第11章　工事計画および工事費

第１１章　工事計画および工事費

頁

List of Figures

List of Tables

第１１章　工事計画および工事費

１１.１　工事計画および工事工程

１１.１.１　基本的条件

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。フィルダムのコア盛立やダムコンクリートの打設工事の実施には、年間10ケ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) 交　　通

計画地点への道路条件はHopaからArtvinおよびYusufeliダムサイトを経てErzurumに通ずる国道が利用可能である。最寄の港湾はHopa港（現有荷揚能力10ｔ）およびTrabzon 港（現有荷揚能力25ｔ）である。本計画実施時において上記荷揚能力を超過するものについては仮設の荷揚設備を用意する。

(3) 工事用材料

ｉ）セメント

セメントはKars（Yusufeliより232km）およびTrabzon（Yusufeliより 306km）の両セメント工場が主な供給工場となる。

ii）鋼　　材

鉄骨等主な鋼材はKarabuk（Yusufeliより1,069km）の工場が主な供給工場となる。

iii）骨　　材

骨材はOltu川とTortum川の合流点付近に賦存する河床砂礫、Artvinダムサイト下流近傍に分布する河床砂礫、掘削工事に伴う掘削ずりの流用および原石山からの採取および製造によるものとする。

iv）盛立材料

コア材はTortum川左岸の地すべり地域より採取するものとし、フィルターおよびロック材については前述の河床砂礫、掘削ずりおよび原石山から供給するものとする。

(4) 工 事 用 電 力

工事用電力は、建設地点を通過する送電線 (154kV)より分岐して供給することが可能である。

(5) 工 事 用 設 備

フィルタイプダム建設に用いる運搬・盛立・締固め用等の大型機械、コンクリートダム建設に用いるコンクリート打設用大型クレーン、冷却プラントおよびその他の特殊設備、ボーリングマシン、グラウトプラント等特殊機械は外国より輸入するものとする。

11.1.2 工事計画および工事工程

Yusufeli計画およびArtvin計画の運開年を２０００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。以下、両計画の工事計画および工事工程について述べる。

	Yusufeli Project	Artvin Project
1985-3 .. 1986-12	Feasibility Study	
1987-1 .. 1987-12	Financial Arrangement for Detailed Design	
1988-1 .. 1989- 6	Detailed Design (1.5 years)	
1989-7 .. 1990-12	Financial Arrangement for Construction (1.5 years)	
1991-1 .. 1991-12	Bidding and Award of Contract for Construction	
1992-1 ..	Start of Construction (Yusufeli)	
1995-1 ..	(9 years)	Start of Construction (Artvin) (6 years)
2000-12	End of Construction	End of Construction

(1) Yusufeli計画

本計画で建設される構造物は高さ 270mのロックフィルダムを主体とし、それに取水口、水圧管路、発電所、放水路等からなっている。主要土木工事の数量はTable 11－1に示す通りである。

ダム建設の最盛期に必要と予想される主な機械をTable 11－2に示す。

Yusufeli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9ケ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. 11－1およびFig. 11－2に示す。

Table 11–1 Principal Civil Works for Yusufeli Project

Item	Description	Civil Works
Diversion Tunnel	D=9.2m ℓ=1,258m	Tunnel ex. 134,000 m^3 Lining con. 41,000 m^3
Cofferdam (Upstream)		Embankment 616,000 m^3
Dam	H=270 m	Ex. in open 1,080,000 m^3 Em. Core 2,720,000 m^3 Filter 2,580,000 m^3 Rock 14,940,000 m^3 Riplap 190,000 m^3 Total: 21,510,000 m^3
Spillway		Ex. in open 7,880,000 m^3 Concrete 151,000 m^3
Power Intake		Ex. in open 790,000 m^3 Concrete 11,000 m^3
Penstock	D=4.2 - 9.0m ℓ=366m (No.2)	Tunnel ex. 35,000 m^3 Filling con. 12,500 m^3
Power House		Power House Ex. in underground 90,000 m^3 Concrete 35,300 m^3
Tailrace Tunnel	D=5.7 - 10.0m ℓ=403m (No.2)	Tunnel ex. 54,000 m^3 Lining con. 17,100 m^3

Table 11–2 Principal Machinery for Yusufeli Dam Construction

Item	Machinery		No.
Core	Wheel loader	8.5 m^3 class	1
	Dump truck	25 t class	30
	Bulldozer	40 t class	2
	Vibratory roller	15 t class	2
Filter & Rock	Wheel loader	8.5 m^3 class	6
	Dump truck	45 t class	50
	Bulldozer	50 t class	8
	Vibratory roller	15 t class	3

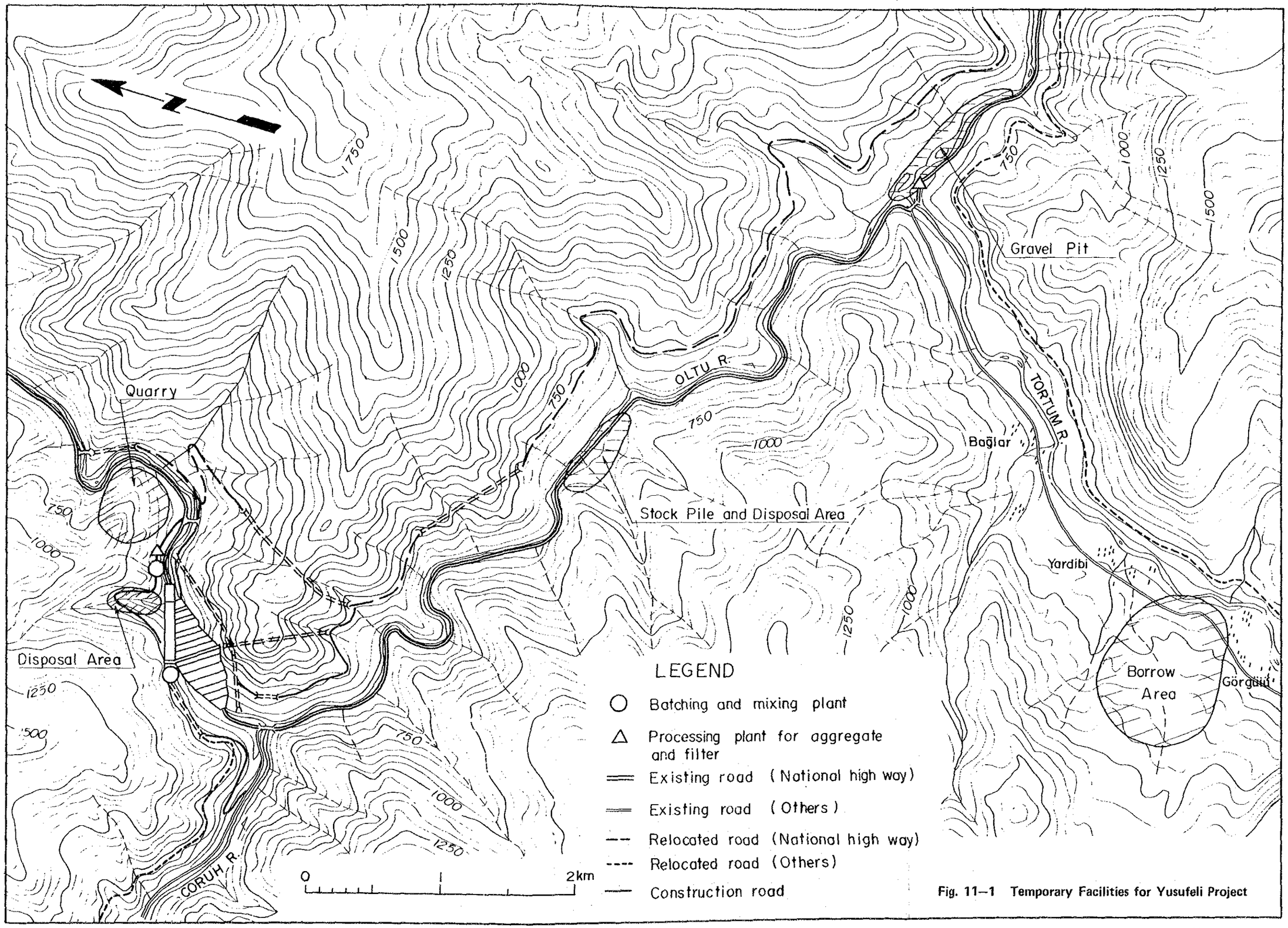


Fig. 11–1 Temporary Facilities for Yusufeli Project

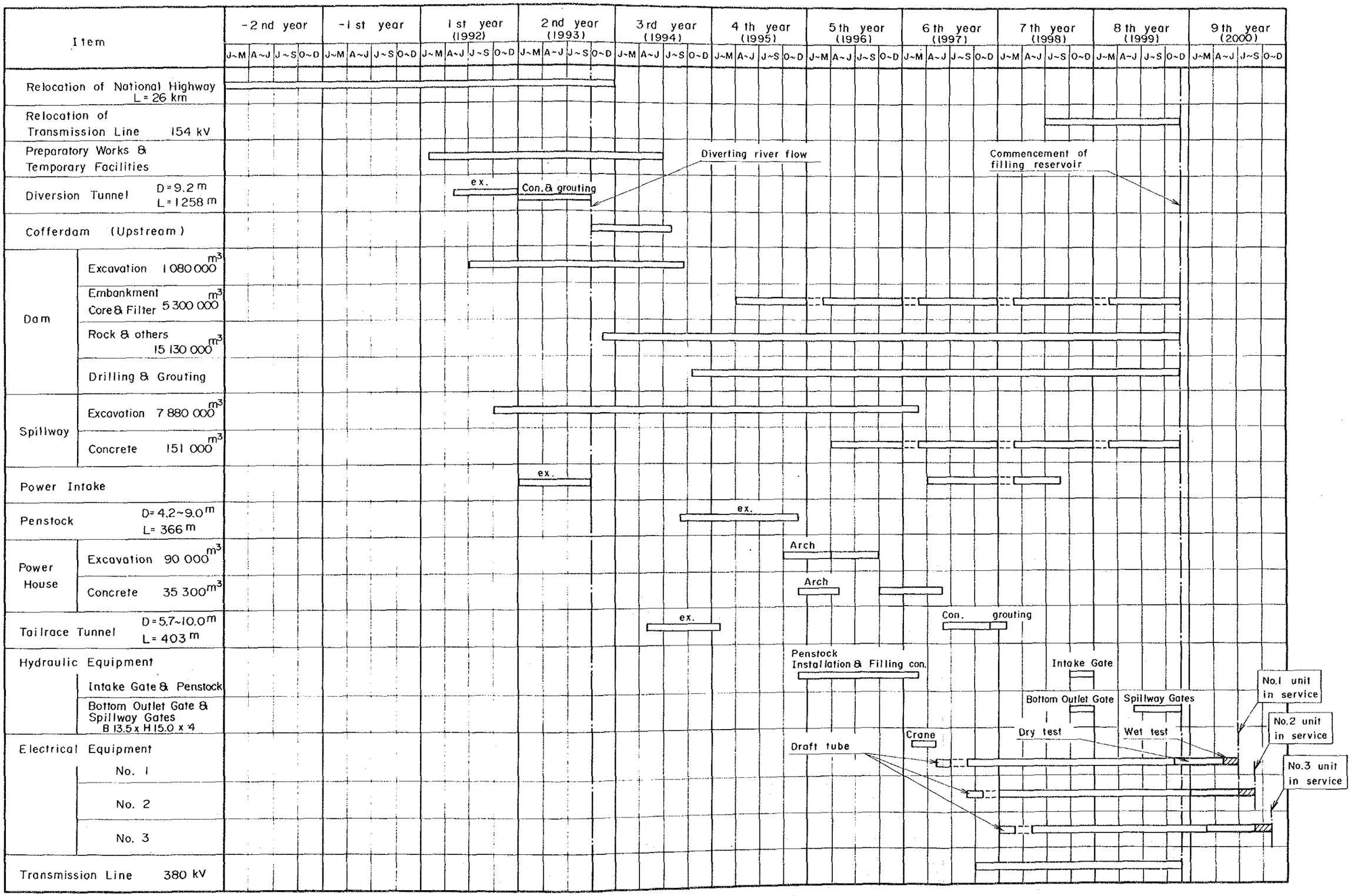


Fig. 11–2 Construction Schedule for Yusufeli Project

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、ダムサイト近傍の国道付替工事は完了しており、工事期間中の国道交通が確保され、Yusufeli Projectの建設工事に制限等が生じない状況にしておくことが、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、工事用道路、仮橋、オーナ及びエンジニア用キャンプ、請負業者および労務者宿舎、資材置場等の建設、コンクリートプラント、骨材プラント等仮設備の敷地造成と装置の組み立てに着手する。

仮排水路工事に必要な工事用道路、仮橋等の完成後、直ちに仮排水路トンネルおよび放流路トンネルの掘削に着手する。また、ダム、洪水吐の明り掘削を開始する。掘削ズリの内、利用可能なものはストックパイルに運搬し、ダム盛立材料、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個所で行なわれるため、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、ダム及び洪水吐の掘削、仮設備工事を継続するとともに取水口の明り掘削を行う。仮排水路トンネルは秋の渇水期までに完成し、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盛立、および仮締切ダム工事の進捗にあわせたダム河床部の掘削及び基礎処理を行う。また、ダムのロック盛立を可能な部分より開始する。

3年目：　仮締切ダムの盛立、ダム・洪水吐の掘削等を継続する。

仮締切ダムの完成後、ダム河床深部の掘削、基礎処理工事を継続し、コア盛立の準備を整える。右岸側明り掘削完了後、下半期より放水路、進入路等の掘削をもって地下工事を開始する。放水路掘削後、ひき続き水圧管路掘削に着手し、放水路等を利用して掘削ズリを搬出する。

4年目：　ダム河床部の基礎処理等の完了後コア盛立を開始する。フィルター部はコア盛立と並行し、ほぼ同標高の盛立面を常に確保する。洪水吐掘削は盛立と上下作業になるため、施工方法、安全管理に十分留意の上継続しなければならない。掘削ズリの内、利用可能なものは積極的に盛立材等に流用する。

発電所本体工事の内、アーチ部の掘削及びコンクリート巻立を開始する。発電

所掘削は特殊な大空洞工事であるため、施工方法、安全管理には慎重な検討が必要である。また、水圧管路の掘削終了後、鉄管据付および詰込みコンクリートの施工に着手する。

5年目：　ダムの盛立、基礎処理を継続する。

洪水吐は掘削の進捗にあわせ、コンクリート打設を開始する。発電所はアーチ部の完成に引き続き、本体部の盤下げ掘削を行う。掘削ズリはグローリーホールを通じて下に落とし放水路等を通じて搬出する。本体掘削完了後、側壁コンクリートの打設を開始する。トランスフォーマー・ゲート室等の工事も並行して行う。

6年目：　ダムの盛立、基礎処理、洪水吐コンクリート打設を継続する。また、取水口のコンクリート打設を開始する。発電所側壁コンクリート等の進捗にあわせ、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、各号機ドラフトチューブを順次据付、電気機器の据付・組立を開始する。地下土木工事の最後として、放水路トンネルのコンクリート巻立、グラウチングを施工する。Yusufeli発電所、Artvin発電所で発生する電力を輸送する送電線（Yusufeli～Hopa, 380kV）の建設を開始する。

7年目：　ダムの盛立、基礎処理、洪水吐コンクリート、取水口コンクリート、電気機器据付、送電線(380kV）の工事を継続する。また、貯水池湛水によって水没する送電線(154kV）の付替工事を開始する。取水口コンクリート打設完了後、取水口ゲート据付、また、放流路ゲート等の据付を行う。

8年目：　ダム盛立、基礎処理、洪水吐コンクリート打設等主要土木工事施工の最終年である。洪水吐ゲートの据付を行い、ダム関係の諸工事が全て完了後仮排水路を閉塞し、貯水池の湛水を開始する。電気機器の組み立てを継続し、組立完了後、順次無水試験を開始する。付替送電線は（154kV)は湛水前に完成し、直ちに切替えるものとする。

9年目：　湛水を継続する。湛水中は堤体挙動、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。送電線（380kV)は前年内に完成し、その後は発電用機器との調整等により、運転開始に備える。電気機器は無水試験にひき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。

(2)　Artvin計画

本計画で建設される構造物は、高さ 160mのコンクリートアーチダムを主体とし、それに取水口、水圧管路、発電所、放水路等からなっている。主要土木工事の数量は Table 11－3に示す通りである。

ダム建設に必要と予想される主な機械および設備をTable 11－4に示す。

Artvin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ケ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.11－3および Fig.11－4に示す。

Table 11–3 Principal Civil Works for Artvin Project

Item	Description	Civil Works	
Diversion Tunnel	D=10.0m ℓ=549m	Tunnel ex. Lining con.	68,000 m^3 19,600 m^3
Cofferdam (Upstream)		Embankment	94,000 m^3
Dam	H=160 m	Ex. in open Dam concrete	1,151,000 m^3 500,000 m^3
Power Intake		Ex. in open Concrete	55,000 m^3 11,600 m^3
Penstock	D=5.2 - 6.5m ℓ=213m x 1 ℓ=239m x 1	Tunnel ex. Filling con.	27,600 m^3 12,100 m^3
Power House		Power House Ex. in underground Concrete	 80,400 m^3 28,500 m^3
Tailrace Tunnel	D=7.5m ℓ=184m x 1 ℓ=207m x 1	Tunnel ex. Lining con.	27,400 m^3 9,700 m^3

Table 11–4 Principal Equipment for Artvin Dam Construction

Equipment	Specification	No.
Cable crane (One tower travelling type)	20t (6 m^3 bucket)	1
Concrete plant	1.75 m^3 x 1 Forced action type	1
Aggregate plant	200 t/hour	1
Cooling plant	300 RT	1

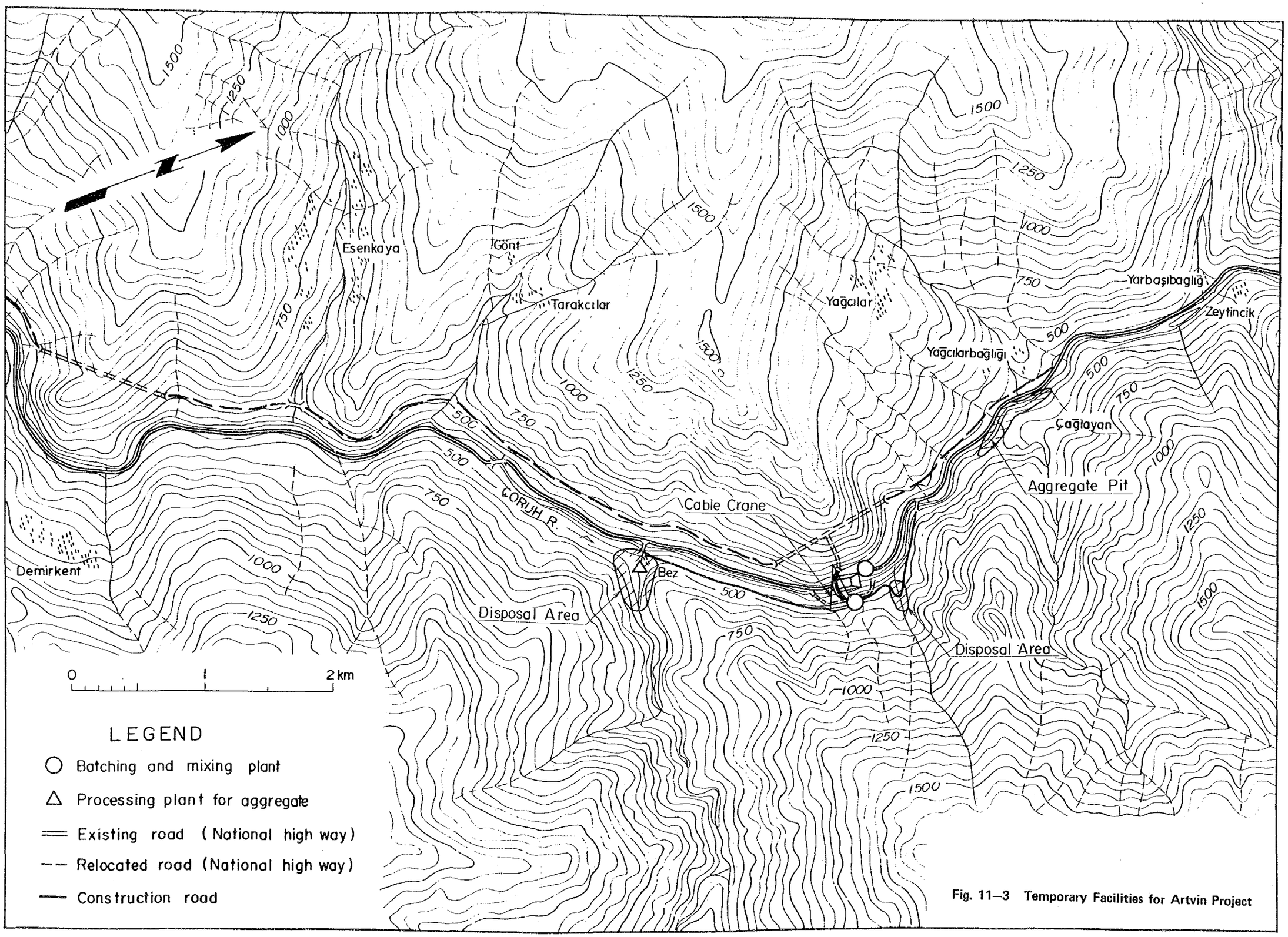


Fig. 11–3 Temporary Facilities for Artvin Project

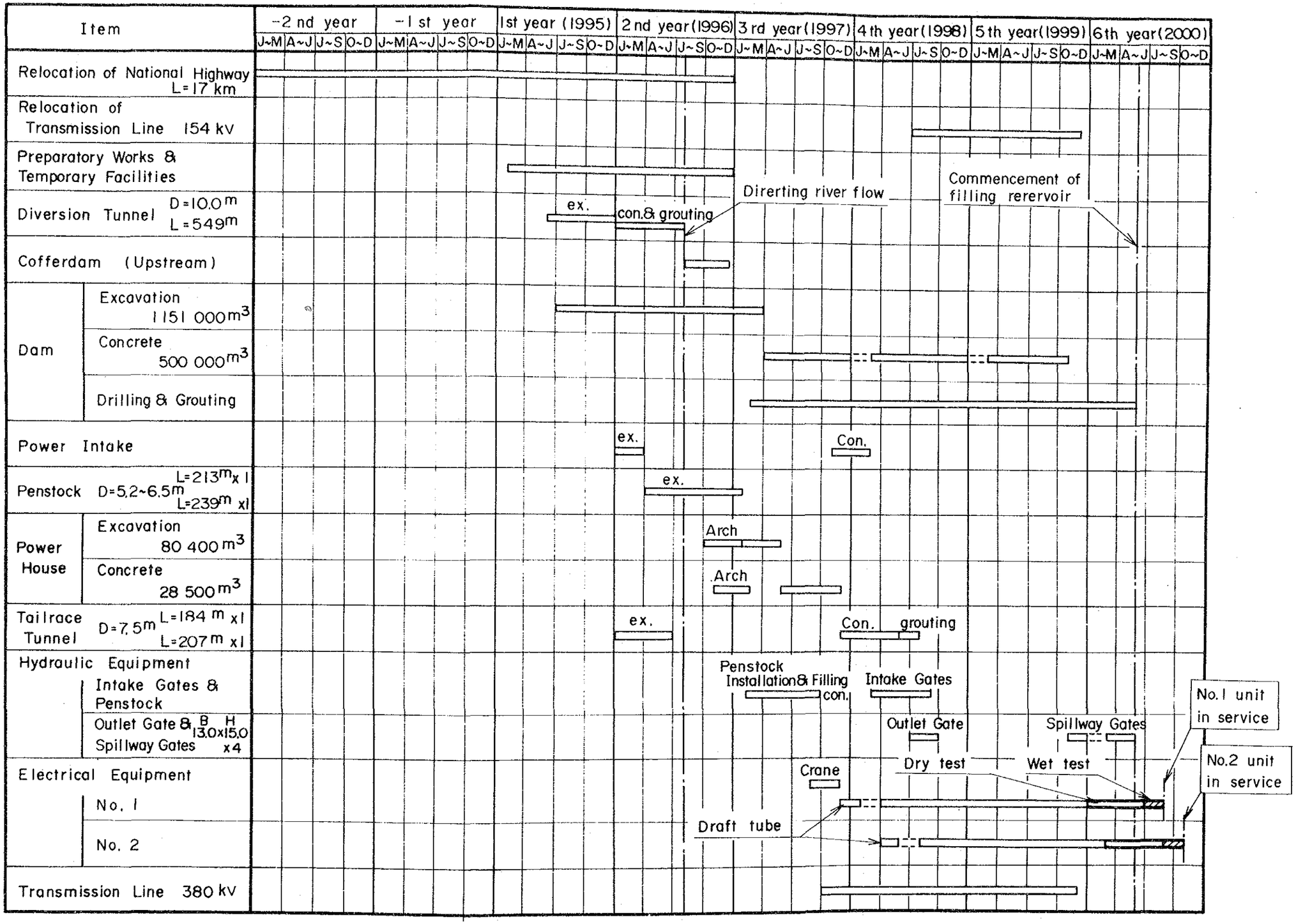


Fig. 11–4 Construction Schedule for Artvin Project

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、ダムサイト近傍の国道付替工事は完了しており、工事期間中の国道交通が確保され、Artvin Projectの建設工事に制限等が生じない状況にしておくことが、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、工事用道路、仮橋、請負業者及び労務者宿舎、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、骨材プラント等仮設備の敷地造成と装置の組み立てに着手する。

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、ダムの明り掘削を開始する。掘削ズリの内、利用可能なものは仮置し、骨材等に流用する。これらの掘削工事は、工事区域内の複数個所で行なわれるため、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、ダム掘削、仮設備工事を継続するとともに、取水口の明り掘削を行う。仮排水路トンネルは秋の渇水期までに完成し、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、及び仮締切ダム工事の進捗にあわせたダム河床部の掘削及び基礎処理を行う。また、放水路、進入路等の掘削をもって地下工事を開始する。放水路掘削完了後、水圧管路掘削に着手する。水圧管路立坑部掘削は下方より切り上がり、掘削ズリは放水路等を利用して搬出する。発電所本体工事の内、アーチ部の掘削およびコンクリート巻立を開始する。発電所掘削は特殊な大空洞工事であるため、施工方法、安全管理には慎重な検討が必要である。

3年目：　仮締切ダムの完成後、ダム河床深部の掘削、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。発電所は、アーチ部の施工に引き続き、本体部の盤下げ掘削および側壁コンクリートの打設を行う。トランスフォーマー・ゲート室等の工事も発電所工事に並行して行う。地下工事の掘削終了後、掘削ズリの搬出に用いた放水路のコンクリート巻立に着手する。発電所側壁コンクリート等の進捗にあわせ、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。水圧管路の掘削に引続き、鉄管据付および

詰込コンクリートの施工を行う。

4年目：　ダムのコンクリート打設、基礎処理、放水路の巻立コンクリート及びグラウチングを継続する。取水口ゲート及びダムコンクリート打設の進捗にあわせて堤内放流路のゲートを据付ける。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、組立を行う。

5年目：　ダムコンクリート打設の最終年である。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。ダムの基礎処理は前年に引続き、継続する。電気機器の据付・組立を継続する。

6年目：　洪水吐ゲート据付、基礎処理完了後、仮排水路を閉塞し、貯水池の湛水を開始する。湛水中は堤体挙動、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。電気機器は据付・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。

11.2 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1985年7月時点とする。(1us$=550TL)

11.2.1 基 本 的 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、仮締切ダム
- ダ ム : ダム本体、洪水吐等
- 水路構造物 : 取水口、放水路、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) 付替道路 : 既設国道等

(h) 付替送電線 : 既設送電線

(i) 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ＤＳＩ1985年版建設単価、Altinkaya 地点、Kayraktepe地点等、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。

上記の作業に適用したトルコ国内における労務費および資材費をTable 11－5～6に示す。

Table 11–5 Labor Cost

名　　称	労　務　費 (TL／day)
世　話　役	3,136
土　　工	1,432
運　転　工	2,480
大工・鉄筋工	2,176
グラウト工	2,176
坑　　夫	2,176

Table 11–6 Construction Materials Cost

名　　称	単　位	資　材　費	備　　考
セメント	TL／ton	17,100	TS19 KPC325
鉄　筋（丸鋼）	TL／ton	150,000	>φ24
〃　（異型）	TL／ton	153,000	
ガソリン	TL／ℓ	240	含 tax
軽　　油	TL／ℓ	160	含 tax
ダイナマイト	TL／kg	860	
ANFO	TL／ton	165,000	含 tax

(b) 水車、発電機および変圧器等の電気機器はすべて外国から輸入するものとした。

(c) 送電線建設費および既存送電線付替工事費はＴＥＫ提示（ＥＩＥ経由）の単価を適用した。

(d) 土地買収費等の補償費は、ＥＩＥ提示の資料に基づいて算定した。

(e) 既存道路の付替工事費はＤＳＩ建設単価、National Highway Department 建設単価等に基づいて算定した。

(f) 輸入税および諸税は次の通りとした。

・ 工事用資材には、state tax 10%を見込んだ。

・ 土木工事用機械にはstate tax 10%の外にImport tax without certificateを考慮した。

・ 電気機器にはstate tax 10%を見込み、輸入税は考慮していない。

(g) 予備費は土木工事に対して15%、電気機器は据付費込みの価格に対して10%とする。

(h) 工事管理費は予備費を含めた建設費の15%を計上する。

(i) 建設中利子は外貨に対して 9.5%、内貨に対して 9.5%を計上する。

(3) 内貨と外貨の区分

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

土木工事用機械のうち、重ダンプトラック、ブルドーザ、ホイールローダ、振動ローラ等重機械類、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、外貨とした。

電気機器及び送電線器材は外貨とし、これらの国内輸送費および据付費は内貨とした。

輸入するものとした土木工事用機械の輸入税および電気機器および資機材にかかる State Taxは内貨とした。

11.2.2 工 事 費

建設工事費の内貨、外貨区分また年度別工事費を、Yusufeli計画については Table 11-7およびTable 11-8に示し、Artvin計画についてはTable 11-9およびTable 11-10に示す。

送電線工事費は次の通りYusufeliおよびArtvin計画に分担して計上した。Yusufeli発電所～Artvin発電所間はYusufeli計画に、Artvin発電所～Hopa変電所間は発電出力比で両計画に分担して計上した。

Table 11–7 Estimated Construction Cost of Yusufeli Project

(Unit; 10^6 TL)

Item	Foreign Currency	Domestic Currency	Total
Civil Works			
Care of River	1,682	5,307	6,989
Dam	31,235	55,770	87,005
Waterway	1,405	5,118	6,523
Powerhouse & Switchyard	1,476	8,942	10,418
Access Road	273	1,207	1,480
Camp Facility	1,900	8,530	10,430
Preparatory Works	958	716	1,674
Contingency (15%)	5,840	12,839	18,679
Sub-total	44,769	98,429	143,198
Hydraulic Equipment	0	4,877	4,877
Electromechanical Equipment	38,018	8,564	46,582
Transmission Line	3,436	1,144	4,580
Total (Direct Cost)	86,223	113,014	199,237
Project Controlling	8,968	20,918	29,886
Land Acquisition	0	12,511	12,511
Relocation of Road	2,657	10,786	13,443
Relocation of Transmission Line	200	97	297
Total (Project Cost)	98,048	157,326	255,374
Interest during Construction	38,932	79,059	117,991
Grand Total (Investment Cost)	136,980	236,385	373,365

Table 11–8 Fund Requirement in Each Year of Yusufeli Project (1/2)

F; Foreign Currency
D; Domestic Currency
T; Total

(x 10^6 TL)

Item \ Year		-2nd year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	8th year	9th year	Total	Note
Civil Works														
Care of River	F			323	737	622							1,682	
	D			1,792	2,578	937							5,307	
	T			2,115	3,315	1,559							6,989	
Dam	F			740	2,531	4,279	5,407	5,762	4,474	4,214	3,828		31,235	
	D			1,713	5,342	8,031	9,163	10,487	7,611	7,035	6,388		55,770	
	T			2,453	7,873	12,310	14,570	16,249	12,085	11,249	10,216		87,005	
Waterway	F				685	242	171	66	197	44			1,405	
	D				1,572	1,107	883	263	1,030	263			5,118	
	T				2,257	1,349	1,054	329	1,227	307			6,523	
Powerhouse & Switchyard	F						426	676	374				1,476	
	D						2,271	4,505	2,166				8,942	
	T						2,697	5,181	2,540				10,418	
Access Road	F			273									273	
	D			1,207									1,207	
	T			1,480									1,480	
Preparatory Works	F			958									958	
	D			716									716	
	T			1,674									1,674	
Camp Facility	F			950	950								1,900	
	D			4,265	4,265								8,530	
	T			5,215	5,215								10,430	
Sub-total	F			3,244	4,903	5,143	6,004	6,504	5,045	4,258	3,828		38,929	
	D			9,693	13,757	10,075	12,317	15,255	10,807	7,298	6,388		85,590	
	T			12,937	18,660	15,218	18,321	21,759	15,852	11,556	10,216		124,519	
Contingency	F			487	735	771	901	976	757	639	574		5,840	
	D			1,454	2,064	1,511	1,848	2,288	1,621	1,095	958		12,839	
	T			1,941	2,799	2,282	2,749	3,264	2,378	1,734	1,532		18,679	
Sub-total	F			3,731	5,638	5,914	6,905	7,480	5,802	4,897	4,402		44,769	
	D			11,147	15,821	11,586	14,165	17,543	12,428	8,393	7,346		98,429	
	T			14,878	21,459	17,500	21,070	25,023	18,230	13,290	11,748		143,198	

Table 11–8 Fund Requirement in Each Year of Yusufeli Project (2/2)

F; Foreign Currency
D; Domestic Currency
T; Total

(x 10^6 TL)

Item	Year	-2nd year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	8th year	9th year	Total	Note
Hydraulic Equipment	F							0		0	0		0	
	D							2,439		1,219	1,219		4,877	
	T							2,439		1,219	1,219		4,877	
Electromechanical Equipment	F						4,278	6,417	7,604	11,405	4,512	3,802	38,018	
	D						428	642	1,712	2,570	2,356	856	8,564	
	T						4,706	7,059	9,316	13,975	6,868	4,658	46,582	
Transmission Line	F								443	1,672	1,321		3,436	
	D								44	310	790		1,144	
	T								487	1,982	2,111		4,580	
Total (Direct Cost)	F			3,731	5,638	5,914	11,183	13,897	13,849	17,974	10,235	3,802	86,223	
	D			11,147	15,821	11,586	14,593	20,624	14,184	12,492	11,711	856	113,014	
	T			14,878	21,459	17,500	25,776	34,521	28,033	30,466	21,946	4,658	199,237	
Project Controling	F			670	966	788	1,160	1,553	1,262	1,371	988	210	8,968	
	D			1,562	2,253	1,837	2,706	3,625	2,943	3,199	2,304	489	20,918	
	T			2,232	3,219	2,625	3,866	5,178	4,205	4,570	3,292	699	29,886	
Land Acquisition	F			0	0	0	0						0	
	D			3,128	3,128	3,128	3,127						12,511	
	T			3,128	3,128	3,128	3,127						12,511	
Relocation of Road	F	673	672	335	334	107	107	107	107	107	108		2,657	
	D	3,088	3,088	1,037	1,036	423	423	423	423	423	422		10,786	
	T	3,761	3,760	1,372	1,370	530	530	530	530	530	530		13,443	
Relocation of Transmission Line	F									140	60		200	
	D									14	83		97	
	T									154	143		297	
Total (Project Cost)	F	673	672	4,736	6,938	6,809	12,450	15,557	15,218	19,592	11,391	4,012	98,048	
	D	3,088	3,088	16,874	22,238	16,974	20,849	24,672	17,550	16,128	14,520	1,345	157,326	
	T	3,761	3,760	21,610	29,176	23,783	33,299	40,229	32,768	35,720	25,911	5,357	255,374	
Interest during Construction	F	32	96	353	907	1,560	2,475	3,805	5,267	6,921	8,392	9,124	38,932	
	D	147	440	1,388	3,246	5,109	6,905	9,068	11,073	12,672	14,129	14,882	79,059	
	T	179	536	1,741	4,153	6,669	9,380	12,873	16,340	19,593	22,521	24,006	117,991	
Grand Total (Investment Cost)	F	705	768	5,089	7,845	8,369	14,925	19,362	20,485	26,513	19,783	13,136	136,980	
	D	3,235	3,528	18,262	25,484	22,083	27,754	33,740	28,623	28,800	28,649	16,227	236,385	
	T	3,940	4,296	23,351	33,329	30,452	42,679	53,102	49,108	55,313	48,432	29,363	373,365	

Table 11–9 Estimated Construction Cost of Artvin Project

(Unit; 10^6 TL)

Item	Foreign Currency	Domestic Currency	Total
Civil Works			
Care of River	572	2,229	2,801
Dam	7,254	19,071	26,325
Waterway	540	2,519	3,059
Powerhouse & Switchyard	1,111	6,460	7,571
Access Road	120	522	642
Camp Facility	1,120	5,060	6,180
Preparatory Works	534	448	982
Contingency (15%)	1,689	5,447	7,136
Sub-total	12,940	41,756	54,696
Hydraulic Equipment	0	4,374	4,374
Electromechanical Equipment	30,762	7,001	37,763
Transmission Line	1,350	503	1,853
Total (Direct Cost)	45,052	53,634	98,686
Project Controlling	4,441	10,362	14,803
Land Acquisition	0	664	664
Relocation of Road	1,324	5,587	6,911
Relocation of Transmission Line	119	57	176
Total (Project Cost)	50,936	70,304	121,240
Interest during Construction	12,983	22,792	35,775
Grand Total (Investment Cost)	63,919	93,096	157,015

Table 11–10 Fund Requirement in Each Year of Artvin Project (1/2)

F; Foreign Currency
D; Domestic Currency
T; Total

(x 10^6 TL)

Item \ Year		-2nd year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	8th year	9th year	Total	Note
Civil Works														
Care of River	F			182	390								572	
	D			973	1,256								2,229	
	T			1,155	1,646								2,801	
Dam	F			253	506	2,233	2,357	1,905					7,254	
	D			425	849	6,054	6,511	5,232					19,071	
	T			678	1,355	8,287	8,868	7,137					26,325	
Waterway	F			19	241	95	185						540	
	D			76	1,058	435	950						2,519	
	T			95	1,299	530	1,135						3,059	
Powerhouse & Switchyard	F			129	228	704	50						1,111	
	D			617	1,279	4,468	96						6,460	
	T			746	1,507	5,172	146						7,571	
Access Road	F			100				20					120	
	D			473				49					522	
	T			573				69					642	
Preparatory Works	F			534									534	
	D			448									448	
	T			982									982	
Camp Facility	F			1,120									1,120	
	D			5,060									5,060	
	T			6,180									6,180	
Sub-total	F			2,337	1,365	3,032	2,592	1,925					11,251	
	D			8,072	4,442	10,957	7,557	5,281					36,309	
	T			10,409	5,807	13,989	10,149	7,206					47,560	
Contingency	F			351	205	455	389	289					1,689	
	D			1,211	666	1,644	1,134	792					5,447	
	T			1,562	871	2,099	1,523	1,081					7,136	
Sub-total	F			2,688	1,570	3,487	2,981	2,214					12,940	
	D			9,283	5,108	12,601	8,691	6,073					41,756	
	T			11,971	6,678	16,088	11,672	8,287					54,696	

Table 11–10 Fund Requirement in Each Year of Artvin Project (2/2)

F; Foreign Currency
D; Domestic Currency
T; Total

(x 10^6 TL)

Item	Year	-2nd year	-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	8th year	9th year	Total	Note
Hydraulic Equipment	F					0	0	0	0				0	
	D					1,458	972	972	972				4,374	
	T					1,458	972	972	972				4,374	
Electromechanical Equipment	F				3,076	3,076	9,229	12,305	3,076				30,762	
	D				307	701	2,296	2,996	701				7,001	
	T				3,383	3,777	11,525	15,301	3,777				37,763	
Transmission Line	F					214	778	358					1,350	
	D					22	147	334					503	
	T					236	925	692					1,853	
Total (Direct Cost)	F			2,688	4,646	6,777	12,988	14,877	3,076				45,052	
	D			9,283	5,415	14,782	12,106	10,375	1,673				53,634	
	T			11,971	10,061	21,559	25,094	25,252	4,749				98,686	
Project Controling	F			539	453	970	1,129	1,136	214				4,441	
	D			1,257	1,056	2,264	2,635	2,652	498				10,362	
	T			1,796	1,509	3,234	3,764	3,788	712				14,803	
Land Acquisition	F			0	0								0	
	D			332	332								664	
	T			332	332								664	
Relocation of Road	F	256	255	407	406								1,324	
	D	1,082	1,081	1,712	1,712								5,587	
	T	1,338	1,336	2,119	2,118								6,911	
Relocation of Transmission Line	F						83	36					119	
	D						8	49					57	
	T						91	85					176	
Total (Project Cost)	F	256	255	3,634	5,505	7,747	14,200	16,049	3,290				50,936	
	D	1,082	1,081	12,584	8,515	17,046	14,749	13,076	2,171				70,304	
	T	1,338	1,336	16,218	14,020	24,793	28,949	29,125	5,461				121,240	
Interest during Construction	F	12	36	221	655	1,285	2,327	3,764	4,683				12,983	
	D	52	155	803	1,806	3,019	4,530	5,852	6,575				22,792	
	T	64	191	1,024	2,461	4,304	6,857	9,616	11,258				35,775	
Grand Total (Investment Cost)	F	268	291	3,855	6,160	9,032	16,527	19,813	7,973				63,919	
	D	1,134	1,236	13,387	10,321	20,065	19,279	18,928	8,746				93,096	
	T	1,402	1,527	17,242	16,481	29,097	35,806	38,741	16,719				157,015	

第12章　経　済　評　価

第12章 経 済 評 価

頁

List of Figure

List of Tables

第１２章　経　　済　　評　　価

１２.１　経 済 評 価

１２.１.１　経済評価の手法

(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ことを目的としている。

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.12－1 参照）。

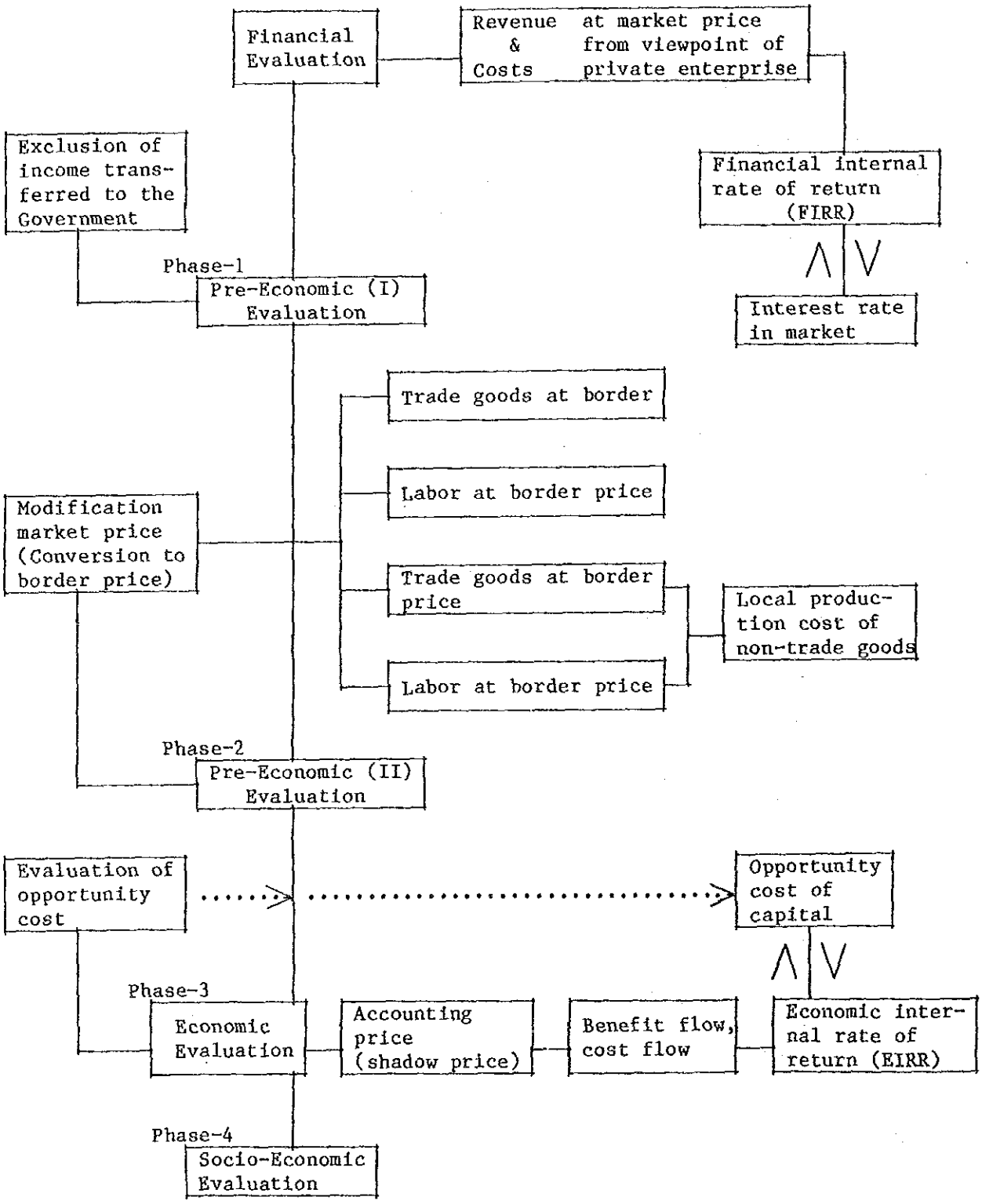


Fig. 12–1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project

電力開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能な場合には、長期限界費用法や料金体系法を用いて、当プロジェクト自体に帰属する便益費用を計測・比較する方法が本来的である。

他方、便益の計上が困難な場合、およびその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２つ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法が用いられる。

本計画の経済評価では、後者である代替設備アプローチ法を採用する。

(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ＣＩＦ価格、輸出財は積出港のＦＯＢ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、実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、輸入規制の加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”に発表されており、その主なものは以下のとおりである。

National Parameters

Parameters	Value
標準変換係数（ＳＣＦ）	0.59
消費財変換係数（CF_c）	0.79
中間財変換係数（CF_i）	0.55
資本財変換係数（CF_k）	0.52
資本の限界生産力	12%
影の賃金率（ＳＰＩ）	
地方部門	0.56
都市部門インフォーマル	0.55
都市部門フォーマル	0.57

上記のパラメーターのうち、最も代表的な標準変換係数について検討してみると以下の表に示すとおりである。トルコ国の経済のメカニズムは、ここ10年間、国際市場との関連において、そのひずみの本質を大きく変えるような変化は生じていない。またトルコ経済の本質を変える程の劇的な政策の変更もなかった。以下の表の両者の標準変換係数を比較しても、その差は１～３％であるので、今回の経済評価にはＷＢのパラメーターをベースに実施することとする。

項　　目	WB Working Paper	調査団試算
輸入額CIF.（M）	1974～1978年平均値 4，808× 10^6US$	1979～1983年平均値 7，998× 10^6US$
輸出額FOB（X）	1974～1978年平均値 1，787× 10^6US$	1979～1983年平均値 4，270× 10^6US$
輸入税額 同税率（tm）	1，484× 10^6US$ 31％	3，174× 10^6US$ 40％
輸出リベート額 同税率（tx）	138× 10^6US$ 7.6％	299× 10^6US$ 7％
標準変換係数（SCFa） プレミアムレートなし	0．80	0．81
標準変換係数（SCFb） プレミアムレート 60％の場合	0．59	0．61

注）

(1) $$SCFa = \frac{M + X}{M(1 + tm) + X(1 - tx)}$$

$$SCFb = \frac{M + X}{M(1 + tm + TM) + X(1 - tx)}$$

(2) 調査団試算の輸入税率（tm）及び輸出リベート率（tx）は調査団の推定によるものである。

ＷＢのWorking Paper 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 12–1 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	0.79
	〃　未熟練工	0.56
	材料費　貿易材	0.79
	〃　非貿易材	0.55
	運搬費	0.59
	土地代	0.59
	技術的管理費	0.79
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

トルコ国における1984年現在の発電設備の現状は、水力約46％に対し火力約54％の割合で、その火力発電設備を燃料種類別に分類すると、リグナイト火力55％、重油火力39％、およびディーゼル油・ハード石炭が６％という割合である。

トルコ国の電力需給は逼迫しており、1984年現在総電力需要量の約８％を輸入に頼っている。したがって、トルコ政府の電力開発の当面の目標は可及的速やかにエネルギーの供給不足を解消することにあり、豊富な国産天然資源である水力の開発に重点をおきつつも、これら水力の運転効率を高めるためのミドルおよびベースの負荷をうけもつ火力発電設備を増強拡大を考えている。トルコ国のエネルギー開発政策は次のとおり要約される。

(a) 国内エネルギー資源（とくに水力およびリグナイト）の優先的利用。但し、経済性を正当化されたものに限る。

(b) 輸入エネルギーの導入を考慮する。

(c) 地熱、太陽、バイオマス等新エネルギーの開発

(d) 国内外民間部門の開発資金融資を歓迎する。

以上の政策からみて、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、国産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ーの主流を保ちつづけることはできないと思料される。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、トルコ国総輸出収入の約50％を占めていたが、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、そして供給中継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くなる。この選択巾が大きいことは、それだけ燃料確保の質・量・価格的安定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、一般的にいって、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。

12.1.2 本計画の経済的費用

本計画の経済的費用は、“第11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12.1.1で述べた手法により、Table 12-1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。（HopaおよびAnkara変電所の費用は除外した）

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 × 0.3%

水力機器設備工事費 × 1.5%

電気機械設備工事費 × 1.5%

送電設備工事費 × 1.5%

(1) Yusufeli計画の経済的費用

本計画の経済的費用はTable 12-2に示すように初期投資額206,108×10^6TL である。

また、プロジェクトライフ期間中の総額（369,539×10^6TL ）および各年の経済的費用のフローはTable 12-3に示す通りである。

(2) Artvin計画の経済的費用

本計画の経済的費用はTable 12-4に示すように初期投資額103,932×10^6TL である。

また、プロジェクトライフ期間中の総額（213,712×10^6TL ）および各年の経済的費用のフローはTable 12-5に示す通りである。

Table 12–2 Economic Costs in Initial Stage for Yusufeli Project

Unit: 10^6 TL

Year	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Foreign Currency												
(1) Machine and Equipment	673	672	3,266	5,972	6,021	11,290	14,004	13,513	16,549	9,082	0	84,844
(1) Materials			800	0	0	0	0	443	1,672	1,321	3,802	4,236
(1) Engineering Fee	0	0	670	966	788	1,160	1,553	1,262	1,371	988	210	8,968
(1) Sub-total	673	672	4,736	6,938	6,809	12,450	15,557	15,218	19,592	11,391	4,012	98,048
(2) Equipment & Materials							2,965	7,265	3,154	1,845		15,229
(2) Engineering Fee							147	408	252	188		995
(2) Sub-total							3,112	7,673	3,406	2,033		16,224
(3) Total	673	672	4,736	6,938	6,809	12,450	18,669	22,891	22,998	13,424	4,012	114,272
Domestic Currency												
(1) Land Acquisition	0	0	1,783	1,783	1,783	1,782						7,131
(1) Materials (trade goods)	141	141	380	341	162	193	617	734	360	273		3,342
(1) Materials (non-trade goods)	965	965	3,879	5,482	3,636	4,553	6,726	3,912	3,240	2,939		36,315
(1) Transportation	0	0	7	0	0	17	25	34	62	72	17	234
(1) Labour Cost	605	605	2,149	2,874	2,009	2,844	3,741	2,691	2,649	2,307	376	22,817
(1) Administration Cost	0	0	1,234	1,780	1,451	2,138	2,864	2,325	2,527	1,820	386	16,525
(1) Sub-total	1,711	1,711	9,450	12,260	9,013	11,522	13,973	9,696	8,838	7,411	779	86,364
(2) Transportation								63	125	127		315
(2) Labour Cost								658	1,216	1,352		3,226
(2) Administration Cost							270	751	464	346		1,831
(2) Sub-total							270	1,472	1,905	1,825		5,472
(3) Total	1,711	1,711	9,450	12,260	9,013	11,522	14,243	11,168	10,743	9,236	779	91,836
GRAND TOTAL	2,384	2,383	14,186	19,198	15,822	23,972	32,912	34,059	33,741	22,660	4,791	206,108

Note: (1) Cost for Dam, Power Plant & transmission line from Yusufeli to Hopa

(2) Cost for transmission line from Hopa to Ankara

Table 12--3 Economic Cash Flow of Yusufeli Project

Unit: 10^6 TL

Year	Investment Cost			O & M	Total	Transmission Line (Hopa - Ankara)			Grand Total
	Dam and Equipment	Transmission Line (Yusufeli-Hopa)	Sub Total			Investment Cost	O & M	Total	
-2	2,384		2,384		2,384				2,384
-1	2,383		2,383		2,383				2,383
1	14,186		14,186		14,186				14,186
2	19,198		19,198		19,198				19,198
3	15,822		15,822		15,822				15,822
4	23,972		23,972		23,972				23,972
5	29,530		29,530		29,530	3,382		3,382	32,912
6	24,405	509	24,914		24,914	9,145		9,145	34,059
7	26,388	2,042	28,430		28,430	5,311		5,311	33,741
8	16,694	2,108	18,802		18,802	3,858		3,858	22,660
9	4,791		4,791		4,791			0	4,791
10			0	1,391	1,391		325	325	1,716
-38			0	1,391	1,391		325	325	1,716
39	6,888		6,888	1,391	8,279		325	325	8,604
40	8,058		8,058	1,391	9,449	3,382	325	3,707	13,156
41	10,408	509	10,917	1,391	12,308	9,145	325	9,470	21,778
42	15,231	2,042	17,273	1,391	18,664	5,311	325	5,636	24,300
43	5,867	2,108	7,975	1,391	9,366	3,858	325	4,183	13,549
44	4,824		4,824	1,391	6,215		325	325	6,540
-59			0	1,391	1,391		325	325	1,716
Total	231,029	9,318	240,347	12,519	309,897	43,392	16,250	59,642	369,539

Table 12–4 Economic Cost in Initial Stage for Artvin Project

Unit: 10^6 TL

Year	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Foreign Currency												
Machine and Equipment	256	255	2,621	5,052	6,563	12,210	14,519	3,076				44,552
(1) Materials			474	0	214	861	394	0				1,943
Engineering Fee			539	453	970	1,129	1,136	214				4,441
Sub-total	256	255	3,634	5,505	7,747	14,200	16,049	3,290				50,936
Equipment & Materials				1,730	4,238	1,840	1,077					8,885
(2) Engineering Fee				86	238	147	110					581
Sub-total				1,816	4,476	1,987	1,187					9,466
(3) Total	256	255	3,634	7,321	12,223	16,187	17,236	3,290				60,402
Domestic Currency												
Land Acquisition			189	189								378
Materials (trade goods)	55	55	279	269	1,265	1,435	902					4,260
Materials (non-trade goods)	321	321	3,614	2,106	4,455	2,875	2,148	429				16,269
(1) Transportation	0	0	4	0	14	54	83	14				169
Labour Cost	553	553	1,512	1,342	2,283	2,149	2,280	406				11,078
Administration Cost		0	993	834	1,789	2,082	2,095	393				8,186
Sub-total	929	929	6,591	4,740	9,806	8,595	7,508	1,242				40,340
Transportation				0	42	84	85					211
(2) Labour Cost				0	378	756	777					1,911
Administration Cost				158	438	270	202					1,068
Sub-total				158	858	1,110	1,064					3,190
(3) Total	929	929	6,591	4,898	10,664	9,705	8,572	1,242				43,530
GRAND TOTAL	1,185	1,184	10,225	12,219	22,887	25,892	25,808	4,532				103,932

Note: (1) Cost for Dam, Power Plant & transmission line from Artvin to Hopa

(2) Cost for transmission line from Hopa to Ankara

Table 12–5 Economic Cash Flow of Artvin Project

Unit: 10^6 TL

Year	Investment Cost			O & M	Total	Transmission Line (Hopa - Ankara)			Grand Total
	Dam and Equipment	Transmission Line (Artvin-Hopa)	Sub Total			Investment Cost	O & M	Total	
-2	1,185		1,185		1,185			0	1,185
-1	1,184		1,184		1,184			0	1,184
1	10,225		10,225		10,225			0	10,225
2	10,245		10,245		10,245	1,974		1,974	12,219
3	17,307	246	17,553		17,553	5,334		5,334	22,887
4	21,844	951	22,795		22,795	3,097		3,097	25,892
5	22,896	661	23,557		23,557	2,251		2,251	25,808
6	4,532		4,532		4,532			0	4,532
7				886	886		190	190	1,076
8				886	886		190	190	1,076
36				886	886		190	190	1,076
37	3,894		3,894	886	4,780	1,974	190	2,164	6,944
38	4,816	246	5,062	886	5,948	5,334	190	5,524	11,472
39	12,344	951	13,295	886	14,181	3,097	190	3,287	17,468
40	16,254	661	16,915	886	17,801	2,251	190	2,441	20,242
41	4,158		4,158	886	5,044		190	190	5,234
42				886	886		190	190	1,076
56				886	886		190	190	1,076
Total	130,884	3,716	134,600	44,300	178,900	25,312	9,500	34,812	213,712

12.1.3 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Ankara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Ankaraの北東約 200kmに位置する黒海岸の Zonguldak地点に設置し、発生電力はAnkara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Ankaraと仮定した。なお、この評価に用いた基準条件を示すとTable 12－6 の通りである。

標準的な石炭火力（ 300MW× 2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× 2ユニット）の建設費 233,600×10^6T.L（Tax および建設中利子を除く）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、 380kV×1cct送電線によってAnkaraまで送電される。この送電線の建設工事費は 6,954×10^6T.L（Tax および建設中利子を除く）と推定した。

Table 12–6 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 July, 1985)	US$1.00 = 550 T.L

(1) Yusufeli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

Yusufeli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 12-7 の通りである。

(b) 初期投資額

代替火力設備(617.3MW)の初期投資額は次の通り推定した。

Unit : (10^6T.L)

	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
財務的コスト(Taxおよび建中利子を除く)					
	64.890	67,295	72,100	36,050	240,355
経済的コスト					
外　　貨	45,420	47,110	50,470	25,235	168,235
内　　貨	11,020	11,425	12,245	6,120	40,810
計	56,440	58,535	62,715	31,355	209,045

代替火力用送電線(380kV×1cct× 200km)の初期投資額は次の通り推定した。

Unit : (10^6T.L)

	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
財務的コスト(Taxおよび建中利子を除く)					
	——	1,001	4,278	1,675	6,954
経済的コスト					
外　　貨	——	900	3,175	494	4,569
内　　貨	——	80	794	818	1,692
計	——	980	3,969	1,312	6,261

(c) 運転、保守維持費

火力設備	$209,045\times10^6\times0.03$	$=6,271\times10^6$T.L
送電線	$6,261\times10^6\times0.015=$	94×10^6T.L
計		$6,365\times10^6$T.L

(d) 燃料費

燃料単価 :

$$\frac{0.86\times1,000\ \text{kcal/kWh}\times4.09\ \text{T.L}}{1,000\ \text{kcal}\times0.35}=10.05\ \text{T.L/kWh}$$

燃料費 :

$$10.05\ \text{T.L/kWh}\times1,847.3\times10^6\text{kWh}=18,565\times10^6\text{T.L}$$

(e) 経済的費用

Yusufeli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 12-8の通りである。

Table 12–7 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification (for Yusufeli Project)

Item	Unit	Coal-fired Thermal Power Plant	Yusufeli Hydroelectric Project
Installed Capacity	MW	617.3	540.0
Dependable Capacity	MW	617.3	505.8
Losses	%	24.2	7.5
Effective Dependable Capacity	MW	467.9	467.9
Annual Energy Production	10^6 kWh	1,847.3	1,704.6
Station Service Use	%	7% for kW,8% for kWh	) 3.3
Transmission Loss	%	3.5% for kW,3% for kWh	
Annual Available Energy	10^6 kWh	1,648.5	1,648.5
Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.406	
Unit Fuel Price 1/	TL/kg	24.75	
Construction cost 2/	10^6 TL	240,360	
Unit Construction cost 2/	TL/kW	389,333	
O&M, Administration Cost	10^6 TL/yr.	6,271	
Fuel Cost	10^6 TL/yr.	18,565	

1/ not including taxes
2/ not including interest during construction & taxes including project controlling cost

Note:

1. 1 Installed Capacity

$$= \frac{\text{Effective Dependable Capacity}}{(1-\text{Station Service Use})\times(1-\text{Failure Loss})\times(1-\text{Repair Loss})\times(1\ \text{Trans. Loss})}$$

$$= \frac{467.9\ \text{MW}}{(1-0.07)\times(1-0.04)\times(1-0.12)\times(1-0.035)} \doteqdot 617.3\ \text{MW}$$

2 Annual Energy Production

$$= \frac{\text{Annual Available Energy}}{(1-\text{Station Service Use})\times(1-\text{Trans. loss})} = \frac{1{,}648.5\times10^6\ \text{kWh}}{(1-0.08)\times(1-0.003)}$$

$$= 1{,}847.3 \times 10^6\ \text{kWh}$$

Table 12–8 Benefit Flow of Yusufeli Project

unit: (10^6 T.L)

Year	Alternative Thermal Power Plant				Transmission Line			Total
	Invest-ment Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Sub-Total	Invest-ment Cost	O&M Cost	Sub-Total	
1				–			–	–
5				–			–	–
6	56,440			56,440				56,440
7	58,535			58,535	980		980	59,515
8	62,715			62,715	3,969		3,969	66,684
9	31,355			33,355	1,312		1,312	34,667
10		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
11		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
30		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
31	56,440	6,271	18,565	81,276		94	94	81,370
32	58,535	6,271	18,565	83,371		94	94	83,465
33	62,715	6,271	18,565	87,551		94	94	87,645
34	31,355	6,271	18,565	56,191		94	94	56,285
35		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
41		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
42		6,271	18,565	24,836	980	94	1,074	25,910
43		6,271	18,565	24,836	3,969	94	4,063	28,899
44		6,271	18,565	24,836	1,312	94	1,406	26,242
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	94	24,930
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
56		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
57		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
58		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
59		6,271	18,565	24,836		94	94	24,930
Total	418,090	313,550	928,250	1,659,890	12,522	4,700	17,222	1,677,112

(2) Artvin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

Artvin計画と同等のサービスを提供しうる火力設備の諸元を示すとTable 12-9の通りである。

(b) 初期投資額

代替火力設備(361.0MW)の初期投資額は次の通り推定した。

Unit : (10^6T.L)

	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
財務的コスト(Taxおよび建中利子を除く)					
	37,949	39,354	42,165	21,082	140,550
経済的コスト					
外　　貨	26,564	27,548	29,516	14,757	98,385
内　　貨	6,444	6,682	7,159	3,580	23,865
計	33,008	34,230	36,675	18,337	122,250

代替火力用送電線(380KV×1cct× 200km)の初期投資額は次の通り推定した。

(前述の通り)

Unit : (10^6T.L)

	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year	Total
財務的コスト(Taxおよび建中利子を除く)					
	——	1,001	4,278	1,675	6,954
経済的コスト					
外　　貨	——	900	3,175	494	4,569
内　　貨	——	80	794	818	1,692
計	——	980	3,969	1,312	6,261

(c) 運転、保守維持費

火力設備	$122,250\times10^6\times0.03$	$=3,668\times10^6$T.L
送電線	$6,261\times10^6\times0.015=$	94×10^6T.L
計		$3,762\times10^6$T.L

(d) 燃料費

燃料単価 :

10.05 T.L/kWh (前述の通り)

燃料費 :

10.05 T.L/kWh$\times$ $1,047.8\times10^6$kWh$=10,530\times10^6$T.L

(e) 経済的費用

Artvin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 12-10の通りである。

Table 12–9 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification (for Artvin Project)

Item	Unit	Coal-fired Thermal Power Plant	Artvin Hydroelectric Project
Installed Capacity	MW	361.0	320.0
Dependable Capacity	MW	361.0	303.6
Losses	%	22.2	7.5
Effective Dependable Capacity	MW	280.8	280.8
Annual Energy Production	10^6 kWh	1,047.8	988.8
Station Service Use	%	7% for kW,8% for kWh	) 3.3
Transmission Loss	%	1% for kW,0.8% for kWh	
Annual Available Energy	10^6 kWh	956.2	956.2
Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.406	
Unit Fuel Price 1/	TL/kg	24.75	
Construction Cost 2/	10^6 TL	140,550	
Unit Construction Cost 2/	TL/kW	389,333	
O&M, Administration Cost	10^6 TL/yr.	3,668	
Fuel Cost	10^6 TL/yr.	10,530	

1/ not including taxes
2/ not including interest during construction & taxes including project controlling cost

Note:

1. 1 Installed Capacity

$$= \frac{\text{Effective Dependable Capacity}}{(1-\text{Station Service Use})\times(1-\text{Failure Loss})\times(1-\text{Repair Loss})\times(1\ \text{Trans. Loss})}$$

$$= \frac{280.8\ \text{MW}}{(1-0.07)\times(1-0.04)\times(1-0.12)\times(1-0.01)} \doteqdot 361.0\ \text{MW}$$

2 Annual Energy Production

$$= \frac{\text{Annual Available Energy}}{(1-\text{Station Service Use})\times(1-\text{Trans. loss})} = \frac{956.2}{(1-0.08)\times(1-0.008)}$$

$$\doteqdot \frac{956.2}{0.9126} \doteqdot 1{,}047.8 \times 10^6\ \text{kWh}$$

Table 12–10 Benefit Flow of Artvin Project

unit: (10^6 T.L)

Year	Alternative Thermal Power Plant				Transmission Line			Total
	Invest-ment Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Sub-Total	Invest-ment Cost	O&M Cost	Sub-Total	
1				–			–	–
2				–			–	–
3	33,008			33,008			–	33,008
4	34,230			34,230	980		980	35,210
5	36,675			36,675	3,969		3,969	40,644
6	18,337			18,337	1,312		1,312	19,649
7		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
27		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
28	33,008	3,668	10,530	47,206		94	94	47,300
29	34,230	3,668	10,530	48,428		94	94	48,522
30	36,675	3,668	10,530	50,873		94	94	50,967
31	18,337	3,668	10,530	32,535		94	94	32,629
32	18,337	3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
38		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
39		3,668	10,530	14,198	980	94	1,074	15,272
40		3,668	10,530	14,198	3,969	94	4,063	18,261
41		3,668	10,530	14,198	1,312	94	1,406	15,604
42		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
53		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
54		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
55		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
56		3,668	10,530	14,198		94	94	14,292
Total	244,500	183,400	526,500	954,400	12,522	4,700	17,222	971,622

12.1.4 本計画の経済評価

12.1.1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

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{Bt - Ct}{(1+\gamma)^t}$$

但し、 Ｂｔ ： ｔ年次の便益

Ｃｔ ： ｔ年次の費用

γ ： 割引率

ｎ ： 計算期間

・便益・費用比率（Ｂ／Ｃ）法

$$B/C = \sum_{t=0}^{n} \frac{\dfrac{Bt}{(1+\gamma)^t}}{\dfrac{Ct}{(1+\gamma)^t}}$$

但し、 Ｂｔ ： ｔ年次の便益

Ｃｔ ： ｔ年次の費用

γ ： 割引率

ｎ ： 計算期間

・経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）法

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{Bt - Ct}{(1+\gamma)^t} = 0$$

但し、 Ｂｔ ： ｔ年次の便益

Ｃｔ ： ｔ年次の費用

γ ： 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) Yusufeli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 12-3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144,017 ×10^6TL 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236,972 ×10^6TL と計算される。

従って純現在価値額（Ｂ－Ｃ）は92,955×10^6TL であり、便益・費用比率（Ｂ／Ｃ）は1.65と見積もられる。

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Table12-11に示すように17.3%である。従って割引率が17.3%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44,509.5×10^6TL/年(12.2.3 参照) 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 12-12に示すように12.4%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。

(2) Artvin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 12-5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84,594×10^6TL 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181,928 ×10^6TL と計算される。

従って純現在価値額（B－C）は97,334×10^6TL であり、便益・費用比率（B／C）は2.15と見積もられる。

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割引率（即ちEDR）はTable 12-13に示すように37.7%である。従って割引率が37.7%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。

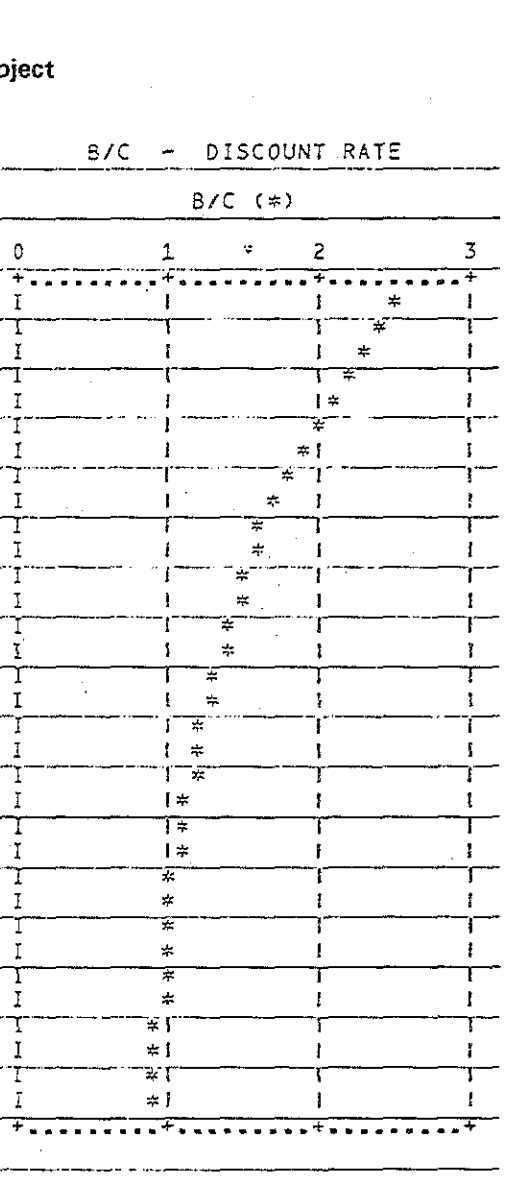
一方、経済的内部収益率の検討に用いる便益は、本計画の電力販売収入を適用すると25,817.4×10^6TL/年(12.2.3 参照) となる。これらに基いて求められた経済的内部収益率（EIRR）はTable 12-14 に示すように15.9%である。

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 12—11 Estimation of Equalizing Discount Rate of Yusufeli Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
5.0	283739.00	430612.00	193292.06	487979.12	294687.06	2.5246
5.5	283739.00	430612.00	185620.56	443889.25	258268.69	2.3914
6.0	283739.00	430612.00	178710.87	405474.31	226763.44	2.2689
6.5	283739.00	430612.00	172445.25	371837.31	199392.06	2.1563
7.0	283739.00	430612.00	166728.00	342249.31	175521.31	2.0527
7.5	283739.00	430612.00	161478.50	316094.37	154615.87	1.9575
8.0	283739.00	430612.00	156633.56	292879.87	136246.31	1.8698
8.5	283739.00	430612.00	152136.31	272175.37	120039.06	1.7890
9.0	283739.00	430612.00	147943.37	253636.19	105692.81	1.7144
9.5	283739.00	430612.00	144016.81	236971.62	92954.81	1.6454
10.0	283739.00	430612.00	140326.50	221934.06	81607.56	1.5816
10.5	283739.00	430612.00	136844.75	208316.87	71472.12	1.5223
11.0	283739.00	430612.00	133549.69	195939.06	62389.37	1.4672
11.5	283739.00	430612.00	130421.94	184652.81	54230.87	1.4158
12.0	283739.00	430612.00	127446.50	174329.31	46882.81	1.3679
12.5	283739.00	430612.00	124608.19	164858.44	40250.25	1.3230
13.0	283739.00	430612.00	121896.19	156146.50	34250.31	1.2810
13.5	283739.00	430612.00	119299.19	148108.06	28808.87	1.2415
14.0	283739.00	430612.00	116808.69	140674.25	23865.56	1.2043
14.5	283739.00	430612.00	114416.87	133782.87	19366.00	1.1693
15.0	283739.00	430612.00	112116.25	127379.50	15263.25	1.1361
15.5	283739.00	430612.00	109901.00	121417.19	11516.19	1.1048
16.0	283739.00	430612.00	107766.44	115855.44	8089.00	1.0751
16.5	283739.00	430612.00	105706.19	110655.25	4949.06	1.0468
17.0	283739.00	430612.00	103717.00	105784.81	2067.81	1.0199
* 17.3	283739.00	430612.00	102555.37	103009.06	453.69	1.0044
* 17.4	283739.00	430612.00	102173.94	102108.31	-65.63	0.9994
17.5	283739.00	430612.00	101794.31	101216.62	-577.69	0.9943
18.0	283739.00	430612.00	99934.25	96924.31	-3009.94	0.9699
18.5	283739.00	430612.00	98135.06	92886.25	-5248.81	0.9465
19.0	283739.00	430612.00	96391.75	89079.87	-7311.87	0.9241
19.5	283739.00	430612.00	94703.12	85488.25	-9214.87	0.9027
20.0	283739.00	430612.00	93065.56	82094.44	-10971.12	0.8821

B/C - DISCOUNT RATE



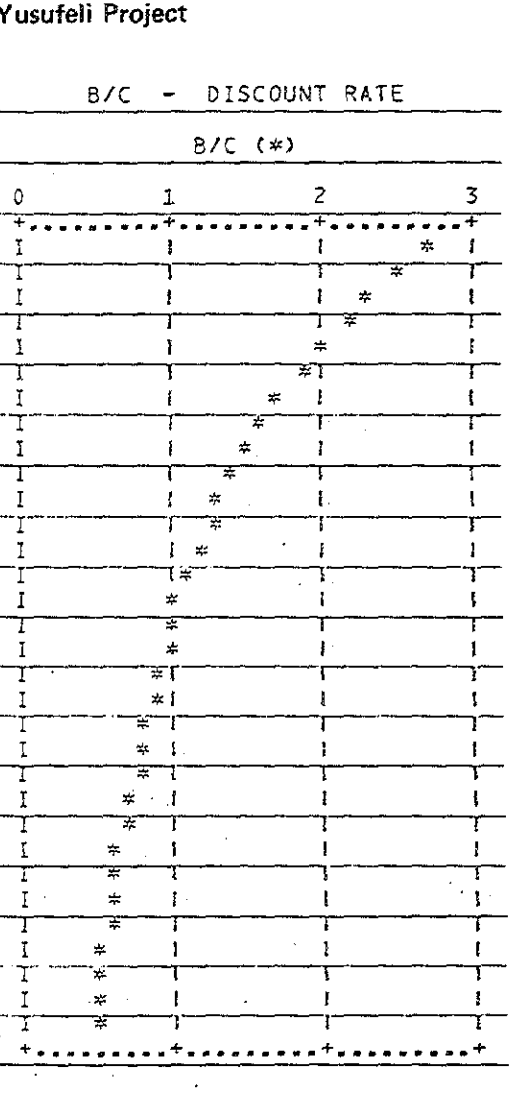
* --- I.R.R (HYDROPOWER)

Table 12–12 Estimation of Economic Internal Rate of Return (EIRR) of Yusufeli Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
5.0	283739.00	0.0	193292.06	523796.62	330504.56	2.7099
5.5	283739.00	0.0	185620.56	465465.00	279844.44	2.5076
6.0	283739.00	0.0	178710.87	415256.19	236545.31	2.3236
6.5	283739.00	0.0	172445.25	371835.62	199390.37	2.1563
7.0	283739.00	0.0	166728.00	334123.87	167395.87	2.0040
7.5	283739.00	0.0	161478.50	301216.69	139738.19	1.8654
8.0	283739.00	0.0	156633.56	272395.37	115761.81	1.7391
8.5	283739.00	0.0	152136.31	247037.12	94900.81	1.6238
9.0	283739.00	0.0	147943.37	224645.12	76701.75	1.5185
9.5	283739.00	0.0	144016.81	204802.37	60785.56	1.4221
10.0	283739.00	0.0	140326.50	187157.56	46831.06	1.3337
10.5	283739.00	0.0	136844.75	171416.62	34571.87	1.2526
11.0	283739.00	0.0	133549.69	157326.44	23776.75	1.1780
11.5	283739.00	0.0	130421.94	144678.37	14256.44	1.1093
12.0	283739.00	0.0	127446.50	133293.37	5846.87	1.0459
* 12.4	283739.00	0.0	125165.37	124992.12	-173.25	0.9986
12.5	283739.00	0.0	124608.19	123018.37	-1589.81	0.9872
13.0	283739.00	0.0	121896.19	113722.81	-8173.37	0.9329
13.5	283739.00	0.0	119299.19	105290.94	-14008.25	0.8826
14.0	283739.00	0.0	116808.69	97626.44	-19182.25	0.8358
14.5	283739.00	0.0	114416.87	90645.00	-23771.87	0.7922
15.0	283739.00	0.0	112116.25	84272.00	-27844.25	0.7516
15.5	283739.00	0.0	109901.00	78444.69	-31456.31	0.7138
16.0	283739.00	0.0	107766.44	73106.87	-34659.56	0.6784
16.5	283739.00	0.0	105706.19	68207.75	-37498.44	0.6453
17.0	283739.00	0.0	103717.00	63704.87	-40012.13	0.6142
17.5	283739.00	0.0	101794.31	59558.95	-42235.37	0.5851
18.0	283739.00	0.0	99934.25	55736.63	-44197.62	0.5577
18.5	283739.00	0.0	98135.06	52208.49	-45926.57	0.5320
19.0	283739.00	0.0	96391.75	48946.07	-47445.68	0.5078
19.5	283739.00	0.0	94703.12	45926.20	-48776.92	0.4849
20.0	283739.00	0.0	93065.56	43127.57	-49938.00	0.4634

B/C - DISCOUNT RATE

B/C (*)

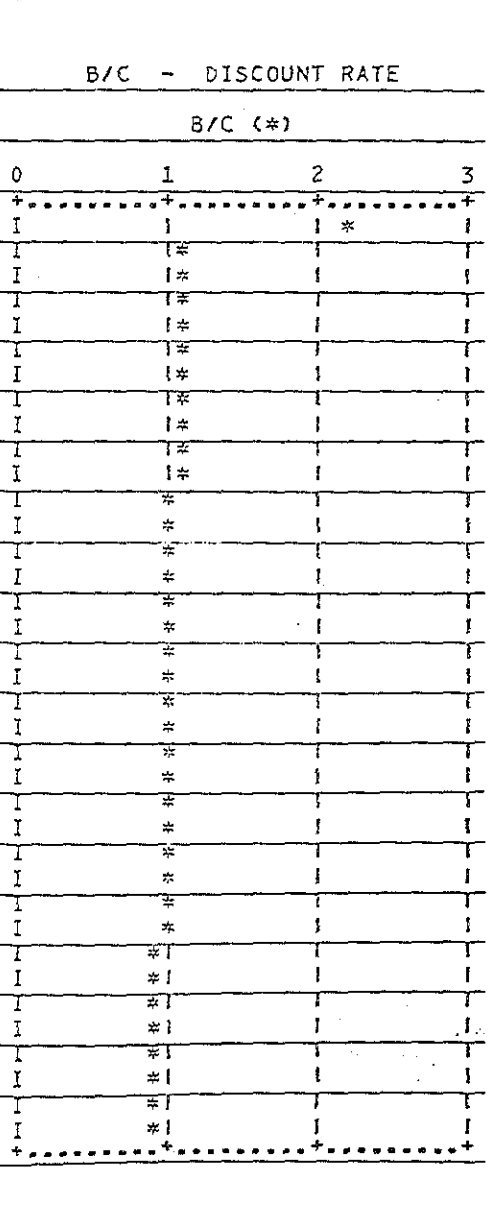


* --- I.R.R (HYDROPOWER)

Table 12–13 Estimation of Equalizing Discount Rate of Artvin Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
9.5	159912.00	257022.00	84593.37	181927.69	97334.31	2.1506
30.0	159912.00	257022.00	45937.84	52297.33	6359.50	1.1384
30.5	159912.00	257022.00	45418.26	51247.67	5829.41	1.1283
31.0	159912.00	257022.00	44908.99	50230.16	5321.17	1.1185
31.5	159912.00	257022.00	44409.65	49243.34	4833.69	1.1088
32.0	159912.00	257022.00	43920.06	48285.84	4365.78	1.0994
32.5	159912.00	257022.00	43439.98	47356.58	3916.60	1.0902
33.0	159912.00	257022.00	42969.00	46454.10	3485.10	1.0811
33.5	159912.00	257022.00	42507.02	45577.39	3070.37	1.0722
34.0	159912.00	257022.00	42053.71	44725.36	2671.65	1.0635
34.5	159912.00	257022.00	41608.87	43897.03	2288.16	1.0550
35.0	159912.00	257022.00	41172.42	43091.64	1919.22	1.0466
35.5	159912.00	257022.00	40743.96	42307.98	1564.03	1.0384
36.0	159912.00	257022.00	40323.32	41545.33	1222.00	1.0303
36.5	159912.00	257022.00	39910.40	40802.92	892.52	1.0224
37.0	159912.00	257022.00	39504.89	40079.96	575.06	1.0146
37.5	159912.00	257022.00	39106.72	39375.77	269.05	1.0069
* 37.7	159912.00	257022.00	38949.46	39099.22	149.77	1.0038
* 37.8	159912.00	257022.00	38871.29	38962.07	90.78	1.0023
* 37.9	159912.00	257022.00	38793.34	38825.53	32.19	1.0008
* 38.0	159912.00	257022.00	38715.74	38689.80	-25.95	0.9993
* 38.1	159912.00	257022.00	38638.32	38554.62	-83.69	0.9978
* 38.2	159912.00	257022.00	38561.29	38420.29	-140.99	0.9963
38.5	159912.00	257022.00	38331.62	38021.10	-310.52	0.9919
39.0	159912.00	257022.00	37954.24	37369.16	-585.08	0.9846
39.5	159912.00	257022.00	37583.55	36733.50	-850.04	0.9774
40.0	159912.00	257022.00	37219.28	36113.43	-1105.85	0.9703
40.5	159912.00	257022.00	36861.44	35508.62	-1352.81	0.9633
41.0	159912.00	257022.00	36509.65	34918.29	-1591.36	0.9564
41.5	159912.00	257022.00	36163.89	34342.06	-1821.83	0.9496
42.0	159912.00	257022.00	35824.04	33779.49	-2044.55	0.9429
42.5	159912.00	257022.00	35489.96	33230.14	-2259.81	0.9363
43.0	159912.00	257022.00	35161.57	32693.66	-2467.91	0.9298
43.5	159912.00	257022.00	34838.59	32169.45	-2669.14	0.9234
44.0	159912.00	257022.00	34521.02	31657.20	-2863.82	0.9170
44.5	159912.00	257022.00	34208.71	31156.59	-3052.12	0.9108
45.0	159912.00	257022.00	33901.53	30667.23	-3234.30	0.9046

B/C - DISCOUNT RATE

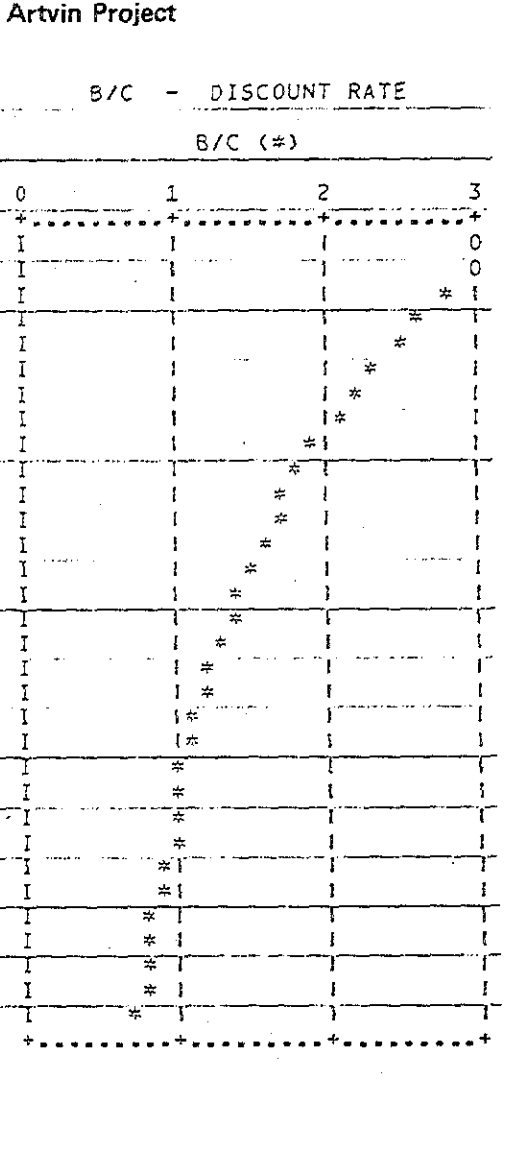


* --- I.R.R (HYDROPOWER)

Table 12–14 Estimation of Economic Internal Rate of Return (EIRR) of Artvin Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
5.0	159912.00	0.0	110904.81	351712.81	240808.00	3.1713
5.5	159912.00	0.0	106655.31	317031.37	210376.06	2.9725
6.0	159912.00	0.0	102870.69	286874.12	184003.44	2.7887
6.5	159912.00	0.0	99477.69	260530.56	161052.87	2.6190
7.0	159912.00	0.0	96416.06	237419.56	141003.50	2.4624
7.5	159912.00	0.0	93635.06	217051.69	123416.62	2.3181
8.0	159912.00	0.0	91094.44	199034.25	107939.81	2.1849
8.5	159912.00	0.0	88758.44	183024.25	94265.81	2.0620
9.0	159912.00	0.0	86599.50	168746.19	82146.69	1.9486
9.5	159912.00	0.0	84593.37	155967.69	71374.31	1.8437
10.0	159912.00	0.0	82720.87	144491.69	61770.81	1.7467
10.5	159912.00	0.0	80964.69	134151.87	53187.19	1.6569
11.0	159912.00	0.0	79311.06	124303.81	45492.75	1.5736
11.5	159912.00	0.0	77747.50	116328.25	38580.75	1.4962
12.0	159912.00	0.0	76264.81	108622.69	32357.87	1.4243
12.5	159912.00	0.0	74854.00	101597.94	26743.94	1.3573
13.0	159912.00	0.0	73508.25	95178.81	21670.56	1.2948
13.5	159912.00	0.0	72220.25	89296.62	17076.37	1.2364
14.0	159912.00	0.0	70985.62	83895.50	12909.87	1.1819
14.5	159912.00	0.0	69799.44	78925.37	9125.94	1.1307
15.0	159912.00	0.0	68657.31	74342.12	5684.81	1.0828
15.5	159912.00	0.0	67556.69	70108.00	2551.31	1.0378
* 15.9	159912.00	0.0	66703.25	66949.44	246.19	1.0037
* 16.0	159912.00	0.0	66493.31	66189.87	-303.44	0.9954
16.5	159912.00	0.0	65466.35	62556.73	-2909.62	0.9556
17.0	159912.00	0.0	64470.72	59181.76	-5288.96	0.9180
17.5	159912.00	0.0	63505.71	56042.61	-7463.10	0.8825
18.0	159912.00	0.0	62569.46	53118.36	-9451.09	0.8490
18.5	159912.00	0.0	61660.43	50390.98	-11269.45	0.8172
19.0	159912.00	0.0	60776.72	47842.68	-12934.04	0.7872
19.5	159912.00	0.0	59917.20	45459.15	-14458.05	0.7587
20.0	159912.00	0.0	59080.64	43227.10	-15853.54	0.7317

B/C - DISCOUNT RATE



* --- I.R.R (HYDROPOWER)

12.2 財務評価

12.2.1 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、ＥＩＥとの協議により、 9.5%を採用した。

12.2.2 本計画の財務的費用

初期投資額および設備更新費は、第11章工事費より求めた。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。（HopaおよびAnkara変電所の費用は除外した）

維持管理費：土木設備工事費 × 0.3%

水力機器設備工事費 × 1.5%

電気機械設備工事費 × 1.5%

送電設備工事費 × 1.5%

YusufeliおよびArtvin両計画の財務的費用を求めると、以下に示すとおりである。

(1) Yusufeli計画の財務的費用

本計画の総支出額はTable 12－15に示すように

500.505 × 10^6 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 280.767× 10^6 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	291.059× 10^6 × 0.003 ≒ 873 × 10^6 TL	
水力機器設備 電気機械設備 送電設備	82.306× 10^6 × 0.015 ≒ 1.235 × 10^6 TL	
（送電設備）	32.671× 10^6 × 0.015 ≒ 490 × 10^6 TL	
（　）値はHopa～Ankara間		計 2.598× 10^6 TL

(2) Artvin計画の財務的費用

本計画の総支出額はTable 12－16に示すように 275,960× 10^6 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 136,055× 10^6 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	95,967× 10^6 × 0.003 ≒	288	× 10^6 TL
水力機器設備 電気機械設備 送 電 設 備	61,048× 10^6 × 0.015 ≒	916	× 10^6 TL
（送 電 設 備）	19,060× 10^6 × 0.015 ≒	286	× 10^6 TL
（　）値はHopa～Ankara間	計	1,490× 10^6 TL	

12.2.3 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27TL/kWh(1985年4月時点におけるＴＥＫの均一契約料金単価32.8TL/kWh からラジオ・テレビ税、付加価値税および変電・配電費の合計として18％を仮定して差引いた値）を用いて算定することとする。

評価地点はアンカラ変電所入口とする。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。

(1) Yusufeli計画の財務評価

Yusufeli計画の年間平均有効電力量は 1,648.5×10^6kWhと見積られている。従って前述の平均単価27TL/kWhを用いて電力料金収入を求めると44,509.5×10^6TL/年となる。一方、Yusufeli計画の財務的費用はTable 12－15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9.7 ％である。（Table 12－17参照）

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。

(2) Artvin計画の財務評価

Artvin計画の年間平均有効電力量は 956.2×10^6kWhと見積られている。従って平均単価27TL/kWhを用いて電力料金収入を求めると25,817.4×10^6TL/年となる。一方、Artvin計画の財務的費用はTable 12-16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12.8%である。（Table 12-18参照）

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 12–15 Financial Cash Flow of Yusufeli Project (without Interest during Construction)

Unit: 10^6 TL

Year	Investment Cost			O & M	Total	Transmission Line (Hopa - Ankara)			Grand Total
	Dam and Equipment	Transmission Line (Yusufeli-Hopa)	Sub Total			Investment Cost	O & M	Total	
-2	3,761		3,761		3,761				3,761
-1	3,760		3,760		3,760				3,760
1	21,610		21,610		21,610				21,610
2	29,176		29,176		29,176				29,176
3	23,783		23,783		23,783				23,783
4	33,299		33,299		33,299				33,299
5	40,229		40,229		40,229	3,751		3,751	43,980
6	32,208	560	32,768		32,768	10,414		10,414	43,182
7	33,441	2,279	35,720		35,720	6,429		6,429	42,149
8	23,483	2,428	25,911		25,911	4,799		4,799	30,710
9	5,357		5,357		5,357				5,357
10				2,108	2,108		490	490	2,598
~38				2,108	2,108		490	490	2,598
39	5,412		5,412	2,108	7,520		490	490	8,010
40	10,923		10,923	2,108	13,031	3,751	490	4,241	17,272
41	10,713	560	11,273	2,108	13,381	10,414	490	10,904	24,285
42	17,473	2,279	19,752	2,108	21,860	6,429	490	6,919	28,779
43	9,300	2,428	11,728	2,108	13,836	4,799	490	5,289	19,125
44	5,357		5,357	2,108	7,465		490	490	7,955
~59				2,108	2,108		490	490	2,598
Total	309,285	10,534	319,819	105,400	425,219	50,786	24,500	75,286	500,505

Table 12–16 Financial Cash Flow of Artvin Project (without Interest during Construction)

Unit: 10^6 TL

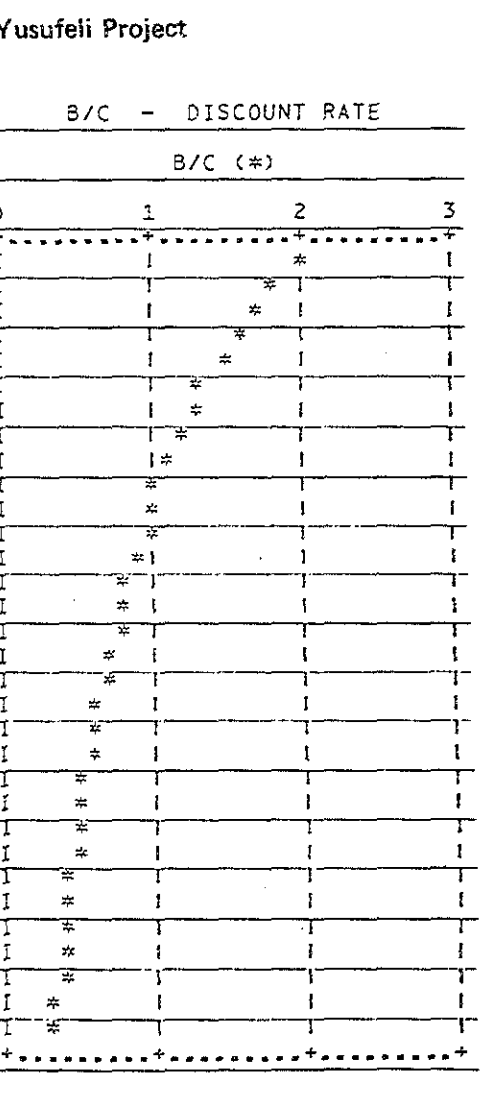
Year	Investment Cost			O & M	Total	Transmission Line (Hopa - Ankara)			Grand Total
	Dam and Equipment	Transmission Line (Yusufeli-Hopa)	Sub Total			Investment Cost	O & M	Total	
-2	1,338		1,338		1,338				1,338
-1	1,336		1,336		1,336				1,336
1	16,218		16,218		16,218				16,218
2	14,020		14,020		14,020	2,184		2,189	16,209
3	24,522	271	24,793		24,793	6,075		6,075	30,868
4	27,885	1,064	28,949		28,949	3,750		3,750	32,699
5	28,329	796	29,125		29,125	2,801		2,801	31,926
6	5,461		5,461	1,204	5,461				5,461
7				1,204	1,204		286	286	1,490
8				1,204	1,204		286	286	1,490
~36				1,204	1,204		286	286	1,490
37	3,890		3,890	1,204	5,094	2,189	286	2,475	7,569
38	6,021	271	6,292	1,204	7,496	6,075	286	6,361	13,857
39	14,372	1,064	15,436	1,204	16,640	3,750	286	4,036	20,676
40	18,714	796	19,510	1,204	20,714	2,801	286	3,087	23,801
41	5,462		5,462	1,204	6,666		286	286	6,952
42				1,204	1,204		286	286	1,490
~56				1,204	1,204		286	286	1,490
Total	167,568	4,262	171,830	60,200	232,030	29,630	14,300	43,930	275,960

Table 12–17 Estimation of Financial Internal Rate of Return (FIRR) of Yusufeli Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS: COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
5.0	370605.00	0.0	265995.69	523796.62	257800.94	1.9692
5.5	370605.00	0.0	255722.06	465465.00	209742.94	1.8202
6.0	370605.00	0.0	246458.94	415256.19	168797.25	1.6849
6.5	370605.00	0.0	238050.75	371835.62	133784.87	1.5620
7.0	370605.00	0.0	230371.19	334123.87	103752.69	1.4504
7.5	370605.00	0.0	223314.00	301216.69	77902.69	1.3488
8.0	370605.00	0.0	216795.81	272395.37	55599.56	1.2565
8.5	370605.00	0.0	210741.44	247037.12	36295.69	1.1722
9.0	370605.00	0.0	205093.37	224645.12	19551.75	1.0953
9.5	370605.00	0.0	199801.75	204802.37	5000.62	1.0250
* 9.7	370605.00	0.0	197776.00	197500.31	-275.69	0.9986
10.0	370605.00	0.0	194825.56	187157.56	-7668.00	0.9606
10.5	370605.00	0.0	190130.12	171416.62	-18713.50	0.9016
11.0	370605.00	0.0	185684.62	157326.44	-28358.19	0.8473
11.5	370605.00	0.0	181464.19	144678.37	-36785.81	0.7973
12.0	370605.00	0.0	177447.81	133293.37	-44154.44	0.7512
12.5	370605.00	0.0	173616.50	123018.37	-50598.12	0.7086
13.0	370605.00	0.0	169955.25	113722.81	-56232.44	0.6691
13.5	370605.00	0.0	166449.00	105290.94	-61158.06	0.6326
14.0	370605.00	0.0	163085.87	97626.44	-65459.44	0.5986
14.5	370605.00	0.0	159855.62	90645.00	-69210.62	0.5670
15.0	370605.00	0.0	156748.56	84272.00	-72476.56	0.5376
15.5	370605.00	0.0	153756.81	78444.69	-75312.12	0.5102
16.0	370605.00	0.0	150873.19	73106.87	-77766.31	0.4846
16.5	370605.00	0.0	148090.75	68207.75	-79883.00	0.4606
17.0	370605.00	0.0	145402.50	63704.87	-81697.62	0.4381
17.5	370605.00	0.0	142804.87	59558.95	-83245.87	0.4171
18.0	370605.00	0.0	140292.12	55736.63	-84555.44	0.3973
18.5	370605.00	0.0	137860.56	52208.49	-85652.06	0.3787
19.0	370605.00	0.0	135504.56	48946.07	-86558.44	0.3612
19.5	370605.00	0.0	133221.56	45926.20	-87295.31	0.3447
20.0	370605.00	0.0	131007.81	43127.57	-87880.19	0.3292

B/C - DISCOUNT RATE

B/C (*)



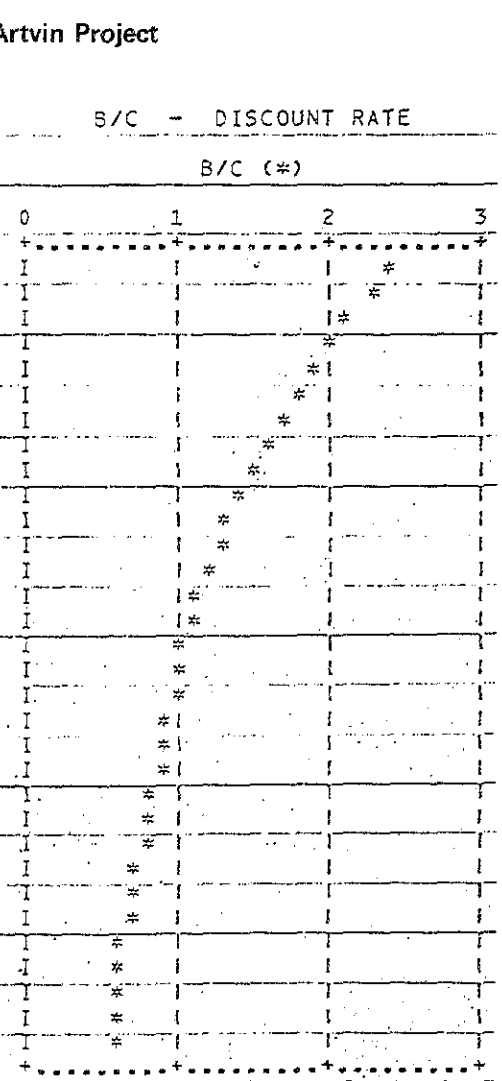
* --- I.R.R (HYDROPOWER)

Table 12–18 Estimation of Financial Internal Rate of Return (FIRR) of Artvin Project

DISCOUNT RATE (%)	HYDRO TOTAL INVEST (MIL.TL)	ALT TOTAL INVEST (MIL.TL)	BENEFIT - COST ANALYSYS: COST (MIL.TL)	BENEFIT (MIL.TL)	B-C (MIL.TL)	B/C RATIO
5.0	1201460.00	0.0	145548.69	351712.81	206164.12	2.4165
5.5	1201460.00	0.0	140112.06	317031.37	176919.31	2.2627
6.0	1201460.00	0.0	135262.50	286874.12	151611.62	2.1209
6.5	1201460.00	0.0	130907.87	260530.56	129622.69	1.9902
7.0	1201460.00	0.0	126972.94	237419.56	110446.62	1.8698
7.5	1201460.00	0.0	123393.62	217051.69	93658.06	1.7590
8.0	1201460.00	0.0	120118.81	199034.25	78915.44	1.6570
8.5	1201460.00	0.0	117104.25	183024.25	65920.00	1.5629
9.0	1201460.00	0.0	114314.31	168746.19	54431.87	1.4762
9.5	1201460.00	0.0	111719.87	155967.69	44247.81	1.3961
10.0	1201460.00	0.0	109295.06	144491.69	35196.62	1.3220
10.5	1201460.00	0.0	107019.12	134151.87	27132.75	1.2535
11.0	1201460.00	0.0	104874.81	124803.81	19929.00	1.1900
11.5	1201460.00	0.0	102845.87	116328.25	13482.37	1.1311
12.0	1201460.00	0.0	100920.37	108622.69	7702.31	1.0763
12.5	1201460.00	0.0	99087.69	101597.94	2510.25	1.0253
* 12.8	1201460.00	0.0	98028.44	97678.50	-349.94	0.9964
13.0	1201460.00	0.0	97337.87	95178.81	-2159.06	0.9778
13.5	1201460.00	0.0	95663.44	89296.62	-6366.81	0.9334
14.0	1201460.00	0.0	94057.56	83895.50	-10162.06	0.8920
14.5	1201460.00	0.0	92513.75	78925.37	-13588.37	0.8531
15.0	1201460.00	0.0	91027.69	74342.12	-16685.56	0.8167
15.5	1201460.00	0.0	89594.25	70108.00	-19486.25	0.7825
16.0	1201460.00	0.0	88210.12	66189.87	-22020.25	0.7504
16.5	1201460.00	0.0	86871.06	62556.73	-24314.33	0.7201
17.0	1201460.00	0.0	85574.19	59181.76	-26392.43	0.6916
17.5	1201460.00	0.0	84317.50	56042.61	-28274.89	0.6647
18.0	1201460.00	0.0	83097.81	53118.36	-29979.45	0.6392
18.5	1201460.00	0.0	81913.19	50390.98	-31522.21	0.6152
19.0	1201460.00	0.0	80761.94	47842.68	-32919.25	0.5924
19.5	1201460.00	0.0	79641.75	45459.15	-34182.60	0.5708
20.0	1201460.00	0.0	78551.50	43227.10	-35324.40	0.5503

B/C - DISCOUNT RATE

B/C (*)



* --- I.R.R (HYDROPOWER)

第13章　融資返済計画

第13章　融資返済計画

List of Tables

第１３章　融資返済計画

１３.１　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ＥＩＥ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した。

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（Yusufeli９年、Artvin６年）

20年元利均等償還

１３.２　所要資金

本計画の所要資金は1985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、2000年である。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、1985年時点の下記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。

Yusufeli計画（計画地点－Hopa間送電線工事費含む）

内　貨	236,385 × 10^6 TL
外　貨	136,980 × 10^6 TL
計	373,365 × 10^6 TL

Artvin計画（計画地点－Hopa間送電線工事費含む）

内　貨	93,096 × 10^6 TL
外　貨	63,919 × 10^6 TL
計	157,015 × 10^6 TL

送電線（Hopa-Akara 間）

Yusufeli計画負担分

内　貨	11,466 × 10^6 TL
外　貨	21,205 × 10^6 TL
計	32,671 × 10^6 TL

Artvin計画負担分

内　貨	6,689 × 10^6 TL
外　貨	12,371 × 10^6 TL
計	19,060 × 10^6 TL

13.3　収入と費用

投資の見返りとしての収入は、電気料金である。本計画で発電された電力は、Hopa変電所を経てAnkara地域に供給されるものと仮定した。現行のＴＥＫの販売電気料金は、定額および従量の二段料金制、および均一契約料金制の２種類が制定されており、需要家はその何れかを選択できるシステムになっている。また、供給地域によって料金格差がある。しかし、ここで用いる料金収入は、1985年現在におけるＴＥＫの系統の平均的な売電力料金の推定が困難である現状であるので、1985年４月時点におけるＴＥＫの均一契約単価27TL/kWh(12.2.3参照)を用いて算定することとした。

本計画の電力設備の年間運転維持費は、次のとおりとした。（HopaおよびAnkara変電所の費用は除外した）

土木設備工事費 × 0.3%

水力機器設備工事費 × 1.5%

電気機械設備工事費 × 1.5%

送電設備工事費 × 1.5%

減価償却費は、残存価格を０とし、定額法により算出し各設備の耐用年数は次のとおりとした。

土木設備	５０年
水力機器設備	３５年
電気機械設備	３５年
送電設備	３５年

13.4 返済計画

融資の返済源資には、本計画の経常収支から得られる営業利益（つまり、料金収入から運転維持費、減価償却費、金利、等の経費を差引いたもの）に減価償却費を加えたものが当てられる。

本計画の経常収支の年別展開は、Table 13-2およびTable 13-5に示すとおりである。

本計画の借入金の返済計画を年別に展開したのがTable 13-1およびTable 13-3 (Yusufeli 計画）、Table 13-4およびTable 13-6 (Artvin計画）に示すとおりである。

これらの表から分るように、本計画に投下された資本と、それから発生する収入とがバランスするのは、Yusufeli計画は運転開始後第13年目とArtvin計画は運転開始後第5年目となり、投下資本の回収後は利潤を生むことになる。

したがって、本計画の投下資本は十分に回収できるものと判断される。

Table 13–1 Funds Procurement and Repayment Schedule for Yusufeli Project

No.	Year	Yusufeli Project			Transmission Line (Hopa - Ankara)			Funds Procurement (Total)			Repayment Schedule								
											Foreign Currency				Local Currency				
		Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	
-2	1990	673	3,088	3,761				673	3,088	3,761	(32)				(147)				Repayment C
-1	1991	672	3,088	3,760				672	3,088	3,760	(96)				(440)				
1	1992	4,736	16,874	21,610				4,736	16,874	21,610	(353)				(1,388)				FC and L
2	1993	6,938	22,238	29,176				6,938	22,238	29,176	(907)				(3,246)				
3	1994	6,809	16,974	23,783				6,809	16,974	23,783	(1,560)				(5,109)				
4	1995	12,450	20,849	33,299				12,450	20,849	33,299	(2,475)				(6,905)				Commitme
5	1996	15,557	24,672	40,229	3,112	639	3,751	18,669	25,311	43,980	(3,953)				(9,098)				
6	1997	15,218	17,550	32,768	7,673	2,741	10,414	22,891	20,291	43,182	(5,927)				(11,264)				Grace Pe
7	1998	19,592	16,128	35,720	3,406	3,023	6,429	22,998	19,151	42,149	(8,108)				(13,137)				
8	1999	11,391	14,520	25,911	2,033	2,766	4,799	13,424	17,286	30,710	(9,837)				(14,869)				Repayment M
9	2000	4,012	1,345	5,357				4,012	1,345	5,357	(10,665)			114,272	(15,753)			166,495	
10	2001										10,855	2,112	12,967	112,160	15,817	3,076	18,893	163,419	20 years
11	2002										10,654	2,313	12,967	109,847	15,525	3,368	18,893	160,051	interest
12	2003										10,434	2,533	12,967	107,314	15,205	3,688	18,893	156,363	
13	2004										10,194	2,773	12,967	104,541	14,854	4,039	18,893	152,324	Capital r
14	2005										9,931	3,036	12,967	101,505	14,471	4,422	18,893	147,902	
15	2006										9,643	3,324	12,967	98,181	14,050	4,843	18,893	143,059	Note: Figure
16	2007										9,328	3,639	12,967	94,542	13,590	5,303	18,893	137,756	intere
17	2008										8,982	3,985	12,967	90,557	13,087	5,806	18,893	131,950	period
18	2009										8,603	4,364	12,967	86,193	12,535	6,358	18,893	125,592	
19	2010										8,189	4,778	12,967	81,415	11,931	6,962	18,893	118,630	
20	2011										7,735	5,232	12,967	76,183	11,269	7,624	18,893	111,006	
21	2012										7,238	5,729	12,967	70,454	10,544	8,349	18,893	102,657	
22	2013										6,693	6,274	12,967	64,180	9,750	9,143	18,893	93,514	
23	2014										6,097	6,870	12,967	57,310	8,883	10,010	18,893	83,504	
24	2015										5,445	7,522	12,967	49,788	7,932	10,961	18,893	72,543	
25	2016										4,730	8,237	12,967	41,551	6,892	12,001	18,893	60,542	
26	2017										3,948	9,019	12,967	32,532	5,752	13,141	18,893	47,401	
27	2018										3,091	9,876	12,967	22,656	4,503	14,390	18,893	33,011	
28	2019										2,153	10,814	12,967	11,842	3,136	15,757	18,893	17,254	
29	2020										1,125	11,842	12,967	0	1,639	17,254	18,893	0	
Total		98,048	157,326	255,374	16,224	9,169	25,393	114,272	166,495	280,767	145,068	114,272	259,340	0	211,365	166,495	377,860	0	

Table 13–1 Funds Procurement and Repayment Schedule for Yusufeli Project

(Unit: 10^6TL)

Project		Transmission Line (Hopa - Ankara)			Funds Procurement (Total)			Repayment Schedule								Remarks
								Foreign Currency				Local Currency				
cal	Total	Foreign	Local	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	
088	3,761				673	3,088	3,761	(32)				(147)				Repayment Conditions:
088	3,760				672	3,088	3,760	(96)				(440)				
874	21,610				4,736	16,874	21,610	(353)				(1,388)				FC and LC Interest rate: 9.5% per annum
238	29,176				6,938	22,238	29,176	(907)				(3,246)				
974	23,783				6,809	16,974	23,783	(1,560)				(5,109)				
849	33,299				12,450	20,849	33,299	(2,475)				(6,905)				Commitment charge: not considered
672	40,229	3,112	639	3,751	18,669	25,311	43,980	(3,953)				(9,098)				
550	32,768	7,673	2,741	10,414	22,891	20,291	43,182	(5,927)				(11,264)				Grace Period: 9 years
128	35,720	3,406	3,023	6,429	22,998	19,151	42,149	(8,108)				(13,137)				
520	25,911	2,033	2,766	4,799	13,424	17,286	30,710	(9,837)				(14,869)				Repayment Method:
345	5,357				4,012	1,345	5,357	(10,665)			114,272	(15,753)			166,495	
								10,855	2,112	12,967	112,160	15,817	3,076	18,893	163,419	20 years with principal and interest in equal installment
								10,654	2,313	12,967	109,847	15,525	3,368	18,893	160,051	
								10,434	2,533	12,967	107,314	15,205	3,688	18,893	156,363	
								10,194	2,773	12,967	104,541	14,854	4,039	18,893	152,324	Capital recovery factor: 0.113476
								9,931	3,036	12,967	101,505	14,471	4,422	18,893	147,902	
								9,643	3,324	12,967	98,181	14,050	4,843	18,893	143,059	Note: Figures in parentheses are interest during construction period.
								9,328	3,639	12,967	94,542	13,590	5,303	18,893	137,756	
								8,982	3,985	12,967	90,557	13,087	5,806	18,893	131,950	
								8,603	4,364	12,967	86,193	12,535	6,358	18,893	125,592	
								8,189	4,778	12,967	81,415	11,931	6,962	18,893	118,630	
								7,735	5,232	12,967	76,183	11,269	7,624	18,893	111,006	
								7,238	5,729	12,967	70,454	10,544	8,349	18,893	102,657	
								6,693	6,274	12,967	64,180	9,750	9,143	18,893	93,514	
								6,097	6,870	12,967	57,310	8,883	10,010	18,893	83,504	
								5,445	7,522	12,967	49,788	7,932	10,961	18,893	72,543	
								4,730	8,237	12,967	41,551	6,892	12,001	18,893	60,542	
								3,948	9,019	12,967	32,532	5,752	13,141	18,893	47,401	
								3,091	9,876	12,967	22,656	4,503	14,390	18,893	33,011	
								2,153	10,814	12,967	11,842	3,136	15,757	18,893	17,254	
								1,125	11,842	12,967	0	1,639	17,254	18,893	0	
326	255,374	16,224	9,169	25,393	114,272	166,495	280,767	145,068	114,272	259,340	0	211,365	166,495	377,860	0	

Table 13–2 Income Statement for Yusufeli Project

(unit: 10^6TL)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses			Operating Income (A)-(B)=(C)	Financial Expenses			Net Income (C)-(D)=(E)
			OMA	Depre-ciation	Total (B)		FC	LC	Total (D)	
-2	1990						(32)	(147)	(179)	
-1	1991						(96)	(440)	(536)	
1	1992						(353)	(1,388)	(1,741)	
2	1993						(907)	(3,246)	(4,153)	
3	1994						(1,560)	(5,109)	(6,669)	
4	1995						(2,475)	(6,905)	(9,380)	
5	1996						(3,953)	(9,098)	(13,051)	
6	1997						(5,927)	(11,264)	(17,191)	
7	1998						(8,108)	(13,137)	(21,245)	
8	1999						(9,837)	(14,869)	(24,706)	
9	2000						(10,665)	(15,753)	(26,418)	
10	2001	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	10,855	15,817	26,672	6,133.5
11	2002	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	10,654	15,525	26,179	6,626.5
12	2003	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	10,434	15,205	25,639	7,166.5
13	2004	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	10,194	14,854	25,048	7,757.5
14	2005	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	9,931	14,471	24,402	8,403.5
15	2006	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	9,643	14,050	23,693	9,112.5
16	2007	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	9,328	13,590	22,918	9,887.5
17	2008	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	8,982	13,087	22,069	10,736.5
18	2009	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	8,603	12,535	21,138	11,667.5
19	2010	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	8,189	11,931	20,120	17,685.5
20	2011	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	7,735	11,269	19,004	13,801.5
21	2012	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	7,238	10,544	17,782	15,023.5
22	2013	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	6,693	9,750	16,443	16,362.5
23	2014	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	6,097	8,883	14,980	17,825.5
24	2015	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	5,445	7,932	13,377	19,428.5
25	2016	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	4,730	6,892	11,622	21,183.5
26	2017	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	3,948	5,752	9,700	23,105.5
27	2018	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	3,091	4,503	7,594	25,211.5
28	2019	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	2,153	3,136	5,289	27,516.5
29	2020	44,509.5	2,598	9,106	11,704	32,805.5	1,125	1,639	2,764	30,041.5
Total		890,190	51,960	182,120	234,080	656,110	145,068	211,365	356,433	299,677

Remarks

Operating Revenue:

Energy sold : 1,648.5 x 10^6 kWh
Unit Price : 27 TL/kWh
Total : 44,509.5 x 10^6 TL

OMA: Operation maintenance and Administration Expenses

Project proper : 2,108 x 10^6 TL/year
Related Trans.L.: 490 "
Total : 2,598 "

Depreciation:

Project proper : 8,173 x 10^6 TL/year
Related Trans.L.: 933 "
Total : 9,106 "

Note: Figures in parentheses are interest during construction period.

Table 13–3 Cash Flow Statement for Yusufeli Project

(Unit: 10^6TL)

No.	Year	Cash Inflow				Cash Outflow						Balance		Remarks
		Funds Procurement	Net Income	Depreciation	Total	Construction	Repayment of Principal			Interest during Construction	Total	Yearly	Accumulated	
							FC	LC	Total					
-2	1990	3,761			3,761	3,761				179	3,940	-179	-179	
-1	1991	3,760			3,760	3,760				536	4,296	-536	-715	
1	1992	21,610			21,610	21,610				1,741	23,351	-1,741	-2,456	
2	1993	29,176			29,176	29,176				4,153	33,329	-4,153	-6,609	
3	1994	23,783			23,783	23,783				6,669	30,452	-6,669	-13,278	
4	1995	33,299			33,299	33,299				9,380	42,679	-9,380	-22,658	
5	1996	43,980			43,980	43,980				13,051	57,031	-13,051	-35,709	
6	1997	43,182			43,182	43,182				17,191	60,373	-17,191	-52,900	
7	1998	42,149			42,149	42,149				21,245	63,394	-21,245	-74,145	
8	1999	30,710			30,710	30,710				24,706	55,416	-24,706	-98,851	
9	2000	5,357			5,357	5,357				26,418	31,775	-26,418	-125,269	
10	2001		6,133.5	9,106	15,239.5		2,112	3,076	5,188		5,188	10,051.5	-115,217.5	
11	2002		6,626.5	9,106	15,732.5		2,313	3,368	5,681		5,681	10,051.5	-105,166	
12	2003		7,166.5	9,106	16,272.5		2,533	3,688	6,221		6,221	10,051.5	-95,114.5	
13	2004		7,757.5	9,106	16,863.5		2,773	4,039	6,812		6,812	10,051.5	-85,063	
14	2005		8,403.5	9,106	17,509.5		3,036	4,422	7,458		7,458	10,051.5	-75,011.5	
15	2006		9,112.5	9,106	18,218.5		3,324	4,843	8,167		8,167	10,051.5	-64,960	
16	2007		9,887.5	9,106	18,993.5		3,639	5,303	8,942		8,942	10,051.5	-54,908.5	
17	2008		10,736.5	9,106	19,842.5		3,985	5,806	9,791		9,791	10,051.5	-44,857	
18	2009		11,667.5	9,106	20,773.5		4,364	6,358	10,722		10,722	10,051.5	-34,805.5	
19	2010		12,688.5	9,106	21,791.5		4,778	6,962	11,740		11,740	10,051.5	-24,754	
20	2011		13,801.5	9,106	22,907.5		5,232	7,624	12,856		12,856	10,051.5	-14,702.5	
21	2012		15,023.5	9,106	24,129.5		5,729	8,349	14,078		14,078	10,051.5	-4,651	
22	2013		16,362.5	9,106	25,468.5		6,274	9,143	15,417		15,417	10,051.5	5,400.5	
23	2014		17,825.5	9,106	26,931.5		6,870	10,010	16,880		16,880	10,051.5	15,452	
24	2015		19,428.5	9,106	27,534.5		7,522	10,961	18,483		18,483	10,051.5	25,503.5	
25	2016		21,183.5	9,106	30,289.5		8,237	12,001	20,238		20,238	10,051.5	35,555	
26	2017		23,105.5	9,106	32,211.5		9,019	13,141	22,160		22,160	10,051.5	45,606.5	
27	2018		25,211.5	9,106	34,317.5		9,876	14,390	24,266		24,266	10,051.5	55,658	
28	2019		27,516.5	9,106	36,622.5		10,814	15,757	26,571		26,571	10,051.5	65,709.5	
29	2020		30,041.5	9,106	39,147.5		11,842	17,254	29,096		29,096	10,051.5	75,761	
Total		280,767	299,677	182,120	762,564	280,767	114,272	166,495	280,767	125,269	686,803	75,761	75,761	

Table 13–4 Funds Procurement and Repayment Schedule for Artvin Project

No.	Year	Artvin Project			Transmission Line (Hopa - Ankara)			Funds Procurement (Total)			Repayment Schedule								
											Foreign Currency				Local Currency				
		Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	
-2	1993	256	1,082	1,338				256	1,082	1,338	(12)				(52)				Repayment
-1	1994	255	1,081	1,336				255	1,081	1,336	(36)				(155)				
1	1995	3,634	12,584	16,218				3,634	12,584	16,218	(221)				(803)				FC and
2	1996	5,505	8,515	14,020	1,816	373	2,189	7,321	8,888	16,209	(741)				(1,824)				
3	1997	7,747	17,046	24,793	4,476	1,599	6,075	12,223	18,645	30,868	(1,670)				(3,130)				
4	1998	14,200	14,749	28,949	1,987	1,763	3,750	16,187	16,512	32,699	(3,019)				(4,801)				Commitm
5	1999	16,049	13,076	29,125	1,187	1,614	2,801	17,236	14,690	31,926	(4,607)				(6,284)				
6	2000	3,290	2,171	5,461				3,290	2,171	5,461	(5,582)			60,402	(7,083)			75,653	Grace p
7	2001										5,738	1,116	6,854	59,286	7,178	1,398	8,585	74,255	
8	2002										5,632	1,222	6,854	58,064	7,055	1,530	8,585	72,725	Repayment
9	2003										5,516	1,338	6,854	56,726	6,909	1,676	8,585	71,049	
10	2004										5,389	1,465	6,854	55,261	6,750	1,835	8,585	69,214	20 year
11	2005										5,250	1,604	6,854	53,657	6,575	2,010	8,585	67,204	interes
12	2006										5,097	1,757	6,854	51,900	6,384	2,201	8,585	65,003	
13	2007										4,930	1,924	6,854	49,976	6,175	2,410	8,585	62,593	Capital
14	2008										4,748	2,106	6,854	47,870	5,947	2,638	8,585	59,955	
15	2009										4,547	2,307	6,854	45,563	5,696	2,889	8,585	57,066	Note: Figu
16	2010										4,328	2,526	6,854	43,037	5,421	3,164	8,585	53,902	inte
17	2011										4,088	2,766	6,854	40,271	5,121	3,464	8,585	50,438	peri
18	2012										3,826	3,028	6,854	37,243	4,792	3,793	8,585	46,645	
19	2013										3,538	3,316	6,854	33,927	4,431	4,154	8,585	42,491	
20	2014										3,223	3,631	6,854	30,296	4,037	4,548	8,585	37,943	
21	2015										2,878	3,976	6,854	26,320	3,605	4,980	8,585	32,963	
22	2016										2,499	4,355	6,854	21,965	3,132	5,453	8,585	27,510	
23	2017										2,086	4,768	6,854	17,197	2,613	5,972	8,585	21,538	
24	2018										1,634	5,220	6,854	11,977	2,047	6,538	8,585	15,000	
25	2019										1,137	5,717	6,854	6,260	1,425	7,160	8,585	7,840	
26	2020										594	6,260	6,854	0	745	7,840	8,585	0	
Total		50,936	70,304	121,240	9,466	5,349	14,815	60,402	75,653	136,055	76,678	60,402	137,080	0	24,132	75,653	171,700	0	

Table 13–4 Funds Procurement and Repayment Schedule for Artvin Project

(Unit: 10^6TL)

Project		Transmission Line (Hopa - Ankara)			Funds Procurement (Total)			Repayment Schedule								Remarks
								Foreign Currency				Local Currency				
cal	Total	Foreign	Local	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	Interest	Principal	Total	Outstanding Balance	
082	1,338				256	1,082	1,338	(12)				(52)				Repayment Conditions:
081	1,336				255	1,081	1,336	(36)				(155)				
584	16,218				3,634	12,584	16,218	(221)				(803)				FC and LC Interest rate: 9.5% per annum
515	14,020	1,816	373	2,189	7,321	8,888	16,209	(741)				(1,824)				
046	24,793	4,476	1,599	6,075	12,223	18,645	30,868	(1,670)				(3,130)				
749	28,949	1,987	1,763	3,750	16,187	16,512	32,699	(3,019)				(4,801)				Commitment charge: not considered
076	29,125	1,187	1,614	2,801	17,236	14,690	31,926	(4,607)				(6,284)				
171	5,461				3,290	2,171	5,461	(5,582)			60,402	(7,083)			75,653	Grace period: 6 years
								5,738	1,116	6,854	59,286	7,178	1,398	8,585	74,255	
								5,632	1,222	6,854	58,064	7,055	1,530	8,585	72,725	Repayment method:
								5,516	1,338	6,854	56,726	6,909	1,676	8,585	71,049	
								5,389	1,465	6,854	55,261	6,750	1,835	8,585	69,214	20 years with principal and interest in equal installment
								5,250	1,604	6,854	53,657	6,575	2,010	8,585	67,204	
								5,097	1,757	6,854	51,900	6,384	2,201	8,585	65,003	
								4,930	1,924	6,854	49,976	6,175	2,410	8,585	62,593	Capital recovery factor: 0.113476
								4,748	2,106	6,854	47,870	5,947	2,638	8,585	59,955	
								4,547	2,307	6,854	45,563	5,696	2,889	8,585	57,066	Note: Figures in parentheses are interest during construction period.
								4,328	2,526	6,854	43,037	5,421	3,164	8,585	53,902	
								4,088	2,766	6,854	40,271	5,121	3,464	8,585	50,438	
								3,826	3,028	6,854	37,243	4,792	3,793	8,585	46,645	
								3,538	3,316	6,854	33,927	4,431	4,154	8,585	42,491	
								3,223	3,631	6,854	30,296	4,037	4,548	8,585	37,943	
								2,878	3,976	6,854	26,320	3,605	4,980	8,585	32,963	
								2,499	4,355	6,854	21,965	3,132	5,453	8,585	27,510	
								2,086	4,768	6,854	17,197	2,613	5,972	8,585	21,538	
								1,634	5,220	6,854	11,977	2,047	6,538	8,585	15,000	
								1,137	5,717	6,854	6,260	1,425	7,160	8,585	7,840	
								594	6,260	6,854	0	745	7,840	8,585	0	
304	121,240	9,466	5,349	14,815	60,402	75,653	136,055	76,678	60,402	137,080	0	24,132	75,653	171,700	0	

Table 13–5 Income Statement for Artvin Project

(Unit: 10^6TL)

No.	Year	Operating Revenue (A)	Operating Expenses			Operating Income (A)-(B)=(C)	Financial Expenses			Net Income (C)-(D)=(E)
			OMA	Depre-ciation	Total (B)		FC	LC	Total (D)	
-2	1993						(12)	(52)	(64)	
-1	1994						(36)	(155)	(191)	
1	1995						(221)	(803)	(1,024)	
2	1996						(741)	(1,824)	(2,565)	
3	1997						(1,670)	(3,130)	(4,800)	
4	1998						(3,019)	(4,801)	(7,820)	
5	1999						(4,607)	(6,284)	(10,891)	
6	2000						(5,582)	(7,083)	(12,665)	
7	2001	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,738	7,187	12,925	7,194.4
8	2002	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,632	7,055	12,687	7,432.4
9	2003	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,516	6,909	12,425	7,694.4
10	2004	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,389	6,750	12,139	7,980.4
11	2005	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,250	6,575	11,825	8,294.4
12	2006	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	5,097	6,384	11,481	8,638.4
13	2007	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	4,930	6,175	11,105	9,014.4
14	2008	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	4,748	5,947	10,695	9,424.4
15	2009	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	4,547	5,696	10,243	9,876.4
16	2010	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	4,328	5,421	9,749	10,370.4
17	2011	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	4,088	5,121	9,209	10,910.4
18	2012	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	3,826	4,792	8,618	11,501.4
19	2013	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	3,538	4,431	7,969	12,150.4
20	2014	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	3,223	4,037	7,260	12,859.4
21	2015	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	2,878	3,605	6,483	13,636.4
22	2016	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	2,499	3,132	5,631	14,488.4
23	2017	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	2,086	2,613	4,699	15,420.4
24	2018	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	1,634	2,047	3,681	16,438.4
25	2019	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	1,137	1,425	2,562	17,557.4
26	2020	25,817.4	1,490	4,208	5,698	20,119.4	594	745	1,339	18,780.4
Total		516,348	29,800	84,160	113,960	402,388	76,678	96,047	172,725	229,663

Remarks

Operating Revenue:

Energy sold : 956.2 x 10^6 kWh
Unit Price : 27 TL/kWh
Total : 25,817.4 x 10^6 TL

OMA: Operation maintenance and Administration Expenses

Project proper : 1,204 x 10^6 TL/year
Related Trans.L.: 286 "
Total : 1,490 "

Depreciation:

Project proper : 3,663 x 10^6 TL/year
Related Trans.L.: 545 "
Total : 4,208 "

Note: Figures in parentheses are interest during construction period.

Table 13--6 Cash Flow Statement for Artvin Project

(Unit: 10^6TL)

No.	Year	Cash Inflow				Cash Outflow						Balance		Remarks
		Funds Procure-ment	Net Income	Depre-ciation	Total	Const-ruction	Repayment of Principal			Interest during Construction	Total	Yearly	Accumulated	
							FC	LC	Total					
-2	1993	1,338			1,338	1,338				64	1,402	-64	-64	
-1	1994	1,336			1,336	1,336				191	1,527	-191	-255	
1	1995	16,218			16,218	16,218				1,024	17,242	-1,024	-1,279	
2	1996	16,209			16,209	16,209				2,565	18,774	-2,565	-3,844	
3	1997	30,868			30,868	30,868				4,800	35,668	-4,800	-8,644	
4	1998	32,699			32,699	32,699				7,820	40,519	-7,820	-16,464	
5	1999	31,926			31,926	31,926				10,891	42,817	-10,891	-27,355	
6	2000	5,461			5,461	5,461				12,665	18,126	-12,665	-40,020	
7	2001		7,194.4	4,208	11,402.4		1,116	1,398	2,514		2,514	8,888.4	-31,131.6	
8	2002		7,432.4	4,208	11,640.4		1,222	1,530	2,752		2,752	8,888.4	-22,243.2	
9	2003		7,694.4	4,208	11,902.4		1,338	1,676	3,014		3,014	8,888.4	-13,354.8	
10	2004		7,980.4	4,208	12,188.4		1,465	1,835	3,300		3,300	8,888.4	-4,466.4	
11	2005		8,294.4	4,208	12,502.4		1,604	2,010	3,614		3,614	8,888.4	4,422	
12	2006		8,638.4	4,208	12,846.4		1,757	2,201	3,958		3,958	8,888.4	13,310.4	
13	2007		9,014.4	4,208	13,222.4		1,924	2,410	4,334		4,334	8,888.4	22,198.8	
14	2008		9,424.4	4,208	13,632.4		2,106	2,638	4,744		4,744	8,888.4	31,087.2	
15	2009		9,876.4	4,208	14,084.4		2,307	2,889	5,196		5,196	8,888.4	39,975.6	
16	2010		10,370.4	4,208	14,578.4		2,526	3,164	5,690		5,690	8,888.4	48,864	
17	2011		10,910.4	4,208	15,118.4		2,766	3,464	6,230		6,230	8,888.4	57,752.4	
18	2012		11,501.4	4,208	15,709.4		3,028	3,793	6,821		6,821	8,888.4	66,640.8	
19	2013		12,150.4	4,208	16,358.4		3,316	4,154	7,470		7,470	8,888.4	75,529.2	
20	2014		12,859.4	4,208	17,067.4		3,631	4,548	8,179		8,179	8,888.4	84,417.6	
21	2015		13,636.4	4,208	17,844.4		3,976	4,980	8,956		8,956	8,888.4	93,306	
22	2016		14,488.4	4,208	18,696.4		4,355	5,453	9,808		9,808	8,888.4	102,194.4	
23	2017		15,420.4	4,208	19,628.4		4,768	5,972	10,740		10,740	8,888.4	111,082.8	
24	2018		16,438.4	4,208	20,646.4		5,220	6,538	11,758		11,758	8,888.4	119,971.2	
25	2019		17,557.4	4,208	21,765.4		5,717	7,160	12,877		12,877	8,888.4	128,859.6	
26	2020		18,780.4	4,208	22,988.4		6,260	7,840	14,100		14,100	8,888.4	137,748	
Total		136,055	229,663	84,160	449,878	136,055	60,402	75,653	136,055	40,020	312,130	177,768	137,748	

第14章　今後の調査

第14章　今後の調査

頁

第14章　今後の調査

Yusufeli及びArtvin両計画の実施設計を行うに当って必要とされる今後の調査は下記の通りである。

14.1 地形測量

YusufeliおよびArtvin両計画のダム地点と付属構造物地点における縮尺1/1000又は1/500の実測又は、航空写真測量による地形図の作成および三角測量基準点と水準点(B.M)の設置。

14.2 地質調査

上記両計画地点における今後の地質調査は、下記の条件のもとに計画されている。

・Yusufeliダムサイトにおけるダムタイプは、ロックフィルダムである。

・Artvin計画のダム地点は、下流案地点であり、且つダムタイプはコンクリートアーチ重力式又は、コンクリートアーチ式ダムが選定されるであろう。

14.2.1 Yusufeli計画

(1) 貯水池区域

地辷りに配慮した岩相地質図の作成。

(2) ダム地点及び付属構造物地点

(a) ボーリング

位　置	孔数及び孔長	目　的
上流仮締切ダム	1孔，着岩後20m	仮締切ダム地点の河床砂礫の厚さと透水性の確認
ダム右岸取付部 EL.550～710m	2孔，未　定	ダム右岸取付部EL.550～700m間の基盤の透水性確認
洪水吐終端	1孔，着岩後10m	洪水吐終端部に分布する表層堆積物の厚さの確認

(b) 材料調査

<u>不透水性土質材料</u>

Gorgulu 地辷り周辺の土質材料のうち、red soilおよびblack soilについて下記の調査を行う。

(Red soil)

・賦存量調査－分布範囲に 100m毎のグリッドでピットを掘削する。ピットの深さは原則として３ｍとする。

・各ピットより深度１ｍ毎にサンプリングを行う。

・室内試験の項目は、Table 7-4 の通り。

・Table 7-4 の他に、膨潤試験を行う。この試験の個数については、現地の事情に応じて別途決める。

(Black soil)

・Gorgulu 地辷り塊の分散した個処（地表）より５～10個のサンプリングを行う。

・各サンプルについてＸ線分析を行い、モンモリロナイト含有量の試験を行うと共に、膨潤試験も実施する。

・その他の調査および試験の実施については、上記試験の結果によって判断する。

フィルター材料

・Oltu川と Coruh川の合流点付近に発達する砂礫州は、フィルター材料及びコンクリート骨材採取予定地点である。砂礫州に 100mグリッドのピット（深さ２～３ｍ）を掘り、深さ１ｍ毎のサンプリングを行う。

・採取サンプルについて、下記の項目の試験を行う。

粒度・吸水率・締固め・透水性・せん断強度

コンクリート骨材

・上記したフィルター材料調査において採取した試料について、Table 7-4 に示した項目の試験を行う。

・フィルター材料の試験項目と重複するものについては、どちらか一つの試験を行う。

ロック材料試験

盛立用ロック材料は、ダム地点下流に予定されるであろう quarry siteから採取される。Quarry siteが決定した場合は、そのsiteより採取したSamples によって、下記の項目に関する試験を行う。

比重・吸水率・耐久性・せん断強度

14.2.2 Artvin計画

(1) 貯水池区域およびHavuzlu地辷り

・地辷りに配慮した岩相地質図の作成

・Havuzlu 地辷りにおけるmonitor systemの準備とその長期観測

(2) ダム地点及び付属構造物地点

下記の横坑およびボーリングは、1986年2月に現地踏査を行ったJICA第2次調査団が勧告した調査計画である。

(a) 横　坑

坑　名	座　標		方向および長さ
IRA-1	(480635, 533323)	－坑口	N10°E, 35m
	(480640, 533360)	－曲折点	N60°E, 130m
	(480750, 533425)	－横坑終点	合計長 165m
ILA-2	(480500, 533357)	－坑口	N45°W, 50m
	(480465, 533392)	－横坑終点	合計長 50m
			横坑 2本 合計長 215m

（注）各坑の坑口標高はほぼ435mである。

(b) ボーリング

坑　名	座　標	方向および長さ
SIDI-2	(480740, 533365)	N85°W, 水平より50°, 150m
SID -3	同じ位置より	垂直, 200m
SIDI-4	(480547, 533460)	N90°W, 水平より10°, 160m
		3本 合計長 510m

上記3本に加えて、河床を交叉する2本の傾斜ボーリングが必要であるが、それらの孔口位置は未定であるので、各孔のながさを決めることは出来ない。これら2孔のボーリングの目的は、先に実施したボーリング SID-1において発見した断層の延長方向を確認するため行うもので、河床を斜交することが重要である。

(c) 地表地質調査

新しい地形図に基づいた詳細な地質図の作成。

(d) コンクリート骨材試験

ダム地点近傍に分布する河床砂礫を対象としてコンクリート骨材試験を行う。試験項目は、Table 7-4 に示した通り。

JICA