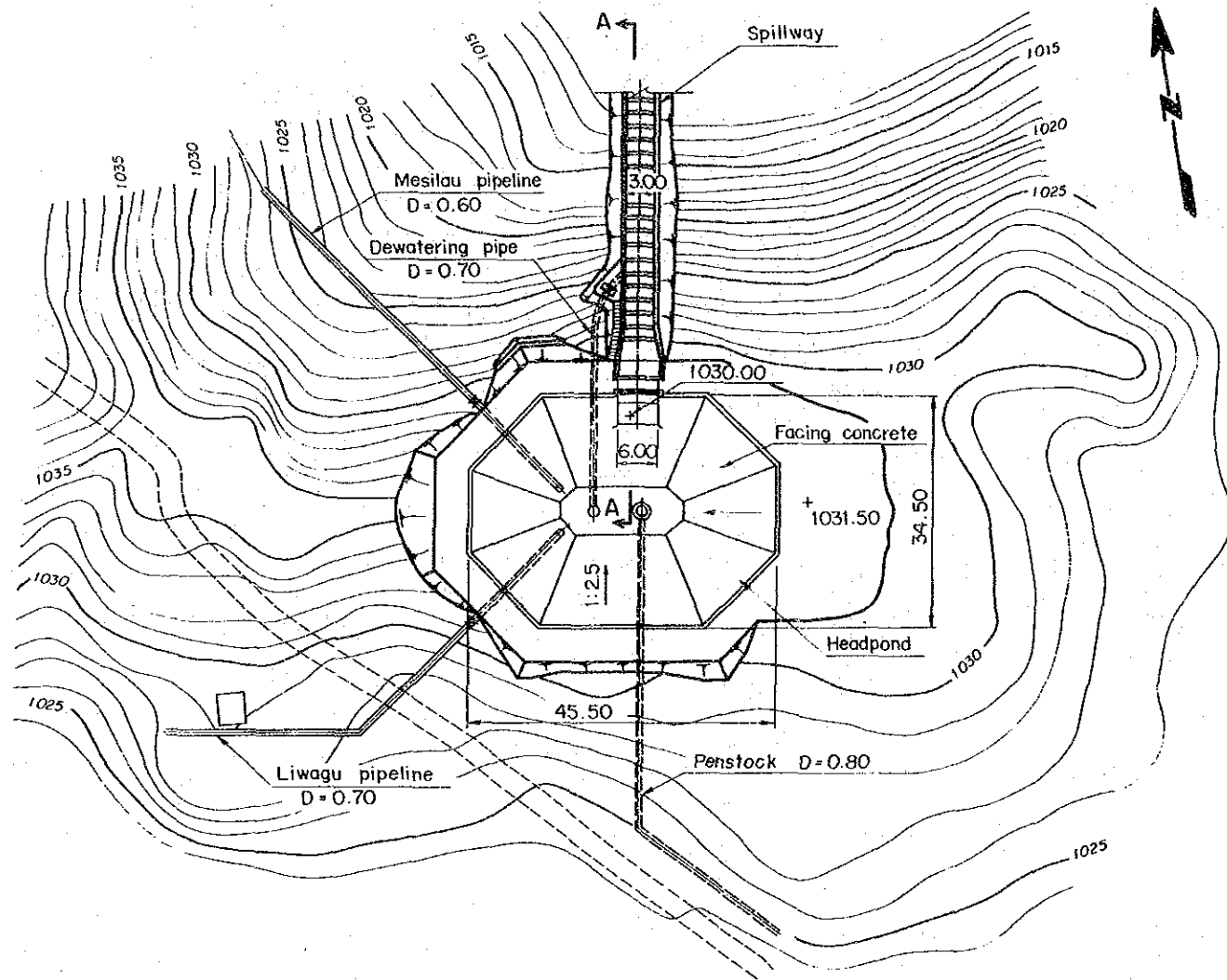
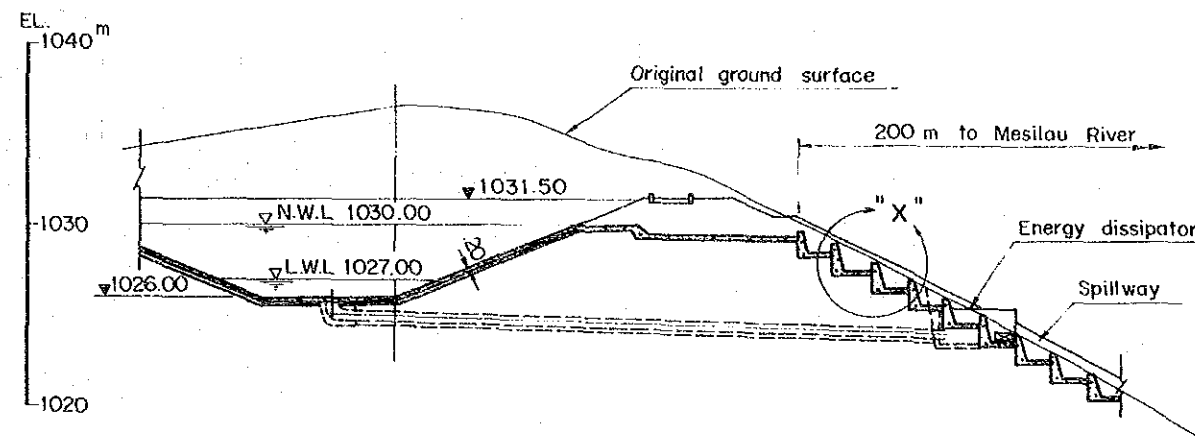


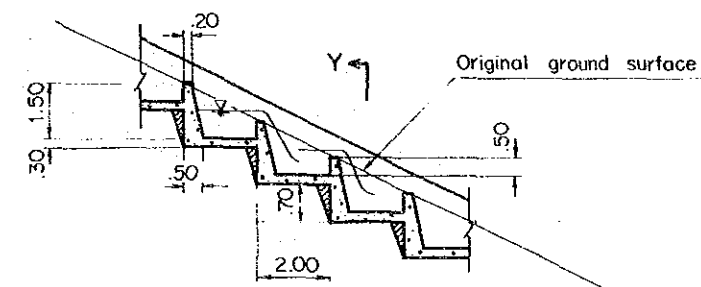
PLAN



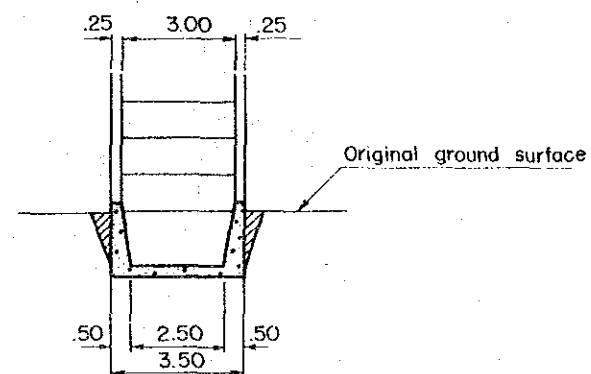
SECTION A-A



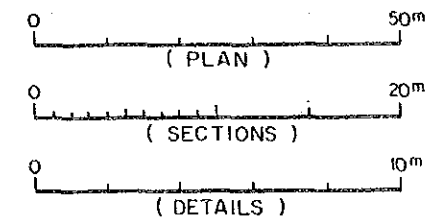
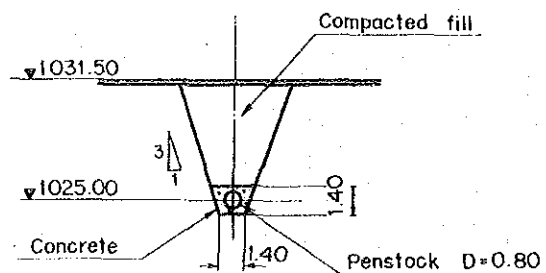
DETAIL "X"



DETAIL Y-Y



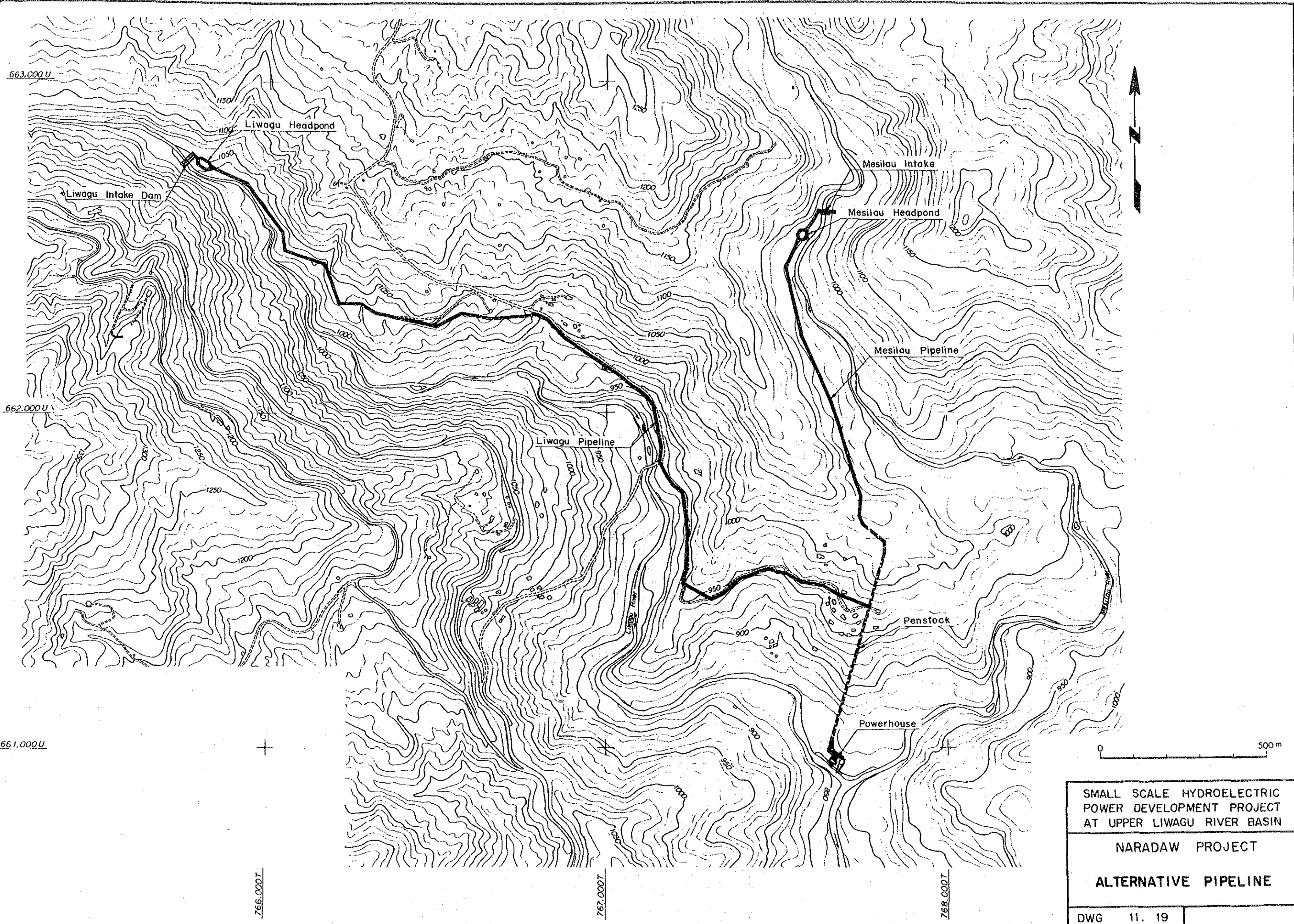
SECTION B-B



SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT
ALTERNATIVE HEADPOND (B)
PLAN AND SECTIONS

DWG 11. 18



SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN	
NARADAW PROJECT	
ALTERNATIVE PIPELINE	
DWG	11. 19

第12章 工事計画

第12章 工 事 計 画

	頁
12.1 地域条件	12-1
12.2 工事計画	12-1
12.2.1 取水設備	12-1
12.2.2 パイプライン	12-2
12.2.3 水圧鉄管	12-3
12.2.4 発電所	12-4
12.2.5 電気機器	12-4
12.3 輸送条件	12-5
12.4 工事工程	12-5

List of Figures

- Figure 12-1 Procedure of Temporary River Diversion (Liwagu Intake)
Figure 12-2 Construction Schedule

第12章 工事計画

12.1 地域条件

- Naradaw計画地点はKota KinabaluからRanau町に通じるTamparuli-Ranau Highwayに近く、周辺には地方道もあり、工事地域へのアクセスは良好である。しかし取水設備、発電所地点には道路がないため、アクセス道路の建設が必要である。建設工事の着手にあたっては、最初にこれらの道路建設が必要である。
- Naradaw計画地点はKinabalu山の南東山麓に位置するLiwagu川の最上流地域であるため、サバ州でも降雨量が最も多く、急激な河川の出水が生じる時期がある。したがって、取水ダム工事は出来る限り降雨の少ない時期に実施し、洪水による被害を最小限にすることが望ましい。

12.2 工事計画

12.2.1 取水設備

- LiwaguおよびMesilauの取水設備の主要工種の工事数量は以下のとおりである。

項 目	Liwagu 取水設備	Mesilau 取水設備
取水ダムおよび沈砂池		
掘削 (m ³)	940	450
コンクリート (m ³)	650	680
盛土 (m ³)	—	600
ヘッドポンド		
掘削 (m ³)	400	3,500
コンクリート (m ³)	380	300
盛土 (m ³)	960	1,200

- 両取水ダムの転流工はダムの規模、河川の地形を考慮に半川締切で計画する。Fig.12-1に示すように最初に河流は右岸（Mesilauは左岸）に切替え、取水口お

よび沈砂池部の基礎掘削し、コンクリート打設を行う。取水口および沈砂池部の完成後、河流を切替え右岸（Mesilauは左岸）の基礎掘削し、コンクリートを打設する。この場合、取水口（沈砂池上流）は閉塞し、土砂吐ゲートを常時開放することが必要である。

- 取水ダムの基礎は河床砂礫が深く、岩盤は期待できない。従って、掘削した砂礫上に敷均しコンクリートを打設し、その後本体コンクリートを打設するものとする。
- 取水ダムおよび沈砂池の掘削は20 t級のブルドーザーまたは0.7㎡級のドーザーショベルで行い、表層の掘削土砂はヘッドポンド周辺の平地に捨土し、深部の砂礫は仮置し、盛土に使用する計画である。なお、一部の巨礫掘削には発破工が必要となろう。
- コンクリートはサイト付近に骨材、セメントを貯蔵し、小型ミキサで練り混ぜ、シュートまたは小型バケットで打設するものとする。
- ヘッドポンドの掘削、コンクリート打設は取水ダム、沈砂池とほぼ同じ方法で行う。ただし、コンクリートフェーシングについては基礎転圧を十分に行い、将来沈下の生じないような施工管理が必要である。またコンクリートフェーシングの施工継目にはPVC止水板による止水工が計画されている。

12.2.2 パイプライン

- LiwaguおよびMesilauのパイプラインの主要工種の工事数量は以下のとおりである。

項 目	Liwagu パイプライン	Mesilau パイプライン
スチールパイプ		
内 径 (m)	0.70	0.60
延 長 (m)	2,680	990
橋 梁 (ヶ所)	3	3
パイプ支台		
掘 削 (m ³)	940	160
コンクリート (m ³)	430	80

- LiwaguおよびMesilauパイプラインはアクセス道路が完成したのちに据付ける。パイプラインは露出型とし、コンクリート支台によってサポートされる。なお、Liwaguパイプラインにはヘッドポンドの下流約200mの沢部には崩壊地があるため、スパン約30mの橋梁を設ける計画である。その他下流区間にも小さな沢があり20m級の橋梁を設ける。なお、既設道路通過部のパイプラインは埋設型となる。
- パイプラインのルートは基本的にはアクセス道路沿いに選定してあるが、地形および地質条件により十分な支持力が得られるパイプ支台の位置が選定されるため、一部道路から離れるルートとなる。パイプラインのルート選定に当ってはさらに詳細な測量が必要である。(Appendix 10 参照)
- パイプの据付けはアクセス道路盤、または付近の平地を利用して数本のユニットパイプを溶接し、これをパイプラインルート上に運搬し、所定の位置で据付けるものとする。据付けは数ヶ所から同時に開始し、工程の短縮をはかる計画である。パイプラインに沿うアクセス道路には十分な排水工を計画し、雨期の排水に十分留意し、道路での土砂崩壊がパイプ支台に障害を与えないよう施工する。特に、Liwaguパイプラインの既設道路～水圧鉄管合流点の高標高部は急峻な山腹斜面であるため、パイプラインおよびアクセス道路の掘削は最小限にし、斜面安定のため、掘削後直ちに排水工、斜面保護工を施工することが必要である。

12.2.3 水圧鉄管

- 水圧鉄管の主要工種の数量は以下のとおりである。

スチールパイプ

内 径	(m)	0.80	(0.50)
延 長	(m)	768	(32)
掘 削	(m ³)	2,400	
埋戻し	(m ³)	2,000	
コンクリート	(m ³)	90	

- 水圧鉄管のルートは、第7章で示すように地質調査の結果、深部まで風化した崖錐堆積物が分布しており深く掘削しないと岩盤は期待できない。したがって、通常の支台による点支持は適当でないため地表を1～2m開削し、安定した砂礫地盤上に鉄管を設置し、土砂で埋戻す連続支持による埋設方式が採用されている。

- この水圧鉄管は埋設型であるのでパイプの支台はなく、ベンド部のみに固定台が設けられている。この固定台の基礎は十分な支持力が得られるよう必要に応じてコンクリートパイルを打ち込むものとする。
- 水圧鉄管の基礎掘削は巾は狭く（約1.3m）工事量も少ないため、小型機械または人力施工とする。掘削屑は両側に仮置きし、鉄管を設置した後、埋戻しに使用する計画である。
- 鉄管は上段および発電所側から順次据付け、最終管は中段の既設道路盤の固定台部で接続する計画である。据付けはコンクリートパイプを数本溶接したパイプを所定の位置に運搬し、現場溶接を行う。この溶接部は底部の溶接が可能であるよう基礎部の拡巾掘削が必要である。
- 水圧鉄管のルート付近には集落があり民家が接近している。工事中は住民の安全に十分注意すると共に、一部の民家の仮移設が必要と考えられる。

12.2.4 発電所

- 発電所および放水口の主要工種の数量は以下のとおりである。

掘削 3,000 m³

コンクリート 130 m³

- 発電所の工事はLiwagu川の既設道路橋から分岐したアクセス道路を建設したのちに着手する計画である。
発電所周辺は平地が多く、作業は容易である。掘削は20t級のブルドーザ、または0.7m³級のドーザーショベルで行うものとし、一部の巨礫掘削には発破工が必要である。
- 掘削した土砂は、全量発電所上流の低地に捨土するものとする。これにより、洪水時に対しても安全でかつ広い発電所敷地が確保できる。

12.2.5 電気機器

水車、発電機および変圧器の現地据付工事を出来るだけ簡素化するため水車、発電機および変圧器の各ユニットは、メーカーの工場で組立、テスト終了後、完成品の状態で現地に搬入し、据付けるものとする。このことによりプロジェクト全体工事工程の短縮、据付工事費の低減が可能となる。

なお、据付工事はメーカーの据付指導員の指導のもとにローカルコントラクターによって実施されるものとした。

12.3 輸送条件

本プロジェクトの主要資機材のうち、輸送上の問題となるものは海外から輸入される水車発電機、主要変圧器等の重量物である。本プロジェクトの据付工事の容易さ、据付工事費の低減のためには、工場で完成組立の上、現地の輸送制限の範囲内で輸送することが最も望ましい。

主要機器1台当りの製品重量は水車6 t（入口弁、調整機デフレクター、ニードルバルブ等を含む）、発電機6 t、主変圧器5.5 t程度と予想される。

これらの機器のうち、荷姿（高さ、幅、長さ）と重量の関係で留意すべき機器は主変圧器（1,780kVA, 11kV/3.15kV；高さ 2.0m×幅 1.3m×長さ 2m；搬入総合重量 5.5 t）である。

前述の主要機器はコントラクターによって海外の外国メーカーからコタキナバルまで海上輸送する。ルートはコタキナバルからプロジェクト・サイトであるNaradaw小水力発電所まで陸上輸送される。陸上輸送は特殊なトレーラーを使用することなく通常のトラック（5 tトラック）で輸送が可能である。

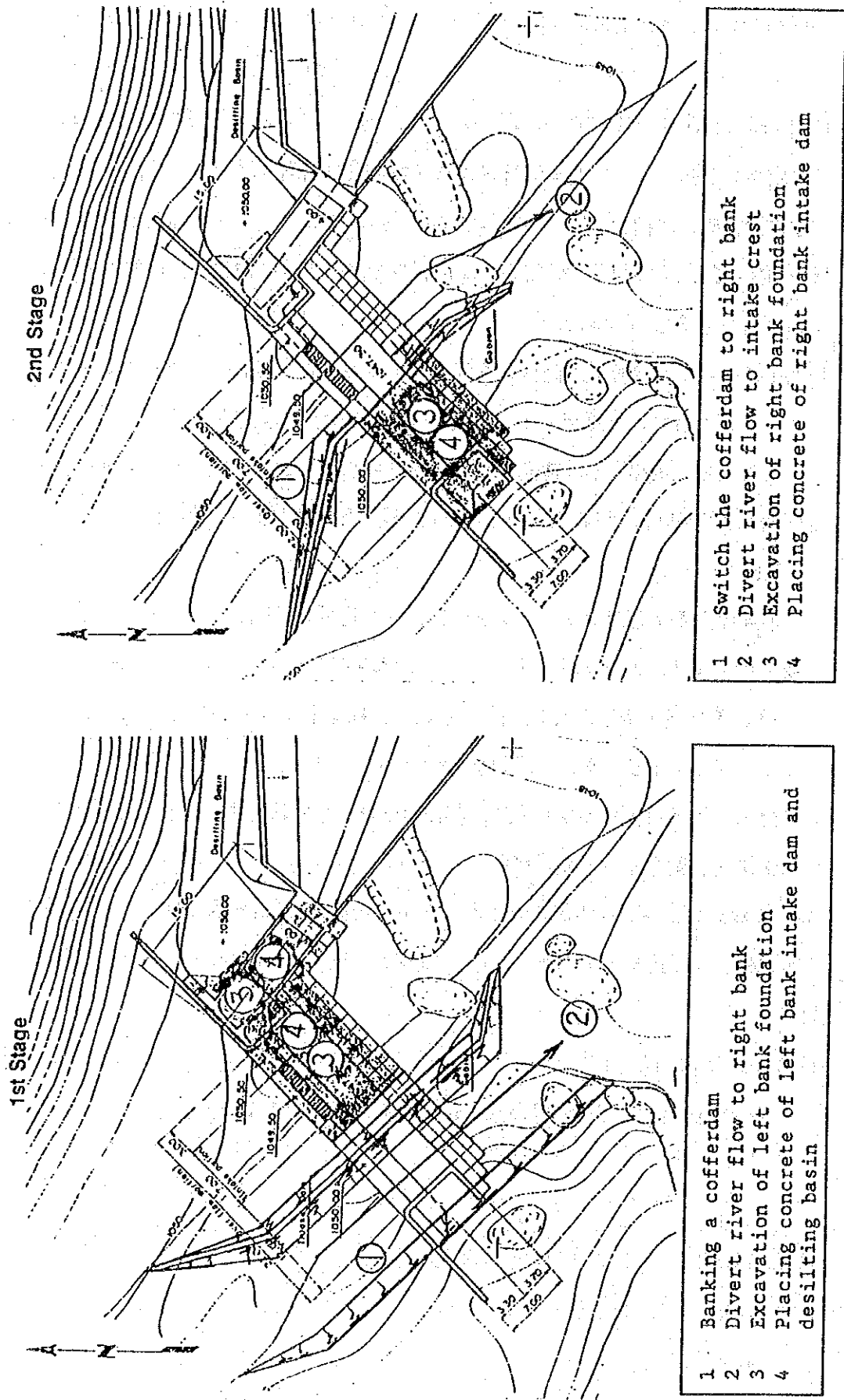
土木建築の資機材のうち本工事に使用される水圧鉄管、ゲートバルブ等については特に輸送上、留意すべき点はない。

なお、コタキナバルからプロジェクトの位置はRanau町まで道路は完全舗装されており、Naradaw小水力発電所の輸送上の制限は橋梁も含めて無い。

12.4 工事工程

12.2で立案した工事計画に基づき、Fig. 12-2に示す工事工程を立案した。

Figure 12-1 Procedure of Temporary River Diversion (Liwagu Intake)



第13章 工事費積算

第13章 工事費積算

	頁
13.1 工事費	13-1
13.1.1 基本方針	13-1
13.1.2 積算基準	13-1
13.1.3 工事費積算	13-2
13.1.4 工事費の集計	13-3
13.2 年度別資金計画	13-3

List of Tables

Table 13-1 Total Construction Cost of Naradaw Project

Table 13-2 Scheduling of Yearly Disbursement

第13章 工事費積算

13.1 工事費

13.1.1 基本方針

- 本プロジェクトの工事費には、土木工事、電気工事、送電線、補償費、技術費、予備費等建設に係わるすべての費用が含まれる。
- 工事費はSEBの類似小水力発電所の実績およびサバ州のPublic Works Department (PWD) の単価を参考にして単価を積算した。これらの工事単価は出来る限り現地条件にマッチするよう調整した。また、一部の特殊工種については、外国の単価を参考にして積算した。
- 本プロジェクトは小水力発電開発計画であるため、全体工事費を低減するため極力現地材料を調達するものとする。
- 工事費積算に使用した工事数量は予備設計図にもとづいて算出した。

13.1.2 積算基準

工事費の積算にはSEBと協議し、以下に示す基準を採用した。

- 工事費の積算基準時期は1992年6月とする。外貨交換レートはMalayan Banking Bhd. 6月10日発表のUS\$ 1.00=M\$ 2.512を採用した。
- 工事費は内貨と外貨に分割した。内貨は主に労務費、国内調達材料、内陸輸送費および機器の据付費とする。外貨は主に電気機器のうちの輸入品などが当てられる。
- 建設中の利子 (IDC) は工事費には含まないものとする。
- 技術費および管理費は直接工事費の10%とする。
- 予備費は以下のように積算した。

土木工事費に対し	10 %
電気機器費に対し	5 %
送電線に対し	5 %
土地取得／補償費に対し	10 %
技術費／管理費に対し	10 %

13.1.3 工事費積算

(1) 土木工事

- 取水設備には取水ダム、沈砂池、コネクティングパイプ (Mesilau)、ヘッドポンド、余水吐に要する費用が含まれる。なお、ゲート、ストップバルブ等も土木工事に含まれる。スクリーン、フェンス、その他の付属設備はその他一式として計上した。
- パイプラインにはスチールパイプ、パイプ用橋梁、固定台、支台等が含まれる。排水バルブ、エアバルブ等の付属設備はその他一式として計上した。パイプラインに沿う道路については、取水ダムへのアクセス道路として別途積算した。
- 水圧鉄管の工事費には鉄管、基礎掘削および埋戻し、固定台に要する費用が含まれる。埋設管表面の防護工等の付属装置はその他一式として計上した。
- 発電所の工事費には敷地造成、建物、機器基礎、放水口に要する費用が含まれる。フェンス、ゲート等の付属設備はその他として一式計上した。
- アクセス道路については発電所への進入道路、Liwagu取水設備およびMesilau取水設備への管理用道路 (パイプライン沿い) を計上した。なお、既設道路の一部についての改修費を計上した。

(2) 電気機器

- 電気機器設備の中には、水車、発電機、主変圧器、開閉設備、制御保護設備、既設送電との連系のための11kV HV線およびRanau, Kundasang両ディーゼル発電所への通信設備が含まれる。
- 11kV HV線を除いた他の全ての電気機器は海外から輸入されるものとしたが、これらの機器価格はSEBが現在まで海外より調達した類似の小水力電気機器の価格およびマレーシア以外の類似プロジェクトの電気機器価格をベースに算定した。
- 11kV HV線を除く電気機器価格の10%を海外からの海上輸送、現地までの内陸輸送費、および通関等の諸経費とした。
- 11kV HV線を除く電気機器価格の20%を現地据付工事費とした。なお、据付に係る現地調達可能な諸材料を含むものとする。
- 通信設備としては既設公衆電話回線を利用した。有線電話回線をNaradaw小水力発電所よりRanauディーゼル発電所とKundasangディーゼル発電所まで1回

線設置するものとし、又非常用電話回線として無線通信設備を上述の3ヶ所の発電所に放置するものとした。

- 11kV HV連系線のコストについてはSEBの工事費実績単価を参考に現地事情に合わせて積算を行う。

13.1.4 工事費の集計

Naradaw計画の全体工事費はTable 13-1に示すとおりである。

一方、各設備別工事費の内訳はAppendix 7に示す。

13.2 年度別資金計画

本計画の建設に際して必要となる年度別資金計画は、12.3で立案した工事工程を参考にして策定した。その結果はTable 13-2に示すとおりである。

Table 13-1 Summary of Construction Cost

<u>Description</u>	<u>Local Currency (M\$)</u>	<u>Foreign Currency (M\$)</u>	<u>Amount (M\$)</u>
1. Civil Engineering Works	6,099,000	0	6,099,000
1.1 Preliminaries	200,000	0	200,000
1.2 Liwagu Intake Facilities	509,000	0	509,000
1.3 Mesilau Intake Facilities	647,000	0	647,000
1.4 Liwagu Pipeline	2,284,000	0	2,284,000
1.5 Mesilau Pipeline	543,000	0	543,000
1.6 Penstock	813,000	0	813,000
1.7 Powerhouse	175,000	0	175,000
1.8 Access Road	928,000	0	928,000
2. Electrical and Mechanical Works	400,000	2,750,000	3,150,000
3. Transmission Line	140,000	0	140,000
4. Project Land Cost and Compensations	250,000	0	250,000
5. Engineering and Management (10% of above total)	690,000	275,000	965,000
6. Contingencies	731,000	165,000	896,000
10% of Civil Engineerings Works	610,000	0	610,000
5% of Electrical and Mechanical Works	20,000	138,000	158,000
5% of Transmission Lines	7,000	0	7,000
10% of Project Land Cost and compensations	25,000	0	25,000
10% of Engineering, Management and Commissioning	69,000	27,000	96,000
Grand Total	8,310,000	3,190,000	11,500,000

Table 13-2 Scheduling of Yearly Disbursement

unit: 1,000M\$

Item	Total Cost	1st yr	2nd yr	3rd yr	
1. Civil Engineering Works	L.C.	6,099	1,867	3,932	300
	F.C.	--	--	--	--
	Total	6,099	1,867	3,932	300
2. Electrical and Mechanical Works	L.C.	400	--	--	400
	F.C.	2,750	--	470	2,280
	Total	3,150	--	470	2,680
3. Transmission Line	L.C.	140	140	--	--
	F.C.	--	--	--	--
	Total	140	140	--	--
4. Project land Cost and Compensations	L.C.	250	250	--	--
	F.C.	--	--	--	--
	Total	250	250	--	--
5. Engineering and Management	L.C.	690	226	393	71
	F.C.	275	--	47	228
	Total	965	226	440	299
6. Contingencies	L.C.	731	242	432	57
	F.C.	165	--	29	136
	Total	896	242	461	193
Grand Total	L.C.	8,310	2,725	4,757	828
	F.C.	3,190	--	546	2,644
	Total	11,500	2,725	5,303	3,472

第14章 環境影響調査

第14章 環境影響調査

	頁
14.1 概要	14-1
14.2 環境影響調査結果	14-3

List of Tables

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project

14.1 概要

環境影響調査は、JICA調査団提供の技術仕様書に従ってマレーシア国立大学 (University Kebangsaan Malaysia) により行われ、環境影響調査報告書がJICA調査団に提出された。環境影響調査報告書の勧告に従い、適切な影響緩和・低減措置が講じられるならば、本計画の環境に対する影響は、少ないものと予測される。

環境影響調査報告書によれば、計画地域では、特別な保護を必要とする種や学術的に貴重な種といった、特異な植物は見つかっていない。また、希少な動物種や絶滅に瀕した動物種も、計画地域からは記録されていない。計画では、管路の敷設、発電所やヘッドポンドの建設のために、約10ヘクタールの土地を取得する予定であるが、これらの土地のほとんどは私有地である。水圧鉄管沿いには小さな集落があり、約5戸の家屋を移転させる必要があり、その補償をしなければならないが、再定住計画は不要である。洗濯や魚類の小規模な捕獲のために時折限られた利用が行われることはあるものの、取水地点から発電所までの間には、取水のための固定構造物はない。

計画地域における聞き取り調査によれば、回答した者のうち約76パーセントが、計画からの利益を予想して、計画地点で建設が行われることに賛成しているが、16パーセントは反対である。これらの反対の人々は、恒常的な水不足を経験してきたため、計画地域は水力発電計画には適していないと感じている。

調査段階における現地測量や工学的・地質学的調査の影響は、低いと予測される。しかしながら、今後関係者の入村にあたっては、事前に村長へ知らせておくべきであろう。建設段階においては、土木工事や既存の砂利道であるKauluan道路の過度の使用により、特に、次のような問題を生じる恐れがある。

- 道路の損傷
- 土壌侵食や斜面崩壊
- 流水中の懸濁土壌の増加
- 乾季における大気中の粒子状物質の増加
- 使用する建設機械類からの騒音の発生
- 現場作業員や周辺住民の身の危険

取水ダムの建設に際しては、流れを適切にそらさないと、下流で直ちに堆砂を引き起こす可能性がある。また、周辺の河川への廃棄物の無分別な投棄は、水界生態系や下流での水利用に深刻な影響を及ぼすことが考えられる。従って、土木作業にあたっては、適切な緩和措置を講じなければならない。

Liwagu川上流域における小水力発電計画の運転・維持に関わる主要な環境問題としては、次の2つが考えられる。

- 発電のための取水に伴う問題
- 廃棄物処理

水力発電所のシステムに流れ込んだ水はそのまま出て行くので、Liwagu川及びMesilau川の取水地点より上流部、およびリワグ川の発電所より下流部の水量については、影響を与えない。

しかしながら、取水地点と発電所の間部分については、流量の減少が予測される。取水地点と発電所の間での河川の水量低下は、多くの悪影響をもたらす可能性があるが、それらの中でも最も深刻なものは、水棲生物の生息場所消失の恐れである。その他の悪影響としては、流量の低下により岩の多い河床に小さな水たまりができて、蚊の繁殖場所が造り出される可能性があげられるであろう。ヘッドポンドにおける貯水は、ヘッドポンドでの滞水時間がたかだか3時間程度であるので、下流部の水質には影響を与えないものと思われる。

固形廃棄物、特にヘッドポンドからのシルトやスラッジ、および発電所の維持管理の過程で生じた使用済の潤滑油は、下流部の水質汚濁を避けるために適切に処理しなければならない。

リワグ川上流域では、様々な利用者からの水資源に対する需要の圧力が高まっているので、水力発電計画の実行の可能性を確認し、水量にまつわる環境への悪影響を避けるためにも、正確な水利監視を行わなければならない。

流量が低下する時期には、河川（取水地点と発電所の間）の維持のために十分な流量を確保することを、第一に考えなければならない。維持流量としては、Mesilau川に関しては $0.05\text{ m}^3/\text{秒}$ を、Liwagu川に関しては $0.10\text{ m}^3/\text{秒}$ を勧告するが、これらの勧告は、当初の設計において $0.05\text{ m}^3/\text{秒}$ とされていたLiwagu川の維持水量を $0.10\text{ m}^3/\text{秒}$ に増加させたことにより達成されている。

影響を受ける村民に対しては、建設工事の開始に先立って、移転や土地取得による損

失に対して適切な補償をしなければならない。大抵の場合、村民は重大事を村長に任せているように思われるので、補償金の支払といった村の問題に関しては、村長の意見を聞くべきである。また、村レベルで情報をより効果的に伝えようとするならば、村長を介すべきである。

計画地域は、構造地質学的に依然として活動が活発な地域なので、構造物は基盤岩にしっかりと固定し、全ての施設の建設にあたっては、基礎が崩壊した場合の影響を最小限に止めるための、安全構造上の十分な配慮を織り込まなければならない。また、全ての土木工事に際しては、建設期間中における表層水の堆砂問題を最小限にするため、厳しい土壌の侵食対策を講じなければならない。

14.2 環境影響調査結果

本プロジェクト地域の環境影響調査の結果、本計画が及ぼす可能性のある環境への影響の内容と、それらに対する緩和・低減措置を整理し、Table 14-1に示す。

マレイシア国立大学により実施された環境影響調査報告書の要約はAppendix 8に示す。

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project

ITEM	PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE S (short-term) L (long-term) P (permanent)	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
A. INVESTIGATION STAGE					
	Site surveying and engineering/geotechnical investigation.	Minimal in terms of traffic related impacts (airborne dust, road safety, noise)	S		
		May cause anxiety among population	S	First inform the village head.	
		Minimal impacts of biological components.		Ensure minimal cutting of rentices/riparian vegetation.	
		Note: No new access road required.			
B. CONSTRUCTION AND DEVELOPMENT					
14-4	1 Access road Note: Existing roads are unsurfaced and on hillslopes.	Reduction in surface water quality.	S	Make use of existing roads rather than cutting new roads.	
			S	Road surface to be improved (gravelled and compacted to appropriate specification).	
				Proper drainage should be provided for newly built stretch.	
		Reduction in air quality.	S	Water to be lightly sprayed on access roads when dust is excessive.	
		Increase in noise.	S	Working hours limited to daytime only.	
		Degradation of roads due to overloading.	S	Close supervision by Site Engineer	
				Roads to be immediately resurfaced if damaged during usage.	
		Some loss in agriculture land	P	Affected land owners to be compensated for new road stretch that cut across vegetable farms.	

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project (continued)

ITEM	PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
2	Site clearing	Increased suspended solids in surface water due to surface erosion.	S	Attempt should be made at synchronising site clearing with dry periods.	
	Note:	<ul style="list-style-type: none"> o The area is generally devoid of primary vegetation (replaced with vegetable farms). o There are no endangered and rare plant and wildlife species in the area. 		Minimal cutting of riparian vegetation; replanting cleared strips.	
				Provision of temporary drain and silt trap around headpond and powerhouse areas.	
				Exposed steep slopes to be protected with plastic sheeting.	
				Use excess earth for road grading and bunds.	
		Increase in noise level.	S	Working hours near settlement areas to be limited to daytime.	
		Increase in suspended particulates in the air.	S	Water to be sprinkled during dry periods.	
				Plant debris must not be burnt on-site but properly stacked along the riparian of hill slopes to act as silt screen.	
		Displacement of houses (Note: Land acquisition not extensive)	P	Affected population should be adequately compensated.	Displacement of about five households.
3	Earthworks	Increase in suspended particulates in air prior to stabilisation.	S	Spray water when dust is excessive.	
		Increase in suspended solids due to erosion by runoff.	S	Resettlement of affected household to be completed first prior to site clearing.	
				Construct temporary drains which lead to a silt trap of settling pond.	

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project (continued)

ITEM PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE S (short-term) L (long-term) P (permanent)	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
			Earthwork is best confined to periods of expected low precipitation.	
			Excess earth to be stockpiled on levelled ground and compacted, of used for road grading of bunding.	
			Earthwork should be phased so as not to allow too much area being exposed to erosion at any one time. Exposed areas to be revegetated/turfed immediately upon completion of earthwork.	
	Siltation of streams during construction of intake weirs.	S	Proper diversion of stream flow.	
	Slope failure.	S	Minimal cutting of slope. Slope to be cut of cleared of vegetation only when the site is ready to be worked on. Work first form higher ground.	
	Increase in noise due to earthwork machinery.	S	Working time near settlement areas to be limited to day time only.	
	Reduction of aesthetics.		Good landscaping work, particularly around headpond and powerhouse.	
4	Transportation			
	Increase in suspended particulates in air.	S	Lorry loads must be covered to avoid spillage.	
	Decrease in tranquility.	S	Sprinkling of road and tracks when dust is excessive. Transportation movement to be restricted to daytime.	

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project (continued)

ITEM PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE S (short-term) L (long-term) P (permanent)	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
5	Material and equipment	S	Safety regulation and normal construction supervision to be enforced. Minimise number of trips by proper planning. Working hours in Kg. Naradaw is limited to daytime only. Machines, pipes etc. to be stored away from the public right of way and guarded. Safety regulation and normal construction supervision to be enforced. Proper management of wastes (e.g. use of covered containers/pit) Excess earth to be reused or properly stocked. Other construction wastes to be disposed off at approved waste dump site. No open burning on-site. No full scale maintenance work on machineries/vehicles be allowed in the project area. Provision of temporary septic tank to worker quarters.	
6	Waste disposal	S	Risk of accident at construction site. Deterioration of water quality.	
7	Base camp	S	Indiscriminate dumping of wastes leading to ground and water pollutions potential health hazard.	Proper management of wastes (see Waste Disposal).
8	Labour force	S	Employment opportunities (a positive impact)	(Job priority given to locals).

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project (continued)

ITEM	PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
9	Scenic modification	Loss of natural scenery particularly at headpond pumphouse area.	P	Replace with good landscape, and revegetated.	Man-made structure.
10	Abandonment	Obstruction to human and animal passage Safety: abandoned structures and machineries could be hazardous.	P	Minimise by bunging the blocking segment. Good landscaping. Dangerous machineries to be stored/parked in a guarded premise.	
C. OPERATION AND MAINTENANCE STAGE					
11	Power generation	Reduced flow between intake and powerhouse during low flows:	P		
		a. impacting aquatic life (loss of habitat)		Ensure a minimum of 0.05 and 0.10 m ³ /sec of flow for Mesilau and Liwagu, respectively, for river maintenance (minimum 6" depth).	
		b. affecting direct water use		Possibly compensate by distributing a fraction of ponded water to nearby population.	
		c. possible mosquito breeding		Alternate day flushing during dry periods.	
		d. temporal reduction in water quantity for downstream users due to flow regulation.		Headpond storage must not exceed 200m ³ .	
		Noise	P	Proper installation of pipeline and genset to minimise vibration.	
		Risk of headpond and pipeline collapse/rupture		Installation of fail-safe system (including control valves and bundwalls at strategic point; consider alarm system. Structures (including pipeline support) must be anchored firmly on bedrocks.	

Table 14-1 Summary of Potential Impacts and Mitigation Measures of the Project (continued)

ITEM	PROJECT ACTIVITIES AND SOURCES OF POLLUTANTS	POTENTIAL IMPACTS	NATURE	PROPOSED MITIGATION MEASURES	RESIDUAL IMPACTS
12	Infrastructure and Utility	Deterioration of water quality on impact		Installation of impact buffering structure (impact of this slight turbulence is counterbalanced by the SS removal in the headpond).	
a)	Road	Anticipated improved road pavement upon completion of project (a positive impact)	L		
b)	Water Supply			See Item 11(b).	
c)	Power Supply	Improved power supply along the Kundasang - Ranau grid (a positive impact)	L		
13	Waste disposal	Headpond sludge - potential contamination of river water by nutrients and pesticides		Silt/sludge to be stockpiled on the level ground adjacent to the headpond. Encourage reuse for agricultural soil conditioning.	
	Oil wastes from genset maintenance - water contamination			Collected (oil sump, drums), carefully stored and returned to supplier.	

第15章 経済評価および財務分析

第15章 経済評価および財務分析

	頁
15.1 経済評価	15-1
15.1.1 概要	15-1
15.1.2 経済評価の方法および基本条件	15-1
15.1.3 費用	15-5
15.1.4 便益	15-5
15.1.5 経済評価	15-8
15.1.6 感度分析	15-10
15.2 財務分析	15-11
15.2.1 概要	15-11
15.2.2 財務分析の方法	15-12
15.2.3 財務分析の基本条件	15-12
15.2.4 財務分析の結果	15-18
15.2.5 全営業期間における kWh当り平均発電単価	15-20

List of Tables

Table 15-1-1	Technical Parameters for Calculations for Economic Evaluation
Table 15-1-2	Required Quantity of Energy to be Generated at Diesel Power Plant
Table 15-1-3	Economic Evaluation
Table 15-2-1	Average Sale Rate at Ranau/Kundasang System
Table 15-2-2	Share of Generation, Transmission and Distribution Occupied in Supply Cost of SBB During the Recent Five (5) Years
Table 15-2-3	Financial Analysis of Benefit and Cost
Table 15-2-4	Amortization Schedule (Case I)
Table 15-2-5	Profit and Loss Statement (Case I)
Table 15-2-6	Cash Flow Sheet (Case I)
Table 15-2-7	Debt Service Ratio (Case I)
Table 15-2-8	Profit and Loss Statement (Case II)
Table 15-2-9	Cash Flow Sheet (Case II)

第15章 経済評価および財務分析

15.1 経済評価

15.1.1 概要

第9章において最適開発計画案として採択されたNaradaw Scheme（以下“本計画”という。）について経済評価を行った。すなわち、本計画の総合耐用年数25年間に必要となる総費用（投資額および運転維持費）と本計画の保証尖頭出力に対応する設備出力を有する高速エンジン・ディーゼル発電プラントを設置した場合の総費用（投資額、運転維持費および燃料費）ならびに本計画の実現によってRanau/Kundasang地域における既設ディーゼルプラントの燃料費節減分について現在価値換算を行った。その結果超過便益（B-C）はM\$ 625×10^3 、便益・費用比率（B/C）は1.06、等価割引率（BEDR）は10.71%となり、本計画の経済性が立証された。

15.1.2 経済評価の方法および基本条件

(1) 経済評価の方法

本計画は当面単独系統としてRanau, Kundasang, Bundu Tuhanを含むRanau地域に電力を供給することを企図している。第9章「最適開発計画の検討」において最適案として採用された本計画（設備出力 1,600kW, 保証尖頭出力 460kW）の保証尖頭出力と等価規模のディーゼル発電プラントを需要地に設置するものと仮定した。

上記に述べた前提をもとに、下記の費用および便益について、本計画への投資初年度初頭に現在価値換算を行い、超過便益（B-C）、便益・費用比率（B/C）ならびに費用と便益の現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（BEDR）を求め、本計画の経済性を検討した。

費用：（a）本計画への総投資額
（b）完成設備の運転維持費

便益：（a）本計画の保証尖頭出力と等価規模のディーゼル発電プラントがそれぞれの需要地のロード・センターに設置されるものとし、その建設に要する総投資額

- (b) 上記ディーゼル発電プラントの運転維持費
- (c) ディーゼル発電プラントが本計画のFirm Energy相当量を発電するための燃料費
- (d) Ranau/Kundasang地域において (b) に述べたディーゼル発電プラント以外のディーゼル発電プラントが本計画の2次電力量 (Non-Firm Energy) 相当の電力量を発電するための燃料費 (本計画の実現によって節約を期待されるディーゼル発電プラントの燃料費)

(2) 経済評価の基本条件

経済評価のための計算は以下の条件により行った。

(a) 価格ベースと物価上昇

全ての価格は1992年6月現在の価格とする。

経済評価の一般的原則に従って、物価上昇率は計算に織り込まないものとする。

(b) 総合耐用年数 (Composite Service Life)

小規模水力発電プラントの総合耐用年数は概ね25年乃至30年と言われている。

本計画の — 本計画によって完成される設備の — 総合耐用年数はSEBの基準に従い25年とし、比較対象のディーゼル発電プラントの総合耐用年数も同様に15年とした。

(c) 割引率

本計画のための社会的割引率はSEBと協議の上10%を採用した。

(d) 経済評価のための計算諸条件

対象となる本計画の諸パラメーターと代替ディーゼル発電プラントのパラメーターをTable 15-1-1に示す。

Table 15-1-1 Technical Parameters for Calculations for Economic Evaluation

Nc.	Description	Mini Hydro	Diesel
(1)	Installed Capacity (kW)	1,600	514
(2)	Firm Peak Capacity (kW)	460	
(3)	Actual Capacity of Diesel Plant (kW)		550
(4)	KW Adjustment Factor	1	1.12 *1
(5)	Station Service Rate (%)	1	4
(6)	Transmission Loss Rate (%)	3	—
(7)	Scheduled Outage Rate (%)	1	10
(8)	Forced Outage Rate (%)	5	5
(9)	Annual Capacity Declining Rate (%)	0.4	2
(10)	Construction Cost of D/G per kW (10 ³ M\$)		1.56
(11)	Composite Service Life (Year)	25	15
(12)	Composite OM Cost Ratio to Total Investment Cost (%)	1.1	5
(13)	Kind of Fuel	—	Diesel Oil
(14)	Thermal Efficiency (%)	—	28
(15)	Calorific Value (Kcal/kg)	—	10,000
(16)	Specific Gravity (kg/liter)	—	0.81
(17)	Fuel Consumption (liter/kWh)	—	0.379
(18)	Fuel Unit Price (M\$/liter)	—	0.50
(19)	Fuel Cost per kWh (M\$/kWh)	—	0.190
(20)	OM Cost to Total Construction Cost (%)	1.1 *2	5.0

註)

*1 kW Adjustment Factor :

$$\begin{aligned} \text{Hydro} & \frac{(1-0.01) \times (1-0.01) \times (1-0.05) \times (1-0.004) \times (1-0.03)}{(1-0.04) \times (1-0.10) \times (1-0.05) \times (1-0.02) \times (1-0)} \\ \text{Diesel} & \\ = & \frac{0.899549501}{0.804384} = 1.1183 \dots\dots \end{aligned}$$

$$460\text{kW} \times 1.12 = \underline{514\text{kW}}$$

しかしながらディーゼル発電機は汎用品であるため、550kWを採用した。

*2 Annual OM Cost Rate (Composite) of Mini Hydro:

Total Construction cost of Mini Hydro (10 ³ M\$)		OM Rate	OM Cost
(a)	Civil Works 7682	0.5%	38
(b)	Electro/Mechanical 3655	2.5%	91
(c)	Transmission 163	1.5%	2
Total 11500			132

Annual OM Rate 1.1498% (Average)

本計画により得られる本計画の耐用年数25ヶ年における各年年間発電量および年間販売可能電力量ならびにディーゼル発電プラントの発電すべき各年の年間発電量は以下の通りである。

Table 15-1-2 Required Quantity of Energy to Be Generated At Diesel Power Plant

Year	Annual Energy Generation (MWh)	Firm Usable Energy (MWh)	Non-firm Usable Energy (MWh)	Firm Saleable Energy (MWh) (a)	Non-firm Saleable Energy (MWh) (b)	Energy Generated at D/G for (a) (MWh)	Energy Generated at D/G for (b) (MWh)
1997	4500	2314	2186	2245	2120	2338	2209
1998	5365	2314	3051	2245	2959	2338	3083
1999	6233	2314	3919	2245	3801	2338	3960
2000	7177	2314	4863	2245	4717	2338	4914
2001	7813	2314	5499	2245	5334	2338	5556
2002	8276	2314	5962	2245	5783	2338	6024
2003	8595	2314	6281	2245	6093	2338	6346
2004	8839	2314	6525	2245	6329	2338	6593
2005	9047	2314	6733	2245	6531	2338	6803
2006	9195	2314	6881	2245	6675	2338	6953
2007	9317	2314	7003	2245	6793	2338	7076
2008	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2009	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2010	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2011	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2012	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2013	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2014	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2015	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2016	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2017	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2018	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2019	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2020	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
2021	9472	2314	7158	2245	6943	2338	7233
Total	216965	57850	159115	56114	154342	58453	160772

15.1.3 費用（本計画の総費用）

(1) 本計画への投資額

本計画に対する投資額は初年度 $M\$2,725 \times 10^3$ 、2年度 $M\$5,303 \times 10^3$ 、3年度 $M\$5,472 \times 10^3$ 、計 $M\$11,500 \times 10^3$ である。

(2) 運転維持費

本計画実施によって完成される設備の年間運転維持費は主として水力発電所および送電設備の運転保守要員の人件費と修繕費を含むものとする。小規模水力発電所の年間運転維持費は対投資額の約1%乃至1.5%程度とされている。本計画の主要構成要素は土木設備、発電設備、送電設備である。これらの設備別対投資額（建設費）運転維持費比率は一般的には次の通りである。

土木設備	: 0.5 %
発電設備	: 2.5 %
送電設備	: 1.5 %

本計画の建設費は $M\$11,500 \times 10^3$ であり、そのうち土木設備 $M\$7,682 \times 10^3$ 、電気・機械設備 $M\$3,655 \times 10^3$ 、送電設備 $M\$163 \times 10^3$ である。従って上記の設備別対投資額運転維持費比率と各設備の所要建設費から加重平均値を求めた所、1.1%を得た。従って本計画の対投資額運転維持費比率を1.1%として設定した。各年の所要運転維持費は $M\$11,500 \times 10^3 \times 0.011498 \dots = M\132×10^3 となる。

15.1.4 便益（代替ディーゼル発電プラントの総費用その他）

(1) 代替ディーゼル発電プラントへの投資額

本計画により建設される水力発電所の設備出力は1,600kW、保証尖頭出力は460kWである。小規模水力発電プロジェクトの経済比較においては年間を通じ確実に出力を提供し得る保証尖頭出力と等価規模のディーゼル発電プラントを代替案として検討するのが一般的に行われている。既に、Table 15-1-1に示した通り、当計画にみあう等価規模のディーゼル発電プラントの設備出力は550kWである。

SEBの従来までの経験によれば近年における高速エンジンのディーゼル・エンジンおよび発電機の購入費をkW当りの単価にすれば、1,350M\$/kWであるとのことである。同金額にディーゼル発電プラント用建屋その他付属設備の所要経費を考慮し、ディーゼル発電プラントのkW当り建設費をM\$1,560とした。従ってこのディーゼル発電プラントの設備出力を550kWとした場合の建設費は $1.56 \times 10^3 \text{M}\$/\text{kW} \times 550 \text{kW} = \text{M}\858×10^3 となる。

(2) 運転維持費

運転維持費にはディーゼル発電プラントの運転・保守に従事する要員の人件費、修繕費等が含まれる。ディーゼル発電プラントの年間運転維持費は経験的にみて投資額の3%乃至5%である。本ディーゼル発電プラントは高速エンジンを使用した設備を前提としているので、その運転維持費も高目となることから5%を採用した。従って年間運転維持費は $\text{M}\$858 \times 10^3 \times 0.05 = \text{M}\43×10^3 となる。

(3) 燃料費

(a) kWh当り燃料単価

- 設備出力550kWのディーゼル発電プラントの必要とするkWh当り燃料単価はTable 15-1-1に示す通りM\$0.19とした。
- Ranau/Kundasang地域における既設ディーゼル発電プラントのkWh当り燃料費は過去5ヶ年の実績値からkWh当り平均燃料単価はM\$0.18とした。

Oil Consumption
(Kiloliter)

	Ranau	Kundasang	Bundu Tuhan	Total
1987	1825	395	36	2256
1988	1858	419	36	2313
1989	1471	419	38	1928
1990	1590	450	46	2086
1991	859	489	50	1398
Total	7603	2172	206	9981

Oil Purchase Cost
(10³M\$)

	Ranau	Kundasang	Bundu Tuhan	Total
1987	837	181	16	1034
1988	837	185	16	1038
1989	611	173	16	800
1990	786	220	22	1028
1991	493	281	28	802
Total	3564	1040	98	4702

Generation
(MWh)

	Ranau	Kundasang	Bundu Tuhan	Total
1987	3862	1078	81	5021
1988	4289	1687	81	6057
1989	4462	1163	89	5714
1990	4842	1233	114	6189
1991	5387	1388	120	6895
Total	22842	6549	485	29876

出典 : SEB Finance/Accounts Department 提供資料による。

Average Fuel Cost (M\$)/kWh

	Ranau	Kundasang	Bundu Tuhan	Average
1987	0.22	0.17	0.20	0.19
1988	0.20	0.11	0.20	0.17
1989	0.14	0.15	0.18	0.16
1990	0.16	0.18	0.19	0.18
1991	0.09	0.20	0.23	0.18

(b) 発電量

本計画によって実現される水力発電設備が発電する電力量はFirm EnergyとNon-Firm Energyとに大別される。これらの電力量から水力発電プラントの所内消費量、停止・故障による損失量、送電損失量、etc. をそれぞれ控除し、各年の年間販売可能電力量を算出した。

Firm電力量から得られた年間販売可能電力量は、保証尖頭出力にみ合ったディーゼル発電プラント550kWが発電すべき電力量である。またNon-Firm Energyとしてあげられている電力量は本計画実現によって節約可能な既設ディーゼル発電設備の電力量と考えられる。本StudyではこのSaleable Energyと同量の電力量をディーゼル発電プラントが提供するものとし、ディーゼル発電プラントの所内消費率を4%とし、 $\text{Saleable Energy} \times 1 / (1 - 0.04)$ により、ディーゼル発電プラントによる発電量を求めた。

(c) 燃料費

上記(a)及び(b)から代替ディーゼル発電プラント用燃料費及びたき減しとなる既設ディーゼルプラントの燃料費を求めた。

15.1.5 経済評価

以上の記述にもとづいて計算した便益および費用のストリームはTable 15-1-3に示す通りである。すなわち、割引率10%のもとでの超過便益 (B-C)、便益・費用比率 (B/C)、及び等価割引率は以下に示す通りである。

$$B - C : \text{M\$}625 \times 10^3$$

$$B / C : 1.06$$

$$EEDR : 10.71 \%$$

本計画はディーゼル発電プラントの建設ならびに同プラントの運営よりも経済的であることが立証され、また等価割引率 (Economic Equalizing Discount Rate) も10%を上廻っているため、サバ州の社会的割引10%から判断しても本計画は僅かながらその基準をクリアしており、経済的にフィージビリティの存在が確認される。

Table 15-1-3 Economic Evaluation

Year	Serial No.	Project (as Cost)		Energy Diesel (as Benefit)		Fuel		Sub-Total	B-C	PV Factor	NPV Cost	NPV Benefit	NPV B-C
		Invest.	OM Cost	Sub-Total	OM Cost	Cost (a)	Cost (b)						
1994	1	2725		2725				0	-2725	0.909	2477	0	-2477
1995	2	5303		5303		343		343	-4960	0.826	4383	284	-4099
1996	3	3472		3472		515		515	-2957	0.751	2609	387	-2222
	4		132	132	2338	2209	398	884	752	0.683	90	604	513
	5		132	132	2338	3083	555	1041	909	0.621	82	646	564
	6		132	132	2338	3960	713	1199	1067	0.564	75	677	602
	7		132	132	2338	4914	884	1371	1238	0.513	68	703	636
	8		132	132	2338	5556	1000	1486	1354	0.467	62	693	632
	9		132	132	2338	6024	1084	1571	1438	0.424	56	666	610
	10		132	132	2338	6346	1142	1629	1496	0.386	51	628	577
	11		132	132	2338	6593	1187	1673	1541	0.350	46	586	540
	12		132	132	2338	6803	1225	1738	1579	0.319	42	545	503
	13		132	132	2338	6953	1251	1788	1605	0.290	38	503	465
	14		132	132	2338	7076	1274	1760	1628	0.263	35	463	429
	15		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.239	32	428	396
	16		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.218	29	389	360
	17		132	132	2338	7233	1302	2131	1999	0.198	26	422	395
	18		132	132	2338	7233	1302	2303	2171	0.180	24	414	390
	19		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.164	22	292	271
	20		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.149	20	266	246
	21		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.135	18	242	224
	22		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.123	16	220	203
	23		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.112	15	200	185
	24		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.102	13	182	168
	25		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.092	12	165	153
	26		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.084	11	150	139
	27		132	132	2338	7233	1302	1788	1656	0.076	10	136	126
	28		132	132	2338	7233	1302	1502	1370	0.069	9	104	95
Total		11500	3306	14806	58453	160772	11082	42524	27718		10370	10995	625

B-C= 625
 B/C= 1.060
 EEDR= 10.71%

15.1.6 感度分析

本計画の建設費の変動ならびにディーゼル発電プラントの燃料価格の変動に関する感度分析の結果は次の通りである。

(1) 本計画の建設費の変動（割引率10%）

建設費	<u>3%Up</u>	<u>4%Up</u>	<u>5%Up</u>	<u>6%Up</u>	<u>7%Up</u>	<u>10%Up</u>
B-C (10 ³ M\$)	+314	+210	+107	+3	-101	-412
B/C	1.029	1.020	1.018	1.000	0.991	0.964
EEDR (%)	10.35	10.29	10.12	10.00	9.89	9.56

(2) ディーゼル発電プラントの燃料価格の変動（割引率10%）

燃料費	<u>3%Up</u>	<u>5%Up</u>	<u>7%Up</u>	<u>9%Up</u>	<u>10%Up</u>
B-C (10 ³ M\$)	+922	+1,120	+1,318	+1,515	+1,614
B/C	1.089	1.108	1.127	1.146	1.156
EEDR (%)	11.04	11.26	11.47	11.69	11.79

15.2 財務分析

15.2.1 概要

総投下資本の財務分析では、本計画完成後耐用年数25年にわたって設備が生み出す営業収入（売電収入）と本計画の総費用（投資額、運転維持費）との現在価値額を求めた。その結果、超過便益（B-C）は $M\$811 \times 10^3$ となり便益・費用（B/C）比率は1.078、財務的等価割引率（FEDR）は10.86%となった。このようにして得られたFEDRはSEBがプロジェクト評価に使用する社会的割引率10%を上回っており、本計画は財務的に実施に値いするものと結論づけられる。

電気事業者の立場からの財務分析では、本計画の建設資金の全額を連邦政府からの借款による場合（Case I）と近年マレーシア連邦政府が各州の実施する小規模水力発電計画に対する補助金交付の現況を考慮して同連邦政府からの100%グラントの場合（Case II）の2ケースについて検討を行った。

ちなみに、Case I に関しては損益計算書、キャッシュ・フロー・シートを検討した結果、損益計算上、売電価格 $0.26M\$/kWh$ では収入及び支出（利子を含む）の差である純益（Net Profit）は営業年3年目から営業年5年目まで赤字となるが、以後順調に黒字を続け、営業年25ヶ年間の総純益額は $M\$18,760 \times 10^3$ となる。またキャッシュ・フロー・シート面ではこの純利益額と内部留保された減価償却費との中から、借入金の償還を行っても、営業3年目から営業7年目にはそれぞれの単年度では資金が不足するものの、営業8年目から着実に黒字となり、累計額では各年とも凡て黒字となる。

Debt-Service Ratioは、償還開始初年には1.76、償還開始後10年間の累計平均では1.07、総償還期間15年間の累計平均では1.08となる。従って現行売電単価のもとでも借款条件の有利な資金が得られれば財務的には安定した経営が期待できる。

また建設資金の全額が連邦政府からのグラントにより賄われるCase IIの場合、グラントとしてSEBが受領する資金は凡て減価償却の形で内部留保されるので、支出は他にOM費のみとなり、営業初年から25ヶ年間の純利益累計額は $M\$30,501 \times 10^3$ となる。また本計画完成後設備の耐用年数25ヶ年間における平均発電コストは Case I にあっては $0.122M\$/kWh$ 、Case IIでは $0.068M\$/kWh$ である。

15.2.2 財務分析の方法

本計画の財務分析は以下の二つの方法によって行った。

(1) 総投下資本についての財務分析

本計画実施のための資本の投下がなされ、その結果として本計画によって生み出される営業収入（売電収入）のフローの現在価値と総費用（投資および運転維持費）のフローの現在価値が等しくなる財務的等価割引率（FBDR）を求め、この得られたFBDRがプロジェクト評価の尺度として用いられる所謂社会的割引率10%を上回るか否を見極め、本計画が財務的にみてフィージブルか否かを検討する。

(2) 電気事業者の立場からの財務分析

SEBは本計画の実施機関であり、本計画完成後設備を運営する立場にある。とくに完成後の設備を円滑に運営し、適正な水準の利益を享受するためには、経営上の指標が必要となる。従って本Studyでは、電気事業者としてのSEBの立場を考慮し、償還計画、損益計算書、キャッシュ・フロー・シートを作成し、これをもとにDebt-Service Ratioを計算する。

なお、最近マレーシア連邦政府は、小規模水力発電が地域の電化ならびに電力供給に重要な役割を果たしていることに鑑み、Economic Planning Unit (EPU) を窓口として、各州の行う小規模水力発電プロジェクトの建設資金全額を負担する傾向にある。

従って、“電気事業者の立場からの財務分析”では、通常の連邦政府ローンと建設資金の全額を連邦政府のグラントによって行う場合の両ケースについてそれぞれCase IおよびCase IIとして検討を行った。

15.2.3 財務分析の基本条件

(1) 総投下資本についての財務分析の条件

(a) 建設費

	(10 ⁹ M\$)
初年目 (1994)	2,725
2年目 (1995)	5,303
3年目 (1996)	3,472
<hr/>	
合計	11,500

(b) 運転維持費

既に15.1 “経済評価”で記述した通り、年間運転維持費は対建設費M\$11,500 × 10³の1.1%相当のM\$132 × 10³とし、各年これを計上した。

(c) 売電収入

売電収入はSEB Department of Finance/Accountsの提供の資料をもとに以下のよう
な検討を行った。

1) 平均売電単価

Ranau、Kundasang、Bundu Tuhan地区の1985年より1991年に到る過去7ヶ年の
販売電力量、売電収入から得た各年の平均売電単価は年、地区により異なっ
ており、概略0.23M\$/kWhから0.29M\$/kWhと一定ではない。

各年毎の地区別売電単価の総合平均は0.26M\$/kWhであるので、これを本財務
分析のkWh当りの平均売電単価として採用した。

Table 15-2-1 Average Sale Rate at Ranau/kundasang System

<u>Energy Sold (MWh)</u>	<u>Ranau</u>	<u>Kundasang</u>	<u>Bundu Tuhan</u>	<u>Total</u>
1985	2,150	622	64	2,836
1986	2,348	677	78	3,103
1987	2,914	878	71	3,863
1988	3,777	1,025	73	4,875
1989	3,821	1,076	74	4,971
1990	4,272	1,110	102	5,484
1991	4,497	1,360	108	5,965
Total	23,779	6,748	570	31,097

<u>Gross Energy Sales(10³M\$)</u>	<u>Ranau</u>	<u>Kundasang</u>	<u>Bundu Tuhan</u>	<u>Total</u>
1985	587	127	15	729
1986	766	221	15	1,002
1987	851	265	19	1,135
1988	960	273	19	1,252
1989	969	283	20	1,272
1990	1,078	273	26	1,377
1991	1,142	254	27	1,423
Total	6,353	1,696	141	8,190

<u>Average Sale Rate(M\$ per kWh)</u>	<u>Ranau</u>	<u>Kundasang</u>	<u>Bundu Tuhan</u>	<u>Average</u>
1985	0.27	0.20	0.23	0.24
1986	0.33	0.33	0.19	0.28
1987	0.29	0.30	0.27	0.29
1988	0.25	0.27	0.26	0.26
1989	0.25	0.26	0.27	0.26
1990	0.25	0.25	0.25	0.25
1991	0.25	0.19	0.25	0.23
Average	0.27	0.26	0.25	0.26

2) 本計画にアロケートし得る平均売電単価

SEBのDepartment of Finance/Accounts提供のTable 15-2-2に示す1987年から1991年に至る発電、送電/配電の供給原価 (Total Supply Cost) に関する資料から各部門別供給原価の構成比について次のような傾向値が得られた。

Composition Ratios of Generation and Transmission/Distribution

	Year	1987	1988	1989	1990	1991
Generation (%)		80.2	78.7	80.1	76.8	77.0
Transmission/Distribution (%)		19.8	21.3	19.9	23.2	23.0

しかしながら同 Department は送電・配電を同一勘定科目で整理しており、正確に送電部門と配電部門とを分離することは困難であるとのことである。SEBのEstimateでは送配電部門の総供給原価構成比として、送電部門は60%、配電部門40%とのことであった。SBBのEstimateが正しいとすれば、供給原価に占める発電、送電、配電の構成比は次のように想定される。

	Year	1987	1988	1989	1990	1991
Generation (%)		80	79	80	77	77
Transmission (%)		12	13	12	14	14
Distribution (%)		8	8	8	9	9

配電部門の構成比は8%乃至9%であるが、Ranau地域の特性から8%を配電部門の構成比として留保し、本計画にAllocateされる発電および送電への比率は92%と想定した。従って平均売電単価kWh当たりM\$0.26とした場合、本計画にアロケートされる受電端kWh当たりの平均売電単価は $M\$0.26 \times 0.92 = M\0.239 となる。

Table 15-2-2 Share of Generation, Transmission and Distribution Occupied
in Supply Costs of SEB during the Recent Five (5) Years

(in Thousand Malaysian dollars)

Items	Amount				
	1987	1988	1989	1990	1991
(1) Operating revenue (10 ⁹ M\$)	193,805	208,507	226,998	256,273	267,193
(2) Energy sold (MWh)	660,420	705,235	770,041	877,464	928,181
(3) Supply (Prime) costs (10 ⁹ M\$)					
(a) Operation and maintenance cost					
Generation	80,188	79,153	91,358	115,298	138,323
Transmission & Distribution	9,566	10,441	20,680	11,296	16,255
<u>Sub-total</u>	<u>89,754</u>	<u>89,594</u>	<u>102,038</u>	<u>126,594</u>	<u>154,578</u>
(b) Depreciation cost					
Generation	15,885	16,123	16,130	15,883	17,191
Transmission & Distribution	17,591	18,962	19,939	34,717	36,006
<u>Sub-total</u>	<u>33,476</u>	<u>35,085</u>	<u>36,069</u>	<u>50,600</u>	<u>53,197</u>
(c) Administration cost					
Generation	26,886	26,149	29,102	30,953	32,783
Transmission & Distribution	3,207	3,449	3,402	3,032	3,853
<u>Sub-total</u>	<u>30,093</u>	<u>29,598</u>	<u>32,504</u>	<u>33,985</u>	<u>36,636</u>
(d) Total supply costs					
Generation	122,959	121,425	136,590	162,134	188,297
Transmission & Distribution	30,364	32,852	34,021	49,045	56,114
<u>Total</u>	<u>153,323</u>	<u>154,277</u>	<u>170,611</u>	<u>211,179</u>	<u>244,411</u>

3) 最終需要端販売電力量

Table 15-1-2に挙げたSaleable Energy Usable Energyから（送電ロス率3%相当の電力量を控除した電力量）10%相当の配電ロス量を控除する。

4) 売電収入

以上1)から3)により売電単価および売電量から営業初年度から25ヶ年間の売電収入を計上した。

(2) 電気事業者の立場からみた財務分析

(a) 資金調達条件

SEBの従来の資金調達条件等を参考にして、SEBと協議の上次の資金調達条件を設定した。既述の通り、Case Iとして建設費全額をマレーシア連邦政府からの借款に上る場合とCase IIとして建設費の全額をマレーシア連邦政府からのグラントに期待する場合の2ケースについて検討を行うこととした。

Case I

建設資金の全額がマレーシア連邦政府からの借款により賄われるものとする。

年 利率： 8%

据置期間： 5年（L/A Dateより起算）

償還期間： 15年（据置期間満了日より起算）

償還方法： 元利均等年払方式

据置期間中は、利子の支払いを行わず、元本に組み入れられるものとする。

Case II

建設資金の金額がマレーシア連邦政府からのグラントにより賄われるものとする。

(b) 減価償却

SEBの内規に従い、耐用年数25年、残存価額を零とした。減価償却の対象額は最終建設年末すなわち最終借入年末における元本および元本に組み入れられた利子の合計額とする。

(c) 売電収入

前掲15.2.3(1)(c)を参照。

15.2.4 財務分析の結果

(1) 総投下資本についての財務分析

(a) 本計画の等価割引率

Table 15-2-3に示すように、等価割引率は10.86%となり、SEBのプロジェクト評価の指標である社会的割引率10%を上回っている。従って本計画は財務的にフィージブルである。

(b) 建設費および売電単価の変動による等価割引率の変化

— 建設費の変動

建設費	3% up	5% up	7% up	8% up	10% up
等価割引率 (%)	10.52	10.30	10.09	9.98	9.78

— 売電単価の変動

売電単価(M\$/kWh)	0.20	0.25	0.30	0.35
等価割引率 (%)	7.97	10.41	12.58	14.55

(2) 電気事業者の立場からの財務分析

Case I

(a) 償還計画

Table 15-2-4に示す通り、当初借入額はM\$11,500×10³であるが、最終借入年（第3年目）末における元本化された（capitalized）利子と元本の総額はM\$12,378×10³となる。借入後5年間（据置期間中）、利子の支払はなく、6年目から20年末までの15年間、毎年元利均等額M\$1,687×10³を償還することとなる。

(b) 損益計算書

損益計算書はTable 15-2-5に示す通りであるが、純益は据置期間満了後3ヶ年間は赤字であるが、据置期間満了後4年目からは黒字に転じ、耐用年数間の純利益総額はM\$18,760×10³となる。

(c) キャッシュ・フロー・シート

キャッシュ・フロー・シートはTable 15-2-6に示す通り、償還開始後5ヶ年間は返済原資は不足するが、累計では黒字が続き、SEBの返済原資は不足せず順調な状況にある。

(d) Debt-Service Ratio

Table 15-2-7に示すように償還開始年から最終償還年までの15年間における営業利益および内部留保された減価償却額の累計額と利子および償還元本額の累計額の比率をみると償還開始年では1.76であるが15年間の累計では1.08となる。従ってDebt-Service Ratioの基準である1を凡て上回り、SEBは15.2.3に掲げた融資条件のもとでは、融資の償還に支障は起こらない。

Case II

(a) 損益計算書

Table 15-2-8に示す通り、耐用年数25ヶ年（営業年）でM\$30,501×10³が純利益として計上される。

(b) キャッシュ・フロー・シート

営業年25年間のキャッシュ・フロー・シートはTable 15-2-9に示す通りである。

15.2.5 全営業期間におけるkWh当たり平均発電単価

(1) Case I 建設資金全額が連邦政府からの借款により賄われる場合

発電コストは建設費の調達条件によって左右される。以下本計画によって建設される設備の耐用年数（営業年）25ヶ年間に於ける総発電量と総費用すなわち減価償却額、利子、運転維持費の総合計からkWh当たりの供給可能な平均発電コストを求めた結果、下記のように 0.122M\$/kWhとなった。なお、減価償却額および利子は15.2.3に述べた借款条件にもとづき算出したものである。

	(10 ³ M\$)
減価償却額：	12,378
利 子：	10,863
運転維持費：	3,306
合 計	26,547

25ヶ年間の総発電量： 216,965 MWh (Table 15-1-2 参照)
 25ヶ年間の平均発電コスト： 0.122 M\$/kWh

(2) Case II 建設資金全額が連邦政府からのグラントにより賄われる場合

Case I と異なり、金利負担がないので、耐用年数25ヶ年間供給可能な平均発電コストは以下に示すように 0.068M\$/kWhとなる。

	(10 ³ M\$)
減価償却額：	11,500
運転維持費：	3,306
合 計	14,806

25ヶ年間の総発電量： 216,965 MWh (Table 15-1-2 参照)
 25ヶ年間の平均発電コスト： 0.068 M\$/kWh

(3) Case I につき年利率の変化に伴うkWh当たり発電コスト

上掲15.2.3に示した融資条件のうち、年利率のみが変化した場合のkWh当たり発電コストは以下に示す通りである。

年 利 率 (%)	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0
発電コスト (M\$/kWh)	0.098	0.102	0.106	0.110	0.114	0.118	0.122	0.127	0.132

Table 15-2-3 Financial Analysis of Benefit and Cost

Sale Rate = M\$0.26		Liwagu (as Cost)			Sale. Elect. (as Benefit)			(In Thousand Malaysian Dollars)			
Year	Serial No.	Invest.	OM Cost	Sub-Total	Energy (MWh)	Sale Revenue	B-C	PV Factor	NPV Cost	NPV Benefit	NPV B-C
1994	1	2725		2725			-2725	0.909	2477	0	-2477
1995	2	5303		5303			-5303	0.826	4383	0	-4383
1996	3	3472		3472			-3472	0.751	2609	0	-2609
1	4		132	132	4365	940	807	0.683	90	642	552
2	5		132	132	5204	1120	988	0.621	82	696	614
3	6		132	132	6046	1302	1169	0.564	75	735	660
4	7		132	132	6962	1499	1366	0.513	68	769	701
5	8		132	132	7579	1632	1499	0.467	62	761	699
6	9		132	132	8028	1728	1596	0.424	56	733	677
7	10		132	132	8337	1795	1663	0.386	51	692	641
8	11		132	132	8574	1846	1714	0.350	46	647	601
9	12		132	132	8776	1889	1757	0.319	42	602	560
10	13		132	132	8919	1920	1788	0.290	38	556	518
11	14		132	132	9037	1946	1813	0.263	35	512	478
12	15		132	132	9188	1978	1846	0.239	32	474	442
13	16		132	132	9188	1978	1846	0.218	29	430	402
14	17		132	132	9188	1978	1846	0.198	26	391	365
15	18		132	132	9188	1978	1846	0.180	24	356	332
16	19		132	132	9188	1978	1846	0.164	22	323	302
17	20		132	132	9188	1978	1846	0.149	20	294	274
18	21		132	132	9188	1978	1846	0.135	18	267	249
19	22		132	132	9188	1978	1846	0.123	16	243	227
20	23		132	132	9188	1978	1846	0.112	15	221	206
21	24		132	132	9188	1978	1846	0.102	13	201	187
22	25		132	132	9188	1978	1846	0.092	12	183	170
23	26		132	132	9188	1978	1846	0.084	11	166	155
24	27		132	132	9188	1978	1846	0.076	10	151	141
25	28		132	132	9188	1978	1846	0.069	9	137	128
Total		11500	3306	14806	210456	45307	30501		10370	11182	811

B-C = 811
 B/C = 1.078
 (FEDR = 10.86%)

Case I

Table 15-2-4 Amortization Schedule

Interest Rate = 8.0%

(In Thousand Malaysian dollars)

Serial No.	Amount of Loan	Pri. & Int. at 3rd Yr	IDC	Accrued Interest	Repayment of Principal	Total of Interest & Principal	Outstand. Balance
1	2725	3178					2725
2	5303	5727					8246
3	3472	3472					12378
Total	11500	12378					
4							13368
5							14437
6				1155	532	1687	13906
7				1112	574	1687	13331
8				1067	620	1687	12711
9				1017	670	1687	12041
10				963	723	1687	11318
11				905	781	1687	10537
12				843	844	1687	9693
13				775	911	1687	8782
14				703	984	1687	7797
15				624	1063	1687	6735
16				539	1148	1687	5587
17				447	1240	1687	4347
18				348	1339	1687	3008
19				241	1446	1687	1562
20				125	1562	1687	0
Total				10863	14437	25301	

Case I

Table 15-2-5 Profit and Loss Statement

(In Thousand Malaysian Dollars)

Serial No. of Year	Deprecia- tion Year	Operating Revenue	Operating Depreciation	Expense OM	Total	Profit	Financial IDC	Expense Accrued Interest	Net Profit
1		940	495	132	627	312		0	0
2		1120	495	132	627	493		0	312
3		1302	495	132	627	674			493
4		1499	495	132	627	871		1155	-481
5		1632	495	132	627	1004		1112	-241
6		1728	495	132	627	1101		1067	-62
7		1795	495	132	627	1167		1017	84
8		1846	495	132	627	1218		963	204
9		1889	495	132	627	1262		905	313
10		1920	495	132	627	1293		843	419
11		1946	495	132	627	1318		775	517
12		1978	495	132	627	1351		703	616
13		1978	495	132	627	1351		624	727
14		1978	495	132	627	1351		539	812
15		1978	495	132	627	1351		447	904
16		1978	495	132	627	1351		348	1003
17		1978	495	132	627	1351		241	1110
18		1978	495	132	627	1351		125	1226
19		1978	495	132	627	1351			1351
20		1978	495	132	627	1351			1351
21		1978	495	132	627	1351			1351
22		1978	495	132	627	1351			1351
23		1978	495	132	627	1351			1351
24		1978	495	132	627	1351			1351
25		1978	495	132	627	1351			1351
26		1978	495	132	627	1351			1351
27		1978	495	132	627	1351			1351
28		1978	495	132	627	1351			1351
Total		45307	12378	3306	15683	29624	0	10863	18760

Table 15-2-6 Cash Flow Sheet

(In Thousand Malaysian Dollars)

Serial No. of Year	Deprecia- tion Year	Cash		Inflow		Total	Cash		Outflow		Balance Yearly	Cumulative
		Invest- ment	Profit	Net Deprecia- tion	Construction Cost		Repayment of Principal	Total				
1		2725	0	0	2725	2725	2725	0	0	0	0	0
2		5303	0	0	5303	5303	5303	0	0	0	0	0
3		3472	0	0	3472	3472	3472	0	0	0	0	0
4	1		312	495	807	807		807			807	807
5	2		493	495	988	988					988	1796
6	3		-481	495	14	14					-517	1278
7	4		-241	495	254	254			532		-320	958
8	5		-62	495	433	433			574		-187	771
9	6		84	495	579	579			620		-91	680
10	7		204	495	699	699			670		-24	656
11	8		313	495	808	808			723		27	683
12	9		419	495	914	914			781		70	753
13	10		517	495	1012	1012			844		101	854
14	11		616	495	1111	1111			911		127	981
15	12		727	495	1222	1222			984		159	1140
16	13		812	495	1307	1307			1063		159	1299
17	14		904	495	1399	1399			1148		159	1458
18	15		1003	495	1498	1498			1240		159	1617
19	16		1110	495	1605	1605			1339		159	1776
20	17		1226	495	1721	1721			1446		159	1935
21	18		1351	495	1846	1846			1562		1846	3781
22	19		1351	495	1846	1846					1846	5626
23	20		1351	495	1846	1846					1846	7472
24	21		1351	495	1846	1846					1846	9318
25	22		1351	495	1846	1846					1846	11163
26	23		1351	495	1846	1846					1846	13009
27	24		1351	495	1846	1846					1846	14855
28	25		1351	495	1846	1846					1846	16701
Total		11500	18760	12378	42638	42638	11500	14437	25937	16701	16701	

Table 15-2-7 Debt-Service Ratio

(In Thousand Malaysian Dollars)

Serial No. of Year	No. of Repayment Year	Internal Operating Profit	Fund Generated Depreciation	Total	Cumulat. (A)	Repayment of Debt Interest Principal	Total Cumulative (B)	Debt Service Ratio (A)/(B)	
1		1480	1485	2965	2965	1155	532	1687	1.76
2		871	495	1366	4331	1112	574	1687	1.28
3		1004	495	1499	5831	1067	620	1687	1.15
4		1101	495	1596	7427	1017	670	1687	1.10
5		1167	495	1663	9089	963	723	1687	1.08
6		1218	495	1714	10803	905	781	1687	1.07
7		1262	495	1757	12560	843	844	1687	1.06
8		1293	495	1788	14348	775	911	1687	1.06
9		1318	495	1813	16161	703	984	1687	1.06
10		1351	495	1846	18007	624	1063	1687	1.07
11		1351	495	1846	19852	539	1148	1687	1.07
12		1351	495	1846	21698	447	1240	1687	1.07
13		1351	495	1846	23544	348	1339	1687	1.07
14		1351	495	1846	25390	241	1446	1687	1.08
15		1351	495	1846	27235	125	1562	1687	1.08
Total		18819	8417	27235	219241	10863	14437	25301	

Case II

Table 15-2-8 Profit and Loss Statement

(Case Where all funds are to be raised from Grants)

(In Thousand Malaysian dollars)

Serial No. of Year	Deprecia- tion Year	Operating Revenue	Deprecia- tion	Operating OM	Expense Total	Profit (Net)
1						
2						
3						
4	1	940	460	132	592	347
5	2	1120	460	132	592	528
6	3	1302	460	132	592	709
7	4	1499	460	132	592	906
8	5	1632	460	132	592	1039
9	6	1728	460	132	592	1136
10	7	1795	460	132	592	1203
11	8	1846	460	132	592	1254
12	9	1889	460	132	592	1297
13	10	1920	460	132	592	1328
14	11	1946	460	132	592	1353
15	12	1978	460	132	592	1386
16	13	1978	460	132	592	1386
17	14	1978	460	132	592	1386
18	15	1978	460	132	592	1386
19	16	1978	460	132	592	1386
20	17	1978	460	132	592	1386
21	18	1978	460	132	592	1386
22	19	1978	460	132	592	1386
23	20	1978	460	132	592	1386
24	21	1978	460	132	592	1386
25	22	1978	460	132	592	1386
26	23	1978	460	132	592	1386
27	24	1978	460	132	592	1386
28	25	1978	460	132	592	1386
Total		45307	11500	3306	14806	30501

Case II

Table 15-2-9 Cash Flow Sheet

(Case Where all funds are to be raised from Grants)

(In Thousand Malaysian dollars)

Serial No. of Year	Depreciation Year	Cash Investment	Net Profit	Inflow Depreciation	Total	Cash Outflow Construction Cost	Balance Yearly
1		2725			2725	2725	0
2		5303			5303	5303	0
3		3472			3472	3472	0
4	1		347	460	807		807
5	2		528	460	988		988
6	3		709	460	1169		1169
7	4		906	460	1366		1366
8	5		1039	460	1499		1499
9	6		1136	460	1596		1596
10	7		1203	460	1663		1663
11	8		1254	460	1714		1714
12	9		1297	460	1757		1757
13	10		1328	460	1788		1788
14	11		1353	460	1813		1813
15	12		1386	460	1846		1846
16	13		1386	460	1846		1846
17	14		1386	460	1846		1846
18	15		1386	460	1846		1846
19	16		1386	460	1846		1846
20	17		1386	460	1846		1846
21	18		1386	460	1846		1846
22	19		1386	460	1846		1846
23	20		1386	460	1846		1846
24	21		1386	460	1846		1846
25	22		1386	460	1846		1846
26	23		1386	460	1846		1846
27	24		1386	460	1846		1846
28	25		1386	460	1846		1846
Total		11500	30501	11500	53501	11500	42001

JICA