

Fig. III-3-9 Covering Area of Existing Rainfall Stations in Bolaven Plateau

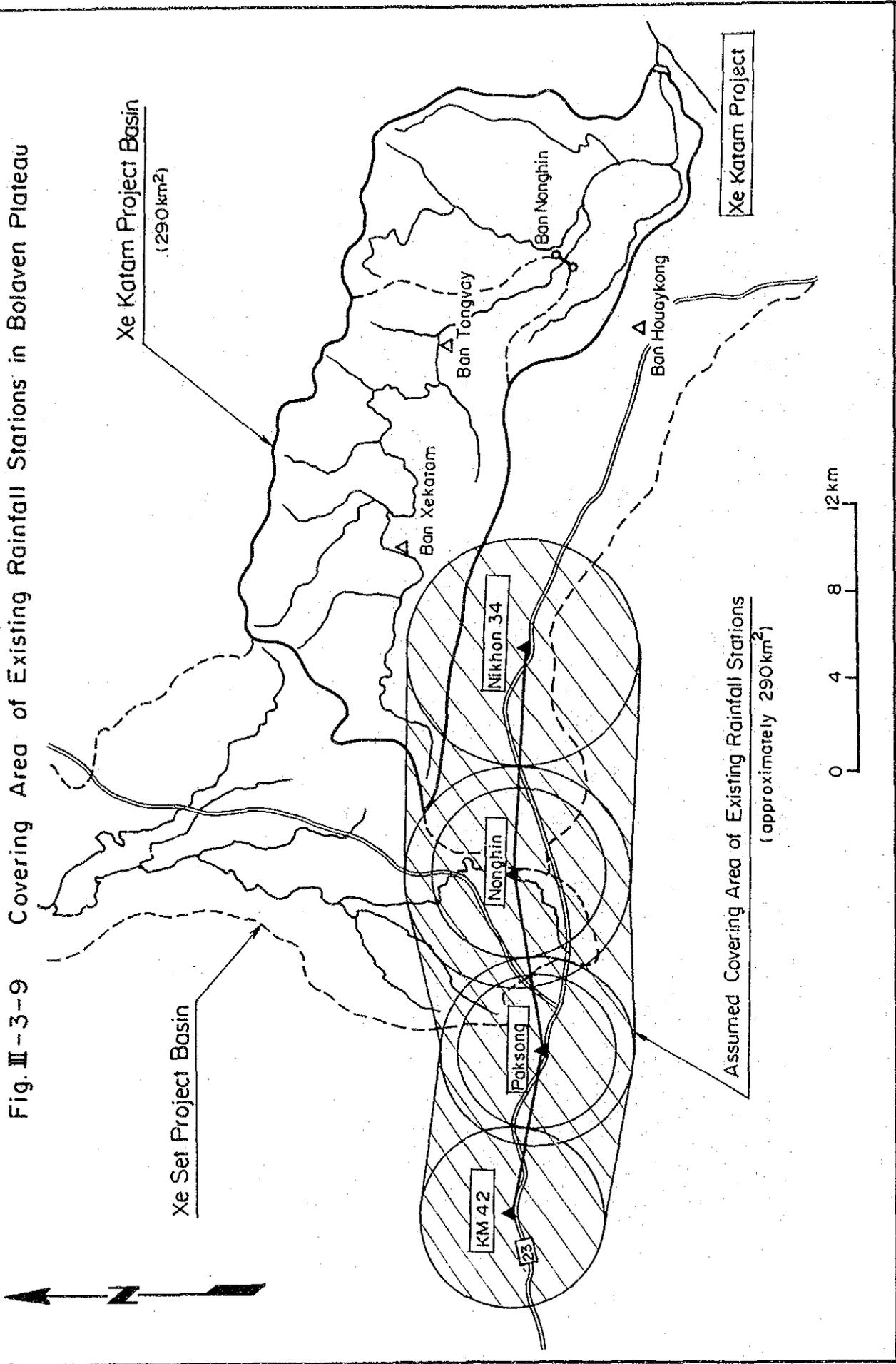


Fig. III-3-10 Area Average - Point Maximum Rainfall Ratio in Bolaven Plateau

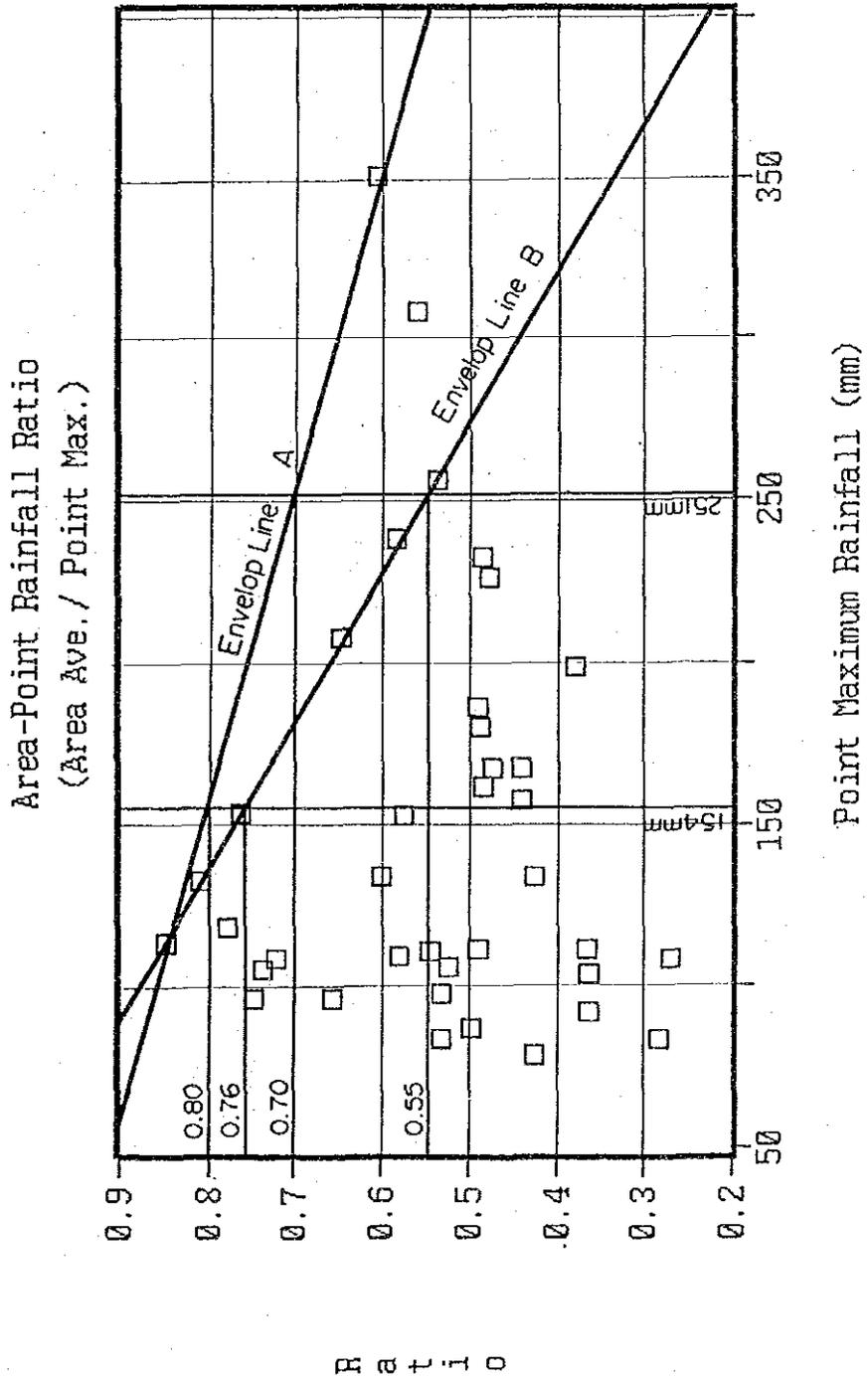


Fig. III-3-11 River Flow Velocity Curve of Xe Katam River

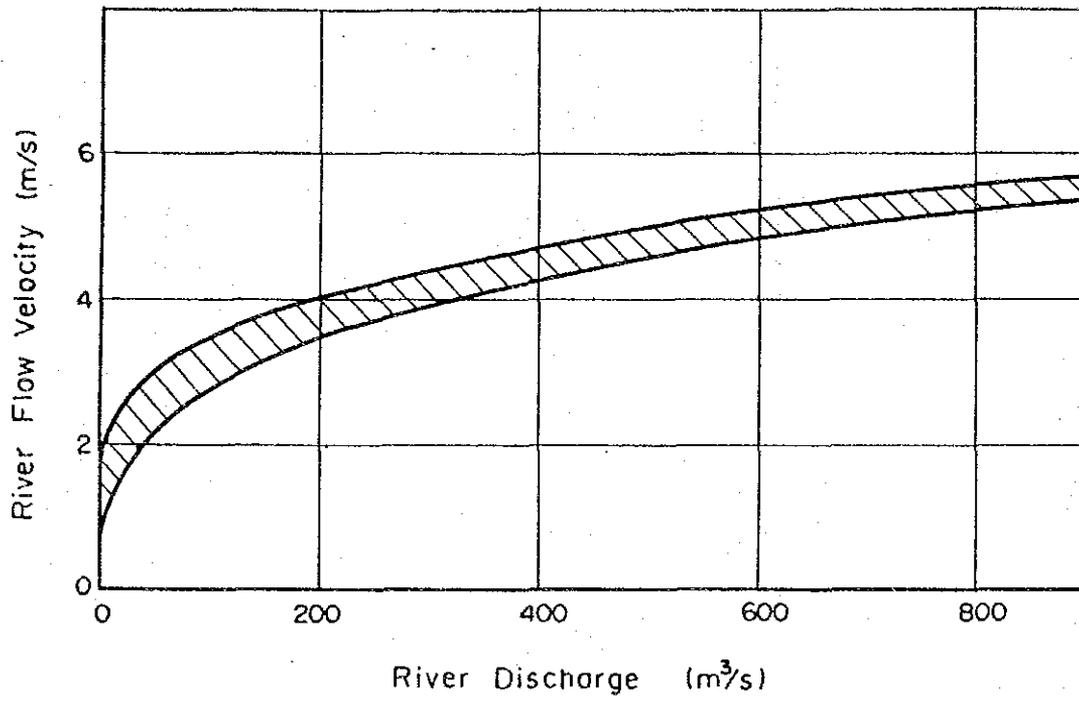


Table III-3-1 Monthly Rainfall in Bolaven Plateau (1991)

Rainfall Stations	Existing Rainfall Stations			Newly Installed Rainfall Stations					
	Out of the Basin			Xe Katam Basin			Out of the Basin		
	upstream			midstream	up-mid				
	KM42	Paksong Nonghin	Nikhon34	[a] B.Xeka -tam	[b] B.Tong -vay	[a] & [b] Average	B.Houay -kong	B.Latsa -sin	B.Nam -kong
Month	Monthly Rainfall (mm)								
Jan. (1)	11.4	21.4	17.6	53.1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Feb. (2)	11.7	0.3	1.2	1.4	8.0	0.0	5.5	1.0	n.a.
Mar. (3)	63.0	69.5	120.1	80.4	112.5	66.0	47.0	2.0	n.a.
Apr. (4)	140.7	294.0	156.9	n.a.	238.5	124.0	191.0	75.5	78.0
May (5)	321.5	264.0	355.6	305.7	188.5	141.5	124.5	130.5	119.5
Jun. (6)	537.8	551.1	326.4	296.1	280.0	343.5	445.0	586.5	672.5
Total 2-6	1074.7	1178.9	960.2	--	827.5	675.0	813.0	795.5	--
Total 4-6	1000.0	1109.1	838.9	--	707.0	609.0	760.5	792.5	870.0
Total 5-6	859.3	815.1	682.0	601.8	468.5	485.0	569.5	717.0	792.0
Month	Ratio (%) to the Average of [a] and [b]								
Feb. (2)	293%	8%	30%	35%	200%	0%	138%	25%	--
Mar. (3)	71%	78%	135%	90%	126%	74%	53%	2%	--
Apr. (4)	78%	162%	87%	--	132%	68%	105%	42%	43%
May (5)	195%	160%	216%	185%	114%	86%	75%	79%	72%
Jun. (6)	173%	177%	105%	95%	90%	110%	143%	188%	216%
Total 2-6	143%	157%	128%	--	110%	90%	108%	106%	--
Total 4-6	152%	169%	127%	--	107%	93%	116%	120%	132%
Total 5-6	180%	171%	143%	126%	98%	102%	119%	150%	166%

Table III-3-2 Discharge Record at Xe Set Gauging Station

Catchment Area : 325 sq-km

(unit : m³/s-d)

1985	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
Flow Volume	166.2	105.5	103.2	121.8	280.7	948.4	823.3	890.1	832.7	554.8	296.2	192.0	5314.8
(in mm)	44	28	27	32	75	252	219	237	221	147	79	51	1413
Ratio(%)	3	2	2	2	5	18	15	17	16	10	6	4	100
Daily Ave.	5.4	3.8	3.3	4.1	9.1	31.6	26.6	28.7	27.8	17.9	9.9	6.2	14.6
Daily Max.	6.8	4.5	4.7	7.1	11.1	163.5	47.7	40.0	38.5	26.8	12.3	7.4	163.5
Daily Min.	4.5	3.2	2.6	2.6	5.6	7.8	16.6	19.6	22.0	13.7	7.4	5.0	2.6

1986	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
Flow Volume	131.1	88.9	78.2	104.5	291.6	339.2	415.5	1054.0	931.9	671.9	493.1	227.2	4827.0
(in mm)	35	24	21	28	78	90	110	280	248	179	131	60	1283
Ratio(%)	3	2	2	2	6	7	9	22	19	14	10	5	100
Daily Ave.	4.2	3.2	2.5	3.5	9.4	11.3	13.4	34.0	31.1	21.7	16.4	7.3	13.2
Daily Max.	5.0	4.0	3.7	6.5	19.0	14.2	19.6	128.0	45.2	54.5	26.2	9.9	128.0
Daily Min.	4.0	2.4	2.0	1.9	4.0	8.4	8.8	13.7	21.4	14.3	9.9	5.0	1.9

Average	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
Flow Volume	148.6	97.2	90.7	113.1	286.2	643.8	619.4	972.1	882.3	613.4	394.6	209.6	5070.9
(in mm)	40	26	24	30	76	171	165	258	235	163	105	56	1348
Ratio(%)	3	2	2	2	6	13	12	19	17	12	8	4	100
Daily Ave.	4.8	3.5	2.9	3.8	9.2	21.5	20.0	31.4	29.4	19.8	13.2	6.8	13.9
Daily Max.	5.9	4.2	4.2	6.8	15.1	88.9	33.7	84.0	41.9	40.7	19.3	8.7	145.8
Daily Min.	4.2	2.8	2.3	2.2	4.8	8.1	12.7	16.7	21.7	14.0	8.7	5.0	2.2

Table III-3-3 Monthly Temperature at Nihon34 and Pakse (1/2)

Nihon34

Mean Temperature (° c)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984	16.3	17.8	19.1	20.8	20.4	20.8	21.7	20.6	19.8	19.1	17.2	15.7	19.1
1985	16.2	19.9	20.2	20.3	20.7	20.6	20.5	20.4	19.7	18.8	18.1	15.0	19.2
1986	13.5	15.1	17.6	19.5	20.3	20.6	20.1	20.2	19.6	19.3	17.4	16.3	18.3
1989	19.5	18.1	20.5	22.5	22.6	22.5	22.4	22.1	22.0	21.0	18.5	17.6	20.8
1990	13.6	18.8	17.0	19.0	22.2	21.7	22.0	21.7	21.7	21.3	19.6	17.2	19.7
Ave.	15.8	17.9	18.9	20.4	21.2	21.2	21.3	21.0	20.6	19.9	18.2	16.4	19.4
Max.	19.5	19.9	20.5	22.5	22.6	22.5	22.4	22.1	22.0	21.3	19.6	17.6	20.8
Min.	13.5	15.1	17.0	19.0	20.3	20.6	20.1	20.2	19.6	18.8	17.2	15.0	18.3

Monthly Absolute Maximum Temperature (° c)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984	26.5	29.0	24.3	29.7	28.0	27.0	27.0	26.0	27.5	27.1	27.0	26.8	29.7
1985	26.0	28.6	28.2	28.2	27.5	27.0	27.6	25.5	29.7	27.8	26.8	26.8	29.7
1986	27.0	27.5	28.7	29.0	28.5	28.2	28.3	28.0	28.0	27.5	27.5	26.7	29.0
1989	28.0	29.0	29.5	28.6	28.4	29.0	27.0	27.0	27.5	26.0	27.0	26.6	29.5
1990	26.8	27.0	28.0	28.0	28.2	26.5	26.7	26.3	28.2	27.4	28.3	27.6	28.3
Ave.	26.9	28.2	27.7	28.7	28.1	27.5	27.3	26.6	28.2	27.2	27.3	26.9	29.2
Max.	28.0	29.0	29.5	29.7	28.5	29.0	28.3	28.0	29.7	27.8	28.3	27.6	29.7
Min.	26.0	27.0	24.3	28.0	27.5	26.5	26.7	25.5	27.5	26.0	26.8	26.6	28.3

Monthly Absolute Minimum Temperature (° c)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984	1.6	1.9	17.9	11.9	12.5	15.3	13.0	16.0	11.8	8.2	2.0	3.3	1.6
1985	4.5	7.2	10.0	10.4	11.5	14.3	13.7	14.4	10.6	8.0	7.5	1.0	1.0
1986	0.0	0.2	10.5	7.3	12.2	12.6	12.5	12.7	9.9	9.7	6.5	1.9	0.0
1989	9.1	5.5	9.5	16.5	8.9	18.2	16.5	17.6	17.5	12.5	6.4	7.1	5.5
1990	0.1	6.5	6.0	6.7	18.2	18.5	18.2	18.1	16.5	14.0	8.0	6.0	0.1
Ave.	3.1	4.3	10.8	10.6	12.7	15.8	14.8	15.8	13.3	10.5	6.1	3.9	1.6
Max.	9.1	7.2	17.9	16.5	18.2	18.5	18.2	18.1	17.5	14.0	8.0	7.1	5.5
Min.	0.0	0.2	6.0	6.7	8.9	12.6	12.5	12.7	9.9	8.0	2.0	1.0	0.0

Table III-3-3 Monthly Temperature at Nikhon34 and Pakse (2/2)

Pakse

Monthly Mean Temperature (° c)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	23.4	27.0	29.7	29.3	28.1	26.7	26.7	26.5	27.3	26.3	25.5	22.4	26.6
1982	23.1	27.2	29.6	28.6	28.9	27.3	27.0	26.4	26.0	26.6	26.4	22.3	26.6
1984	23.2	26.5	28.7	29.9	27.9	27.1	26.9	25.5	26.2	25.6	24.9	23.7	26.3
1985	24.2	27.7	28.3	28.8	28.0	27.2	27.0	26.4	26.6	26.4	26.5	23.9	26.8
1986	22.9	26.2	28.4	30.3	27.9	27.6	26.9	26.4	27.0	26.6	24.4	23.7	26.5
1987	34.3	26.4	29.7	30.0	29.4	27.7	26.5	27.5	27.2	27.5	26.5	22.4	27.9
1988	25.7	27.8	29.9	29.4	28.6	27.5	27.7	26.7	27.2	25.3	23.9	22.8	26.9
Ave.	25.3	27.0	29.2	29.5	28.4	27.3	27.0	26.5	26.8	26.3	25.4	23.0	26.8
Max.	34.3	27.8	29.9	30.3	29.4	27.7	27.7	27.5	27.3	27.5	26.5	23.9	27.9
Min.	22.9	26.2	28.3	28.6	27.9	26.7	26.5	25.5	26.0	25.3	23.9	22.3	26.3

Monthly Absolute Maximum Temperature (° c)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	34.9	36.2	38.0	38.0	35.4	32.5	32.2	33.2	33.3	33.5	33.0	32.5	38.0
1982	32.1	36.8	37.7	37.5	36.0	34.0	32.9	32.2	32.4	34.2	33.7	33.7	37.7
1984	33.0	35.7	38.2	38.2	34.3	33.5	33.5	31.8	32.9	32.7	33.0	33.0	38.2
1985	33.7	35.9	37.4	37.8	35.0	33.5	32.8	32.0	33.5	33.9	33.5	33.5	37.8
1986	34.2	34.4	38.5	38.0	37.8	33.9	34.0	33.8	34.0	33.5	32.5	33.6	38.5
1987	33.5	35.5	37.9	38.0	37.5	35.5	34.0	33.8	34.0	35.0	34.0	33.7	38.0
1988	35.8	37.0	39.5	38.6	36.0	34.5	34.2	32.2	37.0	32.0	32.8	32.2	39.5
Ave.	33.9	35.9	38.2	38.0	36.0	33.9	33.4	32.7	33.9	33.5	33.2	33.2	38.2
Max.	35.8	37.0	39.5	38.6	37.8	35.5	34.2	33.8	37.0	35.0	34.0	33.7	39.5
Min.	32.1	34.4	37.4	37.5	34.3	32.5	32.2	31.8	32.4	32.0	32.5	32.2	37.7

Monthly Absolute Minimum Temperature (° c)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	12.8	17.3	22.4	22.4	21.8	23.1	22.7	23.3	23.0	20.7	17.5	14.1	12.8
1982	14.2	17.4	23.4	20.8	20.5	22.0	22.6	22.4	22.0	20.2	18.6	11.2	11.2
1983													
1984	13.0	15.0	15.0	24.0	22.2	23.0	22.0	22.0	22.3	18.3	17.3	14.0	13.0
1986	12.8	14.5	11.5	23.2	22.5	21.5	21.4	21.5	22.0	20.7	16.0	15.0	11.5
1987	14.9	15.5	21.3	21.5	23.1	22.8	22.3	22.2	22.0	19.2	18.1	13.3	13.3
1988	15.8	17.2	18.0	21.4	23.3	22.3	23.0	21.5	22.3	19.0	16.2	14.0	14.0
Ave.	13.9	16.2	18.6	22.2	22.2	22.5	22.3	22.2	22.3	19.7	17.3	13.6	12.6
Max.	15.8	17.4	23.4	24.0	23.3	23.1	23.0	23.3	23.0	20.7	18.6	15.0	14.0
Min.	12.8	14.5	11.5	20.8	20.5	21.5	21.4	21.5	22.0	18.3	16.0	11.2	11.2

Table III-3-A Relative Humidity and Evaporation at Nikhon34

Relative Humidity

Nikhon34	Mean Relative Humidity (%)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984	69	65	71	81	82	84	83	88	84	78	76	71	78
1985	70	74	72	81	82	87	84	84	83	78	78	74	79
1986	70	70	75	76	82	85	81	84	80	81	76	72	78
1987				75	83	82	84	84	83	78	82	72	
1988	72	73	77			83	85					73	
1989	73	67	75	81	82	83	84	83	82	81	74	69	78
1990	69	69	76	77	85	87	84	84	82	82	79	70	79
Ave.	71	70	74	79	83	84	84	85	82	80	78	72	78
Max.	73	74	77	81	85	87	85	88	84	82	82	74	79
Min.	69	65	71	75	82	82	81	83	80	78	74	69	78

Nikhon34	Maximum Relative Humidity (%)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984			95	96	96	94	93	95	96	93	98		95
1985	96	97	95	96	95	94	95	94	96	95	95	94	95
1986	94	95	94	95	95	96	81	96	96	95	94	91	94
1987				94	96	95	95	95	96	96	94	92	
1988	95	95	98			95	96					92	
1989	95	95	95	96	95	95	95	94	94	95	92	93	95
1990	95	94	95	94	96	96	95	95	95	94	93	92	95
Ave.	95	95	95	95	96	95	93	95	96	95	94	92	95
Max.	96	97	98	96	96	96	96	96	96	96	98	94	95
Min.	94	94	94	94	95	94	81	94	94	93	92	91	94

Nikhon34	Minimum Relative Humidity (%)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984			48	66	68	75	72	81	73	62	53		66
1985	44	52	49	66	70	80	72	74	70	61	62	54	63
1986	47	45	55	56	70	74	68	72	65	66	58	54	61
1987				56	69	70	74	74	70	61	69	52	
1988	48	52	56			72	74					55	
1989	52	40	56	65	70	71	73	73	70	66	56	46	62
1990	44	45	57	59	74	78	74	73	70	70	65	48	63
Ave.	47	47	54	61	70	74	72	75	70	64	61	52	63
Max.	52	52	57	66	74	80	74	81	73	70	69	55	66
Min.	44	40	48	56	68	70	68	72	65	61	53	46	61

Evaporation (mm)

Nikhon34	Evaporation (mm)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1984	37	70	67	42	40	37	40	26	31	39	47	53	528
1985	65	62	67	28	32	47	27	28	31	42	41	54	524
1986	62	57	43	56	42	43	42	33	37	34	45	55	547
1987				48	37	42	47	24	34	34	47	60	
1988	77	69	81	47	45	32	26			45		61	
1989	55	114	46	47	65	54	23	44	25	48	64	68	652
1990	72	66	62	58	36	14	53	49	25	53	73	50	611
Ave.	61	73	61	47	42	38	37	34	31	42	53	57	572
Max.	77	114	81	58	65	54	53	49	37	53	73	68	652
Min.	37	57	43	28	32	14	23	24	25	34	41	50	524

Table III-3-5 Wind Velocity and Direction at Nikhon34

Mean Wind Velocity (m/s) and Direction													
Nikhon34	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1983								0.7 W	0.7 SW	0.9 N	1.8 NE		
1984	0.6 SE	0.9 E	2.8 NW	1.5 SW	0.6 SW	1.5 NW	1.2 SW	1.2 W	0.6 E	1.0 W	1.0 NE	0.8 NE	
1985	0.8 E	0.8 SW	0.8 SW	1.6 NE	0.8 SW	1.8 W	1.0 W	1.2 W	0.8 E	1.2 NS	1.5 N	1.2 E	1.1
1986	0.8 E	0.6 E	0.8 N	0.6 W	0.6 W	1.2 SW	1.2 W	1.0 W	0.8 E	1.0 NW	1.0 NE	0.8 NE	0.9
1987				1.6 N	0.8 SW	1.2 W	1.2 W	1.2 NW	1.0 SE	1.0 N	0.8 NE	0.8 E	
1988	0.8 NW	0.8 SW	1.5 NW			1.0 NW	2.0 N					1.2 NE	
1989	0.8 NE	1.0 N	1.2 NE	0.8 NE	1.2 NW	1.0 NW	1.2 NW	0.8 NW	1.0 W	1.0 NW	1.0 N	1.0 NE	1.0
1990	0.8 NE	0.8 S	1.0 NW	0.8 NE	0.8 SW								
Ave.	0.8	0.8	1.4	1.2	0.8	1.3	1.3	1.0	0.8	1.0	1.2	1.0	1.0
Max.	0.8	1.0	2.8	1.6	1.2	1.8	2.0	1.2	1.0	1.2	1.8	1.2	1.1
Min.	0.6	0.6	0.8	0.6	0.6	1.0	1.0	0.7	0.6	0.9	0.8	0.8	0.9

Mean of Daily Maximum Wind Velocity (m/s) and Direction													
Nikhon34	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1983								1.7 W	1.5 SW	1.9 E	3.5 N		
1984	1.2 E	2.6 NE	1.8 SW	1.7 SW	1.6 SW	3.3 W	2.7 NW	2.1 W	1.6 W	2.1 SE	3.2 NE	2.8 NE	2.2
1985	2.7 NE	2.3 SW	2.6 S	1.9 SW	2.3 SW	2.8 W	2.8 SW	3.5 W	2.7 NW	3.2 E	3.1 E	2.3 NE	2.7
1986	2.7 NW	2.4 SW	2.6 S	1.8 SW	4.5 SW	4.3 SW	4.8 W	4.5 W	4.6 NW	5.2 S	5.7 NE	6.4 NE	4.1
1987				0.2 NW	0.5 SW	0.6 W	0.6 W	0.5 NW	5.1 SE	0.5 NE	5.0 NE	5.1 E	
1988	5.2 S	5.7 NW	5.0 SW			5.9 W	0.4 W					4.1 N	
1989	4.7 NE	4.3 NE	4.5 NE	4.0 NW	4.2 NW	4.5 NW	4.8 NW	4.8 NW	3.9 NW	3.9 NE	3.8 NE	3.4 NE	4.2
1990	3.0 NW	3.6 NW	2.9 NW	3.2 NW	3.4 NW								
Ave.	3.3	3.5	3.2	2.1	2.8	3.6	2.7	2.9	3.2	2.8	4.1	4.0	3.3
Max.	5.2	5.7	5.0	4.0	4.5	5.9	4.8	4.8	5.1	5.2	5.7	6.4	4.2
Min.	1.2	2.3	1.8	0.2	0.5	0.6	0.4	0.5	1.5	0.5	3.1	2.3	2.2

Table III-3-6 Observed Discharge at Ban Nonghin G/S : 1991

(unit: m³/s-d)

Date	1990 Dec.	1991 Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.
1		1.61	1.04	0.74	0.68	1.67	1.57
2		1.56	1.04	0.74	0.71	1.93	1.62
3		1.52	1.04	0.88	0.68	1.24	1.72
4		1.48	1.04	1.00	0.71	1.29	1.77
5		1.44	1.04	1.00	0.78	1.16	1.72
6		1.41	1.04	1.24	0.68	1.20	2.57
7		1.38	1.04	0.92	0.81	1.00	2.38
8		1.34	0.96	0.88	1.24	1.33	2.32
9		1.32	0.92	0.78	1.08	1.00	2.32
10		1.29	0.88	0.74	0.96	1.16	2.38
11		1.26	0.92	0.74	0.78	1.04	2.51
12		1.24	0.88	0.74	0.78	1.12	2.57
13		1.22	0.88	0.74	0.78	1.33	3.52
14		1.20	0.88	0.68	0.68	2.15	3.59
15		1.18	0.88	0.65	0.65	2.15	3.02
16		1.17	0.88	0.62	0.62	2.38	2.63
17		1.15	0.78	0.62	0.62	3.16	2.57
18		1.14	0.74	0.65	0.62	3.09	2.69
19		1.13	0.74	0.74	0.65	3.37	2.51
20		1.13	0.68	0.88	0.74	3.97	2.44
21		1.12	0.68	0.71	0.85	3.44	2.27
22		1.12	0.68	0.74	0.74	2.89	2.57
23		1.12	0.68	0.85	0.68	2.63	4.45
24		1.12	0.68	0.81	0.65	2.27	4.87
25		1.12	0.68	0.68	0.65	2.21	6.64
26		1.12	0.74	0.68	0.81	2.15	5.67
27		1.04	0.74	0.65	0.96	2.04	4.78
28	1.80	1.04	0.74	0.68	0.78	1.98	3.52
29	1.75	1.04		0.62	0.85	1.98	3.30
30	1.70	1.04		0.62	0.81	1.82	4.21
31	1.65	1.12		0.62		1.72	
<hr/>							
Total(m ³ /s-d)		38.15	23.92	23.63	22.98	61.86	90.69
Average(m ³ /s)		1.23	0.85	0.76	0.77	2.00	3.02
Maximum(m ³ /s)		1.61	1.04	1.24	1.24	3.97	6.64
Minimum(m ³ /s)		1.04	0.68	0.62	0.62	1.00	1.57

Table III-3-7 Estimated Discharge at Xe Katam Damsite : 1991

(unit: m³/s-d)

Date	1990 Dec.	1991 Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.
1		2.85	1.56	0.99	0.87	3.00	2.76
2		2.75	1.56	0.99	0.93	3.66	2.88
3		2.65	1.56	1.26	0.87	2.01	3.12
4		2.55	1.56	1.48	0.93	2.11	3.25
5		2.47	1.56	1.48	1.06	1.82	3.12
6		2.38	1.56	2.01	0.87	1.92	5.42
7		2.31	1.56	1.33	1.12	1.48	4.90
8		2.24	1.41	1.26	2.01	2.21	4.73
9		2.17	1.33	1.06	1.65	1.48	4.73
10		2.11	1.26	0.99	1.41	1.82	4.90
11		2.05	1.33	0.99	1.06	1.56	5.25
12		2.00	1.26	0.99	1.06	1.73	5.42
13		1.95	1.26	0.99	1.06	2.21	8.34
14		1.91	1.26	0.87	0.87	4.25	8.58
15		1.87	1.26	0.82	0.82	4.25	6.79
16		1.84	1.26	0.77	0.77	4.90	5.61
17		1.81	1.06	0.77	0.77	7.21	5.42
18		1.79	0.99	0.82	0.77	7.00	5.79
19		1.77	0.99	0.99	0.82	7.88	5.25
20		1.75	0.87	1.26	0.99	9.85	5.07
21		1.74	0.87	0.93	1.19	8.11	4.57
22		1.74	0.87	0.99	0.99	6.38	5.42
23		1.73	0.87	1.19	0.87	5.61	11.51
24		1.73	0.87	1.12	0.82	4.57	13.03
25		1.73	0.87	0.87	0.82	4.41	19.93
26		1.73	0.99	0.87	1.12	4.25	16.07
27		1.56	0.99	0.82	1.41	3.95	12.72
28	3.33	1.56	0.99	0.87	1.06	3.80	8.34
29	3.20	1.56		0.77	1.19	3.80	7.65
30	3.08	1.56		0.77	1.12	3.39	10.66
31	2.96	1.73		0.77		3.12	
<hr/>							
Total(m ³ /s-d)		61.63	33.84	32.10	31.28	123.75	211.26
Average(m ³ /s)		1.99	1.21	1.04	1.04	3.99	7.04
Maximum(m ³ /s)		2.85	1.56	2.01	2.01	9.85	19.93
Minimum(m ³ /s)		1.56	0.87	0.77	0.77	1.48	2.76

Table III-3-8 Estimated Discharge at Xe Katam Intake Site (1981-1990)

Year	Flow Volume (unit : m ³ /s-d)												
	Jun.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	62.7	40.3	60.2	71.6	519.6	767.1	742.6	992.7	515.9	459.1	208.4	136.9	4377.1
1982	82.7	35.0	28.9	42.6	57.1	188.7	711.8	700.6	741.3	360.5	341.8	247.4	3538.3
1983	121.5	63.9	33.3	48.6	395.7	575.4	444.4	530.0	513.9	608.8	244.0	137.2	3716.6
1984	86.1	40.6	63.5	44.9	77.7	269.4	401.1	1120.3	1078.2	674.4	452.1	215.6	4523.7
1985	135.9	92.7	75.9	308.2	338.0	610.4	810.2	830.0	714.0	391.2	238.4	160.1	4705.0
1986	108.5	54.7	42.4	57.7	311.3	306.0	579.6	908.4	743.3	493.4	256.1	153.3	4014.6
1987	99.7	47.7	37.7	36.8	37.4	90.7	519.0	693.6	515.5	429.9	211.8	125.4	2845.1
1988	79.6	38.2	33.3	72.5	264.5	379.1	314.8	570.5	331.1	395.6	189.1	111.0	2779.1
1989	66.3	31.1	29.6	51.3	114.6	238.8	380.2	611.2	499.9	272.8	145.4	100.3	2541.4
1990	57.3	26.4	80.7	52.0	91.6	220.4	280.0	395.7	571.5	500.9	206.5	116.3	2599.2
Total	900.1	470.8	485.3	786.0	2007.5	3645.9	5183.6	7352.8	6224.4	4585.7	2493.5	1503.6	35640.1
Average	90.0	47.1	48.5	78.6	200.8	364.6	518.4	735.3	622.4	458.7	249.4	150.4	3564.0
Mean(m ³ /s)	2.9	1.7	1.6	2.6	6.5	12.2	16.7	23.7	20.7	14.8	8.3	4.9	9.8

Year	Minimum Daily Flow (unit : m ³ /s-d)												
	Jun.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1981	1.34	0.80	0.85	0.87	3.12	10.32	16.93	20.32	12.51	9.59	5.26	3.54	0.80
1982	1.89	0.96	0.89	0.86	0.85	2.02	12.62	19.12	15.31	7.80	6.51	4.65	0.85
1983	3.09	1.55	0.95	0.89	2.83	6.03	10.33	11.67	10.87	13.09	5.13	3.63	0.89
1984	2.03	0.99	0.96	0.96	1.37	2.52	7.78	19.73	21.26	14.77	10.41	5.49	0.96
1985	3.45	2.46	1.91	1.79	3.17	5.11	18.30	17.43	14.94	9.77	6.22	4.40	1.79
1986	2.70	1.30	1.19	1.17	3.12	7.25	9.31	13.46	16.48	11.25	5.70	4.10	1.17
1987	2.42	1.26	1.17	1.12	1.10	1.09	4.55	9.96	12.21	9.77	4.71	3.35	1.09
1988	1.86	1.12	1.04	1.01	2.11	7.46	6.67	13.36	9.09	8.17	4.19	2.88	1.01
1989	1.48	1.01	0.91	0.88	1.01	4.20	3.79	13.85	11.77	6.26	3.82	2.56	0.88
1990	1.20	0.88	0.83	0.86	0.90	2.23	6.58	6.65	14.57	10.16	4.42	2.98	0.83
Average	2.15	1.23	1.07	1.04	2.46	4.82	9.69	14.56	13.90	10.06	5.64	3.76	1.03
Minimum	1.20	0.80	0.83	0.86	0.85	1.09	3.79	6.65	9.09	6.26	3.82	2.56	0.80

Table III-3-9 Annual Maximum Daily Precipitation at Rainfall Stations in Bolaven Plateau

Station	KM42		Paksong		Nonghin		Nikhon34	
Year	Date	Pmax	Date	Pmax	Date	Pmax	Date	Pmax
1966			Sep. 9	112.0				
1967			Sep. 20	159.8				
1968			Sep. 5	241.6				
1969			Jul. 11	269.0				
1970			Jun. 19	100.0				
1971								
1972								
1973								
1974								
1975								
1976								
1977	Sep. 4	139.8						
1978	Aug. 10	270.0						
1979	Sep. 23	159.2			Aug. 9	163.6		
1980	Mar. 12	200.4			May 16	134.8		
1981	Aug. 9	149.2			Aug. 9	92.4		
1982	Jun. 27	183.8			Jul. 4	110.0		
1983	Jun. 26	533.5			Jun. 25	178.0		
1984	Aug. 17	237.7			Mar. 15	111.0	Sep. 6	95.6
1985	Jun. 18	255.9			Apr. 5	134.0	Aug. 10	110.9
1986	Aug. 12	167.4	Jun. 22	166.9	Jul. 19	117.6	Aug. 13	102.2
1987	Aug. 21	350.3	Aug. 21	242.2	Jul. 14	132.6	Aug. 21	132.0
1988	Aug. 1	108.3	Oct. 15	91.7	May 13	97.4	Jul. 25	83.2
1989	Jul. 22	232.0	Jul. 22	194.7	Jul. 23	153.4	Mar. 22	83.5
1990	Aug. 29	307.5	Aug. 29	202.4	Mar. 28	108.5	Jul. 29	78.1
Number of Data		14		10		12		6

Probable Precipitation by Gumbel Distribution

[$X_t \text{ (mm)} = a + b * \ln(Y_t)$]								
Return Period	a	187.7	a	151.9	a	116.4	a	93.5
	b	102.2	b	61.2	b	25.4	b	20.1
Yt (years)	Xt (mm)		Xt (mm)		Xt (mm)		Xt (mm)	
5	352		250		157		126	
10	423		293		174		140	
20	494		335		192		154	
50	588		391		216		172	
100	658		434		233		186	
200	729		476		251		200	

Table III-3-10 Maximum Daily Rainfall of each Rainfall Stations
in Bolaven Plateau (during from Jan. to Jun. in 1991)

(unit : mm/day)

Station	1 KM42	2 Paksong	3 Nonghin	4 Nikhon34	5 B.Xeka -tam	6 B.Tong -vay	7 B.Houay -kong	8 B.Latsa -sin	9 B.Nam -kong
Date	Jun.23	Apr.30	May 18	May 15	Apr.30	Apr.30	Apr.30	Jun.22	Jun.17
1 KM42	53.5	2.3	44.5	0.0	2.3	2.3	2.3	28.4	37.5
2 Paksong	52.5	179.9	1.5	4.3	179.9	179.9	179.9	18.2	22.4
3 Nonghin	16.7	33.3	58.8	24.4	33.3	33.3	33.3	30.3	38.1
4 Nikhon34	33.0	n.a.	3.1	76.7	n.a.	n.a.	n.a.	11.5	9.9
5 B.Xekatom	26.0	87.0	6.0	16.5	87.0	87.0	87.0	7.5	6.5
6 B.Tongvay	33.0	73.0	18.5	0.5	73.0	73.0	73.0	12.5	2.0
7 B.Houaykong	24.0	131.5	2.0	2.0	131.5	131.5	131.5	113.5	22.5
8 B.Latsasin	51.5	63.0	1.5	0.0	63.0	63.0	63.0	143.0	32.0
9 B.Namkong	54.5	56.0	1.5	0.0	56.0	56.0	56.0	66.5	74.5
Average	38.3	69.6	15.3	13.8	69.6	69.6	69.6	47.9	27.3
Average 1-4	38.9	53.9	27.0	26.4	53.9	53.9	53.9	22.1	27.0
Average 5-7	27.7	97.2	8.8	6.3	97.2	97.2	97.2	44.5	10.3
Average 8-9	53.0	59.5	1.5	0.0	59.5	59.5	59.5	104.8	53.3

4. 電力供給地域の電化計画と電力需要想定

目 次

	頁
4.1 南部地方の概要	Ⅲ-4-1
4.2 南部地方に於ける電力事情	Ⅲ-4-2
4.2.1 供給設備	Ⅲ-4-2
4.2.2 送配電設備	Ⅲ-4-2
4.2.3 電力需要の推移	Ⅲ-4-3
4.3 電力供給計画	Ⅲ-4-3
4.3.1 部地方電化計画	Ⅲ-4-3
4.3.2 Xe Katam計画の供給対象地域	Ⅲ-4-5
4.3.3 需要想定の方法	Ⅲ-4-7
4.3.4 電力需要想定	Ⅲ-4-7
4.3.5 Xe Katam水力発電所の設備出力について	Ⅲ-4-9
4.3.6 Xe Katam発電所の開発規模について	Ⅲ-4-10

List of Figures

- Fig. III-4-1 Daily Load Curve
- Fig. III-4-2 Electricity Demand Forecast
- Fig. III-4-3 Annual Energy Demand Forecast
- Fig. III-4-4 Salable Energy by Installed Capacity
- Fig. III-4-5 Projected Power Balance

List of Tables

- Table III-4-1 Power Demand Forecast as of 1995 for Xe-Katam Hydro Power Project
- Table III-4-2 Optimization Study of Installed Capacity (6,000 kW)
- Table III-4-3 Optimization Study of Installed Capacity (7,000 kW)
- Table III-4-4 Optimization Study of Installed Capacity (8,000 kW)

4. 電力供給地域の電化計画と電力需要想定

4.1 南部地方の概要

本計画の位置する南部地方は、Champassak、Savannakhet、Saravane、Khammouan、Sekong、及びAttapeuの6州から構成されている。この地方の人口は、1990年時点で約1,707千人でありラオス全体の40%をしめており、面積では、約35%を占めている。主たる産業は、恵まれた森林資源から年間約20,000m³産出される木材と、Bolaven高原及びそのすそ野で栽培されるコーヒ及び、茶でありその大部分は輸出に向けられ重要な収入源となっている。又この地方では、全国で生産する米の45%を占めており（1990年度）、ラオス中央政府は、今後南部地域を総合開発し、特に米の増産を図り、将来は北部諸地域への米の重要な供給地とする意図をもっている。

しかしながら、経済発展の基盤となる電力、輸送、通信設備等いわゆるインフラストラクチャの整備は、現時点に於いてまだ不十分な状態である。電力設備については、南部の中心都市あるいは州の中心都市である、Champassak州のPakse、Paksong、Saravane州のSaravane、Savannakhet州のSavannakhet、Khammouan州のThakhekなど電化されているが未だ不十分である。この内Savannakhet及びKhammouan州はMekong河越しにタイから受電している。

本計画の電力供給対象地域であるSekong州のSekong、Attapeu州Attapeuでは、ディーゼル発電機が設置され、住宅密集地域を中心に設けられた配電網で民家及び街路灯に供給している。重要な輸送手段は自動車であり、上記の主要な各都市を結ぶ国道は建設されているが、その後のメンテナンスの不備に加え、過酷な気象条件の為、雨期には一部区間が不通となり、産物の移出、生活物資や発電所に用いる油の供給に支障をきたしている。通信設備については、この地域を網羅する設備は無く、唯一警察やEDLの拠点間及びVientianeとの連絡用として、無線機が設置されているのみである。中央政府は、南部地方に於いて積極的にこの三つのインフラストラクチャの整備を並行して進めているが、Sekong、Attapeu州は、Pakseから離れている事もあり、これらの社会的生産基盤の整備が特に大きく立ち遅れている現状にある。

4.2 南部地方に於ける電力事情

4.2.1 供給設備

南部地方に於ける包蔵水力は、Me Kong 河本流をはじめ、その大支流のXe Bang Fai、Xe Bang Hieng、Xe Kong、Xe Done、小支流のXe Kaman、Xe Namnoy、等で2,000MWを越えるポテンシャルをもつものとされている。その内、本プロジェクトのXe Katam川及び、Xe Namnoy川の開発ポテンシャルは、約364MWと試算されている。

しかし、これまで開発された水力発電所としては、Champassak及びSaravane州への供給とタイ国への輸出を目的に、1991年7月に運転を開始し、設備出力45MWのXe Set発電所と、1972年に主にPakseに電気を供給する事を目的に運転を開始し、現在設備出力を拡大中のSelabam発電所（現設備出力約2MW）があるのみである。

その他の設備としては、これらの水力発電所を補完するために、孤立系統の点灯ピーク負荷用のディーゼルが各州の州都に設置されている。また主要工業である製材所や精米所用の動力並びに通信用等の専用のディーゼル発電機が設置されている。その他店舗用、或いは個人用として小容量のエンジン発電機の設備があり主に、照明用やテレビをはじめとする家庭電化製品用に使用されている。

4.2.2 送配電設備

この地方の送電線系統としては、Xe Set発電所からPakseを介しMekong川を横断して、対岸のタイ国のEGATが所有するSirindhornの変電所迄連系している115kVの設備がある。その送電容量は約100MWであり、ラオス、タイ両国で必要に応じ電力の融通が行われる。更に、Selabam発電所からPakseに電力を供給している22kVの送電線がある。

又、SavannakhetとKammouan州には、Mekong川を横断する22kVのケーブルが1973年に布設され、タイ国のNakhon Phanom及びMukdahan変電所から受電している。

一方、配電設備はPakse都市部で22kVの高圧配電線が幹線を構成しており配電用変圧器を介して低圧配電網で需要家に供給している。地方の中心都市部では一般的に低圧配電網だけで需要家に電気を供給しているが、Attapeuでは既に22kVの高圧配電線が採用され、これを幹線として配電網を形成している。

4.2.3 電力需要の推移

上述したように、この地方の本格的な電源は、1991年に運用を開始したXe Set発電所のみであり、残りは、老朽化した小水力発電所、数十kWのマイクロ水力とディーゼル発電機のみである。つまりSelabam水力発電所が運転開始をしてからの約20年間、電力設備は本格的な拡張を行ってこなかった。この間、電力不足が恒常していた事は想像に難くない。この事から、需要の伸びは供給能力により制限をうけ続け、歴史的傾向値は、真の需要増加を反映していない。言い換えれば、この電力不足により需要の伸びは潜在化し、この結果産業発展をも阻害している。この為、この地方の電力需要想定を考察する時、この歴史的傾向は参考とならない。

4.3 電力供給計画

4.3.1 南部地方電化計画

上述したように、ラオス政府は、この地方のインフラストラクチャの整備を積極的に進めており、この一環として、南部地方電化計画を国家的プロジェクトとして位置づけ、現在この工事を積極的に推し進めている。このプロジェクトは第1期と第2期に分けられ、現在第1期の工事が進められており、発電所を除いて送配電線関係は、1993年中頃に終了する予定である。

このプロジェクトの第1期分は、送配電の新設工事と発電所の増設工事から成り、その主要項目は、以下の3点である。

- (1) Xeset発電所で発電される電気で、抜本的に南部地方の主要な都市、町の電化の拡大をはかる。
- (2) 既設Selabam発電所の拡張工事を行う事で、供給力の増強を図る。
- (3) 電化拡大に必要な配電工事用主要資材のうち、コンクリート柱の生産を自国内で行う。

(1) の主要な都市とは、Champassak、Saravane、及びSavannakhet州の州都及び周辺都市である。主要道路沿いに22kV配電線を建設して、これらの都市を本格的な電化をする計画である。ただしこの計画には、本Study (Xe Katam)の供給対象地域であるSekong及びAttapeuは、経済的理由から含まれていない。

(2) の既設Selabam発電所の設備出力は2,040kW (3units×680kW) であるが、発電所の技術者の情報によれば、現在の可能発生最大電力は3台運転時に1,420kW迄低下しているとの事であった。本調査団が運転記録でこれをチェックしたところ、最大運転負荷は約1,400kWでありこの値付近が限界と判断される。これは、水車発電機の性能に起因する安定運転限界であるとの説明を同技術者から受けた。更にこれに加え、水車と発電機を結合するシャフトを毎年交換している事や、発電所Intake部分に堆砂が進行している事から、この発電所の出力は、今後も益々低下していく可能性が強いと思われる。これらの理由から、今後増大していく負荷に対処する為に、同地点に3,000kWまで設備を拡大するものである。(現在の設備は目下の建設工事終了後撤去されることになっている。)

(3) のコンクリート柱工場はPakseのEDL Bangyo変電所に隣接しており、ここで生産された製品は各工事現場に輸送される。ラオスで生産されるコンクリート柱は、日本で生産されるような、遠心力鉄筋コンクリート柱、遠心力プレストレストコンクリート柱のようなものではなく、角形の型枠にコンクリートを流し込んでつくられるものである。しかし、装柱用の穴等は、予めタイプごとに考慮されている。これらの製品を利用し、既に施工された配電線を本調査時に確認した。

尚、第2期についてはフィジビリティ調査が終了しているが、その骨子は、第1期で電化した地点を起点として、22kV配電線を用い、電化の対象地域を拡張するものである。

4.3.2 Xe Katam計画の供給対象地域

上述したように、Sekong、Attapeu州は、今後開発が大いに期待されているにもかかわらず、南部電化計画の第1期の対象地域になっていない。この理由は至近年に開発される電源又は115kV送電線等の電源供給設備から地理的に遠い事から、投資額が大きくなり、経済、財務評価の結果から開発が後回しとなったものである。

この為、これら遠隔地に比較的近傍にあり、開発規模も適しているXe katam水力発電所からの供給が計画されているものである。

(1) Sekong町の電力需要の現状

Sekong州は、4町(Sekong, Tatheng, Kaleum, Daktune)と、336の村から構成され、その総人口57,000人で、その内Sekong町の人口は1991年現在で約15,000人と言われている。Sekong町はラオス政府が南部4州(P. Saravan, P. Sekong, P. Champassak及び、P. Attapeu)の農村のモデル都市となるよう、積極的に開発を進めており、南部諸州の多くの山岳地に拡っている焼畑農業に歯止めをかけ、農民の定住を促進しようと、1985年より町造りを始めた新興の町で、人口の増加率も大きく近年特に入植者が激増している。

Sekong町を中心とした地域経済の基本は、将来に亘って農林牧畜業(米作、コーヒーの栽培、森林開発、牧畜)であり、さらに付随的な農林産物の加工(精米、コーヒー加工、製材等)が考えられている。

Sekong町の電化の現状は、100kWの新しいディーゼル発電機1台(1985年ソビエト)製で夜6時から9時頃までのみ電気の供給が行われている。Se Kong町の電灯数は600~1,000で、1990年現在の電灯需要は50kW以下にとどまった。その他公共建物(市庁舎、病院、学校、事務所、街路灯)の需要も50kW程度ある。

現状で考えられる電力需要の種別は以下のとおりである。

SeKong町においては、電灯需要以外に製材所や製米所等動力需要がある。製材所用には220kWのディーゼル発電機がある。製米所は私企業で7ヶ所あり各18馬力程度のエンジン発電機が設備されているとのことである。

Lighting, Saw-mills, Repair shops, Brick factory, Ice factory,
Telecommunication, Rice-mills, Irrigation pumps, Micellaneous.

(2) Attapeu町の電力需要の現状

Attapeu州の総人口78,800人のうち、古い方のAttapeu町Xaysethaは昔から、ベトナムおよびカンボジアとの交易の町として存在して来た。Xaysethaは新しいAttapeu町の東約20kmに所在し27,700人が住んでいる。新しい町の方には18,000人が住んでいる。

本地域の産業は米、コーヒー、茶などを主とする農業で、米作は天水による一期作(約12,500ha)によるがXaysetha町下流Se Kong川には灌漑(300ha)が行われている。

この地域には小学校のほか、中学校が11校、高校が2校、職業訓練校が2校、病院3ヶ所等がある。この他、製材所が2ヶ所、精米所1ヶ所、製氷工場1ヶ所、修理工場1ヶ所、市庁舎等が主な建物である。

Attapeu町の電化は製材所に設置されている160kWのディーゼル発電機により、約800灯の電灯に夜の6時から9時まで、電気の供給を行っている。この電気の需要は50kWである。同じ製材所の敷地内には一般電灯用スペアとして古くなったディーゼル発電機2台 合計100kWの設備もある。

電灯需要以外には自動車修理工場、製材所、精米所、製氷工場等の自家用発電設備がある。これらの電力需要を含めたAttapeu町の電力需要は現状で300kW程度と推定される。

なおAttapeu州の既耕作地は、14,520haと言われているが、Attapeu町を中心にXe Kong川およびXe Kaman川沿いに2,000ha程度の灌漑可能米作田がある。

現状で考えられる電力需要種別は以下のとおりである。

Lighting, Saw-mills, Repair shops, Water Supply Pumps, Ice factory, Telecommunication, Rice mills, Irrigation pumps, Miscellaneous.

4.3.3 需要想定の方法

電力需要想定の手法としては、一般的には、その地域の総生産量と電力消費量の増加推移の関係をとらえるマクロ手法と、民生用、工業用、商業用等可能な限り細分化しそのセクター毎に、電力消費量を想定し積み上げて全体の需要想定を策定するミクロ手法がある。いずれの手法も歴史的記録のデータがないのでトレンド法は適用できないので、ミクロ手法と等価的な方法ではあるが、現状の各セクターの需要に将来電力消費に関係すると判断される計画を取り込み、その値を加算し需要想定を行うこととした。これに使用した数値は、南部地方の開発マスタープランレポートなどを十分精査した上で、MIH及び州政府から聴取したものを検討した結果である。しかし、ラオスの第三次五カ年計画の策定方法は、州政府が各セクター毎に年次予算を提出し、中央政府がプロジェクトを決定することになるので、調査団が入手した情報の中には不確定なものもあると考えられる。しかしながら、本プロジェクトの完成によって、安定的で且つ安価な電力を受電できることから、立ち後れている工業化計画も推進されるものと予想されるため、電力需要想定に当たっては、従来から掲げられていた工業化計画を考慮する事とした。

4.3.4 電力需要想定

本プロジェクトを完成させる為には、建設資金の調達、建設実施機関、また詳細設計等、種々の課題がある、これらを考慮すればややきびしいが、第1期の完成可能年を1995年と予想し、この年を電力需要想定基準年とした。需要想定に当たっては、上記の手法を用いたが、今回調査した情報を基に、既に実施されている同種スタディレポート、更に先行して電化されたラオス国内の例を参考にして下記の仮定で算出した。

(1) Households

Sekong

現状の約 1.5倍

約50kW*1.5⇒約80kW

Attapeu

現状の約 1.5倍にXaisettha分を考慮。

約50kW*1.5+約50kW⇒約130kW

(2) Saw-mill	
Sekong	Attapeu
現有設備容量+計画分を想定 (220kW) (220kW)	現有設備容量+計画分を想定 (200kW) (200kW)
(3) Repair Shop	
Sekong	Attapeu
計画分を想定 (100kW)	現有設備容量+計画分を想定 (200kW)
(4) Water Supply Pump	
Sekong	Attapeu
自然流下式の為考慮せず	計画分を想定 (50kW)
(5) Small Industry	
Sekong	Attapeu
計画分を想定 (Bric Factory 50kW) (ICE Factory 40kW)	計画分を想定 (ICE Factory 40kW) (Husk Mill 130kW)
(6) Irrigation	
Sekong	Attapeu
灌漑局の情報から想定 (400ha分として約200kW)	灌漑局の情報から想定 (800ha分として約400kW)
(7) Miscellaneous	
Sekong	Attapeu
灌漑を考慮しない負荷の5%	灌漑を考慮しない負荷の5%

以上の結果を取りまとめた結果を参考としてTable III-4-1 及びFig. III-4-1 に示す。この時間配分については、本調査で聴取した南部地域の労働時間を参考に策定した。ただし、前述したようにこの基礎となる5ヶ年開発計画の策定方法につ

いては、Attapeu, Sekong両県共、その計画に必要な予算を中央政府に提出し、具体的な決定は中央でなされる事から、確実なものとは断定できないが策定の基礎となる既設設備用の電力は供給対象地域には不可欠なものとなっており、今後もその拡張計画が大いに期待されることから、安定的な電源の供給を得られる事で計画の実施が促進される事となろう。

尚、Fig. III-4-1 の日負荷曲線については、現状のPakseの例に見られる形とは、かなり様相が違うが、これはPakseがXe Set発電所から受電するまではSelabam水力発電所とNam ParaのDiesel発電所からの電力を受電していたため、その供給力に制限があったことと、人口が集中していて、民家が密集しており、典型的な電灯ピーク形となっているための差と判断される。

需要の伸びの想定については、本格的な電源がないことから、歴史的な需給バランスのデータが存在しない。このため伸び率については、北部地方の最近10年間の平均値を参考に6%を目安とし、電化後の急激な伸びを想定した上2%をHighケースとして8%を想定した。一方EDLは独自に電化直後を12%その後7%の伸び率を予想しており、これは本調査図の標準とHighケースの範囲にも入っている事から、このEDLの予想値を本計画の需要予測の伸び率として採用する事とした。この結果をFig. III-4-2 及び Fig. III-4-3 に示す。

4.3.5 Xe Katam水力発電所の設備出力について

(1) 第1期の設備出力

電力需要想定の結果から前期工事については、2,000kWの発電設備を設備するものとする。単独系統の場合、最渇水期のダム地点での流入量(95%保証)値が1.1m³/sとなると予想されるので2000年には、流入量不足から一部供給不足が生じる恐れがある。したがって、これを解消するためにこの時点迄にPaksong-B. Houay Kong間、又はXe Set-Ban Thatelng-Se kongを通じて不足分を解消する必要が生ずる。

(2) 後期の設備出力

電力需要想定によれば、2001年には需要が供給力を上廻るから、この時点迄に2,000kWの増設を行う必要がある。その後の計画としては、供給対象地域の需要

動向からみて最終段階の2,000kW増設を2010年付近とするのが妥当であろう。
 しかしそれについては、将来の負荷の伸びの実態に合わせて見直す必要性が生じてくるであろう。最終段階の6,000kWの設備容量は、以下の理由で決定した。

4.3.6 Xe Katam発電所の開発規模について

(1) 検討条件

本Projectの目的は、南部諸州の州都の中で電化されていないSe Kong及びAttapeuに対し、比較的近傍の小水力であるXe Katam発電所を開発し、これらの町に安定的な電力を供給することにある。

このため、Xe Katam発電所の開発規模については、この観点から検討を行った。つまり、あくまでも主要供給範囲は上記の地点であり、売電可能電力もこの条件で算出したものである。

以下に検討条件を示す。

- 便益の基礎となる売電可能電力量は、供給対象地域の電力需要予測値を使用して算出した。
- 新設から増設、増設から増設迄の期間は、5年程度等適当な期間を設けるが、過剰な投資は極力避ける。

この条件で下に示す開発スキームを想定して、各スキームの経済性の優位性を比較した。

尚、需要予測によれば、最終開発規模を5,000kWとした場合は、2013年に供給不足が生じ、4,000kWとした場合は2011年に供給不足となる。この事からここで検討する開発スキームは6,000kW以上とした。

	1995年 (kW)	2001年 (kW)	2011年 (kW)
基本型 (A)	2,000	4,000	6,000
代替案 (B)	2,000	4,000	7,000
代替案 (C)	2,000	4,000	8,000

尚、この検討で用いた条件としては、第I期分の建設費は全スキームともゼロとし、運転保守に要する費用については、本来I期分に必要な費用を基に算出した。その後の拡張計画の建設費は便宜上6,000kWの設備については、全額を計上

したが、それ以上のスキームについては不確定のため電気機械代のみを計上した。
このことから7,000kW、8,000kWの建設費は小さくなっている。

また予備費についても、不確定なことから計上していない。計算に用いた社会的割引率は、ラオス国で使用されている10%とした。

(2) 検討結果

社会的割引率で現在価値に割り戻した便益と費用の差、すなわち純便益は以下のとおりとなった。

	最終出力 (kW)	純便益 (10 ³ US\$)	等価割引率
(A)	6,000	1,229	18.9 %
(B)	7,000	932	17.0 %
(C)	8,000	880	16.6 %

この結果、純便益が最大となるのは、最終設備容量が6,000kWのケースである。
したがって、Xe Katam水力発電所の最終設備容量はこの事を考慮し、6,000kWとした。

この検討で使用した各設備容量毎の売電可能電力量の推移を Fig. III-4-4 に、
比較検討結果を Table III-4-2~4 に、6,000kWでの需給バランスを Fig. III-4-5 に示す。

ただし、この検討は、Xe Katamプロジェクトの目的であるSe Kong、Attapeu
両地区の電化という観点から判断したものである。

したがって、将来南部地方の送電システムの拡充計画により、需要対象が大きく変更された場合には、増設分について見直しが必要となる。

Table III-4-1 Power Demand Forecast as of 1995 for Xe-Katam Hydro Power Project

Items of Power Demand	Installed Capacity (KW)	Diversity Factor (%)	Daily Hours																								Total (kwh)
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
A, Se-Kong Town																											
Households	100	80	10	10	10	20	40	60	60	30	20	10	10	20	20	10	10	20	40	80	80	80	60	40	20	10	770
Street & Public Building	20	80	16	16	16	16	16	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	16	318
Saw-Mills	440	30	0	0	0	0	0	0	5	61	132	132	132	132	10	61	132	132	132	61	5	0	0	0	0	0	1127
Repair Shops	100	40	0	0	0	0	0	0	5	30	60	60	60	60	10	30	60	60	60	30	5	0	0	0	0	530	
Water Supply Pumps	0	-																									
Crush Plants	100	-																									
Coffee Process Industry	50	-																									
Bric Factory	50	70	0	0	0	0	0	0	2	18	35	35	35	35	5	18	35	35	35	18	2	0	0	0	0	308	
Ice Factory	40	80	16	16	16	16	16	16	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	16	16	16	16	16	16	576	
Telecommunication System	10	70	2	2	2	2	2	2	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	4	2	2	2	2	2	102	
Husk-Mills	10	60	0	0	0	0	0	0	1	6	6	6	6	6	1	1	6	6	6	3	0	0	0	0	0	54	
Irrigation Pumps	200	80	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	3840	
Miscellaneous	40	50	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	480	
Sub Total with Irrig.	1160		224	224	224	234	254	268	299	374	482	472	472	482	275	349	472	482	508	424	306	294	274	254	234	224	8105
Sub Total without Irrig.	960		64	64	64	74	94	108	139	214	322	312	312	322	115	189	312	322	348	264	146	134	114	94	74	64	4265
B, Attapu Town																											
Households	160	80	16	16	16	32	64	96	96	48	32	16	16	32	32	16	16	32	64	128	128	128	96	64	32	16	1232
Street & Public Building	40	80	32	32	32	32	32	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	32	32	32	32	32	32	32	32	636
Saw-Mills	400	30	0	0	0	0	0	0	5	55	120	120	120	120	9	55	120	120	120	55	5	0	0	0	0	0	1025
Repair Shops	200	60	0	0	0	0	0	0	10	60	120	120	120	120	20	60	120	120	120	60	10	0	0	0	0	1060	
Water Supply Pumps	50	50	5	5	5	5	20	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	10	10	10	5	5	735	
Crush Plants	0	-																									
Coffee Process Industry	0	-																									
Bric Factory	0	-																									
Ice Factory	40	80	16	16	16	16	16	16	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	16	16	16	16	16	16	576	
Telecommunication System	10	70	2	2	2	2	2	2	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	4	2	2	2	2	2	102	
Husk-Mills	130	60	0	0	0	0	0	0	13	78	78	78	78	78	13	13	78	78	78	39	0	0	0	0	0	702	
Irrigation Pumps	400	80	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	7680
Miscellaneous	60	50	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	720
Sub Total with Irrig.	1490		421	421	421	437	484	534	580	700	809	793	793	809	533	603	793	809	853	750	553	538	506	469	437	421	14468
Sub Total without Irrig.	1090		101	101	101	117	164	214	260	380	489	473	473	489	213	283	473	489	533	430	233	218	186	149	117	101	6788
Total with Irrigation	2650		645	645	645	671	738	802	879	1074	1291	1265	1265	1291	808	952	1265	1291	1361	1174	859	832	780	723	671	645	22573
Total without Irrigation	2050		165	165	165	191	258	322	399	594	811	785	785	811	328	472	785	811	881	694	379	352	300	243	191	165	11053

**Table III-4-2 Optimization Study of Installed Capacity
(6,000 kW)**

Case-1: Final installed capacity is up to 6000kW
Unit: 10³US\$

SrlNo	Year	Cost		Benefit		Net Present Value			
		Invstmn	O & M	Total	Sibl Enrg	Revenue	Cost	Benefit	B-C
				(MWh)					
1		635							
2		7279							
3		5941							
4	1995		201	201	7650	459	151	314	163
5	1996		201	201	8552	513	137	319	182
6	1997		201	201	9129	548	125	309	185
7	1998	281	201	482	9739	584	272	300	28
8	1999	2721	201	2921	10382	623	1499	291	-1209
9	2000	2925	201	3126	11062	664	1458	281	-1177
10	2001		287	287	11782	707	122	273	151
11	2002		287	287	12540	752	111	264	153
12	2003		287	287	13337	800	101	255	154
13	2004		287	287	14175	851	91	246	155
14	2005		287	287	15055	903	83	238	155
15	2006		287	287	15973	958	76	229	154
16	2007		287	287	16934	1016	69	221	152
17	2008	124	287	411	17940	1076	90	213	123
18	2009	554	287	841	18994	1140	166	205	39
19	2010	1930	287	2217	20099	1206	399	197	-202
20	2011		325	325	21260	1276	53	190	136
21	2012		325	325	22475	1348	48	182	134
22	2013		325	325	23746	1425	44	175	131
23	2014		325	325	25076	1505	40	168	128
24	2015		325	325	26464	1588	36	161	125
25	2016		325	325	27909	1675	33	155	122
26	2017		325	325	29358	1761	30	148	118
27	2018		325	325	30459	1828	27	139	112
28	2019		325	325	31473	1888	25	131	106
29	2020		325	325	32475	1949	23	123	100
30	2021		325	325	33459	2008	20	115	95
31	2022		325	325	34443	2067	19	108	89
32	2023		325	325	35357	2121	17	100	84
33	2024		325	325	35357	2121	15	91	76
34	2025		325	325	35357	2121	14	83	69
35	2026		325	325	35357	2121	13	75	63
36	2027		325	325	35357	2121	12	69	57
37	2028		325	325	35357	2121	11	62	52
38	2029		325	325	35357	2121	10	57	47
39	2030		325	325	35357	2121	9	52	43
40	2031		325	325	35357	2121	8	47	39
41	2032		325	325	35357	2121	7	43	35
42	2033		325	325	35357	2121	7	39	32
43	2034		325	325	35357	2121	6	35	29
Total		22388	11873	20407	976226	58574	5473	6702	1229

**Table III-4-3 Optimization Study of Installed Capacity
(4,000 kW)**

Case-2: Final installed capacity is up to 4000kW
Unit: 10³US\$

SrlNo	Year	Cost		Benefit		Net Present Value			
		Invstmn	O & M	Total	Sibl Enrg	Revenue	Cost	Benefit	B-C
				(MWh)					
1		635							
2		7279							
3		5941							
4	1995		201	201	7650	459	151	163	
5	1996		201	201	8552	513	137	182	
6	1997		201	201	9129	548	125	185	
7	1998	281	201	482	9739	584	272	28	
8	1999	2721	201	2921	10382	623	1499	-1209	
9	2000	2925	201	3126	11062	664	1458	-1177	
10	2001		287	287	11782	707	122	151	
11	2002		287	287	12540	752	111	153	
12	2003		287	287	13337	800	101	154	
13	2004		287	287	14175	851	91	155	
14	2005		287	287	15055	903	83	155	
15	2006		287	287	15973	958	76	154	
16	2007		287	287	16934	1016	69	152	
17	2008		287	287	17940	1076	62	150	
18	2009		287	287	18994	1140	57	148	
19	2010		287	287	20099	1206	52	146	
20	2011		287	287	21213	1273	47	142	
21	2012		287	287	22057	1323	43	136	
22	2013		287	287	22833	1370	39	130	
23	2014		287	287	23571	1414	35	123	
24	2015		287	287	23571	1414	32	112	
25	2016		287	287	23571	1414	29	101	
26	2017		287	287	23571	1414	26	92	
27	2018		287	287	23571	1414	24	84	
28	2019		287	287	23571	1414	22	76	
29	2020		287	287	23571	1414	20	69	
30	2021		287	287	23571	1414	18	63	
31	2022		287	287	23571	1414	16	57	
32	2023		287	287	23571	1414	15	52	
33	2024		287	287	23571	1414	14	47	
34	2025		287	287	23571	1414	12	43	
35	2026		287	287	23571	1414	11	39	
36	2027		287	287	23571	1414	10	36	
37	2028		287	287	23571	1414	9	32	
38	2029		287	287	23571	1414	8	29	
39	2030		287	287	23571	1414	8	27	
40	2031		287	287	23571	1414	7	24	
41	2032		287	287	23571	1414	6	22	
42	2033		287	287	23571	1414	6	20	
43	2034		287	287	23571	1414	5	18	
Total		19781	10966	16892	774446	46467	4929	6193	1265

**Table III-4-4 Optimization Study of Installed Capacity
(5,000 kW)**

Case-3: Final installed capacity is up to 5000kW
Unit: 10³US\$

SrlNo	Year	Cost		Benefit		Net Present Value			
		Invstmn	O & M	Total Slbl	Enrg Revenue	Cost	Benefit	B-C	
				(MWh)					
1		635							
2		7279							
3		5941							
4	1995		201	201	7650	459	151	163	
5	1996		201	201	8552	513	137	182	
6	1997		201	201	9129	548	125	185	
7	1998	281	201	482	9739	584	272	28	
8	1999	2721	201	2921	10382	623	1499	-1209	
9	2000	2925	201	3126	11062	664	1458	-1177	
10	2001		287	287	11782	707	122	151	
11	2002		287	287	12540	752	111	153	
12	2003		287	287	13337	800	101	154	
13	2004		287	287	14175	851	91	155	
14	2005		287	287	15055	903	83	155	
15	2006		287	287	15973	958	76	154	
16	2007		287	287	16934	1016	69	152	
17	2008	87	287	374	17940	1076	81	132	
18	2009	387	287	675	18994	1140	133	72	
19	2010	1351	287	1638	20099	1206	295	-97	
20	2011		312	312	21260	1276	51	139	
21	2012		312	312	22475	1348	46	136	
22	2013		312	312	23746	1425	42	133	
23	2014		312	312	25044	1503	38	129	
24	2015		312	312	26141	1568	35	124	
25	2016		312	312	27055	1623	32	118	
26	2017		312	312	27958	1677	29	112	
27	2018		312	312	28832	1730	26	106	
28	2019		312	312	29464	1768	24	99	
29	2020		312	312	29464	1768	22	90	
30	2021		312	312	29464	1768	20	82	
31	2022		312	312	29464	1768	18	74	
32	2023		312	312	29464	1768	16	67	
33	2024		312	312	29464	1768	15	61	
34	2025		312	312	29464	1768	13	56	
35	2026		312	312	29464	1768	12	51	
36	2027		312	312	29464	1768	11	46	
37	2028		312	312	29464	1768	10	42	
38	2029		312	312	29464	1768	9	38	
39	2030		312	312	29464	1768	8	35	
40	2031		312	312	29464	1768	8	31	
41	2032		312	312	29464	1768	7	29	
42	2033		312	312	29464	1768	6	26	
43	2034		312	312	29464	1768	6	24	
Total		21606	11563	19315	887283	53237	5307	6506	1199

**Table III-4-5 Optimization Study of Installed Capacity
(7,000 kW)**

Case-4: Final installed capacity is up to 7000kW
Unit: 10³US\$

Sr1No	Year	Cost		Benefit		Net Present Value			
		Invstmn	O & M	Total Slbl	Enrg Revenue	Cost	Benefit	B-C	
1		635							
2		7279							
3		5941							
4	1995		201	201	7650	459	151	314	163
5	1996		201	201	8552	513	137	319	182
6	1997		201	201	9129	548	125	309	185
7	1998	281	201	482	9739	584	272	300	28
8	1999	2721	201	2921	10382	623	1499	291	-1209
9	2000	2925	201	3126	11062	664	1458	281	-1177
10	2001		287	287	11782	707	122	273	151
11	2002		287	287	12540	752	111	264	153
12	2003		287	287	13337	800	101	255	154
13	2004		287	287	14175	851	91	246	155
14	2005		287	287	15055	903	83	238	155
15	2006		287	287	15973	958	76	229	154
16	2007		287	287	16934	1016	69	221	152
17	2008	221	287	508	17940	1076	111	213	102
18	2009	984	287	1271	18994	1140	251	205	-47
19	2010	3430	287	3718	20099	1206	669	197	-471
20	2011		352	352	21260	1276	58	190	132
21	2012		352	352	22475	1348	52	182	130
22	2013		352	352	23746	1425	48	175	127
23	2014		352	352	25076	1505	43	168	125
24	2015		352	352	26464	1588	39	161	122
25	2016		352	352	27909	1675	36	155	119
26	2017		352	352	29417	1765	32	148	116
27	2018		352	352	30992	1860	30	142	112
28	2019		352	352	32591	1955	27	136	109
29	2020		352	352	33929	2036	24	128	104
30	2021		352	352	35053	2103	22	121	98
31	2022		352	352	36159	2170	20	113	93
32	2023		352	352	37221	2233	18	106	87
33	2024		352	352	38308	2299	17	99	82
34	2025		352	352	39369	2362	15	92	77
35	2026		352	352	40308	2418	14	86	72
36	2027		352	352	41040	2462	13	80	67
37	2028		352	352	41250	2475	11	73	61
38	2029		352	352	41250	2475	10	66	56
39	2030		352	352	41250	2475	9	60	51
40	2031		352	352	41250	2475	9	55	46
41	2032		352	352	41250	2475	8	50	42
42	2033		352	352	41250	2475	7	45	38
43	2034		352	352	41250	2475	6	41	35
Total		24416	12523	23085	1043411	62605	5893	6825	932

**Table III-4-6 Optimization Study of Installed Capacity
(8,000 kW)**

Case-5: Final installed capacity is up to 8000kW
Unit: 10³US\$

SrlNo	Year	Cost		Benefit		Net Present Value			
		Invstmn	O & M	Total	Slbl Enrg Revenue	Cost	Benefit	B-C	
1		635							
2		7279							
3		5941							
4	1995		201	201	7650	459	151	314	163
5	1996		201	201	8552	513	137	319	182
6	1997		201	201	9129	548	125	309	185
7	1998	281	201	482	9739	584	272	300	28
8	1999	2721	201	2921	10382	623	1499	291	-1209
9	2000	2925	201	3126	11062	664	1458	281	-1177
10	2001		287	287	11782	707	122	273	151
11	2002		287	287	12540	752	111	264	153
12	2003		287	287	13337	800	101	255	154
13	2004		287	287	14175	851	91	246	155
14	2005		287	287	15055	903	83	238	155
15	2006		287	287	15973	958	76	229	154
16	2007		287	287	16934	1016	69	221	152
17	2008	248	287	536	17940	1076	117	213	96
18	2009	1107	287	1394	18994	1140	276	205	-71
19	2010	3859	287	4146	20099	1206	746	197	-549
20	2011		363	363	21260	1276	59	190	130
21	2012		363	363	22475	1348	54	182	128
22	2013		363	363	23746	1425	49	175	126
23	2014		363	363	25076	1505	45	168	123
24	2015		363	363	26464	1588	41	161	121
25	2016		363	363	27909	1675	37	155	118
26	2017		363	363	29417	1765	33	148	115
27	2018		363	363	30992	1860	30	142	111
28	2019		363	363	32632	1958	28	136	108
29	2020		363	363	34339	2060	25	130	105
30	2021		363	363	36070	2164	23	124	101
31	2022		363	363	37502	2250	21	117	96
32	2023		363	363	38712	2323	19	110	91
33	2024		363	363	39906	2394	17	103	86
34	2025		363	363	41055	2463	16	96	81
35	2026		363	363	42226	2534	14	90	76
36	2027		363	363	43369	2602	13	84	71
37	2028		363	363	44384	2663	12	78	67
38	2029		363	363	45172	2710	11	72	62
39	2030		363	363	45817	2749	10	67	57
40	2031		363	363	46346	2781	9	61	53
41	2032		363	363	46543	2793	8	56	48
42	2033		363	363	46543	2793	7	51	44
43	2034		363	363	46543	2793	7	46	40
Total		24996	12780	23921	1087842	65270	6018	6898	880

Fig. III-4-1 Daily Load Curve

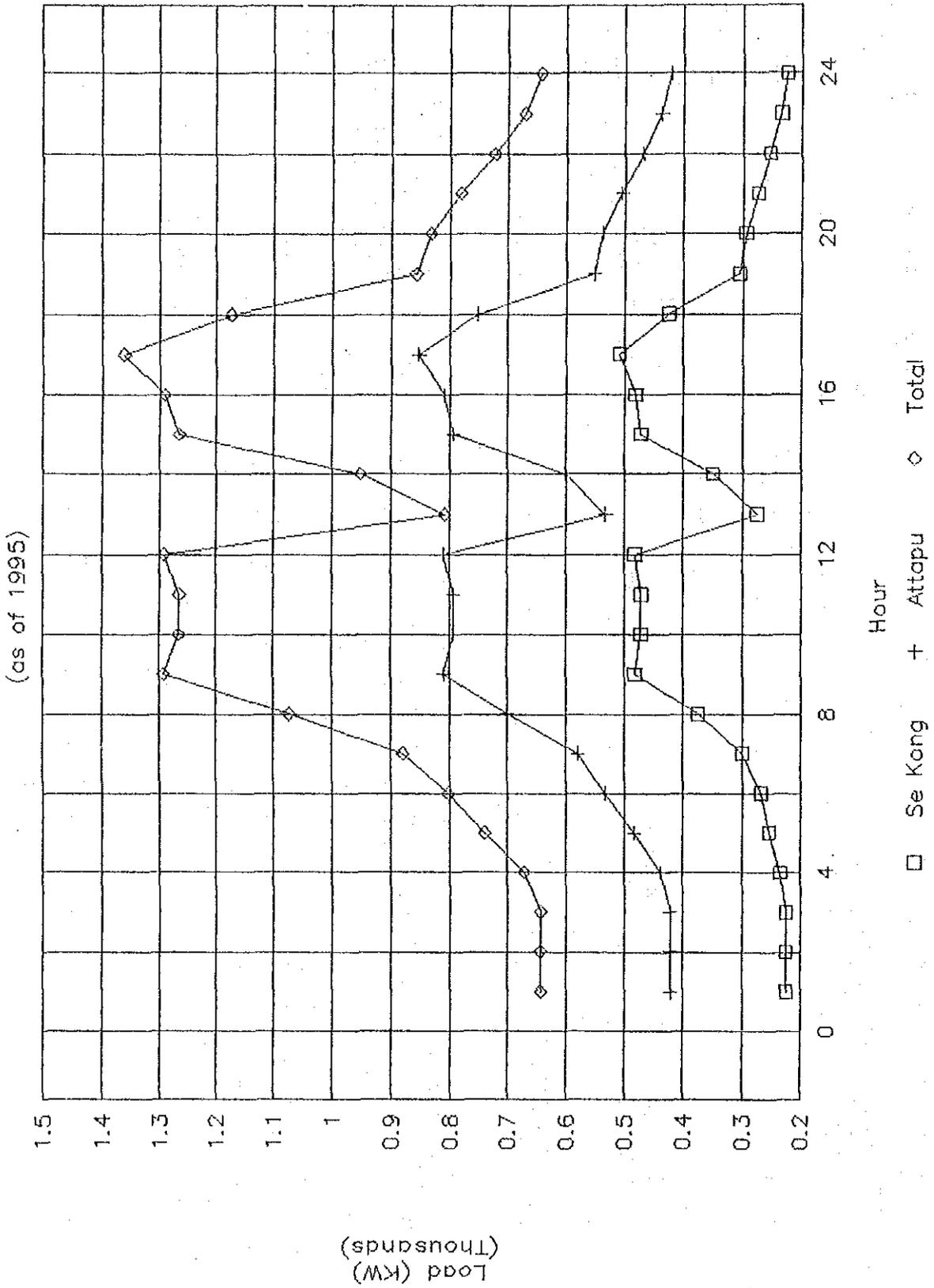


Fig. III-4-2 Electricity Demand Forecast

(From 1995 to 2034)

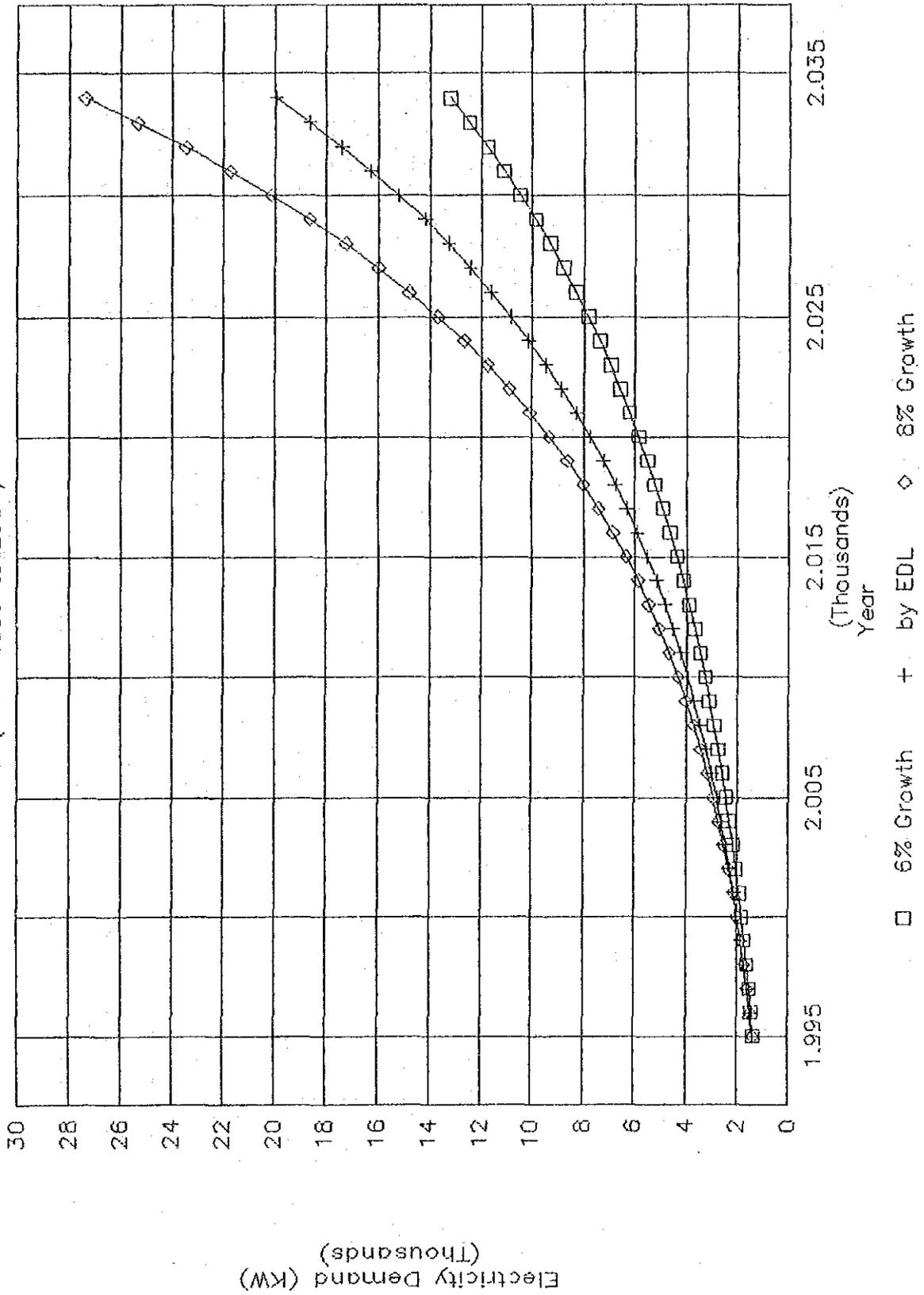


Fig. III-4-3 Annual Energy Demand Forecast

(From 1995 to 2034)

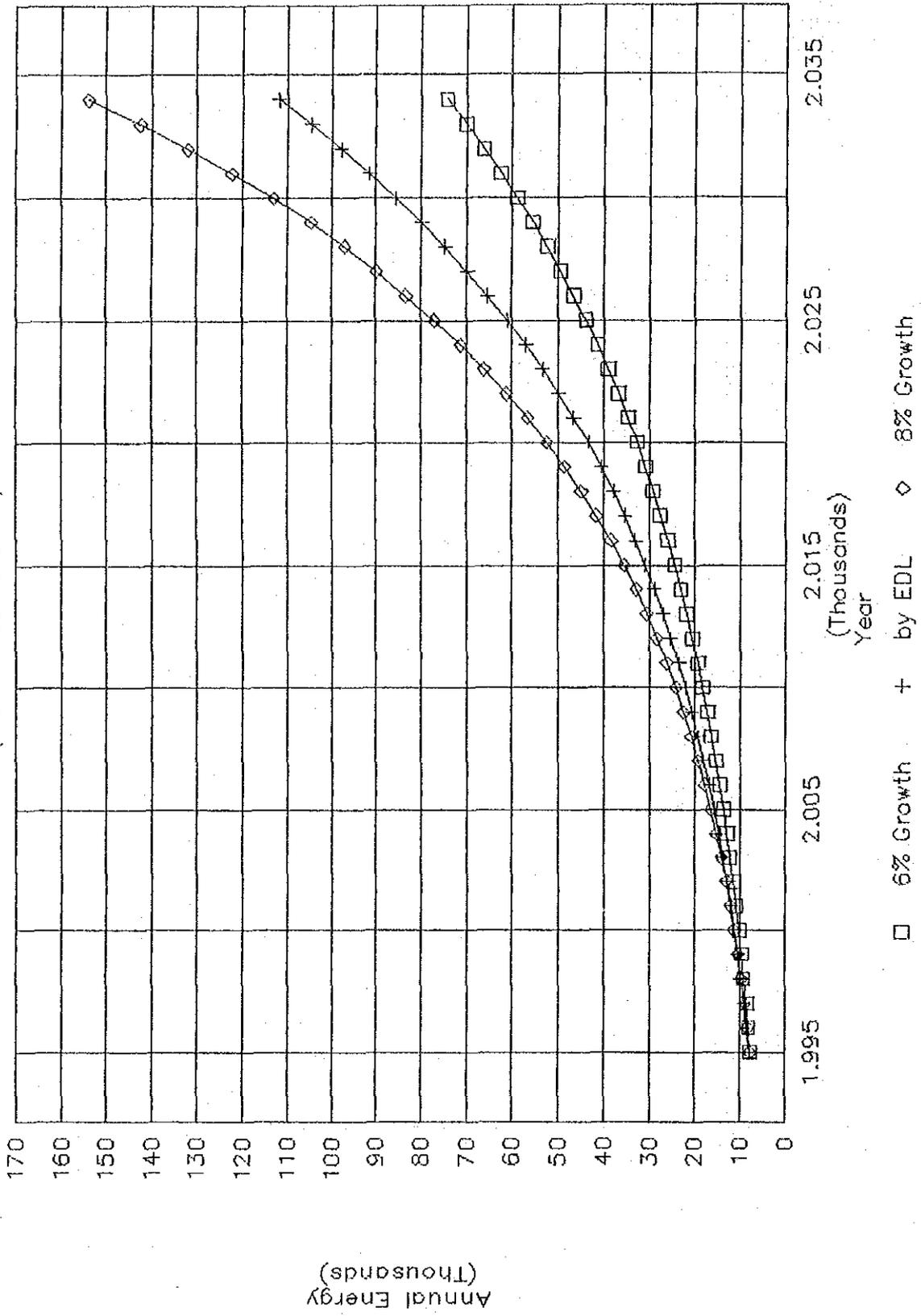


Fig. III-4-4 Salable Energy by Installed Capacity

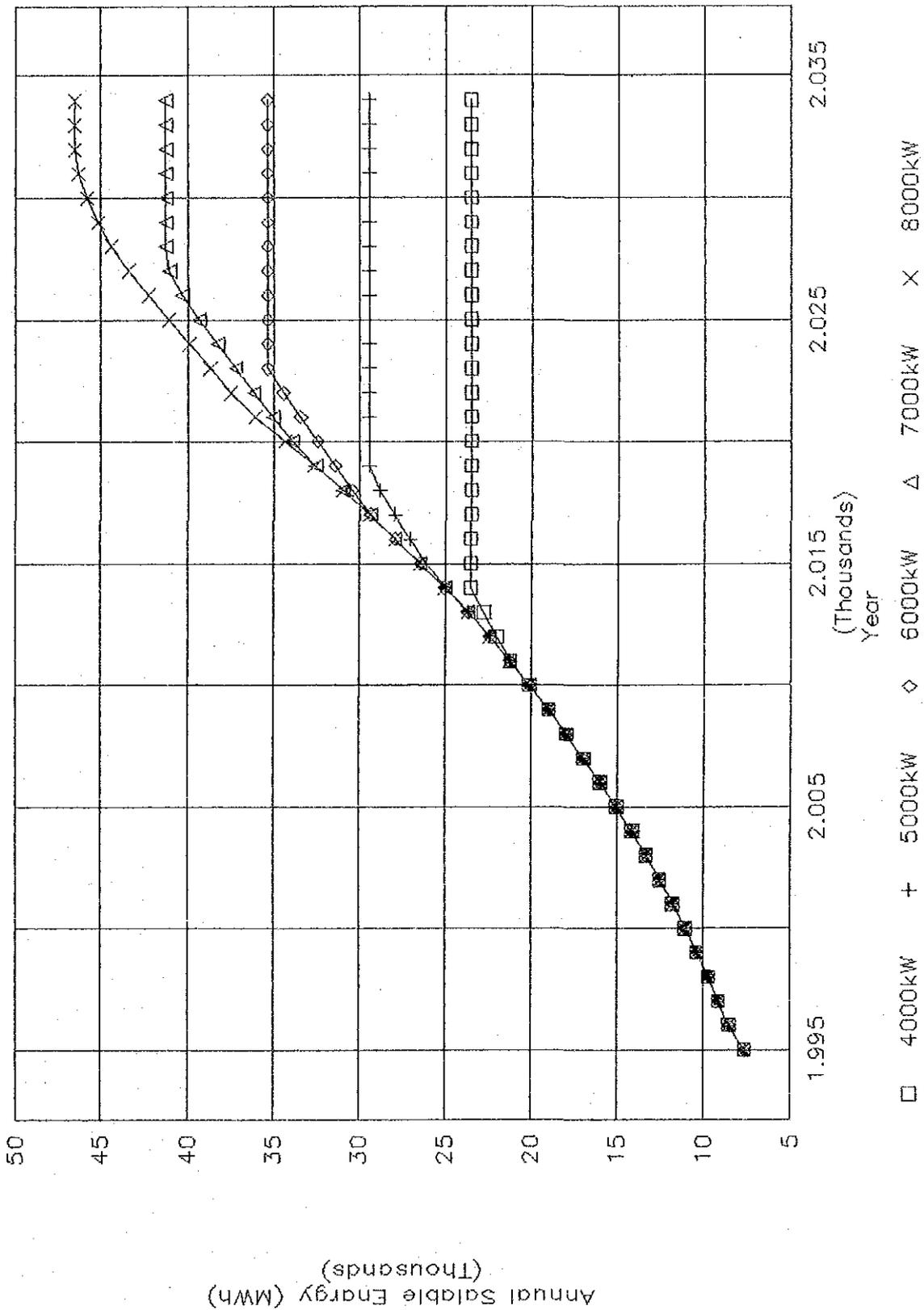
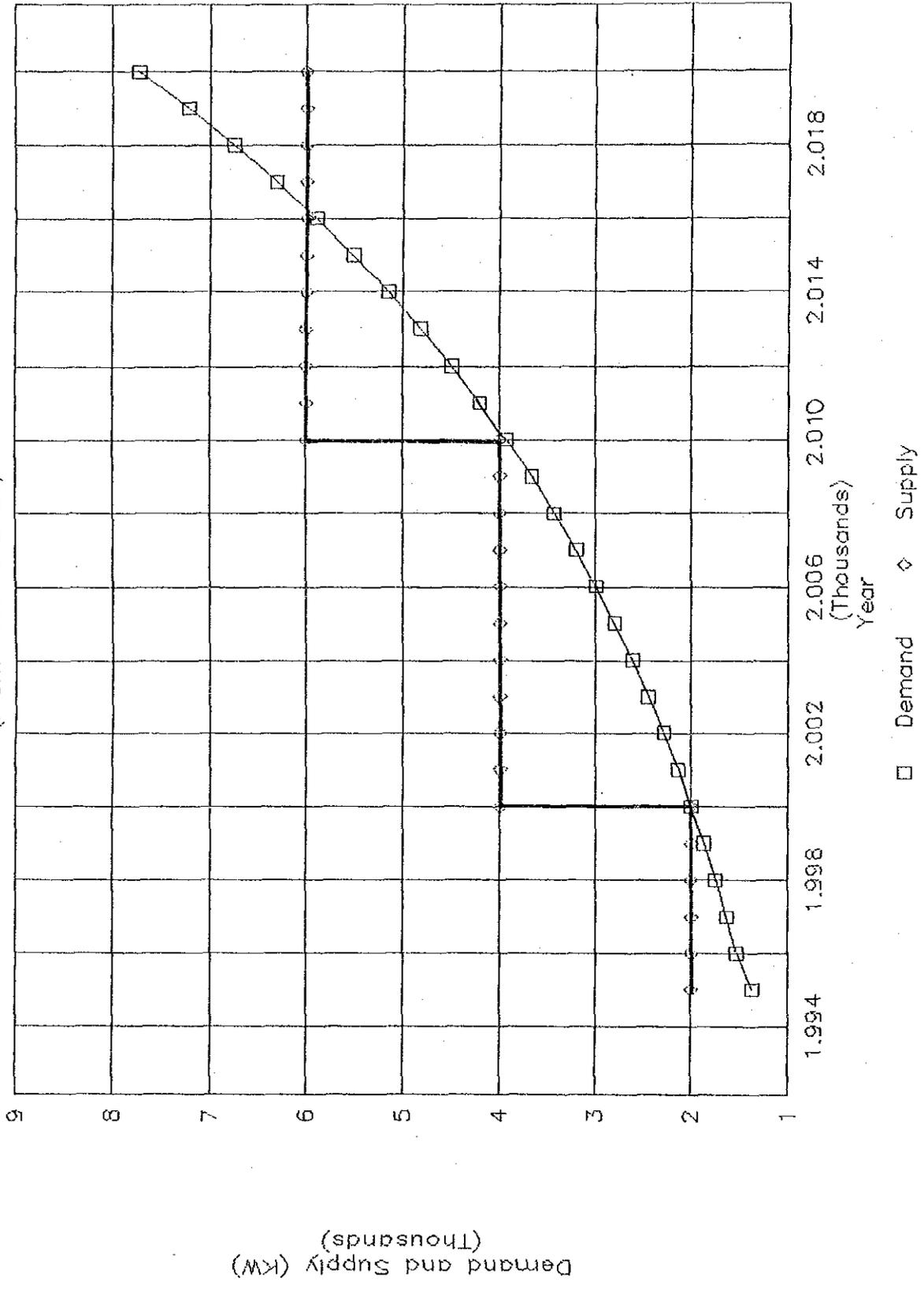


Fig. III-4-5 Projected Power Balance

(From 1995 to 2020)



5. 送電計画

第Ⅲ章 5. 送電計画

目次

	頁
5.1 計画対象地域の22kV既設送電線の現状と計画	Ⅲ-5-1
5.2 Xe Katan計画と送電計画	Ⅲ-5-3
5.2.1 送電変電設備の範囲	Ⅲ-5-3
5.2.2 送電線ルートを選定	Ⅲ-5-4
5.2.3 送電線の予備設計	Ⅲ-5-6
5.2.4 送電線資機材の調達	Ⅲ-5-9
5.2.5 送電線工事の施工方法	Ⅲ-5-10
5.3 送電線の主要な設備諸元	Ⅲ-5-11

List of Figures

- Fig. III-5-1 Present Situation of Related Power Systems
- Fig. III-5-2 Xe Katam Small-Hydro Power Project
- Fig. III-5-3 Transmission Line Route
- Fig. III-5-4 22 kV Transmission Line
- Fig. III-5-5 22 kV Transmission Line

List of Tables

- Table III-5-1 Principal Specifications of Power Transmission and Transformation Facilities
- Table III-5-2 Characteristics of Conductors
- Table III-5-3 Comparisons of Construction Costs According to Conductor Type
- Table III-5-4 Specifications of Principal Facilities of Transmission Line

5. 送電計画

5.1 計画対象地域の22kV既設送電線の現状と計画

ラオスの南部6州（Kammouan, Savannakhet, Salavane, Champassak, Sekong およびAttapeu）は国土の35%を占め人口は40%、米の生産量は47%を占める地域である。これらの6州のうち西側の地方はMekong河を狭んで国境を接し、タイ国との関係が深い。一方ベトナムと国境を接する東側は山岳地帯で大部分は原生林で覆われた地域である。

第2世銀（IDA：International Development Association）は南部諸州の電化計画を1987年より開始し、第1期計画は1993年半ばまでに終了することになっている。

Xe Katam小水力開発計画は、上述の電化計画を補完するもので、本プロジェクトが完成すればSekong州およびAttapeu州のそれぞれの州都に水力発電による電気が送電されることになる。

1991年7月に運用開始したXe Set水力発電所（45MW）により南部4州のうち、Salavane州およびChampassak州の主要な市町村は、22kV送電線を介し電化された。

第2世銀による第2期電化計画（計画年次は当初1992～1996年）では、I期で電化された地域を拠点として更に電化対象地域を拡大するものである。送電線の構成は、Xe-Set水力発電所の受電変電所として建設されたPakse変電所（主変圧器115kV/22kV, 8,000kVA×2台）より22kV送電線を建設し、供給対象地域を電化するものである。この電化計画に供給される電源としては、Salavane地区は、Xe-setの開閉所から供給され、Champassak地区はPakseのBangyo変電所から供給されることとなる。後者のBangyo変電所の22KV回路の容量は1,600kVAであるが、SPE-IIのレポートを検討した結果、この容量は2013年頃までには不足すると目される。つまりこの時期までには、供給力の増強を行う必要性がある。一方、この広範な地域を22KV送電線でまかなうことは、将来の負荷の増大を考慮すれば送電容量、送電ロス等の点で得策といえぬように思われる。すなわち、更に上位の電圧、例えば66kV又は115kVの送電システムを指向する事が望ましい。

Xe Katam計画の送電設備は、初期投資を極力低くおさえるため南部地域の現行電化計画の限界時期である2013年迄の負荷に対応できるようにするのが妥当と思われる。検討の結果、この時期の需要予測に合わせて、Sekong, Attapeuそれぞれの供給設備容量を2,000kW及び3,000kWとした。更に、2017年には、両地域を合わせた負荷は、

Xe Katamの最終設備容量の6,000KWを超えるものと予想される。そうなれば、他地域からの電力融通、又は付近の有望水力地点の開発が不可欠となる。

かように考えると、2013年を目途にSe-kong, Attapeu を含む南部諸州の電力系統を根本的に増強する必要があるように思われる。すなわち、この整備計画の一環として、Xe-katamの設備を最大限利用すると同時に、Se-kong、Attapeu への安定的な電源確保のために、遅くとも2013年までには、本格的な系統に接続する必要がある。尚、最渇水期に供給対象地域に安定的な電力を確保するためには、可能な限り早期にPakson-Ban Houaykong又は、Salavane-Ban Beng-Thateng-Laman 経由Xe-Kong までの22KV送電線を延長する事が望まれる。

5.2 Xe Katam計画と送電計画

5.2.1 送電変電設備の範囲

Xe Namnoy川とXe Katam川の合流点の直上流のXe Namnoy川の左岸に位置する発電所よりSe Kong町へ22kV送電線、1回線、亘長50km、および配電用変圧器（低圧キュービクルを含む）、Attapeu町への22kV送電線、1回線、亘長73kmおよび配電用変圧器（低圧キュービクルを含む）を建設する。

但し発電所より16号線までの間20kmはコンクリート支持柱に2回線架線を行うものとする。

送配変電設備の主要諸元を Table III-5-1 に示す。

Table III-5-1 送配変電設備の主要諸元

	<u>Sekong 向</u>	<u>Attapeu 向</u>
22kV送電線		
電線	55mm ² HAL	150mm ² HAL
支持物	コンクリート・ポール	コンクリート・ポール
碍子	ピン碍子又はL.P碍子	ピン碍子又はL.P碍子
亘長	50km	73km
22kV変電設備		
変圧器	3相50kVA (0A型)	3相50kVA (0A型)
低圧キュービクル	電磁開閉器等	電磁開閉器等
台数	15	15

Fig. III-5-2 に本プロジェクトのプロジェクト範囲を示す。なお低圧配電線については、既設配電線が市内に配備されていること、今後拡張されるであろう配電網は、ラオス側で建設されるものとし、今回のプロジェクト範囲からは除かれている。

5.2.2 送電線ルートを選定

(1) 送電線のルート選定

送電線のルート選定にあたっては、経過地域の自然および社会環境と調和をとり、かつ技術的対応が可能である事を考慮し、その選定を行った。

具体的には、下記に示す事項に留意した。

- a) 自然環境と調和がとれること。
 - ・自然公園、名勝地などの自然景観を損なわない。
 - ・貴重な動・植物の生息地を避ける。
 - ・自然林、植林地帯などの伐採が少ない。
- b) 社会環境と調和がとれること。
 - ・人家および公共施設などを避ける。
 - ・文化財、史跡などを避ける。
 - ・生産性の高い土地および復元の困難な土地などを避ける。
 - ・地域開発構想と整合する。
- c) 技術的に調和がとれること。
 - ・設備の安全性が高い。
 - ・建設費が経済的である。
 - ・施工が容易である。
 - ・所定の工期に完成できる。
 - ・保守が容易である。

このような事項を考慮し、設計・施工面での対応を計りつつ、ラオス国行政機関および地元などと調和をとり、経過地域の自然・社会環境などの現況を調査した結果、送電線ルートは Fig. III-5-3 の通りとした。

送電線は、発電所新設地点から、Xe Namnoy川に沿って東北東に、新設予定の道路に隣接して建設し、Sekong~Attapeu を結ぶ既設幹線道路に出る。

この間、約20.0km（道路は、発電所建設前に完成する予定である）は現在、密林地帯であり、新設道路に隣接して送電線を建設しても、当初は送電線路に支障がないが、将来的には樹木が成長し、電線に接近・接触する電気事故が多発することが

十分に予測される。因ってこの区間については絶縁電線を使用する等の、電気事故防止対策が必要と考える。

Sekong～Attapeu を結ぶ既設幹線道路と、新設道路との接合地点から、送電線は二方向（ひとつは、北上してSekongへ、もう一方は、南下してAttapeu に向かう）に別れる。

双方の送電線共、幹線道路沿いに建設する。

道路の接点から、需要地域のSekongまでの巨長は約30.0kmである。

この間、送電線はなだらかな丘陵地帯を通過し、施工および保守に関しても、特に問題は無い。

道路の接点から、Attapeu までの巨長は約53.0kmである。

この間も丘陵地帯で、高低差は無いものの、送電線ルート上に河川が点在する。小河川は問題無いが、送電線の経間が100m近くなるであろうと予測される2ヵ所（Attapeuへの入口付近、および道路の接点から、Attapeu の中間付近の河川横断）については、電線・支持物の設計に際し、長径間に耐えうるものを採用する配慮が必要と考える。

送電線の巨長を短縮して、電線・支持物・碍子などの主要資機材費用を最小限に抑えるため、発電所建設地点から、各需要地域まで、直線で結ぶ事も考えられるが、この場合、送電線経過地は、密林地帯の真ん中を通過する事となり、施工が困難で、自然林の伐採量も莫大な量となる。従って、施工工事費全体から見て、既設幹線道路沿いに送電線を建設する方が、経済的であると判断される。また、送電線の保守を考えると、当然のことながら、幹線道路に沿った送電線ルートがよいと思われる。

送電線の総巨長は、123kmとなる。全体的には、起伏の少ない丘陵地帯を、送電線が通過する事となり、施工・保守の両面からみても困難は少ないであろう。

5.2.3 送電線の予備設計

本プロジェクトの対象となる送電線は、Xe Katam小水力発電所で発電される電力の輸送路としての電氣的性能と自然条件に耐える機械的性能とを兼ね備えて、発生電力を効率よく、確實安全に、しかも経済的に輸送しなければならない。さらに本送電線は単独系統を前提に建設されるが、将来、既設の22kV送電線との連系も考慮する必要がある。

以上の諸条件を前提に本プロジェクトの送電線の予備設計を進めるが、支持物（コンクリート柱）、電線種別、碍子装置、標準経間等については既設送電線の実績を重視し、基本的にはこれらの諸元に従うものとした。

(1) 送電電圧

Xe Katam小水力発電所の設備出力および送電距離を考えた場合、対象となる送電電圧は次の如くなる。

案	電圧 (V)	系統最高電圧 (V)	建設費比較
A	11,000	11,500	2.5
B	22,000	23,000	1.0
C	33,000	34,000	1.4

上記3案でSekongおよびAttapeu への送電電力を2,000kWおよび3,000kWとした場合、電圧降下10%以内に保持することを前提に検討すれば、建設工事費の観点からみて22,000V送電電圧が最も好ましい。

(2) 電線

電線種類および電線サイズの選定に当たっては、上記(1)項の送電電力および電圧降下の許容範囲を基準に、下記電線を選定したがその機械的および電氣的な特性を示せば次の如くなる。

Table III-5-2 電線種類別性能比較

電線種類	断面積	引張荷重	抵抗	許容電流
硬アルミ撚り線 (HAL)	55 mm ²	838 kg	0.507 Ω/km	228A at 90°C
"	150 mm ²	2,270 kg	0.188 Ω/km	431A at 90°C
鋼心アルミ撚り線 (ACSR)	58 mm ²	1,990 kg	0.497 Ω/km	236A at 90°C
"	160 mm ²	6,980 kg	0.182 Ω/km	454A at 90°C
耐熱硬銅撚り線 (THCu)	22 mm ²	889 kg	0.826 Ω/km	235A at 150°C
"	55 mm ²	2,200 kg	0.323 Ω/km	437A at 150°C

機械的な特性は鋼心アルミ撚り線が良く、標準径間60mを広くすることが出来るが、その値は70mであり、支持物であるコンクリート柱を含めた建設費を比較した結果、Table III-5-3 に示す如く硬アルミ撚り線 (HAL) が最も経済的であるとの結論を得た。

Table III-5-3 電線種別の工事費比較

	電線直径	標準径間	工事費比較
HAL (150 mm ²)	16.0 mm	60 m	1.0
ACSR (160 mm ²)	18.2 mm	70 m	1.2
THCu (55 mm ²)	9.6 mm	60 m	1.3

電力需要地のSekongおよびAttapeu 町への送電線ルートの一部は道路沿いとはいえ、高い樹木からなる原生林と接している。従って、建設後、これらの樹木と架空電線が接触することが考えられ、このことが送電線の接地事故となり、需要家への供給信頼度を著しく低下させる原因となることが予想される。

このような停電事故を避けるために最も効果的な対策は架空裸電線に代わって架空被覆電線（ビニール絶縁又はポリエチレン絶縁電線）を採用することにより解決可能である。この被覆電線の対象使用区間は、Xe Katam水力発電所よりXe Namnoy川と16号線の交点までの20kmの区間のうち、原生林と隣接する区間に適用することになる。なお被覆電線の使用区間については、送電線沿いの道路幅、線下伐採幅との関係もあり、Definite Studyの段階で決めるものとする。

(3) 支持物

本プロジェクトにおいては、ラオス国で生産されているコンクリート柱を使用するものとする。コンクリート柱の切口の形状は正方形であり、長さ12mと8mがある。本プロジェクトでは直線部分の道路沿いにおいては8m柱を使用し、道路の交差点等では12m柱を使用するものとする。

高さ12mのコンクリート柱には、直径5mmのピアノ線が16本入っており必要な機械的強度、すなわち電線に加わる水平風圧加重に対する曲げモーメント（コンクリート柱の許容曲げモーメント350kg程度）に対し十分な強度を有するものと判断される。なお、コンクリート柱の径間を決めるに当たっては、道路横断地点では電線地上高を最低8mを保持するものとし、その他のルート上の地上高は最低5.5mを保持するものとした。

(4) 架空地線

本プロジェクトの対象地域の雷発生頻度（IKL:Isokeraunic Level）は明確ではないが、JICA調査団の経験では雨期に雷雨に遭遇した経験がある。

架空地線は雷サージの発生頻度などをもとに送電線路の重要度、送電線への襲来頻度などを総合勘案して地域実態に即した適切な適用区間を定める必要がある。

JICA調査団は、Pakse周辺の既設22kV送電線の実態等を参考にし、本プロジェクトの対象区間としてはXe Katam小水力発電所よりXe Namnoy川とXe Kong川とが合流するまでの20km区間に架空地線を設けるものとした。

架空地線としては、亜鉛メッキ鋼より線（GSW）を使用するものとし、22kV架空電線との距離は約1m程度、遮蔽角はほぼ45°とし1条架線するものとした。

（Fig. III-5-4 および Fig. III-5-5 を参照）。

(5) 罫子

送電線路の直線部分に位置するコンクリート柱には、22kV用ピン罫子又はL.P. insulatorをコンクリート柱に水平に取り付けられた腕金に3個取付けるものとした。

一方引留コンクリート柱には一相当り10インチ径の懸垂罫子3ヶ (Suspension Insulator) を取付けるものとする。すなわち、合計18ヶの罫子が耐張コンクリート柱に取付けられる。

(6) 受電用変圧器 (22,000V/400-301V、50kVA Tr)

Sekong町およびAttapeu 町での受電用変圧器、合計50kVA×30台は、2本のコンクリート柱にH形状に道路わきに建設し、このH柱の上部に変圧器を取付け、その下部に防水型低圧キュービクル盤を配置する。低圧キュービクル盤内には3相4線式で配電が可能なよう3相電磁接触器と単相電磁接触器を設け、低圧需要家へ電気を供給するものとする。

なお、22kV架空電線側には変圧器保護用の22kV電力フューズおよび22kV用避雷器 (Valve resistor type arrester) を設けるものとする。

5.2.4 送電線資機材の調達

本プロジェクトに必要な送電線資機材のうち、ラオス国内で調達可能な資材は、送電用コンクリート柱のみである。ラオス国内には現在コンクリート柱を生産することが可能な工場は、Vientiane 市とSavannakhet およびPakseの3ヶ所に点在するのみである。なおこれらの工場はEDLの子会社として運営されている。

Pakseコンクリート工場は1990年に操業を開始し、生産能力は次のとおりである。

12mのコンクリート柱 : 16本/日

8mのコンクリート柱 : 24本/日

NOTE : (1) 45日間の水中養生を行った後出荷されている

(2) 使用されているセメントはベトナム製又はタイ製

(3) コンクリート柱内のピアノ線はインド製

本プロジェクトで使用されるコンクリートの総本数は2,100本程度であるので、Pakseコンクリート工場からの調達には特に問題はない。

5.2.5 送電線工事の施工方法

Pakseには22kV架空送電線の建設工事を行える業者は一社しかない。

トラックでコンクリート柱を運搬する場合、12m柱で14本運搬が可能であり、Pakseから送電線建設地点までの道路の現状ではSekongまでは1日、Attapeuまでは2日を要するものと思われるが、工事規模からみて輸送に特に問題となることはない。

コンクリート柱の場合、人力による建込みは出来ないので、機械力が必要であるが、業者は3台の建柱車を保有しておりこの面からみて工事の施工能力には問題ないと思われる。

一方、送電線工事の建柱、架線等に従事する要員をこの業者は55名有しており、本プロジェクトの規模からみて、施工能力は充分あるものと思われる。

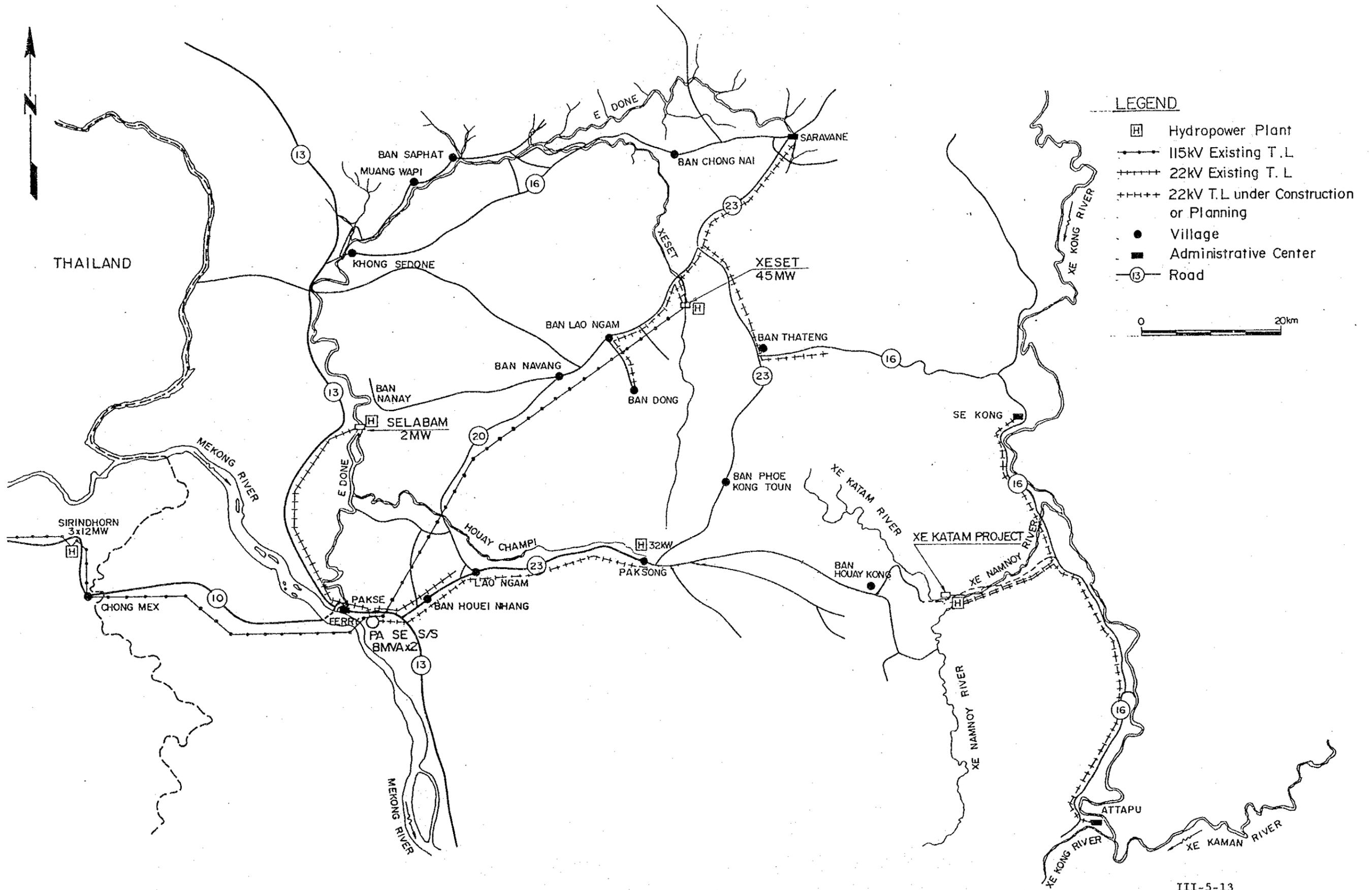
5.3 送電線の主要な設備諸元

5.2項で述べた送電計画をベースに検討した結果、本プロジェクトの送電線の主要設備諸元は次のとおりである。

Table III-5-4 送電線の主要設備諸元

	<u>Sekong 向け</u>	<u>Attapen 向け</u>
送電線		
電圧 (kV)	22	22
回線数	1	1
亘長 (km)	50	73
電線種類	HAL 55 mm ²	HAL 150 mm ²
支持物	コンクリート柱	コンクリート柱
送電容量 (kW)	2,000	3,000
電圧降下 (%)	7.8	10.3
建設期間	12 ヶ月	15 ヶ月
変電設備		
電圧 (V)	22,000/400-231	22,000/400-231
変圧器 (kVA × 台数)	50 × 15	50 × 15
低圧分電盤 (台数)	15	15

Fig. III-5-1 Present Situation of Related Power Systems



LEGEND

- [H] Hydropower Plant
- 115kV Existing T.L.
- - - - - 22kV Existing T.L.
- · · · · 22kV T.L. under Construction or Planning
- Village
- Administrative Center
- ⑬ Road

0 20km

Fig. III-5-2 Xe Katam Small-hydropower Project

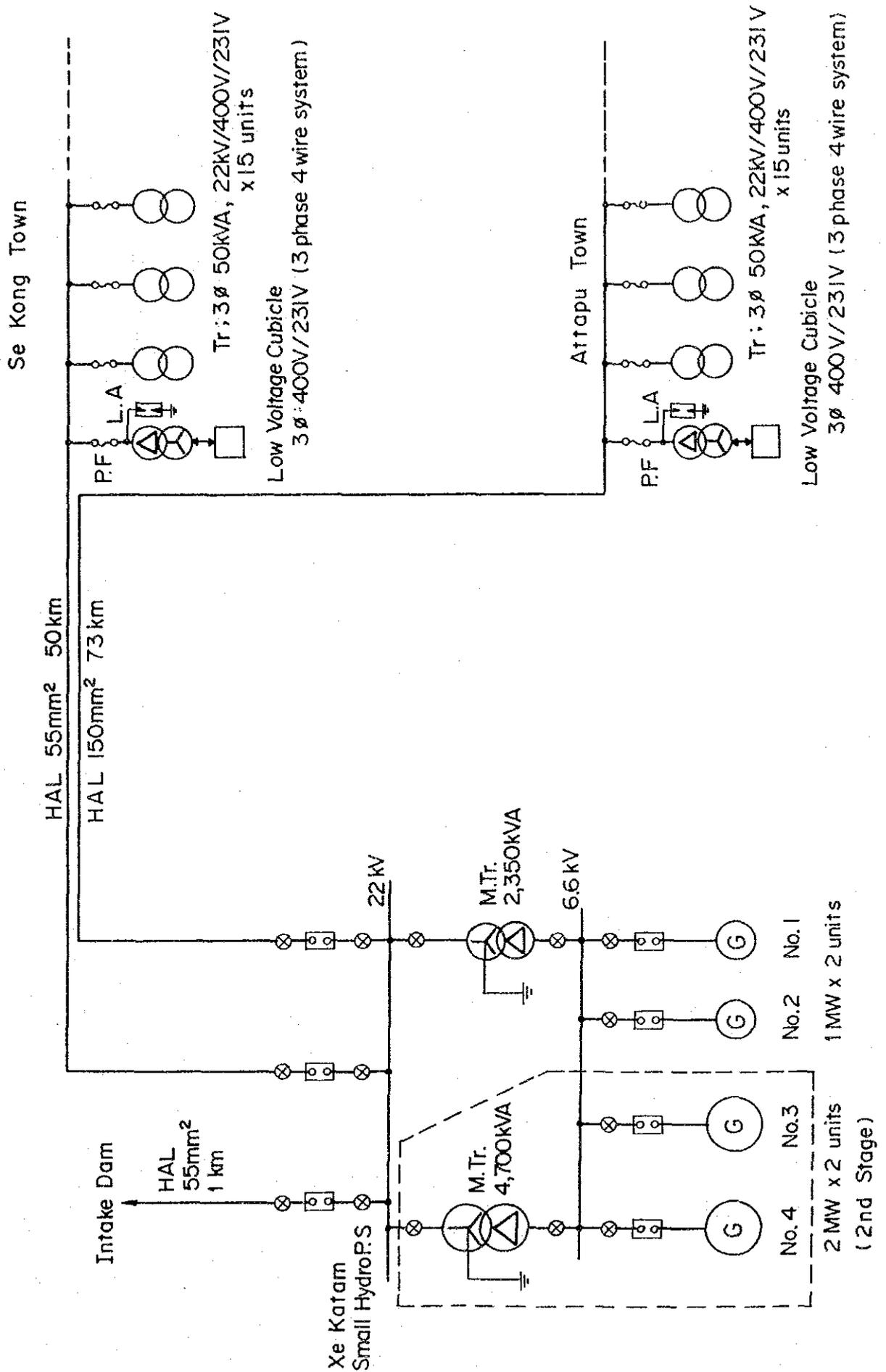


Fig. III-5-4 22kV Transmission Line

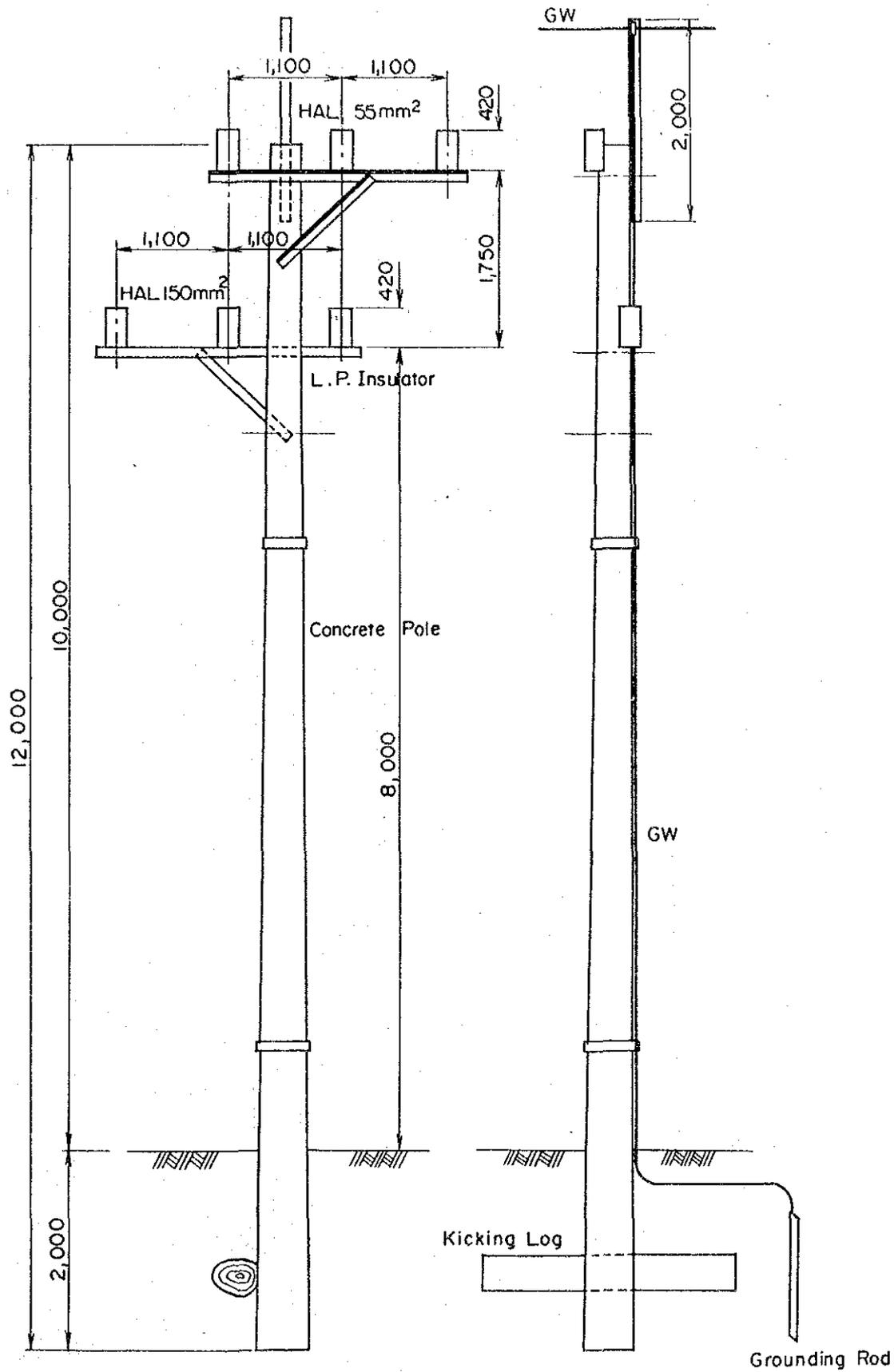
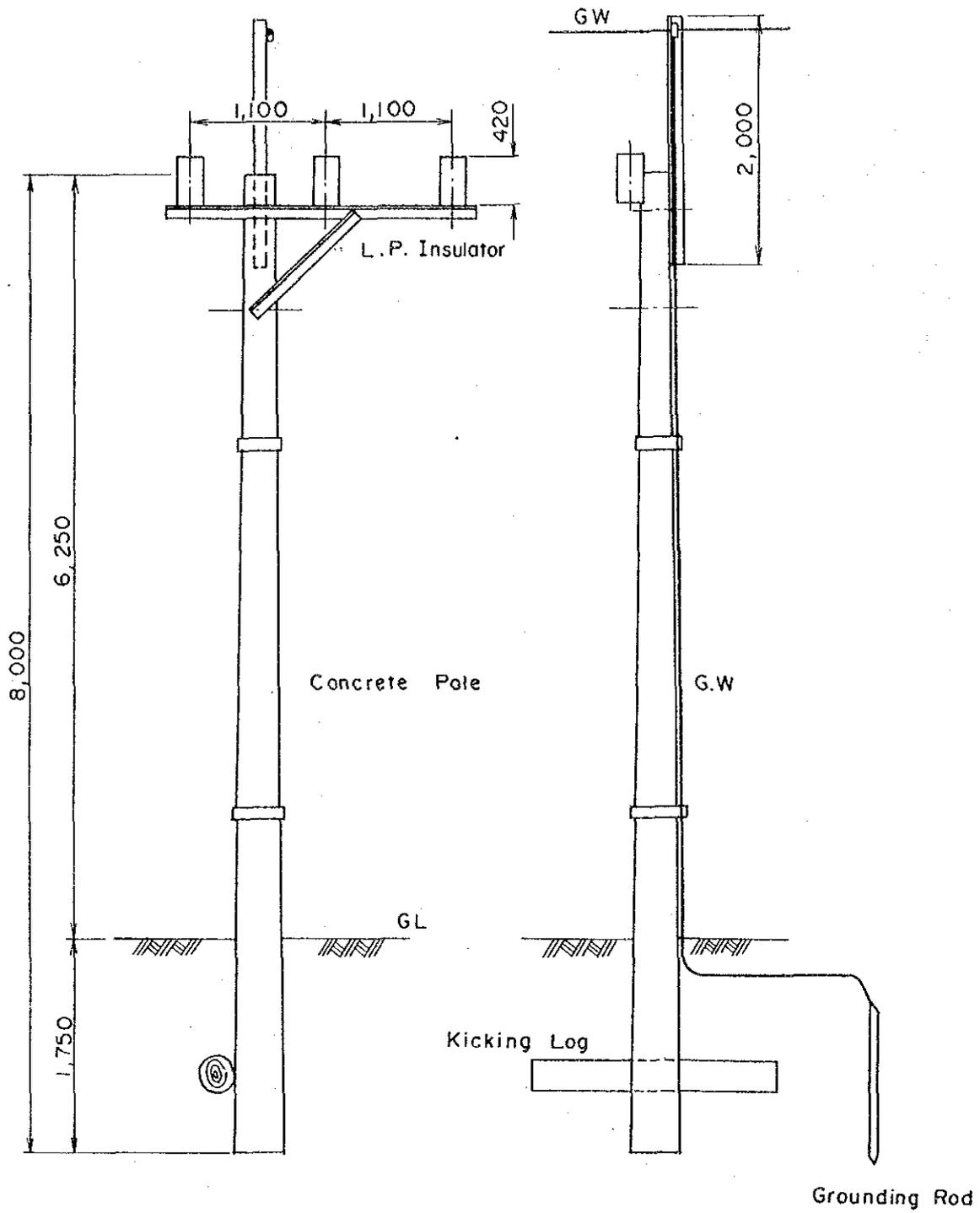


Fig. III-5-5 22kV Transmission Line



IV 章 選定されたXe Katam小水力 発電開発計画

1. プレリミナリー設計	IV-1-1
2. 工事計画及び工事費.....	IV-2-1
3. 経済評価	IV-3-1
4. 財務分析	IV-4-1
5. 環境への影響	IV-5-1

第IV章 選定されたXe Katam小水力発電開発計画

第IV章では第III章で選定されたXe Katam小水力発電計画の最適計画案についてプレリミナリー設計を行い、プロジェクトの経済面、環境影響面からの評価を行う。

まず、第1節で最適案のプレリミナリー設計を行う。次に第2節では第1節の結果についてプロジェクトの施工計画を策定し建設コストを算定する。さらに、第3節、第4節では、第2節での検討結果に基づいてプロジェクトの経済評価および財務分析を行う。最後に第5節においてプロジェクトの環境への評価について検討を行いプロジェクトの健全性を確認する。

1. プレリミナリー設計

目 次

	頁
1.1 設計の基本条件	IV-1-1
1.2 設計の概要	IV-1-1
1.3 取水ダム	IV-1-3
1.3.1 取水ダム位置の選定	IV-1-3
1.3.2 取水ダムの設計	IV-1-4
1.4 取水口	IV-1-10
1.5 沈砂池	IV-1-11
1.6 蓋渠	IV-1-13
1.7 導水路トンネル	IV-1-14
1.7.1 導水路ルートを選定	IV-1-14
1.7.2 導水路トンネルの設計	IV-1-17
1.8 水圧管路	IV-1-19
1.8.1 水圧管路ルートを選定	IV-1-19
1.8.2 水圧管路の概要	IV-1-21
1.8.3 水圧管（FRP管）の設計	IV-1-24
1.8.4 鉄管その他の設計	IV-1-26
1.9 発電所	IV-1-26
1.9.1 発電所の設計	IV-1-26
1.9.2 建物の設計	IV-1-29
1.10 新設道路	IV-1-30
1.11 土捨場	IV-1-31
1.12 コンクリート骨材	IV-1-32
1.13 有効落差および発電電力	IV-1-34
1.13.1 総落差および有効落差	IV-1-34
1.13.2 理論出力および発電電力	IV-1-34

1.14 電機設備の基本設計	IV - 1 - 35
1.14.1 水車型式	IV - 1 - 35
1.14.2 発電機の仕様	IV - 1 - 38
1.14.3 開閉所用機器	IV - 1 - 38
1.14.4 発電所の基本制御	IV - 1 - 39
1.14.5 22kV送電線の保護方式	IV - 1 - 39

List of Figures

Fig. IV-1-1	River Bed Longitudinal Section of Xe Katam Dam Site
Fig. IV-1-2	Water Level - Storage Capacity Curve
Fig. IV-1-3	Water Level - Flood Discharge Curve (Xe Katam Dam)
Fig. IV-1-4	Water Level - Discharge Curve of Flushing Gate (Gate Open)
Fig. IV-1-5	Comparison of Headraces
Fig. IV-1-6	Route Comparison of Penstocks
Fig. IV-1-7	Sectional Structures of FRP Pipe (I Type)
Fig. IV-1-8	Flood Discharge Curve at Powerhouse Site (Xe Namnoy)
Fig. IV-1-9	Single Line Diagram

List of Tables

Table IV-1-1	General Description of Main Structures & Equipments
Table IV-1-2	Provable Flood Discharge at Intake-Dam
Table IV-1-3	Comparison of Headraces
Table IV-1-4	General Description of Penstocks
Table IV-1-5	Probable Flood Discharge at Powerhouse Site (Xe Namnoy)

List of Drawings

DWG. IV-1	General Plan Longitudinal Profile of Waterway
DWG. IV-2	General Layout
DWG. IV-3	Intake Dam Plan
DWG. IV-4	Intake Dam Elevation and Typical Sections
DWG. IV-5	Sand Stilling Basin Plan and Sections
DWG. IV-6	Headrace Plan, Longitudinal Profile and Sections
DWG. IV-7	Sediment Discharge Tunnel Plan, Longitudinal Profile and Sections
DWG. IV-8	Penstock Plan
DWG. IV-9	Penstock Longitudinal profile and Typical Sections (First Stage)
DWG. IV-10	Penstock Longitudinal Profile and Typical Sections (Latter Stage)
DWG. IV-11	Powerhouse Plan
DWG. IV-12	Powerhouse Plan and Transversal Sections
DWG. IV-13	Powerhouse Longitudinal Section and Elevation

1. プレリミナリー設計

1.1 設計の基本条件

提案するXe Katam小水力発電所の設計の基本条件は次の通りである。

- (1) Xe kong, Attapu 両州の電力需給状況および資金計画を考慮して、開発は前期、後期の二段階に分割し最終開発規模は6,000kWとする。

前期：2,000kW 開発

後期：4,000kW 開発

なお、後期開発は需要状況に合わせて、2,000kWを2回にわたって順次開発されるものであるが、後期の第1回目に、土木構造物（水圧管・発電所建物含）全てを完成するものとし、第2回目には2,000kWの水車発電機の据付のみとした。

- (2) 構造、施工、運転等を勘案して、次の制約のもとに二段階開発を行う。

取水ダムから導水路末端までは、前期で開発する。

水圧管路から発電所（放水口含む）間は、前期、後期に分割開発する。

- (3) 第三章1 開発計画で結論した最適計画を基礎として設計する。取水ダム地点は、Xe Katam川の滝（小滝23m及び大滝100m）の上流部とし、発電所はXe Katam川とXe Namnoy川の合流点より、Xe Namnoy川上流側左岸とし、落差を有効に利用する水路ルートを選定する。
- (4) 水車はペルトン水車を採用する。
- (5) 濁水期のピーク負荷対応のため、取水ダムに調整容量10,000 m^3 を確保する。
- (6) 設計規格・基準は日本国のものに準拠する。

1.2 設計の概要

提案する水力発電所の設計は、総落差163mを利用して最大使用水量1.6 m^3/s にて出力（前期）1,000kW \times 2台、最大使用水量3.2 m^3/s にて（後期）2,000kW \times 2台、合計6,000kWの調整池をもった流込式発電所を造り、Xe Kong州及びAttapeu州に送電するものである。

本プロジェクトはMekongの支流のXe KatamとXe Namnoyの合流点からXe Katam上流約900mの地点（小滝23mの上流85m）に取水ダムを築造し、同合流点からXe Namnoy上流約250mの左岸に発電所を建設し、その間を450.89mの導水路及び336.788mの水圧管路で結ぶ設計である。

提案の主要設備の概要は次のTable IV-1-1の通りである。

Table IV-1-1 発電所の主要設備概要

項目	諸元
河川名	Mekong水系 Xe Kon支流 Xe Namnoy小支流 Xe Katam川
流域面積	290.0 km ²
総落差	渇水期 162.3m (取水位 469.0m、放水位 306.7m) 豊水期 161.5m (取水位 468.2m、放水位 306.7m)
最大使用水量	(2,000kW完成時) : 1.6m ³ /s、(6,000kW完成時) : 4.8m ³ /s
有効落差 (最大出力時)	(2,000kW完成時) : 渇水期 159.1m 豊水期 158.3m (6,000kW完成時) { 1号水圧管側 : 渇水期 158.5m 豊水期 157.7m 2号水圧管側 : 渇水期 158.0m 豊水期 157.2m
最大出力	前期 1,000kW×2 後期 2,000kW×2 合計 6,000kW
調整池	C, A=290km ³ 、計画洪水量(100年) : 840m ³ /s FWL=472.37m 渇水期 : HWL=469.00m、LWL=468.00m、利用水深 1.00m、調整容量 10,000m ³ 豊水期 : 取水位 468.20m
取水ダム	越流型重力式コンクリートダム(角落し付) 堤高 : 8.60m、堤長 : 77.00m、堤幅 : 11.00m 木製角落し : 0.30m×3段×長さ 2.00m×12門 土砂吐ゲート : 幅 5.00m、高さ 4.00m ムーラーゲート
取水口	鉄筋コンクリートダム軸直角側方取水型 幅 : 6.00~5.00m、高さ : 8.00m、長さ : 14.00m 制水ゲート : 幅 : 5.00m、高さ : 4.10m ムーラーゲート
沈砂池	鉄筋コンクリート開渠式(幅 : 5.00m、高さ(最大) : 7.00m、長さ : 33.0m) 余水吐 : 越流頂標高 469.00m、長さ 12.00m 土砂吐ゲート : 幅 1.00m、高さ 1.00m スルースゲート
導水路 蓋渠 導水路トンネル 排砂路	鉄筋コンクリート円型圧力式 : 内径 2.00m、延長 75.64m 鉄筋コンクリート巻立円型 : 内径 2.00m、巻厚 25cm、延長 342.25m (内張部 25.00m含) トンネルがコンクリート内排砂パイプ挿入型 トンネル内径 2.00m、全長 44.00m、パイプコンクリート長さ 4.00m 排砂パイプおよびパイプ径 0.60m
水圧管路	露出式および埋戻し式、鋼管(コンクリート埋設部、分岐部および曲り部)及びFRP管(直線部)使用。 (前期) : 内径 2.00m~0.90m(主体)~0.5m×2、長さ 336.788m (内張部 25.0m含) (後期) : 内径 1.10m(主体)~0.75m×2、長さ 290.104m
発電所本館 (放水口)	鉄筋コンクリート地上式 (前期) : 幅 15m、高さ 11m、長さ 26m (後期) : 幅 15m、高さ 11m、長さ 25m 幅 2.00m×高さ 3.00×長さ(前期) 5.60m×2、(後期) 6.40m×2
水車	横軸2射ベルトン水車 (前期) : 最大出力 1,030kW×2 定格回転数 600r.p.m (後期) : 最大出力 2,060kW×2 定格回転数 428r.p.m
発電機	横軸回転界磁型三相交流同期発電機 (前期) : 容量 1,180kVA×2 電圧 3.3kV (後期) : 容量 2,350kVA×2 電圧 3.3kV
変圧器	油入自冷式 (前期) : 容量 2,350kVA×1 電圧 3.15kV~22kV (後期) : 容量 4,700kVA×1 電圧 3.15kV~22kV
送電線路	亘長 : Sekong向 50km、Attapeu向 73km、 支持物 : 2,100基、電圧 22kV

1.3 取水ダム

1.3.1 取水ダム位置の選定

Xe KatamとXe Namnoyの合流点から、Xe Katamを遡ること約600mで100m落差の大滝に至る、またその上流約150mにて23m落差の小滝となる。

この小滝の上流側と合流点の河床の標高差は165m (EL459-EL294)であり、河川平均勾配は1:5である。Xe Katam小水力発電所は、この落差を一気に利用するものである。この小滝の上流部も急流河川であり、その河川延長200m区間は1:25の河床縦断勾配である。この河川区間は河床巾約30~40m全般にわたって、玄武岩が露出しており、その河床の右岸寄りに、深さ1~2m、巾3~5mの侵食河谷溝が形成され、渇水期の小水量の流水が、その溝の中を流下している。河川勾配が急峻であるため河床には砂礫の堆積は全然見られない。

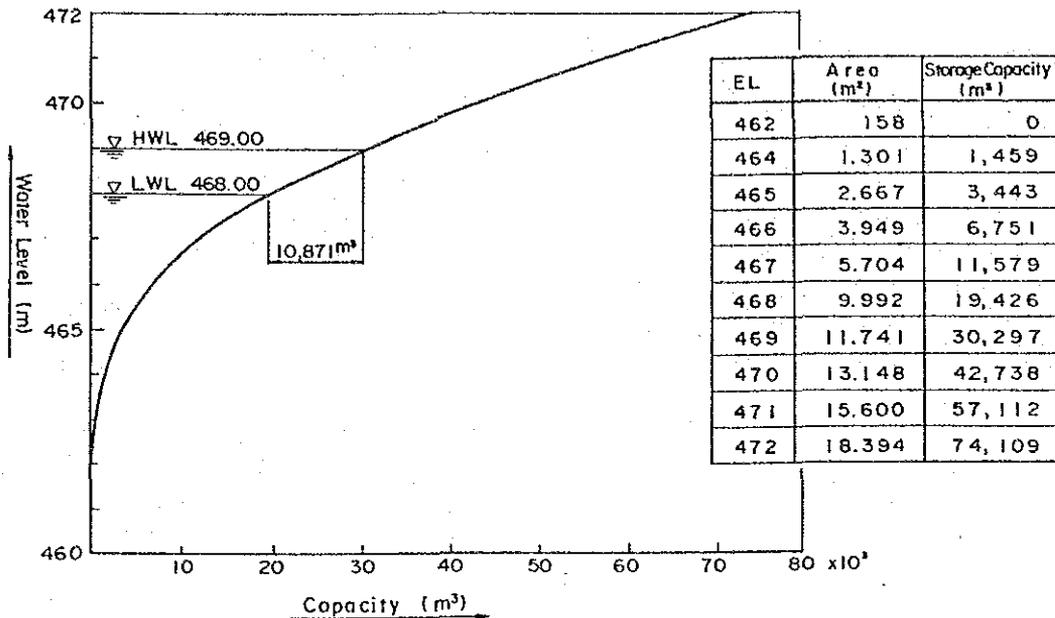
その上流部の200m区間は、比較的ゆるやかな河川で、河床勾配は1:71である。この河川区間は河床巾約40mの内、河心部には玄武岩の露頭が見られるが、全体的に礫岩の堆積があったり、淵を形成した所もあり、また小滝状になったり、比較的フラットな河谷形状を呈している。

1990年12月の現地踏査段階においては、小滝(23m)、大滝(100m)の落差を最大限に利用して、水路長を極力短くする取水ダム候補の一地点として、KI-2ボーリング地点(小滝23mの上流60m)を考えた。この地点は、前述の前段の記述文に属する区間にある。

また需要地のピーク負荷対応の調整容量(その当初の予想では30,000m³必要とした)を確保するために、河川縦断勾配が比較的緩やかである河川区域を調整池とする取水ダム候補地として、KI-1ボーリング地点を選んだ。この地点は、前述の後段の記述文に属する河川区域にある。ボーリング調査の結果、両地点共に玄武岩を主体とする基盤が存在し、高さ数mの取水ダム築造には、十分な地耐力を有しており、設計上問題ないことが判明した。

その後、電力需給計画の精査を行ない、渇水期に、夜間の溢水電力をなくし、ピーク時に有効利用するための必要な調整容量として10,000m³を確保することとなった。また、KI-1、KI-2の上、下流取水ダム地点にて、発電計画を比較検討(Ⅲ-2参照)した所、下流案、即ち水路を出来る限り短くして(上流案との水路長さの差は170mある)、落差を稼ぐ計画案が経済的であるという結論に達した。

Fig. IV-1-2 Water Level - Storage Capacity Curve



ダムタイプは上部木製角落し付コンクリート越流型とする。

使用水量を下回るダム流入量のある期間、特にダム流入量 1 m³/S前後の時に、ピーク負荷対応のために調整池で調整して発電する必要があり、その容量 10,000 m³ 確保のために、木製角落し (3 段×30cm=90cm高さ) を設置するものである。また、この木製角落しは使用水量より多いダム流入量のある出水期には、取り外して置き、ダム越流頂の高さを極力低くした坊主ダムとして、洪水時のダムの流入土砂礫のダム下流への流下を促進することを考慮したものである。

即ち、出水期には、この角落しを取り外し、洪水の疎通をよくし、濁水期には、この角落しを設置して、調整容量を確保する。

取水ダムは、洪水時の土砂礫の放出及び濁水時の調整容量の確保の目的をもって、木製角落しに代わるものとして、鋼製起伏ゲート、鋼製巻上げゲート、鋼製ドラムゲート、及びゴム引製起伏堰等も考えられるが、どの場合も非常に製作費が高く比較にならないので、検討外とした。

(2) ダム高さ

満水位469mの下に渇水時ピーク調整容量10,000m³を確保するため利用水深は1.0mを必要とする。低水位468mにて、後期最終期における最大使用水量4.8m³/Sを取水するには、取水口呑口の水深1.5mが必要であり、これによりスクリーン敷高466.5mが決まる。次に、土砂吐ゲートの敷高を取水口呑口高さより低く、現河床にほぼ近い標高464.5mとして、洪水時の土砂の放出し易いものとした。この下部に土砂吐ゲートの基礎越流コンクリート厚さ（最深部4.0m）を確保する。この外、満水位の上に波浪高0.1mを加えて、木製角落し天端標高469.1mとする。

以上のように、利用水深、取水口呑口、土砂吐ゲート等の関連から、所要のダム高さ（最大）8.6mを決定した。尚、両岸のアバット及び土砂吐、取水口ゲート巻上機の高さは計画洪水位（100年確率）472.4mに1.6mの余裕を加えてE.L.474.0mとした。

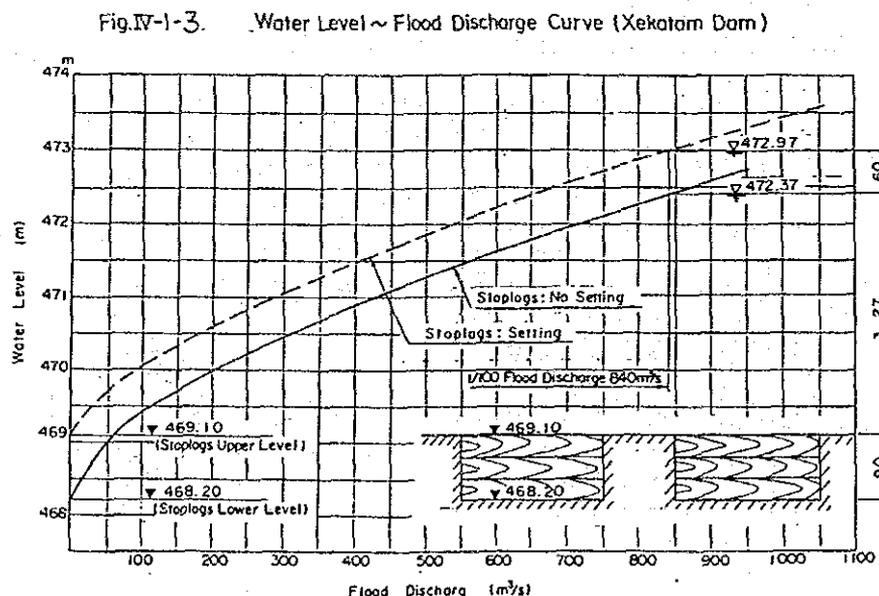
(3) 洪水位

木製角落しを撤去した場合と、設置した場合の洪水位を次の公式により求める。

$$h_c = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q^2}{g b^2}} \quad \text{但し、} h_c = \text{限界水深 (m)}, \alpha = 1.1$$

$Q = \text{洪水量 (m}^3/\text{S)}, \quad g = 9.8, \quad b = \text{越流巾 (m)}$

ダム水位 — 流量曲線は次図 Fig. IV-1-3 の通り。



また、確率年洪水に対応する水位は次の表 IV-1-2 の通りである。

Table IV-1-2 Probable Flood Discharge at Intake-Dam

C. A = 290 km

確率洪水 (年)	洪水量 (m ³ /s)	角落し撤去時の ダム水位 (m)	角落し設置時の ダム水位 (m)	摘要
200	920	472.61	473.21	
100	840	472.37	472.97	計画洪水
50	760	472.15	472.76	
20	650	471.77	472.40	
10	570	471.55	472.10	

尚、洪水時に、ダム上流において冠水するものは、原始林以外何もないので、ダム構造による堰上げ背水影響は考慮していない。

(4) ダム本体

ダム基礎地盤は、新鮮堅硬な玄武溶岩が主体であって、取水ダムの基礎としては良好である。従って、その表面の約1.0mのクラック、割れ目のある部分を掘削除去し新鮮な岩盤を露出させ、その上にダムコンクリートを定着させるので、ダムコンクリートと岩盤との接触部の透水の恐れはないと判断されるので、カットオフは設置しないこととする。ダム上流面は垂直とし、下流面は1:0.8の勾配とする。上面は角落し設置のため、一部水平ヶ所をとり円弧にて上・下流面に取り付ける。

ダム越流表面は、当面土砂の流下は少ないと判断されるので、コンクリート仕上げとし、特別の保護層は設けない。

上流側の着岩部には、1.0m長さのフィレットを出し、堤体コンクリートが立上がり易いようにした。また下流側にはダム越流水による河床洗堀防止のためにエプロン部を設けるが、下流側基礎岩盤は堅硬であるので極く短いものとした。着岩部の長さは、ダム全市にわたって、上流フィレット部も含め11.0mとした。

ダム軸下流25mの右岸河床露岩上からのボーリングKI-2結果から、地表から深度15.0m以深まで堅硬な玄武溶岩を主とする岩盤が連続しており、その透水性は3.5~6.7ルジオンである。ボーリング中に地下水位の変動があったことから、地下10

数mの所に透水層の存在が考えられるが、そのルジオン値は6.7と僅小であるので、今回の低ダムでは、グラウト処理は行わないこととする。

ダム越流頂部全長37.0mとし、その左岸側に非越流部（天端標高474.0m）を、その右岸側に土砂吐ゲート及び取水口を設置した。取水口の右岸側に非越流部（天端標高474.0m）を13.0m長さ設置した。

土砂吐ゲート、取水口も含めて、ダム全長は77.0mである。

(5) 木製角落し

ダムクレスト上部に高さ0.3m、巾0.2m、長さ2.0m（有効）の木製角落しを3段に12基設置する。各角落しの間に、1.0m巾のコンクリートビヤーを設置して、スロットを設け角落しを固定する。

角落しの主な目的は以下の3点である。第1の目的は、渇水期に流入量の少なくなった時のピーク発電用の調整容量の確保である（角落し設置により、H.W.L. 469mの維持が可能）。

第2の目的は、角落しを取り外すことにより、洪水時の流入土砂礫をダム下流へ放流し易くすることである。第3の目的は、1,2の機能をはたすゲートを木製角落しに替えての工事費の削減である。

木製角落しは、渇水期の初期、ダム流入量が最大使用水量を下回り始めた頃に設置し、調整容量を確保してピーク負荷に対応する。また渇水期の終末、即ち、ダム流入量が最大使用水量に近づいた頃に取り外し、使用水量以上のダム流入量を放流するものである。

出水期に角落しを設置して、有効落差を稼ぐことも考えられるが、洪水出水により、角落しが流出して新しい角落しの設置を要することとなるので、出水期には、角落しの取り外しが好ましい。

尚、角落しの設置、取り外しには、ダム左岸非越流部と土砂吐ゲート巻上台間に設置したチェンブロック（0.5t）を利用する。

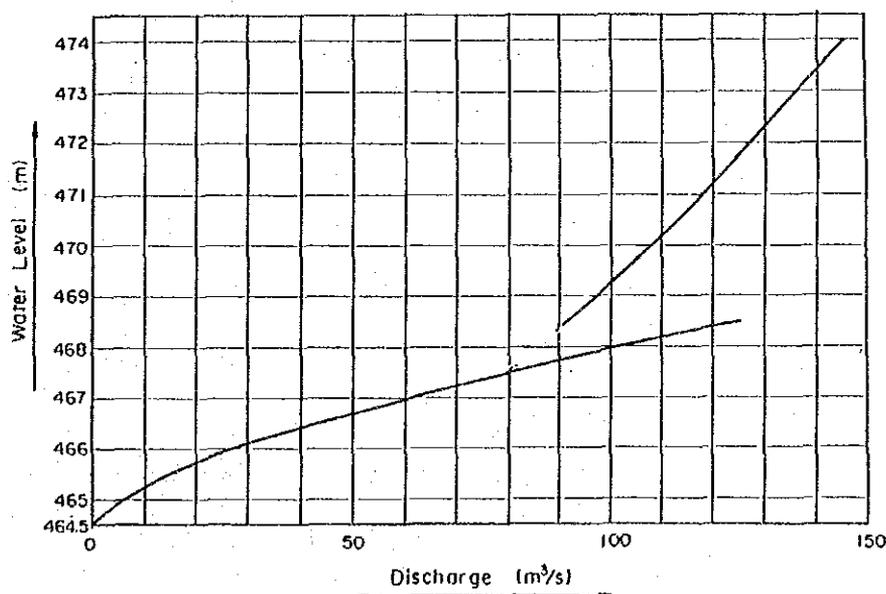
(6) 土砂吐ゲート

Xe Katamの土砂の流下についての観測データは皆無であり、今後、洪水に伴い、どの位の土砂が流下して来るかは不明である。現在言えることは、上流域の大半が森林におおわれ、土石流をもたらすような山の崩壊ヶ所等は認められない状況である。現地調査による観察では時間雨量100mmを越す豪雨の後でも、河水はやや濁る程度であった。従って土石流の流下は比較的少ないものと思われる。但し、河川は急流であるから、一度山の崩壊でもあれば、あるいはまた上流域の開発が進んで道路等の建設により山肌が荒らされてきた時点では、相当量の土石流が流出することも考えられる。

従って、取水ダムに流入した土石流を極力下流に放出し、また取水口への土砂の流入を最小限に押さえるため、取水口と直結したダム右岸側に土砂吐ゲートを設置した。ゲート敷高は現河床に近い標高464.5mとし、ゲートの大きさは高さ4.0m(有効)、巾5.0m(有効)とした。

土砂吐ゲート全開時の土砂吐部におけるダム水位 — 放流量曲線を次図IV-1-4に示す。

Fig. IV-1-4 Water Level-Discharge Curve (Gate Open)



土砂吐ゲートの他の一つの目的は、将来取水口スクリーンあるいは、取水口ゲートの補修等の水路抜水時にダム流入水を下流への放流するためである。取水口敷高と土砂吐ゲート敷高との差は2.0mとする。

尚、土砂吐ゲートの重要な役割としてもう一つある。取水ダム建設時に半川締切により左岸側へ河川水を切替えて、右岸側のコンクリート（土砂吐部及び取水口部）を打設して、土砂吐部及び取水口部を仕上げる。次に半川締切を左岸側へ切替えて、流入水をこの土砂吐部を経て下流に転流させる。ここで左岸側のダムコンクリートが打設される。このように締切工事中の転流水路の役割をはたすことである。

1.4 取水口

取水口は、河川より常に所要の使用水量を取水し得るように設計しておくことが必要である。洪水時の流水や流木が激突しないよう、また土砂の堆積の少ない河身の真直ぐな場所として、尚、ダム土砂吐ゲートの作用が有効に働くよう、土砂吐ゲートの直上流、ダム右岸側に河身に直角に設けることとした。

呑口部の潜り堰は標高466.5mとして、ダム土砂ゲートの敷高より2m高くした。取水口最前面にパイプスクリーン（φ3"、中心間隔30cm）を設け、流木の流入防止を図った。その下流にスクリーンバー（厚さ10mm、中心間隔10cm）を1:0.3の傾斜をもって設置して、ゴミの流入を防止する。巾6m、高さ3.5mとする。

スクリーン上面の床版は、標高470.0mとした。200m³/Sを超える洪水の時には冠水するが、経済的観点からその高さを決定した。

ダム軸に平行に制水ゲート（有効高4.1m、有効巾5.0m）を設け、流水遮断、水路抜水、洪水流入防止に役立つようにした。本ゲートは洪水量が増加して、調整池水位がEL470.0mに達した場合（洪水量200m³/s）に過大な取水を防止するため、開度を絞り込むものとする。尚、制水ゲートは発電所から通常遠隔操作されるものであり、また機側操作（手動可）も行われる。

取水口ゲート巻上部は標高474.0mまでコンクリート隔壁を建て込み、左側の土砂吐ゲート巻上部及び右側のダム非越流部と連続して、ダムの堤体の一部を構成（洪水遮断）することとなる。

上記の隔壁に、塵芥処理孔（巾1.0m、高さ1.8m）を設けた。スクリーンに貯

まった塵芥流木は入力により引き上げた後、この処理孔を通じて土砂吐ゲート下流側へ放出処理する。

尚、上記の隔壁の中に水位観測用のダクト（ $D=0.6m$ ）を474.0m～464.0m間に建込み、また標高464.0mで水平にスクリーン下の潜堰をへて、潜堰の前面まで敷設する。この縦ダクトの中に水位計を設置する。

予備電源：Xe Katam水力発電所は、当面の間、他の系統に結ばれない単独系統内の唯一の発電所となる。事故あるいはトンネル抜水補修等で発電停止した場合、取水ダム土砂吐ゲートあるいは取水口制水ゲートの開、閉操作電源が必要となる。よって取水ダム右岸側にディーゼル予備電源（15kVA程度）を設置する。

1.5 沈砂池

取水ダムは、濁水期には調整池としての機能を果たすため、流水中に含まれる土砂は池内に沈澱して水路に流入するものは、ごく僅小であると考えてよい。

尚、濁水期の流水には浮遊土砂は少量しか含まれない。

出水期には、流込式取水ダムの機能を果たすため、洪水による濁水の中の土砂は浮遊したまま、水路に流入し、水路に沈澱する可能性がある。その結果、流積が狭められ、また一部の浮遊土砂は、水圧管、水車に侵入して、これらを損耗させる可能性もある。これを防ぐため取水口のすぐ下流側に沈砂池を設け、流水中の土砂を沈澱させ、排除することとした。

(1) 設計

沈砂池の理論的に必要な長さは、次の式によって求められる。

$$L \geq \frac{h}{V_s} \cdot \mu$$

L : 沈砂池の最小所要長さ (m)

h : 沈砂池の水深 (m) (計画堆砂面まで)

μ : 沈砂池の平均流速 (m/s)、通常0.3m/s以下

V_s : 沈澱さず最小砂粒子の限界沈降速度 (m/s)

砂粒径 $d = 0.3mm$ とすると $V_s = 0.045m/s$

沈砂池の巾：5 m、 $h = 3.2\text{m}$ とすれば、最大使用水量 = $4.8\text{m}^3/\text{s}$ であるから、

$$\mu = \frac{4.8}{5 \times 3.2} = 0.30\text{m/s} \Rightarrow 0.3\text{m/s以下、OK}$$

$$L \geq \frac{3.2}{0.045} \times 0.30 = 21\text{m}$$

伏流の影響など考慮して、上記21.0mの値の約1.6倍の値、即ち33.5m（取水口上流端より）を採用する。

従って幅員5.0m、深さ2.5m～4.5m、長さ33.5m、敷は取水口より1:15.0の下り勾配をつけ、その末端に2.5mの水平部を置き、その川側には排砂ゲートを設けた。

沈砂池の下部2mの堆砂量は 190m^3 である。

沈砂池の付属設備として、余水吐、排砂ゲート、除塵スクリーン、潜堰、呑口部を設ける。

(2) 余水吐

越流頂標高469.0m、同堤頂長12.0m、堤頂巾0.8m（円型）、内側法面：鉛直、外側法面勾配1:0.1の横越流型余水吐を設ける。洪水量 $300\text{m}^3/\text{s}$ までは、取水口ゲート全開時の沈砂池への流入量は約 $23\text{m}^3/\text{s}$ 以下で、余水吐より、越水放流可能である。従って、安全を考慮して、洪水量 $200\text{m}^3/\text{s}$ （ダム水位 = H. W. L. 469.0 + 1 m）に達した時には、取水口ゲートを降下し、流量制限を行うものとする。

(3) 排砂ゲート

堆積した土砂を排出するために、沈砂池の最下流の最深部川側に排砂ゲート（スルースタイプ、有効巾1m、有効高1m、スピンドル巻上）を設ける。

(4) 除塵スクリーン

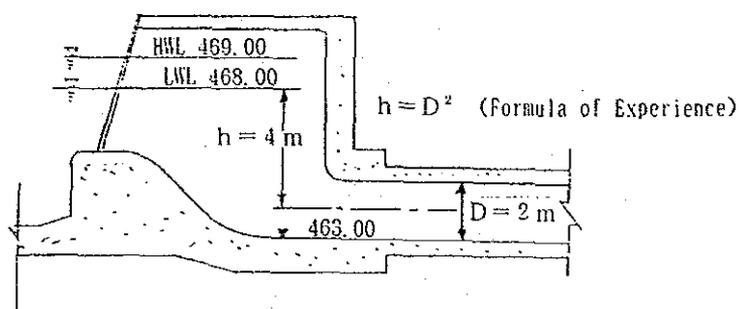
取水口前面の第一スクリーンで除去出来なかった塵芥を除くため、パー中心間隔5cmのスクリーンを設置する。巾5m、高さ4.5m、勾配1:0.3とする。

(5) 潜堰

沈砂池への流入水を整流として蓋渠（圧力トンネル）に導水する目的で設定したが、この他、沈泥の水路への巻込防止に役立つものである。潜堰の堤頂の高さは、標高466.0mで、幅員は5.0mである。この堤頂にスクリーンを設置する。

(6) 呑口部

沈砂池の明り開渠部と圧力蓋渠との接合部は、圧力水路への呑口となるので、流入渦を発生しないよう設計する必要がある。平面的には5m巾から2mに漸縮する。断面的には、呑口に渦を発生しない限界としては、経験的に $h = D^2$ （下図参照）で与えられる。D=2mであるので、 $h = 4m$ とした。



普通ヘッドタンクは、負荷急増時の最低水位で空気を吸い込まない容量を必要とするが、この場合、呑口部は沈砂池及び調整池と連続しており、負荷急増時における水位低下は僅かのみなしてよい。

1.6 蓋渠

導水路の工事費節減のため、圧力トンネルの上流の一部を明り施工による蓋渠とした。

内径2.0mのコンクリート蓋渠で、その最小厚さ0.4mとし、その内・外に二重に鉄筋を配して補強する。延長75.64m、縦断勾配1:50とする。施工ジョイントには止水板を入れ、漏水防止を図る。

1.7 導水路トンネル

1.7.1 導水路ルートを選定

- (条 件) ①取水ダムから導水路末端までは、6,000kW分を前期工事で開発する。
- ②負荷の急変に応じた発電の可能な水路構造とする。
- ③取水ダムと水圧管路の位置は固定し、その間の導水路を比較検討する。

(検 討 ケー ス) ① (取 水 口) - 沈 砂 池 - 蓋 渠 - 圧 力 ト ン ネ ル - 水 圧 管 路)

② (取 水 口) - 圧 力 ト ン ネ ル - (水 圧 管 路)

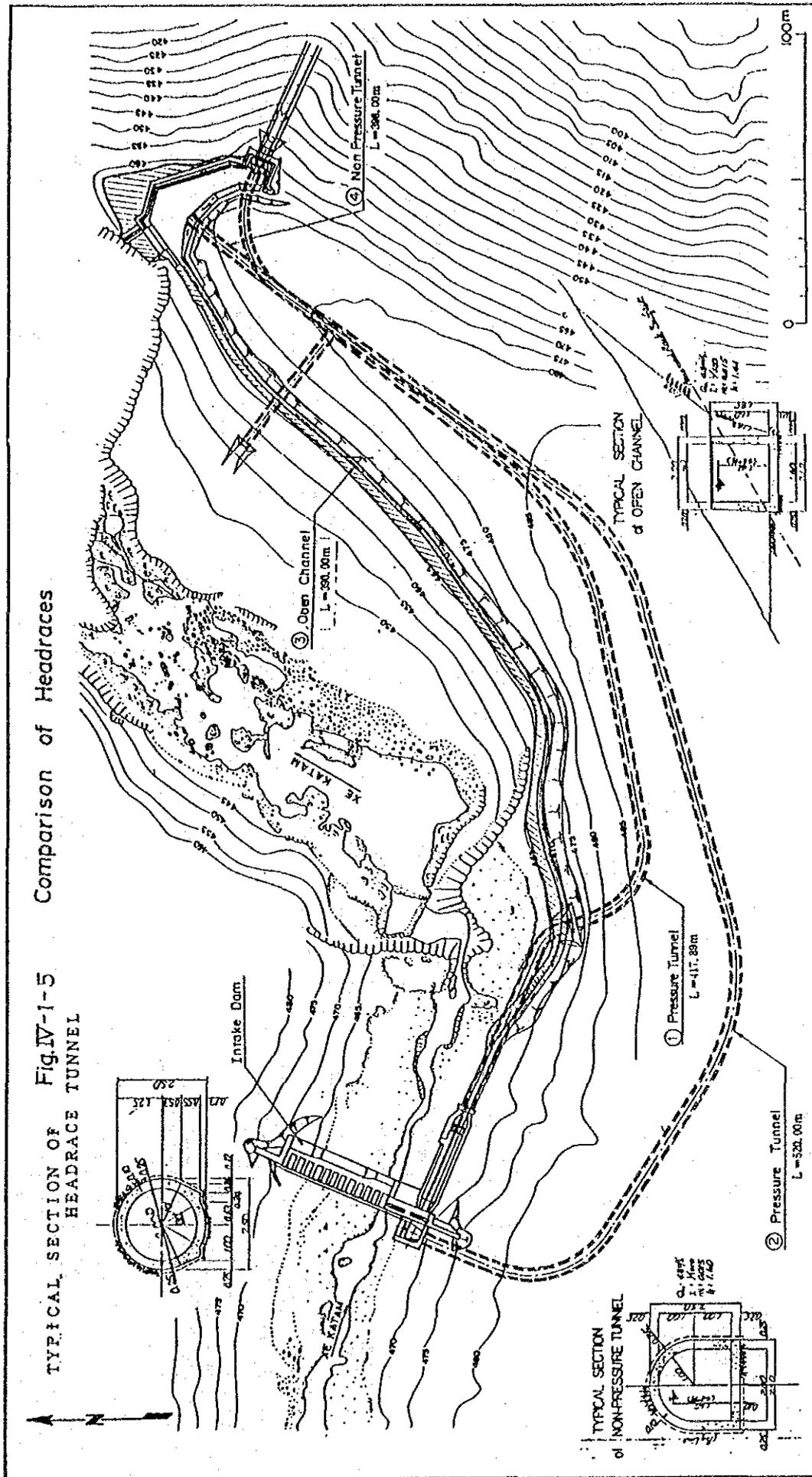
③ (取 水 口) - 開 渠 - ヘ ッ ド タ ン ク - (水 圧 管 路)

④ (取 水 口) - 開 渠 - 無 圧 ト ン ネ ル - ヘ ッ ド タ ン ク - (水 圧 管 路)

各ケースは 図-IV-1-5 を参照のこと。

(検 討) 検 討 内 容 を 表-IV-1-3 に示す。

(結 論) 検 討 結 果 ① ケー ス の “ 沈 砂 池 - 蓋 渠 - 圧 力 ト ン ネ ル ” 案 を 採 用 す る 。



Comparison of Headraces
 Fig. IV-1-5
 TYPICAL SECTION OF HEADRACE TUNNEL

Table IV-1-3 Comparison of Headraces

検討ケース	①	②	③	④
主要構造	沈砂池-蓋渠-圧力トンネル	圧力トンネル	開渠-ヘッドタンク	開渠-無圧トンネル-ヘッドタンク
特徴	<ul style="list-style-type: none"> トンネル上部地山のかぶり: 30m, トンネル施工は可能である。 沈砂池蓋渠を造り、割高な圧力トンネルを短縮した。 負荷変動に既応する構造である(沈砂池は調整池の一部とみなす)。 取水口-沈砂池-蓋渠までの構造は複雑となる。 	<ul style="list-style-type: none"> トンネル上部地山のかぶり: 30m, トンネル施工は可能である。 沈砂池機能は、調整池が持つ。 割高な圧力トンネルが長い。 負荷変動に既応する構造である。 構造がシンプルで維持管理の手間がかからない。 	<ul style="list-style-type: none"> 地山法面に沿った明りの開渠を作ることにより、土木工事費の削減を図った。 負荷急増対応のため容量の比較的大きなヘッドタンクを必要とする。やせ尾根を開削することにより設置可能である。 負荷遮断時の余水は大滝側へ越流される。 開水路のため流量調整ゲートを必要とする。 ヘッドタンクの構造が複雑となる。 鉄管呑口に制水ゲートを必要とする。 水路全体が明り構造であるので、法面の維持に手間がかかる。 	<ul style="list-style-type: none"> トンネル上部地山のかぶり: 20m, トンネル施工上かぶりが浅すぎる。 負荷急増対応のため容量の比較的大きなヘッドタンクを必要とする。やせ尾根を開削することにより設置可能である。 負荷遮断時の余水は大滝側へ越流される。 開水路のため流量調整ゲートを必要とする。 ヘッドタンクの構造が複雑となる。 鉄管呑口に制水ゲートを必要とする。
工事費	2,470 × 10 ³ \$	2,510 × 10 ³ \$	2,240 × 10 ³ \$	2,850 × 10 ³ \$
評価	②ケースの圧力トンネルに沈砂機能を加え、割高なトンネル長さを短くするよう蓋渠部を作ったものである。工事費は開渠案③ケースに次いで安い。	④のケースでトンネル施工が困難であるので、もう少し深所を通す圧力トンネルとしたものである。工事費は2番目に割高である。但し、構造がシンプルで維持管理が容易である。	他のトンネル案と比べて開渠は工事費が割安となり、また工事施工もやりやすい。但し、流量調整ゲート、大容量ヘッドタンク(十制水ゲート)を必要とする。操作運営が大変である。また広大な明り掘削法面を有し、集中豪雨により法面が破損しやすく、維持管理に手間がかかる。	流込み式開発における最も普通の構造形式であるが、工事費が最大である。尚、無圧トンネルをやせ尾根の比較的浅い所に掘削することとなり、施工が難しい。
	◎	△	○	×

1.7.2 導水路トンネルの設計

(1) 導水路トンネルの設計

前項で述べたように、導水路ルートとしては、開渠、無圧トンネル、圧力トンネル案について検討した結果、圧力トンネル案を選択した。なお、工事費の割高なトンネルの延長を極力短くするように、取水口との間に沈砂池及び蓋渠（圧力）を設置することとした。

圧力トンネルは全長342.25mと短いものであるが、地質ボーリングKT-2によれば、地表からの風化の厚さが比較的深く、10数m風化していることが判った。この風化帯はボーリング地点である尾根先端近くの極く限られた範囲と思われるが、トンネルはこれら風化帯を避け、地表よりの深さ24~30mの所に選定した。尚、平面的線形としては、坑口近くは、地表法面に直角に線引きし、大きな曲線にて中心線につなぎ、トンネルの大部分が尾根の中心部を通過するようにした。

岩質は、玄武岩が主体で堅硬であるが、比較的割れ目も多いため、湧水も予想されるので、トンネル掘削は、自然排水可能なように、下流から上流に向かって掘削出来るよう、トンネルの下流に近い所に横坑を設けた。この横坑は排砂路として活用される。

トンネル掘削のため、ずり積機械、各種配管設備施工後の鋼車スペース、作業空間等を考慮し、機械化施工が可能な最小断面2.5mから、巻厚0.25mを考慮し、トンネル内径は2.0mとした。そのため最大使用水量(4.8m³/S)時の流速は1.5m/sとなる。水路勾配は、水路の大半は1/1000とした。上流の一部のみ1:10とし、短い距離で地山深所に至るようにした。

また、トンネル最下流部は、ダウンサージング時負圧を生じないように、最低動水勾配線より下位にあるよう、BL454.73mを中心高とした。

トンネルのコンクリート巻厚は0.25mとし、19mm鉄筋を30cm pitchで配列し、内圧に対処することとした。

尚、トンネルの下口25m区間は、漏水防止のため、鋼管を内張として設置し、内張と地山の間をコンクリートで充填する。

トンネル全長に渡り、巻立コンクリートと地山との間隙をモルタルで充填する。また、トンネルの上口、下口の各々50m区間と排砂路の交叉部30m区間及び地山の岩盤亀裂部の透水の予想されるヶ所50m区間、合計180m区間は高压グラウトポン

ブでセメントグラウトを実施する。一断面4方向、各長さ5m、トンネル方向3m pitchのボーリングにて行う。

(2) 排砂路の設計

導水路トンネルの流速は、最大使用水量時に前期 0.5m/S、後期 1.5m/Sと緩速であり、取水口より流入した浮遊土砂の一部が、トンネル内に沈澱し易い傾向にある。

よって導水路トンネルの末端近くに土砂溜（巾1m×長さ10m、最大深さ0.3m）を造り、直径0.6mの排砂管で6m引出し、排砂路トンネル（勾配1/100、延長44.0m）内を流下させ、トンネル外に放出する排砂設備を設けた。排砂路は導水路トンネルの作業坑として利用した後、排砂管部をコンクリートで閉塞（長さ4m）し、排砂操作のために排砂管の末端にバルブを1基設置する。

トンネル部の断面は、作業坑として利用するため、内空断面を巾2.0m、高さ2.0mとし、コンクリート巻厚を0.25mとする。コンクリート閉塞上部にはモルタルを注入後、十分なグラウトを行うものとする。

(3) 調圧水槽の省略

一般に調圧水槽は調整池よりの水路が圧力水路で、その長さが長大であると水撃圧が非常に大きくなるので、これを吸収し、上流水路に悪影響を及ぼさないように設置するものである。

Xe Katamの場合、導水路長が417.89m、水圧管路も311.788mで合計731.678mと比較的に短い水路である。水路の短い場合、調圧水槽を省略する場合がある。また、今回、水車にペルトン型を採用するため、水撃圧はさほど発生しない。

ペルトン水車はランナーに作用する噴流（ジェット流）を調節するニードル、ランナーに作用する噴流を折曲させるデフレクターを持っており、発電所に入る流量を変えることなくランナーに作用する水量を調整あるいは遮閉できる機能を有することが大きな特徴である。即ち、発電所に流入する水量調整はニードル、ランナーに作用する水量の調整・遮閉はデフレクターで行ない、発電設備の機械的・電気的故障あるいは送電線の電気故障での水車・発電機急停止過程に於いて、発電所への流入水量を急激に遮断することなく発電設備を停止することができることであり、

水流の遮断による水圧上昇を低く抑えることができる長所がある。

従来ニードルは30～60秒、デフレクターは1～4秒ぐらいで全開から全閉まで操作されている。

尚、日本国の技術基準に従えば、水撃圧は全水圧の少なくとも10%（水車中心）をとる必要があるとされている。試算によれば、水撃圧10%上昇に要する閉塞時間は、1号機および2号機で12秒、3号機および4号機で13秒となる。

以上のようにベルトン水車の採用によって圧力トンネル、ベンストックの圧力上昇はさして問題とならない。よって今回は全体工事費の削減を考え、導水路トンネルの末端に調圧水槽を設けないこととした。

1.8 水圧管路

1.8.1 水圧管路ルートを選定

Xe Katamの大滝・小滝の上流部分に取水ダムを設け、Xe Namnoy 本流側に発電所を設置して、両者間の落差を最大限に利用した水力発電所を設計する。その中で水圧管路を何処に選定するかは、大切なポイントであり、且つ本発電計画に影響する最も重要な検討項目の一つである。

水圧管路のルートにより、その前後の導水路及び発電所が付随的に繋がり、水圧管路それ自体が、本設計の各構造物の配置を決定することとなった。

水圧管路には、立坑及び水平坑あるいは斜坑の続くトンネル埋設型と地表の地山法面に沿って設置する明り部設置型がある。トンネル埋設型は非常に高額な工事費となるため検討外とした。よって明り設置型で検討した。

水圧管路中心線は、なるべく延長の短くなる場所で、掘削量も少なく、地質状況が良好で崩落土砂、鉄砲水等の危険のないよう、山の背を選ぶことが原則である。

Xe Katam合流点より、Xe Namnoy上流左岸斜面の高低差約185m（標高300m～485m）、Xe Namnoy沿いの平面的な長さ約1000mに渡る区間で、水圧管路ルートを選定を行った。これよりXe Namnoyの上流側及びXe Katam下流右岸は絶壁が続いており、検討対象とならない。

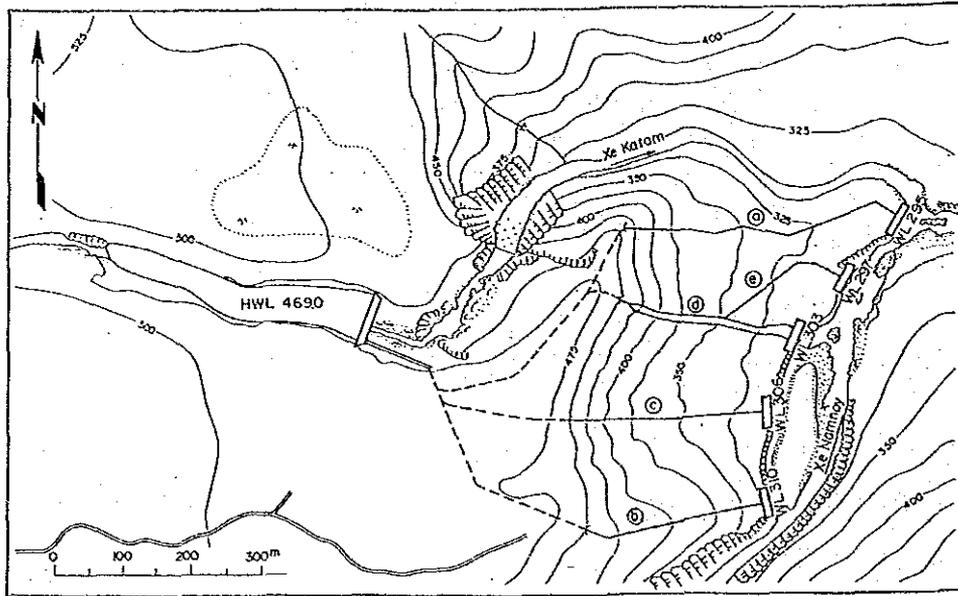
Xe KatamとXe Namnoyの間のXe Katam寄りの尾根と、合流点からXe Namnoy上流1,000m付近にある人道のある大尾根との間の斜面は、全体的にいて、斜面勾配によって二つに分けられる。標高の高い上半分（EL485～370）は、勾配40°前後の急斜

面となっており、岩盤は浅く、玄武岩が基盤となっている。下半分 (EL370~300)は、勾配15° ~30° の多少平坦な裾野状となっており、崖錐が深く被っており、基盤まで10数mある。標高370m付近を境界として岩質が玄武岩から砂岩へと一変する。

この南北1000mに渡る斜面において、水圧管路ルートを検討した。

次の 図IV-1-6 に示す5ルートについて検討してみた。

Fig. IV-1-6 Route Comparison of Penstocks



(a) ケース : Xe Katomとの境界の尾根ルートである。発電所が最下流の合流点近くとなり、放水位WL. 295.0mが最も低くなる利点はあるものの、延長800mに亘る尾根で、途中に50mの急落の崖があり、やせ尾根でもあり、工事実施が困難である。よって検討外とした。

(b) ケース : 最南端に位置する人道のある大尾根のルートである。前者と比べ放水位WL. 310.0mが15.0mも高くなり、落差の損失が大きい。

(c) ケース :
最適ルート (後述) と大尾根ルートの間ルートである。このルートは取水ダムから発電所まで最短距離で結ぶ案となる。傾斜面の上半分 (標高485~370m) 区間は凹所となっており、山肌に凸凹があり、地層がもめている。また下半分 (標高370~310m) 区間は、北側及び南側の高所からの雨水の集まる凹所となっており、妥当なルートとは考えられない。尚、放水位はWL. 306mと比較的高くなってくる。

(d)ケース：最適ルートである。Xe Katamとの境界の尾根から約300m南寄りに位置し、上半分（標高470～370m）は、巾10数mの尾根を形成している。35～55°位の縦断勾配となるが、表面は風化しているとはいえ、玄武溶岩の露頭も所々にあって、水圧管路を2本敷設することは十分可能である。

標高360m付近には、約30m長さのフラットな台地が形成されている。その末端部から標高305mの発電所予定地にかけて、Xe Katam寄りの尾根からの雨裂（深さ0.5～2.0m、巾0.5～3.0m）が数条、斜めに横切っている。この区間の縦断勾配は比較的緩やかなで15～30°の斜面となっている。また、この区間はボーリング調査によれば、崖錐が深さ10mを越えて堆積しているが、その地盤支持力は比較的良好で、標準貫入試験によればN値平均11を示している。従って、上部の急傾斜部は、風化した表土を除去した上、明りで水圧管路を敷設する。下部の緩傾斜部は崖錐の連続基礎上に敷設する埋設型式を採用する。埋設するため前述の雨裂は、管路に平行に設置した排水路によって処理されることとなる。

放水水位はWL303m（河床低水位）である。

(e)ケース：(d)案の変形案である。(d)案の標高360mの台地から、水圧管路の方向を北東に向け、発電所をボーリングKP-3地点とし、放水水位を極力低くして（WL297.0m）落差を稼ぐ案である。この案は大沢を二つ横断することとなり、このため、ピアーによる水路橋にて管路を敷設することとなる。施工が複雑となり、また水圧管路が長くなり、望ましい案とは言えない。

以上の検討により(d)案を採用する。

1.8.2 水圧管路の概要

(1) 概要

水圧管路の最適ルートとして(d)ルートを前項で選定した。以下このルートで設計する。水圧管路は内張鋼管トンネル埋設部、分岐部（No 1）、明り露出部、土中埋設管部、コンクリート埋設部（分岐No 2 含）と連続する。

導水トンネルの末端にある内張鋼管部（内径2.0m）に続いた分岐No 1において、内径0.9m（前期）と内径1.1m（後期）の水圧管に分かれ、更に分岐No 2より下流は、内径0.5m×2本、内径0.75m×2本で4台の水車に繋がる。

水圧管の大半を占める直線部はFRP管を使用し、トンネル埋設部、分岐部、曲り

部及びコンクリート埋設部は鋼管を使用する。

これらの構造物の主要諸元は次の表IV-1-4の通りである。

Table IV-1-4 General Description of Penstocks

	First Stage	Latter Stage																		
Tunnel Burial Section	<p>Steel pipe: inside diameter; 2.0 m, length; 25.0 m, thickness; 7 mm</p> <p>Concrete packing: thickness; 0.25 m, length; 25.0 m</p>																			
Branch No. 1	<p>Steel pipe branch: inside diameter; 2.0 m, length; 7.805 m, 0.9 m x length; 7.438 m 1.1 m x length; 7.438 m</p> <p>Fixed to anchor block No. 1</p> <p>End of 1.1 m: blocked by flange joint</p>																			
Above-Ground Section and Section Buried to Ground	<p>Inside diameter; 0.9 m</p> <p>FRP pipe and steel pipe (curve and sleeve joint)</p> <p>Unit length of FRP pipe; 6.00 m, T-joint, thickness; 18 mm</p> <p>Total length; 276.182 m</p> <p>Anchor block; No. 2, 3, 4, 5, 6</p> <p>Each pipe unit of penstock is fixed to the continuous floor board and anchor block with 2 anchor bands.</p> <p>Foundation floor board concrete:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Width</th> <th>Minimum Thickness</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Above-ground section;</td> <td>1.50 m</td> <td>0.2 m</td> </tr> <tr> <td>Buried section;</td> <td>1.50 m</td> <td>0.2 m</td> </tr> </tbody> </table> <p>Slope treatment (above ground): Concrete spray and seeding</p> <p>Thickness of soil filled back on penstock; 1.0 m or more</p>		Width	Minimum Thickness	Above-ground section;	1.50 m	0.2 m	Buried section;	1.50 m	0.2 m	<p>Inside diameter; 1.1 m</p> <p>FRP pipe and steel pipe (curve and sleeve joint)</p> <p>Unit length of FRP pipe; 6.00 m, T-joint, thickness; 22 mm</p> <p>Total length; 270.602 m</p> <p>Anchor block; No. 2, 3, 4, 5, 6</p> <p>Each pipe unit of penstock is fixed to the continuous floor board and anchor block with 2 anchor bands.</p> <p>Foundation floor board concrete:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Width</th> <th>Minimum Thickness</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Above-ground section;</td> <td>1.70 m</td> <td>0.2 m</td> </tr> <tr> <td>Buried section;</td> <td>1.70 m</td> <td>0.2 m</td> </tr> </tbody> </table> <p>Slope treatment (above ground): Concrete spray and seeding</p> <p>Thickness of soil filled back on penstock; 1.2 m or more</p>		Width	Minimum Thickness	Above-ground section;	1.70 m	0.2 m	Buried section;	1.70 m	0.2 m
	Width	Minimum Thickness																		
Above-ground section;	1.50 m	0.2 m																		
Buried section;	1.50 m	0.2 m																		
	Width	Minimum Thickness																		
Above-ground section;	1.70 m	0.2 m																		
Buried section;	1.70 m	0.2 m																		
Section Buried in Concrete	<p>Steel pipe branch: 0.9 m inside diameter x 5.900 m length 0.5 m inside diameter x 8.655 m length x 2</p> <p>All parts are buried into concrete except for manhole and connections to valve and turbine.</p>	<p>Steel pipe branch: 1.1 m inside diameter x 6.186 m length 0.7 m inside diameter x 13.316 m length x 2</p> <p>All parts are buried into concrete except for manhole and connections to valve and turbine.</p>																		

(2) FRP管の採用

水圧管は、コストダウン及び工期短縮を図るため従来の鋼管に代わる新素材として、最近注目されているFRP管を主体に使用することとした。但しコンクリート埋設、分岐、曲りの各部分は鋼管を使用する。

FRP管は、

- (a) 設計水圧250mまでの製品が可能である。
- (b) 日本の新エネルギー財団 (New Energy Foundation:NEF)を中心とした“水圧鉄管代替製品F P R (M) 管技術検討委員会”で具体的な使用基準が作成されている。
- (c) 強化プラスチック管はFRPM管協会規格があって、構造的にも安定した製品である。
- (d) 一般的管種の鋼管に比べて、トータルコストが廉価、軽量のため施工性がよい。異種管との接続も良好、外圧にも低コストで対応可能、耐摩耗性水理特性が良好、塗装が不要等、有利な点が多々ある。
- (e) 現在時点で、APPENDIX 5.10 に示されるように、多くの建設事例がある。

尚、電源開発K.Kで現在建設中の沖縄海水揚水発電所(30MW)の水圧管路(直径2.4m、全長338.14m、最大静水圧177.0m)にFRP管を使用している。

等で採用することとした。

(3) 連続基礎の採用

FRP水圧管の支持方法は大きく分けて、サドルサポート形式の基礎と連続基礎の2タイプがある。前者は両端支持、中間2点支持、3点支持、4点支持等に分けられる。

連続支持の場合は管軸方向曲げ応力および剪断力は0となり、発生する応力は管周方向の曲げ応力と内圧による引張力及び管軸方向の軸力のみとなり、応力が軽減されるので、管厚を薄くすることが出来る。

今回の設計では、湾曲部はアンカーブロックで固定し、その他の直線部は連続コンクリート基礎とした。FRP管の単管長6.0mを使用し、その継手はT型ジョイントで挿入型であるので、荷重が単管ごとに分散し、鋼管のように荷重が連続して伝達しないのでアンカーブロックコンクリート量は節約される。また、サドルサポ-

トの支台形式を止め、連続基礎としたため、支台の複雑な型枠は不要となり、施工性が良くなった。特に、水圧管路の下流半分（標高364m～305m）の区間は、緩傾斜（15°～30°）で、深さ10数mの崖錐に覆われていることもあって、その表面3～4mを掘削することにより、安定した地山を露出させた上、コンクリートの連続基礎を打設することによって（その基礎地盤の地耐力は、ほぼ18t/m²と推定される）荷重の分散を図ることとした。

尚、この連続コンクリート床版基礎は、FRP管の継手ごとに、伸縮ジョイントを設け、万一、単管の基礎を含む移動があっても、継手部以外の管体に集中応力の発生しないよう各々独立した基礎とした。

(4) 土中埋設型の採用

水圧管路下流部は、地山縦断勾配が15°～30°と緩傾斜であるが、ボーリング調査によれば、10数mの崖錐に覆われ、アンカーブロックの着岩は難しい。また、この区間は雨季の表流水による雨裂が水圧管路を横断している。よってこの区間を明り法面処理の開削した水圧管路とした場合、集中豪雨のとき、雨裂が再形成され、法面は侵食され、水路は土砂で埋没することも考えられる。よって事前に水路を埋設する形式とした。尚、これらの表流水の侵入防止として、水圧管路の両側に排水路を設ける。

また、当地の気温の変化によるFRP管の伸縮防止効果、落石・鉄砲玉による衝撃防止効果、周辺森林火災による延焼防止や、狩猟・釣り人等の通行の便等に役立つものである。

1.8.3 水圧管（FRP管）の設計

(1) 材 料

(a) 強化プラスチック管Fiberglass-Reinforced Plastic Pipes(以下FRP管という。)

は「日本工業規格JISA5350強化プラスチック複合管」に準拠する。但し、

ResinMortal (aggregate)の条件は適用しない。

(b) レジンはJISA6919 Grade UP-CMに適応したUnsaturated Polyester Resin (UP)

である。

(c) FRP管はFilament Winding Method によって製作する。

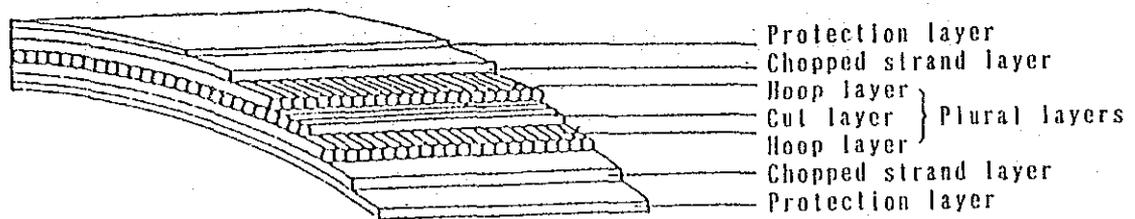
管周方向強度を分担させるため、管周方向に巻かれるガラス長繊維のFRP層をフープ層と称する。

管軸方向強度を分担させるためにフープ層に直交するように長さ数10cmに切断（カット）したガラス繊維を配したFRP層をカット層と称する。

管の水密性を向上させるため含浸させる樹脂の量を多めにして、ガラス短繊維を方向性を持たせないで散布したFRP層をチョップ層と称する。

- (d) 管の内外面にはFRP層チョップ層を保護する目的で有機繊維の不織布と樹脂から構成する保護層を設ける。

Fig. IV-1-7 Sectional Structure of FRP Pipe (1st Class)



(2) 設 計

(a) 管径の選択

FRP管は同一直径、同一板厚さのものが、製作上経済的であるため、直線部全線に渡って、同一径、同一厚さのものを使用する。

一般に管内流を2.5～3.5m/sとすることが、損失落差も適当で、経済的であると言われているので、前期計画は内径を0.9m（流速2.5m/s）、後期計画では1.1m（3.4m/s）とした。（但し、分岐No.2以降は別）

(b) 単管長の選択

芯金または回転型棒で製作する場合、単管の有効長は、4m、6mが標準となっている。輸送、支持方式、据付施工等を勘案して6mを選択した。

(c) 支持方式及び支承角

前項で述べたように連続基礎を選択した。

また風または土中浮力による管の浮き上がり防止と、据付時の移動防止のため、各単位管（6m）及びアンカーブロックごとに2本のアンカーバンド（SUS）

で水圧管を固定する。

支承角は一般に用いられている120°を採用する。基礎と管体の間には、管胴の曲げ変形を緩和するための緩衝ゴムを挿入する。

(d) 管厚及び接合方法

JISA5350に従って、接合方法は、高水圧のためT型継手を採用し、また調節部にはスリーブ継手を用い管厚は、18mm(内径0.9m)、22mm(内径1.1m)となる。

T形継手部の構造並びに水密ゴム輪の形状及びスリーブ継手の構造をAPPENDIX 5.14に示す。

1.8.4 鋼管その他の設計

鋼材は分岐、曲り、付属品に用いる。JIS663101SS400に準拠した材質のもので、水門鉄管基準(水門鉄管協会、日本)に従う。

アンカーバンドはSUS304を用いる。

水圧管の内部点検用のマンホールは、最下流部のコンクリート埋設部に1×2ヶ所設ける。露出部および土中埋設部にはスリーブジョイントの取りはづしが可能であるので、特にマンホールは設けない。

水圧管のわん曲部には水圧による合成力、管の自重、管内の水の重量、温度変化などの種々の力が作用し、管及び水の重量による抵抗力を越えてわん曲部が移動するので、コンクリートのアンカーブロックをわん曲部に設けて管体の移動をおさえる必要がある。アンカーブロックの設計は、水門鉄管基準に従って行う。

1.9 発電所

1.9.1 発電所の設計

発電所の位置は、水圧管路の末端とする。水圧管路は前項1.8.1で5ルートについて検討し、(d)案を最適ルートとしたので、発電所はXe Namnoyの中州の下流端に近い左岸の段丘(標高305~306m、長さ100m、巾40m)の最上流部に選定することとなった。地質調査(KP-2)によれば、段丘堆積物の厚さは約5mで、基盤の標高は約302mと推定される。表土除去の後、水車発電機の基礎として必要なヶ所のみを基礎岩盤(堅硬な砂岩)まで坪掘りして、基礎コンクリートを、この岩盤の上に定着させる。発電所型式は屋内式とする。

中州の下流端、即ち発電所地点におけるXe Namnoy の100年確率洪水量 $1,800\text{m}^3/\text{s}$ による河川水位は、WL.305.1m (50年洪水量 $1,630\text{m}^3/\text{s}$ による河川水位:304.8m) (Table IV-1-9, Fig. IV-1-10 参照) であるので、発電所敷地高さは、洪水位に余裕を加えて、EL.306.0mとした。屋外開閉所も含めてEL.306.0mの敷地(巾22m、長さ76m)を造成する。ペルトン水車を通過した使用水量は、直接Xe Namnoyに放流する。放水位は水車ノズルの平均高さをとって、WL.306.7mとする。従って、水車ランナーの下端は、100年洪水位+波浪高($305.1+0.5=305.6\text{m}$)に若干の余裕を持つこととなる。Xe Namnoyは、河床堆積の礫石の分布状況から推定するに、相当の荒れ河であり、洪水時にどのような河状となって流下するのか不明である。従って放水口下流部が礫石で埋没しても、十分発電可能な余裕を見込んで設計した。尚、中州の堆積土石の下流部分は、コンクリート骨材として採取する予定であるので、洪水位は現計算値より低下するが、中州形成の既往の実績に鑑み今後も堆積が引続き起こるものと予想されるため、現状の洪水位を対称として発電所敷高及び放水位を決定した。

水車・発電機の配置により、発電所の平面的配置を決定した。前期最下流の水車発電機を1号機とし、上流に向かって2, 3, 4号機(3, 4号機は後期)とする。この前・後期の配置は、後期工事における放水口下流の締切処理(前期発電放流による冠水)がし易い様に考慮したものである。水車中心間隔は1, 2号機で9.0m、2, 3号機間は管理室(巾5.0m)を設けるので11.0m、3, 4号機間は10.5mである。各水圧管は標高305.2mにて発電所内に入り各々入口弁につながる。入口弁を出した鉄管はそれぞれ2つの水車ノズルに続く。これら鉄管の廻りは入口弁およびノズル部を除いて全てコンクリートで固定する。各水車に併せて4の放水口を設置する。各放水口は、ドラフト部を含めて、高さ3.0m、巾2.0m、長さ5.6mおよび6.4mとする。水車ノズルからバケットに衝撃を与えた水が落下した時のクッションおよび整流として流下するよう下流側に潜り堰を設けた。その高さは1, 2号機で1.15m、3, 4号で1.0m、堤頂標高は1, 2号で304.15m、3, 4号で304.0mとする。床版の高さは303.0mとなる。潜り堰上部は、ドラフト内の抜水のため、ドラフトゲート挿入可能なスロットを設けた。ドラフトゲートは、1, 2, 3, 4号共に共通の1門とし、発電所建物川側壁面に設置したホイストレールにより、各々放水口に移動可能なものとした。

Xe Namnoyに面する発電所の川側は、洪水防御のため、高さ3m(天端標高306.0

m) のコンクリートウォールを築造する（各放水口と続く）。

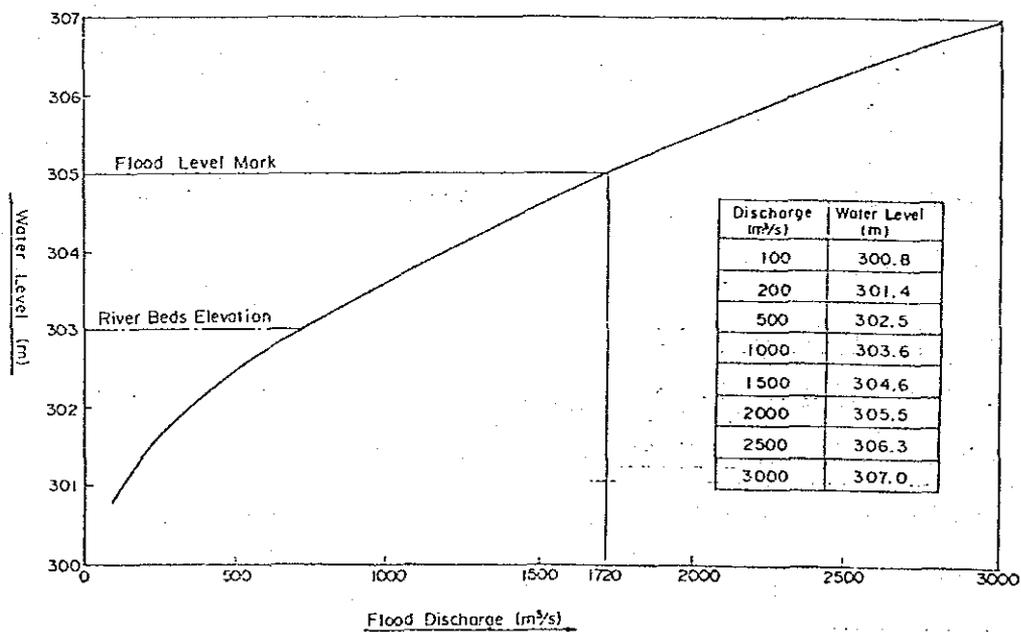
発電所のXe Namnoy側の全長は51.0mとなる。前期工事ではこの下流部26mのみを先行建設する。Xe Namnoyの河川水位観測用の水位計ピット（D=0.6m）を1,2号の中間の川側ウォール内に設置する。

Table IV-1-9 Probable Flood Discharge at Powerhouse Site (Xe Namnoy)

C. A = 784 km²

Return Period	Flood Discharge (m ³ /s)	Water Level (m)
200	1,970	305.4
100	1,800	305.1
50	1,630	304.8
20	1,390	304.4
10	1,210	304.0

Fig. IV-1-8 Flood Discharge Curve at Powrehouse Site (Xe Namnoy)



発電所の下流側（北側）に屋外開閉所を隣接させる。その下流側には、発電所及び水圧管路掘削土の土捨場とする。

発電所放水口下流の枯れ河（洪水時以外）に存在する礫石は、発電後の流水の流下し易いように標高303.0mにて河床整理を行う。

1.9.2 建物の設計

発電所建物は、鉄筋コンクリート造、鉄骨+波型スレート葺、プレハブ造等が考えられるが、材料の外国調達、輸入によるコストの割高な面を勘案して、現地で製造可能な鉄筋コンクリート造とした。天井梁はスパンが15mあるのでプレストレス工法を採用する。各柱の基礎は砂礫上に建設するため広幅基礎を採用する。発電機室床は資機材を搬入し易いようにグラウンドレベルと同じ高さとした。グラウンド面の雨水等の進入防止のために建物の三周に排水溝を設置する。

建屋規模は、前期計画で水車発電機2基、後期計画で2基の合計4基であり、これらその他、制御盤及びバクフライバルブの配置を考慮して、据付可能な広さを確保した。発電機室床面積は、前期では幅15.0m×長さ26.0=390㎡、高さ7m、後期では幅15.0m×長さ25.0m=375㎡、高さ7mの発電機室とした。

これら前期の発電機室の後期側に幅5.0m×長さ9.0m=45㎡の2階建の管理室他を前期工事で完成する。この管理室他には制御卓、事務、休息、湯沸かし用のスペースを確保するものとし、1階に便所、洗面所を配置する。

機器の搬入は、管理室の北西面壁に幅2.5mの搬入口（シャッター付き）から行うものとする。尚、機器の吊り込みは、ホイストによるものとする。ホイストレールを各水車発電機のセンターに設置する。地上コンクリート面は内外とも打ち放し仕上げとする。ただし、発電機室床面は、機器据え付け、取外し、或いは塵埃発生ないしは油による汚損防止等を考慮して磁器質タイル仕上げとする。

屋根面は雨水の侵入を防ぐために防水層を施すこととする。また扉、雨樋、ハッチカバー等の鉄部には錆防止のための塗装を施すものとする。発電機室は押し込み換気扇による強制換気を行う。そのために建物の長手方向の壁に換気扇を設置し、かつその対向側に換気量に応じた大きさの排気用のガラリを設ける。いずれもフードで覆うものとする（雨の侵入を防ぐために）。この壁面に適当に採光用の窓を設けるものとする。また床面で100ルクス程度の照明を行うものとする。照明器具は水銀灯とする。

管理室他は、人が常駐し、かつ事務をとり、制御、監視、保守等の作業を行うところであり、従って壁面、天井面、床面ともに塗装を行うこととする。また、便所等床面を水洗いする可能性のある部屋の床面はタイル（磁器質）仕上げを行う。管理室他、殊に制御卓の設置されている部屋は空調を施すこととし、また適度の照明を行うものとする。便所は、大小各1程度設置するものとし、水洗式とする。汚水は浄化槽で浄化して、河川に放流される。水は圧力管からストレーナ、減圧装置を経て取り入れる。

尚、Xe Katam発電所建物は、Bolaven高原の原始林の中に位置するので、周辺の景觀に調和するよう“目立たない”構造として、しかも経済的な構造とする必要がある。このために単純な箱型の鉄筋コンクリート造りとした。外周の塗装については、周辺環境条件を考慮した色彩の採用を検討して行く必要がある。

1.10 新設道路

プロジェクトサイトの建設中及び完成後の維持運営のための道路として、次の四本の道路を完成する。

① 中央進入道路	延長 1,630m	幅員 8 m
② 取水ダム取付道路	延長 400m	幅員 4 m
③ 排砂路及び水圧管上部取付道路	延長 850m	幅員 4 m
④ 発電所取付道路	延長 2,600m	幅員 4 m

(中央進入道路)

標高530mから500mにかけてのXe Katam台地のほぼ中央部を既設道路の分岐点から尾根の末端まで縦貫する主要道である。この道路の周囲に、管理事務所、宿舎、骨材プラント他の仮設備が分散配置される。現況としては、原始林の中を林を伐採したのみの、曲りくねったジープ道があるが、この道を全面的に拡幅、直線ルートとして、工事の円滑な運営に供するものである。車輛の出入りが多いため、幅員は8 mとし、砂利仕上げとする。

(取水ダム取付道路)

前述の中央道から分岐して、取水ダム、取水口、沈砂池、蓋渠等の工事及び管理運用の道路である。車輛通行可能な最小幅員4 m道路で、砂利道とする。

(排砂路及び水圧管上部取付道路)

中央道の末端より分岐して尾根に沿って、尾根先端まで道路盤高を低下して、大瀧の南側斜面(比較的法勾配が緩やかである)を湾曲しながら、排砂路坑口及び鉄管上部に達する道路である。法面の勾配の急なヶ所については、道路勾配を1/10~1/15とする。車輛通行可能な最小幅員4 mで、砂利道とする。

(発電所取付道路)

中央道の末端、標高475mのXe Katam台地の端部から、発電所のあるXe Namnoy川左岸の標高306mまでの標高差170mに亙るXe Namnoy川左岸斜面に数回のUターンを繰り返しながら完成する発電所への生命線である。車輛通行可能な最小幅員4 mとし、砂利道とする。水車、発電機、トランス等の重量物の搬入可能なものとする。道路勾配は1/10~1/20として最短距離の道路とする。当道路と発電所及び水圧管路工事が、本プロジェクトのクリティカルパスとなる。

1.11 土捨場

排砂路坑口下方の法面をA土捨場、発電所の下流側の台地部をB土捨場とする。

A土捨場には、沈砂池、蓋渠、トンネル及び取水ダム取付道路、排砂路取付道路の掘削土砂を収容する。

B土捨場には、水圧管路、発電所及び発電所取付道路の一部の掘削土砂を収容する。

堅硬な掘削岩は、コンクリート骨材及び路盤砂利として活用する。

A、B土捨場共に、法尻に2 m高さのコンクリートウォールを施工し(既往洪水位以上の位置)、その上方に捨土し、仕上り法面は1:2.0とし、種子吹付を行う。

A土捨場には、ほぼ中央に、B土捨場は、中央及び両端にU字フリューム(2.2 m×1.6 m)による開水路を設けて排水処理する。

1.12 コンクリート骨材

コンクリート骨材調査として、Xe Katam水力地点の上流域の河床砂礫の堆積状況を調査した。上流域290km²の内、その約2/3の地域は標高800~1500mの山岳地で、大部分が原始林で覆われている。これら山岳地は、山崩れなど特別に荒廃した場所は見られない。その他1/3の地域は、Bolaven高原の標高800~1200mの比較的平坦な土地である。この高原のほとんどが、雑木、竹等で覆われ、その極く一部に焼畑農業による稲田、コーヒー園がある。また所々に雨期に沼地となる低湿地が見られる程度である。

これらの上流域の森林状況から見て、雨期の出水は安定した流れとなっており、砂礫の流出は少ないものと推定される。現場調査中に時間雨量100mmの豪雨の後、Xe Katamは一寸の薄汚れ程度の濁りであった事実がある。

一方、河川の状況よりいえば、サイトに近い標高500~800m区間は急流河川（勾配1/30~1/70）である。所々に瀧を形成しており、また巨石、玉石が点在している。標高800mより上流は、Xe Katam山（標高1500m）の麓に沿って、ゆるやかな勾配（1/100~1/200）となって流下している。この緩やかな流れに向け左岸側の400~500m高さの山々により、沢、谷、小川が流れ込んでいる。これら河川及びその周辺には、山が安定しているせいもあって、河砂利の堆積は全然見られない。河岸周辺の土砂堆積はシルト~粘土状のもので、非常に細かい粒子状となっている。

以上のようにXe Katam上流域で、砂利の堆積は期待出来ない。Bolaven高原の外周のXe Don, Xe Kongまで行けば、砂利の堆積ヶ所が存在するが、これらより運搬するには距離がありすぎる。

河砂利の利用が不可能であるので、河床転石、原石山及び工事により生産した掘削岩を、碎石プラントにして碎石してコンクリート骨材と致したい。

Xe Katam取水ダム地点の河床礫（玄武岩）について、室内試験を実施したが、コンクリート骨材への適用は適当であると判断されている。

前期工事に必要なコンクリート量は、6,500m³である。骨材としては、道路敷砂利7,000m³も含めて約17,000m³を生産するものとする。後期工事におけるコンクリート量は1,300m³であり、敷砂利1,000m³を含めて骨材必要量は約3,000m³となる。

	前 期	後 期	合 計
コンクリート量 (m ³)	6,500	1,300	7,800
コンクリート骨材 (m ³) (≒コンクリート×1.5)	10,000	2,000	12,000
敷砂利 (m ³)	7,000	1,000	8,000
骨材合計 (m ³)	17,000	3,000	20,000

その採石場所及びその採取量は次の通りである。

	前 期	後 期
1. 掘削岩の利用 明り掘削	$3,769 \times 1.3 \times 0.7 = 3,430 \text{ m}^3$	—
2. 掘削岩の利用 トンネル礪	$2,275 \times 1.5 \times 0.8 = 2,730 \text{ m}^3$	—
3. Xe Katam取水ダム上流河床の転石	2,000 m ³	—
4. Xe Katam取水ダム上流右岸の原石山	4,000 m ³	—
5. Xe Namnoy 中州	4,840 m ³	3,000 m ³
以上 計	17,000 m ³	3,000 m ³

尚、碎石プラントにおいて、細粒砂の不足を生じた場合、Mekong河（Pakse近く）の川砂を一部ブレンドすることを推薦したい。但し、Mekong河の砂は細かい部分に偏っており、碎石と粒土調整して使用可能である。また、Mekong河よりは運搬距離が100kmとなる。

1.13 有効落差および発電電力

1.13.1 総落差および有効落差（最大使用水量時）

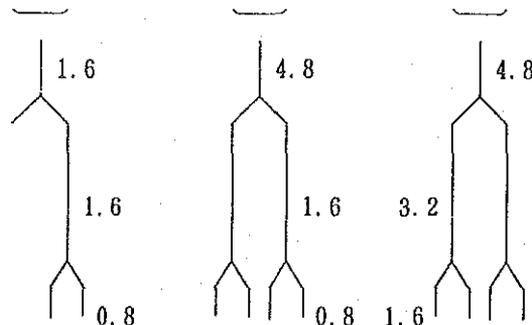
最終的に算定された総落差および有効落差（最大使用水量時）を下表に示す。

出力		2,000kW 完成時		6,000kW 完成時			
水圧管径 (m)		2.0 → 0.9 → 0.5		2.0 → 0.9 → 0.5		2.0 → 1.10 → 0.75	
最大使用水量 (m ³ /s)		1.6 → 1.6 → 0.8		4.8 → 1.6 → 0.8		4.8 → 3.2 → 1.6	
季 別		渇	豊	渇	豊	渇	豊
取水位 (m)		469.0	468.2	469.0	468.2	469.0	468.2
放水位 (m)		306.7	306.7	306.7	306.7	306.7	306.7
総 落 差 (m)		162.3	161.5	162.3	161.5	162.3	161.5
損 失 頭 (m)	取水口 ～導水路	0.10	0.10	0.50	0.50	0.50	0.50
	水圧管路	3.10	3.10	3.30	3.30	3.80	3.80
	計	3.20	3.20	3.80	3.80	4.30	4.30
有効落差 (m)		159.1	158.3	158.5	157.7	158.0	157.2

1.13.2 理論出力および発電電力

最終的に算定された理論出力および発電電力を下表に示す。

名 称	記号および単位	2,000kW 時		6,000kW 時			
		渇	豊	渇	豊	渇	豊
使用水量	Q (m ³ /s)	0.8	0.8	0.8	0.8	1.6	1.6
有効落差	H (m)	159.1	158.3	158.5	157.7	158.0	157.2
理論水力	$P' = 9.8Q \cdot H$ (kW)	1,247	1,241	1,242	1,236	2,477	2,464
水車効率	η_T (%)	84	84	84	84	84	84
発電機効率	η_G (%)	97	97	97	97	97	97
合成効率	$\eta_T \eta_G$ (%)	81.148	81.148	81.148	81.148	81.148	81.148
発電電力	$P = P' \times \eta_T \eta_G$ (kW)	1,012	1,007	1,008	1,003	2,010	2,000



1.14 電機設備の基本設計

本プロジェクトで建設される発電所は、南部県電化計画（SPE-1）では電化対象に含まれなかったSekong県とAttapeu県を対象とした唯一の本格的な電源として位置づけられる。従って、安定的な電力を供給する使命を持つものである。

即ち、本発電所は単独系統の発電所としてすべて需要側が必要とする設備信頼度を確保できるような機器の構成と仕様にしなければならない。更に、運用開始後長期間に亘って運転保守が安全且つ容易に行なえるものとする必要がある。この観点から、以下に主要項目に沿ってフィジビリティ設計をした。

1.14.1 水車型式

水車型式の選定について、開発地点の基本諸元、特性及び実施スキーム等を充分分析、検討し、技術面、経済面の両面に於いて満足するよう慎重に検討を重ねた。

(1) 技術面の検討

本発電所は、ラオス南部地方の内、既設の送配電線から孤立したSekong, Attapeuの需要を賄う唯一の本格的電源供給設備となる。従って、需要対象地域の社会経済条件、負荷の形態や河川条件に合わせて目標供給信頼度を満たす発電設備を備える事が不可欠である。一方、発電設備を選定するに当たって、もう一つの重要な条件は、時々刻々変化する需要に対し、迅速に負荷追従し電力系統の質を確保できることである。つまり、需要側機器の性能面、運転面への影響を考慮し、電圧及び周波数をある目標範囲内に常に維持する必要がある。しかし、これらの条件に合う運転は発電機器にとっては過酷なものとなるので、長期間の運転に十分耐えその性能を保持できるものでなくてはならない。

(a) 負荷パターンからの条件

この発電所の負荷パターンを考慮すると、深夜の軽負荷、日中及び夕方のピーク負荷との間の変動が大きく、めまぐるしく変化する。とりわけ、深夜の軽負荷時には、発電機の定格出力に対し約20%前後まで出力が低下するため、極端に小さな部分負荷運転(Partial Load Operation)が不可欠となり、水車型式によってはキャビテーションが発生し長期の運転に耐えられないものもある。

(b) 高落差、小容量仕様からの条件

本プロジェクトの開発計画は、供給対象地域の需要想定から、先ず前期に2,000kW(1,000kW×2units)が発電容量となりその後更に4,000kW(2,000kW×2units)まで増設し、最終設備としては6,000kWとなる。この内、前期分の2,000kWについては、接続される系統が単独系統である事から、点検及び事故を考慮して1,000kW×2unitsの構成とし、最低限の供給信頼度を確保できる構成とすることとした。

前期用の水車発電機は一台当たり、有効落差:158.3m、最大使用水量:0.8 m³/s、定格出力:1,000kWとなる。

一般的に言ってこの仕様は、水車発電機の出力では小水力の域であるが、有効落差が約160mとなる事から、これを満足させるため設備は本格的な仕様となる。

上記 (a), (b) に関する検討の結果から、本発電所の水車としては一部の汎用型の反動水車すなわちフランシスカ、衝動型水車を適用することになる。

(2) 経済面（コスト）にかんする事項

本プロジェクトの開発計画策定において、もう一つの重要な柱は経済性の追求である。つまり、要求される技術事項を満足し投資コストである建設費を最小限に抑えLeast Costでプロジェクトを実現しなければならない。特にこの発電所の方式は、流れ込み式となることから、電気機械に要する費用の占める割合が比較的大きい。従って、機器代を可能な限り低くする必要がある。この観点から水車型式の選定について、慎重に検討した。

(3) 検討結果

上記(1)及び(2)に記載した通り技術面、経済面の両面からの検討した内容は、概略以下のようなものである。

一般的に言ってこの発電所に適用できると考えられる水車型式は、反動水車ではFrancisか、衝動水車ではCross-Flow, PeltonまたはTurgo-Impulsかの何れが適当と考えられる。

この内、汎用品で対処できるのは、下述するようにPeltonとTurgo-Impuls水車である。

Francis水車は、他の水車型式に比べ水車効率が高いことから、世界中で最も多く使用されているものであり、ラオス国に於いてもNam Ngum発電所をはじめ、Xe Setでも採用されている。本計画では諸元の内、落差のみをみれば適用範囲であるが、長期間の部分負荷運転の限界が40%程度であり、予測される需要側負荷変動の条件である20%を満足する為には、汎用水車では性能面に問題がある。この為、双輪水車あるいは、軽負荷ランナーの採用が考えられるが、本計画は約160mの落差に対して使用水量が $0.8\text{m}^3/\text{s}$ と小さい為、前者の場合は水車の羽根の間隔が極端に狭くなり適用が難しい。一方後者にしても、最近プロットタイプとして開発されている軽負荷ランナーの比速度は、本計画に適用される比速度の80に対し約二倍となり仕様に難がある。

Cross-Flow水車は、効率はさほど良くないが、他の水車に比べ廉価なことから小水力を中心に使用されている。ラオス国に於いても本計画近傍のPaksonの発電所で採用されている。しかし、一般的にこのタイプの水車は、落差が100mを越す発電所に適用することは、性能面から好ましくない。更に仮に本計画に適用したとしても、落差が約160mの仕様では、ランナー長さと言ランナー径の割合を示すアスペクト比が極端に小さくなる。部分負荷運転を行わせる為には、負荷調整用としてランナー長さ方向でガイドヴェーンを分割する必要があるが、この形状では、ランナー長さが充分でないため従来型の方式では工作上に問題がある。この為、これに代わる方式を開発し実証する必要がある。

一方、Pelton及びTurgo-Impuls型水車は、発電所諸元、運用面から観ても汎用品を採用できる。この両者を比較すると、價格的には、Turgo-Impulsが有利となるが、効率面で若干Pelton水車が有利なこと及び、機器の運転保守を配慮した場合長期間の運転中には、補修部品が安定的に供給される必要があるため、Pelton型水車の方を採用することがより望ましいと思われ、Pelton水車を採用することとした。

1.14.2 発電機の仕様

本プロジェクトに採用が可能な発電機の組み合わせとしては、誘導発電機のみでは単独運転が不可能な為、同期発電機二台の場合と同期発電機、誘導発電機各々一台の場合の二通りが考えられる。価格的には、後者の方が有利となるが、誘導発電機が並列する時の突入電流が大きいので、この対策を講じる必要がある上、同期機側の発電機の点検や事故停止時には、誘導機側の発電機の並列が不可能となり、単独系統では運転制約が大きすぎるので、二台ともに同期発電機を採用し供給信頼度の確保に努めることとする。

1.14.3 開閉所用機器

(1) 主要変圧器

主要変圧器の所要台数は、主機一台に対して変圧器一台を設置し計二台とする方法と、主機二台分をまとめて変圧器一台とする方法が考えられるが変圧器は、静止機器であることから、高い信頼度が期待でき、経済性を考慮し、一台を設置することとしたい。

(2) 開閉機器

遮断器、断路器、変成器、避雷器等は、汎用機器を設置する。

1.14.4 発電所の基本制御

本発電所は、その重要性から運転員が常駐することが望ましい。特に濁水期には、需要側の負荷を充分満たす運転ができない状況となるおそれがある。しかし、たとえ運転員が常駐するにしても、電力の安定供給の為、系統周波数を目標運用幅におさめる目的で自動的に発電機出力を調整する制御装置を具備する必要がある。また、濁水期には、その流入量及び、調整池の能力から発電機の出力を制限する必要があるから、調整池の水位変化を検出し、いわゆるレベル・ガバナー運転を行うこととなる。この水位変化検出器の信号で、水車のニードル弁を制御して安定運転を確保することとする。

Pelton水車は、ジェット・デフレクターを備えているので、負荷遮断時に於いても、まずこのデフレクターで水を逃がし、その信号でニードル・バルブを電動サーボモータによって十分な時間遅れをもたせて閉じることができる、つまり緩停止が可能である。このような制御を行うことで、水路系の圧力上昇を許容内におさえることができる。

この発電所の主回路結線図を Fig. IV-1-9 に示す。

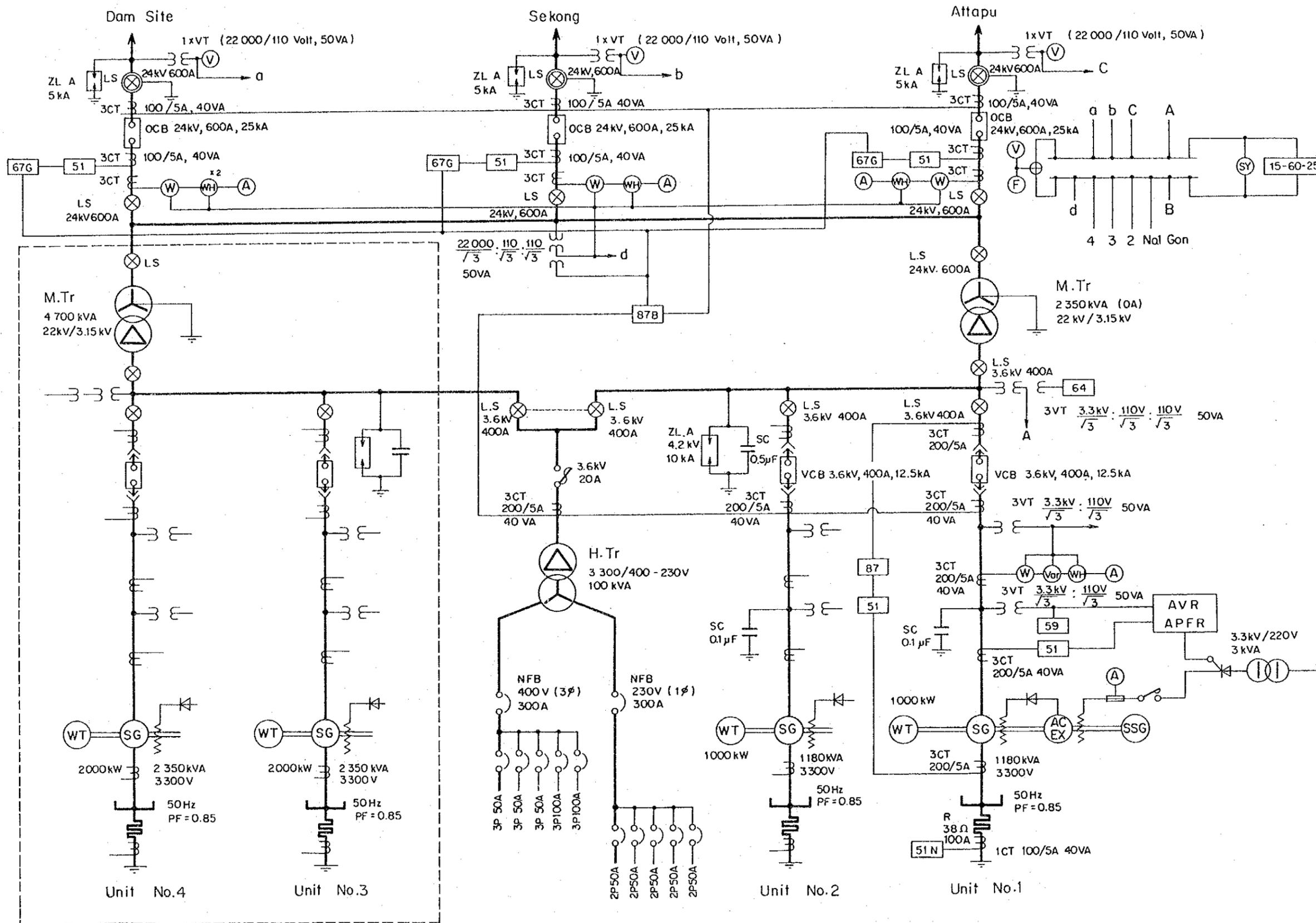
1.14.5 22kV送電線の保護方式

本発電所からは22kV送電線が3回線引き出されることになる。

送電線事故時の保護は地絡事故に対しては方向接地継電器(67G)により、短絡事故に対しては過電流継電器(OC)により、それぞれ故障回線の選択遮断を行う。

以上述べた送電線保護システムについては主回路結線図 Fig. IV-1-9に示す。

Fig. IV-1-9 SINGLE LINE DIAGRAM



Dotted Line : 2nd stage

