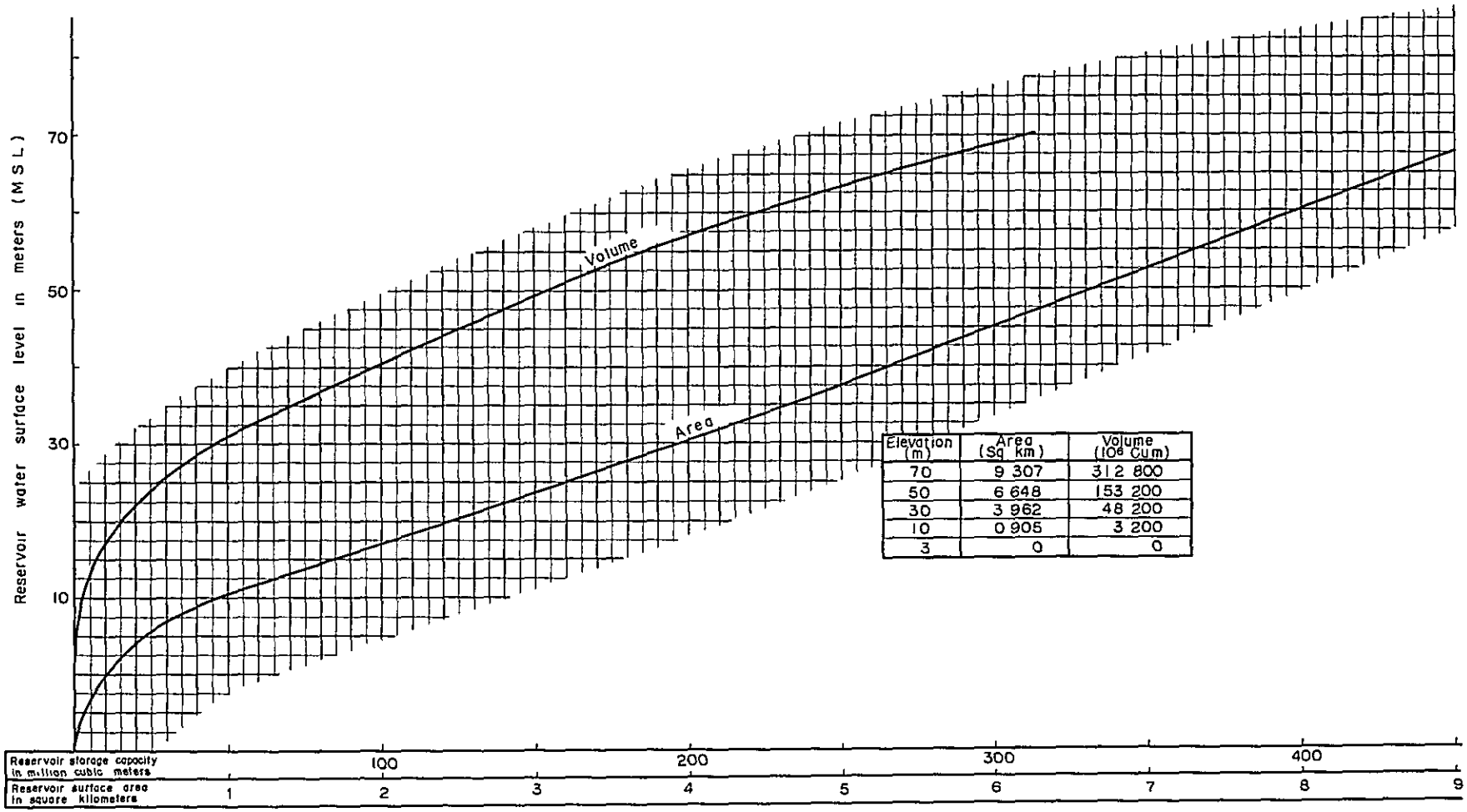
Area Capacity Curves for Torul Reservoir



Elevation (m)	Area (Sq km)	Volume (10^6 Cu m)
720	6.650	472.400
710	6.086	407.800
700	5.523	349.700
690	4.982	297.200
680	4.472	250.000
670	3.994	207.700
660	3.523	170.100
650	3.068	137.200
640	2.638	108.200
630	7.242	84.300
620	1.858	43.900
610	1.521	47.000
600	1.223	33.300
590	0.960	22.400
580	0.740	13.000
570	0.513	7.700
560	0.345	3.400
550	0.139	1.100
540	0.043	0.200
530	0	0

Fig 5-3

Area Capacity Curves For Kurtun Reservoir

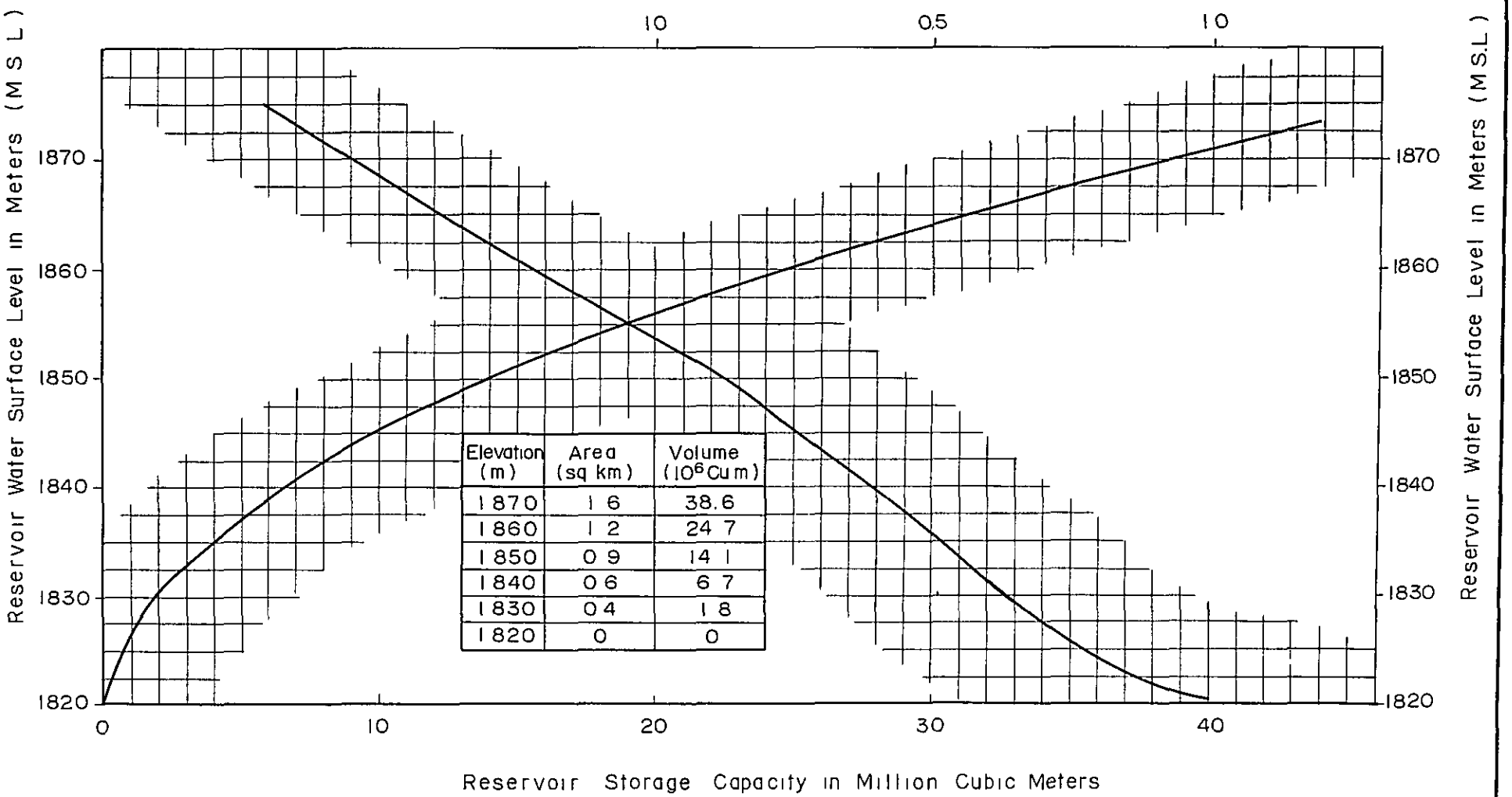


Elevation (m)	Area (Sq km)	Volume (10^6 Cum)
70	9 307	312 800
50	6 648	153 200
30	3 962	48 200
10	0 905	3 200
3	0	0

Fig. 5-4

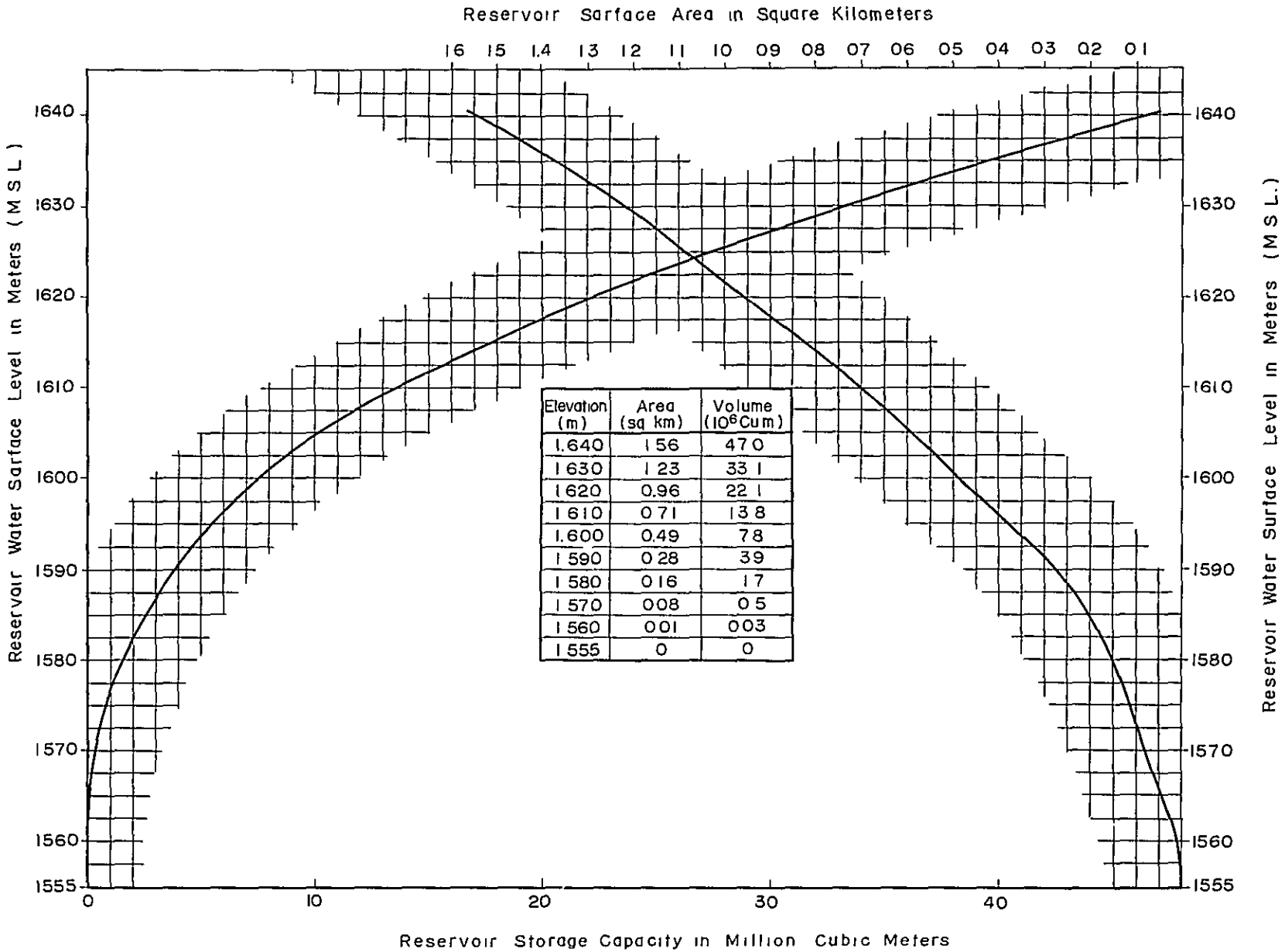
Area Capacity Curves for Tiribolu Reservoir

Fig 5-5 Fig 5-5 Area Capacity Curve of Aladeracan Reservoir



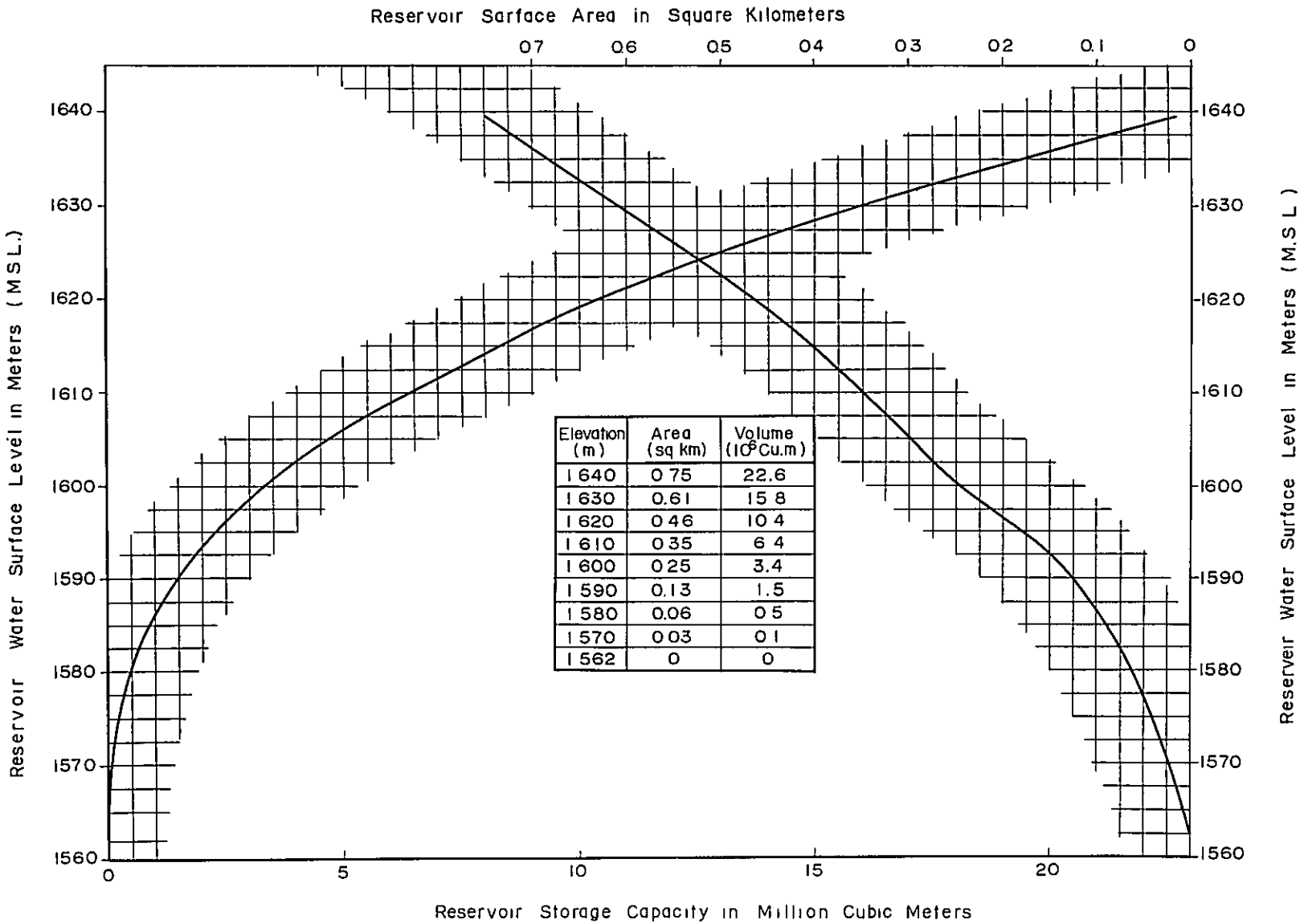
Elevation (m)	Area (sq km)	Volume (10^6 Cu m)
1870	1.6	38.6
1860	1.2	24.7
1850	0.9	14.1
1840	0.6	6.7
1830	0.4	1.8
1820	0	0

Fig. 5-6 Area Capacity Curve of Gokcebel Reservoir

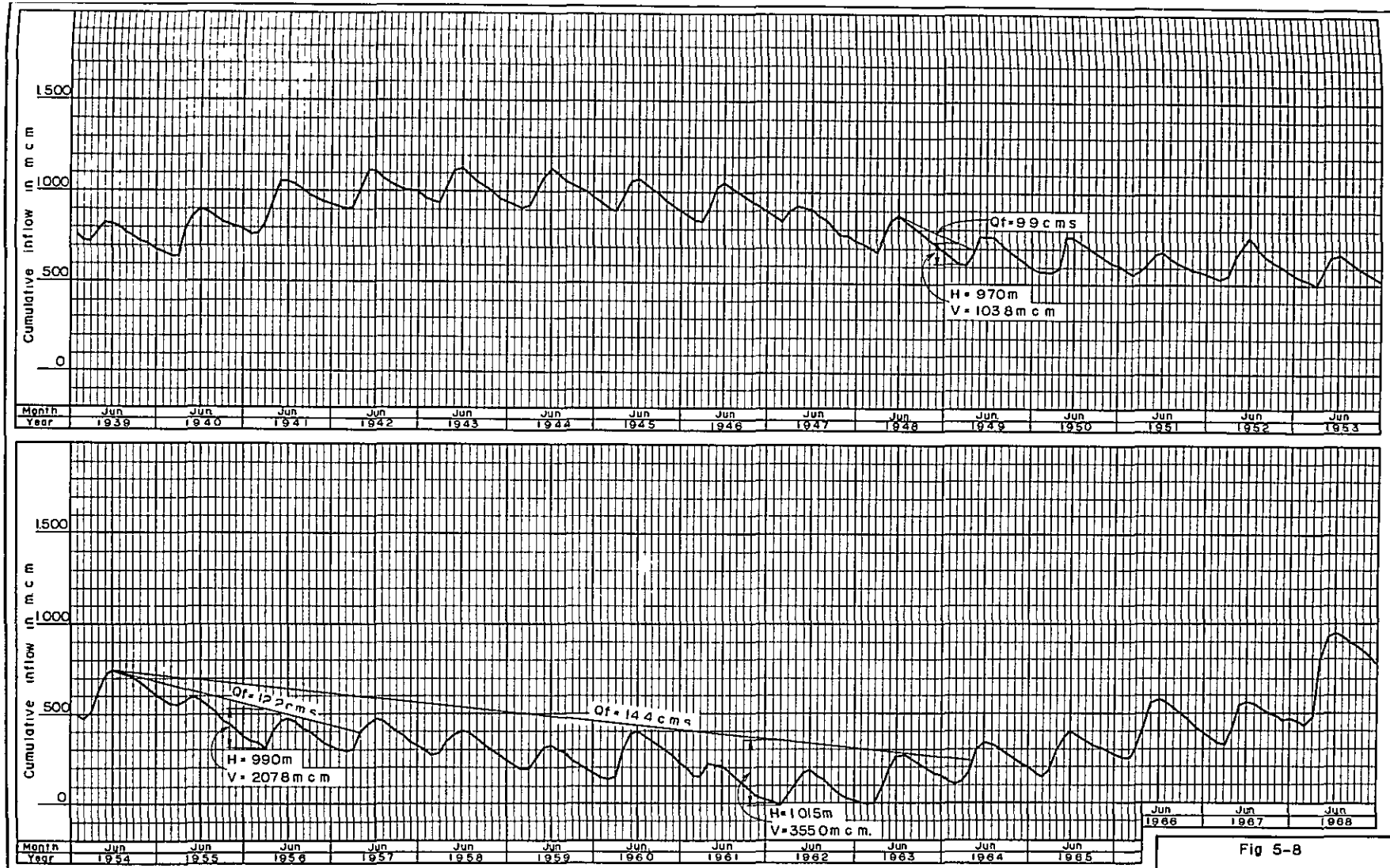


Elevation (m)	Area (sq km)	Volume (10^6 Cum)
1,640	1.56	47.0
1.630	1.23	33.1
1.620	0.96	22.1
1.610	0.71	13.8
1,600	0.49	7.8
1.590	0.28	3.9
1.580	0.16	1.7
1.570	0.08	0.5
1.560	0.01	0.03
1.555	0	0

Fig 5-7 Area Capacity Curve of Yasmakli Reservoir



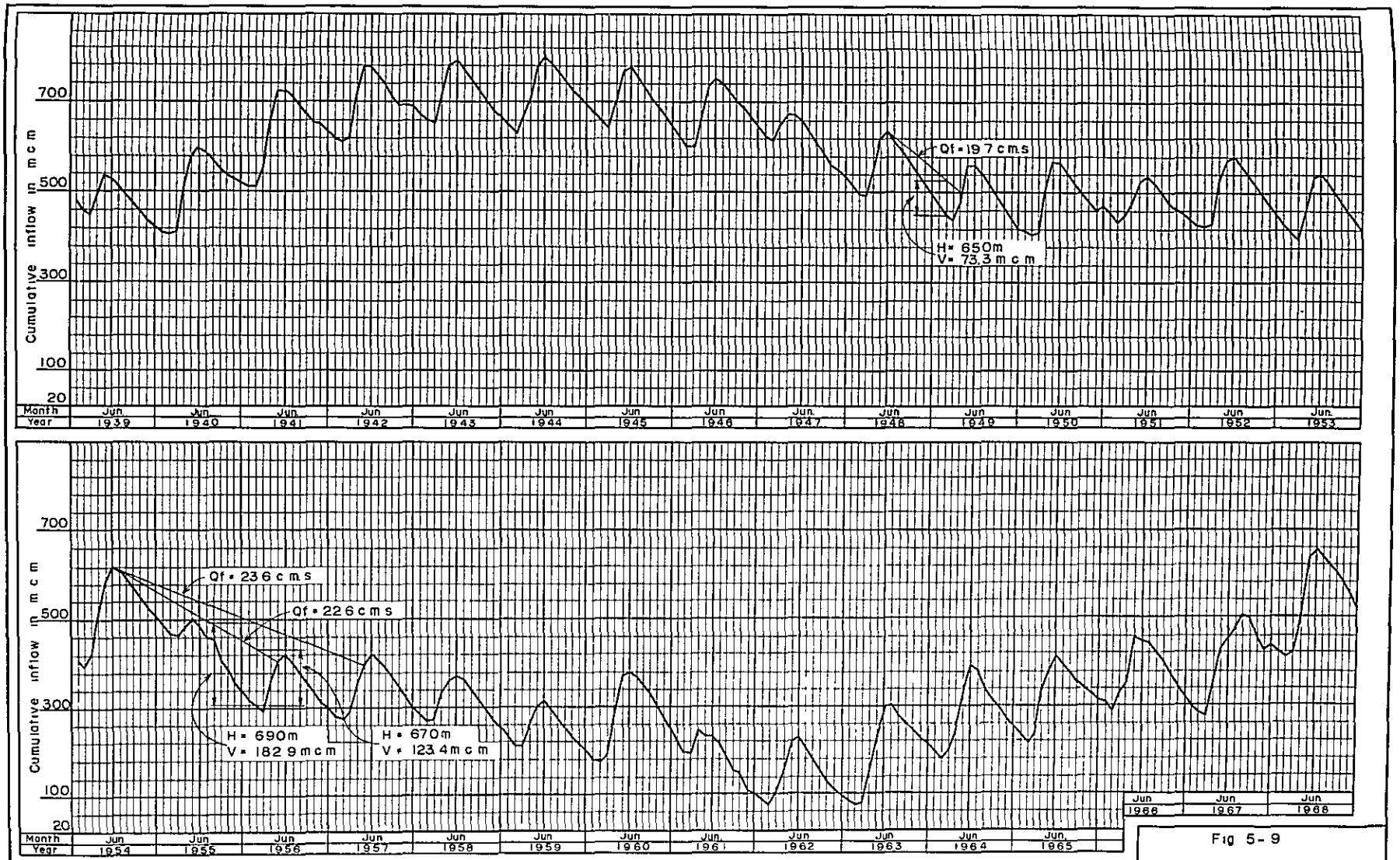
Elevation (m)	Area (sq km)	Volume (10^6 Cu.m)
1640	0.75	22.6
1630	0.61	15.8
1620	0.46	10.4
1610	0.35	6.4
1600	0.25	3.4
1590	0.13	1.5
1580	0.06	0.5
1570	0.03	0.1
1562	0	0



c m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-8

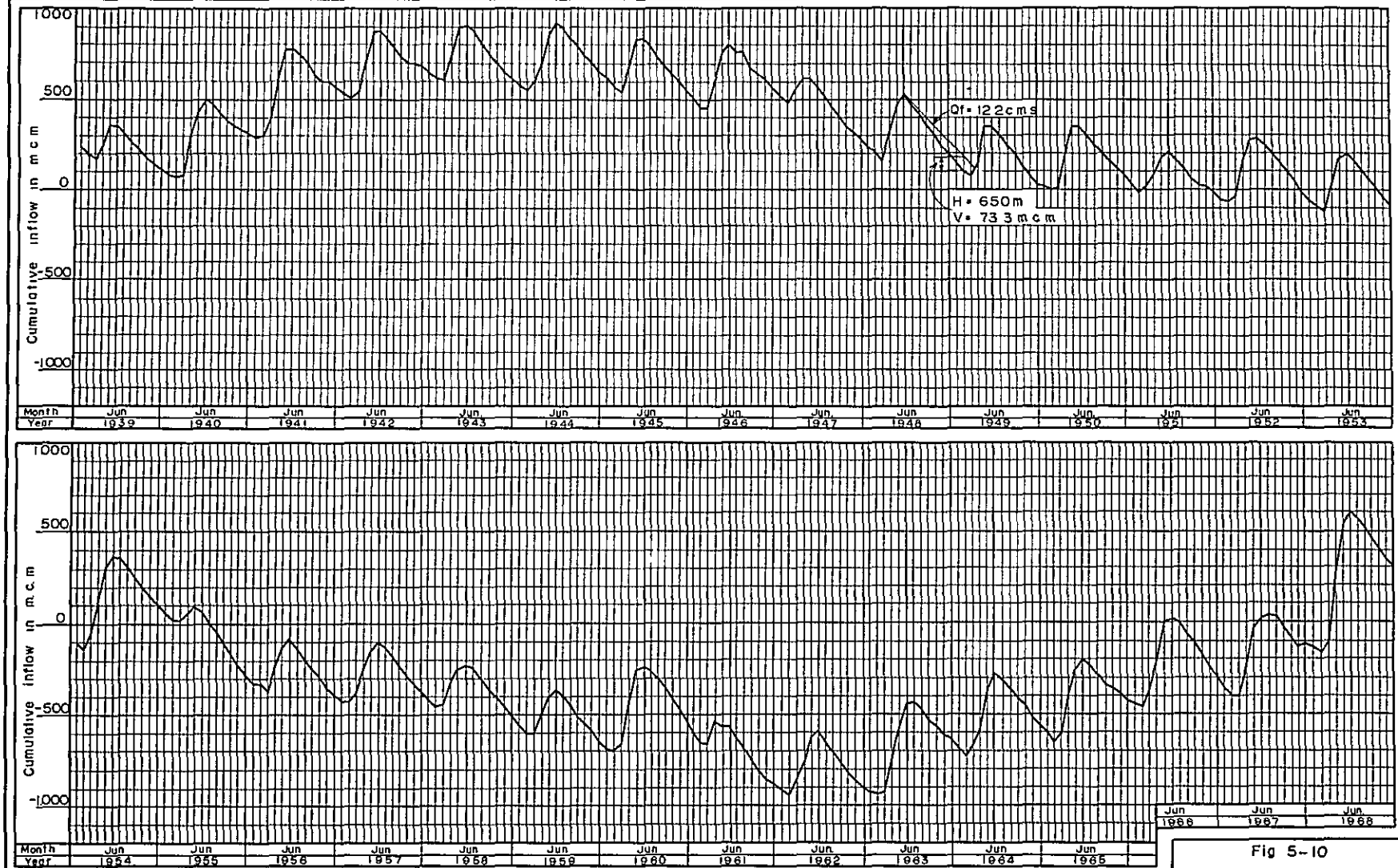
Residual Mass Curve at Torul Dam Site



c m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-9

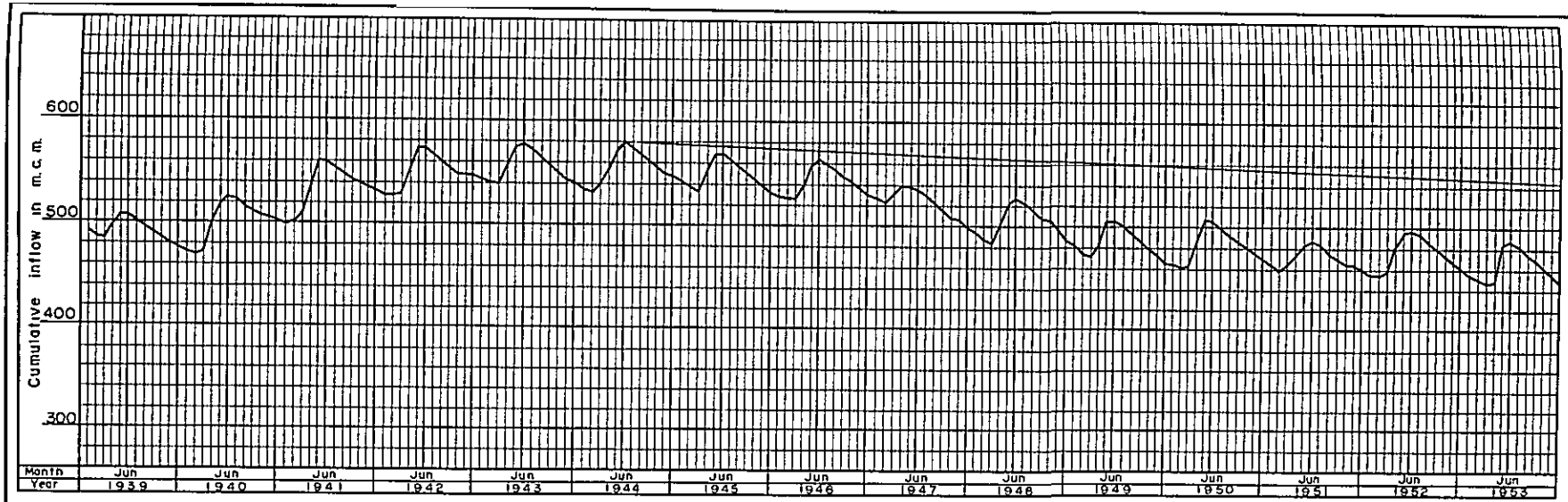
Residual Mass Curve at Kurtun Dam Site (With Torul)

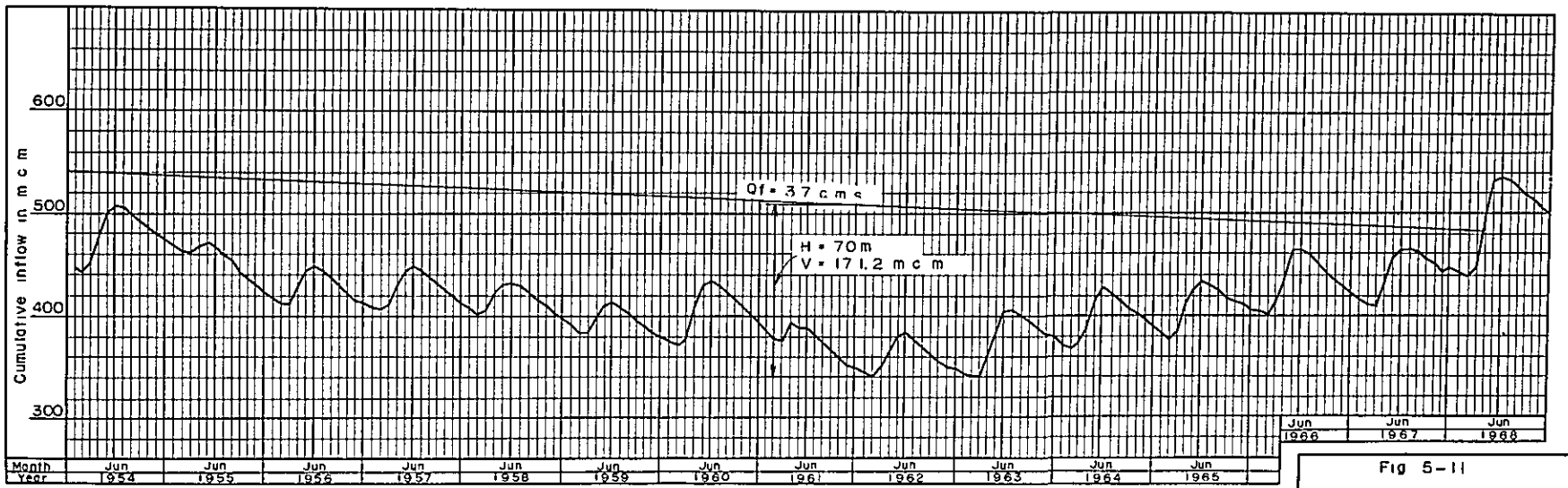


c.m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-10

Residual Mass Curve at Kurtun Dam Site (Without Torul)

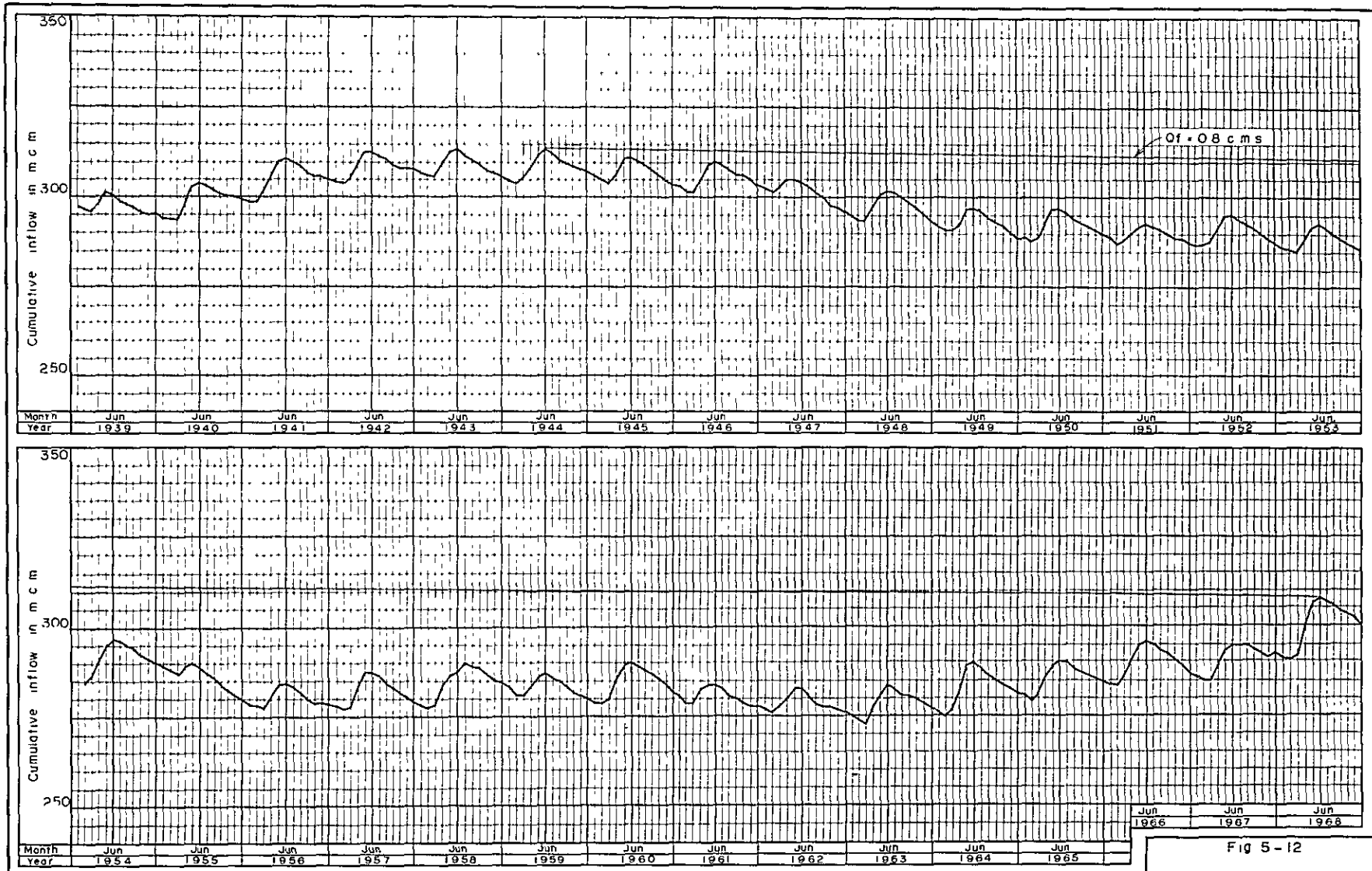




c m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-11

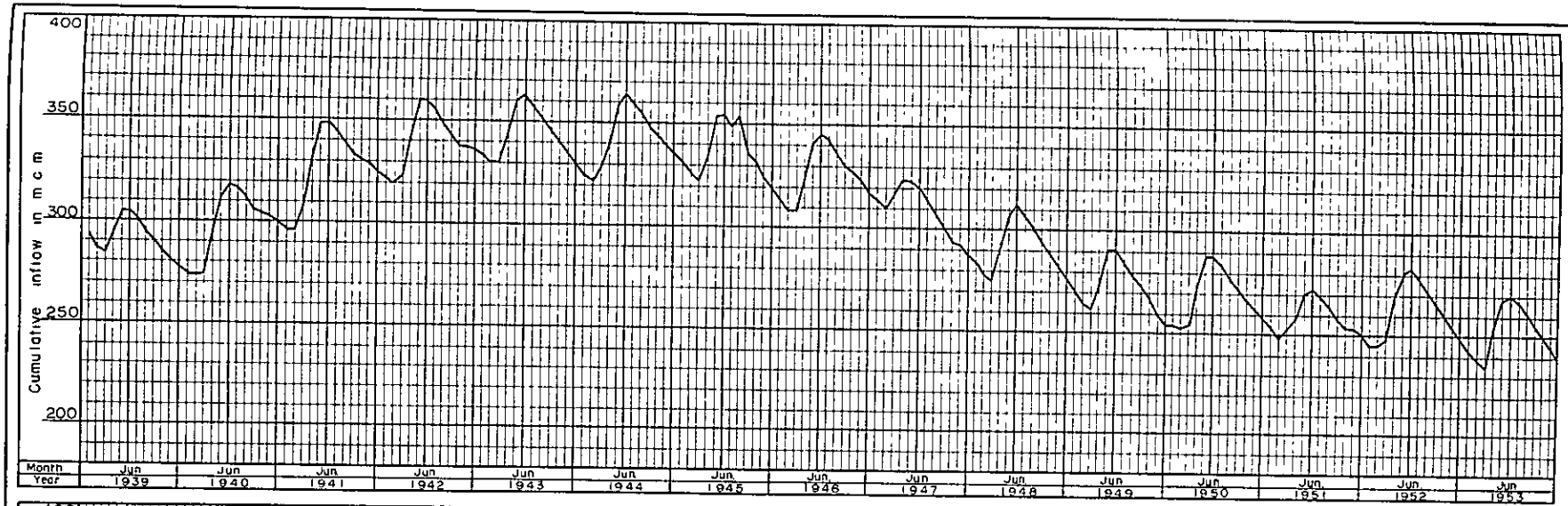
Residual Mass Curve at Tirebol Dam Site

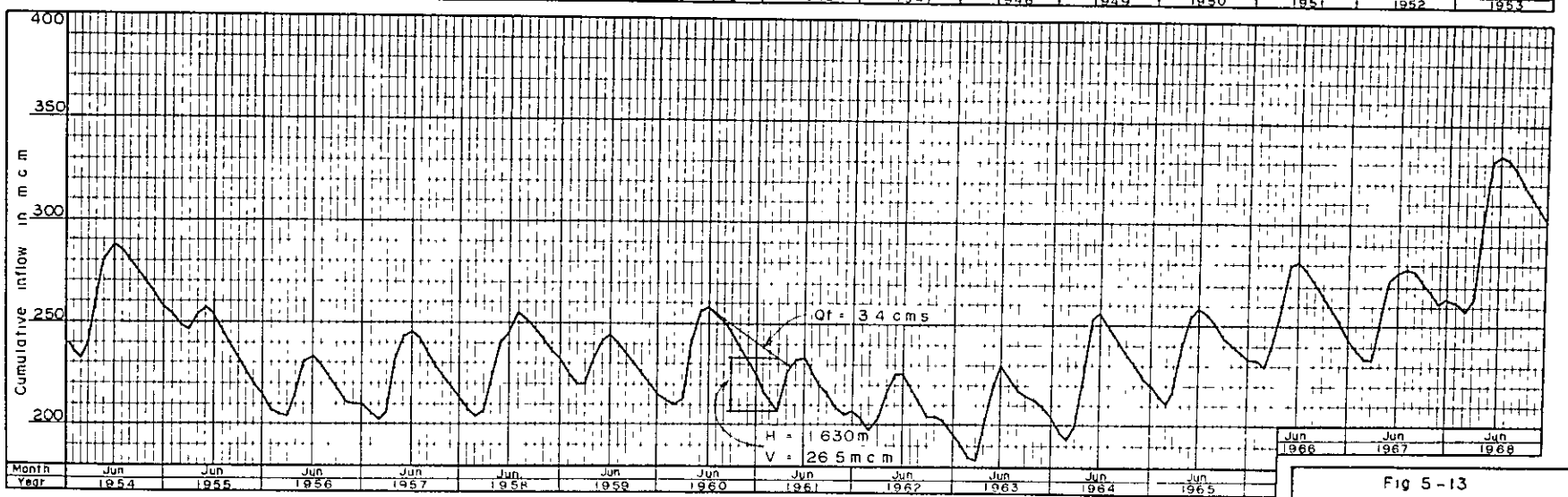


c m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-12

Residual Mass Curve at Aladerecan Dam Site

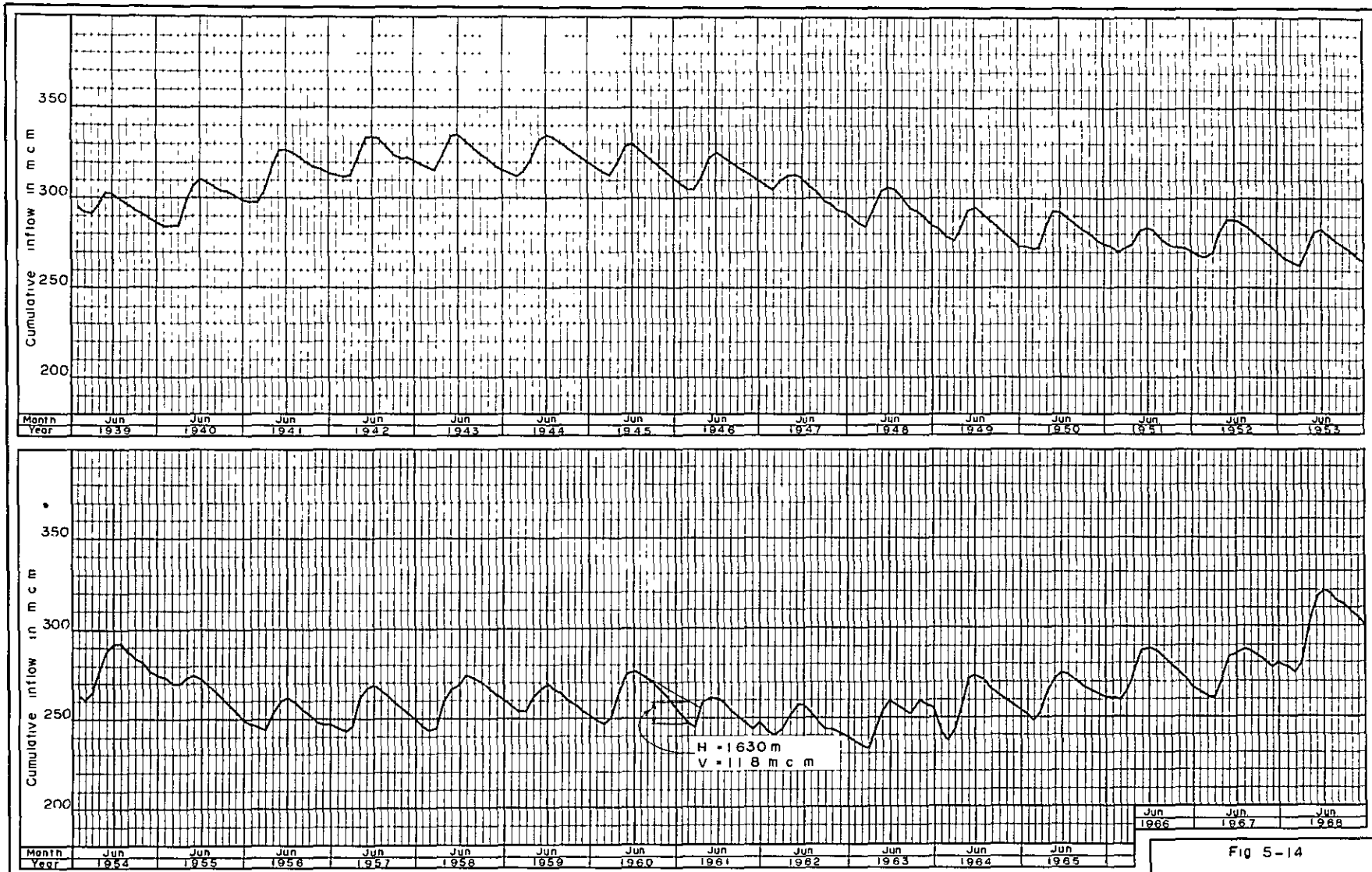




c m s = Cubic meter second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-13

Residual Mass Curve at Gokçebel Dam Site



c m s = Cubic meter per second
m c m = Million cubic meter
H = Normal high water surface
V = Available storage capacity
Qf = Firm discharge

Fig 5-14

Residual Mass Curve at Yosmakli Dam Site

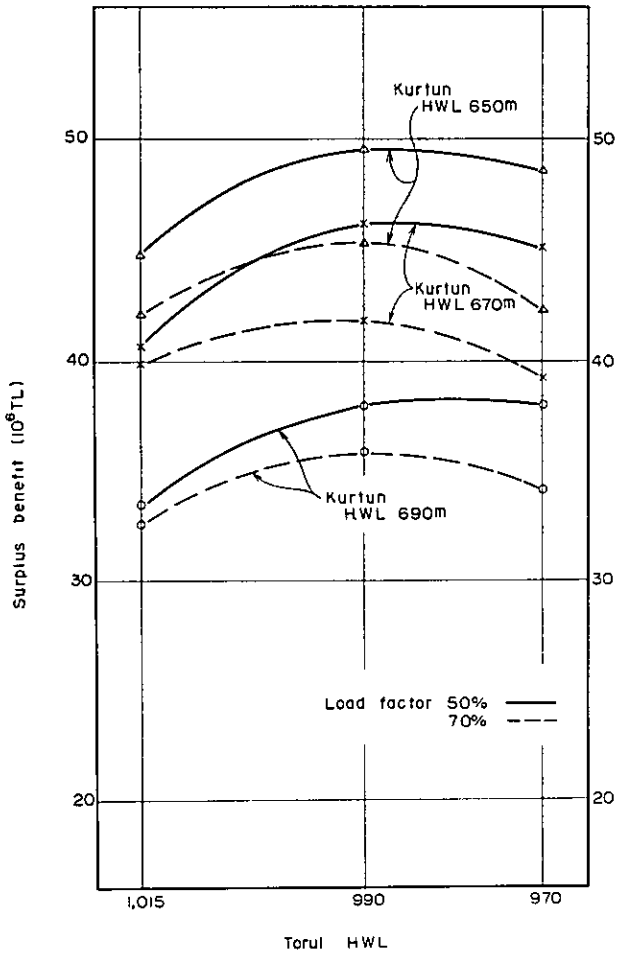


Fig 5-15

Diagram of Surplus Benefit

(Alternative Thermal Power Plant 100MW, Interest 5%)

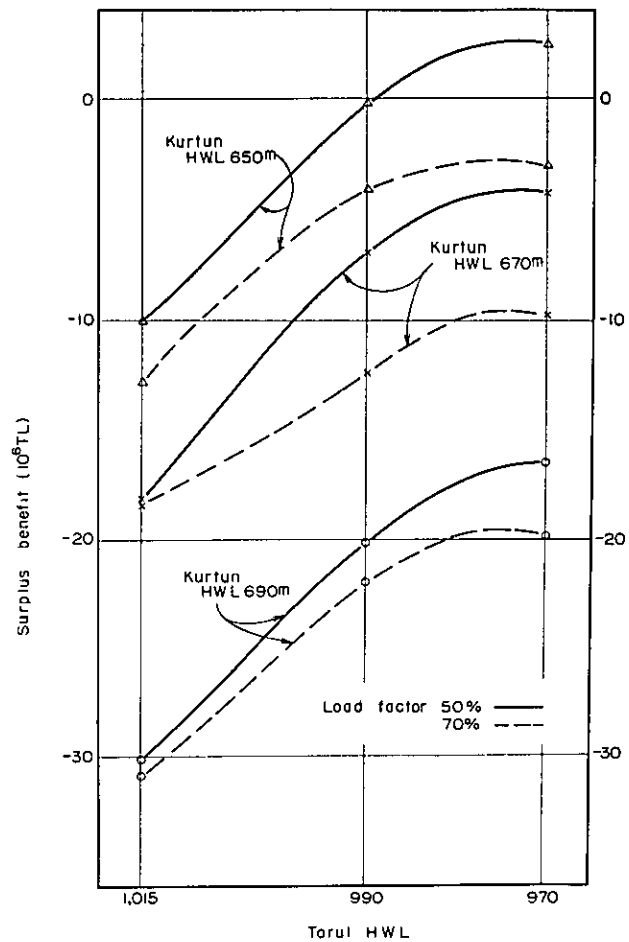


Fig 5-16

Diagram of Surplus Benefit

(Alternative Thermal Power Plant 300MW, Interest 8%)

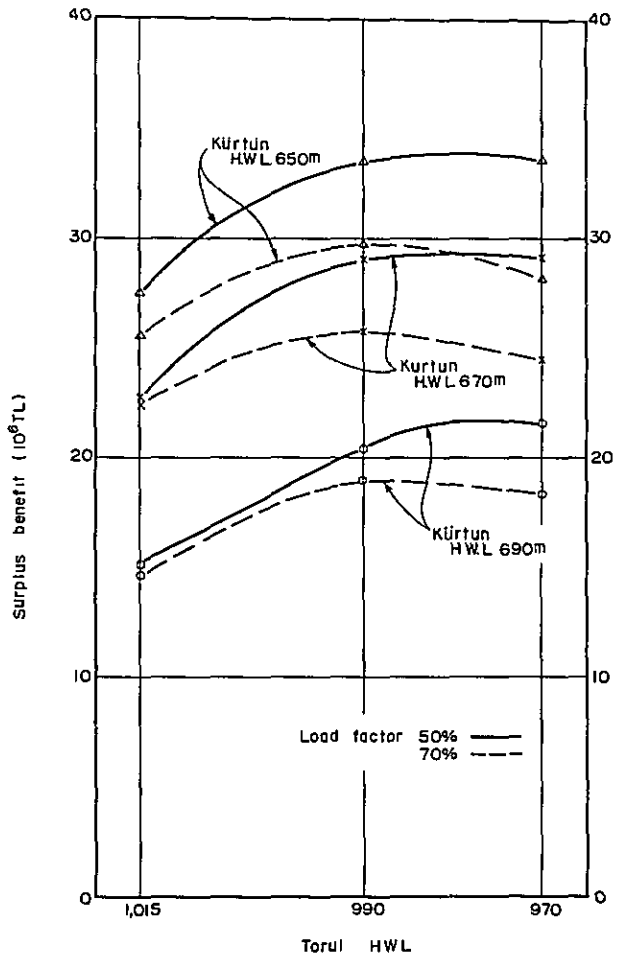


Fig 5-17

Diagram of Surplus Benefit

(Alternative Thermal Power Plant 300MW, Interest 5%)

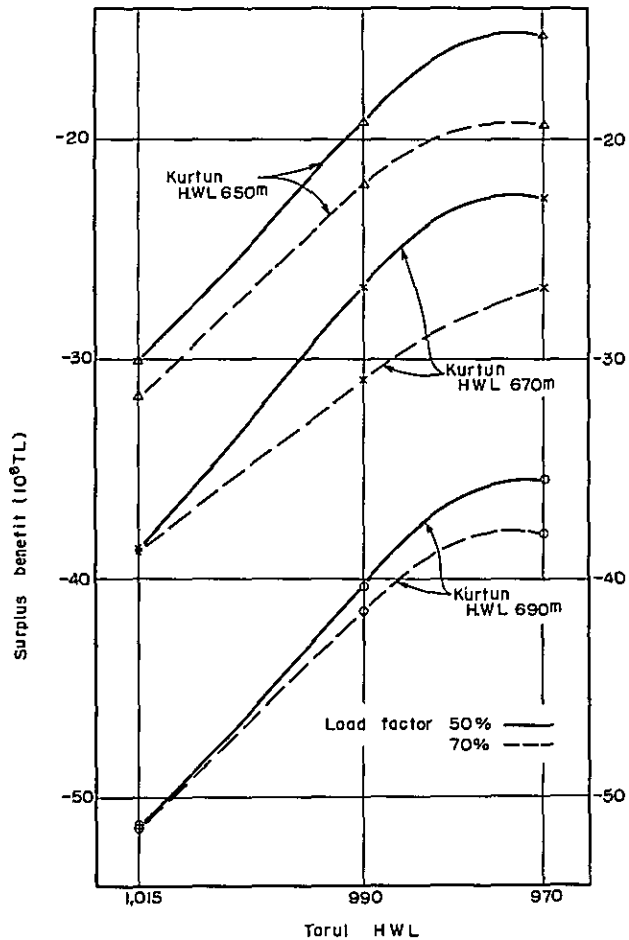
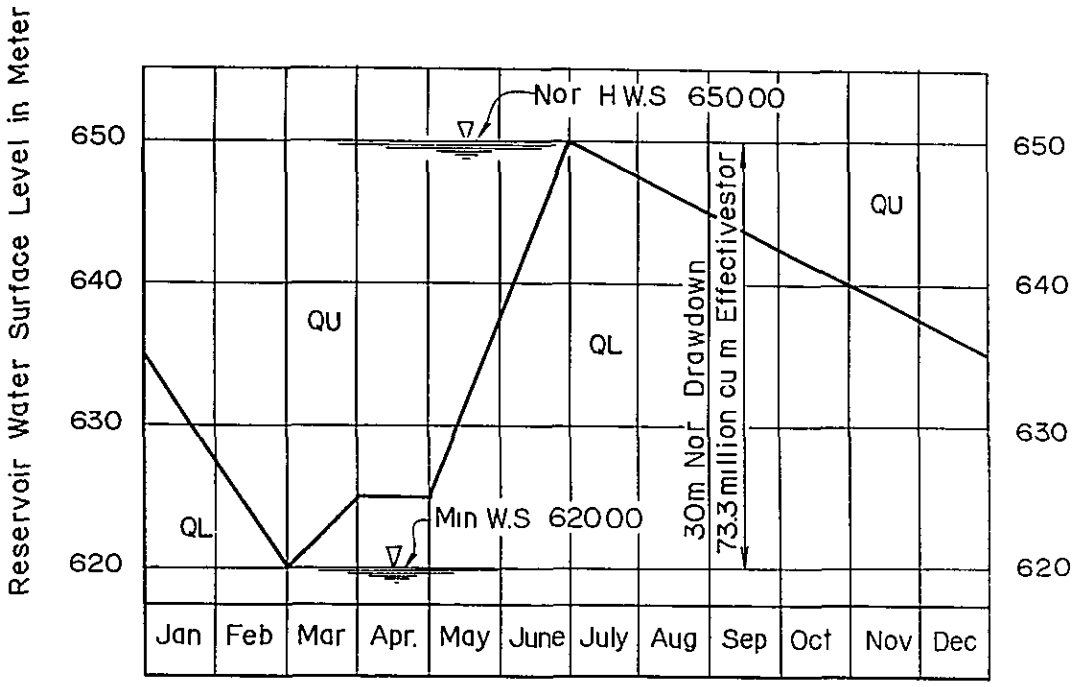


Fig 5-18

Diagram of Surplus Benefit

(Alternative Thermal Power Plant 300MW, Interest 8%)



Month	HN	VU	QU	QL	Month
	m	mill cu m	mill cu m	mill cu m	
Jan	627	780	51.7	51 7	Jan
Feb	620	639	65 8	51.7	Feb
Mar	625	740	65 8	51.7	Mar
Apr	625	74.0	65.8	51.7	Apr
May	638	1020	92 1	51.7	May
June	650	137.2	78.9	51.7	June
July	647	1280	51 7	51 7	July
Aug	645	122.0	51. 7	51.7	Aug
Sep	643	119.0	51. 7	51.7	Sep
Oct	640	1087	51. 7	51.7	Oct
Nov	637	1000	51.7	51.7	Nov
Dec	635	96.0	51.7	51.7	Dec

QMAX= 205.1 mill cu.m

Fig. 5-19

Tentative Operation Rule of Kurtun Reservior

m c m = Million cubic meter

Fig. 5-20

Reservoir Operation of Kurtün with Torul

m c m = Million cubic meter

Fig 5-21

Reservoir Operation of Kurtün without Torul

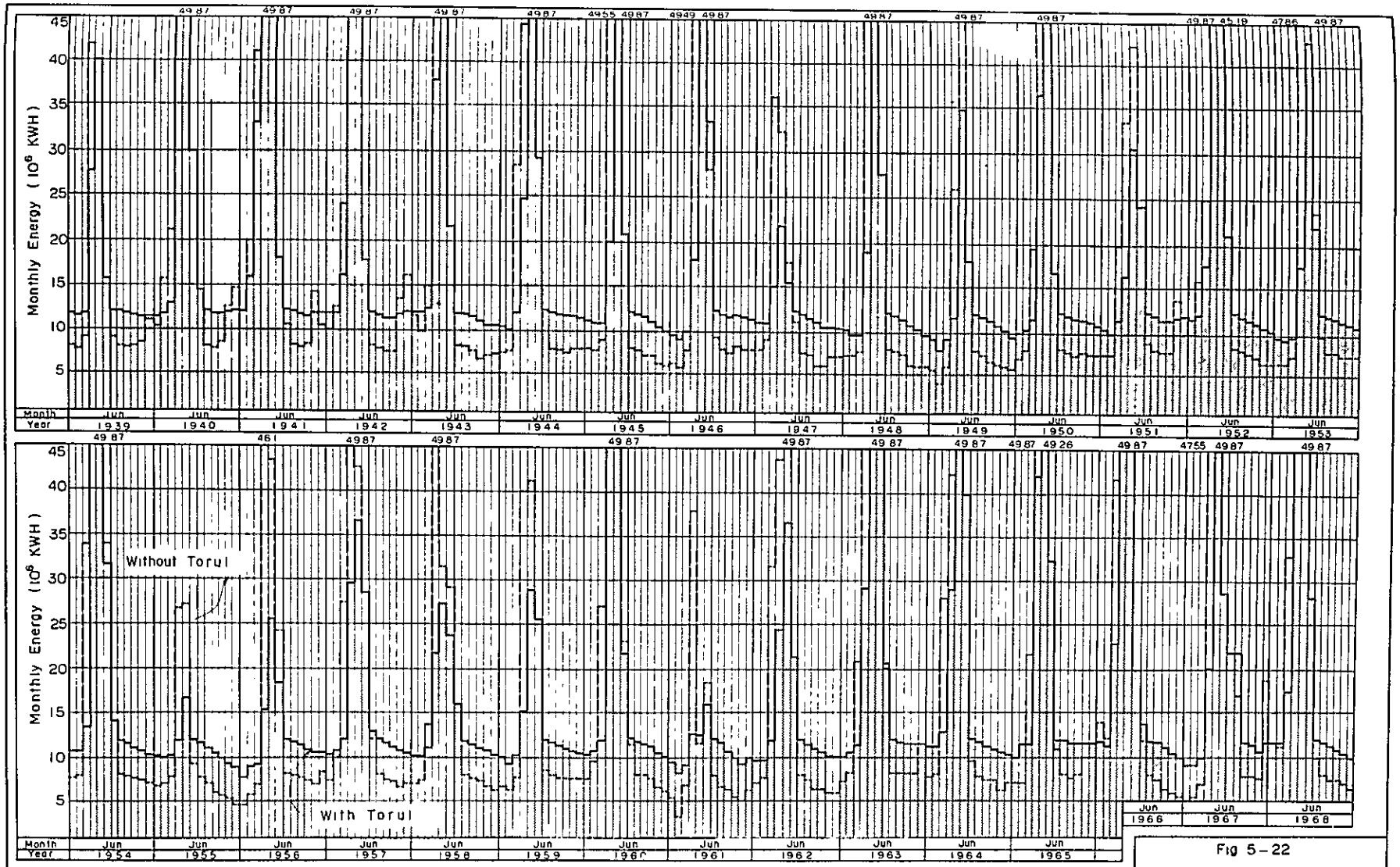


Fig 5-22

Monthly Energy of Kurtun Power Station

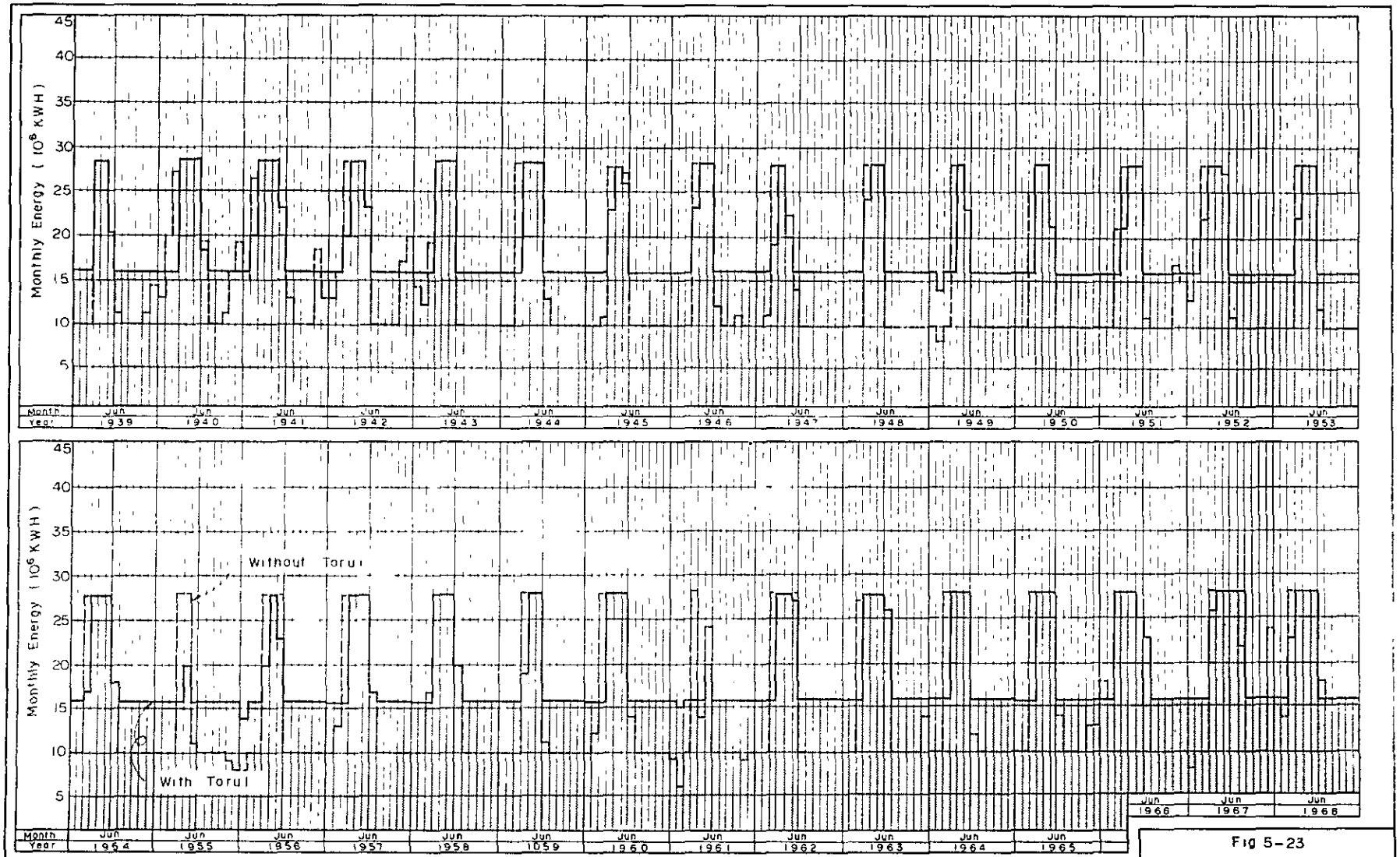


Fig 5-23

Monthly Energy of Akkoy Power Station

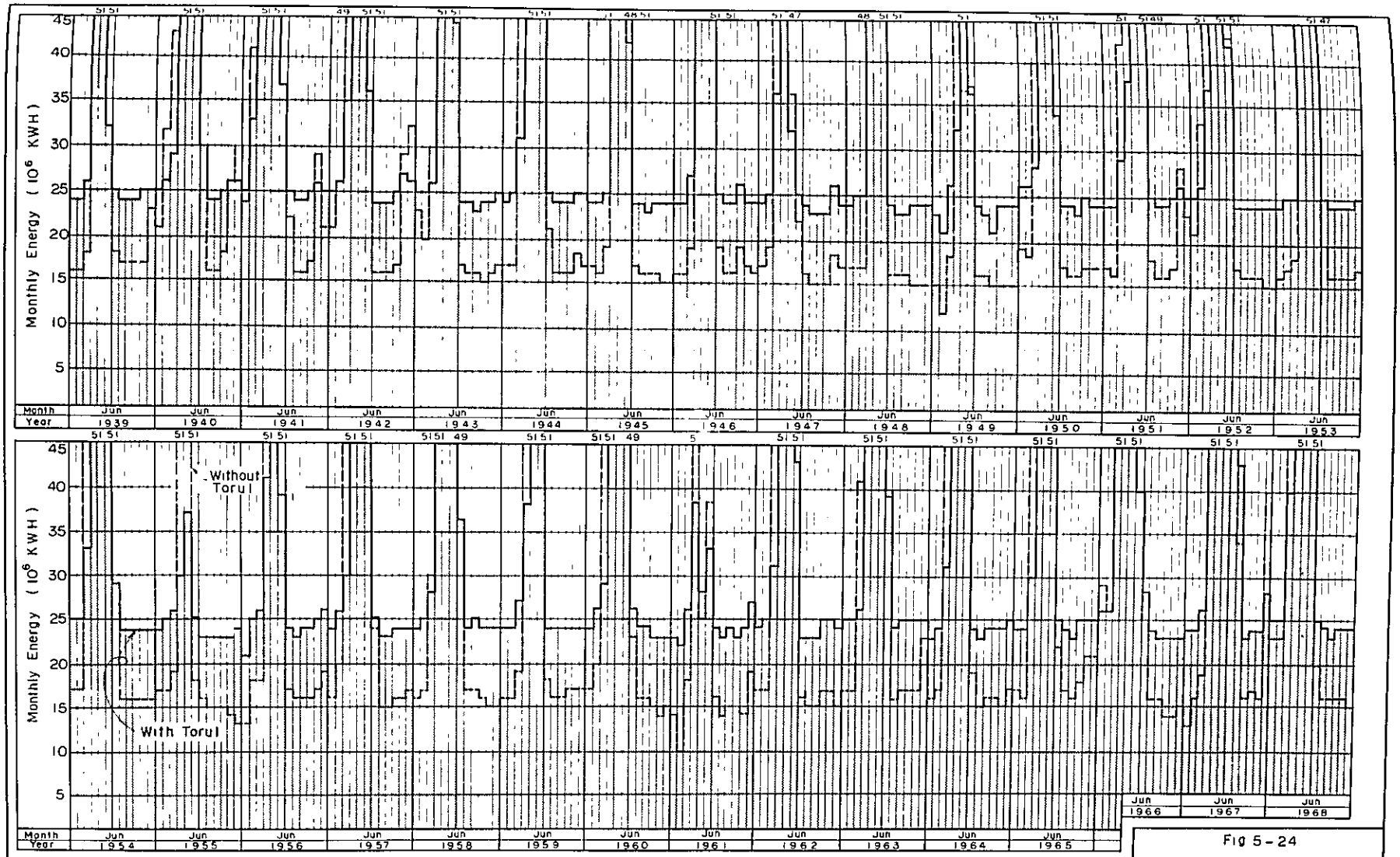


Fig 5-24

Monthly Energy of Doğankent Power Station

第 6 章　　予備設計，工程及び施工方法

第 6 章　予備設計，工程および施工方法

6.1　予備設計

6.1.1　土木構造物

KURTUN発電所の主要構造物の諸元は表－６－１に示す通りである。

KURTUNダムサイトの谷の形状は堤頂長とダムの高さの比で示すと３：１である。

日本における高さ６０m以上の既設アーチダム３５ケ所の中約１４ケ所は堤頂長とダム高さの比2.5～3.5：１の地点に建設されており，その中にはKURTUNのダムサイトに谷の形状がよく似た地点も少くない。又試堀横坑，ボーリングによる地質調査の結果アーチダムの建設に支障となる規模の大きい断層等地質上の問題点を特に認められず，岩盤の弾性係数も５００,０００～１５０,０００Kg/Cm²と推定され，設計洪水量も2,０００m³/sである事を考慮してKURTUNダムの型式はアーチダムとした。勿論この様な地形にダムを建設する場合，代案としてロックフィルダムが考えられる。しかし経験上その経済的な優劣を単純な比較によって決定する事は困難であり最終的な決定はより詳細な地質並びに材料調査に依らねばならない。現在KURTUN地点にロックフィルダムを建設する場合約５００,０００m³の遮水壁材料を必要とするが，現地調査時その材料調査の資料は入手出来ず，又上記の水文地形，地質条件を考慮の上KURTUNダムはアーチ型コンクリートダムとして予備設計を行なった。アーチダムの型式としては肉厚のうすいドーム型式と肉厚の比較的厚いシリンダー型式について検討を行い，その結果ドーム型式を採用する事とした。

ダム及び洪水吐の設計に当り考慮した条件は下記の通りである。

(1)　貯水池

満水位標高	６５０m
推定最低基礎岩盤標高	５１０m
設計堆砂面標高	６２０m
貯水の比重	1.0
堆砂の空気中の見掛け単位容積重量	1.8 t/m³
堆砂の空隙率	0.3
土圧係数	０４
設計洪水量	２０００m³/s

(2)　ダムコンクリート

許容圧縮応力	７０～９０Kg/Cm²（平常時）
弾性係数	2,０００,０００t/m²
単位体積重量	2.35
ポアソン比	0.2

(3)　基礎岩盤

コンクリートと基礎岩盤の弾性係数比　EC/ER＝２

ポアソン比　　0.2

(4)　地震作用

水平震度　　K＝0.10

アーチ本体の応力計算は半径方向調整による荷重試算法により行い，ダムの基礎となる地山の安定は基礎岩盤全体についての剪断摩擦安全率が4になる軌跡を求めて検討した。

洪水吐の形式及配置は設計洪水量が2,000m³／sである事及び発電所の位置を考慮し，第一案として頂部溢流シート型洪水吐を右岸に設け，発電所はダム直下に設ける案と，頂部溢流型洪水吐をダムの中央部に設け発電所はダムの下流150m～200mに設置する2つの案について比較検討を行なった。後者は前者に比して工事費は少いが，洪水溢流時の発電所の保守，運転管理上支障を生じる恐れもあるので前者を採用する事とした。

従って取水口はダムの右岸部にダムに附属して設けられ，Dischargeは直径45m延長的130mの水圧鉄管路で発電所に導水される。

発電所は屋外式発電所である。

6.1.2　水車，発電機，変電及び通信設備

水車の型式は立軸単輪単流フランシス水車である。

この発電所における基準有効落差は92mで水車出力は31,500KW2台とし，この条件に最も適したフランシス水車を撰定した。水車の回転速度はフランシス水車の比速度の限界を超えない範囲でなるべく大きくとり発電機の標準極数とのかね合いで300r.p.m.とする。

発電機の形式は立軸回転界磁全閉内冷形で出力と回転数を考慮して普通形とする。

主要変圧器及び開閉所機器については，1980年までにKURTUN発電所附近を経由して380KV送電線が建設されるので，その送電線をπ引込みして発電所の山側に開閉所を設け，開閉所から約350m離れた発電所に設置した主要変圧器と架空線で接続する。

主要変圧器は発電機出力が34,000KVA2台で比較的小さいので主機2台に対し68,000KVAの変圧器を1台設置する。

その形式は屋外3相送油風冷形が適している。

なほ開閉所は将来GUNYUZU P.S, AKKOY P.S及びKAYACUKUR P.S, TORUL P.Sを夫々接続する。154KV送電線を引込み，380／154KVの単巻変圧器を設置して380KV開閉所に接続する。

また，380KV送電線の充電電流を補償するためにShunt Reactor 120,000KVAを設置する必要があるが，その接続方法としては変圧器を通さずに直接380KV母線に取付けることとする。

6.2　工程及び施工方法

6.2.1　工程

KURTUN Projectの開発によって建設される構造物は前節でのべた通り，基礎岩盤よりの高さ133mのアーチダムを主体として，ダムに付属した洪水吐，取水口及び水圧鉄管路を主体とする導水路と屋外式発電所である。

ダム，洪水吐，取水口，水圧鉄管路，発電所基礎等と含む全工事の掘削数量は615,000m³，コンク

リート数量は５１０,０００m^3であるが，工事の主体をなし，本計画の工期に重大な影響をもつダム本体の掘削数量は４６０,０００m^3，コンクリート数量は４５８,０００m^3，基礎グラウト延長は２４,０００mである。

本計画地域は後述する様に道路は比較的よく発達しており，Ａｃｃｅｓｓ　Ｒｏａｄの工事によって工期を大きく左右される事はない。

本計画完成に要する施工期間は全体工程と投入工事用機械の大きさ，水文，気象，交通状況との関係及び施工計画を考慮すれば約４５ケ月を要するものと考えられる。KURTUN貯水池の湛水開始を需給バランス及びＨａｒｓｉｔ川の出水期を考慮して１９８２年３月末と予定すれば，主要工事工程はＦｉｇ．６－１の通りとなる。

6.２２　工程に影響する事項

(1)　気象

KURTUNダムサイトの気温の観測データーはないが，ＧＩＲＥＳＵＮにおける３５ケ年間の観測データーを基にダムサイトの気象を推定すれば，年平均気温は１４.６℃，２月平均気温は２５℃，８月平均気温は１７℃である。

推定方法はＬａｐｅｓ　Ｒａｔｅを標高１００m当り０６℃として算出した。

計画地域の年間降雨量はおおむね１０００㎜であり，５㎜以上の降雨日数は７０～８０日である。

以上の気象条件はコンクリート打設等，工事の施工には比較的めぐまれた条件であるが，気温資料が月平均気温である事を考慮して冬期２ケ月即ち１月，２月のコンクリート打設は原則的に中止する事として工程表を作製した。

(2)　交通

黒海沿岸を東西に結ぶＨｉｇｈ　ＷａｙからKURTUNダムサイトに至る道路としては，現在Ｈａｒｓｉｔ川にＴＩＲＥＢＯＬＵよりDOGANKENT．KURTUNを経てTORULに至るHarsit川岸道路がある。この道路はTRABZONよりTORULを経てERZURUMに至る舗装道路とTORULで連絡している。

道路の勾配，線形等はＨａｒｓｉｔ川に沿って建設されている為，余りよくなく舗装も施されてないが，工事用機械，工事用資材の運搬は部分的な改良工事によって可能である。又，KURTUN Ｐｒｏｊｅｃｔの補償工事としてダムサイトより上流２１Km区間の付替道路が計画され，一方ＴＩＲＥＢＯＬＵからKURTUNまでも最小曲線半径６０～１００mの道路計画が別途考慮されている。

最寄りの港はTRABZON港又はＳａｍｓｕｎ港であり，両港の荷上げ能力は年間夫々1,０００,０００ｔ及び6,０００,０００ｔである。

TRABZONよりダムサイトまでの距離は，TORUL経由で１１２Km，ＴＩＲＥＢＯＬＵ経由で１６１Kmである。

(3)　工事材料

工事材料はセメント，フライアッシュ，丸鋼，木材，燃料，油脂，火薬類などは国内で購入する事が出来るが大型工事用機械，ＡＥ剤等は輸入しなければならない。

国内で購入出来る主な工事材料の製造場所，製産量は次の通りである。
セメント工場はTRABZONにあり生産能力は年間400,000tonである。
又，UNYEにもセメント工場が建設中であり，稼働を始めると年産600,000tといわれている。
これらは普通ポルトランドセメントであり，中庸熱セメントについてのデーターはない。フライアッシュはKUTAHYA火力発電所で産出されている。丸鋼はφ36mmまでKARABUKで製造されておりそれ以上の経の丸鋼は特別に注文する必要がある。

(4) 骨材

ダムサイト附近は上・下流広範囲にわたり堆積砂礫が分布している。しかし750,000 m^3に達するダム，洪水吐，発電所等本工事用骨材をまとまって採取出来る箇所はなく，これら河川堆積砂礫は，仮排水路その他仮設備用コンクリートの骨材として使用し，本工事コンクリート用骨材は，堀削岩の一部流用と原石山より採取したずりを充当することとした。ダムサイトに広く分布する岩石は主に花崗閃緑岩でありその他安山岩，ひん岩及び結晶質石炭岩が存在する。これらの岩石はコンクリート用骨材として適当である。原石山は骨材のクラッシングプラント，節分設備，バッチャープラント，Access Road等コンクリート打設設備の配置を考慮してダムサイトより約1Km下流の右岸部に設ける事とした。

(5) 工事用動力

工事用動力として10～15MW必要と考えられるが，これは下流のDOGANKENT発電所より受電する。この為にAKKOY発電所完成時に必要な154KVのAKKOY－KURTUN変電所間の送電線をKURUTN．AKKOY両発電所工事の前に建設し，これを工事用送電線として使用することとする。

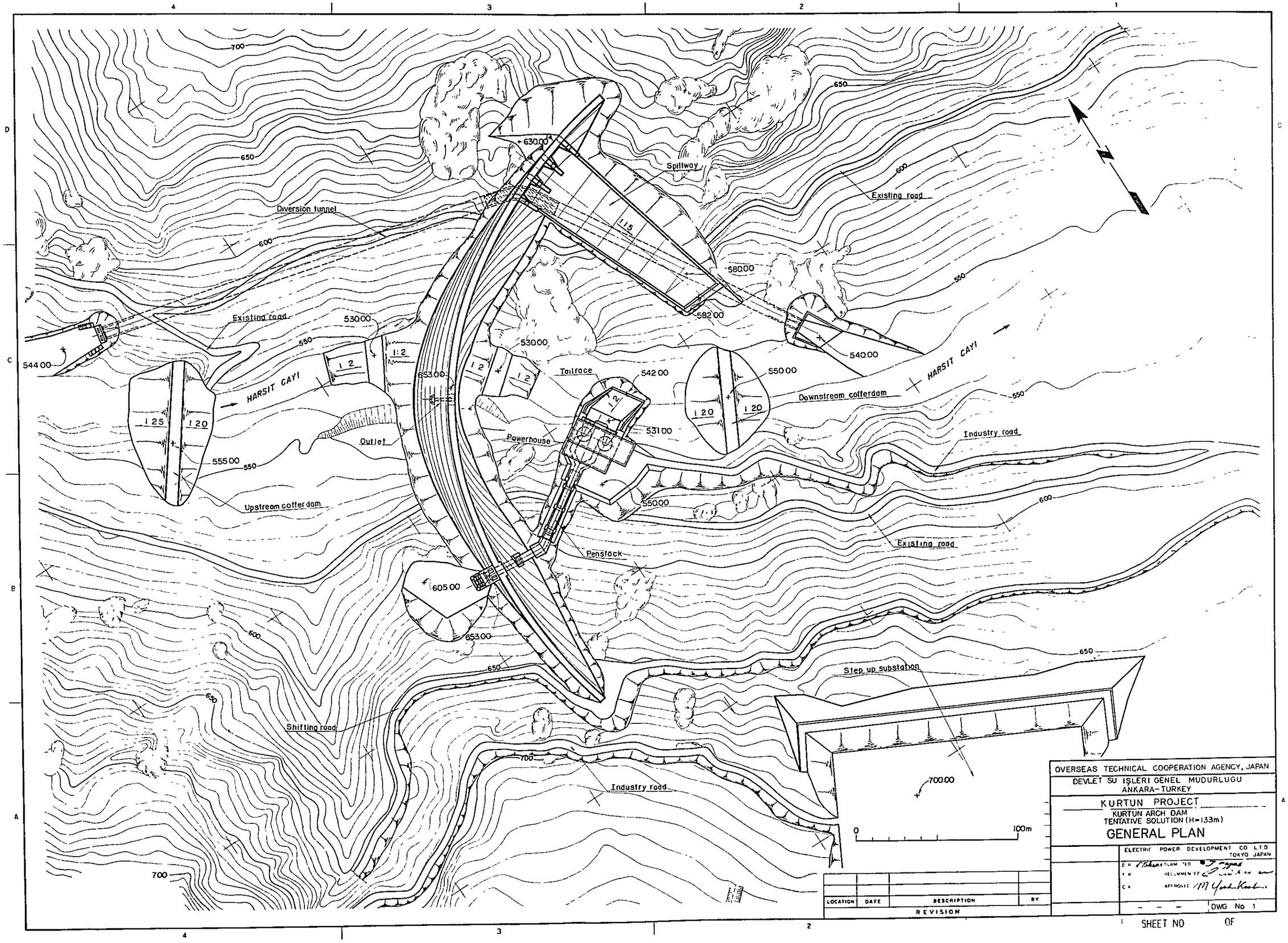
6 3 主要構造物の施工方法

本計画はダム式発電所であり，その特徴として洪水吐，取水口，水圧鉄管路及び発電所等ダム以外の主要構造物もダム本体に附属し，又はその近くに隣接して設けられる。従ってその施工方法も工期に大きな影響をもつダム本体工事の進捗にみあって実施する必要がある。
1978年7月工事着手と同時にダムサイト附近道路の付替，工事用機械の搬入，工事用建物，骨材プラント，バッチャープラント，ケーブルクレーン工事用送電線を含む仮設備工事に着手し，引続き河流切替のため左岸に設置される延長460mの仮排水路及び上・下流の仮締切工事を実施する。
仮排水路は工事中最大380m^3／s流下出来る様に設計し，入口・出口及びダム直下部はコンクリート巻立を行う。仮締切はフィルタイムダムとしダム基礎堀削に支障のない様充分なLine of Creepがとれる様設置する。
ダム河川部の基礎掘削は上記河流切替工事の完成を待って実施し，洪水吐，ダム左右岸陸上部の基礎掘削は仮排水路，仮締切工事と併行して実施する。コンソリデーショングラウト，カーテングラウトを含む基礎グラウトは掘削と平行して実施し，一部はダム提体内に設けた監査坑より実施する。ダム本体の及び洪水吐のコンクリートはコンクリート打設設備，基礎掘削及び基礎処理の完了をまって1979年7月より打設を開始し，リフトスケージュール，ケーブルクレーンの能力を考慮すれば打

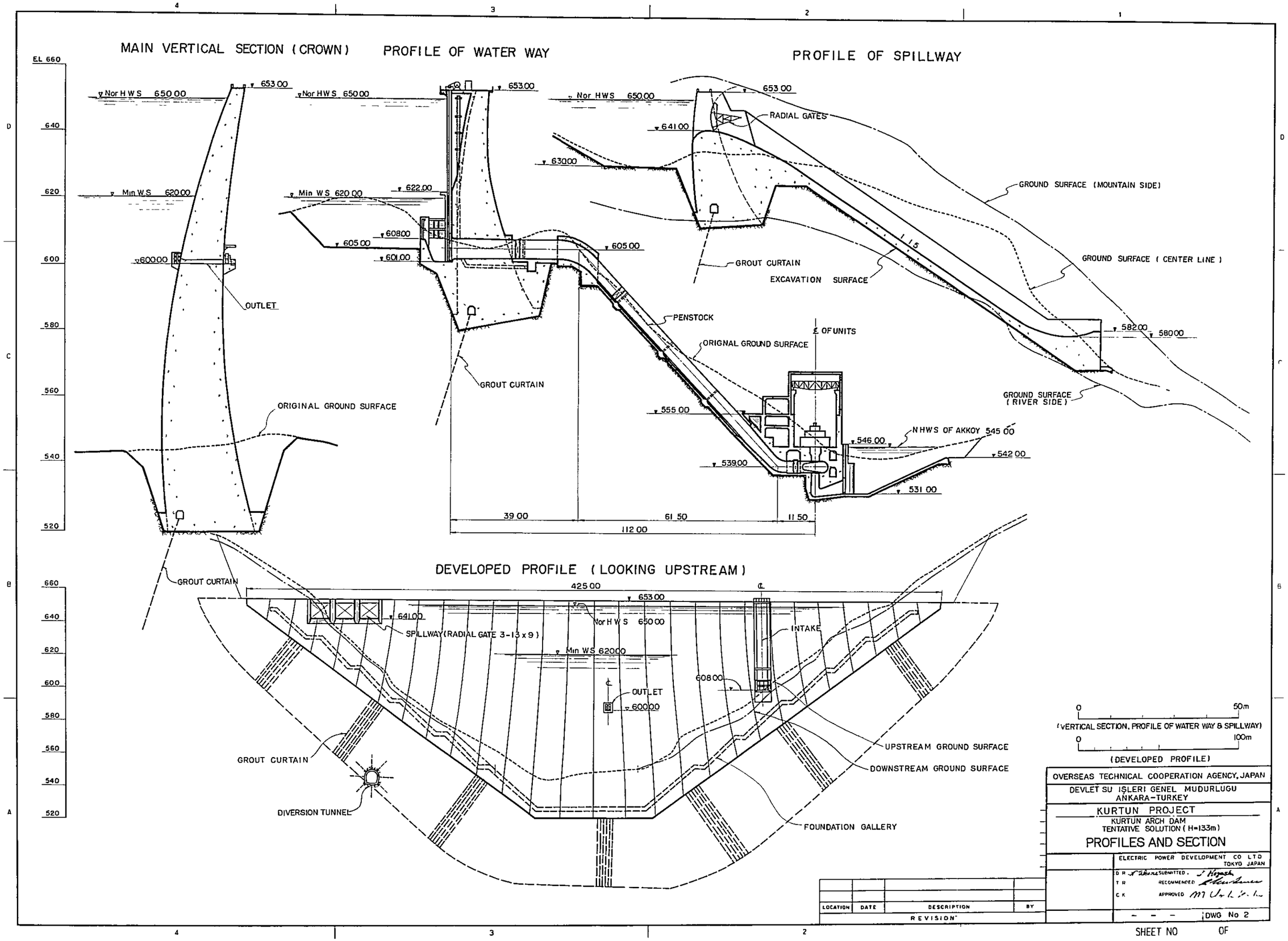
設所要月数は約２４ケ月と考えられる。

ダムのジョイントグラウトはダムコンクリートの建ち上りに平行して実施し，１９８２年１月末に完了する。

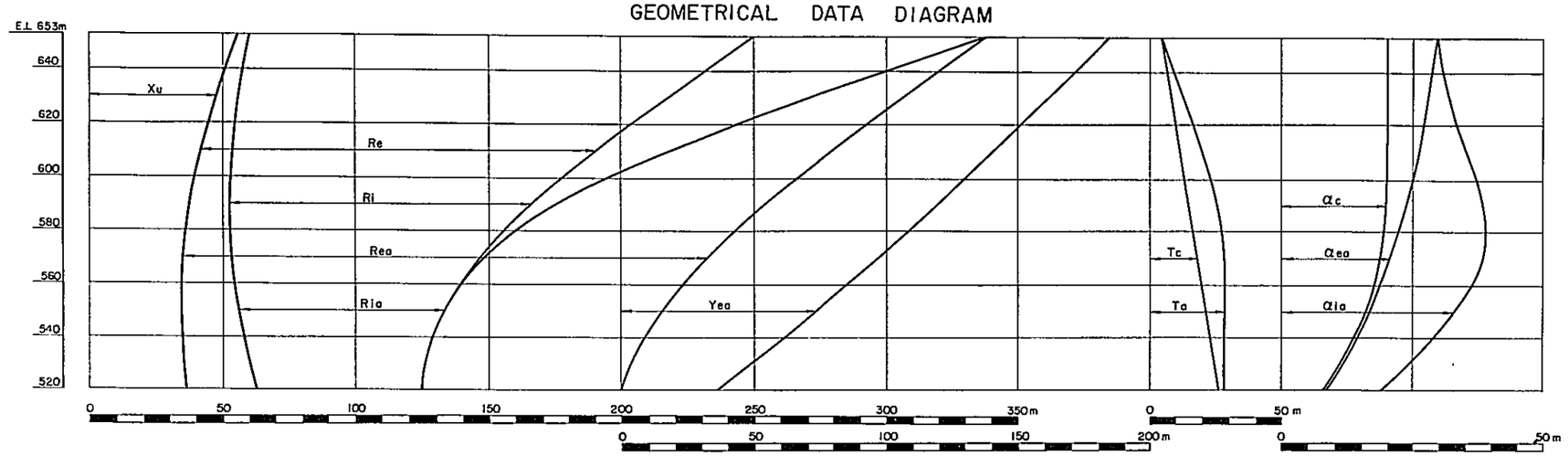
洪水吐ゲートの据付，取水口，水圧鉄管路，発電所等は上記ダム本体の工事と併行して施工するが，その施工上特に留意しなければならない問題点はない。



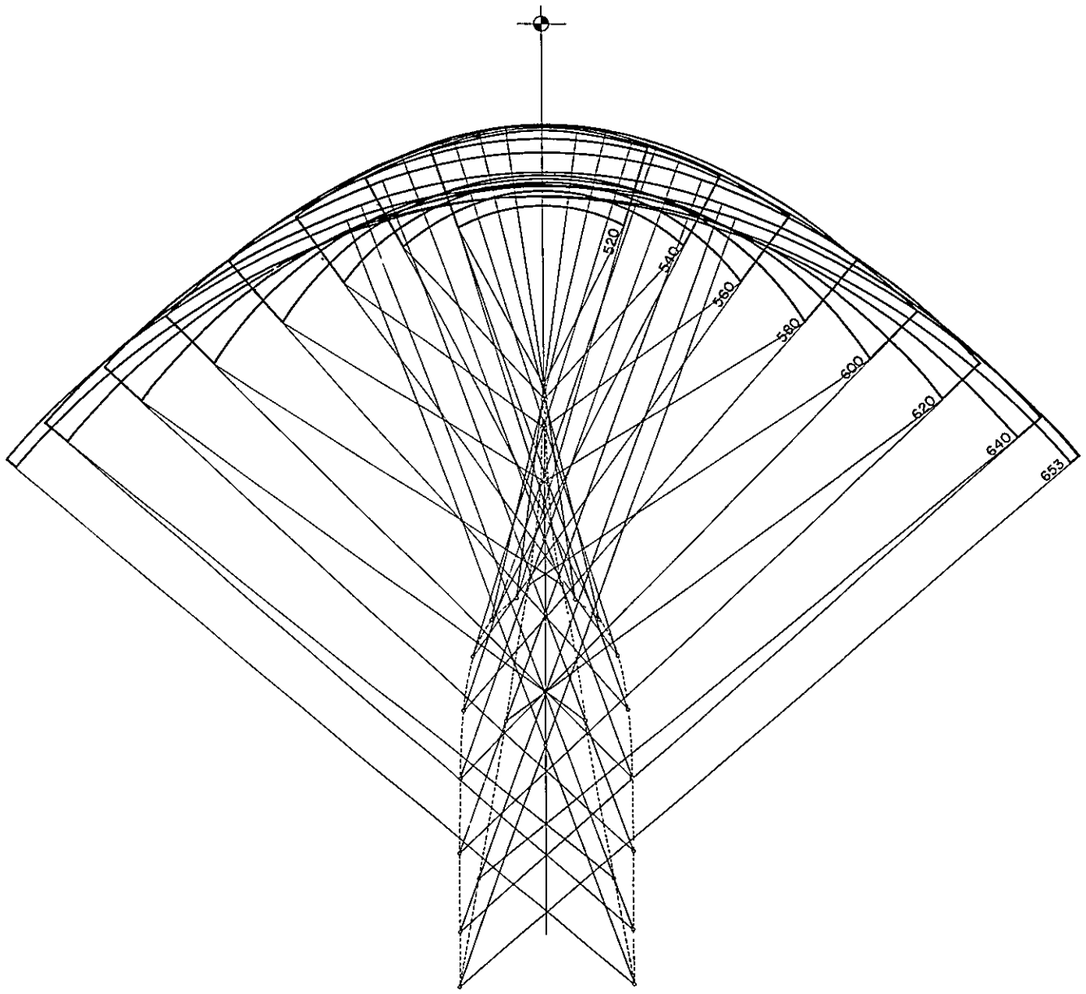
Spillway
Diversion tunnel
Existing road
Existing road
HARSIT CAYI
HARSIT CAYI
Tailrace
Downstream cofferdam
Industry road
Outlet
Powerhouse
Upstream cofferdam
Penstock
Existing road
Step up substation
Shifting road
Industry road
630.00
580.00
582.00
540.00
530.00
530.00
544.00
542.00
550.00
653.00
531.00
555.00
550.00
605.00
653.00
700.00
700
650
600
550
0
100m
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
DEVLET SU IŞLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA-TURKEY
KURTUN PROJECT
KURTUN ARCH DAM
TENTATIVE SOLUTION (H=133m)
GENERAL PLAN
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO LTD
TOKYO JAPAN
SUBMITTED
RECOMMENDED
APPROVED
LOCATION
DATE
DESCRIPTION
BY
REVISION
DWG No 1
SHEET NO
OF


MAIN VERTICAL SECTION (CROWN)
PROFILE OF WATER WAY
PROFILE OF SPILLWAY
EL 660
640
620
600
580
560
540
520
Nor H W S 650.00
653.00
Min W.S 620.00
600.00
OUTLET
ORIGINAL GROUND SURFACE
GROUT CURTAIN
Nor HWS 650.00
653.00
622.00
Min W S 620.00
608.00
605.00
601.00
GROUT CURTAIN
PENSTOCK
ORIGNAL GROUND SURFACE
℄ OF UNITS
555.00
539.00
546.00
NHWS OF AKKOY 545.00
542.00
531.00
39.00
61.50
11.50
112.00
Nor HWS 650.00
653.00
641.00
630.00
RADIAL GATES
GROUT CURTAIN
EXCAVATION SURFACE
GROUND SURFACE (MOUNTAIN SIDE)
GROUND SURFACE (CENTER LINE)
GROUND SURFACE (RIVER SIDE)
1:1.5
582.00
580.00
DEVELOPED PROFILE (LOOKING UPSTREAM)
425.00
653.00
641.00
Nor H W S 650.00
SPILLWAY (RADIAL GATE 3-13 x 9)
Min WS 620.00
INTAKE
608.00
OUTLET
600.00
GROUT CURTAIN
DIVERSION TUNNEL
UPSTREAM GROUND SURFACE
DOWNSTREAM GROUND SURFACE
FOUNDATION GALLERY
0 50m
(VERTICAL SECTION, PROFILE OF WATER WAY & SPILLWAY)
0 100m
(DEVELOPED PROFILE)
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
DEVLET SU ISLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA-TURKEY
KURTUN PROJECT
KURTUN ARCH DAM
TENTATIVE SOLUTION (H=133m)
PROFILES AND SECTION
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO LTD
TOKYO JAPAN
D R
T R
C K
SUBMITTED
RECOMMENDED
APPROVED
DWG No 2
LOCATION
DATE
DESCRIPTION
BY
REVISION
SHEET NO
OF

GEOMETRICAL DATA DIAGRAM

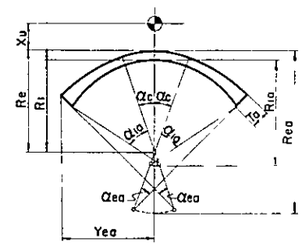


SUPERPOSED ARCHES



GEOMETRICAL DATA

EL	Xu	Re	Rea	Ri	Ria	Yea	Tc	Ta	αc	αea	αia
653	55.5	194.5	283.0	190.0	278.5	185.0	4.5	4.5	20.0	29.5	29.5
650	54.4	191.3	279.8	186.3	270.2	182.0	5.0	5.6	20.0	29.3	29.8
640	50.9	180.6	269.3	174.0	242.8	171.7	6.6	9.2	20.0	28.6	30.8
630	47.6	170.0	258.7	161.7	216.0	161.4	8.3	12.8	20.0	27.8	32.1
620	44.6	159.4	248.0	149.5	190.0	151.0	9.9	16.4	20.0	27.0	33.6
610	41.9	149.0	237.4	137.4	165.4	140.5	11.5	19.8	19.9	26.0	35.3
600	39.5	138.9	226.8	125.6	142.9	129.9	13.2	22.9	19.8	24.9	37.0
590	37.5	129.1	216.5	114.3	123.4	119.1	14.8	25.5	19.6	23.7	38.4
580	36.0	120.0	206.5	103.5	107.5	108.0	16.5	27.2	19.2	22.2	39.0
570	34.9	111.9	197.0	93.7	95.2	96.7	18.2	28.0	18.5	20.4	38.3
560	34.3	104.8	188.4	85.0	85.8	85.1	19.8	28.1	17.4	18.4	36.1
550	34.2	99.0	180.7	77.6	77.4	73.2	21.4	27.9	15.7	16.2	32.8
540	34.5	94.5	174.0	71.5	71.5	61.0	23.0	27.7	13.4	13.8	28.7
530	35.3	91.1	168.3	66.6	66.6	48.6	24.5	27.7	10.8	11.2	24.0
520	36.5	88.5	163.5	62.5	62.5	36.0	26.0	27.8	8.0	8.5	18.8



0 100m

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

DEVLET SU IŞLERI GENEL MÜDÜRLÜGÜ
ANKARA-TURKEY

KURTUN PROJECT

KURTUN ARCH DAM
TENTATIVE SOLUTION (H=133m)

GEOMETRICAL DATA

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO LTD
TOKYO JAPAN

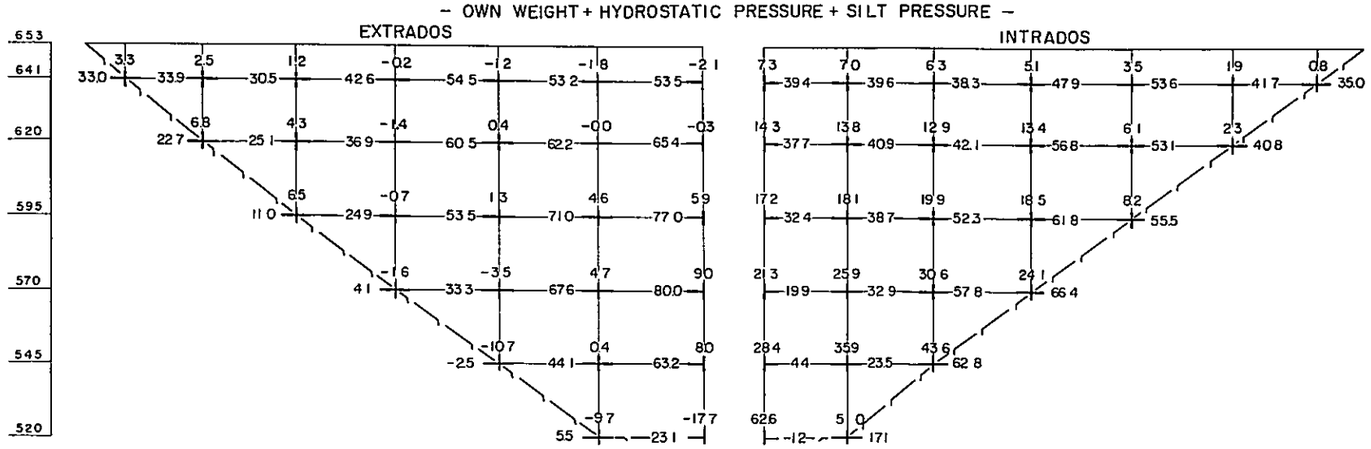
D.R. SUBMITTED
T.R. RECOMMENDED
C.K. APPROVED

DWG No 3

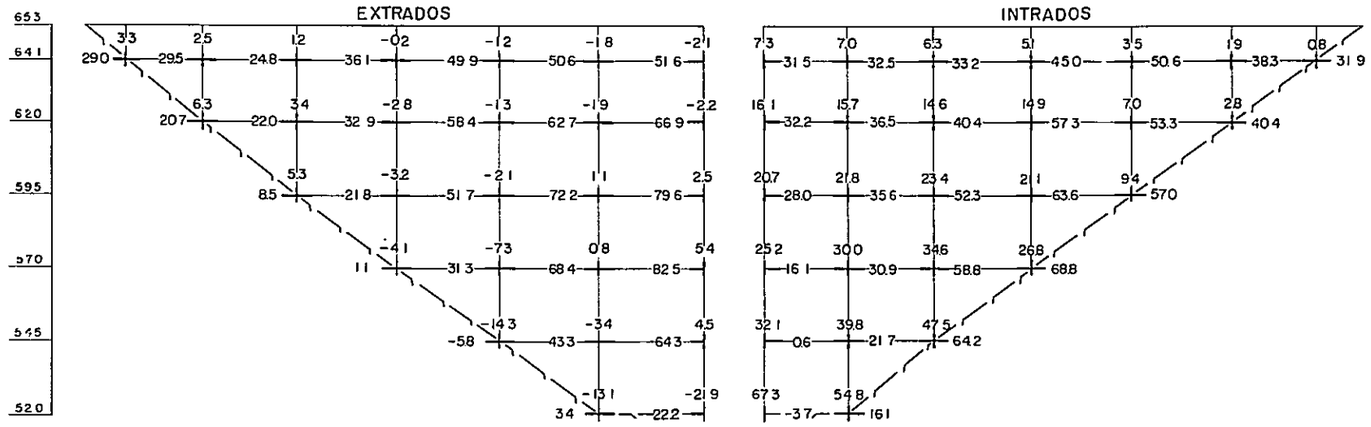
SHEET NO OF

HORIZONTAL AND VERTICAL STRESSES

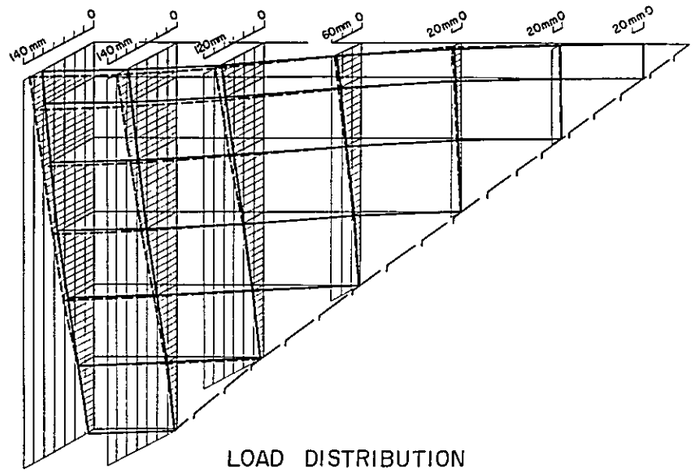
– OWN WEIGHT + HYDROSTATIC PRESSURE + SILT PRESSURE –



– OWN WEIGHT + HYDROSTATIC PRESSURE + SILT PRESSURE + TEMPERATURE CHANGE –

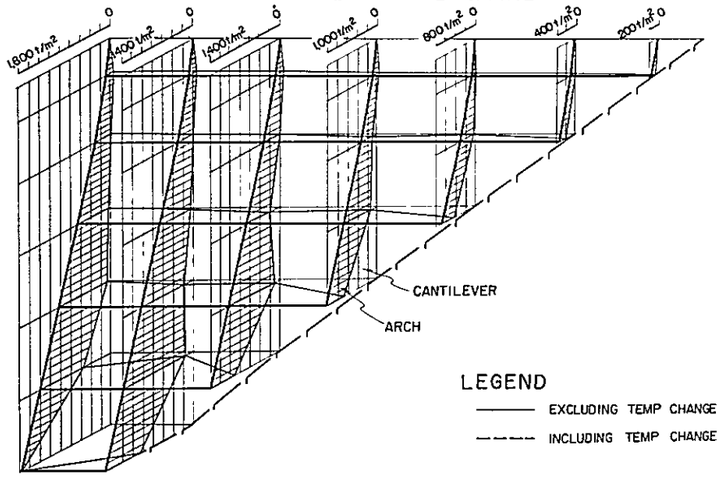


RADIAL DISPLACEMENT



LOAD DISTRIBUTION

– EXCLUDING TEMPERATURE CHANGE –

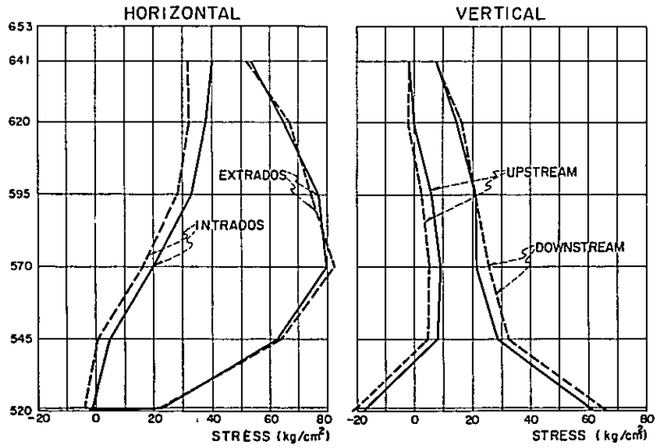


LEGEND

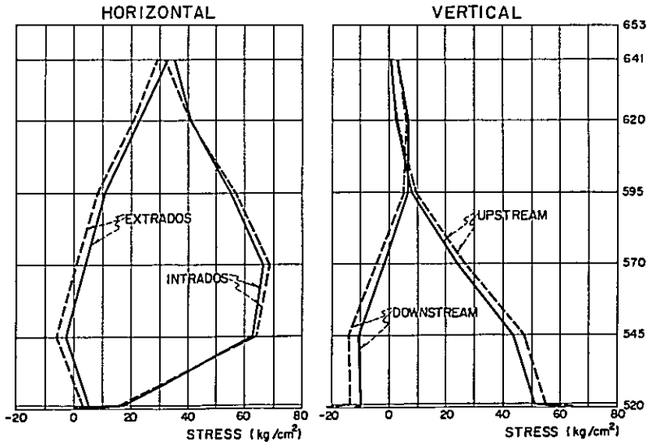
——— EXCLUDING TEMP CHANGE

– – – – INCLUDING TEMP CHANGE

STRESS DISTRIBUTION AT CROWN



STRESS DISTRIBUTION AT ABUTMENT



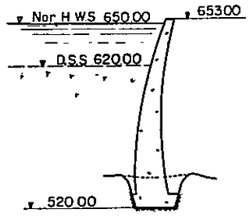
CALCULATION ASSUMPTION

METHOD RADIAL ADJUSTMENT

LOADING CONDITION

OWN WEIGHT FOR STRUCTURE BEFORE JOINT GROUTING

HYDROSTATIC AND SILT PRESSURE AS FOLLOWS



TEMPERATURE CHANGE UNIFORM EFFECT ONLY

$t = \frac{60}{T+25}$ °C T THICKNESS OF DAM

CONSTANT E_c 200,000 kg/cm²

E_R 100,000 kg/cm²

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

DEVLET SU IŞLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA–TURKEY

KURTUN PROJECT

KURTUN ARCH DAM
TENTATIVE SOLUTION (H=133m)

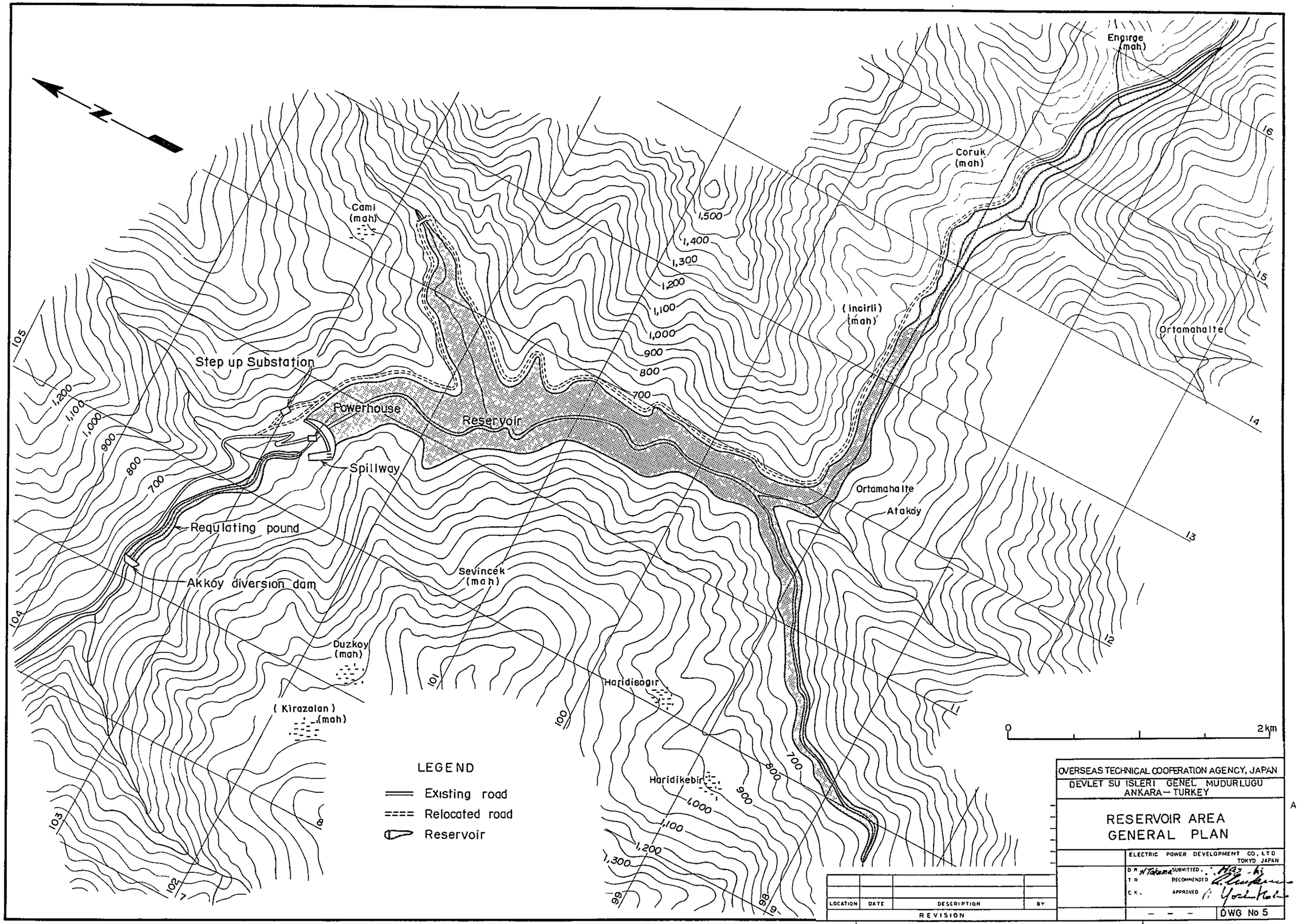
STRESS ANALYSIS

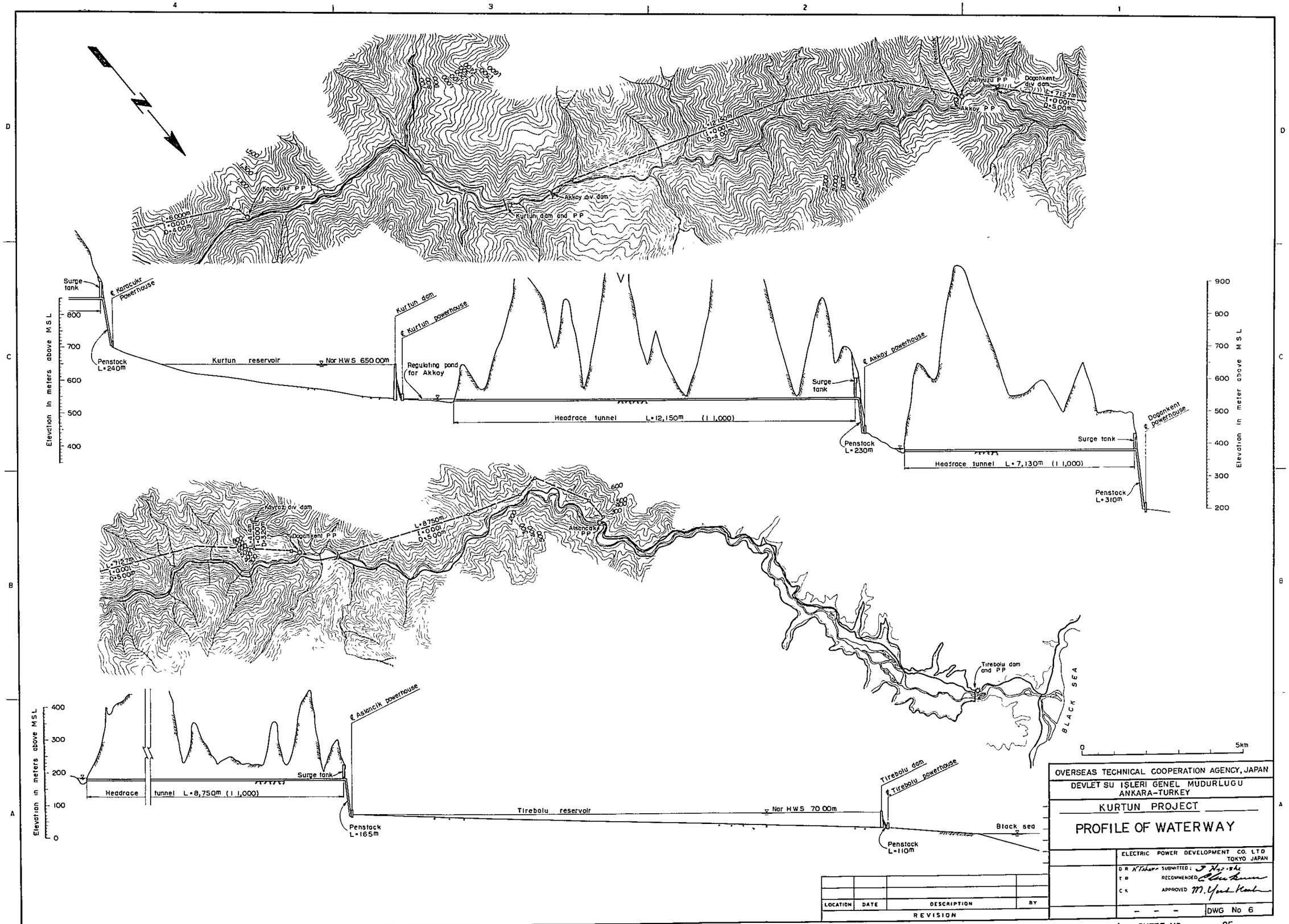
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO LTD
TOKYO JAPAN

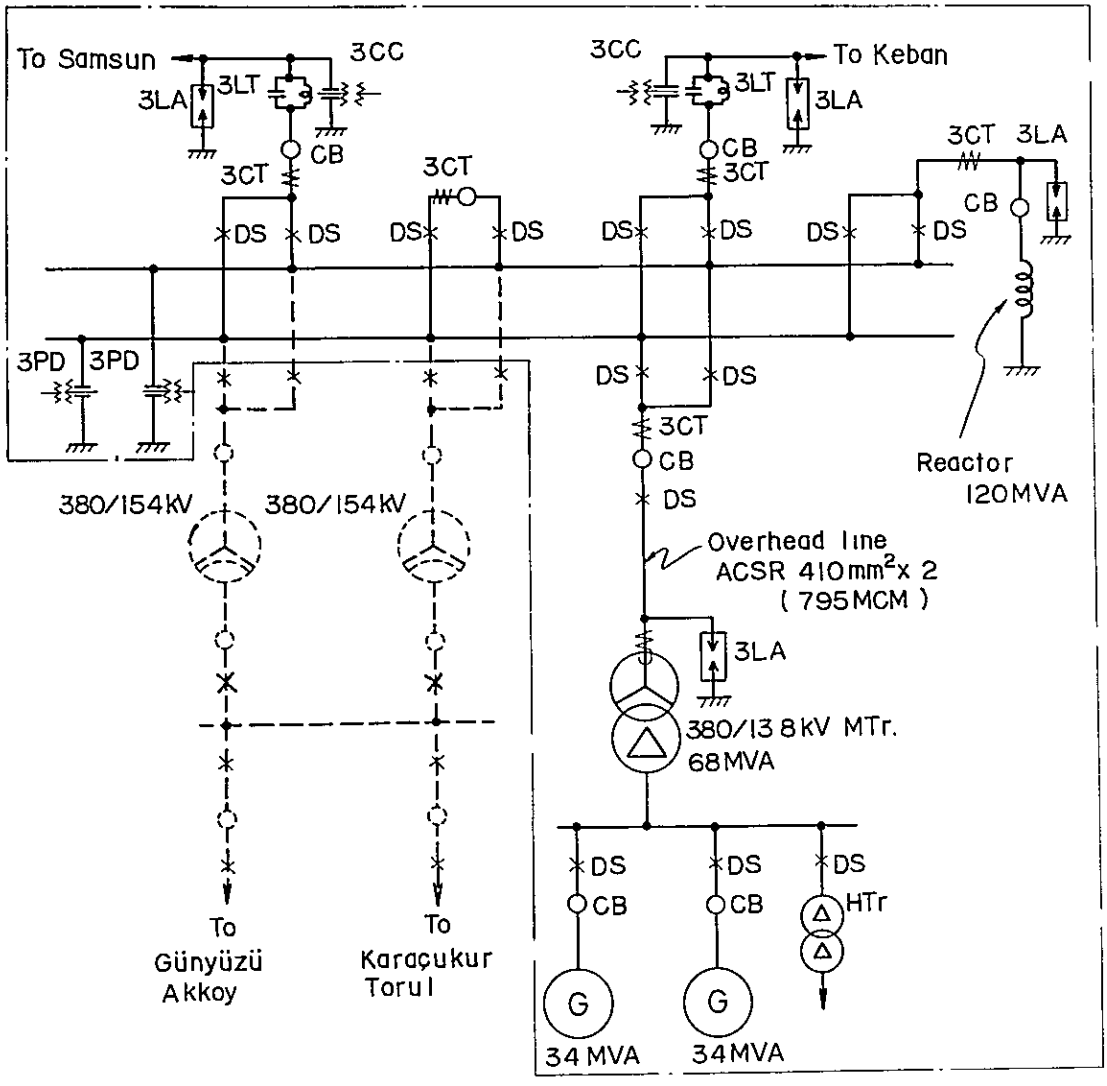
D R Tahara SUBMITTED
T R. RECOMMENDED.
C K. APPROVED

DWG No 4

SHEET NO OF


N
Engirge (mah)
Coruk (mah)
Cami (mah)
(incirli) (mah)
Ortamahalte
Step up Substation
Powerhouse
Reservoir
Spillway
Ortamahalte
Atakoy
Regulating pound
Akkoy diversion dam
Sevincek (mah)
Duzkoy (mah)
Haridisogir
(Kirazalan) (mah)
Haridikebir
1,500
1,400
1,300
1,200
1,100
1,000
900
800
700
105
104
103
102
101
100
99
98
19
18
17
16
15
14
13
12
11
0
2km
LEGEND
Existing road
Relocated road
Reservoir
LOCATION
DATE
DESCRIPTION
BY
REVISION
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
DEVLET SU ISLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA — TURKEY
RESERVOIR AREA
GENERAL PLAN
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD
TOKYO JAPAN
DR H. Takema
SUBMITTED
TR
RECOMMENDED
CK.
APPROVED
DWG No 5
SHEET NO
OF
A


Karacukr PP
Akkoy div. dam
Kurtun dam and PP
Gunyuzu PP
Dogankent div. dam
Akkoy PP
Surge tank
℄ Karacukr powerhouse
Penstock L=240m
Kurtun reservoir
Nor H.W.S 650.00m
Kurtun dam
℄ Kurtun powerhouse
Regulating pond for Akkoy
Headrace tunnel L=12,150m (1/1,000)
Surge tank
℄ Akkoy powerhouse
Penstock L=230m
Headrace tunnel L=7,130m (1/1,000)
Surge tank
℄ Dogankent powerhouse
Penstock L=310m
Elevation in meters above M.S.L.
Kayraz div. dam
Dogankent PP
Alsancak PP
Tirebolu dam and PP
BLACK SEA
0
5km
℄ Alsancak powerhouse
Surge tank
Headrace tunnel L=8,750m (1/1,000)
Penstock L=165m
Tirebolu reservoir
Nor H.W.S 70.00m
Tirebolu dam
℄ Tirebolu powerhouse
Black sea
Penstock L=110m
LOCATION
DATE
DESCRIPTION
BY
REVISION
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
DEVLET SU ISLERI GENEL MUDURLUGU
ANKARA-TURKEY
KURTUN PROJECT
PROFILE OF WATERWAY
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD
TOKYO JAPAN
SUBMITTED:
RECOMMENDED
APPROVED
DWG No 6
SHEET NO
OF



KÜRTÜN PROJECT

LEGEND

CB Circuit Breaker
CC Coupling Capacitor
CT Current Transformer
DS Disconnecting Switch
LA Lightning Arrester
LT Line Trap
PD Potential Device
G Generator
MTr Main Transformer
HTr House Transformer

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

DEVLET SU ISLERI GENEL MÜDÜRLÜGÜ
ANKARA – TURKEY

KÜRTUN PROJECT
SINGLE LINE DIAGRAM

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD
TOKYO JAPAN

D.R. SUBMITTED K. Ozaki
T.R. RECOMMENDED.
C.K. T.T APPROVED. M. [illegible]

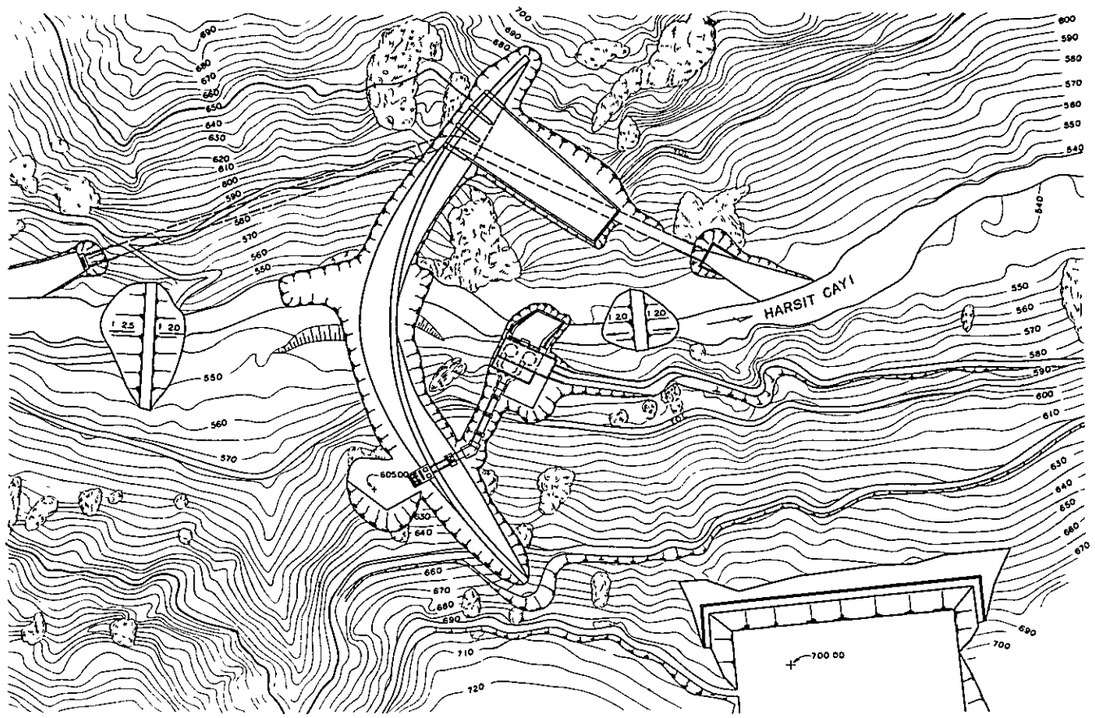
DWG. No 7

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

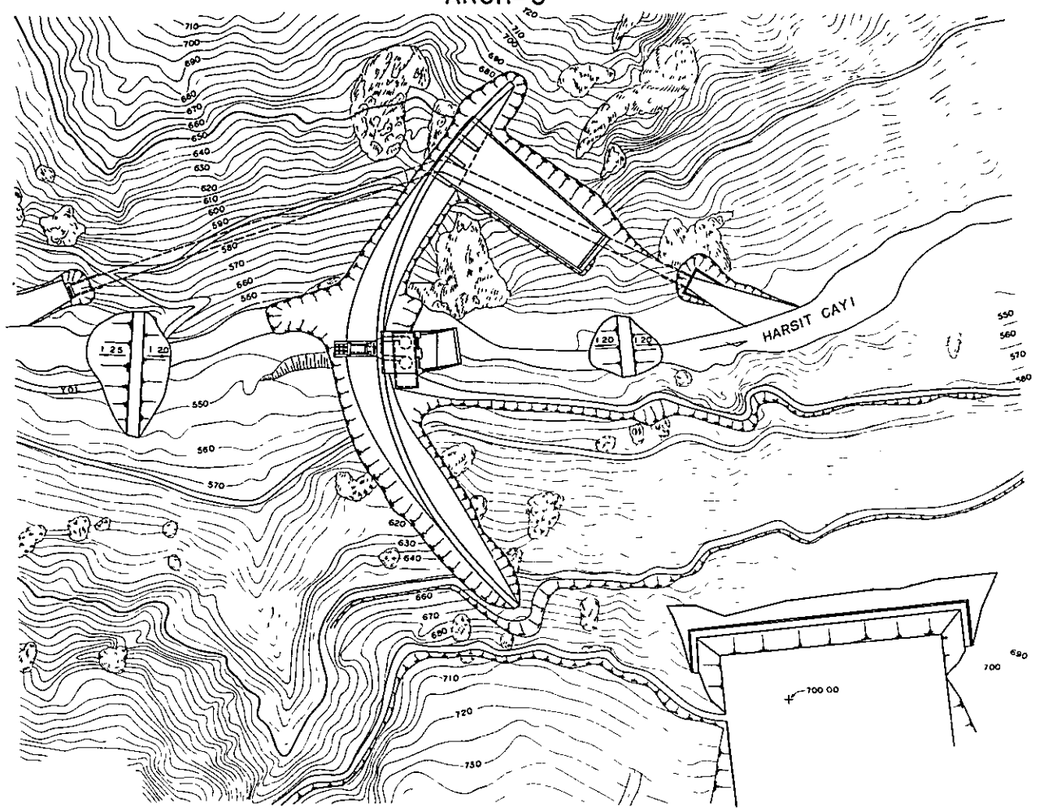
REVISION

SHEET NO OF

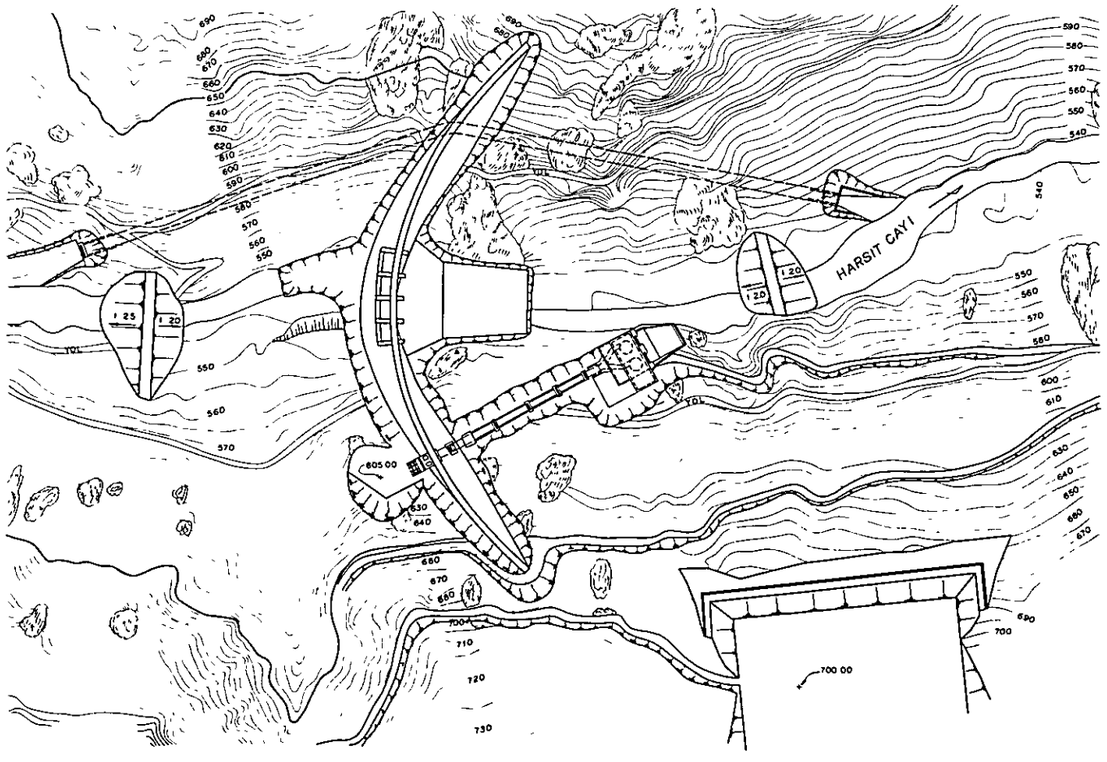
ARCH – A



ARCH – C



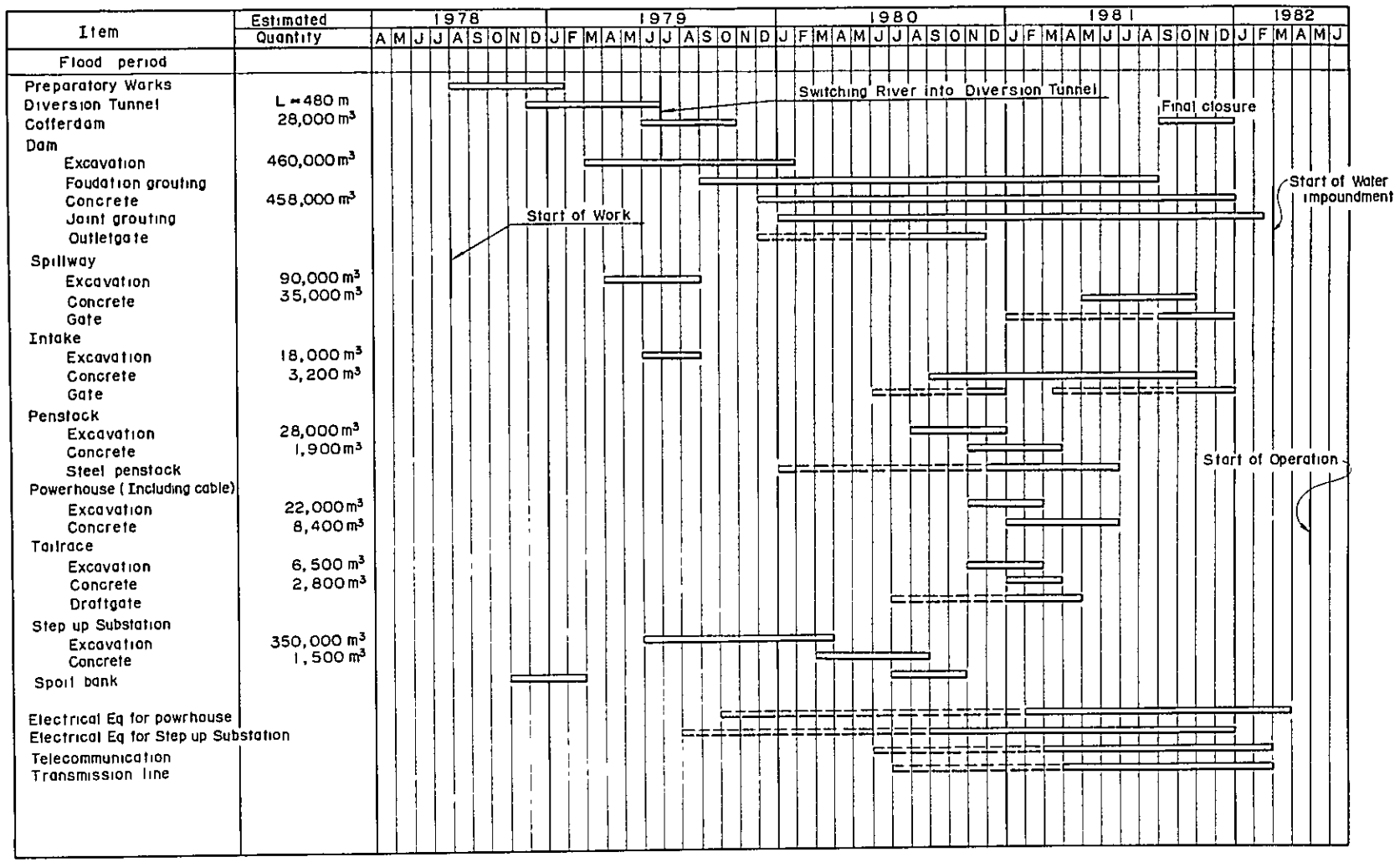
ARCH – B



0 100 200m

Fig. 6 – 1

Kürtün Arch Dam & Power Plant General Plan



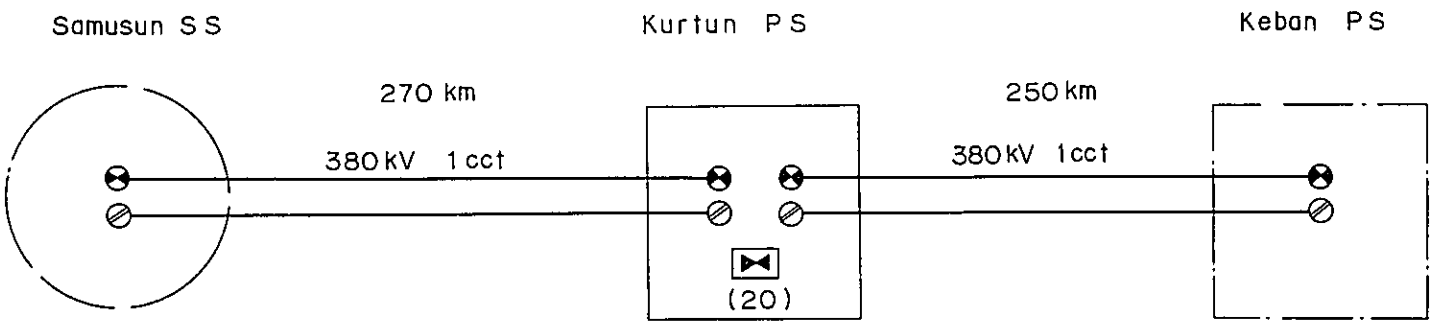
LEGEND

Manufacturing and Transportation

Field Works

Fig 6 – 2

Construction Schedule

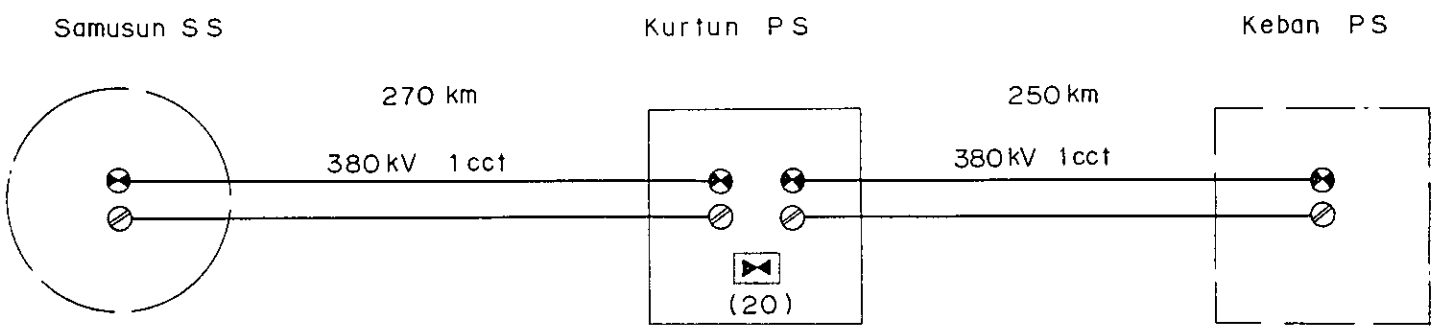


Legend

- Power line carrier telephone equipment — 3 channel with a transmission band for superimposed signals
- Power line carrier terminal equipment for carrier relaying
- (20) Private automatic telephone exchange

Fig. 6 – 3
Telecommunication System Diagram

第 7 章　工　事　費



Legend

- Power line carrier telephone equipment — 3 channel with a transmission band for superimposed signals
- Power line carrier terminal equipment for carrier relaying
- Private automatic telephone exchange (20)

Fig. 6 – 3
Telecommunication System Diagram

第 7 章　　工　　事　　費

第７章　工事費積算

7.1　工事費積算の範囲

工事費の積算は大部分EPDCが１９６９年７月に実施したAYVACIK計画フィジビリティ，スタディに適用された基準に基づいた。既存の技術資料に加えて，地質的およびその他の自然条件を計画地域の特殊事情と合せて考慮し工事費積算に取入れた。なお，現地調査の結果により労務費および工事用資材代を推定した。

(1)　計画施設の範囲

工事費の積算には，KURTUNダム，洪水吐，水圧鉄管，発電所建物，逓昇変電所および通信施設を含んでいる。

(2)　土木工事

(a)　積算根拠は，本報告書添付の予備設計によった。

(b)　単価はAYVACIK計画において使用した単価と，今回の調査による工事設備の費用とを併せて考慮して使用した。輸入品については１９６９年３月現在の価格を使用し，GOKCEKAYAおよびKEBAN計画の入札値もまた参考とした。

(c)　土木工事に対する予備費は１５％とした。

(3)　設備費用

(a)　水車，発電機，変圧器等電気機器の費用については，外国メーカーを対象とした運賃，現場据付作業に要するサーチャージを考慮した。

但し上記にはゲートおよび水圧鉄管を含まず。

(b)　設備用予備費は５％とした。

(4)　調査，計画および管理運営費用

ＤＳＩと打合せの結果，これら費用は予備費を含み建設工事費の１５％を計上することとした。

(5)　用地および既存設備の移転等の費用は，ＤＳＩの資料を参考にして下記の通りである。

道路付替費	27×10^6 TL
補　償　費	18.7×10^6 TL

(6)　建設利子

ＤＳＩと打合せの結果，建設工事期間中の利子は，年間の建設工事資金の支出に基づき年利５％および８％の２通りとして計算することとした。

(7)　内貨と外貨の分類

プロジェクト．コストはAYVACIK画と同じベースで夫々内貨と外貨に分類した。

(8)　交換レートは，１u.s.$＝９TLとした。

７２　プロジェクト．コスト

KURTUN計画に必要なプロジェクト．コストは次表の通りである。

Summary of Estimated Project Cost

Unit. 1000 TL

Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
(I) Generating Facilities			
1 Civil Works			
Diversion Works	12,000	4,680	7,320
Dam	138,095	55,238	82,857
Spillway	12,287	4,915	7,372
Intake & Penstock Line	3,520	1,126	2,394
Powerhouse & Tailrace	7,657	2,450	5,207
Contingencies (15%)	26,034	10,261	15,773
Sub total	199,593	78,670	120,923
2. Hydraulic Equipment			
Penstock	3,625	363	3,262
Gates	6,398	960	5,438
Others & Installation	250	-	250
Contingencies (5%)	514	66	448
Sub total	10,787	1,389	9,398
3. Electric Equipments			
Turbine	6,950	6,255	695
Generators	8,600	7,740	860
Transformers	2,750	2,200	550
Accessories etc.	6,340	5,706	634
Transportation & Installation	6,813	3,066	3,747
Consingencies (15%)	1,573	1,248	325
Sub total	33,026	26,215	6,811
4. Investigation, Project Controlling Services and Management Expenses	36,511	15,941	20,570
5. Land Acquisition	18,700	-	18,700
6. Relocation of Road	27,000	-	27,000
7. Camp facility	2,500	-	2,500
Total	328,117	122,215	205,902
8 Interest during Construction			
at 5% interest rate	26,249	9,777	16,472
at 8% interest rate	39,374	14,666	24,708
Total Construction Cost			
at 5% interest rate	354,366	131,992	222,374
at 8% interest rate	367,491	136,881	230,610
(II) Step-up Substation and Telecommunication			
1. Step-up Substation			
Outdoor switchgears	17,600	15,840	1,760
Civil Works	12,128	3,638	8,490
Contingencies	2,699	1,948	751
Sub total	32,427	21,126	11,001
2 Telecommunication	1,416	1,274	142
3 Investigation, Project & Controlling Services and Management Expenses	5,076	2,030	3,046
4. Interest during Construction			
at 5% interest rate	3,114	1,978	1,136
at 8% interest rate	4,982	3,165	1,817
Total			
at 5% interest rate	42,033	26,708	15,325
at 8% interest rate	43,901	27,895	16,006

Note: Allocation of the cost into Foreign Currency and Domestic Currency was according to the Table 7 – 1.

Table 7-1 Foreign Exchange Needs in Percentage

Unit: %

		Foreign Exchange	Domestic Finance
1.	Large Canal and River Improvement Excavation (with Machinery)	50	50
2.	Level Construction	50	50
3.	Irrigation and Drainage Network Construction	25	75
4.	Arch Concrete Dam	40	60 *
5.	Rockfill Dams	40	60
6.	Power Plant and Large Pumping Station Buildings	15	85
7.	Power Plant and Large Pumping Stations (including the equipment)	60	40
8.	Turbines and Generators	90	10
9.	Penstocks	10	90
10.	Reinforced Concrete-pipes	5	95
11.	Transmission Lines (Power)	30	70
12.	Transformer (less than 500 KVA)	20	80
13.	Transformer (more than 5,000 KVA)	80	20
14.	Gates and Lifing Devices	15	85

* Refer to the studies of Ayvacik arch dam made by EPDC.

第 8 章　　経　済　評　価

Table 7-1 Foreign Exchange Needs in Percentage

Unit: %

		Foreign Exchange	Domestic Finance
1.	Large Canal and River Improvement Excavation (with Machinery)	50	50
2.	Level Construction	50	50
3.	Irrigation and Drainage Network Construction	25	75
4.	Arch Concrete Dam	40	60 *
5.	Rockfill Dams	40	60
6.	Power Plant and Large Pumping Station Buildings	15	85
7.	Power Plant and Large Pumping Stations (including the equipment)	60	40
8.	Turbines and Generators	90	10
9.	Penstocks	10	90
10.	Reinforced Concrete-pipes	5	95
11.	Transmission Lines (Power)	30	70
12.	Transformer (less than 500 KVA)	20	80
13.	Transformer (more than 5,000 KVA)	80	20
14.	Gates and Lifing Devices	15	85

* Refer to the studies of Ayvacik arch dam made by EPDC.

第 8 章　　経　済　評　価

第８章　経済評価

８１　基本条件

KURTUN Project 開発の最適規模を計画するに当りKURTUN Projectそれ自身より得られるBenefitより，むしろFluetuationの大きいHarsit川の自然流量を調整し，これによって得られる下流の水路式発電所群，即ちAKKOY及びKURTUNを考慮したDOGANKENT発電所のBenefitの増加を目的とした。

従って経済評価はKURTUN発電所，AKKOY発電所及びDOGANKENT発電所の増設工事を一緒にしたケースについて行なった。この組合せに下流に計画しているASIANCIK計画は除いた。それはDOGANKENT 発電所は現在工事中でありKURTUN貯水池の建設により，その出力及び発生電力量は大きく増加し，又AKKOY発電所のDiversion Damは調整池をもたないDOGANKENT発電所の調整池としての役割をもっているので，AKKOY 発電所及びDOGANKENT発電所の増設工事はKURTUNダム及び発電所と同時に開発する必要があるからである。

AKKOY発電所のConstruction CostおよびDOGANKENT発電所の増設工事費は踏査レベルで算定したものであるが，それは技術的経験からみても，こゝに示される工事費は将来の Feasibility Stndg による工事費と大差ないものと思考される。

8.2　販売電力量

第５章でのべた様にKURTUN発電所の山元年間可能発電力量は200×10^6 KWHであり，KURTUN貯水池建設后のAKKOY及びDOGANKENT発電所の山元年間可能発生電力量は夫々197×10^6 KWH，330×10^6 KWHである。

第１期計画におけるDOGANKENT発電所の年間発生電力量が228×10^6 KWHであるので，増設後のDOGANKENT発電所の年間発電力量の下流増は$330-228=102\times10^6$ KWH である。

これらのPower Energyはすべて運転開始后直ちに送電線を通じTRABSON変電所とSamsunを結ぶ系統に投入出来る。

KURTUN. AKKOY発電所よりSamsun Substationまでの送電ロス及びDOGANKENT発電所よりTrabsonまでの送電ロスは夫々１３％，１８％と推定され，従って夫々の送電端における販売可能な電力量は夫々392×10^6KWHおよび100×10^6 KWHとなる。

これら電力量は３０年間を対象に計算し，そしてその平均値を採用した。

８３　年間費用

年間の経費は投資費用の減価償却，発電設備の運転および保守ならびに交換費用を含んだものである。利子および減価償却はSinkiny Fund Mothodによる耐用年数に基づき算出した。

運転および保守費ならびに管理費は，同規模の発電所の実績記録から得た合計投資費用の％の値に基づき算定した。Equalized Annual Cost Factorsは下記Table 8－1の通りであり，算定結果はTable 8－2に示す。計算に使用した利子率は年当り５％および８％である。

Table 8-1 Equalized Annual Cost F. ctor

* Generating Facilities

Item	Interest Rate 5%	Interest Rate 8%
Serviceable Year	50	50
Equalized Annual Cost Factor	6.734	9.430
1. Capital Recovery Factor	5.478	8.174
2. Interim Replacements	0.200	0.200
3. Insurance	0.056	0.056
4. Operation and Maintenance of Administration Expenses	1.000	1.000

* Step-up Substation

Item	Interest Rate 5%	Interest Rate 8%
Serviceable Year	35	35
Equalized Annual Cost Factor	9.387	11.860
1. Capital Recovery Factor	6.107	8.580
2. Interim Replacements	0.050	0.050
3. Insurance	0.230	0.230
4. Operation and Maintenance of Administration Expenses	3.000	3.000

* Transmission Line between Akköy Power Station and Set-up Substation

Item	Interest Rate 5%	Interest Rate 8%
Serviceable Year	50	50
Equalized Annual Cost Factor	8.525	11.224
1. Capital Recovery Factor	5.478	8.174
2. Interim Replacements	0.050	0.050
3. Insurance	-	-
4. Operation and Maintenance of Administration Expense	3.000	3.000

Table 8-2 Annual Cost of Kürtün, Akköy and Additional Dogankent Project

Unit : 10^3 TL

	Kürtün		Akköy		Additional Dogankent		Kürtün		Transmission line between Akköy and Kürtün Substation	
	Generating	Facility	Generating	Facility	Generating	Facility	Step-up	Substation		
Interest	5%	8%	5%	8%	5%	8%	5%	8%	5%	8%
Construction Cost	354,366	367,491	228,300	238,500	49,200	51,390	42,033	43,901	3,510	3,670
Capital Recovery	19,412	30,039	12,506	19,495	2,695	4,201	2,567	2,681	192	300
Interim Replacement	709	735	457	477	98	103	21	22	2	2
Insurence	198	206	127	134	28	29	97	101	-	-
Operation Maintenance & Administration	3,544	3,675	2,283	2,385	492	514	1,261	1,317	105	110
Total	23,863	34,655	15,373	22,391	3,313	4,847	3,946	4,121	299	412

8.4 代替設備との比較

8 4.1 代替火力発電所の選択

KURTUN計画の経済性は１００MWおよび３００MWの火力発電所をもとにして作成した。

(a) 代替火力発電所は，西部黒海沿岸系統におけるこの計画に匹敵し得る合理的規模のものであること。

(b) 新鋭の火力発電所であり，将来の西部黒海沿岸系統における主導的役割を果すものであること。

(c) High Plant Factor によって運転されるもので，この系統において考え得る最高のものであること。

Construction Cost および代替火力発電所の諸元はTable 8−3に示す通りである。

Table 8-3 Construction Cost and General Features of Standard Thermal Power Plant

	Unit	100 MW Alternative	300 MW Alternative
Installed Capacity	MW	100	300
Unit Capacity	MW	100	300
Annual Capacity Factor	%	70	70
Thermal Efficiency at Sending End	%	35.4	36.0
Annual Energy Generation	10^6 kWh	610	1,840
Fuel Consumption Rate	l/kWh	0.245	0.241
Fuel	10^3 kl	150	443
Construction Cost	10^6 TL	145	390
Serviceable Life	Year	35	35
Station Service	%	6	4

8 4 2　代替火力発電所の年間費用

代替火力発電所のConstruction Costは，145百万Turkish Liraと算定した。代替火力発電所の年間費用はFixed CostとVariable Cost に分けられ，利子率5％において1515 Turkish Lira per KWHであり，8％では189.8 Turkish Lira per KWとなる。これらをTable 8－4および8－5に示す。

8.5　便益の単価

AKKOY発電所およびDOGANKENT発電所の増設分を含んだKURTUN発電所の年間便益は，KWH当りの便益およびKW当りの便益をもとにして算定した。計算は代替火力100 MWをKURTUN計画の代業と考えた。

KW便益については，代替火力発電所の年間Fixed Cost per KWを1.20倍して求めた。これは火力発電所が水力発電所に比べて，事故とか定期整備などの運転休止期間をかなり含んでいるからである。従って火力発電所が新しく運転を開始するとすれば，この運転休止をカバーするために余裕力を持たなければならない。この余裕力は水力発電所に必要のないもので，これが便益として計算される訳である。KWH当りの便益は代替火力発電所の年間Variable Cost per KWHで表わされる。

12月における保証出力KURTUN発電所46,000KW，AKKOY発電所40,000KWは夫々KW当りの便益算定に使用した。

DOGANKENT発電所増設分について，70MW－328MW＝37.2MWが適用された。これは，DOGANKENT発電所においてKURTUN発電所の完成後GUNYUZU発電所よりの分水がなくても70MW の発電が可能であるからである。

8.6　AKKOY発電所及びDOGANKENT発電所（増設分）を考慮した場合のKURTUN Projectの便益

at 5% interest rate

1	Annual average power production	492	10^6 kWh
	Unit benefit per kWh	5 69	T.L/kWh
	Annual average benefit from kWh	27,995	10^3T.L
2	Output benefit in December	121,400	kW
	Unit benefit per kW	181.8	T.L/kW
	Benefit from kW	22,070	10^3 T L
3.	Total annual benefit from power	50,065	10^3T.L

at 8% interest rate

1.	Annual average power production	492	10^6 kWh
	Unit benefit per kWh	5.69	T.L/kWh
	Annual average benefit from kWh	27,995	10^3 T.L

2.	Output benefit in December	121,400	kW
	Unit benefit per kW	227.8	T.L/kW
	Benefit from kW	27,655	10^3 T.L
3.	Total annual benefit from power	55,650	10^3 T.L

便益の計算に際し年間発生電力量 492×10^6 kWh 及び 12 月出力 121,400 kW は運転開始後直ちに有効消費されるものと考えた。

8.7 超過便益の計算

	x 10^3 T.L
Without Torul	
Benefit of Kürtün Project including Akköy and additional Dogankent Project	50,065 (55,650)
Annual Cost of Kürtün P.S. including Akköy and additional Dogankent P.S.	42,549 (61,893)
Annual Cost of Kürtün Step-up Substation and Transmission Line between Akköy P.S. and Kürtün S.S.	4,245 (4,533)
Net Benefit of Kürtün Project including Akköy and additional Dogankent Project	3,271 (- 10,776)
With Torul	
Benefit of Kürtün Project including Akköy additional Dogankent Project	54,275 (59,860)
Annual Cost of Kürtün P.S. including Akköy and additional Dogankent P.S.	42,549 (61,893)
Annual Cost of Kürtün and Transmission Line between Akköy P.S. and Kürtün S. S.	4,245 (4,533)
Net Benefit of Kürtün Project including Akköy and additional Dogankent Project	7,481 (- 6,566)

Note: Figures parenthesized are calculated at 8% interest rate

第 9 章　　資　金　計　画

第９章　資　金　計　画

資金計画

9.1　所要資金

本計画の総工事費は３７８,７３０,０００T.L.であり，工事期間は４５Ｍｏｎｔｈｓと予定される。

９２　資金調達

a，調達源

外国からの借款，トルコ国内金融機関及び保留金の投資が資金調達源として考えられる。この場合，国際金融機関からの借款により外貨分はまかなわれるものと考えた。内貨分については，内部保留及び政府予算からの支出が考えられる。

b、金利及び償還期間

(1)　外貨分

借款は開発及び再建の目的で国際的な銀行から獲得し得ることを前提として償還期間と利子率は最近の実例を基にして考慮した。

利子率　　年率　6.5％

償還期間　　２０年

運転開始後元利均等償還

(2)　内貨分

市中銀行，政府予算，内部保留から調達する場合の率を勘案して下記の通り仮定した。

利子率　　年率　５０％

償還期間　　２０年

運転開始後元利均等償還

９３　収入及び支出

a．売電収入

一次変電所渡しの電力単価は１３Ｋｒ／KWHと見積った。

b．売電可能電力

送電線による損失を控除した売電可能電力量は表９－２に示した。

c．維持管理費及び減価償却費

維持管理費及び減価償却費については，第８章に示した"年経費"の値をもちいた。

d．純収入

純収入は維持管理費，償却費及び工事費の内貨，外貨それぞれについての利息を控除して計算した。その結果は表９－２"Ｉｎｃｏｍｅ　Ｓｔａｔｅｍｅｎｔ"に示してある。

9.4　資金返済計画

借入金の返済に充当される源資は経営収支における純収入及び減価償却費である。財源に対する返済額と利息との比較は表９－３"Ｃａｓｈ　Ｆｌｏｗ　Ｓｔａｔｅｍｅｎｔ"に示してある。この表に関連し

てKURTUN計画単独の場合１９８３年以後２０年間資金の不足を生ずるであらう。

従って不足分はAKKOY及びDOGANKENT発電所の売電可能電力から得られる収入を併せて，カバーされるべきである。

Table 9-1 Amortization Schedule

Unit: 1000 TL

Year	Borrowing	Foreign Currency Redemption Principal	Foreign Currency Redemption Interest	Foreign Currency Total	Foreign Currency Outstanding Balance	Remarks
1982	157,800				157,800	Interest rate 6.5%
3		4,064	10,257	14,321	153,736	redeemable in
4		4,328	9,993	14,321	149,408	equal annual
5		4,609	9,712	14,321	144,799	installments in
6		4,909	9,412	14,321	139,890	20 years
7		5,228	9,093	14,321	134,662	Amortization rate
8		5,568	8,753	14,321	129,094	0.09075640
9		5,930	8,391	14,321	123,164	
1990		6,315	8,006	14,321	116,849	
1		6,726	7,595	14,321	110,123	
2		7,163	7,158	14,321	102,960	
3		7,629	6,692	14,321	95,331	
4		8,124	6,197	14,321	87,207	
5		8,653	5,668	14,321	78,554	
6		9,215	5,106	14,321	69,339	
7		9,814	4,507	14,321	59,525	
8		10,452	3,869	14,321	49,073	
9		11,131	3,190	14,321	37,942	
2000		11,855	2,466	14,321	26,087	
1		12,625	1,696	14,321	13,462	
2		13,462	859	14,321	0	
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
2010						

Year	Barrowing	Local Currency Redemption Principal	Local Currency Redemption Interest	Local Currency Total	Local Currency Outstanding Balance	Remarks
1982	237,698				237,699	Interest rate 5%
3		7,189	11,885	19,074	230,510	redeemable in
4		7,548	11,526	19,074	222,962	equal annual
5		7,925	11,148	19,074	215,036	installments in
6		8,322	10,752	19,074	206,714	20 years
7		8,738	10,336	19,074	197,976	Amortization rate
8		9,175	9,899	19,074	188,801	0.08024259
9		9,634	9,440	19,074	179,167	
1990		10,116	8,958	19,074	169,057	
1		10,621	8,453	19,074	158,430	
2		11,152	7,922	19,074	147,278	
3		11,710	7,364	19,074	135,568	
4		12,296	6,778	19,074	123,272	
5		12,910	6,164	19,074	110,362	
6		13,556	5,518	19,074	96,806	
7		14,234	4,840	19,074	82,572	
8		14,945	4,129	19,074	67,627	
9		15,693	3,381	19,074	51,934	
2000		16,477	2,597	19,074	35,457	
1		17,301	1,773	19,074	18,156	
2		18,156	918	19,074	0	
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
2010						

Table 9-2 Income Statement

Unit: 1,000 TL

Year	Salable Energy (10^3 kWh)	(A) Revenues Cost per Unit delivered at Substation (TL per kWh)	Operation Revenue	(B) Expenses Operation & Maintenance Cost	Depreciation	Total Operation Cost	(C) Operation Income	(D) Financial Expenses Foreign Loans	Local Loans	Total	Net Income
1982	115,000	0.13	14,950	2,445	13,145	15,590	-640				-640
3	197,000	0.13	25,610	4,186	22,508	26,694	-1,084	10,257	11,885	22,142	-23,226
4	197,000	0.13	25,610	4,186	22,508	26,694	-1,084	9,993	11,526	21,519	-22,603
5	197,000	0.13	25,610	4,186	22,508	26,694	-1,084	9,712	11,148	20,860	-21,944
6	197,000	0.13	25,610	4,186	22,508	26,694	-1,084	9,412	10,752	20,164	-21,248
7								9,093	10,336	19,429	-20,513
8								8,753	9,899	18,652	-19,736
9								8,391	9,440	17,831	-18,915
1990								8,006	8,958	16,964	-18,048
1								7,595	8,453	16,048	-17,132
2								7,158	7,922	15,080	-16,164
3								6,692	7,364	14,056	-15,140
4								6,197	6,778	12,975	-14,059
5								5,668	6,164	11,832	-12,916
6								5,106	5,518	10,624	-11,708
7								4,507	4,840	9,347	-10,431
8								3,869	4,129	7,998	-9,082
9								3,190	3,381	6,571	-7,655
2000								2,466	2,597	5,063	-6,147
1								1,696	1,773	3,469	-4,553
2								859	918	1,777	-2,861
3											-1,084
4											-1,084
5											-1,084
6											-1,084
7											-1,084
8											-1,084
9											
2010											

Remarks

Depreciation and Interest	5.478%
Interim Replacement	0.200
Total	5.678%
Operation and Maintenance Cost	
Insurance	0.056
O & M	0.700
Administration	0.300
Total	1.056%

Table 9-3 Statement of Cash Flow

Year	(A) Cash from Income			(B) Proceed from Finance			(C)=(A+B)	(D) Capital Expenditure			Cash Balance
	Net income	Depreciation	Total	Foreign	Local	Total	Grand Total	Const. Cost	Repayment of borrowing	Total	
1982	-640	13,145	12,505	157,800	237,699	396,399	408,904	396,399		396,399	12;505
3	-23,226	22,508	-718				-718		11,253	11,253	11,971
4	-22,603	22,508	-95				-95		11,876	11,816	11,971
5	-21,945	22,508	563				563		12,534	12,534	11,971
6	-21,248	22,508	1,260				1,260		13,231	13,231	11,971
7	-20,513	22,508	1,995				1,995		13,966	13,966	11,971
8	-19,736	22,508	2,772				2,772		14,743	14,743	11,971
9	-18,915	22,508	3,593				3,593		15,564	15,564	11,971
1990	-18,048	22,508	4,460				4,460		16,431	16,431	11,971
1	-17,132	22,508	5,376				5,376		17,347	17,347	11,971
2	-16,164	22,508	6,344				6,344		18,315	18,315	11,971
3	-15,140	22,508	7,368				7,368		19,339	19,339	11,971
4	-14,059	22,508	8,449				8,449		20,420	20,420	11,971
5	-12,916	22,508	9,592				9,592		21,563	21,563	11,971
6	-11,708	22,508	10,800				10,800		22,771	22,771	11,971
7	-10,431	22,508	12,077				12,077		24,048	24,048	11,971
8	-9,082	22,508	13,426				13,426		25,397	25,397	11,971
9	-7,655	22,508	14,853				14,853		26,824	26,824	11,971
2000	-6,147	22,508	16,361				16,361		28,332	28,332	11,971
1	-4,553	22,508	17,955				17,955		29,926	29,926	11,971
2	-2,861	22,508	19,647				19,647		31,618	31,618	11,971
3	-1,084	22,508	21,424				21,424				21,424
⋮											
2010											