

| | | | | |
|------|--------|--------|------|---------|
| SAND | | GRAVEL | | COBBLES |
| Fine | Medium | Coarse | Fine | Coarse |

Fig. 7-22 Gradation Analysis Curve of Ayvali Project

Table 7-8(a) Test Results and ASTM Standard (Concrete Aggregate)
of Fine Aggregate of Olur Project

| | | Fine Aggregate | | | | | | | |
|---------------------------|------------------|----------------|---------------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| | | ASTM | 0-1 | 0-2 | 0-3 | 0-4 | 0-5 | 0-6 | 0-7 |
| Grading | | | | | | | | | |
| | | | See Fig. 7-16 | | | | | | |
| Finesse Modulus | | 2.3 - 3.1 | 2.30 | 1.8 | 2.7 | 2.8 | 2.5 | 2.5 | 2.9 |
| Bulk | Dry | --- | | | | | | | |
| Specific | Surface dry | --- | 2.69 | 2.67 | 2.71 | 2.72 | 2.72 | 2.72 | 2.71 |
| Gravity | Apparent | --- | | | | | | | |
| Absorption | % | --- | 2.0 | 2.5 | 1.8 | 1.6 | 1.4 | 1.8 | 1.4 |
| Abrasion | less than 50% | | 4.2 | 4.2 | 3.8 | 3.8 | 4.0 | 4.1 | 3.8 |
| Soundness | less than 10% | | 10.7 | 13.1 | 8.5 | 8.5 | 7.5 | 7.9 | |
| Unit weight | t/m ³ | --- | 1.74 | 1.715 | 1.835 | 1.845 | 1.825 | 1.820 | 1.835 |
| Clay lumps | less than 3% | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Quantity of soft particle | (%) | | | | | | | | |
| Organic impurities | less than 5% | | A.Sari | A.Sari | A.Sari | Renksiz | Renksiz | Renksiz | Renksiz |

Table 7-8(b) Test Results and ASTM Standard (Concrete Aggregate) of Coarse Aggregate of Olur Project

| Coarse Aggregate | | | | | | | | | |
|---------------------------|------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | ASTM | 0-1 | 0-2 | 0-3 | 0-4 | 0-5 | 0-5 | 0-5 | 0-7 |
| Grading | | | | | | | | | |
| | | See Fig. 7-16 | | | | | | | |
| Finess Modulus | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Bulk | --- | | | | | | | | |
| Dry | | | | | | | | | |
| Specific | --- | 2.65 | 2.67 | 2.64 | 2.67 | 2.65 | 2.67 | 2.67 | 2.68 |
| Surface dry | | | | | | | | | |
| Gravity | --- | --- | | | | | | | |
| Apparent | | | | | | | | | |
| Absorption | --- | 2.0 | 1.4 | 1.6 | 1.6 | 1.7 | 1.5 | 1.5 | 1.5 |
| % | | | | | | | | | |
| Abrasion | less than 50% | 20.1 | 21.7 | 19.8 | 19.8 | 19.4 | 19.2 | 19.0 | 19.0 |
| Soundness | less than 18% | 9.6 | 6.0 | 8.5 | 10.8 | 9.9 | 9.7 | 9.3 | 9.3 |
| Unit weight | t/m ³ | 1.755 | 1.790 | 1.720 | 1.790 | 1.865 | 1.865 | 1.863 | 1.863 |
| Clay lumps | less than 2% | No | No | No | No | No | No | No | No |
| Quantity of soft particle | (%) | | | | | | | | |
| Organic impurities | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |

Table 7-9(a) Test Results and ASTM Standard (Concrete Aggregate) of Fine Aggregate of Ayvali Project

| | | Fine Aggregate | | | | | | | |
|---------------------------|------------------|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ASTM | A-1 | A-2 | A-3 | A-4 | A-5 | A-6 | A-7 | A-8 | |
| Grading | | | | | | | | | |
| See Fig. 7-17 | | | | | | | | | |
| Finess Modulus | 2.3 ~ 3.1 | 2.8 | 2.5 | 2.6 | 2.2 | 2.8 | 2.9 | 2.8 | 3.3 |
| Bulk | Dry | --- | | | | | | | |
| Specific Gravity | Surface dry | 2.70 | 2.68 | 2.68 | 2.70 | 2.71 | 2.70 | 2.70 | 2.69 |
| Apparent | | | | | | | | | |
| Absorption | % | 2.0 | 2.0 | 1.8 | 1.8 | 1.4 | 1.6 | 1.6 | 1.6 |
| Abrasion | | less than 50% | 3.4 | 3.6 | 3.3 | 3.3 | 3.4 | 3.3 | 3.4 |
| Soundness | | less than 10% | 10.9 | 12.4 | 14.5 | 12.7 | 8.7 | 10.7 | 9.8 |
| Unit weight | t/m ³ | 1.780 | 1.800 | 1.725 | 1.820 | 1.780 | 1.780 | 1.780 | 1.680 |
| Clay lumps | | less than 3% | | | | | | | |
| Quantity of soft particle | (%) | less than 5% | | | | | | | |
| Organic impurities | | --- | A.Sari | A.Sari | A.Sari | A.Sari | A.Sari | A.Sari | A.Sari |

Table 7-9(b) Test Results and ASTM Standard (Concrete Aggregate) of Coarse Aggregate of Ayvali Project

| Coarse Aggregate | | | | | | | | | |
|-------------------------------|------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | ASTM | A-1 | A-2 | A-3 | A-4 | A-5 | A-6 | A-7 | A-8 |
| Grading | | | | | | | | | |
| | | See Fig. 7-17 | | | | | | | |
| Finess Modulus | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Bulk | --- | | | | | | | | |
| Dry | | | | | | | | | |
| Specific | --- | 2.67 | 2.67 | 2.63 | 2.66 | 2.67 | 2.65 | 2.66 | 2.64 |
| Surface dry | | | | | | | | | |
| Gravity | --- | | | | | | | | |
| Apparent | | | | | | | | | |
| Absorption | --- | 1.6 | 1.6 | 1.8 | 1.6 | 1.5 | 1.6 | 1.5 | 1.4 |
| % | | | | | | | | | |
| Abrasion | less than 50% | 17.0 | 17.7 | 17.4 | 17.6 | 17.5 | 17.6 | 17.3 | 16.4 |
| Soundness | less than 18% | 8.4 | 9.6 | 12.5 | 12.8 | 7.6 | 6.7 | 9.1 | 7.4 |
| Unit weight | t/m ³ | 1.935 | 1.900 | 1.825 | 1.827 | 1.825 | 1.900 | 1.825 | 1.900 |
| Clay lumps | less than 2% | No | No | No | No | No | No | No | No |
| Quantity of soft particle (%) | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Organic impurities | --- | --- | No | No | No | No | No | No | No |

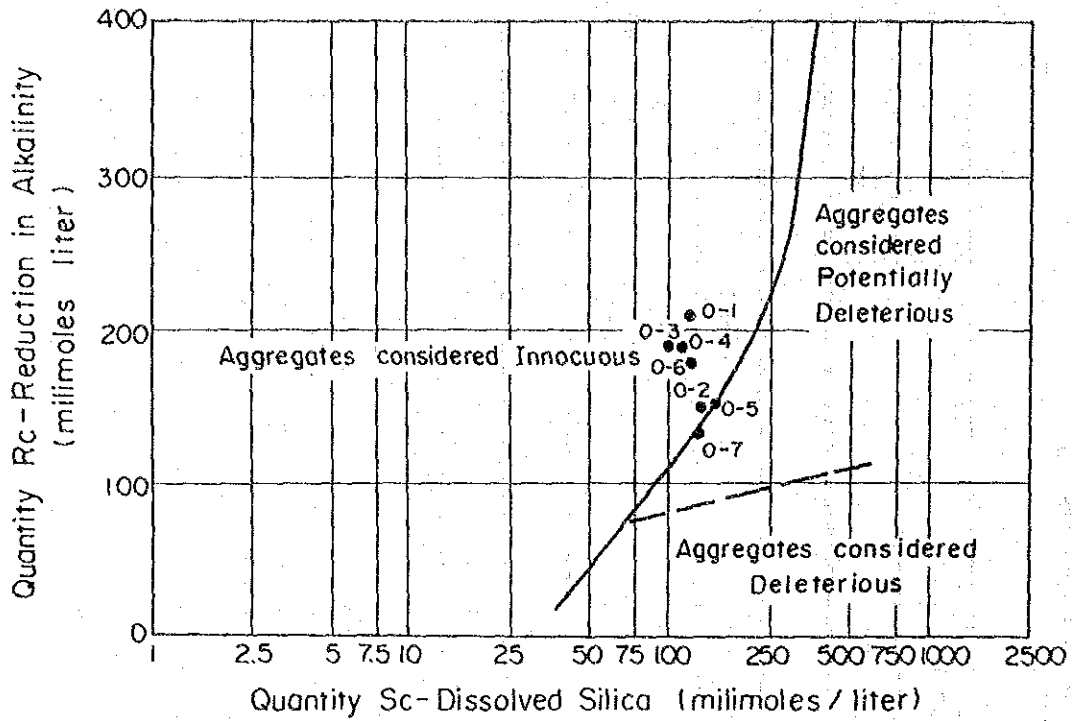


Fig. 7-23 Alkali-Aggregate Reaction of Olur Project

Table 7-10 Alkali-Aggregate Reaction of Olur Project

| Sample Number | Alkali Reactivity (m mol/L) | Dissolved Silicate (m mol/L) |
|---------------|-----------------------------|------------------------------|
| 0-1 | 210 | 123 |
| 0-2 | 150 | 139 |
| 0-3 | 190 | 100 |
| 0-4 | 180 | 123 |
| 0-5 | 150 | 170 |
| 0-6 | 190 | 115 |
| 0-7 | 130 | 146 |

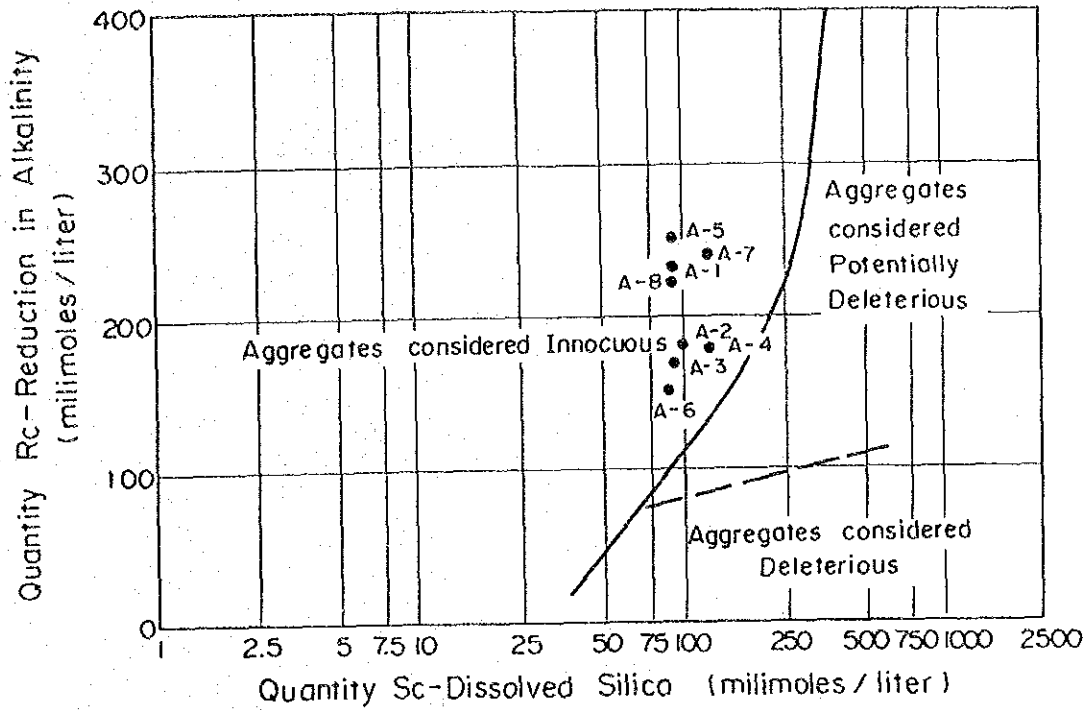


Fig. 7-24 Alkali-Aggregate Reaction of Ayvali Project

Table 7-11 Alkali-Aggregate Reaction of Ayvall Project

| Sample Number | Alkali Reactivity (m mol/L) | Dissolved Silicate (m mol/L) |
|---------------|-----------------------------|------------------------------|
| 0-1 | 220 | 97 |
| A-2 | 180 | 100 |
| A-3 | 170 | 94 |
| A-4 | 180 | 131 |
| A-5 | 250 | 94 |
| A-6 | 150 | 88 |
| A-7 | 240 | 123 |
| A-8 | 230 | 94 |

第 8 章 地 震

第 8 章 地 震

| | 頁 |
|---|------|
| 8.1 トルコの地質概説 | 8-1 |
| 8.1.1 概 要 | 8-1 |
| 8.1.2 トルコのネオテクトニクス | 8-2 |
| 8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層 | 8-3 |
| 8.2 トルコの地震概説 | 8-4 |
| 8.2.1 地震発生の背景 | 8-4 |
| 8.2.2 地震活動度 | 8-5 |
| (1) 北アナトリア断層地帯 | 8-5 |
| (2) 東アナトリア断層地帯 | 8-7 |
| (3) 西アナトリア地域 | 8-7 |
| (4) その他の地震 | 8-7 |
| 8.3 設計震度 | 8-8 |
| 8.3.1 既設ダム設計震度 | 8-8 |
| 8.3.2 統計確率解析による最大加速度の推定 | 8-11 |
| (1) 解析手法 | 8-11 |
| (2) Ayvaliダム地点に関する地震危険度解析結果 | 8-12 |
| (3) Olurダム地点に関する地震危険度解析結果 | 8-12 |
| (4) Ayvaliダム地点およびOlurダム地点において想定される最大加速度 | 8-12 |
| 8.3.3 耐震設計に用いる設計水平震度 | 8-30 |
| (1) 計画地点における地盤の設計水平震度 | 8-30 |
| (2) ダムの設計水平震度 | 8-31 |
| (3) あとがき | 8-31 |

List of Figures

- Fig. 8-1 Tectonic Zone of Turkey (after Hirano, 1981)
- Fig. 8-2 Typical Plate Tectonics Model
- Fig. 8-3 Major Fault Systems in Turkey
- Fig. 8-4 Seismicity of All Data in 1901-1985
- Fig. 8-5 Location of the Larger Earthquakes ($M_s \geq 6$) of the Period 1899-1983
- Fig. 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)
- Fig. 8-7 Design Seismic Coefficient used for Dams in Turkey
- Fig. 8-8 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Oliveira's Equation
- Fig. 8-9 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by McGuire's Equation
- Fig. 8-10 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation
- Fig. 8-11 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Katayama's Equation
- Fig. 8-12 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Oliveira's Equation
- Fig. 8-13 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by McGuire's Equation
- Fig. 8-14 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation
- Fig. 8-15 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Katayama's Equation

List of Tables

| | |
|--------------|---|
| Table 8-1 | Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data Used for the Ayvali Dam site |
| Table 8-2 | Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1901 to 1987 for the Ayvali Dam Site |
| Table 8-3(a) | Maximum Accelerations of the Year at the Ayvali Dam Site during the Period from 1900 to 1987 |
| Table 8-3(b) | Maximum Accelerations of the Year at the Ayvali Dam Site during the Period from 1900 to 1987 |
| Table 8-4 | Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data Used for the Olur Dam Site |
| Table 8-5 | Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1900 to 1987 for the Olur Dam Site |
| Table 8-6(a) | Maximum Accelerations of the Year at the Olur Dam Site during the Period from 1900 to 1987 |
| Table 8-6(b) | Maximum Accelerations of the Year at the Olur Dam Site during the Period from 1900 to 1987 |
| Table 8-7 | Maximum Accelerations Expected at the Ayvali Dam Site for Six Return Periods |
| Table 8-8 | Maximum Accelerations Expected at the Olur Dam Site for Six Return Periods |
| Table 8-9 | Supposed Maximum Acceleration for the Ayvali Dam Site and Olur Dam Site |
| Table 8-10 | Design Horizontal Seismic Coefficient for Dam |

8.1 トルコの地質概説

8.1.1 概 要

アナトリア半島地域は、古生代初めから、繰り返し造山運動を受けているため、非常に複雑な地質構造を呈している。トルコの地質構造は、基本的には次に示すような4つの東西性帯状構造区に区分することができる。すなわち、北からポントス区、アナトリア区、タウルス区、および、辺境褶曲区に大別することができる。これらの構造区の区分に関しては、幾つかの研究報告が出されているが、Fig.8-1には平野(1981)による区分図を示す。ポントス区は、白亜紀～古第三紀の流紋岩～玄武岩質火山岩類が卓越し、一部ジュラ紀～白亜紀のオフィオライトが分布する。アナトリア区は、ジュラ紀～白亜紀のオフィオライトや低度変成岩の基盤上に始新世～中新世の強く変形した海成碎屑岩や第四紀火山岩類が分布し、山間盆地には隆成の鮮新世～第四紀堆積物が分布する。タウルス区の基盤は先カンブリア～中生代層とオフィオライトが主で、辺境褶曲区はエオカンブリアから鮮新世にいたる浅海性堆積岩が卓越する。

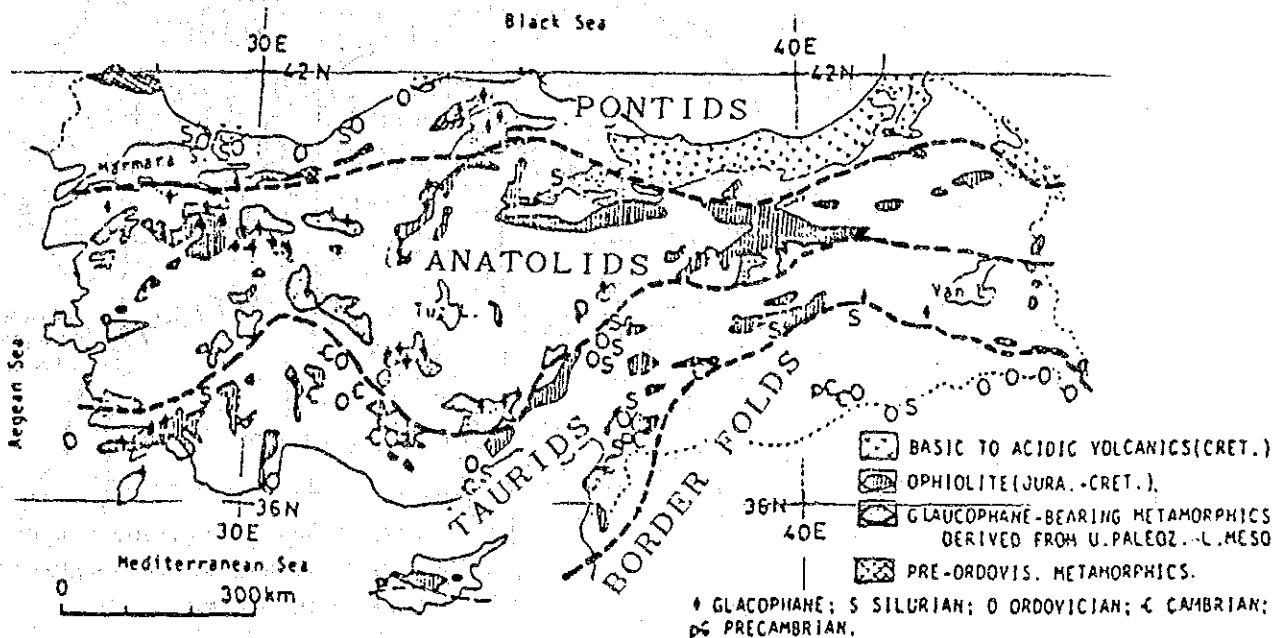


Fig. 8.1 Tectonic Zone of Turkey (after Hirano, 1981)

8.1.2 トルコのネオテクトニクス

トルコ周辺域のプレート・テクトニクス・モデルとしては、Mckenzie(1972) Alpekin(1973), Dewey & Sengor(1979), Papazachos(1974) らにより、幾つかのモデルが提案されている。そのうち代表的なモデルを Fig. 8-2に示す。同図より分るように、トルコは、大きくは、ユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレートの3つの大規模プレートに取囲まれている。これらの大規模プレートは、基本的には、アフリカプレートとアラビアプレートが、南側から北側へユーラシアプレートを圧縮するように相対運動を展開している。更に、これらの大規模プレートに囲まれたトルコ国内には、エーゲ海プレート、イランプレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの小規模なマイクロプレートが存在している。

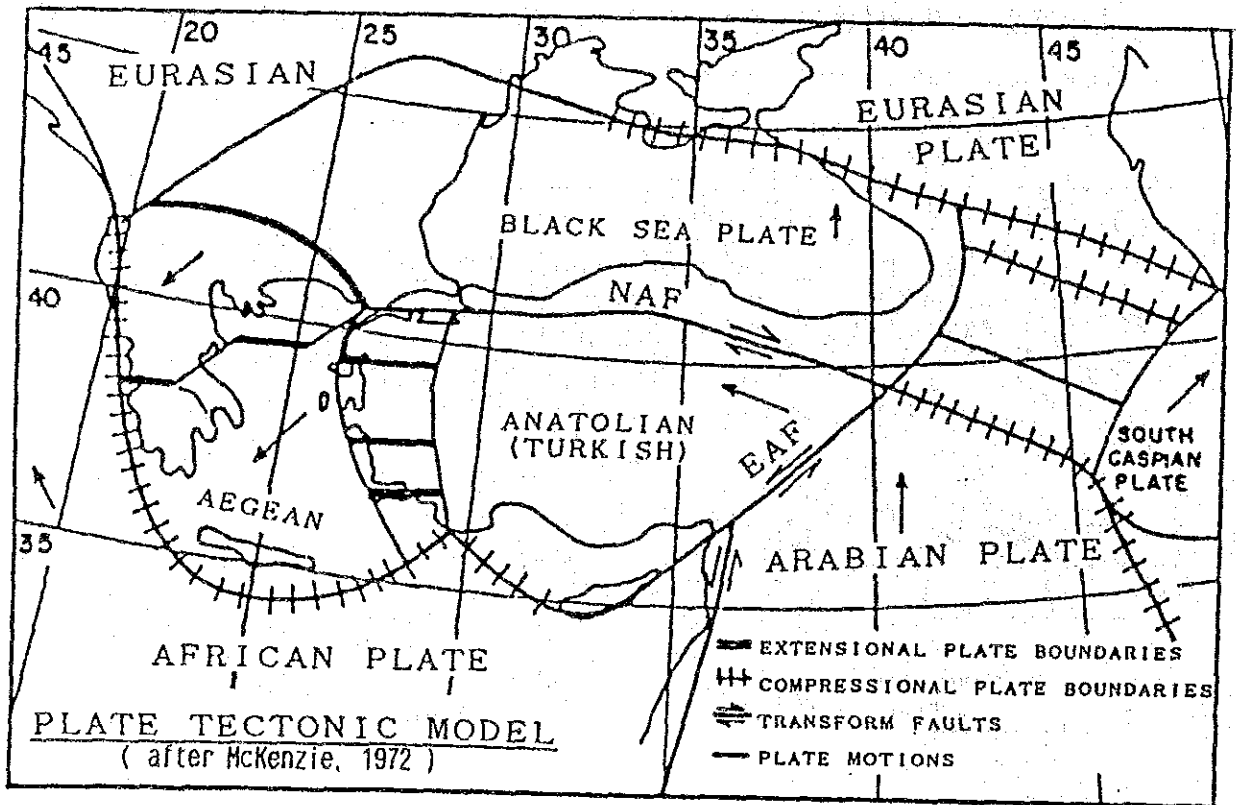


Fig. 8-2 Typical Plate Tectonics Model

8.1.3 北アナトリア断層と東アナトリア断層

アナトリア半島地域は、北アナトリア断層及び東アナトリア断層というプレート境界をなす2つのトランスフォーム断層によって分割される。とくに本地域において両トランスフォーム断層は既述した古い構造区を顕著に切っている。

北アナトリア断層は、トルコ北部を北に張り出した緩い弧を描いて東西にのび、総延長は約 1,000km以上に達する。少なくとも現在は右水平ずれを示し、その総水平変位量は従来70~80kmといわれたが、最近20~30kmとする意見もあり、今後検討を要する。北アナトリア断層の発生は10~12百万年前といわれるが、その変位方向は必ずしも一貫して右水平ずれを示したわけではなく、鮮新世中頃に左水平ずれを示す時期もあったらしい。本断層に沿って多くの活断層、地震断層、山間盆地が分布し、また、火山活動も知られ、第四紀における第一級の構造であることが知られる。

東アナトリア断層はタウルス区を切り、陸上部では、N60° E~S60° Wの走向で約 560kmほどの長さを持つ。南西部ではスラスト性であるが全般に左横ずれが卓越する。第四紀火山岩類におおわれ変位地形は必ずしも明瞭でなく、活動度も北アナトリア断層に比べやや劣るが、やはり本地域における第一級の構造である。カローバ東方で北アナトリア断層と交差し、トリプルジャンクションをなす。従って、両断層にはさまれるアナトリアプレートは、見かけ上西方に移動することになる。

以上のべたようにトルコのネオテクトニクスは、後期中新世以降北上するアラビアプレートに起因する南北圧縮の構造応力場における各プレート間の相互連動を反映して複雑化されている。

8.2 トルコの地震概説

8.2.1 地震発生の背景

トルコは、アルプス・ヒマラヤ地震帯のほぼ中央部に位置し、世界でも有数の地震多発国として知られている。

既に述べたようにトルコの周辺ではユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレートの3つの大規模プレートが相対運動を展開しており、更に、これらの大規模プレートに囲まれたトルコ国内では、エーゲ海プレート、イランプレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの小規模なマイクロプレートが相互に影響し合いながら複雑な挙動を展開している。これらのマイクロプレートは規模は小さいものの相対移動速度が大きいことから、地震発生に関しては極めて重要な存在となっており、トルコの地震活動性を特徴づける大きな要因となっている。Fig. 8-3 に示したのは、トルコ共和国内に存在する主要な断層の分布状況であるが、マイクロプレートの境界域に断層が分布していることが分かる。すなわち、トルコ共和国における地震は、基本的には、ユーラシアプレート、アフリカプレート、アラビアプレート、エーゲ海プレート、イランプレート、アナトリアプレート（トルコプレート）、黒海プレートなどの大小数多くのプレートの相対挙動の結果として発生しているものである。

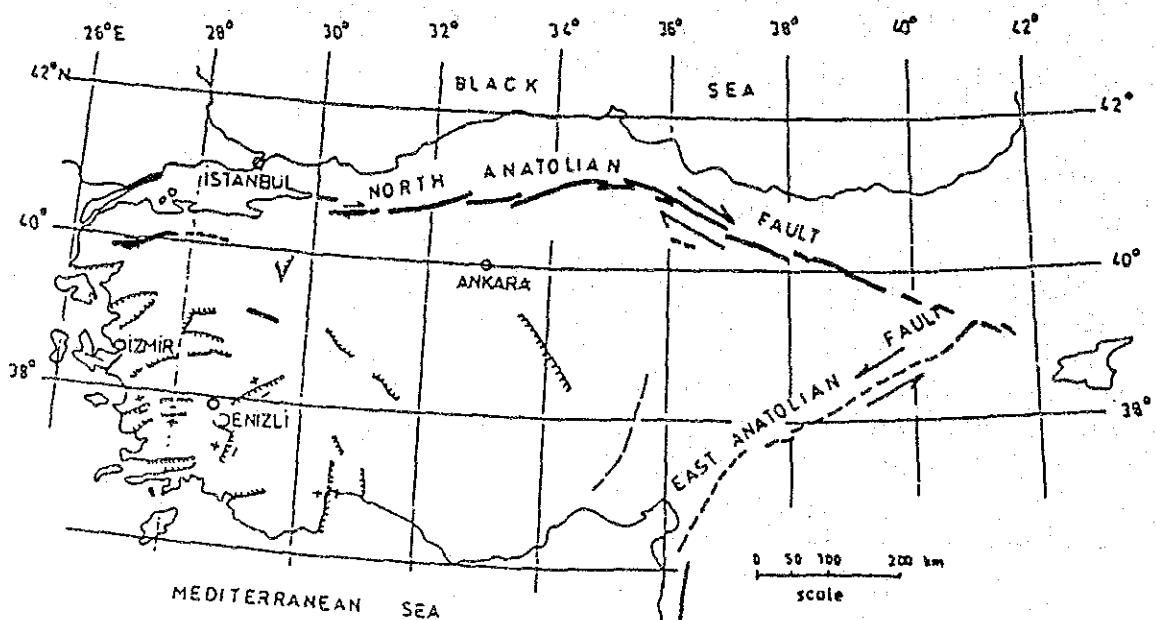


Fig. 8-3. Major Fault Systems in Turkey

8.2.2 地震活動度

トルコにおいて、1901年から1985年までの期間に発生した5980回の地震の震央を Fig. 8-4に示す。また、1899年から1983年までの期間に発生したマグニチュード (Ms) 6.0以上の地震の震央を Fig. 8-5に示す。

ところで、トルコにおける地震発生地域を、プレート・テクトニック・モデル、活断層の分布、歴史地震の発生状況等を考慮して分類すると、大きく(1)北アナトリア断層地帯、(2)東アナトリア断層地帯、(3)西アナトリア地域、(4)その他の4つの地域に分類することができる。そこで、これらの地域のうち、地震活動度が高い、北アナトリア断層地帯、東アナトリア断層地帯、西アナトリア地域の3地域の地震活動度について、その概略を以下に述べる。

(1) 北アナトリア断層地帯

北アナトリア断層は、黒海プレートとアナトリアプレート（トルコプレート）の接触境界に形成されたトランスフォーム断層であるが、この北アナトリア断層に沿う地域では、右横ずれ断層に伴う浅発地震が多発している。北アナトリア断層地帯で発生したマグニチュード 5.5以上の地震は、1990年以降、現在までに約60回を数えている。

なお、1939年に北アナトリア断層東部の Erzinçan で生じた地震は M. 7.9で今世紀トルコで最大規模の地震となっている。これ以降、この地域の地震が数年～十数年おき発生し、その震源が見事に西方へ移動した現象は有名である。

また、調査した限りにおいては、この地域に属する地震によって生じた地震断層は、厳密に北アナトリア断層と一致しない場合もあるが、大略その近傍を並走する活動層のくり返しの運動によるものである。活断層の累積垂直変位量と個々の地震断層の垂直変位量から再来周期は数百～数千年 (>5,000年) のオーダーである。地震断層は、最小十数cmの雁行配列をなす裂か群が、さらに大規模な雁行配列の1セグメントを構成していく多重雁行配列をなす。数百メートル以下のセグメント長の小規模雁行配列は関連するトランスフォーム断層の横ずれ変位に対応する配列を示す。一方、セグメント長が十数km以上の大規模な雁行配列は、必ずしも関連するトランスフォーム断層の横ずれ変位に対応しない。これは、既存裂か火山岩体など地表付近の地質学的異方性に影響されるためである。

Total Number of Plots in the Area of $\Delta < 1,000.0$ (km) is 5,980.

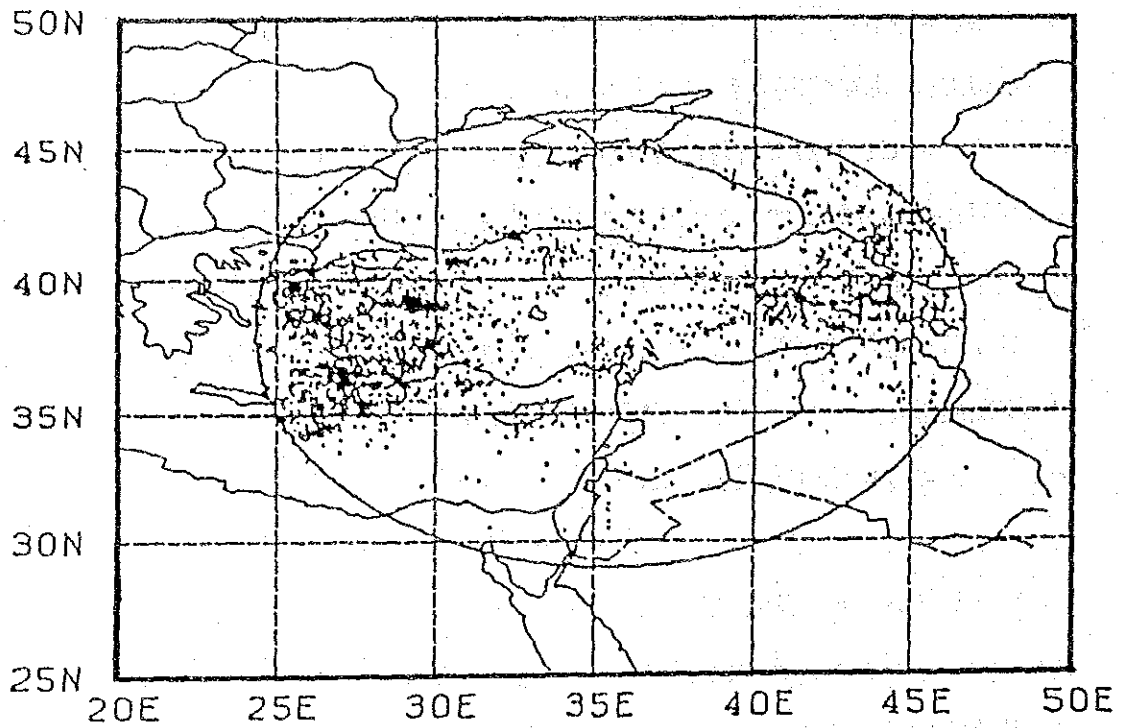
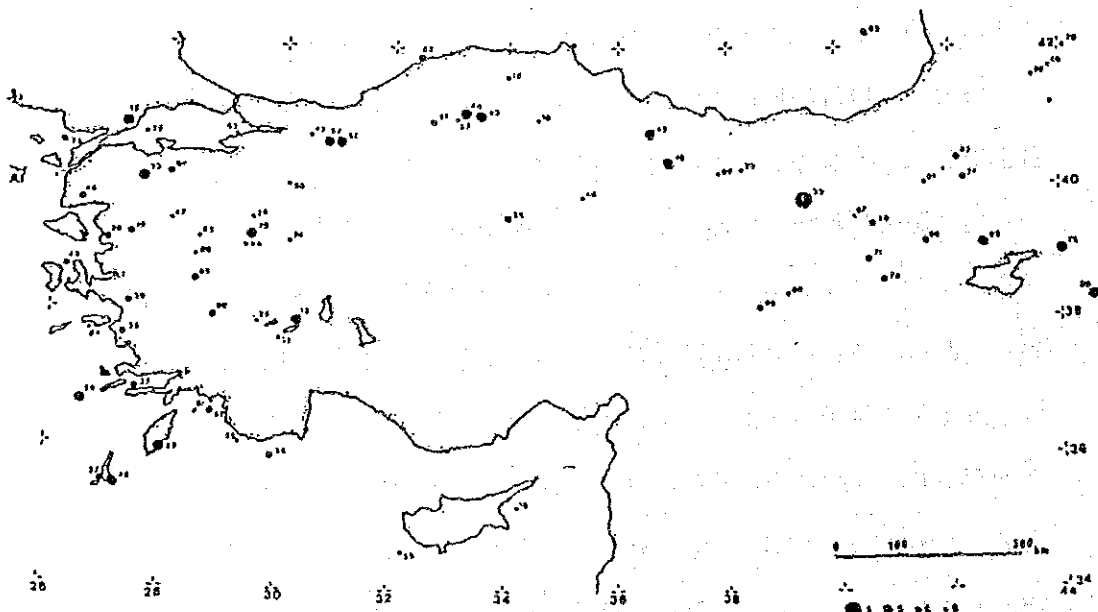


Fig. 8-4 Seismicity of All Data from 1901 - 1985



Map of the northeast Mediterranean region under study (34° N to 42° N and 26° E to 44° E), i.e. Turkey, Cyprus, northern Syria, Lebanon, Iraq, frontiers of Iran and the USSR. The map shows the location of the larger earthquakes ($M_s \geq 6$) of the period 1899-1983. Numbers refer to the last two figures of the year in which a particular earthquake occurred. A implies $8.0 > M_s \geq 7.5$; B: $7.5 > M_s \geq 7.0$; C: $7.0 > M_s \geq 6.5$; D: $6.5 > M_s \geq 6.0$.

Fig. 8-5 Location of the Larger Earthquakes ($M_s \geq 6$) of the Period 1899 - 1983

(2) 東アナトリア断層地帯

東アナトリア断層は、アナトリアプレート（トルコプレート）とアラビアプレートの接触境界に形成されたトランスフォーム断層であり、この東アナトリア断層に沿う地域では、左横ずれ断層に伴う浅発地震が多発している。この地域で発生する地震の震源深さは、概ね25km以浅であることが多く、マグニチュード 5.5の地震は、ほぼ12年に一度発生すると考えられている。

(3) 西アナトリア地域

アナトリア半島西部の地域では、東西性地溝地帯の正断層群に対応した、やや深い地震の発生が多い。

(4) その他の地震

北アナトリア断層地帯、東アナトリア断層地帯、西アナトリア地域以外の地域であり、地震活動度は、比較的低い地域と考えられている。

8.3 設計震度

8.3.1 既設ダム設計震度

計画地点の設計震度を設定する際の参考とするために、トルコ国内に建設・および計画されたダムの設計震度と地震危険度との相関性について調査検討を実施した。

トルコ国内に建設された、あるいは建設中のダムは、184地点 (Dams and Hydroelectric Power Plant in Turkey 1990) を数えるが、これらの内、45地点に関しては、耐震設計における設計震度 (水平地盤震度) を知ることができた。また、トルコの地震危険度マップとしては、1972年にトルコ共和国政府 (IMAR ve ISKAN BAKANLIGI) が作成した地震危険度マップが公表されている。そこで、耐震設計における設計震度が既知である45ヶ所のダム地点が、この地震危険度マップに示された地震危険度区域 (I から V までの5分類) のどの区域に属するかに基づき、トルコのダムの設計震度と地震危険度との関連性について簡単な検討を実施した。

トルコ共和国政府が作成した地震危険度マップは、Fig. 8-6 に示すとおりであるが、これと今回対象とした45地点のダム建設位置を比較してトルコのダムの設計震度と地震危険度との相関性に関して検討した結果を Fig. 8-7に示す。この結果から指摘・考察できる事項は以下のとおりである。

- ・採用された設計水平地盤震度の最大値は0.18である。
- ・採用された設計水平地盤震度の最小値は0.05である。
- ・45地点の内、設計水平地盤震度として0.18が採用された地点は1地点、設計水平地盤震度0.15が採用された地点は18地点、設計水平地盤震度0.12が採用された地点は4地点、設計水平地盤震度0.10が採用された地点は16地点、設計水平地盤震度0.05が採用された地点は6地点となっている。
- ・地震危険度区域【I】に属する地点の設計水平地盤震度は0.15が多い。
- ・地震危険度区域【II】に属する地点の設計水平地盤震度は0.12、0.10が多い。
- ・地震危険度区域【III】に属する地点の設計水平地盤震度は0.15、0.10が多い。
- ・地震危険度区域【IV】に属する地点の設計水平地盤震度は0.05が多い。
- ・今回は既存の設計事例をもとに、トルコのダムの設計震度と地震危険度との相関性に関して検討したが、地震危険度の高い区域の設計水平地盤震度は大きく、地震危険度の低い区域の設計水平地盤震度は小さいという、合理的な傾向が全体的に認められた。

・この傾向から、トルコのダムの耐震設計に際して採用すべき設計水平地盤震度について考察して見ると、地震危険度区域【Ⅰ】については設計水平地盤震度 0.15、地震危険度区域【Ⅱ】については設計水平地盤震度0.15～0.12、地震危険度区域【Ⅲ】については設計水平地盤震度0.12～0.10、地震危険度区域【Ⅳ】については設計水平地盤震度0.10～0.05が、ほぼ標準的な数値と判断することが可能である。

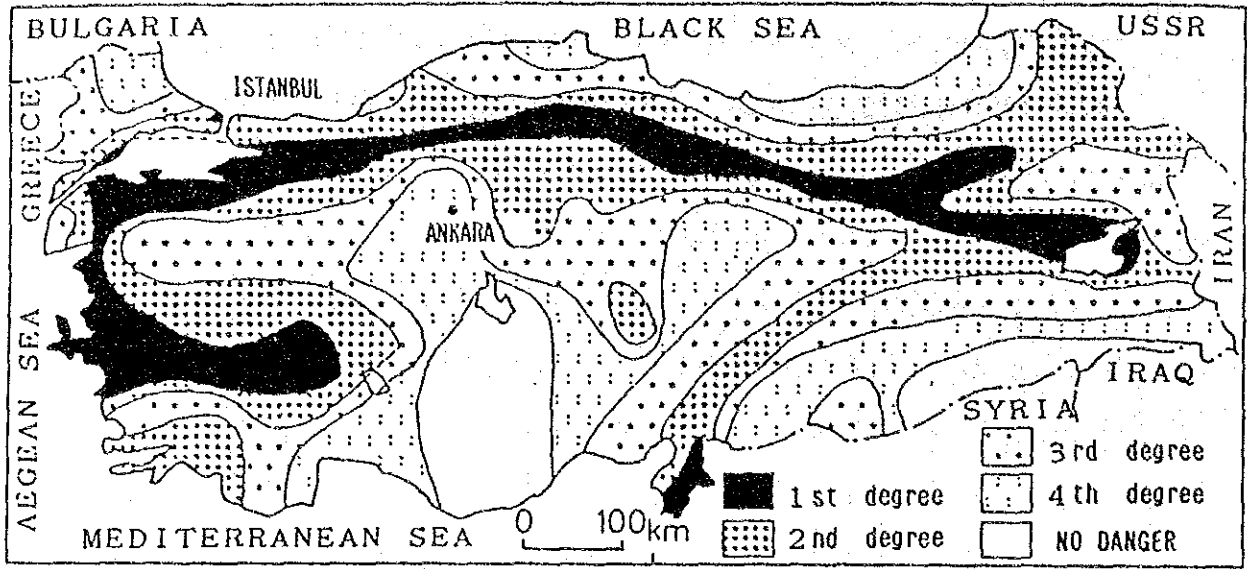


Fig. 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)

| Seismic Risk Zone | Design Horizontal Ground Seismic Coefficient | | |
|-------------------|--|------|------|
| | 0.05 | 0.10 | 0.15 |
| I | | 0.12 | 0.18 |
| II | | | |
| III | | | |
| IV | | | |
| V | | | |

Fig. 8-7 Design Seismic Coefficient used for Dams in Turkey

8.3.2 統計確率解析による最大加速度の推定

(1) 解析手法

設計震度を決定するために、統計確率解析により、Ayvaliダム及びOlurダム地点の地表面の最大加速度の予測評価を実施した。この予測評価に使用した地震データは、米国のNOAA(National Oceanic and Atmospheric Administration Environmental Data Service)によって収集されたものであり、ダム地点から半径200km以内で発生した地震データ数は1900年から1987年までの期間に、Ayvaliダム地点では3402、Olurダム地点では3742を数えた。最大加速度の予測評価に適用した距離減衰式は、すでに提案されている中から、下記の4つの式を用いた。なお、式中の“A”は最大加速度(gal)、“M”は地震のマグニチュード、“R”は震源距離(km)を示す。

$$\log A = 3.090 + 0.347M - 2 \log (R+25) \quad \dots\dots\dots (1)$$

proposed by C.Oliveira.¹⁾

$$\log A = 2.674 + 0.278M - 1.301 \log (R+25) \quad \dots\dots\dots (2)$$

proposed by R.K.McGuire.²⁾

$$\log A = 2.041 + 0.347M - 1.6 \log R \quad \dots\dots\dots (3)$$

proposed by L.Esteva and E.Rosenblueth³⁾

$$\log A = 2.308 + 0.411M - 1.637 \log (R+30) \quad \dots\dots\dots (4)$$

proposed by T.Katayama.⁴⁾

【備考】(1): 堅硬な地盤 (Firm Ground)

(2): 軟質地盤から硬質岩盤までのデータに基づく

(3): 硬質地盤上のものを岩盤表面上に修正した式

(4): 地盤特性を考慮せず、地表面での最大加速度を与える。

(1)式と(2)式の平均的な値となる。

任意の再来周期に対する最大加速度は、極値統計理論に基づき、ガンベル(Gumbel, 1958)の第3漸近分布を適用して算出した。解析時の単位期間(等時間間隔)は1年とし、単位期間の個数は1900年から1987年までの88とした。

(2) Ayvaliダム地点に関する地震危険度解析結果

Ayvaliダム地点（東経41° 55′、北緯40° 46′）の地震危険度解析に使用した地震データのマグニチュードと震央距離の分布状況を Table 8-1 に示す。

1900年から1987年までの各年の地震発生数を Table 8-2 に、また、各年の地震の中で、サイトに最も大きな影響を与えた地震の際の最大加速度の推定値を Table 8-3 に示す。

Ayvaliダム地点に関する統計確率論的手法に基づく地震危険度解析結果を Fig. 8-8 ~ Fig. 8-11 に示す。

(3) Olurダム地点に関する地震危険度解析結果

Olurダム地点（東経42° 11′、北緯40° 45′）の地震危険度解析に使用した地震データのマグニチュードと震央距離の分布状況を Table 8-4 に示す。1900年から1987年までの各年の地震発生数を Table 8-5 に、また、各年の地震の中でサイトに最も大きな影響を与えた地震の時の最大加速度の推定値を Table 8-6 に示す。

Olurダム地点に関する統計確率論的手法に基づく地震危険度解析の結果を Fig. 8-12 ~ Fig. 8-15 に示す。

(4) Ayvaliダム地点およびOlurダム地点において想定される最大加速度

Ayvaliダム地点およびOlurダム地点において想定される地盤の最大加速度は、前述の地震危険度解析から Table 8-7 および Table 8-8 のように集約される。

表より理解できるように最大加速度の推定結果は、適用する距離減衰式によって大きく変動する。地震危険度解析には、このような不確実性があることから、ここでは安全サイドの評価として Table 8-7、あるいは Table 8-8 を包含するような数値を各サイトでの想定最大加速度として考えることとする。

すなわち、Ayvaliダム地点については、180galを、またOlurダム地点については150galを、地震時に想定される地盤表面の地震動の最大加速度とする。

なお、Ayvaliダム地点の180galおよびOlurダム地点の150galは概ね10000年の再来周期に対応する。

Table 8-1 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data Used for the Ayvali Dam Site

| | 0<=D<50 | <100 | <200 | Total |
|---------|---------|------|------|-------|
| 0<M<3.0 | 58 | 245 | 2691 | 2994 |
| <3.5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <4.0 | 0 | 1 | 1 | 2 |
| <4.5 | 8 | 5 | 13 | 26 |
| <5.0 | 9 | 12 | 62 | 83 |
| <5.5 | 12 | 12 | 111 | 135 |
| <6.0 | 1 | 16 | 96 | 113 |
| <6.5 | 1 | 10 | 32 | 43 |
| <7.0 | 0 | 3 | 9 | 12 |
| <7.5 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| <8.0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8.0<= | 0 | 0 | 0 | 0 |
| UNKNOWN | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 89 | 304 | 3016 | 3409 |

D: Epicentral distance (km)
M: Magnitude

Table 8-2 Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1901 to 1987 for the Ayvali Dam Site

| YEAR | N | SUM OF N | YEAR | N | SUM OF N |
|------|----|----------|------|-----|----------|
| 1901 | 1 | 1 | 1948 | 13 | 250 |
| 1902 | 1 | 2 | 1949 | 17 | 267 |
| 1903 | 6 | 8 | 1950 | 7 | 274 |
| 1904 | 3 | 11 | 1951 | 4 | 278 |
| 1905 | 7 | 18 | 1952 | 11 | 289 |
| 1906 | 6 | 24 | 1953 | 10 | 299 |
| 1907 | 4 | 28 | 1954 | 11 | 310 |
| 1908 | 4 | 32 | 1955 | 1 | 311 |
| 1909 | 3 | 35 | 1956 | 3 | 314 |
| 1911 | 2 | 37 | 1957 | 11 | 325 |
| 1912 | 5 | 42 | 1958 | 16 | 341 |
| 1913 | 6 | 48 | 1959 | 14 | 355 |
| 1914 | 2 | 50 | 1960 | 5 | 360 |
| 1915 | 2 | 52 | 1961 | 8 | 368 |
| 1916 | 1 | 53 | 1962 | 551 | 919 |
| 1917 | 2 | 55 | 1963 | 423 | 1342 |
| 1919 | 1 | 56 | 1964 | 400 | 1742 |
| 1923 | 2 | 58 | 1965 | 360 | 2102 |
| 1924 | 20 | 78 | 1966 | 454 | 2556 |
| 1925 | 12 | 90 | 1967 | 78 | 2634 |
| 1926 | 16 | 106 | 1968 | 75 | 2709 |
| 1927 | 2 | 108 | 1969 | 74 | 2783 |
| 1928 | 5 | 113 | 1970 | 82 | 2865 |
| 1929 | 6 | 119 | 1971 | 53 | 2918 |
| 1930 | 4 | 123 | 1972 | 56 | 2974 |
| 1931 | 3 | 126 | 1973 | 37 | 3011 |
| 1932 | 8 | 134 | 1974 | 42 | 3053 |
| 1933 | 1 | 135 | 1975 | 62 | 3115 |
| 1934 | 4 | 139 | 1976 | 134 | 3249 |
| 1935 | 18 | 157 | 1977 | 34 | 3283 |
| 1936 | 8 | 165 | 1978 | 73 | 3356 |
| 1937 | 5 | 170 | 1979 | 3 | 3359 |
| 1938 | 10 | 180 | 1980 | 3 | 3362 |
| 1939 | 7 | 187 | 1981 | 1 | 3363 |
| 1940 | 23 | 210 | 1982 | 7 | 3370 |
| 1941 | 15 | 225 | 1983 | 14 | 3384 |
| 1943 | 1 | 226 | 1984 | 12 | 3396 |
| 1944 | 1 | 227 | 1985 | 4 | 3400 |
| 1946 | 4 | 231 | 1986 | 7 | 3407 |
| 1947 | 6 | 237 | 1987 | 2 | 3409 |

Table 8-3 (a) Maximum Accelerations of the Year at the Ayvali Dam Site during the Period from 1900 to 1987

(gal)

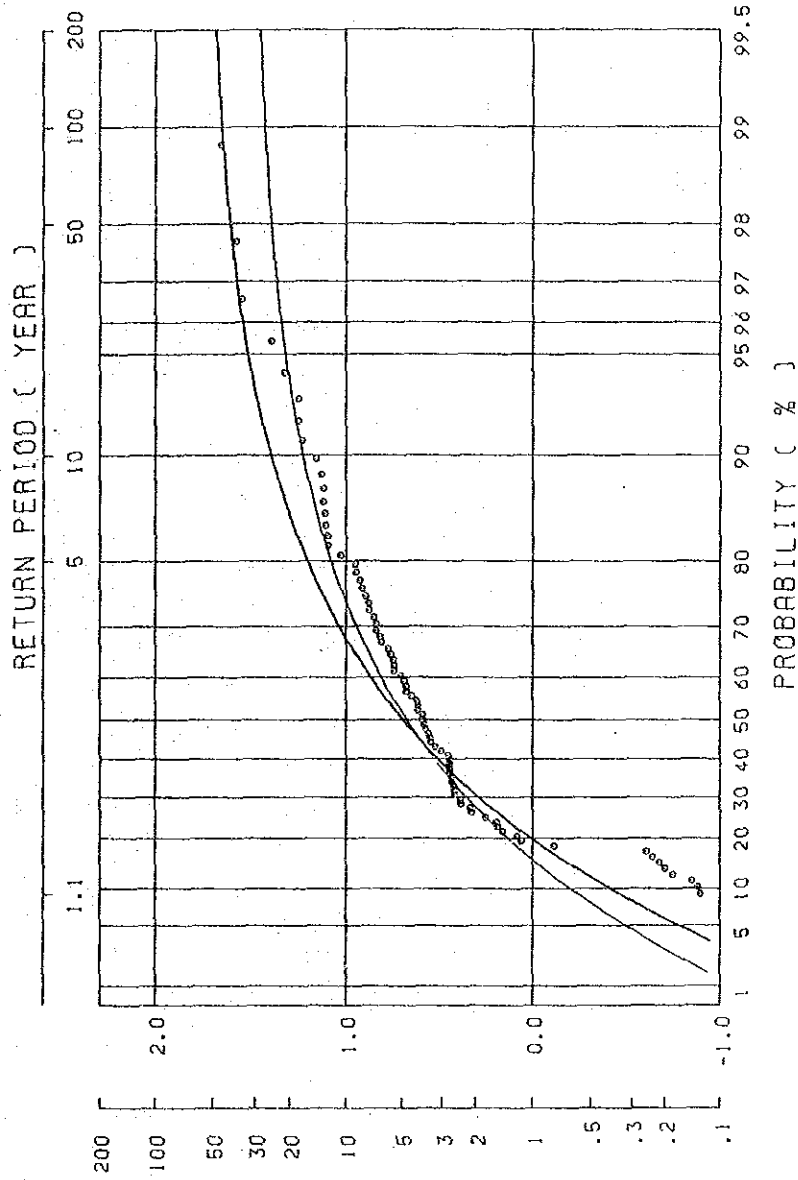
| Year | Attenuation Equation | | | |
|------|------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|
| | Oliveira's Eq. ACC. | McGuire's Eq. ACC. | Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC. | Katayama's Eq. ACC. |
| 1990 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1901 | 8.97 | 40.29 | 7.91 | 20.60 |
| 1902 | 2.68 | 17.56 | 2.50 | 7.03 |
| 1903 | 14.53 | 55.15 | 12.88 | 30.12 |
| 1904 | 3.91 | 21.96 | 3.51 | 8.97 |
| 1905 | 13.01 | 58.44 | 11.73 | 38.80 |
| 1906 | 38.05 | 104.77 | 37.73 | 66.17 |
| 1907 | 4.73 | 27.83 | 4.43 | 13.95 |
| 1908 | 5.51 | 27.44 | 4.87 | 11.76 |
| 1909 | 2.13 | 14.78 | 2.00 | 5.51 |
| 1910 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1911 | 0.21 | 2.16 | 0.19 | 0.29 |
| 1912 | 0.18 | 1.97 | 0.17 | 0.27 |
| 1913 | 3.74 | 22.47 | 3.45 | 9.90 |
| 1914 | 1.78 | 12.30 | 1.64 | 4.02 |
| 1915 | 1.56 | 10.36 | 1.41 | 3.21 |
| 1916 | 0.13 | 1.56 | 0.12 | 0.20 |
| 1917 | 0.25 | 2.37 | 0.22 | 0.33 |
| 1918 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1919 | 1.22 | 6.76 | 1.18 | 1.18 |
| 1920 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1921 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1922 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1923 | 0.20 | 2.08 | 0.18 | 0.28 |
| 1924 | 21.56 | 77.56 | 19.01 | 51.34 |
| 1925 | 12.56 | 49.08 | 11.13 | 25.35 |
| 1926 | 5.06 | 28.21 | 4.63 | 13.63 |
| 1927 | 0.23 | 2.37 | 0.21 | 0.31 |
| 1928 | 8.44 | 35.38 | 7.50 | 15.46 |
| 1929 | 3.59 | 19.68 | 3.18 | 7.29 |
| 1930 | 2.60 | 16.19 | 2.35 | 5.86 |
| 1931 | 4.14 | 24.03 | 3.79 | 10.75 |
| 1932 | 3.91 | 21.96 | 3.51 | 8.97 |
| 1933 | 0.13 | 1.57 | 0.12 | 0.20 |
| 1934 | 17.30 | 56.84 | 16.65 | 27.50 |
| 1935 | 7.93 | 38.38 | 7.09 | 20.29 |
| 1936 | 4.12 | 23.95 | 3.77 | 10.71 |
| 1937 | 2.62 | 16.64 | 2.39 | 6.25 |
| 1938 | 3.29 | 19.46 | 2.97 | 7.64 |
| 1939 | 2.14 | 14.58 | 1.99 | 5.31 |
| 1940 | 6.88 | 34.43 | 6.07 | 18.32 |
| 1941 | 4.86 | 27.46 | 4.45 | 13.18 |
| 1942 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1943 | 5.51 | 27.44 | 4.87 | 11.76 |
| 1944 | 4.74 | 24.30 | 4.18 | 9.82 |
| 1945 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1946 | 12.50 | 50.79 | 11.01 | 27.90 |
| 1947 | 7.60 | 35.41 | 6.71 | 17.09 |
| 1948 | 2.75 | 17.05 | 2.49 | 6.38 |
| 1949 | 7.53 | 39.41 | 6.95 | 22.73 |
| 1950 | 2.75 | 17.45 | 2.52 | 6.76 |
| 1951 | 8.87 | 39.13 | 7.81 | 19.29 |

Table 8-3 (b) Maximum Accelerations of the Year at the Ayvali Dam Site during the Period from 1900 to 1987

(gal)

| Year | Attenuation Equation | | | |
|------|------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|
| | Oliveira's Eq. ACC. | McGuire's Eq. ACC. | Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC. | Katayama's Eq. ACC. |
| 1952 | 13.32 | 52.93 | 11.74 | 29.32 |
| 1953 | 3.05 | 19.55 | 2.85 | 8.26 |
| 1954 | 4.18 | 24.91 | 3.89 | 11.70 |
| 1955 | 0.14 | 1.65 | 0.13 | 0.21 |
| 1956 | 0.78 | 4.99 | 0.71 | 0.81 |
| 1957 | 2.57 | 16.83 | 2.83 | 6.80 |
| 1958 | 2.77 | 17.34 | 2.53 | 6.61 |
| 1959 | 5.56 | 28.45 | 4.94 | 12.81 |
| 1960 | 2.39 | 15.74 | 2.21 | 5.89 |
| 1961 | 2.81 | 17.04 | 2.53 | 6.38 |
| 1962 | 2.41 | 13.78 | 2.13 | 4.12 |
| 1963 | 2.79 | 16.94 | 2.51 | 6.19 |
| 1964 | 5.98 | 28.07 | 5.27 | 11.58 |
| 1965 | 3.49 | 21.50 | 3.24 | 9.38 |
| 1966 | 6.86 | 36.80 | 6.35 | 20.70 |
| 1967 | 4.43 | 26.26 | 4.13 | 12.74 |
| 1968 | 35.39 | 85.64 | 80.95 | 42.61 |
| 1969 | 7.13 | 30.50 | 6.37 | 12.23 |
| 1970 | 13.34 | 46.24 | 12.81 | 20.32 |
| 1971 | 6.52 | 29.45 | 5.76 | 12.12 |
| 1972 | 13.47 | 46.25 | 13.06 | 20.13 |
| 1973 | 10.68 | 39.40 | 10.04 | 16.40 |
| 1974 | 1.45 | 10.65 | 1.41 | 3.34 |
| 1975 | 18.09 | 59.88 | 17.36 | 30.32 |
| 1976 | 12.82 | 44.12 | 14.11 | 20.89 |
| 1977 | 6.40 | 26.52 | 5.93 | 10.42 |
| 1978 | 3.78 | 19.30 | 3.34 | 8.15 |
| 1979 | 1.14 | 8.76 | 1.06 | 2.48 |
| 1980 | 5.78 | 24.22 | 5.39 | 8.05 |
| 1981 | 1.55 | 10.55 | 1.39 | 3.06 |
| 1982 | 2.71 | 15.36 | 2.39 | 5.29 |
| 1983 | 25.17 | 78.37 | 23.64 | 45.39 |
| 1984 | 45.23 | 98.11 | 118.40 | 44.62 |
| 1985 | 8.20 | 33.50 | 7.40 | 13.74 |
| 1986 | 18.09 | 50.28 | 27.96 | 18.41 |
| 1987 | 3.52 | 17.77 | 3.12 | 5.66 |

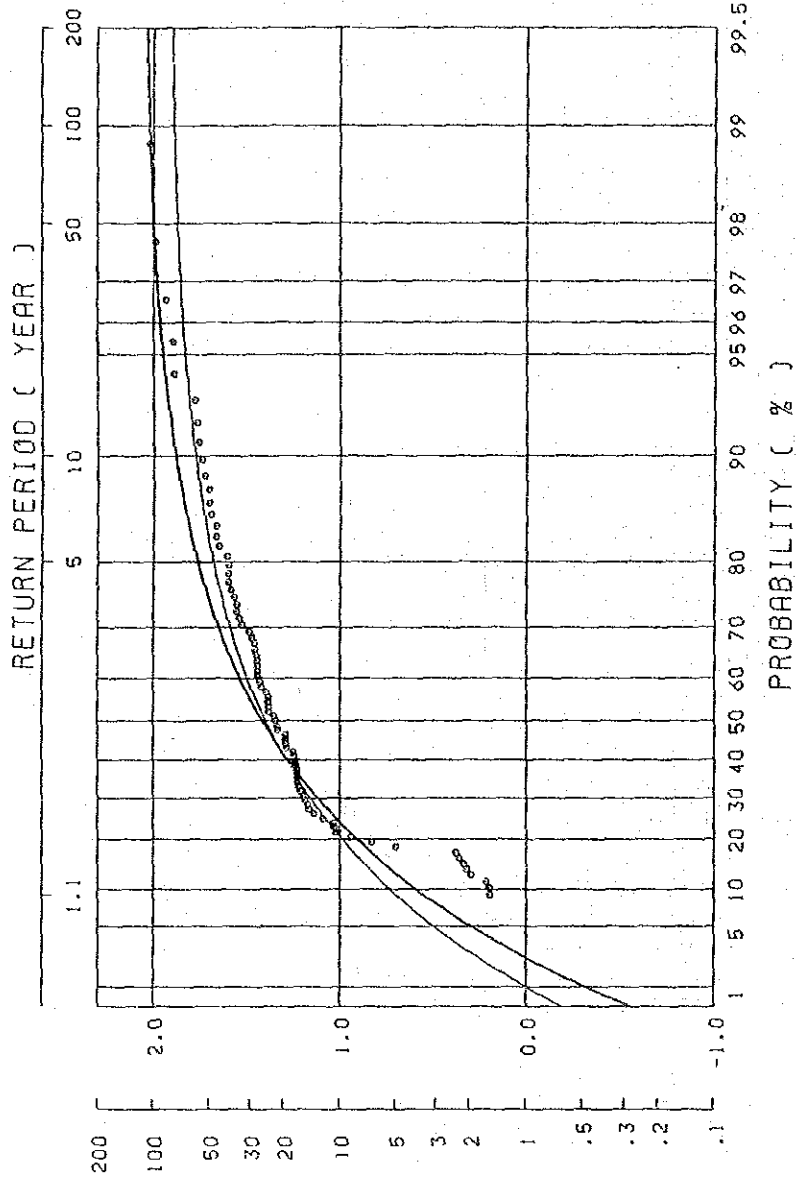
SEISMIC RISK TURKEY
AYVALI DAM SITE



1: $\text{LOG } A = 3.09 + 0.347M - 2.06(R + 25)$ (C. OLIVEIRA)

Fig. 8-8 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Oliveira's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
AYVALI DAM SITE

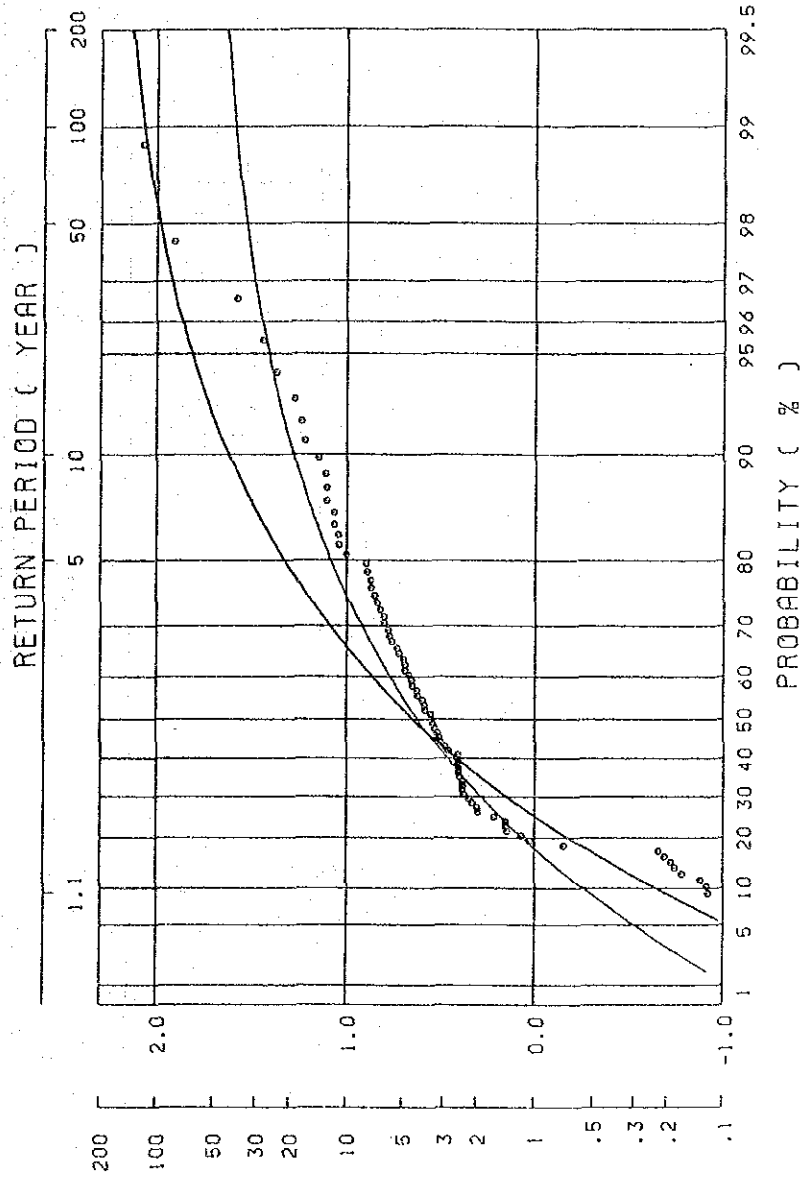


2: $\text{LOG } A = 2.674 + 0.278M - 1.301\text{LOG}(A+25)$

(R.K.MCGUIRE)

Fig. 8-9 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by McGuire's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
AYVALI DAM SITE

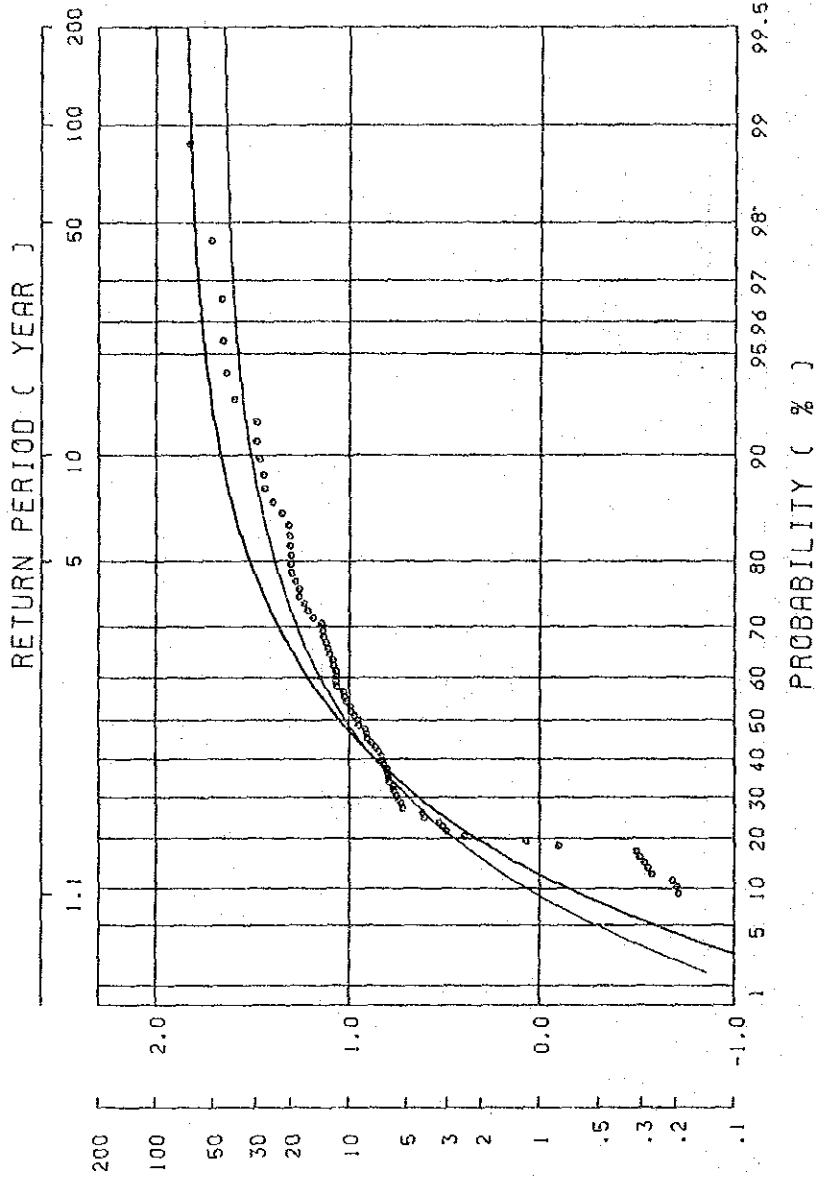


3: $\text{LOG } A = 2.041 + 0.347M - 1.6\text{LOG}(R)$

(L. ESTEVA & E. ROSENBLUETH)

Fig. 8-10 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
AYVALI DAM SITE



(T. KATAYAMA)

Fig. 8-11 Maximum Acceleration for Return Period at the Ayvali Dam Site Estimated by Katayama's Equation

Table 8-4 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data Used for the Olur Dam Site

| | 0<=D<50 | <100 | <200 | Total |
|--------------|------------|------------|-------------|-------------|
| 0<M<3.0 | 82 | 275 | 2928 | 3285 |
| <3.5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <4.0 | 0 | 1 | 11 | 12 |
| <4.5 | 8 | 4 | 28 | 40 |
| <5.0 | 11 | 14 | 62 | 87 |
| <5.5 | 11 | 13 | 117 | 141 |
| <6.0 | 0 | 21 | 101 | 122 |
| <6.5 | 2 | 8 | 31 | 41 |
| <7.0 | 0 | 3 | 9 | 12 |
| <7.5 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| <8.0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8.0<= | 0 | 0 | 1 | 1 |
| UNKNOWN | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 114 | 339 | 3289 | 3742 |

D: Epicentral distance (km)
M: Magnitude

Table 8-5 Number of Earthwakes in a Year during the Period from 1900 to 1987 for the Olur Dam Site

| YEAR | N | SUM OF N | YEAR | N | SUM OF N |
|------|----|----------|------|-----|----------|
| 1901 | 2 | 2 | 1948 | 13 | 288 |
| 1903 | 7 | 9 | 1949 | 19 | 307 |
| 1904 | 3 | 12 | 1950 | 7 | 314 |
| 1905 | 7 | 19 | 1951 | 4 | 318 |
| 1906 | 7 | 26 | 1952 | 11 | 329 |
| 1907 | 4 | 30 | 1953 | 9 | 338 |
| 1908 | 4 | 34 | 1954 | 6 | 344 |
| 1909 | 4 | 38 | 1955 | 1 | 345 |
| 1910 | 2 | 40 | 1956 | 3 | 348 |
| 1911 | 3 | 43 | 1957 | 9 | 357 |
| 1912 | 8 | 51 | 1958 | 16 | 373 |
| 1913 | 6 | 57 | 1959 | 15 | 388 |
| 1914 | 3 | 60 | 1960 | 5 | 393 |
| 1915 | 4 | 64 | 1961 | 9 | 402 |
| 1916 | 3 | 72 | 1962 | 646 | 1048 |
| 1917 | 1 | 75 | 1963 | 450 | 1498 |
| 1919 | 2 | 76 | 1964 | 421 | 1919 |
| 1923 | 3 | 78 | 1965 | 392 | 2311 |
| 1924 | 20 | 101 | 1966 | 491 | 2802 |
| 1925 | 12 | 113 | 1967 | 81 | 2883 |
| 1926 | 19 | 132 | 1968 | 80 | 2963 |
| 1927 | 2 | 134 | 1969 | 79 | 3042 |
| 1928 | 6 | 140 | 1970 | 85 | 3127 |
| 1929 | 6 | 146 | 1971 | 53 | 3180 |
| 1930 | 4 | 150 | 1972 | 60 | 3240 |
| 1931 | 4 | 154 | 1973 | 42 | 3282 |
| 1932 | 9 | 163 | 1974 | 51 | 3333 |
| 1933 | 1 | 164 | 1975 | 65 | 3398 |
| 1934 | 4 | 168 | 1976 | 140 | 3538 |
| 1935 | 17 | 185 | 1977 | 54 | 3592 |
| 1936 | 8 | 193 | 1978 | 95 | 3687 |
| 1937 | 12 | 205 | 1979 | 4 | 3691 |
| 1938 | 10 | 215 | 1980 | 3 | 3694 |
| 1939 | 7 | 222 | 1981 | 1 | 3695 |
| 1940 | 25 | 247 | 1982 | 10 | 3705 |
| 1941 | 15 | 262 | 1983 | 14 | 3719 |
| 1943 | 1 | 263 | 1984 | 12 | 3731 |
| 1944 | 1 | 264 | 1985 | 4 | 3735 |
| 1946 | 5 | 269 | 1986 | 6 | 3741 |
| 1947 | 6 | 275 | 1987 | 1 | 3742 |

Table 8-6 (a) Maximum Accelerations of the Year at the Olur Dam Site during the Period from 1900 to 1987

(gal)

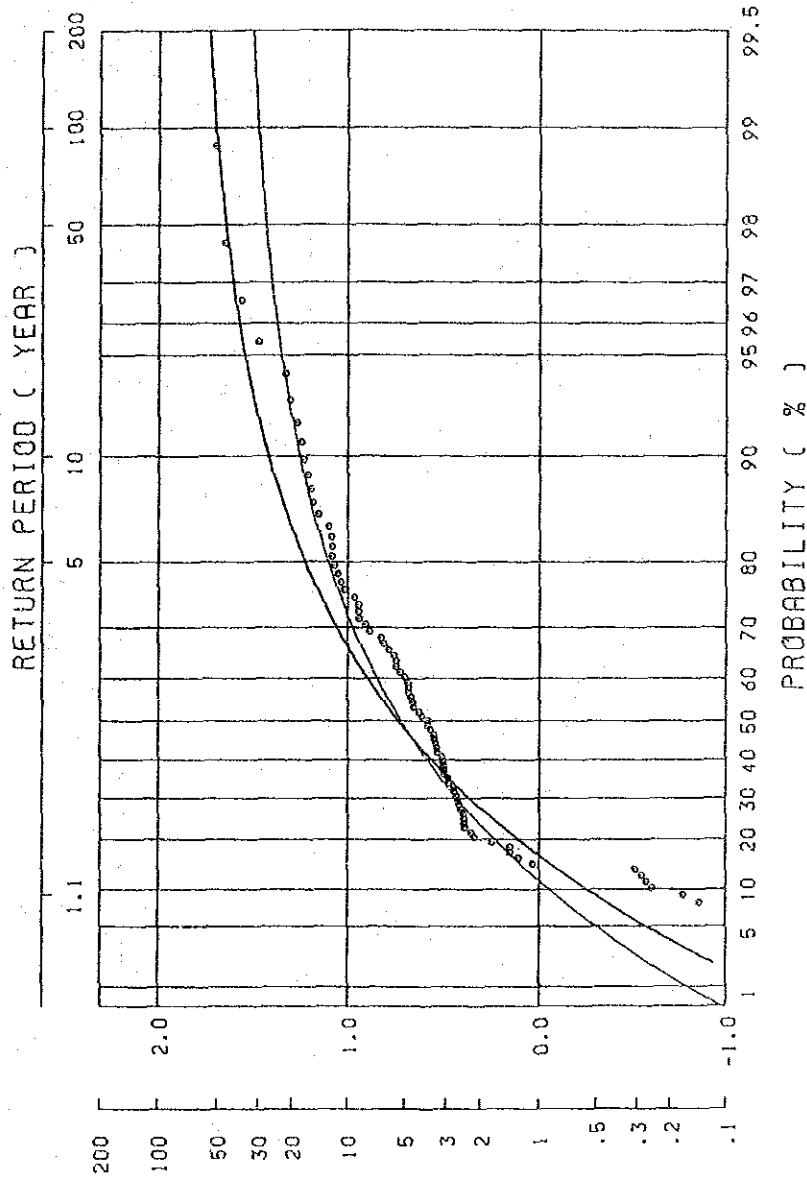
| Year | Attenuation Equation | | | |
|------|------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|
| | Oliveira's Eq. ACC. | McGuire's Eq. ACC. | Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC. | Katayama's Eq. ACC. |
| 1900 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1901 | 7.70 | 36.49 | 6.83 | 18.27 |
| 1902 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1903 | 20.51 | 67.50 | 19.12 | 38.36 |
| 1904 | 3.80 | 21.55 | 3.41 | 8.76 |
| 1905 | 12.67 | 57.45 | 11.46 | 38.00 |
| 1906 | 37.08 | 103.03 | 36.54 | 64.87 |
| 1907 | 5.02 | 28.92 | 4.67 | 14.62 |
| 1908 | 4.76 | 24.96 | 4.23 | 10.48 |
| 1909 | 2.52 | 16.49 | 2.33 | 6.31 |
| 1910 | 2.17 | 14.95 | 2.03 | 5.59 |
| 1911 | 0.27 | 2.49 | 0.24 | 0.35 |
| 1912 | 3.11 | 19.80 | 2.91 | 8.40 |
| 1913 | 4.63 | 25.82 | 4.20 | 11.74 |
| 1914 | 2.25 | 14.32 | 2.03 | 4.84 |
| 1915 | 2.47 | 16.66 | 2.32 | 6.59 |
| 1916 | 2.75 | 17.73 | 2.55 | 7.03 |
| 1917 | 0.29 | 2.59 | 0.25 | 0.36 |
| 1918 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1919 | 1.42 | 7.47 | 1.43 | 1.32 |
| 1920 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1921 | 2.73 | 17.77 | 2.54 | 7.13 |
| 1922 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1923 | 0.25 | 2.40 | 0.22 | 0.33 |
| 1924 | 21.81 | 78.13 | 19.24 | 51.80 |
| 1925 | 17.14 | 60.09 | 15.52 | 32.31 |
| 1926 | 6.46 | 33.05 | 5.80 | 16.54 |
| 1927 | 0.31 | 2.73 | 0.27 | 0.39 |
| 1928 | 12.37 | 45.38 | 11.37 | 20.83 |
| 1929 | 4.59 | 23.10 | 4.04 | 9.02 |
| 1930 | 3.37 | 19.16 | 3.00 | 7.20 |
| 1931 | 3.35 | 20.92 | 3.12 | 9.07 |
| 1932 | 3.80 | 21.55 | 3.41 | 8.76 |
| 1933 | 0.14 | 1.62 | 0.13 | 0.20 |
| 1934 | 11.83 | 44.40 | 10.75 | 20.51 |
| 1935 | 10.51 | 46.10 | 9.29 | 25.36 |
| 1936 | 4.80 | 26.44 | 4.34 | 12.09 |
| 1937 | 2.46 | 16.59 | 2.31 | 6.55 |
| 1938 | 4.25 | 22.98 | 3.78 | 9.37 |
| 1939 | 2.66 | 16.82 | 2.43 | 6.33 |
| 1940 | 8.05 | 36.72 | 7.09 | 19.83 |
| 1941 | 5.55 | 29.95 | 5.04 | 14.67 |
| 1942 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1943 | 4.76 | 24.96 | 4.23 | 10.48 |
| 1944 | 4.09 | 22.10 | 3.63 | 8.75 |
| 1945 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 1946 | 10.86 | 46.36 | 9.57 | 24.98 |
| 1947 | 8.78 | 38.89 | 7.74 | 19.15 |
| 1948 | 3.49 | 19.92 | 3.12 | 7.71 |
| 1949 | 8.77 | 37.11 | 7.75 | 20.49 |
| 1950 | 2.58 | 16.75 | 2.38 | 6.43 |
| 1951 | 9.25 | 40.23 | 8.15 | 19.94 |

Table 8-6 (b) Maximum Accelerations of the Year at the Olur Dam Site during the Period from 1900 to 1987

(gal)

| Year | Attenuation Equation | | | |
|------|------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|
| | Oliveira's Eq. ACC. | McGuire's Eq. ACC. | Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC. | Katayama's Eq. ACC. |
| 1952 | 12.18 | 49.75 | 10.73 | 27.34 |
| 1953 | 2.92 | 19.01 | 2.75 | 7.99 |
| 1954 | 3.66 | 21.22 | 3.27 | 9.14 |
| 1955 | 0.17 | 1.84 | 0.15 | 0.24 |
| 1956 | 1.07 | 6.17 | 1.02 | 0.04 |
| 1957 | 2.62 | 17.19 | 2.43 | 6.98 |
| 1958 | 3.51 | 20.23 | 3.15 | 7.98 |
| 1959 | 5.29 | 27.55 | 4.71 | 12.52 |
| 1960 | 2.42 | 15.83 | 2.23 | 5.88 |
| 1961 | 3.10 | 19.00 | 2.83 | 7.58 |
| 1962 | 3.19 | 18.20 | 2.82 | 7.42 |
| 1963 | 3.43 | 19.40 | 3.06 | 7.31 |
| 1964 | 4.54 | 23.49 | 4.01 | 9.33 |
| 1965 | 3.14 | 20.06 | 2.94 | 8.61 |
| 1966 | 6.63 | 36.03 | 6.16 | 20.16 |
| 1967 | 3.16 | 19.85 | 2.94 | 8.33 |
| 1968 | 51.06 | 112.35 | 94.23 | 57.93 |
| 1969 | 5.55 | 25.92 | 4.90 | 10.06 |
| 1970 | 14.31 | 48.40 | 13.94 | 21.44 |
| 1971 | 6.09 | 28.18 | 5.37 | 11.50 |
| 1972 | 17.66 | 54.26 | 19.10 | 24.10 |
| 1973 | 16.47 | 52.21 | 17.11 | 22.84 |
| 1974 | 1.76 | 12.10 | 1.99 | 3.90 |
| 1975 | 15.79 | 51.15 | 16.28 | 25.15 |
| 1976 | 18.75 | 60.93 | 17.94 | 30.66 |
| 1977 | 5.71 | 26.63 | 5.04 | 10.51 |
| 1978 | 13.57 | 71.45 | 14.38 | 56.21 |
| 1979 | 1.42 | 10.08 | 1.29 | 2.94 |
| 1980 | 8.70 | 31.68 | 8.88 | 11.02 |
| 1981 | 1.29 | 9.34 | 1.17 | 2.64 |
| 1982 | 2.94 | 16.17 | 2.59 | 5.30 |
| 1983 | 30.07 | 87.98 | 50.30 | 52.03 |
| 1984 | 45.37 | 104.41 | 72.66 | 53.72 |
| 1985 | 12.21 | 40.36 | 13.19 | 16.07 |
| 1986 | 11.32 | 37.08 | 13.19 | 13.00 |
| 1987 | 2.44 | 14.01 | 2.15 | 4.25 |

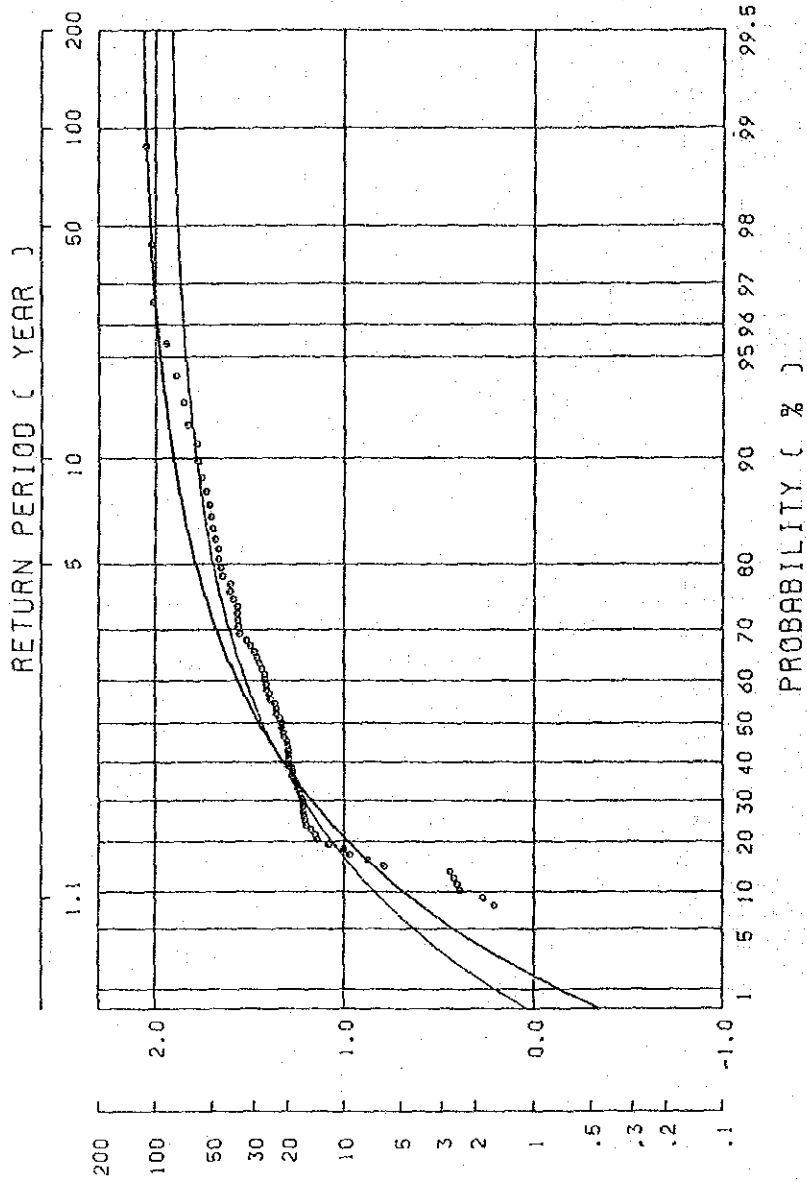
SEISMIC RISK TURKEY
OLUR DAM SITE



1: $\text{LOG } A = 3.09 + 0.347M - 2\text{LOG}(R+25)$ (C. OLIVEIRA)

Fig. 8-12 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Oliveira's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
OLUR DAM SITE

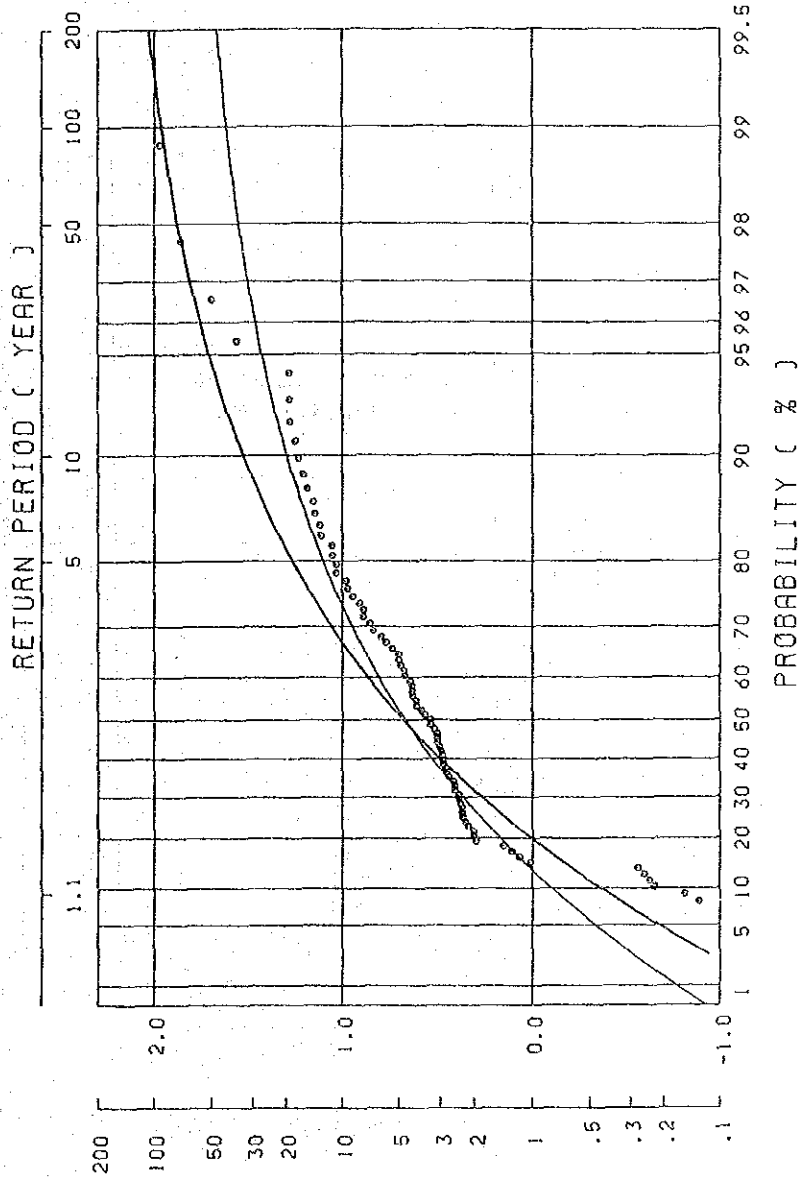


2: $\text{LOG } A = 2.674 + 0.278M - 1.301\text{LOG}(R+25)$

(R.K. MCGUIRE)

Fig. 8-13 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by McGuire's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
OLUR DAM SITE

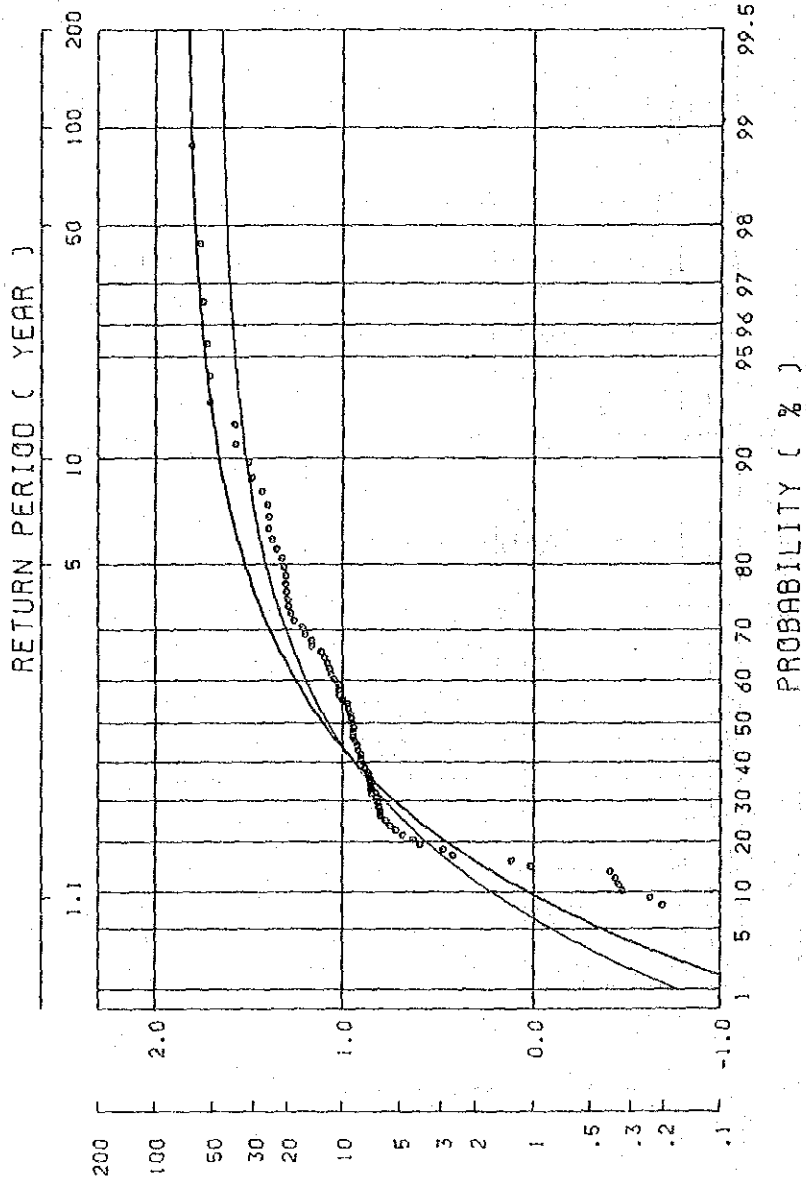


3: $\text{LOG } A = 2.041 + 0.347M - 1.6\text{LOG}(R)$

(L. ESTEVA & E. ROSENBLUETH)

Fig. 8-14 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation

SEISMIC RISK TURKEY
OLUR DAM SITE



(T. KATAYAMA)

Fig. 8-15 Maximum Acceleration for Return Period at the Olur Dam Site Estimated by Katayama's Equation

Table 8-7 Maximum Accelerations Expected at the Ayvali Dam Site for Six Return Periods

| Attenuation Equation | Return Period (Year) | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 50 | 100 | 200 | 500 | 1000 | 10000 |
| Oliveira Equation | 41.1 | 45.4 | 48.4 | 51.0 | 52.3 | 54.2 |
| McGuire Equation | 100.2 | 105.2 | 108.5 | 111.0 | 112.1 | 113.5 |
| Esteva & Rosenblueth Equation | 96.5 | 117.4 | 135.1 | 153.3 | 163.5 | 182.4 |
| Katayama Equation | 63.2 | 66.6 | 68.6 | 70.2 | 70.8 | 71.5 |
| Probability | 0.98 | 0.99 | 0.995 | 0.998 | 0.999 | 0.9999 |

Table 8-8 Maximum Accelerations Expected at the Olur Dam Site for Six Return Periods

| Attenuation Equation | Return Period (Year) | | | | | |
|-------------------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 50 | 100 | 200 | 500 | 1000 | 10000 |
| Oliveira Equation | 45.4 | 51.0 | 55.2 | 59.0 | 61.0 | 64.3 |
| McGuire Equation | 106.9 | 112.7 | 116.5 | 119.5 | 120.8 | 122.7 |
| Esteva & Rosenblueth Equation | 75.7 | 92.5 | 107.3 | 123.2 | 132.6 | 151.5 |
| Katayama Equation | 62.1 | 65.2 | 67.1 | 68.5 | 69.1 | 69.8 |
| Probability | 0.98 | 0.99 | 0.995 | 0.998 | 0.999 | 0.9999 |

Table 8-9 Supposed Maximum Acceleration for the Ayvali Dam Site and the Olur Dam Site

| Dam Site | Maximum Acceleration at Ground Surface (gal) |
|----------|--|
| Ayvali | 180 gal |
| Olur | 150 gal |

8.3.3 耐震設計に用いる設計水平震度

(1) 計画地点における地盤の設計水平震度

地震動の水平最大加速度と設計水平震度との関係については、一般に次式が成り立つ。

$$K_h = R \cdot \frac{A_{\max}}{980} \quad \text{-----} \quad (5)$$

ここに K_h : 設計水平震度

R : 変換係数

A_{\max} : 地震動の水平最大加速度(gal)

上式の設計水平震度は、実効震度あるいは等価震度と呼ばれるもので、日本における研究では、つぎのような提案がなされている。

1. $K_h = (0.35 \sim 0.42) A_{\max} / 980$ (正常正弦波の実効値) ----- (6)

2. $K_h = 0.33 (A_{\max} / 980)^{1/3}$ (野田⁵⁾ 1975) ----- (7)

3. $K_h = 0.072 + 0.332 (A_{\max} / 980)$ (松尾⁸⁾ 1984) ----- (8)

4. $K_h = (0.13 \sim 0.34) A_{\max} / 980$ (伯野⁷⁾ 1984) ----- (9)

5. $K_h = (0.50 \sim 0.60) A_{\max} / 980$ (渡辺⁸⁾ 1984) ----- (10)

1987年に公表された原子力発電所耐震設計技術指針では、これらの研究事例を踏まえた上で、総合的な評価考察を加えた結果として、次式が提案されている。

$$K_h = (0.40 \sim 0.60) A_{\max} / 980 \quad \text{-----} \quad (11)$$

実効震度(等価震度)という概念は、地震動によって励起される地盤・構造物内の応力の大きさが、動的な取扱い(地震導入力による動的解析)をした場合と静的な取扱い(設計震度を用いた静的解析)をした場合で等価になるようにするために考察されたものである。実効震度(等価震度)を算出するために必要となる変換係数は、入力地震動の周波数特性に大きく依存するものである。すなわち、長周期成分が卓越する地震動に対しては、変換係数の値は大きく(例えば0.6)とるべきであり、また、短周期成分が卓越する地震動に対しては変換係数の値は小さく(例えば0.4)することができる。

(11)式をAyvaliダム地点およびOlurダム地点に適用してみると、計画地点において

想定される地盤の最大加速度が180galおよび150galであることから、地盤の設計水平震度はそれぞれ $k_h=0.07\sim 0.11$ および $0.06\sim 0.10$ となる。

現時点では、地震時に想定される地震動の周波数特性が必ずしも明確には推定できないことから、安全側の評価として、計画地点における地盤の設計水平震度は0.15とするのが妥当であると判断される。

(2) ダムの設計水平震度

ダムの設計水平震度については、Table 8-10に示したように、フィルダム、重力式ダムに関しては地震の設計水平震度と同じ値を採用する。アーチダムに対しては地盤の設計水平震度の2倍の値を採用する。

Table 8-10 Design Horizontal Seismic Coefficient for Dam

| Dam Type | Design Horizontal Seismic Coefficient |
|-------------|---------------------------------------|
| Fill Dam | 0.15 |
| Gravity Dam | 0.15 |
| Arch Dam | 0.30 |

(3) あとがき

ダムの最適形状・最適断面の決定、および、ダムの地震時安定性に関する基本的評価検討は、通常、震度法により実施される。震度法で用いるべき設計震度は、前述のように、計画地点で想定される地震動の最大加速度に変換係数を考慮して評価する。しかし、変換係数の大きさは、想定される地震動の周波数特性、耐震設計の対象となる地盤およびダムの動的特性に依存するため、詳細設計のステップで、動的解析によるダムの耐震安定性の確認を実施することが望まれる。すなわち動的解析と静的解析の比較により、設計震度の妥当性について検証することが望まれる。

参考文献

- 1) Oliveirs, C. ; Selsmic Risk Analysis, BERC 74-1, Earthquake Engineering Research Center, University of California, Berkeley (1974). 1-102.

- 2) McGuire, R. K. ; Seismic Structural Response Risk Analysis incorporating Peak Response Regressions on Earthquake Magnitude and Distance, Mass. Inst. Tech. Dep. Civ. Eng., R74-51 (1974)
- 3) Esteva, L. and Rosenblueth, E. ; Espectos de Temblores a Distancias Moderadas y Grandes, Proc. Chilean Conference on Seismology and Earthquake Engineering, vol. 1, University of Chile (1936).
- 4) Katayama, T. ; Fundamentals of Probabilistic Evaluation of Seismic Activity and Seismic Risk (in Japanese), SBISAN-KBNKYU (Monthly Journal of Institute of Industrial Science, University of Tokyo), 27-5(1975).1-11.
- 5) 野田節雄、上部達生、千葉忠樹：重力式岸壁の震度と地盤加速度、港湾技術研究所報告 VOL. 14, No.4 pp.67~111. 1975
- 6) 松尾稔、板橋一雄：斜面および土構造物の耐震性評価に関する研究、土木学会論文報告集、第352号、Ⅲ-2, 1984.12
- 7) 伯野元彦、森川修：地震加速度と構造物破壊の関係についての一つのシミュレーション、土木学会論文報告集、No.344, I - 1, pp.299~302, 1984.4
- 8) Watanabe H., Sato S. and Murakami K : Evaluation of Earthquake-Induced Sliding in Rockfill Dams, Soil and Foundation, VOL. 24, No. 3 pp. 1~14 Sept. 1984
- 9) 日本電気協会：原子力発電所耐震設計技術指針：1987

第 9 章 開 発 計 画

第 9 章 開 発 計 画

| | 頁 |
|------------------------------------|------|
| 9.1 既存開発計画の再検討 | 9-1 |
| 9.1.1 Oltu川開発計画の概要 | 9-1 |
| 9.1.2 既存開発計画の再検討 | 9-6 |
| (1) 再検討の基本方針 | 9-6 |
| (2) 既存開発計画の再検討 | 9-6 |
| 9.2 計画代替案の比較検討 | 9-12 |
| 9.2.1 基本的条件 | 9-12 |
| (1) 基本的考え方 | 9-12 |
| (2) 年経費 | 9-12 |
| (3) 便益の考え方 | 9-15 |
| 9.2.2 計画代替案 | 9-15 |
| (1) Olur計画 | 9-15 |
| (2) Ayvali計画 | 9-24 |
| 9.2.3 貯水池規模 | 9-29 |
| (1) 貯水池運用計画 | 9-29 |
| (2) 貯水池規模の検討 | 9-38 |
| 9.3 最適開発計画 | 9-45 |
| 9.3.1 ダム高さおよび有効貯水容量 | 9-45 |
| (1) Olur計画 | 9-45 |
| (2) Ayvali計画 | 9-49 |
| 9.3.2 発電所規模 | 9-55 |
| (1) Olur計画設備出力 | 9-55 |
| (2) Ayvali計画設備出力 | 9-58 |
| 9.3.3 最適開発計画 | 9-63 |
| 9.3.4 Yusufeli計画へ及ぼす効果 | 9-63 |
| 9.3.5 Olur計画完成前のAyvali計画の電力量 | 9-64 |

List of Figures

- Fig. 9-1 Existing Alternative Development Scheme
- Fig. 9-2 General Plan of Alternative Development Scheme
- Fig. 9-3 Preliminary Layout of Olur Dam Sites
- Fig. 9-4 Alternative Development Plan of Olur Project
- Fig. 9-5 Alternative Development Plan of Ayvali Project
- Fig. 9-6 Area Capacity Curve of Olur Reservoir
- Fig. 9-7 Mass Curve at Olur Dam site
- Fig. 9-8 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Olur Dam Site
- Fig. 9-9 Area Capacity Curve of Ayvali Reservoir
- Fig. 9-10 Mass Curve at Ayvali Dam Site
- Fig. 9-11 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Ayvali Dam Site
- Fig. 9-12 Comparative Study on Reservoir Scale of Olur Project
- Fig. 9-13 Comparative Study on Reservoir Scale of Ayvali Project
- Fig. 9-14 Flow Chart of Energy Calculation
- Fig. 9-15 Optimization Study on Effective Storage Capacity and High Water Level of Olur Project
- Fig. 9-16 Optimization Study on Effective Storage Capacity and High Water Level of Ayvali Project
- Fig. 9-17 Optimization Study on Installed Capacity of Olur Project
- Fig. 9-18 Optimization Study on Installed Capacity of Ayvali Project
- Fig. 9-19 Optimization Study on Tail Water Level of Ayvali Project
- Fig. 9-20 Olur Reservoir Operation
- Fig. 9-21 Energy Generation of Olur Project
- Fig. 9-22 Ayvali Reservoir Operation
- Fig. 9-23 Energy Generation of Ayvali Project

List of Tables

| | |
|------------|---|
| Table 9-1 | Outline of Alternative Development Scheme by Master Plan |
| Table 9-2 | Comparative Study on Alternative Development Scheme |
| Table 9-3 | Alternative Thermal Power Plant for Optimization Study |
| Table 9-4 | Comparative Study of Olur Dam Sites |
| Table 9-5 | Outline of Alternative Development Plan of Olur Project |
| Table 9-6 | Comparative Study on Alternative Development Plan of Olur Project |
| Table 9-7 | Outline of Alternative Development Plan of Ayvalı Project |
| Table 9-8 | Comparative Study on Alternative Development Plan of Ayvalı Project |
| Table 9-9 | Comparative Study on Reservoir Scale |
| Table 9-10 | Optimization Study on Effective Storage Capacity and High Water Level of Olur Project |
| Table 9-11 | Optimization Study on Effective Storage Capacity and High Water Level of Ayvalı Project |
| Table 9-12 | Optimization Study on Installed Capacity of Olur Project |
| Table 9-13 | Optimization Study on Installed Capacity of Ayvalı Project |
| Table 9-14 | Optimization Study on Tail Water Level of Ayvalı Project |
| Table 9-15 | Optimum Development Plans of Olur and Ayvalı Projects |
| Table 9-16 | Summary of Operation Study on Olur Reservoir |
| Table 9-17 | Total Energy Generation of Olur Project |
| Table 9-18 | Firm Energy Generation of Olur Project |
| Table 9-19 | Monthly Peak Power of Olur Project |
| Table 9-20 | Peak Power Duration of Olur Project |
| Table 9-21 | Preliminary Cost Estimation of Olur Project |
| Table 9-22 | Summary of Operation Study on Ayvalı Reservoir |
| Table 9-23 | Total Energy Generation of Ayvalı Project |

| | |
|------------|---|
| Table 9-24 | Firm Energy Generation of Ayvali Project |
| Table 9-25 | Monthly Peak Power of Ayvali Project |
| Table 9-26 | Peak Power Duration of Ayvali Project |
| Table 9-27 | Preliminary Cost Estimation of Ayvali Project |

9.1 既存開発計画の再検討

9.1.1 Oltu川開発計画の概要

1982年 E I E によって立案された Çoruh川水力発電開発計画に関するマスタープランでは、Çoruh川本流については、11カ所の開発地点を階段状に開発する計画としており、各支流についても各々多数の開発地点が計画されている。このうち主要支流の1つであるOltu川については、中流部標高1,100m付近より下流Yusufeli貯水池背水終端付近までの間に、Olur、Ayvali、Sakartepe の3つの開発地点が階段状に計画されている。

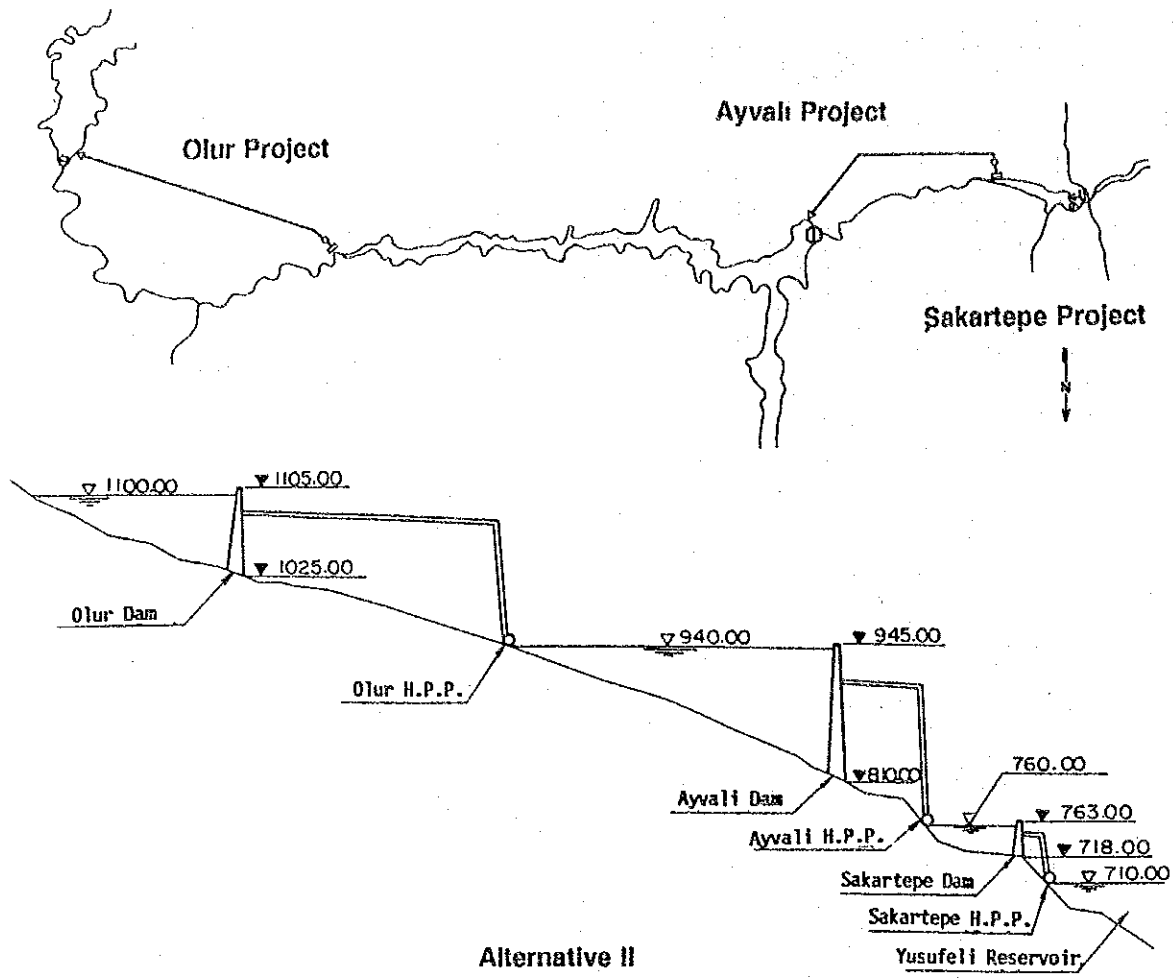
標高1,100mより上流は、Penek Çay等の支流により流域が細分化され、水力開発地点としての適性が急速に失われるので、開発地点は計画されていない。

1990年 E I E はOltu川流域マスタープランを新たに立案している。このマスタープランでは、Oltu川について標高1,100m付近より、Yusufeli貯水池背水終端までの間に、Olur、Ormanagzi、Ayvali、Sakartepeの4つの開発計画地点を選定し、これらの計画地点の組合せにより、Fig. 9-1 に示す通り、2段開発、3段開発、および4段開発の4つの異なる開発代替案について、比較検討を行ない、Olur、Ayvali両計画による、2段開発計画をOltu川の水力発電開発計画として選定している。

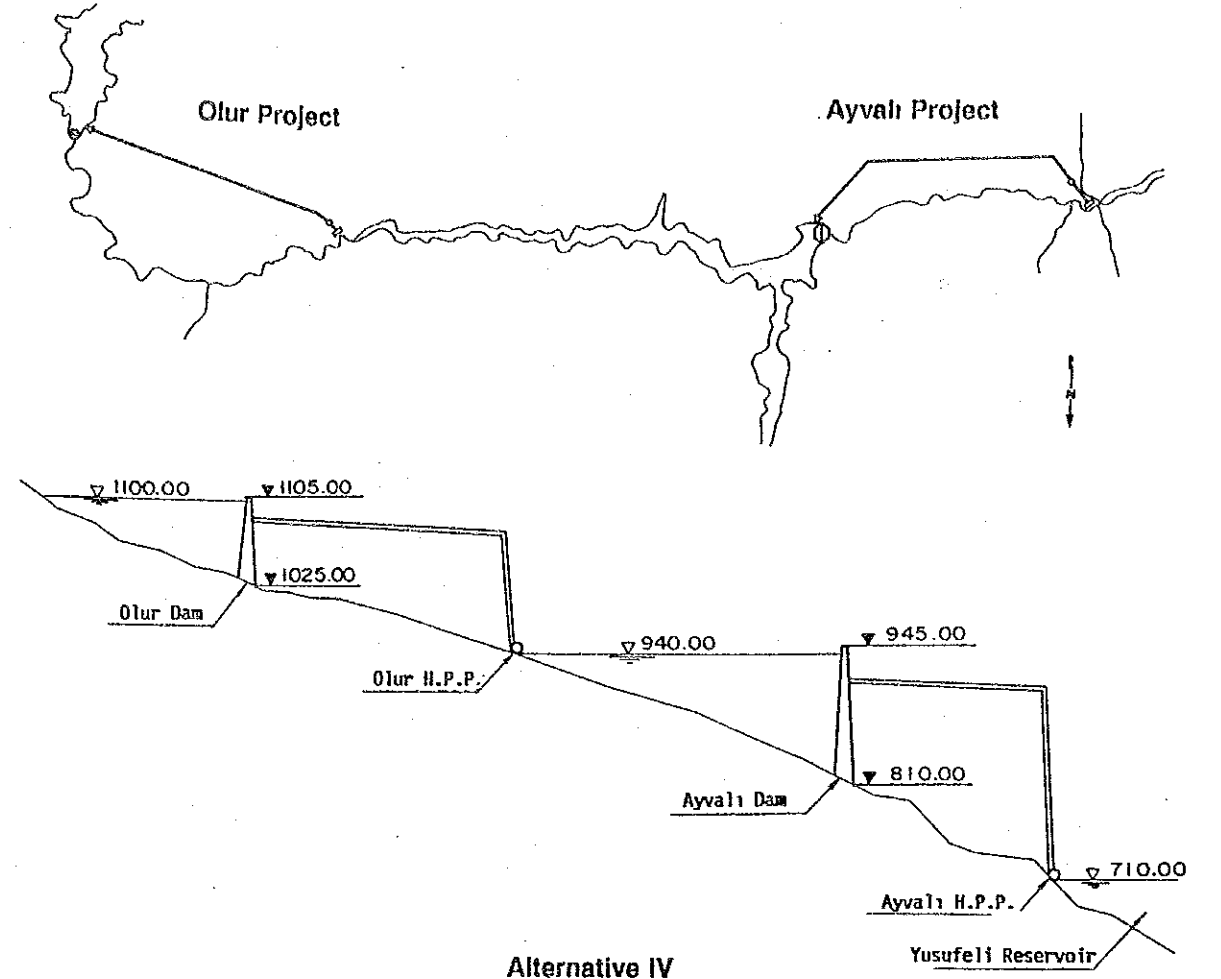
開発計画代替案の諸元について、マスタープラン報告書では、Table 9-1 に示す通り最適計画である2段開発計画を含む、2つの開発計画代替案に関して記載されているのみである。

Oltu川支流については、左岸支流 Tortum川に、流れ込み式発電計画としてCayasan計画地点を選定している。

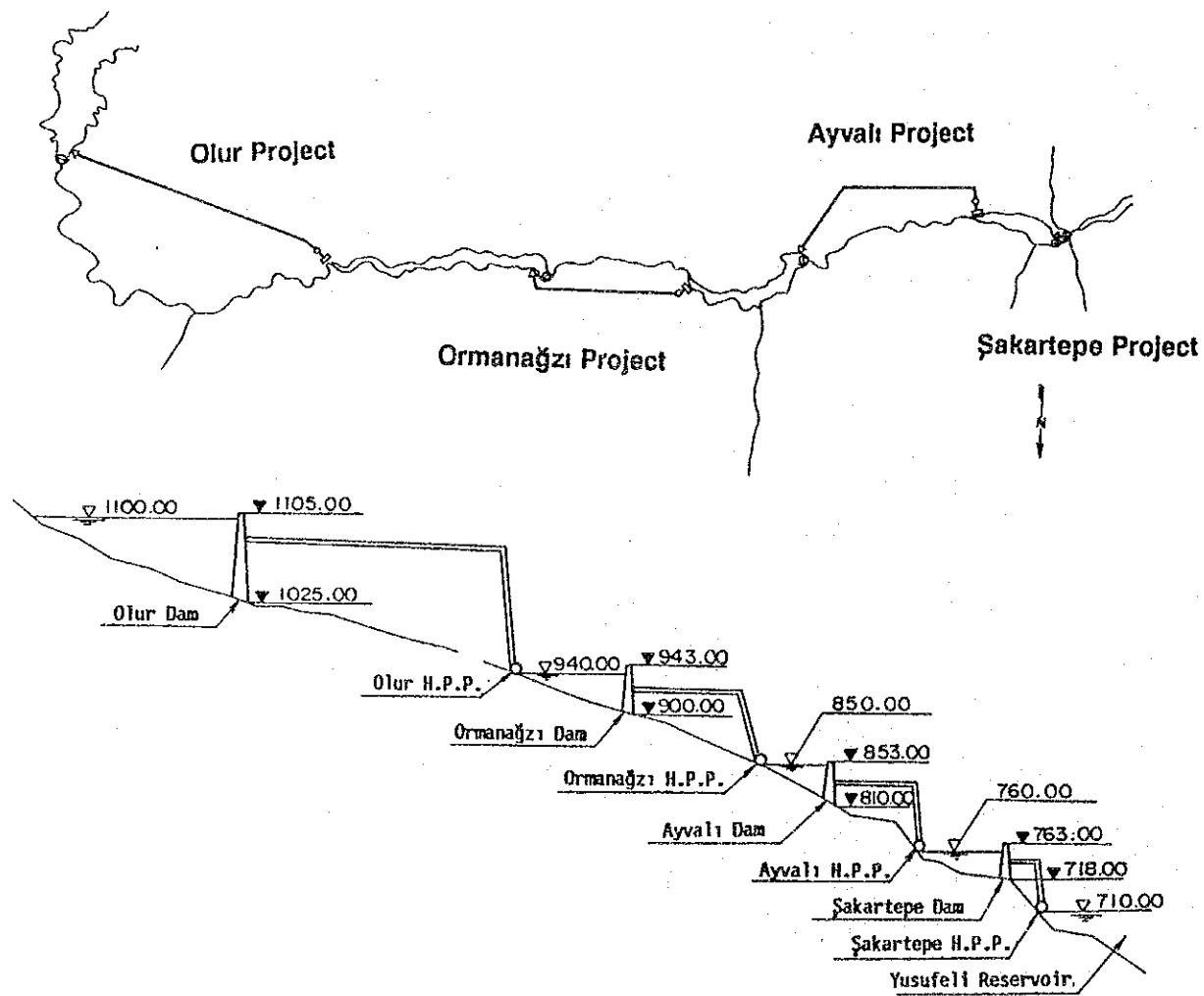
Alternative I



Alternative III



Alternative II



Alternative IV

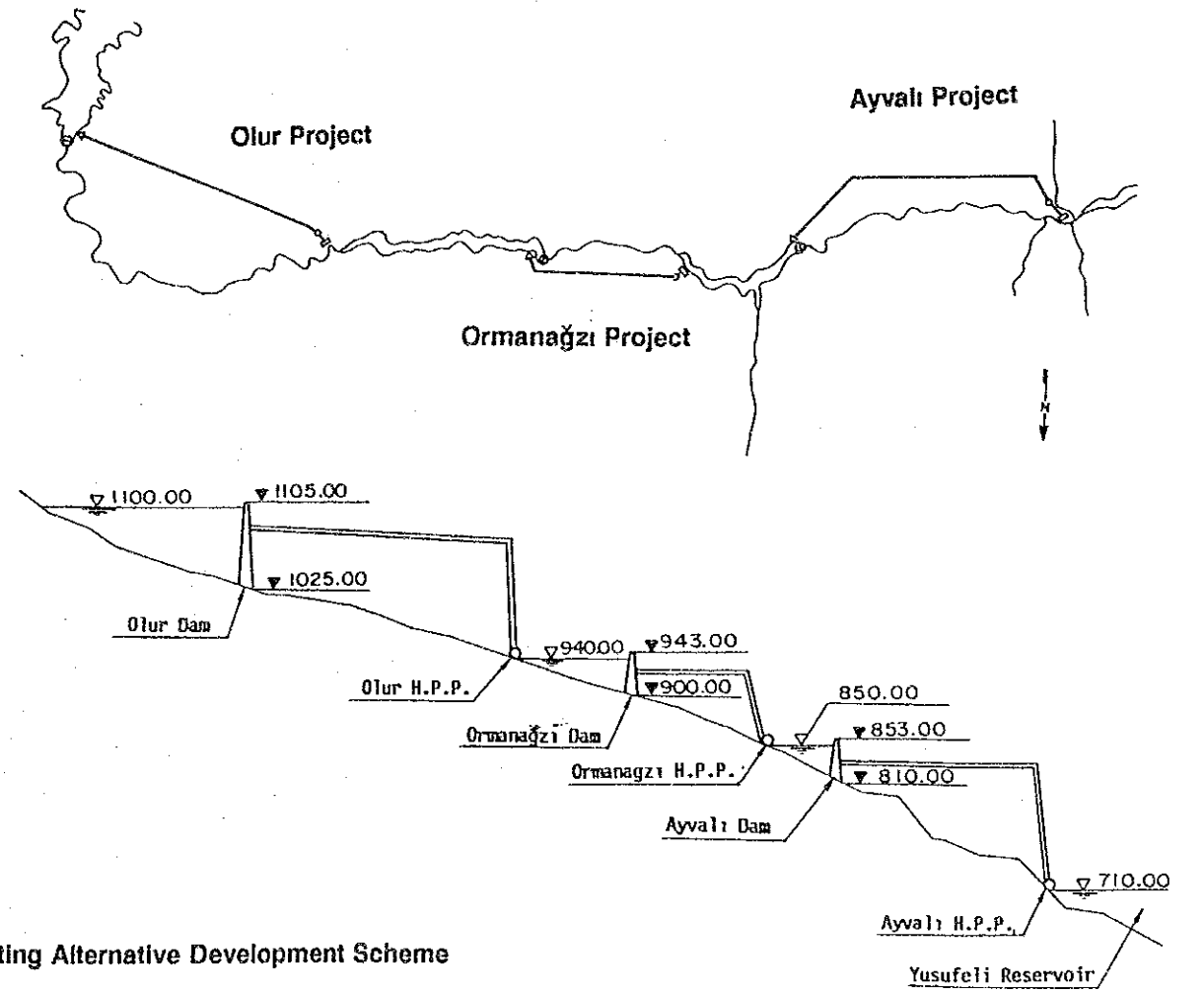


Fig. 9-1 Existing Alternative Development Scheme

Table 9-1 Outline of Alternative Development Scheme by Master Plan

| Item | Unit | Alternative I | | | Alternative III | | |
|-------------------------------|--------------------------------|---------------|----------------|-------------------|-----------------|--------------|----------------|
| | | Olur Project | Ayvali Project | Sakartepo Project | Total | Olur Project | Ayvali Project |
| Catchment Area | km ² | 3,509 | 4,517 | | | 3,509 | 4,517 |
| Annual Inflow | 10 ⁶ m ³ | 523.0 | 823.8 | | | 523.0 | 823.8 |
| Reservoir | | | | | | | |
| High Water Level | m | 1,100.00 | 940.00 | 760.00 | | 1,100.00 | 940.00 |
| Low Water Level | m | 1,078.00 | 900.00 | 745.00 | | 1,078.00 | 900.00 |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 272.50 | 425.07 | 15.1 | | 272.50 | 425.07 |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 152.50 | 274.69 | 12.3 | | 152.50 | 274.69 |
| Dam | | | | | | | |
| Type | | Rockfill | Rockfill | Homogeneous fill | | Rockfill | Rockfill |
| Riverbed Elevation | m | 1,025.00 | 810.00 | 728.00 | | 1,025.00 | 810.00 |
| Crest Elevation | m | 1,105.00 | 945.00 | 763.00 | | 1,105.00 | 810.00 |
| Crest Length | m | 280.00 | 448.00 | 154.00 | | 280.00 | 448.00 |
| Height from Riverbed | m | 80.00 | 135.00 | 35.0 | | 80.00 | 135.00 |
| Volume | m ³ | 3,800,000 | 10,103,800 | 358,990 | | 3,800,000 | 10,103,800 |
| Headrace Tunnel | | | | | | | |
| Type | | Pressure | Pressure | Pressure | | Pressure | Pressure |
| Inner Diameter | m | 3.50 | 5.00 | 3.50 | | 3.50 | 5.00 |
| Length | m | 7,560 | 4,160 | 300.0 | | 7,560 | 8,400 |
| Penstock | | | | | | | |
| Number of Penstock Lines | | 2 | 2 | 1 | | 2 | 2 |
| Diameter | m | 2.20 | 3.50 | 3.50 | | 2.20 | 3.03 |
| Length | m | 250 | 75 | 75 | | 250 | 750 |
| Development Plan | | | | | | | |
| Tail Water Level | m | 940.00 | 760.00 | 710.00 | | 940.00 | 710.00 |
| Gross Head | m | 160.00 | 180.00 | 50.00 | | 160.00 | 230.00 |
| Installed Capacity | MW | 46.0 | 130.0 | 15.0 | 191.0 | 46.0 | 170.0 |
| Average Energy Production | GWh | 158.56 | 337.17 | 59.48 | 555.21 | 158.56 | 426.52 |
| Annual Firm Energy Production | GWh | 106.00 | 192.72 | 11.13 | 309.85 | 106.00 | 230.52 |
| | | | | | | | 216.0 |
| | | | | | | | 585.08 |
| | | | | | | | 386.32 |

9.1.2 既存開発計画の再検討

(1) 再検討の基本方針

1990年以降E I Eは、地形・地質等の現地調査をOlur, Ayvali両計画に絞り実施しているが、9.1.1 に述べた通り、マスタープラン報告書では Ormanagzi計画については、ダム基礎部分の河床堆積物が厚く経済的でないとしている他には、具体的な記述はない。また、E I EはSakartepé計画放棄の妥当性の再確認の必要性を述べている。このため、Ormanagzi, Sakartepé両計画放棄の妥当性の再検討を行った。

再検討は、代替計画案を発電能力と発電コストの両面から比較する事により行った。計画地点の流量は今回の調査で見直した流量を用い、工事費の積算は、1991年単価を用いた。

(2) 既存開発計画の再検討

1) 開発地域

Oltu川は、最上流部に於いては、河川勾配は急であるが、多くの支流により流域が細分化され、上流部に於いても、右岸支流 Benek川が合流する標高 1,100m付近までは、流域面積が約1,900km²と小さく、また河川勾配も、1/150 程度と緩勾配であるため、発電計画には適していない。

Oltu川が Benek川と合流した下流に於いては、流域面積も3,500km²と急激に増加し、河川勾配もYusufeli貯水池背水終端までは、水路によるショートカットを考慮すれば、1/90程度と急勾配になり、またOlur地点、Ayvali地点等、貯水池に適した地点もあり、発電計画に適している。

Benek川合流点より下流で合流する支流は、主なものにOlur, Tavusker, Anzavの3つがあるが、いずれも流域面積が 500km²以下と小規模河川であり、発電計画には適していない。

従ってマスタープランに於いて、Oltu川流域の発電計画の開発区域を、標高 1,100m付近より下流のYusufeli貯水池背水終端までの、Oltu川本流に限定した事は妥当と判断される。

2) 代替計画案の比較検討

(a) Ormanagzi 計画

代替計画Ⅱ案とⅣ案は、Fig. 9-2 に示す通り代替計画Ⅲ案におけるAyvali計画をOrmanagziとAyvali計画による2段階開発計画に分割し、ダム規模縮小による計画の経済性の向上を目指したものである。

この代替計画では Table 9-2 に示す通り、Ormanagzi ダムの高さは、河床より56m、ダム基礎岩盤より108mとなり、ダム体積も $2,500 \times 10^3 \text{ m}^3$ に達する。Ayvaliダムは、満水位が標高850mとなり、ブランク形式とすれば、高さ43m、堤体積は $1500 \times 10^3 \text{ m}^3$ となる。このOrmanagziダムとAyvaliダムの合計堤体積は、満水位を標高940mとしたⅢ案のAyvaliダムの堤体積に対し、65%の減少となる。しかしながら、コファーダム、仮排水路、洪水吐等の工事費は、ダムが2つとなるため、大幅に増加する。またこの代替計画の導水路は、最大使用水量の減少に伴い、Ayvaliダムの満水位を標高940mとした場合に比較して約33%の断面積の縮小となるが、水路延長は約78%増加する。このため、代替計画全体の工事費の減少は、10%程度に止まる。

一方、この代替計画の Ormanagzi, Ayvali両貯水池の有効貯水容量は、堆砂容量を考慮すると、日間調整容量の確保しか出来ないため、Ormanagzi, Ayvali 両計画の発電能力は、満水位を標高940mとしたAyvali計画の発電能力に対して、21%の減少となる。このように、この代替計画案では、Ormanagzi 計画により、計画規模を縮小しても、計画の経済性の改善が達成されず、従ってOrmanagzi計画の放棄は妥当である。

(b) Sakartepe 計画

Yusufeli貯水池背水終端直上流では、左右岸よりAnzav谷、Bulanik谷が流入している。マスタープランでは、Ayvali発電所は地上式で計画されており、これらの川を導水路で大迂回しない限り、発電所および放水口位置をこれらの川とOltu川の合流点の上流に選定せざるを得ない。このためAyvali発電所の放水位をYusufeli貯水池満水位よりも15m以上高い標高に設定する事となり、遊休落差が生ずる。このため、マスタープランでは、Ayvali発電所の遊休落差の解消と、水路延長の短縮を目指して、代替計画Ⅰ案としてFig. 9-2 に示す通り、Yusufeli貯

水池背水終端付近にSakartepeダムを築造するSakartepe計画が検討されている。

Sakartepe ダム地点一帯のOltu川の河床堆積物は80m以上と非常に厚いため、プランケット型式のフィルダムとなるが、Ayvali計画の水路延長の短縮効果を期待するには、Sakartepe 計画の満水位を標高760m程度とする必要がある。従って、Sakartepeダム地点は河床標高の関係上、Anzav谷合流点上流に選定される事になる。このため Table 9-2に示す通り、Sakartepe計画によっても、Yusufeli貯水池との間の遊休落差の解消は実現できず、単に代替計画Ⅲ案のAyvali計画を、Ayvali, Sakartepe両計画に分割する結果となり、発電能力の増加はAyvaliダム～Sakartepeダム間の残流域の流量の利用による 0.6%程度に止まる。一方、建設コストは、計画を細分化した事によるスケールデメリットが水路延長短縮効果を上廻り、12%以上増加する事になる。

マスタープランではOlur, Ayvali両計画による2段階開発計画案である代替計画Ⅲ案でも、Ayvali発電所は、地上式となっているため、発電所位置をAnzav谷合流点より上流に選定せざるを得ない。しかし、Anzav谷は河床勾配が 1/20 以下と急であるため、Anzav谷合流点上流に地下式発電所を設置し、Anzav谷は放水路により横断する事とすれば、上流の大迂回による水路延長の増大を伴う事なしにAnzav谷地点の放水路トンネルは基礎岩盤の中に設置され、放水口をYusufeli貯水池内に設置する事ができ、残存落差の完全利用が可能となる。

この様にSakartepe計画によっても、計画の経済性の改善は達成されず、Sakartepe計画の放棄は妥当である。

(c) 再検討の結論

再検討の結果、Oltu川の水力発電開発計画は、Olur, Ayvali両計画による2段階開発計画とする代替計画Ⅲ案が、発電能力、発電コストの両面から判断して、最も適当である。

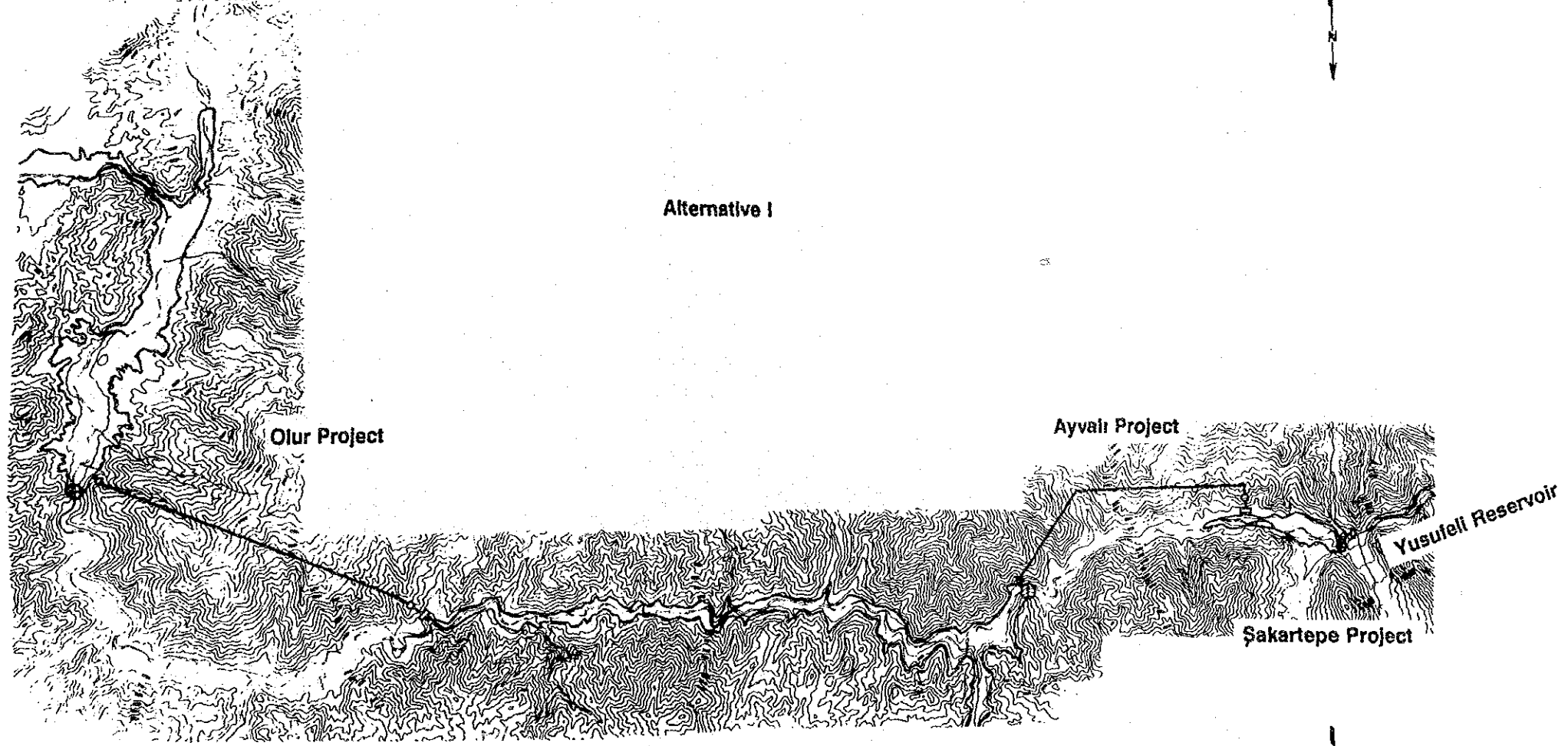
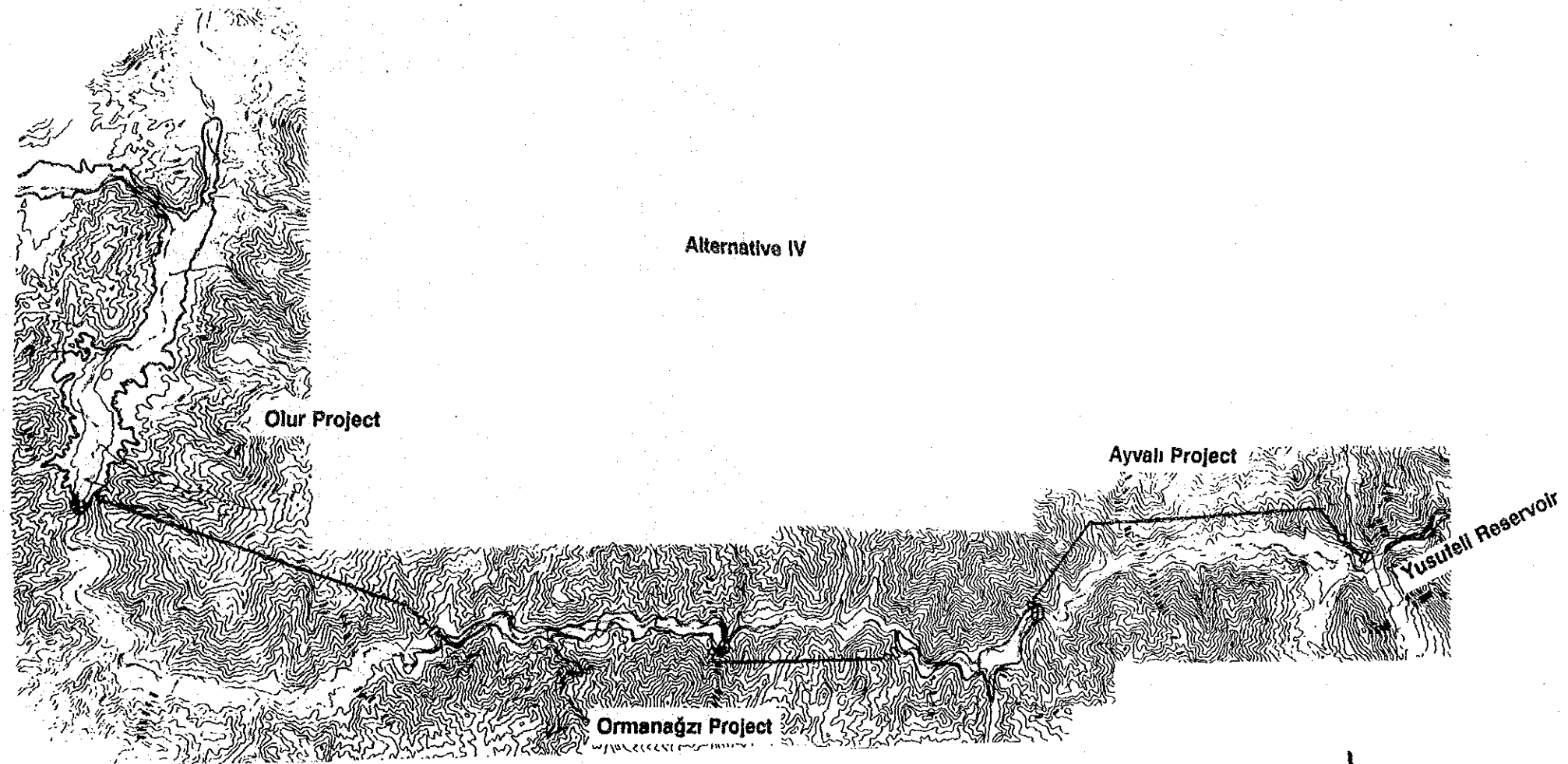


Fig. 9-2 General Plan of Alternative Development Scheme

Table 9-2 Comparative Study on Alternative Development Scheme

| Item | Unit | Alternative IV | | | | Alternative I | | | | Alternative III | | | |
|--------------------------|--------------------------------|----------------|-------------------|-----------------|-------|---------------|-----------------|-------------------|-------|-----------------|-----------------|-------|-------|
| | | Olur Project | Ormanazlı Project | Ayvallı Project | Total | Olur Project | Ayvallı Project | Sakartepe Project | Total | Olur Project | Ayvallı Project | Total | Total |
| Catchment Area | km ² | 3,509 | 4,083 | 4,517 | | 3,509 | 4,517 | 4,782 | | 3,509 | 4,517.0 | | |
| Annual Inflow | 10 ⁶ m ³ | 518.7 | 592.0 | 822.1 | | 518.7 | 822.1 | 841.7 | | 518.7 | 822.1 | | |
| Reservoir | | | | | | | | | | | | | |
| High Water Level | m | 1,100.0 | 940.0 | 850.0 | | 1,100.0 | 940.0 | 757.0 | | 1,100.0 | 940.0 | | |
| Low Water Level | m | 1,078.0 | 936.0 | 846.0 | | 1,078.0 | 900.0 | 757.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | |
| Gross Storage | 10 ⁶ m ³ | 272.5 | 42.9 | 23.3 | | 272.5 | 447.1 | 11.5 | | 272.5 | 447.1 | | |
| Effective Storage | 10 ⁶ m ³ | 152.5 | 1.0 | 1.5 | | 152.5 | 283.6 | - | | 152.5 | 283.6 | | |
| Dam | | | | | | | | | | | | | |
| Type | | Rockfill | Rockfill | Branket | | Rockfill | Rockfill | Branket | | Rockfill | Rockfill | | |
| Height | m | 131 | 107 | 43 | | 131 | 195 | 37 | | 131 | 195 | | |
| Volume | 10 ³ m ³ | 3,693 | 2,500 | 1,500 | | 3,693 | 11,400 | 800 | | 3,693 | 11,400 | | |
| Headrace Tunnel | | | | | | | | | | | | | |
| Inner Diameter | m | 4.1 | 4.4 | 4.5 | | 4.1 | 5.5 | - | | 4.1 | 5.5 | | |
| Length | m | 8,100 | 4,200 | 8,500 | | 8,100 | 6,280 | - | | 8,100 | 8,500 | | |
| Penstock | | | | | | | | | | | | | |
| Length | m | 393 | 220 | 630 | | 393 | 360 | 125 | | 393 | 940 | | |
| Development Plan | | | | | | | | | | | | | |
| Normal Water Level | m | 1,092.7 | 938.0 | 848.0 | | 1,092.7 | 926.7 | 757.0 | | 1,092.7 | 926.7 | | |
| Tail Water Level | m | 943.0 | 850.0 | 725.0 | | 943.0 | 757.0 | 725.0 | | 943.0 | 725.0 | | |
| Gross Head | m | 149.7 | 88.0 | 123.0 | | 149.7 | 169.7 | 32.0 | | 149.7 | 201.7 | | |
| Effective Head | m | 140.7 | 85.3 | 112.6 | | 140.7 | 162.6 | 29.0 | | 140.7 | 189.7 | | |
| Firm Discharge | m ³ /s | 11.1 | 12.0 | 12.7 | | 11.1 | 17.6 | 18.0 | | 11.1 | 17.6 | | |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 44 | 47 | 50 | | 44 | 70 | 72 | | 44 | 70 | | |
| Installed Capacity | MW | 54 | 33 | 48 | | 54 | 100 | 17 | | 54 | 116 | | |
| Firm Peak Power | MW | 45.6 | 31.8 | 46.2 | | 45.6 | 81.2 | 15.7 | | 45.6 | 95.7 | | |
| Annual Energy Production | GWh | 202.5 | 125.2 | 173.9 | | 202.5 | 322.0 | 53.5 | | 202.5 | 364.2 | | |
| Average Energy | GWh | 112.3 | 69.7 | 101.2 | | 112.3 | 203.5 | 34.4 | | 112.3 | 246.1 | | |
| Firm Energy | GWh | 592.0 | 423.3 | 501.0 | | 592.0 | 1,008.2 | 286.0 | | 592.0 | 1,081.3 | | |
| Investment Cost | 10 ⁹ TL | | | | | | | | | | | | |
| Unit Construction Cost | | | | | | | | | | | | | |
| kW Cost | 10 ⁶ TL | 10.9 | 12.8 | 10.4 | | 10.9 | 10.2 | 17.9 | | 10.9 | 9.3 | | |
| kWh Cost | 10 ³ TL | 2.9 | 3.4 | 2.9 | | 2.9 | 3.1 | 5.3 | | 2.9 | 3.0 | | |
| Total | | | | | | | | | | | | | |
| Total | | | | | | | | | | | | | |
| Total | | | | | | | | | | | | | |

9.2 計画代替案の比較検討

9.2.1 基本的条件

(1) 基本的考え方

計画代替案の比較検討は、Oltu計画が無い場合に建設されるであろう標準的な代替火力発電所を代替施設と考え、その費用をもって便益と見なす手法を用いる。今回の比較検討には、トルコ国の長期電源開発計画で、将来の主力火力電源と位置づけられている輸入石炭火力を代替施設として用いた。

計画代替案は、9.1にて選定されたOlur、Ayvali両計画による2段開発計画案について、水路ルート、発電所位置、貯水池規模に関する比較案を立案し、これらの比較代替案について比較検討を行ない、最適代替案を選定した。

Olur計画およびAyvali計画の開発は、5.3.3に述べた通り、同時期に並行して実施され、2005年末および2006年半ばに、相次いで運転開始する事になる。従ってOlur計画およびAyvali計画の貯水池規模は、両計画を総合したOltu計画全体として最適となる様に決定する事とし、Olur計画およびAyvali計画がそれぞれ単独に開発されるケースについては検討しない事とした。

比較案の検討では、1991年7月時点の市場価格を用い水力設備の Project life (50年)の均等化年経費(C)とそれと等価の能力を有する代替火力の均等化年経費(B)とから求まる年間超過便益(B-C)を指標とした。ただし、市場価格より移転項目である税金は除外してある。

なお、Olur、Ayvali両計画から消費地までの送電線にかかる費用および代替火力発電所の消費地までの送電の費用は省略した。比較のためのcriteriaはTable 9-4に示す。

(2) 年経費

水力設備の均等化年経費は減価償却、金利および運転維持費からなり、建設費に年経費率を乗ずることによって得られる。

$$\begin{aligned} \text{年 経 費} &= \text{年経費率} \times \text{建設費} \\ &= \text{減価償却費} + \text{金利} + \text{運転維持費} \\ \text{減価償却費} + \text{金利} &= \text{建設費} \times \text{資本回収係数} \end{aligned}$$

$$\text{資本回収係数} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

| | | | |
|---|----------|--------|-----|
| { | n : 耐用年数 | 土木構造物 | 50年 |
| | | 水力機器設備 | 35年 |
| | | 電気機械設備 | 35年 |
| | i : 割引率 | 9.5 % | |
| | 土木設備 | 9.6 % | |
| | 水力機器設備 | 9.9 % | |
| | 電気機械設備 | 9.9 % | |

運転維持（建設費に対する比率）

| | |
|--------|-------|
| 土木設備 | 0.5 % |
| 水力機器設備 | 1.5 % |
| 電気機械設備 | 1.5 % |

従って各々の設備の年経費率は以下ようになる

| | |
|--------|--------|
| 土木設備 | 10.1 % |
| 水力機器設備 | 11.1 % |
| 電気機械設備 | 11.1 % |

Table 9-3 Alternative Thermal Power Plant for Optimization Study

| Item | Unit | Description | |
|----------------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| Type | | Coal Fired Power Plant | |
| Installed Capacity | MW | 300 | |
| Annual Plant Factor | % | 70 | |
| Thermal Efficiency | % | 38.3 | |
| Annual Energy Production | GWh | 1,839.6 | |
| Investment Cost | 10 ⁶ TL | 1,806,000 | |
| Service Life | Years | 25 | |
| Construction Period | Years | 4 | |
| Capital Recovery Factor | | 0.10596 | |
| Coal Calorific Value | kcal/kg | 6,500 | |
| Coal Surface Moisture | % | 7 | |
| Oil Calorific Value | kcal/kg | 10,500 | |
| Fuel Consumption Rate (Coal 95%) | kg/kWh | 0.353 | |
| Fuel Consumption Rate (Oil 5%) | kg/kWh | 0.011 | |
| O & M Cost, Administration Cost | % | 3.0 | |
| Unit Fuel Cost (Coal) | TL/kg | 205.1 | |
| Unit Fuel Cost (Oil) | TL/kg | 552.0 | |
| Annual Cost | | Fixed Cost | Variable Cost |
| Capital Recovery | 10 ⁶ TL | 191,363.0 | - |
| O & M Cost, Administration Cost | 10 ⁶ TL | 48,762.0 | 5,418.0 |
| Fuel Cost | 10 ⁶ TL | - | 144,364.1 |
| Total | 10 ⁶ TL | 240,125.0 | 149,782.1 |
| Annual Cost at Receiving End | | | |
| kW Cost | TL/kW | 1,018,133 ¹⁾ | |
| kWh Cost | TL/kWh | | 87.85 ²⁾ |

$$1) \quad \frac{240,125.0 \times 10^6 \text{ TL}}{300,000 \text{ kW}} \times 1,272^{3)} = 1,018,133$$

$$2) \quad \frac{149,702.1 \times 10^6 \text{ TL}}{1,839.6 \times 10^6 \text{ kWh}} \times 1.079^{3)} = 87.85$$

3) Adjustment Factor for kW & kWh

| Item | kW | kWh |
|----------------------------|------|-----|
| Transmission Loss Rate (%) | 1.4 | 1.1 |
| Station Service Rate (%) | 5.6 | 6.3 |
| Forced Outage Rate (%) | 4.0 | - |
| Scheduled Outage Rate (%) | 12.0 | - |

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.014) \times (1-0.056) \times (1-0.04) \times (1-0.12)} = 1.272$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.011) \times (1-0.063)} = 1.079$$

(3) 便益の考え方

計画の便益は代替火力発電所の総工事費、維持管理費および燃料費の合計とする。便益計算に用いる本計画の出力および電力量は以下に示す条件で求め、各々有効出力、有効電力と定義した。

- ・有効出力は、保証出力から所内率0.3%、事故率0.3%、補修率2.0%および送電ロス率2.1%を差し引いたものとした。なお、保証出力は、95%確率の出力とした。

$$\text{有効出力} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.003) \times (1 - 0.02) \times (1 - 0.021) \\ \times \text{保証出力}$$

- ・有効電力量は、50年間の平均年間発生電力量から所内率0.3%および送電ロス率1.4%を差し引いた物とする。

$$\text{有効電力量} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.014) \times \text{年間保証電力量}$$

9.2.2 計画代替案

(1) Olur計画

1) Olurダム地点

1982年マスタープランでは、Olurダム地点は、Duracik 部落下流1,100m付近に選定されていたが、1990年マスタープランでは、ダム地点は、このダム地点の上流約600mで同部落下流500m付近に変更選定されている。この2つのダム地点以外には、上流・下流とも谷幅が極端に広くなり、ダム建設に適した地点は存在しない。

地質調査は、マスタープランの段階では、下流ダム地点について、約1,100mのボーリング調査を実施している。上流のダム地点についても、フィージビリティ調査開始時点までに新たにボーリング調査を開始している。これまでのボーリング調査と地表地質調査の結果では、上、下流のダム地点の地質条件には、大きな差が認められていない。

ダム地点の選定は、Fig.9-3 に示す通り、ダム型式をロックフィルダムとして、概略設計による工事費の比較により行った。また、ダム上・下流法面勾配は、それぞれ 1:2.4, 1:1.9 とした。ダム全体のレイアウトは、地形条件に合わせて決定し、仮排水路、洪水吐は右岸側に配置した。設計洪水量はマスタープランに合わせて

4,950m³/Sとした。

検討結果は Table 9-4 に示す通りで、上流ダムの体積は $3.7 \times 10^6 \text{m}^3$ で、下流ダムの $5.2 \times 10^6 \text{m}^3$ に対し30%少なく、ダム全体工事費は19%少ない。上流ダムの貯水容量は、下流ダムの貯水容量に対して、3%少ないだけであり、貯水池の機能には殆ど差は無い。

従って1990年マスタープランによる上流ダムサイトの選定は妥当である。

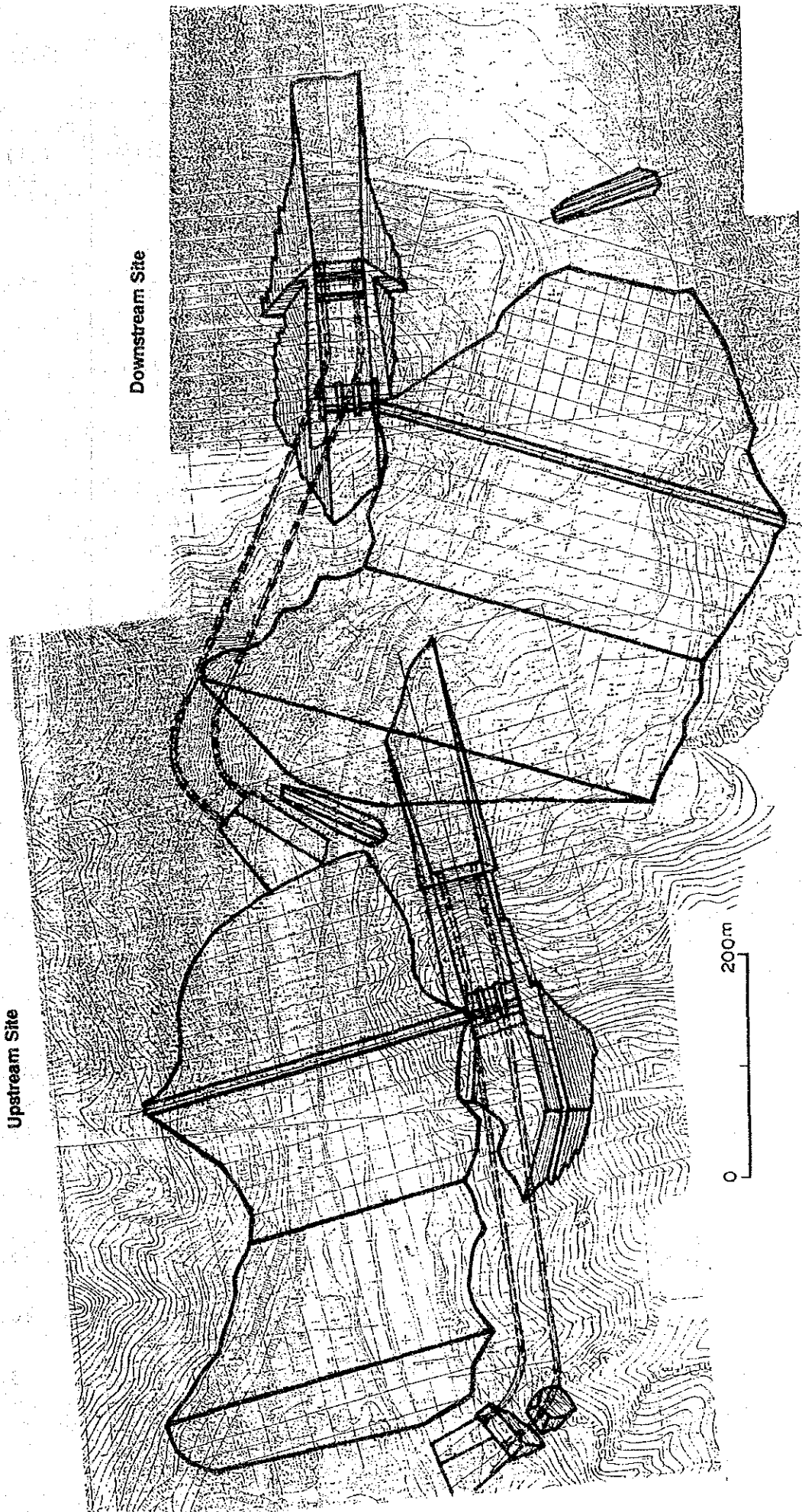


Fig. 9-3 Preliminary Layout of Olur Dam Sites

Table 9-4 Comparative Study on Olur Dam Sites

| Items | Unit | (1) Upstream Site | (2) Downstream Site | Difference (1) - (2) |
|--|--------------------------------|-------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Outline of Main Structure | | | | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 143.6 | 150.1 | -4.4 |
| Diversion Tunnel | | | | |
| Number of tunnel | | 1 | 1 | |
| Inner diameter x length | m | 5.4 x 500 | 5.4 x 500 | |
| Dam | | | | |
| Crest elevation | m | 1,104.0 | 1,104.0 | |
| Height of dam | m | 131.0 | 136.0 | |
| Crest length | m | 310.0 | 390.0 | |
| Upstream slope | | 1:2.4 | 1:2.4 | |
| Downstream slope | | 1:1.9 | 1:1.9 | |
| Spillway | | | | |
| Design discharge | m ³ /s | 4,950 | 4,950 | |
| Gate type x number | | radial x 3 | radial x 3 | |
| Width x height | m | 13.6 x 16.0 | 13.6 x 16.0 | |
| Headrace Tunnel | m | 8,500 | 8,250 | +250 |
| Quantities of Main Construction Works | | | | |
| Excavation for Dam | 10 ³ m ³ | 1,020 | 1,270 | -250 |
| Total Dam Volume | 10 ³ m ³ | 3,693 | 5,227 | -1,534 |
| Drilling for Grouting | m | 29,000 | 34,000 | -5,000 |
| Excavation for Spillway | 10 ³ m ³ | 790 | 920 | -130 |
| Construction Cost | | | | |
| Dam | 10 ⁹ TL | 129.6 | 167.7 | -38.1 |
| Spillway | 10 ⁹ TL | 48.3 | 51.7 | -3.4 |
| Headrace Tunnel | 10 ⁹ TL | 120.5 | 116.9 | +3.6 |
| Total | 10 ⁶ TL | 298.4 | 336.3 | -41.5 |
| Annual Cost (C) | 10 ⁹ TL | 44.8 | 50.5 | -5.7 |
| Annual Benefit (B) | 10 ⁹ TL | 124.4 | 124.6 | +0.2 |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | 10 ⁹ TL | 79.6 | 74.1 | +5.5 |

2) Olur発電所地点

Fig. 9-4 に示す通り発電所地点はマスタープランでは、Koprubasi 部落地内、河床標高943mのOltu川左岸に選定されているが、代替地点も含めた検討はなされていない。

Olurダム地点下流のOltu川の河川勾配は、マスタープランで選定された発電所地点（以下OPMと呼ぶ）の直上流Savgurun部落下流、河床標高955m付近までの13.5kmは、1/200程度と緩勾配となっているが、この付近より、下流Pokans部落下流端、河川標高928m付近までの3.5km区間は、1/130程度となっている。

しかしOlurダムよりPokans部落付近までのOltu川の流下方向は、左側に大きく腕曲しており、導水路のショートカット効果を考えると、実質の河川勾配は1/100程度となっている。特にSavgurun部落下流およびPokans部落下流端間は、蛇行して流れるOltu川の流下方向が、発電所水路方向と内側に斜交しているため、実質的には1/80程度の急勾配となっている。

Pokans部落下流端より、Ayvaliダム地点までの15km区間は、河床勾配1/150程度である。流下方向は、全体的には直線的で、かつPokans部落下流端直下流には、左岸より河川勾配のゆるやかな溪流が流入しているため、導水路をこの溪流より下流へ延長する場合、この溪流の上流を大迂回する必要があるため、Ayvaliダム地点までの実質的勾配も1/150程度となる。

従って、Olur計画の発電所位置を、OPM地点より上流に選定する場合はAyvali貯水池の規模を増大しない限り遊休落差を生じる事になる。OPM地点より下流Pokans部落下流端までの間は、発電所地点を下流へ選定する程、実質河川勾配が急激となり計画の経済性の向上が期待できる。

このため、発電所代替地点として、Fig. 9-4 および Table 9-5 に示す通りOPM地点のほか、下流にOPJ, OPT, OPKの3地点を選定し、比較検討を行った。

検討に当たっては、Olur計画の満水位をマスタープランと同じ標高の1,100mとした。

マスタープランでは導水路は、OPM発電所地点直上流の沢を水路橋にて横断することとなっていたが、この沢は、標高1,070m以上では、河床に基礎岩盤が露出しているため、水路縦断地点をマスタープランの位置より200m程度上流に移動し、

トンネルで基礎岩盤内を横断する事とした。またOPM地点の放水位は、同地点の河床標高および堆砂の影響を考慮して、マスタープランより4 m高い標高944mとした。

検討結果は Table 9-6 に示す通りで、OPK地点で超過便益が最大となり、かつ単位電力量当り単価も最低となり最適発電所地点となった。

しかし、OPT地点とは発電能力および経済性において、余り差は無い。従ってフィージビリティ設計の段階でもOPK地点とOPT地点との比較行う事とした。

Table 9-5 Outline of Alternative Development Plan of Olur Project

| Item | Unit | Name of Alternative | | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|----------|----------|----------|
| | | OPM | OPJ | OPT | OPK |
| Catchment Area | km ² | 3,509 | | | |
| Annual Inflow | 10 ⁶ m ³ | 655.65 | | | |
| Reservoir | | | | | |
| High Water Level | m | 1,100.00 | | | |
| Low Water Level | m | 1,078.00 | | | |
| Available Drawdown | m | 22.00 | | | |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 244.10 | | | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 145.60 | | | |
| Water Surface Area | 10 ⁶ m ³ | 9.03 | | | |
| Dam | | Rockfill | | | |
| Type | | 136.0 | | | |
| Height | m | 3.5 | | | |
| Volume | 10 ⁶ m ³ | | | | |
| Headrace Tunnel | | Pressure | Pressure | Pressure | Pressure |
| Type | | | | | |
| Length | km | 8.10 | 9.67 | 9.30 | 9.66 |
| Penstock | | | | | |
| Length | m | 393 | 325 | 428 | 436 |
| Development Plan | | | | | |
| Normal Water Level | m | 1,092.70 | 1,092.70 | 1,092.70 | 1,029.70 |
| Tail Water Level | m | 944.00 | 934.00 | 930.00 | 929.00 |
| Gross Head | m | 148.7 | 158.7 | 162.7 | 163.7 |
| Effective Head | m | 139.7 | 148.5 | 152.4 | 153.2 |
| Firm Discharge | m ³ /s | 11.1 | 11.1 | 11.1 | 11.1 |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 44.4 | 44.4 | 44.4 | 44.4 |
| Installed Capacity | MW | 54.0 | 57.4 | 58.9 | 59.2 |
| Construction Cost | | | | | |
| Relocation Road | 10 ⁹ TL | 12.7 | | | |
| Comp Facilities | 10 ⁹ TL | 5.0 | | | |
| Land Acquisition | 10 ⁹ TL | 50.9 | | | |
| Civil Work | 10 ⁹ TL | 255.8 | 272.9 | 278.1 | 275.9 |
| Hydraulic Equipment | 10 ⁹ TL | 28.0 | 27.7 | 29.4 | 28.8 |
| Electrical Equipment | 10 ⁹ TL | 64.5 | 67.5 | 69.3 | 69.6 |
| Contingency | 10 ⁹ TL | 32.0 | 33.8 | 35.5 | 34.3 |
| Engineering and Admini. | 10 ⁹ TL | 36.6 | 38.6 | 39.4 | 39.2 |
| Interest during Construction | 10 ⁹ TL | 106.5 | 111.9 | 113.9 | 113.3 |
| Total | 10 ⁹ TL | 592.1 | 620.9 | 633.2 | 629.7 |

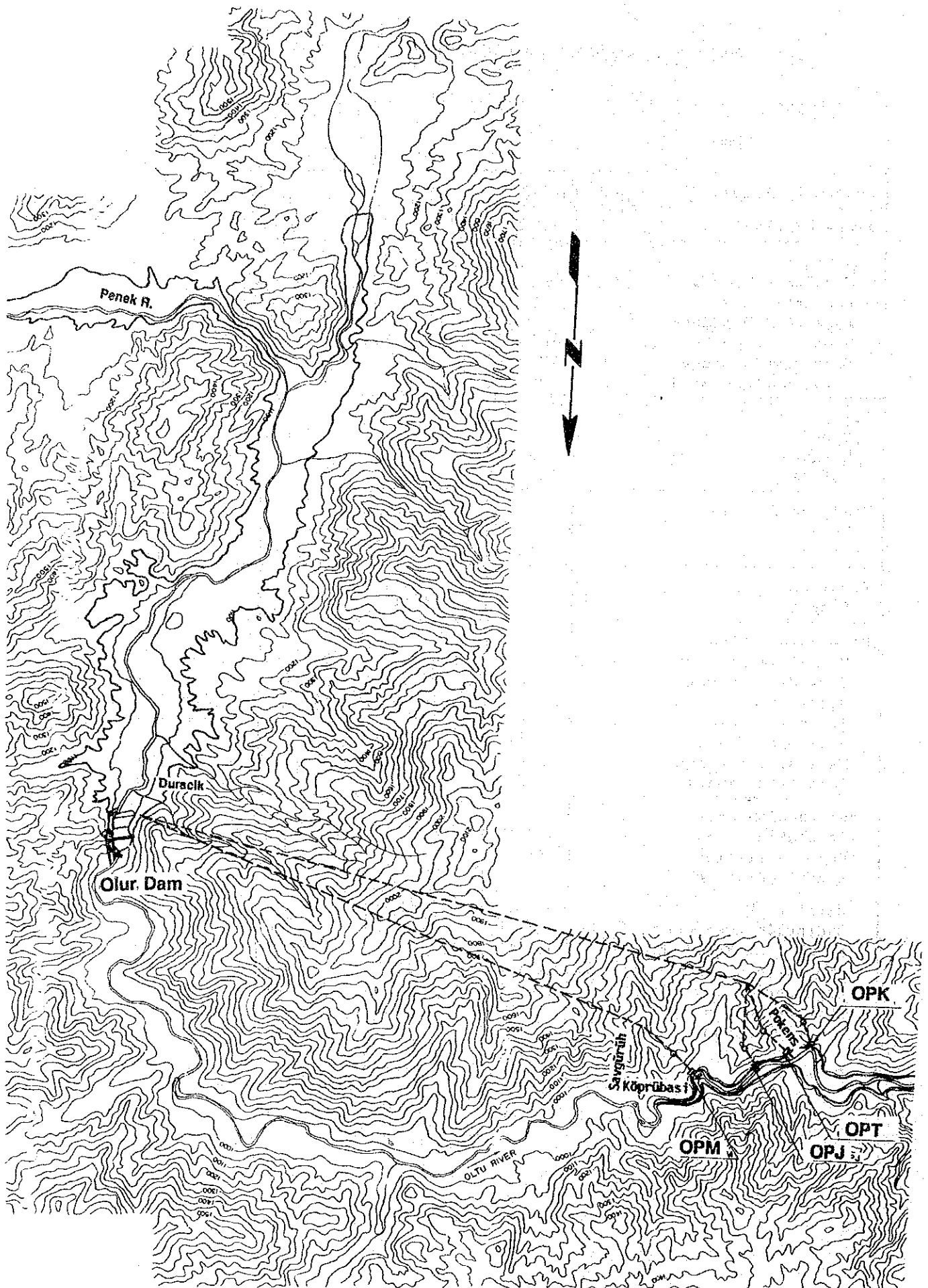


Fig. 9-4 Alternative Development Plan of Olur Project

Table 9-6 Comparative Study on Alternative Development Plan of Olur Project

| Description | Unit | Name of Alternative | | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|
| | | OPM | OPJ | OPT | OPK |
| High Water Level | m | 1,100.00 | 1,100.00 | 1,100.00 | 1,100.00 |
| Low Water Level | m | 1,078.00 | 1,078.00 | 1,078.00 | 1,078.00 |
| Available Drawdown | m | 22.00 | 22.00 | 22.00 | 22.00 |
| Effective Storage Capacity | m ³ 10 ⁶ | 145.60 | 145.00 | 145.60 | 145.60 |
| Tailwater Level | m | 944.00 | 934.00 | 930.00 | 929.00 |
| Effective Head | m | 139.70 | 148.50 | 152.40 | 153.20 |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 44.4 | 44.4 | 44.4 | 44.4 |
| Installed Capacity | MW | 54.0 | 57.4 | 58.9 | 59.2 |
| Firm Peak Power | MW | 45.2 | 48.2 | 49.6 | 50.1 |
| Energy Production | | | | | |
| Average Energy | GWh | 202.5 | 212.8 | 216.7 | 217.6 |
| Firm Energy | GWh | 112.3 | 118.0 | 120.1 | 120.6 |
| Unit Benefit Value | | | | | |
| Firm Peak Power | TL/kW | 1,018,133 | 1,018,133 | 1,018,133 | 1,018,133 |
| Average Energy | TL/kWh | 87.85 | 87.85 | 87.85 | 87.85 |
| Benefit (B) | | | | | |
| Firm Peak Power | TL 10 ⁹ | 43.9 | 46.8 | 48.2 | 48.6 |
| Average Energy | TL 10 ⁹ | 17.5 | 18.4 | 18.7 | 18.8 |
| Total | TL 10 ⁹ | 61.4 | 65.1 | 66.9 | 67.4 |
| Investment Cost | | | | | |
| Civil Facilities | TL 10 ⁹ | 469.8 | 494.2 | 500.4 | 497.6 |
| Hydro and Ele.-Mech. Eq. | TL 10 ⁹ | 122.3 | 126.5 | 130.3 | 130.1 |
| Total | TL 10 ⁹ | 592.1 | 620.7 | 630.7 | 627.6 |
| Annual Cost (C) | | | | | |
| Civil Facilities | TL 10 ⁹ | 47.4 | 49.9 | 50.5 | 50.3 |
| Hydro and Ele.-Mech. Eq. | TL 10 ⁹ | 13.9 | 14.4 | 14.9 | 14.9 |
| Total | TL 10 ⁹ | 61.4 | 64.3 | 65.4 | 65.1 |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | TL 10 ⁹ | 0 | 0.8 | 1.5 | 2.3 |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 1.00 | 1.01 | 1.02 | 1.03 |
| Unit Annual Cost | TL/kWh | 303 | 302 | 302 | 299 |

(2) Ayvali計画

Fig. 9-5 に示す通り、Ayvaliダム地点は、主要支流であるTavusker川との合流点下流1,700mの河床標高808m地点に、ロックフィルダムとして計画されており、マスタープランの段階で約1,000mのボーリング調査が実施されている。

Olur計画の残流域流量の有効活用のためには、ダム地点はTavusker川合流点より下流に選定すべきである。また現在選定されているダム地点より下流には、ダムサイトに適した地点はなく、また上流についても、この地点以外には、Tavusker川合流点までの間に、適当な地点はない。従って現在選定されているダム地点は、最適の地点である。

Ayvaliダム地点より下流のOltu川河川勾配は、Kenonpos部落付近の河床標高775mまでの3.4km間は1/100程度となっており、Kenonpos部落よりマスタープランにより選定されている発電所地点直上流の、Sakartepe地区、河床標高735mまでの5.4km間は1/140程度となっている。Sakartepe地区よりYusufeli貯水池内、河床標高700m地点までの1.5km間は1/40程度の急流となっている。

Ayvaliダム～Yusufeli貯水池背水終端間のOltu川は小さく蛇行しながらも、全体的には東西方向に直線的に流れ、発電所水路のショートカット効果を考慮した実質的な河床勾配は1/90程度である。

マスタープランでは、導水路ルートを左岸側に選定し、Sakartepe地点に地上式の発電所を計画しているが、9.1.2 に述べた通り、この場合Yusufeli貯水池満水位との間に15m以上の遊休落差が残ることになり、Yusufeli貯水池の水位変動を考慮するとこの値は更に大きくなる。

Ayvali発電所を地下式とすれば、Anzav谷は放水路として地中深い所で岩盤内を横断する事が可能となり、放水口地点をYusufeli貯水池内に選定する事が可能となる。この結果Ayvaliダム、Yusufeli貯水池間の落差は完全に有効利用される事になる。

従って、Fig. 9-5 および Tabel 9-7 に示す通り計画代替案として、マスタープランにより選定された、発電所地点（以下APMと呼ぶ）に加えて、地下式発電所をAyvaliダム直下流左岸に配置（以下APUと呼ぶ）し、放水路によりYusufeli貯水池内に放水する計画と、同じく地下式発電所を左岸 Sakartepe地区に配置（以下APLと呼ぶ）し、放水路によりYusufeli貯水池内に放水する計画の3つを選定し、比較検討を行った。

右岸側水路ルートについては、ダム地点右岸の地質、ダム直下流右岸のAnbarkaya谷の地形および地質、更に水路末端地域でのBulanik谷、Ohur Bahcesi谷の存在等により左岸側水路ルートより不利なので計画代替案は考慮しなかった。

計画代替案の比較検討は、Ayvaliダム満水位を標高940mとして行った。検討結果はTable 9-8に示す通りで、APU案が3案のうち最も発電能力が高く、かつ建設コストが最小であったので、最適計画代替案としたが、APL案については、フィージビリティ設計段階でもAPU案と比較する事とした。

Table 9-7 Outline of Alternative Development Plan of Ayvall Project

| Item | Unit | Name of Alternative | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|--------------|--------------|
| | | APM | APU | APL |
| Catchment Area | km ² | 4,517 | | |
| Annual Inflow | 10 ⁶ m ³ | 813.0 | | |
| Reservoir | | | | |
| High Water Level | m | 940.00 | | |
| Low Water Level | m | 900.00 | | |
| Available Drawdown | m | 40.00 | | |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 447.10 | | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 283.60 | | |
| Water Surface Area | 10 ⁶ m ³ | 10.17 | | |
| Dam | | | | |
| Type | | Rockfill | | |
| Height | m | 185.0 | | |
| Volume | 10 ⁶ m ³ | 10.9 | | |
| Headrace Tunnel | | | | |
| Type | | Pressure | - | Pressure |
| Length | km | 8.5 | - | 7.6 |
| Penstock | | | | |
| Length | m | 940 | 290 | 320 |
| Tailrace Tunnel | | | | |
| Type | | - | Non Pressure | Non Pressure |
| Length | km | - | 9.3 | 2.1 |
| Development Plan | | | | |
| Normal Water Level | m | 926.70 | 926.70 | 926.70 |
| Tail Water Level | m | 725.00 | 700.00 | 700.00 |
| Gross Head | m | 201.70 | 226.70 | 226.70 |
| Effective Head | m | 187.70 | 214.20 | 213.70 |
| Firm Discharge | m ³ /s | 17.6 | 17.6 | 17.6 |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 70.4 | 70.4 | 70.4 |
| Installed Capacity | MW | 117.4 | 133.4 | 133.1 |
| Construction Cost | | | | |
| Relocation Road | 10 ⁹ TL | | 34.0 | |
| Comp Facilities | 10 ⁹ TL | | 5.0 | |
| Land Acquisition | 10 ⁹ TL | | 42.7 | |
| Civil Work | 10 ⁹ TL | 531.4 | 536.1 | 550.9 |
| Hydraulic Equipment | 10 ⁹ TL | 33.2 | 25.2 | 27.9 |
| Electrical Equipment | 10 ⁹ TL | 95.4 | 108.4 | 108.2 |
| Contingency | 10 ⁹ TL | 63.5 | 65.5 | 67.2 |
| Engineering and Admini. | 10 ⁹ TL | 69.9 | 70.9 | 72.6 |
| Interest during Construction | 10 ⁹ TL | 209.5 | 212.1 | 217.1 |
| Total | 10 ⁹ TL | 1,084.6 | 1,099.9 | 1,125.6 |

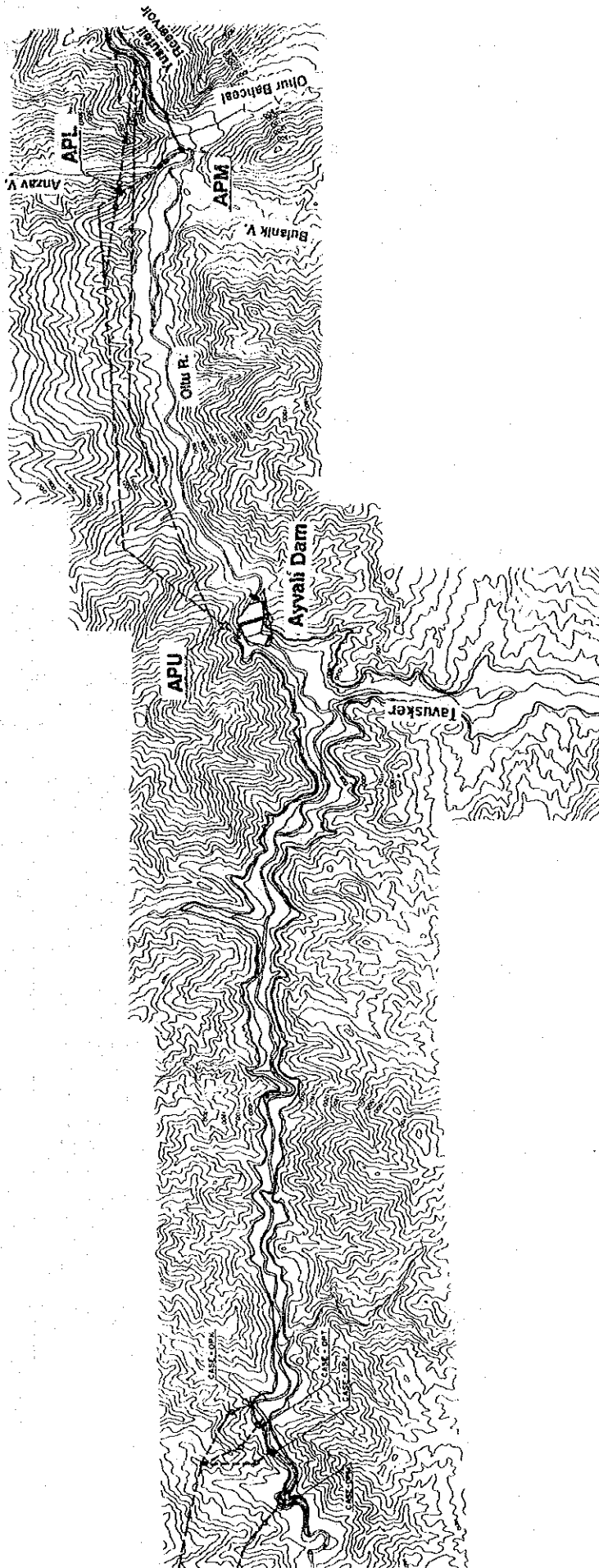


Fig. 9-5 Alternative Development Plan of Ayvali Project

Table 9-8 Comparative Study on Alternative Development Plan of Ayvali Project

| Item | Unit | Name of Alternative | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|--------------|--------------|
| | | APM | APU | APL |
| High Water Level | m | 940.00 | 940.00 | 940.00 |
| Low Water Level | m | 900.00 | 900.00 | 900.00 |
| Available Drawdown | m | 40.00 | 40.00 | 40.00 |
| Effective Storage Capacity | m ³ 10 ⁶ | 283.60 | 283.60 | 283.60 |
| Tailwater Level | m | 725.00 | 700.00 | 700.00 |
| Effective Head | m | 191.8 | 217.9 | 217.3 |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 70 | 70 | 70 |
| Installed Capacity | MW | 117 | 133 | 133 |
| Firm Peak Power | MW | 95.7 | 110.8 | 110.4 |
| Energy Production | | | | |
| Average Energy | GWh | 364.2 | 409.1 | 407.9 |
| Firm Energy | GWh | 246.1 | 276.5 | 275.3 |
| Unit Benefit Value | | | | |
| Firm Peak Power | TL/kW | 1,018,133.00 | 1,018,133.00 | 1,018,133.00 |
| Average Energy | TL/kWh | 87.85 | 87.85 | 87.85 |
| Benefit (B) | | | | |
| Firm Peak Power | TL 10 ⁹ | 93.0 | 107.6 | 107.2 |
| Average Energy | TL 10 ⁹ | 31.5 | 35.3 | 35.2 |
| Total | TL 10 ⁹ | 124.4 | 142.9 | 142.4 |
| Investment Cost | | | | |
| Civil Facilities | TL 10 ⁹ | 911.6 | 918.7 | 940.9 |
| Hydro and Ele.-Mech. Eq. | TL 10 ⁹ | 172.9 | 181.2 | 184.7 |
| Total | TL 10 ⁹ | 1,084.6 | 1,099.9 | 1,125.6 |
| Annual Cost (C) | | | | |
| Civil Facilities | TL 10 ⁹ | 92.1 | 92.8 | 95.0 |
| Hydro and Ele.-Mech. Eq. | TL 10 ⁹ | 19.7 | 20.7 | 21.1 |
| Total | TL 10 ⁹ | 111.8 | 113.4 | 116.1 |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | TL 10 ⁹ | 12.6 | 29.4 | 26.3 |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 1.11 | 1.26 | 1.23 |
| Unit Annual Cost | TL/kWh | 307 | 277 | 285 |

9.2.3 貯水池規模

(1) 貯水池運用計画

Olurダム地点の年平均流入量は $21\text{ m}^3/\text{S}$ で、4月～6月の融雪期が豊水期にあたりこの時期に年間流入量の63%が流入する。渇水期にあたる12月～2月の流入量は、年間流入量の9%であり、流入量の季節変動幅は小さくない。また年間流入量の最小値は、平均流入量の39%、最大値は平均流入量の180%であり、従って年間流入量の最大値は最小値の4.6倍である。Ayvaliダム地点の年平均流入量は $26\text{ m}^3/\text{s}$ であるが、流入量の季節変動および経年変動の傾向はOlurダム地点と全く同様である。

この様にOlur計画地点の流入量は、季節変動および経年変動ともに大きく、発電への有効利用を図るには、ある程度の貯水池容量が必要である。

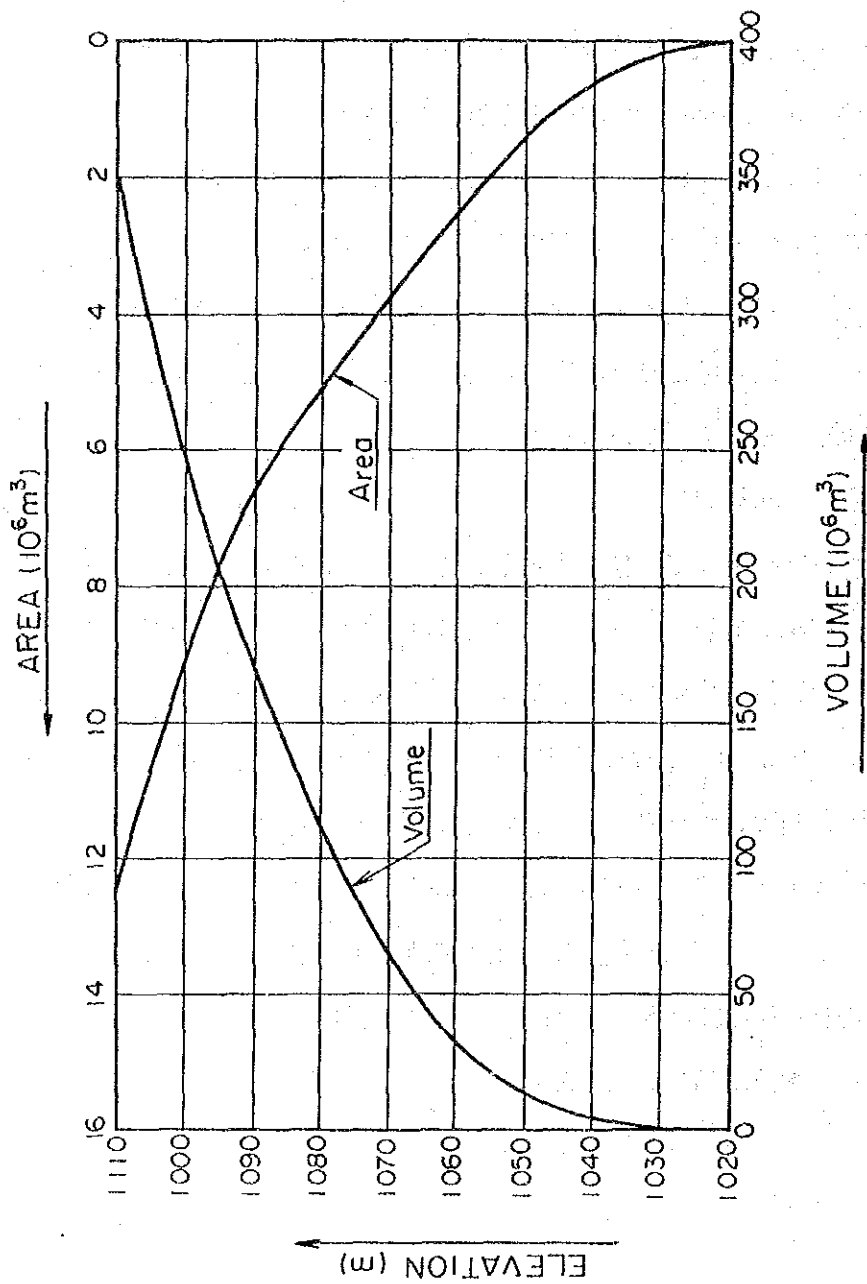
Olur計画の貯水池容量は、ダム地点の地形上の制約から、満水位標高 $1,110\text{m}$ 、有効貯水容量 $250 \times 10^6\text{ m}^3$ 程度が限度であるが、この程度の調整容量では、流入量を完全に平均化する事はできない。またOlurダムとAyvaliダム間の残流域にはOlurダムの流入量の20%に相当する年平均 $5\text{ m}^3/\text{S}$ の流入量がある。従ってAyvali計画でもある程度の貯水容量を持つ事が、流入量の発電への有効利用には必要である。

検討にあたっての電力量計算は、電子計算機により1940年10月から1989年9月までの50年間の月別流入量を用いて行った。

保証使用水量は、50年間のうち95%の期間は常に発電に利用出来る流量と定義し、流入量のマスカーブを用いて、使用水量が最も大きくなる様決定し、Ayvali貯水池においては、Olur貯水池でのマスカーブによる運用後の放流量にOlur貯水池～Ayvali貯水池間の残流域の流量を加えた流量をAyvaliダム地点の流入量とした。

Fig. 9-6, 9-7, 9-8 および Fig. 9-9, 9-10, 9-11 にOlur貯水池及びAyvali貯水池の水位～貯水容量曲線、マスカーブ、有効貯水容量と保証流量の関係を示す。

電力量は、マス・カーブ・ルールを用い、溢水が少なくなるよう最も理想的な運用を行って計算した。又、貯水池からの下流への灌漑放流量は、少量であるため無視した。水車・発電機の設計の基準となる基準取水水位は、平均的な運用水位である（満水位 $-1/3 \times$ 水位変動幅）で与えた。



| ELEVATION (m) | AREA (10^3 m^2) | VOLUME (10^3 m^3) |
|---------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 1 025 | 2 | 0 |
| 1 030 | 85 | 220 |
| 1 040 | 599 | 3 640 |
| 1 050 | 1 371 | 13 490 |
| 1 060 | 2 536 | 33 030 |
| 1 070 | 3 683 | 64 130 |
| 1 080 | 5 105 | 108 070 |
| 1 090 | 6 536 | 166 280 |
| 1 100 | 9 025 | 244 090 |
| 1 110 | 12 436 | 351 400 |

Fig. 9-6 Area-Capacity Curve of Olur Reservoir

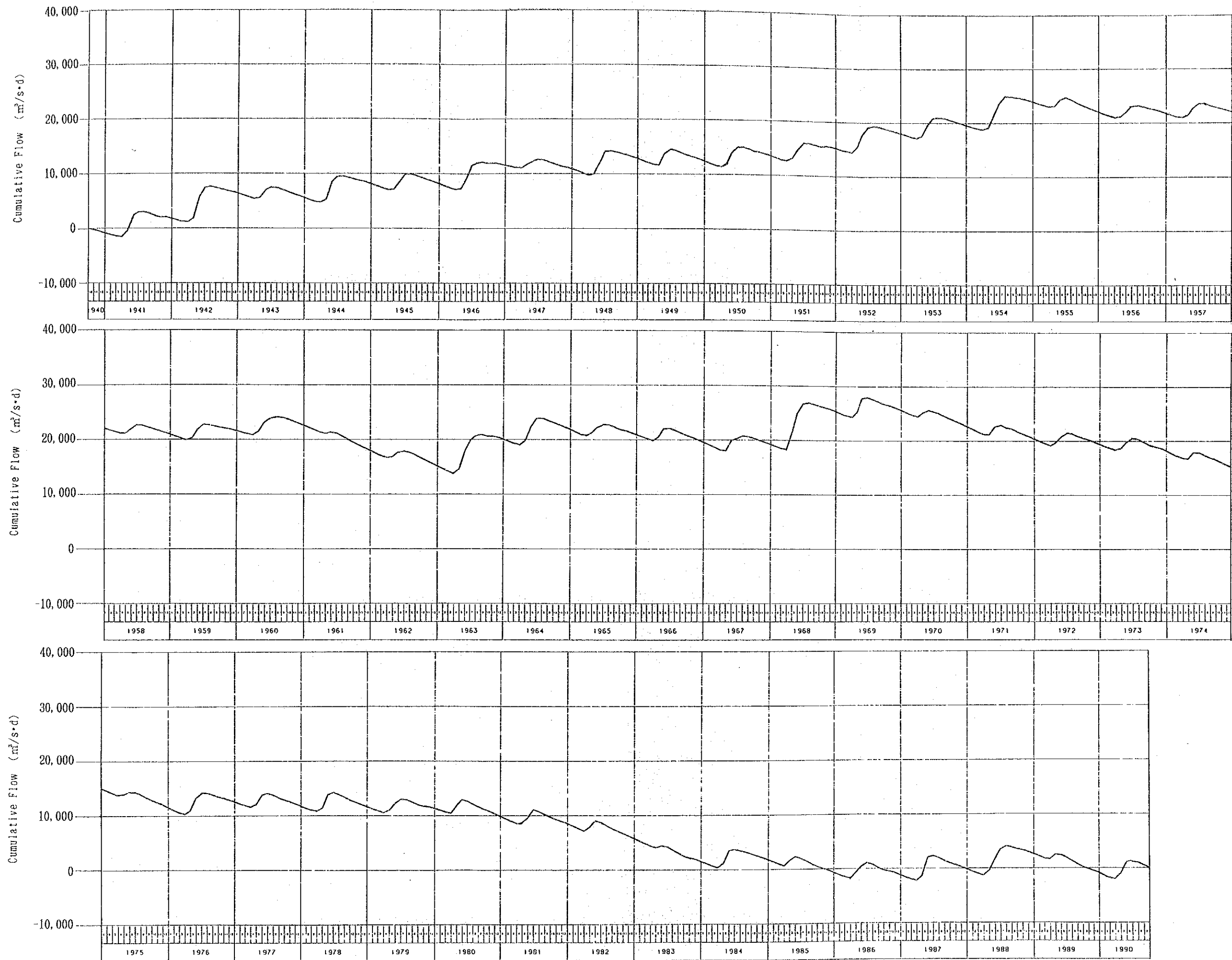


Fig. 9-7 Mass Curve at Olur Dam Site

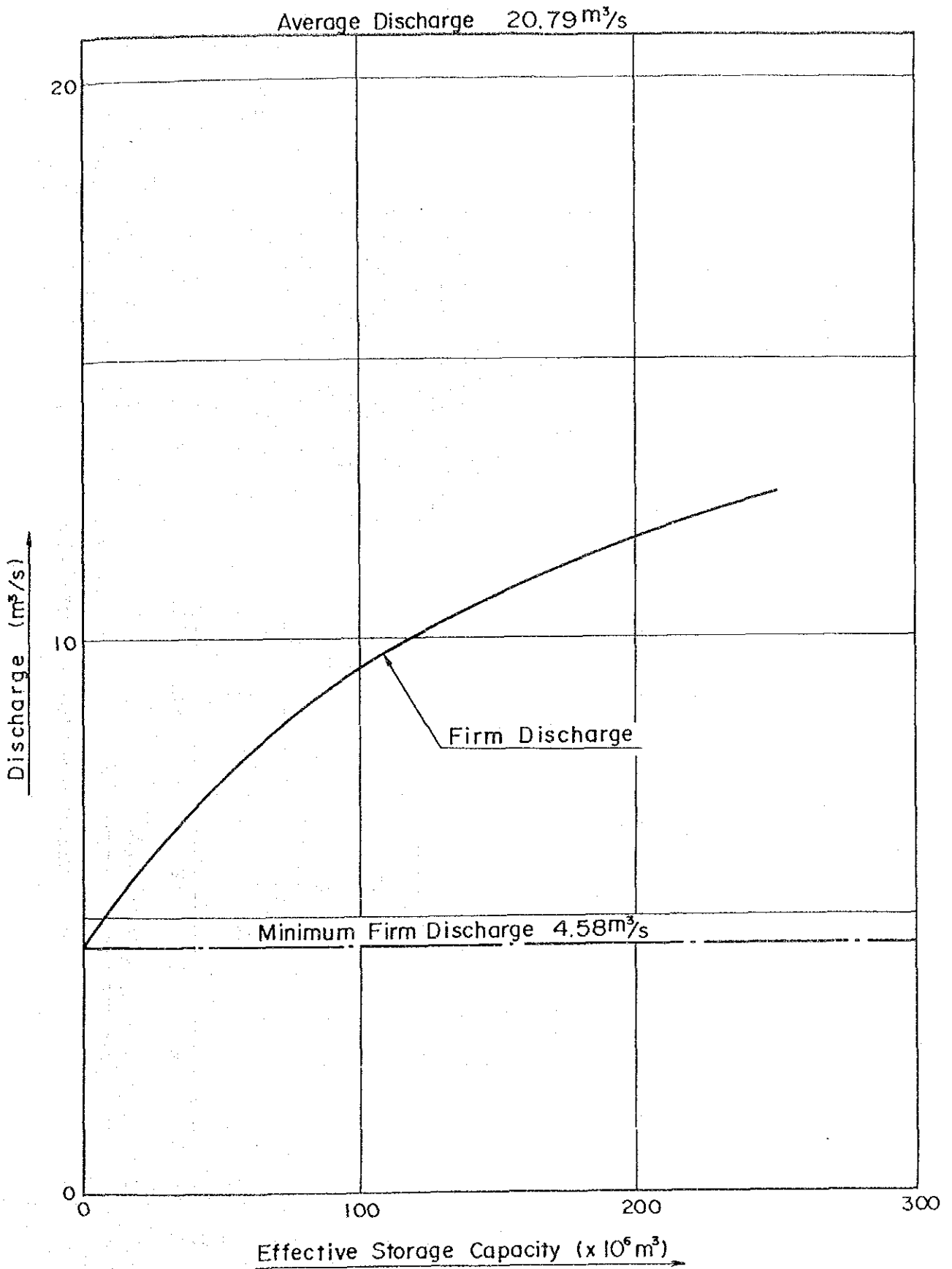
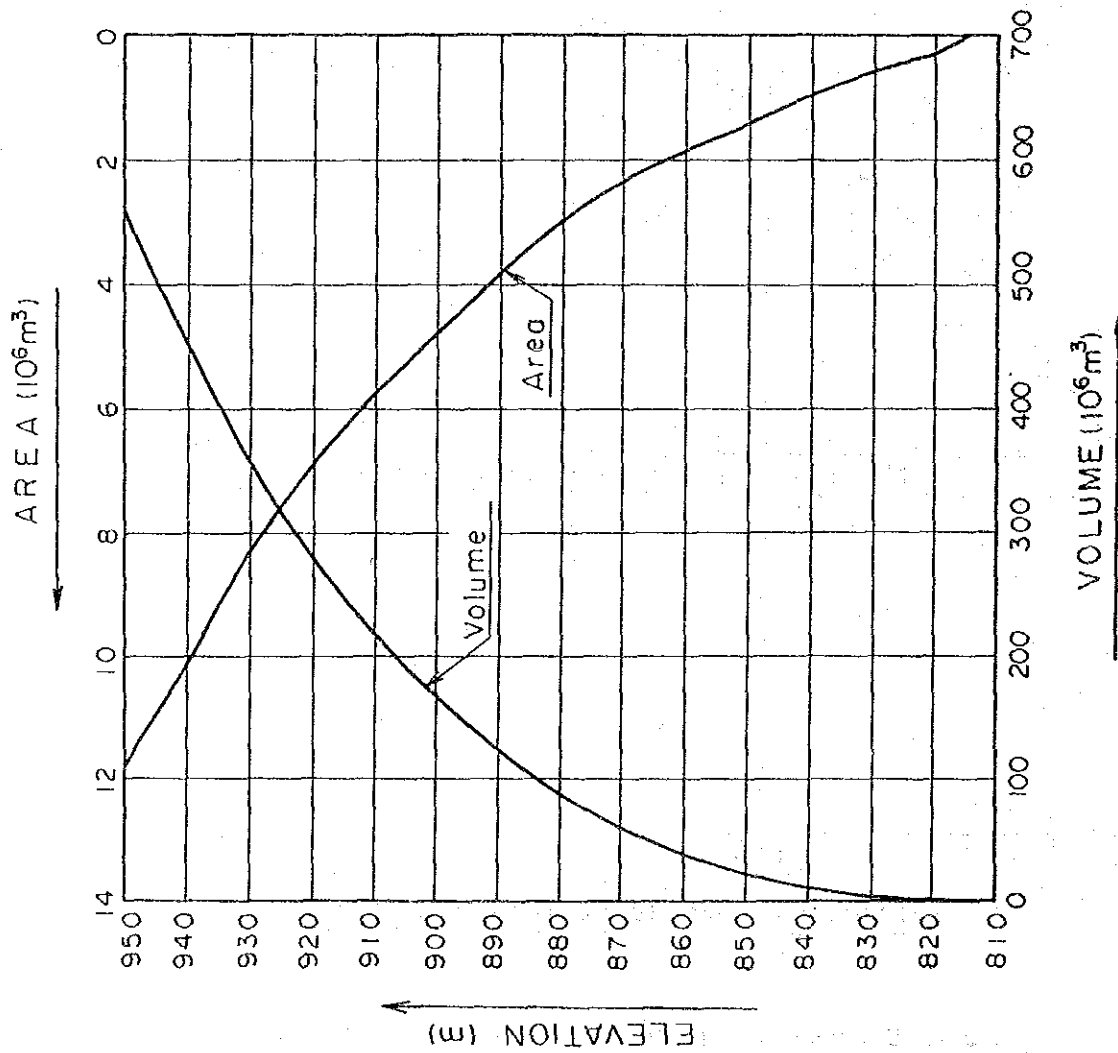


Fig. 9-8 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Olur Dam Site



| ELEVATION (m) | AREA (10^3 m^2) | VOLUME (10^3 m^3) |
|---------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 815 | 28 | 0 |
| 820 | 208 | 590 |
| 830 | 544 | 4350 |
| 840 | 917 | 11660 |
| 850 | 1410 | 23300 |
| 860 | 1857 | 39640 |
| 870 | 2338 | 60620 |
| 880 | 2917 | 86900 |
| 890 | 3844 | 120710 |
| 900 | 4715 | 163510 |
| 910 | 5763 | 215900 |
| 920 | 6872 | 279080 |
| 930 | 8227 | 354830 |
| 940 | 10170 | 447070 |
| 950 | 11804 | 556940 |

Fig. 9-9 Area-Capacity Curve of Ayvali Reservoir

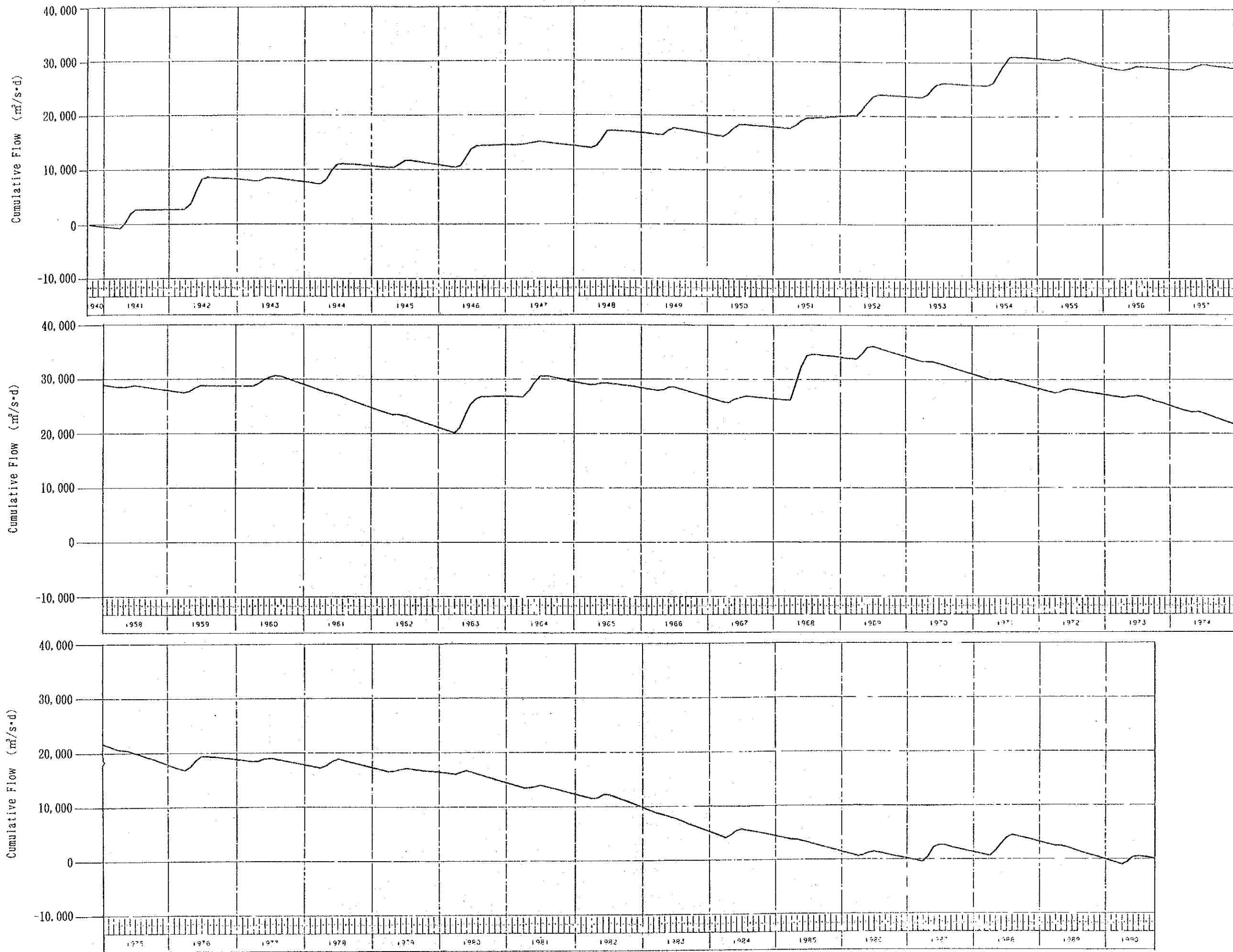


Fig. 9-10 Mass Curve at Ayvali Dam Site

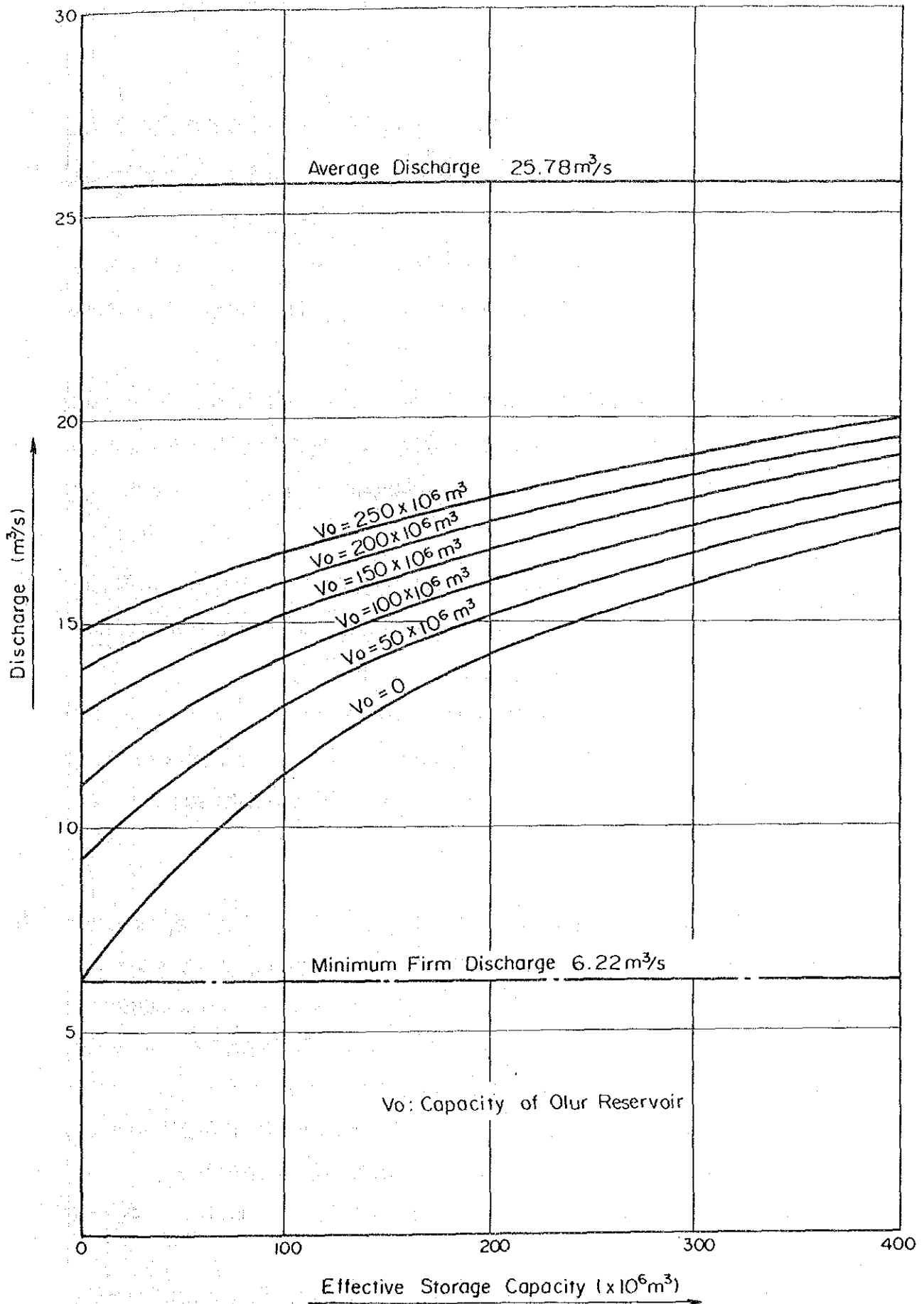


Fig. 9-11 Effective Storage Capacity and Firm Discharge at Ayvali Dam Site

(2) 貯水池規模の検討

1) Olur計画

Olurダム地点での年間堆砂量は、6.2.4に述べた通り940,000 m^3 である。従ってOlur貯水池の低水位は、100年間堆砂容量を確保する事として、標高1,077mとし、この上にいくつかの有効貯水容量のケースを設定し、比較検討を行った。

各ケースの発電所の出力は、ピーク運転継続時間を6時間として、各ケースの保証流量により最大使用水量を設定して決定し、各ケース毎の1991年7月時点の概算建設コストを算出した。

Olur貯水池の調整効果は下流のAyvali計画にも当然及ぶので、検討はOlur貯水池の各ケースの有効貯水容量に対してAyvali貯水池の有効貯水容量を種々変化させて、Olur貯水池有効容量に対するOlur、Ayvali両計画の超過便益を比較する事により行った。

検討結果は Table 9-9 および Fig. 9-12 に示す通りで、Ayvali貯水池の有効貯水容量の大小にかかわらずOlur貯水池の有効容量、 $200 \times 10^6 \text{m}^3$ 付近でOlur計画およびAyvali計画合計の超過便益が最大となっている。

従ってOlur貯水池の最適規模は一応 $200 \times 10^6 \text{m}^3$ となるが、他のケースと、超過便益の値が非常に接近している事から、Olurダム、Ayvaliダムの高さおよび有効貯水容量の組合せによって更に詳細に比較検討を行い計画の最適化を図る事とする。

2) Ayvali計画

Ayvaliダム地点の年間堆砂量は、6.2.4に述べた通り、全体流域に対しては1,210,000 m^3 で、Olurダム～Ayvaliダム間の残流域のみに対してであれば、270,000 m^3 である。5.3.3に述べた通りOlur計画の完成はAyvali計画の完成の6ヶ月前に予定されているが、仮にAyvali計画完成後Olur計画の完成まで10年の間があったとしても、Ayvali貯水池の100年間堆砂量は39,000,000 m^3 である。

この場合は、低水位は標高860mとなるが、Olur計画の放水位が標高928mである事を考慮して、低水位を標高900mとして貯水池規模の検討を行った。

発電所の出力の決定方法、建設コストの積算方法は、1) Olur計画、の場合と同様とした。

検討結果は Table 9-9 および Fig. 9-13 に示す通りで、Olur貯水池の有効貯水容量 $200 \times 10^6 \text{m}^3$ で、Ayvali貯水池の有効貯水容量が $150 \times 10^6 \text{m}^3$ 程度の場合に超過便益最大となる。

Table 9-9(1) Comparative Study on Reservoir Scale

| Description | Unit | 1-A (OP250 - AP400) | | | 1-B (OP250 - AP400) | | | 1-C (OP250 - AP300) | | | 1-D (OP250 - AP284) | | | 1-E (OP250 - AP250) | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|-------|
| | | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 300 | 563 | | 300 | 513 | | 300 | 463 | | 300 | 447 | | 300 | 413 | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 250 | 400 | | 250 | 350 | | 250 | 300 | | 250 | 284 | | 250 | 250 | |
| High Water Level | m | 1,109.8 | 950.6 | | 1,109.8 | 946.2 | | 1,109.8 | 941.6 | | 1,109.8 | 940.0 | | 1,109.8 | 936.6 | |
| Low Water Level | m | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | |
| Available Drawdown | m | 31.8 | 50.6 | | 31.8 | 46.2 | | 31.8 | 41.6 | | 31.8 | 40.0 | | 31.8 | 36.6 | |
| Tail Water Level | m | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | |
| Effective Head | m | 161.1 | 224.9 | | 161.1 | 222.2 | | 161.1 | 218.9 | | 161.1 | 217.8 | | 161.1 | 215.6 | |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 52 | 86 | | 52 | 82 | | 52 | 79 | | 52 | 77 | | 52 | 75 | |
| Installed Capacity | MW | 72 | 168 | 240 | 72 | 158 | 231 | 72 | 149 | 222 | 72 | 146 | 219 | 72 | 140 | |
| Firm Peak Power | MW | 57.2 | 136.1 | 193.3 | 57.2 | 129.5 | 186.7 | 57.2 | 123.3 | 180.5 | 57.2 | 121.1 | 178.2 | 57.2 | 117.6 | |
| Energy Production | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Average Energy | GWh | 231.7 | 424.3 | 655.9 | 235.3 | 418.7 | 654.1 | 238.5 | 412.7 | 651.2 | 239.2 | 410.1 | 649.3 | 239.9 | 405.0 | |
| Firm Energy | GWh | 143.1 | 348.3 | 491.3 | 145.3 | 328.8 | 474.0 | 147.0 | 309.7 | 456.7 | 147.5 | 303.0 | 450.5 | 147.9 | 290.6 | |
| Benefit (B) | 10 ⁹ TL | 75.5 | 168.7 | 244.2 | 75.8 | 161.9 | 237.7 | 76.0 | 153.3 | 231.4 | 76.1 | 152.9 | 229.1 | 76.2 | 149.2 | |
| Investment Cost | 10 ⁹ TL | 757.7 | 1,248.9 | 2,006.7 | 757.7 | 1,197.0 | 1,954.8 | 757.7 | 1,140.2 | 1,898.0 | 757.7 | 1,118.7 | 1,876.4 | 757.7 | 1,078.2 | |
| Annual Cost (C) | 10 ⁹ TL | 78.5 | 128.6 | 207.1 | 78.5 | 123.3 | 201.8 | 78.5 | 117.5 | 196.0 | 78.5 | 115.3 | 193.8 | 78.5 | 111.1 | |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | 10 ⁹ TL | -3.0 | 40.1 | 37.1 | -2.6 | 38.5 | 35.8 | -2.4 | 37.8 | 35.4 | -2.3 | 37.6 | 35.2 | -2.2 | 38.0 | |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 0.96 | 1.31 | 1.18 | 0.97 | 1.31 | 1.18 | 0.97 | 1.32 | 1.18 | 0.97 | 1.33 | 1.18 | 0.97 | 1.34 | |
| Unit Annual Cost | TL/kWh | 338 | 303 | 315 | 333 | 294 | 308 | 329 | 284 | 301 | 328 | 281 | 298 | 327 | 274 | |

| Description | Unit | 1-F (OP250 - AP200) | | | 1-G (OP250 - AF150) | | | 1-H (OP250 - AF100) | | | 1-I (OP250 - AP050) | | | 1-J (OP250 - AP000) | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|---------|---------------------|----------------|-------|
| | | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 300 | 363 | | 300 | 313 | | 300 | 263 | | 300 | 213 | | 300 | 0 | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 250 | 200 | | 250 | 150 | | 250 | 100 | | 250 | 50 | | 250 | 0 | |
| High Water Level | m | 1,109.8 | 951.0 | | 1,109.8 | 924.7 | | 1,109.8 | 917.6 | | 1,109.8 | 909.5 | | 1,109.8 | 928.0 | |
| Low Water Level | m | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 928.0 | |
| Available Drawdown | m | 31.8 | 31.0 | | 31.8 | 24.7 | | 31.8 | 17.6 | | 31.8 | 9.5 | | 31.8 | 0.0 | |
| Tail Water Level | m | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | |
| Effective Head | m | 161.1 | 211.9 | | 161.1 | 207.7 | | 161.1 | 202.9 | | 161.1 | 197.5 | | 161.1 | 205.0 | |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 52 | 72 | | 52 | 69 | | 52 | 67 | | 52 | 63 | | 52 | 52 | |
| Installed Capacity | MW | 72 | 129 | 202 | 72 | 124 | 197 | 72 | 117 | 189 | 72 | 107 | 179 | 72 | 91 | |
| Firm Peak Power | MW | 57.2 | 111.0 | 168.2 | 57.2 | 109.7 | 166.9 | 57.2 | 104.3 | 161.5 | 57.2 | 98.0 | 153.1 | 57.2 | 85.9 | |
| Energy Production | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Average Energy | GWh | 242.3 | 391.5 | 633.8 | 243.8 | 390.8 | 634.7 | 243.8 | 377.3 | 621.1 | 243.8 | 358.5 | 602.4 | 243.8 | 294.3 | |
| Firm Energy | GWh | 149.1 | 269.6 | 418.7 | 149.9 | 260.9 | 410.8 | 149.9 | 242.9 | 392.8 | 149.9 | 220.8 | 370.7 | 149.9 | 182.0 | |
| Benefit (B) | 10 ⁹ TL | 76.4 | 141.5 | 218.0 | 76.5 | 140.2 | 216.7 | 76.5 | 133.8 | 210.4 | 76.5 | 126.0 | 202.6 | 76.5 | 108.9 | |
| Investment Cost | 10 ⁹ TL | 757.7 | 1,015.8 | 1,773.6 | 757.7 | 955.1 | 1,712.9 | 757.7 | 901.4 | 1,659.2 | 757.7 | 828.2 | 1,585.9 | 757.7 | 671.8 | |
| Annual Cost (C) | 10 ⁹ TL | 78.5 | 104.7 | 183.3 | 78.5 | 98.5 | 177.0 | 78.5 | 93.0 | 171.5 | 78.5 | 85.5 | 164.1 | 78.5 | 69.5 | |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | 10 ⁹ TL | -2.0 | 36.7 | 34.7 | -1.9 | 41.6 | 39.6 | -1.9 | 40.8 | 38.8 | -1.9 | 40.4 | 39.5 | -1.9 | 39.4 | |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 0.97 | 1.35 | 1.19 | 0.96 | 1.42 | 1.22 | 0.98 | 1.44 | 1.23 | 0.98 | 1.47 | 1.23 | 0.98 | 1.57 | |
| Unit Annual Cost | TL/kWh | 324 | 267 | 289 | 321.9 | 252 | 279 | 321 | 246 | 276 | 321 | 238 | 272 | 321 | 236 | |

Table 9-9(2) Comparative Study on Reservoir Scale

| Description | Unit | 2-A (OP200 - AP400) | | | 2-B (OP200 - AP350) | | | 2-C (OP200 - AP300) | | | 2-D (OP200 - AP284) | | | 2-E (OP200 - AP250) | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|
| | | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 300 | 583 | | 300 | 513 | | 300 | 453 | | 300 | 447 | | 300 | 413 | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 200 | 400 | | 200 | 350 | | 200 | 300 | | 200 | 284 | | 200 | 250 | |
| High Water Level | m | 1,105.6 | 950.6 | | 1,105.6 | 946.2 | | 1,105.6 | 941.6 | | 1,105.6 | 940.0 | | 1,105.6 | 936.6 | |
| Low Water Level | m | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | |
| Available Drawdown | m | 27.6 | 50.6 | | 27.6 | 46.2 | | 27.6 | 41.5 | | 27.6 | 40.0 | | 27.6 | 36.6 | |
| Tail Water Level | m | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | |
| Effective Head | m | 157.9 | 224.9 | | 157.9 | 222.2 | | 157.9 | 218.9 | | 157.9 | 217.8 | | 157.9 | 215.6 | |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 48 | 83 | | 48 | 79 | | 48 | 75 | | 48 | 77 | | 48 | 71 | |
| Installed Capacity | MW | 65 | 161 | | 65 | 152 | | 65 | 142 | | 65 | 146 | | 65 | 134 | |
| Firm Peak Power | MW | 53.6 | 130.5 | | 53.6 | 124.5 | | 53.6 | 117.9 | | 53.6 | 121.1 | | 53.6 | 112.3 | |
| Energy Production | GWh | 223.7 | 424.2 | | 228.1 | 418.8 | | 233.6 | 412.8 | | 231.2 | 409.2 | | 232.0 | 405.6 | |
| Average Energy | GWh | 129.4 | 334.0 | | 131.8 | 316.0 | | 134.9 | 296.0 | | 133.6 | 289.6 | | 134.0 | 278.3 | |
| Firm Energy | GWh | 71.4 | 163.3 | | 71.8 | 157.1 | | 71.7 | 150.1 | | 72.1 | 147.9 | | 72.1 | 144.1 | |
| Benefit (B) | 10 ⁹ TL | 676.4 | 1,237.3 | | 676.4 | 1,133.5 | | 672.3 | 1,122.3 | | 676.3 | 1,104.0 | | 676.4 | 1,063.1 | |
| Investment Cost | 10 ⁹ TL | 70.2 | 127.4 | | 70.2 | 122.0 | | 70.2 | 115.7 | | 70.2 | 113.7 | | 70.2 | 109.6 | |
| Annual Cost (C) | 10 ⁹ TL | 1.2 | 35.9 | | 1.6 | 35.1 | | 2.1 | 34.4 | | 1.9 | 34.1 | | 1.9 | 34.5 | |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | 10 ⁹ TL | 1.02 | 1.28 | | 1.02 | 1.29 | | 1.19 | 1.30 | | 1.03 | 1.30 | | 1.03 | 1.32 | |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 313 | 300 | | 307 | 297 | | 300 | 280 | | 303 | 278 | | 302 | 270 | |
| Unit Annual Cost | TL/KWh | | | 305 | | | 297 | | | 287 | | | 287 | | | 282 |

| Description | Unit | 2-F (OP200 - AP200) | | | 2-G (OP200 - AP150) | | | 2-H (OP200 - AP100) | | | 2-I (OP200 - AP050) | | | 2-J (OP200 - AP000) | | |
|------------------------------|--------------------------------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|---------------------|----------------|-------|
| | | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total | Olur Project | Ayvali Project | Total |
| Gross Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 300 | 363 | | 300 | 313 | | 300 | 293 | | 300 | 213 | | 300 | 0 | |
| Effective Storage Capacity | 10 ⁶ m ³ | 200 | 200 | | 200 | 150 | | 200 | 100 | | 200 | 50 | | 200 | 0 | |
| High Water Level | m | 1,105.6 | 931.0 | | 1,105.6 | 924.7 | | 1,105.6 | 917.6 | | 1,105.6 | 909.5 | | 1,105.6 | 928.0 | |
| Low Water Level | m | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 900.0 | | 1,078.0 | 928.0 | |
| Available Drawdown | m | 27.6 | 31.0 | | 27.6 | 24.7 | | 27.6 | 17.6 | | 27.6 | 9.5 | | 27.6 | 0.0 | |
| Tail Water Level | m | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | | 928.0 | 700.0 | |
| Effective Head | m | 157.9 | 211.9 | | 157.9 | 207.7 | | 157.9 | 202.9 | | 157.9 | 197.5 | | 157.9 | 203.0 | |
| Maximum Discharge | m ³ /s | 48 | 69 | | 48 | 67 | | 48 | 54 | | 48 | 60 | | 48 | 48 | |
| Installed Capacity | MW | 65 | 127 | | 65 | 120 | | 65 | 112 | | 65 | 102 | | 65 | 84 | |
| Firm Peak Power | MW | 53.6 | 109.3 | | 53.6 | 105.7 | | 53.6 | 100.2 | | 53.6 | 93.2 | | 53.6 | 80.6 | |
| Energy Production | GWh | 234.9 | 398.4 | | 235.8 | 390.5 | | 235.8 | 375.1 | | 235.8 | 358.3 | | 235.8 | 294.3 | |
| Average Energy | GWh | 135.2 | 265.2 | | 136.1 | 251.8 | | 136.1 | 233.6 | | 136.1 | 210.2 | | 136.1 | 168.3 | |
| Firm Energy | GWh | 72.4 | 140.6 | | 72.4 | 136.4 | | 72.4 | 129.7 | | 72.4 | 121.4 | | 72.4 | 103.7 | |
| Benefit (B) | 10 ⁹ TL | 676.4 | 1,002.8 | | 676.3 | 941.8 | | 676.4 | 889.7 | | 676.3 | 814.2 | | 676.3 | 631.5 | |
| Investment Cost | 10 ⁹ TL | 70.2 | 103.4 | | 70.2 | 97.2 | | 70.2 | 91.8 | | 70.2 | 84.1 | | 70.2 | 65.3 | |
| Annual Cost (C) | 10 ⁹ TL | 2.2 | 37.2 | | 2.3 | 39.2 | | 2.3 | 37.9 | | 2.3 | 37.3 | | 2.3 | 38.3 | |
| Annual Surplus Benefit (B-C) | 10 ⁹ TL | 1.03 | 1.36 | | 1.03 | 1.40 | | 1.03 | 1.41 | | 1.03 | 1.44 | | 1.03 | 1.59 | |
| Benefit Cost Ratio (B/C) | | 298 | 260 | | 297 | 249 | | 297 | 245 | | 297 | 235 | | 297 | 222 | |
| Unit Annual Cost | TL/KWh | | | 274 | | | 267 | | | 265 | | | 259 | | | 255 |