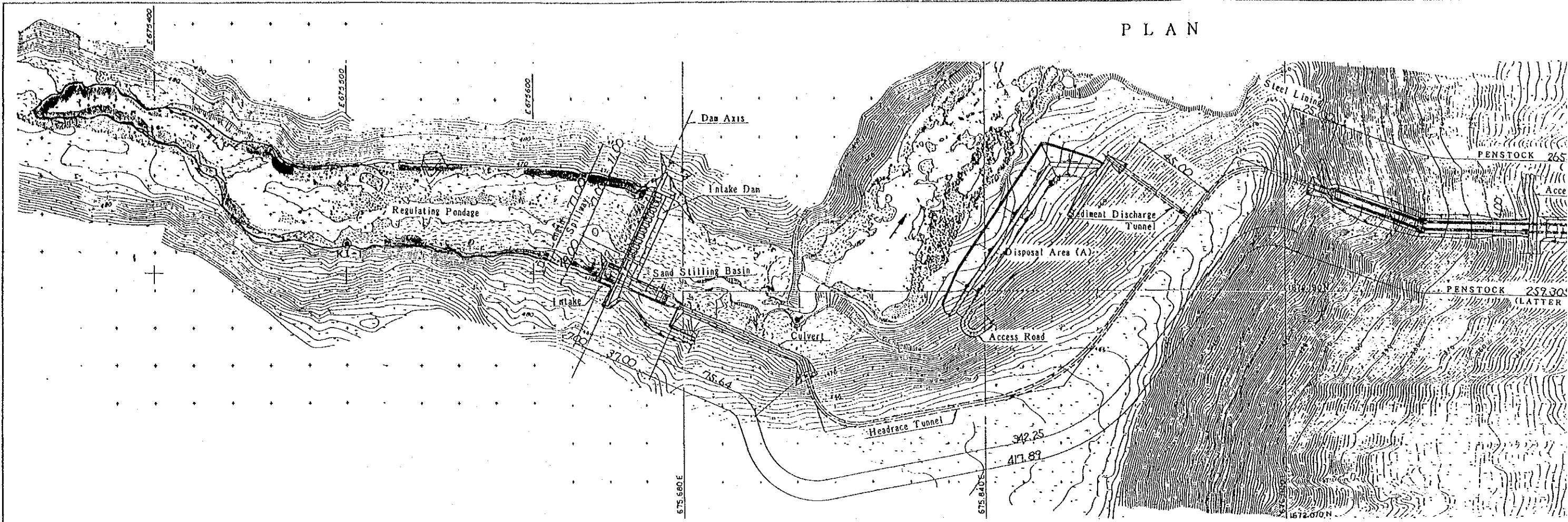
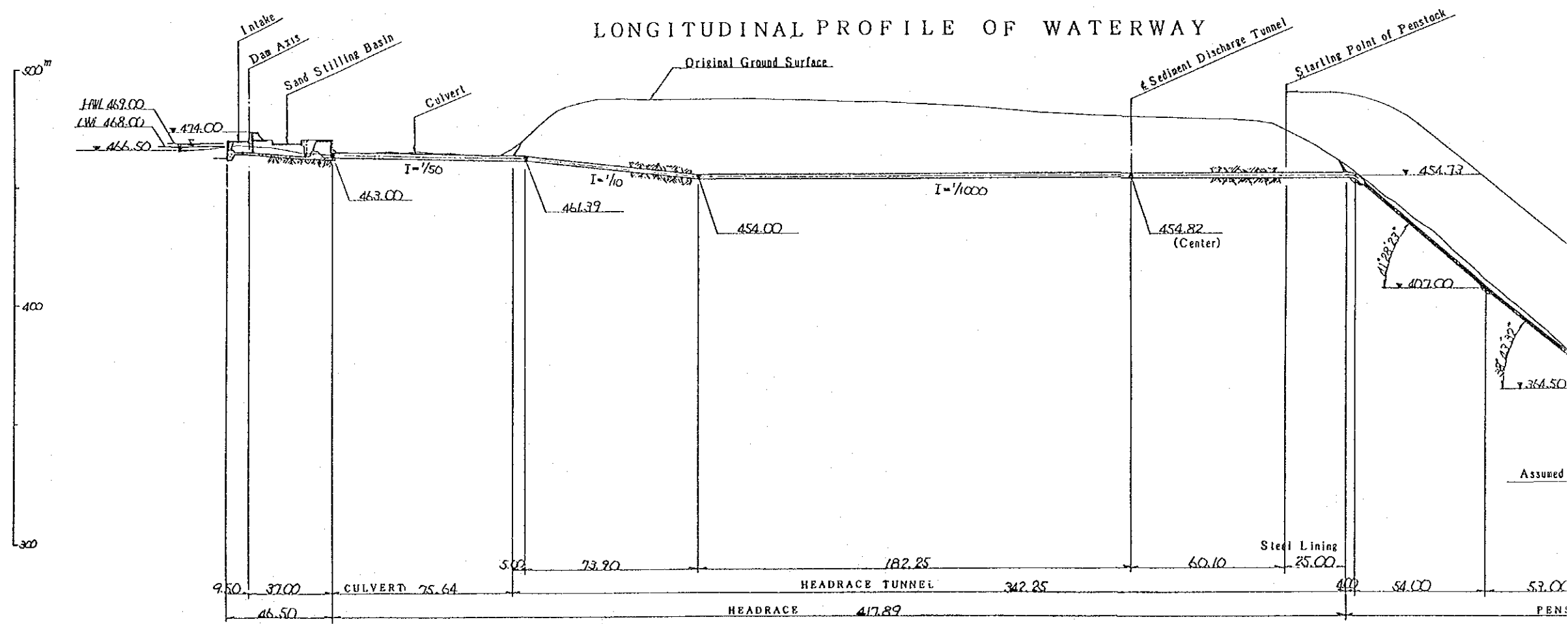


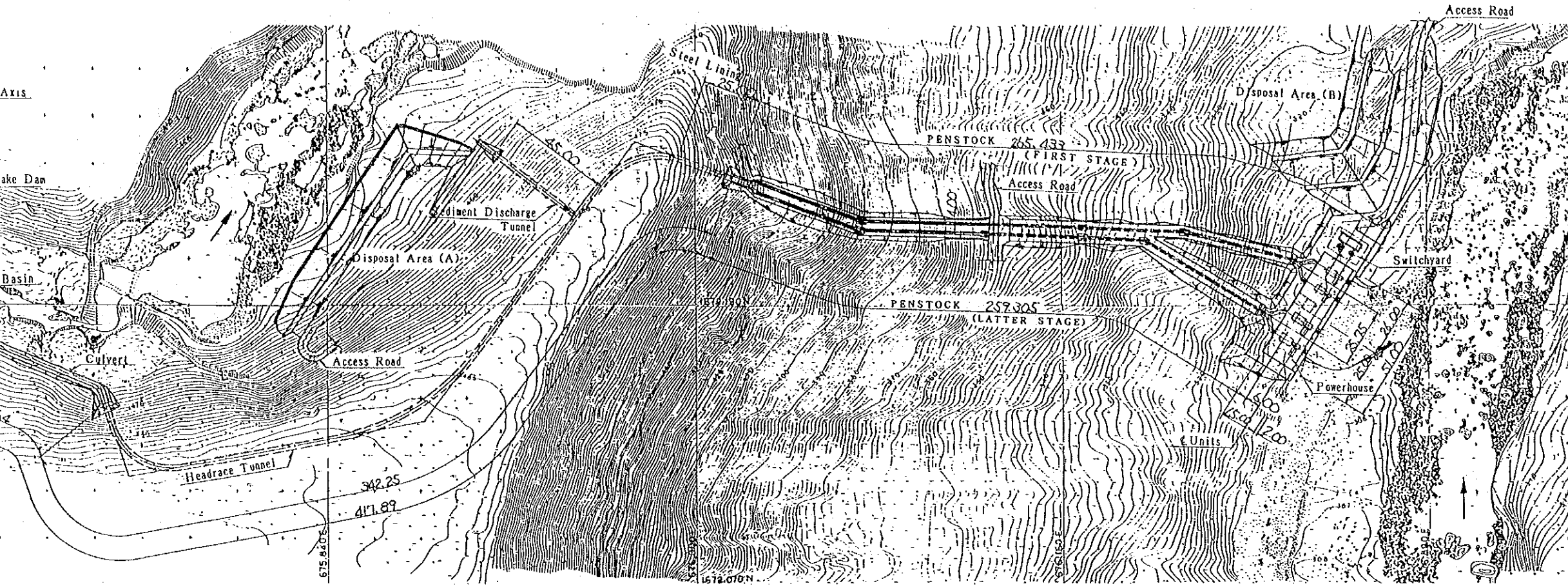
PLAN



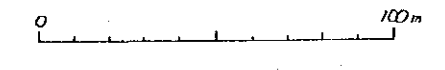
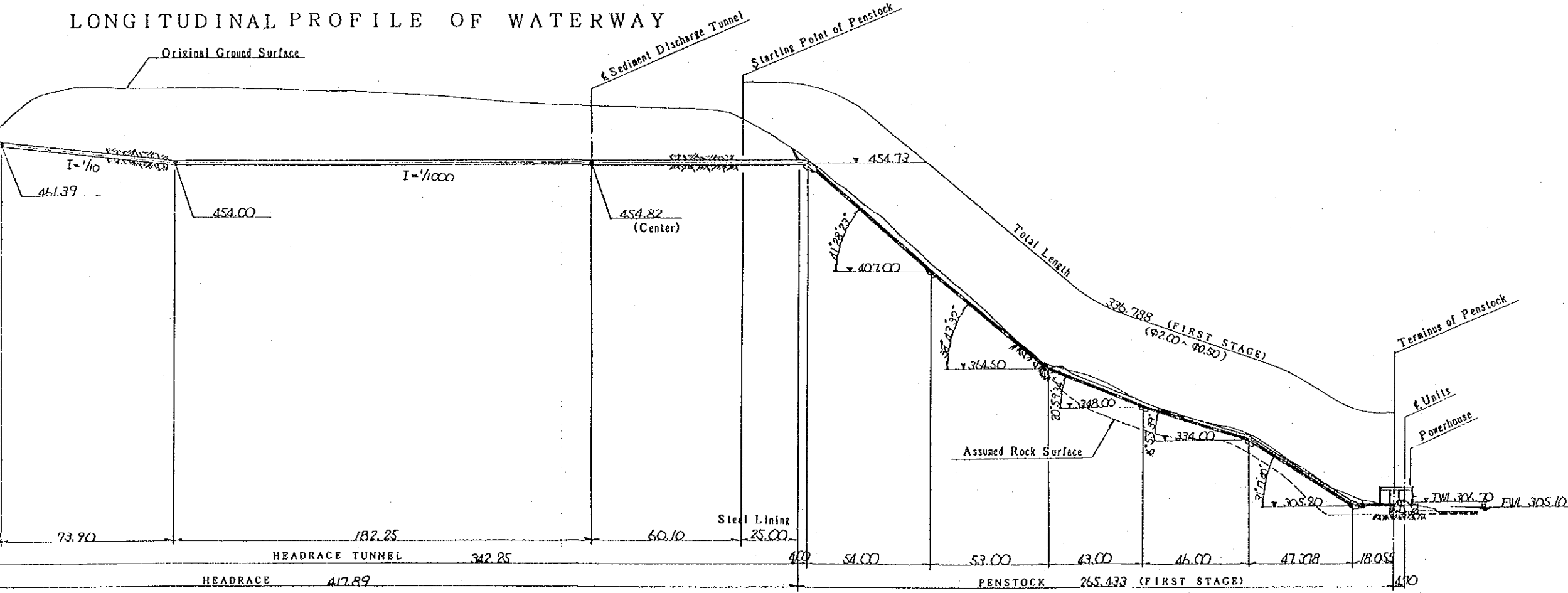
LONGITUDINAL PROFILE OF WATERWAY



PLAN

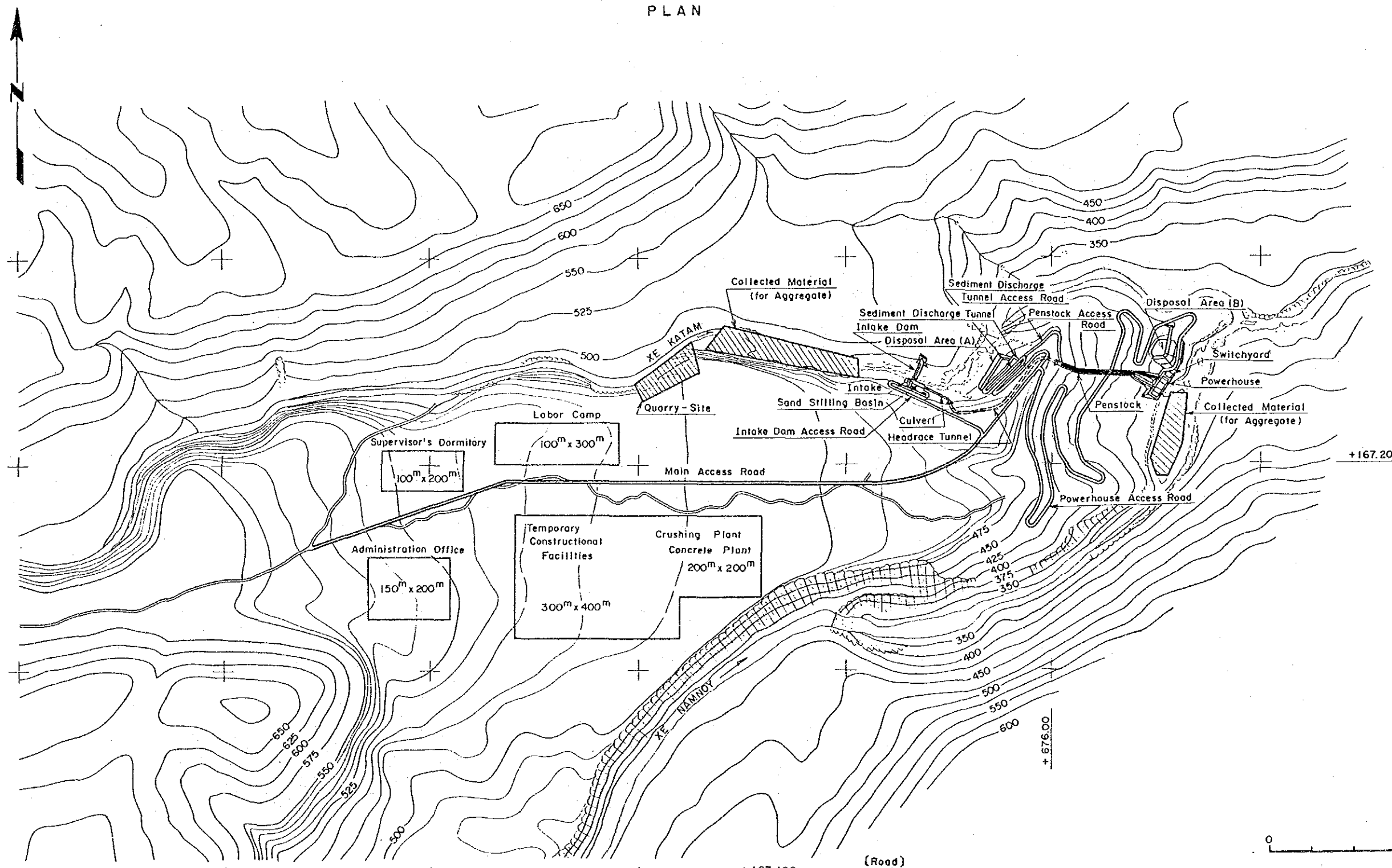


LONGITUDINAL PROFILE OF WATERWAY



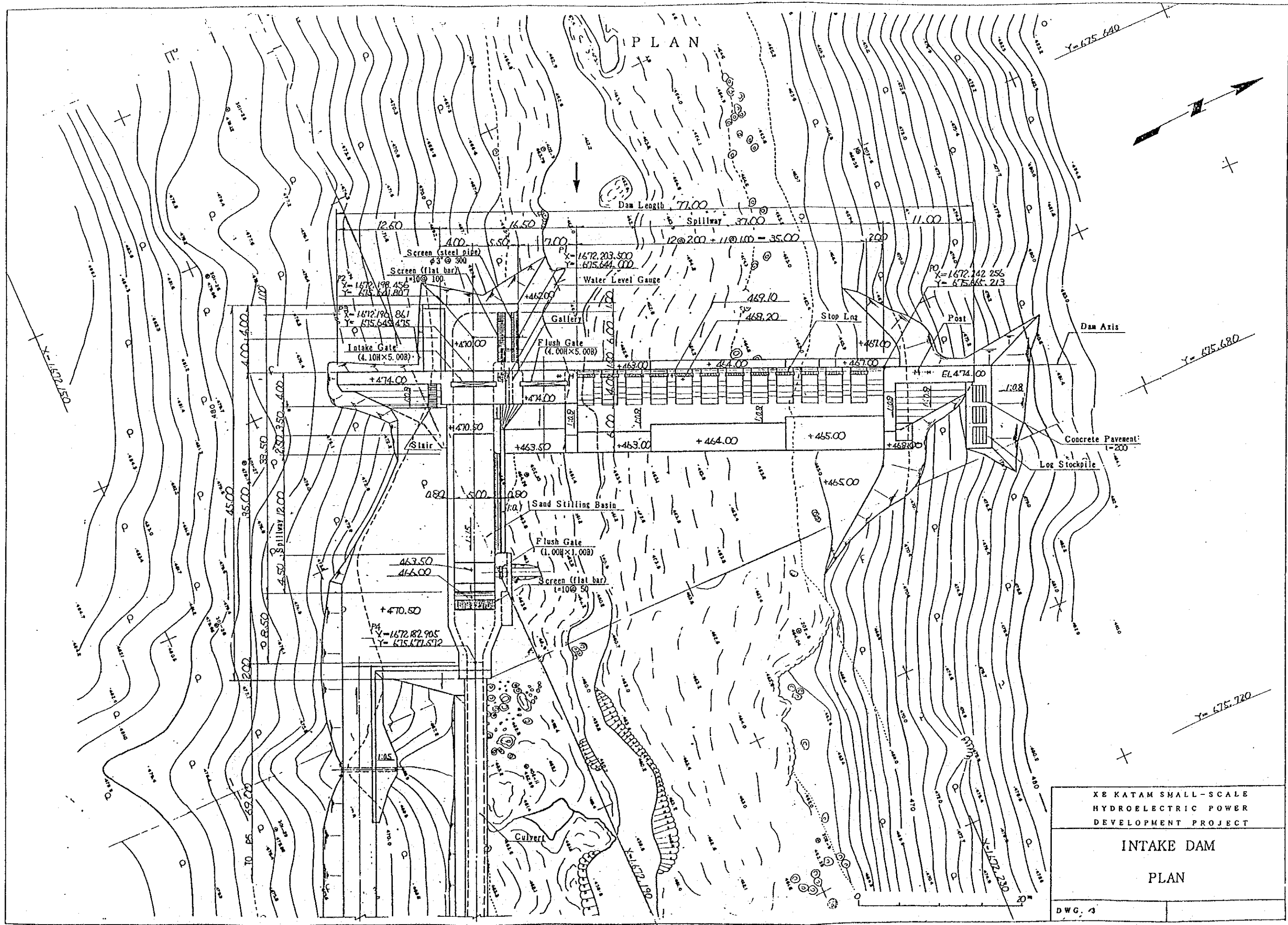
XE KATAM SMALL-SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
GENERAL PLAN LONGITUDINAL PROFILE OF WATERWAY	
DWG. 1	

PLAN



- (Road)
- Main Access Road — L= 1680 m B=8.0m
 - Intake Dam Access Road — L= 400 m B=4.0m
 - Sediment Discharge Tunnel Access Road } — L= 850 m B=4.0m
 - Penstock Access Road }
 - Powerhouse Access Road — L= 2600 m B=4.0m

XE KATAM SMALL - SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
GENERAL LAYOUT	
DWG. 2	



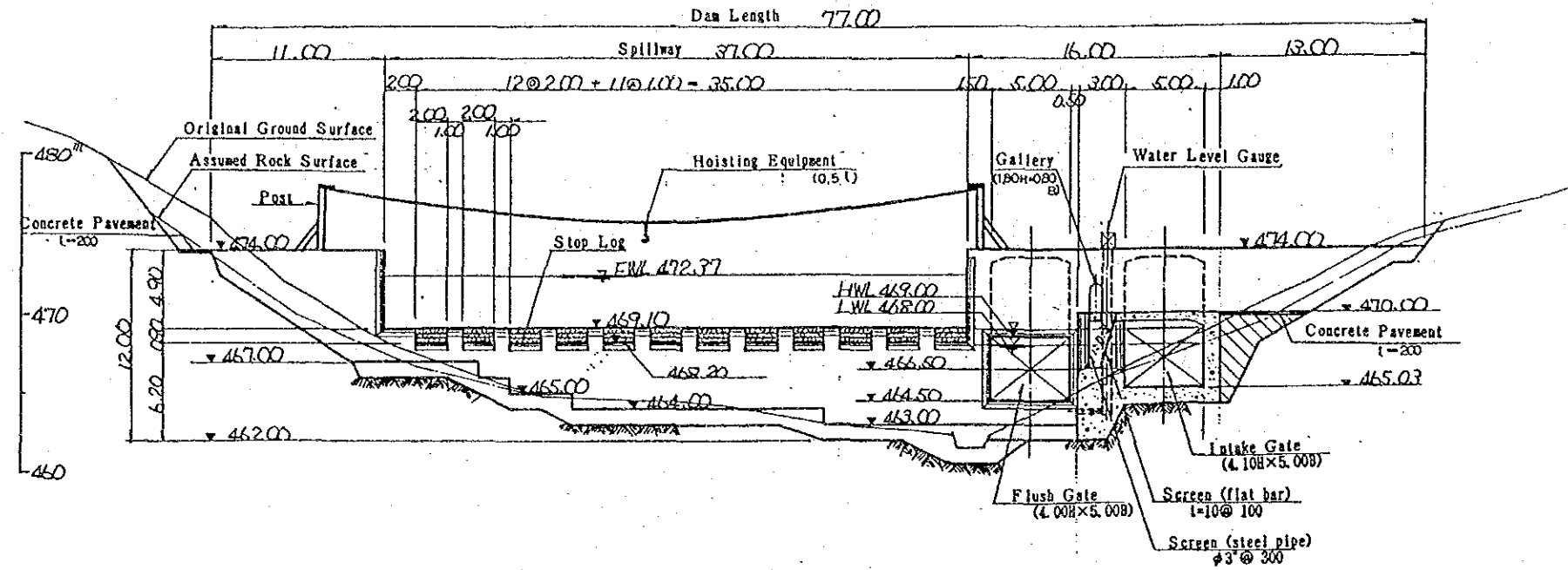
XB KATAM SMALL-SCALE
 HYDROELECTRIC POWER
 DEVELOPMENT PROJECT

INTAKE DAM

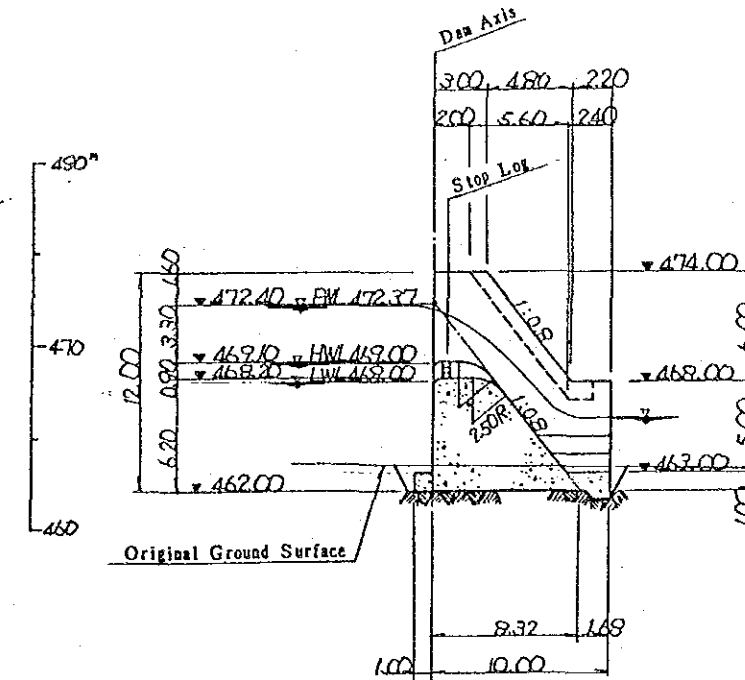
PLAN

 DWG. 4

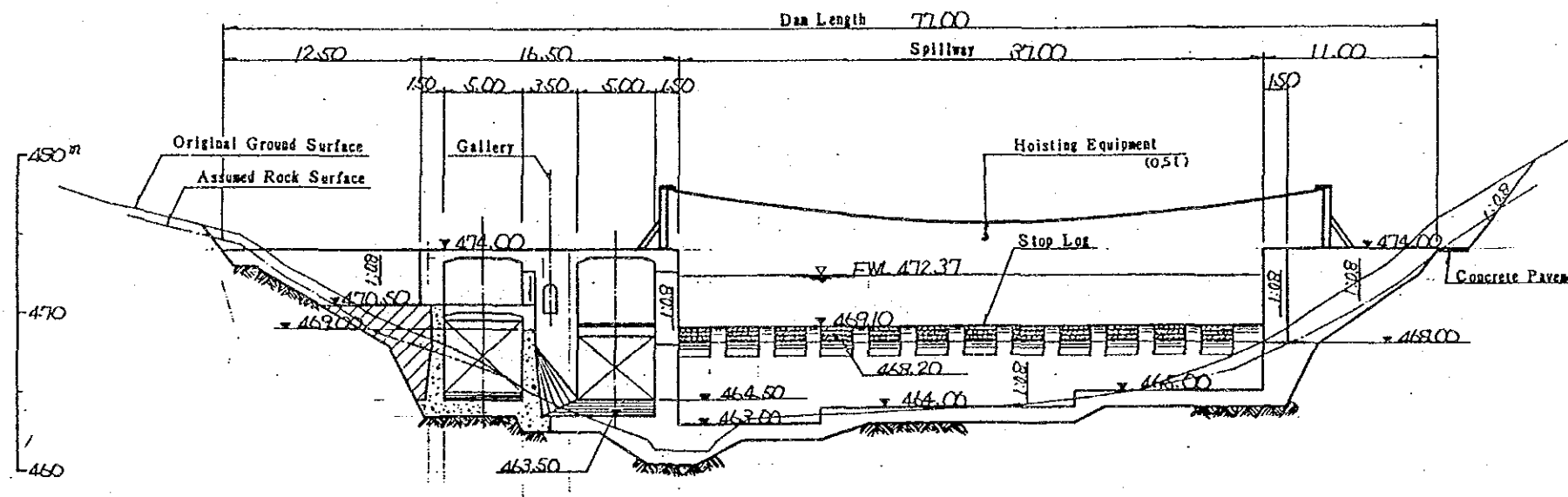
UPSTREAM ELEVATION



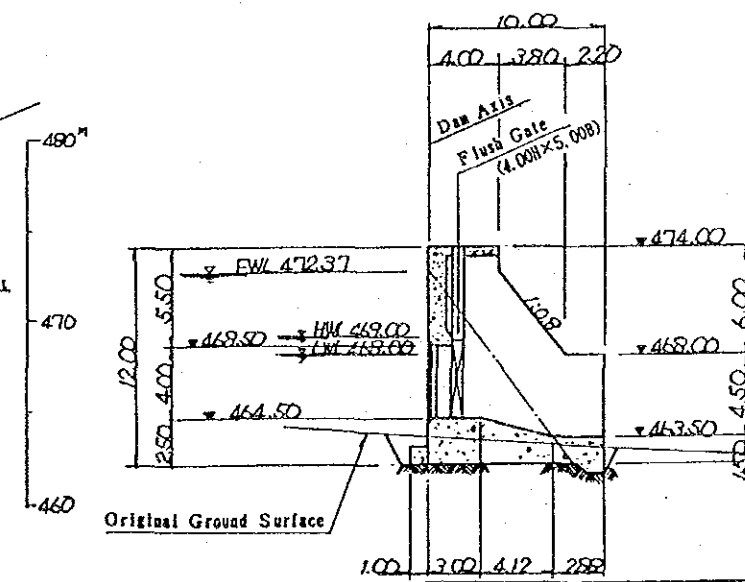
OVERFLOW SECTION



DOWNSTREAM ELEVATION



FLUSH GATE SECTION



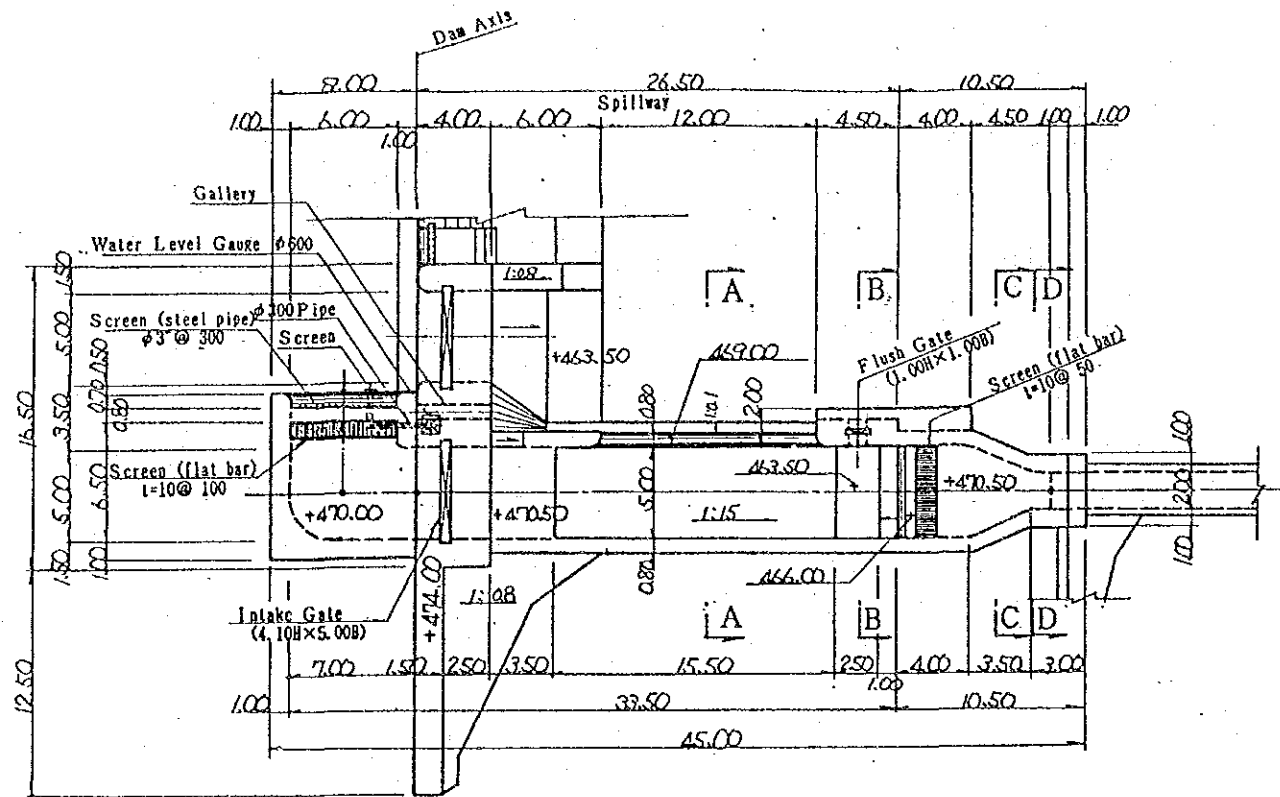
XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

INTAKE DAM
ELEVATION AND
TYPICAL SECTIONS

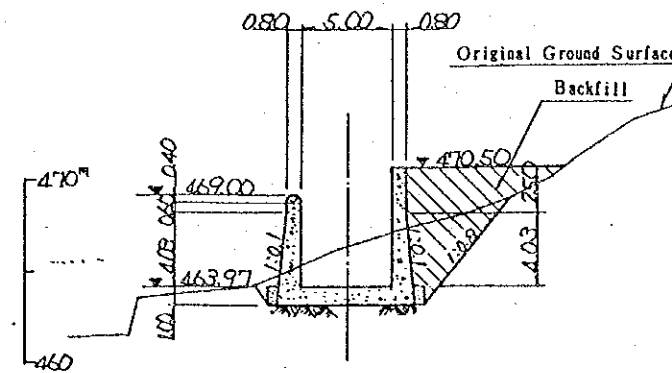
DWG. 4



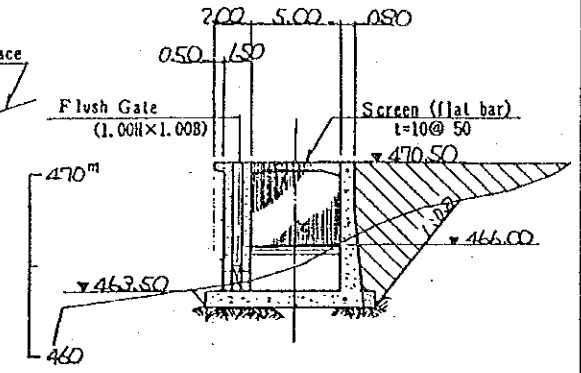
PLAN



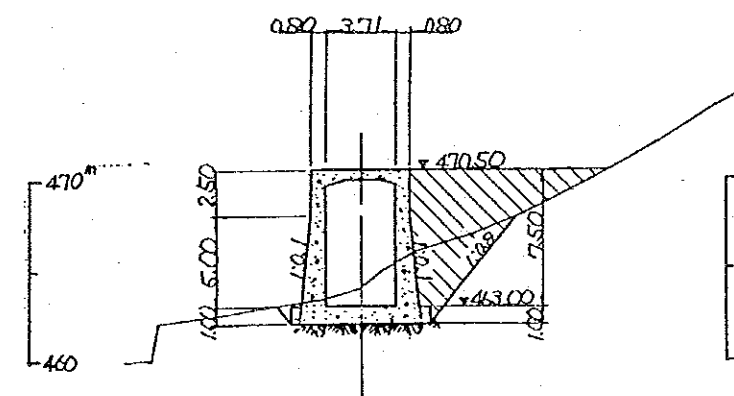
SECTION A-A



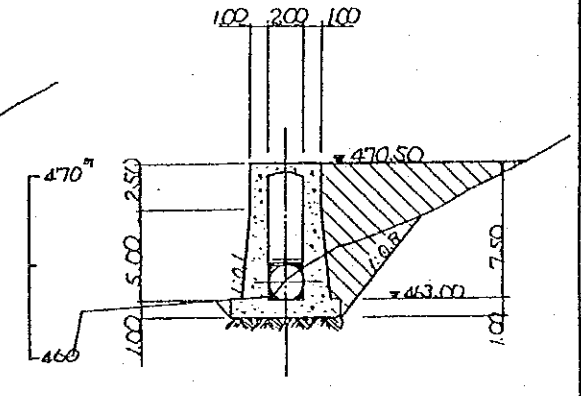
SECTION B-B



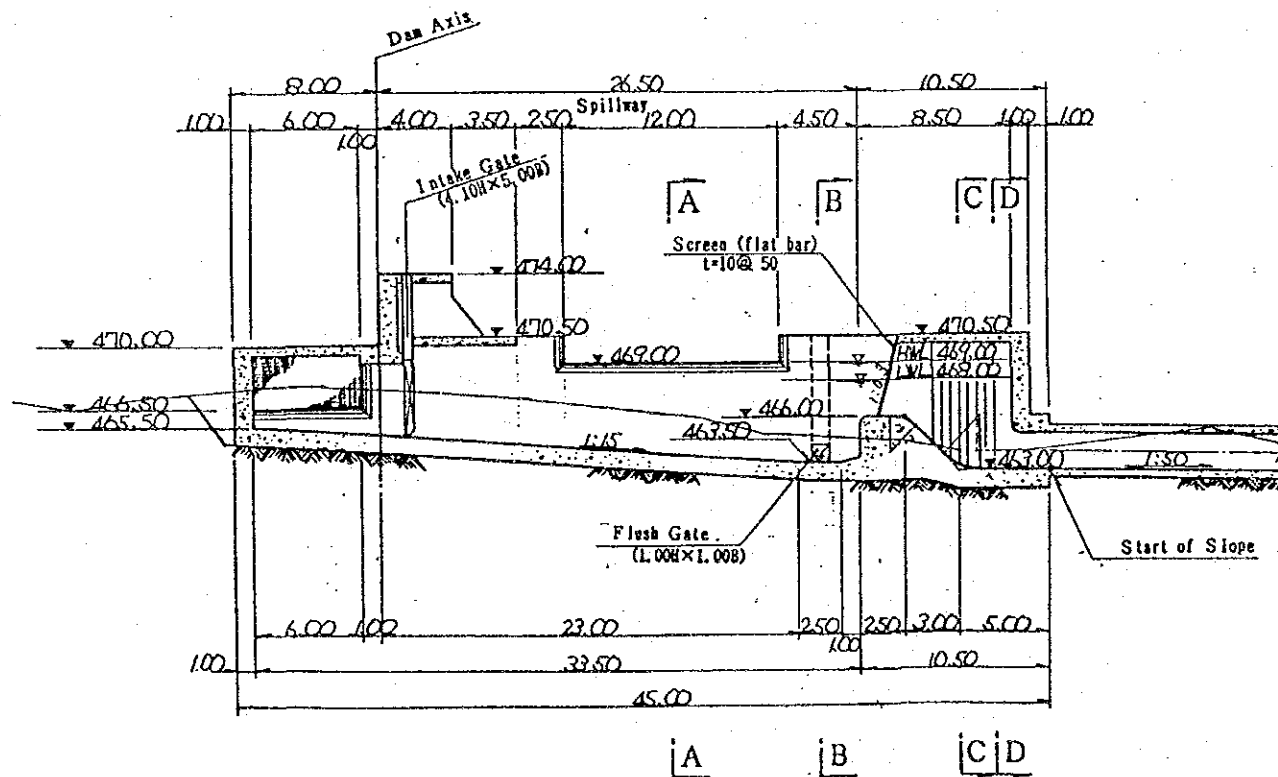
SECTION C-C



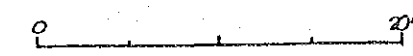
SECTION D-D

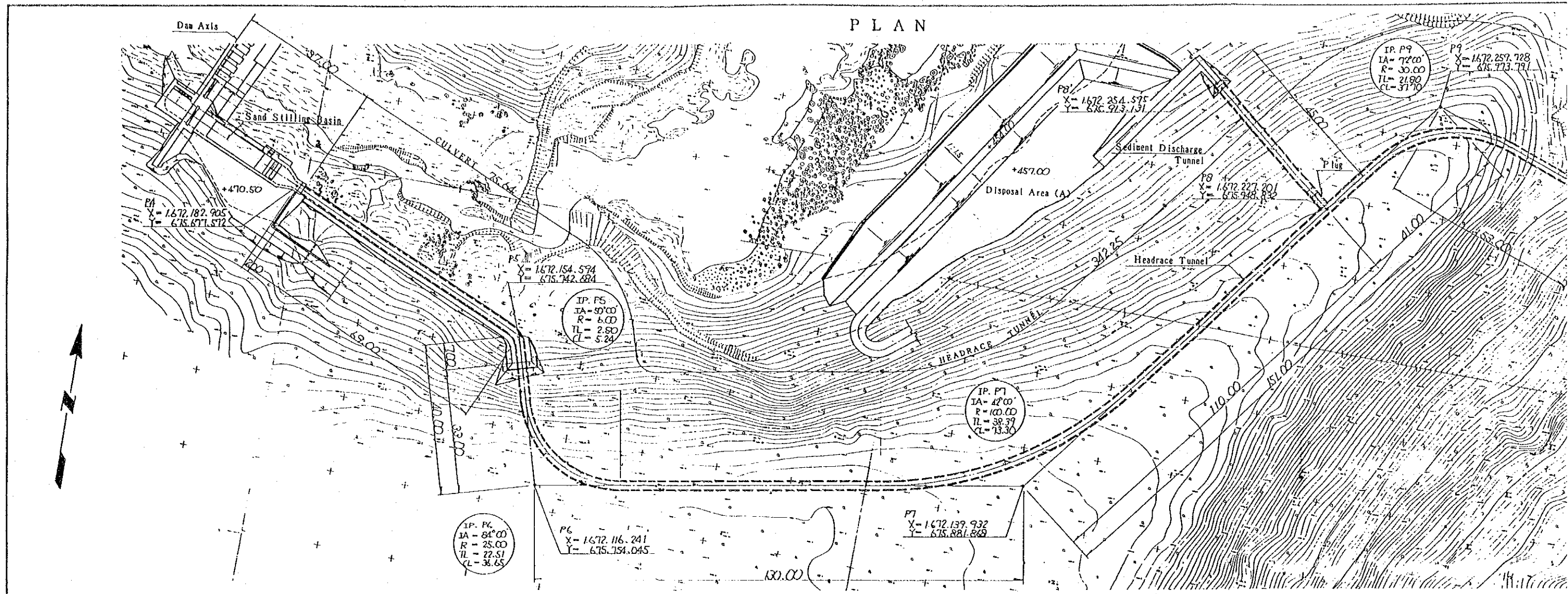


LONGITUDINAL SECTION

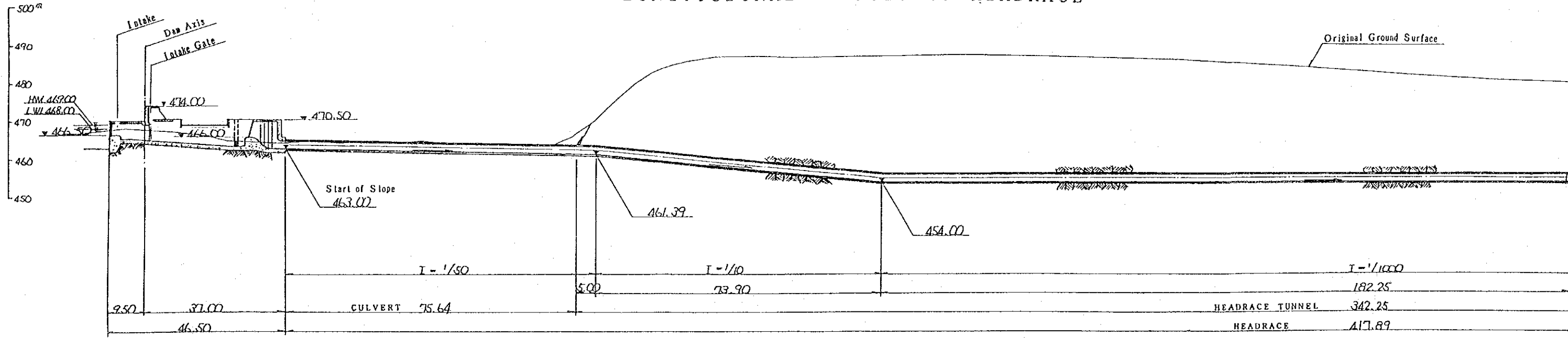


XE KATAM SMALL-SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
SAND STILLING BASIN	
PLAN AND SECTIONS	
DWG. 5	

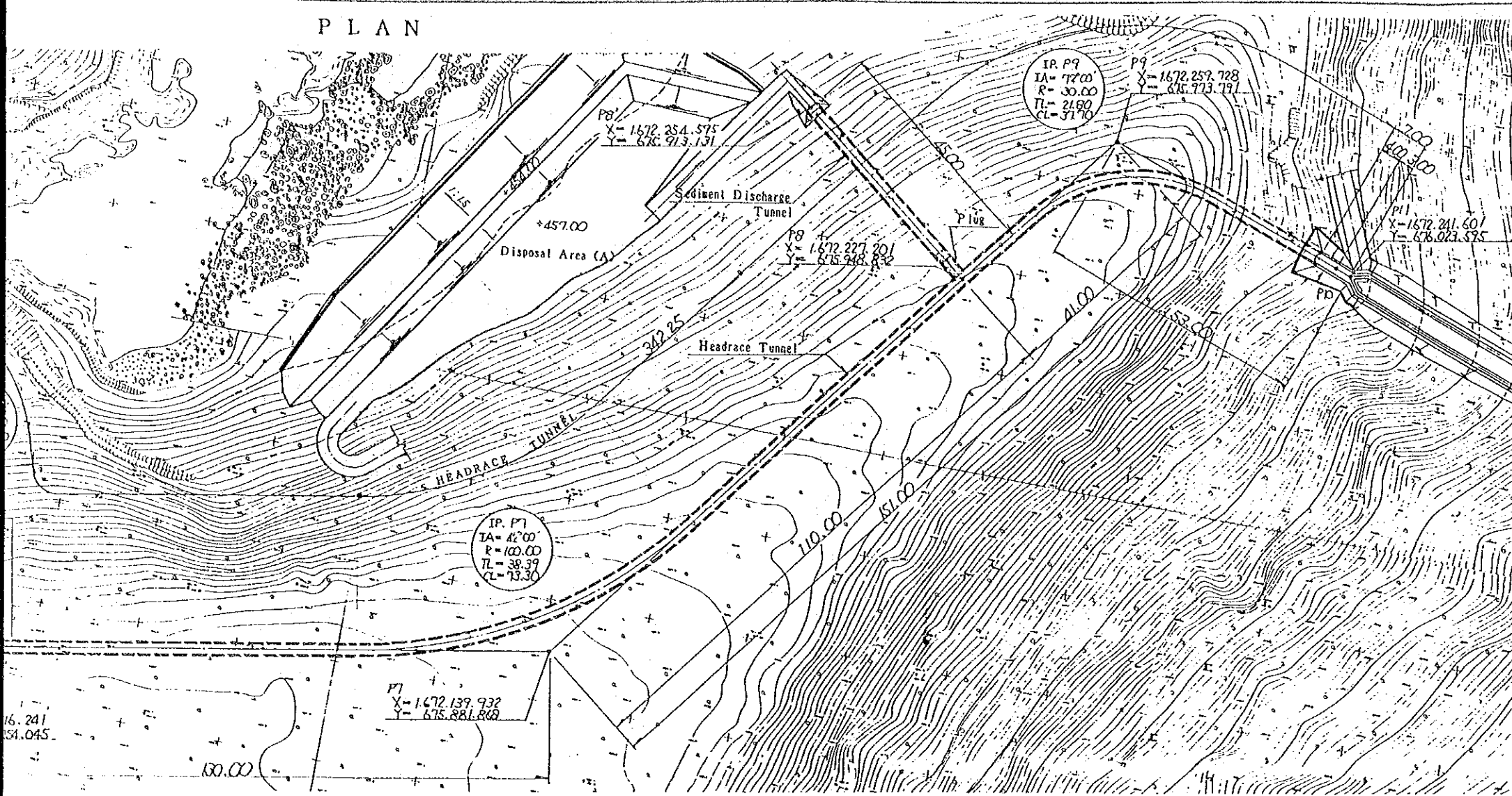




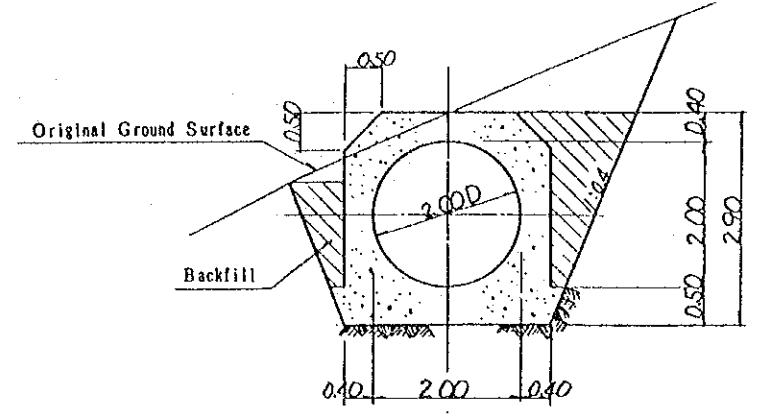
LONGITUDINAL PROFILE OF HEADRACE



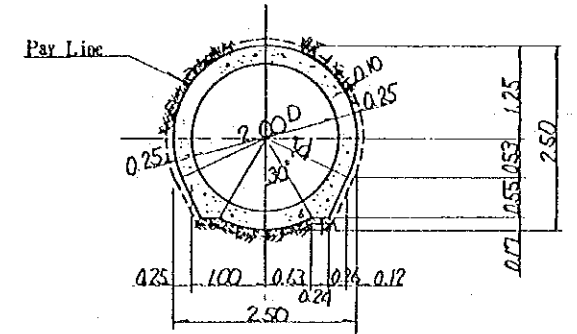
PLAN



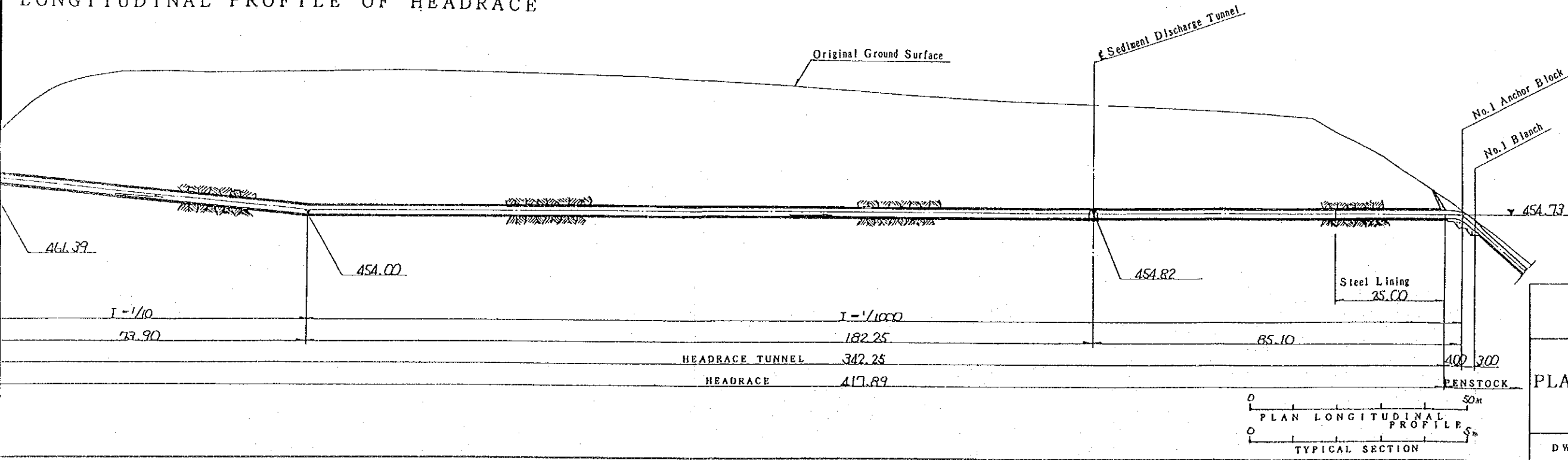
TYPICAL SECTION OF CULVERT



TYPICAL SECTION OF HEADRACE TUNNEL



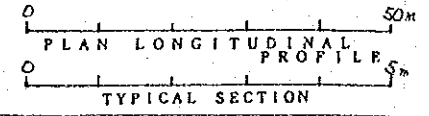
LONGITUDINAL PROFILE OF HEADRACE



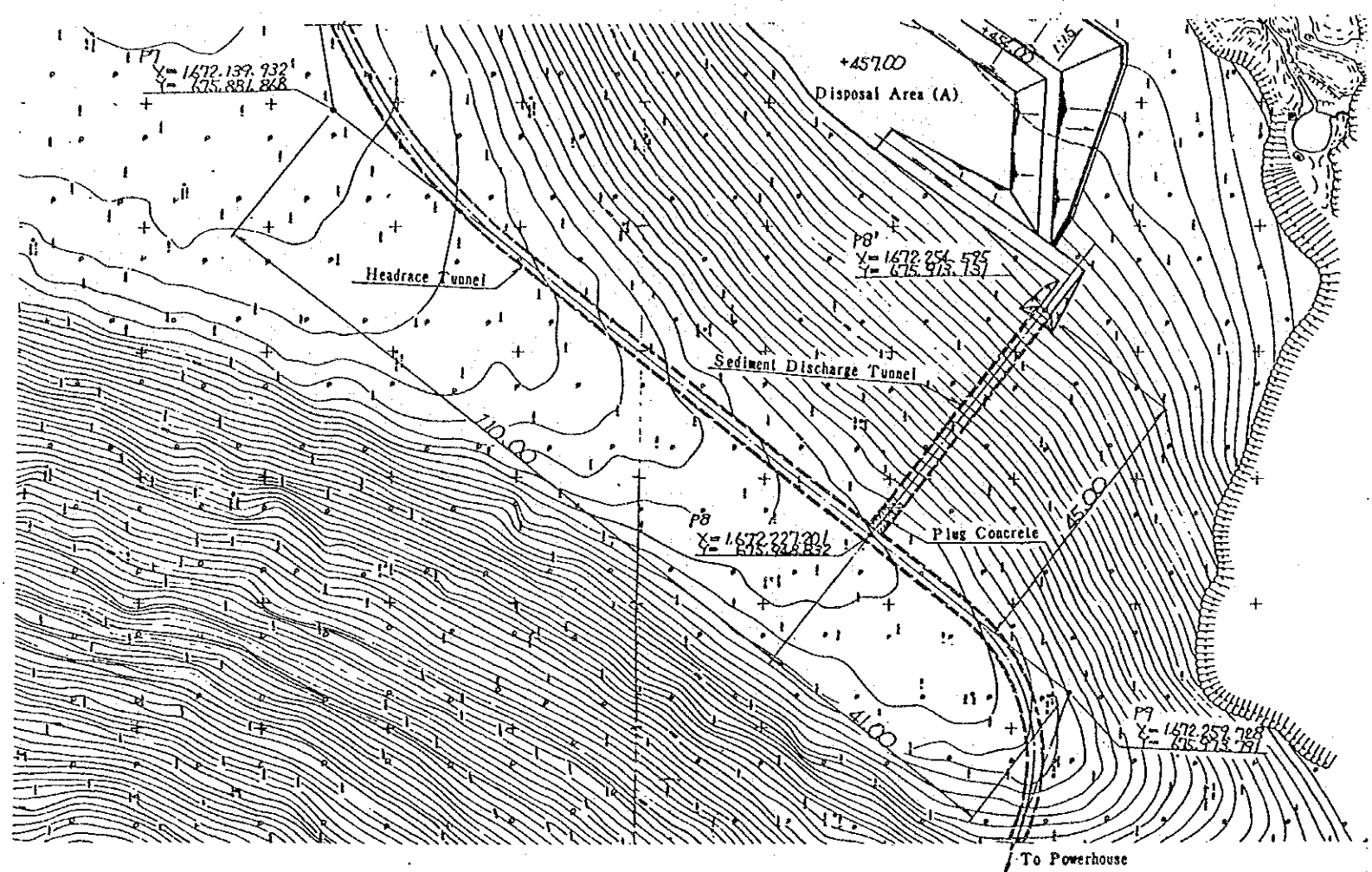
XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

**HEADRACE
PLAN, LONGITUDINAL
PROFILE AND SECTIONS**

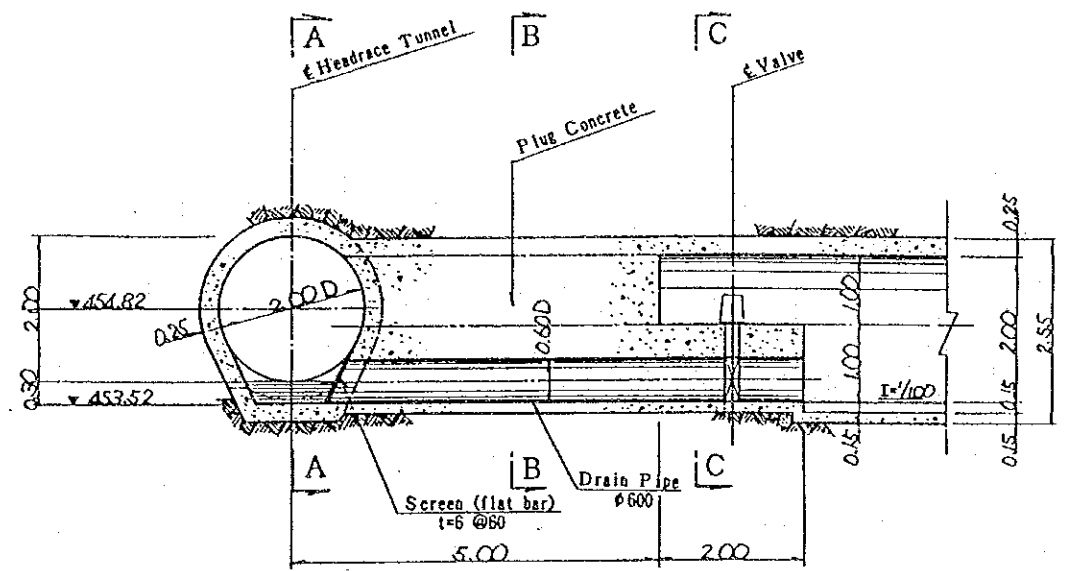
DWG. 6



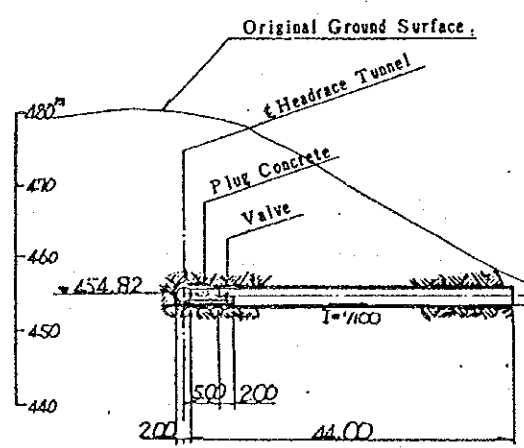
PLAN



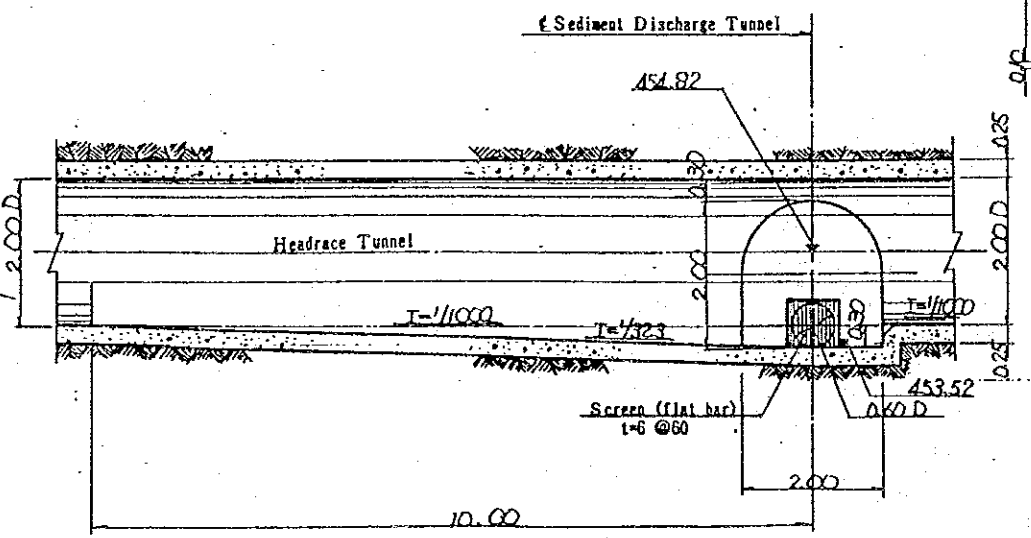
PLUG CONCRETE



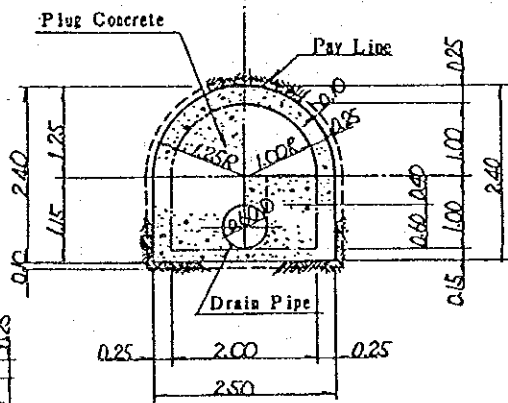
LONGITUDINAL PROFILE



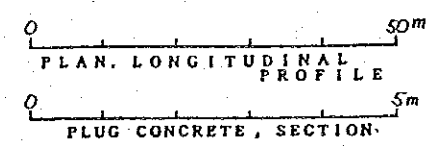
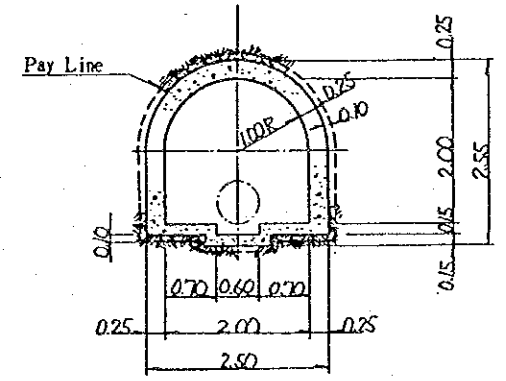
SECTION A-A



SECTION B-B SECTION C-C



TYPICAL SECTION OF SEDIMENT DISCHARGE TUNNEL



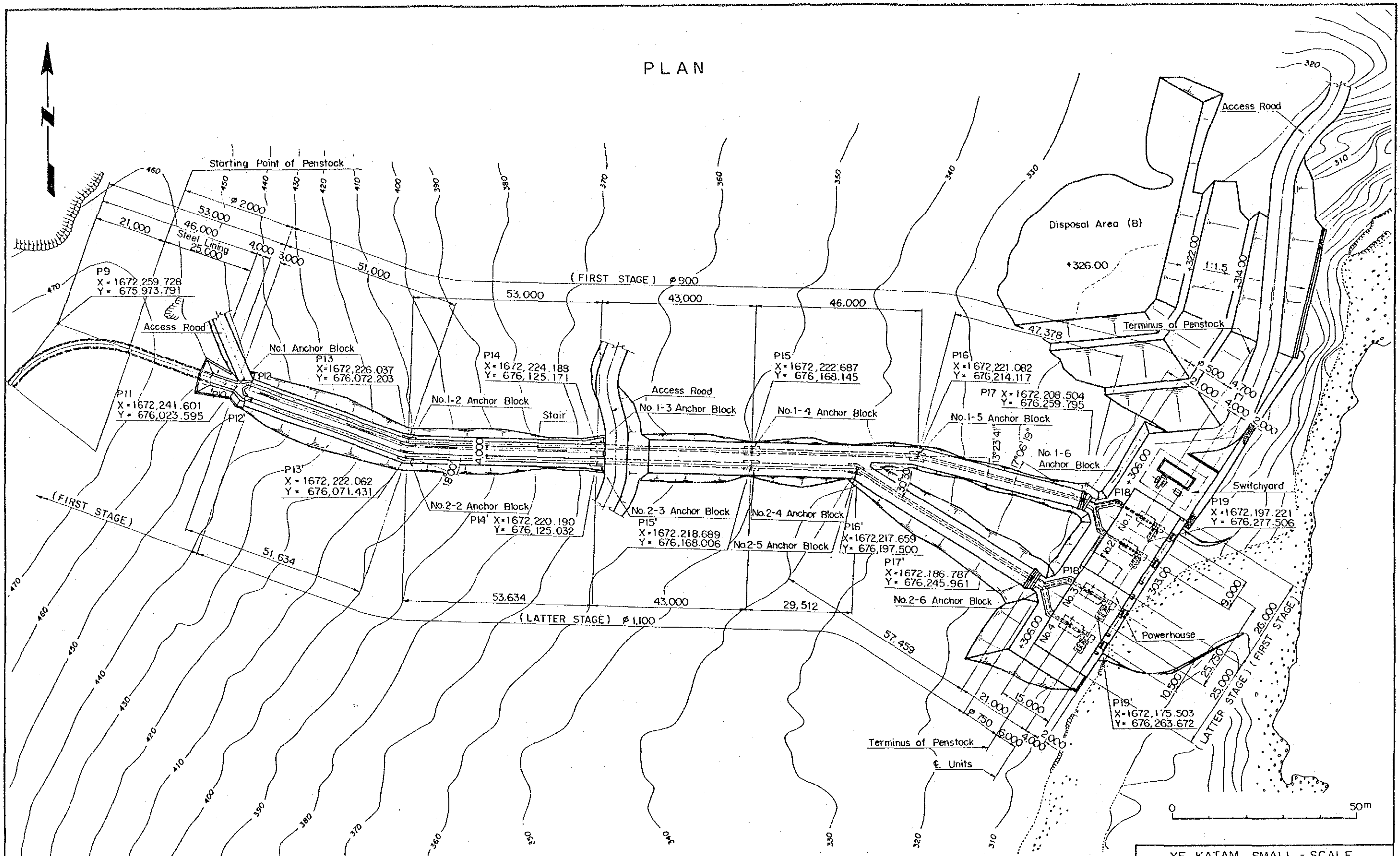
XB KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

SEDIMENT DISCHARGE TUNNEL

PLAN, LONGITUDINAL
PROFILE AND SECTIONS

DWG. 1

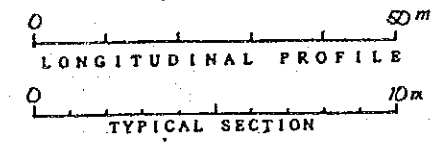
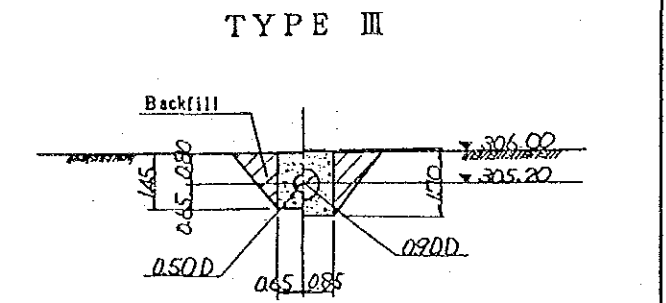
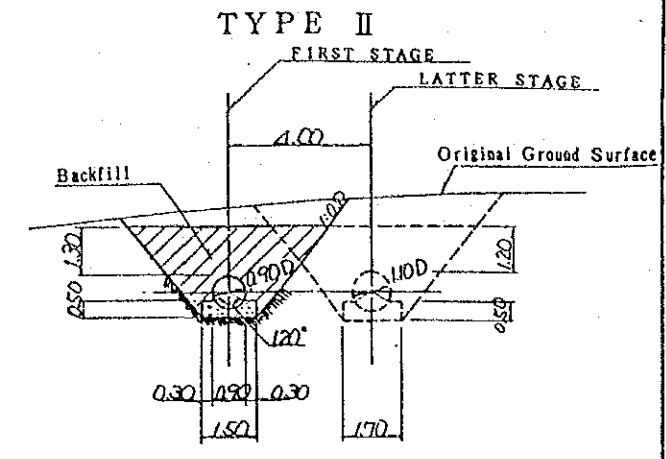
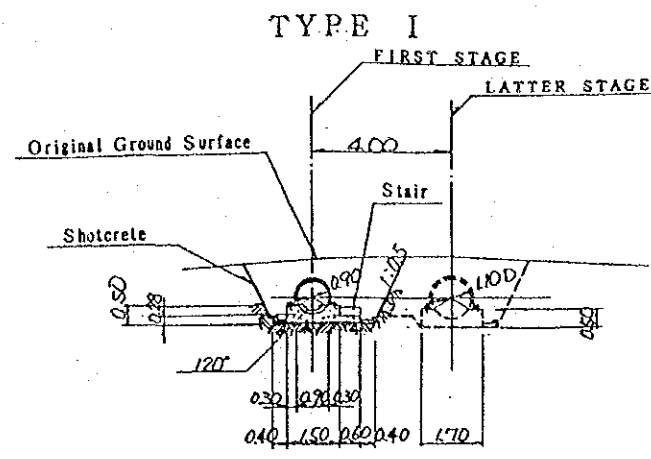
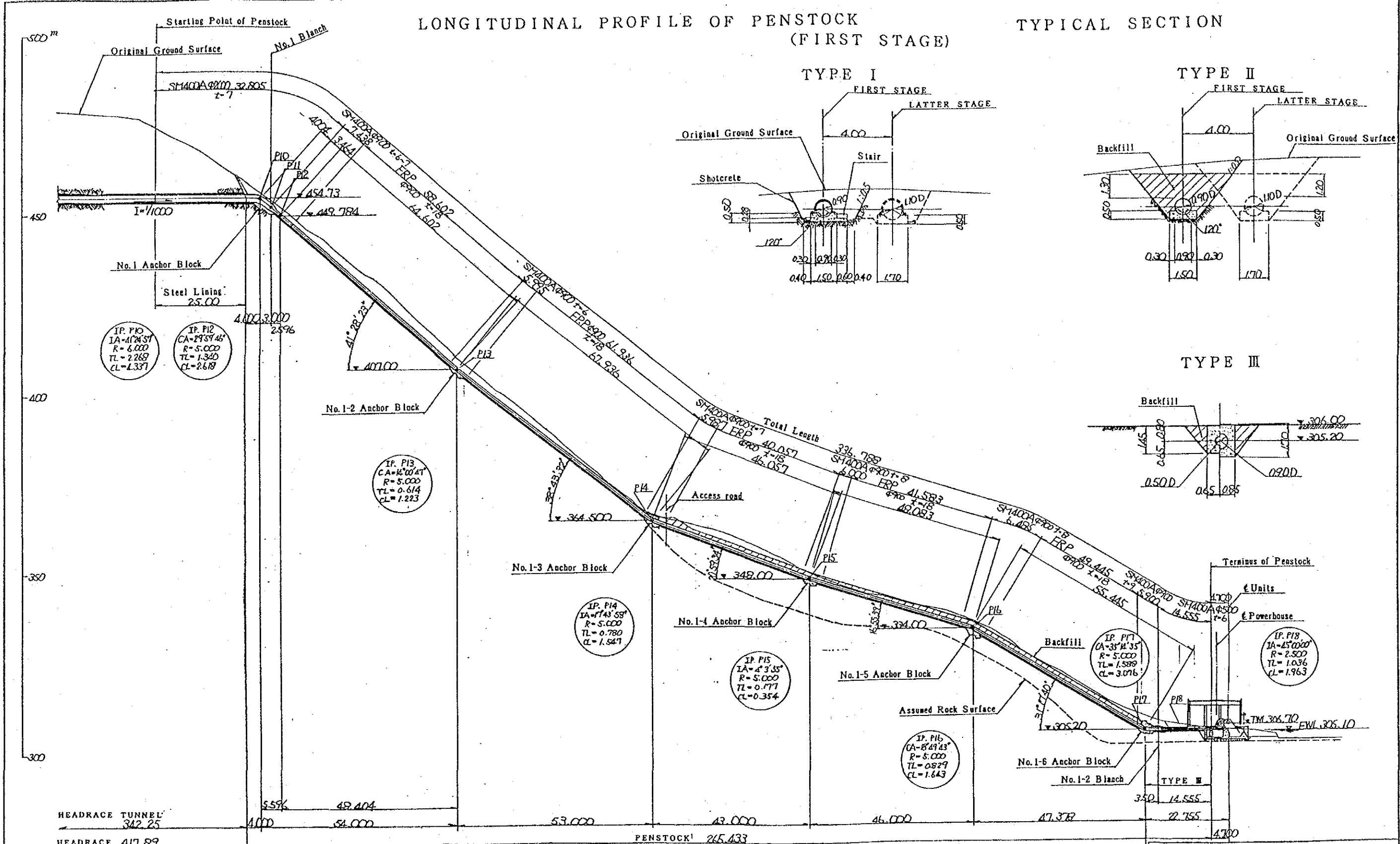
PLAN



XE KATAM SMALL - SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
PENSTOCK PLAN	
DWG.	8

LONGITUDINAL PROFILE OF PENSTOCK (FIRST STAGE)

TYPICAL SECTION



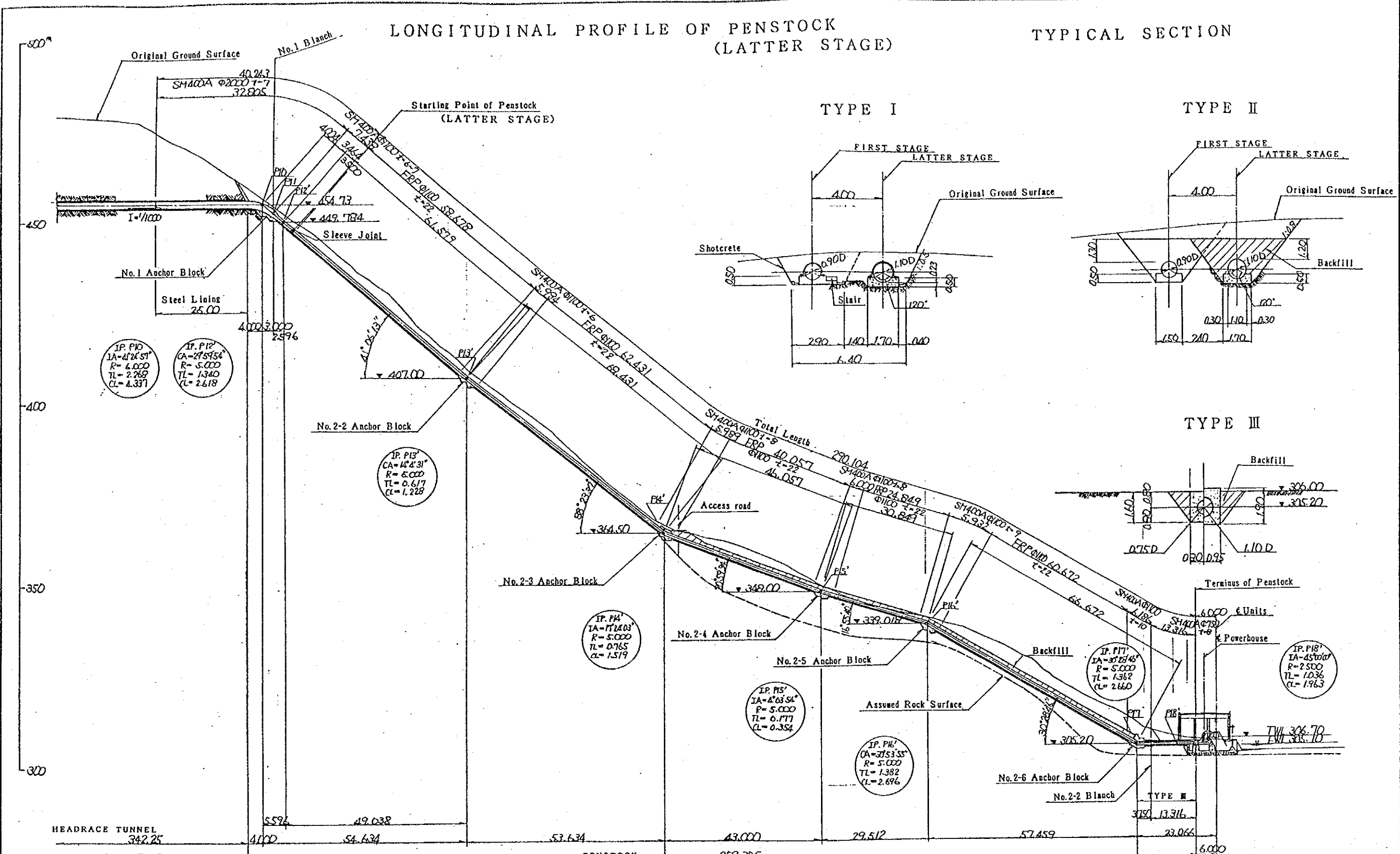
XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

PENSTOCK
LONGITUDINAL PROFILE
AND TYPICAL SECTIONS
(FIRST STAGE)

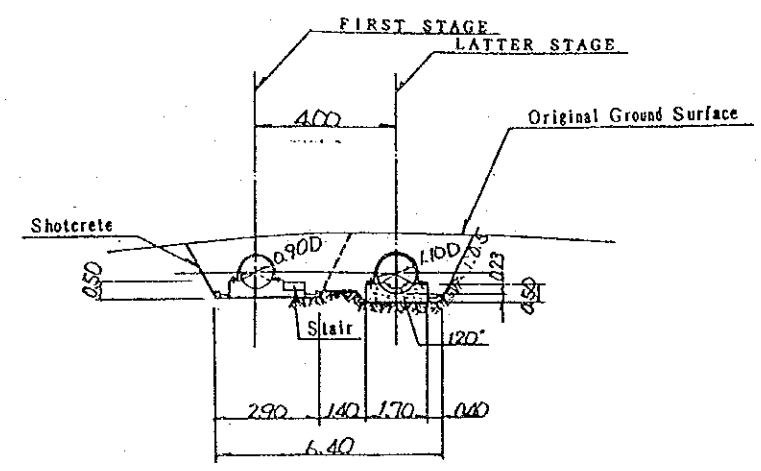
DWG. 9

LONGITUDINAL PROFILE OF PENSTOCK
(LATTER STAGE)

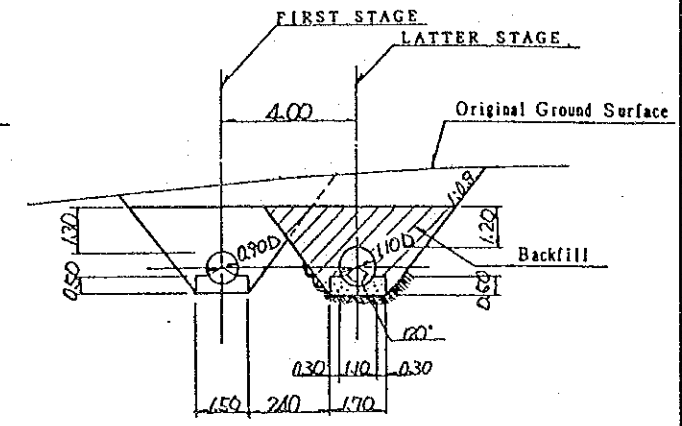
TYPICAL SECTION



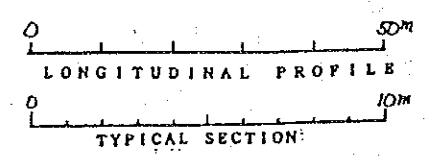
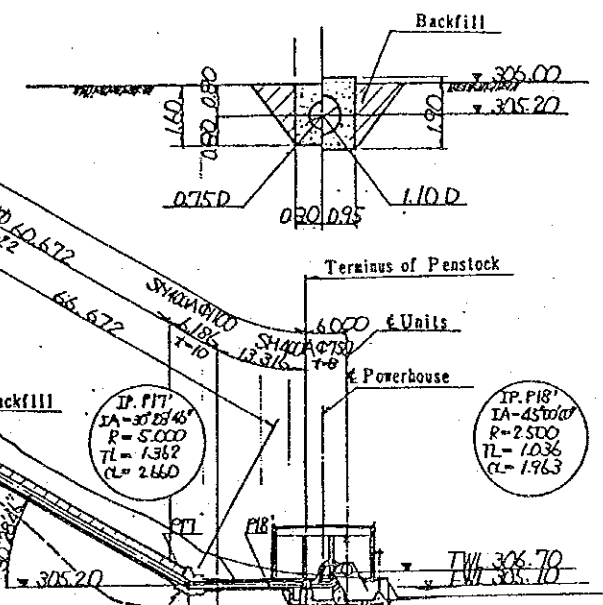
TYPE I



TYPE II



TYPE III

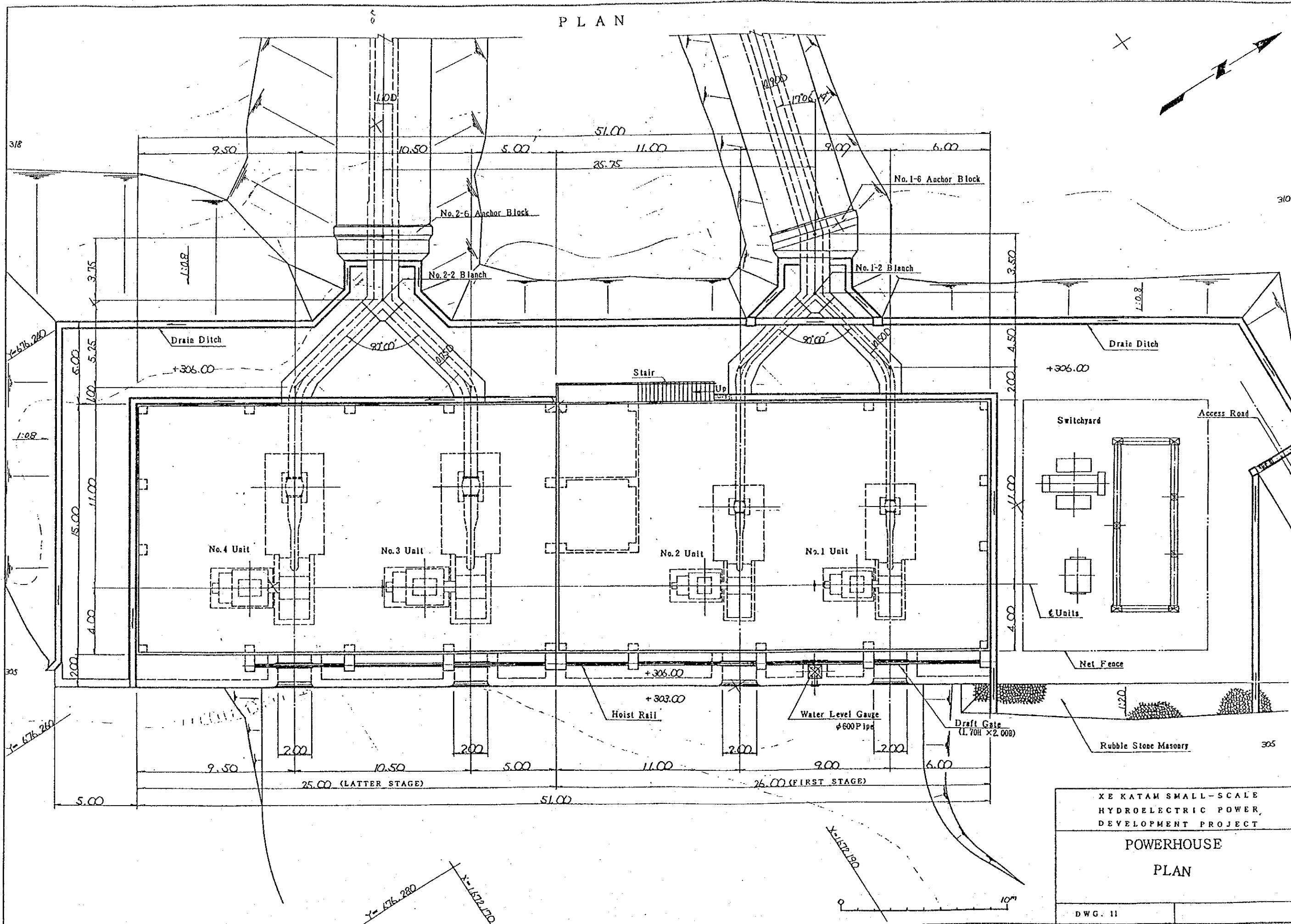


XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

**PENSTOCK
LONGITUDINAL PROFILE
AND TYPICAL SECTIONS
(LATTER STAGE)**

DWC. 10

PLAN

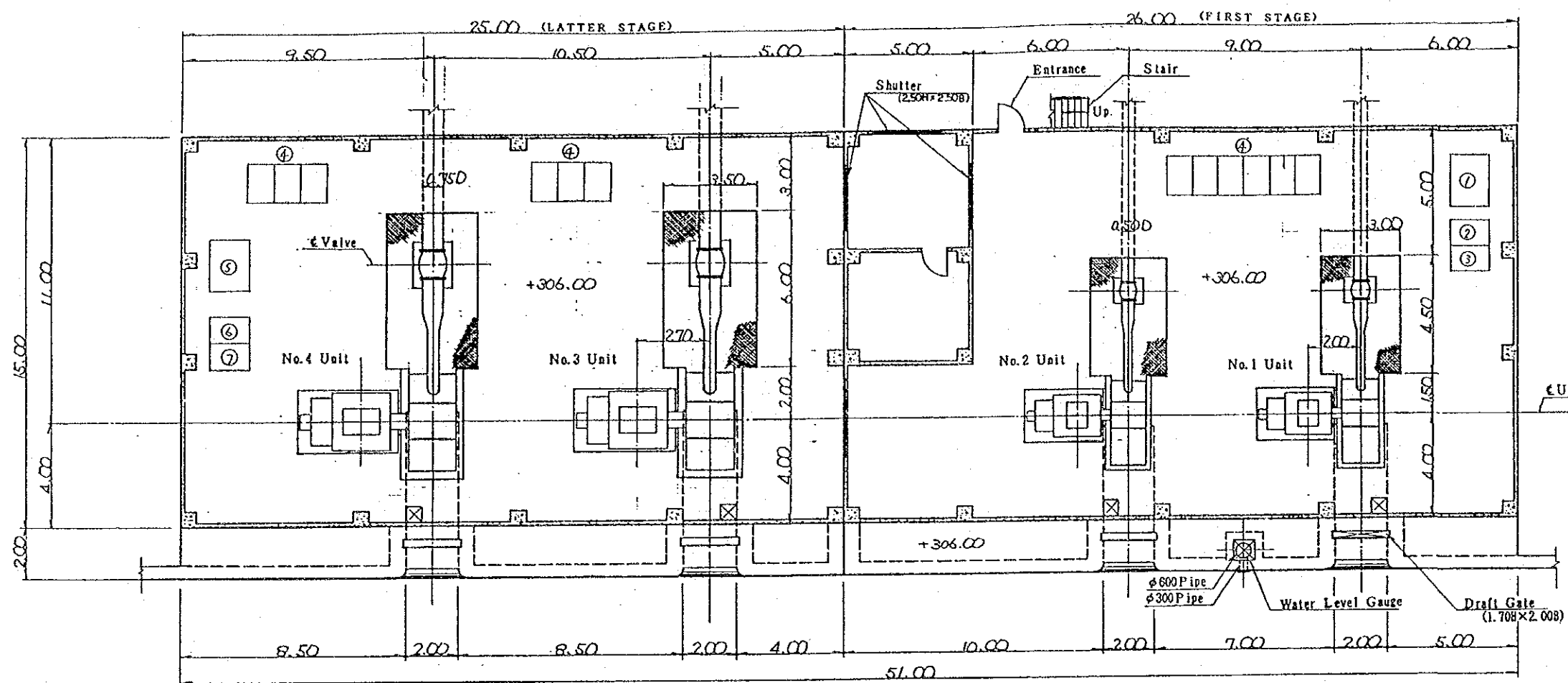


XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER,
DEVELOPMENT PROJECT

**POWERHOUSE
PLAN**

DWG. 11

PLAN AT EL 306.00

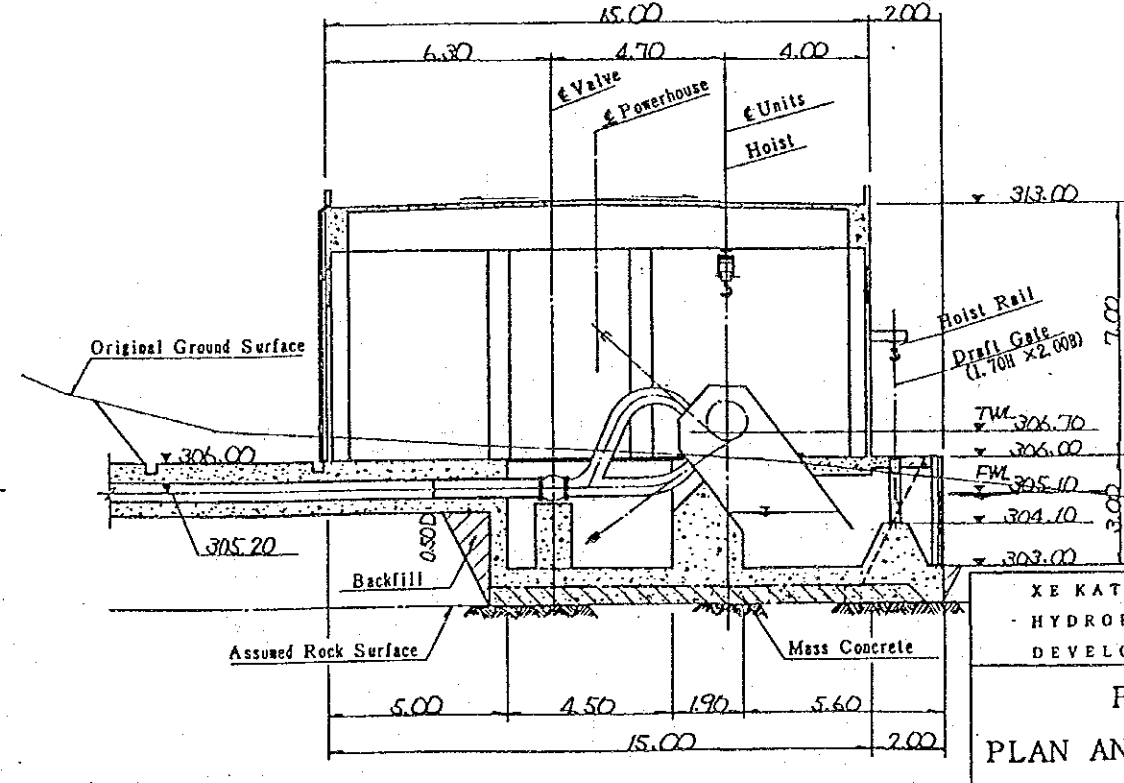
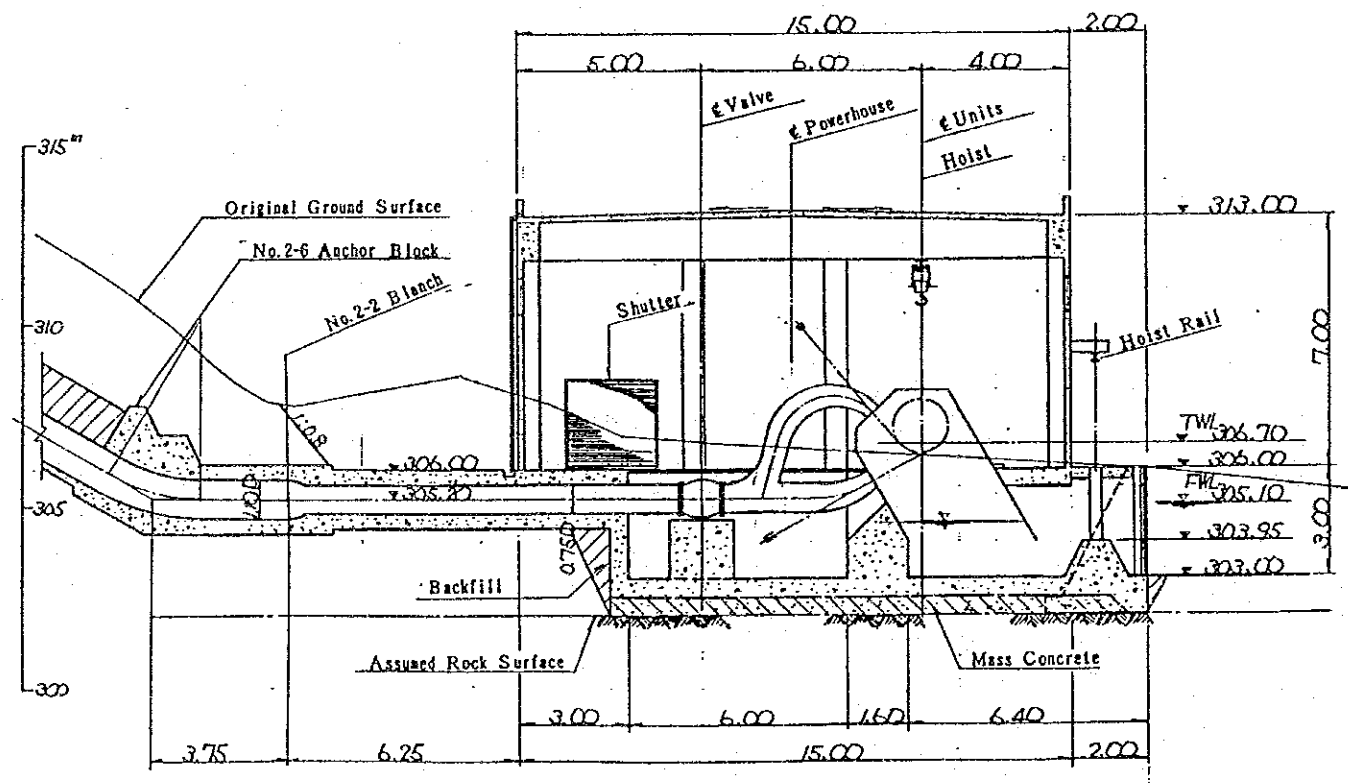


LEGEND

No	DESCRIPTION
①	Pressure Oil Supply
②	Switching Board
③	D.C Supply
④	Turbine Generator Control Board
⑤	Pressure Oil Supply
⑥	Switching Board
⑦	D.C Supply

TRANSVERSAL SECTION (LATTER STAGE)

TRANSVERSAL SECTION (FIRST STAGE)

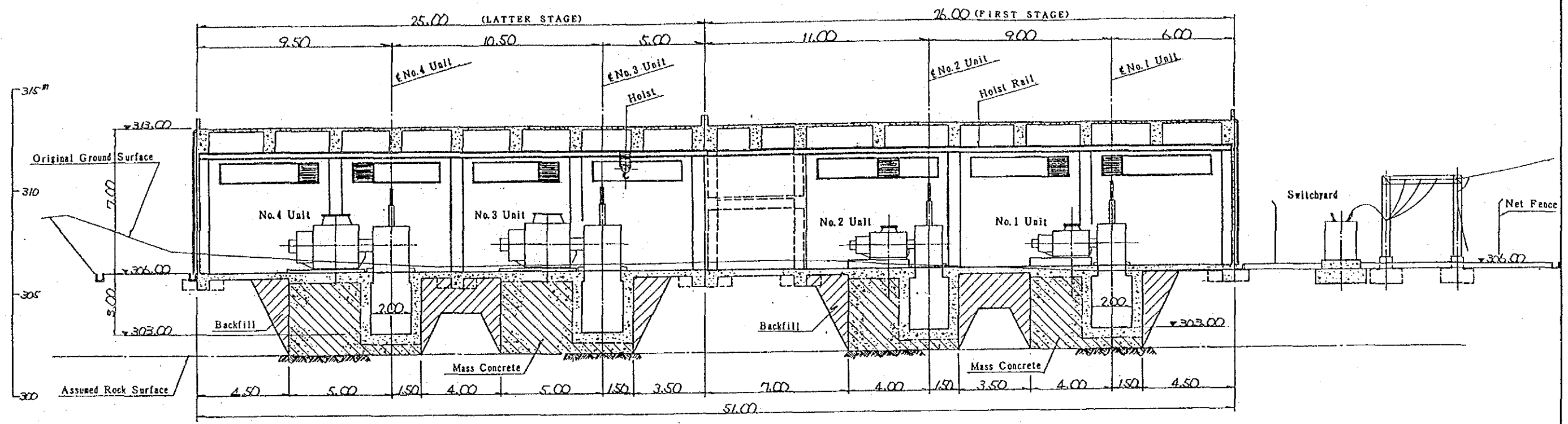


XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

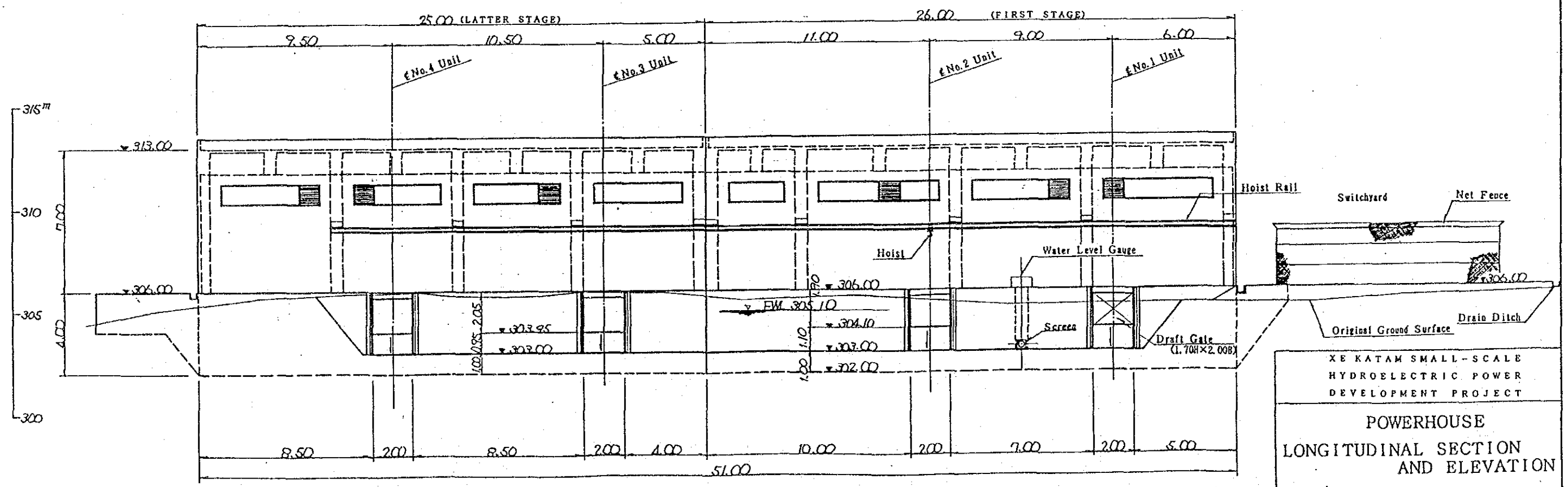
POWERHOUSE
PLAN AND TRANSVERSAL
SECTIONS

DWG. 12

LONGITUDINAL SECTION



ELEVATION OF OUTLET



XE KATAM SMALL-SCALE
HYDROELECTRIC POWER
DEVELOPMENT PROJECT

**POWERHOUSE
LONGITUDINAL SECTION
AND ELEVATION**

DWG. 13

参 考 文 献

- | | |
|---|----------------------|
| 1. 発電用水力設備の技術基準と官庁手続き | 通商産業省資源エネルギー庁 |
| 2. 水理公式集 | 土木学会 |
| 3. コンクリート標準示方書・設計編 | 土木学会 |
| 4. トンネル標準示方書（山岳編）・同解説 | 土木学会 |
| 5. 土木工学ハンドブック・上、中、下 | 土木学会 |
| 6. 中小水力発電ガイドブック | 新エネルギー財団 |
| 7. ダム設計基準 | 日本大ダム会議 |
| 8. 水門鉄管技術基準 | 水門鉄管協会 |
| 9. 土質調査法 | 土質工学会 |
| 10. 水窪発電所新設工事・工事記録 | 電源開発 |
| 11. 早木戸発電所新設工事・工事記録 | 電源開発 |
| 12. 発電水力演習 | 千秋信一 |
| 13. FRPM管等、管路設計・施工マニュアル（案） | 資源エネルギー庁新エネルギー財団 |
| 14. 圧力トンネルの内径とコンクリートの巻立厚さ | 発電水力No.121, 122, 128 |
| 15. JIS A 5350 Fiberglass Reinforced Plastic Mortar Pipes | |

2. 工事計画及び工事費

目 次

	頁
2.1 工事工程	IV-2-1
2.1.1 一般	IV-2-1
2.1.2 年度別工事実施概要	IV-2-1
2.2 施工計画	IV-2-4
2.2.1 プロジェクトの位置および輸送ルート	IV-2-4
2.2.2 建設用仮設備	IV-2-6
2.2.3 各構造物の施工法	IV-2-8
2.3 工事費	IV-2-13
2.3.1 見積もり工事費の総括	IV-2-13
2.3.2 見積もりの基本条件	IV-2-13
2.3.3 工事費積算	IV-2-16

List of Figures

Fig. IV-2-1	Construction Schedule (First Stage)
Fig. IV-2-2	Construction Schedule (Latter Stage-1)
Fig. IV-2-3	Construction Schedule (Latter Stage-2)
Fig. IV-2-4	Access Roadmap of Project Site
Fig. IV-2-5	Loading Machine of Tunnel Excavation

List of Tables

Table IV-2-1	Construction Machines List
Table IV-2-2	Summary of Cost Estimates
Table IV-2-3	Estimated Construction Cost
Table IV-2-4	Financial Program
Table IV-2-5	Exchange Rate
Table IV-2-6	Price Indices of Xeset Project
Table IV-2-7	Labor Wages
Table IV-2-8	Constitution Civil Construction Cost
Table IV-2-9	Construction Unit Cost
Table IV-2-10	Work Amount List

第IV章 2. 工事計画および工事費

2.1 工事工程

2.1.1 一般

Xe Katam計画は、Ⅲ章4節に記したように前期の出力2,000kWが1995年に運転開始し、その後出力を増強し、最終的には発電出力6,000kWを完成する予定である。

前期は1994年3月初めに着工し、17ヵ月の工期で1995年8月初めに運転するように、本工事の工事工程を Fig. IV-2-1 の通り立案した。

前期工事の着手前には、基本設計調査、詳細設計、仕様書の作成等を行い、引き続き入札、契約に必要な手続きを完了させる必要がある。これらに必要な期間として1992年、1993年の約2年間を想定した。

なお、後期の4,000kWの開発運転時期については、種々議論もあるが、SekongおよびAttapeu等における電力需要に応じて、2,000kWを2度に渡って建設する。

今回は便宜上、最初の2,000kWを2001年10月初め、その後の2,000kWを2011年10月初めに運転すると仮定して、各工事期間は17ヵ月および16ヶ月の工事工程を Fig. IV-2-2、IV-2-3 の通り立案した。何れも工事は乾季を中心に実施する。

2.1.2 年度別工事実施概要

(1) 前期工事

a) 着工年(1994年)

1994年3月初めに着工と同時に建設工事用資機材の現地搬入(現地輸送ルート2.2.1項参照)を開始する。建設資機材の現地到着次第Ban Houaykongから建設サイトまで約16Km区間の既設道路の拡幅、改修および架橋工事を早急に実施する。次に現地態勢が整い次第、工事用電力、コンクリート設備、掘削設備、仮建物、その他仮設備の工事を行う。また、中央進入道路および各取付け道路にも着手し雨季前に、これらの大半を完了させる。但し、発電所取付け道路工事は2,600Kmと長く、且つ急峻な斜面での工事でもあり、発電所工事と共に本工事のクリティカルパスとなるもので雨季も引き続いて工事を行い、次の乾季が始まる10月末迄に完了するものとする(約8ヵ月)。

導水路トンネルは、排砂路坑口までの取付け道路の完了を待って、直ちに坑

口に掘削設備を設置し、排砂路トンネルの掘削、導水路トンネルの掘削を順次進め、年内に掘削を完了の上、巻立コンクリートの一部を実施する。

明かり工事である取水ダム、取水口、沈砂池、蓋渠、水圧管路、発電所の掘削工事は、乾季に入り次第実施し、年内に一部コンクリートを打設する。

水圧管路のFRP管、鋼管、分岐管等の設計・製作は本工事と同時に始め、年内に現地まで搬入する。

水車・発電機の設計・製作も着工と同時に始め、年内に輸送を開始する。

送電線も着工と同時に資機材の調達を始め、年内に現地まで搬入して工事を開始する。

b) 完成年(1995年)

前年度に引き続き、取水ダム、取水口、沈砂池、蓋渠、導水路トンネル、水圧管路、発電所のコンクリートを打設して4月～5月には完成させる。

水圧管路のFRP管および鋼管、分岐管等の据え付けも基礎コンクリート打設と並行して実施し5月中に完了させる。

また、発電所建物も工事を開始して5月中に完了させる。

水車・発電機は機材の現地搬入が終わり次第、据え付けを実施し、6月中には2000kWの設備を完成させ、7月中には試験運転を行い8月始めには送電を開始する。

送電線も前年度に引き続き工事をを行い、送電開始迄には完了させる。

(2) 後期前工事

a) 着工年(2000年)

2000年5月初め、着工と同時に建設工事用資機材の現地搬入を開始する。建設資機材の現地到着次第、必要な仮設備工事を行い、雨季明けまでに完了させる。水圧管路と発電所の掘削工事は乾季に入り次第実施し年内にほぼ完了させる。

FRP管、鋼管、分岐管等の設計・製作は着工と同時に初め、年内に製作を完了させる。水車・発電機の設計・製作も着工と同時に開始する。

b) 完成年 (2001年)

水圧管路および発電所基礎のコンクリート打設は前年末より開始し、4月～5月に完了させるが、一部発電所基礎コンクリートは水車発電機の据え付け時に行う。

FRP管、鋼管、分岐管の据え付けは基礎コンクリートと並行して実施し雨季前(5月)には完成させる。

発電所建物は基礎の立ち上がりを待って、早急に工事を開始し、雨季前(5月)には完成させる。

水車・発電機は1月迄に製作を完了させ、3～4月迄に現地に搬入させる。搬入次第据え付けを実施し、9月に試験運転の上、10月初めには2,000kWの送電を開始する。

なお、土木工事は後期後工事2,000kW分についても全て完了させる。

(3) 後期後工事

後期後工事は、水車・発電機の設計・製作・据え付けのみであり、工事期間は16ヵ月である (Fig. IV-2-3)。

水車・発電機の設計・製作は着工(2010年6月初め)と同時に開始し、2011年1月迄に製作を完了させ、3～4月迄に現地に搬入させる。搬入次第据え付けを実施し、9月に試験運転の上、10月初めには2,000kWの送電を開始する。

2.2 施工計画

2.2.1 プロジェクトの位置および輸送ルート

(1) プロジェクトの位置

Xe Katam計画はthe Lao Peple's Democratic Republicの南部の州の一つであるAttapeu Provinceに属し、東経106°38' 北緯15°07'に位置している。なお、Champasak Provinceの州都であるPakse Cityの東方約100Km, Paksong Cityの東約50Km, SeKong Provinceの州都 Sekong Cityの南西約25Km, Attapeu Cityの北北西約40Kmの位置にある。

本プロジェクトは、Mekong水系Xe Kong支流Xe Namnoyに流れ込む小支流のXe katamの最下流に位置する。このXe KatamはBolaven Plateauの北東部の山岳の麓を南東に流れXe Namnoy に合流している。プロジェクトサイトは標高で300～500mの間にある。

(2) 輸送ルート

通常の人員、機械、資材の搬入・輸送は、Vientianeを經由するルートで、Vientiane からPakseまでは、空路1.5時間、陸路約800kmである。

本工事に必要な建設機械等は Table IV-2-1 に示す通りであり、これらの輸送は、2.3.2項の見積もりの基本条件に記したルートであるタイ国のBangkokから国境のChong Mek(タイ国)を經由してPakseに搬入する計画である (Fig. IV-2-4)。

日本からBangkok迄は海上輸送とし、通関等も含める。

Bangkok から内陸輸送で国境のChong Mekまでの道路距離は約750kmであり、重量物の通行は可能である。Chong MekからMekong河の西岸までは約35kmの距離で前面舗装されていて、その間には橋梁が7カ所ある。その内容は次の通りである。

(Chong Mek より)	幅員 (内幅)	路面からの欄干の高さ	設計荷重
	(m)	(m)	(t)
No. 1	4.0	1.1	40
No. 2	3.2	0	40
No. 3	2.9	0	40
No. 4	3.8	0.8	40
No. 5	4.3	1.1	40
No. 6	4.4	1.1	40
No. 7	3.25	1.7	20(30 可)

この区間の重量物の通行は可能である。

Mekong河のフェリーボート輸送能力(3 lorries) は、既にXe Setプロジェクトの重量資機材輸送で証明されており、本プロジェクト重量資機材の渡河は可能である。

PakseからPaksongまでの国道23号線は、その延長約40kmで、その内Pakse寄りの30km区間は簡易アスファルトに舗装されているが、残りのPaksong 寄り10kmは砂利道であり、相当の凹凸が存在する。途中、橋梁が一つある(幅4m, 長さ27m, 2重主桁のBeiley鋼橋) が重量物の交通は可能である。ラオス国では、1994年までにこの区間の改修を予定している。

PaksongからBan Houaykong(建設サイトに最も近い村で、16kmの距離にある)までの約30km区間は、未舗装の幅員4～8mの道路で路面は劣悪であり、雨季にはトラック級以外の交通は、ほとんど不可能である。乾季には凹凸はあるが、重量物交通は可能である。この区間には、橋梁が1ヵ所(幅員4m, 橋長24m, 1×主桁のBeiley鋼橋) があるが、重量物交通は不可能であるため、この橋梁ヵ所は直接河川を横断とする。そのため、河川横断改修工事が必要である。なお、ラオス国では1994年～1996年に改良を予定している。

Ban Houaykongからプロジェクトサイトまでの約16km区間は未舗装の4～5m幅の道路で小型四輪駆動自動車の通行は可能である。この区間には木橋が5ヵ所(9m, 23m, 7m, 18m, 5m)と河川横断(河幅38mの無橋) が1ヵ所あり、本工事着工の早い時期に改修、架橋の必要がある。この区間の改修、架橋費は本工事費に含める。

なお、SeKongとAttapeu 間約70Km区間の国道16号線は、1990年より拡幅改良中であり1994年に完了の予定である。なお、この国道16号線とプロジェクトサイト間は、現在人道が存在するのみである（延長約17Km）が、ラオス国の改良計画（'94～'96年）には取上げられている。

2.2.2 建設用仮設備

(1) 工事用道路

本工事の工程を左右するのは輸送道路の開通である。特にサイトへの工事資材搬入が危ぶまれるBan Houaykongからの16Km区間の道路改修および仮橋の架設工事が必要である。道路改修は幅員4mの砂利道とし、仮橋はH鋼の主桁上に覆工板および手すりを設置する。前期工事期間中は輸送道路の維持修繕を行い使用に供する。後期工事には、輸送道路の改修および維持修繕が必要である。

(2) 工事用電力

前期工事用電力はディーゼル発電設備250KVA*1台および夜間、予備用に75kVA×2台ならびに変電設備をXe Katam台地の工事用敷地に設置する。各地点（骨材プラント、ダム、トンネル、水圧管路、発電所）に設置された分電盤には高圧配電線により連繫され、分電盤より使用箇所までは低圧配電線を布設する。後期工事に必要な電力は、既に運開している発電所より供給する。

(3) コンクリート設備

コンクリート量は前期工事で約6,500m³、後期工事で約1,300m³、道路用敷砂利量は前期工事で約7,000m³、後期工事で約1,000m³を必要とするため、骨材総量は前期工事で約17,000m³、後期工事で約3,000m³を必要とするがサイト周辺にはコンクリートプラントがないため、Xe Katam台地の工事用敷地に骨材プラントおよびコンクリートプラントを設置する。

コンクリートの材料である砂利および砂は原則としてトンネル掘削ズリ、明かり掘削ズリ、取水ダム上流の転石、右岸原石山ならびにXe Namnoy川中州より採取し粉碎の上利用する。各プラントの所要能力はコンクリート打設工程等を勘案して、前期工事では各々18m³/h、20t/h級および後期工事では各々10m³/h、10t/h

級とする。

コンクリート打設は定置式コンクリートポンプでの打設を基本とするが、シュート打も併用する。

(4) 掘削設備

a) 給気設備

工事に必要な圧縮空気の供給は定置式とし、前期工事ではダム、トンネル、発電所の3箇所および後期工事では発電所の1箇所に設置する。各設置場所から使用箇所までは給気管を布設する。

b) 給水設備

前期工事では、水源をXe Katam川およびXe Namnoy川として、貯水槽をダム、トンネル、発電所の3箇所に設けて使用する。各貯水槽から工事現場へは給水管を布設して給水する。

後期工事では、水源をXe Namnoy川として、貯水槽は発電所の1箇所に設けて使用する。貯水槽から水圧管路へは給水管を布設して給水する。

c) 排水設備

前期工事では、骨材採石現場、ダムサイト、トンネル、発電所にそれぞれ排水ポンプおよび排水管を設けて工事に支障を来さないようにする。

後期工事では、発電所に排水設備を設ける。

d) 換気設備

トンネル出口と内部にプロペラファンを設けて、その間（トンネル内部）に送風管を布設して、工事の安全を期す。

e) 坑内ずり出し設備

トンネル内のずり搬出は、レール方式を採用するため線路設備（15Kgレール）を敷設する。

f) 河流処理設備

ダムの仮締切りは半川締切りとして土のうを築き左右交互に水替工により、ドライワークを行う。先ず乾期に取水口および土砂吐ゲート部の右岸側約50mを締切り、右岸側の土砂吐ゲートおよび取水口を完成する。この間流水は左岸側を流下させる。完成後は土砂吐ゲート部に流水を切替えるため約30mの仮締

切を行い、残りの左岸側取水ダムを完成する。

一方、発電所工事に際してはXe Namnoy川左岸側の発電所に近接する約40mに土のうを築き洪水の流下を防止する。

(5) 仮建物

前期工事および後期工事に必要な仮建物（管理用事務所、管理用宿舎、労務者用宿舎および付帯設備として倉庫、修理工場他）は、Xe Katam台地のほぼ中央部に施設する中央進入道路の近傍に設置する。

(6) その他設備

前期工事は、通信設備および軽索設備が必要であり、後期工事では軽索設備を必要とする。

通信設備はVientiane, Pakse, Ban Houaykong間の通信が可能な通信機を設置する。

軽索設備は水圧管路部の長さ約300mの区間に2t吊りのケーブルクレーンおよびインクライン等の設備を設ける。

その他、トンネル内照明は100W白熱灯を2.5m間隔（内20m間隔には20Wの非常灯を配置）とし、切羽照明には100W以上の投光器を数個設けて安全を期す。

2.2.3 各構造物の施工法

(1) 取水ダム

仮締切は半川締切工とする。サイトには表土および現河床堆積物が見当たらず岩が露頭しているため、掘削は30kg級レッグハンマにより削孔およびふかし発破後、15t級リッパ装置付きブルドーザで行なう。なお、掘削補助として大型ブレーカも併用する。掘削した堅固な岩石は骨材プラントへ、その他はA土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。

掘削完了後、基礎処理は行わずダムコンクリートの打設を行う。打設はコンクリートプラントから3～3.2m³級トラックミキサで運搬し、シュート、ポンプを適宜使い分けて行なう。打設は1ブロック15mとし、1リフト2～3mを標準として施工する。

土砂吐ゲート部の下部構造は、半川締切を右岸から左岸に切り換えても支障のないよう切り換える前に完了させ、土砂吐ゲート本体は切り換え後構造物の完成を待って据えつける。

(2) 取水口

掘削は取水ダムの掘削と同様、火薬併用リップ掘削（レッグハンマ）法で行う。掘削した堅固な岩石は骨材プラントへ、その他はA土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。

コンクリート打設も同様、掘削完了後にコンクリートプラントからトラックミキサで運ばれたコンクリートをポンプおよびシュートを併用して打設する。

取水口は、土砂吐ゲートの直上流にダムと直角に右岸側に近接して築造されるため、半川締切を右岸から左岸に切り換える前に制水ゲート据え付けを含む工事の一切を完成させる事が望ましいが、土砂吐ゲート部と同様、切替え後でもよい。

(3) 沈砂池および蓋渠

表土の掘削・積込みは0.6m³級バックホウを使用し、掘削土量は全てA土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。岩石掘削は取水ダム及び取水口の掘削と同様、火薬併用リップ掘削（レッグハンマ）法で行う。掘削した堅固な岩石は骨材プラントへ、その他は盛土・埋め戻し分を除いてA土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。

掘削完了後、配筋してコンクリートの打設を行う。コンクリート打設は取水口コンクリート打設と同様にして行う。

沈砂池および蓋渠のコンクリート構造物完成後、埋め戻しは0.6m³級バックホウを使用し、盛土はバックホウ、ブルドーザおよびタンパーを使用する。

(4) 導水路および排砂路トンネル

a) 掘削

トンネル掘削は発破工法による全断面掘削方式で実施し排砂路を作業坑として使用する。掘削は、作業坑口より上流に向かって施工する。

支保工の設置は岩質状態の悪いヵ所にH形鋼（H-100×100×6×8）を鋼

アーチとし、標準間隔を1.5mで建込むものとする。

穿孔は、簡易組立足場と湿式レッグハンマの組合せで行い、浮き石落としおよび当たり取り等にはピックハンマを使用する。

ズリ出しはレール方式として、ズリ積み機0.2m³クラス1台と4tバッテリーロコに2m³の鋼車2輦を連結し反復走行で坑外に搬出する (Fig. IV-2-5)。搬出されたズリの内、堅固な岩石は骨材プラントへ、その他はA土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。

b) 巻立コンクリート

小断面トンネルのため、巻立コンクリートはトンネル全掘削終了後掘削最終部より坑口へ向かってスライディングフォームでアーチ部を覆工する。アーチ部完了後インバート部を施工する。コンクリートはコンクリートプラントから坑口までトラックミキサーで運び直接コンクリートプレサ (2m³積み) に積替えバッテリーロコにより坑内に搬入する方式とする。

c) 裏込めモルタル注入工およびグラウト工

裏込めモルタル注入工は巻立コンクリート完了後、予めアーチ部に敷設した注入管より巻立背面と地山の間を十分に充填する。

グラウト工はモルタル注入工終了2週間以上経過後行う。注入圧力は孔口において最大15kg/cm²とする。最大圧力で注入量が15~20l/sec以下になったら、そのままの圧力を保持して完了とする。標準配合は、水：セメント=6：1~1：1とするが地質状況に応じてモルタル注入に切り換える場合もある。

(5) 水圧管路

前期、後期共、上流部の急峻な傾斜面の掘削は、人力による掘削と0.1m³級の小型バックホウを組み合わせ、上部より下部に向かって行うが、後期工事においては、前期の1号水圧管を落石等で破損しないよう防護ネット等を設置して行う。下流部の緩傾斜面の土砂掘削は0.6m³級バックホウとし、岩掘削は0.6m³級バックホウと大型ブレーカを組み合わせる。掘削土は埋め戻し分を除いてB土捨場に11t級ダンプトラックで運搬する。

掘削完了後アンカーブロック、連続基礎のコンクリートを打設する。上流部コンクリートはポンプ打ち、シュート打ち、ケーブルクレーンによるバケット打ち

を併用する。下流部コンクリートはコンクリートプラントからトラックミキサで運ばれたコンクリートをポンプおよびシュートを併用して打設する。

水圧管の据え付けは、導水路末端の内張管部、上流部の急峻な傾斜面部、下流部の緩傾斜面部、水圧管路末端の発電所取付け部の4ケースに分けられる。

a) 導水路末端の内張管部への据え付けは、巻立コンクリートが完了後にレールを敷設し、水圧鉄管上部取付け道路よりケーブルクレーンにて台車に荷受けし、所定の位置まで手動で搬入して行く。台車にはジャッキを装着して据え付け調整を行う。詰め込みコンクリートは内張鉄管の据え付けが完了した時点でその区間をコンクリートポンプで打設する。なお、内張管および明かり部の分岐管据え付けは前期工事で完了させる。

b) 上流部の急峻な傾斜面部への据え付けは、発電所取付け道路よりケーブルクレーンにて直接据え付け場所に搬入する。先ず曲管(鋼管)を各アンカーブロックに据え付け後、直管(FRP管)を下部から上部に向かって据え付ける。曲管と直管の継手はスリーブジョイントで連結し、直管と直管はT型継手とする。

c) 下流部の緩傾斜面部への据え付けは、発電所取付け道路よりケーブルクレーンまたはインクライン台車にて行い、据え付け方法は上流部の急峻な傾斜面部への据え付けと同様に行う。

d) 水圧管路末端の発電所取付けは地上から15~16tトラッククレーンを用いて所定の位置に搬入し据えつける。

(6) 発電所および放水路

発電所および放水路の掘削は0.6m級バックホウを使用し、1リフトの高さを2.0mとして順次上部より行う。掘削土は11tダンプトラックでB土捨場に運搬し捨土する。

コンクリートは地上からポンプ打ち、シュート打ち、トラッククレーンによるバケット打ちを併用し、発電所および放水路の基礎コンクリートを先行して打設する。その後、発電所建屋の側壁コンクリート、スラブコンクリート等を順次施工する。

発電機の据え付けは天井クレーンを最初に据え付、後にクレーンを使用して水

車、発電機等を据え付けるものとする。

(7) 新設道路

新設道路は、前節（1. プレリミナリー設計）に記した縦延長5,530m、幅員8mおよび幅員4mの新設砂利道である。平地部の道路工事は、ブルドーザで原始林を伐開後、モータグレーダで不陸整正および砂利を20cm厚に敷きならし、ローラで締め固める。斜面部は、ブルドーザで斜面を段切り後、法面整形をバックホウで行い、モータグレーダで不陸整正および砂利を20cm厚に敷きならし、ローラで締め固める。何れも機械化土工として早期完成を図る。前期工事期間中は維持修繕が必要である。後期工事では、工事用道路の改修および維持修繕が必要である。

2.3 工事費

2.3.1 見積もり工事費の総括

総建設工事費は 25.775×10^3 US\$ (前期 2,000kW で 15.679×10^3 US\$, 後期 4,000kW で 10.096×10^3 US\$) である。これら総建設工事費の工事別内訳および年度別支出計画を Table IV-2-2~IV-2-4 に示す。

2.3.2 見積もりの基本条件

建設工事費は、日本の標準歩掛および積算基準を基に以下の基本条件に従い積み上げて積算した。積算は、Xe Set, Selabam等ラオス国内の水力発電計画等の工事単価および日本、東南アジアにおける最近の同規模程度の水力発電所建設実績を参照すると共に、計画地点の自然条件、地域条件、工事規模ならびに現地調査結果を考慮し、特別の資金手当を考慮の上算定した。

なお、建設費は1991年の価格で算出し、今後の価格上昇は考慮しないこととした。

(1) 為替レート

現地通貨 Kip およびタイ通貨 バーツの対米ドル交換レートは、1991年6月現地調査時点の $1\text{US}\$ = 700\text{Kip}$ 、 $1\text{US}\$ = 25.71$ バーツとし、円の対米ドル交換レートは、1991年1月から1991年6月までの過去6カ月間の平均レート $1\text{US}\$ = 136$ 円 (東銀 T T S レート) を採用した (Table IV-2-5)。

(2) 価格上昇

工事費の見積もりで1991年の価格が不明な物については、以下のようにして1991年の価格を算定した。

ラオス国内での物価上昇は、Xeset の物価指数 (Table IV-2-6) を参考としたが、日本およびタイで調達する資機材については過去3年以上の動きや最近の需給バランスより決定した。

(3) 資機材調達

建設資材は現地調達を原則とするが、調達が不可能である場合には日本あるいは第3国 (タイ等) から調達するものとした。

これにより現地調達資材は鉄筋、セメント、軽油、コンクリートポールとし、タイ国ではダイナマイト、雷管、導線を調達し、その他は全て日本とした。

(4) 積算方法

積算方法は、日本の公的な基準を基本とし、現地調査価格（資材単価、労務単価等）を参考とした。

a) 単 価

現地調達分については、政府機関の公定価格を第1位優先順位とするが、ラオス国内の各プロジェクト単価と比較し、以下に示す単価を採用した。

資 材 名	単 位	価 格 (US\$)	調 達 先
鉄 筋	ton	645.0	ラオス
セ メ ン ト	ton	125.0	ラオス
軽 油	litre	0.43	ラオス
ダイナマイト	Kg	4.7	タ イ
雷 管	個	0.6	タ イ
導 線	m	0.03	タ イ
コンクリートポール（長さ12m）本		150.0	ラオス
コンクリートポール（長さ8m）本		50.0	ラオス

日本調達分については、日本の建設物価および積算資料等の価格を採用した。土木工事の労務単価は、世話役は日本の1991年度3省の平均単価（建設省、農林水産省および運輸省）、その他の労務単価はローカルのラオス国内単価を採用した (Table IV-2-7)。

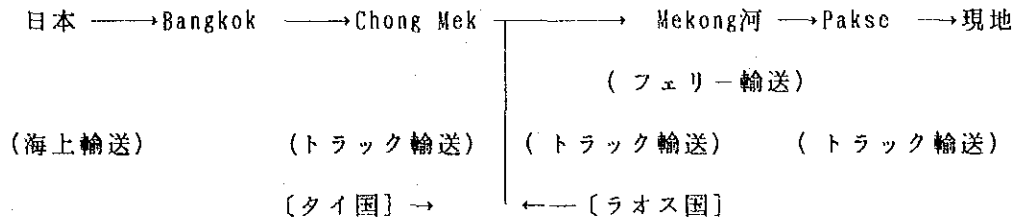
日本から派遣する技術者の基準賃金は日本のODA プロジェクトの基準を参考とした。

b) 歩 掛

土木工事の材料歩掛は日本の歩掛をそのまま使用し、労務歩掛については世話役を除いて日本の歩掛に3倍の割増係数を掛けて積算した。機械土工作業能力の算定は日本での作業能力の50%とした。

(5) 輸送計画

輸入する資機材は全て日本およびBangkok から輸送するものとして積算する。本事業の建設工事現場までの輸送経路は下記に示す。



上記輸送経路に要する輸送内容は概略以下の通りで、これに要する日数は約3ヵ月である。

- ・資機材調達
- ・海上輸送 (日本→Bangkok : 含通関、沖待ち、荷揚げ)
- ・内陸輸送 (タイ国内: Bangkok →タイ・ラオス国境)
- ・タイ・ラオス国境: 含通関、積み込み
- ・内陸輸送 (ラオス国内: タイ・ラオス国境→Mekong河)
- ・フェリーボート輸送 (Mekong河)
- ・内陸輸送 (Mekong河→Pakse →現地)

なお、タイ国およびラオス国における税金は無税とした。

(6) 年間稼働可能日数

ラオス国の祝祭日は以下の通りである。

1月1日	元旦
3月8日	国際婦人デー (女性のみ)
4月14～16日	ラオス正月
5月1日	メーデー
10月 (不特定の1日)	仏教徒四旬節最終日
12月2日	独立記念日

上記祝祭日の他、事業対象地区を含む地方独自の下記祝祭日があり、国民の祝祭日と同様休日となる。

5月（不特定の1日）
7月（不特定の1日）
8月（不特定の1日）
9月（不特定の1日）
10月（不特定の1日） タット・ルアン寺院祭

計 5日間

以上により、積算に考慮する祝祭日は13日間であることから、年間の休・祝祭日合計は65日である。

次に、降雨時および降雨後の作業休止日数は土質、施工条件、地形、排水状況により異なる。本積算は、土質条件と降雨量により作業休止日数を定めた建設物価調査会編「建設機械の運営管理と経費の算定資料」を参考に、降雨時および降雨後の稼働条件を下記の通り設定した。

日雨量	稼働条件
無降雨	全日稼働
0-3mm	全日稼働
3-10mm	0.5日稼働
10-30mm	1日不稼働
30mm以上	2日不稼働

以上の条件を基にNonghin地点の降雨データ（1980年～1990年の平均値）から降雨不稼働日を算出すると80.5日である。

因って、年間の稼働日数は219.5日で月平均約20日とした。

なお、工事実施時間は原則8時間（昼間）、土曜は平日と同様8時間作業とし、トンネル掘削は1日2方（2交替、1方は12時間）を標準とした。

2.3.3 工事費積算

(1) 土木工事費

土木工事費の構成は以下の通りである（Table IV-2-8）。

a) 直接工事費

全ての工事単価は、日本の標準歩掛および積算基準を基に、前項(2.3.2)基本条件に従い積み上げて積算した（Table IV-2-9）。各種の積み上げ単価は、労務費、資材費、機械費、諸経費より成り、建設機械損料は機械費に計上した。

直接工事費は、取水ダム、取水口、沈砂池、蓋渠、導水路トンネル、排砂路トンネル、水圧管路、発電所、放水口、変電所、土捨場（A、B）、新設道路、発電所建屋の各工事費から成り、各工事費は工事数量（Table IV-2-10）に各種の上記積み上げ単価を掛けて算出した。なお、発電所建屋は日本の建設基準単価をに採用した。またIV-5“環境への影響”に述べられる流域保全にかかわる費用等は、主として当項に含まれる。

b) 仮設備費

仮設備費は掘削設備、コンクリート設備、運搬設備、電気通信設備、仮建物設備、工事用機器損料、機械運搬、共通機器経費、安全対策費から成り、各設備の据え付け・撤去費、償却費、および維持修繕費を直接工事費と同様に積み上げて積算した。

i) 掘削設備

掘削設備は、給気設備、給水設備、排水・換気設備、トンネルズリ出し設備、ダムおよび発電所の河流処理より構成した。

ii) コンクリート設備

仮設備費に算定したコンクリート設備は打設設備（型枠を含む）のみとした。その他の骨材プラント、コンクリートプラント、給水設備、モルタル注入設備、グラウト設備は直接工事費の各種工事単価に算入した

iii) 運搬設備

運搬設備は工事用道路（サイトからBan Houaykong迄の16Km区間）の改修および架橋工事、新設道路の維持修繕費、軽索設備より構成した。

iv) 電気通信設備

電気通信設備は、発電設備、変圧器、分電盤、配電線、照明設備および通信設備より構成した。

v) 仮建物設備

仮建物設備は敷地造成、仮建物（管理用事務所、管理用宿舎、労務者用宿舎）および付帯設備（倉庫、修理工場他）より構成した。

vi) 工事用機器損料

本工事に必要な建設機械（Table IV-2-1）は全て日本からの持込みとして、建設機械の損料計算は日本のODAプロジェクトの基準を参考とした。

工事中機器損料は、日本からサイトへの搬入に2ヵ月および搬出に2ヵ月、計4ヵ月を計上した。

vii) 機械運搬

機械運搬は、本工事に必要な建設機械 (Tabl. IV-2-1) を全て日本から持込むとして、以下の項目から算出した。

なお、使用単価は日本国内、タイ国内、ラオス国内で調査した91年度単価である。

- ・ 梱包費 : 66.2US\$/m³
- ・ 日本側船積費 (日本国内輸送費含む) : 3US\$/m³
- ・ 海上運賃 (日本からBangkok迄の一切の費用を含む) : 105.8US\$/m³
- ・ タイ国内通行料 : 鉄筋等は117US\$/t、その他は78US\$/m³
- ・ ラオス国内通行料 : 0.07US\$/t. Km
- ・ 保険料

viii) 共通機器経費

共通機器経費は下記の機器について100%の償却費を計上した。

名 称	台数
ライトバン	1
ジープ	3
マイクロバス	2
軽トラック	1

ix) 安全対策費

工事に必要な安全対策として仮設備費 (上記 i ~ viii の計) の1%を計上した。

尚、IV-5 “環境への影響” に述べられる住民安全対策にかかわる費用は、この安全対策費に含まれる。

x) その他

その他必要な仮設備費として上記仮設備費 i ~ ix の計の10% を計上した。

c) 間 接 費

間接費は、技術者派遣費、現場経費および一般管理費より構成した。

i) 技術者派遣費

ラオス国内で調達不可能な特殊技術者 (直接工事に必要な日本人技術者) を

日本から派遣する費用である。技術者派遣費は直接人件費、航空賃（日本 — Bangkok — Vientiane — Pakse の往復）、宿泊費および日当から成り、航空費（ビジネスクラス）を除いては日本のODA プロジェクトの基準を参考とした。

なお、宿泊費および日当は、同一地域に長期間滞在の場合、到着した日の翌日から起算して31日以降は定額の10%、61日以降は20%減額した。

ii) 現場経費

日本の施工業者より派遣される現地常駐管理者（日本人技術者）および現地雇員（技術者、タイピスト、運転手、雑役夫等）の直接人件費ならびに直接経費（航空費、宿泊費、日当）の他に現地事務所経費（事務用器、諸費、通信費、雑費等）を計上した。

iii) 一般管理費

一般管理費は直接工事費と技術者派遣費の10%を計上した。

d) 土木関連機器

ゲート、スクリーンおよびバルブは、全て日本から完成品を輸入するものとし、日本国の1991年価格、輸送費（前項の機械運搬と同様）および現地据え付け費を積算した。

e) 水圧管

FRP管および鋼管（内張鉄管を含む）は、土木関連機器と同様、全て日本から完成品輸入するものとし、日本国の1991年価格、輸送費（前項の機械運搬と同様）および現地据え付け費を積算した。

(2) 発電機器工事費

a) 水車発電機、主要変圧器、開閉機器、制御保護装置等の電気、機械機器。

発電所用および変電所用の主要電気、機械機器の価格については、日本から完成品を輸入する事を想定し、日本国の電力用機器の現行価格を参考にして積算を行った。

b) 輸送費及び保険費

輸送費については、全ての保険費を含むものとして海上輸送費と、ラオス国及びタイ国の陸上輸送とに分けて積算した。海上部については、東南アジア向

けとして一般的に採用されているFOB価格の6%を見積もった。又陸上輸送費は、トラックを使用するものとして見積もった。

c) 据付工事費

各機器の据付調整費は機器代に含まれるものとし、総合試験費用として日本からの技術者1名×2ヶ月分を積算した。更に電気工事分として、近隣国からの技術者10名×3ヶ月分、ラオス国内技術者20名を6ヶ月積算した。

なお、本計画は、小水力発電所のため、kW当りの建設費は高くなる事から、可能な限り電力用の汎用品を選定し積算を行った。

(3) 送電線工事費

a) 電線、がい子、腕金、および架空地線等の資材費

これらの資機材については、日本から完成品を輸入するものとし日本国の1991年価格、現地までの輸送費については2.3.2.(5)項の条件のもとで積算を行った。

b) ラオス国内で調達するコンクリート・ポールの資材費

22kV送電線の支持物であるコンクリート・ポールはラオス国のPakseで製品を調達するものとし、Pakseより現地までの輸送費についてはトラック輸送を条件に積算を行った。

c) 据付工事費

送電線の据付工事費の算定にあたっては、1グループ22人構成とし、1kmの工事期間を4日間とみなし、現地労務単価を参考に積算を行った。なお、据付工事費の中には線下の伐採費用を含むものであるが、Xe Katam水力発電所からXe Kong川まで20kmの道路建設はラオス政府によって送電線工事着工までに終了していることを条件にしている。

(4) 実施設計および施工監理費

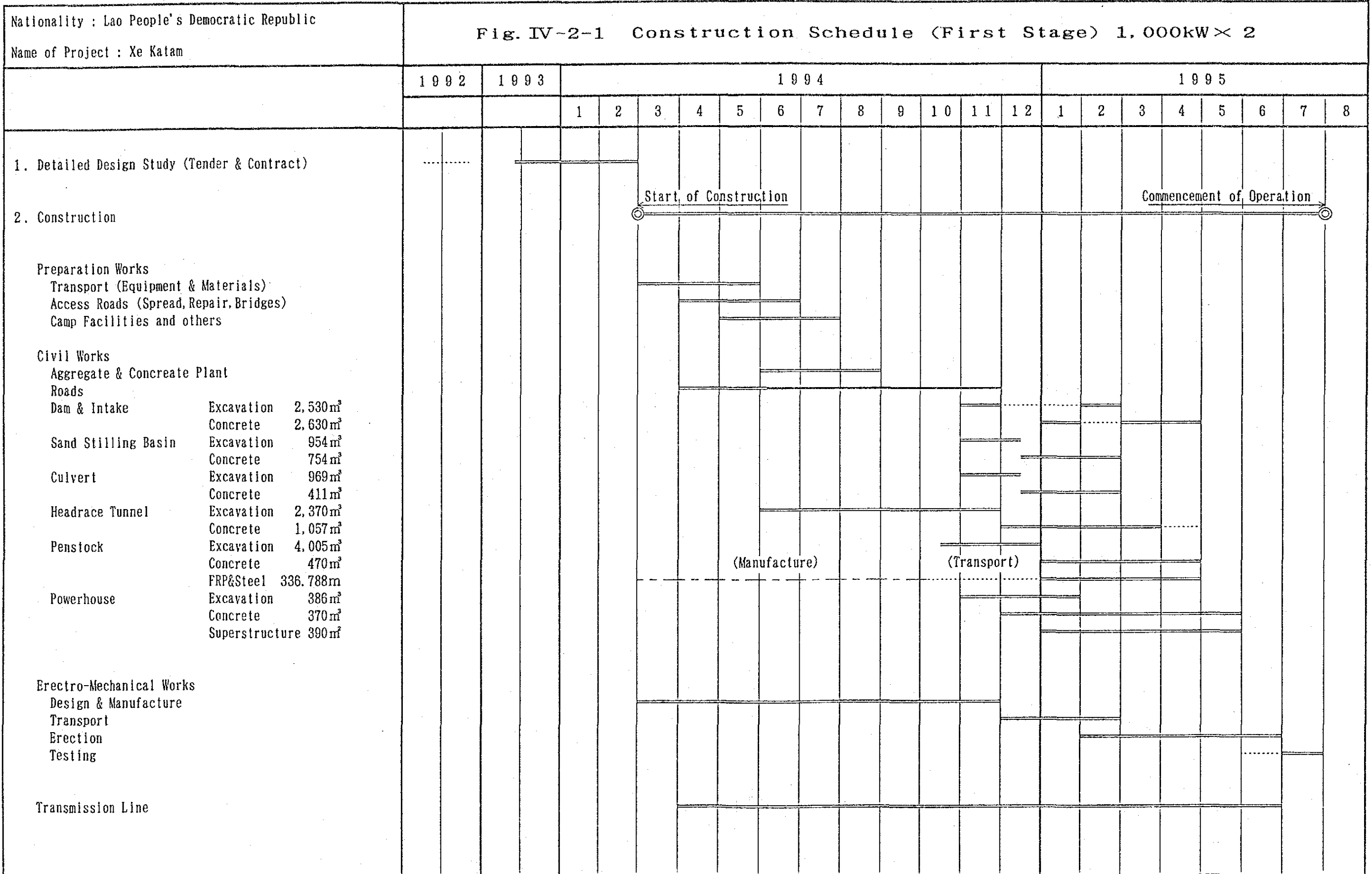
技術仕様、図面、契約条件等を含む入札図書を作成、入札の審査および製作図面の審査、店頭試験の立会い並びに工事監理等に要する費用で、上記土木工事費、発電機器工事費および送電線工事費の外貨分の15%、内貨分の10%を計上した。

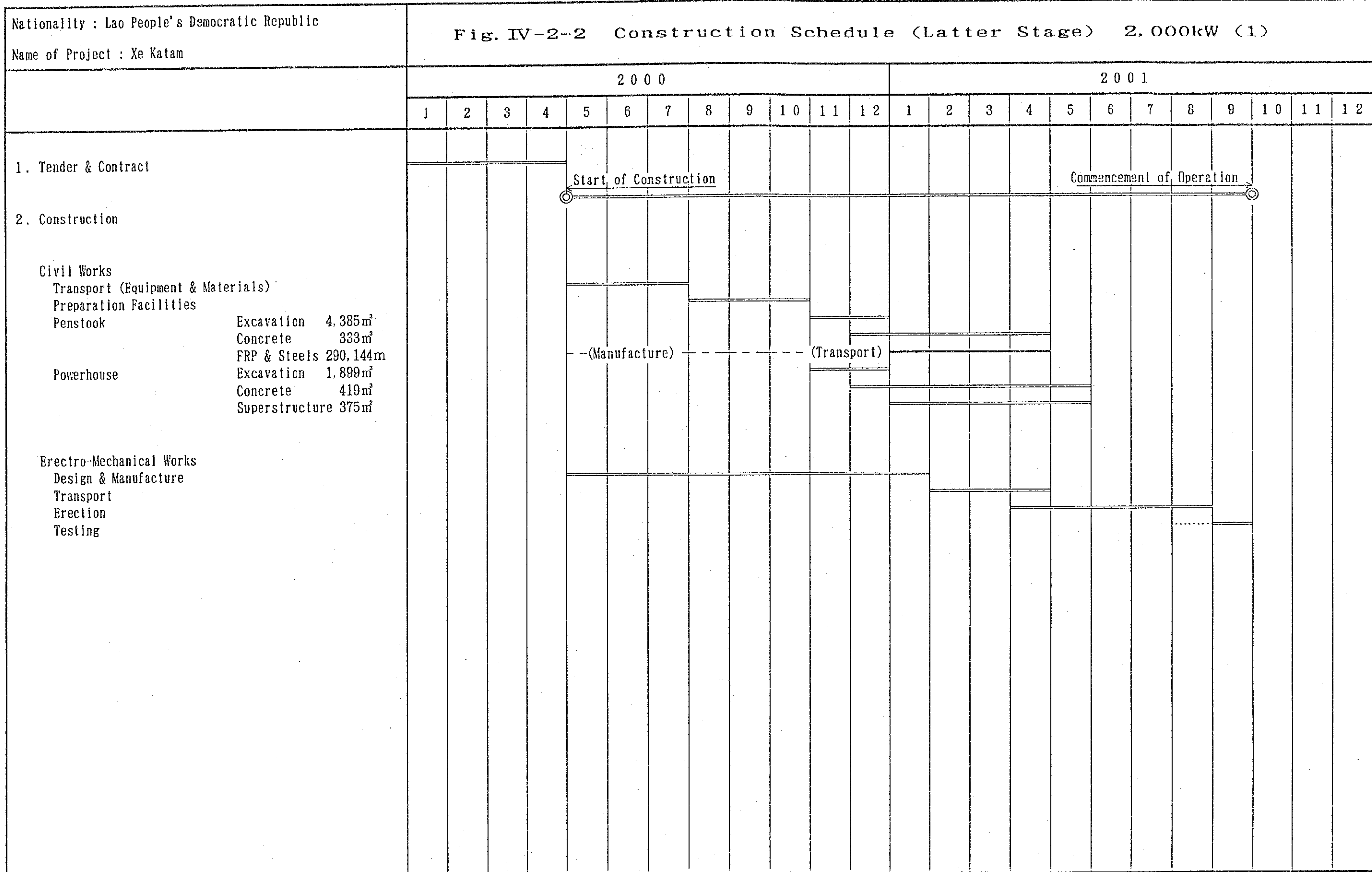
(5) 予備費

建設工事に伴い、予測できない費用として土木工事費、発電機器工事費および送電線工事費の総計の10%を予備費に計上した。

(6) 建中利子

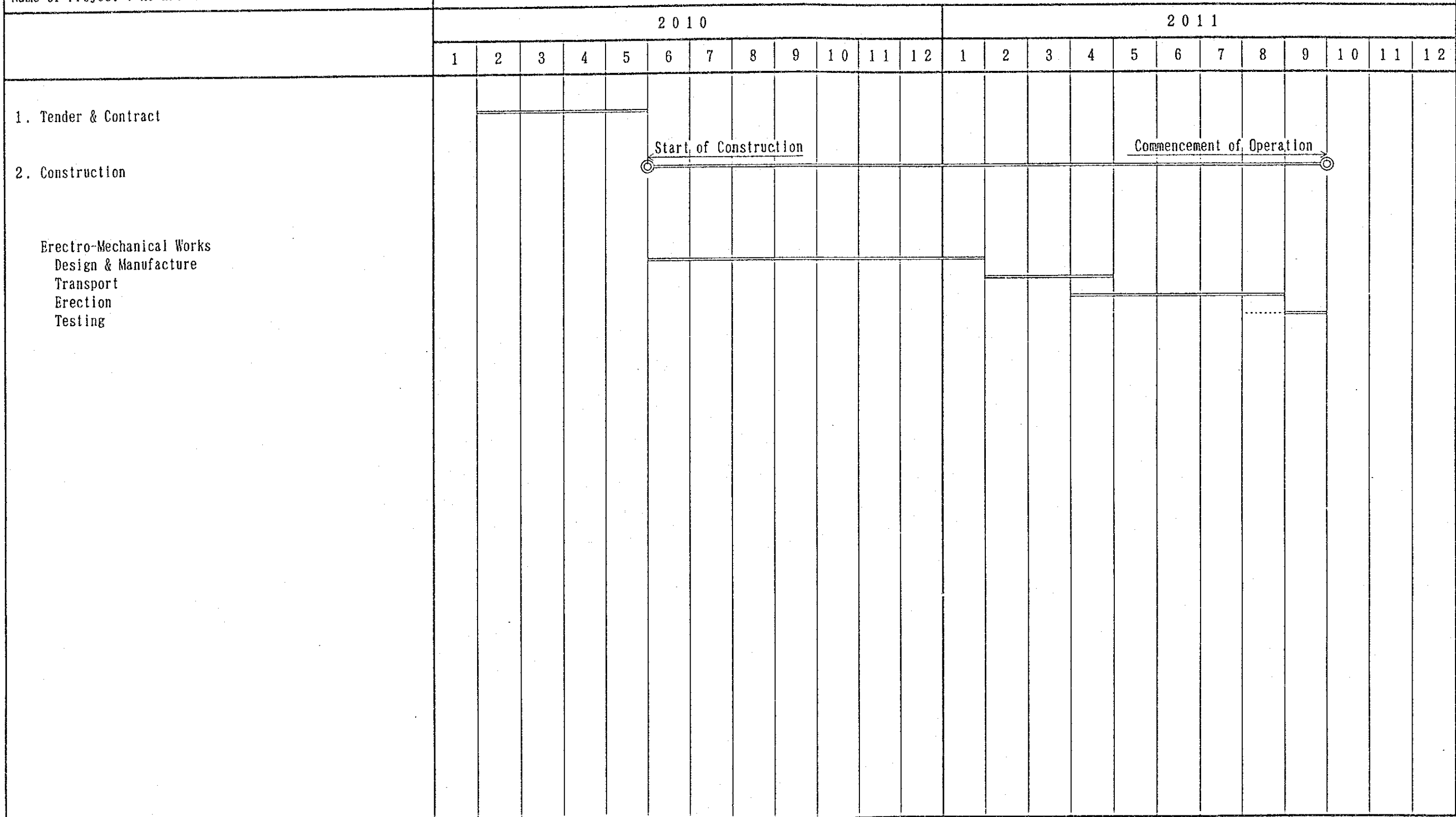
建設工事期間中の各年度所要資金に対する支払い金利は、外貨分に対し前期0.75%、後期6.6%、内貨分に対し前期6.30%、後期7.0%の年利率として算定した。





Nationality : Lao People's Democratic Republic
 Name of Project : Xe Katam

Fig. IV-2-3 Construction Schedule (Latter Stage) 2,000kW (2)



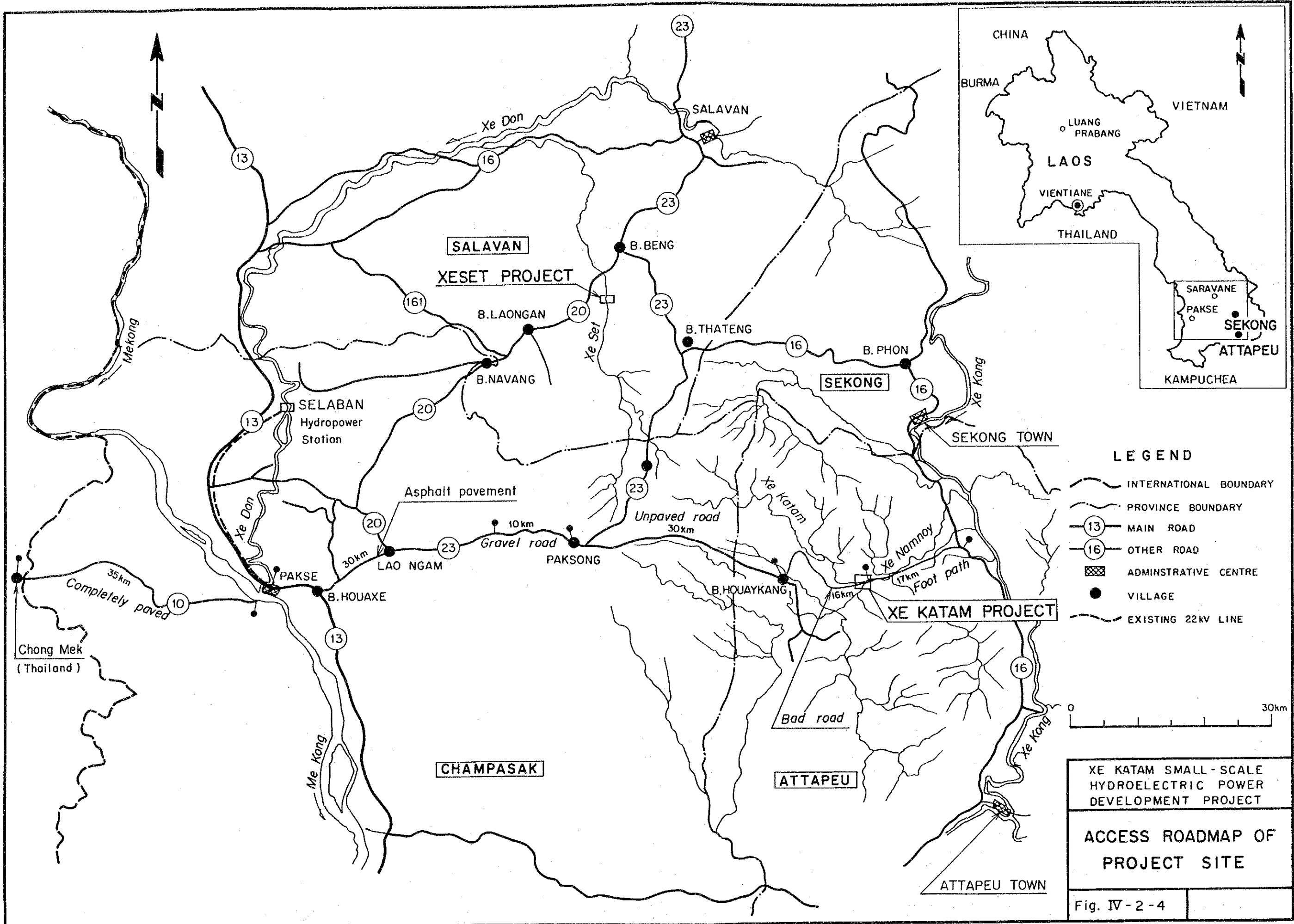


Fig. IV - 2 - 4

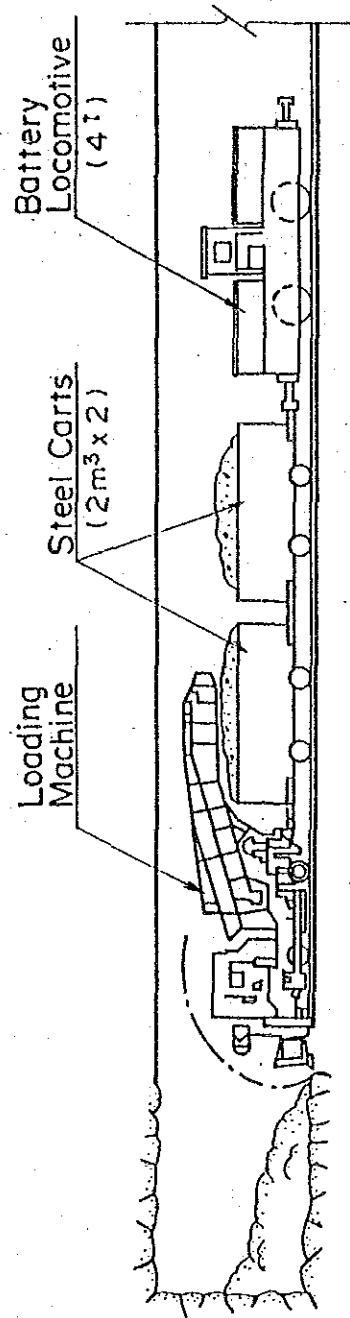


Fig. IV-2-5 Loading Machine of Tunnel Excavation

Table IV-2-1 Construction Machines List (1/2)

Item	Class	Number	Transport Weight (t)	
			Unit Weight	Total
Backhoe	0.6 m ³	2	18.8	37.6
Small Sized Backhoe	0.1 m ³	1	4.4	4.4
Bulldozer	21 ton	1	22.5	22.5
Bulldozer with Ripper	15 ton	2	16.7	33.4
Dump Truck	11 ton	3	9.3	27.9
Tractor Shovel	0.6 m ³	1	3.9	3.9
Truck Crane	15 ~ 16 ton	1	19.8	19.8
Truck Crane	4.8 ~ 4.9 ton	1	1.3	1.3
Leg Hammer	30 kg	4	0.03	0.1
Concrete Breaker	30 kg	1	0.03	-
Breaker	600 kg	1	0.6	0.6
Compressor	5 m ³ /min	2	0.92	1.8
Boring Machine	5.5 kW	1	0.54	0.5
Truck Mixer	3 ~ 3.2 m ³	5	7.4	37.0
Loading Machine	0.15 m ³	1	1.9	1.9
Steel Cart	2.0 m ³	2	1.2	2.4
Battery Locomotive	4 ton	1	4.3	4.3
Concrete Placer	2.0 m ³	1	4.5	4.5
Motor Grader	3.1 m	1	9.7	9.7
Grout Mixer	400ℓ × 2	1	0.55	0.6
Grout Mixer	200ℓ × 2	1	0.23	0.2
Grout Pump	350 ~ 400 ℓ/min	1	1.3	1.3
Grout Pump	30 ~ 70 ℓ/min	1	0.19	0.2
Grout Flow & Pressure Meter	1,000 ℓ/min, 60 kg/cm ²	1	0.14	0.1

Table IV-2-1 Construction Machines List (2/2)

Item	Class	Number	Transport Weight (t)	
			Unit Weight	Total
Grout Flow & Pressure Meter	60 l/min, 30 kg/m ²	1	0.13	0.1
Concrete Pump	40 ~ 45 m ³ /h	2	4.7	9.4
Vibrator	28 mm	10	0.004	-
Tamper	60 ~ 100 kg	1	0.075	0.1
Drain Pump	φ50 mm, 10 m	7	0.02	0.1
Winch	2.8 ton	2	3.3	6.6
Propeller Fan	0.75 kW	2	0.03	0.1
Electric Welding Machine	200A	1	0.39	0.4
Diesel Generator	250 kVA	1	5.0	5.0
Diesel Generator	75 kVA	2	1.8	3.6
Aggregate Plant	20 t/h	1	136.0	136.0
Concrete Plant	18 m ³ /h	1	26.0	26.0
Cement Silo	100 ton	1	17.0	17.0
Screw Conveyor	20 t/h, l=7 m	1	-	-
Bucket Elevator	20 t/h, l=20 m	1	-	-
Intake Pump	φ100 mm, 12 kW	2	0.2	0.4
Water Supply Pump	φ100 mm, 22 kW	2	0.5	1.0
Total (Transport Weight)				430 ton

Transport volume : $430^{\text{ton}} \times 2.5 = 1,075 \text{ m}^3$

Table IV-2-2 Summary of Cost Estimates

(Unit: 10³ US\$)

Item	First Stage						Letter Stage						Total	
	(1)			(2)			(1)			(2)			f.c	s.t
	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t		
1. Civil Construction	5,241	1,032	6,273	2,724	236	2,960	0	0	0	7,965	1,268	9,233		
2. Electro - Mechanical Equipment	3,576	27	3,603	2,302	16	2,318	2,301	16	2,317	8,179	59	8,238		
3. Transmission Line	1,666	850	2,516	-	-	-	-	-	-	1,666	850	2,516		
4. Sub Total (1+2+3)	10,483	1,909	12,392	5,026	252	5,278	2,301	16	2,317	17,810	2,177	19,987		
5. Detailed Design & Engineering (f.c = 4 x 15%, l.c = 4 x 10%)	1,572	191	1,763	754	25	779	345	2	347	2,671	218	2,889		
6. Contingency (4 x 10%)	1,048	191	1,239	503	25	528	230	2	232	1,781	218	1,999		
7. Sub Total (5+6)	2,620	382	3,002	1,257	50	1,307	575	4	579	4,452	436	4,888		
8. Total (Project Cost) (4+7)	13,103	2,291	15,394	6,283	302	6,585	2,876	20	2,896	22,262	2,613	24,875		
9. Interest during Construction*	107	176	283	434	25	459	154	1	155	695	202	897		
10. Grand Total (Investment Cost) (8+9)	13,210	2,467	15,677	6,717	327	7,044	3,030	21	3,051	22,957	2,815	25,772		

* The annual rates of interest are 0.75% in the first stage and 6.6% in the latter stage for foreign currencies, and 6.3% in the first stage and 7.0% in the latter stage for local currencies (Not consider a special fund allowance).

Table IV-2-3 Estimated Construction Cost (1/4)
(Civil Construction (1/2))

(Unit: 10³ US\$)

Item	First Stage						Latter Stage						Total		
	(1)			(2)			(1)			(2)			f.c	l.c	s.t
	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t			
1. Civil Works	1,647	836	2,483	447	138	585	0	0	0	2,094	974	3,068			
Intake Dam	172	149	321	-	-	-	-	-	-	172	149	321			
Intake	66	48	114	-	-	-	-	-	-	66	48	114			
Sand Stilling basin	95	72	167	-	-	-	-	-	-	95	72	167			
Culvert	53	40	93	-	-	-	-	-	-	53	40	93			
Headrace tunnel	523	251	774	-	-	-	-	-	-	523	251	774			
Sediment discharge tunnel	51	21	72	-	-	-	-	-	-	51	21	72			
Penstock	89	86	175	73	64	137	-	-	-	162	150	312			
Powerhouse	38	34	72	48	40	88	-	-	-	86	74	160			
Tailrace	15	14	29	15	15	30	-	-	-	30	29	59			
Switchyard	4	3	7	-	-	-	-	-	-	4	3	7			
Disposal area (A, B)	19	18	37	-	-	-	-	-	-	19	18	37			
New road	201	78	279	-	-	-	-	-	-	201	78	279			
Powerhouse building	321	22	343	311	19	330	-	-	-	632	41	673			

Table IV-2-3 Estimated Construction Cost (2/4)

(Civil Construction (2/2))

(Unit: 10³ US\$)

Item	First Stage						Latter Stage						Total		
	(1)			(2)			(1)			(2)			f.c	l.c	s.t
	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t			
2. Provisional Facilities	1,334.5	89	1,423.5	749.5	19	788.5	0	0	2,084	108	2,192				
Excavation facilities	34	14	48	7.5	2.5	10	-	-	41.5	16.5	58				
Concrete facilities	1	0	1	0	0	0	-	-	1	0	1				
Transport facilities	144	19.5	163.5	25.5	5	30.5	-	-	169.5	24.5	194				
Electrical communication	60.5	17.5	78	8.5	0	8.5	-	-	69	17.5	86.5				
Temporary building	89	31	120	27	6.5	33.5	-	-	116	37.5	153.5				
Machine depreciation	195	0	195	136	0	136	-	-	331	0	331				
Transportation of machines	566	7	573	396	5	401	-	-	962	12	974				
Expenses common equipment	103	0	103	72	0	72	-	-	175	0	175				
Safety provision cost	13	0	13	7	0	7	-	-	20	0	20				
Others	129	0	129	70	0	70	-	-	199	0	199				
3. Overhead Cost	1,313	12.5	1,325.5	804	12.5	816.5	0	0	2,117	25	2,142				
4. Sub Total (1+2+3)	4,294.5	937.5	5,232	2,000.5	169.5	2,170	0	0	6,295	1,107	7,402				
5. Equipment for Civil Works	279	32.5	311.5	-	-	-	-	-	279	32.5	311.5				
6. Penstock	667	62	729	724	66	790	-	-	1,391	128	1,519				
Total (Civil Construction) (4+5+6)	5,241	1,032	6,273	2,724	236	2,960	-	-	7,965	1,268	9,233				

Table IV-2-3 Estimated Construction Cost (3/4)
(Electro-Mechanical Equipments)

(Unit: 10³ US\$)

Item	First Stage						Latter Stage						Total		
	(1)			(2)			(1)			(2)			f.c	l.c	s.t
	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t	f.c	l.c	s.t			
Electro-Mechanical Equipments	3,576	27	3,603	2,302	16	2,318	2,301	16	2,317	817	59	8,238			
Turbine & Generator	2,564	0	2,564	1,931	0	1,931	1,930	0	1,930	642	0	6,425			
Substation Equipments	460	0	460	128	0	128	128	0	128	71	0	717			
Control & Protection	176	0	176	57	0	57	57	0	57	28	0	289			
Others	140	0	140	63	0	63	63	0	63	26	0	265			
Inland Transportation	20	11	31	15	8	23	15	6	23	5	26	76			
Erection	216	16	232	108	8	116	108	8	116	43	32	465			

Table IV-2-3 Estimated Construction Cost (4/4)
(22 kV Transmission Line)

Unit: 10³ US\$

	F.C	L.C	Total
1. Equipment & Materials Line Conductors Insulators, etc.	1,319	0	1,319
Concrete Poles	0	284	284
Transformers for Distribution, etc.	200	0	200
Sub-Total	1,519	284	1,803
2. Transportation (Including Insurance)			
Marine Transportation	91	0	91
In-land Transportation	56	79	135
Sub-total	147	79	226
3. Installation and Erection	0	487	487
Total	1,666	850	2,516

Note: In-land Transportation Costs are divided in two portion
 Bangkok - Pakse : F.C (foreign currency)
 Pakse - Project site : L.C (local currency)

Table IV-2-4 Financial Program

Unit: 10³US\$

Year	Total	Foreign	Local	Remark
1993	709	630	79	
1994	8,169	6,606	1,563	
1995	6,799	5,974	825	
1996	-	-	-	
1997	-	-	-	
1998	-	-	-	
1999	322	312	10	
2000	3,143	2,944	199	
2001	3,579	3,461	118	
2002	-	-	-	
2003	-	-	-	
2004	-	-	-	
2005	-	-	-	
2006	-	-	-	
2007	-	-	-	
2008	-	-	-	
2009	143	142	1	
2010	644	639	5	
2011	2,264	2,249	15	
2012	-	-	-	
Total	25,772	22,957	2,815	

These amount are based on the price level as of 1991 year.

Table IV-2-5 Exchange Rate (Bank of Tokyo TTS Rate)

US\$/Japan¥

Unit : ¥/US\$

Date	1990	1991				
	12	1	2	3	4	5
1			132.30	134.25	141.70	137.35
2					139.75	139.00
3	133.50				138.75	
4	135.00	134.40	132.30	135.65	138.50	
5	134.50		131.70	136.35	137.15	
6	134.85		130.30	137.30		
7	133.65	136.95	129.10			139.50
8		137.40	129.45	136.35	137.60	138.90
9		137.75			138.10	139.20
10	131.40	137.10				139.30
11	132.75	135.35		138.85		
12	133.10		128.70	138.90	136.80	
13	132.30		129.65	137.70		140.25
14	133.05	136.55	130.65	136.90		140.20
15			130.65	137.40	136.60	139.00
16		137.30			135.25	138.25
17	134.35	137.45			135.75	138.70
18	134.15	135.50	131.20	138.80	137.25	
19	134.15		131.30	139.40	138.90	
20	134.95		132.40	139.55		139.70
21	136.80	133.40	132.45			139.20
22		132.55	132.05	137.90	139.80	138.45
23		133.45			139.70	139.00
24		132.70			138.60	138.80
25	137.00	133.40	133.35	138.85	139.10	
26	137.45		133.80	140.15	138.80	
27	137.95		133.75	139.20		139.35
28	137.75	133.70	133.20	140.85		139.40
29		132.75		141.95		138.70
30		132.75			138.40	138.80
31	135.60	132.15				138.85
Sub Total	2,694.25	2,562.30	2,498.30	2,626.30	2,626.50	2,919.90
Total of days	20	19	19	19	19	21
Average Month	134.71	134.86	131.49	138.23	138.24	139.04
Average 6 Months	136.10					

Table IV-2-6 Price Indices of Xeset Project

	1988 Aug.	1989 Oct.	1990 Oct.	1990 Nov.	1990 Dec.	1991 Jan.	1991 Feb.	1991 Mar.
Plant Index	1.0000	1.0438	1.1037	1.1037	1.1037	1.1037	1.1037	1.1037
Labor Index	1.0000	1.1148	1.2128	1.2128	1.2128	1.2128	1.2128	1.2128
Explosive Index	1.0000	1.0598	1.1135	1.1135	1.1135	1.1135	1.1135	1.1135
Cement Index	1.0000	1.0244	1.5854	1.4939	1.4939	1.4939	1.4939	1.4939
Steel Index	1.0000	1.0841	1.0922	1.0743	1.0743	1.0743	1.0743	1.0743

Table IV-2-7 Labor Wages

Item	Labor Unit Prices	
	(US\$/day)	(US\$/month)
Foreman	5.9	177
Worker	3.3	99
Skilled Labour	5.9	177
Special Worker	5.9	177
Concrete Man	4.2	126
Bar Bender	4.2	126
Welder	4.7	141
Carpenter	4.2	126
Painter	4.2	126
Scaffolding Man	4.2	126
Plasterer	4.5	135
Masonry	4.5	135
Plumber	4.2	126
Electrician	4.7	141
Operator (Heavy Equipment)	6.2	186
Operator (Light Equipment)	5.1	153
Assistant Operator	4.5	135
Driver (Dump Truck)	4.5	135
Driver	4.2	126
Civil Engineer	9.2	276
Technical Assistance	4.7	141
Architect	9.2	276
Building Assistance	4.7	141
Office Worker	3.4	102
Typist	4.5	135
Handyman	2.6	78
Guardman	2.6	78

Table IV-2-8 Constitution of Civil Construction Costs

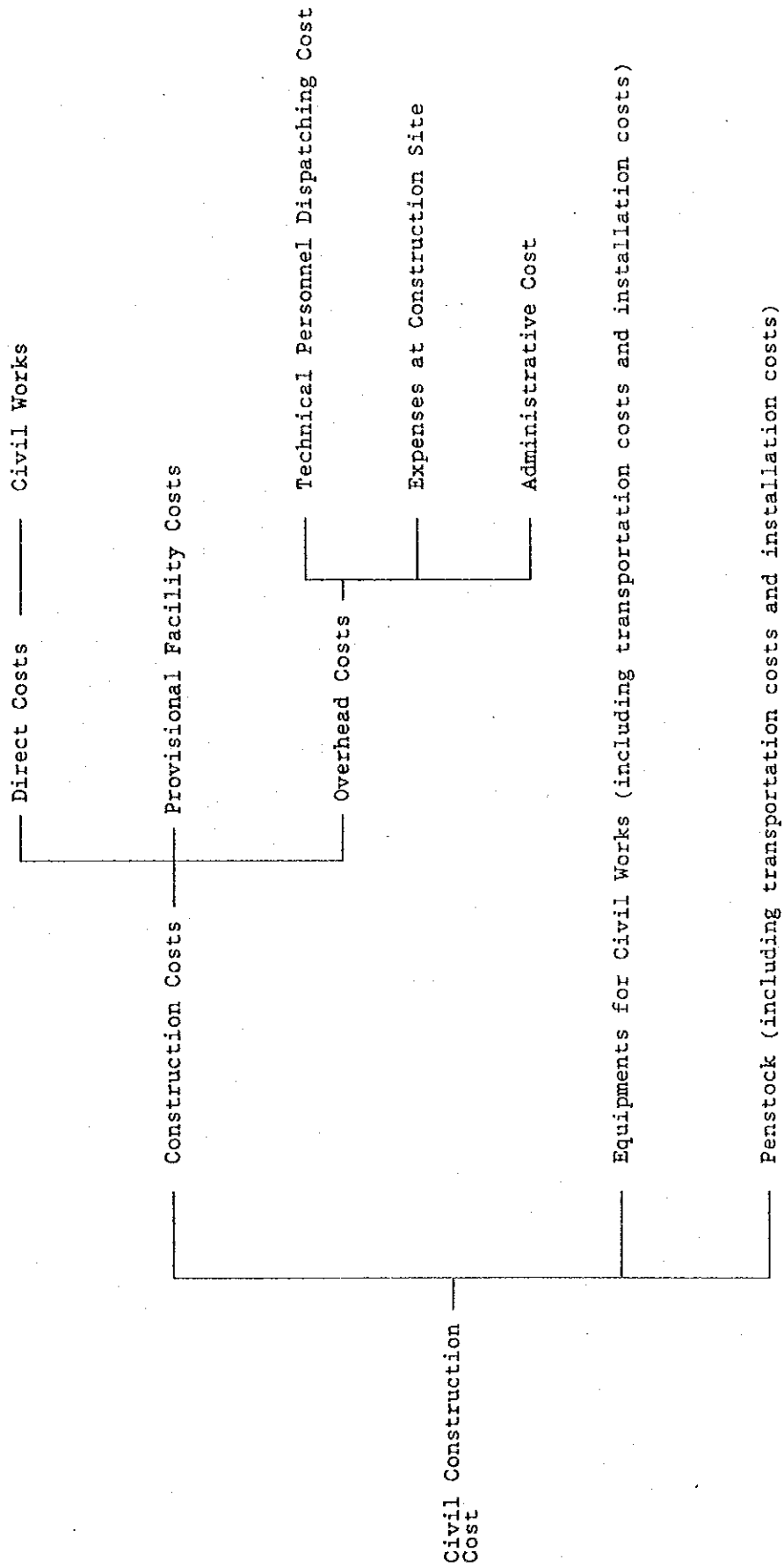


Table IV-2-9 CONSTRUCTION UNIT COST

Item	Unit	Rate	Remark	Unit:US\$
Excavation-common	m ³	6.0	Dam, Intake, Stilling Basin, Culvert	
Excavation-common	m ³	5.0	Penstock, Power House, Outlet, S Yard	
Excavation-common	m ³	2.0	Disposal Area	
Excavation-rock	m ³	9.0	Dam, Intake, Stilling Basin, Culvert	
Excavation-rock	m ³	30.0	Penstock	
Excavation-rock	m ³	7.5	Power House	
Excavation-Tunnel	m ³	100.0	Headrace Tunnel, Sediment Tunnel	
Clearing	m ²	0.5	Disposal Area	
Backfill	m ³	7.0		
Concrete(A)	m ³	116.0	Dam	
Concrete(B)	m ³	125.0	Intake, Stilling Basin, Culvert, Tunnel	
Concrete(C)	m ³	130.0	Penstock, Power House, Outlet, S Yard	
Lining Concrete	m ³	220.0	Headrace Tunnel, Sediment Tunnel	
Mortar Injection	m ³	150.0	Headrace Tunnel	
Grouting	m	170.0	Headrace Tunnel	
Reinforcing bar	t	800.0		
New Road(8m wide)	m	70.0		
New Road(4m wide)	m	42.0		
Powerhouse Building	m ²	880.0		

Table IV-2-10 WORK AMOUNT LIST (1/2)

Item	Unit	Work Amount	
		First Stage	Latter Stage
Dam			
Excavation-common	m ³	483	-
Excavation-rock	m ³	1,482	-
Backfill	m ³	2	-
Concrete(A)	m ³	2,087	-
Reinforcing bar	t	11	-
Intake			
Excavation-common	m ³	85	-
Excavation-rock	m ³	480	-
Backfill	m ³	80	-
Concrete(B)	m ³	543	-
Reinforcing bar	t	27	-
Sand Stilling Basin			
Excavation-common	m ³	110	-
Excavation-rock	m ³	844	-
Backfill	m ³	915	-
Concrete(B)	m ³	754	-
Reinforcing bar	t	38	-
Pressure Culvert			
Excavation-common	m ³	6	-
Excavation-rock	m ³	963	-
Backfill	m ³	179	-
Concrete(B)	m ³	411	-
Reinforcing bar	t	20	-
Headrace Tunnel			
Excavation-Tunnel	m ³	1,996	-
Lining Concrete	m ³	921	-
Reinforcing bar	t	32	-
Mortar Injection	m ³	85	-
Grouting	m	1,200	-
Sediment Discharge Tunnel			
Excavation-Tunnel	m ³	279	-
Excavation-rock	m ³	95	-
Lining Concrete	m ³	119	-
Concrete(B)	m ³	17	-
Reinforcing bar	t	4	-
Penstock			
Excavation-common	m ³	1,900	2,892
Excavation-rock	m ³	2,105	1,493
Backfill	m ³	1,150	1,170
Concrete(C)	m ³	470	333
Reinforcing bar	t	4.5	4.5

Table IV-2-10 WORK AMOUNT LIST (2/2)

Item	Unit	Work Amount	
		First Stage	Latter Stage
Power House			
Excavation-common	m ³	386	1,899
Excavation-rock	m ³	-	-
Backfill	m ³	412	363
Concrete (C)	m ³	370	419
Reinforcing bar	t	9	9
Tailrace			
Excavation-common	m ³	268	169
Concrete (C)	m ³	167	177
Reinforcing bar	t	1.5	1.0
Switch Yard			
Excavation-common	m ³	156	-
Backfill	m ³	112	-
Concrete (C)	m ³	28	-
Reinforcing bar	t	1	-
Disposal Area (A, B)			
Clearing	m ²	8,590	-
Excavation-common	m ³	77	-
Concrete (C)	m ³	199	-
Reinforcing bar	t	-	-
New Roads			
New Construction-8m	m	1,680	-
New Construction-4m	m	3,850	-
Powerhouse Building			
	m ²	390	375

Bibliography

1. Standard Labor Rates of Construction Work
: Construction Price Survey Association
2. Standard Calculation Methods of Civil Work
: Society for the Study of Civil Work Calculation
3. Construction Prices in Japan
: Construction Price Survey Association
4. Document for Operation/Management of Construction Machines and Cost Calculation
: Construction Price Survey Association
5. Xeset Hydropower Project, Tender Documents, Lot 1, 2
6. Xeset Hydropower Project, Optimization Report, February 1985

3. 經濟評估

目次

	頁
3.1 経済評価の方法及び基本条件	IV-3-1
3.1.1 経済評価の方法	IV-3-1
3.1.2 経済評価の基本条件	IV-3-1
3.2 費用	IV-3-5
3.2.1 本計画の総投資額	IV-3-5
3.2.2 運転維持費	IV-3-5
3.3 便益（代替ディーゼル発電プラント）	IV-3-5
3.3.1 代替ディーゼル発電プラントへの投資額	IV-3-5
3.3.2 運転維持費	IV-3-5
3.3.3 燃料費	IV-3-6
3.4 経済評価	IV-3-6
3.5 感度分析	IV-3-9

List of Tables

Table IV-3-1	Assumptions for Calculations for Economic Evaluation
Table IV-3-2	Salable and Generating Energy
Table IV-3-3	Economic Evaluation

3. 経済評価

3.1 経済評価の方法及び基本条件

3.1.1 経済評価の方法

Xe Katam小水力発電開発計画（以下“本計画”と言う。）はSekong、Attapeu向け単独系統として最終設備出力6,000kWの水力発電所ならびに送電線を含む関連設備の建設を目途としている。この目標達成のため1993年より3年間にわたってまず設備出力2,000kWの水力発電所のための土木設備、電気機械設備、送電設備への投資が行われることとなる。その後、Sekong及びAttapeu等における電力需要に呼応して、2001年及び2011年に2,000kWずつ2度にわたって建設が行われることを前提としている。

本経済評価では、下記の費用及び便益について本計画への投資が行われる初年度年初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（EEDR）の算定によって行った。

費用： (1) 本計画の総投資額

(2) 完成設備の運転維持費

便益： (1) 本計画の規模と等価規模のディーゼル発電プラントをSekong、Attapeu等需要地のロード・センターに置くものとし、それに要する総投資額

(2) (1)の完成設備の運転維持費

(3) 需要端電力量（本計画に含まれる22kV送電線母線地点）に見合ったディーゼル発電プラントの燃料費

3.1.2 経済評価の基本条件

経済評価の計算は以下の条件に基づいて行った。

(1) 価格ベースと物価上昇

全ての価格は1991年現在の価格とする。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。

(2) 通貨交換率

1US\$ = 700kip

1US\$ = 136円

(3) 耐用年数

本計画の主要設備は土木設備、発電機械設備、送電設備である。これら個々の設備の耐用年数については、ラオス国の会計法の規定が明らかでないため、日本及び諸外国の規定を参考として以下の基準を設定した。

土木設備	58年
発電機械設備	23年
送電設備	27年

本計画により新設される全設備（6,000kW）の平均耐用年数として、総投資額における土木、発電機械、送電の各部門の比率で、上記3部門を規定耐用年数を荷重平均して算出することとしたが、その結果得た総合耐用年数（Composite Service Life）は40年である。他方、代替ディーゼル発電プラントの耐用年数についてはラオス側の慣例に従い20年とした。

(4) 割引率

割引率はラオス側との打合せにより10%を採用した。

(5) 経済評価のための計算諸条件

(1)より(4)を含む計算諸条件は Table IV-3-1 及び Table IV-3-2 に示す通りである。なお、これらの条件設定にあたり、燃料に関する条項を除いては1991年7月の現地調査の折りに当調査団の質問に対し回答がなされていないために諸開発途上国の数値を勘案の上設定した。

Table IV-3-1 Assumptions for Calculations for Economic Evaluation

	Description	PROJECT	Diesel
(1)	Rated Output (kW)	6,000	6,496 (=6,000x1.08)
(2)	kW Adjustment Factor	1	1.083 <u>1/</u>
(3)	Station Service Rate (%)	0.5	3.0
(4)	Transmission Line Loss Rate (%)	3.4	0
(5)	Scheduled outage Rate (%)	2.0	8.0
(6)	Forced Outage Rate (%)	0.5	3.0
(7)	Construction Cost of D/G per kW (Thousand \$)		1.0
(8)	Composite Service Life (Yr)	40	20
(9)	Kind of Fuel		Diesel Oil
(10)	Thermal Efficiency (%)		34.0
(11)	Calorific Value (kcal/kg)		10,200
(12)	Specific Gravity (kg/litre)		0.85
(13)	Fuel Consumption (litre/kWh)		0.292
(14)	Fuel Unit Price (Kip/litre)		300
(15)	Fuel Unit Price (\$/litre) 300 Kip/700 Kip		0.429
(16)	Fuel Cost per kWh (\$/kWh)		0.125
(17)	Composite OM Cost Ratio to Total Construction Cost (%)	1.5 <u>2/</u>	4.5

1/ kW Adjustment

$$\begin{array}{l} \text{PROJECT } \frac{(3)}{(1-0.005)} \times \frac{(4)}{(1-0.034)} \times \frac{(5)}{(1-0.02)} \times \frac{(6)}{(1-0.005)} \\ \text{Diesel } (1-0.03) \times (1-0) \times (1-0.08) \times (1-0.03) \\ = 1.082724758 \end{array}$$

Therefore, the Rated Output of D/G is equivalent to 6,496 kW (= 6,000 kW x 1.083).

2/ Composite Ratio of PROJECT OM Cost to Total Construction Cost

(a)	Civil Works	11,491	0.5%	58 (10 ³ \$)
(b)	Hydro Power Plant	10,253	2.5%	256
(c)	<u>Transmission Line</u>	<u>3,131</u>	<u>1.5%</u>	<u>47</u>
	Total	24,875		361

$$361 \times 10^3 \$ / 24.875 \times 10^3 \$ = 0.01452 = \underline{1.5\%}$$

Table IV-3-2 Saleable & Generating Energy

Saleable Energy (MWh)	Generat. Energy at D/G Plant (MWh)	Generat. Energy at Hydro Plant (MWh)
7650	7688	7960
8552	8595	8899
9129	9175	9500
9739	9788	10134
10382	10434	10803
11062	11118	11511
11782	11841	12260
12540	12603	13049
13337	13404	13879
14175	14247	14751
15055	15130	15666
15973	16053	16621
16934	17019	17621
17940	18030	18668
18994	19089	19764
20099	20200	20915
21260	21367	22123
22475	22588	23387
23746	23865	24710
25076	25202	26093
26464	26597	27538
27909	28049	29042
29358	29505	30549
30459	30612	31695
31473	31631	32751
32475	32638	33793
33459	33627	34817
34443	34616	35841
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
35357	35535	36792
976226	981131	1015844

3.2 費用

3.2.1 本計画の総投資額

本計画6,000kWへの総投資額は以下に示す通り $24,875 \times 10^3$ \$である。

<u>Investment for PROJECT Implementation</u>			
			(10^3 \$)
	<u>FC Portion</u>	<u>LC Portion</u>	<u>Total</u>
第1期分2,000kW (a)	13,103	2,291	15,392
第2期分2,000kW (b)	6,283	302	6,585
第3期分2,000kW (c)	2,876	20	2,896
Total	22,262	2,613	24,875

3.2.2 運転維持費

本計画完成後における設備の運転維持費は対建設費の比率1.5%を基に算出した。前期(第1期)2,000kW(a)の段階では各年 223×10^3 \$を計上、後期(第2期)2,000kWが投入され、4,000kWのそれは 319×10^3 \$、さらに後期(第3期)次の2,000kWが投入され6,000kWが完成された後は年間 361×10^3 \$が必要となる。

3.3 便益(代替ディーゼル発電プラント)

3.3.1 代替ディーゼル発電プラントへの投資額

本計画6,000kWの規模に相当するディーゼル発電プラントの規模は6,496kWとなり、kW当たりの建設費1,000\$を乗じた $6,496 \times 10^3$ \$がディーゼル発電プラントの建設費である。各段階毎に $2,166 \times 10^3$ \$の投資が行われ、本計画により建設される総設備の耐用年数の最終年には第2期分2,000kW及び第3期分の2,000kWに相当するディーゼル発電プラントにはまだ余寿命があるので、残存価格を以下の式により計算し、調整した。

$$- \left(\frac{6}{20} + \frac{16}{20} \right) \times (1,516 + 650) = -2,382$$

3.3.2 運転維持費

ディーゼル発電プラントの運転維持費は対建設費4.5%であるので、本計画が2,000kW(ディーゼル発電プラント2,165kW)の段階では対応するディーゼル発電プラントの運転維持費は年間 97×10^3 \$、4,000kWの段階では 195×10^3 \$、最終6,000kWの段階では 292×10^3 \$がそれぞれ必要となる。

3.3.3 燃料費

(1) 燃料の価格

調査団はSekong、Attapeu等の本計画の電力供給対象地におけるディーゼル発電プラントで実際に使用されている燃料の性質及び価格を調査するため、State Fuel CompanyのPakse支店ならびに Vientianeの本部を訪ねた。その結果、使用されているディーゼル・オイルは標準品であり、その詳細は Table IV-3-1 の(1)、(2)及び(3)に示す通りである。またLitre当たりの価格は概ね270Kip/litreで、これには1割程度の政府補助が交付されているとのことである。通常補助金は経済評価では計算に織り込まないのが原則である。

従って、補助金のない場合には300Kip/litre (\$0.429/litre)となるので、kWh当たりの燃料単価を以下のように0.125\$と設定した。

$$\begin{array}{ccc} \text{Thermal Efficiency} & & \text{Specific Gravity} \\ \downarrow & & \downarrow \\ 860\text{kcal}/0.34 & / & 10,200\text{kcal}/0.85 = 0.292 \text{ litre/kwh} \\ 0.292 \text{ litre} \times 0.429\$/\text{litre} & = & 0.125\$/\text{kwh} \end{array}$$

(2) 発電量

ディーゼル発電プラントでは Table IV-3-2 に示す本計画による Saleable Energyを満足するだけの発電を行なう必要がある。従って各年の Saleable Energyとディーゼル発電プラントの所内消費率3%から、次のようにディーゼル発電プラントの発電量を計算し燃料費を求めた。

$$\text{Saleable Energy (kwh)} \times 1 / (1 - 0.03) \times 0.125\$/\text{kwh} = \text{Fuel Cost}(10^3 \$)$$

3.4 経済評価

本計画の便益及び費用のストリームは Table IV-3-3 に示す通りである。すなわち超過便益 (B-C) 及び等価割引率は以下のようなになる。

$$\begin{array}{ll} \text{割引率} & : \quad 10\% \\ B - C & : \quad 1.365 \times 10^3 \$ \\ B / C & : \quad 1.08 \\ E E D R & : \quad 10.80\% \end{array}$$

Table IV-3-3 Economic Evaluation

SDR- Serial No.	10.0% Year after Commission	Nekatom(as Cost)		Diesel(as Benefit)		FIR= Fuel Cost	Sub-Total	Invest.	OM Cost	Energy (MWh)	Sale.	Sub-Total	B-C	PV Factor	NPV Cost	NPV Benefit	NPV B-C
		IR= Invest.	OM Cost	OM Cost	Fuel Cost												
1		705					0					0	-705	0.909	641	0	-641
2		8088		1516			1516					1516	-6572	0.826	6684	1253	-5432
3		6601		650			650					650	-5951	0.751	4959	488	-4471
4	1		223		7650			97		966		1084	860	0.683	152	740	588
5	2		223		8552			97		1102		1200	977	0.621	139	745	606
6	3		223		9129			97		1177		1274	1051	0.564	126	719	593
7	4		223		9739			97		1255		1353	817	0.513	275	694	420
8	5	312			10382		1516	97		1338		2951	-295	0.467	1514	1377	-138
9	6	3023			11062		650	97		1426		2173	-1300	0.424	1473	922	-551
10	7	3250			11782			195		1519		1714	1395	0.336	123	661	538
11	8		319		12540			195		1616		1811	1493	0.350	112	635	523
12	9		319		13337			195		1719		1914	1595	0.319	102	610	503
13	10		319		14175			195		1827		2022	1703	0.290	92	586	493
14	11		319		15055			195		1941		2135	1817	0.263	84	562	478
15	12		319		15973			195		2059		2254	1935	0.239	76	540	463
16	13		319		16934			195		2183		2378	2059	0.218	69	517	448
17	14	138			17940		1516	195		2312		2507	2051	0.198	90	496	406
18	15	615			18994			195		2448		4159	3226	0.180	168	748	580
19	16	2144			20099		650	195		2591		3435	973	0.164	403	562	159
20	17		361		21260			292		2740		3033	2672	0.149	54	451	397
21	18		361		22475			292		2897		3189	2829	0.135	49	431	382
22	19		361		23746		1516	292		3061		4899	4508	0.123	44	398	354
23	20		361		25076		650	292		3232		4174	4813	0.112	40	366	326
24	21		361		26464			292		3411		3703	5243	0.102	37	376	339
25	22		361		27909			292		3597		3890	5529	0.092	33	359	326
26	23		361		29358			292		3784		4077	5856	0.084	30	342	312
27	24		361		30459			292		3926		4319	6154	0.076	28	322	294
28	25		361		31473		1516	292		4057		4565	6504	0.069	25	407	382
29	26		361		32475		650	292		4186		5128	6867	0.063	23	323	301
30	27		361		33459			292		4313		4605	7244	0.057	21	264	243
31	28		361		34443			292		4440		4832	7671	0.052	19	247	228
32	29		361		35357			292		4558		4950	8089	0.047	17	230	213
33	30		361		35357			292		4558		4850	8489	0.043	16	209	193
34	31		361		35357			292		4558		4850	8899	0.039	14	190	176
35	32		361		35357			292		4558		4850	9319	0.036	13	173	160
36	33		361		35357			292		4558		4850	9749	0.032	12	157	145
37	34		361		35357		1516	292		4558		4850	10179	0.029	11	143	132
38	35		361		35357		650	292		4558		6366	10609	0.027	10	129	117
39	36		361		35357			292		4558		5499	11039	0.024	9	114	102
40	37		361		35357			292		4558		4850	11469	0.022	8	107	99
41	38		361		35357			292		4558		4850	11899	0.020	7	97	90
42	39		361		35357			292		4558		4850	12329	0.018	7	89	82
43	40		361		35357		-2382	292		4558		2468	12759	0.017	6	41	35
Total		24875	13185	38060	976226	10611	9580	125835	145996	107936	17813	19178	1365				

B-C
B/C
EDR

以上のB-C及びB/C率から本計画を建設し運営することは、同等のサービスを提供し得る代替ディーゼル発電プラントを設置するよりも費用面で優位であり、資本の機会費用を反映する割引率が10.80%以下であれば本計画の優位性が保たれることを意味する。

3.5 感度分析

本計画の建設費の上昇ならびに代替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%）

<u>建設費</u>	<u>3%Up</u>	<u>5%Up</u>	<u>7%Up</u>	<u>9%Up</u>
B - C (10 ³ \$)	831	474	118	-238
B / C	1.045	1.025	1.006	0.988

(2) 代替ディーゼル発電プラントの燃料費の変動（割引率10%）

<u>燃料費</u>	<u>3%Up</u>	<u>5%Up</u>	<u>7%Up</u>	<u>9%Up</u>
B - C (10 ³ \$)	1,797	2,085	2,373	2,661
B / C	1.101	1.117	1.133	1.149

4. 財務分析

目 次

	頁
4.1 財務分析の方法および基本条件	IV-4-1
4.1.1 財務分析の方法	IV-4-1
4.1.2 財務分析の基本条件	IV-4-2
4.1.3 財務分析	IV-4-5
4.2 財務分析の結論	IV-4-26

List of Tables

- Table IV-4-1 Financial Evaluation of Benefit & Cost
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-2 Financial Evaluation of Benefit & Cost
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-3 Overall Amortization Schedule for 6000 kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-4 Amortization Schedule
- Table IV-4-5 Profit and Loss Statement for 6000 kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-6 Cash Flow Sheet for 6000 kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-7 Overall Amortization Schedule for 6000 kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-8 Profit and Loss Statement for 6000 kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-9 Cash Flow Sheet for 6000 kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-10 Debt Service Ratio for 6000 kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000 kW)
- Table IV-4-11 Debt Service Ratio for 6000 kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000 kW)

4. 財務分析

4.1 財務分析の方法および基本条件

4.1.1 財務分析の方法

本計画の財務分析は以下に記述する2つの方法により行なった。

(1) 総投下資本からみた財務分析

総投下資本からみた財務分析では、本計画の実施によって完成された設備が生み出す営業収益（売電収入）の現在価値と総費用（投資及び運転維持費）の現在価値が等しくなる割引率（以下財務的等価割引率－FEDRと言う。）を求め、これを当該国ラオスにおける資本の機会費用を反映する社会的割引率と対比する。この方法では投資額に対する金利、返済期間、返済条件等は一切考慮されない。

(2) 事業者の立場からの財務分析

企業体もしくは本計画の実施機関の立場に立てば、本計画を実施し、完成後、その設備を運営するには、資金調達その他に当たって経営的指標が必要となる。事業者の立場からの財務分析では、資金返済計画、損益計算書、キャッシュ・フローシートを作成し、経営的指標としてのデット・サービス・レーショを算定して評価を行なう。

なお、以上2つの方法による評価に際し、本計画の最終設備出力6,000KWのうちの第1期分2,000KWの建設についてラオス側は特別の資金手当を期待しており、同国政府の開発計画書にもその意図が伺われる。従って本計画の財務評価では、第1期分2,000kWへの投下資本を計上した場合と同投下資本を零とみなした場合の両ケースについてそれぞれ検討を行なった。

4.1.2 財務分析の基本条件

(1) 総投下資本からみた財務分析の条件

a) 建設費

財務的等価割引率計算のための本計画の建設費は以下の通りである。

(単位: $10^3\$$)

第1期分	2 0 0 0 k W	1 5 , 3 9 4
第2期分	2 0 0 0 k W	6 , 5 8 5
第3期分	2 0 0 0 k W	2 , 8 9 6
最終	6 0 0 0 k W	2 4 , 8 7 5

b) 運転維持費

本計画の年間運転維持費には本章第3節“経済評価”の中で述べた通り、建設費の1.5%(0.01452)を計上した。従って、第1期完成後、第2期完成後、第3期完成後の年間運転維持費はそれぞれ、 $15,394 \times 10^3\$ \times 0.01452 = 223 \times 10^3\$$ 、 $21,979 \times 10^3\$ \times 0.01452 = 319 \times 10^3\$$ 、 $24,875 \times 10^3\$ \times 0.01452 = 361 \times 10^3\$$ となる。

c) 売電収入

i) 売電単価

調査団が1991年7月の現地調査の際にEDL(Vientiane)より得た情報によれば、ラオス国の国内向け売電収入および販売電力量の実績値は以下の通りである。

	売電収入 (1000kip)	販売電力量(Gwh)	kwh当り平均売電単価(kip)
1986年	3,530,100	805	4.38 (\$0.040)
1987年	2,021,490	529	3.82 (\$0.040)
1988年	5,565,100	508	10.95 (\$0.029)
1989年	10,966,170	639	17.16 (\$0.024)
1990年	15,287,570	789	19.40 (\$0.028)

上記の実績からみれば、kWh当りの平均売電単価は \$ 0.02 から \$ 0.03 の間を推移している。しかし、国内用売電単価には政府からの補助金が含まれている。今後EDLはこの補助金制度の見直しを行うとともに、将来適正な電気料金の単価を設定しようとする意図している。調査団の理解したところでは、EDLはこの新しい国内向け電気料金として42kip (\$ 0.06) /kWhを採用しようとしていた。

なお、この \$ 0.06/kWhの売電単価は、SPE-IIで試算されている191kip (\$ 0.27) /kWhに比べて格安と考えられる。従って本財務分析ではEDLの推奨する42kip (\$ 0.06) /kWhを売電単価として採用することとした。

ii) 予想売電量

Table IV-3-2 に示されているSalable Energyは本計画の22kV母線での電力量であるため、配電損失率を1%と推定し、最終需要端における販売電力量を算出した。

(2) 事業者の立場からの財務分析の条件

a) 資金調達条件 前期 (第1期) 2,000KW :

i) 外貨ポーション

年利率 : 0.75%

据置期間 : 10年 (L/A締結日より起算)

返済期間 : 20年

返済方法 : 元本均等払

アニュアル方式

ii) 内貨ポーション

年利率 : 6.3%

据置期間 : 10年 (Sanction date より起算)

返済期間 : 20年

返済方法 : 元本均等払

アニュアル方式

b) 資金調達条件 後期(第2期、第3期) 4,000KW(2,000KW+2,000KW) :

ラオス国側は前期(第1期)を除いてはMultilateral Financial Assistanceを期待していることから、以下のような資金調達条件を設定した。

i) 外貨ポーション

年利率 : 6.6%

据置期間 : 7年(L/A締結日より起算)

返済期間 : 20年

返済方法 : 元本均等払

アニュアル方式

ii) 内貨ポーション

年利率 : 7%

据置期間 : 7年(Sanction dateより起算)

返済期間 : 20年

返済方法 : 元本均等払

アニュアル方式

c) 関税、その他

建設費には関税および公租公課は含まれていない。

d) 減価償却

定額償却法を用い、残存価格を零とした。

e) 運転維持費

対建設費1.5%を採用した。(詳細は前項4.1.2(1)b)を参照)

f) 売電収入

前項4.1.2(1)c)を参照

g) エスカレーション

費用は凡て1991年ベースで計上されており、エスカレーションは一切考慮していない。

4.1.3 財務分析

(1) 財務的等価割引率

a) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を計上した場合

この場合のFEDRは Table IV-4-1 に示す通り2.68%で、ラオス側がプロジェクト評価の指標とする社会的割引率10%を大幅に下廻る。

b) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合

当初投入される2,000kWの設備に対する投資額を特別な資金手当により零とみなした場合を想定した。しかし、運転維持費は資金手当の内容如何に拘わらず発生するのでこれを計上した。その結果、FEDRは14.28%となりラオス国の社会的割引率10%を大きく上廻った。

Table IV-4-1 Financial Evaluation of Benefit & Cost
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)

Sale Rate	0.060 \$	42 Kip	10.0%	Year after	Commission	Invest.	IX=	Nekatan(as Cost)		(Thousand dollars)							
								Cost	Sub-Total	Energy	Elect.(as	Sale	Revenue	B-C	Factor	NPV	NPV
SDR- Serial NO.	10.0%	Year after	Commission	Invest.	IX=	Cost	Sub-Total	Energy	Elect.(as	Sale	Revenue	B-C	Factor	NPV	NPV	NPV	NPV
1	705						705					-705	0.909	641	0	-641	
2	8088						8088					-8088	0.825	6884	0	-6884	
3	6601						6601					-6601	0.751	4959	0	-4959	
4		1				223	223	7650		454		231	0.683	152	310	158	
5		2				223	223	8352		508		285	0.621	139	315	177	
6		3				223	223	9129		542		319	0.564	126	306	180	
7		4				312	535	9739		574		43	0.513	275	297	22	
8		5				3023	3246	10382		617		-2630	0.467	1514	288	-1227	
9		6				3350	3473	11062		657		-2816	0.424	1473	279	-1194	
10		7					319	11782		700		381	0.386	123	270	147	
11		8					319	12540		745		426	0.350	112	261	149	
12		9					319	13337		792		473	0.319	102	252	151	
13		10					319	14175		842		523	0.290	92	244	152	
14		11					319	15055		894		576	0.263	84	235	152	
15		12					319	15973		949		630	0.239	76	227	151	
16		13					319	16934		1006		687	0.218	69	219	150	
17		14				138	319	17940		1066		609	0.198	60	211	120	
18		15				615	319	18994		1128		194	0.180	58	203	120	
19		16				2144	319	20099		1194		-1269	0.164	403	195	35	
20		17					361	21260		1263		902	0.149	54	188	-207	
21		18					361	22475		1335		974	0.135	49	180	132	
22		19					361	23746		1411		1050	0.123	44	173	129	
23		20					361	25076		1489		1129	0.112	40	166	126	
24		21					361	26464		1572		1211	0.102	37	160	123	
25		22					361	27909		1658		1297	0.092	33	153	120	
26		23					361	29358		1744		1383	0.084	30	146	116	
27		24					361	30459		1809		1449	0.076	28	138	110	
28		25					361	31473		1870		1509	0.069	25	130	105	
29		26					361	32475		1929		1568	0.063	23	122	99	
30		27					361	33459		1987		1627	0.057	21	114	93	
31		28					361	34443		2046		1685	0.052	19	107	88	
32		29					361	35357		2100		1739	0.047	17	99	82	
33		30					361	35357		2100		1739	0.043	16	90	75	
34		31					361	35357		2100		1739	0.039	14	82	68	
35		32					361	35357		2100		1739	0.036	13	75	62	
36		33					361	35357		2100		1739	0.032	12	68	56	
37		34					361	35357		2100		1739	0.029	11	62	51	
38		35					361	35357		2100		1739	0.027	10	56	47	
39		36					361	35357		2100		1739	0.024	9	51	42	
40		37					361	35357		2100		1739	0.022	8	46	38	
41		38					361	35357		2100		1739	0.020	7	42	35	
42		39					361	35357		2100		1739	0.018	7	38	32	
43		40					361	35357		2100		1739	0.017	6	35	29	
Total	24876	13185	38061	976236	57988	19927	17813	6635	-11178								

B-C
B/C
FEDR

Table IV-4-2 Financial Evaluation of Benefit & Cost
(in case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000kW)

Serial No.	Year after Commission	Invest. Cost	OM Cost	Sub-Total	(Thousand dollars)			B-C	PV Factor	NPV Cost	NPV Benefit	NPV B-C	
					Energy Sale	Elect. Revenue	(as Benefit)						
1		0	0	0				0	0	0	0	0	
2		0	0	0				0	0	0	0	0	
3		0	0	0				0	0	0	0	0	
4	1	223		223	7650	454	231	0.683	152	310	158	158	
5	2	223		223	8552	508	285	0.621	139	315	177	177	
6	3	223		223	9129	542	319	0.564	126	306	180	180	
7	4	312		312	9739	578	43	0.513	275	297	22	22	
8	5	3023		3246	10382	617	-2630	0.467	1514	288	-1227	-1227	
9	6	3250		3473	11062	657	-2816	0.424	1473	279	-1194	-1194	
10	7			319	11782	700	381	0.386	123	270	147	147	
11	8			319	12540	745	426	0.350	112	261	149	149	
12	9			319	13337	792	473	0.319	102	252	151	151	
13	10			319	14175	842	523	0.290	92	244	152	152	
14	11			319	15055	894	576	0.263	84	235	152	152	
15	12			319	15973	949	630	0.239	76	227	151	151	
16	13			319	16934	1006	687	0.218	69	219	150	150	
17	14	138		457	17940	1066	749	0.198	60	211	120	120	
18	15	615		934	18994	1128	794	0.180	54	203	35	35	
19	16	2144		2463	20099	1194	-1269	0.164	403	195	-207	-207	
20	17			361	21260	1263	902	0.149	34	188	134	134	
21	18			361	22475	1335	974	0.135	49	180	132	132	
22	19			361	23746	1411	1050	0.123	44	173	129	129	
23	20			361	25076	1489	1129	0.112	40	166	126	126	
24	21			361	26464	1572	1211	0.102	37	160	123	123	
25	22			361	27909	1658	1297	0.092	33	153	120	120	
26	23			361	29358	1744	1383	0.084	30	146	116	116	
27	24			361	30859	1809	1449	0.078	28	138	110	110	
28	25			361	31473	1870	1509	0.069	25	130	105	105	
29	26			361	32475	1929	1568	0.062	23	122	99	99	
30	27			361	33459	1987	1627	0.057	21	114	93	93	
31	28			361	34443	2046	1685	0.052	19	107	88	88	
32	29			361	35357	2100	1739	0.047	17	99	82	82	
33	30			361	35357	2100	1739	0.043	16	90	75	75	
34	31			361	35357	2100	1739	0.039	14	82	68	68	
35	32			361	35357	2100	1739	0.036	13	75	62	62	
36	33			361	35357	2100	1739	0.032	12	68	56	56	
37	34			361	35357	2100	1739	0.029	11	62	51	51	
38	35			361	35357	2100	1739	0.027	10	56	47	47	
39	36			361	35357	2100	1739	0.024	9	51	42	42	
40	37			361	35357	2100	1739	0.022	8	46	38	38	
41	38			361	35357	2100	1739	0.020	7	42	35	35	
42	39			361	35357	2100	1739	0.018	7	38	32	32	
43	40			361	35357	2100	1739	0.017	6	35	29	29	
				9482	13185	22667	976226	57988	35321	5328	6635	1107	
				B-C		1107							
				B/C		1.200							
				FEDR		14.280%							

(2) 感度分析によるFEDRの変化

本計画の感度分析を以下のケースについて実施した。

a) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を計上した場合。

—— 建設費の変動

建設費	5% up	7% up	10% up
FEDR (%)	2.368	2.225	2.071

—— 売電単価の変動

売電単価(kip/KWh)	80	100	130
FEDR (%)	7.157	8.953	11.329

b) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合

—— 建設費の変動

建設費	10% up	20% up	30% up
FEDR (%)	11.80	10.00	8.589

—— 売電単価の変動

売電単価(kip/KWh)	30	35	40
FEDR (%)	7.416	10.00	12.925

(3) デット・サービス・レーシヨ (Debt Service Ratio)

デット・サービス・レーシヨは、以下のケースについて算定した。

- ・前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を計上した場合
- ・前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合

a) 借入金返済計画

- i) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を計上した場合の借入金返済計画は Table IV-4-3 に示す通りである。
- ii) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合の借入金返済計画は Table IV-4-4 に示す通りである。

b) 損益計算書およびキャッシュ・フロー・シート

- i) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を計上した場合の損益計算書およびキャッシュ・フロー・シートは Table IV-4-5 から Table IV-4-6 に示す通りである。
- ii) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合の損益計算書およびキャッシュ・フロー・シートは Table IV-4-8 から Table IV-4-9 に示す通りである。

c) デット・サービス・レーシヨ (Debt Service Ratio)

- i) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を計上した場合

デット・サービス・レーシヨはTable IV-4-10に示す通りである。営業開始後10年目毎までの平均デット・サービス・レーシヨは次の通りである。

営業開始後	10年目	0.53
	20年目	0.51
	30年目	0.75
	40年目	1.16

- ii) 前期（第1期）2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合

デット・サービス・レーシヨはTable IV-4-11に示す通りである。営業開始後10年目毎の平均デット・サービス・レーシヨは次の通りである。

營業開始後	10年目	1.73
	20年目	0.74
	30年目	0.97
	40年目	1.49

Table IV-4-3 Overall Amortization Schedule for 6000kW
(in case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)
(Thousand dollars)

Serial No. of Year after Commission.	Loan		Repayment		Interest Amount		Total Working Interest		Total
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	
1	628	77					2	2	5
2	6577	1511			29		52	52	82
3	5898	703			76		122	122	198
4									
5									
6									
7	302	10			10		0	0	10
8	2831	192			113		7	7	121
9	3150	100			311		18	18	328
10									
11			655	115		770			144
12			655	115		770			144
13			655	115		770			144
14			969	130		1099			144
15			969	130		1099			144
16			969	130		1099			144
17	137	1	969	130		1099			144
18	610	5	969	130		1099			144
19	2129	15	969	130		1099			144
20			969	130		1099			144
21			969	130		1099			144
22			969	130		1099			144
23			969	130		1099			144
24			1113	131		1244			144
25			1113	131		1244			144
26			1113	131		1244			144
27			1113	131		1244			144
28			1113	131		1244			144
29			1113	131		1244			144
30			1113	131		1244			144
31			458	16		474			144
32			458	16		474			144
33			458	16		474			144
34			144	1		145			144
35			144	1		145			144
36			144	1		145			144
37			144	1		145			144
38			144	1		145			144
39			144	1		145			144
40			144	1		145			144
41			144	1		145			144
42			144	1		145			144
43			144	1		145			144
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									
61									
62									
63									
64									
65									
66									
67									
68									
69									
70									
71									
72									
73									
74									
75									
76									
77									
78									
79									
80									
81									
82									
83									
84									
85									
86									
87									
88									
89									
90									
91									
92									
93									
94									
95									
96									
97									
98									
99									
100									
Total	22262	2613	24875	22262	2613	24875	695	204	899
									10134
									2769
									12903

Table-IV-4-4 Amortization Schedule

FC Portion for 2000kW (a)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 0.75%

No. of Year	Disburse-ment	Repay-ment	Outstand. Begin.	Balance End of Loan	Average of Loan	Interest IDC	Work. Int.
1	628		0	628	314	2	
2	6577		628	7205	3917	29	
3	5898		7205	13103	10154	76	
Total			7833	20936	14385	108	
4			13103	13103	13103		98
5			13103	13103	13103		98
6			13103	13103	13103		98
7			13103	13103	13103		98
8			13103	13103	13103		98
9			13103	13103	13103		98
10			13103	13103	13103		98
11		655	13103	12448	12775		96
12		655	12448	11793	12120		91
13		655	11793	11138	11465		86
14		655	11138	10482	10810		81
15		655	10482	9827	10155		76
16		655	9827	9172	9500		71
17		655	9172	8517	8845		66
18		655	8517	7862	8189		61
19		655	7862	7207	7534		57
20		655	7207	6551	6879		52
21		655	6551	5896	6224		47
22		655	5896	5241	5569		42
23		655	5241	4586	4914		37
24		655	4586	3931	4258		32
25		655	3931	3276	3603		27
26		655	3276	2621	2948		22
27		655	2621	1965	2293		17
28		655	1965	1310	1638		12
29		655	1310	655	983		7
30		655	655	-0	328		2
Total			13103				1671

LC Portion for 2000kW (a)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 6.30%

No. of Year	Disbursement	Repayment	Outstand. Begin:	Balance End of Loan	Average of Loan	Interest IDC Work. Int.
1	77		0	77	39	2
2	1511		77	1588	833	52
3	703		1588	2291	1940	122

Total	2291					177

4			2291	2291	2291	144
5			2291	2291	2291	144
6			2291	2291	2291	144
7			2291	2291	2291	144
8			2291	2291	2291	144
9			2291	2291	2291	144
10			2291	2291	2291	144
11		115	2291	2176	2234	141
12		115	2176	2062	2119	134
13		115	2062	1947	2005	126
14		115	1947	1833	1890	119
15		115	1833	1718	1776	112
16		115	1718	1604	1661	105
17		115	1604	1489	1546	97
18		115	1489	1375	1432	90
19		115	1375	1260	1317	83
20		115	1260	1145	1203	76
21		115	1145	1031	1088	69
22		115	1031	916	974	61
23		115	916	802	859	54
24		115	802	687	745	47
25		115	687	573	630	40
26		115	573	458	515	32
27		115	458	344	401	25
28		115	344	229	286	18
29		115	229	115	172	11
30		115	115	-0	57	4

Total	2291					2454

FC Portion for 2000kW (b)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 6.60%

No. of Year	Disburse- ment	Repay- ment	Outstand. Begin.	Balance End	Average of Loan	Interest IDC	Work.int.
7	302		0	302	151	10	
8	2831		302	3133	1718	113	
9	3150		3133	6283	4708	311	
Total		6283				434	
10			6283	6283	6283		415
11			6283	6283	6283		415
12			6283	6283	6283		415
13			6283	6283	6283		415
14		314	6283	5969	6126		404
15		314	5969	5655	5812		384
16		314	5655	5341	5498		363
17		314	5341	5026	5183		342
18		314	5026	4712	4869		321
19		314	4712	4398	4555		301
20		314	4398	4084	4241		280
21		314	4084	3770	3927		259
22		314	3770	3456	3613		238
23		314	3456	3142	3299		218
24		314	3142	2827	2984		197
25		314	2827	2513	2670		176
26		314	2513	2199	2356		156
27		314	2199	1885	2042		135
28		314	1885	1571	1728		114
29		314	1571	1257	1414		93
30		314	1257	942	1100		73
31		314	942	628	785		52
32		314	628	314	471		31
33		314	314	0	157		10
Total		6283					5805

LC Portion for 2000kW (b)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 7.00%

No. of Year	Disburse- ment	Repay- mentt	Outstand. Begin.	Balance End of Loan	Average of Loan	Interest IDC	Work.Int.
7	10		0	10	5	0	
8	192		10	202	106	7	
9	100		202	302	252	18	
Total		302				25	
10			302	302	302		21
11			302	302	302		21
12			302	302	302		21
13			302	302	302		21
14		15	302	287	294		21
15		15	287	272	279		20
16		15	272	257	264		18
17		15	257	242	249		17
18		15	242	226	234		16
19		15	226	211	219		15
20		15	211	196	204		14
21		15	196	181	189		13
22		15	181	166	174		12
23		15	166	151	159		11
24		15	151	136	143		10
25		15	136	121	128		9
26		15	121	106	113		8
27		15	106	91	98		7
28		15	91	75	83		6
29		15	75	60	68		5
30		15	60	45	53		4
31		15	45	30	38		3
32		15	30	15	23		2
33		15	15	-0	8		1
Total		302					296

FC Portion for 2000kW (c)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 6.60%

No. of Year	Disburse- ment	Repay- mentt	Outstand. Begin.	Balance End of Loan	Average of Loan	Interest IDC Work.Int.
17	137		0	137	69	5
18	610		137	747	442	29
19	2129		747	2876	1812	120
Total		2876				153
20			2876	2876	2876	190
21			2876	2876	2876	190
22			2876	2876	2876	190
23			2876	2876	2876	190
24		144	2876	2732	2804	185
25		144	2732	2588	2660	176
26		144	2588	2445	2517	166
27		144	2445	2301	2373	157
28		144	2301	2157	2229	147
29		144	2157	2013	2085	138
30		144	2013	1869	1941	128
31		144	1869	1726	1797	119
32		144	1726	1582	1654	109
33		144	1582	1438	1510	100
34		144	1438	1294	1366	90
35		144	1294	1150	1222	81
36		144	1150	1007	1078	71
37		144	1007	863	935	62
38		144	863	719	791	52
39		144	719	575	647	43
40		144	575	431	503	33
41		144	431	288	359	24
42		144	288	144	216	14
43		144	144	-0	72	5
Total		2876				2657

LC Portion for 2000kW (c)

(Thousand dollars)

Annual Interest Rate: 7.00%

No. of Year	Disburse- ment	Repay- mentt	Outstand. Begin.	Balance End of Loan	Average of Loan	Interest IDC Work.Int.
17	1		0	1	1	0
18	5		1	6	3	0
19	15		6	20	13	1
Total		20				1
20			20	20	20	1
21			20	20	20	1
22			20	20	20	1
23			20	20	20	1
24		1	20	19	20	1
25		1	19	18	19	1
26		1	18	17	18	1
27		1	17	16	17	1
28		1	16	15	16	1
29		1	15	14	15	1
30		1	14	13	14	1
31		1	13	12	13	1
32		1	12	11	12	1
33		1	11	10	11	1
34		1	10	9	10	1
35		1	9	8	9	1
36		1	8	7	8	1
37		1	7	6	7	0
38		1	6	5	6	0
39		1	5	4	5	0
40		1	4	3	4	0
41		1	3	2	3	0
42		1	2	1	2	0
43		1	1	0	1	0
Total		20				20

Table IV-4-5 Profit and Loss Statement for 6000kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)

(Thousand dollars)

Serial No. of Year	Depreciation	Operating Revenue	Operating Depreciation	OM	Expense		Profit	Financial		Net Profit
					Total	Working Interest		IOC	Expense	
1								5		5
2								82		82
3								198		198
4	1	454	392	223		615	-161		243	243
5	2	508	392	223		615	-107		243	243
6	3	542	392	223		615	-73		243	243
7	4	578	392	223		615	-37	10	243	253
8	5	617	392	223		615	1	121	243	363
9	6	657	392	223		615	42	328	243	571
10	7	700	599	319		918	-210		678	678
11	8	745	599	319		918	-173		672	672
12	9	792	599	319		918	-126		660	660
13	10	842	599	319		918	-76		648	648
14	11	894	599	319		918	-24		625	625
15	12	949	599	319		918	31		591	591
16	13	1006	599	319		918	88		557	557
17	14	1066	599	319		918	148		528	528
18	15	1128	599	319		918	210	5	519	519
19	16	1194	599	319		918	276	29	489	489
20	17	1263	726	361		1087	176	120	455	576
21	18	1335	726	361		1087	248		613	613
22	19	1411	726	361		1087	323		579	579
23	20	1489	726	361		1087	402		511	511
24	21	1572	726	361		1087	485		472	472
25	22	1659	726	361		1087	571		429	429
26	23	1744	726	361		1087	657		385	385
27	24	1809	726	361		1087	722		342	342
28	25	1879	726	361		1087	782		298	298
29	26	1929	726	361		1087	842		255	255
30	27	1987	726	361		1087	900		211	211
31	28	2046	726	361		1087	959		174	174
32	29	2100	726	361		1087	1013		143	143
33	30	2100	726	361		1087	1013		111	111
34	31	2100	726	361		1087	1013		91	91
35	32	2100	726	361		1087	1013		81	81
36	33	2100	726	361		1087	1013		72	72
37	34	2100	726	361		1087	1013		62	62
38	35	2100	726	361		1087	1013		53	53
39	36	2100	726	361		1087	1013		43	43
40	37	2100	726	361		1087	1013		33	33
41	38	2100	726	361		1087	1013		24	24
42	39	2100	726	361		1087	1013		14	14
43	40	2100	726	361		1087	1013		5	5
Total		57988	25774	13185		38959	19029	899	12903	13802

Table IV-4-6 Cash Flow Sheet for 6000kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)
(Thousand dollars)

Serial No. of Year	Depreciation Year	CASH Investment	CASH Profit	INFLW Net Profit	INFLW Depreciation	Total	CASH Const. Cost	OUTFLOW Repayment of Princ.	Total Balance Yearly	Accumula.
1		705	-5			700	705		-5	-5
2		8088	-82			8006	8088		-82	-87
3		6601	-198			6403	6601		-198	-285
4	1		-403	392					-11	-296
5	2		-350	392		42			42	-254
6	3		-316	392		76			76	-178
7	4	312	-290	392		414	312		102	-75
8	5	3023	-362	392		3053	3023		30	-45
9	6	3250	-523	392		3113	3250		-137	-183
10	7		-896	599		-297			-297	-480
11	8		-845	599		-246			-1016	-1496
12	9		-786	599		-187		770	-956	-2452
13	10		-724	599		-125		770	-895	-3347
14	11		-649	599		-50		1099	-1149	-4495
15	12		-560	599		39		1099	-1060	-5555
16	13		-469	599		130		1099	-969	-6524
17	14	138	-380	599		357	138		-880	-7404
18	15	615	-308	599		505	615		-808	-8213
19	16	2144	-300	599		2443	2144		-800	-9012
20	17		-437	726		289		1099	-810	-9822
21	18		-331	726		395		1099	-704	-10525
22	19		-221	726		505		1099	-594	-11120
23	20		-109	726		618		1099	-481	-11601
24	21		13	726		730		1244	-305	-12106
25	22		142	726		869		1244	-376	-12481
26	23		271	726		998		1244	-246	-12727
27	24		380	726		1107		1244	-137	-12854
28	25		484	726		1210		1244	-33	-12898
29	26		587	726		1313		1244	70	-12828
30	27		689	726		1415		1244	172	-12556
31	28		785	726		1511		474	1037	-11619
32	29		871	726		1597		474	1123	-10497
33	30		902	726		1628		474	1154	-9342
34	31		922	726		1649		145	1504	-7839
35	32		932	726		1658		145	1513	-6325
36	33		941	726		1668		145	1523	-4802
37	34		951	726		1677		145	1533	-3270
38	35		961	726		1687		145	1542	-1728
39	36		970	726		1696		145	1552	-176
40	37		980	726		1706		145	1561	1385
41	38		989	726		1716		145	1571	2956
42	39		999	726		1725		145	1580	4336
43	40		1008	726		1735		145	1590	6126
Total		24875	5227	29774		55876	24875	24875	49750	6126

Table IV-4-7 Overall Amortization Schedule for 6000kW
(In case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)

(Thousand dollars)

Serial No. of Year after Commission.	Loan		Repayment		Interest Amount		Total Working FC	Interest LC	Total
	FC	LC	FC	LC	IDC	LC			
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7	302	10			10		415	21	436
8	2831	192	312				415	21	436
9	3150	100	3023		113	7	415	21	436
10			3250		311	18	404	21	425
11							384	20	403
12							363	18	381
13							342	17	360
14	137	1	138		5	0	301	15	316
15	610	5	615		29	0	301	15	316
16	2129	15	2144		120	1	470	16	485
17							449	15	464
18							428	14	442
19							408	12	420
20							382	11	393
21							352	10	362
22							322	9	331
23							291	8	299
24							261	7	268
25							231	6	237
26							201	5	205
27							170	4	174
28							140	2	143
29							110	1	111
30							90	1	91
31							81	1	81
32							71	1	72
33							62	0	62
34							52	0	52
35							43	0	43
36							33	0	33
37							24	0	24
38							14	0	14
39							5	0	5
40									
Total	9159	322	9481	466	20762	587	8463	316	8778

Table IV-4-8 Profit and Loss Statement for 6000kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000kW)
(Thousand dollars)

Serial No. of Year	Deprecia-Operating		OperatingExpense		Profit	Financial Working		Expense	Net Pro- fit
	tion	tion	OM	Total		IDC	Interest		
1									
2									
3									
4	1	454	207	223	231				231
5	2	508	207	223	285				285
6	3	542	207	223	319				319
7	4	578	207	223	355				345
8	5	617	207	223	393	10		10	273
9	6	657	207	223	434	121		121	105
10	7	700	207	223	474	328		328	-262
11	8	745	207	223	519		436	436	-217
12	9	792	207	223	566		436	436	436
13	10	842	207	223	616		436	436	-170
14	11	894	207	223	668		425	425	-120
15	12	949	207	223	723		403	403	-57
16	13	1006	207	223	780		381	381	20
17	14	1066	207	223	839		360	360	99
18	15	1128	207	223	902	5	360	364	176
19	16	1194	207	223	968	29	338	357	235
20	17	1263	207	223	1035	120	316	435	232
21	18	1335	207	223	1102		485	485	82
22	19	1411	207	223	1170		464	464	176
23	20	1489	207	223	1239		442	442	274
24	21	1572	207	223	1308		420	420	374
25	22	1658	207	223	1377		393	393	483
26	23	1744	207	223	1446		362	362	601
27	24	1809	207	223	1515		331	331	718
28	25	1870	207	223	1584		299	299	815
29	26	1929	207	223	1653		268	268	906
30	27	1987	207	223	1722		237	237	997
31	28	2046	207	223	1791		205	205	1087
32	29	2100	207	223	1860		174	174	1177
33	30	2100	207	223	1929		143	143	1263
34	31	2100	207	223	1998		111	111	1294
35	32	2100	207	223	2067		91	91	1314
36	33	2100	207	223	2136		81	81	1324
37	34	2100	207	223	2205		72	72	1333
38	35	2100	207	223	2274		62	62	1343
39	36	2100	207	223	2343		53	53	1353
40	37	2100	207	223	2412		43	43	1362
41	38	2100	207	223	2481		33	33	1372
42	39	2100	207	223	2550		24	24	1381
43	40	2100	207	223	2619		14	14	1391
44	41	2100	207	223	2688		5	5	1400
45	42	2100	207	223	2757				
Total		57988	10095	13185	23280	614	8778	9392	25316

Table IV-4-9 Cash Flow Sheet for 6000kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000kW)

(Thousand dollars)

Serial No. of Year	Depreciation Year	Investment	CASH Profit	Net Depreciation	Total Cost	CASH Cost	OUTFLOW Repayment of Princ.	Total Balance Yearly	Accumula.
1								705	-5
2								8088	-87
3								6601	-198
4								0	-264
5								0	-185
6								0	-70
7								0	73
8								312	144
9								3023	74
10								3250	-90
11								0	-247
12								770	-1153
13								770	-900
14								770	-2887
15								1099	-1085
16								1099	-992
17								1099	-861
18								1237	-804
19								1713	-728
20								3242	-714
21								1099	-719
22								1099	-608
23								1099	-493
24								1128	-375
25								1099	-10303
26								1244	-393
27								1244	-10695
28								1244	-257
29								1244	-10953
30								1244	-121
31								1244	-11074
32								1244	-8
33								1244	-11082
34								1244	100
35								1244	-10982
36								1244	207
37								1244	-10774
38								1244	-10461
39								1244	1183
40								1244	-9277
41								1244	1273
42								1244	-8005
43								1244	-6700
44								1244	1304
45								1244	1654
46								1244	1663
47								1244	-3383
48								1244	-1710
49								1244	-28
50								1244	1683
51								1244	1692
52								1244	1702
53								1244	3366
54								1244	1711
55								1244	5077
56								1244	1721
57								1244	6798
58								1244	1730
59								1244	8528
60								1244	1740
61								1244	10268
Total		9481	25316	10095	44892	9481	20762	49750	10268

**Table IV-4-10 Debt Service Ratio for 6000kW
(in case of counting the amount of investments for 1st 2000kW)**

(Thousand dollars)

Serial No. of Year	INTERNAL FUND GENERATED		REPAYMENT OF DEBT		Total Cumulat. (A)	Interest	Principal	Total Cumulat. (B)	Debt Service Ratio (A)/(B)
	Depreciation	Operating Profit	Total Cumulat. (A)	Interest					
1	0	0	0	0	0	5	5	0.00	
2	0	0	0	0	0	82	82	0.00	
3	0	0	0	0	0	198	198	0.00	
4	-161	392	231	231	231	243	243	0.41	
5	-107	392	285	516	285	243	770	0.67	
6	-73	392	319	835	319	243	1013	0.82	
7	-37	392	355	1190	355	253	1266	0.94	
8	1	392	393	1584	393	363	1629	0.97	
9	42	392	434	2017	434	571	2290	0.92	
10	-218	599	381	2399	381	678	2878	0.83	
11	-173	599	426	2825	426	672	3321	0.65	
12	-126	599	473	3398	473	660	3750	0.57	
13	-76	599	523	3821	523	648	4168	0.53	
14	-24	599	576	4397	576	625	4892	0.49	
15	31	599	630	5027	630	591	5482	0.48	
16	88	599	687	5714	687	587	6056	0.47	
17	148	599	747	6461	747	528	6627	0.47	
18	210	599	809	7271	809	519	7188	0.47	
19	276	599	875	8146	875	576	7755	0.47	
20	176	726	902	9043	902	613	8370	0.48	
21	248	726	974	10022	974	579	9057	0.49	
22	323	726	1050	11072	1050	545	9802	0.50	
23	402	726	1129	12200	1129	511	10610	0.51	
24	485	726	1211	13412	1211	472	11484	0.53	
25	571	726	1297	14709	1297	429	12413	0.54	
26	657	726	1383	16092	1383	385	13408	0.56	
27	722	726	1449	17540	1449	342	14450	0.58	
28	782	726	1509	19049	1509	298	15547	0.60	
29	842	726	1568	20617	1568	255	16702	0.62	
30	900	726	1627	22244	1627	211	17919	0.64	
31	959	726	1685	23929	1685	174	19194	0.67	
32	1013	726	1739	25669	1739	143	20533	0.71	
33	1013	726	1790	27408	1790	111	21923	0.75	
34	1013	726	1799	29148	1799	91	23362	0.79	
35	1013	726	1799	30937	1799	81	24851	0.83	
36	1013	726	1799	32626	1799	72	26390	0.87	
37	1013	726	1799	34366	1799	62	27979	0.91	
38	1013	726	1799	36105	1799	53	29618	0.95	
39	1013	726	1799	37845	1799	43	31317	1.00	
40	1013	726	1799	39584	1799	33	33066	1.04	
41	1013	726	1799	41324	1799	24	34865	1.09	
42	1013	726	1799	43063	1799	14	36714	1.12	
43	1013	726	1799	44803	1799	5	38613	1.16	
Total	19029	25774	44803	44803	13602	24875	38677		

Table IV-4-11 Debt Service Ratio for 6000kW
(In case of regarding the amount of investments as null for 1st 2000kW)

Serial No. of Year	INTERNAL FUND GENERATED		REPAYMENT OF DEBT		Debt Service Ratio	
	No. of Depreciation Year	Operating Profit	Total Cumulat. Interest	Principal	Total Cumulat. (B)	(A)/(B)
1	231	231			0	0
2	285	285	516		0	0
3	319	319	835		0	0
4	355	355	1190	10	10	115.37
5	393	393	1584	121	131	12.08
6	434	434	2017	328	459	4.39
7	174	381	2399	436	895	2.68
8	219	426	2825	436	1331	2.12
9	266	473	3298	436	1767	1.87
10	316	523	3821	436	2203	1.73
11	368	576	4397	425	1409	3612
12	423	630	5027	403	1388	5000
13	480	687	5714	381	1366	6365
14	540	747	6461	364	1349	7714
15	602	809	7271	367	1352	9065
16	663	875	8146	436	1421	10486
17	568	902	9048	485	1470	11956
18	640	974	10022	454	1448	13404
19	715	1050	11072	442	1426	14830
20	794	1129	12201	420	1128	1548
21	877	1211	13412	393	1129	17901
22	963	1297	14709	362	1491	19392
23	1049	1383	16092	331	1129	20852
24	1114	1449	17540	299	1129	22281
25	1174	1509	19049	268	1397	23678
26	1234	1568	20617	237	1129	25044
27	1292	1627	22244	205	1129	26379
28	1351	1685	23929	174	648	27027
29	1405	1739	25669	143	474	27643
30	1405	1739	27408	111	474	28229
31	1405	1739	29148	91	145	28484
32	1405	1739	30887	81	145	28690
33	1405	1739	32627	72	145	28907
34	1405	1739	34366	62	145	29114
35	1405	1739	36106	53	145	29311
36	1405	1739	37845	43	145	29499
37	1405	1739	39585	33	145	29677
38	1405	1739	41324	24	145	29846
39	1405	1739	43064	14	145	30005
40	1405	1739	44803	5	145	30155
Total	34708	10095	44803	9392	20762	30155

(4) 発電原価

製造業での物品の製造原価と同等な発電所での発電原価は、電力事業としての売電単価の決定に極めて重要な要素となる。その意味で、下記の両ケースについて、水力発電プラントおよび関連設備の総合耐用年数を40年として、この期間の平均発電原価を以下のように算出した。

a) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を計上した場合

40年間の総発電電力量 : 1,015,844MWh

費用

・減価償却額 : $25,773 \times 10^3 \$$

(=建設費 $24,875 \times 10^3 \$$ + 建設中利子 $898 \times 10^3 \$$)

・建後利子 : $12,903 \times 10^3 \$$

・運転維持費 : $13,185 \times 10^3 \$$

計 $51,861 \times 10^3 \$$

$51,861 \times 10^3 \$ \div (1,015,844 \times 10^3 \text{kWh}) = \$0.0511/\text{KWh} (=35.74\text{kip})$

b) 前期(第1期)2,000kWに対する投下資本を零とみなした場合

40年間の総発電電力量 : 1,015,844MWh

費用

・減価償却額 : $10,094 \times 10^3 \$$

(=建設費 $9,481 \times 10^3 \text{kWh}$ + 建設中利子 $613 \times 10^3 \$$)

・建後利子 : $8,778 \times 10^3 \$$

・運転維持費 : $13,185 \times 10^3 \$$

計 $32,057 \times 10^3 \$$

$32,057 \times 10^3 \$ \div (1,015,844 \times 10^3 \$) = \$0.0316/\text{KWh} (=22.09\text{kip})$

4.2 財務分析の結論

財務的等価割引率の観点からすれば本計画の財務的健全性は乏しく、ラオス側が指標とする社会的割引率10%を上廻るためには、前期(第1期)の設備出力2,000KW分についての投資について特別の資金手当を講ずる必要がある。

また電力事業者の立場から考慮すれば、本計画の売電収入が充分確保されなければならない。その意味で、この財務分析で採用した売電単価42kip/KWhでは、採算面では非常に苦しく、採算性を改善するためには大幅な売電単価の値上げが必要となる。これを避けて売電単価を抑えたとすれば、第1期2,000kWの設備に対する投資について特別の資金手当を講じ、かつ第2期2,000kWおよび第3期2,000kWへの投資のための借入金を可能な限り低利なものとする必要がある。