

12.5 送電線

12.5.1 送電計画

計画地点の近傍にはSaraburi 2変電所とNakhong Ratchasima 2変電所を結ぶ230kV 2回線の送電線とPakchon変電所とSikkiu変電所を結ぶ115kV 2回線の送電線がある。

Thalan 3変電所が1993年に運開予定であり、同変電所はTha Tako変電所ならびにSaraburi 2変電所とに230kV送電線に依って接続されることになっている。

Lam Ta Khong発電所は既設230kV、2回線送電線（Saraburi 2変電所-Nakhong Ratchasima 2変電所間）に1πで接続され、また上記Thalan 3変電所にも接続されるべきである。

それ故、Lam Ta khongプロジェクトサイトと既設230kV Saraburi 2-Nakhong Ratchasima 2送電線間ならびに同プロジェクトサイトとThalan 3変電所間に夫々230kV 2回線送電線を建設することになる。

Lam Ta Khong揚水発電所地点は環境規制地域にあるため、新設送電線は同揚水地点より国道2号線沿いに約10km南下して、一方は既設の上記送電線に接続するため、それから東に方向を変える必要がある。新設する送電線の亘長は約15kmである。

もう一方はSaraburi 2変電所-Nakhong Ratchasima 2変電所間の115kV送電線ルートとSaraburi 2変電所-Thalan 3変電所間の230kV送電線（予定）のルートに並行して建設することになる。新設する送電線の亘長は約95kmである。

新設する送電鉄塔はEGATの230kV、2回線の標準鉄塔を採用する。

12.5.2 基本事項

本計画の送電線を検討するに当たって考慮すべき事項は以下の通りである。

- (1) 電 圧 230kV
- (2) E G A T の 2 回線標準鉄塔を採用する。
- (3) 導 体 E G A T の標準である ACSR 1.272MCM を使用。
 1 回線の熱的容量 (Thermal Capacity) 1.078A, 429MVA (at 230kV)
 条 件 電線の最高温度 75℃
 周囲温度 35℃
 風 速 2.2 km/hr
 日 射 量 0.06 W/cm²
- (4) E G A T の標準仕様を順守

12.5.3 送電線ルート

2 回線送電線を 2 ルート、当プロジェクト地点から国道沿いに南に約 10km 建設する。1 つの送電線は東に方向を変えて、既設 115kV 送電線を跨いで、前記 230kV 送電線に接続する。もう 1 つの送電線は Saraburi 市の北西約 15km にある Thalan 3 変電所 (予定) へ既設 115kV 送電線と並行して向うことになる。

送電線の建設に必要な資材の運搬は容易である。計画送電線ルートにはプロジェクトサイトと Saraburi 市間に標高 500m を超える丘陵地帯があるが、国道 2 号線がこの地域を横断しているので資材の運搬を含めて、建設工事には問題がない。また、送電線建設の為に用地確保も近傍に人家が多くないため、問題にならないであろう。

Lam Ta Khong 揚水発電所の開閉所より、2 号線沿いに南へ延びる 2 km 程の区間が、環境規制地域に隣接していると言う理由で、比較的、建設工事の難しい地点であろう。鉄塔間隔 (並列 2 ルート間) が制限されるため、鉄塔位置の決定に当たっては、基礎の地質データを十分に検討し、最適なポジショニングを行う必要がある。

Fig. 12-5 に 230kV 2 回線鉄塔の標準断面を示す。Fig. 12-6 に送電線計画を示す。

Fig. 12-5 TYPICAL 230KV TRANSMISSION TOWER
SINGLE CONDUCTOR/PHASE

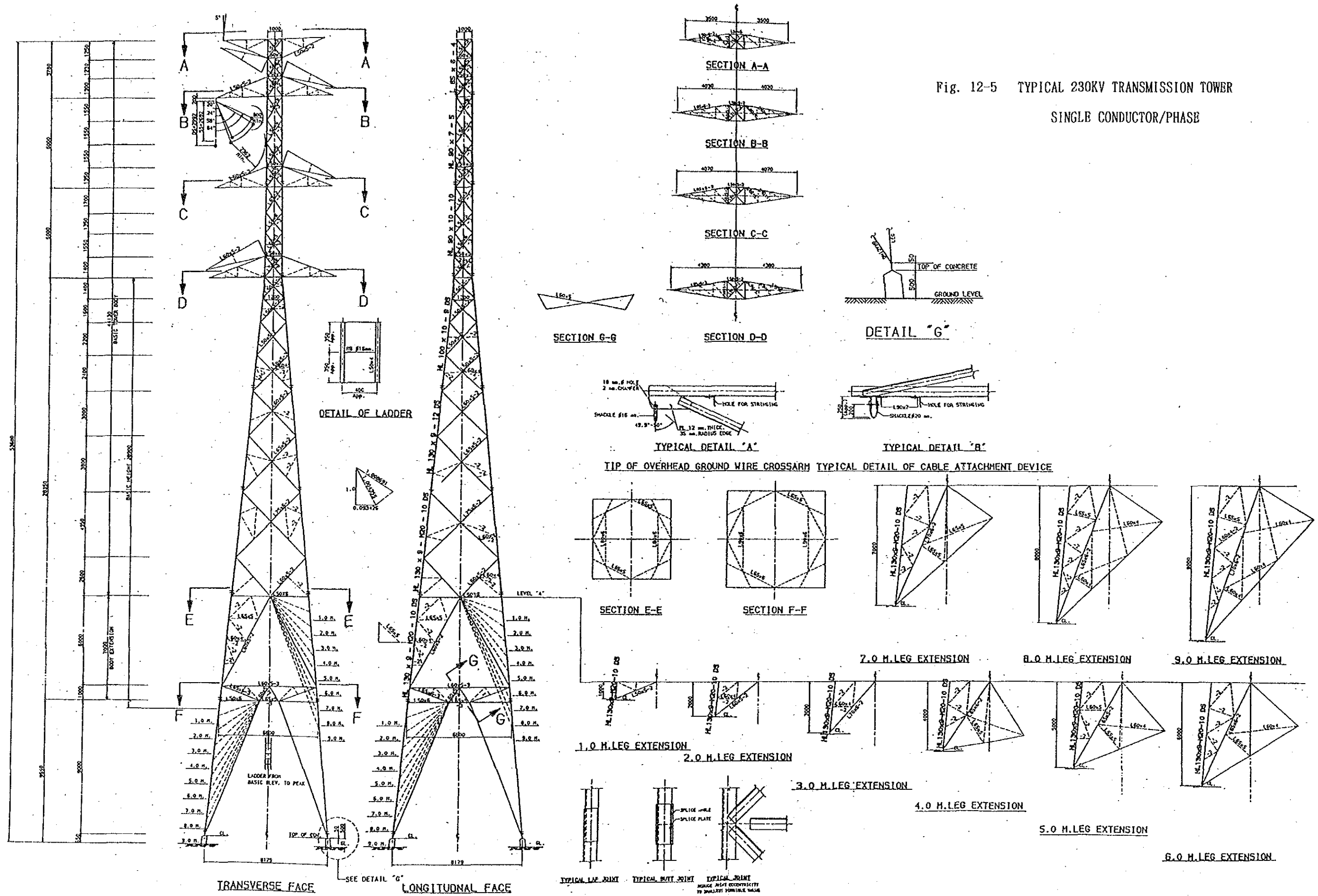
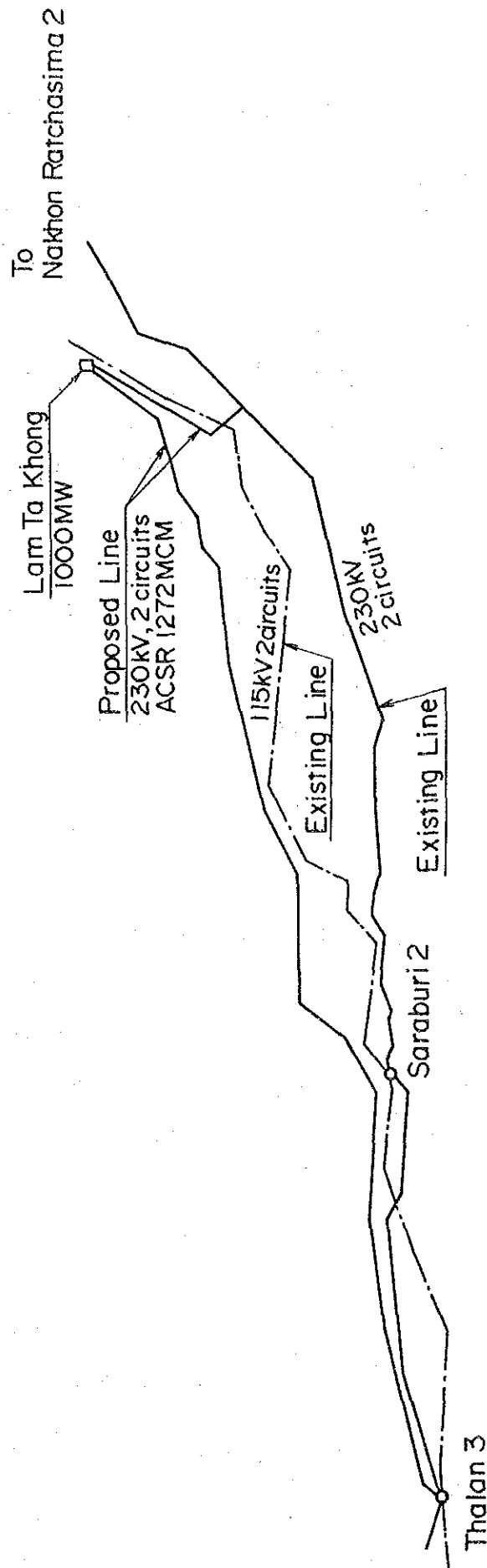


Fig. 12-6 Plan of Transmission Lines for the Lam Ta Khong Power Plant



12.6 通信設備

通信設備は既設E G A T方式との整合性に十分配慮した設計とする。

- (1) 本計画地点とE G A T本社中央給電所向け及びSaraburi 2変電所向けとNakhong Ratchasima 2変電所向けにマイクロウェーブ回線を新設する。

マイクロ中継所はE G A T本社向け回線で5箇所、Saraburi 2変電所向け2箇所とNakhong Ratchasima 2変電所向け2箇所の計9箇所必要となる。

- (2) マイクロウェーブを主通信手段とするが、バックアップのための電力線搬送回線も併用する。

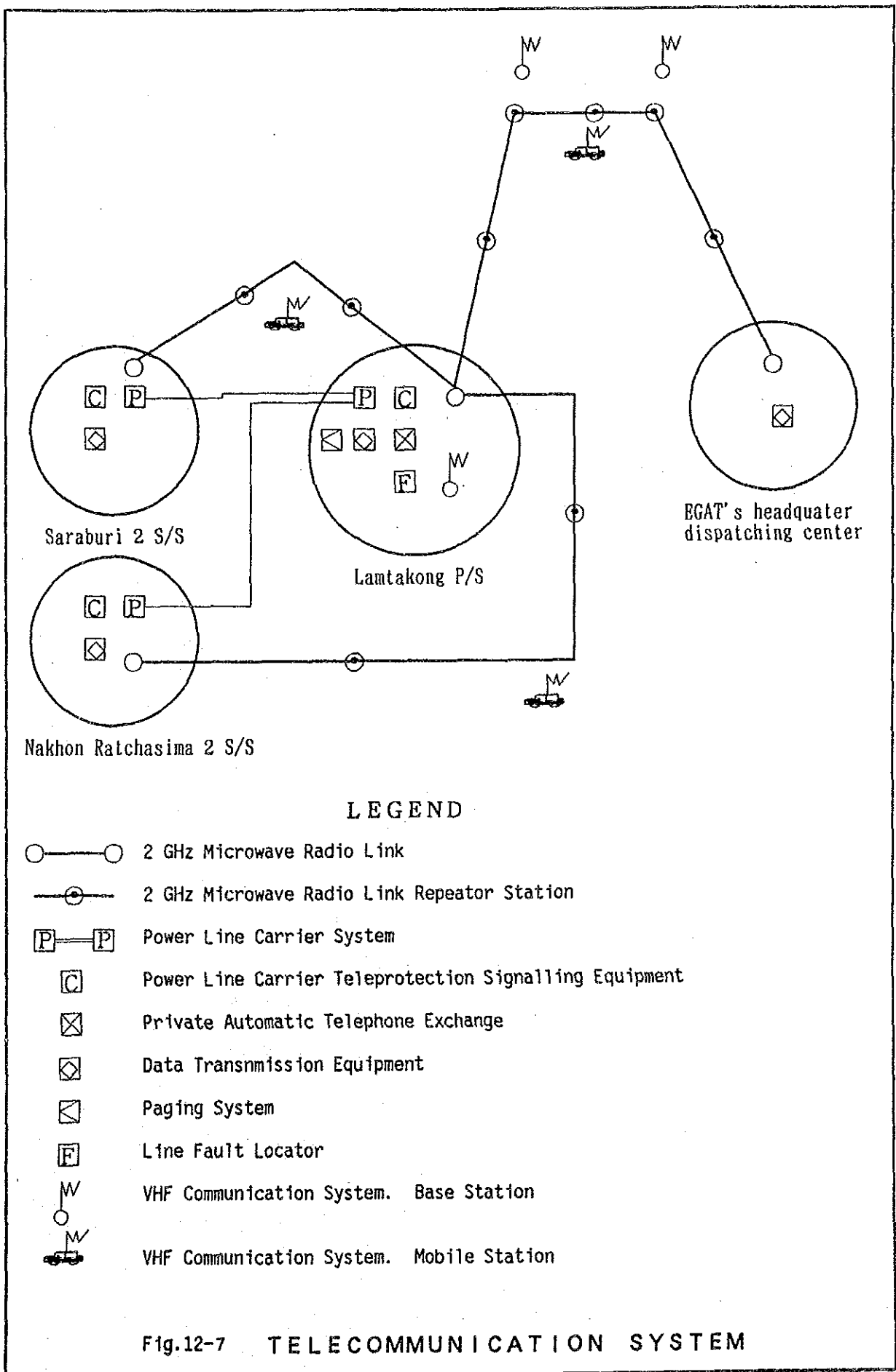
- (3) 送電線の保護装置は電力線搬送方式とマイクロウェーブ方式の併用とする。

- (4) 送電線の故障点標定装置はパルスレーダ方式を採用する。

- (5) Lam Ta Khong制御所に電話交換器とページング装置を設置する。

- (6) 送電線保守用に移動無線局を用意し、その基地局をLam Ta Khong-Sraburi 2変電所間のマイクロ中継所(2箇所)及びNakhon Ratchasima 2変電所向けマイクロ中継所(2箇所)とLam Ta Khong制御所の計5箇所に設置する。

通信設備の概要を Fig. 12-7に示す。



第13章 工事計画及び工事費

第13章 工事計画及び工事費

目 次

	頁
13.1 工事計画及び工程	13-1
13.1.1 基本的事項	13-1
13.1.2 工事計画及び工程	13-2
13.2 工事費	13-9
13.2.1 基本的事項	13-9
13.2.2 プロジェクトコスト	13-12
13.2.3 エコノミックコスト	13-12

List of Tables and Figures

Table 13-1	Project Cost of Development Plan
Table 13-2	Economic Cost of Development Plan
Table 13-3	Annual Expenditure Schedule
Fig. 13-1	Construction Schedule of Project
Fig. 13-2	Construction Procedure Surrounding Powerhouse

第13章 工事工程及び工事費

13.1 工事計画及び工程

13.1.1 基本的事項

プロジェクトの工事計画及び工程に影響を与える事項の概要は次の通りである。

(1) 水 文

計画地域の水文・気象条件は第6章に記述されているとおりであり、工程はこれら水文・気象条件に従って作成する。工程に影響を及ぼす雨期は5月から10月迄の6ヵ月間である。

(2) 輸 送

計画地点への道路は、国道1号線及び2号線が利用できる。上部調整池へは国道2号線から分岐した、EGATが建設するアクセス道路が利用できる。

(3) 建設資材

— セメント

セメントの主要な供給地は、計画地点から約80kmの距離にある Saraburi のセメント工場である。

— 鉄筋、鋼材、その他の建設資材

鉄筋、鋼材、火薬類等の建設資材は、計画地点から約160kmの距離にある Bangkok から主に供給される。

— コンクリート用骨材

コンクリート用骨材は計画地点近傍の原石山から採取製造または計画地点から約25kmの距離にある既設骨材プラントより購入する。

— 盛立材料

ダム盛立材料は、上部調整池の掘削ずりを仮置流用及び南側の丘陵部より採取使用する。

— 工事用電力

工事用電力としては、計画地点近傍の115kV送電線より引込み受電する。

1.3.1.2 工事計画及び工程

上記の基本条件及び工事数量をもとに、工事工程を立案した。工事工程は Fig. 13-1 に示す通りである。

(1) 準備工事

準備工事として、上部調整池及び各トンネル坑口への取付道路、仮設備（コンクリートプラント設備、骨材プラント設備、アスファルトコンクリート製造設備、工専用電力設備）、宿舎・事務所設備等の建設が行われる。（仮設備計画は DWG 12-5 参照）

コンクリート及び骨材プラント設備は上部調整池近傍及び放水路作業坑近傍の 2 ヶ所に設ける。

(2) 上部調整池

上部調整池周辺の準備工事終了後、掘削及びロック盛立工事が第 2 年目より開始される。掘削ずりの一部はロック盛立材料に流用され、残りは上部調整池の東側に隣接する土捨場に捨土される。ロック盛立材料は掘削ずりを流用する他に、上部調整池地点の南側丘陵部を原石山として採取・使用する。トランジション盛立材料は、掘削ずりの流用の他に、骨材原石山からの採取製造または既設骨材プラントより購入する。

アスファルト製造プラントは上部調整池地点の北側に隣接して設けられる。アスファルト遮水壁の施工は第 3 年目に開始し、15 ヶ月を要して第 4 年目に終了する。

(3) 取水口

取水口の立坑掘削は、上部調整池の掘削が取水口敷高に到達した後、第 3 年目に開始する。立坑掘削ずりは東側に隣接する土捨場に捨土する。立坑掘削完了後、内張管の組立据付及び詰込コンクリートの打設を行う。詰込コンクリート打設完了後、取水口周辺敷コンクリート及び取水口本体コンクリート等の打設を行い、最後に取水口スクリーンを据付ける。

(4) 水圧鉄管

第2年目に、上段（ $\ell = 800\text{m}$ ）及び下段（ $\ell = 1,200\text{m}$ ）の鉄管搬入路トンネルの掘削を開始する。上段鉄管搬入路は上段水平部の掘削ずりの搬出の作業坑として利用する。下段鉄管搬入路は、放水路の調圧水室立坑上部を通過し、中段水平部に取り付き、中段水平部及び中段斜坑部の掘削ずりの搬出の作業坑として利用する。下段斜坑部の掘削ずりの搬出は、発電所排水トンネル及び搬入路トンネルを作業坑に利用する。

水圧鉄管の据付は第3年目より、中段水平部を境として、上部水圧鉄管と下部水圧鉄管に分け、両者を併行して施工する。水圧鉄管の現場仮工場は上部調整池地点南側と、放水口南側の土捨場地点の2ヵ所に設置する。水圧鉄管は現場仮工場よりトレーラーで上段及び下段鉄管搬入路トンネル坑口まで運搬する。水圧鉄管の据付及び詰込コンクリートの打設を併行して施工し、15ヵ月の工程で第4年目末に終了する。

(5) 放水路

放水路トンネル掘削の作業坑は、国道2号線に隣接して坑口を設け、延長約700mである。作業坑掘削は第1年目より開始し、掘削ずりは国道2号線西側の土捨場に捨土する。

作業坑掘削完了後、第2年目より放水路トンネル掘削を開始する。はじめに下流放水口側の約300mのトンネル掘削を行い、次に上流発電所側のトンネル掘削を行う。トンネル掘削ずりは作業坑より搬出し、国道2号線西側の土捨場に捨土する。放水口ゲート室の立坑掘削は第2年目より開始して放水口ゲートを据付け、発電所、放水路トンネル等の上流側の工事が出水により支障をきたさないようにする。放水口工事は第2年目よの濁水期に盛土及び鋼矢板により仮締切を造成し、放水口のコンクリート工事を行う。

(6) 発電所

第2年目に発電所搬入路トンネルとケーブルトンネルの掘削を開始する。

ケーブルトンネル（ $\ell = 700\text{m}$ ，勾配 20%）は地下発電所及び変圧器室の

アーチ基部に取り付き、発電所及び変圧器室のアーチ掘削のずり搬出の作業坑として利用する。掘削ずりは国道2号線西側の土捨場に捨土する。アーチ部は掘削と同時にコンクリート吹付工及びロックボルト工で一次支保した後、極力早期にアーチコンクリートを打設する。アーチ部の頂設導坑の掘削開始より、アーチコンクリートの巻立完了まで7ヵ月の工程である。

本体部の施工はベンチ掘削、一次コンクリート吹付工、ロックボルト工、2次コンクリート吹付工、PSアンカー工の削孔・挿入・緊張の順のサイクルで行う。なお空洞の安定上、掘削後は極力早期に支保工を完了する。掘削ずりの搬出は、本体の盤下げ掘削の進捗に合わせて順次ケーブルトンネル、搬入路トンネル、発電所排水トンネルを利用する。発電所周辺の施工順序をFig. 13-2に示す。

側壁コンクリートは、本体の盤下げ掘削が水車室標高に到達した後、仮設の天井走行クレーンを設けて下側から打設する。

組立室においては天井走行クレーンの組立・据付を開始する。この天井走行クレーンを用いて水車及び発電機の据付が行われる。

(7) 水車・発電機

土木工事用の仮設天井走行クレーンを用いて第3年目末より吸出し管の据付を行う。その後電気機器据付用の天井走行クレーンを用いて、第4年目より水車・発電機の組立・据付を行う。据付完了後、上部調整池を湛水して有水試験を行い1997年に運転開始する。

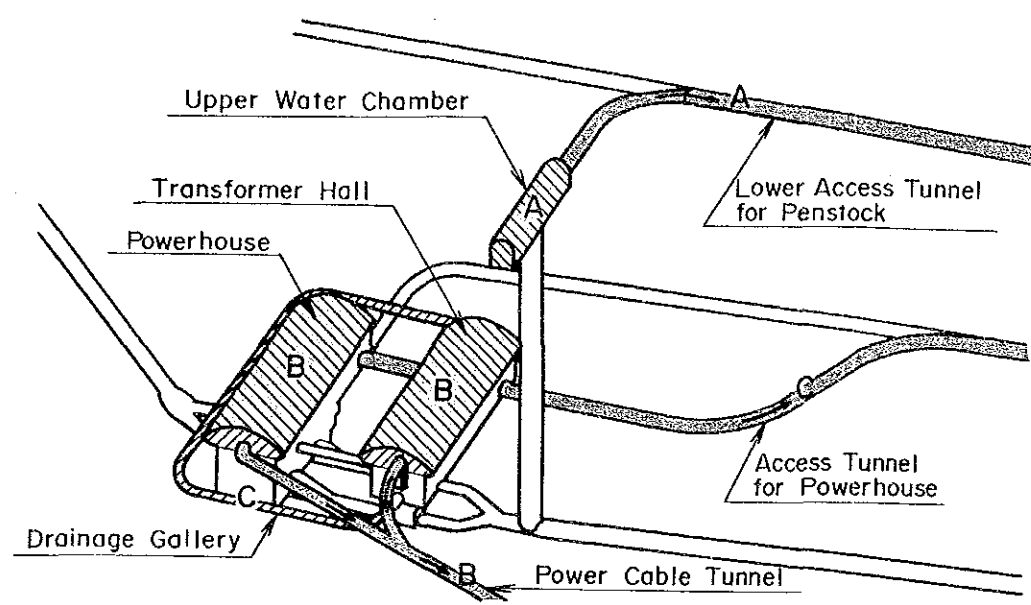
(8) 送電線

第3年目よりLam Ta Khong発電所～既設230kV送電線間の新設230kV送電線工事（2回線、 $\ell = 15\text{km}$ ）、Lam Ta Khong発電所～Thalan 3変電所間の新設230kV送電線工事（2回線、 $\ell = 95\text{km}$ ）およびThalan 3変電所の230kV 2回線の引き込み設備設置工事を開始し、第5年目初めに工事を完了する。

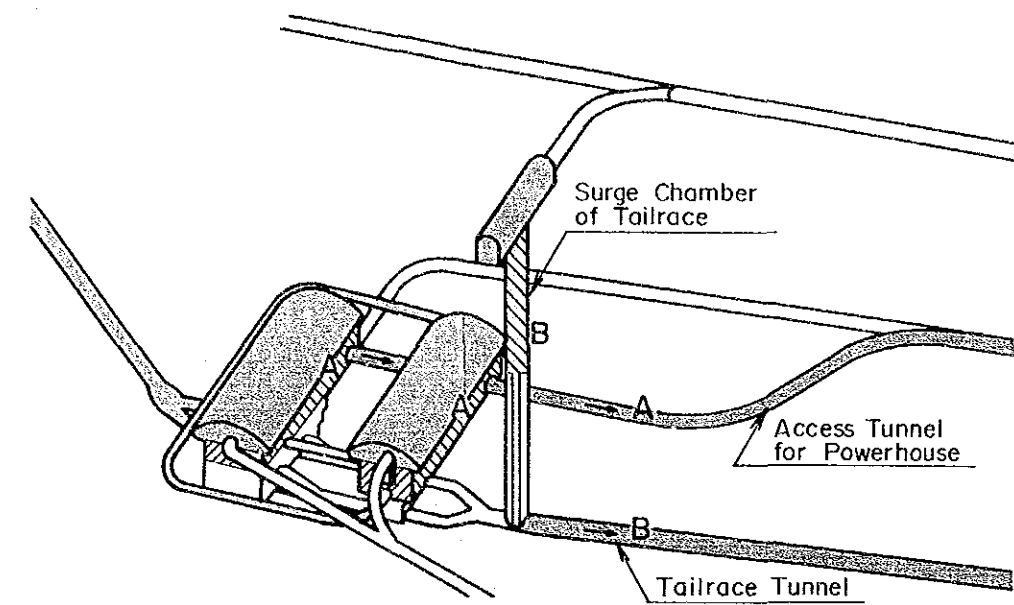
Description	Item	1st Year (1993)					2nd Year (1994)					3rd Year (1995)					4th Year (1996)					5th Year (1997)																																					
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O
Preliminary Works		[Gantt bar spanning from start of 1st Year to start of 2nd Year]																																																									
Upper Pondage	Excavation	[Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 3rd Year]																																																									
	Embankment (Rock)	[Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 3rd Year]																																																									
	Embankment (Transition)	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
	Facing (Asphalt)	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
Intake	Excavation	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
	Concrete	[Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
	Steel Lining	[Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
Penstock	Access Tunnel	Lower: Ex. $\ell = 1200m$ Upper: Ex. $\ell = 800m$ [Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 5th Year]																																																									
	Tunnel Excavation	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
	Concrete	[Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
	Steel Pipe	[Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
Powerhouse	Access Tunnel ($\ell = 1200m$)	Ex. [Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 3rd Year] Con. [Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
	Cable Tunnel ($\ell = 700m$)	Ex. [Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 3rd Year] Con. [Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
	Excavation	Arch [Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year] Cavern [Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
	Concrete	Arch [Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year] [Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
	Grouting	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year] [Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
Tailrace	Work Adit ($\ell = 700m$)	[Gantt bar spanning from start of 1st Year to start of 2nd Year]																																																									
	Tunnel ($\ell = 1300m$)	Ex. [Gantt bar spanning from start of 2nd Year to start of 3rd Year] Con. [Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year] Grout [Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
	Outlet	[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
Electrical Equipment		[Gantt bar spanning from start of 4th Year to start of 5th Year]																																																									
Transmission Line		[Gantt bar spanning from start of 3rd Year to start of 4th Year]																																																									
Comissioning		[Gantt bar spanning from start of 5th Year to start of 6th Year]																																																									





Fig. 13-1 Construction Schedule of Lam Ta Khong Project

- ① A : Excavation of upper water chamber is done through lower access tunnel for penstock
 B : Arch excavation of powerhouse is done through power cable tunnel
 C : Excavation of drainage gallery is done through access tunnel for powerhouse



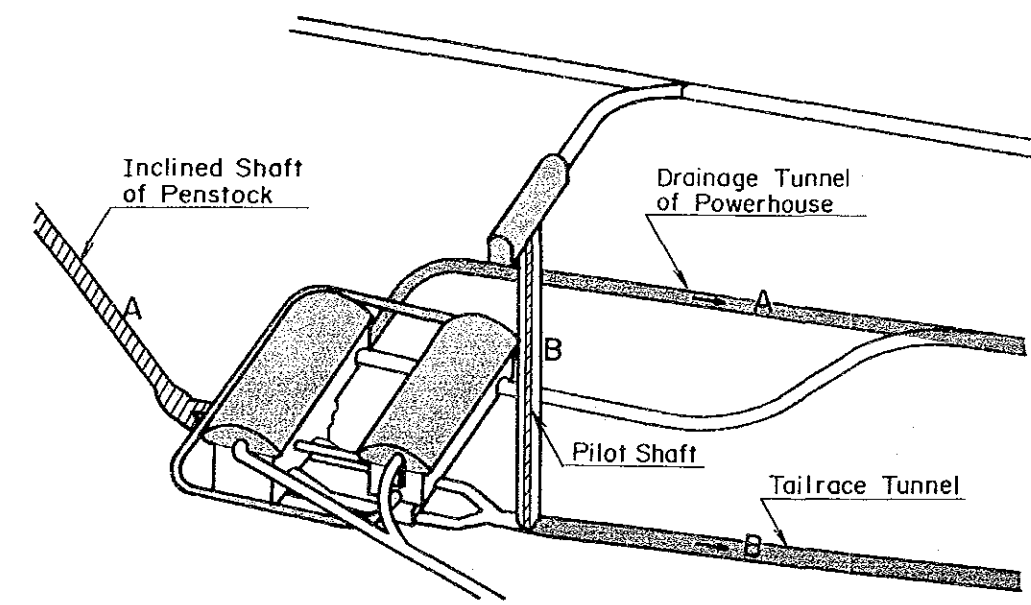
- ③ A : Upper cavern excavation of powerhouse is done through access tunnel for powerhouse
 B : Enlarge excavation of surge chamber is done through tailrace tunnel



 excavating portion
 excavated portion
 concrete portion
 transportation route

Note.
 This figure represents
 2 generators of 250 MW.

- ② A : Excavation of inclined shaft of penstock is done through drainage tunnel of powerhouse
 B : Excavation of pilot shaft is done through tailrace tunnel



- ④ A : Lower cavern excavation of powerhouse is done through drainage tunnel of powerhouse

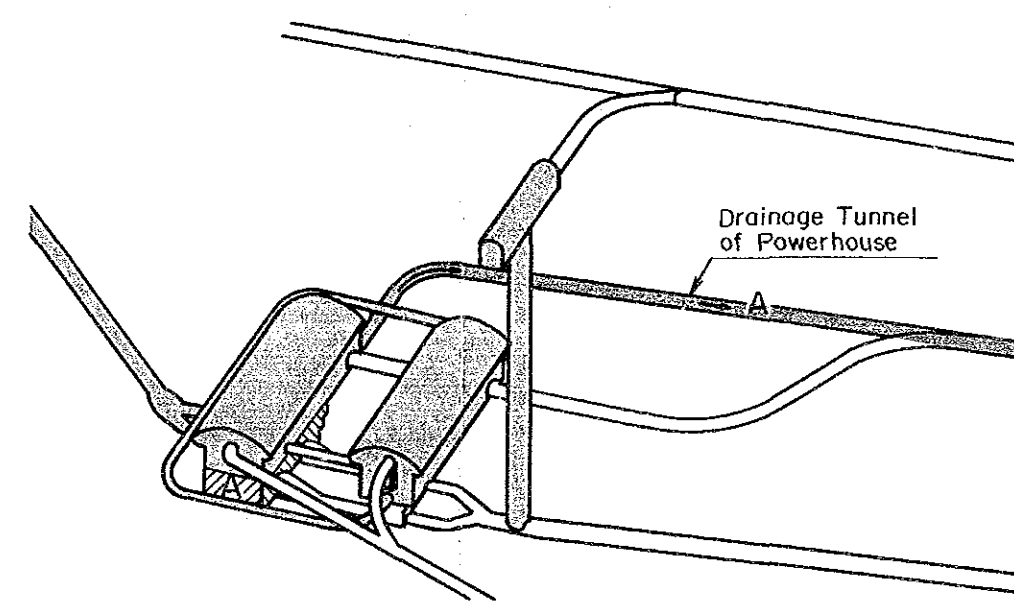


Fig. 13-2 Construction Procedure Surrounding Powerhouse

1.3.2 工事費

開発計画の工事費は、計画地点の地質条件、地域条件及び工事規模等を考慮して積算した。

1.3.2.1 基本的事項

(1) 積算時点及び通貨の換算レート

- 積算時点 : 1991年1月時点
- 換算レート : 1 US\$ = 26 Baht

(2) 工事費積算項目

- 準備工事 : EGATの宿舍設備及び事務所設備、取付道路、工専用電力設備など
- 環境対策 : 計画地域内の土地及び建物の補償費、移転費、環境全般への対策費など
- 土木工事
 - ・ 上部調整池
 - ・ 水路構造物 ; 取水口、水圧管路、放水路トンネル、放水口等
 - ・ 発電所及び開閉所 ; 土木、建築工事
- 水力機器 ; ゲート、水圧鉄管等
- 電気機械設備 ; 水車、発電機、補機、開閉所機器等
- 送電線 ; 送電線建設に係わるすべての費用
- 関税 ; 関税、税金等
- EGAT管理費 ; 工事に係わる計画、調整、管理運営費等
- 技術費 ; 詳細設計費、施工監理費
- 数量に対する予備費 ; 予想しえない工事数量の変動に対する予備費
- 物価上昇に対する予備費
- 建設中利子

(3) 積算基準

一 準備工事

土木工事費の5%を計上する。

一 環境対策費

土木工事費、水力機器費、電気機械設備費、送電線費、EGAT管理費及び技術費の合計費用の2%を計上する。

一 土木工事費

土木工事費は第12章の設計図面より算出された工事数量と工事単価により算出される。土木工事費の内訳を Appendix に添付する。

工事単価は想定される施工計画及び施工方法、現地条件及び建設資材の入手難易度を考慮して決められた。

一 水力機器及び電気機械設備

水力機器の一部及び電気機械設備は外国から輸入するものとし、最近の類似プロジェクトの契約額を参考にし、1991年1月時点で修正のうえ計上する。

一 送電線

Lam Ta Khong 発電所からの新設230kV送電線（2回線、延長110km）の建設費用およびThalan 3変電所の230kV、2回線の引込み設備設置費用を計上する。

一 関税

水力機器、水車・発電機、補機類、変圧器、開閉所機器類の外貨分に対し11.40%、送電設備の外貨分に対し21.86%をそれぞれ関税として計上する。

一 EGAT管理費及び技術費

準備工事、環境対策、土木工事、水力機器、電気機械設備、送電線の合計費用に対し、EGAT管理費は3%、技術費は3%を計上する。

— 数量に対する予備費

現時点で予想できない工事数量の変動に対し、準備工事から水力機器までの費用の10%及び電気機械設備及び送電設備の費用の7%の合計を計上する。

— 物価上昇に対する予備費

積算時点である1991年1月から工事期間中の各年度までの物価上昇を考慮し、物価上昇に対する予備費を算出する。物価上昇率はIBRDバンク事務所が1989年10月に公表している下記の値を採用する。

年 度	'91	'92	'93	'94	'95	'96 以降
上昇率・外貨(%)	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
〃 ・内貨(%)	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0

— 建設中利子

以下の資金調達条件のもとに積算する。

外 貨： 年率8%、コミットメントフィー 0.75%

内 貨： 内貨分の50%に対し年率11%

(4) 内貨と外貨の区分

土木工事の主要資材であるセメント及び鉄筋は国内産を用いるものとし内貨とした。また内張管および水圧鉄管の一部、ゲート類、火薬類は外国産を用いるものとし外貨とした。

土木工事用機械のうち、重ダンプトラック、ブルドーザ、ホイールローダ、振動ローラ等の重機械類及び仮設備機械装置であるコンクリートプラント、骨材プラント等は外国から輸入するものとし、外貨とした。また穿孔機械、グラウトポンプ、コンプレッサー等の特別機械は輸入により調達されるものとし外貨とした。

電気機械設備及び送電設備は外貨とし、これらの国内輸送費及び据付費は内貨とした。また関税は内貨とした。

13.2.2 プロジェクトコスト

(1) プロジェクトコスト

上記の条件のもとに積算されたプロジェクトコストは次の通りである。

プロジェクトコスト 16,674 百万 Baht (641 百万 US\$)

プロジェクトコストの内訳は Table 13-1 に示す。

(2) 年度別所要資金

プロジェクトコストの年度別所要資金を Table 13-3-(1)～Table 13-3-(5)に示す。

13.2.3 エコノミックコスト

(1) エコノミックコスト

第14章「経済評価」に用いるエコノミックコストは以下の通りであり、その内訳を Table 13-2 に示す。なおエコノミックコストには、プロジェクトコストの積算項目のうち、関税、物価上昇に対する予備費、建設中利子は含まれない。

エコノミックコスト 11,254 百万 Baht (433 百万 US\$)

(2) 年度別エコノミックコスト

年度別エコノミックコストを Table 13-3-(1)～Table 13-3-(5)に示す。

Table 13-1 Project Cost of Development Plan

(Million Baht)

Description	Lam Ta Khong Project		
	F. C.	L. C.	Total
1. Preliminary Works	0.00	183.12	183.12
2. Environmental Mitigation	0.00	248.73	248.73
3. Civil Works	1,894.61	2,181.79	4,076.40
4. Hydraulic Equipment	1,076.32	703.84	1,780.16
5. Electro-mechanical Equipment	4,625.98	729.47	5,355.45
6. Transmission System	639.23	269.24	908.46
7. EGAT Administration	0.00	373.35	373.35
8. Engineering Service	261.27	107.21	368.48
9. Import Duties and Taxes	0.00	776.48	776.48
10. Interest During Construction	0.00	2,603.20	2,603.20
TOTAL PROJECT COST	8,497.39	8,176.43	16,673.83

Table 13-2 Economic Cost of Development Plan

(Million Baht)

Description	Lam Ta Khong Project		
	F. C.	L. C.	Total
1. Preliminary Works	0.00	171.38	171.38
2. Environmental Mitigation	0.00	220.00	220.00
3. Civil Works	1,657.37	1,900.25	3,557.62
4. Hydraulic Equipment	895.62	599.50	1,495.12
5. Electro-mechanical Equipment	3,811.56	611.62	4,423.18
6. Transmission System	524.30	224.70	749.00
7. EGAT Administration	0.00	319.00	319.00
8. Engineering Service	225.50	93.50	319.00
TOTAL ECONOMIC COST	7,114.34	4,139.94	11,254.29

Table 13-3-(1) Annual Expenditure

DESCRIPTION	BASE COST (1991 PRICE)											
	1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C
1. PRELIMINARY WORKS	0.00	155.80	0.00	105.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ENVIRONMENTAL MITIGATION	0.00	200.00	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. CIVIL WORKS	1,506.70	1,727.50	0.00	228.03	412.84	653.91	332.98	725.55	106.98	186.57	0.00	0.00
4. HYDRAULIC EQUIPMENT	814.20	545.00	0.00	0.00	0.00	97.70	407.10	348.80	309.40	119.90	0.00	0.00
5. ELECTRO-MECHANICAL EQUIP.												
-TURBINE, GENERATOR & OTHERS	3,331.50	546.10	0.00	48.15	296.84	0.00	1,232.66	202.06	1,489.18	245.75	299.84	49.15
-MAIN TRANSFORMER	230.70	25.50	0.00	0.00	0.00	0.00	23.07	2.55	207.63	22.95	0.00	0.00
6. TRANSMISSION SYSTEM	490.00	210.00	0.00	0.00	0.00	0.00	196.00	84.00	294.00	126.00	0.00	0.00
7. EAGT ADMINISTRATION	0.00	290.00	0.00	34.07	0.00	0.00	0.00	108.44	0.00	94.15	0.00	6.98
8. ENGINEERING SERVICE												
-D/D AND TENDER PREPARATION	30.00	10.00	24.00	8.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-CONSTRUCTION SUPERVISION	175.00	75.00	0.00	11.25	26.25	52.50	43.75	18.75	43.75	18.75	8.75	3.75
9. IMPORT DUTIES & TAXES	0.00	606.02	0.00	34.18	0.00	0.00	0.00	232.41	0.00	294.12	0.00	34.18
SUM OF BASE COST	6,578.10	4,390.92	24.00	80.10	744.92	804.11	2,235.56	1,782.56	2,460.93	1,128.18	308.59	94.06

Table 13-3-(2) Annual Expenditure

DESCRIPTION	PHYSICAL CONTINGENCY											
	1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C
1. PRELIMINARY WORKS	0.00	15.58	0.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ENVIRONMENTAL MITIGATION	0.00	20.00	0.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. CIVIL WORKS	150.67	172.75	0.00	0.00	41.28	65.39	33.30	72.56	10.70	18.66	0.00	0.00
4. HYDRAULIC EQUIPMENT	81.42	54.50	0.00	0.00	0.00	9.77	40.71	34.88	30.94	11.99	0.00	0.00
5. ELECTRO-MECHANICAL EQUIP.												
-TURBINE, GENERATOR & OTHERS	233.21	38.23	0.00	0.00	20.99	3.44	86.29	14.14	104.94	17.20	20.99	3.44
-MAIN TRANSFORMER	16.15	1.79	0.00	0.00	0.00	0.00	1.61	0.18	14.53	1.61	0.00	0.00
6. TRANSMISSION SYSTEM	34.30	14.70	0.00	0.00	0.00	0.00	13.72	5.88	20.58	8.82	0.00	0.00
7. EAGT ADMINISTRATION	0.00	29.00	0.00	0.21	0.00	0.00	0.00	9.28	0.00	7.26	0.00	4.73
8. ENGINEERING SERVICE												
-D/D AND TENDER PREPARATION	3.00	1.00	2.40	0.80	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-CONSTRUCTION SUPERVISION	17.50	7.50	0.00	0.00	2.63	1.13	4.38	1.88	4.38	1.88	0.88	0.38
9. IMPORT DUTIES & TAXES	0.00	45.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.66	0.00	21.65	0.00	2.39
SUM OF PHYSICAL CONTINGENCY	536.24	400.25	2.40	8.01	65.50	80.41	180.00	162.45	185.07	91.06	21.86	10.94

Table 13-3-(3) Annual Expenditure

DESCRIPTION	PRICE CONTINGENCY (UNIT: MILLION BAHT)											
	1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C
1. PRELIMINARY WORKS	0.00	11.74	0.00	9.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ENVIRONMENTAL MITIGATION	0.00	28.73	0.00	3.61	0.00	8.25	0.00	11.22	0.00	4.77	0.00	0.00
3. CIVIL WORKS	237.24	281.54	40.87	20.57	99.26	80.76	68.86	135.68	28.24	44.53	0.00	0.00
4. HYDRAULIC EQUIPMENT	180.70	104.34	0.00	0.00	14.83	10.48	84.19	55.23	81.68	28.62	0.00	0.00
5. ELECTRO-MECHANICAL EQUIP. -TURBINE, GENERATOR & OTHERS	756.47	112.06	0.00	4.31	0.00	0.00	247.96	36.73	384.99	57.06	94.64	13.94
-MAIN TRANSFORMER	57.96	5.78	0.00	0.00	0.00	0.00	4.64	0.46	53.32	5.33	0.00	0.00
6. TRANSMISSION SYSTEM	114.83	44.54	0.00	0.00	0.00	0.00	39.43	15.28	75.50	29.28	0.00	0.00
7. EGAT ADMINISTRATION	0.00	54.35	0.00	3.05	0.00	6.09	0.00	20.01	0.00	22.01	0.00	3.10
8. ENGINEERING SERVICE	1.76	0.53	1.16	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-D/D AND TENDER PREPARATION	34.01	13.18	0.00	1.01	7.97	3.09	8.05	3.51	11.55	4.48	2.84	1.09
-CONSTRUCTION SUPERVISION	0.00	125.25	0.00	3.00	0.00	1.53	0.00	42.51	0.00	68.52	0.00	9.69
9. IMPORT DUTIES & TAXES	1383.05	782.06	72.84	45.27	122.06	110.21	454.13	330.65	635.28	264.57	97.48	27.83
SUM OF PRICE CONTINGENCY												

Table 13-3-(4) Annual Expenditure

DESCRIPTION	BASE COST INCLUDE PHYSICAL CONTINGENCIES (UNIT: MILLION BAHT)											
	1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C
1. PRELIMINARY WORKS	0.00	171.38	0.00	116.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ENVIRONMENTAL MITIGATION	0.00	220.00	0.00	44.00	0.00	66.00	0.00	66.00	0.00	22.00	0.00	0.00
3. CIVIL WORKS	1657.37	1900.25	454.12	250.83	719.30	646.08	366.28	798.11	117.57	205.23	0.00	0.00
4. HYDRAULIC EQUIPMENT	895.62	598.50	0.00	0.00	107.47	83.93	447.81	383.68	340.34	131.89	0.00	0.00
5. ELECTRO-MECHANICAL EQUIP. -TURBINE, GENERATOR & OTHERS	3564.71	584.33	320.82	52.59	0.00	0.00	1318.94	216.20	1604.12	282.95	320.82	52.59
-MAIN TRANSFORMER	246.85	27.29	0.00	0.00	0.00	0.00	24.68	2.72	222.16	24.56	0.00	0.00
6. TRANSMISSION SYSTEM	524.30	224.70	0.00	0.00	0.00	0.00	209.72	89.88	314.58	134.82	0.00	0.00
7. EGAT ADMINISTRATION	0.00	319.00	0.00	37.16	0.00	48.68	0.00	117.72	0.00	101.41	0.00	11.71
8. ENGINEERING SERVICE	33.00	11.00	6.60	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-D/D AND TENDER PREPARATION	192.50	82.50	28.88	12.38	57.75	24.75	48.13	20.63	48.13	20.63	9.63	4.13
-CONSTRUCTION SUPERVISION	0.00	651.23	0.00	36.57	0.00	12.25	0.00	250.07	0.00	315.76	0.00	36.57
9. IMPORT DUTIES & TAXES	7114.34	4791.17	810.42	552.11	884.52	881.70	2415.56	1945.01	2647.00	1219.24	330.45	105.00
T O T A L	7114.34	4139.94	810.42	515.54	884.52	869.45	2415.56	1694.94	2647.00	903.47	330.45	68.43
ECONOMIC COST												

Table 13-3-(5) Annual Expenditure

(UNIT: MILLION BAHT)

DESCRIPTION	TOTAL PROJECT COST (BASE COST INCLUDE PHYSICAL & PRICE CONTINGENCIES)		1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	TOTAL		F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.
1. PRELIMINARY WORKS	0.00	183.12	183.12	0.00	57.20	0.00	125.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2. ENVIRONMENTAL MITIGATION	0.00	248.73	248.73	22.82	0.00	47.61	0.00	74.25	0.00	77.22	0.00	26.77	0.00	0.00
3. CIVIL WORKS	1894.61	2181.79	4076.40	0.00	0.00	494.99	271.40	818.56	435.14	933.78	145.91	249.76	0.00	0.00
4. HYDRAULIC EQUIPMENT	1076.32	703.84	1780.16	0.00	0.00	0.00	0.00	122.31	532.00	448.91	422.62	160.51	0.00	0.00
5. ELECTRO-MECHANICAL EQUIP.	4321.17	696.39	5017.56	0.00	0.00	349.70	56.94	0.00	1566.90	252.96	1989.11	320.01	415.47	66.53
-TURBINE, GENERATOR & OTHERS	304.81	33.08	337.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.33	3.18	275.48	28.83	0.00	0.00
-MAIN TRANSFORMER	639.23	269.24	908.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	249.15	105.16	390.08	164.08	0.00	0.00
6. TRANSMISSION SYSTEM	0.00	373.35	373.35	0.00	2.40	0.00	40.21	0.00	0.00	137.73	0.00	123.42	0.00	14.82
7. LEGAT ADMINISTRATION	34.76	11.53	46.28	27.56	9.15	7.19	2.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8. ENGINEERING SERVICE	226.51	95.68	322.19	0.00	0.00	31.47	13.39	65.72	57.17	24.13	59.68	25.10	12.46	5.22
-D/D AND TENDER PREPARATION	0.00	776.48	776.48	0.00	0.00	0.00	38.57	0.00	0.00	282.58	0.00	384.28	0.00	46.27
-CONSTRUCTION SUPERVISION	8497.39	5573.23	14070.63	27.56	91.63	893.36	597.99	1006.59	2869.68	2275.66	3282.27	1483.81	427.93	132.83
9. IMPORT DUTIES & TAXES	0.00	2603.20	2603.20	0.00	67.15	0.00	115.91	0.00	0.00	451.04	0.00	775.90	0.00	965.54
TOTAL (W/O IDC)	8497.39	8176.43	16673.83	27.56	158.78	893.36	713.30	1006.59	2869.68	2726.70	3282.27	2259.71	427.93	1099.37
IDC														
TOTAL PROJECT COST														

第14章 經濟評估

第14章 経 済 評 価

目 次

	頁
1 4. 1 経済評価の手法	14- 1
1 4. 2 基本条件	14- 4
1 4. 3 経済評価	14- 9
1 4. 3. 1 開発計画案の経済評価	14- 9
1 4. 3. 2 感度分析	14- 9

List of Tables

Table 14-1	Cost Flow and Benefit Flow of the Adopted Development Plan
Table 14-2	Sensitivity Analysis (Annual Generating Hours: 750 hrs)
Table 14-3	Sensitivity Analysis (Annual Generating Hours: 500 hrs)
Table 14-4	Sensitivity Analysis (Annual Generating Hours: 250 hrs)
Table 14-5	Sensitivity Analysis (1,000 MW Pumping, 1,000 MW Generating)

List of Figures

- Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project
- Fig. 14-2 Sensitivity Analysis on Installation of Units 3 and 4
- Fig. 14-3 Sensitivity Analysis (Construction Cost)

第14章 経済評価

14.1 経済評価の手法

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えたかを測定することを目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を Discounted Cash Flow法を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、税金、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、凡ね次のプロセスを経て行われる。

- Phase-1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。
- Phase-2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に計算価格への変換を行う。
- Phase-3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。
- Phase-4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase-3までのプロセスをふむこととする（Fig.14-1参照）。

電力開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能な場合には、長期限界費用法や料金体系を用いて、当プロジェクト自体に帰属する便益費用を計測・比較する方法が本来的である。

他方、便益の計上が困難な場合、およびその電力プロジェクトが当該国の社会経

済開発政策の一環として将来の電力需要を満たすために、長期電力開発プログラムの中に組み込まれており、若し、当プロジェクトが実現しないときは、発電型式を問わず、それに相当する他の電力の供給が要請される場合、この2つの前提条件をふまえて、当プロジェクトとこれに対応する代替設備プロジェクトの経済的費用を計測し、評価する代替設備アプローチ法が用いられる。

本計画の経済評価では、後者である代替設備アプローチ法を採用する。

通常、水力発電所の出力便益は、この水力と等しい保証出力を持っている代替火力発電所の固定費で評価され、また、電力量便益は同様に等しい電力量を発生する代替火力発電所の変動費に対応するものとして評価される。

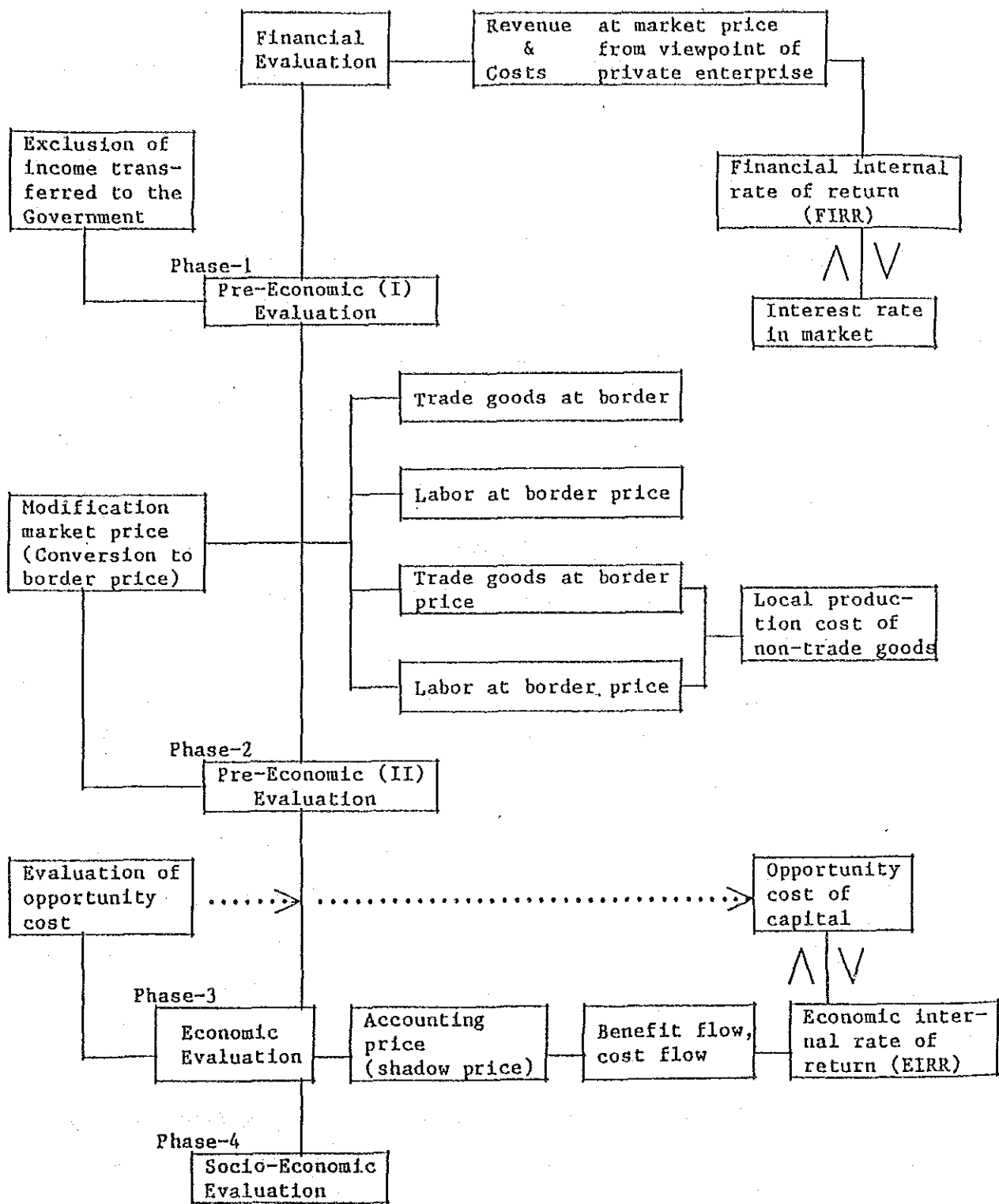


Fig. 14-1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project

14.2 基本条件

本プロジェクトの経済評価を実施するに当たっての基本条件は以下の通りである。

(1) 代替火力発電所

本計画の代替火力発電所として、ディーゼルオイルを燃料とするガスタービン発電所を選定する。

本計画はピーク負荷対応の揚水発電所であり、代替火力発電所としてガスタービン発電所並びにコンバインドサイクル発電所の2つが考えられるが、EGATは、水力発電計画の代替火力発電所として通常ガスタービン発電所を採用しており、これに基づきガスタービン発電所を代替火力発電所として選定した。

(2) 建設費

第13章に述べた通り、本計画のエコノミックコストとしてプロジェクトコストから輸入税、物価上昇に対する予備費、建設中利子を除外した1991年1月時点のコストを採用する。

— Lam Ta Khong 計画のエコノミックコスト

本計画の送電線費用を含むエコノミックコストは11,254.3百万Baht (432.9百万US\$) であり、この年度展開を以下に示す。

	<u>初年度</u>	<u>2年度</u>	<u>3年度</u>	<u>4年度</u>	<u>5年度</u>	<u>6年度</u>	<u>合計</u>
金額 (百万Baht)	114.5	1,326.0	1,754.0	4,110.5	3,550.5	398.9	11,254.3

— 代替火力発電所のエコノミックコスト

上述(1)で代替火力発電所として選定したガスタービン発電所のエコノミックコスト算定のために、EGATのガスタービン発電所のエコノミックコストによる基準建設単価12,064Baht/kW (464US\$/kW) を基に以下の計算を行う。

$$12,064\text{Baht/kW} \times 1,000,000\text{kW} \times 1.09206 \text{ (kW補正率*)}$$
$$= 13,174.6 \text{ 百万Baht}$$

• kW補正率：

$$\begin{aligned} & \text{所内消費率} \quad \text{補修率} \quad \text{事故率} \quad \text{送電ロス率} \\ < \text{本計画} > \quad \frac{(1-0.003) \times (1-0.01) \times (1-0.005) \times (1-0.03)}{(1-0.02) \times (1-0.039) \times (1-0.05) \times (1-0.025)} \\ < \text{代替火力} > \\ & = 1.09206 \end{aligned}$$

この代替火力発電所のエコノミックコスト13,174.6百万Bahtの年度展開を以下に示す。

	初年度	2年度	合計
金額 (百万Baht)	2,634.9	10,539.7	13,174.6

(3) 通貨交換率

建設費の積算に際しては、US\$1=26Baht の通貨交換率が採用されている。

(4) 運転維持費

本計画及び代替火力発電所の運転維持費は以下の通りである。

— Lam Ta Khong計画

ダム及び貯水池 : 土木工事費及び水力機器設備費の1%

発電設備 : 電気機械設備費の2.5%

送電設備 : 送電線建設費の1%

— 代替火力発電所

建設費(エコノミックコスト)の3%

(5) 耐用年数

— Lam Ta Khong計画

ダム及び貯水池 : 50年

発電設備 : 25年

送電設備 : 40年

— 代替火力発電所 : 20年

(6) 所内消費率、補修率、事故率及び送電ロス率

	<u>Lam Ta Khong計画</u>	<u>代替火力発電所</u>
• 所内消費率		
kW 消費率	0.3 %	2.0 %
kWh 消費率	0.3 %	2.0 %
• 補修率	1.0 %	3.9 %
• 事故率	0.5 %	5.0 %
• 送電ロス率		
kW ロス率		
発電時	3.0 %	2.5 %
揚水時	1.5 %	—
kWh ロス率		
発電時	1.5 %	1.5 %
揚水時	1.5 %	—

(7) 揚水動力費

E G A Tの開発計画 (Power Development Program : PDP) を基に、本計画の揚水源資となる火力発電所、並びに各々の火力発電所の条件及び揚水源資として使用される比率を下表の通り設定する。

	Efficiency at Sending End	Heat Rate kcal/kWh	Fuel Cost \$/mkcal	Rate of Pumping Power Source
Lignite Thermal	32 %	2,690	5	1 %
Coal Thermal	38 %	2,260	7	18 %
Oil Thermal	39 %	2,210	10	17 %
Combined Cycle	47 %	1,830	9	64 %
Total				100 %

各々の火力発電所の焚き増しに伴う熱消費率の増分を10%と仮定して、本計画の揚水動力費を算定すると以下の通りとなる。

$$\begin{aligned}
\text{揚水動力費} &= (2,690\text{kcal/kWh} \times 5\$/\text{Mkcal} \times 1\% + 2,260\text{kcal/kWh} \\
&\quad \times 7\$/\text{Mkcal} \times 18\% + 2,210\text{kcal/kWh} \times 10\$/\text{Mkcal} \times 17\% \\
&\quad + 1,830\text{kcal/kWh} \times 9\$/\text{Mkcal} \times 64\%) \times 26\text{Baht}/\$ + 110\% \\
&= 0.4084\text{Baht/kWh}
\end{aligned}$$

(8) 揚水効率

本計画の揚水効率を70%とする。この揚水効率に本計画揚水時の送電ロス率1.5%を勘案した68.9%を総合揚水効率として採用する。

(9) 代替火力発電所の燃料費

代替火力発電所として選定したガスタービン発電所の基本条件を下記の通りとする。

- 使用燃料 : ディーゼルオイル
- 燃料発熱量 : 860kcal/kWh
- 熱効率 : 30%
- 燃料価格 : 2.781Baht/l (285.3476Baht/Mkcal)
(輸送コストを含む)

したがって、代替火力発電所のkWh当たりの燃料価格は、

$$860\text{kcal/kWh} \times 285.3476\text{Baht/Mkcal} \div 0.3$$

より 0.8180 Baht/kWh となる。

さらに、このkWh当たりの燃料価格に本計画と代替火力発電所との間のkWh補正率を勘案して、本計画の電力量便益算定のためのkWh当たりの燃料価格を算定する。

$$0.8180\text{Baht/kWh} \times 1.01735(\text{kWh補正率}^*) = 0.8322\text{Baht/kWh}$$

* kWh調整率 :

	<u>所内消費率</u>	<u>送電ロス率</u>	
< 本計画 >	(1-0.003)	(1-0.015)	
< 代替火力 >	(1-0.02)	(1-0.015)	= 1.01735

00 割引率

経済評価のための割引率は12%とする。

14.3 経済評価

14.3.1 開発計画案の経済評価

- (1) 第10章10.5項で述べた通り、本計画の開発計画案として設備出力1,000MW、調整池容量8時間の1段開発が採用された。なお、経済評価に当たっては、EGATの現在の2006年までの送電線増強計画を勘案し、500MW揚水、1,000MW発電をベースとした。

開発計画案の最適年間発電時間を400時間（年間揚水時間800時間）に設定した場合の費用及び便益のフローは Table 14-1 に示す通りであり、超過便益（ $B - C$ ）、便益・費用比率（ B / C ）及び等価割引率（EDR）を計算すると以下の通りである。

$B - C$: 1,504 百万 Baht (Discount rate : 12%)

B / C : 1.16 (Discount rate : 12%)

EDR : 17.40 %

本プロジェクトの経済性を $B - C$ 及び B / C から判断すると、本プロジェクトを建設し運用することは、同等のサービスを提供しうる代替火力発電所を設置するよりも費用面で優位であり、また資本の機会費用を反映する割引率が17.4%に達するまではこの優位性が維持されると言える。

- (2) 本計画の開発は1,000MWの1段開発が最も経済的であるが、仮に3号機及び4号機（250MW×2台）の投入が1998年以降になった場合に、いつまでに投入すれば本計画がフィージブルであるかの検討を行った。

その結果はFig. 14-2に示す通りであり、2002年までに3号機・4号機を投入することが経済的な観点から要求され、投入が早ければ早いほど本計画の経済性が高い結果となる。

14.3.2 感度分析

本計画基本案の感度分析を以下の条件により実施した。

- (1) 建設費の上昇
- (2) 燃料価格の変動（50%～200%）

(3) 年間発電時間

(4) 1,000MW揚水が可能になった場合

建設費の上昇に係わる感度分析結果は Fig.14-3 に示す通りであり、本計画の建設費が19%上昇するまでは本計画はフィージブルである。

燃料価格の変動に対する感度分析結果は、下表の通りであり、本計画は燃料価格の変動にほとんど影響されることなく常にフィージブルであると言える。

燃料価格	50 %	75 %	100 %	125 %	150 %	175 %	200 %
E D R	16.8%	17.1%	17.4%	17.7%	18.0%	18.3%	18.6%

年間発電時間について

- ケース①： 750時間（揚水時間 1,500時間）
- ケース②： 500時間（揚水時間 1,000時間）
- ケース③： 250時間（揚水時間 500時間）

の3ケースについて実施した。

各々の費用及び便益のフローは Table 14-2、14-3、14-4に示す。各々のケースのE D Rは、年間発電時間が長くなるに従い少しずつ大きくなる傾向を示すが、17.0%から18.5%（B/Cは1.15から1.18）であり、いずれのケースもフィージブルであると結論できる。

また1,000MW揚水が可能になった場合の費用及び便益のフローはTable 14-5に示すとおりであり、E D Rは18.6%（B/C：1.19）となり、500MW揚水の場合よりも高い経済性が得られることとなる。

Table 14-1 Cost Flow and Benefit Flow of the Adopted Development Plan

(Unit: Million B)

Serial Number	No. after Completion	Investment			Cost		Total (N.P.V.)	Investment Cost	O&M Cost	Benefit		Total (N.P.V.)	E - C
		Investment Cost	Fuel Cost	Fuel Cost for Pumping	O&M Cost	Fuel Cost							
0		0.0				0.0	0.0				0.0	0.0	0.0
1		114.5				114.5	102.2				0.0	0.0	-114.5
2		1325.0				1325.0	1057.0				0.0	0.0	-1325.0
3		1754.0				1754.0	1248.4				0.0	0.0	-1754.0
4		4110.5				4110.5	2612.3				0.0	0.0	-4110.5
5		3550.5				3550.5	2014.6				0.0	0.0	-3550.5
6		398.9				398.9	202.1	10539.7			2634.9	1493.1	-915.5
7	1		182.9	237.1		420.0	190.0		395.2	332.9	728.1	329.4	308.1
8	2		182.9	237.1		420.0	169.6		395.2	332.9	728.1	284.1	308.1
9	3		182.9	237.1		420.0	151.4		395.2	332.9	728.1	262.6	308.1
10	4		182.9	237.1		420.0	135.2		395.2	332.9	728.1	244.4	308.1
11	5		182.9	237.1		420.0	120.7		395.2	332.9	728.1	209.3	308.1
12	6		182.9	237.1		420.0	107.8		395.2	332.9	728.1	186.9	308.1
13	7		182.9	237.1		420.0	96.2		395.2	332.9	728.1	166.9	308.1
14	8		182.9	237.1		420.0	85.9		395.2	332.9	728.1	149.0	308.1
15	9		182.9	237.1		420.0	76.7		395.2	332.9	728.1	133.0	308.1
16	10		182.9	237.1		420.0	68.5		395.2	332.9	728.1	118.8	308.1
17	11		182.9	237.1		420.0	61.2		395.2	332.9	728.1	106.0	308.1
18	12		182.9	237.1		420.0	54.6		395.2	332.9	728.1	94.7	308.1
19	13		182.9	237.1		420.0	48.8		395.2	332.9	728.1	84.5	308.1
20	14		182.9	237.1		420.0	43.5		395.2	332.9	728.1	75.5	308.1
21	15		182.9	237.1		420.0	38.9		395.2	332.9	728.1	67.4	308.1
22	16		182.9	237.1		420.0	34.7		395.2	332.9	728.1	60.2	308.1
23	17		182.9	237.1		420.0	31.0		395.2	332.9	728.1	53.7	308.1
24	18		182.9	237.1		420.0	27.7		395.2	332.9	728.1	48.0	308.1
25	19		182.9	237.1		420.0	24.7	2834.9	395.2	332.9	3330.0	197.8	294.3
26	20		182.9	237.1		420.0	22.1	10539.7	395.2	332.9	11287.8	551.8	10847.6
27	21	395.8	182.9	237.1		815.8	38.3		395.2	332.9	728.1	34.1	-81.7
28	22	0.0	182.9	237.1		420.0	17.6		395.2	332.9	728.1	30.5	308.1
29	23	1656.3	182.9	237.1		2075.3	77.6		395.2	332.9	728.1	27.2	-1346.2
30	24	240.6	182.9	237.1		2860.6	88.8		395.2	332.9	728.1	24.9	-1932.5
31	25	395.8	182.9	237.1		815.8	24.3		395.2	332.9	728.1	21.7	-87.7
32	26		182.9	237.1		420.0	11.2		395.2	332.9	728.1	19.4	308.1
33	27		182.9	237.1		420.0	10.0		395.2	332.9	728.1	17.3	308.1
34	28		182.9	237.1		420.0	8.9		395.2	332.9	728.1	15.4	308.1
35	29		182.9	237.1		420.0	8.0		395.2	332.9	728.1	13.8	308.1
36	30		182.9	237.1		420.0	7.1		395.2	332.9	728.1	12.3	308.1
37	31		182.9	237.1		420.0	6.3		395.2	332.9	728.1	11.0	308.1
38	32		182.9	237.1		420.0	5.7		395.2	332.9	728.1	9.8	308.1
39	33		182.9	237.1		420.0	5.1		395.2	332.9	728.1	8.8	308.1
40	34		182.9	237.1		420.0	4.5		395.2	332.9	728.1	7.8	308.1
41	35		182.9	237.1		420.0	4.0		395.2	332.9	728.1	7.0	308.1
42	36		182.9	237.1		420.0	3.5		395.2	332.9	728.1	6.2	308.1
43	37		182.9	237.1		420.0	3.2		395.2	332.9	728.1	5.6	308.1
44	38	317.5	182.9	237.1		737.5	3.0		395.2	332.9	728.1	5.0	-9.4
45	39	476.4	182.9	237.1		896.3	5.5	2634.9	395.2	332.9	3363.0	20.5	2466.7
46	40		182.9	237.1		420.0	2.3	10539.7	395.2	332.9	11267.8	61.8	10847.8
47	41		182.9	237.1		420.0	2.0		395.2	332.9	728.1	9.5	308.1
48	42		182.9	237.1		420.0	1.8		395.2	332.9	728.1	8.2	308.1
49	43		182.9	237.1		420.0	1.5		395.2	332.9	728.1	7.2	308.1
50	44		182.9	237.1		420.0	1.5		395.2	332.9	728.1	6.5	308.1
51	45		182.9	237.1		420.0	1.3		395.2	332.9	728.1	5.5	308.1
52	46		182.9	237.1		420.0	1.2		395.2	332.9	728.1	4.2	308.1
53	47		182.9	237.1		420.0	1.0		395.2	332.9	728.1	2.0	308.1
54	48		182.9	237.1		420.0	0.9		395.2	332.9	728.1	1.8	308.1
55	49		182.9	237.1		420.0	0.8		395.2	332.9	728.1	1.6	308.1
56	50		182.9	237.1		420.0	0.7		395.2	332.9	728.1	1.4	308.1
		16736.8	9143.6	11854.9	57735.2	9175.8	39523.8	19751.9	16644.0	75929.8	10580.3	38184.5	
													B - C
													1504.455
													B / C
													1.163398
													B D E
													0.1744519

Table 14-2 Sensitivity Analysis

(Annual Generating Hours: 750 hrs)

(Unit: Million \$)

Serial Number	No. after Completion	Investment Cost		Cost		Total (K.P.V.)	Investment Cost	O&M Cost	Benefit		Total (K.P.V.)	B - C
		Investment Cost	Cost	Fuel Cost for Pumping	O&M Cost				Fuel Cost	Total		
0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1		114.5	102.2	114.5	102.2	102.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-114.5
2		1326.0	1057.0	1326.0	1057.0	1057.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1326.0
3		1754.0	1248.4	1754.0	1248.4	1248.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1754.0
4		4110.5	2612.3	4110.5	2612.3	2612.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4110.5
5		3550.5	2914.6	3550.5	2914.6	2914.6	2834.9	0.0	2834.9	2834.9	1495.1	-915.5
6		398.9	202.1	398.9	202.1	202.1	10339.7	0.0	10339.7	10339.7	5339.7	10140.3
7	1	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	584.2	1019.4	451.1	392.0
8	2	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	411.7	392.0
9	3	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	267.6	392.0
10	4	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	228.2	392.0
11	5	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
12	6	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
13	7	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
14	8	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
15	9	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
16	10	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
17	11	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
18	12	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
19	13	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
20	14	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
21	15	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
22	16	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
23	17	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
24	18	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
25	19	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
26	20	182.9	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	288.0	392.0
27	21	365.8	1023.2	1023.2	48.0	48.0	2834.9	985.2	624.2	11559.1	215.0	392.0
28	22	0.0	627.4	627.4	283.6	283.6	0.0	985.2	624.2	1019.4	607.1	10931.5
29	23	1656.3	2288.7	2288.7	28.3	28.3	0.0	985.2	624.2	1019.4	41.8	-3.9
30	24	2240.6	2868.0	2868.0	95.7	95.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	42.7	392.0
31	25	395.8	1023.2	1023.2	30.5	30.5	0.0	985.2	624.2	1019.4	34.0	-1254.3
32	26	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	34.0	-1848.7
33	27	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	-3.9
34	28	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
35	29	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
36	30	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
37	31	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
38	32	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
39	33	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
40	34	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
41	35	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
42	36	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
43	37	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
44	38	182.9	627.4	627.4	15.7	15.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	27.1	392.0
45	39	317.5	1108.8	1108.8	6.3	6.3	2834.9	985.2	624.2	11559.1	22.9	3550.5
46	40	475.4	1023.2	1023.2	3.7	3.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	7.0	74.4
47	41	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
48	42	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
49	43	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
50	44	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
51	45	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
52	46	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
53	47	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
54	48	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
55	49	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
56	50	182.9	627.4	627.4	2.7	2.7	0.0	985.2	624.2	1019.4	5.0	392.0
		18735.8	9143.6	22227.9	48108.2	10048.7	39523.8	19151.9	31207.5	90493.3	11905.8	49285.1

B - C
B/C
E D R

Table 14-3 Sensitivity Analysis

(Annual Generating Hours: 500 hrs) (Unit: Million \$)

Serial Number	No. after Completion	Cost			Total (N.P.V.)	Investment Cost	O&M Cost	Benefit Fuel Cost	Total (N.P.V.)	B - C
		Investment Cost	Fuel Cost For Pumping	O&M Cost						
0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1		114.5	114.5	114.5	102.2	0.0	416.1	0.0	0.0	-114.5
2		1326.0	1326.0	1326.0	1057.0	0.0	416.1	0.0	0.0	-1326.0
3		1754.0	1754.0	1754.0	1248.4	0.0	416.1	0.0	0.0	-1754.0
4		4110.5	4110.5	4110.5	2612.3	0.0	416.1	0.0	0.0	-4110.5
5		3550.5	3550.5	3550.5	2014.5	2634.9	416.1	1495.1	2634.9	-315.5
6		388.9	388.9	388.9	202.1	10539.7	416.1	5239.7	10539.7	10140.8
7	1	295.4	295.4	295.4	216.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
8	2	295.4	295.4	295.4	152.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
9	3	295.4	295.4	295.4	132.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
10	4	295.4	295.4	295.4	124.3	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
11	5	295.4	295.4	295.4	134.3	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
12	6	295.4	295.4	295.4	137.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
13	7	295.4	295.4	295.4	133.0	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
14	8	295.4	295.4	295.4	109.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
15	9	295.4	295.4	295.4	98.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
16	10	295.4	295.4	295.4	87.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
17	11	295.4	295.4	295.4	78.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
18	12	295.4	295.4	295.4	69.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
19	13	295.4	295.4	295.4	62.9	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
20	14	295.4	295.4	295.4	55.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
21	15	295.4	295.4	295.4	49.7	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
22	16	295.4	295.4	295.4	44.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
23	17	295.4	295.4	295.4	35.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
24	18	295.4	295.4	295.4	31.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
25	19	295.4	295.4	295.4	28.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
26	20	295.4	295.4	295.4	25.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
27	21	395.8	395.8	395.8	23.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
28	22	0.0	0.0	0.0	41.0	10539.7	416.1	10539.7	392.1	-63.7
29	23	1655.3	1655.3	1655.3	20.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
30	24	2240.6	2240.6	2240.6	79.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
31	25	395.8	395.8	395.8	90.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
32	26	295.4	295.4	295.4	26.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
33	27	295.4	295.4	295.4	22.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
34	28	295.4	295.4	295.4	12.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
35	29	295.4	295.4	295.4	11.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
36	30	295.4	295.4	295.4	10.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
37	31	295.4	295.4	295.4	9.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
38	32	295.4	295.4	295.4	8.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
39	33	295.4	295.4	295.4	7.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
40	34	295.4	295.4	295.4	6.5	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
41	35	295.4	295.4	295.4	5.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
42	36	295.4	295.4	295.4	4.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
43	37	295.4	295.4	295.4	4.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
44	38	317.6	317.6	317.6	3.7	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
45	39	476.4	476.4	476.4	3.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
46	40	295.4	295.4	295.4	5.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
47	41	295.4	295.4	295.4	5.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
48	42	295.4	295.4	295.4	5.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
49	43	295.4	295.4	295.4	5.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
50	44	295.4	295.4	295.4	5.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
51	45	295.4	295.4	295.4	5.2	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
52	46	295.4	295.4	295.4	4.6	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
53	47	295.4	295.4	295.4	4.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
54	48	295.4	295.4	295.4	3.7	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
55	49	295.4	295.4	295.4	3.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
56	50	295.4	295.4	295.4	3.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
57	51	295.4	295.4	295.4	3.4	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
58	52	295.4	295.4	295.4	3.3	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
59	53	295.4	295.4	295.4	2.3	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
60	54	295.4	295.4	295.4	2.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
61	55	295.4	295.4	295.4	2.1	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
62	56	295.4	295.4	295.4	0.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
63	57	295.4	295.4	295.4	0.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
64	58	295.4	295.4	295.4	0.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
65	59	295.4	295.4	295.4	0.8	395.2	416.1	395.2	811.3	392.1
66	60	15136.8	15136.8	15136.8	8425.2	39523.8	26805.0	80090.8	11020.4	39391.8

B - C
E / C
E D C
1.1703105
0.1774474

Table 14-4 Sensitivity Analysis

(Annual Generating Hours: 250 hrs)

(Unit: Million \$)

Serial Number	No. after Completion	Investment Cost		Cost		Total (N.P.V.)	Benefit Fuel Cost	Total (N.P.V.)	B - C
		O&M Cost	Fuel Cost for Pumping	O&M Cost	Fuel Cost				
0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1		114.5	114.5	102.2	102.2	102.2	0.0	0.0	-114.5
2		1326.0	1326.0	1057.0	1057.0	1057.0	0.0	0.0	-1326.0
3		1734.0	1734.0	1248.4	1248.4	1248.4	0.0	0.0	-1734.0
4		4110.5	4110.5	2612.3	2612.3	2612.3	0.0	0.0	-4110.5
5		3550.5	3550.5	2014.6	2014.6	2014.6	2634.9	1495.1	-915.5
6		388.9	388.9	202.1	202.1	202.1	10539.7	5239.7	10140.8
7	1	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
8	2	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
9	3	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
10	4	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
11	5	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
12	6	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
13	7	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
14	8	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
15	9	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
16	10	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
17	11	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
18	12	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
19	13	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
20	14	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
21	15	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
22	16	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
23	17	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
24	18	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
25	19	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
26	20	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
27	21	395.8	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
28	22	0.0	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
29	23	1655.3	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
30	24	2240.6	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
31	25	395.8	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
32	26	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
33	27	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
34	28	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
35	29	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
36	30	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
37	31	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
38	32	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
39	33	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
40	34	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
41	35	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
42	36	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
43	37	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
44	38	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
45	39	317.6	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
46	40	416.4	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
47	41	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
48	42	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
49	43	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
50	44	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
51	45	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
52	46	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
53	47	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
54	48	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
55	49	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
56	50	182.9	148.2	148.2	148.2	148.2	395.2	208.1	272.2
		16736.8	9143.6	7409.3	35239.5	8801.7	39523.8	19761.9	10402.5
								6988.3	10155.1
								1333.3454	
								1.1337588	
								0.1698410	

Table 14-5

Sensitivity Analysis

(1,000 MW Pumping, 1,000 MW Generating)

(Unit: Million B)

Serial Number	No. after Completion	Investment			Cost			Total (N.P.V.)	Benefit Fuel Cost	Total	Total (N.P.V.)	B - C
		O&M Cost	Investment Cost	Fuel Cost per Pumping	O&M Cost	Investment Cost	Fuel Cost					
0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
1		114.5	0.0	144.5	144.5	102.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-114.5	
2		1326.0	0.0	1057.0	1326.0	1057.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1326.0	
3		1754.0	0.0	1248.4	1754.0	1248.4	0.0	0.0	0.0	0.0	-1754.0	
4		4110.5	0.0	2612.3	4110.5	2612.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-4110.5	
5		3380.5	2834.9	2014.6	3380.5	2014.6	2834.9	2834.9	2834.9	1495.1	-915.5	
6		398.9	10339.7	202.1	398.9	202.1	10339.7	10339.7	10339.7	5339.7	10140.8	
7	1	182.9		297.2	657.1	297.2		655.8	655.8	479.9	403.9	
8	2	182.9		657.1	657.1	265.4		655.8	655.8	428.5	403.9	
9	3	182.9		657.1	657.1	236.9		655.8	655.8	382.6	403.9	
10	4	182.9		657.1	657.1	211.6		655.8	655.8	341.6	403.9	
11	5	182.9		657.1	657.1	188.9		655.8	655.8	305.0	403.9	
12	6	182.9		657.1	657.1	168.7		655.8	655.8	272.3	403.9	
13	7	182.9		657.1	657.1	150.6		655.8	655.8	243.2	403.9	
14	8	182.9		657.1	657.1	134.4		655.8	655.8	217.1	403.9	
15	9	182.9		657.1	657.1	120.0		655.8	655.8	193.8	403.9	
16	10	182.9		657.1	657.1	101.2		655.8	655.8	173.1	403.9	
17	11	182.9		657.1	657.1	85.7		655.8	655.8	154.5	403.9	
18	12	182.9		657.1	657.1	85.4		655.8	655.8	138.0	403.9	
19	13	182.9		657.1	657.1	76.3		655.8	655.8	123.2	403.9	
20	14	182.9		657.1	657.1	68.1		655.8	655.8	110.0	403.9	
21	15	182.9		657.1	657.1	60.8		655.8	655.8	98.2	403.9	
22	16	182.9		657.1	657.1	54.3		655.8	655.8	87.7	403.9	
23	17	182.9		657.1	657.1	48.5		655.8	655.8	78.3	403.9	
24	18	182.9		657.1	657.1	43.3		655.8	655.8	69.9	403.9	
25	19	182.9		657.1	657.1	38.7	2834.9	655.8	3835.9	217.4	3038.9	
26	20	182.9		657.1	657.1	34.5	10339.7	655.8	11600.7	609.3	10943.6	
27	21	395.8		1052.9	657.1	49.4		655.8	655.8	49.8	8.1	
28	22	0.0		657.1	657.1	27.5		655.8	655.8	44.4	403.9	
29	23	1556.3		2313.4	657.1	86.5		655.8	655.8	39.7	-1252.4	
30	24	2240.5		2397.7	657.1	96.7		655.8	655.8	35.4	-1835.7	
31	25	395.8		1052.9	657.1	31.4		655.8	655.8	31.6	8.1	
32	26	0.0		657.1	657.1	17.5		655.8	655.8	28.2	403.9	
33	27	0.0		657.1	657.1	15.5		655.8	655.8	25.2	403.9	
34	28	182.9		657.1	657.1	13.9		655.8	655.8	22.5	403.9	
35	29	182.9		657.1	657.1	12.4		655.8	655.8	20.1	403.9	
36	30	182.9		657.1	657.1	11.1		655.8	655.8	17.9	403.9	
37	31	182.9		657.1	657.1	9.9		655.8	655.8	16.0	403.9	
38	32	182.9		657.1	657.1	8.9		655.8	655.8	14.3	403.9	
39	33	182.9		657.1	657.1	7.9		655.8	655.8	12.8	403.9	
40	34	182.9		657.1	657.1	7.1		655.8	655.8	11.4	403.9	
41	35	182.9		657.1	657.1	6.3		655.8	655.8	10.2	403.9	
42	36	182.9		657.1	657.1	5.5		655.8	655.8	9.1	403.9	
43	37	182.9		657.1	657.1	5.0		655.8	655.8	8.1	403.9	
44	38	317.6		374.6	657.1	6.7		655.8	655.8	7.2	85.4	
45	39	476.4		1138.4	657.1	6.9	2834.9	655.8	3835.9	22.5	2562.5	
46	40	0.0	10339.7	657.1	657.1	3.5	10339.7	655.8	11600.7	63.2	10943.6	
47	41	182.9		657.1	657.1	3.2		655.8	655.8	5.2	403.9	
48	42	182.9		657.1	657.1	2.9		655.8	655.8	4.6	403.9	
49	43	182.9		657.1	657.1	2.5		655.8	655.8	4.1	403.9	
50	44	182.9		657.1	657.1	2.3		655.8	655.8	3.7	403.9	
51	45	182.9		657.1	657.1	2.0		655.8	655.8	3.3	403.9	
52	46	182.9		657.1	657.1	1.8		655.8	655.8	2.9	403.9	
53	47	182.9		657.1	657.1	1.6		655.8	655.8	2.6	403.9	
54	48	182.9		657.1	657.1	1.4		655.8	655.8	2.3	403.9	
55	49	182.9		657.1	657.1	1.3		655.8	655.8	2.1	403.9	
56	50	167.9		657.1	657.1	1.2		655.8	655.8	1.9	403.9	
		16735.8	9143.5	23709.7	49590.1	10173.4	39523.8	19761.9	33288.0	92573.8	12080.8	42983.7

B - C
1.1874949
E D R
0.1860887

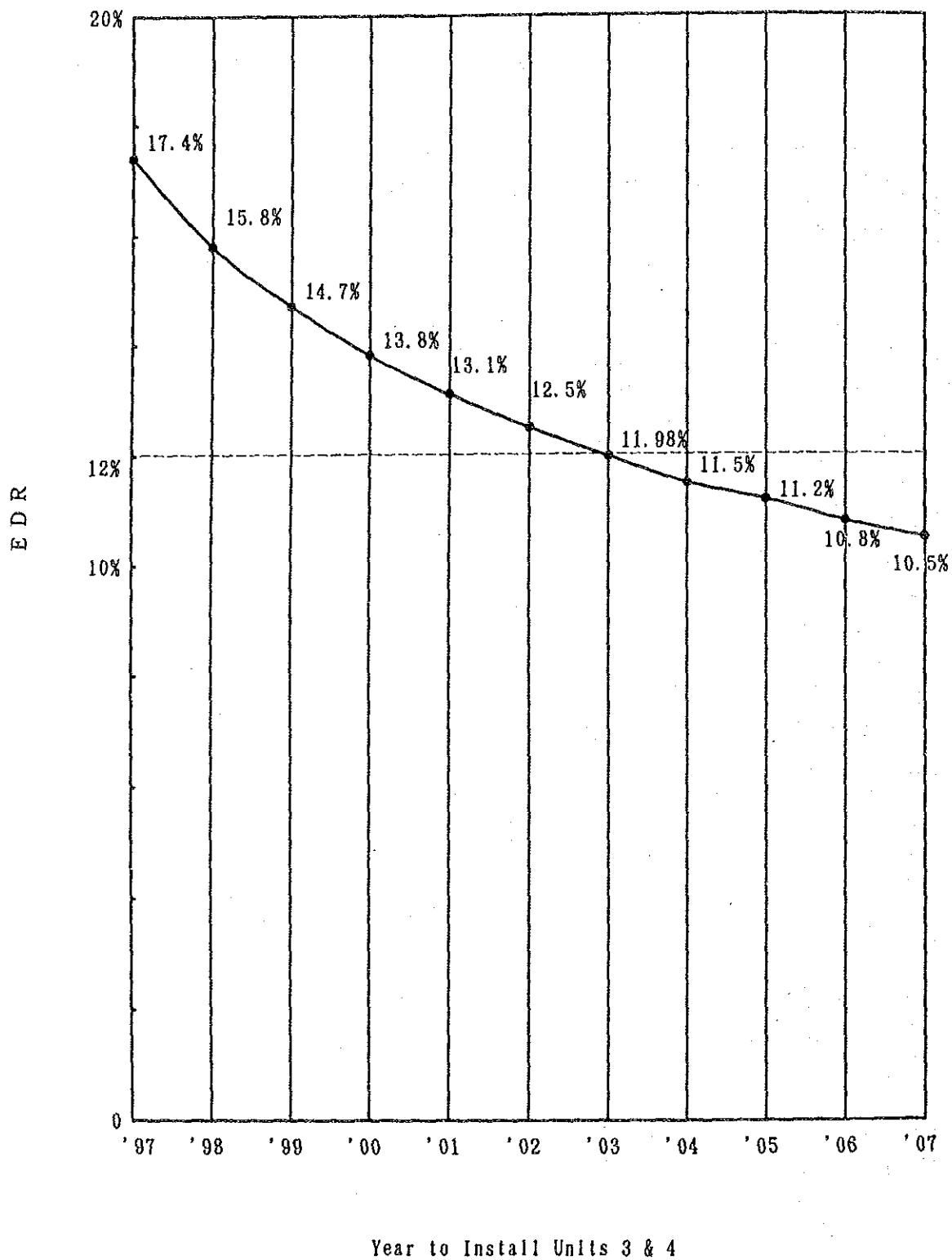


Fig.14-2 Sensitivit Analysis on Istallation of Units 3 and 4

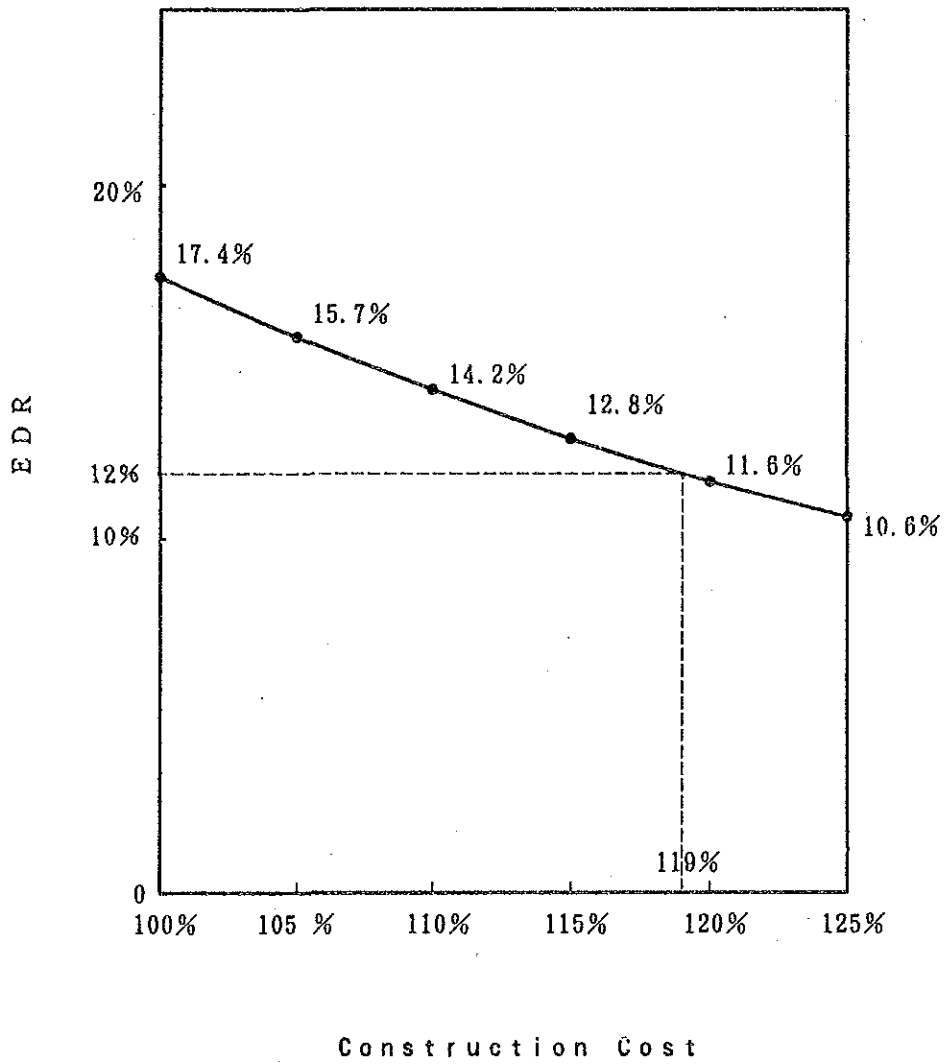


Fig.14-3 Sensitivity Analysis (Construction Cost)

第15章 財務分析

第15章 財務分析

目次

	頁
15.1 財務分析の手法及び基本条件	15-1
15.1.1 財務分析の手法	15-1
15.1.2 基本条件	15-2
15.2 財務分析	15-4
15.2.1 財務的内部収益率 (FIRR)	15-4
15.2.2 デッド・サービス・レシオ (Debt Service Ratio)	15-6

List of Tables

Table 15-1	Cost Flow and Flow of Revenue of Adopted Development Plan
Table 15-2	Repayment Schedule of Debt
Table 15-3	Statement of Profit and Loss
Table 15-4	Cash Flow
Table 15-5	Calculation of Debt Service Ratio

第15章 財務分析

15.1 財務分析の手法及び基本条件

15.1.1 財務分析の手法

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっては、以下の2つの手法により分析の上評価するものとする。

(1) 総投下資本から見た財務分析

この財務分析の手法は、当該プロジェクトの現価換算された営業収益（売電収益）と現価換算された総費用が等しくなるような財務的内部収益率（FIRR）を求め、これを資本の機会費用を反映する社会的割引率と対比して比較する方法である。

この評価のために使用される費用は、総投下資本（建設中利子を除いたプロジェクトコスト）並びに運転維持費であり、総投下資本には金利、元本返済、返済期間等の資金調達条件を勘案しないものとする。

この評価により投下資本の収益性が資金調達条件の如何にかかわらず評価される。

(2) プロジェクト・エクイティ（Project Equity）から見た財務分析

一般的に企業の立場から見て、あるプロジェクトを実施する場合には、このプロジェクトのため資金調達をする必要があり、企業体において一般的に重視される指標は次の通りである。

— 収益率（Rate of Return）

正味稼働固定資産に対する営業利益の比率。この営業利益で借入金の支払利息を賄い、その残金が純利益となる。

— デッド・サービス・レーシオ（Debt Service Ratio）

営業利益と現価償却費を合わせた内部調達資金の返済元本と支払利息を合わせた支払債務に対する割合。

これら指標の算定のために以下の手続きが用いられる。

資金調達条件の設定

↓

借入金返済計画の作成

↓

損益計算書及びキャッシュフローの作成

↓

収益率及びデッド・サービス・レーシオの算定

この評価のために使用される費用は、運転維持費及び減価償却費であり、減価償却費は輸入税、物価上昇に対する予備費及び建設中利子を含んだ建設費をもとにして算定される。

なお、本章においては、収益率の算定は行わず、デッド・サービス・レーシオの算定のみを行う。

15.1.2 基本条件

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっての基本条件は以下の通りである。

(1) 資金調達条件

— 外貨分 : 利率8%、Commitment Fee0.75%

運開後元利均等20年払いとする。

— 内貨分 : 利率は内貨分の50%に対して11%

運開後元利均等10年払いとする。

(2) 売電収入

売電収入は、EGATの大口電気需要者向けの契約料金単価により算定されるものとする。

(3) 建設費

輸入税、物価上昇に対する予備費及び建設中利子を含む建設費（プロジェクトコスト）を使用する。但し、FIRR計算のための建設費は建設中利子を除外したものとす。

(4) 減価償却

定額償却を採用する。

(5) 運転維持費

ダム及び貯水池 : 土木工事費及び水力機器設備費の1%

発電所 : 電気機械設備費の2.5%

送電線 : 送電線建設費の1%

(6) エスカレーション

本計画の費用は、IBRDの決定したエスカレーション・レートを勘案して積算されるものとする。

(7) その他

その他の耐用年数等の条件については、第14章の経済評価と同じ条件を適用する。

15.2 財務分析

15.2.1 財務的内部収益率 (FIRR)

(1) 建設費

FIRR計算のための建設費（建設中利子を除いたプロジェクトコスト）は、14,070.6百万Bahtであり、この年度展開を以下に示す。

	<u>初年度</u>	<u>2年度</u>	<u>3年度</u>	<u>4年度</u>	<u>5年度</u>	<u>6年度</u>	<u>合計</u>
金額 (百万Baht)	119.2	1,480.8	1,938.5	5,145.3	4,766.1	560.8	14,070.6

(2) 運転維持費

上述の建設費に基づく運転維持費は以下の通りである。

— ダム及び貯水池	:	66.4 百万Baht/年
— 発電設備	:	158.0 百万Baht/年
— 送電設備	:	11.2 百万Baht/年
合計		235.6 百万Baht/年

(3) 揚水のための燃料費

第14章14.2項で算定した揚水動力費 (0.4084 Baht/kWh 1991年時点エコノミックコスト) においては、EGATのPDPに記載された1991年の燃料単価 (エコノミックコスト) を使用して積算を行ったが、財務分析に使用する揚水動力費は1997年の想定燃料単価 (エコノミックコスト) を採用して積算の上、さらにこの110%を市場価格とした。

揚水効率を勘案した揚水動力費の市場価格は次のとおりとなる。

$$0.4434 \text{ Baht/kWh} \div 0.689 (\text{揚水効率}) \times 110\% = 0.7079 \text{ Baht/kWh}$$

(4) 売電収入

本計画の所内消費率及び送電ロス率を勘案した電力量は次の通りである。なお、年間運転時間は400時間を想定している。

$$1,000\text{MW} \times 400\text{hrs} \times (1-0.003) \times (1.0.015) = 392.8 \text{ GWh}$$

本計画の売電収入はEGATの大口電力需要者向けの契約料金単価を使用して

積算される。

— Demand charge : $180 \text{ Baht/kW/月} \times 1,000\text{MW} \times 12 \text{ 月} \times 96\% = 2,073.6 \text{ 百万Baht/年}$

— Energy charge : $392.8\text{GWh} \times 1.22 \text{ Baht/kWh} \times 96\% = 460.0 \text{ 百万Baht/年}$

計 2,533.6 百万Baht/年

(5) 財務的内部収益率 (FIRR)

上述の計算に基づく費用のフロー及び売電収入のフローは、Table 15-1 に示す通りであり、FIRRは11.2%と計算される。

このFIRRの計算結果はタイ国の社会的割引率である12%を多少下廻っているが、本プロジェクトは財務的に大きな問題のないプロジェクトであると結論できる。

15.2.2 デッド・サービス・レーシオ (Debt Service Ratio)

(1) 借入金返済計画

15.1.2に示した資金調達条件に基づく借入金返済計画を Table 15-2 示す。

第13章の Table 13-1 及び 13-2 に示した建設中利子は、借入金の算定の基礎となる建設費に含まれていない。但し、建設中利子は減価償却費の一部として算定され、回収されるものとする。

(2) 損益計算書及びキャッシュ・フロー

損益計算書及びキャッシュ・フローを Table 15-3 および 15-4 各々示す。

減価償却費は建設中利子を参入した建設費を基礎に算出されており、その計算結果は以下の通りである。

ダム及び貯水池 (耐用年数: 50年)

$$8,172.4 \text{ 百万 Baht} \div 50 \text{ 年} = 163.4 \text{ 百万 Baht/年}$$

発電設備 (耐用年数: 25年)

$$7,235.8 \text{ 百万 Baht} \div 25 \text{ 年} = 289.4 \text{ 百万 Baht/年}$$

送電設備 (耐用年数: 40年)

$$1,265.6 \text{ 百万 Baht} \div 40 \text{ 年} = 31.6 \text{ 百万 Baht/年}$$

(3) デッド・サービス・レーシオ (Debt Service Ratio)

デッド・サービス・レーシオの計算結果を Table 15-5 に示す。20年間における平均デッド・サービス・レーシオは2.09であり、本プロジェクトは収益性の面からみて健全と結論づけることができる。

Table 15-1 Cost Flow and Flow of Revenue of Adopted Development Plan

(Unit: Million B)

Serial Number	Year	Cost			Total	Revenue	R - C
		Investment Cost	O&M Cost	Fuel Cost for Pump.			
0	1991	0.0			0.0		0.0
1	1992	119.2			119.2		-119.2
2	1993	1480.8			1480.8		-1480.8
3	1994	1998.5			1998.5		-1998.5
4	1995	5145.3			5145.3		-5145.3
5	1996	4766.1			4766.1		-4766.1
6	1997	560.8			560.8		-560.8
7	1998		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
8	1999		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
9	2000		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
10	2001		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
11	2002		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
12	2003		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
13	2004		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
14	2005		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
15	2006		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
16	2007		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
17	2008		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
18	2009		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
19	2010		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
20	2011		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
21	2012		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
22	2013		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
23	2014		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
24	2015		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
25	2016		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
26	2017		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
27	2018	477.3	235.6	283.2	996.1	2533.6	1537.5
28	2019	0.0	235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
29	2020	2174.7	235.6	283.2	2693.5	2533.6	-159.9
30	2021	3069.4	235.6	283.2	3588.2	2533.6	-1054.6
31	2022	565.9	235.6	283.2	1084.6	2533.6	1449.0
32	2023		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
33	2024		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
34	2025		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
35	2026		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
36	2027		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
37	2028		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
38	2029		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
39	2030		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
40	2031		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
41	2032		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
42	2033		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
43	2034		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
44	2035	453.0	235.6	283.2	971.8	2533.6	1561.8
45	2036	708.5	235.6	283.2	1227.3	2533.6	1306.3
46	2037		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
47	2038		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
48	2039		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
49	2040		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
50	2041		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
51	2042		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
52	2043		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
53	2044		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
54	2045		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
55	2046		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
56	2047		235.6	283.2	518.8	2533.6	2014.8
		21519.5	11780.0	14157.9	47457.4	126680.0	79222.6

Table 15-2 Repayment Schedule of Debt

No.	Year	Const ruction		Cost Total	Repayment of F.C.		Balance	Repayment of L.C.		Balance	
		F.C.	L.C.		Interest	Principal		Interest	Principal		
	1992	27.56	91.53	119.19							
	1993	883.36	597.39	1480.75	664.94	200.54	865.48	185.69	8311.70	166.64	
	1994	1006.59	991.91	1998.5	648.89	216.59	865.48	200.54	8111.16	184.97	
	1995	2859.68	2275.66	5145.34	631.57	233.91	865.48	216.59	7894.58	205.32	
	1996	3282.27	1483.81	4766.08	612.85	252.62	865.48	233.91	7660.66	227.91	
	1997	427.93	132.83	560.76	592.64	272.83	865.48	252.62	7408.04	252.98	
1	1998				570.82	294.66	865.48	272.83	7135.21	280.80	
2	1999				547.24	318.23	865.48	294.66	6840.54	311.69	
3	2000				521.78	343.69	865.48	318.23	6522.31	345.98	
4	2001				494.29	371.19	865.48	343.69	6178.62	384.04	
5	2002				464.59	400.88	865.48	371.19	5807.43	426.28	
6	2003				432.52	432.95	865.48	400.88	5406.54	473.17	
7	2004				397.89	467.59	865.48	432.95	4973.59	526.28	
8	2005				360.48	505.00	865.48	467.59	4506.00	579.32	
9	2006				320.08	545.40	865.48	505.00	4001.00	632.47	
10	2007				276.45	589.03	865.48	545.40	3455.60	689.61	
11	2008				229.33	636.15	865.48	589.03	2866.57	746.75	
12	2009				178.43	687.04	865.48	636.15	2230.42	803.89	
13	2010				123.47	742.01	865.48	687.04	1543.38	861.03	
14	2011				64.11	801.37	865.48	742.01	801.57	918.17	
15	2012							801.37	0.00	973.32	
16	2013									1028.27	
17	2014									1083.22	
18	2015									1138.17	
19	2016									1193.12	
20	2017									1248.07	
	Total	8497.39	5573.23	14070.62	8812.17	8497.39	17309.56	8497.39	1945.10	2766.62	4731.71

(Unit: Million B)

Table 15-3 Statement of Profit and Loss

No.	Year	Revenue	Business Expenses		Total	Business Profit	Financial I.D.C.	Cost Interest	Net Profit
			O&M Cost	Depreciation					
	1992	2533.60							-67.15
	1993	2533.60					67.15		-115.91
	1994	2533.60					115.91		-227.66
	1995	2533.60					227.66		-451.04
	1996	2533.60					451.04		-775.90
	1997	2533.60					775.90		-965.54
1	1998	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	986.32		827.28
2	1999	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	953.13		860.47
3	2000	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	916.74		896.86
4	2001	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	876.83		936.77
5	2002	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	833.05		980.55
6	2003	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	785.01		1028.59
7	2004	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	732.30		1081.30
8	2005	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	674.44		1139.16
9	2006	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	610.92		1202.68
10	2007	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	541.18		1272.42
11	2008	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	464.59		1349.01
12	2009	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	432.52		1381.08
13	2010	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	397.89		1415.71
14	2011	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	360.48		1453.12
15	2012	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	320.08		1493.52
16	2013	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	276.45		1537.15
17	2014	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	229.33		1584.27
18	2015	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	178.43		1635.17
19	2016	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	123.47		1690.13
20	2017	2533.60	235.60	484.40	720.00	1813.60	64.11		1749.49
	Total	50672.00	4712.00	9688.00	14400.00	36272.00	2603.20	10757.27	22911.53

Table 15-4 Cash Flow

No.	Year	Cash Inflow			Cash Outflow		Total	Balance Year	Accumulated
		Financing	Net Profit	Depreciation	Investment	Repayment of Princ.			
	1992	119.19	-67.15		52.04	119.19	119.19	-67.15	
	1993	1480.75	-115.91		1364.84	1480.75	1480.75	-183.06	
	1994	1998.50	-227.66		1770.84	1998.50	1998.50	-410.72	
	1995	5145.34	-451.04		4694.30	5145.34	5145.34	-861.76	
	1996	4766.08	-775.90		3990.18	4766.08	4766.08	-1637.66	
	1997	560.76	-965.54		-404.78	560.76	560.76	-2603.20	
1	1998		827.28	484.40	1311.68		352.33	-1648.85	
2	1999		860.47	484.40	1344.87		385.52	-684.50	
3	2000		896.86	484.40	1381.26		421.91	274.85	
4	2001		936.77	484.40	1421.17		461.82	1234.20	
5	2002		980.55	484.40	1464.95		505.60	2193.55	
6	2003		1028.59	484.40	1512.99		553.64	3152.91	
7	2004		1081.30	484.40	1565.70		606.35	4112.26	
8	2005		1139.16	484.40	1623.56		664.21	5071.51	
9	2006		1202.68	484.40	1687.08		727.73	6030.96	
10	2007		1272.42	484.40	1756.82		797.47	6990.31	
11	2008		1349.01	484.40	1833.41		877.87	7868.18	
12	2009		1381.08	484.40	1865.48		962.95	8730.13	
13	2010		1415.71	484.40	1900.11		1053.59	9683.52	
14	2011		1453.12	484.40	1937.52		1149.99	10733.51	
15	2012		1493.52	484.40	1977.92		1252.39	11885.90	
16	2013		1537.15	484.40	2021.55		1360.89	13146.79	
17	2014		1584.27	484.40	2068.67		1475.49	14522.30	
18	2015		1635.17	484.40	2119.57		1596.09	15918.39	
19	2016		1690.13	484.40	2174.53		1722.49	17340.88	
20	2017		1749.49	484.40	2233.89		1854.89	18895.77	
	Total	14070.62	22911.53	9588.00	45670.15	14070.62	11284.01	21315.53	

Table 15-5 Calculation of Debt Service Ratio

No.	Year	Internal		Fund		Procured			Repayment of Debt			(Unit: Million B)	
		Business Profit	Depreciation	Depreciation	Total	Accumulated	Interest	Principal	Total	Accumulated	Debt Service Ratio		
						(A)				(B)	(A)/(B)		
1	1992	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	2298.00	986.32	352.33	1338.65	1338.65	1.72		
2	1993	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	4596.00	953.13	385.52	2677.30	2677.30			
3	1994	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	6894.00	916.74	421.91	4015.95	4015.95			
4	1995	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	9192.00	876.83	461.82	5354.60	5354.60			
5	1996	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	11490.00	833.05	505.60	6693.25	6693.25			
6	1997	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	13788.00	785.01	553.64	8031.89	8031.89			
7	1998	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	16086.00	732.30	606.35	9370.54	9370.54			
8	1999	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	18384.00	674.44	664.21	10709.19	10709.19			
9	2000	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	20682.00	610.92	727.73	12047.84	12047.84			
10	2001	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	22980.00	541.18	797.47	13386.49	13386.49			
11	2002	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	25278.00	464.59	400.88	14251.97	14251.97			
12	2003	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	27576.00	432.52	482.95	15117.45	15117.45			
13	2004	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	29874.00	397.89	467.59	15982.93	15982.93			
14	2005	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	32172.00	360.48	505.00	16848.40	16848.40			
15	2006	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	34470.00	320.08	545.40	17713.88	17713.88			
16	2007	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	36768.00	276.45	589.03	18579.36	18579.36			
17	2008	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	39066.00	229.33	636.15	19444.84	19444.84			
18	2009	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	41364.00	178.43	687.04	20310.31	20310.31			
19	2010	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	43662.00	123.47	742.01	21175.79	21175.79			
20	2011	1813.60	484.40	2298.00	2298.00	45960.00	64.11	801.37	22041.27	22041.27			
	Total	1125580.4	248997.10	1352821.5	1352821.5	833497.17	445754.23	779251.40					

第16章 追加調査

第16章 追加調査

目次

	頁
16.1 地形測量	16-1
16.2 地質調査	16-1
16.3 材料調査	16-2
16.4 アスファルトコンクリート試験	16-3

第16章 追加調査

Lam Ta Khong計画の詳細設計を行うため、以下に述べる調査が必要と考えられる。

16.1 地形測量 (1/1,000)

(1) ダム土捨場地点 (上部調整池南側)

・数量：0.80 km² (800m × 1,000m)

(2) ダム地点 (上部調整池東側)

・数量：0.20 km² (200m × 1,000m)

(3) 開閉所地点

・数量：0.80 km² (400m × 2,000m)

(4) 水路・発電所土捨場地点

・数量：0.80 km²

(5) コンクリート骨材 (粗粒砂岩) 採石場候補地点

・数量：0.20 km² (400m × 500m)

16.2 地質調査

(1) 上部調整池地点

(a) 立坑調査

・数量：深さ5m × 2坑 (粗粒砂岩)

深さ5m × 2坑 (粘土岩)

・目的：材料試験用試料採取 (16.3(1)参照)

基礎岩盤の強度・変形試験の実施

(b) ボーリング調査

・数量：深さ30m × 2孔

・目的：基礎岩盤の分布および性状の詳細調査

(2) 地下発電所地点

(a) 調査横坑及びボーリング調査（横坑内より）

- ・数量：長さ1,400m×1坑、長さ150m×2孔
- ・目的：地下発電所及び水圧管路下部地点の岩盤の地質性状の把握、原位置および室内試験の実施
- ・実施すべき主な原位置岩盤試験：平板載荷試験、ロックせん断試験
内空変位測定、初期地圧測定
ロックボルト引き抜き試験、孔内載荷試験
- ・実施すべき主な岩石室内試験：一軸圧縮試験、三軸圧縮試験
スレーキング試験

(3) 放水口地点

(a) ボーリング調査

- ・位置：Lam Ta Khong貯水池内
- ・数量：深さ30m×2孔
- ・目的：放水口地点の遮水工事のための周辺岩盤の地質性状の把握

1.6.3 材料調査

(1) 盛立材料

(a) 粗粒材料試験

- ・試料：粗粒砂岩
- ・目的：粗粒材料の物性値の把握

(b) 混合材料試験

- ・試料：粘土岩と粗粒砂岩の混合材料
- ・目的：実際に利用する混合材料の混合比と物性値の関係の把握

(2) コンクリート骨材

(a) ボーリング調査

- ・位置：粗粒砂岩採石場候補地点
- ・数量：深さ30m×2孔
- ・目的：風化状態、挟在層の有無等の地質状態の詳細調査

(b) コンクリート角柱試験 (ASTM C-157)

- ・試料：石灰岩碎石
- ・目的：アルカリ炭酸塩反応の有無のチェック

(c) コンクリート配合試験

最終的に選定した骨材について実施する。

1.6.4 アスファルトコンクリート試験

(1) 骨材試験

- ・目的：アスファルト使用骨材の適否、骨材とアスファルトの付着性および剥離性等を調べるために実施する。

(2) アスファルトコンクリート配合試験

- ・目的：アスファルトの配合設計に当たって、不透水性、撓み性、斜面における安定度および耐久性を調べるために実施する。

JICA