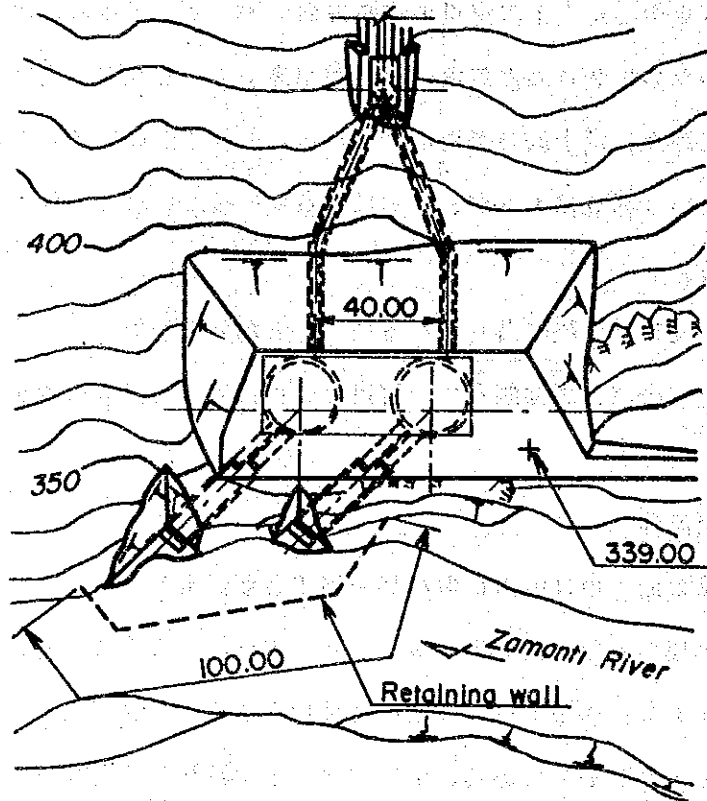


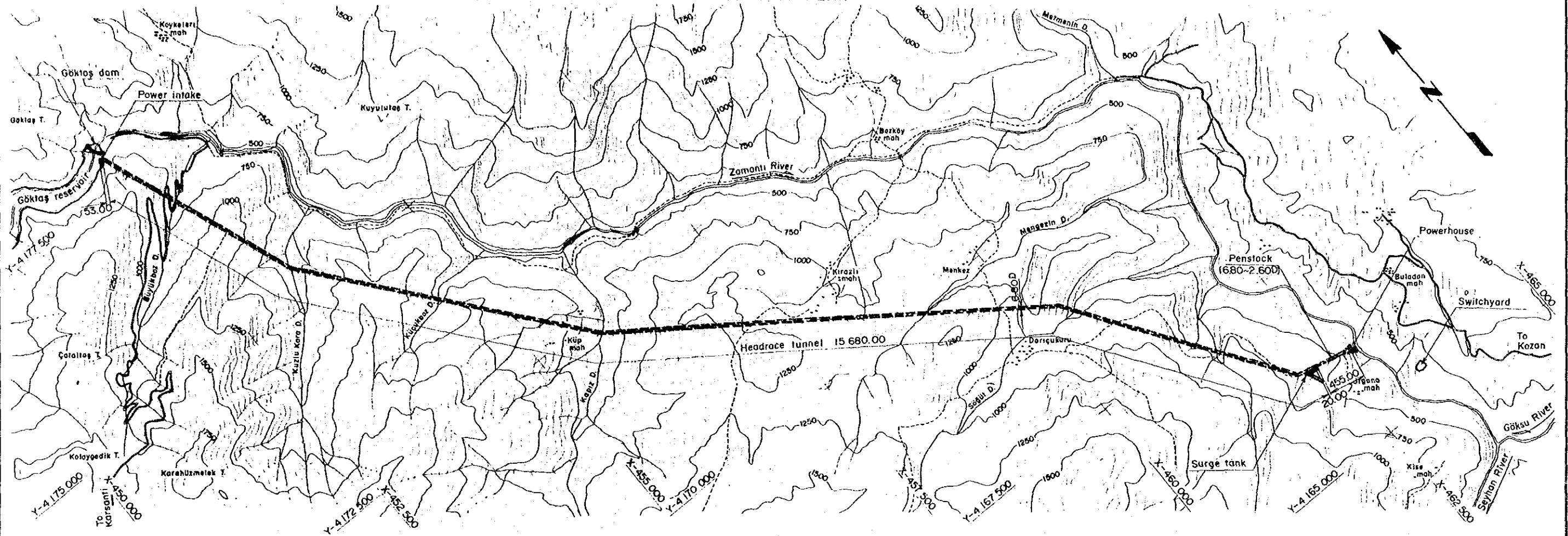
Fig.11-4 Care of River Scheme



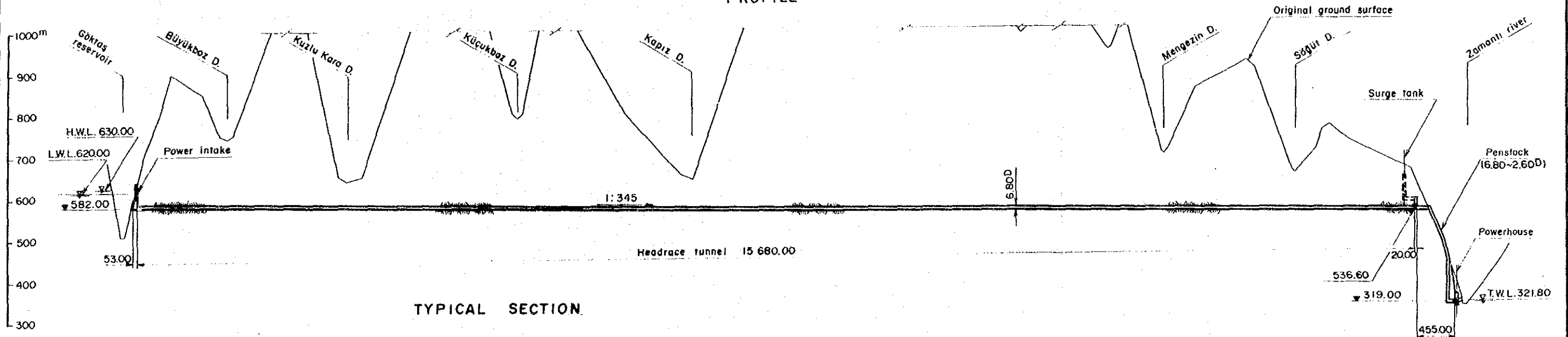
11.3.6 屋外開閉所

第10章に記載した通り、屋外開閉所は発電所対岸の段丘に設けられる。所要な広さ90m×120mを確保するために、掘削及び盛立が施されるが、地滑りの徴候が当該地点に見られないため、施工には特に問題はない。

GENERAL PLAN

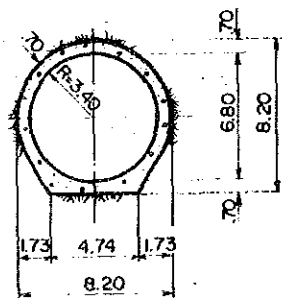


PROFILE

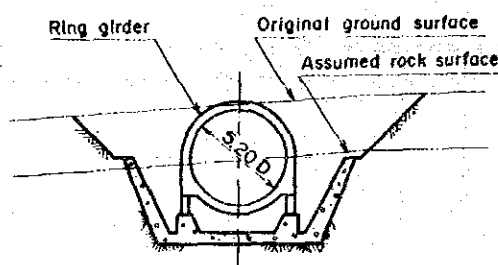


TYPICAL SECTION

HEADRACE TUNNEL



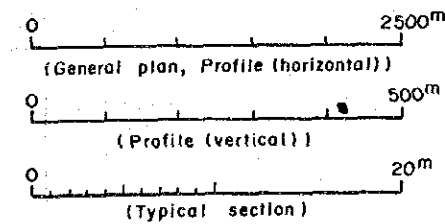
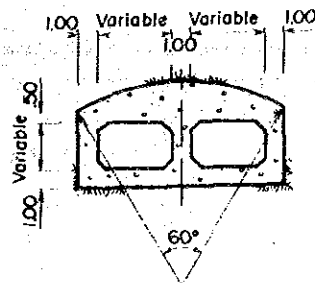
PENSTOCK (EXPOSED)



PENSTOCK (SHAFT)



TAILRACE

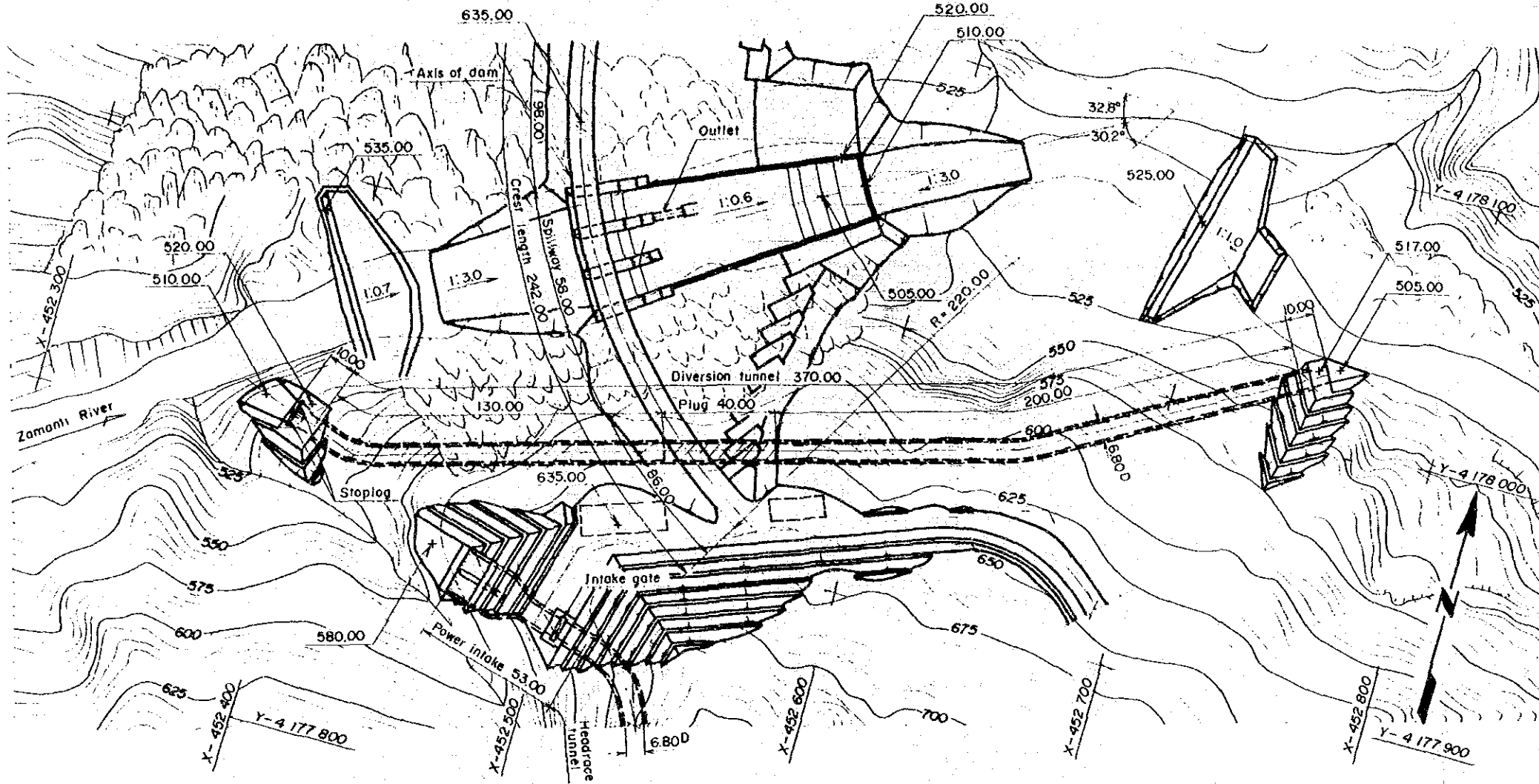


ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

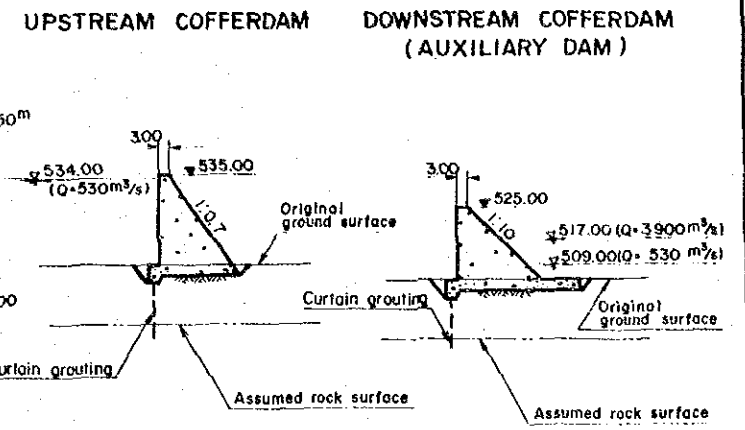
GENERAL PLAN, PROFILE AND TYPICAL SECTION

DWG. 11-1

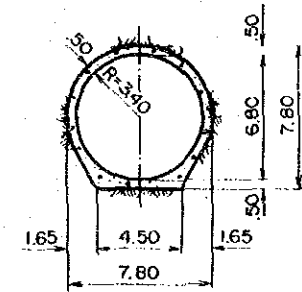
PLAN



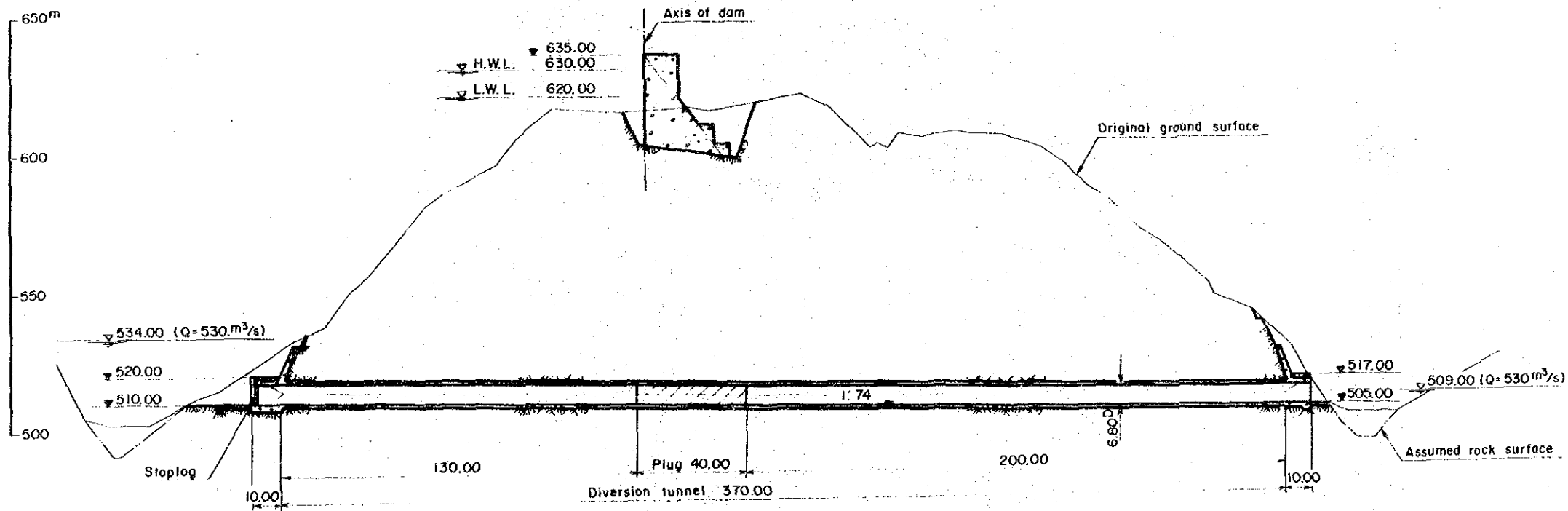
TYPICAL SECTION



DIVERSION TUNNEL



PROFILE OF DIVERSION TUNNEL



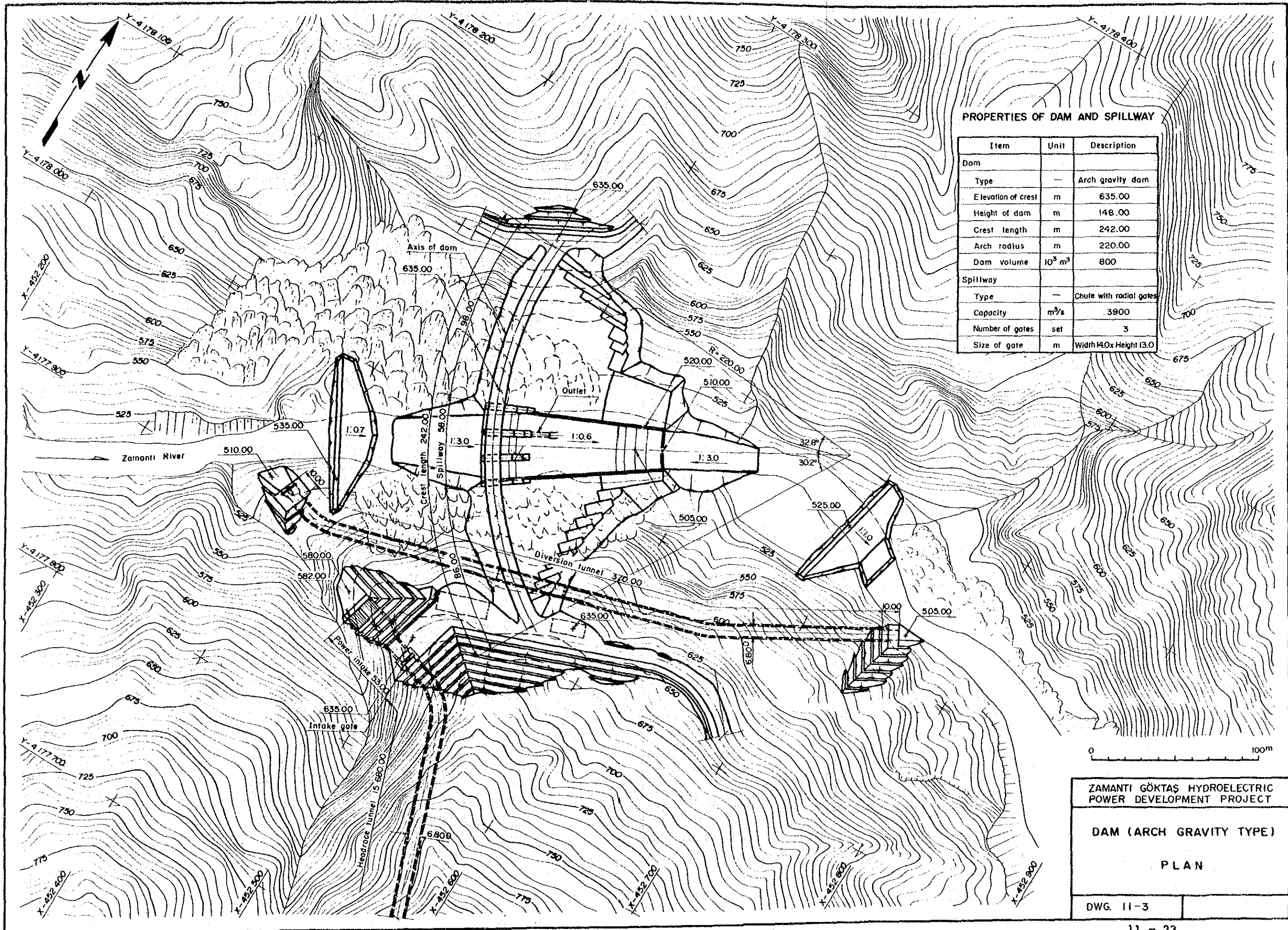
0 100m
(Plan, Profile, Typical section (Cofferdam))

0 20m
(Typical section (Diversion tunnel))

ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

CARE OF RIVER
COFFERDAM AND DIVERSION TUNNEL

DWG. 11-2



PROPERTIES OF DAM AND SPILLWAY

Item	Unit	Description
Dam		
Type	—	Arch gravity dam
Elevation of crest	m	635.00
Height of dam	m	148.00
Crest length	m	242.00
Arch radius	m	220.00
Dam volume	10 ³ m ³	800
Spillway		
Type	—	Chute with radial gates
Capacity	m ³ /s	3900
Number of gates	set	3
Size of gate	m	Width 14.0x Height 13.0

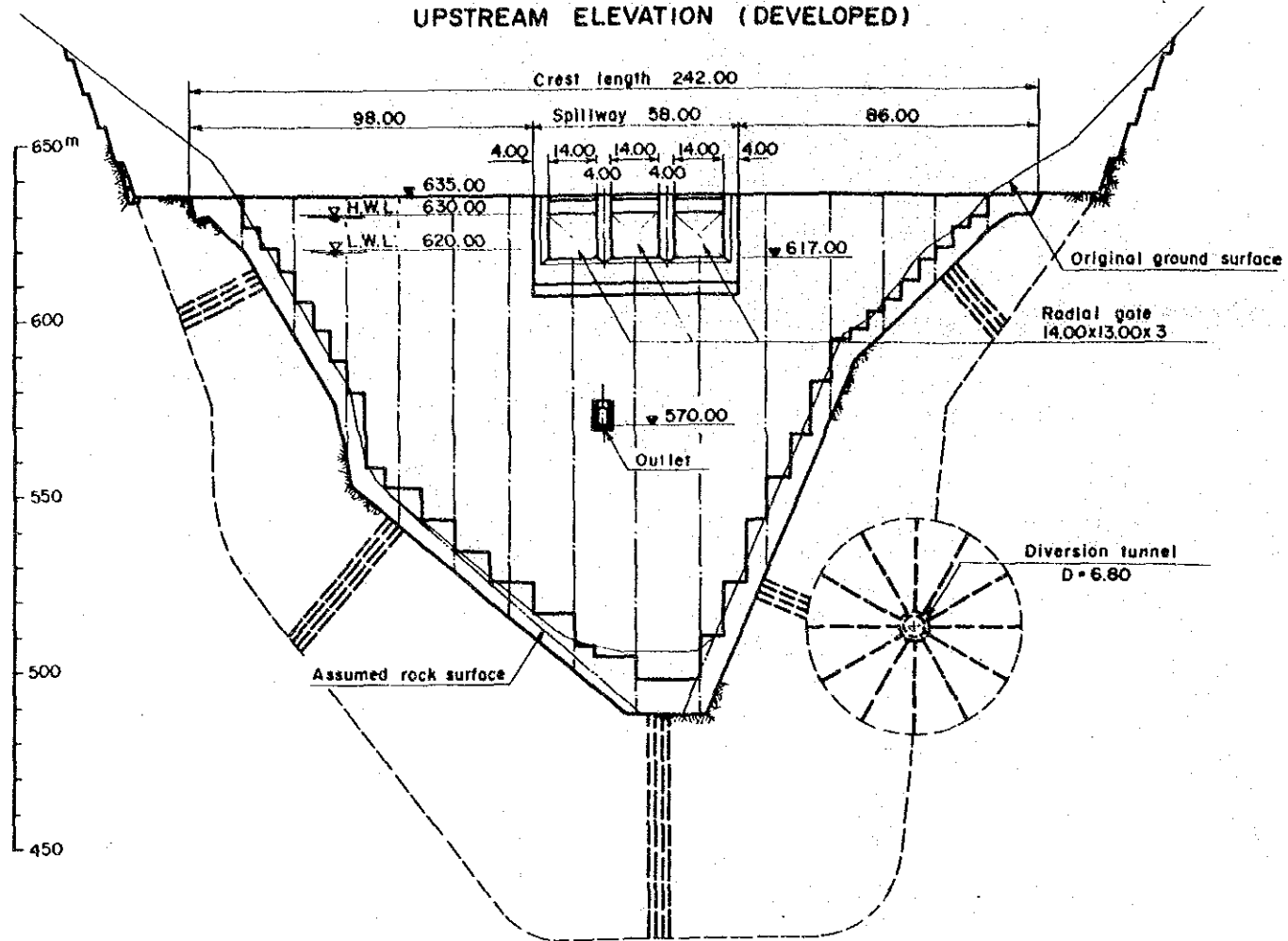
ZAMANTI GÖKTAS HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

DAM (ARCH GRAVITY TYPE)

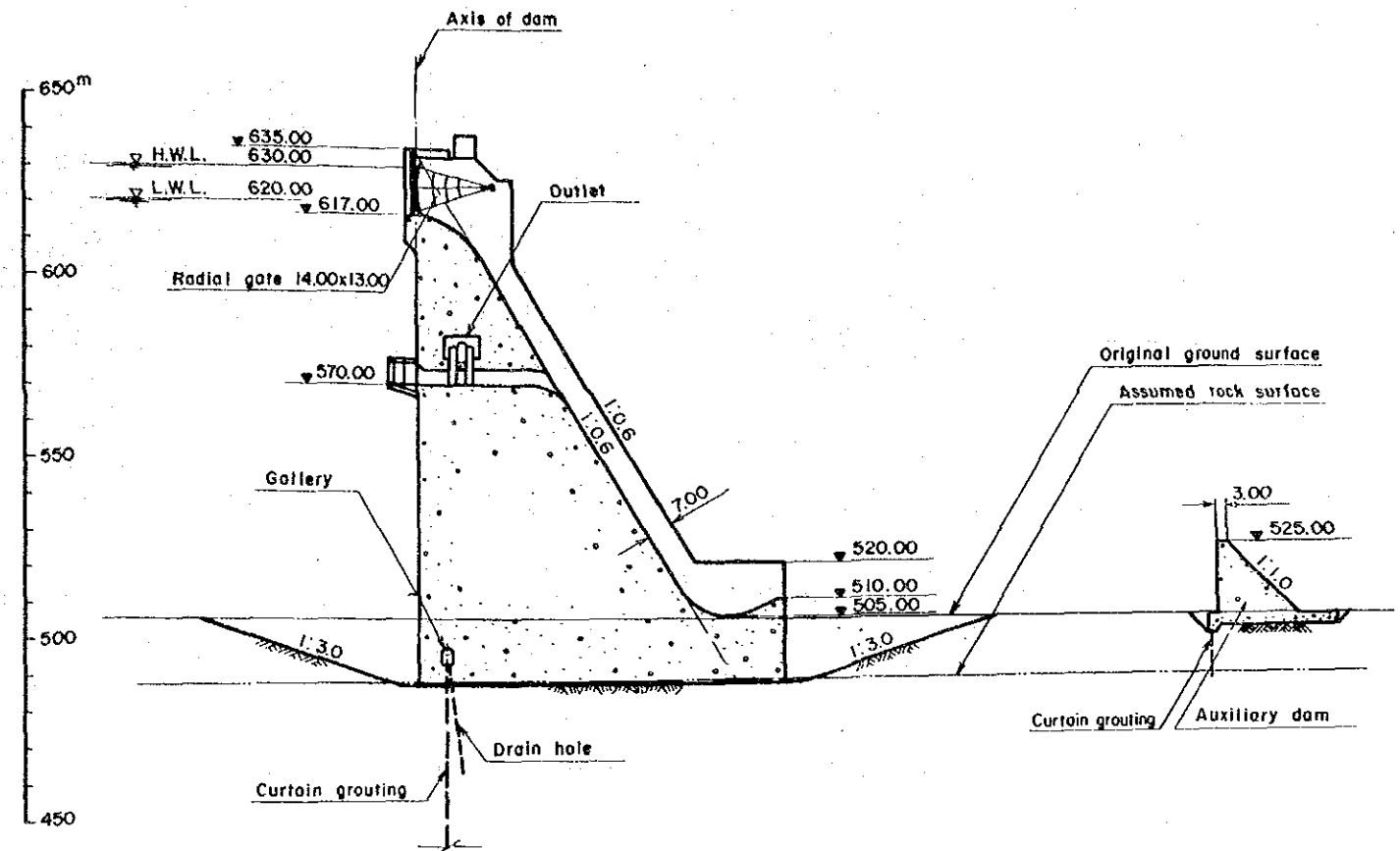
PLAN

DWG. 11-3

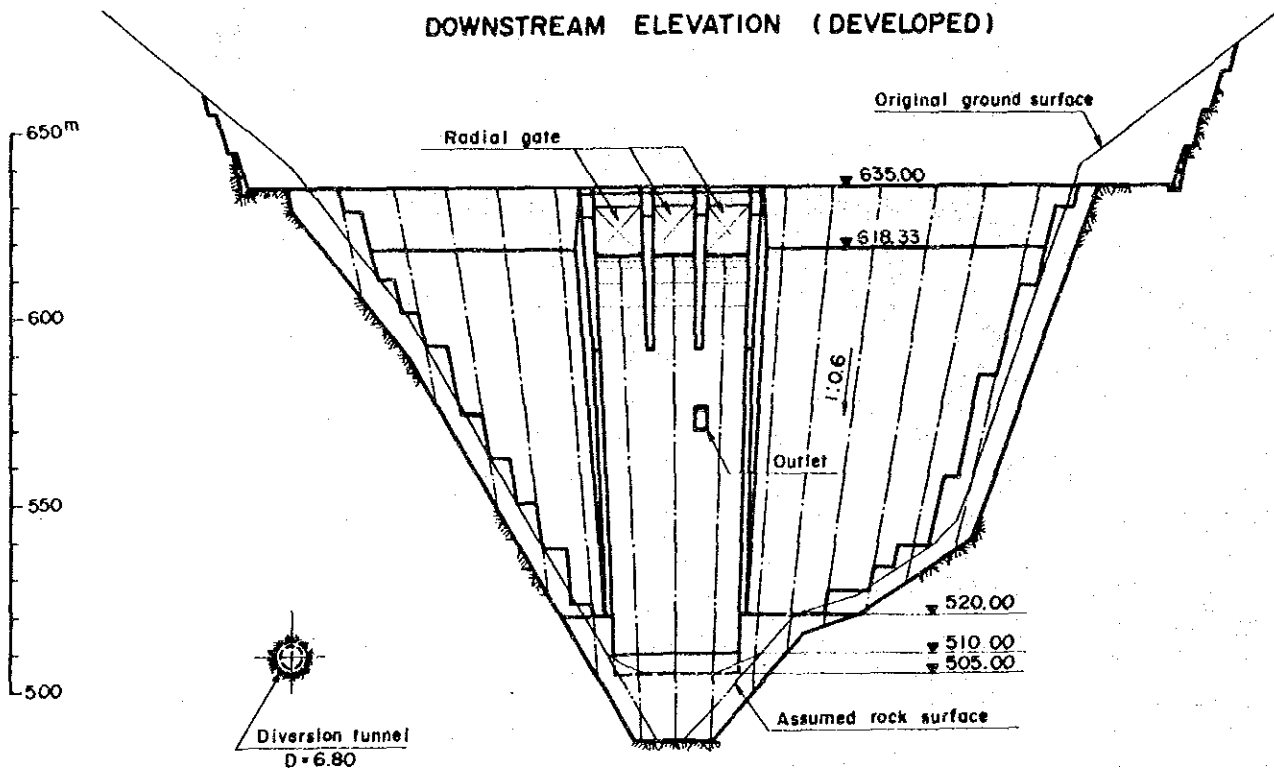
UPSTREAM ELEVATION (DEVELOPED)



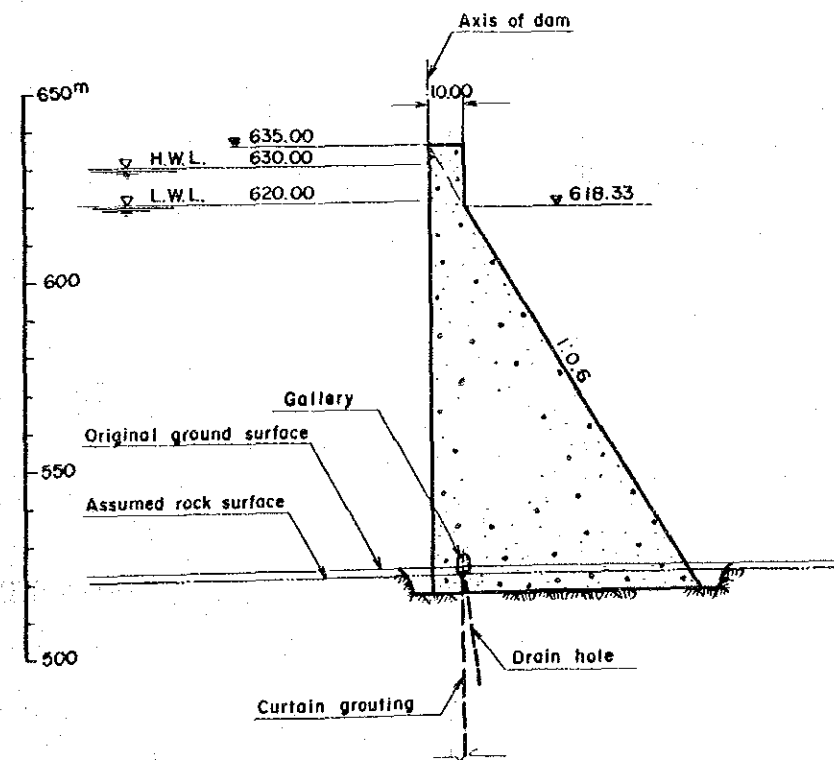
OVERFLOW SECTION



DOWNSTREAM ELEVATION (DEVELOPED)



NON-OVERFLOW SECTION

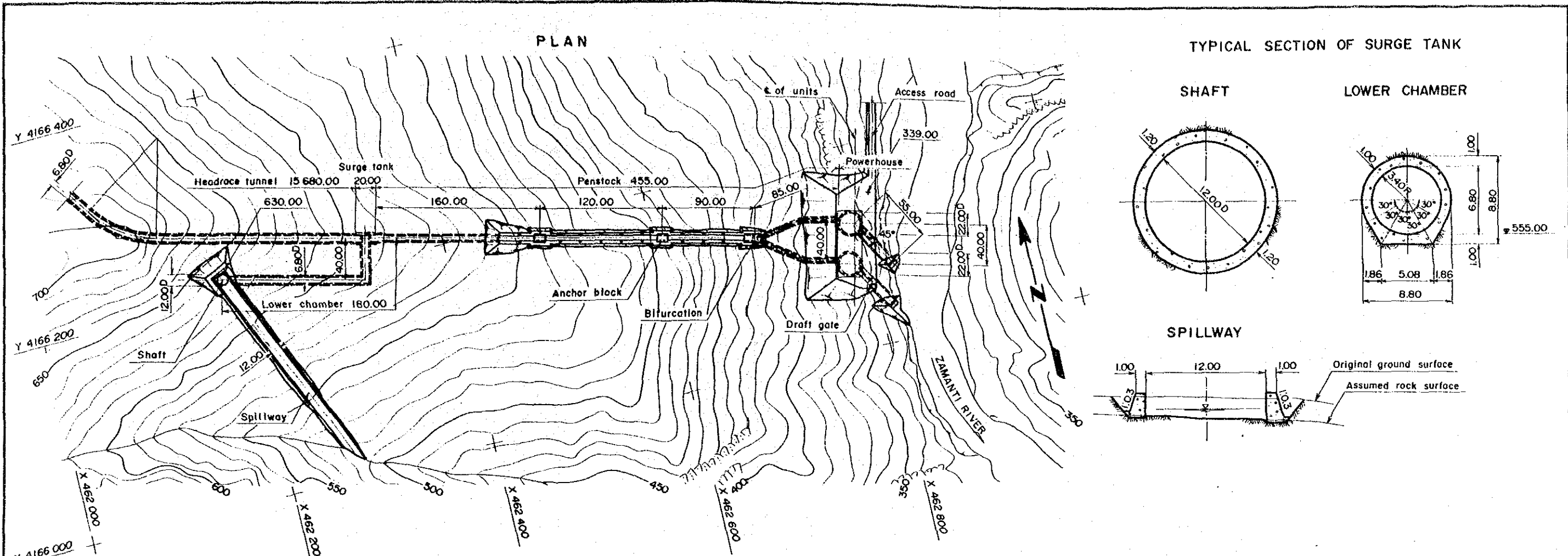


ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
 POWER DEVELOPMENT PROJECT

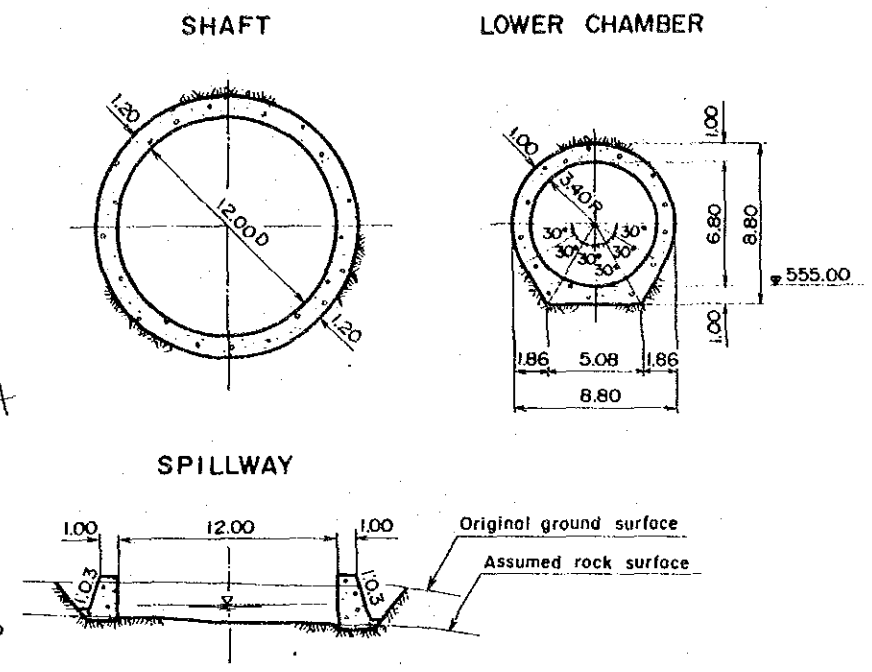
DAM (ARCH GRAVITY TYPE)

ELEVATION AND SECTION

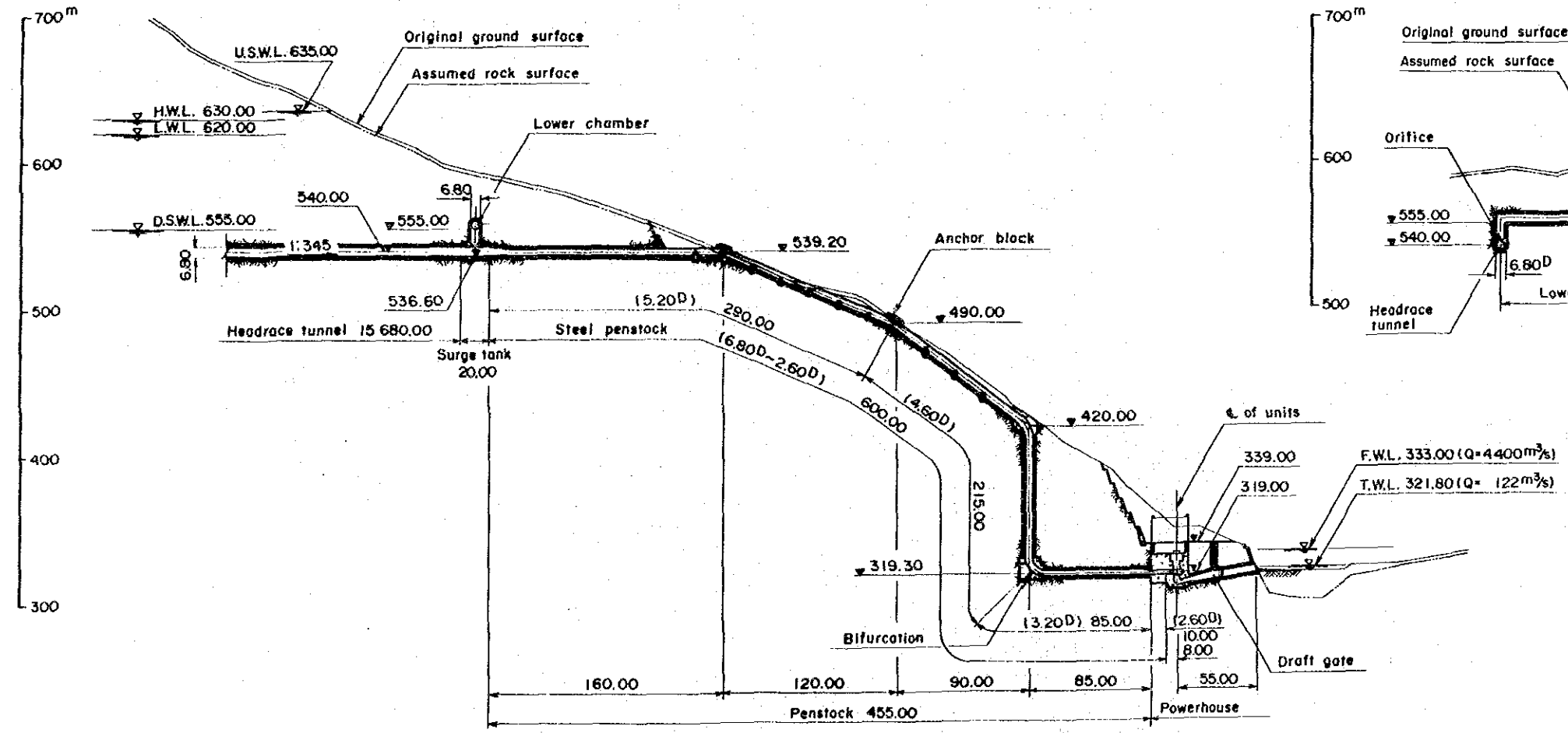
DWG. 11-4



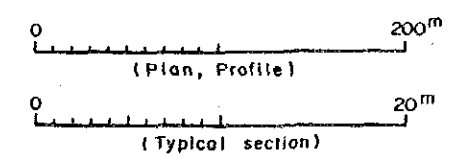
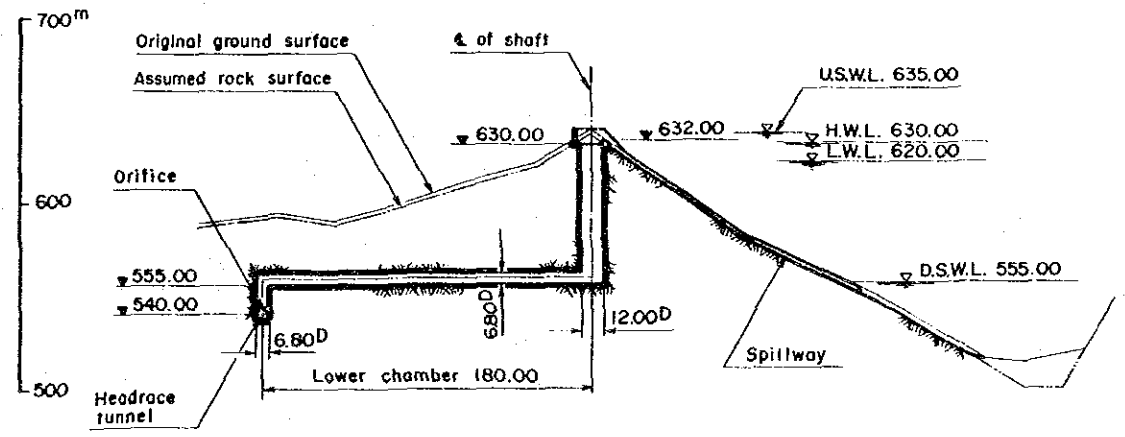
TYPICAL SECTION OF SURGE TANK



PROFILE OF PENSTOCK



PROFILE OF SURGE TANK



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PENSTOCK AND SURGE TANK
PLAN, PROFILE AND TYPICAL SECTION

DWG. 11-5

11.4 電気機器

11.4.1 主要機器の選定

前述の第9章で決めた主機台数、使用水量および基準有効落差より、水車は立軸フランス水車が最も適正であり、これを採用する。主要変圧器の型式については、主回路にケーブルを含まない屋外形とし、輸送（Mersin港のフローティングクレーン60 ton）および故障時の復旧性を考慮して、単相変圧器を採用する。

154kV 開閉所の母線構成は経済性と保守性を勘案して、主母線プラス点検母線方式とし、母線には屋外鉄構を省略できるアルミパイプ母線を採用する。

発電所と開閉所を結ぶ連絡送電線は地形上の制約もあり、経済的な2回線鉄塔を採用する。

水車、発電機、主要変圧器、154kV 開閉所および連絡送電線の諸元を以下に示す。

水 車

型 式	立軸フランス水車
台 数	2台
基準有効落差	284.4 m
使用水量	54 m ³ /sec.
基準出力	137.5 MW
回転速度	300 rpm

発 電 機

型 式	三相交流同期発電機
台 数	2台
出 力	150 MVA(力率0.9遅れ)
回転速度	300 rpm
周 波 数	50 Hz
電 圧	14.4 kV

主要変圧器

型 式	屋外形单相変圧器
台 数	7台(含む予備1台)
容 量	50MVA
電 圧	14.4kV:15.4/√3kV
開 閉 所	
母 線 構 成	主母線+点検母線
母 線	アルミパイプ
接 続 線 数	5回線
電 圧	15.4kV

連絡送電線

回 線 数	2回線(2回線鉄塔)
鉄 塔 数	3基
電 圧	15.4kV
導 体 の 種 類	ACSR 795MCM
区 間	発電所—開閉所

11.4.2 主回路

主回路は信頼性、保守性および所内電源の確保等の条件を考慮して、低圧同期・ユニット方式を採用する。

発電機と主要変圧器の間は相分離形密閉母線で接続され、発電所と開閉所との間は連絡送電線によって結ばれる。

154kV送電線用回路は無停電で、遮断器の点検が可能な様に点検母線を設ける。

34.5kV配電線は第12章で述べる工事用のものを転用することとする。

Fig.11.5にSingle Line Diagramを示す。

11.4.3 連絡送電線

Fig. 11-6 に Location of Powerhouse and Switchyard を示す。第10章で述べたように、開閉所は発電所の対岸下流約 800m、標高 495.0m に設けられる。これら両者を結ぶ連絡送電線としてケーブルを採用した場合には、地形上の制約から河川横断した高低差のあるケーブルルートとなる。これは建設費が割高となるだけでなく、ケーブル布設方法や保安対策など運転保守上の問題がある。従って、ケーブル案に比較して経済的に断然有利で、かつ技術的にも信頼性の高い 2 回線鉄塔 3 基による架空連絡送電線（亘長約 900m）を採用する。

11.4.4 発電所の電気機器

当発電所は半地下式で計画され、中央に組立室が配置される。主機間隔は 40m で 2 台の水車・発電機が配置される。他に組立用天井クレーン、主要変圧器および補機類が配置される。

Fig. 11-7, 11-8 に Plan of Powerhouse を示す。

11.4.5 開閉所の電気機器

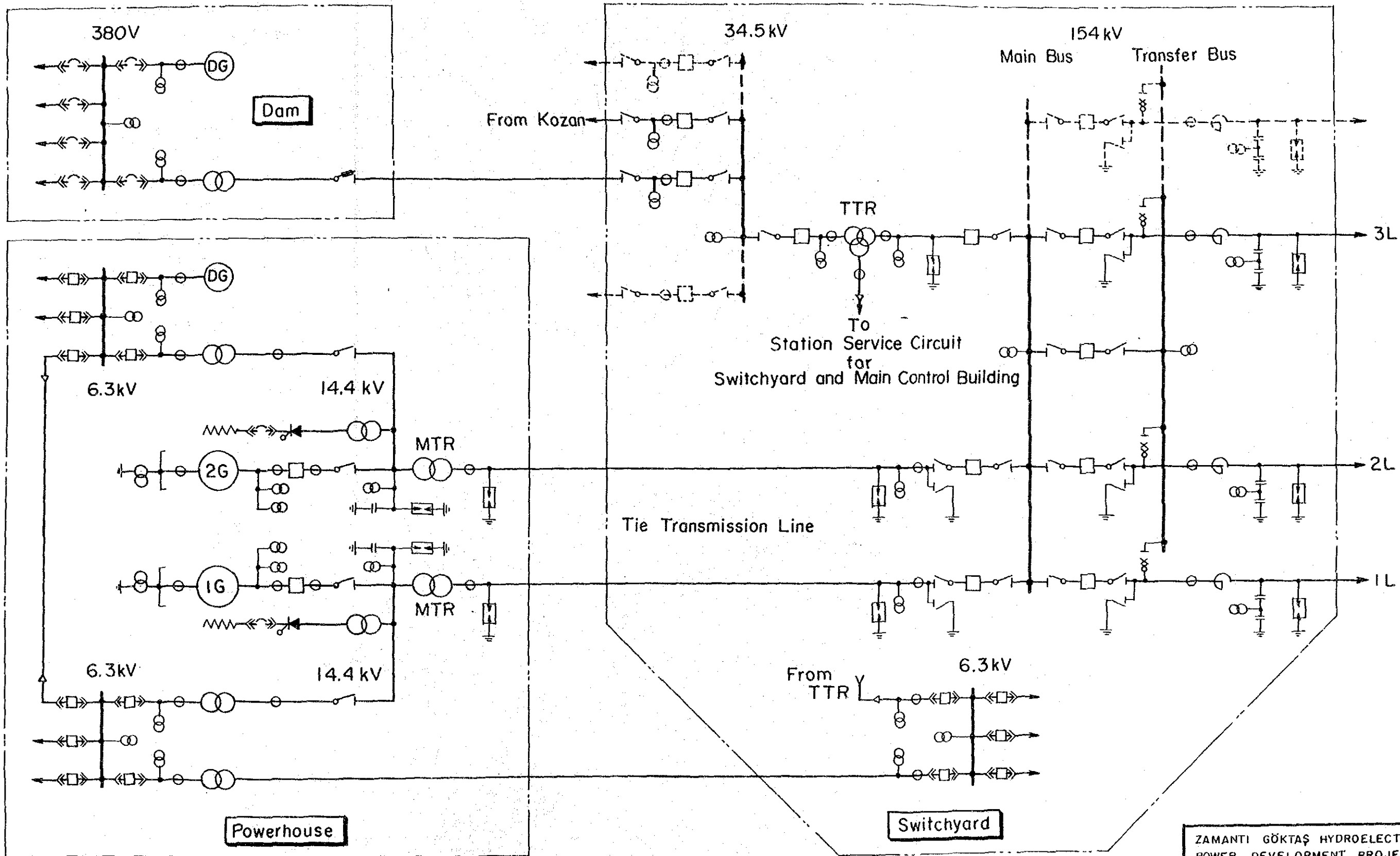
開閉所地点の地形を考慮して、154kV 連絡送電線および 34.5kV 配電線は上流側へ、154kV 送電線は下流側へ引き出す。

Main Control Building の位置も開閉所の方が発電所と比べて建設性、経済性および保守性とも有利であるので開閉所に配置する。

Fig. 11-9, 11-10 に Plan of Switchyard を示す。

11.4.6 通信設備

従来の通信設備の他は前述の開閉所内の Main Control Building と発電所を連絡するものが必要となる。光ファイバーケーブルを 154kV 連絡送電線の架空地線内に 1 ルートと他に 1 ルートを 6.3kV ケーブルと併設する計画である。



Francis Turbine	Generator	Main Transformer	Tie Transmission Line	Switchyard
137.5 MW	150 MVA	50 MVA x 3	2CCT	Main Bus + Transfer Bus
54 m ³ /sec	300 rpm	14.4 : 154/√3 kV	795 MCM	Self-Supporting Type Aluminum Pipe Bus
284.4 m	50 Hz	50 Hz	ACSR	154 kV

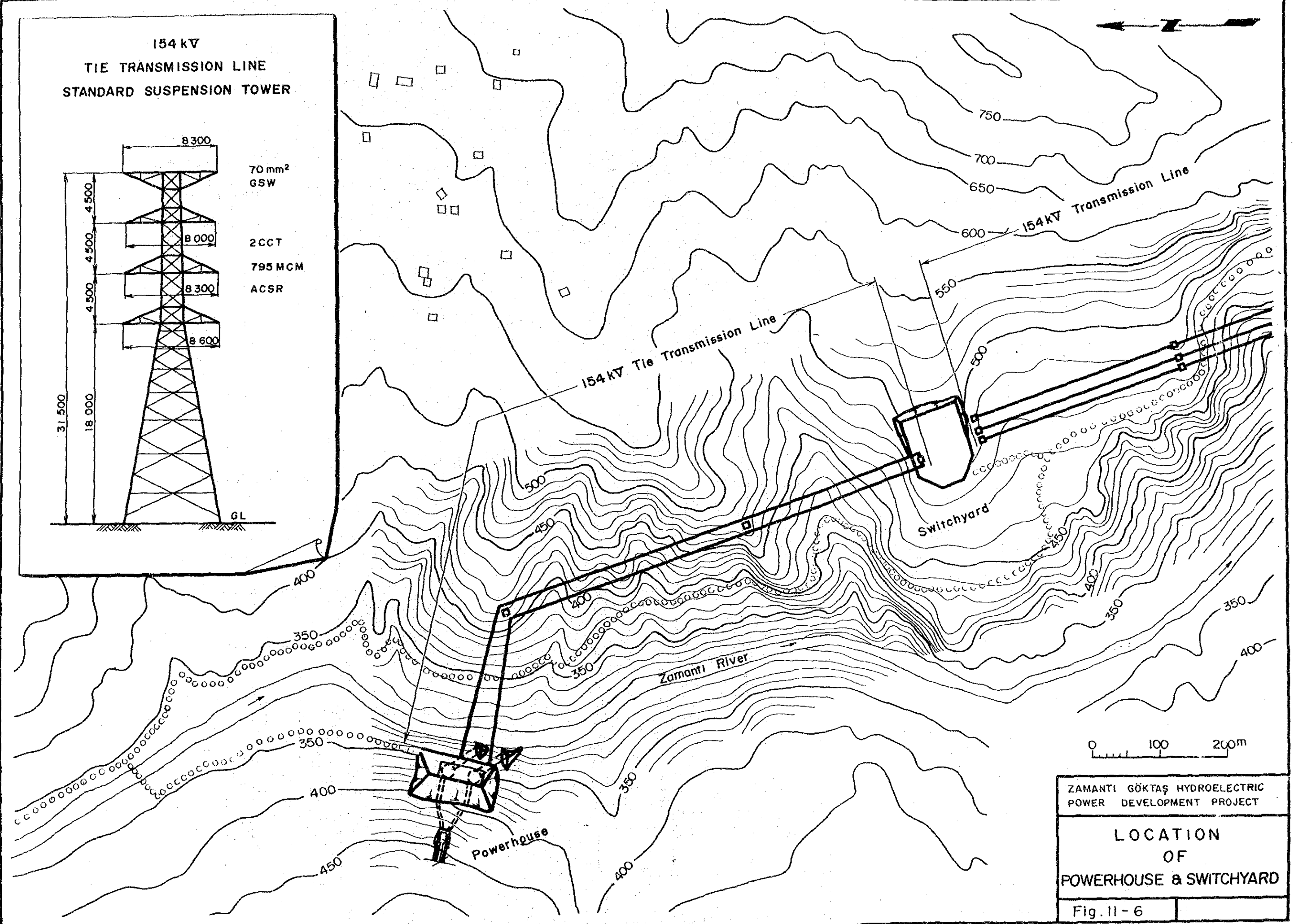
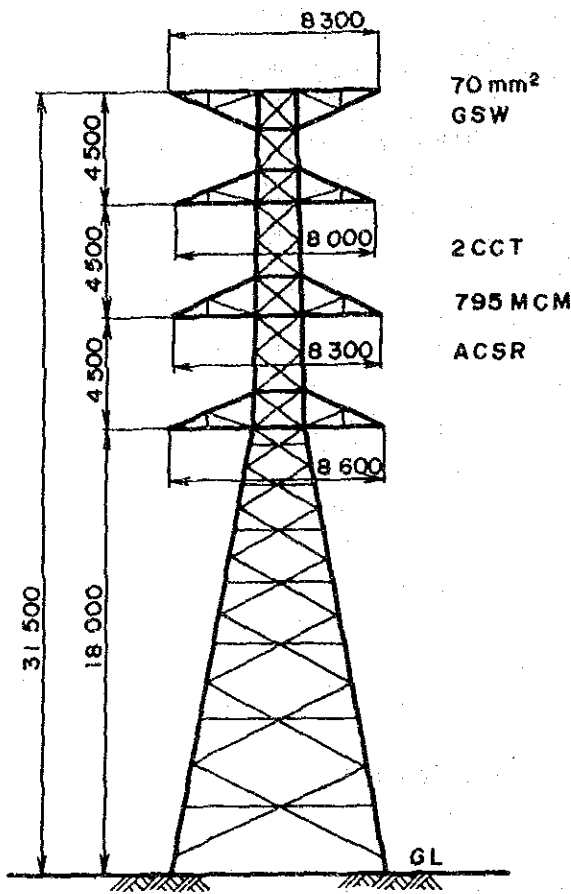
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

**SINGLE LINE
DIAGRAM**

Fig. 11 - 5



154 kV
TIE TRANSMISSION LINE
STANDARD SUSPENSION TOWER



0 100 200m

ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

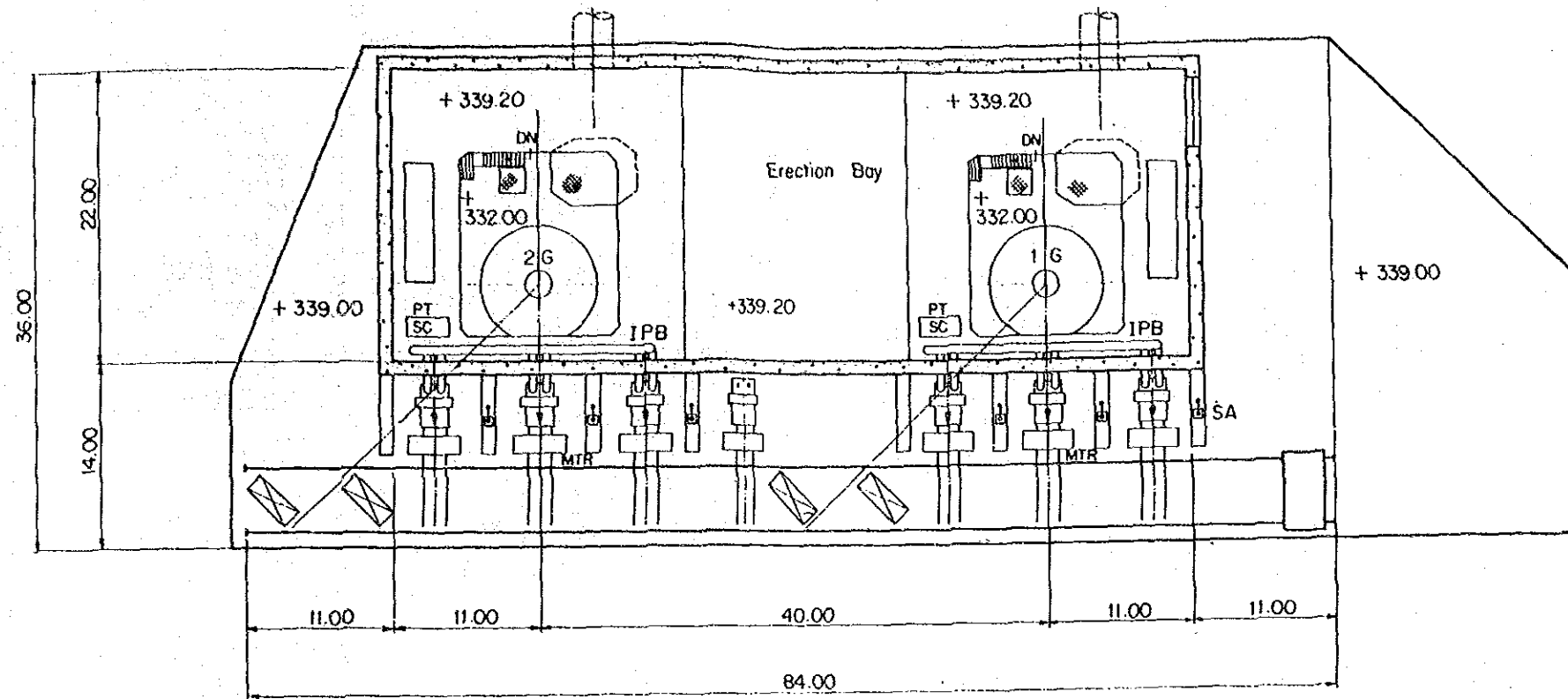
LOCATION
OF
POWERHOUSE & SWITCHYARD

Fig. II - 6

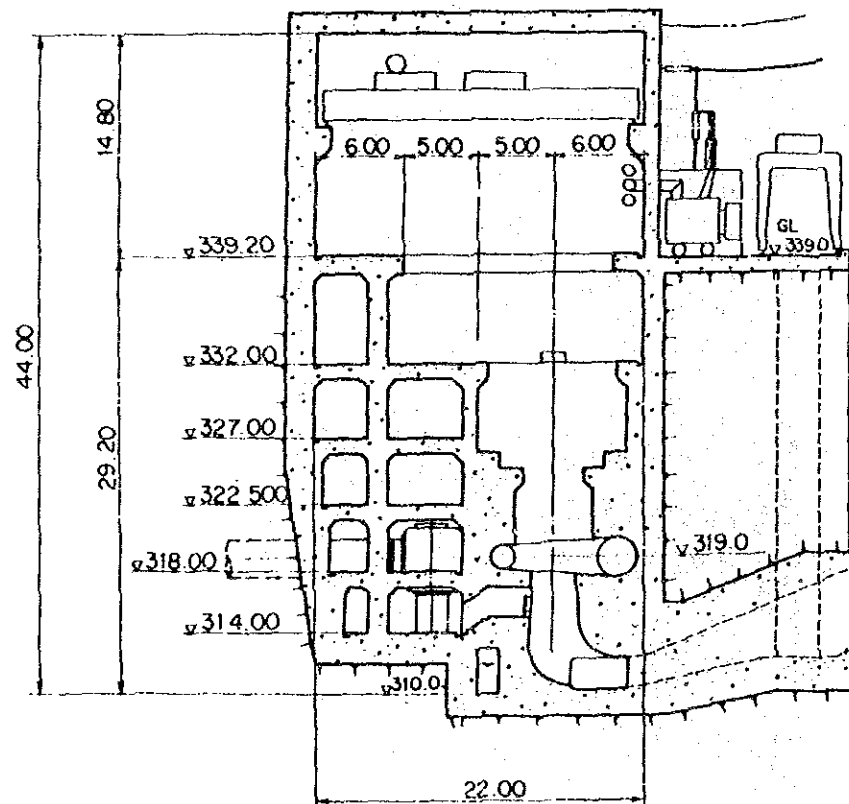
PLAN EL. 339.20

LEGEND

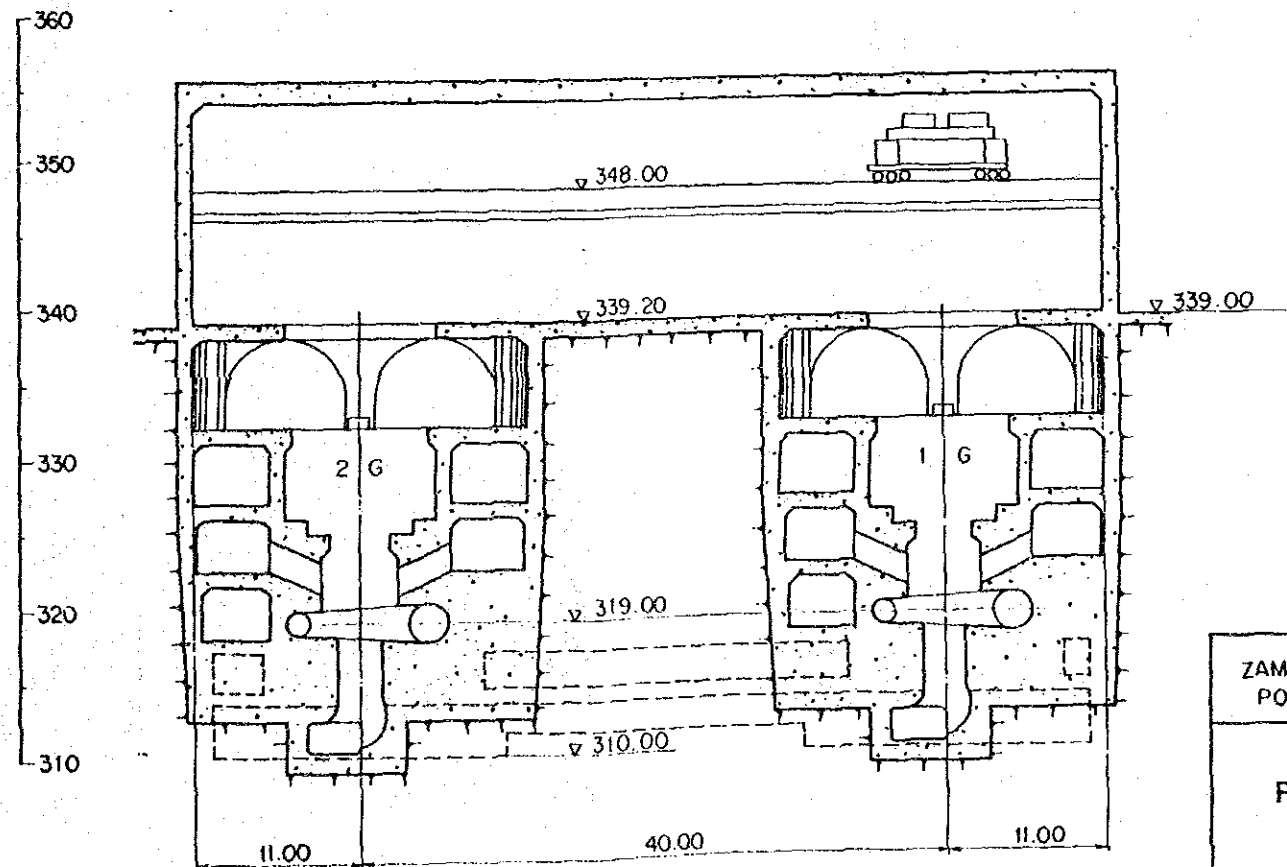
- MTR Main Transformer
- IPB Isolated Phase Bus
- PT Potential Transformer
- SC Static Condenser
- SA Surge Arrester



TRANVERSE SECTION



LONGITUDINAL SECTION



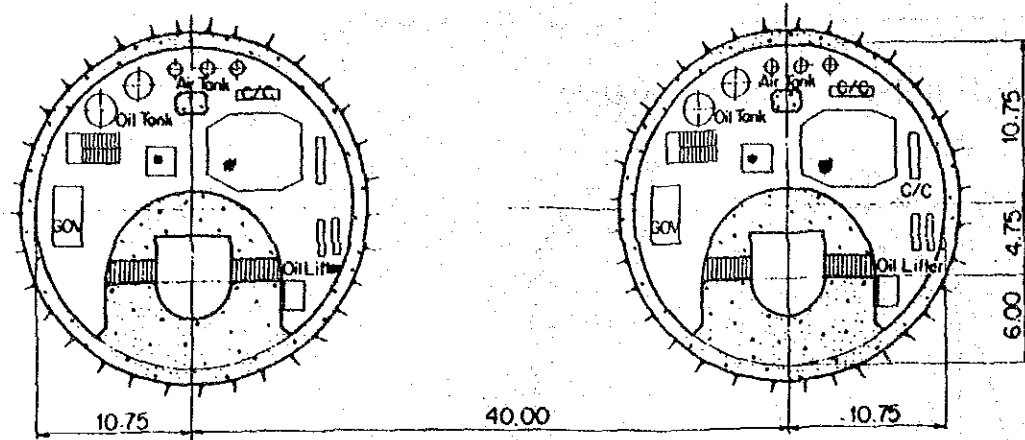
ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PLAN OF POWERHOUSE

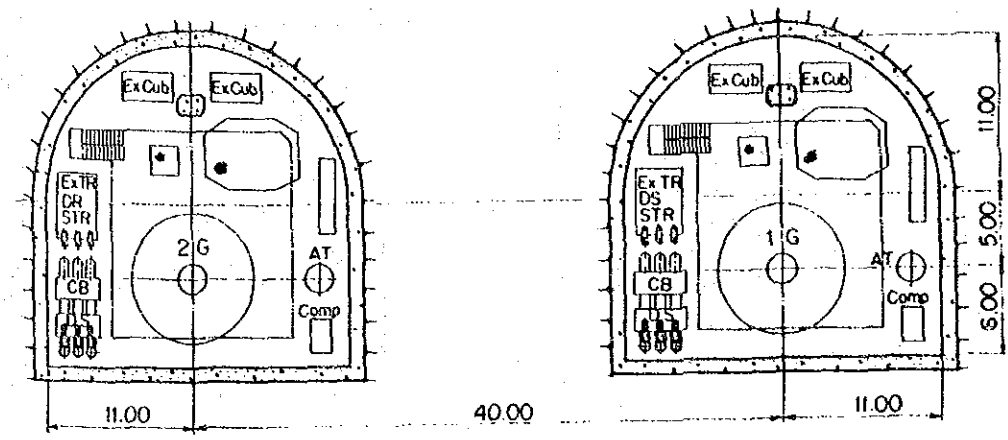
(1-2)

Fig. 11 - 7

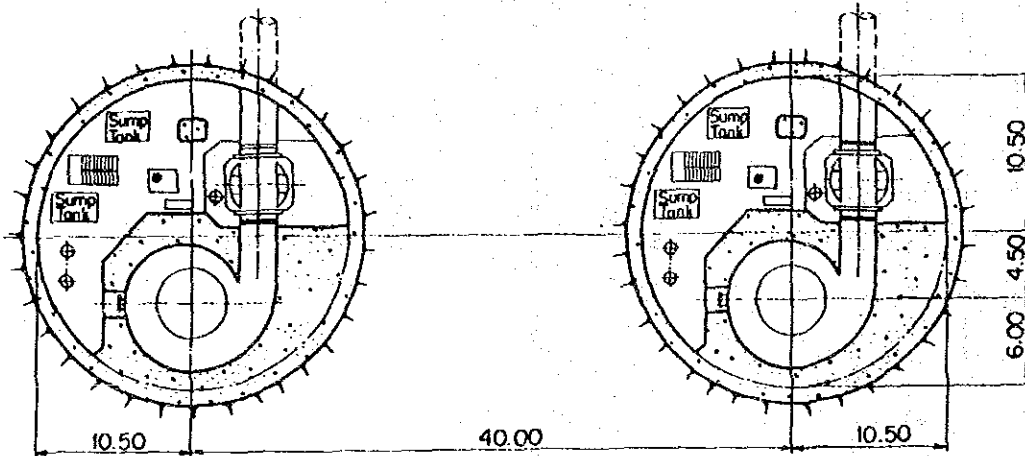
EL. 322.5



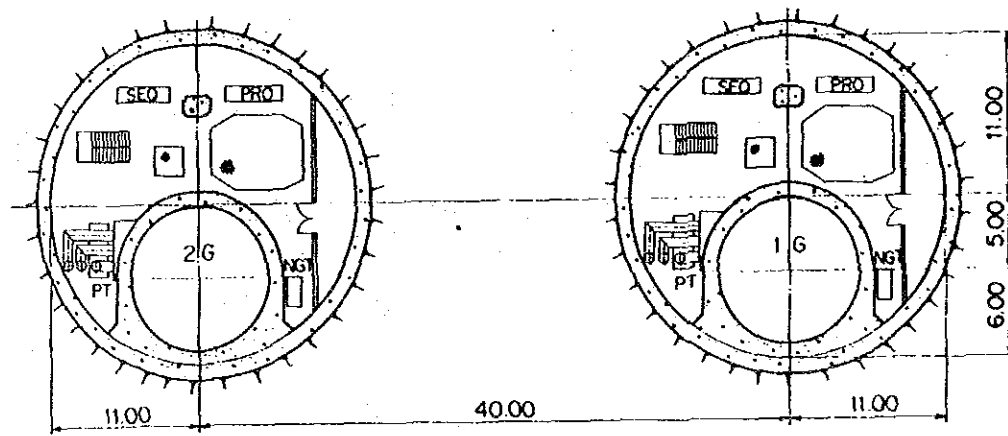
EL. 332.0



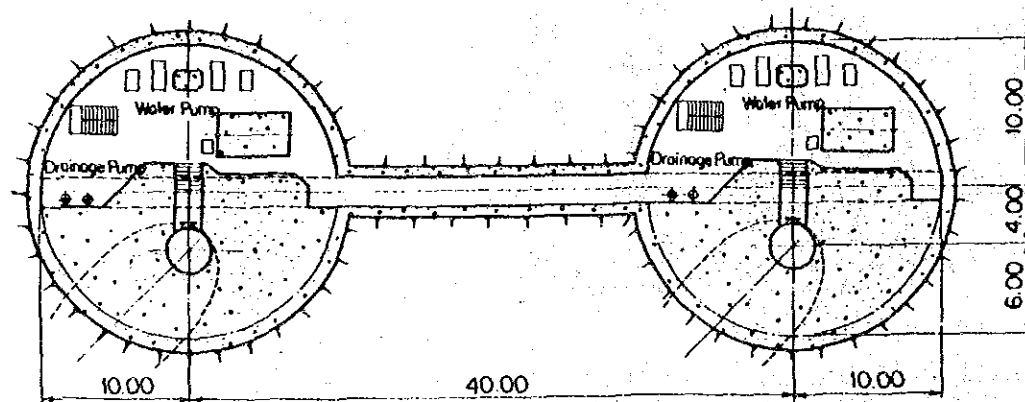
EL. 318.0



EL. 327.0

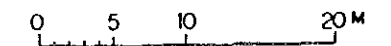


EL. 314.0



LEGEND

- CB Circuit Breaker
- DS Disconnecting Switch
- PT Potential Transformer
- TR Transformer
- EX Exciter
- NGT Neutral Grounding Transformer
- STR Station Service Transformer
- SEQ Sequence Control Equipment
- PRO Protection Relay
- GOV Governor
- C/C Control Center
- AT Air Tank

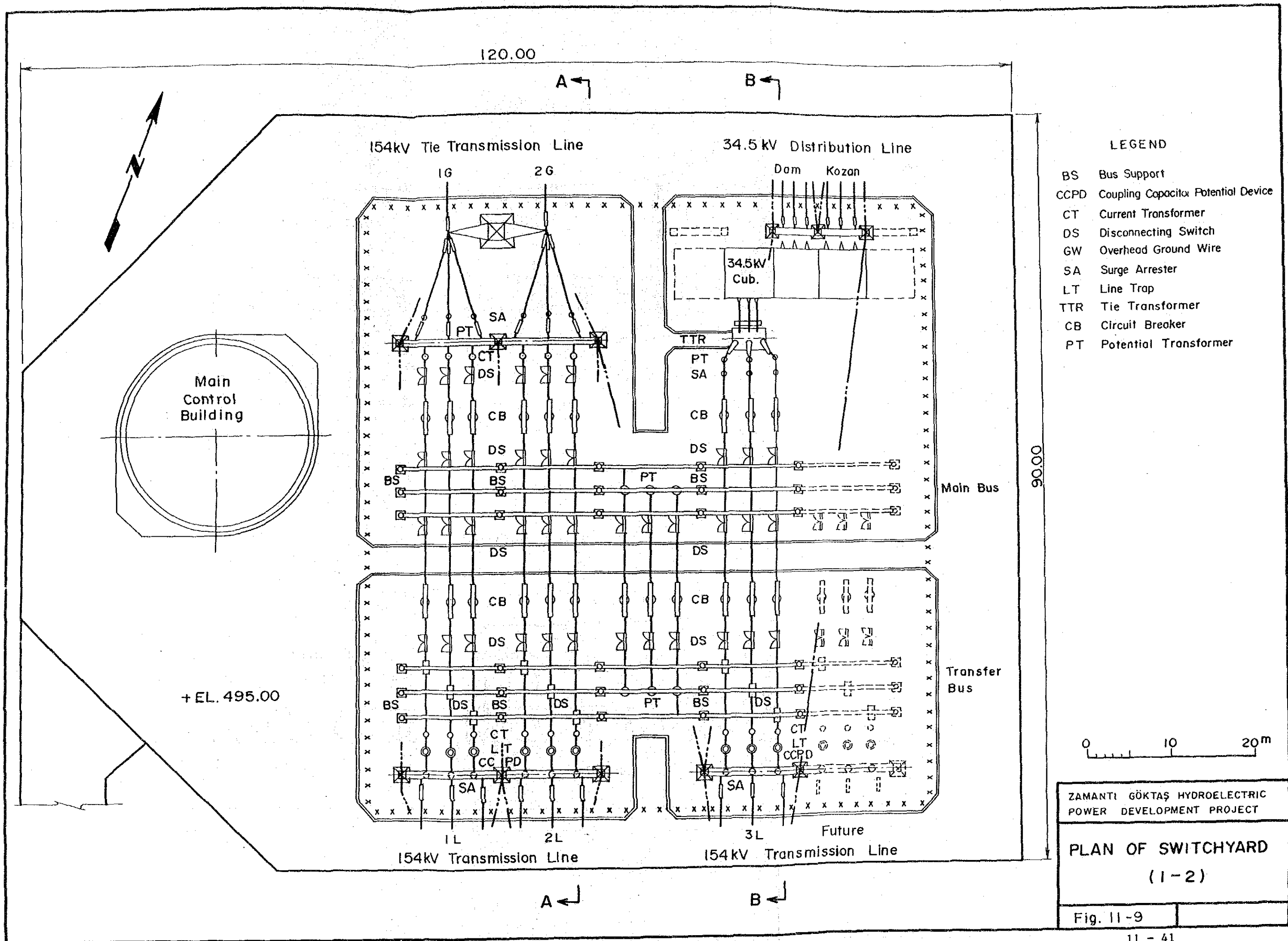


ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PLAN OF POWERHOUSE

(2 - 2)

Fig. 11 - 8



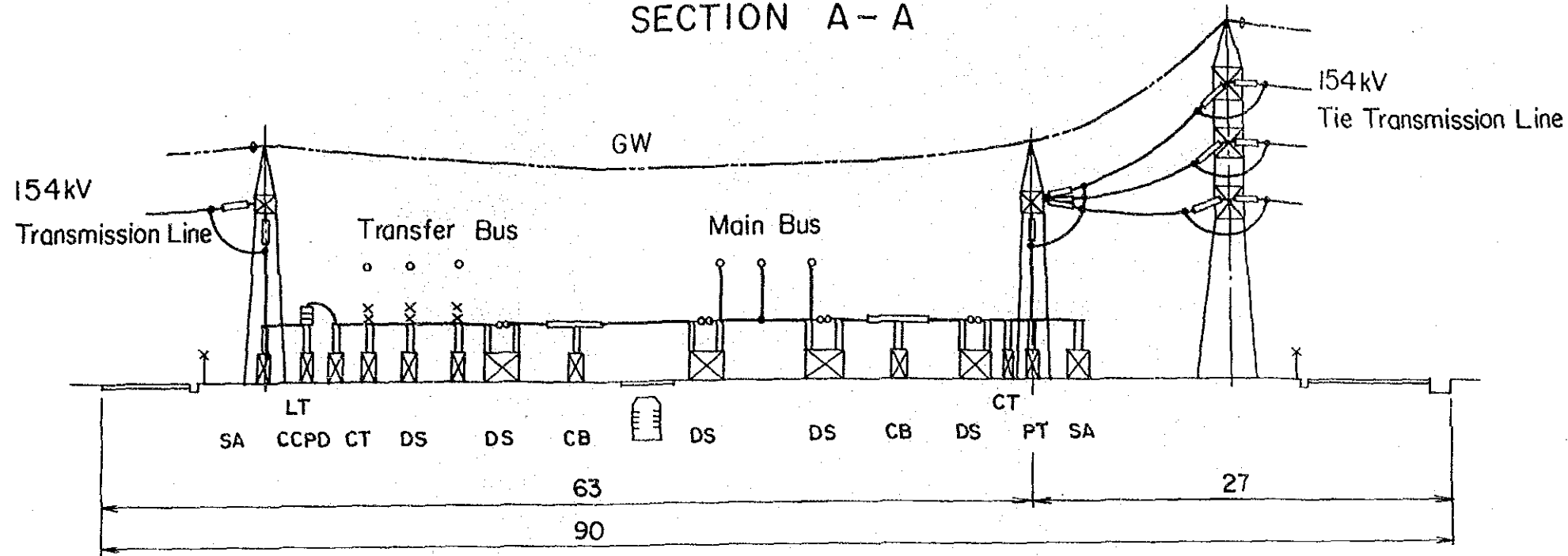
- LEGEND**
- BS Bus Support
 - CCPD Coupling Capacitor Potential Device
 - CT Current Transformer
 - DS Disconnecting Switch
 - GW Overhead Ground Wire
 - SA Surge Arrester
 - LT Line Trap
 - TTR Tie Transformer
 - CB Circuit Breaker
 - PT Potential Transformer

ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

**PLAN OF SWITCHYARD
(1-2)**

Fig. 11-9

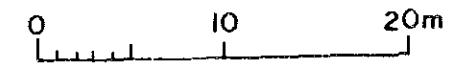
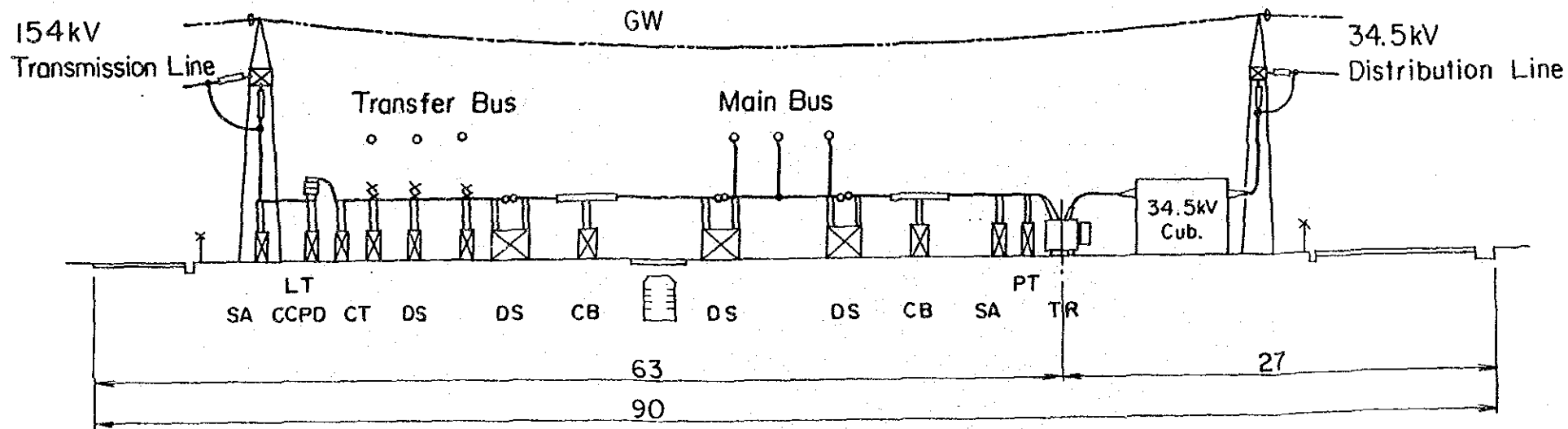
SECTION A - A



LEGEND

- BS Bus Support
- CCPD Coupling Capacitor Potential Device
- CT Current Transformer
- DS Disconnecting Switch
- GW Overhead Ground Wire
- SA Surge Arrester
- LT Line Trap
- TTR Tie Transformer
- CB Circuit Breaker
- P.T Potential Transformer

SECTION B - B



ZAMANTI GÖKTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

PLAN OF SWITCHYARD
(2 - 2)

Fig. II-10

11.5 送電線

11.5.1 送電線ルート

送電線の建設に際して、資機材の運搬に利用できる既設道路の有無は、建設費に大きく影響する。このため、送電線はなるべく既設道路に平行したルートを設定した。Göktas開閉所より新設される Akarca 変電所までは一部道路の拡巾と新設が必要であるが、送電線工事着手迄には完成しているので問題ない。なお、Yedigöze～ Adana間はYedigöze発電所の運開時点で既に 380kV送電線が一回線布設されているものと考えらる。

11.5.2 送電線々種と鉄塔の仕様

(1) 送電電圧と回線数

Göktas開閉所～ Akarca 変電所までは 154kV 3 回線、 Akarca 変電所からYedigöze開閉所までは 380kV 1 回線（ファイナルステージでは 2 回線）が必要となる。

(2) 電線

線種は、本計画及び関連系統からの流入に見合う電流容量、機械強度およびコロナ特性を考慮すると共に、トルコに於ける使用実績およびTEKの計画案を参考とし次の通りとした。

(a) Göktas開閉所～ Akarca 変電所間 約10km

154kV、ACSR 1,272 MCM 1 導体 3 回線

(b) Akarca変電所～Yedigöze発電所間 25km

380kV、ACSR 954 MCM 2 導体 1 回線（ファイナルステージでは 2 回線）

(c) Yedigöze発電所～ Adana変電所、35km

380kV、ACSR 954 MCM 3 導体 1 回線

(d) Çatalan 発電所～ Dikili 変電所、25km

380kV、ACSR 954 MCM 3 導体 1 回線

但し Göktas発電所運開当初は 154kV運用とする。

(e) Yedigöze発電所～ Çatalan発電所間 30km

(d)と同じ線種で 1 回線

ファイナルステージでは先に布設した送電線 (d) と係し、Yedigöze~Dikili間を 380kVで運用する。

(3) 耐 雷 設 計

ここではGöktas開閉所からAkarca変電所までの 154kV送電線とAkarcaからYedigöze開閉所に至る 380kV送電線について述べる。

アナトリア中央部に於ける I K L (Isokeraunic Level) 観測値は20程度であり、本計画地域についても同じレベルと考えられる。このため、154kV 鉄塔では70mm² G S W 2条、380kV鉄塔では 90mm² G S W 2条の架空地線を遮へい角20° 以内に架設し、100%雷遮へいを期待した。

(4) 碍子種類と碍子個数

絶縁設計は 154送電線では最高電圧 170kV、380kV 送電線では最高電圧 420kV、ルート標高は共に1000m以下で検討した。碍子個数は開閉サージ異常電圧より決定されるが、トルコの既設設備との協調をとるため、若干の裕度をみて、250mmφ懸垂碍子12ヶ取り付け (380kV の場合は22ヶ) を標準とした。

(5) 支 持 物

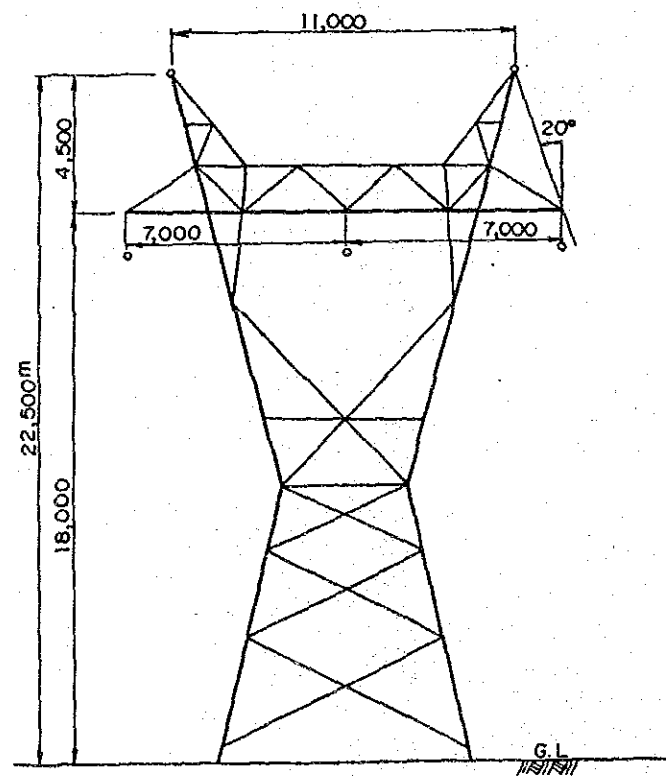
送電線鉄塔の設計にあたっては、トルコの設計基準である架空線風圧68kg/m²、鉄塔風圧 90kg/m²および計画地域の降雪区分 (Region- 2、954MCM電線で着雪量1.1 kg/m程度) を参考とした。

Fig. 11-11に 154kVと 380kVの標準懸垂鉄塔図を示す。

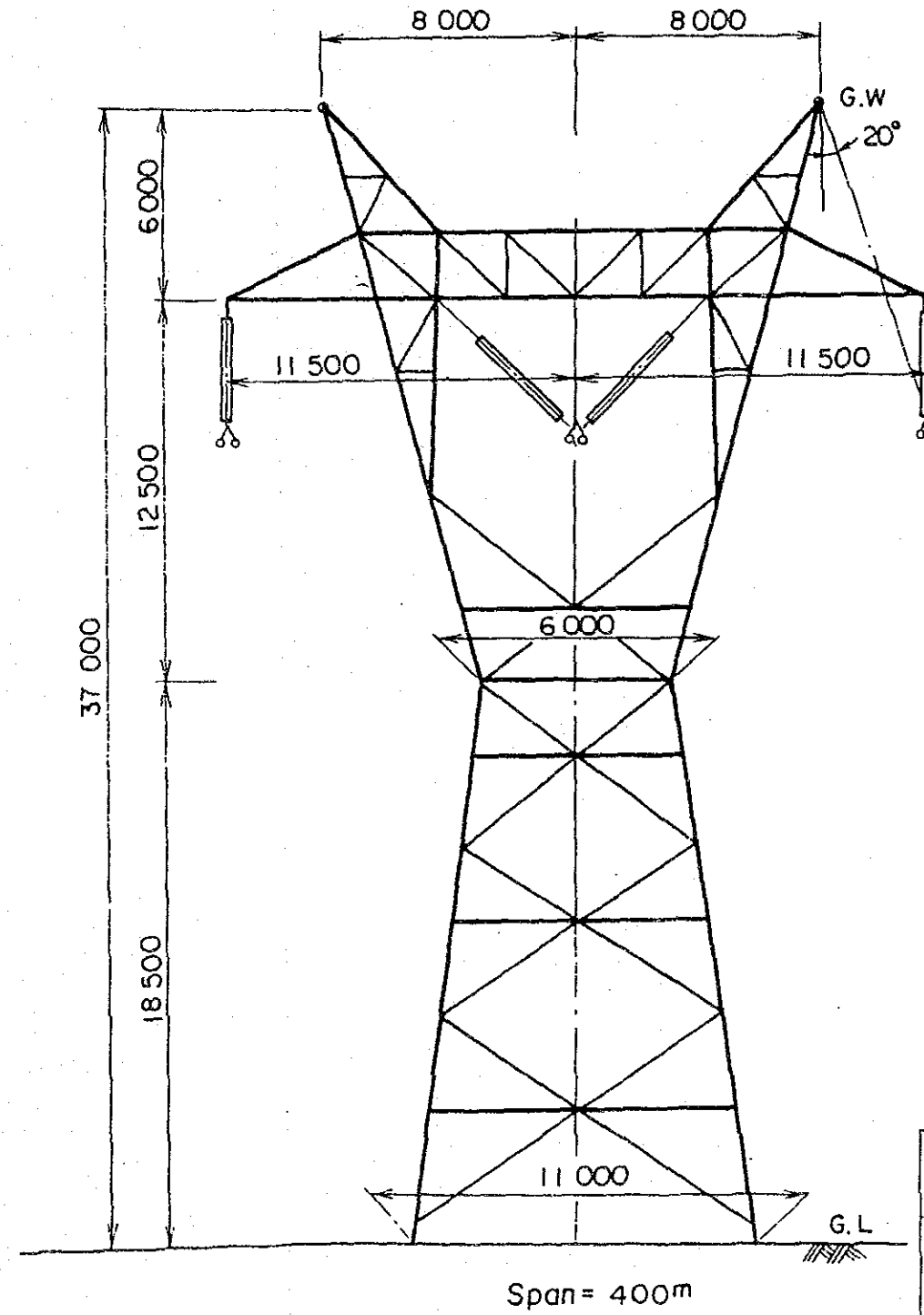
STANDARD SUSPENSION TOWER FOR GÖKTAŞ PROJECT

380kV 1cct Standard Suspension Tower

154kV, 1CCT, 1272 MCMACSR + 70mm² GSW



TENSION TOWER "SD" TYPE



Span = 400m

Zamanti Goktas Hydroelectric
Power Development Project

Structural Design
for Steel Tower

Fig. 11-11

December 1988

第 12 章 工事計画および工事費

第12章 工事計画および工事費

	頁
12.1 工事計画および工事工程	12- 1
12.1.1 基本的条件	12- 1
12.1.2 工事計画および工事工程	12- 7
12.2 工事費	12-17
12.2.1 基本事項	12-17
12.2.2 工事費	12-21

List of Figures

- Fig. 12-1 Transportation Route
Fig. 12-2 Location of Temporary Facilities
Fig. 12-3 Construction Schedule

List of Tables

- Table 12-1 Principal Civil Works
Table 12-2 Principal Machinery
Table 12-3 Labor Cost
Table 12-4 Construction Materials Cost
Table 12-5 Estimated Construction Cost
Table 12-6 Fund Requirement in Each Year

第12章 工事計画および工事費

12.1 工事計画および工事工程

12.1.1 基本的条件

本計画で計画されている構造物は、高さ約150mのアーチ重力式コンクリートダム、延長約16kmの導水路トンネルを主体とし、水圧管路および発電所からなるものと予想される。

本計画の工事計画および工事工程に影響を与える事項の概要は下記の通りである。

(1) 気象

本計画の気象条件については、第6章に述べた通りである。

ダムコンクリートの打設工事の実施には、年間10ヶ月間工事が可能であるものとして工事工程を立案した。

(2) 輸送路

Adana からダム地点までの輸送路として二つのルートが考えられる。

一つは、Adana より Imamoglu 発電所地点を經由して Zamanti川沿いにダム地点に到達するルートである。

道路状態は、Adanaから Imamoglu までは舗装されている。

Imamogluから Akdamまでは道路は舗装されていないが比較的緩やかな丘陵地帯で特に輸送路として問題になる障害物は無い。

Akdam から Comluk までの区間は標高 500mから 700mの山間部が続いているので道路の拡幅を行う。Comluk から発電所地点へは標高1000mの山の裾野を Goksu川および Zamanti川に沿って道路を新設する必要がある。現在 Goksu川に架かっている橋は電気機器等の重量物の運搬のために架替えを行わなければならない。

発電所地点からダム地点までは Zamanti川沿いに既存の道路を拡幅、新設、または必要によってトンネル区間を設ける。

もう一つのルートは Adanaから Catalan、Karsantiを經由し、標高1500mの峠を越えてダム地点に至るルートである。

Adana から Catalanまでは舗装されている。Catalanから karsanti までは比較的平坦な地形であり輸送路として特に問題は無い。karsantiからダム計画地点までは途中標高1500mの峠を持つ急峻な山岳地帯である。

ダムの施工上特に問題となるのはセメントおよび鉄筋等の資材の安定供給である。峠付近は雨および冬期の積雪のため年間を通じて輸送路の確保は難しいので峠直下にトンネルを設ける必要がある。

経済性、工事計画および将来のダム、発電所の維持管理を考慮すると Adanaより Imamoglu、発電所地点を経由して Zamanti川沿いにダム地点に到達するルートが適当と考える。

Fig. 12-1 に輸送経路を示す。

(3) 港 灣

最寄りの港は Adanaの南西に位置している Mersin 港（発電所地点より約 180km）である。この港の荷揚げ能力は最大60tであり工事用機械および電気機器の荷揚げには特に支障はない。

(4) 工事用材料

i) セメント

セメントは Adanaの南西に位置している Tarsus(ダム地点より約 170km) のセメント工場が主な供給源となる。

ii) 骨 材

骨材は掘削工事に伴う掘削ずりの流用およびダムサイトの下流約 1 kmのZamanti川左岸の原石山より製造する。

仮設備工事用のコンクリート用の骨材としては、Doançay 川の河床砂礫と発電所付近の河床砂礫が利用できる。

iii) 鋼 材

鉄骨等の主要鋼材は、Adanaの南東に位置している Iskenderun(ダム地点より約 220km) の製鉄所が供給地となる。

(5) 工事用電力設備

工事用の電力は次の4地域が必要である。

- * ダム地点
- * Kup 地点 (導水路工事上流側)
- * Daricukuru地点 (導水路工事下流側)
- * 発電所地点

工事用の配電計画としては、次の2ケースが考えられる。

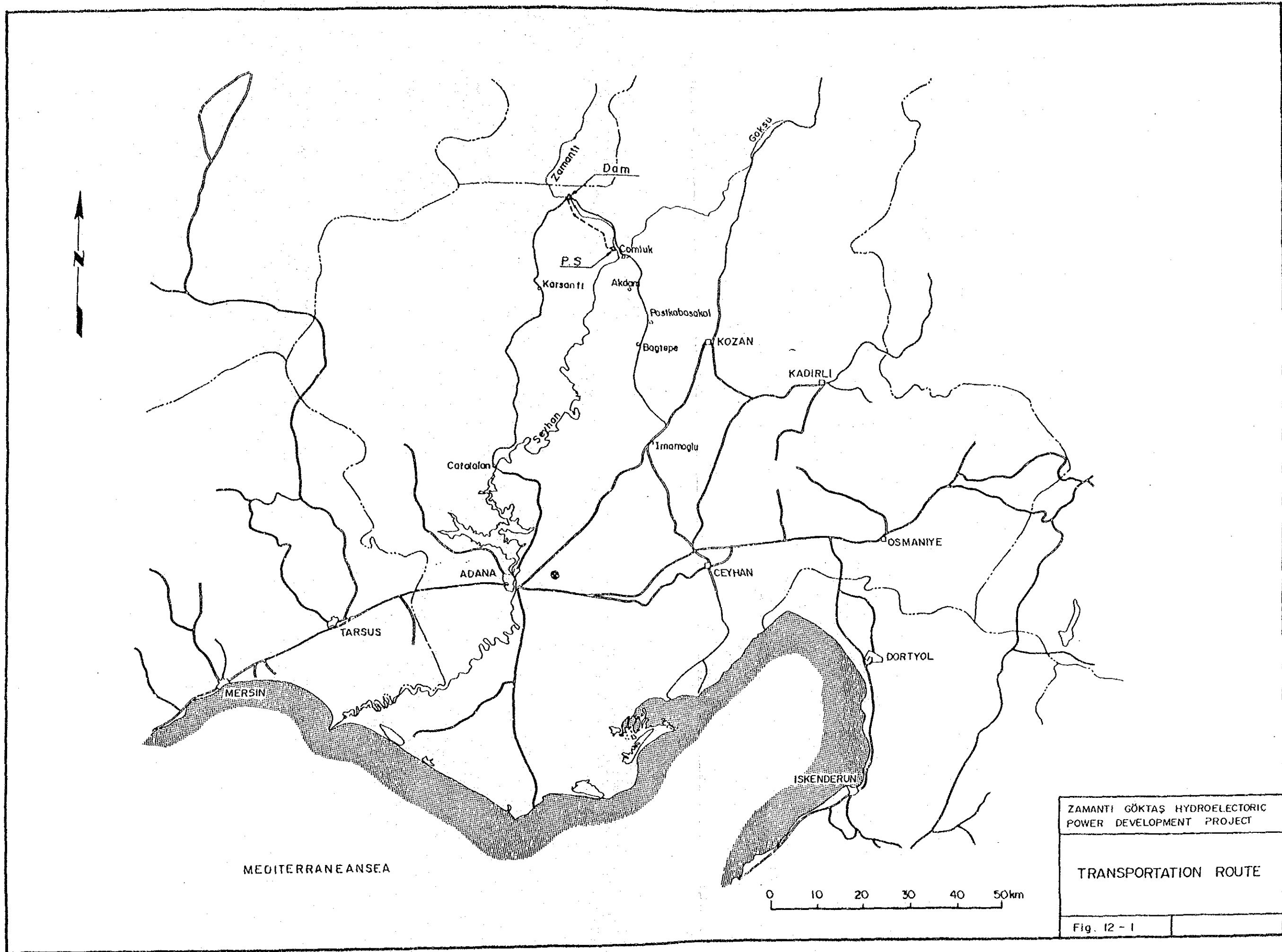
ケース A :

Kozan - Imamoglu - Karusanti間は既設の34.5kV配電線に1回線増架し、
Karusanti よりダム地点および Kup地点に向けて34.5kV配電線を新設する。
発電所地点及び Daricukuru 地点へは Kozanより34.5kV配電線を新設する。

ケース B :

Kozanより発電所地点を經由してダムまでの34.5kV配電線を新設する。
Daricukura地点および Kup地点は途中で分岐して供給する。

上記2ケースについて、発電所の建設中のみでなく、発電所の運転開始後のダムの電源の確保、通信線のルートなどを考慮すると、ケースBの方が有利である。



12.1.2 工事計画および工事工程

本計画の運開年を 2,001年とすると概略下記のスケジュールで着工準備を行う必要がある。

1987-11	~	1989-10	Feasibility Study (2Years)
1990-1	~	1990-12	Provision and Award of Final Design (1years)
1991-1	~	1992-12	Final Design (2Years)
1993-1	~	1994-6	Finance Formalities (1.5Years)
1994-7	~	1995-12	Bidding and Award of Contract for Construction (1.5Years)
1996-1	~		Start of Construction
	~	2001-12	End of Construction

本計画の主要土木工事の数量は Table12-1 に示す通りである。また、工事の最盛期に必要なと予想される主な機械および設備を Table12-2 に示す。

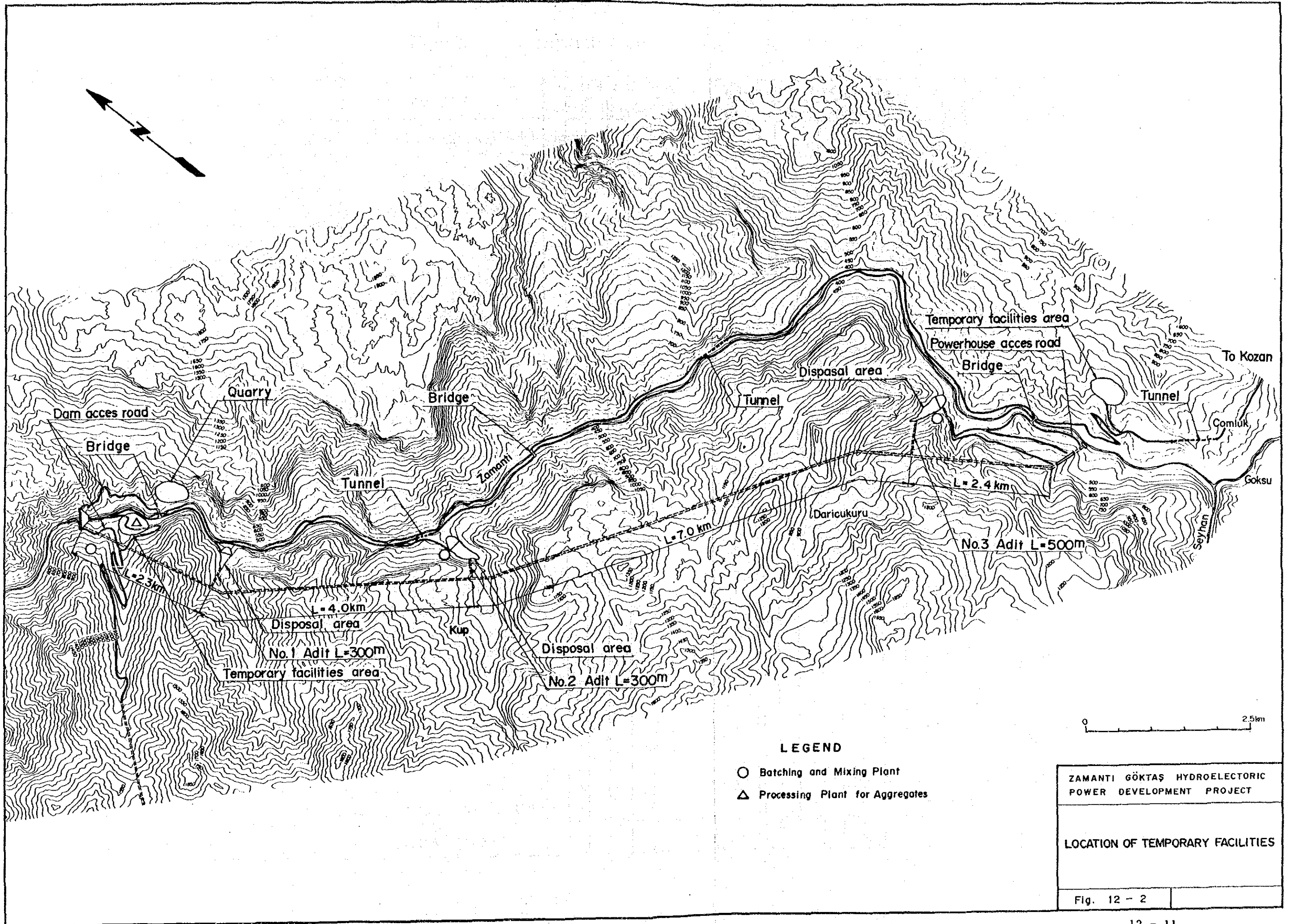
Table 12-1 Principal Civil Works

Item	Description	Civil Works	
Diversion Tunnel	D = 6.8 m L = 370 m	Tunnel ex. Lining con.	23,700 m ³ 6,300 m ³
Cofferdam		Concrete	41,200 m ³
Dam	H = 148 m	Ex. in open Dam concrete	290,000 m ³ 800,000 m ³
Power Intake		Ex. in open Concrete	31,700 m ³ 8,500 m ³
Headrace Tunnel	D = 6.8 m L = 15,680m	Tunnel ex. Lining con.	942,000 m ³ 316,000 m ³
Surge Tank	D = 12.0 m H = 75 m	Ex. in open Tunnel ex. Shaft ex. Concrete	18,800 m ³ 14,000 m ³ 13,500 m ³ 11,600 m ³
Penstock	D = 6.8~2.6m L = 600m	Ex. in open Tunnel ex. Shaft ex. Concrete	23,600 m ³ 8,200 m ³ 3,100 m ³ 13,700 m ³
Powerhouse	D = 22.0 m H = 30 m	Ex. in open Shaft ex. Concrete	176,000 m ³ 37,000 m ³ 30,700 m ³
Switchyard		Ex. in open Concrete	70,000 m ³ 9,100 m ³
Substation		Ex. in open Concrete	6,000 m ³ 3,100 m ³

Table 12-2 Principal Machinery

Machinery		Specification	No.
Cable crane (Travelling type)		20 t (6 m ² bucket)	2
Concrete plant	Dam	3 m ² × 4 Forced action type	1
	Headrace tunnel	1.5 m ² × 2 Forced action type	2
Cement silo	Dam	1,000 t × 2	1
	Headrace tunnel	600 t	2
Aggregate plant		500 t/hour	1
Cooling plant		400 RT	1

本計画の建設工事は工事規模、構造物の配置等を考慮して検討した結果、準備工事を含めて約6ヶ年の工期を必要とすると考えられる。工事用仮設備の配置計画および工事工程をそれぞれ Fig. 12 - 2 及び Fig. 12 - 3 に示す。



LEGEND

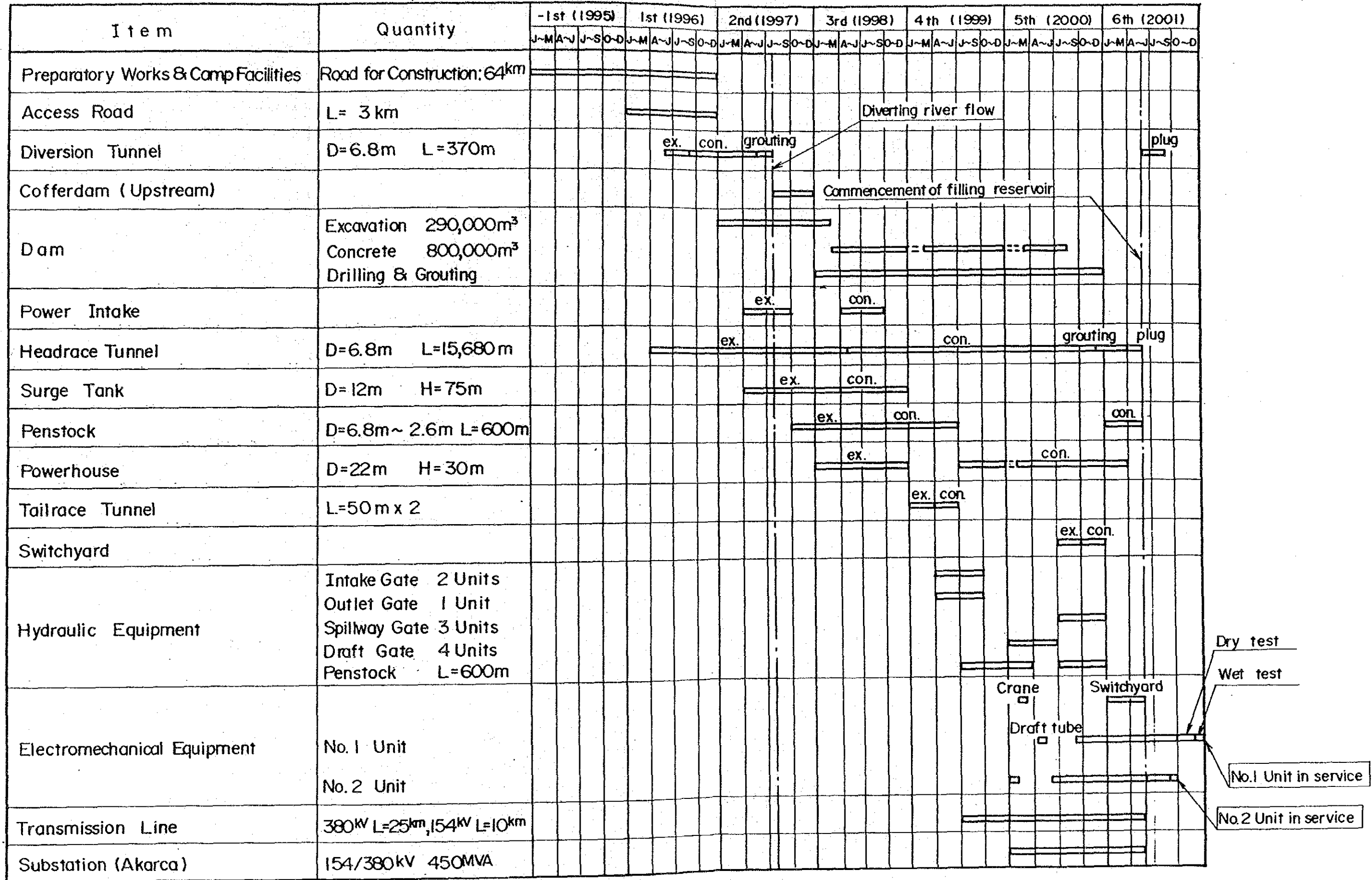
- Batching and Mixing Plant
- △ Processing Plant for Aggregates

ZAMANTI GÖRTAŞ HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

LOCATION OF TEMPORARY FACILITIES

Fig. 12 - 2

Fig. 12-3 Construction Schedule



以下に工事計画および工事工程の概要を述べる。

1年目： 工事着工に先立つ先行工事により、導水路トンネル工事のための工事用道路を完了させておくことが、円滑な建設工事の実施の為に不可欠である。工事着工と同時に資材調達、ダムに至る Zamanti河沿いの工事用道路、仮橋、発注者および請負業者の事務所および宿泊設備、資材置場等の建設、ダムコンクリート打設用クレーン、コンクリートプラント、骨材プラント、セメントサイロ等仮設備の敷地造成と装置の組立に着手する。

仮排水路工事に必要な仮橋、工事用道路等の完成後、直ちに仮排水路トンネルの掘削に着手する。また、導水路トンネルは3本の作業坑の掘削を開始し、引続き本体の掘削を行う。掘削の内、利用可能なものは土捨場に仮置き骨材等に流用する。

これらの掘削工事は、工事区域内の複数の箇所で行われるため、工事の安全の確保には十分留意して施工しなければならない。

2年目： 仮排水路トンネル工事、導水路トンネル工事および仮設備工事を継続するとともに、ダムの明り掘削を開始する。仮排水路トンネルは漏水期までに完成し、直ちに河川の仮排水路トンネルへの転流を行う。転流完了後、上・下流の仮締切ダムの施工、および仮締切ダムの進捗にあわせてダム河床部の掘削ずりおよび基礎処理を行う。

取水口の掘削および調圧水槽工事のための作業坑の掘削を開始する。作業坑の掘削完了後、引続き立坑部および水室部の掘削を開始する。水圧鉄管の明り部の掘削を行う。

3年目： 仮締切ダムの完成後、ダム河床部の掘削および基礎処理を行った後、ダムのコンクリート打設を開始する。取水口のコンクリート打設を行う。導水路トンネルは掘削完了後、巻立コンクリートの打設を開始する。水圧鉄管は下部水平トンネル部の掘削完了後立坑部の掘削に着手し、掘削ずりは下部水平トンネル部を利用して搬出する。水圧鉄管明り部の掘削完了後、鉄管据付の

ための固定台コンクリートの打設を行う。発電所明り部の掘削を行い、引続き立坑部の掘削を上方から開始する。

4年目： ダムのコンクリート打設および基礎処理、導水路トンネルの巻立コンクリートを継続する。ダムコンクリートの打設の進捗にあわせて堤内放流路のゲートを据付ける。水圧鉄管の掘削に引続き、鉄管の据付および詰め込みコンクリートの施工を行う。取水口ゲートの据付を開始する。

発電所立坑部の掘削完了後、放水路トンネルの掘削および巻立コンクリートの打設を行う。その後、発電所の側壁コンクリートの打設を開始する。送電線の建設に着手する。

5年目： ダムコンクリート打設完了後、洪水吐ゲートの据付を開始する。また、放水口ゲートおよび水圧鉄管の据付を行う。

発電所側壁コンクリートの進捗にあわせて電気機器据付用クレーンの据付を行う。クレーン据付完了後、ドラフトチューブの据付を開始する。電気機器はドラフトチューブの据付に引続き機器の据付および組立を行う。

発電所対岸の屋外開閉所およびAkarcaの変電所の基礎工事に着手する。

6年目： 導水路トンネルのグラウチングおよび作業坑の閉塞完了後、貯水池の湛水と並行して仮排水路トンネルの閉塞を行う。湛水中は堤体の挙動および貯水池周辺地山等の観測を細心の注意をもって行わなければならない。

屋外開閉所およびAkarcaの変電所に設置される電気機器の据付および組立が行われる。送電線工事は引続き継続される。発電所では、電気機器の据付・組立完了後、順次無水試験を行い、引続き有水試験を行う。有水試験合格をもって運転を開始する。

12.2 工事費

本計画の工事費は現時点で期待される技術水準による設計、施工方法および材料、製品を適用するものとし、計画地点の地質条件、地域条件および工事規模等を考慮して積算した。積算時点は1988年6月時点とし、内外貨の換算レートはUS\$ 1 = 1,300TL とする。

12.2.1 基本事項

(1) 工事費積算項目

工事費積算の項目は以下の通りとした。

(a) 土木工事

- ・ 河 流 処 理 : 仮排水路トンネル、仮締切りダム
- ・ ダ ム : ダム本体、基礎処理等
- ・ 水 路 構 造 物 : 取水口、導水路トンネル、サージタンク、水圧管路等
- ・ 発 電 所 お よ び 開 閉 所 : 土木および建築工事
- ・ 進 入 路 : 発電所進入路、ダム連絡道路等
- ・ キ ャ ンプ 設 備 : 事務所および宿泊設備等
- ・ 仮 設 備 費 : 工事用道路、工事用送電線等
- (b) 水 力 機 器 : ゲートおよび水圧鉄管等
- (c) 電 気 機 械 設 備 : 水車、発電機、補機、開閉所機器等
- (d) 送 電 線 : 送電線建設に係わるすべての費用
- (e) 技 術 ・ 管 理 費 : 工事に係わる計画、調整、管理運営費等
- (f) 補 償 費 : 湛水区域内の土地、建物等
- (g) 建 設 中 利 子 : 建設期間中の利子

(2) 積算基準

(a) 土木工事費

土木工事および水力機器の単価はDSI 1988年版建設単価、トルコ国内の既設、建設中およびフィージビリティスタディ終了地点、また、日本国内の類似地点における建設工事単価の比較検討、また各種の建設工事をその施工手順に従って分解し、トルコの国状に従い建設に所要の労務費、資材費、機械費等を考慮して算出した。

i) 労務単価および資材単価

トルコ国内における労務単価および資材単価を Table 12-3 および 12-4 に示す。

Table 12-3 Labor Cost

職 種	労務単価 (TL/日)
世話役	8,760
土 工	4,320
杭 工	5,760
運 転 工	6,960
大 工	6,080
溶 接 工	6,080
電 工	6,080
見 習 い	3,360

Table 12-4 Construction Materials Cost

種 類	単 位	価 格 (TL)
ポルトランドセメント (バラ)	TL/ton	49,500
ポルトランドセメント (袋)	TL/ton	50,600
クラスセメント (バラ)	TL/ton	45,100
クラスセメント (袋)	TL/ton	47,300
ダイナマイト	TL/kg	2,750
ガソリン	TL/ℓ	332
軽 油	TL/ℓ	257
鉄 筋	TL/kg	323
型 鋼	TL/kg	322
材 木 (松)	TL/m ³	20,350

セメント、鉄筋および型鋼等の運搬費は D S I より提示されている単価を用いて算出する。

資材価格には付加価値税 (V A T 10%) は含まれている。

ii) 工事中用機械

ダンプトラック、ブルドーザー、コンクリート打設用大型クレーン、骨材プラント、バッチャープラントおよびボーリンググラウト機械等の主な工事中用機械は全て輸入するものとし Mersin 港の C I F 価格より機械費を算出する。

iii) 工事中用道路

工事中用道路の工事中費は Highway Department の建設単価に基づいて算出する。

(b) 水力機器

高圧バルブ等は外国から輸入するものとし水圧鉄管、洪水吐ゲート、取水口ゲートおよび放水口ゲート等はトルコ国内で製作する。

(c) 電気機器

水車、発電機および変圧機器等の電気機器は外国から輸入し、屋外鉄構および天井クレーンはトルコ国内で調達する。この費用には発電所地点までの輸送費および据付費を含むものとする。

(d) 送電線建設費

送電線建設費は T E K 提示 (D S I 経由) の単価を参考にする。

(e) 技術管理費

工事中管理費は D S I との協議により予備費を含めた建設工事中費の 15% とする。

(f) 補償費

土地買収費等の補償費は D S I の提示した資料に基づき算出する。

(g) 建設中利子

建設中利子はDSIとの協議により利子率は内外貨とも9.5%とする。

(h) 輸入税および諸税

輸入する必要がある工事中用機械および水車、発電機等の電気機器の関税はDSIとの協議により見込まない。

トルコ国内で調達する資機材については、付加価値税10%を見込むものとする。

(i) 予備費

DSIとの協議により、予備費は土木工事費に対して15%、電気機器に対して10%とする。

(3) 内貨と外貨の区分

(a) 土木工事費

土木工事の主要資材であるセメント、鉄筋・鉄骨等の鉄材、鉄鋼製品、火薬類は国内産を用いるものとし、内貨とする。

土木工事中用機械のうち、重ダンプトラック、ブルドーザ、および仮設備機械装置であるコンクリートプラント、骨材プラント、コンクリート打設用クレーン、冷却プラント等は全て輸入するものとし、外貨により工事費を算定した。また、ボーリングマシン、グラウトポンプ、コンプレッサー等の特殊機械は輸入により調達されるものとし、外貨とする。

(b) 水力機器

水力機器は特殊なものを除いて、すべて内貨とする。

(c) 電気機器および送電線

主な電気機器および送電線器材は外貨とし、クレーンおよび鉄構等は内貨とする。これらの国内輸送費および据付費は内貨とする。

(d) 技術管理費

内貨を55%、外貨を45%とする。

(e) 補償費

補償費はすべて内貨とする。

(f) 建設中利子

内貨および外貨それぞれに応じた利子を計上する。

12.2.2 工事費

建設工事費の内貨、外貨区分、また年度別工事費を Table12-5 および Table12-6 に示す。

Table 12-5 Estimated Construction Cost

(Unit: 10⁶ TL)

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
Civil Works			
Care of River in Dam	2,208	3,955	6,163
Dam	26,828	40,983	67,811
Waterway	44,590	84,756	129,346
Powerhouse and Switchyard	5,143	10,124	15,267
Access Road	549	654	1,203
Camp Facilities	1,657	6,957	8,614
Preparation Works	12,371	17,450	29,821
Contingency (15%)	14,002	24,732	38,734
Sub-total	107,348	189,611	296,959
Hydraulic Equipment	2,425	10,928	13,353
Electromechanical Equipment	56,930	11,670	68,600
Transmission Line and Sub-station	9,632	6,687	16,319
Total (Direct Cost)	176,335	218,896	395,231
Project Controlling	26,450	32,834	59,284
Land Acquisition	0	250	250
Total (Project Cost)	202,785	251,980	454,765
Interest during Construction	51,072	77,478	128,550
Grand Total (Investment Cost)	253,857	329,458	583,315

Table 12-6 Fund Requirement in Each Year (1/2)

F: Foreign Currency
L: Local Currency
T: Total

(Unit: 10⁶ TL)

Item	Year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	Total	Remarks
Civil Works										
Care of River in Dam	F		586	1,575				47	2,208	
	L		1,206	2,666				83	3,955	
	T		1,792	4,241				130	6,163	
Dam	F			794	6,364	15,164	4,506		26,828	
	L			544	9,828	23,428	7,183		40,983	
	T			1,338	16,192	38,592	11,689		67,811	
Waterway	F		6,176	9,038	8,648	5,901	10,429	4,398	44,590	
	L		13,102	18,763	18,435	14,142	17,471	2,843	84,756	
	T		19,278	27,801	27,083	20,043	27,900	7,241	129,346	
Powerhouse and Switchyard	F				1,597	532	2,440	574	5,143	
	L				2,301	1,246	5,410	1,167	10,124	
	T				3,898	1,778	7,850	1,741	15,267	
Access Road	F		549						549	
	L		654						654	
	T		1,203						1,203	
Camp Facilities	F		1,657						1,657	
	L		6,957						6,957	
	T		8,614						8,614	
Preparation Works	F	8,722	3,649						12,371	
	L	11,779	5,671						17,450	
	T	20,501	9,320						29,821	
Sub-total	F	8,722	12,617	11,407	16,609	21,597	17,375	5,019	93,346	
	L	11,779	27,590	21,973	30,564	38,816	30,064	4,093	164,879	
	T	20,501	40,207	33,380	47,173	60,413	47,439	9,112	258,225	
Contingency	F	1,308	1,893	1,711	2,491	3,240	2,606	753	14,002	
	L	1,767	4,138	3,296	4,585	5,822	4,510	614	24,732	
	T	3,075	6,031	5,007	7,076	9,062	7,116	1,367	38,734	
Sub-total	F	10,030	14,510	13,118	19,100	24,837	19,981	5,772	107,348	
	L	13,546	31,728	25,269	35,149	44,638	34,574	4,707	189,611	
	T	23,576	46,238	38,387	54,249	69,475	54,555	10,479	296,959	

Table 12-6 Fund Requirement in Each Year (2/2)

F: Foreign Currency
L: Local Currency
T: Total

(Unit: 10⁶ TL)

Item	Year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	Total	Remarks
Hydraulic Equipment	F					2,425	0	0	2,425	
	L					3,957	6,728	243	10,928	
	T					6,382	6,728	243	13,353	
Electromechanical Equipment	F				3,700	14,650	18,800	19,780	56,930	
	L				0	2,500	3,530	5,640	11,670	
	T				3,700	17,150	22,330	25,420	68,600	
Transmission Line	F					348	1,322	978	2,648	
	L					811	1,734	600	3,145	
	T					1,159	3,056	1,578	5,793	
Sub-station	F						1,079	5,905	6,984	
	L						1,500	2,042	3,542	
	T						2,579	7,947	10,526	
Total (Direct Cost)	F	10,030	14,510	13,118	22,800	42,260	41,182	32,435	176,335	
	L	13,546	31,728	25,269	35,149	51,906	48,066	13,232	218,896	
	T	23,576	46,238	38,387	57,949	94,166	89,248	45,667	395,231	
Project Controlling	F	1,504	2,177	1,968	3,420	6,339	6,177	4,865	26,450	
	L	2,032	4,759	3,790	5,272	7,786	7,210	1,985	32,834	
	T	3,536	6,936	5,758	8,692	14,125	13,387	6,850	59,284	
Land Acquisition	F	0							0	
	L	250							250	
	T	250							250	
Total (Project Cost)	F	11,534	16,687	15,086	26,220	48,599	47,359	37,300	202,785	
	L	15,828	36,487	29,059	40,421	59,692	55,276	15,217	251,980	
	T	27,362	53,174	44,145	66,641	108,291	102,635	52,517	454,765	
Interest during Construction	F	548	1,889	3,398	5,359	8,913	13,472	17,493	51,072	
	L	752	3,237	6,350	9,651	14,406	19,867	23,215	77,478	
	T	1,300	5,126	9,748	15,010	23,319	33,339	40,708	128,550	
Grand Total (Investment Cost)	F	12,082	18,576	18,484	31,579	57,512	60,831	54,793	253,857	
	L	16,580	39,724	35,409	50,072	74,098	75,143	38,432	329,458	
	T	28,662	58,300	53,893	81,651	131,610	135,974	93,225	583,315	

第 13 章 環境に対する影響

第13章 環境に対する影響

	頁
13.1 緒 言	13- 1
13.2 調査方法	13- 1
13.3 計画の概要	13- 1
13.4 環境の現況	13- 1
13.4.1 自然環境	13- 1
13.4.2 社会環境	13-11
13.5 環境アセスメント	13-14
13.5.1 定性的な環境評価	13-14
13.5.2 自然環境	13-21
13.5.3 社会環境	13-23
13.6 検討結果	13-25

List of Figures

Fig. 13-1 Relevance Matrix

Fig. 13-2 Relevance Matrix

List of Tables

Table 13-1 Water Quality Criteria According to the Classes of Inland
Water Resources

Table 13-2 Standards for Eutrophication Control in Lakes, and Dam
Reservoirs

Table 13-3 Water Analysis Data

Table 13-4 Population in the Villages Around Reservoir

Table 13-5 List of Actions

Table 13-6 List of Impact Areas

第13章 環境に対する影響

13.1 緒言

本計画地域および周辺自然环境と社会環境について DSIが実施した現地調査、文献調査をもとに、本計画がこれらの環境に与える影響を定性的に検討したものである。

13.2 調査方法

調査は、主として DSIが調査した結果を取りまとめた資料「ZAMANTI-GOKTAS HEPP PROJECT PLANNING REPORT OF EXPROPRIATION」ADANA June/1988、「REPORT ZAMANTI-GOKTAS HEPP PROJECT ENVIRONMENTAL AND SOCIAL ASPECTS」1988 ADANAによって行い、一部を現地調査により行った。

13.3 計画の概要

本計画は、Gokus 川と Zamanti 川との合流点より約20 km上流の地点にコンクリートダムを設けて取水し、約16 kmの導水路トンネルで導水し、Zamanti 川右岸に設ける発電所で最大出力 270MWの発電を行う計画である。

開閉所は、発電所の直下流左岸に設け、Adana 市方面へ送電する計画である。

工事事資機材は、Adana 市方面からKozan を経て計画区域に搬入し、発電所地点からダム地点にかけて新設する工事事資道路で運搬する計画である。

本計画地域および周辺の植生は、ほとんどがマツの木であり、所々に岩が露出した急峻な地形を示している。植生および動物に保護すべき珍しいものは無い。

13.4 環境の現況

13.4.1 自然环境

(1) 自然保護

Goktas貯水池内には国立公園、環境保護区域、野獣野鳥保護区域は無い。この地区周辺の自然保護区域は次のとおりである：Kayseri-Yahyali 地区近くの Sultan sazligili Water Birds 自然保護区域が 13000ヘクタール。Kayseri Pinarbasi にある Melikgazi森林保護区域では、黄色マツが保護されている。そして Yahyali地区に

あるFacer 森林保護区域（1821ヘクタール）では、種々の植物と動物が保護されている。これらとは別に、貯水池区域の北西の Aradagsには野生ヤギ保護繁殖区域があり、Karanfildag と Aladags と Urkeklik にもそれぞれ野生ヤギ保護繁殖区域がある。Catalan, Alageyik および Turcect も保護繁殖区域となっている。

これら全ての保護区域は本計画区域外である。

(2) 自然景観

(a) ダム地点

ダム地点の地形は急峻であり、所々に岩が露出している。兩岸にはマツの木がまばらに見られる。河の流れは早く、ほとんどが瀬の状態を呈している。

(b) 発電所地点

発電所地点兩岸の標高の高い所では、傾斜が緩やかで住居が点在している。河岸の近くでは急峻であり、所々に岩が露出している。河の流れは早い、右岸の河床には砂が堆積して砂浜の状態を呈している。

植生のほとんどはマツの木であるが、住居付近にはオリーブ、イチジク、ザクロ等の果樹があり、ポプラの植林も見られる。

(3) 植生

貯水池周辺の植生は、大部分が赤マツ種と黒マツ種の林であり、河床の近くにプラタナスの木がある。

貯水池周辺では、標高によって異なった種類の原生林が見られる。標高 900mまでは赤松種の木があり、標高 900~1300mには黒マツ種の原始林がある。標高1300~2000mにはビャクシン、Ladin、Chion、テレピンの木がある。標高2000m以上では不毛である。

貯水池周辺には保護あるいは指定の森林木は無い。

(4) 動物

(a) 陸生動物

貯水池の周辺に生息している陸生動物は、以下のとおりである。

i) 哺乳類

クマ、シカ、イノシシ、キツネ、ウサギ、リス、テン、ハリネズミ、ジャッカル、ビーバー

この外に村落では家畜であるウシ、ウマ、ヒツジ、ヤギ、ラバ、ロバが飼育されている。

ii) 鳥類

タカ、ハヤブサ、ノスリ属、ワシ、カラス、カササギ、ムクドリ、ツバメ、スズメ、ハト、ヨーロッパヤマウズラ

iii) は虫類

ヘビ、トカゲ、カメ

iv) 両生類

イモリ、カエル

v) 昆虫類

トンボ、チョウ、セミ、バッタ、ハチ、サシバエ、蚊

なお、住居周辺では養蜂が行われている。

その他の動物としてサソリ、ムカデが生息している。

貯水池周辺には保護指定されている珍しい動物はいない。前述したように、Hacer 森林には野生ヤギやシカなどの動物が保護されている。

(b) 水生動物

貯水池周辺に生息している水生動物は、以下のとおりである。

i) 魚類

オガワマス、コイ、ヨーロッパナマス、カニ

ii) その他水生動物

カワゲラ目、カゲロウ目、トビケラ目、甲殻綱、双翅目、甲虫目

(5) 水質

(a) 水質基準

トルコにおける環境法は、環境保護に関する骨組みをなす法律であって、1983年8月9日に公布された。この法は環境政策全般を定め、環境を調整管理するための制度と機構を確立するものであるが、これらの詳細を規制するには補助的な立法すなわち、規制によらなければならない。

これらの規制のうちの一つとして、水質汚濁防止規制が1988年9月4日に公布された。

この規制によれば、全内陸水は4種の水質等級に分類され、各水質に対する利用目的および水質パラメーターに関する基準は、Table 13-1 に示すとおりである。

富栄養化防止に対して重要な数件の水質パラメーターの制限値は、Table 13-2 に示すとおりである。

地下水資源もまた、それらの水質に従って同規制の同じ部門中に分類されている。

Table 13-1 Water Quality Criteria According to the Classes of Inland Water Resources

水質のパラメーター		水 質 等 級			
		I	II	III	IV
A) 物理的および無機化学的パラメーター					
1-	温度 (°C)	25	25	30	>30
2-	pH (-)	6.5~8.5	6.5~8.5	6.0~9.0	6.0~9.0
3-	溶存酸素量 (mg/l) *1	8	6	3	<3
4-	酸素飽和度 (%) *1	90	70	40	<40
5-	塩素イオン (mg/l)	25	200	400 *2	>400
6-	硫酸イオン (mg/l)	200	200	400	>400
7-	アンモニア態窒素 (mg/l)	0.2 *3	1 *3	2 *3	>2
8-	亜硝酸態窒素 (mg/l)	0.002	0.01	0.05	>0.0
9-	硝酸態窒素 (mg/l)	5	10	20	>20
10-	りん酸態リン (mg/l)	0.02	0.16	0.65	>0.6
11-	全溶解物質 (mg/l)	500	1500	5000	>5000
12-	色	5	50	300	>300
13-	Na (mg/l)	125	125	250	>250
B) 有機的パラメーター					
1-	化学的酸素要求量 (mg/l)	25	50	70	>70
2-	生物化学的酸素要求量 (mg/l)	4	8	20	>20
3-	有機態炭素 (mg/l)	5	8	12	>12
4-	有機態窒素 (mg/l)	0.5	1.5	5	>5
5-	乳化油とグリース (mg/l)	0.02	0.3	0.5	>0.5
6-	合成洗剤 (mg/l)	0.05	0.2	1	>1.5
7-	フェノール物質 (mg/l)	0.002	0.01	0.1	>0.1
8-	鉱物油とその生成物 (mg/l)	0.02	0.1	0.5	>0.5
9-	農薬計 (mg/l)	0.001	0.01	0.1	>0.1
C) 無機汚染パラメーター *4					
1-	水銀 (μg/l)	0.1	0.5	2	>2
2-	カドミウム (μg/l)	3	5	10	>10
3-	鉛 (μg/l)	10	20	50	>50
4-	ヒ素 (μg/l)	20	50	100	>100
5-	銅 (μg/l)	20	50	200	>200
6-	全クロム (μg/l)	20	50	200	>200
7-	六価クロム (μg/l)		20	50	>50
8-	コバルト (μg/l)	10	20	200	>200
9-	ニッケル (μg/l)	20	50	200	>200
10-	亜鉛 (μg/l)	200	500	2000	>2000
11-	シアン (μg/l)	10	50	100	>100
12-	フッ素 (μg/l)	1000	1500	2000	>2000
13-	遊離塩素 (μg/l)	10	10	50	>50
14-	硫黄 (μg/l)	2	2	10	>10
15-	鉄 (μg/l)	300	1000	5000	>5000
16-	マンガン (μg/l)	100	500	3000	>3000
17-	ホウ素 (μg/l)	1000 *5	1000 *5	1000 *5	>1000 *5
18-	セレン (μg/l)	10	10	20	>20
19-	バリウム (μg/l)	1000	2000	2000	>2000
20-	アルミニウム (mg/l)	0.3	0.3	1	1
21-	放射性物質				
	α	1	10	10	>10
	β	10	100	100	>100
D) 細菌学のパラメーター					
1-	糞便性大腸菌 (MPN/100ml)	10	200	2000	>2000
2-	全大腸菌 (MPN/100ml)	100	20000	100000	>100000

(注)

- *1 濃度もしくは飽和度の基準のうちの一つのみを満たせば十分である。
- *2 塩化物に敏感な植物に対しては、灌漑用水中の塩化物濃度制限値を低減することが必要と思われる。
- *3 遊離状のアンモニア性窒素の濃度はpH値如何によるが、 $0.02\text{mg NH}_3\text{-N}/\ell$ を超えてはならない。
- *4 本グループにおける基準は化学物質の全濃度を規定する。
- *5 ホウ素に敏感な植物の灌漑に関しては、この基準の最大値を $300\mu\text{g}/\ell$ に低減することが必要と思われる。

前記の制限は90%の確率において超過してはならない。

水質等級およびそれらの利用目的は下記のとおりとする。

クラスⅠ：高品質水

- i) 滅菌のみによる飲料水供給
- ii) レクリエーションの目的（水泳のような水との接触スポーツ）
- iii) マスの養魚
- iii) 家畜への給水
- iv) その他

クラスⅡ：軽汚濁水

- i) 適切な処理による飲料水供給
- ii) レクリエーションの目的
- iii) マス以外の養魚
- iii) 灌漑用水の供給、ただし灌漑用水水質基準に適合する場合
- iv) クラスⅠの目的を除くその他の全目的

クラスⅢ：汚濁水

高品質の水質を必要とする産業を除く産業用水の供給であつて、適切な処理を行うもの。

クラスⅣ：重汚濁水

他のクラスよりも水質の劣る表流水

Table 13-2 Standards for Eutrophication Control in Lakes, and Dam Reservoirs

パラメーター	利 用 目 的	
	自然保護とレクリエーション	他の用途
pH (—)	6.5~8.5	6.0~10.5
COD (mg/ℓ)	3	8
DO (mg/ℓ)	7.5	5
SS (mg/ℓ)	5	15
全大腸菌 (MPN/100 ml)	1000	1000
全窒素 (mg/ℓ)	0.1	1
全リン (mg/ℓ)	0.005	0.1

(b) 水質測定結果

DSI が実施した水質測定結果はTable 13-3に示すとおりである。詳細は Appendix に示す。

なお、水質を生物の生息状況から評価するため、水生動物の調査も行われている。調査項目は、カワゲラ目、カゲロウ目、トビケラ目、甲殻綱、双翅目、貧毛綱、甲虫目、MISC、軟体動物、ヒル綱、渦虫綱である。

1988年6月、ダム地点周辺において水生動物を調査した結果、カワゲラ目、カゲロウ目、トビケラ目、甲殻綱、双翅目、甲虫目の生息が確認されている。

Table 13-3 Water Analysis Data

項目	單位	GS : 1 8 0 2	GS : Dam Site	GS : 1 8 0 6
流量	m ³ /s	18 ~ 30.7	38 ~ 68	55.5 ~ 552.0
水温	℃	16 ~ 23	15 ~ 18	11 ~ 18
pH	—	7.34 ~ 7.98	8.1 ~ 8.4	7.9 ~ 8.3
電気伝導度	mhos/cm	355 ~ 443	322 ~ 362	290 ~ 399
全溶解物質	mg/l	227 ~ 284	203 ~ 234	184 ~ 286
浮遊固形物SS	mg/l	173 ~ 563	55 ~ 847	25 ~ 3258
全SS	mg/l	400 ~ 860	273 ~ 1050	288 ~ 3442
酸消費量 PH4.8	mg/l	100 ~ 140	80 ~ 135	100 ~ 130
酸消費量 PH8.3	mg/l	0	10 ~ 40	0 ~ 50
塩素	mg/l	17.7 ~ 27.6	17.73 ~ 21.27	7.09 ~ 28.36
NH ₃	mg/l	0.11 ~ 6.0	0.15 ~ 0.33	0.20 ~ 0.36
NO ₂	mg/l	0 ~ 0.013	0 ~ 0.005	0 ~ 0.001
NO ₃	mg/l	0 ~ 1.6	0.56 ~ 0.76	0.63 ~ 1.01
DO	mg/l	—	8.7 ~ 9.9	7.5 ~ 11.0
COD	mg/l	0.6 ~ 6.8	1.12 ~ 3.6	0.64 ~ 5.44
BOD	mg/l	—	0.6 ~ 2.8	0.6 ~ 2.7
全硬度	mg/l	15.5 ~ 17.5	145 ~ 175	145 ~ 1905
正リン酸塩	mg/l	0 ~ 2.1	0 ~ 0.17	0 ~ 0.09
SO ₃	mg/l	49 ~ 88.2	13.92 ~ 33.60	17.76 ~ 35.04
CO ₂	mg/l	—	—	—
Fe	mg/l	0.62	—	0.25
Mn	mg/l	0.20	—	0
Na	mg/l	10.6 ~ 20.24	8.51 ~ 11.54	4.14 ~ 23.40
K	mg/l	1.6 ~ 2.3	1.56 ~ 1.95	1.17 ~ 1.56
Ca	mg/l	40.0 ~ 58.1	30 ~ 44	26.0 ~ 52.0
Mg	mg/l	7.3 ~ 14.6	14.59 ~ 23.10	10.91 ~ 30.4
大腸菌群数	MPN/100ml	24	—	2400
O-N	mg/l	—	—	0.22
F	mg/l	—	—	0
B	mg/l	—	—	—
フェノール	mg/l	—	—	—
油分	mg/l	—	—	—

(6) 騒音

トルコの騒音防止規制は、環境法の第14条に基づいて作成された。

本規制は田園および都会の双方に適用される。

騒音防止は次の順序によって適用される：

- ・ 騒音源
- ・ 騒音の影響を受ける環境
- ・ 騒音の影響を受ける人類

該当地域における政府の代行者および市町村長は本規制を適用する責を負い、環境庁長官は騒音防止に関して関係当局の調整を行う責を負う。

種々の騒音発生源および最高許容騒音レベルは Appendix に掲げてある。健康の観点による最高許容騒音レベルもまた Appendix に掲載してある。

これらのレベルを超過したら、使用者は所要の措置を講じるべきである。本規制中には、幹線道路の建設中に騒音問題を考慮すべきであると述べてある。騒音に関連するそのほかの禁止もまた、本規制中に考慮されている。

本規制中において騒音源として列挙されている装置に関しては、製作者および使用者は日常の騒音測定を行って記録することになっている。

13.4.2 社会環境

(1) 地域社会

(a) 人口

貯水池内には永久居住施設は無い。しかし、Kapuzbasi の施設に標高 640~650 mには6つの高原ハウスがあり、その場所はBuyukcakir村の高原と考えられる。

これらの家は、trellis として知られる材木で完全に建てられており、それらは年に3~4ヶ月しか使われない。

貯水池内には永久居住施設は無いが、その周辺に4つの村がある。村の2つは右岸に、他の2つは左岸にある。これら4つの村の家の総数は470である。

人口はTable 13-4に示すとおりである。

Table 13-4 Population in the Villages Around Reservoir

(単位：人)

村落中心地	1975 年	1985 年
Buyukcakir	648	910
Kapuzbasi	286	366
Balcicakir	383	531
Cukurharman	501	668
Ergenusagi	988	907
Koprucuk	595	629
計	3401	4011

(b) 産業活動

i) 農業

貯水池の周辺では乾地農業が行われ、穀物が生産されている。また、ブドウ栽培が行われている。

貯水池域の中の農業地は Suarasi川の側にのみある。この地域では家庭用の野菜（トマト、キュウリ、カボチャ、豆）が植えられている。

貯水池の周辺に住む住民は、家畜を育てることによって生計の一部を得ている。各家庭は平均20～25頭のヒツジ、ヤギと1～2頭の牛を持っている。彼らはこれらの動物のミルクと肉を使う。

森林域は放牧場として用いられている。

ii) 商業

貯水池の周辺とそれを囲み隣接する地域に小さな商業活動のみがある。住民は、必要とする物を Yahyalı と Kozan から買う。彼ら自身の酪農生産物は、その場所から商人により買われる。

iii) 産業

調査した地域内に産業活動はない。絨毯織物業のみがあり、それぞれの家に織機がある。

それぞれの家庭は、人力により年に15～30㎡の絨毯を生産している。

(2) 交通および公共施設

(a) 主要交通

現在、Adana からダム地点への進入路は、Adana ～ Karsanti ハイウェイによることとなる。ハイウェイは約 105 km の長さで、その内85 km はアスファルト舗装、あとの20 km も平坦化されている。Karsanti とダム地点を結ぶ道路は、全長35 km の林道である。舗装されていない上、1500m の峠越えとなるため、冬季の運輸・交通は困難となる。この地域では、標高1200m以上に積雪があるからである。

Adana ～ Karsanti ハイウェイは、Seyhan河のCatalan ダムの建設とYadigozeダムの建設により一部使用不能となる。

現在、道路局 (General Directorate of Highways) はKarsantiから Karaisali を経由して Adanaを結ぶ道路の建設を開始している。

(b) 公共施設

ダム近辺の村落の中心には、それぞれ小学校がある。村落の中心には配電されている。

Kapuzbasi と Buyukcakir 間の電話架設工事は、完了している。

(3) 土地利用

貯水池周辺地域の約87%が森林、2%が耕地、残りは岩場の多い放棄地である。標高 650m以下の91%は森林、2%が耕地、残りは河川敷と不利用地である。

貯水池周辺の耕地は、森林を切り拓らいた土地で急坂を伴い、乾地農法が適用されている。この乾燥地では、穀類だけが栽培されており、作物は専ら自家消費用である。1年耕作すると翌年は休耕する輪作が行われている。また、ブドウが栽培されているが、一般家庭の消費向けに過ぎない。

Goktasダムの建設の後、貯水池の下となる総農耕面積は43daであり、そのうち14daはブドウ園であり、29daは農地である。

これらの土地は、Buyukcakir村に属し、Suarasi 川に沿って位置する。Buyukcakir村の総面積は3200daである。

(4) 水系利用

Kapuzbasi 湧泉を利用した水力により動く3つの製粉機がある。3つのうち2つは、標高 640mと 650mの間にあり、残りはもっと高い所にある。これらの製粉機で使った水は川に戻している。

(5) 文化財およびレクリエーション施設

貯水池近辺に文化財やレクリエーション施設は無い。Kapuzbasi 湧泉群をレクリエーション施設用に開発する努力は継続している。貯水池から20kmの Aladagsの東端に Mother Mary cave がある。両方とも交通上の問題がある。

13.5 環境アセスメント

13.5.1 定性的な環境評価

AegerterとMesserli (Aegerter, S., and Messerli, P., 1985; The Impact of Hydroelectric Power Plants on a Mountain Environment.) によって提案されている手法により、環境に対する影響を定性的に明らかにする。

手法の明確化のために以下の3つの述語を定義する。

①行為：プロジェクトに付随した全ての行為

②変化：プロジェクト実施による環境の変化

③影響：環境特性の変化と人間の健康や福祉の変化

調査はプロジェクトに付随する行為とそれによる環境に対する影響分野を定性的に予測・確定し、明確にすることである。

対象となるプロジェクトは、次の3段階に大別される。

①準備段階

これには事前の調査が含まれている。

②施工段階

これには主工事と仮設工事を含む全ての土木工事が含まれ、また社会・文化、経済活動に関係する地域の住民の対応も含まれる。

③管理段階

これにはプロジェクト完成後に続く施設の維持・管理、電気エネルギーの発生、恒常雇用の発生、Reservoirにおける養魚等が含まれている。

詳細な行為内容については、Table 13-5のとおりである。

行為によって、直接または間接的に影響を受ける可能性のある影響分野は、生物分野でないもの、生物の分野、社会の分野、文化の分野、経済の分野、行政の分野に大別されるが、詳細はTable 13-6のとおりである。

プロジェクトによる行為と影響分野の関連性は、Fig. 13-1に示すマトリックス図により説明できる。

Fig. 13-1 Relevance Matrix

	Actions										
Impact Areas	●			●	○			●			
		○					●		○		○
			●			○					●

● : certain effect is expected

○ : effect is possible

マトリックス図は、それぞれの行為に対応する明白な影響分野または可能性のある影響分野を単に示しているだけであり、マトリックス図は選定された影響分野内での環境変化が、はたして著しいものかどうかは示していない。

著しい環境変化は、主観的判断による検討を繰り返し行うことにより明確にされる。

それぞれの行為については、マトリックス図によって影響が明らかにされた全影響分野でさらに繰り返し検討が行われる。繰り返し検討の過程で、影響分野での変化がより明らかにされ、連鎖影響が見あたらなくなった時点で繰り返し検討は終了する。

本計画の評価結果については、Fig. 13-2 に示すとおりである。

以下の 13.5.2 自然環境および 13.5.3 社会環境で大別してその概要を述べる。

Table 13-5 List of Actions

準備段階

1. 技術検討（現地調査：地震探査、ボーリング、測量）

施工段階

2. プラント内の土地使用
3. 採石場（石と砂利）
4. 伐採
5. 建設資材の貯蔵と保管
6. 既設道路の改良または修理
7. 道路（路盤、橋梁）
8. 防護方法
9. 駐車場
10. 車輛、航空機、ヘリによる輸送
11. ダム（仮排水トンネル、仮締切ダム、ダムと洪水吐）
12. 取水口
13. 水路（圧力トンネル、サージタンク、水圧管、放水路）
14. 発電所
15. 放水口
16. 開閉所
17. 塔の建設と高圧送電線の取付け
18. 岩の発破と洗浄
19. 岩の落下に対する防護設備の建設
20. 地滑りに対する防護建造物
21. 再植林
22. 造園
23. 仮宿舎

管理段階

24. 貯水池
25. 建物と構造物
26. 通信線
27. 道路
28. エネルギー生産
29. 恒久の仕事
30. 保守と修繕のための契約
31. 雇用と消耗品の新しい供給
32. 野外活動とスポーツ
33. 魚釣り
34. ハイキングとキャンプ
35. 水位の季節的変動
36. 緊急排水
37. 貯水池の浚渫
38. 魚の生産
39. 浸食過程の変更
40. 水の損失
41. 破損品の整備（圧力管と送電線）
42. 品物と人の移動

Table 13-6 List of Impact Areas

生物分野でないもの

1. 大気（汚染、騒音と振動強度）
2. 水（地表水、地下水）
3. 土、岩（耕作土、自然土、裸土および岩）
4. 地下
5. 地表（景観）
6. 気候（日射、局地的気候）

生物の分野

7. 陸性動物系
8. 陸性植物系（森林、草原）
9. 水性動物系（川、小川、貯水池）

社会の分野

10. 人口構成（年令、職業）
11. 人口移動
12. 美観
13. コミュニケーション

文化の分野

14. 公共施設（学校、文化遺跡）
15. 伝統と慣習（祭り、伝統的な土地の使用、手工芸、習慣、守られるべき自然の特徴）

経済の分野

16. 産業構造
17. 農林業
18. 商業
19. 工業
20. 観光業
21. 公務
22. 基幹設備（道路、公共建物+設備、供給施設）

行政の分野

23. 原住民の利権（開発、管理）

13.5.2 自然環境

(1) 自然保護

計画区域には国立公園、環境保護区域、野獣野鳥保護区域は無い。従って、計画の遂行に伴う影響は考えられない。

(2) 自然景観

貯水池周辺地域のほとんどが森林、残りは岩場の多い放棄地とわずかな耕地である。森林の大部分はマツの木である。河の流れは早く瀬の状態を呈している。

計画の遂行に伴う影響としては、施工段階では土石の採取、森林の伐採、工事用道路、ダム、発電所、開閉所、送電鉄塔等の建設によるもの、運転開始後の段階では貯水池の出現によるもの等が考えられるが、工事に当たっては、変更部分を極力小さくすること等の対策によって影響を少なくすることが可能である。なお、ダムおよび貯水池の出現は、新たな景勝地を創り出すことにつながるものと考えられる。

(3) 植生

貯水池周辺地域の森林の大部分はマツの木であり、保護すべき森林木は無い。発電用構造物の設置に伴って、森林の伐採が考えられるが、伐採面積を極力小さくすること、工事終了後に緑化する等の対策を施すことによって影響を少なくすることが可能である。

(4) 動物

(a) 貯水池周辺地域に生息する陸生動物としてはイノシシ、リス、タカ、ヘビ、カエル、ハチ等がいるが、保護指定されている珍しい動物はいない。

工事に伴う森林の伐採や建設機械の騒音等によって、これらの動物に与える影響が考えられるが、伐採面積を極力小さくすること、騒音等の発生を極力抑えるようにするとともに、工事終了後に緑化する等の対策を施すことによって影響を少なくすることが可能である。

(b) 貯水池周辺地域に生息する水生動物としてはマス、コイ、カニ等がいるが、保護指定されている珍しい動物はいない。

工事に伴う濁水の発生と貯水池の出現による影響が考えられるが、工事に伴う濁水はできる限り処理して放流する等の対策を施すことによって影響を少なくすることが可能である。

又、貯水池の出現によって、新たな水生動物の生息環境が創出されるものと期待される。

(5) 水質

1988年6月～9月にDSIが実施した水質測定結果によれば、塩素およびNO₂の値に水質等級Ⅰを外れるものがあるが、他の項目は水質等級Ⅰをほぼ満足している。又、富栄養化防止に対する水質パラメーターの制限値と比較するとSS、全窒素の大部分およびCODの一部が制限値を超えている。

水質評価のための水生動物の調査結果では、比較的清浄な環境を好む生物が見られている。

工事中に水質を悪化させると考えられる主な原因は、コンクリートプラント、吹付プラント等の仮設備からの排水および掘削、コンクリート工事に伴う排水等である。これらの排水については、できる限り処理して放流する等の対策を施すことによって影響を少なくすることが可能である。

運転開始後は貯水池の水の交換回数も多いと考えられること、流域内に顕著な流入汚濁源も考えられないことから、水温変化、濁水の長期化、富栄養化は考えられない。むしろ、貯水池内で流速が減少することによって、SSは沈降し、より清浄な水が下流に放流されることになることが予想される。

(6) 騒音、大気汚染

工事中の主な騒音発生源、大気汚染源となるものは、建設機械および資機材輸送のトラック等によるものが考えられるが、工事の実施に当たっては、できるだけ低騒音型の機器を使用したり、集中施工を回避したり、人家に近い区間では走行速度を制限することによって、影響を少なくすることが可能である。

運転開始後は騒音を発生する機器も少なく、大気汚染源となる機器も使用しないと考えられるので、影響はほとんどないものと考えられる。

13.5.3 社会環境

(1) 産業活動

(a) 農業

貯水池の周辺では小規模な農業が行われ、穀物とブドウの生産が行われている。また、森林域を放牧場としてヒツジ、ヤギおよび牛を飼育している。これらの生産物はすべて自家消費用である。

貯水池によって水没する総面積は、43daであり、そのうち29daは農地であり14daはブドウ園である。

計画の遂行にあたっては、関係者と十分協議し、適切な補償をすることが望ましい。

(b) 商業

現在、貯水池周辺とそれを囲み隣接する地域に小さな商業活動のみがある。しかし、工事中および運転開始後は、人々の往来も多くなり、商業活動も活発になるものと考えられる。

(c) 産業

貯水池周辺には絨毯織物業が家内工業的に広がっており、人力によって年に15～30m²の絨毯が織られている。

運転開始後も貯水池周辺の産業に大きな影響は与えないものと考えられる。

(2) 交通および公共施設

(a) 主要交通

工事用の主な資機材の輸送のため、発電所地点からダム地点まで川沿いに工事用道路の新設が考えられる。現在の交通については13.4.2の社会環境で述べたとおりであるが、工事の実施に伴って、既設道路の使用も考えられる。しかしながら、一時的に交通量が増加すると考えられるものの、現状の交通量がそれ程多くはないので、一般の交通に与える影響は少ないものと考えられる。

(b) 公共施設

貯水池周辺の村落中心地には、小学校がある以外、主な公共施設は無い。

工事の実施に伴って、公共施設に与える影響はほとんど考えられない。

(3) 土地利用

貯水池周辺地域の約87%が森林、2%が耕地、残りは岩場の多い放棄地である。標高 650m以下の91%は森林、2%が耕地、残りは河川敷と不利用地である。

貯水池によって水没する総面積は、43daであり、そのうち29daは農地であり14daはブドウ園である。

本計画の遂行にあたっては、関係者と十分協議し、適切な補償をすることが望ましい。

(4) 水系利用

貯水池の周辺の水の消費は問題となっていない。将来は、貯水池の上流側の部分を除いて、周囲の土地において水を必要とはしないものと予想される。

Kapuzbasi 湧泉を利用した、水力により動く3つの製粉機がある。3つのうち2つは、標高 640mと 650mの間にあり、残りはもっと高い所にある。これらの製粉機で使った水は川に戻している。

以上のことから、計画の実施に伴って既設の水系利用に与える影響は、ほとんど考えられない。貯水池ができることによって、新たに魚の捕獲も可能になるものと考えられる。

(5) 文化財およびレクリエーション施設

現在の文化財およびレクリエーション施設については、13.4.2で述べたとおり貯水池近辺に文化財やレクリエーション施設は無い。運転開始後は、ダムや発電所の周辺がレクリエーション施設として活用されることが考えられる。

13.6 検討結果

本調査は、限られた現地調査と収集した資料に基づき、定性的に行ったものである。

検討結果からは、貯水池によって水没する農地に係る住民への影響を除き、自然環境や社会環境に大きな影響は無いと言える。

本計画の遂行に当たって不必要かつ目的外の環境変化を来したり、人々の基本的な生活権を侵すことのないよう、成功裡に計画が完了する必要がある。

従って、工事時の自然環境に対する侵害は、最小にすべきである。又、工事中および運転開始後には主に水質に関して、適切なモニタリングを実施することが望ましい。

第 14 章 經濟・財務評估

第14章 経済・財務評価

	頁
14.1 経済評価	14- 1
14.1.1 経済評価の方法	14- 1
14.1.2 本計画の経済的費用	14- 6
14.1.3 代替火力設備の諸元および経済的費用	14- 6
14.1.4 本計画の経済評価	14-17
14.2 財務評価	14-21
14.2.1 財務評価の方法	14-21
14.2.2 本計画の財務的費用	14-21
14.2.3 本計画の財務評価	14-22
14.3 感度分析	14-25

List of Figures

Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project

List of Tables

Table 14-1	Conversion Factors to Determine Economic Cost
Table 14-2	Economic Costs in Initial Stage
Table 14-3	Economic Cash Flow of the Project
Table 14-4	Basic Criteria for Economic Study
Table 14-5	Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification (for Stage I)
Table 14-6	Benefit Flow of the Project
Table 14-7	Estimation of Equalizing Discount Rate of the Project
Table 14-8	Estimation of Economic Internal Rate of Return (EIRR) of the Project
Table 14-9	Financial Cash Flow of the Project (without Interest during Construction)
Table 14-10	Estimation of Financial Internal Rate of Return (FIRR) of the Project
Table 14-11	Results of Sensitivity Analysis

第14章 経済・財務評価

14.1 経済評価

14.1.1 経済評価の方法

(1) 基礎的考察

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えるかを測定する事を目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を Discounted Cash Flow 法を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、関税、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、凡ね次のプロセスを経て行われる。

Phase-1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。

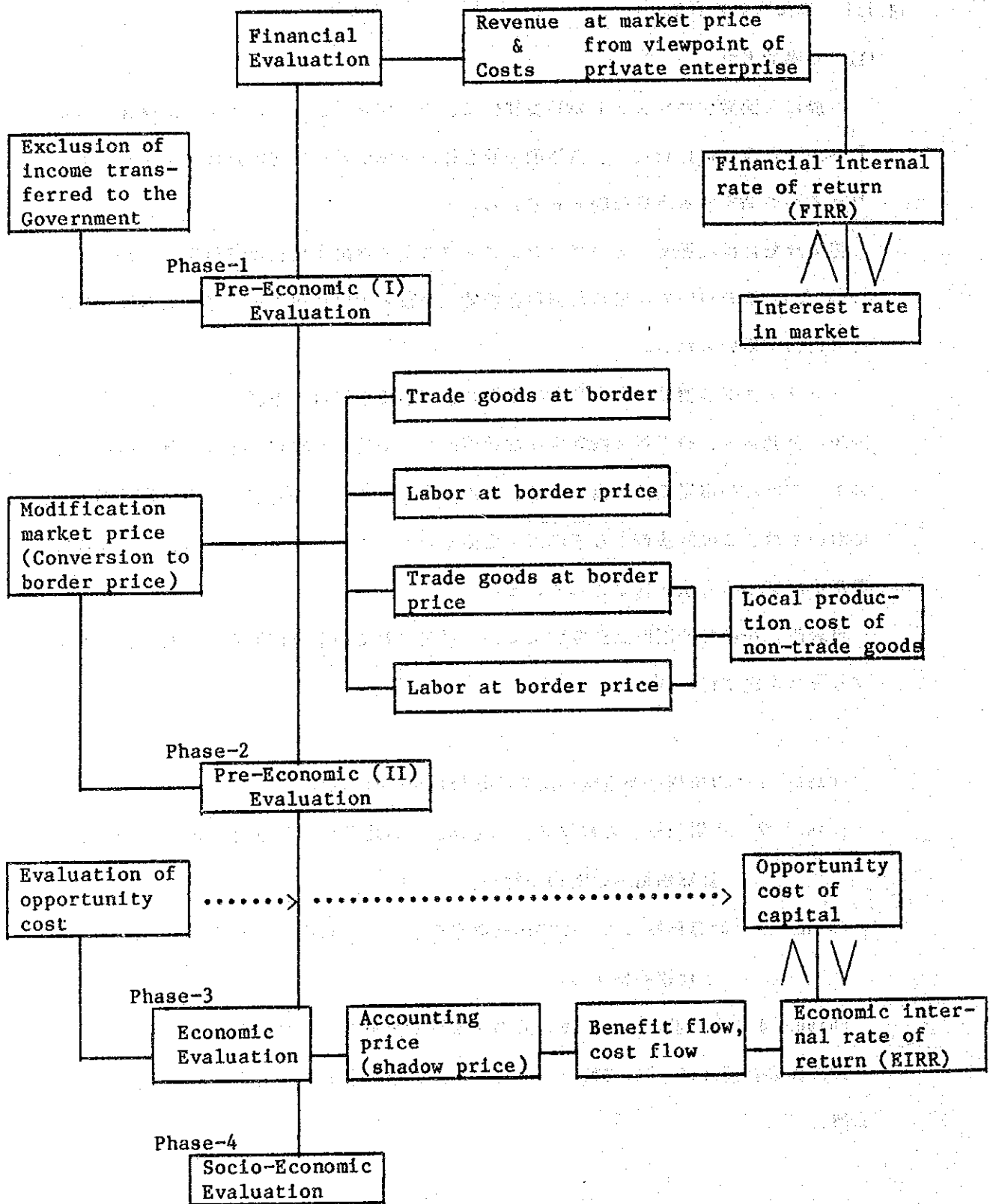
Phase-2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に計算価格への変換を行う。

Phase-3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。

Phase-4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase-3までのプロセスをふむこととする (Fig. 14-1 参照)。

Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project



本計画の経済評価では、以下に述べる理由により代替設備アプローチ法を採用する。電力プロジェクトが当該国の社会経済開発政策の一環として将来の電力需要を満たすために、長期電力開発プログラムの中に組み込まれており、若し、当プロジェクトが実現しないときは、発電形式を問わず、それに相当する他の電力の供給が要請される場合、この前提条件をふまえて、当プロジェクトとこれに対応する代替設備プロジェクトの経済的費用を計測し、評価する代替設備アプローチ方が用いられる。

(2) 経済的費用化変換係数

プロジェクトの便益・費用を国際市場価格で評価する場合、プロジェクトにかかる財およびサービスの価値を国境価格に変換する必要がある。単純化して表現すると、輸入財の国境価格は、荷揚港におけるC I F価格、輸出財は積出港のF O B価格となる。非貿易財については、各財およびサービスの項目ごとに機会費用を用いて経済価格を求め国際市場価格で評価するプロセスを経るわけであるが、實際上困難であるので、変換係数なる概念を導入して、国境価格を求めることにする。また国内で調達される熟練労働および未熟練労働については、影の賃金率を用いて国境価格を求める。

変換係数は、主要輸出入品の額と輸入関税、輸出補助金、輸入規制の荷重平均値の比例から求められるが、主要輸出入品の総額から求められた標準変換係数は、国際市場価格と国内価格のひずみを示す一般的な指標として用いられ、主要輸出入品目を消費財に限定したものは消費財変換係数である。

トルコ国の変換係数は、すでに世界銀行の“Staff Working Paper No 392, 1980年5月”に発表されている。これは1974年～1978年の経済統計資料に基づいて算定されたものである。

今回、1982年～1986年の経済統計資料（Statistical Year Book of Turkr, 1987: PMSIS）に基づいて、調査団により試算した値を以下に示す。

National Parameters

調査団試算

<u>Parameters</u>	<u>Value</u>
標準変換係数 (SCF)	0.70
消費財変換係数 (CF _c)	0.91
中間財変換係数 (CF _i)	0.64
資本財変換係数 (CF _k)	0.63
資本の限界生産力	12%
影の賃金率 (SPI)	
地方部門	0.66
都市部門インフォーマル	0.65
都市部門フォーマル	0.68

調査団試算のパラメーターをベースに、この経済評価において経済費用化変換係数を以下のとおり設定した。

Table 14-1 Conversion Factors to Determine Economic Cost

内・外貨別	項目	変換係数
内貨ポーション	労務費 熟練工	0.91
	“ 未熟練工	0.66
	材料費 貿易財	0.91
	“ 非貿易財	0.64
	運搬費	0.70
	土地代	0.70
	技術的管理費	0.91
外貨ポーション	輸入プラント (CIF 価格)	1.0
	外国人労務費	1.0
	技術的管理費	1.0

(3) 代替火力の選定

今後開発されるであろう火力発電設備のうち第一にあげられるのがリグナイト火力である。リグナイト火力は国内化石燃料を使用する発電所として現在の火力設備の主流を占めている。リグナイトは、同国において推定埋蔵量約 130億 ton といわれているが、その半分が 950~1000Kcal/kgの低品位であり、燃焼設備、乾燥設備、運炭設備等において、カロリーに比較して取扱量が相対的に多くなり、所内電力消費も多く発電コストが割高となる。外貨節約と国内産業振興上の有効性というメリットを考慮しても、今の世界の一般炭のすうせいからみて、BeysehirとElbistan Bの実現後、中長期的にみて将来の電力供給のシェアの主流を保ちつづけることはできないと料される。したがって、代替火力としてリグナイト火力は適当でないと判断される。

重油火力の燃料は全量が輸入で、この購入代金は、1987年でトルコ国総輸出収入の約17%を占めており、現状では、国際石油市場の動向により若干の恩恵に浴している。石油の低価格水準が今後もコンスタントに続くとするれば、系統の将来の主流火力として重油火力が評価されるかも知れないが、石油市況は経済要因のみでなく政治的要因や軍事的要因の影響をうける機会が多く、中長期的にみた場合、価格のいちじるしい変動巾、頻度、そして供給中断等の発生がないという保証はなく、火力発電所にとって最も必要な価格・供給量両面の安定性に欠けるところがあるので、重油火力を代替火力として選定するには適当でないと判断される。

リグナイトおよび水力以外にこれといったエネルギー資源に乏しいトルコ国にとって、原子力発電設備は、将来の電力供給シェアの主流をなすであろうことは、一般的にいえることである。しかし、原子力発電所の位置の決定に始まって計画、設計、建設を経て維持運転、ならびに燃料の輸送、装荷等、習得し熟練度を向上させるべき技術について充分醸成されていないので、現時点において経済評価の指標としてとりあげるには不確定要素が多すぎる。

今、適切な代替火力の対象として考えられるのは、現行のリグナイト火力主流から将来の原子力発電主流型へのかけ橋としての輸入炭火力発電設備である。石炭資源は、世界の各地域に分布しており、地域的偏在がなく、発電所を海岸線上に立地すれば、世界市場から最適品位、最適価格の一般炭を選択できる巾が広がる。この選択巾が大きいことは、それだけ燃料確保の質・量・価格的安全性があることを意味する。

最近の石炭火力発電所では、各設備に著しい改善がみられ、コンピューターシステム化による維持運転上の技術も向上し、燃焼効率も高く、一般的にあって、発電設備群が調達燃料の多様化と系統全体の発電コストの低減に貢献しうる水準に達している。

以上から、今回の経済評価においては、輸入炭火力発電設備を代替火力として選択することとする。

14.1.2 本計画の経済的費用

本計画の経済的費用は、“第12章、工事計画および工事費”の項で求められた財務的費用をベースに14.1.1で述べた手法により、Table 14-1 経済費用化変換係数を適用して得られる。本計画の経済的費用を求めると以下に示すとおりである。

なお維持管理費は経済的工事費に下記の比率を採用して求めることとした。

土木設備工事費 × 0.5%

水力機器設備工事費 × 1.5%

電気機械設備工事費 × 1.5%

送電および変電設備工事費 × 1.5%

Goktas計画の経済的費用

本計画の経済的費用はTable 14-2に示すように初期投資額 $383,435 \times 10^6 \text{ TL}$ である。

また、プロジェクトライフ期間中の総額 ($615,495 \times 10^6 \text{ TL}$) および各年の経済的費用のフローはTable 14-3に示す通りである。

14.1.3 代替火力設備の諸元および経済的費用

前述した通り本計画の経済的便益を代弁させる代替計画として輸入炭火力発電設備を選定した。この代替火力発電設備の経済的費用を本計画の便益とみなし、これと本計画の経済的費用と比較する方法を採用した。

本計画により発電される電力はその殆どが Adana等の大需要地域に供給されるものである。

従って、今回の検討に当って、代替火力発電設備はAdanaの南東約40kmに位置する地中海岸のYumurtalik地点に設置し、発生電力はAdanaまで送電されるものとした。代替火力発電設備としては、本計画と同等のサービス（有効出力および有効電力量に

Table 14-2 Economic Costs in Initial Stage for Goktas Project (1/2)

F: Foreign Currency
L: Local Currency
T: Total

(Unit: 10⁶ TL)

Item	Year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	Total	Remarks
Civil Works										
Core of River in Dam	F		586	1,575				47	2,208	
	L		842	1,961				62	2,865	
	T		1,428	3,536				109	5,073	
Dam	F			794	6,364	15,164	4,506		26,828	
	L			366	6,760	16,119	4,945		28,190	
	T			1,160	13,124	31,283	9,451		55,018	
Waterway	F		6,176	9,038	8,648	5,901	10,429	4,398	44,590	
	L		9,245	13,241	12,770	9,635	12,140	2,131	59,162	
	T		15,421	22,279	21,418	15,536	22,569	6,529	103,752	
Powerhouse and Switchyard	F				1,597	532	2,440	574	5,143	
	L				1,615	858	3,730	944	7,147	
	T				3,212	1,390	6,170	1,518	12,290	
Access Road	F		549						549	
	L		445						445	
	T		994						994	
Camp Facilities	F		1,657						1,657	
	L		4,552						4,552	
	T		6,209						6,209	
Preparation Works	F	8,722	3,649						12,371	
	L	8,076	3,903						11,979	
	T	16,798	7,552						24,350	
Sub-total	F	8,722	12,617	11,407	16,609	21,597	17,375	5,019	93,346	
	L	8,076	18,987	15,568	21,145	26,612	20,815	3,137	114,340	
	T	16,798	31,604	26,975	37,754	48,209	38,190	8,156	207,686	
Contingency	F	1,308	1,893	1,711	2,491	3,240	2,606	753	14,002	
	L	1,211	2,849	2,336	3,172	3,991	3,122	470	17,151	
	T	2,519	4,742	4,047	5,663	7,231	5,728	1,223	31,153	
Sub-total	F	10,030	14,510	13,118	19,100	24,837	19,981	5,772	107,348	
	L	9,287	21,836	17,904	24,317	30,603	23,937	3,607	131,491	
	T	19,317	36,346	31,022	43,417	55,440	43,918	9,379	238,839	

Table 14-2 Economic Costs in Initial Stage for Goktas Project (2/2)

F: Foreign Currency
L: Local Currency
T: Total

(Unit: 10⁶ TL)

Item	Year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	Total	Remarks
Hydraulic Equipment	F					2,425	0	0	2,425	
	L					2,538	4,315	156	7,009	
	T					4,963	4,315	156	9,434	
Electromechanical Equipment	F				3,700	14,650	18,800	19,780	56,930	
	L				0	2,048	2,709	4,375	9,132	
	T				3,700	16,698	21,509	24,155	66,062	
Transmission Line	F					348	1,322	978	2,648	
	L					655	1,191	635	2,481	
	T					1,003	2,513	1,613	5,129	
Sub-station	F						1,079	5,905	6,984	
	L						1,404	1,386	2,790	
	T						2,483	7,291	9,774	
Total (Direct Cost)	F	10,030	14,510	13,118	22,800	42,260	41,182	32,435	176,335	
	L	9,287	21,836	17,904	24,317	35,844	33,556	10,159	152,903	
	T	19,317	36,346	31,022	47,117	78,104	74,738	42,594	329,238	
Project Controlling	F	1,504	2,177	1,968	3,420	6,339	6,177	4,865	26,450	
	L	1,741	4,117	3,281	3,854	6,633	6,183	1,763	27,572	
	T	3,245	6,294	5,249	7,274	12,972	12,360	6,628	54,022	
Land Acquisition	F	0	0	0	0	0	0	0	0	
	L	175	0	0	0	0	0	0	175	
	T	175	0	0	0	0	0	0	175	
Total (Project Cost)	F	11,534	16,687	15,086	26,220	48,599	47,359	37,300	202,785	
	L	11,203	25,953	21,185	28,171	42,477	39,739	11,922	180,650	
	T	22,737	42,640	36,271	54,391	91,076	87,098	49,222	383,435	

Table 14-3 Economic Cash Flow of the Project

(Unit: 10⁶ TL)

Year	Investment Cost				Operation & Maintenance	Total
	Generating Facility	Transmission Line	Sub-Station	Sub-Total		
-1	22,737			22,737		22,737
1	42,640			42,640		42,640
2	36,271			36,271		36,271
3	54,391			54,391		54,391
4	89,915	1,160		91,075		91,075
5	81,333	2,904	2,862	87,099		87,099
6	38,935	1,878	8,409	49,222		49,222
7					2,550	2,550
8					2,550	2,550
9					2,550	2,550
10					2,550	2,550
26					2,550	2,550
27					2,550	2,550
28					2,550	2,550
29					2,550	2,550
30			2,862	2,862	2,550	5,412
31			8,409	8,409	2,550	10,959
32					2,550	2,550
33					2,550	2,550
34					2,550	2,550
35					2,550	2,550
36					2,550	2,550
37					2,550	2,550
38	4,255			4,255	2,550	6,805
39	25,049	1,160		26,209	2,550	28,759
40	29,985	2,904		32,889	2,550	35,439
41	28,058	1,878		29,936	2,550	32,486
42					2,550	2,550
43					2,550	2,550
44					2,550	2,550
45					2,550	2,550
51					2,550	2,550
52					2,550	2,550
53					2,550	2,550
54					2,550	2,550
55					2,550	2,550
56					2,550	2,550
Total	453,569	11,884	22,542	487,995	127,500	615,495

において) を供給しうるものを仮定した。

また、本計画と代替計画とを比較する地点としては、前述した通り本計画により発電する電力を供給するAdanaと仮定した。なお、この評価に用いた基準条件を示すとTable 14-4の通りである。

標準的な石炭火力(300MW×1ユニット)の建設工事費は、“第9章 開発計画”で採用した基準代替火力(300MW×1ユニット)の建設費 355,677×10⁶T.L (建設中利子を除く)を適用した。この建設費をベースに本計画の同等の代替火力の建設費を推定した。また、この代替火力の発生する電力は、154KV × 2 cct 送電線によってAdanaまで送電される。

Table 14-4 Basic Criteria for Economic Study

Item	Description
Method of Analysis	Discounted Cash Flow Method
Study Period	50 Years Plus Construction Period
Discount Rate	9.5 %
Escalation	Not Considered
Shadow Price Factor (Conversion Factor)	Considered
Service life of Facility	
Dam & Reservoir	50 Years
Hydro-power Plant	35 Years
Coal-fired Thermal Plant	25 Years
Substation	25 Years
Transmission Line	35 Years
Conversation Rate of Currency (As of June, 1988)	US\$ 1.00 = 1,300T.L

Goktas計画の代替火力設備の諸元および経済的費用

(a) 設備諸元

Goktas計画と同等のサービスを提供しうる代替火力設備の諸元を示すとTable 14-5の通りである。

Table 14-5 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification (for Stage 1)

Item	Unit	Coal-fired Thermal Power Plant	Goktas Hydroelectric Project
Installed Capacity	MW	324.5	270.0
Dependable Capacity	MW	324.5	267.5
Losses	%	21.4	4.6
Effective Dependable Capacity	MW	255.2	255.2
Annual Energy Production	10 ⁶ kwh	1,230.2	1,159.7
Station Service Use	%	5.6 % for kw, 6.3 % for kwh	} 1.7% for kwh
Transmission Loss	%	1.4 % for kw, 1.1 % for kwh	
Annual Available Energy	10 ⁶ kwh	1,140.0	1,140.0
Fuel Consumption Rate (Coal)	kg/kwh	0.353	
(Oil)	"	0.011	
Unit Fuel Price <u>1/</u> (Coal)	TL/kg	58.5	
(Oil)	"	139.1	
Construction Cost <u>2/</u>	10 ⁶ TL	384,730	
Unit Construction Cost <u>2/</u>	TL/kw	1,185,590	
O & M, Administration Cost	10 ⁶ TL/yr.	11,011	
Fuel Cost	10 ⁶ TL/yr.	27,287	

1/ not including taxes

2/ not including interest during construction including project controlling cost

Note :

1. Installed Capacity

Effective Dependable Capacity

$$= \frac{(1 - \text{Station Service use}) \times (1 - \text{Failure Loss}) \times (1 - \text{Repair Loss}) \times (1 - \text{Trans. loss})}{(1 - 0.056) \times (1 - 0.04) \times (1 - 0.12) \times (1 - 0.014)}$$

255.2MW

= 324.5MW

2. Annual Energy Production

$$= \frac{\text{Annual Available Energy}}{(1 - \text{Station Service Use}) \times (1 - \text{Trans. loss})}$$

1,140

(1 - 0.063) × (1 - 0.011)

= 1,230.2 × 10⁶kwh

(b) 初期投資額

代替火力設備 (324.5MW) の初期投資額は次の通り推定した。

	(1998)	(1999)	(2 000)	(2 001)	Unit(10 ⁶ T・L)
	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
<u>財務的コスト (Tax および建設中利子を除く)</u>					
内 貨	31,163	32,318	34,626	17,313	115,420
外 貨	72,714	75,407	80,793	40,396	269,310
計	103,877	107,725	115,419	57,709	384,730
<u>経済的コスト</u>					
内 貨	25,935	26,896	28,817	14,409	96,057
外 貨	72,714	75,407	80,793	40,396	269,310
計	98,649	102,303	109,610	54,805	365,367

代替火力用送電線 (154kV×2cct×40km) の初期投資額は次の通り推定した。

	(1999)	(2 000)	(2 001)	Unit(10 ⁶ T・L)
	1st Year	2nd Year	3rd Year	Total
<u>財務的コスト (Tax および建設中利子を除く)</u>				
内 貨	480	1,880	120	2,480
外 貨	200	800	520	1,520
計	680	2,680	640	4,000
<u>経済的コスト</u>				
内 貨	307	1,431	95	1,833
外 貨	200	800	520	1,520
計	507	2,231	615	3,353

(c) 運転、保守維持費

$$\text{火力設備} \quad 365.367 \times 10^6 \times 0.03 = 10.961 \times 10^9 \text{TL}$$

$$\text{送電線} \quad 3,353 \times 10^6 \times 0.015 = 50 \times 10^9 \text{TL}$$

$$\text{計} \quad 11.011 \times 10^9 \text{TL}$$

(d) 燃料費

$$\text{燃料単価} \quad : \quad 22.181 \text{TL/kwh}$$

$$\text{燃料費} \quad : \quad 22.181 \text{TL/kwh} \times 1,230.2 \times 10^6 = 27.287 \times 10^9 \text{TL}$$

(e) 経済的費用

Goktas計画の便益となる代替設備の経済的費用のフローを示すとTable 14-6の通りである。

Table 14-6 Benefit Flow of the Project

Unit= (10⁶T·L)

Year	Alternative Thermal Power Plant				Transmission Line			Total
	Investment Cost	O & M Cost	Fuel Cost	sub total	Investment Cost	O & M Cost	sub total	
1								
:								
3	98,649			98,649				98,649
4	102,303			102,303	507		507	102,810
5	109,610			109,610	2,231		2,231	111,841
6	54,805			54,805	615		615	55,420
7		10,961	27,287	38,248		50	50	38,298
8		:	:	:		:	:	:
:		:	:	:		:	:	:
:		:	:	:		:	:	:
27		:	:	:		:	:	:
28	98,649	10,961	27,287	136,897		50	50	136,947
29	102,303	10,961	27,287	140,551		50	50	140,601
30	109,610	10,961	27,287	147,858		50	50	147,908
31	54,805	10,961	27,287	93,053		50	50	93,103
32		10,961	27,287	38,248		50	50	38,298
:		:	:	:		:	:	:
39		:	:	:	507	50	557	38,805
40		:	:	:	2,231	50	2,281	40,529
41		:	:	:	615	50	665	38,913
:		:	:	:		:	50	38,298
53		10,961	27,287	38,248		:	50	38,298
54		10,961	27,287	38,248		:	50	:
55		10,961	27,287	38,248		:	50	:
56		10,961	27,287	38,248		:	50	:
Total	730,734	548,050	1,364,350	2,643,134	6,706	2,500	9,206	2,652,340

14.1.4 本計画の経済評価

14.1.1で述べた様に本計画の経済評価は Discounted Cash Flow 法を用いて算出した純現在価値額 (NPV)、便益・費用比率 (B/C) および経済的内部収益率 (EIRR) によって行う。これらの指標は以下の方法によって求められる。

・純現在価値額 (NPV) 法

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

但し、 B_t : t 年次の便益

C_t : t 年次の費用

r : 割引率

n : 計算期間

・便益・費用比率 (B/C) 法

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

但し、 B_t : t 年次の便益

C_t : t 年次の費用

r : 割引率

n : 計算期間

・経済的内部収益率 (EIRR) 法

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0$$

但し、 B_t : t 年次の便益

C_t : t 年次の費用

r : 割引率 (内部収益率)

n : 計算期間

プロジェクトの耐用年数間の便益と費用を年度別に展開したものをキャッシュフローというが、この場合、建設期間中に発生したプロジェクトのコストおよび運転開始後の運転維持費、燃料費であり、利子、減価償却など投下資本に対するコストは除かれる。ここにいう便益と費用は、いずれも国境価格で表示される。なお、水力プロジェクトの便益を電気の消費者の支払意志額で表示しないで、代替火力のコストで表示した場合、経済的内部収益率は、水力プロジェクトのコストと代替火力のコスト（便益）が等しくなる割引率という意味で等価割引率（EDR）と呼ばれる。さらに上記の支払意志額に替えて、電力販売収入を水力プロジェクトの便益とみなし、経済的内部収益手法による評価をEDRとあわせて検討することとする。

(1) Goktas計画の経済評価

(a) 純現在価値額（ $B - C$ ）および便益・費用比率（ B / C ）

プロジェクト・ライフ間における本計画の経済的費用のフローはTable 14-3に示す通りであり、割引率 9.5%における計画初年次における総現在価値額（ C ）は $327,599 \times 10^6 TL$ と計算される。

同様に代替火力の費用の総現在価値額（ B ）は $555,075 \times 10^6 TL$ と計算される。

従って純現在価値額（ $B - C$ ）は $227,476 \times 10^6 TL$ であり、便益・費用比率（ B / C ）は1.69と見積られる。

この両指標が示すように、本計画は同等のサービスを提供しうる代替火力設備を設置するよりも、本計画を建設、運転する方が費用は少額であるので優位であるといえる。

(b) 経済的内部収益率（EDRとEIRR）

本計画および代替火力設備の夫々の投下費用の計画初年次における現在価値額の総計が等しくなるような割引率（即ちEDR）はTable 14-7に示すように 23.82%である。従って割引率が 23.82%に達するまで本計画を実施する方が優位であるといえる。

一方、経済的内部収益率の検討に用いる便益は、本計画の電力販売収入を適用すると $81,328 \times 10^6 TL$ /年となる。これらに基いて求められた経済的内部収益率（EIRR）はTable 14-8に示すように 14.38%である。

この値はトルコ国における資本の機会費用12%を超えており、本計画は経済的にも十分投資するに値する計画であると思料される。

Table 14-7 Estimation of Equalizing Discount Rate (EDR)
of the Project

Discount Rate (%)	Benefit - Cost Analysis			
	Cost (C) (10 ⁶ TL)	Benefit (B) (10 ⁶ TL)	B - C (10 ⁶ TL)	B/C
9.5	327,599	555,075	227,476	1.6944
15.0	284,637	367,568	82,931	1.2914
15.5	281,572	366,924	85,352	1.3031
16.0	278,602	346,755	68,153	1.2446
16.5	275,722	337,248	61,526	1.2231
17.0	272,925	328,270	55,345	1.2028
17.5	270,207	319,776	49,569	1.1834
18.0	267,564	311,725	44,161	1.1650
18.5	264,992	304,081	39,089	1.1475
19.0	262,486	296,811	34,325	1.1308
19.5	260,044	289,888	29,844	1.1148
20.0	257,663	283,284	25,621	1.0994
20.5	255,340	276,977	21,637	1.0847
21.0	253,073	270,944	17,871	1.0706
21.5	250,859	265,168	14,309	1.0570
22.0	248,697	259,629	10,932	1.0440
22.5	246,584	254,314	7,730	1.0313
23.0	244,518	249,207	4,689	1.0192
23.5	242,498	244,295	1,797	1.0074
* 23.82	241,214	241,214	0	1.0000
24.0	240,522	239,567	-955	0.9960
24.5	238,589	235,010	-3,579	0.9850
25.0	236,697	230,616	-6,081	0.9743
25.5	234,845	226,374	-8,471	0.9639
26.0	233,031	222,277	-10,754	0.9539
26.5	231,256	218,316	-12,940	0.9440
27.0	229,516	214,484	-15,032	0.9345
27.5	227,812	210,775	-17,037	0.9252
28.0	226,142	207,182	-18,960	0.9162
28.5	224,506	203,699	-20,807	0.9073
29.0	222,902	200,320	-22,582	0.8987
29.5	221,329	197,042	-24,287	0.8903
30.0	219,787	193,859	-25,928	0.8820

Table 14-8 Estimation of Economic Internal Rate of Return (EIRR) of the Project

Discount Rate (%)	Benefit - Cost Analysis			
	Cost (C) (10 ⁶ TL)	Benefit (B) (10 ⁶ TL)	B - C (10 ⁶ TL)	B/C
5.0	392,367	1,163,315	770,948	2.9649
5.5	382,339	1,053,595	671,256	2.7557
6.0	373,290	957,896	584,606	2.5661
6.5	365,071	874,044	508,973	2.3942
7.0	357,560	800,246	442,686	2.2381
7.5	350,655	735,019	384,364	2.0961
8.0	344,271	677,129	332,858	1.9668
8.5	338,338	625,546	287,208	1.8489
9.0	332,797	579,408	246,611	1.7410
9.5	327,599	537,991	210,392	1.6422
10.0	322,702	500,681	177,979	1.5515
10.5	318,071	466,961	148,890	1.4681
11.0	313,676	436,388	122,712	1.3912
11.5	309,492	408,587	99,095	1.3202
12.0	305,498	383,233	77,735	1.2545
12.5	301,674	360,050	58,376	1.1935
13.0	298,006	338,797	40,791	1.1369
13.5	294,479	319,267	24,788	1.0842
14.0	291,082	301,278	10,196	1.0350
* 14.38	288,591	288,591	0	1.0000
14.5	287,804	284,673	-3,131	0.9891
15.0	284,637	269,314	-15,323	0.9462
15.5	281,572	255,080	-26,492	0.9059
16.0	278,602	241,863	-36,739	0.8681
16.5	275,722	229,571	-46,151	0.8326
17.0	272,925	218,119	-54,806	0.7992
17.5	270,207	207,432	-62,775	0.7677
18.0	267,564	197,445	-70,119	0.7379
18.5	264,992	188,099	-76,893	0.7098
19.0	262,486	179,341	-83,145	0.6832
19.5	260,044	171,123	-88,921	0.6581
20.0	257,663	163,402	-94,261	0.6342

14.2 財務計画

14.2.1 財務評価の方法

本計画の財務評価は、計画を実現するために投下される資本、諸税、および維持管理費、設備更新費、技術管理費等一切の費用を市場価格で示したキャッシュ・アウトフローを作成し、これとこの計画が生産する電気の販売収入から求めた便益のキャッシュ・インフローから Discounted Cash Flow Methodにより財務的内部収益率を求め評価する。

なお、DCF法による割引率は、DSIとの協議により、9.5%を採用した。

14.2.2 本計画の財務的費用

初期投資額および設備更新費は、第12章工事費より求める。維持管理費については、以下の比率を採用して求めることとした。

維持管理費：土木設備工事費	×	0.5%
水力機器設備工事費	×	1.5%
電気機械設備工事費	×	1.5%
送電および変電設備工事費	×	1.5%

Goktas計画の財務的費用

本計画の総支出額はTable 14-9に示すように $715,728 \times 10^6 \text{ TL}$ (キャッシュ・アウトフローの合計) である。

このうち初期投資額は $454,765 \times 10^6 \text{ TL}$ (建中利子を除く) である。

維持管理費は以下の通りである。

土木設備	$296,959 \times 10^6$	$\times 0.005 =$	$1,484.8 \times 10^6 \text{ TL}$
水力機器設備	$13,353 \times 10^6$	$\times 0.015 =$	$200.30 \times 10^6 \text{ TL}$
電気機械設備	$68,600 \times 10^6$	$\times 0.015 =$	$1,029.0 \times 10^6 \text{ TL}$
送電および変電設備	$16,319 \times 10^6$	$\times 0.015 =$	$244.8 \times 10^6 \text{ TL}$

計 $2,958.9 \times 10^6 \text{ TL}$

($\approx 2,959 \times 10^6 \text{ TL}$)

14.2.3 本計画の財務評価

本計画の財務的収入は電気料金収入である。料金収入は平均売電単価 82.4TL/kWh (1988年8月時点におけるTEKの均一契約料金単価87.00TL/kWhから変電・配電費の合計として18%を仮定して差引き、さらに Consumption Tax 5%, VAT 10%を加算した値; $87(1+0.05)(1+0.10)(1-0.18) = 82.4$) を用いて算定することとする。

評価地点は Adana変電所入口とする。本計画のプロジェクトライフ間の年間平均有効発生電力量を販売可能電力量とし、前述の単価を用いて、本計画の財務的収入を算定する。

Goktas計画の財務評価

Goktas計画の年間平均有効電力量は $1,140.04 \times 10^6 \text{ kWh}$ と見積られている。従って前述の平均単価82.4TL/kWhを用いて電力料金収入を求めると $93,939 \times 10^6 \text{ TL/年}$ となる。一方、Goktas計画の財務的費用はTable 14-9に示す通りである。

財務的費用と収入とが等しくなる割引率（即ち財務的内部収益率）は 14.02% である。従って、予想借入金の利率内外貨平均 9.5% に対比して、財務的見地からみて健全であると評価できる。

Table 14-9 Financial Cash Flow of the Project
(without Interest during Construction)

(Unit: 10⁶ TL)

Year	Investment Cost				Operation & Maintenance	Total
	Generating Facility	Transmission Line	Sub-Station	Sub-Total		
-1	27,362			27,362		27,362
1	53,174			53,174		53,174
2	44,145			44,145		44,145
3	66,641			66,641		66,641
4	106,958	1,333		108,291		108,291
5	96,155	3,514	2,966	102,635		102,635
6	41,563	1,815	9,139	52,517		52,517
7					2,959	2,959
8					2,959	2,959
9					2,959	2,959
10					2,959	2,959
26					2,959	2,959
27					2,959	2,959
28					2,959	2,959
29					2,959	2,959
30			2,966	2,966	2,959	5,925
31			9,139	9,139	2,959	12,098
32					2,959	2,959
33					2,959	2,959
34					2,959	2,959
35					2,959	2,959
36					2,959	2,959
37					2,959	2,959
38	4,255			4,255	2,959	7,214
39	27,062	1,333		28,395	2,959	31,354
40	33,417	3,514		36,931	2,959	39,890
41	29,512	1,815		31,327	2,959	34,286
42					2,959	2,959
43					2,959	2,959
44					2,959	2,959
45					2,959	2,959
51					2,959	2,959
52					2,959	2,959
53					2,959	2,959
54					2,959	2,959
55					2,959	2,959
56					2,959	2,959
Total	530,244	13,324	24,210	567,778	147,950	715,728

Table 14-10 Estimation of Financial Internal Rate of Return (FIRR) of the Project

Discount Rate (%)	Benefit - Cost Analysis			
	Cost (C) (10 ⁶ TL)	Benefit (B) (10 ⁶ TL)	B - C (10 ⁶ TL)	B/C
5.0	463,790	1,343,703	879,913	2.8972
5.5	452,362	1,216,969	764,607	2.6903
6.0	442,034	1,106,430	664,396	2.5030
6.5	432,639	1,009,576	576,937	2.3335
7.0	424,040	924,335	500,295	2.1798
7.5	416,123	848,994	432,871	2.0402
8.0	408,793	782,127	373,334	1.9133
8.5	401,972	722,546	320,574	1.7975
9.0	395,590	669,254	273,664	1.6918
9.5	389,602	621,414	231,812	1.5950
10.0	383,949	578,319	194,370	1.5062
10.5	378,600	539,369	160,769	1.4246
11.0	373,521	504,056	130,535	1.3495
11.5	368,678	471,944	103,266	1.2801
12.0	364,052	442,659	78,607	1.2159
12.5	359,621	415,881	56,260	1.1564
13.0	355,367	391,332	35,965	1.1012
13.5	351,274	368,773	17,499	1.0498
14.0	347,330	347,995	665	1.0019
* 14.02	347,170	347,170	0	1.0000
14.5	343,522	328,815	-14,707	0.9572
15.0	339,840	311,075	-28,765	0.9154
15.5	336,276	294,633	-41,643	0.8762
16.0	332,822	279,368	-53,454	0.8394
16.5	329,469	265,169	-64,300	0.8048
17.0	326,214	251,941	-74,273	0.7723
17.5	323,049	239,597	-83,452	0.7417
18.0	319,969	228,062	-91,907	0.7128
18.5	316,971	217,267	-99,704	0.6854
19.0	314,051	207,150	-106,901	0.6596
19.5	311,204	197,657	-113,547	0.6351
20.0	308,427	188,739	-119,688	0.6119

14.3 感度分析

Goktas計画の建設費が5%、10%、15%および20%上昇した場合の(B-C)、B/C、EDR、EIRRおよびFIRRの感度分析を実施した。なお(B-C)およびB/Cの算定は9.5%の割引率とした。感度分析の結果はTable 14-11に示す通りである。

Table 14-11 Results of Sensitivity Analysis

Rise of Construction Cost	B - C (10 ⁶ TL)	B/C	EDR (%)	EIRR (%)	FIRR (%)
0 %	227,476	1.69	23.82	14.38	14.02
Case 1: 5% UP	211,096	1.61	21.77	13.84	13.50
Case 2: 10% UP	194,716	1.54	19.98	13.35	13.01
Case 3: 15% UP	178,336	1.47	18.43	12.88	12.56
Case 4: 20% UP	161,956	1.41	17.07	12.44	12.13

第 15 章 融 資 返 済 計 画

第15章 融資返済計画

	頁
15.1 基本的考察	15- 1
15.2 所要資金	15- 1
15.3 収入および費用	15- 2
15.4 返済計画	15- 2

List of Tables

Table 15-1	Funds Procurement and Repayment Schedule of the Project
Table 15-2	Income Statement of the Project
Table 15-3	Cash Flow Statement of the Project

第15章 融資返済計画

15.1 基本的考察

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から、残りを国内金融機関から借入れることとし、その配分は現時点では予測しがたいので、調査団はDSIと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定する。

金 利 : 外貨・内貨とも 9.5%とする。

但し Commitment chargeは考慮しない。

償還方法 : 外貨・内貨とも工事期間据置

20年元利均等償還

15.2 所要資金

本計画の所要資金は1988年時点の物価水準にもとづいて積算されている。本計画が電力系統に投入されるのは、2001年頃である。従って、本計画の工事が着工されてから運転開始するまでの期間における全般的物価上昇を費用の増分として考慮すべきところであるが、トルコ国の至近年における物価上昇は、他の主要諸国のそれと比較して、極めて異常な増加率を示しており、調査団は将来の物価上昇を推定することの困難性を考慮し、1988年時点の所要資金をもって、融資返済計画の検討を行うこととした。

Göktas計画 (計画地点 - Yedigoze変電所間の送電線工事費含む)

内 貨 329,458 × 10⁶ TL

外 貨 253,857 × 10⁶ TL

計 583,315 × 10⁶ TL