

重要地域	使用目的	概略需要
スリアマン	主としてショッピングハウス	1MVA
サリケイ	ショッピングハウス、陸軍キャンプ、学校	1.5MVA
カビット	住居、ショッピングハウス	500KVA
リンバン		(845KVA)

注： S E S C O 計画部門による  
 上表に示す如く電力需要の急激な増加は予測されていない。

### 3.4.6 調査対象地域の電化計画

S E S C O の情報による地方電化計画は次のような消費者を対象としている。

重要地域	1986年	1987年
スリアマン	714加入者、各々0.25KWとして 178.5KW	12.75KW
サリケイ	205加入者、各々0.25KWとして 62.5KW	48.50KW
リンバン	45加入者、各々0.25KWとして 11.25KW	7.75KW
カビット	——	——

## 第四章 開発地点の選定

### 4.1 概 要

計画対象地域内には約14水力地点がSESCOの過去の調査によって選出されている。今回のJICAによる調査はこれに加えて対象需要地域から半径50km以内の範囲で他の水力地点を捜した。水力地点は最少等高線間隔 100フィートの1/50,000縮尺地形図を用い地形条件を考慮し、又既存の調査資料も参考にして選出された。

### 4.2 水力開発方式

本調査で考えられる水力開発方式は流し込み式と貯水池式とに大別される。これらは更に次のように分類される。

#### (1) 流し込み開発方式

(2 a) 単一取水口方式

(2 b) 流域変更方式

#### (2) 貯水池開発方式

(2 a) ダム直下型

(2 b) (ダム+水路)型

各開発方式を図4.1に示す。

### 4.3 図上選定の方法と基準

各水力地点を同一レベルでの図上選定を行なうため次に述べるような基準を設定した。

#### 4.3.1 水力地点の選定

水力地点の選定作業はその位置や河川形状に応じて種々の事項を考慮する必要があり、

以下に示す基準に従って選定された。

- (1) 送電線工事費が過大になるのを避けるため対象需要地域を中心として半径50km以内から選出する。
- (2) 水力地点は既設の道路から比較的容易に接近可能である事
- (3) 補償や移転に関し大きな問題を生じない場所である事

更に発電開発方式の選び方については下記の点を考慮した。

(1) 流し込み開発方式

主要構造物は取水堰、沈砂池、無圧トンネル、ヘッドタンク、水圧鉄管及び発電所で構成する。水力地点は急流河川で比較的流量の豊富な場所を選ぶ。

(2) 貯水池開発方式

上流側河川勾配が緩く広がって大きな貯水池形成に適し、ダム軸部が河川の狭隘部或いは両岸が急斜面で閉塞地形になっている地点を選ぶ。

(ダム+水路)型開発方式は流し込み方式と貯水池方式の両者の利点を持つ次のような地点に適している。

- (a) ダム地点が堤高いダム建設に適している。
- (b) ダム地点直下が急流河川勾配になっている。

#### 4.3.2 発電出力

水力地点のポテンシャル最大出力は、各需要地域の2010年需要予測値である最大50MW最少2MWの範囲内に在る事。

#### 4.3.3 レイアウトの概略検討

ポテンシャル最大出力が2MWと50MWの中間に在る開発地点に対し、縮尺1/50,000の地形図を基にして主要構造物の概略レイアウトを作成した。同時点の検討で下記の諸項目に関する情報が地形図から得られた。

- (a) ダム軸の位置

- (b) 貯水池面積
- (c) 導水路ルート
- (d) 調圧水槽／ヘッドタンクの位置
- (e) 発電所の位置

これに加えて既設道路から水力地点迄の取り付け道路及び送電線の路線とその延長も求めた。

#### 4.4 図上選定された水力地点

図上選定によって次表に示す21の水力地点が抽出された。概略レイアウト及び貯水容量曲線を付録-1（巻Ⅶ）に収めた。

需要地域	水力地点	開発方式
リンバン	1. ラウス	貯水池式
	2. テンゴア	"
	3. トゥルサン	"
	4. ムダミット-1	流し込み式流域変更方式
	5. ムダミット-2	流し込み式／貯水池式／流域変更方式
	6. リンバン	貯水池式
	7. パシア	流し込み式／流域変更方式
カビット	8. カビット-1	貯水池式
	9. カビット-2	"
	10. イバウ	"
	11. バンキット	(ダム+水路)型
	12. トゥカリット	貯水池式
	13. アヤット	流し込み式／(ダム+水路)型
サリケイ	14. カノウイット	貯水池式
	15. サリー-1	"
	16. サリー-2	"
スリアマン	17. スリア-1	貯水池式
	18. スリア-2	流し込み式
	19. スクラン-1	貯水池式
	20. スクラン-2	"
	21. ルマナック	"



## 第五章 水文解析

### 5.1 気象

サラワク州は熱帯雨林気候帯に位置し、一年を通じて湿度は高い。北東モンスーンの影響により概ね10月から4月半ばが雨期である。年平均降雨量は3,700mmと多く、その30%から40%程度は乾期中の降雨量である。

サラワク州における気象データはマレーシア気象庁により以下の4地点で比較的長期間にわたって観測されている。

観測所	位置		標高 (m)
	緯度	経度	
クチン空港	01° 29' N	110° 20' E	21.7
シブ空港	02° 20' N	111° 50' E	7.5
ピンツル空港	03° 12' N	113° 02' E	3.1
ミリ空港	04° 20' N	113° 59' E	17.0

上記4観測所のデータによれば、月平均気温は年間を通じて26℃と一定である。また、月平均相対湿度は僅かな季節的变化はあるが85%から87%と一定している。各観測所における月平均気温を図5.1に、月平均相対湿度を図5.2に示す。

日平均日照時間は5.7時間であり、年平均日照時間は2,080時間である。最大風速は31.8m/secがクチン空港で記録されている。日平均風速は0.9m/secから1.3m/secである。日平均日照時間を図5.3に、月最大風速を図5.4に示す。

### 5.2 水文資料

#### 5.2.1 年平均降水量

年平均等雨量線図は143観測所の記録をもとに作成した。過去18年間の年平均降雨量3,700mmである。また、最大年間降雨量は4,310mm(1970)であり、最小年間降雨量は

3,272mm (1972) である。年平均等雨量線図を図5.5に示す。

月平均降雨量を図5.6に示す。サラワク州南西部では雨期と乾期の区別が明瞭であるが、北東部になるにつれ年間を通じ平均した降雨量を示している。

### 5.2.2 蒸発散量

蒸発散量は一般的に標高が高くなるにつれ減少する傾向を示すが、サラワク州における気象観測所は全て低標高に設置されている(図5.7参照)。従って、今回の調査では、半島マレイシア部にて観測された105観測所の記録をもとに、標高と蒸発散量との関係を示した。年平均蒸発散量を図5.8に示す。

## 5.3 月平均流量

### 5.3.1 代表流量観測所の選定

流量観測は50観測所においてマレイシア灌漑局により実施されている。代表流量観測所の選定にあたっては、各水力地点の流域面積を考慮し、100km<sup>2</sup>以上および1,000km<sup>2</sup>以下の流域面積、記録期間が10年以上を条件とした。

選定した代表流量観測所を以下に示す。

観測所名	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	記録期間 (年)
スリアン	サドン川	941	18
ギット	サラワクキリ川	425	10
ブアンビディ	サラワクカナン川	217	10

上記流量資料は記録期間が比較的短く、欠測もあるため、マルコフ過程を応用した流量データ引伸ばしを行なった。

### 5.3.2 年平均流出損失率

年平均流出損失率を推定するために、表5.1に示す15観測所の記録を使用した。年平均降雨量と年平均流出損失高の比は0.18から0.5の値を示している。

### 5.3.3 年平均流量の算定

5.2.1節で述べた年平均等雨量線図から各水力地点における年平均降雨量を算定した。また、各水力地点に於る年平均蒸発散量は5.2.2節で述べた標高を年平均蒸発散量との関係から内挿して算定した。

年平均降雨量から年平均蒸発散量を減じることにより年平均流出高を算定したが、各水力地点の流出高は表5.2に示すように0.54から0.66を示している。

## 5.4 流況曲線及び貯水量使用水量曲線

代表流量観測所の月流量記録をもとに流況曲線および貯水量使用水量曲線を作成した。流況曲線は流し込み式発電計画に、また、貯水量使用水量曲線はダム式あるいはダム水路式発電計画に使用される。

流況曲線は月流量記録の並び換えを行なった後、縦軸に各流量と平均流量との比を横軸に各流量の超過率を採用し無次元化した。各水力地点に適用するため、流況曲線を表5.3および図5.9に示す。

貯水量使用水量曲線は使用水量と必要貯水容量との関係を示すもので、縦軸に必要貯水容量と年平均流入量との比を横軸に使用水量と平均流量との比を採用し無時限化した。また、各水力地点に適用するため3流量観測所の算術平均を算定した。無次元化した貯水量使用水量曲線を表5.4及び図5.10に示す。

## 5.5 堆砂量の推定

流砂量観測はマレイシア灌漑局によって定期的に行なわれているがその数は少なく、流量-流砂量曲線を推定するまでには至っていない。

今回の調査では、サラワク州における既設のダムおよび計画中のダムの計画堆砂量から流域における表土崩壊率を求めた。

表土崩壊率はバクンアイ及びバクン水力発電計画における計画堆砂量から 1.0mm/年を採用した。

プロジェクト	流域面積 (km <sup>2</sup> )	計画堆砂量 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	表土崩壊率 (mm/year)
バクンアイ	1,200	1.25/year	1.0
バクン	14,750	380/50year	0.5

## 第六章 発電力計算

### 6.1 概要

抽出された17の貯水池式と5つの流し込み式、合計22水力地点の概略発電力が計算された。幾つかの地点は貯水池式と流し込み式の両案がある。各水力地点の発電力は次式によって計算した。

$$P_{\max} = 9.8 \times Q_{\max} \times H_e \times E_f$$

ここに、 $P_{\max}$  : 設備容量 (MW)

$Q_{\max}$  : 最大使用水量 (m<sup>3</sup>/s)

$H_e$  : 有効落差 (m)

$E_f$  : 水車・発電機の総合効率 = 0.82

### 6.2 開発規模比較案

#### 6.2.1 流し込み開発方式

各水力地点の流量資料が十分に得られない為、各水力地点の流況曲線を第5章に述べたように年間降雨量、蒸発量及び無次元流況曲線を基にして作成した。最大使用水量は全水力地点を同一基準で比較するためにプラント・ファクターを0.5と規定した。

#### 6.2.2 貯水池開発方式

常時使用水量は貯水池の有効貯水容量に応じて変化する。開発規模比較案の選出に当って3種類の有効貯水容量を仮定し、ドラフトレート初期値0.78から+10%と-10%の場合を設定し全9ケースの比較案を検討した。初期値のドラフトレートが地形上の可能最高水位を超過する場合はドラフトレートを最大貯水池容量迄下げた。

各々の有効貯水容量に対して次のようにダム高を3種類変化させた。

ケース	満水位	最低水位
1	地形上可能最高満水位 (最高満水位)	(満水位) - (所要有効貯水量を確保するのに必要な水深)
2	ケース1とケース3の中間水位	同上
3	右記最低水位に所要有効貯水量を確保するに必要な水深を加えたもの	堆砂面上で最低確保されるべき水位

全ての貯水池開発地点を同一基準で比較するためにプラント・ファクターを 0.5とした。各開発規模比較案の策定図式を図 6.1 に示す。

### 6.3 発電算定基準

全水力開発地点の出力を同一条件で推定するために最大使用水量、貯水池運転水位や落差を次の同一基準で決定した。

#### 6.3.1 流し込み開発方式

使用水量		
常時使用水量	$Q_f$	流況曲線の95%確率流量
常時尖頭使用水量	$Q_d$	日調整池を持つ場合負荷率 0.5として使用水量を求める
最大値使用水量	$Q_P$	プラント・ファクター 0.5として最大水量を求める。
運転水位と落差		
常時運転水位	NOL	河床標高 + 3 m に統一する
総落差	$H_g$	NOL - 放水水位
有効落差	$H_n$	$H_n = 0.9 \times H_g$ 、損失落差を総落差の10%と仮定する。

### 6.3.2 貯水池開発方式

---

#### 使用水量

常時使用水量  $Q_f$   $Q_f$ は無次元化したストレージ・ドラフトカーブから求める

最大使用水量  $Q_P$   $Q_P = Q_f / PF$   
プラント・ファクター = 0.5

#### 運転水位と落差

満水位 FSL 第6.2.2節で述べた如し

最低水位 MOL 第6.2.2節で述べた如し

設計基準水位 RWL  $RWL = 2/3 (FSL - MOL) + MOL$

ここに、FSL:満水位

MOL:最低水位

総落差  $H_g$   $H_g = RWL - TWL$

ここにTWL:放水位

有効落差  $H_n$   $H_n = 0.9 \times H_g$

$H_n$ は総落差の10%と仮定する。

---

### 6.4 出力計算

発電出力の計算結果を付録-II (巻VII) に示す。



## 第七章 第一次スクリーニング

### 7.1 概 要

第一次スクリーニングは現場踏査を実施して更に詳細検討をすべき開発地点を選ぶために次の基準によって選択した。

- (1) 水力地点と需要地の遠隔性
- (2) 水力地点の開発が舟運、水利用に及ぼす影響
- (3) 発電出力の大小
- (4) 土地補償と移転問題の有無

### 7.2 第一次スクリーニング

#### 7.2.1 水力地点と需要地の遠隔性

対象需要地域はカピットを除き海岸地帯に位置しているが水力地点はほとんど山岳地帯に位置する。小出力発電所の送電線工事費は発電費用に大きな影響を及ぼす主たる工事項目の一つであり、水力地点が対象需要地域から遠くなるほど経済効率が減少する。

3つの水力地点（ラウス、テンゴア、トゥルサン）は隣国ブルネイを迂回して送電線を建設する必要があり、総延長が長くなるために棄却された。

#### 7.2.2 舟運・水利用に及ぼす影響

サラワク州の幹線・支線道路は徐々に延長されつつあるが、海岸や内陸河川では舟運が最も一般的に利用されている経済的な交通手段である。河川を横切ってダムを建設する場合や河川水位の低下をきたす場合は舟運に悪影響を与える。ダム地点に舟運施設を建設するには追加工事費を要し高い発電費用になり、このような観点から水力地点の評価をする必要がある。調査の結果、ほとんどの水力地点は比較的小きな集水面積を持つ支流河川に位置し、舟運に及ぼす悪影響は少ない事が判明した。幾つかの水力地点は舟運通路に位置

するが、その為にダムの建設が絶対不可能な程の状態では無い。

他方、幾つかの水力地点は木材会社に依る伐採が行なわれており木材運搬道路が水力地点へのアクセス道路として利用可能である。

### 7.2.3 発電出力

調査対象水力地点は送電対象地域の現在と将来の電力需要に対応する必要がある。各地域の需要の上限と下限値を水力地点の選別基準として次のように定めた。

需要地域	下限値 1995年需要 (MW)	上限値 2010年需要 (MW)
スリアマン	5.9	20.0
サリケイ	8.2	32.4
リンバン	5.0	15.0
カピット	2.2	5.2

選別基準下限値はプロジェクトの完成を1995年と仮定して1995年需要予測値を採用し、上限値は2010年の需要予測値を採用した。

その結果、4つの水力地点（スリアー1、スリアー2、サリー1、サリー2）が下限値を下回る発電出力のために棄却され、2つの水力地点（リンバン、トゥカリット）が上限値を超過する発電出力のために棄却された。ルマナック水力地点は10MWの比較的小さい発電力にも拘わらず、80mのダム高さと1.6kmのダム軸長を必要とし明らかに不経済と思われ棄却された。

### 7.2.4 第二次スクリーニング用に選出された水力地点

第一次スクリーニング用に21ヶ所の水力地点が候補に上り、次表に示す第一次スクリーニングが行なわれた。

需要地域	水力地点	第一次スクリーニング基準		選出された 地点
		遠隔性	発電出力	
リンパン	1. ラフス	×		
	2. テンゴア	×		
	3. トゥルサン	×		
	4. ムダミットー1	○		
	5. ムダミットー2	○		○
	6. リンパン	○	過大出力	
	7. パシア	○		○
カピット	8. カピットー1	○		○
	9. カピットー2	○		○
	10. イバウ	○		○
	11. バンキット	○		○
	12. トゥカリット	○	過大出力	
	13. アヤット	○		○
	14. カノウィット	○		○
	15. サリー1	○	過少出力	
	16. サリー2	○	過少出力	
	スリアマン	17. スリアー1	○	過少出力
18. スリアー2		○	過少出力	
19. スクランー1		○		○
20. スクランー2		○		○
21. ルナマック		○		

注：(1) 舟運交通への悪影響を与えるという理由で棄却された水力地点は無かった。

(2) 補償及び移転問題の有無は現場踏査時に検討される事になる。

ムダミットー1とムダミットー2は近接位置に存在し、ムダミットー1は5km上流にありその分需要地域から遠くなっている。開発規模は両案ともほぼ同じでありムダミットー

1は送電線及び取り付け道路が長くなる。このためムダミットー1はムダミットー2より不経済であるのでムダミットー2を現場踏査対象地点とし、ムダミットー2に物理的欠陥が発見された場合にムダミットー1の現場踏査を実施する事とした。

その結果10ヶ所地点（リンバン地域：ムダミットー2、バンア　カビット地域：カビットー1、カビットー2、イバウ、パンキット、アヤット　サリケイ地域：カノウィット　スリアマン地域：スクランー1、スクランー2）が現場踏査対象地点として選出された。

## 第八章 現場踏査

### 8.1 概 要

開発候補地点21ヶ地点のうち10ヶ地点に対して現場踏査が行なわれた。現場踏査中にカピット地域の中で、追加開発地点ムコが発見され、下記に示す合計11ヶ地点に対し現場踏査が行なわれた。

需要地域	水力地点	開発形式
リンバン	1. パシア	流し込み流域変更方式
	2. ムグミットー2	同 上
カピット	3. カピットー1	貯水池式
	4. カピットー2	同 上
	5. イバウ	同 上
	6. バンキット	ダム+導水路式
	7. アヤット	流し込み/ダム+導水路式
	8. ム コ	流し込み式
サリケイ	9. カノウイット	貯水池式
スリアマン	10. スクラノー1	同 上
	11. スクラノー2	同 上

### 8.2 現場踏査

現場踏査は次の7つの主たる調査項目を対象にして実施された。

- (i) 地 形
- (ii) 地 質
- (iii) 施工材料
- (iv) サイトへの接近容易性

(v) 土地補償と移転問題

(vi) 現在の水利用状況

(vii) 送電線ルート

現場踏査報告書を付録Ⅲ（巻Ⅷ）に収めた。

各水力地点の発電出力は現場踏査で得られた情報を基にして再検討された。再検討した出力及び現場踏査で得られた情報を付録Ⅳ（巻Ⅷ）に収めた。

### 8.3 地質状況

#### 8.3.1 広域地質

サラワク州は地質的に2つの地域に区分できる。

(a) ルバル川以西のサラワク州西部を占めるスング盾状地。

スリアマン需要地域はルバル川の中流域に位置する。

(b) スング盾状地の北縁沿いに広がり、ルバル川以東の全地域に発達する北西ボルネオ地向斜。第2次スグリーニングで選ばれた11ヶ所の水力地点はすべて北西ボルネオ地向斜地域内に位置している。

スリアマンはこの地域の西側に、カビットはその中心部に位置する。リンバンはサラワク州東部に位置する。

後期白亜紀に粘板岩質岩相の堆積に始まって発達した北西ボルネオ地向斜は千枚岩、粘板岩および硬砂岩から構成される。

この地向斜は主発達地域である中央サラワクにおいては前期第三系ラジャン層群の堆積によって代表される。ラジャン層群は主に硬い珪質砂岩、硬砂岩、シルト岩および粘板岩質岩石からなる。スリアマン需要地域の水力地点はこの地域に点在している。

ラジャン層群と同時代の堆積物はリンバン川とトゥルサン川の源流域に分布する他、バラン谷中部にも露出している。また、特にスピス地域とマリナウ地域に分布する前期第三紀の堆積物は塊状石灰岩の岩体によって特徴づけられる。リンバン対象地域の水力地点は

この地域に点在している。

中央サラワクにおける堆積作用は中期第三紀には終了し、堆積岩類はその時期に著しい褶曲、断層および隆起運動を被むった。主要地質構造は、バラム地区をおよそ南北方向に円弧を描いて伸びる地向斜軸とほぼ平行している。

ラジャン層群は、後期白亜紀から前期第三紀の時代に形成されたブラガ累層のステージⅠ、Ⅱ、ⅢおよびⅣから構成される。スタップ頁岩累層とメリガン累層はラジャン層群の後に形成された。

### 8.3.2 対象地域の地質状況

#### (1) スリアマン地域

スクランー1、スクランー2水力地点はルバル川支流のスクラン川中流域に位置する。スクラン川に沿った地質はラジャン層群ブラガ累層ステージⅠの粘板岩と硬砂岩で構成される粘板岩優勢岩相である。

#### (2) サリケイ地域

サリケイ需要地域はラジャン川の下流域に位置する。カノウィット水力地点は、ラジャン川支流のカノウィット川の上流域に位置する。カノウィット川上流域の地質は暁新世～前期始新世のブラガ累層ステージⅡの千枚岩、粘板岩および泥質岩で構成される粘板岩質な岩相である。

#### (3) リンバン地域

ムダミットー2水力開発の取水地点はリンバン川の支流ムダミット川に位置し、発電所はリンバン川沿いに位置する。ムダミット川に沿った地質はスタップ頁岩累層の頁岩優勢岩相である。スタップ頁岩累層の堆積は第三紀漸新世～中新世に始まっている。

パシア水力地点はトゥルサン川の支流パシア川に位置する。トゥルサン川とパシア川に挟まれた山岳は地質的には中新世のメリガン累層の硬砂岩と薄い頁岩で構成されてる。

#### (4) カビット地域

アヤット、バンキン、カビットー2およびムコ水力地点はラジャン川の南側に位置する。

ラジャン川の南側地域の地質はブラガ層群ステージⅡの粘板岩、硬砂岩およびこれらの互層からなる。カピットー1とイバウ水力地点はラジャン川の北側地域に位置する。ラジャン川の北側地域の地質は中～後期始新世のブラガ累層ステージⅢの粘板岩優勢岩相である。

各々の水力地点の地質と対象地域の一般地質図は付録Ⅴ（巻Ⅷ）に要約されている。

## 第九章 洪水解析

### 9.1 降雨解析

#### 9.1.1 各水力地点に対する代表雨量観測所の選定

サラワク州では 143箇所の雨量観測所が設置されており、その内64箇所が自記雨量計であり、79箇所が雨量マスによる定時観測である。しかしながら、各水力地点の流域内には雨量観測所はなく、代表雨量観測所として各水力地点に最も近く、かつ水文環境の類似した雨量観測所を選定した。

選定した代表雨量観測所を以下に示す。

需要地域	水力地点	雨量観測所		
		観測所名	緯度	経度
リンバン	1. パシア	nung・スマド	4° 13' N	115° 35' E
	2. ムダミッター 2	nung・ピョ	4° 22' N	114° 56' E
カピット	3. カピットー 1	カピット PWD	2° 01' N	112° 56' E
	4. カピットー 2	ナガ・バンキット	1° 46' N	112° 38' E
	5. イバウ	ソ ン	2° 01' N	112° 33' E
	6. バンキット	ナガ・バンキット	1° 46' N	112° 38' E
	7. アヤット	“	“	“
	8. ム コ	“	“	“
サリケイ	9. カノウィット	カノウィット W/W	2° 06' N	112° 09' E
スリアマン	10. スクラノー 1	リダン	1° 13' N	111° 42' E
	11. スクラノー 2	“	“	“

各雨量観測所の位置図および記録期間を図 9.1 および図 9.2 に示す。また、年最大日雨量を表 9.1 から表 9.7 に示す。

### 9.1.2 確率解析

降雨量に対する確率解析を年最大1日、2日、3日及び5日雨量に対し、再現期間2年、5年、10年、20年、50年、100年および200年について行なった。

解析手法としてガンベル、岩井およびログピアソンⅢ型の3手法を用いて比較した。結果を表9.8から表9.10および図9.3から図9.6に示す。

3手法による結果に相違はほとんどなく、マレイシア灌漑局で採用されているガンベル法による結果を採用した。

### 9.1.3 面積雨量変換係数

流域平均雨量は一般的に流域面積が大きくなるほど減少する傾向にある。地点雨量から面積雨量を推定するためには、各降雨についてDAD解析を行なう必要があるが、各水力地点近傍において十分な雨量観測所はない。従って、マレイシア灌漑による推奨されている面積雨量変換係数を採用した。(図9.7参照)。

### 9.1.4 D D 解析

選定した雨量観測所では時間雨量は観測されていない。時間雨量分布を求めるためにクチン空港で得られた4個の集中豪雨記録を採用した。

番 号	期 間		降雨量 (mm)
	降雨開始	降雨終了	
1	Jan 8, 1971	Jan 9, 1971	355
2	Jun 22, 1972	Jun 23, 1972	247
3	Dec 24, 1973	Dec 25, 1973	198
4	Dec 28, 1975	Dec 29, 1975	193

上記記録によれば、集中豪雨は24時間以内に終了している。また、24時間連続降雨量の8割が降雨開始後15時間以内に発生している。

また、集中豪雨は雷雨性降雨であり、そのピークは一般的に夕方から翌朝にかけて発生

している。時間雨量累加曲線として前述した4個の集中豪雨に基づく時間雨量累加曲線の算術平均を採用した。また、採用した時間雨量累加曲線における3時間降雨の日雨量に対する率を図9.8に示す。

継続時間 (hr)	累加雨量/日雨量 (%)	降雨量 (%)
0 - 3	9.7	9.7
3 - 6	24.4	14.7
6 - 9	40.0	15.6
9 - 12	60.5	20.5
12 - 15	82.3	21.8
15 - 18	89.5	7.2
18 - 21	95.3	5.8
21 - 24	100.0	4.7

#### 9.1.5 計画降雨

計画降雨の継続時間を算定するため、バタンアイ水力発電プロジェクト（流域面積：1,200km<sup>2</sup>）における確率洪水ハイドログラフを参考にした。

上記プロジェクトにおいては、ダムサイトにて観測された5個の洪水ハイドログラフをもとに2年、10年、20年、50年、100年および200年の再現期間に対する確率洪水ハイドログラフを算定している。

これらの確率洪水ハイドログラフにおいて直接流出は30時間程度で終了しており、降雨のダムサイトへの到達時間を考慮すれば降雨継続時間は24時間以内であると推定される。

各水力地点における流域面積は上記プロジェクトの流域面積と同等かそれ以下であるため、到達時間も短く24時間以内の降雨継続時間が洪水ハイドログラフに寄与するとも考えられる。今回の解析では安全側の判断から計画降雨継続時間を24時間とした。

また、24時間計画降雨の算定は下式によった。

$$R_{24} = CF \times RF$$

ここに、 $R_{24}$ ： 計画降雨（24時間）

$CF$ ： 面積雨量変換係数

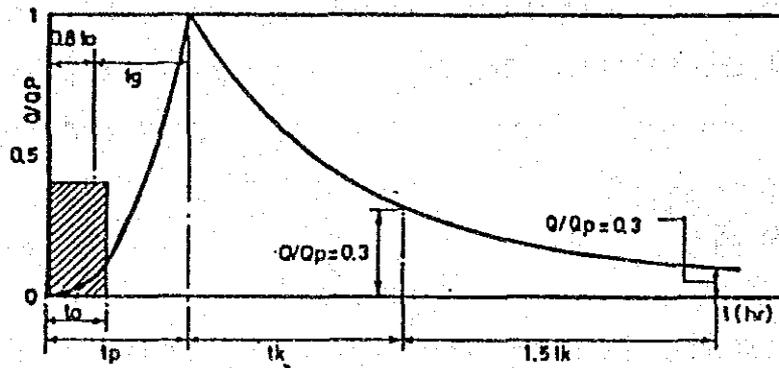
$RF$ ： 代表雨量観測所における確率雨量

各水力地点における計画降雨は9.1.4節で述べた時間雨量累加曲線をもとに8個の3時間雨量に分割した。各水力地点における計画降雨を表9.11から表9.14に示した。

## 9.2 洪水解析

### 9.2.1 単位図

単位図算定には、中安総合単位図法を採用した。単位図は下式で求められる。



#### (1) ピーク遅れ時間

$$tq = 0.5 + 0.058L \quad (L > 15\text{km}) \quad \dots\dots\dots \text{(式. 9.2)}$$

$$tq = 0.21 \times L^{0.7} \quad (L > 15\text{km}) \quad \dots\dots\dots \text{(式. 9.3)}$$

ここに、 $tq$ ： ピーク遅れ時間 (hr)

$L$ ： 河道長 (km)

$$tk = 0.47(AL)^{0.25} \quad \dots\dots\dots \text{(式. 9.4)}$$

ここに、 $tk$ ： ピーク発生時間 ( $tp$ ) から

ピーク流量の30%流量になるまでの時間 (hr)

$A$ ： 流域面積 ( $\text{km}^2$ )

(2) ピーク流量

$$Q_p = A R_o / [3.6 (0.3t_p + t_k)] \dots\dots\dots (式. 9.5)$$

ここに、 $Q_p$ : ピーク流量 (cms)

$R_o$ : 単位有効雨量 (mm)

(3) 到達時間

$$t_p = T_1 = 0.8t_o + t_q \dots\dots\dots (式. 9.6)$$

$$t_1 = T_2 = t_p + t_k \dots\dots\dots (式. 9.7)$$

$$t_2 = T_3 = t_p + t_k + 1.5t_k \dots\dots\dots (式. 9.8)$$

(4) 単位図

— 洪水増水期

$$Q_r = (t/t_p)^{2.4} \quad (0 < t < t_p) \dots\dots\dots (式. 9.9)$$

— 洪水減水期

$$Q_r = 0.3 \exp [ (t - t_p) / t_k ] \quad (T_1 < t < T_2) \dots\dots (式. 9.10)$$

$$Q_r = 0.3 \times 0.3 \exp [ (t - T_2) / 1.5t_k ] \quad (T_2 < t < T_3) \dots\dots (式. 9.11)$$

$$Q_r = 0.3 \times 0.3 \times 0.3 \exp [ (t - T_3) / 2t_k ] \quad (t > T_3) \dots\dots\dots (式. 9.12)$$

単位図作成に使用したデータを以下に示す。

水力地点	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	河道長 (km)
パンア	パンア	177	29.0
ムダミット-2	ムダミット	186	38.0
カピット-1	メヌアン	101	19.5
カピット-2	ブヌアン	220	20.0
イバウ	イバウ	163	23.0
パンキット	パンキット	167	14.0
アヤット	アヤット	59	9.5
ムコ	ブヌアン	292	25.0
カノウィット	カノウィット	1,331	65.0
スクラン-1	スクラン	508	68.5
スクラン-2	"	360	45.0

### 9.2.2 損失雨量

安全側の判断から先行降雨により流域内の土壌は既に飽和していると仮定し、初期損失雨量は無視した。また、一定損失雨量として 2.5mm/hr を考慮した。

損失雨量 2.5mm/hr はサラワク州および半島マレーシアの以下の類似プロジェクトより推定した。

プロジェクト名	位置	流域面積 (km <sup>2</sup> )	損失雨量 (mm/hr)
クランガテス ダム	半島マレーシア	74	5.1
ジョー ダム	"	123	7.2
バタンアイ	サラワク州	1,200	3.0
ブルゴウ ダム	半島マレーシア	1,290	2.5
テメンゴール ダム	"	3,400	2.5
フニール ダム	"	4,580	2.5
バクン	サラワク州	14,750	4.0

損失雨量は一般的に流域面積が大きいほど減少する傾向にある。従って、各水力地点の流域面積が小さいこと、および未開の森林地帯であり将来の伐採が損失雨量を減少させることを考慮し、上記プロジェクト中の最小値である 2.5mm/hr を採用した。

### 9.2.3 洪水ハイドログラフ

確率洪水ハイドログラフは以下の条件で算定した。

- (1) 単位図は中安総合単位図法により求めた。
- (2) 計画降雨として2年から200年までの再現期間に対する24時間継続降雨を採用した。
- (3) 損失雨量を 2.5mm/hr とし、計画降雨より減じ、有効雨量とした。

(4) 基底流量として年平均流量を用いた。

各水力地点における確率洪水ハイドログラフを図9.9から図9.19に示す。また、それぞれの洪水ピーク流量、洪水流入量及び比流量を表9.15および表9.16に示した。

### 9.3 可能最大洪水量

#### 9.3.1 可能最大降雨

可能最大降雨は、特定の時期における特定の流域において理論的に最大の降雨量と定義される。

特定の流域における可能最大雨量は数種の豪雨形態によって決定される。例として、雷雨性降雨は1,000km<sup>2</sup>以下の流域において6時間以内の降雨継続を考えた場合には可能最大降雨を示す場合もあり、長期降雨継続あるいは流域面積が大きい場合には長期降雨が可能最大降雨を算定する支配的要因となる。

事実、サラワク州では1963年1月から2月の広範囲の長期降雨は沿岸地域に未曾有の洪水をもたらした。この長期降雨は主に南シナ海上で10月から2月にかけて発生する北東モンスーンによって生じたものである。雨量記録によればこの長期降雨は4日から5日の周期性を保って連続的に発生している。

可能最大降雨の推定には理論的な数種の手法およびハーシュフィールドの統計的手法がある。各水力地点近傍において可能最大降雨を推定する気象資料は収集されていないため、今回の解析では1,000km<sup>2</sup>程度までの流域において使用される後者により推定した。

ハーシュフィールドの手法により各水力地点における24時間可能最大降雨量を算定し、結果をサラワク州および半島マレーシアでの既存プロジェクトと比較した。

		流域面積 (km <sup>2</sup> )	24時間雨量 (mm)	増加率
<u>水力地点</u>				
バシア	(リンバン)	177	385	2.69
ムダミット-2	( " )	186	543	2.41
カピット-1	(カピット)	101	513	2.64
カピット-2	( " )	220	427	1.76
イバウ	( " )	163	541	1.97
バンキット	( " )	167	431	1.76
アヤット	( " )	59	440	1.76
ムコ	( " )	292	422	1.76
カノウィット	(サリケイ)	1,331	495	2.36
スクラン-1	(スリアマン)	508	495(*)	1.76
スクラン-2	( " )	360	495(*)	1.74
<u>類似プロジェクト</u>				
バタンアイ	(サラワク)	1,200	580	
ケニール	(半島マレーシア)	2,600	470	
バクン	(サラワク)	14,750	280	
プラグス	(半島マレーシア)	21,020	210	

(\*) 異常値が計算されたため、カノウィットの計算値を適用した。

これらの24時間流域平均降雨は、各水力地点の100年確率降雨の1.74倍から2.97倍を示している。降雨継続時間が2日、3日および5日の最大可能降雨算定については表9.17に示すように、上記の増幅率1.79倍から2.97倍を各100年確率降雨に乗じて算定した。

5日継続最大可能降雨の推定においては、中央に最大降雨が発生し、徐々に降雨量が減少するパターンを採用した。また、中央の最大降雨に対しては、9.1.4節で述べた時間雨量累加曲線により3時間雨量に分割したが、これは長期降雨と雷雨性降雨との重なりを仮定している。各水力地点において算定した可能最大降雨を表9.18に示す。

### 9.3.2 可能最大洪水

可能最大洪水の算定には9.2節で述べた中安総合単位図法を用いた。算定条件を以下に示す。

- (1) 単位図は中安総合単位図法により求めた。
- (2) 5日継続可能最大降雨を計画ハイエトグラフとした。
- (3) 一定損失雨量 2.5mm/hr を計画ハイエトグラフより減じ、有効雨量とした。
- (4) 基底流量は年平均流量とした。

各水力地点の可能最大洪水ハイドログラフを図9.20から図9.30に示す。また、各々のピーク流量を以下に示す。

需要地域	サイト名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	ピーク流量 (m <sup>3</sup> /sec)	比流量 (m <sup>3</sup> /sec/km <sup>2</sup> )
<u>水力地点</u>				
リンバン	1 パシア	177	1,052	8.5
	2 ムダミットー2	186	1,592	8.6
カピット	3 カピットー1	101	890	8.8
	4 カピットー2	220	1,480	6.7
	5 イバウ	163	1,392	8.5
	6 バンキット	167	1,220	7.3
	7 アヤット	59	477	8.1
ムコ	8 ムコ	292	1,923	6.6
	9 カノウィット	1,331	7,950	6.0
スリアマン	10 ス克蘭ー1	508	3,385	6.7
	11 ス克蘭ー2	360	2,578	7.2
	1 バタンアイ	1,200	8,700	7.3
	2 ケニール	2,600	13,000	5.0
	3 バクン	14,750	44,400	3.0
	4 ブラグス	21,020	42,500	2.0

各水力地点の可能最大洪水規模については以下に示すクリーガーの式により検証した。

$$q = 46C A^b \dots\dots\dots (式 9.13)$$

$$b = 0.864 A^{-0.0175} - 1 \dots\dots\dots (式 9.14)$$

ここに、 $q$  : 比流量 (Tt<sup>3</sup>/sec/mile<sup>2</sup>)

$A$  : 流域面積 (mile<sup>2</sup>)

$C$  : 流域に応じた係数

このグリーガーの式において一般的に  $C = 100$  は数個の例外を除き、世界の即応最大洪水に匹敵すると言われている。またマレーシア、インドネシアおよびタイなど東南アジア諸国においては  $C = 34$  が即応最大洪水に対応するのと考えられている。

サラワク州および半島マレーシア部の類似プロジェクトにおいては  $C = 100$  以上の可能最大洪水を採用しているものもあるが、各水力地点の値は図 9.31 に示すようにカノウィットを除いて  $C = 34$  と  $C = 100$  の包絡線間に点在している。

## 第十章 第二次スクリーニング

### 10.1 概 要

現場踏査は、現場踏査中に発見されたカピット地域内の追加水力地点を含めて11ヶ所の水力地点に対し実施された。これらの水力地点はすべて第二次スクリーニングの選出基準に従って評価され、社会的、地形的、又は地質的な条件で問題がない限り第三次スクリーニングのための詳細検討が行なわれる。

### 10.2 第二次スクリーニング

#### 10.2.1 地質的評価

一般的な地質的特徴、風化の程度、断層の有無、地じりの可能性等がダムサイト、水路工、発電所、及び貯水池について概略地表踏査によって調査された。

これらに関して重大な問題がある水力地点は、第二次スクリーニングで棄却された。

#### 10.2.2 水力地点への接近容易性

調査対象となった水力地点の約半数は既設木材運搬道路の利用が可能であるが、約半数は既設道路が存在せず接近困難である。

当該水力地点の取り付け道路は第5次国家計画において策定されている道路延長計画及び既設の木材運搬道路を考慮して計画する。

#### 10.2.3 現在の水利用状況

水力発電事業は既設の水利用施設、例えば灌漑、工業・家庭用水供給、あるいは舟運、観光等に対して重大な影響を及ぼす場合がある。特に流域変更方式においては現在の水利用施設・計画に重大な支障を生ずる場合があるため、選出された水力地点の上下流流域に於て如何なる問題が派生するか予測するために現在の水利用状況が調査された。

#### 10.2.4 建設材料の利用可能性

ダム計画に於てその型式の選択は地形、地質の状況及び水文特性によってほぼ決定されるが、フィルダムの材料及びコンクリート骨材に利用可能な材料の有無も構造物を経済的に建設する上で基本的な要因である。従って現場踏査に於ては土取場又は原石山の存在の有無、その位置の確認、建設材料としての利用可能性等についても調査が実施される。

#### 10.3 第三次スクリーニング用に選出された水力地点

第二次スクリーニング用に11ヶ所の水力地点に対し現場踏査が行なわれ、次表に示す第二次スクリーニングが行なわれた。

需要地域	水力地点	第二次スクリーニング基準				現地と地形図の不一致
		地質	接近可能性	水利用	材料	
リンパン	1. ムダミット-2	○	○	○	○	
	2. パシア	○	○	○	○	
カビット	3. カビット-1	×	○	×	×	
	4. カビット-2	○	○	○	○	
	5. イバウ	○	○	×	×	
	6. バンキット	-	-	-	-	○
	7. アヤット	-	-	-	-	○
	8. ムコ	○	○	○	○	
サリケイ	9. カノウィット	○	○		○	
スリアマン	10. ス克蘭-1	○	○	○	○	
	11. ス克蘭-2	○	○	○	○	

注：バンキット、アヤットの両水力地点は現場踏査の結果、地形図及び実際の地形が致しておらず、予想された落差が得られないため水力地点として不適當であること

が判明し棄却された。

最終的に7ヶ所の水力地点が選出され第三次スクリーニング用の詳細検討に進められた。

詳細な現場踏査結果は巻Ⅷの付録Ⅲに述べられている。



## 第十一章 基本設計と工事費積算

### 11.1 概 要

第二次スクリーニングを通過した7ヶ所の水力地点の概略工事費積算が行なわれた。基本設計図が1/10,000縮尺地形図(1/50,000縮尺地形図の拡大)を用いて作成された。

工事数量は主要構造物の基本的寸法を用い、後節に示す通産省資源エネルギー庁の公表している数量計算公式で求められたが、更にダム、導水路等の主要構造物の工事数量は拡大図上に描いた設計図を基にして計算した。各工種の単価はサラワク州で最近実施された実際の工事関係資料、特にバタンアイ及びパトゥリンタンの単価及びバクンをはじめ多くの大小水力開発計画に用いている工事単価等を参考にして決定した。

各水力地点における主要構造物の諸元は表11.1に示される。工事費の概略検討の結果は付録Ⅶ(巻Ⅶ)に収められた。

### 11.2 基本設計基準

#### 11.2.1 ダム及び水路工

##### (1) ダム

この段階の調査においては選出された水力地点の地形・地質上の特性と工事材料の有無を考慮し、すべての貯水池式開発計画に対しロックフィルダムを採用した。

河床巾及び可能最大限堤高、堤頂長等の地形特性を現地にて測定した。ダム基礎の平均掘削深度は現場踏査の地質調査結果に基づき推定し、ダム堆積は堤頂から河床上へ直線的に変化するものとして次のように計算した。

$$VD = 1.1 \times DH^2 \times CL$$

ここに、VD: ロックフィルダムの体積 (m<sup>3</sup>)

DH: 満水位上 4 mの余裕高をもつダム高 (m)

CL: 堤頂長 (m)

## (2) 流し込み開発方式の取水堰

溢流コンクリート堰を仮定した。

ダムのコンクリート量は関連する構造物を含めて次式によって求めた。

$$VDW = 0.347 \times DH^2 \times CL$$

ここに、

VDW : 取水堰のコンクリート量 (m<sup>3</sup>)

DH : 取水堰の高さ (m)

CL : 取水堰のアバットを含む長さ (m)

ダムは河床上 3 m の高さで仮定した。

## (3) 仮排水トンネル

圧力トンネルを仮定し、最大直径を 7 m とし、次式によって求めた。

$$DIAD = 0.291 \times (QDF \times NBR)$$

ここに、

DIAD : 仮排水トンネルの直径 (m)

QDF : 設計洪水量 (m<sup>3</sup>/sec)

NBR : 仮排水トンネルの数

## (4) 導水路

導水路は原則としてトンネルを仮定した。貯水池開発方式の場合は円形断面圧力トンネルとし、流し込み開発方式の場合は馬蹄形断面無圧トンネルと仮定した。トンネル内流速は約 2.0 m/sec とし、最小内径は 1.8 m と仮定した。

## (5) 水圧鉄管路

水圧鉄管路は露出管路方式とし、管内流速は有効落差 150 m 以下と以上に分けそれぞれ平均流速 3 ~ 4 m/sec 及び 5 ~ 6 m/sec と仮定した。

## 11.2.2 取り付け道路

取り付け道路を工事中及び完成後の用に供するために建設する。取り付け道路は1年間を通じて使用可能な構造で水力地点に最も近い公共道路又は木材運搬道路から分岐して建設する。

取り付け道路の延長は1/50,000地形図上で測定した。

## 11.2.3 水車及び発電機

### (1) 発電力の算定

発電力は次式によって求めた。

$$P = 9.8 \times Q \times H_e \times E_f$$

ここに、P : 出力 (KW)

Q : 使用水量 (m<sup>3</sup>/sec)

H<sub>e</sub> : 有効落差 (m)

E<sub>f</sub> : 水車・発電機の総合効率=0.85

(次節に示すように各水力地点の水車型式が絞り込まれ、総合効率も修正された)

### (2) 水車型式の選定

利用可能落差及び流量に基づいて、水車の型式を表11.2及び図11.1より各水力地点に対し次のように計画した。

1	縦軸フランシス型	スクラン-2 ムダミット パシア
2	カプラン型	スクラン-1 カノウィット ムコ カピット-2

### (3) 発電機型式の選定

小水力発電計画に適する発電機は誘導発電機と同期発電機の2種類がある。

この調査では同期発電機と仮定して計画を進めるが最終的には次のフィージビリティ調査に於て接続される電力網及び運転条件等を検討したのち発電機の型式を決定する。同期発電機と誘導発電機の比較は表11.3に示される。

## 11.2.4 送電線

現在、対象需要地域内の配電線には11KVの電圧が使用されている。しかし、サリケイ及びスリアマンに対しては現在計画中である。275KVの送電線延長幹線から分岐して、33KVの電圧による新しい変電所を数年以内に建設することとなっている。

この調査では各水力地点の送電線の延長及び設備容量を考慮して電圧33KV及び66KVの送電線を計画した。各水力地点の発電所は既設の発電所又は現在計画中の変電所に直結させるものと仮定した。

### (1) 送電容量

各水力地点の最大負荷状態で何ら障害を生じない許容送電容量を考えた。

### (2) 送電線ルート

水力発電所の位置から既存の発電所又は計画中の変電所へ直結するルートを1/50,000地形図で計画した。

## 11.3 概略工事費積算

### 11.3.1 基本事項

概略工事費は単価方式を用いて積算した。

工事費は1986年の年央価格マレイシア・ドルで積算し、US\$ 1 = M\$ 2.6の外貨換算率とした。

工事費は次の各項目に対して積算した。

- a) ダム、水路工、発電所
- b) 取り付け道路
- c) 変電所を含む送電線
- d) 用地買収費及び補償費

工事費積算結果を付録Ⅶ（巻Ⅷ）に示す。

### 11.3.2 発電施設

各水力地点の工事数量は基本的設計図に基づいて求められた。他の比較開発規模の工事数量は通産省資源エネルギー庁の「水力開発計画の工費積算基準」に示されている計算式を使用した。

### 11.3.3 取り付け道路

取り付け道路の単価は比較的平坦な地域で 135,000マレイシア・ドル/km、丘陵地で 260,000マレイシア・ドル/km、山岳地で 400,000～450,000マレイシア・ドル/kmとした。新たに建設する取り付け道路の維持費は水力開発プロジェクトで負担すると仮定した。

### 11.3.4 送電線と変電所

送電線の電圧は33KV及び66KVとして計画し、SESCOの実績資料に基づき各々の単価を72,000マレイシア・ドル/km (33KV) 及び 160,000マレイシア・ドル/km (66KV) と仮定した。熱帯雨林山岳地帯を通るルートについては割増単価を考えた。

送電線の末端に設備される機器は送電線コストに含まれるものと仮定した。

### 11.3.5 用地買収費及び補償費

用地買収費及び補償費はバタンアイ発電所の実績に基づき 1,500マレイシア・ドル/haとした。水没面積及び移転を要する建物は1/50,000縮尺地形図及び現場踏査に基づき求められた。



## 第十二章 電力需要予測

### 12.1 SAMAによる電力需要予測

SAMAが調査した次の2つの報告書にはサラワク州の需要予測が詳細に記述されている。

- (1) 電力総合開発計画 (第2巻) 1981年4月; SAMA Consorsium
- (2) サラワク州の水力開発に関する提案 1983年、2月; SAMA Consorsium

(2)の報告書は、先に発表された(1)の総合開発計画を再検討したものであるが結論は殆ど同じである。

(2)の報告書による全サラワク州の西暦2000年に至る電力需要予測として次の数字が挙げられている。

ケース	2000年ピーク需要 (MW)	年平均増加率	
		1980~1990	1990~2000
最小予測	600	14.1%	8.2%
中間予測	1,075	26.0%	3.7%

### 12.2 SESCOによる電力需要予測

SESCOの行なった調査によると全サラワク州における2000年から2010年のピーク需要は469MW及び860MWとなり年増加率7.3%と予測される。

当該対象需要地域の2010年需要は次のように予測される。

	スリアマン	サリケイ	リンバン	カピット
ピーク需要 (MW)	17.0	27.0	12.4	4.2
年平均増加率 (%)	8.9	9.1	7.3	5.0

SESCO及びSAMAが各対象需要地域について実施した電力需要予測を付録IX（巻Ⅷ）の図IX.1及びIX.2に示す。

### 12.3 当該調査に使用した電力需要予測

上述の二つの需要予測のうちSESCO調査は最新の実績資料を用いた予測で、より信頼できると思われる。従って当該調査においてはSESCOの需要予測を用いることとした。

今後のフィージビリティ調査においては15.1.15節に述べる如く、より詳細な調査を行なう予定である。

## 第十三章 代替発電

### 13.1 代替発電形式

当該調査における水力地点の発電出力範囲 2 MW から 25 MW に対応する代替火力発電は次の二つが考えられる。

- (1) ディーゼル
- (2) ガスタービン

現段階の検討にはディーゼルを代替発電として採用するが、将来実施されるフィージビリティ調査段階では更に詳細な検討が必要である。

### 13.2 代替発電工事費

水力地点の経済性評価に利用する水力便益はディーゼル発電の投資費用、運転経費及び燃料費用を用いる。

#### 13.2.1 投資費用

投資費用は次の条件に基づいて算出した。

- (1) 工事費積算は1986年年央価格で求める。
- (2) 発電機器のすべての主要品はマレーシア国外から輸入すると仮定する。税金、関税、輸入税等は投資額に含めない。
- (3) 物理的予備費、技術費等は投資額に含める値上り及び工事中金利は投資額に計上しない。

ディーゼル発電機の価格は最近の国際経済価格に基づき下記の単価と仮定した。

500	—	1,000KW	:	3,200M \$ /KW
1,001	—	2,000KW	:	2,600M \$ /KW
2,001	—	3,000KW	:	2,360M \$ /KW

### 13.2.2 燃料及び運転維持費

燃料費は第3章に述べたSESCOの統計資料に基づき推定した。運転維持費は建設工事費に対する比率、或いは発電量 KWh当り費用として求めた。

経済評価に使用した価格等は第14章に示した。

## 第十四章 第三次スクリーニング

### 14.1 概要

次に示す7ヶ所の水力地点が第三次スクリーニングのための詳細検討に進められた。

需要地域	水 力 地 点	
スリアマン	スクラン-1	スクラン-2
サリケイ	カノウィット	
カピット	ムコ	カピット-2
リンバン	パンア	ムダミット-2

各水力地点の最適開発規模を求めるために、貯水池式と流し込み式に対しそれぞれ9ケースと6ケースの比較開発規模を仮定し出力計算がなされた。最適開発規模は下記の基準にもとづいて決定された。

- (1) 最少の建設費/KWhを最適開発規模とする。
- (2) 当調査は2010年需要を目標とする電力開発計画である。従って第(1)項で定義された開発規模が2010年の電力需要出力を超過する場合は2010年電力需要出力を当該水力地点の経済比較用最適開発規模とする。

相互の水力地点間の開発規模の相対的有利性はディーゼル発電の代替火力をもって比較された。経済比較は水力発電所の完成後50年間の費用便益を想定して現在価値によって評価された。

### 14.2 KWh経費の評価

#### 14.2.1 KWh経費

各々の水力地点のKWh経費はそれぞれの開発規模に対して計算された。年間発生電力量

は一次と二次電力量に分割して算出された。この段階に於ては流況の違いによる電力量の価値差も比較対象に取り入れるため二次電力は一次電力の50%の価値を持つものと仮定した。算出された KWh経費を図14.1及び14.2に示す。最適開発規模の KWh経費を次表に示す。

需要地域 水力地点 開発方式	スリアマン		サリケイ	カピット		リンバン	
	SEK-1 貯水池	SEK-2 貯水池	カウイト 貯水池	ムコ 流込	カピット-2 貯水池	バツア 流込	ムダピット-2 流込
設備容量 (MW)	11.8	21.3	25.1	1.94	8.0	25.9	4.6
常時尖頭出力	11.8	21.3	25.1	1.94	8.0	8.5	2.0
年間発生 電力量 (GWh)	54.9	95.3	123.7	16.7	40.2	189.0	36.6
フラットファクター (%)	50	50	50	100	50	80	86
工事費 (百万円)	117.6	217.0	270.9	21.3	83.8	120.0	48.1
経費* (円/KWh)	27.0	28.6	27.6	16.1		11.6	22.7

注： SEK-1：スクラン-1

SEK-2：スクラン-2

\*：一次電力の総てと二次電力の50%が売電可能と仮定して算出。

現在の市場売電価格円30/KWhと比較すると、二次電力を50%価値にしているのが幾つかの水力地点はあまり経済的でない事を示している。

#### 14.2.2 開発規模の選定

前出の14.1節に述べた最適開発規模選定基準にもとづきそれぞれの水力地点の設備容量を下記の如く選定した。

	(単位：MW)						
	SEK-1	SEK-1	カウイト	ムコ	カピット-2	バツア	ムダピット-2
2010年需要	17.0	17.0	27.0	4.2	4.2	12.4	12.4
最適規模*	11.8	21.3	25.1	1.94	8.0	26.2	4.6
経済比較用 設定設備 容量	11.8	17.0**	25.1	1.94	4.2**	12.4**	4.6

注、\*：最少KWh経費の設備容量

\*\*：2010年需要と同じに設定された。

### 14.3 水力地点の経済評価

各水力地点の経済性は水力と代替火力の現在価値によって評価された。

#### 14.3.1 水力発電費用

プロジェクト実現に必要な費用は先ず第1に財務費用にもとづいて算定され、技術費、用地買収・補償費及び物理的予備費を含めた。すべての費用は1986年の年央価格で求められ外貨交換率US\$ 1.0=M\$ 2.6を適用した。

すべての7つの水力地点に対して算出された工事費を表14.1に示す。

##### (1) 年度別所要資金

工事期間は流し込み式及び貯水池式発電工事に対しそれぞれ3年と4年を適用した。各水力地点を同一条件で比較するために下記の事業化計画工程を仮定し1991年の施行開始とした。

- 事業化調査 1988年4月迄
- 資金調達 1989年3月迄の1年間
- 詳細設計 1990年中旬迄の15ヶ月間
- 入札と契約締結 1990年の末迄の6ヶ月間

年度別費用支出計画を下に示す。

(単位：百万M\$)

	SEK-1 11.8MW 貯水池	SEK-2 17.0MW 貯水池	カウイット 25.1MW 貯水池	ムコ 1.94MW 流込	カピット-2 4.2MW 貯水池	パン 12.4MW 流込	ミット-2 4.6MW 流込
第1年度	23.6	37.8	54.2	3.8	11.6	16.0	9.6
" 2 "	29.5	47.3	67.8	9.4	14.5	40.0	24.1
" 3 "	41.3	66.1	94.8	5.7	20.3	24.0	14.4
" 4 "	15.3	29.8	40.6	-	7.9	-	-
増設*	7.9	8.0	13.5	2.4	3.7	6.0	
合計	117.6	189.0	270.9	21.3	58.0	86.0	48.1

注、\* : 発電機第2号機の据付

(2) 運転維持費

水力発電所の運転維持費は流し込み式及び貯水池式発電所に対し技術費と用地買収・補償費を除く直接工事費の 1.0%及び 0.5%と仮定した。

14.3.2 火力発電費用

(1) 工 事 費

比較的小規模な出力を持つ発電計画である事を考慮して、ディーゼル発電が最も可能性の有る代替火力であると仮定した(13.1節参照)。

費用・経費支出計画の作成に当り下記事項が考慮された。

- (a) 総ての需要地の年間需要出力の伸びは 1 MW以下と推察される。
- (b) ディーゼル発電機の据付運開の間隔は最小 2 年に 1 回とし、毎年は行なわない。
- (c) 既設ディーゼル発電機の廃棄計画は 1991 年迄は S E S C O 計画に従うものとし、それ以降は発電機耐用年数を 15 年として廃棄する。

新規据付ディーゼル発電機の建設単価は M \$ 3,200/KW と仮定する(13.2.1節参照)。発電機はライトフューエル燃焼式とする。

(2) 運転維持費

- (a) 固定運転維持費：建設費の 3% / 年
- (b) 変動運転維持費：M ¢ 0.52 (U S \$ 0.2) / KWh / 年

(3) 燃 料 費

下記単価を使用する。

	ライトフューエル	ハイスピードディーゼルオイル
燃料費単価*	M ¢ 40 / リッター	M ¢ 60 / リッター
KWh 当り消費量	0.3 リッター	0.3 リッター
KWh 当り燃料費	M \$ 0.12	M \$ 0.18

注、\*： 1985-86平均単価

燃料費単価の算出に当り下記の点が考慮された。

- (a) 所内電力使用量を発電量の4%とする。
- (b) カピット地域の燃料費は運搬費を見込み他地域の6%高とする。

### 14.3.3 キャッシュフローの作成

水力地点の有利性は下記の二つのキャッシュフローの比較に従って評価される。

- (a) ディーゼル発電のみによる給電
- (b) 水力+ディーゼル発電による給電

キャッシュフローの作成には下記の点を考慮する。

- (a) 投資期間 : 1986年から2010迄の25年間
- (b) 評価期間 : 水力発電所完成後50年間
- (c) 電力需要 : SESCO電力需要予測にもとづく(文献25参照)
- (d) 系統容量 : ピーク需要+予備容量(既設最大ユニット容量あるいはピーク需要の20%のうちどちらか大きい方)
- (e) 水力の発電量 : 比較的小規模な電力需要のため水力発電所の完成後数年間は最大出力迄の発電を必要としない。従って売電可能発電量は流況曲線と需要負荷曲線を利用して算出した。

キャッシュフローは先ず第1に財務費用にもとづいて各々の水力地点について作成した。キャッシュフローの例をディーゼル発電だけによる給電も含めムコ、パシア、ムダミット-2について表-14.2~14.6に示す。これらのキャッシュフローは経済費用に換算した後、経済費用分析に利用した。

### 14.3.4 経済評価に使用した経済費用

水力地点の評価は水力発電と代替火力に対して算定された経済費用をもとにして行なった。各費用項目を経済費用に変換するために下記の換算率が使用された。

	<u>換算率</u>
<b>水力発電費用</b>	
－土木工事	0.76
－取り付け道路	0.76
－発電機器	0.86
－送電線	0.85
－予備費	上記の加重平均
－運転維持費	0.97
<b>ディーゼル発電費用</b>	
－ディーゼル建設費	0.85
－運転維持費	0.97
－燃料費	0.86

#### 14.3.5 評価結果

評価は14.3.3節に述べた評価期間にわたり経済費用キャッシュフローの現在価値をもとにして行なわれた。評価結果を下表に示す。

需要地域	スリアマン		サリケイ	カビット		リンバン	
	SEK-1	SEK-2	カウイト	ムコ	カビット-2	バシア	ムダミット-2
余剰便益* (百万M\$)	-44.5	-65.3	-105.2	+1.0	-24.6	-1.1	-3.4
B/C	0.75	0.67	0.66	1.04	0.57	0.99	0.96
EIRR (%)	5.5	5.3	5.0	10.8	4.3	9.8	9.3

注、\*：割引率 10%

上記に示す如く、下記水力地点の経済評価指数は開発の有利性を示している。

カビット地域 ムコ

リンバン地域 バシア、ムダミット-2

#### 14.4 調整池付流し込み開発方式

開発の有利性を示している3つの計画はすべて流し込み開発方式である。これらの計画に対し日尖頭負荷調整池を加えてその有利性を追加検討する事が行なわれた。日調整容量は負荷率50%で6時間ピーク発電として計算し、最大使用水量は常時使用水量の2倍を用いた。

同計画の経済評価は14.3節で述べた評価方法に依った。経済評価の結果を14.3節で求めた日調整容量無しの場合の評価結果と共に下表に示す。

3 地点の流し込み式発電の比較

	ムコ		バシア		ムダミットー2	
	調整池無	調整池有	調整池無	調整池有	調整池無	調整池有
設備容量 (MW)	1.94	4.45	12.4	18.7	4.6	4.5
保証出力 (MW)	1.94	4.45	8.5	18.7	2.0	4.5
年間発生 (GWh) 電力量						
一次	16.7	19.1	72.0	80.5	16.9	19.3
二次	0	17.5	34.9	73.3	19.7	17.4
合計	16.7	36.6	106.9	153.8	36.6	36.7
工事費 (百万\$)	21.3	37.1	86.0	108.6	48.1	51.1
KWh 経費 (M¢/KWh)	16.1	12.8	10.1	8.9	16.6	17.6
E I R R (%)	10.8	9.3	9.8	9.1	8.9	10.3

注：全発生電力量が消費されると仮定。

上表に示す如く、ムダミットー2水力地点は調整池を持つ開発方式の方が経済的に有利になる。従ってムダミットー2水力地点は日尖頭負荷調整池を持つ計画とする。

他方、ムコとバシア水力地点は日調整池を加えた方が経済性が低下する。この主たる原因は日調整池を持つ発電出力が電力需要よりも大きいためである。又比較的大きな投資額を必要とする日調整池発電計画は現時点では妥当では無い。

#### 14.5 F/Sを推奨する水力地点

前節14.3と14.4の検討で得られた結果に基づき、次の段階のF/Sへ進む水力地点の考察を以下に行なう。先ず第1に各需要地域毎に最もEIRRの高い水力地点を1ヶ所選出する。但しリンバン地域については後述する比較検討を行なうために2ヶ所の水力地点を対象とする。

各需要地域の最適水力地点

需要地域	電力需要 (MW)		水力地点	設備容量 (MW)	EIRR (%)
	2000年	2010年			
スリアマン	8.6	17.0	スクランー1	11.8	5.5
サリケイ	13.0	27.0	カノウィット	25.1	5.0
カピット	2.5	4.2	ムコ	1.94	10.8
リンバン	7.0	12.4	ムダミッター2	4.5	10.8
			バシア	12.4	9.8

スクランー1及びカノウィットは経済的でなく残りの3ヶ所の水力地点、ムコ、バシア、ムダミッター2がF/S実施候補水力地点として選出された。

F/S実施候補水力地点のプロジェクト主要諸元を下表に示す。

F/S候補となった水力地点

	ムコ	パシア	ムダミットー2
需要地域	カピット	リンバン	リンバン
開発方式	流し込み式	流し込み式	調整池付 流し込み式
設備容量 (MW)	1.94	12.4	4.49
年間発生 電力量 (GWh)			
一次	16.7	72.0	19.3
二次	0	34.9	17.4
合計	16.7	106.9	36.7
工事費 (百万M\$)	21.3	86.0	51.1
費用			
KW当り費用 (M\$/KW)	11,210	6,940	11,380
KWh 当り費用* (M\$/KWh)	1.28	0.80	1.39
KWh 当り経費* (Mc/KWh)	16.1	10.1	17.6
E I R R (%)	10.8	9.8	10.8

注、\*：総年間発生電力量ベース

工事費詳細内訳を付録Ⅶ（巻Ⅶ）に示す。各流し込み式計画に対する評価において日流量ではなく月流量に基づく流況曲線が用いられた事を付記する。F/S候補となった三水力地点に対しては日流量による流況曲線に基づいてさらに検討が加えられ、その結果は補遺6に示されている。

## 14.6 感度分析

### 14.6.1 建設費及び燃料費の変化

3つの有望な水力地点（ムコ、パシア、ムダミットー2）に対しプロジェクトの経済性に影響を与える諸条件の変化を考慮して感度分析を実施した。感度分析は燃料費の変化を

最大要因として下記の条件変化を仮定した。

ケース	基本燃料費	燃料費上昇	ディーゼルコスト	水力発電コスト
A 1	不変 (M ¢ 40/lit)	0	-20%	不 変
A 2	"	0	不 変	+20%
A 3	"	0	"	-10%
A 4	"	年率 2 % 上昇*	"	不 変
B 1	'83年 3月 価格 (M ¢ 34.3/lit)	0	"	"
B 2	"	年率 3.86% 上昇**	"	"

注、\* : 石油価格が長期的には上昇するとした仮定値

\*\* : S E S C O の石油価格予測

感度分析の詳細を表 14.7 に示し求められた内部収益率を下表に示す。

#### 感度分析結果

ケース	経済費用内部収益率		
	ムコ	バシテ	ムダミットー 2
基本感度分析	10.8	9.8	10.8
A 1	10.0	9.3	9.9
A 2	8.8	8.3	8.7
A 3	12.0	10.8	12.1
A 4	13.8	12.7	13.7
B 1	9.7	9.0	9.7
B 2	15.5	14.5	15.3

感度分析の結果は 3 水力地点共に 8 % を上回る内部収益率を示し、経済的に妥当である事を示している。

石油価格が長期的には漸増傾向である事を考慮すれば水力地点の内部収益率は 13 ~ 15 % の高い値となる (ケース A 4、B 2 参照)。

#### 14.6.2 ムコ計画に対する製材産業からの電力需要想定

カビット地域において、製材産業からの電力需要が大きく伸びることが期待される。この製材産業からの電力需要の増加を考慮してムコの感度分析を次の条件のもと実施した。

- (a) 1994年における製材産業の需要を 0.5MWとし、ムコ投入後需要が 1.0MWになるまで毎年 0.1MWずつ増加するものとする。
- (b) 1994年における需要を 1.0MWとし、2.0MWになるまで毎年 0.2MWずつ増加するものとする。
- (c) カビット地域の1994年における需要をムコ計画からの一次電力量 (16.7GWh)を吸収出来る 6.6MWとする。

節14.3及び14.4において検討された二代替開発案について上記感度分析が実施された。

ケース	設備容量 (MW)	電力量 (GWh)	条件
ケース-1	1.94	16.7	Q = 7.4m <sup>3</sup> /s (基底流量) の最小規模による流し込み開発
ケース-2	4.45	36.6	開発流量 Q = 14.8m <sup>3</sup> /sを持つ流し込み開発

詳細概要は表14.8に示される。EIRRによる評価結果は次の通り。

電力需要シナリオ	開発規模	
	ケース-1 (1.9MW)	ケース-2 (4.5MW)
(a) 追加電力 0.5MW (1994+ 0.1MW×5年)	12.5	10.6
(b) 追加電力 1.0MW (1994+ 0.2MW×5年)	13.2	12.0
(c) 1994年における系統の電力需要を 6.6MW	15.7	15.8

上記通り、製材産業からの需要が期待出来る場合、ムコ計画の実施可能性は大きく増加する。詳細の検討は補遺2に示されている。

### 14.6.3 ディーゼル発電機の他の系統への移転及びコールド・リザーブ

孤立した電力系統における比較的大規模な水力開発はディーゼル発電機の他の系統への移転もしくはコールド・リザーブを可能にする。この余分のディーゼル発電機の移転もしくはコールド・リザーブを考慮した検討はムコ及びムダミット-2の感度分析において実施された。

この感度分析における条件及び仮定は次の通りである。

- (1) 余分のディーゼル発電機は三年間連続して使用されない場合他の系統に移転させることが出来る。
- (2) 余分のディーゼル発電機は三年間以内に再度使用される場合、コールド・リザーブとして保持される。
- (3) 移転させるディーゼル発電機のコストは水力開発計画の便益とみなす。ディーゼル発電機の価値は設備費の80%とする ( $M\$ 2,000 \times 0.8 = M\$ 1,600/KW$ )

検討設備容量は次の通り。

ムコ	ムダミット	ケース
1.94MW	4.5MW	基本ケース
3.1 MW	5.5MW	案ケース-1
4.2 MW	6.5MW	案ケース-2

設備は2台とも1994年に同時投入するものとした。検討結果は以下の通り。

地 点	水力の設備 容量 (MW)	移転ディーゼル の容量 (MW)	次ディーゼル を投入 するまでの 期間 (年)	B-C M\$×10 <sup>6</sup>	E I R R %
1. 基本ケース					
ムコ	1.94	—	—	1.0	10.8
ムダミット-2	4.49	—	—	2.3	10.8
2. 本検討					
ムコ	1.94	1.3	4	2.6	12.0
	3.1	2.7	7	4.0	12.1
	4.2	2.7	14	0.6	10.3
ムダミット-2	4.49	2.1	4	3.9	11.1
	5.5	2.3	5	1.5	10.4
	6.5	2.8	5	1.5	10.4

ムコの最適開発規模は3.1MW、ムダミット-2は5.5MWとなった。E I R R値はそれぞれ、1.3%及び0.3%ほど増加した。詳細検討は補遺-8に示されている。

#### 14.7 選出された3水力地点の技術的特性

表14.9に3水力地点の技術的特性を示す。一般的に3水力地点のすべてが特記すべき技術的問題は存在しない。主要な工事は約5~20m高さの取水堰と約2m直径の導水路建設であるが、地質的観点からは3水力地点のすべてがこれらの構造物の建設に適している。

特筆すべき他の問題点はパシア水力地点が遠隔地に存在するため、取り付け道路と送電線工事が比較的困難な事である。

三つの水力地点ともに特別な社会・環境問題は存在せず、土地補償・移転問題或いは舟運問題も発生しない地域に位置している。木材伐採が行なわれる可能性の有る地域については河川の流況変化を調査研究する必要があり、今後の調査によって魚類の遡上が認めら

れる場合には魚道設置の検討も必要である。

#### 14.8 フィージビリティ調査を実施する計画

ムコ、パシア及びムダミットー2三計画からフィージビリティ調査を実施する計画を選択する為に昭和62年1月21日に運営委員会がクチンで開催された。上記プロジェクトの実施可能性検討結果をふまえ、ムコ及びムダミットー2がフィージビリティ調査を実施する計画として選ばれた。

小水力発電選定検討において、それぞれのプロジェクト間の相対的優劣度を検討する目的から構造物の設計に対して基準化したものを用いた。ここにムコ計画の経済性を高めることを目的として導水路に対して一つの試案を示した。詳細は補遺-3に示されている。一方、ムダミットー2においては初期投資の負担を軽くすることを目的として最小開発の検討を試みた。詳細は補遺-4に示されている。

ムダミットー2の開発に対する足かせの一つとして60kmの長さを必要とする送電線がある。送電線の建設費を下げることを目的として、鉄塔のかわりに木柱を採用することを試みた。その結果ムダミットー2の経済性は大きく飛躍した。詳細は補遺-5に示されている。

#### 14.9 パシア計画のラウス及びブルネイへの電力供給案

パシア計画はリンバン地区への電力源として開発されることが考えられている。開発地点からリンバンまで直線距離で60kmではあるが、東ブルネイが開発地点とリンバンの間に割り込んでいることから、実際の送電線距離は100km程度になる。さらに、リンバンの2010年における電力需要が12.4MW程度であり、この規模はパシア計画の最適開発規模と比べてはるかに小さい。これらの事が、パシア計画の経済的開発の妥当性を悪くしている。

パシア計画の経済的妥当性を高めることを目的として、ラウス及びブルネイ（東西両地区）にも電力を送る案を検討した。

#### 14.9.1 パシア計画の開発規模

開発の検討ケースは次の通り。

ケース	設備容量 MW	出力 GWh	開発概要
ケース-1	12.4	106.9	最大流量 $Q = 5.3 \text{ m}^3/\text{s}$ をもつ流し込み式
ケース-2	25.9	189.0	最小コスト-エネルギーの規模 $Q = 11.1 \text{ m}^3/\text{s}$ をもつ流し込み式 (図-14.1参照)
ケース-3	18.7	153.8	調整池をもつ流し込み式 $Q = 7.2 \text{ m}^3/\text{s}$
ケース-4	29.0	211.6	最大流量 $Q = 11.1 \text{ m}^3/\text{s}$ (ケース2と同様) に対応する調整池をもつ流し込み式

#### 14.9.2 送電線系統

電力は次の需要地に送られる。

需要地	1990	電力需要 (MW)		
		1995	2000	2010
(a) ラワス	1.2	1.8	2.5	4.5
(b) 東ブルネイ		(今後の調査に基づく)		
(c) リンバン	3.2	5.0	7.0	12.4
(d) 西ブルネイ		(今後の調査に基づく)		

上記検討ケースの場合の送電線ルートは図14.3に示される。ブルネイに安定した電力を供給する必要から送電線は二回線となろう。送電ボルト及び長さは次の通り。

区 間	送電線長、km	ボルト／回線数
パンアートルサン	69	66KVDC
トルサンー東ブルネイ国境線	3	66KVDC
東ブルネイ領	26	66KVDC
東ブルネイ国境線ーリンバン	7	66KVDC
リンバンー西ブルネイ国境線 (66KVDC)	15	66KVDC
	120km	
トルサンーラワス	17	33KVDC
計	17km	

### 14.9.3 評価結果

節14.3で採用した評価方法を用いた。評価結果は次の通り。

	ケースー1	ケースー2	ケースー3	ケースー4
開発タイプ	ROR	ROR	ROR 調整池付	ROR 調整池付
<u>電力</u>				
設備容量、MW	12.4	25.9	18.7	29.0
一次電力、MW	8.5	8.5	18.7	29.0
年間電力量、GWh	106.9	189.9	153.8	211.6
<u>評価指標</u>				
KWh コスト* (M¢/KWh)	10.3	8.0	9.0	8.0
純現在価値** (百万M\$)	27.8	58.9	51.2	72.9
B/C**	1.35	1.61	1.59	1.77
EIRR	18.5	21.4	20.5	21.9

注 \*全発生電力量が消費された場合

\*\*10%の割引率

上記表に示される通り、全ケースとも高い内部収益率（EIRR）を得たが、相対的に言ってケースー2及び4が良い。さらに、一次電力量の規模を考慮すると、ケース4がもっとも望ましい開発案である。この評価は全余剰電力がブルネイで消費されるとして計算されていることを付記する。さらに詳細な記述は補遺ー1に示されている。

#### 14.10 低落差水力地点の概略検討

スリアマン及びサリケイ電力需要地に対して選定された水力計画はカピット及びリンバン地域に対して選定された計画と比して経済的にいって低い開発可能性を有している。水力開発地点選定作業は比較的高落差が得られる地点をさがすことに重点が置かれていたが、ここでスリアマン及びサリケイ両地域の電力需要に見合うべく水力地点を選定方法として低落差ではあるが大流量が得られる地点に注目してみた。

5万分の1の地図によるが、次の5地点が開発可能地点として候補に上げられた。

電力需要地点	地点 (河川名)	収水面積 kad	需要地点までの 直線距離、km
スリアマン	バタン ルパール	2,220	25
サリケイ	スンガイ カノウイト	2,530	50
カピット	バタン カティバス	3,150	45
	バタン バレ	12,150	20
リンバン	スンガイ リンバン	2,820	30

開発地点の位置は図14.4に示してある。又、計画概要は表14.10に示してある。計画の基本的数値は5万分の1の地図から得た。

建設費は全地点とも同一単価で概略求め、計画の相対的優劣度はコスト指標で比較した。

	バタン ルバル	スンガイ カノウイト	バタン カチパス	バタン ル	スンガイ リンバイ
設備容量、MW	5.7	3.2	5.0	24.5	3.0
発生電力量、GWh					
- 一次電力量	24.7	13.9	21.5	105.1	12.9
- 二次電力量	19.8	11.1	17.2	84.1	10.3
合計	44.5	25.0	38.7	189.2	23.2
建設費（百万M\$）	67.0	49.5	72.0	330.0	56.0
コスト指標					
- 建設費/KW (M\$/KW)	11,750	15,470	14,400	13,470	18,670
- 建設費/KWh* (M\$/KWh)	1.51	1.98	1.86	1.74	2.41
- KWh コスト* (M\$/KWh)	19.0	24.9	23.4	22.0	30.4
E I R R (%)	7.1	6.6	4.2	2.4	4.6

注 一次電力量 + 1.0 × 二次電力量

バタンルバルは相対的に良い指標を持つ（E I R R = 7.1%）。現評価は電力需要が比較的小さいスリアマン（1986年に 2.2MW、1990年に 3.4MW、2000年 8.6MW及び2010年に 16.9 MW）に電力を供給することに限定している。もし全発生電力が消費出来るならば、評価指標はもっと良くなるであろう。

スンガイカノウイトは相対的に高い KWhコスト指標ではあるが、E I R Rは 6.6%となっている。これはサリケイがスンガイカノウットの発生電力量のかなりの部分を当初から消費出来るほどの大きな電力需要を有していることになる。詳細は補遺-7に示されている。

付 表



表1.1 サラワク州の電力設備容量、発電量、消費量 1975年-1984年

Year	Installed Capacity (KW)	Generated Energy (MWh)	Number of Consumers	Consumption (GWh)			
				Domestic	Industrial	Street Total	
1975	80,885	199,924	46,631	41,662	125,450	2,924	170,034
1976	86,602	228,555	50,138	47,337	142,415	3,432	193,133
1977	102,184	256,155	53,477	53,137	164,217	3,271	220,625
1978	138,362	301,193	61,433	56,458	198,411	3,412	258,280
1979	147,387	343,178	65,722	69,034	227,240	3,688	299,962
1980	152,755	383,319	73,212	93,270	232,502	4,194	329,965
1981	156,002	429,201	83,358	107,655	259,026	4,396	371,077
1982	189,246	483,059	94,200	120,788	286,658	4,807	412,253
1983	203,499	551,852	106,102	147,454	328,066	5,408	480,938
1984	228,508	601,987	116,107	148,295	356,279	5,806	510,379

Source : Annual Statistical Bulletin Sarawak, 1984

表3.1 配電網総延長

(Unit: km)

Voltage Type	33 kV	11 kV	6.6 kV	400/230V
Overhead Line	140	702	95	1,864
Underground Cable	22	474	114	346
Total	162	1,176	209	2,210

表3.2 サラワク州の発生電力量

(Unit : MWh)

Station	1982	1983	1984	1985
1. Kuching	230,048	261,034	295,458*	344,975*
2. Sibu	80,217	88,018	91,941	101,412
3. Miri	70,224	78,053	81,186	92,343
4. Bintulu	24,996	33,615	37,908	53,481
5. Sarikei	9,016	9,718	10,234	13,375
6. Sri Aman	8,372	9,294	9,546	10,223
7. Limbang	7,506	8,781	9,462	10,609
8. Kapit	3,465	3,838	4,209	5,038
9. Marudi	3,091	3,192	3,312	3,614
10. Lawas	2,024	2,619	2,855	3,544
Total (For Whole Sarawak)	451,242	513,397	563,317	656,593

Remarks :

\* 1984, 1985 for Kuching inclusive of Batang Ai Station

表3.3 サラワク州の年間売電量 1982年-1985年

(Unit : MWh)

Station	1982	1983	1984	1985
1. Kuching	191,954	220,586	239,067	270,682
2. Sibul	68,528	73,238	78,597	84,572
3. Miri	56,168	65,802	66,403	62,686
4. Bintulu	21,441	29,572	32,849	47,845
5. Sarikei	8,291	8,863	9,672	10,890
6. Sri Aman	7,222	7,966	8,170	8,776
7. Limbang	6,331	7,499	8,083	9,239
8. Kapit	3,038	3,398	3,689	4,611
9. Marudi	2,584	2,737	2,834	3,117
10. Lawas	1,688	2,175	2,336	2,835
Total (For Whole Sarawak)	382,604	445,518	473,806	532,897

表3.4 サラワク州の最大電力需要量 1982年-1985年

(Unit : kW)

Station	1982	1983	1984	1985
1. Kuching	54,140	55,600	60,500	68,500
2. Sibul	17,050	18,050	19,320	20,450
3. Miri	12,350	13,810	15,300	16,500
4. Bintulu	5,409	6,532	7,200	11,500
5. Sarikei	1,910	2,060	2,480	3,030
6. Sri Aman	1,751	1,993	1,960	1,971
7. Limbang	1,541	1,659	1,912	2,006
8. Kapit	738	796	948	1,184
9. Marudi	800	589	661	782
10. Lawas	430	582	585	820
Total (For Whole Sarawak)	100,560	107,194	116,939	133,507

表3.5 サラワク州の電力消費者数 1982年-1985年

Station	1982	1983	1984	1985
1. Kuching	36,737	40,136	44,261	48,874
2. Sibul	16,754	17,923	18,790	19,835
3. Miri	8,939	10,234	11,386	12,673
4. Bintulu	3,018	4,027	4,756	5,827
5. Sarikei	2,760	2,860	3,161	3,522
6. Sri Aman	2,637	2,801	2,966	3,203
7. Limbang	1,753	1,960	2,109	2,209
8. Kapit	742	817	958	1,074
9. Marudi	1,032	1,079	1,141	1,193
10. Lawas	595	733	764	787
Total (For Whole Sarawak)	93,200	105,102	115,106	128,949

表3.6 自家発電施設

Name	Description	Installed Capacity	Location
Malaysia Liquefied Natural Gas (MLNG)		(S) 3 x 10 MW (G) 2 x 20 MW	Bintulu
Asea Bintulu Fertilizer (AGF)		(D) 2 x 6 MW	ditto
Sarawak Shell Berhad (SSB)		(D) 7 x 1 MW	Miri
Total			

Remarks : (S) : Steam Turbine  
(G) : Gas Turbine  
(D) : Dual Fuel

表 3.7 4 需要地域の主要電力消費者

(Unit:kWh/month)

Station	Name of Major Consumers	Monthly Power Consumption	Remarks
Sarikei	CTC Factory	78,720	
	King Eastern Food	37,020	June 1986
	Sea Food Trading	34,525	
	Rejang Icework	26,506	
	Govt. Hospital	21,002	
	Total	197,773	-
Sri Aman	JKR Pump House	66,390	July 1986
	Tentera	53,367	June 1986
	RTM	36,790	August 1986
	Telecom	26,220	August 1986
	General Hospital	24,614	July 1986
	Total	207,881	-
Limbang	Limbang Trading Co.,	86,653	
	Transmitting	54,702	
	Hospital	26,407	
	Microwave Station	20,403	
	Broadcasting Station	19,526	
	Total	207,691	(Share=23%)
	Energy Sold/month	908,409	-
Kapit	Water Treatment Plant	38,370	
	Federal Complex	11,298	
	Booster Pump House	26,983	
	VHF Station	10,163	
	Meligai Hotel	13,612	
	Total	102,431	(Share=24%)
	Energy Sold/month	431,209	-

(NOTE) The figures for both Limbang and Kapit show the average over past three months from June to August, 1986.

表 3. 8 送配電系統損失と所内電力使用量

(Unit : MWh)

Year	Description	Energy Generated	Energy Sold	Station Uses	System Losses	Remarks
Limbang						
1983		8,781	7,499	264	1,018	
1984		9,462	8,083	272	1,107	
1985		10,609	9,239	320	1,050	
1986		7,613	6,727	283	603	until Aug.
Total		36,465	31,548	1,139	3,778	
Kapit						
1983		3,838	3,398	156	284	
1984		4,209	3,689	167	353	
1985		5,038	4,611	191	236	
1986		3,676	3,337	139	200	until Aug.
Total		16,761	15,035	653	1,073	

表 3. 9 月間燃料消費量

(Unit : kl)

Year	Description	Fuel	Lubricating Oil	Remarks
Limbang				
1983		2,494	38	
1984		2,640	53	
1985		2,900	46	
1986		2,045	36	until Aug.
Total		10,079	173	
Kapit (diesel)				
1983		1,164	9	
1984		1,294	10	
1985		1,501	13	
1986		1,070	6	until Aug.
Total		5,029	40	

Remark : In Limbang, the fuel has been changed from diesel to light fuel from April, 1986.

表 3.10 S E S C O の電力拡張計画

Station	Unit No.	kW Rating	Type	Use	Year Install
(A) Kuching/ Batang Ai	) ) )	No addition			
(B) Sri Aman	)				
(C) Sibul					
(D) Mukah	1	280	D	B	1987
	1	450	D	B	1988
	1	300	D	B	1989
	1	600	D	B	1991
(E) Sarikei	No addition				
(F) Kapit	1	300	D	B	1986
		(retire 1 unit 75 kW in 1986)			
		(retire 2 units 144 kW each in 1987)			
	1	400	D	B	1988
	1	1,000	D	B	1990
(G) Miri	1	15,000	GT	B	1987
	1	20,000	GT	B	1989
(H) Bintulu	1	10,000	GT	B	1987
(I) Marudi	2	300	D	B	1987
	1	600	D	B	1990
(J) Limbang	1	600	D	B	1987
	1	1,000	D	B	1989
(K) Lawas	2	75	H	B	
	1	400	D	B	1987
(L) Other Stations	*70	*5,775	D	B	1986
	10	75	D	B	1987
	*11	*1,275	D	B	1988
	*16	*1,581	D	B	1989
	*13	*1,361	D	B	1990
	*3	*300	D	B	1991
	*3	*450	H	B	1987

(Remarks) D : Diesel, GT : Gas-turbine, H : Hydro and  
B : Base Load  
The figures marked with \* show the total value.

表 5. 1 15ヶ地点流域の流域損失

( unit : mm )

Station Name	Catchmant Area (sq.km)	Annual Average		
		Rainfall	Runoff Depth	Basin Loss
Serian	941	3,666	2,021	1,645
Sg. Bedup	46	3,516	2,050	1,466
Sg. Pedi	123	4,417	2,959	1,453
Buan Bidi	217	4,259	2,258	2,001
Kpg. Git	425	4,177	2,687	1,490
Lubok Antu	1,300	3,527	2,399	1,128
Rh. Bilong	21,266	4,539	3,039	1,500
Batang Balleh	10,309	4,190	2,690	1,500
Nanga Gaat	1,701	3,750	2,538	1,212
Rumah Nyabong	10,931	4,131	2,631	1,500
Lio Matu	2,630	3,081	1,915	1,166
Long Pilah	9,292	4,049	2,579	1,470
Long Jegan	2,390	4,949	4,046	913
Long Terawan	3,360	4,193	3,265	928
Ng. Medamit	2,817	4,312	2,157	2,155

表 5.2 各水力地点の年平均流量

No.	Project	Catchment Area (sq.km)	Rainfall (mm)	Mean Evapo. (mm)	Annual Runoff (mm)	Runoff Volume (MCM)
SARIKEI						
1.	Kanowit	1,331	3,600	1,480	2,120	2,822
2.	Sari-1	150	3,300	1,480	1,820	291
3.	Sari-2	20	3,400	1,480	1,920	38
SRI AMAN						
4.	Lemanak	184	3,400	1,450	1,950	359
5.	Sekerang-1	360	3,400	1,450	1,950	702
6.	Sekerang-2	508	3,400	1,480	1,920	975
7.	Sria-1	65	3,300	1,480	1,820	118
8.	Sria-2	90	3,500	1,470	2,030	183
KAPIT						
9.	Bangkit	167	4,100	1,395	2,705	452
10.	Kapit-1	101	4,000	1,470	2,530	256
11.	Kapit-2	220	4,100	1,430	2,670	587
12.	Ayat	59	4,000	1,355	2,645	156
13.	Ibau	163	3,500	1,465	2,035	332
14.	Tekalit	518	3,250	1,490	1,760	912
LIMBANG						
15.	Trusan	2,027	3,500	1,370	2,130	4,318
16.	Tengoa	221	4,000	1,415	2,585	571
17.	Medamit-1	145	4,000	1,390	2,610	378
18.	Medamit-2	135	3,750	1,410	2,340	435
19.	Limbang	1,860	4,250	1,440	2,810	5,227
20.	Lawas	718	4,250	1,470	2,780	1,990
21.	Pasia	177	3,500	1,180	2,320	411

表 5.3 無次元流況曲線

( unit: % )

Duration ( % )	Station			Average
	Serian	Kg.Git	Pk.Buan Bidi	
10	176.6	194.8	190.2	187
20	140.2	142.8	129.7	136
30	115.9	117.3	107.8	113
40	98.3	97.0	91.2	96
50	83.7	80.0	78.2	81
60	73.4	65.9	65.6	68
70	63.6	52.5	55.3	57
80	50.8	39.9	46.9	46
90	39.8	29.6	38.7	36
95	31.6	20.4	32.7	28
97	27.6	17.8	30.4	25
100	13.5	6.8	21.6	14

表 5.4 無次元貯水量使用水量曲線

( unit : % )

Draft Rate ( % )	Gauging Station			Average
	Serian	Kg.Git	Pk.Buan Bidi	
20	0.3	1.6	1.7	1.2
40	4.3	9.8	2.1	5.1
50	8.1	16.7	5.1	10.0
60	13.1	24.4	9.3	15.6
70	18.7	33.2	15.3	22.4
80	25.4	45.4	23.1	31.3
85	31.1	58.7	30.0	39.9
90	48.6	85.2	39.6	57.8
95	92.7	149.8	54.9	99.1
100	161.0	313.5	112.1	197.5

表 9.1 リダンに於る年最大日雨量

STATION NAME : RIDDAN  
 STATION NO. : 1217011

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1963	154.2	154.2	158.8	169.0
1964	119.4	134.9	138.2	163.5
1965	80.5	119.4	121.2	151.4
1966	118.9	164.6	198.1	279.1
1967	254.0	254.0	254.0	381.0
1968	104.0	132.3	148.0	174.2
1969	110.7	146.3	189.5	209.9
1970	97.0	122.1	134.3	158.2
1971		(missing)		
1972	99.8	108.0	151.1	174.2
1973	89.4	144.3	201.2	214.1
1974	80.8	131.0	173.0	227.3
1975	208.8	221.5	235.0	300.8
1976	126.5	127.3	156.7	218.6
1977	119.4	144.8	160.0	186.0
1978	94.0	134.0	166.6	186.5
1979	62.0	110.0	125.0	160.0
1980	49.5	80.0	95.0	124.0
1981	48.0	81.0	100.0	133.0
1982	45.0	45.0	65.0	81.0

表 9. 2 カノウィットに於る年最大日雨量

STATION NAME : KANOWIT W/WORKS  
 STATION NO. : 2021036

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1964	111.5	152.1	190.2	197.6
1965	111.0	164.3	167.6	174.5
1966	91.2	134.6	135.4	176.6
1967	102.9	166.4	188.2	218.7
1968	90.2	109.8	138.7	169.2
1969	107.7	136.4	167.4	234.5
1970	120.1	120.9	153.6	213.2
1971	78.2	121.6	156.9	188.6
1972	99.1	138.5	143.3	176.3
1973	128.0	128.0	144.3	210.9
1974	84.3	90.1	121.8	149.2
1975	215.4	215.4	215.4	269.3
1976	97.8	101.1	125.9	155.1
1977	97.5	122.9	140.0	216.4
1978	134.0	134.0	179.0	229.0
1979	168.0	170.0	171.0	189.0
1980	101.0	114.0	123.5	130.0
1981		(missing)		
1982	95.0	95.0	96.0	125.0
1983	89.0	139.5	148.0	174.0
1984	119.0	123.5	180.0	213.0

表9.3 ロング・ビロンに於る年最大日雨量

STATION NAME : LONG BILONG  
 STATION NO. : 4349016

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1973	154.7	182.9	245.4	282.0
1974	184.1	184.1	233.1	322.5
1975	128.3	165.1	176.6	263.4
1976	132.1	199.2	209.6	242.3
1977	131.2	143.0	204.4	261.4
1978	106.0	153.6	153.6	195.4
1979	133.6	253.8	253.8	253.8
1980	115.6	166.6	209.8	235.8
1981	174.0	174.0	228.4	268.2
1982	108.2	144.4	169.4	207.2
1983	116.5	152.0	198.0	205.0

表 9.4 ロング・スマドに於る年最大日雨量

STATION NAME : LONG SEMADOH  
 STATION NO. : 4255006

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1963	73.9	117.6	139.0	214.7
1964	54.6	66.0	87.7	102.9
1965	69.6	112.3	148.4	176.8
1966	69.1	102.1	120.6	147.1
1967	73.2	102.9	119.4	164.3
1968	88.9	95.2	127.0	187.7
1969	74.7	103.1	118.8	156.7
1970	89.7	110.3	128.8	174.1
1971	93.5	101.9	115.3	157.7
1972	51.1	85.1	111.0	160.3
1973	75.2	98.6	124.0	148.6
1974	58.2	101.8	128.5	166.2
1975	49.3	67.8	86.8	122.6
1976	51.8	89.9	100.6	137.4
1977	57.2	88.1	106.9	144.0
1978	52.1	100.1	107.2	148.9
1979	95.0	148.6	160.5	200.6
1980	107.5	152.5	165.5	176.5
1981	130.6	192.5	285.0	355.0
1982	81.5	85.0	94.1	134.2
1983	93.4	102.0	136.0	185.0
1984	71.0	78.0	109.5	131.0

表 9.5 カピット PWD に於る年最大日雨量

STATION NAME : KAPIT P.W.D  
 STATION NO. : 2029001

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1948	101.6	121.9	180.3	193.0
1949	112.3	147.1	148.1	172.8
1950	100.1	100.1	168.4	195.0
1951	82.8	97.5	142.5	156.0
1952	82.8	119.4	173.2	263.4
1953	129.3	131.8	158.5	226.8
1954	61.0	85.3	107.4	136.6
1955	48.8	59.7	71.9	95.3
1956	70.6	120.7	156.8	160.9
1957	92.7	121.9	153.6	197.6
1958	87.1	88.6	117.1	148.1
1959	96.3	124.0	133.2	175.0
1960	127.3	198.8	234.9	260.0
1961	136.7	258.9	286.3	341.5
1962	91.7	135.1	156.7	175.5
1963	73.2	127.7	144.3	203.7
1964	118.9	151.4	224.3	278.4
1965	120.1	124.7	156.7	196.6
1966	156.0	158.5	172.8	272.9
1967	94.7	109.5	127.5	156.7
1968	143.5	153.7	199.7	236.0
1969	106.7	119.4	190.5	193.3
1970	107.7	173.0	240.6	291.9
1971	151.4	176.5	209.3	335.3
1972	135.6	229.8	231.6	250.6
1973	107.9	145.0	177.5	218.7
1974	101.6	102.6	132.3	180.3
1975	101.6	135.1	158.5	194.3
1976	89.4	114.0	114.0	162.3
1977	91.0	117.0	128.5	205.9
1978	90.0	139.0	197.0	248.0
1979	90.0	131.0	140.5	240.5
1980	112.0	167.0	197.0	231.0
1981	124.0	193.5	226.0	319.0
1982	120.0	143.5	162.5	270.0
1983	174.0	277.0	318.5	336.0
1984	136.5	179.0	242.0	350.0

表9.6 ソンに於る年最大日雨量

STATION NAME : SONG  
STATION NO. : 2025012

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1962	54.9	61.0	82.3	111.5
1963	101.1	112.2	140.3	198.2
1964	76.2	100.3	133.3	185.4
1965	105.4	105.9	110.0	130.0
1966	86.4	97.5	147.5	186.4
1967	152.4	184.1	200.6	210.5
1968	50.8	74.2	96.8	134.6
1969	64.8	97.8	119.7	145.9
1970	125.2	133.8	148.3	183.3
1971	86.4	146.1	182.9	257.8
1972	55.1	61.2	78.0	95.7
1973	93.5	112.5	122.7	167.9
1974	79.5	124.2	131.4	202.0
1975	101.6	160.5	171.4	197.1
1976	66.0	94.2	94.2	127.8
1977	150.0	164.0	169.0	218.0
1978	76.0	78.0	106.5	156.0
1979	54.0	92.0	98.0	133.0
1980	50.0	84.0	91.0	117.5
1981	95.0	100.0	119.0	124.0
1982	65.0	100.0	148.0	165.0
1983	89.5	133.5	133.5	174.5
1984	57.5	80.5	120.0	173.5

表 9.7 ナンガ・バンキットに於る年最大日雨量

STATION NAME : NANGA BANGKIT  
 STATION NO. : 1726041

YEAR	ANNUAL MAX. DEPTH (mm)			
	1DAY	2DAY	3DAY	5DAY
1964	75.4	109.4	133.8	167.5
1965	100.3	146.8	178.0	267.2
1966	124.2	136.9	175.0	269.7
1967	81.5	113.6	117.4	133.2
1968	103.4	116.1	143.2	167.6
1969	71.9	71.9	76.7	109.3
1970	113.0	152.9	207.0	225.8
1971	234.9	318.7	321.7	441.0
1972	75.9	129.0	183.6	207.7
1973	95.2	146.3	160.7	223.5
1974	93.7	154.9	232.4	301.0
1975	85.1	100.3	148.3	199.1
1976	72.6	97.3	106.2	184.1
1977		(missing)		
1978		(missing)		
1979	80.0	106.0	130.0	180.0
1980	115.5	157.0	201.0	248.5