

国際協力事業団

ネパール電力庁

ネパール王国

イラム小水力発電開発計画調査

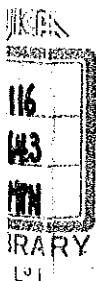
要 約 版

ネパール王国
イラム小水力発電開発計画調査
要約版

平成6年2月

平成6年2月

国際協力事業団



中央開発株式会社

鉦調資
J R
94-005

JICA LIBRARY



1119831141

27726

国際協力事業団

ネパール電力庁

ネパール王国

イラム小水力発電開発計画調査

要 約 版

平成 6 年 2 月

中央開発株式会社

国際協力事業団

27726

NEPĀL

RELIEF



Scale 1:2,000,000

FAR WESTERN

WESTERN

CENTRAL WESTERN

CENTRAL

EASTERN

BOUNDARIES

International, Regional, Zonal, District

HEADQUARTERS

Capital, Regional, Zonal, District

ROADS

Highway, Secondary, Seasonal, Under Construction

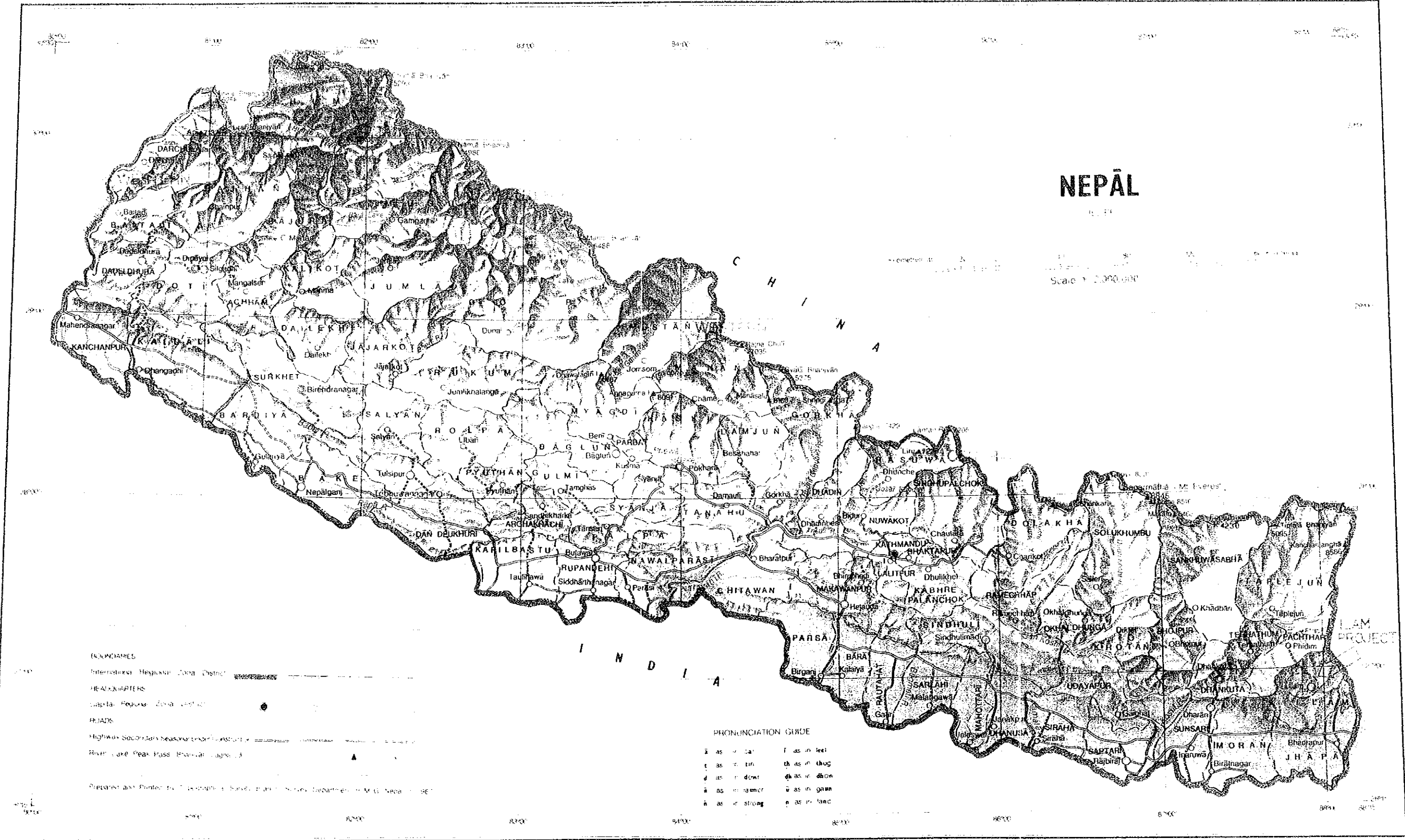
River, Lake, Peak, Pass (Bhanyān, Lagñā Lā)

PRONUNCIATION GUIDE

- ā as in car
- ī as in tin
- ē as in down
- ī as in launch
- ā as in strong
- ī as in feet
- th as in thug
- ē as in show
- ū as in goose
- ē as in lead

Prepared and Printed by Topographical Survey Branch Survey Department H.M.G. Nepal in 1967

ILAM PROJECT



NEPĀL

Scale 1:2,000,000

- BOUNDARIES**
- International Boundary Zone District
 - HEADQUARTERS
 - Capital, Regional, Zone, District
 - ROADS
 - Highway Secondary Seasonal Road
 - River Lake Peak Pass

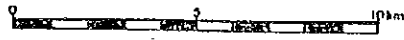
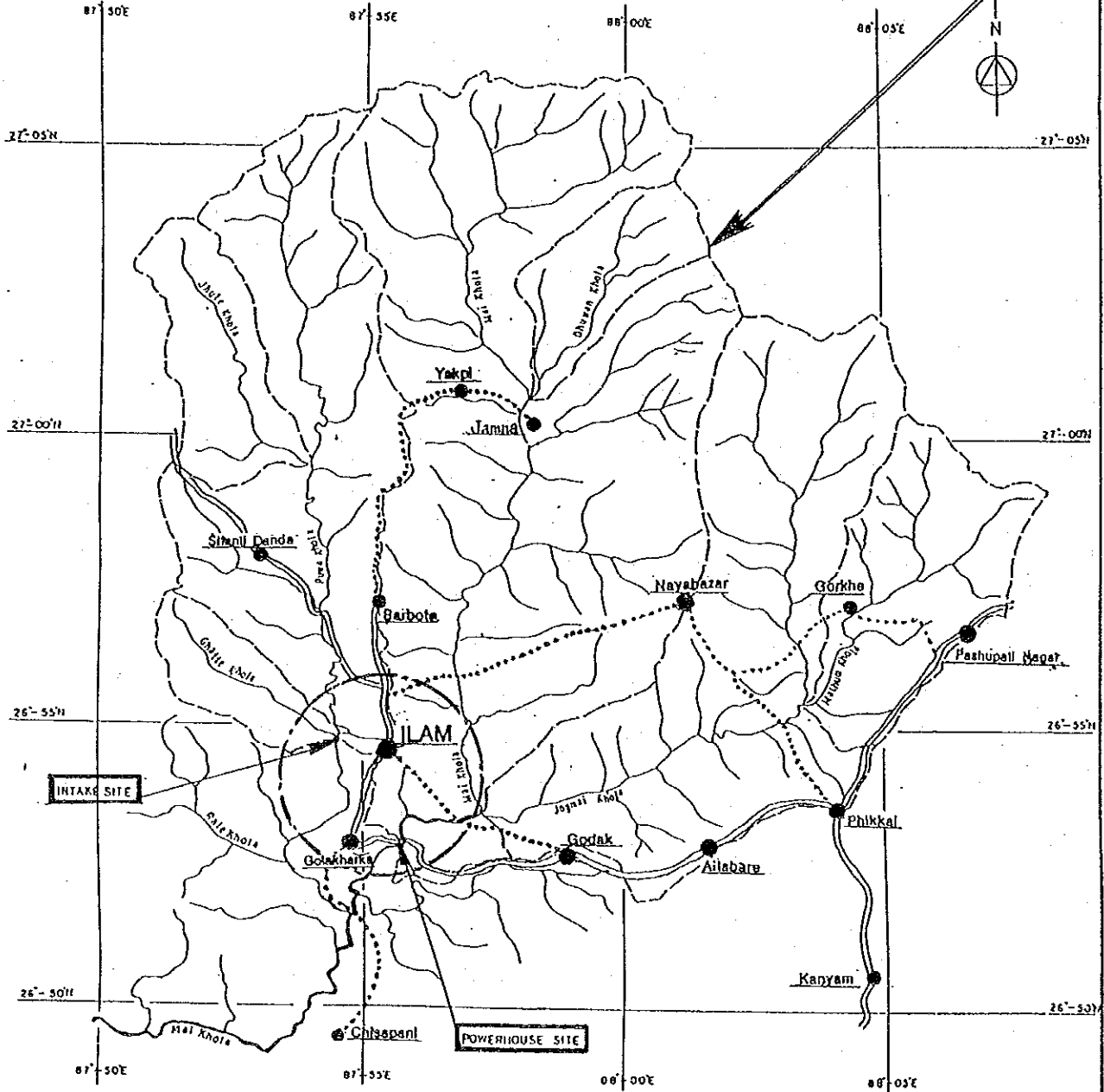
PRONUNCIATION GUIDE

ā as in car	ī as in feet
ē as in tin	th as in thug
ā as in down	dh as in show
ā as in anger	ḡ as in gain
ā as in strong	ḥ as in hand





Prepared and Printed by the Geographical Survey Department, Ministry of Nepal, 1967

位置图

FAR WESTERN MID WESTERN WESTERN CENTRAL EASTERN



LEGEND

- DRAINAGE DIVIDE 
- RIVER 
- ROAD 
- TOWN VILLAGE 

目 次

位置図

第1章 緒 論	1
1.1 経 緯	1
1.2 調査の概要	2
第2章 プロジェクトの背景及び必要性	3
2.1 地域的背景	3
2.2 電力事情	3
2.3 過去の電力需要及び将来の需要想定	8
2.4 イラム地区の需要	10
2.5 小水力発電開発計画の必要性	10
2.6 既設及び将来計画のある利水設備との関係	12
第3章 計画地区の状況.....	13
3.1 概 況	13
3.2 地形・地質	14
3.3 水文・気象	15
第4章 計画策定	17
4.1 計画策定の基本方針	17
4.2 各種開発ルート案の策定及び概略比較検討	17
4.3 現地踏査による最適開発ルート案の選定	18
4.4 最適規模の決定	20
4.5 基本事項の検討	22

第5章	施設計画	23
5.1	計画策定の基本条件	23
5.2	開発計画主要諸元	23
第6章	実施計画	25
6.1	実施工程	25
第7章	事業費積算	27
7.1	積算条件	27
7.2	工事単価	27
7.3	土地収用費及び補償対策費	28
7.4	事業費及び年度別事業費	29
第8章	計画の評価	31
8.1	経済分析	31
8.2	財務分析	31
8.3	経済評価	32
8.4	環境評価	33
8.5	副次的開発効果	36

第1章 緒 論

1.1 経緯

本計画の対象地域であるイラム郡はネパール最東部でインド国境に接しており、EASTERN DEVELOPMENT REGION, MECHI ZONEに属している。

ネパール政府はこのネパール東部地方への電力供給を「アルン」大規模発電所で賄う計画であるが、同発電所の建設計画の実施が資金面の関係で遅延しており、最近漸く、同発電所へのACCESS ROAD（約190km）の建設計画を実施する交渉が行われている段階であり、発電所が完成するまでには尚10年以上の歳月が見込まれる。従って、その間の東部地方への電力安定供給の為には、工期の短い小規模発電所の建設が早急に必要となってきた。

このような状況からネパール政府はイラム小水力発電開発計画の F/S調査を1992年4月に日本政府に要請した。

日本政府は、この要請に応じて技術協力の一環として要請計画の FEASIBILITY STUDYを行うことを決定して、その内容の確認のため、1992年12月13日より12日間にわたって J I C Aより事前調査団を現地に派遣した。

事前調査団は計画対象地域を概査すると共に、N E Aはじめ関係機関と本件開発計画について協議して1992年12月22日に両国の実施機関であるN E Aと J I C Aとの間で「ネパール王国イラム小水力発電開発計画調査」の S/Wが合意締結された。

J I C Aはこの S/Wに基づいて、コンサルタント中央開発株式会社と本案件の業務契約を夫々1993年2月19日（平成4年度）、1993年4月30日（平成5年度）に締結して、同社の編成した調査団を J I C A調査団として、1993年2月21日より現地に派遣して調査を実施したものである。

1.2 調査の概要

1.2.1 調査の目的

イラム小水力発電開発計画に関し、技術的、経済的及び財務的に最適な開発計画を策定して、フィージビリティ調査報告書を作成することにある。またこの調査実施中、ネパール側カウンターパートに対して技術移転を行う。

1.2.2 調査期間及び調査項目

調査は作業内容により次の通り3ステージに分けて実施された。

(1) IDENTIFICATION STAGE (自1993年2月21日～至1993年3月31日)

各種データ及び情報収集、電力事情調査、現地踏査及びサイト選定調査を行い、今後の現地調査（地形測量、地質調査）の作業行程の作成

(2) INVESTIGATION STAGE (自1993年4月30日～至1993年7月31日)

地形測量調査、地質調査、水文調査、地方電化の現況調査及び環境影響調査

(3) FEASIBILITY DESIGN STAGE (自1993年7月1日～至1994年2月28日)

各種開発案の作成及び最適計画の選定、インテリムレポート作成、現地調査、予備設計、事業費積算、実施工程作成、経済・財務分析、環境影響評価、ドラフト・ファイナル・レポート及びファイナル・レポート作成

1.2.3 調査対象地域

イラム郡内のプア・コーラ川及びマイ・コーラ川及びこれら関連のある河川並びに地域

第2章 プロジェクトの背景及び必要性

2.1 地域的背景

国土の大部分が山岳、丘陵でネパール王国の国民総生産（GNP）は、1人当たり約\$170でしかなく、この中農業の占める割合は半数を占めている。従って同国の経済は農業部門に依存しており、外貨収入は農産物の輸出のほかは、観光及び外国からの援助によるもので、特に外国の援助は国家予算の約半分で、その大半は国家開発に向けられている。

エネルギーの消費はその大部分の76%が薪であり、電気の消費量は1%にも満たない。また、薪の消費は森林の破壊につながり、荒廃地の増加となっている。

2.2 電力事情

ヒマラヤ山脈の中央部を占めるネパール王国は、水源に恵まれ、経済的に開発可能な包蔵水力は28,000MWもあるが、現在までに開発された水力発電所の設備能力は約230MWであり、包蔵水力の1%にも満たない開発でしかない。従って電化率も8%と非常に低い値である。これは国土の80%が厳しい山岳地帯であり、道路網も未発達であるため、送配電網の整備が困難であることが原因の一つである。

南部のタライ平野を東西に貫通する132kVの送電線及びこの送電線と、カトマンズ、ポカラ、ヘタウダ等の主要都市を結ぶ電力幹線に、この国の主要な大・中型の発電所がすべて接続しており、この電力幹線から延長可能な範囲しか電化されていない。

それ故、ネパール王国にある全75郡で、これ等の電力網からの給電を受けることが不可能な山間地に所在する郡都は独立系の小水力発電等により電化されているものの、郡都をとりまく極く僅かな範囲しか電化されていない現状である。75郡の郡都中、未だ電化されていない郡都が1992年現在で7処所ある。郡都以外で独立系の小規模発電で電化されているのは、トレッキングルート上の宿泊地などの観

光拠点である。

アジア開発銀行（ADB）の援助による第6次送変電拡張計画で送電網が拡張され、同時に配電網の整備も進んだため、需要面では大きな伸びを示しているが、大型水力開発案件であるArunIII(402MW)、KaligandakiA(140MW)等の開発が、予定通り行なわれず、またネパール王国の水力発電所中、唯一のダム式発電所であるKulekhani No.1発電所の貯水池に濁水のため水が溜まらない等の理由で、1993年の初期における電力不足はひどい状況で、電力網に連結されている各地区は夕方17時～20時までと、23時30分より翌朝9時まで強制的に停電せざるを得ない状況であった。

この様な強制的な給電停止は既に1992年3月から始まり、その年の雨期の始まる6月中旬には一応解除されたが、乾季が始まる1992年10月から再度実施されている。

イラム郡の郡都であるイラムN.P.（イラム自治体）には200kWのディーゼル発電設備があり、現在340の消費家庭に電力を供給している。更に220の家庭より配電の希望があるが、設備容量が現在でも不足しているため、NEAとしてもその要望に応じることができない状況である。

この発電設備は電力網に連結されていない独立系で、夕方18時より22時までの4時間発電しているが、発電量に較べて消費量が大きく、また機械自体も老朽化がひどくて十分容量を出せないため、定格電圧400Vに対し、発電所出口で300V（極端なときには250V）しかない。

現在発電時間が限られている事と、電圧低下がひどいため、工業用の動力としては全く利用されておらず、電灯のみに利用され、国営の茶園等はすべて自家ディーゼル発電設備を所有している。

ネパール王国政府は現在第8次国家計画（1993～1997）を推進中であり、安定持続した経済成長、貧困の撲滅及び地域格差の是正を3大テーマとしている。これ等の目標を達成するための優先施策として、農業の強化と多様化に次いでエネルギー開発を掲げている。

ネパール王国は豊富な包蔵水力を有しているにも拘わらず、最近のエネルギー

不足、特に電力不足がひどい状況で、工業化の歩みにも大きなブレーキになっている。それ故、経済性の高い水力を開発し、他の経済部門と総合させることによって、各部門の生産性の向上と、将来の優位性をもたらすことができるので、水力開発は最優先させるべき国家計画と考えられている。

しかしながら計画中の大規模水力開発が2000年以降にずれ込むことが明らかになり、中小規模の水力開発も早急に行う必要が生じたため、水力開発に関して従来のNEA一本の政策から私企業による開発・運営を認め、両者の間の適正な配分を図っている。

更に外国をも含めた各私企業が、ネパール王国の水力開発に関心を持てる様に、大・中・小規模に分類した開発地点リストを公開し、参加を呼びかけている。

現有の水力発電所の合計設備容量は 239MWである。そのうち大・中規模(2,000 kW以上)の発電所は9ヶ所であるが、その合計設備容量は 229Mwで全体の96%を占めている。2,000kW未満の小規模発電所は36ヶ所あるが、その合計設備容量は約10MWでしかなく、その大部分の発電所は電力網に連結されていない独立系の小水力発電である。表2-1に既設水力発電所の一覧表を示す。

表2-1 既設水力発電所

大・中規模の設備 (2,000kW以上)			
1. PANAUTI	2,400 kW	12. GORKHE	64 kW
2. TRISULI	21,000 kW	13. JOMSOM	240 kW
3. SUNKOSI	10,500 kW	14. JUMLA	200 kW
4. GANDAK	15,000 kW	15. DHADING	32 kW
5. KULEKHANI No. 1	60,000 kW	16. SYANGJA	80 kW
6. DEVIGHAT	14,100 kW	17. SETI (POKHARA)	1,500 kW
7. KULEKHANI No. 2	32,000 kW	18. HELAMVU	50 kW
8. MARSYANGDI	69,000 kW	19. DARCHULA (I)&(II)	300 kW
9. ANDHIKHOLA (BPC)	5,100 kW	20. SALLERI (SCECO)	200 kW
		21. CHAME	45 kW
	228,650 kW	22. TAPLE JUNG	125 kW
		23. MANANG	80 kW
小規模の設備 (2,000kW未満)			
1. SURNAIYA (BAITADI)	200 kW	24. CHAURJHARI	150 kW
2. SUDARIJAL	640 kW	25. SYARPUDAHA	200 kW
3. POKHARA	1,088 kW	26. KHADABARI	250 kW
4. DHANKUTA	240 kW	27. TERATHUM	100 kW
5. TINAU (BUTWAL)	1,024 kW	28. DHOJPUR	250 kW
6. SURKHET (JHUPRA)	345 kW	29. RAMECHHAP	75 kW
7. GAJURI	25 kW	30. RAMECHCAP	200 kW
8. THANSING	20 kW	31. BAJURA	200 kW
9. BAGLUNG	175 kW	32. ARUGHAT GORKHA	150 kW
10. DOTI	200 kW	33. TATOPANI MYAGDI	1,000 kW
11. PHIDIM	240 kW	34. OKHALKHUNGA	125 kW
		35. RUPAL GAD DADEDHURA	100 kW
		36. MAMCHE	600 kW
			10,513 kW

注) (BPC) : Butwal電力会社運営の発電所

建設中の水力発電計画を表2-2に示す。Jhimruk発電所は1995年運転開始予定で、且つ私企業BPCによって建設されている。

表2-2 建設中の水力発電所

大・中規模の計画		小規模の計画	
Jhimruk(BPC)	12,500 kW	Tatopani II	1,000 kW
		Acham	400 kW
		Kalikot	500 kW
		Dolpa	160 kW

一方ディーゼル発電所は23ヶ所で、その合計設備容量は55MWである。容量 500 kW以上の発電所は電力網に連結されているが、500kW未満の発電所は既にイラム地区の電力事情で述べた様に、その他区のみ給電する独立系の発電所である。尚、合計55MWの設備容量中7MWは老朽化のため、運転不能である。またディーゼル発電所で目下建設中の発電所はない。既設のディーゼル発電所の一覧表を表2-3に示す。

表2-3 既設ディーゼル発電所

	運転中	廃止
1. MAHENDRAKATHIMANDU	1,728 kW	-
2. DHARAN	-	618 kW
3. BIRATNAGAR	1,028 kW	1,500 kW
4. PATAN(LALITUR)	1,490 kW	-
5. HETAUDA	14,470 kW	-
6. JANAKPUR	-	1,360 kW
7. TANSEN	-	224 kW
8. JARESWAR	-	172 kW
9. BHADRAPUR	-	1,384 kW
10. TAULIHAWA	-	100 kW
11. KRISHNANAGAR	-	112 kW
12. NEPALGUNJ	-	553 kW
13. GHORAH	-	112 kW
14. MALANGWA	-	264 kW
15. GAUR	-	264 kW
16. ILAM	200 kW	-
17. LAHAN	-	368 kW
18. TULSIPUR	-	50 kW
19. GULARIYA	-	224 kW
20. DADELHURA	112 kW	-
21. AMBUKHAIRENI	2,250 kW	-
22. SALYAN	100 kW	-
23. MULTI-FUEL(MORANG)	26,000 kW	-
	47,378 kW	7,305 kW

以上述べた様に発電所の合計設備容量は約 290MWある。しかし水力発電所の中でダム式はKuhekhani No.1発電所のみであり、調整池を有して日間の調整が出来る発電所も Sunkosi発電所だけである。一方、ディーゼル発電所では老朽化の進んだものも多い。80%以上の電力を水力に依存し、その大多数の発電所が単なる流れ込み式発電所であるため、冬季のピークに対応出来る出力は 200～ 210MWでしかない。

2.3 過去の電力需要及び将来の需要想定

1986～1993年度間の年平均増加率は販売電力量で、ピーク発電力共11%である。総契約数の中で、住宅用の占める割合は最近の8ヶ年共約95%であり、高い値である。又、一方契約者1戸当たりの販売電力量及びピーク電力もこの間殆ど変化なく、販売電力量は年間約 1.9kWh、ピーク電力は約 600W である。

この様にネパール王国の電力需要は家庭での使用が大部分で、その需要家の増加がそのまま電力量及びピーク電力を左右していると言っても過言ではない。

表2-4は最近NEAが樹てた需要想定であり、この想定では年間の平均増加率を発生電力量、ピーク電力共約10%と見込んでおり、妥当な値と考えられる。

この需要想定では2000年には現在の約2倍の475MWのピーク電力が必要となるが、開発計画が順調ではないので、ここ数年間の電力不足は不可避の状況である。

表 2 - 4 需 要 想 定

年 度	電力量 (GWH)	年増加率 (%)	ピーク電力(MW)	年増加率 (%)
1 9 9 3	998.5	1.8	228.0	2.6
1 9 9 4	1,091.7	9.3	249.2	9.3
1 9 9 5	1,218.9	11.7	276.1	10.8
1 9 9 6	1,377.7	13.0	311.4	12.8
1 9 9 7	1,547.6	12.3	349.0	12.1
1 9 9 8	1,726.2	11.5	387.0	10.9
1 9 9 9	1,927.9	11.7	430.0	11.1
2 0 0 0	2,134.2	10.7	475.4	10.6
2 0 0 1	2,350.6	10.1	520.9	9.6
2 0 0 2	2,582.0	9.8	569.5	9.3
2 0 0 3	2,831.1	9.6	621.1	9.1
2 0 0 4	3,110.0	9.9	679.0	9.3
2 0 0 5	3,418.8	9.9	742.8	9.4
2 0 0 6	3,758.3	9.9	812.7	9.4
2 0 0 7	4,136.2	10.1	890.5	9.6
2 0 0 8	4,557.0	10.2	976.5	9.7
2 0 0 9	5,024.7	10.3	1,071.3	9.7
2 0 1 0	5,543.1	10.3	1,176.3	9.8
2 0 1 1	6,114.7	10.3	1,292.3	9.9
2 0 1 2	6,745.7	10.3	1,420.1	9.9
平均年増加率		10.6		10.1

2.4 イラム地区の需要

イラムN.P.及びパスパチナガールではすでに独立系の発電設備を有し、その潜在電力需要は夫々 465kW及び 212kWと考えられる。また、茶園その他の工業を中心とする約 300kWの需要も考えられる。

A D Bが推進して第7次送変電拡張計画によるイラム地区の送配電計画は1996年に完成予定とされている。

この計画で電化を予定されている地区を含めると初年度1996年でも約 2,000kWの需要を見込める。

更に、5年後及び10年後には夫々 3,200kW、4,600kW 程度の需要が予想される。

2.5 小水力発電開発計画の必要性

ネパール王国の水力ポテンシャルが、まだ無尽蔵であるにも拘らず、現在大きな問題となっている電力不足は、あまりに大規模開発を主体にした政策のためと考えられる。

ネパール王国で計画されて来た水力開発計画は地方電化のための独立系のミニ水力、マイクロ水力を除けば殆どが大・中規模の開発計画である。最も先行している計画であるArunⅢ及びKaligandaki A 水力開発計画も各々402MW(当面 201MWを開発)及び 140MWであり、現在のネパールにおけるピーク電力 210MWに較べて非常に大きい規模である。

そのため、これ等の水力開発には多額の資金が必要で、複数の援助国の協調融資を前提とした資金調達しかない。従っていずれかの開発計画を先行させれば他の計画は当分見送らざるを得ず、その順位を決めるのが困難であると共に、援助国のあしなみを揃えることも亦一筋なわではいかないため、予定より大幅に計画が遅れている。

この電力危機を解除するため最近になってネパール政府は

- ① 民間資本による水力開発

② 中・小規模水力の早期開発

を目指して努力している。

中小規模の開発では、その建設資金の総額から単独の援助国の融資或いは民間資本の活用が期待でき、場合によっては、Andi khola(5MW)に見られる様に無償資金協力も考えられ、大規模開発に比較して工期も短く、即効性がある。またネパール全体の電力構成からも大・中・小各種の規模に応じた各々役割をもった発電所の構成が必要であろう。

ネパール政府の第8次国家計画にも明記されている様地域格差の是正は国家計画の三大施策の一つである。電力設備の分布で考えれば、イースタン地方のなかでも最東部に位置するメチ及びコシゾーンにある電力網に接続している発電所としては、Morang発電所(26MW)、Dharan発電所(0.62MW)、Biratnagar発電所(2.53MW)、Bhadrapur(1.38MW)があり、いずれもディーゼル発電所である。しかしMorang発電所以外はいずれも故障で稼動しておらず、Morang発電所も4機中2機は改修中で現状では13MWの運転能力しかない。

ネパールの電力の主力をなす水力発電所の大多数は、セントラル地方及びウエスタン地方の東部に分布しており、仮にイラム郡が電化されたとしても電力網の末端になって、電力不足時の不慮の場合には最も影響をうけ易い地域である。電源は或る程度各地域に分散させるべきであり、ネパールのイースタン地方の最東部に計画されるイラム水力発電計画はこの地域に対する電力供給上の安定面からも大いに意義があると考えられる。

どの地区の電化を優先させるか問題は非常に難しい。しかしイラム郡は製茶及びハーブ(カルダモン)の生産ではネパールの主生産地であり、酪農面からもその生産高は高い。インドとの交流もパスパチナガルを通じて常におこなわれており、パスパチナガルは郡都ではないが重要な村として特別にゴルケ水力発電所により既に電化が行われていた。

この様なことから、イラム郡はネパールの中でも重要な地区の一つとして考えることが出来る。

2.6 既設及び将来計画のある利水設備との関係

本計画の取水予定地の upstream 及び downstream には各々既設の農業用の取水設備があり、各々最大 $0.3\text{ m}^3/\text{s}$ 及び $0.2\text{ m}^3/\text{s}$ 取水している。また取水地点の upstream 19 km の地点から新しく $1.1\text{ m}^3/\text{s}$ 取水し、イラム N. P. の南部尾根を貫通させ、イラムバザール南部にひろがる地域のかんがいを行う計画がある。

既設の 2ヶ所取水設備についてはイラム地区の稲作にかんがいを必要とする 5月中旬より 7月中旬にかけて取水するものと考えれば、この時期からは十分な流況が得られるので、水力開発計画には影響を与えない。

今後、計画が予定されているかんがい計画に対しては、本計画の取水設備及び水路の容量を将来の農業用取水を加えても十分な様に計画し、イラムバザール南部尾根に予定されている調整池（水槽）に農業用分水施設を設けて、ここから受益地に分水することが出来ると思う。但し、その分水施設の実施計画については発電担当とかんがい担当の協議が必要である。

尚、水路の大部分を構成するトンネル部は掘削に必要な最小断面を採用しても、発電に必要な最大使用水量及び必要なかんがい用水を通過させるに十分であり、この点については価格上昇にはならない。

第3章 計画地区の状況

3.1 概況

調査地域は東部地方、メチ県、イラム郡に位置し、郡都イラムN.P.に近い地域である。調査地域は位置図に示す通りである。

イラム郡は北緯 $26^{\circ} 40'$ ～ $27^{\circ} 8'$ 、東経 $87^{\circ} 40'$ ～ $88^{\circ} 10'$ に拡がり、総面積 1703km^2 、人口229,200人(1991年統計)の郡である。郡の東側はMechi川およびSingali山脈を境にしてインドの西ベンガル州と接し、西側はモラング並びにダンクッタ郡と、北側はパンチタール郡、南側はジャバ郡と接している。

気候は高地のため温度差が大きく、最高 35°C 、最低 0°C である。またこの地区はネパール内での多雨地帯で平均年間 2300mm の降雨量がある。

郡内には主要河川として、Mechi川、Mai khola川、Deumai khola川、Jogmai khola川、Puwa khola川があり、Mechi川以外はMai khola川に合流し、更にKankai河に流れ込んでいる。

郡内に住む住民も多様で、言語もネパール語64%、ライ語14%、リンブー語9%、マガル語4.5%、タマン語4%、ボテ・シェルパ語1.5%、グルン語1%、以下更に数種の少数民族語がある。

職業は牧畜を含む農業が96%、公共2%、商業1%で、工業は0.1%でしかない。

イラム郡での産業は農業、牧畜が主体で、主食の米の約20%は郡外に移出されている。

また、インドのダージリンと相対する位置で、多雨に恵まれ、イラム郡はネパールでの茶の主生産地である。茶園は国営が4社、民営が8社であるが、規模としては国営が大きく、国営1社で民営8社の規模である。

3.2 地形・地質

調査地域はカンカイ河の支流のマイコーラ川とその支流であるプアコーラ川を流域とする山地から構成されている。北部の分水嶺は標高約3,000mであり、イラム郡の郡都であるイラムN.P.は標高約1,200~1,300mであり、支流河川はいずれも深い渓谷状態をなしている。本計画の取水地点であるプアコーラ川はイラムN.P.の西側を北から南に流れ、取水地点の河床勾配は1/40であり、発電所地点が計画されているマイコーラ川はイラムN.P.の南側を北東から南西に流れ、発電所地点の河床勾配は1/70である。

イラムN.P.は尾根に発達した町で、東西約1kmの市街地を西へ抜けると、この尾根は南に向きを変え、次第に標高をさげながら、約2.5kmのパンジャン峠（標高約650m）で南西方向へ、更に1km程度の間完全に西方に向きをかえる円弧状の形状を示している。

対象地域は低ヒマラヤ地帯内にあり、基本的には東西に伸びた帯状の山地の一部であるが、複雑な凹凸形状や地勢をもつ谷や稜線で形成されている。低ヒマラヤ地帯は北は中央衝上断層（MCT）、南は主境界衝上断層（MBT）によって他の地帯と区別されている。

この地域にある珪岩や片麻岩の様な硬い岩石は、往々にして千枚岩や片岩と互層状になって、このため岩の全体の安定性を減じている。また、多雨地帯であることも重なって地這りの多い地域である。計画地域内では、雲母結晶片岩、石英岩、片麻岩質片石等の岩相が見られ、多雨地帯であることから河岸には残積土、崖錐堆積物、段丘状堆積物、現河床堆積物が多い。

取水口近傍は主として、黒雲母結晶片岩からなり、導水路トンネルルートも長石を多少含んだ雲母結晶片岩の層であるが、岩傾斜は不均一であり、トンネル最終端は残積土、崖錐物の混じった地層である。発電所地点は約8~9mの段丘堆積物でその下は堅硬な雲母結晶片岩である。

3.3 水文・気象

一般にネパール王国では6～9月が雨期で、それ以外が乾期といわれているが、イラム地区でも同様の傾向が見られる。月別の降雨量では、特に乾期では10～3月が雨量が少なく、4月～5月より徐々に雨量が増え始め、雨期の6月～9月に降雨が集中し、年によっては10月まで雨期が続くこともある。6月～9月間の合計降雨量は年間降雨量の70～80%に達する

計画地域はネパールの内でも多雨地帯で、計画地域上流に3ヶ所、やや南にも1ヶ所の気象観測所があり、これ等観測所での年降雨量は次の通りである。

ST.1407	Ilam Tea Estate	1,300～2,500mm(平均1,700mm)
ST.1410	Himali Gaun	1,800～3,000mm(平均2,400mm)
ST.1417	Jaubari	2,700～3,500mm(平均3,200mm)
ST.1411	Soktim Tea Estate	2,000～3,000mm(平均2,600mm)

河川流量も比較的豊富であり、取水地点での10年間の平均流量は次の通りである(流域面積=125km²)。

35日流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小	平均
31m ³ /s	18.7m ³ /s	3.6m ³ /s	1.5m ³ /s	1.1m ³ /s	1.0m ³ /s	11.7m ³ /s

また、洪水量の算出は各観測所の年最大雨量を基準として計算した結果、次表の如くになった。(単位mm/day)

確率年	ST1407	ST1410	ST1417	ST1411
200	220	337	252	356
100	211	311	227	333
50	200	284	203	310
30	192	265	186	292
20	185	249	172	278
10	171	222	148	252

年間降雨量はST1417 Jaubariが多いが、年間日最大降雨量はST1411 Soktim Tea Estateが多く、これから算出した100年確率降雨量333mm/dayを採用し、洪水量

を計算し、プワコーラ川取水地点で $1,450\text{ m}^3/\text{s}$ 、マイコーラ川発電所地点で $3,750\text{ m}^3/\text{s}$ とした。

第4章 計画策定

4.1 計画策定の基本方針

- (1) 地形・地質上からの最適地の選定
- (2) 発電方式の検討及び調整池の設置
- (3) 輸送及び運営を考えた台数設定
- (4) 第7次送電拡張計画との整合

4.2 各種開発ルート案の策定及び概略比較検討

5ケースの開発ルート案を図上で作成し、概略比較検討した（図4-1 参照）。

表4-1 各種開発ルート案の諸元

開発計画策 諸元	A	NEA	B+C	B	C	最適 ルート 案 D
流域面積 (km ²)	125	125	125	125	125	125
最大使用水量 (m ³ /s)	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
利用落差 (m)	284	302	308	139	169	304
最大出力 (kW)	5,800	6,100	6,200	2,800	3,400	6,200
水路長 (m)	3,650	4,610	4,950	2,850	2,100	4,317
発電計画指標 (I)	9.7	8.1	7.8	6.1	10.0	8.8

発電計画指標 I は各ルート案の有利性の目安とするもので、次の式で表す。

$$I = \frac{\text{流域面積} \times \text{利用落差}}{\text{水路長}}$$

4.3 現地踏査による最適ルート案の選定

発電計画指標値 I が高く有利と見做されていた C 案は、水槽及び水圧管路地点が地回り地帯であることが判明した。

B 案はエネルギー利用面で不利であり、上記 C 案と組合せた B + C 案も不適格とした。

A 案、NEA 案とも発電計画指標 I が有利であるが、水槽地点及び水圧管路地点が地回り地帯にあたることが判り、現地踏査の結果、比較的問題の少ない次の案を最適ルート案 (D 案) として選定した。

即ち、最適ルート案の予定取水地点は A 案、NEA 案、B 案と同じ場所とした。Puwa Khola 川に取水地点を設ける場合には、どの地点を選んでも地形上から道路条件には大なり小なり問題があり、避けられない事である以上、むしろ利用落差を大にするため取水地点を可能な限り上流に選んだ。

予定水槽、水圧管路、発電所地点の選定基準は、地質、地盤上から断層地帯及び地回りが予想される場所を避け、安定した場所であることと、既存の車輛通行可能な県道に近接していることとした。またこのため多少の水路長並びに水圧管路長の増加は許容することにした。

この様にして選定した最適開発ルート案 (D 案) では、水槽、水圧管路地点共、イラム N. P. に連なる尾根沿いで、安定しており、また既存県道にも接近した場所となっている。更に予定発電所地点も既存の県道に近く、道路条件も良好である。

当初計画した各種開発ルート案及び最適開発ルートについての長所・短所の比較は表 4 - 2 に示す通りである。

表4-2 各種開発ルート等の比較

案 項目	各種開発ルート案					最適開発 ルート案 D
	A	NEA	B+C	B	C	
工事面	△	△	×	×	×	○
用地・道路面	△	×	×	▲	△	△
エネルギー利用面	○	○	○	×	×	○
総合	△	△	△	×	×	○

注) ○:良好 △:やや良 ×:不良

4.4 最適規模の決定

規模決定の手法としては、便益（B）と費用（C）を比較してそのもっとも有利な点を最適規模とする。この手法で最大水量を4段に変化して、以下の如く検討した結果、最大使用水量 2.5m³/s のケースが最適規模である事が判明した。

(1) 便益（B）

ネパールにて一般に使用されている発電力価値、電力量価値を使用する。

$$B = B_1 + B_2 + B_3$$

B : 発電所の便益

B₁ : 発電力価値 (=83.05 \$/kW/年)

B₂ : 常時電力量価値 (=0.075 \$/kWh)

B₃ : 二次電力量価値 (=0.0207\$/kWh)

(2) 年費用（C）

年経費は償却費、金利、運転管理費、その他からなる。

年経費 C = 工事費 × (1 + 建設中金利) (資本回収係数 + 運転管理その他の率)

$$\text{資本回収係数} = \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 0.10086$$

ここに i : 割引率 (=10%)

n : 耐用年数 (=50年)

運転管理費その他の率 : 全工事費の 1.5%とする。

経費率 = 資本回収係数 + 運転管理その他の率 = 0.11586

運転中金利 = 0.4 × t × R

ここに t : 工事期間 (=3年)

R : 利子率 (10%)

(3) 最大使用水量（最大出力）を変化させた場合の比較

表 4-3 に便益・費用及び B/C の比較を示す。

図 4-2 に B/C の比較図を示す。

表 4 - 3 便益・費用及び B / C

最大水量 (m ³ /s)	1.5	2.0	2.5	3.5	適用
最大出力 (kW)	3,700	5,000	6,200	8,700	
常時出力 (kW)	2,700	2,700	2,700	2,700	
可能発生電力量 (MWh)	29,912	37,218	43,771	55,059	
常時電力量 (MWh)	29,912	29,912	29,912	29,912	
二次電力量 (MWh)	0	7,306	13,859	25,147	
ピーク電力 (kW)	3,700	3,700	3,700	3,700	
kW価値 (\$)	307,285	307,285	307,285	307,285	単価 83.05\$/kW
常時電力量価値 (\$)	2,243,400	1,749,600	1,749,600	1,749,600	単価 0.075\$/kWh
二次電力量価値 (\$)	0	151,234	286,881	520,543	単価 0.0207\$/kWh
便益 (B) (1,000\$)	2,551	2,702	2,838	3,071	
費用 (C) (1,000\$)	1,782	1,858	1,900	2,059	
B / C	1,432	1,224	1,225	1,177	

4.5 基本事項の検討

(1) 計画地域には、地這り等の崩落地が多く、山地には森林が少いため、洪水量が大きで、かつ土砂転石の流出が非常に多い。

それ故、取水ダムは岩着の出来る地点を選び、水槽も堅牢な地盤上に、水圧管路は尾根に沿って、発電所は洪水位及び落石に留意して決定した。

(2) 流出土砂が多いため、貯水池を設けるダム式は実用性に乏しいため、調整池方式として、水槽近傍に調整池を設けることとした。

(3) ネパールの運営面での実情、また輸送面から発電所の台数は2台案とした。

(4) 第7次送変電拡張計画では1996年にイラム変電所(3MVA)を建設する予定となっているので、イラム発電所よりイラム変電所まで送電線4.7kmを設置することとした。

第5章 施設計画

5.1 計画策定の基本条件

計画地点の現況及び適当規模の検討結果により、特に土木構造物の検討及び設計に対する基本条件を次の様に定める。

- (1) 発電方式は流れ込式とする。
- (2) 取水堰は自然越流式とし、取水方式はチロリアン式とする。
- (3) 水槽には調整容量をもたせる。
- (4) 最大使用水量は $2.5 \text{ m}^3/\text{s}$ とする。
- (5) Puwa Khola川の取水地点における計画洪水量は $1,450 \text{ m}^3/\text{s}$ とする。

また Mai Khola川の発電所地点における計画洪水量は $3,750 \text{ m}^3/\text{s}$ とする。

5.2 開発計画主要諸元

最適ルート選定により決定した取水地点及び発電地点、またこのルートとした場合の最適規模選定の結果、次の様に計画諸元を定めた。

即ち、取水地点はPuwa Khola川で取水水位は BL759.0とする。これより取水した水は約 3.3kmの導水路トンネル、約 1.0kmの水圧管路を経て、発電所に至り、放水路からMai Khola川に放流される放水水位は BL436.7である。

この発電計画に基づく諸元は次の通りである。

- | | | |
|-----|-------|---|
| (1) | 流域面積 | 125.1 km^2 |
| (2) | 発電方式 | 流れ込式 |
| (3) | 取水堰ダム | |
| | 型式 | 自然越流式コンクリートダム |
| | 取水方式 | チロリアン方式 (集水路、断面幅1.0m、高さ0.75~
2.0m、長さ16.5m) |
| | 高さ | 4.0 m |
| | 堤項長 | 33.0m |

標 高 越 流 部 EL 759.00

(4) 水 路

沈砂池 : 標準内断面 幅5.0m、高さ3.5m、扇形、長さ56.0m
導水路トンネル : 標準内断面 上部半円径1.0m、下部幅2.0、高さ1m
幌形、長さ 3,200m
水 槽 : 幅5.0m、高さ 2.0~7.5m、長さ32.5m
余水路 : 内断面幌形 (上部半円径1.0m、下部幅2.0、高さ1m)
調整池 : 有効容量 2,000 m³
水 深 2.4 m
表面積 925 m²
水圧管路 : 鋼製 径 1.10 ~0.60m 長さ 990m
放水路 : 内断面 幅 2.0m 高さ 2.0m 長さ 30m

(5) 発電所及び機器

発電所 : 単床式 床面積 395m²
水 車 : 横軸ペルトン水車 2台
出 力 2 × 3,300kW
有効落差 304m
最大使用水量 2 × 1.25m³/s
発電機 : 横軸三相同期発電機 2台
容 量 2 × 3,700kVA
電 圧 11kV
電 流 194A
力 率 0.85
周波数 50Hz
変圧器 : 屋外三相油入風冷式 2台
容 量 2 × 3,700kVA
電 圧 11/33kV ± 5 %
送電線 : 架空線式 33kV × 1回線
イラム変電所まで延長4.7km

第6章 実施計画

6.1 実施工程

発電設備の主要なものは、取水設備、沈砂池、トンネル、水槽（調整池）及び水圧管路などの土木工事によるものである。これらの設備、地形急峻な溪谷部山腹にあり、とくに取水地点およびトンネルの中間に設ける横坑地点へは工事用車輛が通れる既存の道路がないので、工事实施上の厳しい制約となっている。

従って、全体工事工程上、これら両地点へ安全確実に工事用資機材を搬入できる工事用道路の確保が鍵となるので、この道路新設、既設道路の拡幅改良、運搬補助用索道の設置等最優先させることにした。

全体工事工程は表6-1に示すとおりで、工事期間は約36ヶ月を要する。

表 6 - 1 全体工事工程表

Table 6-1 Construction Schedule

Rainy Season : June - October
Dry Season : November - May

ITEM	QUANTITY	1												2												3																							
		F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J																								
PREPARATORY WORKS & TEMPORARY FACILITIES		Pier Accommodation												Aggregate & Concrete Plant												Communication & Service Service																							
ACCESS ROAD	Lgh. 2900 m	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
CIVIL WORKS		[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
CONNECTION ROAD	Lgh. 1600 m	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
INTAKE DAM	Exc. 480 m ³ Conc. 1350 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
INTAKE		Order to proceed by Employer												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
SETTLING BASIN	Exc. 2050 m ³ Conc. 700 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
HEADRACE	Lgh. 3200 m Exc. 17810 m ³ Conc. 5740 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
HEADTANK	Exc. 3240 m ³ Conc. 2210 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
SPILLWAY	Exc. 590 m ³ Conc. 240 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
PENSTOCK	Exc. 4110 m ³ Conc. 1670 m ³ Instl. 990 m	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
POWERHOUSE	Exc. 1680 m ³ Conc. 1065 m ³ House 395 m ³	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
ELECTRO-MECHANICAL		[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
TURBINE & GENERATOR	3,700 KVA, 2 units	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
TRANSMISSION LINE & SUBSTATION	33 KV oct x 4.7 km	[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]												[Bar chart showing construction progress]																							
REMARKS		Dry Season												Rainy Season												Dry Season												Rainy Season											

NOTE :
 [Solid line] : Excavation
 [Dashed line] : Concrete
 [Dotted line] : Other Works
 [Horizontal bar] : Instl.
 [Vertical bar] : Conc.
 [Vertical bar] : Instl.

第7章 事業費積算

7.1 積算条件

工事費は次のとおり積算する。

- (1) 施工計画および計画の地点の自然条件、工事規模、施工技術水準なども考慮した。
- (2) 工事積算の範囲はアクセス道路、土地、補償費、取水設備、沈砂池、導水路トンネル、水槽、水圧管路、発電所などを含む土木設備と発電設備、関連送電線、予備費、仮設備、技術管理費を含む費用とする。
- (3) 工事数量は基本設計図により積算する。
- (4) 建設用機械類は主として当該国既存のものを使用する。
- (5) 発電、送電、変電各設備機器は当該国又は第三国において、設計、製作されたものを供給する。
- (6) 為替レートは1993年10月時点の当該国レート（国立銀行売出し価格1\$ = 48.25Rs）とする。
- (7) 技術管理費には、実施設計費、補足調査費、工事主体者側の仮設備維持費、人件費および工事管理費を含むものとして、全工事費の10%を計上する。
- (8) 予備費は工事用道路、補償費の10%、土木工事費の15%、電機設備及び送電線の10%を計上する。

7.2 工事単価

建設工事費算出のために採用した工事単価は、ネパールに於いて最近実施された同種の発電計画のフィージビリティ・スタディで使用しているものを参考にして採用した。

7.3 土地収用費及び補償対策費

工事に伴って買収の対象となるのは、畠地または荒蕪地に位置する水槽、調整池、水圧管路及び工事用道路などの敷地であり、取水設備、発電所敷地は、河川敷地内に設けることからこの対象にはならない。

対象となる敷地のうち、工事用道路敷については、仮設であっても将来にわたって地域住民の利用が可能となり、地域にとって損失よりもむしろ大きな利便を受けるものであって、土地買収費は地元負担と考えられる。

また、補償費の対象となるのは、立木補償、家屋立退、移転費用、耕作補償及び仮設備敷地補償が考えられるが、現地には補償すべき立木がなく、また工事によって移転を要する家屋も2～3戸に過ぎない。

このように本地点における土地収用費、補償対策費は、水槽、調整池及び水圧管路に関係するものが主に対象となるが、その費用も特に大きくないものと推定され、他地点の事例を参考にして156,000\$を計上する。

7.4 事業費及び年度別事業費

事業費を概算すると、次の表7-1の通りである。

表7-1 事業費 単位：1,000 \$

	項 目	金 額	備 考
1	道路	390.0	新設3.5km、拡幅1.6km
2	土地補償	156.0	
3	土木工事費	6,634.8	
	取水設備	333.1	コンクリート製長さ33m、高さ4m
	沈砂池	454.0	幅5m、高さ3.5m、長さ56m
	トンネル	3,623.8	幅2m、高さ2m、長さ3,200m
	水槽	586.6	容積 2,000m ³
	水圧管路	1,261.3	径1.1～0.6m、長さ990m
	発電所	327.6	RCC型 395m ²
	放水路	48.4	幅2m、高さ2m、長さ30m
4	電気設備	3,540.0	2×3,100kW
5	送電線路	94.0	33kV、4.7km
6	小 計	10,814.8	
7	仮設備	1,081.5	⑥の10%
8	予備費	1,413.2	①②④⑤の10% ③の15%
9	計	13,309.5	
10	技術管理費	1,331.0	⑨の約10%
11	総 計	14,640.5	

年度別事業費は表7-2のとおりである。

表7-2 年度別事業費

単価：1,000 \$

項目 \ 年	第1年	第2年	第3年	第4年	計
道路・橋梁	280.0	55.0	55.0		390.0
土地、補償費	110.0	—	46.0		156.0
土木工事費	1,660.0	2,980.0	1,994.8		6,634.8
電気送電工事費	1,180.0	1,180.0	1,274.0		3,634.0
仮設費	973.0	—	108.5		1,081.5
予備備	350.0	630.0	433.2		1,413.2
技術管理費	671.0	330.0	330.0		1,331.0
計	5,224.0	5,175.0	4,241.5		14,640.5

第8章 計画の評価

8.1 経済分析

本水力開発の経済分析は、一般に水力開発に適用されている「代替施設法」によった。即ち、本水力開発の便益は、同質同等の供給能力を持ち、且つ最も安価な代替施設の建設費及び運転維持費を基に算出した。

ネパールの発電設備についてみると、水力発電設備とディーゼル発電設備のほかは、さしたる発電設備は見当たらない。この原因は、石炭、石油および天然ガスの資源が未だに発見、開発されていないこと、燃料の輸送手段が発達していないこと等によるものと思われる。従って、代替施設は「ディーゼル発電設備（3,100kW×2基）」とする。

以上の結果、経済的内部収益率は19.70%（ベースケース）であり、本プロジェクトの経済性はフィージブルであると認められる。また、感度分析を行った結果は、次の通りである。

	<u>E I R R</u>
① 工期の遅れにより便益の発生が1年遅れた場合	17.58 %
② 初期建設費の10%のコスト・オーバーラン	17.71 %
③ 同じく20%のコスト・オーバーラン	16.07 %
④ 運開年に燃料費（ディーゼル油価格）が10%以上上昇した場合	21.14 %
⑤ LRMCに基づく電力料金を用いて算出した便益を用いた場合	23.07 %

8.2 財務分析

財務分析においては、使用総資本を対象とした「総資本財務内部収益率」を算出する。

費用は、初期投資費用と運転維持費用（O&Mコスト）であり、いずれも市場価格である。これらは基準年の固定価格で計算し、プライス・エスカレーションは

含めない

年間のO&Mコストは、初期投資費用の1.5%と見積もっている。便益は売電収入である。売電収入は単位当たりの平均電力料金(2.27NRS/kWh)に販売電力量を乗じたものである。年間販売電力量は、年間発生電力量(43,771,000kWh)における所内消費量とロス率を4%と想定し、42,020,000kWh(43,771,000kWh×0.96)と想定する。従って、年間売電収入は95.39百万NRS(42,020,000kWh×2.27NRS/kWh)となる。

上記に基づいて計算した結果は、FIRR = 10.65% (ベースケース) となった。数字が若干低いのは、現行電力料金が、政策的にかなり低くおさえられていることに依るものと思われる。このことは、NEAから聴取したLRMCにもとづいて計算された電力料金(4.63NRS/kWh)との比較から伺える。

感度分析は、下記の変動因子を想定してそれぞれ行った結果以下の如くとなった。

	F I R R
① 工期の遅れにより便益の発生が1年遅れた場合	10.06 %
② 初期建設費の10%のコスト・オーバーラン	9.73 %
③ 同じく20%のコスト・オーバーラン	8.94 %
④ 自己資本を対象として、年利10%、10年の据置きを含む30年の期間で初期投資費用の85%を事業実施者が借入れた場合を想定して、計算した場合	10.01 %

8.3 経済評価

本計画は、高い代替EIRR値(ベースケースで19.70%)が示すように、国民経済的な観点からは非常にフィージブルである。このことは、電力案件をネパールで実施するに際しては、代替ディーゼル発電ではなく当該水力発電を実施すべきであった、また、当該水力開発の実施により、輸入節約効果(燃料節約効果)も生ずる。

この結論は、感度分析の結果により、多少のネガティブな変化があっても変わ

らない。

8.4 環境評価

(1) 歴史的・文化的遺産

イラムバザールの中心地区には旧土候時代の城跡及びヒンズー教寺院が現存しているが、本プロジェクトでの各種施設建設予定地からは遠くに隔たっているので影響はない。

(2) 住民・農業等への影響

プアコーラ川取入口予定地の集水池と沈殿池、マイコーラ川の発電所・変電所予定地は、共に河床内に建設が計画されているので、特に住民が居住する水没地域はない。

Head Tank 及び Penstock 予定地には数戸の農家と既成農地が現存するので、これらの買収・補償・移転・定着問題の解決が重要となる。農地補償費は灌漑農地でha当たり 8 万ルピー、非灌漑農地で 3 万ルピーとのことである。農家の移転を伴う時は、土地改革委員会に申請し、権利の移転を受ける。その際の移転補償費は家屋、立木（果樹、飼料木、庭木等）、家畜小屋等の補償よりなる。

(3) 水利権・漁業権

プアコーラ取入口予定地より下流には地域灌漑局所管及び農家が協同して建設した灌漑用水路があるので、これら既存の水利権は保証する必要がある。しかし、灌漑期は 5 月以降と考えられるのでその影響はほとんどない。

プアコーラ川には水資源省灌漑局の灌漑計画（計画用水量 1.1 m³/秒、用水路 19km、うち 500m 着工、受益面積 425ha）がある。この灌漑計画と本プロジェクト案との調整が重要であり、受益地がイラム尾根の南斜面であることから、水槽部に農業用取水口を設けることにしている。

プアコーラの魚類は、付近の 12 農家が販売用、8 農家が自家用に採取してい

るが、まだ漁業権というものはなく、誰でも魚類の採取はできるので保証の必要はない。

また、プアコーラとマイコーラとの合流点までの間には、特に大きな集落、上水取入等は認められないので、この点での下流での水利用に配慮の必要はない。なお、マイコーラ、プアコーラ河床での砂、砂利採取にはCDO (Chief District Office)の許可と royalty の支払いが必要である。

(4) 森林の伐採

森林は政府所管で、無許可の立木を伐採することは固く禁じられている。森林の伐採には調査時には地域森林局の許可が、本格建設の時は森林環境省の許可が必要である。また、伐採立木について royalty(樹種、樹径により単価が異なる) の支払いが必要である。

取入口、発電所予定地の森林タイプはこの地域では極く普通のまばらな亜熱帯常緑林で、特に保護を要することはないが、森林の保全のための伐採は最小限の面積に止めるべきである。

(5) 既存道路等への影響

水槽から発電所への水圧管路建設予定地は、既存車道を少なくとも一回横断する。また稜線に沿った民道とは全く重複するので、これらへの配慮が必要である。

(6) 用水トンネル建設廃土の適切な処理

本計画では約 3.3kmの用水トンネルを建設するが、建設廃土の処理法によって環境への悪影響が発生する。現場放置、河川投棄等は雨期における堆積物流失を生じ、森林生態系、河川生態系に著しい環境悪化の影響を与える。この点についてはネパールの環境下では特に配慮が重要で、道路の舗装用資材に活用するなどの配慮が必要である。

(7) 総合評価

総合表は表 8 - 1 の通りである。

表 8 - 1 総 合 評 価

環 境 項 目		評 定	根 拠	
社 会 環 境	1	住民移転	A	Head Tank, Penstock 等の新設用地取得を要する
	2	経済活動	D	農業・商業地域とも便益が大きい
	3	交通・生活施設	C	各種施設のアクセス道路新設状況による
	4	地域分析	D	発生の要因なし
	5	遺跡・文化財	D	発生の要因なし
	6	水利権、入会権	A	既存灌漑用水の水利権の補償を要する
	7	保健・衛生	D	発生の要因なし
	8	廃棄物	C	掘削残土の発生量、処理法による
	9	災害（リスク）	C	地崩れ発生の少ない施工法を検討する
自 然 環 境	10	地形・地質	D	発生の要因なし
	11	土壌浸食	C	建設時の状況不明
	12	地下水	D	発生の要因なし
	13	湖沼・河川流域	C	流量・流速・河床の変化が魚類の生育に影響する
	14	海岸・海域	D	発生の要因なし
	15	動植物	D	希少動植物の生育なし
	16	気 象	D	発生の要因なし
	17	景 観	C	建設時の状況不明
公 害	18	大気汚染	D	発生の要因なし
	19	水質汚濁	D	発生の要因なし
	20	土壌汚染	D	発生の要因なし
	21	騒音・振動	C	建設時の状況不明
	22	地盤沈下	D	発生の要因なし
	23	悪 臭	D	発生の要因なし

(注1) 評定の区分

A：重大なインパクトが見込まれる。

B：多少のインパクトが見込まれる。

C：不明（検討をする必要はあり、調査が進むにつれて明らかになる場合も十分に考慮に入れておくものとする。）

D：ほとんどインパクトは考えられないため I E E あるいは I E A の対象としない。
(注 2) 評定に当たっては、該当する項目別解説書を参照し、判断の参考とすること。

8.5 副次的な開発効果

(1) 雇用創出効果及び関連産業発展効果

本計画の総事業費の約40%がネパール国内で支出される額、即ち内貨分である。工事期間中を通じて雇用される現地労働者は平均で未熟練工 350,000人・日、熟練工 501,000人・日と見込まれるが、これ以外に現地に搬入される多くの資機材の調達、保管、管理等に係る雇用の増大が期待される。また、同時に上記資機材の調達、輸送、保管等の各分野の産業の発展に資することとなる。

(2) 地域開発効果

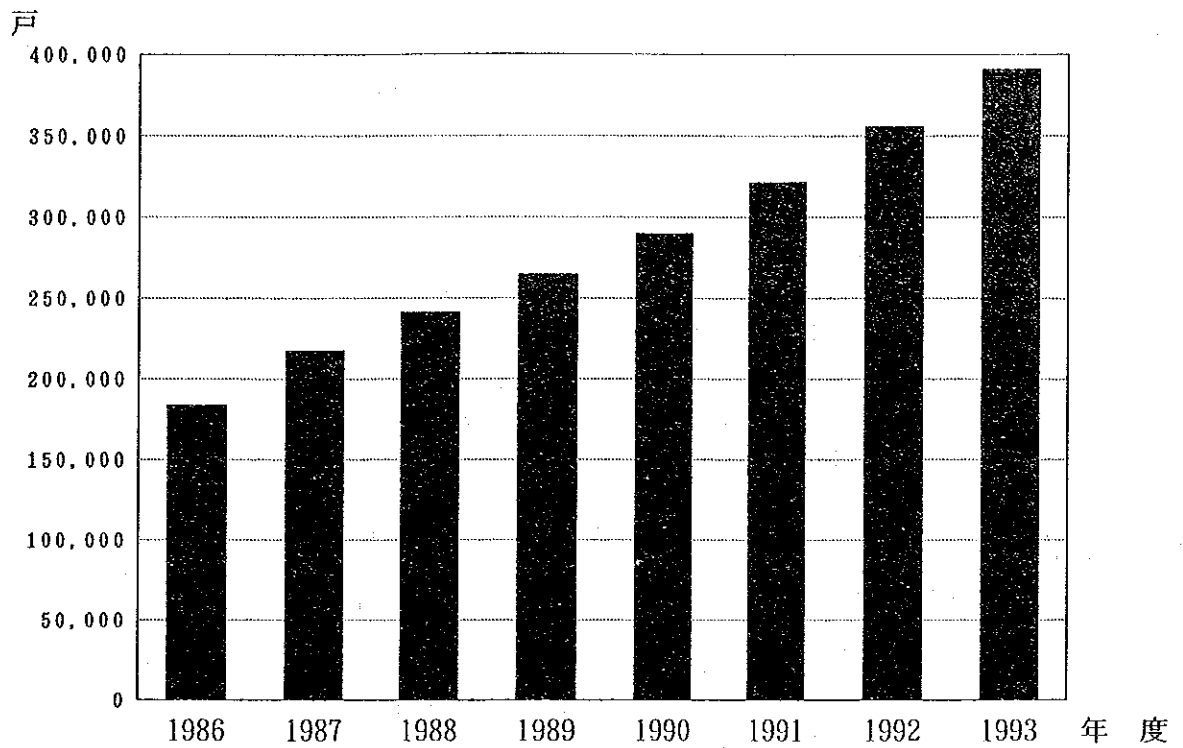
本計画の実施に伴い、既存道路の改修、工事用道路の新設等により道路が整備されるほか、工事中は、イラム地区内での工事用資材の一部調達および同地区内に潜在する工事関係者による支出により、同地区内の経済が活況を呈することとなろう。

図 面 リ ス ト

図 2 - 1	契約者の変遷
図 2 - 2	需要想定
図 3 - 1	月別平均流量
図 3 - 2	取水地点の流況曲線
図 4 - 1	各種開発ルート案
図 4 - 2	B / C の比較図

計 画 図 面 集

図 ILAM-F/S 001	一般配置図
図 ILAM-F/S 002	取 水 堰
図 ILAM-F/S 003	沈 砂 池
図 ILAM-F/S 004	水 槽
図 ILAM-F/S 005	水圧管路
図 ILAM-F/S 006	発 電 所
図 5 - 1	発電所内 単線結線図
図 5 - 2	送電線 単線結線図



単位：年数

種別	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
住宅用	175,860	208,870	230,178	251,758	274,921	304,480	337,715	371,975
公共用	1,881	1,768	2,403	3,477	4,506	5,633	6,065	6,340
商業用	527	315	641	1,678	1,758	1,827	1,378	1,536
工業用	4,575	5,464	6,181	6,769	7,482	8,382	9,113	9,595
水道用	277	351	77	105	112	119	124	131
灌漑用	-	-	311	343	382	420	512	463
街灯用	318	675	1,474	385	517	532	547	367
不定期	113	275	145	104	123	136	191	183
交通用	8	8	8	9	9	9	8	8
寺院用			59	152	205	247	335	398
小計	183,559	217,726	241,477	264,780	290,015	321,785	355,988	390,996
大口(イ)	3	4	2	4	4	5	5	4
合計	183,562	217,730	241,479	264,784	290,019	321,790	355,953	391,000

図2-1 契約者の変遷

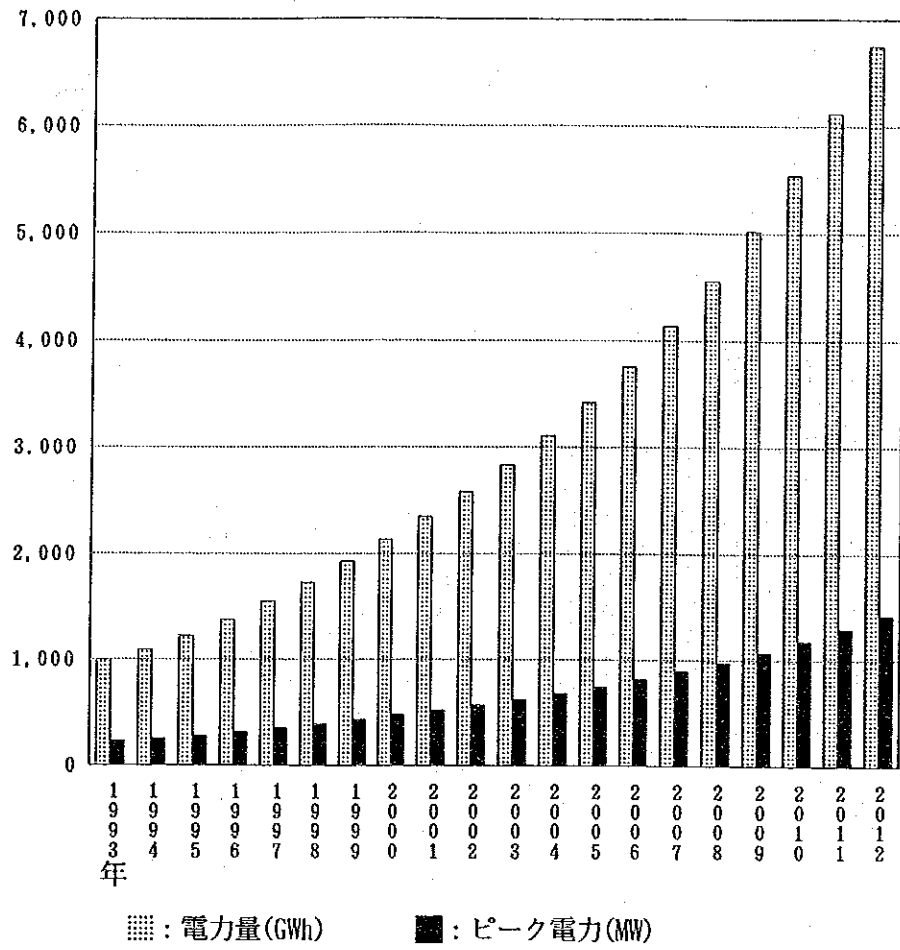
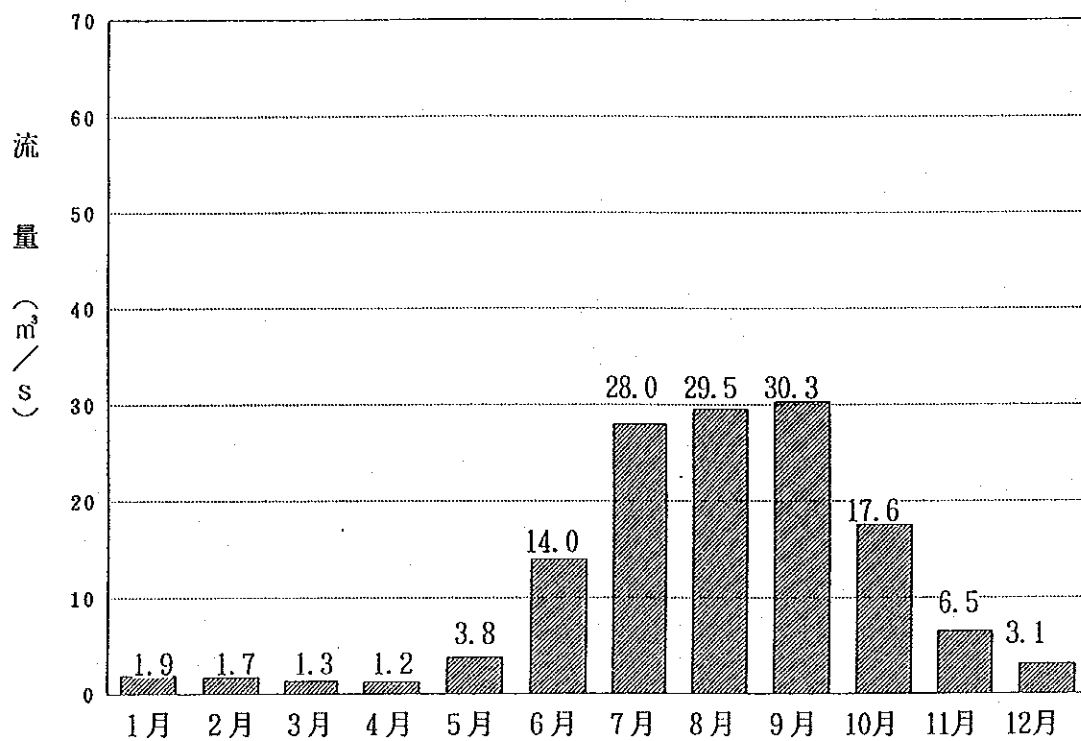
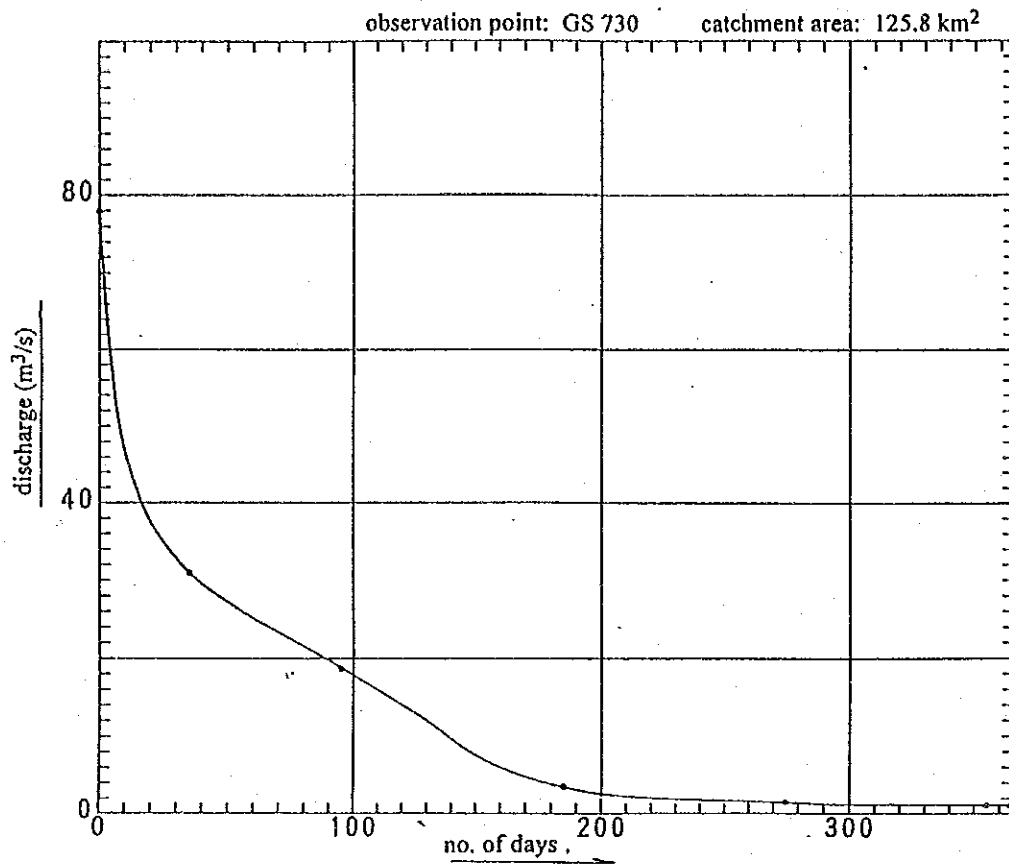


図2-2 需要想定



場所：プワコーラ川取水地点
 期間：1972～1986間の完全な
 データがある10年間の平均

図3-1 月別平均流量



maximum	78.0 m ³ /s
35 days	31.0 m ³ /s
high water (95 days)	18.7 m ³ /s
average (185 days)	3.6 m ³ /s
low water (275 days)	1.5 m ³ /s
drought (355 days)	1.1 m ³ /s
minimum	1.0 m ³ /s

図 3 - 2 取水地点の流況曲線

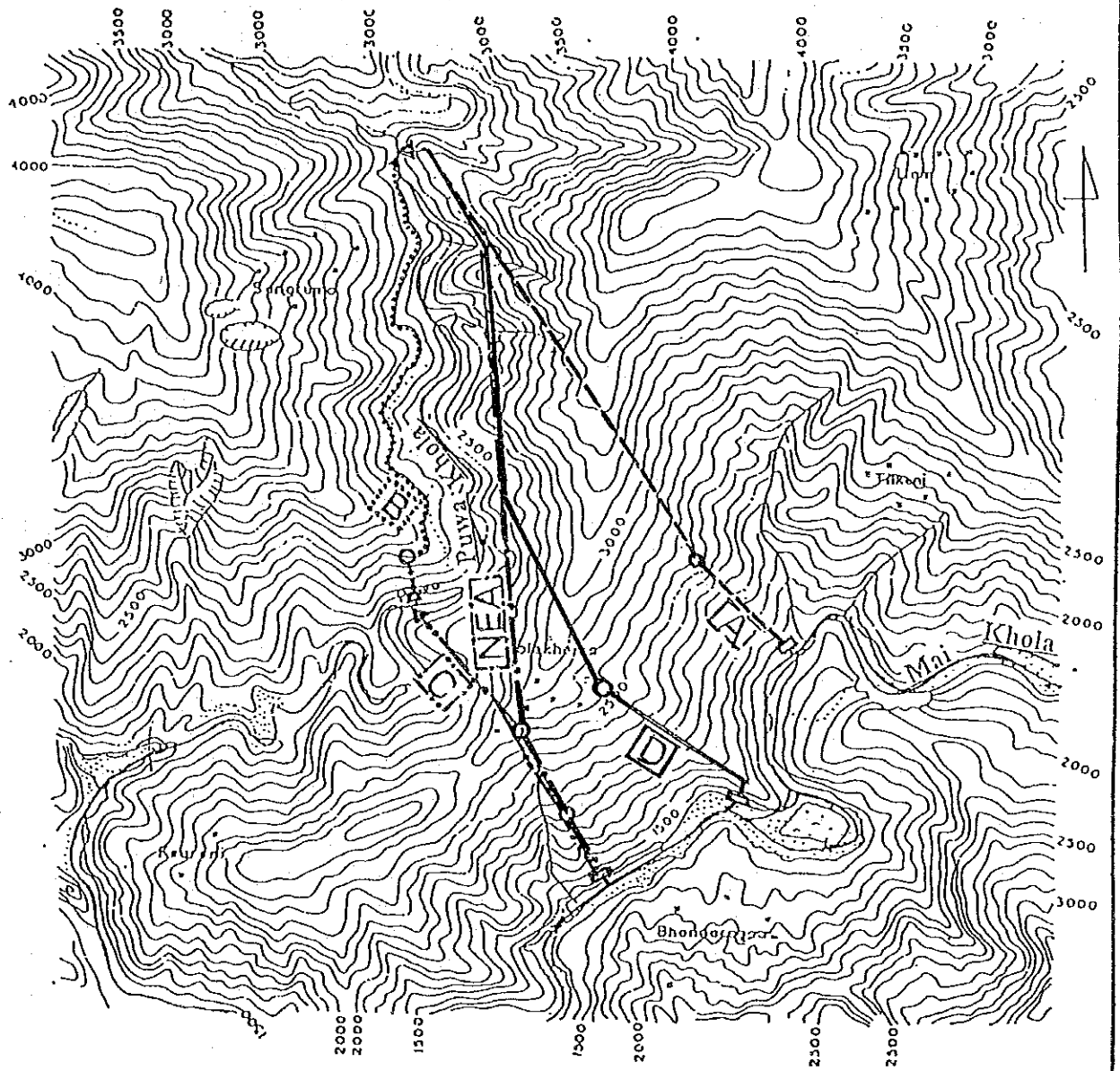


図4-1 各種開発ルート案

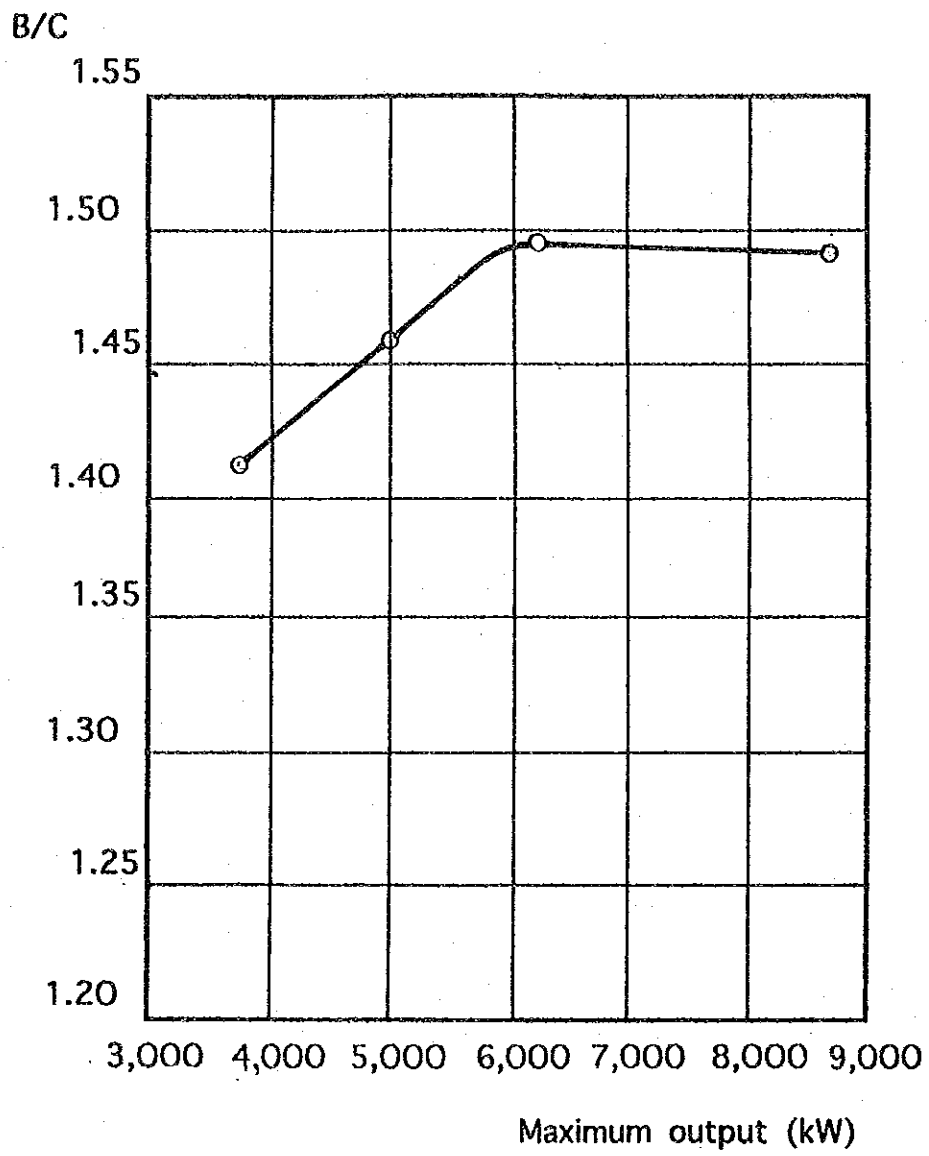
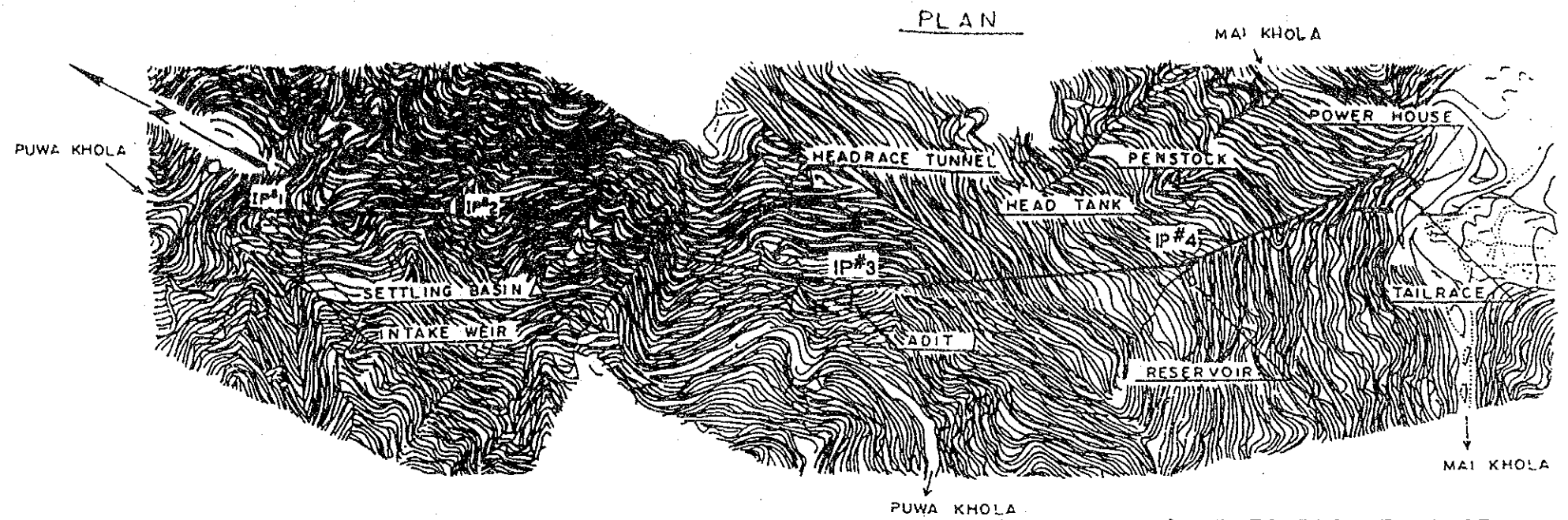
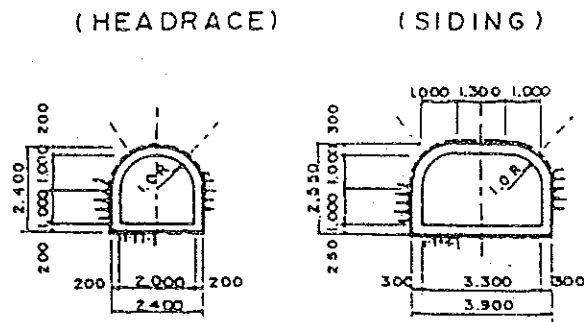


図4-2 B/C の比較図

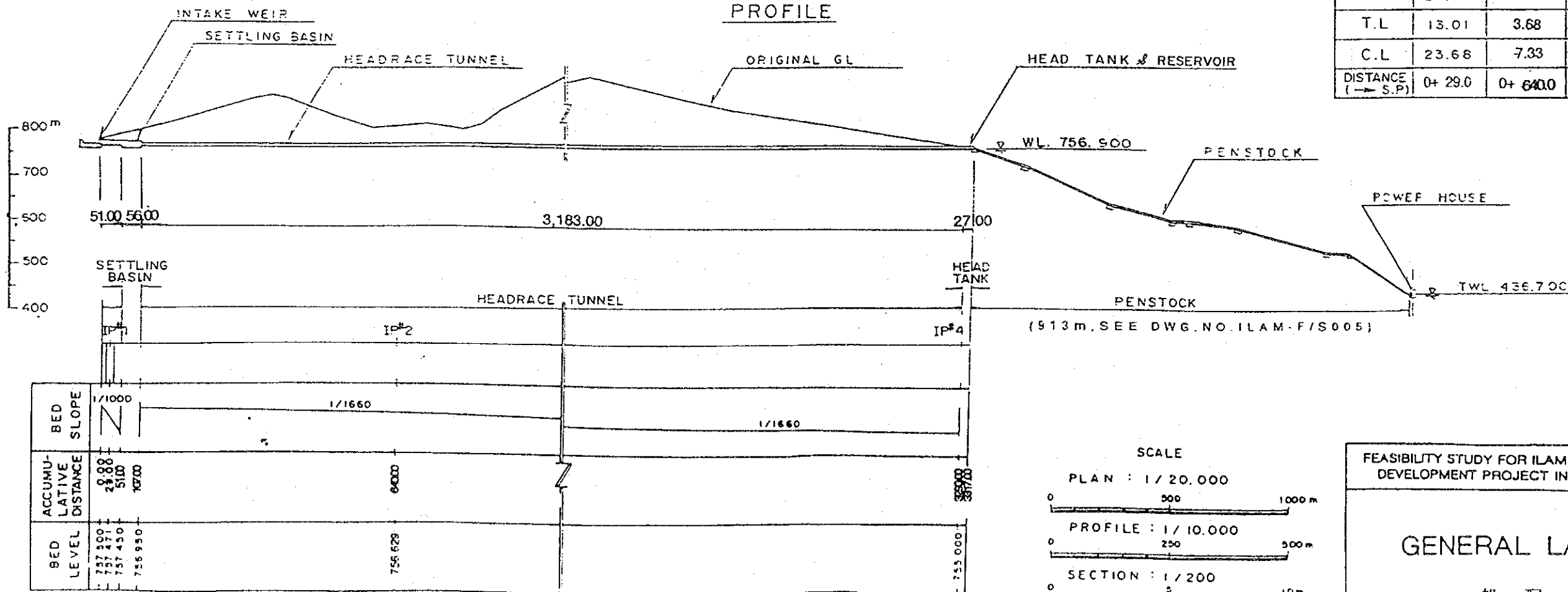
TYPICAL TUNNEL SECTIONS



CURVES FOR HEADRACE

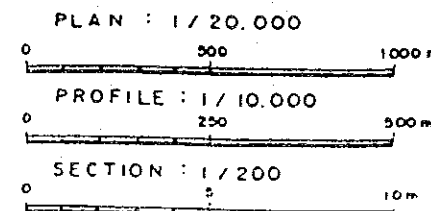
	IP#1	IP#2	IP#3	IP#4
I. A	59°00'	14°00'	13°30'	20°05'
R	23.0	30.0	30.0	30.0
T.L	13.01	3.68	3.55	5.31
C.L	23.68	7.33	7.07	10.52
DISTANCE (→ S.P)	0+29.0	0+640.0	0+2240.0	0+3290.0

PROFILE



BED LEVEL	ACCUMULATIVE DISTANCE	BED SLOPE
757.900	0.00	1/1000
757.471	28.88	
757.430	51.00	
756.930	107.00	1/1660
756.629	640.00	
753.000	3878.00	1/1660

SCALE

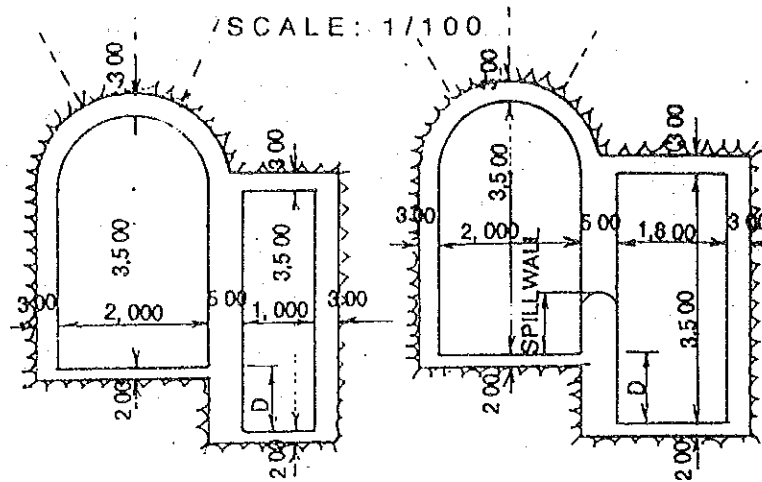


FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

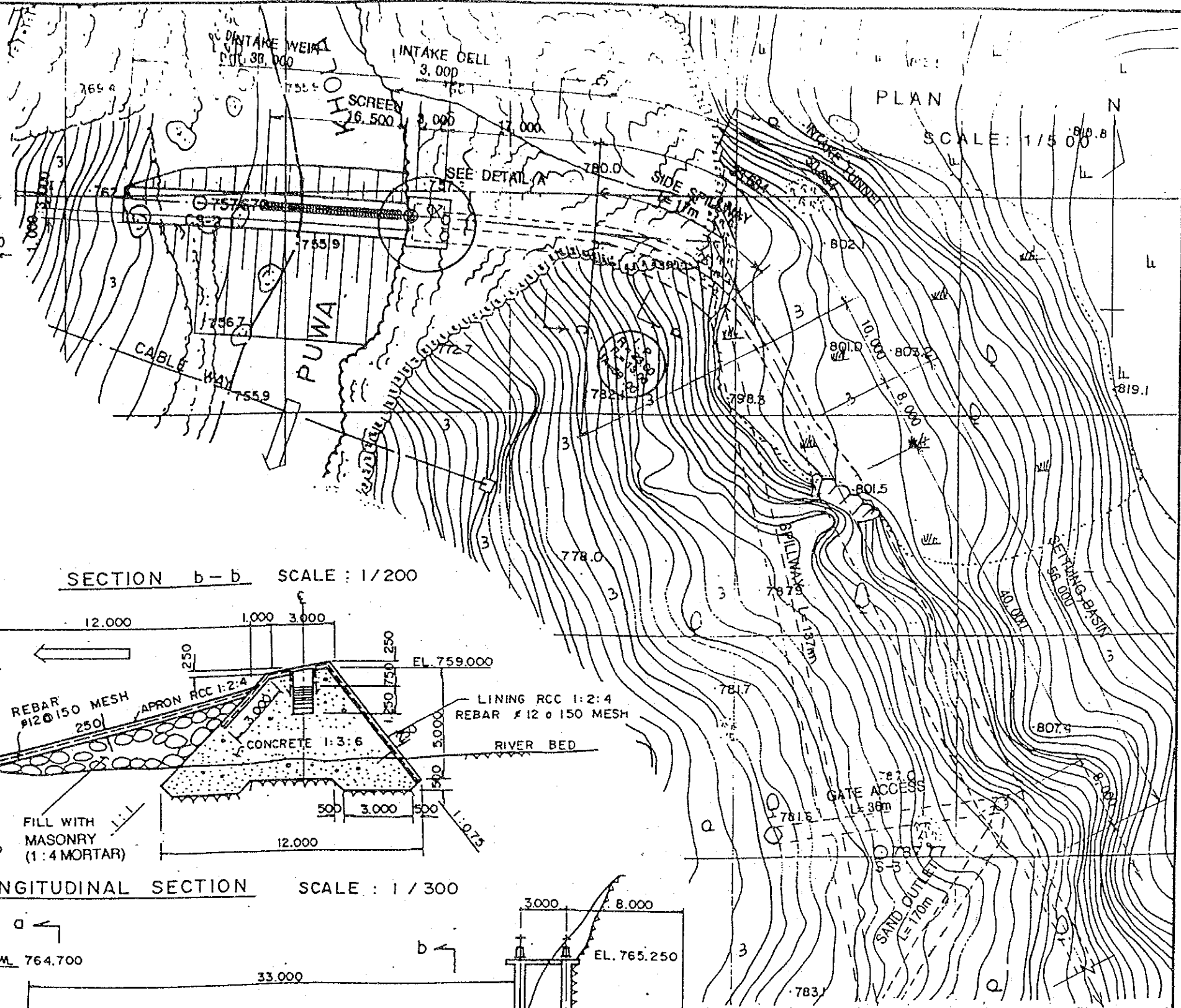
GENERAL LAYOUT

一般配置図

SECT.-c-c SECT.-d-d



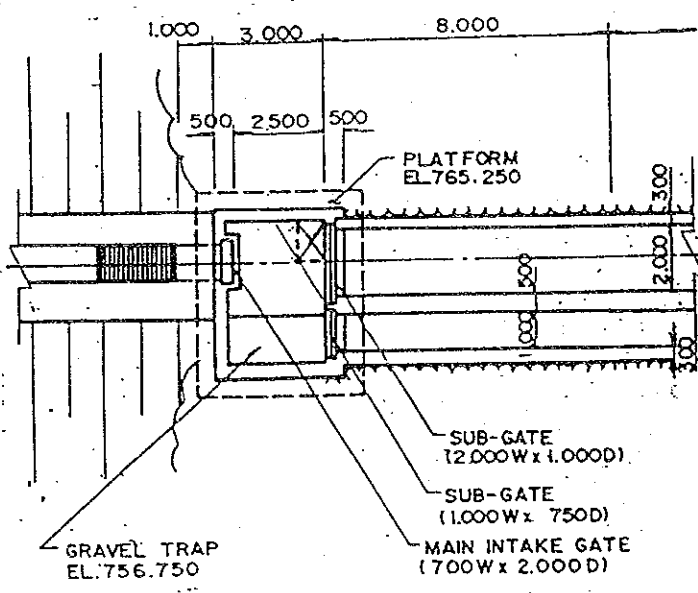
SCALE: 1/100



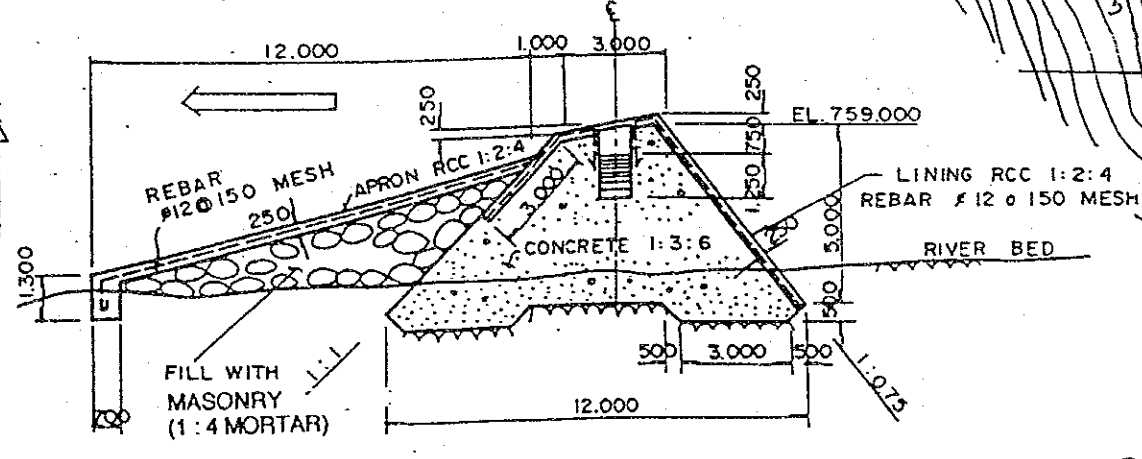
PLAN

SCALE: 1/500

DETAIL - A SCALE: 1/200

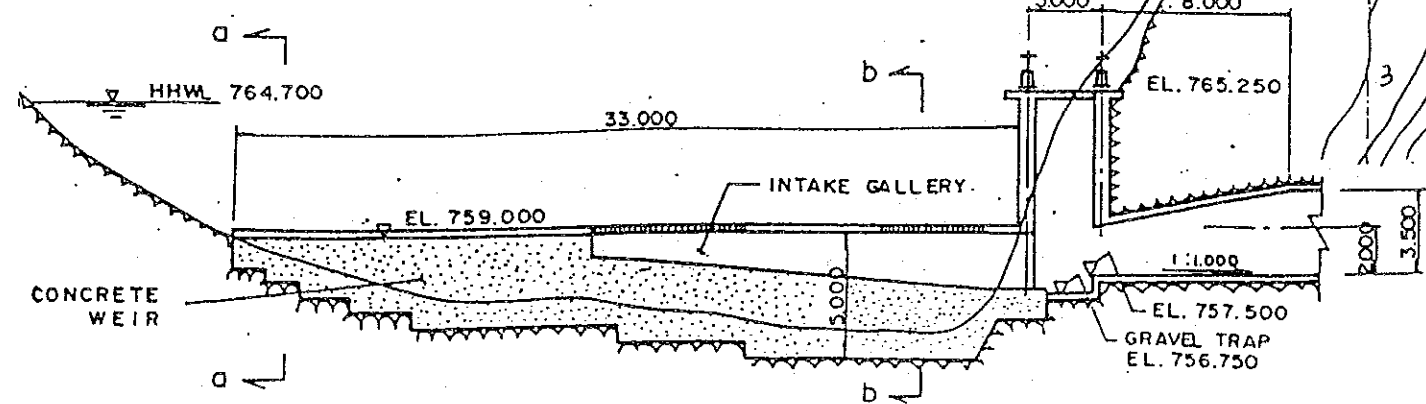
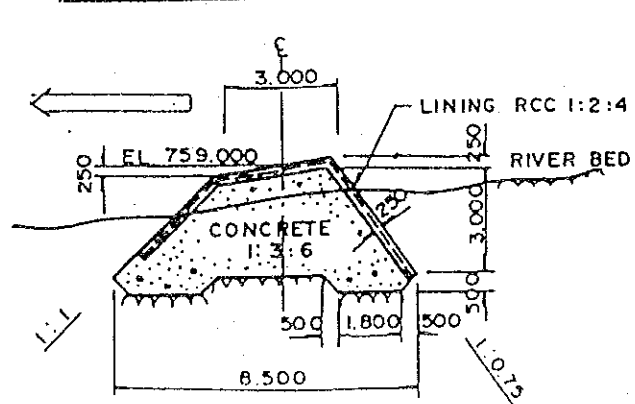


SECTION b-b SCALE: 1/200



LONGITUDINAL SECTION SCALE: 1/300

SECTION a-a SCALE: 1/200



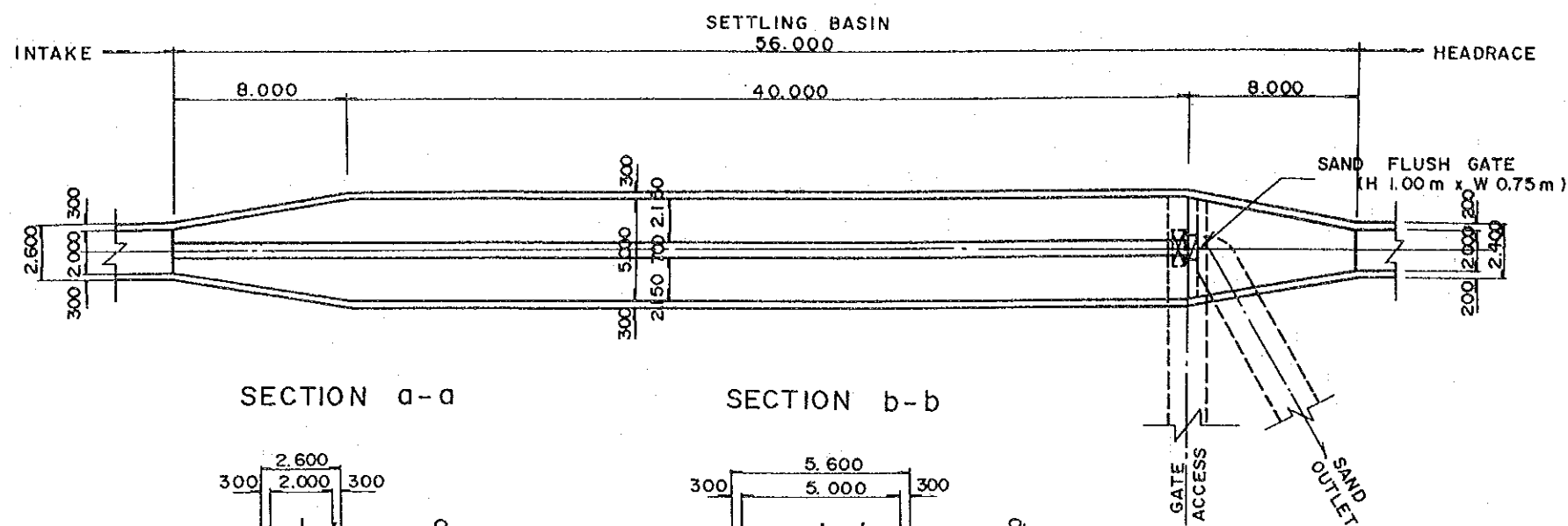
FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

DETAILS FOR INTAKE WEIR

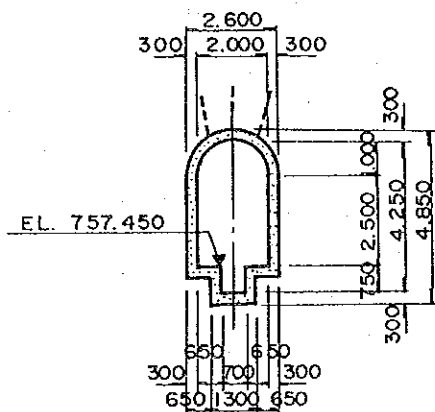
取水堰

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DWG. NO. ILAM-F/S002 SHEET 1 OF 1

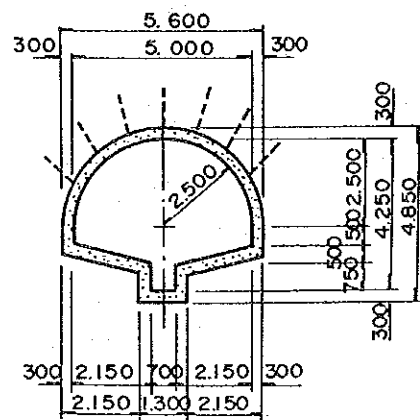
PLAN



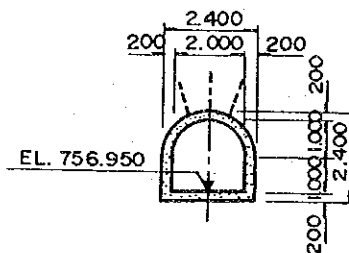
SECTION a-a



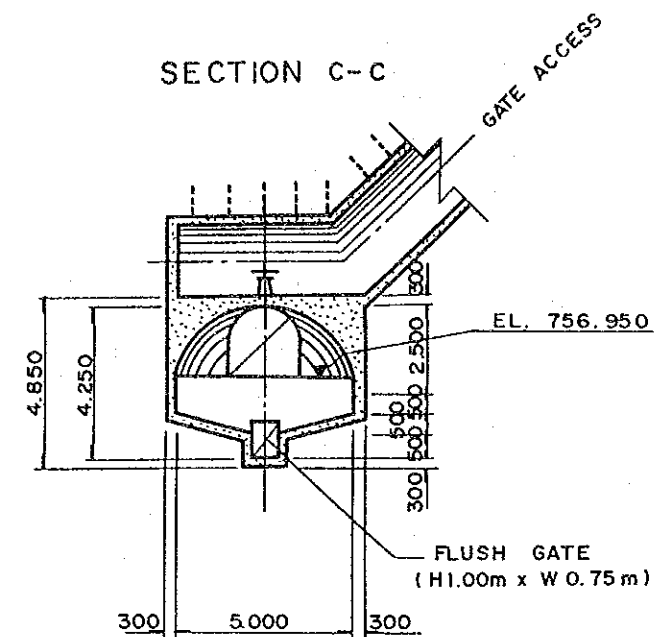
SECTION b-b



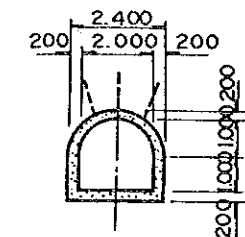
SECTION d-d



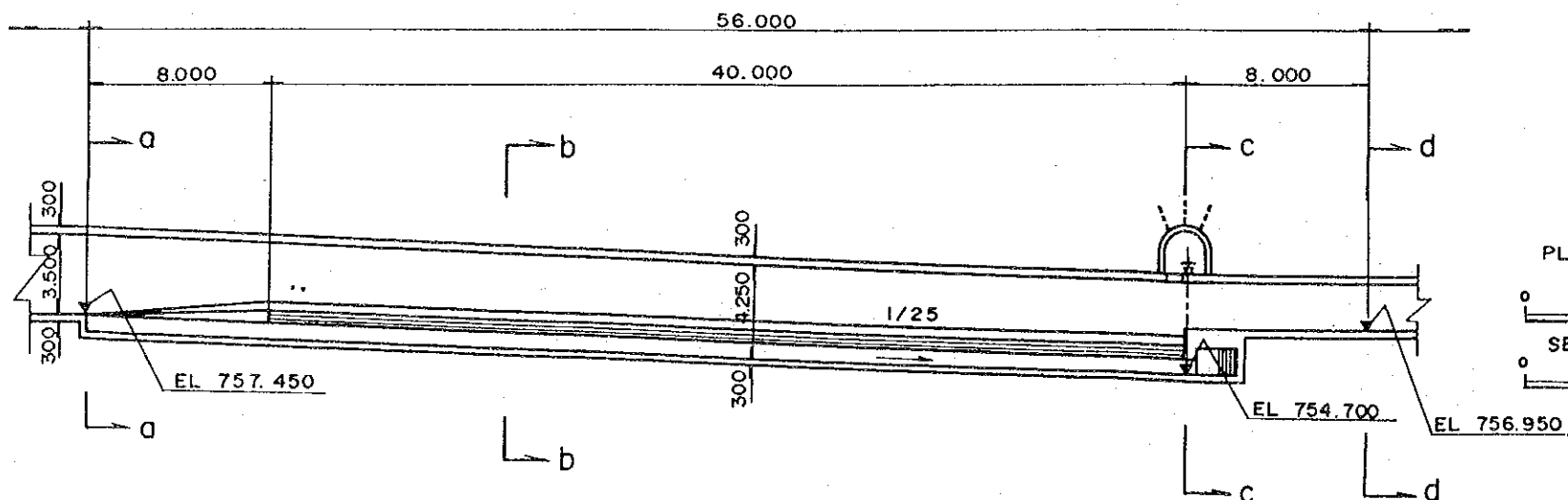
SECTION C-C



SECTION FOR SAND OUTLET & ACCESS



LONGITUDINAL SECTION



SCALE

PLAN / PROFILE : 1 / 300

SECTION : 1 / 200

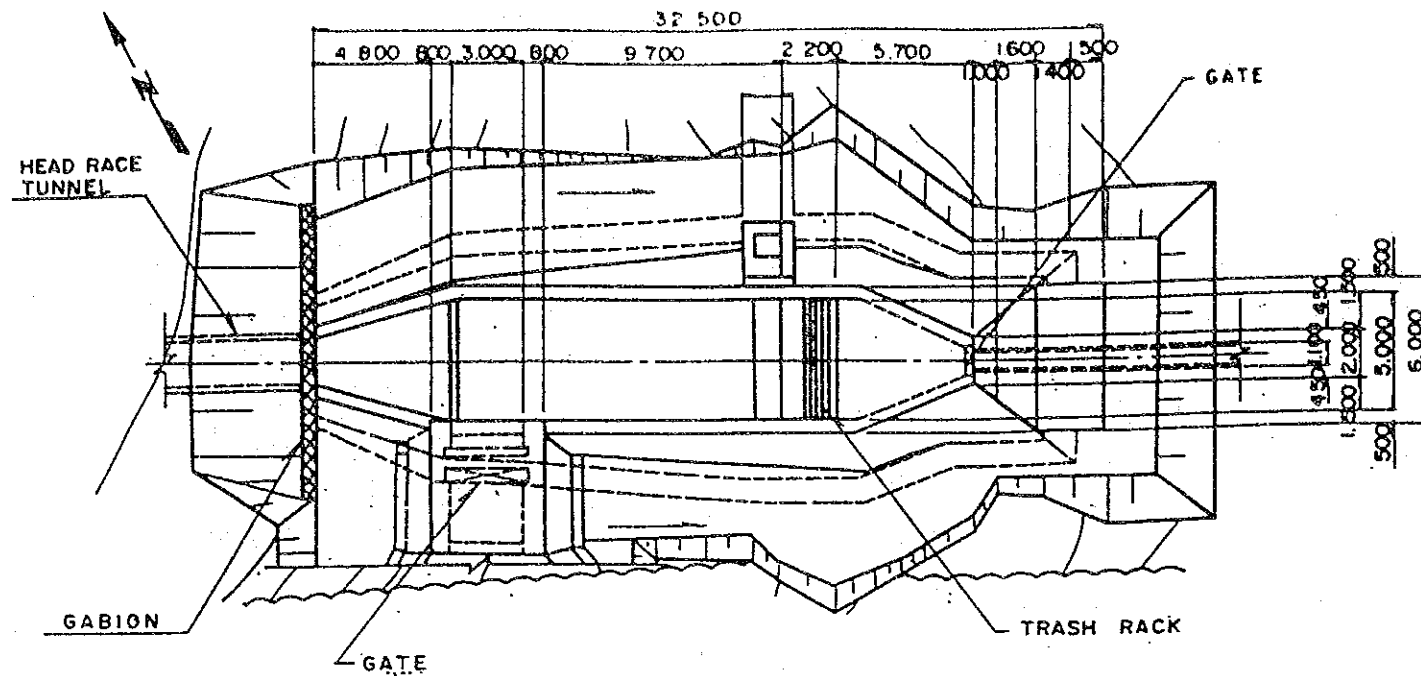
FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

DETAILS FOR
SETTLING BASIN

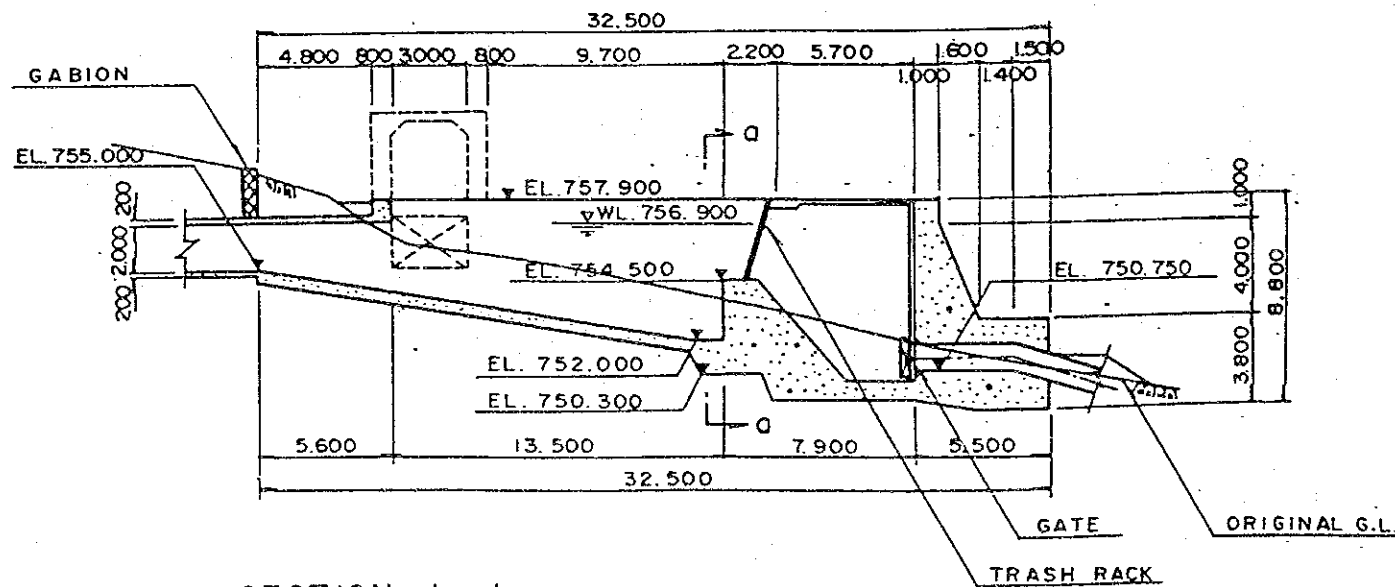
沈砂池

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DWG.NO. ILAM- F/S003 SHEET 1 OF 1

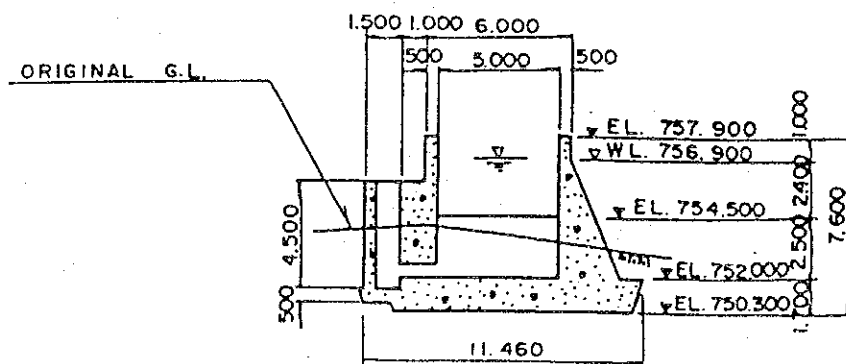
PLAN - HEAD TANK



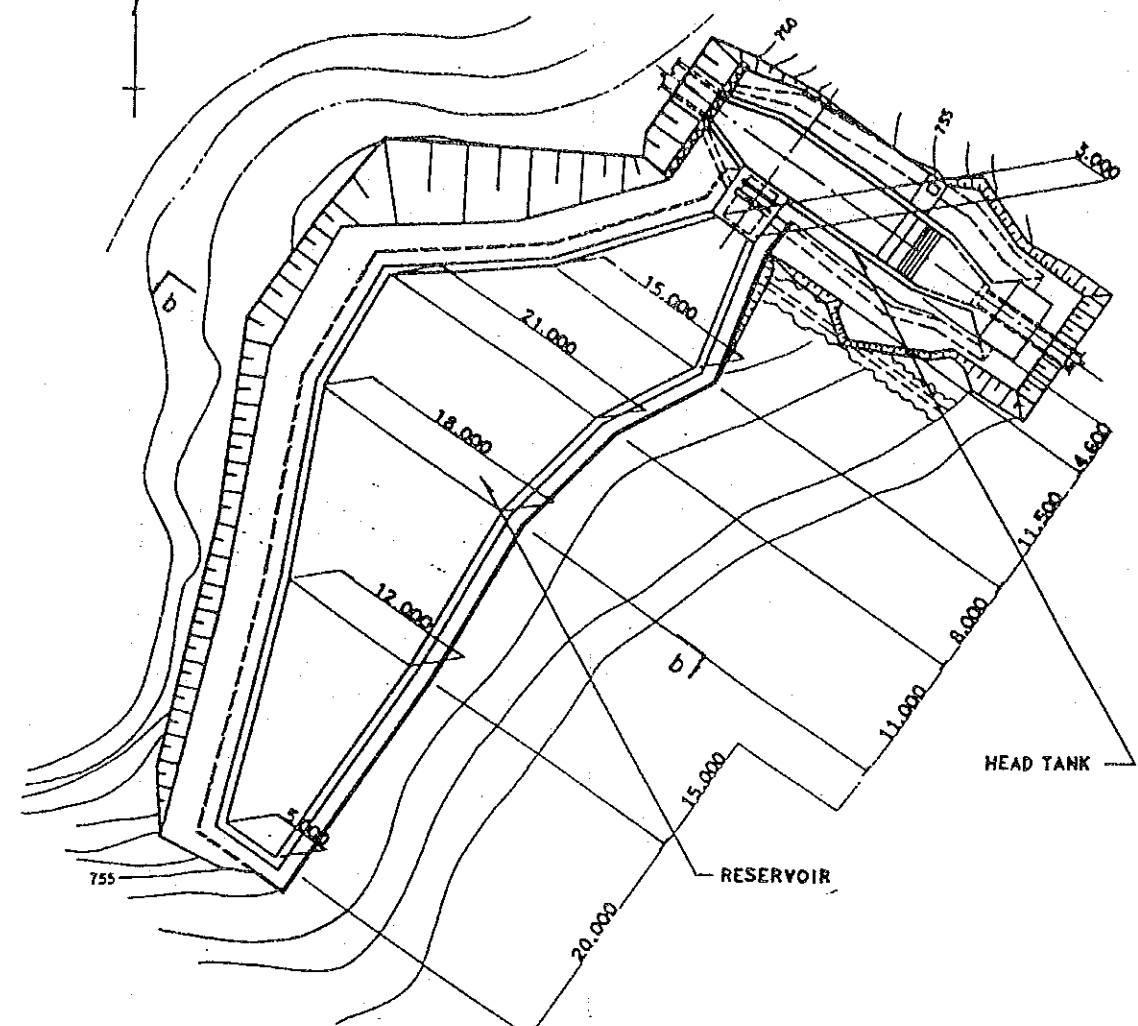
LONGITUDINAL PROFILE



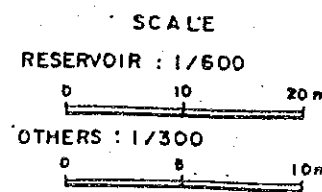
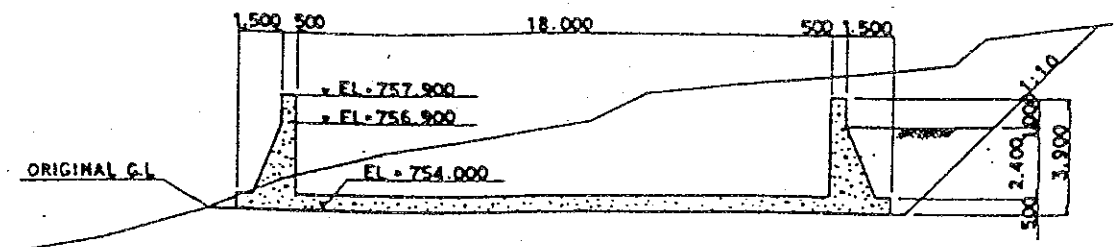
SECTION b-b



PLAN - RESERVOIR



RESERVOIR TYP. SECTION b-b SCALE: 1/200

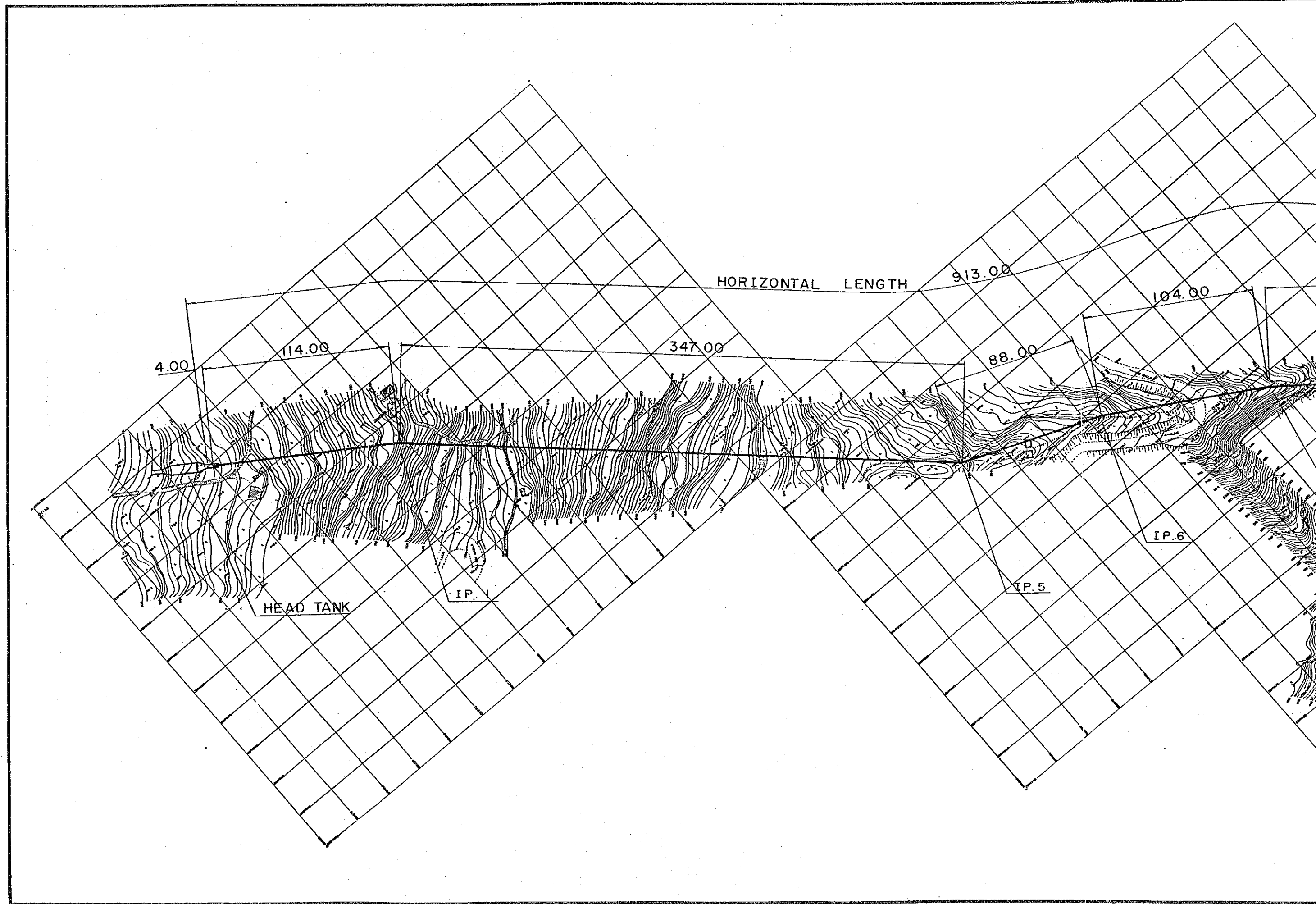


FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

DETAILS FOR HEAD TANK & RESERVOIR

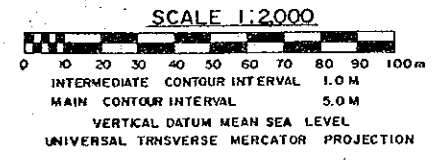
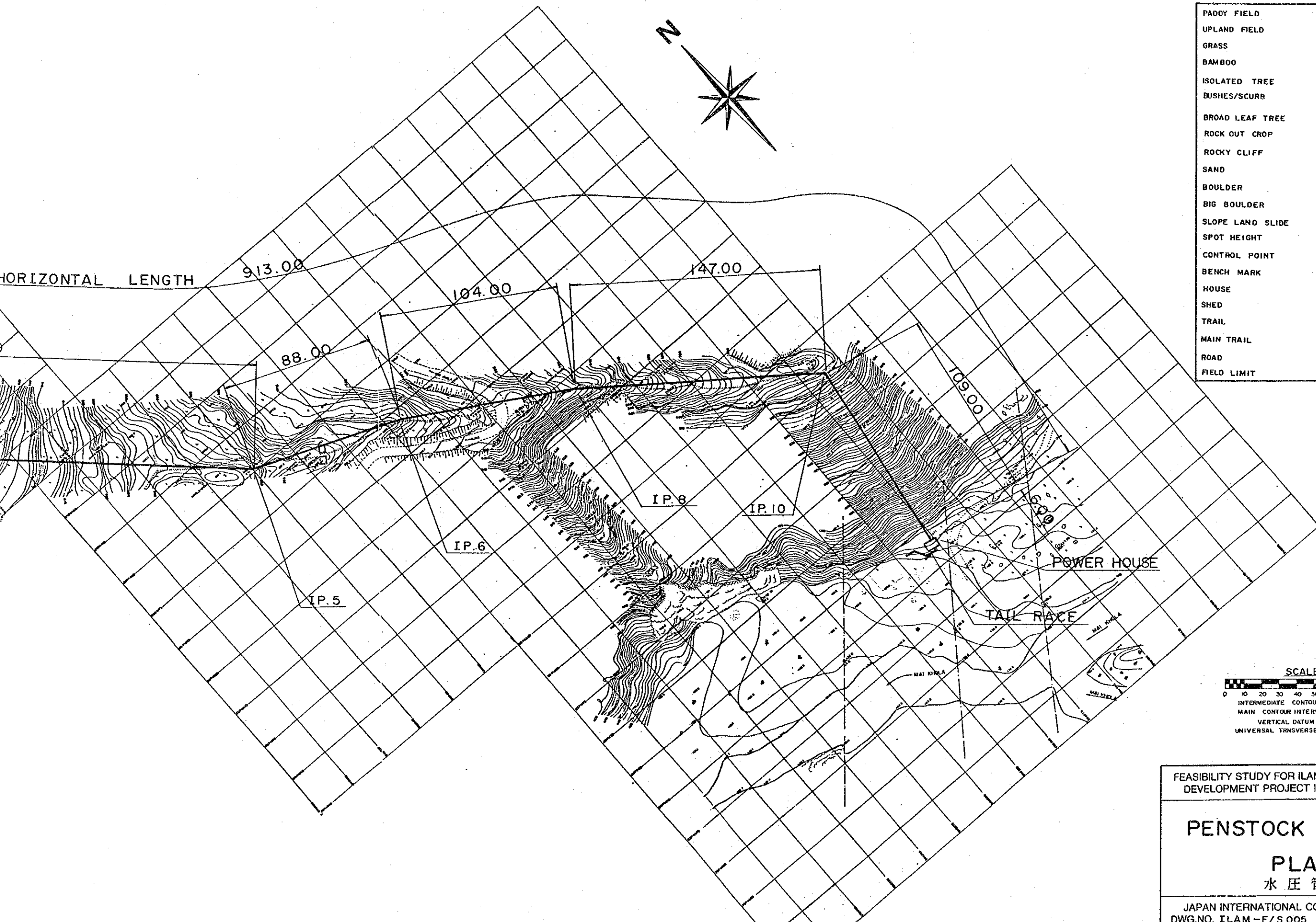
水槽

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY DWG. NO. ILAM-F/5004 SHEET 1 OF 1



LEGEND

PADDY FIELD	⊥
UPLAND FIELD	∇
GRASS	⊥
BAMBOO	⊥
ISOLATED TREE	⊙
BUSHES/SCURB	MAINA, Ø-110M 3
BROAD LEAF TREE	⊙
ROCK OUT CROP	⊥
ROCKY CLIFF	⊥
SAND	⊥
BOULDER	⊥
BIG BOULDER	⊥
SLOPE LAND SLIDE	⊥
SPOT HEIGHT	438.9
CONTROL POINT	⊙ 525.68 G-5
BENCH MARK	⊥ 437.95 PH-1
HOUSE	⊥
SHED	⊥
TRAIL	⊥
MAIN TRAIL	⊥
ROAD	⊥
FIELD LIMIT	⊥

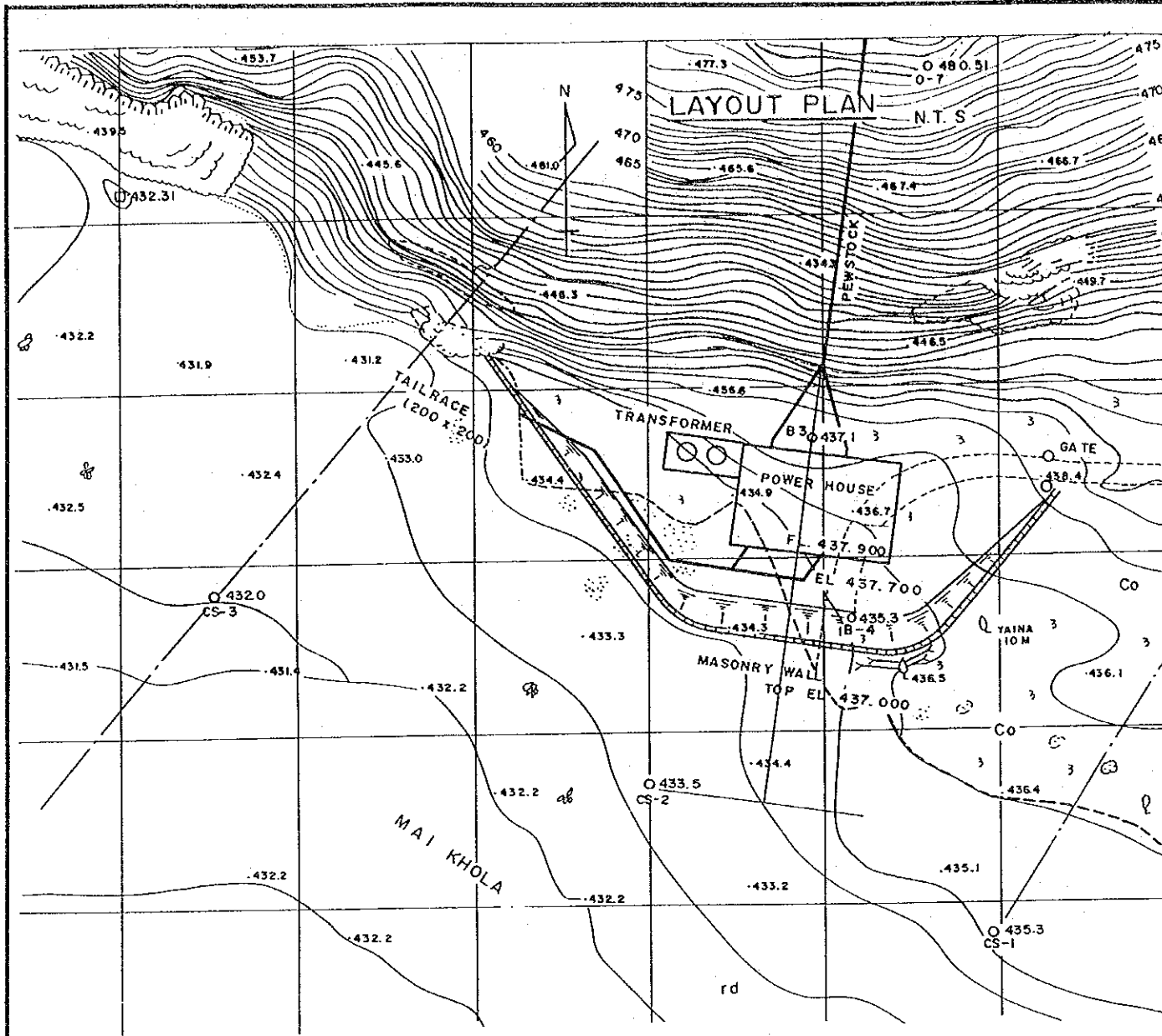


FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

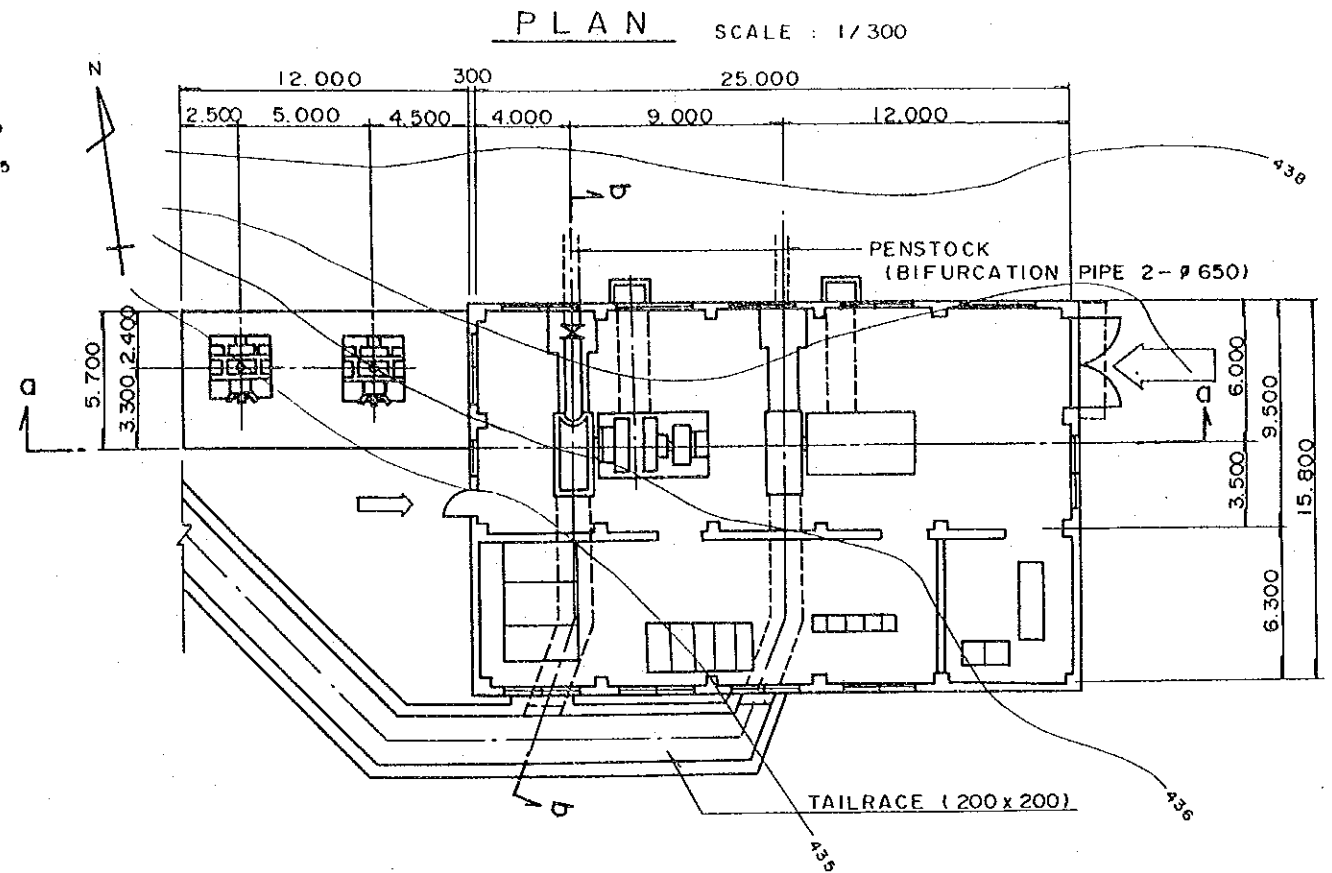
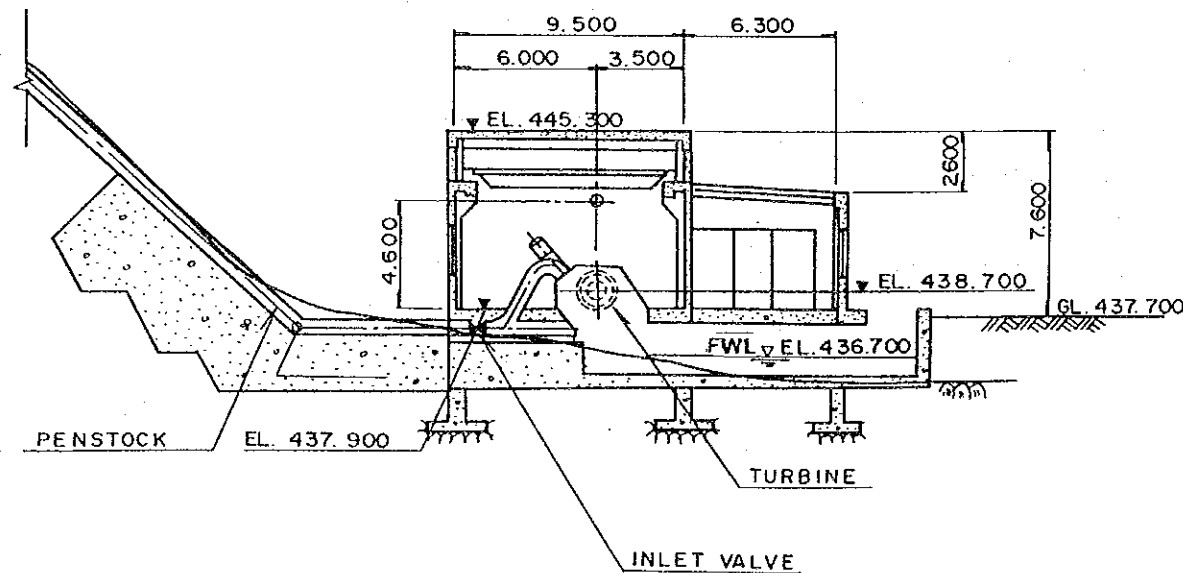
PENSTOCK LAYOUT

PLAN
水圧管路

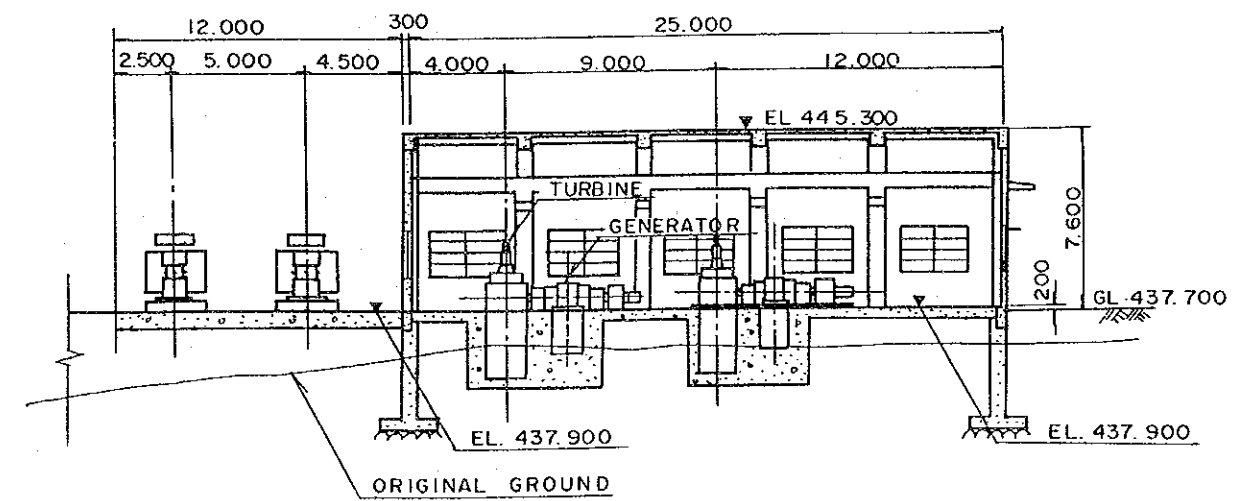
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 DWG.NO. ILAM-F/S 005 SHEET 1 OF 4



SECTION b-b SCALE: 1/300



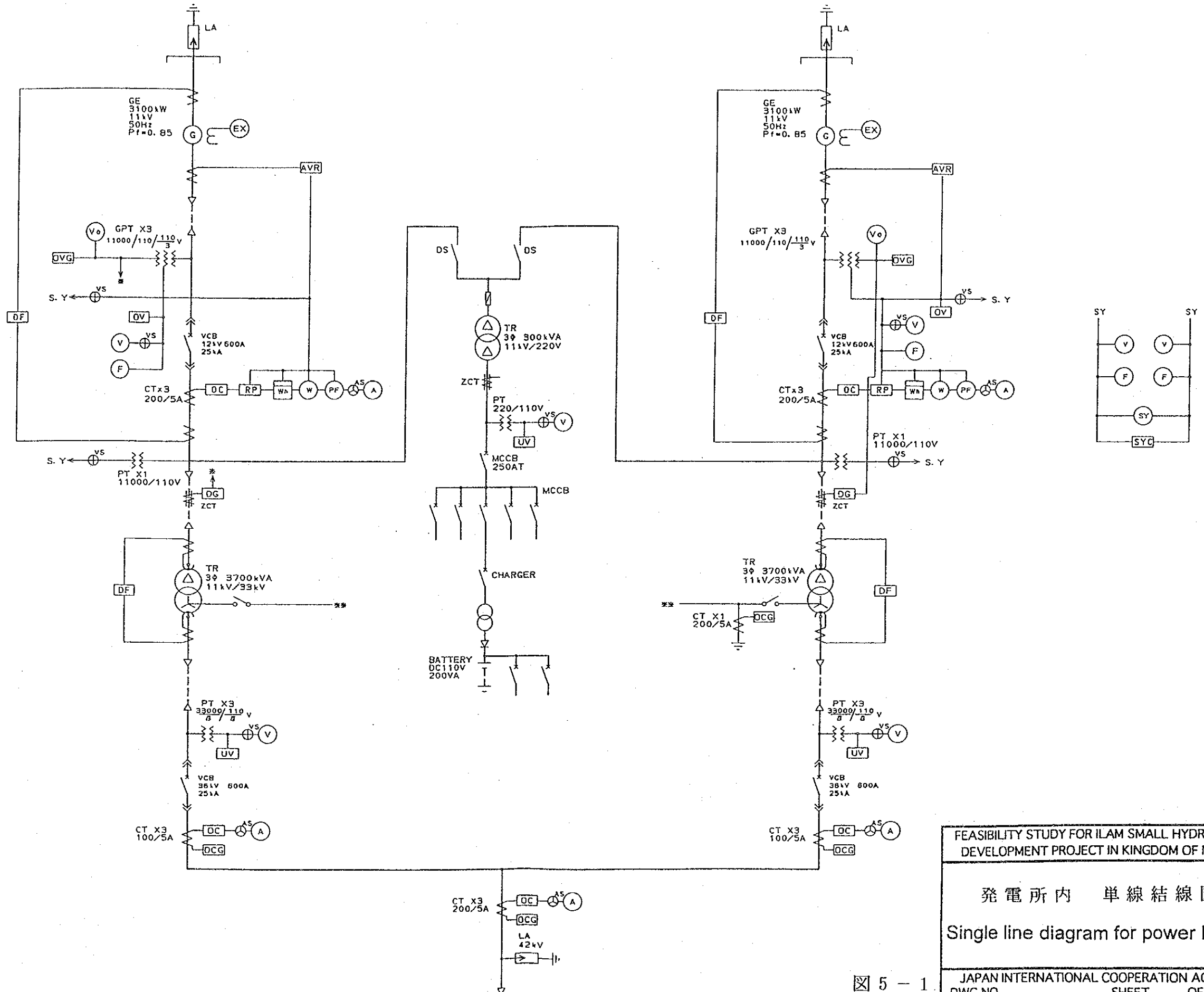
SECTION a-a SCALE: 1/300



FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

OUTLINE OF POWER HOUSE

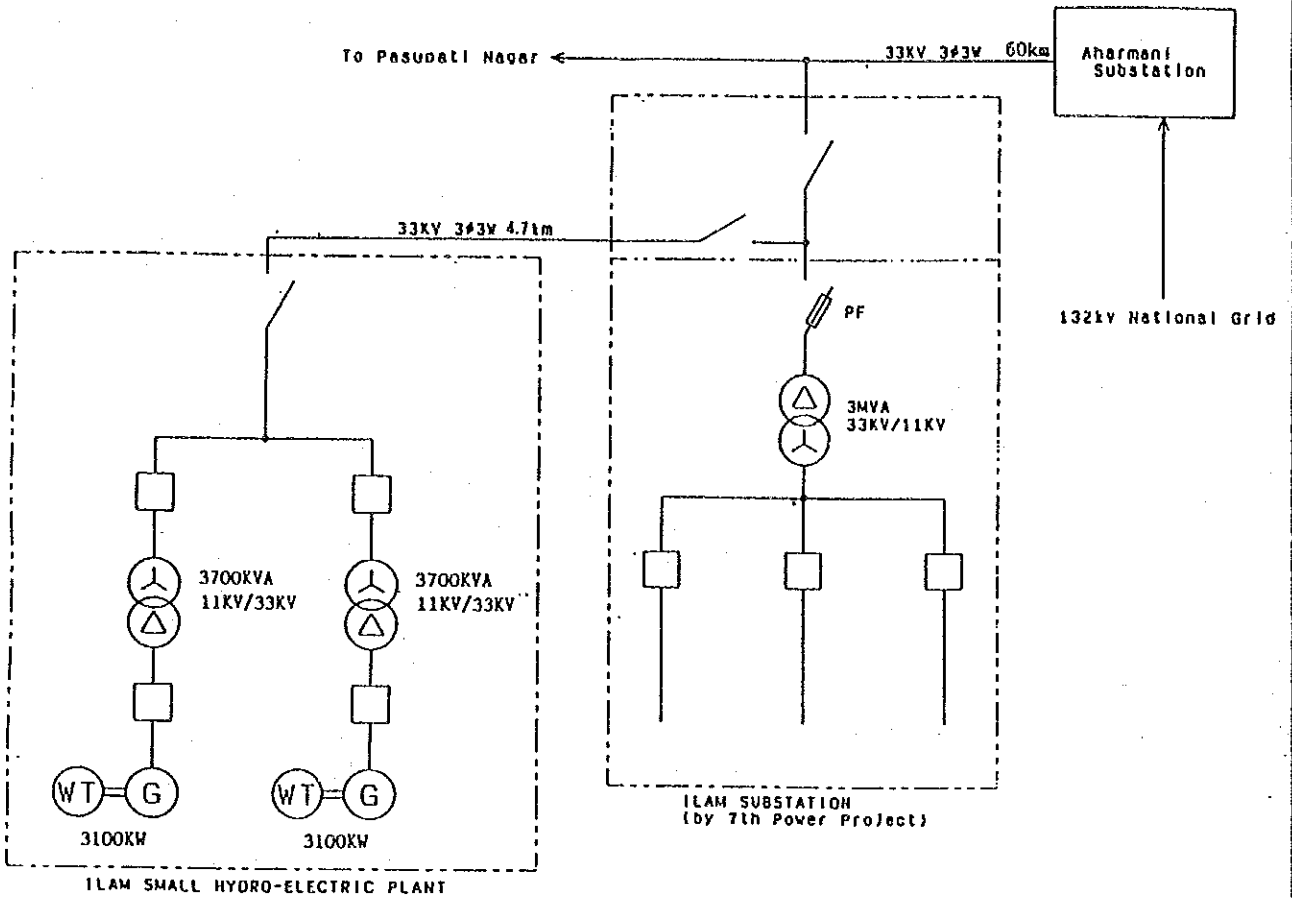
發電所



FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

発電所内 単線結線図
Single line diagram for power house

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DWG.NO. SHEET OF



FEASIBILITY STUDY FOR ILAM SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT PROJECT IN KINGDOM OF NEPAL

送電線 単線結線図
33 KV Transmission Line Diagram

JICA

