

南部送電網の純便益を最大化する時、ナクティガル第1期－メンベレ第1期－ナクティガル第2期－メンベレ第2期－ナクティガル第3期の開発順序を得る。この時の南部送電網の純便益はF.CFA3,658億（US\$1,351.8百万）であり、それぞれの開発投入年は

ナクティガル第1期	2001年
メンベレ第1期	2010年
ナクティガル第2期	2015年
メンベレ第2期	2017年
ナクティガル第3期	2021年

となる。

本最適化検討結果は図5.11、表5.4及び表5.5に示される。開発投入順序は図5.12に図化されている。

## 5.6 最適開発計画のセンシティブィティテスト

前節で得られた最適開発計画に対し、センシティブィティテストの検討が実施された。センシティブィティテストの目的は、代替火力発電施設の燃料費及び建設費の上昇または下降が、いかなる影響を及ぼすかを把握することにある。

燃料価格の変動は5% 間隔で10%の増減を仮定する。代替火力発電所の燃料費によってエネルギー値(kWh価値)は変動する。便益計算に用いられたエネルギー値は以下の計算式を用いて求められた。

$$\begin{aligned} \text{エネルギー値} &= (\text{燃料費} + \text{変動費}) \times \text{補正係数} \\ &= (0.00734 + 0.0030) \times 1.007 = \text{US\$ } 0.0769/\text{kWh} \text{ (第一次電力)} \\ &= (0.00325 + 0.0006) \times 1.028 = \text{US\$ } 0.0340/\text{kWh} \text{ (第二次電力)} \end{aligned}$$

従って、燃料費が変動した場合、下記のエネルギー値を得る。

	燃料価格変動				
	10% 増加	5% 増加	原値	5% 減少	10% 減少
第1次電力エネルギー値	0.0843	0.0806	0.0769	0.0732	0.0695
第2次電力エネルギー値	0.0374	0.0357	0.0340	0.0324	0.0307
	(単価 US\$/kW 時)				

建設費の変動も、燃料費と同じく5% 間隔で10% の増減を仮定する。

上述の仮定では検討対象は計25 ケースとなる。センシティブティータテストの結果は25 ケースではほぼ同様な傾向を示している。即ち、南部送電網の将来開発投入順序はナクティガル第1期－メンベレ第1期－ナクティガル第2期－メンベレ第2期－ナクティガル第3期、もしくはナクティガル第1期－メンベレ第1期－メンベレ第2期－ナクティガル第2期－ナクティガル第3期のいずれかとなる。従って、南部送電網の最大純便益を求める場合、そして燃料費が10%以内の変動に留まる場合は前節で得られた開発投入計画に大幅な変更は必要ないものと判断できる。

検討された25 ケースのうち、価格変動及び費用変動が大きい4 ケースの純便益を以下に示す。

建設費10% 増及び燃料費10% 減：

F.CFA3,073 億 (US\$ 1,135.8 百万) (N1 - M1 - N2 - M2 - N3)

建設費10% 減及び燃料費10% 減：

F.CFA3,612 億 (US\$ 1,334.9 百万) (N1 - M1 - M2 - N2 - N3)

建設費10% 増及び燃料費10% 増：

F.CFA3,708 億 (US\$ 1,370.4 百万) (N1 - M1 - N2 - M2 - N3)

建設費10% 減及び燃料費10% 増：

F.CFA4,247 億 (US\$ 1,569.3 百万) (N1 - M1 - M2 - N2 - N3)

表 5.1 開發計畫案分類

Alternatives	Notes
<b>1. Dam Alignment Alternatives, A(i)</b> (See Fig. 6.1)	
A(1) Dam length = 1,765 m	Small Scale Development using runoff from only Ntem river
A(2) Dam length = 3,930 m	Large Scale Development using all of runoff from Ntem, Biwome, and Ndjo'o rivers
<b>2. Waterway Alternatives, W(i)</b> (See Fig. 6.1)	Headrace Channel Length = 2,480 m for all of W(1), W(2), and W(3)
W(1) No headrace tunnel; headpond equipped Tailrace tunnel length, Ltr = 2 x 1,450 m	TWL = 336.0 m
W(2) No headrace tunnel; headpond equipped Tailrace tunnel length, Ltr = 4 x 340 m	TWL = 345.2 m
W(3) Headrace tunnel length, L = 1,740 m; no headpond Tailrace tunnel length, Ltr = 4 x 160 m	TWL = 336.0 m
<b>3. Full Supply Level Alternatives, H(k)</b>	
H(k) Full supply level varies from EL. 398 m to EL. 388 m with a 2-m interval. (k = -2, -1, 0, 1, 2, 3)	Associated dam crest elevations are from EL. 401 m to EL. 391 m with a 2-m interval.
<b>4. Plant Discharge Alternatives, Q(i)</b>	
Q(i) Varies from 350 m <sup>3</sup> /s to 650 m <sup>3</sup> /s or approximately from 90% to 170% of the mean runoff	The optimization refers to following 7 plant discharge series: Q(1) = 350 m <sup>3</sup> /s, Q(2) = 400 m <sup>3</sup> /s, Q(3) = 450 m <sup>3</sup> /s, Q(4) = 500 m <sup>3</sup> /s, Q(5) = 550 m <sup>3</sup> /s, Q(6) = 600 m <sup>3</sup> /s, and Q(7) = 650 m <sup>3</sup> /s

\* There exist 252 Project Alternatives combining the above alternative parameters.

表 5.2 事業費 (1/3)

Project Features and Work Descriptions	Qty Unit	Unit Price (FCFA)	Plan 1		Plan 2		Plan 3		Plan 4		Plan 5	
			Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)
I Preparatory Works (20% of II)				7,059.7		6,814.5		7,225.1		7,727.1		8,280.3
II Civil Works				35,297.9		34,072.1		36,125.2		38,835.0		41,301.2
1. River Diversion				222.0		222.0		222.0		222.0		268.4
Coffering & coffer removal	m3	3,100	71,600	222.0	71,600	222.0	71,600	222.0	71,600	222.0	85,920	268.4
2. Main Dam				2,108.1		2,604.0		2,604.0		2,604.0		3,892.4
Common excavation	m3	1,100	262,400	288.6	262,400	288.6	262,400	288.6	262,400	288.6	341,660	375.8
Riprap	m3	2,500	60,900	152.3	75,900	189.8	75,900	189.8	75,900	189.8	118,480	296.2
Transition	m3	4,200	41,200	173.0	49,300	207.1	49,300	207.1	49,300	207.1	74,730	313.9
Filter	m3	4,200	69,800	293.2	84,800	356.2	84,800	356.2	84,800	356.2	130,330	547.4
Impervious	m3	2,000	492,500	985.0	673,200	1,346.4	673,200	1,346.4	673,200	1,346.4	1,145,570	2,291.1
Foundation treatment	m	40,000	5,400	216.0	5,400	216.0	5,400	216.0	5,400	216.0	1,700	68.0
3. Spillway				5,740.7		6,485.7		6,485.7		6,485.7		8,321.4
Common Excavation	m3	1,100	6,000	6.6	5,800	6.4	5,800	6.4	5,800	6.4	5,800	8.4
Rock Excavation	m3	3,500	19,500	68.3	17,400	60.9	17,400	60.9	17,400	60.9	18,500	57.8
Concrete	m3	71,000	79,800	5,665.8	90,400	6,418.4	90,400	6,418.4	90,400	6,418.4	116,300	8,257.3
4. Intake				3,850.4		3,688.4		3,772.8		3,849.8		4,372.0
Common Excavation	m3	1,100	536,400	590.0	509,500	560.5	515,000	566.5	520,500	572.6	519,200	571.1
Rock Excavation	m3	3,500	134,300	470.1	126,900	444.2	129,000	451.5	131,000	458.5	130,500	468.8
Concrete	m3	71,000	39,300	2,790.3	37,800	2,683.8	38,800	2,754.8	39,700	2,818.7	47,100	3,344.1
5. Headrace Channel				5,429.1		4,769.8		5,003.1		5,431.5		5,031.5
Common excavation	m3	1,100	767,000	843.7	721,100	793.2	767,000	843.7	810,700	891.8	767,000	843.7
Rock excavation	m3	3,500	426,000	1,491.0	406,800	1,423.8	426,000	1,491.0	444,900	1,557.2	426,000	1,491.0
Riprap	m3	2,500	28,000	70.0	28,000	70.0	28,000	70.0	28,000	70.0	28,000	70.0
Transition	m3	4,200	53,000	222.6	53,000	222.6	53,000	222.6	53,000	222.6	53,000	222.6
Soil embankment	m3	2,000	272,000	544.0	271,000	542.0	272,000	544.0	272,900	545.8	272,000	544.0
Concrete	m3	71,000	31,800	2,257.8	24,200	1,718.2	25,800	1,831.8	30,200	2,144.2	26,200	1,860.2
6. Headpond Dam				467.5		564.1		564.1		564.1		771.8
Common excavation	m3	1,100	84,000	92.4	97,000	106.7	97,000	106.7	97,000	106.7	119,200	131.1
Riprap	m3	2,500	13,830	34.6	15,810	39.5	15,810	39.5	15,810	39.5	19,600	49.5
Transition	m3	4,200	5,600	23.5	6,200	26.0	6,200	26.0	6,200	26.0	7,500	31.5
Filter	m3	4,200	18,900	79.4	21,400	89.9	21,400	89.9	21,400	89.9	26,900	111.7
Impervious	m3	2,000	90,800	181.6	119,000	238.0	119,000	238.0	119,000	238.0	166,000	332.0
Foundation treatment	m	40,000	1,400	56.0	1,600	64.0	1,600	64.0	1,600	64.0	2,900	116.0
7. Penstock Intake				3,207.2		2,890.4		3,079.5		3,566.8		4,130.3
Common excavation	m3	1,100	46,900	51.6	40,000	44.0	45,000	49.5	50,000	55.0	45,000	49.5

表 5.2 事業費 (2/3)

Project Features and Work Descriptions	Qty Unit	Unit Price (FCFA)	Plan 1		Plan 2		Plan 3		Plan 4		Plan 5	
			Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)
Rock excavation	m3	3,500	35,416	124.0	30,222	105.8	34,000	119.0	37,778	132.2	34,000	119.0
Concrete	m3	71,000	42,700	3,031.7	38,600	2,740.6	41,000	2,911.0	47,600	3,379.6	55,800	3,961.8
8. Penstocks				371.9		345.5		371.9		390.1		371.9
Common excavation	m3	1,100	6,500	7.2	5,100	5.6	6,500	7.2	8,000	8.8	6,500	7.2
Tunnel excavation	m3	7,000	14,600	102.2	13,200	92.4	14,600	102.2	15,900	111.3	14,600	102.2
Tunnel concrete	m3	75,000	3,500	262.5	3,300	247.5	3,500	262.5	3,600	270.0	3,500	262.5
9. Power Station				4,919.2		4,480.3		5,040.1		5,600.1		5,161.3
Common excavation	m3	1,100	35,200	38.7	32,000	35.2	36,000	39.6	40,000	44.0	36,900	40.6
Rock excavation	m3	3,500	6,500	22.8	5,900	20.7	6,700	23.5	7,400	25.9	6,800	23.8
Shaft excavation	m3	6,000	186,000	1,116.0	169,400	1,016.4	190,500	1,143.0	211,700	1,270.2	195,100	1,170.6
Concrete	m3	71,000	52,700	3,741.7	48,000	3,408.0	54,000	3,834.0	60,000	4,260.0	55,300	3,926.3
10. Surge Tunnel / Chamber				1,160.3		1,076.8		1,160.5		1,237.7		1,160.6
Common excavation	m3	1,100	2,800	3.1	2,600	2.9	3,000	3.3	3,300	3.6	3,100	3.4
Shaft excavation	m3	7,000	43,600	305.2	38,800	271.6	43,600	305.2	48,500	339.5	43,600	305.2
Concrete	m3	71,000	12,000	852.0	11,300	802.3	12,000	852.0	12,600	894.6	12,000	852.0
11. Tailrace Tunnels				5,904.0		5,246.5		5,904.0		6,554.4		5,904.0
Tunnel excavation	m3	7,000	264,000	1,848.0	234,700	1,642.9	264,000	1,848.0	293,400	2,053.8	264,000	1,848.0
Tunnel concrete	m3	78,000	52,000	4,056.0	46,200	3,603.6	52,000	4,056.0	57,700	4,500.6	52,000	4,056.0
12. Tailrace Outlet				1,917.4		1,698.5		1,917.4		2,128.6		1,917.4
Common excavation	m3	1,100	80,400	88.4	71,400	78.5	80,400	88.4	89,300	98.2	80,400	88.4
Rock excavation	m3	3,500	187,600	656.6	166,700	583.5	187,600	656.6	208,400	729.4	187,600	656.6
Soil embankment	m3	2,000	4,000	8.0	3,500	7.0	4,000	8.0	4,400	8.8	4,000	8.0
Concrete	m3	71,000	16,400	1,164.4	14,500	1,029.5	16,400	1,164.4	18,200	1,292.2	16,400	1,164.4
III Hydro-mechanical Equipment				7,260.3		7,250.2		7,668.8		8,088.2		8,944.4
1. Spillway				1,874.2		1,853.8		1,853.8		1,853.8		2,098.6
Spillway Gates	ton	2,400,000	529	1,269.6	471	1,130.4	471	1,130.4	471	1,130.4	504	1,209.6
Sand Sluice Gate	ton	2,400,000	113	271.2	146	350.4	146	350.4	146	350.4	193	463.2
Stoplogs	ton	2,400,000	138	330.0	154	369.6	154	369.6	154	369.6	176	422.4
Monorail Crane	kg	2,510	1,355	3.4	1,355	3.4	1,355	3.4	1,355	3.4	1,355	3.4
2. Intake				1,447.2		1,541.4		1,675.8		1,810.2		2,051.6
Trash Racks	ton	1,800,000	94	169.2	103	185.4	116	208.8	129	232.2	142	255.6
Intake Gates	ton	3,000,000	271	813.0	297	891.0	334	1,002.0	371	1,113.0	442	1,326.0
Rakes	-	L.S.		125.0		125.0		125.0		125.0		125.0
Stoplogs	ton	2,400,000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0

表 5.2 事業費 (3/3)

Project Features and Work Descriptions	Qty Unit	Unit Price (FCFA)	Plan 1		Plan 2		Plan 3		Plan 4		Plan 5	
			Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)	Quantity	Amount (Mill. FCFA)
Desilting System	ton	5,000,000	68	340.0	68	340.0	68	340.0	68	340.0	68	345.0
3. Penstock Intake				1,488.1		1,541.4		1,675.8		1,810.2		2,162.6
Trash Racks	ton	1,800,000	98	176.3	103	185.4	116	208.8	129	232.2	142	255.6
Intake Gates	ton	3,000,000	282	846.9	297	891.0	334	1,002.0	371	1,113.0	479	1,437.0
Rakes	-	L.S.		125.0		125.0		125.0		125.0		125.0
Stoplogs	ton	2,400,000	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Desilting System	ton	5,000,000	68	340.0	68	340.0	68	340.0	68	340.0	68	345.0
4. Penstock				1,519.0		1,486.8		1,531.6		1,577.8		1,675.8
Penstock	ton	1,400,000	1,085	1,519.0	1,062	1,486.8	1,094	1,531.6	1,127	1,577.8	1,197	1,675.8
5. Powerhouse				294.0		261.0		294.0		327.0		318.0
Draft Gates	ton	3,000,000	98	294.0	87	261.0	98	294.0	109	327.0	106	318.0
6. Tailrace				637.8		565.8		637.8		709.2		637.8
Outlet Gates	ton	3,000,000	139	417.0	123	369.0	139	417.0	154	462.0	139	417.0
Stoplogs	ton	2,400,000	92	220.8	82	196.8	92	220.8	103	247.2	92	220.8
IV Electro-mechanical Equipment				33,225.0		31,925.0		33,625.0		37,525.0		37,525.0
1. Generating equipment	unit	L.S.		20,100.0		18,800.0		20,500.0		24,400.0		24,500.0
2. Transmission line system	m	42,400	285,000	13,125.0	285,000	13,125.0	285,000	13,125.0	285,000	13,125.0	285,000	13,125.0
V Engineering Services (10% of I + II + III + IV)				8,284.3		8,008.2		8,454.4		9,197.5		9,813.1
VI General Expenses (1% of I + II + III + IV)				828.4		800.6		846.4		919.9		961.3
VII Contingencies (20 % of I + II + III + IV + V + VI)				18,391.1		17,773.7		18,791.0		20,418.5		21,341.1
Grand Total				110,346.7		106,642.3		112,746.0		122,511.2		128,046.4

	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan 4	Plan 5
Full Supply Level (m)	390.0	392.0	392.0	392.0	394.0
Tail Water Level (m)	336.0	336.0	336.0	336.0	336.0
Maximum Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s)	450.0	400.0	450.0	500.0	450.0
Installed Capacity (MW)	4 x 48.2	4 x 44.5	4 x 50.3	4 x 54.75	4 x 51.8

Exchange Rate: US\$1 = FCFA270.6

表 5.3 開発規模・投入時期検討における仮定 (1/2)

Items	MemvÉ Elé 1 Plan 1		MemvÉ Elé 2 Plan 1		MemvÉ Elé 1 Plan 2		MemvÉ Elé 2 Plan 2		MemvÉ Elé 1 Plan 3		MemvÉ Elé 2 Plan 3	
	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2
<b>Hydro Plant Features</b>												
Total Net Present Value of the South Interconnection Network												
1. Values to be Optimized	1993 price level without inflation of construction cost nor interest during construction											
2. Price Level	1993 price level without inflation of construction cost nor interest during construction											
3. Project Cost (1993 price level)	Mill. FCFA 84,967 (Mill. US\$ 313.99)	Mill. FCFA 25,380 (Mill. US\$ 93.79)	Mill. FCFA 82,115 (Mill. US\$ 303.45)	Mill. FCFA 24,528 (Mill. US\$ 90.64)	Mill. FCFA 86,814 (Mill. US\$ 320.82)	Mill. FCFA 25,932 (Mill. US\$ 95.83)						
4. Cost Disbursement	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yeras & 12% in 5 years	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yeras & 12% in 5 years	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yeras & 12% in 5 years						
5. Guaranteed Power	96.4 MW	96.4 MW	89.0 MW	89.0 MW	100.6 MW	100.6 MW						
6. Energy Output (Primary) (Secondary)	320 GWh/year 392 GWh/year	2 GWh/year 384 GWh/year	336 GWh/year 342 GWh/year	3 GWh/year 396 GWh/year	342 GWh/year 402 GWh/year	3 GWh/year 396 GWh/year						
7. Monthly Rate of Energy Output (%)	3.70, 2.89, 4.10, 7.64, 10.19, 9.25, 5.00, 2.99, 7.05, 17.75, 20.29, 9.15 in January-December order											
8. Project Life	50 years for civil; 35 years for metal and electrical											
9. O&M Costs	0.5% of capital cost for civil; 2% of capital cost of metal and electrical											
<b>Alternative Plant Features</b>												
Gas-Turbine Generators for primary energy and Oil-fired for secondary												
10. Alternative Thermal Plant												
11. Power Output	96.4 MW	96.4 MW	89.0 MW	89.0 MW	100.6 MW	100.6 MW						
12. Energy Output (Primary) (Secondary)	320 GWh/year 392 GWh/year	2 GWh/year 384 GWh/year	336 GWh/year 342 GWh/year	3 GWh/year 396 GWh/year	342 GWh/year 402 GWh/year	3 GWh/year 396 GWh/year						
13. Project Life												
14. Economic Construction Cost (US\$1131/KW)	Mill. US\$109.03	Mill. US\$109.03	Mill. US\$100.66	Mill. US\$100.66	Mill. US\$113.78	Mill. US\$113.78						
15. O&M Cost (US\$22.6/KW/year)	Mill. US\$2.18	Mill. US\$2.18	Mill. US\$2.01	Mill. US\$2.01	Mill. US\$2.27	Mill. US\$2.27						
16. Variable Cost	Mill. US\$37.94	Mill. US\$13.21	Mill. US\$37.47	Mill. US\$13.35	Mill. US\$39.97	Mill. US\$13.69						

US\$1.00 = FCFA270.6 assumed.

Energy Value: US\$0.0769/KWh for primary, US\$0.034/KWh for secondary.

表 5.3 開発規模・投入時期検討における仮定 (2/2)

Items	MemvÉ Elé 1		MemvÉ Elé 2		MemvÉ Elé 1		MemvÉ Elé 2		Plan of Nachtigal	
	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	MemvÉ Elé 1	MemvÉ Elé 2	Nachtigal 1	Nachtigal 2	Nachtigal 3	
<b>Hydro Plant Features</b>										
Total Net Present Value of the South Interconnection Network										
1. Values to be Optimized	1993 price level without inflation of construction cost nor interest during construction									
2. Price Level	1993 price level without inflation of construction cost nor interest during construction									
3. Project Cost (1993 price level)	Mill. FCFA 94,334 (Mill. US\$ 348.61)	Mill. FCFA 28,178 (Mill. US\$ 104.13)	Mill. FCFA 90,944 (Mill. US\$ 336.08)	Mill. FCFA 27,165 (Mill. US\$ 100.39)	Mill. FCFA 84,209 (Mill. US\$ 311.19)	Mill. FCFA 14,581 (Mill. US\$ 53.88)	Mill. FCFA 8,395 (Mill. US\$ 31.02)			
4. Cost Disbursement	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yerar & 12% in 5 years	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yerar & 12% in 5 years	3, 15, 30, 40 & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yerar & 12% in 5 years	50%, 50% in 2 yerar & 12% in 5 years			
5. Guaranteed Power	109.5 MW	109.5 MW	103.6 MW	103.6 MW	133.4 MW	66.7 MW	54.1 MW			
6. Energy Output (Primary) (Secondary)	337 GWh/year 450 GWh/year	2 GWh/year 397 GWh/year	433 GWh/year 333 GWh/year	0 GWh/year 407 GWh/year	395 GWh/year 349 GWh/year	0 GWh/year 246 GWh/year	0 GWh/year 188 GWh/year			
7. Monthly Rate of Energy Output (%)	3,70, 2,89, 4,10, 7,64, 10,19, 9,25, 5,00, 2,99, 7,05, 17,75, 20,29, 9,15 in January-December order				3,39, 2,15, 1,84, 2,33, 3,79, 5,69, 9,01, 12,27, 18,30, 21,84, in January-December order					
8. Project Life	50 years for civil; 35 years for metal and electrical									
9. O&M Costs	0.5% of capital cost for civil; 2% of capital cost of metal and electrical									
<b>Alternative Plant Features</b>										
Gas-Turbine Generators for primary energy and Oil-fired for secondary										
10. Alternative Thermal Plant										
11. Power Output	109.5 MW	109.5 MW	103.6 MW	103.6 MW	133.4 MW	66.7 MW	54.1 MW			
12. Energy Output (Primary) (Secondary)	337 GWh/year 450 GWh/year	2 GWh/year 397 GWh/year	433 GWh/year 333 GWh/year	0 GWh/year 407 GWh/year	395 GWh/year 349 GWh/year	0 GWh/year 246 GWh/year	0 GWh/year 188 GWh/year			
13. Project Life	15 years									
14. Economic Construction Cost (US\$1131/kW)	Mill. US\$123.84	Mill. US\$123.84	Mill. US\$117.17	Mill. US\$117.17	Mill. US\$150.88	Mill. US\$75.44	Mill. US\$61.19			
15. O&M Cost (US\$22.6/kW/year)	Mill. US\$2.47	Mill. US\$2.47	Mill. US\$2.34	Mill. US\$2.34	Mill. US\$3.01	Mill. US\$1.51	Mill. US\$1.22			
16. Variable Cost	Mill. US\$41.22	Mill. US\$13.65	Mill. US\$44.62	Mill. US\$13.84	Mill. US\$42.23	Mill. US\$8.36	Mill. US\$6.39			

US\$1.00 = FCFA270.6 assumed.

Energy Value: US\$0.0769/kWh for primary, US\$0.034/kWh for secondary.



表 5.4 南部送電網の開発投入時期

Net Benefit	1st	2nd	3rd	4th	5th	Deficit Year	Plan
1	1,243.0 Nachtigal I 2001	MemvÉ Elé 1 2008	Nachtigal II 2013	MemvÉ Elé 2 2019	Nachtigal III 2021	2023	Plan3
2	1,314.7 Nachtigal I 2001	MemvÉ Elé 1 2008	Nachtigal II 2015	Nachtigal III 2019	MemvÉ Elé 2 2021	2023	Plan3
3	1,315.1 Nachtigal I 2001	MemvÉ Elé 1 2008	MemvÉ Elé 2 2015	Nachtigal II 2018	Nachtigal III 2021	2023	Plan3
4	1,314.6 Nachtigal I 2001	Nachtigal II 2008	MemvÉ Elé 1 2015	MemvÉ Elé 2 2018	Nachtigal III 2020	2023	Plan3
5	1,351.5 Nachtigal I 2001	Nachtigal II 2010	MemvÉ Elé 1 2015	Nachtigal III 2019	MemvÉ Elé 2 2021	2023	Plan3
6	1,351.8 Nachtigal I 2001	Nachtigal II 2010	Nachtigal III 2015	MemvÉ Elé 1 2018	MemvÉ Elé 2 2021	2023	Plan3
7	1,351.4 MemvÉ Elé 1 2001	Nachtigal I 2010	Nachtigal II 2015	MemvÉ Elé 2 2018	Nachtigal III 2020	2023	Plan3
8	1,324.9 MemvÉ Elé 1 2001	Nachtigal I 2010	Nachtigal II 2013	Nachtigal III 2018	MemvÉ Elé 2 2021	2023	Plan3
9	1,323.9 MemvÉ Elé 1 2001	Nachtigal I 2010	MemvÉ Elé 2 2013	Nachtigal II 2018	Nachtigal III 2020	2023	Plan3
10	1,303.9 MemvÉ Elé 1 2001	MemvÉ Elé 2 2010	Nachtigal I 2013	Nachtigal II 2016	Nachtigal III 2020	2023	Plan3

Deficit Year denotes the first year when electricity deficit will occur even after full MemvÉ Elé and full Nachtigal Projects are put into the South Interconnection Network.

Plans 1 to 5 denote the MemvÉ Elé's development schemes as follows:

- Plan 1 Q = 450 m<sup>3</sup>/s FSL = 390 m
- Plan 2 Q = 400 m<sup>3</sup>/s FSL = 392 m
- Plan 3 Q = 450 m<sup>3</sup>/s FSL = 392 m
- Plan 4 Q = 500 m<sup>3</sup>/s FSL = 392 m
- Plan 5 Q = 450 m<sup>3</sup>/s FSL = 394 m

Electricity demand based on Medium Growth Scenario by Microscopic Method.  
This table shows the best 10 development cases of Plan 3.

表 5.5 開發規模・投入時期檢討結果 (1/3)

Development 0123456		Development 0134526		Development 0314526		Development 0341526	
Year	Barre(B-C)	Year	Barre(B-C)	Year	Barre(B-C)	Year	Barre(B-C)
1993	0.0	1993	0.0	1993	0.0	1993	0.0
1994	0.0	1994	0.0	1994	0.0	1994	0.0
1995	0.0	1995	0.0	1995	0.0	1995	0.0
1996	-12.0	1996	-12.0	1996	-12.2	1996	-12.2
1997	-63.9	1997	-63.9	1997	-65.3	1997	-65.3
1998	-136.8	1998	-136.8	1998	-139.7	1998	-139.7
1999	-195.0	1999	-195.0	1999	-199.3	1999	-199.3
2000	132.2	2000	132.2	2000	194.4	2000	194.4
2001	52.6	2001	52.6	2001	71.2	2001	71.2
2002	56.2	2002	56.2	2002	76.2	2002	76.2
2003	60.1	2003	60.1	2003	81.5	2003	81.5
2004	64.3	2004	64.3	2004	87.1	2004	87.1
2005	68.8	2005	68.8	2005	93.2	2005	93.2
2006	-70.1	2006	-70.1	2006	-17.4	2006	99.7
2007	236.9	2007	236.9	2007	-143.8	2007	106.6
2008	85.7	2008	85.7	2008	-243.1	2008	8.3
2009	-25.4	2009	-25.4	2009	364.0	2009	130.8
2010	-183.7	2010	-183.7	2010	226.6	2010	-151.5
2011	-308.0	2011	-308.0	2011	242.4	2011	-271.2
2012	583.3	2012	583.3	2012	259.2	2012	473.3
2013	317.7	2013	317.7	2013	166.8	2013	307.2
2014	339.8	2014	339.8	2014	509.3	2014	328.5
2015	363.4	2015	363.4	2015	351.3	2015	351.3
2016	959.6	2016	959.6	2016	1,035.0	2016	1,055.0
2017	271.2	2017	271.2	2017	647.0	2017	647.0
2018	723.0	2018	723.0	2018	141.3	2018	141.3
2019	425.1	2019	425.1	2019	849.6	2019	849.6
2020	856.3	2020	856.3	2020	594.3	2020	594.3
2021	635.7	2021	635.7	2021	635.7	2021	635.7
2022	679.8	2022	679.8	2022	679.8	2022	679.8
2023	1,641.0	2023	1,641.0	2023	727.1	2023	727.1
2024	777.7	2024	777.7	2024	777.7	2024	777.7
2025	831.7	2025	831.7	2025	1,877.1	2025	1,524.8
2026	889.5	2026	889.5	2026	889.5	2026	889.5
2027	951.4	2027	951.4	2027	951.4	2027	951.4
2028	2,713.4	2028	2,713.4	2028	1,017.5	2028	2,296.4
2029	1,088.3	2029	1,088.3	2029	2,133.9	2029	1,088.3
2030	1,163.9	2030	1,163.9	2030	3,319.6	2030	1,163.9
2031	2,809.4	2031	2,809.4	2031	1,331.4	2031	3,319.6
2032	1,331.4	2032	1,331.4	2032	2,386.4	2032	1,331.4
2033	1,423.9	2033	1,423.9	2033	610.0	2033	2,386.4
2034	2,792.0	2034	2,792.0	2034	3,676.0	2034	1,522.9
2035	1,628.8	2035	1,628.8	2035	89.3	2035	3,676.0
2036	675.1	2036	675.1	2036	1,863.1	2036	89.3
2037	1,863.1	2037	1,863.1	2037	2,131.1	2037	1,863.1
2038	4,497.2	2038	4,497.2	2038	5,144.2	2038	1,992.6
2039	2,131.1	2039	2,131.1	2039	2,437.8	2039	2,131.1
2040	2,279.3	2040	2,279.3	2040	2,607.2	2040	4,178.8
2041	2,437.8	2041	2,437.8	2041	44,447.2	2041	4,178.8
2042	2,607.2	2042	2,607.2	2042	1,351.4	2042	2,607.2
Sum	42,450.0	Sum	43,890.2	Sum	1,314.6	Sum	43,127.8

表 5.5 開発規模・投入時期検討結果 (2/3)

Unit: \$1,000,000

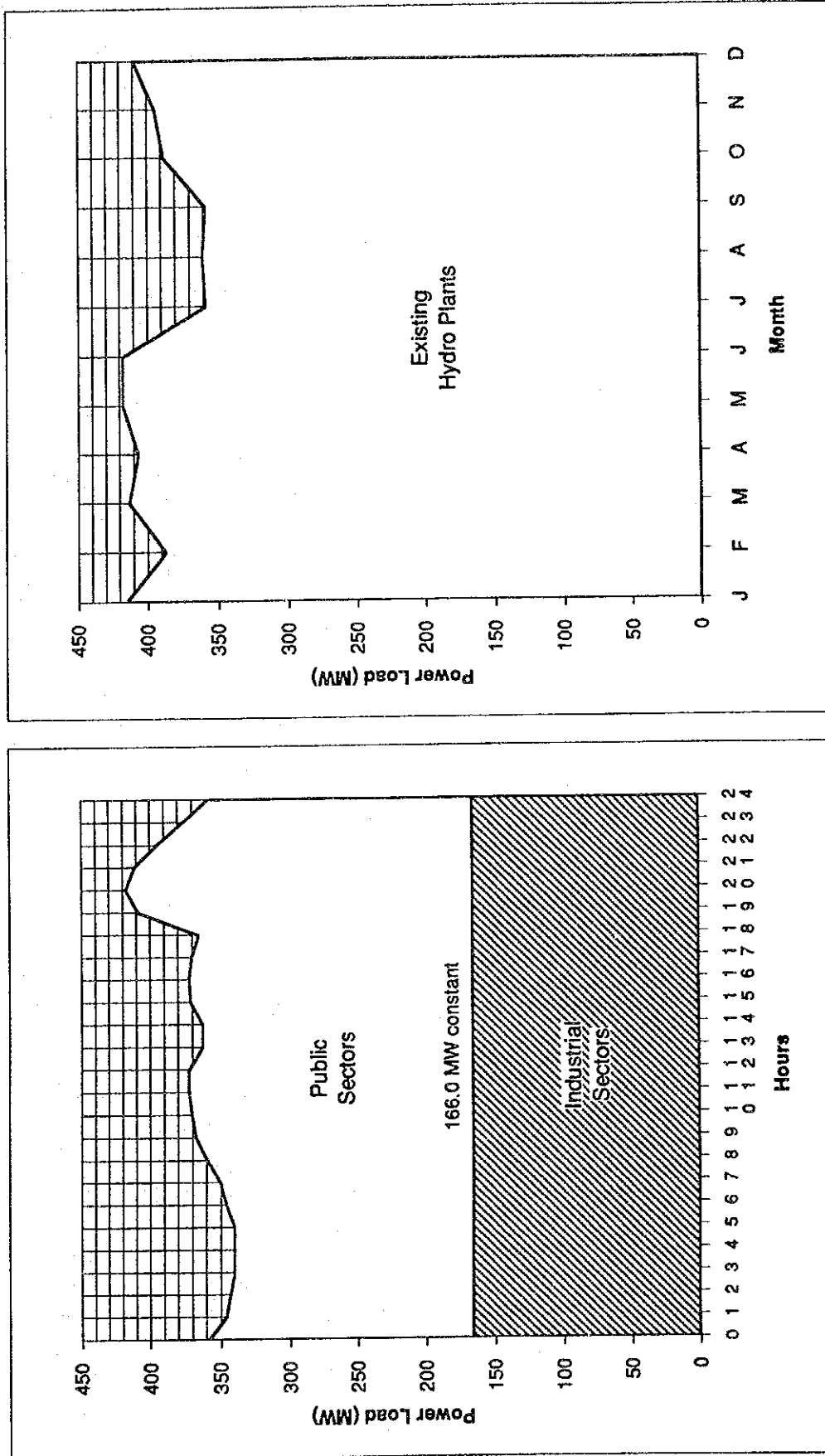
Development 0132456				Development 0312456				Development 0341256				Development 0345126			
Year	Barre(B-C)	PV(B-C)	Notes	Year	Barre(B-C)	PV(B-C)	Notes	Year	Barre(B-C)	PV(B-C)	Notes	Year	Barre(B-C)	PV(B-C)	Notes
1993	0.0	0.0		1993	0.0	0.0		1993	0.0	0.0		1993	0.0	0.0	
1994	0.0	0.0		1994	0.0	0.0		1994	0.0	0.0		1994	0.0	0.0	
1995	0.0	0.0		1995	0.0	0.0		1995	0.0	0.0		1995	0.0	0.0	
1996	-12.0	-8.2	HC[1]	1996	-12.2	-8.3	HC[3]	1996	-12.2	-8.3	HC[3]	1996	-12.2	-8.3	HC[3]
1997	-63.9	-39.7	HC[1]	1997	-65.3	-40.6	HC[3]	1997	-65.3	-40.6	HC[3]	1997	-65.3	-40.6	HC[3]
1998	-136.8	-77.2	HC[1]	1998	-139.7	-78.9	HC[3]	1998	-139.7	-78.9	HC[3]	1998	-139.7	-78.9	HC[3]
1999	-195.0	-100.1	HC[1]	1999	-199.3	-102.2	HC[3]	1999	-199.3	-102.2	HC[3]	1999	-199.3	-102.2	HC[3]
2000	132.2	61.7	HC[1] TR[1]	2000	194.4	90.7	HC[3] TR[3]	2000	194.4	90.7	HC[3] TR[3]	2000	194.4	90.7	HC[3] TR[3]
2001	52.6	22.3		2001	71.2	30.2		2001	71.2	30.2		2001	71.2	30.2	
2002	56.2	21.7		2002	76.2	29.4		2002	76.2	29.4		2002	76.2	29.4	
2003	40.6	14.2	HC[3]	2003	81.5	28.6		2003	81.5	28.6		2003	81.5	28.6	
2004	-40.3	-12.8	HC[3]	2004	87.1	27.8		2004	87.1	27.8		2004	87.1	27.8	
2005	-154.9	-44.9	HC[3]	2005	71.3	20.7	HC[1]	2005	93.2	27.0		2005	93.2	27.0	
2006	-245.4	-64.6	HC[3]	2006	-17.4	-4.6	HC[1]	2006	99.7	26.2		2006	99.7	26.2	
2007	389.8	93.3	HC[3] TR[3]	2007	-143.8	-34.4	HC[1]	2007	106.6	25.5		2007	106.6	25.5	
2008	198.1	43.1		2008	-243.1	-52.9	HC[1]	2008	8.3	1.8	HC[1] HC[4]	2008	55.0	7.6	HC[4]
2009	211.9	41.9		2009	364.0	72.0	HC[1] TR[1]	2009	130.8	25.9	HC[1] HC[4] TR[4]	2009	274.0	34.2	HC[4] TR[4]
2010	226.6	40.8		2010	226.6	40.8		2010	-151.5	-27.2	HC[1]	2010	154.8	27.8	
2011	242.4	39.6		2011	242.4	39.6		2011	-271.2	-44.4	HC[1]	2011	77.2	12.6	HC[1] HC[5]
2012	259.2	38.5		2012	259.2	38.5		2012	473.3	70.4	HC[1] TR[1]	2012	177.1	26.3	HC[1] HC[5] TR[5]
2013	47.4	6.4	HC[2]	2013	47.4	6.4	HC[2]	2013	307.2	41.5		2013	-161.7	-21.8	HC[1]
2014	549.8	67.5	HC[2] TR[2]	2014	549.8	67.5	HC[2] TR[2]	2014	328.3	40.4		2014	-306.5	-37.7	HC[1]
2015	363.4	40.6		2015	363.4	40.6		2015	351.3	39.2		2015	606.1	67.7	HC[1] TR[1]
2016	959.6	97.4	TR[1]	2016	1,145.8	116.3	TR[3]	2016	851.6	86.5	HC[2] TR[3]	2016	1,161.8	118.0	TR[3]
2017	271.2	25.0	HC[4]	2017	271.2	25.0	HC[4]	2017	711.8	65.7	HC[2] TR[2]	2017	432.9	40.0	
2018	723.0	60.7	HC[4] TR[4]	2018	723.0	60.7	HC[4] TR[4]	2018	486.5	40.8		2018	141.3	11.9	HC[2]
2019	425.1	32.4	HC[5]	2019	425.1	32.4	HC[5]	2019	425.1	32.4	HC[5]	2019	849.6	64.8	HC[2] TR[2]
2020	856.3	59.4	HC[5] TR[5]	2020	856.3	59.4	HC[5] TR[5]	2020	856.3	59.4	HC[5] TR[5]	2020	594.3	41.2	
2021	635.7	40.1		2021	635.7	40.1		2021	635.7	40.1		2021	635.7	40.1	
2022	679.8	39.0		2022	679.8	39.0		2022	679.8	39.0		2022	679.8	39.0	
2023	1,939.0	101.0	TR[3]	2023	727.1	37.9		2023	727.1	37.9		2023	727.1	37.9	
2024	831.7	35.8		2024	777.7	36.8		2024	777.7	36.8		2024	777.7	36.8	
2025	889.5	34.8		2025	1,877.1	80.8	TR[1]	2025	1,524.8	65.7	TR[4]	2025	1,524.8	65.7	TR[4]
2026	899.5	33.9		2026	889.5	34.8		2026	889.5	34.8		2026	889.5	34.8	
2027	951.4	33.9		2027	951.4	33.9		2027	951.4	33.9		2027	951.4	33.9	
2028	1,017.5	32.9		2028	1,017.5	32.9		2028	2,296.4	74.3	TR[1]	2028	1,705.3	55.2	TR[5]
2029	1,088.3	32.0		2029	1,088.3	32.0		2029	1,088.3	32.0		2029	1,088.3	32.0	
2030	2,626.8	70.2	TR[2]	2030	2,626.8	70.2	TR[2]	2030	1,163.9	31.1		2030	1,163.9	31.1	
2031	2,809.4	68.3	TR[1]	2031	3,319.6	80.7	TR[3]	2031	3,319.6	80.7	TR[3]	2031	4,884.2	118.7	TR[3] TR[1]
2032	1,331.4	29.4		2032	1,331.4	29.4		2032	1,331.4	29.4		2032	1,331.4	29.4	
2033	1,423.9	28.6		2033	1,423.9	28.6		2033	3,213.6	64.6	TR[2]	2033	1,423.9	28.6	
2034	2,792.0	51.0	TR[4]	2034	2,792.0	51.0	TR[4]	2034	1,522.9	27.8		2034	1,522.9	27.8	
2035	1,628.8	27.0		2035	1,628.8	27.0		2035	1,628.8	27.0		2035	3,676.0	61.0	TR[2]
2036	675.1	10.2	HR[1] TR[5]	2036	1,266.8	19.1	HR[3] TR[5]	2036	1,266.8	19.1	HR[3] TR[5]	2036	89.3	1.3	HR[3]
2037	1,863.1	25.6		2037	1,863.1	25.6		2037	1,863.1	25.6		2037	1,863.1	25.6	
2038	5,313.7	66.3	TR[3]	2038	1,992.6	24.9		2038	1,992.6	24.9		2038	1,992.6	24.9	
2039	2,131.1	24.2		2039	2,131.1	24.2		2039	2,131.1	24.2		2039	2,131.1	24.2	
2040	2,279.3	23.5		2040	5,144.2	53.0	TR[1]	2040	4,178.8	43.1	TR[4]	2040	4,178.8	43.1	TR[4]
2041	2,437.8	22.8		2041	2,437.8	22.8		2041	2,437.8	22.8		2041	2,437.8	22.8	
2042	2,607.2	22.2		2042	2,607.2	22.2		2042	2,607.2	22.2		2042	2,607.2	22.2	
Sum	43,887.5	1,314.7		Sum	44,444.5	1,351.3		Sum	43,129.3	1,324.4		Sum	42,711.0	1,303.9	

表 5.5 開發規模・投入時期檢討結果 (3/3)

Unit: \$1,000,000

Development 0134256				Development 0314256			
Year	Bare(B-C)	PV(B-C)	Notes	Year	Bare(B-C)	PV(B-C)	Notes
1993	0.0	0.0		1993	0.0	0.0	
1994	0.0	0.0		1994	0.0	0.0	
1995	0.0	0.0		1995	0.0	0.0	
1996	-12.0	-8.2	HC[1]	1996	-12.2	-8.3	HC[3]
1997	-63.9	-39.7	HC[1]	1997	-65.3	-40.6	HC[3]
1998	-136.8	-77.2	HC[1]	1998	-139.7	-78.9	HC[3]
1999	-195.0	-100.1	HC[1]	1999	-199.3	-102.2	HC[3]
2000	132.2	61.7	HC[1] TR[1]	2000	194.4	90.7	HC[3] TR[3]
2001	52.6	22.3		2001	71.2	30.2	
2002	56.2	21.7		2002	76.2	29.4	
2003	40.6	14.2	HC[3]	2003	81.5	28.6	
2004	-40.3	-12.8	HC[3]	2004	87.1	27.8	
2005	-154.9	-44.9	HC[3]	2005	71.3	20.7	HC[1]
2006	-245.4	-64.6	HC[3]	2006	-17.4	-4.6	HC[1]
2007	389.8	93.3	HC[3] TR[3]	2007	-143.8	-34.4	HC[1]
2008	198.1	43.1		2008	-243.1	-52.9	HC[1]
2009	211.9	41.9		2009	364.0	72.0	HC[1] TR[1]
2010	226.6	40.8		2010	226.6	40.8	
2011	242.4	39.6		2011	242.4	39.6	
2012	259.2	38.5		2012	259.2	38.5	
2013	166.8	22.5	HC[4]	2013	166.8	22.5	HC[4]
2014	309.3	62.6	HC[4] TR[4]	2014	309.3	62.6	HC[4] TR[4]
2015	351.3	39.2		2015	351.3	39.2	
2016	665.5	67.6	HC[2] TR[1]	2016	851.6	86.5	HC[2] TR[3]
2017	711.8	65.7	HC[2] TR[2]	2017	711.8	65.7	HC[2] TR[2]
2018	486.5	40.8		2018	486.5	40.8	
2019	425.1	32.4	HC[5]	2019	425.1	32.4	HC[5]
2020	856.3	59.4	HC[5] TR[5]	2020	856.3	59.4	HC[5] TR[5]
2021	635.7	40.1		2021	635.7	40.1	
2022	679.8	39.0		2022	679.8	39.0	
2023	1,939.0	101.0	TR[3]	2023	727.1	37.9	
2024	777.7	36.8		2024	777.7	36.8	
2025	831.7	35.8		2025	1,877.1	80.8	TR[1]
2026	889.5	34.8		2026	889.5	34.8	
2027	951.4	33.9		2027	951.4	33.9	
2028	1,017.5	32.9		2028	1,017.5	32.9	
2029	1,088.3	32.0		2029	1,088.3	32.0	
2030	2,133.9	57.0	TR[4]	2030	2,133.9	57.0	TR[4]
2031	2,809.4	68.3	TR[1]	2031	3,319.6	80.7	TR[3]
2032	1,331.4	29.4		2032	1,331.4	29.4	
2033	3,213.6	64.6	TR[2]	2033	3,213.6	64.6	TR[2]
2034	1,522.9	27.8		2034	1,522.9	27.8	
2035	1,628.8	27.0		2035	1,628.8	27.0	
2036	675.1	10.2	HR[1] TR[5]	2036	1,266.8	19.1	HR[3] TR[5]
2037	1,863.1	25.6		2037	1,863.1	25.6	
2038	5,313.7	66.3	TR[3]	2038	1,992.6	24.9	
2039	2,131.1	24.2		2039	2,131.1	24.2	
2040	2,279.3	23.5		2040	5,144.2	53.0	TR[1]
2041	2,437.8	22.8		2041	2,437.8	22.8	
2042	2,607.2	22.2		2042	2,607.2	22.2	
Sum	43,891.7	1,315.1		Sum	44,448.7	1,351.8	

- HC: Construction of hydro plant - HR: Replacement of hydro plant  
 - TR: Replacement / construction of thermal plant  
 (0) Present System  
 [1] Memvé Elé 1 (FSL=392.0 m, MOL=336.0 m, O=225 m<sup>3</sup>/s)  
 [2] Memvé Elé 2 (FSL=392.0 m, MOL=336.0 m, O=225 m<sup>3</sup>/s)  
 [3] Nachtigal I  
 [4] Nachtigal II  
 [5] Nachtigal III  
 [6] Dummy



(a) Daily Load Pattern in May 1993

(b) Yearly Peak Load Pattern in 1993

図 5.1 電力負荷パターン



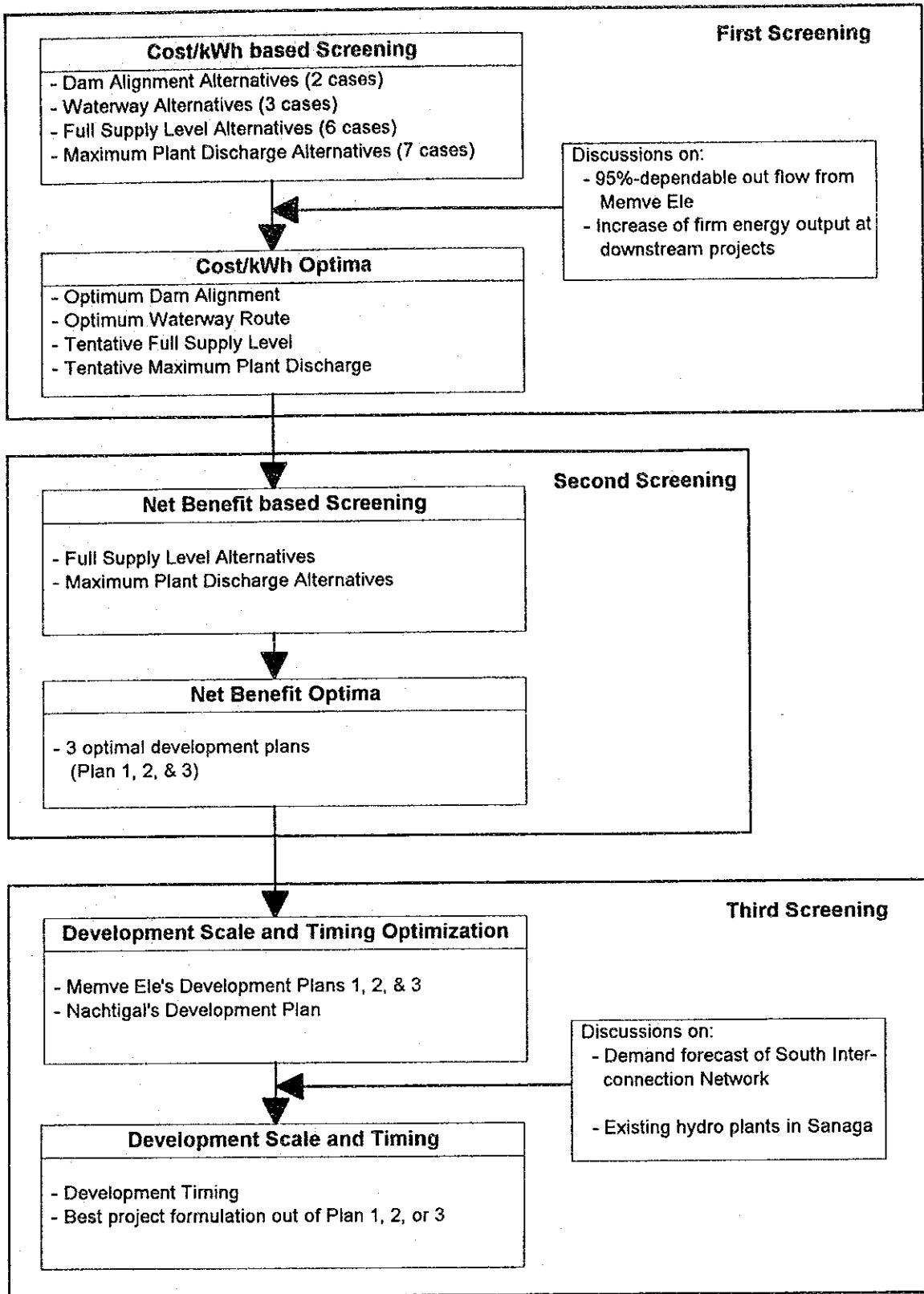


図 5.2 開発計画を求める流れ





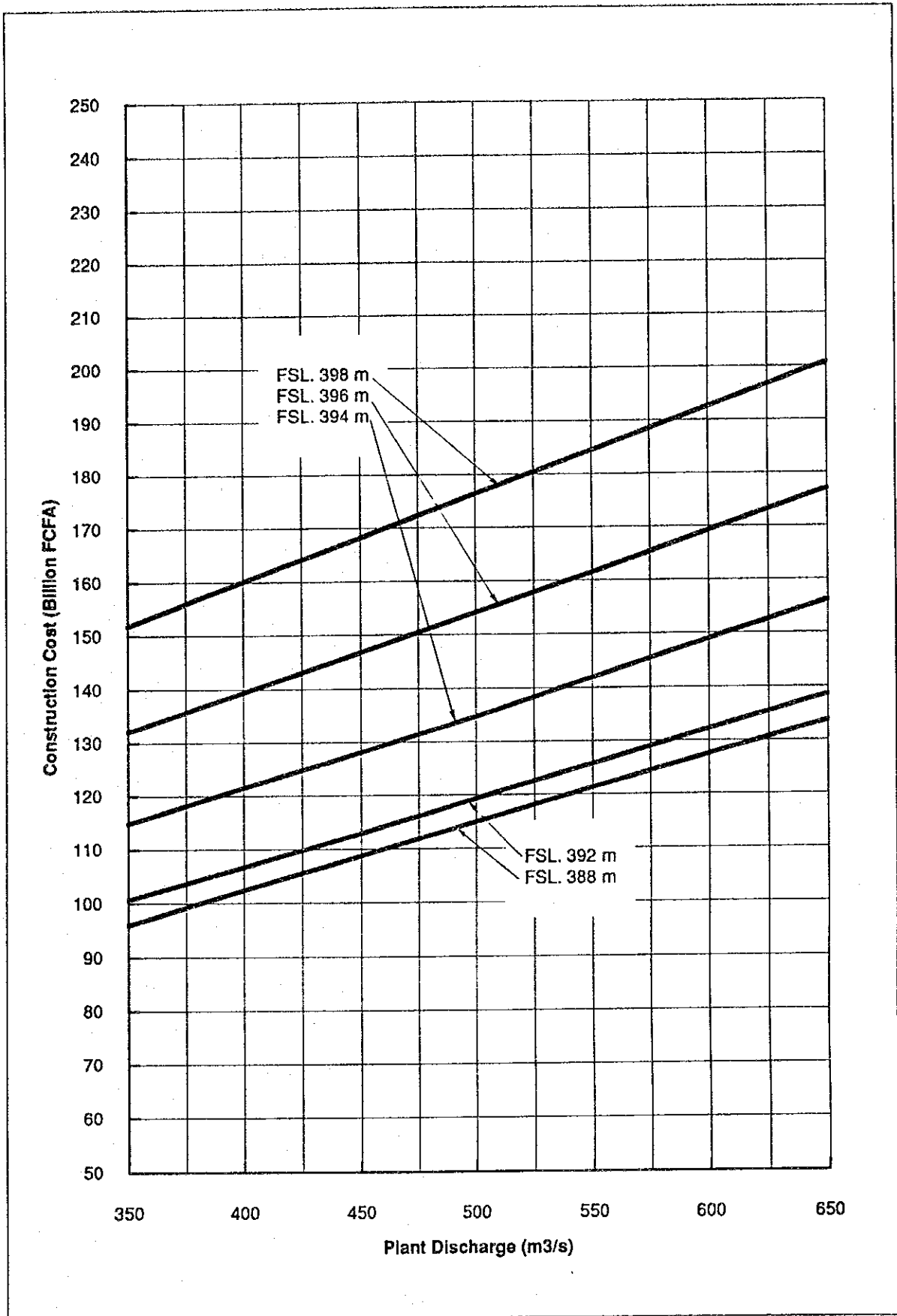


图 5.3 事業費曲線



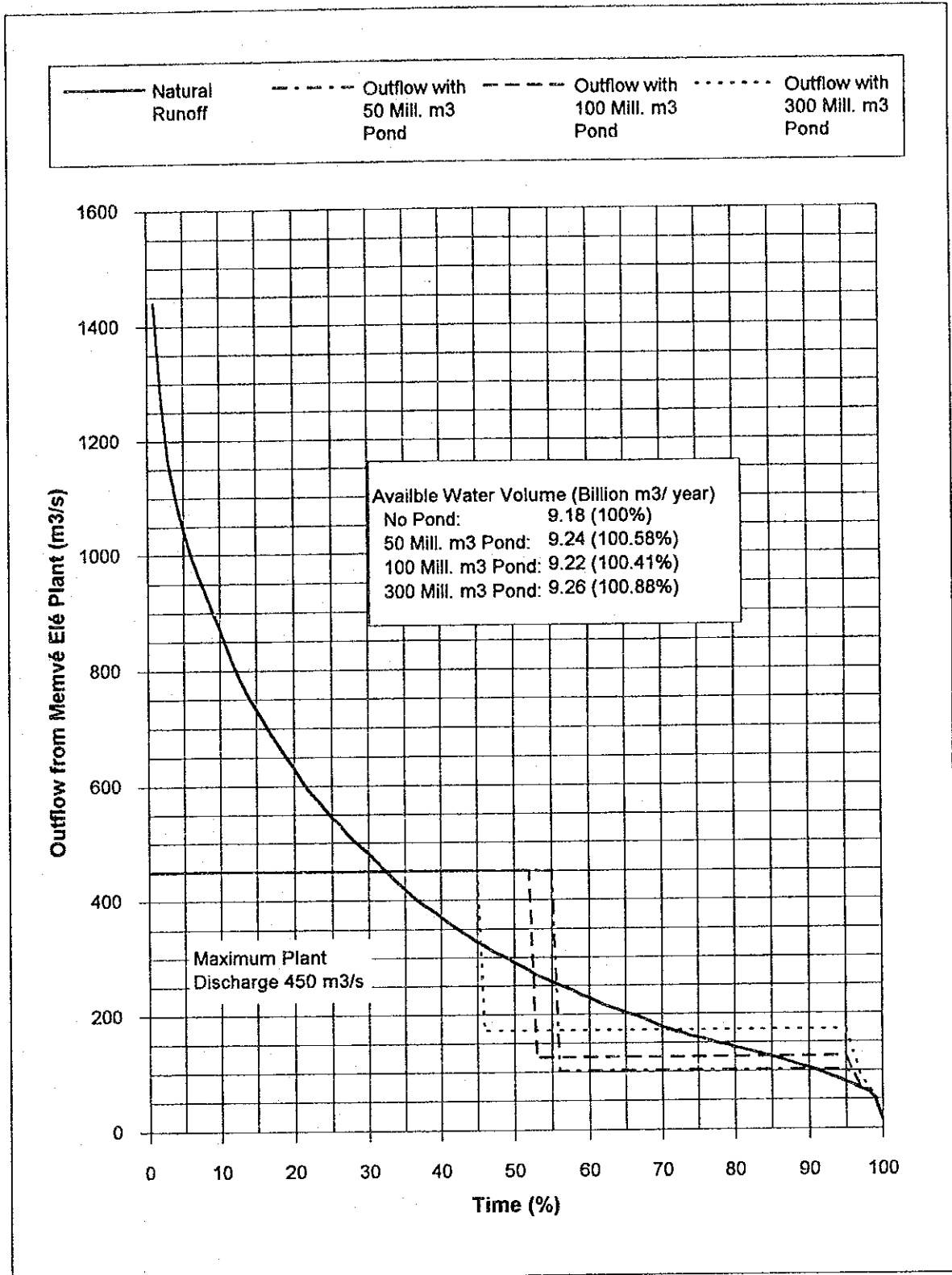


図 5.4 メンベレ発電所からの流出量



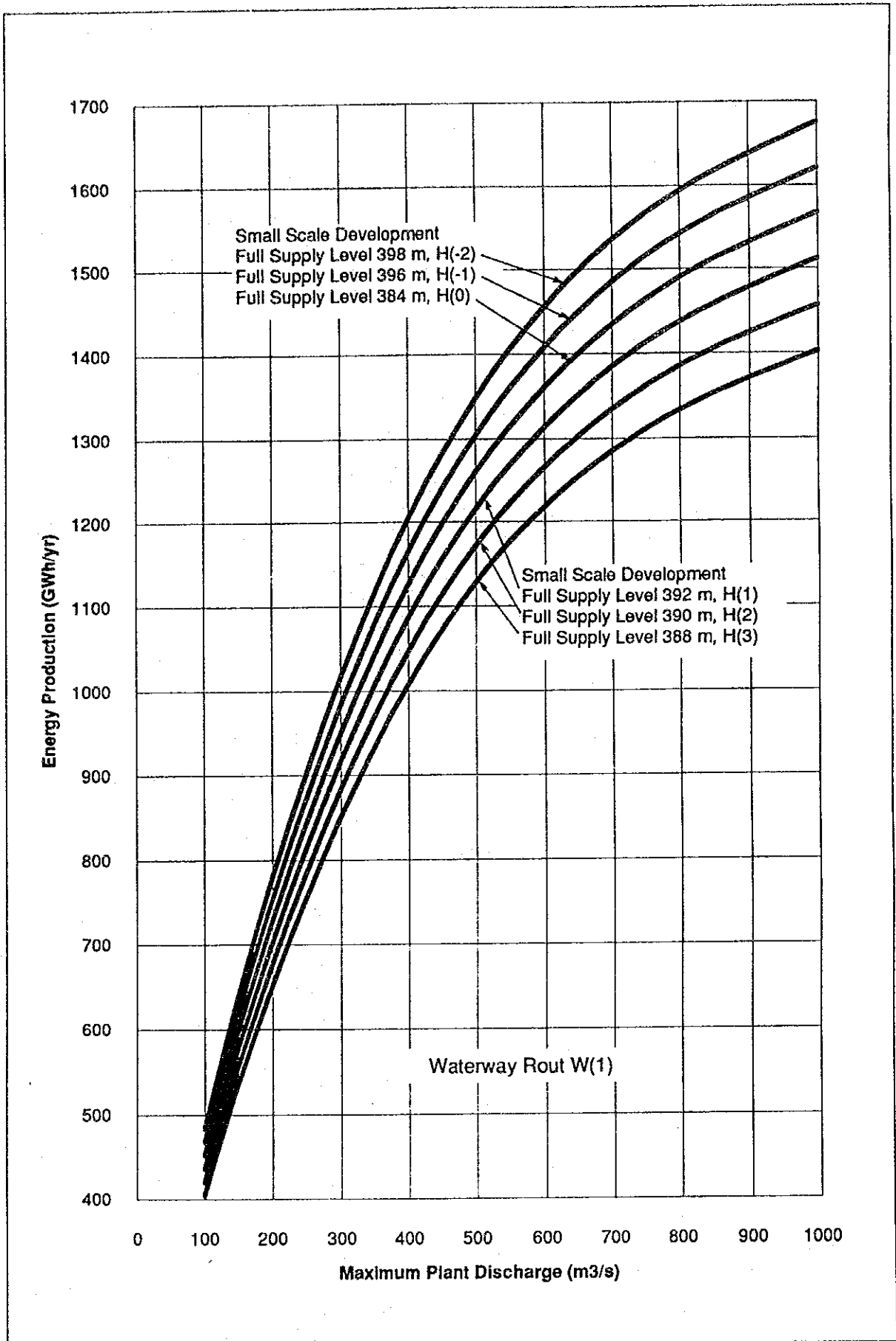


图 5.5 可能發生電力量



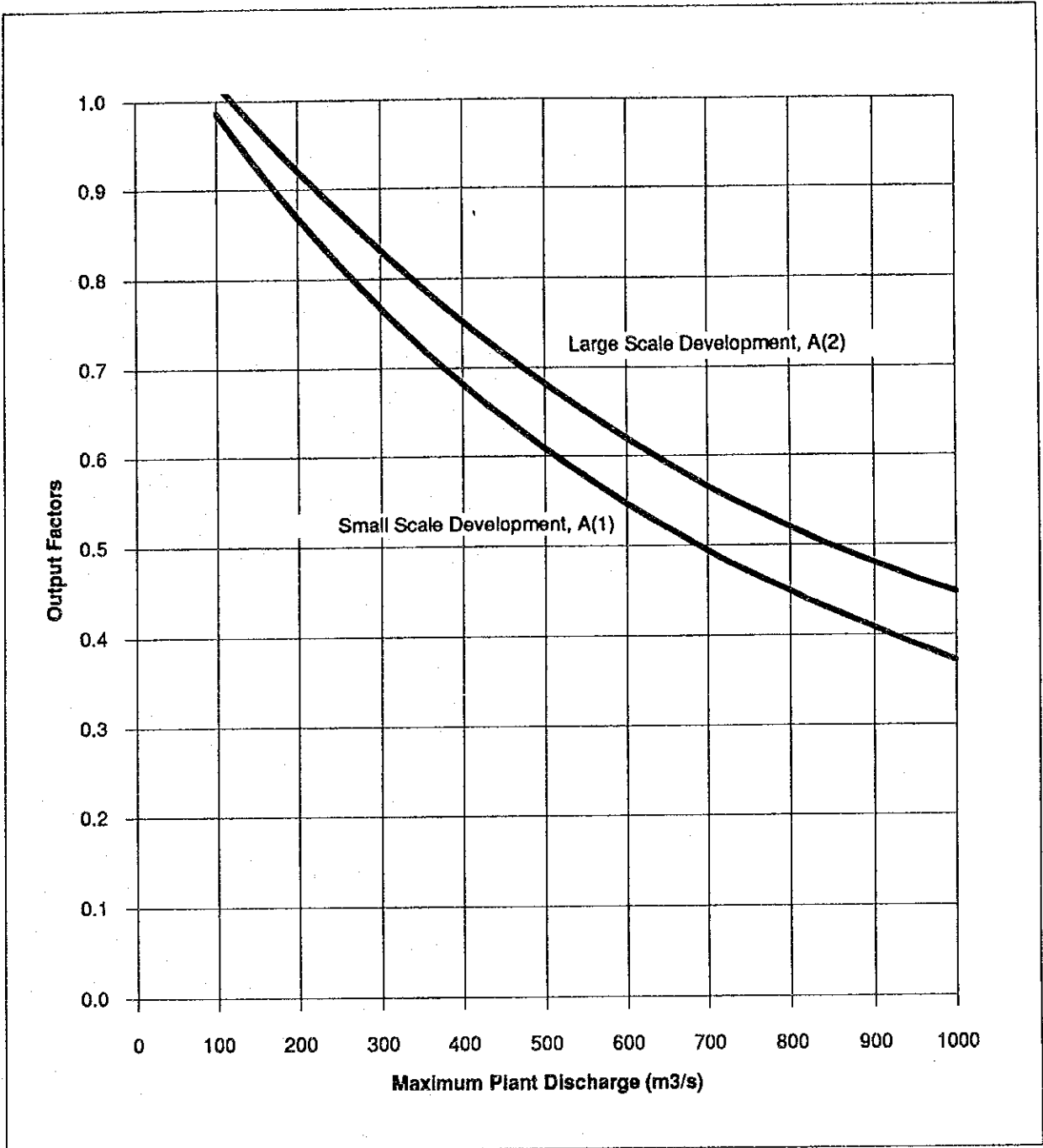


図 5.6 発電能率





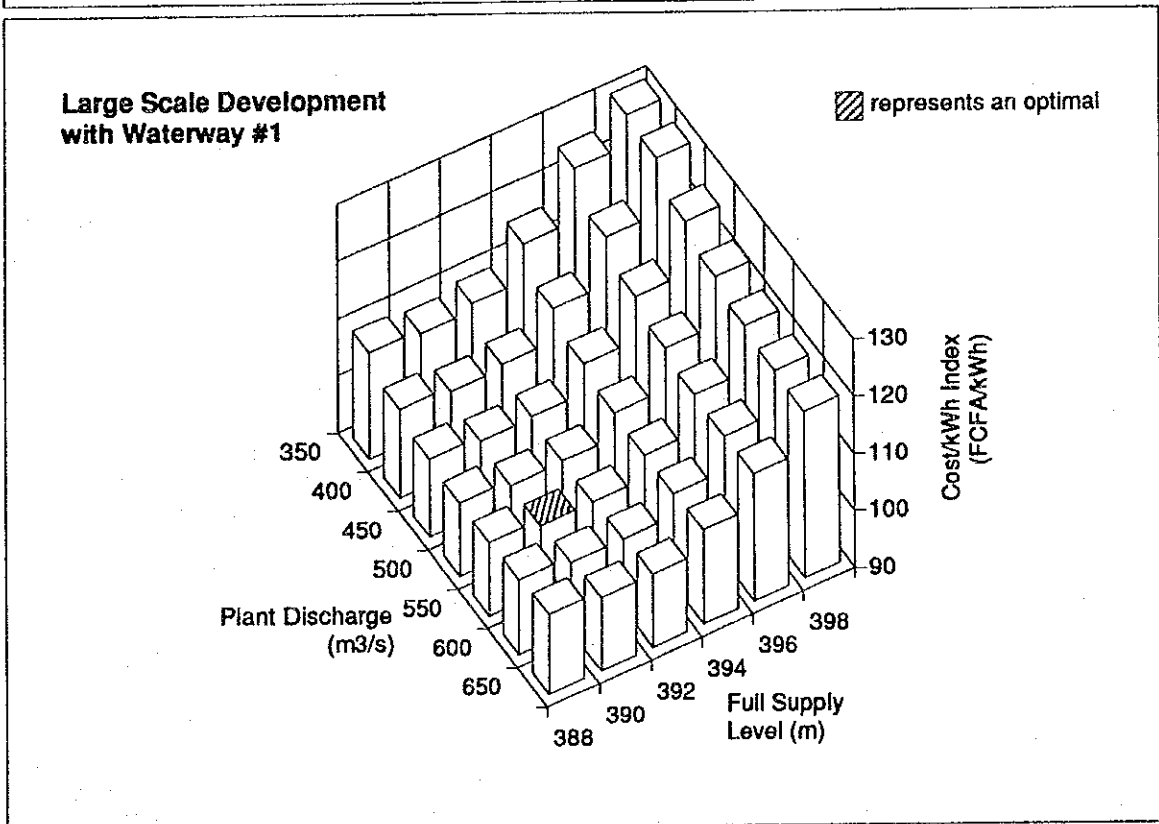
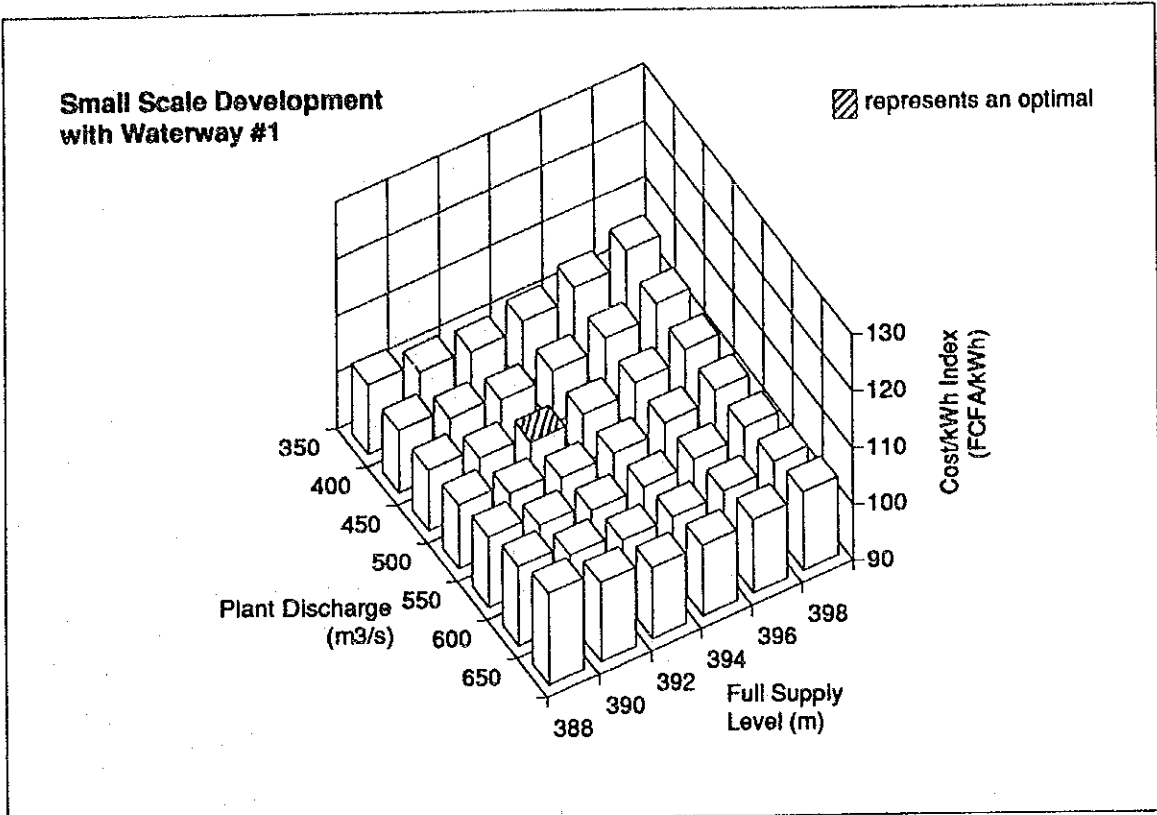


図 5.7 kW時当たりの事業費比較 (1/3)



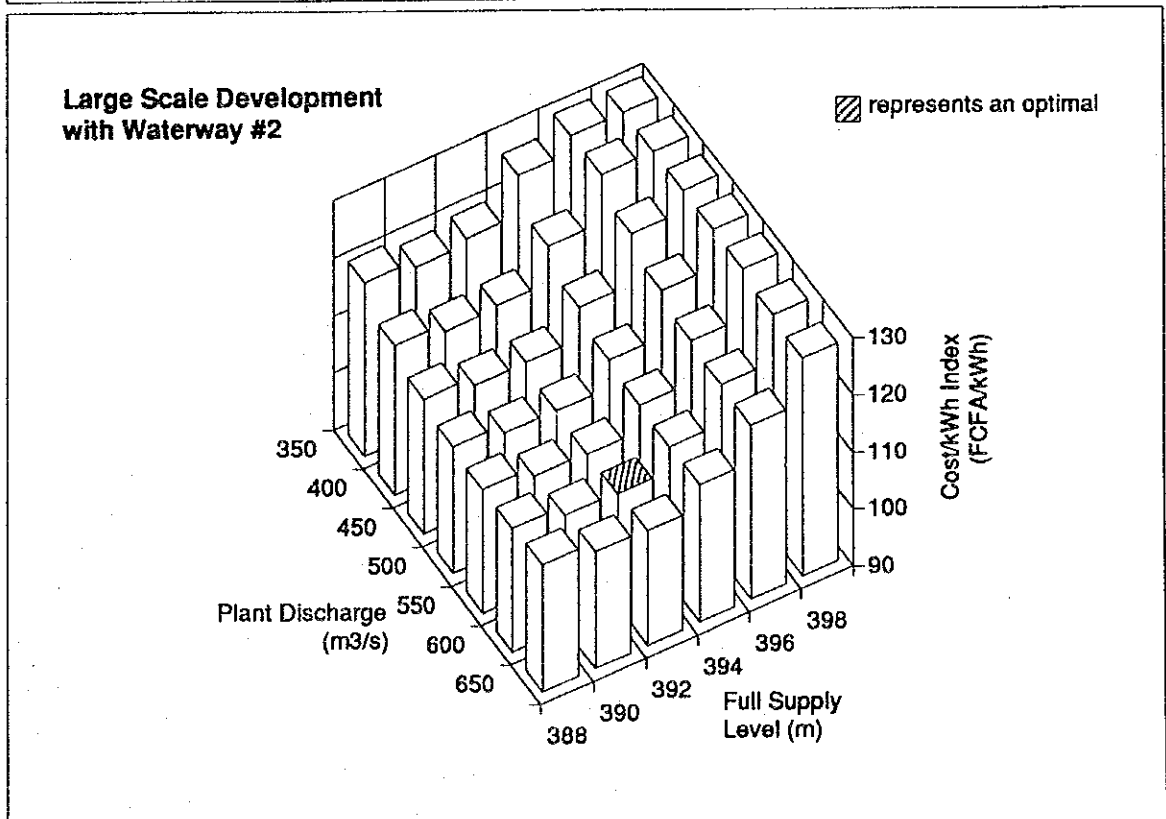
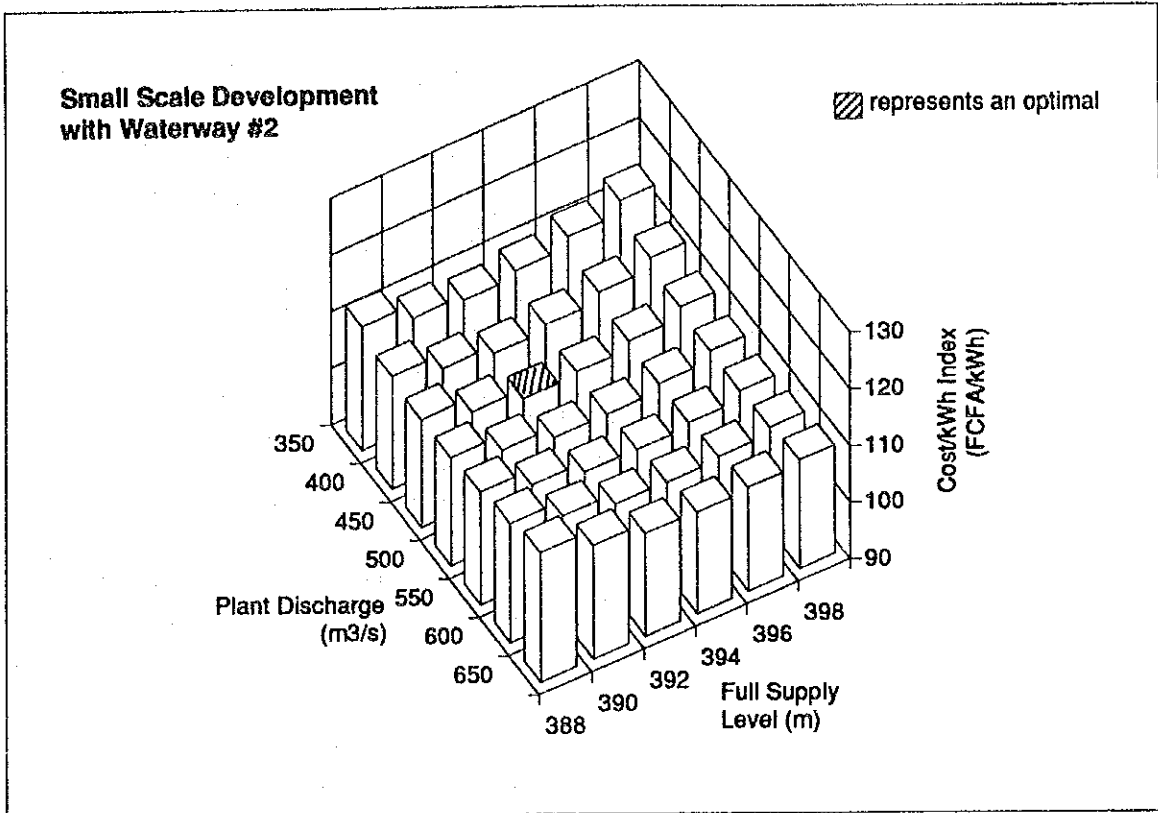


図 5.7 kW時当たりの事業費比較 (2/3)



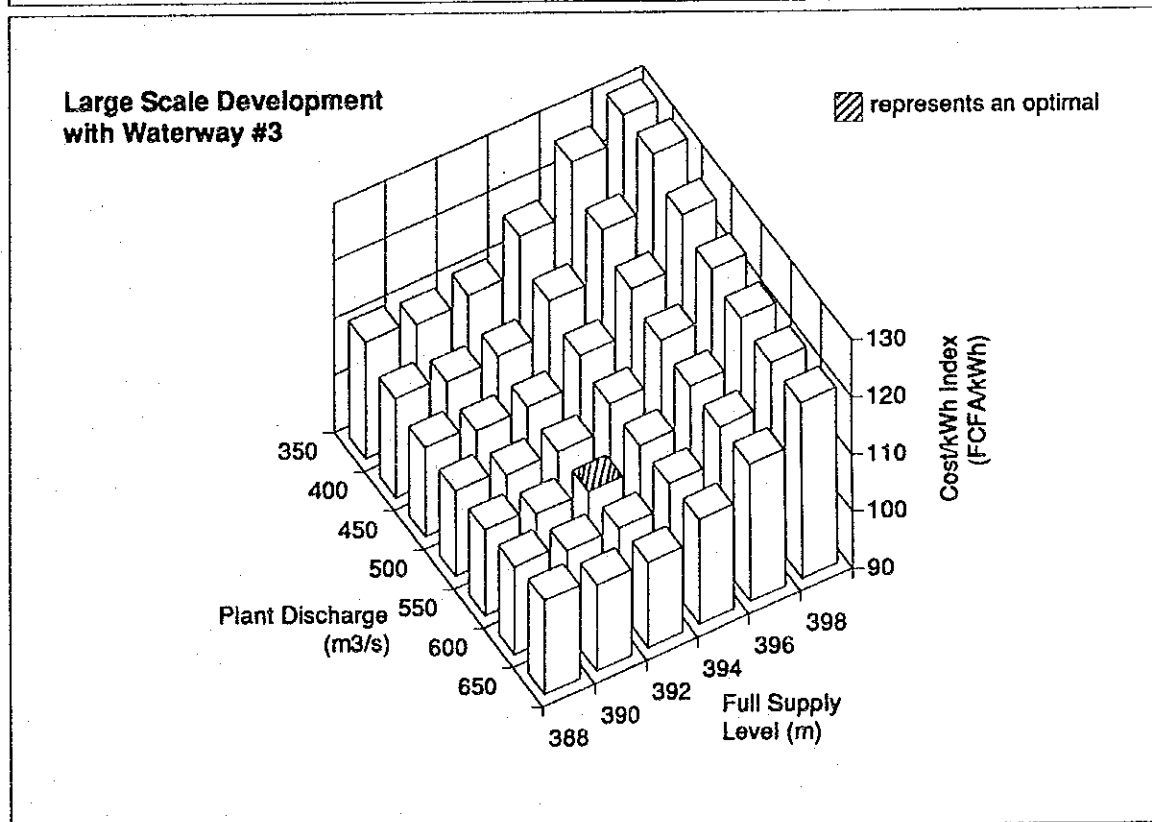
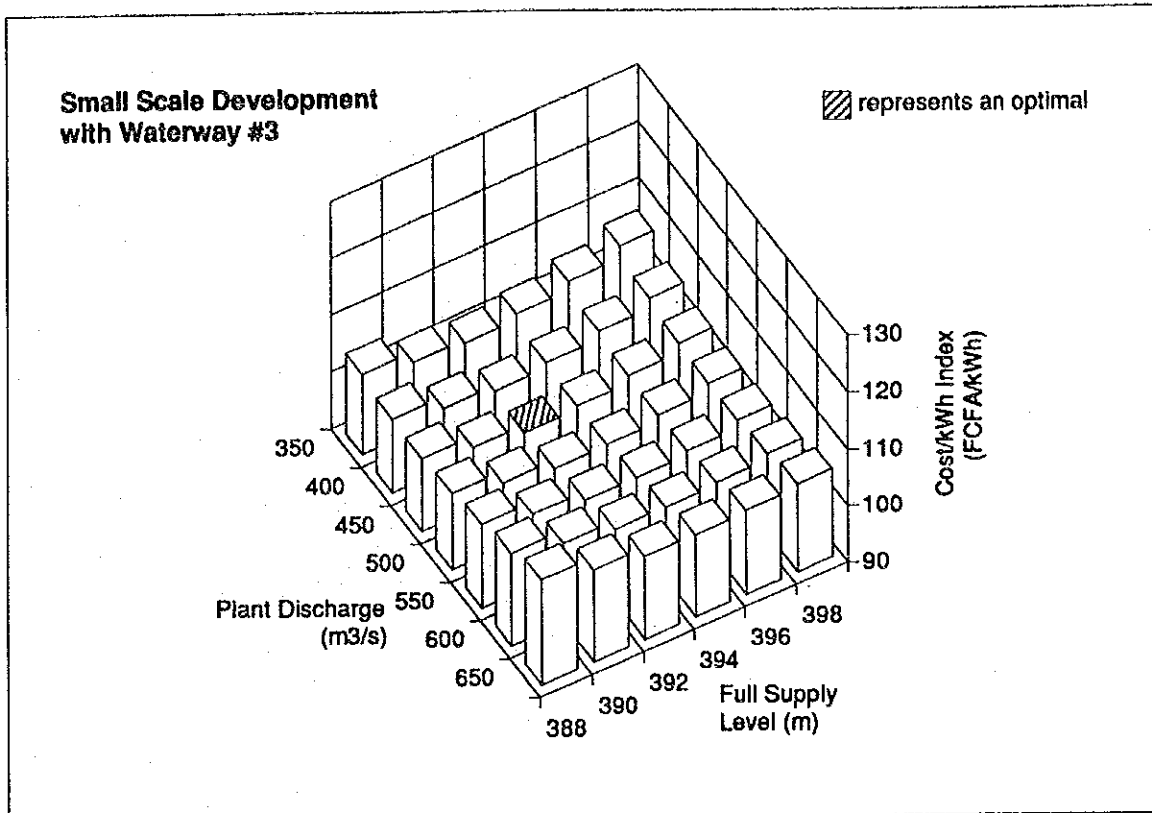


図 5.7 kW時当たりの事業費比較 (3/3)



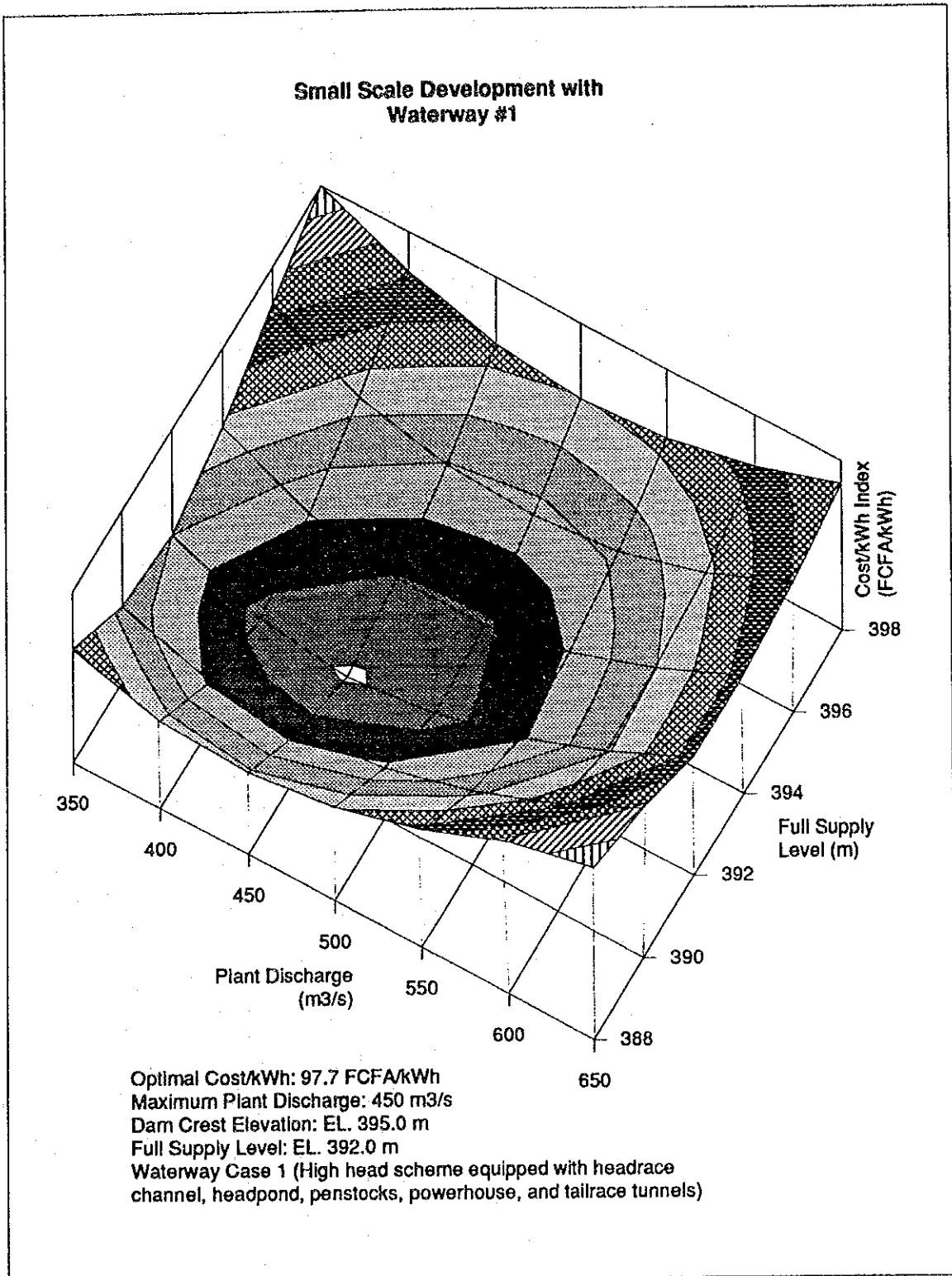
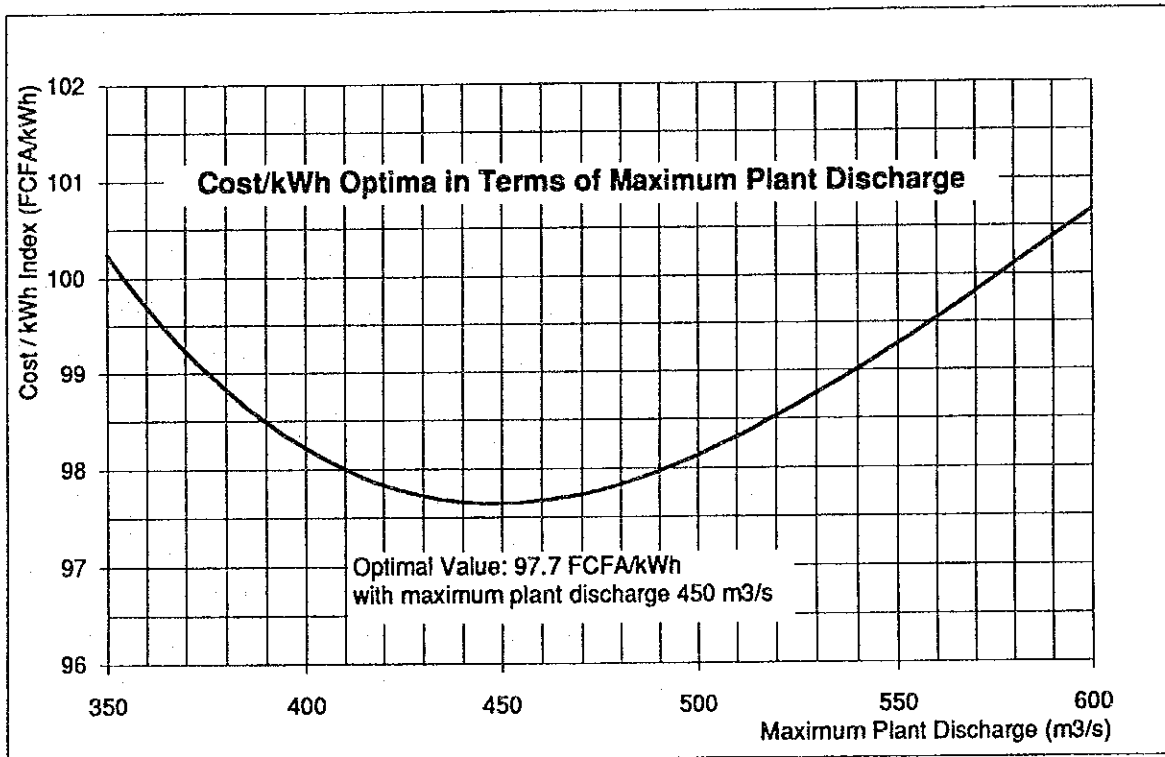
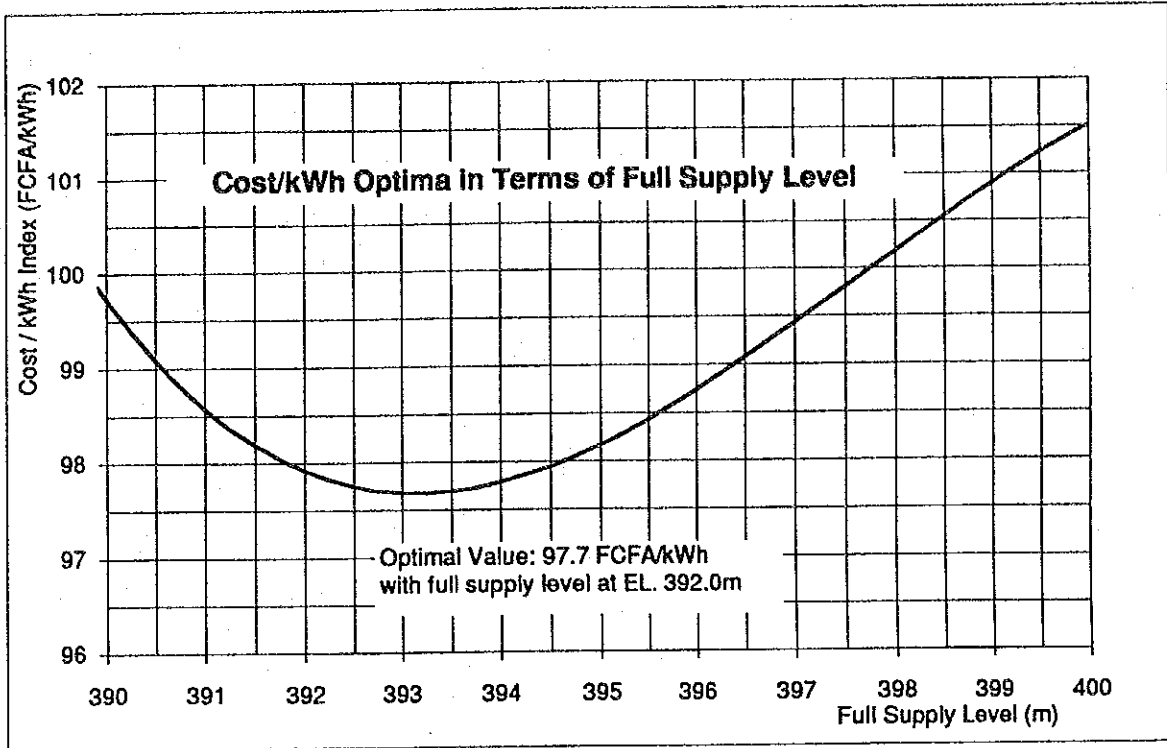


図 5.8 kW時当たりの最適事業費 (1/2)







Both series of Cost/kWh optima based on Small Development with Waterway Case 1.

図 5.8 kW時当たりの最適事業費 (2/2)



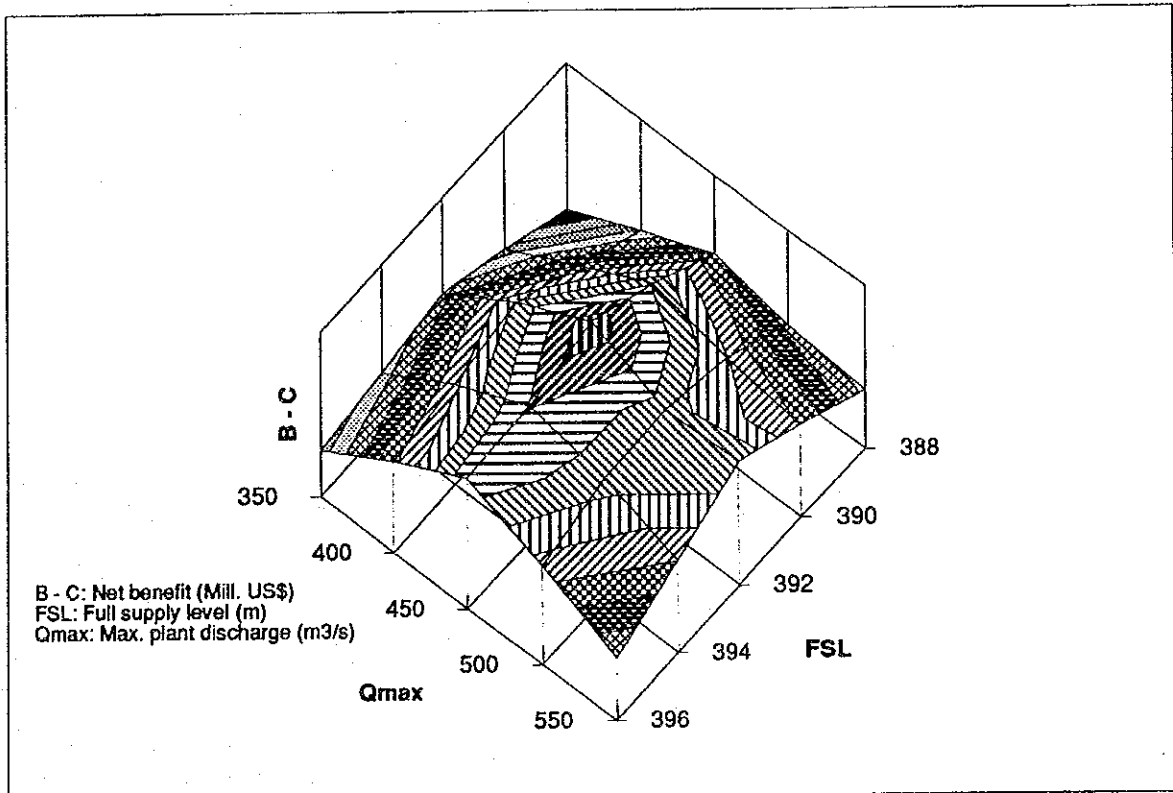
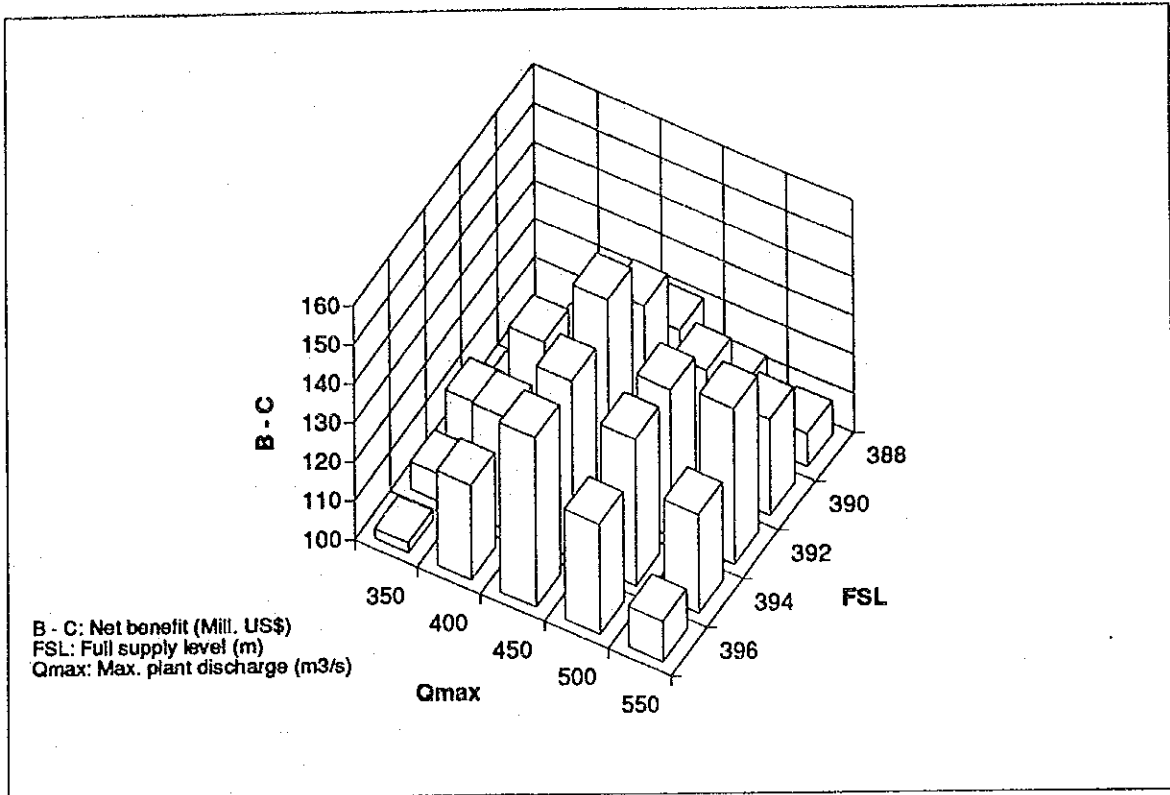
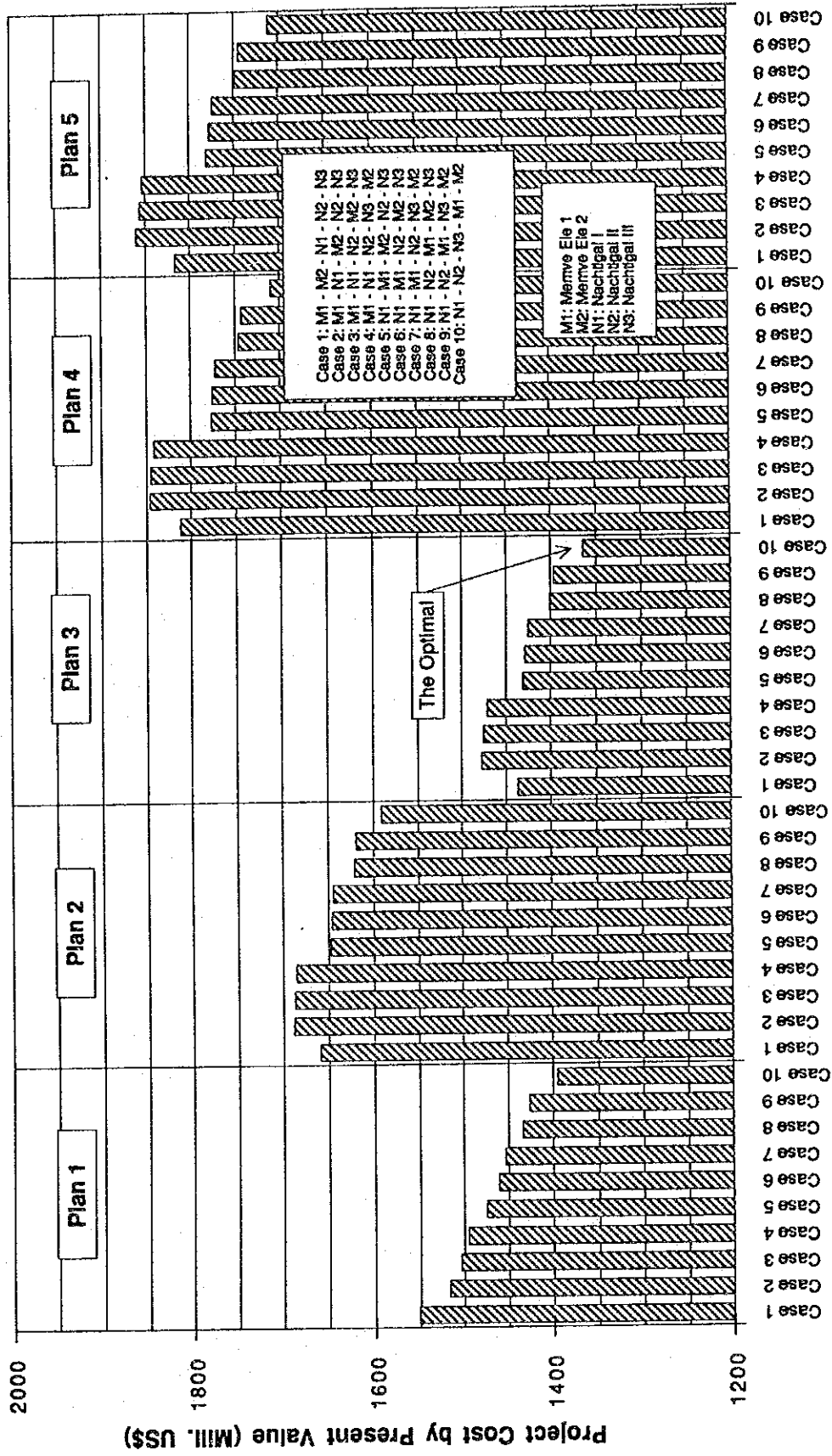


图 5.9 最適純便益



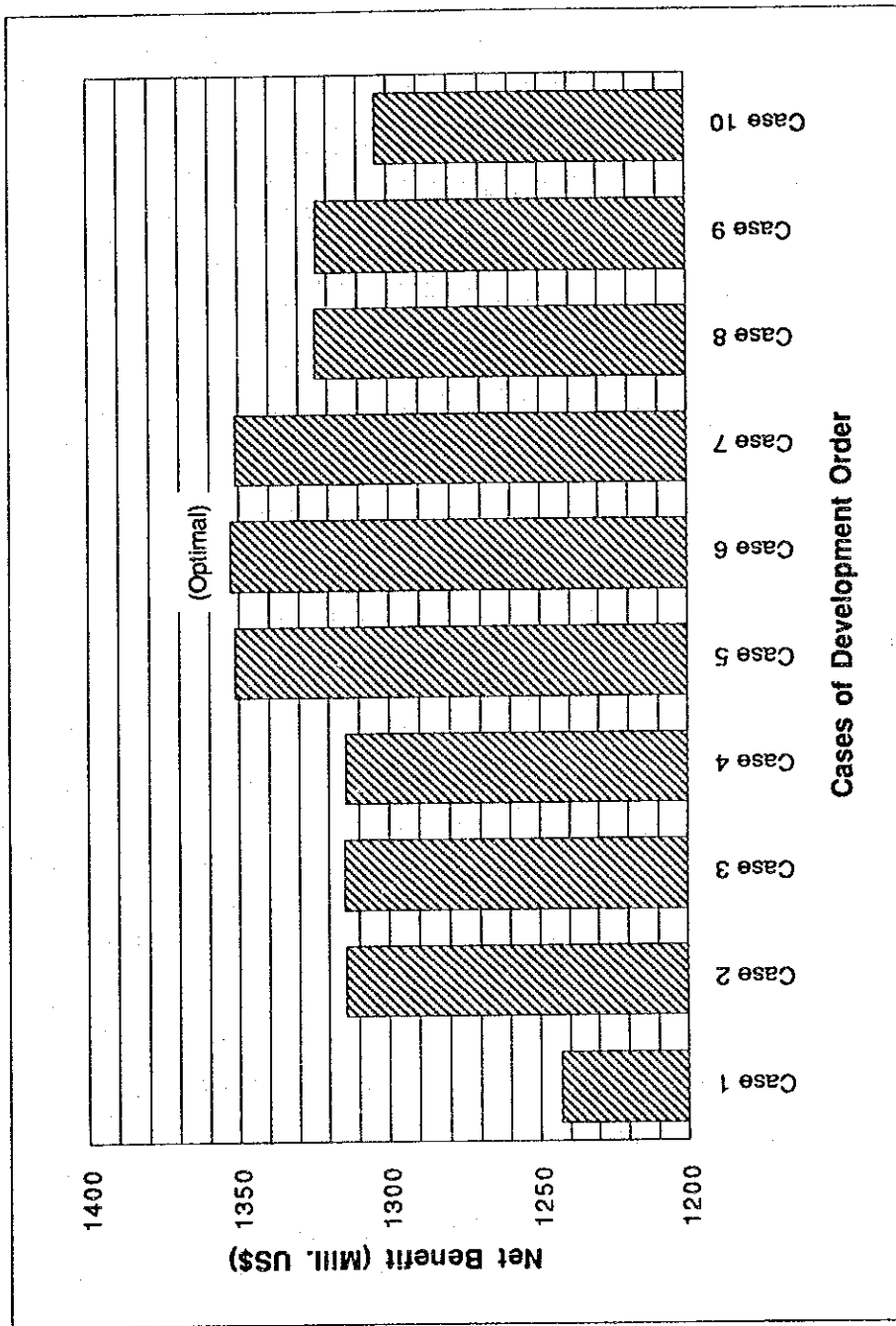


Cases of Development Order

See Section 5.5.3 of Main Text for definition of Plans 1 to 5.

图 5.10 最小事業費開発案





- Case 1: M1 - M2 - N1 - N2 - N3
- Case 2: M1 - N1 - M2 - N2 - N3
- Case 3: M1 - N1 - N2 - M2 - N3
- Case 4: M1 - N1 - N2 - N3 - M2
- Case 5: N1 - M1 - M2 - N2 - N3
- Case 6: N1 - M1 - N2 - M2 - N3 (Optimal)
- Case 7: N1 - M1 - N2 - N3 - M2
- Case 8: N1 - N2 - M1 - M2 - N3
- Case 9: N1 - N2 - M1 - N3 - M2
- Case 10: N1 - N2 - N3 - M1 - M2

- M1: Memve Ele 1
- M2: Memve Ele 2
- N1: Nachtigal I
- N2: Nachtigal II
- N3: Nachtigal III

図 5.11 最大純便益開発案





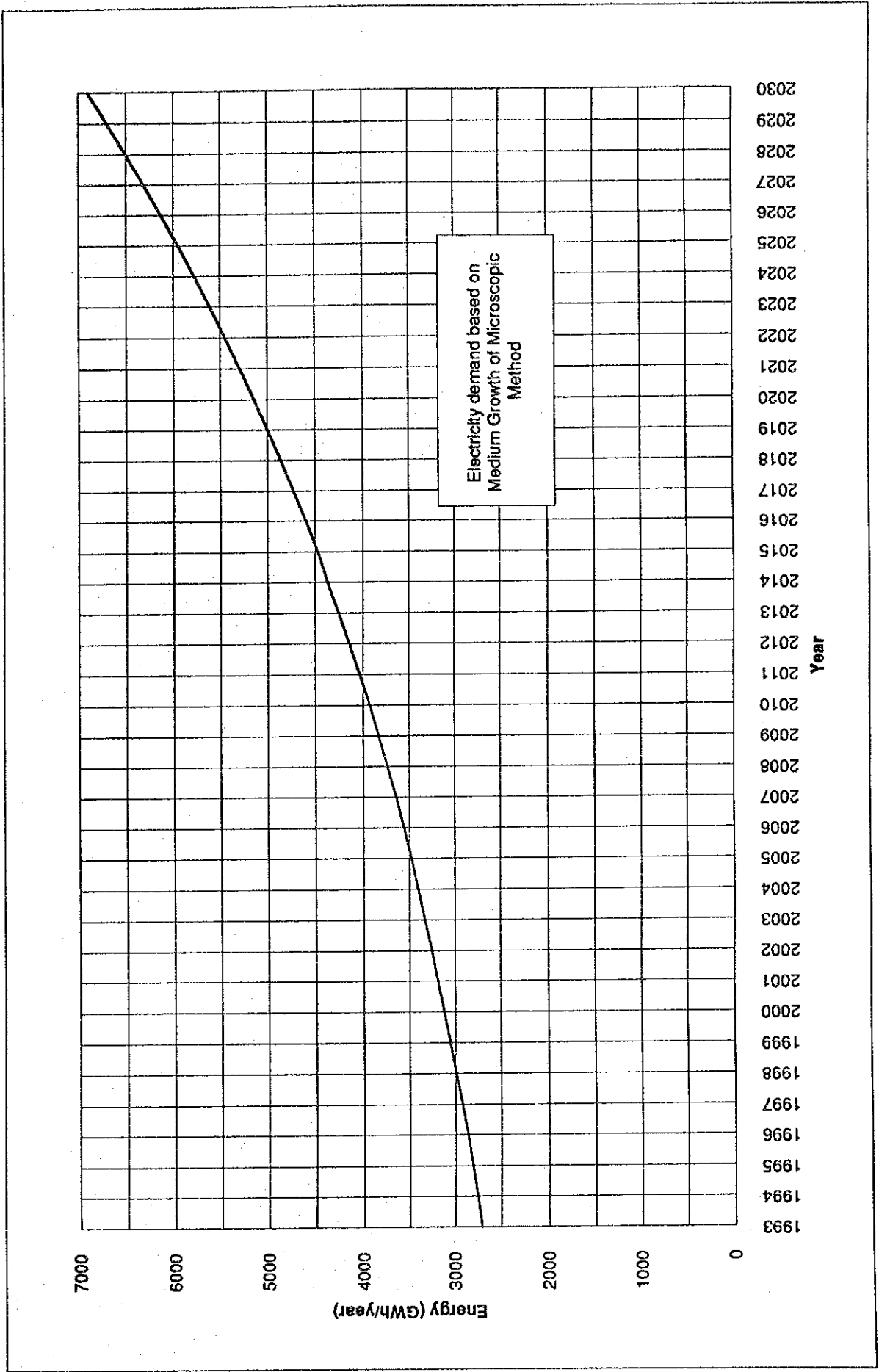


図 5.12 電力需要供給バランス (1/2)



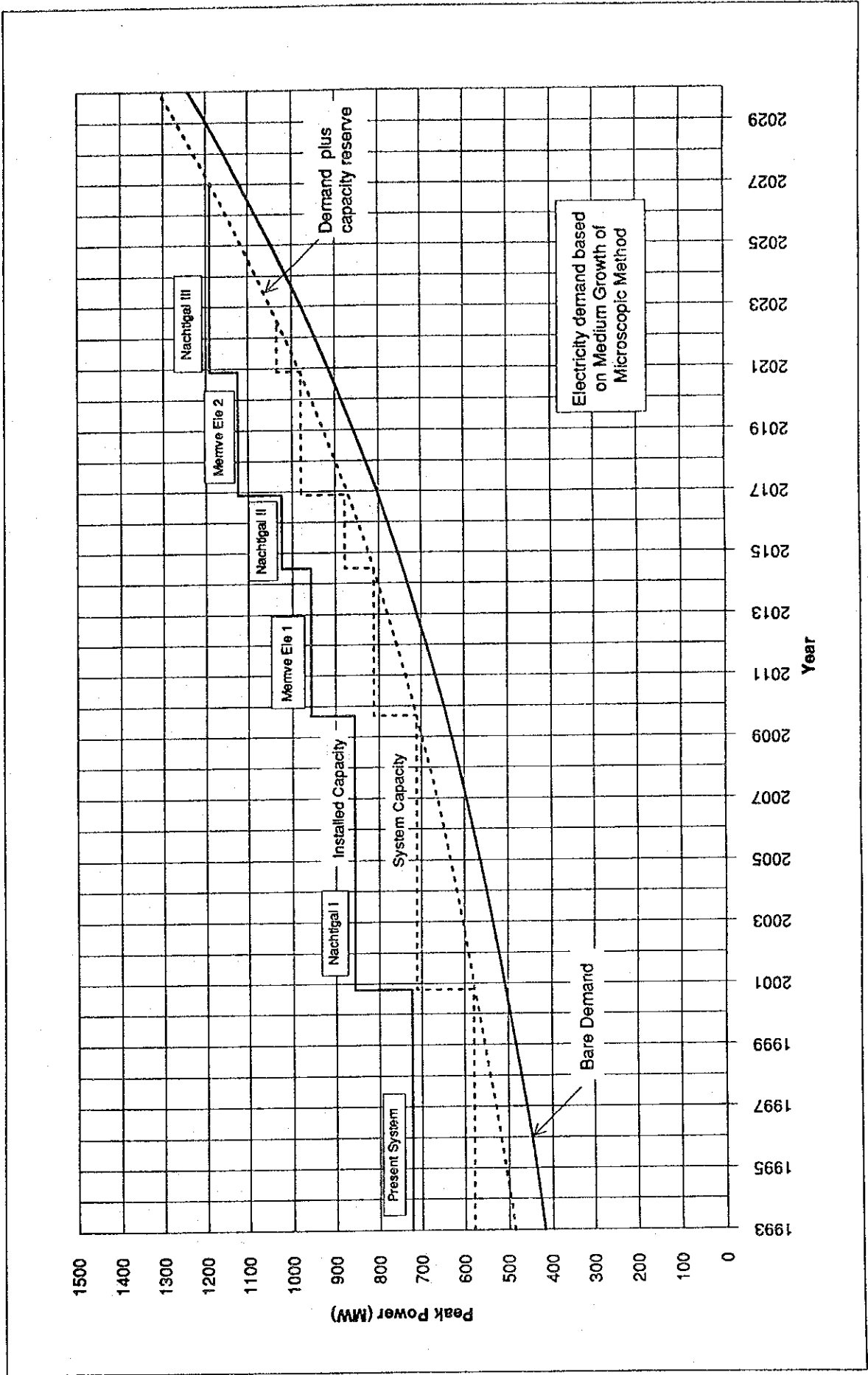


図 5.12 電力需要供給バランス (2/2)



## 第6章 計画の概要

### 6.1 序論

この章は、メンベレ開発計画の基本設計と計画の概要を述べる。但し、ここで述べる設計とは、開発計画の現実的工事費見積りを行う為のフィージビリティ設計レベルのものである。

第5章で述べた代替案の比較及び開発案の最適化を通じ、以下に示す開発案の基本諸元が求まっている。

(1)	貯水池高水位 (FSL)	EL. 392.0 m
(2)	貯水池低水位 (MOL)	EL. 391.5 m
(3)	設備容量	201.2 MW (50.3 MW×4台)
(4)	最大使用水量	450 m <sup>3</sup> /s
(5)	放水路水位	EL. 336.0 m

貯水池及び一般平面図を図6.1 及び6.2 に示す。

### 6.2 主要土木構造物

#### 6.2.1 転流工

本ダム工事期間の転流工法とし、仮締切ダムによる段階的転流方法が乾期を目標として行われることになであろう。一次仮締め切りは、洪水吐の工事のため、左岸ダム取付部近くで行われることになる。二次は中央の島、三次は右岸ダム取付部近くとなる。

転流工のための設計洪水量として、既往最大洪水量2,110 m<sup>3</sup>/sを採用するものとする。計画の中の本ダムは、1,850 mの長さを持ち、平坦な島々、川及び小川の上に建設が予定されている。従って、個々の川及び小川の水位流量曲線を求めることは難しい。仮締切ダムの堤頂は、限られた水文データ及び地形条件より標高EL. 385 mと推定される。この不確かさを払拭するために、詳細設計時には、さらに深い水文調査が望まれる。

仮締切ダムは、図6.4 に示すごとく、傾斜コア型ロックフィルタイプである。各締切段階毎の盛立土量は以下の如くである。

一次締切ダム： 38,000 m<sup>3</sup>

二次締切ダム： 21,000 m<sup>3</sup>

三次締切ダム： 13,000 m<sup>3</sup>

合計： 72,000 m<sup>3</sup>

## 6.2.2 ダム

### (1) ダム軸

地質及び地形条件を考慮すると、図6.1に示す二つのダム軸が最終的に残る。図6.3及び6.5に均一アースダムによりヌテム本流のみを締め切る小規模ダム開発計画の平面図及び縦断図が示される（図6.1に示す紫色のダム軸）。一方、ヌテム、ヌジョオ、ピオメの3河川を締め切る大規模ダム開発計画が考えられた（図6.1に示す赤色のダム軸）。

第5章の開発計画で述べたごとく、最適ダムサイト選定のための比較検討が行われ、ヌテム本流のみを締め切る小規模ダム案がメンベレ開発計画の最適ダムサイトとして定められた。

### (2) ダムの形式

提案されたダムサイトの地形及び地質条件は、コンクリート重力式ダム、またはフィルタイプダムの建設の両方の可能性を持つ。但し、ダム軸長は1.85 km、ダム高は最高20 m（大部分は10m以下）である。

調査期間中、不透水材料としての土取り場は、ダムサイト近くに豊富に存在することが判明した。これはアースダムの建設コストを低くすることにつながる。一方、ダムサイト近くの採石場は、量的に限られている。粗骨材及びフィルター材は、採石より生産しなければならないだろう。

ダム基礎の地質条件は、左岸ダム取付部、河床及び中央の島々では良いが、右岸ダム取付部では問題となっている。右岸ダム取付部の推定岩盤線は河床よりも低く、山側に向かって下がっている。従って、右岸部は厚い土カブリを持つ。

以下の理由により、メンベレ開発計画にとって最も適したタイプとして均一アースダムを採用した。

- (i) 長くかつ低いダム建設に対する適性
- (ii) 建設材料入手の容易性
- (iii) 右岸ダム取付部の地質の不良性
- (iv) 基礎処理の容易性

### (3) ダム堤頂標高

第5章で述べたように、貯水池高水位は標高392mと定まっている。一方、日本の建設省ダム設計基準によれば、ダム堤頂標高は、洪水、風による波浪、地震による波浪に対する安全性及びその他の余裕を考慮して決めなければならない。コンクリート式ダムの高さは、洪水吐ゲートの存否を考慮して、以下の表に示す如く決まる。但し、フィルタイプダムの場合、これ等の値にさらに1mを追加する。

洪水吐ゲートの存否	ダム堤頂標高(m)	
存	$H_m + h_w + h_e + 0.5$	( $h_w + h_e < 1.5$ の時は、 $H_n + 2$ )
存	$H_d + h_w + 0.5$	( $h_w < 0.5$ の時は、 $H_d + 1$ )
否	$H_n + h_w + h_e$	( $h_w + h_e < 2$ の時は、 $H_n + 2$ )
否	$H_d + h_w$	( $h_w < 1$ の時は、 $H_d + 1$ )

ここに、  
 $H_n$ : 高水位  
 $H_d$ : 洪水位  
 $h_w$ : 風による波浪高  
 $h_e$ : 地震による波浪高

従って、メンベレ開発計画におけるダムの予備設計において、ダム堤頂標高は、高水位に対して3mの余裕高を加え、標高395mと定めた。

### (4) ダム標準断面

ダムの標準断面を図6.5に示す。均一アースダムは浸潤線がダム下流法面に接することがないように排水層を設けなければならない。排水層の配置は、ダム高、間ゲキ水圧、漏水量及び土質材料等より定まる。計画中のダム高は最大断面で20mである。この規模の小さなダムに対しては、図6.5に示す垂直及び水平のドレーンが、浸潤線を下げるため、最もよく使われる。各ゾーンに対する盛立土量は以下の如くとなる。

1)	不透水ゾーン	673,200 m <sup>3</sup>
2)	排水ゾーン	84,800 m <sup>3</sup>
3)	トランジションゾーン	49,300 m <sup>3</sup>
4)	ロック材・捨石	75,900 m <sup>3</sup>
	計	883,200 m <sup>3</sup>

### (5) 基礎処理

グラウト工がダム軸に沿って行われることになる。1mの間隔を持った2列のグラウトカ

ーテンで、3m 間隔のボーリング孔でグラウトが行われる。岩盤線が河床より低い右岸ダム取付部では、上流面に対するブランケット工が施工されることになろう。

### 6.2.3 洪水吐

メンベレダムでは二つの洪水吐が計画されている（図6.5及び6.6参照）。一つは取水口近くの左岸ダム取付部近くに設けられる予定である。この洪水吐は洪水や堆砂を排出するための可動ゼキより成っている。洪水吐と取水口の位置関係は、導水路へのスムーズな流入、および取水口前面の堆砂の除去を洪水吐ゲートや排砂ゲートで行うことを考慮し定まった。もう一方は右岸ダム取付部近くに設けられる常用洪水吐である。これは貯水池の常時満水位 (FSL) と同じ標高 392.0 m の堰頂を持つ固定ゼキであり、貯水池流入量が小さい時の放流及び貯水池水位制御を目的として計画されたものである。

洪水吐の位置は、以下の事項を考慮して決められた。

- 1) 堆積物が少なく、良い基岩を有している。
- 2) 川岸の洗掘の恐れがない。
- 3) 転流工が比較的容易。
- 4) 将来の堆砂を考慮したとしても、設計洪水量を容易に流下し得る断面を有している。

洪水吐は、貯水池水位 El.392m で貯留効果を考えずに、10,000 年確率洪水量 3,450 m<sup>3</sup>/s を流下できるよう設計されている。左岸ダム取付部近くの洪水吐は、i) 11m 巾の洪水吐ゲート 5 門と ii) 取水口前面の排砂を目的とした排砂ゲートから成っている。

下流エプロンや側壁は、河床や川岸を洗掘から守るために設けられている。これらエプロン及び側壁は、コンクリート構造物でアンカーバーによって岩盤に固定される予定である。更に、エプロン下部には排砂工が施される。

右岸ダム取付部近くの常用洪水吐は、100 m の越流頂長を持つ固定ゼキである。貯水池流入量が発電使用水量を越え、貯水池水位が FSL を越えると、余剰水を自動的に放流する。又、この洪水吐は非常用洪水吐ゲートの誤操作に対する安全弁にもなる。



## 6.2.4 導水路

### (1) 概要

水力発電用水路は、取水口、導水路、ヘッドpond、圧力管路呑み口、圧力管路、水車、ドラフト・トンネル、アクセス・サージ・トンネル、放水路トンネル及び放水口より成っている。

導水路は、左岸に設けられ、取水口より半地下式発電所を通過し放水口を結んでいる。ルート選定は、その長さを最小にするとともに、メンベレの滝やヌテム峡谷の落差を最大限に取り込むように考えられている。導水路の平面図及び縦断面は、図6.7及び6.8に示される。

### (2) 取水口

取水口平面、縦横断図を図6.9に示す。取水口前面の堆砂除去のため排砂門が設けられる予定である。一方、ヘッドpondは浮遊砂除去のための沈砂機能を持つ。

ヌテム川の水位は洪水吐ゲートによって制御されることになる。そして、取水口の位置は流心方向と合うように左岸に定められた。また、排砂門は取水口に接するよう計画されている。

取水口の前面は自然の川岸に沿って、これより出過ぎることもなく、また、引込み過ぎることもなく配置されている。もし、取水口が自然の川岸より出過ぎると洪水時の破壊的力によって壊される恐れがある。一方、引込み過ぎると、渦が発生し洪水時の浮遊砂を取水口内に取り込み、水路内に堆砂させることになる。

取水口の敷高は、EL. 386 mである。これは堆砂が取水口に入り込むことを防ぐ目的で、洪水吐ゲート敷より4.0 m高く設けられているためである。更に、取水口前面には排砂門に続くコンクリート製のスラブが施されている。取庭は、圧力導水路への流入がスムーズに行われるよう序々に水路巾を減少させている。

ゴミ等の浮遊物の流入を防ぐため、取水口前面にスクリーンが設けられることになる。スクリーンは平鋼棒を平行に配置したもので、その配置間隔は水車のガイドベーンの開度以下とする。また、スクリーンはゴミの除去を容易にするため、平行方向1垂直方向3の割合で傾斜させる。巾11 m、高さ6.5 m、4門の取水ゲートが圧力導水路及びヘッドpondの点検・維持のための遮断用ゲートとして準備されることになる。このゲートは固定式ローラーゲートである。

また、以下の理由により一般的な沈砂池は設けてない。

- 1) 堆砂、浮遊砂ともに非常に少ない。

- 2) 発電のための落差は比較的小さい。
- 3) 水車回転速度が小さい。
- 4) ヘッドポントが沈砂池としての機能を持つ。

しかしながら、排砂用溝が取庭（スクリーンとゲートの間点）に設けられている。そして手動式排砂門（1門×1.0m巾×1.0m高）がこの排砂用溝の末端に配置されている。

取水ゲート直上流部には、ゲートの故障を考慮して角落しの為の戸溝を用意している。角落しは洪水吐用のものを兼用できる設計としている。

### (3) 導水路

導水路は取水口よりヘッドポントへの発電使用水の運搬を司る（図6.10参照）。水路の容量は最大使用量450m<sup>3</sup>/sを流下せしめるものとする。水路断面は側壁勾配1:2.0の台形である。水路勾配は1/4,000。流速は、水路内の沈砂を防ぐための許容量最大流速0.6 m/s から1.0 m/s と許容量最大流速4.0 m/s の間にある。水路は2.5 km の長さを持ち、コンクリート・ライニングが施される計画である。

導水路の線形は、最初、南南西に向かい、3分の1の距離で方向を南西に変え、山裾を通る。2分の1の距離で方向を西に変え、原石山として予定されている尾根を横切って、ヘッドポントへ続く。この線形は信頼しうる基礎の確保を狙って定められたものである。しかし、最初の300 m区間は、湿地を横切らざるを得ない。この地耐力の劣る湿地での建設に当たっては、湿地プルや地盤改良の為のジオテキスタイルの使用が考えられる。

明かりや盲の排水設備は、地上の雨水が地下の浸透水を排除するために設けられる。点検道路も水路の両岸に建設される予定である。

### (4) ヘッドポント

ヘッドポントは、ヌテム峡谷近くの沢筋に小さな取水ダムを設けることによって作り出される。導水路が比較的長く、負荷変動の影響を受ける為、ヘッドポントの容量は取水口より水の供給がなくとも、最大使用水量で10分以上の運転が可能となるよう定められている。

ヘッドポントはフランス水車の磨耗を防ぐための沈砂池の機能を持つ。従って、池の底は、貯水容量/堆砂容量を増やす目的で、採石場として使用することが望まれる。

点検道路を池の周囲に巡らし、これに沿って側溝が作られ、雨水を集め池の外へ排出する。当然、池の底の点検、排砂の為の取付道路も考慮されなければならない。

### (5) ペンストック取水ダム

ペンストック取水ダムは、両取り付け部におけるアースダムと中央部のコンクリート取

水口からなる複合ダムである（図6.11参照）。その基礎は比較的カブリが浅く、施工にとって好ましいものである。

ベンストック前面には、導水路やヘッドポンド内の浮遊物が水車内に引込まれることがないようにスクリーンが設けられている。また、4つの固定式ローラーゲートが非常時の緊急遮断のために圧力管路の入口に設けられている。これ等は当然、圧力管路や水車の抜水・点検のための遮断用ゲートとしても使われる。

取水口前面に発生する空気混入渦は水車効率を低下せしめ、浮遊物をスクリーンに詰まらせ、きめの粗い運転に導く。従って、取水口の敷高は、水圧鉄管直径の2倍以上の水深を取るよう、標高377.0 mと定めた。

#### (6) 圧力管路

四条の圧力管路は、ヘッドポンドと発電所の最短距離を結んでいる（図6.11参照）。長さは約52 mの立坑と42 mの水平坑よりなっている。水圧鉄管路は直径6.0 mより4.0 mの埋設式鉄管路として計画されている。

#### (7) ドラフト・トンネル

直径6.9 mのドラフト・トンネル4条は、吸出管と放水路調圧水槽を結んでいる。各2条のトンネルは調圧水槽の下流で合流し、2条の放水路トンネルと成る。発電所主機中心線より調圧水槽までの距離は約70 mである。

#### (8) アクセス・サージ・トンネル

放水路トンネルの長さは1.4 km、そしてトンネル内流速は3.6 m/sである。この水理条件下において、突然の流量変化によって引き起こされる水撃圧を軽減するため、放水路調圧水槽が必要となる。

一方、半地下式発電所の掘削を効率良く行う為、アクセス・トンネルの建設が必要である。このトンネルは将来、No.2放水路トンネルの放水路調圧水槽として使われる。幅7 m、高さ6 mのアクセス・サージ・トンネルは発電所下部及び放水路トンネルに結ばれる。トンネルの出口は放水口最高水位以上に設け、サージングをトンネル内で収束させるよう配慮されている。

尚、放水路トンネルNo.1には地下式放水路調圧水槽を別途設けることになる。

#### (9) 放水路トンネル

2条の放水路トンネルは、放水路調圧水槽下流の合流点と放水路出口を結ぶ1.5 kmの長さを持つ直径9.0 mの円径断面である。

トンネル内の最大流量は225 m<sup>3</sup>/s。これは水車2台分の最大使用水量に等しい。

## (10) 放水口

放水路トンネルの出口に、EL. 334 m の堰を持った門型構造物を設ける計画である。この堰は許容の吸出高を確保する目的のほか、洪水時の土砂がトンネル内に入り込むことを防ぐ目的で作られている。(図6.12参照)

放水庭は、発電使用水量をヌテム峡谷へスムーズに導くため、門型構造物の下流に作られる。放水庭は40 m の長さで40 m の巾を持つ。

## 6.2.5 発電所

### (1) 概要

発電所サイトは、メンベレの滝より1.5 km 下流、ヌテム峡谷の左岸にある。発電所は半地下式建屋と屋外開閉所から成る。発電所建屋は4台の縦軸発電機及びフランシス水車を内蔵する(図6.13参照)。

### (2) 発電所建屋

発電所建屋は、鉄筋コンクリート製の半地下式で、50MW の発電機4台を内蔵する。基本寸法(巾32 m、長さ120 m、高さ62.5 m)は、主機の寸法、吸収高、及び機器組立スペースなどを考慮して決まった。発電所内の基本的な機器の配置及び寸法を図6.13に示す。

半地下式の代替案としての地下式(空洞)発電所建設の可能性を明確に否定するものは無い。しかし、地下発電所を採用した場合、空洞上部より地表に向う堅岩の厚さがほぼ地下空洞の巾と同じとなって、地山の安定上問題となり得る。

発電所は平面は主機室、組立室及び制御室や事務室などの一画より成る。主機室は段階開発を考慮し、長手方向の両端に二分されている。寸法は、巾20 m、長さ43 m。組立室は発電所の中央に位置し、巾20 m と長さ31 m である。組立室の下部かつ二つの主機室の間は、ロックストラットとして岩盤を残し、発電所側壁の挙動を制御する。制御室や事務室などの一画は、巾10 m、長さ120 m である。

主機間隔は水車の組立、配置及び補機のスペースを考慮し、25 m とした。水車センターは標高330 m、最小放水庭水位標高334 m より4.0 m 下がりとし、吸水高を確保する。

### (3) 屋外開閉所

屋外開閉所は発電所に接し、ヌテム峡谷の左岸に位置する。寸法は120 m × 200 m、標高はEL. 378 m である(図6.14参照)。

## 6.2.6 サドルダム

ニャベサン村より3 kmの距離にあるアベン・メロン村の既存道路際にはやせ尾根がある。この尾根は標高397 mで、尾根のふもとは湧水が確認されている。サドルダム、またはブランケット工はこの尾根に設けられることになろう。

サドルダムのタイプは均一アースフィルタイプが適当である。上下流の法面勾配は5 m程度のダム高を考えると、各々1:3.0と1:2.5となる。また、長さ約300 mダム堤頂は迂回路としても利用される。

## 6.2.7 取付け道路

開発工事に先立ち、取付け道路、迂回道路、運搬道路などの建設を必要とする。取付け道路及び迂回道路は永久構造物として、一方、運搬道路は一時的なものとして建設される。

永久構造物としての取付け道路は、ニャベサンとマーンを結ぶ既存道路、ニャベサンとダムサイト及び発電所を結ぶ新設取付け道路とからなる。この既存道路については、建設工事開始以前に、簡単な補修が必要である。ニャベサンの分岐点よりダムサイトまでの距離は約1.0 kmである。

以下に取付け道路の区間及び距離を示す。

<u>区間</u>	<u>距離 (km)</u>	<u>幅員 (m)</u>
ニャベサン - ダムサイト	1.0	6.0
ダムサイト - 発電所	3.0	6.0

## 6.3 水力機械設備

主な水力機械設備は、ゲート、塵除け格子、バルブ、そして水圧鉄管などから成る。以下に、この開発計画の主要な構造物の概要を述べる。

### (1) 洪水吐ゲート (角落し2セットを含む)

型式	:	ラジアル
門数	:	5門
寸法	:	巾11.0m × 高さ10.5m

(2) 排砂ゲート

型式 : ラジアル  
門数 : 1門  
寸法 : 巾11.0m × 高さ13.5m

(3) 取水口塵除け格子

型式 : 固定スクリーン  
数 : 14台  
寸法 : 巾10.0m × 高さ9.0m

(4) 取水口ゲート

型式 : ローラ  
門数 : 4門  
寸法 : 巾11.0m × 高さ6.5m

(5) 排砂ゲート

型式 : スルースゲート  
数 : 1セット  
寸法 : 巾1.0m × 高さ1.0m

(6) 水圧鉄管入口塵除け格子

型式 : 固定スクリーン  
数 : 8セット  
寸法 : 巾10.5m × 高さ19.0m

(7) 水圧鉄管入口ゲート (角落し1セット含む)

型式 : ローラ  
門数 : 4門  
寸法 : 6.0m角

(8) 水圧鉄筋

型式 : 埋設型  
条数 : 4条  
寸法 : 直径6.0m - 5.5m、長さ80m

(9) ドラフトチューブゲート

型式	:	スライドゲート
門数	:	4門
寸法	:	6.0 m角

(10) 放水口ゲート

型式	:	ローラ
門数	:	2門
寸法	:	9.0 m角

## 6.4 発電設備

発電設備の基本設計条件を以下に示す。

- 貯水池高水位 EL. 392.0 m
- 貯水池低水位 EL. 391.5 m
- 最大使用水量 450 m<sup>3</sup>/s
- 放水路水位 EL. 336.0 m
- 定格落差 52.3 m

主機の配置は段階開発を考慮して定められている。水車のタイプは、落差及び使用水量の関係、特性及びコストより、フランシス水車と定めた。発電機は回転速度及び容量より立軸傘型となる。

発電機呑設備の基本諸元を以下に示す。

a) 水車

- 台数 4台
- 型式 立軸フランシス
- 定格水頭 52.3 m
- 最大使用水量 450 m<sup>3</sup>/s
- 定格出力 206,400KW (51.6MW ×4台)
- 定格回転数 200 rpm.

b) 発電機

- 台数 4台
- 型式 3相立軸回転磁界型
- 定格容量 55,900 KV
- 発電機の端子電圧 11 KW
- 力率 0.9
- 定格出力 50,300 KW

c) 主変圧器

- 台数 4台
- 型式 油入強制冷却屋外型
- 容量 55,900 kVA
- 電圧 11 / 225 kV

## 6.5 送電線及び変電所

### 6.5.1 電線および架空地線

#### (1) 電力線のサイズ

当計画に使用する電線は高圧送電線に一般に用いる鋼心アルミ撚線(ACSR)とする。201 MWを長距離に送電する当計画では2回線の送電線を必要とする。201 MWの場合相電流は450アンペアとなる。225kV送電線のコロナ臨界電圧からの制約で電線の最小直径は20 mmとなる。この2点から当計画に適用可能な最小電線サイズはJIS規格のACSR 160 mm<sup>2</sup>、BS規格ではACSR Panther、ASTM規格ではACSR Larkの電線となる。

当計画の様な大型送電線では電圧降下、電力損失の面からACSR 410 mm<sup>2</sup>(JIS)、ACSR Deer(425 mm<sup>2</sup>)(BS)、ACSR Condor(400 mm<sup>2</sup>)(ASRTM)または同等のサイズとなる。

これらの電線の電氣的、機械的特性は下記の通りである。



項目	ACSR 410 mm <sup>2</sup>	ACSR Deer	ACSR Condor
撚線構成(Al/mm+St/mm)	26/4.5+7/3.5	30/4.27+7/4.27	54/3.1+7/3.1
断面積 (アルミ)	413.4 mm <sup>2</sup>	429.6 mm <sup>2</sup>	402.8 mm <sup>2</sup>
(鋼)	67.4 mm <sup>2</sup>	100.2 mm <sup>2</sup>	52.0 mm <sup>2</sup>
(合計)	480.8 mm <sup>2</sup>	529.8 mm <sup>2</sup>	454.8 mm <sup>2</sup>
直径 (mm)	28.5	29.89	27.73
単位重量 (kg/m)	1.673	1.973	1.460
破断強度 (kg)	13,910	16,210	12,600
電流容量 (A)	840	860	840

## (2) 架空地線のサイズ

架空地線は雷撃から電力線を保護するために電線の上に遮蔽角0度で2本設置する。架空地線は70 mm<sup>2</sup>の断面積を有する亜鉛メッキ鋼撚線とする。このサイズは径間の中央に於いても十分な遮蔽を保持し地線から電力線への逆閃絡を防止するように選定する。即ち、電力線の無風最低温度に於ける弛度の80%を架空地線の弛度となるような機械的な強度を有するサイズを選定する。

公称断面積：	70 mm <sup>2</sup>
撚線構成：	7/3.5mm
計算断面積：	67.35 mm <sup>2</sup>
電線直径：	10.5 mm
単位重量：	0.533 kg/m
破断張力：	5,580 kg

## (3) 電力線および架空地線の弛度

電力線および架空地線の張力は気温、電流による温度上昇、電線・地線への風圧等により変化する。弛度は規定されている気象条件下で、これらの張力が許容強度を超過しないように決められる。

電線および架空地線の最大使用張力は設計最大荷重および Everyday Stress (日常応力) に対する規定安全率を確保できるように決定する。鋼心アルミニウム撚線の常時応力は無風平均温度に於ける電線の応力である。

電力線および架空地線の弛度は現地の気象状況を参照し下記条件にて算出する。

- (a) 最苛酷設計条件: 最低温度時最大風圧
- (b) 最大風圧: 480 pa
- (c) 電線最高温度: 75 度  
 架空地線最高温度: 40 度  
 電線平均温度: 25 度  
 架空地線平均温度: 25 度  
 電線最低温度: 15 度  
 架空地線最低温度: 15 度
- (d) 安全率  
 破断荷重に対する最大張力: 2.5 以上  
 破断荷重に対する常時応力: 5.0 以上
- (e) アルミの弾性係数: 6,300 kg/mm<sup>2</sup>  
 鋼の弾性係数: 21,000 kg/mm<sup>2</sup>
- (f) アルミの線膨張: 23x10<sup>-6</sup>/°C  
 鋼の線膨張: 1.5x 10<sup>-6</sup>/°C

計算の結果 (等価径間=400 m) は電力線、架空地線の最大使用張力は各々 3,500kg, 1,450kg である。電力線の弛度は下記の通りである。

径間長 (m)	最大弛度 (m) (張力=2.404kg)	最小弛度 (m) (張力=2.789kg)
50	0.22	0.19
100	0.87	0.75
200	3.48	3.00
300	7.83	6.75
400	13.92	12.00
500	21.75	18.75

径間長 (m)	最大弛度 (m) (張力= 2.404kg)	最小弛度 (m) (張力= 2.789kg)
600	31.32	27.00
700	42.63	36.75
800	55.68	48.00
900	70.47	60.75
1,000	87.00	75.00
1,500	195.75	168.75

## 6.5.2 碍子

送電線の絶縁設計は基本的には内部異常電圧によっては絶対に閃絡しないことを前提とする。

### (1) 使用碍子

当計画に使用する碍子は、強化ガラス製又は磁器製のボール型とし、直径254 mm x 高さ146 mmの懸垂碍子とする。電氣的・機械的特性は下記の通りである。

- |            |               |          |
|------------|---------------|----------|
| (a) 最小閃絡電圧 | : 商用周波数 (乾燥)  | : 78 kV  |
|            | : 商用周波数 (注水)  | : 45 kV  |
|            | : 50% 閃絡 (正極) | : 120 kV |
|            | : 50% 閃絡 (負極) | : 125 kV |
| (b) 最小耐電圧  | : 商用周波数 (乾燥)  | : 70 kV  |
|            | : 商用周波数 (注水)  | : 40 kV  |
| (c) 課電破壊強度 | : 12,000 kg   |          |

### (2) 碍子連

碍子連の連結碍子個数は、下記の方法より決定する。

- 碍子連の注水開閉サージ耐電圧が系統内に発生する開閉サージの波高値以上であること。
- 碍子連の注水商用周波数耐電圧は系統内に発生する短時間異常電圧の有効値以上で

あること。

碍子連は、電画からの保護、アークの転移及び構成碍子の電界の均等化のために、碍子連の両端に二アーキング・ホーンを取り付けることにする。下記は直接接地系統に於ける送電線絶縁設計の概要である。

系統公称電圧	: $V_c$	: 225 kV
最高運転電圧	: $V = 1.15 V_c$	: 260 kV
開閉サージ	: $U = 2.8 (\sqrt{2} / 3)$	: 595 kV
絶縁低下補償係数	: $R$	: 1.1
短時間過電圧係数	: $O_v$	: 1.3
耐電圧 (開閉サージ)	: $U_0 = U \cdot R$	: 645 kV
(短時間過電圧)	: $U_0' = (V / \sqrt{3})$	: 215 kV
必要碍子個数	: $N$	: 13
碍子連の耐電圧 (開閉サージ)	: $U_0$ 以上必要	: 725 kV
(短時間過電圧)	: $U_0'$ 以上必要	: 420 kV
碍子連長	: $Z_0 = N \times 0.146$	: 1.898 m
アーキング・ホーンの間隙	: $Z = 0.85 Z_0$	: 1.613 m
間隙の衝画耐電圧	: $U_0$ 以上必要	: 695 kV
間隙の商用周波数耐電圧	: $U_0'$ 以上必要	: 455 kV

当計画に使用する碍子連の概要を図6.16に示す。2連碍子連は主要道路、河川、配電線・送電線・電話線等の横断電間に適用する。

### (3) 充電部と鉄塔材との最小絶縁間隔

この間隔は、絶縁協調を考慮して下記のように決定した。図6.17にその必要間隔を示した。

- 標準絶縁間隔は無風状態及び20度横振れの場合に確保すべき間隔であり、電衝画電圧に協調する間隔である。通常経験式 " $L = 1.115 Z + 0.021$  (m)" で得られる値以上とする。Zは碍子連の設計アーキング・ホーン間隙である。当計画の送電線標準絶縁間隔は、この式より1,800 mmを得られる。
- 最小絶縁間隔は、碍子連の開閉サージ最小耐電圧に相当する間隔 (1,475 mm) 以上とし、これは碍子連が最大に横振れした状態に於いて確保するものである。
- 碍子連の最大横振れ角度は、碍子連に作用する最大水平荷重と垂直荷重により決まる。最大水平荷重は400 m径間に於ける電線・碍子への最大設計風圧であり、垂直荷

重は同径間の電線・碍子重量である。当計画に於ける最大横振れ角度は40度となる。

### 6.5.3 鉄塔

#### (1) 鉄塔型

当計画に使用する鉄塔は自立型、亜鉛メッキ鋼構造としコンクリート基礎の上に建設する。各鉄塔は継脚及び片継脚を備えるものとする。鉄塔は下記型に分類するが現地に於ける測量結果により、ほかの型も必要となることもある。

- (a) S型鉄塔： 直線区間及び水平角度2度迄の区間に使用し、懸垂碍子連を適用する。
- (b) I型鉄塔： 水平角度15度迄の区間に適用し、耐張碍子連を使用。
- (c) M型鉄塔： 水平角度30度迄の区間に適用し、耐張碍子連を使用。
- (d) H型鉄塔： 水平角度60度迄の区間に適用し、耐張碍子連を使用。
- (e) T型鉄塔： 送電線の引留地点に適用すると共に60度迄の角度点にも適用可能であり、耐張碍子連を使用する。

鉄塔の片継脚は、鉄塔建設地点の原地盤を極端に変形せずに適用するためのものであり、基礎周辺の地盤崩壊を防止する目的であり図6.17にその概要を示してある。

#### (2) 鉄塔の高さ

鉄塔の高さは下記により決定する。

$$H = Gc + Sg + Li + 2Hc + Hg$$

ここに H = 標準鉄塔高

Gc = 最低電力線の必要地上高

Sg = 電力線の最大強度

Li = 碍子連長、但し耐張碍子連を使用する鉄塔に於いては零

Hc = 電力線の腕金の垂直間隔

Hg = 最上の電力線用腕金と架空地線用垂直間隔

鉄塔は標準高、上記の片継脚の他に3mステップにて継脚を設けて各ケースに対応する。

### (3) 設計径間

鉄塔は下記の径間を基礎として設計するものとする。

鉄塔型	S	L	M	H	T
設計基準径間 (m)	400	400	400	400	400
風圧径間 (常時) (m)	500	500	500	500	500
風圧径間 (異常時) (m)	350	350	350	350	350
重量径間 (常時) (m)	700	700	700	700	700
重量径間 (異常時) (m)	500	500	500	500	500

これ等の径間長は測量の結果によって変更される場合もある。

### (4) 設計荷重

鉄塔の設計に際しては下記の荷重を考慮する。

#### (a) 風圧荷重

- 電線・架空地線の投影面積当たりの風圧 : 480 pa
- 鉄塔投影面積当たりの風圧 : 1,200 pa
- 碍子連の投影面積当たりの風圧 : 720 pa

#### (b) 最大使用張力

- 電力線 : 3,500 kg
- 架空地線 : 1,450 kg

#### (c) 垂直荷重

- 鉄塔構造物 : 鉄塔及び付属品の重量
- 電力線 : 規定径間長荷相当する電線及び付属品の重量
- 架空地線 : 規定径間長荷相当する電線及び付属品の重量
- 工事用荷重 : 従業員重量及び架線工事用支線の分力

- (d) 電力線及び架空地線の水平角度分力 : 最大張力の水平分力

### (5) 設計条件

#### (a) 常時荷重

下記荷重が同時に使用すると想定する。

- (i) 垂直荷重 : 上記の通り
- (ii) 水平横荷重 : 風圧及び角度分力
- (iii) 水平縦荷重 : 風圧及び工事荷重但しT型鉄塔に対しては最大張力の引留

(b) 異常時荷重

電力線のうち何れか1本、又は架空地線の1本が断線したと想定した場合に発生する荷重。断線時荷重はそれぞれの最大使用張力の100%を想定するが、S型鉄塔については断線時にその懸垂碍子連が断線方向に流れることによる張力減が生じるので最大張力の70%を想定する。

(c) 安全率

鉄塔設計に際しては下記安全率を考慮する。

- (i) 常時荷重の合計に対して1.5以上
- (ii) 異常時荷重の合計に対して1.1以上、但し腕金に対して1.5以上

これら安全率は鉄塔材料の降伏点強度に対して保持するものとし、製造者工場にて実物大鉄塔の荷重試験により実証するものとする。

(6) 鉄塔基礎

(a) 基礎型

標準基礎はコンクリート逆T字型基礎とし、地盤の種類により下記に分類する。

基礎型	極限地耐力	土の単位重量	安息角
L	60 t/m <sup>2</sup>	1.6 t/m <sup>3</sup>	30
M	40 t/m <sup>2</sup>	1.5 t/m <sup>3</sup>	20
H	20 t/m <sup>2</sup>	1.4 t/m <sup>3</sup>	10

(b) 基礎の設計

各種基礎型鉄塔から伝達される圧縮力、引上力、水平力に対して下記安全率を保持する様に設計する。

- (i) 常時荷重の合計に対して2.0以上
- (ii) 異常時荷重の合計に対して1.5以上