5.2.2 カリガンダキ第2プロジェクトの逸失落差

サプトガンダキプロジェクトのサイトから約20km上流のカリガンダキ河に、カリガンダキ第2プロジェクトのサイトがある。カリガンダキ第2プロジェクトは近い将来に実現することはないが、電力需要の伸びに伴って将来実現する可能性がある。このプロジェクトの放水位は標高 220mである。一方、下流のサプトガンダキプロジェクトの経済的にもっとも有利な最適開発計画案の常時満水位は標高 230mであることが判明している。今サプトガンダキプロジェクトの常時満水位を標高 230mに設定すると、上流のプロジェクトで約10mの落差が失われることになり同プロジェクトの将来の便益減少を招く。したがって、この上流のプロジェクトとの関係を正当に考慮した上で、当サプトガンダキプロジェクトの最適開発計画案を決定すべきである。

上流のプロジェクトで失われる落差を評価するため、サプトガンダキプロジェクト完成から20年後にこの上流のプロジェクトが実現すると仮定して経済分析を行った。経済分析は次の2つの場合について、上流のプロジェクトも含めて総合純便益を比較することで行われた。

ケース(1)：サプトガンダキプロジェクトを、上流プロジェクトとの関連を無視して、常時満水位を標高 230m、発電設備容量を 225,000kWとする場合。

ケース(2)：放水位が標高 220mの上流のプロジェクトの落差が失われることを回避するため、サプトガンダキプロジェクトの常時満水位を標高 220m、発電設備容量を 225,000kWとする場合。

ケース(1)の場合には、サプトガンダキプロジェクトの完成直後から、すなわちケース(2)と比べてより早い時期からこの10mの落差に相当する発電便益が得られる。この場合当然ながら、上流のプロジェクトが完成しても、同プロジェクトではこの10mの落差に相当する発電便益は得られない。さらにケース(2)に比べて開発規模が大きいのでサプトガンダキプロジェクトの投資額が増加する。純便益の算定に際して、サプトガンダキプロジェクトについては経済的にもっとも有利とされた最適開発計画案の費用と便益を用いた。上流のカリガンダキ第2プロジェクトについては、ケース(1)とケース(2)のサプトガンダキプロジェクトにおける便益の差を、カリガンダキ第2プロジェクトの逸失純便益とした。

ケース(2)の場合にはこの10mの落差に相当する発電便益は、サプトガンダキプロジェクトでは得られない。その代り将来のカリガンダキ第2プロジェクトの便益が減少することは回避できる。また、サプトガンダキプロジェクトの投資額はケース(1)の場合より小さくてすむ。純便益算定に際して、サプトガンダキプロジェクトについては各開発計画案の比較検討の段階で求められた常時満水位が標高 220m、発電設備容量が 225,000kWの場合の費用と便益を用いた。カリガンダキ第2プロジェクトについてはケース(1)のような便益の減少は生じない。

ケース(1)とケース(2)の経済的な差違は、1989／90現在の価値に換算すると下記のごとくなる。ただし数値の単位は千米ドル相当である。

ケース(1)：

総合便益； $B = 641,711 + 2.13156Bk - 10,667$

総合費用； $C = 493,062 + 2.13156Ck$

総合純便益；$NB = B - C$

$= 137,982 + 2.13156 (Bk - Ck)$

ここで、Bk ；カリガンダキ第2プロジェクトの年相当便益、

Ck ；カリガンダキ第2プロジェクトの年相当費用。

ケース(2)：

総合便益； $B = 538,812 + 2.13156Bk$

総合費用； $C = 471,537 + 2.13156Ck$

総合純便益；$NB = B - C$

$= 67,275 + 2.13156 (Bk - Ck)$

総合純便益の差

$NB - NB = +70,707 \times 10^3$ 米ドル相当

これから明らかなように、サプトガンダキプロジェクト自体のもっとも経済的に有利な最適開発計画案により、早期からこの10mの落差に相当する発電便益を得られるケース(1)が、全体としても経済的にはるかに有利であることが判明した。上記の計算では、サプトガンダキプロジェクトの常時満水位が標高 230mと 220mの場合の各便益の差を、カリガンダキ第2プロジェクトの将来の逸失便益であると便宜上仮定しているが、実際にはカリガンダキ第2プロジェクト地点の河川流量がサプ

トガンダキプロジェクト地点より少ないので、カリガンダキ第2プロジェクトの将来の本当の逸失便益は仮定されたものより小さい。したがって、実際には上記計算結果よりさらにケース(1)が有利であると言える。以上の検討の結果、サプトガンダキプロジェクトは上流のプロジェクトとの関連でその開発計画を調整する必要はなく、上記の経済的にもっとも有利とされた開発計画案が最適であると結論されるに至った。

表－5.1.1 各開発計画案の投資額内訳

A.1 Fill Type Dam Scheme

A.1.1 F.S.L.240.0 M

Items	Amount (*1000$) 300 MW	262.5 MW	225 MW	187.5 MW
1. Preparatory Works	4,660	4,579	4,507	4,439
2. Civil Works				
C-1 Diversion	46,900	46,900	46,900	46,900
C-2 Dam & spillway	142,663	142,663	142,663	142,663
C-3 Intake	82,030	80,597	79,465	78,225
C-4 Powerhouse & tailrace	39,084	35,094	31,412	28,169
3. Mechanical Works	26,560	25,630	24,740	23,840
4. Electrical Works	74,369	63,899	53,988	46,108
5. Land Acquisition	9,500	9,500	9,500	9,500
Sub-total	425,768	408,862	393,176	379,845
6. Engineering & Govern. Adomo	31,933	30,665	29,488	28,488
7. Physical Contingency	61,499	59,473	57,536	55,867
Total	519,200	499,000	480,200	464,200

A.1.2 F.S.L.230.0 M

Items	Amount (*1000$) 262.5 MW	225 MW	187.5 MW	150 MW
1. Preparatory Works	3,389	3,265	3,173	3,072
2. Civil Works				
C-1 Diversion	41,930	41,930	41,930	41,930
C-2 Dam & spillway	94,272	94,272	94,272	94,272
C-3 Intake	50,744	47,403	44,473	42,068
C-4 Powerhouse & tailrace	38,989	34,083	30,847	26,515
3. Mechanical Works	25,980	25,190	24,260	23,190
4. Electrical Works	69,741	58,784	51,367	41,391
5. Land Acquisition	9,000	9,000	9,000	9,000
Sub-total	334,045	313,927	299,322	281,437
6. Engineering & Govern. Adomi.	25,053	23,545	22,449	21,108
7. Physical Contingency	47,402	44,828	42,929	40,655
Total	406,500	382,300	364,700	343,200

A.1.3 F.S.L.220.0 M

Items	Amount (*1000$) 225 MW	187.5 MW	150 MW	112.5 MW
1. Preparatory Works	2,500	2,353	2,250	2,127
2. Civil Works				
C-1 Diversion	37,000	37,000	37,000	37,000
C-2 Dam & spillway	64,176	64,176	64,176	64,176
C-3 Intake	26,688	22,329	19,261	16,253
C-4 Powerhouse & tailrace	38,814	33,350	29,566	24,350
3. Mechanical Works	26,060	24,830	23,820	22,440
4. Electrical Works	65,616	55,195	45,848	36,751
5. Land Acquisition	5,500	5,500	5,500	5,500
Sub-total	266,353	244,732	227,421	208,597
6. Engineering & Govern. Adomi.	19,976	18,355	17,057	15,645
7. Physical Contingency	37,071	34,313	32,022	29,658
Total	323,400	297,400	276,500	253,900

A.1.4 F.S.L.210.0 M

Items	Amount (*1000$) 187.5 MW	150 MW	112.5 MW	75 MW
1. Preparatory Works	2,334	2,103	1,923	1,731
2. Civil Works				
C-1 Diversion	33,331	33,331	33,331	33,331
C-2 Dam & spillway	44,275	44,275	44,275	44,275
C-3 Intake	34,639	26,578	19,818	13,883
C-4 Powerhouse & tailrace	43,337	35,985	30,746	23,915
3. Mechanical Works	26,560	25,100	23,540	22,160
4. Electrical Works	65,269	52,986	41,637	31,207
5. Land Acquisition	2,000	2,000	2,000	2,000
Sub-total	251,745	222,357	197,269	172,501
6. Engineering & Govern. Adomi.	18,881	16,677	14,795	12,938
7. Physical Contingency	34,974	31,066	27,736	24,361
Total	305,600	270,100	239,800	209,800

A.2 Concrete Gravity Dam Scheme

A.2.1 F.S.L.240.0 M

Items	Amount (*1000$) 300 MW	262.5 MW	225 MW	187.5 MW
1. Preparatory Works	4,667	4,559	4,475	4,395
2. Civil Works				
C-1 Diversion	21,914	21,914	21,914	21,914
C-2 Dam & spillway	206,687	206,687	206,687	206,687
C-3 Intake	56,504	52,624	49,123	46,314
C-4 Powerhouse & tailrace	26,003	22,721	20,625	18,116
3. Mechanical Works	26,560	25,630	24,740	23,840
4. Electrical Works	74,369	63,899	53,988	23,840
5. Land Acquisition	9,500	9,500	9,500	9,500
Sub-total	426,204	407,533	391,053	376,874
6. Engineering & Govern. Adomi.	31,965	30,565	29,329	28,266
7. Physical Contingency	61,631	59,202	57,218	55,360
Total	519,800	497,300	477,600	460,500

A.2.2 F.S.L.230.0 M

Items	Amount (*1000$) 262.5 MW	225 MW	187.5 MW	150 MW
1. Preparatory Works	3,448	3,324	3,250	3,158
2. Civil Works				
C-1 Diversion	20,580	20,580	20,580	20,580
C-2 Dam & spillway	143,280	143,280	143,280	143,280
C-3 Intake	37,698	34,006	31,681	29,193
C-4 Powerhouse & tailrace	28,340	23,714	21,109	17,484
3. Mechanical Works	25,980	25,190	24,260	23,190
4. Electrical Works	69,741	58,784	51,367	41,391
5. Land Acquisition	9,000	9,000	9,000	9,000
Sub-total	338,068	317,878	304,527	287,277
6. Engineering & Govern. Adomi.	25,355	23,841	22,840	21,546
7. Physical Contingency	47,977	45,381	43,733	41,577
Total	411,400	387,100	371,100	350,400

A.2.3 F.S.L.220.0 M

Items	Amount (*1000$) 225 MW	187.5 MW	150 MW	112.5 MW
1. Preparatory Works	2,678	2,530	2,436	2,319
2. Civil Works				
C-1 Diversion	19,511	19,511	19,511	19,511
C-2 Dam & spillway	98,012	98,012	98,012	98,012
C-3 Intake	39,159	25,470	22,440	19,063
C-4 Powerhouse & tailrace	30,835	25,688	22,456	17,991
3. Mechanical Works	26,060	24,830	23,820	22,440
4. Electrical Works	65,616	55,195	45,848	36,751
5. Land Acquisition	5,500	5,500	5,500	5,500
Sub-total	278,370	256,736	240,022	221,586
6. Engineering & Govern. Adomi.	20,878	19,255	18,002	16,619
7. Physical Contingency	38,952	36,209	34,076	31,695
Total	338,200	312,200	292,100	269,900

A.2.4 F.S.L.210.0 M

Items	Amount (*1000$) 187.5 MW	150 MW	112.5 MW	75 MW
1. Preparatory Works	2,368	2,169	2,013	1,835
2. Civil Works				
C-1 Diversion	18,560	18,560	18,560	18,560
C-2 Dam & spillway	70,712	70,712	70,712	70,712
C-3 Intake	34,149	27,543	21,868	16,089
C-4 Powerhouse & tailrace	34,432	27,752	23,069	16,964
3. Mechanical Works	26,560	25,100	23,540	22,160
4. Electrical Works	65,269	52,986	41,367	31,207
5. Land Acquisition	2,000	2,000	2,000	2,000
Sub-total	254,050	226,822	203,399	179,527
6. Engineering & Govern. Adomi.	19,054	17,012	15,255	13,465
7. Physical Contingency	35,296	31,766	28,646	25,508
Total	308,400	275,600	247,300	218,500

(B) Damsite - B

B.1 Fill Type Dam Scheme

B.1.1 F.S.L.240.0 M

Items	Amount (*1000$) 300 MW	262.5 MW	225 MW	187.5 MW
1. Preparatory Works	4,011	3,902	3,802	3,668
2. Civil Works				
C-1 Diversion	45,750	45,750	45,750	45,750
C-2 Dam & spillway	149,183	149,183	149,183	149,183
C-3 Intake	30,139	26,405	23,305	18,920
C-4 Powerhouse & tailrace	42,330	38,771	35,220	30,686
3. Mechanical Works	26,560	25,630	24,740	23,840
4. Electrical Works	74,369	63,899	53,988	46,108
5. Land Acquisition	9,500	9,500	9,500	9,500
Sub-total	381,843	363,039	345,488	327,655
6. Engineering & Govern. Adomi.	28,638	27,228	25,912	24,574
7. Physical Contingency	54,619	52,233	50,000	47,671
Total	465,100	442,500	421,400	399,900

B.1.2 F.S.L.230.0 M

Items	Amount (*1000$) 262.5 MW	225 MW	187.5 MW	150 MW
1. Preparatory Works	3,109	2,935	2,883	2,744
2. Civil Works				
C-1 Diversion	41,160	41,160	41,160	41,160
C-2 Dam & spillway	96,722	96,722	96,722	96,722
C-3 Intake	27,470	21,596	19,882	15,498
C-4 Powerhouse & tailrace	41,941	36,205	34,456	29,585
3. Mechanical Works	25,980	25,190	24,260	23,190
4. Electrical Works	69,741	58,784	51,367	41,391
5. Land Acquisition	9,000	9,000	9,000	9,000
Sub-total	315,124	291,593	279,731	259,291
6. Engineering & Govern. Adomi.	23,634	21,869	20,980	19,447
7. Physical Contingency	44,442	41,238	39,789	37,162
Total	383,200	354,700	340,500	315,900

B.1.3 F.S.L.220.0 M

Items	Amount (*1000$) 225 MW	187.5 MW	150 MW	112.5 MW
1. Preparatory Works	2,695	2,498	2,362	2,175
2. Civil Works				
C-1 Diversion	36,855	36,855	36,855	36,855
C-2 Dam & spillway	66,109	66,109	66,109	66,109
C-3 Intake	33,493	26,419	21,223	14,991
C-4 Powerhouse & tailrace	43,228	37,141	33,288	27,048
3. Mechanical Works	26,060	24,830	23,820	22,440
4. Electrical Works	65,616	55,195	45,848	36,751
5. Land Acquisition	5,500	5,500	5,500	5,500
Sub-total	279,556	254,546	235,005	211,869
6. Engineering & Govern. Adomi.	20,967	19,091	17,625	15,890
7. Physical Contingency	39,177	35,863	33,270	30,141
Total	339,700	309,500	285,900	257,900

B.1.4 F.S.L.210.0 M

Items	Amount (*1000$) 187.5 MW	150 MW	112.5 MW	75 MW
1. Preparatory Works	2,566	2,266	2,037	1,790
2. Civil Works				
C-1 Diversion	33,108	33,108	33,108	33,108
C-2 Dam & spillway	45,490	45,490	45,490	45,490
C-3 Intake	45,508	33,534	23,985	15,015
C-4 Powerhouse & tailrace	46,938	38,926	33,214	25,716
3. Mechanical Works	26,560	25,100	23,540	22,160
4. Electrical Works	65,269	52,986	41,637	31,207
5. Land Acquisition	2,000	2,000	2,000	2,000
Sub-total	267,439	233,410	205,011	176,486
6. Engineering & Govern. Adomi.	20,058	17,506	15,376	13,236
7. Physical Contingency	37,403	32,784	28,913	25,078
Total	324,900	283,700	249,300	214,800

B.2 Concrete Gravity Dam Scheme

B.2.1 F.S.L.240.0 M

Items	300 MW	Amount (*1000$) 262.5 MW	225 MW	187.5 MW
1. Preparatory Works	4,423	4,335	4,225	4,146
2. Civil Works				
C-1 Diversion	18,026	18,026	18,026	18,026
C-2 Dam & spillway	195,772	195,772	195,772	195,772
C-3 Intake	53,197	49,969	46,882	44,187
C-4 Powerhouse & tailrace	27,901	25,262	20,967	18,417
3. Mechanical Works	25,890	24,960	24,070	23,170
4. Electrical Works	74,369	63,899	53,988	46,108
5. Land Acquisition	9,500	9,500	9,500	9,500
Sub-total	409,078	391,724	373,430	359,326
6. Engineering & Govern. Adomi.	30,681	29,379	28,007	26,949
7. Physical Contingency	58,941	56,797	54,463	52,625
Total	498,700	477,900	455,900	438,900

B.2.2 F.S.L.230.0 M

Itesm	262.5 MW	Amount (*1000$) 225 MW	187.5 MW	150 MW
1. Preparatory Works	3,261	3,149	3,075	2,983
2. Civil Works				
C-1 Diversion	17,037	17,037	17,037	17,037
C-2 Dam & spillway	135,274	135,274	135,274	135,274
C-3 Intake	37,348	33,511	31,225	28,762
C-4 Powerhouse & tailrace	27,741	24,123	21,468	17,786
3. Mechanical Works	25,310	24,520	23,590	22,520
4. Electrical Works	69,741	58,784	51,367	41,391
5. Land Acquisition	9,000	9,000	9,000	9,000
Sub-total	324,712	305,398	292,037	274,753
6. Engineering & Govern. Adomi.	24,353	22,905	21,903	20,606
7. Physical Contingency	45,935	43,497	41,760	39,641
Total	395,000	371,800	355,700	335,000

B.2.3 F.S.L.220.0 M

Items	Amount (*1000$) 225 MW	187.5 MW	150 MW	112.5 MW
1. Preparatory Works	2,522	2,420	2,323	2,182
2. Civil Works				
C-1 Diversion	16,177	16,177	16,177	16,177
C-2 Dam & spillway	92,184	92,184	92,184	92,184
C-3 Intake	28,522	26,036	22,942	18,726
C-4 Powerhouse & tailrace	31,236	26,950	23,565	18,347
3. Mechanical Works	25,390	24,160	23,150	21,770
4. Electrical Works	65,616	55,195	45,848	36,751
5. Land Acquisition	5,500	5,500	5,500	5,500
Sub-total	267,147	248,622	231,690	211,638
6. Engineering & Govern. Adomi.	20,036	18,647	17,377	15,873
7. Physical Contingency	37,217	34,931	32,733	30,089
Total	324,400	302,200	281,800	257,600

B.2.4 F.S.L.210.0 M

Items	Amount (*1000$) 187.5 MW	150 MW	112.5 MW	75 MW
1. Preparatory Works	2,260	2,061	1,907	1,729
2. Civil Works				
C-1 Diversion	15,414	15,414	15,414	15,414
C-2 Dam & spillway	66,838	66,838	66,838	66,838
C-3 Intake	33,378	26,911	21,371	15,734
C-4 Powerhouse & tailrace	35,055	28,262	23,499	17,278
3. Mechanical Works	25,890	24,430	22,870	21,490
4. Electrical Works	65,269	52,986	41,637	31,207
5. Land Acquisition	2,000	2,000	2,000	2,000
Sub-total	246,104	218,903	195,536	171,690
6. Engineering & Govern. Adomi.	18,458	16,418	14,665	12,877
7. Physical Contingency	34,138	30,479	27,499	24,333
Total	298,700	265,800	237,700	208,900

表－5.1.2 各開発計画案の投資額概要

(10^6 US$)

No.	Type of Dam	FSL (m)	300 MW	262.5 MW	225 MW	187.5 MW	150 MW	112.5 MW	75 MW
A.1.1	Fill	240	519.2	499.0	480.2	464.2			
A.1.2	"	230		406.5	382.3	364.7	343.2		
A.1.3	"	220			323.4	297.4	276.5	253.9	
A.1.4	"	210				305.6	270.1	239.8	209.8
A.2.1	C.G./1	240	519.8	497.3	477.6	460.5			
A.2.2	"	230		411.4	387.1	371.1	350.4		
A.2.3	"	220			338.2	312.2	292.1	269.9	
A.2.4	"	210				308.4	275.6	247.3	218.5
B.1.1	Fill	240	465.1	442.5	421.4	399.9			
B.1.2	"	230		383.2	354.7	340.5	315.9		
B.1.3	"	220			339.7	309.5	285.9	257.9	
B.1.4	"	210				324.9	283.7	249.3	214.8
B.2.1	C.G.	240	498.7	477.9	455.9	438.9			
B.2.2	"	230		395.0	371.8	355.7	335.0		
B.2.3	"	220			324.4	302.2	281.8	257.6	
B.2.4	"	210				298.7	265.8	237.7	208.9

Note: /1; C.G. ..... Concrete Gravity

表－5.1.3 沈砂池を設ける設計案の投資額

Work Items	Amount (10^3 US$)
1. Preparatory works	3,706
2. Civil works:	
Diversion	41,160
Dam & spillway	95,625
Intake	80,595
Powerstation & T/L	29,689
3. Mechanical works	31,090
4. Electrical works	58,784
5. Land acquisition	9,000
Sub-total:	349,649
6. Engineering and government administration	26,224
7. Physical contingency	50,127
Total:	426,000

表－5.1.4 便益算定対象の電力および電力量

Fiscal Year	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94
Power Requirement (MW)	76	104	142	182	224
Energy Requirement (GWh)	332	456	621	796	982

Case No.	Power and Energy to be Generated					Capacity and Energy Applied for Benefit															
						1989/90			1990/91			1991/92			1992/93			1993/94			1994/95
							Energy			Energy			Energy			Energy			Energy		
	F.S.L.	Installed Capacity	Dependable Peak	Primary Energy	Secondary Energy	Capacity	Primary	Secondary	Capacity	Primary	Secondary	Capacity	Primary	Secondary	Capacity	Primary	Secondary	Capacity	Primary	Secondary	
	(EL.m)	(MW)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)	
1	240	300	215	933	1,153	76 (100)	332	317	100 (100)	431	258	142 (200)	621	575	182 (200)	796	470	215 (300)	933	692	Onward
2	"	262.5	214	929	983	76 (87.5)	332	253	104 (175)	456	581	142 (175)	621	482	182 (262.5)	796	670	214 (262.5)	929	590	"
3	"	225	212	923	798	75 (75)	323	194	104 (150)	456	482	142 (150)	621	383	182 (225)	796	555	212 (225)	923	479	"
4	"	187.5	187	810	694	76 (125)	332	442	104 (125)	456	368	142 (187.5)	621	530	182 (187.5)	796	425	187 (187.5)	810	416	"
5	230	262.5	175	760	1,013	76 (87.5)	332	251	104 (175)	456	539	142 (175)	621	440	175 (262.5)	760	608	Onward			
6	"	225	174	757	852	75 (75)	322	193	104 (150)	456	450	142 (150)	621	351	174 (225)	757	511	"			
7	"	187.5	173	252	672	76 (125)	332	427	104 (125)	456	352	142 (187.5)	621	482	173 (187.5)	752	403	"			
8	"	150	150	647	559	76 (100)	332	313	100 (100)	456	238	142 (150)	621	351	150 (150)	647	335	"			
9	220	225	135	587	870	75 (75)	321	190	104 (150)	456	401	135 (150)	580	326	135 (225)	587	522	"			
10	"	187.5	135	585	717	76 (125)	332	392	104 (125)	456	317	135 (187.5)	585	430	Onward						
11	"	150	134	580	544	76 (100)	332	297	100 (100)	429	239	134 (150)	580	326	"						
12	"	112.5	112	483	425	75 (75)	321	190	104 (112.5)	456	271	112 (112.5)	483	255	"						
13	210	187.5	95	413	718	76 (125)	332	330	95 (125)	410	283	95 (187.5)	413	431	"						
14	"	150	95	412	577	76 (100)	332	256	95 (100)	403	214	95 (150)	412	346	"						
15	"	112.5	94	409	414	76 (75)	319	174	94 (112.5)	409	248	Onward									
16	"	75	75	319	290	75 (75)	319	174	Onward												

Note: Figures in parentheses show the power installation in the Sapt Gandaki Project.

表－5.1.5 最適開発計画案の立案と選定の概要(1)、Aダムサイト

(Unit: 10^3 US$)

Rockfill Dam Scheme							Concrete Gravity Dam Scheme						
F.S.L. (EL.m)	Installed Capacity (MW)	Cost (C)	Benefit (B)	Net Benefit (B - C)	B/C	E.I.R.R.	F.S.L. (FL.m)	Installed Capacity (MW)	Cost (C)	Benefit (B)	Net Benefit (B - C)	B/C	E.I.R.R.
240	300	640,662	670,646	29,984	1.05	12.7	240	300	629,568	670,646	41,078	1.07	12.8
"	262.5	622,847	656,305	33,458	1.05	12.8	"	262.5	608,622	656,305	47,684	1.08	13.1
"	225	601,405	639,307	37,903	1.06	12.9	"	225	585,810	639,307	53,497	1.09	13.3
"	187.5	587,308	585,788	-1,520	1.00	12.0	"	187.5	570,144	585,788	15,644	1.03	12.4
230	262.5	505,324	585,569	80,246	1.16	14.4	230	262.5	502,352	585,569	83,217	1.17	14.5
"	225	477,211	565,042	87,831	1.18	14.7	"	225	474,079	565,042	90,963	1.19	14.8
"	187.5	461,490	553,404	91,914	1.20	15.0	"	187.5	460,333	553,404	93,071	1.20	15.0
"	150	435,452	484,779	49,327	1.11	13.7	"	150	435,269	484,779	49,509	1.11	13.7
220	225	400,391	477,470	77,080	1.19	15.0	220	225	412,957	477,470	64,513	1.16	14.5
"	187.5	375,178	469,250	94,072	1.25	16.0	"	187.5	387,667	469,250	81,583	1.21	15.4
"	150	349,771	445,160	95,389	1.27	16.3	"	150	363,245	445,160	81,915	1.23	15.6
"	112.5	322,236	378,840	56,605	1.18	14.8	"	112.5	336,167	378,840	42,673	1.13	14.1
210	187.5	384,899	367,941	-16,958	0.96	11.3	210	187.5	383,276	367,941	-15,335	0.96	11.3
"	150	341,191	350,079	8,888	1.03	12.4	"	150	343,038	350,079	7,041	1.02	12.3
"	112.5	305,494	330,979	25,485	1.08	13.4	"	112.5	309,903	330,979	21,076	1.07	13.2
"	75	269,802	117,845	-151,957	0.44	1.0	"	75	275,673	117,845	-157,829	0.43	1.0

Note: Cost and benefit in the above Table are indicated in the present worth as of 1988/89.

表－5.1.6 最適開発計画案の立案と選定の概要(2)、Bダムサイト

(Unit: 10^3 US$)

Rockfill Dam Scheme							Concrete Gravity Dam Scheme						
F.S.L. (EL.m)	Installed Capacity (MW)	Cost (C)	Benefit (B)	Net Benefit (B - C)	B/C	E.I.R.R.	F.S.L. (EL.m)	Installed Capacity (MW)	Cost (C)	Benefit (B)	Net Benefit (B - C)	B/C	E.I.R.R.
240	300	568,064	670,646	102,584	1.18	14.5	240	300	602,609	670,646	68,037	1.11	13.6
"	262.5	547,065	656,305	109,240	1.20	14.8	"	262.5	583,822	656,305	72,484	1.12	13.7
"	225	522,587	639,307	116,720	1.22	15.1	"	225	558,241	639,302	81,067	1.15	14.1
"	187.5	501,412	585,788	84,376	1.17	14.4	"	187.5	542,711	585,788	43,076	1.08	13.2
230	262.5	473,896	585,569	111,673	1.24	15.5	230	262.5	481,480	585,569	104,089	1.22	15.2
"	225	440,237	565,042	124,805	1.28	16.2	"	225	454,537	565,042	110,505	1.24	15.6
"	187.5	428,835	553,404	124,569	1.29	16.3	"	187.5	440,681	553,404	112,723	1.26	15.9
"	150	398,773	484,779	86,005	1.22	15.2	"	150	415,617	484,779	69,162	1.17	14.6
220	225	421,014	477,470	56,456	1.13	14.1	220	225	395,114	477,470	82,357	1.21	15.4
"	187.5	390,374	469,250	78,876	1.20	15.2	"	187.5	374,733	469,250	94,517	1.25	16.1
"	150	361,419	445,160	83,740	1.23	15.7	"	150	349,938	445,160	95,222	1.27	16.4
"	112.5	326,908	378,840	51,933	1.16	14.6	"	112.5	320,312	378,840	58,528	1.18	15.0
210	187.5	409,675	367,941	-41,734	0.90	10.3	210	187.5	370,536	367,941	-2,595	0.99	11.9
"	150	358,543	350,079	-8,464	0.98	11.6	"	150	330,200	350,079	19,879	1.06	13.0
"	112.5	317,516	330,979	13,463	1.04	12.7	"	112.5	297,317	330,979	33,662	1.11	14.0
"	75	275,967	117,845	-158,123	0.43	1.0	"	75	263,109	117,845	-145,264	0.45	1.0

Note: Cost and benefit in the above Table are indicated in the present worth as of 1988/89.

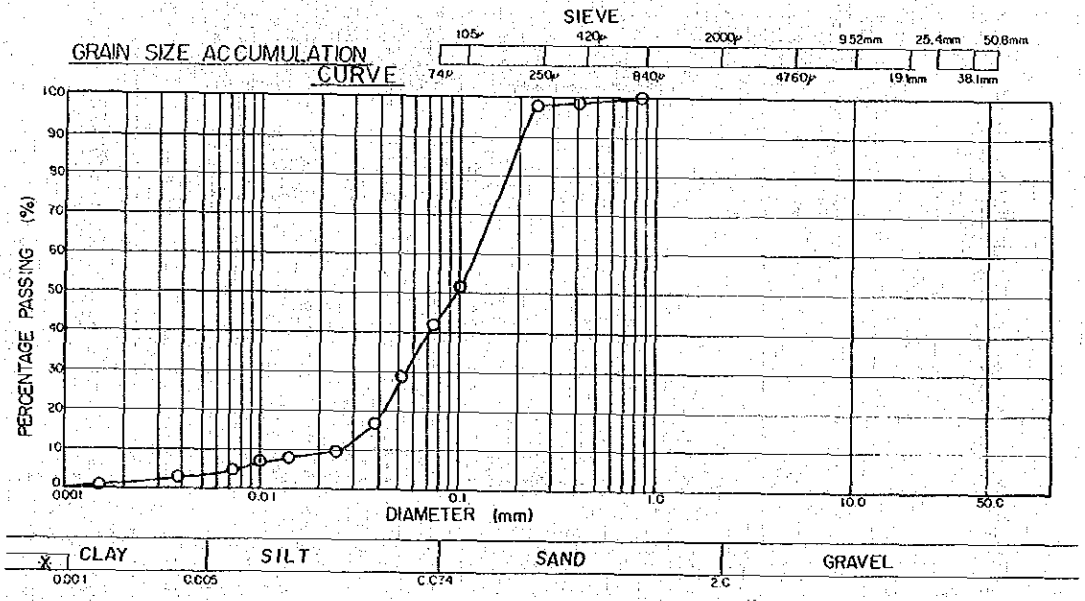
表－5.1.7 浮流砂の粒度分析結果

PARTICLE SIZE & WEIGHT PERCENTAGE OF PARTICLES UNDER THE SIZE

SPECIFIC GRAVITY Gs 2.732

SIEVE	GRAIN SIZE (mm)	50.8	38.1	25.4	19.1	9.52	4.76	2.00	0.84	0.42	0.25	0.105	0.074
	TOTAL PASSING(%)								100	99.8	98.3	51.9	42.0
HYDROMETER	GRAIN SIZE (mm)	0.0527	0.0386	0.0249	0.0144	0.0102	0.0073	0.0037	0.0015				
	TOTAL PASSING(%)	29.1	17.3	10.2	8.2	7.4	5.4	3.1	0.7				

GRAIN SIZE ACCUMULATION CURVE



※COLLOID

PROPORTION	4.76mm<	0	%	MAXMUM DIAMETER	0.84 mm
	4.76~2.00mm	0	%	60% DIAMETER	0.12 mm
	2.00~0.42mm	0	%	30% DIAMETER	0.055 mm
	0.42~0.074mm	58	%	10% DIAMETER	0.024 mm
	0.074~0.005mm	38	%	COEFFICIENT OF UNIFORMITY	5.0
	0.005mm>	4	%	COEFFICENT OF CURVATURE	1.1

第6章　設　　計

6.1　概　　要

第5章における各開発計画案の比較検討を通して、サプトガンダキプロジェクトの最適開発計画案はBダムサイトのフィルタイプダムと選定された。常時満水位は標高 230 m、発電設備容量は 225MWである。設計はこの最適開発計画案に基づいて行った。図6.1から図6.6にその設計を示す。設計についての一般的・基本的留意点は前項5.1.3に記してあるが、この章ではさらに当プロジェクトの設計について詳述する。

6.2　河流処理方式

フィルタイプダムの場合、建設中の洪水の越流は許容できないので、仮排水路はダム上の越流なしに、工事期間を通じて想定される洪水を処理できる十分な能力を有する必要があり、この観点から既往最大洪水流量16,350m³／秒を仮排水路の設計洪水流量とする。当ダムサイトにおいては仮排水トンネルの建設は、不十分な土被り厚のため困難と考えられる。このため仮排水路として開水路を設けることにした。以下の考察に基づいて右岸には底幅52m、左岸には底幅 126mの仮排水路を設けることとした。

サプトガンダキ河の大きな洪水流量を考慮すると、その処理は出来るだけ自然の流下状態を保ち、これを人工的に乱すことなく行われるべきである。そのため、ダムサイト付近の河川幅とほぼ等しい仮排水路を設置することが望ましい。この観点から、洪水を自然の状態で流下させている現在の河川幅とほぼ等しい全幅 178mを仮排水路幅とした。洪水吐はこの仮排水路内に設置するように設計されており、建設工程上ダム完成後に建設するものとする。この建設作業のために2本の仮排水路が必要となっている。すなわち一方の仮排水路に洪水吐を建設している間、他方の仮排水路によって河川水を処理するためである。そのため、すでに述べたように両岸に仮排水路が掘削される。右岸の地形はかなり切り立っており掘削量が膨大になるため、右岸仮排水路幅は、左岸仮排水路部分に洪水吐を建設している間の乾季河川流量の処理を可能にするために必要となる最小限のものとした。

そのような配置にも拘わらず、仮排水路掘削量は約 5.7×10^6 m³に達する。掘削量の削減を図るため、ダムと仮排水路の間に隔壁を設けて、可能な限り仮排水路は河道側に

寄せることとした。

基岩盤は堅固ではないので、仮排水路の掘削斜面を流水による浸食・斜面崩壊から守るためショットクリート工を施す。ショットクリート工は仮排水路設計洪水流量に相当する仮排水路内水位すなわち標高 196.0mまで施すこととした。

6.3 ダ　　ム

当プロジェクトのダムはフィルタイプダムの中ではもっとも標準的なセンターコア・ゾーン・ロックフィルタイプダムである。岩石材料を得る最も低廉な方法は、ダムサイトから北方7km～10kmの採石場から運搬することと考えられるので、この岩石の材質を考慮して、上流側法面勾配 1：2.5 （常時満水位より上部は 1：1.9 ）、下流側法面勾配1：1.9 とした。ダム堤頂高は常時満水位標高 230mに余裕高8mを加えて標高 238mとした。

河床には厚い砂れき層があり、河道中央部で30m～40mに達する。この厚い堆積層内の浸透流をしゃ断することは困難で多額の費用を要する。したがって実際上想定される下記の処理方法を技術的・経済的見地から検討した。

(1) 基礎岩盤面までコアトレンチを掘削して、このコアトレンチ内にコア材を充てんする。

(2) 基礎岩盤面までコア部分にセメントグラウトを行う。

(3) 砂れき層に幅の狭いトレンチを掘削し、そこにコンクリートを充てんしてしゃ水壁を設ける。

堆積層にコアトレンチを設ける方法は，堆積層が比較的浅い場合に採用される通常の工法である。しかしながら、サプトガンダキの場合には堆積層が非常に厚い。河床部の大規模なトレンチ掘削は、ぬかるんだ状態のため困難な作業となり作業期間も長くなろう。また表6.1に示すように、他の2つの方法に比べ費用も高くなる。このためコアトレンチを設ける方法は当プロジェクトでは不適当と判断された。

他の2つの方法、すなわちセメントグラウト法およびしゃ水コンクリート壁の施工記録を調べると、技術的困難さと所要作業期間はおおむね似かよっている。所要経費も表6.1に示すようにほぼ等しい。このため、しゃ水効果がより期待できるコンクリート心壁を採用することとした。河床堆積層中にコンクリート心壁を設置した場合、沈下の差

によりコンクリート心壁とコア材の接触部分のコア材にクラックが発生する心配があるため、接触部分に塑性材料で緩和部を設け、クラックの発生なしにコア材の沈下を許容できる設計とした。

カーテングラウトは、上記のしゃ水コンクリート壁に埋め込まれたパイプを通して基礎岩盤に注入するものとした。コア部分の基礎の砂れき層には、さらにコンソリデーションおよびブランケットグラウトを行うこととした。湛水後の浸透水の調査および必要となった場合に追加グラウトを実施するために、コア部分の底面に沿って監査廊を設置した。

6.4 洪 水 吐

フィルタイプダム本体の一部にコンクリート構造物を設けることは、材料特性の違いによりダムが一体として挙動することを困難にするとの理由から、日本のダム設計基準では望ましくないとされている。したがって洪水吐はダム本体から離して両岸の仮排水路部分に配置するように設計している。

当プロジェクトの洪水吐はゲートを設置したコンクリートダム、100mの長さの減勢池および減勢池末端のサブダムで構成されている。3門のラジアルゲート（幅15m、高さ19m）が右岸洪水吐に、7門のラジアルゲートが左岸洪水吐に設置される。洪水吐全幅はラジアルゲートを支える8つのピアの幅を含めて178m（右岸洪水吐52m、左岸洪水吐126m）である。

日本のダム設計基準に従うと、当プロジェクトの洪水吐は貯水池のいかなる調節効果も考慮せずに設計洪水位標高232.2mで設計洪水流量23,000m³／秒（200年確率洪水の1.2倍）を放流できる能力を有しなければならない。この洪水吐はまた想定され得る最大の洪水にほぼ匹敵するとされている10,000年確率洪水を3.0mの余裕高をもって放流する能力を持っている。31,100km²という広大な流域面積に伴う水文上の不確定さと洪水吐ゲート操作の予期せぬトラブルを考慮して、このように十分な余裕高を与えている。この余裕高を設定すると、洪水吐の10門中4門のゲートが仮に故障したとしてもダム堤頂からの越流を生じることなく洪水吐設計洪水流量を流下させることができる。さらに、洪水吐ゲート操作上のトラブル、すなわち停電や何らかの理由で操作員が不在でゲートが操作されないような場合を考えて、停電時に自動的に起動する予備ディーゼル発電機

300kVA 2台を設置し、かつ貯水池水位が一定水位に達すると自動的にゲートを作動させる装置を備えることとする。

エネルギー減勢工は、地形および対象洪水流量の大きさの観点から当プロジェクトに最適と考えられる減勢池タイプとする。この減勢池は構造物の重要度を考慮して、100年確率洪水に相当する放流量17,830m³／秒が持つエネルギーを有効に減勢できるものとした。減勢池タイプは2種類考えられる。すなわち減勢池末端にサブダムを設ける構造と設けない構造である。設計上の比較検討によると、サブダムなしの減勢池はサブダムを設ける場合と比べて10m以上その底面を低く掘削する必要があり、建設費増を招く。このため減勢池末端に、サブダムを設ける構造を採用することにした。

6.5 発電用取水口および水路

発電所は地形、経済性の見地より最適な配置と考えられる左岸洪水吐の隣に設置された。したがって発電用取水口、水路も左岸洪水吐に隣接する。水路構造物は取水庭、取水ダムおよび水圧鉄管とから成り立っている。洪水期の流送土砂を考慮すると、取水庭には流入する土砂を防ぐためのコンクリート防護壁を設ける必要があり、この防護壁は洪水吐と取水ダムの間に洪水吐放流方向と平行に設置されている。防護壁上の越流頂は洪水吐堤頂より10m高く設定し、防護壁前面に堆砂が生じることなく洪水吐放流水とともに効果的に排除されるよう計った。上記の配慮にもかかわらず、取水庭へのある程度の土砂の流入は避け難いであろう。この避けられない流入土砂は取水ダムに設けられる排砂管を通して減勢池へ排除する設計とした。

取水ダムの高さは38mであり、取水ダム軸とダム本体軸は同一直線上にある。取水管中心線標高は、最低運転水位標高 226mを考慮して標高 214.5mとした。取水口のちりよけ格子部での接近流速は、エネルギー損失を減らすため最大使用水量の場合でも 1.0m／秒におさえた。

発電用水路は3組の取水口と水圧鉄管から成り立っている。各取水口には取水ゲート（高さ、幅とも 7.6mのローラーゲート）が水圧鉄管の保守点検のために必要である。取水ゲートの下流から長さ約72mの3条の水圧鉄管が発電所に通じている。この管内の適切な流速と発電上の所要条件を考慮して管径を 7.6mとした。この水圧鉄管は取水ダムに埋め込まれる部分を除いて外側をコンクリートで巻きたてるものとする。

将来発電機を1台増設するための準備工、すなわち増設分に対する取水口および水圧鉄管（ダム本体に埋め込まれる部分のみ施工し、下流端でめくら蓋をする）も設置される。

取水口および水路の設計に関して、もうひとつの考えられる設計案、すなわち浮流砂の流入防止のため防護壁を設置する代りに、沈砂池を設置する設計案についても検討を行った。しかしながらこの方法は非常に高価となるし、またそれほど効果的でないことが分かり、防護壁を設置する設計案が、5.1.3項で詳述した理由により最善の方法と判断された。

6.6 発 電 所

発電容量75,000kWの発電機3台を収容する地上式発電所を、取水ダム直下（ダム軸より80m下流）に建設する。屋外開閉所は発電所放水路の左側に設置する。

6.6.1 土木工事

発電所は十分な地耐力を有する砂岩の基盤岩上に建設する。発電所は、中心線間隔26mで3台の発電機とその他種々の機器を収容する長さ104m、幅35.1m、最大高さ53.9mの建屋である。敷地の標高は100年確率洪水流量17,830m³／秒に相当する放水位標高195.7mに、余裕高2.3mを加えた標高198.0mに決めた。この敷高は、洪水吐減勢池付近の水理条件（跳水面の標高202m）も考慮して決定したものである。

水車のケーシング中心線標高は最大使用水量時の放水位より5.2m低い標高179.4mに設定し、また発電機室、組立室の床の所要敷高はそれぞれ標高186.9mと198.2mとなった。放水路は幅約100mの開水路で、標高180.0mの放水路末端で流れは限界流となる。放水路は発電所から下流約60mの地点で左岸の洪水吐と合流する。将来発電機1台の増設を可能にするため、そのためのスペースを当初の3台の発電機運転の便を考えた上で、当発電所の川側に設けている。その部分を将来掘削することは困難であるから、今回当発電所建設の際同時に行うこととし、掘削面の劣化を保護するため基礎および掘削面に表面保護コンクリートを打設しておくこととした。

6.6.2 発電設備

当プロジェクトの水車は竪軸カプラン型であり、巻立てコンクリートもしくはスティールライナのスパイラルケーシングを備える。ガイドベーン全開時の水車出力は

76,900kWである。貯水池水位標高 228.0mにおいて有効落差は 42.32mとなり最大使用水量は 205.7m³／秒となる。水車回転数は 136.3rpm 、また水車比速度は 350.2m・kWである。

発電機は竪軸、かさ型、突極、回転界磁型、3相である。冷却装置は水冷、自己通風、循環式である。発電機の連続定格出力は83,300kVA 、定格電圧11,000V、定格電流 4,372A、力率 0.9である。励磁システムは静止型サイリスタタイプで、定格電圧の25～ 100パーセントの範囲内を手動で制御できる。各発電機は11,000V、 1,000mm² の架橋ポリエチレンケーブルにてそれぞれの主変圧器に接続されている。

各発電機とのユニットシステムによる主変圧器の冷却には屋外型、送油風冷却方式を採用する。主変圧器の定格容量は83,300kVA 、タップ電圧は1次側10.5kV、2次側 126-129-132-135kVである。インピーダンス電圧は約10パーセントとする。各主変圧器は標高 198.0mの屋外に設置され、ここから 100m離れたところに位置する屋外開閉所内の各しゃ断器に接続される。この屋外開閉所には下記の機器が設置される。

(a) 144kV SF6 ガス遮断器、真空遮断器、もしくは小油量油入しゃ断器……9台

(b) 144kV断路器 ……15台

(c) 138kV変流器 ……27台

(d) 132kVコンデンサ型計器用変圧器…6台

(e) 126kV避雷器 ……27台

発電所の建屋内に発電器等組立て用に、つり上げ容量 160トンの天井走行クレーン2台をすえつける。発電所の制御は屋外開閉所を含めて1人制御方式とする。

6.7 送電線および開閉機器

6.7.1 送電線

3.2.2項で述べたように次のような 132kVの送電線を建設する。

区　　間	延長	回線数
(1) サプトガンダキ～ヘタウダ	75km	2
(2) 〃 ～パラトプール	5km	1
(3) 〃 ～デュンキバス	55km	1（将来2）
(4) デュンキバス ～ブトワル	45km	1（追加架線）

鋼心アルミより線（アルミの公称断面積 264mm^2 ）と亜鉛メッキの架空地線（断面積70mm^2 ）を上記各送電線に使用する。亜鉛メッキの鉄塔で送電線を支持する。電線の配列は2回線鉄塔の場合垂直2回線配列とし、1回線鉄塔の場合は3角配列とする。

サプトガンダキ～ヘタウダ区間の2回線鉄塔は将来1回線追加してデュンキバス区間用として用いる。デュンキバス～ブトワル区間は電線を既設2回線鉄塔に架線する。（現在1回線だけ架線されている。）碍子連は懸乗碍子の場合は10連、耐張碍子の場合は11連とする。

6.7.2　開閉機器

下記変電所の 132kV母線を上記送電線に接続させるための開閉機器も当プロジェクトで設置する。

ヘタウダ変電所	引込線2
パラトプール変電所	引込線1
デュンキバス変電所	引込線1、引出線1
ブトワル変電所	引込線1

6.7.3　電力線搬送通信システム

電力系統を運転するため、電力線搬送通信システムをサプトガンダキ～ヘタウダ、サプトガンダキ～パラトプール、サプトガンダキ～デュンキバス区間に設置する。この電力線搬送通信システムは、各変電所において既設 132kV電力線搬送通信システムに接続する。

6.8 魚　　道

第11章“環境影響評価”において述べられているように、当プロジェクトは周辺の河川漁業に対し、かなりの影響を及ぼすことがわかった。またこの影響は無視出来ないものと判断されたので、魚類が産卵期に河川を上下出来るよう魚道を設置することとした。

この魚道は取水管、ゲートおよび長さ450mの魚梯より成り、右岸側に設置される。取水管は右岸側洪水吐のアバットメントコンクリート中に設置されており、洪水時の魚道の保護を目的としたローラーゲート（2m幅×2m高さ）を備えている。また魚梯は、魚類が上下するに適当と考えられる1：10の勾配をもったものとした。

魚道は、貯水池水位の変動に応じて魚道内流量を調節できる可動ゲートを具備したものが望ましいが、これは非常に高価なものとなる。このような高価なものはかならずしも必要ではないと判断されたので、固定式の魚道とした。すなわち、常時満水位の状態でのみ魚道内を水が流れる構造とした。

表－6.1　3種類のダム基礎処理に関する費用比較

	Unit	Q'ty ($x10^3$)	Unit Price (U.S.$)	Amount (10^3U.S.$)
(A) Core Trench Method;				
Exca., core	m^3	212.3	3.7	785.5
Embank., core	"	68.6	8.5	583.1
" , rock	"	143.7	12.0	1,724.1
Total:				3,093.0
(B) Grouting Method;				
Drilling	m	14.7	80.0	1,176.0
Grouting	"	14.7	40.0	588.0
Total:				1,764.0
(C) Cut-off Concrete Wall Method;				
Cut-off concrete wall	m^2	4.0	420.0	1,680.0
Total:				1,680.0

第7章　施工計画

7.1 概　　要

サプトガンダキプロジェクトの予想実施計画を以下に示す。

資金準備（入札設計）	1982年9月～1983年3月
入札設計	1983年4月～1984年1月
入札公募および契約締結	1984年2月～1984年10月
作業開始	1984年11月
第1号機75MW発電開始	1989年11月
第2号機75MW発電開始	1990年11月
第3号機75MW発電開始	1992年11月

施工計画は当プロジェクトの上記実施計画に基づいて立案した。作成された建設工程を図7.1および図7.2に示す。また主要な工事数量及び建設機械一覧はそれぞれ表7.1、表7.2に示すとおりである。以下に各項目別にその施工計画検討結果の概要を述べる。

7.2 施工計画

7.2.1 準備工事

土木工事の契約合意は早くとも1984年10月初めと予想される。請負業者による実際の作業開始は、準備期間を考慮して1984年11月と見込まれる。1986年初めの仮排水路コンクリート打設開始時期と、輸送期間を含めて1年の工事用仮設プラント設置期間を考慮すると、両岸の主な取り付け道路とダムサイトまでの工事用電力供給システムの2つの準備工事は、1983／84年の乾季にネパール政府の手によってあらかじめ行っておく必要がある。ダムサイトにおけるその他の取付け道路と電力供給システム、給水設備、プラント、事務所、宿舎および倉庫等は、請負業者によって作業開始から7ヶ月以内、すなわち1985年6月までに建設できるだろう。またプラント類の設置がすべて完了するのは1985年11月末すなわち仮排水路コンクリート打設1ヶ月前となろう。

コンクリート用粗骨材はダムサイト上下流の砂利堆積層からバックホウ、ブルドーザ、ホイールローダ、ダンプトラックを用いて採取する。この粗骨材はダムサイト付近に設置された骨材プラントのスクリーンで各粗骨材粒度に分類される。コンクリー

ト用細骨材はダムサイトから8km離れたカゲリコーラ川の砂州から採取し、骨材プラントで各粒度にふるい分ける計画である。骨材プラントの必要能力、容量は表7.2に示されるとおりである。

7.2.2　仮排水路工事

掘削量約 6,000,000m³と約 200,000m³のコンクリート打設量（ロックフィルダムと仮排水路間のコンクリート隔壁）から成る仮排水路工事を、1985年1月末と予想される建設機械搬入後速やかに開始すれば、1986／87年の乾季の初めに河流変更、主ダム工事作業の着工が可能となる。

河道両岸の掘削はブルドーザ、バックホウ、ダンプトラック、クローラードリルを用いて行い、1986年9月末に完了する。仮排水路工事で必要なコンクリート打設は、ロックフィルダムと仮排水路間の標高 196.0mまでの隔壁、発電所と左岸仮排水路の間の隔壁、および掘削面の保護コンクリートである。これらコンクリートの打設にはタワークレーンとミキサー車を使用し、1986年の雨季の終わりまでに完了する。左岸仮排水路を横断する仮設橋がダムの盛立て材料運搬のために必要である。この仮設橋も1986年の雨季の終わりまでにその工事を完了する。

河流変更は1986年の乾季すなわち1986年11月初めに行う計画である。1次締切りにより河流変更を行った直後本締切り堤を建設する。この締切り堤は堤頂標高 196.0mであるが、これを1987年の雨季前に完成させることによって1987年の雨季中の洪水を処理可能とし、1987年の雨季中も続けて本体ダムの河道部工事を実施する計画である。

7.2.3　ダ　ム

ダム本体工事は、1次締切りによる河流変更後速やかに開始され、河床掘削の後、1986年の乾季にはしゃ水壁、グラウト工等の基礎処理が行われる。ダム盛立て作業は必要な基礎処理が終了した部分から逐次開始する。ダム盛立て開始は1987年1月とし、1987年の雨季前すなわち1987年5月以前に、標高 196.0mまで盛立てる予定である。ダム盛立てはその完成までに2乾季を必要とする。1987／88年の乾季も続けで盛立て作業を行い、この乾季の終りすなわち1988年5月末に完成を予定した。

ロック材は、ダムサイトから約10km北方の採石場から運搬する。また採石作業にはクローラードリル、ブルドーザ、バックホウ、ローダーおよびダンプトラックを使用する。コア材として左岸台地の粘性土と粗粒材料を混合して用いるため、盛立てに先

立ちストックパイルを造成する。この粘性土と混合する粗粒材としては採石場からでる岩石くずが適当と考えられる。ストックパイルは、ショベルでトラックに積載する際にうまく混合するように粗粒材と粘性土の互層で造成することとした。

7.2.4　洪水吐

洪水吐工事は、基礎処理工（カーテン、コンソリデーショングラウト）と総打設量が92,000m³に上る洪水吐、ピアおよび減勢池のコンクリート打設、および洪水吐のラジアルゲートの設置作業を含む。

洪水吐の工事は左岸仮排水路内の洪水吐から開始する計画なので、この洪水吐の工事中には河川水は右岸仮排水路のみで処理しなければならない。それゆえ、この工事は河川流量が右岸仮排水路のみで処理可能な程度に減少する乾季半ばである1987／88年初めに開始する。（左岸仮排水路に堤頂標高 190mの仮締切りダムを設けると、約2,000m³／秒の流量を右岸仮排水路で処理できる。）

左岸洪水吐の工事は仮排水路内の仮締切り堤建設から着工し、引き続いて基礎処理を行う。洪水吐ダムのコンクリート打設は基礎処理がほぼ完了する1987年９月から開始する予定である。左岸洪水吐のコンクリート打設作業は、この洪水吐と右岸仮排水路により1988年の雨季の洪水に安全に対処できるように、1987年の乾季の終りまでにそのほとんどを完成させる計画であるが、仮放水管内のプラグコンクリートは別として左岸洪水吐のコンクリート打設が完了するのは1988年の雨季の終りになる。コンクリート打設にはタワークレーンとミキサー車を使う予定である。

右岸洪水吐工事は1988／89年乾季の初めから左岸洪水吐に引き続いて実施する。右岸仮排水路に仮締切りダムを設け、河川流水を左岸洪水吐に設けられた堤体内仮放水管を通して河流変更しながら右岸洪水吐を施工することとし、基礎処理を含むそのすべての工事を1988／89年の乾季中に完成する計画とした。

合計10門のラジアルゲートの設置に約１年を要する。この作業は1988年11月に左岸洪水吐のコンクリートを打設後速やかに開始する。この設置作業を雨季を通して実施することを可能にするためには、雨季の洪水から設置作業場所を防護することが必要であるので、その前面に角落しを設け、1989年の雨季中に１門づつ順番に設置する計画である。

7.2.5 取水口および発電所

発電用取水口および発電所の工事は、仮排水路と発電用取水口および発電所間の2つの隔壁と、発電所下流の締切りダムを設けて実施する計画であるので、作業は河流処理とは無関係に実施出来る。したがって約 3,500,000m³におよぶ大掘削を要するにも拘らず作業工程には十分余裕がある。建設機械の到着を待って左岸仮排水路の掘削作業と同時に掘削を開始し、河川流量の増減にかかわりなく掘削工事を進めることとする。取水口部分は1987年10月に完成し、また発電所部分は1988年末に完成する見込みである。

取水口部分のコンクリート量は 135,000m³である。このコンクリートの打設は取水口部分の掘削終了後水圧鉄管敷設も含めて、1987年11月から1989年1月までの期間で完了する。約64,000m³に達する発電所のコンクリートの打設は、発電機の設置作業と放水路および建屋の工事を含めて1987年7月から1989年10月に完了する。このコンクリート打設にもタワークレーンとミキサー車又部分的にトラッククレーンを使用する予定である。

7.2.6 電気工事

発電機設置作業は1年を要するだろう。当プロジェクトを1989／90年の乾季に運転開始するために、第1号機75MWの据付け工事はその16ヶ月前から始まっている下部工のコンクリート打設がかなり進行した段階、すなわち1988年11月から開始する計画である。据付作業開始までに発電機の製作と輸送に1年を要するため、その製作準備は1987年から開始する必要がある。

第2号機および第3号機のそれぞれ75MWは、1990／91年の乾季と1992／93年の乾季からそれぞれ発電開始予定となっているので、第2号機は第1号機据付け完了後引き続いて据付け工事を始め、第3号機の製作も第2号機設置直後より開始する。第2号機および第3号機の発電機の据付け工事は放水路ゲートを設置して行うので、すでに設置した発電機の運転に支障をきたすような事はない。

送電線と変電所の工事は1988年5月から1989年8月に行う。製作と輸送に約1年かかると考えられるので、製作準備は1987年早々に開始すべきである。

表－7.1 主要工事数量

Work Items	Unit	Work Quantity
Diversion:		
Excavation, common	m^3	2,587,000
" , rock	"	3,160,000
Protection wall (Shotcrete)	"	6,080
Cofferdams:		
Primary coffer	"	22,200
Embankment, core	"	58,700
" , rock	"	211,700
Dam and spillway:		
Excavation, common	"	73,000
Embankment, core	"	346,600
" , rock	"	1,500,000
Cut-off wall	m^2	4,000
Curtain grout	m	24,400
Consoli. & blanket grout	"	13,700
Concrete, weir & side walls	m^3	392,000
" , partition walls	"	218,500
Intake:		
Excavation, common	m^3	325,000
" , rock	"	478,000
Concrete	"	135,000
Curtain grout	m	8,580
Consoli. "	"	2,050
Power station:		
Excavation, common	m^3	539,000
" , rock	"	2,125,000
Concrete	"	64,000

表－7.2 所要建設機械およびプラント

Items	Capacity	Quantity
Bulldozer	42 t	8
- do -	32 t	7
- do -	21 t	10
Loader	7.7 m^3	7
- do -	2.5 m^3	2
- do -	1.4 m^3	2
Hyd. backhoe	1.4 m^3	4
- do -	0.7 m^3	2
Dump truck	32 t	55
- do -	20 t	10
- do -	11 t	30
Tractor & trailer	35 t	1
Truck crane	45 t	1
- do -	35 t	2
- do -	20 t	2
- do -	11 t	2
Agitator truck	4.5 m^3	16
- do -	3.0 m^3	5
Water tanker	8 m^3	2
Cargo truck	11 t	5
- do -	8 t	10
Motor grader	3.6 m	2
Road roller	8/10 t	5
Tamping rolling	13.5 t	1
Vibration roller	15 t	2
Crawler drill, hyd.	75 PS	15
- do - , pneum.	10 m^3/min	2
Breaker, hyd.	500 kg	2
Air compressor	10 m^3/min	4
- do -	5 m^3/min	15
Wall drilling machine	(40 m)	1
Boring machine	5.5 kW	24
Grout mixer & pump	11 kW	27

Items	Capacity	Quantity
Submergible pump	200 ϕ 45 kW	8
- do -	100 ϕ 22 kW	10
Concrete pump	50 m^3/h	2
- do -	20 m^3/h	1
Shot concrete equip.		2
Fork lift	3 t	2
Fuel tanker	6 m^3	2
Grease car	6 t	1
Service car	15	2
Aggregate plant A	Port.	1
- do - B	270 t/h	1
Concrete plant A	Port.	1
- do - B	1.5 m^3 x 2	2
Cement silo & access		2
Tower crane	13.5 t x 75 m	2
- do -	4.5 5 x 75 m	1
Water supply system		2
Power supply system		1
Fuel supply system		1
Bar bender yard		1
Sawmill		1
Maintenance shop		1

第8章　建設費

8.1 概　　要

選定されたサプトガンダキプロジェクトの最適開発計画案、すなわちBダムサイト、常時満水位標高 230m、発電設備容量 225MWのフィルタイプダム計画の建設費を見積もる。総建設費は表8.1に示したように、1982年7月の物価水準で 354,700×10^3 米ドル相当となる。建設費の積算は第7章で述べた予定発電開始時期を考慮し、競争入札の条件の基で行った。また積算に際し考慮した事項、仮定等は下記のとおりである。

8.2 準備工事

準備工事とはネパール政府の手によって実施される両岸の主な取り付け道路、ダムサイトまでの工事用電力供給設備、政府職員用事務所、宿舎および試験室等の工事を称する。

請負業者によって準備される骨材およびコンクリートプラント、ダムサイトの各種取り付け道路、ダムサイトの配電施設、給水施設および請負業者の宿舎等の建設費用は下記の土木工事の単価に含めた。準備工事に必要となる資金は 2,935×10^3 米ドル相当と見積もられた。

8.3 土木工事

土木工事費は表8.2に示す工事単価に基づいて積算した。建設単価は前章で説明した施工計画および下記する事項に基づいて算定したものである。

— 下記の2つのもの以外はすべて外貨分であると仮定して内貨分、外貨分の費用を推定した。

　i）建設業者に雇用される現地作業員の賃金

　ii）陸上輸送費

— 資材費と作業員賃金は調査結果に基づき、表8.4、表8.5に示すように算定した。

— プラントおよび建設機械費としては減価償却費、保守管理費、組立・解体費用、内陸輸送費、保険料込み海上輸送費を含むものとした。

— プラントおよび建設機械の運転費用は、上記プラントおよび建設機械費とは別に算定し、工事単価に含めた。

— 海上輸送費、保険料および陸上輸送費は輸入するすべての資材、プラント、建設機械、機器に対して考慮したが、輸入関税は免除されるものとして含めていない。

工事単価は施工計画に基づき算定した上、同様の国際建設工事およびネパールのクリカニプロジェクトの単価等と比較検討し、必要な調整を行って推定した。また土木工事作業量は図6.1から図6.6に示す設計図に基づいて、その数量を算出したものである。

8.4 機械工事

機械関係の作業は以下のとおりである。

洪水吐ラジアルゲート	10組
洪水吐角落し	1組
取水口トラッシュラック	3組
取水口ゲート	3組
ガントリークレーン（取水ダム）	1組
水圧鉄管	4組
放水口ゲート	2組
ガントリークレーン（放水路）	1組

これら機械の費用は、最近の同様の工事の契約価格を調査して推定したトン当り価格に基づいて算定した。算定された材料費、輸送費および組立費等を含む各機械工事費のトン当りの単価は次のとおりである。

作業項目	トン当り単価（米ドル相当）
洪水吐ラジアルゲート	5,850
洪水吐角落し	3,900
取水口トラッシュラック	3,000
取水口ゲート	6,050
ガントリークレーン（取水ダム）	6,000
水圧鉄管	3,350

放水口ゲート　　4,400

ガントリークレーン（放水路）　　6,250

この機械費の内貨分は組立ての際の現地作業員の賃金および陸上輸送費であり、総機械費の10パーセントとした。機械費用の総額は表8.6に各数量とともに示した。総機械費用は25,190×10^3 米ドル相当と推定された。

8.5 電気工事

電気関係の費用は同様のプロジェクトの国際契約価格に基づいて算定し、表8.7に示すように58,784×10^3 米ドル相当と推定された。この費用は発電所の発電機器に加えて送電線、変電所および開閉所の機器の製作・輸送および設置等の費用を含むものである。電気工事においても、組立て時の現地作業員の賃金と機器の陸上輸送費は内貨で賄われ、総費用の10パーセントと仮定した。

8.6 用地買収

用地買収費は貯水池に水没する農地、住宅の補償費と長さ8kmの区間にわたって水没するムグリン道路の付け替え費用等から成る。この費用は第11章に示す単価に基づいて8,630×10^3 米ドル相当と算定されたが、不確定要素を含むため多少の余裕を見て9,000×10^3 米ドル相当とした。土地、家屋の補償費用はすべて内貨とした。ムグリン道路の付け替え費用に関しては、その総工事費 5,000×10^3 米ドル相当の15パーセントを現場作業員の賃金と建設機械の陸上輸送費と考え内貨分とした。

8.7 エンジニアリング費用、政府管理費および予備費

エンジニアリング費用は、海外コンサルタントによる詳細設計と建設段階の施工管理の費用であり、外貨分とした。政府管理費は、ネパール政府職員と施設の費用であり内貨とした。エンジニアリング費用と政府管理費は類似のプロジェクトの建設費との通常の比率を考慮して、準備工事、土木工事、機械工事、電気工事および用地買収費の 7.5パーセントとした。表8.1に示したようにエンジニアリング費用と政府管理費の合計は、21,869×10^3 米ドル相当になる。そのうち18,486×10^3 米ドルは外貨分、 3,383×10^3 米ドル相当は内貨分である。

工事費の積算は現在までのフィージビリティースタディの段階で得られた情報に基づいて行われており、下記の様な不確定要素を含んでいる。

— 詳細設計時における工事細項目および工事数量の変更、

— 建設中に遭遇する実際の地質条件と、現時点までに解明・想定された地質条件の違い、

— 地形図の精度、および

— 入札の状況。

上記の不確定要素に対して必要な予備費は総額41,239×10^3 米ドル相当と見積もった。この予備費推定のために下記のような工事費に対する割合いを仮定した。

予備費：

(i) 準備工事と土木工事については推定費用の15パーセント、

(ii) 機械工事、電気工事、用地買収、エンジニアリングサービスおよび政府管理推定費用の10パーセント。

表－8.1 工事費の概要

	Amount (10^3 U.S.$)		
	F.C.	L.C.	Total
1. Preparatory Works:	575	2,360	2,935
2. Civil Works:			
(1) Diversion	34,427	6,733	41,160
(2) Dam & spillway	84,466	14,256	96,722
(3) Intake	18,356	3,240	21,596
(4) Power station	30,830	5,375	36,205
Sub-total 2	166,079	29,604	195,683
3. Metal, Generating Equipment, T/L & S/S Works:			
(1) Metal	22,670	2,520	25,190
(2) G/E, T/L & S/S	52,907	5,877	58,784
Sub-total 3	75,577	8,397	83,974
4. Land Acquisition:	4,250	4,750	9,000
5. Engineering Service & Government Administration: /1	18,486	3,383	21,869
6. Physical Contingency: /2	34,833	6,406	41,239
Total	299,800	54,900	354,700

Note: /1; 7.5% of 1 to 4.

/2; 15% of 1 to 2 + 10% of 3 to 5.

表－8.2 土木工事単価

Work Items	Unit	Foreign Portion (U.S.$)	Local Portion (U.S.$)	Unit Price (U.S.$)
Excavation:				
Common	m^3	2.96	0.74	3.7
Rock	"	6.80	1.20	8.0
Embankment:				
Primary cofferdam	"	4.00	1.00	5.0
Main dam core	"	7.57	0.93	8.5
" rock	"	10.08	1.92	12.0
Bakcfill	"	3.38	1.12	4.5
Concrete:				
Mass concrete	"	80.80	14.20	95.0
Structural concrete	"	110.50	19.50	130.0
Facing	"	110.50	19.50	130.0
Shotcrete	"	120.00	30.00	150.0
Cut-off wall	m^2	370.00	50.00	420.0
Steel bars	ton	551.00	79.00	630.0
Curtain grout	m	132.00	18.00	150.0
Consolidation grout	"	105.60	14.40	120.0
Blanket grout	"	105.60	14.40	120.0
Gabion	m^3	8.70	1.30	10.0

表－8.3 土木工事費の概要

Work Items	Unit	Quantity (x 10^3)	Unit Price Foreign (US$)	Unit Price Local (US$)	Unit Price Total (US$)	Amount Foreign (10^3 US$)	Amount Local (10^3 US$)	Amount Total (10^3 US$)
1. Diversion:								
Exca., common	m^3	2,587.00	2.96	0.74	3.70	7,657.52	1,914.38	9,571.90
" , rock	"	3,117.78	6.80	1.20	8.00	21,200.90	3,741.34	24,942.24
Embank., primary coffer	"	22.20	4.00	1.00	5.00	88.80	22.20	111.00
" , core	"	58.70	7.57	0.93	8.50	444.36	54.59	498.95
" , rock	"	211.70	10.08	1.92	12.00	2,133.94	406.46	2,540.40
Protection wall	"	4.28	110.50	19.50	130.00	472.94	83.46	556.40
Protect. shotcrete	"	6.08	120.00	30.00	150.00	729.60	182.40	912.00
Steel bar	ton	0.104	551.00	79.00	630.00	57.30	8.22	65.52
Minor items	L.S.	-	-	-	5%	1,639.27	320.73	1,960.00
Sub-total						34,427.00	6,733.00	41,160.00
2. Dam & Spillway:								
Exca., common	m^3	72.60	2.96	0.74	3.70	214.90	53.72	268.62
" , rock	"	41.67	6.80	1.20	8.00	283.36	50.00	333.36
Curtain grout	m	24.40	132.00	18.00	150.00	3,220.80	439.20	3,660.00
Blanket & consoli. grout	"	13.70	105.60	14.40	120.00	1,446.72	197.28	1,644.00
Embank., core	m^3	346.60	7.57	0.93	8.50	2,623.76	322.34	2,946.10
" , rock	"	1,498.50	10.08	1.92	12.00	15,104.88	2,877.12	17,982.00
Mass concrete	"	585.50	80.80	14.20	95.00	47,308.40	8,314.10	55,622.50
Structural conc.	"	38.80	110.50	19.50	130.00	4,287.40	756.60	5,044.00
Steel bar	ton	4.66	551.00	79.00	630.00	2,567.66	368.14	2,935.80
Cut-off wall	m^2	4.00	370.00	50.00	420.00	1,480.00	200.00	1,680.00
Minor items	L.S.	-	-	-	5%	3,928.38	677.45	4,605.83
Sub-total						82,466.00	14,256.00	96,722.00

Work Items	Unit	Quantity (x 10^3)	Unit Price Foreign (US$)	Unit Price Local (US$)	Unit Price Total (US$)	Amount Foreign (10^3 US$)	Amount Local (10^3 US$)	Amount Total (10^3 US$)
3. Intake:								
Exca., common	m^3	325.00	2.96	0.74	3.70	962.00	240.50	1,202.50
" , rock	"	478.00	6.80	1.20	8.00	3,250.40	573.60	3,824.00
Curtain grout	m	8.58	132.00	18.00	150.00	1,132.56	154.44	1,287.00
Consoli. grout	"	2.05	105.60	14.40	120.00	216.48	29.52	246.00
Mass concrete	m^3	118.20	80.80	14.20	95.00	9,550.56	1,678.44	11,229.00
Structural conc.	"	19.00	110.50	19.50	130.00	2,099.50	370.50	2,470.00
Steel bar	ton	0.49	551.00	79.00	630.00	269.99	38.71	308.70
Minor items	L.S.	-	-	-	5%	874.07	154.29	1,028.36
Sub-total						18,356.00	3,240.00	21,596.00
4. Power Station & T/L:								
Exca., common	m^3	539.00	2.96	0.74	3.70	1,595.44	398.86	1,994.30
" , rock	"	2,125.00	6.80	1.20	8.00	14,450.00	2,550.00	17,000.00
Backfill	"	24.10	3.38	1.12	4.50	81.46	26.99	108.45
Consoli. grout	m	1.20	105.60	14.40	120.00	126.72	17.28	144.00
Concrete, P/S	m^3	63.90	110.50	19.50	130.00	7,060.95	1,246.05	8,307.00
" , T/L	"	9.63	110.50	19.50	130.00	1,064.12	187.78	1,251.90
Steel bar	ton	3.42	551.00	79.00	630.00	1,884.42	270.18	2,154.60
Superstructure	L.S.	-	-	-	-	3,098.76	422.24	3,521.00
Minor items	"	-	-	-	5%	1,468.09	255.97	1,724.06
Sub-total						30,830.00	5,375.00	36,205.00
Grand Total						166,079.00	29,604.00	195,683.00

表－8.4 主要建設材料の市場価格

Items	Unit	CIF Material Price in 1982 July Price (U.S.$)
Cement	ton	181
Reinforcment bar	"	528
H-Beam	"	888
Petrol (Regular)	kℓ	915
Light oil	"	640
Explosive (Gelatine)	ton	2,241
" (ANFO)	"	998
Timber:		
Primary hard wood	m^3	283
Second " "	"	129
Plywood:		
1,800 x 900 x 12 m/m	pc.	16.5
1,000 x 1,000 x 12 m/m	"	10.0

表－8.5 労務費

Labour	Unit	Wage in 1982 July Price Level (U.S.$)
Mechanics	Man. Day	2.76
Electricians	"	2.59
Masons	"	1.55
Brick layers	"	1.55
Carpenters	"	2.16
Plasterers	"	1.55
Drillers	"	1.73
Powdermen	"	1.12
Pipe-fitters	"	2.24
Blacksmiths	"	1.38
Steel benders	"	2.24
Plumbers	"	2.24
Concrete finishers	"	1.73
Greasers	"	1.12
Oilers	"	1.38
Trackmen	"	1.73
Concrete workers	"	1.73
Unskilled labours	"	1.13

表－8.6 機械工事費の概要

Work Items	Unit	Q'ty	Unit Price (U.S.$) F.C.	L.C.	Total	Amount (10^3 U.S.$) F.C.	L.C.	Total
Spillway radial gates	ton	2,900	5,265.0	585.0	5,850.0	15,269	1,696	16,965
" stoplog	"	405	3,510.0	390.0	3,900.0	1,422	158	1,580
Intake trash racks	"	150	2,700.0	300.0	3,000.0	405	45	450
" gates	"	231	5,445.0	605.0	6,050.0	1,258	140	1,398
Gantry crane (dam crest)	"	90	5,400.0	600.0	6,000.0	486	54	540
Penstocks	"	910	3,015.0	335.0	3,350.0	2,744	305	3,049
Tailrace gates	"	102	3,960.0	440.0	4,400.0	404	45	449
Gantry crane (tailrace)	"	72	5,625.0	625.0	6,250.0	405	45	450
Others	L.S.					278	31	309
Total						22,671	2,519	25,190

表－8.7 電気工事費の概要

Work Items	Q'ty	Amount (10^3 U.S.$) F.C.	L.C.	Total
Power Station				
Turbine	3 units			19,620
Generator	"			11,600
Main transformer	"			1,650
Outdoor switchgear	1 lot			795
Indoor sw. & control	"			1,165
Ancillary	"			580
Miscella. materials	"			555
F.O.B. total				35,965
C.I.F. (1.1 x F.O.B.)				39,560
Erection	L.S.			9,833
Sub-total		44,454	4,939	49,393
T/L, S/S & SW/S				
F.O.B. total				5,612
C.I.F. (1.1 x F.O.B.)				6,173
Erection	L.S.			3,218
Sub-total		8,452	939	9,391
Grand total		52,906	5,878	58,784

第9章　経済および財務分析

9.1 経済分析

9.1.1 分析基準と仮定

サプトガンダキプロジェクトの発電設備容量は、第5章で述べたように純便益（B－C）が最大となる 225,000kWと決定された。当プロジェクトのこの最適開発計画案について経済的内部収益率（EIRR）による経済分析を行った。評価期間は当プロジェクト実施上の初年度となる1982／83年から始まる50年間とした。費用と便益は1981／82年末の物価水準で推定した。

水力発電プロジェクトの発電便益は一般に、最も低廉な代替発電設備の資本費、年間運転維持管理費および設備更新費で評価される。石炭火力発電がインドで広く実用化されていること、また1989／90年以降の電力需要を満たすためには1基当り 100MW級の発電所を需要の伸びに合せて逐次開発していくことが想定されるので、当プロジェクトの代替発電設備は設備容量 100MWの石炭火力発電所群とした。

他方発電以外のかんがい用水の供給、雇用機会の増大等の便益も多少認められるが、本スタディにおいては当プロジェクトの便益の対象とはしない。

9.1.2 発生電力および発生電力量

発生電力および発生電力量は常時せん頭出力、1次電力量、2次電力量に分類される。常時せん頭出力は、90パーセント以上の期間に対して供給できるピーク電力と定義する。この常時せん頭出力は、サプトガンダキ発電所が設備利用率50パーセントでネパール中央電力系統の負荷を受け持つものと仮定して、 174,000kWと算出された。

当プロジェクトの1次電力量はネパール中央電力系統の負荷に対応するものであるため、最初の数年間は需要の増大に伴って増加し、1992／93年に 757GW時／年に達する。上記1次電力量以外に、サプトガンダキ発電所は同系統内では消費されずインドへ輸出される2次電力量を発生する。最初の数年間の当プロジェクトの発生電力及び電力量は以下のとおりである。

サプトガンダキプロジェクトの常時せん頭出力および発生電力量
（最適開発計画案）

会計年度	設備容量 (MW)	需要内常時せん頭出力 (MW)	需要内発生電力量（GW時） 1次	2次	合計
1989／90	75	75	322	322	644
1990／91	150	104	456	750	1,206
1991／92	150	142	621	585	1,206
1992／93以後	225	174	757	852	1,609

9.1.3　経済便益

石炭火力の費用は設備費、運転維持管理費および設備更新費から成る。建設中の利子を除いた 100MW石炭火力発電所のkW当り建設費は、表9－8に示したように 1,000米ドル相当／kWと見積もられる。運転維持管理費（O＆Mコスト）は、設備容量（固定O＆Mコスト）と発電用燃料（変動O＆Mコスト）に関係した費用から成る。設備容量に比例すると考えられる年間固定O＆Mコストは、 100MW級の設備の場合30米ドル相当／kWと見込まれる。所内電力消費、事故に伴う発電停止、補修、および送電損失の石炭火力と水力発電との差を正当に評価するためのkW補正係数は 1.173とする。[1] このkW補正係数を考慮すると、代替石炭火力発電所の初期投資額と年間運転維持管理費用はそれぞれ 1,173米ドル相当／kWおよび35米ドル相当／kWとなる。

石炭火力の償却年数は25年である。耐用年限がくると設備を更新しなければならない。この設備更新費は、旧設備の残存価値を考慮して初期投資額の90パーセントと仮定する。代替石炭火力発電所の燃料費として評価される電力量価値（kW時価値）は、下記の石炭火力発電所の平均石炭消費率と1981／82年末の国際石炭価格に基づいた。

石炭消費率　　0.645kg／kW時

石炭価格　　63 米ドル相当／トン

1：設備容量便益のためのkW補正係数；

	水　力	石炭火力
送電損失	5.0%	2.0%
所内電力消費	0.3%	6.0%
事故停止	0.5%	5.0%
補　修	2.0%	10.0%

$$\text{kW補正係数} = \frac{(1-0.05)\cdot(1-0.003)\cdot(1-0.005)\cdot(1-0.02)}{(1-0.02)\cdot(1-0.06)\cdot(1-0.005)\cdot(1-0.100)}$$

$$= 1.173$$

電力量価値は、kW時補正係数（1.028）[2]を考慮して 0.042米ドル相当／kW時と算定された。

1次電力量の便益は上記の電力量価値に基づいて評価した。他方サプトガンダキ発電所による2次電力量については、実際には需要増大につれてある程度ネパール中央電力系統内で消費されると考えられるが、この経済分析においては前項5.1.4.2で説明した理由からネパール中央電力系統内で消費されずにインドへ輸出されるものと仮定し、その売電収入を2次電力量による便益とみなしている。2次電力量の便益を算定する際合計40パーセントのエネルギー損失を考えた。また、このインドへの輸出電力の単価は、近い将来改訂される見込みである想定料金の 0.024米ドル相当／kW時とした。

想定された便益は以下のようにまとめられる。

kW便益（千米ドル相当）

初期投資額	204,102
設備更新費	183,692
年間運転維持管理費	6,090

kW時便益（千米ドル相当）

会計年度	1次電力量便益	2次電力量便益	電力量便益合計
1989／90	13,524	4,632	18,156
1990／91	19,152	10,800	29,952
1991／92	26,082	8,424	34,506
1992／93以後	31,794	12,264	44,058

[2]：電力量便益のためのkW時補正係数；

	水力	石炭火力
送電損失	5.0%	2.0%
所内電力量消費	0.3%	6.0%

$$\text{kW時補正係数} = \frac{(1-0.05)\cdot(1-0.003)}{(1-0.02)\cdot(1-0.06)} = 1.028$$

9.1.4 経済費用

経済費用は移転費用（transfer payment）とみなされる関税、税金と建設中利子および物価変動予備費を除外した初期投資額、運転維持管理費および設備更新費から成るが、当プロジェクトの移転費用は小さく、経済評価にほとんど影響ないので、当プロジェクトの経済費用はこの財務費用から物価変動予備費と建設中利子のみを差し引いて算定されている。総経済費用は 354.7×10^6 米ドル相当となり、その年度別発生額を表9.1に示す。

耐用年数は、発電機器、変電機器および送電設備に対しては35年、土木構造物は50年とした。設備更新費は残存価値を10パーセントとみて、初期投資額の90パーセントと仮定した。したがって機械および電気設備の更新費は 89.4×10^6 米ドル相当と算定され、それは第１、第２、第３号機に対してそれぞれ2022／23、2023／24、2025／28年より始まる２年間で発生する。

運転維持管理費は職員の人件費、定期点検費、小規模補修費用を含んでいる。年間運転維持管理費は発電、送電設備の直接建設費用の 2.5パーセント、およびダムの直接建設費用の 0.5パーセントと仮定し、設備容量 225MWの年間運転維持管理費は $4,248\times10^3$ 米ドル相当と算定された。

9.1.5 経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）

経済便益と費用のキャッシュフローは、当プロジェクトの実施計画に基づいて表9.2のように作成した。経済便益と費用の現在価値を種々の割引率に対して計算し、図9.1に示す。同図よりＥＩＲＲは一般的に考えられるな条件で16.2パーセントと算定された。ＥＩＲＲの感度分析は次の場合について行った。

	ＥＩＲＲ
ケースＡ：便益減少10パーセント	14.3パーセント
ケースＢ：費用増加20パーセント	13.0パーセント
ケースＣ：ケースＡ＋ケースＢ	11.4パーセント

上記16.2パーセントのＥＩＲＲ値は当プロジェクトの高い経済的妥当性を示していると言える。また上表は当プロジェクトが、便益と費用の不利な変動に対してさして鋭敏ではないことを表しており、サプトガンダキプロジェクトは経済的効果の高いものと判断される。

9.2 財務分析

9.2.1 概　要

財務上の見地から当プロジェクトの妥当性を評価するため、財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）と借款返済能力を、想定される財務条件で検討した。財務プロジェクト費用は、前節で述べた当プロジェクトの経済費用、物価変動予備費および建設中の利子から成る。

収入は、現在の電力料金0.0449米ドル相当／kW時と年間物価上昇率６パーセントを考慮して算定された。財務的キャッシュフローと財務分析表はこれらの費用と収入に基づいて作成されている。また、費用と便益の算定は 225MWの全発電設備が完成する1992／93年の想定物価水準で行った。

9.2.2 財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）

財務的キャッシュフローは、表9.5に示すように1982／83年から30年間にわたって作成されている。この表において、費用と歳入は次の条件で算定している。

a）売電収入は可能売電量に基づいて算定する。電力収入のもととなる売電量は送電・配電損失を考えて可能発生電力量の80パーセントとする。２次電力については40パーセントの損失を考えて、残りの60パーセントが 0.024米ドル相当／kW時の単価でインドへ売電可能考えている。

b）物価変動予備費は1992／93年までは費用と収入に対して年上昇率６パーセント、それ以降はないものと仮定している。したがって、１次電力量とインドへ輸出する２次電力量の料金は、1992／93年の想定物価水準値でそれぞれ１kW時あたり 0.08523米ドル相当および0.0456米ドル相当となっている。

c）運転維持管理費用は、1992／93年の想定物価水準で年間 8.1×10^6 米ドル相当と算定されている。

財務キャッシュフローをもとに計算された財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）は、評価期間30年で 9.2パーセントとなっており、当プロジェクトの費用が国際融資機関によって融資されても財務的に成立することを示している。

9.2.3 借款返済能力

財務分析表を作成するため、当プロジェクトの資金調達に関して次の仮定を設けた。

a）投資額の外貨分は次の条件による借款である。

年　利　　4.0パーセント

償還期限　　30年間（据置き7年）

b）投資額の内貨分と建設期間中の外貨分の利子はネパール政府が負担する。

当プロジェクトの総初期投資額（総財務費用）は、下表に示すごとく 544.4×10^6 米ドル相当であり、そのうち外貨分は 467.6×10^6 米ドル、内貨分は76.8×10^6 米ドル相当となっている。

サプトガンダキプロジェクトの初期投資額（単位：千米ドル相当）

（最適開発計画案）

	外貨	内貨	合計
建設費用	299,800	54,900	354,700
物価変動予備費	129,902	21,910	151,812
建設中の利子	37,892	0	37,892
	(75,783)		(75,783)
総初期投資額	467,594	76,810	544,404
	(505,485)		(582,295)

注：括弧内の数字は利子率8パーセントの場合を示す。

上記財務条件に基づいた当プロジェクトの財務分析表を表9.6に示す。同表に示すように年利4パーセントの場合の蓄積剰余金は当プロジェクトの最終建設段階の 1992／93年からわずか1年でプラスに転ずる。その後、純収益から借り入れ金返済を差し引いた後約37×10^6 米ドル相当の剰余金を毎年生み出す。償還最終年の2011／12年には蓄積剰余金は約 670.0×10^6 米ドル相当に達する。この額は初期投資額 544×10^6 米ドルを上まわっており、償却最終年に同種のプロジェクトを独自に推進することが可能となる。かくのごとく、借款償還能力の見地からも当プロジェクトは十分に健全であると言える。

年利8パーセントの場合の償還能力についても検討した。この場合償還最終年の蓄

積剰余金は約 351×10^6 米ドル相当であり、年利8パーセントの借款にてもなお債務負担に耐え得ることを示している。この場合剰余金が総初期投資額に達するには償還終了後8年を要する。

表－9.1 年次別投資計画

(Unit: 10^3 US$)

Items	Summary F/C	Summary L/C	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93
1. Preparatory works	575	2,360	587	587	587	587	587	0	0	0	0	0	0
2. Civil works													
(1) Diversion	34,427	6,733	0	0	12,348	16,464	12,348	0	0	0	0	0	0
(2) Dam and spillway	82,466	14,256	0	0	0	9,672	29,017	29,017	19,344	9,672	0	0	0
(3) Intake	18,356	3,240	0	0	0	0	6,479	8,638	6,479	0	0	0	0
(4) Powerhouse	30,830	5,375	0	0	0	0	0	14,048	17,723	3,783	271	272	108
Sub-total 2	166,079	29,604	0	0	12,348	26,136	47,844	51,703	43,546	13,455	271	272	108
3. Metal and generating equipment													
(1) Metal	22,670	2,520	0	0	0	0	5,038	5,038	10,076	5,038	0	0	0
(2) Generating equipment	52,907	5,877	0	0	0	0	5,171	5,171	16,929	11,757	9,878	6,586	3,292
Sub-total 3	75,577	8,397	0	0	0	0	10,209	10,209	27,005	16,795	9,878	6,586	3,292
4. Land acquisition	4,250	4,750	1,260	1,260	1,260	1,260	1,260	1,350	1,350	0	0	0	0
5. Engineering service & Government administration	18,486	3,383	2,898	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,701	3,021	766	510	383
6. Physical contingency	34,833	6,406	503	446	2,296	4,362	8,634	9,134	9,627	3,998	1,105	750	384
Total	299,800	54,900	5,248	4,611	18,809	34,663	70,852	74,714	82,229	37,269	12,020	8,118	4,167

表－9.2 経済費用および便益のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Project Cost			Project Cost				
				Power Benefit		Energy Benefit		
	Capital and Replacement Cost	O & M Cost	Total	Capital	Fixed O & M	Primary	Secondary	Total
1982/83	5,248	0	5,248	0	0	0	0	0
1983/84	4,611	0	4,611	0	0	0	0	0
1984/85	18,809	0	18,809	0	0	0	0	0
1985/86	34,663	0	34,663	0	0	0	0	0
1986/87	70,852	0	70,852	0	0	0	0	0
1987/88	74,714	0	74,714	32,991	0	0	0	32,991
1988/89	84,229	0	84,229	56,744	0	0	0	56,744
1989/90	37,269	3,398	40,667	44,721	2,625	13,524	4,632	65,502
1990/91	12,020	3,823	15,844	40,615	3,640	19,152	10,800	74,207
1991/92	8,118	3,823	11,941	24,340	4,970	26,082	8,424	63,816
1992/93	4,168	4,248	8,416	4,692	6,090	31,794	12,264	54,840
1993/94	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2010/11	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2011/12	0	4,248	4,248	29,692	6,090	31,794	12,264	79,840
2012/13	0	4,248	4,248	51,069	6,090	31,794	12,264	101,217
2013/14	0	4,248	4,248	40,249	6,090	31,794	12,264	90,397
2014/15	0	4,248	4,248	36,554	6,090	31,794	12,264	86,702
2015/16	0	4,248	4,248	21,906	6,090	31,794	12,264	72,054
2016/17	0	4,248	4,248	4,223	6,090	31,794	12,264	54,371
2017/18	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2021/22	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2022/23	27,163	4,248	31,411	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2023/24	35,924	4,248	40,172	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2024/25	8,761	4,248	13,009	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2026/27	8,761	4,248	13,009	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2027/28	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2031/2032	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148

表－9.3　各割引率に対応する純便益の算定

(Unit: 10^3 US$)

Discount Rate	Benefit in Present Worth (B)	Cost in Present Worth (C)	Net Benefit (B - C)	B/C Ratio
1.0	2,035,663	567,368	1,468,295	3.59
2.0	1,695,322	526,462	1,168,859	3.22
3.0	1,435,677	497,442	938,235	2.89
4.0	1,235,035	476,917	758,118	2.59
5.0	1,078,000	462,526	615,474	2.33
6.0	953,545	452,611	500,934	2.11
7.0	853,693	445,999	407,694	1.91
8.0	772,621	441,857	330,765	1.75
9.0	706,038	439,586	266,452	1.61
10.0	650,750	438,755	211,995	1.48
11.0	604,358	439,049	165,309	1.38
12.0	565,042	440,237	124,805	1.28
13.0	531,412	442,148	89,264	1.20
14.0	502,393	444,656	57,737	1.13
15.0	477,148	447,664	29,483	1.07
16.0	455,018	451,101	3,917	1.01
17.0	435,483	454,911	-19,427	0.96
18.0	418,126	459,051	-40,925	0.91
19.0	402,611	463,489	-60,878	0.87
20.0	388,666	468,200	-79,534	0.83
21.0	376,067	473,162	-97,095	0.79
22.0	364,632	478,362	-113,730	0.76
23.0	354,207	483,786	-129,579	0.73
24.0	344,666	489,424	-144,758	0.70
25.0	335,901	495,269	-159,368	0.68

表－9.4 内部収益率の算定

(Unit: 10^3 US$)

Discount Rate	Net Benefit in Present Worth (B - C)	B/C Ratio
16.1	1,490	1.00
16.2	-916	1.00
16.3	-3,301	0.99
16.4	-5,664	0.99
16.5	-8,007	0.98
16.6	-10,330	0.98
16.7	-12,633	0.97
16.8	-14,917	0.97
16.9	-17,182	0.96

Economic Internal Rate of Return is 16.2%

表－9.5 財務費用および便益のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost			O & M	Gross Revenue
	F.C.	L.C.	Total		
1982/83	3,800	1,763	5,563		
1983/84	3,422	1,758	5,180		
1984/85	17,789	4,613	22,402		
1985/86	35,816	7,945	43,761		
1986/87	79,926	14,890	94,816		
1987/88	90,138	15,845	105,983		
1988/89	108,937	17,713	126,650		
1989/90	51,821	7,580	59,401	5,416	25,817
1990/91	18,081	2,227	20,308	6,459	45,920
1991/92	12,935	1,603	14,538	6,846	55,033
1992/93	7,037	873	7,910	8,064	74,897
1993/94	0	0	0	8,064	74,897
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2011/12	0	0	0	8,064	74,897

表－9.6 財務分析表（その1）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,763	-152				-1,915	-1,915
1983/84	-1,758	-289				-2,047	-3,962
1984/85	-4,613	-1,000				-5,613	-9,575
1985/86	-7,945	-2,433				-10,378	-19,953
1986/87	-14,890	-5,630				-20,520	-40,473
1987/88	-15,845	-9,236				-25,081	-65,554
1988/89	-17,713	-13,593				-31,306	-96,860
1989/90	-7,580	-2,073	-5,416	-22,874	25,817	-12,126	-108,986
1990/91	-2,227	-723	-6,459	-26,460	45,920	10,051	-98,935
1991/92	-1,603	-1,241	-6,846	-26,460	55,033	18,883	-80,052
1992/93	-873	-1,522	-8,064	-26,460	74,897	37,978	-42,074
1993/94			-8,064	-29,357	74,897	37,476	-4,598
1994/95			-8,064	-29,357	74,897	37,476	32,878
1995/96			-8,064	-29,357	74,897	37,476	70,354
1996/97			-8,064	-29,357	74,897	37,476	107,830
1997/98			-8,064	-29,357	74,897	37,476	145,306
1998/99			-8,064	-29,357	74,897	37,476	182,782
1999/2000			-8,064	-29,357	74,897	37,476	220,258
2000/01			-8,064	-29,357	74,897	37,476	257,734
2001/02			-8,064	-29,357	74,897	37,476	295,210
2002/03			-8,064	-29,357	74,897	37,476	332,686
2003/04			-8,064	-29,357	74,897	37,476	370,162
2004/05			-8,064	-29,357	74,897	37,476	407,638
2005/06			-8,064	-29,357	74,897	37,476	445,114
2006/07			-8,064	-29,357	74,897	37,476	482,590
2007/08			-8,064	-29,357	74,897	37,476	520,066
2008/09			-8,064	-29,357	74,897	37,476	557,542
2009/10			-8,064	-29,357	74,897	37,476	595,018
2010/11			-8,064	-29,357	74,897	37,476	632,494
2011/12			-8,064	-29,357	74,897	37,476	669,970

Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate : 4%

Repayment period : 30 years including 7 years grace period

表－9.7 財務分析表（その2）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,763	-304				-2,067	-2,067
1983/84	-1,758	-578				-2,336	-4,403
1984/85	-4,613	-2,001				-6,614	-11,017
1985/86	-7,945	-4,866				-12,811	-23,828
1986/87	-14,890	-11,260				-26,150	-49,978
1987/88	-15,845	-18,471				-34,316	-84,294
1988/89	-17,713	-27,186				-44,899	-129,193
1989/90	-7,580	-4,146	-5,416	-32,767	25,817	-24,092	-153,285
1990/91	-2,227	-1,446	-6,459	-37,847	45,920	-2,059	-155,344
1991/92	-1,603	-2,481	-6,846	-37,847	55,033	6,256	-149,088
1992/93	-873	-3,044	-8,064	-37,847	74,897	25,069	-124,019
1993/94			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-98,995
1994/95			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-73,971
1995/96			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-48,947
1996/97			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-23,923
1997/98			-8,064	-41,809	74,897	25,024	1,101
1998/99			-8,064	-41,809	74,897	25,024	26,125
1999/2000			-8,064	-41,809	74,897	25,024	51,149
2000/01			-8,064	-41,809	74,897	25,024	76,173
2001/02			-8,064	-41,809	74,897	25,024	101,197
2002/03			-8,064	-41,809	74,897	25,024	126,221
2003/04			-8,064	-41,809	74,897	25,024	151,245
2004/05			-8,064	-41,809	74,897	25,024	176,269
2005/06			-8,064	-41,809	74,897	25,024	201,293
2006/07			-8,064	-41,809	74,897	25,024	226,317
2007/08			-8,064	-41,809	74,897	25,024	251,341
2008/09			-8,064	-41,809	74,897	25,024	276,365
2009/10			-8,064	-41,809	74,897	25,024	301,389
2010/11			-8,064	-41,809	74,897	25,024	326,413
2011/12			-8,064	-41,809	74,897	25,024	351,437

Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate : 8%
Repayment period : 30 years including 7 years grace period

表－9.8 代替石炭火力発電所の設備単価

Installed Capacity	100 MW
No. of units and size	2 x 50 MW
Direct Construction Cost	(10^3 US$)
- Land and land rights	1,300
- Civil work	20,000
- Steam generator and auxiliaries	23,000
- Turbine generator and ancillaries (including cooling tower)	22,000
- Electrical instrumentation and control equipment	10,000
- Fuel storage and hauling equipment	2,500
- Ash handling and disposal system	2,000
- Miscellaneous (cranes, shops, stores, etc.)	1,600
- Transmission line	5,000
Sub-total	87,400
Engineering (5%)	4,400
Contingencies (10%)	9,200
Grand-total	101,000
Specific cost per kW	1,010 (≒ 1,000)

第10章　代替開発計画案（第2選定案）

10.1 概　要

サプトガンダキプロジェクトの最適開発計画案は、常時満水位が標高 230mで発電設備容量が 225,000kWのフィルタイプダムによる計画であると結論された。この計画が最大純便益をもたらすので、建設資金調達上の障害がない限り、第5章で述べたようにこの最適開発計画に従って当プロジェクトを開発することが最も望ましい。

しかしながら、この最適開発計画の所要投資額は相当な額に上る。建設費は 544×10^6 米ドル相当に上るため、必要な資金を調達することが当プロジェクト推進上の最大の課題になると考えられる。仮に資金調達が困難になった場合には所要投資額を減ずるために、経済的純便益は多少小さくなるけれども、開発規模のより小さい計画案を次善案として採用せざるを得ないことになるかもしれない。そのような可能性を考慮して、主として所要投資額圧縮を意図して代替開発計画案を検討した。

10.2 代替開発計画案の選択

開発規模のより小さい代替案とは常時満水位が標高 230mより低いことであるが、この常時満水位を標高 210mまで下げると、図5.1.4～図5.1.7から分るように経済性がほとんど失われる。したがって、投資額がもっとも大幅に圧縮され、なおかつ経済性を有するものとすると、代替案の開発規模は常時満水位 220mに限定される。常時満水位 220mの諸開発計画案のなかでは、Aダムサイトの発電設備容量 150,000kWのフィルタイプダム案が、最小投資額で最大純便益をもたらす。したがって、代替開発計画案あるいは第2選定案として、下記の計画を採択した。

代替開発計画案（第2選定案）

ダムサイト ……Aダムサイト

ダムタイプ ……フィルタイプダム

常時満水位 ……標高 220m

発電設備容量 …… 150,000kW

10.3 代替開発計画案の建設費

代替開発計画案の予備設計を図10.1と図10.2に示す。建設費はこの設計に基づいて算定する。建設費積算上のその他の条件と仮定は最適開発計画案の場合と同様である。

建設費は表10.1に示すように、1982年7月物価水準で 276.5×10^6 米ドル相当である。これは外貨分 234.5×10^6 米ドル相当と内貨分 42.0×10^6 米ドル相当に分けられる。年間の運転維持管理費は $3,480\times10^3$ 米ドル相当と見積もられる。

10.4 代替開発計画案の便益

代替開発計画案の常時出力と発生電力量は、貯水池操作シミュレーションを通じて下記のように算定された。

常時せん頭出力 …… 134,000kW

年間1次電力量 …… 580×10^6 kW時

年間2次電力量 …… 544×10^6 kW時

第9章"経済および財務分析"で記述したプロジェクト便益に対する基準を適用して、この代替開発計画案の便益は以下のようになる。

設備容量便益（千米ドル相当）

初期投資額 …… 157,182

設備更新費 …… 141,464

年間運転維持管理費 …… 4,690

発生電力量便益（千米ドル相当）

会計年度	1次電力量便益	2次電力量便益	電力量便益合計
1989／90	13,944	7,128	21,072
1990／91	18,018	5,736	23,754
1991／92以降	24,360	7,824	32,184

10.5 代替開発計画案の経済および財務分析

10.5.1 経済分析

代替開発計画案の経済分析の結果を表10.1から表10.4に示す。表10.1は建設費の年度別所要額を、表10.2は費用と便益のキャッシュフローを示す。経済的内部収益率（EIRR）は表10.3および表10.4で計算されている。表10.4から分かるように、EIRRは16.3パーセントである。この数字は代替開発計画案もまた高い経済性を有することを示している。

10.5.2 財務分析

財務分析は最適開発計画案に対して適用したものと同一の財務条件で行った。その結果を表10.5から表10.7に示す。財務的内部収益率（FIRR）は表10.5のキャッシュフローに基づいて 8.8パーセントと算定される。年利 8.8パーセント以下の融資を受けることができれば、この最適開発計画案は財務上開発可能であると言える。

物価変動予備費（年上昇率6パーセント）と建設期間中の利子（年利4パーセント）を含めた総初期投資額は 423.5×10^6 米ドル相当となる。そのうち外貨分は下記のように 365.1×10^6 米ドル相当、内貨分は58.4×10^6 米ドル相当である。

代替開発計画案の初期投資額（単位：千米ドル相当）

	外　貨	内　貨	合　計
建設費	234,500	42,000	276,500
物価変動予備費	98,129	16,399	114,528
建設期間中の利子	32,513	—	32,513
	(65,025)		(65,025)
総投資額	365,142	58,399	423,541
	(397,654)		(456,053)

（注）括弧内の数字は外貨分の年利8パーセントの場合を示す。

上記投資額に対するローンの償還可能性を表10.6で検討した。同表からわかるように、蓄積剰余金は当プロジェクトが最終的に完成してから1年後にはプラスに転ずる。想定された償還最終年にあたる2011／12年の蓄積剰余金は 472×10^6 米ドル相当に達し、同種プロジェクトを独自に推進することが可能となろう。

表１０.７では、外貨分の年利８パーセントの場合についてローン償還可能性を検討している。この場合に想定された償還期間30年経過後の蓄積剰余金は約 206×10^6 米ドル相当になり、当プロジェクトは財務上実施可能であることを示している。蓄積剰余金は償還終了後５年で初期投資額を上まわる。これは、50年の耐用年後に同種のプロジェクトを独自に推進することが可能であることを意味する。

表－10.1 第2選定案の建設費の年度別支出額

(Unit: 10^3 U.S.$)

Item	Summary F/C	Summary L/C	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92
1. Preparatory works	441	1,807	450	450	450	450	450	0	0	0	0	0
2. Civil work												
(1) Diversion	30,947	6,053	0	0	11,100	14,800	11,100	0	0	0	0	0
(2) Dam and spillway	54,717	9,459	0	0	0	6,418	19,253	19,253	12,834	6,418	0	0
(3) Intake	16,371	2,890	0	0	0	0	5,778	7,705	5,778	0	0	0
(4) Powerhouse	25,177	4,389	0	0	0	0	0	11,649	14,562	3,045	222	88
Sub-total 2	127,212	22,791	0	0	11,100	21,218	36,131	38,607	33,174	9,463	222	88
3. Metal and generating equipment												
(1) Metal	21,437	2,383	0	0	0	0	4,764	4,764	9,528	4,764	0	0
(2) Generating equipment	41,264	4,584	0	0	0	0	6,739	6,739	18,340	6,739	4,861	2,430
Sub-total 3	62,701	6,967	0	0	0	0	11,503	11,503	27,868	11,503	4,861	2,430
4. Land acquisition	2,600	2,900	770	770	770	770	770	825	825	0	0	0
5. Engineering service & government administration	14,418	2,639	2,417	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	2,381	377	284
6. Physical contingency	27,128	4,894	385	338	2,001	3,516	6,900	7,208	2,683	8,148	557	286
Total	234,500	42,000	4,022	3,491	16,254	27,887	57,687	60,076	66,483	31,495	6,017	3,088

表－10.2 第2選定案の経済費用および便益のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Project Cost			Project Benefit				
				Power Benefit		Energy Benefit		Total
	Capital and Replacement Cost	O & M Cost	Total	Capital	Fixed O & M	Primary	Secondary	
1982/83	4,022	0	4,022	0	0	0	0	0
1983/84	3,491	0	3,491	0	0	0	0	0
1984/85	16,254	0	16,254	0	0	0	0	0
1985/86	27,887	0	27,887	0	0	0	0	0
1986/87	57,687	0	57,687	0	0	0	0	0
1987/88	60,076	0	60,076	33,431	0	0	0	33,431
1988/89	66,483	0	66,483	55,131	0	0	0	55,131
1989/90	31,495	3,165	31,495	40,175	2,660	13,944	7,128	63,907
1990/91	6,017	3,165	6,017	23,460	3,500	18,018	5,736	50,714
1991/92	3,087	3,480	3,087	4,985	4,690	24,660	7,824	41,859
1992/93	0	3,480	0	0	4,690	24,360	7,824	36,874
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2010/11	0	3,480	3,480	0	4,690	24,360	7,824	36,874
2011/12	0	3,480	3,480	30,087	4,690	24,360	7,824	66,961
2012/13	0	3,480	3,480	49,618	4,690	24,360	7,824	86,492
2013/14	0	3,480	3,480	36,158	4,690	24,360	7,824	73,032
2014/15	0	3,480	3,480	21,114	4,690	24,360	7,824	57,988
2015/16	0	3,480	3,480	4,487	4,690	24,360	7,824	41,361
2016/17	0	3,480	3,480	0	4,690	24,360	7,824	36,874
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2021/22	0	3,480	3,480	0	4,690	24,360	24,360	36,874
2022/23	30,606	3,480	34,085	0	4,690	24,360	24,360	36,874
2023/24	30,606	3,480	34,085	0	4,690	24,360	24,360	36,874
2024/25	6,466	3,480	9,946	0	4,690	24,360	24,360	36,874
2025/26	6,466	3,480	9,946	0	4,690	24,360	24,360	36,874
2026/27	0	3,480	3,480	0	4,690	24,360	24,360	36,874
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2031/32	0	3,480	3,480	0	4,690	24,360	24,360	36,874

表－10.3 第2選定案の各割引率に対応する純便益の算定

(Unit: 10^3 US$)

Discount (%)	Benefit in Present Worth (B)	Cost in Present Worth (C)	Net Benefit (B - C)	B/C Ratio
1.0	1,528,587	452,591	1,075,996	3.38
2.0	1,277,814	419,228	858,586	3.05
3.0	1,086,460	395,573	690,887	2.75
4.0	938,572	378,868	559,704	2.48
5.0	822,825	367,188	455,637	2.24
6.0	731,101	359,178	371,923	2.04
7.0	657,529	353,879	303,649	1.86
8.0	597,817	350,607	247,210	1.71
9.0	548,803	348,870	199,933	1.57
10.0	508,131	348,313	159,818	1.46
11.0	474,031	348,677	125,354	1.36
12.0	445,160	349,771	95,389	1.27
13.0	420,489	351,454	69,035	1.20
14.0	399,226	353,622	45,604	1.13
15.0	380,751	356,196	24,555	1.07
16.0	364,577	359,116	5,461	1.02
17.0	350,319	362,336	-12,017	0.97
18.0	337,668	365,821	-28,153	0.92
19.0	326,377	369,545	-43,167	0.88
20.0	316,243	373,486	-57,242	0.85
21.0	307,102	377,627	-70,526	0.81
22.0	298,817	381,957	-83,140	0.78
23.0	291,276	386,465	-95,189	0.75
24.0	284,385	391,143	-106,758	0.73
25.0	278,065	395,984	-117,920	0.70

表－10.4 第2選定案の内部収益率の算定

(Unit: 10^3 US$)

Discount Rate (%)	Net Benefit (B - C)	B/C
16.1	3,646	1.01
16.2	1,846	1.01
16.3	62	1.00
16.4	-1,707	1.00
16.5	-3,461	0.99
16.6	-5,201	0.99
16.7	-6,926	0.98
16.8	-8,636	0.98
16.9	-10,333	0.97

Economic Internal Rate of Return is 16.3%.

表－10.5 第2選定案の財務費用および便益のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost			O & M Cost	Gross Revenue
	F.C.	L.C.	Total		
1982/83	2,990	1,273	4,263		
1983/84	2,665	1,257	3,922		
1984/85	15,561	3,798	19,359		
1985/86	28,931	6,276	35,207		
1986/87	65,430	11,768	77,198		
1987/88	72,864	12,355	85,219		
1988/89	86,660	13,306	99,966		
1989/90	43,565	6,634	50,199	5,045	30,368
1990/91	9,047	1,118	10,165	5,347	35,726
1991/92	4,916	614	5,530	6,232	51,322
1992/93	0	0	0	6,606	54,401
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2011/12	0	0	0	6,606	54,401

表－10.6 第2選定案の財務分析表（その1）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,273	-120				-1,393	-1,393
1983/84	-1,257	-226				-1,483	-2,876
1984/85	-3,798	-848				-4,646	-7,522
1985/86	-6,276	-2,006				-8,282	-15,804
1986/87	-11,768	-4,623				-16,391	-32,195
1987/88	-12,355	-7,538				-19,893	-52,088
1988/89	-13,306	-11,004				-24,310	-76,398
1989/90	-6,634	-1,743	-5,045	-18,517	30,368	-1,571	-77,969
1990/91	-1,118	-2,104	-5,347	-18,517	35,726	8,640	-69,329
1991/92	-614	-2,301	-6,232	-18,517	51,322	23,658	-45,671
1992/93			-6,606	-22,750	54,401	25,045	-20,626
1993/94			-6,606	-22,750	54,401	25,045	5,306
1994/95			-6,606	-22,750	54,401	25,045	31,238
1995/96			-6,606	-22,750	54,401	25,045	57,170
1996/97			-6,606	-22,750	54,401	25,045	83,102
1997/98			-6,606	-22,750	54,401	25,045	109,034
1998/99			-6,606	-22,750	54,401	25,045	134,966
1999/2000			-6,606	-22,750	54,401	25,045	160,898
2000/01			-6,606	-22,750	54,401	25,045	186,830
2001/92			-6,606	-22,750	54,401	25,045	212,762
2002/03			-6,606	-22,750	54,401	25,045	238,694
2003/04			-6,606	-22,750	54,401	25,045	264,626
2004/05			-6,606	-22,750	54,401	25,045	290,558
2005/06			-6,606	-22,750	54,401	25,045	316,490
2006/07			-6,606	-22,750	54,401	25,045	342,422
2007/08			-6,606	-22,750	54,401	25,045	368,354
2008/09			-6,606	-22,750	54,401	25,045	394,286
2009/10			-6,606	-22,750	54,401	25,045	420,218
2010/11			-6,606	-22,750	54,401	25,045	446,150
2011/12			-6,606	-22,750	54,401	25,045	472,082

Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate: 4%
Repayment period : 30 years including 7 years grace period.

表－10.7 第2選定案の財務分析表（その2）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,273	-239				-1,512	-1,512
1983/84	-1,257	-452				-1,707	-3,219
1984/85	-3,798	-1,697				-5,495	-8,714
1985/86	-6,276	-4,012				-10,288	-19,002
1986/87	-11,768	-9,246				-21,014	-40,016
1987/88	-12,355	-15,075				-27,430	-67,446
1988/89	-13,306	-22,008				-35,314	-102,760
1989/90	-6,634	-3,485	-5,045	-26,526	30,368	-11,322	-114,082
1990/91	-1,118	-4,209	-5,347	-26,526	35,726	-1,474	-115,556
1991/92	-614	-4,602	-6,232	-26,526	51,322	13,348	-102,208
1992/93			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-86,798
1993/94			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-71,388
1994/95			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-55,978
1995/96			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-40,568
1996/97			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-25,158
1997/98			-6,606	-32,385	54,401	15,410	-9,748
1998/99			-6,606	-32,385	54,401	15,410	5,662
1999/2000			-6,606	-32,385	54,401	15,410	21,072
2000/01			-6,606	-32,385	54,401	15,410	36,482
2001/02			-6,606	-32,385	54,401	15,410	51,892
2002/03			-6,606	-32,385	54,401	15,410	67,302
2003/04			-6,606	-32,385	54,401	15,410	82,712
2004/05			-6,606	-32,385	54,401	15,410	98,122
2005/06			-6,606	-32,385	54,401	15,410	113,532
2006/07			-6,606	-32,385	54,401	15,410	128,942
2007/08			-6,606	-32,385	54,401	15,410	144,352
2008/09			-6,606	-32,385	54,401	15,410	159,762
2009/10			-6,606	-32,385	54,401	15,410	175,172
2010/11			-6,606	-32,385	54,401	15,410	190,582
2011/12			-6,606	-32,385	54,401	15,410	205,992

Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate: 8%

Repayment period : 30 years including 7 years grace period.

第11章　環境影響評価

11.1 概　　要

サプトガンダキプロジェクトに関連して検討すべき環境問題としては下記のような項目が考えられる。

— 貯水池に水没する土地、家屋、道路等の調査およびその補償費用、

— 土取り場や仮設備等のために必要となる建設工事地域内の土地と家屋の調査およびその補償費用、

— 流域内の河川漁業の現状、当プロジェクトによる漁業への影響および魚道の必要性、

— 当プロジェクトの上流・下流域における水利用への影響、および

— 当プロジェクト地域の生活、経済、生態および文化におよぼす環境上の影響。

現地調査において上記項目に関係する資料・情報を政府関係機関、当プロジェクト地域の住民およびトリスリ、スンコシのような類似プロジェクトから収集した。また環境問題を検討するための資料収集のため、当プロジェクト地域内の現地踏査も実施した。上記収集資料と情報および現地踏査の調査結果に基づき、当プロジェクトによってもたらされる環境上の影響とその対策を本章で検討する。

11.2 水没する土地、家屋、道路等

11.2.1 水没地域の土地利用

当プロジェクト周辺地域の現在の土地利用は4.7節で述べられている。当プロジェクトの貯水池は常時満水位 230m、設計洪水位 232.2mと設定されている。この計画により、図11.1から図11.3に示される範囲のダム上流の土地が水没する。この水没地域にはトリスルガンガ河両岸沿の大段丘とカリガンダキ河沿の小段丘が含まれており、農地あるいは居住地として利用されている。トリスルガンガ河左岸を走るゴルカ～ムグリン～ナラヤンガール道路（通称ムグリン道路）はネパールの主要輸送路となっている。急傾斜の山地部では、特に土地利用は見あたらない。

11.2.2　水没地域に対する補償

水没する農地、住民、道路、施設等の調査結果を表11.2に示す。最適開発計画案が実現されると、水没する農地および家屋はそれぞれ441ヘクタールおよび492戸である。およそ2,500人の立ち退きが必要となる。水没農地と家屋はすべて私有財産なので、その補償が必要である。

ムグリン道路はその約8㎞の区間が水没する。この道路はネパールの主要輸送動脈のひとつであるので、ダム完成までに付け替え道路を建設することが必要である。

さらに、3つの由緒ある寺院と生徒数約50人の4つの学校が貯水池内に水没する。また、デビガット地区のトリスルガンガ河に懸るつり橋と、ダムサイトの約10㎞上流地点のカリガンダキ河に懸るつり橋も水没する。この内3つの寺院と4つの学校は、貯水池の水位より高い適当な場所に移転させる必要がある。水没する2つのつり橋に関しては、代替施設として渡し舟の設置が妥当と考えられる。

以上の補償に必要な費用は、現地調査を通じて収集された資料・情報に基づいて以下に述べるような方法で推定された。

農地と家屋に対する補償費用および寺院と学校の移設費用に関しては、政府関係機関と周辺地域の住民から下記のような資料を得た。

項　目	単価（ネパールルピー）
農地補償費：	
水　田	50,000／ヘクタール
畑	40,000／ヘクタール
家屋補償費：	
1　等	50,000／戸
2　等	20,000／戸
3　等	10,000／戸
4　等	5,000／戸
寺院移設費	100,000／寺院
学校移設費	50,000／校

上記項目の補償費用は上記の補償単価及び移設単価を用いて算定した。

つり橋の代替施設としてはそれぞれ4隻の渡し舟を配備すると仮定して、その費

用は80,000ネパールルピーと推定された。（合計８隻、乗客定員各20名程度）

ムグリン道路付け替え費用は、道路１ｍ当り平均岩掘削量を50㎥、岩掘削単価を10米ドル相当／㎥、道路１ｍ当り舗装費用を 100米ドル相当とする仮定に基づいて得られた、道路１ｍ当りの建設単価 600米ドル相当によって見積もった。

総補償費用は、表１１.１に示してあるようにおよそ 9,000,000米ドル相当と見積もられる。

11.3　工事地域内の土地・家屋

当プロジェクトのダム盛立て材料の土取り場、コンクリート骨材の採取場、種々の構造物のための用地および工事用仮設備・施設のための用地を収用することが必要である。工事地域内の土地収用対象は下記のようなものである。

— コンクリート粗骨材の採取場としてのダムサイト上下流の河床砂れき層、

— コンクリート細骨材の採取場としてのカゲリコーラ川の砂州、

— 諸構造物、工事用仮設備・施設のためのダムサイト近傍の両岸、

— コア材採取場としてのダムサイト左岸の段丘、および

— ロックフィル材の採石場としてのダムサイト北方７km～10kmに位置する岩山。

幸い上記の地域内には私有地や住家がないので補償は不要である。しかしながら、コア材の土取り場となるダムサイト左岸の段丘は貴重な森林で覆われている。森林の大部分は伐採しなければならないので、周辺の環境に悪い影響を及ぼすことになる。またロックフィル材採石場として提案された岩山付近をムグリン道路が通っている。

周辺環境への悪影響を最小にするために、下記対策を提案する。

森林伐採は必要最小限にとどめ、建設工事終了後植林を行うべきである。採石場は、交通障害とならないように、また爆破に伴う危険を除くため、できる限りムグリン道路から隔たった部分の岩山を選ぶこととし、採石場の計画も綿密に検討すべきである。

11.4　河川漁業

調査の結果、ダム周辺の河川漁業に関して以下の事実が判明した。

川沿のほとんどの住民は半農半漁で生計を営んでいる。住民の約10パーセントが漁

業専業である。漁法はたいへん原始的で小規模ながら、付近の村やナラヤンガールの町で魚を売り、現金収入を得ている。

漁獲種類は約10種である。それらは、コイやナマズの類である。これらの魚の詳しい生息形態は、資料がなくまた住民もそれについての知識を持っていないため解明されていない。最も一般的な魚はコイの一種である「サハル」であり、漁獲高の大部分を占める。「サハル」は産卵期に流れをさかのぼったり、下ったりしていることが知られているのでダムを建設することは「サハル」に重大な影響を及ぼすと思われる。

トリスリ、スンコシのような類似の水力発電プロジェクト周辺の地域では、「サハル」の漁獲量が付近の川で減少したと報告されている。かなり多くの人々が魚を売って生計を立てているので、このような漁獲量減少は川沿いの人々の生活を脅かすことになり、この問題を放置することはできない。ダム建設による魚へのこのような悪影響を解決するために、適当な魚道を設けることとした。

この魚道は図6.3に示すように右岸に設けることにした。いかなる貯水池水位でも魚道に水を流すことが可能なゲート付魚道は、機能面から見るとより好ましいが、そのような可動ゲートの設置は非常に高価である。そのような高い機能を備える程の必要性はないと考えられるので、貯水池が通常の状態である常時満水位にある時に、魚道の固定ゼキから越流する流水中を魚が通過できる構造とした。

11.5 プロジェクト周辺地域の水利用

当プロジェクトの周辺地域の水利用現況調査によると、カリカンダキ河、トリスルガンガ河、サプトガンダキ河等の大河川を水源とする上水あるいはかんがい用水の水利用はない。現在の生活用水の供給方法は、山中の高い位置に設けられた水槽から村や町へ給水するものであり、その水源はいくつかのけい流に依存している。かんがい用水も付近の小河川から取水されている。従って、当プロジェクトが現在の水利用に悪影響を及ぼすことはない。

チトワン盆地かんがい計画のポンプ場が、サプトガンダキプロジェクトのダムサイトの約4km下流地点で建設中である。近い将来20m³／秒のかんがい用水を同ポンプ場によりサプトガンダキ河から取水する予定である。サプトガンダキプロジェクトは流れ込み式として計画されているので、完成後も下流の流況は本来変化しない。しかし