

付 録 A

地形測量及び地形図作成

付 録 A

地形測量および航空写真図化

1 既存の地形図

ニューギニア地形図(縮尺 1:250,000)

Army Map Service (Lu), Corps of Engineers, US Army, Warhington, D.C. が編集し、1965年にRoyal Australian Survey Corpsが印刷した縮尺1:250,000ニューギニア地形図シリーズ番号T504が入手可能である。上述地形図にはPurari河流域の一部、とくにErave川河道について誤差がみられたが、プラニメーターを使って割り出したWaboダム・サイトでの流域面積26,300 Km²に関する水文調査に使用した。

バプア・ニューギニア地形測量図(縮尺 1:100,000)

Royal Australian Survey Corpsからバプア・ニューギニア地形測量図、縮尺1:100,000、シリーズ番号T683が出版されている。今回のフィージビリティ調査を開始した1975年には、南緯7度の南側部分についての地形図が完成していた。

フィージビリティ調査実施中にブラリ河デルタ、Aure川流域、Wabo計画地域についての初版地形図が入手可能となり、送電線工事用道路および送電線の一部ルートに関するデスク・スタディに使用した。

バプア・ニューギニア地形測量図(縮尺 1:50,000)

Papua New Guinea Mapping Bureauが目下、縮尺1:50,000の地形測量図(シリーズ番号 T702)を作成中であるが、同時にこの地形図を1:25,000地形図に大縮尺化する作業も行われている。

調査実施中に、Wabo湛水地域からPapua湾の南部海岸線までの地域(Auro計画地域、港湾候補地点をふくむ)をカバーした縮尺1:25,000地形図が初版されたので、これを使ってWaboおよびAuro貯水容量、送電線工事用道路および送電線ルートに関するスタディを行なったが、港湾設計の基礎図面としても使用した。

現在までのところ、縮尺1:50,000の地形図は完成していない。

2 日本工営作成の地形図

今回のフィージビリティ調査においては、下記計画地域の航空写真撮影、グランド・コントロールに基づく図化作業を日本工営が担当、実施した。

作成した地形図は次のとおりである。

地 域	縮 尺
Waboメイン・ダムサイト	1:500および1:2,000
Waboサドル・ダムサイト	1:500および1:2,000
Aureダムサイトおよび発電所サイト	1:2,000
送電線工事用道路(第4巻参照)	1:5,000

以上のほか下記の地域についての航空写真撮影を行った。

Purari河(Waboダムサイト周辺、建設材料調査のため)

Orokolo Bay

The Bluff

Hall Sound

なお、上記各地域の航空写真図化は行っていない。

3 計画地域の座標基準点及び標高基準点

本計画地域は、「the Universal Transverse Mercator Grid Zone 55」に属している。この地域内の座標基準点は「Australian Geodetic Datum 1966」を座標基準点とした「the Australian Map Grid」に基づき設置されたものである。

縮尺1:250,000, 1:100,000及び1:50,000地形図作成の際に使用された標高基準点は任意の平均海面であり正しいものではない。しかしながら、この点についてはできるだけ早い時期に、真の平均海面を設定するように計画されている。したがって、今回のフィジビリティ調査において日本工営が1976年10月21日から11月30日までKerema地点で実施した潮位観測記録およびPNG政府自身が他の場所で行なった関連実測記録の解析作業完了を待ってPNG政府関係当局による補正作業が開始されるものと思われる。

縮尺1:100,000および1:50,000地形図作成のため、コントロールポイントが計画地域の全体に設置された。その主要コントロール・ポイントに関する詳細は表A-1のとおりである。表A-1にリスト・アップした数値はすべて暫定的なもので(とくに標高)近い将来に補正が行われることになるだろう。

Wabo主ダム、副ダムおよびAure計画地域に設定された座標は、PNG National Mapping Bureauが縮尺1:50,000地形図の図化作業のため設置したコントロール・ポイント7244C、7274C、7291C、7283C、7265Cを基準三角点として、使用することにより、単一の座標等に統一された。

Wabo主ダムと副ダム地域の標高基準点は、標高コントロール・ポイント7274C (EL. 2460)に基づき、一方Aure計画地域の標高基本点は7288C (EL. 3854.0)、7283C (EL. 1580.00)および7265C (EL. 1171.90)に基づき設置されている。

1950年代の始めにBritish Alminium Companyの現地調査隊が建てたWabo現場宿舎付近にあるベンチ・マーク (EL. 45066) が今回のフィージビリティ調査開始時のWaboメイン・ダムサイトの標高基準点であった。1975年に、このベンチ・マークの標高がEL. 33899に修正され、あらたに設置された上記の7274Cと連結された。永久ベンチ・マーク (標高基本点) をWabo宿舎無線アンテナの根もとに設置したが、このベンチ・マークの標高はEL. 38699である。

1975年、日本工営現地調査隊が水準測量を実施し、サドル・ダムサイトにメイン・ダムサイトと同じく標高基本点を設置した。

4 航空写真図化のためのグランド・コントロール

Wabo主ダム、副ダムおよびAure計画地域の航空写真図化のために設定した座標及びその標高データを表A-2およびA-3に記載した。その位置については図A-1に示したとおりである。航空写真図化のためのグランド・コントロール、サーベイでの各座標間の距離測定には、テルロメーターMRA101を、座標及び標高角度の測定にはテオドライトWILD T₂を使用した。

TABLE A-1. SURVEY CONTROL POINTS FOR NATIONAL MAPPING PROGRAM

(PROVISIONAL VALUES AS AT 20 OCTOBER 1976)

STATION NUMBER	LATITUDE	LONGITUDE	ELEVATION
AA 068 (1)	7°52'55"4674 S	145°23'43"4381 E	113.30 m
AA 070	7 21 34.7974	145 15 52.9878	406.30
AA 462	7 04 44.0496	145 30 38.2777	496.36
PCP A (2)	7 22 01.2715	145 07 41.5789	3.07
PCP B	7 48 31.0061	145 05 31.1188	-0.40
PCP E	6 59 10.6719	145 12 38.1583	171.58
38-1	7 31 41.3410	145 05 35.4254	7.12
38-2	7 31 37.7692	145 04 44.2207	7.03
38-3	7 29 56.1237	145 05 04.4204	6.51
38-4	7 29 49.4253	145 04 09.5303	6.69
7240 (3)	6 41 33.3573	145 13 51.2258	2100.46
7241	7 37 44.1996	145 16 06.1345	167.79
7242	6 53 03.7704	145 10 32.6582	1354.04
7244	6 59 55.1346	145 04 01.1683	318.80
7246	7 27 44.1731	145 29 55.7885	253.91
7247	7 19 15.5511	145 19 12.1051	245.58
7248	7 21 02.4722	145 13 28.1663	31.76
7249	7 15 03.7640	145 29 51.5739	356.26
7250	7 11 05.9710	145 01 27.2497	198.79
7254	7 03 33.8481	145 03 42.6455	318.28
7257	6 45 06.2652	145 45 19.2467	1516.75
7258	7 39 16.8715	145 30 16.0073	228.09
7261	7 14 59.4423	145 20 30.7828	584.74
7262	7 43 54.1458	145 26 58.2016	212.82
7265C	7 05 04.3730	145 21 59.6899	1171.90
7266	6 43 43.7099	145 23 17.8578	1387.82
7268	7 30 12.7408	145 05 30.5153	6.30
7270	7 51 21.9440	145 11 18.0590	0.04
7270A	7 50 58.8516	145 09 41.8380	-1.19
7270B	7 50 52.7504	145 09 30.0989	-2.04
7270C	7 50 04.4757	145 08 39.5572	-2.24
7270D	7 49 37.5530	145 07 45.6852	-1.57
7270E	7 49 13.0793	145 06 28.0779	-0.59
7270F	7 49 06.4512	145 06 13.8098	-1.41
7271	7 51 16.8465	145 18 06.6933	-0.58
7272	7 56 50.2326	145 29 18.4090	0.77
7274C	6 59 11.7074	145 04 29.8581	24.60
7275	7 04 18.7010	145 19 12.1866	17.54
7279	6 50 26.6636	145 10 21.2709	641.17
7281	6 56 30.7824	145 02 33.3278	257.79
7283C	6 57 01.8911	145 28 00.2525	1580.00
7284	6 42 31.5257	145 35 00.8716	2300.60
7285	7 13 03.4832	145 47 13.7188	2608.82
7286	7 08 38.7551	145 47 41.4831	1567.23
7287	6 54 58.7271	145 02 25.3695	326.40

TABLE A-1. SURVEY CONTROL POINTS FOR NATIONAL MAPPING PROGRAM
(PROVISIONAL VALUES AS AT 20 OCTOBER 1976)

STATION NUMBER	LATITUDE	LONGITUDE	ELEVATION
7288C	6°55'56"1582 S	145°17'44"4725 E	385.40 m
7290	7 30 45.5908	145 04 08.6440	6.03
7291C	6 55 37.7071	145 18 07.9916	154.80
7292	7 03 33.4279	145 20 23.9917	21.11
7293	6 58 01.3962	145 11 54.9780	677.61
7294	6 58 48.5221	145 12 32.1101	409.64
7305	6 57 42.4267	145 00 25.0150	357.42
7311	7 20 35.1630	145 16 04.4804	14.50
7313	7 53 53.5707	145 23 04.9100	-1.10
7313A	7 54 48.2206	145 22 46.8849	-0.77
7314	7 51 34.9985	145 19 44.6338	0.00
7552	7 48 16.2385	145 38 51.2979	602.96

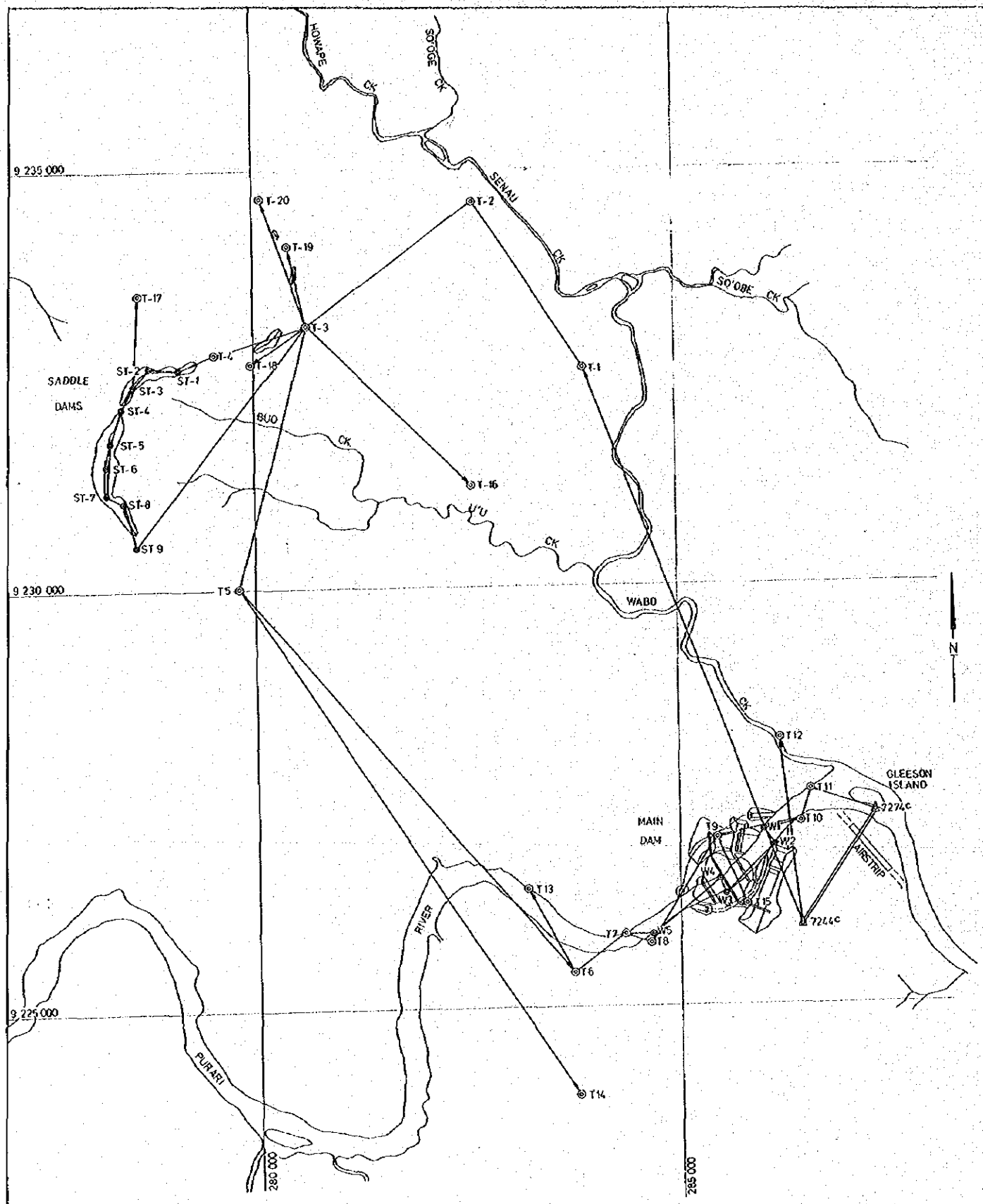
Note: (1) Control points prefixed AA were set up by the Royal Australian Survey Corps.
(2) Auxiliary control points set up by the National Mapping Bureau are prefixed PCP or 38.
(3) Four-digit numbers refer to permanent control points set up by the National Mapping Bureau.

TABLE A-2. CO-ORDINATE AND HEIGHT DATA FOR PHOTO
CONTROL POINT FOR MAIN DAM AND SADDLE DAMS

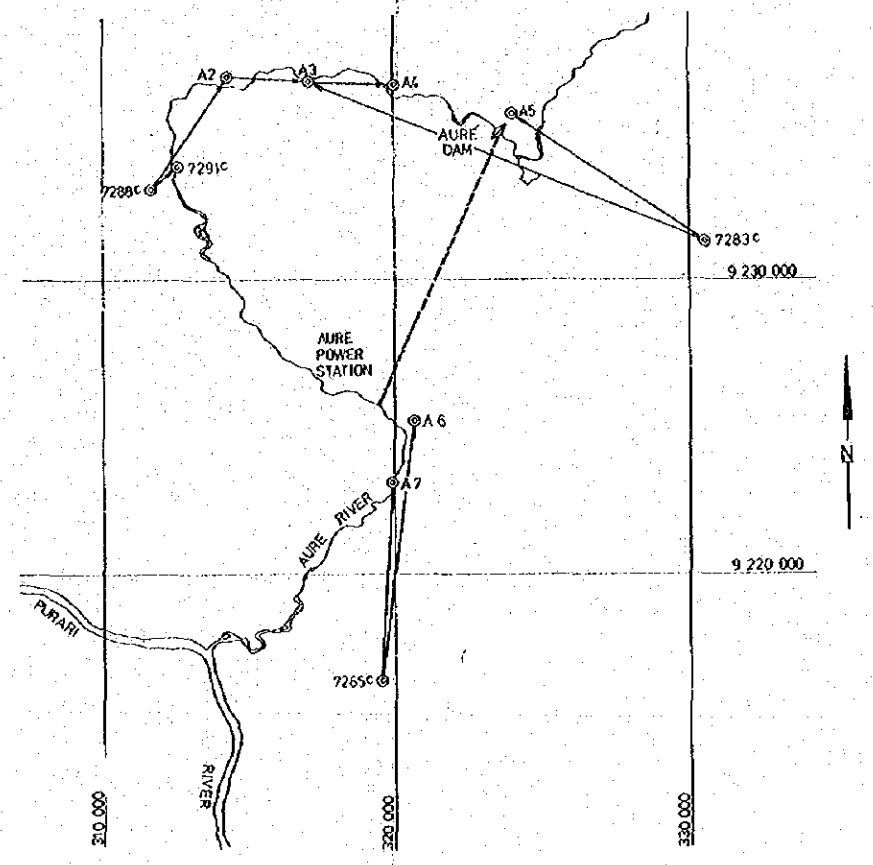
POINT	CO-ORDINATES		EL
	N	E	
7 244C	9 225 958.83	286 456.23	318.80
7 274C	9 227 296.72	287 331.49	24.60
T-1	9 232 511.53	283 906.28	258.51
T-2	9 234 609.88	282 710.53	171.56
T-3	9 233 143.18	280 607.31	264.89
T-4	9 232 817.16	279 556.32	183.14
T-5	9 230 007.50	279 803.18	355.64
T-6	9 225 412.45	283 759.28	161.42
T-7	9 225 875.52	284 345.33	25.92
T-8	9 225 760.06	284 655.23	50.18
T-9	9 227 026.03	285 396.85	238.96
T-10	9 227 198.18	286 466.17	27.89
T-11	9 227 570.37	286 569.80	27.05
T-12	9 228 183.77	286 167.81	26.60
T-13	9 226 423.91	283 187.85	28.04
T-14	9 223 982.88	283 796.47	125.48
T-15	9 226 217.30	285 803.90	177.34
T-16	9 231 220.50	282 584.62	104.06
T-17	9 233 550.89	278 668.51	137.66
T-18	9 232 704.83	279 971.32	188.11
T-19	9 234 112.79	280 404.38	184.48
T-20	9 234 082.12	280 102.25	203.31
ST-1	9 232 662.89	279 121.04	154.18
ST-2	9 232 682.48	278 770.16	145.09
ST-3	9 232 468.98	278 598.91	152.28
ST-4	9 232 200.58	278 474.65	155.66
ST-5	9 231 791.99	278 308.10	115.62
ST-6	9 231 519.44	278 250.03	95.26
ST-7	9 231 175.43	278 257.45	143.84
ST-8	9 231 069.17	278 456.20	141.36
ST-9	9 230 560.61	278 598.32	211.94
W-1	9 227 097.08	286 023.64	25.28
W-2	9 226 904.59	286 152.42	24.26
W-3	9 226 336.79	285 536.07	28.56
W-4	9 226 514.60	285 466.06	30.14
W-5	9 225 879.04	284 676.61	25.88

TABLE A-3. CO-ORDINATE AND HEIGHT DATA FOR PHOTO
CONTROL POINTS FOR AURE PROJECT

POINT	CO-ORDINATES		EL
	N	E	
A-1	not used		
A-2	9 237 001.10	314 314.33	576.00
A-3	9 236 976.87	316 905.44	525.92
A-4	9 236 577.62	320 069.57	428.46
A-5	9 235 736.03	323 970.06	586.99
7291C	9 233 967.55	312 422.00	154.80
7288C	9 233 398.13	311 702.02	385.40
A-6	9 225 306.41	320 613.52	293.58
A-7	9 223 075.96	319 896.37	106.10
7283C	9 231 443.42	330 611.36	1580.00
7292C	9 219 367.96	316 648.96	21.10
7265C	9 216 584.70	319 595.30	1171.90

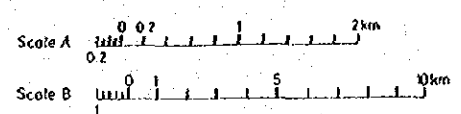


(a) MAIN DAM AND SADDLE DAMS AREA
Scale A



(b) AURE AREA
Scale B

NOTE
Coordinates and elevations of the survey points are given in Tables A-2 and A-3



WABO POWER PROJECT
BASIC SURVEY POINTS FOR MAIN DAM
SADDLE DAMS AND AURE AREA
FIGURE A-1

付 録 B

Wabō水力発電計画最適開発案

- B-1 Wabō発電計画案の検討、
500年の擬似合成流量による貯水池運用計画の最適化
- B-2 Wabō発電計画案の検討、
各種発電計画代替案の割引電力コスト算出
- B-3 ガス・タービンによるWabō発電所常時出力増加計画に
かかる割引電力コスト
- B-4 常時化補助電源としてのAure水力発電計画案の割引電力コスト
- B-5 単独開発案としてのAure水力発電計画案の割引電力コスト

Wabo 発電計画案の検討

500年の擬似合成流量による貯水池運用計画の最適化

本調査報告書第6巻に詳述したごとく、WaboダムサイトでのPurari河流量に関する水文解析を行うため、いくつかの異なる手法を使って連続500年の擬似合成流量を作成した。Kartvelishvili Approachはそのうちのひとつで、発電計画立案上の最も基本的な指標ともなる、Wabo貯水池流入量のパターンを1955年から1974年まで20か年間の実測流量記録から合成するのに適していると考えられた。Wabo貯水池運用計画のスタディは、このようにして作成された擬似合成流量をもとに行うことになった。

上述の合成流量記録によって連続500年における1972渇水年と同程度あるいはそれよりも深刻な渇水の発生確率および程度を知ることができた。この作業のため500年間を各50年毎のブロックに区分し、各ブロック毎の渇水発生周期を追跡する方法を取った。

1972渇水年と同程度およびより深刻な渇水年を、合成流量記録から拾い出し、その渇水流量に対応した一つ一つの貯水池オペーションについての検討を行った。これは連続500年のうち最悪の渇水年の場合についても行っている。

連続500年の擬似合成流量記録に基づき、各年の月間流入流量が与えられた貯水位(FSL)のとき、それぞれ貯水可能な実際貯水容量を算出し、その貯水容量により発生可能な年間常時電力量を計算した。この結果、算出された数値の上で貯水可能な実際貯水量と発生可能常時電力量の関係が、そのまま渇水の程度による各年の順位付けにぴったりと一致することがわかった。例えば、付表B-1はFSLがEL.135のときOrokolo Bay受電端での常時電力需要(11,660GWh/a)を維持するため必要な貯水容量を1972渇水年よりも深刻な渇水年を悪い順番に示したものである。

貯水池運用計画のスタディでは、三種のFSLを設定したが、深刻な渇水年に関して、付表B-1に示したと同様の順位付けをこの三種のFSLのそれぞれについて行った。付表B-1から1972渇水年と同程度の渇水は70年に1回の確率で発生することがわかる(換言すれば、より一層深刻な渇水は500年に7回発生する)。

連続50年毎のブロックについての最悪流入流量を調べたところ、1972渇水年よりも深刻な渇水が10ブロックのうち4ブロックで発生することが判明した。付表B-2は連続50年毎の各ブロックにおける最悪渇水年の貯水容量とこれに対応するOrokolo Bay受電端での受電可能年間常時電力量を示したものである。付表B-2に示したような検討結果を図示したのが付図B-1である。この付図から選定されたそれぞれのFSLに対する貯水池運用計画の最適化作業の結果を知ることができる。

連続50年の各ブロックに関しては、151年～200年ブロックに1972 渇水年よりも激しい渇水年が4回発生しているが、残りの9ブロックでは1972 渇水年それ自体を除いて一つも発生していない。

TABLE B-1. — STORAGE REQUIREMENT FOR CRITICAL DROUGHT
DURING 500 YEARS OF SYNTHETIC RECORDS

FSL EL. 135		
FIRM ENERGY RECEIVED AT OROKOLO BAY 11 660 GWh/a		
RANK	YEAR	ACTIVE STORAGE $10^6 m^3$
1	169	*
2	163	*
3	443	*
4	185	*
5	160	9850
6	237	9490
7	468	8840
8	1972	6490

* Not sufficient storage available to maintain firm energy output.

TABLE 8-2
STORAGE OPERATION RESULTS FOR LOW INFLOW SEQUENCES
DURING 500 YEARS OF GENERATED MONTHLY INFLOWS

FSL m	Firm Energy at Orekola Gwh/a	001-050		051-100		101-150		151-200		201-250		251-300		301-350		351-400		401-450		451-500		Historical 1955-1974
		Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	Year	Active Storage 10 ⁶ m ³	
149	10 000	89	2 120	169	6 710	237	7 700	253	3 270	311	3 880	355	3 630	443	6 520	468	4 270	1972	4 800			
	11 000	4	1 310	169	9 080	150	920	169	9 080	150	2 010	150	3 440	169	14 140	150	3 440	1972	5 400			
	12 000	89	4 170	169	14 140	150	2 010	169	14 140	150	3 440	150	5 440	169	14 140	150	3 440	1972	8 900			
	13 000	4	2 610	89	5 250	150	3 440	89	5 250	150	6 640	150	6 640	89	5 250	150	6 640	1972	13 430			
	14 000	4	3 200	89	6 570	150	6 640	89	6 570	150	9 980	150	9 980	89	6 570	150	9 980	1972	13 430			
	14 800	4	3 830	89	8 580	150	9 980	89	8 580	150	13 880	150	13 880	89	8 580	150	13 880	1972	13 430			
	16 000	8	6 780	89	13 880	150	13 880	89	13 880	150	326/10 236	326/10 236	326/10 236	326/10 236	326/10 236	326/10 236	326/10 236	1972	13 430			
	17 000	8	10 062	89	13 880	150	13 880	89	13 880	150	327	327	327	327	327	327	327	1972	13 430			
134	6 000			163	3 410	237	3 440	253	1 400	311	2 910	355	2 510	443	4 350	468	3 150	1972	3 740			
	7 000			163	4 160	237	5 370	253	1 400	311	2 910	355	2 510	443	5 000	468	3 150	1972	3 740			
	8 000			169	5 160	237	7 560	253	2 190	311	3 510	355	3 240	443	9 520	468	5 850	1972	5 050			
	9 000			89	1 500	237	3 440	253	4 440	311	4 750	355	6 700	443	4 350	468	3 150	1972	9 130			
	10 000	4	1 560	89	3 600	150	1 120	89	3 600	150	1 120	150	1 120	89	3 600	150	1 120	1972	9 130			
	11 000	4	2 230	89	4 870	150	2 810	89	4 870	150	2 810	150	2 810	89	4 870	150	2 810	1972	9 130			
	12 000	4	3 120	89	6 260	150	6 090	89	6 260	150	6 090	150	6 090	89	6 260	150	6 090	1972	9 130			
	13 000	4	3 930	89	7 170	150	6 090	89	7 170	150	6 090	150	6 090	89	7 170	150	6 090	1972	9 130			
	14 000	8	7 170	89	7 170	150	6 090	89	7 170	150	6 090	150	6 090	89	7 170	150	6 090	1972	9 130			
124	6 000			163	3 920	237	2 900	277	1 980	311	1 380	355	2 390	443	2 770	468	3 090	1972	2 300			
	7 000			163	4 790	237	3 780	277	2 370	311	2 220	355	3 240	443	4 060	468	4 000	1972	3 750			
	8 000	4	800	89	2 200	150	350	89	2 200	150	350	150	350	89	2 200	150	350	1972	3 750			
	9 000	4	1 540	89	3 550	150	970	89	3 550	150	970	150	970	89	3 550	150	970	1972	3 750			
	10 000	4	2 400	89	5 040	150	2 950	89	5 040	150	2 950	150	2 950	89	5 040	150	2 950	1972	3 750			
	11 000	4	3 300	89	6 250	150	3 250	89	6 250	150	3 250	150	3 250	89	6 250	150	3 250	1972	3 750			
	12 000	8	4 470	89	6 250	150	3 250	89	6 250	150	3 250	150	3 250	89	6 250	150	3 250	1972	3 750			

Legend Inflow sequence worse than that of 1972

付 録 B - 2
Wabo 発電計画案の検討

各種発電計画代替案の割引電力コスト算出

1 各種代替案の工事数量および積算工事費

Wabo 発電計画に関して、それぞれ FSL と発電機設備容量の異なる 9 個の代替案を用意し、その各々についての工事数量と所要工事費の積算を行った。9 個の代替案には、検討の便宜上、それぞれ付表 B-3 のように計画番号を付することにした。

表B-3. SCHEME IDENTIFICATION

SCHEME	FSL (m)	MOL (m)	FIRM ENERGY	
			OUT PUT (GWh/a) ⁽¹⁾	INSTALLED CAPACITY (MW)
1491	149	119	14200	6 × 360
1492	149	129	13400	6 × 340
1493	149	139	11030	6 × 280
1341	134	94 ⁽²⁾	12220	6 × 310
1342	134	109	11630	6 × 295
1343	134	119	9460	6 × 240
1241	124	94 ⁽²⁾	10450	6 × 265
1242	124	104	9870	6 × 250
1243	124	109	9070	6 × 230

NOTE: (1) Refer to output at generator terminals
(2) Limits of practicable excavation for intake structure

表 B-4 から B-10 までは各代替案に関する主要工事項目の工事数量書であり、表-11 はその工事数量書に基づいて積算した工事費である。

使用した単価については、広汎多岐にわたるため、到産、本稿に記載するわけにはいれないが、付録 E の付表から各主要工事項目に関する単価を知ることができる。

表 B-12 は各代替案の所要投資額に関するものである。表 B-13 は、上記に関する年次別工事資金需要を示したもので、これは 40 ページに掲載した表 6 年次別電力需要予測に対応すべく想定した、発電機の据付け計画に基づいて作成した。FSL EL. 149 の三案(計画番号系 1491, 1492, 1493)については、工事期間が一か年増えることもあり

得るため、これを年次別工事資金需要表に取り入れている。

2 運転、保守維持費

1973年に日本工営が予備スタディを行った際算出した運転、保守維持費(OMコスト)を、それ以降の人員費のエスカレーションを勘案し2倍にし、それを年間OMコストとした。年間800万米ドルのOMコストは必要資材、スペア・パーツ購入、管理費等もふくむと想定した。

3 割引電力コストの算出

各代替案の割引電力コストは、Wabo計画の耐用年限内に発生する総事業収益(与えられた特定の割引率のもとでの割引収益)と総事業費(同上による割引費用)とを均等化させるために必要な電力コストのことである。割引電力コスト算出の前提となる計画の耐用年限は、四基の発電機が営業運転を開始した時点から50年間とした。

各代替案の工事は着工後9年目の12月31日までに完工するが、発電機の据付け工事は表6に示したような電力需要予測に対応して行われるので、上述の完工予定日よりもずれ込むと想定した。発電開始は各代替案とも着工後9年目の1月1日で、以後、表14のごときパターンで発電機を増設し、それぞれ計画した最大発電量の発電にまで到達するものとする。エンジニアリング・コスト、発電事業体管理費をふくむ工事費が、各年、年間を通じてほぼ均等に配分支出されるものと仮定した場合、その年間の総所要工事費は拾もその年の6月30日に一度に支出されたかのごとく考えてもよい訳であり、したがって年間割引費用をそのような考え方に至って計算してもよいはずである。

例えば、表B-13の計画番号1491の場合、5年目の年間所要工事費は9,400万米ドルであるが、この割引工事費は着工後9年目の1月1日(発電開始予定日)現在までには、下記の公式により求められる数値までふくらむことになる。この割引費用の計算式は、

$$US \$ 94,000,000 \times \frac{(100+r)(100+r)(100+r)(100+r/2)}{100 \times 100 \times 100 \times 100}$$

この場合、 r は与えられた特定の割引率を指す。

同様に、第9年目の所要工事費は3,380万米ドルであるが、同年12月31日現在の割引費用は、

$$US \$ 33,800,000 \times \frac{(100+r/2)}{(100+r)}$$

となる。他方、年間OMコストが年間を通じて均等に配分支出されたと仮定した場合、その割引費用は第9年目、第10年目から第58年目まで各年の6月30日に支出する現在価値

での800万米ドルと概ね等しいはずである。

また、各年の6月30日時点で支出されたOMコスト800万米ドルの12月31日現在の割引費用は、 $US \$ 8,000,000 \times \frac{(100+r/2)}{100}$ となる。

計画の第9年目から第58年目まで各年の、12月31日現在の割引費用
 $US \$ 8,000,000 \times \frac{(100+r/2)}{100}$ を現在価値(第9年目1月1日現在)で表すと、

$$US \$ 8,000,000 \times \frac{(100+r/2)}{100} \times K_1 \quad (i) \text{ となる。}$$

ここに、 $K_1 = US \$ 1.0$ 当り50年間賦金減価

$r =$ 割引率

上記(i)式は、第9年目1月1日現在のWaboプロジェクトの割引年間コストと等しい。

表B-13には、各代替案の所要投資額をそれぞれ7%、11%、15%の割引率で割引いたときの割引き費用を示す。第9年目から第58年目まで各年のOrokolo Bay受電端における年間常時受電電力量を表B-14のとおりとし、もし、 y 、すなわち、 $US \$ \times 10^8 / GWh$ で現わされる発生電力量の現在価値が本巻第6章6.1節で論じた「割引電力コスト」と等しいときは、例えば第9年目の年間常時受電電力量は5,800 GWh/aであるから、その年の割引発電収益は、 $US \$ 5.8 \times y \times 10^6$ (表B-14)となる。

第9年目の発生常時電力量が、年間を通じて各月一定の割合で発電されたと仮定した場合、その現在価値(第9年目1月1日現在)での割引収益は、第9年目の6月30日現在で支出した割引費用(同上現在価格)と等しいはずである。

すなわち、 $US \$ 5.8 \times y \times 10^6 \frac{(100+r/2)}{(100+r)}$ となる。この場合、

r は与えられた特定の割引率である。

同様に第10年目に消費された年間常時電力量7,400 GWh/aから年間の割引発電収益を計算すると、

$$\frac{US \$ 7.4 \times y \times 10^6 (100+r/2) \times (100)}{(100+r)(100+r)} \text{ である。}$$

それ以降第15年目までの期間の割引発電収益は、当該各年度の所要工事費(割引費用)と等しい(表B-14, 附画番号系1491の場合)。同様に、第15年目以降第58年目まで各年の割引発電収益(各年6月30日現在)の現在価値は、

$$\frac{US \$ 13.99 \times y \times 10^6 (100 \times r/2) \times (100)^6}{(100+r)(100+r)(100+r)(100+r)(100+r)(100+r)(100+r)}$$

となる。

ここに、 $r =$ 与えられた特定割引率。

第15年目から第58年目までの各年の12月31日現在における現在価値(第9年目1月1日現在)による割引発電収益は、

$$\frac{US \$ 13.99 \times y \times 10^6 (100+r/2) \times (100)^6}{(100+r)^7} \times K_2 \quad \text{となる。}$$

ここに、 $K_2 = US \$ 1.0$ 当り43年間賦金減価

$r =$ 与えられた特定割引率

Orokolo Bay受電端の電力需要が本巻表6のごとく発電開始後5か年間でピークに到達すると想定した場合、異なった割引率のもとでの年間常時受電電力量の現在価値(第9年目1月1日現在)は、表B-15のとおりである。

表B-16は、各代替案の割引工事費と割引OMコストを示すが、割引電力コストは、この割引費用と、割引収益とを均等化することにより算出される。

Wabo発電所とガス・タービン発電所、ないしはAure発電所との連動運転の場合(6.6節参照)の割引電力コストを算出するためには、まずそのベースとしてWabo発電所の設備容量を300MW×6台(Wabo発電所単独稼働案としたときの割引工事費およびOMコストとOrokolo Bay受電端での年間常時受電電力量の現在価値とを出しておく必要がある。すなわち、Wabo発電所の常時出力を増加させるため、発電機の1台当り設備容量を300MWよりも大きくし、送電線の送電容量を増強した場合に発生する追加投資分と年間受電電力量の増加分を付け加えて上記二案の割引電力コストを算出する必要がある。この場合、Wabo発電所タービンの定格出力は、単独運転案の場合と全く変わらないが、発電水頭がMOLよりも高くなることによりタービン出力が増加し、それに対応して発電機の出力も増加すると想定した。

表13(第6章、6.6.4節)は、二つの連動計画に基づく最適Wabo発電案の割引電力コストを示しているが、その算出方法は本稿で説明してきた9個の代替案の割引電力コストの算出プロセスと全く同じである。表B-18はWabo発電所の設備容量を300MW×6台とした場合および325MW×6台、360MW×6台とした場合のそれぞれの割引費用を示す。上記の割引費用とは、第9年目1月1日に至ったときのものである。

表17の9個の代替案に関する割引電力コストは、表B-16に掲げた割引総事業費と表15の年間常時受電電力量の現在価値とをそれぞれ均等化させることによって求めた電力コストである。

TABLE B-4. - QUANTITY ESTIMATES FOR DIVERSION
AND CARE OF RIVER

	SCHEME NO.		1491/2/3	1341/2/3	1241/2/3
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY		
200	<u>DIVERSION AND CARE OF RIVER</u>				
202	<u>Excavation</u>				
	Portal, Common	m ³	574 000	473 000	473 000
	Portal, Orubadi Beds, Rock	m ³	576 000	491 000	491 000
	Portal, Era Beds, Rock	m ³	600 000	778 000	778 000
	Tunnel	m ³	584 000	534 000	534 000
203	<u>Concrete</u>				
	Portal	m ³	31 700	31 700	31 700
	Lining	m ³	108 000	102 500	102 500
	Plug	m ³	23 800	19 900	19 900
204	Cement	t	59 100	55 600	55 600
205	Reinforcing Steel	t	4 870	4 700	4 700
206	Steel Support (250 x 250 x 9 x 14)	t	4 320	4 070	4 070
207	<u>Grouting</u>				
	Backfill	lin m of tunnel	2 630	2 470	2 470
	Consolidation and Curtain	m	16 200	15 300	15 300
208	Drain Holes, ϕ 47 mm	m	3 800	3 600	3 600
209	Sealing Rubber	m	15 800	14 900	14 900

TABLE B-5 - QUANTITY ESTIMATES FOR MAIN DAM EMBANKMENT

ITEM	SCHEME NO.	DESCRIPTION	UNIT	Q U A N T I T Y										
				1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243		
301		Foundation and Abutment Stripping	m ³	2 145 000	2 145 000	2 145 000	2 095 000	2 095 000	2 095 000	2 120 000	2 120 000	2 120 000	2 120 000	
302		Alluvium Beneath Cofferdams	m ³	1 215 000	1 215 000	1 215 000	1 070 000	1 070 000	1 070 000	850 000	850 000	850 000	850 000	
303		Alluvium Between Cofferdams	m ³	130 000	130 000	130 000	100 000	100 000	100 000	80 000	80 000	80 000	80 000	
304		Cofferdam Abutments	m ³	555 000	555 000	555 000	485 000	485 000	485 000	350 000	350 000	350 000	350 000	
305		Remainder of Abutments	m ³	35 000	35 000	35 000	30 000	30 000	30 000	26 000	26 000	26 000	26 000	
306		Drilling and Grouting Foundation	m	2 400	2 400	2 400	2 000	2 000	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	
306		Dental Treatment Concrete	m ³	2 400	2 400	2 400	2 000	2 000	2 000	1 700	1 700	1 700	1 700	
		<u>Embankment Zones</u>												
		(Barge Dumped to EL 11)												
307		Zone 3A - Limestone	m ³	520 000	520 000	520 000	515 000	515 000	515 000	540 000	540 000	540 000	540 000	
308		Zone 4A - Gravels	m ³	635 000	635 000	635 000	620 000	620 000	620 000	625 000	625 000	625 000	625 000	
309		Zone 1A - Gravel-Silts	m ³	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	500 000	
		(Dumped or Placed above EL 11)												
310		Zone 3B - Limestone	m ³	490 000	490 000	490 000	480 000	480 000	480 000	495 000	495 000	495 000	495 000	
311		Zone 4B - Gravels	m ³	815 000	815 000	815 000	720 000	720 000	720 000	660 000	660 000	660 000	660 000	
312		Zone 1A from Required Excavation	m ³	720 000	720 000	720 000	525 000	525 000	525 000	455 000	455 000	455 000	455 000	
		<u>Compacted Zones</u>												
313		Zone 1 - Mudstone Core	m ³	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	
314		Zone 2A - Fine filter	m ³	570 000	570 000	570 000	440 000	440 000	440 000	405 000	405 000	405 000	405 000	
315		Zone 3C - Slope Protection	m ³	190 000	160 000	135 000	180 000	140 000	105 000	140 000	115 000	115 000	100 000	
316		Zone 4C - Gravel-Sands	m ³	4 060 000	3 900 000	3 550 000	3 625 000	3 075 000	2 870 000	2 540 000	2 305 000	2 305 000	2 175 000	
		Zone 5												
317		From Required Excavation	m ³	6 690 000	5 450 000	4 580 000	6 970 000	5 540 000	4 760 000	6 000 000	6 260 000	6 260 000	6 260 000	
318		From Quarry	m ³	3 370 000	4 900 000	6 005 000	-	2 020 000	3 040 000	-	-	-	145 000	
		Total Volume*	m ³	20 040 000	20 040 000	20 040 000	15 650 000	15 650 000	15 650 000	13 305 000	13 305 000	13 305 000	13 305 000	

*Excluding Zone 1A Limestone/Gravels - A - Barge Dumped B - End Dumped C - Compacted

TABLE B-6 -- QUANTITY ESTIMATES FOR SPILLWAY

SCHEME NO.			1491/2/3	1341/2/3	1241/2/3
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY		
400	<u>SPILLWAY</u>				
401	<u>Excavation</u>				
	Clearing	ha	25	25	25
	Common	m ³	1 010 000	1 060 000	1 140 000
	Orubadi Beds, Rock	m ³	2 060 000	1 270 000	1 380 000
	Era Beds, Rock	m ³	1 660 000	2 520 000	3 550 000
402	<u>Backfill</u>				
	Behind Abutment & Walls	m ³	230 000	230 000	240 000
403	<u>Foundation Treatment</u>				
	Grouting	m	8 500	8 500	8 500
	Grouted Anchor Bars	m	30 000	30 000	30 000
404	<u>Concrete</u>				
	Approach Channel Slab	m ³	3 200	3 200	3 200
	Surfacing Approach Channel	m ³	6 200	6 200	6 200
	Approach Wall	m ³	39 300	39 300	39 300
	Crest	m ³	33 000	33 000	33 000
	Abutment Wall	m ³	27 900	27 900	27 900
	Piers	m ³	11 000	11 000	11 000
	Chute Wall	m ³	43 700	46 300	48 200
	Chute Slab	m ³	46 700	46 400	46 200
	Flip Bucket	m ³	16 900	16 900	16 900
	Base Course	m ³	17 000	23 100	23 100
	Bridge	m ³	200	200	200
	Concrete Paving in Plunge Pool	m ³	5 400	5 400	5 400
405	Reinforcing Steel	t	5 590	5 790	5 930
406	Cement	t	67 200	69 000	69 500
407	Prestressing in Piers and Abutments	t force	14 800	14 800	14 800

TABLE B-7 - QUANTITY ESTIMATES FOR INTAKE AND PENSTOCKS

ITEM	DESCRIPTION	UNIT	Q U A N T I T Y														
			1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243						
500	INTAKE AND PENSTOCKS																
501	Excavation																
	Striping	ha	1														
	Common	m ³	510 000	408 000	409 000	637 000	605 000	497 000	492 000	617 000							
	Grubbed Beds, Rock	m ³	1 204 000	1 090 000	876 000	1 530 000	1 180 000	857 000	1 270 000	995 000							
	Era Beds, Rock	m ³	4 906 000	3 690 000	2 830 000	6 570 000	2 910 000	2 150 000	4 690 000	3 220 000							
	(*Including excavation in Power Station)																
502	Concrete																
	Intake Structure	m ³	471 000	220 800	92 800	1 036 200	329 500	170 200	481 200	217 100							
	Anchor Blocks and Ring	m ³	21 400	18 600	15 500	27 000	20 700	19 000	21 400	17 700							
	Girder Support	m ³	64 000	49 000	38 900	89 700	43 300	38 100	64 000	43 900							
	Surfacing Heedrace																
	Channel and Penstock Bench																
503	Grouting	m	13 000	7 200	3 600	24 400	10 000	6 100	13 000	7 000							
504	Reinforcing Steel	t	8 300	4 830	2 730	15 800	6 360	4 070	8 500	4 700							
505	Cement (Excluding cement for grouting)	t	98 800	60 800	33 000	225 200	80 600	48 700	114 100	58 500							

TABLE 9-3 - QUANTITY ESTIMATES FOR POWER STATION

ITEM	SCHEME NO.	Q U A N T I T Y											
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243			
DESCRIPTION	UNIT												
600 POWER STATION													
601 Backfill (free draining) Surrounding Power Station	m ³	71 000	68 000	62 100	80 600	72 000	67 000	71 500	68 000	64 100			
602 Concrete													
Backfill	m ³	4 700	3 550	2 200	5 350	3 750	2 400	4 750	3 550	2 450			
Penstock Surround	m ³	9 250	7 700	6 250	10 500	8 100	6 850	9 500	7 700	5 900			
Substructure	m ³	89 300	76 750	56 000	101 250	81 000	61 140	90 000	76 750	61 800			
Intermediate Structure	m ³	46 950	39 400	31 450	53 200	41 600	34 350	47 500	39 400	34 700			
Superstructure	m ³	9 200	7 950	6 600	10 450	8 400	7 200	9 400	7 950	7 300			
Switch-House	m ³	3 400	3 400	3 400	3 850	3 600	3 700	3 500	3 400	3 400			
603 Reinforcing Steel	t	12 500	10 600	8 530	14 200	11 200	9 300	12 800	10 600	9 410			
604 Cement	t	45 700	47 800	29 650	51 800	50 500	32 400	45 600	47 800	32 700			
605 Steel													
Structural	t	75	64	58	85	68	53	76	64	61			
Lino Landing Structure	t	20	20	20	23	21	22	20	20	20			
606 Roof	m ²	8 300	7 170	6 100	9 400	7 570	6 700	8 500	7 170	6 680			

TABLE 8-9 - QUANTITY ESTIMATES FOR SADDLE DAMS

ITEM DESCRIPTION	UNIT	Q U A N T I T Y												
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243	1243			
700 SADDLE DAMS														
701 Foundation Excavation	m ³	3 550 000	3 550 000	3 550 000	2 550 000	2 550 000	2 550 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000
		Allow 10 000	10 000	10 000	8 000	8 000	8 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000
702 Drilling and Grouting Foundations	m	Allow 700	700	700	500	500	500	300	300	300	300	300	300	300
703 Dental Treatment Concrete	m ³													
<u>Embankment Zones</u>														
704 Zone 1 - Mudstone	m ³	3 640 000	3 640 000	3 640 000	1 795 000	1 795 000	1 795 000	1 145 000	1 145 000	1 145 000	1 145 000	1 145 000	1 145 000	1 145 000
705 Zone 2A - Fine Filter	m ³	930 000	930 000	930 000	535 000	535 000	535 000	365 000	365 000	365 000	365 000	365 000	365 000	365 000
706 Zone 3 - Rockfill	m ³	9 240 000	9 305 000	9 425 000	4 325 000	4 370 000	4 415 000	2 340 000	2 340 000	2 340 000	2 340 000	2 340 000	2 340 000	2 340 000
707 Zone 3A - Slope Protection	m ³	430 000	365 000	245 000	345 000	300 000	255 000	200 000	175 000	200 000	175 000	155 000	155 000	155 000
708 Zone 4 - Gravel-Sands	m ³	2 100 000	2 100 000	2 100 000	1 140 000	1 140 000	1 140 000	630 000	630 000	630 000	630 000	630 000	630 000	630 000
Total Volume	m ³	16 340 000	16 340 000	16 340 000	8 240 000	8 240 000	8 240 000	4 880 000	4 880 000	4 880 000	4 880 000	4 880 000	4 880 000	4 880 000

TABLE 8-10 - QUANTITY ESTIMATES FOR PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT

ITEM DESCRIPTION	UNIT	Q U A N T I T Y												
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243	1243			
900 PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT														
901 Diversion Closure Gates and Hoists (14.5m high x 7.25m wide x 6 Nos.)	t	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240	1 240
902 Spillway Gates and Hoists (18.5m high x 17.5m wide x 4 Nos.)	t	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560	1 560
903 Spillway Stoplogs (18.5m high x 17.5m wide x 1 No.)	t	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
904 Intake Trashracks	t	380	310	280	440	330	280	380	310	310	310	240	240	240
905 Intake Gates and Hoists	t	1 450	1 040	570	1 950	1 240	830	1 530	1 050	1 050	1 050	930	930	930
906 Intake Stoplogs and Guide Frame	t	730	540	330	900	610	410	730	530	530	530	390	390	390
907 Intake Entry Crane and Accessories	t	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
908 Penstocks and Accessories	t	16 720	13 850	11 840	16 870	13 000	10 580	13 540	11 310	11 310	11 310	9 400	9 400	9 400

TABLE B-11 - CONSTRUCTION COST ESTIMATES US\$ x 10⁶

ITEM	DESCRIPTION	SCHEME NO.										
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243		
1	Diversion and Case of River	58.1	58.1	58.1	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
2	Main Dam	110.5	113.1	114.7	84.6	89.9	91.2	73.9	74.8	74.3	74.3	74.3
3	Spillway	54.8	54.8	54.8	55.9	55.9	55.9	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8
4	Intake and Penstock Bench	79.0	82.0	85.5	132.0	57.5	35.5	79.0	49.0	38.5	38.5	38.5
5	Power Station	38.8	34.3	26.1	44.0	36.2	28.5	39.5	34.3	28.7	28.7	28.7
6	Saddle Dams	122.5	122.4	122.3	68.2	68.1	68.1	40.2	40.2	40.2	40.2	40.2
7	Power Generating Equipment	138.0	127.8	102.0	137.0	120.5	97.0	118.5	104.0	98.5	98.5	98.5
8	Permanent Mechanical Equipment	57.0	49.6	41.6	62.6	50.0	41.2	52.0	44.2	36.6	36.6	36.6
9	Transmission Line and Switching Station (Wabo to Orokolo Bay)	72.7	70.1	64.7	69.2	68.2	55.7	61.3	56.9	54.7	54.7	54.7
10	Access Road	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
Total		753.4	704.1	641.7	730.6	623.4	550.2	602.3	541.3	511.4	511.4	511.4

Note: These costs are used for the optimisation study only.

TABLE B-12 - WABO CAPITAL COST US\$ x 10⁶

ITEM	DESCRIPTION	1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243
1	General Items	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7
2	Wabo Hydro Works	753.4	704.1	641.7	730.6	623.4	550.2	602.3	541.3	511.4
3	Contingency	70.0	65.6	60.0	68.0	58.3	51.7	56.4	50.9	48.2
4	Engineering and Administration	76.3	71.5	65.4	74.1	63.6	56.4	61.3	61.7	52.6
5	Access Road for Transmission	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
6	Total (Items 1 to 5)	946.3	887.8	813.7	919.3	791.9	704.9	766.8	700.5	658.6

TABLE B-13 - DISBURSEMENT OF WABO CAPITAL COST AND DISCOUNTED COSTS US\$ x 10⁶

YEAR	SCHEME NO.	1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243
1		7.8	7.4	6.9	7.6	6.5	5.9	6.3	5.8	5.4
2		15.7	14.7	13.8	15.1	13.0	11.8	12.5	11.5	10.9
3		15.7	14.8	13.9	15.2	13.0	11.8	12.6	11.6	10.9
4		70.5	66.3	62.4	68.2	58.5	53.1	56.4	52.0	48.8
5		94.0	88.4	83.2	90.9	77.9	70.8	75.2	69.3	65.1
6		200.7	188.3	172.3	195.0	168.0	155.0	170.5	155.4	145.2
7		326.1	314.6	290.0	325.2	279.9	256.6	270.8	254.7	239.5
8		154.9	145.1	137.2	160.0	138.4	120.6	134.4	121.8	114.7
9		33.8	31.5	27.2	33.1	28.8	18.3	20.3	18.4	17.4
10		18.1	8.4	6.9	9.0	7.9				
11		9.0	8.3							
	Total Capital Cost	946.3	887.8	813.7	919.3	791.9	704.9	766.8	700.5	658.6
	Discounted Cost at 7% Discount Rate	1090.9	1025.3	943.1	1062.9	915.4	818.5	887.7	812.8	764.2
	Discounted Cost at 11% Discount Rate	1185.2	1119.0	1026.9	1156.1	995.5	892.1	966.2	885.6	832.6
	Discounted Cost at 15% Discount Rate	1289.1	1213.7	1119.3	1259.3	1063.3	973.0	1052.2	965.3	907.7

Note: The discounted costs for various interest rates are based on discounting the capital expenditure to 1 January of Year 9.

TABLE B-14 - CONSUMPTION OF FIRM ENERGY RECEIVED
AT INDUSTRIAL SITE AT OROKOLO BAY GWh/a

YEAR	1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243
9	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800
10	7 400	7 400	7 400	7 400	7 400	7 400	7 400	7 400	7 400
11	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000
12	10 600	10 600	10 600	10 600	10 600	9 330	10 300	9 730	8 940
13	12 200	12 200	10 880	12 050	11 470	9 330	10 300	9 730	8 940
14	13 700	13 210	10 880	12 050	11 470	9 330	10 300	9 730	8 940
15-58	13 990	13 210	10 880	12 050	11 470	9 330	10 300	9 730	8 940

TABLE B-15 - PRESENT VALUE OF ENERGY RECEIVED AT OROKOLO BAY
(US\$ x 10⁶)

DISCOUNT RATE	1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243
7%	168.7 Y	161.6 Y	138.7 Y	150.6 Y	144.8 Y	122.9 Y	132.6 Y	126.4 Y	117.7 Y
11%	105.3 Y	101.5 Y	88.7 Y	95.4 Y	92.2 Y	78.9 Y	85.1 Y	81.5 Y	76.3 Y
15%	74.8 Y	72.4 Y	64.4 Y	68.7 Y	66.5 Y	57.9 Y	62.2 Y	59.7 Y	56.2 Y

Note: Present value of energy is based on discounting figures from Table B-14 to 1 January Year 9.

TABLE 8-16 - WABO DISCOUNTED CAPITAL AND ANNUAL COST (US\$ x 10⁶)
(DISCOUNTED TO 1 JANUARY YEAR 9)

DISCOUNT RATE	SCHEME NO.	COST DETAIL										
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243		
7%	Capital	1090.9	1025.3	943.1	1062.9	915.4	818.5	887.7	812.8	764.2		
	Annual	106.5	106.5	106.5	106.5	106.5	106.5	106.5	106.5	106.5		
	Total	1197.4	1131.8	1049.6	1169.4	1021.9	925.0	994.2	919.3	870.7		
11%	Capital	1185.2	1115.0	1026.9	1156.1	995.5	892.1	966.2	885.6	832.6		
	Annual	68.7	68.7	68.7	68.7	68.7	68.7	68.7	68.7	68.7		
	Total	1253.9	1183.7	1095.6	1224.8	1064.2	960.8	1034.9	954.3	901.3		
15%	Capital	1289.1	1213.7	1119.3	1258.3	1083.3	973.0	1052.2	965.3	907.7		
	Annual	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8	49.8		
	Total	1338.9	1265.3	1169.1	1308.1	1133.1	1022.8	1102.0	1015.1	957.5		

TABLE 8-17 - WABO DISCOUNTED ENERGY COST (US\$ x 10³/Gwh) (1)

DISCOUNT RATE %	SCHEME NO.	COST DETAIL										
		1491	1492	1493	1341	1342	1343	1241	1242	1243		
7	Capital	7.10	7.00	7.57	7.76	7.05	7.58	7.5	7.27	7.40		
	Annual	11.91	11.66	12.35	12.84	11.54	12.18	12.16	11.71	11.81		
	Total	17.90	17.45	18.15	19.04	17.04	17.66	17.72	17.00	17.04		

Note: (1) Calculated values of y in US\$ x 10³/Gwh

TABLE B-18. -- DISCOUNTED CAPITAL AND ANNUAL COST FOR WABO INSTALLATION
 ABOVE 6 x 300 MW (US\$ x 10⁶)

INSTALLED CAPACITY (MW)	CAPITAL PLUS ANNUAL	CAPITAL INCLUDES ADDITIONAL GENERATOR AND TRANSMISSION CAPACITY (1)		DISCOUNTED VALUE OF ENERGY SOLD US\$ x 10 ⁶ (2)		
		6 x 300	6 x 325		6 x 360	
Discount Rate %		Incremental	Total	Incremental	Total	
7	1 020.6	13.5	1 034.1	17.9	1 038.5	145.8 y
11	1 054.7	14.1	1 068.8	19.2	1 073.9	91.8 y
15	1 113.5	14.7	1 128.2	20.5	1 134.0	65.4 y

Note: (1) The incremental discounted capital cost for transmission includes the cost required to transmit 6 x 360 Mw minus the cost to transmit 6 x 300 Mw from Wabo (see Section 5.6)

(2) Refers to Wabo Energy alone received at Orokolo Bay (11 660 Gwh/a)

(3) Wabo Installation includes one standby unit

付 録 B-3

ガス・タービンによるWabo発電所常時出力

増加計画にかかわる割引電力コスト

Wabo発電所の常時出力増加のため、ガス・タービン発電所との連動運転を行った場合の割引電力コスト算出に関しては、両発電所の所要工事費と年間の運転、保守維持費（OMコスト）について必要計算作業を行った。

ガス・タービン発電所の所要工事費およびOMコストについては、下記想定のもとに決定した。

- ・1台当り60MWの発電機の電力コストを200米ドル/KWとする。これは発電機の調達、輸送、据付け、発電事業体管理費等、一切の必要経費をふくむ。
- ・使用燃料は、ハイ・スピード・ディーゼル油、1976年現在価格でKina 0.48/ガロン（Kina 0.106/リットル）、カロリー43,000KJ/Kg、比重0.85（摂氏15度までのとき）。
- ・所要熱量14,500KJ/KWh（熱効率24.8%）
- ・通貨交換レート Kina 1.0 = US \$ 1.306、したがってKWh当り所要燃量は

$$\frac{14,500}{43,000 \times 0.85} = 0.397 \text{リットル/KWh}$$

燃量費は $0.106 \times 1.306 \times 0.397 = \text{US } \$ 0.055 / \text{KWh}$ となる。

以上からガス・タービン発電所の発電コストは、スペア・パーツと発電所運転要員の人件費とをKW当り電力コストに加えた合計額と想定した。その結果、例えばWabo発電所の設備容量が360MW×6台で、ガス・タービン発電所のロード・ファクターを約2%と考えた場合の電力コストは、KW当り5米ドルとなる。この場合、発電所主要パーツの交換は10年に一回行うものとした。

Orokolo Bay受電端での常時電力需要（表6）に対応すべく、Wabo発電所と連動運転を行った場合、ガス・タービン発電所の年次別所要工事費、燃料費、OMコストは表B-19のとおりとなる。

ガス・タービン発電所との連動運転開始後、Orokolo Bay受電端での常時電力消費の状況を年次別に示したのが表B-20で、表B-21はその場合のWabo発電所およびガス・タービン発電所の割引電力コストと発生常時電力量の現在価値を異なる割引率と貯水位（ターゲット・レベル）別に示したものである。したがって、表B-21は上述の総括表ともいえる。

TABLE B-19. - GAS TURBINE DISBURSEMENT OF CAPITAL AND ANNUAL COSTS (US\$ x 10⁶)

(WABO 6 x 360 MW - 14 000 GWh/a AT OROKOLO BAY)

YEAR	STORAGE TARGET ELEVATION m (1)											
	135.0			132.5			130.0			121.2		
	C	F	O&M	C	F	O&M	C	F	O&M	C	F	O&M
10	18.0			21.0			24.0			33.0		
11	36.0	10.5	1.8	42.0	8.9	2.1	48.0	7.7	2.4	66.0	5.8	3.3
12	18.0	21.0	1.8	21.0	16.7	2.1	24.0	15.5	2.4	33.0	11.7	3.3
13		21.0	1.8		16.7	2.1		15.5	2.4		11.7	3.3
14		21.0	1.8		16.7	2.1		15.5	2.4		11.7	3.3
15		21.0	1.8		16.7	2.1		15.5	2.4		11.7	3.3
↓		↓	↓		↓	↓		↓	↓		↓	↓
58		21.0	1.8		16.7	2.1		15.5	2.4		11.7	3.3
TOTAL	1133.1			959.9			929.5			831.1		
Note: C - Capital F - Fuel O&M - Operation and Maintenance (1) For corresponding gas turbine installed capacity, see Table B-21.												

TABLE B-20. - CONSUMPTION OF ADDITIONAL FIRM ENERGY - GWh/a

YEAR	FIRM ENERGY 14 000 GWh/a (WABO 6 x 360 MW)	FIRM ENERGY 16 790 GWh/a (WABO 6 x 432 MW)
13	2 340	2 340
14	2 340	3 840
15	2 340	5 340
↓	↓	↓
58	2 340	5 340
Note: Wabo installation includes one standby unit		

TABLE B-21. - WABO 6 x 360 MW PLUS GAS TURBINES - DISCOUNTED COSTS AND ENERGY VALUES

DISCOUNT RATE	TARGET STORAGE ELEVATION m	GAS TURBINE INSTALLED CAPACITY MW	DISCOUNTED CAPITAL AND ANNUAL COST US\$ x 10 ⁶		DISCOUNTED VALUE OF ENERGY SOLD (US\$ x 10 ⁶)			DISCOUNTED ENERGY COST US\$ x 10 ³ /GWh (2)	
			WABO (1)	GAS TURBINE FIRING	TOTAL	WABO (1)	GAS TURBINE FIRING		TOTAL
7%	135	6 x 60	1 038.5	316.9	1 355.4	145.8y	23.5y	169.3y	8.00
	132.5	7 x 60	1 038.5	282.8	1 321.3	145.8y	23.5y	169.3y	7.80
	130.0	8 x 60	1 038.5	282.5	1 321.0	145.8y	23.5y	169.3y	7.80
	121.2	11 x 60	1 038.5	280.8	1 319.3	145.8y	23.5y	169.3y	7.79
11%	135	6 x 60	1 073.9	207.9	1 281.8	91.8y	13.2y	105.0y	12.22
	132.5	7 x 60	1 073.9	191.1	1 265.0	91.8y	13.2y	105.0y	12.05
	130.0	8 x 60	1 073.9	194.0	1 267.9	91.8y	13.2y	105.0y	12.00
	121.2	11 x 60	1 073.9	202.9	1 276.8	91.8y	13.2y	105.0y	12.16
15%	135	6 x 60	1 134.0	152.9	1 286.9	65.4y	8.3y	73.7y	17.46
	132.5	7 x 60	1 134.0	144.2	1 278.2	65.4y	8.3y	73.7y	17.34
	130.0	8 x 60	1 134.0	148.3	1 282.3	65.4y	8.3y	73.7y	17.40
	121.2	11 x 60	1 134.0	161.5	1 295.5	65.4y	8.3y	73.7y	17.58

Note: (1) See Table B-18 Appendix B-2 (2) Calculated values of y in US\$ x 10³/GWh
(3) Wabo installation includes one standby unit

付 録 B-4
常時化補助電源としての Aure 水力発電計画案の
割引電力コスト

Aure 流れ込み式発電計画案（設備容量 110 MW×4 台）および貯水式発電計画案（155 MW×4 台）の工事費は、それぞれ下記のごとく積算した。

両案の工事数量を縮尺 1:25,000 の地形図および縮尺 1:2,000 の地形図により算出したが、その結果を表 B-22（主要工事項目に関する工事数量）および表 B-23（工事費）に要約した。

Aure 段階開発を考慮に入れた Wabo および Aure 両発電計画の年次別工事資金需要を算出したが、Aure 発電所の連動運転に伴う Wabo 発電所工事費の増加分は、下記による費用増加をカバーするものとする。

- ・ Aure 流れ込み式あるいは貯水式発電案との組み合わせによって Wabo 発電所の常時出力が 1,500 MW から 1,800 MW あるいは 1,985 MW（発電端での年間常時発生電力量 15,640 GWh/a）に増加したことに伴う送電線の送電容量増加にかかわる工事費追加分。
- ・ Aure 流れ込み式発電計画との連動運転による常時出力増強のため、Wabo 発電所設備容量を 300 MW×6 台から 325 MW×6 台に増加させた場合の追加工事費。

表 B-24 は上記の年次別工事資金需要想定の要約である。

Aure 計画の年間 OM コストを 200 万米ドルとし、発電開始期日を第 12 年目と想定した場合、第 9 年目 1 月 1 日現在価格での割引 OM コストは、

$$\frac{\text{US\$}2,000,000 \times (100+r/2) (100)^8}{(100+r)(100+r)(100+r)(100+r)} \times K_g \quad \text{となる。}$$

ここに、

$K_g = \text{US\$}1.00$ 当り 46 年間賦金減価

$r =$ 与えられた特定の割引率

Aure 計画の割引工事費および OM コストの要約を表 B-25 に示す。

表 B-26 は割引率 7%、11%、15% のときの割引事業費、割引発電収益および割引電力コストを要約したものである。この場合の割引発電収益は、Orokolo Bay 受電端での年間常時電力需要がガス・タービン発電所のところで想定したと同じ規模で増加することを前提に算出した（表 B-20 参照）。

TABLE B-22 - CONSTRUCTION FEATURE QUANTITY ESTIMATES

DESCRIPTION	UNIT	S C H E M E	
		RUN-OF-RIVER (4x110MW)	STORAGE (4x155MW)
DAM (Earth and Rockfill)			
Temporary Cofferdam Fill	m ³		20 000
Excavation for Foundations	m ³		1 700 000
Drilling and Grouting Foundations	m ³		60 000
Foundation Concrete	m ³		1 300
U/S and O/S Cofferdam Rockfill	m ³		1 600 000
Cofferdam Earthfill	m ³		500 000
Main Embankment			
Earthfill	m ³		3 000 000
Filter	m ³		870 000
Rockfill	m ³		7 850 000
Random Fill	m ³		1 600 000
DIVERSION WEIR (Concrete Gravity)			
Excavation for Foundations	m ³	50 000	
Concrete-mass	m ³	40 000	
Cement	t	13 000	
Reinforcement	t	200	
SPILLWAY			
Excavation for Foundations	m ³		1 200 000
Drilling and Grouting Foundations	m		30 000
Concrete			
Crest	m ³		5 400
Chute Slabs	m ³		19 500
U/S Apron	m ³		3 000
Walls	m ³		10 000
Bucket	m ³		2 500
Cement	t		12 200
Reinforcement	t		1 400

TABLE B-22 - CONSTRUCTION FEATURE QUANTITY ESTIMATES (CON'T)

DESCRIPTION	UNIT	S C H E M E	
		RUN-OF-RIVER (4x110MW)	STORAGE (4x155MW)
Anchor Bars	t		100
Backfill behind Walls	m ³		500 000
Shotcrete	m ³		500
DIVERSION TUNNELS (2 x 13.5 M Dia)			
Excavation	m ³		
Open Cut	m ³		2 600 000
Underground	m ³		200 000
Steel Rib Support	t		1 500
Concrete			
Portals	m ³		18 300
Tunnel Lining	m ³		45 600
Tunnel Plug	m ³		10 000
Cement	t		22 400
Reinforcement	t		2 500
INTAKE TO PRESSURE TUNNEL			
Excavation	m ³	18 000	18 000
Concrete	m ³	9 800	9 800
Reinforcement	t	1 100	1 100
Cement	t	3 000	3 000
GATE SHAFT TO PRESSURE TUNNEL			
Excavation	m ³		4 000
Concrete	m ³		2 000
Reinforcement	t		200
Cement	t		600
HEADRACE PRESSURE TUNNEL			
Excavation	m ³	390 000	390 000
Concrete	m ³	100 000	100 000
Reinforcement	t	3 000	3 000
Cement	t	30 000	30 000
Steel Rib Support	t	2 800	2 800

TABLE B-22 - CONSTRUCTION FEATURE QUANTITY ESTIMATES (CON'T)

DESCRIPTION	UNIT	S C H E M E	
		RUN-OF-RIVER (4x110MW)	STORAGE (4x155MW)
SURGE TANK			
Excavation	m ³		
Open Cut	m ³	9 000	15 000
Shaft	m ³	10 000	20 000
Concrete Chamber	m ³	1 800	2 250
Shaft	m ³	4 000	7 000
Reinforcement	t	1 200	900
Cement	t	2 800	3 000
TUNNEL PENSTOCKS			
Excavation	m ³	28 000	28 000
Steel Rib Support	t	300	300
Concrete	m ³	13 000	13 000
Cement	t	4 000	4 000
Reinforcement	t	500	500
SURFACE PENSTOCK			
Excavation	m ³	100 000	100 000
Concrete	m ³	30 000	30 000
Cement	t	9 000	9 000
Reinforcement	t	1 000	1 000
POWER STATION			
Excavation	m ³	100 000	120 000
Concrete	m ³	30 000	35 000
Cement	t	9 000	10 500
Reinforcement	t	3 000	3 500
PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT			
Intake Gates	t	240	240
Surge Tank Gates	t	530	530
Trashracks	t	20	20

TABLE B-22 - CONSTRUCTION FEATURE QUANTITY ESTIMATES (CONT)

DESCRIPTION	UNIT	S C H E M E	
		RUN-OF-RIVER (4x110Mw)	STORAGE (4x155Mw)
Stoplog Guide Frame	t	40	40
Steel Liner	t	2 500	2 500
Steel Penstocks	t	7 000	7 700
Bifurcates (2 off)	t	200	240
POWER PLANT AND TRANSFORMERS		4x110 Mw	4x155 Mw
TRANSMISSION			
Transmission Line and Switching Gear	(500 kV single circuit) (Aure to Wabo - 40km)		

TABLE B-23 - AURE CONSTRUCTION COSTS US\$ x 10⁶

DESCRIPTION	S C H E M E	
	RUN-OF-RIVER	STORAGE
1. Access Road and Landing Stage	9.80	9.80
2. Dam or Diversion Weir	6.50	105.40
3. Pressure Tunnel and Structures	61.32	62.69
4. Power Station	11.08	12.95
5. Power Plant	37.50	46.50
6. Permanent Mechanical Equipment	25.80	27.46
7. Transmission (Aure to Wabo)	9.00	9.00
8. Spillway		19.00
9. Diversion Tunnels		33.60
Total:	161.00	326.40
AURE CAPITAL COSTS US\$ x 10 ⁶		
1. Hydro Construction	161.00	326.40
2. Contingency - 15% of (1)	24.15	48.96
3. Engineering and Administration - 9% of (1) + (2)	16.85	33.64
Total:	202.00	409.00

TABLE B-24 - DISBURSEMENT OF CAPITAL COST
FOR AURE SCHEMES US\$ x 10⁶

YEAR	S C H E M E					
	RUN-OF-RIVER			STORAGE		
	AURE	INCREMENTAL WABO (1)	TOTAL	AURE	INCREMENTAL WABO (2)	TOTAL
6	7.8	3.1	10.9	10.0	4.6	14.6
7	23.6	3.1	26.7	25.0	4.6	29.6
8	31.4	3.2	34.6	50.0	4.7	54.7
9	62.4	3.2	65.6	103.0	4.7	107.7
10	38.6		38.6	81.0		81.0
11	30.7		30.7	90.0		90.0
12	7.5		7.5	30.0		30.0
13				20.0		20.0
Total:	202.0	12.6	214.6	409.0	18.6	427.6

Note: (1) Due to generator increase from 6 x 300 MW to 6 x 325 MW plus transmission line increase.
(2) Transmission line increase only.

TABLE B-25 - AURE SCHEME DISCOUNTED COST US\$ x 10⁶

DISCOUNT RATE %	S C H E M E					
	RUN-OF-RIVER			STORAGE		
	C	D&M	TOTAL	C	O&M	TOTAL
7	208.5	21.6	230.1	398.0	21.6	419.6
11	206.2	11.9	218.1	385.9	11.9	397.8
15	204.7	8.0	212.7	375.4	8.0	383.4

Note: C = Capital including Wabo increase.
O&M = Operation and Maintenance

TABLE B-26. - WABO (6 x 325 Mw) PLUS AURE RUN-OF-RIVER (4 x 110 Mw)
DISCOUNTED COSTS AND ENERGY VALUES

DISCOUNT RATE	DISCOUNTED CAPITAL AND ANNUAL COST US\$ x 10 ⁶			DISCOUNTED VALUE OF ENERGY SOLD US\$ x 10 ⁶			DISCOUNTED ENERGY COST US\$ x 10 ³ /Gwh (2)
	WABO (1)	AURE	TOTAL	WABO ALONE (1)	AURE FIRING	TOTAL	
7%	1 034.1	230.1	1 264.2	145.8y	23.5y	169.3y	7.47
11%	1 068.8	218.1	1 286.9	91.8y	13.2y	105.0y	12.26
15%	1 128.2	212.7	1 340.9	65.4y	8.3y	73.7y	18.19

Note: (1) See Table B-18 Appendix B-2

(2) Calculated values of y in US\$ x 10³/Gwh

付 録 B-5
単独開発案としてAure水力発電計画案の
割引電力コスト

表B-27はAure代替案(A1、A2、A3、A4案)に関するステージ別工事費の要約である。表B-28は同じくステージ別所要事業費を、表B-29は、Orokolo Bay受電端での常時電力需要がピークに到達する期間を、Wabo発電開始後それぞれ5か年および10か年と想定したときのA1、A2、A3案に関する年次別資金需要をステージに分けて示したものである。

Wabo発電計画の耐用年限を発電開始後50年とした場合の各代替案の割引事業費および発電収益は、本巻6.4節に述べたと同様の方法で決めた。運転、保守維持費をふくむ割引OMコストは、発電開始後各ステージとも年間200万米ドルとした。

表B-29はA1、A2、A3案に関する年次別資金需要と割引率が7%、11%、15%のときの割引事業費および発電収益、割引電力コストを取りまとめた総括表でもある。A4案の費用回収については、本巻第10章に述べたごとき方法で行うものとする

TABLE B-27. - AURE CONSTRUCTION COSTS (AS AN INITIAL DEVELOPMENT) US\$ x 10⁶

DESCRIPTION	S C H E M E											
	A1			A2			A3			A4		
	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL
1. Access Road and Landing Stage	9.80		9.80	9.80		9.80	9.80		9.80	9.80		9.80
2. Diversion Weir	6.50		6.50	6.50		6.50	6.50		6.50	6.50		-
3. Pressure Tunnel and Structures	32.16	32.16	64.32	34.85	34.85	69.70	40.65	40.65	81.30	40.65	40.65	81.30
4. Power Station	6.50	6.50	13.00	7.00	7.00	14.00	7.50	7.50	15.00	7.50	7.50	14.00
5. Power Plant	22.00	22.00	44.00	23.00	23.00	46.00	26.00	26.00	52.00	26.00	26.00	46.00
6. Permanent Mechanical Equipment	13.30	13.30	26.60	14.40	14.40	28.80	16.90	16.90	33.80	16.90	16.90	27.80
7. Transmission (1)	21.50		21.50	21.50		21.50	21.50		21.50	21.50		50.00
8. Spillway		16.60	16.60		21.20	21.20		19.00	19.00	19.00		21.20
9. Diversion Tunnels		26.80	26.80		27.80	27.80		33.60	33.60	33.60		27.80
10. Storage Dam		43.40	43.40		68.30	68.30		105.40	105.40	105.40		68.30
11. Transmission Access	12.00		12.00	12.00		12.00	12.00		12.00	12.00		12.00
Total	123.76	160.76	284.52	129.05	196.55	325.60	140.85	249.05	389.90	140.85	249.05	339.20

Note: (1) Transmission to Orokolo Bay for schemes A1, A2 and A3. Transmission to Hail Sound for A4.

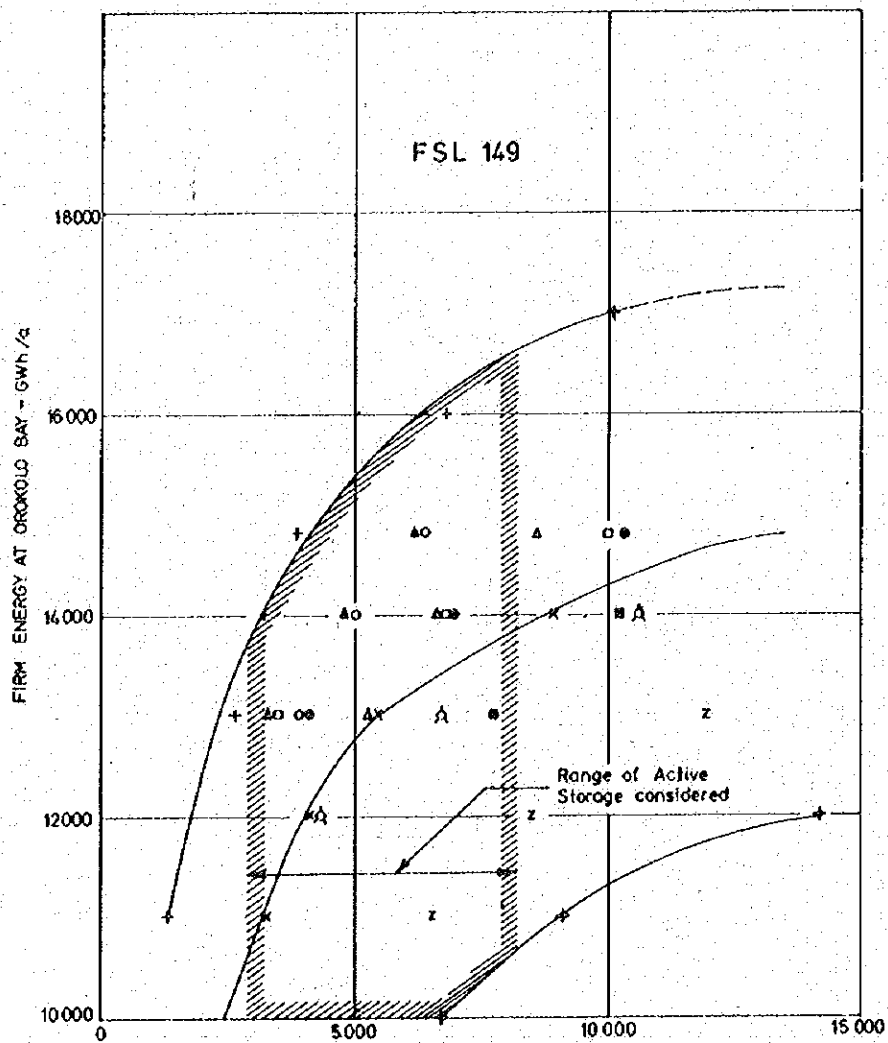
TABLE 8-28. - AURE CAPITAL COSTS (AS AN INITIAL DEVELOPMENT) US\$ x 10⁶

DESCRIPTION	S C H E M E											
	A1			A2			A3			A4		
	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL	STAGE 1	STAGE 2	TOTAL
1. Hydro Construction	123.76	160.76	284.52	129.05	196.55	325.60	140.85	249.05	389.90	339.20		
2. Contingency - 15% of (1)	18.56	24.11	42.67	19.35	29.48	48.84	21.13	37.36	58.49	50.90		
3. Engineering and Administration 9% of (1) and (2)	12.68	16.63	29.31	13.39	20.37	33.76	14.62	25.79	40.41	35.10		
Total	155.00	201.50	356.50	161.80	246.40	408.20	176.60	312.20	488.80	425.20		

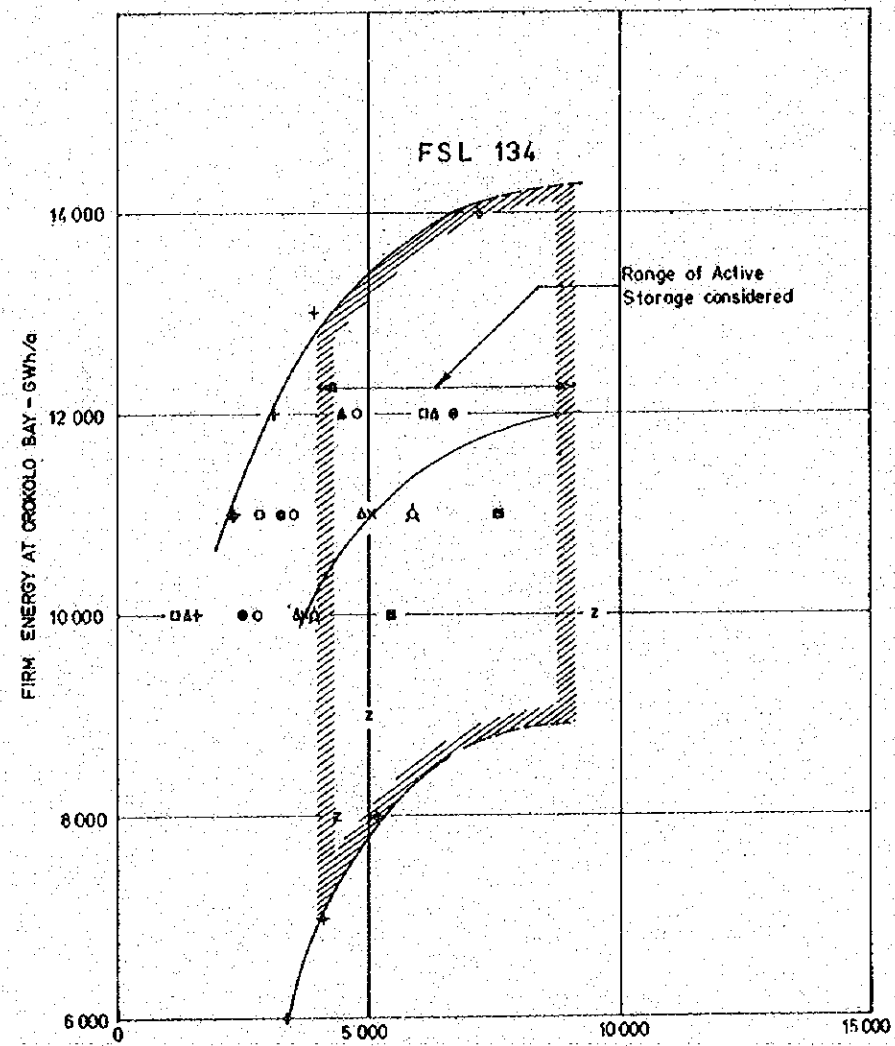
TABLE 8-29 - DISBURSEMENT OF CAPITAL COSTS AND DISCOUNTED COSTS
(AURE AS AN INITIAL DEVELOPMENT)

YEAR	STAGE 1			STAGE 2 DEVELOPMENT PERIOD 5 YEARS						STAGE 2 DEVELOPMENT 10 YEARS						
	SCHEME			A1		A2		A3		A1		A2		A3		
	A1	A2	A3	STAGE 2	TOTAL	STAGE 2	TOTAL	STAGE 2	TOTAL	STAGE 2	TOTAL	STAGE 2	TOTAL	STAGE 2	TOTAL	
1	15.5	16.2	17.7		15.5	16.2	17.7	17.7	17.7	15.5	16.2	17.7	17.7	15.5	16.2	17.7
2	31.0	32.4	35.3		31.0	32.4	35.3	35.3	35.3	31.0	32.4	35.3	35.3	31.0	32.4	35.3
3	46.5	48.5	53.0		46.5	48.5	53.0	53.0	53.0	46.5	48.5	53.0	53.0	46.5	48.5	53.0
4	31.0	32.3	35.2		31.0	32.3	35.2	35.2	35.2	31.0	32.3	35.2	35.2	31.0	32.3	35.2
5	15.5	16.2	17.7		15.5	16.2	17.7	17.7	17.7	15.5	16.2	17.7	17.7	15.5	16.2	17.7
6	7.8	8.1	8.9		20.1	24.6	31.2	31.2	40.1	7.8	8.1	8.9	8.9	7.8	8.1	8.9
7	7.7	8.0	8.8		30.2	37.0	46.8	46.8	55.6	7.7	8.0	8.8	8.8	7.7	8.0	8.8
8					40.3	49.3	62.4	62.4	62.4	-	-	-	-	-	-	-
9					60.4	73.9	93.7	93.7	93.7	-	-	-	-	-	-	-
10					20.2	24.6	31.3	31.3	31.3	-	-	-	-	-	-	-
11					20.1	24.5	31.2	31.2	31.2	20.1	24.6	31.2	31.2	20.1	24.5	31.2
12					10.2	12.5	15.6	15.6	15.6	10.2	12.5	15.6	15.6	10.2	12.5	15.6
13																
14																
15																
16																
17																
Capital Costs (US\$ x 10 ⁶)	155.0	161.8	176.6	201.5	356.5	408.2	488.8	312.2	488.8	201.5	246.4	408.2	488.8	356.5	408.2	488.8
Discounted Cost at Discount Rate (US\$ x 10 ⁶)	219.5	227.9	246.4	193.8	413.3	233.1	536.8	290.4	536.8	131.5	159.2	387.1	446.5	351.1	387.1	446.5
Present Value of Energy at Discount Rate (US\$ x 10 ⁶)	13.71y	13.84y	13.98y	19.45y	33.16y	21.60y	41.38y	27.40y	41.38y	13.57y	15.07y	28.81y	33.09y	27.28y	28.81y	33.09y
Discounted Energy Cost at Discount Rate (US\$ x 10 ³ /Gwh)	16.02	16.47	17.63	6.43y	12.84y	7.14y	15.59y	9.06y	15.59y	6.22y	6.91y	15.84y	17.78y	15.07y	15.84y	17.78y
	26.61	27.44	29.49	21.08	21.08	22.04	22.16	22.16	22.16	22.46	23.33	23.33	23.33	22.46	23.33	23.33
	40.42	41.68	44.95	32.59	32.59	34.03	34.45	34.45	34.45	35.24	36.55	36.55	36.55	35.24	36.55	36.55

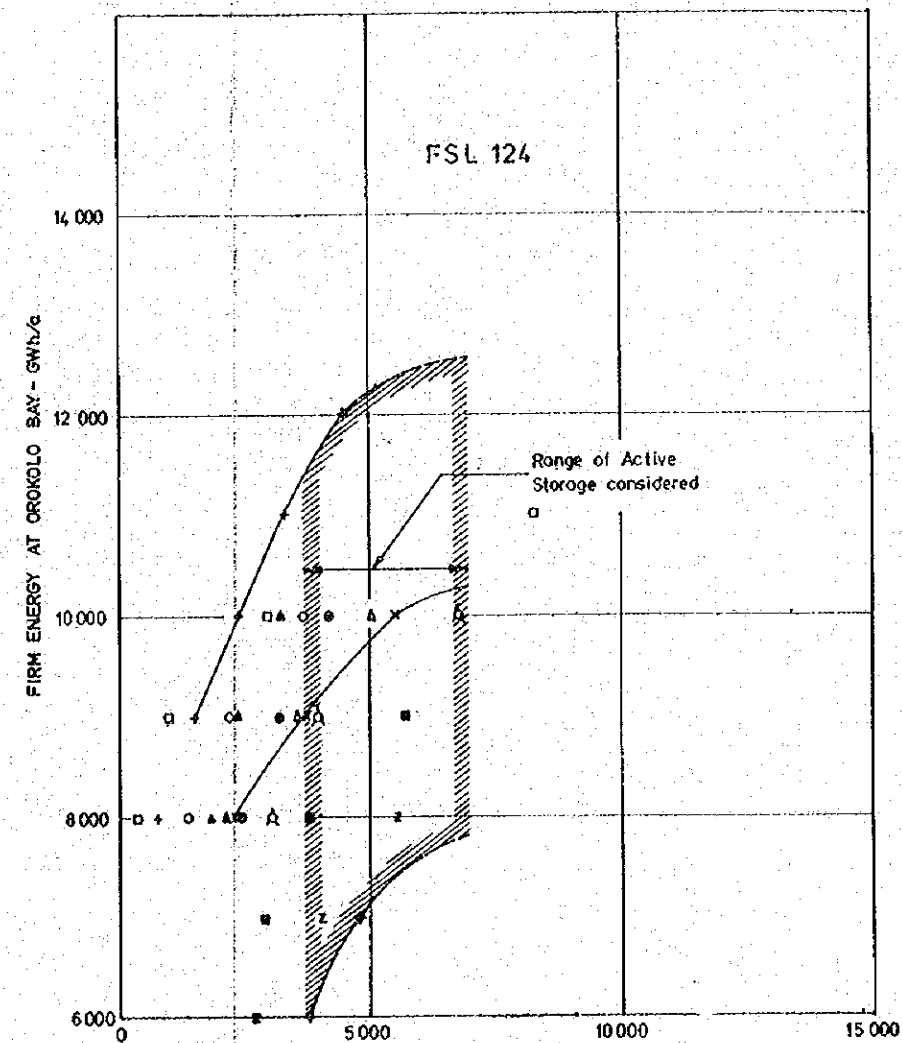
y = Discounted Energy Cost (US\$ x 10³/Gwh) = Discounted Cost / Present Value of Energy



(a) ACTIVE STORAGE - $10^6 m^3$



(b) ACTIVE STORAGE - $10^6 m^3$



(c) ACTIVE STORAGE - $10^6 m^3$

LEGEND

- PERIOD EXAMINED
- + 001 - 050
 - Δ 051 - 100
 - 101 - 150
 - ⊕ 151 - 200
 - 201 - 250
 - ▲ 251 - 300
 - 301 - 350
 - 351 - 400
 - z 401 - 450
 - △ 451 - 500
 - x 1955 - 1974 (Historical period)

WABO POWER PROJECT
 RELATIONSHIP BETWEEN ACTIVE STORAGE AND FIRM ENERGY
 FROM 500 YEARS OF SYNTHETIC INFLOWS
 FIGURE B-1

付 録 C

プロジェクトの設計

- C-1 仮排水路トンネル
- C-2 堤体の余裕高
- C-3 余水吐
- C-4 最適水圧鉄管路の決定
- C-5 発電所施設

付 録 C - 1

仮排水路トンネル

1 水頭損失計算の根拠

1.1 一般データ

- (a) 上流側流入口インバート EL. 13
- (b) トンネル勾配：直径 1.5 m に対し 1 : 370、検討した他の 1.5 m 以上の直径に対し 1 : 500 (限界勾配より僅かに小さい)
- (c) Manning の粗度係数 $n = 0.014$

1.2 フリー・フローの条件

- (a) 摩擦損失の計算には Manning の式を使用する。
- (b) 他の損失水頭

$$(i) \text{ 接近損失} = \frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g}$$

$$(ii) \text{ 入口損失} = f_e \cdot \frac{V^2}{2g}$$

ここに、

V = 入口における平均流速

V_1 = 接近流速、ゼロと仮定する。

$V_2 = V$

及び $f_e = 0.2$

接近損失水頭と入口損失水頭の合計 $= 1.2 \frac{V^2}{2g}$

1.3 プレッシュャー・フローの条件

- (a) Darcy: 摩擦損失計算には Weisbach の式を使用する。

- (b) 他の損失水頭

$$(i) \text{ 入口損失} = f_b = 0.2$$

- (ii) 曲り損失 (2 曲り / トンネル)

$$f_b = f_1 \times f_2$$

$$f_2 = \left(\frac{\theta}{90} \right)^{\frac{1}{2}}$$

ここに、 D = トンネル直径

R = 曲り半径

θ = 曲りの中心角(度)

$(D/R)^{1/2}$ は無視でき、 $f_1 = 0.131$ を採用し、
曲り損失係数を約 $f_b = 0.17$ とする。

(ii) 出口損失係数を 1.0 と仮定する。

$$\text{入口、曲り及び出口損失水頭合計} = 1.37 \frac{V^2}{2g}$$

(c) 貯水池水位 = 下流水位 + 全損失水頭

下流水位が出口のトンネル・クラウンより低い場合、クラウン標高を下流水位と仮定する。

2 河川締切時における上下流水位差

2.1 仮定条件

締切の瞬間には、全流量 $2,500 \text{ m}^3/\text{sec}$ の流水が仮排水路トンネルをフリー・フローで流れ
ると仮定する。計算を単純化するため、全トンネルを等容量と仮定し、平均トンネル長を
 $1,000 \text{ m}$ と仮定する。 $2,500 \text{ m}^3/\text{sec}$ における下流水位は、E L 21.7 である。上流入口イ
ンバート標高は E L 13 に固定され、各々の直径ごとにトンネル勾配は、限界勾配よりやや小
さく設定される。Manning の粗度係数 $n = 0.014$ 。

2.2 背水計算

直径 1.45 m のトンネル ($D = 1.45$) を 3 本想定した。

限界水深 h_c におけるトンネル 1 本当りの排水量は、

$$Q_c = \frac{2,500}{3} = 833.3 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$$Q_c/D^{5/2} = 1.0408$$

$$\frac{h_c}{D} = 0.585 \text{ となり、} h_c = 8.49 \text{ m となる。}$$

$$\text{限界勾配 } S_c = \frac{(Q_c \cdot n)^2}{A_c \cdot r_c^{2/3}}$$

ここに、 A_c と r_c は、それぞれ限界流水面積と径深である。

$$S_c = \frac{(833.3 \times 0.014)^2}{100.3 \times 3.97^{2/3}} = 0.00214 = 1/468$$

ここで、 $1/500 = S_c$ と勾配を設定する。

下流出口におけるこのインバート標高はEL11になる。

排水量 Q_o に相当する等流水深 h_o は、

$$\frac{Q_o \cdot n}{D^{8/3} \cdot S_o^{1/2}} = \frac{833.3 \times 0.014}{(14.5)^{8/3} (0.002)^{1/4}} = 0.2086$$

$$\frac{h_o}{D} = 0.599 \quad \text{したがって} \quad h_o = 8.69 \text{ m} \quad \text{となる。}$$

この水面形状は、つぎに示す不等流関係式を使って、段階的に求められる。

$$E = h + \alpha \frac{V^2}{2g}$$

$$S_f = \frac{1}{2} \left(\frac{n^2 V_d^2}{r_d^{4/3}} + \frac{n^2 V_u^2}{r_u^{4/3}} \right)$$

$$\Delta X = \frac{E_d - E_u}{S_o - S_f} = \frac{\Delta E}{S_o - S_f}$$

ここに、 E = 水深(h)プラス速度水頭 $\alpha = \frac{V^2}{2g}$

α = 摩擦損失係数 = 1.1、不等流流速分布 (Streeter)

S_f = それぞれ上流地点および下流地点として、 Δx だけ離れ、添字(u)と(d)を付けた2地点間の平均水面勾配

この計算始点は、下流入口インバートに設定される。その点における水深は、

$$EL\ 2\ 1.7 - EL\ 1\ 1 = 1\ 0.7\ m$$

計算した水面形（背水形状）つぎのとおりである。

直径 1.45 M トンネル

計算した河川縮切時の水面形			
h	$x = \sum \Delta x$	h	x
1 0.7 0	0	1 0.0 0	4 3 6
1 0.6 5	3 2.0	9.8 0	5 4 4
1 0.6 0	6 4.5	9.4 0	7 9 5
1 0.4 0	1 8 4	9.0 0	1 0 6 3
1 0.2 0	3 0 4	8.8 0	1 1 1 9

トンネル長 1,000 m では、 $h = 9.09\ m$ で流速は $7.65\ m/sec$ となる。

フリーフローで流入をさせ、入口損失を $1.2 V^2 / 2g$ とすれば、

上流水位は、

$$9.09 + 3.58 = 12.67\ m、入口インパートより高くなる。$$

貯水池水位は、 $13 + 12.67 = EL\ 25.67$ となる。出口水位が $EL\ 21.70$ であるから、

上下流水位差は、

$$EL\ (25.67 - 21.70) = 3.97\ m\ となる。$$

このアプローチを全トンネル系に適用すると次の結果が得られる。

上下流水位差

トンネルシステム	等流水深 (m)	限界水深 (m)	限界勾配	水位差 (m)
4 @ 1.5 m	8.13	7.83	—	3.8
3 @ 2.0 m	12.10	8.95	1/333	5.6
4 @ 2.0 m	8.35	7.74	—	3.1
3 @ 3.0 m	9.62	8.76	1/394	4.8
3 @ 4.5 m	8.69	8.48	1/468	3.97

3. EXAMPLES OF DIVERSION TUNNELS OF LARGE DIAMETER

PROJECT	SCALE		REMARKS (Geology, Structure etc.)	REFERENCES
	DIA. (m)	LGTH. (m)		
GLEN CANYON DAM Bureau of Reclamation's Colorado River Storage Project, Arizona, U.S.A. 1964	12.5	800	Navaho Sandstone	The Japan Dam Association, "New-Horizons - Topmost Dams of the World"
MANICOUAGAN 5 DAM, Quebec, Canada, 1961	14.3 Horseshoe	701	(Diorite (-Unlined two tunnels (-Drilled using the (ladder drilling method	"
RAUDALES DAM SE Mexico	12.0		- 15 m excavated diameter	"
EL INFIERNILLO DAM The Mexican Federal Electricity Commission	13.0	220	- concrete lined tailrace tunnels	"
THE HIGH ASWAN DAM, Cairo, Egypt	15		- control tunnels, driven through granite	International Commission Large Dams - 10th Congress, Montreal 1970. Question 36, Report 43
TARBELA DAM (1) Indus River, West Pakistan, 1976	13.7	823	- concrete lined. Left bank Precambrian to Permian sedimentary; right bank schists and limestones	The Japan Dam Association, "World Dams Today" 1970 ASCE Journal of Power Division, Oct 1972

Note: (1) Similar tunnelling conditions are anticipated at Wabo

3. EXAMPLES OF DIVERSION TUNNELS OF LARGE DIAMETER (Continued)

PROJECT	SCALE		REMARKS (Geology, Structure etc.)	REFERENCES
	DIA. (M)	LGTH. (M)		
MOHAMMAD REZA SHAH PAHLAVI DAM, Iran	15.0			
MICA DAM, British Columbia, Canada	13.7	945	- concrete lined - Late Precambrian series of mica-schist alternating with granitic gneiss	Japan Dam Association, "World Dams To-day" 1970.
CHURCHILL FALLS DEVELOPMENT Western Hemisphere, Canada	13.7 wide x 18.3 high	1692	- Unlined tailrace tunnels in diorite and gneiss	"
TSENGWEN RESERVOIR PROJECT Taiwan, Republic of China	12.0		- a series of sandstone, siltstone and shale of the Tawo sandstone formation	"
TACHIEN DAM Taiwan, Republic of China	11.6 Horseshoe	593	- Spillway tunnel	"
PORTAGE MOUNTAIN PROJECT (2) British Columbia Hydro and Power Authority, Canada	14.6 Horseshoe	746	- Sandstone, interbedded with shale and coal seams, the sand- stone was self-supporting - no steel-support, but moderate roof bolting - No reinforcing except at the intakes and outlets - 46cm thick concrete lining - Minor cracking of concrete	ASCE Proceedings, 90-3, June, 1970

Note: (1) Geology somewhat similar to Wabo where similar tunnelling conditions are anticipated

(2) Similar tunnelling conditions may be encountered at Wabo

3. EXAMPLES OF DIVERSION TUNNELS OF LARGE DIAMETER (Continued)

PROJECT	SCALE		REMARKS (Geology, Structure etc.)	REFERENCES
	DIA. (M)	LGTH. (M)		
HOOVER DAM, U.S.A.	15.2		- Concrete lined spillway tunnel. Biotite gneiss and schist, highly folded and fractured	Engineering News Record, Dec. 15, 1932.
CABORA BASSA, MOZAMBIQUE	D-SHAPED 16.0 x 16.0		- A vaulted type unlined section - Sound granitoid gneiss with exceptionally little cracking	Henry Olivier, "Some Aspects of Major River Diversion during construction", Eleventh Congress on Large Dams, Madrid, 1973
FURNAS HYDROELECTRIC DEVELOPMENT Rio Grande, Brazil	14.75	885	- Quartzitic rock - The pilot and bench method, the pilot being the full top half of the tunnel just below axis level - Sprayed concrete and reinforce- ment supported by rockbolting	Water Power, Sept. 1957
NEW MELONES, California, U.S.A.	14.5 Horseshoe		- Hard metavolcanics - 4.5 m rockbolts and shotcreting - Steel rib support in faulted areas - Top heading/bottom bench excavation	Western Construction, Feb 1971

付 録 C - 2

堤 体 の 余 裕 高

1 総括的アプローチ

最大洪水の遷移ピークで設計風速と地震が同時に起こる場合は、実際的にはきわめてまれであると考えられる。したがって、風と地震は影響を分離して見積り、これらのうち最も激しい場合に関り、最大洪水条件に適用する。全くあり得ないことと思われるが、この組合わせを、この貯水池の予測最高洪水水位上の余裕高を評価する際に考慮する。

この方法で設定された暫定的な高さの相違は、貯水池洪水水位のもっと一般的範囲で検討できる。同時に考慮された事象は、下記を含む。

- ・ 設計風速が発生中の、放水ゲートの誤操作
- ・ この貯水池に影響する疑いがある、斜面の崩壊を誘発する地震動

権威者が実際によく使ひ、経験的な安全性に対する余裕も考慮されている。Waboでは、100年に1度発生する洪水が余裕高の必要条件と評価する目的のために、常時における条件として使われている。

2 風

設計風速

長期間データがないため、水面上風速 30 m/sec を仮定する。これが多分、極めて控え目である理由は、

- ・ 1975年3月から1976年6月まで、Waboの仮設滑走路における1日3回の風速計の測定から記録された最大風速は、約 4 m/sec であり、読みが 2 m/sec を超えるのは、極めて稀であった。
- ・ Keremaでは、記録された乾期の午後の風が、しばしば $5 \sim 7 \text{ m/sec}$ SSE - SSW、時々 $7 \sim 9 \text{ m/sec}$ であり、稀な短期間北西風速が約 $9 \sim 11 \text{ m/sec}$ 、ピークが約 18 m/sec である。

有効距離 (フエッチ)

貯水池フエッチ長を、Savilleが開発(1962年)した手法で求める。主ダム及び副ダム地点では、最大有効距離(フエッチ)が、それぞれ 8.9 Km と 7.9 Km であり、方向は、おおよそ東～西で、多分、卓越風の方角に一致しない。

風が起す波

水深が深い内陸貯水池では、風速、有効距離および波高に関するかなり多量なデータが利用できる。このデータは、波頭測定を基準にしており、通常、特定の波高に比例またはそれより低く表示される。設計風速がMFLにてこの貯水池で起こった場合、波がいくつかその頂上を洗うという仮定を受け入れることは、合理的である。洪水がピークの期間は短く、したがって、何か起こるとしても、頂上の損傷は、補修工事だけに限定される。この場合に関し、「有義波高」が見積られる。それは、全波高中最高3個の平均高さであり、統計的に波の約13%だけ高い。

波だけの作用による築堤頂上の損傷が、常時に受け入れられないことを認識し、100年に1回しか生じない洪水と関連して考慮したこの波高は、全波高のうち僅か1%だけこれより高くなるが、有義波高に係数1.6を適用して見積られている。

波のはい上がりを除いて計算した波高は、

	主ダム	副ダム
有義波高	2.0 m	1.9 m
波高(99%)	3.2 m	3.0 m

ダムの上流面に達した波は、そのエネルギーを消散するまで上昇する。法面保護材料をギザギザにして透水性を与え、またそれが急勾配よりもゆるい勾配上になされると、波のはい上がりは減少する。波のはい上がりはまた、フェッチと関係があり、波長によっても変わり、フェッチが長いほど増える。

次表は、確立された波のはい上がり曲線から求められた有義波高を示す。

SIGNIFICANT WAVE HEIGHT INCLUDING RUNUP(m)

	Relatively smooth surface, small particle size, low percentage of voids (similar to concrete slab)	Dumped, irregular rock fragments, large size, high percentage of voids (similar to marine breakwater)
Main Dam	4.1 (4.7)	1.6 (1.7)
Upstream Face 225:1		
Saddle Dam	4.4 (4.8)	1.6 (1.7)
Upstream Face 18:1		

計算は、認められている波のはい上がりデータを Saville が編集したものを根拠にしている。カッコ内数値は、Saville のデータから誘導し日本の実施例にも使っている一般化した曲線から得たものである。風速想定が非常に控え目となり勝ちであるから、この場合、やや低目な見積りを採用するのが合理的である。

利用できる波のはい上がりデータは、極端な表面状態に限り適用する。大型のフィルタイプダムの法面を保護するために使う捨石は、これらの両極端の間である。Wabo では、上流法面保護用砕石最大寸法は、有効フェッチ範囲内で 1.2 m のオーダーと予測されている (United States Bureau of Reclamation, 1974)。これは、Saville が、スムーズな法面に相当する高さの約 50% を許して提案した捨石クラスよりやや粗い。上の表から、副ダム用として最大値 $4.4 \times 0.5 = 2.2 \text{ m}$ が求められる。主ダム用の寸法は、いく分小さい。代案の方法によると、幾分高い結果になるが、その捨石効果を両極端の中間とし、この主ダムと副ダム間にある僅かな差を無視すると仮定することである。この場合、その高さは、高目に丸めて、

$$[(4.1 + 4.4) / 2 + 1.6] \div 2 = 3.0 \text{ m}$$

これが MFL より上の余裕高さを決定するために採用されている。

100 年洪水条件における余裕高さの適性を調べるため、波の 99% を包む高さが適用され、それは、 $2.9 \times 1.6 = 4.7 \text{ m}$ となる。

風力による水面上昇

静水位より高い貯水池面の設定は、次式で与えられる。

$$S = \frac{V^2 F}{48,500 D}$$

ここに、

V = 風速 (m/sec)

F = 岸に至る波の最大非破壊距離 (Km)

D = 貯水池の平均深さ

また、値は全堤体に対し 0.1 以下である。波のはい上がりの予測に含まれる未知の要素と比べて小さいので、この現象は無視される。

3 静 振

一般的な耐震設計基準は、4.3 節に示されている。静振 (セイン) は、地盤加速度 0.15 g に対する控え目な値が仮定されている。ダムの前面の水深が H。で、設計地盤加速度 $K \times g$

の地震により誘導される有効波高は、次式と等しい。

$$\frac{K \tau}{\pi} \sqrt{g H}$$

ここに、 τ は波の周期であり、0.5秒とし、 $K=0.15$ と仮定する。したがって、理論的
最大波高は、波のはい上がりを含めなくて、主ダム用と副ダム用にそれぞれ0.9mと0.6m見
積られる。これら値は、設計風力に対する有義波高より少なく、したがって、MFLより上
の余裕高さはさらに危険である。この風力と地震の組合わせを含む100年洪水条件では、
静振による波のはい上がりが見積った風による波のはい上りに一致すると仮定され、それ
には、

$$\frac{\text{有義波高} + \text{波のはい上がり}}{\text{有義波高}} = \frac{2.9}{1.9} = 1.5$$

したがって、最大余裕高は、 $0.9 \times 1.5 = 1.4$ mが必要である。

4 余水吐ゲートの誤操作

余水吐ゲートに起こり得る誤操作に起因する余裕高浸食は、最大洪水中ゲート6門の一つ
が閉鎖したままであると仮定すれば許容される。この貯水池は、最大洪水位を越えて約1.6
m上昇する。100年洪水条件(Normal flood)では、100年洪水位を越える余
裕が0.6m取ってある。

MFLにおける誤操作を考慮した設計風力条件の可能性を割り引きするのは合理的である
が、風に対しいくらか余裕を取ることではできらる。Waboで記録された最高風速は、
4 m/secである。風速10 m/secを許容しても、その有義波高溢水は、約1.0mであ
るだろう。100年洪水条件では、30 m/secよりいく分遅い風速ではさらにありそうな
ことであるが、強風が発生している間に余水吐ゲートを誤って操作するおそれはある。

5 地 じ り

貯水池一帯の地質調査では、氾濫時にこの貯水池内へ地じりするおそれがある、潜在的に
不安定な高い斜面の兆候を発見していない。小規模な落下は、ダム地点から離れた地域で起
こる可能性がある。本プロジェクトのダムでは、地じりの可能性に対し1mの波のはい上が
りに対する余裕が実質的に設けられる。この地じりは、地震で起こりそうである。

6 ダムの型式に対する余裕

何人かの専門家は、計算上の余裕高へ0.6mから3mの予備高を追加し、盛土型ダムの余

裕高に対する安全性を考慮している。(Sherard他、1963)。前述の地這りに対する余裕も、この範時にはいとみなせるだろう。前述の控え目なアプローチの観点では、さらにどのような余裕高の追加を行ったとしても、保証できないうえ、不当に費用高くなる。

7 余裕高さの評価—主ダムと副ダム

表C-1は、貯水位がMFLの時または100年間に1回発生する洪水時に対し、各種の事象の組合わせを示している。

TABLE C-1 — FREEBOARD REQUIREMENTS

Event	Reservoir at Maximum Flood Level			Reservoir at 1 in 100 year Flood Level				
Design Wind 30 m/s (significant or maximum wave)	3.0	—	—	4.7	4.7	—	3.0	3.0
Wind 20 m/s — gate maloperation (maximum wave)	—	—	—	—	—	2.5 approx.	—	—
Wind 10 m/s — gate maloperation (significant wave)	—	—	1.0	—	—	—	—	—
Earth tremor (acceleration 0.15g)	—	1.4	—	—	—	1.4	1.4	1.4
Landslide	—	1.0	—	—	—	1.0	—	1.0
Spillway Gate unopened(1 of 6)	—	—	1.6	—	0.6	0.6	0.6	—
Total freeboard above flood level	3.0	2.4	2.6	4.7	5.3	5.5	5.0	5.4
Flood Rise above FSL	2.8	2.8	2.8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Height required — FSL to Design Crest Level	5.8	5.2	5.4	4.9	5.5	5.7	5.2	5.6

最大洪水水位上の余裕高

この限界条件は、必要な余裕高さが3 mであるべき設計風速3.0 m/secで発生される有義波高である。静振は、かなり低目であり、また、最大洪水条件下で地震がこの貯水池へ地じりを誘発しても、余裕高さは残ると期待されている。

最大洪水条件の期間に、余水吐ゲートの1門が開かないならば、この貯水池水位は、MFLを超えて上昇するはずであるが、かなり強い風と同時であっても余裕高以内である。

FSL 135では、最高洪水水位がEL 137.8より2.8 m高く、余裕高が3 mあると、ダム設計クレスト標高はEL 141へ高く丸められる。

100年洪水条件(Normal Flood)

100年に1回発生する洪水では、これらゲート運転規則では、FSLを0.2 m超える水位に水位上昇を制限する。この余裕高さの許容度は、つぎの場合に適切である。

- ・設計風速3.0 m/sec(発生する波の99%)
- ・設計風速3.0 m/sec(発生する波の99%)および余水吐ゲート1門の誤操作
- ・設計風速3.0 m/sec(有義波高)およびゲート誤操作か地じりを伴う地震(0.15g)
- ・地震(0.15g)、地じりとゲート誤操作および風速約2.0 m/sec(波の99%)

地震と風速3.0 m/sの組み合わせは、限られた範囲のダムクレスト破損を生ずるおそれもあるが、この組み合わせは、正常とみなすことはできない。風速2.0 m/sec未満はWaboで非常にあり勝ちであるが、その場合、ダムクレスト破損に対する安全上の余裕は、最もまれな可能性のある事象の組み合わせでもかなりある。

8 ヒューズプラグ堤の余裕高

ヒューズプラグ堤の上流面は1:3.5であり、防波堤サイズのロックで保護される。その設計条件は、それぞれダム堤体用と同じ方法で解析される。

表C-2は、余裕高の必要条件を示す。

TABLE C-2 - FREEBOARD REQUIREMENTS - FUSE PLUG

Event	Reservoir at				Reservoir at				
	Maximum Flood Level				1 in 100 year Flood Level				
Design Wind 30 m/s (significant or maximum wave)	1.2	-	-	-	1.9	1.9	-	1.2	1.2
Wind 20 m/s - gate maloperation (maximum wave)	-	-	-	-	-	-	1.2	-	-
Wind 10 m/s - gate maloperation (significant wave)	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-
Earth Tremor (acceleration 0.15g)	-	0.4	-	-	-	-	0.4	0.4	0.4
Landslide	-	1.0	-	-	-	-	1.0	-	1.0
Spillway Gate Unopened (1 of 6)	-	-	1.6	1.6	-	0.6	0.6	0.6	-
Total freeboard above flood level	1.2	1.4	2.0	1.6	1.9	2.5	3.2	2.2	2.6
Flood Rise Above F S L	2.8	2.8	2.8	2.8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Height required - F S L to Design Crest Level	4.0	4.2	4.8	4.4	2.1	2.7	3.4	2.4	2.8

ヒューズプラグ堤クレストは、FSLから3.5 m上であれば、100年洪水中に起こると予測されるどのような条件の組み合わせ下における侵食または損傷を避け得るだけの高さがある。

最大洪水が下記のいずれかと同時に起こっても、ヒューズプラグ堤は破損されない。

- 余水吐ゲートが1門閉じたままである。
- 最高設計風速が発生する。
- 地震か地沈りが起こる。

これらの事象中、2件が最大洪水時に起こるまれな場合には、いくらか頂上が被害を受けるかもしれないが、このヒューズプラグ堤を破るとは思われな

付 録 C-3

余 水 吐

1 シュート部の水面形

STATION No	DISTANCE FROM CREST (1) (m)	DISTANCE BETWEEN STATION (m)	SLOPE	WATER DEPTH (3(m))	FLOW VELOCITY (m/s)	LOCATION
0	0			1674 ⁽²⁾		Crest of Weir
1	6	6		1450 ⁽²⁾		
2	17.7	11.7	0.3754	10458	18.12	
3	30.0	12.3	0.3008	9260	20.47	Beginning of chute
4	50	20	0.2675	7687	20.55	
5	70	"	"	6808	23.20	
6	90	"	"	6210	25.43	
7	110	"	"	5766	27.39	
8	130	"	"	5419	29.15	
9	150	"	"	5138	30.74	
10	170	"	"	4904	32.20	
11	190	"	"	4707	33.56	
12	210	"	"	4537	34.81	
13	230			4390	35.98	Slope Change
14	250	20	0.072727	4385	36.02	
15	270	"	"	4380	36.06	
16	290	"	"	4375	36.10	
17	310	"	"	4370	36.14	
18	330	"	"	4366	36.18	
19	350	"	"	4362	36.21	
20	370	"	"	4358	36.24	
21	390	"	"	4354	36.28	
22	410	"	"	4350	36.31	
23	430	"	"	4346	36.34	
24	450			4342	36.37	End of Chute

Continued Over/

WATER SURFACE PROFILE (CONT.)

		6	003333			
2	456	"	-006666	4349	3632	Flip Bucket
26	462	"	-016666	4365	3609	
27	468	"	-02875	4424	3570	
28	476	8		4526	3490	End of bucket

Remarks: (1) Distance is measured horizontally.

(2) Based on experimental data on upper nappe, U.S. Army Corps of Engineers.

(3) Water Depth is measured perpendicular to channel slope.

2. ブランジプールの必要掘削深度

洗掘深さを概算するため、Veronese (USSR 1973 P. 420) による方程式が使われた。

$$d = 1.90 \times H^{0.225} \times q^{0.54}$$

ここに、 d = 放水位より低い最大洗掘深さ (m)

H = 貯水池から放水位に至る水頭差 (m)

q = 1 m 当り放水量 ($m^3/s/m$)

しかし、Veronese の方程式は、かなり過度に見積る傾向があることを示している。したがって、つぎのとおり、Veronese の結果を半分にしてこの洗削深さを決定した。

$$\text{洗掘深さ} = 1/2 \times 1.90 \times H^{0.225} \times q^{0.56}$$

$$= 1/2 \times 1.90 \times 9.4^{0.225} \times 1.27^{0.56} = 3.61 \text{ m}$$

ここに、 $H = 13.5 - 4.1 = 9.4 \text{ m}$

$$q = 13,300 / 10.5 = 1.27$$

100年洪水放水位 = EL 32.1 m ($q = 13,300 m^3/s$)

ブランジプール床標高 = 32.1 - 3.6 = -3.9、これを EL - 5 とする。

3 漸縮シュートの計算

シュートは、側壁を平行に設計されている。このシュートを漸縮する可能性を設計段階で検討すべきである。模型試験で交差波、側壁での盛上がりおよびこの水路断面の不均衡流量分布も検討すべきである。予備的な計算を以下に示す。

「Design of Small Dams」(USSR, 1973年)に示されている、つぎの方程式は、漸縮水路のトランジションを与える。

$$\tan \alpha \cdot \alpha = \frac{1}{3F} \quad \dots\dots(1)$$

ここに、

α = シュート中心線と側面がなす角度

F = Froude 数 = V / \sqrt{gd}

V = 遷移部の始点と終点における平均流速 (m/sec)

D = 遷移部の始点と終点における平均水深 (m)

可能性のある収縮角は、このシュート上流部に方程式(1)を適用して見積られる。

断面	d	V	F
(A)	9.26	20.47	2.14
(B)	4.81	32.88	4.79

$$F(\text{平均}) = \frac{2.14 + 4.79}{2} = 3.47$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{1}{3F} = \tan^{-1} \frac{1}{3 \times 3.47} = 5.487^\circ$$

そこで、幅は、下記数値に縮小される。

$$\begin{aligned} b(B) &= b(A) - 150 \times \tan \alpha \times 2 \\ &= 105.1 - 150 \times 0.961 \times 2 = 76 \\ &= \text{約 } 80 \text{ m} \end{aligned}$$

上記の配置では、水深と流速、つぎのとおり見積られる。

断面	幅 (m)	水深 (m)	流速 (m/sec)
(A)	105.1	9.3	17.1
(B)	80.0	6.4	32.7
(C)	80.0	5.7	36.0
(D)	80.0	5.5	37.3

APPENDIX C-4

PENSTOCK OPTIMISATION

TABLE C-3 - SUMMARY OF THE VARIABLE COSTS

(US\$ x 1.06)

Penstock Diameter (m)	7.5	8.0	8.5	9.0
1. Civil Works including anchor blocks, ring girder supports etc.	4.30	4.63	4.93	5.22
2. Mechanical Works including steel penstocks and intake gates	26.65	29.75	33.15	36.70
3. Incremental cost of generating equipment including generators and turbines	1.87	0.48	0.07	0
(1) + (2) + (3)	32.74	34.86	38.15	41.92
4. Engineering and administration	2.95	3.14	3.43	3.77
5. Contingency and reserve	3.21	3.42	3.74	4.11
6. Total variable cost	38.90	41.42	45.32	49.80

TABLE C-4, - SUMMARY OF DIFFERENTIAL DISCOUNTED COSTS
(UNIT US\$ 1 06)

Penstock Diameter (m)	7.5	8.0	8.5	9.0
Total Variable cost	38.90	41.42	45.32	49.80
Annual maintenance and replacement cost	0.39	0.41	0.45	0.50
Discount Rate = 7%				
Capital cost	44.97	47.89	52.40	57.58
Discounted annual cost	5.56	5.92	6.47	7.11
Total discounted cost	50.53	53.81	58.87	64.69
Differential cost	0	3.28	8.34	14.16
Discount Rate = 11%				
Capital cost	48.92	52.09	56.99	62.63
Discounted annual cost	3.71	3.95	4.33	4.75
Total discounted cost	52.63	56.04	61.32	67.38
Differential cost	0	3.41	8.69	14.75
Discount Rate = 15%				
Capital cost	53.24	56.70	62.04	68.16
Discounted annual cost	2.79	2.96	3.24	3.57
Total discounted cost	56.03	59.66	65.28	71.73
Differential cost	0	3.63	9.25	15.70

TABLE C-5 -- RESULTS OF STORAGE OPERATION FOR WABO OPERATING ALONE

Penstock Diameter (m)	7.5	8.0	8.5	9.0
Firm Power Output Continuous (MW)	1338.5	1345.3	1350.1	1353.4
Firm Energy Output (GWh/a)	11561	11620	11661	11690
Differential Firm Energy Output (GWh/a)	129	70	29	0
Plant Discharge for 5 units (m ³ /s)				
For FSL	1403.5	1405.4	1406.7	1407.5
For MDL	1784.2	1779.5	1776.4	1774.3
Tailwater Level (EL m)				
For FSL	20.39	20.39	20.40	20.40
For MDL	20.86	20.86	20.85	20.85
Turbine Efficiency (%)				
For FSL	87.7	87.7	87.7	87.7
For MDL	89.9	90.0	90.0	90.0
Headloss (m)				
For FSL	1.47	1.09	0.82	0.63
For MDL	2.38	1.74	1.31	1.00
<p>Note: Based on following turbine-generator efficiencies ()</p> <p style="text-align: right;">for Q = 300, η = 89.2%</p> <p style="text-align: right;"> 340, η = 90.3%</p> <p style="text-align: right;"> 370, η = 89.3%</p>				

付 録 C - 5

発 電 所 施 設

1 発電所用クレーン

スパンが2.15 mある天井走行クレーンが2台必要である。各容量は230トンで、35トンと5トン補助フック付きとなるだろう。アセンブリーベイ（組立て室）からの釣上げ高さは7 mとなるだろう。最も重い釣上物は、組立てた発電機ステータで450トンと見積られる。変圧器類は、アセンブリーベイから上方に必要な釣上げ高さを減らすため、機械室床上で組立てることができる。

2 発電所用エレベータ

容量が各14人、すなわち1,250 Kgあるエレベータが2台必要である。1台は、アセンブリーベイと発電設備ユニット1に、他の1台は発電設備ユニット2に隣接する。各エレベータは、この発電所の上流側に設置されるだろう。

3 ドラフト・チューブ及びホイスト

ドラフト・チューブ・ゲートは、発電設備3台用に設置でき、それらを操作するガントリー型ホイストが1組できるだろう。各ドラフト・チューブを閉めるため、ゲート部が4箇所必要で、合計12部門となるだろう。このドラフト・チューブ出口は、これらゲート部が幅10 mで高さ4.25 mとなるため、半分に分割される。使用しない時、デッキ・レベルから下に懸重する各ゲート・スロット内にそれらは1組づつ格納される。

4 排水吸上げシステム

a) 電動水没式非常用排水ポンプ4台は、容量が水頭40 mで各700 l/s、電動機出力が365 KWである。

b) 電動水没式常用排水ポンプ2台は、容量が水頭40 mで各18 l/s、電動機出力が100 KWある。

c) 水駆動ジェット・ポンプ2台は、水頭40 mで容量が75 l/secある。

これらのポンプは、発電設備ユニット4内のドラフト・チューブ回廊床より低いピット内に設置されるだろう。ポンプが無い第2連通ピットは、発電設備ユニット5内に設置されるだろう。全ポンプは、直径1 mの排出ヘッダ管経由で、除水中の仮締切堤の下流側放水庭へ排水されるだろう。仮締切堤がこの場所にあると、放水庭は、このドラフト・チューブ排水システムと排水ポンプを経て除水できる。

5 圧縮空気システム

- a) 工具用コンプレッサー2台、空気タンク1個および全発電所へ供給する配分管網。各コンプレッサー容量は、圧力800 kpaで、自由空気換算 $5 \text{ m}^3/\text{min}$ となるだろう。空気タンクは容量が 1.0 m^3 となるだろう。これらのコンプレッサーは、発電設備ユニット1用機械室内のドラフト・チューブ回廊床上に設置でき、建設中に利用できるだろう。
- b) スイッチ・ギヤー操作用空気を含む作動空気は、コンプレッサー2台、主レシーバー1個、別なスイッチ・ギヤー用レシーバ数個および発電機ブレーキ用レシーバ6個、配分管網と減圧弁数组から供給され、各コンプレッサーは、3,500 kpaで容量が自由空気換算 $2 \text{ m}^3/\text{min}$ となるだろう。この主レシーバーは、容量が 3 m^3 、またスイッチ・ギヤー用レシーバは、容量が全部で 2 m^3 にできるだろう。各ブレーキ用エヤー・レシーバーは、容量は700 kpaで 0.25 m^3 となるだろう。これら主コンプレッサーと主レシーバーは、発電設備ユニット用機械室内のドラフト・チューブ回廊床上に設置できる。スイッチ・ギヤー用レシーバーは、スイッチギヤ・ビルディング内に、ブレーキ用エヤー・レシーバーは、各発電設備内発電機床の上に設置できる。このシステムは、発電設備ユニット1の始動前に利用できるだろう。
- c) 同期コンデンサー操作用圧縮空気脱水には、各タービン当り、コンプレッサー3台、レシーバー4個及び分配管直径150 mmが必要である。各コンプレッサーは、圧力3,500 kpaで、容量が自由空気換算 $1.2 \text{ m}^3/\text{min}$ 、各レシーバーは、容量が 6.3 m^3 となるだろう。
- 全装置は、発電装置ユニット3に設けるコンプレッサーとともに、ドラフト・チューブ回廊床上に、レシーバ2個は発電設備ユニット4に、またレシーバ2個は発電設備ユニット5に設置されるだろう。

6 通風及び空調プラント

強制通風機、排風機、ろ過と湿度制御装置、通風ダクトと回転式コンプレッサー冷却器、及び冷却水ポンプが設置されるだろう。この通風及び空調プラント室は、組立室に隣接されるだろう。冷却水ポンプは、発電設備ユニット1内ドラフト・チューブ回廊床上に置かれるだろう。数组の冷却器のための追加余地は、必要があれば、発電設備ユニット1の下部タービン床に得られる。このプラントは、容量が必要な空調度で変わり、これは、設計段階にて決定できるだろう。

7 予備水力発電設備

予備水力発電設備は、同期発電機を1台駆動する横軸型フランシスタービン水車となるだろう。その供給水管は直径が1 mとなるだろう。発電機出力は、純水頭90 mと750 rpm

で、5 MWとなるだろう。このタービンは排水量が約 $6.7 \text{ m}^3/\text{s}$ あるとみなされる。本設備は、主発電設備ユニット2内のドラフト・チューブ回廊床の上に設置されるだろう。この管系取水口は、発電設備ユニット及びユニット3用ベンストックからとなるだろう。本発電設備は、必要があれば、主発電設備ユニット2始動前でも利用できるだろう。この提案容量は、必要があれば発電所用と市街地用をまかなえるだけの規模である。

8 非常用ディーゼル発電設備

非常用ディーゼル発電設備は、定格が500 KVAあり、非常用電動排水ポンプと主要発電所が洪水にあった場合の特定基本用途をまかなえるだけある。本ディーゼル・セットと関連スイッチ・ギヤーは、いずれか一つの主変圧器室に隣接し、かつ洪水位より上に設置されるだろう。

9 A.C. 補助給電

発電所照明、動力及びユニットベースでない全プラント用、外部工事、恒久的市街地、貯蔵所、仮設滑走路及び別な地方的要求に対するA.C.補助給電は、リアクター、補助スイッチ・ギヤー及び発電所変圧器経由で、発電設備2台中いずれからでも取られるだろう。代案として、給電は、5 MVA予備水力発電セットから発電所変圧器経由でも取れるだろう。発電所補助給電用として国家給電網(National Grid)に接続される受電線は、予見できる将来における経済的見地から、その建設を正統化できない。したがって、最大発電所出力を確保するリアクタ給電の代案として、この水力発電セットを実質的に使用すると予測できる。2台の発電所変圧器は、需要が生じた場合、補助設備も接続できる発電所共通用パネルへ給電できるだろう。この共通用パネルへ給電できない場合、前記非常用ディーゼル発電セットが自動的に起動できるから、主要負荷は、落ちないだろう。本発電所への補助給電を万一必要とする場合、この変圧器2台中少なくとも1台の高電圧巻作用66 KVまたは132 KVも考えられるが、各々5 MVA、11 KV/発電機電圧/0.415 KVある発電所用変圧器を2台設けることを提案する。発電所用変圧器は、関連高電圧スイッチ・ギヤーとともに、発電設備ユニット1とユニット2用主変圧器群に隣接する室に設置できるだろう。

10 D.C. 補助給電

直流補助給電240 V及び50 Vは、管理室下にある240 Vと50 V蓄電池設備から供給されるだろう。これらの蓄電池は、共用パネルから給電される整流器で随時充電して維持されるだろう。この給電は、制御、保護、指示、警報、通信及び主要照明用である。

11 恒久的照明及び電力

発電所内の恒久的照明と電力は、民間契約の一部としても設置できるが、電気関係見積に編入済みである。外部工事、たとえば取水口制御構造物と余水吐及び発電所からの送電線における照明と動力工事は工事用見積にマイナーアイテムとして含まれている。

12 ケーブル作業及び接地作業

全発電設備と共用ケーブル作業は、発電所用照明と動力工事を除き、電気と機械契約の一部となるだろう。役務用ビルディングの上部及び発電機床に沿って、主幹線系統から管理室キュービクルへのケーブル配電用管理室下にケーブル展開室が一つ設けられる。ケーブル布敷作業は、通常、天井からぶらさげるケーブル用縄内を通すことになっている。これらのルート、及び発電機床内作業場からタービン床上従業員用寝室に至る部分のルート選定権は、各発電設備とも、初期段階で決定されるだろう。

発電所用接地（アース）配電網は、発電所コンクリート構造物内に編入される補強された鋼製網であり、電氣的装置のアース作業用接地短管から取出しできるだろう。アース網は土木工事契約の一部となるだろう。

13 防 火

7.7.5 節に説明しているように、自動防火装置が、発電設備と変圧器用に限り設けられるだろう。消火器と消火栓は、発電所と周辺部全体に亘り設置されるだろう。火災検知器は、管理室内に設けられる中央火災警報施設に接続され、発電所全体に亘り設置されるだろう。

14 作業場内装置

作業場は組立室に隣接されるだろう。工作機械、ポータブルなエアー及び可搬空気工具、電動工具、手工具の広範な選択が必要である。電気アース及びガス溶接作業装置も重要であるだろう。これら加工作業場と溶接作業場は、プラント組立て作業を援助するために、発電所建設の初期に設置する必要があるだろう。

付 録 D
送 電 線

TABLE D-1. ECONOMIC COMPARISON OF VOLTAGE AND CONDUCTOR SIZE - ORCKELO BAY LINE
 FIRST STAGE (1500 MW min, half circuits - 1800 MW min., full circuits)
 (COSTS IN US\$ x 10³)

LINE VOLTAGE & CIRCUITS	330 KV. 4 CIRCUITS				500 KV. 2 CIRCUITS					
	610x2	810x2	950x2	1160x2(4)	950x2	1160x2	1400x4	520x4	610x4	810x4
MAIN FEATURES										
Static Condensers (MVA)	870	840	835	820	830	790	740	735	730	720
Peak Loss (MW)	24.04	18.02	15.48	12.68	13.72	11.24	15.79	12.57	10.66	7.99
Annual Energy Loss (GWh)	176.3	132.1	113.5	93.0	100.6	82.4	115.8	92.2	78.2	58.6
CONSTRUCTION COST										
Transmission Line	37950	42230	45250	49980	37870	40940	38390	40960	43510	47690
Substation	46711	46261	46185	45961	53950	53690	52940	52865	52790	52640
Total Cost	84561	88491	91436	95841	91860	94630	91330	93925	96300	100530
COMPARISON (7% D.R.)										
Annual Cost (9.5%)	8043	8407	8686	9105	8727	8990	8676	8913	9149	9550
kW Loss Value (\$29)	697	523	449	368	398	326	458	365	309	232
GWh Loss Value (US\$7 500)	1322	991	851	698	755	618	869	692	587	440
Combined Annual Value	10062	9921	9986	10171	9880	9934	10003	9970	10045	10222
COMPARISON (10% D.R.)										
Annual Cost (12%)	10159	10619	10972	11501	11023	11366	10960	11259	11556	12064
kW Loss Value (\$38)	914	685	588	482	521	427	600	478	405	304
GWh Loss Value (US\$10 500)	1851	1367	1192	977	1056	865	1216	968	821	615
Combined Annual Value	12924	12691	12752	12960	12800	12648	12776	12705	12782	12963
COMPARISON (15% D.R.)										
Annual Cost (17%)	14395	15043	15544	16293	15616	16087	15526	15950	16371	17090
kW Loss Value (\$54)	1298	973	836	685	741	607	853	679	576	431
GWh Loss Value (US\$18 000)	3173	2378	2043	1674	1811	1483	2084	1660	1408	1055
Combined Annual Value	18664	18394	18423	18652	18168	18177	18463	18289	18355	18576

Note: (1) Cost for static condensers is included in substation cost.
 (2) Cost difference of \$3 890 x 10³ between 330KV and 500KV equipment at Uabo included in cost for 500KV substation.
 (3) Evaluation based on annual costs. D.R. = Discount Rate.
 (4) This alternative finally adopted.

TABLE D-2. ECONOMIC COMPARISON OF VOLTAGE AND CONDUCTOR SIZE - OROKOLO BAY LINE
 SET AND STAGE (1900 MW, half circuits operating)
 (COSTS IN US\$ x 10³)

LINE VOLTAGE & CIRCUITS CONDUCTOR SIZE	330 KV 4 CIRCUITS				500 KV 2 CIRCUITS				
	610x2	810x2	950x2	1160x2	950x2	1160x2 (4)	520x4	610x4	810x4
<u>MAIN FEATURES</u>									
Static Condenser (MVA)	1080	1040	1020	1000	980	950	965	840	810
Peak Loss (MW)	34.77	26.02	22.34	18.32	19.91	16.30	18.23	15.45	11.52
Annual Energy Loss (GWh)	254.9	191.2	163.8	134.3	146.0	119.5	133.7	113.3	85.2
<u>CONSTRUCTION COST</u>									
Transmission Line	37950	42230	45250	49880	37670	40940	40960	43510	47890
Substation	52871	52271	51971	51671	60420	59970	58650	58320	57870
Total Cost	90821	94501	97221	101551	98090	100910	99650	101830	105760
<u>COMPARISON (7% D.R.)</u>									
Annual Cost (9.5%) kW Loss Value (\$29)	8628	8978	9236	9647	9336	9586	9467	9574	100417
GWh Loss Value (US\$7 500)	1008	756	648	531	577	473	529	448	337
Combined Annual Value	1912	1434	1229	1007	1095	896	1003	850	639
Combined Annual Value	11548	11168	11113	11185	11010	10955	10999	10972	11023
<u>COMPARISON (10% D.R.)</u>									
Annual Cost (12%) kW Loss Value (\$38)	10899	11340	11667	12186	11795	12109	11959	12220	12691
GWh Loss Value (US\$10 500)	1321	991	849	696	757	619	693	587	442
Combined Annual Value	2676	2008	1720	1410	1533	1255	1484	1190	895
Combined Annual Value	14896	14339	14236	14292	14085	13983	14056	13997	14028
<u>COMPARISON (15% D.R.)</u>									
Annual Cost (17%) kW Loss Value (\$54)	15440	16065	16528	17264	16709	17155	16942	17311	18010
GWh Loss Value (US\$18 000)	1878	1408	1206	989	1075	880	984	834	527
Combined Annual Value	4588	3442	2948	2417	2628	2151	2407	2039	1534
Combined Annual Value	21906	20915	20682	20670	20412	20186	20333	20184	20171

(4) This alternative finally adopted.

Notes: (1) Cost for static condensers is included in substation cost.
 (2) Cost difference of \$3 890 x 10³ between 330 kv and 500 kv equipment at Wabo.
 included in cost for 500 kv substation.

(3) Evaluation based on annual costs. D.R. = Discount Rate.

TABLE D-3. COMPARISON OF CONDUCTOR SIZE
FOR DIFFERENT PERIODS TO STAGE 2
- OROKOLO BAY LINE

STAGE	YEARS TO STAGE 2 AFTER WABO FIRST PRODUCING	DISCOUNT RATE %	COMBINED ANNUAL ₃ VALUE (US\$ × 10 ³)		DIFFERENCE %
			ACSR 1160	ACSR 950	
1 500 MW	-	7	9934	9880	0.5
		10	12648	12600	0.4
		15	18177	18168	0.5
1 800 MW	0	7	10955	11010	-0.5
		10	13983	14085	-0.7
		15	20186	20412	-1.1
1 800 MW	5	7	137681	137947	-0.2
		10	129791	130206	-0.3
		15	126836	127544	-0.6
1 800 MW	10	7	134695	134642	0.04
		10	126650	126712	0.05
		15	123487	123803	0.04
1 800 MW	15	7	132568	132287	0.2
		10	124698	124541	0.3
		15	121824	121945	0.1

Note: Annuity values were calculated from Combined Annual Values of Tables D-1 and D-2 assuming 35 year lifetime of transmission line and substation.

TABLE D-4, ECONOMIC COMPARISON OF CONDUCTOR SIZE -
 500 KV TWO CIRCUITS - HALL SOUND LINE
 (COSTS IN US\$ x 10³)

CONDUCTOR SIZE	FIRST STAGE (1500 MW one circuit, 1800 MW two)			SECOND STAGE (1800 MW, one circuit operating)		
	610x4	810x4	950x4	610x4	810x4	950x4
MAIN FEATURES						
Static condenser (MVA)	940	930	910	1230	1220	1120
Peak Loss (MW)	22.64	17.28	16.70	34.3	27.25	23.61
Annual Energy Loss (GWh)	166.0	126.7	123.0	251.5	199.6	173.1
CONSTRUCTION COST						
Transmission Line	118440	130700	139300	118440	130700	139300
Substation	62050	61900	61600	70280	70130	68630
Total Cost	180490	192600	200900	188720	200830	207930
COMPARISON (7% D.R.)						
Annual Cost (9.5%)	17147	18297	19086	17928	19079	19753
kW Loss Value (\$29)	657	501	487	995	790	685
GWh Loss Value (US\$7 500)	1245	950	923	1886	1499	1298
Combined Annual Value	19049	19748	20496	20809	21368	21736
COMPARISON (10% D.R.)						
Annual Cost (12%)	21659	23112	24108	22646	24100	24952
kW Loss Value (\$38)	860	657	638	1307	1036	897
GWh Loss Value (US\$10 500)	1743	1330	1292	2641	2098	1818
Combined Annual Total	24262	25099	26038	26594	27234	27667
COMPARISON (15% D.R.)						
Annual Cost (17%)	30683	32742	34153	32082	34141	35348
kW Loss Value (\$54)	1223	933	906	1852	1472	1275
GWh Loss Value (US\$18 000)	2988	2201	2214	4527	3596	3116
Value	34894	35956	37273	38461	39209	39739
Notes: (1) Static condenser cost included in substation. (2) Evaluation based on annual costs. D.R. = Discount Rate.						

付 録 E

施工計画及び建設費見積り

- E-1 仮排水路トンネルの建設
- E-2 仮締切堤による河川締切理論
- E-3 土木契約のための建設費見積り
- E-4 発電機及び発電所施設の費用見積り
- E-5 送電線費用の総括
- E-6 建設用施設の費用見積り

CONSTRUCTION OF DIVERSION TUNNELBASIS OF EXCAVATION AND LINING PROGRESS RATES1. Expected Excavation RatesTop Heading

Approx. excavation volume/m

110 m³Demag roadheader unit 30 m³/hr

$$\therefore \text{excavation time} = \frac{110}{30} =$$

3.7 hrs/m

Installing steel arch supports and timbering

- allow 4.0 hours

Supports at 1.1 m spacing

3.7 hrs/m

$$\therefore \text{Cycle time} = 7.4 \text{ hrs} + 10\% \text{ delays} =$$

8 hrs/m advance- allow 3 m advance/dayBottom Bench

Approx. excavation volume/m

100 m³

Assume 75% excavated by ripper and loader units; 25% by roadheader (final profiling)

Assume ripping time of 1 hour

loading time of 2 hours

profiling 1 hour

equipment changeover 1 hour

5 hours

$$\text{Cycle time} = 5 \text{ hours} + 10\% \text{ delays} =$$

5.5 hrs/m advance- allow 4 m advance/day

2. Expected Concrete Lining Rates

Invert Section (10 m)

Cleanup	1 shift (8 hours)
Installing rebar	2 shifts
Installing pumps, slicklines, screed bars, bulkheads, etc.	2 shifts
Pumping concrete and finishing	1 shift
Waiting for concrete to gain strength, stripping, etc.	1 shift

7 shifts

$$\therefore \text{Daily Advance} = \frac{10 \times 3}{7} = \underline{4 \text{ m/day}}$$

Arch Lining (10 m section)

Collapsing, shifting and setting form	1 shift
Installing reinforcing steel	3 shifts
Installing pumps and slicklines	2 shifts
Pumping concrete (2 stages)	2 shifts
Waiting for concrete to gain strength	2 shifts

10 shifts

3.33 days

$$\therefore \text{Daily Advance} = \frac{10 \text{ m}}{3.33} = \underline{3 \text{ m/day}}$$

仮締切堤による河川締切理論

概 要

仮排水路トンネルが開通し、転流を開始した時点では、流下する河川水の大部分は、既に河床堆積物と置換されている仮締切堤の基礎土を、何ら妨害を受けずに流下し、残りの部分が仮排水路トンネル内を流れる。エンドダンピング（堤端よりロックを投下する工法）により締切堤材料である石灰岩が、河川中央に向けて投下されるにつれて、締切堤より上流部の水位は徐々に上昇し、仮排水トンネルを通過する流量は増加する。締切部の上下流水位差が徐々に大きくなるにつれ、兩岸より伸ばされた締切堤が形作る狭さく部の流速は徐々に増加する。

仮締切堤閉塞時における流入量を $2,500 \text{ m}^3/\text{sec}$ と仮定する。図 27 には、閉塞前のこのトンネルと仮締切堤よりなるシステムのモデルが示されており、次のいずれかの方法により締切を実施する。

- ・主仮締切堤（上流部）のみのエンドダンピングにより閉塞する（図 27 (h) 及び (i)）。
- ・上下流の両仮締切堤を同時にエンドダンピングにより築堤し、主仮締切堤の閉塞を行う（図 27 (j) 及び (k)）。

試算によれば、上下流水位差が、 2 m を超えると、閉鎖直前の狭さく部の平均流速は、 $6 \text{ m}/\text{sec}$ を超えると推定され、ワイヤーロープで岩塊を連結する工法を採用したとしても、実施、不可能な巨大な岩塊を必要とする恐れがある。上下流の両締切堤を同時にエンドダンピングにより築堤するならば、上下流の総水位差が分割され、各々の狭さく部の流速が減少し、最終的な締切工事がやや楽になる。兩岸からのエンドダンピング作業が最終段階に入る前に、バース・ダンピングにより河川中央部の仮締切堤の基礎を高くしておけば、締切作業をさらに有利とすることができる。

次に示す計算は、Wabo 計画の河川締切りシステムのために誘導された基本を成すものである。仮定は控え目であり、見積りは予備的であるが、Wabo における河川締切りが可能であることを示している。流水条件と必要な岩塊の寸法をさらに厳密に求めるために、設計段階では模型実験によるスタディが必要である。

閉鎖部の水理

両河岸からのびた締切堤の間隙は、つぎのいずれかとみなすことができる。

- ・ 広い水路の収縮
- ・ もぐり広頂堰

適切な係数の選定は困難であり、特に堰とみなす方法は設定がむずかしいと思われる。これらの二方法による概略の試算によると、類似の結果となった。ここでは収縮モデルをフィージビリティの目的で適用することとした。

Bernoulliによると、

$$H_1 + \frac{V_1^2}{2g} = H_2 + \frac{V_2^2}{2g} + f \cdot \frac{V_2^2}{2g} + H_F$$

ここに、

f = 収縮損失係数

H_F = 摩擦損失水頭

他の記号は、図27に示されている。

V₂は、収縮地点における最大流速であり、この場合その水位は、上流水面より△H低い。上下流の水位差は、h*である。背水曲線比h*/△Hは、一般に1より小さい。

$$\text{そこで、 } V_2 = \left(\frac{2g(H_1 - H_2)}{1 + f} \right)^{\frac{1}{2}} = \left(\frac{2g\Delta H}{1 + f} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \dots\dots(1)$$

Sandover (1966) が研究し、平均間隙幅 b、河幅 B 及び収縮率 m = (B - b) / B を含む関係式から、この閉鎖断面形状、下流水位及び f 値は、つぎのとおりである。

CONTRACTION LOSS COEFFICIENT VS MEAN GAP WIDTH

b	$\frac{B-b}{B}$	$\frac{L}{b}$	c	f
100	0.5	0.2	0.72	0.3
40	0.8	0.5	0.76	0.25
20	0.9	1.0	0.84	0.1
10	0.95	2.0	0.85	0.1
5	0.975	4.0	0.86	0.1

このTableで、f = 1 / K · C - 1

ここに、C = 縁が鋭い収縮部に対する流出係数

K = 修正率で、縮切堤上流勾配によって変わり、控え目に1.05と仮定さ

れた。

$$L = 20 \text{ m (図 27(i)参照)}$$

図 27(f)は、間隙部の流速と間隙幅 b との関係曲線であり、つぎのように誘導された。

(a) 閉鎖前の任意の時点で、この締切堤を浸透する流れがなかったと仮定した。

これは極めて控え目であり、理由は、通過流量が、 $100 \sim 800 \text{ m}^3/\text{sec}$ のオーダーと推定されるためである。

$$\text{すなわち、 } Q_A + Q_B = 2,500 \text{ m}^3/\text{sec} \quad \dots\dots(2)$$

$$Q_c = 0$$

Q_A = 仮排水トンネルを流下する河川水

Q_B = 両側の締切堤間を流下する河川水

Q_c = 締切堤の堤体と通過する河川水

$$\text{また、 } Q_B = V_2 \cdot H_2 \cdot b \quad \dots\dots(3)$$

(b) ΔH は 4.0 m 以下の範囲を選定した。

(c) 上記方程式(1)、(2)及び(3)を満足する間隙幅 b の値(および係数 f の相当値)を反復法により計算した。

(d) 収縮率 m とManningの n ($0.04 \sim 0.05$ と仮定)に関し、Sandover(1966)から、この水位差 h^* を求められた。

以上の計算により次表の結果が得られた。

GAP WIDTH AND VELOCITY

ΔH	b	V ²	h [*]
0.1	100.8	1.23	0.07
0.3	54.8	2.17	0.25
0.5	39.7	2.86	0.42
0.8	27.9	3.69	0.70
1.0	22.0	4.22	0.91
1.3	18.2	4.81	1.20
1.5	16.0	5.17	1.40
1.8	12.8	5.66	1.71
2.0	11.2	5.97	1.90
2.3	8.86	6.40	2.21
2.5	7.73	6.67	2.43
2.8	5.84	7.06	2.8
3.0	4.94	7.31	3.0
3.3	3.36	7.67	3.3
3.5	2.61	7.90	3.5
3.8	0.63	8.23	3.8
4.0	0	8.44	4.0

Note: For the degree of error involved, there is little difference between ΔH and h^* .

ロックサイブと限界流速

流水中に投下される岩塊の任意のサイズに対し、水流がある値よりも大きくなるとこの岩塊を遠方へ流下できる限界流速が存在する。

良く知られている Isbash の公式 (Sandover and Tallis, 1966) は、バージダンピング作業のために求められたものである。ブラジルの Rio Grande における Furnas の大プロジェクト (Macgregor, 1967) で為された閉鎖に関する研究は、Isbash の方法は、エンドダンピング時のロック寸法を低目に見積っていることを示し、それに続き実際の閉鎖作業によりこれを確認した。

Sandover (1971) は、実験的に、エンドダンピング機構を研究し、Isbash の方法の改良を可能にする修正を提案した。Wabo 地点の河川締切り機構にこの方法を応用した。

岩塊の公称直径は、次記の関係式で与えられる。

$$d = \frac{G_w}{2g(G-G_w)} \cdot \frac{V_{cr}^2}{C_1^2}$$

- ここに、
 d = 公称直径
 V_{cr} = 限界流速
 C_1 = Ishbashの係数
 G_w = 岩石の比重、ここでは2.6と仮定した。

すなわち、
$$d = \frac{V_{cr}^2}{31.4 C_1^2}$$

Sandoverの修正値 C_1 は、つぎのとおりである。

C_1 と d/b の関係

d/b	C_1
> 0.01	0.548
0.005	0.592
0.003	0.632
0.002	0.707
< 0.001	0.860

任意の間隙幅 b に相当する C_1 及び流速 V_2 より d が求められる。岩塊を球体と仮定すれば、その重量は $1.361 d^3$ となる。

図27(f)は、岩塊の限界流速に対する公称直径と重量の関係曲線を示す。

Sandover(1971)、Valentine(1958)及びDas(1972)等による研究結果は、設計段階で参考となるだろう。

上下流同時施工

河川締切り作業の最終段階で、上流側締切堤地点の上下流水位差と減らし、作業を容易にするために、下流側締切堤も同時にエンドダンピング作業を行う。水位差の減少分は下流の間隙部に生ずる水位差に相当する。

図 27(j)は、この状態を単純化したモデルである。間隙幅(b)が 50 m 以内の範囲では、前表に示したように水位差 h^* は縮流部の水位差 ΔH にほぼ等しいと仮定されている。 ΔH_1 と ΔH_2 が、それぞれ主縮切堤部の水位差と下流縮切堤部の水位差であれば、

$$\Delta H_T = \Delta H_1 + \Delta H_2$$

$$\text{また、 } V_2 = \frac{(2g\Delta H_1)^{\frac{1}{2}}}{(1+f)} \text{ および } V_3 = \frac{(2g\Delta H_2)^{\frac{1}{2}}}{(1+f)} \text{ であるから、任意の } b_1 \text{ と}$$

b_2 に対する ΔH_1 と ΔH_2 は、試行錯誤のプロセスにより求めることができる。支配的条件は、つぎのとおりである。

$$Q_A + Q_B = 2,500 \text{ m}^3/\text{sec}、\text{ また前述のとおり } Q_C = 0$$

$$Q_B = b_1 \cdot V_2 \cdot H_2 = b_2 \cdot V_3 \cdot H_3$$

ここに、 V_2 、 V_3 および H_3 は、それぞれ、縮流部の流速および主縮切堤と下流縮切堤の間隙における水深である。

仮排水トンネルの排水量 Q_A に対応する貯水池水位は、次のようになる。

Q_A (m^3/s)	Elevation (m)	Q_A	Elevation
1,300	21.8	1,800	23.5
1,400	22.2	2,000	24.2
1,500	22.5	2,100	24.5
1,600	22.7	2,300	25.2
1,700	23.2	2,450	25.5

全流量 $2,500 \text{ m}^3/\text{sec}$ に相当する下流出口での下流水位は、EL 21.7 である。

下流縮切堤の隙間部の床の標高は、EL 11 にあり、また、上流縮切部の床は投下と予定されているケーソンの上流を閉そくするロック材と EL 16 で連続すると仮定されている。

$$\text{したがって、 } H_1 = (\text{貯水池水位} - 1.6.0)$$

$$H_2 = H_1 - \Delta H_1$$

(a) 上下流縮切堤の各々の間隙幅が 50 m の時

$$b_1 = b_2 = 5.0 \text{ m}, f = 0.26$$

$\Delta H_1 = 0.3$ (図 27(k)、上流縮切堤に限る、EL 1.1 の間隙)を仮定すると、試算の結果は、EL 1.6 における間隙部の水位差はさらに大きいことを示した。

$\Delta H_1 = 0.7$ (最終試算)と仮定すると、

$$V_2 = \frac{(2g \times 0.7)^{\frac{1}{2}}}{(1 + 0.26)} = 3.30$$

$$Q_B = b \cdot V_2 \cdot H_2 = 3.30 \times 5.0 H_2 = 16.5 H_2$$

Q_A 、 Q_B 及び Q_C が、ある範囲の Q_A を用い $\Delta H_2 = 0.7 \text{ m}$ に対して決定された。

Q_A	H_1 (EL-1.6)	H_2 ($H_1 - \Delta H_1$)	$Q_B =$ ($2,500 - Q_A$)	$Q_B =$ $16.5 H_2$
1,400	6.2	5.5	1,100	907
1,500	6.5	5.8	1,000	957
1,600	7.2	6.5	900	1,072

Q_A に対し ($2,500 - Q_A$) と $16.5 H_2$ をプロットすれば、つぎの値が得られる。

$$Q_A = 1,525 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$$Q_B = 975 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_A = 1,525$ では、

$$\Delta H_T = \text{EL } 2.6 - \text{下流水位 EL } 2.1.7 = 0.9 \text{ (m)}$$

$Q_B = 975$ では、

$$H_2 = 975 / 16.5 = 5.91$$

$$\Delta H_2 = H_2 + 1.6 - \text{下流水位} = 5.91 + 1.6 - 2.1.7 = 0.21 \text{ (m)}$$

$$\Delta H_1 = (\text{仮定値}) + \Delta H_2 \text{ (計算値)} = 0.9 = \Delta H_T$$

すなわち、上流縮切堤水位差 = 0.7 m 、間隙部の流速 = 3.30 m/s

(1.2 m サイズの岩塊が妥当)。下流縮切堤水位差 = 0.2 m 、間隙部の流速 = 1.8 m/s ($0.5 \text{ m} \sim 1.0 \text{ m}$ サイズの岩塊が妥当)。

これらの計算結果より、下流縮切堤が主縮切堤の上下流水位差を減らすのに有効であれば、主縮切堤における閉鎖を遅らせて、徐々にこの間隙を減らさなければならないことが判明した。上流縮切堤の上下流水位差は、間隙 50 m に対して求められた図 27 (b) に示されている値より大きい。これは、間隙部のインバート標高を EL 1.6 に上げることによりトンネルへの分流部がさらに増加するからである。

(b) 上下流縮切堤の間隙幅の縮小

閉そく前の条件は、主縮切堤部の間隙幅 25 m、10 m、5 m 及び 2 m に対して検討されている。

下流縮切堤先端が岩塊寸法 0.5 m ないし 1 m だけから構成されるため、間隙部の流速は 3 m/sec 以下でなければならないと仮定された。

$$b_1 = 10 \text{ では、 } f = 0.1, \quad V_2 = 5.97$$

値 ΔH_1 の範囲で試算され、また前記の手法を使って、 ΔH_1 にそれほど影響しない Q_A と Q_B に対する値が概算された。

$$Q_A = 2,110 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$$Q_B = 390 \text{ m}^3/\text{sec}$$

ただし、 $Q_B = b_2 \cdot H_3 \cdot V_3$

ここに、 $H_3 = \text{下流水位} - 1.1 = 21.7 - 1.1 = 10.7$

$V_3 = 3.0$ では、 $b_2 = 390 / 10.7 \times 3 = 12 \text{ (m)}$

また、 $\left(\frac{2g\Delta H_2}{1+f} \right)^{\frac{1}{2}} \leq 3 \text{ (} b_2 = 12, f = 0.1 \text{)}$

$$\Delta H_2 = 0.5$$

主縮切堤では、

$$V_2 = Q_B / \text{下流水位} - 1.6 + \Delta H_2 \times b_1$$

$$= 6.29 \text{ m/sec}$$

$$= \left(\frac{2g \cdot H_1}{1+f} \right)^{\frac{1}{2}}, \text{ (} f = 0.1 \text{)}$$

$$\Delta H_1 = 2.22$$

$$\Delta H_1 + \Delta H_2 = 2.22 + 0.5 = 2.72 \text{ (m)}$$

$Q_A = 2,110$ では、 $\Delta H_1 = 24.5 - 21.7 = 2.8 (m)$

これは、充分一致している。

$b_2 = 1.2 m$ を採用する。

格子を取り付けたケソンの背面に岩塊をエンドダンピングしている間、下流縮切堤の先端にある間隙は次第に狭められる。このように、下流縮切堤の上下流水位差約 $0.5 m$ は、この間隙部の流速が $3 m/sec$ を超えることなく、維持できる。ただし、エンドダンピングがつぎのとおり同時に行われ、サイズ $1 m$ の岩塊が移動しない場合に限る。

主縮切堤部の間隙 (m)	5.0	2.5	1.0	5	2	閉鎖
下流縮切堤部の間隙 (m)	5.0	2.5	1.2	7	3	

岩片が定位置に沈着しなくなるまで下流縮切堤でのエンドダンピングを継続すると、格子部の背後を閉鎖する以前の各段階で $0.5 m$ より大きな水位差が生ずるかもしれない。インバート標高を多分 $EL 1.4$ まで上げ、かつ大きな岩片を投下すると、下流縮切堤でかなり高い水位差が得られるだろう。

APPENDIX E-3

CIVIL CONTRACT COST ESTIMATESSUMMARY

FEATURE	US\$ x 10 ⁶
1. DIVERSION AND CARE OF RIVER	59.2
2. MAIN DAM	88.0
3. SPILLWAY	67.1
4. INTAKE AND PENSTOCKS	48.5
5. POWER STATION	39.6
6. SADDLE DAMS AND FUSE PLUG	72.1
7. PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT	49.4
TOTAL (SEPTEMBER 1976 COSTS)	423.9

Details of these estimates are shown on the attached schedules of quantities and unit rates.

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
DIVERSION AND CARE OF RIVER

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
200	<u>DIVERSION AND CARE OF RIVER</u>				
201	Portal Cofferdams, Dewatering, etc.			Allow	300 000
202	<u>Excavation</u>				
	Portal, common	473 000	m ³	3.1	1 466 300
	Portal, Orubadi Beds, Rock	491 000	m ³	4.0	1 964 000
	Portal, Era Beds, Rock	778 000	m ³	4.6	3 578 800
	Tunnel	550 000	m ³	25	13 750 000
203	<u>Concrete</u>				
	Portal	31 700	m ³	148	4 691 600
	Lining	102 500	m ³	111	11 377 500
	Plug	23 800	m ³	98	2 332 400
204	Cement	56 400	t	130	7 332 000
205	Reinforcing steel	4 700	t	955	4 488 500
206	Steel Support (250x250x9x14)	4 070	t	1 020	4 151 400
207	<u>Grouting</u>				
	Backfill	2 470	Linear m of Tunnel length		Included in Lining Rate
	Consolidation and Curtain	15 300	m	47	719 100
208	Drain Holes, ϕ 47 mm	3 600	m	15	54 000
209	Sealing Rubber	14 900	m	13	193 700
210	Minor Items 5%				<u>2 820 000</u>
					59 218 600
					Say \$59.2 x 10 ⁶

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
MAIN DAM AND COFFERDAMS

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
300	<u>MAIN DAM AND COFFERDAMS</u>				
	<u>Foundation and Abutment Stripping</u>				
301	Alluvium Beneath Cofferdams	2 100 000	m ³	4.7	9 870 000
302	Alluvium Between Cofferdams	900 000	m ³	3.7	3 330 000
303	Cofferdam Abutments	100 000	m ³	4.0	400 000
304	Remainder of Abutments	450 000	m ³	3.2	1 440 000
305	Drilling and Grouting Foundations	30 000	m	38	1 140 000
306	Dental Treatment Concrete Allow	2 000	m ³	125	250 000
	<u>Cofferdam Zones</u>				
	(Barge Dumped to EL 11)				
307	Zone 3A - Limestone	500 000	m ³	11.2	5 600 000
308	Zone 4A - Gravels	500 000	m ³	3.4	1 700 000
309	Zone 1A - Gravel-Silts	350 000	m ³	2.9	1 015 000
	(End Dumped Above EL 11)				
310	Zone 3B - Limestone	650 000	m ³	17.8	11 570 000
311	Zone 4B - Gravels	720 000	m ³	6.3	4 536 000
312	Zone 1A From Required Excavation	450 000	m ³	0.2	90 000
	<u>Embankment Zones (Compacted)</u>				
313	Zone 1 - Core	2 100 000	m ³	2.9	6 090 000
314	Zone 2A - Fine Filter	450 000	m ³	8.3	3 735 000
315	Zone 2B - Coarse Filter Limestone	150 000	m ³	7.8	1 170 000
316	Zone 3C - Slope Protection	130 000	m ³	18.8	2 444 000
317	Zone 4C - Gravel-Sands	3 200 000	m ³	6.3	20 160 000
318	Zone 5 From Required Excavation	6 700 000	m ³	1.3	8 710 000
	TOTAL VOLUME	15 900 000	m ³		
319	Instrumentation		Lump Sum	Allow	500 000
320	Minor Items 5%				4 190 000
					87 940 000
				Say	US\$88.0 x 10 ⁶

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
SPILLWAY (1)

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
400	<u>SPILLWAY</u>				
401	<u>Excavation</u>				
	Clearing	35	ha	2 000	70 000
	Common	670 000	m ³	3.1	2 077 000
	Orubadi Beds, Rock	3 300 000	m ³	4.0	13 200 000
	Era Beds, Rock	2 980 000	m ³	3.7	11 026 000
402	<u>Backfill</u>				
	Common behind Abutments & Walls	190 000	m ³	0.8	152 000
403	<u>Foundation Treatment</u>				
	Grouting	8 000	m	42	336 000
	Grouted Anchor Bars	88 000	m	16	1 408 000
	(Total Anchor Bars = 500t)				
404	<u>Concrete</u>				
	Approach Channel Slab	4 300	m ³	75	322 500
	Surfacing in Approach Channel	6 430	m ³	144	925 900
	Approach Wall	34 610	m ³	103	3 564 800
	Crest	41 280	m ³	49	2 022 700
	Abutment Wall	25 460	m ³	80	2 036 800
	Piers	16 930	m ³	107	1 811 500
	Chute Wall	30 200	m ³	140	4 228 000
	Chute Slab	45 350	m ³	68	3 083 800
	Flip Bucket	19 870	m ³	49	973 600
	Base Course	1 600	m ³	34	54 400
	Bridge, Composite Type	270	m ³	2 100	567 000
	Concrete Paving in Plunge Pool	15 380	m ³	132	2 030 200

WABO PROJECT
 PRELIMINARY COST ESTIMATE
 SPILLWAY (2)

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
405	<u>Reinforcing Steel</u>	5 300	t	955	5 061 500
406	<u>Cement</u> (Excluding cement for Grouting)	66 090	t	130	8 591 700
407	<u>Prestressing in Piers And Abutments</u> 3 100 t/Pier	6 Pier		50 000	300 000
408	Minor Items 5%				<u>3 190 000</u>
					67 033 400
					<u>Say US\$67.1 x 10⁶</u>

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
INTAKE AND PENSTOCKS

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
500	<u>INTAKE AND PENSTOCKS</u>				
501	<u>Excavation</u>				
	Clearing	21	ha	2 000	42 000
	Common	610 000	m ³	3.1	1 891 000
	Orubadi Beds, Rock	899 000	m ³	4.0	3 596 000
	Era Beds, Rock	3 970 000	m ³	4.2	16 674 000
502	<u>Concrete</u>				
	Mass Concrete in Intake Structure	197 000	m ³	41	7 872 000
	Reinforced Concrete in Intake Structure	17 200	m ³	78	1 341 600
	Anchor Blocks and Ring Girder Support	15 400	m ³	107	1 647 800
	Surfacing Headrace Channel and Penstock Bench	23 800	m ³	108	2 570 400
503	<u>Grouting</u>	10 800	m	44	475 200
504	Grouted Anchor Bars	25 400	m	16	406 400
505	<u>Reinforcing Steel</u>	3 340	t	955	3 189 700
506	<u>Cement (Excluding cement for Grouting)</u>	49 800	t	130	6 474 000
507	Minor Items 5%				<u>2 309 000</u>
					48 489 100
					<u>Say US\$48.5 x 10⁶</u>

WAGO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
POWER STATION

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
600	<u>POWER STATION</u>				
601	Excavation - in Common	331 000	m ³	3.1	1 026 100
	in Rock	808 000	m ³	4.0	3 232 000
602	Tailbay cofferdam, dewatering etc.			Allow	100 000
603	Backfill (free draining) surrounding Power Station	121 000	m ³	2.6	314 600
604	Rip-Rap	34 000	m ³	18.8	639 200
605	<u>Concrete</u>				
	Backfill	2 400	m ³	65	156 000
	Penstock surround	11 900	m ³	95	1 130 500
	Substructure	74 800	m ³	91	6 806 800
	Intermediate Structure	41 100	m ³	141	5 795 100
	Superstructure	6 600	m ³	192	1 267 200
	Switch-house	1 650	m ³	192	316 800
606	Reinforcing Steel	10 250	t	955	9 788 800
607	Cement	38 800	t	130	5 044 000
608	Steel				
	Structural	78	t	1 520	118 600
	Line Landing Structure	58	t	1 520	88 200
609	Roof	6 700	m ²	68	455 600
610	Architectural and Minor Items 9%				<u>3 265 000</u>
					39 545 000
					<u>Say US\$39.6 x 10⁶</u>

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
SADDLE DAMS AND FUSE PLUG

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
700	<u>SADDLE DAMS</u>				
701	Foundation Excavation	3 000 000	m ³	3.1	9 300 000
702	Drilling and Grouting Foundations	12 000	m	38	456 000
703	Dental Treatment Concrete	Allow 500	m ³	136	68 000
	<u>Embankment Zones</u>				
704	Zone 1 - Core	1 800 000	m ³	3.5	6 300 000
705	Zones 2A and 2B - Filters	800 000	m ³	12.1	9 680 000
706	Zone 3 - Rockfill	4 000 000	m ³	7.2	28 800 000
707	Zone 3C - Slope Protection	500 000	m ³	8.4	4 200 000
708	Zone 4C - Gravel-Sands	700 000	m ³	10.2	7 140 000
	<u>Total Volume</u>	7 800 000			
	Central Core Embankment	6 850 000			
	Earthfill Embankment	950 000			
709	Instrumentation		Lump Sum	Allow	300 000
710	<u>Fuse Plug Dam</u>				
711	Clearing	5	ha	2 000	10 000
712	Common Excavation	110 000	m ³	3.1	341 000
713	Orubadi Beds Excavation	430 000	m ³	3.2	1 376 000
714	Embankment Zone 1	60 300	m ³	3.5	211 100
715	Slope Protection Zone 3C	7 800	m ³	8.4	55 500
716	Concrete for Sill	3 200	m ³	80	256 000
717	Reinforcing Steel	50	t	955	47 800
718	Cement	800	t	130	104 000
719	Minor Items 5%				<u>3 432 000</u>
					72 077 000
					<u>Say US\$72.1 x 10⁶</u>

WABO PROJECT
PRELIMINARY COST ESTIMATE
PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	RATE US\$	COST US\$
900	<u>PERMANENT MECHANICAL EQUIPMENT</u>				
901	Diversion Closure Gates & Hoists (14.5 m high x 7.25 m wide x 6 Nos.)	1 600	t	4 000	6 400 000
902	Spillway Gates & Hoists (19.0 m high x 14.6 m wide x 6 Nos.)	1 860	t	4 700	8 742 000
903	Spillway Stoplogs and Appurtenant (19.0 m high x 14.6 m wide x 1 Nos.)	305	t	3 500	1 067 500
904	Spillway Gantry Crane	50	t	5 000	250 000
905	Intake Trashracks (25 m high x 6.0 m span x 12 Nos.)	360	t	2 000	720 000
906	Intake Gates & Hoists (8.0 m high x 8.0 m span x 6 Nos.)	1 240	t	5 400	6 696 000
907	Intake Stoplogs and Guide Frames (25 m high x 6.0 m span x 2 Nos.)	614	t	3 500	2 149 000
908	Intake Gantry Crane & Accessories With Raking Equipment (one set)	50	t	5 000	250 000
909	Steel Penstocks & Accessories (8.0 m inside diameter)	11 510	t	2 000	23 020 000
910	Emergency Diesel Generator for Spillway Gate Hoists (400 Kw)	1	set		105 000
	Total				49 399 500
					<u>say US\$49.4 x 10⁶</u>

Note: Import Duties and other Taxes are not included.
Minor Items have been allowed for in the estimate.

APPENDIX E-4

POWER STATION PLANT COST ESTIMATES

6 x 360 MW power units

(Turbine output 365 MW at 98.0 m net head)

US\$ x 10⁶

Mechanical Plant

. turbines and accessories	48.8
. auxiliary mechanical plant (cooling water systems; compressed air systems; station overhead travelling cranes; draft tube gates and hoists; workshop equipment; ventilation and air conditioning plant; 5 MW standby hydro- generating set)	7.7

TOTAL: \$ 56.5

Electrical Plant

. generators	59.1
. transformers	16.5
. generator/transformer connections and associated switchgear	2.1
. EHV switchgear and connections, and associated plant	15.5
. control and auxiliary systems and communications equipment; lighting and power; emergency diesel set	5.6

TOTAL: \$ 98.8

TOTAL ELECTRICAL AND MECHANICAL PLANT: \$ 155.3 million

NOTE: These costs are erected costs. They include transport charges, insurance, installation and commissioning. They do not include import duty.

APPENDIX E-5

TRANSMISSION LINE COST SUMMARY

US\$ x 10⁶

ITEM	OROKOLO LINE	HALL SOUND LINE
1. TRANSMISSION LINE (1)	39.4 (81 km - 2 routes and 25 km - 1 route)	115.0 (150 km - 2 routes and 150 km - 1 route)
2. SUBSTATION (2)	38.0 (280 MVA x 7 Units)	38.0 (280 MVA x 7 Units)
3. STATIC CONDENSER	11.9	14.2
4. SWITCHING STATION	0	10.0
5. ACCESS ROAD	10.4 (3)	18.2 (4)
6. SPUR TRACK	1.5	3.4
TOTAL	US\$ 101.2 million	US\$ 198.8 million

- Notes:
- 1) Transmission Line north of the Purari River consists of two routes and to the south, one route. Excludes spur tracks.
 - 2) Cost of substation includes that for substation auxiliary equipment, civil works and buildings required.
 - 3) Pawaia to Ihu (Pawaia to Wabo included in Appendix E-6).
 - 4) Pawaia 1 to Murua (Pawaia to Wabo included in Appendix E-6).
 - 5) Costs of transmission line, substation and static condenser may be subject to minor adjustment corresponding to conductor size finally adopted.
 - 6) Import duties, other taxes and land acquisition costs not included.
 - 7) No allowance included for engineering costs or contingency.

付 録 E - 6

建設施設の見積費用

9.4節と9.5節と関連し、本プロジェクトを進める決定から主要土木工事契約の載定までの2年間に、建設すべきプロジェクト用施設費用は3,000万米ドルのオーダーと見積られるだろう。

項目別のコストは、つぎのようになる。

		単位：1,000米ドル
1. Wabo		
1.1	河川用バージ荷降し用波止場	200
1.2	キャンプと居住区用地の整地	160
1.3	主ダムと副ダム地区へ接近する支道を含む道路	2,400
1.4	家屋、バラック及び関連施設	4,600
1.5	リクリエーション用地区と施設	150
1.6	給・排水系統、電力配電	450
1.7	滑走路の延長	400
1.8	ラジオ通信施設	100
1.9	ダム地点と副ダム地区の再伐開、及び支道の伐開	300
1.10	電源(20MWガス・タービン装置)	5,000
2. 別 施 設		
2.1	Paia Inletにおける積換え用波止場	2,000
2.2	Pawaiaにおける積換え用波止場	150
2.3	Pawaia IからWaboに至る道路	8,840
2.4	3枚刃吸入式浚渫機	5,000
	合 計	29,750

≒ 3,000万米ドル

付 録 F

水力発電計画の経済・財務分析

- F-1 Wabo水力発電計画の財務分析
- F-2 Wabo水力発電計画の経済分析
- F-3 Aure水力発電計画（全面開発案）の経済分析

付 録 F - 1

Wabo 水力発電計画の財務分析

1 財務電力コスト (Financial Power Cost) の計算

標記の財務電力コストは、融資期間中の物価上昇に伴うコスト・エスカレーションを考慮に入れず、したがって1976年現在の価格で算出した割引費用と同様の条件で算出した割引収益とを均等化させることによって求めた電力コストである。

割引費用はキャピタル・コスト（輸入関税をふくむ課税分、支払利息等の移転支出を除いた全資本支出、本巻付録H参照）および運転、保守維持費（OMコスト）からなり、割引収益は発生常時電力の売電によってもたらされる発電収益である。

たとえば、Gulf地区の常時電力需要が5か年間で最大尖頭負荷に達すると想定したケースについて、適用融資期間を30年、利率を年7%としてその費用および収益を割引く場合と考えるとよい。

適用期間を通じて全くエスカレーションがないものとした。1976年現在価値で表示された費用と売電される常時電力量のフローは、次表のごとくである。

計画年次	コ ス ト US\$×10 ⁶	常時電力量 (GWh)
1	1 2.0	
2	2 5.0	
3	5 0.0	
4	1 0.5.0	
5	1 2 0.0	
6	2 1 8.0	
7	2 4 0.0	
8	9 5.0	
9	2 9.6	5,800
10	1 6.6	7,400
11	8.6	9,000
12	6.6	10,600
13	6.6	11,660
↓	↓	↓
30	6.6	11,660

割引電力コストを求めるため、1976年現在価格で表示された費用および収益を割引率7%で割引くとする。このようにして割引かれた費用の現在価値を同様に割引かれた収益の現在価値で除することによりKWh当りの割引電力コストが得られる。すなわち、

$$\sum_{n=1}^y \left[\frac{\text{n年における費用}}{(1+r)^n} \right] \div \sum_{n=1}^y \left[\frac{\text{n年における収益}}{(1+r)^n} \right]$$

この場合、y = 計算上与えられた年数

r = 計算上与えられた割引率

表F-1からF-8は、与えられた融資期間と利子率のもとで算出された財務電力コスト（ゼロ・インフレーション）の一覧表である。

2 1976年現在価格による利益を含まない資金の回収のみを考慮した電力コスト

標記の電力コストの算出方法は前述1と全く同じであるが、これは実質利子率により割引かれた割引電力コストのことである。

実質利子率は、融資に当って適用される利子率と融資期間中の年間平均物価上昇率とを相殺したときの差異に相当する。通常実質利子率は3%前後である。現時点の経済観測では予測し得る将来の年間平均物価上昇率は、7%から8%といわれ、他方、Wabo計画のごとき大規模な国家プロジェクトに対する借款利率は通常のコマーシャル・ローンの利率よりも低いのが一般的であるから、本計画に対する借款利率は、年間平均物価上昇率とほぼ等しく、したがって計算上の利子率はゼロに近いはずである。

表F-1からF-8の利子率ゼロ欄は、適用融資期間に対する実質利子率ゼロのときの実質割引電力コストを示す。

3 インフレーションを考慮した将来価格に対する資金回収のみを考慮した電力コスト

将来価格による年間均等割引電力コストは、融資期間中の年間平均物価上昇率を1976年現在価格により算出された見積り工事費に加算し、将来価格に変換したのち、融資期間の適用利子率を割引率として割引いた電力コストである。

一例としてGulf地区の常時電力需要がWabo発電開始後5年目に最大尖頭負荷に達する場合を考える。1976年現在価格によって見積られた見積り工事費は、将来の物価上昇係数 $(1+f)^n$ により将来費用に変換する。この場合、fは年間平均物価上昇率、nは計算上の適用年数である。次表の場合、年間平均物価上昇率を8%としているので、その係数は $(1+0.08)^n$ となる。

計画年次	現在費用 (1976年現在価格)	将来費用 (1+0.8) ⁿ
1	1 2.0	1 2.9 6
2	2 5.0	2 9.1 6
3	5 0.0	6 2.9 9
4	1 0 5.0	1 4 2.8 5
↓	↓	↓
29	6.6	6 1.4 9
30	6.6	6 6.4 1

このようにして算出された将来費用と発電収益が、適用融資期間および利子率により割引かれたのち、均等化されることによって、将来価格による割引電力コストが算出される。

$$\sum_{n=1}^y \left[\frac{n \text{年におけるエスカレーションが考慮された費用}}{(1+r)^n} \right] = \sum_{n=1}^y \left[\frac{n \text{年における収益}}{(1+r)^n} \right]$$

この場合、y = 計算上の適用年数

r = 計算上の適用利子率

4 財務上の実質内部収益率

表 F-1 / F-8 を使用して計画の経済耐用年限内で希望した内部収益率を実現するために必要な割引電力コストを選定することができる。Gulf 地区の常時電力需要予測5か年案のケース(表 F-1)について、適用内部収益率を7%とし、60年の計画耐用年限内に費用回収を行うときの割引電力コストは7.6ミル/KWhである。この場合、仮に実質利子率がゼロであったら、この7.6ミル/KWhが表 F-1の利子率ゼロ欄での該当位置を探してみると、融資期間20年と25年のほぼ中間に位置することがわかる。すなわち、実質利子率がゼロのとき、電力原価が7.6ミル/KWhならば25年間で費用回収ができるということになる。

5 工業用電力の平均売電価格

本巻第10章および本稿上の例示によって電力原価の算出と分析について説明した。しかしながら、上述の電力原価は電力を大量に消費する工業用の電力のみならず家庭用および一般向売電をふくめたオーバー・オールな平均原価である。Wabo発生電力のうち、若干部分が家庭用および一般向に売電されるので、工業用電力料金は、平均よりも安くできるはず

である。

たとえば、一般向に常時発生電力量の3%、50ミル/KWhで売電された場合、平均電力料が7.6ミル/KWhならば、工業用電力料金は平均6.3ミル/KWhに引下げ可能である。

$$\text{工業用平均電力原価} = \frac{(\text{平均電力原価} - P \times \text{一般向電力原価})}{(1 - P)}$$

この場合、Pは常時電力の総売電量に対する一般向売電量の割合

上述の例では一般向電力料金を50ミル/KWhとして説明したが、1976年現在、パプア・ニューギニアにおける実際の家庭用あるいは一般向電力料金は約80ミル/KWhである。

TABLE F-1
 5-YEAR LOAD GROWTH - WABO FIRM ENERGY AT GULF SITE
 (US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	TOTAL COSTS	HYDRO UNITS (Mw)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12		12		
2	25		25		
3	50		50		
4	104		105		
5	120		120		
6	218		218		
7	240		240		
8	95		95		
9	23	6.6	29.6	4x360	5 800
10	10	6.6	16.6		7 400
11	2	6.6	8.6	2x360	9 000
12		6.6	6.6		10 600
13		6.6	6.6		11 660
↓		↓	↓		↓
60		6.6	6.6		11 660

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kWh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	13.96	16.79	21.33	22.61	23.96	26.88	33.62	41.76
20 years	7.77	9.95	13.64	14.72	15.87	18.39	24.37	31.82
25 years	5.49	7.45	10.91	11.95	13.06	15.52	21.47	28.95
30 years	4.31	6.16	9.57	10.61	11.73	14.22	20.27	27.89
35 years	3.58	5.38	8.81	9.87	11.01	13.55	19.73	27.48
40 years	3.09	4.87	8.34	9.42	10.58	13.18	19.47	27.31
50 years	2.47	4.24	7.84	8.96	10.17	12.85	19.28	27.20
60 years	2.10	3.88	7.60	8.76	10.00	12.74	19.23	27.19

TABLE F-2

5-YEAR LOAD GROWTH - WABO & GAS TURBINES AT GULF SITE

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	GAS TURBINE CAPITAL	GAS TURBINE O & M	GAS TURBINE FUEL	TOTAL COST	HYDRO UNITS (MW)	GAS TURBINE UNITS (MW)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12					12			
2	25					25			
3	50					50			
4	105					105			
5	120					120			
6	218					218			
7	240					240			
8	95					95			
9	23	6.6				29.6	4x360		5 800
10	10	6.6	21			37.6			7 400
11	2	6.6	42			50.6	2x360		9 000
12		6.6	21			27.6			10 600
13		6.6		2.1	7.0	15.7		7x60	12 636
14		6.6		2.1	16.7	25.4			14 000
↓		↓		↓	↓	↓			↓
60		6.6		2.1	16.7	25.4			14 000

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kwh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	14.66	17.36	21.70	22.93	24.22	27.02	33.50	41.35
20 years	8.39	10.40	13.81	14.81	15.88	18.23	23.84	30.87
25 years	6.24	8.01	11.17	12.12	13.14	15.41	20.94	27.96
30 years	5.14	6.81	9.90	10.84	11.87	14.16	19.77	26.91
35 years	4.48	6.09	9.18	10.14	11.18	13.51	19.23	26.49
40 years	4.04	5.62	8.75	9.72	10.79	13.16	18.98	26.32
50 years	3.49	5.05	8.28	9.30	10.40	12.85	18.80	26.22
60 years	3.16	5.72	8.06	9.11	10.24	12.75	18.75	26.20

TABLE F-3

10-YEAR LOAD GROWTH - WABO FIRM ENERGY AT GULF SITE

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	TOTAL COSTS	HYDRO UNITS (Mw)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12		12		
2	25		25		
3	50		50		
4	90		90		
5	90		90		
6	220		220		
7	220		220		
8	90		90		
9	30	6.0	36	2x360	2 500
10	12	6.6	18.6	1x360	3 700
11	12	6.6	18.6		4 800
12	11	6.6	17.6	1x360	6 000
13	11	6.6	17.6		7 150
14	10	6.6	16.6		8 300
15	9	6.6	15.6	1x360	9 500
16	4	6.6	10.6		10 650
17	4	6.6	10.6	1x360	11 660
18		6.6	6.6		11 660
↓		↓	↓		↓
60		6.6	6.6		11 660

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS								
(mills/kWh)								
(ZERO INFLATION)								
PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	22.35	26.84	34.12	36.20	38.39	43.14	54.24	67.80
20 years	9.86	12.77	17.82	19.33	20.95	24.53	33.27	44.46
25 years	6.42	8.85	13.30	14.60	16.15	19.49	27.83	38.75
30 years	4.84	7.05	11.30	12.63	14.09	17.39	25.75	36.70
35 years	3.93	6.03	10.21	11.55	13.02	16.35	24.83	36.01
40 years	3.34	5.37	9.57	10.92	12.41	15.80	24.39	35.70
50 years	2.62	4.60	8.88	10.28	11.81	15.30	24.08	35.52
60 years	2.20	4.17	8.58	10.01	11.58	15.14	24.01	35.48

TABLE F-4

10-YEAR LOAD GROWTH - WABO & GAS TURBINES AT GULF SITE
 (US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	GAS TURBINE CAPITAL	GAS TURBINE O & M	GAS TURBINE FUEL	TOTAL COST	HYDRO UNITS (MW)	GAS TURBINE UNITS (MW)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12					12			
2	25					25			
3	50					50			
4	90					90			
5	90					90			
6	220					220			
7	220					220			
8	90					90			
9	30	6.0				36	2x360		2 500
10	12	6.6				18.6	1x360		3 700
11	12	6.6				18.6			4 800
12	11	6.6				17.6	1x360		6 000
13	11	6.6				17.6			7 150
14	10	6.6	10			26.6			8 300
15	9	6.6	31			46.6	1x360		9 500
16	4	6.6	32			42.6		3x60	10 650
17	4	6.6	11	1.0	4.0	26.6	1x360	4x60	11 760
18		6.6		2.1	16.7	25.4			12 912
19		6.6		2.1	16.7	25.4			14 000
↓		↓		↓	↓	↓			↓
60		6.6		2.1	16.7	25.4			14 000

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kWh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	16	19
15 years	23.33	27.76	34.96	37.03	39.20	43.92	54.95	68.45
20 years	10.68	13.44	18.29	19.75	21.31	24.78	33.28	44.24
25 years	7.14	9.37	13.53	14.82	16.22	19.30	27.37	37.95
30 years	5.62	7.62	11.52	12.77	14.13	17.24	25.19	35.83
35 years	4.77	6.65	10.47	11.70	13.07	16.19	24.24	35.02
40 years	4.24	6.04	9.85	11.16	12.47	15.64	23.79	34.69
50 years	3.59	5.33	9.20	10.48	11.90	15.15	23.47	34.49
60 years	3.22	4.94	8.91	10.22	11.67	14.99	23.39	34.46

TABLE F-5

5-YEAR LOAD GROWTH - WABO FIRM ENERGY AT HALL SOUND

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	TOTAL COSTS	HYDRO UNITS (Mw)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12		12		
2	25		25		
3	50		50		
4	105		105		
5	151		151		
6	249		249		
7	271		271		
8	126		126		
9	23	7.7	30.7	4x360	5 758
10	10	7.7	17.7		7 346
11	2	7.7	9.7	2x360	8 934
12		7.7	7.7		10 523
13		7.7	7.7		11 575
↓		↓	↓		↓
60		7.7	7.7		11 575

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kWh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	16.02	19.22	24.34	25.78	27.30	30.57	38.11	47.17
20 years	8.92	11.40	15.57	16.79	18.09	20.92	27.65	35.95
25 years	6.31	8.54	12.46	13.63	14.89	17.66	24.34	32.71
30 years	4.95	7.06	10.93	12.11	13.37	17.18	22.99	31.52
35 years	4.12	6.18	10.06	11.26	12.55	15.42	22.37	31.05
40 years	3.56	5.59	9.53	10.75	12.07	15.00	22.08	30.85
50 years	2.85	4.86	8.95	10.23	11.60	14.63	21.86	30.74
60 years	2.42	4.45	8.69	10.00	11.41	14.50	21.81	30.72

TABLE F-6

5-YEAR LOAD GROWTH - WABO & GAS TURBINES AT HALL SOUND

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	GAS TURBINE CAPITAL	GAS TURBINE O & M	GAS TURBINE FUEL	TOTAL COST	HYDRO UNITS (MW)	GAS TURBINE UNITS (MW)	ENERGY SOLD (GWh/a)
1	12					12			
2	25					25			
3	50					50			
4	105					105			
5	151					151			
6	249					249			
7	271					271			
8	126					126			
9	23	7.7				30.7	4x360		5 758
10	10	7.7	21			38.7			7 346
11	2	7.7	42			51.7	2x360		8 934
12		7.7	21			28.7			10 523
13		7.7		2.1	7.0	16.8		7x60	12 551
14		7.7		2.1	16.7	26.5			13 915
↓		↓		↓	↓	↓			↓
60		7.7		2.1	16.7	26.5			13 915

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kWh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	16.57	19.62	24.50	25.89	27.34	30.48	37.72	46.46
20 years	9.41	11.68	15.54	16.67	17.87	20.50	26.80	34.64
25 years	6.95	8.96	12.53	13.60	14.76	17.31	23.52	31.36
30 years	5.70	7.59	11.09	12.16	13.31	15.89	22.19	30.18
35 years	4.95	6.78	10.27	11.36	12.54	15.16	21.59	29.71
40 years	4.45	6.24	9.78	10.89	12.08	14.76	21.30	29.51
50 years	3.81	5.59	9.25	10.40	11.64	14.41	21.09	29.40
60 years	3.43	5.22	9.00	10.19	11.47	14.29	21.04	29.38

TABLE F-7

10-YEAR LOAD GROWTH - WABO FIRM ENERGY AT HALL SOUND
 (US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	TOTAL COSTS	HYDRO UNITS (MW)	ENERGY SOLD (Gwh/a)
1	12		12		
2	25		25		
3	50		50		
4	90		90		
5	121		121		
6	251		251		
7	251		251		
8	121		121		
9	30	7.0	37	2x360	2 481
10	12	7.7	19.7	1x360	3 673
11	12	7.7	19.7		4 765
12	11	7.7	18.7	1x360	5 956
13	11	7.7	18.7		7 098
14	10	7.7	17.7		8 239
15	9	7.7	16.7	1x360	9 431
16	4	7.7	11.7		10 572
17	4	7.7	11.7	1x360	11 575
18		7.7	7.7		11 575
60		7.7	7.7		11 575

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kwh)

(ZERO INFLATION)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	25.68	30.80	39.09	41.45	43.94	49.32	61.84	77.07
20 years	11.32	14.65	20.42	22.13	23.97	28.04	37.93	50.54
25 years	7.38	10.16	15.24	16.80	18.49	22.29	31.73	44.06
30 years	5.57	8.10	12.95	14.47	16.13	19.89	29.36	41.81
35 years	4.52	6.93	11.71	13.23	14.90	18.70	28.31	40.94
40 years	3.85	6.18	10.97	12.51	14.20	18.06	27.82	40.59
50 years	3.02	5.29	10.19	11.78	13.53	17.50	27.46	40.38
60 years	2.47	4.76	9.83	11.47	13.26	17.31	27.03	40.34

TABLE F.8

10-YEAR LOAD GROWTH - WABO & GAS TURBINES AT HALL SOUND

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	GAS TURBINE CAPITAL	GAS TURBINE O & M	GAS TURBINE FUEL	TOTAL COST	HYDRO UNITS (MW)	GAS TURBINE UNITS (MW)	ENERGY SOLD (Gwh/a)
1	12					12			
2	25					25			
3	50					50			
4	90					90			
5	121					121			
6	251					251			
7	251					251			
8	121					121			
9	30	7.0				37	2x360		2 481
10	12	7.7				19.7	1x360		3 673
11	12	7.7				19.7			4 765
12	11	7.7				18.7	1x360		5 956
13	11	7.7				18.7			7 098
14	10	7.7	10			27.7			8 239
15	9	7.7	31			47.7			9 431
16	4	7.7	32			43.7		3x60	10 572
17	4	7.7	11	1.0	4.0	27.7	1x360	4x60	11 675
18		7.7		2.1	16.7	26.5			12 827
19		7.7		2.1	16.7	26.5			13 915
↓		↓		↓	↓				↓
60		7.7		2.1	16.7	26.5			13 915

1976 ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS

(mills/kWh)

(ZERO INFLATION)²

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	26.66	31.73	39.94	42.29	44.76	50.10	62.56	77.74
20 years	12.06	15.23	20.77	22.54	24.21	28.15	37.79	50.15
25 years	8.00	10.56	15.31	17.09	18.38	21.98	31.04	42.98
30 years	6.26	8.55	13.02	14.78	15.99	19.53	28.55	40.57
35 years	5.29	7.44	11.81	13.22	14.77	18.33	27.46	39.65
40 years	4.68	6.75	11.10	12.87	14.09	17.70	26.96	39.27
50 years	3.94	5.93	10.36	12.17	13.43	17.14	26.59	39.05
60 years	3.51	5.49	10.02	11.88	13.18	16.95	26.50	39.01

Wabo水力発電計画の経済分析

今回のフィージビリティ調査に関する作業事項に従って、Purari河総合開発計画の発電部門に関する経済分析を行ったが、この経済分析それ自体が仮説の上に成り立っているといわざるを得ない。しかしながら、その結果からWabo水力発電計画がPurari総合開発を推進する上で果たして経済的に魅力のある発電源であるか否かの判定をつけることは可能である。

とくに強調したいことは、Wabo発電計画が経済的にフィージブルであるためには、Purari計画それ自体が開発の根幹となるべき民間企業投資にとって、フィージブルでなければならないということである。したがって、Purari開発の一部門としてのWabo発電計画に関する経済分析を行う場合、その大前提となるのはWabo発生電力に対する需要が存在するという仮説である。十分の工業用電力の需要が存在するという想定は、本計画の財務分析の場合でも全く同様の前提である。

1 Wabo発電計画の経済便益

本発電計画において定量化し得る唯一の経済便益は、本計画から発生する常時電力である。発生可能二次電力は、今回の便益計算上からは除外した。即ちその価値を零とみなした。送電線工事用道路の建設、地域人口の再配置、地域住民の職業訓練、観光、レクリエーション事業などPurari開発に伴って発生する便益も同様に除外した。また、Waboダム建設によるPurari河の洪水調節の効果および流域内の灌漑からの経済便益も考慮に入れないことにした。

通常、発電便益の経済的評価は、同じく特定の電力需要を満すという前提で最少費用代替法によって行うが、今回の経済分析では石油火力発電所を代替発電源とし、Purari工業地帯の常時電力需要をその工業開発の段階に従って充足するものと想定した。原子力発電所、バプア・ニューギニアの他地域における多目的水資源開発、石炭火力発電所についても、身代り代替案として考慮した。上述の代替発電案はその開発資金投入のパターンにおいては本発電計画の要求するところと一致するのではあるが、何分にも高額にすぎるといえる。したがって、このような身代り代替案は石油火力発電所よりも高率の割引率を与えた場合に初めて競合可能となる。

身代り代替案として石油火力のコストを決定する場合、留意すべきことは当該水力発電所と全く同じ発電規模の石油火力発電所はあり得ないということである。一つの理由として水力発電所の場合、その発電出力は貯水位の変化に伴って刻々に変化するし、また、火力発電所の保守期間は水力発電所よりも長期である。一般にいわれていることは、火力の場合、法

定上の定期保守点検のために運転休止する期間がその耐用年限全体では水力の場合よりも長くなるため水力発電所の発電出力1KW当りに対して火力発電所の出力1.15KWがこれに相当するということである。

Wabo 発電所の最大常時出力は、補助発電源を持たない場合、1,500 MW (常時稼働状態の出力は1,350 MW) で、総発電設備容量は1,800 MW、ただし、360 MW×6基のうち一基は予備機である。したがって、今回の火力身替り代替案による経済分析においては、石油火力の発電設備容量を300 MW×7基とした。これは上述のごとく定期的保守点検の期間と、うち一基を予備機とした場合でも、なお十分の余裕を持ちながらWabo 発電所と同様の常時出力を備えていることを意味するのである。

300 MW×7基案のキャピタル・コストは、エンジニアリング・コストおよび予備費をふくみ、輸入関税その他一切の課税を除外した場合、第一号機については1億2,000万米ドル、第二号機以降はそれぞれ9,000万米ドルで、発電所設備容量の1KW当りコストは315米ドルとなる。

工業地帯における各年のピーク常時電力需要が、発電開始後5年目、あるいは10年目に最大尖頭負荷に達すると想定し、負荷の増大に対応して各発電機の据付けを行った場合、その計画年次別資金需要のフローは表F-9およびF-10のとおりとなる。

年間の所要OMコストは、一号機については280万米ドル、二号機以降についてはそれぞれ220万米ドルで、表F-9、F-10に示したごときパターンでその資金需要が発生する。

燃料費については調査時の国際石油価格バレル当り12米ドルに基づき、1ℓ当り0.0755米ドルあるいは1Kg当り0.084米ドルとした。単位カロリーを43,000 KJ/Kg、300 MW発電機一基当りの燃焼効率を9,700 KJ/KWhと想定すれば、1KWh当りの燃料量は0.019米ドルとなる。各年の常時発生電力量に対応する燃料費は、表F-9およびF-10に示したとおりである。

2 経済コスト (Economic Costs)

本計画のコスト分析は本巻第9章に記載した本計画の見積り工事費に基づいて行った。この見積り工事費には輸入関税をふくむ一切の課税その他の移転支出 (transfer payments) はふくまれていない。また、金額はすべて米ドル表示となっている。さらに、今回の経済分析においては、将来の物価上昇によるコスト・エスカレーションとその影響については考慮に入れないこととした。

発電開始後5年目ないしは10年目に工業電力需要が最大負荷に到達する場合の年次別資金需要は、表3.7に示したとおりである。

所要キャピタル・コストに占める外貨部分は全体の90%、現地貨部分は10%で、シャドウ交換率(a shadow exchange rate)は適用していない。

本計画の実施に伴って従事諸負業者およびその雇用者が得る所得は、バブア・ニューギニア政府の税法上課税対象所得であり、移転支出とみなされるべきである。仮に計画の全支出のうち1/3、すなわちキャピタル・コストのうち33%が上記の課税対象所得であった場合、キャピタル・コストに対して11%の調整率を施した金額が、バブア・ニューギニア政府にとってより現実に近い本計画のエコノミック・コストの見積り額となる。

現在、Purari計画地域における非常に高い未熟練労働力の失業率からして、本計画の実施は、所要工事期間を通じて地域の雇用を促し、さらにこれら未熟練労働力に対する職業訓練の場を提供することになる。上述のごとき経済便益を考察する場合、かかる未熟練労働力に対するシャドウ賃率(shadow wage rate, 基準賃金率に対して実際に適用する賃金率)を設定する必要があると思われる。未熟練労働力に対する経済価値を市場基準賃金率の60%とみなした場合、しかるべき調整換算後、全体の所要キャピタル・コストに対する調整割合は約1.5%となる。

本計画の全工事費見積りは、輸入関税をふくむ課税分、物価上昇に伴うコスト・エスカレーション等をふくんでいないが、上述のごとくエコノミック・コスト算定のため考えられ得る移転支出の要素を一切捨い出して調整率を1.25%としたので、もはやこれ以上に付け加えるべきものはないと思う。

Wabo発電計画の年間OMコストは、発電所関係で当該工事費の0.78%、送電線関係で当該工事費の1%、すなわち、ダム、発電所の年間OMコストは550万米ドル、送電線のOMコストはGulf地区送電の場合110万米ドルである。Hall Sound地点に送電する場合は、送電距離が長くなるので上記送電線OMコストに年間110万米ドルの追加が必要になる。

3 経済評価

最大常時電力需要予測5か年案および10か年案について、その計画年次別便益/費用のパターンと割引率が3%から15%のもとで発生する正味現在価値(Cnet present value)を表F-12に示す。Gulf地区およびHall Sound地点に送電する案についての均衡内部収益率(crossover discount rate)を求めた。図40(e)は、この両地点における電力需要予測5か年案および10か年案のケースについて、与えられた割引率と正味現在価値との関係を示したものである。

経済分析がカバーする期間は便益の発生しない当初8か年をふくめて58年間である。ここで身代り石油火力発電所の建設費をできるだけ低く抑え、したがって発生便益もできる

限り小さく評価することにより、その経済分析の結果は控え目なものとなる。しかしながら、このようにして評価を行った結果を踏まえても、なお、Wabo発電計画は、きわめて経済的な電力源なのである。

4 常時化補助電源としてのガス・タービン発電案の経済性

本巻第6章に述べたごとく、工業地帯に発電設備容量60MW×7基のガス・タービン発電所を設置することによって、工業地帯における年間常時受電電力量を11,660GWh/aから14,000GWh/aに増やすことが可能となる。

補助常時電力源としてのガス・タービン発電所を設置した場合、その追加投資分の経済性はどうか検討したが、内部収益率は24%を示し、経済的にきわめて魅力的である。

本巻第6章に述べたときガス・タービン発電所の所要キャピタル・コストおよび燃料費に換算した増加利益($(14,000-11,660) \times 10^6 \times 0.019$)表13に示したとおりである。

図40は最大常時電力需要予測5か年案および10か年案に対して、ガス・タービン発電所設置のタイミングを示している。

5 Wabo発電計画の感度分析

Wabo発電計画は、工業地帯における常時電力需要が存在すると想定する限りでは経済的に魅力がある。しかしながら、本計画の開発規模の最適化作業の際設定した基本的な前提条件のうち、いくつかを変えてみてその影響が本計画の経済分析上どのように現われるかを検討してみることが望ましい。そこで本稿では、発生可能二次電力を経済便益として捉えた場合、工業用電力のロード・ファクターを低く抑えた場合、送電距離を延長した場合およびキャピタル・コストの見積り額を変更した場合、それらが本計画の経済性にどのように影響するかを検討した。

Wabo発電端における発生可能二次電力量は、平均3,130GWh/年となっているが、これは今回の経済分析では考慮に入れていない。しかしながら、工業地帯における常時電力需要を充したのちに、発生した二次電力の一部を売電したと仮定した場合について検討してみたが、結果は計画の経済性を僅かばかり改善したにすぎなかった。他方、発生二次電力量が全量売電されると想定することは非現実的でもある。したがって、その経済分析上の感度(sensitivity of the economic analysis)を検討するに当たって、最大負荷予測5か年案および10か年案について、それぞれの4年目および9年目に発生可能二次電力量の約30%ないし約60%が売電されるものと仮定して、燃料置換え費用を算出した。

	最大負荷予測 (5か年案) IRR(%)	最大負荷予測 (10か年案) IRR(%)
既想定(Gulf受電端、常時電力のみを売電)	28.2	22.2
既想定に発生二次電力30%をふくめた場合	28.7	22.4
既想定に発生二次電力の60%をふくめた場合	29.1	22.7

計画の発生常時電力量に関する経済分析は、ロード・ファクターを90%として行っている。もし上述の基本想定よりもロード・ファクターが低いと仮定した場合、相対的に受電端における受電可能常時電力量も落ち込むことになる。したがって、今回の経済分析において使用した身代り火力においても、Wabo発電所の常時発生電力量と同じ電力量を発電するのに要する燃料費はより少なくて済むことにはなるが、その場合の経済性に及ぼす影響度もさほど大きなものではない。

	最大尖頭負荷予測 (5か年案) IRR(%)	最大尖頭負荷予測 (10か年案) IRR(%)
既想定(Gulf地区受電端、ロード・ファクター90%、年間常時受電電量—最大負荷—11,660 GWh/a)	28.2	22.2
Gulf地区、受電端、ロード・ファクター80%、最大尖頭負荷10,365 GWh/aのとき	26.9	21.0

工業地帯からWabo発電所までの距離が伸びれば伸びるほど本発電計画の経済性は低くなるが、仮に工業地帯とWaboサイト間の距離が既想定のものよりもっと長くなり、送電線建設のための工事費が増加した場合について検討してみた。しかしながら、Wabo発電計画は、送電線の距離を900kmまで伸ばしてみても、なお、身代り火力発電案と比較して経済的に有利であることがわかった。

	最大尖頭負荷予測 (5か年案) IRR(%)	最大尖頭負荷予測 (10か年案) IRR(%)
既想定送電線110Km (Gulf地区受電端)	28.2	22.2
既想定送電線300Km (Hall Sound地点受電端)	24.8	19.4
500Km送電線	22.0	17.2
700Km送電線	19.6	15.5
900Km送電線	17.5	13.9

上述のごとく、たとえ送電距離が伸びても、なおかつ、Wabo計画は経済的に魅力的であるが、それは今回の経済分析が想定された大きさの常時電力の需要があるものとして行われているからであり、この点に留意すべきである。送電距離が伸びれば伸びるほど、平均売電価格は上昇するので、工業電力需要にその影響が現れるはずである。それにも拘らず、Wabo発電電力をバブア・ニューギニアの他の地域に供給するという可能性については、Wabo送電システムの拡張計画案が検討されるような場合、詳細調査の対象となると考えられる。

請負付託工事費の見積り金額は最良のものと考えられるが、過大ないし過少見積りをした場合の経済分析上の感度を検討しておく必要がある。

	最大尖頭負荷予測 (5か年案) IRR(%)	最大尖頭負荷予測 (10か年案) IRR(%)
既想定(Gulf地区受電端)	28.2	22.2
10%コスト・アップ案	25.6	20.3
10%コスト・ダウン案	31.4	24.4

若干の計画指標に関する経済分析上の感度を検討した結果、常時電力需要の規模および送電距離の二つが、Wabo計画の発電経済に影響を及ぼす度合が最も強いように思われる。しかしながら、

- ・ 妥当な規模の常時電力需要があること
- ・ 送電距離が約300Km以上には延長されないこと

- ・パプア・ニューギニアにおける社会的に適当な内部収益率が20%以下であること

以上の条件が満たされる限り、Wabo水力発電計画は、Purari河総合開発計画にとって経済的な発電源である。本計画の財務的実現性については、ここに述べた経済分析とは関係なく、別個に考察すべき問題である。

TABLE F-9 - 5-YEAR DEMAND GROWTH - WAGO POWER BENEFITS
 MEASURED AS COST OF OIL FIRED THERMAL ALTERNATIVE ($\text{US\$} \times 10^6$)

YEAR	CAPACITY REQUIRED MW	UNIT INSTALLATION MW	UNIT 1	UNIT 2	UNIT 3	UNIT 4	UNIT 5	UNIT 6	UNIT 7	CAPITAL COSTS	O & M COSTS	FUEL COST	TOTAL COST
1			6.0							6.0			6.0
2			24.0	13.6						64.8			64.8
3			42.0	31.6	13.6					150.4			150.4
4			24.0	22.4	22.4	13.6				136.4			136.4
5			18.0	18.0	18.0	18.0	13.6			139.6			139.6
6			6.0	4.4	4.4	4.4	18.0	22.4	31.6	91.2	9.4	110.0	210.6
7							4.4	18.0	22.4	44.8	11.6	140.6	197.0
8								4.4	18.0	22.4	13.8	171.0	207.0
9	640	4 x 300							4.4	4.4	16.0	201.4	221.8
10	859	1 x 300									16.0	221.5	237.5
11	1 078	1 x 300									16.0	221.5	237.5
12	1 297	1 x 300									16.0	221.5	237.5
13	1 516										16.0	221.5	237.5
14	1 735										16.0	221.5	237.5
15	↓										↓	↓	↓
16													
17													
18													

TABLE F-10 - 10-YEAR DEMAND GROWTH - WABO POWER BENEFITS
 MEASURED AS COST OF OIL FIRED THERMAL ALTERNATIVE (US\$ x 10⁶)

YEAR	CAPACITY REQUIRED MW	UNIT INSTALLATION MW	UNIT 1	UNIT 2	UNIT 3	UNIT 4	UNIT 5	UNIT 6	UNIT 7	CAPITAL COSTS	O & M COSTS	FUEL COST	TOTAL COST
1													
2													
3													
4			6.0							6.0			6.0
5			24.0	13.6						51.2			51.2
6			42.0	31.6	13.6					105.2			105.2
7			24.0	22.4	22.4	13.6				82.4			82.4
8			18.0	18.0	18.0	31.6				85.6			85.6
9	250	3 x 300	6.0	4.4	4.4	22.4	13.6			50.8	7.2	47.5	105.5
10	399					18.0	31.6			49.6	7.2	70.3	127.1
11	547	1 x 300				4.4	22.4	13.6		40.4	9.4	91.2	141.0
12	696						18.0	31.6		49.6	9.4	114.0	173.0
13	844	1 x 300					4.4	22.4	13.6	40.4	11.6	135.9	187.9
14	993							18.0	31.6	49.6	11.6	157.7	216.9
15	1 141	1 x 300						4.4	22.4	26.8	13.8	180.5	221.1
16	1 290								18.0	18.0	13.8	202.4	234.2
17	1 438	1 x 300							4.4	4.4	16.0	221.5	241.9
18	1 587										16.0	221.5	237.5
19	1 735										16.0	221.5	237.5
20	↓										↓	↓	↓

TABLE F-11 - ECONOMIC CAPITAL COSTS (US\$ x 10⁶)

WABO POWER PROJECT

YEAR	5-YEAR DEMAND GROWTH	10-YEAR DEMAND GROWTH
1	10.5	10.5
2	21.9	21.9
3	43.8	43.8
4	91.9	78.8
5	105.0	78.8
6	190.8	192.5
7	210.1	192.5
8	83.1	78.8
9	20.1	26.3
10	8.8	10.5
11	1.8	10.5
12		9.6
13		9.6
14		8.8
15		7.9
16		3.5
17		3.5

- NOTES: 1. Economic costs are taken as the engineering estimates from Section 9 less 12.5 per cent adjustment for transfer payments and shadow prices.
2. The costs above relate to the Gulf area. For economic comparison with the Hall Sound area, US\$ 31 x 10⁶ is added in years 5 to 8 inclusive to allow for extra transmission line capital costs.

TABLE F-12 - ECONOMIC BENEFIT/COST FLOWS (US\$ x 10⁶)

YEAR	5-YEAR DEMAND GROWTH		10-YEAR DEMAND GROWTH	
	COSTS(1)	BENEFITS(2)	COSTS(1)	BENEFITS(2)
1	10.5	-	10.5	-
2	21.9	-	21.9	-
3	43.8	-	43.8	-
4	91.9	6.0	78.8	6.0
5	105.0	64.8	78.8	51.2
6	190.8	150.4	192.5	105.2
7	210.1	136.4	192.5	82.4
8	83.1	139.6	78.8	85.6
9	26.7	210.6	32.9	105.5
10	15.4	197.0	17.1	127.1
11	8.4	207.0	17.1	141.0
12	6.6	221.8	16.2	173.0
13	6.6	237.5	16.2	187.9
14	6.6	237.5	15.4	218.9
15	6.6	237.5	14.5	221.1
16	6.6	237.5	10.1	234.2
17	6.6	237.5	10.1	241.9
18	6.6	237.5	6.6	237.5
19	6.6	237.5	6.6	237.5
↓	↓	↓	↓	↓
58	6.6	237.5	6.6	237.5

5-YEAR DEMAND GROWTH (GULF SITE)		10-YEAR DEMAND GROWTH (GULF SITE)	
Internal Rate of Return	28.2%	Internal Rate of Return	22.2%
NPV(3) @ 3%	US\$ 4 350	NPV(3) @ 3%	US\$ 3 953
	7% US\$ 1 583		7% US\$ 1 315
	11% US\$ 683		11% US\$ 498
	15% US\$ 317		15% US\$ 187

Internal Rate of Return	24.8%	Internal Rate of Return	19.4%
(Hall Sound)		(Hall Sound)	

NOTES: (1) Costs are increased by \$ 31 x 10⁶ in years 5 to 8 and by \$ 1.1 x 10⁶ in years 9 to 58 to account for additional transmission to Hall Sound.

(2) Benefits are decreased by 0.7 per cent of fuel cost to account for transmission loss to Hall Sound.

(3) NPV = net present value.

TABLE F-13 - GAS TURBINE FIRING, ECONOMIC BENEFIT
(US\$ x 10⁶)

YEAR	CAPITAL COST	FUEL COST	O & M COST	TOTAL COST	FUEL BENEFIT
10	21.0	-	-	21.0	-
11	42.0	-	-	42.0	-
12	21.0	-	-	21.0	-
13		16.7	2.1	18.8	44.5
↓		↓	↓	↓	↓
58		16.7	2.1	18.8	44.5
<p>Net Present Value added by gas turbines (5-year demand growth)</p> <p>at 3% discount rate US\$ 386 x 10⁶</p> <p>7% discount rate US\$ 116 x 10⁶</p> <p>11% discount rate US\$ 39 x 10⁶</p> <p>15% discount rate US\$ 14 x 10⁶</p> <p>Economic rate of return to gas turbine firing: 24.3%</p>					
<p>NOTE: The economic rate of return on additional investment is virtually the same regardless of industrial location and regardless of demand being 5-year growth or 10-year growth.</p>					

Aure水力発電計画(全面開発案)の経済分析

1 所要事業費

本巻第6章において、Wabo発電所を補完するための初期Aure水力発電計画案(A4案)に関する検討結果を説明した。

連続常時出力400MWにより発電を行う場合のAure開発案に関する財務および経済分析の結果については、本稿の表F-15およびF-16に要約した。財務および経済分析の前提となる本計画の主要指標は、

設計満水位標高(FSL)	EL.435
設計低水位標高(MOL)	EL.400
発電設備容量	150MW×4基(うち1基は予備機)
連続常時出力	400MW(ロード・ファクター90%のとき)
年間常時受電電力量	3,340GWh/a(Hall Sound受電端)
圧力トンネル	直径6.3m、延長8.7Km、 コンクリート巻立て
送電線	220KV三回線、延長220Km (Hall Sound受電端)

キャピタル・コストの見積り金額は、概要、表F-14のごとくである。

送電先がGulf地区になった場合、送電線の工事費は、2,850万米ドルほど減額し、2,150万米ドルとなる(本巻付録B,表B-27参照)。

予備費、技術費および管理費算出のための割掛け率をそれぞれ15%、9%としたので送電先がGulf地区になった場合、事業費全体では3,570万米ドル減少し、3億8,950万米ドルとなる。

2 Aure発電計画の経済分析

本計画のエコノミック・コストは、移転支出分や工事現場でのシャドウ賃金率等を勘案し見積りキャピタル・コストに対する調整率を12.5%として算出した。OMコストは、Wabo発電計画の場合と同じ考え方で計算した。その結果は下記のとおり。

エコノミック・コスト	372×10 ⁶ 米ドル
OMコスト	3×10 ⁶ 米ドル

今回の経済分析では、発生常時電力を定量化し得る唯一の経済便益と考えた。想定常時電力需要に対応する身代り火力代替法により発電便益の経済評価を行ったが、今回の場合は、150 MW×4基の石油火力発電所について、その電力コストおよび電力量コストを算出し、対比することにした。

上記身代り火力発電所のエコノミック・コスト（技術費、予備費などをふくみ、課税分、支払利息等を除外）は、第一号発電機の工事費を6,150万米ドル、第二号機から第四号機までの工事費をそれぞれ5,600万米ドルで算出したが、その結果、1KW当りの平均コストは382.5米ドルとなった。OMコストは第一号機については150万米ドル、第二号機以降はそれぞれ1.20万米ドルで以上を平均した年間OMコストは51.0万米ドルとなる。燃料費は0.0195米ドル/KWhとして計算した。

エコノミック・コストの計画年次別支出額および発生便益の概略を表F-15に示す。

Hall Sound地点に送電する場合のエコノミック・コストと便益に関する経済分析を行った結果は、要約、次のとおりである。

Aure 水力発電計画の経済収益
(発電設備容量：150 MW×4基案)

内部収益率	20%
正味現在価値 (NPV)	
割引率 3%	1,118 × 10 ⁶ 米ドル
7%	407 × 10 ⁶ 米ドル
11%	158 × 10 ⁶ 米ドル
15%	55 × 10 ⁶ 米ドル

送電先がGulf地区となった場合、上記の経済収益は僅かながら増加する。

3. 財務上のフィージビリティ

Aure 初期開発案 (A4案)に関する電力コストに対する指標値の計算は表F-16に示されている。

TABLE F-14 - AURE CAPITAL COSTS - TRANSMISSION TO HALL SOUND

(US\$ x 10⁶)

Access road and landing stage	9.8
Diversion tunnels	27.8
Dam	68.3
Spillway	21.2
Pressure tunnel and structures	61.3
Power Station	14.0
Power Plant	46.0
Permanent mechanical equipment	28.8
Transmission access	12.0
Transmission to Hall Sound	50.0
	<hr/>
	339.2
Contingency (15%)	50.9
	<hr/>
	390.1
Engineering and administration (9%)	35.1
	<hr/>
TOTAL	425.2

TABLE F-15 - AURE - DISBURSEMENT OF ECONOMIC COSTS AND BENEFITS⁽¹⁾

TRANSMISSION TO HALL SOUND⁽²⁾

(US\$ x 10⁶)

YEAR	ANNUAL COSTS		ANNUAL BENEFITS			FIRM ENERGY RECEIVED GWh/a
	Construction	O & M Total	Construction	O & M Fuel	Total	
1	9.1	9.1	-	-	3.1	-
2	22.8	22.8	3.1	-	3.1	-
3	45.4	45.4	20.7	-	20.7	-
4	93.7	93.7	41.1	-	41.1	-
5	73.7	73.7	43.1	-	43.1	-
6	81.9	81.9	59.6	-	59.6	-
7	27.3	1.0 28.3	33.9	1.8 7.8	43.5	400
8	18.3	1.4 19.7	22.4	2.7 17.6	42.7	900
9		3.0 3.0	5.6	5.1 35.1	45.8	1 800
10		3.0 3.0		5.1 42.6	57.7	2 700
11		3.0 3.0		5.1 65.1	70.2	3 340
12		3.0 3.0		5.1 65.1	70.2	3 340
↓		↓ ↓		↓ ↓ ↓	↓ ↓ ↓	↓ ↓ ↓
50		3.0 3.0		5.1 65.1 70.2		3 340

NOTES: (1) The disbursement presumes the first two units become available at the beginning of Year 7 with the next two units commencing operation two years later.

(2) If transmitting to a Gulf site instead of to Hall Sound, annual costs would be slightly lower, firm energy received and annual benefits slightly higher.

TABLE F-16 - AURE - FIRM ENERGY TO HALL SOUND⁽¹⁾

(US\$ x 10⁶, 1976 prices)

YEAR	HYDRO CAPITAL	HYDRO O & M	TOTAL COSTS	HYDRO UNITS (Mw)	FIRM ENERGY SOLD (GWh/a)
1	10.4		10.4		
2	26.1		26.1		
3	51.9		51.9		
4	107.1		107.1		
5	84.2		84.2		
6	93.6		93.6		
7	31.2	1.1	32.3	2x150	400
8	20.9	1.6	22.5		900
9		3.4	3.4	2x150	1 800
10		3.4	3.4		2 700
11		3.4	3.4		3 340
↓		↓	↓		↓
60		3.4	3.4		3 340

ENERGY CHARGES TO RECOVER ALL COSTS⁽²⁾

(mills/kWh)

PERCENT INTEREST	0	3	7	8	9	11	15	19
15 years	20.08	24.62	32.01	34.13	36.36	41.20	52.51	66.28
20 years	11.96	15.58	21.79	23.62	25.58	29.89	40.23	53.16
25 years	8.69	11.96	17.83	19.61	21.52	25.76	36.07	49.11
30 years	6.93	10.03	15.82	17.61	19.53	23.82	34.31	47.59
35 years	5.82	8.84	14.66	16.47	18.43	22.81	33.50	46.98
40 years	5.07	8.04	13.94	15.78	17.78	22.25	33.12	46.73
50 years	4.10	7.05	13.15	15.07	17.14	21.75	32.83	46.59
60 years	3.50	6.47	12.79	14.76	16.88	21.57	32.76	46.56

NOTES: (1) This table can be used as a basis for calculating financial power cost, 1976 real breakeven cost and also the 1976 energy charges that would achieve any desired real financial rate of return over the life of the project.

(2) If transmitting to a Gulf site instead of to Hall Sound, the indicative energy charges shown would be slightly lower as a result of lower capital and O & M costs as well as higher firm energy output.

付 録 G

今後実施すべき調査作業に関する勧告

今後実施すべき調査作業に関する勧告

1. 概 要

今回のフィージビリティ・スタディにおいては、本格的な現地調査、ラボラトリー・テスト、室内調査を実施し、各関連施設に関して最適と考えられるレイアウトおよびダム・タイプを立案した。しかしながら、詳細設計の段階では、さらに詳細な現地調査、ラボラトリー・テスト、室内調査を実施し、建設業者の決定後は、肝心な問題に関しては、変更が起り得ないようなさらに確固たる設計として仕上げる必要がある。各種入札書類を作成するとともに、将来の応札者に対する詳細情報提供のため水文、地質、建設材料等の分野に関する報告書を作成しなければならない。また、将来の応札者、関係機器製造業者に本計画全般にかかわる情報を提供するための説明資料を、少なくとも入札公表に先立つ数か月前に作成しておくべきである。

最終現地調査および設計に関する下記勧告は、今後、実施すべき現地調査、ラボラトリー・テスト、特殊解析作業および設計にかかわる必要事項を網羅したものである。

Aure 水力発電計画に関しては、もし Purari 工業地域における常時電力の需要が小規模であった場合は、Wabo 計画に先立って開発される計画として、考えられるかもしれない。Aure 計画の全面的なフィージビリティ調査に関する勧告についても本稿に記載した。本計画の各専門分野にかかわる勧告は、それぞれ、その内容に従って、本報告書の各巻に詳述してある。

2. 地形測量

主・ダムおよび副・ダム地点周辺地域の三角網の設定。海拔高度に関し、Wabo 基準点標高の確認。設定三角網に基づくグラウンド・コントロールにより主・ダムおよび副・ダム地点の縮尺 1 : 200 および 1 : 500 地形図上の等高線精度の検索。副・ダム周辺地域、とくに今回の航空写真撮影時にカバーできなかったが、原図上にはマークしてある地域について、縮尺 1 : 500 地形図等高線の改善。

3. 水文調査（本調査報告書第 6 巻、第 12 章参照）

Wabo ダム地域の降雨パターンが建設作業に及ぼす影響を詳細に判定するため Wabo ダム地点における自記雨量記録 (pluviograph records) を解析する。副・ダム地点の降雨パターンが主・ダム地点の降雨パターンと異なっていると信じられるので、サドル・ダム地点にも自記雨量 (a pluviograph) 計を設置する。それぞれ 1953 年と 1958 年

に開設された Hather Gorge および Wabo ダム・サイト 水文観測所の流速記録原図、流量実測記録その他水文観測記録の収集。パプア・ニューギニア地形図、縮尺 1:100,000、シリーズ番号 T 683 完成後、Wabo 流域面積の再チェックを行う。とくにブラリ河流量が $4,000 \text{ m}^3/\text{s}$ を越えた流況のとき、浮遊砂測定を集中的に行うことにより流量-浮遊砂曲線の検討をさらに進める。

以上により得られた最新の流量-浮遊砂曲線に基づき、Wabo 貯水池内推定流砂率の再検討および砂礫の流砂堆積に及ぼす影響の検討。今回のフィージビリティ調査完了後に収集された各種水文資料を使って下記の再検討。

- 余水吐および仮排水トンネルの設計洪水の大きさ
- 本計画の発生可能常時電力量を規制する低水位流量の発生頻度
- Wabo 貯水池湛水中に考えられる Purari デルタ地域の海水浸入により発生すると思われる各種影響。

4. 地質（第5巻、第1部）

概 要

最新の地震観測記録の収集と地震による危険度の再検討。Wabo 地点に新たに設置した地震記録計の観測記録を正しく続け、該当検討作業に利用すること。

主・ダ ム

追加地質図の作成と余水吐シュート部の最終設計上必要となるより正確な基礎岩盤等高線図の作成を可能ならしめるためのボーリングの実施。詳細な地質調査の結果に基づく大きな切取り斜面部の3次元模型を設定することにより大きな切取り斜面の安定性を慎重に再検討する。急斜面を形成する泥岩およびシルト岩の挙動を研究するため、発電所地点数箇所でのブルドーザーによる深掘りトレンチ掘削を実施する。軟弱岩の地質工学的特性を決定するため、追加ラボラトリー・テストの実施。ラボラトリー・テストの対象試料は大口径のコア・サンプルおよび不攪乱切取り試料までを含む。たとえば、ボーリング作業中、メナード圧水計 (the Menard Pressure Meter) を使用した現場テストを行うべきである。上述のごとき作業は、詳細設計のための最終現地調査開始時に行うこと。

第2号及び第3号仮排水トンネル呑口の掘削勾配の再検討。

仮排水トンネルの排水口のうち、一個ないし数個について、できればロード・ヘッダー・タイプの掘削機を使用して数個の模坑掘削テストを実施する。仮排水トンネル掘

削中の支保に関する詳細検討。下流部から仮排水トンネル掘削中、上流部に傾斜する堆積岩の層理で切羽作業が遭遇すると思われる障害についての検討。

副ダム

副ダム地点周辺地域の詳細地質図および基礎岩盤等高線図の作成。地すべり岩屑堆積深度が不明の地帯における追加堅坑またはボーリング試錐の実施。地下断層の所在および状況について精密調査。副・ダムサイト北方のDuraria衝上断層地帯(the Duraria Thrust)周辺における推定断層の確認。副・ダムサイトにおける最終グラウチング計画立案のため、砂岩層における追加ボーリングおよび水押しテストの実施。万一、緊急余水吐操作のやむなきに至った場合下流部浸食被害の程度を推定する目的で詳細な地質調査およびテストを実施すること。

5. 建設材料(本調査報告書第5巻B、第8章)

アース・コア材料

所要量に対して、最低限50%増しとなるよう泥岩コア材料の最終採取量の決定。最終現地調査では、ブルドーザーまたはバックホーによる深掘りトレンチ掘削試験及び含水量に関する詳細調査を実施するものとする。とくに重要な低塑性性砂岩およびシルト岩層地帯の地質状帯を明確にするため当該地帯の地質図を作成する。とくに豪雨下におけるダム盛立て作業を再現する目的で、当該状況に適すると思われる建設機械および工法により大規模な試験盛立てを行う。とくに許容せん断強度決定のため慎重な試料採取およびテスト方法を立案する。泥岩の分散性(dispersive characteristics)に関する追加詳細調査の実施。

グラベル・サンド

広範囲の水上ボーリングおよび河岸から陸上に広がる地表沖積部におけるバックホー、ドラグラインあるいはクラムシェル掘削機による掘削を実施し、主ダム地点における堆積量を可能な限り正確に把握する。7月～8月の湧水期に大縮尺、できればカラー・フィルムにより沖積堆積部の航空写真撮影を実施し、その判読による当該地帯の賦存量、位置、分類等の作業に資するものとする。広範囲の採取試料により通常の試験のほか三軸圧密試験透水試験を実施するとともに、使用セメントの特性と使用砂礫の洗浄に十分留意した総合的なコンクリート混合試験を実施すること。Wabo地点特有の気候に長期間さらされた場合の影響を観察するため大掛りなコンクリート・テスト・ブロックをWabo地域に放置し、その様子を調べる。着工決定から工事仕様書完成までの2

か年間では、適確な判定をなし得ないのでできるだけ早く着手すべきである。

ロック・フィル材

Uraru石灰岩およびWor Mountain砂岩採石地点のボーリングおよび地質図の作成。

上記両地点のコア試料、とくにWor Mountain砂岩の耐久性に重点をおいた強度および耐久性試験の実施。発破による破砕粒度および破砕量を調査するため上気両採石場における試験発破の実施。

副・ダムの自由排水ゾーン、漸移ゾーンおよびリップラップ法面に使用した場合の安定度を査定するためWor Mountain砂岩の転圧試験を実施する。Wor Mountain砂岩が不適と判定された場合は、Poon Mountain石灰岩層の詳細地質調査を実施する。

ランダム・フィル材

本格的な試験盛立てに十分な必要量入手すべく候補採石場のうちから一か所を選び、試験採石場を開設する。豪雨下におけるダム盛立て作業および最適転圧方法を総合的に決定するため試験盛立てを行う。試験盛立てに使用する骨材中から試料を採取し、密度、強度、透水性を判定する。ランダム・フィル材よりなる堤体下流表面の降雨に起因する侵食を調べ、芝張りやロックによる表面保護の方法を案出する。

6. 開発規模の見直し

Wabo発電所常時出力を規制するPurari河低水流量期間の発生確率を最新の水文観測資料により再検討する。Purari工業地帯の常時電力需要予測がさらに明確になった時点で、設計満水位標高、有効貯水容量、発電機の発電設備容量をふくむ本発電計画の最適化作業結果についての再検討を行う。可能な限り、上記再検討は着工決定以前に着手し、完了のこと。工業地帯の常時電力需要が、今回の調査で想定した規模よりも小以上の場合は、Aure水力発電計画の本格的なフィージビリティ調査を実施、Wabo開発に先立って本計画を実現することのメリットを検討する。

7. 設計に関する事項

安定切取り斜面および基礎岩盤の地耐力

安定切取り斜面を正確に決定し得るよう3次元模型を作成し、掘削岩のタイプと地質構造（岩石の層理および節理）との関係を明らかにする。比重、せん断強度、弾性

係数、ポアソン比、クリープおよび現場応力テスト等の試験結果に基づくベンストックおよび発電所地点を構成している泥岩及びシルト岩の掘削に関する有限要素法(FEM)による解析の実施。又、適切な切取面の保護法を見つけ出すこと。

河川仮排水

仮排水トンネルの支保工に関する地質工学上の判定結果に基づき、掘削岩盤の安定を確保する方法についての検討を行う。掘削岩の地質工学的特性に関する実測値を使用してさまざまな掘削順序に応じた応力を決定するため有限要素法を行う。14.5 m径、3本の仮排水トンネルに対する代案である11.5 m径4本の仮排水トンネル建設案に関しては、もっと詳細な地質調査、世界の脆弱地盤での大型トンネル工事の経験、工法と工事費に関する研究等より詳細な情報を収集し、これに基づき再検討する。使用ロックのサイズを決めるため、模型による水理実験を行い、河川締切りの手順を検討する。すなわち、構造解析をふくむ格子状枠を設置する方法を検討し、締切りのためのロック寸法と水頭差との関係を調べる。貯水池が満水状態のときの仮排水トンネルの緊急爆破に伴う水理学的影響を検討すること。

ダム盛立て

洪水流量に関する最新の解析資料に基づく仮締切りダムの設計上の堤高と越流による物理的換害および工事遅延に伴う換害との関係を再検討する。越流による崩壊の危険を減少させる方法を見いだすため、仮締切りダム下流部法面および法面保護に関し水理模型実験を行う。基礎岩盤に対するグラウチング実施計画およびとくに基礎岩盤が泥岩の場合、その全面的な表面処理に関する検討を行う。堤体のゾーニングに関し、最も経済的な盛立てが可能なるよう、建設材料、試験盛立て、降雨の盛立て工事に与える影響、採石ロスおよびbulking factor、とくに所要掘削により得られる掘削土とそれを利用する盛土が、過不足なくうまくバランスするように最新の情報により再検討を行う。2層で構成されている下流フィルターを1層にする可能性の検討及びZone 2Aによる泥岩法面保護をやめる可能性の検討。堤体材料のまき出し及び転圧方法についての詳細比較検討。試験盛立て結果およびバプア・ニューギニアにおける他のダムプロジェクトの経験に基づく下流部法面保護についての検討。副・ダムが最も経済的な盛立て位置をとり得るよう正確な等高線の記入された地形図に基づくダム軸の詳細検討。副・ダムのうち基礎岩盤がダム軸を横断している部分では、はぎ取り土工量、基礎岩盤の仕上げ掘削、その他Zone 1のトレンチ掘削の必要性について検討。コスト削減のため副・ダムのトランジションゾーンに浚渫砂礫に代えてWor Mountain砂岩を使用する

ことの可否についての検討。使用骨材及び基礎岩盤の強度、密度等の物理常数に基づき、下記事項をふくむ主・ダム及び副・ダムの安定性及び応力分布に関し計算する。

- ・基礎岩盤が上流部に傾斜している部分の表面崩壊をふくむ上流部法面安定性
- ・越流時および盛立て工事進行中の仮締切りダムの安定度

貯水地域内の地這りしやすい場所で、ダム・サイトからかなりの距離がある場所で起る最大伝播波高に対するダム安全余裕高の計算。ダム盛立て工事時のダムの挙動を適確に監視する自動計測システムの設計。Gulf Province 住民の不安を除くためダム崩壊によって発生する洪水に関する概略水理解析を行う。

余水吐

今回の調査で選定した余水吐建設案が設計上問題がないか、もしできればシュートについて水理模型実験を行うが、とくに発電所テイル・ベイに関連したブランチ・プールの挙動及びダム左岸下流の恒久資材揚陸場に及ぼす放水の影響を模型実験により検討する。緊急余水吐の設計について、当該地点の地質に関する詳細資料により必要な修正を行う。この場合、水理模型実験は基礎の保護に関する修正コンクリート・スラブ案の効果を調べる上で有用であろう。もし、上記が有効ではないと判定された場合は、別個の地点を選定するか、あるいは余水吐の排水容量を拡大させるかまたは、主・ダムの余裕高を増やすか、いずれか適切な洪水処理の方法と検討する。ヒューズ・プラグに関し、水理模型により、盛立て使用骨材が異なる場合のプラグの崩壊の仕方を検討する。万一、緊急余水吐が必要となった場合のWabo Creek、発電所、滑走路及びWabo 市街区に対する洪水の影響を検討する。

発電取入れ口及びベンストック

在来の方法により安定度および応力に関する詳細な解析を行う。取入れ口及びその周辺の応力についてFinite Element Methodにより解析すること。在来型のベンストックに代えてベンストック自体を（パイプ）アーチ構造とみなすrigid ベンストックを採用した場合の経済性について比較検討する。比較検討に当たっては、いずれのケースについても、その土工量とベンストックの長さに関して最適解を見出す作業を行う。最新の電力量コストの評価に基づいて最適のベンストック口径を決定する。

発電所

最新の地質調査資料及び基礎岩盤の特性に基づいて発電所の安定に関して再検討する。

発電計画上の要求および着工時の最新技術に基づいて発電所関係電機機器の仕様書について再検討する。

8. 送電線

最終発電計画案—必要の場合は段階開発についても考慮—に基づく最適コンダクター・サイズ及び送電電圧の再検討。選定送電線ルートに関して、とくに地すべりの危険を考慮に入れた詳細調査の実施。Kerema 地点に落雷計測計を直ちに設置すること。安定送電の要求を満たすため、単線および複線鉄塔区間について、その最適区間距離を検討する。安定送電のため全線を複線とした場合の利点を工事費の許容限界との関連で検討する。Hall Sound 送電系統の場合、中継変電所の必要の有無について検討する。絶縁碍子に対する塩害の問題を研究するためバプア湾沿岸に試験鉄塔を建設する。

9. 施工計画及び工事費の積算

浚渫専門家によるWabo 地点における最適な浚渫機の調達に関する仕様書の作成。
着工に先立ち、下記作業を実施する。

- Pai'a Inlet 船着き場及びPawaia 1及びWabo 地点の工事資材揚陸場についての予備調査
- 岩礁除去によるPurari 河河道及び舟航改善及びとくにWame 川のショート・カットに関する詳細調査

副ダム地点への工事用道路は、Wor Mountain 砂岩層地帯に試験採石場を開設する必要上、詳細設計のための最終現地調査開始早々に建設すること。本巻 9.4 節及び 9.5 節にリスト・アップした工事用施設の建設。工事入札書類に基づく最終、詳細施工計画の立案及び工事費の積算。

10. 経済及び財務分析

将来の工業電力需要企業と見なされる企業グループに対し定期的に見直しを行った電力コストの最新情報の提供を行う。

付 録 H

本報告書に用いられた技術用語及び略語の解説

APPENDIX H

GLOSSARY OF TERMS AND ABBREVIATIONS

1. GLOSSARY OF TERMS

- abutment(s) (left or right)** - the foundations against which the ends of the dam are placed
- active fault** - a major fault along which displacement is possible within the life of a structure contemplated in its vicinity
- active storage** - the volume of the reservoir, above the inactive storage, available for release for power generation. See also dead storage.
- adit** - at Wabo, a short exploratory tunnel to be considered as part of design stage investigations
- air slacking** - the breakdown of normally wet solid material upon drying out
- approach channel** - the open-cut excavation, immediately upstream of the spillway, through which floodwaters flow from the reservoir
- anchor block** - a concrete block on a hillside for supporting and fixing a penstock
- armour rods** - helical rods wound around a conductor to protect that conductor where held in a clamp
- assembly bay** - an area within the power station on which turbine and generator components may be mounted for assembly or maintenance
- balanced head** - where the water pressures against both faces of a structural element are equal
- bank (left or right)** - riverbank, looking downstream
- batter** - the degree of steepness of a side face of an open cut excavation, expressed in terms of a vertical distance to a horizontal distance; alternatively the face itself
- bedload** - material transported along the riverbed by the current; not in suspension
- bellmouth** - refers to large-radius rounded edges of an opening, in a concrete structure, for improving the entry of water into a conduit

- benchmark** - in survey, a permanently constructed marker point, of established position and elevation, used as a survey reference in the vicinity
- berm** - a near horizontal ledge excavated between successive batter slopes in the side face of an open-cut excavation
- blanket grouting** - a pattern of drilling and pressure grouting to limited depth, usually with cement, over a proportion of the excavated foundation area of an embankment core in order to render the surface impervious to seepage either into the rock from the core or vice versa
- blockout** - a cavity formed intentionally in the pouring of a concrete structure
- broad-crested weir** - in which the crest is very wide in the direction of flow. See also weir
- bulking factor** - the ratio of the volume of material when placed in an embankment to the in-situ solid volume of the same quantity of material when excavated
- busbar (bus)** - a low-impedance conductor for conveying electric power and to which two or more circuits can be connected
- caisson** - a pre-assembled unit floated into position and sunk for a specific purpose before becoming part of a permanent structure
- capability** - of a generator, to deliver reactive power, either leading as supplied by an under-excited generator or lagging as supplied by an over-excited generator
- capacity factor** - the ratio of average load to capacity excluding stand-by capacity
- capital cost** - the estimated total cost of providing a structure, including engineering and administration costs, a contingency to cover present unknowns, and the cost of construction facilities, but excluding interest during construction. See also construction cost
- catchment area** - the area drained by streams down to the point at which the dam is located

- caterpillar-roller (coaster) gate - in which the gate leaf is fitted with roller trains which bear and run against embedded track plates; used in certain applications where the total load against the gate is more than can be sustained by a fixed-wheel arrangement. See also gate, fixed-wheel gate
- chute - of spillway; concrete channel conveying spillway discharges from the crest to the river downstream of the dam
- closure - the act of terminating river flow through the damsite by diverting inflow through the diversion tunnels; after constructing the dams, the act of closing the tunnels to commence reservoir filling
- closure (bulkhead) gate - a large gate to be lowered in front of a tunnel portal, closing off flow when reservoir filling commences. Refer Section 7.3.6
- cofferdam - a structure protecting all or part of the construction area so that work can be carried out in the dry
- cohesion - the soil strength characteristic arising from the adherence of soil particles to each other
- compaction - the process whereby a soil mass is reduced in volume, for instance by rolling, with a reduction in voids between particles but without appreciable expulsion of water present in those voids
- concrete-faced embankment - refer Section 7.4.6
- consolidation - usually a time-dependent process whereby the application of pressure causes the reduction in volume of a soil sample by progressively forcing out the water present in the voids
- construction cost - the estimated total amount of payment to the Contractors for all items of work; excludes engineering design and supervision costs, the cost of construction facilities provided by the PNG Government, administrative costs and interest during construction. See also capital cost

construction facilities	-	facilities provided by the PNG Government in advance and available for use by the Contractor or his agents during the course of the construction work
construction joint	-	the interface between two adjoining concrete masses poured at different times
construction pore pressure	-	induced by compression of water or air in the spaces between particles of a soil mass when subjected to the weight of overlying placed material and temporarily unable to escape
contingency	-	a cost provision for various purposes as set out in Section 9.8.9
contraction joint	-	the interface between adjoining masses of concrete, provided to permit them to separate, without tension cracking, as the concrete shrinks during hardening
conversion rate	-	as used in this report: K 1.00 = US\$ 1.306 = \$A 1 048 = ¥ 374 as at September 1976
corona discharge	-	a pale violet electrical discharge at the surface of metal where the air is electrically ionised; involves a power loss
counterpoises	-	buried earthwires attached to transmission line structures
crest (of dam)	-	top of dam
crest (of spillway)	-	the uppermost portion of the overflow section; the 'ogee' is one type of standard crest
dead storage	-	the volume of water below the designed Minimum Operating Level of the reservoir
decision to proceed	-	(with the Wabo Project); the point in time against which preceding events and subsequent activities are geared
density current	-	in reservoirs, a body of water moving slowly at depth under the momentum of inflow

- dental concrete** - concrete placed in local areas of embankment core foundations and abutments to fill in vertical discontinuities in the rock profile which may otherwise induce undesirable differential settlements within the core
- dike** - at Wabo, describes the low dumped embankments extended out from the riverbanks to divert river flow into the tunnels
- dip** - the true angle, to the horizontal, at which the plane of a geological bed lies
- discharge rating curve** - see river rating curve
- discounted energy cost** - a cost of energy used for comparing alternatives derived as set out in Section 6.1 and Appendix B2
- disturbed** - of an in-situ soil or rock sample, altered in characteristics as a result of removal and handling
- diversion tunnel** - a tunnel driven to bypass river flows while the dam is under construction
- draft tube** - a gradually expanding conduit from exit of the turbine runner to the tailbay and designed to facilitate recovery of velocity head as efficiently as possible. Usually upstream and steel-lined to protect concrete against erosion and cavitation damage
- drawdown** - the fall in a reservoir surface as water is withdrawn at a faster rate than the river inflow from upstream
- effective stress** - the average stress on particles at a point within a soil mass, taken as being equivalent to the external pressure exerted on the mass minus the pore pressure
- embankment dam** - any dam, constructed of natural excavated materials placed without binding materials with either zones involving areas of selected rock, gravel and earth or a homogeneous, non-zoned embankment

- emergency spillway - an additional spillway provided as a contingency measure to assist in discharging flood flows greater than that for which the primary spillway is designed. See also spillway
- end-of-construction (stress condition) - a short term stress condition in an embankment prior to initial filling of the reservoir
- energy received at industrial site - output from Wabo generators less transformer and transmission losses. See also output. Unit GW.h, GW.h/a
- expansion joint - in a penstock, a sliding watertight joint permitting movement with temperature changes. See also rigid penstock
- firm energy - at Wabo, annual energy available with 100% reliability during a drought equivalent to that of 1972 for which the return period is estimated at about 1 in 70 years
- firm continuous power - at Wabo, the power available at 100% load factor when the reservoir is at Minimum Operating Level and the inflow corresponds to that for firm energy
- fixed-wheel gate - in which wheels are fitted to axles at the sides of the gate leaf, to bear and run against embedded plates. See also gate
- flip bucket - a concrete structure, terminating the spillway chute and intended to guide the fast-flowing discharges into an upward trajectory, the waters falling well downstream of the chute into a plunge pool
- freeboard - the safety margin represented by the vertical distance between the top of the dam and the reservoir surface (usually related to Maximum Flood Level)
- Full Supply Level (F.S.L.) - the designed maximum storage retention level
- fuse plug - small embankment designed to fail when overtopped, functioning as a type of emergency spillway
- gate - any mechanical device to control the flow of water in intakes, outlets or on spillway crests by raising and lowering

- gross head** - the vertical difference between reservoir level and tailwater level at the power station
- gross storage** - the total volume of the reservoir when filled to the Full Supply Level, equivalent to dead storage plus active storage
- grout curtain** - an impervious barrier into the dam foundations created by means of drilling and pressure grouting, usually with cement
- grout take** - in pressure grouting, the volume pumped into a drill hole
- guide vanes** - moveable vanes located between the fixed stay vanes and the turbine runner, controlling turbine power output by regulating flow and directing the flow to the runner. See also turbine stayring
- head** - at a point in a fluid under gravity flow, the vertical distance below an upstream free surface less the headloss to that point. Unit m
- headloss** - the loss in head incurred by a fluid in overcoming frictional resistance to flow
- headrace channel** - the open cut excavation, upstream of the intake structure, through which water is drawn from the reservoir to the intake structure
- horn gap** - the spacing between adjacent ends of arcing horns fitted to an insulator
- hydraulic gradient** - the rate of loss of head as a fluid overcomes resistance to flow in a pipe or channel. See also head, headloss
- hydraulic ratio** - applied to the impervious core of an embankment, the ratio of the horizontal thickness of the core at a given level to the depth of water between that level and Full Supply Level
- impervious blanket** - a layer of earth or other fine material placed against free draining fill or over a potentially leaking foundation to inhibit the passage of water

- impervious core** - a section of a zoned embankment constructed of material of low permeability to limit leakage through the embankment
- inertia (or fly wheel effect)** - of a generating unit, relates to the mass of the rotating parts of the turbine and generator and their respective radii of gyration. For comparison between generators of different size or speed, often expressed as inertia constant (H), the stored kinetic energy per rated kV.A of the generator expressed as kW.s/kV.a
- initial filling** - a short term condition in an embankment in which stresses in the zones of the newly-constructed embankment are altered as a result of either buoyancy or increased pressure as the reservoir is filled for the first time
- installed capacity** - the total rated power output of the generators installed in a power station
- intake** - any structure within the reservoir for the purpose of withdrawing water into a confined conduit such as a tunnel or pipeline
- invert** - the floor of a tunnel, pipe channel or chute
- line surge diverter** - a device for diverting overvoltage surges on a transmission line harmlessly to earth
- linear shrinkage test** - a test to determine the particular moisture content above which the percentage linear shrinkage, upon drying of a soil sample, begins to increase appreciably
- load factor** - the ratio of average load to peak load
- load rejection** - sudden disconnection of electrical load from the generator
- liquefaction** - a phenomenon in which a mass of sand or finer material behaves like a liquid when subjected to vibrations induced by certain patterns of earthquake shock

- liquid limit** - the upper limit moisture content, expressed as a percentage of dry weight of a soil sample, at which the soil remains plastic without flowing like a liquid. The plastic limit is the lower limit moisture content, the soil being just plastic
- Maximum Dry Density (M.D.D.)** - the dry density of a soil mass after compaction with a standard effort at optimum moisture content. See also Optimum Moisture Content
- Maximum Flood Level (M.F.L.)** - to which the reservoir surface will rise during the design flood with spillway gates operating in accordance with a predetermined rule
- Minimum Operating Level (M.O.L.)** - the lowest designed level to which the reservoir can be drawn down and still perform the functional operation for which the dam is required
- minor items** - in construction cost estimates at the feasibility stage, an allowance to cover numerous small items and activities the total cost of which is small compared with that of many of the identified major items
- net head** - the remainder of the gross head, after deducting losses, which is directly available for the turbines
- oil-forced, air-forced** - cooling of transformer windings by forced circulation of oil by pumps and cooling of oil by forced circulation of air
- on-load tap-changer** - equipment for varying the ratio of transformation by switching between taps on the windings while the transformer is on load
- Optimum Moisture Content (O.M.C.)** - the moisture content, expressed as a percentage of dry weight of a soil sample compacted with a standard effort, at which the subsequent dry density achieved is a maximum
- output** - electrical energy available at Wabo generator terminals; energy received at industrial site is output less transformer and transmission losses. Unit GW.h, GW.h/a

- overconsolidated** - the state of an in-situ soil or rock which historically was overlain by and compressed under the weight of overburden since removed by either natural processes or excavation
- overtopping** - reservoir waters spilling over the crest of a dam, or river flow over a weir or cofferdam, during flood
- peak demand** - the maximum instantaneous requirement for power at each stage up to full industrial development
- penetrometer** - a soil testing device used to assess the bearing capacity of foundation ground
- penstock** - a conduit for conducting water from the reservoir to the hydroelectric turbines
- penstock bench** - the open cut excavation on the floor of which the penstock supports are founded
- permanent mechanical equipment** - items including gates, hoists, trash-racks, stoplogs and appurtenant equipment together with penstocks manufactured and installed as part of permanent works other than in the power station
- permeability** - of a material such as earthfill, the relative ease with which water under head can be forced to pass through. Unit cm/s
- pipng** - an erosion phenomenon induced by seepage whereby unprotected embankment or foundation material is progressively dislodged from downstream to upstream, ultimately forming a tunnel if unchecked and resulting in embankment failure
- plastic limit** - see liquid limit
- plasticity index (Ip)** - the numerical difference between liquid limit and plastic limit, or the range of moisture contents over which a given soil exhibits plasticity. See liquid limit
- plunge pool** - the tailwater area downstream of a spillway into which the discharge is thrown, dissipating its energy

- poling** - placing of poles into the pole slots on the generator rotor, usually performed at site to minimise transport weight and size
- pore pressure** - pressure induced by the compression of water or air in the spaces between particles in a soil mass when unable to escape
- power demand growth** - the assumed rate or period of buildup of peak power demand, corresponding to progressive development of energy-consuming industries
- power factor** - the ratio of active to apparent power; the power factor of a purely resistive load is 1.0, and of inductive loads is less than 1.0
- power-line-carrier relay system** - a system of relaying for protection of the electrical generation and transmission system using a pilot channel obtainable by carrier current over the power circuit transmission lines. Refer Section 8.4.2
- pseudo-static analysis** - a method of computing embankment stability during an earthquake by substituting static or non-moving forces for the dynamic earthquake acceleration forces
- radial gate** - a gate having radial arms pivoted on a horizontal axis; particularly suited to spillway applications. Refer Figure 21 for details. See also gate
- rapid drawdown** - see drawdown
- rated output (generator)** - the continuous output of a generator as declared by its manufacturer
- rated output (turbine)** - the mechanical power delivered by the turbine shaft when running at rated net head, rated speed and full guide vane opening
- reactive compensation** - static or rotating plant supplying reactive power into the transmission network to improve voltage control in the system, particularly under low load conditions

- remoulding** - the process of reworking a soil or rock, destroying its in-situ fabric and inevitably modifying some of its characteristics. See also disturbed
- residual mass curve** - a graph showing, for a given time period, the variations in reservoir storage resulting from the interaction of the inflow and release sequences
- return period** - the statistically estimated average frequency at which an event of given magnitude may occur within a long time span, usually extrapolated from a short period of record with a given degree of probability; expressed in years
- rigid penstock** - one in which longitudinal movement otherwise induced by temperature changes is resisted by fixing to terminal anchor blocks, with corresponding longitudinal stresses induced
- ring girder** - a substantial structural element surrounding a penstock at each of the supports
- riprap** - a layer of large rock fragments graded in size to protect an embankment slope or an excavated surface against damage by wave action or water flow
- river rating curve** - the plotted relationship between inflow and water surface level, measured at lower flows and extrapolated for higher flows. Also discharge rating curve
- runaway** - the steady-state speed reached when all load is removed from the unit, the turbine governing system fails and the guide vanes remain fully open
- runner** - of a turbine, the rotating part which is driven by water under pressure and at velocity
- runner setting** - the vertical height from the centre-line of the turbine runner to minimum tailwater level
- runoff** - see discharge. Alternatively, applies to that portion of rainfall draining off the ground surface

run-of-river scheme - involving a low dam with minimal reservoir storage, the power output varying with fluctuations in streamflow

runup - see wave runup

saturation - a soil condition in which all the

spaces between particles in a soil mass are filled with water

secondary energy - energy in excess of that which can be

guaranteed with 100% reliability but nevertheless is available for a considerable proportion of the time

seepage path - the flow line along which water, under

pressure, seeps through a soil or foundation to reach a free surface

seepage rings - fixed to the penstock perimeter, where

embedded in intake structure concrete, to limit seepage between concrete and steel and also to prevent relative movement. See also thrust rings

seiche - a water wave pattern generated by an

earth tremor

self-synchronising clutch - a particular type of clutch coupling

a turbine and generator whereby the generator may run as a motor, synchronised to the system to act as a synchronous condenser with the turbine stationary. When power generation is required, the turbine is brought to synchronous speed upon which the clutch automatically engages. See synchronous condenser

semi-umbrella (generator) - type of generator with a combined

thrust and guide bearing mounted beneath the rotor and a light guide bearing above the rotor for additional stability

settlement - the downward movement of a mass of

material within an embankment, or of a foundation, arising from the compression of material beneath, induced by the weight of overlying material

SF6/air line bushings - an insulator used to form a passage

through a partition, in this case from sulphur hexafluoride gaseous to oil or to air insulating media, for a conductor connected to a line conductor of a system

SF6 puffer type switchgear - a type of switchgear using a single pressure sulphur hexafluoride gas as an insulating and arc extinction medium, arc extinction being achieved by a short term pressure increase (or puff) during the contact separation process

shear keys - a series of serrations in a concrete surface, against which other concrete is subsequently placed, intended to prevent relative movement of the two concrete masses at the interface when in service

shielding angle - the angle in degrees subtended from the vertical through a transmission line earthwire and the outside top phase conductor

sill - a horizontal surface, set at a designed elevation in a structure, over which water flows

slurry trench cutoff - a deep, narrow trench, filled progressively with bentonite slurry as excavation proceeds so as to prevent caving in; subsequently backfilled from the bottom with concrete piped down through the slurry which is displaced in the process

specific speed (n_s) - the speed (n), in revolutions per minute, at which a turbine would run at best efficiency for full guide vane opening under a head (H) of 1 metre, the runner dimensions having been adjusted to produce 1 kW of power (P), in the relationship

$$n_s = \frac{n}{H^{5/4}} \text{ (m - kW unit)}$$

Runners of the same specific speed have the same shape but physical size may be different

speed rise - of a generating unit, the maximum momentary increase in speed achieved following a load rejection before the guide vanes close, the extent depending on machine inertia and rate of closing of guide vanes. Usually expressed as a percentage of synchronous speed. See also inertia, synchronous speed

speed - of a turbo-generating unit, the rotational speed in revolutions per minute

- spider** - a structure supporting the rim and poles of a generator rotor from the shaft and typically consisting of a hub and spokes
- spillway** - a weir, conduit, channel or other structure designed to discharge flood flows safely past a dam; may have control gates
- spillway crest** - see crest
- spinning reserve** - a standby condition in which the generating unit operates synchronized to the load system at zero or very small load, ready to accept load rapidly on demand
- spiral casing** - the converging spiral part of the conduit which directs the water at increasing velocity from the pipeline into the turbine runner
- static condenser (or capacitor)** - an item of static electrical plant which supplies lagging reactive power to the system
- static excitation** - a quick response system, usually employing dry-type rectifiers, for supplying the power required for excitation of the generator
- steady seepage** - the long-term normal embankment condition under which reservoir water seeping through the earth core reaches a steady state of flow and pore pressure at all points, assuming the reservoir level remains constant
- stilling basin** - a spillway terminating structure forming a pond into which discharges flow, energy dissipation being by means of anchored concrete blocks, sills or other devices intended to interfere with the flow
- stoplogs** - beams, stacked vertically so as to close off flow temporarily while effecting maintenance of otherwise submerged permanent facilities immediately downstream
- storage scheme** - in which the capacity of the reservoir is designed as being sufficient to regulate fluctuations in streamflow

- stratification** - in reservoirs, the development of distinct layers at different ranges of temperature and with different chemical composition. See also thermocline
- stratigraphy** - refer Volume 5, Section 2.3
- strike** - the compass bearing of the intersection line between a sloping geological bed and a horizontal surface
- suspended load** - sediment held in suspension and transported in flowing water after entering the river as a result of erosion in the catchment
- synchronous speed** - of an a.c. generator, the particular speed required to produce voltage and current at the same frequency as the electrical distribution system. For a 50 Hz system it is equivalent to $\frac{3000}{\text{Number of pairs of generator poles}}$
- synchronous condenser** - a synchronous machine running without mechanical load and supplying or absorbing reactive power
- tailbay** - the channel constructed at the turbine discharge side of the power station
- tailwater** - the water downstream from any hydraulic structure utilising head, in this case the power station and spillway
- thermocline** - in reservoirs, the relatively thin transition layer, exhibiting a marked temperature gradient, between the warmer surface layer and the colder, chemically different underlying body of water
- thrust rings** - fixed to the penstock perimeter, where embedded in concrete at the downstream sloping end, to prevent sliding. See also seepage rings
- thyristor** - a rectifier cell possessing one or more electrodes at which the presence of a suitable electric signal will inhibit or permit the commencement of current flow when the voltage applied to the main electrodes is in the forward conducting direction

top-heading bottom-bench - a tunnel excavation method involving sequential excavation and support of the upper part of the section and subsequently, excavation of the lower part

total stress - the average stress at a point within a mass of soil, taken as being equivalent to the external pressure exerted on the mass

tracking trial - an elementary test to roughly assess the performance of a natural material under construction processes by subjecting a sample to the passage of a dozer track, inducing breakdown and some compaction

trap efficiency - a percentage measure of the retained waterborne sediment flowing into a reservoir

trashrack - a screen placed across an intake to prevent ingress of timber or other debris

triangulation - a regional survey control network of triangles, the nodes of which are the points specified in level and position, determined by angle and distance measurements on the sides of each triangle

triaxial compression test - a test to determine the strength parameters of a soil, simulating field conditions by subjecting a sample to pressures from three principal directions. In a uniaxial test, the pressure is applied to the sample ends only

trunnions - the bearings about which a radial gate pivots and which withstand the thrust of water behind the gate. See also gates

turbine inlet valve - located along the penstock near the inlet to the turbine spiral casing as a means of isolating the turbine from the pipelines. Not provided at Wabo, refer Section 7.7.4

turbine stayring (or stay vanes) - a number of fixed vanes around the inside peripheral exit of the spiral casing, intended to align the water flow and direct it toward the moveable guide vanes. See guide vanes

- two-bundled conductor** - a conductor made up of two subconductors and used as a one-phase conductor
- unbalanced insulation practice** - the practice of using a lower level of insulation on one circuit of a double circuit transmission line than on the other, to induce lightning flashovers to occur in only one circuit
- uniaxial compression test** - see triaxial compression test
- Unified Soil Classification** - refer Volume 5, Appendix H
- vibroflotation** - a proprietary sand foundation preparation process in which a deposit is compacted by mechanical vibration
- voids** - in soil mechanics, the spaces between particles in a volume of material
- wave runup** - the vertical distance which the crest of a wave travels up an embankment slope before its energy is dissipated
- weathering** - of rock. See Volume 5 Appendix D
- weep holes** - provided through a concrete structure retaining earth or rock to allow passage of water from behind the structure, avoiding the need to withstand water pressure
- weir** - an overflow structure, usually to raise the water surface for diversion

2. ABBREVIATIONS

- a.c.** - alternating current (electrical)
- ARK** - Adopted River Kilometres, designated position along a P.N.G. river, expressed in number of kilometres river distance from coast
- C.A.C.** - Commonwealth Aluminium Corporation
- d.c.** - direct current (electrical)
- D/S** - downstream
- EL** - Elevation, the level at a point expressed in metres
- F.S.L.** - Full Supply Level. See Glossary
- I_p** - plasticity index. See Glossary

M.D.D.	--	Maximum Dry Density. See Glossary
M.F.L.	--	Maximum Flood Level. See Glossary
M.O.L.	--	Minimum Operating Level. See Glossary
NK	--	Nippon Koei Co. Ltd
O.M.C.	--	Optimum Moisture Content. See Glossary
p.f.	--	power factor. See Glossary
P.N.G.	--	Papua New Guinea
SF6	--	sulphur hexafluoride insulation. See Glossary
SMEC	--	Snowy Mountains Engineering Corporation
u/s	--	upstream
w_L	--	liquid limit. See Glossary

3. UNITS OF MEASUREMENT

A	--	ampere, base unit of electrical current
bar	--	pressure equivalent to 100 kPa
g	--	gram, mass
giga	--	factor of 10^9
GW.h	--	gigawatt hour, 10^9 watt hours of energy
GW.h/a	--	gigawatt hour/annum; for example 1 GW.h/a is the energy generated in a year of 8 760 hours if the continuous power output is: $\frac{1 \text{ GW.h} \times 10^3}{8\ 760} = 0.11416 \text{ MW (see megawatt MW)}$
h	--	hour
Hz	--	hertz, frequency, per second
kilo	--	factor of 10^3
kg	--	kilogram, base unit of mass ($1 \text{ kg} = 10^3 \text{ g} = 2.20 \text{ lb}$)
km	--	kilometre, 10^3 metres
kPa	--	kilopascal, 10^3 pascals pressure, strength or stress ($1 \text{ kPa} = 0.145 \text{ pounds per square inch}$ $= 495.5 \text{ kg/m}^2$)
kV	--	kilovolt, 10^3 volts

kV.A	-- kilovolt amperes, apparent power
kW	-- kilowatt, 10^3 watts of power
kWs/kV.A	-- unit of machine inertia. See Glossary
l	-- litre, fluid volume (1 l = 10^{-3} m ³)
m	-- metre, base unit of length (1 m = 3.28 ft)
m ³	-- cubic metres, volume
m ³ /s	-- cubic metres per second, fluid flow
mega	-- factor of 10^6
MPa	-- megapascal, 10^6 pascals of pressure, strength or stress
MV.A	-- megavolt ampere, apparent power
Mvar	-- megavolt ampere reactive (power)
MW	-- megawatt, 10^6 watts of power; 1 MW generated continuously for 1 year (365 days or 8 760 hours) is 10^6 watt x 8 760 hours = 8 760 x 10^6 watt hours/annum = 8.760 GW.h/a (see GW.h/a)
milli	-- factor of 10^{-3}
mg/l	-- milligrams per litre, sediment or chemical concentration of mass in a fluid
n _s	-- specific speed, m-kW unit. See Glossary
Pa	-- pascal, unit of pressure, strength or stress
s	-- second, base unit of time
V	-- volt, unit of electrical voltage
VA	-- volt ampere, apparent power
W	-- watt, unit of power

