

スリランカ民主社会主義共和国

アッパー・コトマレ水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

1987年8月

国際協力事業団

鉦計資

JR

87-120

JICA LIBRARY



1040277[4]

スリランカ民主社会主義共和国

アッパー・コトマレ水力発電開発計画調査

最終報告書

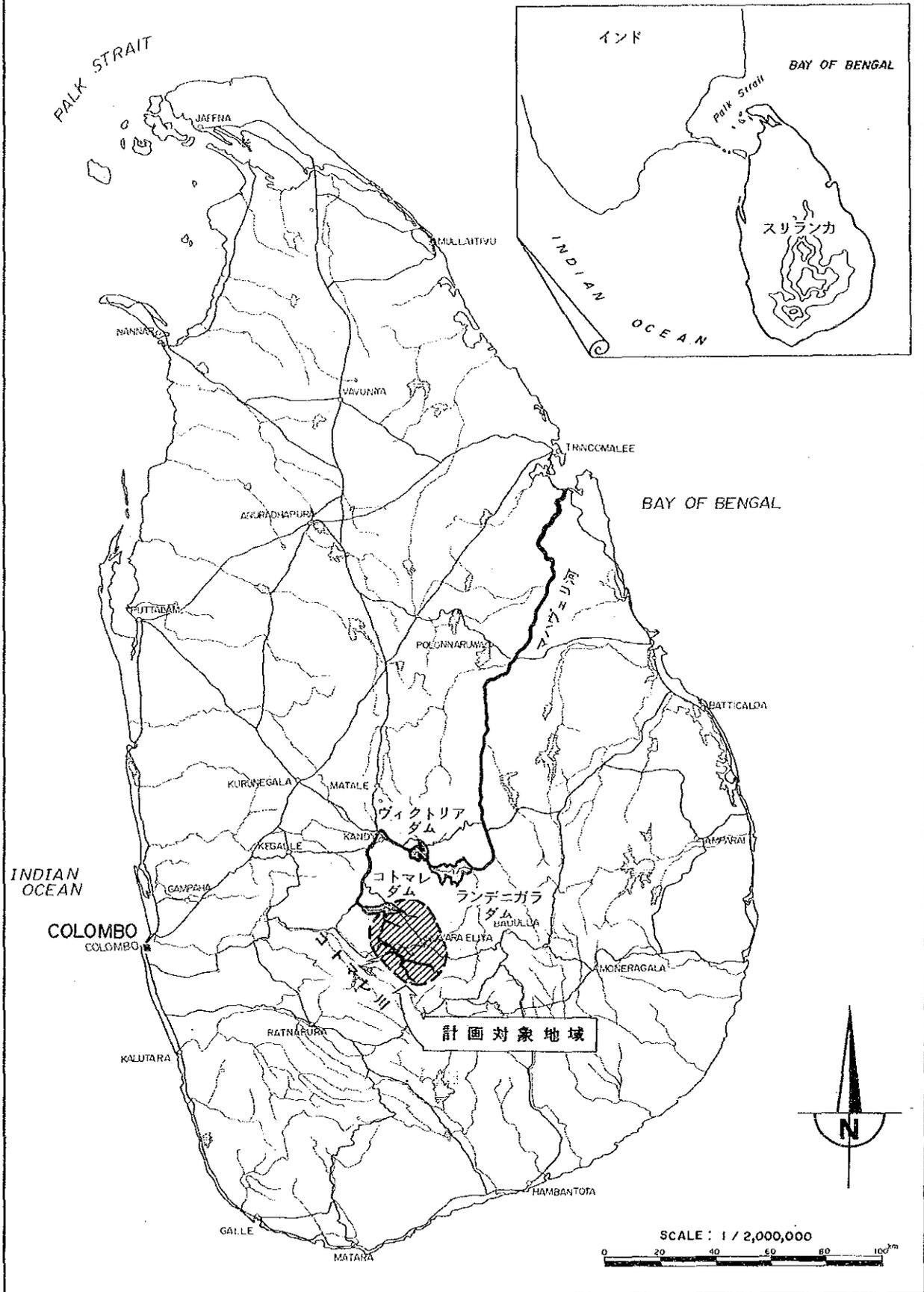
要約版

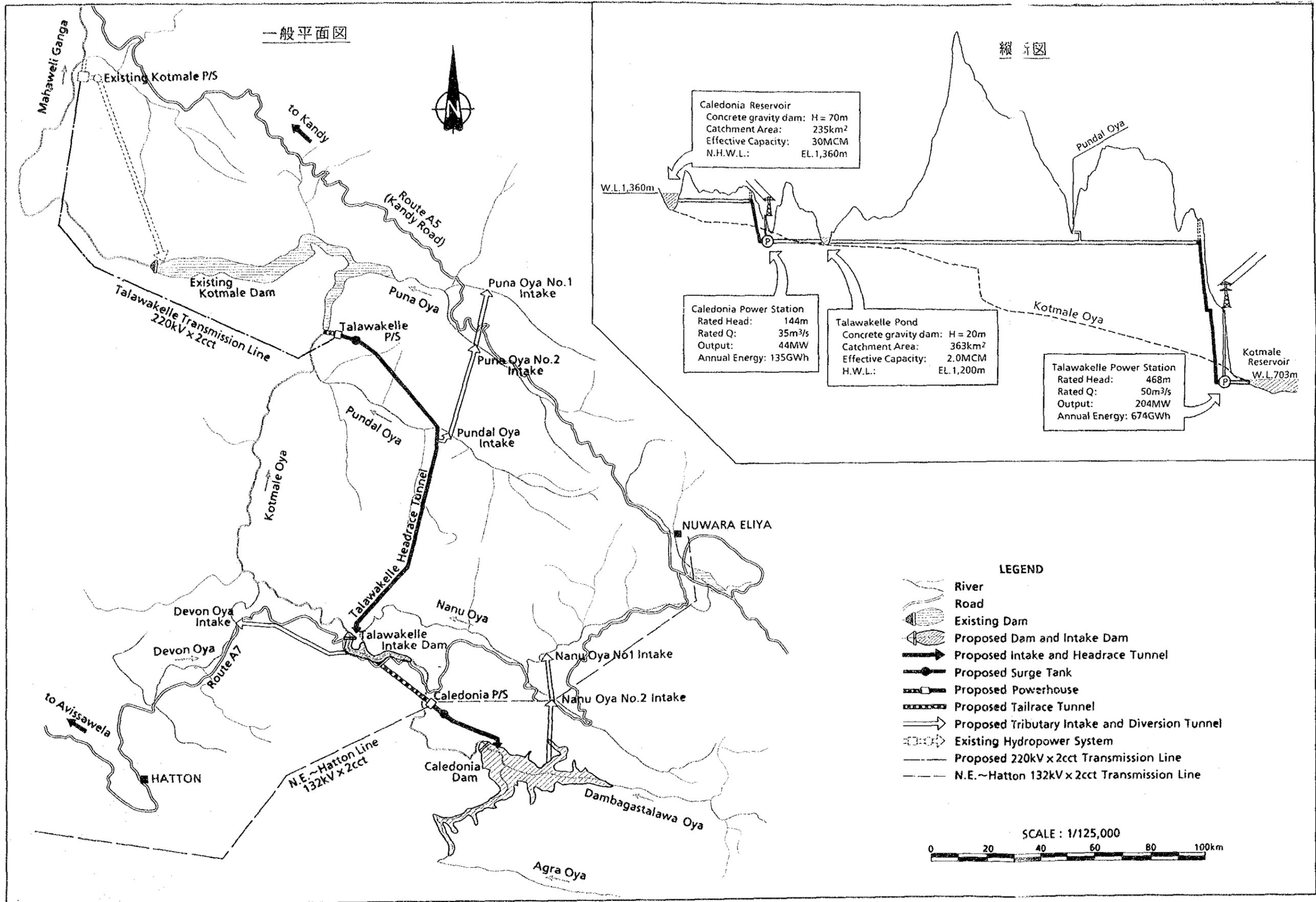
1987年8月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'87.10.15	120
登録 No.	16882	64.3
		MPN

位置図





一般平面図

縦断面図

Caledonia Reservoir
 Concrete gravity dam: H = 70m
 Catchment Area: 235km²
 Effective Capacity: 30MCM
 N.H.W.L.: EL.1,360m

Caledonia Power Station
 Rated Head: 144m
 Rated Q: 35m³/s
 Output: 44MW
 Annual Energy: 135GWh

Talawakelle Pond
 Concrete gravity dam: H = 20m
 Catchment Area: 363km²
 Effective Capacity: 2.0MCM
 H.W.L.: EL.1,200m

Talawakelle Power Station
 Rated Head: 468m
 Rated Q: 50m³/s
 Output: 204MW
 Annual Energy: 674GWh

- LEGEND**
- River
 - Road
 - Existing Dam
 - Proposed Dam and Intake Dam
 - Proposed Intake and Headrace Tunnel
 - Proposed Surge Tank
 - Proposed Powerhouse
 - Proposed Tailrace Tunnel
 - Proposed Tributary Intake and Diversion Tunnel
 - Existing Hydropower System
 - Proposed 220kV x 2cct Transmission Line
 - N.E.~Hatton 132kV x 2cct Transmission Line

SCALE : 1/125,000
 0 20 40 60 80 100km

目 次

	頁
第1章 緒 論	1
1.1 経 緯	1
1.2 調査の概要	2
1.2.1 調査の目的	2
1.2.2 調査期間及び作業工程	2
1.2.3 調査対象地域	2
第2章 電力事情	3
2.1 過去の電力需給	3
2.2 現有発電設備	5
2.3 将来の電力需給	7
2.4 送変電設備	9
第3章 計画地域の概要	10
3.1 一般状況	10
3.2 地形・地質	11
3.3 水文・気象	12
第4章 開発計画	13
4.1 計画検討のための基本方針	13
4.2 計画の評価基準	14
4.3 各種開発案の比較検討	15
4.4 最適規模の決定	15
4.5 開発計画主要諸元	19
第5章 実施計画及び事業費	23
5.1 実施工程	23
5.2 施工工程	24
5.3 事業費	25
第6章 計画の評価	26
6.1 便益費用分析及び経済分析	26
6.2 財務分析	28
6.3 副次的開発効果	29
6.4 環境への影響	30

添 付 図

	頁
図 - 1 長期電力需給計画	3 2
図 - 2 西暦2000年日負荷曲線予想及び供給計画	3 3
図 - 3 計画実施工程	3 4

計 画 図 面 集

図 - 4 カレドニアダム一般平面図	3 6
図 - 5 カレドニアダム上・下流面図	3 7
図 - 6 タラワケレ取水ダム一般平面図	3 8
図 - 7 タラワケレ取水ダム平面・正面・横断面図	3 9
図 - 8 カレドニアペンストック・発電所平面・縦断面図	4 0
図 - 9 タラワケレペンストック・発電所平面・縦断面図	4 1
図 - 10 全体計画単線結線図	4 2

第 1 章 緒 論

第1章 緒 論

1.1 経 緯

スリランカは、マハベリ河流域総合開発を中心とする積極的な公共投資5ヶ年計画の推進等を背景に近年安定的な経済成長を続けており、1977年から85年の間、年平均5.7%の経済成長率を達成した。世界的な景気の停滞、国内の社会不安に見舞われた1984年、1985年ですえ、それぞれ5.1%、5.3%の経済成長率を達成している。この順調な経済発展につれて、電力需要は1977～85年の8年間で年平均9.0%の高い伸び率を示している。この伸びに対してコトマレ、ヴィクトリア、ランデニガラ等の大規模水力発電所がマハヴェリ河開発推進計画の一環として相次いで建設され、さらに引き続いて、ワラウェ河流域においてはサマナラウェワ水力発電所の建設が進行中である。

しかしこれらが完成してもなお、将来の需給バランス上供給不足が生ずること、又、大規模水力の未開発地点数も減ってきていることから、1993年以降には大型火力の導入も計画されているが、水力発電は輸入石油による火力発電の代替として貿易収支改善に貢献することから、依然として公共投資5ヶ年計画の中でもその開発に力点が置かれている。

アッパー・コトマレ水力発電開発はこのような背景のもとに、1984年版長期発送電計画の中でも1994年運転開始予定の緊急開発案件として位置付けられており、スリランカ政府はこのアッパー・コトマレ水力発電開発計画につき、わが国政府に対し1984年6月8日にフィージビリティ調査の早期実施の要請を行った。

日本政府はこの要請を受け入れ、国際協力事業団より1985年2月18日から同年3月7日の間に予備調査団を、また同年8月5日から8月12日の間に事前調査団をスリランカに派遣し、1985年8月9日には事前調査団とスリランカ政府の大蔵企画省外国援助局および電力庁（CEB）との間で本調査に関する Scope of Work（S/W）が合意され調印された。このS/Wに基づき、国際協力事業団は本格調査団を1985年11月11日よりスリランカへ派遣し、本アッパー・コトマレ水力開発調査が着手された。

1.2 調査の概要

1.2.1 調査の目的

本調査業務の目的は、マハヴェリ河支流コトマレ川の既設コトマレダムより上流の地域における水力発電開発計画を検討し、技術的及び経済的に最適な開発規模及びその開発計画を策定して、フィージビリティ調査報告書を作成することにある。

1.2.2 調査期間及び作業工程

調査は作業内容より次のとおりこれを4ステージに分けて実施された。

第1ステージ調査 1985年11月～1986年3月（現地調査および国内作業）

基礎資料の収集および解析，現地踏査，空中写真図化，河川縦断測量，
第一次開発構想の検討（開発戦略、開発方法、計画基準等），他

第2ステージ調査 1986年4月～同年7月（国内作業）

収集資料の整理・解析，各種比較案の検討，主要構造物の比較設計，最適開発
計画案の概定，インテリム・レポートの作成，他

第3ステージ調査 1986年8月～1987年1月（現地調査）

インテリム・レポートの提出・討議，補足現地調査，1/1,000地形測量，
ボーリング及び弾性波探査による地質調査，他

第4ステージ調査 1987年1月～同年8月（現地調査及び国内作業）

最適開発計画の策定，主要構造物の設計，建設工事費の積算，技術評価，経済・
財務評価，ドラフト・ファイナル・レポート及びファイナル・レポートの作成，他

1.2.3 調査対象地域

調査対象地域は、マハヴェリ河支流コトマレ川の既設コトマレダムより上流の地域である。コトマレダム上流は流域面積が554km²あり、アグラ川、ダンバガスタラウ川はカレドニア地区で合流してコトマレ本流となり、支流のプナ川およびデヴェン川はクラワケレ地区でコトマレ本流と合流する。更に下流でコトマレ本流はブンダル川と合流し、コトマレ貯水池近傍ではプナ川と合流する。これ等の本流及び支流が、計画対象の河川である。

第 2 章 電 力 事 情

第2章 電力事情

2.1 過去の電力需給

スリランカの過去20年間の電力需要は次のように着実な伸びを示している。

表 - 1 過去の電力需要

期 間	最大尖頭負荷 (MW)	年平均伸び率 (%)	発電電力量 (GWh)	年平均伸び率 (%)
1965	89		427.7	
1970	163	12.9	785.8	12.9
1975	219	6.1	1,078.8	6.5
1980	368.5	11.0	1,668.3	9.1
1985	514.9	6.9	2,464.1	8.1
平 均		9.2		9.2

電力消費量を部門別で見ると、工業（重工業及び中小工業）、地方自治体、一般家庭、商業、街路灯の順となっている。1985年の実績で見ると、電力消費量2,061GWhのうち、工業が41.3%、地方自治体24.3%、一般家庭（宗教を含む）16.8%、商業13.6%となっている。

1985年の部門別の電力消費の伸び率は、商業（対前年比16.3%アップ）と、ホテル（々18.9%アップ）が高い値を示している。政府の積極的な電化計画にも拘わらず、1985年時点の電化率は24%に過ぎないが、今後は配電網の整備に伴い、薪炭や石油燃料からの電力への代替により、一般家庭用の電力需要が増加するものと予想される。また、スリランカ政府が積極的に工業化を推進していることを考慮すると、工業部門での需要の伸びも今後予測されている。

1975年以降の水力及び火力別の設備容量、発電電力量は次表の通りである。この表にみられるように、電力需要は1978年から急速に伸び、それに対する水力の開発が追いつかず、火力の運転時間が年毎に増えて1983年にはピークを迎えたが（全発電量の42.4%）、1984

年に入るとヴィクトリア水力発電所（70MW×3基）の完成により電力事情は大幅に改善され、再び水力発電主体の運営が可能となり、今日に至っている。

表-2 水力・火力別設備容量、発電電力量の推移

	設 備 容 量 (MW)			発 電 電 力 量 (GWh)				
	水 力	火 力	計	水 力	火 力	計	伸び率	水力/計
1975	291	70	361	1,078.4	0.1	1,078.5	6.6	100.0
76	329	70	399	1,108.6	24.2	1,132.8	5.0	97.9
77	329	70	399	1,214.4	2.1	1,216.5	7.4	99.8
78	329	70	399	1,338.5	42.7	1,381.2	13.5	96.9
79	329	70	399	1,461.2	64.3	1,525.5	10.4	95.8
80	329	90	419	1,479.4	188.8	1,668.2	9.4	88.7
81	369	130	499	1,571.2	300.1	1,871.3	12.2	84.0
82	369	190	559	1,608.1	457.6	2,065.7	10.4	77.8
83	399	190	589	1,217.2	897.4	2,114.6	2.4	57.6
84	609	200	809	2,090.7	170.0	2,260.7	7.0	92.4
85	609	200	809	2,394.6	69.4	2,464.0	8.9	97.2

2.2 現有発電設備

スリランカでは石炭資源も石油資源も商業ベースのものはまだ発掘されておらず、エネルギー源としては輸入原油、水力と薪炭である。水力は同国にとって貴重な天然資源であり、2,000 MWの経済的に開発可能な包蔵水力を持つと云われている。政府は水力発電所の開発を継続的に推進してきたが、特に1978以降にマハヴェリ開発推進計画 (Accelerated Programme)を策定し、この計画に基づき、コトマレ、ヴィクトリア及びランデニガラーラントンペを含む一連の大規模水力開発が実施され、現在はほぼ完成の段階に至っている。

スリランカにおける既存および建設中の水力発電所は次のとおりである。

表-3 既存水力発電所

発電所名	運転開始年	設備容量 (MW)	最大使用水量 (m ³ /s)	基準落差 (m)	貯水池有効容量 (MCM)
1. Old Laxapana I	1950	25(8.33×3)	7.0	449	0.2
2. Old Laxapana II	1958	25(12.5×2)	7.0	449	0.2
3. Wimala Surendra	1965	50(25×2)	28.3	227	49.0
4. Samanala	1969	75(37.5×2)	34.0	259	0.09
5. New Laxapana	1974	100(50×2)	22.7	578	0.9
6. Ukuwela	1976	38(19×2)	56.6	78	1.2
7. Bowatenna	1981	40(40×1)	94.9	55	33.2
8. Canyon I	1983	30(30×1)	19.5	204	109.5
9. Victoria	1984	210(70×3)	140.0	190	688.0
10. Randenigala	1987	122(61×2)	180.0	78	797.0
計		715			

注：小規模水力の Inginiyagala (1956) 10MW と、Udawalawe (1968) 6MWはこの表に含まれていない。

表-4 建設中水力発電所

発電所名	運開 予定年	設備容量 (MW)	最大使用水 量 (m ³ /s)	基準落差 (m)	貯水池有効 容量 (MCM)
1. Kotmale I - III	1988	201 (67 × 3)	76.0	202	152.0
2. Canyon II	1988	30 (30 × 1)	19.5	204	109.5
3. Rantambe	1990	49 (24.5 × 2)	180.0	32.7	16.6
4. Samanalawewa	1992	120 (60 × 2)	42.0	345	254.0
計	—	400			

また、既存の火力発電所は次のとおりである。

表-5 既存火力発電所

発電所名	運開年	設備容量 (MW)	備 考
1. Kelanitissa	1962/63	50 <u>1/</u>	石油火力
2. Kelanitissa	1980	120 (20 × 6)	ガスタービン
3. Sapugaskanda	1984	80 (20 × 4)	ディーゼル
計		200	

注) 1/Kelanitissa Steam Turbine 50MW(1962/63年)は1984年より停止、1989年に再稼働後10年間使用予定のため合計には含まれていない。
Pettah Diesel 6MW(1954), Channakam Diesel 14MW(1954)は既に廃止。

2.3 将来の電力需給

スリランカの電力需給は今後共順調な伸びが期待され、その伸び率は今世紀が年9%強、又、21世紀前半には同じく8%と予測されている。現在建設中の上記水力発電所が全て完成、供給を開始する1992年の早くも翌年(1993年)には、前年まで30%以上を維持してきた予備率は、需要の急速な伸びにより急激に低下すると予測されている。この為CEBは1993年および1995年に石油火力発電所(各120MW)の運開を予定しているが、それでも1996年の予備率は僅か5.6%に過ぎず需給バランスが逼迫する事態が想定される。

この需給逼迫に対応すべく、CEBは更に1987年1月に策定した長期発電電計画(Long Range Generation and Transmission Plan、1986年)の中で、石油価格の低下により、経済的と考えられた石油火力(200MW4基)の導入を計画した。しかしながら、本水力発電計画のインテリム・レポート提出時の段階で、本水力発電計画の経済性が、導入予定の石油火力に比較し、極めて高いことが判明したことにより、本計画を1997年1月に運開することでCEBと調査団の間で合意がなされた。両者間で合意された電力需給計画は、表-6のとおりである。

表-6 長期電力需給計画

年	設備容量		有効容量 (MW) 1/	最大尖頭 負荷(MW) 2/	予備率 (%) 3/	計画発電所 (MW) 4/	電力量需給 (GWh)		
	水力	火力					需要	水力 5/	火力 6/
1987	715	200	825	635	29.9	Randenigala : 122	3,058	2,497	561
1988	946	200	1,056	692	52.6	Kotmale : 67×3, Canyon II : 30	3,333	2,825	508
1989	946	250	1,101	754	46.0	KPS oil steam : 25×2	3,633	2,825	808
1990	995	250	1,245	822	39.9	Rantambe : 49	3,960	3,017	943
1991	995	290	1,285	896	32.8	Diesel : 20×2	4,316	3,017	1,299
1992	1,115	290	1,310	976	34.2	Samanalawewa : 120	4,705	3,448	1,257
1993	1,115	410	1,335	1,064	25.5	Oil Steam I : 120	5,128	3,448	1,680
1994	1,115	410	1,335	1,160	15.1		5,590	3,448	2,142
1995	1,115	530	1,455	1,265	15.0	Oil Steam II : 120	6,093	3,448	2,645
1996	1,115	530	1,455	1,378	5.6		6,641	3,448	3,193
1997	1,363	530	1,703	1,502	13.4	Upper Kotmale : 248	7,239	3,956	3,283
1998	1,363	610	1,703	1,637	4.0	Oil Steam III : 200, KPS Gas : -120	7,890	3,956	3,934
1999	1,363	760	1,853	1,785	3.8	Oil Steam IV : 200, KPS Steam : -50	8,600	3,956	4,644
2000	1,363	960	2,053	1,945	5.6	Oil Steam V : 200	9,375	3,956	5,419
2001	1,363	1,160	2,253	2,121	6.2	Oil Steam VI : 200	10,218	3,956	6,262

Note : 1/ 有効容量 : 水力及び火力それぞれの設備のうち最大の設備能力の一基を除いた設備能力
 2/ 最大尖頭負荷 : 発電端での数字 (設備容量も発電端での数字)
 3/ 予備率 : (有効容量 - 最大尖頭負荷) / 最大尖頭負荷
 4/ マイナス数値は当該年からの停止を意味する
 5/ 水力の電力量は、98%保証電力量 (Firm Energy) に二次電力量の 1/4を加えたもの
 6/ 火力 : (需要) から (水力) を引いたもので、火力の可能発電電量でなく必要発電電量である

2.4 送変電設備

スリランカの送電は 220kV、132kV 及び66kVの電圧で運用されており、送電網は大需要地コロomboを中心に構成されている。島の中央部には、コロomboとコトマレ、ヴィクトリア、ランデニガラ各発電所を結ぶ形で東西に 220kV送電線が走っている。南北方向には基幹電線として 132kV送電線が縦断している。送電線延長の推移は次のとおりである。

表-7 送電線延長の推移 単位:km

電 圧	1977	1981	1982	1983	1984	1985
220kV	—	—	—	—	—	133
132kV	897	1,013	1,013	1,013	1,132	1,167
66kV	317	339	339	339	339	339
合 計	1,214	1,352	1,352	1,352	1,471	1,639

出 典: Ceylon Electricity Board Annual Report 1982 & 1983,
Power for Prosperity, Statistical Digest 1984, 1985

送電網の拡充は、向こう10年間の需要想定に基づいて、220kV送電線は、コトッゴダーハバナラーキリノチュチ間計 290kmの新設、132kV送電線は、バランゴダーエンピリピティヤ間40km、アヌラダプラーマナール間72kmなど合計 121kmの新設が計画されている。また、ラクサパナーヌワラ・エリヤーパドゥーラ間 (84km) の66kV送電線は 132kVに昇格されるとともに、そのルートは、本計画のカレドニア開閉所を通過するように迂回させる予定である。

配電網は33kVと11kVの2種類の電圧で、1985年現在の延長はそれぞれ 7,909kmと 2,245kmである。グリッド変電所は、1986年末現在、34ヶ所あるが、今後10年間にグリッド変電所28ヶ所の新設の他、施工中のものも含めて23ヶ所のグリッド変電所で、施設の拡充及び改良が計画されている。

なお、スリランカの発送電システムにおける配電指令はコロombo市内KolonnawaにあるCEBの中央制御所 (System Control Center) で集中管理されている。

第 3 章 計画地域の概要

第3章 計画地域の概要

3.1 一般状況

計画区域はスリランカ南部中央の山岳地域に位置し、行政区としてはヌワラ・エリヤ県に属する。また同区域は、マハヴェリ河支流コトマレ川の既設コトマレダムより上流の554km²流域で、その標高は700～2,500mである。

調査対象区域については、標高1,500m以下は茶園として古くから開発されており、また標高1,500m以上には一部の茶園のほか高原野菜の栽培が盛んである。また標高1,700m以上には、多くの自然林が残されているが、標高1,800～1,900mにある県都ヌワラ・エリヤは、英国統治時代から避暑地として開発されたリゾート都市である。

このように計画対象区域は古くから開けた地域であるので、交通網も良く発達している。区域の中央部にはコロombo～ハットン～ヌワラエリヤを通じる国道A-7が通っており、また区域の東部にはコロombo～キャンディ～ヌワラ・エリヤを通じる国道A-5が走っている。

3.2 地形・地質

計画地域はコトマレダム上流域のコトマレ川及び支流のプナ川、プンダル川、ナヌ川、デヴォン川等の諸川を流域とする山地と狭長な谷底低地から構成される。コトマレ川流域の山地は標高 700～2,500m の一般に急峻な地形であるが、1,500m 以下ではやや緩斜面が分布する。

コトマレ川はアグラ川とダンバガスタラワ川を合流し、合流地点 800m 下流のカレドニアダム計画地点を過ぎ、ナヌ川との合流点下流でトラワケレ取水ダム計画地点を経て約 4 km 北西流の後急転して北東流しコトマレダムに注ぐ。河川勾配はカレドニア～トラワケレ間が平均で約 1/90 であり、トラワケレ～コトマレダムの間は約 1/35 と急峻である。

流域内は植生ならびに茶樹に覆われていて荒廃地は非常に少ないが、コトマレダム直上流の両岸の地すべり地付近と、急崖地には若干の荒廃地が存在する。コトマレ川及び支流にはセント・クレア、デヴォン等の滝があり、美観をそえている。

計画地域を構成する地質は先カンブリア界ハイランド系で、調査結果ではチャーノカイト層群とコンダライト層群の二つの岩相が分布しており、いずれも岩質は良好である。

地質構造の特徴は、北西から南東に走る褶曲軸が多いことであり、導水路トンネルのルート選定には、背斜軸をさけて計画する必要がある。

トラワケレ付近には巾約 2 km で南北に走る小褶曲軸が多数みとめられる地帯があるので、ダム構築にはこの点に注意する必要がある。

また調査地域では北東から南西に走るリニヤメントも数多く確認しているが、現地での観察結果では変位がほとんどない破碎帯が多く、地形的には明瞭に表われているが、殆どの場合、幅数 m 以下で、10 m を越えることは稀であり、工事施工上の問題は少いと考える。

3.3 水文・気象

スリランカの気象は5月～9月の南西モンスーン期と、12月～2月の北東モンスーン期に大きく分けられる。北東モンスーン期の降雨はスリランカ全土に平均して雨をもたらすが、南西モンスーン期の降雨は島の南西部に集中し、北部、東部、南東部へと順次少なくなる。計画区域は多雨地帯 (Wet Zone) の東端にあたり、1940年から1978年の39年間の平均降雨量はコトマレ流域の19観測所平均で 2,847mmである。

河川流量は豊かであり、計画区域中央部のタラワケレ測水所 (297.7 km²) において1951～80年の30年間の 100km²当り月平均流量は次表のとおりである。

表-8 コトマレ川タラワケレ地点月平均比流量

単位：m³/s / 100km²

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均
3.8	2.8	2.3	3.2	5.1	8.1	8.1	7.5	7.0	8.2	7.7	5.8	5.81

また、この場合の 100km²当りの流況は次のとおりである。

豊水量 (95 日流量) 6.5 m³/s 平水量 (185 日流量) 4.1 m³/s
 低水量 (275 日流量) 2.6 m³/s 渇水量 (355 日流量) 1.7 m³/s

カレドニア計画ダム地点、タラワケレ計画取水ダム地点での計画洪水は、単位図法を用いて想定した。また、計画降雨は、ヌワラ・エリヤ地点での確率降雨強度を基に設定した中央集中型のハイトグラフとした。カレドニア計画ダム地点の確率洪水ピーク流量及び想定される可能最大洪水量 (PMF) は次のとおりである。

表-9 コトマレ川カレドニア計画ダム地点洪水ピーク流量

流域面積：175.2 km²

確 率 年	50年	100年	200年	500年	1000年	PMF
洪水ピーク流量 (m ³ /s)	933	1,108	1,202	1,330	1,429	2,527
ピーク比流量 (m ³ /s/km ²)	5.3	6.3	6.9	7.6	8.2	14.4

タラワケレ取水ダム地点 (297.2km²) の洪水ピーク流量も、同様の手順により、50年確率で 1,363m³/s、100年確率で 1,584m³/sとなる。

第 4 章 開 発 計 画

第4章 開発計画

4.1 計画検討のための基本方針

発電計画検討にあたっては、次の基本方針のもとに各種比較検討を行ない、最適開発計画を策定した。

- (1) スリランカの包蔵水力は約 2,000MWであり、そのうち 1,115MWが既設および建設中である。従って残存包蔵水力は約 900MWと少なく、国家の将来発展にとって豊富とはいえない。このため、経済的に許せる範囲で水力エネルギーの有効利用を図る。
- (2) 水力発電は一般に出来るだけ上流に貯水池を築造し、その貯水池によって調整された水を下流で利用するのが効率的である。このため、本計画においても最上流の貯水池は経済的に許せる範囲内で、可能な限り大きくし、水力エネルギーの有効利用を図る。また、隣接支川の流水も経済的に可能な限り、貯水池や調整池に導入し、調整利用することによって有効に利用する。
- (3) スリランカの将来の電力開発で特徴的な点は、1990年代から石油又は石炭火力の本格的な導入が予定され、現在の圧倒的な水主火従から、2000年以降には火主水従型に変わってくることである。従って、地形と水量に恵まれている本発電計画は、ピーク発電所として計画する。

4.2 計画の評価基準

本発電計画の最適規模決定については、B/CおよびB-Cを評価基準とした。この場合の便益については、ディーゼル発電及び石油火力発電を代替電源とし、CEBの基準単価をもとに算定した。

本水力発電による出力 (kW) 及びファーム電力量 (kWh) については、スリランカでピーク用電源として使用されるディーゼル発電のkW当りの年間の固定費をkWの便益単価とし、kWh当りの可変費を kWhの便益単価とした。また、二次電力量 (kWh) については、石油火力の焚き減らしによる燃料節約効果として石油火力の kWh当りの燃料コストを kWh便益単価とした。

この評価において、水力、ディーゼル、石油火力の運転上の制約条件が異なるので、CEBにおけるこれら条件を勘案して kW 及び kWhの補正係数を次のとおりとした（詳細は主報告書）。

表-10 kW及び kWh補正係数

	水 力	ディーゼル	石油火力	石炭火力
kW 補正係数	—	1.2424	1.2812	1.3623
kWh 補正係数	—	0.9920	0.9920	1.0176

kW便益単価、 kWh便益単価は次のとおりである。

表-11 評価基準用 kW 及び kWh便益単価

項 目	単 位	ディーゼル	石油火力	石炭火力
kW 便 益 単 価	Rs./kW	2,086	4,011	5,096
ファーム kWh便益単価	Rs./kWh	0.843	0.828	0.498
二次 kWh便益単価	"	0.843	0.821	0.486

4.3 各種開発案の比較検討

既設コトマレ貯水池の上流端より、地区最上流のダム候補地点のカレドニアまで約30kmの河川長で約650mの落差があり、平均河川勾配は1/46である。

その開発方法として1段開発、2段開発、3段開発および4段開発の4通りを検討した。開発指数（流域面積と落差の積）の検討において1段および2段開発が3段および4段開発に比べ、格段に優れている。そのため1段開発を2段開発を詳細検討案として残し、この2案について概略設計と工事費の積算を行ない、比較検討を行なった。

その結果は、次のとおりである。

	<u>1段開発</u>	<u>2段開発</u>
設備容量 (MW)	214	248
発電電力量 (GWh)	664	809
工事費 (Rs. 10 ⁶)	7,920	9,800
B / C	1.45	1.39
B - C (Rs. 10 ⁶)	309	337
発電単価 (Rs / kWh)	1.22	1.24

上記のように、便益・費用比（B / C）では1段開発が優れているが、CEBと協議の結果、便益・費用比は若干劣るものの、B - C及び水力エネルギーの有効利用の点で大きく有利な2段開発案を採用した。

4.4 最適規模の決定

2段階開発案の最適規模決定には、

カレドニア貯水池の規模

カレドニア発電所の最大使用水量

トラワケレ発電所の最大使用水量

の順序で検討した。

(1) カレドニア貯水池の規模

カレドニア貯水池の常時満水位をそれぞれ EL. 1,355 m、1,360 m及び 1,365 mに変化させ、カレドニア発電所の最大使用水量を35m³/s、トラワケレ発電所の最大使用水量を50m³/sとした場合について比較検討した。

結果は図の如く、便益・費用比(B/C)及び便益・費用差(B-C)とも、最良値はカレドニア貯水池の常時満水位が EL. 1,360 mの場合であり、この場合の有効貯水容量は30MCMとなった。

(2) カレドニア発電所の最大使用水量の決定

カレドニア貯水池の常時満水位を EL. 1,360 mとし、トラワケレ発電所の最大使用水量を50m³/sとした場合、カレドニア発電所の最大使用水量をそれぞれ30m³/s、35m³/s、40m³/sとして比較検討した。

結果は図の如く、B/C、B-Cとも最良になるのは最大使用水量35m³/sの場合である。

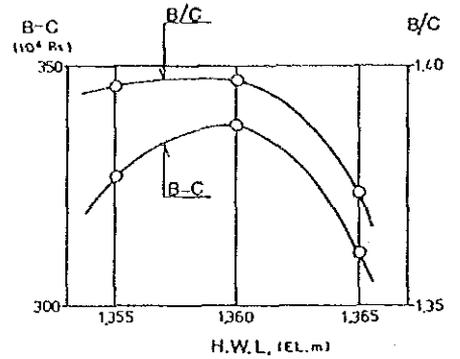
(3) トラワケレ発電所の最大使用水量

カレドニア貯水池の満水位を EL. 1,360 m、カレドニア発電所の最大使用水量を35m³/sとし、トラワケレ調整池の容量を 2MCMとした場合、トラワケレ発電所の最大使用水量をそれぞれ45、50、55m³/sとして比較検討した。

結果は図の如く、B/C及びB-Cが最良になるのは最大使用水量50m³/sの場合である。

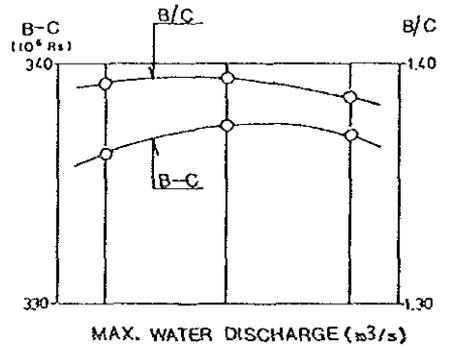
カレドニア貯水池満水位の決定

満水位標高 EL. m	1.355			1.360			1.365		
発電所	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計
設備容量 MW	39	204	243	44	204	248	47	204	251
年間発電電力量 GWh	117	668	785	135	674	809	143	678	821
建設費 Rs. 百万	3,920	5,640	9,560	4,160	5,640	9,800	4,650	5,640	10,290
年便益 (B) Rs. 百万	1,160			1,191			1,207		
年費用 (C) Rs. 百万	833			854			896		
B - C Rs. 百万	327			337			311		
B / C	1.391			1.394			1.346		



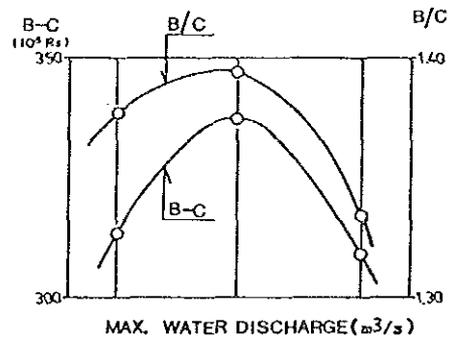
カレドニア発電所最大使用水量の決定

最大使用水量 m ³ /s	30			35			40		
発電所	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計
設備容量 MW	38	204	242	44	204	248	50	204	254
年間発電電力量 GWh	133	671	804	135	674	809	136	676	812
建設費 Rs. 百万	4,060	5,640	9,700	4,160	5,640	9,800	4,340	5,640	9,980
年便益 (B) Rs. 百万	1,176			1,191			1,205		
年費用 (C) Rs. 百万	845			854			870		
B - C Rs. 百万	331			337			335		
B / C	1.392			1.394			1.385		



タラワケレ発電所最大使用水量の決定

最大使用水量 m ³ /s	45			50			55		
発電所	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計	カドニフ	クワケレ	計
設備容量 MW	44	184	228	44	204	248	44	225	269
年間発電電力量 GWh	135	671	806	135	674	809	135	676	811
建設費 Rs. 百万	4,160	5,400	9,560	4,160	5,640	9,800	4,160	6,470	10,630
年便益 (B) Rs. 百万	1,145			1,191			1,235		
年費用 (C) Rs. 百万	832			854			926		
B - C Rs. 百万	313			337			309		
B / C	1.376			1.394			1.333		



以上の結果、最適開発計画は表-12の如くとなった。

表-12 最適開発計画

項目	単位	カレドニア	タラワケレ	合計
貯水池/調整池				
水位				
・常時満水位	EL. m	1,360.0	1,200.0	
・低水位	"	1,341.0	1,193.0	
・規準水位	"	1,353.0	1,198.0	
貯水容量				
・総容量	MCM	45.7	2.6	
・有効容量	"	30.0	2.0	
発電				
基準落差	m	144	468	
最大使用水量	m ³ /s	35	50	
設備容量	MW	44	204	248
発電電力量	GWh	135	674	809
・ファーム電力量	"	76	331	407
・二次電力量	"	59	343	402
運転時間				
・ファーム時	hr.	4.6	4.5	4.5
・平均	hr.	8.9	8.5	9.4

4.5 開発計画主要諸元

前述の最適規模の検討に併行して、ダム型式、ダム高さ、水車・発電機のタイプとその基数の検討、各種工作物の検討等を行ない、一方工事費積算のための人件費、資材費の工事単価の調査を行なった。これらの検討項目につき、最終的にはB/Cによって最適計画を策定した。

計画諸元は、以下のとおりである。

(1) カレドニアダム発電計画

流域及び貯水池

流域面積	
直接	: 175.2 km ²
支流	: 59.8 km ²
湛水面積	: 2.25km ²
貯水容量	
総容量	: 45.70 MCM
堆砂容量	: 8.76 MCM
死水容量	: 15.70 MCM
有効容量	: 30.00 MCM
計画洪水位	: EL. 1,363.5 m
常時満水位	: EL. 1,360.0 m
発電基準水位	: EL. 1,353.0 m
低水位	: EL. 1,341.0 m

ダム

型式	:	コンクリート重力式
高さ	:	70 m (基礎岩盤上)
堤頂長	:	270 m
堤体積	:	250,000 m ³
表面勾配	上流側	: EL. 1,325.0 m 以上 : 鉛直 EL. 1,325.0 m 以下 : 1:0.3
	下流側	: 1:0.76
標高		
非越流部	:	EL. 1,365.0 m
越流部	:	EL. 1,360.0 m
基礎岩盤	:	EL. 1,295.0 m
サドルダム	:	ロックフィル; 24 m (H) × 145 m (L)

洪水吐 : 自由越流型
設計ピーク流量 (PMF) : $2,530 \text{ m}^3/\text{s}$
最大放流量 $2,470 \text{ m}^3/\text{s}$ ($14.1 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$)
 $180 \text{ m (W)} \times 3.5 \text{ m (H)}$

低水放流設備 : ホロージェットバルブ $\phi=1,500 \text{ mm}$

水路

取水口 : 傾斜型 (45°)
 $6.4 \text{ m (W)} \times 33.2 \text{ m (H)}$
ローラーゲート 1 門; $3.9 \text{ m} \times 3.9 \text{ m}$

導水トンネル : コンクリート巻立て円形断面
 $D=3.9 \text{ m}$; $L=2,982 \text{ m}$

支流導水トンネル : 無巻 ; 幌型
(ナヌ川) $D=2.2\sim 2.4 \text{ m}$; $L=4,130 \text{ m}$

調圧水槽 : 制水口型 ; $14.0 \text{ m (内径)} \times 53.4 \text{ m (H)}$

ベンストック : 地中傾斜型 (48°)
内径 : $4.1 \text{ m} \sim 3.2 \text{ m}$; 1 条 ; $L=213 \text{ m}$

放水トンネル : コンクリート巻立て円形断面
 $D=3.9 \text{ m}$; $L=2,168 \text{ m}$

発電所関係

発電所 : 地下式
 $16.0 \text{ m (L)} \times 23.0 \text{ m (W)} \times 25.2 \text{ m (H)}$

水車 : 堅軸フランシス ; 1 基
出力 : $45,700 \text{ kW}$
基準落差 : 144 m ($H_{\text{max}}: 151 \text{ m}$)
基準流量 : $35 \text{ m}^3/\text{s}$

発電機 : 堅軸三相同期型 ; 1 基
容量 : $52,600 \text{ kVA}$
定格電圧 : 11 kV
定格電流 : $2,760 \text{ A}$
力率 : 0.85
定格周波数 : 50 Hz

主要変圧器 : 屋外三相油入風冷式 ; 1 基
容量 : $52,600 \text{ kVA}$
定格電圧 : $11/132 \pm 5 \% \text{ kV}$

送電線 : 架空線 ; $132 \text{ kV} \times 1$ 回線
スワラ・エリヤーラクサパナ線に接続

(2) タラワケレ発電計画

流域及び調整池

流域	
直接	: 297.2 km ²
支流	: 66.2 km ²
湛水面積	: 0.35km ²
貯水容量	
総容量	: 2.6 MCM
有効容量	: 2.0 MCM
常時満水位	: EL. 1,200.0 m
計画基準水位	: EL. 1,198.0 m
低水位	: EL. 1,193.0 m
利用水深	: 7.0 m

ダム

型式	: コンクリート重力式
高さ	: 20.0 m
堰長	: 102.0 m

放流施設

流量調整ゲート	: ローラーゲート 8.0 m (B) × 12.0 m (H) ; 3門
---------	--

水路

取水口	: 塔型 (円形取水塔) 8.0 m (内径) × 15.0 m (H) ローラーゲート 1門; 4.4 m × 4.4 m
導水トンネル	: コンクリート巻立て円形断面 D = 4.4 m ; L = 13,066 m
支流導水	
プナ川	: 無巻、幌型トンネル ; D = 2.2 m ; L = 5,250 m
プンダル川	: 立孔、コンクリート巻立て円形 ; D = 10.0 m ; H = 58.0 m
デヴォン川	: 無巻、幌型トンネル ; D = 2.2 m ; L = 4,170 m
調圧水槽	: 制水口型 ; 15.0 m (内径) × 92.8 m (H)
ペンストック	: 地中傾斜型 (48°) 内径 : 4.7 m ~ 3.4 m 上部 1 条 : L = 684.0 m 下部 3 条 : L = 50.0 m
放水トンネル	: コンクリート巻立て円形断面 D = 4.4 ; L = 406 m

発電所関係

- 発電所 : 地下式
16.0 m (L) × 55.0 m (W) × 23.0 m (H)
- 水車 : 堅軸フランシス ; 3基
出力 : 69,700kW × 3
基準落差 : 468 m (Hmax : 470 m)
基準流量 : 50m³/s ; 16.67m³/s × 3
- 発電機 : 堅軸三相同期型 ; 3基
容量 : 80,000 kVA × 3
力率 : 0.85
定格電圧 : 11kV
定格電流 : 4,200A
定格周波数 : 50Hz
- 主要変圧器 : 屋外三相油入風冷式 ; 3基
容量 : 80,000 kVA × 3
定格電圧 : 11/220 ± 5 % kV
- 送電線 : 架空線 ; 220kV × 2回線 ; L = 18.5km
既存コトマレ開閉所へ接続

第 5 章 実施計画及び事業費

第5章 実施計画及び事業費

5.1 実施工程

事業の実施は、①借款手続き、②詳細設計、入札書類の作成及び入札、③建設工事の三段階に大きく分けることができる。既述のとおり、本水力発電計画は1997年1月に運転開始を見込んでおり、そのためには次の工程となる。

項 目	工 程
①スリランカ内部手続き及び認可	1987年9月～1987年12月
②借款手続	1988年1月～1988年5月
③詳細設計、入札書類の作成、入札及び入札審査	1988年6月～1991年5月
④建設工事	1991年6月～1996年12月

この工程は、クラワケレ発電計画の導水路トンネルの施工に必要な5.5年を基に、先行投資の滞留が少ないように計画されたものである。

5.2 施工工程

ダム工事としては、それ程規模の大きいものでないので、カレドニアダムは4年、クラワケレ取水ダムは3年の工程と計画している。基礎地盤は堅硬であり特別な問題は少ない。転流工の仮締切ダムの建設、ダムコンクリート打設を低水期を中心に施工することになっている。

本計画の導水路から水圧管路、発電所を経て放水口に至る土木工事は、大部分が地下構造物であり、且つ取水口から放水口まで連続している。それ故、各部の施工はお互いに関連しており、全体を通じて経済的な施工計画が大切である。

このため、作業坑を各所に設けて、工事工程の短縮と、作業性の向上をはかった。しかし、クラワケレ導水路トンネルは山岳地を横断することから、この区間に作業横坑を設置することが出来ず、本計画中で最も長い7,400mのトンネル工事区間となり、この導水路の施工期間5.5年が全施工工程を支配することになった。

5.3 事業費

事業費の積算に当たっては、スリランカの労務費、物価、流通状況及び類似プロジェクトの工事単価等の調査を充分に行ない、それに基づき精算を行い工事費合計Rs. 9,800を計上した。

工事費積算の前提としては、積算の基準日を1986年12月末日として物価上昇予備費は考慮せず、為替レートはRs. 28.5/US\$、及び161.6円/US\$としている。また建設用機器、動力費、燃料費、資材及び建設業者用施設は工事単価の中に含め、輸入機材については輸入関税を考慮した。

第 6 章 計 画 の 評 価

第6章 計画の評価

6.1 便益費用分析及び経済分析

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

既述の如く、本発電計画はピーク発電として計画されているため、ピーク電力及びフェーム電力については、ディーゼル発電の建設費及び運転維持費を基に便益を算出し、二次電力量については石油火力の燃料費を基に便益を計上した。

本計画の財務費用（工事費）は、全て1986年12月のスリランカの国内価格を固定価格として、見積り積算されている。経済評価にあたっては、財務費用を経済費用へと転換するために、個々の費用項目についての変換係数（C F）を求めた上で実施した。

代替施設の経済費用積算には、セイロン電力庁がとりまとめた。“Long Range Generation & Transmission Plan”に記載されている基準単価を採用した。なお、水力発電、ディーゼル発電、石油火力発電では運転上の制約条件が異なるので、4.2 計画の評価基準にも述べた如く、kW及び kWh補正係数を考慮している。

以上の前提により算出された本水力発電開発計画の評価指標は次のとおりであり、計画の経済性は良好である。

経済的内部収益率（E I R R）

代替施設として、ピーク電力、フェーム電力量をディーゼル発電、二次電力量を石油火力とした場合の経済的内部収益率は11.90%である。

便益・費用比（B / C）

代替施設として、ピーク電力、フェーム電力量をディーゼル発電、二次電力量を石油火力とした場合の割引率10%での便益・費用比（B / C）は1.39である。

発電原価

割引率10%とした場合の発電原価は、資本費 Rs. 1.22 / kWh、維持管理費 Rs. 0.02 / kWh で合計 Rs. 1.24 / kWh である。

経済的内部収益率（EIRR）11.90%は、スリランカ電力庁が設定している評価割引率、もしくは資本の機会費用である10%、即ち経済的節約額よりも高い値を示している。又、この割引率10%での純現在価値（NPV）は Rs. 759.8 百万である。更に代替施設として、ディーゼル発電を主体にした考え方は従来殆どないので、代替施設として石油火力、または1987年に着工したサマナラウエワ水力開発計画と同様に石炭火力とした場合のEIRRを参考のために示すと、次の通りである。

	<u>石油火力</u>	<u>石炭火力</u>
EIRR	27.44%	37.41%

6.2 財務分析

本計画の財務分析に使用した財務費用はプロジェクト自体の収益性をみるために工事費及び運転維持費のみとし、建設期間中の金利及び、価格のエスカレーションは含めていない。

便益としては、1986年の平均電気料金 Rs. 1.50/kWh をベースに販売電力量を乗じて、料金収入を算出した。また、販売電力量は1990年に送配電損失が10%に改善されるとの報告に基づき、発電端の有効電力量の90%とした。

以上の前提で計算した財務的内部収益率 (FIRR) は9.06%となる。更に便益発生 of 2年遅延、20%コストオーバーラン、送配電ロスの改善の遅れ及びコトマレダムの嵩上げなどが重なった最悪の場合は、FIRRは6.48%となる。この最悪の場合も含めて、セイロン電力庁が本計画を実施することに際して、諸税の支払と借款の金利を返済しても収益をあげることが肝要であり、そのためにはできるだけ低利の借款を必要とする。

6.3 副次的開発効果

(1) 雇用創出効果及び連関産業育成効果

本計画の総事業費はRs. 9,800百万と見積られている。このうち合計Rs. 4,338.2百万がスリランカ国内で支出される額、即ち内貨分である。工事期間中を通じて雇用される現地労務者は、平均で未熟練工 2,100人/日、熟練工 1,300人/日と見込まれるが、これ以外に、現地に搬入される莫大な量の資機材の調達、運送、保管、管理等に係る雇用の増大効果は大きい。

同時に上記の資機材の調達、運送、保管等の各分野の産業を拡充することになる。このような、それぞれの分野の関連産業への波及効果も本プロジェクトの開発効果と考えられる。

(2) 社会インフラ整備

本計画の実施に伴い、既存道路の改修（約20km）付替道路の新設（約10km）により道路が整備されるほか、工事用の配電線（33kV、約40km）、通信線（約30km）も整備される。また、工事用として建設されるキャンプ、更に移住地には社会施設（学校、診療所、コミュニティーセンター等）や、各種レクリエーション設備が新設され、地域住民によって利用可能となる。

(3) 新しい産業の育成

本プロジェクトの上流部には、ハットンからヌワラ・エリヤに通じる国道 A7 が通っている。その上流部区域の標高は 1,200～ 1,400m であり、その気候は亜熱帯性の温暖な気候である。更に、起伏に富んだ雄大な地形とよく開発された一面の茶園の風景はよく調和しており、素晴らしいものがある。

従って、上記のような社会インフラ設備の整備と併せて、観光施設を整備すれば新しい観光産業が興ることが考えられる。また標高 1,360m のカレドニア貯水池は、水温も比較的低いと考えられるので、ここに適した魚類を研究すれば新しい内水面漁業の拡充も考えられる。

6.4 環境への影響

本水力開発計画における貯水池及び調整池の規模は比較的小さく、カレドニア貯水池の補償面積は3.35km²、カレドニア調整池で0.35 km²である。水没地は、茶園、河川・道路、畑・宅地等からなり、補償・移転を必要とするが、特別な環境上の問題は見当たらない。貯水池の建設により、しばしば環境上問題となるのは貯水池周辺の地じりの発生であるが、調査の結果、当地域では保安上支障となるような大規模な地じりは発生しないと判断された。

また、本水力開発の減水区間にはセント・クレア滝、デヴォン滝、ランボグ滝、プナ滝等がある。これらの滝について、発電計画との両立の可能性について検討したが、すべての滝を存続させることは難しいことが判明した。従ってCEBとも協議した結果、本計画においてはデヴォン滝については約1/3の流量を観光放流するが、セント・クレア滝及びその他の滝については観光放流を考えないことにした。

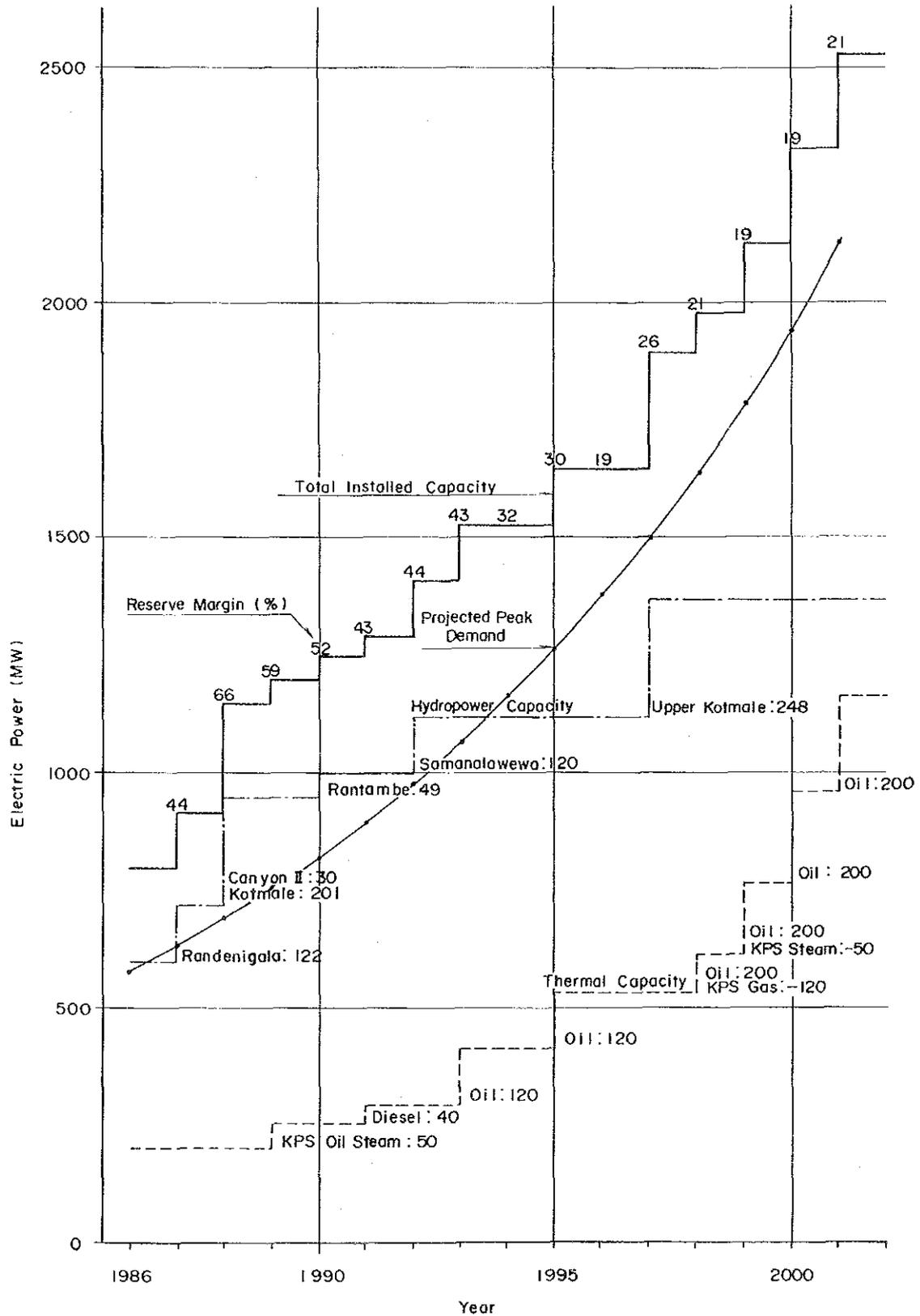
トラフケレダム下流約7kmのヨックスフォードに水力発電所(336kW、1930運開)があるが、小規模なもので、残流域流量によって充分運転可能である。本計画の範囲の本川・支川にはかんがい、生活用水用の小規模な取水は数ヶ所あるが、本計画の実施により支障をうけるものはない。

上記のほか、問題となるような点はないが、当然のことながら工事に当たっては、濁水の発生など環境に与える影響を少なくするよう考慮することが必要である。

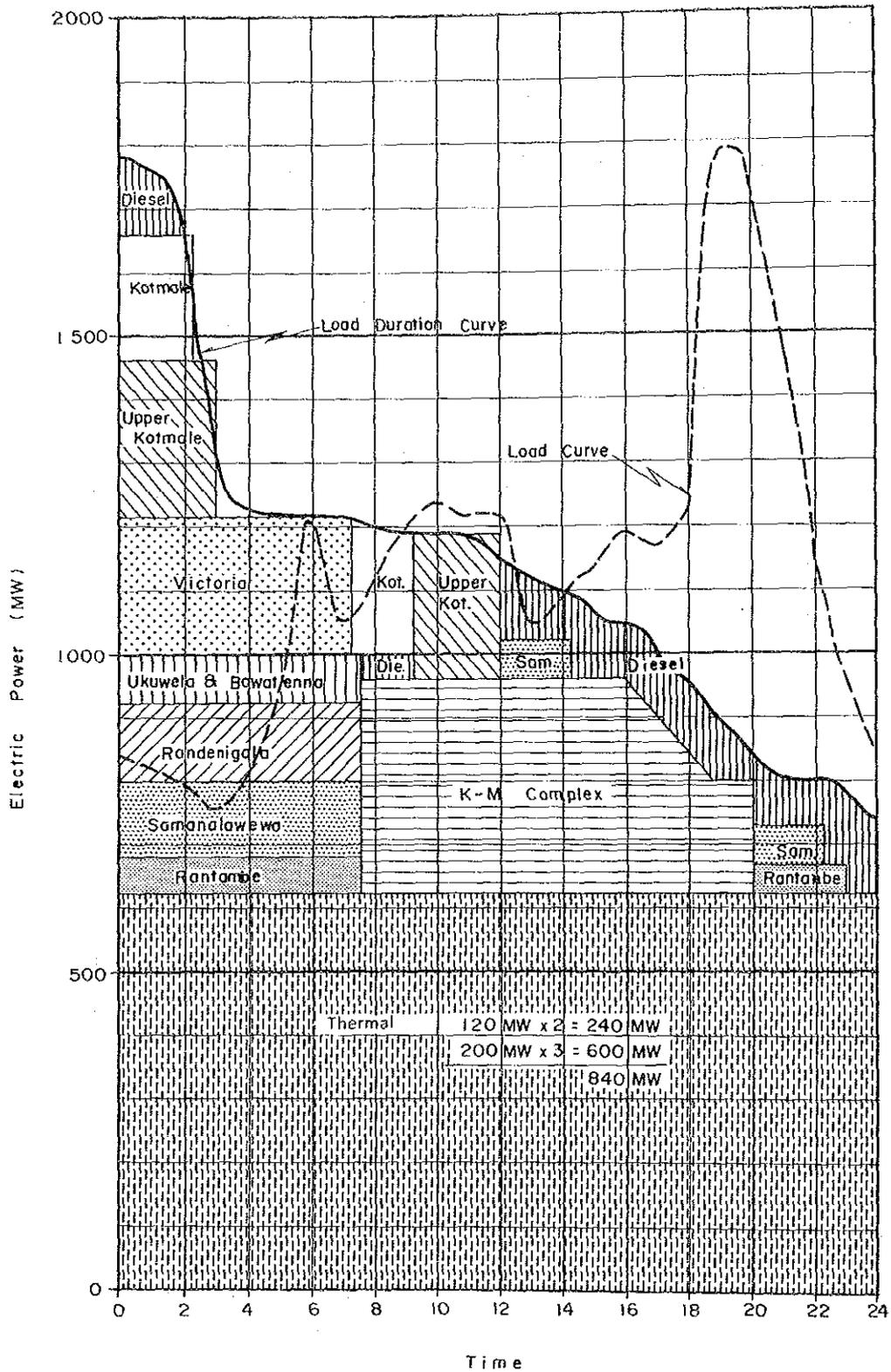
添 付 図

	頁
図 - 1 長期電力需給計画	3 2
図 - 2 西暦2000年日負荷曲線予想及び供給計画	3 3
図 - 3 計画実施工程	3 4

PROJECTED POWER DEMAND AND INSTALLED CAPACITY (1987-2001)



ENERGY ALLOCATION (AN EXAMPLE) BY STATIONS AS OF YEAR 2000



PROJECT CONSTRUCTION SCHEDULE

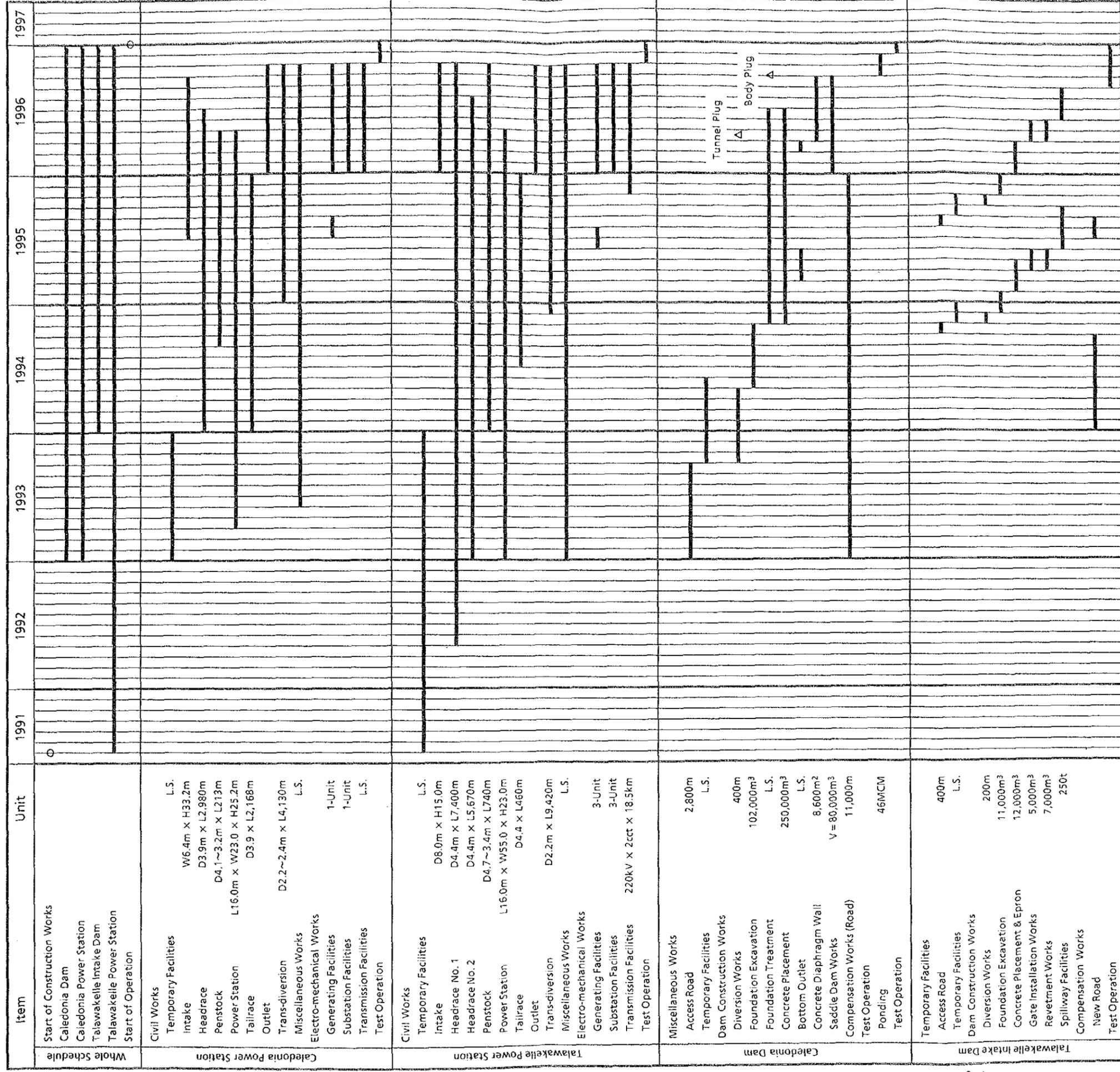
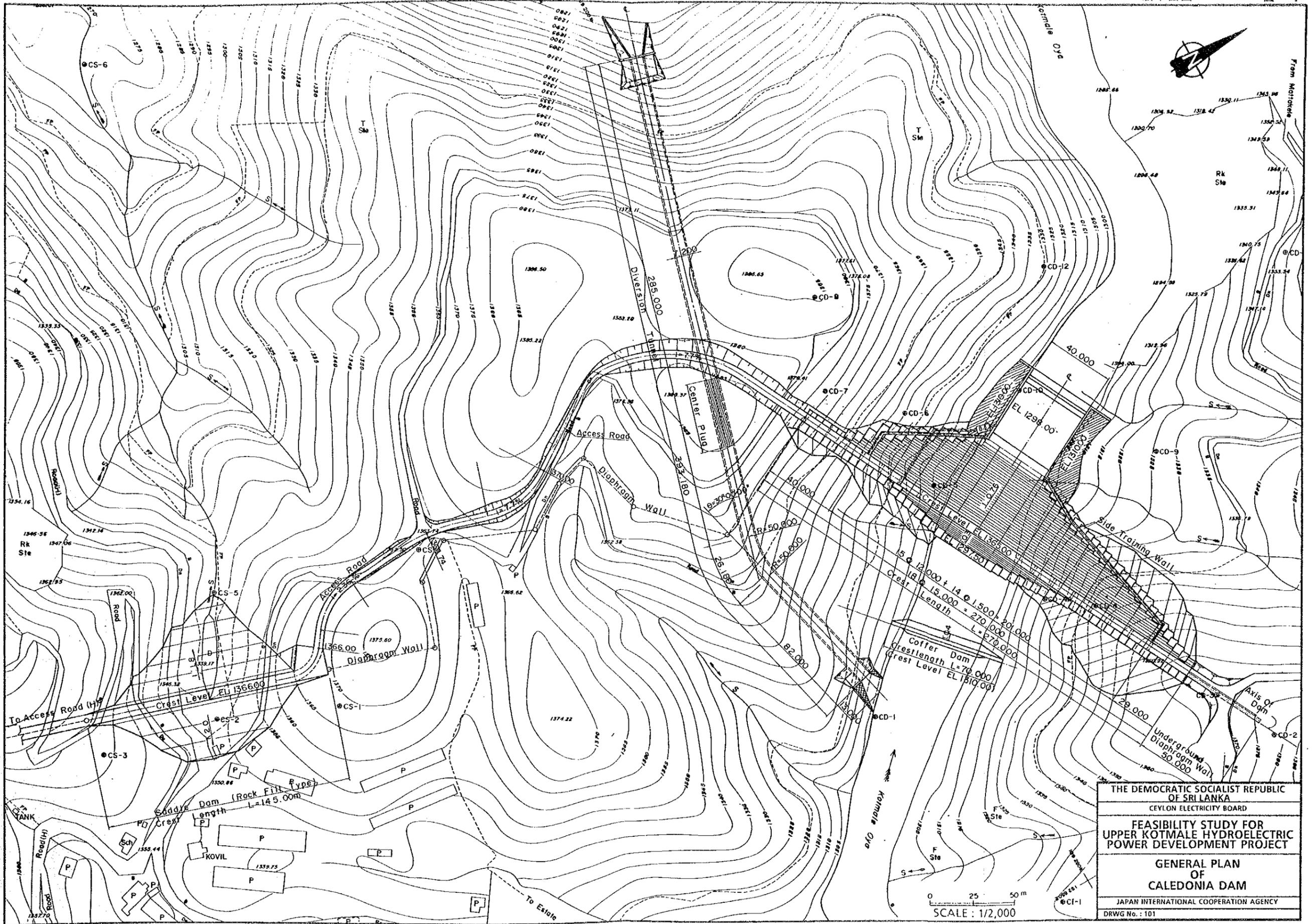


図 - 3
全体工事工程

計 画 図 面 集

	頁
図-4 カレドニアダム一般平面図	36
図-5 カレドニアダム上・下流面図	37
図-6 タラワケレ取水ダム一般平面図	38
図-7 タラワケレ取水ダム平面・正面・横断面図	39
図-8 カレドニアペンストック・発電所平面・縦断面図	40
図-9 タラワケレペンストック・発電所平面・縦断面図	41
図-10 全体計画単線結線図	42

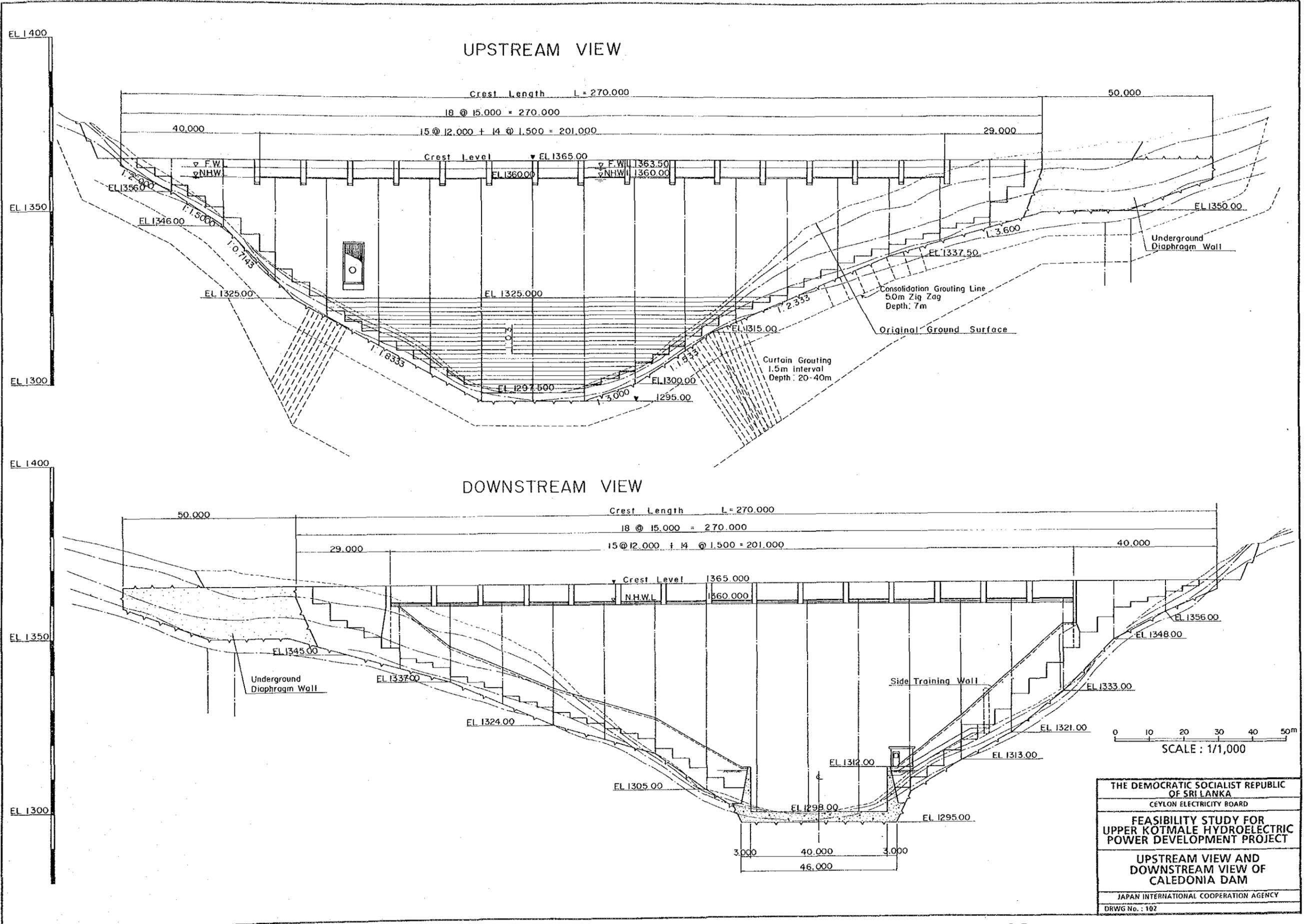


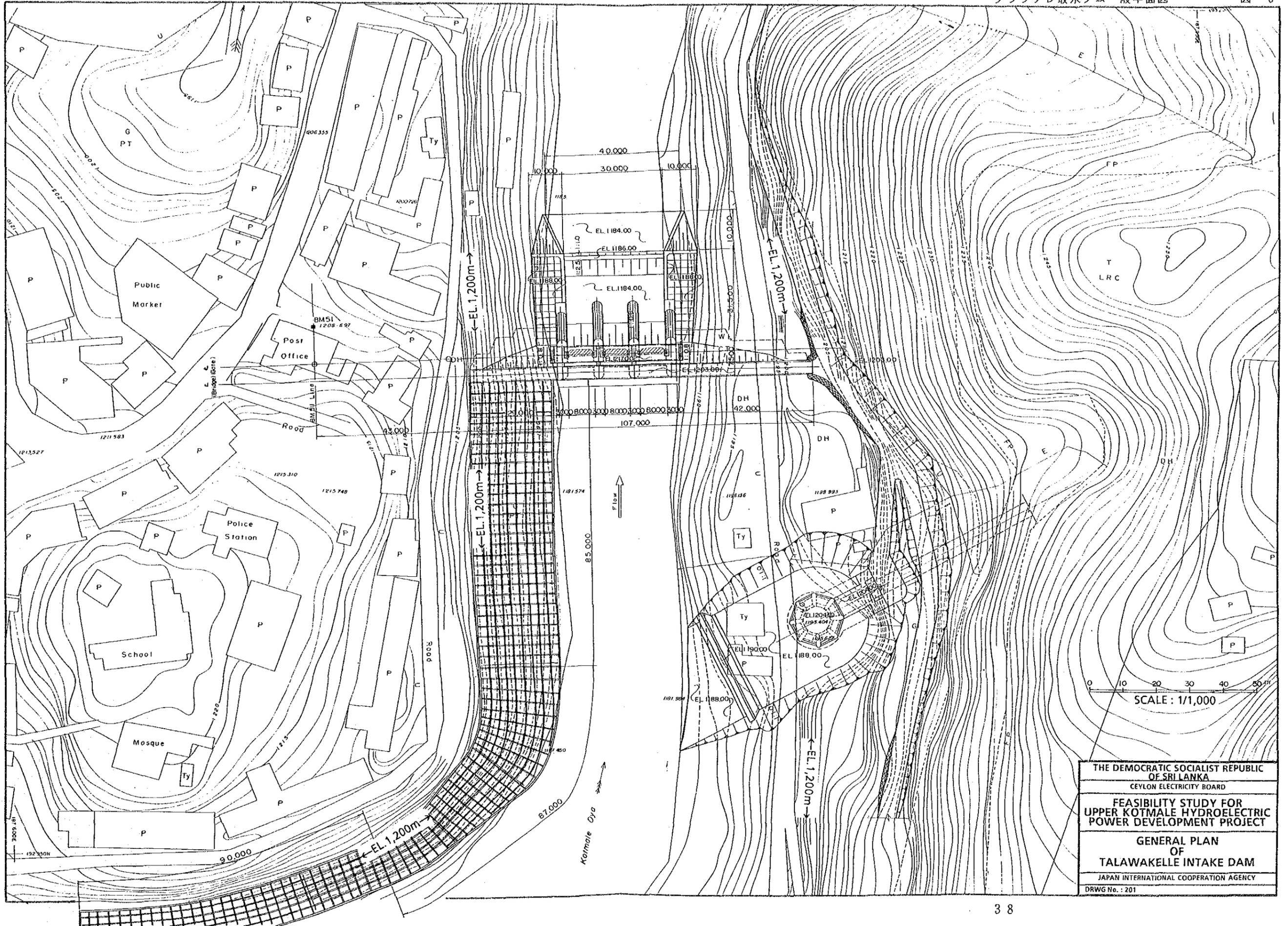
THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC
OF SRI LANKA
CEYLON ELECTRICITY BOARD

FEASIBILITY STUDY FOR
UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT

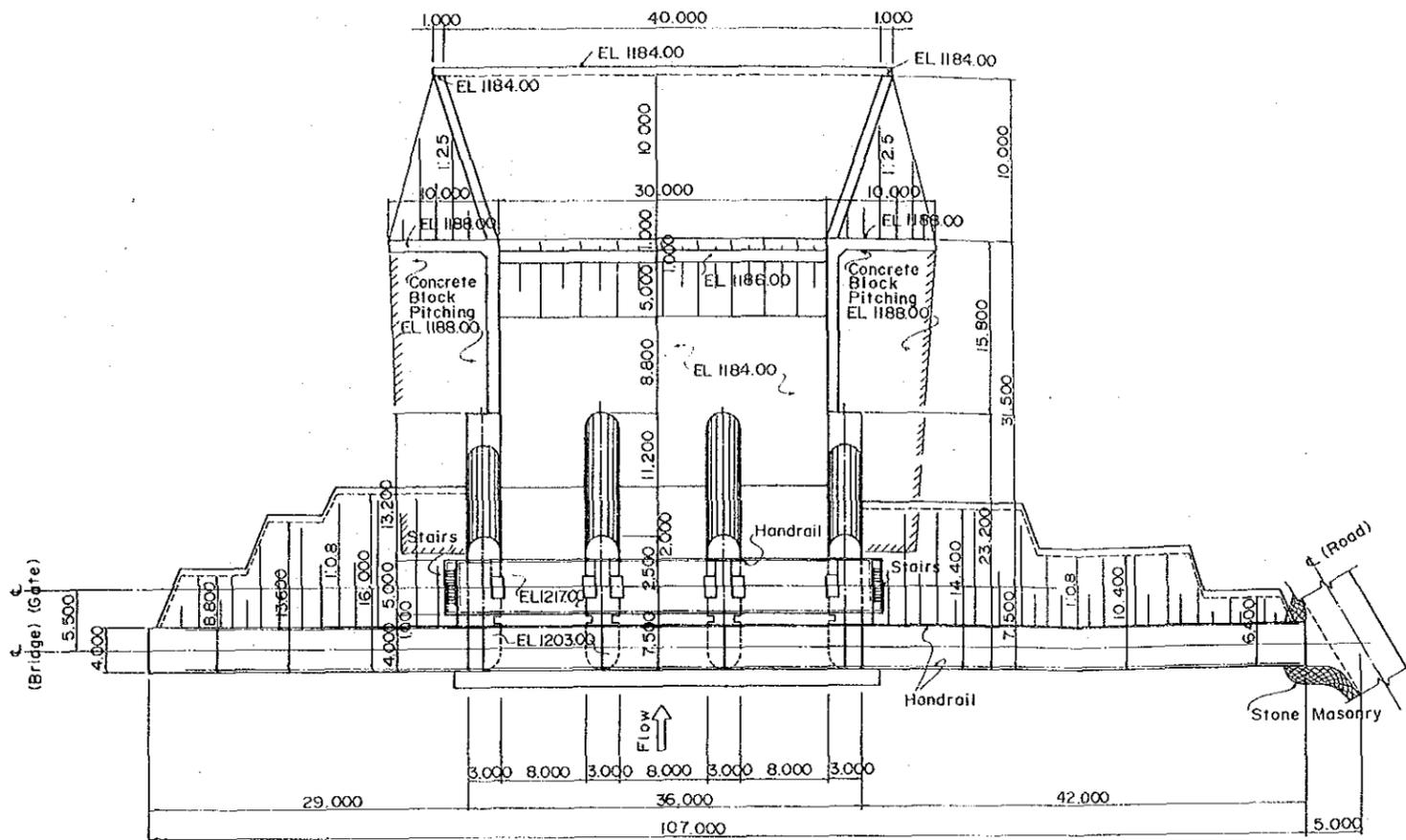
GENERAL PLAN
OF
CALEDONIA DAM

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DRWG No. : 101

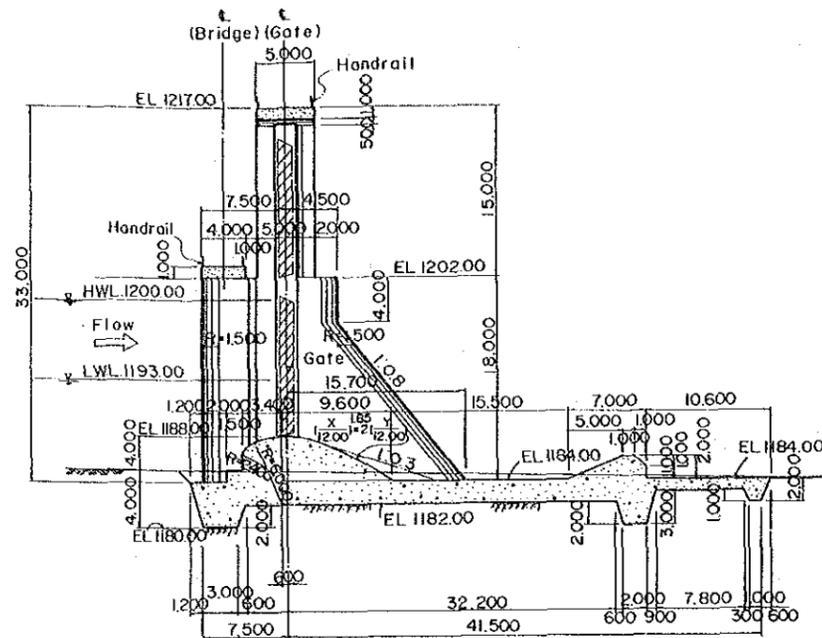




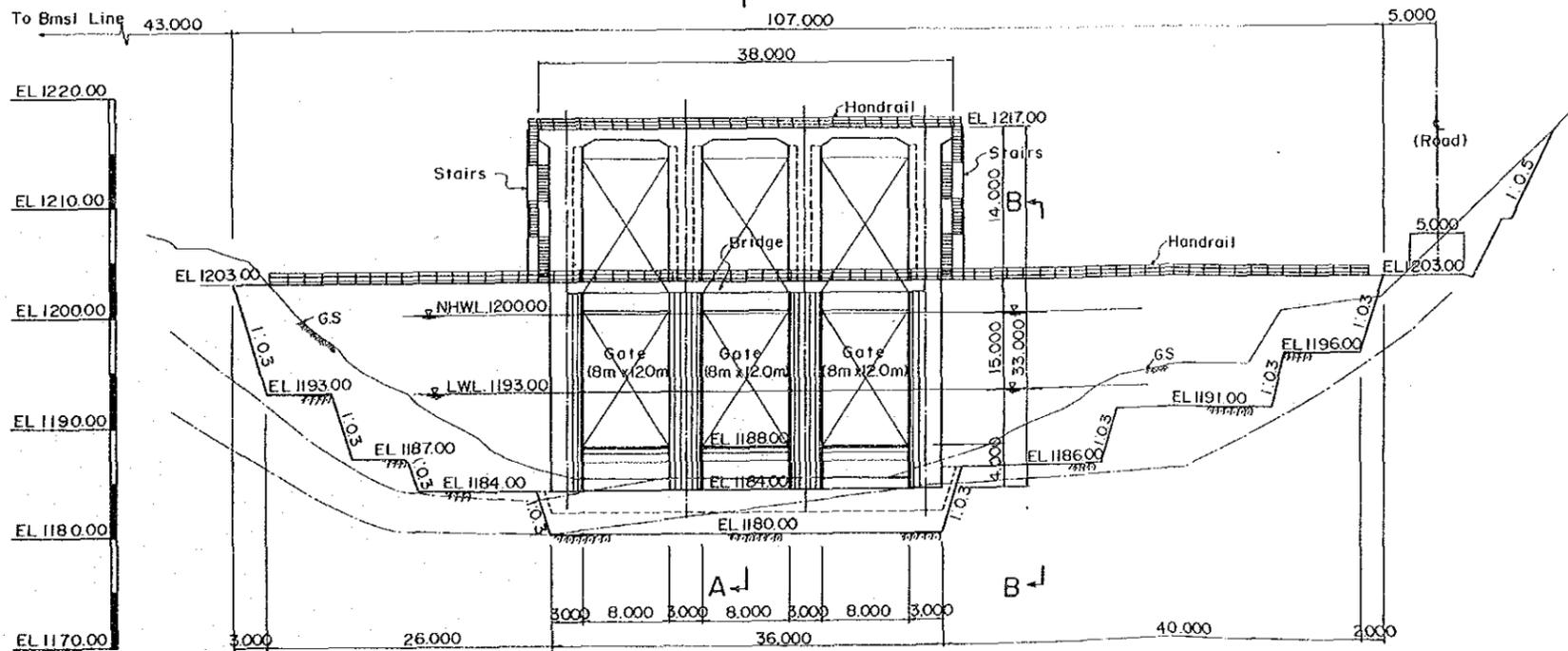
THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC
OF SRI LANKA
CEYLON ELECTRICITY BOARD
FEASIBILITY STUDY FOR
UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
GENERAL PLAN
OF
TALAWAKELLE INTAKE DAM
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DRWG No. : 201



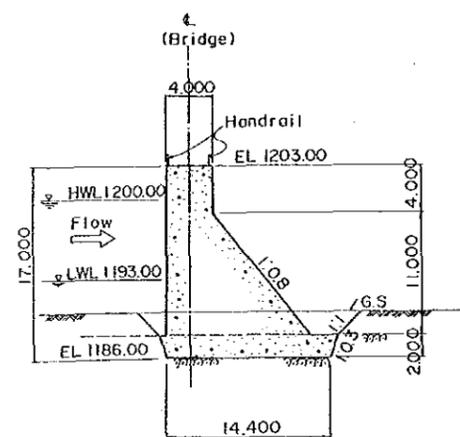
PLAN



SECTION A-A



FRONT VIEW



SECTION B-B

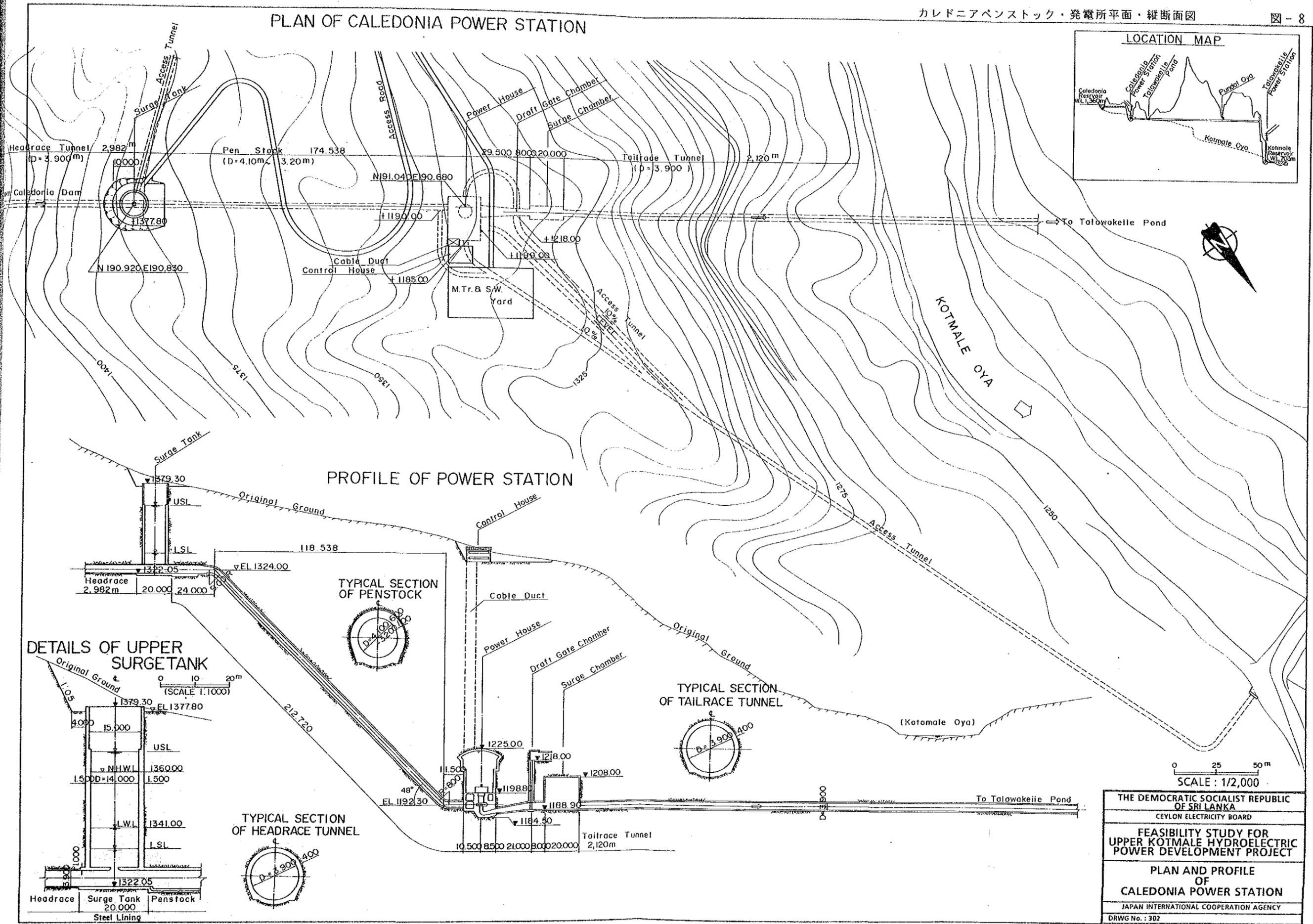
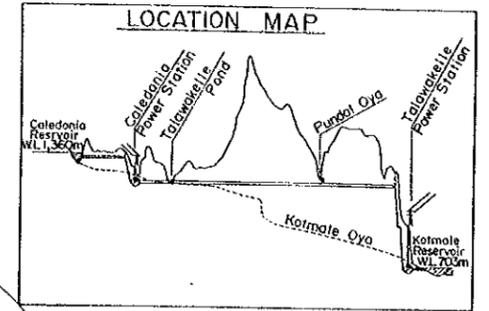
0 10 20 m
SCALE : 1/600

THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
CEYLON ELECTRICITY BOARD
FEASIBILITY STUDY FOR UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
PLAN, FRONT VIEW AND SECTION OF TALAWAKELLE INTAKE DAM
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DRWG No. : 202

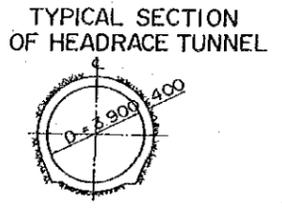
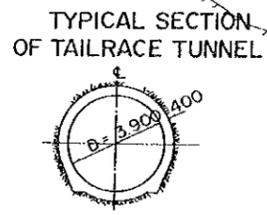
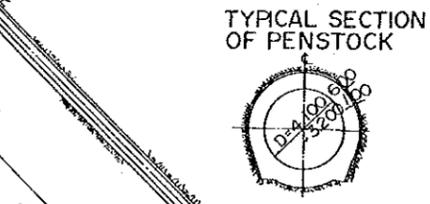
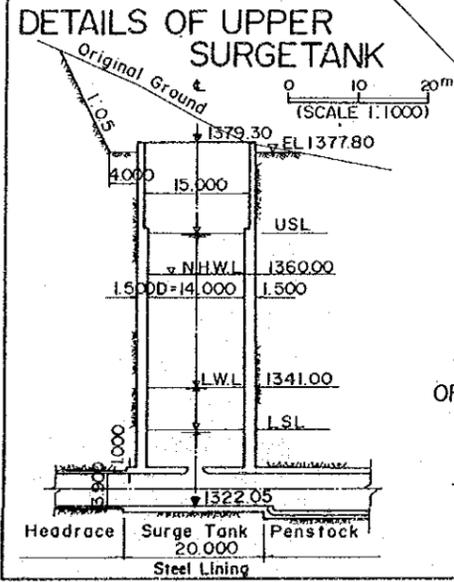
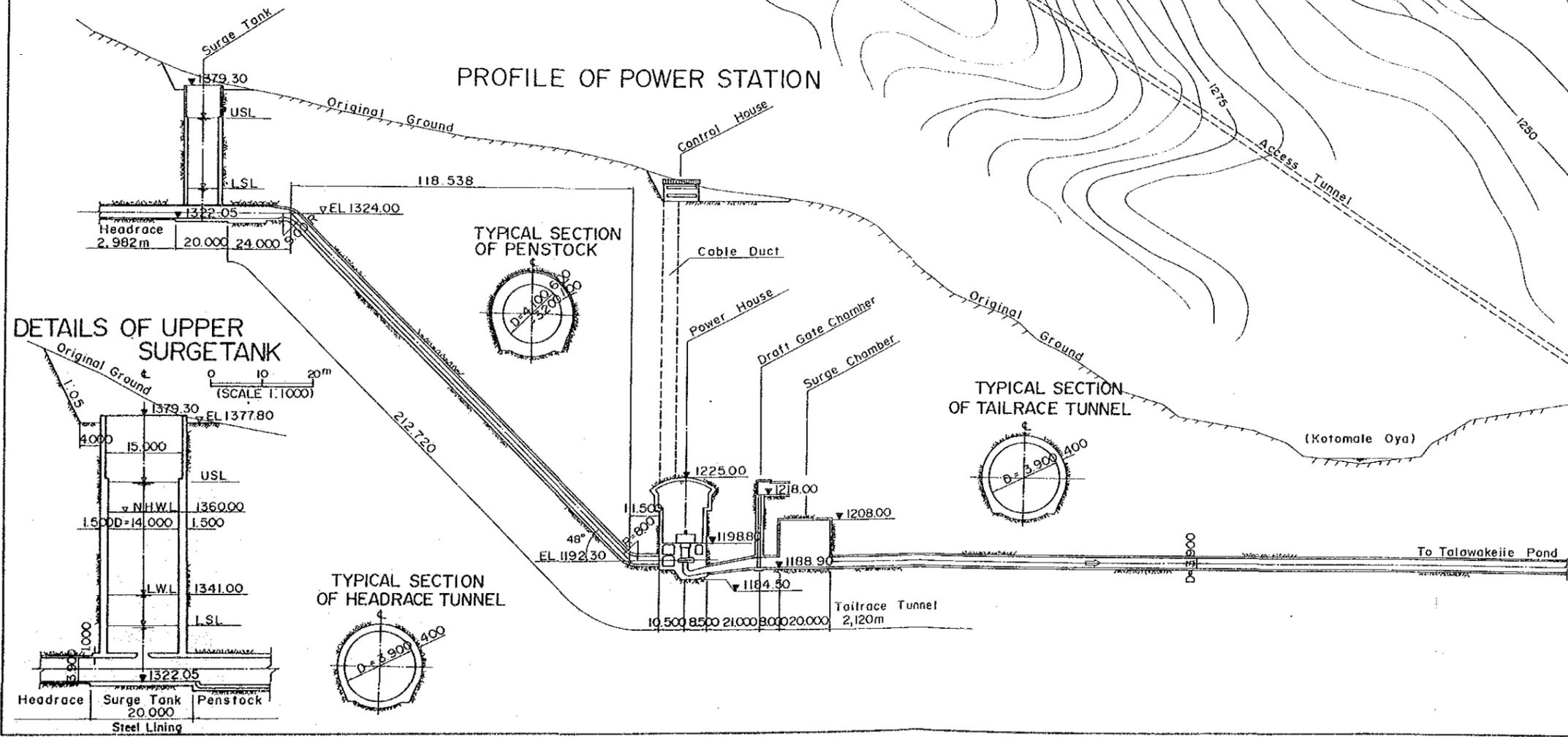
PLAN OF CALEDONIA POWER STATION

カレドニアベンストック・発電所平面・縦断面図

図-8



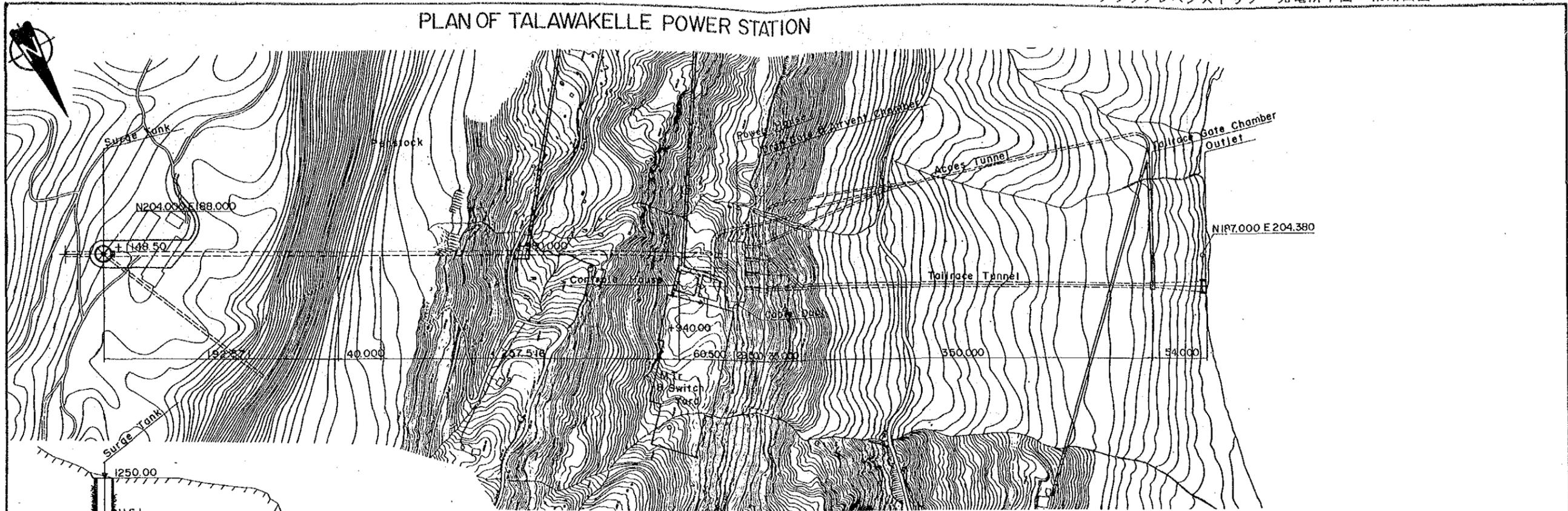
PROFILE OF POWER STATION



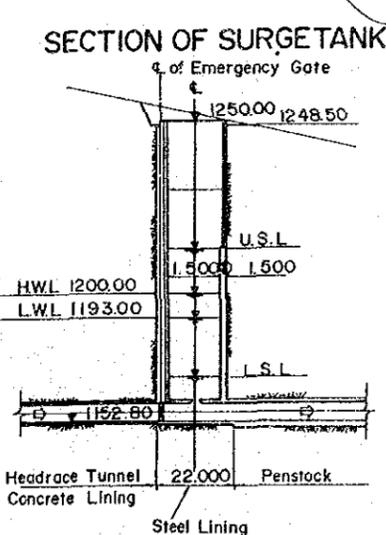
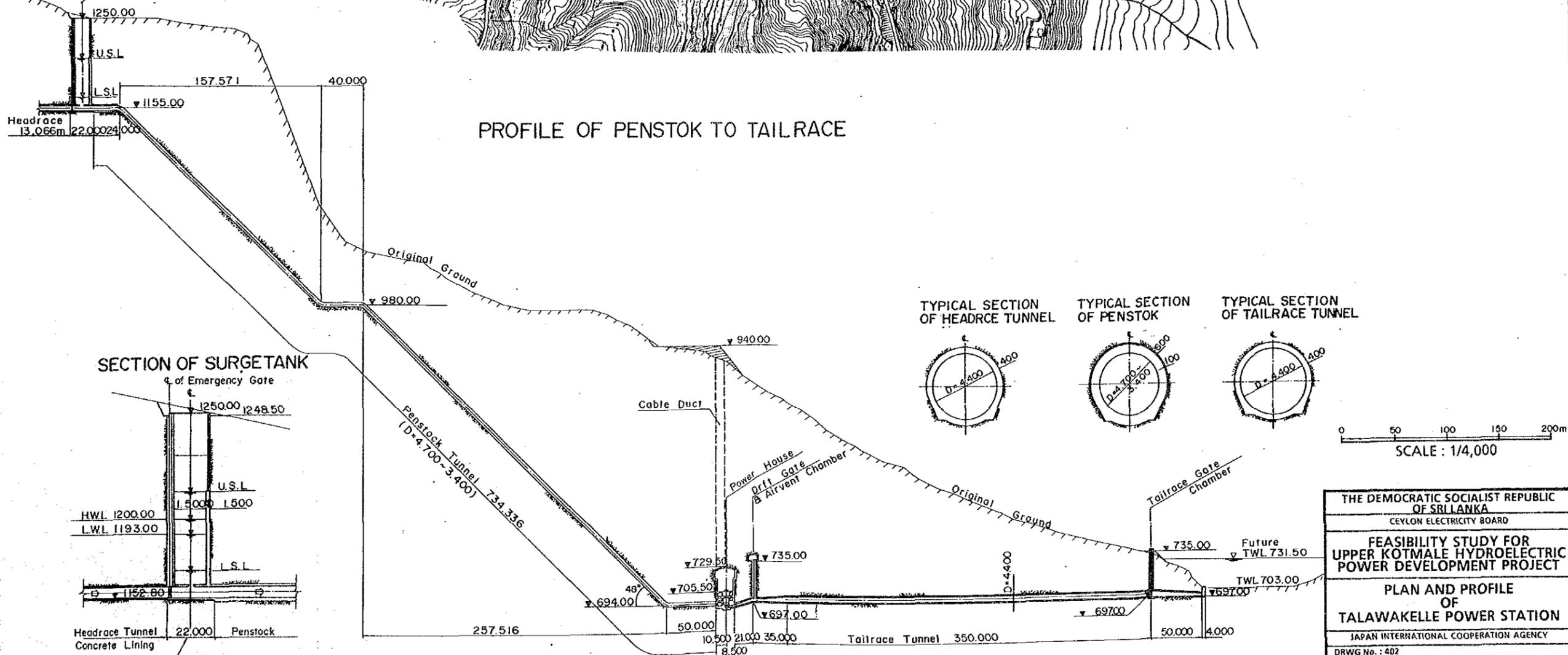
SCALE: 1/2,000

THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
CEYLON ELECTRICITY BOARD
FEASIBILITY STUDY FOR UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
PLAN AND PROFILE OF CALEDONIA POWER STATION
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DRWG No. : 302

PLAN OF TALAWAKELLE POWER STATION



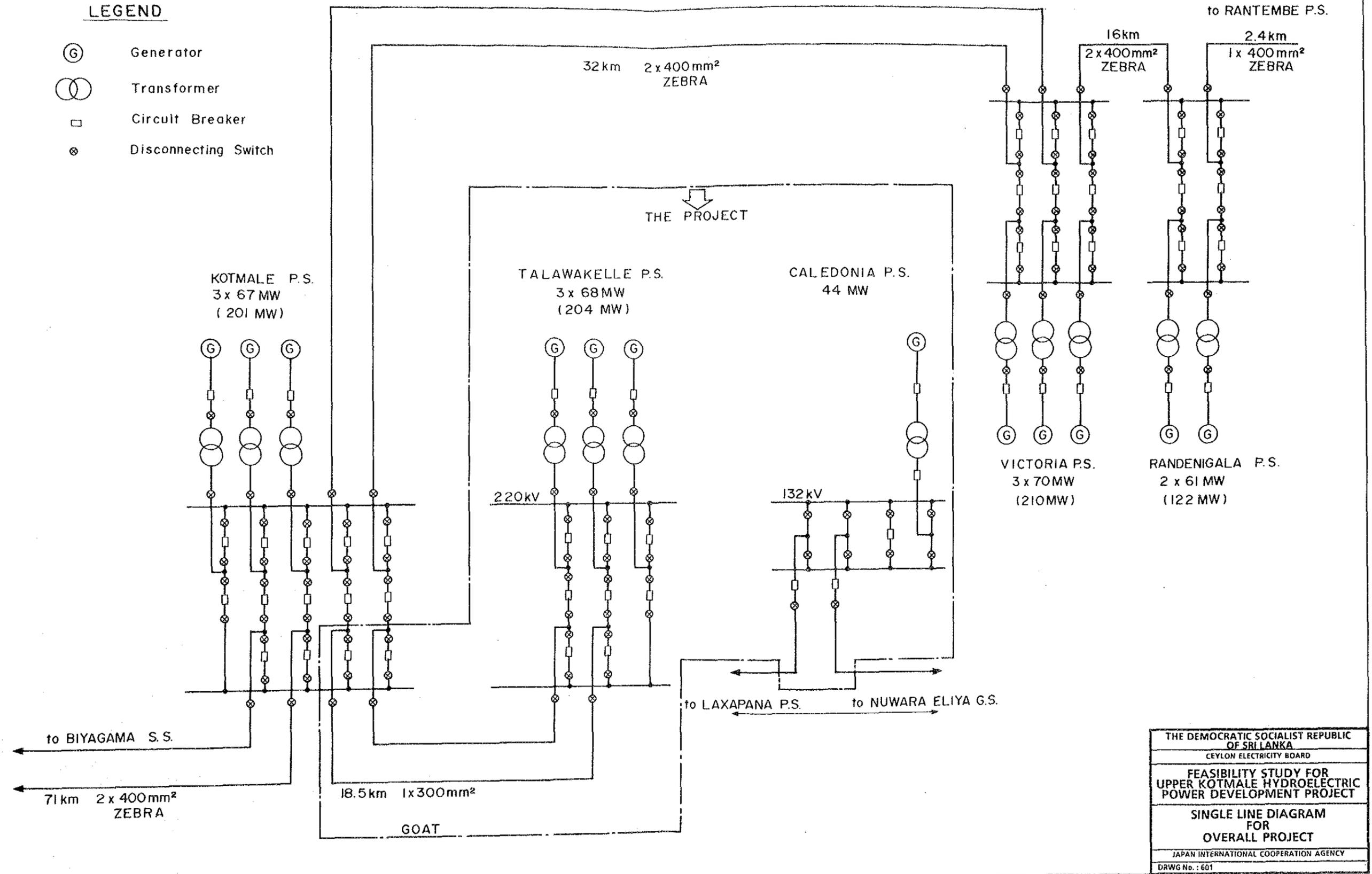
PROFILE OF PENSTOK TO TAILRACE



THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
CEYLON ELECTRICITY BOARD
FEASIBILITY STUDY FOR UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
PLAN AND PROFILE OF TALAWAKELLE POWER STATION
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
DRWG No. : 402

LEGEND

- ⊙ Generator
- ⊗ Transformer
- Circuit Breaker
- ⊗ Disconnecting Switch



THE DEMOCRATIC SOCIALIST REPUBLIC OF SRI LANKA
 CEYLON ELECTRICITY BOARD
 FEASIBILITY STUDY FOR UPPER KOTMALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
 SINGLE LINE DIAGRAM FOR OVERALL PROJECT
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 DRWG No. : 601

JICA