

日本經濟團體

日本經濟團體聯合會

調查報告書

關於...

平成2年12月

日本經濟團體聯合會

3315  
2R 4  
50-135

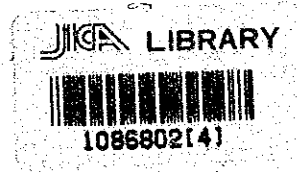


トルコ共和国

エルマネック水力発電開発計画

調査報告書

主報告書



21827

平成 2 年 12 月

国際協力事業団

# 報告書の構成

要 約  
主 報 告 書  
図 面 集

国際協力事業団

21827

## 序 文

日本国政府は、トルコ共和国政府の要請に基づき、同国エルマネック水力発電開発計画調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、1989年3月から1990年9月までの間、5回にわたり、日本工営株式会社の久野一郎氏を団長とする調査団を現地に派遣した。調査団はトルコ共和国政府関係者と協議を行うとともに当該地域での現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。

本報告書が当該計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

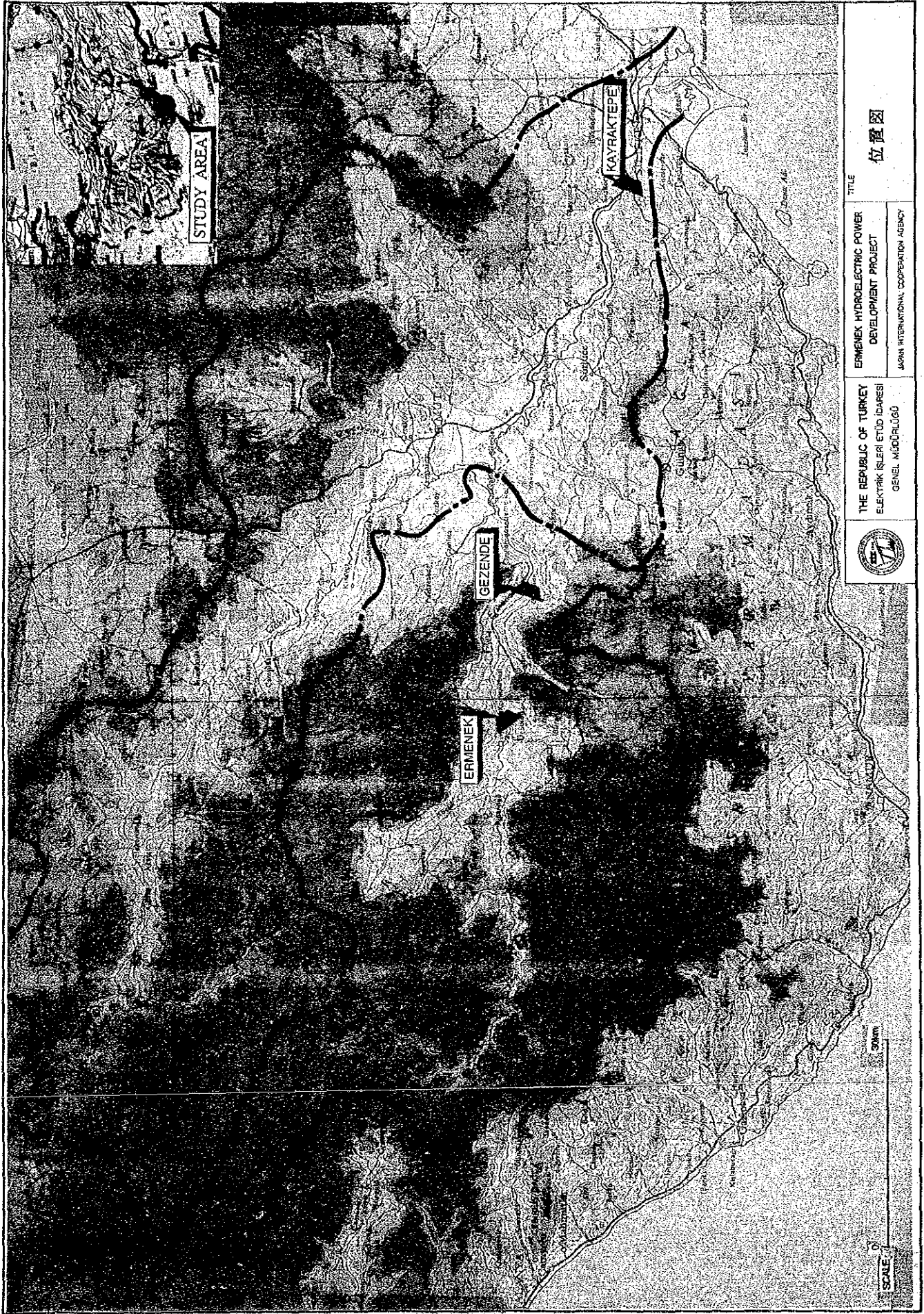
最後に、本調査に多大なご協力を頂いた同国の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。


1990年12月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介





	THE REPUBLIC OF TURKEY ELEKTRİK İŞLERİ ETÜD İÇİŞİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ	TITLE <b>位置図</b>
	ERMENEK HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	

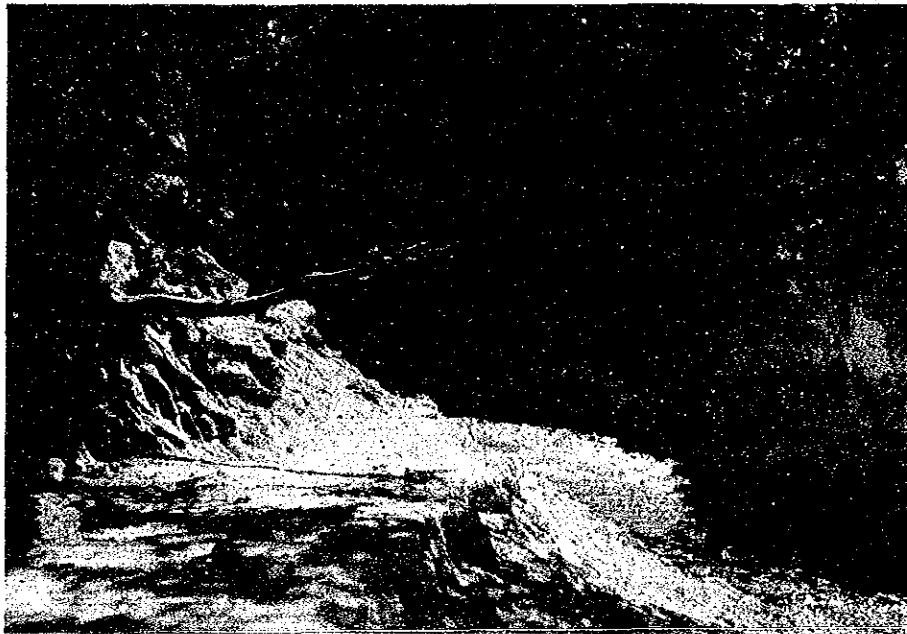
SCALE 30km







A distant view of the Görmel Gorge, in which  
Ermenek dam site is located, viewed from upstream  
(July 1989)



Erik intake weir site viewed from downstream  
(July 1989)



THE REPUBLIC OF TURKEY  
ELEKTRİK İŞLERİ ETÜD İDARESİ  
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

ERMENEK HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

TITLE

写真 (1/3)





I-Cc dam site, looking downstream from the left bank  
(July 1989)



THE REPUBLIC OF TURKEY  
ELEKTRİK İŞLERİ ETÜD İDARESİ  
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

ERMENEK HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

TITLE

写真(2/3)





I-Cc dam site viewed from downstream (July 1989)



THE REPUBLIC OF TURKEY  
ELEKTRİK İŞLERİ ETÜD İDARESİ  
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

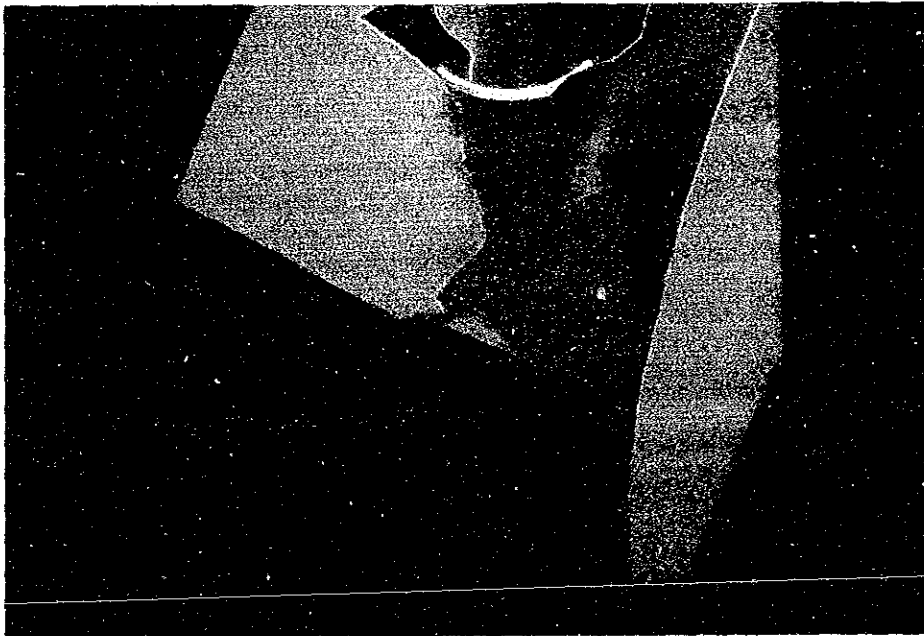
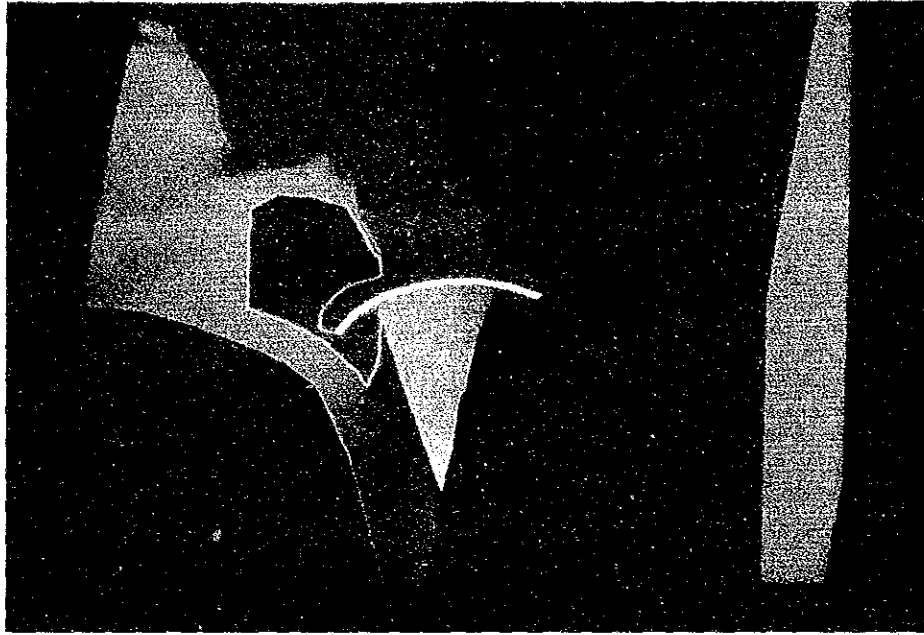
ERMENEK HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

TITLE

写真 (3/3)





HWL: 675 m      Dam height: 190 m  
 P: 320 MW      Annual energy: 1,054 GWh



THE REPUBLIC OF TURKEY  
 ELEKTRİK İŞLERİ ETÜD İDARESİ  
 GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

ERMENEK HYDROELECTRIC POWER  
 DEVELOPMENT PROJECT

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

TITLE

エルマネックダムの鳥瞰図





計 画 諸 元

(1) 水文および貯水池

1.1 エルマネックダムサイトでの流域面積 : 2,156km<sup>2</sup>

1.2 エリク溪流取水ゼキサイトでの  
流域面積 : 239km<sup>2</sup>

1.3 平均年流入量 : 14.66億m<sup>3</sup>

単 位	エルマネック	エリク	合 計
m <sup>3</sup> /秒	43.0	3.5	46.5
百万m <sup>3</sup> /年	1,356	110	1,466
mm/年	629	460	612

1.4 常時満水位 (H.W.L) : 675m

1.5 最低水位 (L.W.L) : 615m

1.6 貯水池利用水深 : 60m

1.7 貯水池表面積 : 48.4km<sup>2</sup>

1.8 無効貯水容量 : 11.90億m<sup>3</sup>

1.9 有効貯水容量 : 23.39億m<sup>3</sup>

1.10 総貯水容量 : 35.29m<sup>3</sup>

1.11 有効貯水容量一年平均流入量比 : 160%

(23.59/14.66)

1.12 ダム設計洪水 (P.M.F)

- 冬 季 : 5,400m<sup>3</sup>/秒

- 春 季 : 5,000m<sup>3</sup>/秒

1.13 仮排水工設計洪水(5年確率) : 900m<sup>3</sup>/秒

1.14 エリク取水ゼキ設計洪水  
(100年確率) : 400m<sup>3</sup>/秒

## (2) 仮排水工

### 2.1 上流側コフアーダム

- タイプ : コンクリーアーチ
- コンクリート体積 : 1,300m<sup>3</sup>

### 2.2 仮排水路トンネル

- タイプ : コンクリー巻立て、  
標準馬蹄形断面
- トンネル条数 : 1条
- 内径×延長 : 7m x 365m

### 2.3 下流側コフアーダム

- タイプ : コンクリー重力式
- コンクリート体積 : 2,600m<sup>3</sup>

## (3) ダム

- 3.1 ダムサイト : I-Ccダム軸
- 3.2 ダム型式 : 放物線型複合曲面  
コンクリート薄肉アーチ
- 3.3 ダム頂標高 : 680.0m
- 3.4 ダム設計洪水位 (DFWL) : 678.3m
- 3.5 ダム高 : 190m
- 3.6 ダム頂長さ : 165.8m
- 3.7 ダム体積 : 27万m<sup>3</sup>
- 3.9 カーテングラウト孔の総延長 : 386km
- 3.10 グラウト用トンネルの総延長 : 13.58km

#### (4) 洪水吐きシステム

4.1 DFWLでの総設計流量 :  $2,600\text{m}^3/\text{秒}$

#### 4.2 底部放流管

ーゲートタイプ : 高圧スライドゲート

ーゲート寸法 : 幅 $2.5\text{m}$  x 高さ $4.0\text{m}$

ーゲート数 : 2

ーゲート中心線標高 : EL.545.0m

ーDFWLでの放流能力 :  $940\text{m}^3/\text{秒}$

ーLWLでの放流能力 :  $670\text{m}^3/\text{秒}$

#### 4.3 トンネル式洪水吐き

ートンネルタイプ : コンクリー巻立て、一部  
内張り鋼管、円形-->楕型

ートンネル断面 : 内径 $7\text{m}$ -->幅 $7\text{m}$  x 高さ $7\text{m}$

ートンネル延長 :  $263\text{m}$  x 1条

ーゲートタイプ : 高圧ローラーゲート

ーゲート寸法 : 幅 $3.0\text{m}$  x 高さ $7.0\text{m}$

ーゲート数 : 2

ーゲート中心線標高 : EL.630.0m

ーDFWLでの放流能力 :  $1,160\text{m}^3/\text{秒}$

#### 4.4 常用自由越流吐き

ー越流頂標高 : EL.675.0m

ー越流頂長さ x 個数 :  $40\text{m}$  x 1ヶ所

ーDFWLでの放流能力 :  $500\text{m}^3/\text{秒}$

#### 4.5 非常用自由越流吐き

ー越流頂標高 : EL.678.0m

ー越流頂長さ x 個数 :  $30\text{m}$  x 2ヶ所

(5) 水路

- 5.1 設計流量 : 116.6m<sup>3</sup>/秒
- 5.2 導水路トンネル : 内径6.1m×延長9,042m
- 5.3 圧力シャフト : 内径3.6m×延長553m×2条
- 5.4 放水路トンネル : 内径6.1m×延長1,764m

(6) 発電所

- 6.1 建屋型式 : 地下
- 6.2 地下空洞寸法 : 幅27.0m×高さ38.5m×長さ98.0m
- 6.3 最大使用流量 : 116.6m<sup>3</sup>/秒
- 6.4 発電設備容量 : 16万kW×2台=32万kW
- 6.5 エリク発電所 : 6,700kW×1台
- 6.6 発電出力

	エルマネック	エリク	合計
— 90%保証ピーク出力 (MW)	294	3	297
— 常時電力量 (GW時/年)	925	19	944
— 2次電力量 (GW時/年)	97	13	110
— 年発電電力量 (GW時/年)	1,022	32	1,054

6.7 ゲゼンデ発電所の常時出力増強効果

	ゲゼンデ単独	エルマネック完成後
— 発電設備容量 (MW)	150	150
— 90%保証ピーク出力 (MW)	41	150
— 常時電力量 (GW時/年)	118	526
— 2次電力量 (GW時/年)	448	115
— 年発電電力量 (GW時/年)	566	641

(7) エルマネック発電所の発電設備

7.1 水車

- 型式 : 立軸フランシス
- 定格水頭 : 308m
- 回転数 : 333/分
- 定格出力×台数 : 16.35万kW x 2台

7.2 発電機

- 型式 : 立軸、回転界磁、3相、交流同期型
- 定格出力×台数 : 18万kVA x 2台
- 定格端子電圧 : 14.4kV
- 定格力率 : 常時88.9%  
5%過負荷運転時93.3%
- 回転数 : 333/分

7.3 主変圧器

- 型式 : 単相、2巻線
- 冷却系 : 水冷、強制油循環
- 容量 : 6万kVA/台
- 台数 : 3台×2バンク=6台
- 電圧 : 14.4/380kV

(8) エリク取水ゼキ

- 8.1 常時満水位 : 820.0m
- 8.2 取水ゼキ型式 : 自由越流型コンクリート重力式
- 8.3 越流頂標高 : 820.0m
- 8.4 設計洪水位 : 824.5m
- 8.5 河床上のゼキの高さ : 14.0m
- 8.6 堤頂延長 : 21.0m

(9) エリク導水施設

- 9.1 設計流量 : 6.0m<sup>3</sup>/秒
- 9.2 エリク導水トンネル : 無圧式、幅2.2m×高さ2.3m  
×延長3,580m
- 9.3 ヘッドタンク : 幅4.0m×長さ15.0m  
×有効水深2.0m
- 9.4 鉄管路 : 内径1.2m×延長240m
- 9.5 放水庭
- 最高水位 : 693.03m
  - 常時放水位 : 675.00m
  - 最低水位 : 592.08m
  - タワー内径 : 4.0m
- 9.6 注水用斜坑 : 幅3.5m×高さ3.5m、幌型断面

(10) エリク発電所の発電設備

10.1 水車

- 型式 : 立軸フランス
- 定格水頭 : 133m
- 回転数 : 750/分
- 定格出力×台数 : 6,950kW x 1台

10.2 発電機

- 型式 : 立軸、回転界磁、3相、交流同期型
- 定格出力×台数 : 8,375kVA x 1台
- 定格端子電圧 : 6.6kV
- 定格力率 : 0.8
- 回転数 : 750/分

10.3 変圧機

- 容量×台数 : 8,375kVA x 1台
- 電圧 : 6.6/34.5kV

(11) 送電線

- 11.1 38万Vセイディシェヒル線 : 160km  
(1回線、3×954MCM)
- 11.2 34,500V線 : 16km  
(発電所～ダムサイト間、他)





## 目 次

序文

報告書の構成

位置図

写真

エルマネックダム鳥瞰図

計画諸元

頁

第1章 序 .....	1 - 1
第2章 計画の背景 .....	2 - 1
2.1 トルコの自然概要 .....	2 - 1
2.2 トルコの人文地理概要 .....	2 - 2
2.3 電力供給の展望 .....	2 - 3
第3章 電力調査 .....	3 - 1
3.1 トルコの電力供給事業体 .....	3 - 1
3.2 現存の電力供給システム .....	3 - 2
3.2.1 発電設備 .....	3 - 2
3.2.2 送電設備 .....	3 - 4
3.2.3 地方電化 .....	3 - 4
3.3 電力市場 .....	3 - 5
3.3.1 エルマネック計画の供給地域 .....	3 - 5
3.3.2 過去の電力需要 .....	3 - 5
3.3.3 電気料金制度 .....	3 - 8

3.4	電力需要予測	3-9
3.4.1	トルコ全国の電力需要予測	3-9
3.4.2	地域の電力需要予測	3-12
3.5	電力系統開発計画	3-13
3.5.1	2010年までのTEKの開発計画	3-13
3.5.2	エルマネック発電所の運転方式	3-15
3.6	電力評価値	3-16
第4章	既存計画のレビューと予備検討	4-1
4.1	ギョクス流域の既存水力発電開発計画のレビュー	4-1
4.2	エルマネック計画の既存調査のレビュー	4-4
4.3	開発計画の予備検討	4-5
4.3.1	エルマネックダムのサイトと型式	4-6
4.3.2	1段式開発案の予備検討	4-7
4.3.3	エルマネックダムと下流側の第2ダムによる2段式開発案	4-8
4.3.4	エルマネックダムと上流側の第2ダムによる2段式開発案	4-10
第5章	計画地域の自然条件	5-1
5.1	実施した現地調査	5-1
5.1.1	現地調査の範囲と工程	5-1
5.1.2	地形測量	5-2
5.1.3	地質調査	5-2
5.1.4	材料試験	5-3
5.1.5	その他の調査	5-4
5.2	エルマネック流域	5-5

5.3	地質	5-5
5.3.1	計画地域の地形	5-5
5.3.2	計画地域の一般地質	5-7
5.3.3	計画サイトの地質	5-8
5.3.4	地震	5-17
5.4	建設材料	5-19
5.4.1	コア材料	5-19
5.4.2	コンクリート骨材	5-19
5.4.3	ロック材	5-20
5.5	水文	5-20
5.5.1	気候の特徴	5-20
5.5.2	降雨	5-21
5.5.3	流量	5-22
5.5.4	洪水	5-24
5.5.5	可能最大洪水	5-25
5.5.6	堆砂	5-28
5.5.7	水質	5-29
5.6	計画サイトへのアクセス	5-29
5.6.1	既存の港湾	5-29
5.6.2	既存の道路網	5-30
5.6.3	道路輸送ルート	5-30
5.6.4	道路の必要な改良工事	5-30
第6章 環境と補償費		6-1
6.1	現在の環境条件	6-1
6.1.1	人口	6-1
6.1.2	経済	6-1
6.1.3	土地利用	6-2

6.1.4	公共医療	6-2
6.1.5	公衆衛生	6-2
6.1.6	地形・地質	6-3
6.1.7	地表水	6-3
6.1.8	陸生動植物	6-3
6.1.9	水生動植物	6-4
6.2	補償物件調査の結果	6-4
6.2.1	調査規準	6-4
6.2.2	人口と土地利用	6-4
6.2.3	地価と補償費	6-4
6.3	予見される環境影響	6-5
6.3.1	社会経済への影響	6-5
6.3.2	物理的影響	6-6
6.3.3	生態系への影響	6-7
6.3.4	環境リスク予備評価マトリクス	6-8
6.4	法律	6-8
6.5	対策	6-9
6.5.1	決定プロセス	6-9
6.5.2	移転計画	6-10
6.5.3	施設設計における環境影響の考慮	6-10
6.5.4	法律・制度	6-10
6.6	今後必要な調査	6-10
第7章	最適開発計画	7-1
7.1	計画上の背景	7-1
7.2	計画作業の手順	7-2

7.3	仮定と準備作業	7-3
7.3.1	貯水池の初期湛水計画	7-3
7.3.2	漏水リスクの評価	7-4
7.3.3	貯水池運用シミュレーションと発電便益の評価	7-6
7.3.4	建設単価	7-7
7.3.5	建設支出計画と割引率	7-7
7.4	基本計画の検討	7-7
7.4.1	I-Cダムサイト内のダム軸の選定	7-7
7.4.2	エリク導水計画の経済性	7-10
7.4.3	地下発電所の妥当性	7-11
7.4.4	エリク発電所の経済性	7-12
7.5	主要施設の最適諸元	7-13
7.6	最適開発計画	7-19
7.7	2段式開発案に対する優位性	7-20
第8章	計画施設	8-1
8.1	河川の仮排水工	8-1
8.2	ダム	8-2
8.3	洪水吐き	8-4
8.4	グラウトカーテン	8-6
8.5	水路系	8-9
8.6	発電所	8-10
8.7	エリク導水計画	8-10
8.8	鋼構造施設	8-13
8.9	発電設備	8-17
8.10	送電線	8-20
8.11	エリク発電所の発電設備	8-20

第9章 施工計画および積算 .....	9-1
9.1 施工計画 .....	9-1
9.1.1 建設工事の実施形態 .....	9-1
9.1.2 準備工事 .....	9-1
9.1.3 工事用プラント、機械、材料 .....	9-3
9.1.4 工事用電力供給および通信設備 .....	9-4
9.1.5 仮排水工 .....	9-6
9.1.6 主要構造物の施工計画 .....	9-7
9.1.7 エリク導水計画 .....	9-10
9.2 建設工程 .....	9-10
9.3 建設費 .....	9-12
9.3.1 見積条件と仮定 .....	9-12
9.3.2 建設費 .....	9-13
第10章 エルマネック計画のフィージビリティ .....	10-1
10.1 ゲゼンデ発電所の常時出力増強効果 .....	10-1
10.2 経済評価 .....	10-2
10.3 財務分析 .....	10-5
第11章 今後必要な調査 .....	11-1
11.1 実施形態の決定 .....	11-1
11.2 地質調査 .....	11-1
11.3 水文調査 .....	11-1
11.4 設計 .....	11-2
11.5 環境影響評価 .....	11-2
11.6 エルマネック川上流計画への影響 .....	11-2
参考資料リスト .....	12-1

付 表 目 次

表1.1	E I Eカウンターパート名簿	T - 1
表3.1	トルコの発電設備の構成内訳 (1988年)	T - 3
表3.2	発電設備容量の開発実績	T - 4
表3.3	発電電力量の1次エネルギー源別シェアの変化	T - 5
表3.4	トルコの発電電力量の推移	T - 6
表3.5	トルコの送電線の建設実績	T - 7
表3.6	トルコの変圧機の台数と容量の設置実績	T - 8
表3.7	地方電化の実績	T - 9
表3.8	地域配電会社による地方電化の現状	T - 10
表3.9	電力系統の運転実績	T - 11
表3.10	経済活動別電力消費量の伸び	T - 12
表3.11	コンヤ・カラマン両県の受電電力量 (1988年)	T - 13
表3.12	コンヤ・カラマン両県の消費電力量 (1988年)	T - 14
表3.13	電気料金	T - 15
表3.14	長期電力需要予測	T - 18
表3.15	GDPと電力消費量の成長率	T - 20
表3.16	電力需要予測のレビュー	T - 22
表3.17	日負荷曲線の特徴 (2000年)	T - 23
表3.18	コンヤ・カラマン両県の電力需要予測	T - 24

表5.1	計画地域の地質	T-25
表5.2	コアボーリングの数量	T-26
表5.3	室内材料試験結果一覧	T-30
表5.4	エルマネック計画の岩石分類表	T-31
表5.5	計画地域の岩石の物性値	T-32
表5.6	計画サイトにおける最大確度地震時の地盤加速度	T-33
表5.7	テストピット調査の数量	T-34
表5.8	室内試験の数量	T-35
表5.9	コア材の室内試験結果	T-36
表5.10	骨材の室内試験結果	T-40
表5.11	ロック材の室内試験結果	T-42
表5.12	アルカリ骨材反応試験の結果	T-43
表5.13	軟石率試験の結果	T-44
表5.14	1965~1987年の流量記録から算定した平均流出率	T-45
表5.15	測水所17-14の推定流量から算定された流出率(1965~1987年)	T-46
表5.16	流域別の推定平均年流出高(1946~1987年)	T-47
表5.17	測水所17-14の年最大ピーク流量記録	T-48
表5.18	測水所17-14の確率洪水ピーク流量	T-49
表5.19	測水所17-14の確率洪水ボリューム	T-50
表5.20	シリフケ~ギュルナール~エルマネック道路上の橋	T-51
表5.21	シリフケ~ムット~エルマネック道路上の橋	T-52



表6.1	エルマネック郡の土地利用(1988年)	T-54
表6.2	エルマネック病院の患者数	T-55
表6.3	エルマネック川の水質	T-56
表6.4	エルマネック流域で生息が確認されている鳥類	T-57
表6.5	エルマネック流域の樹種	T-58
表6.6	ギョクス河水系の魚種	T-59
表6.7	地域別および都市別人口の伸び(20,000人超)	T-60
表6.8	エルマネック計画の環境リスク予備評価マトリクス	T-61
表9.1	労働単価	T-62
表9.2	建設材料の市場価格	T-63
表9.3	建設機械の市場価格	T-64
表9.4	エルマネック計画の総投資額一覧	T-65
表9.5	エルマネック計画の建設費内訳	T-66
表10.1	経済費用と便益の流れ	T-76
表10.2	卸売り物価指数と換算レートの実績と将来動向の一試算	T-77
表10.3	財務支出と収入のフロー	T-78
表10.4	ローン償還計画	T-79

付 図 目 次

図1.1	フィージビリティスタディのフローチャート	F-1
図1.2	フィージビリティスタディの一般工程	F-2
図1.3	JICA調査団の要員計画	F-3
図1.4	追加詳細調査の工程	F-4
図3.1	EIEの組織図	F-5
図3.2	DSIの組織図	F-6
図3.3	TEKの組織図	F-7
図3.4	発電設備の開発実績	F-8
図3.5	総発電電力量に占める1次エネルギー源別のシェアの推移	F-8
図3.6	発電電力量の伸び	F-9
図3.7	ピーク電力需要予測と供給設備計画	F-10
図3.8	電力量需要予測と運転計画	F-11
図3.9	平日の日負荷曲線(2000年)	F-12
図3.10	日曜日の日負荷曲線(2000年)	F-12
図3.11	平日の日負荷持続曲線(2000年)	F-13
図3.12	日曜日の日負荷持続曲線(2000年)	F-14
図3.13	ピークおよびベース部分毎の負荷率(平日、2000年)	F-15
図4.1	予備検討作業のフローチャート	F-16

図5.1	エルマネック川のギョルメル峡谷部の横断図	F-17
図5.2	エルマネック貯水池の面積・容量曲線	F-18
図5.3	タウルスベルトの地理区分	F-19
図5.4	アナトリア半島の地質構造図	F-20
図5.5	計画地域周辺の震央図	F-21
図5.6	ギョクス流域の気候の特徴(1/2)	F-22
図5.7	ギョクス流域の気候の特徴(2/2)	F-23
図5.8	エルマネック流域の月別降雨と流量の平均パターン	F-24
図5.9	推定月別流入量シリーズ	F-25
図5.10	測水所17-14の推定流量の持続曲線	F-26
図5.11	1975年豪雨の24時間等雨量線図	F-27
図5.12	ダムサイト周辺の測水所の位置図	F-28
図5.13	融雪期の河川水位の日変動記録	F-29
図5.14	エルマネック貯水池の推定年流入量シリーズ	F-30
図5.15	トルコの流域面積～既往最大洪水比流量図	F-31
図5.16	エルマネック流域の洪水の推定遅れ時間	F-32
図5.17	エルマネック川の推定ユニットグラフ	F-33
図5.18	1月の可能最大洪水	F-34
図5.19	4月の可能最大洪水	F-35
図5.20	流量～浮流砂量曲線	F-36
図5.21	計画地域の行政区画	F-37
図5.22	エルマネック郡の森林地帯と関連施設	F-38

図7.1	最適開発計画立案作業のフローチャート	F-39
図7.2	純便益の算出手順	F-40
図7.3	代替満水位別の初期湛水期間	F-41
図7.4	エルマネック貯水池の初期湛水計画	F-42
図7.5	エルマネック貯水池の水位変動のシミュレーション図	F-43
図7.6	ギョルメル峡谷の3つのダム軸のダム体積、掘削量、建設費曲線	F-44
図7.7	貯水池の最適利用水深	F-5
図7.8	導水路トンネルの最適ルート	F-46
図7.9	放水口周辺の河川縦断	F-47
図7.10	放水路トンネルの最適ルートと放水口の位置	F-48
図7.11	エリク川の流量持続曲線	F-49
図7.12	代替満水位～発電出力図	F-50
図7.13	エルマネック計画の最適開発規模	F-51
図8.1	仮排水トンネルの水位～流量曲線	F-52
図8.2	仮排水工設計洪水時の貯水池水位と流量曲線	F-53
図8.3	導水路調圧水槽のサージング水位曲線	F-54
図8.4	放水路調圧水槽のサージング水位曲線	F-55
図8.5	可能最大洪水時の貯水池水位と放流量曲線	F-56

(1) トルコ国内機関

DMİ : 気象庁  
DSİ : 国家水利庁  
EİE : 電力調査庁  
SİS : 国家統計庁  
SPO : 国家企画庁  
TEK : トルコ電力公社

(2) 海外機関

JICA : 国際協力事業団

(3) 計量単位

長さ

mm : ミリメートル  
cm : センチメートル  
m : メートル  
km : キロメートル

面積

km<sup>2</sup> : 平方キロメートル

体積

MCM : 百万立方メートル  
m<sup>3</sup> : 立方メートル

電気

V : ボルト  
kW : キロワット  
MW : メガワット  
kWh : キロワット時  
MWh : メガワット時  
GWh : ギガワット時

貨幣

TL : トルコリラ  
US\$ : 米ドル  
US¢ : 米セント  
¥ : 日本円

重量

kg : キログラム

ton : トン

時間

sec, s : 秒

min : 分

hr : 時

yr : 年

その他

% : パーセント

° : 度

' : 分

" : 秒

m<sup>3</sup>/s : 立方メートル/秒

(4) 経済・財務

EIRR : 経済的内部収益率

FIIRR : 財務的内部収益率

FC : 外貨

LC : 内貨

GDP : 国内総生産

GNP : 国民総生産

GRDP : 地域総生産

OMR : 運転・維持管理・設備更新

LS : 一括

(5) 標高

EL : 標高

HWL : 常時満水位

FWL : 洪水位

LWL : 低水位

(6) 為替レート (1989年11月)

US\$1.00 = TL2,300 = ¥143

本文





## 第1章 序

本エルマネック水力発電開発計画は、トロス山脈に源を発するギョクス河流域の豊富な包蔵水力を開発するための諸計画の内でも有望なダム発電計画として、初期踏査段階から着目されてきたものである。本計画サイトはアンカラの南方約370kmに位置する。

このエルマネック水力発電開発計画のフィージビリティスタディは、1988年9月22日にアンカラにて、トルコ共和国エネルギー天然資源省・トルコ電力調査庁（E İ E）と、日本国政府の技術協力計画の公的实施機関である日本国国際協力事業団（J I C A）との間で合意された調査仕様書に基づいて、1989年3月から1990年12月の期間にかけてJ I C A調査団によりE İ Eのカウンターパートチームとの協力の下に実施された。

この調査の目的は、本計画の最適開発計画を策定し、その技術・経済および財務的フィージビリティを評価することである。

本調査は、予備調査、追加詳細調査、およびフィージビリティ設計の3段階にわたって実施された。1989年3月から7月までの予備調査段階では、収集資料と現地踏査に基づいて既存計画のレビューと、本計画の開発方式の比較検討を行い、本調査の詳しい作業計画を作成した。1989年5月から1990年2月までの追加詳細調査段階では、地形測量、地質ボーリング、物理探査等の現地調査を実施した。1989年12月から1990年9月までのフィージビリティ設計段階では、計画地域の自然条件と電力需要供給予測に基づいて、本計画の最適開発規模と構造物の配置計画を作成した。主要構造物の諸元を決定し、建設費を推定した。さらに本計画の経済・財務性および環境影響を評価した。

この報告書は、上記3段階の調査のすべての結果を報告するものである。

調査団に対して支援と協力を惜しまなかったトルコ共和国政府関係者、および貴重な情報と資料を提供し、討議に参加し、有益な助言とその他のさまざまな支援を頂いた関係各位に対し調査団は深く感謝の意を表したい。さらに本調査の実施のために尽力を頂いた日本国政府関係者をはじめ、調査団に対し全面

的な協力を惜しまず、さまざまな困難を克服して現地調査を遂行されたE I E  
のカウンターパートの皆様方に対し心から感謝するものである。

## 第2章 計画の背景

### 2.1 トルコの自然概要

トルコの国土は東西1,600km、南北650km、面積は78万1千km<sup>2</sup>であり、西アジアのアナトリア半島とヨーロッパ部のトラキアの一部から成る。

国土の北側は黒海に面し、南側は地中海、西部はエーゲ海に面している。同国の東部および南東部は、ソ連、イラン、イラク、シリアと国境を接し、北西部ではギリシャおよびブルガリアと国境を接する。

トルコ半島はアルプス～ヒマラヤ造山帯に属し、内陸部の高原をはさんで東西に走る褶曲山脈によって特徴づけられる。

黒海沿岸のクゼイ・アナドル山脈はその北側に絶壁を呈し、その南側には構造谷を有する。河川はこの構造谷に沿って東西および南北に走る。エーゲ海沿岸部にはリアス式海岸が形成されている。パティ・トロス山脈は地中海沿岸の褶曲山地であり、北東に伸びるオルタ・トロス山脈に連なる。アナトリア半島の中央内陸部はアナトリア高原と呼ばれ、その南東部にはエルヂヤス山（標高3,916m）、ハサン山（標高3,253m）等の活火山がある。東部にはアルメニヤ高原があり、南方にディチュレ（チグリス）およびフラットゥ（ユーフラテス）河流域が開けている。トルコ全土の平均標高は1,125mであり、東部国境のアララト山（標高5,165m）が最高峰である。

北緯36度から42度に位置するトルコは、冬季には北極気団からの北西卓越風、夏季には熱帯気団による北卓越風の影響を受ける。黒海沿岸部では一般に温暖・湿潤である。アナトリア高原とアルメニヤ高原は乾燥しており、冬季には冷たい風が卓越し、多少の降雨をもたらす。エーゲ海および地中海沿岸部では冬季には温暖だが夏季には暑い。湿潤な南西風が時に豪雨をもたらす。冬季には沿岸地方は湿潤となる。平均年降雨量はエーゲ海と地中海沿岸部で500～700mmだが、黒海沿岸では2,500mmに達する。内陸部では5月が最も湿潤であるが、平均年降雨量は250～450mmである。

## 2.2 トルコの人文地理概要

1985年の人口統計によればトルコの人口は5,030万人であり、1980年から1985年までの平均成長率は2.5パーセントであった。平均人口密度は64人/km<sup>2</sup>であったが、人口はトラキア地方およびマルマラ海、エーゲ海、地中海、黒海沿岸部に集中している。都市人口比率は1985年には53パーセントであった。主要都市のその郊外部を含む人口は、アンカラ330万人、イスタンブール580万人、イズミール230万人、アダナ170万人、ブルサ130万人である。1985年の総労働者数1,850万人のうち、1,110万人あるいは60パーセントは農業に従事し、240万人（13%）が製造業、240万人（13%）がサービス業に従事していた。

総国土面積7,810万ヘクタールのうち、3,630万ヘクタール（46.5%）は農地、2,020万ヘクタール（25.9%）は森林、残りの2,160万ヘクタール（27.6%）はその他の土地と水面である。農地はさらに、2,450万ヘクタールの農耕地と、300万ヘクタールの多年草本農地、および880万ヘクタールの牧場に分類される。

トルコの行政区は県知事に代表される73の県から成る。一つの県は各行政官に代表される郡に小分類される。各郡はさらに市町村に細分類される。県都、郡都、さらに人口2,000人以上の集落は市として認定されている。

1986年9月のOECDによるトルコ経済調査によれば、1987年の国内総生産（GDP）は名目50.7兆トルコリラもしくは592億米ドル相当であった。これは一人当たりGDP1,120米ドル（1987年）に相当する。1982年から1987年までの実質成長率は平均6.0パーセントであった。同調査によれば、このGDPの17.4パーセントは農林水産業、32.2パーセントは製造業、4.1パーセントは建設業、そして46.2パーセントはサービス業によった。

トルコ経済においてインフレーションは最大の課題となっている。国家統計庁の過去6年（1982～1988）の卸売物価指数によると、1981年を100とする同指数は、1982年に127.0となり、1988年には1,027.3に達しており、平均上昇率42パーセントに相当する。

トルコ経済は1980年代に入って輸出指向型産業の奨励と政府補助金の削減、および外国投資の奨励政策の導入により転換点を迎えた。さらに最近の政策としては、国営経済企業の民営化、およびBOT (Build-Operate-Transfer) 方式の推進がうたわれている。第5次5ヶ年計画(1985~1989)では、経済構造改革の長期目標として、生産および投資プロセスでの政府の関与の度合いを低めることが上げられている。次期5ヶ年計画期間中には国民総生産(GNP)は年率5.8パーセント、一人当りGNPは同3.8パーセントの成長が見込まれている。

### 2.3 電力供給の展望

エネルギー供給事業の主要な目標は、良質のエネルギーを十分に、確実に、そして安く供給することにある。政府のエネルギー政策および生産計画は、全消費部門のエネルギー需要を満たし、社会・経済開発を支援することを目的としている。

第5次5ヶ年計画期間中のトルコにおける1次エネルギー生産の伸びは年率4.8パーセントであった。第5次5ヶ年計画の最後の年である1989年のエネルギーの総生産量は2,790万TOE(石油換算トン)、同総消費量は5,120万TOEであった。1次エネルギーの自給率は54.5パーセントであった。消費分野別の1次エネルギー消費シェアは、産業用30.1パーセント、家庭用および商業用27.5パーセント、発電用26.4パーセント、輸送用16.1パーセントであった。

エネルギー需要を充足するに当たって国産エネルギーを優先的に利用する方針であるが、国内のエネルギー資源には限度があり、1次エネルギーの輸入は今後増加すると予想される。第6次5ヶ年計画期間中の1次エネルギー消費の伸びは年率8.0パーセント、生産の伸びは年率5.2パーセントと予想されている。したがって1次エネルギーの自給率は低下して、1994年には48パーセントになると想定されている。

トルコ政府は、エネルギー供給力の信頼性を確保するために、トルコ国内産および輸入資源共にエネルギー源の多様化を政策目標としている。現在まで、水力および褐炭は主要な国内産の発電用エネルギー資源であった。水力資源は今後も開発が続けられ、地熱の開発も促進されるであろう。ただし褐炭火力は、開発可能な埋蔵量に限りがあること、および環境問題のためにその開発ペースは低下するであろう。第6次5ヶ年計画期間中にソ連からパイプラインによって輸入される天然ガスは石油製品の消費を大幅に減少させるであろう。輸入石炭燃焼の第1号火力発電設備が1990年代の前半に運転を開始する予定であり、その後も輸入石炭火力の建設が続けられるであろう。輸入石炭と天然ガスが共に将来の主要な発電用燃料として位置づけられている。電力の長期供給計画における原子力エネルギーの重要性を認識して、原子力技術の研究に早期に着手し、第1号機の運転を2010年までに開始する予定である。

電力エネルギーの生産および消費の全ての段階で最大限の効率で利用する技術を採用し、エネルギー資源保全計画を推進するための奨励策が必要となる。

公共部門の資金調達を支援し、経済効率を高めることを目的として、エネルギー部門における民営化の推進や民間投資の活用について検討を進めることが求められている。

## 第3章 電力調査

### 3.1 トルコの電力供給事業体

トルコにおける電力供給事業には政府管理下の3つの公共事業体が関与している。エネルギー天然資源省管轄下のトルコ電力公社（TEK）、トルコ電力調査庁（EİE）、および公共事業省管轄下の国家水利庁（DSİ）である。

EİEは水力発電計画のマスタープラン、フィージビリティ調査、詳細設計の各段階において、調査・研究・計画を担当している。数年前からEİEはエネルギー資源の合理的利用、保全、および太陽熱・風力等の再生可能な新エネルギーの研究・開発も担当している。EİEの組織図を図3.1に示す。

DSİの主要な活動分野は、洪水防御、かんがい、都市用水供給、排水関連施設の計画・設計・建設および運用である。DSİは国内の水利関連施設の全体管理も担当している。DSİはトルコにおける水力発電計画の建設事業を管理しており、河川の多目的開発計画およびDSİに割り当てられた流域の水力発電計画に関してはEİEと同様に調査・計画・設計業務も行う。DSİの組織図を図3.2に示す。

TEKはトルコ国内での電力エネルギーの発電・送電・地方電化を含む配電および電力の販売を担当している。TEKは、ÇEASおよびKEPEZ両電力会社の担当地域の4県を除いて、全国における発電および送電設備の運転に関する独占権を与えられている。TEKは政府から移管された水力発電設備の運転・保守を行っており、火力発電所および送・配電系統に関しては、計画・設計・建設および運転を行っている。TEKによる電力エネルギーの販売形態には、発・送電会社による66kV以上の送電電圧での大口供給、および全国21地区の配電会社が行っている一般需要家への供給とがある。TEKは電力部門の全般的な開発計画の策定を行っており、電力需要予測、水・火力等発電設備の最適構成比の検討、個々の水力発電計画の開発段階（マスタープラン、フィージビリティスタディ、詳細設計、建設実施）の次のス

テップへの移行時期の選定などを行っている。TEKの概略組織図を図3.3に示す。

エルマネック計画地点に近い地中海沿いの地域で2つの民間電力会社が営業を行っている。アダナ、メルシン、ハタイ地域に給電するチクロワ電力会社 (CEAS)、およびアンタリア地区のケペツ・アンタリア電力会社 (KEPEZ) である。これらの会社は水力発電所を建設し、TEKの全国電力系統に接続して、TEKの管理下で運転している。CEASおよびKEPEZの発電所はTEKの給電所の指令に従って運転されている。TEKとの電力融通は特殊な料金方式で行われている。

電力供給事業の民営化に関する新しい法律が、近い将来、多分1990年中に施行される予定である。この法律は電力供給事業に私企業が参加することを推奨している。

### 3.2 現存の電力供給システム

#### 3.2.1 発電設備

1988年時点のトルコの発電設備の全容量は1,452万kWであり、そのうち622万kW (全体の42.8%) は水力設備、830万kW (全体の57.2%) は火力設備であった。これらの全設備のうち89.4パーセントはTEK所有で、2.6パーセントは地域電力会社の所有、8.0パーセントは自家用設備である。

1988年のエネルギー源毎の発電設備の構成を表3.1に示す。

1975年から1988年間の水力・火力の発電設備容量の推移を表3.2および図3.4に示す。同期間のエネルギー源毎の発電電力量の割合の推移を表3.3および図3.5に示す。水力発電設備はこの期間中全体の40パーセント余りを占めていた。火力設備としては、1975年時点では油だきの火力発電がトルコの主要な火力発電設備であった。しかし、その全設備容量はその後増強されずほとんど不変であったため、発電電力量に占める割合は次第に低下している。この傾向は石油の消費量を切り詰めるという政府の政策に沿っている。一方、褐炭火力の設備容量はこの期間中に大幅に増加して、表



3.1に示すとおり1988年には全火力の53.7パーセントを占めるにいたった。天然ガスおよび地熱の発電設備の運転は1984年に開始され、以降その設備容量は急速に増加している。

過去の全発電設備容量の増加率と電力需要の伸び率は次のとおり。

年次	設備容量		電力需要	
	MW値	伸び率	GW時値	伸び率
1975	4,186.7		15,719.0	
		4.1%		9.4%
1980	5,118.7		24,616.6	
		12.2%		8.1%
1985	9,119.1		36,361.3	
		16.8%		10.0%
1988	14,518.1		48,430.0	

上表から、電力需要はほぼ一定の割合で伸びてきたが、発電設備の容量の増加はそれに必ずしも適合していなかったことがわかる。1975年から1980年の間には、設備容量の増加率が需要の伸び率に比べて大幅に小さく、供給力不足が生じたために、トルコは1975年以降ブルガリアおよびソビエトから電力を輸入せざるをえなかった。しかし、1980年以降は設備容量の増加率が需要の伸び率を大幅に上回った。1987年には電力需要と供給力のバランスが、それまでの供給力不足から供給力超過に転換した。実際の電力系統運用では水力の運転が優先されるために、火力設備による発電電力量は1986年に過去の最大を記録した後、1987年には供給力に余裕が生じたために僅かに減少した。1988年にはこの火力発電量の減少傾向はさらに顕著となった。水力発電が全発電電力量に占める割合は、カラカヤ、アルテインカヤ両発電所の増設（合計112.5万kW）後、42パーセントから60パーセントに増加した。一方、火力発電は設備容量が増加したにも拘らずその発電電力量は大幅に減少した。過去の発電電力量の推移を表3.4および図3.6に示す。

### 3.2.2 送電設備

トルコの最初の38万V送電線の運転は1971年に開始され、ユーフラテス河のケバン水力発電所の発生電力をイスタンブールおよびアンカラへ送電している。その後、この38万V送電系統は漸次拡張・補強され、現在は全国送電網を形成しており、全国の主要発電所と需要地を連係している。地方の送電系統は15.4万Vおよび66kV（小規模システムのみ）の送電線と34.5kV配電線で構成されており、主要変電所において38万Vの全国送電網から受電している。

ユーフラテス河沿いの3大水力発電所、ケバン（133万kW）、カラカヤ（180万kW）、アタチュルク（240万kW）、それにエルピスタン褐炭火力発電所（現在136万kW、将来612万kWまで拡張可能）などのトルコの主要発電所はトルコの東半分には位置しており、一方、イスタンブール、アンカラ、イズミール等の大電力需要地域は国の西側に位置している。したがって、この38万Vの全国送電網上の電力潮流の方向は一般的に東から西の方向であり、この状態は予見される将来も続くことであろう。

1979年から1988年の間の送電線および高圧配電線の総延長を表3.5に、変圧器の台数および総容量を表3.6に示す。38万V送電線の総延長は急速に増加しており、最近の9年間に2.5倍になった。15.4万V送電線は以前は主要送電線であったが、現在は2次送電線として使用されている。22万V送電線は外国の22万V電力系統との関係のためだけに使用されている。66kV系統は一部の地方送電系統に使用されているが、今後拡張されることはないであろう。34.5kV線は全国的に主要配電線として、また15/6.6kV線は市街地および地方の小規模の電力供給に使用されている。低圧の配電電圧は380/220V、3相、4線式である。

### 3.2.3 地方電化

最近の地方電化の進捗および現状を表3.7および3.8に示す。地方電化率は1980年に50パーセントを超し、1988年には99パーセントに達した。トル

コにおける地方電化事業は特に困難な僻地を除き、1990年までに完了する予定である。コンヤ・カラマン両県では全集落がすでに電化されている。

### 3.3 電力市場

#### 3.3.1 エルマネック計画の供給地域

トルコのような大きな国における発電計画にあたっては、全国規模の需要と供給のバランスだけでなく、地域内のバランスも考慮に入れる必要がある。エルマネック発電計画サイトはカラマン県の南部に位置し、イチェル県との境界に近接している。エルマネック計画の供給地域としては、計画地点の北側のコンヤ・カラマンの両県と、南側のイチェル県の西半分が考えられる。3.2.2項で述べたとおり、38万V送電網の電力潮流の方向は一般的に東から西の方向なので、エルマネック発電所からその東方に位置するアダナ、メルシンへ送電する必要性は無いと考えられる。イチェル県の西部地域は、計画中のアクユ原子力、カイラクテペ水力の2発電所またはいずれか一方の発電所と、ゲゼンデ発電所から供給されることになる。

したがって、エルマネック発電所の供給地域はコンヤ・カラマンの両県が主になると考えられる。エルマネック発電所は、38万V送電線を通してセイディシヒル変電所に接続される予定であり、これら両県への電力はこの変電所を通して供給される。

#### 3.3.2 過去の電力需要

##### (1) 全国の需要

トルコの電力システムの運用概要の推移を表3.9に示す。国内での発電量と輸入分を含めた総電力エネルギー需要の伸び率は、最近10年間で平均年率8.0パーセント、同5年間で10.4パーセントであった。この表から1983年以降の伸び率が非常に高いことがわかる。しかし、1987年以降伸び率は鈍化している。1987～1988年の伸び率は7.8パーセント、1988～1989年は7.5パーセントであった。1988年のピーク電力需要は761万kWで

あり、これは人口1人当り141ワットに相当する。最近10年間を通して年  
 負荷率は約70パーセント、日負荷率は約80パーセントであった。

1979年から1986年間の各消費分野毎の消費電力量を表3.10に示す。  
 1986年の製造部門の総消費電力量は全体の61パーセントを占めた。家庭  
 用消費のシェアはは15.6パーセントであり、発展途上中進国としては低  
 い。

1988年の全国の電力需要の概要は下記のとおり。

	合計	人口1人当り
- 発電力	1,452万kW	268ワット
- ピーク電力	761万kW	141ワット
- 発電電力量	480億kW時	-
- 輸入電力量	4kW時	-
- 全電力量	484億kW時	894kW時
- 年負荷率	72.0%	-
- 消費電力量	394億kW時	726kW時
- 損失および所内電力	18.7%	-
- 損失率	14.5%	-

## (2) コンヤ・カラマン両県の需要

コンヤ・カラマン両県の電力需要は下記の2つに分類される。

(A) 一般需要、TEKのメラム配電会社から供給

(B) セイディシェヒル地区で操業中のアルミニウム精練工場の需要、

TEKの発・送電会社から供給

メラム配電会社（供給地域はコンヤ、カラマン、ニグデの3県）は、  
 TEKの発・送電会社からの受電と自社の小水力発電所の運転により電  
 力を供給している。このうち、これら両県への1986年から1988年の供給  
 量は次のとおり。

<u>年次</u>	<u>電力量 (MW時)</u>	<u>伸び率 (%)</u>
1986	597,077	-
1987	649,788	8.7
1988	671,077	3.4

1988年の発・送電会社からの受電、他県との融通、および小水力発電所の発電電力量を表3.11に示す。同年の各分野毎の消費電力量を表3.12に示す。コンヤIおよびII変電所のピーク電力および電力量の記録から、これら両県のピーク電力は14万kW、全配電系統の年負荷率は0.54程度と推定される。供給予定地域内ではコンヤ市が最大の電力需要地であり、両県の総一般消費電力量の57パーセントを占めている。

両県の1988年の一般需要の電力消費は1人当り316kW時であり全国平均の43.5パーセントであった。アルミニウム精練を除いた工業用の電力需要が総一般需要の37パーセントを占めるが、このシェアは全国平均よりも低い。これら両県は内陸部に位置しているため、アルミニウム精練以外には工業活動は余り活発ではない。1985年の都市人口の全人口に占める割合は48.2パーセントであり、全国平均の53.0パーセントより低い。

1988年の電力損失率は、所内電力3.0パーセント、送・配電損失は8.7パーセントであった。

アルミニウム精練工場の1989年のピーク電力は14.6万kW、消費電力量は11億kW時であった。この工場はTEKのセイディシェヒル変電所から38万Vで受電している。この消費電力は工場設備に変更が無い限り変わらないと考えられる。

1988年の両県の総需要は、ピーク電力28.6万kW、消費電力量17.85億kW時であった。

### 3.3.3 電気料金制度

1989年9月1日に施行された現行の電気料金を表3.13に示す。全項目の平均料金はkW時当りTL131.23（トルコリラ）と算定される。料金制度の特徴は次のとおりである。

(1) 発・送電会社（送電電圧による超大規模供給）と配電会社（配電電圧による大規模から小規模の電力供給）による電力販売に対して、それぞれに異なった料金システムが適用される。

(2) 料金には2つの方式がある。1つは契約kW値と消費電力量（kW時）値によって課金する2値料金であり、もう1つは消費電力量（kW時）のみによって課金する1値料金である。2値料金は700kWまたはそれ以上の契約電力の需要家に適用され、各需要家は1値または2値の料金方式を選択することができる。小規模需要家に対しては1値料金が適用される。

(3) 2値料金には各県の開発程度によって3段階の料金がある。イスタンブール、コカエリ、イズミール、アンカラ、ブルサ、アダナの6つの経済が発達した特別県には最高率の料金が、開発が遅れている合計28の第1種および2種優先地域の県には最低料金が、そしてその他の地域には通常の料金が適用される。コンヤおよびカラマンの両県には通常料金が適用される。アーク炉需要家には低率の料金が、また特別に認可された工業および小規模工業には5パーセント引きの料金が適用される。これらの低減料金は工業活動を振興するために導入されたものである。

(4) 2値料金需要家には次の3つの時間帯毎に別料金が適用される。

ピーク時： 17:00-22:00

夜間： 22:00-6:00

昼間： 6:00-17:00

ただし、上記の時間帯は適用地の経度および季節に従って、TEKの理事会の決定により変更されることがある。

(5) 配電損失を減らし、電圧変動を抑制するために、大規模需要家は遅れ力率0.9から1.0の高力率で運転するよう規制されている。需要家の力率

が0.9以下になった場合には、超過分の無効電力kVarhに対して無効電力料金が賦課される。

### 3.4 電力需要予測

#### 3.4.1 トルコ全国の電力需要予測

##### (1) TEKの長期電力需要予測

TEKは、高および低シナリオによる2010年までの長期の電力需要予測を1988年に作成した。1989年の初期値は高シナリオ予測値の方が低シナリオの値よりも4.3パーセント大きく、またこれは1989年の実績値である521億kW時より10パーセント以上大きい。高シナリオ予測では2000年までは低シナリオ予測よりも高い（又は同等の）伸び率を予測しているが、それ以降は低い伸び率を採用している。2000年では高シナリオ予測値の方が低シナリオ予測値より約6.6パーセント大きい、2010年には両者はほぼ等しくなっている。高シナリオおよび低シナリオ予測の詳細は表3.14に示すとおりであり、その概要は下記のとおり。

年次	高シナリオ		低シナリオ	
	電力量(GW時)	伸び率(%)	電力量(GW時)	伸び率(%)
1989	57,925	—	55,545	—
1990	64,910	12.0	61,760	11.0
1995	105,930	10.3	101,210	10.4
2000	166,830	9.5	156,515	9.1
2005	231,530	6.8	222,710	7.3
2010	323,850	6.9	323,295	7.7

低シナリオ需要予測は政府により承認済みである。低シナリオ予測によると、1989年の需要とくらべて2000年には2.8倍になり、2010年には5.8倍になる。

## (2) 需要予測の検討

上記の需要予測を国家経済の予測伸び率をベースにして巨視的に検討する。

世界銀行の1989年度世界開発報告書によると、1987年のトルコの1人当りのGNPは1,210米ドルであった。1980年から1989年間のGNPの伸びは年率約4.8パーセントであった。1990年から1994年の第6次5ヶ年計画期間中にはGNPが年率5.8パーセントで伸びるものと期待されている。一方、世界銀行は今後数年間につき5パーセントかそれを下回る控えめな伸び率を推奨している。政府による種々の積極的な開発計画を考慮に入れて、ここでは長期的な経済の伸びを年率約5.5パーセントと想定した。

1965～1980年および1980～1987年の2つの期間の中所得国（1人当りGDP500-2,000-6,000ドル）および高所得国（1人当りGDP6,000ドル以上）のGDPの伸び率と総エネルギー消費の伸び率との関係は、世界銀行の1989年度世界開発報告書によると表3.15に示すとおりである。1980年から1987年間のOECD加盟国の電気エネルギー消費の伸び率も同表に示してある。これにより総エネルギー消費の伸び率と電気エネルギー消費の伸び率の関係がわかる。

世界開発報告書の主要事項は次のとおりである。

- (A) 1970年代に発生した2回の石油危機は、各国の経済に大きな影響を与えた。ほとんどの国で1980年から1987年間のGDPの伸び率は、1965年から1980年間の値よりも低くなっている。エネルギー消費の伸び率も同様に減少しているが、この傾向は高所得国で著しい。
- (B) 中所得国の場合、1980年以前では総エネルギー消費の伸び率がGDPの伸び率よりも数パーセント大きかったが、1980年以降では両者がほとんど同じになっている。高所得国の場合、1980年まではエネルギー消費の伸び率はGDPの伸び率の約80パーセントであった。しかし石油危機の発生後は、エネルギー消費の伸び率はエネルギー節



減努力によりごく僅かとなった。

(C) 全てのOECD加盟国において、電気エネルギー消費の伸び率は総エネルギー消費の伸び率より高かった。これは、全エネルギー消費中の電気エネルギーが占める割合が上がるという世界的な傾向（電力シフト）と一致している。

トルコは現在中所得国の下位グループ（1人当たりGDP600-2,000ドル）に属しているが、将来はGDPが増加してさらに発展した国のグループへとその階位を上げることになる。

トルコの過去の傾向を分析した結果、GDPの伸びが年率5.5パーセントの場合の全エネルギー消費の伸びは、年率6.5から7.5パーセントになると思われる。トルコにおける地方電化事業はすでに完了したことを考慮すると、1980年から1987年の期間に1.33であった電気エネルギーの伸び率と総エネルギーの伸び率の比は1.1から1.2になると思われる。したがって、経済成長率の想定値5.5パーセントに対して、電気エネルギーの伸び率は7.0から8.5パーセントと推定される。

1983年から1988年の期間に見られた電力エネルギー需要の10.4パーセントという高い伸び率が今後も続くとは考えられない。このような高い伸び率は、同期間に実現された供給力不足の解消や地方電化の急速な進展に負うものである。

このようにして試算した需要予測とTEKによる予測を表3.16に示す。それによるとTEKの予測の方がかなり大きいように見える。しかし、TEKの予測値における1989年の初期値と実績値との違いについて補正すると、本試算に近い値になる。電力開発計画は原則として、需要が予測より高めに伸びた場合でも十分対応できるようにしなければならない。他国の経済指標から見た場合やや高めと思われるが、TEKの予測は合理的な範囲内に入るものと判断する。

### (3) 1日の負荷変動

TEKは、2000年における週間負荷変動特性（7つの日負荷曲線の合成）を、4月（春・秋用）、7月（夏用）、12月（冬用）の3季節に分けて予測している。平日および日曜日の想定日負荷曲線と日負荷持続曲線を図3.9～3.12に示す。平日のピーク部分およびベース部分の負荷率を図3.13に示す。

日負荷曲線の特徴は表3.17に示すとおりであり、これから以下のことがわかる。

- (A) 1日の最大需要は夕暮れ時に発生する。したがってその時間は季節によって変わる。夕方ピークの持続時間は、早く暗くなる冬季に長い。
- (B) 全部のケースにつき最小需要と最大需要の比は0.6から0.7の間にある。
- (C) 日曜日のピーク需要は平日の0.80から0.85倍であり、土曜日のピークは平日のピークの最小値とほぼ同じである。
- (D) 年間を通じて各週日ともに日負荷率は0.8強である。日曜日の日負荷率は他の曜日のものより少し低い。

#### 3.4.2 地域の電力需要予測

コンヤ・カラマン両県の一般需要は、全国の需要と同様な伸びになるものと想定する。この両県における地方電化事業は1988年に完了している。セイディシェヒルのアルミニウム精練工場の規模は、当分の間拡張されないものと見られる。現在アルミニウム精練工場で代表されている大工業の電力需要は、将来工業団地を次々と建設する計画が検討されているので、年率3.0パーセント程度で伸びるものと予想した。増加分の年負荷率は60パーセント程度と推定される。これら両県の将来の電力需要予測を表3.18に示す。1989年時点で約30万kWであったピーク需要は、2000年に64万kW、2010年には120万kWになるものと予測した。

### 3.5 電力系統開発計画

#### 3.5.1 2010年までのTEKの開発計画

##### (1) 発電設備

2010年までのTEKの発電設備長期開発計画は、1988年度版長期発電—消費検討書(1994~2010)に記述されており、予測される需要を完全に満たすように作成されている。この計画では水力重点開発政策を採用するかどうか、水力・火力発電計画のBOT方式による実施の進捗状況等の諸要因を考慮に入れて、種々の開発シナリオを想定している。この開発計画の骨子は次のとおり。

- (A) 水力発電計画の開発に高い優先順位を与えている。しかしながら、水力発電だけでは需要を満たすことはできず、したがって水力および火力発電の均衡のとれた開発を目指している。
- (B) 2010年頃までに完成が予想されている水力発電計画は、各シナリオにより26から30のグループに分類されている。各グループの合計の設備容量は20万kWから120万kWの範囲にあり、大規模計画1ヶ所から、30ヶ所を越す多数の中・小計画から構成されるグループまでである。水力開発計画の完成時期は各グループ毎に設定されており、エルマネック計画が属すグループは、シナリオによって変わるが、2002年から2004年には運転を開始することが必要とされている。
- (C) 全発電設備中に水力設備の占める割合は、各シナリオで一般的に、2000年に46パーセント、2010年に36パーセントと設定している。ただし、水力の重点開発シナリオでは、2000年に51~57パーセント、2010年に42~45パーセントと想定している。
- (D) C重油および軽ディーゼル油を燃料とする火力発電設備は新設しない。
- (E) 火力発電に適した褐炭の国内可採埋蔵量には限りがあるので、将来の需要増に対応することができない。また、低品位の褐炭を燃焼させることによる大気汚染が社会問題になっている。したがって、今

までの褐炭火力中心の開発を輸入石炭火力の開発に転換する。ただし、その時機は種々の要因により変わるとみられる。

(F) 将来の主要火力発電設備は、輸入石炭火力と天然ガス複合サイクル火力の組合せとなろう。石炭火力の総設備容量は天然ガス火力より20パーセント程度大きく計画されている。

(G) 最初の原子力発電所を2010年までに運転開始の予定である。

火力・水力の両発電計画について、トルコ政府はBOT方式による実施を推進する方針である。

現在までに確認された経済的に開発可能な包蔵水力は3,400万kWと見積られており、その開発の現状は下記の9つの段階に区分されている。

開発段階	地点数	据付 容量 (MW)	発電電力量	
			平均 (GW時)	常時 (GW時)
1. 既設	55	6,502	24,078	18,646
2. 建設中	26	4,742	15,517	11,282
3. 詳細設計済み	20	4,193	13,464	8,749
4. 詳細設計中	9	563	1,785	1,233
5. 機器据付のみの計画	3	51	183	95
6. フィージビリティ済み	71	4,630	15,831	9,240
7. フィージビリティの調査中	52	3,359	11,001	5,966
8. マスタープラン済み	34	2,175	7,195	4,218
9. 踏査報告書あり	211	8,044	32,420	18,021
合計	481	34,259	121,474	77,450

すでに調査・設計を終了して、現在建設待ちの計画がかなりあることがわかる。

## (2) 送電系統

3.2.1項で述べたように、1988年現在発電設備容量は需要を十分に充足しており、1990年代前半には出力240万kWのアタチュルク発電所が完成する予定である。したがって、次の1990年から1994年の第6次5ヶ年計画期間中には新規発電所の運転を開始する必要性は少なく、TEKは送・配電系統の拡充、強化に全力を尽くす必要がある。送電系統拡張計画はTEKが作成し、必要により随時改訂している。TEKの送電系統の計画能力の高さは世界銀行等の国際機関にも認められている。TEKは、国家の電力開発計画の進展に従い、随時計画の見直しを行っている。

エルマネック計画の周辺地域の送電系統図を図面集の第P30図に、その位置図を第P29図に示す。現存の38万V送電系統は、この地域の水力および火力発電計画の開発と共に、順次増強するように計画されている。エルマネック発電所は、アクユ原子力発電所とセイディシエヒル変電所を結ぶ送電線に接続される計画である。アクユ発電所の運転開始予定年はエルマネック計画より後である。したがって、エルマネック計画では、エルマネック発電所とセイディシエヒル変電所間の全長160kmの区間を建設することとし、その送電線を本計画に含める。アクユとエルマネック間の送電線はアクユ原子力発電計画で建設することになる。

### 3.5.2 エルマネック発電所の運転方式

石炭火力と原子力発電所をベース負荷への供給に使用して、水力発電所をピーク電力供給に使用するの一般的な運転方法である。

エルマネック計画の周辺地域では、2010年までに主要4発電所の建設が予定されている。エルマネック(32万kW)およびカイラクテペ(42万kW)の2水力発電所、コンヤ・イルグン褐炭火力発電所(30万kW)およびアクユ原子力発電所(100万kW)である。この発電所群にも前述の負荷分担方式は適用可能である。コンヤ・イルグンおよびアクユの両発電所をベース電力供給に使用し、エルマネックおよびカイラクテペ両発電所はピーク電力

供給に使用する。

エルマネック計画は河川流量を経年調整するために十分な貯水池を持っている。平均的な河川流量を基準にすると有効貯水容量は1.6年分の流入量に相当する。したがって、エルマネック発電所は年間を通じて安定した電力を供給することができる。この発電所は常時電力量が大きく、2次電力量は小さい。一般に、貯水容量の大きな水力発電所は年間を通してピーク電力の供給に使用すべきである。また、雨季に他の水力発電所の出力が増えた時にエルマネックの発電量を減らして貯水し、乾季の他の発電所の出力が下がるときにエルマネックの発電量を増やすこともできる。

TEKの長期計画によると、トルコの水力発電計画は通常、年負荷率平均40パーセント、常時電力量に対して同20～30パーセント程度として計画されている。

エルマネック発電所は延長約9kmの導水路トンネルを有するダム水路式の計画であり、一方、カイラクテベ発電所はダム式であり、その常時電力量に対する設備利用率が17パーセントのピーク水力として計画されている。したがって、資本の効率利用の観点から、エルマネック発電所の設備容量は、常時電力量に対する年設備利用率を33パーセント（毎日8時間の全出力運転に相当）として、中間ピーク負荷を分担することを推奨する。

この場合、エルマネック発電所の2次電力量を含めた平均的な負荷率は約36パーセントとなり、週末の発電量を減らすことにより平日には日負荷率約40パーセントで運転することができる。図3.13の平日の負荷曲線のピーク部分の負荷率曲線によると、この日負荷率40パーセントでのピーク負荷供給は、負荷曲線の上方のピーク部分、電力にして約30パーセントの部分への平均的な電力供給に相当する。

### 3.6 電力評価値

水力発電計画の便益は通常最少費用の代替火力発電設備の費用によって評価する。代替火力発電設備としては当該の水力発電計画を実施しなかった場

合に建設が必要となる適切な設備の中で最少費用のものを選定する。

3.5.1項に述べたTEKの長期開発計画の中の火力発電開発計画によると、トルコの将来の主要火力発電設備は輸入石炭火力発電所と天然ガス複合サイクル火力発電所の組み合わせであり、エルマネック計画が実施されなかった場合にもこの組み合わせが必要となる。したがって、下記のような構成比率の2種類の発電所の組み合わせを、エルマネック計画の代替火力設備として想定した。

	設備容量	電力量
石炭火力	50%	70%
ガス複合サイクル火力	50%	30%

この代替火力に基づいて、本計画の電力を評価するための単価を下記のように算定した。(詳細については英文Volume 4 ANNEX-D参照)

(1) 基本的仮定事項

代替火力発電設備の発電原価は、次の基本的仮定に基づいて算定した。

	石炭火力	ガス複合サイクル
一建設費実費 (米ドル/kW)	820 1)	500
一運転・保守費 (米ドル/kW/年)	2.8	1.5
一建設期間 (年)	4	3
一建設費支出 (%) 2)	10, 25, 40, 20, 5	10, 35, 50, 5
一経済的寿命 (年)	25	25
一所内用電力 (%)	7.5	2.0
一単位熱消費率 (kcal/kWh)	2,400	2,200
一燃料費 (米セント/10 <sup>6</sup> kcal) 3)	690	1,176

1) : 環境対策機器費を含む。

2) : 最後の5パーセントは設備引渡しから1年後に支払う保留金である。

3J: 燃料の単位熱量および1989年における単価は次のように仮定した。

石炭: 5,800kcal/kg、40米<sup>3</sup>/ton

天然ガス: 8,500kcal/m<sup>3</sup>、100米<sup>3</sup>/1,000m<sup>3</sup>

## (2) 電力評価値の計算

電力評価値の計算に当たっては次の事項を考慮に入れた。

- (A) 代替火力設備を建設するために必要となる総投資額は、正味建設費の15パーセントと想定される技術・管理経費と、年利9.5パーセントの建設期間中の利子を加えて算定した。
- (B) 火力発電設備の年経費は、この総投資額に、経済寿命25年と割引引き率9.5パーセントから求めた資本回収係数、および運転・保守費用率の合計を乗じて求めた。
- (C) kW時当りの火力設備の燃料費は、熱量消費率と単位熱量当りの燃料価格から求めた。世界銀行は、石油・石炭・天然ガスのような化石燃料は、1990年代に予測される世界の需要を満たすには供給能力が不足すると考え、他の品目に比較してその価格上昇率が大きいと予測している。この予測に基づいて、石炭および天然ガスの1989年の価格を、他の品目と比較した場合の相対的物価上昇率により調整した。1989年からエルマネック計画の運転開始年までの期間の石炭および天然ガスの相対的物価上昇率を、1988年度版の世界銀行による物価予測に基づいて、1.3と想定した。
- (D) エルマネック計画が代替火力発電設備とくらべて、必要な送電距離が短く損失が少ないこと、保守の期間が短いことなどの種々の優位性を持つことを考慮して、調整係数を算定した。



### (3) 経済評価のための電力総合評価値

#### 代替火力のkW当たり年経費およびkW時当たり燃料費

エルマネック計画の代替火力の発電費用は次のとおり。

##### - kW当たり年経費

石炭火力：  $119.36 \text{米ドル} \times 1.328 = 158.51 \text{米ドル} / \text{kW} / \text{年}$

ガス複合サイクル：  $68.37 \text{米ドル} \times 1.209 = 82.66 \text{米ドル} / \text{kW} / \text{年}$

総合：  $0.5(158.51 + 82.66) = 120.58 \text{米ドル} / \text{kW} / \text{年}$

##### - kW時当たり燃料費

石炭火力：  $2.153 \text{米セント} \times 1.084 = 2.334 \text{米セント} / \text{kW時}$

ガス複合サイクル：  $3.363 \text{米セント} \times 1.036 = 3.484 \text{米セント} / \text{kW時}$

総合：  $0.7 \times 2.334 + 0.3 \times 3.484 = 2.679 \text{米セント} / \text{kW時}$

##### - 石炭火力だけの燃料費

$2.334 \text{米セント} / \text{kW時}$

#### 総合評価値

上記の年経費と燃料費を合成して、年に1.0kW時を発電するための費用を求めた。kW当たりの年経費を単位kW当りの年発電電力量に配分し、これを燃料費に加えた（詳細については英文Volume 4 ANNEX-D参照）。エルマネック計画の電力量評価値は最終的に次のように推定した。

- 常時電力量価値 :  $6.473 \text{米セント} / \text{kW時}$  (含む設備費)

- 2次電力量価値 :  $2.334 \text{米セント} / \text{kW時}$  (燃料費のみ)



## 第4章 既存計画のレビューと予備検討

### 4.1 ギョクス流域の既存水力発電開発計画のレビュー

#### (1) ゲゼンデ水力発電開発計画

エルマネックダムサイトの下流に位置し、設備容量15万kWを有するゲゼンデ計画は1989年3月現在建設工事中であった。同計画はダム水路式として計画されているが、その貯水池地域が狭い溪谷内に位置するため、有効貯水容量—平均年流入量比は4.2パーセントと小さい。その結果、常時電力量1.30億kW時は年発電電力量5.28億kW時の25パーセントに過ぎない（ゲゼンデ計画フィージビリティスタディ報告書）。

エルマネック貯水池は対称的に160パーセントに上る有効貯水容量—平均年流入量比を持つため、10年以上の長期にわたる異常渇水期間以外は放流量をほとんど一定に調節できる見込みである。エルマネック計画の完成後は、ゲゼンデ発電所はエルマネック貯水池のこの大きな流水調節能力の恩恵に浴することができ、ゲゼンデ貯水池はその満水位に近い高水位に保たれるようになるだろう。

エルマネック計画はゲゼンデ発電所の出力を安定させ、常時電力量を増強する上で画期的な効果を持つことになるだろう。この点において本エルマネック計画は、ゲゼンデ計画の第2期、あるいは継続する計画と言うこともできよう。

#### (2) カイラクテベ水力発電開発計画

カイラクテベ水力発電開発計画のフィージビリティスタディは、1982年3月にE I Eから委託を受けた日本の電源開発株式会社とトルコの3社によって実施された。同計画の詳細設計も完了している。カイラクテベ計画は設備容量42万kWであり、常時電力量6.39億kW時に対する設備利用率が17.4パーセントのピーク発電所として計画されている。

ところで、D S I はコンヤ内陸流域への転流計画のフィージビリティスタディを実施中であり、1990年中に完了の予定である。同計画は、ギョク

ス支川上流部の流水を年に4.9億 $m^3$ （平均15.5 $m^3$ /秒）の割合でコンヤ流域へ転流しようとするものであり、このうち4.25億 $m^3$ はかんがい用水、0.65億 $m^3$ はホタミス市周辺の都市用水供給に利用される予定である。

この転流計画は、ギョクス河本川およびギョクス支川の既設発電所と既存水力発電計画に影響を与える。DSⅠ当局者によると、水配分上、生活・都市用水は最優先され、かんがい用水がそれに続き、代替電源の得られる水力発電は最下位に位置づけられている。したがって、この転流計画の実現後は、カイラクテベ貯水池への流入量は平均15.5 $m^3$ /秒減少することになり、計画された年発電電力量9.91億kW時は約8.54億kW時（86%）に減少することになる。

カイラクテベ計画のフィージビリティスタディによると、2次電力量は3.52億kW時もしくは年発電電力量の36パーセントに上ると推定されている。この2次電力量の一部はエルマネック計画の完成後、常時電力量として発電できることになろう。

### (3) ギョクス支川水力開発マスタープラン

第P3図およびP4図に示すように、EⅠEはギョクス支川の包蔵水力開発のためにマスタープランスタディを実施中であり、1990年中には完了の予定である。

ギョクス支川には、単機出力3,680kWの発電機3台、合計1.1万kWのイエルクヨプリュ発電所があり、1959年以来31年間にわたって運転している。水車の最大使用水量は3台の合計で16.0 $m^3$ /秒である。1989年11月1日に踏査した時点は乾季の末であり、2台が運転中であり、その使用水量は大略10 $m^3$ /秒と推定された。この流量が、ギョクス支流上流域のほぼ常時流量であると推定される。

前述のコンヤ転流計画はこのイエルクヨプリュ発電所の上流に位置するが、イエルクヨプリュ取水口に位置する湧出量約5 $m^3$ /秒の泉は転流の対象とならない。転流計画の実現後は、イエルクヨプリュ発電所は主としてこの泉の湧出水だけに頼ることになり、発電電力量は大幅に低下すること

になるう。

E I Eのマスタープランスタディは、イェルキョプリュ発電所とエルマネック川との合流点の間のギョクス支川を対象とし、3つの流れ込み式と1つのダム式の合計4つの水力計画を検討している（第P4図参照）。コンヤ転流計画実現後の条件に対して、この4計画の総出力は5.7万kW、総発電電力量は2.81億kW時と計画されている。

最下流のムットダムサイトではボーリングを含む現地調査を実施中である。他の3計画の地質調査は1989年11月までに完了している。E I Eは、このギョクス支川水力発電開発計画のフィージビリティスタディを近い将来実施したいと考えている。

#### (4) ギョクテペおよびギョクデレ計画

E I Eは、エルマネック川上流の包蔵水力を2つの流れ込み式計画と、1つのダム式発電計画により開発する案を持っている（第A2図、A3図参照）。このうちナディレダム計画については4.3.4項参照。

1989年10月にE I E・JICA調査団合同でギョクテペ地域を踏査した。ギョクテペ川の流量はエリク川より少量であった。この河川水はかんがい用水に使用されるので、水力発電のために取水する場合、かんがい期間中は取水停止が必要となるう。

さらに上流域に位置するギョクデレ地域は踏査できなかったが、ギョクテペ川との合流点から上流側のエルマネック本川の流量は数 $m^3$ /秒のオーダーであった。踏査時期は乾季の末であったが、エルマネック上流域の包蔵水力は中流域のエルマネック計画と比べるとかなり小さいと考えられる。

E I Eは、ギョクス支川のマスタープランスタディの完了後、エルマネック川上流域のマスタープランスタディを実施する意向を持っている。

#### 4.2 エルマネック計画の既存調査のレビュー

ゲゼンデ貯水池の満水位標高333mとエルマネック貯水池の満水位595m（暫定的に仮定）の間に得られる落差262mの開発のために、EⅠEは7つの代替開発案を比較・検討した。この案には、上流部にI-A、I-B、I-C、下流部のエリク川との合流点付近にII-A、II-Bの合計5つの代替ダムサイトが含まれる（第A2、A3図参照）。

I-Aダムサイトは、中流部の比較的急勾配部の標高約440m地点に位置する。一方、I-BとI-Cダムサイトは標高約500mの緩勾配部に位置する。I-Bダムサイトの上流側には広い渓谷が開けている。流水調節のために大きな調整容量が得られるという点において、I-BおよびI-Cダムサイトは有利な地点に位置している。

I-CとI-Aダムサイト間の落差約60mは、I-Aサイトにダムを建設しなくても、I-BもしくはI-Cダムから安価な導水路トンネルにより開発することができる。この点においてI-Aサイトは、I-BあるいはI-Cサイトと比べて不利といえる。I-Aサイトはこの地形的短所に加えて、左岸の石灰岩基礎からの漏水の恐れがある。EⅠEのボーリング調査の結果、この石灰岩内の地下水位が河川水位より低いことが判明した。その結果、I-AダムサイトはEⅠEの予備調査の段階において棄却されており、調査団もその判断に同意する。

I-Bダムサイトは、I-Cダムサイトが想定されている峡谷の約1km上流に位置する。I-Bダムサイトは広い河川横断を持つのに対して、I-CサイトはV字型の急峻で狭い峡谷を成している。I-Bサイトの左岸アバットメントは地すべり堆積物に覆われており、そのためにI-Bサイトのダム頂標高は最高600m前後に制約される。

EⅠEが地上式発電所とともに選定した鉄管路のルートは比較的緩斜面であり、中間に丘がある（第A29図参照）。これに代わって、圧力シャフト、地下発電所、放水路トンネルの組み合わせ案が考えられる。

EⅠEが地上式発電所と放水口を想定している、エルマネック川とエリク川の合流点付近における河川水位はおよそ標高337mである。地下式発電所案

を採用した場合にはその放水路トンネルを延長することにより、この水位とゲゼンデ貯水池の満水位（333m）の間の残落差4mを開発できる可能性がある。

I-Cダムサイトの下流約10kmでエリク支流がエルマネック川に合流する。ダムー水路式開発の場合、エリク川の水をエルマネック導水路トンネルに転流し、エルマネック発電所における発電に利用することができる。エルマネック発電所が運転を停止している期間には、エリク川の水を導水路トンネルを通じてエルマネック貯水池に貯留することができる。

エルマネック貯水池の上流側にナディレダム水力発電計画案が想定されている。エルマネックダムの高さが100mを越える場合には、ナディレ計画案が影響を受ける。

#### 4.3 開発計画の予備検討

予備調査段階の主目的は、(1) E I Eによって想定・検討された多数の代替開発案と、J I C A調査団が提案した追加構想の内から最も有力な開発案を選定すること、(2)追加詳細調査の対象サイトを決定することであった。

この段階の代替案の比較検討作業は以下の項目について実施した（図4.1参照）。

- (1) I-Cダムサイトの漏水問題は技術的に対処可能と仮定した上での、I-BとI-C代替ダムサイトの比較検討
- (2) 新規に提案されたエリク導水計画の経済性の予備検討
- (3) 新規に提案された地下発電所を石灰岩ブロック内に設置可能と仮定した上での、地下発電所、圧力シャフト、放水路トンネル案の経済性の予備検討
- (4) 次の2段式開発案の経済性の検討
  - (A) エルマネックダム + II-Aサイトの下流ダム
  - (B) エルマネックダム + II-Bサイトの下流ダム
  - (C) エルマネックダム + 上流のナディレダム

#### 4.3.1 エルマネックダムのサイトと型式

2つの有力代替ダムサイトI-BおよびI-Cから、エルマネックダムのサイトを選定するために経済比較を行った。I-Bサイト左岸に存在する地すべり堆積物のためにそのダム高が制約されるため、この比較はダム頂標高600mに対して行った。

I-Bダムの平面および縦横断を第A4図～A6図に示す。ダム堤頂延長は1,300mに上る。したがって、ロックフィルダム型式が適切であり、コアの型式は別として、現実的には考えられる唯一の型式と言える。この検討段階では、コア型式を中央アース型と仮定した。

I-Cダムの平面および展開図は第A35図とA37図参照。ダム軸は、比較的低いダム頂の標高600mと峡谷の形状を考慮して、I-Ga代替ダム軸とした（第G5図参照）。狭い谷の形状からコンクリートアーチダム型式が最少費用と考えた。ダム形状は放物線型として予備設計を行った。

以上の2つのダムの比較検討結果は以下に整理するとおり。

No.	項目	単位	I-Bサイト	I-Cサイト
(1)	ダム型式	—	ロックフィル	コンクリートアーチ
(2)	ダム体積	1,000m <sup>3</sup>	14,700	150
(3)	土木工事費	百万米ドル	264	174

I-Bサイトの場合の土木工事費総額は、I-Cサイトの場合と比べて約9,000万米ドル高い。一方、両案の発電便益はほとんど同一である。

I-Bダムをコンクリート表面遮水壁型とした場合、アースコア型の場合と比べてダム盛土量は約3分の2に減少できる。コア型式の一比較検討例によると、コンクリート遮水壁型はアースコア型と比べて建設費が約17パーセント低かった（Foz do Areia Dam in Brazil、ダム高160m、盛土量1,400万m<sup>3</sup>）。このオーダーのダム建設費の節約は、上記I-Cダムの建設費の優位性に影響しない。



結局、満水位595mの場合にはI-Cダムがはるかに有利と判断した。I-Bサイトのロックフィルダムの体積は、ダム高が高くなるにつれて、I-Cサイトのコンクリートアーチダムより高い割合で急増するので、I-Cサイトの経済的優位性は大きい開発規模に対してはより顕著となるものと見られる。結局I-Bダムサイトは以下の検討作業から除外し、追加詳細調査を通じてI-Cダムサイトが地質上の問題から建設困難と判断された場合に、改めて再検討するものとした。

#### 4.3.2 1段式開発案の予備検討

##### (1) エリク導水計画の追加

第A1図に示されるように、エリク川は発電所サイトの横を流下し、その平均流量は $3.5\text{m}^3/\text{秒}$ である。トンネルを建設することにより、エリク川の流水の大部分を本計画の導水路トンネルに導くことができる。

エリク取水ゼキサイトは標高700m近辺のエリク川に当初想定し、そこから延長約1,500mのトンネルによりエリク川の流水を導水する案を考えた。しかし、その上流に大規模かつ進行中の地すべり地が存在することが確認されたため、取水ゼキサイトを上流のエリク源泉の近くに移動した。

エリク導水計画なしの場合と加える場合の2ケースについて経済性を比較した。その結果、エリク計画は年に約200万米ドルの純便益をもたらすことが判明したので、エリク導水計画は調査・検討に十分値すると判断した。

##### (2) 発電所の形式

地上式および地下式発電所案の経済性を比較した。放水路トンネルを有する地下式案の放水位は標高333m、同トンネルを持たない地上式の場合には337mと仮定した。

経済比較の結果、地下式発電所案の方が、主として4m余分に得られる落差のため、やや高い純便益を産出することが判明したので、地下発電

所サイトについて地質調査を実施することとした。

#### 4.3.3 エルマネックダムと下流側の第2ダムによる2段式開発案

標高645mと333mの間に得られる落差312mの開発について、1段式と2段式による開発案の経済比較を行った。この標高645mは、エルマネック貯水池の有望な満水位として暫定的に仮定したものである。

1段式の場合、I-Cダムサイトとゲゼンデ貯水池間に得られる落差は、総延長約11.3kmの導水路および放水路トンネルによって開発される。2段式案で下流のダム頂標高が400mの場合、この水路長を約7.2km短縮することが可能であり、下流ダム頂標高が450mの場合には8.2km短縮できる（第A1図参照）。しかし2段式案の場合には下流ダムが必要となる。2段式案の検討の主目的は、水路短縮による建設費の節約分が、下流ダムの建設費を上回るかどうかを知ることである。

この比較検討は、下流ダムについて2つのダムサイト（II-A、II-B）と2つのダム頂標高（400m、450m）を組み合わせた4つの代替案について実施した。II-Aダムサイトは、エルマネック川とエリク川の合流点の下流側に位置し、II-Bサイトは上流側に位置する。

経済比較の結果、次表に示されるように、1段式案が2段式案よりはるかに優れていることが判明した（詳細は英文Volume 4 ANNEX-D参照）。

No.	項目	単位	I-C-	II-A-	II-A-	II-B-	II-B-
			650	400	450	400	450
(1)	1段式/2段式		1	2	2	2	2
(2)	発電設備容量	MW	270	260	270	250	260
	- エルマネック発電所	MW	270	200	160	200	160
	- 第2発電所	MW	-	60	110	50	100
(3)	合計年発電電力量	GW時					
	- 常時		799	752	777	741	763
	- 2次		134	143	143	144	141
	合計		933	895	920	885	904
(4)	エルマネック発電所の 導水路トンネル延長	m	9,480	2,315	1,265	2,315	1,265
(5)	下流ダムの高さ	m	-	90	140	80	130
(6)	下流ダムの盛土量	百万m <sup>3</sup>	-	3.8	17.3	1.7	8.1
(7)	建設費	百万米ドル	319.1	368.6	458.5	339.9	391.2
	- エルマネックダム		319.1	252.6	228.5	252.0	228.5
	- 下流ダム		-	116.6	230.0	87.9	162.7
(8)	年均等経費	百万米ドル	40.2	46.4	57.7	42.8	49.2
(9)	年便益 (含むゲゼンデ 出力増強便益)	百万米ドル	72.0	68.4	70.3	67.7	69.1
(10)	年純便益	百万米ドル	31.8	22.0	12.6	24.9	19.9

上表中の年均等経費は次式により求めた。

$$(\text{建設費} + \text{建設期間中利子}) \times \text{資本回収係数} + \text{運転維持管理費}$$

ここに、

$$\text{建設期間中利子} = \text{建設費} \times (1.095^{7 \text{年} \times 0.4} - 1)$$

$$\text{資本回収係数} = 0.0960$$

建設期間中の利子は、年利9.5パーセント、建設期間7年、および支出の重心が運転開始年から40パーセント手前側の位置にあると仮定して求めた。資本回収係数は、運転開始後50年の償却期間に対して求めた。

上表に示されるように、1段式開発案が5つの代替案の中で最大の年発電電力量を産出する。これは、1段式案の場合エリク川の流水がエルマネック貯水池の想定満水位645mとゲゼンデ貯水池の満水位333mの間に得られる落差312m全体にわたって利用されるのに対して、II-A-450とII-B-450の場合には112mの落差分だけ、またII-A-400とII-B-400の場合には62mの落差についてだけ利用されることによる。また、下流側貯水池の流入量のほとんどが、上流側のエルマネック貯水池により既に十分に調節されているため、下流側貯水池の調節効果は小さい。

1段式開発案は、2段式の4つの代替案と比べてはるかに高い純便益をもたらす。1段式案と次善案であるII-B-400案の年純便益の差は690万米ドル相当に上り、これは投資総額の差にして約5,600万米ドルに相当する。

エルマネックダムと下流ダムの組み合わせによる2段式開発案は、これ以降の検討対象から除外することとした。

#### 4.3.4 エルマネックダムと上流側の第2ダムによる2段式開発案

エルマネック貯水池の満水位、例えば標高645mより上部の落差を、エルマネックダムをより高くして開発するべきか、それとも上流のナディレダムの建設により開発すべきかを判断するために、ナディレダムの経済性を概略検討した。

ナディレダムの満水位は、エルマネック川とギユンデル川の合流点付近の河床標高である710mと仮定した。ナディレ貯水池地域は、この合流点近傍から流域界を越えて隣接する流域まで延びていると見られている、広範囲に分布する石灰岩層上に位置することになる。したがって、ナディレダム計画の成否はこの石灰岩の地質条件に左右される。この経済比較は、ナディレ貯水池が地質上建設可能と仮定して行った。

ナディレダムの経済性は、エルマネック貯水池の2つの代替満水位について検討した。すなわち、エルマネック満水位標高595mに対し下流側ナディレダムサイト、同645mに対し上流側のナディレダムサイトを想定した（第A23図、A26図参照）。下流および上流ナディレダム計画の縦断の概念図、一般平面図、およびダム縦断図を第A23図からA28図に示す。これらのダムの主要諸元および経済指標は次表に示すとおり（詳細は英文Volume 4 ANNEX-D参照）。

No.	項目	単位	下流ナディレダム	上流ナディレダム
(1)	ダム高	m	130	80
(2)	ダム盛土量	百万m <sup>3</sup>	4.3	2.3
(3)	発電設備容量	MW	60	30
(4)	常時ピーク出力	MW	22	7.3
(5)	年発電電力量	GW時		
	— 常時		62.8	21.0
	— 2次		155.4	96.7
	合計		218.2	117.7
(6)	建設費	百万米ドル	123.4	80.2
(7)	年均等経費	百万米ドル	14.2	9.2
(8)	年便益	百万米ドル	8.0	3.7
(9)	年純便益	百万米ドル	-6.2	-5.5

年均等経費は、建設期間を5年とした以外は、4.3.3項に述べたものと同じ方法で求めた。

上表に示されるように、上流・下流ナディレダム計画のいずれに対してもマイナスの純便益が得られた。これは、使用した電力価値と割引率の下では両計画は経済的にフィージブルと示している。したがって、ナディレダム計画をエルマネック計画と組み合わせるべきではなく、

エルマネック計画の最適開発規模、すなわち満水位はエルマネック単独で  
求めるべきであると判断した。