

8.3 設計震度

8.3.1 既設ダムの設計震度

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ヵ所のダム地点が、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、Figure 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 Figure 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。

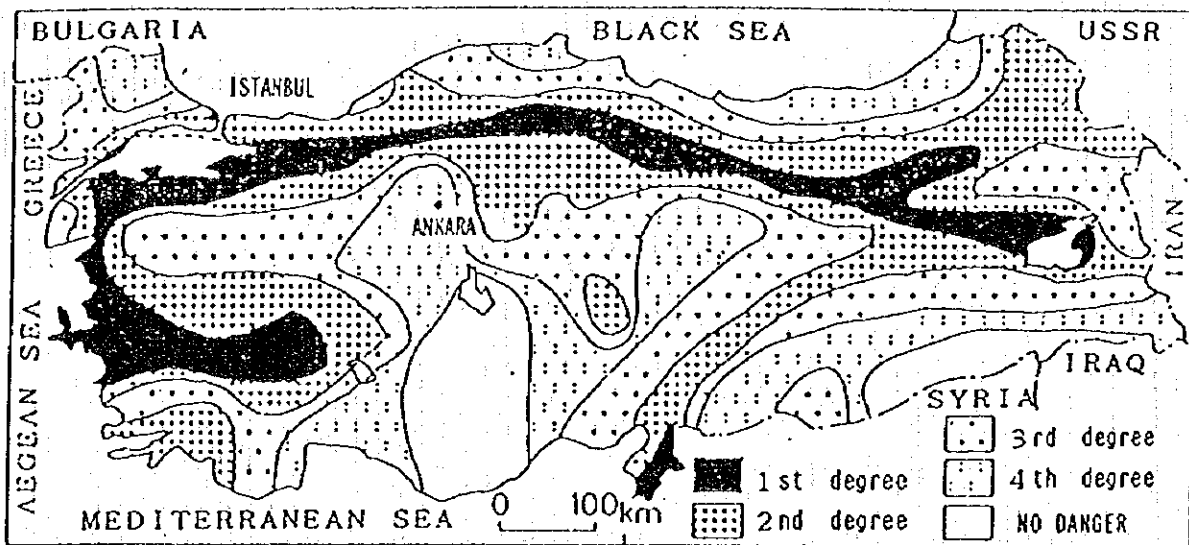


Figure 8-6 Seismic Risk Map for Turkey (1972)

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

Figure 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、Bayramダム及びBağlık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800km以内で発生した地震データ数は1880年から1997年までの期間に、Bayramダム地点では11, 118、Bağlıkダム地点では11, 126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1880年から1997年までの118とした。

(2) Bayramダム地点に関する地震危険度解析結果

Bayramダム地点（東経42° 09′、北緯41° 15′）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 及び Figure 8-8 に示す。

1880年から1997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。

Bayram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 Figure 8-9～Figure 8-12 に示す。

(3) Bağlıkダム地点に関する地震危険度解析結果

Bağlıkダム地点（東経42° 03′、北緯41° 13′）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 及び Figure 8-13 に示す。

1880年から1997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。

Bağlık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 Figure 8-14～Figure 8-17 に示す。

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

Bayramダム地点およびBağlık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、Bayramダム地点については、150galを、またBağlıkダム地点については190gal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、Bayramダム地点の150galおよびBağlıkダム地点の190galは概ね1,000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 Bayram Dam Site

	0<=D<50	<100	<200	<300	<400	<500	<600	<700	<800	Total
0<M<3.0	1	39	683	8	0	0	0	0	12	743
<3.5	18	70	1254	248	104	24	15	10	84	1827
<4.0	9	130	622	628	776	515	220	62	53	3015
<4.5	8	82	307	367	500	295	166	98	111	1934
<5.0	7	40	222	286	313	236	182	127	127	1540
<5.5	4	26	142	220	238	134	135	91	97	1087
<6.0	4	12	101	135	118	85	76	58	95	684
<6.5	2	5	26	46	32	19	18	19	46	213
<7.0	0	0	6	11	6	10	3	0	13	49
<7.5	0	1	0	4	2	10	0	3	3	23
<8.0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2
8.0<=	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1
Unknown	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	53	405	3364	1954	2090	1328	815	468	641	11118

D: Epicentral Distance (km)

M: Magnitude

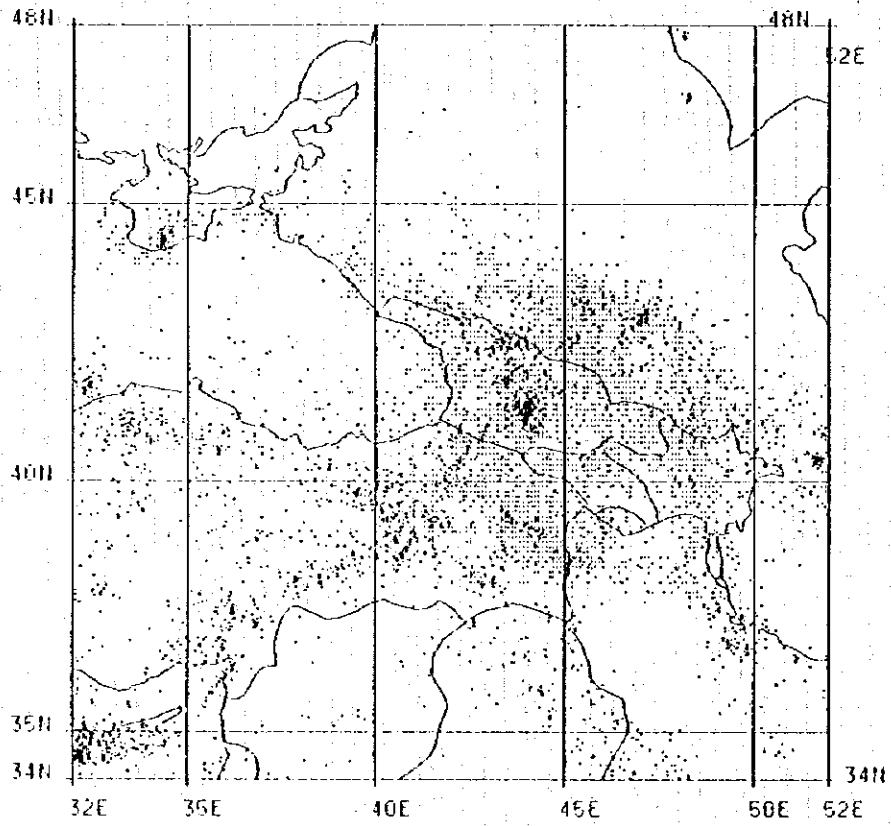


Figure 8-8 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data used for the Bayram Dam Site

Table 8-2 Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1880 to 1997 for the Bayram Dam Site (1/2)

Year	N	Sum of N	Year	N	Sum of N
1880	2	2	1930	61	780
1881	11	13	1931	54	834
1882	6	19	1932	34	868
1883	2	21	1933	22	890
1884	3	24	1934	29	919
1885	4	28	1935	45	964
1886	3	31	1936	45	1009
1887	1	32	1937	31	1040
1888	5	37	1938	49	1089
1889	6	43	1939	34	1123
1890	7	50	1940	65	1188
1891	7	57	1941	29	1217
1892	4	61	1942	18	1235
1893	5	66	1943	18	1253
1894	4	70	1944	20	1273
1895	3	73	1945	22	1295
1896	6	79	1946	36	1331
1897	8	87	1947	32	1363
1898	1	88	1948	32	1395
1899	4	92	1949	53	1448
1900	6	98	1950	39	1487
1901	6	104	1951	28	1515
1902	31	135	1952	39	1554
1903	27	162	1953	67	1621
1904	15	177	1954	46	1667
1905	26	203	1955	27	1694
1906	22	225	1956	19	1713
1907	24	249	1957	33	1746
1908	26	275	1958	43	1789
1909	40	315	1959	31	1820
1910	19	334	1960	40	1860
1911	8	342	1961	32	1892
1912	25	367	1962	899	2791
1913	24	391	1963	761	3552
1914	15	406	1964	690	4242
1915	17	423	1965	625	4867
1916	22	445	1966	815	5682
1917	12	457	1967	254	5936
1918	8	465	1968	371	6307
1919	11	476	1969	271	6578
1920	7	483	1970	656	7234
1921	7	490	1971	310	7544
1922	5	495	1972	238	7782
1923	16	511	1973	196	7978
1924	32	543	1974	290	8268
1925	14	557	1975	451	8719
1926	27	584	1976	625	9344
1927	64	648	1977	443	9787
1928	32	680	1978	412	10199
1929	39	719	1979	31	10230

Table 8-2 Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1880 to 1997 for the Bayram Dam Site (2/2)

Year	N	Sum of N
1980	31	10261
1981	40	10301
1982	40	10341
1983	49	10390
1984	52	10442
1985	34	10476
1986	59	10535
1987	24	10559
1988	58	10617
1989	34	10651
1990	64	10715
1991	121	10836
1992	60	10896
1993	41	10937
1994	51	10988
1995	54	11042
1996	73	11115
1997	3	11118

Table 8-3

Maximum Accelerations of the Year at the Bayram Dam Site
during the Period from 1880 to 1997 (1/3)

(gal)

Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1880	0.30	3.66	0.33	0.84
1881	1.38	11.90	1.44	4.60
1882	0.26	3.71	0.32	1.02
1883	0.23	3.55	0.30	0.97
1884	0.74	7.59	0.81	2.49
1885	0.37	4.12	0.38	1.08
1886	3.43	20.64	3.14	8.57
1887	6.16	28.76	5.43	12.01
1888	11.67	44.32	10.54	20.70
1889	1.19	10.38	1.22	3.67
1890	1.56	11.75	1.49	4.02
1891	2.25	15.69	2.14	6.12
1892	38.29	85.94	99.10	36.75
1893	1.46	13.57	1.66	6.08
1894	1.31	10.24	1.25	3.29
1895	0.52	6.06	0.60	1.88
1896	1.32	10.81	1.31	3.75
1897	0.43	5.32	0.51	1.60
1898	2.57	14.81	2.26	4.70
1899	5.67	28.43	5.02	12.57
1900	1.02	9.39	1.07	3.24
1901	4.61	26.15	4.22	12.16
1902	2.42	16.08	2.25	6.12
1903	25.13	78.75	23.44	46.08
1904	8.18	35.48	7.22	16.05
1905	24.08	87.23	21.21	63.18
1906	13.94	54.62	12.30	30.39
1907	3.17	21.45	3.10	10.12
1908	5.32	28.06	4.76	12.87
1909	3.02	18.57	2.76	7.30
1910	2.00	14.21	1.90	5.26
1911	2.92	16.24	2.57	5.32
1912	5.27	27.56	4.70	12.39
1913	4.91	26.85	4.44	12.32
1914	2.18	14.03	1.97	4.72
1915	3.31	17.58	2.92	5.84
1916	2.60	18.44	2.43	9.59
1917	3.43	16.98	3.07	5.14
1918	1.03	8.69	1.00	2.65
1919	16.35	55.66	15.29	27.50
1920	4.81	27.72	4.46	13.62
1921	3.72	21.73	3.38	9.13
1922	1.57	12.60	1.57	4.75
1923	3.26	18.08	2.88	6.37
1924	48.18	113.24	65.17	63.63

Table 8-3 Maximum Accelerations of the Year at the Bayram Dam Site during the Period from 1880 to 1997 (2/3)

(gal)

Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1925	22.61	72.22	21.14	40.43
1926	6.08	31.76	5.48	15.76
1927	2.24	13.44	1.98	4.12
1928	5.81	27.76	5.12	11.54
1929	6.13	27.87	5.41	11.11
1930	2.92	18.01	2.62	9.15
1931	2.97	19.35	2.80	8.24
1932	8.18	35.48	7.22	16.05
1933	1.27	9.48	1.13	3.28
1934	12.39	45.76	11.32	21.27
1935	8.00	35.79	8.23	18.63
1936	2.93	19.16	2.76	8.14
1937	2.48	16.20	2.28	6.18
1938	2.96	17.89	2.67	6.80
1939	5.73	35.59	5.75	22.13
1940	16.00	56.16	14.62	30.73
1941	5.82	29.10	5.16	13.04
1942	1.38	13.39	1.62	6.15
1943	2.84	17.81	2.60	6.93
1944	2.44	15.77	2.23	5.79
1945	1.92	14.78	1.92	6.02
1946	5.92	31.23	5.35	15.44
1947	4.41	24.86	4.00	11.10
1948	4.26	23.21	3.80	9.59
1949	5.65	29.20	4.99	15.72
1950	1.76	12.74	1.63	4.60
1951	4.55	25.35	4.12	11.37
1952	6.24	32.31	5.62	16.09
1953	4.56	21.88	4.03	8.80
1954	3.89	22.89	3.56	10.03
1955	2.64	16.60	2.40	6.17
1956	14.69	47.66	15.25	19.97
1957	4.63	24.69	4.13	10.45
1958	3.58	20.49	3.21	8.10
1959	11.66	46.05	10.35	22.95
1960	1.85	14.76	1.90	6.19
1961	5.94	27.72	5.24	11.27
1962	6.12	22.66	7.07	6.27
1963	24.33	67.96	39.07	31.52
1964	4.15	17.92	4.18	6.71
1965	3.53	17.19	3.23	6.44
1966	5.66	27.15	6.33	14.23
1967	4.58	20.69	4.17	8.98
1968	17.65	56.30	17.68	26.21
1969	15.13	47.32	16.90	18.95

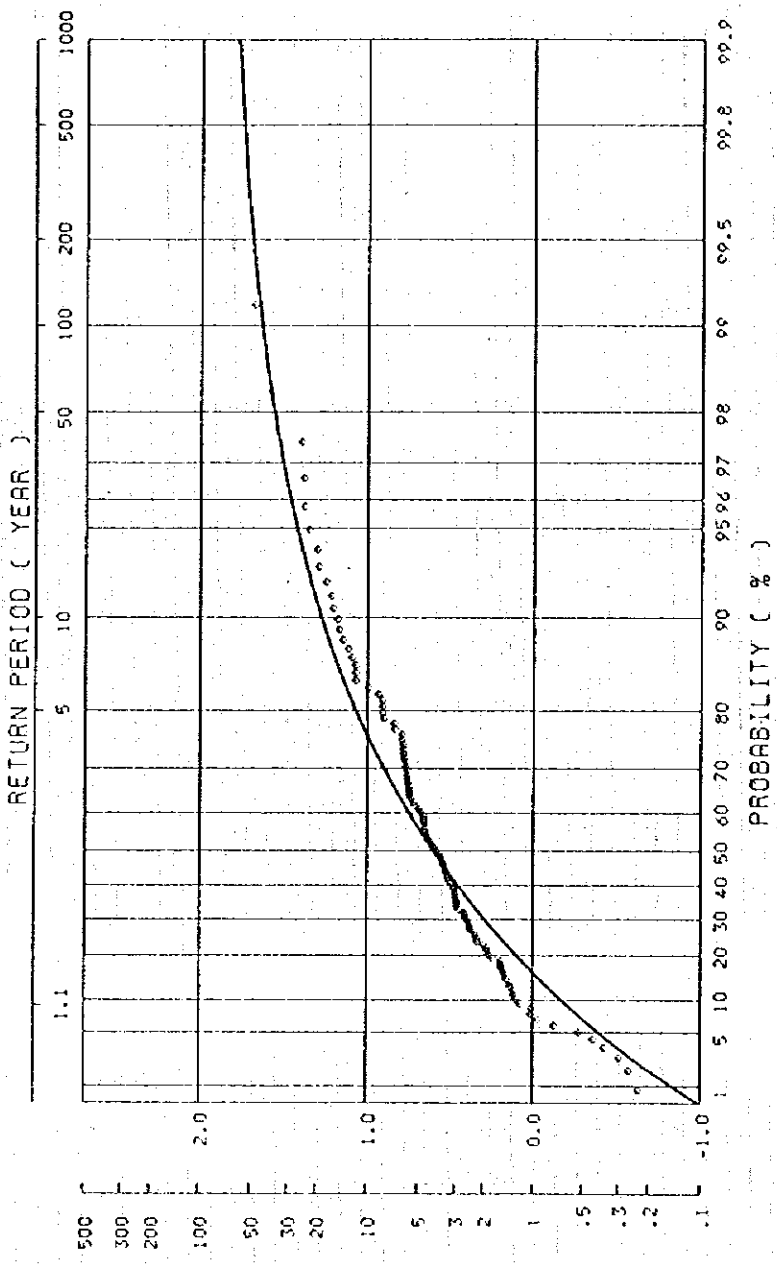
Table 8-3

**Maximum Accelerations of the Year at the Bayram Dam Site
during the Period from 1880 to 1997 (3/3)**

(gal)

Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1970	6.92	30.19	6.15	12.23
1971	4.60	20.70	4.40	10.27
1972	6.99	29.69	6.28	11.58
1973	8.62	31.24	8.87	10.76
1974	6.26	24.18	6.45	7.37
1975	11.66	39.95	11.91	15.55
1976	13.00	48.00	11.79	23.10
1977	5.80	23.02	5.85	6.95
1978	19.99	84.78	18.28	69.34
1979	1.47	10.24	1.32	3.00
1980	3.49	17.44	3.10	5.44
1981	0.93	7.57	0.87	2.04
1982	1.51	10.92	1.38	3.68
1983	9.89	42.67	8.71	21.91
1984	19.65	60.59	20.14	28.73
1985	5.54	24.14	5.04	8.32
1986	4.48	24.31	4.01	10.33
1987	1.90	11.91	1.69	3.49
1988	8.19	32.28	7.59	12.43
1989	2.41	13.39	2.12	3.82
1990	3.01	17.65	2.69	6.44
1991	3.99	23.94	3.71	11.00
1992	2.18	14.78	1.93	6.07
1993	3.04	15.96	2.69	4.89
1994	1.55	10.54	1.39	3.06
1995	3.65	17.97	3.25	5.64
1996	3.31	17.27	2.92	5.57
1997	0.16	2.69	0.21	0.66

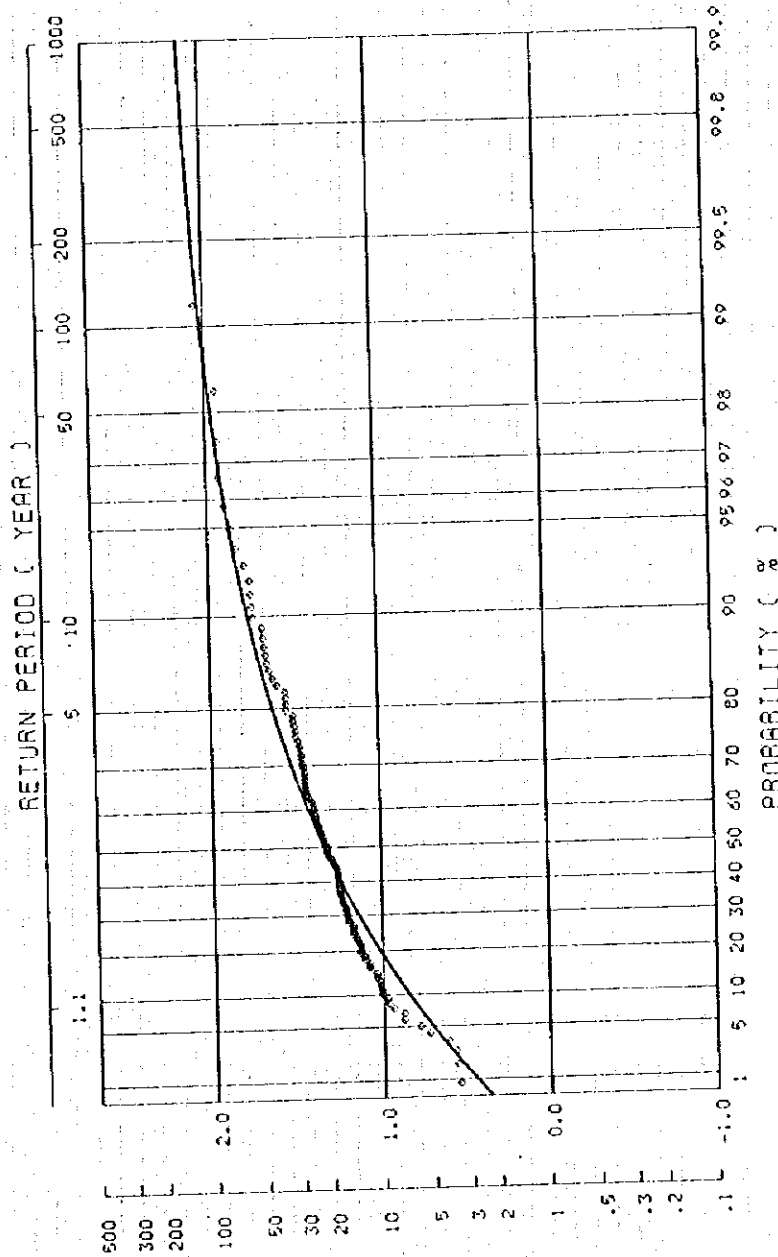
BAYRAM DAM E.O. = 800KM



1: LOG A=3.09+0.347M-2L06(R+25) (C.O.LIVEIRA)

Figure 8-9 Maximum Acceleration for Return Peirod at the Bayram Dam Site Estimated by Oliveira's Equation

BAYRAM DAM E.D. = 800KM

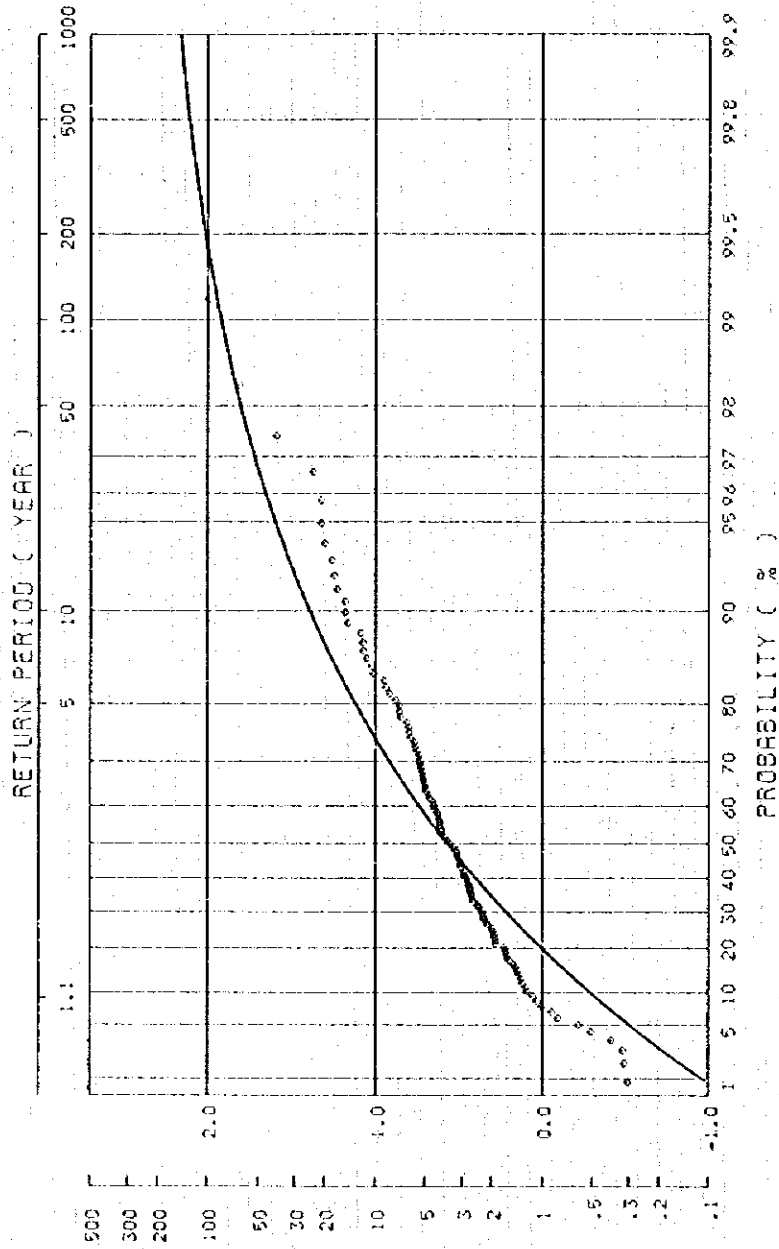


2: LOG A=2.674+0.278M-1.301LOGR+25)

(R.K.MCGUIRE)

Figure 8-10 Maximum Acceleration for Return Period at the Bayram Dam Site Estimated By McGuire's Equation

BAYRAM DAM E.D. = 800KM

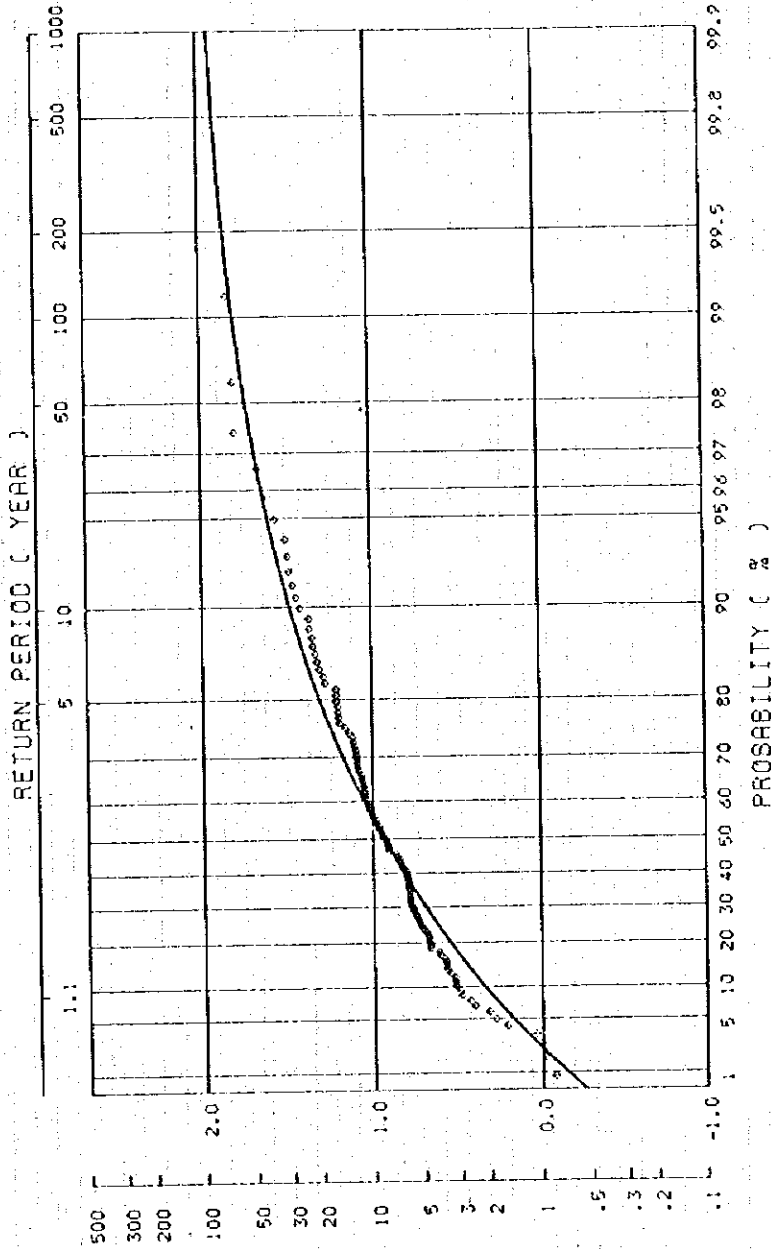


$$3: \text{LOG } R = 2.041 + 0.347M - 1.6106(R)$$

(L. ESTEVA & E. ROSENBLUETH)

Figure 8-11 Maximum Acceleration for Return Period at the Bayram Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation

BAYRAM DAM E.D. = 800KM



4: LOG A=2.308+0.411M-1.637LOG(R+30)

(T. KATAYAMA)

Figure 8-12 Maximum Acceleration for Return Period at the Bayram Dam Site Estimated by Katayama's Equation

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

	0<=D<50	<100	<200	<300	<400	<500	<600	<700	<800	Total
0<M<3.0	1	28	689	13	0	0	0	1	12	744
<3.5	17	65	1224	275	109	27	16	14	83	1830
<4.0	12	124	594	625	771	543	223	69	54	3015
<4.5	12	72	307	360	500	304	164	104	113	1936
<5.0	12	36	214	282	314	241	183	134	122	1538
<5.5	6	24	143	219	227	136	141	98	95	1089
<6.0	2	15	96	134	121	88	75	61	96	688
<6.5	0	8	25	50	26	23	18	17	44	211
<7.0	0	0	6	13	4	10	3	0	13	49
<7.5	0	1	0	4	2	10	0	5	1	23
<8.0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2
8.0<=	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
Unknown	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	62	373	3299	1976	2075	1382	823	503	633	11126

D: Epicentral Distance (km)

M: Magnitude

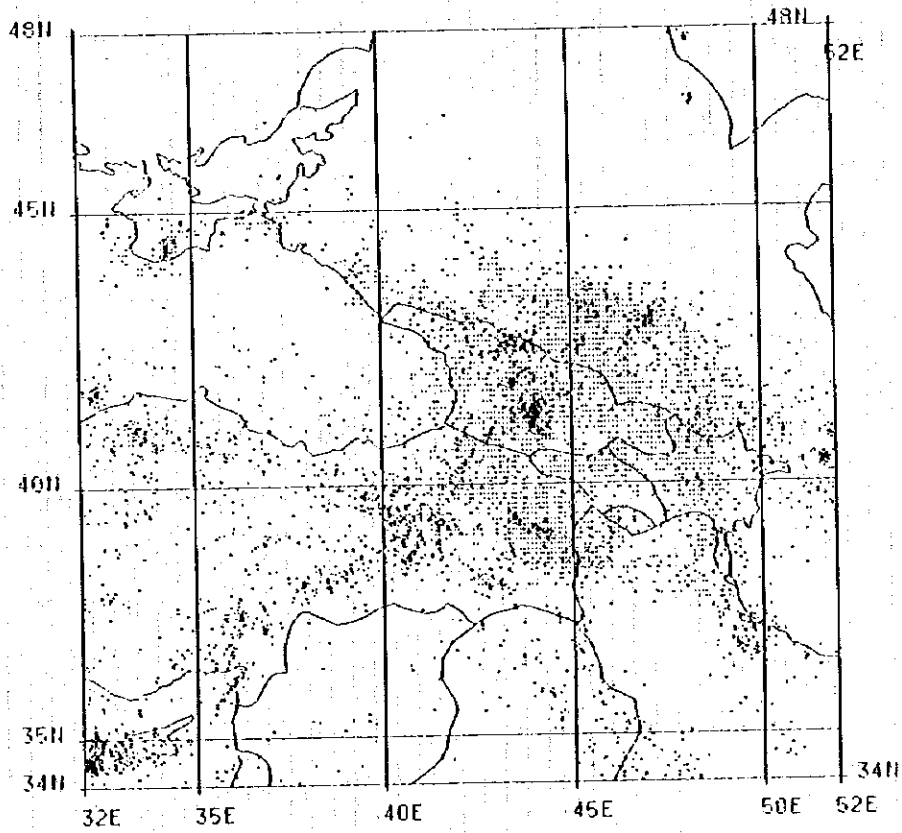


Figure 8-13 Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data used for the Bağlık Dam Site

Table 8-5 Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1880 to 1997 for the Bağlık Dam Site (1/2)

Year	N	Sum of N	Year	N	Sum of N
1880	2	2	1930	61	782
1881	11	13	1931	54	836
1882	6	19	1932	35	871
1883	2	21	1933	22	893
1884	3	24	1934	29	922
1885	4	28	1935	45	967
1886	3	31	1936	45	1012
1887	1	32	1937	31	1043
1888	5	37	1938	49	1092
1889	6	43	1939	34	1126
1890	7	50	1940	65	1191
1891	7	57	1941	29	1220
1892	4	61	1942	18	1238
1893	5	66	1943	18	1256
1894	4	70	1944	20	1276
1895	3	73	1945	23	1299
1896	6	79	1946	36	1335
1897	8	87	1947	33	1368
1898	1	88	1948	32	1400
1899	4	92	1949	53	1453
1900	6	98	1950	39	1492
1901	6	104	1951	28	1520
1902	31	135	1952	39	1559
1903	27	162	1953	67	1626
1904	15	177	1954	46	1672
1905	26	203	1955	27	1699
1906	22	225	1956	19	1718
1907	24	249	1957	34	1752
1908	27	276	1958	43	1795
1909	40	316	1959	31	1826
1910	19	335	1960	40	1866
1911	8	343	1961	32	1898
1912	25	368	1962	899	2797
1913	24	392	1963	761	3558
1914	15	407	1964	691	4249
1915	17	424	1965	630	4879
1916	22	446	1966	815	5694
1917	12	458	1967	254	5948
1918	8	466	1968	372	6320
1919	11	477	1969	272	6592
1920	7	484	1970	656	7248
1921	8	492	1971	310	7558
1922	5	497	1972	238	7796
1923	16	513	1973	196	7992
1924	32	545	1974	290	8282
1925	14	559	1975	451	8733
1926	27	586	1976	624	9357
1927	64	650	1977	443	9800
1928	32	682	1978	412	10212
1929	39	721	1979	31	10243

Table 8-5 **Number of Earthquakes in a Year during the Period from 1880 to 1997**
for the Bağlık Dam Site (2/2)

Year	N	Sum of N
1980	31	10274
1981	40	10314
1982	40	10354
1983	48	10402
1984	52	10454
1985	34	10488
1986	55	10543
1987	25	10568
1988	58	10626
1989	32	10658
1990	61	10719
1991	123	10842
1992	60	10902
1993	41	10943
1994	52	10995
1995	55	11050
1996	73	11123
1997	3	11126

Table 8-6 Maximum Accelerations of the Year at the Bağlık Dam Site during the Period from 1880 to 1997 (1/3)

(gal)

Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1880	0.29	3.56	0.31	0.81
1881	1.38	11.92	1.44	4.61
1882	0.25	3.77	0.33	1.04
1883	0.23	3.60	0.31	0.98
1884	0.75	7.64	0.82	2.51
1885	0.36	4.07	0.38	1.11
1886	3.68	21.58	3.34	9.05
1887	5.90	27.98	5.20	11.62
1888	10.46	41.27	9.36	19.01
1889	1.25	10.68	1.27	3.80
1890	1.45	11.21	1.39	3.80
1891	2.43	16.48	2.29	6.50
1892	41.24	90.20	122.15	38.76
1893	1.52	13.90	1.71	6.26
1894	1.22	9.77	1.17	3.10
1895	0.54	6.20	0.62	1.94
1896	1.24	10.39	1.24	3.57
1897	0.44	5.44	0.52	1.64
1898	2.26	13.64	2.00	4.25
1899	5.03	26.29	4.47	11.42
1900	1.03	9.41	1.07	3.25
1901	4.94	27.35	4.49	12.85
1902	2.43	16.48	2.29	6.50
1903	21.58	71.32	19.72	40.96
1904	7.85	34.54	6.92	15.54
1905	23.32	85.44	20.55	61.62
1906	14.92	56.99	13.19	32.05
1907	3.22	21.67	3.14	10.25
1908	4.89	26.58	4.40	12.05
1909	2.76	17.49	2.53	6.78
1910	1.88	13.65	1.79	5.00
1911	2.57	14.94	2.27	4.81
1912	4.74	25.74	4.26	11.40
1913	4.49	25.32	4.08	11.46
1914	2.01	13.28	1.82	4.41
1915	3.05	16.66	2.69	5.60
1916	2.43	18.89	2.51	9.88
1917	2.92	15.27	2.58	4.52
1918	0.97	8.33	0.95	2.52
1919	16.74	56.53	15.72	28.01
1920	4.42	26.24	4.13	12.73
1921	3.39	20.46	3.10	8.48
1922	1.52	12.31	1.53	4.62
1923	2.89	16.71	2.56	5.84

Table 8-6

Maximum Accelerations of the Year at the Bağlık Dam Site
during the Period from 1880 to 1997 (2/3)

(gal)

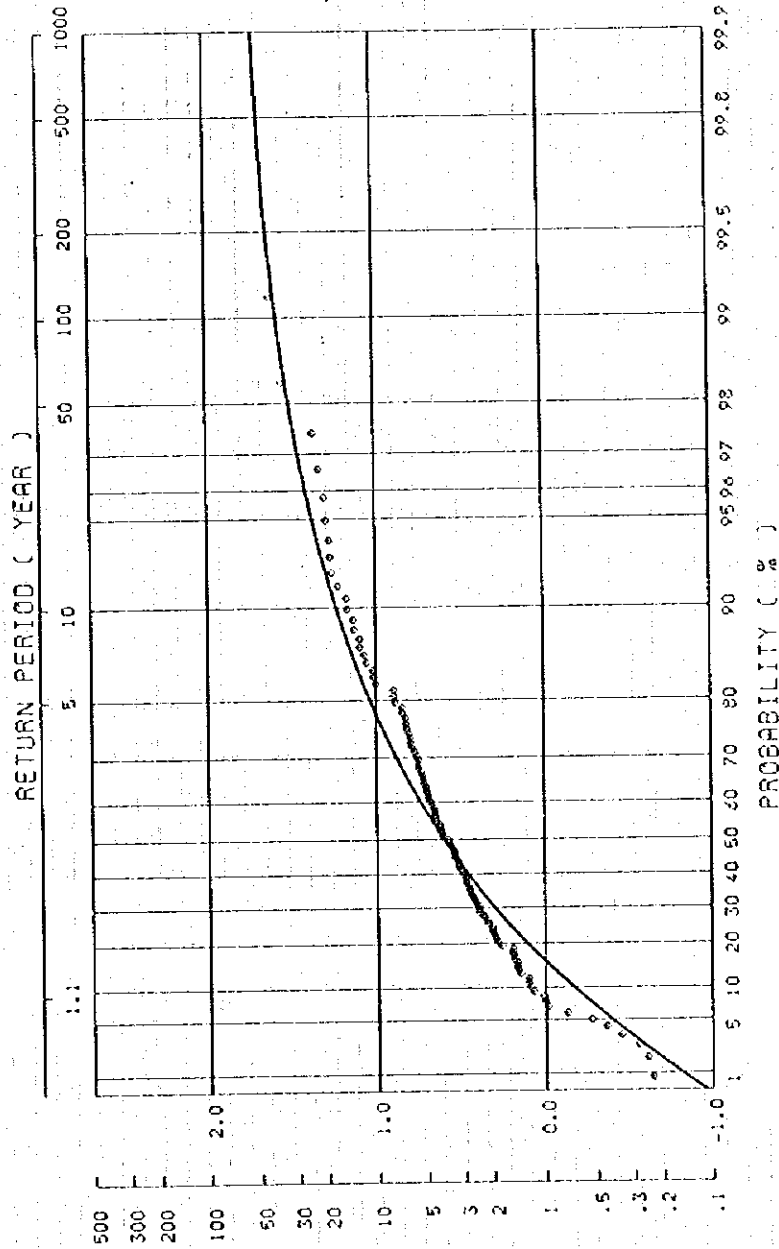
Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1924	35.47	92.79	40.66	50.62
1925	18.72	63.87	17.07	34.94
1926	5.58	30.07	5.07	14.74
1927	2.02	12.57	1.80	3.80
1928	5.67	27.33	5.00	11.33
1929	5.32	25.42	4.69	9.94
1930	2.74	17.94	2.51	9.11
1931	3.22	20.39	3.01	8.79
1932	7.85	34.54	6.92	15.54
1933	1.17	9.18	1.04	3.15
1934	14.77	51.28	13.82	24.35
1935	6.94	34.69	6.87	17.93
1936	2.91	19.10	2.75	8.11
1937	2.28	15.41	2.12	5.81
1938	2.82	17.33	2.55	6.58
1939	6.08	36.98	6.05	23.20
1940	13.51	50.31	12.14	28.23
1941	5.58	28.29	4.95	12.60
1942	1.43	13.70	1.67	6.33
1943	3.03	18.60	2.76	7.31
1944	2.60	16.47	2.37	6.11
1945	1.92	14.77	1.92	6.01
1946	6.33	32.64	5.70	16.29
1947	4.48	25.10	4.06	11.23
1948	4.02	22.34	3.60	9.16
1949	5.33	30.35	4.84	16.48
1950	1.77	13.12	1.70	4.76
1951	4.72	25.97	4.26	11.71
1952	6.62	33.60	5.94	16.88
1953	4.17	22.70	3.72	9.23
1954	3.56	21.63	3.29	9.36
1955	2.52	16.13	2.30	5.96
1956	12.45	42.80	12.35	17.61
1957	4.36	23.73	3.89	9.95
1958	3.26	19.28	2.94	7.52
1959	11.38	45.31	10.08	22.51
1960	1.95	15.28	1.99	6.46
1961	5.57	26.58	4.90	10.71
1962	6.22	22.88	7.23	6.35
1963	19.67	59.18	21.23	26.86
1964	4.52	19.05	4.91	7.23
1965	4.08	18.30	3.82	6.72
1966	4.85	27.82	5.12	14.67
1967	5.24	22.61	4.86	9.42

Table 8-6 Maximum Accelerations of the Year at the Bağlık Dam Site during the Period from 1880 to 1997 (3/3)

(gal)

Year	Attenuation Equation			
	Oliveira's Eq. ACC.	McGuire's Eq. ACC.	Esteva & Rosenblueth's Eq. ACC.	Katayama's Eq. ACC.
1968	18.79	58.62	19.13	27.48
1969	13.38	43.67	14.27	17.26
1970	6.60	29.27	5.85	11.78
1971	3.99	21.27	3.72	10.62
1972	6.96	29.61	6.25	11.55
1973	7.69	29.00	7.67	10.67
1974	6.18	23.97	6.33	7.29
1975	12.47	41.72	12.99	16.36
1976	11.68	44.79	10.50	21.27
1977	6.53	24.84	6.80	7.60
1978	18.25	79.91	16.81	64.49
1979	1.44	9.93	1.29	2.80
1980	3.48	17.41	3.09	5.43
1981	1.00	7.95	0.93	2.16
1982	1.53	11.14	1.39	3.78
1983	10.30	43.82	9.07	22.62
1984	20.10	61.48	20.73	29.23
1985	5.21	23.20	4.71	7.97
1986	4.13	22.68	3.74	9.50
1987	2.15	12.90	1.90	3.85
1988	10.03	36.82	9.62	14.52
1989	2.13	12.37	1.88	3.47
1990	2.71	16.52	2.44	5.94
1991	3.70	22.79	3.46	10.35
1992	2.02	15.36	2.02	6.36
1993	3.41	17.20	3.03	5.35
1994	1.50	10.32	1.35	2.98
1995	3.38	17.09	3.00	5.31
1996	3.11	16.58	2.74	5.30
1997	0.16	2.73	0.22	0.67

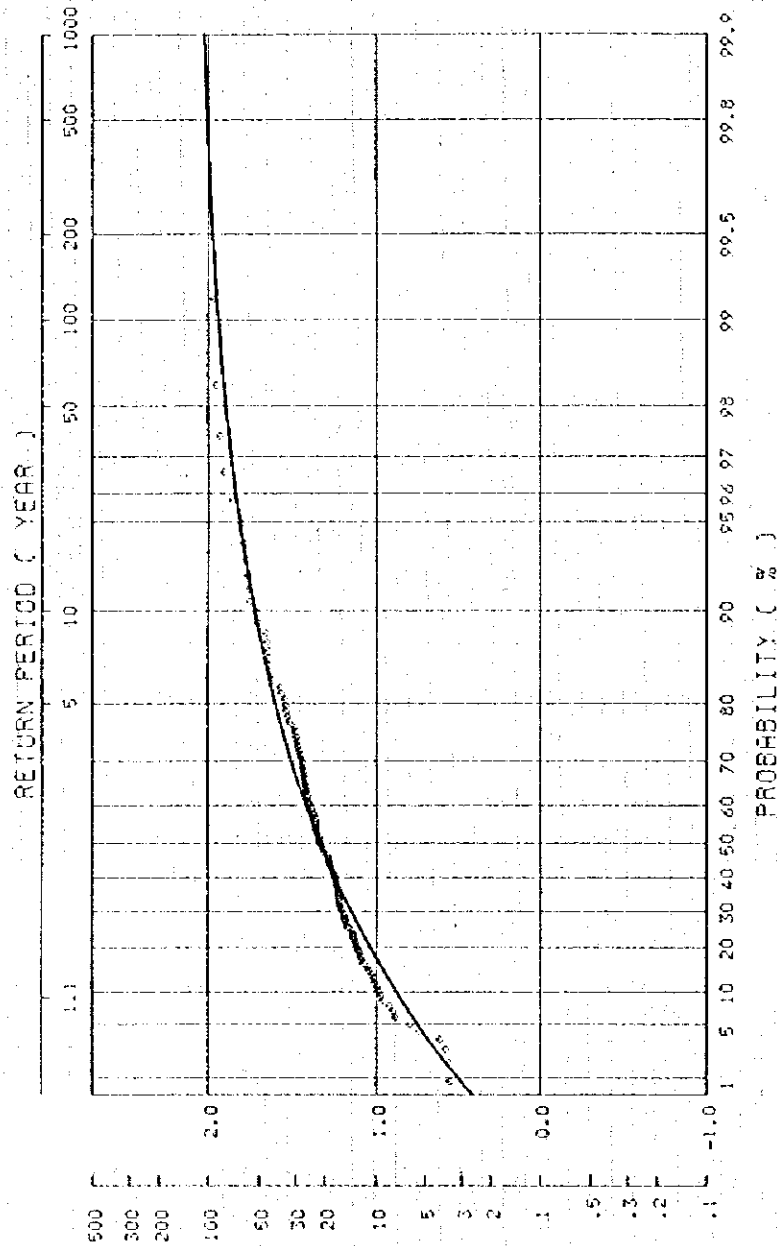
BAGLIK DAM E.D. = 800KM



$I: LOG A=3.09+0.347M-2.06(R+25)$ (C. OLIVEIRA)

Figure 8-14 Maximum Acceleration for Return Peirod at the Baglik Dam Site Estimated by Oliveira's Equation

BAGLIK DAM E.C. = 800KM

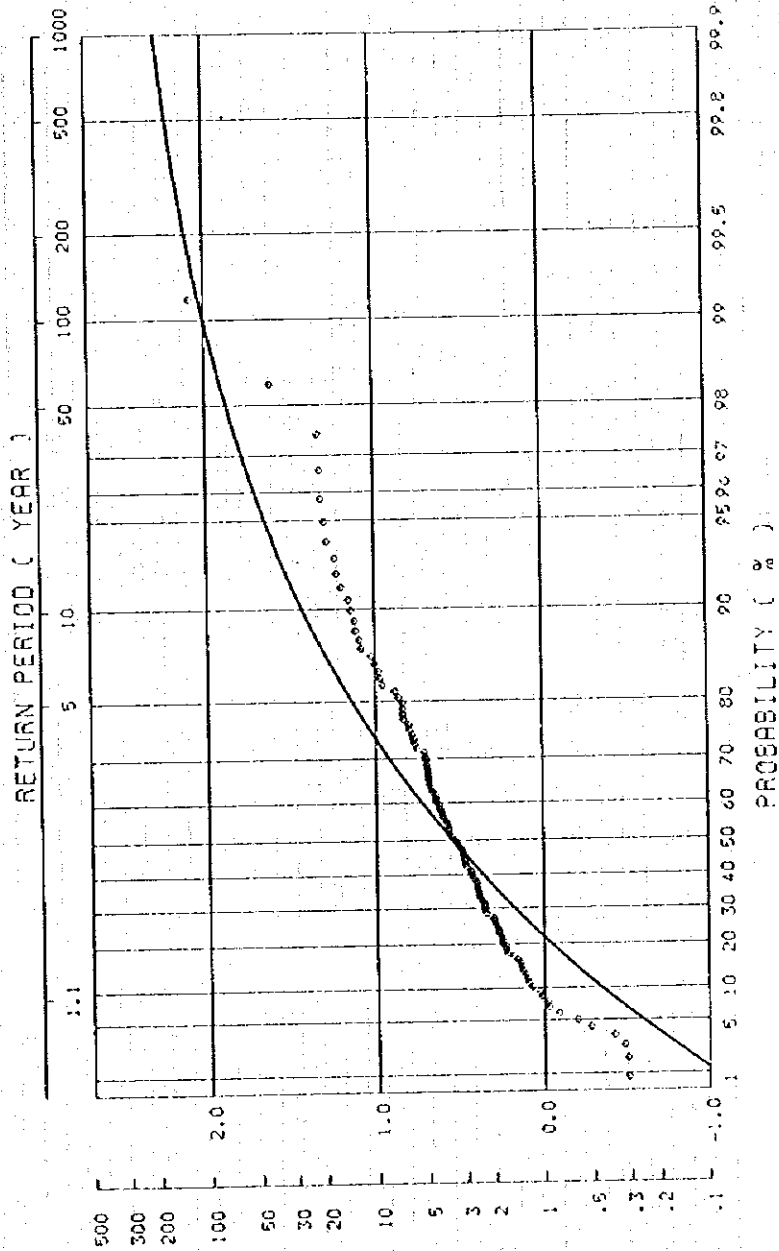


2: LOG A=2.674+0.278N-1.301LOG(R+25)

(R.K. MCGUIRE)

Figure 8-15 Maximum Acceleration for Return Period at the Baglik Dam Site Estimated By McGuire's Equation

BAGLIK DAM E.D. = 800KM

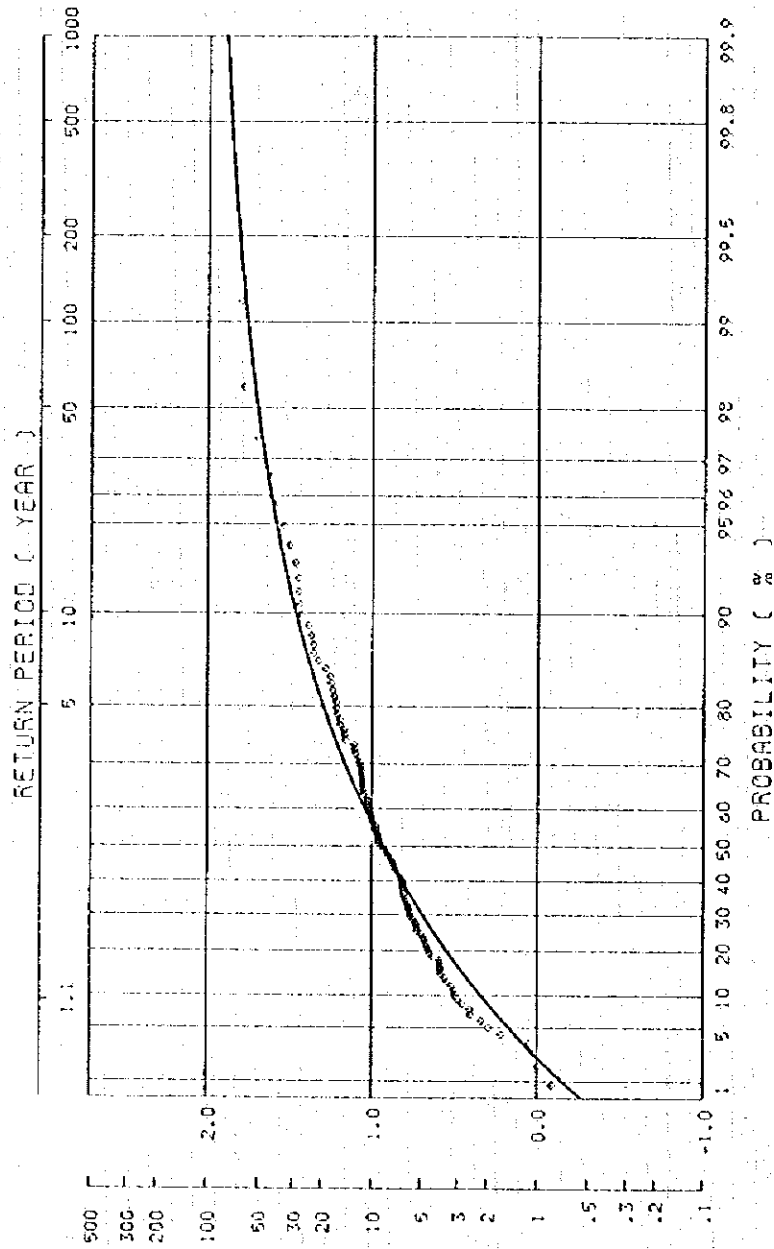


3: LOG R=2.041+0.347M-1.6LOG(R)

(L.ESTEVA & E.ROSENBLUETH)

Figure 8-16 Maximum Acceleration for Return Period at the Baglik Dam Site Estimated by Esteva & Rosenblueth's Equation

BAGLIK DAM E.S. = 800KM



4: LOG A = 2.308 + 0.411M - 1.637LOG(R+30)

(T. KATAYAMA)

Figure 8-17 Maximum Acceleration for Return Period at the Baglik Dam Site Estimated by Katayama's Equation

**Table 8-7 Maximum Accelerations Expected at the Bayram Dam Site
for Five Return Periods**

Attenuation Equation	Return Period (Year)				
	50	100	200	500	1000
Oliveira Equation	37	44	50	57	61
McGuire Equation	93	106	116	128	134
Esteva & Rosenblueth Equation	64	84	104	130	148
Katayama Equation	54	63	72	81	87
Probability	0.98	0.99	0.995	0.998	0.999

**Table 8-8 Maximum Accelerations Expected at the Bağlık Dam Site
for Five Return Periods**

Attenuation Equation	Return Period (Year)				
	50	100	200	500	1000
Oliveira Equation	32	38	43	48	51
McGuire Equation	79	88	95	102	107
Esteva & Rosenblueth Equation	75	101	129	165	191
Katayama Equation	51	59	67	75	79
Probability	0.98	0.99	0.995	0.998	0.999

**Table 8-9 Supposed Maximum Acceleration for
the Bayram Dam Site and the Bağlık Dam Site**

Dam Site	Maximum Acceleration at Ground Surface (gal)
Bayram	150 gal
Bağlık	190 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。

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

- 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⁶⁾ 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⁹⁾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。

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

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(地震動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案されたものである。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Bayramダム地点およびBağlık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150galおよび190galであることから、地盤の設計水平震度

はそれぞれ $kh=0.06\sim 0.10$ および $0.07\sim 0.12$ 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

ダム型式	ダムの設計水平震度
フィルダム	0.15
コンクリート重力式ダム	0.15
アーチダム	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) Oliveira, C. ; Seismic Risk Analysis, EERC 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 (1963).
- 4) Katayama, T. ; Fundamentals of Probabilistic Evaluation of Seismic Activity and Seismic Risk (in Japanese), SEISAN-KENKYU (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：斜面および土建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 S. : 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

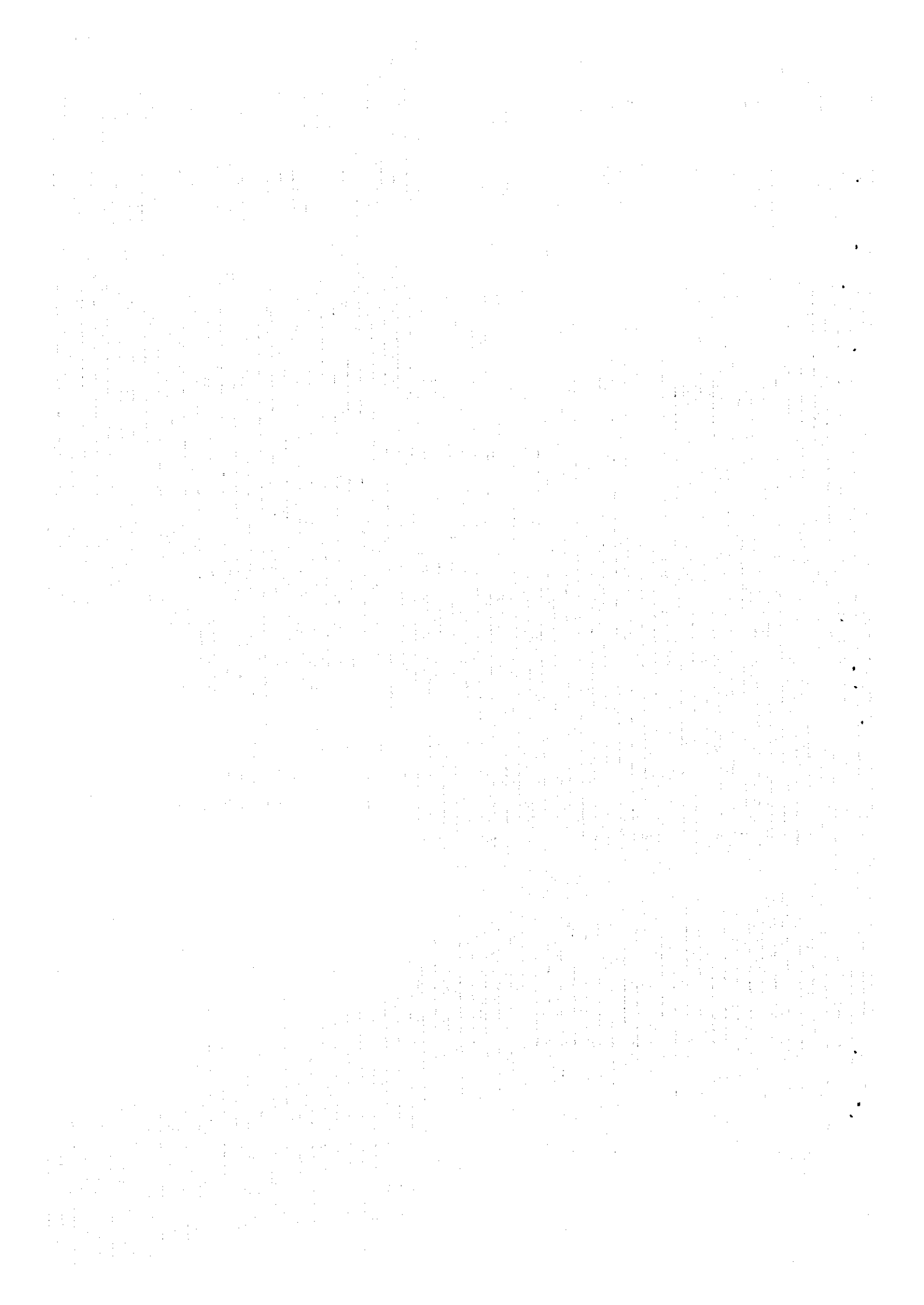
	頁
9.1 既存開発計画の再検討	9-1
9.1.1 Berta川水系水力開発計画の概要	9-1
9.1.2 既存開発計画の再検討	9-6
9.2 計画代替案の比較検討	9-19
9.2.1 比較検討方法	9-19
9.2.2 計画代替案	9-22
9.2.3 計画代替案の比較検討	9-35

List of Figures

- Figure 9-1 Hydroelectric Power Development Project in Berta River in Master Plan
- Figure 9-2 Alternative Hydroelectric Power Development Project in Berta River in Master Plan
- Figure 9-3 Outline of Alternative Layout for Headrace and Tailrace Type
- Figure 9-4 Outline of Layout for 1 Stage Development
- Figure 9-5 Area-Capacity Curve of Bayram Reservoir
- Figure 9-6 Area-Capacity Curve of Bağlık Reservoir
- Figure 9-7 Area-Capacity Curve of Kaledüzü Reservoir
- Figure 9-8 Outline of Alternative Development Plan
- Figure 9-9 Mass Curve of Bayram Reservoir
- Figure 9-10 Firm Discharge of Bayram and Bağlık Reservoir
- Figure 9-11 Flow Chart of Power and Energy Calculation
- Figure 9-12 Operation Rule of Bayram Reservoir by Dynamic Program Method for Energy Maximum
- Figure 9-13 Operation Rules of Bayram Reservoir by Mass Curve for spilled Water Minimum
- Figure 9-14 Comparison Study on Reservoir Capacity
- Figure 9-15 Comparison Study on Reservoir Water Level of Bayram Project
- Figure 9-16 Comparison Study on Reservoir Water Level of Bağlık Project
- Figure 9-17 Final Reservoir Operation Rule
- Figure 9-18 Reservoir Operation of Bayram Project
- Figure 9-19 Energy Generation of Bayram Project
- Figure 9-20 Reservoir Operation of Bağlık Project
- Figure 9-21 Energy Generation of Bağlık Project

List of Tables

Table 9-1	Hydroelectric Power Development Project in Berta River in the Master Plan
Table 9-2	Alternative Hydroelectric Power Development Project in Berta River in the Master Plan
Table 9-3	Outline of Alternative Layout
Table 9-4	Cost Estimate of Alternative Layout
Table 9-5	Comparison Study on Alternative Layout
Table 9-6	Alternative Thermal Power Plant for Comparison Study
Table 9-7	Outline of Alternative Plan for Reservoir Capacity
Table 9-8	Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level
Table 9-9	Cost Estimate of Alternative Plan for Reservoir Capacity
Table 9-10	Comparison Study on Reservoir Capacity
Table 9-11	Cost Estimate of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level
Table 9-12	Comparison Study on Bayram Reservoir Water Level
Table 9-13	Outline of Alternative Plan for Bağlık Reservoir Water Level
Table 9-14	Cost Estimate of Alternative Plan for Bağlık Reservoir Water Level
Table 9-15	Comparison Study on alternative Plan for Bağlık Reservoir Water Level
Table 9-16	Demand and Supply Balance
Table 9-17	Comparison Study on Optimum Installed Capacity
Table 9-18	Outline of Optimum Development Plan of Çoruh-Berta Project
Table 9-19	Cost Estimate of Optimum Development Plan of Çoruh-Berta Project
Table 9-20	Reservoir Operation of Bayram Project
Table 9-21	Total Energy Production of Bayram Project
Table 9-22	Firm Energy Production of Bayram Project
Table 9-23	Peak Power of Bayram Project
Table 9-24	Peak Power Duration of Bayram Project
Table 9-25	Reservoir Operation of Bağlık Project
Table 9-26	Total Energy Production of Bağlık Project
Table 9-27	Firm Energy Production of Bağlık Project
Table 9-28	Peak Power Bağlık of Project
Table 9-29	Peak Power Duration of Bağlık Project



第9章 開発計画

9.1 既存開発計画の再検討

9.1.1 Berta川水系水力開発計画の概要

Oltu川に次いでÇoruh川第2の支流であるBerta川は、Çoruh川流域の北東部に位置し、北西部をKarçal山脈、北東部をSavsetski j山脈、南東部をYalnızçam山脈に囲まれ、南西部をÇoruh川本流に接し、北東-南西方向に長軸を持つ長方形の2,315km²の流域面積を持ち、その中心部を北東-南西方向に流れる川である。

Berta川は、流域の北西部Karçal山脈に源を発し南流する流域面積577km²を持つMeydançık川と、流域南東部Yalnızçam山脈に源を発し西流する流域面積586km²を持つŞavşat川が、標高665m地点で合流してBerta川となり、南西方向に流下し、標高470m地点で右岸よりSungu川を合流し、標高515m、340m地点で左岸よりKarçal川、Ortaköy川の中小支流を合流した後、標高276m地点で流域南部のYalnız山脈に源を発し北西方向に流下し流域面積572km²を持つArdanuç川を右岸より合流した後、標高212m地点でÇoruh川本流に右岸より合流している。

Berta川水系では現在まで水力発電の開発は全く行われていないが、E I Eによって1992年に作成されたÇoruh・Berta川水系マスタープラン報告書では、Table 9-1 およびFigure 9-1 に示すBerta川本流に2地点また支流Meydançık川およびŞavşat川に合計各1地点4つの地点がBerta川水力発電開発計画として記載されている。

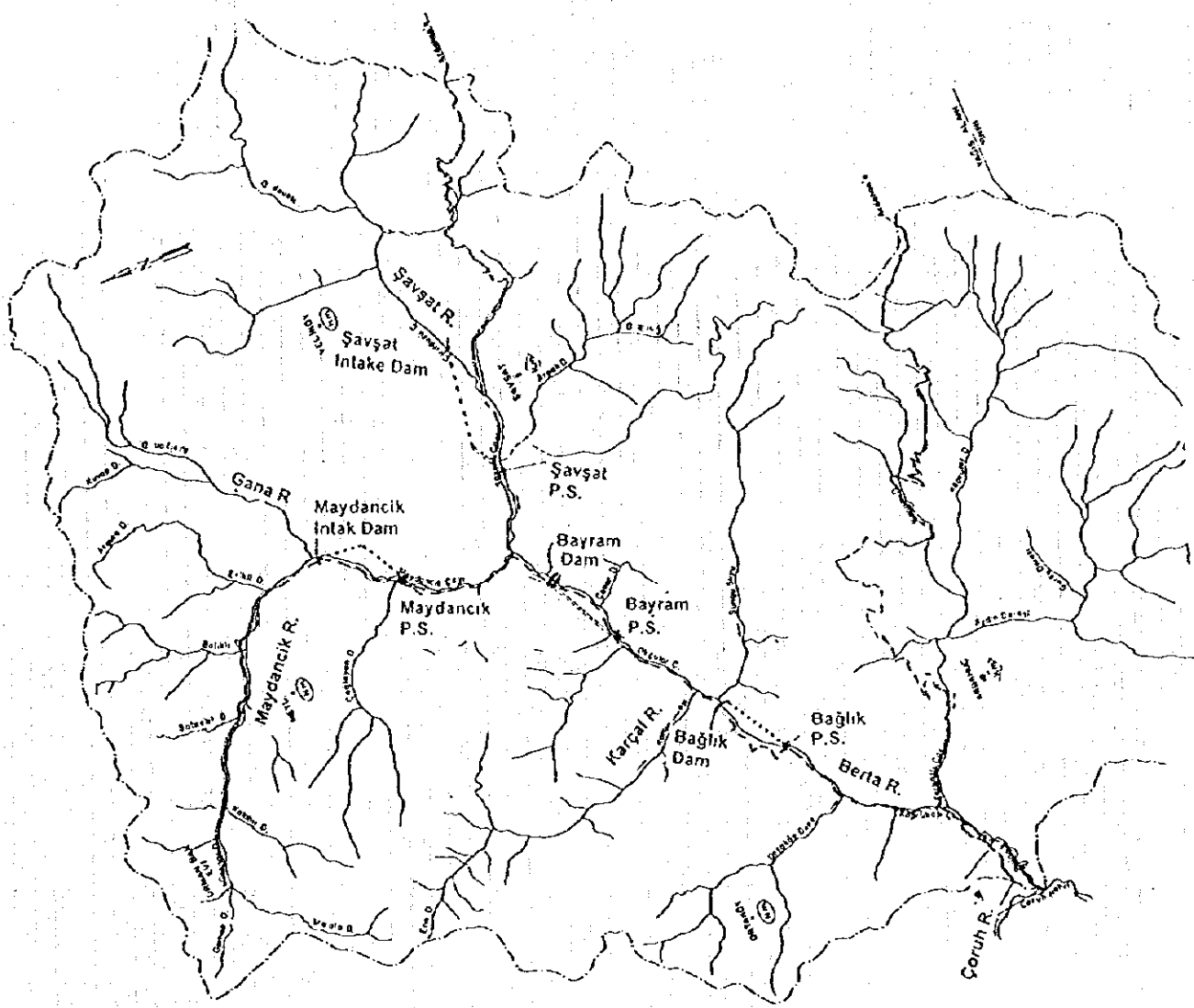
Berta川本流の水力発電開発計画は、上流の2大支流（Şavşat川、Meydançık川）の合流点と下流のDeriner計画貯水池間の落差を利用する、BayramおよびBağlıkの2つの地点による、2段開発計画である。

Meydançık川とŞavşat川のそれぞれ位置するMeydançıkとŞavşat計画はBayram貯水池に流入する流れ込み式開発計画であるが、マスタープラン報告書によればこの2つの計画は、それぞれ年間超過便益がマイナスで、また電力単価が代替火力の燃料費を上廻るためフィージブルではないとなっている。

Table 9-1 Hydroelectric Power Development Project in Berta River in the Master Plan

Name of Project	Unit	Bayra m	Bağlık	Sub Total	Meydancık	Şavşat
Reservoir						
Catchment Area	km ²	1,173	1,521		200.3	331
Annual Inflow	m ³ /s	17.80	21.20		8.50	3.80
High Water Level	m	720.00	570.00		855	900
Low Water Level	m	680.00	567.22		-	-
Gross Storage Capacity	10 ⁶ m ³	71.50	40.34		-	-
Effective Storage Capacity	10 ⁶ m ³	57.60	30.34		-	-
Dam						
Type		Rockfill	Arch		Gravity	Gravity
Height	m	120	125		5.00	5.00
Gross Head	m	150	175		135	180
Installed Capacity	MW	40.0	55.0	95.0	17.0	11.0
Annual Average Energy	GWh	148.22	215.30	363.52	65.87	41.14
Annual Firm Energy	GWh	65.70	78.84	144.54	5.25	5.08
Total Investment Cost	10 ⁹ TL	181.35	177.30	385.65	56.42	40.41
Annual Cost	10 ⁹ TL	19.10	18.70	37.80	5.64	4.04
Annual Benefit	10 ⁹ TL	18.07	27.50	45.57	5.14	3.21
Annual Surplus Benefit	10 ⁹ TL	- 1.03	8.80	7.77	- 0.50	- 0.83
Benefit Cost Ratio		0.95	1.47	1.21	0.91	0.79

* 1 US\$ = 2600 TL



マスタープラン報告書では上流計画のBayram計画は年間超過便益はマイナスとなるものの、下流計画のBağlık計画との総合ではfeasibleとなっている。

マスタープラン報告書では、Table 9-2、Figure 9-2 ; に示す通り上記3計画の他に支流Meydançık川上流部でBrikli計画、支流Karçal川下流部でKarçal計画、同じく支流Ardanuç川下流部でArdanuç計画を流れ込み式計画として検討しているが、いずれも水力発電計画として成立しないとして計画を放棄している。

Table 9-2 Alternative Hydroelectric Power Development Project
in Berta River in the Master Plan

Project Name	Unit	Balıkli	Karçal	Ardanuç	Kaledüzü
Normal Water Level	m	1,360	900	465	720
Tail Water Level	m	970	570	395	395
Installed Capacity	MW	35.3	23.6	8.3	112.0
Annual Energy Production	GWH	125.00	62.10	21.70	380.27
Annual Benefit	10 ⁹ TL	7.25	4.84	1.69	53.94
Total Investment Cost	10 ⁹ TL	181.35	60.00	30.00	471.34
Annual Cost	10 ⁹ TL	19.10	6.00	3.00	49.37
Annual Surplus Benefit	10 ⁹ TL	-1.03	-1.16	-1.31	4.57
Benefit Cost Ratio		0.58	0.81	0.56	1.09

US\$ = 2,600 TL

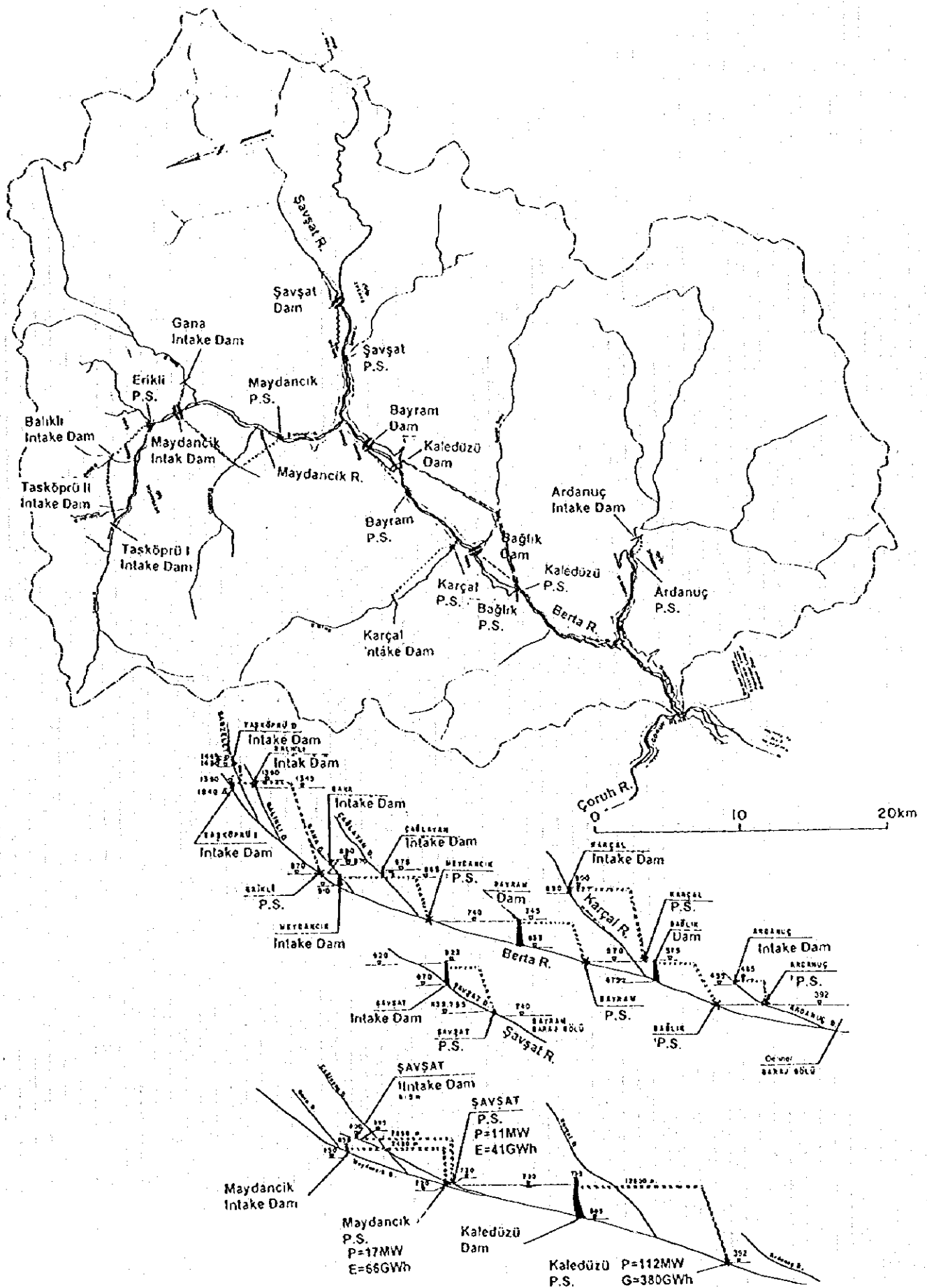


Figure 9-2 Alternative Hydroelectric Power Development Project in Berta River in Master Plan

9.1.2 既存開発計画の再検討

(1) 計画地点の確認

マスタープラン報告書ではBerta川本流のBayram, Bağlık計画のみfeasibleであるとしており、このため本調査の対象計画地点をBayram計画とBağlık計画の2地点としている。本調査の計画対象地点のために行った1/25,000地形図と現地踏査の結果によるマスタープラン報告書の既存開発計画の再検討の結果は以下に述べる通りである。

(a) Meydançık計画、Şavşat計画

両計画とも取水ダム地点を上流に移動すると取水河川が小さな支流に分かれてしまうため、取水ダムの数が増加し、水路延長が急増し計画の経済性が改善されない。またこの上流の更に小さな支流に分かれた地域では河川流量が小さくなり、Balıklı計画がマスタープランで検討されているが発電計画には適さない事が確認されている。

また両計画とも取水ダム地点と発電所地点の間の河川勾配が一様で、かつ有力な支流の合流が無いので、この間で取水ダム地点や発電所地点を移動しても計画の経済性が改善されない。

更に両計画の発電所地点は、下流計画であるBayram計画の貯水池背水終端付近に位置しているので、発電所位置を下流に移動するとBayram計画の貯水池満水位を低下させる事になる。この場合、両発電所の増加便益はBayram発電所の減少便益を大きく下廻り、計画の経済性は改善されない。

従って、Meydançık計画、Şavşat計画はレイアウト上は経済性の改善の余地が無く、現時点では、この計画がunfeasibleとしたマスタープラン報告書の結論は妥当である。

(b) Ardanuç計画

Meydançık川およびŞavşat川に次ぐ支流としてArdanuç川があるが、この川は下流部がÇoruh川本流に位置するDeriner計画の貯水池になり、Berta川との合流点より9 km上流までこの貯水池の湛水池内に入る。

またArdanuç川はDeriner貯水池洪水位標高 395mより55m高い標高 450m地点付近で更に3つの支流に分かれてしまい各支流の河川流量が小さくなる。従って、標高 450m付近より上流の地域は発電計画には適さない。

標高 450m 付近の Ardanuç 川と支流の合流点より Deriner 貯水池背水終端の間には、Ardanuç 計画がマスタープランにより検討され、フィージブルでないとして放棄されている。

Deriner 計画は既に実施が決定している計画であり、このため、Ardanuç 計画は改善の余地が無い。従って、マスタープラン報告書の結論は妥当である。

(c) Karçal 計画

Karçal 川は、Meydancık 川と Şavşat 川の合流点より下流 12km の地点で Berta 川右岸に合流する流域面積 126km² の、Berta 川流域第 4 番目の支流であり、Bayram 計画と Bağlık 計画の間の流域面積の 36% を占めている。

マスタープラン報告書では、河床標高 890m、Coge 部落付近と Berta 川合流点の間で Karçal 計画が検討されているが、経済性が確保出来ず unfeasible であるとして放棄されている。

マスタープラン報告書では Bayram 計画地点と Bağlık 計画地点の間の流域での流量が平均 3.4m³/s で、また Karçal 計画の放水位を Bağlık 計画の貯水池満水位 570m としている。本調査の検討結果ではこの流量は 5.7m³/s と増加しており、この流量の 78% 程度が Karçal 川からの流出と考えられる。また Bağlık 計画の満水位は 530m となり、落差と導水路延長の比は 1 : 14 となる。

このため Karçal 計画はマスタープラン報告書で検討された結果よりも大幅に経済性を改善する余地があり、フィージブルとなる可能性がある。

また Karçal 計画の取水地点より上流 4.5km の Çermik 川との合流点までは、流域面積の減少も少なく河川勾配も 1 : 10 程度なので、この間でも流れ込み式発電計画が成立する可能性がある。

Çermik 川との合流点より上流部は、Karçal 川が多くの支流に分かれ、流量が急激に少なくなるため発電計画には適さない。

Karçal 川発電計画は、フィージブルである可能性が高いが、計画地域が Berta 川本流の計画である Bayram、Bağlık 計画とは重複せず、本流の計画に直接影響しないので、将来の検討対象計画とする事が妥当である。

(d) その他の支流

上記(a)~(c)で述べた支流以外にも、Sungu川、Csğlayan川等の幾つかの支流があるが、これらの支流はみな流量が少なく、短い水路で大きな落差を得られる地点も無いので、発電計画には適さない。

(e) Bayram計画、Bağlık計画

Berta川本流はMeydançık川とŞavşat川との合流点河床標高 665mの地点に始まり、45km下流の河床標高 212mの地点でÇoruh川本流と合流するが、Berta川の下流部は、Çoruh川本流に位置し既に実施の段階に入っているDeriner計画の貯水池の1部となる。

Deriner貯水池の満水位は標高 392mで、Berta川に於ける背水終端はÇoruh川との合流点より17kmの上流の地点になる。

Meydançık川とŞavşat川の合流点とDeriner貯水池背水終端地点の間のBerta川は、局部的に小さな蛇行はあるものの、大極的にはほぼ直線状に流下し、河川勾配も全区間を通して1:66程度のほぼ均一となっている。

マスタープラン報告書では、Meydançık川とŞavşat川の合流点の2.5km下流、河床標高 635mの地点に貯水池のためのダム地点を選定し、この地点とDeriner貯水池の背水終端の標高 392mとの間の全ての落差を、Bayram計画とBağlık計画の2段階開発計画により開発する事が提案されている。

Bayram計画のダム地点を、Berta川の2大支流であるMeydançık川とŞavşat川の合流点下流に選定しているのは、貯水容量の確保と流入量の効果的調整の観点から妥当である。またDeriner計画の貯水池満水位をBağlık計画の放水位とした事は、遊休落差を生じさせない観点から妥当である。

Berta川本流の開発をBayram計画、Bağlık計画による2段階開発計画とした事は、Bayram計画のダム地点とBağlık計画の発電所地点間のBerta川がほぼ直線状に流下し、いくつかの支流が左右岸から流入するため、導水路となる尾根がBerta川の左右岸とも連続していない事から妥当である。一方下流Bağlık計画も高さ 125mのダムによる貯水池を持つ計画とした事は、このダムによる貯水容量がダム規模に比較して小さく、またBayram計画、Bağlık計画両方に有効なBayram計画の貯水池と違って、Bağlık計画の貯水池はBağlık計画にのみ有効であるため、貯水効率および投資効率の点からBağlıkダムの規模に再検討の余地がある。

(f) Kaleduzu計画

Berta川の本流では、このBayram計画、Bağlık計画による2段開発計画の代替案として、Bayramダム地点下流3km、河床標高585mの地点に、高さ160mのダムを設け、Deriner貯水池背水終端地点までの落差を一段で開発するKaleduzu計画が検討されている。

この計画はBayram計画、Bağlık計画による2段開発計画より経済性が劣る事、またKaleduzu貯水池により、Kaleduzuダム上流2kmでBayramダム地点下流1kmの、Berta川左岸に位置する、Savail部落付近に斜面崩壊地がある事から、本調査対象としては提案されていない。

またこの計画では、延長14kmを超える導水路トンネルには適当な作業横坑あるいは立坑の設置する地点が地形上少なく、トンネル施工上問題がある。

従ってマスタープラン報告書の結論は妥当であると考えられる。

(g) 調査対象計画

上記(a)~(e)により本調査の対象計画をBerta川のBayram計画、Bağlık計画としたマスタープラン報告書の結論は妥当である。

(2) 開発レイアウトの再検討

(a) 代替レイアウトの設定

マスタープラン報告書に提案されているBayram計画、Bağlık計画は、ダム直上流に設けた取水口より取水し、圧力トンネルの導水路により調圧水槽まで導水し、更に露出式水圧鉄管路により露出式の発電所に導水し発電を行う、いわゆる導水路タイプのレイアウトとなっている。

またBağlık計画のダムは、Bayram計画とほぼ同規模の高さ125mとしているため、Bayram計画の発電所位置をBağlık貯水池の背水終端付近の河床標高570mの地点としている。Bağlıkダムの高さを低くした場合、Bayram計画の発電所位置はBağlık貯水池の満水位の低下に従って下流に移動する事となる。この場合、導水路トンネルはBerta川に注ぐ溪流を迂回する事となり、延長が長くなる。

更に、マスタープランに提案されている発電所地点は地形上、水圧管路、発電所とも地下式とならざるを得ないものと考えられる。

この様な状況から、マスタープラン報告書に提案されている導水路タイプレイアウトに

対し、代替案としてダム直下に地下式発電所を設け、この発電所地点と放水口地点の間に無圧トンネルによる放水路を直線的に配置したいわゆる放水路タイプレイアウトを設定した。この際、Bayram貯水池の満水位は740mとし、Bağlık貯水池の満水位は530mとした。

また、マスタープラン報告書に提案されている2段開発計画に対して、Kaleduzu計画による1段開発計画と、Bağlık計画をBayram計画に吸収した、Bayramダムによる1段開発計画案も代替案として設定した。

各代替レイアウトの概要を Figure 9-3, 9-4 および Table 9-3 に示す。また建設費の内訳を Table 9-4 に示す。

(b) 代替レイアウトの比較検討結果

代替レイアウトの比較検討は発電所ピーク運転時間を6時間とし、便益-費用法により行った。便益の単価および代替レイアウトの工事単価は 9.2.1 に述べた通りとした。

各代替レイアウトの比較検討結果は Table 9-5 に示す通りである。

Bayram計画、Bağlık計画による2段開発計画の場合が、放水路タイプレイアウトが、発電所出力、年間発生電力量、年間超過便益、便益-費用比の全てにおいて最大でかつ電力量単価が最低である。

従って開発計画の検討は、Bayram計画、Bağlık計画による2段開発計画で放水路タイプレイアウトについて行う事とした。

Table 9-3 Outline of Alternative Layout

Bayram Headrace, Tailrace and One Stage, Kaleduzu Headrace and Tailrace Type Layout

	Damsite Layout	Bayram Headrace	Baglik Headrace	Bayram Tailrace	Baglik Tailrace	Bayram One Stage	Kaleduzu Headrace	Kaleduzu Tailrace
Reservoir								
Catchment Area	KM ²	1,159	1,509	1,159	1,509	1,159	1,214	1,214
Annual Inflow	M ³ /S	19.29	24.90	19.20	24.90	19.20	20.10	20.10
High Water Level	M	740.00	530.00	740.00	530.00	740.00	720.00	720.00
Normal Water Level	M	722.00	528.50	722.00	528.50	722.00	703.33	703.33
Low Water Level	M	686.00	527.00	686.00	527.00	686.00	670.00	670.00
Available Drawdown	M	54.00	3.00	54.00	3.00	54.00	50.00	50.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	133.00	7.30	133.00	7.30	133.00	186.80	186.80
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	113.00	1.00	113.00	1.00	113.00	140.00	140.00
Dam								
Type		Rockfill	Con-Gra.	Rockfill	Con-Gra.	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found.	M	145	74	145	74	145	140	140
Crest Length	M	415	190	415	190	415	450	450
Volume	10 ³ M ³	6,144	195	6,144	195	6,144	8,990	8,990
Headrace Tunnel								
Type		Pressure	Pressure				Pressure	
Diameters	M	4.3	4.7				4.5	
Length	M	8,100	4,300				14,150	
Penstock								
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.3	3.6	3.3	3.6	3.3	3.5	3.5
Length	M	460	160	321	213	437	540	443
Powerhouse								
Type		Surface	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel								
Type		Hosesho.	Hosesho.	Hosesho.	Hosesho.	Hosesho.	Hosesho.	Hosesho.
Diameters	M	4.6	4.9	4.6	4.9	4.6	4.8	4.8
Length (Tunnel)	M	500	150	7,930	4,454	15,530	150	11,250
(Channel)	M							
Firm Discharge	M ³ /S	10.70	13.00	10.70	13.00	10.70	12.00	12.00
Maximum Discharge	M ³ /S	43.00	52.00	43.00	52.00	43.00	48.00	48.00
Tail Water Level	M	530.00	392.00	530.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Gross Head								
Maximum Head	M	210.00	138.00	210.00	138.00	348.00	328.00	328.00
Normal Head	M	192.00	136.50	192.00	136.50	330.00	311.33	311.33
Minimum Head	M	156.00	135.00	156.00	135.00	294.00	278.00	278.00
Loss of Head	M	17.10	8.40	9.10	5.60	15.10	26.00	11.90
Effective Head								
Maximum	M	192.90	129.60	200.90	132.40	332.90	302.00	316.10
Normal	M	174.90	128.10	182.90	130.90	314.90	285.33	299.43
Minimum	M	138.90	126.60	146.90	129.40	278.90	252.00	266.10
Installed Capacity	MW	65	57	68	59	117	118	124
Firm Peak Power	MW	56.1	56.1	58.0	56.4	104.4	108.0	112.4
Annual Energy								
Average	GWh	240.1	220.4	247.9	221.4	421.1	412.8	428.1
Firm	GWh	135.8	123.6	141.4	124.2	243.5	251.9	262.2
Secondary	GWh	103.3	96.8	106.5	97.2	177.6	160.9	165.0

Table 9-4 Cost Estimate of Alternative Layout

Bayram Headrace, Tailrace and One Stage, Kaleduzu Headrace and Tailrace Type Layout Unit: 10^3US\$

Description	Dam Site Layout Type	Bayram Headrace	Baglik Headrace	Bayram Tailrace	Baglik Tailrace	Bayram One Stage	Kaleduzu Headrace	Kaleduzu Tailrace
High Water Level (m)		740	530	740	530	740	720	720
Reservoir Area (km^2)		3.38	0.37	3.38	0.37	3.38	4.18	4.18
Dam Volume (10^6m^3)		6,144	195	6,144	195	6,144	8,990	8,990
Dam Height (m)		145	74	145	74	145	140	140
Maximum Head (m)		210	138	210	138	348	328	328
Maximum Discharge (m^3/s)		43	52	43	52	43	48	48
Relocation Road		11,655	6,759	11,655	6,759	11,655	14,414	14,414
Camp Facilities		800	800	800	800	1,600	800	1,600
Land Acquisition		2,242	598	2,242	598	2,242	2,773	2,773
Civil Work		87,967	28,635	83,113	25,984	106,445	130,583	121,037
Diverston		2,421	0	2,421	0	2,421	2,421	2,421
Care of River		1,082	0	1,082	0	1,082	1,082	1,082
Dam		47,281	9,983	47,281	9,983	47,281	70,220	70,220
Spillway		7,523	780	7,523	780	7,523	7,080	7,080
Outlet Works		1,018	0	1,018	0	1,018	1,018	1,018
Intake		1,087	40	1,087	40	1,087	912	842
Headrace Tunnel		22,275	13,330	0	0	0	41,460	0
Surge Tank		0	0	0	0	0	0	0
Penstock		787	288	545	376	1,211	1,572	1,291
Acces Tunnels		0	0	3,980	2,478	10,105	0	9,608
Power House		3,049	3,413	3,049	3,413	5,249	4,012	4,350
Tailrace Tunnel		944	300	14,965	8,914	29,307	306	22,993
Switchyard		500	500	161	0	161	500	161
Pre-Subtotal		102,664	36,791	97,810	34,141	121,942	148,569	139,823
Contingency (15%)		15,063	5,429	14,335	5,031	17,955	21,869	20,558
Eng. and Adml. (10%)		17,323	4,162	10,990	3,857	20,648	25,150	23,641
Sub Total		135,049	46,383	123,136	43,030	160,545	195,588	184,022
I.D.C (9.5%/Year)		26,981	11,585	24,601	10,748	32,075	39,076	36,765
Total		162,031	57,968	147,737	53,778	192,620	234,664	220,787
Hydraulic Equipment		6,368	2,526	5,203	2,884	8,416	10,215	8,856
Spillway		856	870	856	870	856	856	856
Outlet Works		528	0	528	0	528	528	528
Intake Gate		763	170	763	170	763	789	789
Penstock		3,459	1,074	2,400	1,400	5,321	6,909	5,674
Draft Gate		122	121	122	121	122	136	136
Tailrace Gate		61	61	61	61	61	68	68
Pre-Subtotal		5,789	2,296	4,730	2,622	7,651	9,286	8,051
Contingency (10%)		579	230	473	262	765	929	805
Electro-Mechanical Equipment		15,137	18,938	15,780	19,216	25,223	28,219	34,507
Equipment		14,416	18,036	15,029	18,301	24,022	26,876	32,863
Contingency (5%)		721	902	751	915	1,201	1,344	1,643
Eng. and Adml. (10%)		2,151	2,146	2,098	2,210	3,364	3,843	4,336
Sub Total		23,656	23,610	23,082	24,310	37,003	42,277	47,699
I.D.C (9.5%/Year)		1,272	1,337	1,241	1,377	1,989	2,273	2,565
Total		24,928	24,947	24,323	25,687	38,993	44,550	50,264
Grand Total		186,958	82,915	172,060	79,464	231,613	279,214	271,051

Table 9-5 Comparison Study on Alternative Layout

Description/Dam Site	Bayram H.W.L. = 735m L.W.L. = 685m - 730m and Bagh H.W.L. = 630m			by Mixed Alternative Thermal Power Plant								
	Bayram Headrace	Bagh S30C	Total	Bayram Tailrace	Bagh Tailrace	Total	Bayram Ore Stage	Total	Kalesku Headrace	Total	Kalesku Tailrace	Total
High Water Level	740.00	530.00		740.00	530.00		740.00		730		730	
Normal Water Level	722.00	528.50		722.00	528.50		722.00		703.3333		703.3333	
Low Water Level	686.00	527.00		686.00	527.00		686.00		670		670	
Available Drawdown	54.00	3.00		54.00	3.00		54.00		50		50	
Gross Storage Capacity	133.00	7.30		133.00	7.30		133.00		186.8		186.8	
Effective Storage Capacity	113.00	1.00		113.00	1.00		113.00		140		140	
Dam Type	Rockfill	Con.Cre.		Rockfill	Con.Cre.		Rockfill		Rockfill		Rockfill	
Dam Height	145	74		145	74		145		140		140	
Dam Volume	8,144	195		8,144	195		8,144		8,990		8,990	
Tailwater Level	530.00	392.00		530.00	392.00		530.00		392.00		392.00	
Effective Head	174.90	128.10		182.90	130.90		314.90		285.33		299.43	
Maximum Discharge	43.00	52.00		43.00	52.00		43.00		48.00		48.00	
Installed Capacity	65.00	57.00	122.00	68.00	59.00	127.00	117.00		118.00		124.00	124.00
Firm Peak Power	56.11	56.14	112.24	58.00	56.40	114.40	104.40		104.40		108.00	112.40
Energy Production												
Average Energy	240.10	270.38	460.48	247.90	221.40	469.30	421.10	471.10	412.79	412.79	428.12	428.12
Firm Energy	136.79	123.62	260.41	141.49	124.20	265.69	243.36	243.50	251.96	251.96	262.18	262.18
Secondary Energy	103.31	96.76	200.08	106.50	97.20	203.70	177.74	177.60	160.83	160.83	165.96	165.96
Unit Benefit Value	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00		0.00		0.00	
Firm Peak Power	180.45	180.45		180.45	180.45		180.45		180.45		180.45	
Firm Energy	0.027	0.027		0.027	0.027		0.027		0.027		0.027	
Secondary Energy	0.022	0.022		0.022	0.022		0.022		0.022		0.022	
Benefit												
Firm Peak Power	8.66	9.96	19.32	9.96	9.71	19.69	17.97	17.97	18.59	18.59	19.34	19.34
Firm Energy	3.63	3.28	6.91	3.75	3.30	7.05	6.46	6.46	6.89	6.89	6.96	6.96
Secondary Energy	2.22	2.06	4.31	2.29	2.09	4.38	3.82	3.82	3.46	3.46	3.57	3.57
Total	15.51	15.02	30.54	16.03	15.09	31.12	28.25	28.25	28.74	28.74	29.87	29.87
Investment Cost												
CMF Facilities	182.03	57.97	220.00	147.74	53.78	201.51	192.62	192.62	234.66	234.66	220.79	220.79
Hydra. and Ele.-Mech Eq	24.93	24.95	49.87	24.32	25.69	50.01	38.99	38.99	44.55	44.55	50.28	50.28
Total	196.96	82.92	269.87	172.06	79.48	251.52	231.61	231.61	279.21	279.21	271.05	271.05
Annual Cost												
CMF Facilities	18.37	9.85	22.22	14.92	5.43	20.35	19.45	19.45	23.70	23.70	22.30	22.30
Hydra. and Ele.-Mech Eq	2.84	2.84	5.68	2.71	2.93	5.70	4.45	4.45	5.08	5.08	5.73	5.73
Total	19.21	8.70	27.91	17.63	8.36	26.05	23.90	23.90	28.78	28.78	28.03	28.03
Annual Surplus Benefit (B-C)	-3.70	6.33	2.83	-1.67	6.74	5.07	4.39	4.39	-0.04	-0.04	1.84	1.84
Benefit Cost Ratio (B/C)	0.81	1.73	1.09	0.91	1.81	1.19	1.18	1.18	1.00	1.00	1.07	1.07
Unit Annual Cost (Firm)	0.140	0.070	0.107	0.125	0.097	0.098	0.098	0.098	0.114	0.114	0.107	0.107
Unit Annual Cost (Average)	0.080	0.036	0.061	0.071	0.038	0.056	0.057	0.057	0.070	0.070	0.065	0.065

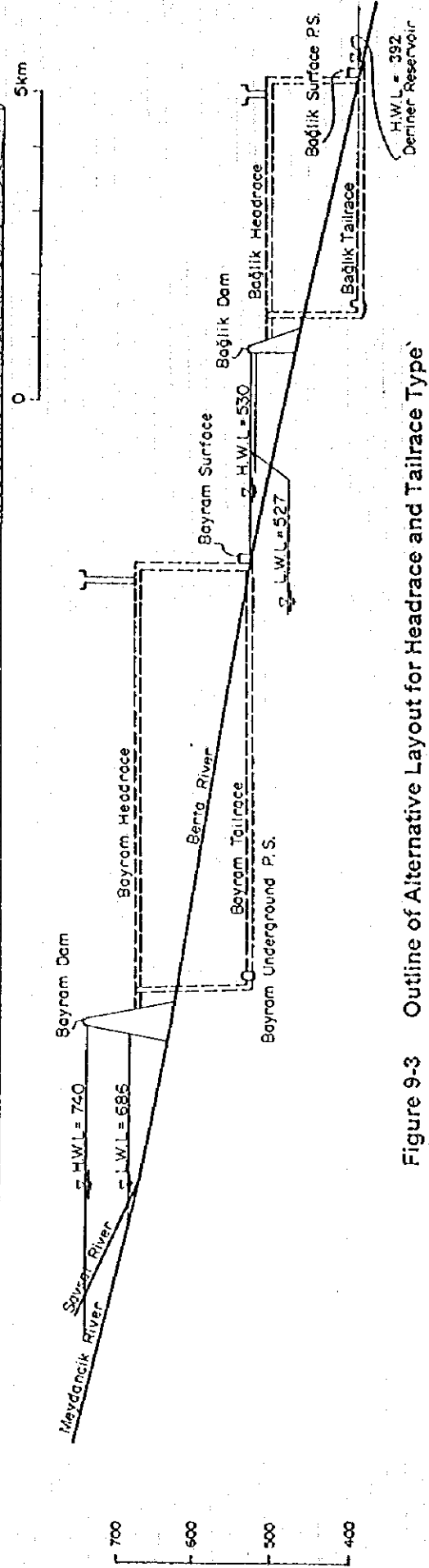
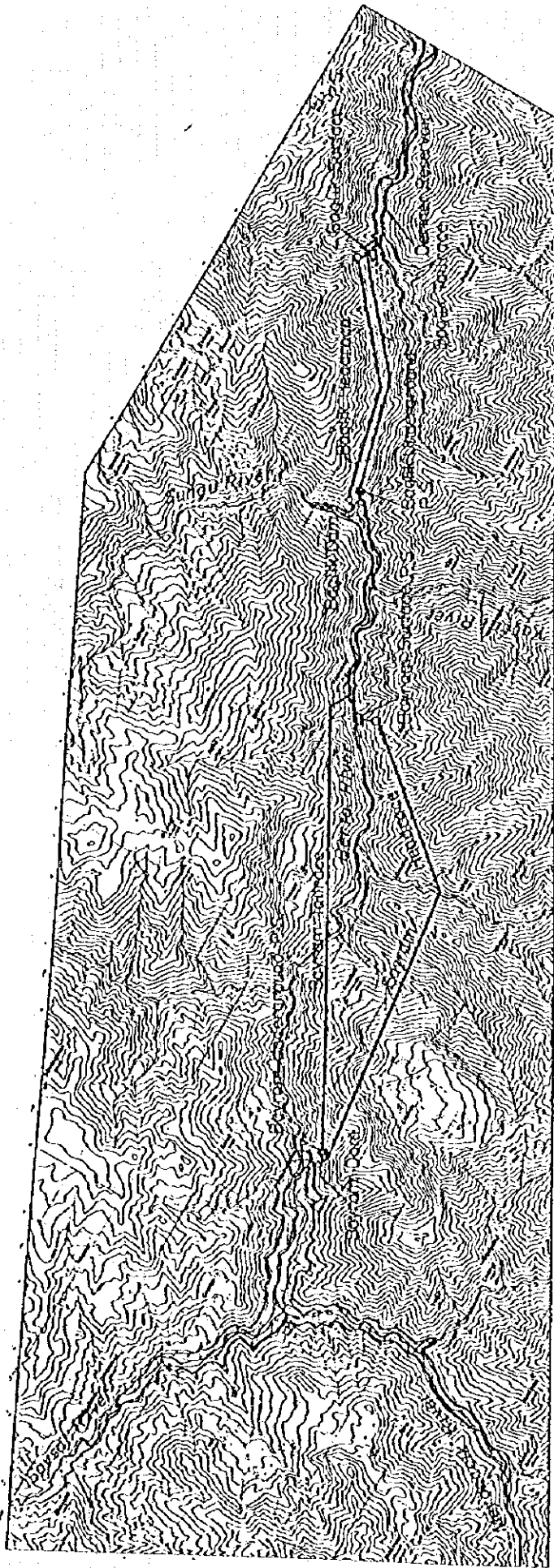


Figure 9-3 Outline of Alternative Layout for Headrace and Tailrace Type

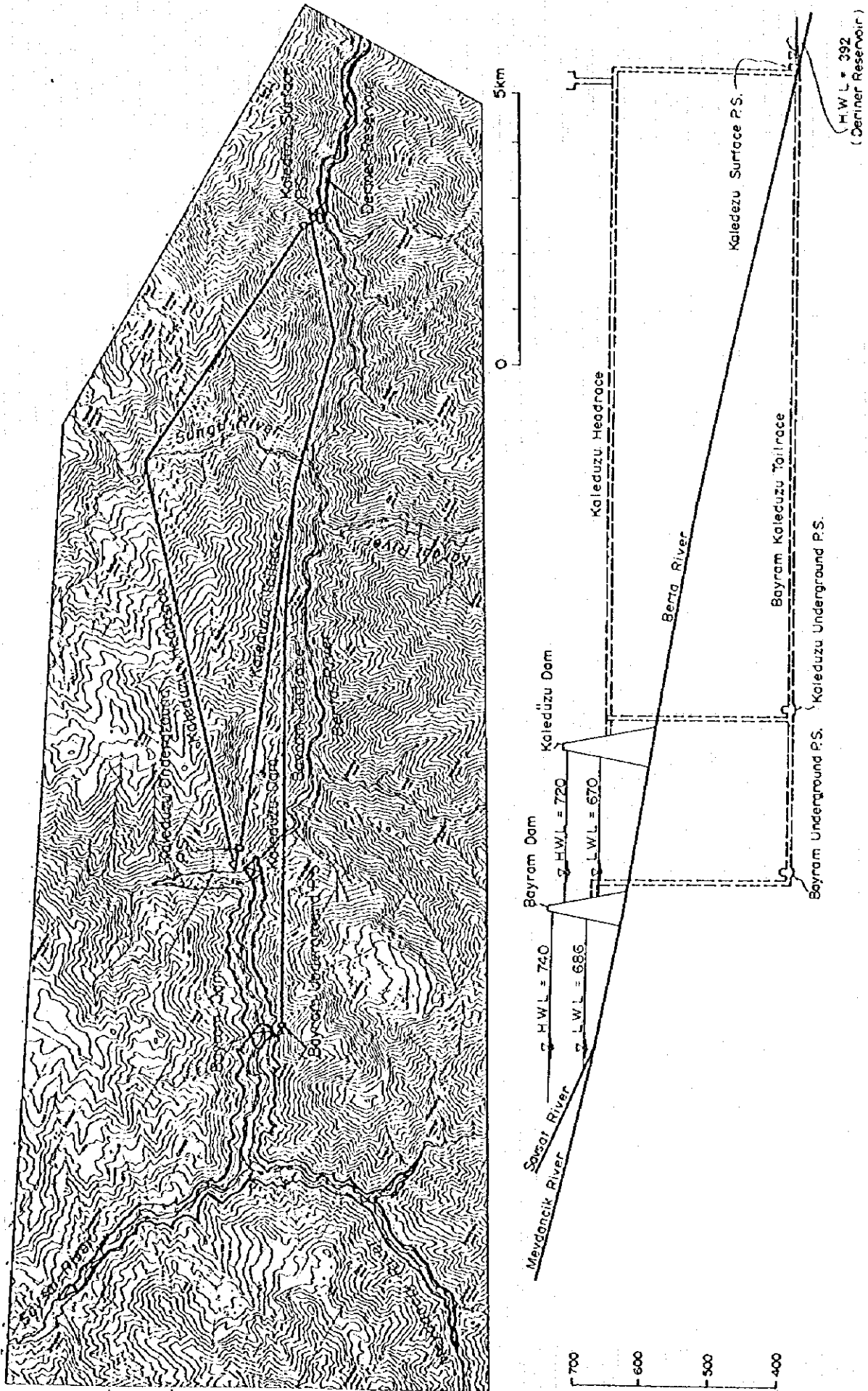
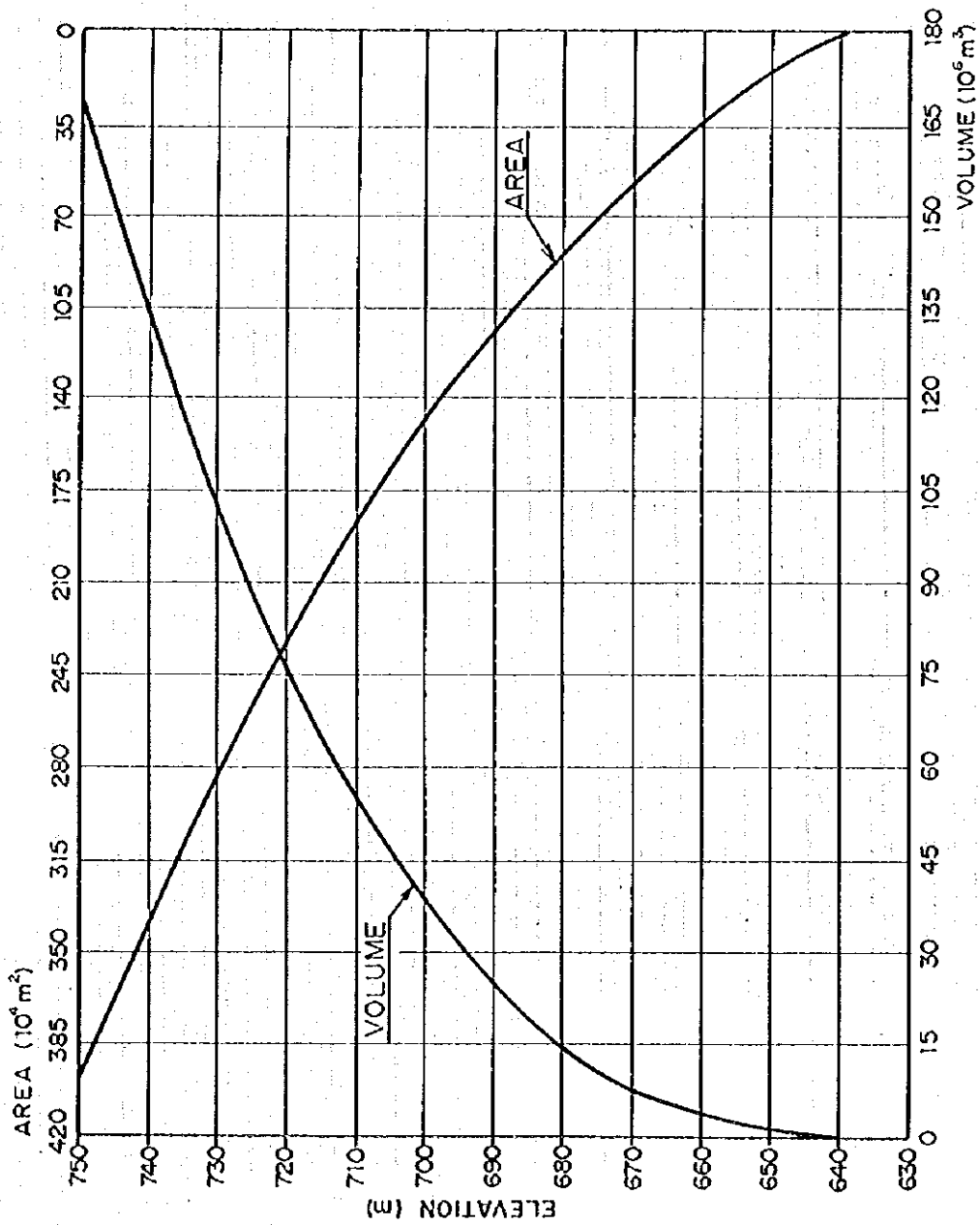
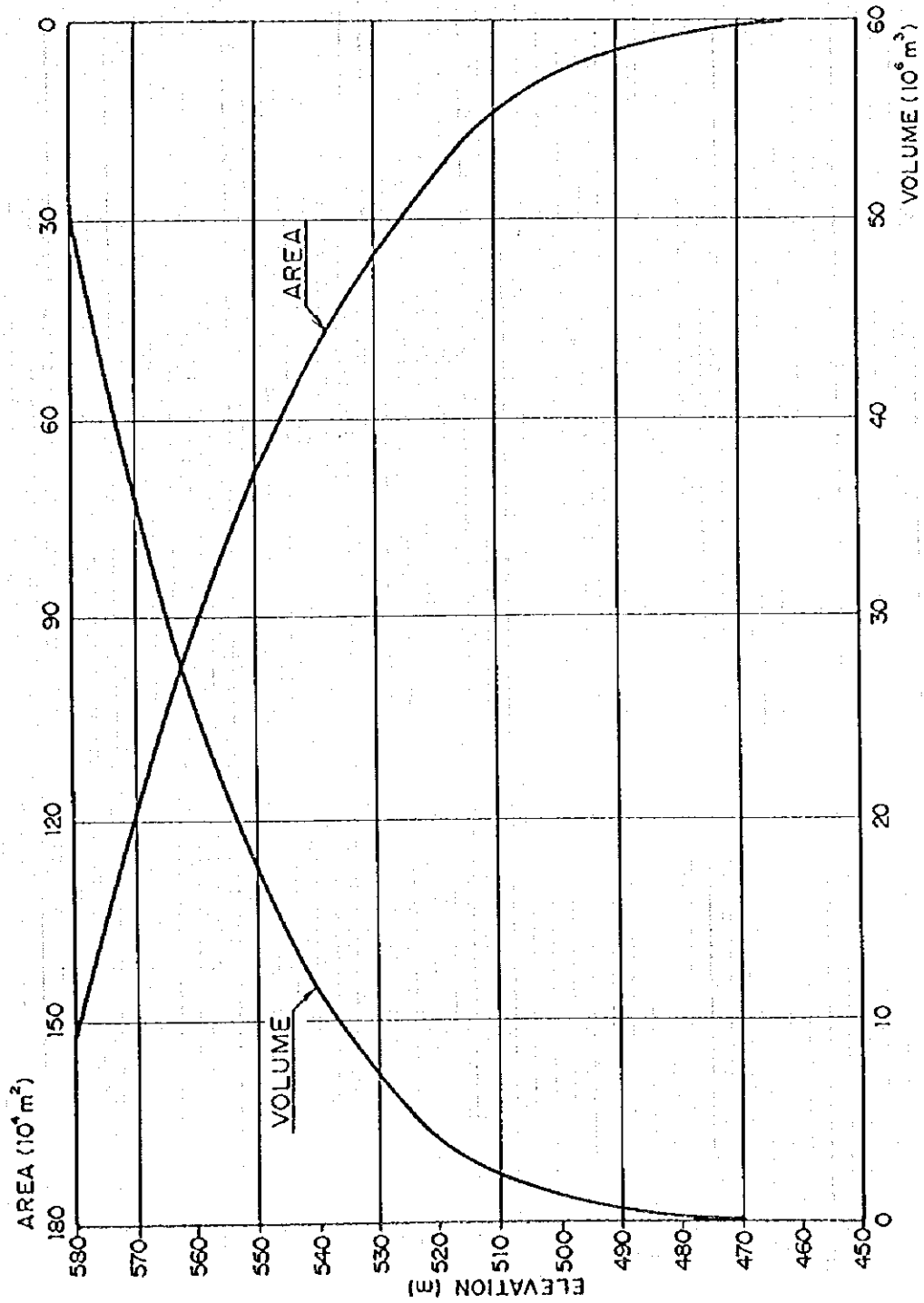


Figure 9-4 Outline of Layout for 1 Stage Development



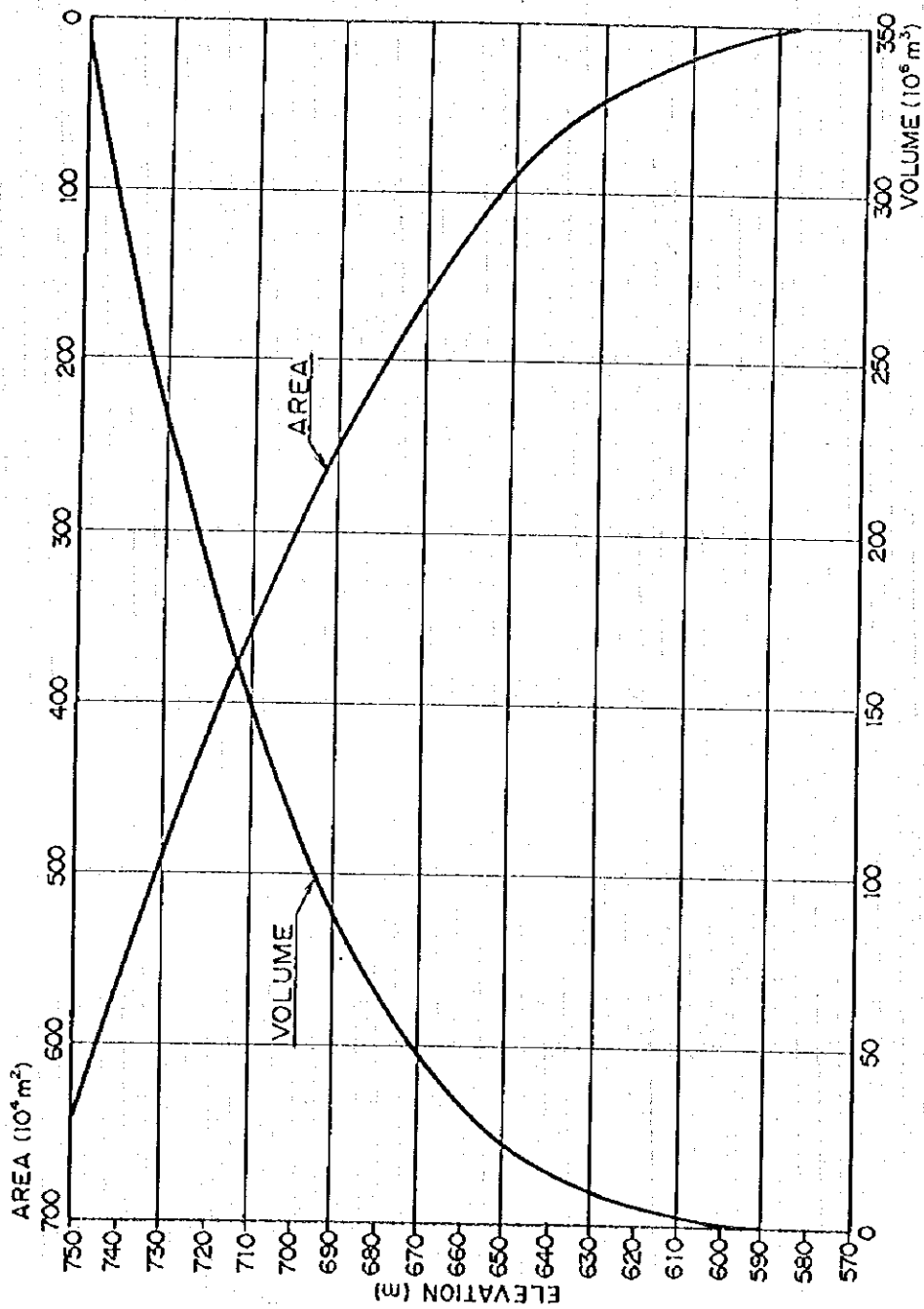
ELEVATION (m)	AREA (10^6 m^2)	TOTAL VOLUME (10^6 m^3)
640	0	0
650	14.130	0.707
660	32.230	3.025
670	58.570	7.565
680	87.190	14.853
690	115.640	24.995
700	146.560	38.105
710	188.310	54.849
720	231.740	75.852
730	282.690	101.574
740	337.860	132.602
750	398.380	169.414

Figure 9-5 Area-Capacity Curve of Bayram Reservoir



ELEVATION (m)	AREA (10 ⁶ m ²)	TOTAL VOLUME (10 ⁶ m ³)
458	0	0
470	0.912	0.009
480	2.572	0.183
490	4.739	0.549
500	7.954	1.184
510	13.685	2.266
520	24.833	4.192
530	37.278	7.298
540	50.948	11.709
550	69.366	17.725
560	92.339	25.810
570	119.989	36.426
580	152.251	50.038

Figure 9-6 Area-Capacity Curve of Bağlık Reservoir



ELEVATION (m)	AREA (10^4 m^2)	TOTAL VOLUME (10^6 m^3)
580	0	0
590	2.875	0.144
600	10.825	0.829
610	20.563	2.398
620	28.850	4.869
630	46.888	8.656
640	62.175	14.109
650	88.880	21.662
660	121.565	32.184
670	162.025	46.363
680	207.070	64.818
690	250.545	87.699
700	300.073	115.230
710	359.048	148.186
720	418.103	187.044
730	487.210	232.310
740	561.478	284.744
750	644.168	345.026

Figure 9-7 Area-Capacity Curve of Kaledüzü Reservoir

9.2 計画代替案の比較検討

9.2.1 比較検討方法

(1) 基本的条件

計画代替案の比較検討は、便益・費用法 (Benefit Cost Method ; BC Method)により行う事とし、Berta川の水力発電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天然ガスによるコンバインドサイクル火力と輸入石炭火力の合成による火力を代替施設として用いた。

計画代替案については、9.1に述べた通り、Bayram計画、Bağlık計画の放水路タイプの2段開発計画で放水路タイプレイアウトとし、ダムおよび貯水池規模に関する代替案を立案し、これらの代替案の比較検討を行い、最適代替案を選定した。

比較代替案の検討では、1996年の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た。

尚、本計画により発電した電力は約40kmの送電線により下流Deriner計画の開閉所に送電する事となっているので送電線にかかる費用は計画全体の費用に比較して小さくまた各代替案に共通なので、現時点では計上を省略した。

比較のための代替水力発電所のcriteriaを Table 9-6 に示す。

(2) 年経費

Berta計画の均等化年経費は減価償却、金利および運転維持費とし、建設費に年経費率を乗じて得る事とした。

$$\begin{aligned} \text{Berta計画年経費} &= \text{年経費率} \times \text{建設費} \\ &= \text{減価償却費} + \text{金利} + \text{運転維持費} \end{aligned}$$

$$\text{減価償却費} + \text{金利} = \text{建設費} \times \text{資本回収係数}$$

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

{	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	11.4 %
電気機械設備	11.4 %

(3) 便益の考え方

本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し、Table 9-6 に示す通りkW価値、kWh価値として算出した。

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、有効電力量と定義した。

(a)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。

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

(b)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。

$$\text{有効電力量} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.014) \times \text{年間発生電力量}$$

Table 9-6 Alternative Thermal Power Plant for Comparison Study

Type	Item	Unit	Coal Thermal		Gas Combined Cycle	
Installed Capacity		MW	300*1=300 * 0.5		150*2=300 * 0.5	
Annual Plant Factor		%	70.0		70.0	
Thermal Efficiency		%	38.3		40.0	
Annual Energy Production		GWh	1,839.6 * 0.7 = 1,287.7		1,839.6 * 0.3 = 551.9	
Investment Cost		10^6US\$	420 * 0.5 = 210.00		198 * 0.5 = 99.00	
Service Life		Year	25		15	
Construction Period		Year	4		3	
Capital Recovery Factor			0.10596		0.127744	
Coal Calorific Value		kcal/kg	6,500			
Coal Surface Moisture		%	7		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			
Fuel Consumption Rate (Gas 100%)		kcal/kWh	2,200		2,200	
O & M Cost, Administration Cost		%	3		3	
Unit Fuel Cost (Coal)		US\$/kg	0.055			
Unit Fuel Cost (Oil)		US\$/kg	0.013			
Unit Fuel Cost (Gas)		US\$/10^6kcal			0.001646	
Annual Cost			Fixed Cost	Variable Cost	Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery		10^6US\$	22.25	0.00	12.65	
O & M Cost, Administration Cost		10^6US\$	5.67	0.63	2.67	0.30
Fuel Cost		10^6US\$	0.00	25.19		19.99
Total		10^6US\$	27.92	25.82	15.32	20.29
Annual Cost At Reciving End						
kW Cost 1)		US\$/kW			180.45	
Firm kWh Cost 3)		US\$/kWh			0.0270	
Secondary kWh Cost 4)		US\$/kWh			0.0217	
1)	((27.92*10^6/300,000)*1.252)+((15.32*10^6/3000,000)*1.252) =				180.45 US\$	
2)	((25.82/1,287.7)*1.084*0.7)+(25.82/1,839.6)*1.084*0.3)=				0.0270 US\$	
3)	(25.82/1,287.7)*1.085=				0.0217 US\$	
4) Adjustment Factor for kW & kWh			Thermal Power Plant		Hydro Power Plant	
	Item		kW	kWh	kW	kWh
	Transmission Loss Rate (%)		3.0	2.5	2.1	1.4
	Station Service Rate (%)		7.0	7.0	0.3	0.3
	Forced Outage Rate (%)		4.0	-	0.3	-
	Scheduled Outage Rate (%)		12.0	-	2.0	-
	kW Adjustment Factor = (1-0.021)*(1-0.003)*(1-0.003)*(1-0.02) / (1-0.003)*(1-0.07)*(1-0.04)*(1-0.12) = 1.252					
	kWh Adjustment Factor = (1-0.014)*(1-0.003) / (1-0.025)*(1-0.07) = 1.084					

9.2.2 計画代替案

Bayram、Bağlık計画について、9.1.2(2)に述べた通り、それぞれのダム直下に地下式発電所を設置し、無圧トンネルの放水路により下流貯水池背水終端付近に放流する、放水路タイプレイアウトによる計画代替案を以下の様に策定した。

(1) ダム地点

(a) Bayramダム

Bayramダムは、貯水池としての条件から、Meydançık川とŞavşat川の合流点と同合流点下流 3.5kmのSavail地滑り地点との間に選定しなければならない。地形の点で上記合流点の 2.5km下流にマスタープランで選定したダム軸に匹敵する地点は他に存在せず、またこのダム軸に地質上致命的な欠陥は無い事が本調査で実施した地質調査結果から確認されている。

従って、Bayramダム地点については、マスタープランで選定したダム軸以外に代替ダム軸は選定しない事とした。

(b) Bağlıkダム

マスタープランでは、ダム軸をBerta川の有力支流の1つであるSungu川合流点下流 300mの狭窄部に選定している。この地点より下流には有力な支流の流入が無く、また河床勾配もDeriner貯水池背水終端地点まではほぼ一定した1/66程度となっており、かつ谷幅も狭窄部に比較して広がっており、ダム地点を狭窄部よりも下流に移動するメリットが無い。更にダム地点を下流に移動すると、有効貯水容量との関係からダム高さを低くする事となり、BayramダムとBağlıkダムの間の残流域からの流入量の大部分を占めるKarçal川からの流入量に遊休落差を生じざるを得ぬ事となる。

一方、ダム地点をSungu川の合流点より上流に選定すると、計画の流入量が減少するばかりでなく、貯水容量も大幅に減少する。

このため、Sungu川合流点下流の狭窄部がダム地点として地質上致命的な欠陥が無い限りこの狭窄部の他に代替ダム地点を選定する必要は無い。

マスタープランで選定したダム軸は、この狭窄部の中で最も谷幅の狭い地点であるが、7.2に述べた通り、地質的には必ずしも良好なダム軸では無いので、本調査に於いて、このダム軸の上流 150mの地点に新たなダム軸を選定したが、計画検討上はこの新旧両ダム

軸とも同一ダム地点と見做す事が出来るので、上流新ダム軸をBağlıkダム地点とし、他にダム地点の代替案は設定しない事とした。

新旧ダム軸の比較検討およびその結果は 11.2 に述べる通りである。

(2) 放水水位

(a) Bayram計画

Bayram計画の放水水位は、下流Bağlık計画の貯水池満水位に追随するので、放水水位および放水路トンネルルート代替案は、Bağlık計画の貯水容量代替案との組合せとなる。

(b) Bağlık計画

Bağlık計画の放水水位は、マスタープランでは、既に開発の実施段階に入っているDeriner計画との間の落差を全て利用するため、Deriner計画の貯水池満水位としている。

Bayramダム地点とDeriner貯水池背水終端部との間のBerta川は、ほぼ直線状に流下し、河川勾配ほぼ均一で1/66となっている。このため放水水位をDeriner計画の満水位より以上に設定する代替案は考慮する必要が無い。

Deriner貯水池の水位低下時に生じる落差を利用するため、Bağlık計画の放水水位をDeriner計画の満水位よりも10m程度低く設定しても、Bağlık計画の放水路トンネルを無圧トンネルとしての設計が可能であるが、Bağlık計画の建設時にはDeriner貯水池は既に完成している予定なので、この場合、放水路トンネル出口部分の工事にはDeriner貯水池内に仮締切りが必要となる。このため放水水位をDeriner計画の満水位標高392m以下とする代替案は考慮しない事とした。

(3) 貯水池有効貯水容量、満水位

(a) 有効貯水容量

マスタープランではBayram計画は、高さ120mのダムにより満水位720m、有効貯水容量 $57.6 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を持ち、Bağlık計画は高さ125mのダムにより満水位570m、有効貯水容量 $30.34 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を持つように計画されている。

Bayram計画の貯水池の調整効果は、Bağlık計画に対しても有効である。またBağlık計画の貯水池の調整効果はBağlık計画にのみ有効であるが、Bağlık貯水池の規模によりBayram計画の放水水位および放水路トンネルルートが決まる。

従って、貯水容量についての代替案は、Bayram計画とBağlık計画のそれぞれの貯水容量の組合せとした。

Bayram計画では満水位標高 750m、有効貯水容量 $149 \times 10^6 \text{ m}^3$ から満水位標高 700m、有効貯水容量 $18 \times 10^6 \text{ m}^3$ まで標高 5m毎に11ケースの有効貯水容量を設定した。

Bağlık計画では満水位標高 570m、有効貯水容量 $30 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、満水位標高 550m、有効貯水容量 $11 \times 10^6 \text{ m}^3$ の2ケースに加えて、Bayram計画の発電放流と、Bayramダム～Bağlıkダム間の残流量に対する日間調整容量を持つ、満水位標高 530m、有効貯水容量 $1 \times 10^6 \text{ m}^3$ のケースを設定し、合計3ケースとした。

尚、Bağlık計画に調整容量を持たず、取水ダムによる流れ込み式取水として、残流量を利用する代替案は、取水ダム地点の河川勾配が急激で、洪水時の堆砂および土石流対策が困難である事から、考慮しない事とした。

このためBayram、Bağlık計画の貯水容量についての代替案は下表に示す通り、33ケースの組合せとなった。

Bağlık計画 低水位=527m 満水位 (m)	Bayram計画 低水位=686m 満水位 (m)
570	750 ~ 700 5 m間隔 計11ケース
550	750 ~ 700 5 m間隔 計11ケース
530	750 ~ 700 5 m間隔 計11ケース

この代替案では、下記に示す様に、貯水池低水位を堆砂容量および取水口押し込み水頭を考慮した最低水位とした。またBağlık計画はBayram計画に先行しては建設しない事とし、堆砂容量はBayram計画より下流の流域からの堆砂のみを考慮した。

	Bayram計画	Bağlık計画
年間流入堆砂量 (10^6 m^3)	0.235	0.071
計画堆砂期間 (年)	50	50
計画堆砂量 (10^6 m^3)	11.76	3.55
計画堆砂標高 (m)	676.00	517.00
取水口押し込み水頭 (m)	10.00	10.00
最低水位 (m)	686.00	527.00

Table 9-7 にBayram計画、Bağlık計画の有効貯水容量の代替案について示す。

(b) 貯水池低水位

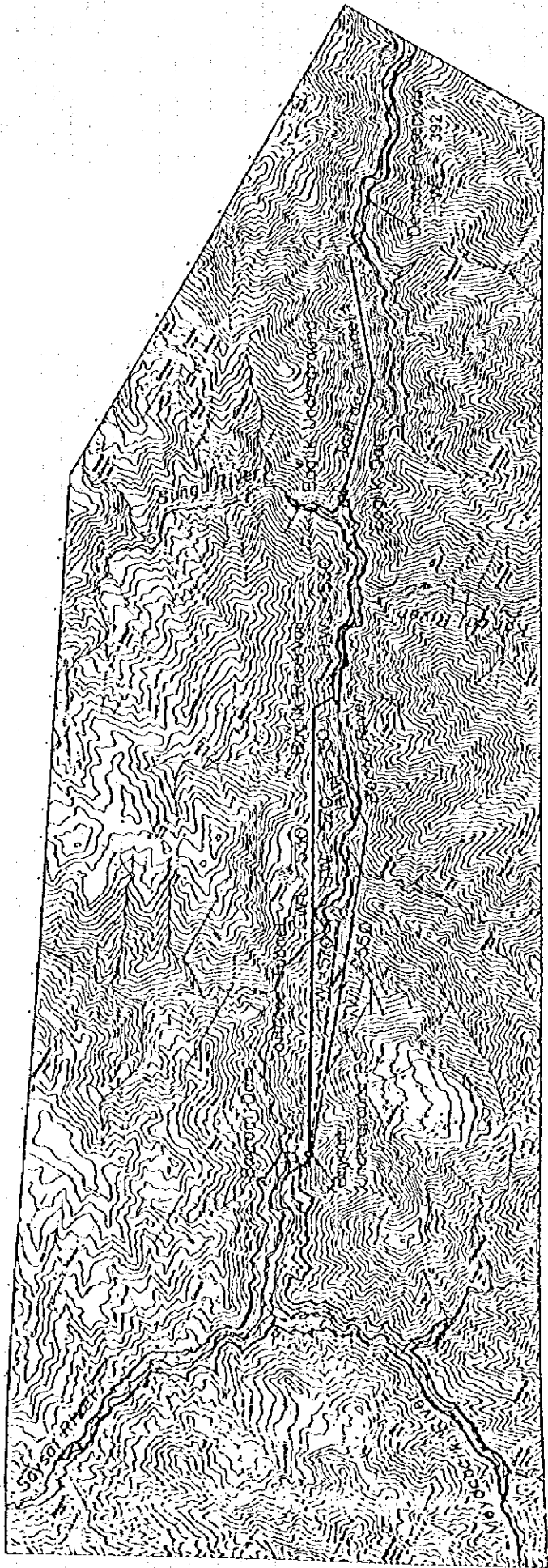
Bayram計画とBağlık計画の貯水容量の組合せの比較検討のための代替案は、低水位と貯水池の堆砂容量から決まる最低水位を低水位として設定したが、次に低水位をこの最低水位より上に設定した代替案を作成し、比較検討を行う事とした。

Bayram計画では、(a)で述べた貯水池代替案の比較検討で最適となった貯水容量とその前後の貯水容量について代替案を策定した。この際、Bağlık計画については、(a)に述べた有効貯水容量の比較検討の結果、Bağlık計画の貯水容量を最小限の日間調整容量とした代替案、すなわちダムを最小規模とした代替案が最適となったので、下表に示す様に満水位 530mのケースを一時的に最適ケースとしてBayram計画の比較ケースとの組合せとした。

Bayram計画 満水位 (m)	Bayram計画 (Bağlık計画 満水位=530m 低水位=527m) 低水位 (m)		
	750	705 ~ 745	5 m間隔
745	700 ~ 740	5 m間隔	計10ケース
740	700 ~ 735	5 m間隔	計9ケース
735	700 ~ 730	5 m間隔	計8ケース
730	700 ~ 725	5 m間隔	計7ケース

Bağlık計画の最適満水位、低水位については、9.3.2(2)に述べる通りBayram計画の最適満水位、低水位決定後再検討して決定した。

Table 9-8 に貯水池低水位代替案について示す。



9 - 26

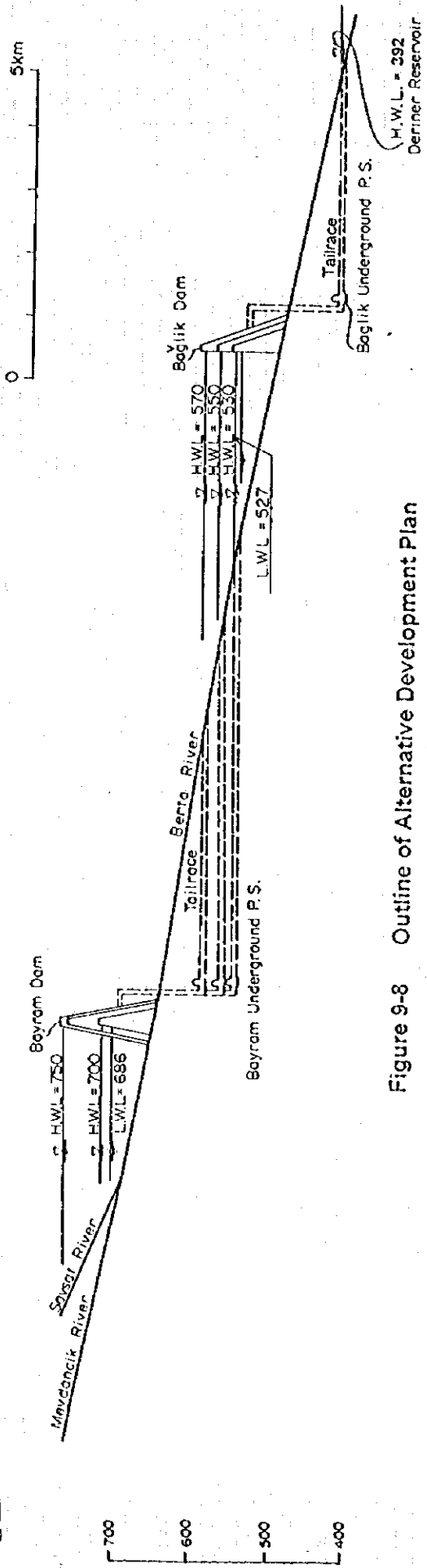


Figure 9-8 Outline of Alternative Development Plan

Table 9-7(1) Outline of Alternative Plan for Reservoir Capacity

Bayram Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L.=750m-700m With Baglik H.W.L.=570m												
Reservoir	Dam Site Layout	Bayram 750M.P	Bayram 745M.P	Bayram 740M.P	Bayram 735M.P	Bayram 730M.P	Bayram 725M.P	Bayram 720M.P	Bayram 715M.P	Bayram 710M.P	Bayram 705M.P	Bayram 700M.P
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
Annual Inflow	M ³ /S	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20
High Water Level	M	750 00	745 00	740 00	735 00	730 00	725 00	720 00	715 00	710 00	705 00	700 00
Normal Water Level	M	728 87	725 33	722 00	718 67	715 33	712 00	708 67	705 33	702 00	698 67	695 33
Low Water Level	M	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00
Available Drawdown	M	64 00	59 00	54 00	49 00	44 00	39 00	34 00	29 00	24 00	19 00	14 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	169 00	150 00	133 00	116 00	102 00	88 00	76 00	65 00	55 00	45 00	36 00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	149 00	133 00	113 00	96 00	82 00	68 00	56 00	45 00	35 00	26 00	19 00
Dam Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found	M	155	150	145	140	135	130	125	120	115	110	105
Crest Length	M	452	442	415	395	379	363	351	337	324	311	292
Volume	10 ³ M ³	8,500	7,200	6,144	5,400	4,800	4,300	3,900	3,500	3,100	2,700	2,400
Headrace Tunnel Type												
Diameters	M											
Length	M											
Penstock Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3 5	3 4	3 3	3 2	3 1	3 0	2 9	2 8	2 7	2 6	2 5
Length	M	268	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99	267 99
Powerhouse Type		Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr
Tailrace Tunnel Type												
Diameters	M	4 8	4 7	4 6	4 5	4 4	4 3	4 2	4 1	4 0	3 9	3 8
Length (Tunnel) (Channel)	M	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550	4,550
Firm Discharge	M ³ /S	12 20	11 40	10 70	10 10	9 50	8 90	8 30	7 70	7 20	6 60	6 10
Maximum Discharge	M ³ /S	49 00	48 00	43 00	40 00	38 00	36 00	33 00	31 00	29 00	26 00	24 00
Tail Water Level	M	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00
Gross Head												
Maximum Head	M	180 00	175 00	170 00	165 00	160 00	155 00	150 00	145 00	140 00	135 00	130 00
Normal Head	M	158 67	155 33	152 00	148 67	145 33	142 00	138 67	135 33	132 00	128 67	125 33
Minimum Head	M	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00	116 00
Loss of Head	M	6 30	6 30	6 30	6 40	6 40	6 50	6 60	6 70	6 80	6 90	7 00
Effective Head												
Maximum	M	173 70	168 70	163 70	158 60	153 60	148 50	143 40	138 30	133 20	128 10	123 10
Normal	M	152 37	149 03	145 70	142 27	138 93	135 50	132 07	128 73	125 39	121 67	118 43
Minimum	M	109 70	109 70	109 70	109 60	109 60	109 50	109 40	109 30	109 20	109 10	109 10
Installed Capacity	MW	54	59	54	49	45	42	37	34	31	27	24
Firm Peak Power	MW	52 4	49 8	44 8	42 7	37 2	34 5	30 2	27 8	26 2	23 8	21 1
Annual Energy												
Average	GWh	215 0	207 6	198 5	188 2	178 9	170 8	158 4	149 8	139 7	127 3	117 3
Firm	GWh	135 0	123 9	113 2	102 3	93 5	87 2	78 5	70 5	64 4	56 2	51 8
Secondary	GWh	80 0	83 7	85 3	85 0	84 6	83 7	79 8	79 3	75 3	71 1	65 5

Baglik Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L.=570 00m With Bayram H.W.L.=750m-700m												
Reservoir	Dam Site Layout	Baglik 750M.P	Baglik 745M.P	Baglik 740M.P	Baglik 735M.P	Baglik 730M.P	Baglik 725M.P	Baglik 720M.P	Baglik 715M.P	Baglik 710M.P	Baglik 705M.P	Baglik 700M.P
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90
High Water Level	M	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00	570 00
Normal Water Level	M	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67	555 67
Low Water Level	M	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00
Available Drawdown	M	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00	43 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40	36 40
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10	30 10
Dam Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found	M	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Crest Length	M	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Volume	10 ³ M ³	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
Headrace Tunnel Type												
Diameters	M											
Length	M											
Penstock Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	4 0	3 9	3 8	3 7	3 6	3 5	3 4	3 3	3 3	3 2	3 1
Length	M	213 01	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Powerhouse Type		Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr	Undergr
Tailrace Tunnel Type												
Diameters	M	5 2	5 2	5 1	5 0	4 9	4 8	4 7	4 6	4 6	4 5	4 4
Length (Tunnel) (Channel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
Firm Discharge	M ³ /S	15 50	15 00	14 30	13 50	12 75	12 25	11 50	11 00	10 50	10 00	9 50
Maximum Discharge	M ³ /S	62 00	60 00	57 00	54 00	51 00	49 00	46 00	44 00	42 00	40 00	38 00
Tail Water Level	M	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00
Gross Head												
Maximum Head	M	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00	178 00
Normal Head	M	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67	163 67
Minimum Head	M	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00
Loss of Head	M	5 50	5 50	5 50	5 60	5 60	5 60	5 70	5 70	5 70	5 80	5 80
Effective Head												
Maximum	M	172 50	172 50	172 50	172 40	172 40	172 40	172 30	172 30	172 30	172 20	172 20
Normal	M	158 17	158 17	158 17	158 07	158 07	158 07	157 97	157 97	157 97	157 87	157 87
Minimum	M	129 50	129 50	129 50	129 40	129 40	129 40	129 30	129 30	129 30	129 20	129 20
Installed Capacity	MW	85	82	78	74	69	67	63	60	57	54	52
Firm Peak Power	MW	72 5	70 8	67 6	67 8	66 2	62 5	60 1	56 8	53 2	47 9	43 4
Annual Energy												
Average	GWh	287 0	285 6	282 1	279 5	276 3	269 8	263 1	257 1	251 3	243 4	233 3
Firm	GWh	178 0	172 2	163 7	156 2	147 9	141 1	132 7	126 1	121 5	114 6	108 0
Secondary	GWh	109 0	113 4	118 4	123 3	128 4	128 5	130 4	131 0	129 8	128 8	125 3

Table 9-7(2) Outline of Alternative Plan for Reservoir Capacity

Bayram Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L = 750m-700m with Baglik H.W.L = 550 00m												
	Comsite Layout	Bayram 750A	Bayram 745A	Bayram 740A	Bayram 735A	Bayram 730A	Bayram 725A	Bayram 720A	Bayram 715A	Bayram 710A	Bayram 705A	Bayram 700A
Reservoir												
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
Annual Inflow	M ³ S	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20
High Water Level	M	750 00	745 00	740 00	735 00	730 00	725 00	720 00	715 00	710 00	705 00	700 00
Normal Water Level	M	728 67	725 33	722 00	718 67	715 33	712 00	708 67	705 33	702 00	698 67	695 33
Low Water Level	M	688 00	688 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00
Available Drawdown	M	84 00	59 00	54 00	49 00	44 00	39 00	34 00	29 00	24 00	19 00	14 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	169 00	150 00	133 00	116 00	102 00	88 00	76 00	65 00	55 00	46 00	38 00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	149 00	130 00	113 00	96 00	82 00	68 00	56 00	45 00	35 00	26 00	18 00
Dam												
Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found.	M	155	150	145	140	135	130	125	120	115	110	105
Crest Length	M	462	442	415	395	379	363	351	337	324	311	292
Volume	10 ³ M ³	8,500	7,200	6,144	5,400	4,800	4,300	3,900	3,500	3,100	2,700	2,400
Headrace Tunnel												
Type												
Diameters	M											
Length	M											
Penstock												
Type												
Diameters	M											
Length	M											
Powerhouse												
Type												
Tailrace Tunnel												
Type												
Diameters	M											
Length (Tunnel)	M											
(Channel)	M											
Firm Discharge	M ³ S											
Maximum Discharge	M ³ S											
Tail Water Level	M											
Gross Head												
Maximum Head	M											
Normal Head	M											
Minimum Head	M											
Loss of Head	M											
Effective Head												
Maximum	M											
Normal	M											
Minimum	M											
Installed Capacity	MW											
Firm Peak Power	MW											
Annual Energy												
Average	GWh											
Firm	GWh											
Secondary	GWh											

Baglik Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L = 550 00m With Bayram H.W.L = 750m-700m												
	Comsite Layout	Baglik 750A	Baglik 745A	Baglik 740A	Baglik 735A	Baglik 730A	Baglik 725A	Baglik 720A	Baglik 715A	Baglik 710A	Baglik 705A	Baglik 700A
Reservoir												
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ S	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90
High Water Level	M	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00	550 00
Normal Water Level	M	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50	538 50
Low Water Level	M	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00
Available Drawdown	M	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00	23 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70	17 70
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40	11 40
Dam												
Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found.	M	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
Crest Length	M	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Volume	10 ³ M ³	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Headrace Tunnel												
Type												
Diameters	M											
Length	M											
Penstock												
Type												
Diameters	M											
Length	M											
Powerhouse												
Type												
Tailrace Tunnel												
Type												
Diameters	M											
Length (Tunnel)	M											
(Channel)	M											
Firm Discharge	M ³ S											
Maximum Discharge	M ³ S											
Tail Water Level	M											
Gross Head												
Maximum Head	M											
Normal Head	M											
Minimum Head	M											
Loss of Head	M											
Effective Head												
Maximum	M											
Normal	M											
Minimum	M											
Installed Capacity	MW											
Firm Peak Power	MW											
Annual Energy												
Average	GWh											
Firm	GWh											
Secondary	GWh											

Table 9-7(3) Outline of Alternative Plan for Reservoir Capacity

Bayram Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L. = 750m-700m with Baglik H.W.L. = 530.00m

Reservoir	Dam Site Layout	Bayram 750C	Bayram 745C	Bayram 740C	Bayram 735C	Bayram 730C	Bayram 725C	Bayram 720C	Bayram 715C	Bayram 710C	Bayram 705C	Bayram 700C
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,153	1,159	1,159	1,159	1,159	1,158	1,159
Annual Inflow	M ³ /S	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20
High Water Level	M	750 00	745 00	740 00	735 00	730 00	725 00	720 00	715 00	710 00	705 00	700 00
Normal Water Level	M	728 67	725 33	722 00	718 67	715 33	712 00	708 67	705 33	702 00	698 67	695 33
Low Water Level	M	688 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00	686 00
Available Drawdown	M	64 00	59 00	54 00	49 00	44 00	39 00	34 00	29 00	24 00	19 00	14 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	189 00	150 00	133 00	116 00	102 00	88 00	76 00	65 00	55 00	45 00	38 00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	149 00	130 00	113 00	96 00	82 00	68 00	58 00	45 00	35 00	26 00	18 00
Dam	Type	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found.	M	155	150	145	140	135	130	125	120	115	110	105
Crest Length	M	462	442	415	395	379	363	351	337	324	311	292
Volume	10 ³ M ³	8,500	7,200	6,144	5,400	4,800	4,300	3,900	3,500	3,100	2,700	2,400
Headrace Tunnel	Type											
Diameters	M											
Length	M											
Penstock	Type	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5
Length	M	321	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14	321.14
Powerhouse	Type	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel	Type	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.8	4.7	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8
Length (Tunnel)	M	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930
(Channel)	M											
Firm Discharge	M ³ /S	12 20	11 40	10 70	10 10	9 50	8 90	8 30	7 70	7 20	6 60	6 10
Maximum Discharge	M ³ /S	49 00	46 00	43 00	40 00	38 00	36 00	33 00	31 00	29 00	26 00	24 00
Tail Water Level	M	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00
Gross Head	M	220 00	215 00	210 00	205 00	200 00	195 00	190 00	185 00	180 00	175 00	170 00
Maximum Head	M	188 67	185 33	182 00	178 67	175 33	172 00	168 67	165 33	162 00	158 67	155 33
Normal Head	M	158 00	156 00	154 00	152 00	150 00	148 00	146 00	144 00	142 00	140 00	138 00
Minimum Head	M	9 00	9 00	9 10	9 20	9 20	9 30	9 40	9 50	9 50	9 70	9 80
Loss of Head	M											
Effective Head	M	211 00	206 00	200 90	195 80	190 80	185 70	180 60	175 50	170 50	165 30	160 20
Maximum	M	189 67	186 33	182 90	179 47	176 13	172 70	169 27	165 83	162 50	158 97	155 53
Normal	M	147 00	147 00	145 90	144 80	143 70	142 60	141 50	140 50	139 50	138 50	137 50
Minimum	M	80	74	68	62	57	53	48	44	40	35	32
Installed Capacity	MW	67.4	63.0	58.0	52.4	48.5	43.6	39.0	36.9	35.0	31.6	29.5
Firm Peak Power	MW											
Annual Energy	GWh	266.8	257.7	247.9	237.0	227.0	216.6	204.9	193.3	180.8	167.3	154.4
Average	GWh	168.5	154.4	141.4	128.2	119.5	110.7	100.1	92.0	83.9	75.3	67.2
Firm	GWh	98.3	103.3	106.5	108.8	107.5	105.9	104.8	101.3	96.9	92.0	87.2
Secondary	GWh											

Baglik Project Tailrace Type Undergr. P/S Layout H.W.L. = 530.00m with Bayram H.W.L. = 750m-700m

Reservoir	Dam Site Layout	Baglik 750C	Baglik 745C	Baglik 740C	Baglik 735C	Baglik 730C	Baglik 725C	Baglik 720C	Baglik 715C	Baglik 710C	Baglik 705C	Baglik 700C
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90
High Water Level	M	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00
Normal Water Level	M	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50
Low Water Level	M	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00
Available Drawdown	M	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
Dam	Type	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found.	M	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Crest Length	M	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Volume	10 ³ M ³	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Headrace Tunnel	Type											
Diameters	M											
Length	M											
Penstock	Type	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8
Length	M	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01	213 01
Powerhouse	Type	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel	Type	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	5.1	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.1
Length (Tunnel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
(Channel)	M											
Firm Discharge	M ³ /S	14 50	13 75	13 00	12 00	11 25	10 75	10 00	9 50	9 00	8 25	7 75
Maximum Discharge	M ³ /S	58 00	55 00	52 00	48 00	45 00	43 00	40 00	36 00	36 00	33 00	31 00
Tail Water Level	M	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00
Gross Head	M	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00
Maximum Head	M	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50
Normal Head	M	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00
Minimum Head	M	5 50	5 60	5 60	5 60	5 70	5 70	5 80	5 80	5 80	5 90	6 00
Loss of Head	M											
Effective Head	M	132 50	132 40	132 40	132 40	132 30	132 30	132 20	132 20	132 20	132 10	132 00
Maximum	M	131 00	130 90	130 90	130 90	130 80	130 80	130 70	130 70	130 70	130 60	130 50
Normal	M	129 50	129 43	129 43	129 40	129 30	129 30	129 20	129 20	129 20	129 10	129 00
Minimum	M	65	62	59	54	51	48	45	43	40	37	35
Installed Capacity	MW	82.9	59.6	56.4	52.0	49.0	47.0	44.0	41.0	39.0	36.0	34.0
Firm Peak Power	MW											
Annual Energy	GWh	227.0	224.0	221.4	215.7	210.6	206.8	200.6	192.6	185.9	176.9	170.4
Average	GWh	139.2	130.7	124.2	113.6	107.1	102.5	96.1	89.5	85.1	78.6	74.2
Firm	GWh	87.8	93.3	97.2	102.1	103.5	104.3	104.5	103.1	100.8	98.3	96.2
Secondary	GWh											

Table 9-8(1) Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level

Bayram Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=750m L.W.L.=688-745m With Baglik H.W.L.=530.00m											
Reservoir	Damsite Layout	Bayram 750-688	Bayram 750-705	Bayram 750-710	Bayram 750-715	Bayram 750-720	Bayram 750-725	Bayram 750-730	Bayram 750-735	Bayram 750-740	Bayram 750-745
Catchment Area	KM ²	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
Annual Inflow	M ³ /S	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
High Water Level	M	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00	750.00
Normal Water Level	M	728.67	735.00	738.67	738.33	743.00	741.67	743.33	745.00	746.67	748.33
Low Water Level	M	686.00	705.00	710.00	715.00	720.00	725.00	730.00	735.00	740.00	745.00
Available Drawdown	M	64.00	45.00	40.00	35.00	30.00	25.00	20.00	15.00	10.00	5.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	168.00	169.00	169.00	169.00	169.00	169.00	169.00	169.00	169.00	169.00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	149.00	123.00	114.00	104.00	93.00	81.00	67.00	53.00	35.00	19.00
Dam	(m ³ /s-d)	1,724.5	1,423.6	1,319.4	1,203.7	1,076.4	937.5	775.5	613.4	416.7	219.9
Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found	M	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Crest Length	M	482	482	482	482	482	482	482	482	482	482
Volume	10 ³ M ³	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500
Headrace Tunnel											
Type											
Diameters	M										
Length	M										
Penstock											
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.5	3.4	3.3	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.7	2.5
Length	M	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Powerhouse											
Tailrace Tunnel											
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.8	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.0	3.8
Length (Tunnel)	M	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930
(Channel)	M										
Firm Discharge	M ³ /S	12.20	11.20	10.70	10.40	10.00	9.40	8.80	8.20	7.20	6.10
Maximum Discharge	M ³ /S	49.00	45.00	43.00	42.00	40.00	38.00	35.00	33.00	29.00	24.00
Tail Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Gross Head											
Maximum Head	M	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
Normal Head	M	198.67	205.00	208.67	208.33	210.00	211.67	213.33	215.00	216.67	218.33
Minimum Head	M	156.00	175.00	180.00	185.00	190.00	195.00	200.00	205.00	210.00	215.00
Loss of Head	M	9.00	9.10	9.10	9.10	9.20	9.20	9.30	9.40	9.50	9.60
Effective Head											
Maximum	M	211.00	210.90	210.90	210.90	210.80	210.80	210.70	210.60	210.50	210.20
Normal	M	189.67	195.90	197.57	199.23	200.80	202.47	204.03	205.60	207.17	208.53
Minimum	M	147.00	165.90	170.90	175.90	180.80	185.80	190.70	195.60	200.50	205.20
Installed Capacity	MW	80	75	73	72	69	66	61	56	51	43
Firm Peak Power	MW	67.4	66.4	64.1	62.4	60.2	58.6	54.7	52.1	48.8	40.3
Annual Energy											
Average	GWh	286.8	266.0	265.2	264.5	263.5	259.5	253.9	245.0	232.7	199.8
Firm	GWh	168.5	156.6	161.4	156.0	149.4	141.8	128.9	120.2	110.2	88.3
Secondary	GWh	98.3	99.4	103.8	108.5	114.1	117.7	125.0	124.8	122.5	111.5

Baglik Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=530.00m With Bayram H.W.L.=750m L.W.L.=688-745m											
Reservoir	Damsite Layout	Baglik 750-688	Baglik 750-705	Baglik 750-710	Baglik 750-715	Baglik 750-720	Baglik 750-725	Baglik 750-730	Baglik 750-735	Baglik 750-740	Baglik 750-745
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90
High Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Normal Water Level	M	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50
Low Water Level	M	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00
Available Drawdown	M	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dam											
Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found	M	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Crest Length	M	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Volume	10 ³ M ³	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Headrace Tunnel											
Type											
Diameters	M										
Length	M										
Penstock											
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	3.5	3.3	3.2	3.0	2.8
Length	M	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Powerhouse											
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel											
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	5.1	5.0	4.9	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.4	4.1
Length (Tunnel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
(Channel)	M										
Firm Discharge	M ³ /S	14.50	13.40	13.00	12.40	11.80	11.10	10.50	9.70	8.90	7.80
Maximum Discharge	M ³ /S	58.00	54.00	52.00	50.00	47.00	44.00	42.00	39.00	36.00	31.00
Tail Water Level	M	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Gross Head											
Maximum Head	M	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Normal Head	M	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50
Minimum Head	M	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Loss of Head	M	5.50	5.60	5.60	5.60	5.70	5.70	5.70	5.80	5.80	6.00
Effective Head											
Maximum	M	132.50	132.40	132.40	132.40	132.30	132.30	132.30	132.20	132.20	132.00
Normal	M	131.00	130.90	130.90	130.90	130.80	130.80	130.80	130.70	130.70	130.50
Minimum	M	129.50	129.40	129.40	129.40	129.30	129.30	129.30	129.20	129.20	129.00
Installed Capacity	MW	65	61	59	56	53	49	47	44	43	35
Firm Peak Power	MW	62.9	58.0	56.4	55.0	51.0	48.0	46.0	42.0	39.0	34.0
Annual Energy											
Average	GWh	227.0	223.0	221.9	219.0	216.5	212.0	206.4	198.0	186.1	169.0
Firm	GWh	139.2	127.0	124.1	120.5	111.7	105.1	100.7	92.0	85.1	74.5
Secondary	GWh	87.8	96.0	97.8	98.5	104.8	106.9	105.7	106.0	101.0	94.5

Table 9-8(2) Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level

Bayram Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=745m L.W.L.=688-740m With Baglik H.W.L.=530.00m

Reservoir	Dam Site Layout	Bayram 745-688	Bayram 745-700	Bayram 745-705	Bayram 745-710	Bayram 745-715	Bayram 745-720	Bayram 745-725	Bayram 745-730	Bayram 745-735	Bayram 745-740
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
Annual Inflow	M ³ /S	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
High Water Level	M	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00	745.00
Normal Water Level	M	725.33	730.00	731.67	733.33	735.00	736.67	738.33	740.00	741.67	743.33
Low Water Level	M	688.00	700.00	705.00	710.00	715.00	720.00	725.00	730.00	735.00	740.00
Available Drawdown	M	59.00	45.00	40.00	35.00	30.00	25.00	20.00	15.00	10.00	5.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	130.00	112.00	104.00	95.00	85.00	74.00	62.00	48.00	34.00	17.00
Dam	m ³ /s-d	1,504.6	1,296.3	1,203.7	1,099.5	983.8	856.5	717.6	555.6	393.5	196.8
Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found	M	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Crest Length	M	442	442	442	442	442	442	442	442	442	442
Volume	10 ³ M ³	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200	7,200
Headrace Tunnel											
Type											
Diameters	M										
Length	M										
Penstock											
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.4	3.3	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9	2.9	2.7	2.5
Length	M	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Powerhouse											
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel											
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.2	4.0	3.8
Length (Tunnel)	M	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930
(Channel)	M										
Firm Discharge	M ³ /S	11.40	10.70	10.40	10.00	9.60	9.10	8.50	7.90	7.10	6.00
Maximum Discharge	M ³ /S	48.00	43.00	42.00	40.00	38.00	36.00	34.00	32.00	28.00	24.00
Tail Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Gross Head											
Maximum Head	M	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00	215.00
Normal Head	M	195.33	200.00	201.67	203.33	205.00	206.67	208.33	210.00	211.67	213.33
Minimum Head	M	158.00	170.00	175.00	180.00	185.00	190.00	195.00	200.00	205.00	210.00
Loss of Head	M	9.00	9.10	9.10	9.20	9.20	9.30	9.40	9.40	9.60	9.80
Effective Head											
Maximum	M	206.00	205.90	205.90	205.80	205.80	205.70	205.60	205.60	205.40	205.20
Normal	M	186.33	190.90	192.57	194.13	195.80	197.37	198.93	200.60	202.07	203.53
Minimum	M	147.00	160.90	165.90	170.80	175.60	180.70	185.60	190.60	195.40	200.20
Installed Capacity	MW	74	70	68	67	64	61	58	55	48	42
Firm Peak Power	MW	63.0	60.9	60.1	58.3	56.2	54.2	52.3	50.5	45.4	40.3
Annual Energy											
Average	GWh	257.7	257.1	256.5	253.6	249.4	246.5	241.2	235.2	221.1	199.8
Firm	GWh	154.4	148.9	151.4	149.8	139.5	130.7	124.2	112.4	99.3	88.2
Secondary	GWh	103.3	108.2	105.1	103.8	109.9	115.8	117.1	122.8	121.8	111.6

Baglik Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=530.00m Bayram H.W.L.=745m L.W.L.=688-740m

Reservoir	Dam Site Layout	Baglik 745-688	Baglik 745-700	Baglik 745-705	Baglik 745-710	Baglik 745-715	Baglik 745-720	Baglik 745-725	Baglik 745-730	Baglik 745-735	Baglik 745-740
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90
High Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Normal Water Level	M	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50
Low Water Level	M	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00
Available Drawdown	M	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dam											
Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found	M	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Crest Length	M	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Volume	10 ³ M ³	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Headrace Tunnel											
Type											
Diameters	M										
Length	M										
Penstock											
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.7	3.6	3.5	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0	2.8
Length	M	213	213	213	213	213	213	213	213	213	213
Powerhouse											
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel											
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	5.0	4.9	4.8	4.8	4.7	4.6	4.5	4.4	4.3	4.1
Length (Tunnel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
(Channel)	M										
Firm Discharge	M ³ /S	13.75	13.00	12.30	12.00	11.30	10.80	10.30	9.50	8.70	7.50
Maximum Discharge	M ³ /S	55.00	52.00	49.00	48.00	45.00	43.00	41.00	38.00	35.00	30.00
Tail Water Level	M	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Gross Head											
Maximum Head	M	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Normal Head	M	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50
Minimum Head	M	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Loss of Head	M	5.60	5.60	5.60	5.60	5.70	5.70	5.60	5.60	5.90	6.00
Effective Head											
Maximum	M	132.40	132.40	132.40	132.40	132.30	132.30	132.20	132.20	132.10	132.00
Normal	M	130.90	130.90	130.90	130.90	130.80	130.80	130.70	130.70	130.60	130.50
Minimum	M	129.40	129.40	129.40	129.40	129.30	129.30	129.20	129.20	129.10	129.00
Installed Capacity	MW	62	59	55	54	51	48	46	43	39	33
Firm Peak Power	MW	59.6	56.4	54.0	52.0	49.0	47.0	45.0	41.0	38.0	33.0
Annual Energy											
Average	GWh	224.0	220.7	216.5	215.6	212.5	208.5	203.5	192.0	185.0	169.0
Firm	GWh	130.7	123.5	118.3	113.9	107.3	102.9	98.6	89.8	83.2	72.3
Secondary	GWh	93.3	97.2	100.2	101.7	105.2	105.6	105.0	102.2	101.8	96.7

Table 9-8(3) Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level

Bayram Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=740m L.W.L.=686m-735m With Baglik H.W.L.=530.00m										
Reservoir	Damsite Layout	Bayram 740-686	Bayram 740-700	Bayram 740-705	Bayram 740-710	Bayram 740-715	Bayram 740-720	Bayram 740-725	Bayram 740-730	Bayram 740-735
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
Annual Inflow	M ³ S	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20	19 20
High Water Level	M	740 00	740 00	740 00	740 00	740 00	740 00	740 00	740 00	740 00
Normal Water Level	M	732 00	728 67	728 33	730 00	731 67	733 33	735 00	738 67	738 33
Low Water Level	M	686 00	700 00	705 00	710 00	715 00	720 00	725 00	730 00	735 00
Available Drawdown	M	54 00	40 00	35 00	30 00	25 00	20 00	15 00	10 00	5 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	133 00	133 00	133 00	133 00	133 00	133 00	133 00	133 00	133 00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	113 00	95 00	87 00	78 00	68 00	57 00	45 00	31 00	17 00
Dam	Type	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
	Height from Found	M 145	M 145	M 145	M 145	M 145	M 145	M 145	M 145	M 145
	Crest Length	M 415	M 415	M 415	M 415	M 415	M 415	M 415	M 415	M 415
	Volume	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144	10 ³ M ³ 6,144
Headrace Tunnel	Type									
	Diameters	M								
	Length	M								
Penstock	Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
	Diameters	M 3 30	M 3 19	M 3 15	M 3 07	M 3 03	M 2 90	M 2 81	M 2 82	M 2 47
	Length	M 321	M 321	M 321	M 321	M 321	M 321	M 321	M 321	M 321
Powerhouse	Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel	Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
	Diameters	M 4 6	M 4 5	M 4 5	M 4 4	M 4 3	M 4 2	M 4 1	M 3 9	M 3 8
	Length (Tunnel) (Channel)	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930	M 7,930
Firm Discharge	M ³ S	10 70	10 00	9 70	9 30	8 90	8 30	7 70	6 80	6 00
Maximum Discharge	M ³ S	43 00	40 00	39 00	37 00	36 00	33 00	31 00	27 00	24 00
Tail Water Level	M	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00
Gross Head	M	210 00	210 00	210 00	210 00	210 00	210 00	210 00	210 00	210 00
Maximum Head	M	192 00	196 67	198 33	200 00	201 67	203 33	205 00	206 67	208 33
Normal Head	M	156 00	170 00	175 00	180 00	185 00	190 00	195 00	200 00	205 00
Minimum Head	M	9 10	9 20	9 20	9 30	9 30	9 40	9 50	9 60	9 60
Effective Head	M	200 90	200 80	200 80	200 70	200 70	200 60	200 50	200 40	200 20
Maximum	M	182 90	187 47	189 13	190 70	192 37	193 93	195 50	197 07	198 53
Normal	M	148 90	160 80	165 80	170 70	175 70	180 60	185 50	190 40	195 20
Minimum	M	66	64	63	61	59	55	52	46	41
Installed Capacity	MW	58 0	55 6	54 0	52 1	51 0	49 0	46 5	42 9	38 3
Firm Peak Power	MW	247 9	246 5	244 9	242 8	240 0	235 2	225 8	212 6	193 8
Annual Energy	GWh	141 4	134 8	130 8	126 3	122 2	116 0	107 8	97 4	86 1
Average	GWh	106 5	111 9	114 1	116 5	117 8	119 2	118 0	115 2	107 8
Firm	GWh									
Secondary	GWh									

Baglik Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=530.00m With Bayram H.W.L.=740m L.W.L.=686m-700m										
Reservoir	Damsite Layout	Baglik 740-686	Baglik 740-700	Baglik 740-705	Baglik 740-710	Baglik 740-715	Baglik 740-720	Baglik 740-725	Baglik 740-730	Baglik 740-735
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ S	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90	24 90
High Water Level	M	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00	530 00
Normal Water Level	M	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50	528 50
Low Water Level	M	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00	527 00
Available Drawdown	M	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00	3 00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30	7 30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
Dam	Type	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
	Height from Found	M 74	M 74	M 74	M 74	M 74	M 74	M 74	M 74	M 74
	Crest Length	M 190	M 190	M 190	M 190	M 190	M 190	M 190	M 190	M 190
	Volume	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195	10 ³ M ³ 195
Headrace Tunnel	Type									
	Diameters	M								
	Length	M								
Penstock	Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
	Diameters	M 3 60	M 3 5	M 3 4	M 3 3	M 3 3	M 3 2	M 3 1	M 2 9	M 2 8
	Length	M 213	M 213	M 213	M 213	M 213	M 213	M 213	M 213	M 213
Powerhouse	Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel	Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
	Diameters	M 4 9	M 4 8	M 4 7	M 4 6	M 4 6	M 4 5	M 4 4	M 4 3	M 4 1
	Length (Tunnel) (Channel)	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454	M 4,454
Firm Discharge	M ³ S	13 00	12 00	11 50	11 00	10 50	10 00	9 30	8 50	7 50
Maximum Discharge	M ³ S	52 00	48 00	46 00	44 00	42 00	40 00	37 20	34 00	30 00
Tail Water Level	M	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00	392 00
Gross Head	M	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00	138 00
Maximum Head	M	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50	136 50
Normal Head	M	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00	135 00
Minimum Head	M	5 70	5 60	5 70	5 70	5 70	5 80	5 80	5 90	6 00
Effective Head	M	132 30	132 40	132 30	132 30	132 30	132 20	132 20	132 10	132 00
Maximum	M	130 80	130 90	130 80	130 80	130 80	130 70	130 70	130 60	130 50
Normal	M	129 30	129 40	129 30	129 30	129 30	129 20	129 20	129 10	129 00
Minimum	M	59	54	52	49	47	45	42	38	33
Installed Capacity	MW	56 4	51 5	50 0	48 0	46 0	44 0	40 0	37 0	33 0
Firm Peak Power	MW	221 4	216 3	213 5	210 7	208 8	201 0	192 6	180 8	169 5
Annual Energy	GWh	124 2	113 6	109 5	104 9	100 7	96 1	87 6	80 8	72 3
Average	GWh	97 2	102 7	104 0	105 8	106 1	104 9	105 0	100 0	97 2
Firm	GWh									
Secondary	GWh									

Table 9-8(4) Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level

Bayram Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L. = 735m L.W.L. = 530.00m With Baglik H.W.L. = 530.00m									
	Onsite Layout	Bayram 735-666	Bayram 735-700	Bayram 735-705	Bayram 735-710	Bayram 735-715	Bayram 735-720	Bayram 735-725	Bayram 735-730
Reservoir									
Catchment Area	KM ²	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159
Annual Inflow	M ³ /S	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
High Water Level	M	735.00	735.00	735.00	735.00	735.00	735.00	735.00	735.00
Normal Water Level	M	718.67	723.33	725.00	726.67	728.33	730.00	731.67	733.33
Low Water Level	M	656.00	700.00	705.00	710.00	715.00	720.00	725.00	730.00
Available Drawdown	M	49.00	35.00	30.00	25.00	20.00	15.00	10.00	5.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	96.00	78.00	70.00	61.00	51.00	40.00	28.00	14.00
Dam									
Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found.	M	140	140	140	140	140	140	140	140
Crest Length	M	395	395	395	395	395	395	395	395
Volume	10 ³ M ³	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400	5,400
Headrace Tunnel									
Type									
Diameters	M								
Length	M								
Penstock									
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	2.6	2.4	2.4
Length	M	321	321	321	321	321	321	321	321
Powerhouse									
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel									
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.5	4.4	4.3	4.2	4.1	3.9	3.4	3.4
Length (Tunnel)	M	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930
(Channel)	M								
Firm Discharge	M ³ /S	10.10	9.30	8.90	8.50	8.10	7.40	6.70	5.80
Maximum Discharge	M ³ /S	40.00	37.00	36.00	34.00	32.00	30.00	27.00	23.00
Tail Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Gross Head									
Maximum Head	M	205.00	205.00	205.00	205.00	205.00	205.00	205.00	205.00
Normal Head	M	188.67	193.33	195.00	196.67	198.33	200.00	201.67	203.33
Minimum Head	M	156.00	170.00	175.00	180.00	185.00	190.00	195.00	200.00
Loss of Head	M	9.20	9.30	9.30	9.40	9.40	9.50	9.60	9.90
Effective Head									
Maximum	M	195.80	195.70	195.70	195.60	195.60	195.40	195.10	195.10
Normal	M	179.47	184.03	185.70	187.27	188.93	190.50	192.07	193.43
Minimum	M	148.80	160.70	165.70	170.60	175.60	180.50	185.40	190.10
Installed Capacity	MW	62	58	57	55	52	49	44	38
Firm Peak Power	MW	52.4	50.5	49.6	49.5	47.3	45.1	43.1	37.6
Annual Energy									
Average	GWh	237.0	235.1	233.2	228.9	233.3	215.8	204.8	164.7
Firm	GWh	128.2	110.5	108.6	108.4	103.6	100.9	84.4	62.4
Secondary	GWh	108.8	124.6	124.6	120.5	129.7	114.9	110.3	102.3

Baglik Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L. = 530.00m with Bayram H.W.L. = 735m L.W.L. = 530.00m									
	Onsite Layout	Baglik 735-666	Baglik 735-700	Baglik 735-705	Baglik 735-710	Baglik 735-715	Baglik 735-720	Baglik 735-725	Baglik 735-730
Reservoir									
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90
High Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Normal Water Level	M	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50
Low Water Level	M	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00
Available Drawdown	M	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dam									
Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found.	M	74	74	74	74	74	74	74	74
Crest Length	M	190	190	190	190	190	190	190	190
Volume	10 ³ M ³	195	195	195	195	195	195	195	195
Headrace Tunnel									
Type									
Diameters	M								
Length	M								
Penstock									
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.50	3.35	3.27	3.23	3.15	3.03	2.90	2.72
Length	M	213	213	213	213	213	213	213	213
Powerhouse									
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel									
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.8	4.7	4.6	4.5	4.5	4.4	4.2	4.0
Length (Tunnel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
(Channel)	M								
Firm Discharge	M ³ /S	12.00	11.00	10.60	10.20	9.70	9.10	8.30	7.30
Maximum Discharge	M ³ /S	48.00	44.00	42.00	41.00	39.00	36.00	33.00	29.00
Tail Water Level	M	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Gross Head									
Maximum Head	M	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Normal Head	M	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50
Minimum Head	M	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Loss of Head	M	5.60	5.70	5.70	5.80	5.80	5.80	5.90	6.00
Effective Head									
Maximum	M	132.40	132.30	132.30	132.20	132.20	132.10	132.00	132.00
Normal	M	130.90	130.80	130.80	130.70	130.70	130.60	130.50	130.50
Minimum	M	129.40	129.30	129.30	129.20	129.20	129.10	129.00	129.00
Installed Capacity	MW	54	49	47	45	44	40	37	32
Firm Peak Power	MW	52	45	45	45	42	39	36	31
Annual Energy									
Average	GWh	215.7	210.1	207.2	203.2	197.5	189.5	180.0	166.0
Firm	GWh	113.6	105.1	100.7	95.6	92.0	85.4	78.8	67.9
Secondary	GWh	102.1	105.0	106.5	104.7	105.5	104.1	101.2	99.1

Table 9-8(5) Outline of Alternative Plan for Bayram Reservoir Water Level

Bayram Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=730m L.W.L.=665m-725m With Baglik H.W.L.=530.00m

	Dam Site Layout	Bayram 730-666	Bayram 730-700	Bayram 730-705	Bayram 730-710	Bayram 730-715	Bayram 730-720	Bayram 730-725
Reservoir								
Catchment Area	KM ²	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158	1,158
Annual Inflow	M ³ /S	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20	19.20
High Water Level	M	730.00	730.00	730.00	730.00	730.00	730.00	730.00
Normal Water Level	M	715.33	720.00	721.67	723.33	725.00	728.87	728.33
Low Water Level	M	666.00	700.00	705.00	710.00	715.00	720.00	725.00
Available Drawdown	M	44.00	30.00	25.00	20.00	15.00	10.00	5.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	102.00	102.00	102.00	102.00	102.00	102.00	102.00
Effective Capacity	10 ⁶ M ³	82.00	64.00	58.00	47.00	34.00	26.00	14.00
Dam								
Type		Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height from Found.	M	135	135	135	135	135	135	135
Crest Length	M	379	379	379	379	379	379	379
Volume	10 ³ M ³	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800
Headrace Tunnel								
Type								
Diameters	M							
Length	M							
Penstock								
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.1	3.0	2.9	2.8	2.7	2.6	2.4
Length	M	321	321	321	321	321	321	321
Powerhouse								
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel								
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9	3.7
Length (Tunnel)	M	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930	7,930
(Channel)	M							
Firm Discharge	M ³ /S	9.50	8.70	8.30	7.80	7.10	6.80	5.80
Maximum Discharge	M ³ /S	38.00	35.00	33.00	31.00	28.00	26.00	23.00
Tail Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Gross Head								
Maximum Head	M	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Normal Head	M	185.33	190.00	191.67	193.33	195.00	198.87	198.33
Minimum Head	M	156.00	170.00	175.00	180.00	185.00	190.00	195.00
Loss of Head	M	9.10	9.20	9.30	9.40	9.50	9.60	9.80
Effective Head								
Maximum	M	190.90	190.80	190.70	190.60	190.50	190.40	190.20
Normal	M	176.23	180.80	182.37	183.93	185.50	187.07	188.53
Minimum	M	148.90	160.80	165.70	170.60	175.50	180.40	185.20
Installed Capacity	MW	57	54	52	49	44	42	37
Firm Peak Power	MW	45.5	46.3	45.0	43.6	42.4	39.5	36.3
Annual Energy								
Average	GWh	227.0	223.9	221.0	215.4	206.5	187.8	160.0
Firm	GWh	119.5	110.8	107.1	103.2	97.1	87.3	79.4
Secondary	GWh	108.8	113.1	113.9	112.2	109.4	100.5	80.6

Baglik Project Tailrace Undergr. P/S Layout H.W.L.=530.00m with Bayram H.W.L.=730m L.W.L.=665m-725m

	Dam Site Layout	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Reservoir								
Catchment Area	KM ²	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509	1,509
Annual Inflow	M ³ /S	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90	24.90
High Water Level	M	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00	530.00
Normal Water Level	M	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50	528.50
Low Water Level	M	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00	527.00
Available Drawdown	M	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Gross Capacity	10 ⁶ M ³	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
Effect Capacity	10 ⁶ M ³	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dam								
Type		Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra	Con-Gra
Height from Found.	M	74	74	74	74	74	74	74
Crest Length	M	190	190	190	190	190	190	190
Volume	10 ³ M ³	195	195	195	195	195	195	195
Headrace Tunnel								
Type								
Diameters	M							
Length	M							
Penstock								
Type		Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel	Tunnel
Diameters	M	3.4	3.2	3.2	3.1	3.0	2.9	2.7
Length	M	213	213	213	213	213	213	213
Powerhouse								
Type		Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.	Undergr.
Tailrace Tunnel								
Type		Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho	Hosesho
Diameters	M	4.7	4.5	4.5	4.4	4.3	4.2	4.0
Length (Tunnel)	M	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454	4,454
(Channel)	M							
Firm Discharge	M ³ /S	11.25	10.30	9.90	9.50	8.70	8.10	7.30
Maximum Discharge	M ³ /S	45.00	41.00	40.00	38.00	35.00	32.00	29.00
Tail Water Level	M	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00	392.00
Gross Head								
Maximum Head	M	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Normal Head	M	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50	136.50
Minimum Head	M	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Loss of Head	M	5.70	5.80	5.80	5.80	5.90	5.90	6.00
Effective Head								
Maximum	M	132.30	132.20	132.20	132.20	132.10	132.10	132.00
Normal	M	130.80	130.70	130.70	130.70	130.60	130.60	130.50
Minimum	M	129.30	129.20	129.20	129.20	129.10	129.10	129.00
Installed Capacity	MW	51	45	45	43	39	36	32
Firm Peak Power	MW	49	45	44	41	38	35	31
Annual Energy								
Average	GWh	210.8	204.0	200.0	193.3	183.0	171.7	152.0
Firm	GWh	107.1	98.3	96.4	89.5	83.2	76.4	67.9
Secondary	GWh	103.5	105.7	103.6	103.8	99.8	95.3	84.1