

第 8 章 計 画 の 評 価

第8章 計画の評価

8.1 経済分析

8.1.1 序

経済分析は原則論的には、政策決定者に対し国民経済の視点からプロジェクトを実施すべきか否かの判断指標を提供するものである。国民経済の視点とは、当該プロジェクトの実施が稀少資源の最適配分にはなっているかを基準としてその適否を判断するものである。

経済学では、完全競争市場における均衡価格が資源を最適に配分するとの命題がある。よって経済分析においてはプロジェクトの投入物・産出物は市場価格ではなく、完全競争下における均衡（想定）価格を用いる。しかしながら、僅かな例外を除き先進国といえども完全競争市場は存在せず、その均衡価格も又あり得ない。

従って、均衡価格の近似値（以下「プロクシー」を用いる）として、貿易財の場合は国際価格（輸入財の場合はC I F価格、輸出財の場合はF O B価格）を、又非貿易財・サービス・土地等については国際的尺度で表示した機会費用を用いる。

国際的尺度で表示した機会費用とは、現地貨で表示された機会費用（これを以下「経済価格」と称する）に標準変換係数（以下S C Fと呼ぶ）を乗じて国際的水準の価格（以下これを「計算価格」と称する）に変換したものである。これは当該発展途上国の為替レートが関税、輸出税、補助金、等の存在により、“歪んだ”ものになっていることを前提としている。このような価格でプロジェクトの総費用とそれがもたらす総便益が比較される。

電力プロジェクトの経済分析も上述の原則から何ら逸脱するものではない。しかしながら他方で、電力プロジェクトに特有な方法論も存在する。それは便益の測定についてである。電力プロジェクトは、農業や工業などの財（物）の生産プロジェクトとは様々な点において異なっている。

代表的な点について述べれば、まず、発生した電力はそのものとして価値があるわけではなく、生産活動においては、最終財などの生産に投入されて初めて価値を生むものであり、又家庭内においてはそれが電灯、冷蔵庫等に利用されて初めて便益が感知されるもの

である。

次に、電力は通常、国の安定的供給政策に基づき政策的料金の下に公的機関により供給されているという点において非市場的であると同時に、ネパール・インド間、ウガンダ・ケニア間等の一部の例外を除き国境を越えて売買されるケースは少なく、国際価格も存在しない。

このように特殊な性質を有する電力の便益をいかに測定するかは非常に困難であり、たとえ測定し得たとしてもそれを均衡価格なり国際水準における機会費用で計上することは不可能に近い。

このような電力の特殊性を踏まえ、特に水力開発プロジェクトの経済分析は伝統的に、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および運転維持費を便益とするいわゆる「代替施設法」が採用されて来た。これは、もし水力開発プロジェクトが実施されなければ、安定供給を図るためにそれに代わり実施されなければならない同質同等の代替施設を考え、水力開発プロジェクトを実施することにより、そうでなければ実施されるはずであった代替施設の建設費および運転維持費が節約されると把える方法論である。

従って、この方法論によって求められる内部収益率は、あくまでも水力開発プロジェクトの経済費用と代替案との経済費用を等しくする割引率であって、その内部収益率が資本の機会費用を上廻っていれば当該水力開発プロジェクトの実施が、代替施設よりも国民経済の観点から費用が少なくて済むということに過ぎない。

この指標は電力が本来持つと考えられる価値を便益として積算した上で得られた内部収益率ではなく（想定した代替施設との比較でしかなく）、例えば農業、工業等の生産プロジェクトで得られた内部収益率が示すプロジェクト自体の経済的採算性とは異なるものである。この意味において本報告書では、この伝統的手法に基づいて内部収益率を求めるものの、それを代替経済内部収益率（代替EIRR）と呼ぶ。

なお、近年、世界銀行を始めとする諸国際機関において長期限界費用（LRMC）に基づき料金を設定し、その料金と売電量を乗じたものを電力本来の便益とする方法論が開発されつつあり、事実、一部では実施に移されている。これは、完全競争市場の下で長期限

界費用が経済効率を極大化する、もしくは稀少資源を最適に分配するとの経済理論に基づいたものである。

セイロン電力庁もこの数年、LRMC法を研究中であり、年次毎のLRMCを試験的に算定している。しかしながら、国際的にも、また、スリランカ国内においても伝統的な代替施設法が未だに主流であり、本報告書においては、電力庁試算のLRMCに基づくエネルギー・コストおよびキャパシティ・コストを本計画の便益に計上することが妥当か否かの若干の考察を後で行うこととする。

8.1.2 変換係数

標準変換係数 (S C F)

本計画の財務費用は、全て1986年12月のスリランカ国内価格を固定価格とした上で見積られている。この財務費用は計算価格（もしくは国境価格）で積算した経済費用へと変換される必要があり、その為の前段階として標準変換係数（以後S C Fと称する）が求められなければならない、S C Fは次の様に求められる。

$$S C F = \frac{M + X}{M(1+t) + X(1+s-tx)}$$

M : 主要輸入品の総額 (C I F 価格)

X : 主要輸出品の総額 (F O B 価格)

t : 輸入関税率の加重平均値

s : 輸出補助率の加重平均値

tx : 輸出関税率の加重平均値

上記式を展開するに当たって必要な輸出入統計、歳入・歳出統計としては、通常、評価年度を含む数年間のデータが用意されなければならない。調査実施時点で入手可能なデータ類は1985年迄のものであり、1986年度をも考慮に入れたS C Fを求めることは不可能であった。他方、スリランカ国内の各種国家開発計画の評価を行っている大蔵企画省国家計画局によれば、1987年度案件の評価を実施する際に同局は0.90のS C F値を用いている。

従って本報告書でもこの0.90をS C F値として用いることにする。尚、大蔵企画省ではS C Fの他にも主要な費用については個別の変換係数を用意している。

個別の変換係数算出手順

プロジェクト総コストを構成する主な費用については個別の変換係数（Conversion Factor、以下C Fと称する）が求めなければならない。C Fの定義式はサイトにおける財・サービスについての 計算価格 / 市場価格 である。

財務費用は、プロジェクト実施機関が実際に支払う価格（＝市場価格）で積算してある。従って、もし個別の費目のC Fが前もって求められていれば、財務費用の各費目に各々のC Fを乗じることにより計算価格で積算した経済費用が得られることになる。世銀等のガイドラインによれば、総コストに占める当該費目の費用の割合が10%以上であれば、個別のC Fを求めることが勧められている。それ以下の場合は、あえてC Fを求めなくともプロジェクト全体の経済性に大きく影響は与えないと判断されるからである。

主要な財・サービスのC Fは以下の作業により求められる。

- i) 各費目を貿易財及び非貿易財・サービスに分類する。
- ii) 貿易財については、移転項目たる諸税（関税、B T T等）を除去する。
- iii) 非貿易財・サービス（例、輸送費）については可能な限り、その価格を構成する要素を更に貿易財とその他（例、土地、未熟練労働）に細分する。
- iv) 貿易財以外の構成要素〔(iii)の例では土地、未熟練労働〕については、それらの機会費用を求める（＝経済価格化）。
- v) iv) の機会費用は現地通貨で表示されるので、現地通貨表示の歪みを是正する為S C Fを乗じる（＝計算価格化）。
- vi) 貿易財については、そのC I F価格にiii)～v) で求められた輸送費等のスリランカ国内にてかかる諸費用の計算価格を加算し、更に前記合計額をサイトにおける市場価格にて除した値がそのC Fとなる。
- vii) 非貿易財・サービスについてはその構成要素毎の計算価格を求め、構成比に応じて比例配分し、その加重平均をサイトにおける市場価格で除すことによりC Fを求める。

以上に示した手順に従い、主要費目について各々のCFを求めた結果は表8.1-1のとおりである。なお、計算の詳細はAPPENDIX-VIに示した。

表8.1-1 主要投入物別変換係数

投入財・サービス	変換係数	
ポート・チャージ	0.90	
輸送費	0.82	
労賃	未熟練	0.60
	熟練	0.90
	外国人熟練	1.00
建設機械	0.83	
燃料費	0.77	
セメント	0.75	
鋼材	0.74	
設備類	0.87	
その他費	0.90	
技術管理費	0.97/0.95	

また、補償関連費用については、APPENDIX-VIに詳述したとおり、別途経済費用を積算した。

8.1.3 経済費用

以上より、表7.7-4「投入物別年度別事業費」をもとに各投入物毎の変換係数を乗じて経済費用へと転換した「投入物別年度別経済費用」は表8.1-2のとおりである。本水力開発計画の経済費用は Rs. 8,463.5 百万と見積もられた。

表8.1-2 投入物別年度別經濟費用

單位：Rs. 百万

	變換係數	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	合計
a. 勞務費											
未熟練工	0.60				11.9	10.8	20.7	33.8	66.4	46.0	189.6
熟練工(ローカル)	0.90				35.8	23.1	36.3	55.9	125.8	84.5	361.4
熟練工(外國人)	1.00				59.7	31.6	60.2	47.6	159.7	128.0	486.8
b. 建設機械費	0.83				42.9	90.8	219.4	314.4	425.5	273.8	1,366.8
c. 燃料費	0.77				21.4	22.7	50.4	86.0	200.2	141.3	522.0
d. 材料費											
セメント	0.75				44.8	22.3	43.3	112.6	337.4	240.0	800.4
鋼材	0.74				29.4	18.8	42.0	74.4	138.5	91.2	394.3
e. 設備費	0.87						268.4	0.6	740.0	385.6	1,394.6
f. その他	0.90				39.6	57.8	72.8	141.8	273.1	182.1	817.1
g. 補償関連費					585.2						585.2
以上計					920.6	277.9	813.5	867.1	2,466.6	1,572.5	6,918.2
h. 技術管理費	0.97 (~1990) 0.95 (1991~)	155.2	155.2	19.0	61.2	47.0	64.1	66.7	118.2	89.3	775.9
以上計		155.2	155.2	19.0	981.8	324.9	877.6	933.8	2,584.8	1,661.8	7,694.1
i. 予備費		15.5	15.5	1.9	98.2	32.5	87.8	93.4	258.4	166.2	769.4
合計		170.7	170.7	20.9	1,080.0	357.4	965.4	1,027.2	2,843.2	1,828.0	8,463.5

8.1.4 経済便益

代替施設便益

本章の冒頭8.1.1で既に述べたとおり、水力開発プロジェクトの経済分析の伝統的手法は、水力プロジェクトと受電端において同質同等な供給能力を有する最も安価な代替施設の建設費（含設備更新費）および運転維持費（含燃料費）が節約され、その節約額、即ち代替施設の総費用をもって便益とするものである。

本報告書では、セイロン電力庁が水力開発の代替電源と想定している複数のディーゼル発電が計算の結果も最も安価であり、且つピーク対応としても適切であることから、このディーゼル発電を本計画に代わり実施した場合の建設費および運転維持費を本計画の便益とする。但し、国際機関や二国間援助機関が大水力発電計画（通常5万kW以上）を審査する際の代替施設は、一般的には石炭火力もしくは石油火力が用いられる。加えてスリランカにおいても、従来、水力開発計画（そのほとんどは確かにベース負荷対応であるが）の評価では石油もしくは石炭火力が代替施設として選定されて来た。従って本報告書でも援助機関に資金協力を要請する際、および他の水力開発計画との比較の際の参考として、ディーゼル発電の他、それぞれ石油火力および石炭火力を代替施設とする便益を併せて検討する。

代替施設の費用積算についてはセイロン電力庁が、各種報告書（Black & Veatchによる“Trincomalee Thermal Power Project、GTZによるスリランカ電力開発の“Master Plan Study”、当調査団の“Interim Report”、etc.）を参考にしつつ取りまとめた“Long Range Generation & Transmissiopl n Plan”の基準単価が問題（下記「注」参照）を含みつつも、他の計画中のCEBプロジェクトとの比較の点から、これを採用することにする。

〔注〕 例えば各種燃料の国境価格として産地FOB価格を用いているが、それには保険、フレイト、ポート・チャージ、CPCのオーバーヘッドは含まれていない。これらはサービスに対して支払われるコストであり、移転項目とは異なる。従って、これらのサービス・コストは計算価格化してFOB価格に加算されるべきである。

(1) 初期建設費

(a) ディーゼル発電

248MWの設備容量を持つ本アッパーコトマレ水力発電所の代替となるべきディーゼル発電所は、水力からディーゼルへのkW補正係数1.2424を乗じ、308MWの設備容量を持つ施設であることが必要で、その建設費用はRs. 4,201百万である（第4章 4.3 評価基準参照）。この費用は国境価格即ち計算価格で積算された経済費用であり、従って経済的内部収益率の算出にそのまま用いて良い。なお、ディーゼル発電所（複数）の建設期間はプラントの設計・製作も含め3年間、又、ディスパースメントは初年度30%、2年度40%、3年度30%と仮定する。

(b) 石油火力

代替施設としての石油火力発電所はkW補正係数1.2812を考慮し、318MWの設備容量を持つ施設である。この費用は経済費用でRs. 8,877百万である（第4章 4.3 評価基準参照）。建設期間は他の実施例を参考に4年間、ディスパースメントは初年度20%、2年度20%、3年度40%、4年度20%とする。

(c) 石炭火力

本水力発電計画の石炭火力の代替施設は、kW補正係数1.3623を考慮し設備容量338MWの発電所で、その経済費用はRs. 11,209百万である。建設期間は他国の実施例を参考に4年間、ディスパースメントは初年度20%、2年度30%、3年度40%、最終年度10%と仮定する。

(2) 燃料費

(a) ディーゼル発電

Long Range Generation & Transmission Plan によれば、スリランカで今後導入を検討しているディーゼル発電機は、我が国でいうディーゼル油ではなくResidual Oil（我が国でのパンカーC重油に近い）を燃料として用い、その燃料コストをRs. 0.834/kWhと計算している。Residual Oilは国内精製による供給が国内需要を上廻っており、一部は海外へ輸出されているが、本計画の代わりにディーゼル発電を行なった場合は、供給

が不足し外国よりの輸入が必要となる。従って、経済費用の積算にあたっては電力庁の単価（F O Bシンガポールを基準）をそのまま用いることとする。

(b) 石油火力

電力庁は石油火力発電においてもディーゼル発電と同じくResidual Oilの使用を想定している。上記(a)のとおり、この計算価格による燃料コストはRs. 0. 821 / kWh である。なお、石油火力の燃料コストは、石油火力が単独で代替施設となるケースのみならず、ディーゼル発電のケースにおいても、水力発電の二次電力量による焚き減らしによる燃料節約効果として対応するものである。

(c) 石炭火力

同じく電力庁の資料によれば、石炭火力には当面オーストラリア炭の輸入を想定しており（将来は南アフリカ、中国等からの輸入も考慮）、その燃料コストをRs. 0. 486 / kWh と見積もっている。この見積りはF O B価格から割り出したもので、関税等を考慮しておらず、このコスト自体が計算価格にて見積られたものであるとみなすことにする。

(3) 運転維持費（除・燃料費）

Long Range Generation & Transmission Planでは、ディーゼル発電、石炭火力、石油火力の月間運転維持費をそれぞれRs. 10. 00 / kW、Rs. 12. 00 / kW、Rs7. 00 / kWと算定している（尚、水力発電のそれはRs. 4. 0 / kWである）。この運転維持費も経済費用とみなし、そのままの値を用いる。

(4) 設備更新費

各代替施設の発電設備は、日常の運転維持により良好な状態に保たれ、ディーゼルの場合には運開後20年目、石炭、石油火力は同じく25年目にプラント設備を更新するものと仮定する。その際のスクラップ・ヴァリューおよびプロジェク・ライフ最終年の全施設の残存価値はネグリジブル故ゼロとする。他のプロジェクト実施例を参考に、各更新時期における更新費として初期建設費（経済費用）の80%を計上する。

LRMCに基づく便益

セイロン電力庁が最近ドラフトとしてまとめた Long Range Marginal Cost of Electricity (1986) によれば、発電端におけるエネルギー・コスト (kWh 価値) は国境価格で Rs. 0.81/kWh、又キャパシティ・コスト (kW 価値) は同じく Rs. 822/kW である。これらの値を前回の1984年版の同報告書の値と比較すると、それらはそれぞれ Rs. 1.30/kWh、Rs. 1,100/kW であったので、大幅に安価になっている。

この理由はLRMCが下記の仮定もしくは条件の基に分析されたからである。

先ず、エネルギー・コストについては、

①石油価格として1986年のシンガポール平均FOB価格US\$ 18.00/bblを20年に渡り採用している(1984年版の同価格はUS\$ 28.92/bbl)。

②O & Mコストも同じ理由により40%程度減額している。

次にキャパシティ・コストについては、

③Victoria IIのプロジェクト・コストが1984年版に比較し20%減となっている。

④現在建設中のRantambe、Samanalawewa Stage Iはピーク時に対応するとの理由により1986年版ではキャパシティ・コストから省略されている。

経済評価では原則として固定価格を用いるので1986年の石油価格を固定価格として20年に渡り採用することについて、原則的には異論の余地は無い。しかしながら、20年間の長期限界費用を積算するにあたっては、コスト比較の最重要費目である石油価格については、それが長期的には他の一般物価に対して上昇すると予測されている以上(IEA、世界銀行等は1990年代には石油価格はUS\$ 30台を回復すると予測)、相対的物価上昇を意味するプライス・コンティンジェンシーを考慮した方が良いと考えられる。次にO & Mコストについては、石油価格とリンクする部分は相対的に少なく、1984年より上昇もしくは少なくとも一定と判断する方が妥当であると考えられる。

更に、1984年版の報告書でも指摘されることであるが、輸入価格の国境価格をコロンボCIF価格ではなくシンガポールFOB価格としていることに加え、セイロン石油会社のオーバーヘッドが含まれていない。石油会社のオーバーヘッドはサーズスの対価であり、

移転項目とは異なる。従って電力庁が利用する石油価格にはこのオーバーヘッドの計算価格が加算されなければならない。又、加算した場合はその合計額が数十%上昇すると考えられる。

キャパシティ・コストについては、Victoria II のプロジェクト・コストの下落が再積算の結果で無い限り、O & M コスト同様上昇もしくは一定と考える方が妥当である。次に Rantambe および Samanalawewa Stage I は、現在建設中であり、且つ、ピーク負荷電源であるならば正にキャパシティに係るものであり、埋没費用 (sunk cost) 扱いにすべきものは無いと考えられる。

以上に加え1986年度版ドラフトでは、潜在外貨交換率 (Shadow Exchange Rate: SER) と SCF (SER の逆数) の混同が認められ、その結果、貿易財もしくは非貿易財・サービスのいずれかが不利な扱いをされていることが想定される (SCF を適用した計算経過が記載されていないので不明)。

セイロン電力庁は上記LRMCをあくまでも試験的もしくは試行錯誤的に研究・検討している段階であり、未だそれを料金決定なり計画の評価に用いている訳では無い。加えて、上述の如く特に1986年版はドラフトの段階故多くの理論的問題や使用データの問題を抱えている。以上の理由から本報告書では、電力便益測定の一手法であるLRMCは用いないこととする。

8.1.5 経済分析結果

NPV および EIRR

以上で伝統的な“代替施設法”に基づき便益を計量化したが、ディーゼル発電を代替施設とするベース・ケースについてNPVとEIRRを求めてみると、スリランカ(含CEB)が公共投資プロジェクトの評価割引率として設定している10%でのNPVは、Rs. 759.8百万、またEIRRは11.90%である(表8.1-3参照)。

更に、参考ケースである代替施設を石油火力にした場合のNPVおよびEIRRは、前者がNPV: Rs. 3,408.3百万、EIRR: 27.44%、石炭火力とした場合はNPV:

Rs. 3,680.67 百万、E I R R : 37.41%である (APPENDIX-VI、ケース 300参照)

感度分析 (キャッシュ・フローはAPPENDIX-VI)

プロジェクトの経済的妥当性に直接影響を与える因子について、以下の諸変動を想定し、ディーゼル発電を代替施設とするベース・ケースについて感度分析を実施した。

	E I R R
①ケース101 : 工期の遅れにより便益の発生が1年遅れた場合 (但し、コストの発生はベース・ケースどおり)	10.59 %
②ケース102 : 同じく便益の発生が2年遅れた場合	9.62 %
③ケース103 : 初期建設費の10%のコスト・オーバーラン	10.61 %
④ケース104 : 同じく20%のコスト・オーバーラン	9.55 %
⑤ケース105 : 運開年に、燃料費(ディーゼル油価格)が他の 諸コストと比較し、相対的に10%上昇した場合 (10%のプライス・コンティンジェンシを見込んだ場合)	12.62 %
⑥ケース106 : 同じく20%上昇した場合	13.32 %
⑦ケース107 : 運開後10年目に下流コトマレ・ダムが高上げた場合	11.76 %
⑧ケース108 : 同じく15年目に高上げた場合	11.81 %
⑨ケース109 : ①, ③が同時に起こった場合	9.55 %
⑩ケース110 : ②, ④, ⑦が同時に起こった場合	7.86 %
⑪ケース111 : ⑩に加え燃料費の経済費用を30%増とした場合	9.22 %

経済分析結果

以上検討してきたとおり、代替施設を基準とする本計画のベース・ケースについてのE I R Rは11.90%であり、スリランカ政府もしくは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%よりも高い値を示している。また、代替施設を石油火力、石炭火力とした場合のE I R Rは各々27.44%、37.41%でディーゼルの場合よりも更に高い数値を示している。

この高いE I R Rは、有効出力248MW、消費者への電力供給量728.1GWh(809GWh-システム・ロス10%)の電力施設を、いずれの形にせよ建設しなければならないという前提が

ある限りにおいては、石油、石炭は勿論のことディーゼル発電よりも当該水力が国民経済的な観点から有利であることを物語っている。

また割引率10%での純現在価値(NPV)の合計、即ち代替施設との比較において得られる経済的な節約効果は、当該水力と最も競争的であるディーゼルの場合でもRs. 759.8百万にも達する。なお、上記の各数値は電力庁がとりまとめた“Long Range Generation & Transmission Plan”を参考にしたものである、既述のとおり(8.1.4脚注)、これら代替便益の経済費用には輸入資機材に係るサービス・コストが含まれていない。他方、当該水力の経済費用には全てのサービス・コストの計算価格が加算されている。このことは水力開発の便益、即ち代替施設の費用が実際よりもかなり低目に見積られていることに他ならない。従って費用と便益を同一基準で比較した場合は、このEIRRおよび割引率10%でのNPVは更に高くなる。(脚注：8.1.2「変換係数」で検討したように輸入資機材にサービス・コストの計算価格を加算した場合、例えば燃料の経済費用は30%近く上昇する。)

次に感度分析の結果をみると、本計画の経済性に最もネガティブな影響を与える諸変動は工期の遅れとコスト・オーバーランである。例えば工期が2年遅れるとEIRRは9.62%に、又、20%のコスト・オーバーランが発生するとそのEIRRは9.55%に低下し、これらの諸変動が起こった場合(もしくは起こることが事前に予測可能な場合)、電力庁のデータによる限りにおいて当該計画よりもディーゼル発電の実施が結果的により国民経済の観点から有利であった(もしくは有利になる)ことになる。然しながら後述するように、このネガティブな変動は、より可能性の高いポジティブな変動によって相殺されることが予測される。

燃料費の変動については、相対的物価上昇のみを検討した。この理由は将来のエネルギー需給・価格を予測している各国際機関、研究機関は例外なく、長期的には石油価格の相対的上昇を予測しているからである。例えば世界銀行の“Price Prospects for Major Primary Commodities (October, 1986)”によれば、1986-1995年の10年間に石油価格が83.7%上昇するのに対し、他の諸物価(33品目)は37.0%の上昇に届まると予測している。換言すれば、石油価格の相対的上昇率を年平均3.9%としている。この予測値をプライス・

コンティンジェンシィとしてそのまま用いると、本計画の運開年である1996年には石油価格は他の諸物価の価格を一定とした場合でも50%強上昇することになる。ここでの感度分析では若干控え目に10%および20%増のケースを想定し、EIRRの変化をみた。その結果、EIRRは若干上昇し、10%増の場合ベース・ケースに対し0.72%、同じく20%増の場合1.42%上昇する。

次に既設コストマレ・ダムを本計画運開後10年目もしくは15年目に高上げした場合の影響度を検討してみると、EIRRは何れのケースも限界的な変化を示すに止まり、本計画の経済性を大きく左右するものではないことが確認された。

最後に、感度分析上設定した仮定条件の内、ネガティブな変動が複合的に発生した最悪のケース(上記⑩)を検討してみると、そのEIRRは7.86%まで低下し、代替施設との比較における非経済性を示している。しかしながらこの数値はネガティブ且つ極端な諸変動のみを考慮して得られた結果であり、最も蓋然性の高い燃料費のプライス・コンティンジェンシィは考慮していない。加えて、既述のとおり便益は低目に計測している。事実、サービス・コスト加算による経済費用の増分を30%と仮定し、上記の最悪のケースについて感度分析を行ってみると(上記ケース⑪)、そのEIRRは9.22%に上昇する。更に、プライス・コンティンジェンシィを考慮すればEIRRは10%近くに戻ると判断される。

以上より、ネガティブな諸変動は例えそれが起こったとしても、より蓋然性の高いポジティブな変動により相殺され、本計画実施の相対的有利性に異を唱えるものではないと判断される。

表 8.1 - 3 経済的内部収益率算出キャッシュ・フロー

ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN BASED UPON ALTERNATIVE FACILITY											MILLION B\$			
CASE - 100														
NO.	YEAR	INVESTMENT AND REPLACEMENT	COSTS OPERATION AND MAINTENANCE	TOTAL COSTS	INVESTMENT AND REPLACEMENT	ALTERNATIVE FUEL COST	BENEFITS OPERATION AND MAINTENANCE	TOTAL BENEFITS	BENEFITS - COSTS	DISCOUNT FACTOR (10.00%)	NET PRESENT VALUE	DISCOUNT FACTOR (11.90%)	NET PRESENT VALUE	
1	1988	170.70	0.00	170.70	0.00	0.00	0.00	0.00	-170.70	1.000	-170.70	1.000	-170.70	
2	1989	170.70	0.00	170.70	0.00	0.00	0.00	0.00	-170.70	0.909	-155.18	0.894	-152.55	
3	1990	20.90	0.00	20.90	0.00	0.00	0.00	0.00	-20.90	0.826	-17.27	0.799	-16.69	
4	1991	1080.00	0.00	1080.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-1080.00	0.751	-811.42	0.714	-770.79	
5	1992	357.40	0.00	357.40	0.00	0.00	0.00	0.00	-357.40	0.683	-244.11	0.638	-227.95	
6	1993	965.40	0.00	965.40	0.00	0.00	0.00	0.00	-965.40	0.621	-599.44	0.570	-550.25	
7	1994	1027.20	0.00	1027.20	1260.00	0.00	0.00	1260.00	232.80	0.564	131.41	0.509	118.58	
8	1995	2843.20	0.00	2843.20	1681.00	0.00	0.00	1681.00	-1162.20	0.513	-595.39	0.455	-529.02	
9	1996	1828.00	0.00	1828.00	1260.00	0.00	0.00	1260.00	-568.00	0.467	-264.98	0.407	-231.95	
10	1997	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.424	294.03	0.364	252.03	
11	1998	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.386	267.30	0.325	225.23	
12	1999	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.350	243.00	0.290	201.28	
13	2000	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.319	220.91	0.259	179.87	
14	2001	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.290	200.82	0.232	160.74	
15	2002	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.263	182.57	0.207	143.65	
16	2003	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.239	165.97	0.185	128.37	
17	2004	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.218	150.38	0.165	114.72	
18	2005	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.198	137.17	0.148	102.52	
19	2006	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.180	124.70	0.132	91.62	
20	2007	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.164	113.36	0.118	81.87	
21	2008	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.149	103.06	0.106	73.17	
22	2009	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.135	93.69	0.094	65.39	
23	2010	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.123	85.17	0.084	58.43	
24	2011	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.112	77.43	0.075	52.22	
25	2012	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.102	70.39	0.067	46.67	
26	2013	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.092	63.99	0.060	41.70	
27	2014	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.084	58.17	0.054	37.27	
28	2015	0.00	11.50	11.50	1681.00	667.80	37.00	2385.80	2374.30	0.076	181.11	0.048	114.06	
29	2016	0.00	11.50	11.50	1681.00	667.80	37.00	2385.80	2374.30	0.069	164.64	0.043	101.93	
30	2017	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.063	43.71	0.038	26.60	
31	2018	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.057	39.73	0.034	23.77	
32	2019	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.052	36.12	0.031	21.24	
33	2020	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.047	32.84	0.027	18.98	
34	2021	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.043	29.85	0.024	16.96	
35	2022	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.039	27.14	0.022	15.16	
36	2023	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.036	24.67	0.020	13.55	
37	2024	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.032	22.43	0.017	12.11	
38	2025	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.029	20.33	0.016	10.82	
39	2026	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.027	18.54	0.014	9.67	
40	2027	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.024	16.85	0.012	8.64	
41	2028	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.022	15.32	0.011	7.72	
42	2029	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.020	13.93	0.010	6.90	
43	2030	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.018	12.66	0.009	6.17	
44	2031	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.017	11.51	0.008	5.51	
45	2032	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.015	10.46	0.007	4.92	
46	2033	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.014	9.51	0.006	4.40	
47	2034	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.012	8.65	0.005	3.93	
48	2035	0.00	11.50	11.50	1681.00	667.80	37.00	2385.80	2374.30	0.011	26.92	0.005	12.04	
49	2036	0.00	11.50	11.50	1681.00	667.80	37.00	2385.80	2374.30	0.010	24.47	0.005	10.76	
50	2037	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.009	6.50	0.004	2.81	
51	2038	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.009	5.91	0.004	2.51	
52	2039	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.008	5.37	0.003	2.24	
53	2040	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.007	4.88	0.003	2.00	
54	2041	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.006	4.44	0.002	1.79	
55	2042	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.006	4.02	0.002	1.60	
56	2043	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.005	3.62	0.002	1.43	
57	2044	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.005	3.23	0.002	1.28	
58	2045	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.004	3.03	0.002	1.14	
59	2046	0.00	11.50	11.50	0.00	667.80	37.00	704.80	693.30	0.004	2.76	0.001	1.02	
TOTAL		8463.50	575.00	9038.50	10925.00	33390.00	1850.00	46165.00	37126.50		759.84		-0.00	

8.2 財務分析

公共投資プロジェクトのフィージビリティ・スタディーにおける財務分析とは、当該プロジェクト自体（総投下資本）が将来どの程度の収入を生むかについての収益性を、通常は内部収益率をその指標として、評価するものである。従って、企業会計上の財務分析とは異なり、金利はいずれの形であろうとも考慮せず、原則的に実施主体への直接税も考慮には入れない。

またプライス・エスカレーションについても、それが費用のみならず便益にも影響を与え、お互いに相殺されることを原則とし、プロジェクト積算時の市場価格を固定価格として用いる。それ故にフィージビリティ・スタディーで積算された財務費用は、当然のことながらプロジェクト建設・運営に要する将来の実際の費用とは異なる点に留意しなければならない。

プライス・エスカレーションは考慮しないものの、或る特定の財なりサービスの将来の価格が他に対し明らかに上昇もしくは下降することが予測され、且つその予測の信頼性が高い場合には、その相対的上昇価格をプライス・コンティンジェンシィとして計上することが許されている。

8.2.1 財務費用

本計画に係わる費用は、第7章で見積れているとおり、全発電施設の初期建設および運開後の年間運転維持に要する費用を、1986年末のプロジェクト・サイトにおける固定価格で計上したものである。上述したとおり、プロジェクト評価の原則から、この財務費用には建設期間中の金利は勿論のこと、プライス・エスカレーションも含めていない。

8.2.2 便益

財務分析におけるプロジェクトの便益は売電収入である。売電収入は言うまでもなく、単位当りの電力料金に販売電力量を乗じたものである。ここでセイロン電力庁の1986年末時点の料金体系をみると、一般家庭用、宗教および慈善活動用、街灯用、大口需要（産業）

用、一般用（対・商店、オフィス、公共施設、等）、等消費者に応じ、また基本料金、使用料、最大需要料金、等カテゴリーに応じて料金は異なるが、1986年の平均では、上記の消費者、カテゴリーを問わない全平均料金収入は、Rs. 1.50/kWh(全料金収入Rs. 3,347百万/売電電力量 2,232GWh)であった。

この料金体系は伝統的な投資回収方式に基づいて定められており、2～3年毎に改定している（前回は1985年3月、前々回は1982年6月に改定された）。本方式は具体的には、セイロン電力庁の全発電供給システムという観点から、①全ての運転維持費の回収、②借入金元本および金利返済の手当、③将来計画の30%を自己資金で賄うことを目標とした内部留保の蓄積、④稼働中の全資産の簿価に対する8%の収益、⑤諸税（後述）の支払、等を考慮して定められている。この方式とは別に、既述のとおり長期限界費用に基づく料金決定が現在研究されている。

スリランカ政府は、他の多くの発展途上国で認められているような電力庁に対する補助金供与等の財政支援は一切行っておらず、むしろ、セイロン電力庁に対しては売上税（売り上げ総額に対する3%の課税）および所得税が課せられているのが現状である。

本報告書では、上記の平均料金収入に販売電力量を乗じたものを便益とし、基本的に税引前で分析する。スリランカは現在工業化を積極的に推進しており、今後は高目の料金が設定されている産業用電力の消費量の比重が高まり、その結果 kWh当りの平均料金収入は将来高まることが予想される。換言すれば、現行の kWh当りの平均料金収入を用いるということは、便益を低目に計上し、より安全サイドで分析するということである。

電力庁の資料によれば、送・配電のシステム・ロス は現在約17%であり、1990年代初頭迄にはそのロス率を10%程度迄に下げる計画を持っている。本報告書ではロス率を10%と仮定し、販売電力量は発電端の有効電力量の90%とする。以上より、本計画の完成後の電力料金収入は

$$(809 \text{ GWh} \times 0.90) \times 10^6 \times \text{Rs. } 1.50 / \text{kWh} \times 10^{-6} = \text{Rs. } 1,092.2 \text{ 百万である。}$$

8.2.3 財務分析結果

F I R R

ベース・ケースのF I R Rは9.06%である。

感度分析

感度分析は以下の変動を想定して行なった（キャッシュ・フローはAPPENDIX-VI参照）。

	F I R R
①ケース501：工期の遅れにより便益の発生が1年遅れた場合 （但し、コストの発生はベース・ケースどおり）	8.41%
②ケース502：同じく便益の発生が2年遅れた場合	7.86%
③ケース503：初期建設費の10%コスト・オーバーラン	8.32%
④ケース504：同じく20%のコスト・オーバーラン	7.68%
⑤ケース505：システム loss の改善が遅れ loss 率が （10%でなく）15%の場合	8.61%
⑥ケース506：運開後10年目にコトマレ・ダムの嵩上げをした場合	8.96%
⑦ケース507：同じく15年目の場合	9.00%
⑧ケース508：①と③が同時に起こった場合	7.75%
⑨ケース509：②、④、⑤、⑥が同時に起こった場合	6.48%
⑩ケース510：便益から3%のB T T（売上税）を除いた場合	8.82%

財務分析結果

1986年時点の現行料金を用いての財務的内部収益率は、ベース・ケースの場合9.06%であり、E I R Rに比べ相対的に低い数値を示している。そもそも電力料金は本計画の為に設定されたものではなく、既存のより経済性において優っている各施設から構成されるシステム全体を基に決められたものである。よって電力料金を用いてのF I R Rは相対的に低くなるケースも多い。いずれにせよ本計画の財務的フィージビリティは、本計画への追加的投資がセイロン電力庁にその投資以上の収入をもたらすか否かで判断される。

既述のとおり、セイロン電力庁は売電収入から売上税と所得税を支払わなければならない。後者は利益に対しての課税であるが、前者は売電量に応じて自動的に支払わなければ

ならない税金、言ってみれば消費税が電力料金に上乘せされたものと考えることができる。セイロン電力庁は最低限この売上税と借款の金利を支払う義務を持つ。上記感度分析⑩は、売上税を除いたFIRR値(8.82%)であり、換言すればプロジェクトの金利負担能力である。従ってセイロン電力庁が本計画を実施することにより収益を上げる為には、自己資本と借款の割合にもよるが、借款部分の金利は出来る限り低利であることが望ましい。

因に、初期投資総額の70%を外国援助機関よりの借入(金利3%)、残り30%を電力庁の内部留保及び国内融資機関よりの調達(前者の金利ゼロ、後者の金利を12%、又は両者の比率をおおよそ4:6と仮定し、国内調達金利を7%とする)とした場合、外国援助とよび国内調達資金の総合金利は4.24%となる。本計画のFIRRはこの総合金利を上廻り、前記条件の基での十分な金利負担能力があるといえる。

FIRRは上記感度分析で検討したとおり、各前提条件のネガティブな諸変動により当然のことながら下降する。最悪の仮定(便益発生2年遅延、20%のコスト・オーバーラン、システム・ロス15%及びコトマレ・ダムの高上げ、の事態が複合的に発生)の場合、税引前のFIRRは6.48%迄低下する。この最悪のケースのFIRRも上記調達金利を上廻っているが、諸税の支払、内部蓄積の留保を差し引いても十分な収益性を示しているとは言いがたい。

以上のことから、本計画は財務的にフィージブルであるものの、起こり得るネガティブな諸変動要因も考慮し、実施にあたっては低金利の借款導入が強く求められている。

表 8.2 - 1 財務的内部収益率算出キャッシュ・フロー

FINANCIAL EVALUATION										
CASE - 500										
(UNIT - MILLION RS)										
NO.	YEAR	COSTS			BENEFITS	BENEFITS -COSTS	DISCOUNT FACTOR (10.00%)	NET PRESENT VALUE	DISCOUNT FACTOR (9.06%)	NET PRESENT VALUE
		INVESTMENT AND REPLACEMENT	OPERATION AND MAINTENANCE	TOTAL COSTS						
1	1988	176.00	0.00	176.00	0.00	-176.00	1.000	-176.00	1.000	-176.00
2	1989	176.00	0.00	176.00	0.00	-176.00	0.909	-160.00	0.917	-161.38
3	1990	22.00	0.00	22.00	0.00	-22.00	0.826	-18.18	0.841	-18.50
4	1991	1014.40	0.00	1014.40	0.00	-1014.40	0.751	-762.13	0.771	-781.95
5	1992	421.00	0.00	421.00	0.00	-421.00	0.683	-287.55	0.707	-297.56
6	1993	1139.80	0.00	1139.80	0.00	-1139.80	0.621	-707.73	0.648	-738.66
7	1994	1248.90	0.00	1248.90	0.00	-1248.90	0.564	-704.97	0.594	-742.11
8	1995	3407.80	0.00	3407.80	0.00	-3407.80	0.513	-1748.74	0.545	-1856.69
9	1996	2194.10	0.00	2194.10	0.00	-2194.10	0.467	-1023.56	0.500	-1096.09
10	1997	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.424	457.52	0.458	494.15
11	1998	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.386	415.92	0.420	453.08
12	1999	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.350	378.11	0.385	415.43
13	2000	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.319	343.74	0.353	380.91
14	2001	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.290	312.49	0.324	349.26
15	2002	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.263	284.08	0.297	320.24
16	2003	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.239	258.26	0.272	293.63
17	2004	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.218	234.78	0.250	269.23
18	2005	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.198	213.44	0.229	246.86
19	2006	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.180	194.03	0.210	226.34
20	2007	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.164	176.39	0.192	207.54
21	2008	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.149	160.36	0.176	190.29
22	2009	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.135	145.78	0.162	174.48
23	2010	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.123	132.53	0.148	159.98
24	2011	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.112	120.48	0.136	146.69
25	2012	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.102	109.53	0.125	134.50
26	2013	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.092	99.57	0.114	123.32
27	2014	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.084	90.52	0.105	113.07
28	2015	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.076	82.29	0.096	103.68
29	2016	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.069	74.81	0.088	95.06
30	2017	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.063	68.01	0.081	87.16
31	2018	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.057	61.82	0.074	79.92
32	2019	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.052	56.20	0.068	73.28
33	2020	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.047	51.09	0.062	67.19
34	2021	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.043	46.45	0.057	61.61
35	2022	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.039	42.23	0.052	56.49
36	2023	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.036	38.39	0.048	51.79
37	2024	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.032	34.90	0.044	47.49
38	2025	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.029	31.73	0.040	43.54
39	2026	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.027	28.84	0.037	39.92
40	2027	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.024	26.22	0.034	36.61
41	2028	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.022	23.84	0.031	33.57
42	2029	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.020	21.67	0.029	30.78
43	2030	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.018	19.70	0.026	28.22
44	2031	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.017	17.91	0.024	25.87
45	2032	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.015	16.28	0.022	23.72
46	2033	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.014	14.80	0.020	21.75
47	2034	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.012	13.45	0.018	19.94
48	2035	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.011	12.23	0.017	18.29
49	2036	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.010	11.12	0.016	16.77
50	2037	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.009	10.11	0.014	15.37
51	2038	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.009	9.19	0.013	14.10
52	2039	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.008	8.35	0.012	12.93
53	2040	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.007	7.59	0.011	11.85
54	2041	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.006	6.90	0.010	10.87
55	2042	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.006	6.28	0.009	9.96
56	2043	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.005	5.71	0.008	9.14
57	2044	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.005	5.19	0.008	8.38
58	2045	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.004	4.72	0.007	7.68
59	2046	0.00	13.40	13.40	1092.20	1078.80	0.004	4.29	0.007	7.04
TOTAL		9800.00	670.00	10470.00	54610.00	44140.00		-599.06		-0.01

8.3 副次的間接効果

(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。このうち現地労務費（建設、資材加工等）Rs. 717.5 百万、輸入資機材の輸入税及び運搬、保管等の現地経費Rs. 1,699.4百万、現地調達資機材等 Rs. 726.3 百万、補償費 Rs. 460 百万、技術・管理費 Rs. 341 百万、その他現地経費の予備費 Rs. 394 百万の、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～ 1,400 m であり、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まず考えられる。

また標高 1,360 m 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。

8.4 社会・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、カレドニア調整池のそれは0.34 km²である。水没地を現況の使用用途別で見ると、カレドニア貯水池域は、61%は茶園、19%が河川及び道路、20%が畑、宅地等の割合であり、トラワケレ調整池は同じく9%、76%、15%で、特別な環境上の問題はない。

貯水池の建設により、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。この点について調査したところ、大規模な地じりの発生は起こらないと判断できる。しかし、数ヶ所において小規模な地じりの可能性があるため、これら地点については今後詳細調査を行ない、その対策を立てる必要がある。

本水力開発計画による環境上の問題点は、発電用水の取水地点下流河川の減水である。コトマレ川本流沿いの減水区間は、カレドニアダム～トラワケレ調整池間約5 kmとトラワケレ調整池～コトマレ貯水池間約15kmの区間である。

この減水区間での最大の問題は、トラワケレダム下流1 kmのセント・クレア滝の観光価値が消滅することである。このセント・クレア滝以外にはトラワケレダム下流約5 kmのヨックスフォードの小水力（1930年運開 336kW）があるが、この小水力は小規模でもあり、残流域流量によって十分に存続可能である。

また、この減水区間では漁業を生業とする住民はいないので、漁業の問題はないと考えられる。しかし、一部地域の河岸では地域住民が水浴や洗濯をしているので、簡易水道の敷設等の対策を詳細設計段階で検討することが必要である。

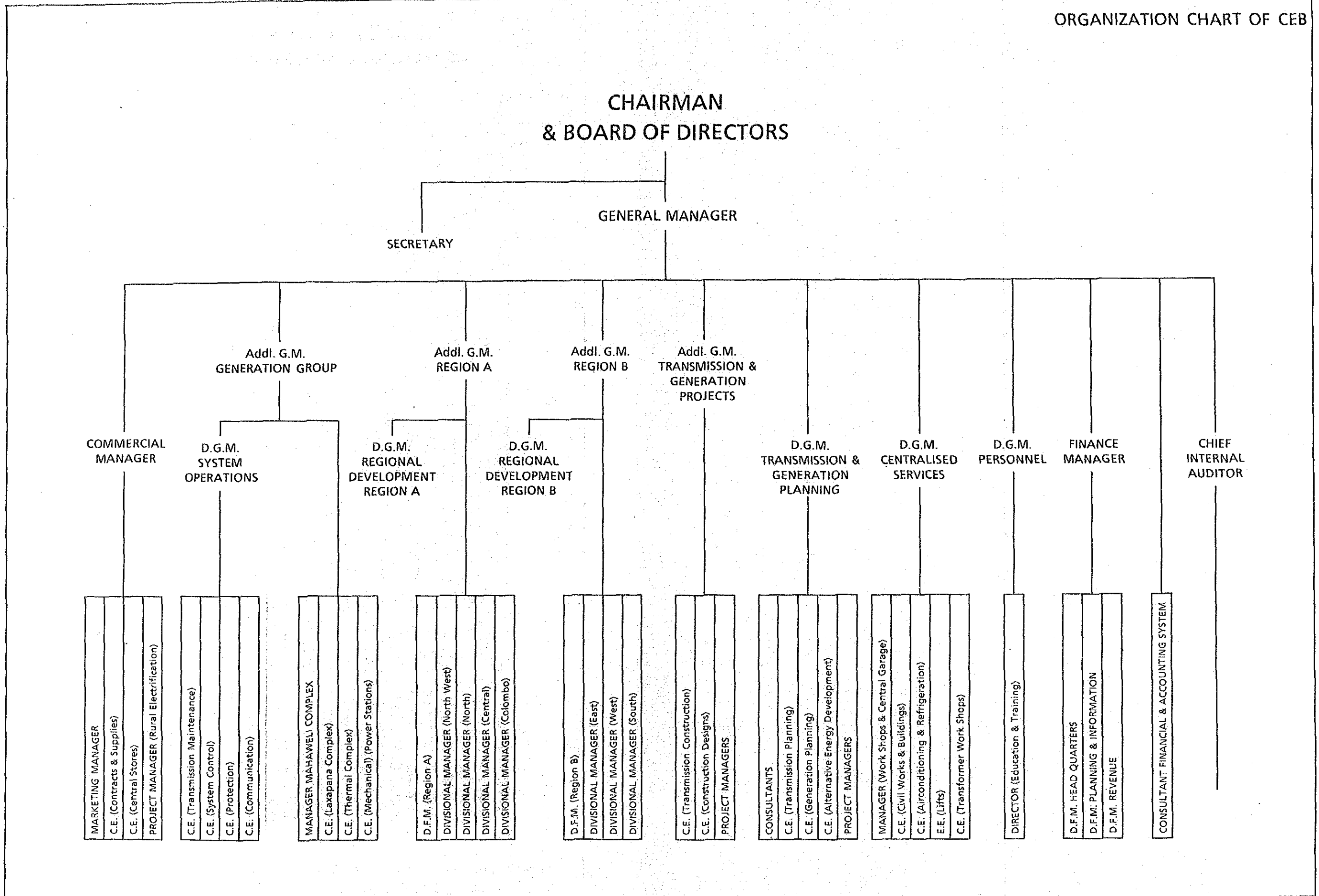
また支流取水については、各支川とも取水地点の下流には影響を受けるような利水施設はないので利水上の問題はないが、デヴォン川とプナ川では取水地点下流の滝が影響を受ける。プナ川の滝のランボダ滝及びプナ滝は観光価値は小さいので問題はないと思われるが、デヴォン滝は観光価値が高いと考えられるので、約1/3の流量を観光用に放流することとした。

上記のほか、特記すべき自然環境問題はないが、工事に伴う環境汚染や、工事完成後の各施設周辺の環境維持には十分に注意する必要がある。

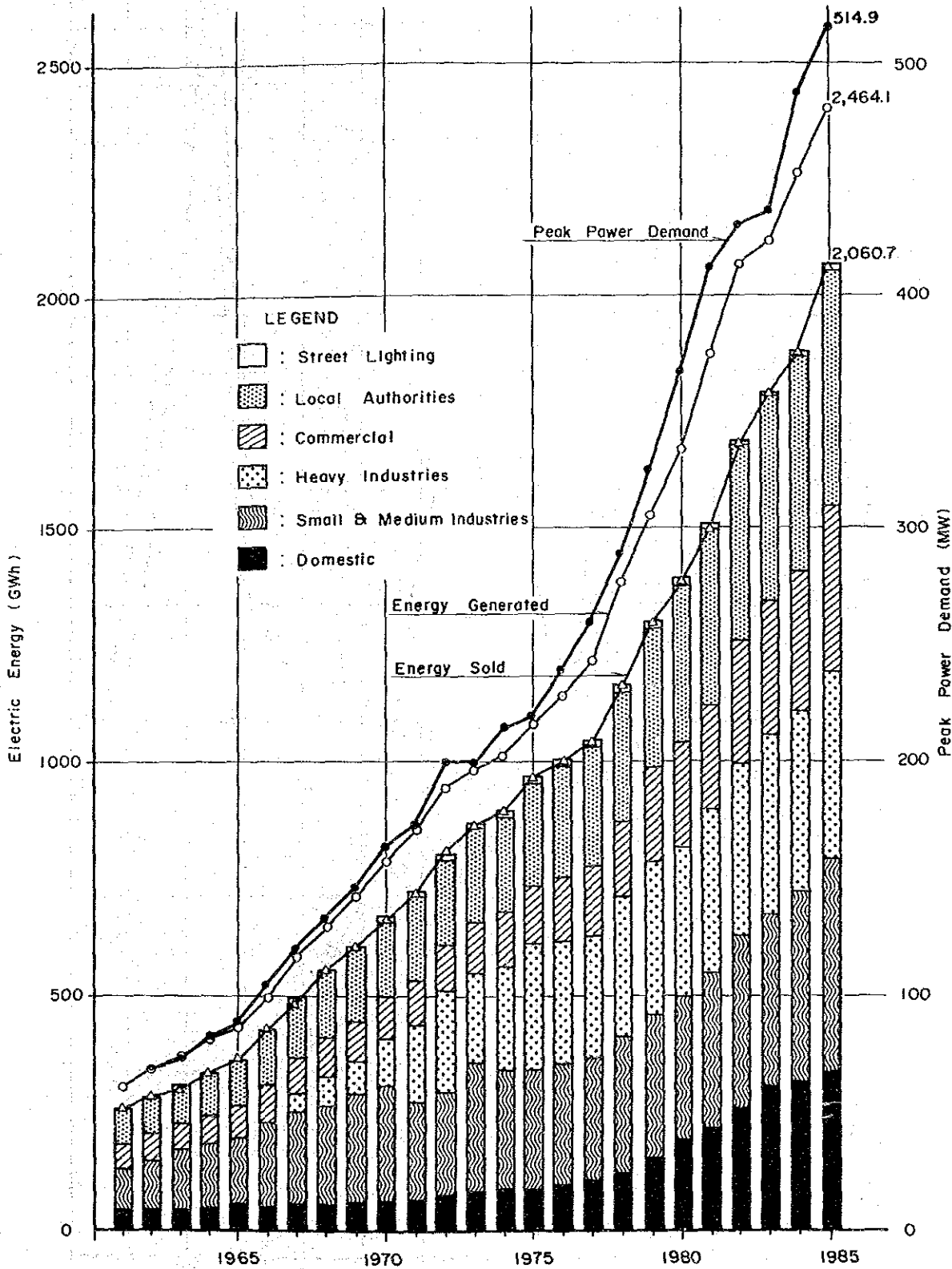
添 付 図

	頁
図2.2-1 セイロン電力庁組織図	F 1
図2.2-2 過去のピーク需要及び発電・消費電力量の推移 (1961-85) ...	F 2
図2.2-3 日負荷変動曲線	F 3
図2.2-4 既存発電所	F 4
図2.2-5 将来の水力開発計画地点	F 5
図2.2-6 全国送電系統図	F 6
図2.2-7 長期電力需給計画改訂案	F 7
図2.2-8 水力・火力別発電施設容量比率計画	F 8
図2.2-9 水力・火力別発電電力量比率予測	F 8
図3.1-1 コロンボーサイト間の既存道路図	F 9
図3.1-2 作成地形図範囲図	F 10
図3.2-1 調査対象地域一般地質図	F 11
図3.2-2 層序対比図	F 12
図3.3-1 スリランカ全土気象区分図	F 13
図3.3-2 ヌワラ・エリヤ気象パターン	F 14
図3.3-3 キャンディ気象パターン	F 15
図3.3-4 コトマレダム流域内地点別月別降雨	F 16
図3.3-5 コトマレ川及び支流縦断図	F 17
図3.3-6 コトマレ川タラワケレ地点日流量ハイドログラフ (1951-80) ...	F 18
図3.3-7 コトマレ川タラワケレ地点30年平均比流量流況曲線	F 19
図3.3-8 コトマレ川カレドニア計画ダム地点PMFハイドログラフ	F 20
図4.1-1 西暦2000年日負荷曲線予想及び供給計画	F 21
図4.5-1 カレドニア及びタラワケレ導・放水路ルート代替案平面図 ...	F 22
図4.5-2 カレドニア及びタラワケレ導・放水路ルート代替案断面図 ...	F 23
図5.2-1 カレドニアダムサイト比較案位置	F 24
図5.2-2 カレドニア貯水池容量配分	F 25
図5.4-1 導水トンネル最適断面の決定	F 26
図5.4-2 ベンストック最適断面の決定	F 27
図6.1-1 全体工事工程	F 28
図6.2-1 サイト周辺のアクセス道路	F 29

ORGANIZATION CHART OF CEB

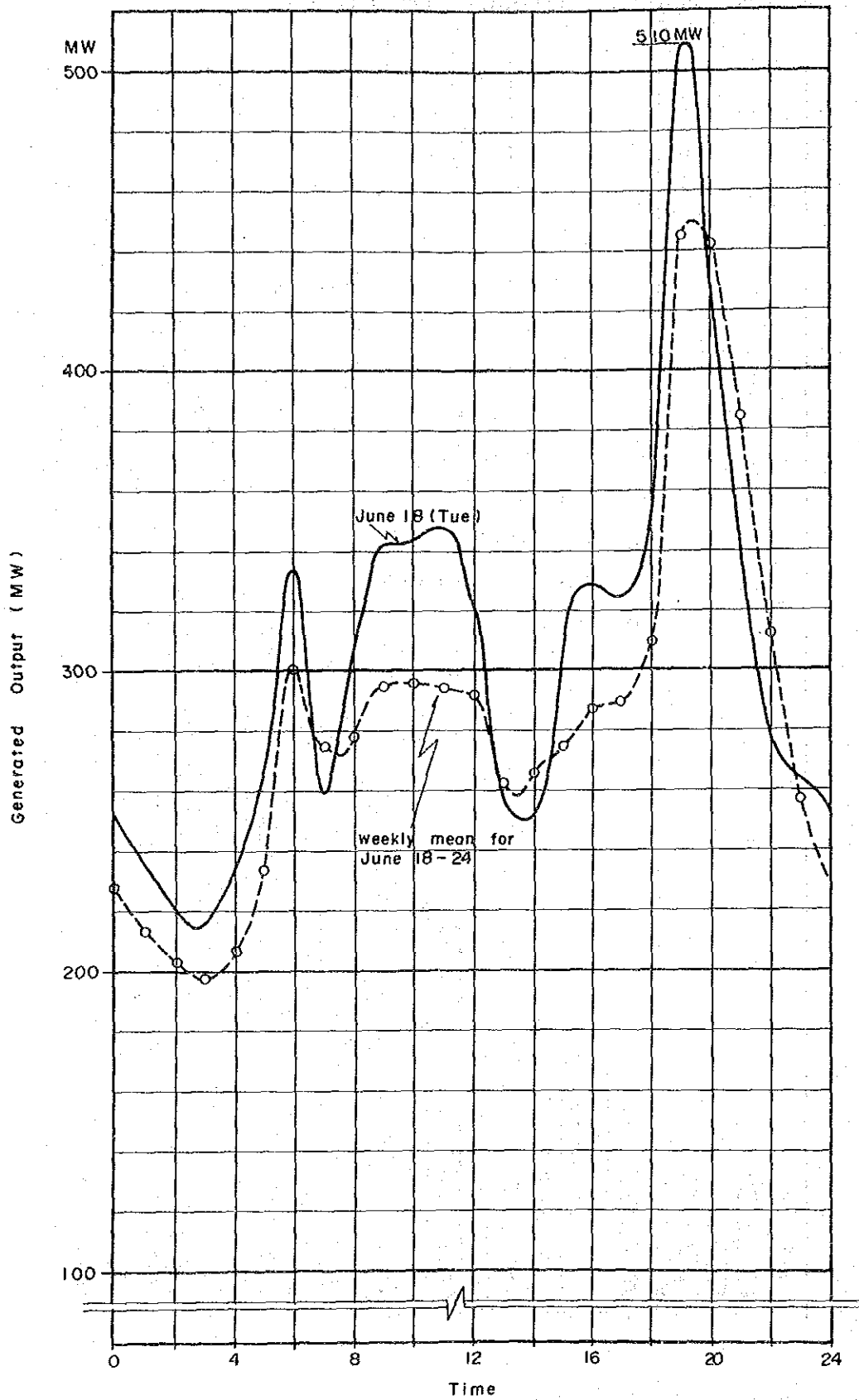


HISTORICAL PEAK POWER DEMAND AND ENERGY GENERATED AND SOLD (1961-85)



Source : Electricity Energy Sales (GWh), Generation (GWh) and Maximum Demand (MW)
Data on Sales and Generation (1985)

DAILY LOAD CURVE FOR June, 1985



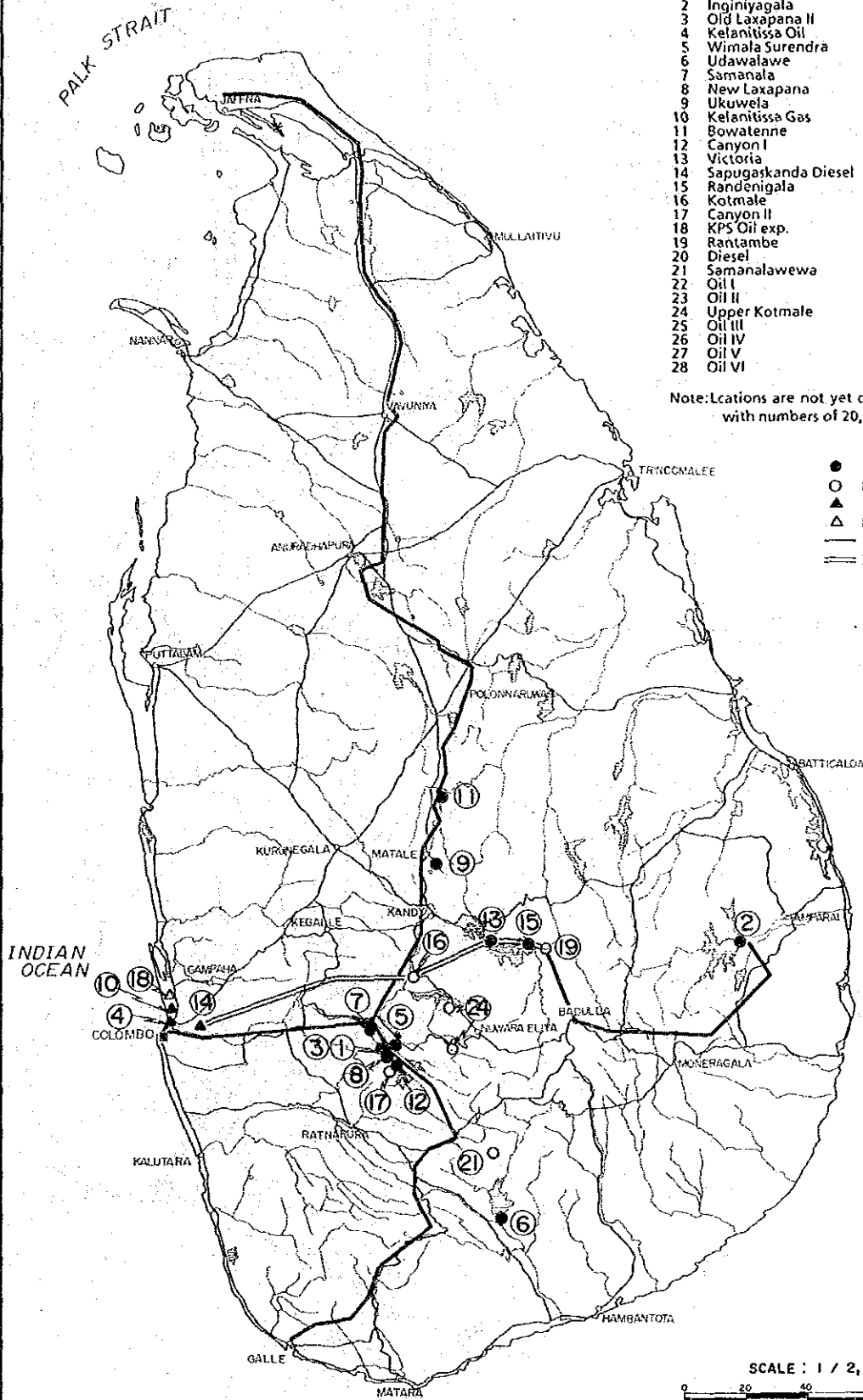
ELECTRIC POWER STATIONS IN SRI LANKA

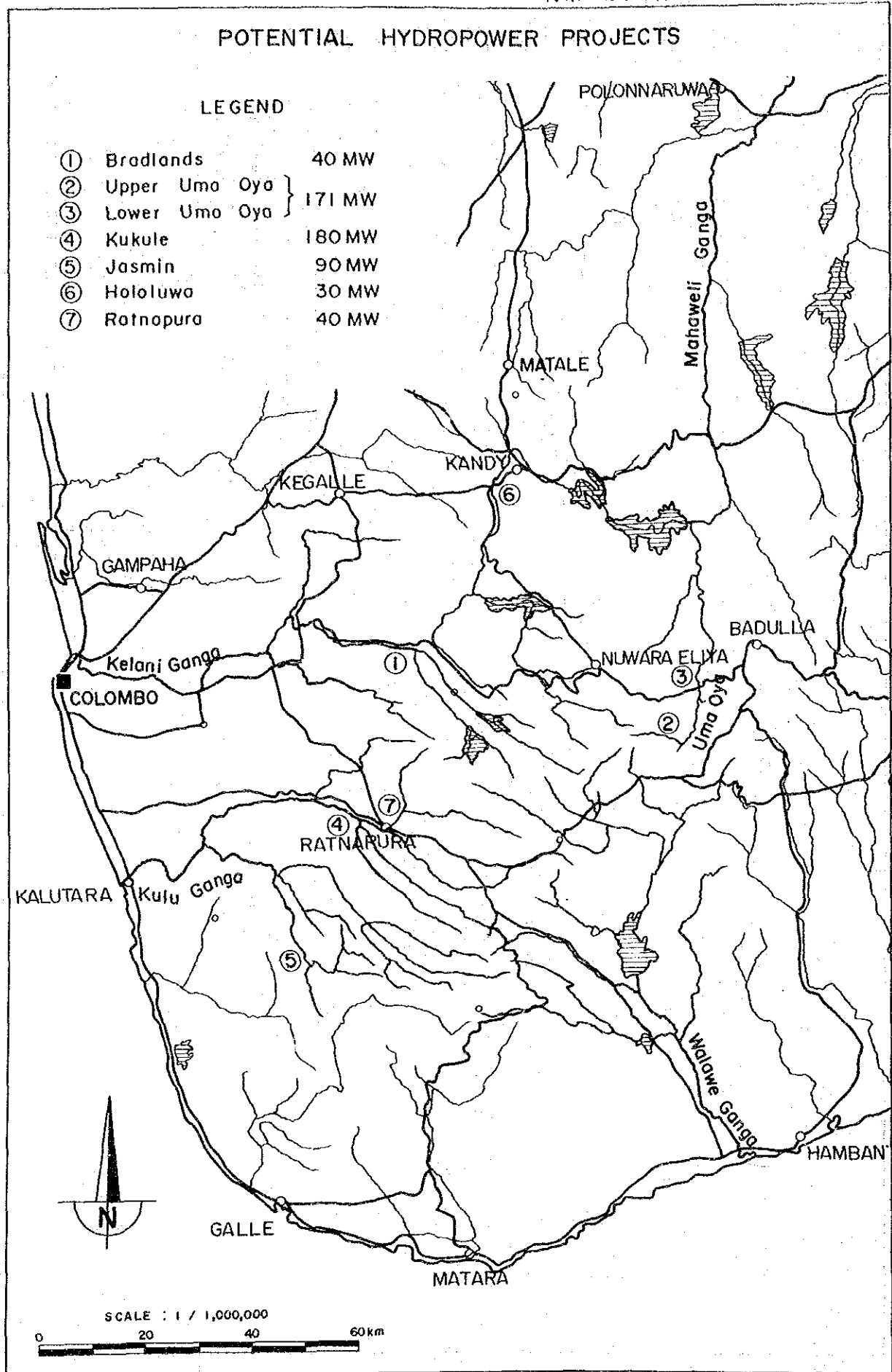
LEGEND

No	Name of Stations	Year	MW
1	Old Laxapana I	1950	25
2	Inqiniyagala	'54	10
3	Old Laxapana II	'58	25
4	Kelanitissa Oil	'62	50
5	Wimala Surendra	'65	50
6	Udawalawe	'68	6
7	Samanala	'69	75
8	New Laxapana	'74	100
9	Ukuwela	'76	38
10	Kelanitissa Gas	'80	120
11	Bowatenne	'81	40
12	Canyon I	'83	30
13	Victoria	'84	210
14	Sapugaskanda Diesel	'84	80
15	Randenigala	'87	122
16	Kotmale	'88	201
17	Canyon II	'88	30
18	KPS Oil exp.	'89	50
19	Rantambe	'90	49
20	Diesel	'91	40
21	Samanalawewa	'92	120
22	Oil I	'93	120
23	Oil II	'95	120
24	Upper Kotmale	'97	248
25	Oil III	'98	200
26	Oil IV	'99	200
27	Oil V	2000	200
28	Oil VI	2001	200

Note: Locations are not yet determined for those with numbers of 20, 22, 23, 25-28

- Existing Hydro
- Proposed Hydro
- ▲ Existing Thermal
- △ Proposed Thermal
- 132kV Line
- == 220 kV Line





ELECTRICITY SYSTEM OF SRI LANKA

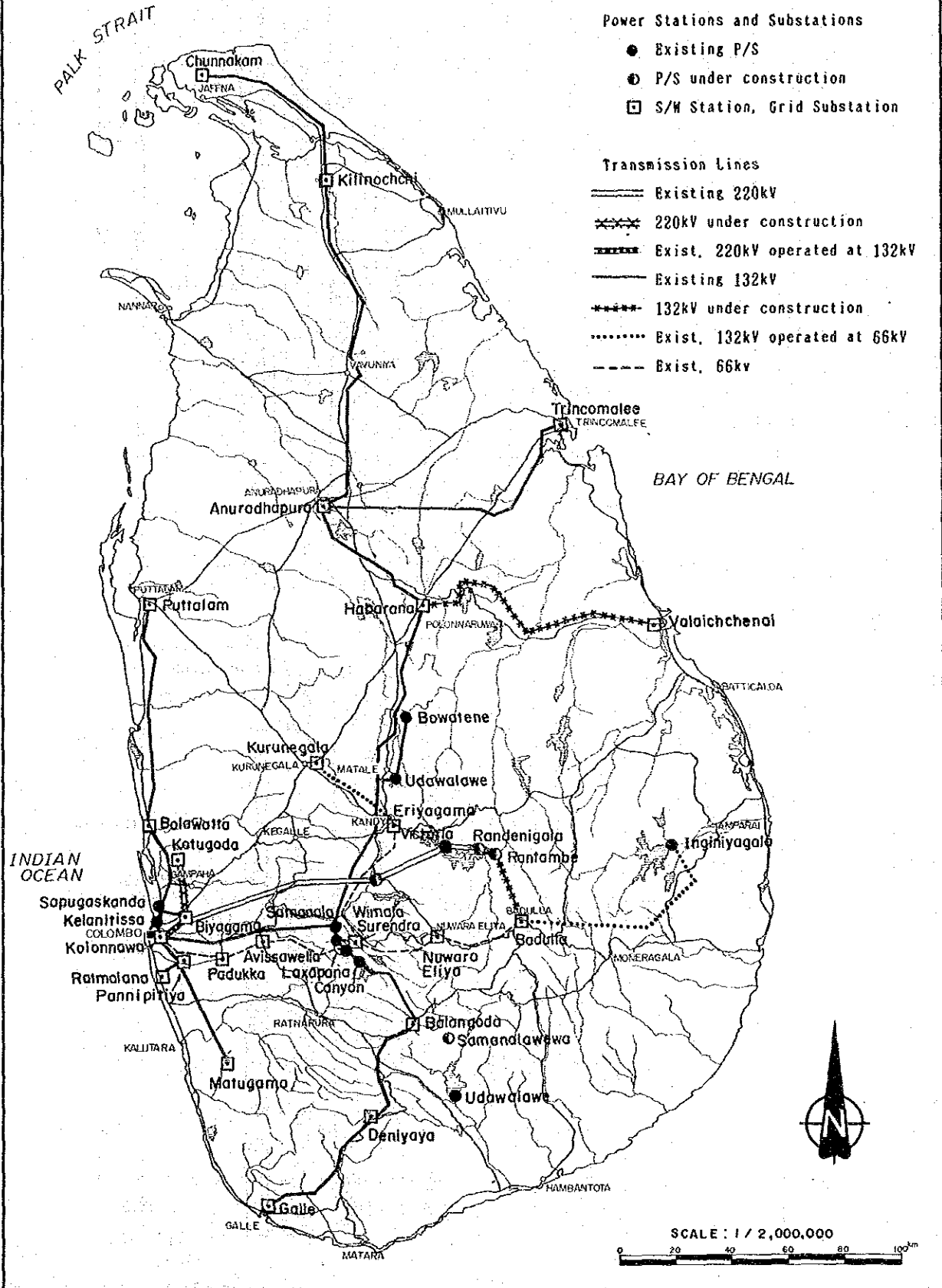
LEGEND

Power Stations and Substations

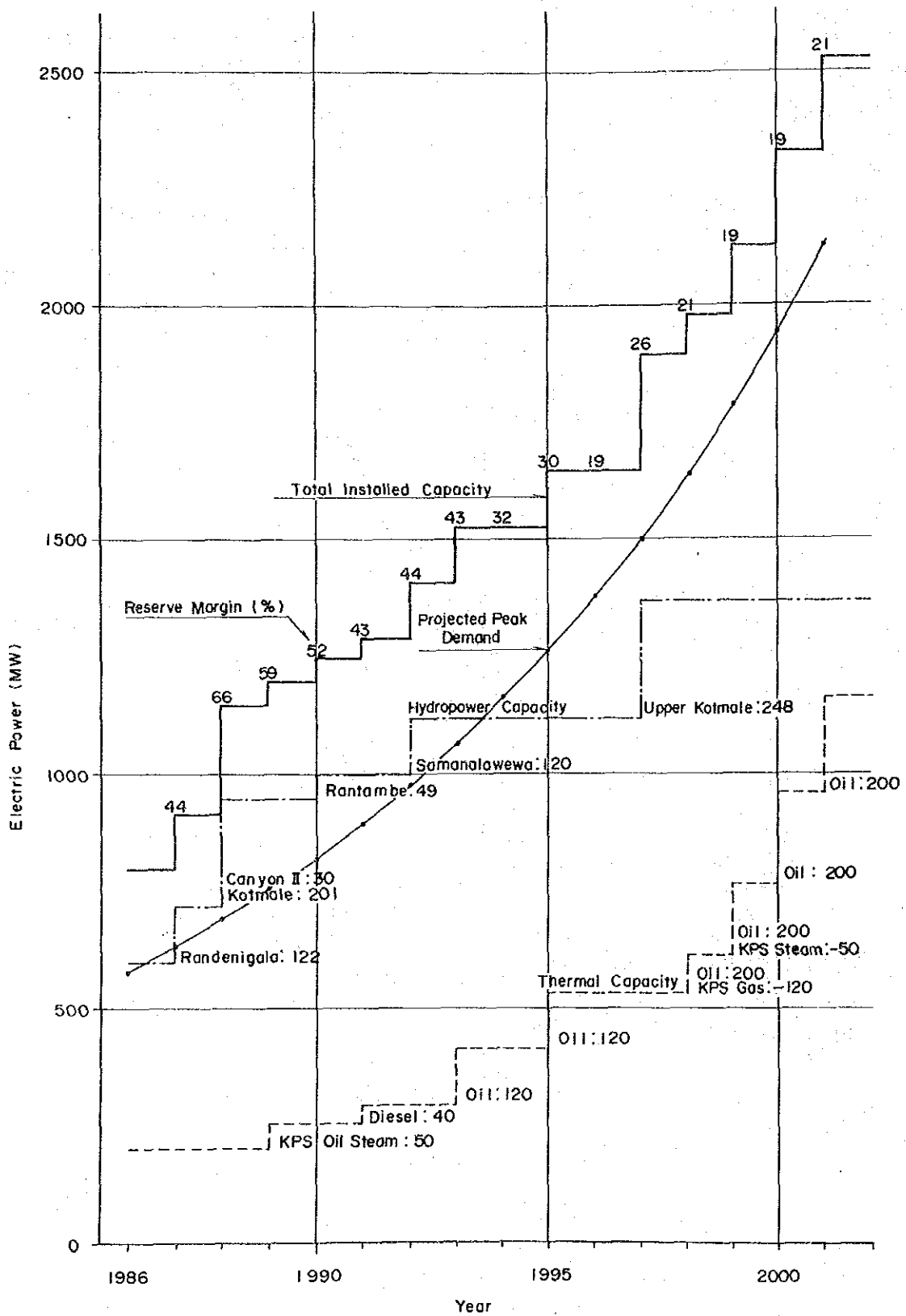
- Existing P/S
- ⊙ P/S under construction
- S/W Station, Grid Substation

Transmission Lines

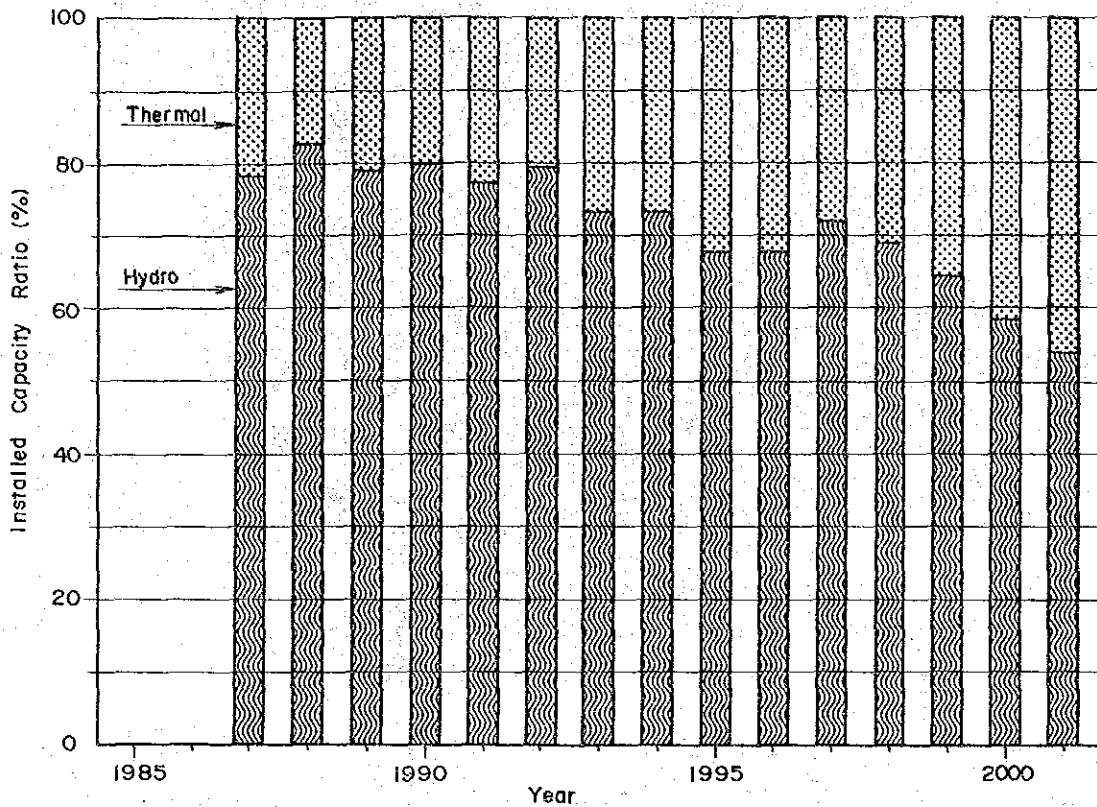
- ==== Existing 220kV
- ==== 220kV under construction
- ==== Exist. 220kV operated at 132kV
- ==== Existing 132kV
- ==== 132kV under construction
- Exist. 132kV operated at 66kV
- Exist. 66kV



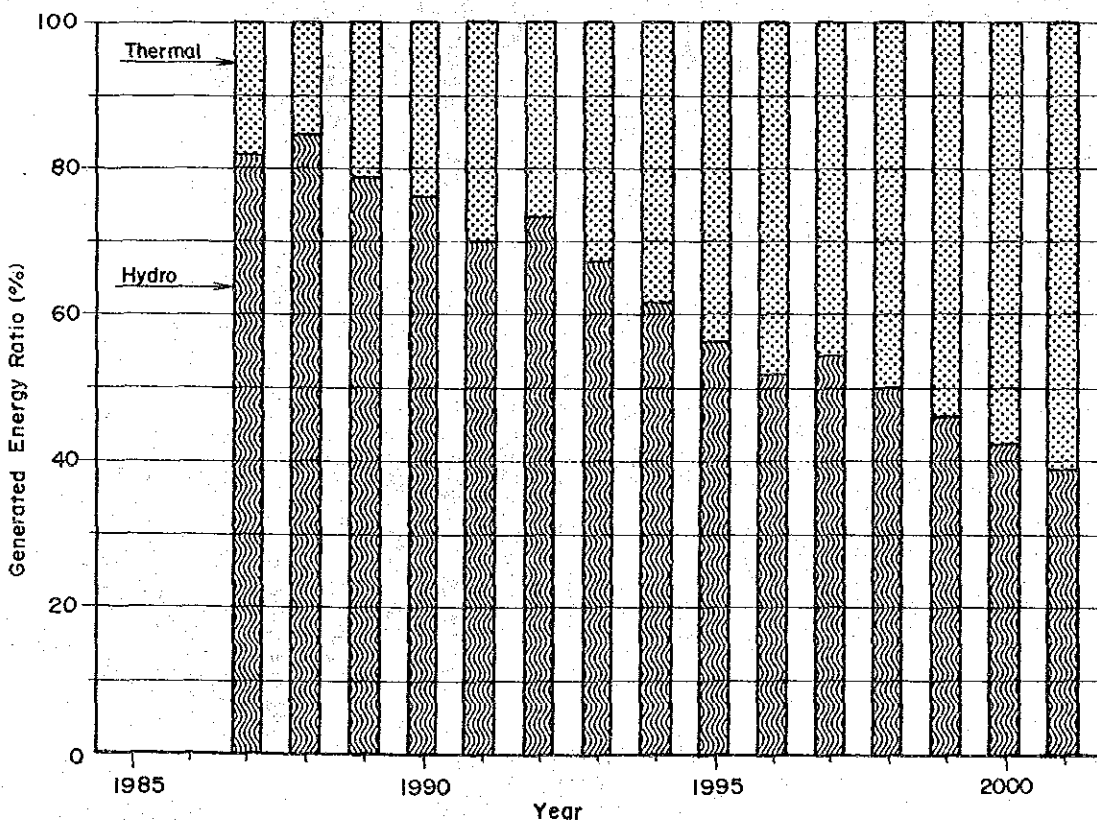
PROJECTED POWER DEMAND AND INSTALLED CAPACITY (1987-2001)

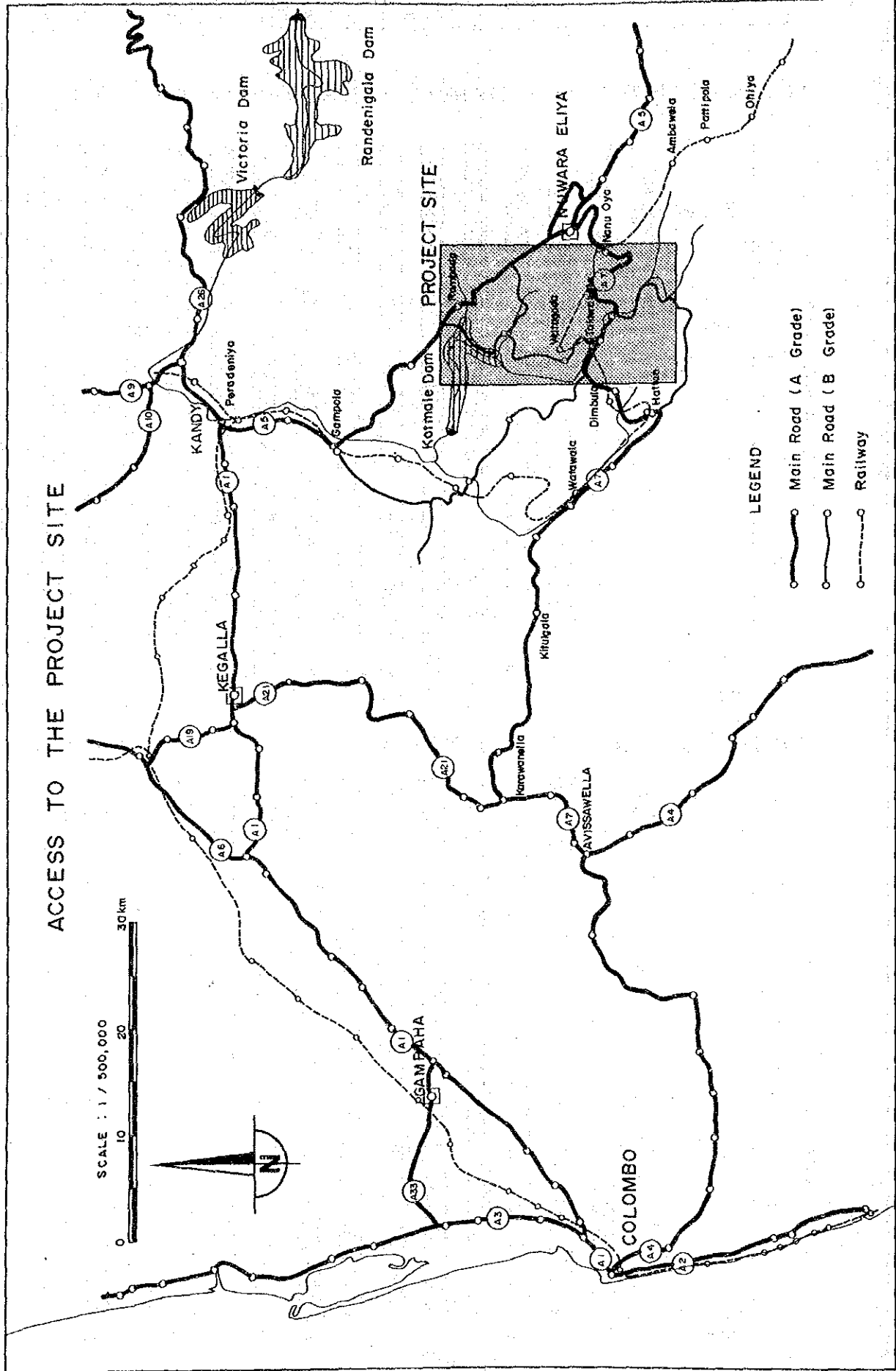


PROJECTED HYDRO AND THERMAL CAPACITY RATIO (1987-2001)

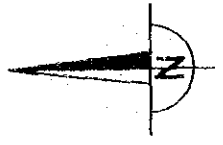


PROJECTED HYDRO AND THERMAL GENERATION RATIO (1987-2001)





INDEX MAP FOR MAPPING



LEGEND

- Area for 1 / 10,000
Aerophoto Mapping
- Area for 1 / 5,000
Aerophoto Mapping
- //// Area for 1 / 1,000
Topo - Survey Mapping

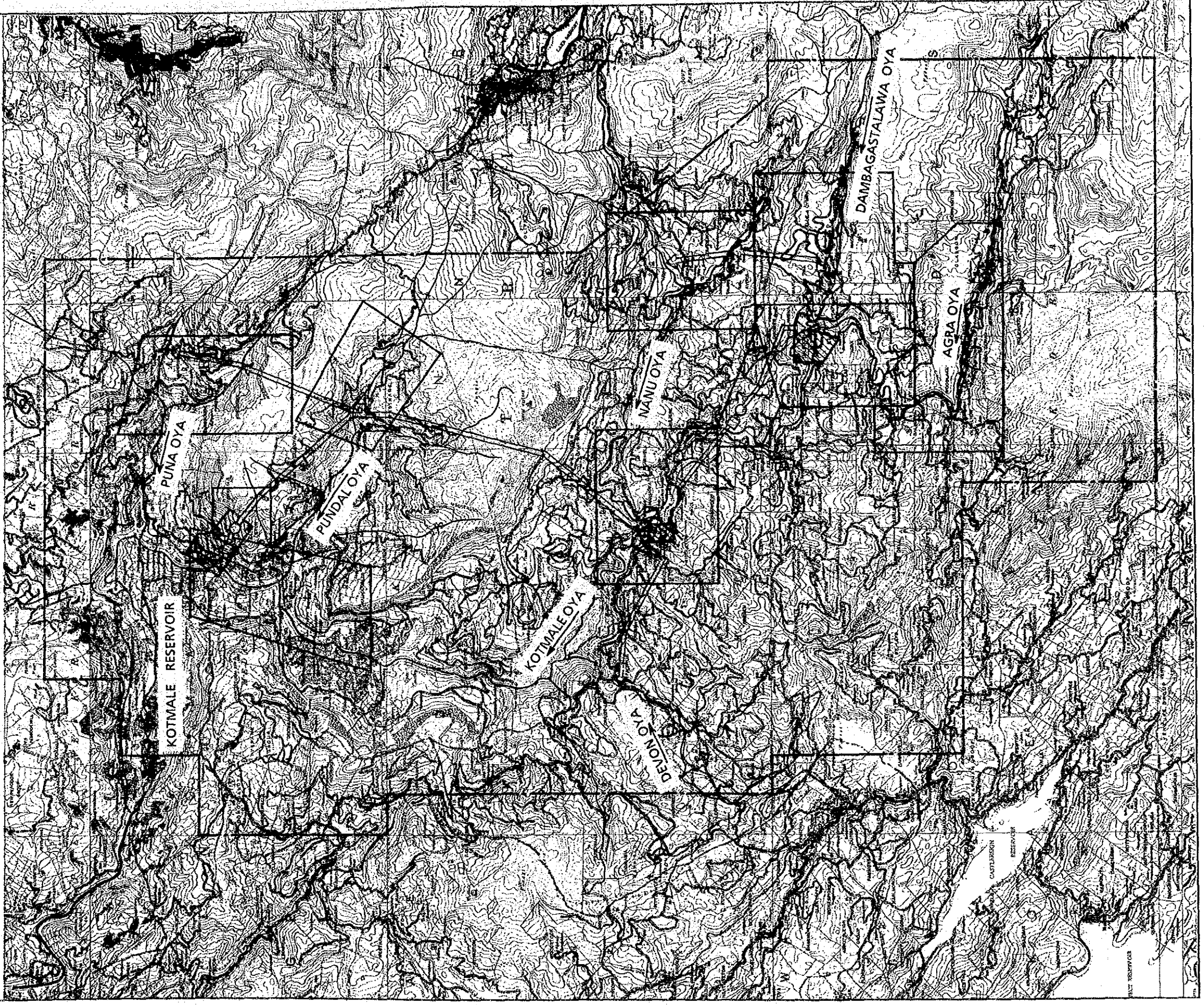
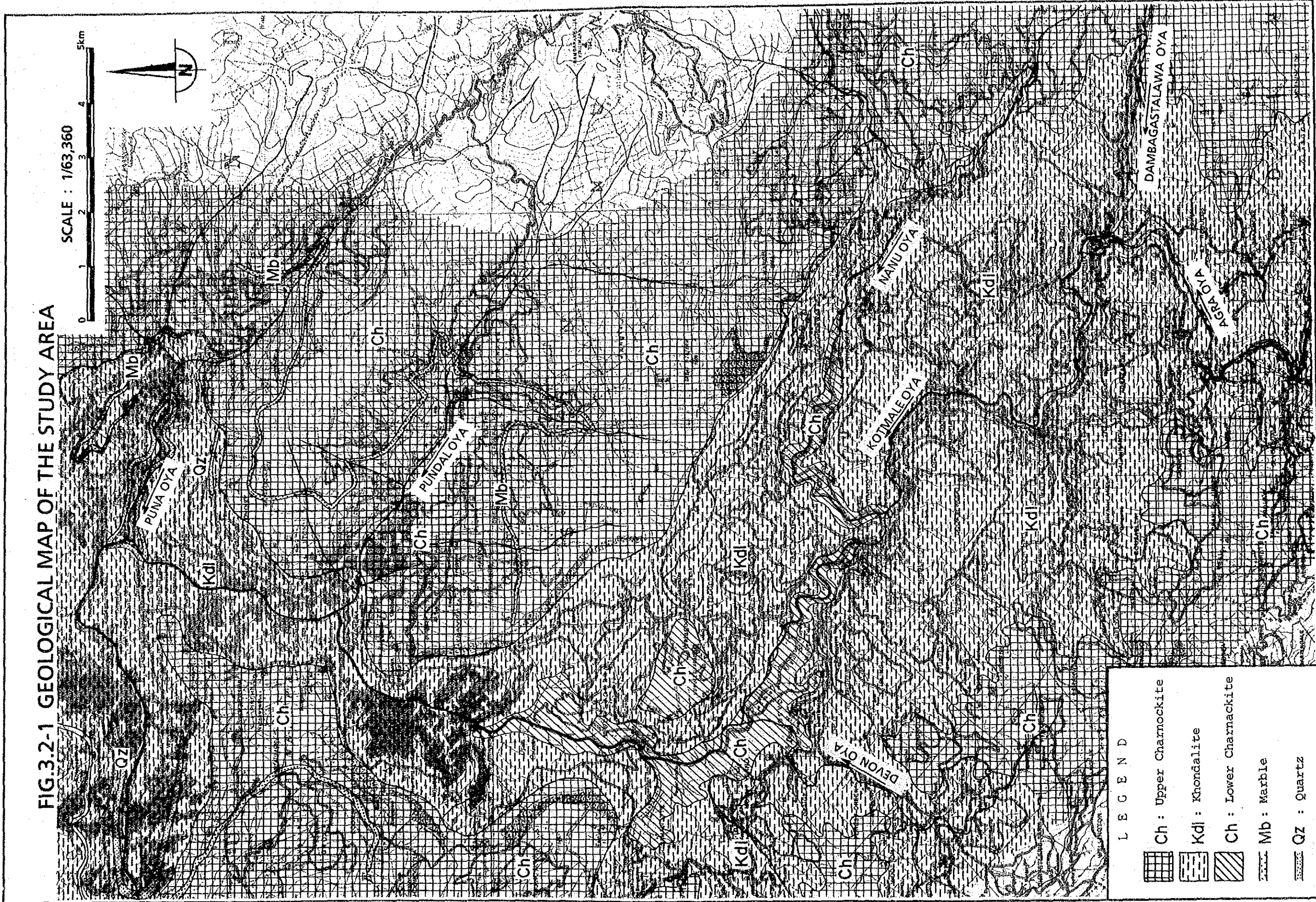


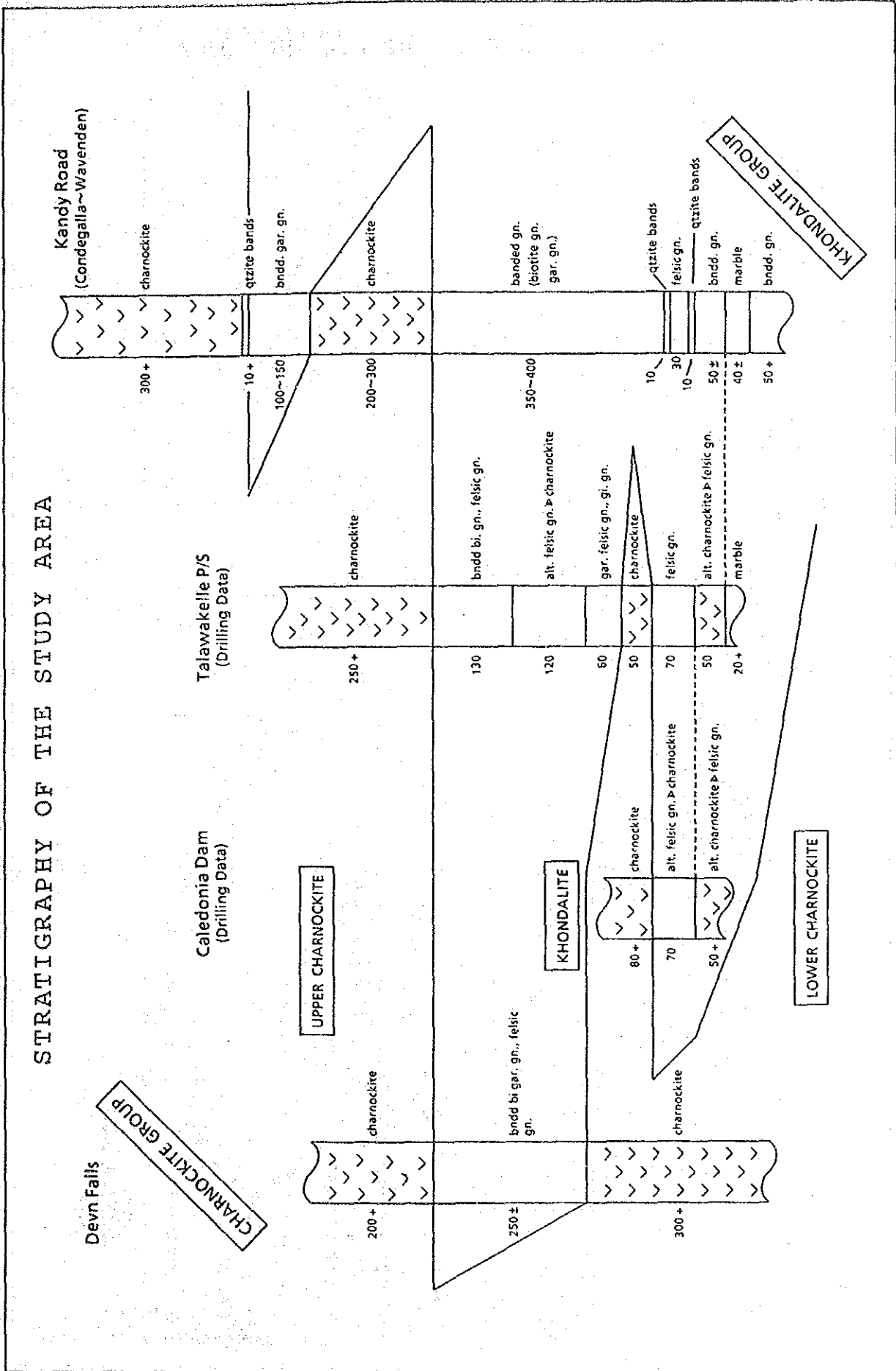
FIG.3.2-1 GEOLOGICAL MAP OF THE STUDY AREA



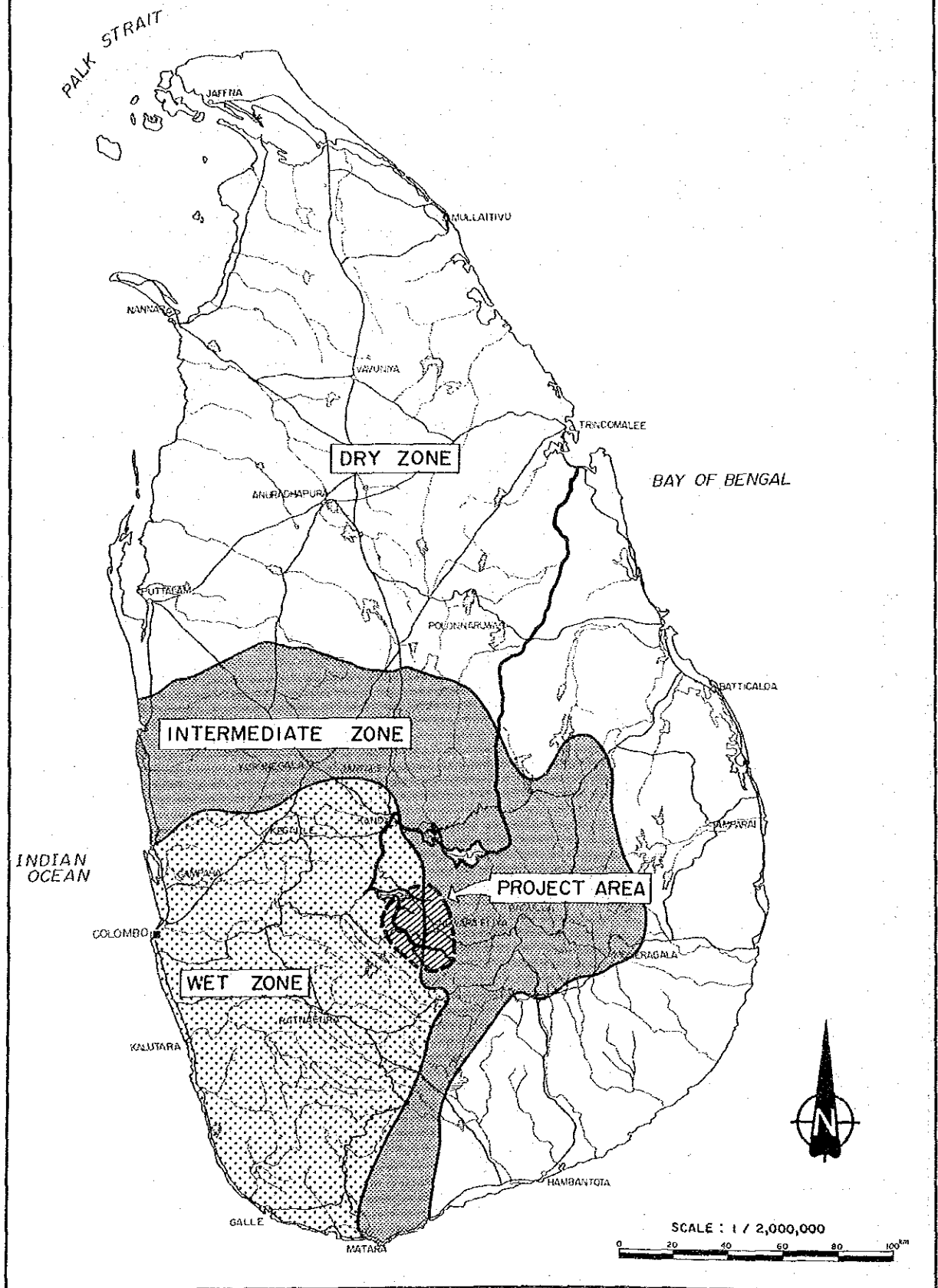
LEGEND

	Ch : Upper Charnockite
	Kdl : Khondalite
	Ch : Lower Charnockite
	Mb : Marble
	Qz : Quartz

STRATIGRAPHY OF THE STUDY AREA

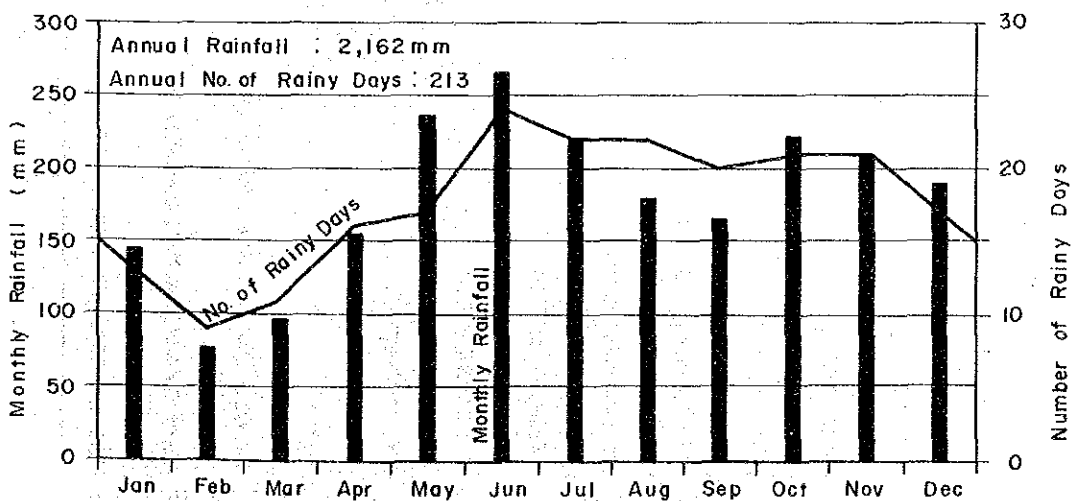
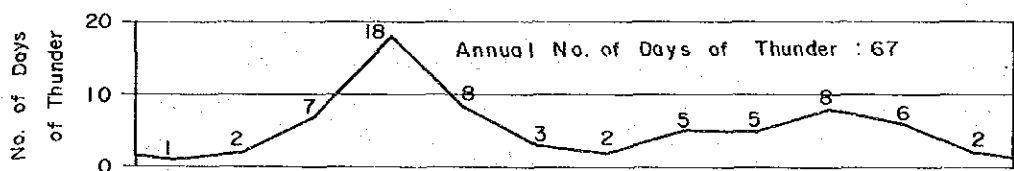
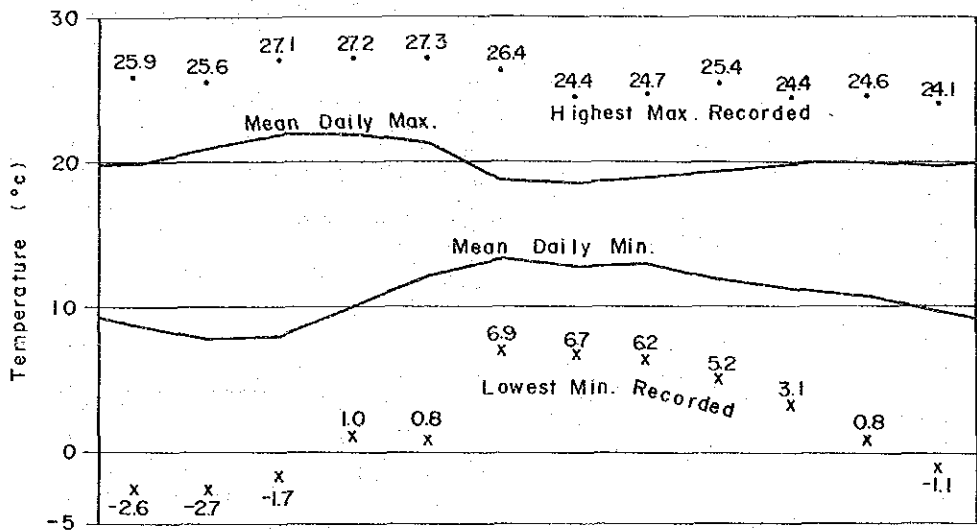
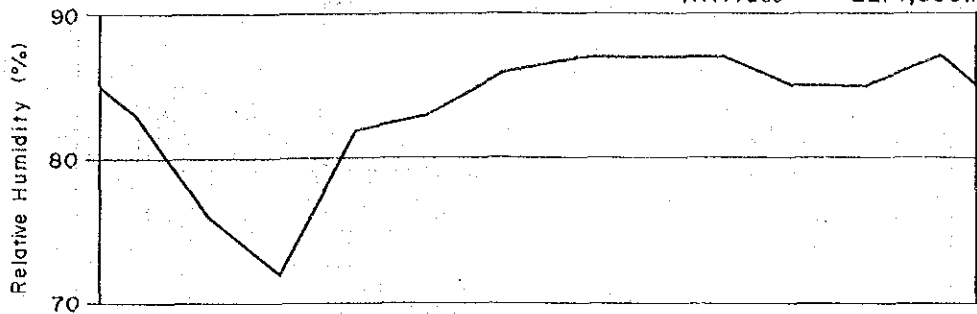


METEOROLOGICAL ZONES OF SRI LANKA



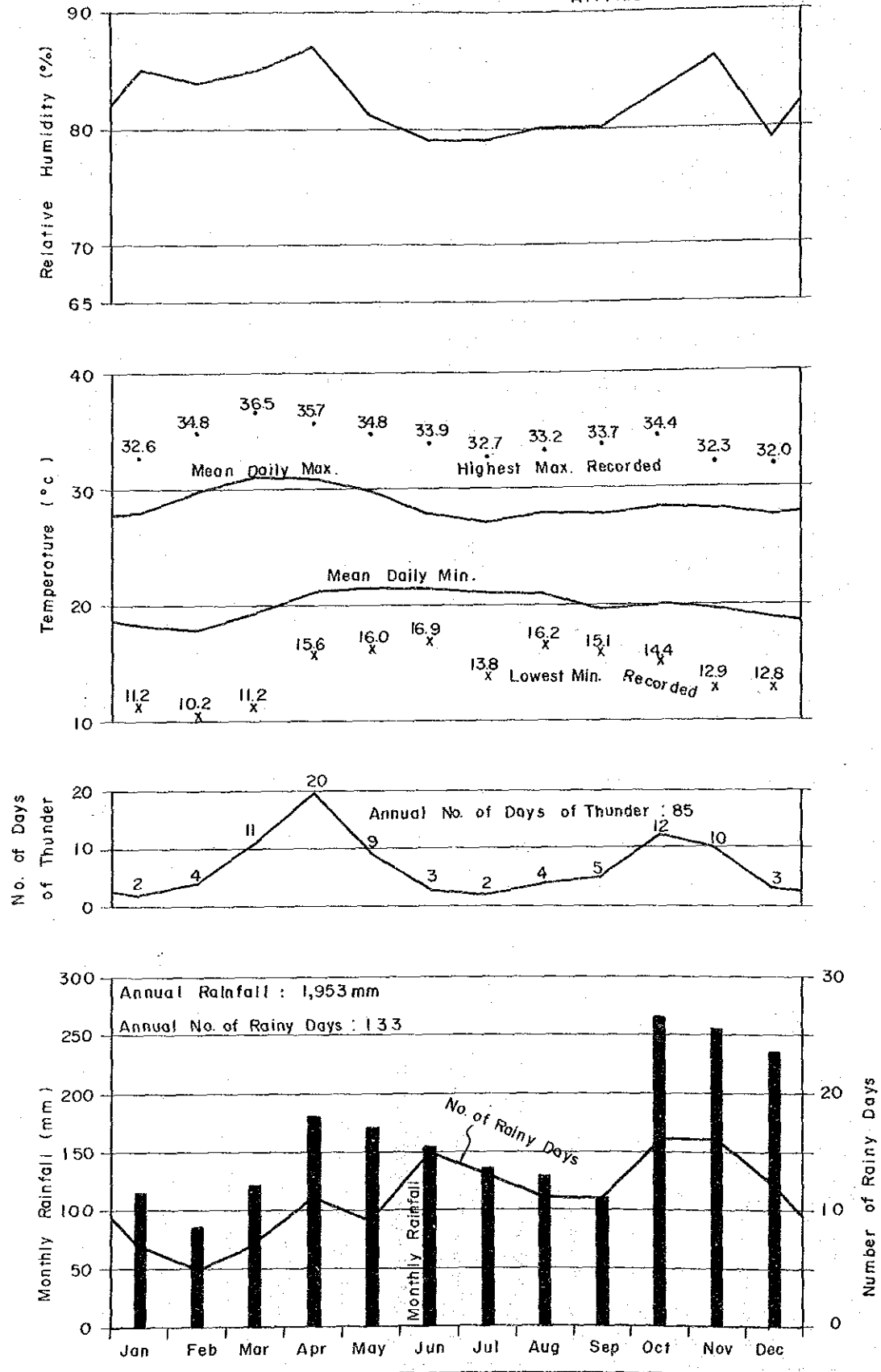
METEOROLOGY AT NUWARA ELIYA

Latitude : 6° 58' N
 Longitude : 80° 46' E
 Altitude : EL. 1,896m

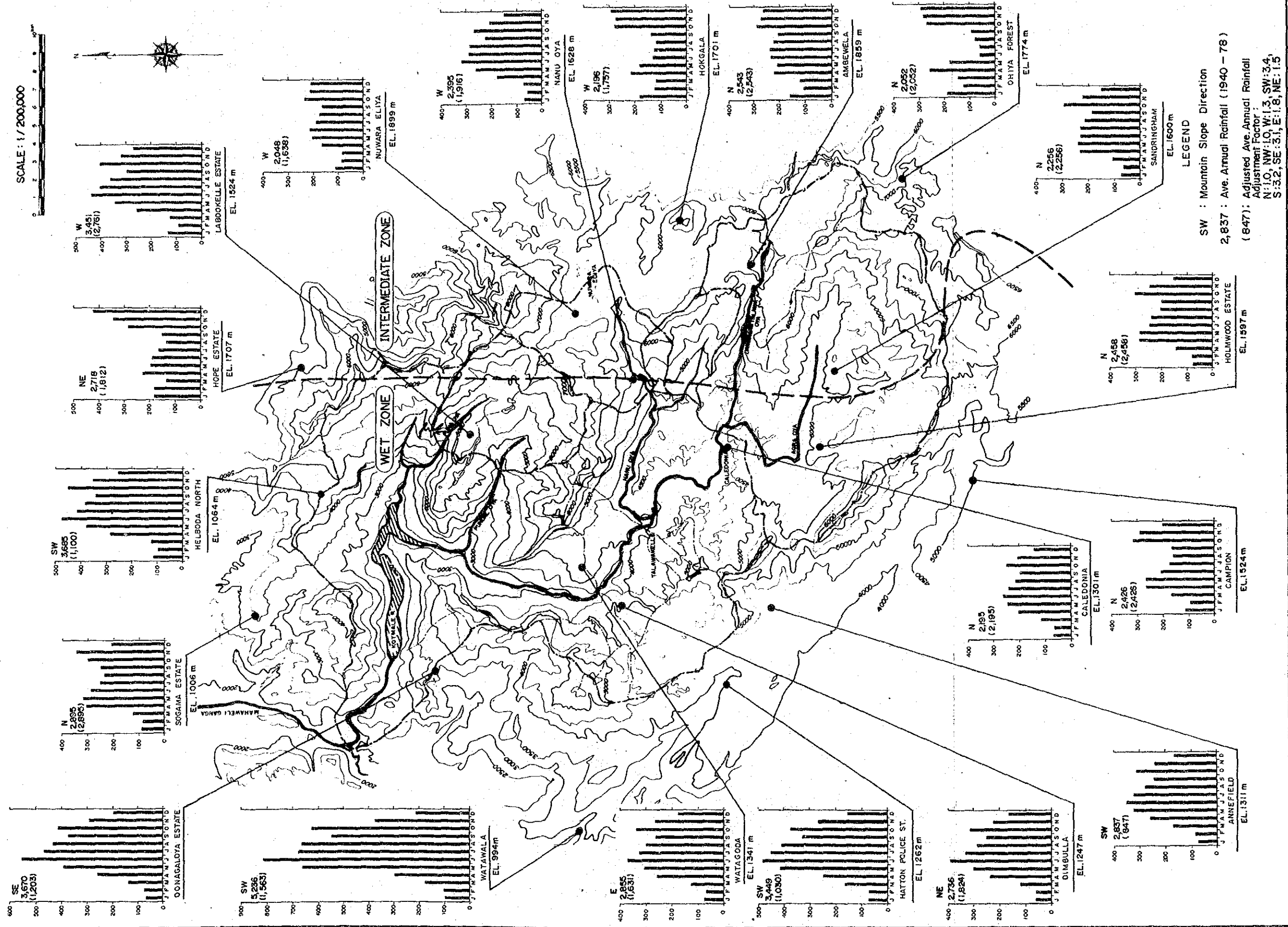


METEOROLOGY AT KANDY

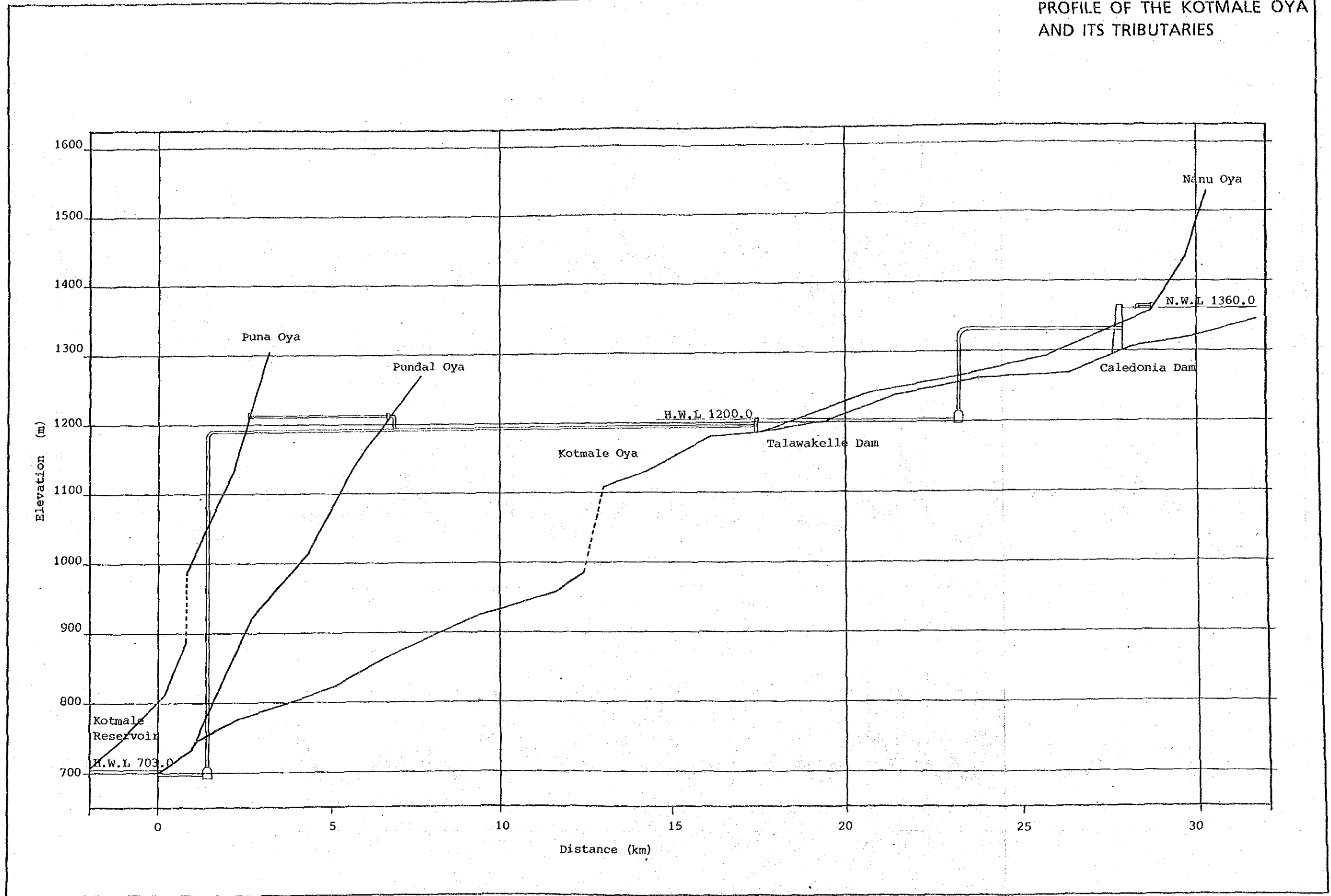
Latitude : 7° 20' N
 Longitude : 80° 38' E
 Altitude : EL. 477 m



MONTHLY RAINFALL DISTRIBUTION IN AND AROUND KOTMALE RIVER BASIN

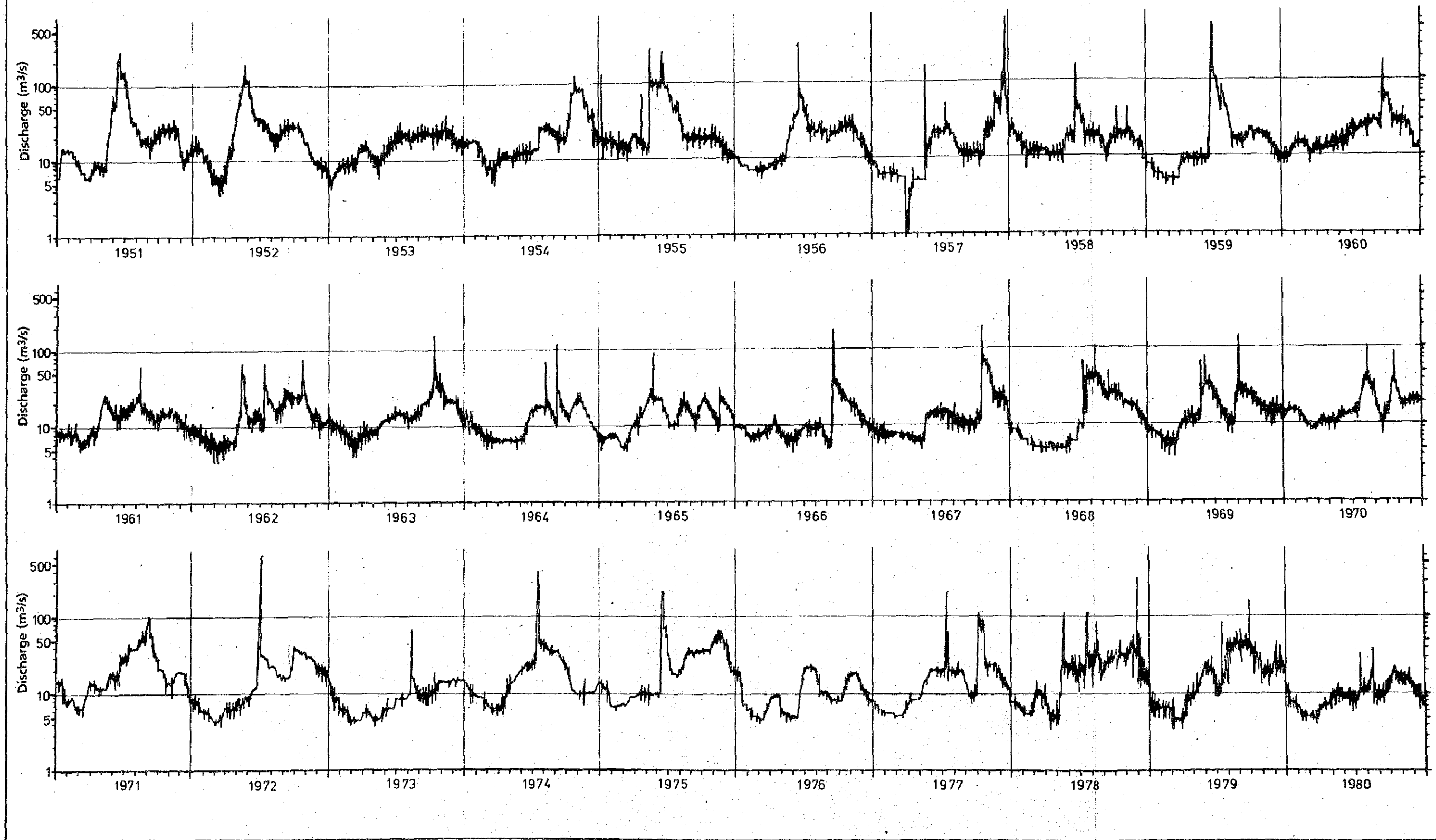


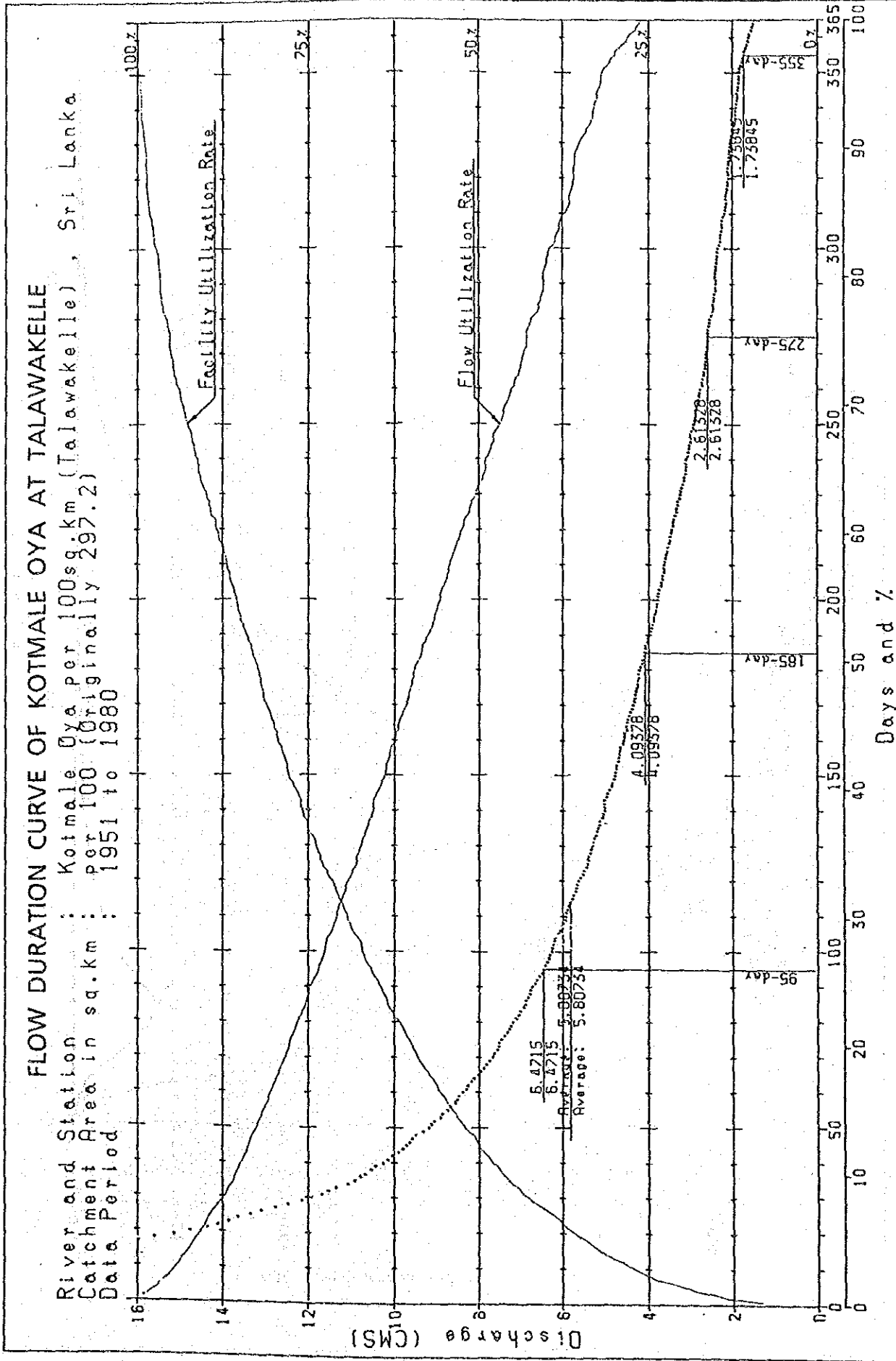
PROFILE OF THE KOTMALE OYA AND ITS TRIBUTARIES

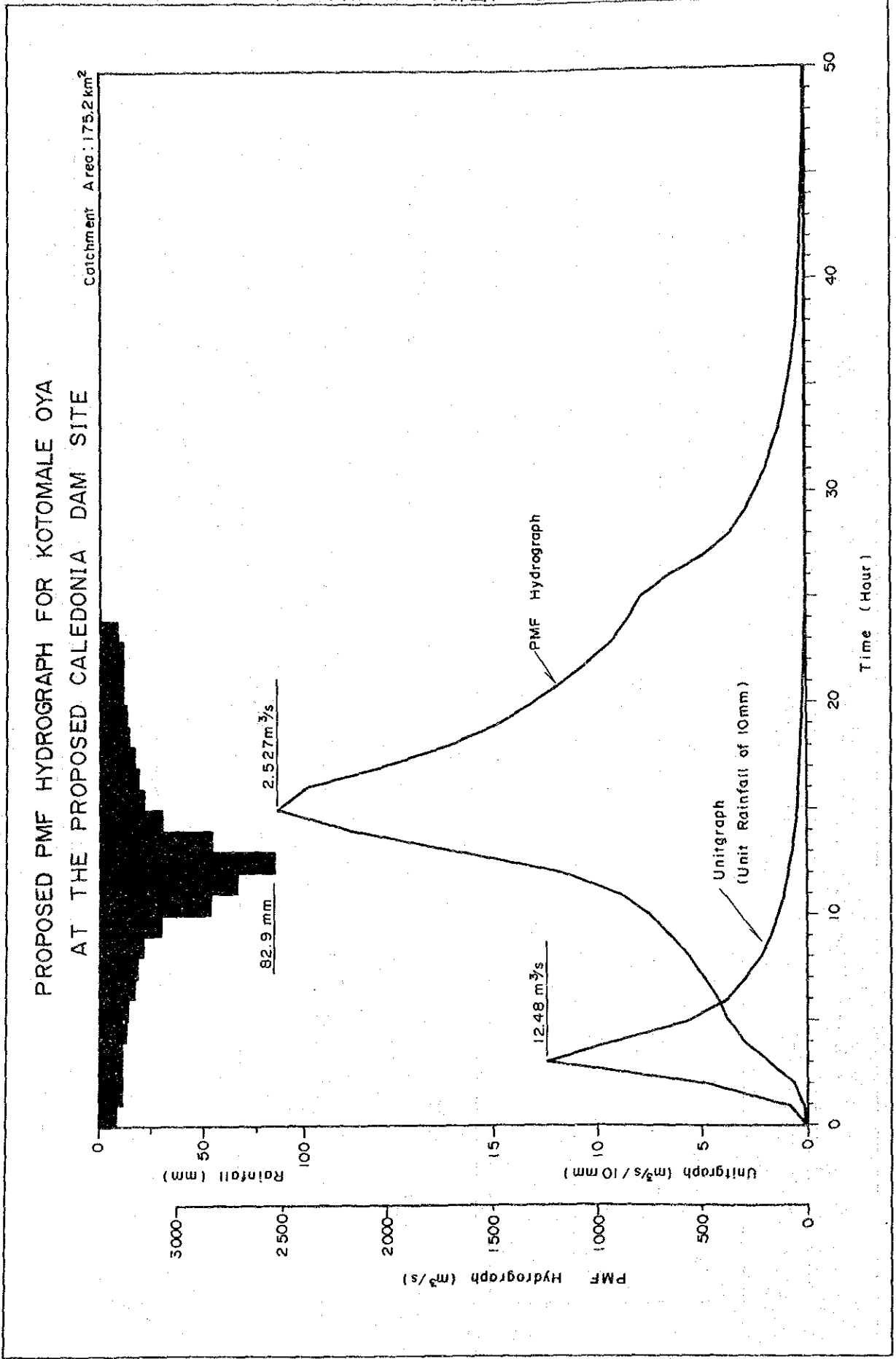


DAILY DISCHARGE HYDROGRAPH
OF KOTMALE OYA AT TALAWAKELLE

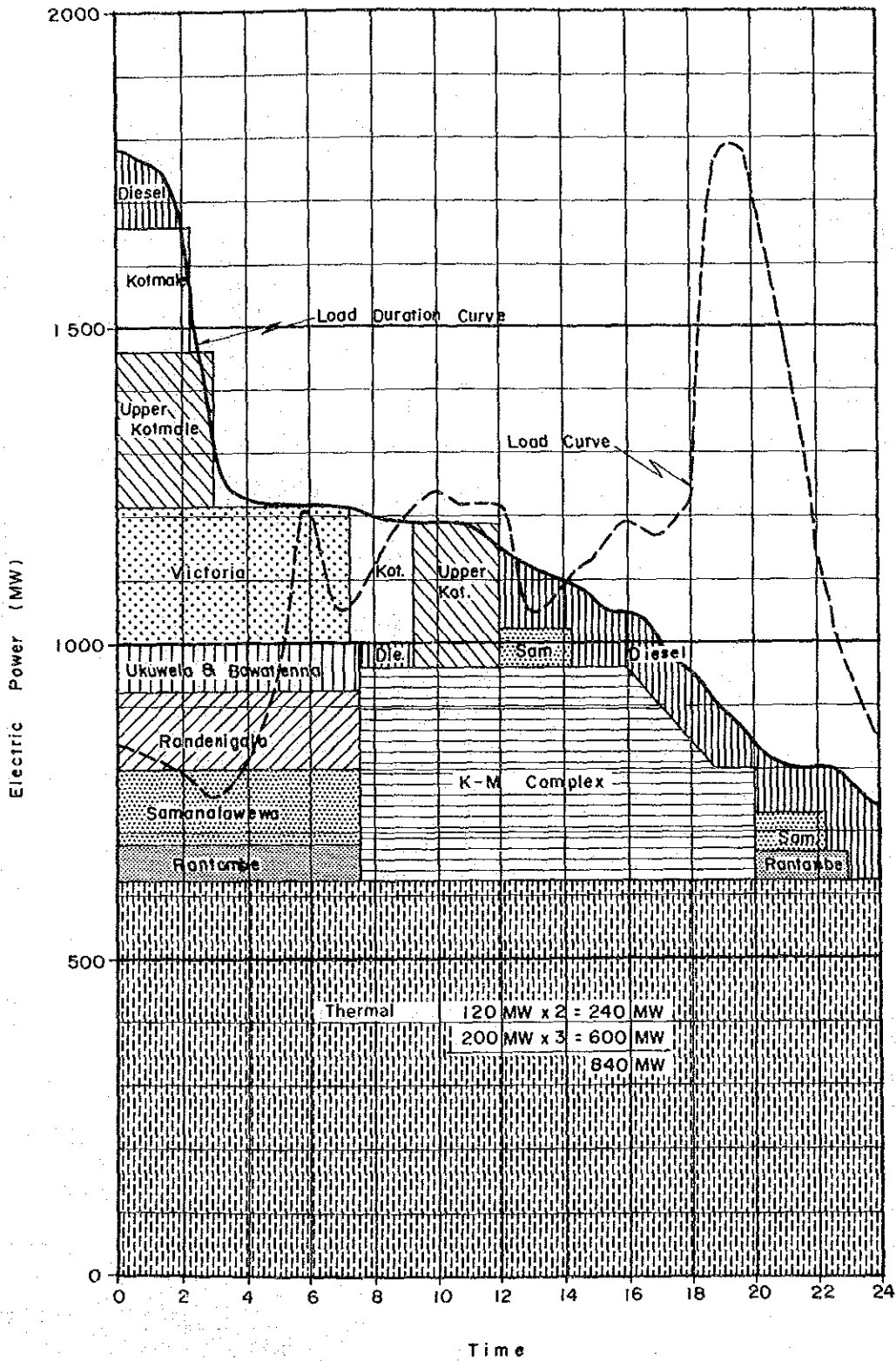
Catchment Area: 297km²
Original Flow at Talawakelle



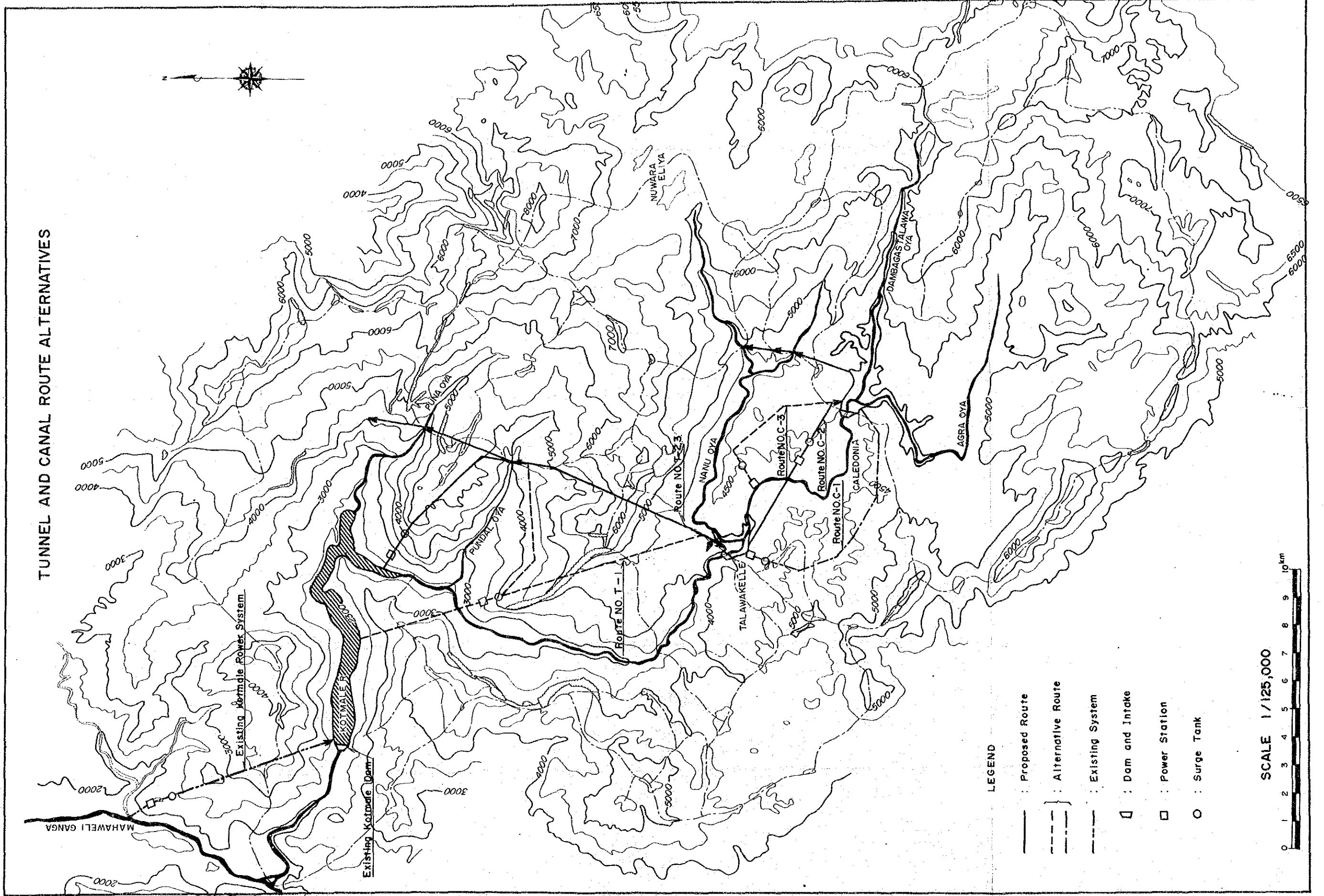




ENERGY ALLOCATION (AN EXAMPLE) BY STATIONS AS OF YEAR 2000



TUNNEL AND CANAL ROUTE ALTERNATIVES



LEGEND

- : Proposed Route
- - - : Alternative Route
- - - : Existing System
- : Dam and Intake
- : Power Station
- : Surge Tank

SCALE 1/125,000

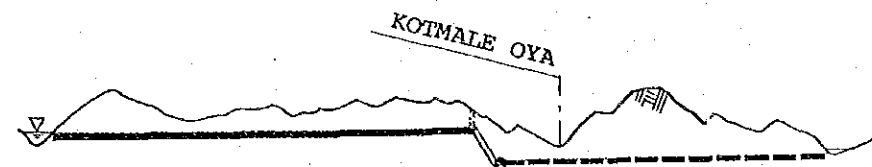


COMPARATIVE LONGITUDINAL PROFILE
OF HEADRACE/POWER STATION/TAILRACE

CALEDONIA ROUTE C-1



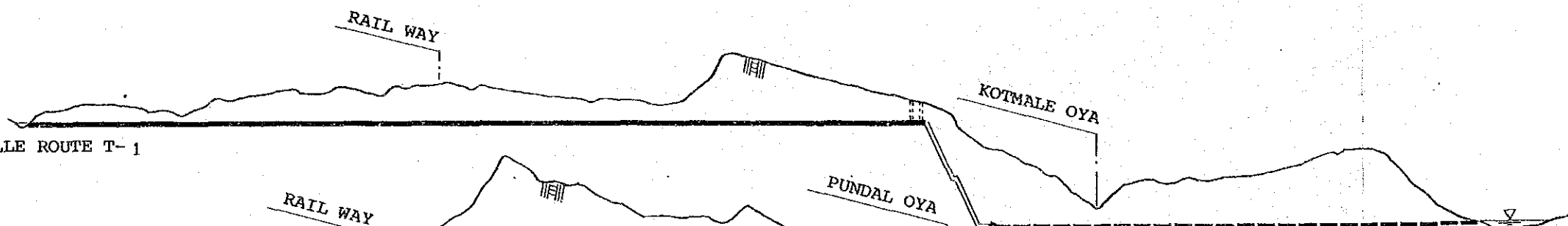
CALEDONIA ROUTE C-2



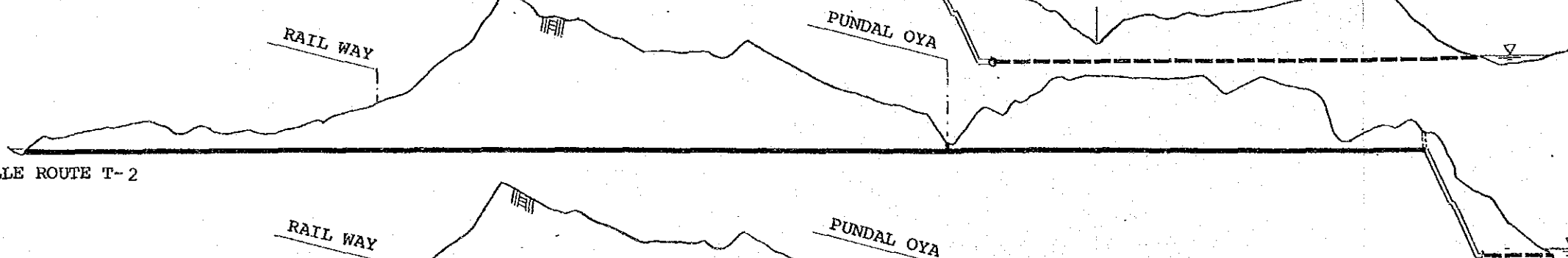
CALEDONIA ROUTE C-3



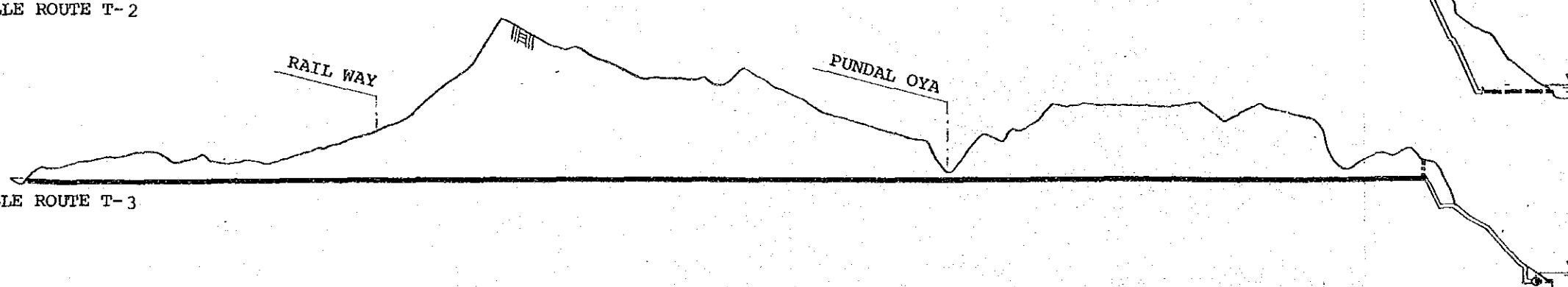
TALAWAKELLE ROUTE T-1



TALAWAKELLE ROUTE T-2

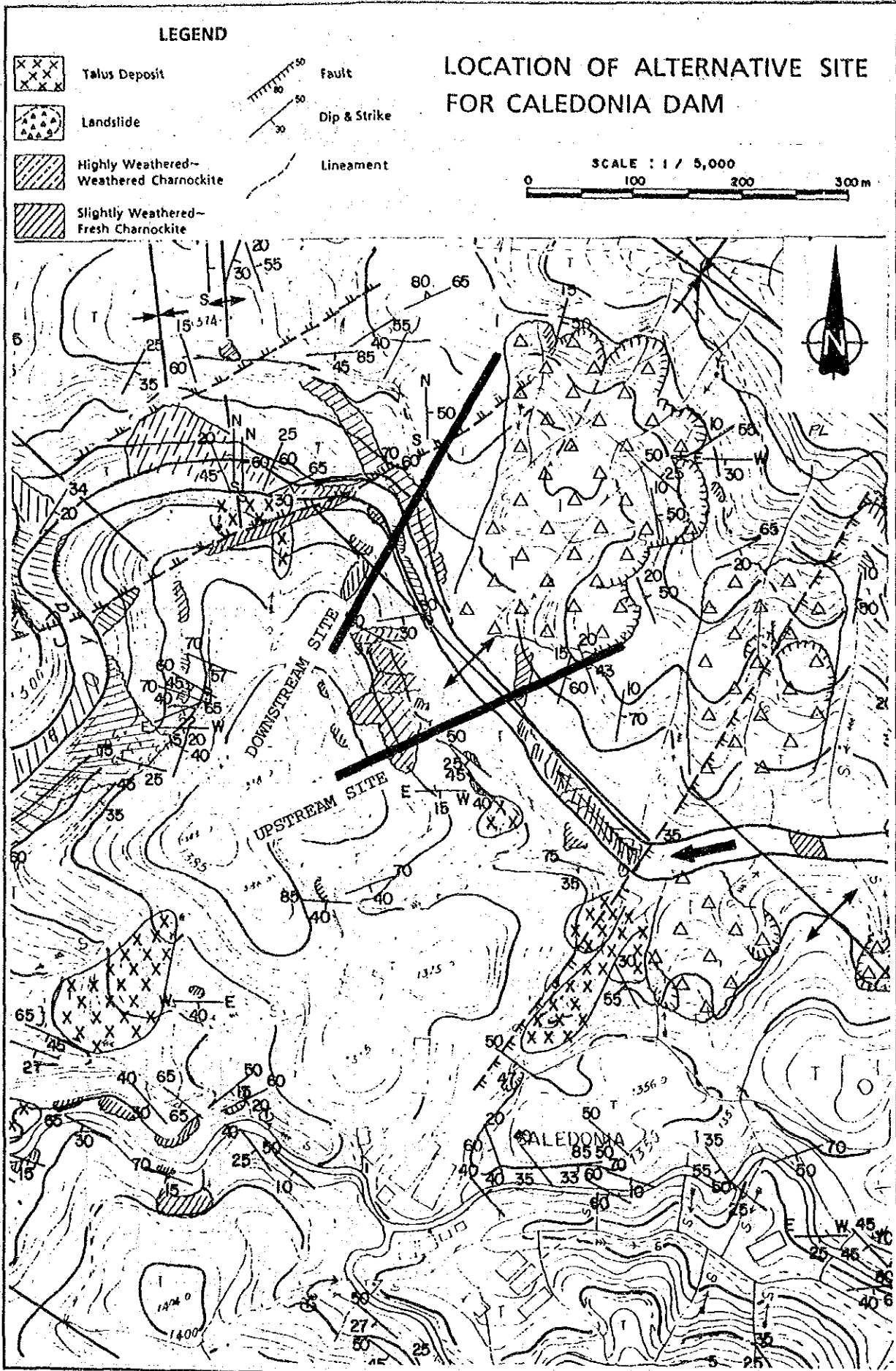


TALAWAKELLE ROUTE T-3

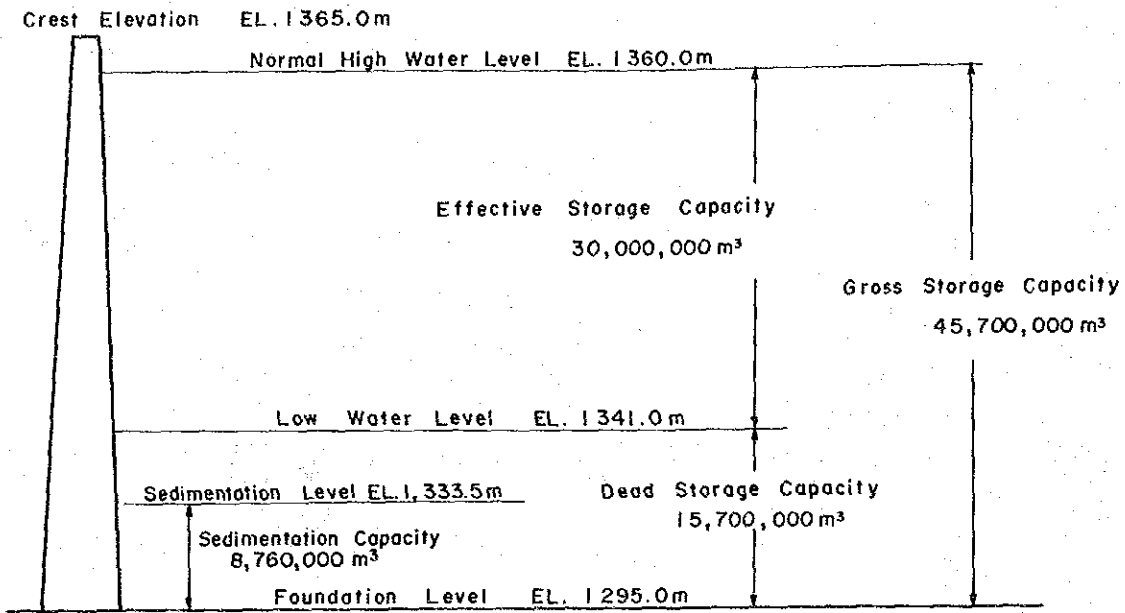


H=1 : 50,000
V=1 : 25,000

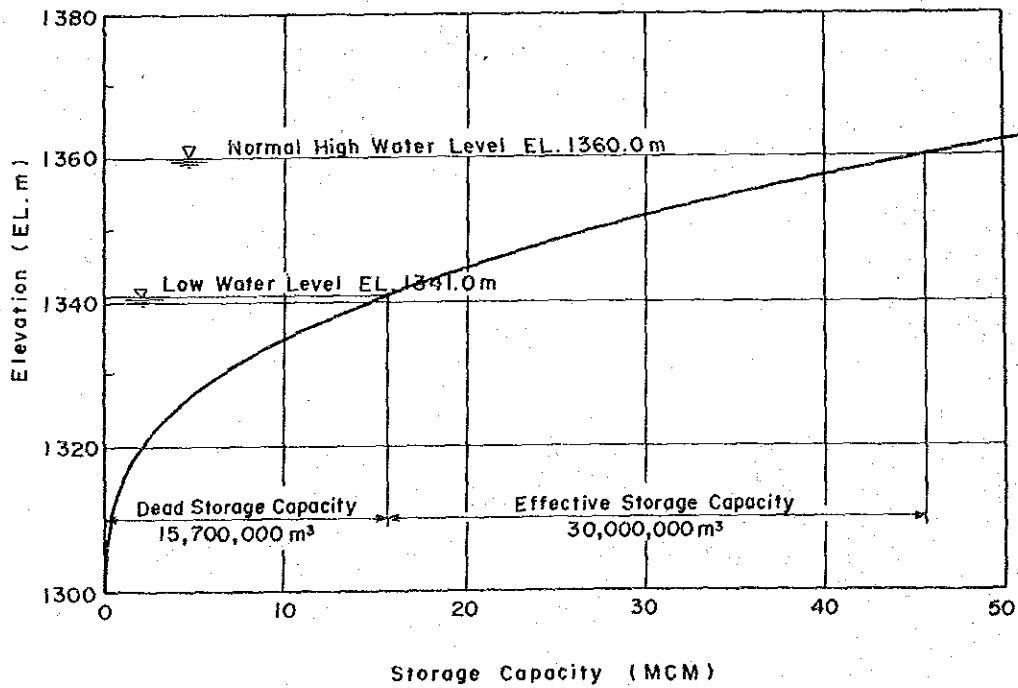
- HEADRACE TUNNEL
- ==== PENSTOCK
- TAILRACE TUNNEL
- ! SURGE TANK
- o POWER STATION



STORAGE CAPACITY ALLOCATION FOR PROPOSED CALEDONIA RESERVOIR

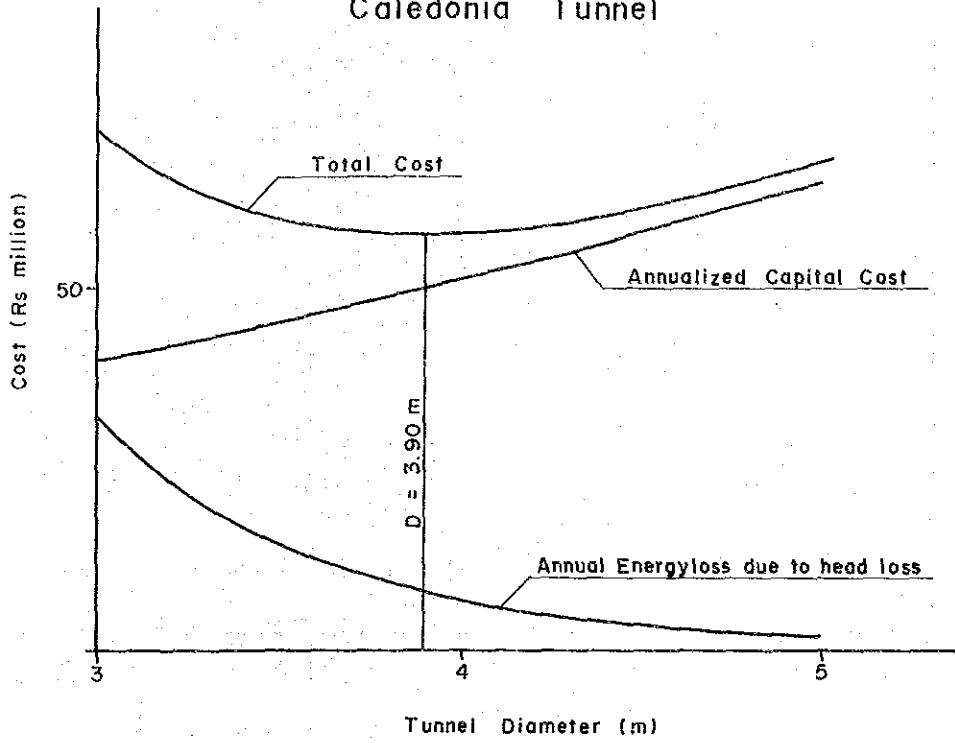


ELEVATION - STORAGE CAPACITY FOR PROPOSED CALEDONIA RESERVOIR

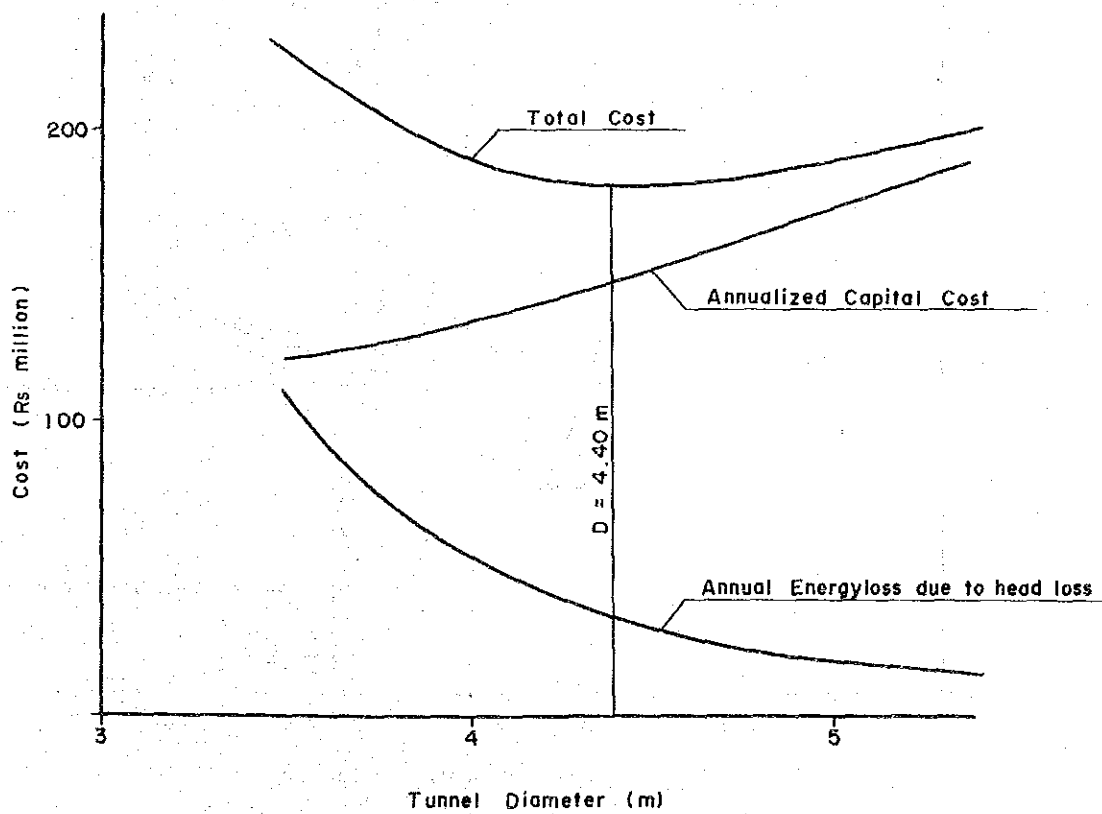


DETERMINATION OF OPTIMUM TUNNEL DIAMETER

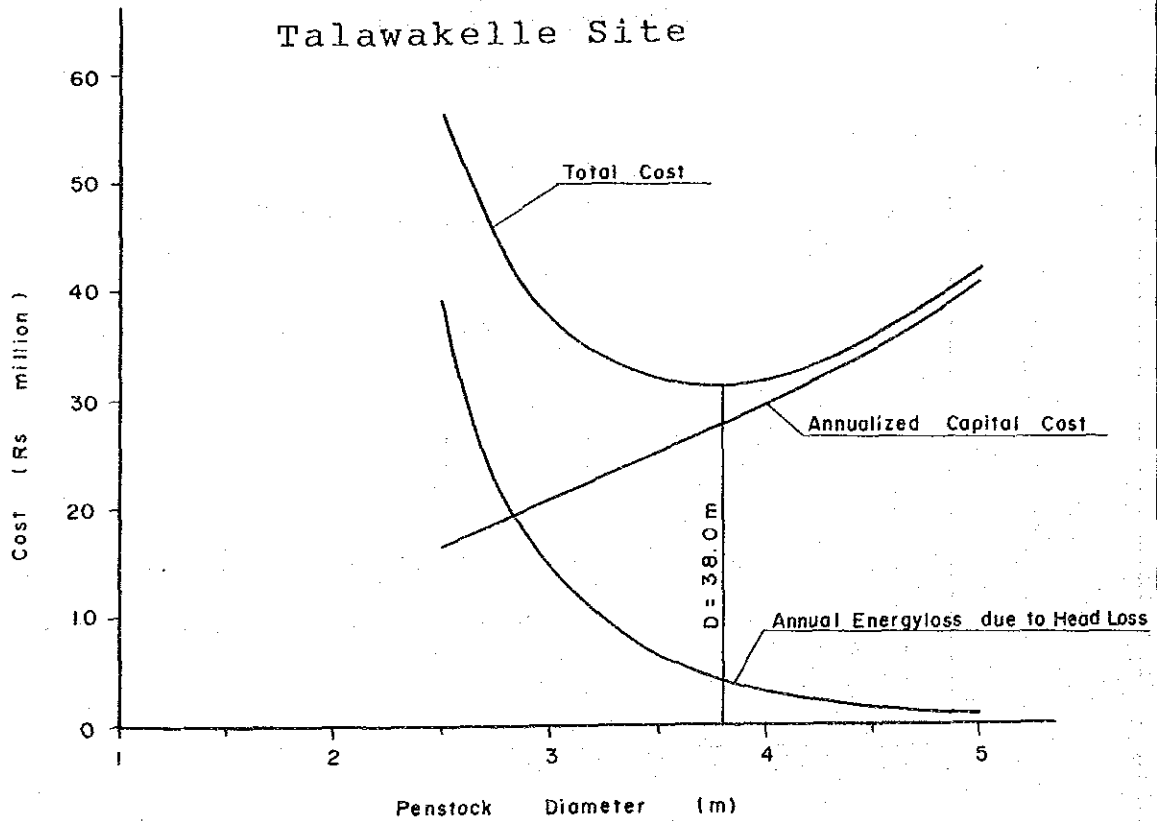
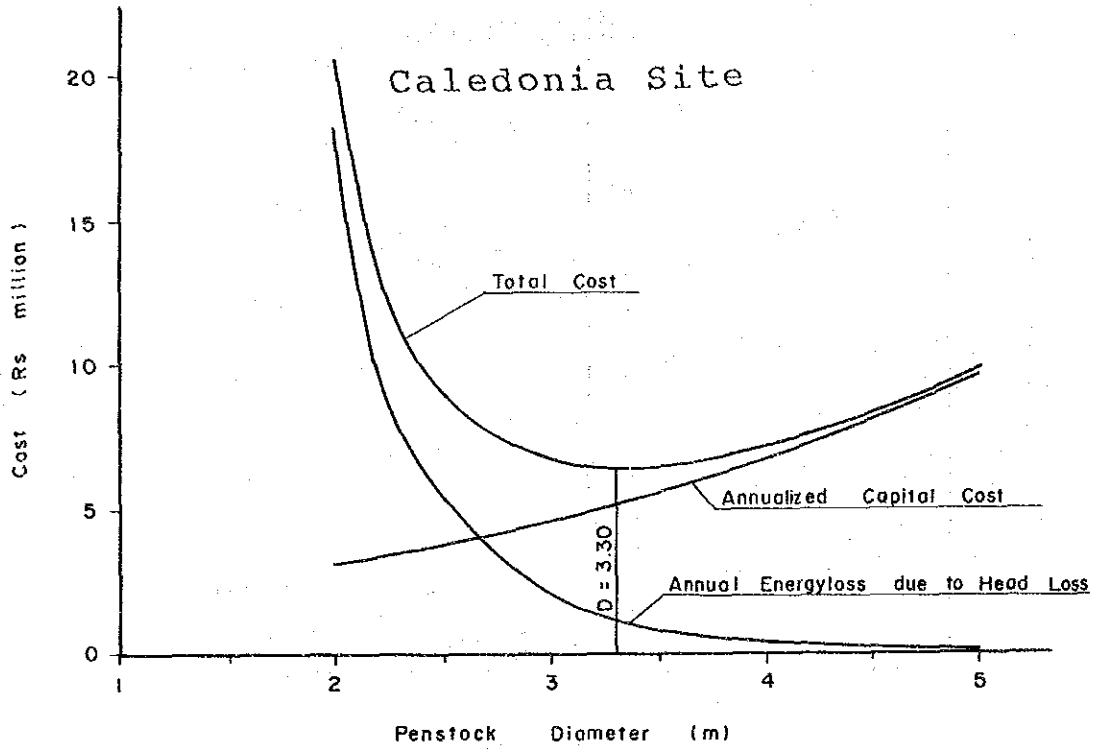
Caledonia Tunnel



Talawakelle Tunnel



DETERMINATION OF OPTIMUM PENSTOCK DIAMETER



PROJECT CONSTRUCTION SCHEDULE

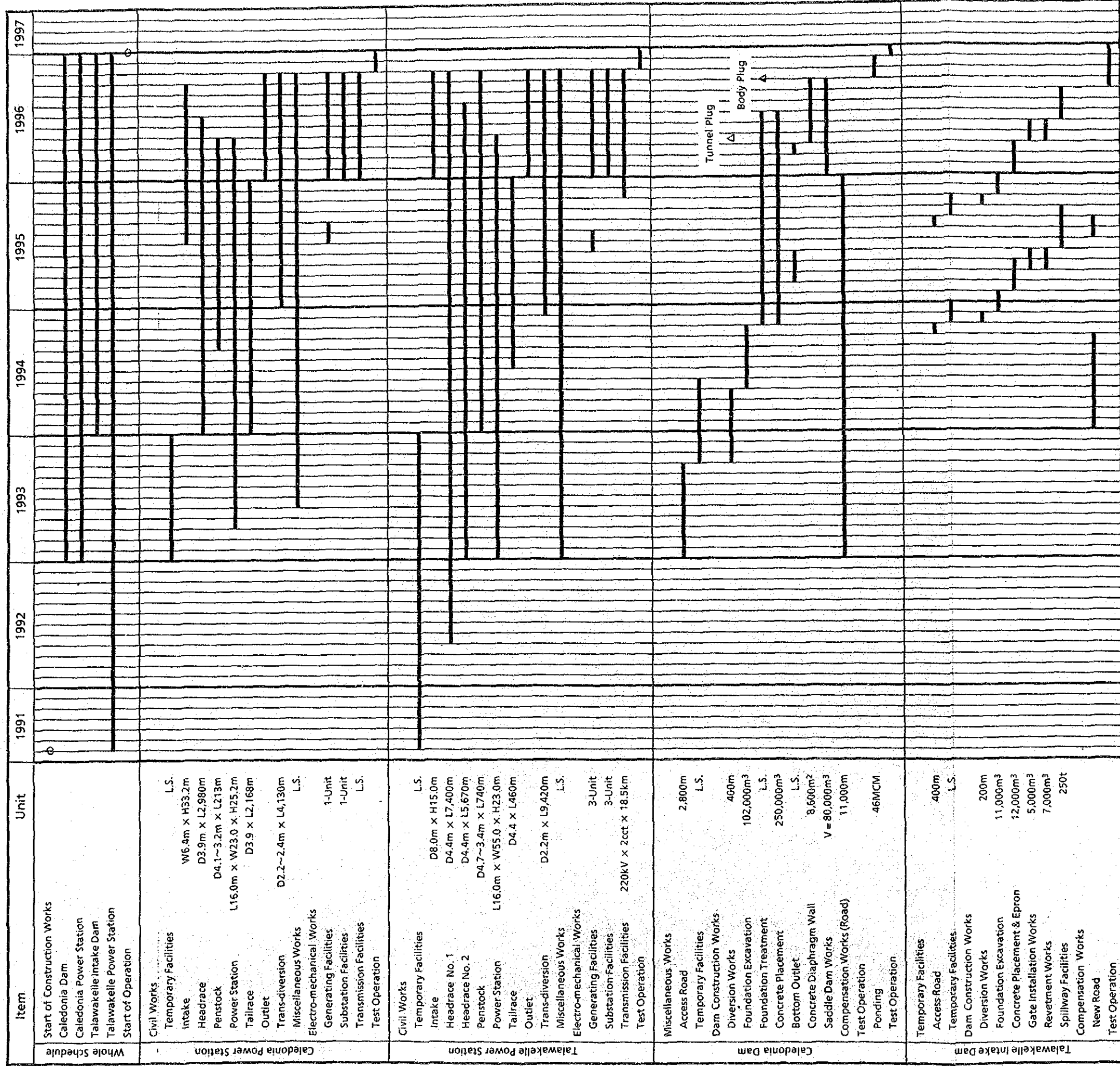
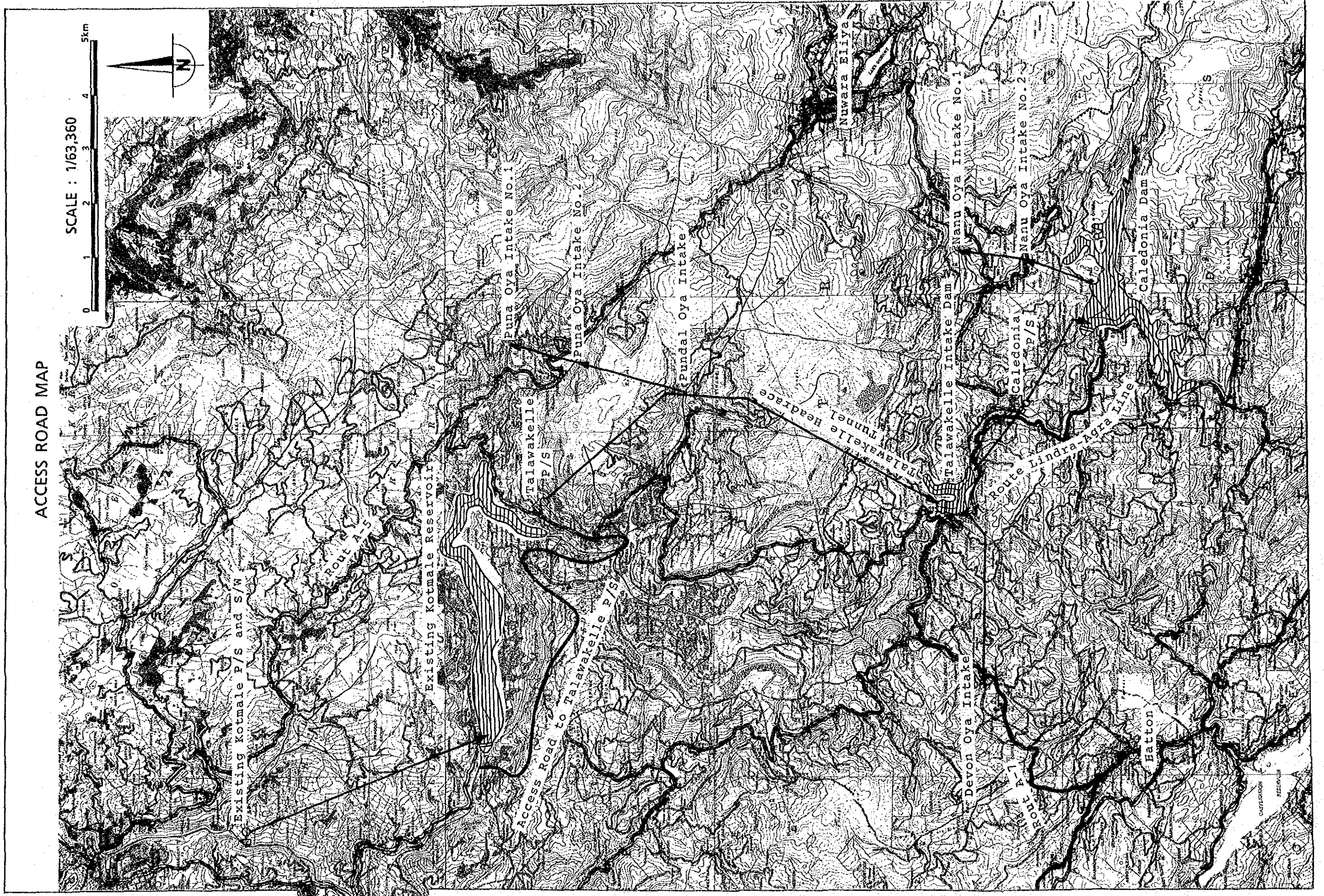


FIG.6.1-1
全体工事工程



ACCESS ROAD MAP

SCALE : 1/63,360

