Table 4.45 PLAN OUTLAY FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT
State and Union Territories
Outlay for Eight plan (1992-97)

(Rs. Crore at 1991-92 prices)

State	Agriculture & Allied Activities and Irrigation & Flood Control	Rural Development	Speacial Area Programmes	Energy (Incl.IREP)	Industry and Minerals	Transport	Science and Technolgy	Ecology and Technology	Social Services	Others	Total
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Arunachal Pradesh	181	36		152	24	344		47	322	48	1,155
Assam	777	187	12	1,197	323	295	5	117	1,642	109	4,662
Manipur	245	14		187	40	161	4	24	256	47	976
Meghalaya	149	38	11	172	43	207	2	62	275	71	1,029
Mizoram	83	130		104	44	103	2	31	212	53	763
Nagaland	109	96	10	61	49	162	1	29	226	100	844
Tripura	279	74	90	121	65	105	2	27	350	16	1,130
West Bengal	1,522	683	144	3,025	1,075	575	18	143	2,372	203	9,760

Source:Statistical abstract India 19988, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.46 PLAN OUTLAY FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT
State and Union Territories(1/4)
Outlay for (1995-96)

(Rs. lakh)

State	Agriculture & Allied Activities	Rural Development	Speacial Area Programmes (Backward Areas)	Irrigation and Flood Control	Energy	Industry and Minerals
1	2	3	4	5	6	7
Arunachal Pradesh	4,940	1,890		2,013	10,760	682
Assam	13,993	8,992	310	9,667	15,407	5,590
Manipur	2,556	1,217		4,889	4,348	1,105
Meghalaya		2,173	279	1,000	1,499	1,249
Mizoram	2,260	3,760		247	2,935	1,043
Nagaland	1,618	2,918	178	355	2,100	693
Tripura	3,680	3,013	2,134	1,201	3,521	1,191
West Bengal	10,223	15,029	2,175	16,500	74,362	19,500

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.46 PLAN OUTLAY FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT
State and Union Territories(2/4)
Outlay for (1995-96) (Rs. lakh)

State	Transport and Communi-cations	Science, Technology and Envoirment	General Economics Services	Social Services	General Services	Total
1	8	9	10	11	12	13
Arunachal Pradesh	10,267	26	994	11,325	1,023	43,930
Assam	10,662	273	3,991	50,167	1,148	120,200
Manipur	4,078	112	439	9,552	746	29,042
Meghalaya	6,325	112	785	7,793	709	25,567
Mizoram	4,480	50	1,535	6,516	574	23,400
Nagaland	1,506	19	3,320	5,612	1,181	19,500
Tripura	3,153	71	198	11,398	309	29,839
West Bengal	15,500	219	2,066	48,468	4,158	208,200

Source:Statistical abstract India 1998., Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.46 PLAN OUTLAY FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT
State and Union Territories(3/4)
Outlay for (1996-97) (Rs. lakh)

State	Agriculture & Allied Activities	Rural Development	Speacial Area Programmes (Backward Areas)	Irrigation and Flood Control	Energy	Industry and Minerals
1	2	3	4	5	6	7
Arunachal Paradesh	4,461	1,755		1,947	7,455	736
Assam	12,950	11,452	230	10,772	12,252	5,200
Manipur	2,531	1,246		4,739	4,460	1,164
Meghalaya	3,137	2,240	178	888	1,560	1,034
Mizoram	2,430	3,615	10	278	4,563	1,037
Nagaland	1,614	3,179	427	252	2,061	750
Tripura	3,650	3,272	2,134	1,643	3,371	1,191
West Bengal	8,480	17,700	1,930	17,375	103,508	13,070

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.46 PLAN OUTLAY FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT
State and Union Territories(4/4)
Outlay for (1996-97)

(Rs. lakh)

State	Transport and Communi-cations	Science, Technology and Envoirment	General Economics Services	Social Services	General Services	Total
1	8	9	10	11	12	13
Arunachal Pradesh	12,229	26	1,548	14,499	1,061	45,717
Assam	9,234	160	3,383	53,369	2,623	121,625
Manipur	8,037	113	630	11,741	883	35,544
Meghalaya	6,650	100	790	9,899	664	27,140
Mizoram	3,953	57	1,783	9,194	682	27,602
Nagaland	2,394	24	3,737	8,939	746	24,123
Tripura	3,681	71	208	15,101	369	34,691
West Bengal	18,225	355	1,093	46,534	1,730	230,000

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.47 PLAN EXPENDITURE FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT(1/2)
State and Union Territories
Actual Expenditure For Annual Plan 1994-95

(Rs. lakh)

State	Agriculture & Allied Activities	Rural Development	Speacial Area Programmes (Backward Areas)	Irrigation and Flood Control	Energy	Industry and Minerals
1	2	3	4	5	6	7
Arunachal Paradesh	4,172	1,250		1,778	18,291	580
Assam	11,530	8,820	299	8,876	18,284	5,414
Manipur	2,055	444		4,230	4,098	1,000
Meghalaya	2,343	819	115	528	720	826
Mizoram	2,065	3,428		245	2,742	890
Nagaland	618	141	167	226	1,016	474
Tripura	3,329	2,008	1,980	1,028	3,319	1,021
West Bengal	6,985	17,948	3,662	15,917	57,307	21,634

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.47 PLAN EXPENDITURE FOR PUBLIC SECTOR BY HEADS OF DEVELOPMENT(2/2)

State and Union Territories

Actual Expenditure For Annual Plan 1994-95

(Rs. lakh)

State	Transport and Communi-cations	Science, Technology and Envoirment	General Economics Services	Social Services	General Services	Total
1	2	3	4	5	6	7
Arunachal Pradesh	8,917	19	584	9,068	677	25,759
Assam	8,176	212	2,427	39,415	829	180,461
Manipur	3,417	106	361	5,731	626	12,883
Meghalaya	5,910	82	570	5,600	380	109,159
Mizoram	3,490	37	1,302	5,590	426	106,610
Nagaland	451	10	3,135	2,113	234	159,971
Tripura	2,556	71	158	9,981	292	13,058
West Bengal	12,129	134	5,299	27,660	1,526	46,748

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.48 BUDGETARY POSITION OF THE GOVERNMENT OF INDIA

(Rs.crore)

Item	1985-86	1989-90	1990-91	1991-92	1992-93	1993-94	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.Revenue Account										
A. Revenue	29,178	54,614	57,650	69,100	77,573	79,650	95,549	115,679	131,686	145,773
B. Expenditure	35,066	66,528	76,212	85,361	96,147	112,366	126,578	149,010	164,340	189,459
C. Surplus(+)/Deficit(-)	-5,888	-11,914	-18,562	-162,261	-18,574	-32,716	-31,029	-33,331	-32,654	-43,686
2.Capital Account										
A.Receipts	19,315	30,020	38,997	38,528	36,178	55,440	68,695	65,213	61,544	96,731
B.Disbursements	18,742	28,698	31,782	29,122	29,916	33,684	38,627	39,482	42,074	53,045
C. Surplus(+)/Deficit(-)	573	1,322	7,215	9,406	6,262	21,756	30,068	25,731	19,470	43,686
3.Overall Surplus(+)/Deficit(-)	-5,315	-10,592	-11,347	-6,855	-12,312	-10,960	-961	-7,600	13,184	2,324
4.Financing Of Surplus(+)/Deficit(-)										
A.Increase(-)/Decrease(-)in Treasury Bill	-6,562	-10,911	-11,769	-6,887	-11,773	-11,982	268	-6,477	12,729	-
B.Decrease(-)/Increase(+) in cash balance	-381	319	422	32	-539	1,022	-1,229	-1,123	455	2,324
(i) Opening Balance	488	1,146	1,465	1,887	1,919	1,380	2,402	1,173	2,829	2,374
(ii) Closing Balance	107	1,465	1,887	1,919	1,380	2,402	1,173	50	2,374	50

Source:Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.49 GENERAL STATEMENT OF THE REVENUE RECEIPTS AND REVENUE EXPENDITURE ACCOUNT OF STATE GOVERNMENTS

State	Item	1981-82	1982-83	1983-84	1984-85	1985-86	1986-87
1		2	3	4	5	6	7
West Bengal	Revenue	1,223.8	1,379.3	1,533.1	1,778.6	2,343.2	2,510.2
	Expenditure	1,311.6	1,621.7	1,739.3	2,150.5	2,260.3	2,697.5
	Surplus(+)/Deficit(-)	-87.8	-22.4	-206.2	-371.9	+82.9	-187.3
Assam	Revenue	367.1	439.0	550.6	697.3	957.1	1,233.7
	Expenditure	404.5	482.9	689.6	837.1	958.1	1,160.4
	Surplus(+)/Deficit(-)	-37.4	-43.9	-139.0	-139.8	-1.0	+73.3
Manipur	Revenue	95.1	116.6	129.7	171.4	226.3	248.3
	Expenditure	85.1	92.6	106.0	133.8	155.8	198.1
	Surplus(+)/Deficit(-)	10.0	+24.0	+23.7	+37.6	+70.5	+50.2
Meghalaya	Revenue	82.0	96.8	125.0	148.0	182.9	214.9
	Expenditure	74.3	85.0	99.7	116.9	135.8	155.3
	Surplus(+)/Deficit(-)	7.7	+11.8	+25.2	+31.0	+47.1	+59.6
Nagaland	Revenue	108.4	133.8	161.9	209.5	297.4	300.7
	Expenditure	100.6	128.2	165.2	209.5	297.4	268.7
	Surplus(+)/Deficit(-)	+7.8	+5.6	-3.3	+16.2	69.3	+32.0
Tripura	Revenue	96.7	123.7	145.0	182.7	231.3	274.9
	Expenditure	90.8	108.5	141.2	146.2	187.4	229.5
	Surplus(+)/Deficit(-)	+5.9	+15.2	+3.8	+36.5	+43.9	+45.4

Source: Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.50 FOREIGN TRADE: OVERALL TRADE IN MERCHANDISE AND TREASURE

(Rs.lakh)

Item	1990-91	1991-92	1992-93	1993-94	1994-95	1995-96	1996-97
Merchandise							
Imports (Foreign merchandise)	4,319,286	4,785,084	6,337,451	7,310,101	8,997,066	12,267,814	13,891,968
Exports (Indian merchandise)	3,240,565	4,397,591	5,360,539	6,965,583	8,260,872	10,619,013	11,858,824
Re-Exports (Foreign merchandise)	14,769	6,590	8,286	9,556	6,539	16,321	22,884
Total exports	3,255,334	4,404,181	5,368,825	6,975,139	8,267,411	10,635,334	11,881,708
Balance of Trade	-1,063,952	-380,903	-968,626	-334,962	-729,655	-1,632,480	-2,010,260
Treasure							
Imports							
Gold	447	11,159	3,367	1,254	35	663	262
Currency notes(1)	148		1,372,203	4,510	17	42	930
Total	595	11,159	140,570	5,764	52	705	1,192
Exports (2)							
Gold	-	-	-	-	-	-	-
Currency notes(1)	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-
Balance of Trade(3)	-447	-11,159	-3,367	-1,254	-35	-663	-262
Visible balance of trade	-1,064,399	-392,062	-1,109,196	-340,726	-729,690	-1,633,143	-2,010,260

(1) Include GOI coins; (2) Includes re-exports; (3)with respect of gold only;

Source: Statistical abstract India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.51 OVERALL BALANCE OF PAYMENTS(1/2)

(Rs.crore)

Item	1990-91			1992-93		
	Credit	Debit	Net	Credit	Debit	Net
1	2	3	4	5	6	7
A. Current Account						
I Merchandise	33,152.6	50,086.2	-16,933.6	54,762.0	68,862.9	-14,100.9
II Invisibles (a+b+c)	13,393.6	13,828.5	-434.9	23,901.0	22,563.6	1,337.4
a) Services	8,167.1	6,408.1	1,759.0	13,718.1	11,019.6	2,698.5
i) Travel	2,612.5	702.5	1,910.0	6,090.3	1,176.9	4,883.4
ii) Transportation	1,764.6	1,961.0	-196.4	2,850.4	4,547.0	-1,696.6
iii) Insurance	198.4	158.4	40.0	459.4	448.9	10.5
iv) Government not included elsewhere	27.3	311.2	-283.9	219.6	305.2	-85.6
v) miscellaneous	3,564.3	3,275.0	289.3	4,128.4	4,541.6	-413.2
b)Transfer	4,566.0	27.5	4,538.5	9,179.0	37.3	9,141.7
vi) Official	829.3	1.8	827.5	1,055.0	2.3	1,052.7
vii) Private	3,736.7	25.7	3,711.0	8,124.0	35.0	8,089.0
c) Investment income	660.5	7,392.9	-6,732.4	1,003.9	11,506.7	-10,502.8
Total Current Account [I+II]	46,546.2	63,914.7	-17,368.5	78,663.0	91,426.5	-12,763.5
B. Capital Account						
1. Foreign Investment (a+b)	201.8	18.3	183.5	1,798.5	98.6	1,699.9
a) In India	201.8	18.3	183.5	1,798.5	98.6	1,699.9
i) Direct	191.7	18.1	173.6	1,051.1	92.4	958.7
ii) Portfolio	10.1	0.2	9.9	747.4	6.2	741.2
b) Abroad						
2. Loans [a+b+c]	16,922.4	6,994.7	9,927.7	26,639.3	25,193.9	1,445.4
a) External Assistance	6,094.5	2,140.1	3,954.4	10,172.7	4,433.5	5,739.2
i) By India		10.5	-10.5		10.5	-10.5
ii) To India	6,094.5	2,129.6	3,964.9	10,172.7	4,423.0	5,749.7
b) Commercial Borrowing (MT & LT)	7,683.8	3,639.2	4,044.6	3,620.3	4,739.6	-1,119.3
i) By India	54.1	43.9	10.2	37.6	62.2	-24.6
ii) To India	7,629.7	3,595.3	4,034.4	3,582.7	4,677.4	-1,094.7
c) Short Term to India	3,144.1	1,215.4	1,928.7	12,846.3	16,020.8	-3,174.5
3. Banking Capital [a+b]	18,133.4	16,908.6	1,224.8	34,255.4	22,098.6	12,156.8
a) Commercial Banks	14,282.0	12,659.8	1,622.2	29,682.7	20,726.8	8,955.9
i) Assets	764.2	1,415.8	-651.6	3,782.7	484.9	3,297.8
ii) Liabilities	334.5	817.1	-482.6	709.3	1,148.4	-439.1
iii) Non-Resident Deposits	13,183.3	10,426.9	2,756.4	25,190.7	19,093.5	6,097.2
b) Others	3,851.4	4,248.8	-397.4	4,572.7	1,371.8	3,200.9
4. Rupee Debt Service		2,139.8	-2,139.8		2,334.6	-2,334.6
5. Other Capital	5,593.3	2,128.7	3,464.6	3,432.9	4,191.5	-758.6
Total Capital Account [1 to 5]	40,850.0	28,190.1	12,660.8	66,126.1	53,917.2	12,208.9
C. Errors & Ommissions	236.8		236.8		245.6	-245.6
D. Overall Balance [A+B+C]	87,633.9	92,104.8	-4,470.9	144,789.1	145,589.3	-800.2
E. Monetary Movements[i+ii+iii]	5,626.8	1,155.9	4,470.9	4,231.0	3,430.8	800.2
i) I.M.F	3,333.7	1,155.9	2,177.8	4,231.0	867.6	3,363.4
ii) SDR Allocation						
iii) Foreign Exchange Reserves (Increase-/Decrease+)	2,293.1		2,293.1		2,563.2	-2,563.2

Source: Statistical Abstract of India 1998, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.51 OVERALL BALANCE OF PAYMENTS(2/2)

(Rs.crore)

Item	1993-94			1994-95		
	Credit	Debit	Net	Credit	Debit	Net
1	8	9	10	11	12	13
A. Current Account						
I Merchandise	71,146.0	78,630.3	-7,484.3	84,328.5	106,155.2	-21,826.7
II Invisibles (a+b+c)	30,262.2	26,413.7	3,848.5	42,245.1	31,001.0	11,244.1
a) Services	16,510.6	14,833.9	1,676.7	19,258.8	17,375.0	1,883.8
i) Travel	6,970.3	1,558.5	5,411.8	7,423.8	2,569.5	4,854.3
ii) Transportation	4,494.9	5,536.5	-1,041.6	5,328.1	5,851.8	-523.7
iii) Insurance	388.1	611.8	-223.7	475.7	566.6	-90.9
iv) Government not included elsewhere	94.5	480.6	-386.1	28.3	518.4	-490.1
v) miscellaneous	4,562.8	6,646.5	-2,083.7	6,002.9	7,868.7	-1,865.8
b)Transfer	12,514.0	83.4	12,430.6	20,203.8	71.5	20,132.3
vi) Official	1,170.3	15.0	1,155.3	1,322.9	1,390.0	1,309.0
vii) Private	11,343.7	68.4	11,275.3	18,880.9	57.6	18,823.3
c) Investment income	1,237.6	11,496.4	-10,258.8	2,782.5	13,554.5	-10,772.0
Total Current Account [I+II]	101,408.2	105,044.0	-3,635.8	126,573.6	137,156.2	-10,582.6
B. Capital Account						
1. Foreign Investment (a+b)	14,461.4	1,179.9	13,281.5	18,085.5	2,998.4	15,087.1
a) In India	14,461.4	1,178.8	13,282.6	18,058.0	2,608.6	15,449.4
i) Direct	2,041.6	203.8	1,837.8	4,241.0	25.0	4,216.0
ii) Portfolio	12,419.8	975.0	11,444.8	13,817.0	2,583.6	11,233.4
b) Abroad		1.1	-1.1	27.5	389.8	-362.3
2. Loans [a+b+c]	31,275.8	25,590.1	5,685.7	34,328.9	24,786.5	9,542.4
a) External Assistance	10,903.5	4,954.7	5,948.8	10,029.7	5,256.5	4,773.2
i) By India		15.1	-15.1	4.3	29.4	-25.1
ii) To India	10,903.5	4,939.6	5,963.9	10,025.4	5,227.1	4,798.3
b) Commercial Borrowing (MT & LT)	9,457.1	7,307.7	2,149.4	13,346.7	9,813.4	3,533.3
i) By India	320.1	75.6	244.5	306.2	10.7	295.5
ii) To India	9,137.0	7,232.1	1,904.9	13,040.5	9,802.7	3,237.8
c) Short Term to India	10,915.2	13,327.7	-2,412.5	10,952.5	9,716.6	1,235.9
3. Banking Capital [a+b]	36,069.8	28,971.3	7,098.5	22,033.5	23,091.6	-1,058.1
a) Commercial Banks	33,289.3	28,091.0	5,198.3	20,243.9	22,215.7	-1,971.8
i) Assets	864.4	3,513.0	-2,648.6	755.8	3,779.7	-3,023.9
ii) Liabilities	4,665.8	598.8	4,067.0	1,263.9	751.0	512.9
iii) Non-Resident Deposits	27,759.1	23,979.2	3,779.9	18,224.2	17,685.0	539.2
b) Others	2,780.5	880.3	1,900.2	1,789.6	875.9	913.7
4. Rupee Debt Service		3,301.6	-3,301.6		3,089.6	-3,089.6
5. Other Capital	9,450.5	3,872.7	5,577.8	7,901.9	700.7	7,201.2
Total Capital Account [1 to 5]	91,257.5	62,915.6	28,341.9	82,439.8	54,666.8	27,683.0
C. Errors & Ommissions	2,510.1		2,510.1	2,049.1		2,049.1
D. Overall Balance [A+B+C]	195,175.8	167,959.6	27,216.2	210,972.5	191,823.0	19,149.5
E. Monetary Movements[i+ii+iii]	1,006.9	28,233.1	-27,216.2		19,149.5	-19,149.5
i) I.M.F	1,006.9	419.7	587.2		3,585.0	-3,585.0
ii) SDR Allocation						
iii) Foreign Exchange Reserves (Increase-/Decrease+)		27,803.4	-27,803.4		15,564.5	-15,564.5

Source: Statistical Abstract of India 1997, Central Statistical Organisation, Department of Statistics, Government of India

Table 4.52 ELECTRICITY GENERATED, PURCHASED, SOLD AND ENERGY LOSSES (ALL INDIA UTILITIES) DURING 1997-98

Data No: IND -1

S.No	Item	Energy (GWh)	% age of Item 1
1	Energy generated (gross) (Utilities)	421747.28	100.00
2	Energy used in power station auxiliaries	30684.2	7.28
3	Energy generated (Net) at bus-bar i.e. (1) - (2)	391063.08	92.72 % of item 6
4	Energy purchased from Non-Utilities	2541.51	0.74
5	Energy imported from other countries (Nepal & Bhutan)	1384.66	0.42
6	Energy available for supply i.e. (3) + (4) + (5)	394989.25	100.00
7	Energy sold to ultimate consumers	296743.6	75.13
8	Energy sold to other countries (Nepal & Bhutan)	326.73	0.08
9	Total energy sold i.e (7) + (8)	297070.33	75.21
10	Energy lost in transformation, transmmision and distribution and unaccounted for i.e. (6) - (9)	97918.92	24.79

Table 4.53 ELECTRICITY GENERATED, PURCHASED, SOLD AND ENERGY LOSSES, REGION WISE DURING 1997-98

Energy in GWh

Data No: IND-2

		Northern Region	Western Region	Southern Region	Eastern Region	North Eastern Region
I	**Energy Generated (Net)**	116302.02	128426.09	100126.14	42248.49	3960.34
II	**Energy Purcased**					
a)	From Non-Utilities	196.83	904.12	594.85	842.03	3.68
b)	From Other Regions	415.33	2833.06	990.33	116.15	391.40
c)	From Other Countries	0.00	0.00	0.00	1384.66	0.00
	Sub-Totsl	612.16	3737.18	1585.18	2342.84	395.08
III	**Total Energy available (I+II)**	116914.18	132163.27	101711.32	44591.33	4355.42
IV	**Energy Sales**					
a)	To Ultimate consumers	80593.57	104204.89	77765.22	31028.54	3151.40
b)	To Other Regions	1001.68	672.26	634.53	2437.80	2.60
c)	To Other Countries	20.00	0.00	0.00	301.43	2.70
	Sub-Total IV	81615.25	104877.15	78399.75	33767.77	3156.70
V	**Energy Loss in Transmission & Distribution & Unaccounted for**	35298.93	27286.12	23311.57	10823.56	1198.72
VI	**Percentage Energy Loss** (V/III)	30.19	20.65	22.92	24.27	27.52

Table 4.54 ENERGY GENERATION (NET), INTER SYSTEM TRANSFER OF ENERGY,UTILISATION OF ENERGY AND SYSTEM LOSSES STATE WISE DURING 1997-98

Energy in GWh
Data No: IND -3

Region	State/U.Ts	Net generation in own power Houses (Other than jointly owned projects & Central Govt. Projects)	Energy Received From			Energy Available in the States (3+4+5+6)	Energy sent out to /Sold to			Transmission, Transformation, Distribution losses & Energy unaccounted for	
			Jointly owned & Central Govt. projects except BBMB & DVC	Self Generating Industries	From Other States including BBMB & DVC including from outside the Country		Other States including outside the Country	Ultimate consumers within the State	Total (8+9)	Quantum (7-10)	% of Column 7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Northern Region	Haryana	3316.51	6405.89	92.83	3075.60	12890.83	32.55	8470.46	8503.01	4387.82	34.04
	Himachal Pradesh	1302.64	1117.47	0.00	942.63	3362.74	721.46	1961.44	2682.90	679.84	20.22
	Jammu & Kashmir	948.18	4131.81	0.00	143.52	5223.51	21.29	2520.40	2541.69	2681.82	51.34
	Punjab	12161.34	6464.64	0.00	4589.55	23215.53	954.00	17899.45	18853.45	4362.08	18.79
	Rajasthan	6124.81	11610.53	0.00	2957.64	20692.98	458.29	14766.60	15224.89	5468.09	26.42
	Uttar Pradesh	21893.09	14820.10	104.00	213.24	37030.43	545.63	26681.30	27226.93	9803.50	26.47
	Chandigarh	0.00	319.18	0.00	531.69	850.87	0.00	660.44	660.44	190.43	22.38
	Delhi	1423.21	13624.58	0.00	48.23	15096.02	140.07	7633.48	7773.55	7322.47	48.51
	B.B.M.B	10474.08	0.00	0.00	0.00	10474.08	10072.20	0.00	10072.20	401.88	3.84
Western Region	Gujrat	27672.17	9218.75	510.05	336.09	37737.06	0.00	2852.05	28525.05	9212.01	24.41
	Madhya Pradesh	15601.47	14290.76	364.18	511.67	30768.08	118.06	24207.16	24325.22	6442.86	20.94
	Maharashtra	49994.47	11203.10	29.89	35.83	61263.29	597.79	49612.87	50210.66	11052.63	18.04
	Goa	0.00	1416.50	0.00	0.10	1416.60	0.00	977.15	977.15	439.45	31.02
	Daman & Diu	0.00	414.60	0.00	0.00	414.60	0.00	353.69	353.69	60.91	14.69
	D. N. Haveli	0.00	607.33	0.00	0.00	607.33	0.00	528.97	528.97	78.36	12.90

Table 4.54 ENERGY GENERATION (NET), INTER SYSTEM TRANSFER OF ENERGY,UTILISATION OF ENERGY AND SYSTEM LOSSES STATE WISE DURING 1997-98

Energy in GWh
Data No: IND -3

Region	State/U.Ts	Net generation in own power Houses (Other than jointly owned projects & Central Govt. Projects)	Energy Received From			Energy Available in the States (3+4+5+6)	Energy sent out to /Sold to			Transmission, Transformation, Distribution losses & Energy unaccounted for	
			Jointly owned & Central Govt. projects except BBMB & DVC	Self Generating Industries	From Other States including BBMB & DVC including from outside the Country		Other States including outside the Country	Ultimate consumers within the State	Total (8+9)	Quantum (7-10)	% of Column 7
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Southern Region	Andhra Pradesh	26068.68	9131.46	369.48	68.46	35638.08	62.62	24070.31	24132.93	11505.15	32.28
	Karnataka	16456.75	5087.62	1.04	216.64	21762.05	4.22	17609.30	17613.52	4148.53	19.06
	Kerela	5152.68	4373.61	0.00	0.20	9526.49	20.61	7684.28	7704.89	1821.60	19.12
	Tamil Nadu	22218.73	10880.94	224.33	8.58	33332.58	198.06	27448.19	27646.25	5686.33	17.06
	Pondicherry	0.00	838.73	0.00	246.28	1085.01	0.00	937.89	937.89	147.12	13.56
	Lakshyadweep	18.09	0.00	0.00	0.00	18.09	0.00	15.25	15.25	2.84	15.70
Eastern Region	Bihar	3162.32	4000.10	0.00	5826.25	12988.67	403.58	11155.08	11558.66	1430.01	11.01
	Orissa	5362.11	4183.92	842.03	335.40	10723.46	144.35	5240.24	5384.59	5338.87	49.79
	West Bengal	13192.40	2203.90	0.00	3769.99	19166.29	798.88	14467.20	15266.08	3900.21	20.35
	D.V.C	6250.12	1690.28	0.00	964.08	8904.48	8796.56	0.00	8796.56	107.92	1.21
	A. & N. Islands	92.62	0.00	0.00	0.00	92.62	0.00	73.55	73.55	19.07	20.59
	Sikkim	62.35	45.20	0.00	12.60	120.15	0.20	92.47	92.67	27.48	22.87
North Eastern Region	Assam	936.32	1423.03	3.68	219.61	2582.64	5.38	1871.60	1876.98	705.66	27.32
	Manipur	0.67	403.56	0.00	4.04	408.27	0.00	322.18	322.18	86.09	21.09
	Maeghalaya	593.08	46.57	0.00	0.00	639.65	240.71	321.38	562.09	77.56	12.13
	Nagaland	2.14	173.69	0.00	12.13	187.96	0.07	131.89	131.96	56.00	29.79
	Tripura	295.90	155.75	0.00	5.01	456.66	0.00	314.61	314.61	142.05	31.11
	Arunachal Pradesh	82.48	86.43	0.00	0.00	168.91	0.00	111.32	111.32	57.59	34.10
	Mizoram	17.66	134.46	0.00	5.37	157.49	0.00	83.72	83.72	73.77	46.84

Table 4.55 ENERGY SALES (GWh) TO ULTIMATE CONSUMERS STATE WISE DURING 1997-98

Data No: IND -4

Region	State/U.Ts	Total Energy Sold	Domestic	Commercial	Industrial Power (Low & Medium Voltage)	Industrial Power (High Voltage)	Public Lighting	Traction	Agriculture	Public Water Works & Sewage Pumping	Miscellaneous
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Northern Region	Haryana	8470.46	1821.30	316.57	589.69	1344.29	31.39	0.00	3842.84	210.65	313.73
	Himachal Pradesh	1955.06	481.40	134.91	1020.72	(A)	6.21	0.00	10.53	162.81	138.48
	Jammu & Kashmir	2098.45	507.77	304.07	242.33	174.36	38.72	0.00	341.44	259.35	230.41
	Punjab	17899.45	3336.56	675.59	1617.64	5430.92	51.19	0.00	6049.31	167.46	570.78
	Rajasthan	14765.94	2438.31	868.75	1371.01	3824.78	98.98	206.51	4980.35	630.95	346.30
	Uttar Pradesh	26714.53	7360.73	1926.00	1599.00	4560.00	385.80	858.00	9455.00	564.00	16.00
	Chandigarh	660.44	212.32	150.85	67.58	112.14	15.93	0.00	3.00	(A)	87.81
	Delhi	7633.48	3427.48	2087.00	993.00	433.00	200.00	65.00	55.00	255.00	118.00
	Sub-Total	**80197.81**	**19585.87**	**6463.74**	**7500.97**	**15879.49**	**828.22**	**1129.51**	**24737.47**	**2250.22**	**1821.51**
Western Region	Gujrat	28524.29	3444.65	1174.78	3985.95	8110.69	135.67	349.00	10774.84	460.61	88.10
	Madhya Pradesh	24202.87	4203.88	707.63	880.30	6537.03	140.20	1256.20	10004.66	455.97	17.00
	Maharashtra	49612.87	9053.15	3364.57	2784.03	15200.43	449.06	1450.53	15630.45	1380.20	300.45
	Goa	1027.96	243.89	71.89	37.31	573.71	14.13	0.00	11.22	75.81	0.00
	Daman & Diu	353.69	20.10	11.38	45.76	270.77	3.41	0.00	1.27	1.00	0.00
	D. N. Haveli	528.97	11.17	4.13	17.83	494.66	0.54	0.00	0.43	0.21	0.00
	Sub-Total	**104250.65**	**16976.84**	**5334.38**	**7751.18**	**31187.29**	**743.01**	**3055.73**	**36422.87**	**2373.80**	**405.55**

Table 4.55 ENERGY SALES (GWh) TO ULTIMATE CONSUMERS STATE WISE DURING 1997-98

Data No: IND -4

Region	State/U.Ts	Total Energy Sold	Domestic	Commercial	Industrial Power (Low & Medium Voltage)	Industrial Power (High Voltage)	Public Lighting	Traction	Agriculture	Public Water Works & Sewage Pumping	Miscellaneous
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Southern Region	Andhra Pradesh	24153.65	4665.52	937.95	1413.52	5321.00	291.70	850.00	9798.78	(A)	875.12
	Karnataka	17609.30	3181.82	511.93	1099.06	3233.17	160.38	26.44	9171.53	200.56	24.41
	Kerela	7684.28	3798.69	670.31	534.18	2003.44	117.95	8.50	340.81	173.26	37.14
	Tamil Nadu	27448.19	4288.78	2472.26	2249.89	9459.58	245.81	360.00	7281.02	318.61	772.24
	Pondicherry	937.89	144.53	48.21	52.78	573.33	9.86	0.00	95.14	14.04	0.00
	Lakshyadweep	15.25	10.62	3.17	0.44	0.00	1.02	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sub-Total	**77848.56**	**16089.96**	**4643.83**	**5349.87**	**20590.52**	**826.72**	**1244.94**	**26687.28**	**706.47**	**1708.91**
Eastern Region	Bihar	11295.72	900.79	433.17	408.55	7121.62	35.89	668.24	1507.14	183.94	36.38
	Orissa	7812.04	3125.85	401.80	560.19	2892.60	15.40	169.70	343.82	176.58	126.10
	West Bengal	14340.14	3867.53	1738.87	1031.86	4709.50	108.80	677.87	1482.94	324.70	398.07
	A. & N. Islands	73.55	31.83	19.14	5.58	0.00	5.66	0.00	0.00	0.61	10.73
	Sikkim	92.47	48.85	13.98	13.99	0.00	15.65	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sub-Total	**33613.92**	**7974.85**	**2606.96**	**2020.17**	**14723.72**	**181.40**	**1515.81**	**3333.90**	**685.83**	**571.28**
North Eastern Region	Assam	1871.60	449.57	159.49	203.82	626.04	6.00	0.00	25.32	34.76	366.60
	Manipur	322.18	157.87	20.94	27.38	24.16	11.28	0.00	8.06	16.11	56.38
	Maeghalaya	320.63	129.09	37.11	14.96	34.10	3.47	0.00	0.70	24.92	76.28
	Nagaland	131.89	75.40	9.07	20.65	0.00	3.70	0.00	0.00	3.05	20.02
	Tripura	314.61	112.43	36.31	38.77	0.00	6.05	0.00	60.52	51.44	9.09
	Arunachal Pradesh	111.32	81.36	7.97	10.00	0.00	10.50	0.00	0.00	1.49	0.00
	Mizoram	83.72	64.47	7.01	0.89	0.00	4.38	0.00	0.00	3.50	3.47
	Sub-Total	**3155.95**	**1070.19**	**277.90**	**316.47**	**684.30**	**45.38**	**0.00**	**94.60**	**135.27**	**531.84**
	Total (All India)	**299066.89**	**61697.71**	**19326.81**	**22938.66**	**83065.32**	**2624.73**	**6945.99**	**91276.12**	**6151.59**	**5039.09**

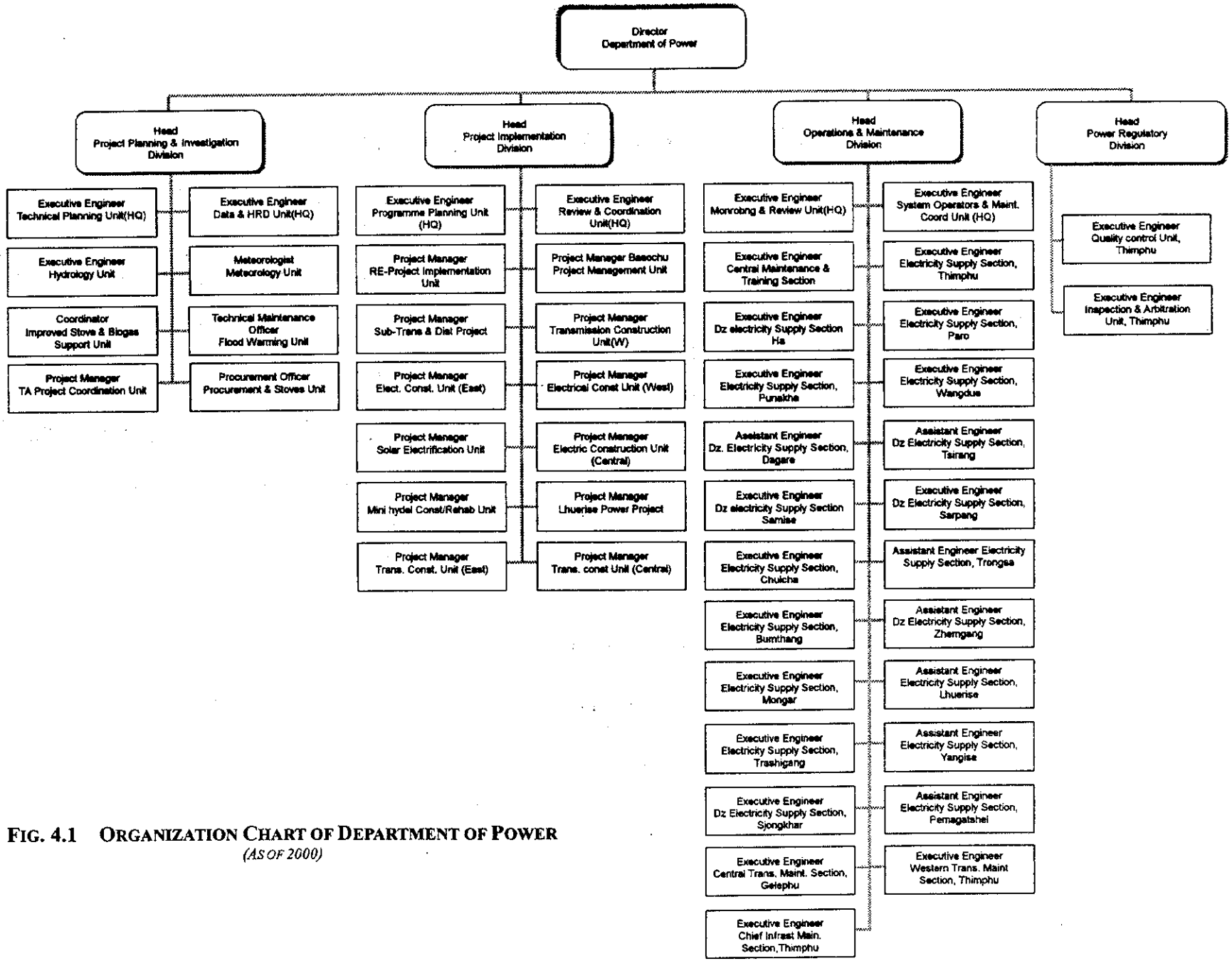


FIG. 4.1 ORGANIZATION CHART OF DEPARTMENT OF POWER

(AS OF 2000)

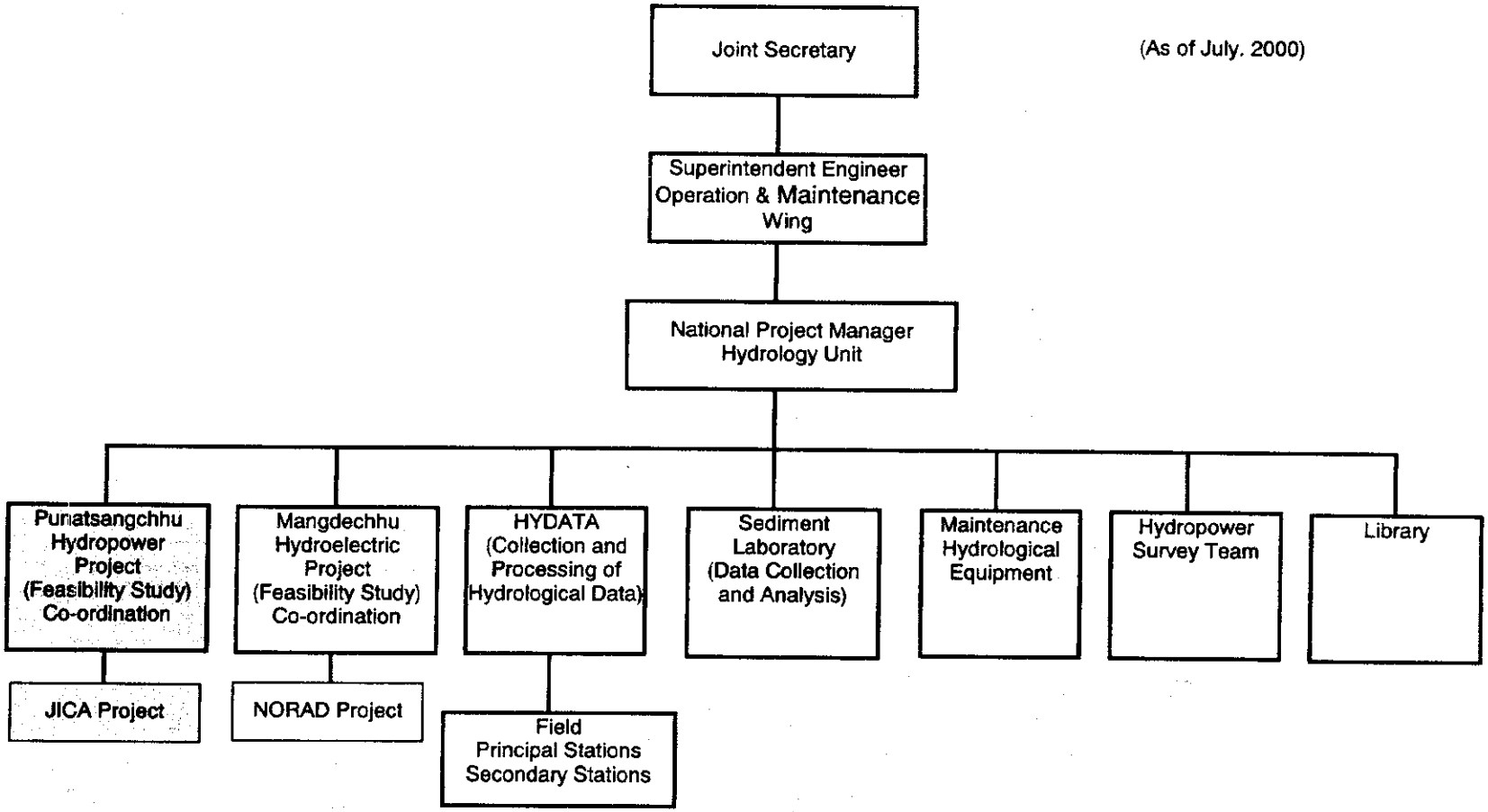


Fig. 4.2 Organization Chart of Punatsangchhu Hydropower Project

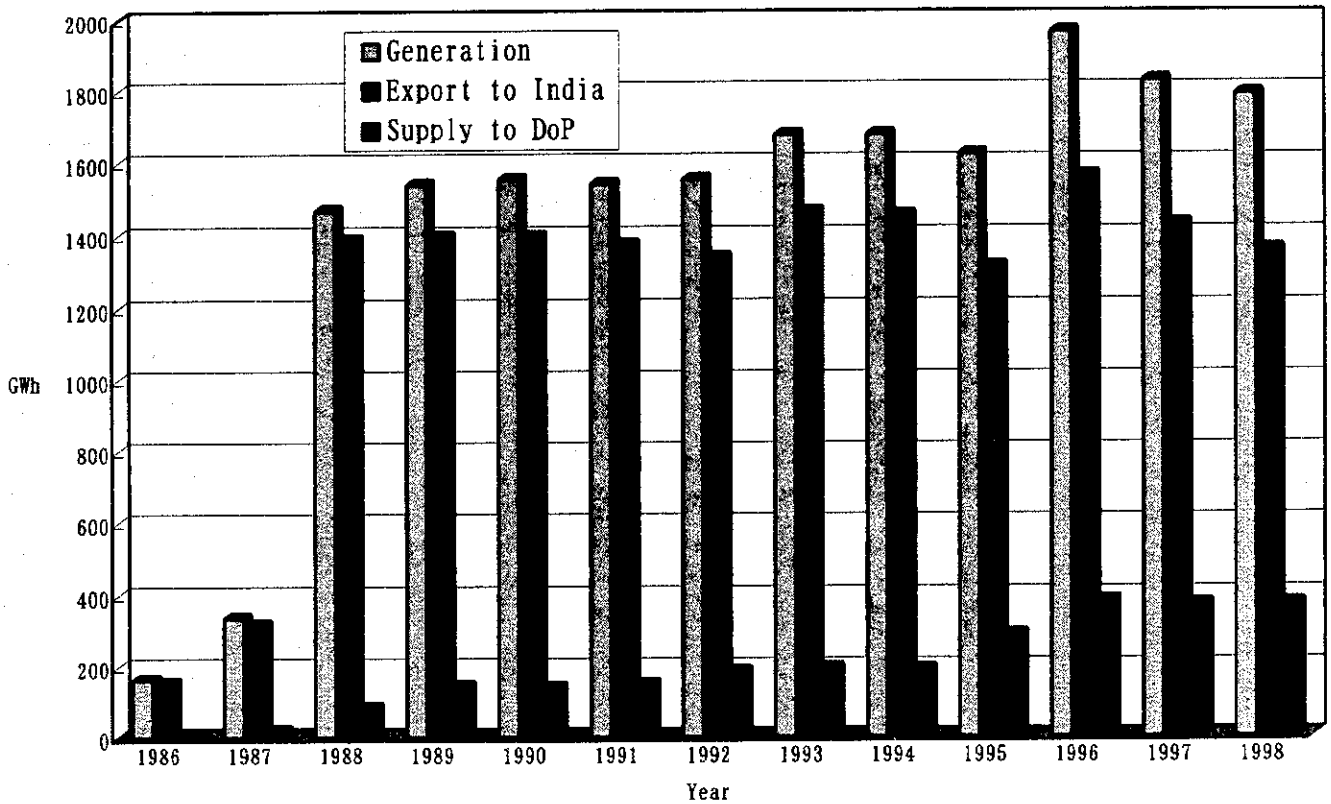


Fig. 4.3 Energy Generation of CHPC

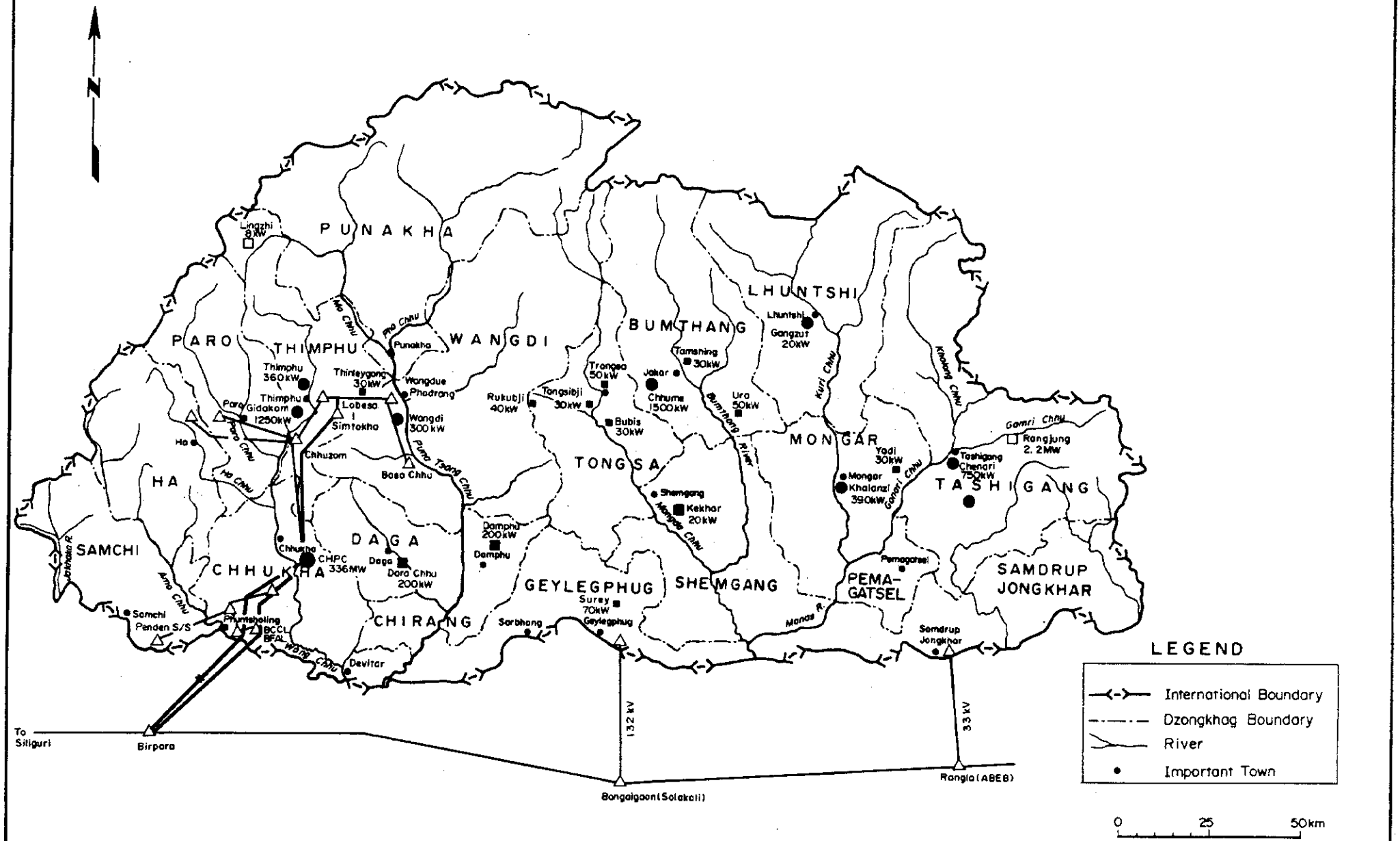


Fig. 4.4 Hydro Power Plants and Transmission Lines in 2000, Bhutan

Fig. 4.5 Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000 ALL INDIA UTILITIES

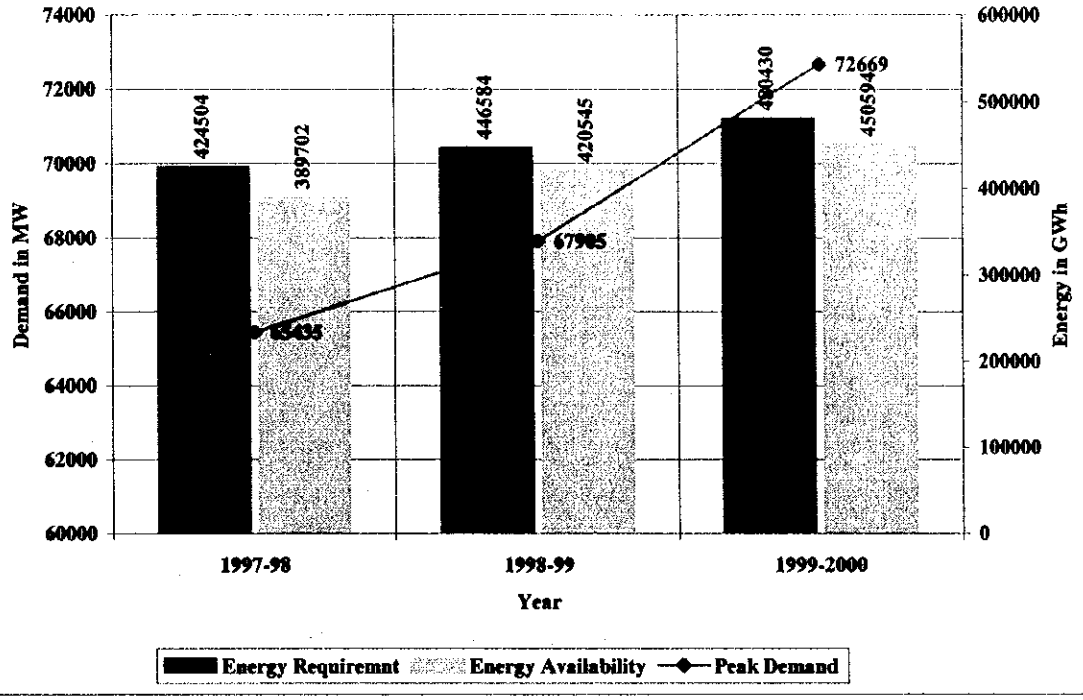


Fig. 4.6 Monthly Peak Load for the Year 1999-2000 ALL INDIA UTILITIES

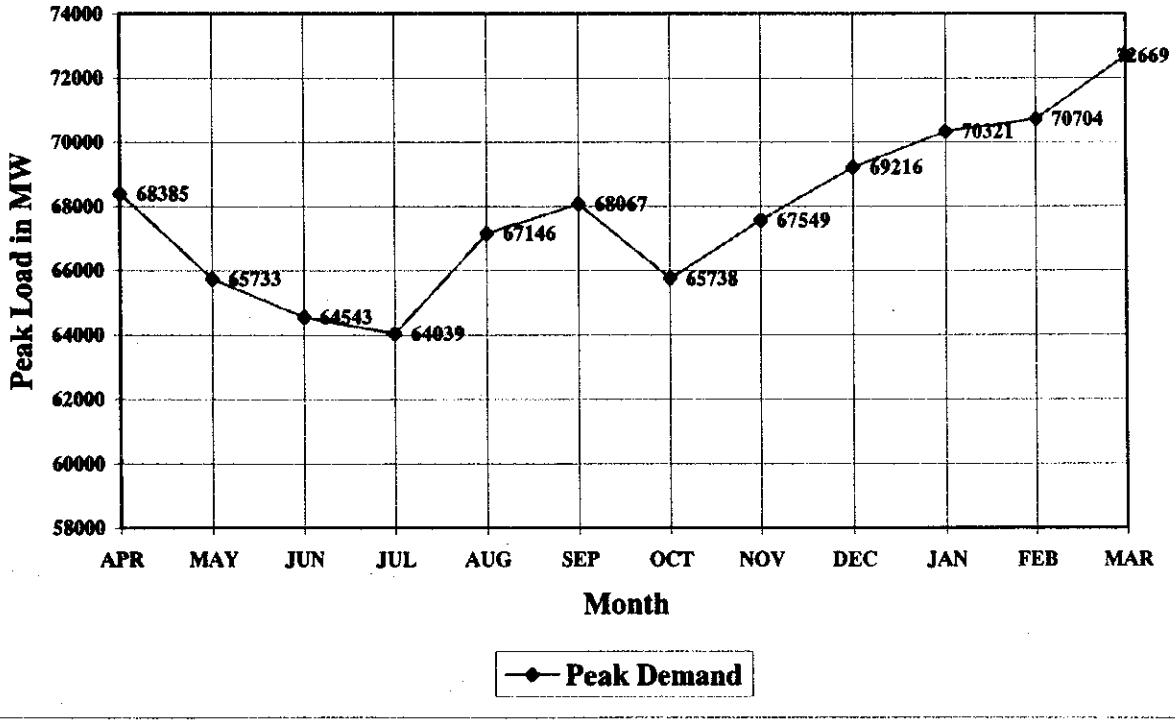


Fig. 4.7 Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000, WEST BENGAL STATE

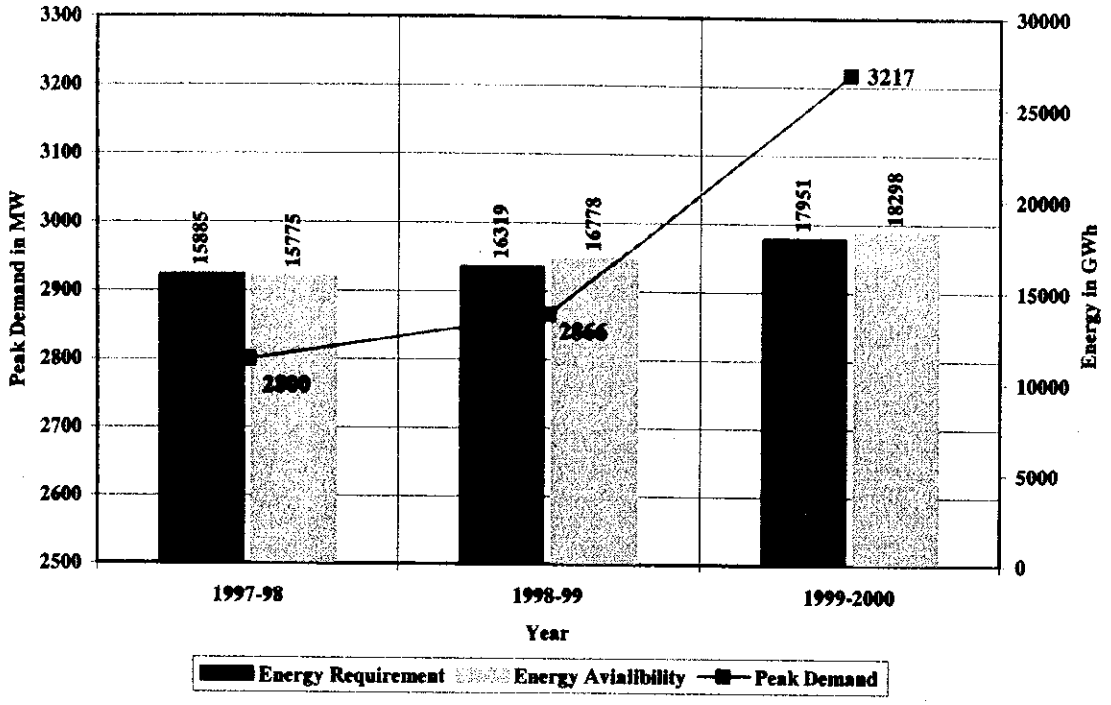
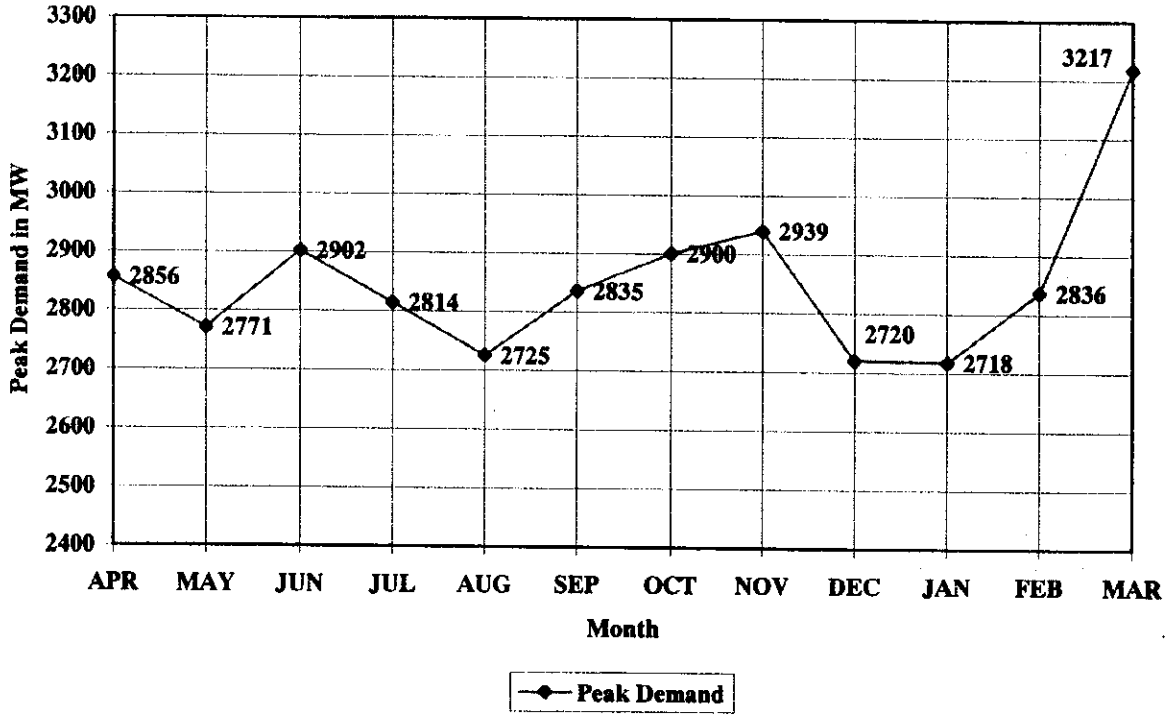
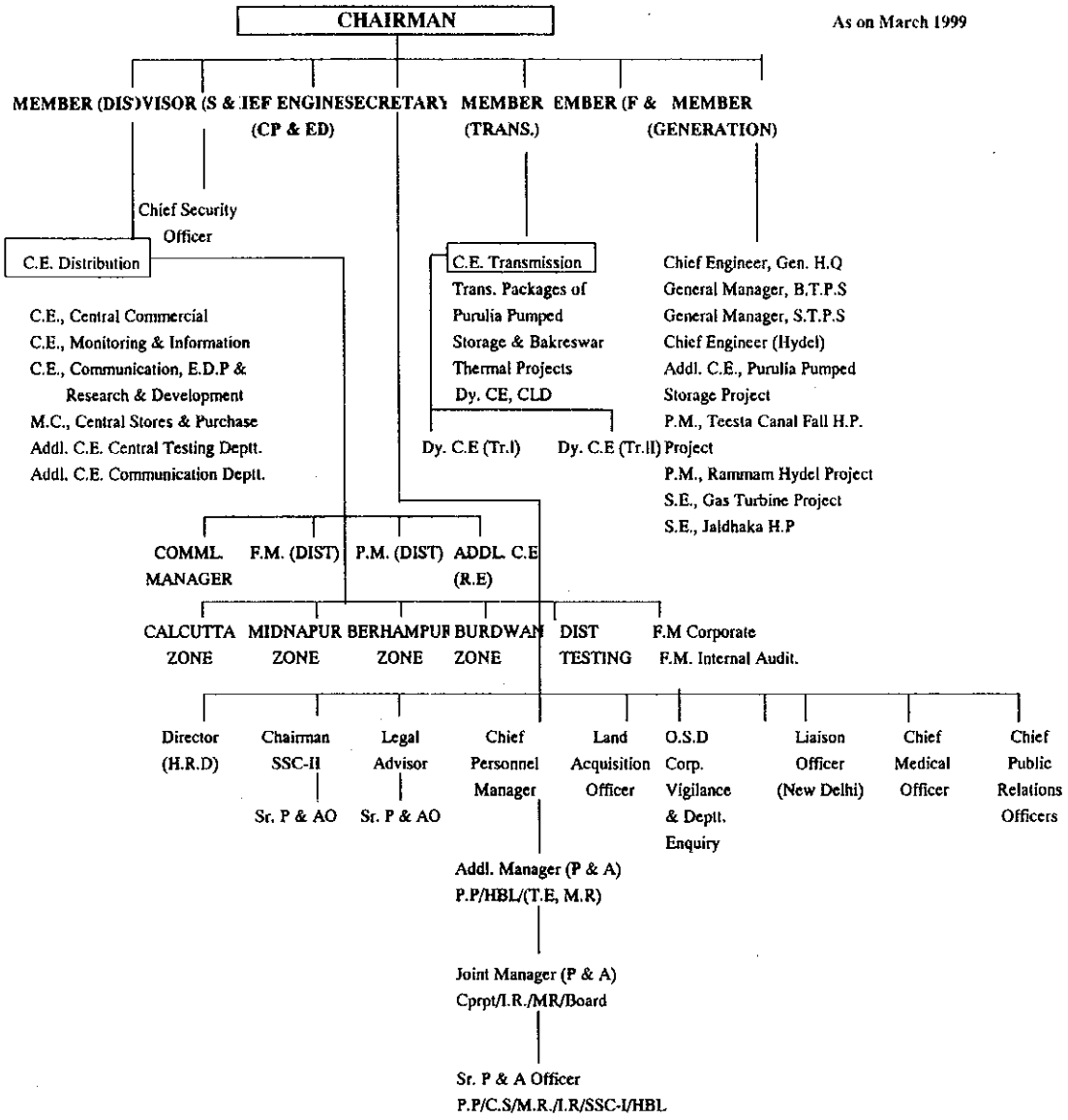


Fig. 4.8 Monthly Peak Demand for the Year 1999-2000 WEST BENGAL STATE





Shri S.R. Sikdar	Chairman
Shri. S.K. Ghosh	Member (Distribution)
Shri T.K. Das, IAS	Member (Finance & Accounts)
Shri. A.K. Bose	Member (Generation)
Shri. B.R. Biswas	Member (Transmission)
Shri. S.B. Barma, IAS	Secretary, Deptt. of Power, Govt. of West Bengal & Ex-Officio Member.
Shri A.K. Gupta, IAS	Principal Secretary, Deptt. of Finance, Govt. of West Bengal & Ex-Officio Member.
Shri D.Som, IAS	Secretary to the Board.

Fig. 4.9 ORGANISATION CHART OF WEST BENGAL STATE ELECTRICITY BOARD

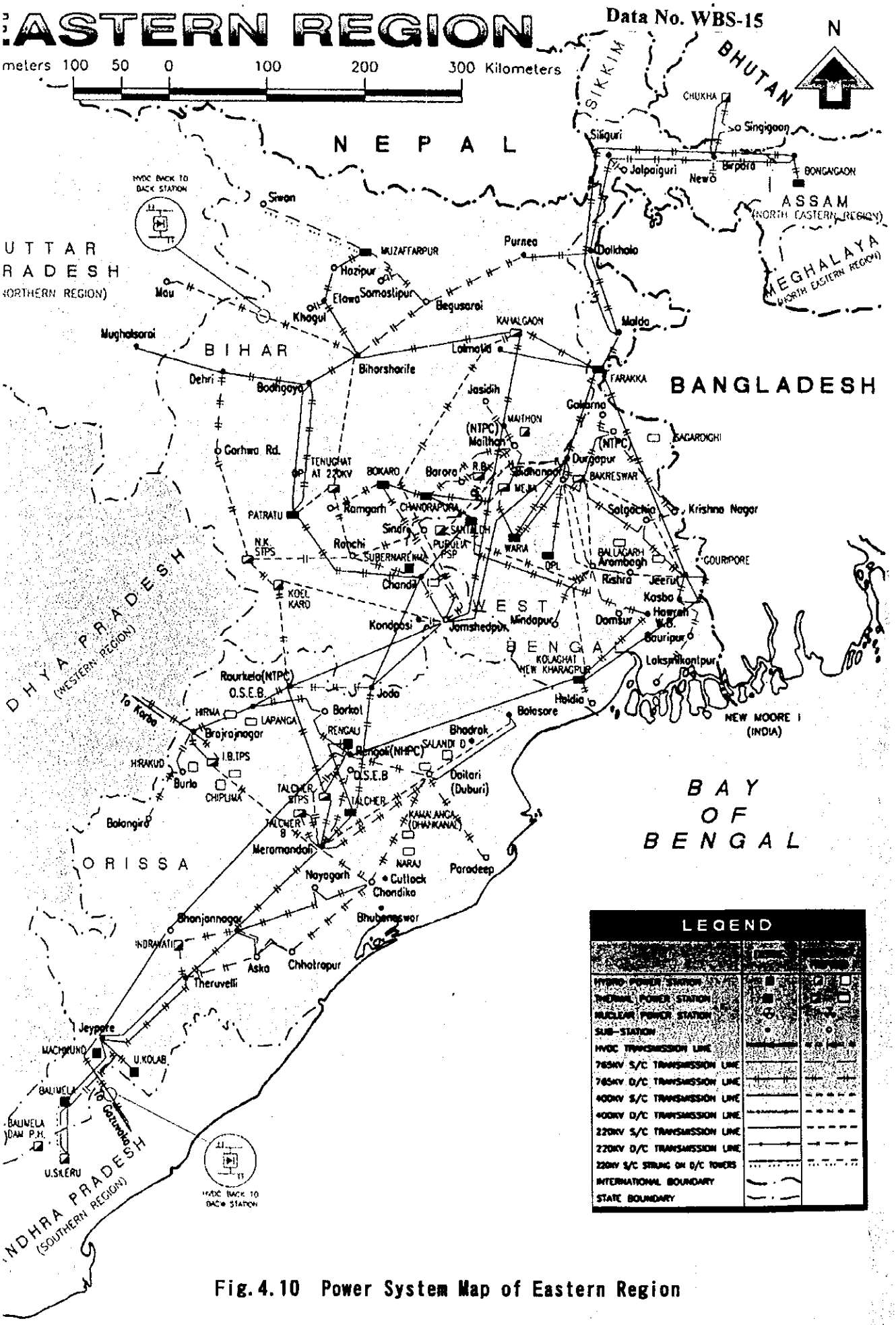


Fig.4.10 Power System Map of Eastern Region

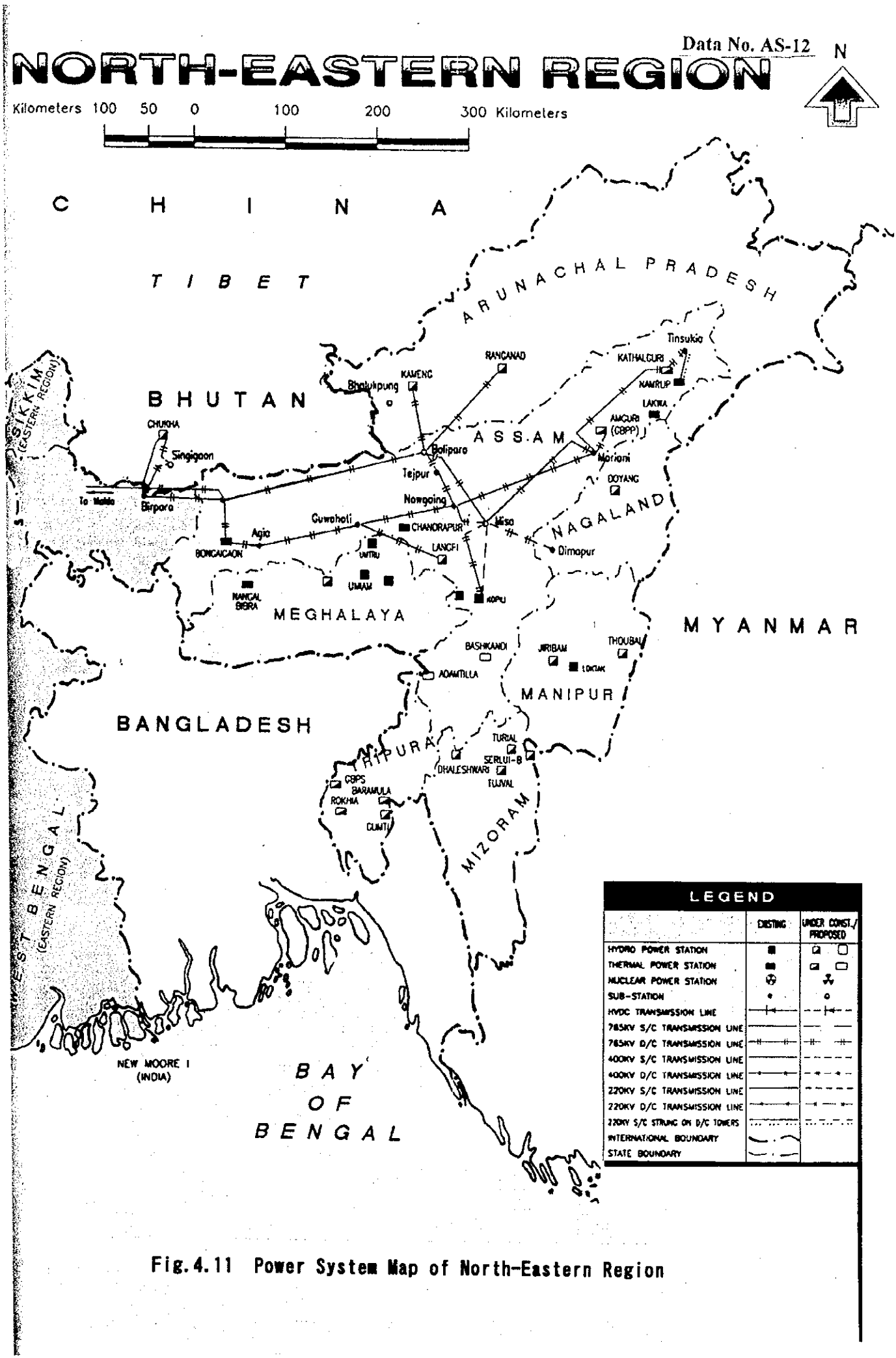


Fig.4.11 Power System Map of North-Eastern Region

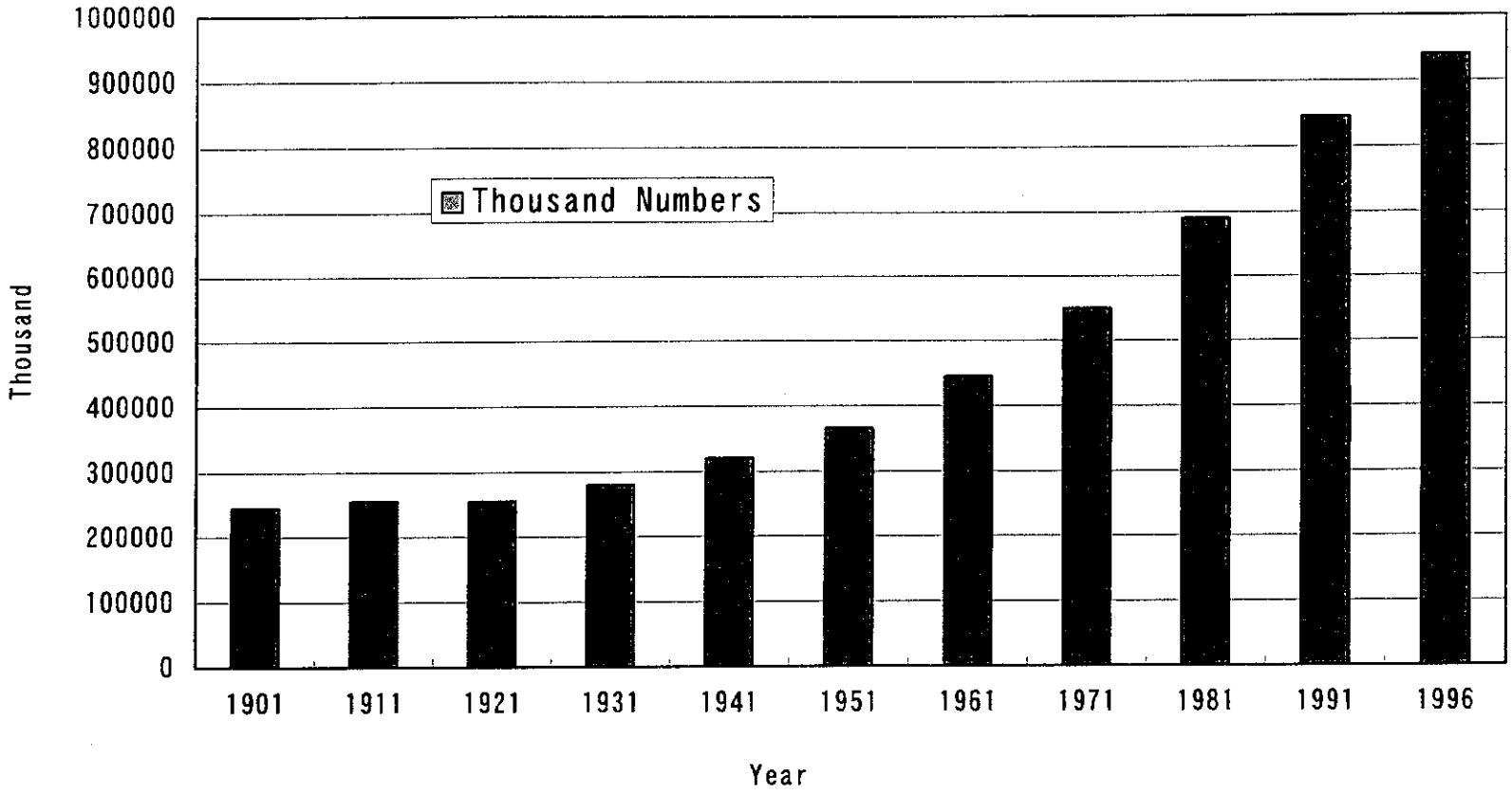


Fig. 4.12 Growth of Population by Census

第５章　電力需要想定および供給計画

目　次

頁

第5章　電力需要想定および供給計画 5-1

5.1　電力需給計画の概要 5-1

5.2　需要想定の方法および予測条件 5-1

5.3　需要想定の結果 5-3

5.4　供給計画 5-4

第5章　電力需要想定および供給計画

5.1　電力需給計画の概要

需要想定は、ブータンについては全国を対象とした。インド国については、電力輸出対象地域である西ベンガル（West Bengal）とアッサム（Assam）両州の電力セクター調査の結果、次の分析結果が判明した。1)Assam州の位置する北東地域は11次計画（2011-12年）までの電力消費量の伸びが他州より大きいが、その消費量がWest Bengal州の位置する東部地域の約10 %に過ぎない、2) West Bengal州を含む東部地域の将来の水力・火力電源のベストミックス、さらには、3) West Bengal州電力局の電力輸入政策・実績を考慮するとブータンからの水力電源は、West Bengal州を含む東地域へ送電されることが妥当である。従って、ブータン全国とインド国West Bengal州の需要想定をもとにそれぞれの電力供給計画を作成し、West Bengal州への電力輸出を目的とするプナチャンチュ計画の開発規模および投入時期について検討した。

(1)　需要規模

2020年までの電力需要想定の結果、ブータンの最大電力は1996年の72 MWから2020年には418MW（ﾊｲ・ｼﾅﾘｵでは515MW）へ、需要電力量は412 GWhから2,342 GWhへ増加する。この間の年平均伸び率は6.4~6.5 %である。一方、West Bengalの最大電力は1996年の3,240 MWから2020年には10,391 MWへ、需要電力量は16,975 GWhから54,616 GWhへ増加する。この間の年平均伸び率は5.0 %である。

(2)　供給力

2000年から2020年までのブータンの増分需要を賄うには、現在West Bengal州に供給しているChhukha(336 MW)と開発が計画されているBasochu(61 MW)およびKurichu(60 MW)の電力を徐々に取り入れていくことにより可能である。一方、West Bengal州はChhukha, Basochu, Kurichuの余剰電力を輸入した場合、同州で必要な新規電源は火力発電所換算（利用率60 %）にして出力規模で約5,250 MW、発電電力量で27,590 GWhとなる。

これらの必要電源の一部としてブータンに計画されているTala(1,020 MW)とBunakha(180 MW)の電源を2009年頃（10次5ヵ年計画内）までに開発した場合、2010~11年頃にはプナチャンチュ(870 MW)からの供給を期待しなければならない。

5.2　需要想定の方法および予測条件

(1)　予測方法

電力需要の予測には全国需要を包括的に予測するマクロ的手法を用いた。この方法は、過去の実績トレンドの中に一定法則または傾向線を見出し、これに適した長期の全国電

力需要を予測する。当該国の電力需要と経済活動の相関性を見出す有効的な方法として、以下の３通りの近似式を用いた。

1) GDPと電力需要との間に直線的な関係が認められた場合に用いる１次回帰予測方法。
2) GDPと電力需要との間に曲線的な関係が認められた場合に用いる２次回帰予測方法。
3) 独立変数として、GDPのほかに人口(または需要家数)を用いる重回帰予測方法。

これらのうちで最も当該国の電力需要パターンに適した回帰式を選択した。

(2) 予測条件

1) ブータン

a) GDPおよび電力需要実績（1988~99年の12年分のデータ、Table 5.1参照）
1988~96：実績
1997~99：8th-5year planの予測値

b) 電化計画による増分需要の推定
7 FYPの電化実績と8 FYPの電化計画規模をもとに、長期計画として毎年1,000戸を電化し、その需要電力を500 W/戸、負荷率を40 %、ロス率を11 %として算入した。

c) 人口統計はデータとして不十分であり利用できなかった。

d) 最大電力
想定した需要電力量をもとに負荷率を64~65 %に推定して最大電力を算定した。

e) GDPの成長率予測および感度分析
ブータン政府の長期開発見通しでは、GDPの成長率を下記の目標値にしている。

8th-5 year Plan	(1997~2002)	: 6.8 %
9th-5 year Plan	(2003~2007)	: 5.0 %
10th-5 year Plan	(2008~2012)	: 4.5 %
11th-5 year Plan	(2013~2017)	: 4.5 %

これらの予測成長率を基準値（中間シナリオ）とし、基準値±1.0 %の範囲でそれぞれ 高シナリオ、低シナリオの感度分析を行なった。2018年以降は3.5 %を基準値とした。なお、2000年まではいずれのシナリオも6.8 %の同一値とした。

2) West Bengal州

a) GDP、電力需要実績および人口（1985~96年の12年分のデータ、Table 5.1参照）

b) 最大電力

想定した需要電力量をもとに、調査団が収集したCEA推定の長期負荷率60%を用いて最大電力を算定した。

c) GDPの成長率予測および感度分析

インド政府の長期開発見通しでは、GDPの成長率を下記の目標値にしている。

9th-5 year Plan	(1997~2001) :	4.29 %
9th-5 year Plan	(1997~2001) :	4.29 %
10th-5 year Plan	(2002~2007) :	4.76 %
11th-5 year Plan	(2008~2012) :	5.31 %

これらの予測成長率をもとに2001年以降の基準値（中間シナリオ）を年度に応じて5.0～5.5 %にし、基準値±1.0 %の範囲でそれぞれ 高シナリオ、低シナリオの感度分析を行なった。2013年以降は5.0 %を基準値とした。なお、2000年まではいずれのシナリオも4.5 %の同一値とした。

3) 予測対象期間

需要想定の対象期間はブータンおよびWest Bengal州とも2000~2020年までとした。

4) 回帰式

上記の条件で得られた回帰式のなかで最も相関性が高い式はGDPとの間に直線的な関係が認められる１次回帰予測の方法である。関係式は以下のとおりである。

ブータン： $Y = -462.9233 + 0.28283 \times X1$ (R=0.987)

West Bengal州： $Y = 424.7220 + 0.05661 \times X1$ (R=0.994)

ここで
- Y： 需要電力量 (GWh)
- X1： GDP（million Nu. in Bhutan, Rs. crore in India）
- R： 相関係数

5.3 需要想定の結果

(1) ブータン

ブータンの電力需要想定の結果、最大電力は中間シナリオで1996年の72 MWから2020年には418 MWへ、年間需要電力量は412 GWhから2,342 GWhへ増加する（Table 5.2）。この間の年平均伸び率は6.4~6.5 %である。Fig. 5.1は需要電力量の高・中・低シナリオのトレンドを、Fig. 5.2は最大電力のトレンドをそれぞれ示す。

需要電力量（中間シナリオ）の対GDP弾性値は2001年の1.56から徐々に低下し2020年には1.21となっている（Table 5.2)。途上国の一般的傾向として、対GDP弾性値は電力の普及と産業化が進むにつれ1.5前後が維持され、一定期間（10~20年）を経ると1.1~1.2に安定する。また産業構造の変化の影響も受けるのでどの水準が妥当ということはなく、経済政策やエネルギー政策によって一定の範囲で変化していく。ブータンの場合は今後GDPの増加によって電化率の向上が推進されれば、高い弾性値を示すことになると考えられる。

Fig. 5.3は対GDP弾性値の実績と予想値のトレンドを示す（後述のWest Bengal州の弾性値と併記）。弾性値の変動幅が大きいのはGDPの要因よりも供給電力量の変化に因ることが大きい。これは潜在需要が供給力不足によって抑制されているために、供給が増加すると単純に需要が増加する構造になっていると考えられる。供給力が増加すれば弾性値は高くなり供給力が抑制されると低くなるので、弾性値を単年度だけで判断することは出来ない。

(2) West Bengal州

West Bengal州の電力需要想定の結果、最大電力は中間シナリオで1996年の3,240 MWから2020年には10,391 MWへ、年間需要電力量は16,975 GWhから54,616 GWhへ増加する（Table 5.3）。この間の年平均伸び率は5.0%である。Fig. 5.4は需要電力量の高・中・低シナリオのトレンドを、Fig. 5.5は最大電力のトレンドをそれぞれ示す。

需要電力量(中間シナリオ)の対GDP弾性値は1998年以降0.98~0.99とほぼ一定の値を示している（Table 5.3およびFig. 5.3）。West Bengal州の対GDP弾性値の特徴は1980~90年代に見られるように1.0を大きく下回っている年が多い。これは産業構造によるものではなく、単純に電力不足を表している。過去のトレンドが長期的にも継続されるという回帰式の性質から、2000年以降の弾性値も1.0以下の値(0.98~0.99)を示す結果となっている。需要に見合った電力の供給ができれば1.0~1.2レベルを維持すると考えられる。

5.4 供給計画

(1) ブータンの水力開発プロジェクト

現在ブータンで計画されている水力開発プロジェクトをTable 5.4に示す。これらはいずれもその出力規模の点でインド向けの輸出を目的とするプロジェクトである。ブータンおよびWest Bengalの電力需給の検討方法は、同表のプロジェクトが供給力として計画どおりに開発されるものとし、想定した長期需要とのバランスを求めた。

(2) ブータンの需給

ブータンの電力需給バランスの検討は次の条件を前提とした。

1) 既存のDOPの電源設備は今後も1996年現在の出力を維持していく。

2) ChhukhaおよびTable 5.4の新規電源はブータンへの供給を優先し、余剰分をWest Bengal州に輸出する。
3) 新規電源の運開はBasochu（１月）とKurichu（２月）を除いて全て年央（７月）とした。
4) ブータンが計画している数百kW～1.0 MWのミニ水力は供給力に算入しない。
5) インドとの国境地帯にインドから輸入している電力（1995年で全供給量の1.85 %に相当）は供給力に算入せず、バランス上はブータンからの供給とする。

これらの条件で作成した最大電力バランスをTable 5.5に、電力量バランスをTable 5.6にそれぞれ示す。2020年の最大電力（418 MW）および需要電力量（2,342 GWh）ともにChhukha（336 MW）、Basochhu（61 MW）およびKurichhu（60 MW）の供給力で賄うことができる。したがって、2010年頃までに開発が計画されているTala, Bunakha, プナチャンチュといった大容量電源は全てがWest Bengal向けとなる。これら３発電所の開発時期はWest Bengalの需給バランスから検討しなければならない。

(3) West Bengal州の需給

West Bengal州の電力需給バランスの検討は次の条件を前提とた。

1) 既存のWest Bengal州の電源設備は今後も1997年現在の出力を維持していく。
2) West Bengal州は1995年現在の電力量（ブータンからの分を除く）を今後も継続して購入できるものとして供給力に算入し、増減を考えない。
3) ChhukhaおよびTable 2.6.4の新規電源はブータンへの供給を優先し、余剰分をWest Bengal州が輸入する。
4) 供給力不足が生じた年は、単機容量210 MW（利用率60 %、年間発電量1,104 GWh）を基準とした新規火力電源を投入する。
5) 新規火力電源の運開は全て年初（１月）とする。
6) 電力量バランスだけとし、最大電力バランスについは省略する。

これらの条件で作成した需要電力量バランスをTable 5.7に示す。需要電力量が1999年の19,602 GWhから2020年の54,616 GWhに至る増分需要は約35,000 GWhとなる。このうちの約7,900 GWhをブータンの輸入で賄い、残りの約27,100 GWhはWest Bengal州の新規火力電源で供給しなければならない。この供給電力量に見合った電源規模は約5,250 MWとなる。Tala、Bunakhaプナチャンチュの大容量電源が運開されるのは2006年以降であるから、それ以前（2000~2005年)に1,260 MW（210 MW×6 units）の投入が必要である。ブータンの大容量電源の開発が終わる2012年以降はまた新規火力電源が必要となり、その規模は2020年までに3,990 MW（210 MW×19 units)となる。Table 5.7のWh Balanceがマイナスになっている年がある。これは需要電力量に対して0.05~1.7 %に相当する電力量であり、不足するという程の量ではなく狭い需要変動の範囲内である。

(4) ブータンの大容量電源の投入時期

Tala、Bunakhaおよびプナチャンチュの大容量電源は、インド電力系統全体の需要に見合った段階的な開発をしなければならない。DoPの計画ではTalaは2006年、Bunakhaは10FYP（2008~12年）に運開することになっている。両プロジェクトを段階的に開発した後、プナチャンチュの開発が必要となる。プナチャンチュは２段階開発とし、第１期は3 units(145 MW × 3=435 MW) を2010年以降に、第２期は3 units（145 MW × 3=435 MW）を2011年以降にそれぞれ投入することとする。

前述の水力電源の他にここでは運開年がはっきりしないため、需給バランスに算入しなかったMangdechhu(600 MW)がDoPの計画にはリストされている。需給バランス上からは他の電源が2010年頃に開発が集中することから、Mangdechhu 計画は、2012年以降に投入することを推奨する。

Table 5.1 **Input Data for Power Demand Forecast**

No. of data	Year	Bhutan			West Bemgal		
					W.Bengal	Whole India	Whole India
		Energy.req. (GWh)	GDP (mil.Nu)	Population	Energy.req. (GWh)	GDP (mil.Nu)	Population (1,000)
1	1985	n.a	n.a	n.a	9,425	156,566	756,500
2	1986	n.a	n.a	n.a	9,700	166,391	770,780
3	1987	n.a	n.a	n.a	10,560	176,832	785,320
4	1988	143.000	1,993.6	n.a	11,026	187,928	800,140
5	1989	142.341	2,087.1	n.a	11,494	199,720	815,240
6	1990	161.619	2,224.6	n.a	11,982	212,253	830,630
7	1991	186.699	2,303.4	n.a	12,491	213,983	846,302
8	1992	195.256	2,406.6	n.a	13,352	225,240	867,818
9	1993	198.496	2,553.3	n.a	14,625	239,145	883,910
10	1994	298.161	2,716.1	n.a	15,126	257,700	899,953
11	1995	390.433	2,920.1	n.a	16,025	276,132	915,964
12	1996	411.640	3,109.0	600,000	16,975	296,845	939,540
13	1997	462.182	3,286.2	n.a	-	-	-
14	1998	524.766	3,453.6	n.a	-	-	-
15	1999	595.867	3,705.5	n.a	-	-	-

Table 5.2 **Power Demand Forecast of Bhutan**

Year	Low		Middle		Hight		Elasticity of Energy to GDP
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	
1991	187	22	187	22	187	22	4.38
1992	195	23	195	23	195	23	1.02
1993	198	33	198	33	198	33	0.27
1994	298	70	298	70	298	70	7.87
1995	390	70	390	70	390	70	4.12
1996	**412**	**72**	**412**	**72**	**412**	**72**	**0.84**
1997	462	81	462	81	462	81	2.15
1998	525	92	525	92	525	92	2.66
1999	596	105	596	105	596	105	1.86
2000	678	119	678	119	678	119	1.79
2001	739	130	750	132	761	134	1.56
2002	803	141	827	145	851	149	1.51
2003	854	150	891	157	930	163	1.56
2004	906	159	959	168	1,013	178	1.52
2005	961	169	1,030	181	1,102	194	1.48
2006	1,011	177	1,097	193	1,188	209	1.45
2007	1,062	187	1,167	205	1,278	225	1.42
2008	1,115	196	1,240	218	1,374	241	1.39
2009	1,171	206	1,317	231	1,475	259	1.37
2010	1,228	216	1,397	245	1,582	278	1.35
2011	1,287	226	1,481	260	1,694	297	1.33
2012	1,348	237	1,568	275	1,812	318	1.31
2013	1,411	248	1,659	291	1,937	340	1.29
2014	1,477	259	1,755	308	2,069	363	1.28
2015	1,545	271	1,854	326	2,209	388	1.26
2016	1,615	284	1,959	344	2,355	414	1.25
2017	1,687	296	2,067	363	2,510	441	1.24
2018	1,741	306	2,156	379	2,644	464	1.22
2019	1,796	315	2,248	395	2,784	489	1.21
2020	**1,853**	**325**	**2,342**	**418**	**2,930**	**515**	**1.21**

Table 5.3 **Power Demand Forecast of West Bengal**

Year	Low		Middle		Hight		Elasticity of Energy to GDP
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	
1991	12,491	1,842	12,491	1,842	12,491	1,842	5.21
1992	13,352	1,992	13,352	1,992	13,352	1,992	1.31
1993	14,625	2,574	14,625	2,574	14,625	2,574	1.54
1994	15,126	2,788	15,126	2,788	15,126	2,788	0.44
1995	16,025	3,016	16,025	3,016	16,025	3,016	0.83
1996	**16,975**	**3,240**	**16,975**	**3,240**	**16,975**	**3,240**	**0.79**
1997	17,986	3,422	17,986	3,422	17,986	3,422	1.32
1998	18,776	3,572	18,776	3,572	18,776	3,572	0.98
1999	19,602	3,729	19,602	3,729	19,602	3,729	0.98
2000	20,465	3,894	20,465	3,894	20,465	3,894	0.98
2001	21,166	4,027	21,367	4,065	21,567	4,103	0.98
2002	21,996	4,185	22,414	4,264	22,835	4,345	0.98
2003	22,859	4,349	23,513	4,474	24,180	4,600	0.98
2004	23,756	4,520	24,667	4,693	25,605	4,872	0.98
2005	24,689	4,697	25,880	4,924	27,116	5,159	0.98
2006	25,660	4,882	27,152	5,166	28,718	5,464	0.98
2007	26,669	5,074	28,489	5,420	30,415	5,787	0.98
2008	27,850	5,299	30,032	5,714	32,365	6,158	0.99
2009	29,084	5,534	31,661	6,024	34,441	6,553	0.99
2010	30,374	5,779	33,379	6,351	36,652	6,973	0.99
2011	31,722	6,035	35,191	6,695	39,007	7,421	0.99
2012	33,130	6,303	37,103	7,059	41,514	7,898	0.99
2013	34,438	6,552	38,937	7,408	43,980	8,368	0.99
2014	35,799	6,811	40,863	7,775	46,593	8,865	0.99
2015	37,214	7,080	42,885	8,159	49,363	9,392	0.99
2016	38,685	7,360	45,008	8,563	52,300	9,950	0.99
2017	40,216	7,651	47,237	8,987	55,412	10,543	0.99
2018	41,807	7,954	49,577	9,433	58,711	11,170	0.99
2019	43,463	8,269	52,035	9,900	62,208	11,836	0.99
2020	**45,184**	**8,597**	**54,616**	**10,391**	**65,916**	**12,541**	**0.99**

Table 5.4 Hydro Power Project of Bhutan

Year	Name of Project	Out Put (MW)	Unit cap. (MW)	Unit	Generation (GWh)	Accumulate (MW)	Accumulate (GWh)
2000							
2001	Basochu	61	61	1	291	61	291
2002	Kurichu	60	60	1	322	121	613
2003						121	613
2004						121	613
2005						121	613
2006	Tala (1,2)	340	170	2	1,320	461	1,933
2007	Tala (3,4)	340	170	2	1,320	801	3,253
2008	Tala (5,6)	340	170	2	1,320	1,141	4,573
2009	Bunakha	180	180	1	688	1,321	5,261
2010	Punatsang (1,2,3)	435	145	3	2,165	1,756	7,426
2011	Punatsang (4,5,6)	435	145	3	2,165	2,191	9,591
2012							
Total	-	2,191	-	-	9,591	-	-

Table 5.5 Peak Power Demand and Supply Balance of Bhutan

(MW)

Year	Demand & Supply Balance in DOP network					Supply from CHP & New Plants				Surplus for W.Beng.	New Plants (Big size) for W.Bengal					Total surplus (New plants +Surplus)
	Peak Demand (Middle)	Supply			Balance	CHP (336)	Baso. (61)	Kuric. (45)	Total		Tala (1,020)	Bunakha (180)	Mangdech. (425)	Punatsa. (760)	Total	
		Hydro	Diesel	Total												
	①			②	③=②-①				④	⑤=③+④					⑥	⑦=⑤+⑥
1995	70	8	12	21	-50	336			336	286						286
1996	72	8	12	21	-51	336			336	285						285
1997	81	8	12	21	-61	336			336	275						275
1998	92	8	12	21	-72	336			336	264						264
1999	105	8	12	21	-84	336			336	252						252
2000	119	8	12	21	-98	336			336	238						238
2001	132	8	12	21	-111	336	**61**	**60**	457	346						346
2002	145	8	12	21	-125	336	61	60	457	332						332
2003	157	8	12	21	-136	336	61	60	457	321						321
2004	168	8	12	21	-148	336	61	60	457	309						309
2005	181	8	12	21	-160	336	61	60	457	297						297
2006	193	8	12	21	-172	336	61	60	457	285	**340**				340	625
2007	205	8	12	21	-184	336	61	60	457	273	**680**				680	953
2008	218	8	12	21	-197	336	61	60	457	260	**1,020**				1,020	1,280
2009	231	8	12	21	-211	336	61	60	457	246	1,020	**180**			1,200	1,446
2010	245	8	12	21	-225	336	61	60	457	232	1,020	180		**435**	1,635	1,867
2011	260	8	12	21	-239	336	61	60	457	218	1,020	180		**870**	2,070	2,288
2012	275	8	12	21	-255	336	61	60	457	202	1,020	180		870	2,070	2,272
2013	291	8	12	21	-271	336	61	60	457	186	1,020	180		870	2,070	2,256
2014	308	8	12	21	-288	336	61	60	457	169	1,020	180		870	2,070	2,239
2015	326	8	12	21	-305	336	61	60	457	152	1,020	180		870	2,070	2,222
2016	344	8	12	21	-323	336	61	60	457	134	1,020	180		870	2,070	2,204
2017	363	8	12	21	-342	336	61	60	457	115	1,020	180		870	2,070	2,185
2018	379	8	12	21	-358	336	61	60	457	99	1,020	180		870	2,070	2,169
2019	395	8	12	21	-374	336	61	60	457	83	1,020	180		870	2,070	2,153
2020	418	8	12	21	-397	336	61	60	457	60	1,020	180		870	2,070	2,130

Note:
( ): Installation capacity(MW)

Table 5.6 Energy Demand and Supply Balance of Bhutan

(GWh)

Year	Balance in DOP network					CHP & New Plants					Surplus in Bhu. to W.Beng.	New Plants (Big size)					Total surplus (New plants +Surplus)
	Energy Demand (Middle)	Supply			Balance	Supply				Total		Tala (3,962)	Bunakha (688)	Mangdech. (1,800)	Punatsa. (4,395)	Total	
		Hydro	Diesel	Total		CHP (1,660)	Adjusting	Baso. (291)	Kuric. (322)								
	①			②	③=②-①					④	⑤=③+④					⑥	⑦=⑤+⑥
1995	390	7.50	0.06	7.56	-383	1,965	-18			1,947	1,564						1,564
1996	412	10.25	0.07	10.32	-401	1,828	3			1,831	1,430						1,430
1997	462	10.25	0.07	10.32	-452	1,828				1,828	1,376						1,376
1998	525	10.25	0.07	10.32	-514	1,828				1,828	1,314						1,314
1999	596	10.25	0.07	10.32	-586	1,828				1,828	1,242						1,242
2000	678	10.25	0.07	10.32	-668	1,828				1,828	1,160						1,160
2001	750	10.25	0.07	10.32	-740	1,828		291		2,119	1,379						1,379
2002	827	10.25	0.07	10.32	-817	1,828		291	295	2,414	1,598						1,598
2003	891	10.25	0.07	10.32	-881	1,828		291	322	2,441	1,560						1,560
2004	959	10.25	0.07	10.32	-949	1,828		291	322	2,441	1,492						1,492
2005	1,030	10.25	0.07	10.32	-1,020	1,828		291	322	2,441	1,421						1,421
2006	1,097	10.25	0.07	10.32	-1,087	1,828		291	322	2,441	1,354	660				660	2,014
2007	1,167	10.25	0.07	10.32	-1,157	1,828		291	322	2,441	1,284	1,980				1,980	3,264
2008	1,240	10.25	0.07	10.32	-1,230	1,828		291	322	2,441	1,211	3,300				3,300	4,511
2009	1,317	10.25	0.07	10.32	-1,307	1,828		291	322	2,441	1,134	3,960	344			4,304	5,438
2010	1,397	10.25	0.07	10.32	-1,387	1,828		291	322	2,441	1,054	3,960	688		1,083	5,731	6,785
2011	1,481	10.25	0.07	10.32	-1,470	1,828		291	322	2,441	971	3,960	688		3,248	7,896	8,866
2012	1,568	10.25	0.07	10.32	-1,558	1,828		291	322	2,441	883	3,960	688		4,330	8,978	9,861
2013	1,659	10.25	0.07	10.32	-1,649	1,828		291	322	2,441	792	3,960	688		4,330	8,978	9,770
2014	1,755	10.25	0.07	10.32	-1,744	1,828		291	322	2,441	697	3,960	688		4,330	8,978	9,675
2015	1,854	10.25	0.07	10.32	-1,844	1,828		291	322	2,441	597	3,960	688		4,330	8,978	9,575
2016	1,959	10.25	0.07	10.32	-1,948	1,828		291	322	2,441	493	3,960	688		4,330	8,978	9,471
2017	2,067	10.25	0.07	10.32	-2,057	1,828		291	322	2,441	384	3,960	688		4,330	8,978	9,362
2018	2,156	10.25	0.07	10.32	-2,146	1,828		291	322	2,441	295	3,960	688		4,330	8,978	9,273
2019	2,248	10.25	0.07	10.32	-2,237	1,828		291	322	2,441	204	3,960	688		4,330	8,978	9,182
2020	2,342	10.25	0.07	10.32	-2,332	1,828		291	322	2,441	109	3,960	688		4,330	8,978	9,087

Table 5.7 Energy Demand and Supply Balance of West Bengal

(GWh)

Year	Balance in West Bengal								Requirement of new power plants equivalent to thermal p.plant 210MW/unit Utility factor= 0.60				
	Energy Demand (Middle)	Supply					Balance	Increase of Balance	Capacity (MW)	Accumulate of MW	Gneration (GWh)	Accumulate of GWh	Wh Balance (GWh)
		Gen.	Purchese			Total Available							
			India	Bhutan	Total								
	①	②			③	④=②+③	⑤=④-①					⑥	⑦=⑤+⑥
1995	16,025	12,798	3,393	1,564	4,957	17,755	1,731						
1996	16,975	13,898	3,393	1,430	4,823	18,721	1,746						
1997	17,986	15,000	3,393	1,376	4,769	19,769	1,783						
1998	18,776	15,000	3,393	1,314	4,707	19,707	931						
1999	**19,602**	**15,000**	**3,393**	1,242	**4,635**	**19,635**	**34**						
2000	20,465	15,000	3,393	1,160	4,553	19,553	-912	945	210	210	1,104	1,104	192
2001	21,367	15,000	3,393	1,379	4,772	19,772	-1,594	683	210	420	1,104	2,208	613
2002	22,414	15,000	3,393	1,598	4,991	19,991	-2,423	829	210	630	1,104	3,311	888
2003	23,513	15,000	3,393	1,560	4,953	19,953	-3,560	1,137	210	840	1,104	4,415	855
2004	24,667	15,000	3,393	1,492	4,885	19,885	-4,782	1,222	210	1,050	1,104	5,519	737
2005	25,880	15,000	3,393	1,421	4,814	19,814	-6,065	1,283	210	1,260	1,104	6,623	557
2006	27,152	15,000	3,393	2,014	5,407	20,407	-6,745	680		1,260		6,623	-123
2007	28,489	15,000	3,393	3,264	6,657	21,657	-6,832	86		1,260		6,623	-209
2008	30,032	15,000	3,393	4,511	7,904	22,904	-7,128	297		1,260		6,623	-506
2009	31,661	15,000	3,393	5,438	8,831	23,831	-7,829	701	210	1,470	1,104	7,726	-103
2010	33,379	15,000	3,393	6,785	10,178	25,178	-8,201	371		1,470		7,726	-475
2011	35,191	15,000	3,393	8,866	12,259	27,259	-7,932	-269		1,470		7,726	-206
2012	37,103	15,000	3,393	9,861	13,254	28,254	-8,849	917	210	1,680	1,104	8,830	-19
2013	38,937	15,000	3,393	9,770	13,163	28,163	-10,774	1,925	420	2,100	2,208	11,038	263
2014	40,863	15,000	3,393	9,675	13,068	28,068	-12,795	2,021	420	2,520	2,208	13,245	450
2015	42,885	15,000	3,393	9,575	12,968	27,968	-14,917	2,122	420	2,940	2,208	15,453	536
2016	45,008	15,000	3,393	9,471	12,864	27,864	-17,144	2,227	420	3,360	2,208	17,660	516
2017	47,237	15,000	3,393	9,362	12,755	27,755	-19,482	2,338	420	3,780	2,208	19,868	386
2018	49,577	15,000	3,393	9,273	12,666	27,666	-21,911	2,429	420	4,200	2,208	22,075	164
2019	52,035	15,000	3,393	9,182	12,575	27,575	-24,460	2,549	420	4,620	2,208	24,283	-178
2020	**54,616**	**15,000**	**3,393**	9,087	**12,480**	**27,480**	**-27,136**	2,675	630	5,250	3,311	27,594	458
Increase ('99~2020)	**35,014**	-	-	**7,844**	-	-	-	**27,169**	-	**5,250**	-	**27,594**	-

Fig. 5.1 **Energy Demand Forecast of Bhutan**

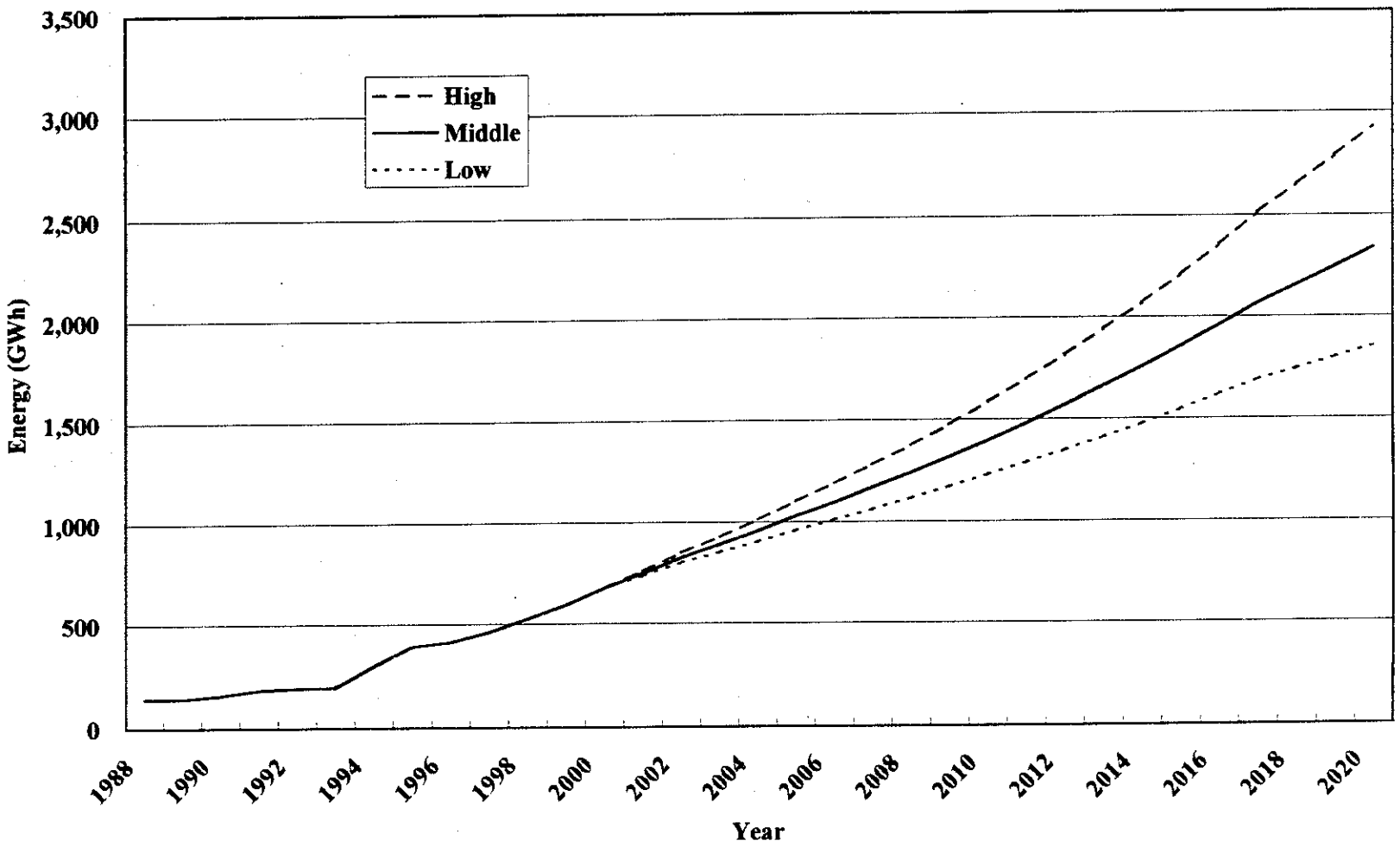


Fig. 5.2 **Peak Power Demand Forecast of Bhutan**

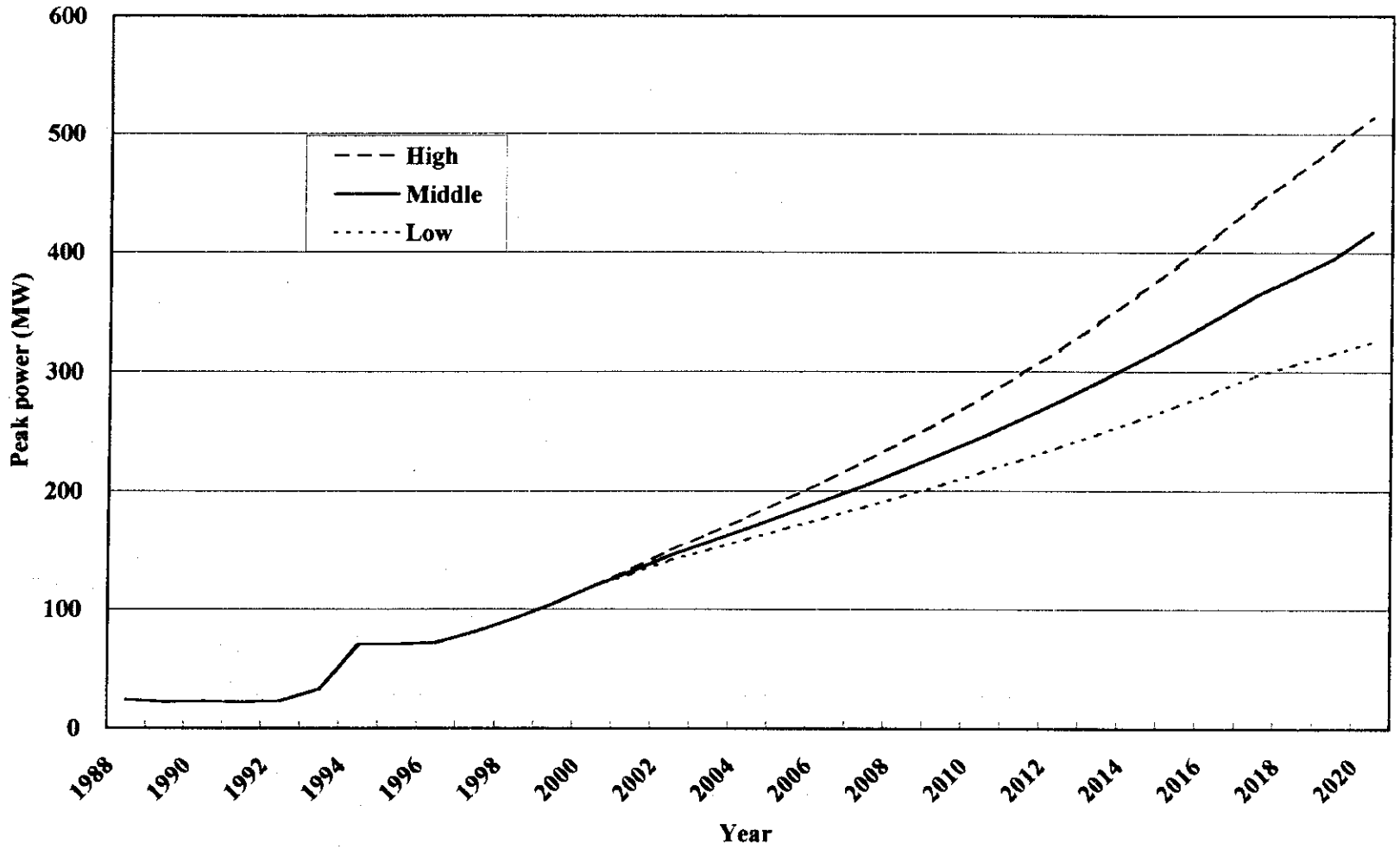


Fig. 5.3 **Elasticity of Energy to GDP (Bhutan & W.Bengal)**

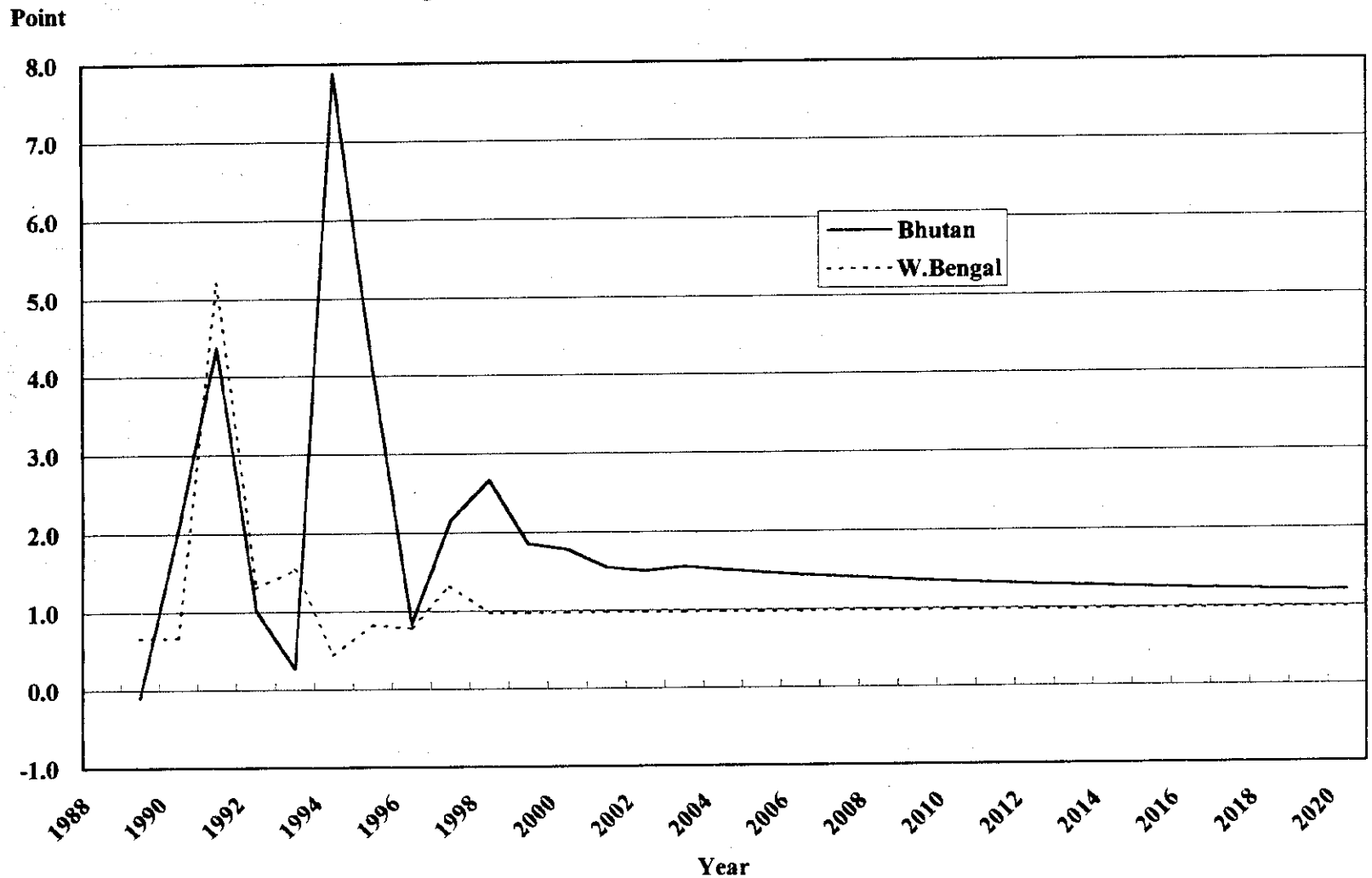


Fig. 5.4 **Energy Demand Forecast of West Bengal**

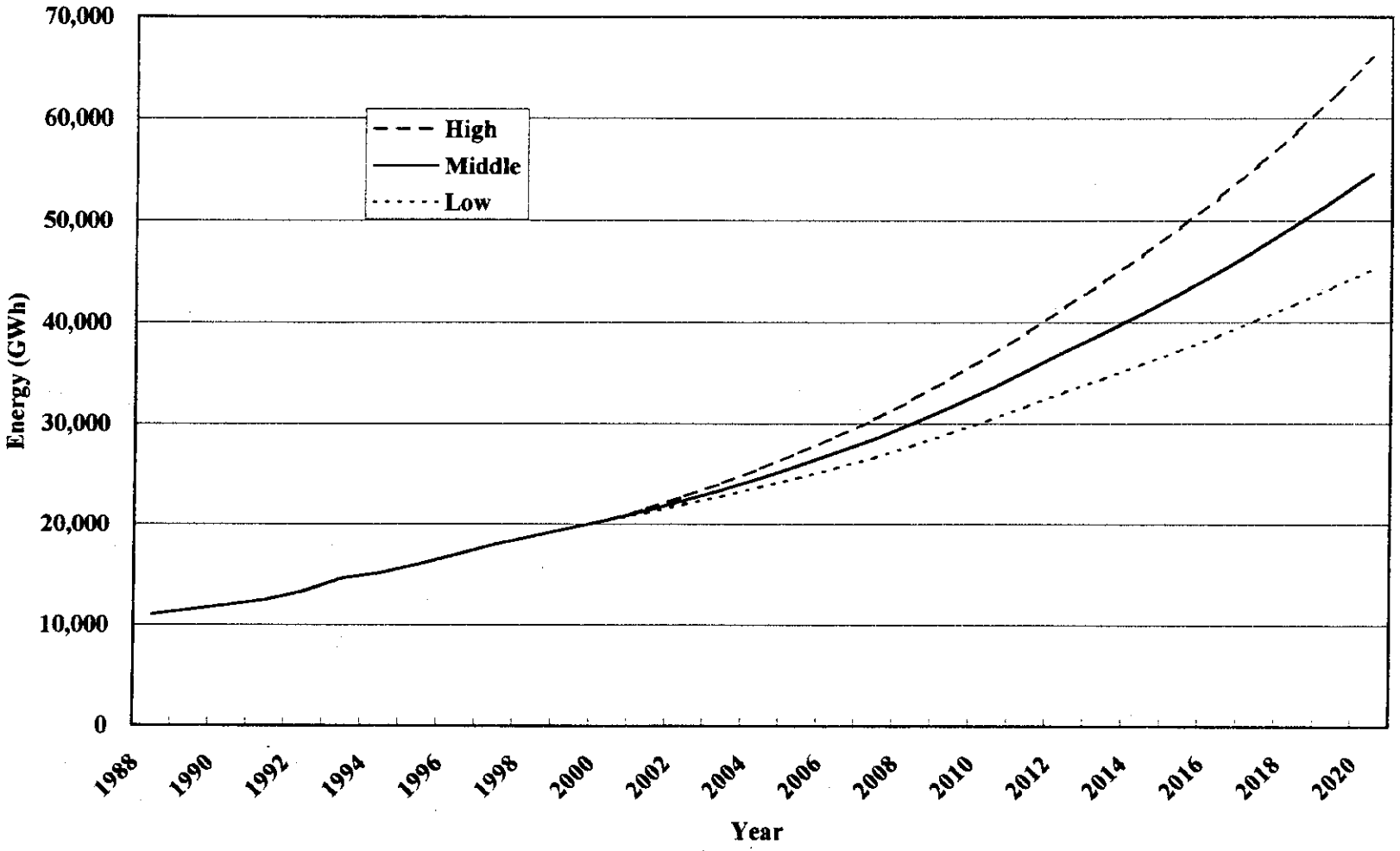
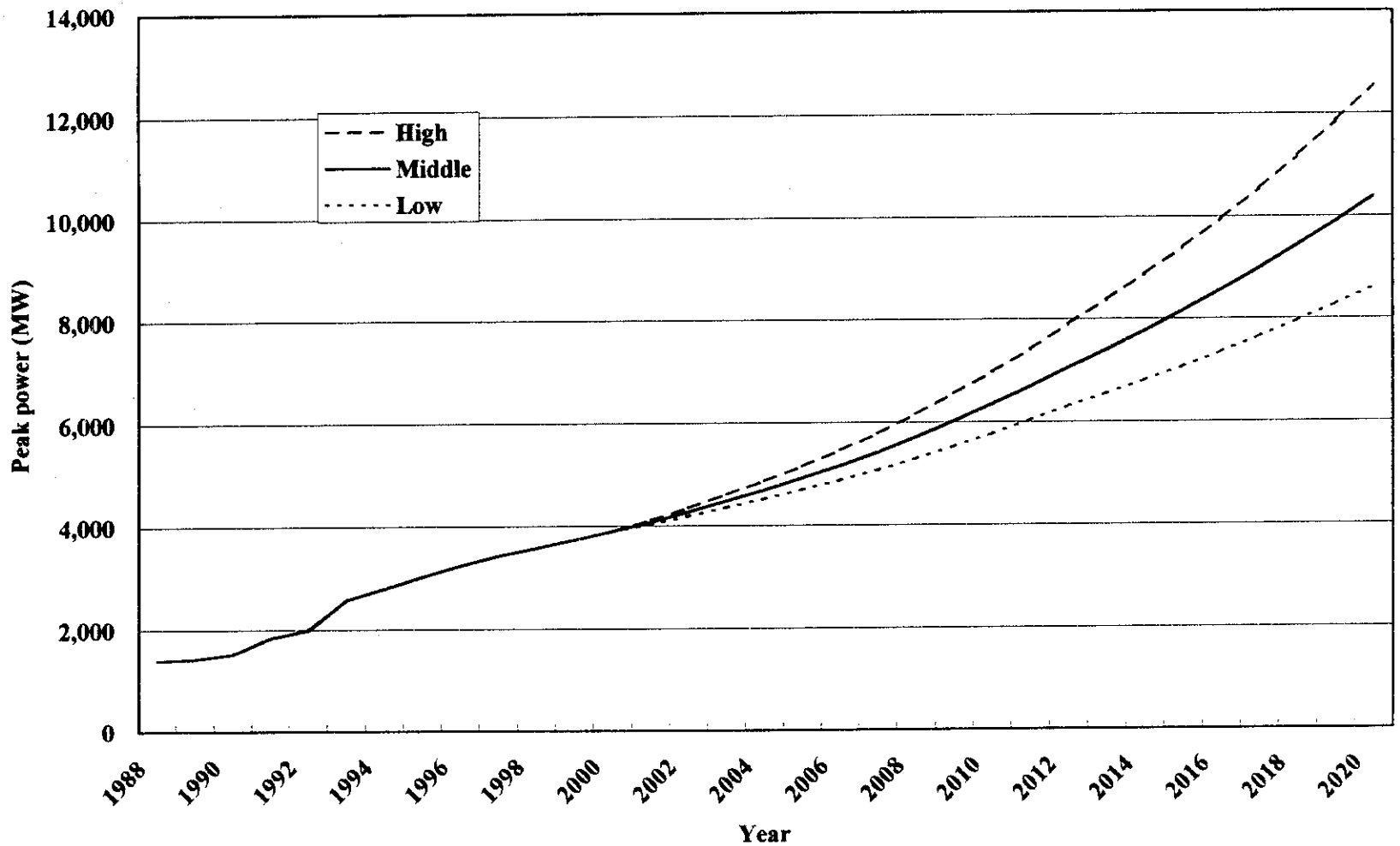


Fig. 5.5 **Peak Power Demand of West Bengal**



第６章　気象および水文

目　次

頁

第6章　気象および水文 6-1
6.1　概　要 6-1
6.2　気象および流量観測所 6-1
6.2.1　気象観測所 6-1
6.2.2　流量観測所 6-2
6.3　計画地点の流量 6-2
6.3.1　Wangdi Rapids測水所流量データの検証 6-2
6.3.2　ダム地点の流量 6-2
6.4　計画地点の洪水量 6-3
6.4.1　確率洪水 6-3
6.4.2　可能最大洪水（PMF） 6-3
6.4.3　氷河湖決壊洪水（GLOF） 6-7
6.5　堆　砂 6-14
6.5.1　堆砂量の予測 6-14
6.5.2　堆砂形状の予測 6-15
3)　計算結果 6-15
6.6　洪水時の背水計算 6-16

第6章　気象および水文

6.1　概　要

ブータン国は北緯26.7°～28.4°、東経88.7°～92.2°に位置する。面積は46,620km^{2}であり、南北の最大距離は170km、東西は300kmにおよぶ。北端はヒマラヤ山脈で中国と国境を接し、標高7,000mを越え、約4,000m以上の地域には氷河および氷河湖が存在する。一方、南端のインド国との国境付近では標高は200m以下にまで下がる。

Punatsangchhuはブータン国の北西部ヒマラヤ山脈に源を発し、南方に流れ下る。PunakhaでMochhuとPhochhuの2つの河川が合流し、Punatsangchhuを形成し、インド国のAssam州でBrahmaputra 河に合流する。延長は320kmであり、インド国ではSankosh川と呼ばれる。

Survey of Bhutan発行の等雨量線図によれば、上流域の年降水量は400～600mm、Punakha, Wangdue Phodrang付近の中流域は700～900mm程度であるが、中流域から上流域にかけての急斜面では2,000mmを越えるところもある。インド国との国境に近い下流域は亜熱帯性の気候となり、年降水量は3,000～5,000mmに達する豪雨地域である。

モンスーンの影響により6月から9月までの4ヶ月間が雨期である。8月が最も暑く、Punatsangchhu中流部の計画地点のあるWangdue Phodrang付近では気温は30℃を越え、1月の気温は0℃程度まで下がる。流量は雨期の最も流量が多い時期で1,200 m^3/s、乾期の最も流量の少ない時期で60 m^3/s程度である。

6.2　気象および流量観測所

6.2.1　気象観測所

Punatsangchhu流域の気象はDoPによりFig.6.1に示すとおり上流からGasa, Punakhra, Shelgana, Wangdi, Gaselo, Basochhu, Tashithang, Damphu, Sonkosh, Drujeygangの10箇所の観測所において観測されている。各観測所のデータの種類および観測期間をTable 6.1に示す。

気象観測所の内、中流部のWangdiと下流部のDamphuは1991年に世界銀行の融資で実施された「BHUTAN POWER SYSTEM MASTER PLAN」において設置されたClass Aの観測所であり、雨量、気温、湿度の他に風速・風向、蒸発量、日照、土壌温度が観測されている。Wangdi観測所は計画地点に最も近く、ダム地点の上流約10kmに位置する。

ブータン国ではこの「BHUTAN POWER SYSTEM MASTER PLAN」により全土にドイツ国SEBA社製の気象観測装置、流量観測装置がそれぞれ15箇所ずつ設置され、水文気象観測ネットワークが構築されている。

6.2.2 流量観測所

Punatsangchhuの流量はDoPによりFig.6.1に示すとおり6箇所の観測所において観測されている。本流では上流からYebesa, Wangdi Rapids, Dubani, Kerabariの4観測所、支流では中流部のMaza Fall, 下流部のToshidingの2観測所で流量が観測されている。

本調査ではYebesa, Wangdi Rapids, Dubani, Maza Fall観測所の日流量データを入手した。Yebesa, Wangdi Rapids, Dubani観測所においては浮遊砂量の観測も行われており、このデータも入手した。各観測所のデータの種類および観測期間をTable 6.1に示す。このうち、Wangdi Rapids観測所は計画地点にもっとも近く、ダム地点の上流約9kmに位置する。

6.3 計画地点の流量

6.3.1 Wangdi Rapids測水所流量データの検証

Fig.6.1からも分かるようにWangdi Rapids測水所は計画地点に最も近く、ダム地点の上流約9kmに位置する。したがって、ダム地点の流量は基本的にこの測水所のデータを基に算出することとした。

Wangdi Rapids測水所の流量データは完全なものが8年間分(1992～1999)存在する。年間の月平均流量をFig.6.2に示す。この流量データの均質性を検証するために流域内の雨量データとのダブルマスカーブを作成したところFig.6.3に示す結果が得られ、全体的に有意な勾配の変化は認められず、Wangdi Rapids測水所の流量データは均質であることが確認された。

また、水文データの周期性を把握するために入手した13ヶ年の雨量データについてスペクトル解析を行ったところFig.6.4に示す結果が得られた。Power Spectrumはfrequency=0.08 (1/12)付近以外で特に大きなピークは存在しない。これは数年単位の周期に比べ、年間周期が卓越していることを表しており、数年単位の大きな周期は認められなかった。

6.3.2 ダム地点の流量

Wangdi Rapids測水所からダム地点の間には特別大きな支流は合流していないため、ダム地点の流量はWangdi Rapids測水所の流量データとの流域面積比換算で次式により算出した。

$$Q_d = Q_g \cdot A_d / A_g$$

ここに、

Q_d : ダム地点流量 (m^3/s)

Q_g : Wangdi Rapids 測水所地点流量 (m^3/s)

A_d : ダム地点流域面積 (km^2)

A_g : Wangdi Rapids 測水所流域面積 (km^2)

ダム地点の月別流量をTable 6.2に、流況図をFig.6.5に示す。流域面積、平均流量は以下のとおりである。

	Wangdi Rapids測水所地点	ダム地点
流域面積 : A (km^2)	5,640	5,796
平均流量 : Q (m^3/s)	290	298

また、ダム地点での95%保証流量は64.0 m^3/sである。

6.4 計画地点の洪水量

6.4.1 確率洪水

計画地点の1992～1999年の各年最大流量についてGumbel法により確率計算を行い、以下の結果が得られた。

確率洪水量

確率年T (年)	5	10	20	50	100	200	1,000
洪水量Q (m^3/s)	1,469	1,630	1,784	1,984	2,134	2,283	2,628

これらの結果は、建設時の河流処理における仮排水路トンネルの設計等に用いられる。

6.4.2 可能最大洪水（PMF）

(1) 概 要

ダムの設計洪水量については、本計画の経済的および社会的重要性を考慮すると、可能最大洪水（PMF : Probable Maximum Flood）の手法を採用することが妥当であると考えられる。PMFとは、ある地域で理論的に起こりうる、気象および水文現象が最も厳しい条件で組合わされた時に予想される洪水と定義される。

PMFは以下の手順で計算される。

- 可能最大降水量(PMP)の計算
- 単位図の作成
- PMPの時間配分
- 単位図の合成
- 基底流量の決定

(2) 可能最大降水量（PMP）の計算

PMPは非地形性降雨と、地形性降雨に大別されるが、Punatsangchhu流域の降雨形態を見ると、その降水原因が南のBengal湾側から吹き込む季節風に起因し、しかも降雨域がヒマラヤ山脈の南側斜面に限られ、平地およびヒマラヤ北部では降雨量が極端に少ないことから、地形性降雨の典型的な性質を備えていると考えられる。

以下にPMP算出の手順を示す。

（参考：Manual for Estimation of Probable Maximum Precipitation, WMO* No.332）

*WMO : World Meteorological Organization

1) 地形縦断図の作成

Fig.6.6に示すように1/50,000地形図よりPunatsangchhu流域のヒマラヤ山脈南側斜面の代表縦断形状をメッシュ法にて算定した。なお、標高は計算の都合上、大気圧（hPa）に換算してある。(Fig.6.7)

2) 大気の流線の設定

大気の流線は50hPa毎に与えることとし、地形の影響を受けない面（Nodalsurface）を300hPaと仮定した。なお、流線間の降水量は次式で与えられる。

$$R = \frac{\overline{V}_1 \cdot \Delta p_1 \left(\overline{q}_1 - \overline{q}_2\right)}{Y} \cdot \frac{1}{g\rho}$$

ここに、

R	：降水量（cm/sec）
$\overline{V}_1$	：平均流入風速（cm/sec）
Δp_1	：流入個所の気圧差（hPa）
$\overline{q}_1 \cdot \overline{q}_2$	：それぞれ流入個所および、流出個所での平均比湿（g/kg）
Y	：水平距離（cm）
g	：重力加速度（cm/sec^2）
ρ	：水の密度（g/cm^3）

ここで、比湿の代わりに混合比wを用いることとし、またディメンジョンを使用データにそろえると次式になる。

$$R=\frac{0.8813\times\overline{V}_1\cdot\Delta p_1\left(\overline{w}_1-\overline{w}_2\right)}{Y}$$

ここに、

R	：24時間雨量（mm/day）
$\overline{V}_1$	：平均流入風速（cm/sec）
Δp_1	：流入個所の気圧差（hPa）
$\overline{w}_1\cdot\overline{w}_2$	：それぞれ流入個所および流出個所における平均混合比（g/kg）
Y	：水平距離（km）

3) 気象データ（境界条件）の設定

気象データとして気温、相対湿度および風速は、ダム地点の10km上流に位置するWangdi気象観測所（EL.1,180m、1991年～97年）における観測値を採用した。なお、今回は入手したデータが日単位のため、PMPも日単位で算出することとし、各データの代表値は次のようにして決めた。

気　温（γ）　：日最高気温の月平均値の最高値31℃を採用した。なお、標高による気温の低減率は-0.6℃/100mとした。

相対湿度（R・H）　：日の観測値（max, min）の内、minの値を当日の代表湿度とし、その中での最高値91%を採用した。標高と相対湿度の関係は日本での観測結果を元に300hPaで50%となるように直線変化させた。

風　速（V）　：日平均風速の内、雨期（6月～9月）に記録された最高値4.2m/sを採用した。なお標高による風速の増加率は、これも日本での観測結果を元に300hPaで50m/sとなるように直線変化させた。

4) 氷線の設定

先の気温の降下率より、氷線を450hPaに設定した。この線を境に上では雪、下では雨

となる。

5) Fig.6.7に示すように10km毎に降雨軌跡を作成する。降雨軌跡の計算をTable 6.3に示す。

6) Table 6.4に示すように各降雨軌跡間毎に先に示した降雨算定式により降雨量を計算する。

以上の結果からTable 6.5に示すとおり、ダムの流域におけるPMPの日流域平均を求めると、358 mm/dayとなる。

(3) 単位図の作成

今回の解析では洪水時のハイドログラフが入手できなかったため、Snyderの方法を用いて単位図の遅れ時間、ピーク流量等を推定することとした。また単位図の形状は、上昇部分については $t^{2.4}$、下降部分については指数関数として表現することとして、6時間単位の降雨強度1cmに対応する単位図（Fig.6.8）を作成した。

(4) PMPの時間分布および有効降雨

単位図が6時間単位のため、先に求めたPMP値も6時間雨量毎に配分し直す必要がある。配分率は既往世界最大地点雨量の降雨時間と降雨量関係を示す次式を使用した。

$$R = 422 \cdot D^{0.475}$$

ここに、R: 降雨量 (mm)

D: 降雨時間 (hr)

この結果をTable 6.6に示すが表中Arrangeとは流出量がもっとも厳しくなるように並びかえたものであり、また有効降雨とは、その値からさらに時間損失量2 mm/hrを差し引いたものである。

(5) 単位図の合成

Table 6.7に示すとおり、有効降雨を単位図により合成すると降雨流出曲線 (Fig.6.9)が得られる。合成の結果、ピーク流量は13,524m^3/sと計算される。

(6) 基底流量の決定とPMF

雨期（7月～9月）の95%確率流量376m^3/sを基底流量とする。ゆえに、ダム地点のPMFは13,524+376=13,900m^3/sと計算される。

(7) 他プロジェクトとの比較

ブータン国において同程度の流域面積を持つ既存のChhukha水力発電所と建設中のTala水力発電所の設計洪水量はSPF (Standard Probable Flood)より求められた値である。SPFの値は一般にPMFの40～60%であることから、仮にPMFの50%とすれば、ChhukhaのPMFは11,320m^3/s (流域面積:3,550km^2)、TalaのPMFは12,500m^3/s (流域面積:4,028km^2)となる。これらの値と今回得られたプナチャンチュのPMF13,900 m^3/s (流域面積:5,796km^2)をCreagerの公式による洪水流出量曲線上にプロットした結果をFig.6.10に示す。図より、これら3つのプロジェクトのPMFは地域係数C=100付近に分布することが分かる。

6.4.3 氷河湖決壊洪水（GLOF）

(1) 一般

氷河湖の決壊に起因する洪水（Glacier Lake Outburst Flood : GLOF）は氷河山地を源流域に持つ地域（ヒマラヤ、アラスカ、ヨーロッパアルプス等）で発生する。ヒマラヤ山脈地域では、ブータン国の他ネパール、パキスタン、中国のチベット地方で多数発生していることが報告されている。以下にGLOFのメカニズムを記す。

1) 氷河湖の形成過程

氷河湖は、ダム湖の末端に形成される材質によって次の3つに大別できる。

- モレーンダムによる湖
- 氷河による堰き止め湖
- モレーン中にアイスコアを含む湖

ネパールおよびブータン国地域ではモレーンおよびアイスコアを含むモレーンダムによる氷河湖が非常に多く分布しており、GLOFの主要因となっている。この種の氷河湖が形成される過程は次のように考えられる。

まず、かつて大規模な氷河が前進し、その末端に巨大なモレーンを堆積した後、気候による影響で後退し、そのモレーンダムの上流に水がたまって氷河湖を形成するというものである。モレーンは大きなものになると高さが100mを越えるものもあり、このクラスの氷河湖は容量が10^6 m^3 オーダー、中には10^7 m^3 に達するものも存在する。

なお、モレーンダム内にかつての氷体を残すかどうかでアイスコアモレーンと単なるモレーンに区別される。特にヒマラヤ地域では岩屑で覆われた氷河が多数存在するため、直射日光を遮ることにより氷河が後退した後もいわゆるdead iceとなって長年モレーン内に存在する例が数多く見られる。

一方、氷河による堰き止め湖はアラスカやヨーロッパアルプスを始め世界各地で頻繁に

見られる現象だが、特に地震、大降雪、雪崩、アイスフォールの崩壊、気温の急激な変化等による氷河の急激な流下現象によって氷河湖水面がサージすることによる大災害を引き起こす可能性が大きくなる。

2) モレーンダムによって形成された氷河湖の決壊要因

モレーンダムの決壊要因は、地震等の外力による堤体の崩壊とパイピング、ダム越流等による堤体の侵食に大きく分けられる。この中で、ヒマラヤ地域でよく見られる現象はモレーンダムがパイピングを起こすか、あるいは氷河末端のアイスフォール崩壊によるダム越流が支配要因と考えられる。パイピングは主としてそのモレーンの材質、厚み、さらにアイスコアモレーンの場合は、気温にも大きく左右される。

この種の氷河湖決壊は7月～9月のモンスーン期に集中しており、降雨および高温による氷河の融解により氷河から氷河湖への流入が増加するのに伴い、氷河湖の水位が上昇し、越流ないしはモレーン内の浸透流の増加を引き起こすことにより生ずるものと考えられる。

このように氷河湖が上流から多量の水の補給により高水位に保たれ、さらに、モレーン堤体自身の緩みが進んでいるときに大豪雨やアイスフォールの崩壊等により一時的に多量の水が越流するとモレーンダムは急激に侵食破壊へと進むものと考えられる。

3) 氷河湖決壊洪水の特徴

GLOFのハイドログラフは降雨の場合と異なり、ピークが急激に立ち上がった後、急速に減衰するのが特徴である。洪水の下流への伝播状況は河道の形状に大きく左右され、しかも両岸の侵食、土砂の堆積、それに伴う流れの滞留を繰り返しながら流下するため、過去の記録から見て、一般に下流に向かうにしたがってピーク流量が減衰することが確認されている。また、大量の土砂が流送されることも特徴のひとつである。

(2) 過去の事例

「Raphstreng Lake, Lunana, (Bhutan) Report on Flood Mitigatory Measures (Phase 1-1996) by WAPCOS」によれば、Punatsangchhuの洪水について以下の4件が報告されている。

- 1950 洪水 : Lunana地域西部の氷河湖決壊による洪水、夏期に発生し24時間継続
- 1960 洪水 : Lunana地域東部の氷河湖決壊による洪水、5日間継続
- 1968 洪水 : 豪雨による洪水、Wangdue Phodrangの橋が流出
- 1994 洪水 : Lunana地域東部の氷河湖決壊による洪水

PunatsangchhuはPunakhaでPhochhuとMochhuが合流し、形成される。このうち、Phochhuの上流域のLunana地域にはRaphstreng LakeとLuggye Lakeの2つの大きな氷河湖が存在し、上記の通りPunatsangchhu のGLOFはこの地域の氷河湖に起因している。

(3) 衛星画像解析

Lunana地域を中心に計画地点より上流の氷河湖の分布状態を衛星画像データから抽出し、各湖の位置、面積、経時変化等を算出、特に1994年氷河湖決壊洪水前後の氷河湖の面的な変化を把握し、氷河湖決壊洪水の水理計算の基礎資料を作成することとした。

1) 衛星画像データ

衛星画像データとしては本調査範囲が100 km四方程度の広範囲にわたるため、観測幅の広い衛星のものが望まれる。SPOT、J-ERS等は観測幅が60 km程度のため複数のデータをモザイクする必要があり、画像各部における観測日時の不一致など利用上の不都合が多い。そこで、観測幅が比較的広く最近でもデータ観測を行っている衛星データとしてLANDSAT-TM画像とRADARSAT画像を選択した。

LANDSAT-TM画像は雲域障害には弱いが、雲の少ないデータが入手できる場合は有効である。LANDSAT-TMデータはNRCT (National Research Council of Thailand)により受信・管理されており、対象地区はLANDSAT-4,5号の場合Path138, Row041のデータでほぼカバーされている。検索の結果、最新の雲の少ない画像は得られないが、1994年の洪水前後には雲域のほとんどない良好なデータの存在が確認された。

最新のデータに関しては雲域の少ない良好なLANDSAT-TM画像が得られなかったため、この点を克服する衛星データとしてRADARSATデータを選択した。RADARSAT画像はマイクロ波によるレーダー衛星であり、雨期・乾期を問わず全天候で観測可能である。本格運用は1996年頃からであり、データはRADARSAT International Satellite Data Distribution Centerにより受信・管理されている。

今回、氷河湖の衛星画像解析に使用するデータは1994年10月のGLOFの前後を含む以下の4シーンである。

No. 1	1988年11月24日	(LANDSAT-TM)
No. 2	1994年 1月25日	(LANDSAT-TM)
No. 3	1995年10月27日	(LANDSAT-TM)
No. 4	1998年 9月 1日	(RADARSAT)

2) 氷河湖の抽出

以上の衛星画像のデータを使用して水域、温度、標高等の諸条件から氷河湖を抽出した結果、その変化をFig.6.11およびTable 6.8に示す。流域内の氷河湖の中ではPhochhu最上流の２つの氷河湖（Raphstreng Lake、Luggye Lake）が特に大きいことが分かる。以下にこの２つの氷河湖の標高、面積およびダム地点からの距離を示す。

氷河湖	ダム地点からの距離 (km)	標高 (EL m)	湖水面積 (km^2)	
			1994	1995
Raphstreng	117	4,440	1.2	1.3
Luggye	121	4,560	1.1	0.9

3) 1994年氷河湖決壊洪水の原因

Fig.6.12は1994年10月に起こった洪水前後の東部Lunana地域における氷河湖の変化を比較したものである。「Geology, Environmental Hazards and Remedial Measures of the Lunana Area, Gasa Dzongkhag: Report of 1995 Indo-Bhutan Expedition by Geological Survey of India Bhutan Unit」によれば、調査の結果、1994年の洪水は東部Lunana地域のLuggye Lakeおよびその直下流のTshopda Lakeの決壊により生じたものと結論づけている。

Fig.6.12においてLuggye Lakeの大きさが洪水前(1994)に比べ洪水後(1995)は若干小さくなっていることから、上記報告書のとおり、洪水の原因はLuggye Lakeの決壊によるものと判断される。

1994年10月7日にWangdi Rapids測水所で観測された氷河湖決壊洪水の記録によれば、洪水量はおよそ25百万m^3と推算される。1994年と1995年の衛星画像からLuggye Lakeの面積は平均1.0km^2であることから表面から深さ約25mの間の水が流出したものと推定される。

(4) GLOF解析

1) 1994GLOFの再現計算

1994年10月に発生したGLOFの写真（提供：在ブータン国JICA専門家茂木氏）をPhoto 6.1～Photo 6.4に示す。Wangdi Rapids測水所ではこのときのGLOFの流量が15分間隔で記録されている。予想されるGLOFのハイドログラフを解析するために、まず、このLuggye Lakeより生じた1994年のGLOFの再現計算をUS National Weather Service (NWS)により開発された計算プログラムDAMBRKによって行った。

DAMBRKは、あるダムが決壊した場合の下流に対する洪水ハイドログラフを計算するプログラムである。これを氷河湖のモレーンダムの決壊現象に当てはめると、貯水容量、モレーンダムの高さ、決壊幅、決壊に要する時間等を入力することにより、ダムからの洪水ハイドログラフを作成できる。また、下流の河川の情報として、いくつかの代表的な河川横断面、断面の標高、ダムからの距離等を入力し、各断面における洪水ハイドログラフを作成することができる。

1994年のGLOFの再現計算にあたり入力した主要条件は以下のとおりである。尚、計算の入力データおよび計算結果の詳細はAppendixに収録した。

- Luggye Lakeの水面標高 ：EL 4,560 m

- Luggye Lakeの面積　　：1.1 km^2
- モレーンダムの高さ　　：25 m
- モレーンダムの決壊幅　：35 m
- 決壊に要する時間　　：3.5 hr
- 代表河川横断面　　：4断面（Luggye Lake～Wangdi Rapids測水所）
- 各断面の形状　　：台形断面
- 各断面の河床標高　　：（Wangdi Rapids測水所：EL 1,170m）
- Luggye Lakeからの距離：（Wangdi Rapids測水所：111km）

DAMBRKは通常の不等流計算と異なり、射流域でも流れの計算が可能である。Luggye LakeからWangdi Rapids測水所Sまでの区間の平均河川勾配は約1/30であり、河川の流れは明らかに射流である。実際にはPunakhaからWangdue Phodrangの比較的勾配が緩い区間では部分的に常流も生ずるものと考えられるが、再現計算では、勾配の変化があまりにも大きいと計算が不安定になるため、Fig.6.13に示すように一部勾配をスムージングして、全区間を射流として計算した。

また、Wangdi Rapids測水所での実測値より、この断面の初期流量が約300m^3/sとなるよう横流入を考慮し、GLOFの全容量は25百万m^3となるように氷河湖のデータを入力した。

1994GLOFのハイドログラフを再現するために、入力条件のうち、モレーンダムの決壊幅と決壊に要する時間を変化させ、試算を繰り返した結果、決壊幅35m、決壊時間3.5hrとしたときに最も良く計算値が実測値と一致することが分かった。この結果をFig.6.14に示す。計算値はハイドログラフのピーク流量、増加・減衰形状をほぼ再現している。

ここで計算されたWangdi Rapids測水所でのハイドログラフと上流の断面で計算されたハイドログラフを同じ時間軸に表現するとFig.6.15のようになる。計算結果によれば、Luggye Lakeで決壊が始まってから約3.5時間後には111km下流のWangdi Rapids測水所で流量が増加し始め、5.5時間後には洪水がピークに達したものと推定される。また、この区間では基本的に河川の流れが射流であり、Mochhu等からの横流入もあるために、ハイドログラフのピークはほとんど減衰せずに、上流から洪水波が伝達されるものと考えられる。

2) 氷河湖決壊洪水量の検討

本計画で解析対象とする氷河湖決壊洪水は氷河湖の規模、位置および過去の決壊等から考慮すると、Luggye LakeあるいはRaphstreng Lakeからの洪水ということになる。Luggye Lakeからの洪水が再び起こるとすれば、地形的および物理的な条件から1994年の洪水と同程度の洪水（25百万m^3程度）が想定される。

それに対し、Raphstreng Lakeからは「Geology, Environmental Hazards and Remedial Measures of the Lunana Area, Gasa Dzongkhag: Report of 1995 Indo-Bhutan Expedition by Geological Survey of India Bhutan Unit」によれば、幅300m、高さ26mのモレーンダムの決壊により、約

31百万m^3の洪水が発生する可能性があると報告されている。

これらの氷河湖周辺では1996年より氷河湖決壊洪水対策として、湖水位の低下や水路の拡幅等の工事が進められている。したがって、それぞれの氷河湖から上記の洪水量を上回る洪水が発生する可能性は低いと考えられるが、Luggye LakeからRaphstreng Lakeまでの距離は約5kmと近く、上流のLuggye Lakeの決壊により下流のRaphstreng Lakeが連鎖的に決壊する可能性は否定できない。したがって、今回の氷河湖決壊洪水の解析対象流量はそのような事態を想定し、以下の二つの氷河湖からの洪水がある時間差で発生すると想定する。

- Luggye Lake からの洪水量　　：25百万m^3
- Raphstreng Lake からの洪水量　：31百万m^3

3) GLOF予測シミュレーション

1994GLOFの再現計算に使用したパラメータを用いて、Luggye LakeとRaphstreng Lakeの決壊によるGLOFの水理シミュレーションを行った。

Fig.6.13の河川縦断面に示すとおり、二つの氷河湖の位置関係から見て、はじめに上流側のLuggye Lakeが決壊し、その影響を受け下流のRaphstreng Lakeが決壊すると考えるのが妥当である。そこで計算では、まず、Luggye Lakeが決壊し、少し遅れてRaphstreng Lakeが決壊するものとした。この遅れ時間はLuggye Lakeの決壊がピークとなる時間の半分である1.5時間と設定した。また、基底流量はPMFのものと同じとし、ダム地点で約400m^3/sとなるよう初期流量、横流入量を調整した。

DAMBRKでは二つのダムの決壊による洪水を一度に計算することはできないため、それぞれ個別に計算した結果を重ね合わせることによって、ダム地点でのハイドログラフを作成することとした。

各氷河湖からの流出量はLuggye Lakeより25百万m^3、Raphstreng Lakeより31百万m^3となるよう、また衛星画像解析結果より、それぞれ氷河湖の面積等の初期値を設定し、河川に関するパラメータは1994GLOFの再現計算の値を使用した。

また、モレーンダムの決壊幅、決壊に要する時間はハイドログラフのピーク、形状に大きな影響を与えるが、これらを正確に予測することは現実的に不可能である。そこで、ここでは1994GLOFのハイドログラフを最も良く再現させた値（決壊幅：35m、決壊時間：3.5hr）を採用した。

以上の条件でシミュレーションした結果ををFig.6.16に示す。尚、入力データおよび計算結果の詳細はAppendixに収録した。ダム地点でのハイドログラフより、Luggye LakeとRaphstreng Lake、二つの氷河湖の決壊によるGLOFのピーク流量は4,600 m^3/sと計算される。

また、Luggye Lakeの決壊が始まってから3.5時間後には120km下流のダム地点で流量が増加し始め、7時間後には洪水がピークに達するものと予想される。

Fig.6.17は各氷河湖からのGLOFのダム地点でのハイドログラフをまとめたものである。

予想される洪水ピーク流量は以下のとおりである。

氷河湖	ダム地点におけるGLOF流量　(m^3/s)
Luggye Lake	2,500
Raphstreng Lake	3,100
Luggye Lake & Raphstreng Lake	4,600

(5)　GLOFの警戒システム

1) 一般

GLOFに対応するには、洪水を軽減させる方法、GLOFに耐えうる工作物の設置およびあらかじめGLOFの発生を検知して、被害を未然に防止するなどの手段について検討しなければならない。その大要を図示すると次のようになる。

- ハード面
  - 氷河湖の水位低下
    - モレーンの 排除
    - 排水施設の設置
    - ポンプによる排水
    - 排水トンネルの施工
  - 防　御　機　能　　例）洪水調整ダム
    洪水吐ゲートの急速開閉操作
    堅固なピア
    取水口ゲートの急閉装置

ソフト面　　例）水位観測装置、緊急時連絡システム
氷河湖の常時監視体制（人工衛星、飛行機等）

以上の方法の内、ネパールにおいては、モレーンを人為的に切り崩す方法と、蛇かご等のフレキシブルな材料により排水施設をエンドモレーンに築造する工事が進められている。また、世界銀行の融資により、河川にGLOFの発生を知らせる警報装置が設置されている。

2) 当地点の防御方法

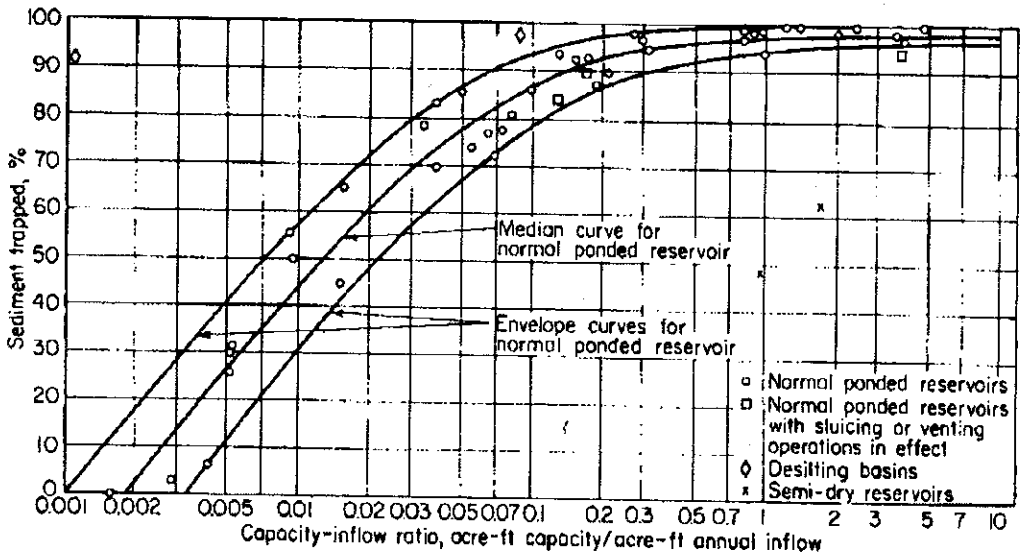
Punatsangchhu上流に発生するGLOFに対処するには、上述したように原因となる氷河湖の水位を下げる方法が最も確実なことは言うまでもない。さらに、ダム等の河川構造物をGLOFの被害から防ぐには、第1に上流各所に水位観測所やセンサー等を設置することにより、GLOFがダムに到達するまでに貯水位を下げ、洪水吐ゲートを開けておくことが重要となる。また、洪水吐ゲート操作機器の故障、あるいは操作ミスも想定し、ダムの設計は越流を許す構造とするのが望ましい。

6.5 堆 砂

6.5.1 堆砂量の予測

Wangdi Rapids観測所において観測されている浮遊砂量データをTable 6.9に示す。1992～1999年の8年間の平均浮遊砂量は1,354,569 m^3/yearである。掃流砂量を浮遊砂量の25%と設定すれば、掃流砂量は338,642 m^3/year、全流砂量は1,693,211 m^3/yearとなり、比流砂量は300 m^3/year/km^2と計算される。

貯水池の堆砂量を推定するに当り、捕捉率については以下に示すBruneによる図が一般に用いられている。



Trap efficiency as related to capacity-inflow ratio.

同図によると本計画の調整池の場合、総貯水容量12.6×10^6m^3に対し、年間総流入量9.4×10^9m^3から導き出されるcapacity – inflow ratioは0.13%となり、殆ど捕捉することなく流下するという結果になる。これは、調整池の規模に対して流入量が極めて大きいため、貯水の交換率が大きく、その結果流入する砂のほとんどがそのまま流出するということを表している。この現象は定性的には正しいものと考えられており、本計画もこれに当てはまる。その一方、過去

のデータから、補足率が0.2を下回るケースはほとんどないため、ここでは補足率を0.2とした。ただし、掃流砂についてはすべて調整池にたまるものとした。

以上より年堆砂量は以下の通りである。

浮遊砂分	: 1,354,569 m^3/year×0.2＝	271×10^3 m^3/year
掃流砂分	: 1,354,569 m^3/year×0.25＝	339×10^3 m^3/year
合計		610×10^3 m^3/year

6.5.2 堆砂形状の予測

以上の検討より貯水池内堆砂量の概略の数値が算定されたが、本項では堆砂形状を予測するためのシミュレーション計算をEPDC/KCC FLOW 500 MODELで行った。

(1) 計算手順

i) 初期河床状態について不等流計算を行う。

ii) 各断面について摩擦速度u_*を求める。

iii) 流砂量式（Lane・Kalinskeの式を採用）より流砂量を求める。

iv) 連続式により、河床変動量を求め、河床高を決定する。

v) 以上の計算を日単位で繰り返す。

(2) 計算条件

i) 砂の粒径

計算上の砂の粒径は一様粒径とする。流砂量式において年間堆砂量が約60万m3となるように砂の粒径を調整し、d=0.65mmを採用した。また、このときの空隙率は0.4とした。

ii) 流量データ

流量データはWangdi Rapids測水所の流量を用いた。

iii) 水位

水位は基準取水1,154.5mとした。

3) 計算結果

河床変動計算の結果をFig.6.18に示す。同図より計算上20年で堆砂の前面がダム近くまで達することが予想される。また、貯水池の背水端付近の堆砂により有効容量が減少するため、適切なフラッシングにより堆砂を調整池内に誘導することが必要である。

本計画のダム運用においては雨期のほぼ全期を通じて、ゲート放流（ゲート敷高：EL1,142m）を行うことになり、そのフラッシング効果によって、実際には堆砂面は図中点線で示した線で

平衡すると考えられる。

ただし、以上の検討にはGLOFによる堆砂は考慮されていない。GLOFによってもたらされる堆砂量は過去の事例から考えて、極めて大きいものと予想されるが、それを定量的に把握することは難しい。今後河川の定期的な測量を実施し、GLOF前後の河床高を比較する等、GLOFのもたらす堆砂量を把握することが望まれる。

GLOFによる堆砂により今回のシミュレーションよりも早く堆砂が進行することも考えられるため、構造物の設計においては、この点に十分注意する必要がある。

6.6 洪水時の背水計算

堆砂形状の予測計算を基に、洪水時のダム上流部に対する背水計算を行った。計算条件は下表に示す通りであり、対象洪水としてGLOF時の最大洪水量（Q_F=4,600m^3/s）を仮定し、ダム建設前（現河床形状）とダム建設後（平衡後の堆砂面形状想定）の2ケースについての背水計算を実施した。なお、ダム建設後のダム地点の水位条件として、GLOF発生時に洪水吐ゲートが緊急的に操作不能（ゲート故障等）になったことを想定して、ゲート天端における越流水位（EL.1168.2m）を初期水位とした。

	洪水量(m^3/s)	ダム地点水位
ダム建設前	4,600	EL.1,103.0m
ダム建設後（堆砂考慮）	4,600	EL.1,168.2m

計算結果はFig.6.19に示すとおりである。ダム建設前後のダム上流部の水面形はダム地点より約4km地点付近で接近し始め、さらに上流部において接近の度合いが大きくなっている。下表に両ケースの背水計算結果を示すが、ダム地点より約8km地点付近では両水面形の水位差は約1～2m程度になっており、洪水時のダムの有無による浸水地域に殆ど差がなくなっていることが判った。

ダム建設前後の洪水時背水計算結果

測点	ダム建設前 河川水位(EL.m)	ダム建設後 河川水位(EL.m)	水位差 (m)
ダム地点	1,103.0	1,168.2	65.2
500 m	1,116.8	1,168.5	51.7
1,000 m	1,126.0	1,168.5	42.5
1,500 m	1,132.8	1,168.5	35.7
2,000 m	1,142.5	1,168.6	26.1
2,500 m	1,152.5	1,171.7	19.2
3,000 m	1,165.3	1,173.4	8.1
3,500 m	1,174.1	1,177.7	3.6
4,000 m	1,181.3	1,184.4	3.1
4,500 m	1,182.3	1,185.1	2.8
5,000 m	1,184.8	1,186.7	1.9
5,500 m	1,186.2	1,188.3	2.1
6,000 m	1,187.3	1,190.2	2.9
6,500 m	1,188.9	1,191.9	3.0
7,000 m	1,194.4	1,194.7	0.3
7,500 m	1,195.1	1,196.1	1.0
8,000 m	1,198.3	1,200.0	1,7

Table 6.1 Availability of Data

Meteorological Station

Station Name	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Data
Gasa											-			-		**R,T,H**
Punakha				-												**R,T,H**
Shelgana																**R,T,H**
Wangdi	-	-	-	-	-											**R,T,H,W,E,S,D**
Gaselo	-								-	-	-					**R,T,H**
Basochhu	-	-	-	-	-											**R,T,H**
Tashithang									-							**R,T,H**
Sonkosh													-			**R,T,H**
Drujeygang																**R,T,H**
Damphu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					**R,T,H,W,E,S,D**

LEGEND **R** : Rainfall, **T** : Temperature, **H** : Humidity, **W** : Wind Speed/Direction, **E** : Evapolation, **S** : Soi l Temperature, **D** : Duration of Sunshine

Hydrological Station

Station Name	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Data
Yebesa																Discharge, Suspended Load
Wangdi Rapids																Discharge, Suspended Load
Dubani							-									Discharge, Suspended Load
Maza Fall																Discharge

LEGEND : Available - : No Data

Table 6.2 Monthly Discharge at Dam Site

(unit : m^3/s)

Y/M	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	MAX	MIN	AVE
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	696.9	256.2	133.3	92.3	696.9	92.3	294.7
1992	71.7	62.3	91.3	123.7	168.4	325.2	602.9	727.0	447.9	229.2	126.5	87.3	727.0	62.3	255.3
1993	71.1	67.9	62.9	104.7	232.2	239.3	546.9	831.9	546.5	297.6	150.8	103.5	831.9	62.9	271.3
1994	78.9	67.2	78.2	103.0	206.5	418.6	447.8	621.4	474.9	304.1	125.5	89.3	621.4	67.2	251.3
1995	71.0	67.1	87.7	115.5	255.4	532.3	773.2	697.8	486.0	295.7	173.7	95.9	773.2	67.1	304.3
1996	78.0	66.1	81.5	124.8	228.9	449.3	833.8	730.8	678.5	326.5	156.0	103.9	833.8	66.1	321.5
1997	77.4	66.5	87.2	104.8	212.1	463.7	663.5	693.8	603.0	237.4	132.1	95.2	693.8	66.5	286.4
1998	74.4	64.0	69.0	119.4	238.1	577.1	956.1	1128.8	516.8	298.3	147.3	99.1	1128.8	64.0	357.4
1999	75.8	64.8	63.5	108.2	226.2	501.5	749.3	899.2	631.4	369.5	174.4	111.9	899.2	63.5	331.3
MAX	78.9	67.9	91.3	124.8	255.4	577.1	956.1	1128.8	696.9	369.5	174.4	111.9	1128.8	67.9	386.1
MIN	71.0	62.3	62.9	103.0	168.4	239.3	447.8	621.4	447.9	229.2	125.5	87.3	621.4	62.3	222.2
AVE	74.8	65.7	77.7	113.0	221.0	438.4	696.7	791.3	564.6	290.5	146.6	97.6	791.3	65.7	298.2

Firm Discharge (95%) = $64m^3/s$

Annual Inflow (10^9m^3) 9.403

Table 6.3 Computation of Rain and Snow Drift for Computing Precipitation Trajectories

P (hPa)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	DRR (km)	Σ DRIFT(DRR) (km)	DRS (km)	Σ DRIFT(DRS) (km)
300	50.0						
350	46.0	48.0	2,401	1.1	6.9	5.3	32.7
400	42.1	44.1	2,203	1.0	5.8	4.9	27.4
450	38.1	40.1	2,006	0.9	4.7	4.4	22.6
500	34.2	36.2	1,808	0.8	3.8	4.0	18.1
550	30.2	32.2	1,610	0.7	3.0	3.6	14.1
600	26.3	28.2	1,412	0.7	2.2	3.1	10.6
650	22.3	24.3	1,215	0.6	1.6	2.7	7.5
700	18.4	20.3	1,017	0.5	1.0	2.2	4.8
750	14.4	16.4	819	0.4	0.5	1.8	2.5
775	12.4	13.4	335	0.2	0.2	0.7	0.7

Legend

DRR = VavΔP/2,160 :Horizontal rain drift (2,160hPa/hr = falling velocity of rain)

DRS = VavΔP/453 :Horizontal snow drift (453hPa/hr = falling velocity of snow)

Table 6.4 (1/4) Computation of PMP

10~20km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	310.0	-19.5	350.0	2.7	350.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	399.0	4.0	395.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	447.0	5.8	440.0	5.8	4.9	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	495.0	7.7	483.0	7.7	6.8	6.8	6.8	0.0	0.0	0.0	0
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	542.0	8.8	528.0	8.8	8.3	8.3	8.3	0.0	0.0	0.0	0
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	590.0	11.4	572.0	11.4	10.1	10.1	10.1	0.0	0.0	0.0	0
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	638.0	15.7	616.0	15.7	13.6	13.6	13.6	0.0	0.0	0.0	0
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	684.0	17.2	660.0	17.2	16.5	16.5	16.5	0.0	0.0	0.0	0
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	739.0	21.3	704.0	20.6	19.3	19.3	18.9	0.0	0.0	0.4	287
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	756.0	22.6	728.0	22.0	22.0	22.0	21.3	0.0	0.0	0.7	218

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average
Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	0	505
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	0 =A	445 =B
Unit Horizontal Area (km)=	10 =C	20 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	44 mm

20~30km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	350.0	2.7	347.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	395.0	4.0	390.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	440.0	5.8	435.0	5.8	4.9	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	483.0	7.7	480.0	7.7	6.8	6.8	6.8	0.0	0.0	0.0	0
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	528.0	8.8	522.0	8.8	8.3	8.3	8.3	0.0	0.0	0.0	0
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	572.0	11.4	570.0	11.4	10.1	10.1	10.1	0.0	0.0	0.0	0
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	616.0	15.7	613.0	15.7	13.6	13.6	13.6	0.0	0.0	0.0	0
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	660.0	17.2	659.0	17.1	16.5	16.5	16.4	0.0	0.0	0.1	51
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	704.0	20.6	703.0	20.5	19.3	18.9	18.8	0.4	286.7	0.4	369
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	728.0	22.0	727.0	21.9	22.0	21.3	21.2	0.7	218.0	0.8	252

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average
Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	505	671
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	445 =A	591 =B
Unit Horizontal Area (km)=	20 =C	30 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	15 mm

Table 6.4 (2/4) Computation of PMP

30～40km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	347.0	2.7	345.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	390.0	4.0	390.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	435.0	5.8	427.0	5.8	4.9	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	480.0	7.7	460.0	7.7	6.8	6.8	6.8	0.0	0.0	0.0	0
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	522.0	8.8	500.0	8.8	8.3	8.3	8.3	0.0	0.0	0.0	0
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	570.0	11.4	536.0	10.6	10.1	10.1	9.7	0.0	0.0	0.4	565
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	613.0	15.7	570.0	14.0	13.6	13.6	12.3	0.0	0.0	1.3	1518
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	659.0	17.1	608.0	14.5	16.5	16.4	14.3	0.1	50.8	2.2	2237
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	703.0	20.5	645.0	18.5	19.3	18.8	16.5	0.4	368.6	2.8	2252
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	727.0	21.9	666.0	19.6	22.0	21.2	19.1	0.8	251.5	2.9	973

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average

Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	671	7545
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	591 =A	6650 =B
Unit Horizontal Area (km)=	30 =C	40 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	606 mm

40～50km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	345.0	2.7	344.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	390.0	4.0	380.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	427.0	5.8	410.0	5.8	4.9	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	460.0	7.7	440.0	7.7	6.8	6.8	6.8	0.0	0.0	0.0	0
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	500.0	8.8	467.0	7.7	8.3	8.3	7.7	0.0	0.0	0.6	886
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	536.0	10.6	500.0	9.4	10.1	9.7	8.6	0.4	564.9	1.6	2189
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	570.0	14.0	529.0	12.6	13.6	12.3	11.0	1.3	1518.2	2.6	3097
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	608.0	14.5	559.0	13.0	16.5	14.3	12.8	2.2	2237.0	3.7	3711
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	645.0	18.5	590.0	16.4	19.3	16.5	14.7	2.8	2252.5	4.6	3727
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	666.0	19.6	609.0	17.7	22.0	19.1	17.1	2.9	972.6	4.9	1643

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average

Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	7545	15253
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	6650 =A	13443 =B
Unit Horizontal Area (km)=	40 =C	50 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	679 mm

Table 6.4 (3/4) Computation of PMP

50～60km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	344.0	2.7	339.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	380.0	4.0	370.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	410.0	5.8	396.0	5.5	4.9	4.9	4.8	0.0	0.0	0.2	301
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	440.0	7.7	422.0	7.2	6.8	6.8	6.4	0.0	0.0	0.4	723
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	467.0	7.7	450.0	7.0	8.3	7.7	7.1	0.6	885.5	1.2	1852
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	500.0	9.4	479.0	8.7	10.1	8.6	7.9	1.6	2189.1	2.3	3178
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	529.0	12.6	508.0	11.8	13.6	11.0	10.3	2.6	3097.2	3.3	4008
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	559.0	13.0	538.0	12.2	16.5	12.8	12.0	3.7	3711.4	4.5	4525
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	590.0	16.4	565.0	15.5	19.3	14.7	13.9	4.6	3726.8	5.4	4423
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	609.0	17.7	585.0	16.8	22.0	17.1	16.2	4.9	1643.4	5.8	1945

Legend
- P : Atmospheric pressure
- γ : Atmospheric temperature
- R.H : Relative humidity
- V : Wind velocity
- av : average
- Ws : Saturation mixing ratio
- WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
- Pc, γc : Condensation pressure, temperature
- LT : Lower precipitation trajectory
- UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	15253	20954
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	13443 =A	18467 =B
Unit Horizontal Area (km)=	50 =C	60 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	502 mm

60～70km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	VavΔP	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	W_{LT}av (g/kg)	W_{UT}av (g/kg)	ΔW_{LT}av =WIav-W_{LT}av	VavΔp·ΔW_{LT}a	ΔW_{UT}av =WIav-W_{UT}av	VavΔp·ΔW_{UT}av
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	339.0	2.7	330.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	370.0	4.0	360.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	396.0	5.5	389.0	5.2	4.9	4.8	4.6	0.2	300.8	0.3	602
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	422.0	7.2	416.0	7.0	6.8	6.4	6.1	0.4	723.1	0.7	1175
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	450.0	7.0	445.0	6.9	8.3	7.1	7.0	1.2	1851.6	1.3	2093
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	479.0	8.7	472.0	8.5	10.1	7.9	7.7	2.3	3177.7	2.4	3390
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	508.0	11.8	501.0	11.7	13.6	10.3	10.1	3.3	4008.1	3.5	4190
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	538.0	12.2	530.0	11.9	16.5	12.0	11.8	4.5	4524.9	4.7	4728
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	565.0	15.5	558.0	15.2	19.3	13.9	13.6	5.4	4423.0	5.7	4669
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	585.0	16.8	577.0	16.5	22.0	16.2	15.9	5.8	1945.2	6.1	2046

Legend
- P : Atmospheric pressure
- γ : Atmospheric temperature
- R.H : Relative humidity
- V : Wind velocity
- av : average
- Ws : Saturation mixing ratio
- WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
- Pc, γc : Condensation pressure, temperature
- LT : Lower precipitation trajectory
- UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	20954	22893
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	18467 =A	20175 =B
Unit Horizontal Area (km)=	60 =C	70 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =	171 mm

Table 6.4 (4/4) Computation of PMP

70～80km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	Vav△P	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	$W_{LT}av$ (g/kg)	$W_{UT}av$ (g/kg)	$\Delta W_{LT}av$ =WIav-$W_{LT}av$	Vav△p・$\Delta W_{LT}a$	$\Delta W_{UT}av$ =WIav-$W_{UT}av$	Vav△p・$\Delta W_{UT}av$
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	330.0	2.7	329.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	360.0	4.0	358.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	389.0	5.2	386.0	5.1	4.9	4.6	4.6	0.3	601.7	0.4	702
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	416.0	7.0	411.0	6.8	6.8	6.1	6.0	0.7	1175.1	0.8	1446
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	445.0	6.9	435.0	6.7	8.3	7.0	6.8	1.3	2093.1	1.5	2415
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	472.0	8.5	460.0	8.0	10.1	7.7	7.4	2.4	3389.6	2.8	3884
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	501.0	11.7	475.0	10.7	13.6	10.1	9.4	3.5	4190.3	4.2	5101
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	530.0	11.9	510.0	11.2	16.5	11.8	11.0	4.7	4728.2	5.5	5593
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	558.0	15.2	538.0	14.5	19.3	13.6	12.9	5.7	4668.7	6.4	5242
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	577.0	16.5	555.0	15.6	22.0	15.9	15.1	6.1	2045.8	6.9	2314

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average
Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	22893		26697
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	20175	=A	23528 =B
Unit Horizontal Area (km)=	70	=C	80 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =		335 mm

80～90km

P (hPa)	γ (°C)	R.H (%)	V (m/s)	Vav (m/s)	Vav△P	Ws (g/kg)	WI (g/kg)	Pc (hPa)	γc (°C)	P_{LT} (hPa)	W_{LT} (g/kg)	P_{UT} (hPa)	W_{UT} (g/kg)	WIav (g/kg)	$W_{LT}av$ (g/kg)	$W_{UT}av$ (g/kg)	$\Delta W_{LT}av$ =WIav-$W_{LT}av$	Vav△p・$\Delta W_{LT}a$	$\Delta W_{UT}av$ =WIav-$W_{UT}av$	Vav△p・$\Delta W_{UT}av$
350.0	-9.9	53.5	46.0			5.0	2.7	300.0	-19.5	329.0	2.7	328.0	2.7							
400.0	-3.9	57.1	42.1	44.1	2203.3	7.0	4.0	355.0	-13.0	358.0	4.0	355.0	4.0	3.4	3.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0
450.0	0.9	60.6	38.1	40.1	2005.6	9.5	5.8	405.0	-6.5	386.0	5.1	380.0	4.8	4.9	4.6	4.4	0.4	702.0	0.5	1003
500.0	5.7	64.2	34.2	36.2	1807.8	12.0	7.7	440.0	-1.3	411.0	6.8	404.0	6.6	6.8	6.0	5.7	0.8	1446.3	1.1	1898
550.0	9.3	67.7	30.2	32.2	1610.1	13.0	8.8	500.0	1.7	435.0	6.7	426.0	6.3	8.3	6.8	6.5	1.5	2415.1	1.8	2898
600.0	12.9	71.2	26.3	28.2	1412.3	16.0	11.4	555.0	6.7	460.0	8.0	450.0	7.6	10.1	7.4	7.0	2.8	3883.9	3.2	4449
650.0	17.7	74.8	22.3	24.3	1214.6	21.0	15.7	610.0	13.0	475.0	10.7	473.0	10.5	13.6	9.4	9.1	4.2	5101.2	4.5	5466
700.0	20.1	78.3	18.4	20.3	1016.8	22.0	17.2	687.0	16.2	510.0	11.2	499.0	10.9	16.5	11.0	10.7	5.5	5592.5	5.8	5847
750.0	23.7	81.9	14.4	16.4	819.1	26.0	21.3	720.0	20.0	538.0	14.5	523.0	13.9	19.3	12.9	12.4	6.4	5242.1	6.9	5611
775.0	24.9	83.6	12.4	13.4	335.4	27.0	22.6	742.0	21.3	555.0	15.6	540.0	15.1	22.0	15.1	14.5	6.9	2314.1	7.5	2499

Legend
P : Atmospheric pressure
γ : Atmospheric temperature
R.H : Relative humidity
V : Wind velocity
av : average
Ws : Saturation mixing ratio
WI : Mixing ratio at inflow =R.H×Ws
Pc, γc : Condensation pressure, temperature
LT : Lower precipitation trajectory
UT : Upper precipitation trajectory

TOTAL =	26697		29670
24hr Volume(mm(km)) = 0.8813×TOTAL	23528	=A	26148 =B
Unit Horizontal Area (km)=	80	=C	90 =D
24hr Average Rainfall Over Last Leg =	(B-A)/(D-C) =		262 mm

Table 6.5 Average PMP of the Punatsangchhu Basin

SECTION (km)	PMP (mm/day)	AREA (km^2)	PMP×AREA
10-20	44	473	20,812
20-30	15	593	8,895
30-40	606	649	393,294
40-50	679	868	589,372
50-60	502	869	436,238
60-70	171	837	143,127
70-80	335	833	279,055
80-90	262	418	109,516
Total		5,540	1,980,309
		A	B
Average	358 mm =B/A		

Table 6.6 PMP Distribution and Effective Rainfall

Time (hour)	Max. Rain (mm)	Rate	PMP (mm)	6hour increment (mm)	Arrange (mm)	Retention Loss (mm)	Effective Rainfall (mm)
6	988	0.518	185	185	24	12	12
12	1,374	0.719	258	73	27	12	15
18	1,666	0.872	312	54	31	12	19
24	1,909	1.000	358	46	36	12	24
30	2,123	1.112	398	40	46	12	34
36	2,315	1.212	434	36	73	12	61
42	2,491	1.304	467	33	185	12	173
48	2,654	1.390	498	31	54	12	42
54	2,807	1.470	526	28	40	12	28
60	2,951	1.545	553	27	33	12	21
66	3,087	1.617	579	26	28	12	16
72	3,218	1.685	603	24	26	12	14

Table 6.7 Synthesis of Unit Hydrographs

Time (hr)	Rainfall (cm)	Loss (cm)	Effective (cm)	Time (hour Unit (m^3/s)	0	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90	96	102	108	114	120	126	132	138	144	Discharge (m^3/s)
					0	16	82	218	435	395	320	252	192	146	111	85	64	49	37	28	22	16	13	10	7	6	4	3	1	
0	0	0	0.0		0																									0
6	2.4	1.2	1.2		0	0																								0
12	2.7	1.2	1.5		0	19	0																							19
18	3.1	1.2	1.9		0	24	98	0																						122
24	3.6	1.2	2.4		0	30	123	262	0																					415
30	4.6	1.2	3.4		0	38	156	327	522	0																				1,043
36	7.3	1.2	6.1		0	54	197	414	653	474	0																			1,792
42	18.5	1.2	17.3		0	98	279	523	827	593	384	0																		2,703
48	5.4	1.2	4.2		0	277	500	741	1,044	751	480	302	0																	4,095
54	4.0	1.2	2.8		0	67	1,419	1,330	1,479	948	608	378	230	0																6,459
60	3.3	1.2	2.1		0	45	344	3,771	2,654	1,343	768	479	288	175	0															9,867
66	2.8	1.2	1.6		0	34	230	916	7,526	2,410	1,088	605	365	219	133	0														13,524
72	2.6	1.2	1.4		0	26	172	610	1,827	6,834	1,952	857	461	277	167	102	0													13,284
78						22	131	458	1,218	1,659	5,536	1,537	653	350	211	128	77	0												11,980
84							115	349	914	1,106	1,344	4,360	1,171	496	266	162	96	59	0											10,437
90								305	696	830	896	1,058	3,322	891	377	204	122	74	44	0										8,818
96									609	632	672	706	806	2,526	677	289	154	93	56	34	0									7,253
102										553	512	529	538	613	1,920	519	218	118	70	42	26	0								5,658
108											448	403	403	409	466	1,471	390	167	89	53	33	19	0							4,351
114												353	307	307	311	357	1,107	299	126	67	42	24	16	0						3,315
120													269	234	233	238	269	848	226	95	53	30	20	12	0					2,526
126														204	178	179	179	206	640	171	75	38	25	15	8	0				1,918
132															155	136	134	137	155	484	134	54	31	19	11	7	0			1,459
138																119	102	103	104	118	381	98	44	24	13	9	5	0		1,119
144																	90	78	78	78	92	277	79	34	17	11	6	4	0	844
150																		69	59	59	62	67	225	61	24	14	8	5	1	653
156																			52	45	46	45	55	173	43	20	10	6	2	495
162																				39	35	34	36	42	121	37	14	7	2	367
168																					31	26	27	28	29	104	24	10	2	282
174																						22	21	21	20	25	69	18	3	200
180																							18	16	15	17	17	52	6	141
186																								14	11	13	11	13	17	79
192																									10	10	8	8	4	40
198																										8	6	6	3	24
204																											6	5	2	13
210																												4	2	6
216																													1	1

Table 6.8 Area Account Table of Glacier Lakes

Lake No.	1988 (km^2)	1994 (km^2)	1995 (km^2)	1998 (km^2)	Altitude (m)	Distance (km)
1L	0.716	0.764	0.702	0.712	4780	76.2
2L	0.186	0.191	0.176	0.177	4560	68.7
3L	0.257	0.340	0.269	0.283	4640	84.1
4L	0.211	0.186	0.198	0.202	4440	79.7
5L	0.246	0.209	0.230	0.222	4800	88.8
6L	0.224	0.223	0.143	0.158	4720	87.7
7L	0.155	0.159	0.195	0.200	5320	100.1
8L	0.495	0.548	0.548	0.556	5280	99.9
9L	0.641	0.641	0.644	0.655	5080	99.3
10L	0.199	0.188	0.176	0.177	5080	100.3
11L	0.416	0.424	0.154	0.159	4960	99.2
12L	Unite 11L	Unite 11L	0.211	0.217	4960	99.4
13L	0.221	0.224	0.225	0.204	4920	94.3
14L	0.351	0.392	0.384	0.381	4880	97.0
15L	0.413	0.439	0.365	0.413	4640	87.5
16L	0.343	0.482	0.402	0.424	5320	123.9
17L	0.155	0.132	0.183	0.241	5320	121.0
18L	0.928	1.083	0.938	0.938	4560	121.2
19L	1.241	1.244	1.313	1.138	4440	116.7
20L	0.090	0.115	0.182	0.167	4720	107.5
21L	0.233	0.189	0.239	0.215	4360	107.9
22L	0.432	0.371	0.442	0.381	4320	108.2
23L	0.664	0.623	0.617	0.597	5080	96.7
24L	0.713	0.692	0.683	0.667	5000	80.9
25L	0.230	0.190	0.199	0.212	4920	80.7
26L	0.185	0.134	0.182	0.177	4560	73.9
27L	0.336	0.287	0.355	0.317	4520	74.3
28L	0.302	0.251	0.293	0.270	4760	65.0
29L	0.194	0.148	0.204	0.205	4320	67.9
30L	0.214	0.253	0.212	0.231	5160	92.6
31L	0.280	0.308	0.342	0.313	5120	91.6
32L	0.205	0.138	0.218	0.231	4840	91.8
33L	0.225	0.237	0.211	0.210	4800	89.7
34L	0.219	0.238	0.227	0.206	4440	113.5
35L	0.188	Unextracted	0.239	0.267	4280	88.8
Total	12.108	12.042	12.299	12.122		

Table 6.9 Monthly Suspended Sediment at Wangdi Rapids Gauging Station (unit : m^3)

Y/M	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
1992	-	-	-	-	-	-	153,278	190,609	77,187	7,334	2,450	1,301	432,159
1993	3,138	2,608	-	2,314	11,999	32,134	97,067	163,480	46,015	13,797	3,640	2,031	378,223
1994	1,439	814	2,887	3,685	42,880	32,015	153,219	190,926	-	9,325	2,870	1,361	441,421
1995	103,865	158,241	-	-	-	1,358,922	1,045,019	592,909	414,202	19,627	12,039	2,534	3,707,358
1996	2,025	-	2,959	9,265	44,163	277,311	388,473	184,019	187,719	47,989	5,845	2,797	1,152,565
1997	1,794	-	3,303	2,301	10,092	226,888	502,742	273,147	67,512	7,882	-	-	1,095,661
1998	-	-	4,777	-	23,347	310,437	478,999	651,973	-	3,307	1,462	958	1,475,260
1999	1,882	1,328	2,285	1,813	22,881	133,907	337,071	212,110	252,744	108,887	36,553	61,396	1,172,857
MAX	103,865	158,241	4,777	9,265	44,163	1,358,922	1,045,019	651,973	414,202	108,887	36,553	61,396	3,997,263
MIN	1,439	814	2,285	1,813	10,092	32,015	97,067	163,480	46,015	3,307	1,462	958	360,747
AVE	19,024	40,748	3,242	3,876	25,894	338,802	394,484	307,397	174,230	27,269	9,266	10,340	1,354,569