補　足　覚　書 No. 5

パシア及びムダミット－2計画

木柱による66KV送電線

補　足　覚　書 No. 5

パシア及びムダミット－2計画

木柱による66KV送電線

本巻第1部の計画ではパシア及びムダミット－2の66KV送電線に鉄柱を使うこととしている。代案として木柱を使い初期投資減少の可能性を検討する。

1．送電線コスト

(1)　現時点の見積り

（単位：千MS）

	数量	単価	金額
パシア			
－既設道路より進入可能な地域の線	90km	160	14,000
－原始林地域の線	20km	320	6,400
－原始林地域内の低質進入路	Ls		5,600
計			26,400
ムダミット－2			
－既設道路より進入可能な地域の線	60km	160	9,600

(2)　木柱の場合

本ケースでは鉄柱の使用を急斜面で長スパンによる建設が必要とされる地域に限定する。コストの見積りは次の通り。

（単位：千ＭＳ）

	数量	単価	金額
パシア			
－進入可能の地域の線（木柱）	90km	95	8,500
－原始林地域の線（鉄柱）	20km	320	6,400
－低質進入路	Ls		5,600
計			20,550
ムダミット－２			
－進入可能地域の線	60km	95	5,700

２．総プロジェクトコスト

送電線コストの減少は次の通り。

－パシア　：　ＭＳ 5,850,000

－ムダミット－２　：　ＭＳ 3,900,000

技術／運営経費（10%）及び予備費（15%）を含めると、コスト減少分の合計はパシアが 740万マレイシヤドル、ムダミット－２が 490万マレイシヤドルとなる。

従って総プロジェクトコストは次の通り

（単位：100万ＭＳ）

計　画	原見積り	コスト減少分	修正見積り
パシア	36.0	-7.4	78.6
ムダミット－２	51.1	-4.9	46.2

3. 計画の評価

評価は本巻（第1部）14.3節で述べた方法にて行った。評価された指数は次の通り。

	パシア		ムダミット－2	
純現在価値（100万M$）	0	(-1.1)	+5.70	(+2.3)
便益／費用*	1.00	(0.99)	1.07	(1.03)
内部償還率（%）	10.1	(9.8)	12.0	(10.8)

注：括弧内の数値は鉄柱案に対する指数である。（本巻第1部参照）

上の結果は木柱を使用した場合指数が大巾に改善されることを示している。

補　足　覚　書 No.6

修正流況曲線に基づいた流れ込計画の検討

補　足　覚　書 No. 6

修正流況曲線に基いた流れ込計画の検討

今後のフィージビリティスタディ対象の候補である3計画（ムコ、パシア及びムダミット－2）は全て流れ込式開発として提案されている。流れ込計画の建設可能性は河川の流れ込特性、特に低水位期間の特性に対して敏感である。

この点については、パシア及びムダミット－2の建設可能性がぎりぎりの線にあるため、感度分析の一部として検討を加えるものとする。

1．流　況　曲　線

本巻第1部の検討では月流量から得られた流況曲線を使用していた。この代替方法は主として数多くの計画を限られた時間内で検討する為に用いられた。一方本覚書に於いては日流量から得られた流況曲線に基いて再検討を行う。

(1)　補足検討にて用いた流況曲線

図1は数ヶ所の測点に於ける流況曲線を無次元化したもので全て日流量に基いている。図1の中で（A）中の曲線は比較的長時間（10年或いはそれ以上）の記録を基にしている。（B）中の曲線はサバ、サラワク州の小規模水力（ミニハイドロ）の検討で用いられた資料を表わしており、これ等は数年間の記録を基にしている。

この図は又本検討で採用している代表値をも示しており、以下のことが注目される。

(a)　採用している曲線はスリアン（スリアン川）及びブアンビディ（サラワクカナン川）に於ける曲線の平均をとっている。

(b)　これ等の曲線は図1の（A）及び（B）に示されている全ての曲線の平均に概ね一致している。これ等の曲線で示した流況特性は過大でもなければ過小でもないものとなっている。

(2) 本巻第1部で用いた曲線との比較

図2は本巻第1部及び当補足検討でそれぞれ用いられた流況間の差を示している。

図で示されている様に本検討で用いている曲線は本巻第1部で用いられている曲線に比べ95%流量で約15%、50%流量で17%それぞれ低くなっている。

2．水力開発計画

(1) 発電出力計算

流況曲線の変更に伴い各地点での発電出力を再計算する必要が生じた。

修正発電出力計算は本巻第1部と同様な方法で行った。当計算は数ケースの開発案について使用水量を変えて行った。計算結果を表1に示す。

(2) 各地点の最適開発規模

各案の比較は KWh当りコストの指数をもとにした。本巻第1部で提示している基準（14.2.1節参照）に従い、最小コスト案を最適開発規模と考えた。

KWh当りのコストで示した指数を本巻第1部で得られている指数と共に図3に示す。

図で見る通り最適開発規模は3ヶ地点の全てに於いて本巻第1部で算定されたものに比べ小さくなる傾向にある。

(3) 日調整池を有する計画

本巻第1部14.4節での検討と同様本覚書に於いても日調整池を有する開発案4ケースにつき検討を行った。各案の概要を表1に示す。

3．計画の評価

本巻第1部で用いた方法により各計画の経済性評価を行った。

(1) 評価を行った計画

日調整池を有する4案を含め合計8案につき、費用－便益流れの分析により評価を行った。評価を行った案を下の一覧表に示す。

評価を行った計画

地点／ケースNo.	使用水量 (m³/s)	設備容量 (MW)	保証出力 (MW)	年間エネルギー (GWh)	注記
ムコ					
MK-1	6.44	1.73	1.73	14.9	最小 KWhコスト
ML-2	12.9*	4.08	4.08	32.1	調整池を有する
パシア					
PS-1	5.0	12.50	7.99	103.2	実現性のある規模
PS-2	10.0	25.03	7.99	168.6	最小 KWhコスト
PS-3	6.3*	17.26	17.26	136.1	調整池を有する
PS-4	10.0**	27.43	27.4	184.7	調整池を有する
ムダミット－2					
MD-1	7.2	3.67	1.73	28.5	最小 KWhコスト
MD-2	6.8*	4.04	4.04	31.8	調整池を有する

注： * 常時流量×2

** 調整池なしの計画で最小 KWhコストとなる使用水量

上記8案は次の基準及び考察のもとに選ばれた。

(a) ムコ及びムダミット－2地点では最小 KWhコスト案を評価した。

(b) パシア地点では最小 KWhコスト案は設備容量25MWと算定された。これは2010年に於ける需要レベル（12.4MW）に比べ遥かに大きい。従って本巻第1部14.2.2節で提示した基準に従いパシアでの現実的開発規模として2010年の需要レベルに近い12.5MW（ケースＰＳ－２）を選んだ。

その他に最小 KWhコスト案（ケースＰＳ－４）も評価対象に含めた。

(c) 調整池を有する計画4案（ケースＭＫ－２、ＰＳ－５、６及びＭＤ－４）についても評価を行う。

(2) 金銭の流れ計画

初めに、本巻（第１部）14.3節で行った評価と同様、各案について財務コストを基にした金銭流れの計画を作り上げた。表2.4によりケースＭＫ－１、ＰＳ－１及びＭＤ－２の金銭流れの計画を例証として示す。

便益流れを表わしている"全ディーゼル計画"の金銭流れ計画は本巻(第１部)の表14.4及び14.6で示したものと同一のものである。

(3) 評 価 指 数

経費－便益流れ（経済コストを基にした）の分析により次の評価指数を得た。

評 価 指 数

地点	ケースNo.	設備容量 (MW)	現在価値(100万M$) NPV**	B/S	内部還元率 (%)	注 記
ムコ	MK-1	1.73	+0.20	1.00	10.0	最小 KWhコスト
	MK-2	4.08	-2.8	0.91	8.9	調整池を有する
パシア	PS-1	12.50	-6.1	0.93	9.1	現実的規模
	PS-2	25.03	-20.8	0.80	7.8	最小 KWhコスト
	PS-3	17.26	-14.9	0.85	8.4	調整池を有する
	PS-4	27.43	-21.7	0.79	8.1	調整池を有する
ムダミット	MD-1	3.67	-5.6	0.94	8.0	最小 KWhコスト
	MD-2	4.04	-0.8	1.01	10.3	調整池を有する

注： ＊ 年10%の割引率

＊＊ ディーゼルコスト節約分の純現在価値

上で見る通り、ケースＭＫ－１、ＰＳ－１及びＭＤ－２は各地点に於いて内部債還率が最大となる案である。本覚書ではこれ等の案を各計画に於ける推奨規模とする。

ここに掲げた推奨規模は本巻第１部で提示している案に比べ設備容量、内部債還率の面で共に低くなっている。その比較を表５に示す。

4．電力需要ないし設計の代替シナリオに基いた指数評価

補足覚書No 1、No 2及びNo 5に於いて、本巻第1部で得られた案について次に述べる電力需要ないし設計の代替シナリオの吟味を行った。

ケース	シナリオ	計　画	補足覚書
A	ラワス、リンパン、ブルネイの統合系統に対する電力供給	パシア	No 1
B	カピット地区製材産業から受ける電力需要の増大 －ケース(a)：1994年に追加 0.5MW＋ 0.1MW×5年 －ケース(b)：1994年に追加 1MW＋ 0.2MW×5年 －ケース(c)：系統需要は全一次エネルギーを消費する十分の大きさを有する	ム　コ	No 2
C	木柱による66KV送電線	パシア ムダミット	No 5

感度分析は本覚書で推奨している案、すなわちケースＭＫ－１、ＰＳ－１及びＭＤ－２について行った。その結果を表６に示す。

表で示されている様に、評価指数はシナリオのケースに応じて高い値へと改善されている。

5．今後に行う検討

以上の結果より３地点に於ける検討中の流れ込式計画は流況特性に対し非常に鋭敏であることがわかる。（評価指数の比較については表５を参照）

従って、今後の検討に於いては、現地に於ける実際の水文量、特に低水特性が非常に重要となる。現地での水文に関する情報ないし測定を行って精度の高い検討を行う必要がある。

本章では、上記第１段階にて選択されている代表流況曲線を使用した。当曲線は概ね数ヶ所の測点で得られた曲線の平均値に符合するとはいっても、比較的雨期と乾期がはっきりとしているサラワク州西部２河川での記録（サラワクカナン川のブァンビディ測点及びサドン川スリアン測点）にいぜんとして基いている。

一方提示されているプロジェクトが位置するサラワク州中央部及び東部では、西部に比べ雨期・乾期の差違は小さい。例として図４により西部、東部双方の数ヶ地点（流域面積は大巾に違う）での月流量曲線図を示す。本図に於いて、流量は西部に比べ、中・東部に於いて一様な分布を示している。図５に於ける月平均雨量の分布も同様のことを示している。

これ等の図は提示されている３地点（中・東部に位置する）での実際の流況特性は本覚書にて仮定しているものに比べ、有利なものである可能性を示唆している。しかしながらこのことは、今後のフィージビリティスタディの段階に於ける渇水量を含めた低水解析を行って確認する必要がある。

表1　開発規模代案（1／2）

地点／ケースNo.	設備容量 (MW)	保証出力 (MW)	年間エネルギー(GWh) 1次	2次	合計	建設費 (100万M$)	KWhコスト 1/ (M¢/KWh)
調整池を持たない計画							
ムコ							
(1)	1.39	1.39	12.0	0	12.2	19.2	19.83
(2)	1.73	1.73	14.9	0	14.9	21.2	17.92**
(3)	1.98	1.73	14.9	2.1	17.0	22.7	17.83
(4)	2.17	1.73	14.9	3.6	18.5	23.8	17.96
(5)	2.60	1.73	14.9	6.7	21.6	26.2	18.09
(6)	3.46	1.73	14.9	12.3	27.2	30.6	18.32
(7)	4.32	1.73	14.9	17.0	31.9	34.6	18.65
パシア							
(1)*	12.50	7.99	68.3	34.9	103.2	92.1	13.53
(2)	15.75	7.99	68.3	55.9	124.2	102.5	13.42
(3)	19.76	7.99	68.3	77.6	145.9	113.5	13.35
(4)*	25.03	7.99	68.4	100.2	168.6	125.2	13.31**
(5)	28.04	7.99	68.4	110.8	179.2	132.7	13.51
(6)	33.31	7.99	68.4	127.6	196.0	145.5	13.87

注：　*　経済性評価を行う案

　　**　最小 KWhコスト

　　1/　"1次エネルギー＋ 0.5×2次エネルギー" に基く

表1　開発規模代案（2／2）

地点／ケースNo.	設備容量 (MW)	保証出力 (MW)	年間エネルギー(GWh) 1次	2次	合計	建設費 (100万M$)	KWhコスト 1/ (M¢/KWh)
ムダミット－2							
(1)	2.14	1.73	15.0	3.2	18.2	36.9	28.01
(2)	3.05	1.73	15.0	9.7	24.7	42.2	26.79
(3)*	3.67	1.73	15.0	13.5	28.5	46.0	26.65 **
(4)	4.33	1.73	15.0	17.0	32.0	49.9	26.75
(5)	5.20	1.73	15.0	20.8	35.8	54.7	27.13
(6)	6.06	1.73	15.0	24.0	39.0	59.2	27.63
調整池を持つ計画							
ムコ							
(1)*	4.08#	4.08	17.6	14.5	32.1	36.1	18.30
パシア							
(1)*	17.26#	17.36	74.9	61.2	136.1	106.1	12.67
(2)*	27.43##	27.43	74.9	109.8	184.7	130.0	12.62
ムダミット－2							
(1)*	4.04#	4.04	175	14.3	31.8	47.5	24.28

注：　*　経済性評価を行う案

　　**　最小 KWhコスト案

　　#　使用水量は常時流量の2倍

　　##　使用水量は最小 KWhコスト案と同じ

　　1/　"1次エネルギー＋ 0.5×2次エネルギー"に基く

表2(1) プロジェクトの評価ー金銭の流れ計画 (1/2)

System : Kapit　　Project : Mukoh 1.73 MW　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (1/2)
Dependable 1.73 MW

Description	Unit	1986	87	88	89	1990	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1. Demand, peak power (MW)	MW	1.27	1.34	1.40	1.47	1.55	1.63	1.71	1.80	1.89	1.98	2.08	2.18	2.29	2.40
2. Demand, energy (GWh)	GWh	5.6	5.7	6.1	6.4	6.8	7.1	7.5	7.9	8.3	8.7	9.1	9.6	10.0	10.5
3. Annual load factor	%	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
4. Reserve capacity	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
5. Required total capacity	MW	1.87	1.94	2.00	2.07	2.15	2.23	2.31	2.40	2.49	2.50	2.68	2.78	2.89	3.00
6. Diesel retirement	MW		-0.075	-0.288							-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	
7. Power addition, hydro	MW									0.86				0.86	
,diesel	MW		+0.3*		+0.4*										
8. System capacity		2.36	2.59	2.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	3.56	3.36	3.16	2.96	3.6	3.6
(H.S.D units)		(2.36)	(2.3)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(2.0)	(1.8)	(1.6)	(1.4)	(1.2)	(1.2)
(L.D units)		(0)	(0.3)	(0.3)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)	(0.7)
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.						4.24	10.10	4.65			0.5	1.7		
,diesel	"	0.96	0.32	0.96											0.8
10. Power generation, hydro	GWh									6.6	6.8	7.0	7.1	9.6	9.9
,diesel	GWh	5.6	5.7	6.1	6.4	6.8	7.1	7.5	7.9	1.7	1.9	2.1	2.5	0.4	0.6
11. Hydro OM cost	M$ x mil.									0.15	0.15	0.15	0.15	0.17	0.17
12. Diesel OM cost,fixed	M$ x mil.	0.23	0.25	0.22	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.18
variable	M$ x mil.	0.03	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0
fuel (HSD)	M$ x mil.	1.11	1.04	1.07	0.94	1.13	1.04	1.10	1.17	0.25	0.27	0.29	0.33	0.05	0.08
fuel (LO)		0	0.09	0.09	0.22	0.23	0.24	0.26	0.27	0.06	0.07	0.08	0.11	0.02	0.03
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	2.33	1.73	2.37	1.45	1.76	5.82	11.76	6.39	0.73	0.74	1.26	2.51	0.42	1.26
(all diesel)	M$ x mil.														

Present Worth (M$ x million): Discount rate (%) All diesel (B) Rate of Return %
Hydro + diesel (A) Net present value (A-B)

* Committed

表 2 (2) プロジェクトの評価－金銭の流れ計画 (2/2)

System : Kapit　　Project : Mukoh 1.73 MW Dependable　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (2/2)

Description	Unit	2000	01	02	03	04	2005	06	07	08	09	2010	2011-33	2033
1. Demand, peak power (MW)	MW	2.52	2.65	2.78	2.92	3.06	3.21	3.38	3.55	3.73	3.91	4.11	8.39	12.66
2. Demand, energy (GWh)	GWh	11.0	11.6	12.1	12.8	13.4	14.1	14.8	15.5	16.3	17.1	18.0	37.0	55.9
3. Annual load factor	%	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
4. Reserve capacity	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.64	0.68	0.71	0.75	0.78	0.82	1.68	
5. Required total capacity	MW	3.12	3.25	3.38	3.52	3.66	3.85	4.06	4.26	4.48	4.69	4.93	10.07	
6. Diesel retirement	MW		-1.2		-0.3		-0.4							
7. Power addition, hydro	MW													
,diesel	MW		1.0		1.0		1.0					1.0		
8. System capacity	MW	3.6	3.4	3.4	4.1	4.1	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	5.7	10.1	
(H.S.D units)		(1.2)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
(L.O units)		(0.7)	(1.7)	(1.7)	(2.4)	(2.4)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(4.0)	(8.4)	
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.													
,diesel	"	2.4	0.8	2.4	0.8	2.4				0.8	2.4			
10. Power generation, hydro	GWh	10.3	10.6	11.0	11.3	11.6	12.0	12.4	12.7	13.1	13.5	13.8	15.1	
,diesel	GWh	0.7	1.0	1.1	1.5	1.8	2.1	2.4	2.8	3.2	3.6	4.2	21.9	
11. Hydro OM cost	M$ x mil.	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	
12. Diesel OM cost, fixed	M$ x mil.	0.18	0.16	0.16	0.23	0.23	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.38	0.30	
variable	M$ x mil.	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.11	
fuel (HSD)	M$ x mil.	0.09												
fuel (LO)	M$ x mil.	0.03	0.13	0.15	0.20	0.24	0.28	0.32	0.37	0.42	0.48	0.56	2.90	
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	2.88	1.27	2.88	1.41	3.05	0.75	0.79	0.84	1.70	3.35	1.13	3.99	
(all diesel)	M$ x mil.													

Present Worth (M$ x million):　　Discount rate (%)　　All diesel (B)　　Rate of Return　　%

Hydro + diesel (A)　　Net present value (A-B)

表3(1) プロジェクトの評価ー金銭の流れ計画 (1/2)

System : Limbang　　Project : Pasia 12.4 MW　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (1/2)

Dependable 7.99 MW

Description	Unit	1986	87	88	89	1990	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1. Demand, peak power (MW)	MW	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.6	4.0	4.3	4.6	5.0	5.3	5.7	6.1	6.5
2. Demand, energy (GWh)	GWh	11.8	12.7	13.8	15.0	16.5	18.2	20.1	21.7	23.3	25.0	26.7	28.6	30.5	32.6
3. Annual load factor	%	59	58	58	59	59	58	57	58	58	57	57	57	57	57
4. Reserve capacity	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3
5. Required total capacity	MW	3.3	3.5	3.7	3.9	4.2	4.6	5.0	5.3	5.6	6.0	6.4	6.8	7.3	7.8
6. Diesel retirement	MW							-0.675		-1.06		-0.2	-0.6		
7. Power addition, hydro	MW									6.2					
,diesel	MW			0.6*		1.0*		1.0							
8. System capacity		3.6	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.5	5.5	10.6	10.6	10.4	9.8	9.8	9.8
(H.S.D units)															
(L.O units)		(3.6)	(3.6)	(4.2)	(4.2)	(5.2)	(5.2)	(5.5)	(5.5)	(4.4)	(4.4)	(4.2)	(3.6)	(3.6)	(3.6)
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.						18.42	46.05	21.63						1.5
,diesel	"	0.48	1.44	0.80	2.40	0.80	2.40								
10. Power generation, hydro	GWh									23.3	25.0	26.7	28.6	30.5	32.5
,diesel	GWh	11.8	12.7	13.8	15.0	16.5	18.2	20.1	21.7						0.1
11. Hydro OM cost	M$ x mil.									0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
12. Diesel OM cost, fixed	M$ x mil.	0.35	0.35	0.40	0.40	0.50	0.50	0.53	0.53	0.42	0.42	0.40	0.35	0.35	0.35
variable	M$ x mil.	0.06	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.10	0.11						
fuel (HSD)	M$ x mil.														
fuel (LO)		1.47	1.58	1.72	1.87	2.06	2.27	2.51	2.71						0.01
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	2.36	3.44	2.99	4.75	3.45	23.69	49.19	24.98	1.07	1.07	1.05	1.00	1.00	2.51
(all diesel)	M$ x mil.														

Present Worth (M$ x million): Discount rate (%) All diesel (B) Rate of Return %

Hydro + diesel (A) Net present value (A-B)

* Committed

表3(2) プロジェクトの評価－金銭の流れ計画 (2/2)

System : Limbang　　Project : Pasia 12.40 MW　Dependable 7.99 MW　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (2/2)

Description	Unit	2000	01	02	03	04	2005	06	07	08	09	2010	2011-33	2033
1. Demand, peak power (MW)	MW	7.0	7.4	7.8	8.3	8.8	9.3	9.9	10.4	11.1	11.7	12.4	29.3	46.2
2. Demand, energy (GWh)	GWh	34.9	37.0	39.1	41.4	43.9	46.4	49.2	52.1	55.1	58.4	61.8	145.9	230.0
3. Annual load factor	%	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
4. Reserve capacity	MW	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.5	5.9	
5. Required total capacity	MW	8.4	8.9	9.4	10.0	10.6	11.2	11.9	12.5	13.3	14.0	14.9	35.2	
6. Diesel retirement	MW		-1.05			-0.6		-1.0		-1.0				
7. Power addition, hydro	MW		1.8											
,diesel	MW					2.0		2.0		2.0		1.0		
8. System capacity	MW	9.8	10.6	10.6	10.6	12.0	12.0	13.0	13.0	14.0	14.0	15.0	35.2	
(H.S.D units)														
(L.O units)		(3.6)	(2.6)	(2.6)	(2.6)	(4.0)	(4.0)	(5.0)	(5.0)	(6.0)	(6.0)	(7.0)	(27.2)	
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.	4.5												
,diesel	"			1.6	4.8	1.6	4.8	1.6	4.8	0.8	2.4			
10. Power generation, hydro	GWh	34.5	37.0	37.1	41.4	43.8	46.3	49.0	51.8	54.6	57.7	60.9	98.6	
,diesel	GWh	0.4	0	0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	47.3	
11. Hydro OM cost	M$ x mil.	0.65	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	
12. Diesel OM cost, fixed	M$ x mil.	0.35	0.25	0.25	0.25	0.38	0.38	0.48	0.48	0.58	0.58	0.67	2.61	
variable	M$ x mil.					0	0	0	0	0	0	0	0.25	
fuel (HSD)	M$ x mil.													
fuel (LO)	M$ x mil.	0.05					0.01	0.02	0.04	0.06	0.09	0.11	5.90	
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	5.55	0.94	2.54	5.74	2.67	5.88	2.79	6.01	2.13	3.76	1.47	9.45	
(all diesel)	M$ x mil.													

Present Worth (M$ x million) :　　Discount rate (%)　All diesel (B)　　Rate of Return　%

Hydro + diesel (A)　Net present value (A-B)

表4(1) プロジェクトの評価－金銭の流れ計画 (1/2)

System : Limbang　　Project : Medamit-2 4.04 MW　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (1/2)

Dependable 4.04 MW

Description	Unit	1986	87	88	89	1990	91	92	93	94	95	96	97	98	99
1. Demand, peak power (MW)	MW	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.6	4.0	4.3	4.6	5.0	5.3	5.7	6.1	6.5
2. Demand, energy (GWh)	GWh	11.8	12.7	13.8	15.0	16.5	18.2	20.1	21.7	23.3	25.0	26.7	28.6	30.5	32.6
3. Annual load factor	%	59	58	58	59	59	58	57	58	58	57	57	57	57	57
4. Reserve capacity	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3
5. Required total capacity	MW	3.3	3.5	3.7	3.9	4.2	4.6	5.0	5.3	5.6	6.0	6.4	6.8	7.3	7.8
6. Diesel retirement	MW							-0.675		-1.06		-0.2	-0.6		
7. Power addition, hydro	MW									2.0		2.0			
,diesel	MW			0.6*		1.0*		1.0							1.0
8. System capacity		3.6	3.6	4.2	4.2	5.2	5.2	5.5	5.5	6.4	6.4	8.2	7.6	7.6	8.6
(H.S.D units)															
(L.D units)		(3.6)	(3.6)	(4.2)	(4.2)	(5.2)	(5.2)	(5.5)	(5.5)	(4.4)	(4.4)	(4.2)	(3.6)	(3.6)	(4.6)
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.						10.2	24.80	12.52		0.8	2.4			
,diesel	"	0.48	1.44	0.80	2.40	0.80	2.40						0.8	2.4	1.6
10. Power generation, hydro	GWh									16.5	17.0	24.1	24.8	25.7	26.7
,diesel	GWh	11.8	12.7	13.8	15.0	16.5	18.2	20.1	21.7	6.8	8.0	2.6	3.8	4.8	5.9
11. Hydro OM cost	M$ x mil.									0.37	0.37	0.37	0.4	0.40	0.40
12. Diesel OM cost, fixed	M$ x mil.	0.35	0.35	0.40	0.40	0.50	0.50	0.53	0.53	0.42	0.42	0.40	0.35	0.35	0.35
variable	M$ x mil.	0.06	0.07	0.07	0.08	0.09	0.09	0.10	0.11	0.04	0.04	0.01	0.02	0.02	0.03
fuel (HSD)	M$ x mil.														
fuel (LD)		1.47	1.58	1.72	1.87	2.06	2.27	2.51	2.71	0.85	1.00	0.32	0.47	0.60	0.74
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	2.36	3.44	3.00	4.75	3.44	15.47	27.94	15.87	1.68	2.63	3.51	2.04	3.77	3.21
(all diesel)	M$ x mil.														

Present Worth (M$ x million):　　Discount rate (%)　　All diesel (B)　　Rate of Return　　%

Hydro + diesel (A)　　Net present value (A-B)

* Committed

表4(2) プロジェクトの評価－金銭の流れ計画 (2/2)

System : Limbang　　Project : Medamit-2 4.04 MW　　Case : Basic-Fuel Price M$0.12/kwh (2/2)

Description	Unit	2000	01	02	03	04	2005	06	07	08	09	2010	2011-33	2033
1. Demand, peak power (MW)	MW	7.0	7.4	7.8	8.3	8.8	9.3	9.9	10.4	11.1	11.7	12.4	29.3	46.2
2. Demand, energy (GWh)	GWh	34.9	37.0	39.1	41.4	43.9	46.4	49.2	52.1	55.1	58.4	61.8	145.9	230.0
3. Annual load factor	%	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
4. Reserve capacity	MW	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.5	5.9	
5. Required total capacity	MW	8.4	8.9	9.4	10.0	10.6	11.2	11.9	12.5	13.3	14.0	14.9	35.2	
6. Diesel retirement	MW		-1.05			-0.6		-1.0		-1.0				
7. Power addition, hydro	MW													
,diesel	MW		2.0			2.0		3.0		2.0		1.0		
8. System capacity	MW	8.6	10.0	10.0	10.0	11.4	11.4	13.4	13.4	14.4	14.4	15.4	35.2	
(H.S.D units)														
(L.O units)		(4.6)	(6.0)	(6.0)	(6.0)	(7.4)	(7.4)	(9.4)	(9.4)	(10.4)	(10.4)	(11.4)	(31.2)	
9. Installation cost, hydro	M$ x mil.													
,diesel	"	4.80		1.6	4.8	2.4	7.20	1.60	4.80	0.8	2.4			
10. Power generation, hydro	GWh	29.40	29.9	30.5	30.8	31.1	31.5	31.7	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	
,diesel	GWh	5.5	7.1	8.6	10.6	12.8	14.9	17.5	20.3	23.3	26.6	30.0	114.1	
11. Hydro OM cost	M$ x mil.	0.40	0.40	0.00	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	
12. Diesel OM cost,fixed	M$ x mil.	0.44	0.58	0.58	0.58	0.71	0.71	0.90	0.90	1.00	1.00	1.09	3.00	
variable	M$ x mil.	0.03	0.04	0.04	0.06	0.07	0.08	0.09	0.11	0.12	0.14	0.16	0.59	
fuel (HSD)	M$ x mil.													
fuel (LO)	M$ x mil.	0.69	0.89	1.07	1.32	1.60	1.86	2.18	2.53	2.91	3.32	3.74	14.24	
13. Total cost (hydro + diesel)	M$ x mil.	6.36	1.98	3.69	7.15	5.17	10.25	5.18	8.74	5.23	7.26	5.39	18.23	
(all diesel)	M$ x mil.													

Present Worth (M$ x million):　　Discount rate (%)　All diesel (B)　　Rate of Return　%

Hydro + diesel (A)　Net present value (A-B)

表5　評価指数の比較

－当初提示案及び本覚書に於ける評価案

項目	ムコ		パシア		ムダミット－2	
	当初案	本覚書案	当初案	本覚書案	当初案	本覚書案
開発形式	流れ込み	流れ込み	流れ込み	流れ込み	流れ込み調整池を有する	流れ込み調整池を有する
平均流量 (m³/s)	26.5	26.5	13.0	13.0	14.0	14.0
常時流量 (m³/s)	7.4	6.44	3.6	3.16	3.9	3.40
使用水量 (m³/s)	7.4	6.44	5.3	5.0	7.8	6.8
総落差 (m)	35	35	311	311	77.2	77.2
有効落差 (m)	31.9	32.2	279.9	300.0	69.5	71.3
設備容量 (MW)	1.94	1.73	12.36	12.5	4.49	4.04
保証出力 (MW)	1.94	1.73	8.5	8.0	4.49	4.04
年間ｴﾈﾙｷﾞｰ(GWh)						
－1次	16.7	14.9	72.0	68.3	19.3	17.5
－2次	0	0	34.9	34.9	17.3	14.3
計	16.7	14.9	106.9	103.2	36.7	31.8
建設費 (100万M$)	21.3	21.2	86.0	92.1	51.1	47.5
KWhコスト (M¢ KWh)*	16.1	17.9	10.1	11.2	17.6	20.3
純現在価値** (100万M$)	+1.0	+0.0	-1.1	-6.5	+2.3	+0.8
便益／費用*	1.04	1.00	0.99	0.93	1.03	1.01
内部償還率 (%)	10.8	10.0	9.8	9.1	10.8	10.3

注：　＊　1次エネルギー＋ 100% 2次エネルギー

　　＊＊　年10%の割引率

表6　電力需要ないし設計の代替シナリオ

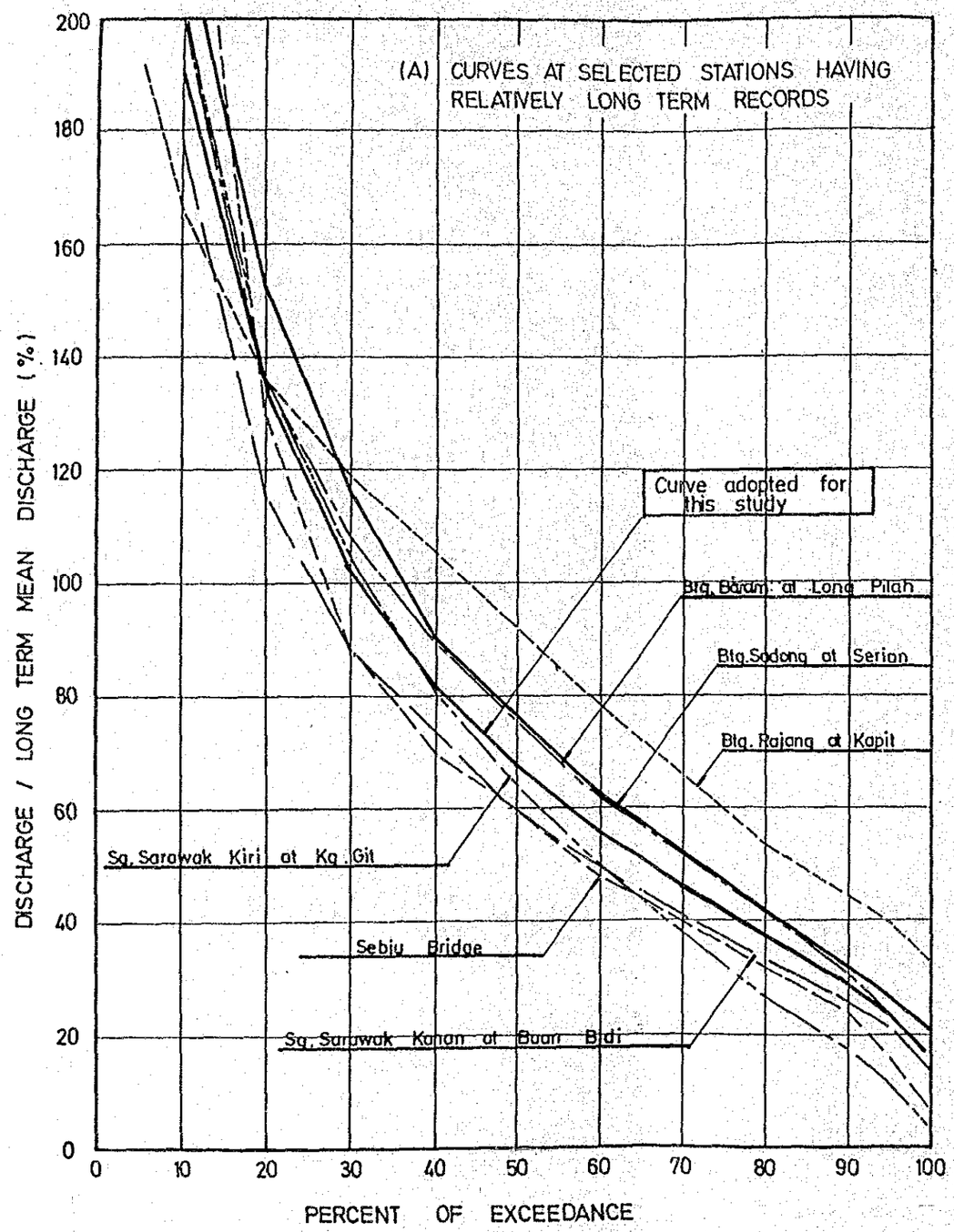
－指　数　評　価

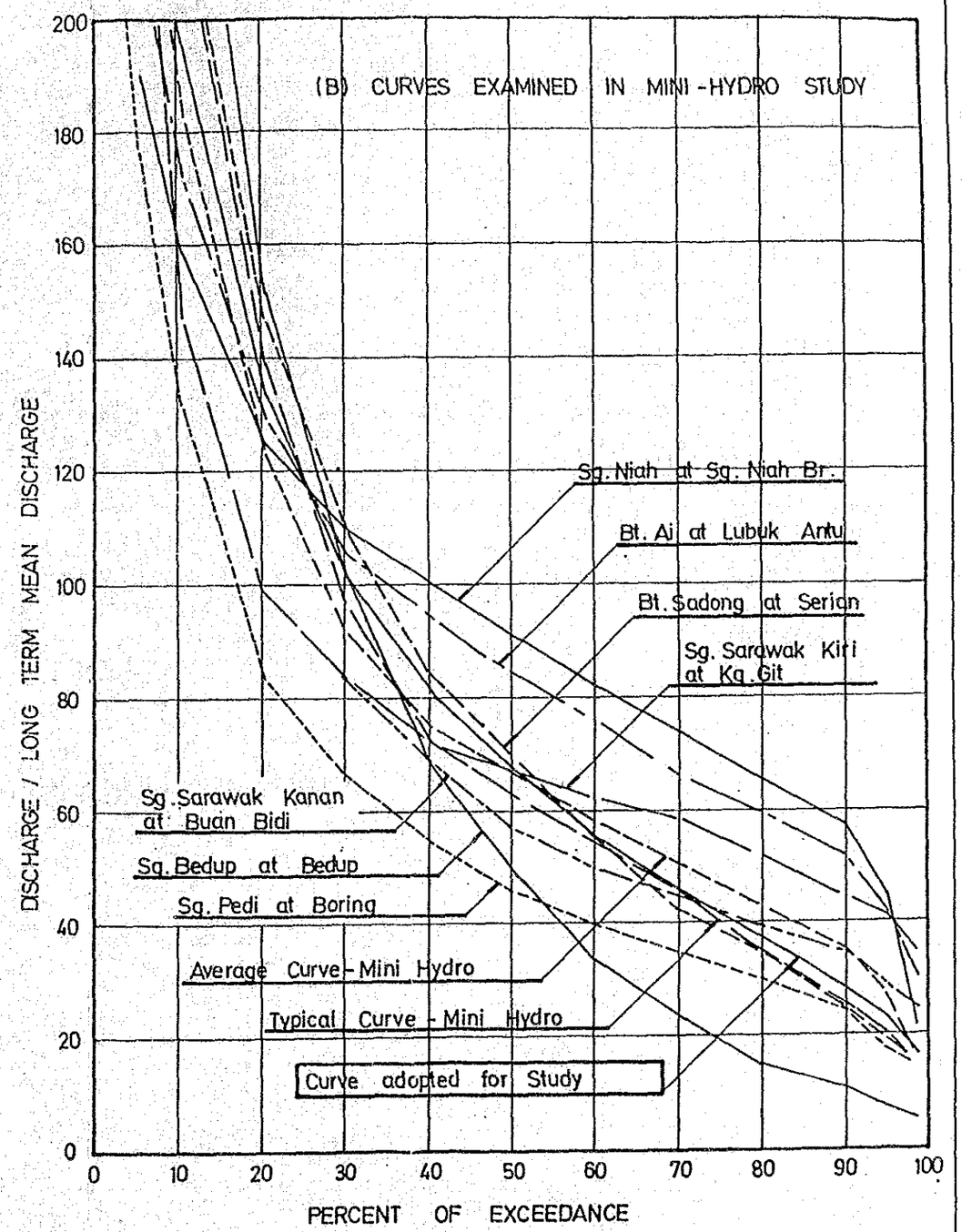
ケース　　要　点	内部償還率（%）	
	当初案	本覚書案
ムコ計画	(1.9MW)	(1.7MW)
B．製材産業からの需要追加		
ケース(a)：1994年に 0.5MW追加 ＋ 0.1MW×5年	12.5	11.9
ケース(b)：1994年に 1.0MW追加 ＋ 0.2MW×5年	13.2	12.4
ケース(c)：全水力1次エネルギーに対する需要あり	15.7	14.3
パシア計画	(12.4MW)	(12.5MW)
A．ラワスーリンバンーブルネイ系統へ電力供給（全水力エネルギーが消費される）	18.5	17.6
C．送電線に木柱を使用	10.7	10.3
ムダミットー2計画	(4.5MW)	(4.0MW)
C．送電線に木柱を使用	12.1	11.3

注：　A　：　より詳細については覚書No.1参照

　　B　：　覚書No.2参照

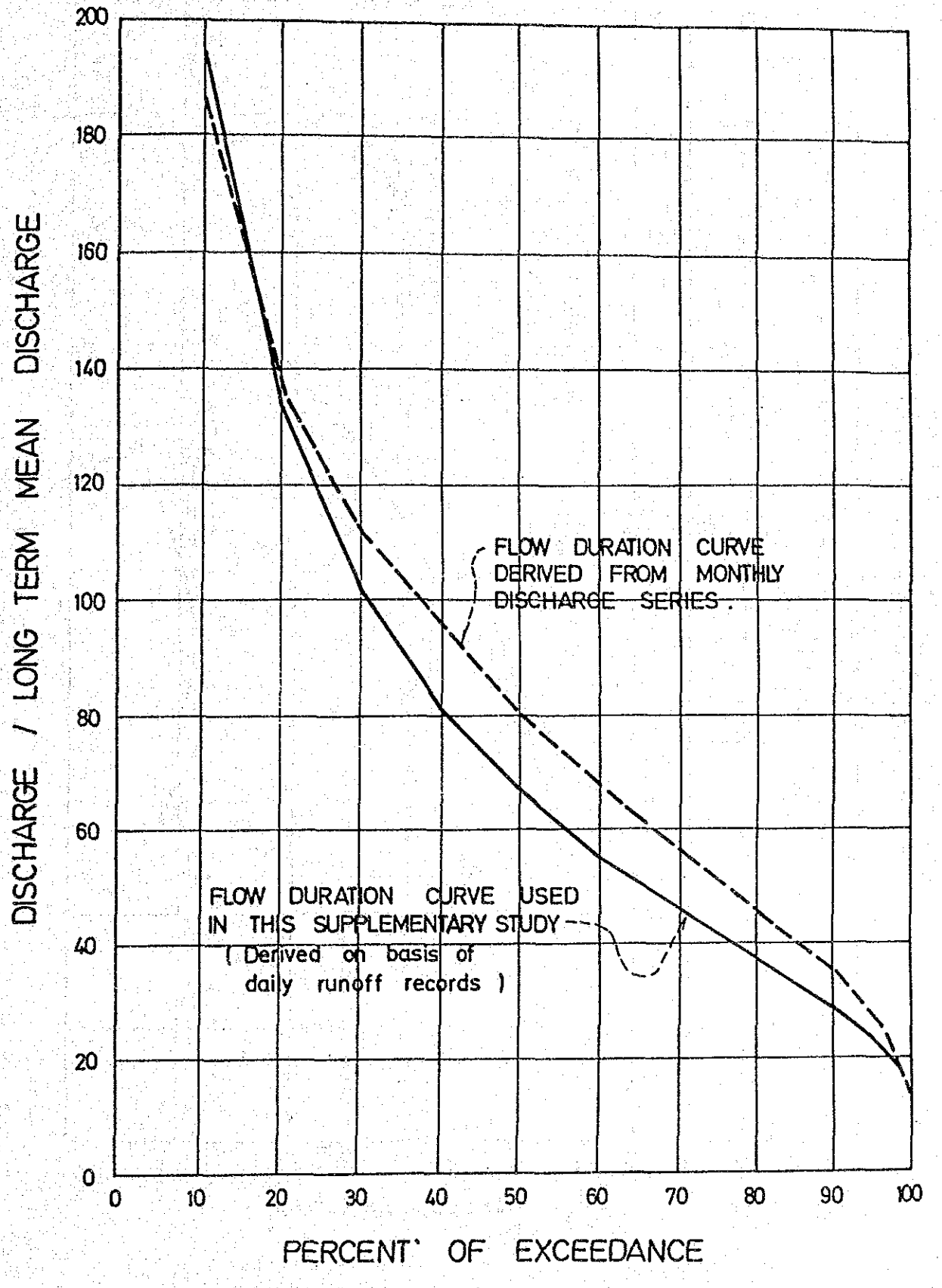
　　C　：　覚書No.5参照





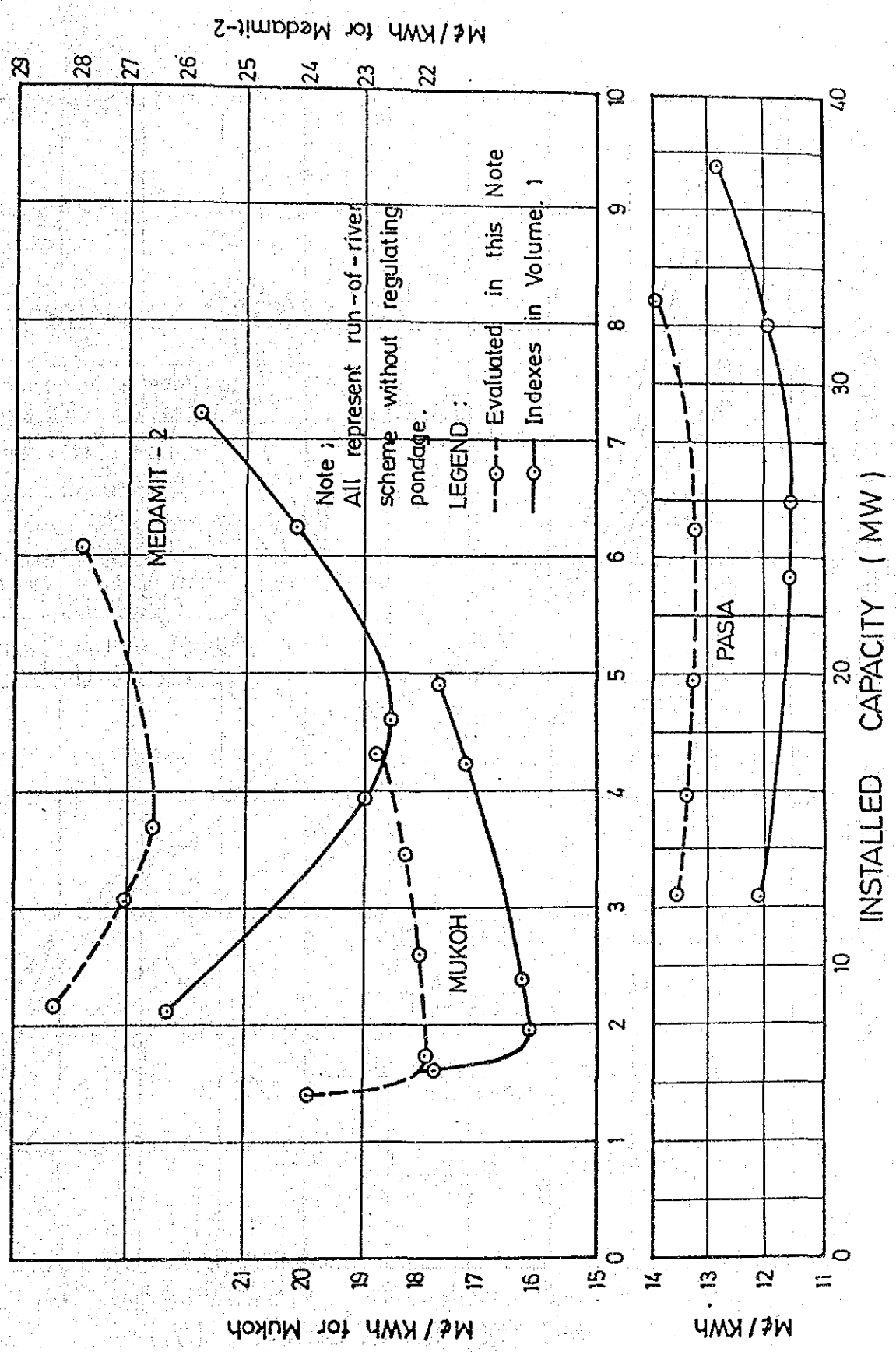
図－1　サラワク州にある水位観測での流況曲線

GOVERNMENT OF MALAYSIA
FEASIBILITY STUDY
SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER PROJECT IN SARAWAK
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



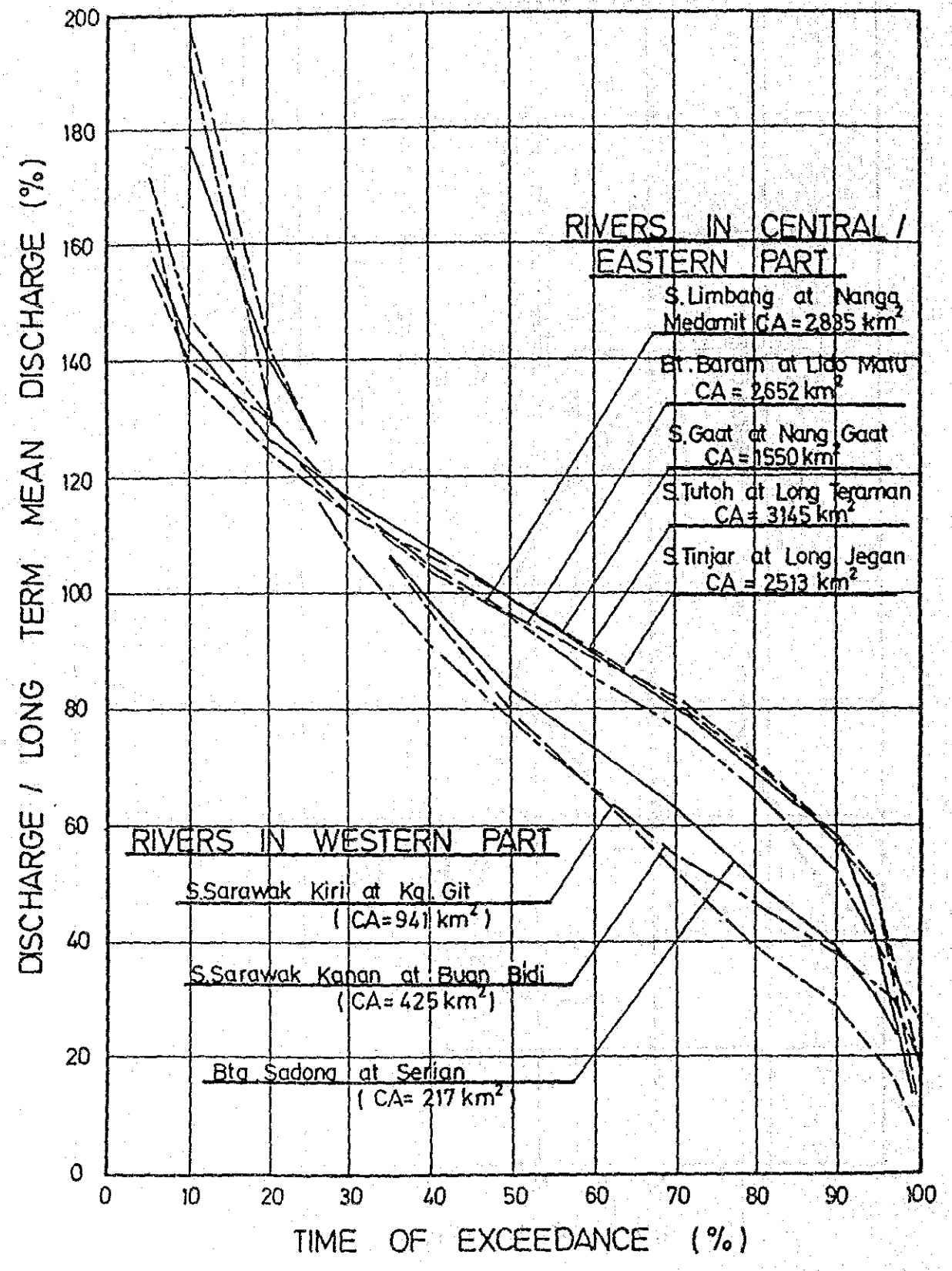
図－2　月流量及び日流量を用いて作成された流況曲線の比較

GOVERNMENT OF MALAYSIA
FEASIBILITY STUDY
SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER PROJECT IN SARAWAK
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



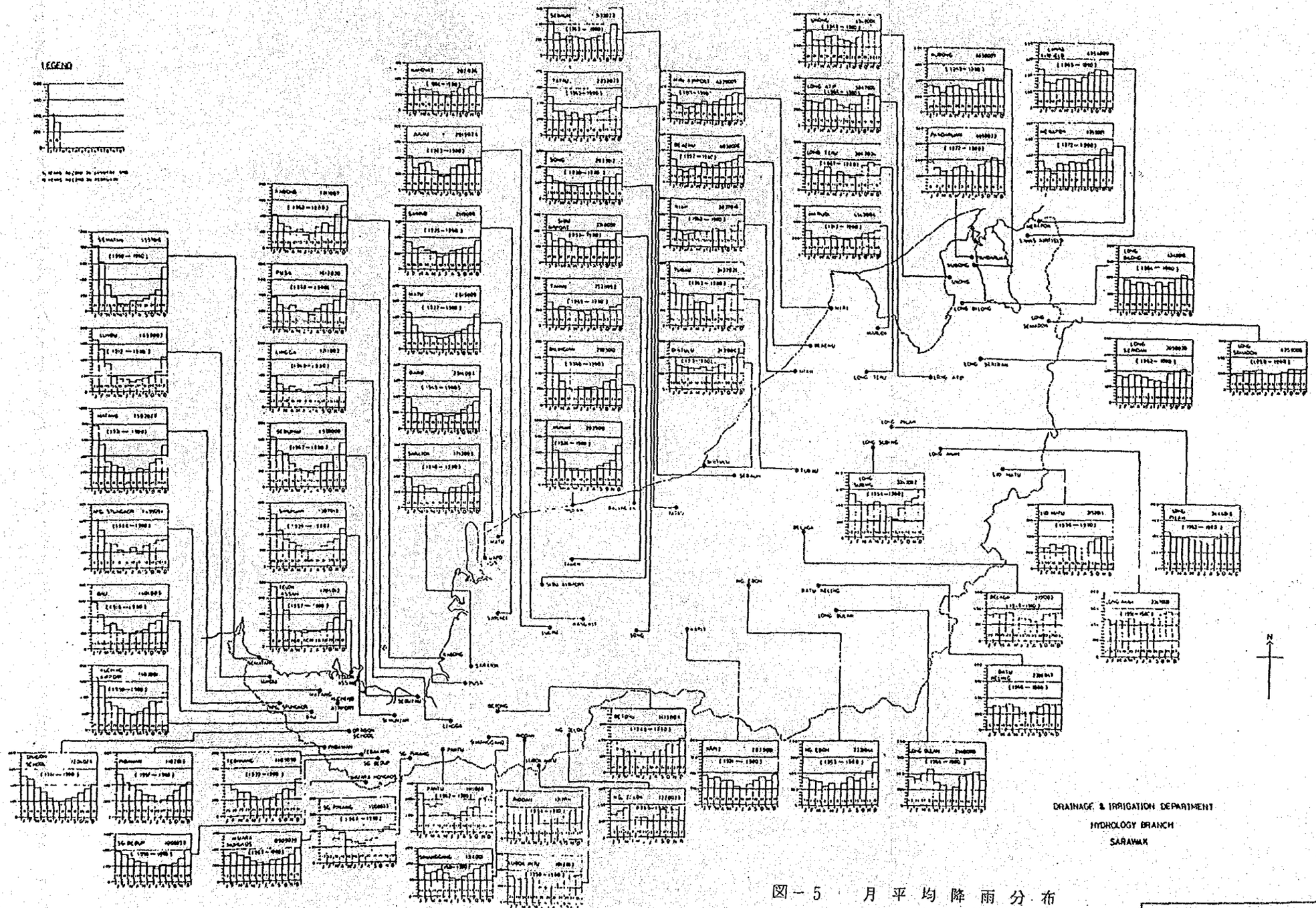
図－3　各地点でのkwH-コスト指標の比較

GOVERNMENT OF MALAYSIA
FEASIBILITY STUDY
SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER PROJECT IN SARAWAK
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－4　サラワク州西部と中部（東部）で作成された流況曲線の比較

GOVERNMENT OF MALAYSIA
FEASIBILITY STUDY
SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER PROJECT IN SARAWAK
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－5　月平均降雨分布

GOVERNMENT OF MALAYSIA
FEASIBILITY STUDY
SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER PROJECT IN SARAWAK
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY