

第13章 経済・財務評価

13.1 経済評価

13.1.1 経済評価の手法および基本条件

(1) 経済評価の手法

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

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

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

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

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

本計画の経済評価では、Phase-3までのプロセスをふむこととする(Fig. 13-1参照)。

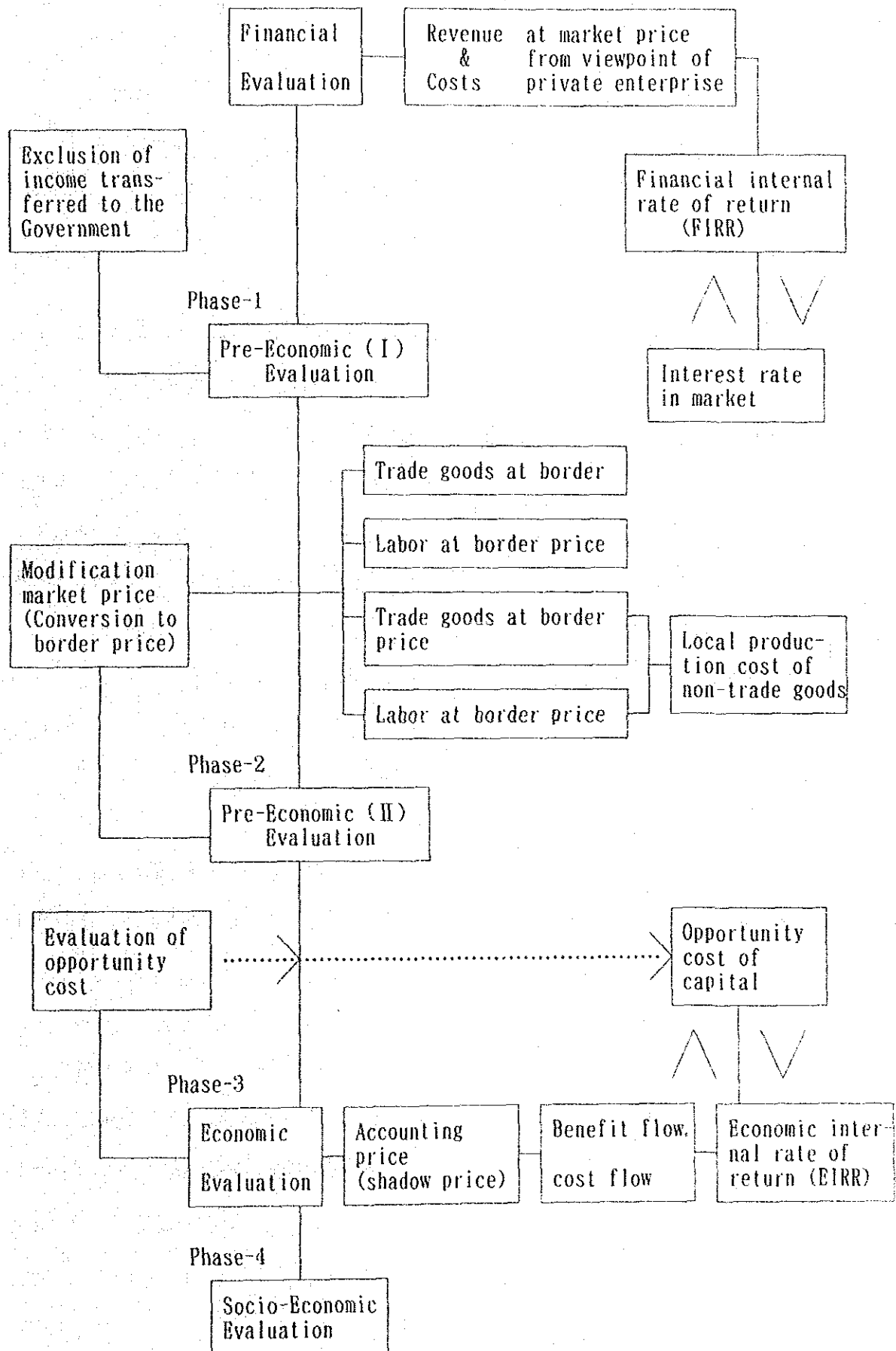
電力開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能な場合には、長期限界費用法や料金体系を用いて、当プロジェクト自体に帰属する便益費用を計測・比較する方法が本来的である。

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

本計画の経済評価では、後者である代替設備アプローチ法を採用する。

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

Fig. 13-1 Flow Chart of Economic Evaluation of the Project



(2) 国際市場価格（経済コスト）への変換

第8章に示された本計画の工事費の国際市場価格への変換に当っては、以下の条件に従って実施する。

i) 輸入税および建設中利子の排除

第8章 Table 8-13 および Table 8-23 に示された本計画工事費の外貨ポーションは、一律20%の輸入税が含まれており、経済コストの算定に当ってはこの輸入税を除外する。また、同表の建設中利子についても除外する。

ii) 内貨ポーションの国際市場価格への転換

国内市場価格で表わされている内貨ポーションの国際市場価格への転換に当っては、シャドー為替レート（Shadow Exchange Rate : SER）を使用する。SERはUNIDO方式の経済評価において使用される概念であり、本来は外貨で表わされた国際市場価格を内貨に変換するための外貨のシャドープライスであり、OECD方式での標準変換係数（Standard Conversion Factor : SCR）の逆数であるが、本レポートにおいては内貨ポーションから外貨表示による国際市場価格への転換に用いることとする。

本計画の工事費積算を実施した1989年6月時点の公定為替レート（Official Exchange Rate : OER）は1 USドル=140TShであるが、この時点のUSドルの実勢レートは1 USドル=210TSh前後であると判断される。従って、

$$SER = 140TSh / 210TSh = 0.67$$

が得られる。このSERは、世界銀行がタンザニア国の Mwanza Shinyanga Rural Development Project において算定した SER 0.7 とほぼ近似値であり、本計画のSERとして0.67を採用する。

(3) 代替火力発電所

本計画の経済評価を実施する上で便益となる代替火力発電所については第8章8.2.1で述べた通り、国内炭による山元火力を選定した。代替火力発電所として選定した設備出力100MWの石炭火力発電所の経済コストによる基本諸元は以下のとおりである。

(Table 8-6 参照)

一 工事費（経済コスト）

石炭火力発電所 : 97.140×10^3 US\$ (971.4 US\$/KW)

※ 送 電 線 : 59,763 × 10³ US\$

— 耐用年数

石炭火力発電所 : 25 年

送 電 線 : 35 年

— 建設期間

石炭火力発電所 : 4 年

送 電 線 : 2 年

— 運転維持費

石炭火力発電所 : 工事費の 3 %

送 電 線 : 工事費の 1.5 %

— 燃 料 費 : 0.0203 US\$/KWh

— 所 内 率

KW消費率 : 6.0 %

KWh 消費率 : 6.0 %

— 事 故 率 : 4.0 %

— 補 修 率 : 12.0 %

— 送電ロス率

KW ロ ス 率 : 6.2 %

KWh ロ ス 率 : 6.2 %

※ キウィラ地区ソングエからダルエスサラームまでを想定して積算した。

(4) その他の基本条件

本計画の経済評価を実施するに当たってのその他の基本条件は以下のとおりである。

i) 本計画の運転維持費

土木構造物 : 建設費の 0.5%

水力機器設備 : 建設費の 1.5%

電気機械設備 : 建設費の 1.5%

ii) 水力発電施設の耐用年数

土木構造物	: 50年
水力機器設備	: 35年
電気機械設備	: 35年

iii) 水力発電施設の所内消費率、補修率および事故率

所内消費率

Kw 消費率	: 0.3 %
Kwh消費率	: 0.3 %
補修率	: 2.0 %
事故率	: 0.3 %

iv) 送電ロス率

電力ロス率	: 1.8 %
電力量ロス率	: 1.8 %

v) 割引率

割引率は10%とする。

1.3.1.2 経済評価

(1) 水力発電所の便益

本計画の便益算定のために採用する保証尖頭出力および年間保証電力量は以下のとおりである。なお、上部貯水池による下部計画の便益増分については、すべて上部計画に帰属するものとする。

	<u>保証尖頭出力</u>	<u>年間保証電力量</u>
上部計画	86.1 MW	335.7×10^6 KWh
下部計画	101.8 MW	551.0×10^6 KWh
合計	187.9 MW	886.7×10^6 KWh

また、本計画および代替火力発電所の送電ロス率、所内率、事故率および補修率を勘案した出力便益及び電力量便益は以下のように算定される。

$$\begin{aligned} \text{出力便益} &: 1,247.5 \text{ US\$ / KW} + \text{運転維持費} \\ & (971.4 \text{ US\$ / KW} \times 1.28423) \end{aligned}$$

電力量便益 : 0.2254 US\$ /KWh

(0.0203 US\$ /KWh × 1.11039)

本計画の耐用年数を勘案した便益のフローは Table 13-1 に示すとおりである。

(2) 水力発電所の費用

第8章に示された本計画の工事費を経済コストに変換すると以下のとおりとなる。

上部計画	174,058 × 10 ³ US\$
下部計画	125,581 × 10 ³ US\$
合計	299,639 × 10 ³ US\$

本計画の耐用年数期間中の総建設費および運転維持費の費用のフローはTable 13-1 に示すとおりである。

(3) 評価結果

本計画の便益および費用のフロー(Table 13-1)に基づき、本計画の超過便益(B-C)、便益・費用比率 (B/C)および等価割引率 (いわゆる経済的内部収益率: EIRR) を計算すると以下のとおりとなる。

B - C : 146,347 × 10³US\$ (割引率: 10%)

B / C : 1.76 (割引率: 10%)

E I R R : 39.31%

本プロジェクトの経済性をB-CおよびB/Cから判断すると、本プロジェクトを建設し運用することは、同等のサービスを提供しうる代替火力発電所を設置するよりも費用面ではるかに優位であり、また資本の機会費用を反映する割引率が39.31%に達するまではこの優位性が維持されると言える。

1.3.1.3 感度分析

本計画の感度分析を以下の条件により実施した。

- (1) 建設費の上昇
- (2) 燃料価格の変動
- (3) 上部計画の建設中止

建設費の上昇に係わる感度分析結果は Fig. 13-2 に示すとおりであり、その結果から本プロジェクトは、建設費が75%上昇するまでは、フィージブルであり、かつ代替

火力発電所と比較して優位であると言える。

代替火力発電所の燃料価格の変動については、Table 13-2 の便益および費用のフローからわかるとおり、仮に燃料費の便益を0にした場合においても、本計画のEIRRは23.29%であり、本計画は燃料価格の変動に影響されず、フィージブルである。

また上部計画を建設中止した場合の便益および費用のフローはTable 13-4 に示すとおりであり、仮に上部計画が中止になった場合でも、EIRRは45.94%であり、本計画はフィージブルであると結論できる。

なお、本計画の上部計画のみの便益および費用から計算されるEIRRは、Table 13-4 に示す通り、11.26%であり、本計画は下部計画によって大きな便益を得ていることがわかる。

Table 13-2 Cost and Benefit Flow of Sensitivity Analysis of Kihansi Project (Upper and Lower)
(Benefit from Fuel Cost is zero)

Unit: 1,000us\$

Serial Number	No. after Completion	Cost			Investment Cost	Benefit			B - C	
		Investment Cost	OSM Cost	Total		OSM Cost	Fuel Cost	Total		
0		0.0		0.0	0.0			0.0	0.0	
1	(92)	13303.0		13303.0	12993.6			0.0	-13303.0	
2	(93)	13974.0		13974.0	11648.8			0.0	-13974.0	
3	(94)	17644.0		17644.0	19256.2	19049.4		19049.4	1406.4	
4	(95)	42252.0		42252.0	28358.7	38098.8		38098.8	-4153.2	
5	(96)	54784.0		54784.0	34016.6	96791.4		96791.4	42007.4	
6	1	34506.0	1141.1	35647.1	20121.9	81153.9	0.0	81153.9	45809.3	
7	2	69225.0	1190.4	70415.4	36134.3	42964.0	4706.3	47670.3	-22745.1	
8	3	53950.0	1190.4	55140.4	25723.4	16111.5	4706.3	20817.8	-34322.6	
9	4		2211.9	2211.9	938.1		7928.6	7928.6	5716.7	
10	5		2211.9	2211.9	852.8		7928.6	7928.6	3056.8	
11	6		2211.9	2211.9	775.3		7928.6	7928.6	2778.9	
12	7		2211.9	2211.9	704.8		7928.6	7928.6	2526.3	
13	8		2211.9	2211.9	640.7		7928.6	7928.6	2296.6	
14	9		2211.9	2211.9	582.5		7928.6	7928.6	2087.9	
15	10		2211.9	2211.9	529.5		7928.6	7928.6	1898.0	
16	11		2211.9	2211.9	481.4		7928.6	7928.6	1725.5	
17	12		2211.9	2211.9	437.6		7928.6	7928.6	1568.6	
18	13		2211.9	2211.9	397.8		7928.6	7928.6	1426.0	
19	14		2211.9	2211.9	361.7		7928.6	7928.6	1296.4	
20	15		2211.9	2211.9	328.8		7928.6	7928.6	1178.5	
21	16		2211.9	2211.9	298.9		7928.6	7928.6	1071.4	
22	17		2211.9	2211.9	271.7		7928.6	7928.6	974.0	
23	18		2211.9	2211.9	247.0		7928.6	7928.6	885.5	
24	19		2211.9	2211.9	224.6		7928.6	7928.6	805.0	
25	20		2211.9	2211.9	204.1		7928.6	7928.6	731.8	
26	21		2211.9	2211.9	185.6		7928.6	7928.6	665.3	
27	22		2211.9	2211.9	168.7		7928.6	7928.6	604.8	
28	23		2211.9	2211.9	153.4	19049.4	7928.6	26978.0	1870.7	
29	24		2211.9	2211.9	139.4	38098.8	7928.6	46027.4	2901.5	
30	25		2211.9	2211.9	126.8	66909.9	7928.6	74838.5	4288.9	
31	26		2211.9	2211.9	115.2	51272.4	7928.6	59201.0	3084.3	
32	27		2211.9	2211.9	104.8	42964.0	7928.6	50892.6	2410.1	
33	28		2211.9	2211.9	95.2	16111.5	7928.6	24040.1	1035.1	
34	29		2211.9	2211.9	86.6		7928.6	7928.6	310.3	
35	30		2211.9	2211.9	78.7		7928.6	7928.6	282.1	
36	31		2211.9	2211.9	71.6		7928.6	7928.6	256.5	
37	32		2211.9	2211.9	65.0		7928.6	7928.6	233.2	
38	33		2211.9	2211.9	59.1		7928.6	7928.6	212.0	
39	34	18261.0	2211.9	20472.9	497.6		7928.6	7928.6	192.7	
40	35	34810.0	2211.9	37021.9	818.0	29881.5	7928.6	37810.1	835.4	
41	36	3289.0	2211.9	5500.9	110.5	29881.5	7928.6	37810.1	759.5	
42	37	5184.0	2211.9	7395.9	135.1		7928.6	7928.6	144.8	
43	38	9824.0	2211.9	12035.9	199.8		7928.6	7928.6	131.6	
44	39		2211.9	2211.9	33.4		7928.6	7928.6	119.7	
45	40		2211.9	2211.9	30.3		7928.6	7928.6	108.8	
46	41		2211.9	2211.9	27.6		7928.6	7928.6	98.9	
47	42		2211.9	2211.9	25.1		7928.6	7928.6	89.9	
48	43		2211.9	2211.9	22.8		7928.6	7928.6	81.7	
49	44		2211.9	2211.9	20.7		7928.6	7928.6	74.3	
50	45		2211.9	2211.9	18.8		7928.6	7928.6	67.5	
51	46		2211.9	2211.9	17.1		7928.6	7928.6	61.4	
52	47		2211.9	2211.9	15.6		7928.6	7928.6	55.8	
53	48		2211.9	2211.9	14.2		7928.6	7928.6	50.7	
54	49		2211.9	2211.9	12.9		7928.6	7928.6	45.1	
55	50		2211.9	2211.9	11.7		7928.6	7928.6	41.9	
56		371006.0	107481.3	478487.3	193491.8	588338.0	382058.0	970395.0	231203.0	491908.7

B - C 37711.147
B / C 1.1948978
E D R 0.2328895

Fig. 13-2 Sensitivity Analysis - Construction Cost

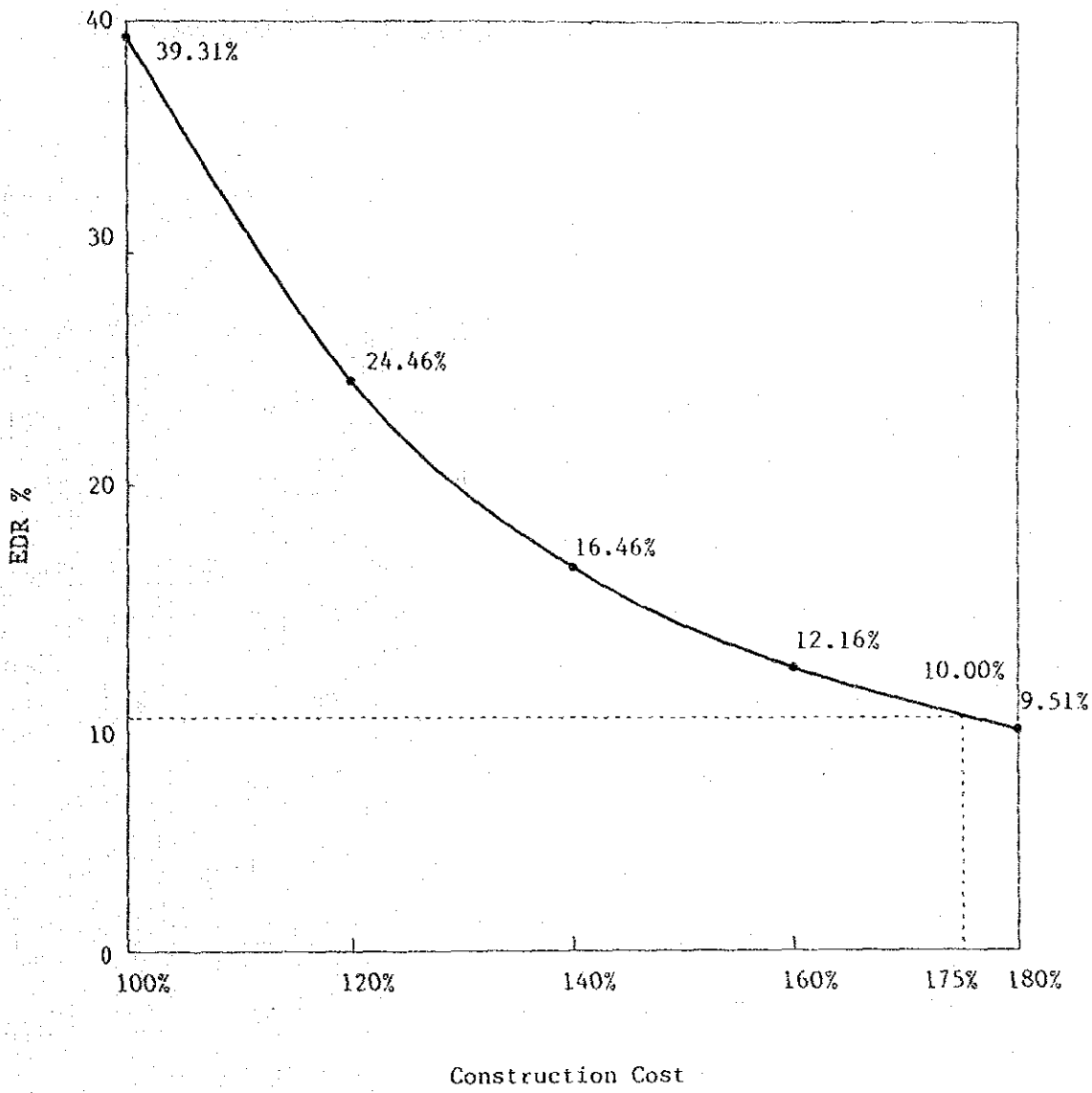


Table 13-3 Cost and Benefit Flow of Upper Kihansi Project

Unit: 1,000us\$

Serial Number	No. after Completion	Cost			Benefit						B - C
		Investment Cost	OSN Cost	Total	Investment Cost	OSN Cost	Fuel Cost	Total	Total (N.P.V.)		
0		0.0		0.0				0.0	0.0	0.0	0.0
1	(96)	3936.0		3936.0				0.0	0.0	0.0	-3936.0
2	(96)	15729.0		15729.0				0.0	0.0	0.0	-15729.0
3	(97)	31217.0		31217.0				16111.5	12104.8	16111.5	-15105.5
4	(98)	69225.0		69225.0				32223.0	22008.7	32223.0	-37002.9
5	(99)	53950.0		53950.0				42964.0	26677.3	42964.0	-10986.0
6	1		1021.5	1021.5				16111.5	9094.5	16111.5	15090.0
7	2		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	5536.6	9767.8
8	3		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	5033.3	9767.8
9	4		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	4575.7	9767.8
10	5		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	4159.7	9767.8
11	6		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	3781.6	9767.8
12	7		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	3437.8	9767.8
13	8		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	3125.3	9767.8
14	9		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	2841.2	9767.8
15	10		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	2582.9	9767.8
16	11		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	2348.1	9767.8
17	12		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	2134.6	9767.8
18	13		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1940.6	9767.8
19	14		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1764.1	9767.8
20	15		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1603.8	9767.8
21	16		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1458.0	9767.8
22	17		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1326.4	9767.8
23	18		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1204.9	9767.8
24	19		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	1095.4	9767.8
25	20		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	995.8	9767.8
26	21		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	905.3	9767.8
27	22		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	823.0	9767.8
28	23		1021.5	1021.5		16111.5	3222.3	7567.0	29900.8	1865.4	25879.3
29	24		1021.5	1021.5		32223.0	3222.3	7567.0	43012.3	2711.5	41990.8
30	25		1021.5	1021.5		42964.0	3222.3	7567.0	53753.3	3080.5	52731.8
31	26		1021.5	1021.5		16111.5	3222.3	7567.0	26900.8	1401.5	25879.3
32	27		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	511.0	9767.8
33	28		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	464.6	9767.8
34	29		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	422.3	9767.8
35	30		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	383.9	9767.8
36	31		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	349.0	9767.8
37	32	166.0	1021.5	1127.5			3222.3	7567.0	10789.3	317.3	9661.8
38	33		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	288.5	9767.8
39	34	5184.0	1021.5	6205.5			3222.3	7567.0	10789.3	262.2	4583.8
40	35	9824.0	1021.5	10845.5			3222.3	7567.0	10789.3	238.4	-56.2
41	36		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	216.7	9767.8
42	37		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	197.0	9767.8
43	38		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	179.1	9767.8
44	39		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	162.8	9767.8
45	40		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	148.0	9767.8
46	41		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	134.6	9767.8
47	42		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	122.3	9767.8
48	43		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	111.2	9767.8
49	44		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	101.1	9767.8
50	45		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	91.9	9767.8
51	46		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	83.6	9767.8
52	47		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	76.0	9767.8
53	48		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	69.1	9767.8
54	49		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	62.8	9767.8
55	50		1021.5	1021.5			3222.3	7567.0	10789.3	67.1	9767.8
56		189171.0	51072.8	240243.8	127446.0	214820.0	157892.7	370782.3	743495.0	136667.5	503251.3

B - C 9221.4591
 B / C 1.0723557
 E D R 0.1126488

Table 13-4 Cost and Benefit Flow of Lower Kihansi Project

Unit:1,000us\$

Serial Number	No. after Completion	Cost				Benefit				B - C
		Investment Cost	OSM Cost	Total	Total (N.P.V.)	Investment Cost	OSM Cost	Fuel Cost	Total (N.P.V.)	
0		0.0		0.0	0.0				0.0	0.0
1	(92)	13303.0		13303.0	12093.6				0.0	-13303.0
2	(93)	13974.0		13974.0	11548.8				0.0	-13974.0
3	(94)	17644.0		17644.0	13266.2	19049.4		19049.4	14312.1	1405.4
4	(95)	38316.0		38316.0	26170.3	38098.8		38098.8	26022.0	-217.2
5	(96)	39055.0		39055.0	24250.1	80679.9		80679.9	50095.9	41624.9
6	1	3289.0	1141.1	4430.1	2500.7	48930.9		7590.0	56520.9	31904.6
7	2		1190.4	1190.4	610.9		4706.3	12420.0	17126.4	8788.5
8	3		1190.4	1190.4	555.4		4706.3	12420.0	17126.4	7989.6
9	4		1190.4	1190.4	504.9		4706.3	12420.0	17126.4	7263.3
10	5		1190.4	1190.4	459.0		4706.3	12420.0	17126.4	6603.0
11	6		1190.4	1190.4	417.2		4706.3	12420.0	17126.4	6002.7
12	7		1190.4	1190.4	379.3		4706.3	12420.0	17126.4	5457.0
13	8		1190.4	1190.4	344.8		4706.3	12420.0	17126.4	4960.9
14	9		1190.4	1190.4	313.5		4706.3	12420.0	17126.4	4509.9
15	10		1190.4	1190.4	285.0		4706.3	12420.0	17126.4	4099.9
16	11		1190.4	1190.4	259.1		4706.3	12420.0	17126.4	3727.2
17	12		1190.4	1190.4	235.5		4706.3	12420.0	17126.4	3388.4
18	13		1190.4	1190.4	214.1		4706.3	12420.0	17126.4	3080.3
19	14		1190.4	1190.4	194.6		4706.3	12420.0	17126.4	2800.3
20	15		1190.4	1190.4	177.0		4706.3	12420.0	17126.4	2546.7
21	16		1190.4	1190.4	160.9		4706.3	12420.0	17126.4	2314.3
22	17		1190.4	1190.4	146.2		4706.3	12420.0	17126.4	2103.9
23	18		1190.4	1190.4	132.9		4706.3	12420.0	17126.4	1912.6
24	19		1190.4	1190.4	120.9		4706.3	12420.0	17126.4	1738.8
25	20		1190.4	1190.4	109.9		4706.3	12420.0	17126.4	1580.7
26	21		1190.4	1190.4	99.9		4706.3	12420.0	17126.4	1437.0
27	22		1190.4	1190.4	90.8		4706.3	12420.0	17126.4	1306.4
28	23		1190.4	1190.4	82.5	19049.4	4706.3	12420.0	36175.8	2508.5
29	24		1190.4	1190.4	75.0	38098.8	4706.3	12420.0	55225.2	3481.4
30	25		1190.4	1190.4	68.2	50798.4	4706.3	12420.0	83924.8	3892.7
31	26		1190.4	1190.4	62.0	19049.4	4706.3	12420.0	36175.8	1884.7
32	27		1190.4	1190.4	56.4		4706.3	12420.0	17126.4	811.1
33	28		1190.4	1190.4	51.3		4706.3	12420.0	17126.4	737.4
34	29		1190.4	1190.4	46.6		4706.3	12420.0	17126.4	670.4
35	30		1190.4	1190.4	42.4		4706.3	12420.0	17126.4	609.4
36	31		1190.4	1190.4	38.5		4706.3	12420.0	17126.4	554.0
37	32		1190.4	1190.4	35.0		4706.3	12420.0	17126.4	503.7
38	33		1190.4	1190.4	31.8		4706.3	12420.0	17126.4	457.9
39	34	18261.0	1190.4	19451.4	472.8		4706.3	12420.0	17126.4	416.2
40	35	34704.0	1190.4	35894.4	793.1	29881.5	4706.3	12420.0	47007.9	1038.6
41	36	3289.0	1190.4	4479.4	90.0	29881.5	4706.3	12420.0	47007.9	944.2
42	37		1190.4	1190.4	21.7		4706.3	12420.0	17126.4	312.7
43	38		1190.4	1190.4	19.8		4706.3	12420.0	17126.4	284.3
44	39		1190.4	1190.4	18.0		4706.3	12420.0	17126.4	258.5
45	40		1190.4	1190.4	16.3		4706.3	12420.0	17126.4	235.0
46	41		1190.4	1190.4	14.8		4706.3	12420.0	17126.4	213.6
47	42		1190.4	1190.4	13.5		4706.3	12420.0	17126.4	194.2
48	43		1190.4	1190.4	12.3		4706.3	12420.0	17126.4	176.5
49	44		1190.4	1190.4	11.2		4706.3	12420.0	17126.4	160.5
50	45		1190.4	1190.4	10.1		4706.3	12420.0	17126.4	145.9
51	46		1190.4	1190.4	9.2		4706.3	12420.0	17126.4	132.6
52	47		1190.4	1190.4	8.4		4706.3	12420.0	17126.4	120.6
53	48		1190.4	1190.4	7.6		4706.3	12420.0	17126.4	109.6
54	49		1190.4	1190.4	6.9		4706.3	12420.0	17126.4	99.6
55	50		1190.4	1190.4	6.3		4706.3	12420.0	17126.4	90.6
56		181835.0	69472.5	241307.9	97753.2	373518.0	230609.9	616172.2	1220300.2	226989.3

B - C 129236.15
 B / C 2.3220563
 E D R 0.4593853

1.3.2 財務評価

1.3.2.1 財務評価の手法および基本条件

(1) 財務評価の手法

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっては、当該プロジェクトの現価換算された営業収益（売電収益）と現価換算された総費用が等しくなるような財務的内部収益率（FIRR）を求め、これを資本の機会費用を反映する社会的割引率と比較して実施する。

この評価のために使用される費用は、総投下資本（輸入税および建設中利子を含む建設費）並びに運転維持費であり、総投下資本には建設中利子を除く金利、元本返済、返済期間等の資金調達条件を勘案しないものとする。

この評価により投下資本の収益性が資金調達条件の如何にかかわらず評価される。

(2) 基本条件

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっての基本条件は以下のとおりである。

① 資金調達条件

i) 外貨分 : 利率 8.5%、Commitment Feeは勘案しないものとする。

ii) 内貨分 : 利率12.0%

② 売電収入

売電収入は、TANESCO の販売電気加重平均料金により算定されるものとする。

③ 建設費

輸入税、建中利子を含む建設費を使用する。

④ 減価償却

定額償却を採用する。

⑤ 運転維持費

土木構造物 : 建設費の 0.5%

水力機器設備 : 建設費の 1.5%

電気機械設備 : 建設費の 1.5%

13.2.2 財務評価

(1) 建設費

FIRR計算のための建設費は以下のとおりである。

上部計画	$261,000 \times 10^3 \text{US\$}$
下部計画	$206,000 \times 10^3 \text{US\$}$
合計	$467,000 \times 10^3 \text{US\$}$

(2) 運転維持費

上述の建設費に基づく運転維持費は以下のとおりである。

上部計画	
土木構造物 (建設費×0.5%)	$1,200 \times 10^3 \text{US\$}/\text{年}$
その他 (建設費×1.5%)	$315 \times 10^3 \text{US\$}/\text{年}$
下部計画	
土木構造物 (建設費×0.5%)	$611 \times 10^3 \text{US\$}/\text{年}$
その他 (建設費×1.5%)	$1,258 \times 10^3 \text{US\$}/\text{年}$
合計	$3,384 \times 10^3 \text{US\$}/\text{年}$

(3) 売電収入

本計画の売電収入算定のための所内率および送電ロス率を勘案した売電可能年間発電電力量は以下のとおりである。

上部計画	$269.3 \times 10^6 \text{KWh}$
下部計画	$850.7 \times 10^6 \text{KWh}$
合計	$1,120.0 \times 10^6 \text{KWh}$

また、TANESCOの加重平均売電単価は、TANESCOの1987年の会計報告書から計算すると $0.0616 \text{US\$}/\text{kwh}$ (3.958 Tsh/KWh) であり、本計画の財務分析にあたっては、この単価を使用するものとする。

(4) 財務的内部収益率 (FIRR)

上述の計算に基づく費用のフローおよび売電収入のフローは、Table 13-5 に示すとおりであり、FIRRは12.07%と計算される。

このFIRRの計算結果からみて、本計画は財務的に健全なプロジェクトであると結論できる。

また、上部計画、及び下部計画の費用のフローおよび売電収入のフローは、Table 13-6 並びに Table 13-7 に示すとおり、FIRRは各々6.49%および12.74%であり、本計画は下部計画により、総合的に財務的な健全性を得ていることがわかる。

Table 13-5 Cost Flow and Flow of Revenue of Kihansi Project (Upper and Lower)

Unit:1,000us\$

Serial Number	Year	Cost			Revenue	B - C
		Investment Cost	O&M Cost	Total		
0	1991	0.0		0.0		0.0
1	1992	17493.0		17493.0		-17493.0
2	1993	20438.0		20438.0		-20438.0
3	1994	27808.0		27808.0		-27808.0
4	1995	64030.0		64030.0		-64030.0
5	1996	86701.0		86701.0		-86701.0
6	1997	64921.0	1575.9	66496.9	20742.1	-45754.8
7	1998	99160.0	1869.0	101029.0	33941.6	-67087.4
8	1999	86449.0	1869.0	88318.0	33941.6	-54376.4
9	2000		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
10	2001		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
11	2002		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
12	2003		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
13	2004		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
14	2005		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
15	2006		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
16	2007		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
17	2008		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
18	2009		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
19	2010		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
20	2011		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
21	2012		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
22	2013		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
23	2014		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
24	2015		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
25	2016		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
26	2017		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
27	2018		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
28	2019		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
29	2020		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
30	2021		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
31	2022		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
32	2023		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
33	2024		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
34	2025		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
35	2026		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
36	2027		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
37	2028		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
38	2029		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
39	2030	24849.8	3384.0	28233.8	68992.0	40758.3
40	2031	49151.8	3384.0	52535.8	68992.0	16456.3
41	2032	10003.0	3384.0	13387.0	68992.0	55605.0
42	2033	7010.8	3384.0	10394.8	68992.0	58597.3
43	2034	13824.3	3384.0	17208.3	68992.0	51783.8
44	2035		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
45	2036		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
46	2037		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
47	2038		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
48	2039		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
49	2040		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
50	2041		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
51	2042		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
52	2043		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
53	2044		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
54	2045		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
55	2046		3384.0	3384.0	68992.0	65608.0
		571839.5	164361.9	736201.4	3331249.3	2595047.9

Table 13-6 Cost Flow and Flow of Revenue of Upper Kihansi Project

Unit: 1,000us\$

Serial Number	Year	Cost			Revenue	B - C
		Investment Cost	O&M Cost	Total		
0	1994	0.0		0.0		0.0
1	1995	6454.0		6454.0		-6454.0
2	1996	23556.0		23556.0		-23556.0
3	1997	45381.0		45381.0		-45381.0
4	1998	99160.0		99160.0		-99160.0
5	1999	86449.0		86449.0		-86449.0
6	2000		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
7	2001		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
8	2002		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
9	2003		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
10	2004		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
11	2005		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
12	2006		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
13	2007		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
14	2008		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
15	2009		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
16	2010		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
17	2011		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
18	2012		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
19	2013		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
20	2014		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
21	2015		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
22	2016		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
23	2017		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
24	2018		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
25	2019		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
26	2020		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
27	2021		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
28	2022		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
29	2023		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
30	2024		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
31	2025		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
32	2026		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
33	2027		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
34	2028		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
35	2029		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
36	2030		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
37	2031	146.0	1515.0	1661.0	20679.1	19018.1
38	2032	12.0	1515.0	1527.0	20679.1	19152.1
39	2033	7010.8	1515.0	8525.8	20679.1	12163.4
40	2034	13824.3	1515.0	15339.3	20679.1	5339.9
41	2035		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
42	2036		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
43	2037		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
44	2038		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
45	2039		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
46	2040		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
47	2041		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
48	2042		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
49	2043		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
50	2044		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
51	2045		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
52	2046		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
53	2047		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
54	2048		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
55	2049		1515.0	1515.0	20679.1	19164.1
		281993.0	75750.0	357743.0	1033956.0	676213.0

F I R R 0.064882

Table 13-7 Cost Flow and Flow of Revenue of Lower Kihansi Project

Unit:1,000us\$

Serial Number	Year	Cost			Revenue	B - C
		Investment Cost	O&M Cost	Total		
0	1991	0.0		0.0		0.0
1	1992	17493.0		17493.0		-17493.0
2	1993	20438.0		20438.0		-20438.0
3	1994	27808.0		27808.0		-27808.0
4	1995	57576.0		57576.0		-57576.0
5	1996	63145.0		63145.0		-63145.0
6	1997	19540.0	1575.9	21115.9	20742.1	-373.8
7	1998		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
8	1999		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
9	2000		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
10	2001		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
11	2002		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
12	2003		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
13	2004		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
14	2005		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
15	2006		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
16	2007		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
17	2008		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
18	2009		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
19	2010		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
20	2011		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
21	2012		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
22	2013		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
23	2014		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
24	2015		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
25	2016		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
26	2017		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
27	2018		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
28	2019		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
29	2020		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
30	2021		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
31	2022		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
32	2023		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
33	2024		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
34	2025		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
35	2026		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
36	2027		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
37	2028		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
38	2029		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
39	2030	24849.8	1869.0	26718.8	33941.6	7222.9
40	2031	49005.8	1869.0	50874.8	33941.6	-16933.2
41	2032	9991.0	1869.0	11860.0	33941.6	22081.6
42	2033		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
43	2034		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
44	2035		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
45	2036		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
46	2037		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
47	2038		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
48	2039		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
49	2040		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
50	2041		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
51	2042		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
52	2043		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
53	2044		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
54	2045		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
55	2046		1869.0	1869.0	33941.6	32072.6
		289846.5	93156.9	383003.4	1683880.5	1300877.1

第14章 今後の調査

第14章 今後の調査

	頁
14.1 地形測量	14-1
14.2 地質調査	14-1
14.3 材料調査	14-2
14.4 水位、流量調査	14-2
14.5 環境調査	14-2

List of Figures

Fig. 14-1 Location Map of Future Investigation Works

第14章 今後の調査

今後下部計画の実施設計を行うため、以下に述べる調査が必要であると考えられる。

14.1 地形測量

- ・工事用道路地点 : 既存地形図 (1/5,000) の補測
 - ・骨材採取地点, 工事用仮設備地点 : 1/1,000 地形測量
 - ・ダム, 発電所, 開閉所, 放水口地点 : 1/500 地形測量
- 上の地形測量の範囲を Fig.14-1 に示す。

14.2 地質調査

- ・ダム地点 : ダムアバット付近の両岸斜面上部、および河床部付近深部の透水試験を含めた詳細な地質状況の把握のためのボーリング調査

ボーリング数量

ダム左岸	50m × 1 孔
河床	30m × 1 孔
ダム右岸	50m × 1 孔

- ・水路トンネル地点 : 導水路および水圧管路トンネル経過地における地質性状確認のためのボーリング調査及び横坑調査

ボーリング数量	80m × 2 孔
横坑数量	200m × 1 坑

- ・発電所, 放水口地点 : 発電所基礎部及び放水口地点の基礎岩盤の深さの確認, リニアメントパターンの確認のためのボーリング調査, 横坑調査, トレンチ調査, 物理探査。

ボーリング数量

発電所地点	30m × 2 孔
	80m × 1 孔
放水口地点	30m × 1 孔

横坑数量	50m × 1坑
トレンチ数量	30m × 1坑
物理探査数量	3 測線(1.8km)

- ・骨材採取地点 : 骨材採取地点の地質性状把握のためのボーリング調査

ボーリング数量 50m × 1孔

以上の地質調査の位置を Fig. 14-1 に示す。

1.4.3 材料調査

コンクリート骨材の採取地点として有力な、下部ダム上流右岸地点及び調査横坑地点の岩石について、次の調査が必要と考えられる。

- ・碎石試験
- ・この碎石を使用したダムコンクリート配合試験

1.4.4 水位、流量調査

上部ダム地点（NC 3 測水所） : 水位観測、流量測定 of 継続

下部発電所地点（1 KB28 測水所） : 水位観測、流量測定 of 継続

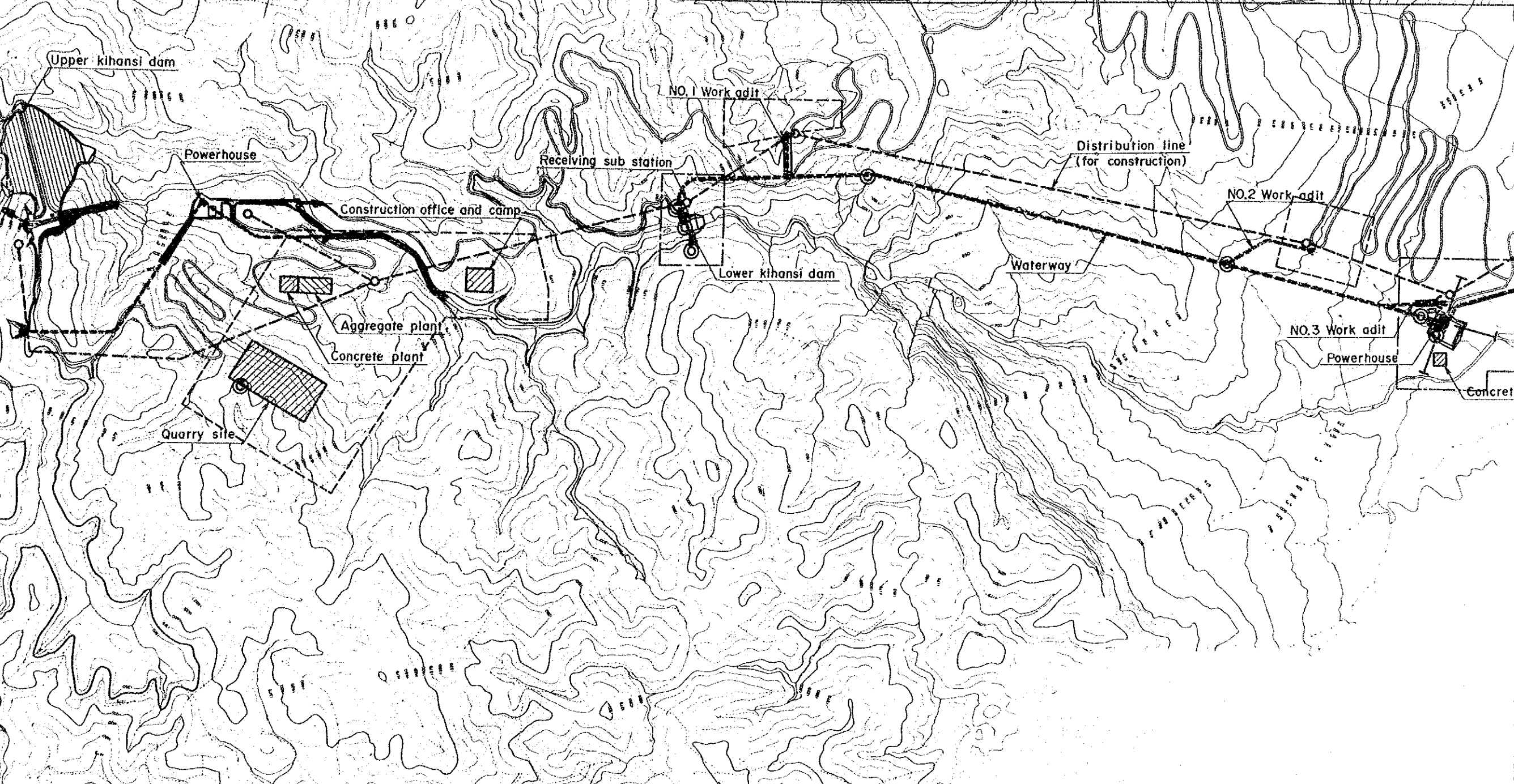
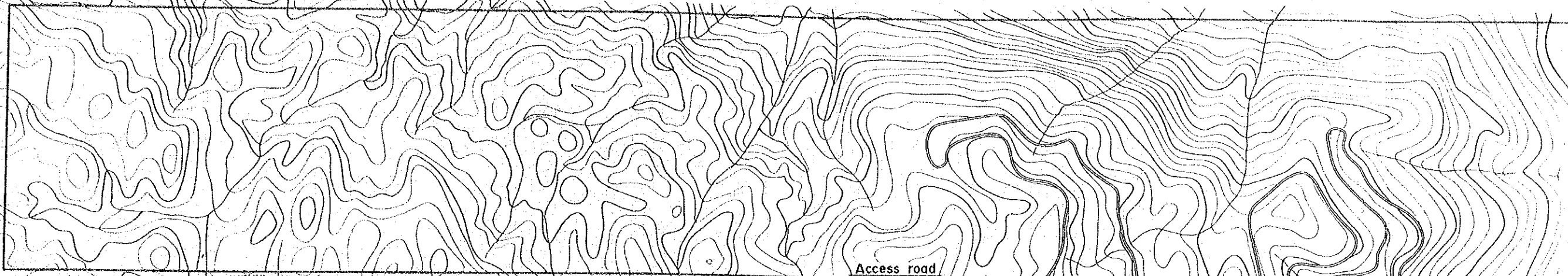
1.4.5 環境調査

- ・社会環境への影響調査 : 水没農地が地域の社会環境に与える影響の調査および代替農地の調査、流入住民と雇用機会の調査等を実施し、発電計画が社会環境に与える影響の緩和策を検討する。

- ・公衆衛生調査 : 病気を媒介する有害動物、有害植物等の調査および住民の健康調査を実施し、発電計画が地域に新たな公衆衛生問題を起こさせない様発電計画に反映する。

・自然環境調査

：周辺の動植物、特に貴重な動植物等について、
また、文化財、遺跡等の存在について調査し発
電計画に反映する。



9 055 000 N

9 054 000 N

9 053 000 N

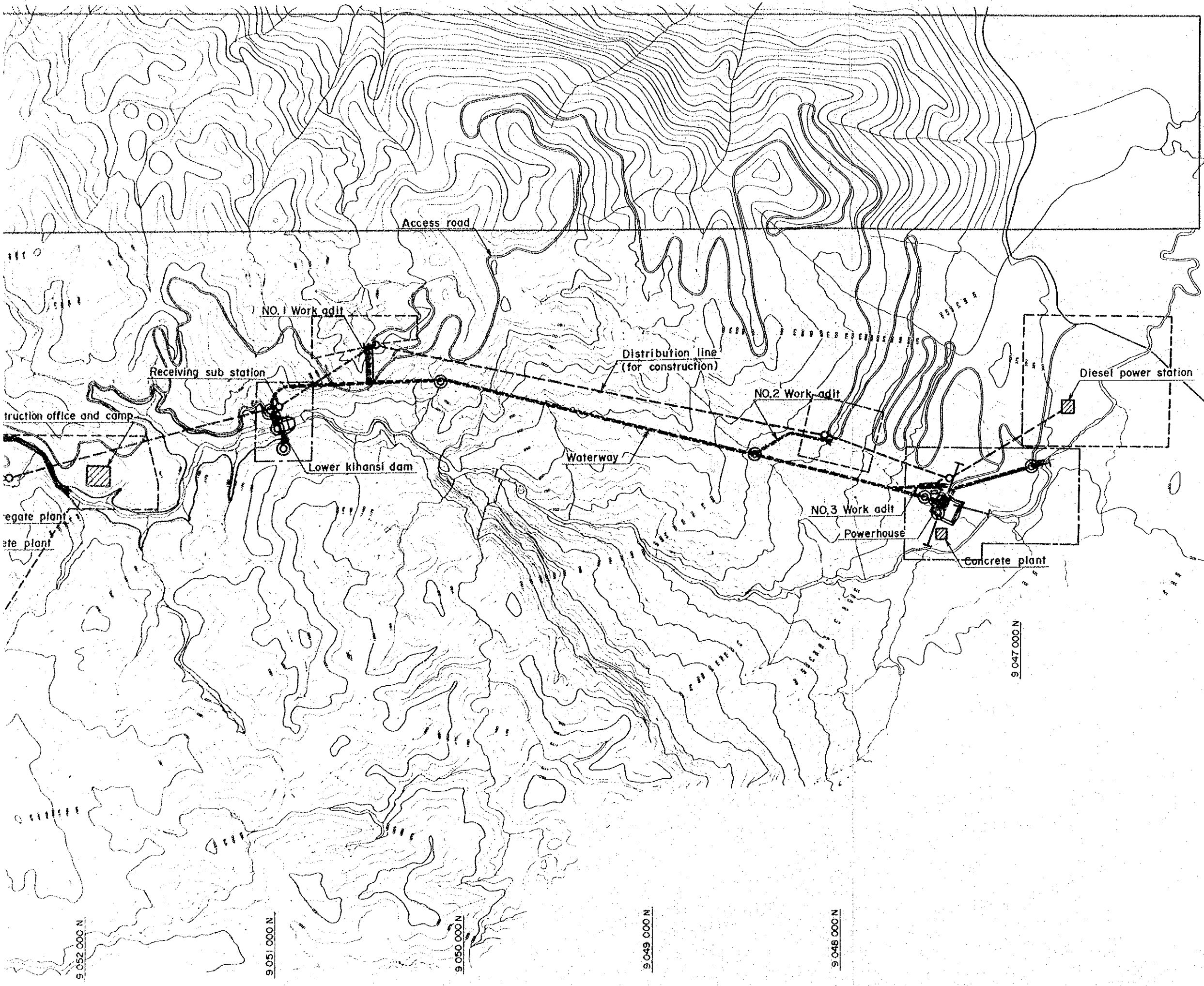
9 052 000 N

9 051 000 N

9 050 000 N

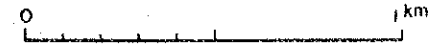
9 049 000 N

9 048 000 N



LEGEND

- Future Investigation Works
- Topographic Survey Area (Scale 1/5,000)
- Topographic Survey Area (Scale 1/1,000)
- Topographic Survey Area (Scale 1/500)
- Drill Hole
- Seismic Prospecting
- Adit
- Trench



KIHANSI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
LOCATION MAP OF FUTURE INVESTIGATION WORKS	
Fig. 14-1	DATE;

