

第7章

第 7 章 最適貯水池運用計画

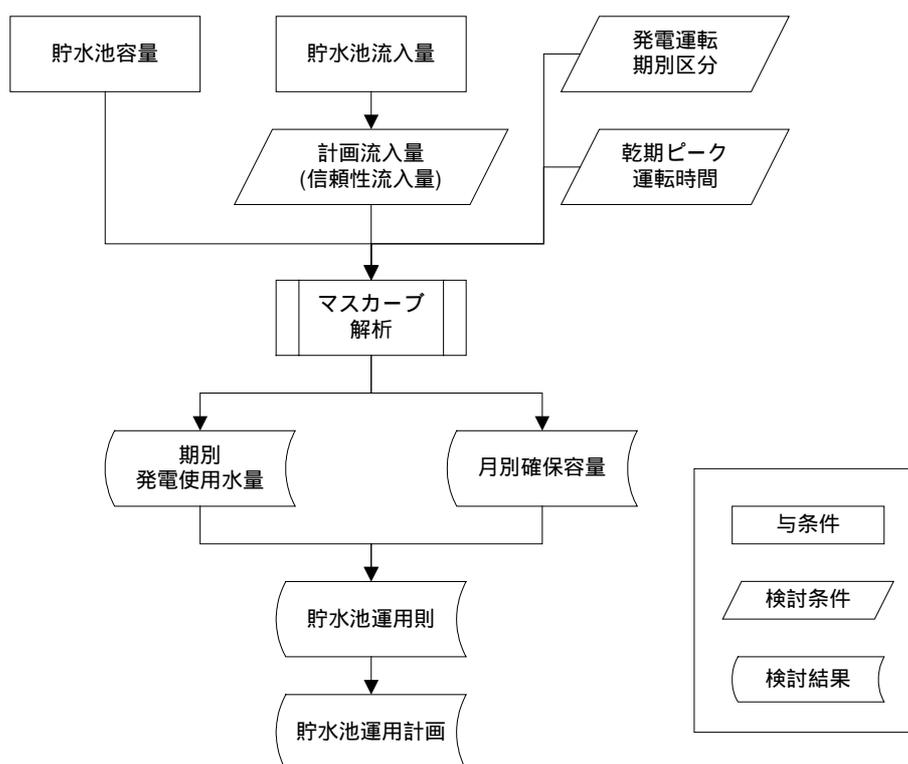
7.1 貯水池運用計画

第 1、第 2 及び第 3 発電所より構成されるクリカニ水力発電所群の運用は、最上流のクリカニ貯水池の運用計画に左右される。貯水池の既存運用則¹⁾では、1963～1972 年の第 3 湯水年(1963)のクリカニ測水所流量に基づき下表に示す運用計画が策定された。

既存運用則	乾期	雨期
期別区分	12～5 月 (6 ヶ月)	6～11 月 (6 ヶ月)
ピーク運転	13.1 m ³ /s x 4 時間	6.55 m ³ /s x 4 時間
オフピーク運転	4.8 m ³ /s x 20 時間	1.21 m ³ /s x 20 時間

しかし、同運用則の策定後に需要形態の変化及び貯水池有効容量の減少が生じているため運用計画の再検討が必要である。

貯水池運用計画は以下のフローに従い検討される。



検討条件としては、計画流入量、発電運転の期別区分及び乾期ピーク運転時間を取上げ、マスカーブより期別発電使用水量及び月別確保容量を設定した上で運用計画を比較検討する。

(1) 貯水池流入量

貯水池流入量としては、33 年間(1963～1995 年)に亘る半旬単位(5 日平均)の流入量から蒸発散量を控除した有効流入量を使用する。よって、チサパニガディ測候所での蒸発散量記録の 80% 値、ならびに 1983～1995 年の運転記録上の平均貯水位 EL.1,508.3

での貯水池面積 1.2km² より、通年の蒸発散量を 0.05m³/s とし晴天日の流入量より予め控除する。有効流入量は表 7.1.1 に示す通り、年平均で 4.32 m³/s となる。

下表は有効流入量の概略を示すが、有効流入量の標準偏差は 33 年間平均で 2.65 であり、雨期の経年偏差が特に大きい。よって、運用計画上の計画流入量として、月別有効流入量の経年変化を標準正規分布に基づき確率処理することで得られる 80%、70%、60% の信頼性流入量につき比較検討する。

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
平均	1.66	1.44	1.33	1.29	1.65	4.45	11.09	10.16	8.86	4.5	3.21	2.22	4.32
最大	2.59	2.25	2.24	2.48	3.45	24.4	31.7	24.33	23.96	11.95	26.58	11.33	13.94
最小	0.69	0.67	0.52	0.38	0.70	0.72	2.16	4.40	2.89	1.86	1.24	1.00	1.44
標準偏差	0.42	0.38	0.4	0.51	0.63	4.45	7.35	4.67	4.74	2.38	4.24	1.68	2.65
信頼性													
80%	1.30	1.12	1.00	0.86	1.12	1.62	5.30	6.24	4.88	2.50	1.78	1.64	-
70%	1.44	1.25	1.12	1.03	1.32	2.46	7.26	7.73	6.40	3.26	2.05	1.75	-
60%	1.55	1.35	1.23	1.17	1.49	3.17	8.91	8.99	7.68	3.91	2.27	1.85	-

(2) 貯水池容量曲線

貯水池容量曲線としては、Area-Increment 法による 1995 年時の推定容量曲線²⁾を使用する。

1995 年及び 2001 年時の貯水池諸元は下表に示す通りであり、総容量の差異は 1.14 x 10⁶ m³、すなわち 2% 以下となる。よって、1995 年時の推定容量曲線を最新の容量曲線と考えても検討上の支障はないと考えられる。なお、1997 年の傾斜型取水口の導入に伴い最低運転水位(M.O.L.)が EL.1,476.0m から EL.1,483.5m に上昇されたため、M.O.L. 以下の容量を除く 55.51 x 10⁶ m³ をもって有効容量とする。

	総容量 (10 ⁶ m ³)	死水容量 (10 ⁶ m ³)	有効容量 (10 ⁶ m ³)	満水位 (EL. m)	最低運転水位 (EL. m)
Nov. '95	63.50	4.60	58.90	1,530.0	1,476.0
Nov. '01	62.36	6.79	55.51	1,530.0	1,483.5

(3) 期別区分及びピーク運転時間

1) 期別区分

貯水池流入量の経年的な傾向より、水文条件としての期別区分は乾期 6 ヶ月(12~5 月)、雨期 6 ヶ月(6~11 月)と考えられる。一方、図 7.1.1 に示す 2001/2002 年の既存発電所の運転実績より、本発電所群に対する供給依存度は 12~3 月あるいは 4 月までの期間に高くなる傾向が認められる。よって、需給バランスの観点より、運用計画上の期別区分を乾期 4 ヶ月(12~3 月)、雨期 8 ヶ月(4~11 月)、ならびに乾期 5 ヶ月(12~4 月)、雨期 7 ヶ月(5~11 月)に設定して比較検討する。

2) ピーク運転時間

図 6.2.2 に示すピーク需要予測に基づく 2008 年の日負荷配分によれば、第 1 及び第 2 水力発電所に対する日負荷は 8~9 時間に亘り設備容量 (60 + 32 = 92 MW) の 90% (80 MW) 以上に達する。よって、第 1 水力発電所の乾期ピーク運転時間は 8 時間を基準と

して4～12時間に設定して比較検討する。一方、雨期ピーク運転時間は既存運用則に従い4時間に設定する。

期別区分及びピーク運転時間の条件は下表に示す通りである。

期別区分	乾期	雨期
乾期運転4ヶ月	12～3月(4ヶ月)	4～11月(8ヶ月)
ピーク運転時間	4, 6, 8, 10, 12時間	4時間
乾期運転5ヶ月	12～4月(5ヶ月)	5～11月(7ヶ月)
ピーク運転時間	4, 6, 8, 10, 12時間	4時間
既存運用則	12～5月(6ヶ月)	6～11月(6ヶ月)
ピーク運転時間	4時間	4時間

(4) 発電便益

発電便益は、長期限界費用(Long Run Marginal Cost, LRMC)³⁾に基づき評価し、次の2ケースを考慮する。

ケース1: 電力量のみ (既設の第1及び第2水力発電所)

ケース2: 出力及び電力量 (新設の第3水力発電所)

電力量は、12～5月を乾期、6～11月を雨期と区分し、乾期ピーク電力量を1次電力量、それ以外を2次電力量として評価する。なお、LRMCでピーク電力量は最大8時間/日と定義されているため、1日8時間以上のピーク電力量はオフピーク電力量として評価する。

発電便益単価は下表に示す通りであり、2次電力量の単価はインドとの電力融通に係る売買契約単価 (Jan. 1996)に基づき設定する。

		ケース1	ケース2	備考
評価対象		第1及び第2P/S	第3P/S	
出力便益	US\$/kW	-	121	
電力量便益				
- 1次電力量	US¢/kWh	9.0	6.1	12～5月ピーク電力量
- 2次電力量	US¢/kWh	4.0	4.0	上記以外

7.2 最適貯水池運用検討

(1) 検討方法

貯水池運用計画の最適化に際しては、検討条件が多岐に渡るため、下表に示す通り順次検討条件を選別する。

検討条件	1次スクリーニング	2次スクリーニング
第1水力発電所		
- 貯水池計画流入量	60%, <u>70%</u> , 80% 信頼性流入量	
- 乾期運転期間	<u>4ヶ月</u> , 5ヶ月	
- 乾期ピーク運転時間	(8時間を想定)	4, 6, <u>8</u> , 10, 12時間
第3水力発電所		
- ピーク運転時間	(4.0時間を想定)	(4.0時間を想定)

最適運用計画の検討は、先述の検討条件に従い 33 年間に亘る水文資料を使用した貯水池運用計算により行う。

マスカープ解析及び貯水池運用計算の詳細については、解析結果と併せて Volume II, Supporting Report (1) Appendix D に詳述する。

(2) 検討結果

貯水池運用計算より得られる 1 次及び 2 次選別に係る検討結果は、以下に示す通りである。

1) 1 次スクリーニング

1 次スクリーニングでは、貯水池計画流入量及び第 1 水力発電所の乾期運転期間の最適化を、図 7.2.1 及び下表に示す通り行った。

発電運転期別区分		乾期運転期間4ヶ月			乾期運転期間5ヶ月		
		60	70	80	60	70	80
計画流入量 (信頼性)	%						
期別発電使用水量 - 乾期	m ³ /s	6.80	6.70	6.58	5.68	5.58	5.43
- 雨期	m ³ /s	2.27	1.37	0.42	2.27	1.37	0.35
無効放流量 (第 1+第 2)							
- 乾期	m ³ /s	0.10	0.09	0.08	0.12	0.11	0.12
- 雨期	m ³ /s	0.86	0.86	0.96	0.94	0.95	1.05
第 3 水力発電所設備容量	MW	44.6	44.8	44.6	35.0	38.4	38.0
年間電力量 (発電所群)							
- 1 次電力量	GWh	117.6	122.5	114.3	131.1	137.2	132.4
- 全電力量	GWh	315.5	315.2	310.1	315.5	314.5	310.1
年間発電便益 (発電所群)	10 ⁶ US\$	23.3	23.5	22.9	22.8	23.4	23.0

各条件下で発電所群全体の便益が最大化された理由は、以下の通り考えられる。

貯水池計画流入量

- 第 1 及び第 2 水力発電所合計の無効放流量は、80%信頼性流入量で最大化、70%信頼性流入量で最小化されている。これは、信頼性が高いほど少ない計画流入量で貯放流計画が策定されており、余剰な貯留量が無効放流量されているためである。
- 70%信頼性流入量では、流入量の経年変化に則したバランス良い貯放流量計画が策定されており、貯水容量の有効利用が図られていると考えられる。

第 1 水力発電所の乾期運転期間

- 乾期運転期間 4 ヶ月では、5 ヶ月に比べて発電所群での 1 次電力量が減少している。1 次電力量は、LRMC の定義に基づき 6 ヶ月(12~5 月)のピーク電力量で評価されるが、4 ヶ月あるいは 5 ヶ月間に渡り貯水容量を集中的に利用しているため、乾期運転期間 4 ヶ月で 1 次電力量が減少している。
- 乾期運転期間 4 ヶ月では、5 ヶ月に比べて貯水容量を短期間に集中的に利用するため第 3 水力発電所の出力便益が増加している。
- 発電所群の発電便益は、第 3 水力発電所の出力便益の増加が 1 次電力量便益の減少を上回るため、乾期運転期間 4 ヶ月で最大化されている。

発電所群の年間発電便益に基づく比較より、第 3 水力発電所の出力便益を反映して、

乾期運転期間 4 ヶ月、貯水池計画流入量の信頼性 70% の条件下で最適化される。

2) 2 次スクリーニング

2 次スクリーニングでは、第 1 水力発電所の乾期ピーク運転時間の最適化が、図 7.2.2 及び下表に示す通り行った。

各条件下で発電所群全体の便益が最大化された理由は、以下の通り考えられる。

第 1 水力発電所乾期ピーク運転時間	Hr.	4	6	8	10	12
第 2 水力発電所乾期無効放流量	m ³ /s	0.03	0.04	0.05	0.06	0.18
第 3 水力発電所設備容量	MW	44.8	44.8	44.8	44.6	43.6
年間電力量						
- 第 1+第 2 (1 次電力量)	GWh	57.3	78.5	99.5	99.1	98.9
(全電力量)	GWh	269.8	268.7	266.8	264.6	262.7
- 第 3 (1 次電力量)	GWh	23.0	23.0	23.1	23.0	22.5
(全電力量)	GWh	48.2	48.3	48.4	48.4	48.1
年間発電便益 (発電所群)	10 ⁶ US\$	21.5	22.5	23.5	23.4	23.1

第 1 水力発電所の乾期ピーク運転時間

- 第 1 水力発電所の乾期ピーク運転時間の増加に伴い、第 1 及び第 2 水力発電所の電力量に占める 1 次電力量の割合が増加する。結果的に、1 次電力量と 2 次電力量の便益単価の差異を反映して、ピーク運転時間の増加に伴い発電便益が増加する。
- LRMC の定義に基づきピーク電力量を最大 8 時間/日として評価しており、日 8 時間以上のピーク電力量は 2 次電力量として評価されるため、ピーク運転 8 時間で発電所群の発電便益が最大化されている。
- 第 3 水力発電所への影響は小さいが、ピーク運転時間の増加に伴いオフピーク運転時の使用水量を確保できず、第 2 水力発電所の無効放流量が増加することにより発電便益が減少する。

発電所群の年間発電便益は、8 時間の乾期ピーク運転の条件下で最適化される。

3) 結論

上記の検討結果より、貯水池最適運用計画としては以下の条件が提案される。

- 貯水池計画流入量 : 70% 信頼性流入量
- 乾期運転期間 : 4 ヶ月
- 乾期ピーク運転時間 : 8 時間

上記の条件下における、発電所群の年間発生電力量と第 3 水力発電所の諸元は以下の通りである。なお、第 3 水力発電所の年間発生電力量については、本検討結果に基づき、さらに詳細条件をふまえた上で第 6 章にて詳細に検討されている。

	単位: GWh /yr.		
	1次電力量	2次電力量	計
第 1 及び第 2 水力発電所	99.5	167.3	266.8
第 3 水力発電所	23.1	25.3	48.4
発電所群	122.6	192.6	315.2

第 3 水力発電所の諸元

- 満水位(F.S.L.): 597.0 m
- 有効調整容量: 475,000 m³
- 常時使用水量: 7.18 m³/s
- 最大使用水量: 43.1 m³/s
- 設備容量 : 44.8 MW

参考文献;

¹⁾ Kulekhani Hydroelectric Project, Operation and Maintenance Manual for Civil Structures, Vol.1, 1982, Nippon Koei Co., Ltd.

²⁾ Report on Sedimentation Study of Kulekhani Reservoir, 1995, NEA

³⁾ Power System Master Plan for Nepal – Long-Run Marginal Cost, Final Report, Aug.1998, Norconsult

TABLES

第 7 章

表 7.1.1 貯水池有効流入量

单位: m ³ /s													
年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
1963	1.42	1.28	1.38	1.41	2.04	1.40	8.44	9.77	7.31	4.43	2.69	2.16	3.64
1964	1.80	1.70	1.41	1.10	1.56	2.77	9.18	15.56	19.39	5.66	2.27	1.85	5.35
1965	1.61	1.58	1.49	2.18	1.82	4.70	21.91	22.60	7.26	3.97	3.58	2.16	6.24
1966	1.91	1.74	1.38	0.89	1.38	1.42	12.48	24.33	12.85	4.18	2.73	2.10	5.62
1967	1.31	1.13	1.04	1.24	0.78	5.55	14.05	8.81	7.19	4.21	2.89	2.07	4.19
1968	2.06	1.79	2.02	1.47	1.35	3.19	7.22	8.04	3.26	8.62	2.81	1.80	3.64
1969	1.44	1.07	1.04	1.12	1.18	1.10	3.94	8.80	5.30	2.36	1.34	1.00	2.47
1970	0.99	0.87	0.75	0.72	0.77	4.34	24.10	11.48	6.68	4.13	2.70	1.80	4.94
1971	1.40	1.35	1.34	2.48	2.67	24.40	6.47	9.82	5.40	4.78	2.76	2.29	5.43
1972	2.12	2.21	1.99	1.74	1.70	5.57	31.70	7.84	10.48	3.10	2.28	1.94	6.06
1973	1.69	1.52	2.24	1.16	1.60	12.21	9.37	10.18	11.92	11.95	6.50	3.43	6.15
1974	1.96	1.63	1.38	1.42	1.56	2.09	9.14	18.20	23.96	4.40	2.42	1.84	5.83
1975	1.57	1.45	1.07	0.91	1.33	2.67	17.15	13.94	14.71	5.95	2.91	2.05	5.48
1976	1.79	1.54	1.23	1.33	1.80	9.78	7.70	6.05	4.99	2.86	2.16	1.77	3.58
1977	1.57	1.49	1.30	1.74	2.04	1.96	4.00	4.40	2.89	2.23	1.97	2.01	2.30
1978	2.07	1.92	1.95	2.14	2.70	5.78	18.50	10.64	6.30	6.61	2.73	2.49	5.32
1979	2.32	2.25	1.95	1.71	1.55	4.10	13.01	9.11	3.59	2.24	1.85	2.11	3.82
1980	1.67	1.53	1.41	1.21	1.13	9.44	8.77	6.56	6.95	2.18	1.75	1.59	3.68
1981	1.48	1.35	1.16	1.77	1.12	1.29	2.77	4.41	11.40	2.76	1.40	1.25	2.68
1982	1.12	1.09	1.02	0.82	0.80	2.80	2.16	7.38	8.71	1.86	1.24	1.10	2.51
1983	0.69	0.91	0.67	0.89	1.86	1.47	10.23	6.20	9.56	5.48	3.61	1.90	3.62
1984	1.41	1.27	0.91	0.62	0.70	2.33	7.80	6.73	12.70	5.67	2.36	2.12	3.72
1985	1.35	0.85	1.33	0.38	2.96	1.80	6.84	7.38	17.52	9.92	3.21	2.88	4.70
1986	2.13	1.76	1.25	1.91	3.45	6.29	7.28	13.11	11.34	6.92	2.86	2.40	5.06
1987	1.84	1.62	1.69	1.10	1.00	0.72	16.10	12.30	6.66	7.79	3.17	1.96	4.66
1988	1.75	1.36	1.73	0.99	1.67	4.59	7.15	12.49	9.03	3.34	2.06	2.34	4.04
1989	2.59	1.44	1.01	0.69	2.10	2.33	12.66	6.68	6.32	4.22	2.47	1.42	3.66
1990	1.22	1.32	1.47	1.20	2.16	2.16	12.80	12.34	10.14	4.16	2.31	1.92	4.43
1991	1.90	1.24	1.21	1.48	1.06	2.56	4.95	9.69	7.53	2.24	1.63	1.62	3.09
1992	1.38	0.93	0.52	0.47	1.76	1.21	3.67	4.68	3.29	1.92	1.27	1.12	1.85
1993	0.93	0.67	0.82	1.23	1.67	4.34	30.98	12.24	3.99	3.08	1.92	1.34	5.27
1994	2.35	1.99	1.50	2.10	1.98	2.69	3.01	5.00	8.01	2.26	1.61	2.01	2.88
1995	1.84	1.77	1.28	1.05	1.18	7.87	10.37	8.48	5.91	3.10	26.58	11.33	6.73
平均	1.66	1.44	1.33	1.29	1.65	4.45	11.09	10.16	8.86	4.50	3.21	2.22	4.32

FIGURES

第 7 章

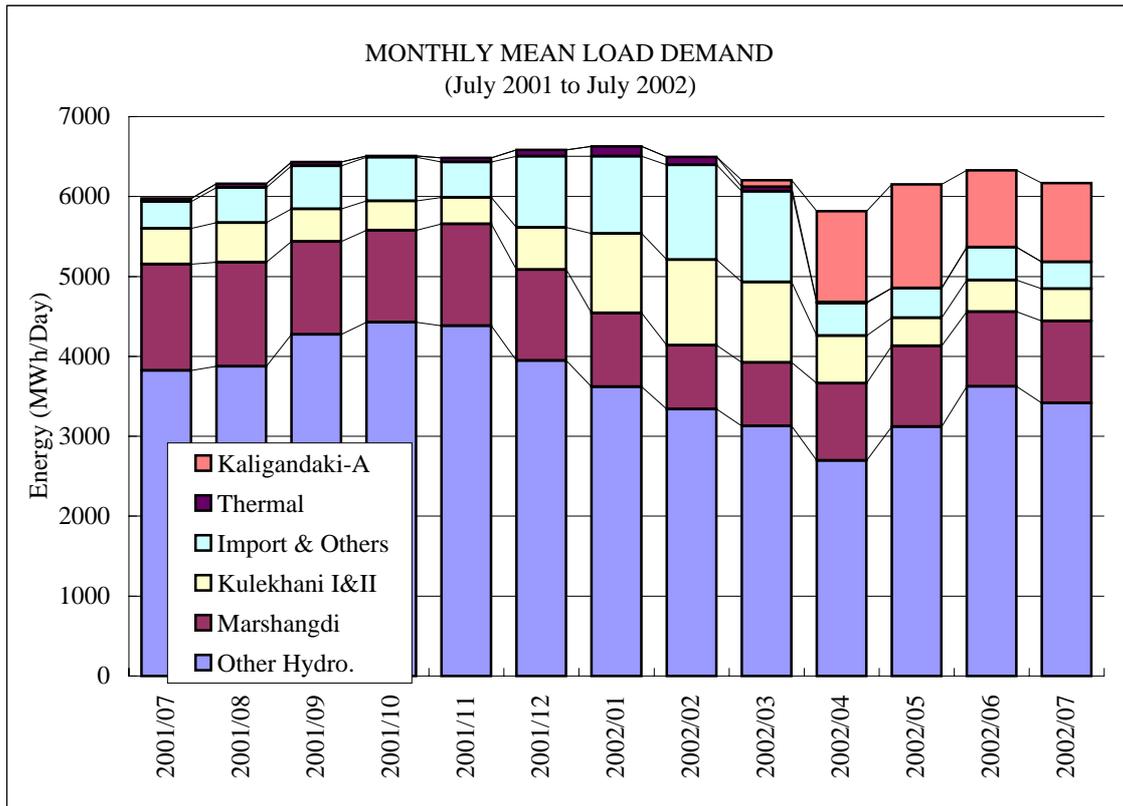


図 7.1.1 既存発電所運転実績 (2001/2002年)

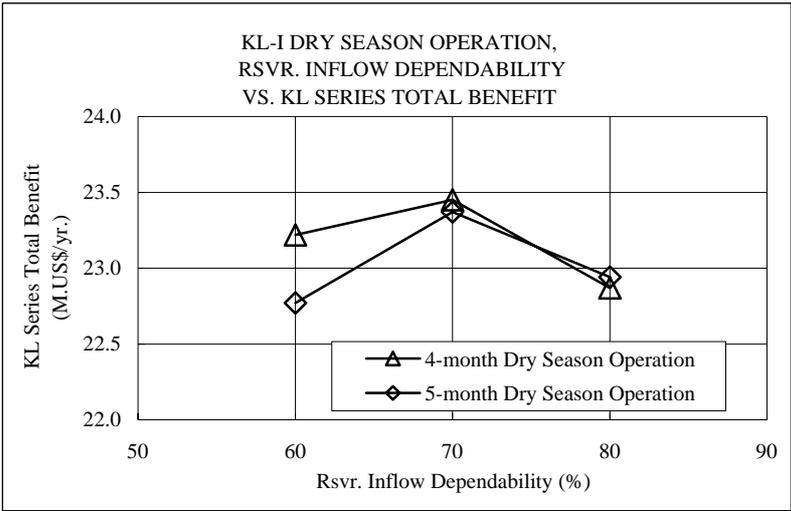


図 7.2.1 1次スクリーニング結果

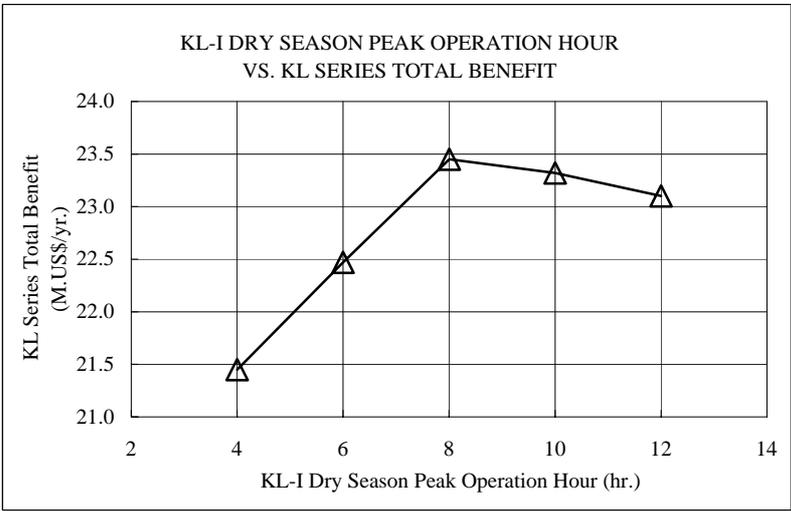


図 7.2.2 2次スクリーニング結果

第 8 章

第 8 章 設 計

8.1 概要

第 6 章にて比較検討した結果、ダム式調整池を持つ地下発電所案が最適開発計画案として選ばれた。選択された計画案の平面図及び縦断図を図面 1、図面 2 にそれぞれ示す。本章ではこの最適プロジェクトレイアウトに基づいた各主要構造物の設計について述べる。

第 6 章にて選択された最適開発計画案の主要諸元を下表に纏める。

最適開発計画案主要諸元

項目	単位	諸元
調整池流域面積	km ²	8.1
常時満水位(FSL)	El. m	597.0
最低水位(MOL)	El. m	577.0
総調整池容量	m ³	652,000
有効調整容量	m ³	475,000
総落差	m	131.5
定格落差	m	117.8
最大使用水量	m ³ /sec	43.1
設備容量	MW	44.8
乾期 90 % 保証出力 (12 月 - 3 月)	MW	44.8
雨期 90 % 保証出力 (4 月 - 11 月)	MW	8.6
年間発生電力量	GWh / yr.	47.3

8.2 カニ頭首工

8.2.1 最適取水量

カニ頭首工は、クリカニ第 2 水力発電所直上流に建設された河床安定砂防ダムとクリカニ第 2 水力発電所放水口の間建設される予定である。頭首工は図面 3 に示されるように取水施設、ヘッドpond及びカニ川を横断し連絡トンネルへと繋がるサイフォンから構成される。

カニ頭首工から取水された水は、クリカニ第 2 水力発電所からの放流水とともに、長さ 3.5km の馬蹄形断面をもつ無圧トンネルを通してヤンラン調整池に送られる。

カニ川からの最適取水量を決定するために、取水量を 1.0, 2.0, 3.0 及び 4.0 m³/sec と変化させ経済比較を行った。下表に各取水量の純便益(NPV)を示す。比較検討の結果、カニ川からの取水を 2.0m³/sec とした場合に、純便益が最大となり経済的に有利であることが分かった。

カニ頭首工取水量の比較検討

項目	単位	比較案			
取水量	(m ³ /sec)	1.0	2.0	3.0	4.0
コネクショントリ設計流量	(m ³ /sec)	14.3	15.3	16.3	17.3
純便益(NPV)	(10 ³ US\$)	21,415	21,428	21,348	21,168

8.2.2 カニ頭首工の設計

(1) 取水施設

前節の比較検討の結果から、カニ川より最大 $2.0 \text{ m}^3/\text{s}$ の取水を計画する。取水施設は、取水口、接続水路(開水路)、沈砂池、余水吐及び接続水路(暗渠)より構成される。

取水口は、カニ川/カリ川合流地点と第 2 水力発電所地点の中間に位置する既存の河床安定砂防ダムに建設される。上記砂防ダムの減勢池は、その下流に位置する副ダムにより水深が 2.3m に保たれており、取水口の機能を果たす。減勢池は、接続水路(開水路)を通じて沈砂池と接続し、さらに接続水路(暗渠)により第 2 水力発電所放水口下流に建設されるヘッドpondへと送水される。洪水流をカニ川に放流するために、沈砂池には横越流式の余水吐を設置する。

取水施設の天端標高は、取水施設建設位置での 100 年確率洪水($470 \text{ m}^3/\text{s}$)に基づき 611.5m に設定する。

(2) ヘッドpond

既存の第 2 水力発電所放水口の直下流に建設されるヘッドpondは、第 2 水力発電所の発電放流量 $13.3 \text{ m}^3/\text{s}$ 及びカニ川からの渓流取水量 $2.0 \text{ m}^3/\text{s}$ を蓄える。

ヘッドpondは、河床上昇に伴う越流を考慮して、幅 10.0m、高さ 10.0m、延長 19.0m の箱型暗渠形式とする。ヘッドpondの天端標高は、現在の河床標高 598.5m に許容河床上昇高 4.0m を考慮した上で、100 年確率洪水時の洪水位より 605.6m に設定する。

ヘッドpondの常時運転水位は、第 2 水力発電所の放水位 601.0m、敷標高は放水口標高 595.0m と同じ標高に設定する。

ヘッドpond下流端には幅 10.0m の越流堰、サイフォン前面には幅 3.0m の取水(角落)ゲートをそれぞれ配置する。コネクシントネル保守点検時には、クレーン搬入により取水ゲートを全閉し、発電放流量及び渓流取水量が越流堰より放流される。放流水は、カニ川の将来的な河床上昇を考慮した上で、暗渠形式の余水路を介してラプティ川へ放流される。

(3) サイフォン

第 3 水力発電所の発電使用水は、ヘッドpond下流に建設されるサイフォンよりコネクシントネルを介して調整ダムへ送水する。

サイフォンの構造基礎は、カニ川の洪水流による影響を考慮して、石灰岩で構成される基礎岩盤面に設定される。最深部の基礎岩盤面は、原河床下 12.0m に位置する。

サイフォンは、幅 2.5m、高さ 2.5m、延長 75.0m の箱型暗渠形式を有する。

8.2.3 コネクシントネル

コネクシントネルは、標準馬蹄形断面をもつ無圧トンネルとする。全長 3,500m、内径 3.25m とし、摩擦による損失水頭を抑えるためにコンクリートライニングを施す。トンネル支保工は、本計画の類似案件を参照して定めた設計基準に基づいている(表 8.2.1 参照)。

コネクショントネルの標準断面を図面 4 に示す。ライニング厚は 20 cm とし、無筋コンクリートとしている。ただし、地質条件が悪いと予想されるマハバラ - ト断層通過部についてはトンネルの長期安定性を確保するために厚さ 30 cm の鉄筋コンクリートライニングとして設計する。

コネクショントネルの建設期間を短縮するために作業坑を中間に 1 箇所を設けるものとした。全長 500m、高さ 4.2m、幅 4.2m のほろ形断面とし、コネクショントネル上流端より 1,300m の位置に取り付く。

8.3 調整ダム

8.3.1 調整ダムサイトの比較検討

既存のフィージビリティ調査(1988, 1999 年)では、地質調査結果に基づいてケサディ川合流点より上流約 1,250m のヤンラン川が有望なダムサイト(上流サイト)として選定された。

本調査では、既存調査との比較を目的として、合流点より上流約 1,000 ~ 1,150m の下流サイトで地質調査が実施された。基盤岩は、上流サイトで千枚岩、下流サイトでドロマイトにより構成されている。下流サイトでは、上流サイトと比較すると基礎岩盤面が深く、アバット部に風化あるいは緩み領域の存在が確認された。

地質状況、経済性及び池容量の観点より、両サイトを比較すると以下の通りである。

- 上流サイトは下流サイトと比較して基礎とアバット部の地質状況が良好である。
- 上流サイトは地質状況が良好であるため堤体積も小さくできる。
- 上流サイトでは調整容量と別途に十分な堆砂容量(100,000m³以上)を確保できない。

よって、上流サイトの下流約 50m に十分な池容量を確保でき、かつ上流サイトと同じ基盤岩を有する中流サイトを設定した。その上で堤体積及び池容量について下表の通り比較検討を行った。

ダムサイト		上流サイト	中流サイト	下流サイト
堤高	.m	50	52	58
堤頂長	.m	105	110	153
堤体積	10 ³ m ³	61.3	68.5	76.8
総容量	10 ³ m ³	570	652	807
堆砂容量 ^{/*}	10 ³ m ³	52	123	158

^{/*} 総容量より調整容量 475,000m³を除いた上で確保可能な容量

比較検討の結果に基づきダムサイトとしては、地質状況、経済性及び池容量の観点で優れている中流サイト(合流点より上流約 1,200m)を採用した。

8.3.2 調整ダム

ヤンラン川に建設される調整ダムでは、コネクショントネルを介して導水される発電使用水を一旦貯留した上で日調整運転を行う。調整池に導水される発電使用水の大半は、日 4 時間のピーク運転時に利用する。

ダム形式としては、重力式コンクリートダム案とフィルダム案の適用が考えられるが、フィルダム材料の入手が困難であること、ならびに狭窄地形の下での調整容量の確保が難しいことより、重力式コンクリートダム案の適用性に優れていると判断される。

ダムサイトは、ケサディ川合流点より上流約 1,200m に位置しており、河床部には千枚岩の露頭が確認されている。地質調査結果より、ダムサイトでは河床部、両岸部ともに、重力式コンクリートダムの建設に適した堅固な基盤岩の存在が推測されるため、図面 5 に示す通り、天端標高 600.0m、堤高 52.0m、堤頂長 110.0m を有する RCC(Roller Compacted Concrete)形式の調整ダムを発電用取水口とともに建設する。

ダム堤体形状は、ダムサイトの地質条件及び地震係数 0.15 の条件下での安定計算に基づき、下流面勾配 1:0.8、上流フィレット勾配 1:0.25 と設定した。

ダム、洪水吐、シュート及び減勢池の設計流量としては、200 年確率洪水(280m³/sec)を適用する。なお、幅 80.0m の自然越流式の洪水吐は 10,000 年確率洪水時の流量を流下させる能力を有する。

洪水吐の越流標高は 597.0m に設定されており、調整池は総容量 652,000 m³、有効調整容量 475,000 m³を有する。

洪水時に細粒土砂を対象としたフラッシング排砂を行うために、幅 3.0m、高さ 2.0m のスルースゲート 2 機を伴う排砂設備を 堤体前面の敷高 564.0m に設置する。

堤体底部には、排砂設備と別途に 2 条の放流設備を設置する。1 条は、ダム建設時の仮排水路として機能した後、コンクリートにより堤体内に埋設される。他の 1 条は、排砂設備の保守点検時の緊急用放流設備として計画する。

発電用取水口は、傾斜式取水口として堤体直上の左岸に計画されている。発電用導水路の敷標高は、取水口地点で 568.0m、すなわち呑込み水深を考慮した上で最低運転水位 577.0m より 9.0m 下に設定されている

8.3.3 砂防施設

ヤンラン川では調整ダム上流域からの流出土砂管理を目的として、砂防ダム 2 基(第 1 砂防ダム、第 2 砂防ダム)を建設する。第 1 及び第 2 砂防ダムは、調整ダムより上流のそれぞれ約 1,600m、900m 地点での建設を計画する。

(1) 第 1 砂防ダム

第 1 砂防ダムの目的は、土石流捕捉/軽減能力により調整ダムに対する土石流被害を抑制することにある。

また、本砂防ダムの堆積土砂により、調整ダム上流約 2,000m 地点で確認されている地滑り地形末端を支持する機能も有する。

ダムサイトは、河道狭窄部であり堅固な露岩が確認されている調整ダムの上流約 1,600m 地点に計画する。ダム高は 15.0m と提案され、以下の通り計画堆砂勾配 1/25 の下で 57,000 m³の調節容量を有する。

土砂補足(Trapping)容量	: 50,000 m ³
土砂侵食防止(Detaining)容量	: 5,000 m ³
<u>土砂流出抑止(Retarding)容量</u>	<u>: 2,000 m³</u>
調節容量	: 57,000 m ³

(2) 第 2 砂防ダム (貯砂ダム)

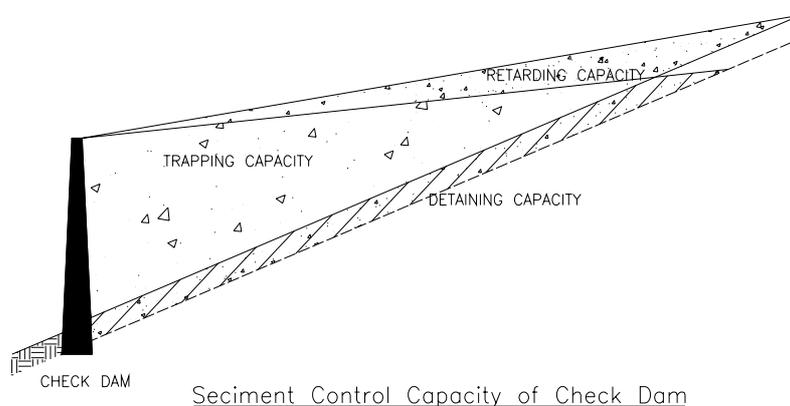
第 2 砂防ダムの目的は、上流の第 1 砂防ダムで捕捉されなかった土砂を補足し、調整ダムの堆砂を軽減することにある。

ダムサイトは、河道狭窄部であり堅固な露岩が確認されている調整ダムの上流約 900m 地点に計画される。ダム高は 15.0m と提案され、以下の通り計画堆砂勾配 1/50 の下で 45,000 m³ の貯砂容量を有する。

土砂補足(Trapping)容量	: 36,000 m ³
土砂侵食防止(Detaining)容量	: 4,000 m ³
<u>土砂流出抑止(Retarding)容量</u>	<u>: 5,000 m³</u>
貯砂容量	: 45,000 m ³

第 2 砂防ダム(貯砂ダム)の詳細は図面 6 に示す通りである。

上流域からの推定流出土砂量 16,100 m³/年のうち、6,400 m³/年が本貯砂ダム内に堆積すると想定される。土砂流出抑止容量を除く実際の貯砂容量 40,000 m³ は、約 6 年間で満砂することになるため、乾期中に堆積土砂の掘削除去を行う必要がある。



(3) 砂防ダム設計洪水

砂防施設の設計流量としては、建設地点での土石流ピーク流量が適用される。土石流ピーク流量は 100 年確率洪水あるいは既往最大洪水のうち大きい方の洪水流量(清水のみ)に土石流濃度を考慮して算定される。本調査では 3.2.6 で先述の通り、既往最大洪水に幾分の余裕を見込み 100 年確率洪水を主要構造物の設計流量としている。よって、土石流濃度は下式により算定される。

$$Q_{sp} = C_* / (C_* - C_d) \cdot Q_p$$

Q_{sp} : 土石流ピーク流量 (m³/s)

Q_p : 清水流量 (m³/s)

C_* : 堆積土砂の容積土砂濃度 (0.6 程度)

C_d : 土石流濃度 (0.30 ~ 0.9 C_*)

$$C_d = \rho \tan\theta / (\sigma - \rho) / (\tan\phi - \tan\theta)$$

ρ : 水の単位体積重量 (11.8kN/m³)

σ : 礫の単位体積重量 (25.5kN/m³)

ϕ : 堆積土砂せん断抵抗角 (35°)

θ : 溪床勾配 (°)

計画地点流域面積	;	7.0 km ²
溪床勾配	;	$\tan\theta$ 0.16
土石流濃度	;	C_d 0.25 < 0.30
		$C_*/(C_*-C_d)$ 2.0
清水流量	;	Q_p 181 m ³ /s
土石流ピーク流量	;	Q_{sp} 370 m ³ /s

上記の検討より砂防施設の設計流量 370m³/s が得られる。

8.3.4 調整池内地滑り対策工

調整池の右岸上流端付近では、地滑り地形 R-1 が確認されている。地滑り地形 R-1 は、その中央を流れる沢により上流ブロックと下流ブロックに区分されている。地滑り地形 R-1 は、調整池の頻繁な水位変動の影響を受けることから、調整池運転が地滑り地形に及ぼす影響について安定解析を実施した。

安定解析の結果より、下流ブロックについては、上部の排土及び下部への盛土による安定化対策を提案する。一方、上流ブロックについては、水位変動の影響の及ぶ下部のリップラップ工(巨礫積工)による保護を提案する。

地滑り対策工の詳細は、図面 7 及び 8 に示す通りである。

下流ブロックについては、上記の対策工に付随して排水設備の建設を計画する。掘削斜面上部の排水路及び斜面最下段の水平排水孔で構成される本設備により、雨水は侵食防止用の床止めで保護されたブロック周辺の沢を介して、ヤンラン川へ速やかに排水されることが期待される

8.3.5 斜面崩壊対策工

現地踏査を通じて、ヤンラン川流域では多数の斜面崩壊が確認されているが、その大半は地滑り活動ではなく表面侵食に起因する崩壊であると判断される。

よって、図面 9 に示す治山を目的とする通常の斜面崩壊対策工の適用が考えられる。

本対策工は、斜面崩壊箇所に粗朶柵を築くことにより、侵食防止及び植生の付着を促すものであるが、比較的単純な構造であり容易に適用することが可能である。

8.4 発電トンネル

8.4.1 導水路トンネル

導水路トンネルは1条の圧力トンネルとして設計されており、全長350mの円形断面トンネルをヤンラン川の左岸に配置する。

導水路トンネルの最適内径を決定するために3.9mから4.3mまで内径を変化させ経済比較を行った。最適内径は年間経費と損失電力費の和が最小となる内径として定めている。比較検討した結果、下表に示す通り4.1mが経済的に最適な内径として選択された。

導水路トンネル内径の比較検討

項目	単位	比較案				
		3.9	4.0	4.1	4.2	4.3
トンネル内径	(m)					
(1) 年間経費	10 ³ US\$	96.2	98.7	101.0	104.3	107.0
(2) 損失電力費	10 ³ US\$	33.1	29.6	26.6	24.0	21.8
合計 (1)+(2)	10 ³ US\$	129.3	128.3	127.6	128.3	128.8

圧力トンネルのライニング厚は、一般的手法として内径の1/8から1/10程度で設計される。本計画では、導水路トンネルに作用する内圧は最大でも1.2MPa程度と小さいことを考慮し、厚さを45cmとした。なお、ライニングは内圧に抵抗するために鉄筋コンクリートライニングとした。

導水路トンネルの一般断面は、図面10に示す通りである。

8.4.2 水圧鉄管路

水圧鉄管路は、長さ190mの埋設型である。水圧鉄管路は鉛直シャフト、水平部とも1条とし、発電所近くの上流部で2条に分岐する。鉄管を敷設するトンネル断面は円形とし、水平部については施工性を考慮しインバートを水平とした。

水圧鉄管路の最適内径は、導水路トンネルと同様に内径を3.2mから3.6mに変化させ、経済比較により定めた。その結果、下表に示したように3.4mが経済的に最適な内径として選択された。

水圧鉄管路内径の比較検討

項目	単位	比較案				
		3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
水圧鉄管内径	(m)					
(1) 年間経費	10 ³ US\$	220.5	225.0	226.0	236.8	242.1
(2) 電力損失費	10 ³ US\$	94.0	88.5	82.4	76.6	73.8
合計 (1)+(2)	10 ³ US\$	314.5	313.5	308.4	313.4	315.9

鉄管外壁面とトンネル掘削面との空間は鉄管設置作業を考慮して60cmとした。この空間は鉄管設置後、コンクリートで埋め戻される。さらに、トンネル天端の裏込めグラウトと鉄管周囲のコンタクトグラウトが施される。

水圧鉄管路の一般断面は、図面10に示す通りである。

8.5 発電所

8.5.1 概要

第 6 章で述べた代替案の比較検討の結果、地下発電所案が技術面、経済面からみて最も有利であることが明らかとなった。地下発電所は大規模な空洞掘削が必要となることから、掘削時の地山の安定を確保するために、厚さ 150m の地質的に良好なドロマイト層に配置するように計画した。

水車中心標高は十分な吸出し高を確保できるように、EL.467.1m とした。また、空洞の大きさは 2 基の発電機及び変圧器の配置を考慮して幅 17m、高さ 31m、長さ 74m とした。地下発空洞断面は、施工の容易さから弾頭型とし、FEM 解析により空洞の安定性について確認を行った。

工用道路から地下発電所に向かうアクセストンネルは、組立て室の高さで発電所に繋がる。発電された電力はアクセストンネルを通じてトンネル入り口に設けられた送電線鉄塔へと送られる。したがって開閉設備については、アクセストンネル入り口近辺の斜面が急峻で十分な用地確保が困難なことから、GIS とし地下発電所内に設置するものとした。地下発電所とアクセストンネルのレイアウトは図面 11 に示す通りである。

8.5.2 発電所レイアウト

発電所は、大きく発電機室棟、組立て室棟、主変圧器室棟、制御室棟の 4 つの区間に分けられる。地下発電所空洞の規模は、発電機、水車、発電機基礎、主変圧器、付属機器及び作業に必要な空間を考慮して下記のように取り決めた。

- 1) 発電機中心間隔は、水車ケーシング、ケーシング周り 1 次コンクリート及び 2 次コンクリートの寸法から 15.0m とした
- 2) 組立て室寸法は、固定子と回転子の組立て作業を同時に行うものとし、天井走行クレーン操作範囲外も含めて幅 14.0m、長さ 12.0m とした。
- 3) 主変圧器室の寸法は、主変圧器の寸法、検査通路の幅、仕切り壁の厚さ等を考慮して定めた。幅 7.0m、長さ 11.0m の二つの主変圧器室が横断方向に平行に配置されている。
- 4) 制御室はコントロールパネル、リレー設備の配置を考慮して幅 17m、長さ 14m とした。

最下階のバルブ室は入り口弁、排水ポンプ、ドラフトチューブマンホールが配置される。水車中心の高さは、キャビテーションが生じないために必要な吸出高を考慮して EL.461.7m とした。球分岐で枝分かれした 2 条の水圧鉄管路は、水車中心の高さで発電所内に引き込まれ、入り口弁を介して水車ケーシングと接続される。バルブ室フロア - の高さは入り口弁の検査や補修が可能な十分な空間が確保できるように EL.458.5m とした。

水車室は EL.464.0m に設けられる。この階にはキュービクル、バッテリー、水車制御盤、オイルタンク及びエアークンプレッサーが設置される。また、水車検査用の

通路がこの階に設けられる。

発電機室と主変圧器室及び組立て室は、EL. 469.0m に設けられる。組立て室は機器の搬入、搬出が容易なように発電機室と主変圧器室の間に配置した。アクセストンネルはこの高さで組立て室に取り付く。

GIS 機器は、主変圧器室直上の EL.476.5m に設置される。また、制御室及びリレー室は発電所 EL. 473.2 に設けられる。

発電所内の各部屋の配置を図面 12 に示す。

8.5.3 地下発電所空洞安定解析

(1) 概要

地下発電所空洞の安定化のために下記の支保システムを考えた。

- ショットクリート：掘削面をショットクリートで覆うことにより保護し、発破による岩盤の部分的な緩みの発達を防ぐ
- ロックボルト：岩盤をロックボルトで縫い付け固定することにより、部分的な緩みの発達を防ぐ
- PS アンカー：PS アンカーに加えられる張力により岩盤に拘束力を与え緩み領域の発達を防ぐ

地下発電所空洞安定解析は、弾頭型断面を対象とし、掘削段階を考慮して 2 次元有限要素法 (FEM) により実施した。更に、FEM 解析の結果を用い、空洞側壁に広がる緩み領域を安定させるために必要な PS アンカーの配置について検討した。

(2) 解析モデル

地下発電所周辺の地質条件は、図 8.5.1 に示されたように厚さ 150m から 200m のドロイト層からなる。さらに水路に沿ったその上下流は千枚岩及び粘板岩層により挟まれている。FEM 解析のメッシュモデルを図 8.5.2 に示す。また、解析に用いる設計値を表 8.5.1 に纏める。

(3) 初期応力

発電所周辺の初期応力はかぶりの大きさから下式により求めた。

$$\begin{aligned} \sigma_y &= \gamma \cdot H \\ \sigma_x &= \nu / (1 - \nu) \cdot \sigma_y \\ \sigma_{xy} &= 0 \end{aligned}$$

σ_x : 水平応力 (MPa)
 σ_y : 鉛直応力 (MPa)
 σ_{xy} : せん断応力 (MPa)
 ν : 岩のポアソン比
 γ : 岩の単位体積重量 (kN/m³)

(4) 発破による影響範囲

岩盤は掘削中の発破により劣化する。解析において変形係数等の岩盤の設計定数に関し、発破の影響を考慮している。発破の影響の度合いは掘削面からの距離により

異なる。従って発破による影響は、経験的に掘削面から深さ 1m までの範囲 (Zone-I) と深さ 1m から 3m の範囲 (Zone-II) に分類した。Zone-I 及び II の岩盤の設計定数を表 8.5.1 に示す。

(5) 解析結果

FEM 解析により得られた応力分布を図 8.5.3 に示す。最大圧縮応力は 36.5 MPa となり側壁部に生じている。ドロマイトの一軸圧縮強度 50 MPa と比較して小さいことから岩盤内に圧縮破壊は生じない。せん断応力によって生じる緩み領域については次式により求められる局所安全率が 1.2 以下の範囲と定義した。

$$S.F. = (r + d_{\min}) / r$$

“r”はモール応力円の半径、“ d_{\min} ”は破壊包絡線とモール応力円との最小距離を意味する。解析の結果、図 8.5.4 に示されたように緩み領域は最大で掘削面より 13m の範囲まで広がった。

この緩みに対し、PS アンカーは空洞の崩壊及び掘削面の滑りを防ぐために必要不可欠な支保工である。PS アンカーを適切に配置することにより、岩盤内に拘束力を導入し緩み領域の拡大を防ぐことが可能となる。

(6) 支保工の設計

FEM の解析結果に基づいて PS アンカーの設計計算を行った。その結果、EL.469.0 より上部の側壁には長さ 18m、設計緊張力 100t の PS アンカーを横断及び長手方向に 2.0m 間隔、アーチ部にも同様に長さ 18m、設計緊張力 100t の PS アンカーを横断及び長手方向 2.0m 間隔で配置する。側壁下部については長さ 15m、設計緊張力 60t の PS アンカーを横断及び長手方向に 2.0m 間隔で配置する。さらに PS アンカーの間には長さ 5m のロックボルトを配置する。ショットクリートの厚さは類似案件を参照して最大で 32cm とした。

地下発電所空洞用の支保工の詳細は、図面 13 に示す通りである。

8.5.4 排水工

発電所構造物に作用する水圧を緩和するために、発電所周りの地下水を排水する必要がある。よって発電所側壁及びアーチ部に排水孔を設けるものとした。排水孔は PS アンカーとロックボルトの間に設けられる。さらにアクセストンネル建設中にかなりの漏水が確認される場合には、発電所周りの作業坑より長尺の排水孔が必要となる。

8.6 放水工

8.6.1 放水路水槽

発電に用いられた水は、無圧式放水トンネルを通じてラプティ川に放流される。急激な負荷増加時にドラフトトンネルから放水される水のエネルギーを消散させ、円滑で様な状態で放水トンネルへ水流を導く必要がある。従って、放水路水槽が放水路トンネルとドラフトトンネルの間に設けられる。放水路水槽の詳細を図面-14 に

示す。

上記の機能を果たすために水槽の断面はほろ形で幅 7.5m、長さ 35m とした。高さは 12m から 5.5m に漸縮する。

また水槽の上流端にはドラフトチューブゲート进行操作するためのゲート室が設けられる。ゲート室空洞の大きさはゲートの操作性を考慮して高さ 7.0m、幅 5.0m、長さ 20m とした。

8.6.2 放水路

6.3.3 節で比較検討した結果、技術的、経済的な観点から放水トンネルは無圧式トンネル案を採用した。トンネル全長は 2,100m でほろ形断面とした。損失水頭を少なくするために全線に渡りコンクリートライニングを施す。

放水路トンネルの最適内径は、内径を 4.2m から 4.6m に変化させ、年間経費と損失水頭による損失電力費の和が最小となる内径として定めた。比較検討した結果、下表に示すように放水路トンネルの最適内径は 4.4m となった。

放水路トンネル内径比較検討

項目	単位	比較案				
		4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
トンネル内径	(m)	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
(1) 年間経費	10 ³ US\$	768.4	783.8	797.1	812.4	825.6
(2) 損失電力費	10 ³ US\$	184.5	167.3	150.0	135.0	121.9
合計 (1)+(2)	10 ³ US\$	952.9	951.1	947.2	947.5	947.5

また、放水路トンネルルートはケサディ川に沿う主境界断層 (MBT) を横断する。本報告書 6.3.3 節に述べたようにシワリク砂岩層の約 130m 区間は、MBT の影響により破碎されていることがボーリング調査より確認されている。断層近辺の岩質と大量の漏水の可能性を考慮して、ケサディ川を渡る 350m 区間については開削工法によりカルバートを設置する。

トンネル区間は厚さ 20cm のコンクリートライニングとした。またカルバート区間については上載荷重を考慮して厚さ 100cm の鉄筋コンクリートとした。

放水路トンネルの一般断面は図面 15 に示す通りである。

8.6.3 放水口

放水口はケサディ川とラブティ川の合流点から 200m 下流に位置する。放水口水位は幅 10m の越流堰によりコントロールされる。また、この越流堰により洪水時に放水路内への土砂の流入が防がれる。堰の天頂の高さは EL . 463.7m とし、定格運転時の放水口水位は 100 年確率洪水位とほぼ同じ EL465.5m に保たれる。

8.7 アクセストンネル

アクセストンネルは発電機器、主変圧器、水圧鉄管の一部、建設材料の搬入及び掘削ずりの搬出のために設けられる。建設終了後は発電所の操作及び維持管理のため

の地下発電所への通路となる。また、トンネルの一部を利用して発電所内の換気を行う給排気トンネル及び、発電所からアクセストンネル坑口に設けられた送電線鉄塔へ送電するためのケーブルトンネルとしても使用する。

坑口の高さは EL.530.0m とし、EL.469.0 で発電所組立て室に取り付く。トンネル全長は 800m で平均勾配 7.6% となり、大型車両の通行に支障はない。断面についてはほろ形とし、発電機器の搬入及び建設機械の通行を考慮して幅 5.6m、高さ 5.45m とした。

アクセストンネルに対し、厚さ 30cm のコンクリートライニングと 10cm のショットクリートライニングの 2 種類を適用する。コンクリートライニングは坑口、発電所取り付け部、一部地質不良部に敷設される。

トンネルインパートには車両通行を容易にするために 20cm のコンクリート舗装を施すものとした。

アクセストンネルの詳細は、図面 11 に示す通りである。

8.8 水路鋼構造物（水門・鉄管）

8.8.1 概要

本章で述べる水路鋼構造物についての予備設計は、本報告書の他章で検討、決定された基本的設計条件、すなわち、設置標高、流量、水位、形状寸法、数量、水門の敷高等を基に設計を行ったものである。

本章では、予備設計での水路鋼構造物の主要諸元について記述する。各鋼構造物の設計諸元を表 8.8.1 にまとめる。予備設計での水路鋼構造物の主要諸元は、今後の詳細設計で見直し後、決定することとなる。

8.8.2 取水ゲート

本ゲートは、導水管呑み口部に設置され、導水管、水圧鉄管路、水車入口弁及び水車の保守・点検時に使用される。したがって、ゲートは通水時に操作されることはなく、通常は全開している。しかしながら非常時にはゲートの自重で降下し、流水を遮断できる機能を持っている。導水路、水圧鉄管路、水車入口弁及び水車の保守・点検が完了後、水路を再充水後、ゲートは全開位置まで引き上げられる。ゲートの形状寸法は、導水路径から幅 5m、高さ 5m としている。ゲートの開閉装置は、電動のワイヤーロープウインチ式を採用している。

8.8.3 取水スクリーン

流木や塵芥などの水路流入を防止する目的で、取水ゲートの上流側に取水スクリーンを設置する。本設備は、スクリーンパネル、上、下部の受桁及び中間受桁から構成される。取水スクリーンの大きさは幅 5.0m、高さ 35.0m としている。

8.8.4 土砂吐設備

土砂吐設備は、主ゲート、副ゲート及び排砂管から構成され、ダム上流に堆積した土砂を排出するためダム底部に設置される。主ゲート及び副ゲートには構造的に堆砂に強い高圧スライドゲートを採用する。ゲートの開閉装置は、土砂が底部に堆積しても強制的に閉めることができる油圧シリンダー式を採用する。土砂流によるダムコンクリートの侵食を防ぐ目的で鋼製の排砂管を設置する。主ゲート、副ゲートの大きさはともに幅 3.0m、高さ 2.0m としている。

8.8.5 底部放流設備

底部放流設備は、ゲート及び放流管から構成され、何らかの理由でダムの水位を下げる必要が生じた場合に使用され、土砂吐設備と同様にダム底部に設置される。ゲートには土砂吐設備と同様に高圧スライドゲートを採用する。ゲートの開閉装置も土砂吐設備と同様の理由から油圧シリンダー式を採用する。ゲートの大きさは幅 2.0m、高さ 2.0m としている。

8.8.6 仮排水路閉塞用ゲート

本ゲートは、仮排水路呑口部に設置され、仮排水路閉塞後のコンクリートを充填するために供用される。ゲートの閉切りにはトラッククレーンを予定している。ゲートの大きさは幅 3.0m、高さ 3.0m としている。

8.8.7 水圧鉄管

単機出力 22.4 MW の水車 2 台に最大流量 43.1 m³/sec を導水するため、水圧鉄管 1 条及び分岐管を設置する。始点管径は、3.4m、分岐後は 2.2m で、総延長は 190m の水圧鉄管路である。水圧鉄管の線形は、上部取水池の呑み口部からの垂直部、底部水平部、分岐部で水車へ接続される。水圧鉄管は、発電所内の水車入口弁上流の短管と溶接で接合される。

8.8.8 放水口ゲート及びモノレールホイスト

本設備は、発電所放水路に設置され、2 基の水車の保守・点検、修理時に使用する。水車の維持管理は、交互に行うものとしゲートは 1 門のみ設置することとする。ゲートの開閉装置は、電動のモノレールホイストを採用する。

8.9 発電機器

(1) 機器台数及び単機容量

発電所における水車/発電機の機器台数と単機容量は、下記事項を考慮して決定する。

発電所設備容量は、44.8 MW で 4 時間ピーク負荷運転とする。

同じ容量であれば、機器台数が減れば発電機器費用は減少する。従って、機器台数は発電所が確実に運転するためには、2 台まで減らすことが出来る。

またクリカニ第 3 水力発電所 (KL³) は、各 2 台を有するクリカニ第 1 及び第 2 水力発電所 (KL¹ と KL²) と縦配列になる。KL¹ には小容量の調整池が設けられるが、上流発電所の運転によって何台運転すべきが決められるの

で、同じ台数であれば一層都合がよい。

2007 年に KL- を運開させる計画である全国電力系統は、第 5 章にも述べている通り 760 MW に達するので、2 台（単機容量は 22.4 MW）設置したとしても、電力系統には影響を及ぼさない。

アクセス道路の輸送重量制限に関し、KL- 及び KL- で採用された最大重量は請負業者の責任において 30 トンであるが、たとえ 2 台案を採用しても、重大な問題はない。

以上より、クリカニ第 3 水力発電所では 2 台案を採用した。

(2) 単線結線図

2 台案の概略結線図は図 8.9.1 に示す。水車 発電機 変圧器の配置は、ユニット方式を採用した。

通常は 132 kV 開閉器を屋外に据付けるが、地下発電所地山が急傾斜の地形のため、そのスペースが確保出来ない。したがって、屋内に設置する GIS 縮小型開閉器を採用する。さらに、系統への同期並入操作は 11 kV 遮断器を設置せずに、132 kV 遮断器使用して行う。これにより屋内スペースとコストを節約することができる。

所内の非常事電源供給は（132 kV 故障時）11 kV 専用配電線か、ヘタウダセメント配電線より分岐された 11 kV 配電線（工事中）を永久用に改良・改善したもから受電する。また本計画周辺地域の農村電化用に 11kV 配電線を利用する。

(3) 主要機器及び制御機器の配置

主変圧器と 132 kV GIS は図面 12 に示す通り地下発電所内に配置する。地形が非常に険しくコントロールハウスを地上に建てることは困難なため、制御室を発電所内に設ける。屋外引留鉄鋼物を經由して 132 kV 送電線に接続するために、132 kV ケーブルはケーブルトレンチやアクセストンネルの一部を仕切りそこに敷設する。

(4) 制御及び通信方式

kfW の援助によって現在カトマンドゥ市内のシウチャートル変電所構内に建設中の新負荷制御所（LDC）と発電所との間における表示・制御・伝送及び通信に配慮して、制御方式は、イーサネットに繋いだコンピュータ方式を利用した SCADA を摘要する。

シウチャートル変電所とクリカニ第 2 水力発電所及びヘタウダ変電所間の既設通信方式は電力線搬送通信（PLC）である。クリカニ第 3 水力発電所は既設の 132 kV 送電線に繋ぐので、同じ PLC を採用するが、もし光通信方式が、LDC プロジェクトにおいてヘタウダ変電所への 66 kV 送電線（132 kV 送電線ではなく）の既設架空地線（GW）を OPGW に張替えた上で、新 LDC に摘要されるならば、その通信装置が詳細設計時に摘要される。

通信方式は、上記送電線区間に摘要されたものと同じ上記通信方式を利用した保護継電方式とし、距離継電器（デジタル型）である。

(5) 発電機器の主要諸元

発電機器の主な諸元は下に示す通りである。

- a) 水車
- 種類 : 縦軸フランシス
 - ユニット台数 : 2
 - 定格出力 : 23 MW
 - 定格速度 : 500 rpm
- b) 発電機
- 種類 : 普通（懸垂）型
 - ユニット台数 : 2
 - 定格容量 : 26.4 MVA
 - 周波数 : 50 Hz
 - 力率 : 0.85（0.9 又は 0.95 が採用可能、但しヘタウダとシウチャタール/タンコット変電所間の 132 kV 送電線が既設鉄塔に増回線によって強化された場合）
- c) 主変圧器
- 種類 : 屋内、特別 3 相、強制油循環水冷（OFWF）型
 - ユニット台数 : 2
 - 電圧比 : 11 kV/ 132 kV
 - 容量 : 26.4 MVA
- d) 天井クレーン : 65/20/3 トン
- 132 kV 開閉装置 : 屋内 GIS、引込・送出し電線用単母線型

8.10 送電線および変電設備

クリカニ第 3 水力発電所からの 132 kV 送電線を NEA の全国系統に接続する方法について、3 案が比較評価されその結果は第 5 章に説明した。その中で、既設 ヘタウダ - シウチャタール間の 132 kV の 1 回線送電線にクリカニ第 3 水力発電所からの 2 回線送電線を 接続する方法が推奨された。この方法は、送電線建設費の面、およびヘタウダ 変電所の増設を必要としないことから現時点では最も経済的で有利である。

本案における新設送電線、すなわちクリカニ第 3 水力発電所から 132 kV 既設ヘタウダ - シウチャタール送電線の接続点までのルートは図 8.10.1 に示す通りで、亘長約 1.7 km、発電所前のガントリー鉄構に加えて 7 基の四角鉄塔から構成される。

クリカニ第 3 水力発電所からの発電電力は、既設ヘタウダ - シウチャタール送電線を経由し、カトマンドゥとヘタウダへ送電される。このヘタウダ - シウチャタール送電線は現在、2 回線用鉄塔に 1 回線のみ架線された状態で運用されており、残りの 1 回線は将来、別プロジェクトにおいて送電システムの安定度増強が計画された場合に架線することとする。

(1) 新設送電設備

クリカニ第3水力発電所からの新設送電線の電線サイズは、既設ヘタウダ - シウチャートル送電線と同じサイズすなわち Bear (ACSR 260 mm²) とする。電流容量面ではさらに小サイズとすることも可能であるが、運営・維持上の容易さと、数量的に少ないことから既設設備と同じサイズとする。

送電線はクリカニ第3水力発電所から2回線とする。建設予定の四角鉄塔に発電所側から番号を付けると、1号鉄塔はアクセストンネル入口付近に、7号鉄塔は既設ヘタウダ - シウチャートルの懸垂型鉄塔脇に建設される。分岐接続が可能な近隣の既設鉄塔がこの懸垂型鉄塔だけであり、水平横加重がかけられないため、この懸垂型鉄塔により支持されている既設電線を7号鉄塔に移設する。この既設電線移設による新設送電線との接続方法は図8.10.2に示されている。

新設分の鉄塔は、溶融亜鉛めっき鋼材製とし、電線配列は2回線垂直配列、雷に対する保護などを目的とした地線を2条設ける。2条の内1条は光ファイバ複合架空地線(OPGW)を採用し、クリカニ第3水力発電所を、現在シウチャートル変電所に建設中の給電指令所からの光ファイバによる遠方監視制御システムに将来連系させる。

代表的な鉄塔構造図を図8.10.3に示す。急峻な送電線ルートで碍子装置が上向きに引上げられるため、懸垂型鉄塔は考慮せず、すべて耐張型鉄塔となる予定である。発電所から始まる送電線ルートは極度の急斜面を短距離のスパンで上り下りするルートであり、各々の鉄塔にはかなりの引上げ、引下げ力がかかる。さらに唯一長径間となるラブティ川、トリブヴァン道路、運搬用ロープウェイを横断する5号~6号鉄塔間は径間が600 mあり、これらが通常より堅固な鉄塔が必要となる原因となっている。

1:5,000の地形図上から判断した限りでは、鉄塔設計の目安となる荷重径間はプラス(垂直荷重)側で3,000 m、マイナス(引上げ荷重)側で2,000 mに達する可能性がある。地形図からの判断だけで荷重径間を決定することは不可能であり、鉄塔の設計仕様決定は詳細設計時のルート測量結果に委ねられる。

碍子は、山岳地帯での環境との調和を考慮し、茶色の磁器碍子(一個の外径254 mm x 長さ146 mm)とする。代表的な耐張碍子装置を図8.10.3に示す。

(2) 変電設備

132 kV 変電設備は、急峻な地形に従来型の屋外開閉機器を据付けることが困難なため、132 kV ガス絶縁型開閉装置(GIS)を採用する。クリカニ第3水力発電所は地下発電所であり、GISは主変圧器とともに地下の発電所内に据付けられる。2回線用ガントリー鉄構は、避雷器とともにアクセストンネル入口に建設し、これを經由して発電所からの送電線が1号鉄塔に接続される。

発電所以外の設備では、ヘタウダ変電所の通信設備に改修が必要となる以外は、変電設備の増設は上述の通り必要としない。

8.11 アクセス道路及び仮設構造物

工事用道路のうち永久アクセス道路は、サヌタール村から調整池ダムサイトを通り貯砂ダムまでの 4.2 km、地下発電所アクセストンネルまでの 1.6 km が建設される。この他に、工事用道路としてコネクショントンネル作業坑までの 1.2 km、放水口までの 1.0 km、スポイルバンク、工事宿舎までの 1.5 km が必要である。また、ダムサイト及び地下発電所アクセストンネルまでの工事用道路に対し、ラブティ川左岸を走るトリバンハイウエーから対岸へ長さ 150m、幅 7m の橋の建設が必要となる。また、コネクショントンネル作業坑へのアクセスとしてヘタウダセメント原石山へ渡る Causeway を補強する。

本計画における仮設構造物は、主に請負業者事務所、宿舎等の仮設建屋、ワークショップ、コンクリートプラント、骨材プラント及び土捨場から構成される。これら仮設構造物はヤンラン川とケサディ川合流点のヤンラン川左岸に位置するグマニ村近辺に建設される。4 個所で想定されている土捨場の容量は、約 790,000m³となる。

アクセス道路、主要仮設構造物及び土捨場のレイアウトは図面 1 に示す通りである。また、アクセス道路の一般断面を図面 16 に示す。

TABLES

第 8 章

表 8.2.1 トンネル標準支保工

Rock Grade	Description	Q-value	Tanaka's Method	Thickness of Shotcrete (cm)	Rock Bolt		Length of Rock bolt (m)	Steel Support (m)	Concrete Lining (m)
					Sectional direction (m)	Longitudinal direction (m)			
Q1	Excellent	$Q > 40$	B	5	-	-			Plane concrete (t=0.2 m)
Q2	Good	$10 < Q < 40$	CH	5	1.5	2.0	0.4 De		Plane concrete (t=0.2 m)
Q3	Fair	$4 < Q < 10$	CM	10	1.5	1.5	0.4 De		Plane concrete (t=0.2 m)
Q4	Poor	$1 < Q < 4$	CL	10	1.2	1.2	0.5 De	1.2	Reinforced Concrete (t=0.3 m)
Q5	Very Poor	$Q < 1$	D	15	1.0	1.0	0.6 De	1.0	Reinforced Concrete (t=0.3 m)

De means diameter up to the excavation surface

表 8.5.1 設計物性値

Item	Dolomite	Phyllite	Slate	Distressed Zone	Distressed Zone
Modulus of Deformation (MPa)	3,000	1,000	1,000	1,200	2,100
Poisson's Ratio	0.24	0.21	0.18	0.29	0.24
Shear strength (MPa)	2.5	1.2	1.2	1	1.7
Internal friction angle (°)	50	45	45	39	44.5
Unit weight (kN/m ³)	26	26	26	26	26
Tensile strength (MPa)	3.9	2.9	2.9	1.6	2.7

表 8.8.1 水路鋼構造物の設計諸元

(1) ゲート

項目	タイプ	数量	寸法	備考
取水ゲート	鋼製ローラーゲート	1	5.0 m × 5.0 m	設計水頭 31.7 m
取水ゲート	鋼製固定傾斜スクリーン	1	5.0 m × 35 m	
排砂設備	高圧スライドゲート	2	3.0 m × 2.0 m	油圧シリンダー開閉装置 排砂管 3.0 m 幅 × 2.0 m 高さ × 50m 長さ
底部放流設備	高圧スライドゲート	1	2.0 m × 2.0 m	油圧シリンダー開閉装置 排砂管 2.0 m 幅 × 2.0 m 高さ × 50m 長さ
仮水路閉塞用ゲート	鋼製スライドゲート	1	3.0 m × 3.0 m	
方水口ゲート	鋼製スライドゲート	1	5.0 m × 2.0 m	電動モノレールホイスト開閉装置

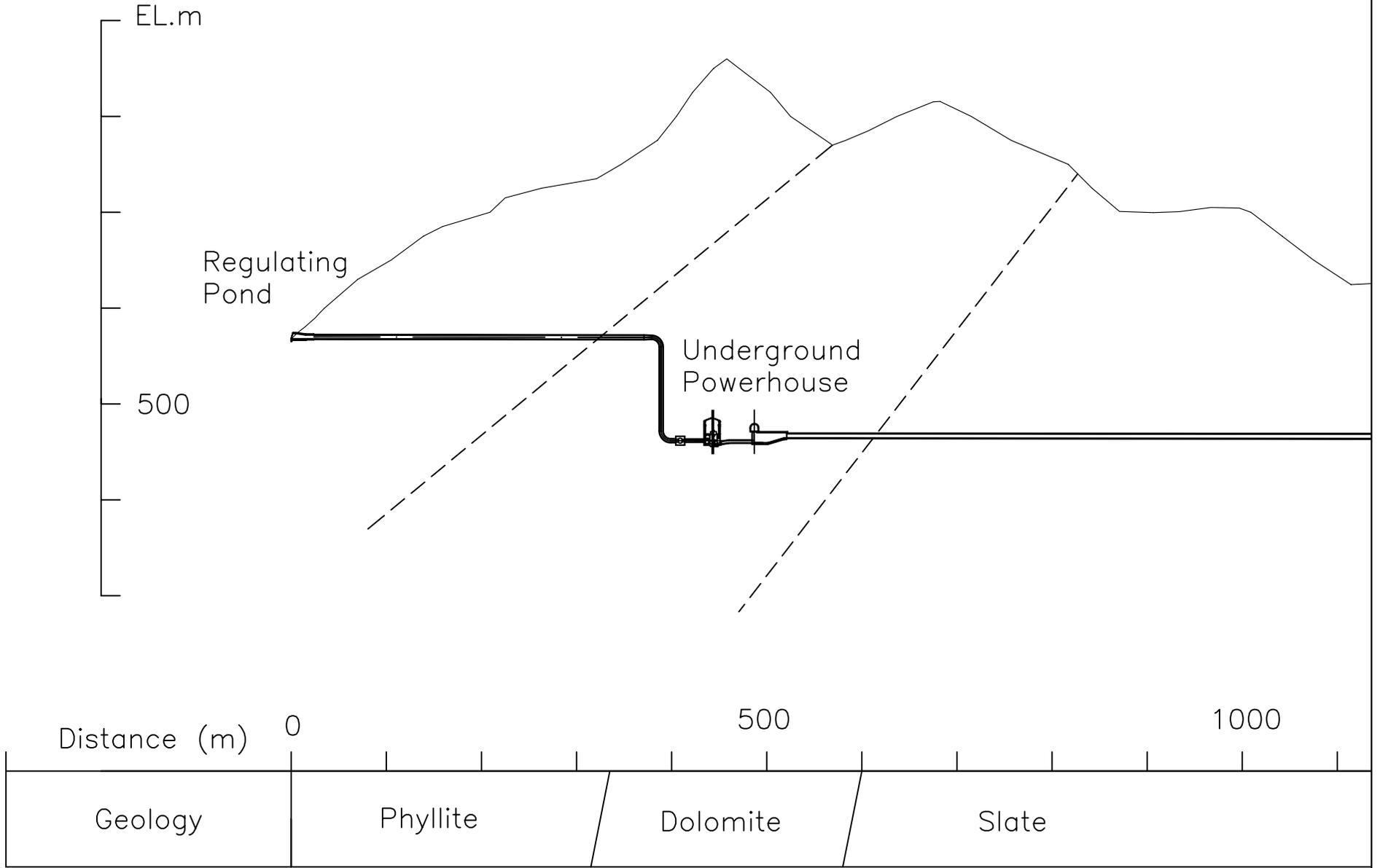
(2) 水圧鉄管路

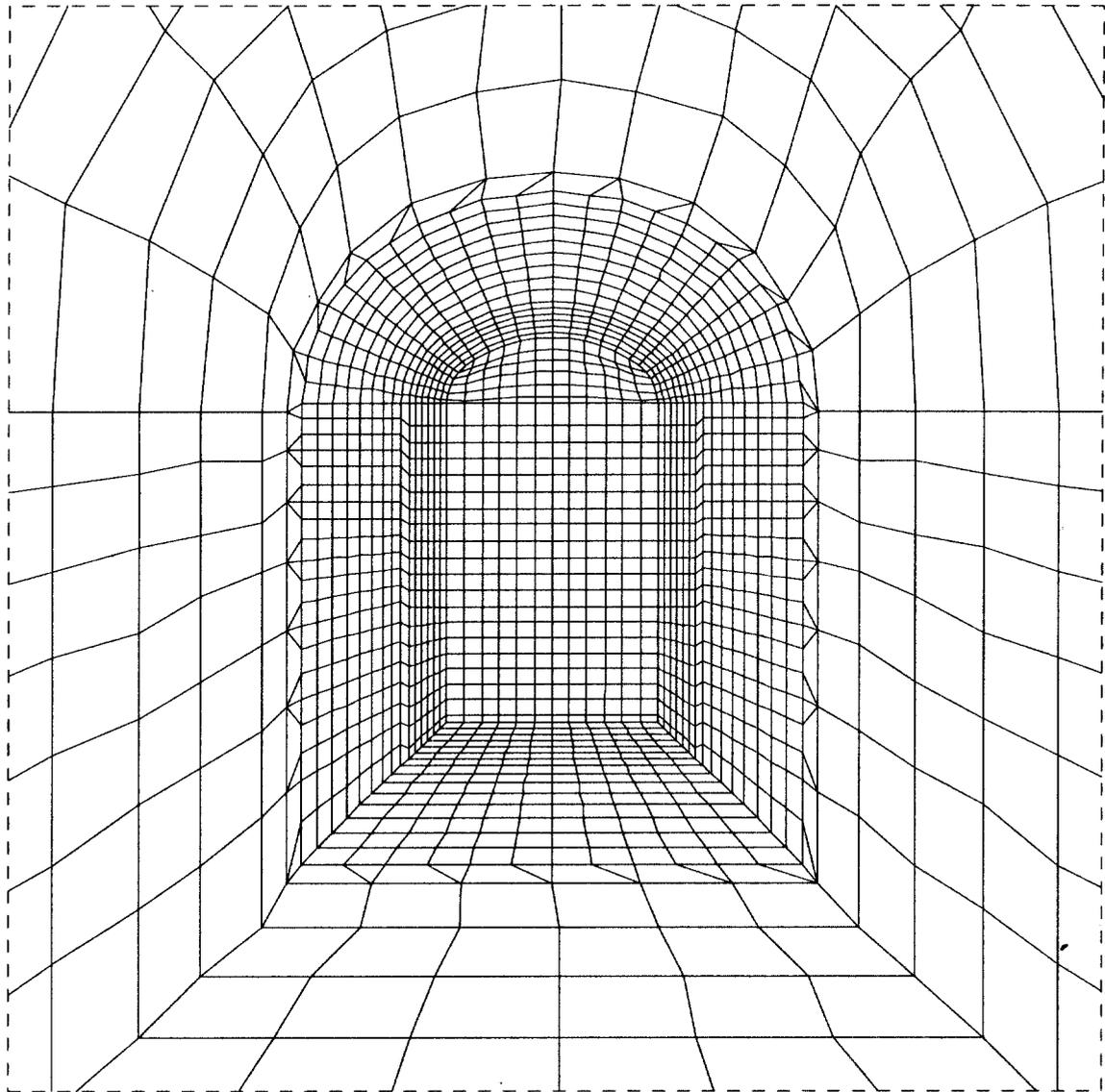
タイプ	Quantity	Diameter	Length	Remarks
トンネル埋設管式	1 条及び 1 分岐管	3.4 m to 2.2 m	190 m	最大性水圧: 135.3 m 設計外圧: 地下水位 EL. 700 m – 水圧鉄管中心

FIGURES

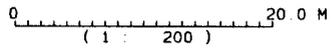
第 8 章

図8.5.1
地質条件





FOR STRUCTURE



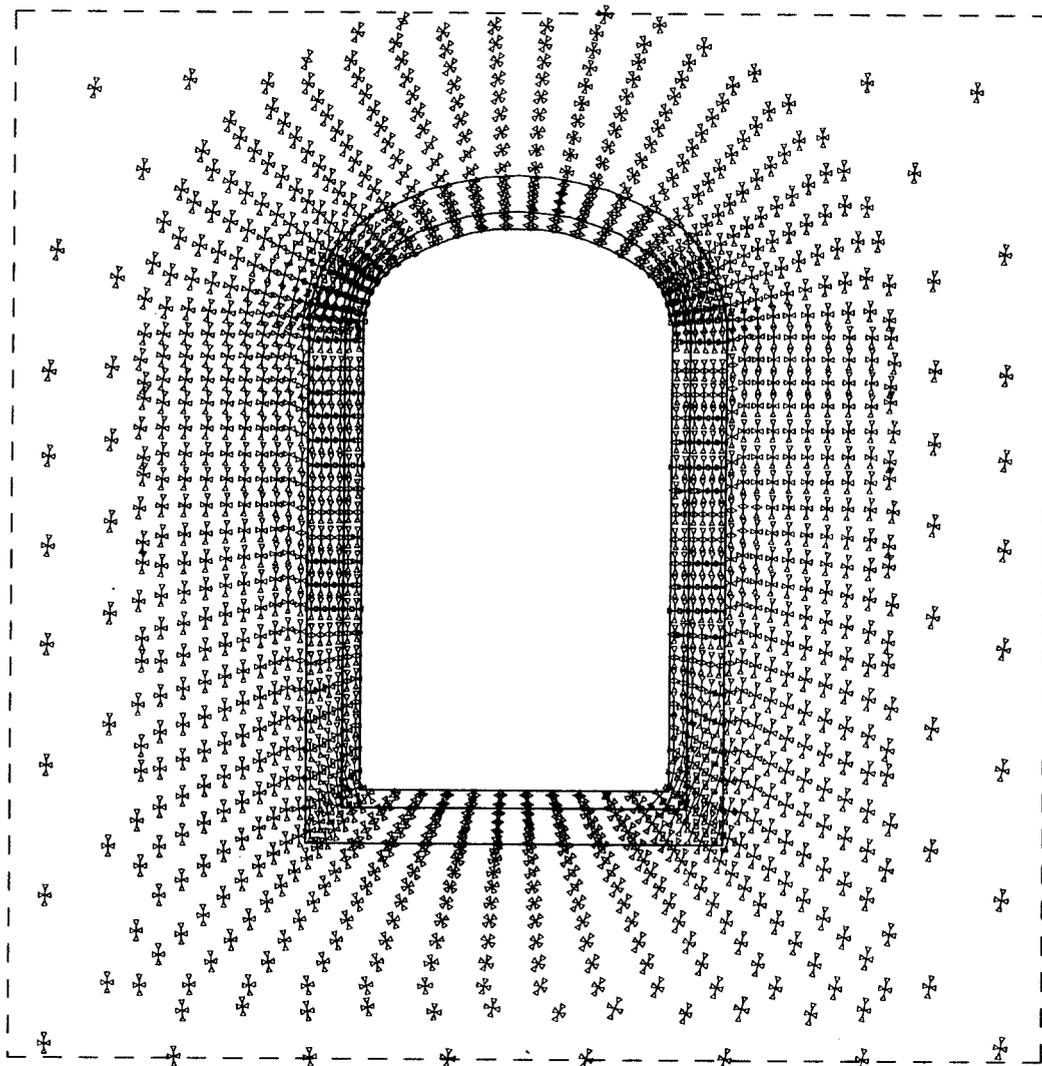
LEGEND
 TOTAL ELEMENTS = 1985
 TOTAL NODES = 1968

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
 OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
 IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図8.5.2

解析メッシュ



FOR STRUCTURE 0 10.0 M
 (1 : 200)

FOR STRESS 0 30000.0 T/M²
 (1 : 400)

LEGEND

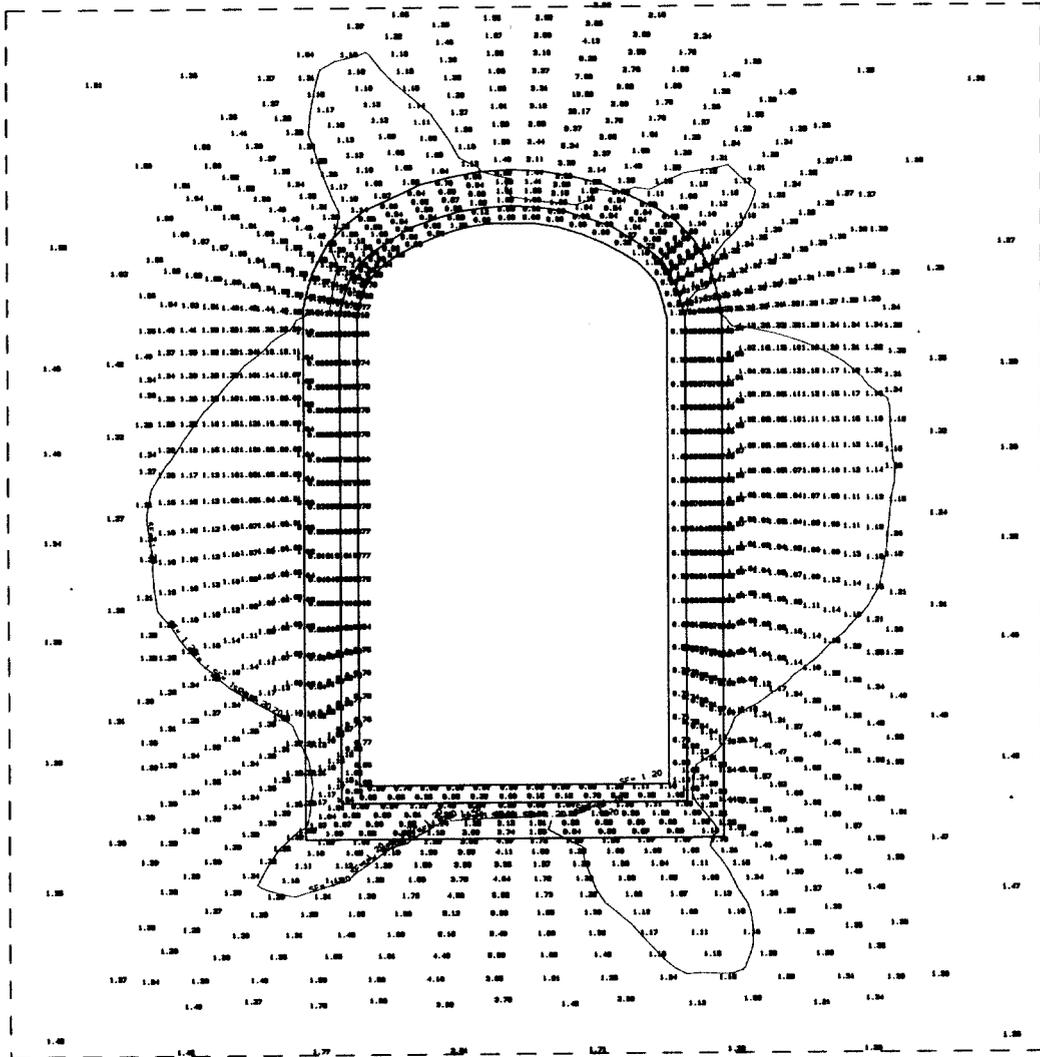
← TENSION →

▷ COMPRESSION ◁

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
 OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
 IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

图8.5.3
 应力分布

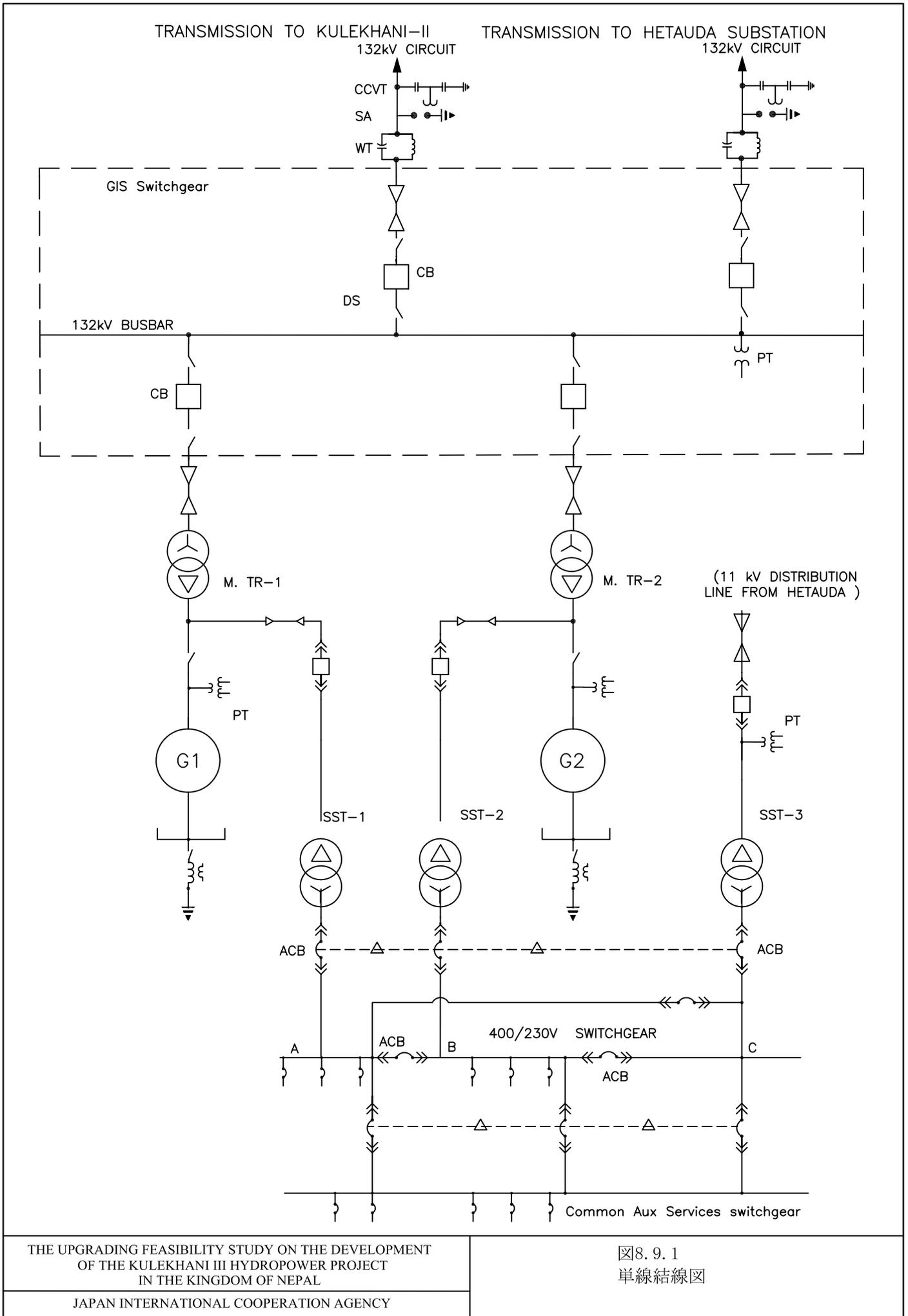


FOR STRUCTURE 0 10.0 M
(1 : 200)

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

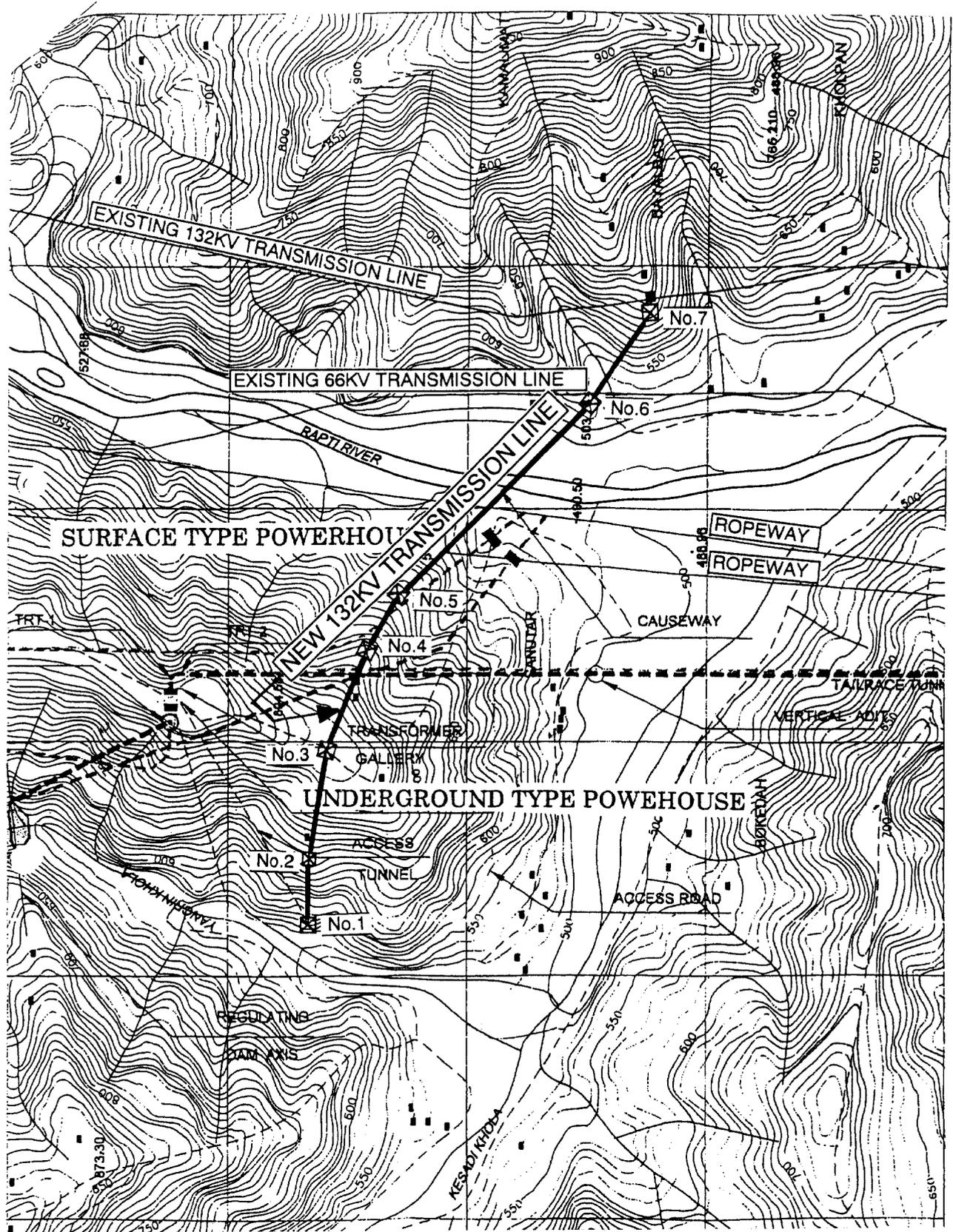
図8.5.4
緩み領域



THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

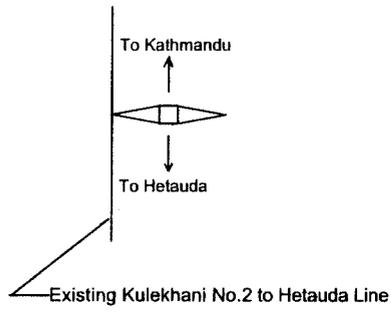
图8.9.1
单线结线图



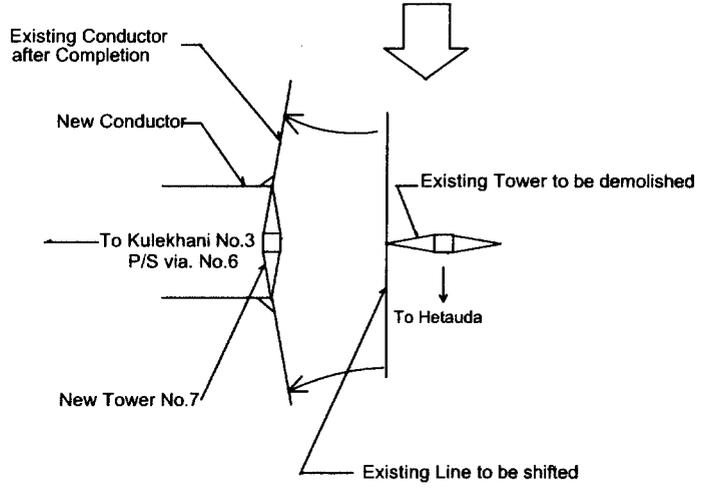
THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

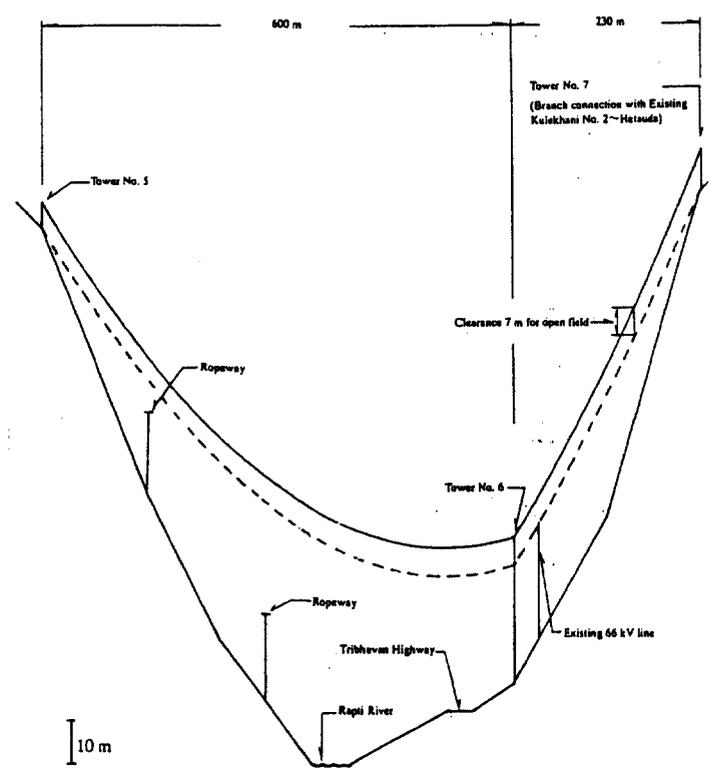
図8. 10. 1
132kV送電線ルート



EXISTING CONDITION



CONDITION AFTER PROJECT

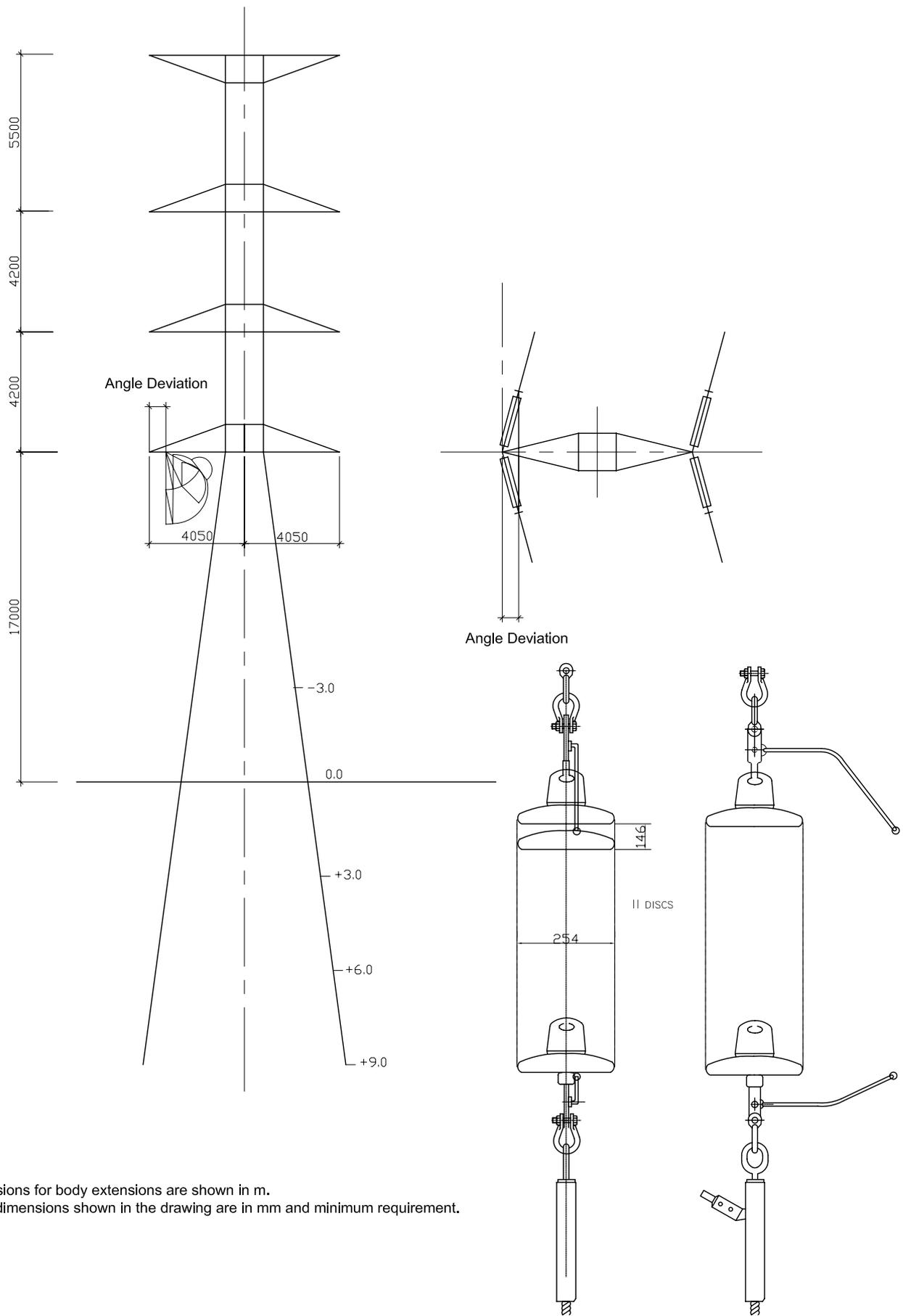


PROFILE DRAWING OF NEW 132 KV LINE
ROUGHLY PREPARED FROM MAPS
(SECTION CROSSING RIVER AND ROAD)

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図8. 10. 2
既設132kV送電線への新設送電線の接続方法



Dimensions for body extensions are shown in m.
 Other dimensions shown in the drawing are in mm and minimum requirement.

Single Tension Insulator Strings

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
 OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
 IN THE KINGDOM OF NEPAL

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図8. 10. 3
 鉄塔構造図及び耐張硝子装置

第 9 章

第9章 施工計画・積算

9.1 概要

設計並びに各種現場条件に基づき施工計画及び積算について作成した。施工計画は、建設の実施及び事業費積算上の基礎資料として用いる。従って、施工計画では、現実的な施工方法の骨子、必要となる建設機械の仕様、詳細な工事工程について検討した。

一方、積算は、原則として単価見積り方式で作成する。事業費積算は、1)土木工事、機械工事(水門・鉄管工事)、発電機器工事、送電線工事から成る建設工事費、2)環境費、3)政府管理費、4)エンジニアリングサービス費、並びに5)予備費で構成する。

9.2 施工計画及び工事工程

9.2.1 基本条件

(1) 施工可能日

建設予定地における年間降雨量は、建設予定地近くの Nibuwater 雨量観測所で観測した 1992 年から 2001 年までの 10 年間の日雨量データから、1,700 mm~3,300 mm(平均 2,400 mm)の範囲に及んでいる。雨量データの一覧を表 9.2.1 に示す。当降雨データから、集中的な降雨は 5 月から 9 月の期間で観測され、この期間における合計降雨量は年間降雨量の約 90%を占めることがわかる。

一方、掘削工、盛土工、コンクリート工及びグラウト工から成る主要な建設工事の施工可能日数は、上記の日雨量データを用いて検討する。各降雨範囲の月平均降雨日数を表 9.2.2 に示す。

降雨による主要な建設工事の施工不可能日数は、以下の通り仮定する。

日雨量の範囲 (mm)	単位: 日			
	掘削工	盛土工	コンクリート工	グラウト工
0~5	0	0	0	0
5~10	0	0	0	0
10~20	0	0.5	0	0
20~30	0	0.5	1.0	0
30~40	1.0	1.0	1.0	1.0
40~	1.0	1.0	1.0	1.0

上記データを用いて算定した主要な建設工事の月別施工可能日数を、表 9.2.3 に示す。

その結果、各主要工事の年合計及び月平均施工可能日数は、以下の通りである。

工種	単位: 日	
	年合計	月平均
掘削工	277	23
盛土工	261	22
コンクリート工	265	22
グラウト工	277	23

なお、地下工事に関しては、1年を通じて月当たり 25 日施工可能とする。

(2) 建設材料

1) コンクリート骨材

建設材料調査結果から、コンクリート用粗骨材及び細骨材は、建設予定地から上流約15 km に位置するクリカニ第1水力発電所付近のラプティ川の河床堆積材から調達可能である。両骨材を生産するため、ロッドミルを備えた骨材製造設備をプロジェクトサイトに設置する必要がある。

2) セメント

ネパール国産セメントは、Hetauda cement Industries Ltd. 及び Udayapur Cement Industries Ltd. で生産している。一方、インド国からの輸入セメントはプロジェクトサイト周辺で調達可能である。国産品は可能な限り利用するが、本積算では国産品と比較し市場価格で有利なインド国からの輸入セメントの単価を用いて見積もる。

3) 鉄筋

ネパール国産鉄筋は、Hetauda 及び Birgunj 間に散在する複数の工場で生産している。現在これら工場の製品はシンズリ道路建設プロジェクトで使用されている。従って、鉄筋はこれら国産品を調達する。

4) 爆薬

岩発破作業に必要な爆薬及び起爆装置は、国産品を調達する。

5) 木製材

合板及び材木等木製材は、国産品を調達する。

(3) 仮設備

建設工事中の仮設備は、主に仮設事務所（建設業者事務所、宿舍等）、修理工場、コンクリート製造設備、骨材製造設備及び土捨場から成る。これら仮設備はヤンラン川の左岸側緩傾斜地のグマニ村周辺に計画する。

4 箇所の土捨場は図面 1 に示す通り配置計画する。当土捨場への捨土量は合計約 790,000 m³ である。

9.2.2 施工方法

(1) カニ頭首工

普通土掘削は、21 ton リッパ付きブルドーザ、1.4 m³ ホイールローダ、0.6 m³ バックホー及び 10 ton ダンプトラックを用いて実施する。岩掘削は、ベンチ高 3 m 未満の小ベンチカット方式で実施する。

明かりコンクリート工は、1.0 m³ バケットを備える 25 ton トラッククレーン、100 m³/h コンクリートポンプ車及び 4.5 m³ アジテータトラックを用いて実施する。一方、プレキャストコンクリートヒューム管は 25 ton トラッククレーンで敷設する。また埋戻し工は、掘削工と同じ建設機械を用いて実施する。

掘削工は、第1年目の6月に工事着工命令が出されることを条件にし、雨季明け後の

(4) 調整池ダム

ダムは、高さ 50 m、天端延長 105 m の RCC (Roller Compacted Concrete) タイプである。主要な工事数量を以下に示す。

工事項目	数量
普通土掘削	33,000 m ³
岩掘削	45,000 m ³
RCC	69,000 m ³
構造コンクリート	7,000 m ³

転流工は、ヤンラン川の右岸側に設置する開水路を利用して行なう。転流後、両岸の掘削が着工可能となる。普通土掘削は、32 ton リッパ付きブルドーザ、3.1 m³ ホイールローダ及び 10 ton ダンプトラックを用いて実施する。岩掘削は、ベンチ高 3 m 未満の小ベンチカット方式で実施する。

掘削完了後、RCC と構造コンクリートの打設は河床部から開始する。RCC は、コンクリート製造設備から各打設地点まで 10 ton ダンプトラックで直送する。敷均し及び締固め工は、水平リフト高 30 m 毎に 16 ton 湿地用ブルドーザ及び 10 ton 振動ローラでそれぞれ実施する。横継ぎ目は、振動目地切機を用いてレヤー毎に目地切板を挿入し、継ぎ目を作成する。

洪水吐、減勢工等の構造コンクリート部の打設は、1.0 m³ バケットを備える 25 ton トラッククレーン及び 100 m³/h コンクリートポンプ車を用いる。コンクリートは 4.5 m³ アジテータトラックで運搬される。

コンソリデーショングラウト及びカーテングラウトは、ダム本体打設と平行して実施する。ボーリング工は 5.5 kW ロータリーボーリングマシンで実施し、またグラウト工は 7.8 kW 37-100 l/min グラウトポンプで実施する。セメントグラウトはグラウトミキサ 200 lit x 2 基を備えた中央プラントで生産する。

掘削工は、雨季明け後の第 1 年目 10 月から開始する。コンソリデーショングラウトを含むコンクリート工は第 2 年目 4 月から開始する。機械工事（水門）を除く建設期間は、第 1 年目 10 月から第 2 年目 11 月まで約 14 ヶ月となる。

(5) チェックダム

普通土掘削は、15 ton リッパ付きブルドーザ、0.8 m³ バックホー及び 10 ton ダンプトラックを用いて実施する。岩掘削は、ベンチ高 3 m 未満の小ベンチカット方式で実施する。

コンクリート打設は、1.0 m³ バケットを備える 25 ton ホイールクレーン及び 4.5 m³ アジテータトラックを用いて実施する。

掘削工は、雨季明け後の第 2 年目 10 月から開始する。コンクリート工は第 3 年目 1 月から開始する。建設期間は、第 2 年目 10 月から第 3 年目 4 月まで約 7 ヶ月となる。

(6) 導水路トンネル

導水路トンネルは、延長約 0.4 km、仕上げ内径 4.1 m の円形トンネルである。

トンネルは作業横坑と同類の建設機械群を用い、全断面掘削工法で掘削する。支保工

は、コンクリート吹付け、ロックボルト、鋼製支保工で行なう。トンネル掘削の月進速度は、サイクルタイム計算結果から約 110 m/月と設定した。

コンクリート巻立て工は、長さ 12 m の円筒形走行式型枠を用いて実施する。巻立て工の月進速度は、コンクリート型枠 1 セットを用いて実施するため、約 150 m/月と設定した。

トンネル掘削工は、アクセス道路完成後の第 2 年目 2 月から開始する。一方、鉄管路に敷設する鉄管材は、導水路を利用して鉄管路トンネル上部まで運搬する計画である。従って、コンクリート巻立て工は、鉄管据付完了後の第 3 年目 8 月から開始する。トンネル掘削及びコンクリート巻立ての建設期間は、それぞれ第 2 年目 2 月から 5 月まで約 4 ヶ月、及び第 3 年目 8 月から 10 月まで約 3 ヶ月となる。

(7) 鉄管路トンネル

鉄管路トンネルは地下発電所空洞へ繋がるトンネルである。トンネルは次の 3 つの部分から成る。

上部水平トンネル	延長 18 m、内径 4.1 m
立坑	延長 108 m、内径 3.6 m
下部水平トンネル	延長 55 m、内径 4.1 m

上部及び下部水平トンネルは、導水路トンネルと同じ工法で掘削する。従って、トンネル掘削の月進速度は、約 110 m/月と設定した。

一方、立坑はパイロット坑及び下方拡幅工法で掘削する。パイロット坑は下部水平トンネルから上方ヘライズクライマーを用いて掘削する。掘削はストッパードリル 2 セットで実施し、また長さ 2 m のガイドレールは各 2 発破後に延長していく。パイロット坑の月進速度は、約 70 m/月と設定した。パイロット坑掘削後、拡幅掘削はドリル・発破工法によって、上部水平トンネルから下方へ掘削する。掘削後のロック材は、パイロット坑を通じて下方水平トンネルへ落下させ、アクセストンネルを通じてダンプトラックで坑外へ搬出する。拡幅掘削の月進速度は、約 65 m/月と設定した。

鉄管路周りの裏込めコンクリート打設は、ウインチで制御するコンクリートバケットを使用し、パイプ据付作業と平行して実施する。コンクリート注入作業は、長さ 6 m のパイプユニットを 4 個組立・溶接後に実施していく。

上方水平トンネルの掘削は、導水路トンネル掘削に続いて第 2 年目 6 月から開始する。一方、下方水平トンネルの掘削は、鉄管路への作業横坑完了後、第 2 年目 7 月から開始する。従って、立坑掘削は下方水平トンネル掘削完了後、第 2 年目 8 月から開始可能となる。鉄管路の据付並びに裏込めコンクリート工は、立坑掘削後、第 3 年目 1 月から開始する。建設期間は、第 2 年目 6 月から第 3 年目 7 月まで約 14 ヶ月となる。

(8) アクセストンネル及び作業横坑

アクセストンネルは、地下発電所のオペレーション室へ繋がる延長約 800 m、内径 5.6 m の道路トンネルである。一方、アクセストンネルと発電所アーチ部、発電所底部、下方鉄管路水平トンネル部、放水路ゲート室及び放水路トンネル部をそれぞれ結ぶ 5 つの作業横坑を設置する。

アクセストンネル並びに作業横坑は、導水路トンネルと同じ工法で掘削する。アクセストンネルのインバート部コンクリートは、トンネル掘削後に打設する。尚、この打設期間中、各作業横坑の掘削作業は中断となる。

アクセストンネル掘削工は、建設機材のサイトへの搬入並びにアクセストンネル入口部への仮設アクセス道路建設完了後、第1年目9月から開始する。アクセストンネル並びに発電所頂部への作業横坑の建設期間は、第1年目9月から第2年目4月まで約8ヶ月となる。

(9) 発電所

発電所は、幅17m、高さ31m、延長74mの形状をしたバレットタイプである。発電所はバルブ室、小部屋付タービンフロアー、組立て室付発電機器フロアー、変圧器室、空調室及び機械室から成る。

空洞掘削は、分割発破方式によるアーチ部掘削と胴体掘削の2ステップで実施する。

アーチ部掘削は、アクセストンネルから分岐するアーチ部への作業横坑からアプローチし、導水路トンネルと同じ建設機械を用いて中央横坑先行及びサイド拡幅工法で実施する。PSアンカーの設置並びにグローリホールは、掘削工と平行して実施する。アーチ部掘削の建設期間は、アーチ部への作業横坑完了後、第2年目5月から7月まで約3ヶ月となる。

アーチ部掘削完了後、発電所基盤はベンチカット工法で底部標高まで盤下げを行なう。掘削作業では、周辺岩盤への損傷を最小限にし、平滑な側壁表面を得るために、分割発破方式を採用する。掘削ズリは2.3m³ホイールローダで10tonダンプトラックへ積み込み、各作業横坑及びアクセストンネルを通じて坑外へ搬出する。工事期間中の湧水は、排水溝へ集水し釜場から水中ポンプを用いて坑外へ排水される。胴体部掘削の建設期間は、第2年目8月から第3年目2月まで約7ヶ月となる。

コンクリート工は、発電所底部からフロアー毎に実施する。混合されたコンクリートは、4.5m³アジテータトラックで空洞まで運搬し、100m³/hコンクリートポンプ車で打設する。コンクリート工の建設期間は、第3年目3月から10月まで約8ヶ月となる。

土木工事完了後、電気工事を含む建築並びに設備工事を実施する。これらの工事は、約12ヶ月以内で完成する。

(10) 放水路チャンバー及びドラフトトンネル

放水路チャンバーは、発電所空洞から下流側約43mに位置する、幅9.5m、高さ14.5m、延長36.5mの空洞であり、2本のドラフトトンネルで発電所と繋がる。また、チャンバーの上にはゲート室を設ける。

ゲート室へは、アクセストンネルからアプローチし、上半先進ベンチカット工法で掘削する。またゲート室の掘削は、放水路チャンバーの掘削に先行して行なう。

放水路チャンバーは、発電所と同じ施工法で掘削する。コンクリートは、アクセストンネルを通じて4.5m³アジテータトラックで運搬し、100m³/hコンクリートポンプ車で打設する。機械工事（水門）を除くゲート室並びに放水路チャンバーの建設期間

は、ゲート室への作業横坑完了後、第2年目8月から第3年目2月まで約7ヶ月となる。

一方、仕上げ底幅4.4m、延長36mであるドラフトトンネル2本の掘削は、放水路チャンバーから発電所に向かって、全断面掘削工法で実施する。トンネル掘削の月進速度は、約110m/月と設定した。ドラフトトンネルの建設期間は、放水路チャンバー建設と平行作業とし、第2年目8月から9月まで2ヶ月間となる。

(11) 放水路トンネル及びカルバート

放水路は、トンネル区間、カルバート区間及び放流口から成る。放水トンネルは延長1,659m、仕上げ内径4.4mのD型タイプ自由流水トンネルである。当トンネル区間は、1)延長814mの上部トンネル区間、2)延長845mの下部トンネル区間に分けられる。一方、放水路カルバートは、上記上部及び下部トンネル間のケサディ川を横断する、延長350mの箱型カルバートタイプである。

トンネル区間は、導水路と同じ施工法で掘削する。上部トンネル掘削はアクセストンネルを通じて作業横坑からアプローチし、上流端から下流へ向かって実施する。また、下部トンネル掘削は放流口から上流へ向かって実施する。放水トンネル掘削の月進速度は、約105m/月と設定した。トンネル掘削後、コンクリート巻立てを導水路トンネルと同じ施工法で実施する。コンクリート巻立ての月進速度は、約150m/月と設定した。上部トンネル区間の建設期間は、放水路トンネルへの作業横坑完了後、第2年目9月から第3年目11月まで15ヶ月となる。一方、下部区間の建設期間は、放流口掘削完了後、第1年目11月から第3年目1月まで約15ヶ月となる。

一方、カルバート区間の建設は、1)ケサディ川の転流、2)工事期間中の排水システムに配慮する必要がある。転流工は、ケサディ川の左岸側段丘に築造する開水路を利用して行なう。転流後、右岸区間のカルバートの建設を開始する。工事期間中におけるサイト周辺からの雨水及び地下水に対しては、カルバートに沿って設ける排水溝に集水し、完成している下部放水路トンネル区間を通水させ放流口から排水する。右岸区間のカルバート完成後、土砂埋戻し作業を完了し、転流した川を元の河流に戻して、左岸区間のカルバートの建設を開始する。工事期間中の排水は右岸区間と同様、排水溝を用いて放流口から排水する。

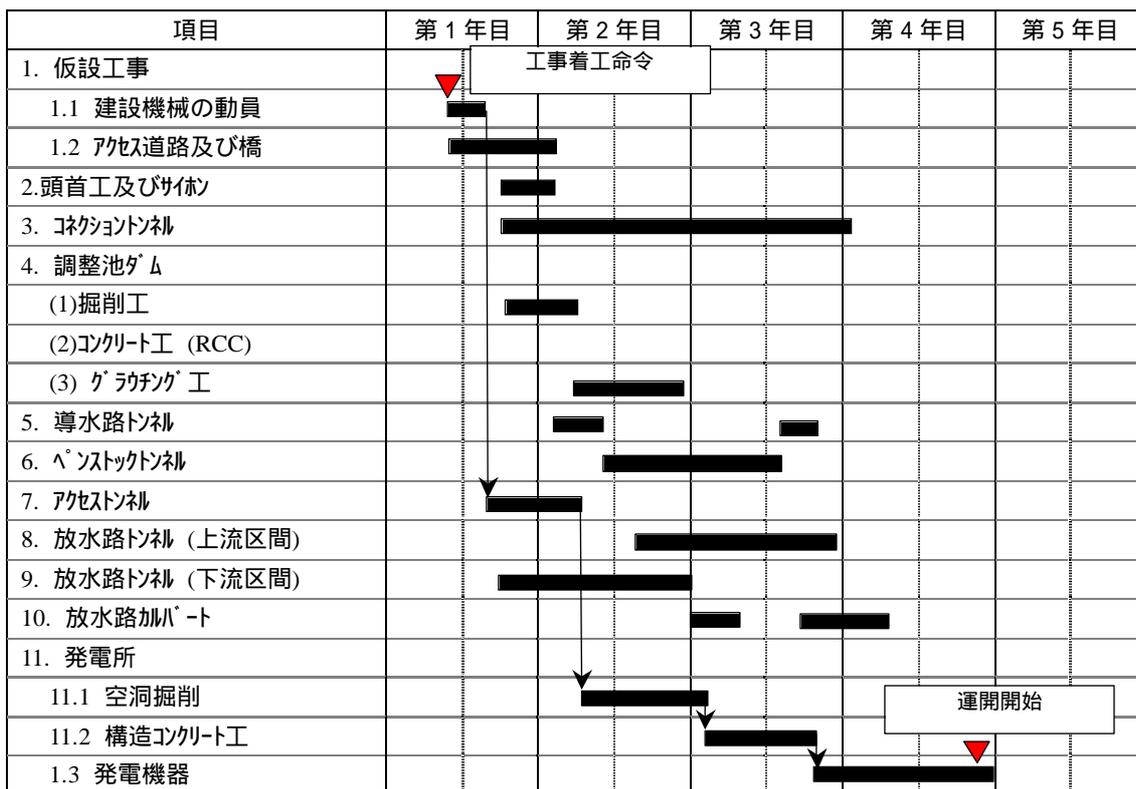
普通土明かり掘削は、21tonリッパ付ブルドーザ、1.4m³ホイールローダ、0.6m³バックホー及び10tonダンプトラックを用いて実施する。岩掘削は、ベンチ高3m未満の小ベンチカット方式で実施する。明かりコンクリート打設は、1.0m³バケットを備える25tonトラッククレーン、100m³/hコンクリートポンプ車及び4.5m³アジテータトラックを用いて実施する。カルバート区間の建設期間は、下部放水路トンネル区間の完成後、雨季を除いた第3年目1月から第4年目4月まで約12ヶ月となる。

以上この節で検討した、各工事に必要な建設機械全てを図9.2.1に示す通りマトリックス状に並べた。この図から、多くの建設機械はプロジェクト内の類似工事間で転用可能なことがわかる。

9.2.3 工程計画

本工程計画は、第1年目6月に工事着工命令が出されることを条件に作成する。詳細な工事工程を図9.2.2に示す。工事工程のクリティカルパスは、アクセストンネルの建設、地下発電所の建設及び発電機器の設置工となる。従って、全体工事工程を厳守するため、アクセストンネル入口部へ取付く仮設アクセス道路の建設は、主要土木工事の契約開始後すぐに着工し、第1年目8月までに完成させる必要がある。

主要工事の工程を以下に示す。



次の工事項目は、全体工事工程でクリティカルパスとなる。

工事項目	期間 (月)
1) 建設機械の搬入並びにアクセス道路の建設	3.0
2) アクセストンネルの掘削	6.0
3) 発電所頂部作業横坑の掘削	2.0
4) 発電所空洞掘削	10.0
5) 発電所構造コンクリートの打設	8.0
6) 天井走行式クレーンの設置	1.0
7) タービン・発電機器の設置	11.0
8) 発電機 No.1 の湿式テスト	1.0
9) 発電機 No.2 の湿式テスト	1.0
期間の合計	43.0

9.3 積算

9.3.1 基本条件及び仮定

本事業費は、1)建設費、2)環境費、3)政府管理費、4)エンジニアリングサービス費、5)予備費で構成する。積算時の基本条件及び仮定は、次の通りである。

- (1) 積算は外貨分、内貨分共に米国ドル (US\$) で表示する。
- (2) 内貨分は鉄筋、燃料、爆薬を含む現地で調達可能な材料費及び現地雇用労務者の賃料となる。一方、輸入材料費、機械・電気工事で使用する輸入機器費及び建設機械の償却費用は外貨分となる。
- (3) 積算で使用する換算レートは、Nepal Rastra Bank 発刊 2002 年 6 月 16 日付けのレート US\$ 1.0 = NRs. 78.30 とする。
- (4) 建設工事は、国際競争入札によって選定された競争力のある建設会社によって実施されるものとする。
- (5) 建設費は原則として単価見積方式で見積もる。
- (6) 主要土木工事の各単価は単価内訳を作成して決定する。一方、機械工事 (水門・鉄管工事)、発電機器工事、及び送電線工事の費用は、製造業者からの見積資料並びにアジア諸国の類似プロジェクトにおける近年の入札単価を参照して見積もる。
- (7) 関連する全ての税金類は、当積算には含まない。

9.3.2 準備工事費

準備工事は、1)延長 150 m、幅員 7 m の橋を含むアクセス道路、2)ベースキャンプ、給水設備、電力供給設備、通信設備から成る仮設備、から構成する。アクセス道路の建設費用は、詳細な工事数量と単価を基に見積もる。一方、橋の費用は一括方式で見積もる。ベースキャンプを含む仮設備の費用は、土木工事費合計の 5 %とする。

9.3.3 土木工事費

各土木工事に対する建設費は、原則として工事数量に単価を掛けて見積もる。単価内訳の費用要素は、労務賃金、材料費、建設機械経費、請負業者の間接費から成る。各費用要素について以下に説明する。

(1) 労務賃金

Hetauda にある政府地方局から得た労務賃金は、職種別に 1 シフト当り 8 時間の基本日当とする。各労務賃金を表 9.3.1 に示す。

(2) 材料費

前述の 9.2 節施工計画及び工事工程に記述した通り、セメントを除くほとんど全ての材料は国産品を調達する。一方、細骨材を含むコンクリート用骨材はラプティ川の河床堆積材を使って生産する。従って、粗骨材及び細骨材は、骨材製造設備を用いた生産費及びサイトまでの運搬費に基づいて見積もる。各材料費を表 9.3.2 に示す。

(3) 建設機械経費

建設機械経費は、機械損料、維持修理費、及び年間管理費で構成する。時間当たりまたは日当りの建設機械経費は、日本で広く利用されている公認の指針を参照し、標準使用年数、維持修理費率及び年間管理費率を設定して見積もる。

(4) 請負業者の間接費

現場・本社経費並びに利益は各工事単価に含む。これら経費は、直接費（労務賃金、材料費、建設機械経費）の25%で見積もる。

(5) 主要土木工事の単価

主要土木工事の単価は、上記基礎価格、並びに施工計画に基づく建設機械及び労務者の歩係を用いて作成した。各単価を以下に示す。

工種	単位	単価 :US\$	
		外貨分	内貨分
明かり掘削（普通土）/*	m ³	1.5	0.7
明かり掘削（岩）/*	m ³	6.8	2.9
トンネル掘削（トラック運搬）	m ³	32.3	14.7
トンネル掘削（レール運搬）	m ³	36.0	16.3
立坑掘削	m ³	49.4	14.0
空洞掘削	m ³	17.7	8.7
構造コンクリート	m ³	55.3	12.5
コンクリート巻立て	m ³	54.2	12.1
インバートコンクリート	m ³	52.8	12.6
裏込めコンクリート /*	m ³	48.8	10.9
RCC	m ³	31.4	13.5
構造コンクリート用型枠 /*	m ²	3.0	12.0
コンクリート巻立て用型枠 /*	m ²	16.0	4.0
鉄筋	ton	24.5	534.4
鋼製支保工	ton	1,286.4	134.2
ドックホール、径25	m	5.3	12.8
ショットクリート（5cm）	m ²	14.9	2.1
ショットクリート（10cm）	m ²	22.7	2.8
ショットクリート（15cm）	m ²	30.5	3.5
ショットクリート（16cm）	m ²	32.3	3.7
ショットクリート（24cm）	m ²	74.0	5.8
ショットクリート（32cm）	m ²	96.5	8.4
PS アンカー（100ton, 15m）	m	111.2	3.1
PS アンカー（60ton, 13m）	m	87.1	3.1

注/*: これら単価は、類似プロジェクトにおける近年の入札単価を参照して決定。

9.3.4 機械工事費（水門・鉄管工事）

機械工事の費用は、CIF インド国カルカッタ着価格、内陸輸送費及び据付費で構成する。タイプ別鋼構造の重量当り単価は、類似業務における近年の入札単価を参照して決定した。本工事は、次の鋼構造物から構成する。

- 取水口ゲート及び塵除けスクリーン

- 排砂ゲート
- 底部放水口ゲート
- 管暗渠
- 転流用ゲート
- 鉄管
- 昇降機付放水路ゲート

9.3.5 発電機器工事費

発電機器の費用は、CIF インド国カルカッタ着価格、内陸輸送費及び据付費で構成する。発電機を構成する各機器の単価は、製造業者からの見積資料及び類似業務における近年の入札単価を参照して決定した。構成する機器は、次の通りである。

- タービン及び付属機器
- 発電機及び付属機器
- 主変圧器
- 天井走行クレーン
- 132 kV 開閉装置
- 室内開閉装置、11 kV
- 制御監視装置
- 付属機器
- その他

9.3.6 送電線工事費

電柱及び導線の費用は、CIF インド国カルカッタ着価格、内陸輸送費及び据付費で構成する。伐採、土工事及び基礎処理等の土木工事は、送電線の費用に含む。送電線の各機器の単価は、類似業務における近年の入札単価を参照して決定した。

9.3.7 環境対策費

環境対策費は、1)環境管理費(クリカニ環境及び社会管理ユニット)、2)自然環境対策及びモニタリング計画、3)土地補償を含む社会環境対策及びモニタリング計画で構成する。これら費用は本調査における環境影響調査の結果を基にした。表9.3.3に環境対策費を示す。

9.3.8 政府管理費

事業主となる NEA の管理費は、建設工事費合計の 2.5 %で見積もる。

9.3.9 エンジニアリングサービス費

施工管理のエンジニアリングサービス費は、建設工事費合計の 7.5 %で見積もる。

9.3.10 予備費

事業予算として必要な予備費は、1)予測出来ない物理的条件の変更分をカバーする物理的予備費、及び2)将来の価格上昇分を補償する价格的予備費から成る。

物理的予備費は、土木工事費、環境費、政府管理費及びエンジニアリングサービス費に対しては合計の 10 %、機械工事費、発電機器及び送電線工事費に対しては合計の 5 %で見積もる。

外貨分に対する物価上昇は、世界銀行発行 G-5 MUV(Manufacturing Unit Value)指数を基に予測した年率 0 %とする。本 MUV 指数は、G-5 国(フランス、ドイツ、日本、英国、米国)から発展途上国へ輸出される工業製品の価格が現在デフレ傾向にある内容を示す。

一方、内貨分は米国ドル換算で見積もる。従って、ネパールルピーのインフレ率は、外貨換算率の切り下げと同じレベルで引き下げられる。その結果、内貨分に対するデフレ/インフレ率は 0 %となる。しかしながら、米国ドルのインフレ率は内貨分に適用される。本積算では、内貨分に対する物価上昇率を、ネパール国の類似プロジェクトの開発計画調査において適用されている、年率 2.3 %とした。この物価上昇率は、米国消費者物価指数における近年の平均上昇率からも得られる。

9.3.11 総事業費

総事業費は、以下に示す通り、外貨分 55.8 百万米国ドル、内貨分 21.9 百万米国ドル、合計 77.7 百万米国ドルとなる。詳細は表 9.3.4 に示す。

項目	外貨 (1,000 US\$)	内貨 (1,000 US\$)	合計 (1,000 US\$)
1. 土木工事	29,844	12,522	42,366
2. 機械工事	4,500	500	5,000
3. 発電機器工事	13,228	1,113	14,341
4. 送電線工事	343	86	429
建設工事費合計 (1 から 4 の合計)	47,915	14,221	62,136
5. 政府管理費 (1 から 4 の 2.5%)	0	1,553	1,553
6. エンジニアリング サービス (1 から 4 の 7.5%)	3,594	1,067	4,661
7. 環境対策費	0	1,835	1,835
ペ-コスト (1 から 7 の合計)	51,509	18,676	70,185
8. 物理的予備費	4,247	1,783	6,030
合計 (1 から 8 の合計)	55,756	20,459	76,215
9. 价格的予備費	0	1,474	1,474
総事業費	55,756	21,933	77,689

9.3.12 年間支出計画

年間支出計画は、以下の示す通り、事業費並びに工事工程に基づいて算出する。詳細は表 9.3.5 に示す。

年次	外貨 (1,000 US\$)	内貨 (1,000 US\$)	合計 (1,000 US\$)
2004	7,058	4,434	11,492
2005	19,660	7,868	27,528
2006	23,699	7,224	30,923
2007	5,338	2,407	7,745

TABLES

第 9 章

表 9.2.1 Nibuwatar 雨量観測所における雨量データ一覧

Unit: mm

Year	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
1992	2	13	0	11	180	333	503	371	146	73	10	22	1,664
1993	12	7	49	159	169	375	1,181	642	253	13	0	0	2,859
1994	51	23	52	43	149	464	312	386	392	0	2	0	1,872
1995	12	27	26	8	245	413	562	706	314	4	93	9	2,417
1996	52	34	4	3	129	378	547	533	332	85	0	0	2,096
1997	13	7	11	170	145	330	476	461	99	66	3	154	1,933
1998	4	16	97	33	123	352	1,085	713	137	47	6	0	2,612
1999	10	0	0	9	350	754	931	720	273	275	0	3	3,325
2000	1	8	21	96	372	509	693	899	306	1	0	2	2,908
2001	5	17	4	61	349	348	469	717	371	97	0	0	2,437
Mean	16	15	26	59	221	426	676	615	262	66	11	19	2,412

表 9.2.2 月平均降雨日数

Unit: day

Daily Rainfall Range (mm)	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
=0	28.6	25.0	27.8	22.9	14.5	8.2	2.4	2.2	9.6	24.7	28.2	29.8	223.9
0<x<=5	1.6	1.8	2.1	4.2	6.8	7.8	8.8	10.6	9.0	3.3	1.4	0.5	57.9
5<x<=10	0.5	0.8	0.3	1.3	2.9	3.0	4.5	4.1	3.3	1.3	0.2	0.2	22.4
10<x<=20	0.1	0.4	0.3	0.7	3.3	3.8	5.9	4.9	3.5	0.6	0.0	0.2	23.7
20<x<=30	0.0	0.0	0.4	0.4	1.2	2.4	2.9	2.8	2.1	0.6	0.1	0.1	13.0
30<x<=40	0.1	0.0	0.0	0.3	0.9	1.6	1.9	1.6	1.1	0.3	0.0	0.1	7.9
40<	0.1	0.0	0.1	0.2	1.4	3.2	4.6	4.8	1.4	0.2	0.1	0.1	16.2
Total	31.0	28.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	365.0

表 9.2.3 月別施工可能日数

Unit: day

Excavation	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
Holiday	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	3.0	0.0	19.0
Sunday	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	51.6
Rain	0.2	0.0	0.1	0.5	2.3	4.8	6.5	6.4	2.5	0.5	0.1	0.2	24.1
Overrap	0.3	0.4	0.3	0.2	0.5	0.7	0.9	0.9	0.4	1.1	0.4	0.0	6.2
Total of Suspended Day	6.2	6.9	6.1	5.6	7.1	8.4	9.9	9.8	6.4	10.7	7.0	4.5	88.5
Workable	24.8	21.1	24.9	24.4	23.9	21.6	21.1	21.2	23.6	20.3	23.0	26.5	276.5

Embankment	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
Holiday	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	3.0	0.0	19.0
Sunday	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	51.6
Rain	0.3	0.2	0.5	1.1	4.6	7.9	10.9	10.3	5.3	1.1	0.2	0.4	42.5
Overrap	0.3	0.5	0.4	0.3	0.8	1.1	1.6	1.5	0.8	1.2	0.5	0.1	8.8
Total of Suspended Day	6.2	7.0	6.4	6.1	9.1	11.1	13.6	13.1	8.8	11.2	7.0	4.6	104.3
Workable	24.8	21.0	24.6	23.9	21.9	18.9	17.4	17.9	21.2	19.8	23.0	26.4	260.7

Concrete	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
Holiday	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	3.0	0.0	19.0
Sunday	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	51.6
Rain	0.2	0.0	0.5	0.9	3.5	7.2	9.4	9.2	4.6	1.1	0.2	0.3	37.1
Overrap	0.3	0.4	0.4	0.3	0.6	1.0	1.3	1.3	0.7	1.2	0.5	0.0	8.0
Total of Suspended Day	6.2	6.9	6.4	5.9	8.2	10.5	12.4	12.2	8.2	11.2	7.0	4.6	99.7
Workable	24.8	21.1	24.6	24.1	22.8	19.5	18.6	18.8	21.8	19.8	23.0	26.4	265.3

Grouting	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Total
Holiday	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	3.0	0.0	19.0
Sunday	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	51.6
Rain	0.2	0.0	0.1	0.5	2.3	4.8	6.5	6.4	2.5	0.5	0.1	0.2	24.1
Overrap	0.3	0.4	0.3	0.2	0.5	0.7	0.9	0.9	0.4	1.1	0.4	0.0	6.2
Total of Suspended Day	6.2	6.9	6.1	5.6	7.1	8.4	9.9	9.8	6.4	10.7	7.0	4.5	88.5
Workable	24.8	21.1	24.9	24.4	23.9	21.6	21.1	21.2	23.6	20.3	23.0	26.5	276.5

表 9.3.1 勞務賃金

Unit: US\$

Labor	Unit	Wage
Foreman	day	2.92
Operator	day	2.34
Driver for heavy truck	day	2.34
Driver for light vehicle	day	1.95
Concrete worker	day	1.30
Carpenter	day	2.34
Plumber	day	2.34
Mechanic	day	2.34
Electrician	day	1.95
Welder	day	1.95
Skilled labor	day	2.34
Unskilled labor	day	1.69
Common labor	day	1.30

Remarks: Labor cost is based on the basic daily wages in 8-hour per shift.

表 9.3.2 材料費

Unit: US\$

Material	Unit	Unit Price
Diesel	liter	0.38
Gasoline	liter	0.60
Portland cement	ton	71.38
Deformed bar 8mm dia	ton	329.66
Deformed bar 12-25mm dia.	ton	302.40
Deformed bar 28-32mm dia.	ton	320.57
Binding wire	ton	452.95
Timber for Formwork	m ³	363.40
Plywood for Formwork 10mm	m ²	3.12
Plywood for Formwork 19mm	m ²	4.15
Explosives	kg	1.95
Electric detonator	No.	0.03
Coarse aggregate ^{/*}	ton	4.41
Fine aggregate ^{/*}	ton	8.31
Electric power	kWh	0.09

Remarks: ^{/*} The cost is estimated based on the products through the crushing plant.

表 9.3.3 環境対策費

Unit US\$

:

Description	Total Cost
1. Environmental Management Cost (KESMU ^{/*})	
1.1 NEA Staff and Consultants	252,886
1.2 Facilities	232,184
Total (1)	485,070
2. Natural Environmental Mitigation and Monitoring Cost	
2.1 Mitigation Measures during Pre-Construction Phase	32,822
2.2 Monitoring Measures during Pre-Construction Phase	7,548
2.3 Mitigation Measures during Construction Phase	112,644
2.4 Monitoring Measures during Construction Phase	59,055
Total (2)	212,069
3. Social Environmental Mitigation and Monitoring Cost	
3.1 Resettlement Plan during Pre-Construction Phase	7,024
3.2 Social Action Plan during Pre-Construction Phase	22,031
3.3 Public Consultation during Pre-Construction Phase	14,045
3.4 Resettlement Plan during Construction Phase	
3.4.1 Compensation for Private Land (15 ha)	325,670
3.4.2 Compensation for Privately Owned Trees (3,255 trees)	70,128
3.4.3 Compensation for Houses (26 houses)	75,360
3.4.4 Miscellaneous	61,881
Sub-total (3.4)	533,039
3.5 Social Action Plan during Construction Phase	
3.5.1 Improvement of Intakes for 5 water mill canals	1,596
3.5.2 Design & Construction 3 Irrigation Canals	76,628
3.5.3 Improvement Intakes for 3 Irrigation Canals Downstream Tailrace	1,277
3.5.4 Construction of 1 Suspension Bridges	191,571
3.5.5 Awareness Program	36,718
3.5.6 Agricultural Development	63,857
3.5.7 Community/ Public Health & Education Enhancement	25,543
3.5.8 Skill Enhancement	15,964
3.5.9 Rural Electrification	63,857
3.5.10 Neighborhood Support	47,893
3.5.11 Women's Development	20,434
Sub-total (3.5)	545,338
3.6 Public Consultation during Construction Phase	16,424
Total (3)	1,137,902
Grand Total	1,835,041

Remarks: /* Kulekhani Environmental and Social Management Unit

表 9.3.4 土木工事費の内訳 (1/4)

Unit: US\$

Work Item	Unit	Unit Price (F/C)	Unit Price (L/C)	Quantity	Cost (F/C)	Cost (L/C)	Total
1. Khani Headwork							
1.1 Excavation							
(1) Common	m ³	1.5	0.7	5,491	8,000	3,600	11,600
(2) Rock	m ³	6.8	2.9	0	0	0	0
1.2 Backfill	m ³	1.5	0.7	2,994	5,000	2,000	7,000
1.3 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	2,641	146,000	33,000	179,000
1.4 Formwork	m ²	3.0	12.0	2,641	8,000	32,000	40,000
1.5 Reinforcement bars	ton	24.5	534.4	132	3,200	71,000	74,200
1.6 Precast 1m concrete hume pipe	m	11.1	25.9	307	3,400	8,000	11,400
1.7 Others (7% of 1.1 to 1.6)					12,000	10,000	22,000
Sub Total					185,600	159,600	345,200
2. Syphone Structure							
2.1 Excavation							
(1) Common	m ³	1.5	0.7	41,453	64,000	27,400	91,400
(2) Rock	m ³	6.8	2.9	2,971	20,000	9,000	29,000
2.2 Backfill	m ³	1.5	0.7	29,812	46,000	20,000	66,000
2.3 Masonry	m ³	1.0	4.0	1,102	1,100	4,400	5,500
2.4 Backfill concrete	m ³	33.0	33.0	949	31,300	31,300	62,600
2.5 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	4,920	272,000	61,000	333,000
2.6 Formwork	m ²	3.0	12.0	4,920	14,800	59,000	73,800
2.7 Reinforcement bars	ton	24.5	534.4	490	12,000	261,900	273,900
2.8 Others (7% of 2.1 to 2.7)					32,000	33,000	65,000
Sub-Total					493,200	507,000	1,000,200
3. Connection Tunnel							
3.1 Excavation in Tunnel	m ³	36.0	16.3	45,400	1,634,000	740,000	2,374,000
3.2 Concrete (Arch)	m ³	54.2	12.1	10,200	553,000	123,000	676,000
3.3 Concrete (Invert)	m ³	52.8	12.6	2,400	127,000	30,000	157,000
3.4 Formwork	m ²	16.0	4.0	37,000	592,000	148,000	740,000
3.5 Shotcrete (5 cm)	m ²	14.9	2.1	15,800	235,000	33,000	268,000
3.6 Shotcrete (10 cm)	m ²	22.7	2.8	16,000	363,000	45,000	408,000
3.7 Shotcrete (15 cm)	m ²	30.5	3.5	1,000	31,000	3,500	34,500
3.8 Rock Bolt	m	5.3	12.8	26,600	141,000	340,000	481,000
3.9 Steel Support (H-100)	ton	1286.4	134.2	49	63,000	6,500	69,500
3.10 Reinforcement Bar	ton	24.5	534.4	17	400	9,100	9,500
3.11 Others (7% of 3.1 to 3.10)					262,000	103,000	365,000
Sub-Total					4,001,400	1,581,100	5,582,500
4. Work Adit							
4.1 Excavation in Tunnel	m ³	32.3	14.7	8,000	258,000	118,000	376,000
4.2 Shotcrete t=100mm	m ²	22.7	2.8	120	2,700	300	3,000
4.3 Concrete in portal	m ³	54.2	12.1	120	6,500	1,500	8,000
4.4 Formwork	m ²	9.0	6.0	180	1,600	1,100	2,700
4.5 Rock bolt 25 mm, 2m length	m	5.3	12.8	1,100	5,800	14,000	19,800
4.6 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	6	100	3,200	3,300
4.7 Others (7% of 4.1 to 4.6)					19,000	10,000	41,000
Sub-Total					293,700	148,100	441,800
5. Regulating Dam							
5.1 Excavation							
(1) Common	m ³	1.5	0.7	33,000	51,000	22,000	73,000
(2) Rock	m ³	6.8	2.9	45,000	306,000	131,000	437,000
5.2 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	7,000	387,000	88,000	475,000
5.3 Roller Compacted Concrete	m ³	31.4	13.5	69,000	2,169,000	929,000	3,098,000
5.4 Formwork	m ²	3.0	12.0	1,700	5,100	20,400	25,500

表 9.3.4 土木工事費の内訳 (2/4)

Unit: US\$

Work Item	Unit	Unit Price (F/C)	Unit Price (L/C)	Quantity	Cost (F/C)	Cost (L/C)	Total
5.5 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	400	10,000	214,000	224,000
5.6 Others (15% of 5.1 to 5.5)					439,000	211,000	650,000
Sub-Total					3,367,100	1,615,400	4,982,500
6. Diversion Work							
6.1 Excavation, Rock	m ³	6.8	2.9	2,500	17,000	7,000	24,000
6.2 Embankment for Cofferdam	m ³	1.5	0.7	6,000	9,200	4,000	13,200
6.3 Removal of Cofferdam	m ³	1.5	0.7	6,000	9,200	4,000	13,200
6.4 Corgate Pipe	m	171.0	19.0	240	41,000	5,000	46,000
6.5 U type Corgate Frume	m	162.0	18.0	150	24,000	3,000	27,000
6.6 Others (7% of 6.1 to 6.5)					7,000	2,000	9,000
Sub-Total					107,400	25,000	132,400
7. Check Dam							
7.1 Excavation							
(1) Common	m ³	1.5	0.7	17,800	27,000	11,700	38,700
(2) Rock	m ³	6.8	2.9	15,800	107,000	46,000	153,000
7.2 Random Backfill	m ³	1.5	0.7	5,000	7,700	3,300	11,000
7.3 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	16,200	896,000	203,000	1,099,000
7.4 Formwork	m ²	3.0	12.0	16,200	49,000	194,000	243,000
7.5 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	160	3,900	85,500	89,400
7.6 Others (7% of 7.1 to 7.5)					76,000	38,000	114,000
Sub-Total					1,166,600	581,500	1,748,100
8. Headrace Tunnel							
8.1 Excavation	m ³	32.3	14.7	7,990	258,000	117,000	375,000
8.2 Concrete	m ³	54.2	12.1	2,840	154,000	34,000	188,000
8.3 Formwork	m ²	16.0	4.0	4,500	72,000	18,000	90,000
8.4 Shotcrete (5cm)	m ²	14.9	2.1	0	0	0	0
8.5 Shotcrete (10cm)	m ²	22.7	2.8	5,910	134,000	17,000	151,000
8.6 Rockbolt	m	5.3	12.8	5,740	30,000	73,000	103,000
8.7 Steel Support	ton	1,286.4	134.2	7	9,000	900	9,900
8.8 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	53	1,300	28,000	29,300
8.9 Others (7% of 8.1 to 8.8)					46,000	20,000	66,000
Sub-Total					704,300	307,900	1,012,200
9. Penstock Tunnel							
9.1 Shaft Tunnel Excavation	m ³	49.4	14.0	2,600	128,000	36,000	164,000
9.2 Tunnel Excavation	m ³	31.9	13.6	800	26,000	11,000	37,000
9.3 Backfill Concrete	m ³	48.8	10.9	2,100	102,000	23,000	125,000
9.4 Shotcrete t=50mm	m ²	14.9	2.1	37,000	551,000	78,000	629,000
9.5 Rock bolt 25 mm dia, 2m length	m	5.3	12.8	25,900	137,000	332,000	469,000
9.6 Others (7% of 9.1 to 9.5)					66,000	34,000	100,000
Sub-Total					1,010,000	514,000	1,524,000
10. Access Tunnel							
10.1 Excavation	m ³	32.3	14.7	35,100	1,134,000	516,000	1,650,000
10.2 Concrete (Arch)	m ³	54.2	12.1	600	33,000	7,300	40,300
10.3 Concrete (Invert)	m ³	52.8	12.6	1,300	69,000	16,000	85,000
10.4 Formwork	m ²	16.0	4.0	1,400	22,000	6,000	28,000
10.5 Shotcrete (10cm)	m ²	22.7	2.8	20,500	465,000	57,000	522,000
10.6 Rockbolt	m	5.3	12.8	38,000	201,000	486,000	687,000
10.7 Steel Support	ton	1,286.4	134.2	185	239,000	25,000	264,000
10.8 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	5	100	2,700	2,800
10.9 Others (7% of 10.1 to 10.8)					151,000	78,000	229,000
Sub-Total					2,314,100	1,194,000	3,508,100
11. Powerhouse							

表 9.3.4 土木工事費の内訳 (3/4)

Unit: US\$

Work Item	Unit	Unit Price (F/C)	Unit Price (L/C)	Quantity	Cost (F/C)	Cost (L/C)	Total
11.1 Underground Cavern Excavation	m ³	17.7	8.7	37,000	655,000	322,000	977,000
11.2 Shotcrete							
(1) 320 mm	m ²	96.5	8.4	1,900	183,000	16,000	199,000
(2) 240 mm	m ²	74.0	5.8	2,400	178,000	14,000	192,000
(3) 160 mm	m ²	32.3	3.7	1,400	45,000	5,000	50,000
11.3 PS Anchor							
(1) 100t (15 m)	m	111.2	3.1	26,000	2,891,000	81,000	2,972,000
(2) 60t (13 m)	m	87.1	3.1	9,500	827,000	29,000	856,000
11.4 Rock Bolt	m	5.3	12.8	11,000	58,000	141,000	199,000
11.5 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	9,000	498,000	113,000	611,000
11.6 Formwork	m ²	3.0	12.0	9,000	27,000	108,000	135,000
11.7 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	450	11,000	240,000	251,000
11.8 Others (7 % of 11.1 to 11.7)					376,000	75,000	451,000
Sub-Total					5,749,000	1,144,000	6,893,000
12. Draft Tunnel							
12.1 Excavation	m ³	32.3	14.7	700	23,000	10,000	33,000
12.2 Concrete (Arch)	m ³	54.2	12.1	300	16,000	3,600	19,600
12.3 Concrete (Invert)	m ³	52.8	12.6	100	5,300	1,300	6,600
12.4 Formwork	m ²	16.0	4.0	600	9,600	2,400	12,000
12.5 Shotcrete (10cm)	m ²	22.7	2.8	400	9,100	1,100	10,200
12.6 Rockbolt	m	5.3	12.8	800	4,200	10,200	14,400
12.7 Steel Support	ton	1,286.4	134.2	5	6,400	700	7,100
12.8 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	5	100	2,700	2,800
12.9 Others (7% of 12.1 to 12.8)					5,200	2,200	7,400
Sub-Total					78,900	34,200	113,100
13. Tailrace Chamber							
13.1 Cavern Excavation	m ³	17.7	8.7	4,500	80,000	39,000	119,000
13.2 Shotcrete (15 cm)	m ²	30.5	3.5	1,300	40,000	4,600	44,600
13.3 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	1,700	94,000	21,000	115,000
13.4 Formwork	m ²	16.0	4.0	1,700	27,000	7,000	34,000
13.5 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	85	2,100	45,400	47,500
13.6 Rock Bolts	m	5.3	12.8	4,500	24,000	58,000	82,000
13.7 Others (7% of 13.1 to 13.6)					19,000	12,000	31,000
Sub-Total					286,100	187,000	473,100
14. Tailrace Tunnel							
14.1 Excavation in Tunnel	m ³	32.3	14.7	39,100	1,263,000	575,000	1,838,000
14.2 Concrete (Arch)	m ³	54.2	12.1	6,690	363,000	81,000	444,000
14.3 Concrete (Invert)	m ³	52.8	12.6	2,270	120,000	29,000	149,000
14.4 Formwork	m ²	18.0	2.0	17,870	322,000	36,000	358,000
14.5 Shotcrete (5 cm)	m ²	14.9	2.1	700	10,000	1,000	11,000
14.6 Shotcrete (10 cm)	m ²	22.7	2.8	20,400	463,000	57,000	520,000
14.7 Rock Bolt	m	5.3	12.8	26,000	138,000	333,000	471,000
14.8 Steel Support (H-100)	ton	1,286.4	134.2	92	118,000	12,000	130,000
14.9 Reinforcement Bar	ton	24.5	534.4	24	600	12,800	13,400
14.10 Others (7% of 14.1 to 14.9)					196,000	80,000	276,000
Sub-Total					2,993,600	1,216,800	4,210,400
15. Tailrace Culvert							
15.1 Excavation							
(1) Common	m ³	1.5	0.7	490,000	755,000	323,000	1,078,000
(2) Rock	m ³	6.8	2.9	55,000	373,000	160,000	533,000
15.2 Backfill	m ³	1.5	0.7	490,000	755,000	323,000	1,078,000
15.3 Structural Concrete	m ³	55.3	12.5	6,700	371,000	84,000	455,000
15.4 Formwork	m ²	3.0	12.0	9,000	27,000	108,000	135,000

表 9.3.4 土木工事費の内訳 (4/4)

Unit: US\$

Work Item	Unit	Unit Price (F/C)	Unit Price (L/C)	Quantity	Cost (F/C)	Cost (L/C)	Total
15.5 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	405	10,000	216,000	226,000
15.6 Others (10% of 15.1 to 15.5)					229,000	121,000	350,000
Sub-Total					2,520,000	1,335,000	3,855,000
16. Tailrace Outlet							
16.1 Excavation, Common	m3	1.5	0.7	7,700	12,000	5,100	17,100
16.2 Structural Concrete	m3	55.3	12.5	900	50,000	11,000	61,000
16.3 Formwork	m2	3.0	12.0	900	2,700	10,800	13,500
16.4 Reinforcement Bars	ton	24.5	534.4	45	1,100	24,000	25,100
16.5 Others (7 % of 16.1 to 16.4)	m3				5,000	4,000	9,000
Sub-Total					70,800	54,900	125,700
17. Access Road							
17.1 Excavation, Common	m3	1.5	0.7	166,000	256,000	110,000	366,000
17.2 Excavation Rock	m3	6.8	2.9	280,000	1,901,000	815,000	2,716,000
17.3 Embankment	m3	1.5	0.7	14,000	22,000	9,000	31,000
17.4 Bridge	L.S.				700,000	300,000	1,000,000
17.5 Others (7% of 17.1 to 17.4)					202,000	86,000	288,000
Sub-Total					3,081,000	1,320,000	4,401,000
Total (1 to 17)					28,422,800	11,925,500	40,348,300
18. Temporary Facility (5 % of Total)					1,421,000	596,000	2,017,000
Grand Total of Civil Works					29,843,800	12,521,500	42,365,300

表 9.3.5 年間支出計画

Description	F.C. (Thousand US \$)					L.C. (Thousand US \$)				
	2,004	2,005	2,006	2,007	Total	2,004	2,005	2,006	2,007	Total
1. Civil Work	5,969	11,938	8,953	2,984	29,844	2,504	5,009	3,757	1,252	12,522
2. Metal Work		2,250	2,250	0	4,500		250	250	0	500
3. Electro-Mechanical Work		2,646	9,260	1,323	13,228		223	779	111	1,113
4. T/L			69	274	343			17	69	86
Total Construction Cost	5,969	16,833	20,531	4,582	47,915	2,504	5,481	4,803	1,432	14,221
Administration (2.5%)						212	558	633	150	1,553
Engineering Service (7.5%)	448	1,262	1,540	344	3,594	188	411	360	107	1,067
Environmental Cost					0	963	291	291	290	1,835
Base Cost	6,416	18,096	22,071	4,925	51,509	3,867	6,741	6,087	1,980	18,676
Price Contingency					0	180	476	580	238	1,474
Physical Contingency	642	1,565	1,628	413	4,247	387	651	556	189	1,783
Total	7,058	19,660	23,699	5,338	55,756	4,434	7,868	7,224	2,407	21,933

FIGURES

第 9 章

Equipment	Headwork / Syphone		Connection tunnel		Regulating dam			Headrace tunnel		Penstock tunnel		Powerhouse		Tailrace tunnel		Tailrace culvert	
	Excavation	Concrete	Excavation	Lining	Excavation	Concrete (RCC)	Grouting	Excavation	Lining	Excavation	Lining	Excavation	Concrete	Excavation	Lining	Excavation	Concrete
Wheel jumbo, 2 boom drill								X		X		X		X			
Rail jumbo, 2 boom drill			X														
Raise climber (stopper drill & guide-rail)										X							
Muck loader, side dump type, 2.1 m ³								X		X		X		X			
Backhoe type loader			X														
Dump truck, 10 ton	X				X	X		X		X		X		X		X	
Battery locomotive & Muck car, 4.5 m ³			X														
Concrete pump car, 100 m ³ /h		X		X					X		X		X		X		X
Circular travelling form, 12 m long				X					X		X				X		
Agitator truck, 4.5 m ³		X		X					X		X		X		X		X
Bulldozer with ripper, 32 ton					X												
Bulldozer with ripper, 21 ton	X																X
Bulldozer, low pressure type, 16 ton						X											
Wheel loader, 3.1 m ³					X												
Wheel loader, 1.4 m ³	X																X
Backhoe, 0.6 m ³	X																X
Vibrating roller, 10 ton						X											
Truck crane with 1.0 m ³ bucket, 25 ton		X															X
Boring machine, rotary, 5.5 kW							X										
Grout pump, 7.8 kW							X										
Grout mixer, 200 lit x 2							X										

圖 9.2.1 工種別主要建設機械一覽

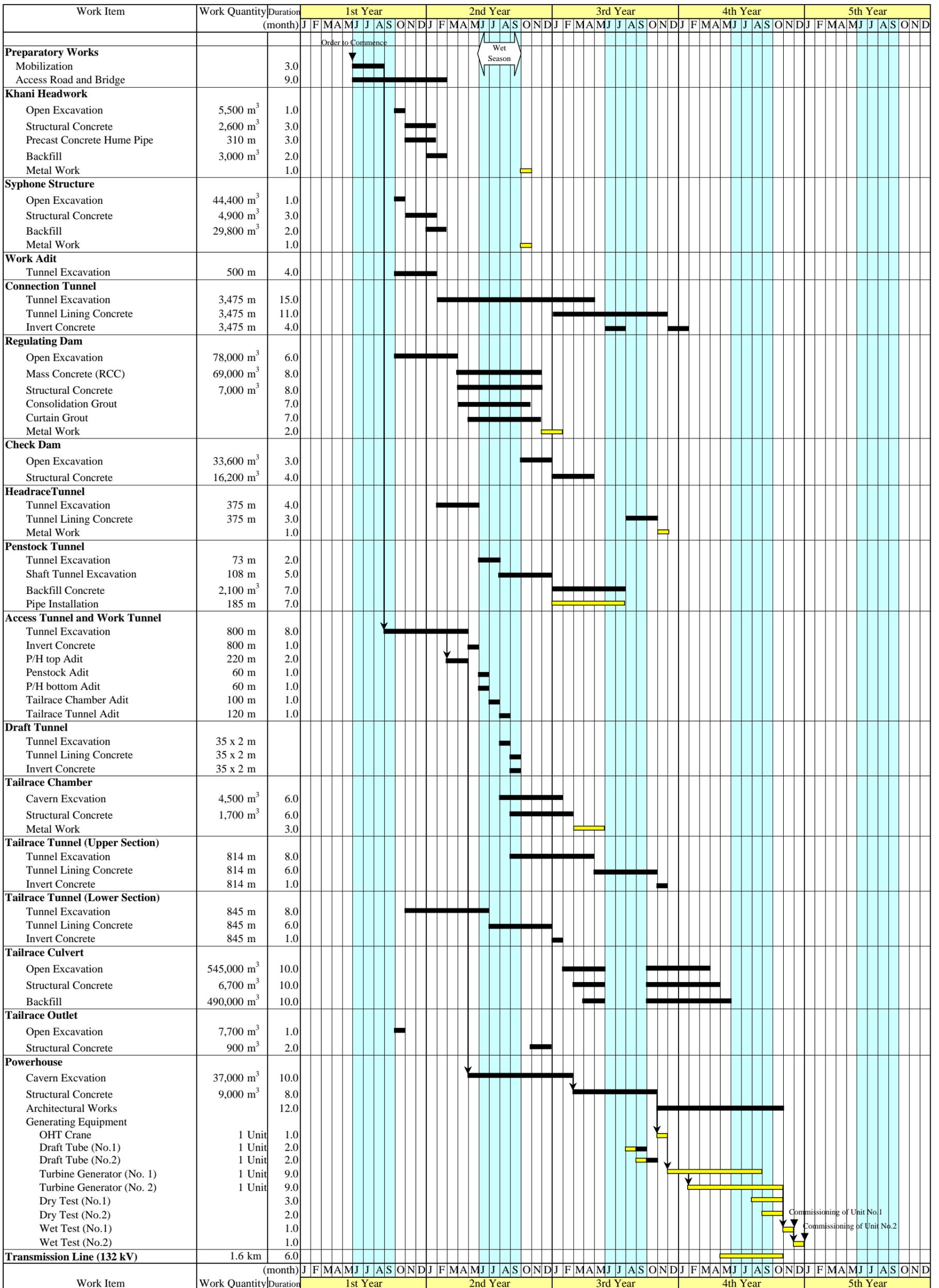


図 9.2.2 クリカニ第3水力発電プロジェクト工事工程

第 10 章

第 10 章 プロジェクト評価

10.1 序論

本章では、クリカ二第 3 水力発電計画の経済・財務面から見た実行可能性の評価を行う。この実行可能性は、経済面について経済内部収益性（EIRR）、財務面について財務内部収益性（FIRR）とプロジェクトの債務返済能力によって検証する。

経済評価は、プロジェクトの便益を国家の経済的観点から明らかにし、財務分析は債務返済能力分析とあわせて、実施機関にとってのプロジェクトの財務的実行可能性を検証することを目的とする。

経済評価では、プロジェクトの財務的費用は経済的費用に変換する。移転支払やシャドウプライスの適用により導き出される経済的費用は、国家社会全体に対する実際の費用を反映するものである。財務分析では、市場価格で算定されたプロジェクト費用と実際の売電によるプロジェクト収入を比較する。債務返済能力分析は、プロジェクトの投資費用に関して様々な債務条件を想定することにより行う。

10.2 経済分析

10.2.1 経済分析上の条件

以下の条件と想定の下に、本調査の経済分析を実施する。

- a) 費用は、2002 年半ばの市場価格で算定する。
- b) 原則として米ドルで表示する。為替交換レートは、2002 年 7 月 16 日付のレート、1 米ドルに対し 78.3 ネパールルピーを適用する。
- c) 標準変換率 0.9 を、現地通貨分のプロジェクト費用を経済費用に変換する際に使用する。
- d) プロジェクトの運営・維持管理費用として、土木費用の 0.5%と機械費の 2.0%を見込む。
- e) 土木構造物は 50 年、機械類は 30 年の経済寿命を想定する。
- f) 経済・財務分析ともに、運転開始から 50 年間を評価対象期間とする。債務返済能力分析に当たっては、30 年間で確実に返済することを想定する。
- g) ネパールにおける資本の機会費用は 10%とする。

10.2.2 経済便益・費用

(1) 経済費用

市場価格により算定されたプロジェクトの資本費用の要約は、その年次支出予定とともに表 10.2.1 に示す。プロジェクトの総資本費用は 2002 年を基準価格として、US\$74.300 百万である。このうち外貨分は US\$55.756 百万、現地通貨分は US\$18.545

百万である。

財務費用は 10.2.1 節で述べた条件と想定により経済費用に変換する。財務費用から経済費用の変換値は表 10.2.1 の要約のとおりで、変換に当たっては、標準変換率として 0.9 を、現地過分に適用する。年次支出予定は表 10.2.1 を参照。

(2) 経済便益

経済便益は、保証ピーク電力に対しては代替火力の転換を適用し、算定する。その他の電力に就いては、1998 年 ADB 調査によって算定された雨期のピーク電力に対する長期限界費用 (LRMC) 0.015US\$/kWh を適用し、算定する。本計画で発電する電力の性格を考慮し、ネパールでの同様のフィービリティ調査で代替火力の候補としたガスタービン火力発電所を、本計画の代替火力として選定した。代替火力発電費用の積算に使用した項目と値を、表 10.2.2 示す。

本計画の発電パターンはピーク時間帯運転に特化しており、また、その電力は信頼性が高い上、首都と国家の経済活動の中心地を擁するカトマンドゥ盆地という電力消費の国家的中心地に近いという利点がある。このような性格を持つ水力発電計画は、ガスタービン火力発電所によってのみ代替が可能である。従い、代替火力の費用を、本計画が発電する保証ピーク電力の便益を算定するための値とすることが妥当と考えられる。

代替火力の費用の値は、支払意思に基づく経済価値を上回るが、プロジェクトの運転開始予定時には、ピーク時の計画停電を避けるための代替案としては、火力発電所以外には適切な策が無いことを考慮する必要がある。上述したように、本計画の利点は、カトマンドゥ盆地に近いことであり、このために本計画のピーク電力は正に同地域の計画停電を避けるために使用されることが確実である。このような本計画の電力供給上の特徴が、経済便益を代替火力により算定することを正当化できると考える。

代替火力の費用データは、当該の類似フィービリティ調査のものを使用し、データは 1998 年の米ドル価格となっている。第 9 章で説明しているように、価格調整に使用される MUV 指標は 1998 年よりデフレ傾向を示している一方、全体費用の中では少ない比率を占める現地通貨分は若干インフレーションしている。このような傾向を考慮した結果、本調査では価格調整を適用しない方が、より控えめになると判断した。燃料費は 11 当たり、NRs23.4 を本計画の現在価格と同様のものとして使用した。計算された kW 当たりと kWh 当たりの費用は、水力発電と火力発電の条件の違いを整えるための転換調整率を使用し算定した。

代替火力の総費用は、単位あたりの kW 費用と kWh 費用を本計画の設備規模と発電電力量に乗ずることによって計算する。(表 10.2.2 参照)

10.2.3 経済評価

経済実行可能性に就いては、以下の表に要約されているとおりで、その経済キャッシュフローは表 10.2.3 に示している。

摘要	単位	指標
経済内部収益率 (EIRR)		15.3%
便益/費用比率 (B/C)		1.34
純現在価値	US\$1,000	23,797
現在便益価値	US\$1,000	94,240
現在費用価値	US\$1,000	70,443
割引率		10.0%

EIRR 値 15.3%は、ネパールにおいて投資の機会費用の基準としている 10%を十分に上回っている。これは、本計画は国家として経済的に十分に実行可能であることを示している。純現在価値と現在価値による便益/費用比率は、それぞれ US\$23.797 百万と 1.34 である。

10.2.1 節で述べた費用に加え、排出便益が本プロジェクトには適用可能である。世銀の勧めるトン当たり 20 米ドルの二酸化炭素 (CO₂) 排出反則金を適用した結果は、以下の表の通りである。

摘要	単位	指標
経済内部収益率 (EIRR)		16.0%
便益/費用比率 (B/C)		1.39
純現在価値	US\$1,000	27,304
割引率		10.0%

NEA として、ピーク時間での計画停電が避けられないというのであれば、他に適切な代替手段の無い状況では、代替火力による評価は妥当となる。ネパール政府が、信頼性が高く高品質の電力供給を国家経済開発の基盤作りのために重点を置いていることを配慮すると、国家経済活動の中心地でのピーク時間帯の計画停電の回避は、重要な課題である。

10.2.4 感度分析

感度分析は排出便益なしのケースに就いて実施した。EIRR 値の変化は、便益と費用の決定要素を 2 方向に変化させることにより検証を行った。便益の決定要素は、国際市況により価格変動の激しい代替火力の燃料費を用い、プロジェクト費用に就いてはプロジェクトの建設費用を用いた。

	燃料費+10%	基本案	燃料費-10%
建設費-10%	18.5%	17.8%	17.2%
基本案	15.9%	15.3%	14.7%
建設費+10%	13.9%	13.4%	12.9%

上の表にあるように、建設費の変動の方が燃料費の変動よりも EIRR 値の変化に及ぼす影響は大きい。建設費が大きくなる場合と燃料費が低くなる場合には EIRR 値は減少する。しかしながら、最悪のケースである建設費が 10%上昇し燃料費が 10%低下する場合でも、EIRR 値は資本の機会費用である 10%を上回っている。

これに加え、建設期間の延長による建設の遅れを 1 年間想定したケースに就いても試した結果、EIRR は 14.0%と建設費と燃料費がそれぞれ 10%減少するケースと同等となった。

10.3 財務評価

10.3.1 財務費用・便益

財務分析では、実施機関である NEA に生じる全部の費用と便益を採用する。総事業費用は US\$77.689 百万で、その内訳は、表 10.2.1 に示すとおり外貨分が US\$55.756 百万、現地通貨分が US\$21.933 百万である。

第 9 章で述べた通り、本調査の財務分析では価格上昇分を織り込んだ。価格上昇率は、ネパールルピーの米ドルに対する減価分が現地通貨表示での価格上昇を相殺するという過程の上に、外貨・現地通貨分ともに年率 2.3%とした。本調査では、ネパールで最近実施された類似案件のフィージビリティ調査で適用されたこの価格上昇率の値を、最近の米国の物価上昇率を考慮したうえで、採用した。しかしながら、プロジェクトの資本費用のうち外貨分に就いては、近年の MUV 指標の動向を配慮し、価格上昇は適用していない。将来のネパールルピーと米ドルとの為替レートの変動と現地通貨分の価格上昇の変動の影響を避けるため、債務返済能力分析の一部を除いて、すべて米ドル表示とした。

本プロジェクトの電力の出口価格は、NEA2002 年度の平均電力料金を基に kWh 当たり 0.0711 米ドルと算定した。詳細は表 10.3.1 参照。発電所要電力としては、発電量の 0.5%を見込んだ。

10.3.2 財務評価

財務分析には、財務評価の視点により種類の異なった 3 つの FIRR が存する。

- a) すべての資源に関する財務収益率：企業向けの債務実行前の増加便益により算出されるもの。
- b) 所得税差引前の資本に対する財務収益率：民間投資家向けの債務実施分を含む増加便益により算出されるもの。
- c) 税引き後の資本に対する財務収益：資本家向けの債務実施と納税を含む増加利益により算出されるもの。

NEA は企業に属するため、a)型の FIRR を本調査では適用した。法人税に就いては、企業が収益を上げたときに払うものであるため、プロジェクトの純収入の一部分が場合によっては支払われるものであるため、プロジェクト費用には含んでいない。この FIRR 計算は世銀の一般的慣行に従うものである。

表 10.3.2 に示すように、FIRR は 5.0%となり財務的に実施可能である。建設の開始は 2004 年 6 月、発電運転の開始は 2007 年 11 月をそれぞれ想定した。

現在ネパール政府は、援助国からの借款を事業省に 10.25%の再貸付利率により転貸している。FIRR5.0%は、この転貸金利 10.25%より低い。これは、本計画はそのプロ

プロジェクト費用と比較した場合、ネパール国社会にとっては価値のあるものであるが、本計画の実施は NEA にとって財務的に負担になるというものである。従い、NEA の健全な財務状態を維持することを考えれば、政府から NEA への再貸付利率 10.25% は、本計画には適用できないこととなる。

このような状況で、本プロジェクトの実施に関する意思決定は、政府が NEA を財務的に支援するか否かにかかっている。これは、本プロジェクトが国家社会にとっての経済便益は、実現させることが十分に妥当な高いものであることによる。政府が NEA を財務的に支援する方法として、条件の緩い助成的資金貸付を含めいくつかの方法がある。援助国からの条件の緩い援助借款を利用して助成的資金貸付を実施することは、政府が少ない負担でこのような補助を行うことが出来る機会の一つであろう。

上に述べたことは以下のようにまとめられる：

- a) 経済評価の結果、本計画は国家にとっては価値のあるものである反面、本計画の実施は、NEA にとって財務的負担が大きくなる。
- b) 本プロジェクトを実現するに当たっては、政府の支援、特に財務的補助（再貸付条件の緩和）が不可欠である。
- c) また、このような補助手段の実施に当たっては、援助国からの条件の緩い助成的資金貸付を利用することが勧められる。

10.3.3 感度分析

FIRR 感度分析は、10.2.4 と同様に本プロジェクトの収入と費用支出を変化させ、FIRR 値の変化を検証した。収入と費用支出は 10% ずつ変化させ、FIRR 値の変化は以下の表に示すとおりである。

	収入+10%	基本案	収入-10%
費用支出-10%	6.2%	5.5%	4.8%
基本案	5.6%	5.0%	4.3%
費用支出+10%	5.1%	4.5%	3.8%

上の表にあるように、最低の FIRR 値は、費用が 10% 上昇し、収入が 10% 減少した場合の 3.8% である。

経済評価での感度分析と同様、建設期間の延長による建設の遅れを 1 年間想定したケースに就いても感度分析を行った。その結果の FIRR 値 5.0% と基本案と変化が無かった。この FIRR 計算においては、建設期間の遅延の影響は目立つものではない。

また、参考として 2008 年以降の価格上昇を考慮しない場合について解析を行った。この場合 FIRR 値は 2.5% となる。

10.3.4 債務返済能力

債務返済能力の分析は、プロジェクト実施に当たって、援助国からの条件の緩い援助借款を利用した場合に、基本的に財務的実施可能性のあること、並びに適切な国

内貸付利率を明らかにする観点から行った。

このような観点から 8 つのケースを採用した：

- a) 年利 1%、30 年の貸付期間（10 年の猶予期間と 20 年の返済期間）の貸付条件を、建設中の金利（建中金利）を含む資本投資費用に適用した。（表 10.3.3）、
- b) a)と同条件を資本投資の外貨分に適用し、資本投資の現地通貨分と建中金利の全部に対し年利 4.6%適用し、それ以外は同条件を適用した。（表 10.3.4）、
- c) 年利 5.0%、24 年の貸付期間（4 年の猶予期間と 20 年の返済期間）の貸付条件を、建中金利を含む外貨分の資本投資費用に適用し、現地通貨分に就いては資本金投資とした。（表 10.3.5）、
- d) 年利 7.8%で、他は c)と同様の貸付条件を、建中金利を含む外貨分の資本投資費用に適用し、その元金返済を資本金投資に充当した。また、現地通貨分に就いては資本金投資とした。（表 10.3.6）、
- e) 年利 1.8%で、他は c)と同様の貸付条件を、建中金利を含む資本投資費用全体に適用した。（表 10.3.7）、
- f) 年利 7.5%、30 年の貸付期間（10 年の猶予期間と 20 年の返済期間）の貸付条件を、建中金利を含む外貨分の資本投資費用に適用し、現地通貨分に就いては資本金投資とした。（表 10.3.8）、
- g) 年利 7.6%で、他は f)と同様の貸付条件を、建中金利を含む外貨分の資本投資費用に適用した。その元金返済を資本金投資に充当した。現地通貨分に就いては資本金投資とした。（表 10.3.9）、
- h) 年利 5.0%で、他は f)と同様の貸付条件を、建中金利を含む資本投資費用全体に適用した。（表 10.3.10）。

ケース a)と b)については返済が可能であることが確認され、外貨分に対する援助国からのソフトローンの適用による本計画の財務的实施可能性が明らかとなった。

ケース c)から h)は、ネパール政府から NEA に再貸付する際の貸付条件を変更した場合の財務的实施可能性について検討した。これらのケースでは、米ドル価値をすべて 1.00 米ドル = 78.30 ネパールルピーの為替レートでネパールルピー価値に変換し、価格上昇率 6%を適用している。以下に、ケースと使用した利率並びに概略貸付条件を表にまとめたものを示す。

ケース	利率	概略貸付条件
c)	5.0% (年利)	現地通貨分は資本金投資
d)	7.8% (年利)	現地通貨は資本金、外貨の元金返済を資本金に
e)	1.8% (年利)	全額貸付金
f)	7.5% (年利)	ケース c) に猶予期間 10 年を適用
g)	7.6% (年利)	ケース d) に猶予期間 10 年を適用
h)	5.0% (年利)	ケース e) に猶予期間 10 年を適用

ケース c) から h) は、表 10.3.5 から 10.3.10 に示すように、流動性で問題を起こさない範囲での概算最大金利を適用しており、これらの利率は問題の無い貸付の最大の利率となる。ケース d) において年利 7.8% の利率での貸与が可能であり、ケース e) で最も低い利率となった。この結果から、プロジェクト資金手当てにおいて、資本金投資の割合が転貸の利率に大きく影響することが分かった。また、貸付金の割合が大きいほど、猶予期間延長による効果が高いことが分かった。

上記の検討結果より、ケース f) に示される 7.5% の利率で 10 年の猶予期間と 20 年の返済期間を含む 30 年のローン期間とする貸与条件が、現在のネパール政府側の転貸条件を考慮し、最も実現可能で NEA の財務状態に負担をかけない貸与条件と考えられる。

また、本計画は円借款の適用が期待されていることから、円借款の条件を鑑みて、ケース f) の貸与条件において外貨ローン比率を 85% とした場合には、表 10.3.11 に示すように返済可能な利率は 6.3% となる。

参考として、現在実施されている再貸付の条件を最近の類似フィージビリティ調査案件に則り、適用したケースを表 10.3.12 に示す。このケースでは、NEA の累積財務負担は、建設開始後 16 年目に最大の NRs2,208 百万となる。単年度での最大財務負担は NRs329 百万で、単年度赤字は 12 年間継続する。建設開始後 25 年目に累積赤字が解消され、財務費用も含む全プロジェクト費用が回収されることとなる。

現在 NEA は経営健全化に向けた電力料金の設定に関する ADB 及び世銀の勧告に従い、電力料金が改正されてきている。1991 から 2001 年における各年の全電力料金収入を全販売電力量で割った平均電力料金の変化を下表に示す。平均電力料金はここ 10 年で現地貨において 1.40NRs/kWh から 6.23NRs/kWh の 4.5 倍に、ドル換算において 3.28US¢/kWh から 8.35US¢/kWh の 2.5 倍に上昇している。この上昇率は現地貨ベースで年率 16%、ドル換算ベースで年率 9.6% の値上げをしたことに等しい。

FY	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01
NRs/kWh	1.40	1.98	2.59	3.38	4.10	4.15	4.96	5.05	5.01	5.70	6.23
NRs/US\$	42.70	42.60	49.00	49.11	50.45	56.25	56.75	67.60	68.15	70.40	74.65
US¢/kWh	3.28	4.65	5.10	6.88	8.13	7.38	8.74	7.47	7.35	8.10	8.35

本検討では GDP デフレーター推移を参照し、年率 6% の価格上昇率を採用している。しかし、NEA の FY2001/02 の Corporate Development Plan によればネパール政府により修正された “ETFC (Electricity Tariff Fixation Commission) Rule” の中で、半自動的に最大 5% の電力料金の値上げが認められていることから、価格上昇率 5% の

条件についても検討した。この場合、年利 6.7%の利率での貸与が可能となる。さらに、最も厳しい条件として 2008 年以降の電力料金値上げを許さない場合について検討した。この場合、返済可能な利率は年利 2.7%にまで低下する。

10.4 経済・財務評価の結果と提言

本計画の経済・財務評価の検討結果を下に纏める。

- 経済評価により、本計画が国家的な経済開発に寄与することが明らかとなった。しかしながら、財務評価により、現在のネパール政府から NEA への転貸条件を適用した場合、本計画の実施により NEA の財務に負担をかけることが分かった。
- 本計画の実施により電力需要センターである首都カトマンドゥへ信頼度の高い電力を供給することが可能となる。したがって本計画の国家経済に対する寄与を鑑みて、援助国からのソフトローンを適用することによる本計画の実施が推奨される。
- 更に、本計画の実施による NEA の財務に影響を与えないために、ネパール政府から NEA への再貸付における条件の緩和等の財務援助が必要となる。

TABLES

第 10 章

表 10.2.1 プロジェクト費用並びに年次支出予定

(Unit: US\$1,000)

Description	Economic Cost			Financial Cost		
	Foreign Portion	Local Potion	Total	Foreign Portion	Local Potion	Total
1. Civil Work	29,844	11,270	41,114	29,844	12,522	42,366
2. Metal Work	4,500	450	4,950	4,500	500	5,000
3. Electro-Mechanical Work	13,228	1,002	14,230	13,228	1,113	14,341
4. T/L	343	77	420	343	86	429
Total Construction Cost	47,915	12,799	60,714	47,915	14,221	62,136
Administration (2.5%)	0	1,518	1,518	0	1,553	1,553
Engineering Service (7.5%)	3,594	960	4,554	3,594	1,067	4,660
Environmental Cost	0	1,652	1,652	0	1,835	1,835
Base Cost	51,509	16,928	68,437	51,509	18,676	70,185
Price Contingency	0	0	0	0	1,474	1,474
Physical Contingency	4,247	1,616	5,864	4,247	1,783	6,030
Total	55,756	18,545	74,300	55,756	21,933	77,689
Disbursement Schedule	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
1st Year	7,058	3,845	10,903	7,058	4,434	11,492
2nd Year	19,660	6,699	26,359	19,660	7,868	27,528
3rd Year	23,699	6,036	29,735	23,699	7,224	30,923
4th Year	5,338	1,965	7,303	5,338	2,407	7,745
Total	55,756	18,545	74,300	55,756	21,933	77,689

表 10.2.2 代替ガスタービン発電所：容量価値並びにエネルギー価値

Item	Value	Item	Value		
Installed Capacity	25 MW	Variable O&M Cost	0.0026 US\$/kWh		
Fuel Type	HSD	Fuel Cost (Updated)	0.1173 US\$/kWh		
Unit Construction Cost	660 US\$/kW	Former Fuel Cost			
Fixed O&M cost	34 US\$/kW		Fuel Cost	0.094 US\$/kWh	
Station Service	1.5%		Fuel Cost	30 \$/Mkcal	
Outage Maintenance Day	55 day	Average Heat Rate	3,120 kcal/kWh		
Outage Forced	20%	Current Fuel Data (HS)			
Total Outage	35.07%		FuelCost	23.46 NRs/Lt	
kW-adjustment factor	1.520		Exchange rate US\$1:	78.30 NRs	
kWh-adjustment factor	1.012		Fuel Consumption	0.2996 US\$/Lt	
Hydro Power			Fuel Cost in Rs	0.3950 Lt/kWh	
	Forced Outage		0.5%	Fuel Cost in US\$	0.1183 US\$/kWh
	Station Serv.		0.3%	Local Ratio	10% 0
	Overhaul	2.0%	SCF	0.9 0	
		Economic Price	0.1173 US\$/kWh		
		Emission Rate	750 g /kWh		

表 10.2.3 クリカニ第3水力発電計画経済分析計算

B/C	1.338
IRR	15.3%
Capacity Cost (US\$/kW)	1,660
Energy Cost (US\$/kWh)	0.200
Net Present Value (\$1,000)	0
Net Present Benefit (\$1,000)	0
Net Present Cost (\$1,000)	0
Discount Rate	0%

Inst. Capac.	44.8 MW
Annl Gener.	47.29 GWh
Firm P Ener.	29.54 GWh/yr
Other P En.	17.75 GWh/yr

Alternative Thermal		Other Peak Benefit	
Unit Construction Cost	660 US\$/kW	Summer Peak LRMC	0.015 US\$/kWh
Fixed O&M cost	33.6 US\$/kW		
Variable O&M Cost	0.0026 US\$/kWh		
Fuel Cost	0.1173 US\$/kWh		
kW-adjustment factor	1.520		
kWh-adjustment factor	1.012		

(Unit: US\$1,000 in basic)

Year	Frm Comm	Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Firm Peak Energy GWH/Yr	Other Peak Energy GWH/Yr	Cap. MW	Firm Peak Energy Benefit	Other Peak Energy Benefit	Cap. Benefit	Total Benefit	Net Benefit
1		10,903		10,903							0	-10,903
2		26,359		26,359							0	-26,359
3		29,735		29,735						22,451	22,451	-7,285
4		7,303	299	7,601	14.77	8.88	22.4	2,935	133	22,451	25,519	17,918
5	1		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
6	2		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
7	3		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
8	4		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
9	5		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
10	6		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
11	7		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
12	8		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
13	9		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
14	10		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
15	11		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
16	12		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
17	13		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
18	14		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	27,990
19	15		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	27,990
20	16		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
21	17		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
22	18		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
23	19		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
24	20		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
25	21		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
26	22		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
27	23		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
28	24		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
29	25		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
30	26		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
31	27		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
32	28		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
33	29		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	27,990
34	30	19,558	598	20,156	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	8,432
35	31		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
36	32		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
37	33		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
38	34		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
39	35		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
40	36		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
41	37		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
42	38		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
43	39		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
44	40		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
45	41		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
46	42		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
47	43		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
48	44		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	27,990
49	45		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266	22,451	28,587	27,990
50	46		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
51	47		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
52	48		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
53	49		598	598	29.54	17.75	44.8	5,870	266		6,136	5,539
54	50		299	299	14.77	8.88	44.8	4,078	133	-28,438	-24,226	-24,525
Total		93,859	29,879	123,737	1477.00	887.50		291,720	13,313	151,168	459,136	335,399

表 10.3.1 出口価格算定

Average Tariff in FY 2002	6.81 Rs/kWh
Average Exchange Rate in FY2002	76.48 Rs per US\$1
AvPrice\$	0.0890 US\$/kWh
Real Increase Ratio for FY2003*	4.5%
Further Adjustment Required	0.5%
Estimated Average Tariff in FY 2003	0.0935 US\$/kWh
Peak Tariff Incremental Ratio	15%
Estimated Peak Tariff in FY 2003	0.1075 US\$/kWh
Gate Price Factor	66.10%
Estimated Gate Price in FY 2002 Price	0.0711 US\$/kWh

*: 4.5% per annum increase in real price is recommended by ADB

Tariff Adjustment

Average Price in 2001	6.23 Rs/kWh
Average Price in 2002	6.81 Rs/kWh
Average Exchange Rate in 2001	73.70 Rs per US\$1
Average Exchange Rate in 2002	0.00 Rs per US\$1
Average Price in 2001	0.0845 US\$/kWh
Average Price in 2002	0.0890 US\$/kWh
Incremental Ratio 2001-02	5.3%
Adjusted by US Inflation	4.0%
US Inflation	1.3%

Gate Price Factor Estimation

Cost Structure of NEA		
	1999	2001
Energy Cost	2.33	2.92
Energy Cost Ratio/Total Cost	47.17%	51.32%
Transm. Cost	0.34	0.37
Distri. Cost	1.14	1.17
Loss	0.84	0.95
Direct Cost	4.65	5.41
Overhead	0.29	0.28
Total	4.94	5.69
Average Incre. Ratio for Energy Cost		4.31%
Energy Cost Ratio in Commission Year		66.10%

Source: JBIC SAPS Study in 2002

Peak Tariff Factor Estimate

	Peak Tariff	Normal	Incr. Ratio
Industrial	6.55	5.75	13.91%
Commercial	8.5	7.35	15.65%
Non-Commercial	8.85	7.7	14.94%
Average for above 3 categories			14.83%
Irrigation	3.85	3.4	13.24%
Water Supply	4.55	3.95	15.19%
Transport	4.7	4.15	13.25%
Street Light	5.7	2.85	100.00%

表 10.3.2 クリカニ第3水力発電計画財務分析計算

FIRR	5.0%
------	------

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff in 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff in 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price in 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
Generation Station Ratio	66.10%
Station Service	0.50%
PriceEscal	2.3%

(Unit: US\$1,000 in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Disposable Energy GWH/Yr	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Cumulative Cash Flow
1	2004	11,492		11,492			-11,492	-11,492
2	2005	27,528		27,528			-27,528	-39,020
3	2006	30,923		30,923			-30,923	-69,943
4	2007	7,745	340	8,086	23.53	1,917	-6,168	-76,111
5	2008		696	696	47.05	3,923	3,227	-72,885
6	2009		712	712	47.05	4,013	3,301	-69,584
7	2010		728	728	47.05	4,105	3,377	-66,207
8	2011		745	745	47.05	4,200	3,455	-62,752
9	2012		762	762	47.05	4,296	3,534	-59,218
10	2013		780	780	47.05	4,395	3,615	-55,603
11	2014		798	798	47.05	4,496	3,698	-51,904
12	2015		816	816	47.05	4,600	3,784	-48,121
13	2016		835	835	47.05	4,705	3,871	-44,250
14	2017		854	854	47.05	4,814	3,960	-40,291
15	2018		874	874	47.05	4,924	4,051	-36,240
16	2019		894	894	47.05	5,038	4,144	-32,096
17	2020		914	914	47.05	5,153	4,239	-27,857
18	2021		935	935	47.05	5,272	4,337	-23,521
19	2022		957	957	47.05	5,393	4,436	-19,084
20	2023		979	979	47.05	5,517	4,538	-14,546
21	2024		1,001	1,001	47.05	5,644	4,643	-9,903
22	2025		1,024	1,024	47.05	5,774	4,750	-5,154
23	2026		1,048	1,048	47.05	5,907	4,859	-295
24	2027		1,072	1,072	47.05	6,043	4,971	4,676
25	2028		1,097	1,097	47.05	6,182	5,085	9,761
26	2029		1,122	1,122	47.05	6,324	5,202	14,962
27	2030		1,148	1,148	47.05	6,469	5,321	20,284
28	2031		1,174	1,174	47.05	6,618	5,444	25,728
29	2032		1,201	1,201	47.05	6,770	5,569	31,297
30	2033		1,229	1,229	47.05	6,926	5,697	36,994
31	2034		1,257	1,257	47.05	7,085	5,828	42,822
32	2035		1,286	1,286	47.05	7,248	5,962	48,784
33	2036		1,316	1,316	47.05	7,415	6,099	54,884
34	2037	21,783	1,346	23,129	47.05	7,586	-15,544	39,340
35	2038		1,377	1,377	47.05	7,760	6,383	45,723
36	2039		1,408	1,408	47.05	7,938	6,530	52,253
37	2040		1,441	1,441	47.05	8,121	6,680	58,933
38	2041		1,474	1,474	47.05	8,308	6,834	65,767
39	2042		1,508	1,508	47.05	8,499	6,991	72,758
40	2043		1,543	1,543	47.05	8,694	7,152	79,910
41	2044		1,578	1,578	47.05	8,894	7,316	87,226
42	2045		1,614	1,614	47.05	9,099	7,485	94,711
43	2046		1,652	1,652	47.05	9,308	7,657	102,367
44	2047		1,689	1,689	47.05	9,522	7,833	110,200
45	2048		1,728	1,728	47.05	9,741	8,013	118,213
46	2049		1,768	1,768	47.05	9,965	8,197	126,410
47	2050		1,809	1,809	47.05	10,195	8,386	134,796
48	2051		1,850	1,850	47.05	10,429	8,579	143,375
49	2052		1,893	1,893	47.05	10,669	8,776	152,151
50	2053		1,936	1,936	47.05	10,914	8,978	161,129
51	2054		1,981	1,981	47.05	11,165	9,184	170,313
52	2055		2,027	2,027	47.05	11,422	9,396	179,708
53	2056		2,073	2,073	47.05	11,685	9,612	189,320
54	2057		1,060	1,060	23.53	5,977	4,916	194,236
Total		99,472	63,351	162,823	2352.68	355,142	194,236	

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.3 債務返済分析 ケースa)：外国からの条件の緩い貸付金利用

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	2.3%

Loan Condition	
Interest Rate per Year	1.0%
Duration (Year)	30
Grace Period	10
Principal Rep	20

(Unit: US\$1,000 in basic)

Year	FY Starting 0	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Loan Inflow 77,689	IDC 1,981	Debt Service	Principal 79,670	Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	11,492		11,492		-11,492	11,492	115	0	0	0	0	0
2	2005	27,528		27,528		-27,528	27,528	390	0	0	0	0	0
3	2006	30,923		30,923		-30,923	30,923	699	0	0	0	0	0
4	2007	7,745	340	8,086	1,917	-6,168	7,745	777	0	0	0	1,577	1,577
5	2008		696	696	3,923	3,227			797	0	797	2,430	4,007
6	2009		712	712	4,013	3,301			797	0	797	2,504	6,511
7	2010		728	728	4,105	3,377			797	0	797	2,580	9,092
8	2011		745	745	4,200	3,455			797	0	797	2,658	11,750
9	2012		762	762	4,296	3,534			797	0	797	2,737	14,487
10	2013		780	780	4,395	3,615			797	0	797	2,819	17,305
11	2014		798	798	4,496	3,698			4,415	3,618	797	-716	16,589
12	2015		816	816	4,600	3,784			4,415	3,654	761	-631	15,958
13	2016		835	835	4,705	3,871			4,415	3,691	724	-544	15,413
14	2017		854	854	4,814	3,960			4,415	3,728	687	-455	14,958
15	2018		874	874	4,924	4,051			4,415	3,765	650	-364	14,593
16	2019		894	894	5,038	4,144			4,415	3,803	612	-271	14,322
17	2020		914	914	5,153	4,239			4,415	3,841	574	-176	14,147
18	2021		935	935	5,272	4,337			4,415	3,879	536	-78	14,068
19	2022		957	957	5,393	4,436			4,415	3,918	497	21	14,090
20	2023		979	979	5,517	4,538			4,415	3,957	458	123	14,213
21	2024		1,001	1,001	5,644	4,643			4,415	3,997	418	228	14,441
22	2025		1,024	1,024	5,774	4,750			4,415	4,037	378	335	14,775
23	2026		1,048	1,048	5,907	4,859			4,415	4,077	338	444	15,219
24	2027		1,072	1,072	6,043	4,971			4,415	4,118	297	556	15,775
25	2028		1,097	1,097	6,182	5,085			4,415	4,159	256	670	16,445
26	2029		1,122	1,122	6,324	5,202			4,415	4,201	214	787	17,232
27	2030		1,148	1,148	6,469	5,321			4,415	4,243	172	907	18,138
28	2031		1,174	1,174	6,618	5,444			4,415	4,285	130	1,029	19,167
29	2032		1,201	1,201	6,770	5,569			4,415	4,328	87	1,154	20,321
30	2033		1,229	1,229	6,926	5,697			4,415	4,371	44	1,282	21,604

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.4 債務返済分析 ケースb)：外国からの条件の緩い貸付金と現地貸付金利用

Annual Generation	47.29 GWh	Loan Condition	Foreign	Local
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh	Interest Rate per Year	1.0%	4.6%
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh	Duration (Year)	30	30
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh	Grace Period	10	10
PriceEscal	2.3%	Principal Rep	20	20

(Unit: US\$1,000 in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Loan Inflow	Loan Inflow F	Loan Inflow L	Ttl IDC	IDC Foreign	IDC Local	Debt Service	Foreign Principal	Foreign Interest	Local Principal	Local Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	11,492		11,492		-11,492	11,492	7,058	4,434	275	1,400	71	204	0	0	0	0	0	0
2	2005	27,528		27,528		-27,528	27,528	19,660	7,868	833	267	566	0	0	0	0	0	0	0
3	2006	30,923		30,923		-30,923	30,923	23,699	7,224	1,402	504	898	0	0	0	0	0	0	0
4	2007	7,745	340	8,086	1,917	-6,168	7,745	5,338	2,407	1,566	558	1,009	0	0	0	0	0	1,577	1,577
5	2008		696	696	3,923	3,227							1,754	0	558	0	1,196	1,473	3,050
6	2009		712	712	4,013	3,301							1,754	0	558	0	1,196	1,547	4,597
7	2010		728	728	4,105	3,377							1,754	0	558	0	1,196	1,623	6,220
8	2011		745	745	4,200	3,455							1,754	0	558	0	1,196	1,701	7,920
9	2012		762	762	4,296	3,534							1,754	0	558	0	1,196	1,780	9,700
10	2013		780	780	4,395	3,615							1,754	0	558	0	1,196	1,861	11,562
11	2014		798	798	4,496	3,698							5,107	2,532	558	820	1,196	-1,408	10,154
12	2015		816	816	4,600	3,784							5,107	2,557	532	858	1,159	-1,323	8,831
13	2016		835	835	4,705	3,871							5,107	2,583	507	898	1,119	-1,236	7,595
14	2017		854	854	4,814	3,960							5,107	2,609	481	939	1,078	-1,147	6,448
15	2018		874	874	4,924	4,051							5,107	2,635	455	982	1,035	-1,056	5,392
16	2019		894	894	5,038	4,144							5,107	2,661	428	1,027	990	-963	4,429
17	2020		914	914	5,153	4,239							5,107	2,688	402	1,075	942	-867	3,561
18	2021		935	935	5,272	4,337							5,107	2,715	375	1,124	893	-770	2,792
19	2022		957	957	5,393	4,436							5,107	2,742	348	1,176	841	-670	2,121
20	2023		979	979	5,517	4,538							5,107	2,769	320	1,230	787	-568	1,553
21	2024		1,001	1,001	5,644	4,643							5,107	2,797	293	1,286	731	-464	1,089
22	2025		1,024	1,024	5,774	4,750							5,107	2,825	265	1,346	671	-357	732
23	2026		1,048	1,048	5,907	4,859							5,107	2,853	236	1,407	609	-248	485
24	2027		1,072	1,072	6,043	4,971							5,107	2,882	208	1,472	545	-136	349
25	2028		1,097	1,097	6,182	5,085							5,107	2,911	179	1,540	477	-22	327
26	2029		1,122	1,122	6,324	5,202							5,107	2,940	150	1,611	406	95	422
27	2030		1,148	1,148	6,469	5,321							5,107	2,969	121	1,685	332	215	637
28	2031		1,174	1,174	6,618	5,444							5,107	2,999	91	1,762	255	337	974
29	2032		1,201	1,201	6,770	5,569							5,107	3,029	61	1,843	173	462	1,437
30	2033		1,229	1,229	6,926	5,697							5,107	3,059	31	1,928	89	591	2,027

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.5 債務返済分析 ケースc) : 現地貸付金と資本金投資利用

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	5.0%
Duration (Year)	24
Grace Period	4
Principal Rep	20

Equity		
Total	1,935 mill. Rs.	
NEA	1,451	75%
Govnm.	484	25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY	Starting	Total Cap.	O&M	Total	Energy	Net	Ttl Capital	Loan	Equity	Ttl IDC	IDC	Debt	Loan	Net	Cumulative	
		0	Cost	Cost	Cost	Sales	Revenue	Inflow	Inflow F	Inflow	548	548	Service	Principal	Interest	Cash Flow	Cash Flow
					Revenue			6,301	4,366	1,935				4,914			
1	2004		925		925		-925	925	553	373	28	28	0	0	0	0	0
2	2005		2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	105	105	0	0	0	0	0
3	2006		2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	197	197	0	0	0	0	0
4	2007		643	32	675	186	-489	643	418	225	218	218	0	0	0	154	154
5	2008			67	67	394	326						394	149	246	-68	86
6	2009			71	71	418	346						394	156	238	-48	38
7	2010			76	76	443	367						394	164	230	-27	10
8	2011			80	80	469	389						394	172	222	-5	5
9	2012			85	85	497	412						394	181	214	18	23
10	2013			90	90	527	437						394	190	205	43	65
11	2014			96	96	559	463						394	199	195	69	134
12	2015			101	101	592	491						394	209	185	97	231
13	2016			107	107	628	520						394	220	175	126	357
14	2017			114	114	665	552						394	231	164	157	514
15	2018			121	121	705	585						394	242	152	190	704
16	2019			128	128	748	620						394	254	140	225	930
17	2020			136	136	793	657						394	267	127	263	1,192
18	2021			144	144	840	696						394	280	114	302	1,494
19	2022			152	152	891	738						394	294	100	344	1,838
20	2023			162	162	944	782						394	309	85	388	2,226
21	2024			171	171	1,001	829						394	324	70	435	2,661
22	2025			182	182	1,061	879						394	341	54	485	3,146
23	2026			193	193	1,124	932						394	358	37	537	3,683
24	2027			204	204	1,192	988						394	376	19	593	4,277
25	2028			216	216	1,263	1,047						0	0	0	1,047	5,323
26	2029			229	229	1,339	1,110						0	0	0	1,110	6,433
27	2030			243	243	1,419	1,176						0	0	0	1,176	7,610
28	2031			258	258	1,505	1,247						0	0	0	1,247	8,856
29	2032			273	273	1,595	1,322						0	0	0	1,322	10,178
30	2033			289	289	1,690	1,401						0	0	0	1,401	11,579

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.6 債務返済分析 ケースd) : 現地貸付金と資本金投資利用に元本返済の資本金組入れを併用

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	7.8%
Duration (Year)	24
Grace Period	4
Principal Rep	20

Equity		
Total	1,935 mill. Rs.	
NEA	1,451	75%
Governm.	484	25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow 6,301	Loan Inflow F 4,366	Equity Inflow 1,935	Ttl IDC 855	IDC 855	Debt Service	Loan Principal 5,220	Loan Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	925		925		-925	925	553	373	43	43	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	163	163	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	308	308	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	341	341	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326	117		117			524	117	407	-81	73
6	2009		71	71	418	346	126		126			524	126	398	-52	21
7	2010		76	76	443	367	136		136			524	136	388	-22	0
8	2011		80	80	469	389	146		146			524	146	378	11	11
9	2012		85	85	497	412	158		158			524	158	366	46	57
10	2013		90	90	527	437	170		170			524	170	354	83	139
11	2014		96	96	559	463	183		183			524	183	341	122	262
12	2015		101	101	592	491	197		197			524	197	327	164	426
13	2016		107	107	628	520	213		213			524	213	311	209	635
14	2017		114	114	665	552	229		229			524	229	295	257	892
15	2018		121	121	705	585	247		247			524	247	277	308	1,200
16	2019		128	128	748	620	266		266			524	266	257	362	1,562
17	2020		136	136	793	657	287		287			524	287	237	420	1,983
18	2021		144	144	840	696	310		310			524	310	214	482	2,465
19	2022		152	152	891	738	334		334			524	334	190	548	3,013
20	2023		162	162	944	782	360		360			524	360	164	618	3,631
21	2024		171	171	1,001	829	388		388			524	388	136	693	4,324
22	2025		182	182	1,061	879	418		418			524	418	106	773	5,098
23	2026		193	193	1,124	932	451		451			524	451	73	859	5,956
24	2027		204	204	1,192	988	486		486			524	486	38	950	6,906
25	2028		216	216	1,263	1,047	0		0			0	0	0	1,047	7,953
26	2029		229	229	1,339	1,110	0		0			0	0	0	1,110	9,063
27	2030		243	243	1,419	1,176	0		0			0	0	0	1,176	10,239
28	2031		258	258	1,505	1,247	0		0			0	0	0	1,247	11,486
29	2032		273	273	1,595	1,322	0		0			0	0	0	1,322	12,808
30	2033		289	289	1,690	1,401	0		0			0	0	0	1,401	14,209

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.7 債務返済分析 ケースe) : 全額現地貸付金を利用

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	F Portion	L Portion
Interest Rate per Year	1.8%	1.8%
Duration (Year)	24	24
Grace Period	4	4
Principal Rep	20	20

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow	Loan Inflow F	Loan Inflow L	Ttl IDC	IDC Foreign	IDC Local	Debt Service	Foreign Portion		Local Portion		Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
	0						6,301	4,366	1,935	289	197	91		Principal	Interest	Principal	Interest		
1	2004	925		925		-925	925	553	373	17	10	7	0	0	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	57	38	19	0	0	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	102	71	31	0	0	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	113	79	35	0	0	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326							395	192	82	85	36	-69	85
6	2009		71	71	418	346							395	195	79	87	35	-49	36
7	2010		76	76	443	367							395	199	75	88	33	-28	7
8	2011		80	80	469	389							395	202	72	90	32	-6	1
9	2012		85	85	497	412							395	206	68	91	30	17	18
10	2013		90	90	527	437							395	209	64	93	29	42	59
11	2014		96	96	559	463							395	213	60	95	27	68	127
12	2015		101	101	592	491							395	217	57	96	25	96	223
13	2016		107	107	628	520							395	221	53	98	23	125	348
14	2017		114	114	665	552							395	225	49	100	22	156	504
15	2018		121	121	705	585							395	229	45	102	20	189	693
16	2019		128	128	748	620							395	233	41	104	18	224	918
17	2020		136	136	793	657							395	237	36	105	16	262	1,179
18	2021		144	144	840	696							395	242	32	107	14	301	1,480
19	2022		152	152	891	738							395	246	28	109	12	343	1,823
20	2023		162	162	944	782							395	250	23	111	10	387	2,210
21	2024		171	171	1,001	829							395	255	19	113	8	434	2,644
22	2025		182	182	1,061	879							395	259	14	115	6	484	3,128
23	2026		193	193	1,124	932							395	264	10	117	4	537	3,665
24	2027		204	204	1,192	988							395	269	5	119	2	592	4,257
25	2028		216	216	1,263	1,047							0	0	0	0	0	1,047	5,304
26	2029		229	229	1,339	1,110							0	0	0	0	0	1,110	6,414
27	2030		243	243	1,419	1,176							0	0	0	0	0	1,176	7,590
28	2031		258	258	1,505	1,247							0	0	0	0	0	1,247	8,837
29	2032	0	273	273	1,595	1,322							0	0	0	0	0	1,322	10,159
30	2033		289	289	1,690	1,401							0	0	0	0	0	1,401	11,560

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.8 債務返済分析 ケースf) : 現地貸付金と資本金投資を利用し返済猶予期間は10年

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	7.5%
Duration (Year)	30
Grace Period	10
Principal Rep	20

Equity		
Total	1,935 mill. Rs.	
NEA	1,451	75%
Govnm.	484	25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY	Starting	Total Cap.	O&M	Total	Energy	Net	Ttl Capital	Loan	Equity	Ttl IDC	IDC	Debt	Loan	Net	Cumulative	
		0	Cost	Cost	Cost	Sales	Revenue	Inflow	Inflow F	Inflow	822	822	Service	Principal	Interest	Cash Flow	Cash Flow
1	2004		925		925		-925	925	553	373	41	41	0	0	0	0	0
2	2005		2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	157	157	0	0	0	0	0
3	2006		2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	296	296	0	0	0	0	0
4	2007		643	32	675	186	-489	643	418	225	327	327	0	0	0	154	154
5	2008			67	67	394	326						389	0	389	-63	91
6	2009			71	71	418	346						389	0	389	-43	48
7	2010			76	76	443	367						389	0	389	-22	26
8	2011			80	80	469	389						389	0	389	0	26
9	2012			85	85	497	412						389	0	389	23	49
10	2013			90	90	527	437						389	0	389	48	97
11	2014			96	96	559	463						509	120	389	-46	51
12	2015			101	101	592	491						509	129	380	-18	33
13	2016			107	107	628	520						509	138	370	11	44
14	2017			114	114	665	552						509	149	360	43	87
15	2018			121	121	705	585						509	160	349	76	163
16	2019			128	128	748	620						509	172	337	111	273
17	2020			136	136	793	657						509	185	324	148	421
18	2021			144	144	840	696						509	199	310	187	609
19	2022			152	152	891	738						509	214	295	229	838
20	2023			162	162	944	782						509	230	279	273	1,111
21	2024			171	171	1,001	829						509	247	262	320	1,432
22	2025			182	182	1,061	879						509	265	243	370	1,802
23	2026			193	193	1,124	932						509	285	224	423	2,225
24	2027			204	204	1,192	988						509	307	202	479	2,704
25	2028			216	216	1,263	1,047						509	330	179	538	3,242
26	2029			229	229	1,339	1,110						509	354	154	601	3,843
27	2030			243	243	1,419	1,176						509	381	128	667	4,510
28	2031			258	258	1,505	1,247						509	410	99	738	5,248
29	2032			273	273	1,595	1,322						509	440	69	813	6,061
30	2033			289	289	1,690	1,401						509	473	36	892	6,953

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.9 債務返済分析 ケースg) : 現地貸付金と資本金投資利用に元本返済の資本金組入れを併用し返済猶予期間は10年

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	7.6%
Duration (Year)	24
Grace Period	4
Principal Rep	20

Equity		
Total	1,935 mill. Rs.	
NEA	1,451	75%
Governm.	484	25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow 6,301	Loan Inflow F 4,366	Equity Inflow 1,935	Ttl IDC 833	IDC 833	Debt Service	Loan Principal 5,199	Loan Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	925		925		-925	925	553	373	42	42	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	159	159	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	300	300	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	332	332	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326	0		0			395	0	395	-69	85
6	2009		71	71	418	346	0		0			395	0	395	-49	36
7	2010		76	76	443	367	0		0			395	0	395	-28	8
8	2011		80	80	469	389	0		0			395	0	395	-6	2
9	2012		85	85	497	412	0		0			395	0	395	17	19
10	2013		90	90	527	437	0		0			395	0	395	42	60
11	2014		96	96	559	463	119		119			514	119	395	68	128
12	2015		101	101	592	491	128		128			514	128	386	105	233
13	2016		107	107	628	520	137		137			514	137	376	144	377
14	2017		114	114	665	552	148		148			514	148	366	186	563
15	2018		121	121	705	585	159		159			514	159	355	230	793
16	2019		128	128	748	620	171		171			514	171	343	277	1,070
17	2020		136	136	793	657	184		184			514	184	330	327	1,397
18	2021		144	144	840	696	198		198			514	198	316	381	1,778
19	2022		152	152	891	738	213		213			514	213	300	438	2,215
20	2023		162	162	944	782	230		230			514	230	284	498	2,713
21	2024		171	171	1,001	829	247		247			514	247	267	562	3,276
22	2025		182	182	1,061	879	266		266			514	266	248	631	3,907
23	2026		193	193	1,124	932	286		286			514	286	228	704	4,611
24	2027		204	204	1,192	988	308		308			514	308	206	782	5,392
25	2028		216	216	1,263	1,047	331		331			514	331	183	864	6,256
26	2029		229	229	1,339	1,110	356		356			514	356	158	952	7,209
27	2030		243	243	1,419	1,176	383		383			514	383	130	1,046	8,254
28	2031		258	258	1,505	1,247	412		412			514	412	101	1,146	9,400
29	2032		273	273	1,595	1,322	444		443.7969			514	444	70	1,252	10,652
30	2033		289	289	1,690	1,401	478		477.5255			514	478	36	1,365	12,016

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.10 債務返済分析 ケースh) : 全額現地貸付金を利用て返済猶予期間は10年

Annual Generation	47.29 GWh	Loan Condition	F Portion	L Portion
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh	Interest Rate per Year	5.0%	5.0%
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh	Duration (Year)	30	30
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh	Grace Period	10	10
PriceEscal	6.0%	Principal Rep	20	20
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs			

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow 6,301	Loan Inflow F 4,366	Loan Inflow L 1,935	Ttl IDC 802	IDC Foreign 548	IDC Local 254	Debt Service	Foreign Portion Principal 4,914	Foreign Portion Interest	Local Portion Principal 2,189	Local Portion Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	925		925		-925	925	553	373	46	28	19	0	0	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	158	105	53	0	0	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	283	197	86	0	0	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	315	218	97	0	0	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326							355	0	246	0	109	-29	125
6	2009		71	71	418	346							355	0	246	0	109	-9	116
7	2010		76	76	443	367							355	0	246	0	109	12	128
8	2011		80	80	469	389							355	0	246	0	109	34	161
9	2012		85	85	497	412							355	0	246	0	109	57	218
10	2013		90	90	527	437							355	0	246	0	109	82	300
11	2014		96	96	559	463							570	149	246	66	109	-107	193
12	2015		101	101	592	491							570	156	238	70	106	-79	114
13	2016		107	107	628	520							570	164	230	73	103	-50	65
14	2017		114	114	665	552							570	172	222	77	99	-18	46
15	2018		121	121	705	585							570	181	214	80	95	15	61
16	2019		128	128	748	620							570	190	205	84	91	50	111
17	2020		136	136	793	657							570	199	195	89	87	87	197
18	2021		144	144	840	696							570	209	185	93	82	126	324
19	2022		152	152	891	738							570	220	175	98	78	168	492
20	2023		162	162	944	782							570	231	164	103	73	212	704
21	2024		171	171	1,001	829							570	242	152	108	68	259	964
22	2025		182	182	1,061	879							570	254	140	113	62	309	1,273
23	2026		193	193	1,124	932							570	267	127	119	57	362	1,635
24	2027		204	204	1,192	988							570	280	114	125	51	418	2,052
25	2028		216	216	1,263	1,047							570	294	100	131	45	477	2,529
26	2029		229	229	1,339	1,110							570	309	85	138	38	540	3,069
27	2030		243	243	1,419	1,176							570	324	70	145	31	606	3,675
28	2031		258	258	1,505	1,247							570	341	54	152	24	677	4,352
29	2032	0	273	273	1,595	1,322							570	358	37	159	16	752	5,104
30	2033		289	289	1,690	1,401							570	376	19	167	8	831	5,935

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

表 10.3.11 債務返済分析：85%の現地貸付金及び15%の資本金投資を利用し返済猶予期間は10年

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	6.3%
Duration (Year)	30
Grace Period	10
Principal Rep	20

Equity	
Total	1,032 mill. Rs.
NEA	774 75%
Governm.	258 25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow 6,202	Loan Inflow F 5,171	Equity Inflow 1,032	Ttl IDC 831	IDC 831	Debt Service	Loan Principal 6,001	Loan Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	910		910		-910	910	765	145	48	48	0	0	0	0	0
2	2005	2,192		2,192		-2,192	2,192	1,832	360	164	164	0	0	0	0	0
3	2006	2,477		2,477		-2,477	2,477	2,058	419	293	293	0	0	0	0	0
4	2007	624	32	656	186	-470	624	515	109	326	326	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326						378	0	378	-52	102
6	2009		71	71	418	346						378	0	378	-32	70
7	2010		76	76	443	367						378	0	378	-11	59
8	2011		80	80	469	389						378	0	378	11	70
9	2012		85	85	497	412						378	0	378	34	104
10	2013		90	90	527	437						378	0	378	59	162
11	2014		96	96	559	463						536	158	378	-73	89
12	2015		101	101	592	491						536	168	368	-45	44
13	2016		107	107	628	520						536	178	358	-16	29
14	2017		114	114	665	552						536	190	346	15	44
15	2018		121	121	705	585						536	202	334	49	93
16	2019		128	128	748	620						536	214	322	84	176
17	2020		136	136	793	657						536	228	308	121	297
18	2021		144	144	840	696						536	242	294	160	457
19	2022		152	152	891	738						536	258	279	202	659
20	2023		162	162	944	782						536	274	262	246	905
21	2024		171	171	1,001	829						536	291	245	293	1,199
22	2025		182	182	1,061	879						536	309	227	343	1,542
23	2026		193	193	1,124	932						536	329	207	396	1,937
24	2027		204	204	1,192	988						536	350	187	452	2,389
25	2028		216	216	1,263	1,047						536	372	165	511	2,900
26	2029		229	229	1,339	1,110						536	395	141	574	3,474
27	2030		243	243	1,419	1,176						536	420	116	640	4,114
28	2031		258	258	1,505	1,247						536	446	90	711	4,825
29	2032		273	273	1,595	1,322						536	474	62	786	5,610
30	2033		289	289	1,690	1,401						536	504	32	865	6,475

表 10.3.12 債務返済分析 参照用ケース：現行基準による現地貸付金と資本金投資利用

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
Price Escal	6.0%
Exchange Rate US\$1=	78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	10.25%
Duration (Year)	24
Grace Period	4
Principal Rep	20

Equity		
Total	1,935	mil. Rs
NEA	1,451	75%
Govern.	484	25%

(Unit: mill. Rs in basic)

Year	FY Starting	Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Rev.	Net Reve.	Ttl Capital Inflow 6,301	Loan Inflow 4,366	Equity Inflow 1,935	Total IDC 1,123	IDC 1,123	Debt Service	Loan Princip. 5,489	Loan Inter.	Net Cash Flow	Cumul. Cash Flow
1	2004	925		925		-925	925	553	373	57	57	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	214	214	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	405	405	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	447	447	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326						656	93	563	-329	-175
6	2009		71	71	418	346						656	103	553	-310	-485
7	2010		76	76	443	367						656	113	543	-289	-774
8	2011		80	80	469	389						656	125	531	-267	-1,041
9	2012		85	85	497	412						656	138	518	-244	-1,285
10	2013		90	90	527	437						656	152	504	-219	-1,504
11	2014		96	96	559	463						656	167	488	-193	-1,696
12	2015		101	101	592	491						656	184	471	-165	-1,861
13	2016		107	107	628	520						656	203	452	-135	-1,997
14	2017		114	114	665	552						656	224	432	-104	-2,101
15	2018		121	121	705	585						656	247	409	-71	-2,172
16	2019		128	128	748	620						656	272	383	-36	-2,208
17	2020		136	136	793	657						656	300	355	1	-2,207
18	2021		144	144	840	696						656	331	325	41	-2,167
19	2022		152	152	891	738						656	365	291	82	-2,084
20	2023		162	162	944	782						656	403	253	127	-1,958
21	2024		171	171	1,001	829						656	444	212	174	-1,784
22	2025		182	182	1,061	879						656	489	166	223	-1,561
23	2026		193	193	1,124	932						656	539	116	276	-1,285
24	2027		204	204	1,192	988						656	595	61	332	-953
25	2028		216	216	1,263	1,047						0	0	0	1,047	94
26	2029		229	229	1,339	1,110						0	0	0	1,110	1,204
27	2030		243	243	1,419	1,176						0	0	0	1,176	2,380
28	2031		258	258	1,505	1,247						0	0	0	1,247	3,627
29	2032		273	273	1,595	1,322						0	0	0	1,322	4,949
30	2033		289	289	1,690	1,401						0	0	0	1,401	6,350
31	2034		307	307	1,792	1,485						0	0	0	1,485	7,835
32	2035		325	325	1,899	1,574						0	0	0	1,574	9,409
33	2036		345	345	2,013	1,669						0	0	0	1,669	11,077
34	2037	2,430	365	2,795	2,134	-661						0	0	0	-661	10,417
35	2038		387	387	2,262	1,875						0	0	0	1,875	12,291
36	2039		411	411	2,398	1,987						0	0	0	1,987	14,279
37	2040		435	435	2,542	2,107						0	0	0	2,107	16,385
38	2041		461	461	2,694	2,233						0	0	0	2,233	18,618
39	2042		489	489	2,856	2,367						0	0	0	2,367	20,985
40	2043		518	518	3,027	2,509						0	0	0	2,509	23,494
41	2044		549	549	3,209	2,660						0	0	0	2,660	26,154
42	2045		582	582	3,402	2,819						0	0	0	2,819	28,973
43	2046		617	617	3,606	2,988						0	0	0	2,988	31,961
44	2047		654	654	3,822	3,168						0	0	0	3,168	35,129
45	2048		694	694	4,051	3,358						0	0	0	3,358	38,487
46	2049		735	735	4,294	3,559						0	0	0	3,559	42,046
47	2050		779	779	4,552	3,773						0	0	0	3,773	45,818
48	2051		826	826	4,825	3,999						0	0	0	3,999	49,817
49	2052		876	876	5,115	4,239						0	0	0	4,239	54,056
50	2053		928	928	5,422	4,493						0	0	0	4,493	58,550
51	2054		984	984	5,747	4,763						0	0	0	4,763	63,313
52	2055		1,043	1,043	6,092	5,049						0	0	0	5,049	68,361
53	2056		1,106	1,106	6,457	5,352						0	0	0	5,352	73,713
54	2057		586	586	3,422	2,836						0	0	0	2,836	76,549

*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.

第 11 章

第 11 章 技術移転

11.1 実施状況

本調査にて行ってきた第 1 次から第 4 次現地調査期間中において、長期および短期に調査団の業務遂行に協力してきた NEA の各分野のカウンターパート（プロジェクトマネージャー 1 名、計画 1 名、土木 3 名、地質 1 名、環境 2 名、機電 1 名、施工計画・積算 1 名）に対して、調査団の各専門家が、日々の密接な打合せや協議の場を通じて、本調査業務に関わる最新の知識及び技術について、教育及び訓練を実施してきた。これによる成果（カウンターパートの技術力の向上）は、十分に上がっており、効果的な技術移転がなされているものと考えている。

11.2 プレゼンテーションの開催

調査団はネパール国カウンターパートに対して、第 1 次から第 4 次現地調査の終了時に、着手、進捗、中間報告書及び最終報告書（案）の成果に焦点を当てた 4 度のプレゼンテーションを実施した。

このプレゼンテーションでは、本調査に適用した技術について説明を行ったが、特にプロジェクトの貯水池運用計画を含む発電計画の最適化手法、環境アセスメントや環境調査の手法、地質調査、水文解析、設計、施工計画積算、経済・財務評価手法について重点的に説明した。

11.3 日本でのカウンターパート研修

JICA 主催のもと、NEA 所属のカウンターパート 1 名が 2002 年 11 月 24 日から 1 ヶ月間来日し、研修計画に基づき、一連の研修を受けた。この研修計画を通じてカウンターパートは、当計画に類似する既設あるいは建設中の現場を視察した。また、専門分野に関わる講義、特に発電計画と堆砂対策に関する講義を通じて、その技術力を高めた。更に、今次研修は最終報告書(案)の作成後のレビューコメントを受ける時期であったため、作成した報告書をレビューし調査団と地質・水文、最適開発計画、技術、環境、経済・財務につき協議し、計画の可能性につき協議した。この研修の実施にあたっては、本調査団も全面的に協力した。

第 12 章

第 12 章 実施計画

12.1 実施計画

本調査により、クリカニ第 3 水力発電所計画は、技術面、環境面、及び経済・財務面から、十分に実施可能な計画であることが確認された。従い、当計画の詳細設計への進展を推奨する。

当計画を推進するためには、借款のアレンジ、本計画調査のフェーズ 2 として詳細設計の実施（約 10 ヶ月）、事前資格審査、入札、土木・機械・発電機器・送電工事のコントラクターの選定、建設工事（工期 3.5 年）を行うことが必要である。

第 5 章で述べたように、NEA の 2002 年 Corporate Development Plan によれば、本計画の電力系統への投入は 2007 年となっている。また、本調査の最適投入時期の検討と施工計画・工程の検討結果、最早で 2007 年末運転開始となった。従い、本計画を 2007 年に運転開始するためには、下図に示すように借款のアレンジから、詳細設計の実施、入札、建設を遅延なく進めることが推奨される。

項目	0 Year (2003)	1st Year (2004)	2nd Year (2005)	3rd Year (2006)	4th Year (2007)
1. 本調査の終了	▼ 2 月				
2. 借款のアレンジ	▼				
3. 詳細設計の実施	■ (約 10 ヶ月)				
4. 入札書類準備	■ ■				
5. 事前資格審査	5 ヶ月 ■				運転開始
6. 入札	6 ヶ月 ■			3.5 年	
7. 工事	工事着工	■	■	■	▼
(1) アクセス道路		■			
(2) 調整ダム工事		■	■		
(3) 水路工事		■	■	■	
(4) 地下発電所工事		■	■	■	
(5) 発電機器据付				■	
(6) 送電線					■

12.2 本計画のリスク

本計画を実施する上での事業リスクは、表 12.2.1 に示すように建設前リスク、建設中リスク、運転リスク、市場リスク、財務リスク、環境リスク、治安リスク、政治リスクに分類される。またリスク関係者として、援助国、ネパール政府、NEA、エンジニア、コントラクター、電気購入者、保険会社、プロジェクトにより影響を受ける住民に分類される。

本計画を 2007 年の運転開始に向け遅延なく進め、不足する乾期のピーク電力に対し信頼度のある電力を供給し、ネパール国民が電力不足と計画停電による影響を受けなく、また事業実施者である NEA が財務的負担を負わないようにするためには、表 12.2.1 に示すリスクをモニターし本計画の建設と運転を進めていく必要がある。

建設前と建設中のリスクは、主要 4 者（ネパール政府、NEA、エンジニア、コントラクター）間で取られ、建設前のリスク（入札の遅延、着工の遅延）と建設中のリスク（水文条件、地質条件、設計の瑕疵、建設費の超過、工期の遅延、未完成、第 3 者への損害）をモニターし軽減することで、本計画の遅延のない技術面、経済面から健全な推進が可能となる。特に、建設中のリスク管理をするため、主要 4 者から成る建設リスク管理ユニットを設置し定期的に考えうるリスクをモニターし、リスクが発生した場合リスクの分析と対策の検討・協議することを提言する。また問題の質によっては Panel of Expert を雇用し高度で専門的なアドバイスを仰ぐことを推奨する。

運転中のリスクに対しては、主要 3 者（ネパール政府、NEA、電気購入者）間で取られ、運転中のリスク（維持管理不良、出力低下、電力料金）をモニターし削除することで、本計画による信頼度のある乾期ピーク運転を行い、ネパール国民に対し安全で信頼度のある電気を供給し産業の振興と民生の安定をもたらす、NEA の財務面から健全な事業となる。

環境リスクは、事業関係者 3 者（NEA、エンジニア、コントラクター）とプロジェクトにより影響を受ける住民及び NGO で取られ、建設前、建設中に渡り、特に建設前の移転・用地取得と建設中の騒音、埃、工事用汚水、水利用に対し社会環境影響の問題が発生することが推定される。環境リスクに対しては、4.5 節の環境緩和策で提言したように、NEA、エンジニア、コントラクター、プロジェクトにより影響を受ける住民、NGO からなるクリカニ環境及び社会カマネジメントユニット (KESMU) を組織し、本計画実施による自然環境と社会環境の影響をモニターし、そのつど発生した問題を木目細かく解決することにより、本計画を環境面から健全に推進することが可能となる。また自然環境への影響は、4.5 節の提案している自然環境項目（水質、空気汚染度、騒音、動植物相、水生動物、湧水量）を建設前及び建設中にモニターし、自然環境への影響を最小限に抑える環境緩和策を施すことが必要である。更に、建設前、建設中及び運転中の情報公開に努めることが必要である。

財務リスクに関しては、建設前の借款供与の遅延が考えられる。建設前の借款のアレンジを遅延なく進め、援助国への借款援助要請に関し説明と協議を円滑に進める努力がネパール政府及び NEA に求められる。また、10.3 節で転貸条件の緩和を推奨している。本計画に対するネパール政府から NEA に対する転貸金利として、現行の 10.25% が採用された場合、本計画の実施により NEA の負債が増加する。10.3 節に説明したように、国家の社会・経済発展の観点から本計画の実施を進めることが推奨されるため、現行の転貸金利と条件を緩和し、NEA の負債を増加させないようにネパール政府が配慮することを推奨する。

12.3 詳細設計時調査

本調査では実施可能性調査レベルの設計が行われており、計画実施に先立ち詳細な設計条件を考慮した上で詳細設計レベルの設計を実施する必要がある。詳細設計に際しては、以下の追加調査の実施が必要である。

- 1) 計画地域内の航空測量、主要構造物計画地点の詳細地形測量及び地質調査を含む追加現地調査
- 2) 現地調査及び数値計算で構成される調整池流域の流送土砂調査
- 3) 洪水吐き、排砂設備に係る調整ダム水理模型実験
- 4) 補足環境影響評価調査の継続実施

TABLES

第 12 章

表 12.2.1 本計画のリスクとリスク関係者

リスクの種類	リスクの原因 及び リスク発生の結果	リスク関係者							
		援助国	ネパール政府	NEA	エンジニア	コントラクター	電気購入者	保険会社	影響を受ける住民
建設前リスク	入札の遅延		X	O	O				
	着工の遅延		X	O	O	O			
建設中リスク	水文条件の不良		X	O	O	O			
	地質条件の不良		X	O	O	O			
	設計の瑕疵			X	O	X		X	
	建設費の超過			O	O	O			
	工期の遅延	X	X	O	O	O	X		
運転中リスク	未完成	X	X	O	O	O	X		
	第3者への損害			X	X	O		O	
	維持管理不良			O			O		
環境リスク	出力低下（水不足のため）		X	O			O		
	送電不良		X	O			O		
	移転及び土地収用未実施		O	O	X	X			O
	影響を受ける住民の反対		O	O	O	O			O
	建設中の騒音、埃			O	O	O			O
財務リスク	湧水池の枯渇による飲料水の減少			O	O	O			O
	自然環境への影響			O	O	O			
	借款供与の遅延	O	O	O					
市場リスク	転貸条件の金利上昇		O	O					
	為替レートの切り下げ	O	O	O					
	電気購入者の未払い		X	O			O		
政治リスク	出力低下（需要不足のため）		X	O			O		
	料金切り下げ		X	O			O		
不可抗力	自然災害による損害			O	O	O		X	
治安リスク	テロ活動		O	O	O	O			
政治リスク	資産収用		O	O	O	O			

（注）“O”はリスク主関係者、“X”はリスク関係者