No. 2

国際協力事業団

インド国
マハラシュトラ州灌漑局

マハラシュトラ州揚水発電開発調査

最終報告書

1998年3月

JICA LIBRARY
J 1142079 [1]

電源開発株式会社
株式会社パシフィックコンサルタンツインターナショナル

鉱調資
CR(3)
98－027 1/2

国際協力事業団

インド国

マハラシュトラ州灌漑局

マハラシュトラ州揚水発電開発調査

最終報告書

1998年3月

電源開発株式会社

株式会社パシフィックコンサルタンツインターナショナル

1142079 [1]

序　文

日本国政府は、インド政府の要請に基づき、同国マハラシュトラ州揚水発電開発調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成6年9月から平成10年3月までの間、5回にわたり電源開発株式会社の牛島照美を団長とし、株式会社パシフィックコンサルタンツインターナショナルの団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インド政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

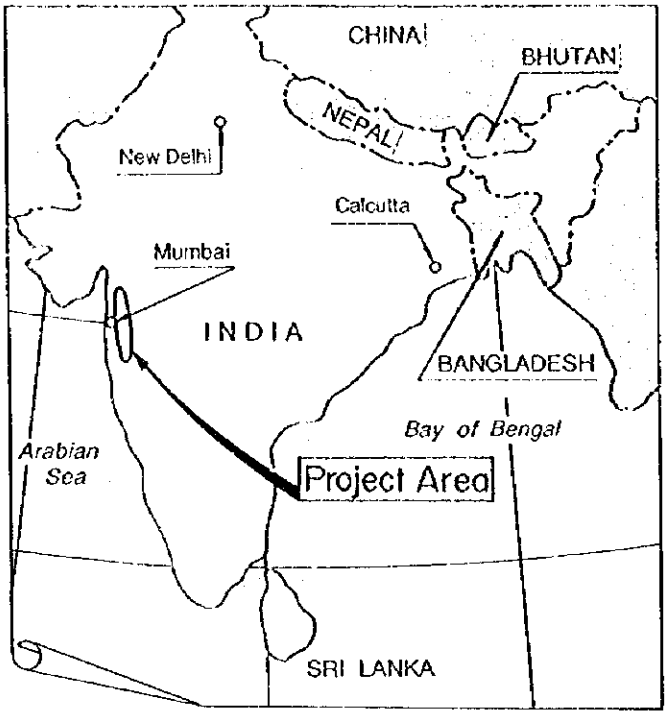
この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

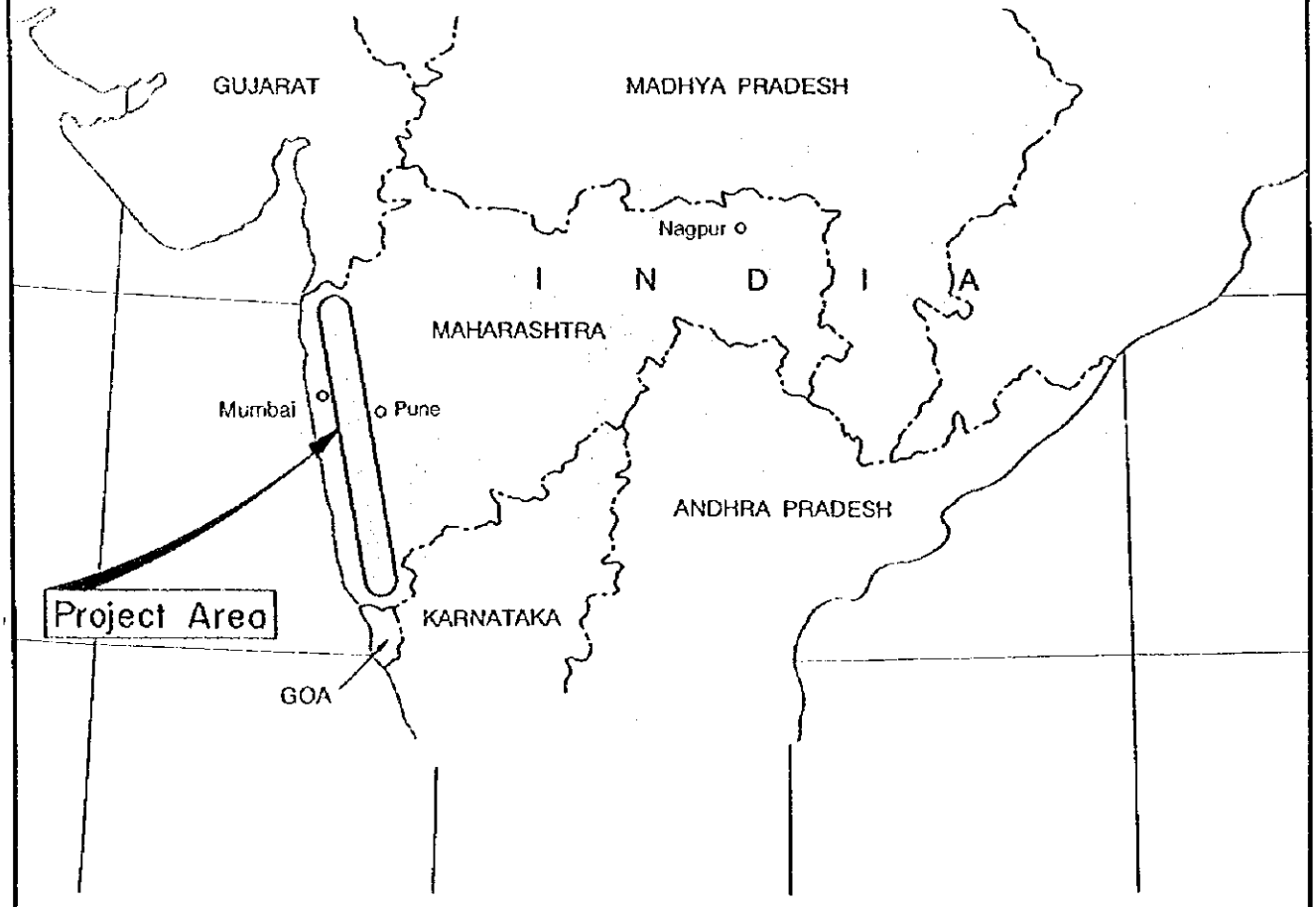
終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成10年　3月

国際協力事業団
総裁 藤田　公郎

LOCATION MAP





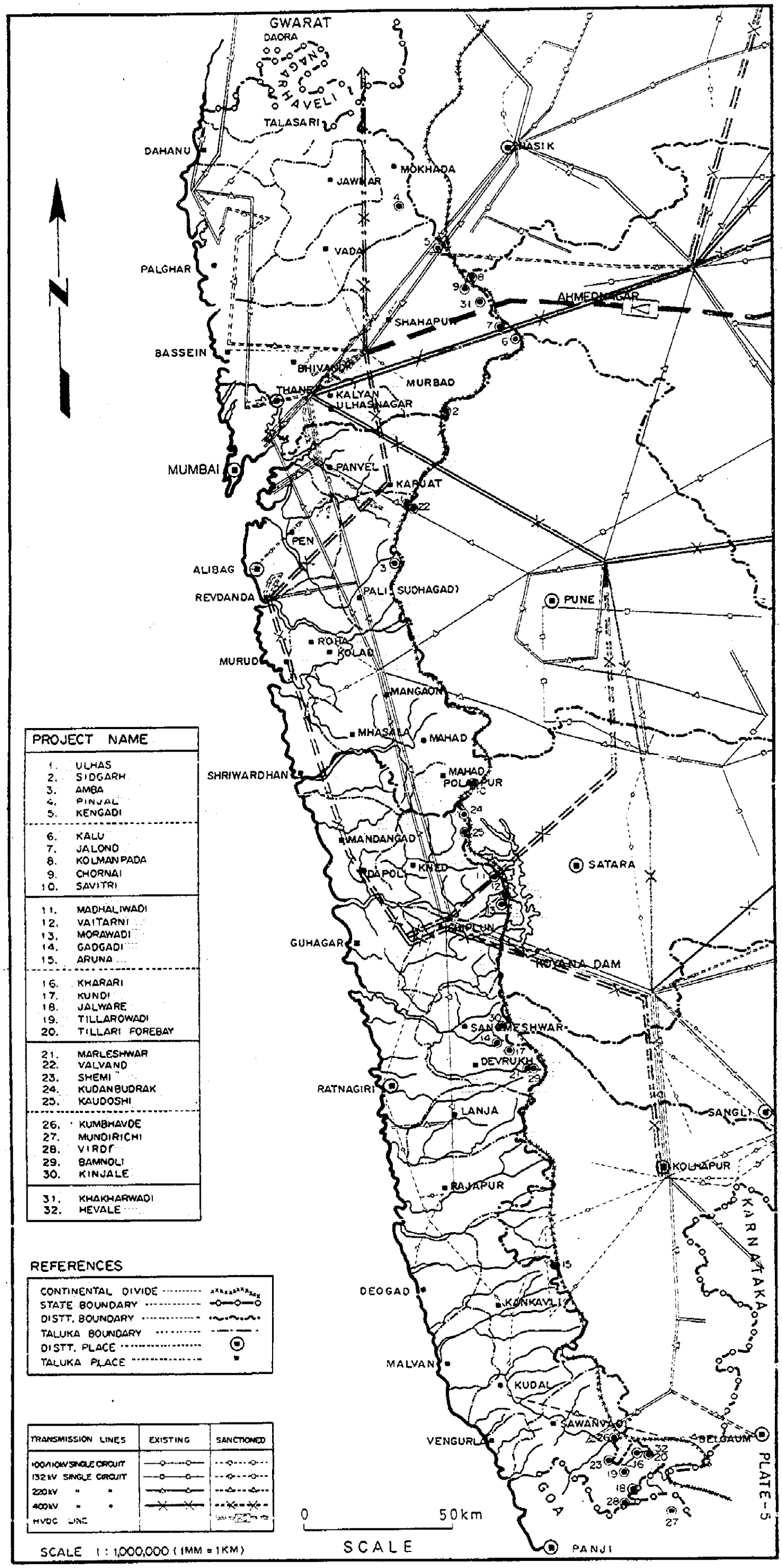
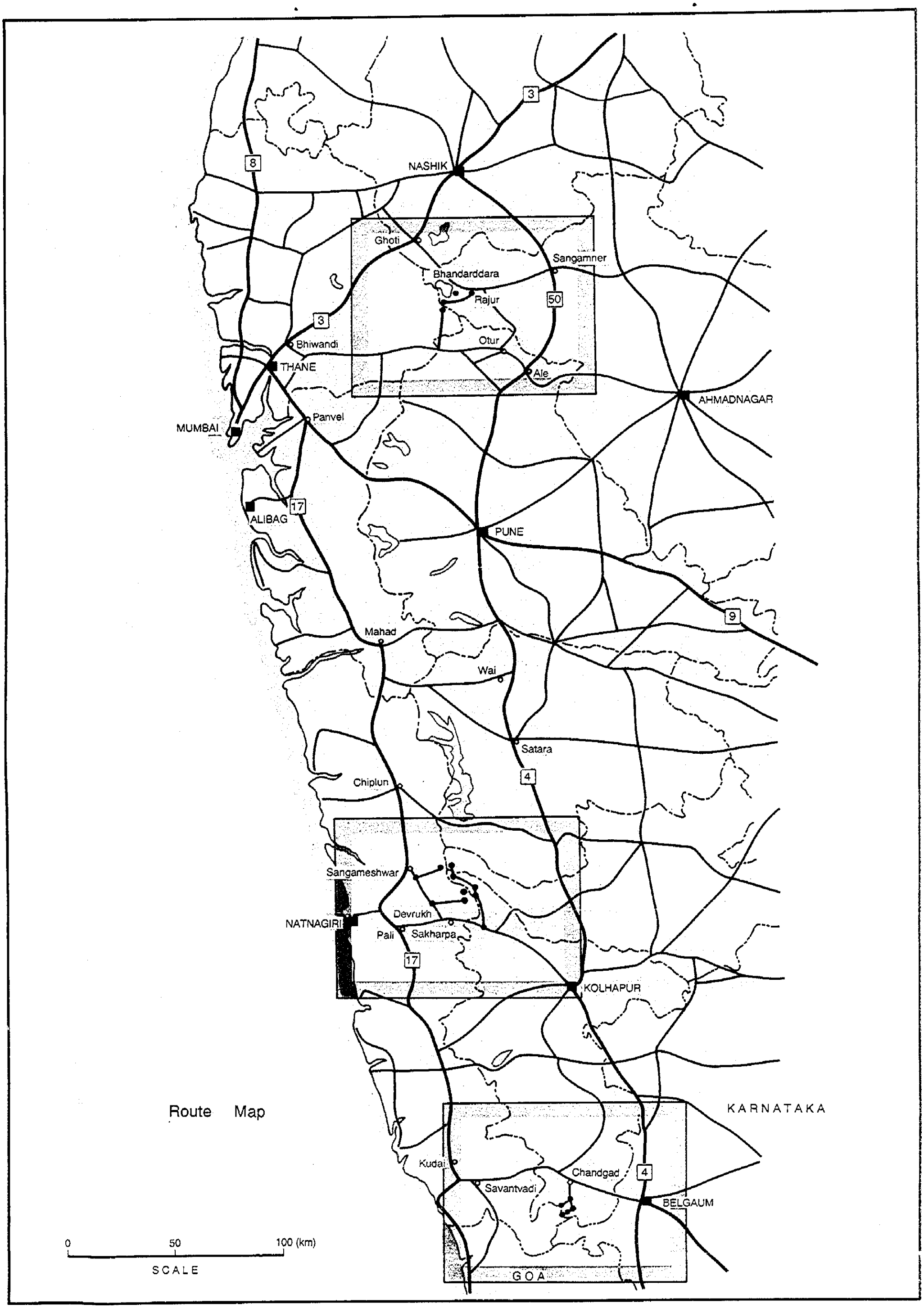
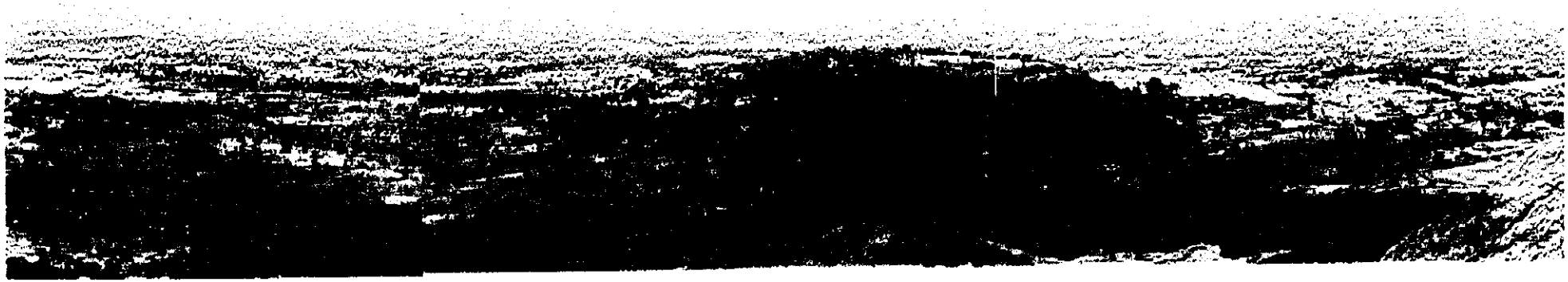

GWARAT
DAORA
DADRA NAGAR HAVELI
TALASARI
DAHANU
NASIK
MOKHADA
JAWHAR
VADA
PALGHAR
AHMEDNAGAR
SHAHAPUR
BASSEIN
BHIVANDI
MURBAD
THANE
KALYAN
ULHASNAGAR
MUMBAI
PANVEL
KARJAT
PEN
ALIBAG
REVDANDA
PALI (SUDHAGAD)
PUNE
ROHA
KOLAD
MURUD
MANGAON
MHASALA
MAHAD
SHRIWARDHAN
MAHAD
POLADPUR
MANDANGAD
KHED
DAPOLI
SATARA
GUHAGAR
KOYANA DAM
SANGMESHWAR
DEVRUKH
RATNAGIRI
LANJA
SANGLI
KOLHAPUR
RAJAPUR
KARNATAKA
DEOGAD
KANKAVLI
MALVAN
KUDAL
SAWANTWADI
VENGURLA
BELGAUM
GOA
PANJI
0
50km
SCALE
PROJECT NAME
1. ULHAS
2. SIDGARH
3. AMBA
4. PINJAL
5. KENGADI
6. KALU
7. JALOND
8. KOLMANPADA
9. CHORNAI
10. SAVITRI
11. MADHALIWADI
12. VAITARNI
13. MORAWADI
14. GADGADI
15. ARUNA
16. KHARARI
17. KUNDI
18. JALWARE
19. TILLAROWADI
20. TILLARI FOREBAY
21. MARLESHWAR
22. VALVAND
23. SHEMI
24. KUDANBUDRAK
25. KAUDOSHI
26. KUMBHAVDE
27. MUNDIRICHI
28. VIRDI
29. BAMNOLI
30. KINJALE
31. KHAKHARWADI
32. HEVALE
REFERENCES
CONTINENTAL DIVIDE
STATE BOUNDARY
DISTT. BOUNDARY
TALUKA BOUNDARY
DISTT. PLACE
TALUKA PLACE
TRANSMISSION LINES
EXISTING
SANCTIONED
100/110KV SINGLE CIRCUIT
132 kV SINGLE CIRCUIT
220 kV
400 kV
HVDC LINE
SCALE 1 : 1,000,000 (1MM = 1KM)

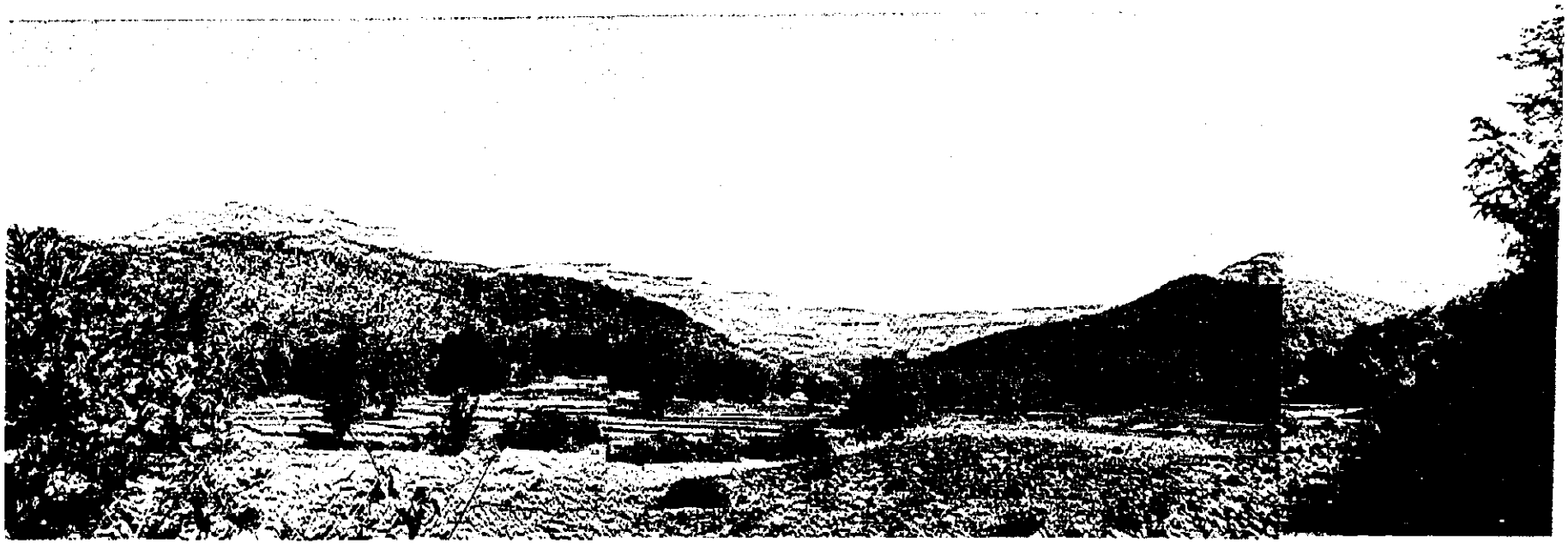
PLATE-5


Route Map
NASHIK
Ghoti
Sangamner
Bhandarddara
Rajur
Otur
Ale
Bhiwandi
THANE
MUMBAI
Panvel
AHMADNAGAR
ALIBAG
PUNE
Mahad
Wai
Satara
Chiplun
Sangameshwar
NATNAGIRI
Devrukh
Pali
Sakharpa
KOLHAPUR
KARNATAKA
Kudal
Chandgad
Savantvadi
BELGAUM
GOA
3
8
50
17
9
4
0
50
100 (km)
SCALE



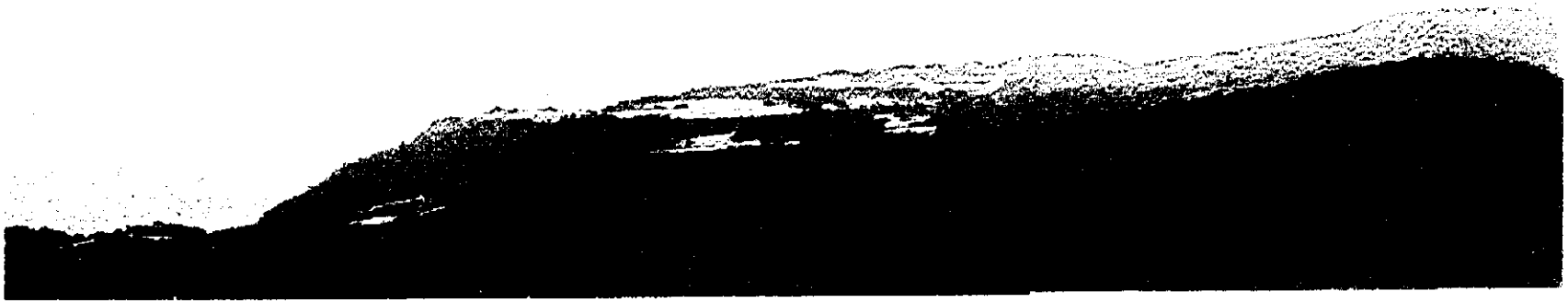
Jalond: Upper reservoir (Panoramic view from the left hill near Kumshet)

Mareshwar: Upper reservoir
(Panoramic view from the left bank of main dam)



Mareshwar: Lower reservoir
(View from the dam axis to reservoir area)

Tillari Forebay: Upper reservoir, Hevale: Lower reservoir and Upper reservoir
(Panoramic view from the left bank of upper reach)



Hevale: Upper reservoir
(Panoramic view from the top of the mountain to the east)

ABBREVIATION

1. Countries

GOI	Government of India

2. Domestic Organizations

GOMID	Government of Maharashtra, Irrigation Department
MSEB	Maharashtra State Electricity Board
SOI	Survey of India
SBI	State Bank of India
EIV	Economic Intelligence Unit
BNHS	Bombay Natural History Society
BSES	Bombay Suburban Electricity Supply Ltd.
MOP	Ministry of Power
CEA	Central Electricity Authority
SEB	State Electricity Board
NHPC	National Hydro Power Cooperation
NTPC	National Thermal Power Cooperation
TATA	TATA Electric Companies
DPC	Dabhol Power Company
MOEF	Ministry of Environment and Forests

3. International and Foreign Organizations

JICA	Japan International Cooperation Agency
OECF	Overseas Economic Cooperation Fund, Japan
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
WB	World Bank
ADB	Asian Development Bank
IMF	International Monetary Fund

4. Technical Terms

C.A.	Catchment Area
PMF	Probable Maximum Flood
PMP	Probable Maximum Precipitation
HWL	High Water Level
LWL	Low Water Level
IWL	Intake Water Level

TWL	Tailrace Water Level
SIL	Standard Intake Level
STL	Standard Tailrace Level
FRL	Full Reservoir Level
MDDL	Maximum Draw Down Level
EL	Elevation (m) above sea Level
EIA	Environmental Impact Assessment
P/S	Power Station
S/S	Sub Station
T/G	Turbine and Generator
T/L	Transmission Line
T/D	Transmission and Distribution
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
cct	Circuit
S/Y	Switchyard
GIS	Gas Insulated Switchgear
O&M	Operation and Maintenance
IPP	Independent Power Producer
PIS	Preliminary Investigation Report

5. Measurement

(1) Length

mm	Millimeter
cm	Centimeter
m	Meter
km	Kilometer

(2) Area

cm^2	Square centimeter
m^2	Square meter
ha	Hectar
km^2	Square kilometer

(3) Volume

cm^3	Cubic centimeter
l	Liter
kl	Kiloliter

m^3	Cubic meter
MCM	Million cubic meter
BOE	Barrels of oil equivalent

(4) Weight

g	Gram
kg	Kilogram
ton or t	Metric ton
TOE	Ton oil equivalent
kgoe	Kilogram oil equivalent

(5) Time

s or sec.	Second
min	Minute
h	Hour
d	Day
M	Month
yr	Year
FY	Fiscal Year

(6) Meteorology

°C	Degree in centi-grade
°K	Degree in kelvin-grade
mb	Milibar
hp	Hecto Pascal

(7) Electrical Measures

V	Volt
kV	Kilovolt
A	Ampare
Hz	Hertz(cycle)
W	Watt
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowatt hour
MWh	Megawatt hour

GWh	Gigawatt hour
kVA	Kilovolt ampare

(8) Others

Btu	British thermal unit
rpm	Round per minute
%	Percentage
Lu	Lugeon

6. Economic Evaluation Terms

GDP	Gross Domestic Production
GRDP	Gross Regional Domestic Production
B/C	Benefit Cost Ratio
B-C	Net Benefit
EIRR	Economic Internal Rate of Return
FIRR	Financial Internal Rate of Return
ARI	Accounting Rate of Interest
DSC	Debt Service Coverage Ratio
IDS	Interest During Construction
CIF	Cost, Insurance and Freight
FOB	Free on Board
IRR	Internal Rate of Return
EDR	Equalizing Discount Rate
SCF	Standard Conversion Factor
LRMC	Long-Run Marginal Cost
OCR	Ordinary Capital Resources
GAAP	Generally Accepted Accounting Principles
F/C	Foreign Currency
L/C	Local Currency
US$ or $	US Dollar
M.US$	Million US Dollar
US¢ or ¢	US cent
Rs	Indian Rupee
paise	Rs0.01
¥	Japanese Yen

目　次

第１章　序論 …… 1-1
1.1　諸元 …… 1-1
1.2　経緯・背景 …… 1-1
1.3　調査の目的、範囲および業務の内容 …… 1-3
1.3.1　調査の目的 …… 1-3
1.3.2　調査対象地域および範囲 …… 1-3
1.3.3　調査の内容 …… 1-4
1.4　現地作業業務 …… 1-11
1.5　関係者リスト …… 1-13
1.6　収集資料リスト …… 1-16

第２章　マハラシュトラ州の一般概要 …… 2-1
2.1　地理 …… 2-1
2.2　気候 …… 2-2
2.3　人口 …… 2-2
2.4　マクロ経済・エネルギー分野 …… 2-3
2.4.1　マクロ経済 …… 2-3
2.4.2　エネルギー・電力セクター政策と課題 …… 2-5

第３章　電気事業の現況 …… 3-1
3.1　電力の現状 …… 3-1
3.2　インドの電気事業組織 …… 3-2
3.3　電力供給設備の現状 …… 3-6
3.3.1　一般的事項 …… 3-6
3.3.2　マハラシュトラ州における電力消費 …… 3-6
3.3.3　マハラシュトラ州における既設電力設備調査 …… 3-9

第４章　電力需要供給計画 …… 4-1
4.1　需要想定および電源開発計画に関する資料の収集とレビュー …… 4-1
4.2　電源開発計画とその現状 …… 4-1
4.3　日負荷曲線予測 …… 4-1

第５章　マハラシュトラ州の揚水発電ポテンシャル ····· 5-1
5.1　揚水原資の検討 ····· 5-1
5.2　電力系統の安定度の確認 ····· 5-3

第６章　優先プロジェクトの選定 ····· 6-1
6.1　第一次インベントリー調査 ····· 6-1
6.1.1　概要 ····· 6-1
6.1.2　第一次インベントリー計画案作成の手法 ····· 6-1
6.1.3　プロジェクト・レイアウトの概念 ····· 6-3
6.1.4　工事数量の算定 ····· 6-4
6.1.5　工事単価 ····· 6-4
6.1.6　プロジェクト・コスト ····· 6-4
6.1.7　予備的な経済性評価 ····· 6-4
6.1.8　第一次インベントリーの結論 ····· 6-5
6.2　第二次インベントリー調査 ····· 6-21
6.2.1　一般的事項 ····· 6-21
6.2.2　貯水池容量 ····· 6-21
6.2.3　Tillari Forebay 揚水発電計画 ····· 6-22
6.2.4　Marleshwar 揚水発電計画 ····· 6-24
6.2.5　Kinjale 揚水発電計画 ····· 6-25
6.2.6　Hevale 揚水発電計画 ····· 6-26
6.2.7　第二次インベントリー調査の結論 ····· 6-27

第７章　計画地域および周辺の一般概況 ····· 7-1
7.1　自然環境 ····· 7-1
7.2　社会環境 ····· 7-2

第８章　プロジェクトサイトへのアクセス ····· 8-1
8.1　アクセス道路の一般状況 ····· 8-1
8.2　Joland ····· 8-2
8.2.1　上池 ····· 8-2
8.2.2　下池 ····· 8-2
8.3　Marleshwar ····· 8-3
8.3.1　上池 ····· 8-3
8.3.2　下池 ····· 8-4

8.4 Hevale ····· 8-5
8.4.1 上池 ····· 8-5
8.4.2 下池 ····· 8-5

第 9 章 地形図 ····· 9-1
9.1 地形図作成 ····· 9-1
9.1.1 目的 ····· 9-1
9.1.2 作業項目および数量 ····· 9-1
9.1.3 測量の基準 ····· 9-1
9.1.4 業務計画 ····· 9-2
9.2 業務内容の変更 ····· 9-3

第 10 章 地 質 ····· 10-1
10.1 地質概要 ····· 10-1
10.1.1 インド亜大陸の地質とマハラシュトラ州の地質 ····· 10-1
10.1.2 各サイトの地質 ····· 10-12
10.2 地質調査工事 ····· 10-25
10.2.1 調査項目と数量 ····· 10-25
10.2.2 Jalond Site ····· 10-32
10.2.3 Marleshwar Site ····· 10-34
10.2.4 Hevale Site ····· 10-43

第 11 章 気象および水文 ····· 11-1
11.1 概要 ····· 11-1
11.2 入手データ ····· 11-2
11.3 降雨量の検討 ····· 11-3
11.4 低水量解析 ····· 11-7
11.5 洪水量 ····· 11-9
11.6 蒸発および浸透による損失量 ····· 11-12
11.7 堆砂量 ····· 11-13

第 12 章 環境影響調査 ····· 12-1
12.1 概要 ····· 12-1
12.2 目的 ····· 12-1
12.3 制度面での取組み ····· 12-2
12.3.1 関係部局及び法制面のフレームワーク ····· 12-2

12.3.2 環境関連許認可申請の手続き ····· 12-5
12.4 環境影響調査に係る方法 ····· 12-8
12.4.1 環境影響調査のためのガイドライン ····· 12-8
12.4.2 調査地域の定義 ····· 12-9
12.5 現況調査結果 ····· 12-10
12.5.1 物理的側面 ····· 12-10
12.5.2 動植物調査 ····· 12-17
12.5.3 社会、経済及び文化 ····· 12-25
12.6 環境影響評価 ····· 12-31
12.6.1 概要 ····· 12-31
12.6.2 Hevale サイト ····· 12-32
12.6.3 Jalond サイト ····· 12-35
12.6.4 Marleshwar サイト ····· 12-37
12.6.5 環境影響マトリックス ····· 12-39
12.7 環境緩和策および環境管理計画 ····· 12-42
12.7.1 概要 ····· 12-42
12.7.2 Hevale サイト ····· 12-42
12.7.3 Jalond サイト ····· 12-45
12.7.4 Marleshwar サイト ····· 12-47
12.7.5 モニタリング計画 ····· 12-49
12.7.6 環境緩和策及びモニタリング計画の実施に必要なコスト ····· 12-50
12.8 結論 ····· 12-53

第 13 章 今後の調査 ····· 13-1
13.1 概要 ····· 13-1
13.2 地質調査 ····· 13-1
13.2.1 地質調査計画 ····· 13-1
13.2.2 将来計画 ····· 13-7
13.3 水文調査 ····· 13-7
13.4 環境影響調査 ····· 13-7
13.5 電力調査 ····· 13-9
13.5.1 電力計画 ····· 13-9
13.5.2 送電計画 ····· 13-10
13.5.3 電力設計 ····· 13-10

13.6 プレFS設計、主要構造物の概念設計 ····· 13-11
13.6.1 概要 ····· 13-11
13.6.2 主要構造物の概略設計 ····· 13-11
13.7 概算土木工事費算定 ····· 13-15
13.8 建設工事費および建設工程 ····· 13-15
13.8.1 工事項目 ····· 13-15
13.8.2 積算条件 ····· 13-15
13.8.3 建設工程 ····· 13-18
13.9 財務、経済分析 ····· 13-25
13.9.1 分析の枠組み ····· 13-25
13.9.2 分析の手順 ····· 13-27
13.9.3 分析計量モデルの構築とパラメーター ····· 13-27
13.9.4 財務分析 ····· 13-30
13.9.5 経済分析 ····· 13-32

第1章　序　論

目　次

第1章　序論 …… 1-1
1.1　諸元 …… 1-1
1.2　経緯・背景 …… 1-1
1.3　調査の目的、範囲および業務の内容 …… 1-3
1.3.1　調査の目的 …… 1-3
1.3.2　調査対象地域および範囲 …… 1-3
1.3.3　調査の内容 …… 1-4
1.4　現地作業業務 …… 1-11
1.5　関係者リスト …… 1-13
1.6　収集資料リスト …… 1-16

LIST OF FIGURES

Figure.1.3 -1 Location of Pumped Storage Projects in Maharashtra

第1章　序　論

1.1　諸　元

本調査は、国際協力事業団（JICA）の技術協力の一環として、インド国マハラシュトラ州において将来フィージビリティ調査の対象となる、揚水発電開発プログラムを確定するため、揚水発電マスタープランを策定し、その中で有望数地点のプレ・フィージビリティ調査を行う目的で1991年9月より開始された。

しかしながら、プレ・フィージビリティ調査対象地点3ヶ地点のうち2ヶ地点が環境保護区の一部に位置していることが、マハラシュトラ州森林局より指摘され、さらにこの地点での詳細調査（地質調査）を中止するように指示を受けた（1995年12月）。またプレフィージビリティ調査対象3地点の航空写真測量を実施したが、地形図の国外持ち出しの許可がインド政府より出なかったため、日本国内でのプレ・フィージビリティ調査の実施が出来なくなった。

本最終報告書は1994年9月から1998年3月にわたって現地および日本国内で実施された調査の結果をまとめたものである。本最終報告書は以下の3部からなっている。

Volume I	要約版
Volume II	メインレポート
Volume III	付属レポート

1.2　経緯・背景

マハラシュトラ州はインド西部に位置し、国内最大の商業都市ムンバイ(Mumbai)を抱える人口 78.7 百万人の州である。マハラシュトラ州は過去5年の電力需要は年率8.5%の高率で増加しており1993年3月までにおける最大電力需要は6,828MWにのぼる。

一方マハラシュトラ州の設備出力は1994年末で9,324MWであった。うち約81%を石炭焚きを主とする火力発電所が占める。これら火力設備はベース電力供給を目的としているが、現在負荷追従運転を余儀なくされており、そのため設備が著しく劣化している。

マハラシュトラ州はピーク需要対応に有効な貯水池式水力発電所の有望地点が枯渇しているが、同州西部は、南北に急峻な山脈が連なり、その地勢的特徴から揚水発電

計画の適地が豊富である。

マハラシュトラ州の電源構成は、火力・ガスタービン発電（81%）に集中しているが、今後の開発計画によれば電源構成は、火力・ガスタービン発電の割合が更に強まり、需要予測の面からはピーク負荷とオフ・ピーク負荷の差が増大するものと予想される。

このため、起動停止、負荷追従性にすぐれた揚水発電所を投入することで、火力発電設備の高効率定負荷連続運転を促進するとともに、火力発電設備にとって過酷な負荷追従運転を回避することが可能となり、設備の安全性の確保および信頼性の向上を図り、電源供給信頼度の向上、電源設備全体での高効率運用を図ることが求められている。

インド国政府はマハラシュトラ州の高効率な電源設備運用を図る目的の一環として、マハラシュトラ州コンカン地域の揚水発電計画マスタープラン調査の実施を日本政府に要請した。

日本政府は本計画の技術援助供与について同意し、1994年2月に足立隼夫（JICA、国際協力専門員）を団長とするJICA事前調査団をインド国に派遣した。

事前調査団は現地視察、資料収集を行うと共に担当機関であるマハラシュトラ州灌漑局(GOMID)と協議を行い、本計画のマスタープラン調査に係る協定書(Scope of Work)を作成し、1994年2月11日その内容について最終合意し、調印した。

JICAは本調査を遂行するため、所定の書類審査業務を経て電源開発株式会社を幹事会社とする株式会社パシフィックコンサルタンツインターナショナルとの共同企業体を選定し、その業務実施契約を締結した。

上記契約に基づいて牛島照美（電源開発）を総括とする本格調査団は1994年9月より本調査を開始した。調査団は資料収集、既往調査のレビュー、マスタープラン調査、水文調査、地質調査工事、環境影響調査等を実施した。

本調査の現地調査業務はGOMIDの協力を得て、GOMIDのカウンターパートと共に実施した。同時に、調査団は現地での調査業務期間を通じてGOMIDの技術者に対して技術移転を行った。さらに、JICAは本調査期間中GOMIDの技術者2名を日本に招聘し、カウンターパート研修を実施した。

本調査のすべての業務は1998年3月に完了した。

1.3 調査の目的、範囲および業務の内容

1.3.1 調査の目的

調査の目的はマハラシュトラ州において、将来フィージビリティ調査の対象となる、揚水発電開発プログラムを確定するため、揚水発電開発マスタープランを策定し、その中で有望地点のプレ・フィージビリティ調査を行うことである。

また、GOMID 技術者に対して揚水発電に関する技術移転を行うことを目的とする。

1.3.2 調査対象地域および範囲

(1) 調査対象地域

調査対象地域は、マハラシュトラ州の海岸地域であるコンカン地区である。

GOMID は、対象地域であるコンカン地区（海岸地区）について既に図上調査を実施しており、素材としての揚水発電候補地点を抽出している。中央政府電力省のリストでは最大の落差、1,065m を有するサビトリ(Savitri)から、最低の落差 58m のティラリワディ（Tillariwadi）まで 23 地点が提示されている。（Fig. 1.3-1 を参照）。

JICA 調査団はコンカン地域の地形図を利用して、新たに 9 ヶ地点の揚水発電計画を抽出した。上記 32 地点を調査対象地点とした。

(2) 調査の範囲

調査の範囲は揚水発電開発を目的とした開発調査である。調査の範囲は当初次の 3 段階に分けて実施する予定であった。

1) マスタープラン調査
2) 現地詳細調査
3) プレ・フィージビリティ調査

しかしながら、一部の調査対象地域が森林保護地域に位置し、地質調査工事を一部中止しなければならなかったこと、航空写真測量結果の 1:10,000 地形図の国外持ち出しの許可がインド政府からおりなかったことから、上記 1)マスタープラン調査、および一部の地質調査工事を除く 2)詳細現地調査を実施した。

1.3.3 調査の内容

(1) マスタープラン調査

1) 国内準備作業

a) 関連資料、情報の収集・整理

b) インセプション・レポートの作成

調査の基本方針、調査方法、工程、調査精度等を検討し、インセプション・レポートに取りまとめた。

2) 第1次現地作業

a) インセプション・レポートの説明および協議

b) 既存資料収集

調査の実施に必要となる次の項目について資料、データ、文献等を収集した。

a. 計画地域の地質図

b. 水文、気象

c. GOMID策定の予備調査報告書

d. 電源開発計画資料

e. 環境調査資料

c) 電力調査

a. 経営および制度を含む電力供給組織の調査

b. 西部地域およびマハラシュトラ州における、既設電力設備調査

c. 既存または進行中の電源開発プロジェクト（送変電計画を含む）調査

d. 需要予測、電力開発計画等のデータ、報告書の収集および検討

e. 日負荷曲線の将来予測

f. 揚水原資（火力・原子力発電所の常時出力）

g. 揚水発電開発計画の特殊性を考慮した本開発計画の妥当性検討

d) 環境予備調査

a. 既存または進行中の電源開発プロジェクトでの、環境影響評価上の問題点の抽出

b. 環境影響評価基準、環境影響評価に伴う諸手続き等の確認

c. 森林保護法およびクリアランス取得に伴う諸手続き等の確認

d. 水利権関係法および水利権取得に伴う諸手続き等の確認

e. 現地環境保護団体、有知識者および環境NGOの行動調査とリストの作成

e) 航測図化仕様のための予備調査

航測図化仕様を決定するために国家測量庁（SOI）と協議を行い、以下の調査を行なった。

a. 測量用機材の有無とその精度

b. 図化機の有無とその精度

c. 熟練技術者の有無

d. その他必要な調査

インドにおいて、航空写真測量および地形図作成についてSOI以外に実施が許されていないため、別途契約する測量コンサルタントがSOIに再委託して行なったが、本調査団はその仕様を決定した。調査の実施に当たっては、測量コンサルタントと十分協議のうえ、本調査業務が円滑に行なわれるようにした。

f) 現地踏査（Savitri地点）

3) 第1次国内作業

a) 収集資料の分析

第1次現地作業で収集した資料データを分析した。

b) 開発計画の概要作成

資料調査段階における開発計画の概要について取りまとめた。

c) 第一次インベントリー作成

a. 既存地形図および水文・気象資料を基に、開発可能規模の推定、開発費用の概算および環境影響概略評価を加え32ヶ地点から開発可能地点の抽出を行なった。

b. 現地踏査候補地点（Jalond, Kinjale, Marleshwor, Tillari Forebay および Hovale）を選定した。

d) 航測図化仕様の決定

航測測量、地形図化範囲、測量地点等を検討し、航測図化仕様を決定した。この際、再委託の金額、発注者側の必要な人月についても検討を行なった。

4) 第２次現地作業

a) 地形調査

以下の項目について現地踏査を実施した。

a. ダムサイト適地の抽出、選定

b. ダムサイト地形の確認（河床幅、両岸の傾斜等）

c. 構造物レイアウト上の問題点の抽出

d. 工事用道路ルートの想定

b) 地質調査

マハラシュトラ州全域の地質特性を把握するとともに、各計画地点の地質上の問題点の所在を確認することを目的として現地踏査を実施した。

c) 電力調査

第１次現地作業に引き続き、資料収集および既設火力発電所および変電設備の調査を行った。

d) 水文・気象調査

a. 現地踏査

- 既設気象観測所、流量（水位）観測所の状況
- 主要地点における洪水痕跡
- 水文、気象観測機器の設置場所の検討

b. 水文、気象観測の実施計画の検討

e) 環境予備調査

a. 自然環境（地形、地質、水質、植物、動物等）の現状把握

b. 森林環境の現状把握

c. 社会環境（人口、産業、交通、景観、文化財等）の現状把握

f) 補足資料の収集

第一次現地作業に引き続き積算、経済評価にかかわる資料収集を行なった。

g) 調査用機材の調達

別途予算により地上測量用機材をJICAインド事務所にて現地調達し、GOMIDに無償供与した。

本調査団は、機材の仕様等について技術的なアドバイスを行なった。

5) 第２次国内作業

a) 第二次インベントリー作成

a. 第一次インベントリーを現地踏査結果を反映させ見直しを行なった。

b. 調整池規模および発電設備運用の概要計画、主要構造物の概念設計、設備出力の算定、年間運転時間の算定、揚水原資の確認、建設費概算、経済性の検討および環境影響概略評価等を行なった。

b) 現地詳細調査対象地点の選定

第二次インベントリー結果から、優良数地点、Jalond、Marleshwar、Hevaleの３ヶ地点を現地詳細調査の対象地点として選定した。

c) プログレス・レポートの作成

第２次現地作業および第２次国内作業の結果を踏まえ、プログレス・レポートを作成した。

d) カウンターパート研修の実施

プログレス・レポートＩの作成にあわせて、カウンターパートの要請により、カウ

ンターパート日本研修を行なった。

e) 現地詳細調査仕様書および工程表の作成

下記の項目について、現地詳細調査仕様書および工程表を作成した。

- 地質調査（再委託を含む）
- 環境影響調査
- 移転および補償調査

(2) 現地詳細調査

1) 第３次現地作業

a) プログレス・レポートＩの説明・協議

b) 環境影響調査

a. 自然環境調査（地圏、水圏、生物圏、気圏等）

b. 森林環境調査（保全林分布状況、伐採、水没対象森林、植林計画の作成等）

c. 社会環境調査（人口、産業、コミュニケーション・交通、水域とその利用、景観、保健衛生、文化財等）

上記調査はHevaleについては、Bombay Natural History Society (BNHS)が実施し、残るJalondおよびMarleshwarはGOMIDが実施した。

c) 移転および補償調査

d) 水利権取得に係る調査

e) 水文・気象調査

a. 水文・気象観測機器の設置

b. 水文・気象観測の実施

なお、上記調査はGOMID側が観測を実施し、観測データが調査団に提供された。設置箇所については、既存の観測地点の分布状況を考慮して、GOMID側と十分協議のうえ決定した。

f) 追加現地踏査

Chornai および Joland の追加現地踏査を実施した。また既設の Koyna 水力発電所の調査も実施した。

2) 第4次現地作業

a) 地質調査

Jalond, Marleshwar および Hevale 地点の地質調査工事を実施した。

しかしながら調査工事実施中マハラシュトラ州森林局より Jalond および Marleshwar 計画地点の一部が環境保護地域に含まれるとの指摘を受け Jalond の一部の調査工事は実施出来なかった。地質調査は以下の調査項目が実施された。

a. 弾性波探査

b. ボーリング調査、透水テストおよびコア試験

c. ボーリングコアの観察評価

b) 環境予備調査

GOMID および BNHS 側実施の環境影響調査の結果を入手し、内容についてレビューを行なうとともに、GOMID および BNHS 側と協議を行なった。

c) 移転および補償調査

GOMID および BNHS 側実施の移転および補償調査の結果を入手し、内容についてレビューを行なうとともに、GOMID および BNHS 側と協議を行なった。

3) 第5次現地作業

a) 地質調査

a. 第4次現地作業の継続調査

b. 地質構造解析

Jolond, Marleshwar および Hevale の現地踏査を実施し、調査工事の結果の確認を行った。

b) 水文調査

GOMID が実施した水文、気象観測データを入手し、解析を行った。

c) 環境影響調査

GOMID および BNHS が実施した環境調査の結果を入手し、GOMID および BNHS と協議を行った。また Jolond、 Marleshwar および Hebale 地点の現地調査を行い、レポートの内容をチェックした。

d) 移転および補償調査

GOMID および BNHS が実施した移転および補償調査の結果を入手し、内容についてレビューを行うとともに、GOMID および BNHS と協議を行った。

e) プログレス・レポート II の作成、説明、協議

現地詳細調査の結果をプログレスレポート II にまとめ、GOMID に提出し説明、協議を行った。

(3) ファイナルレポート作成

1) 第３次国内作業

追加の地質調査工事の評価と、環境影響予備評価および移転および補償調査の評価を行ない、マスタープラン調査および現地詳細調査の結果に基づきファイナルレポートの作成および提出を行なった。

1.4 現地作業業務

現地調査業務はインド共和国マハラシュトラ州で実施された。

調査団が実施した現地作業の期間および業務内容は以下の通りである。

(1) 第1次現地作業

期間：1991年 9月4日～9月21日

業務内容：

- インセプションレポートの提出および説明
- 既存の資料の収集
- 電力調査
- 環境予備調査
- 航空写真測量仕様決定のための調査
- 現地踏査（Savitri 地点）
- Minutes of Meeting の交換

(2) 第2次現地作業

期間 1995年1月9日～2月16日

業務内容

- 現地踏査（Jalond, Marleshwar, Kinjale, Tillan Forebay, Hevale の各地点）
- 電力調査
- 環境予備調査
- 水文調査
- Minutes of Meeting の交換

(3) 第3次現地作業

期間 1995年3月16日～3月30日

業務内容

- プログレスレポートのIの説明、協議
- 環境影響調査
- 移転および補償調査
- 水利権取得に係る調査

- 水文、気象観測の実施
- 追加現地踏査(Chornai, Joland 地点)および既設 Koyna 水力発電所の調査

(4) 第4次現地作業

期間　1995年9月27日～10月11日、11月22日～12月6日

業務内容

- Jalond, Marleshwar, Hevale 地点の地質調査工事の計画、再委託契約、作業の指導、監督
- 環境影響予備調査、GOMID が実施する環境影響予備調査の指導監督
- 技術移転
- Minutes of Meeting の交換

(5) 第5次現地作業

期間　1996年2月25日～3月25日

業務内容

- プログレスレポートIIの説明、協議
- 地質調査工事の評価、解析
- 既存のデータおよび GOMID が実施した水文調査結果の解析を実施した。
- GOMID 側実施の環境影響調査の結果を入手し、内容についてレビューを行ない、GOMID と協議を行なった。
- 移転および補償調査
- 水文、気象観測データの解析
- 技術移転
- Minutes of Meeting の交換

1.5 関係者リスト

本業務の実施にあたり、インド国マハラシュトラ州灌漑局（GOMID）他の担当者・関係者並びにJICA調査団のリストは以下の通りである。

(1) GOMID

Mr. R..G. Kulkarni	Secretary(Irrigation)
Mr. M.V.Bhave	Secretary(CAD)
Mr. P.B. Umerani	CE(WR) & Jt. Secretary
Mr.V.C. Shahane	C.E. Irrigation Dept. Konkan Region
Mr. D. S. Taware	Chief Engineer(Electrical), Hydro Projects
Mr. B. P. Pawar	Deputy secretary (HP) & Superintending Engineer
Mr. V. B. Khairmode	Superintending Engineer(Thane Irrigation Circle)
Mr. G. D. Bhoi	Superintending Engineer(Thane Irrigation Circle)
Mr. D. S. More	Section Engineer(Thane Irrigation Circle)
Mr. Hedaoo	Executive Engineer
Mr. J. P. Shah	Deputy Engineer
Mr. Siddaramayya	Deputy Engineer
Mr. V. A. Patil	Deputy Engineer
Mr. Tupsounder	Deputy Engineer
Mr. Hosalli	Sectioned Engineer Sectional
Mr. Waghmare	Sectioned Engineer
Mr. Saraf	Sectioned Engineer
Mr. Shivshankaran	Secioned Engineer

(2) MSEB

Mr. R..V. Nadkarny	Chief Engineer(Transmission - Planning)
Mr. S.M. Mujvmdar	Executive Engineer
Mr. D.Y. Ghanekar	Deputy Chief Engineer, Nashik Thermal Power Station
Mr. R. G. Patil	Chief Engineer (Gen. O&M), Nashik Thermal Power Station

Mr. T. K. Shivraman	Superintending Engineer (Gen.), Uran Gas Thermal Power Station
Mr. P. R. Narasimhachar	Superintending Engineer (Gen.), Uran Gas Thermal Power Station
Mr. S. N. Joshi	Deputy Chief Engineer (Gen.), Uran Gas Thermal Power Station

(3) 在インド日本大使館

福嶋正人	一等書記官

(4) JICA インド事務所

笹子　実	所長
熊野秀一	所長
野村昌弘	次長
田中俊昭	次長
細井なな	所員

(5) JICA 調査団

氏　名	担　当	所　属
牛島照美	総括(1996 年 3 月まで)	電源開発
近藤滋	総括(1997 年 12 月より)	電源開発
	揚水発電計画A	
高橋利夫	揚水発電計画B	電源開発
佐藤敏之	土木設計	電源開発
前田卓	水文	ﾊﾟｼﾌｨｯｸｺﾝｻﾙﾀﾝﾄｲﾝﾀｰﾅｼｮﾅﾙ
鹿野明郎	地質評価	基盤地盤ｺﾝｻﾙﾀﾝﾂ
杉山睦三	地質調査指導A	基盤地盤ｺﾝｻﾙﾀﾝﾂ
S. P. BAGLI	地質調査指導B	TATA Consulting Engineers
S. S. VAISHAMPAVAN	地質調査指導C	TATA Consulting Engineers
和田俊朗	電力計画	電源開発
森下英明	送電計画	電源開発
水流純男	環境A	ﾊﾟｼﾌｨｯｸｺﾝｻﾙﾀﾝﾄｲﾝﾀｰﾅｼｮﾅﾙ
津村照彦	環境B (1996 年 3 月まで)	ﾊﾟｼﾌｨｯｸｺﾝｻﾙﾀﾝﾄｲﾝﾀｰﾅｼｮﾅﾙ
中西三平	環境B (1997 年 12 月から)	ﾊﾟｼﾌｨｯｸｺﾝｻﾙﾀﾝﾄｲﾝﾀｰﾅｼｮﾅﾙ
S. D. CHAWATHE	環境C	TATA Consulting Engineers
尾崎隆夫	経済	海外企業ｺﾝｻﾙﾃｨﾝｸﾞ
谷口英典	業務調整	電源開発

1.6 収集資料リスト

(1) GOMIDが作成した各地点の予備調査報告書

Ulhas

Sidgarh

Pinjal

Kengadi

Kalu

Jalond

Chrnai

Savitri

Madhaliwadi

Vaitarni

Gadgadi

Aruna

Kharari

Kundi

Jalwara

Tillari Forebay

Marleshwar

Volvand

Shemi

(2) その他

The Wild Life Protection Act. 1972

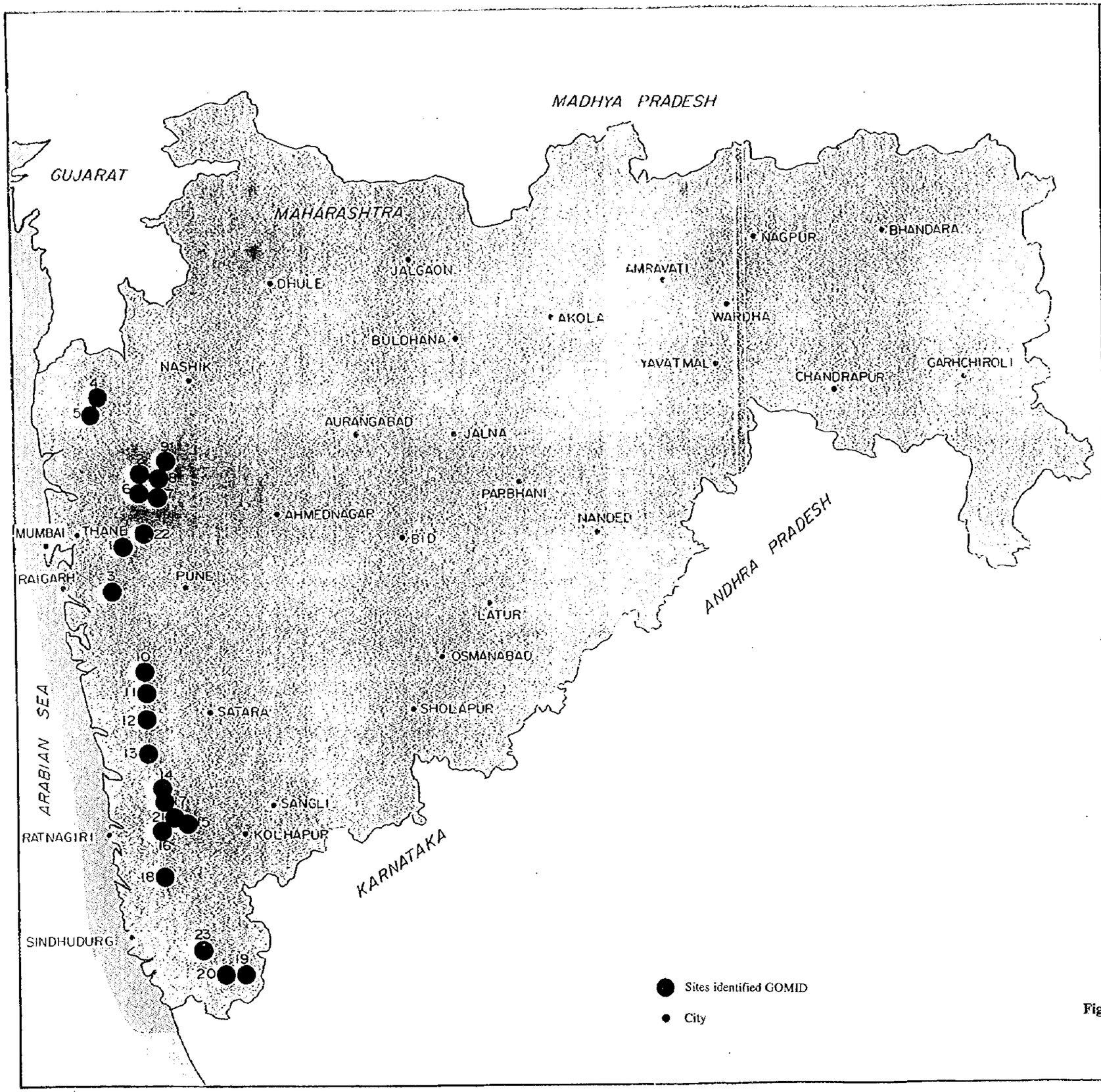
The Water (and Control of Pollution) Act, 1974 Prevention

The Environment (Protection) Act. 1986

The Protection of Civil Rights Act, 1955

Annual Report 1993-34, Ministry of Environment and Forests Government of India

Forest(Conservation) Act, 1980. Rules & Guide lines



ST. NO.	NAME OF SCHEME IDENTIFIED	HEAD (m)	Probable Installed Capacity (MW)
1	2	3	4
1	ULHAS	584	1 250
2	SIDGARH	648	500
3	AMBA	495	750
4	PINJAL	125	200
5	KENGADI	225	500
6	KALU	398	400
7	JALOND	598	1 200
8	KOLMONDAPADA	481	1 600
9	CHORNAI	452	1 000
10	SAVITRI	1 065	1 000
11	MADLIWADI	512	900
12	BAITARNI	449	1 800
13	MORWADI	407	2 320
14	GADGADI	541	600
15	ARUNA	465	950
16	KHARARI	675	1 050
17	KUNDI	537	600
18	JALVARA	555	2 000
19	TILLARIWADI	58	60
20	TILLARIWADI Forbay	625	125
21	MORLESHWAR	697	2 000
22	VALAVND	572	250
23	SHEMI	342	210
TOTAL			22 265

Fig.1.3.-1 Location of Pumped Storage Projects in Maharashtra

第２章　マハラシュトラ州の一般概要

目　　次

第２章　マハラシュトラ州の一般概要 …… 2-1
2.1　地理 …… 2-1
2.2　気候 …… 2-2
2.3　人口 …… 2-2
2.4　マクロ経済・エネルギー分野 …… 2-3
2.4.1　マクロ経済 …… 2-3
2.4.2　エネルギー・電力セクター政策と課題 …… 2-5

LIST OF TABLES

Table 2.4-1	Overall Energy Balance (FY 1981 - 90)
Table 2.4-2	Chronological Data on the Power Sector
Table 2.4-3	Demand and Supply Gap in Maharashtra (FY 1985-93)
Table 2.4-4	MSEB Tariffs
Table 2.4-5	MSEB Installed Capacity, Generation and Fuel Prices
Table 2.4-6 (1)	MSEB Actual/Forecast Income Statement
Table 2.4-6 (2)	MSEB Actual/Forecast Income Statement
Table 2.4-6 (3)	MSEB Actual/Forecast Income Statement (Found Flow Statement)

LIST OF FIGURES

Figure 2.4-1 Growth Rate of Real GDP

Figure 2.4-2 Primary Energy Supply and Consumption (FY1981-1990)

第２章　マハラシュトラ州の一般概要

2.1 地理

マハラシュトラ(Maharashtra)州は、インド中西部に位置し、北西をグジャラート(Gujarat)、北および東をマディヤ・プラデシ(Madhya Pradesh)、南東をアンドラ・プラディシュ(Andhra Pradesh)、南西をカルナタカ(Karnataka)の各州と接しており、西はアラビア海(Arabian Sea)にのぞむ。州の大部分はデカン(Deccan)高原で占められ、面積は38万 km^2 であり、インドにおいて第三番目の広さを持つ州である。

1960 年に旧ボンベイ(Bombay)州のマラティ(Marathi)語圏の地域がマハラシュトラ州となった。州都は国内最大の商業都市であるムンバイである。

マハラシュトラ州は地勢的に大別して、コンカン（Konkan）、デッシュ(Desh)、カンデッシュ(Khandesh)、マラトワダ(Marathwada)、ビダルバ(Vidarba)の 5 つの地域に分けられる。

コンカン地域は、東は西ガート山脈、西はアラビア海に挟まれた南北に細長い海岸地域で幅は 50km から 60km、長さは約 500km の規模である。

デッシュ地域はマハラシュトラ州の中央地域であり、デカン高原を含む。主要な河川はゴダバリ(Godavari)川、ビマ(Bhima)川、クリシュナ(Krishna)川である。これらの河川は西ガート山脈に源を発し、南東に向かって流下しベンガル(Bengal)湾へ注ぐ。このうちゴダバリ川が最も長く、ナシック（Nashik）地区のトリムバケシュバール（Trimbakeshwar）に発し、ナシック（Nashik）、コパルガオン（Kopargaon）、パイタン（Paithan）、ガンガケッド（Gangakhed）、ナンデッド（Nanded）の諸都市を通過して流れ下って行く。ゴダバリ川流域はマラティ文化の発祥地でもあり、マラティ語もここから発生したものである。

ビマ川は、ビマシャンカール（Bhimashankar）に発し、クカディ(Kukadi)、パワナ（Pawana）、インディラヤニ(Indirayani)、ムラムタ（Mula-Mutha）、ネーラ（Neera）、カルハ（Karha）の諸支流を合して、最後はカルナタカ州のライチュール（Raichur）でクリシュナ川に合流する。

クリシュナ川は、その源をマハブラシュバール(Mahabaleshwar)に発し、ベンナ(Venna)、コイナ（Koyna）、パンチガンガ(Panchganga)の諸支流を併せ、ワイ(Wai)、サングリ(Sangli)、ミラージュ(Miraj)、ナルソバワディ（Narsobawadi）の諸都市を通過し、

流下する。

カンデッシュ地域はタピ（Tapi）川流域である。タピ川はデカン高原に源を発し、西へ流下する。流域は沖積台地であり、綿、たばこ等を産出する。この地域は南・北インドの間で以前より、その帰属について争われてきた地域であり、南・北インドの対立を象徴する地域であった。

マラトワダ地域は旧ハイデラバード(Hyderabad)州のマラティ語圏の地域より構成されている。主要産業は農業である。

ビダルバ地域はマハラシュトラ州の東地域であり、州の中で３番目の都市であるナグプール(Nagpur)が中心である。

2.2 気候

マハラシュトラ州は、北緯 16 度から 22 度の間にあり、熱帯モンスーン型の気候帯に属し、明確に、夏・雨期・秋・冬の４季に分かれている。冬は、摂氏 10 度から 30 度の間にあり、稀に霜が降りる。夏は、ビダルバにおいて 40 度を越えるが、海岸部では海の影響で、湿度は高いが、温度は摂氏 20 度から 25 度程度である。

６月中頃から 10 月中頃まで、南東モンスーンの影響を受けた降雨があり、年降水量は地域によって差はあるが、特に、コンカン地域は年間 2,500 から 3,500mm の降水がある。

2.3 人口

1991 年に実施された国勢調査によると、インド国全体の人口は 843.9 百万人、そのうちマハラシュトラ州の人口は 78.7 百万人であり、これは 10 年前の 1981 年の 62.8 百万人に比べて 25%の増となっている。

州人口の半数以上は、農業に従事しているが、工業開発においても豊富な天然資源、地理的好位置、良好な港、道路および鉄道網の発達、豊富な資本および労働力等を背景にして、インド国内において主導的な役割を果たしてきた。特に、州の主産物は綿花であり、インド第一の綿工業地域である。ほかに機械・化学工業、農産加工、製紙業なども行われている。言語的には、当地方で古くから使用されているマラティ語が、州の公用語として使用されている。

2.4 マクロ経済・エネルギー分野

本節では想定されたマハラシュトラ州における揚水発電所建設計画の実施可能性の検証に先行して、その前提となるインド国一般経済運営、および電力・エネルギー分野における政策課題（Policy Issues）を概括する。

2.4.1 マクロ経済

1980年代に入り貿易・工業・金融諸政策の自由化が導入された結果、平価切り下げとともに輸出が促進され、1960および1970年代の年平均約3.5%に対して、1980年代には年率5%超の実質国内総生産（GDP）の伸びを達成した。また、1989年および1990年のGDPの伸びは、それぞれ6%および5.6%であった。このような経済成長によって、インドは貧困の解消、農作物の自給および工業生産基地の構築において大きな進展を示した。

しかしながら、この間もインド経済は、収支の悪化、財政赤字の増加、債務の増加などの問題に晒されていた。これに対しインド政府は国内保有金資産の売却、輸入の急激な縮小、さらに多国間・二国間資金援助要請による経済危機の克服を目指したが、1991年下半期のGDP成長率は2%であった。これは、1991年6月時点における同国の外貨保有額が僅か2週間分の輸入決済相当額である10億ドルに下落し、対外債務の決済不能の瀬戸際に追い込まれたことに大きく起因している。

この為、インド政府は同年7月より「総合経済安定化プログラム」を実施し、投資制度・税制・公営企業の見直しおよび貿易・工業・金融諸分野における一連の自由化を行った。これら一連の政策によってGDP成長率は一時的に落ち込んだが（1990年の5.6%に対して、1991年は0.8%であった）、1992年および1993年には4%にまで回復した（農業生産力の大幅な回復が経済復調の大きな要因である）。また、この2年間の製造業の成長率は、1991年のマイナス成長（-2%）から2%にまで回復し、インフレ率も1991年半ばの17%から7%まで下がった。さらに、貿易不均衡および財政不均衡も大きく改善された。

好都合に継続する雨期、財政政策の緩和等によって経済が活性化され、1995年および1996年の実質GDP成長率はそれぞれ6.6%および6.2%であり、消費者物価指数に基づく1996年のインフレ率は9%であった。

過去3年間の20%以上の輸出の伸びによって、現在の経常収支赤字はGDPの2%以下

に留まっている。また、資本収支は改善されてきており、1995年の海外直接投資額は20億ドルに達した（以前の15倍）。この改善により、固定資産、有価証券等への投資額も20～30億ドルで推移してきている（世界の投資額の10%）。かくして同国の外貨保有額は、5ヶ月分の輸入決済相当額である170億ドルまで増加し、債務比率も1990年の30%から1996年の約22%まで減少した。さらに、財政赤字も1990年にはGDPの8.3%であったが、1995年および1996年にはそれぞれ5.9%および5.5%まで減少した。しかし、それでも「総合経済安定化プログラム」の初期に政府が目標とした「GDPの3%」を越えており、さらなる有効な対策が必要な状態にある。

主要経済指標（1）

Population (1996)	956.6 million
GDP (1996)	US$ 322.9 billion
GDP per capita (1996)	US$ 337.5
Annual Real Growth Rate (1996)	6.2 %
Annual Rate of Inflation (1996)	9.0 %

Source: Economic Intelligence Unit, 1997

主要経済指標（2）

Central Gov Fiscal Deficit as per GDP (1996)	-5.5 %
Current Account Balance as per GDP (1996)	-1.5 %
Debt Service Ratio (1996)	21.7 %
Unemployment Rate (1983)	8.3 %

Source: EIU, Asian Development Bank

今後のマクロ経済主要政策目標は、第9次5ヶ年計画（1997/98-2001/02）で設定された7%年平均実質成長を視野に入れつつ、内外借入れの抑制・公共財政の赤字縮小と総需要抑制によるインフレーションの緩和・為替市場の安定、および民間活力の導入を図るとともに、一層のマクロ不均衡是正の為の具体的施策の策定に置かれている[1]。

インドにおける実質国内総生産（GDP）推移をFig. 2.4-1に示す。

[1] 参考：*A World Bank Country Report*, WB, p.xxxii, 1996, *Country Report*, EIU, pp.22-30, 1997, *Trend in Developing Economies*, WB, pp.238-242, 1996

2.4.2 エネルギー・電力セクター政策と課題

(1) 概括

インドは、潜在的な水力エネルギー、ウラン鉱脈および非営利的エネルギー源だけではなく化石燃料に恵まれているが、その経済規模と人口の急増を考えるとエネルギー資源量は十分と言えない。

1990年における商業用エネルギーの総一次エネルギー供給量（1.96億TOE）に占める割合は60%であり、その他は薪炭、バイオマス等の非営利的エネルギーによって賄われた。1980年代の一次エネルギー消費の年平均伸び率は6.2%であり、1990年の消費量は1.6億TOE（最終エネルギー消費量は1.29億TOE）であった。同期間の1人当たりの一次エネルギー消費の年平均伸び率は4.2%（最終エネルギー消費では年平均6.2%）であり、1990年の消費量は237 kgoe（最終エネルギー消費量は156 kgoe）であった。

インドにおけるエネルギー賦存状況をTable 2.4-1およびFig. 2.4-2に示す。

(2) 政策目標と課題

1) エネルギー部門全体

同国のエネルギー不足は、資源賦存地域の偏在および劣悪な輸送体制に拠る所がある。主要エネルギー消費地の需要は増加しており、鉄道輸送システムへの負荷が増大しているが、一方では採炭場の貯炭量が増加し、エネルギー不足が続いている。継続する石炭および電力の不足に対応するために輸入石油の消費量が増加し、インド政府の財政に悪影響を与えてきた。1986年～1991年の間に石油および石油製品の輸入量は年率17.5%で増加し、3,000万tonに達した（輸入額では年率3%で増加し、1991年には33億ドルになった）。政府は、エネルギー需給格差が2000年までに約4,500万TOEまで拡大すると予想している。

エネルギー部門の抱える問題は、以下のとおりである。

a) 比較的高いエネルギー弾性値とその増加傾向

b) 不十分な需要管理（例えば、適正価格を下回る低電気料金）

c) 需要に合わせて国産石油の供給量を増加させる上での制約、および需給格差解消のための輸入石油への依存

d) 低品質な石炭、およびその偏在（需要地との地理的関係）

e) 非営利的エネルギーから商業エネルギーへの転換

エネルギー自給率の増加および需給格差の是正を図るため、政府は、エネルギー政策の強化、需要管理の効率化、国内供給の増大等の対策を施している。政策目標としては、①石油および非石油資源の開発による供給量の拡大、②地域エネルギー資源の有効活用（再生・非再生エネルギー）、および③需要管理の促進によるエネルギー利用効率の向上および省エネの促進、等が挙げられている。これらの目標を達成するための政府の対策は、以下のとおりである。

a) 石炭、水力、原子力等の開発促進

b) 石油および天然ガスの産出量の増大

c) 随伴ガス燃焼の低減促進

d) 石油製品需要の抑制

e) 需要管理および代替燃料の利用促進による燃料利用の適正化

f) 既存施設の生産効率の改善

g) バイオ、風力、太陽光、太陽熱等の再生可能エネルギー技術の研究・開発の強化

h) 地域的に利用可能なエネルギー資源を活用するための計画の立案と実施[2]

2) 電力部門

1992 年で、インドの一人当たり年平均電力消費量は約 294 kWh であり、世界最低水準にある[3]。一方、電力消費は著しく増加し、1980 年の 82,367 GWh から 1990 年の 184,222GWh へと年平均 8.4%の伸びをしめした（自家発電分は含んでいない）。この内、工業部門の消費量が 46.9%を占め、農業部門の 24.5%、家庭部門の 15.5%、公共部門等の 6.9%および商業部門の 6.2%が続いている。特に製造および農業部門で著しかった経済の復調によって、1994 年の電力需要増加率は 13～14%であった[4]。

電力系統の大幅な拡張を果たしてきたが、電力不足は依然として経済成長を妨げる要因の一つである（1992 年における電力不足は、電力量で 9%程度およびピーク電力で 18%程度であった）。1995 年には供給不足も若干緩和されたが、それでもピーク電力

---

[2] インドは、DMCs (ADB's Developing Member Countries) の中で唯一、再生可能エネルギーに関する別個の省庁を持っている。

[3] 例えばアジアの他途上国との比較では、同時期においてフィリピン・中華人民共和国・タイ・マレーシアで各々433 kWh、688 kWh、1,070 kWh、1,384 kWh と、いずれもインドを凌駕している。（参考：Asian Development Bank, *Renewable Energy Development Project TA Paper*, pp. 1-2, 1996）

[4] 1994 年 11 月付け DOP (Department of Power) 推定に拠る。

需要に対する不足分は約9%であった。

電力分野概況および電力需給ギャップをTable 2.4-2および2.4-3に示す。

民間部門の参入

米国のEnron Development Corp.は、インド国内民間セクターによる電力事業参入を目的にマハラシュトラ州Dabholに2,050MW規模の火力発電所建設事業を計画し、1993年同州電力公社との電力買取り契約を交わした。しかしながら、その後、同事業は政治的ラリーの対象となり、実施が進捗しないまま1995年に、同州政府はプロジェクト費用推定額への不満から契約破棄を決定した。これに対し同社はロンドン国際裁判所への提訴を含む法廷合戦の可能性を示唆しつつ州政府・中央政府との契約履行交渉を2年間継続し、1997年2月にインド地方裁判所において勝訴した。

今後、外国資本のインド市場への参入についてこのような例が繰返される可能性はないとは言えず、政府部内において民間部門の資源活用に際しての当該電力事業者の経営・資金運営能力の再確認、あるいは支障発生の場合における地方・中央政府の仲介・協定履行支援義務を含む監理・監督のための制度的・法律的枠組みの構築が、主要な政策課題として検討されている。

電力公社の財務体質

民間部門の投資を妨げる根本的な要因として、各州電力公社の貧弱な財務状況がある。電気事業法（1956年）およびその他の法律は、電力公社の経営および財務に対してある程度の自由裁量を認めているが、殆どの州政府は電力公社に非営利的運営を課し、特に農業部門へはその支持を得るために電気料金を低く（あるいは無料）するなど、自由裁量がしばしば形骸化している。電力公社は一般的に、州政府により営業的に適正な電気料金の設定を妨げられており、かつ、料金未払者に対する供給停止も認められていない。さらに、州政府は電力公社の日々の運転にも干渉する傾向があり、その経営を複雑にしている。したがって、電力公社の財務は、公共部門の赤字の減少に対する最も重要な構造的制約の一つと言える。

アジア開発銀行（ADB）の最近の調査によると、マハラシュトラ州を含む主要17州の電力公社の1993年における単位当たり電気供給コストおよび平均電気料金は、各々US$0.043/kWh（1995年の換算レートでRs.1.33/kWh）およびUS$0.031/kWh

(Rs. 1.06/kWh) であり、費用回収比率 79.7%、経常赤字総額 14 億ドルを記録した[5]。かかる電力事業の赤字体質の原因は、全需要者の 27.8%を占める農業従事者に対し、平均で僅か$0.007/kWh (Rs. 0.22/kWh) に設定されている政策的低料金である。インド電力省は世界銀行・アジア開発銀行など国際融資機関との政策対話を通じ、農業者向け電気料金を現行から$0.014/kWh (Rs. 0.50/kWh) へ上方修正することに同意しており、この結果、各州電力公社の営業差損は 1995 年時に比較し 50%程度軽減されると期待されている。

MSEB の財務状況

他州に比べてマハラシュトラ州の電気料金改定の進捗は近年目覚ましく、1985 年～1991 年の間で実質年平均 7.4%で上昇した。料金改定および MSEB の顧客数の増加[6]によって、19885 年～1992 年の間の売電収入は年 16%で増加し、1992 年の対固定資産収益率は、他州の電力公社の平均を上回る 3.5%であった。なお、マハラシュトラ州電力公社は費用回収分に加え、政策的要求である対固定資産 3%の収益率を計上している少数 4 公社 (1995 年) の一つである[7]。

しかしながら、MSEB の長期に亘る財務体質強化に向けた努力も、州政府の補助金および貧弱な資本構造によって害されてきた。1993 年には、規定の対固定資産収益率 3.5%を維持するため、37 億ドルの州政府補助金を受けた (補助金がなければ、純収益は Rp. 23 億程度の赤字) 。また、貧弱な資本構造は、債務・自己資本比が 87 : 13 (1992 年) であったことにも表れている。1992 年時点では、債務償還比は 1.2 であり、国際融資機関が一般的に適用する数値よりもまだ低い水準にあった。

マハラシュトラ州電力公社売電価格、同州電力分野概況、および電力公社財務諸表を Tables 2.4-4、2.4-5、および 2.4-6 に示す。

---

[5] 参考 : ADB, Power Transmission Sector Project, AR, 1995, p. 4

[6] 1992 年には、顧客数が 880 万人から 930 万人へと増加した (4.9%増) 。

[7] 他には Karnataka, Rajasthan, Tamil Nadu 電力公社がある。

Table 2.4-1 Overall Energy Balance (FY1981-90)

Primary Energy Supply (Commercial Energy)

Unit: '000 TOE

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Oil	33,858	33,887	37,381	40,203	42,738	45,956	60,133	53,787	62,205	59,920
Coal	61,965	63,148	69,137	69,591	76,196	81,005	86,709	89,788	90,806	100,830
N.Gas	2,000	2,661	3,059	3,727	4,455	6,365	7,220	8,325	10,905	11,277
Hydro	17,866	16,805	18,687	18,293	18,335	18,882	16,477	22,659	18,843	21,359
Nuclear	1,089	702	1,326	1,385	1,792	1,761	1,745	2,278	2,000	2,179
Supply Total	116,778	117,203	129,590	133,199	143,516	153,969	172,284	176,837	184,759	195,565
Consump. Total	76,264	77,793	81,292	85,045	87,525	94,295	109,029	102,783	112,551	128,883

Table 2.4-2 Chronological Data on the Power Sector

Installed Capacity (MW), FY 1980-1990

All India

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	11,791	12,973	13,056	13,856	14,460	15,472	16,196	17,265	17,798	18,041	18,695
Coal	17,122	18,695	20,712	23,648	26,311	28,809	30,394	34,237	37,542	40,894	44,174
Diesel	166	178	176	179	177	180	168	145	153	153	153
Gas	274	439	559	575	575	1,012	1,199	1,199	1,602	2,358	2,820
Nuclear	860	860	860	1,095	1,095	1,330	1,330	1,330	1,565	1,565	1,565
Total	30,213	32,345	35,363	39,353	42,618	46,803	49,287	54,176	59,060	63,011	67,407

Source: Current Energy Scene in India CMIE, 1994

Western Region

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	1,810	1,810	1,810	1,810	1,813	1,903	2,083	2,185	2,230	2,248	2,266
Coal	6,049	6,469	7,478	9,448	10,398	11,238	11,445	13,198	14,438	15,644	16,951
Diesel	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4
Gas	54	174	294	294	294	726	726	726	726	717	717
Nuclear	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Total	8,336	8,876	10,005	11,975	12,928	14,290	14,680	16,533	17,818	19,033	20,358

Maharashtra State

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	1,032	1,032	1,032	1,032	1,044	1,081	1,207	1,259	1,259	1,259	
Coal	2,337	2,547	2,967	3,477	3,597	4,017	4,017	4,227	4,415	4,625	44,174
Diesel	166	178	176	179	177	180	168	145	153	153	153
Gas	274	439	559	575	575	1,012	1,199	1,199	1,602	2,358	2,820
Nuclear	860	860	860	1,095	1,095	1,330	1,330	1,330	1,565	1,565	1,565
Total	30,213	32,345	35,363	39,353	42,618	46,803	49,287	54,176	59,060	63,011	67,407

Source: ADB "Electric Utilities Data Book", 1993

Annual Gross Generation (GWh), FY1980-1990

All India

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	46,531	49,564	48,373	49,954	53,948	51,020	53,840	47,444	57,867	54,631	56,837
Coal	60,713	68,747	77,913	84,435	96,957	112,540	125,451	145,813	154,895	172,803	187,644
Diesel	65	69	41	43	45	50	59	69	76	76	76
Gas	522	693	1,909	2,198	1,833	1,756	3,340	3,330	2,739	4,692	5,439
Nuclear	3,001	3,020	2,021	3,546	4,074	4,981	5,021	5,034	5,817	5,798	5,798
Total	110,843	122,101	130,263	140,177	156,859	170,350	187,713	202,692	221,396	238,002	255,796

Western Region

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	7,800	3,960	6,550	7,338	7,006	6,179	6,151	5,064	7,538	6,405	6,457
Coal	25,320	27,700	31,021	34,195	41,052	47,806	51,998	59,237	61,469	68,409	74,123
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Gas	60	23	1,145	1,594	1,294	1,128	2,580	2,562	1,923	2,215	2,215
Nuclear	1,771	1,963	1,470	1,857	1,978	1,960	2,000	1,604	1,900	1,752	1,752
Total	34,953	37,649	40,187	45,385	51,282	57,074	62,731	68,470	72,833	78,784	84,550

Source: ADB: Electricity Utilities Data Book, 1993

Maharashtra State Electricity Board

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Hydro	4,978	4,991	4,478	4,727	4,369	4,003	3,669	3,266	4,413	3,879	3,943
Coal	9,200	10,112	11,162	11,831	12,433	16,093	17,068	19,842	19,427	21,345	22,800
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	0	2	1,062	1,574	1,295	1,128	2,580	2,562	1,923	2,476	2,700
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	14,178	15,105	16,722	18,152	18,097	21,224	23,317	25,670	25,763	27,700	29,443

Source: ADB: Electricity Utilities Data Book, 1993

End Use Consumption (GWh), FY1980-1990

All India

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Domestic	9,246	10,439	12,091	13,234	15,505	17,257	19,323	22,119	24,767	26,533	28,558
Commercial	4,681	5,194	5,846	6,561	6,937	7,290	7,772	8,840	9,915	10,602	11,384
Industrial(LV & MV)	7,415	9,404	9,150	11,188	11,228	12,517	17,679	13,664	15,016	16,106	17,358
Industrial(HV)	40,654	43,659	43,816	45,905	51,791	54,462	52,617	55,515	60,395	64,454	69,029
Public Lighting	748	812	835	934	1,051	1,095	1,206	1,344	1,455	1,563	1,688
Traction	2,263	2,504	2,632	2,709	2,879	3,082	3,229	3,616	3,772	3,986	4,217
Agriculture	14,489	15,201	17,816	18,233	20,960	23,422	29,414	35,266	38,878	41,776	45,131
Public Water Works	1,534	1,673	1,757	1,828	2,064	2,106	2,561	2,945	3,252	3,473	3,720
Others	1,331	1,355	1,640	1,748	1,648	1,765	2,115	2,298	2,742	2,925	3,133
Total	82,367	90,245	95,588	102,344	114,067	122,999	135,948	145,611	160,196	171,422	184,221

Western Region

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Domestic	2,832	3,104	3,551	3,917	4,478	5,065	5,868	6,927	7,674	8,246	8,871
Commercial	1,470	1,651	1,734	1,903	2,055	2,243	2,303	2,748	2,834	3,045	3,276
Industrial(LV & MV)	2,265	2,562	2,757	3,062	3,203	3,446	3,845	3,741	4,188	4,500	4,842
Industrial(HV)	14,427	15,034	15,167	17,495	18,984	20,834	24,768	22,267	22,811	24,509	26,369
Public Lighting	272	284	303	339	373	402	431	450	453	486	523
Traction	1,015	1,011	967	950	1,090	1,108	1,110	1,272	1,378	1,481	1,593
Agriculture	3,406	3,591	4,326	4,532	5,729	6,167	7,308	9,450	11,015	11,835	12,733
Public Water Works	705	752	785	858	927	998	1,137	1,225	1,277	1,372	1,476
Others	233	267	293	324	323	352	474	336	473	512	551
Total	26,428	28,258	29,883	33,382	37,144	40,592	44,248	48,419	52,111	55,990	60,238

Maharashtra State Electricity Board (MSEB)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Total	12,903	13,812	14,469	15,854	15,932	18,915	19,925	21,191	23,666	25,681	26,823

Table 2.4-3 Demand and Supply Gap in Maharashtra (FY1985-93)

State	1985-86	1986-87	1987-88	1988-89	1989-90	1990-91	1991-92	1992-93	1993-94
Maharashtra incl. Goa									
Requirement	25,957	289,945	30,924	32,858	36,622	39,502	42,753	40,789	44,895
Availability	25,518	27,051	29,111	31,899	35,649	37,993	40,849	38,376	43,514
Surplus(+)/Deficit(-)	-439	-1,894	-1,813	-959	-973	-1,509	-1,904	-2,413	-1,381
Surplus(+)/Deficit(-)%	-1.7	-6.5	-5.9	-2.9	-2.7	-3.8	-4.5	-5.9	-3.1
All-India									
Requirement	170,746	192,356	210,993	223,194	247,762	267,632	288,974	278,045	323,252
Availability	157,262	174,276	187,976	205,909	228,151	246,560	266,432	254,634	299,494
Surplus(+)/Deficit(-)	-13,484	-18,080	-23,017	-17,285	-19,611	-21,072	-22,542	-23,411	-23,758
Surplus(+)/Deficit(-)%	-7.9	-9.4	-10.9	-7.7	-7.9	-7.9	-7.8	-8.4	-7.3

Source: Current Energy Scene in India, 1994

Table 2.4-4 MSEB Tariffs

(Units=Paisa/KWH)

Tariff Category	1980	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Average
Industrial	102.0	110.0	-	144.0	168.0	183.0	193.0	203.4	277.0	278.6	282.2	289.2	289.2	154.00
Commercial	57.0	65.0	-	75.0	91.0	89.0	91.0	99.0	137.1	137.0	137.0	140.0	140.0	182.99
Residential	37.0	40.0	-	44.0	46.0	47.0	48.0	60.0	66.0	66.0	66.0	68.0	68.0	82.98
Street Lighting	33.0	33.0	-	41.0	55.0	58.0	64.0	68.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	90.00
Agiculture	27.0	13.0	-	9.0	8.0	9.0	9.0	8.7	15.9	14.3	13.8	13.5	13.5	15.00
Public Water Works	42.0	49.0	-	74.0	76.0	81.0	86.0	93.3	117.6	122.1	121.7	125.2	125.2	-
Traction	40.0	50.0	-	60.0	78.0	85.0	79.0	101.0	139.0	143.0	143.0	145.0	145.0	-
Inter State	-	-	-	61.0	77.0	73.0	63.0	64.3	65.0	80.0	80.0	80.0	80.0	-
Licensees	-	-	-	-	-	-	99.0	109.0	NA	NA	NA	NA	NA	-
Ave Tariff Realisation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.60

Source: Current Energy Scene in India, 1994

Table 2.4-5 MSEB Installed Capacity, Generation and Fuel Prices

FINANCIAL YEAR (Ending March'31)		1991-92 (ACT)	1992-93 (ACT)	1993-94 (PROJ)	1994-95 (PROJ)	1995-96 (PROJ)	1996-97 (PROJ)	1997-98 (PROJ)	1998-99 (PROJ)	1999-2000 (PROJ)
ESCALATION FACTOR										
Annual inflation rate		12.20%	9.50%	7.80%	6.90%	6.40%	5.90%	5.40%	5.00%	5.00%
Escalation factor		1	1.1	1.18	1.26					
DERATED CAPACITY (MW)										
Thermal		4,996	4,996	5,505	5,505	5,505	5,505	6,005	6,005	6,005
Hydel		1,296	1,296	1,308	1,369	1,402	1,655	2,405	2,405	2,655
GAS		672	672	912	912	912	1,032	1,032	1,032	1,032
Total Capacity		6,964	6,964	7,725	7,786	7,819	8,192	9,442	9,442	9,692
CAPACITY FACTOR (%)										
Thermal		55.44	56.12	56.22	61.53	61.77	61.77	61.77	61.60	61.60
Hydel		36.80	33.94	38.07	30.32	30.65	26.27	18.19	18.19	18.41
GAS		49.60	44.51	30.04	48.82	48.82	49.78	49.78	49.78	49.78
Total		51.41	50.87	50.06	54.55	54.68	53.09	46.09	49.25	48.51
ENERGY GENERATED (GWh)										
Thermal		24,265	24,560	27,111	29,670	29,790	29,790	29,790	32,405	32,405
Hydel		4,177	3,853	4,362	3,636	3,764	3,809	3,832	3,832	4,282
GAS		2,920	2,620	2,400	3,900	3,900	4,500	4,500	4,500	4,500
Total		31,362	31,033	33,873	37,206	37,454	38,099	38,122	40,737	41,187
Generation (Gross) (GWh)		31,362	31,033	33,873	37,206	37,454	38,099	38,122	40,737	41,187
Auxiliary Losses (%)		7.51	7.90	8.21	8.23	8.21	8.11	8.10	8.22	8.14
Auxiliaries consumption (GWh)	S	2,355	2,453	2,781	3,063	3,076	3,088	3,088	3,350	3,352
Net Generation (GWh)		29,007	28,580	31,092	34,143	34,378	35,011	35,034	37,387	37,835
Import (GWh)		8,225	9,036	9,629	12,059	12,451	12,795	17,157	22,307	28,296
Export (GWh)		1,235	327	65	65	65	65	65	65	65
Total available energy		35,997	37,289	40,656	46,137	46,764	47,741	52,126	59,629	66,066
Losses (%)		18.78	16.52	15.20	15.10	15.00	14.71	14.25	13.88	13.81
Losses (GWh)	S	6,759	6,162	6,190	6,977	7,022	7,034	7,439	8,283	9,131
Sales of Elecricity (GWh)		29,238	31,127	34,469	39,165	39,742	40,707	44,687	51,346	56,935
FUEL CONSUMPTION										
Coal (Kg/kWh)	S	0.77	0.80	0.80	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
Oil (ml/kWh)	S	5.03	5.64	5.88	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02	6.02
GAS (m^3/kWh)	S	0.34	0.34	0.36	0.22	0.22	0.19	0.19	0.19	0.19
FUEL PRICES										
Coal (Rs '000/t)	S	0.52	0.62	0.70	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71
Oil (Rs/l)	S	4.45	4.89	6.06	6.35	6.35	6.35	6.35	6.35	6.35
GAS/m^3	S	1.61	1.79	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
Average rate (Ps/kWh)(Sale in State)		109.12	137.43	154.74	180.07	180.30	193.31	204.48	216.79	228.73
Average rate (Ps/kWh)(Import)		84.30	103.80	131.43	162.39	158.60	174.04	190.81	202.17	210.17
Average rate (Ps/kWh)(Export)		76.56	87.53	87.54	100.67	100.67	107.72	113.10	118.76	124.70

Table 2.4-6 (1) MSEB Actual/Forecast Income Statement

(unit: Rs. million)

FINANCIAL YEAR (Ending March'31)		1991-92 (ACT)	1992-93 (ACT)	1993-94 (PROJ)	1994-95 (PROJ)	1995-96 (PROJ)	1996-97 (PROJ)	1997-98 (PROJ)	1998-99 (PROJ)	1999-2000 (PROJ)
REVENUE										
Sale of Electricity		32,850	43,063	53,395	70,589	71,721	78,763	91,448	111,392	130,310
Other receipts	S	518	368	2,306	2,352	2,399	2,447	2,496	2,546	2,597
Total Rev. from sale of power		33,368	43,431	55,700	72,941	74,120	81,210	93,944	113,938	132,907
Electricity Duty	S	1,408	1,474	1,632	1,854	1,880	1,919	2,095	2,397	2,656
Rev. subsidies and grants		1,996	0	802	0	0	0	0	0	0
Other income	S	911	1,412	0	0	0	0	0	0	0
Prior period Income	S	1,012	738	0	0	0	0	0	0	0
Total Revenues		38,695	47,055	58,134	74,795	76,000	83,129	96,040	116,334	135,563
EXPENSES										
Generation of Power (Fuel)	S	12,501	14,941	17,854	19,863	19,936	19,924	19,924	21,526	21,526
Purchasse of Power		7,003	9,580	12,656	19,582	19,747	22,268	32,737	45,097	59,471
Repairs and Maintenance	S	2,384	2,449	2,923	4,341	3,940	4,725	5,049	5,415	5,823
Employees cost	S	4,446	5,201	6,913	7,556	8,293	9,077	9,941	11,540	12,451
Admn. & General Expenses	S	616	678	331	538	1,266	1,317	1,370	1,477	1,588
Provision for Bad & Doubtful Debt				200	850	850	1,200	1,200	1,200	2,200
Depreciation	S	2,017	3,467	4,095	4,814	5,379	6,083	6,392	7,958	8,476
Other Debits & Extraordinary Items	S	240	335	0	0		0	0	0	0
Lease rent (Hydro Power stns.)				516	516	600	650	650	700	700
Lease rent (H. V. D. C.)									1,492	1,492
Electricity Duty		1,408	1,474	1,632	1,854	1,880	1,919	2,095	2,397	2,656
Prior period Expenditure	S	1,360	-327	0	0	0	0	0	0	0
Duty on Auxiliary Consumption		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Operating expenses		31,976	37,797	47,120	59,913	61,890	67,164	79,359	98,802	116,382
Net Income before interest		6,719	9,258	11,015	14,882	14,110	15,965	16,681	17,532	19,181
INTEREST EXPENSES AND FINANCE CHARGES										
a) to State Govt. & World Bank	S	3,388	3,876	4,383	4,886	5,502	6,171	6,942	7,697	8,247
b) to Institution (incl. Bonds)	S	3,594	3,975	5,153	5,987	6,061	6,520	6,652	5,606	5,197
Intt. on Working Capital	S	41	35	35	35					
Other Finance Charges	S	484	560	604	645					
Total interest		7,507	8,446	10,175	11,553	11,563	12,691	13,594	13,303	13,444
Less interest capitalised	S	2,041	1,909	2,015	2,155	2,396	2,868	2,596	1,962	2,268
Interest charged to operations		5,466	6,536	8,160	9,398	9,167	9,823	10,998	11,341	11,176
Net income	S	1,253	2,721	2,855	5,484	4,943	6,142	5,683	6,191	8,005

Table 2.4-6 (2) MSEB Actual/Forecast Balance Sheet

(unit: Rs. million)

FINANCIAL YEAR (Ending March'31)	1991-92 (ACT)	1992-93 (ACT)	1993-94 (PROJ)	1994-95 (PROJ)	1995-96 (PROJ)	1996-97 (PROJ)	1997-98 (PROJ)	1998-99 (PROJ)	1999-2000 (PROJ)
Assets									
Fixed Assets									
Gross Fixed Assets	72,283	85,144	100,088	106,296	120,217	126,323	157,276	167,503	177,327
Less Accumulated dereciation	14,084	17,579	21,675	26,489	31,867	37,950	44,342	52,301	60,776
Net Fixed Assets	58,199	67,565	78,414	79,807	88,350	88,373	112,934	115,203	116,551
Cap. Expd. in progress	23,174	23,808	20,761	28,876	32,110	44,907	32,883	39,693	48,276
Advances for Capital Works	1,377	1,618	1,249	1,858	1,709	2,463	2,029	2,604	3,166
Other Assets including investment	159	171	171	171	171	171	171	171	171
Total Fixed Assets	82,909	93,163	100,595	110,712	122,339	135,913	148,017	157,671	168,164
Current Assets									
Cash and Bank Balances	830	1,473	2,108	5,116	10,165	7,499	8,672	4,965	2,977
Total stocks	3,047	3,375	3,723	4,103	4,520	4,983	5,494	6,057	6,678
Drs. for Sale of Power	13,166	17,148	16,641	20,589	20,919	22,972	22,862	27,848	32,578
Provision for Bad & Doubtfful debts	988	1,124	1,324	2,174	3,024	4,424	5,624	6,824	9,024
Net Debtors	12,178	16,025	15,318	18,415	17,895	18,549	17,238	21,024	23,554
RE Subsidy receivable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Receivables	6,713	8,504	11,466	14,959	15,200	16,626	19,208	23,267	27,113
Total Current Assets	22,769	29,376	32,615	42,593	47,780	47,657	50,612	55,313	60,322
Inter-Unit Accounts	2	7	3	3					
Total Assets	105,680	122,546	133,213	153,308	170,120	183,570	198,630	212,984	228,485
Equity and Liabilities									
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumer's contributions	6,137	7,250	8,419	9,646	10,935	12,288	13,709	15,200	16,767
Retained Earning (Losses)	3,806	6,527	9,382	14,866	19,808	25,750	31,433	37,624	45,629
Grants	50	220	220	220	220	220	220	220	220
Reserves	118	118	118	118	118	118	118	118	118
Net Worth	10,111	14,115	18,139	24,850	31,081	38,376	45,480	53,162	62,733
Long Term Debts									
a) State government loans	36,095	39,592	42,554	44,544	46,737	49,166	51,675	54,327	57,289
b) World bank loan			502	1,996	4,213	7,281	10,948	13,264	13,231
c) Other loans	28,924	30,504	33,686	39,457	45,166	44,314	42,502	39,380	36,838
Total Long Term Loans	65,019	70,096	76,742	85,997	96,116	100,761	105,125	106,971	107,358
Staff Superannuation Fund (G. P. F)	0	0	0	0					
Current Liabilities									
Account Payable	16,530	22,300	21,992	24,860	25,036	25,247	29,258	33,119	37,697
Deposits from Consumers	3,042	3,542	4,049	4,891	4,947	5,292	5,913	6,891	7,818
Accumulated Interest on govy. loans and other loans	10,679	12,286	12,085	12,504	12,734	12,688	12,648	12,635	12,673
Borrowings for Working Capital	300	206	206	206	206	206	206	206	206
Deficit in Funds	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Current Liabilities	30,551	38,335	38,332	42,462	42,923	44,433	48,025	52,851	58,393
Total Equity and Liabilities	105,681	122,546	133,213	153,308	170,120	183,570	198,630	212,984	228,485

Table 2.4-6 (3) MSEB Actual/Forecast Change in Financial Position (Fund Flow Statement)

(unit: Rs. million)

FINANCIAL YEAR (Ending March'31)	1991-92 (ACT)	1992-93 (ACT)	1993-94 (PROJ)	1994-95 (PROJ)	1995-96 (PROJ)	1996-97 (PROJ)	1997-98 (PROJ)	1998-99 (PROJ)	1999-2000 (PROJ)
SOURCES									
Internal resources:									
Net Income Before Interest	6,719	9,258	11,015	14,882	14,110	15,965	16,681	17,532	19,181
Depreciation	1,992	3,495	4,095	4,814	5,379	6,083	6,392	7,958	8,476
Increase in Reserves	-7	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Internal Resources	8,704	12,753	15,110	19,696	19,488	22,048	23,073	25,490	27,656
Consumers' Contribution	1,042	1,113	1,169	1,227	1,289	1,353	1,421	1,491	1,567
Grants	26	169	0	0	0	0	0	0	0
Equity	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Borrowings:									
State Govt Loan	3,978	3,957	3,459	2,630	2,893	3,182	3,500	3,850	4,235
Project Loan (IBRD)			502	1,494	2,217	3,068	3,667	2,316	
Other Loans	4,370	5,146	7,489	10,408	10,138	4,622	3,116	2,767	2,812
Total Borrowings	8,348	9,103	11,450	14,532	15,248	10,872	10,872	8,933	7,047
Financing Gap	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Int on Loans not Paid	1,032	1,608	-201	419	230	-46	-40	-13	38
Less: RE subsidy not received	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Sources	19,153	24,746	27,528	35,874	36,255	34,227	34,737	35,901	36,308
Applications									
Investments:									
Proposed Projects:									
Chandrapur (LN-2544)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MPP-1 (LN-3096)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chandrapur 7 (LN-3498):									
HVDC Line	0	0	1,830	3,300	4,300	4,786	10,827	0	0
HVDC Terminal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribution Reinforcement	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other Capital Investment	12,680	13,736	9,698	11,631	12,706	14,871	7,669	17,612	18,968
Total Investment Program	12,680	13,736	11,528	14,931	17,006	19,657	18,496	17,612	18,968
Debt service:									
Principal Repayment	3,540	4,026	4,804	5,277	5,129	6,227	5,919	7,087	6,660
Interest Charged to Operations	5,466	6,536	8,160	9,398	9,167	9,823	10,998	11,341	11,176
Total Debt Service	9,007	10,562	12,964	14,675	14,296	16,050	16,917	18,428	17,836
Working Capital:									
Change in Current Liabilities:									
Accounts Payable	6,510	5,770	-308	2,868	176	1,211	3,010	3,861	4,577
Deposits from Consumers	485	500	506	843	55	345	622	977	927
Borrowings for Working Capital	-17	-94	0	0	0	0	0	0	0
Others	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Change in Total Current Liabilities	6,979	6,177	199	3,711	231	1,556	3,632	4,839	5,504
Change in Current Assets:									
Stocks	96	328	348	380	417	463	511	563	621
Drs.for Scale of Power	2,902	3,846	-707	3,097	2,161	854	-1,310	3,786	2,530
Other Receivables	1,448	2,450	3,594	6,501	2,606	-1,240	3,755	352	1,858
Change in Total Current Assets	4,446	6,625	3,235	9,978	5,184	76	2,956	4,701	5,008
Net Increase (Decrease) in Working Capital	-2,533	448	3,036	6,267	4,952	-1,480	-676	-138	-496
Total Applications	19,254	24,746	27,529	35,873	36,255	34,228	34,736	35,902	36,308
	-2	-1	-1	1	0	-1	1	-1	0

Schedule 3b Rate of Purchased Power (Ps./kWh)

Name of Station		1991-92 (ACT)	1992-93 (ACT)	1993-94 (PROJ)	1994-95 (PROJ)	1995-96 (PROJ)	1996-97 (PROJ)	1997-98 (PROJ)	1998-99 (PROJ)	1999-2000 (PROJ)
TATAS	S	142.36	171.72	217.39	265.00	265.00	317.00	317.00	317.00	317.00
TARAPUR		56.50	60.99	58.47	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00
NTPC		63.22	86.06	83.65	79.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RCF/ONGC		19.39	22.93			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GEB		55.56	59.11			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KAKRAPAR				223.70	230.00	230.00	230.00	230.00	230.00	230.00
KSTPS	K				52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	520.00
VSTPS	V				97.00	97.00	97.00	97.00	97.00	97.00
KAWAS	K	0.00	0.00		210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00
GANDHAR	G	0.00			210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00
TAPP	TAPP				63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00
ENRON	ERON							240.00	240.00	240.00
Total		84.30	103.80	131.43	162.39	158.60	174.04	199.81	202.17	210.17

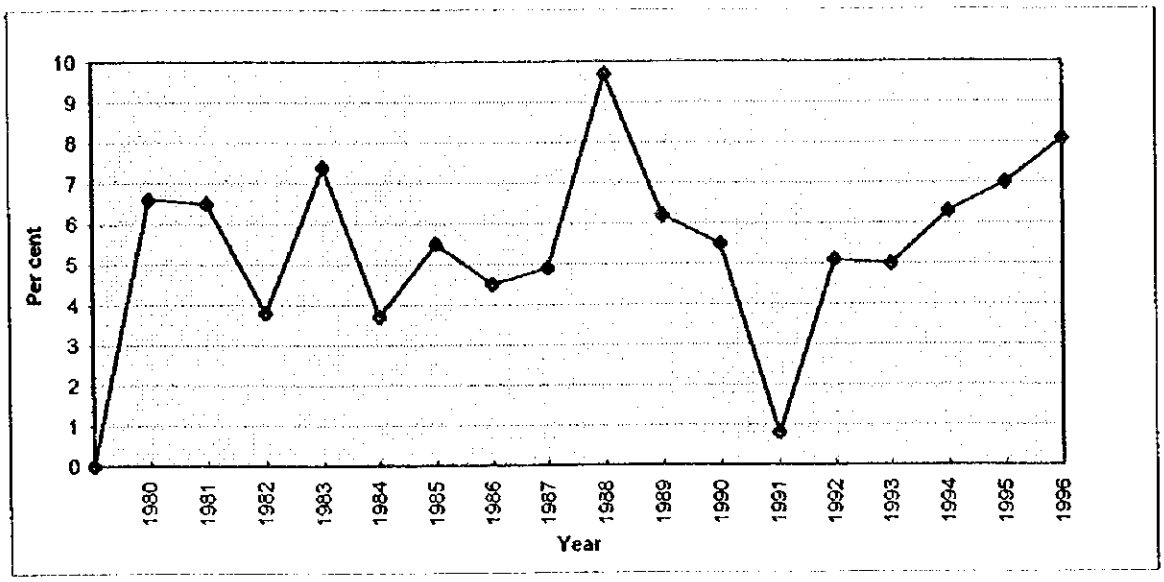


Fig. 2.4-1 Growth Rate of Real GDP

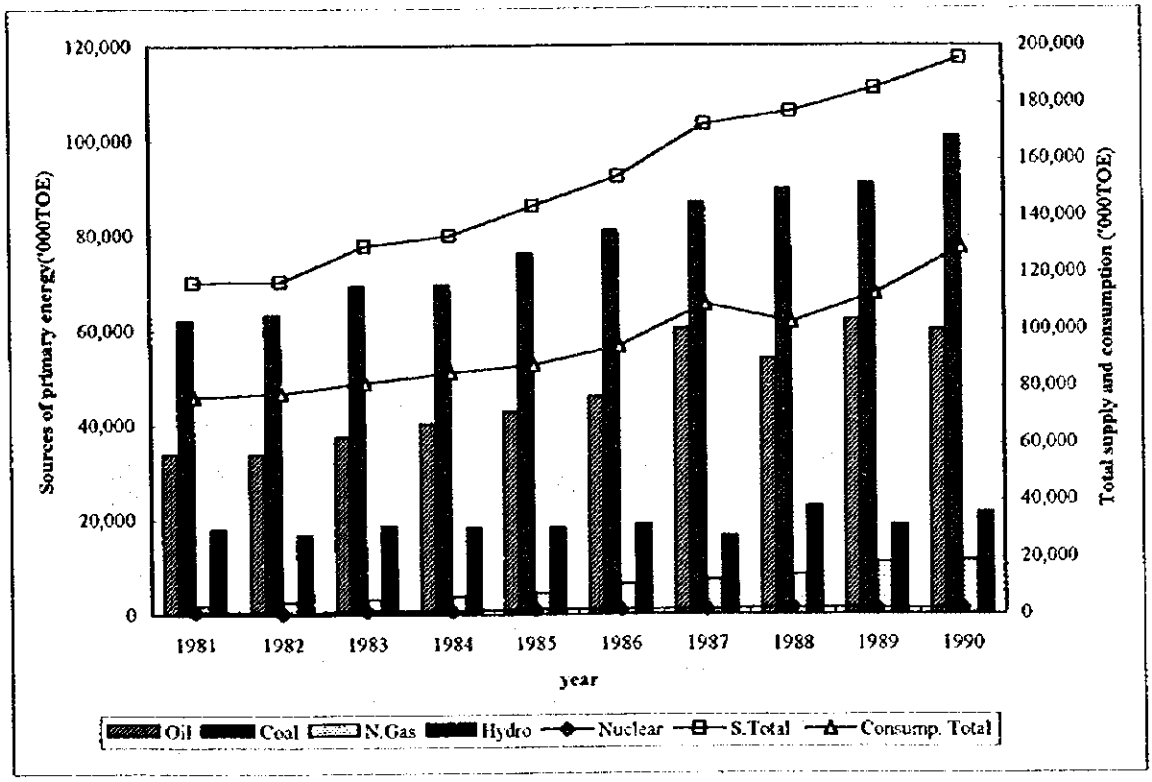


Fig. 2.4-2 Primary Energy Supply and Consumption (FY1981-1990)

第３章　電気事業の現況

目　　次

第３章　電気事業の現況 ····· 3-1
3.1　電力の現状 ····· 3-1
3.2　インドの電気事業組織 ····· 3-2
3.3　電力供給設備の現状 ····· 3-6
3.3.1　一般的事項 ····· 3-6
3.3.2　マハラシュトラ州における電力消費 ····· 3-6
3.3.3　マハラシュトラ州における既設電力設備調査 ····· 3-9

LIST OF TABLES

Table 3.1-1	GDP, Electricity Consumption and Elasticity in India
Table 3.2-1	A Summary of REB and SEB in India
Table 3.3-1 (a)	List of Hydropower Station in Maharashtra State (The End of 1994)
Table 3.3-1 (b)	List of Thermal and Nuclear Power Station in Maharashtra State (The End of 1994)
Table 3.6.3-13	Annual Rainfall Data (for Examination of Rainfall Cycle) ?????

LIST OF FIGURES

Figure 3.2-1	The Organization of Electric Power Industry in India
Figure 3.2-2	The Configuration of the 5 Regional Electricity Boards
Figure 3.3-1	Electricity Consumption Record in Maharashtra State (1983-1993)
Figure 3.3-2	Example of Daily Frequency Record (Jan. 14, 1995)

第３章　電気事業の現況

3.1　電力の現状

1982年から10年間のインドにおける経済成長は年平均およそ5.3%で推移しており、これに対して電力消費の伸び率は8.3%にも達し、対GDP弾性値は1.57と高い数値となり、電力需要の旺盛な伸びが認められる。しかしながら、一人当たり消費電力量で見ると1992年で294kWhとなっており、これは我が国の5510kWhのおよそ5.3%に当たり、極めて低い値である。これらの意味するところは、インドでは人口の４分の３が農村部に居住する典型的な農業国であると同時に、人口そのものが８億７千万人にも達することから一人当たり電力消費が小さい値に留まらざるを得ないということである。また、GDPの伸び率が大きく変化しているのは、農業生産が年毎にその年の天候条件に左右されていることによるものであり、一方で電力弾性値が高い数値で推移しているのは農村の電化が急速に普及していることを物語っている。

Table 3.1-1　GDP, Electricity Consumption and Elasticity in India

Year	GDP 1990 price Billion Rupees	Grows Rate (%)	Electricity Consumption (GWh)	Grows Rate (%)	Elasticity
1982	3,351.8	3.8	1,145.8	6.6	1.74
1983	3,600.8	7.4	1,232.2	7.5	1.01
1984	3,733.2	3.7	1,378.9	11.9	3.22
1985	3,937.4	4.5	1,491.1	8.1	1.8
1986	4,129.1	4.9	1,636.0	9.7	1.98
1987	4,326.1	4.8	1,776.1	8.6	1.79
1988	4,755.4	9.9	1,964.8	10.6	1.07
1989	5,067.9	6.6	2,148.3	9.3	1.41
1990	5,355.2	5.7	2,319.7	8.0	1.40
1991	5,381.3	0.5	2,435.2	5.0	10.00
1992	5,629.1	4.6	2,554.4	4.9	1.07
Average		5.3		8.3	1.57

Source ; International Financial Statistics Yearbook 1995 by IMF / Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1990-1991, 1993 by OECD/IEA

3.2 インドの電気事業組織

インドの電気事業は、中央政府および各州の州政府によって管理されている。しかしながら、ある特定の分野では、歴史的な理由から TATA 電力会社（発電会社）およびボンベイ郊外配電会社（BSES ; Bombay Suburban Electric Supply Ltd.）などの民間会社によって管理されている。

これに加え、近年では海外の独立発電事業者がインドの発電事業に参入してきている。既に Enron Power Development Corporation & General 社(米国) および Aranco Line Shipping Co.（シンガポール）が Maharashtra 州の火力発電事業に参入を計画している。

Fig. 3.2-1 にインドにおける電気事業組織を示す。

中央政府には電力省（MOP ; Ministry of Power）があり、ここが全電力事業の監督をしている。また、中央電力庁（CEA ; Central Electricity Authority）があって、ここがすべての技術的事項および政府の承認ないし許可を必要とする事項を管理し、これらがインドにおけるすべての活動をカバーしている。現在 18 の州には、州電力局（SEB ; State Electricity Board）があり、これがそれぞれの州の需要予測、電源開発計画および系統運用などの電力事業を管理している。

上記の SEB の他、水力発電開発、運転には国営水力発電公社（NHPC）が、火力発電建設、運転には国営火力発電公社（NTPC）があり、また、原子力省の管理の下で原子力発電公社（NPC）が原子力発電所の建設および運転を行っている。これらの公社は、州をまたぐ大きなプロジェクトを担当しており、SEB の活動を補完している。これらの組織で発電された電力は、SEB に供給される。

マハラシュトラ州では、マハラシュトラ州電力局（MSEB）が電力需要予測、供給計画、系統計画および系統運用（周波数および電圧制御並びに他の州との電力融通）をはじめ、火力発電所の建設・運転および水力発電所の運転を含め、Maharashtra 州の系統運用を管理している。

MSEB は、州内の東部および西部の２個所に地域中央給電指令センターをもっており、系統電圧、周波数および TATA 電力会社等の民間会社との電力の売買を管理している。これに加え、MSEB は、Gujarat、Madhya Pradesh、Andhra Pradesh、Karnataka、Goa の各州と州間連系送電線をもっている。インド国内は **Fig. 3.2-2** に示すように、５地域に分割された地域電力協議会が組織され、それぞれがパワープールを構成し

て州際および地域間での電力融通・調整を行っており、MSEB は Gujarat SEB、Madhya Pradesh SEB とともに西部地域電力協議会に含まれている。**Table 3.2-1** は地域ごとの電力協議会の構成をまとめたものである。

マハラシュトラ州の水力発電設備については、本調査の相手方当事者である（マハラシュトラ州灌漑局）が計画および建設を担当している。新規発電所の建設が完了すると、一定期間初期運転をした後 MSEB に引き渡されることとなっている。

インドには私営電力会社は 57 社あり、その多くは配電専門会社であるが、TATA 電力会社(マハラシュトラ州、ムンバイ市および周辺地域への供給、1,606MW)、Ahmadabad 電力会社(Gujarat 州、Ahmadabad 市への供給、509MW) 等 5 社は、発送配電一貫の事業者である。

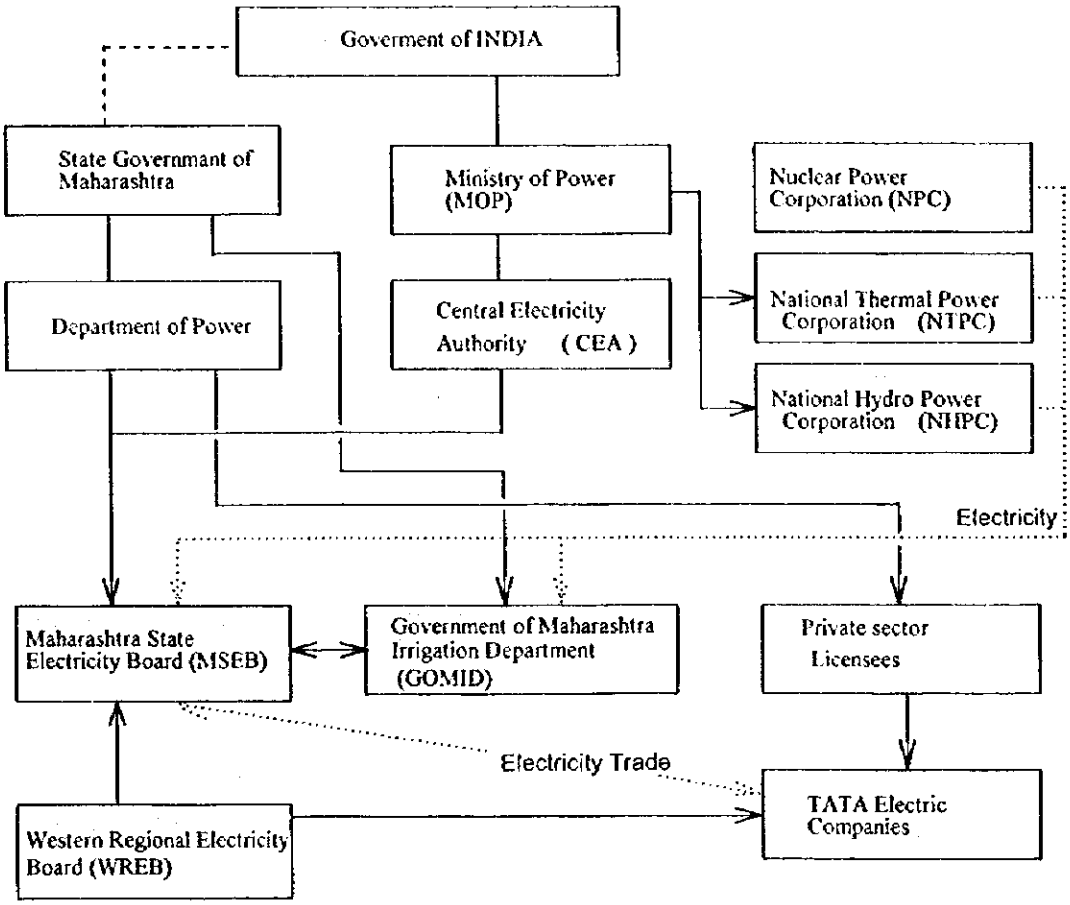


Fig. 3.2-1 The Organization of Electric Power Industry in India

Table 3.2-1 A Summary of REB and SEB in India

(The end of March, 1992)

Regional Electricity Board State Electricity Board	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Power Sales (10^6kWh)	Per Capita Consumption (kWh)
Eastern REB				
Bihar SEB	1,392	1,396	7,094	110
Orissa SEB	1,602	1,271	-	175
West Bengal SEB	-	2,239	11,854	-
Northern RED				
Haryana SEB	1,756	1,660	9,820	432
Himachal SEB	518	366	1,688	198
Punjab SEB	3,311	3,286	17,383	620
Rajasthan SEB	2,775	1,989	12,967	213
Uttar Pradesh SEB	7,210	5,748	30,548	-
Delhi ESU	-	1,643	9,353	-
North Eastern REB				
Manipur ED	9.22	60	153	108
Meghalaya SEB	134	60	253	144
Southern REB				
Andhra Pradesh SEB	4,166	3,703	23,230	273
Karnataka SEB	2,970	2,724	-	338
Kerala SEB	1,927	1,576	8,008	185
Tamil Nadu SEB	6,019	3,953	22,490	360
Western REB				
Gujarat SEB	5,593	4,091	24,005	429
Madhya SEB	3,284	3,022	15,134	254
Maharashtra SEB	9,390	6,864	43,239	492

Source; Profile of Power Utilities in India, April 1993 by Council of Power Utilities

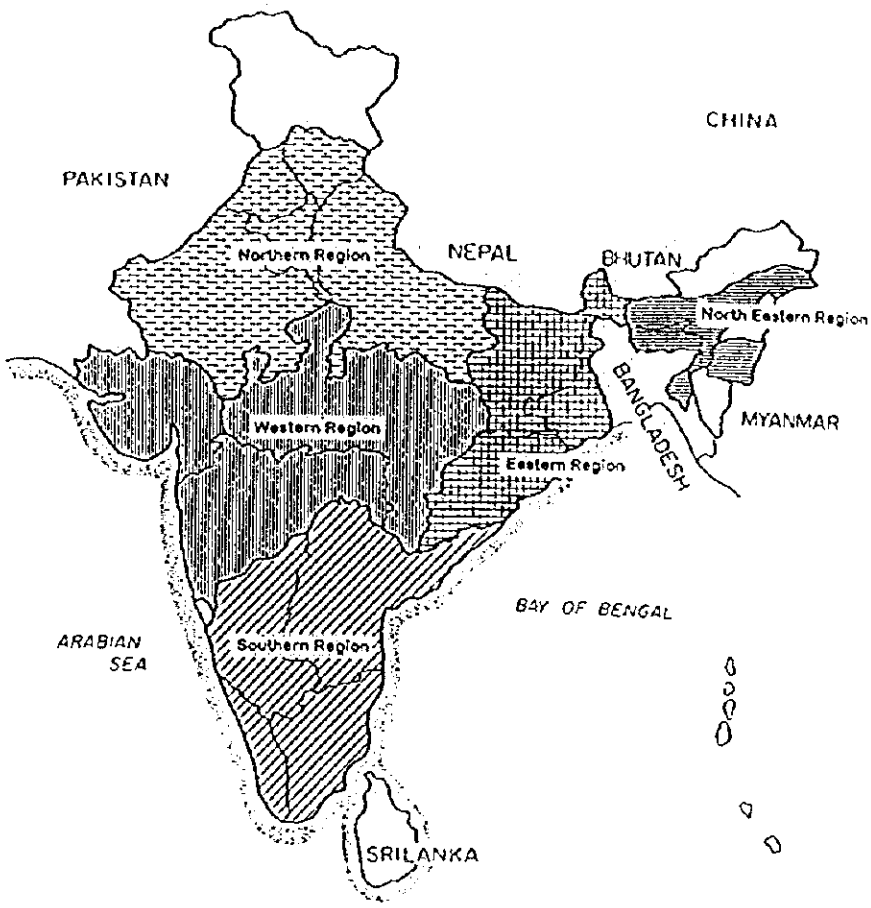


Fig. 3.2-2 The Configuration of the 5 Regional Electricity Boards

3.3 電力供給設備の現状

3.3.1 一般的事項

調査団は、インドにおける第1次現地作業の前にアンケートを作成し、インドの相手方当事者、すなわち Maharashtra 州政府機関である州灌漑局 (GOMID ; Government of Maharashtre Irrigation Department)、州電力局 (MSEB ; Maharashtra State Electricity Board) および TATA 電力会社 (間接的に TATA コンサルティング・エンジニアリング社を通じてサーベイされた) と協力して電力産業の現状を調査した。

その結果、次のような情報が収集された。

3.3.2 マハラシュトラ州における電力消費

マハラシュトラ州の面積および人口はインド全体で第3番目に位置しているが、電力消費においては、全国消費量のおよそ15%を消費しておりインドで最大の州である。1993 年の実績消費量は 36,808GWhで、その内訳は 17.6% が家庭用、43.0% が工業用、24.2% が農業用、15.2% が商業用その他であった。電力消費の大部分は、人口稠密地域および工業化地域であるMumbai、Pune、Nagpur およびその周辺地域で消費された。マハラシュトラ州における 1983 年から 1993 年までの電力消費量の推移はFig. 3.3-1 に示すとおりで、年平均成長率は 7.5%であった。この数値は、全国平均の 8.3%に比し若干低めであるが、これは同地域が既に 1989 年に電化を完了したのに対し、他の地域では急速な電化が行われていることによるものと思われる。

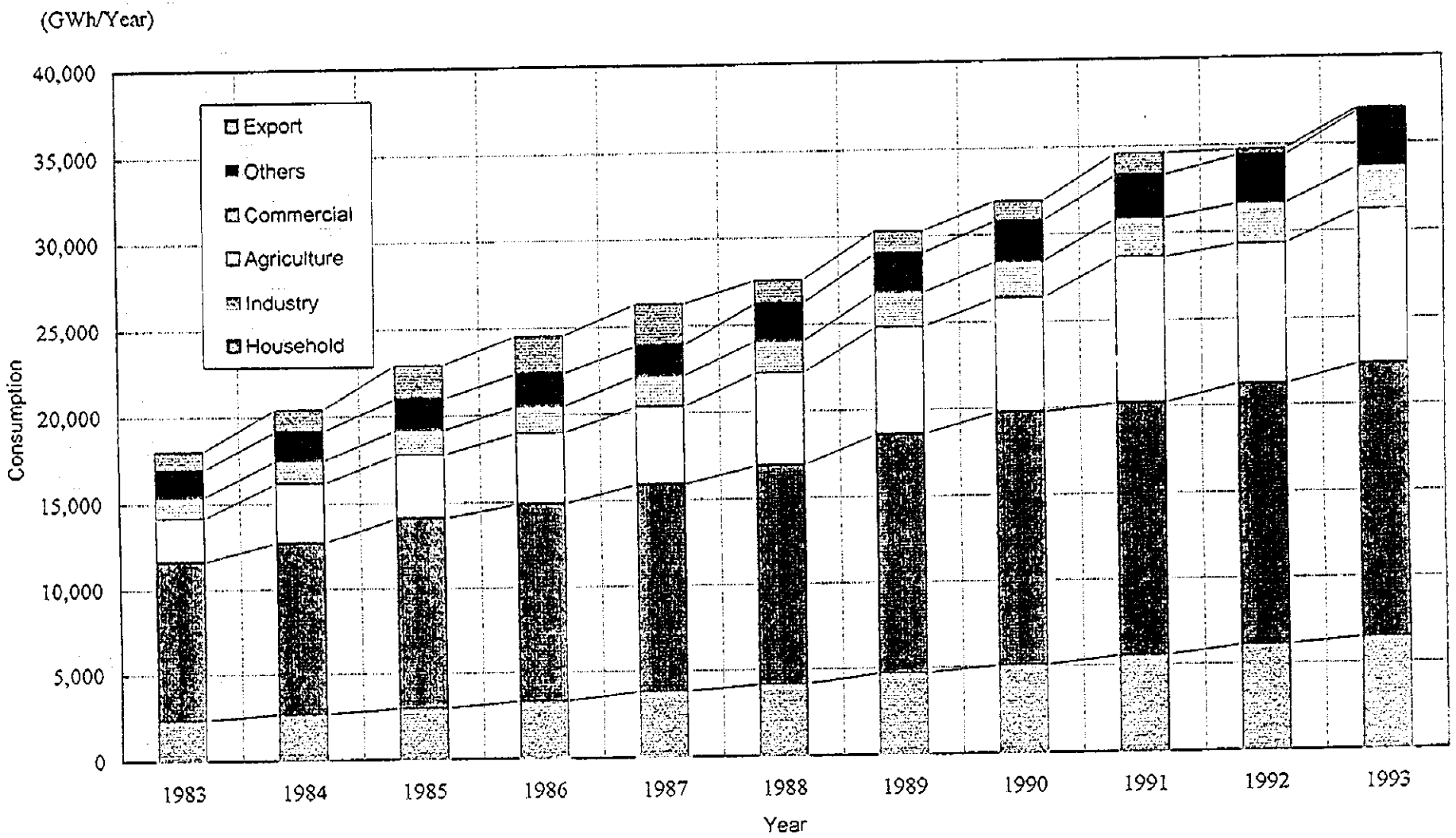


Fig. 3.3-1 Electricity Consumption Record in Maharashtra State (1983-1993)

3.3.3 マハラシュトラ 州における既設電力設備調査

調査団は、インド国内調査の第一段階として調査団が作成したアンケート調査に基づき、MSEB および TATA コンサルティングとそれぞれ聞き取り調査を行い、マハラシュトラ 州における既設電力設備の現状を調査した。

また調査団は、西部地域中央給電指令センターを調査したが、このセンターではマハラシュトラ州の電力系統の西半分を運営、管理している。調査団は当該設備を観察するとともに、職員との討議を通じて 1993 年の最大負荷日および最小負荷日の日負荷曲線を入手した。

更に、インドにおける第２次調査において調査団は、２種類の火力発電所、すなわち、Uran ガスタービンコンバインドサイクル発電所および Nashic 石炭火力発電所を調査し、既設火力発電所の現状と運転を調査したが、これらの発電所が揚水用動力としての夜間電力を供給することとなる。

マハラシュトラ州における既設発電設備の総発電容量は、1994 年末で 9,324MW であり、これは水力 1,589 MW（17%）、火力 7,545 MW（81%）である。これに加え MSEB は、NTPC 所有の火力発電所と NPC の原子力発電所のうち 1,548MW のシェアをもっている。マハラシュトラ州の既設発電設備のリストを **Table 3.3-1 (a)** および**(b)** に示す。

州東部にある炭坑の山元火力発電所からの電力の大部分は、州西部にある消費地である Mumbai、Pune およびその周辺地域へ送られる。したがって系統的には長距離一方向送電で、これら山元火力の発電設備の分類としてはベースロード火力であり、州全体のベースロード火力は全設備出力の 81%にも及ぶ。

したがって、電圧および周波数制御面からみた系統運用は非常に難しい。**Fig. 3.3-2** は１日の周波数変動の実績を示す例である。図によれば、系統周波数は軽負荷時の 51.30Hz から重負荷時の 48.4Hz まで大幅に変動している。これは、現時点において大規模水力発電所或いは揚水発電所のようなピーク供給発電所が不足していることを意味している。

Table 3.3-1 (a) List of Hydropower Station in Maharashtra State

(The End of 1994)

Name of Power Station	Owner	Capacity (No. x MW)	Installed Capacity(MW)	Commissioning Year
Bhandardara	MSEB*	1 x 10	10	1987
Bhatgar	Ditto	1 x 16	16	1974
Bhira Tail Race	Ditto	2 x 40	80	1988
Eldari	Ditto	3 x 7.5	22.5	1968
Koyna I & II	Ditto	4 x 65	260	1962 - I
		4 x 75	300	1968 - II
Koyna III	Ditto	4 x 80	320	1974
Koyna Dam Power House	Ditto	2 x 20	40	1981
Paithan	Ditto	1 x 12	12	1984
Pawshet	Ditto	1 x 8	8	
Pawana	Ditto	1 x 10	10	1988
Pench 1 & 2	Ditto	2 x 80	53 (Maharashtra share)	
Radhanagari	Ditto	4 x 1.2	4.8	1962
Tillari	Ditto	1 x 60	60	1987
Vaitarna	Ditto	1 x 60	60	1976
Vaitarna Dam Toe	Ditto	1 x 1.5	1.5	1987
Vir	Ditto	2 x 4.5	9	1972
Yeoteshwar	Ditto	1 x 0.075	0.075	
Kanher	Ditto	1 x 4	4	
Varasgaon	Ditto	1 x 8	8	1991
Bhatsa	Ditto	1 x 15	15	1991
Dhom	Ditto	1 x 2	2	
Sub Total			1295.875	
Bhira	TATA*	6 x 25	150	
Bhivpuri	Ditto	6 x 12	72	
Khopoli	Ditto	6 x 12	72	
Sub Total			294	
Total			1589.875	

Note MSEB:Maharashtra State Electricity Board

TATA:TATA Electric Companies

Table 3.3-1(b) List of Thermal and Nuclear Power Station in Maharashtra State (The End of 1994)

Name of Power Station	Owner	Capacity (No. x MW)	Installed Capa city (MW)	Commissioning Year
I. THERMAL				
Bhusawal Unit 1	MSEB	1 x 58	58	1968
Bhusawal Units 2 & 3	Ditto	2 x 210	420	1979,82
Chandrapur Units 1 to 4	Ditto	4 x 210	840	1983-84
Chandrapur Unit 5	Ditto	1 x 500	500	1991
Chandrapur Unit 6	Ditto	1 x 500	500	1992
Khaperkheda Ext. Units 1 &2	Ditto	2 x 210	420	1989,90
Koradi Units 1 to 4	Ditto	4 x 115	460	1974-76
Koradi Unit 5	Ditto	1 x 200	200	1978
Koradi Units 6 & 7	Ditto	2 x 210	420	1982,83
Nasik Units 1 & 2	Ditto	2 x 140	280	1970,71
Nasik Units 3 to 5	Ditto	3 x 210	630	1979-81
Paras Unit 1	Ditto	1 x 30	30	1961
Paras Unit 2	Ditto	1 x 58	58	1967
Parli Units 1 & 2	Ditto	2 x 30	60	1971,72
Parli Units 3 to 5	Ditto	3 x 210	630	1982,85,87
Uran Gas Turbine Units 1 to 4	Ditto	4 x 60	240	1983
Uran Gas Turbine Units 5 to 8	Ditto	4 x 108	432	1986
Uran WHRP Unit 1	Ditto	1 x 120	120	1994
Sub Total			6298	
Trombay Units 1 to 3	TATA	3 x 62.5	187.5	1956,57,60
Trombay Unit 4	Ditto	1 x 150	150	1965
Trombay Unit 5	Ditto	1 x 500	500	1984
Trombay Unit 6	Ditto	1 x 500	500	1990
Sub Total			1337.5	
Korba West Units 1 - 3	NTPC*	4 x 210	319 (Maharashtra share)	1983, 84,85
Korba STPs Units 4 - 6	Ditto	3 x 210	319 (Maharashtra share)	1983, 84
Vindhyachal STPs Units 1 - 6	Ditto	6 x 210	382 (Maharashtra share)	1987 - 91
Kawas	Ditto		201 (Maharashtra share)	
Sub Total			1221	
Total			8856.5	
2. NUCLEAR				
Tarapur	NPC*	2 x 160	190 (Maharashtra share)	1969
Kakrapara	NPC	1 x 220	137 (Maharashtra share)	1992
Sub Total			327	
Total			327	
Grand Total			9183.5	

Note: *NPC:Nuclear Power Company *NTPC:Natioal Thermal Power Company

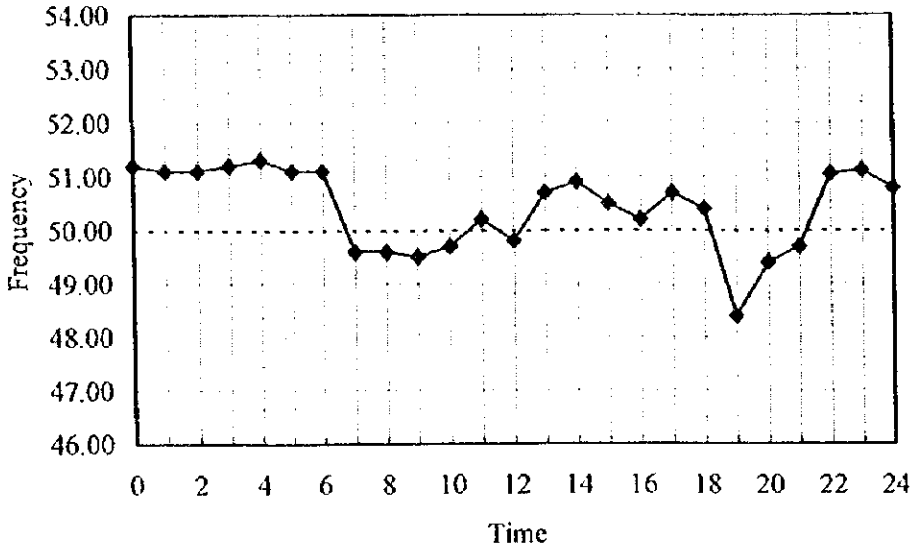


Fig 3.3-2 Example of Daily Frequency Record (Jan. 14, 1995)

第４章　電力需要供給計画

目　　次

第４章　電力需要供給計画 …… 4-1
4.1　需要想定および電源開発計画に関する資料の収集とレビュー …… 4-1
4.2　電源開発計画とその現状 …… 4-1
4.3　日負荷曲線予測 …… 4-1

LIST OF TABLES

Table 4.2-1 (a) Future Generating Capacity Additions upto 2002 in Maharashtra State

Table 4.2-1 (b) Future Generating Capacity Additions upto 2002 in Maharashtra State

LIST OF FIGURES

Figure 4.1-1	Peak Demand Forecast and Generation Facility Development Plan of Maharashtra
Figure 4.2-1	Location of Power System Diagram
Figure 4.3-1	Daily Demand Curve of Maharashtra Power System from 1993 (actual) to 2010 (forecast)

第４章　電力需要供給計画

4.1　需要想定および電源開発計画に関する資料の収集とレビュー

マハラシュトラ州における電力需要想定および電源開発計画の作成および調整はMSEBによって実施されている。しかしながら、本調査ではMSEBとCEAが作成し発表した第14次電力需要予測報告書に記載されている マハラシュトラ州の値を適用するものとする。

Fig. 4.1-1 は、第14次電力需要予測報告書に記載された2010年までのマハラシュトラ州の最大需要予測を示す。この報告書によれば需要の伸び率は、1995 年から2001年までは年平均7％、2002年から2006年までは同6％、また2007年から2010年までは5％と計画されている。

4.2　電源開発計画とその現状

マハラシュトラ 州では、水力発電所の建設計画はGOMIDによって、また火力発電所の建設計画および配電・変電計画はMSEBによって実施されている。電源開発計画はまた、民間セクタであるTATAによっても行われている。これらの電源開発計画はMSEBと調整をとり、監督機関であるCEAの審査を受けた後、MOP(中央政府）に提出される。**Table 4.2-1 (a)** および **(b)** に既存および進行中の電源開発計画を示す。

この同じ手順が、送電および配電施設の拡張計画についても実施される。**Fig. 4.2-1** に示すように、州の南部における400kV送電線の補強およびChandrapur－Padge間の直流送電（+500 kV、1,500 MW）および配電施設の建設は、1997年に送電を開始するよう計画されている。

4.3　日負荷曲線予測

インドにおける将来の日負荷曲線は入手できていない。従って、MSEBと討議した結果、本調査のための日負荷曲線を確定するため、1993年までの日負荷曲線に基づき、これに第14次電力需要予測報告書からの最大需要の成長率を乗じてこの曲線の一部を作成することが決定された。すなわち、1993年の実際の日負荷曲線をもとに **Fig. 4.1-1** に示されたピーク負荷の伸び率を乗じて将来の日負荷曲線を作成する

こととした。

現状でのマハラシュトラ州の最大需要日における日負荷曲線では、電灯需要によって午後遅くにピークが出現している。曲線は、日中は商用の電力消費ではピークとならないと想定された。従って、負荷の構造は、電力需要の伸びがあっても変わらないであろう。作成された日負荷曲線を **Fig. 4.3-1** に示す。

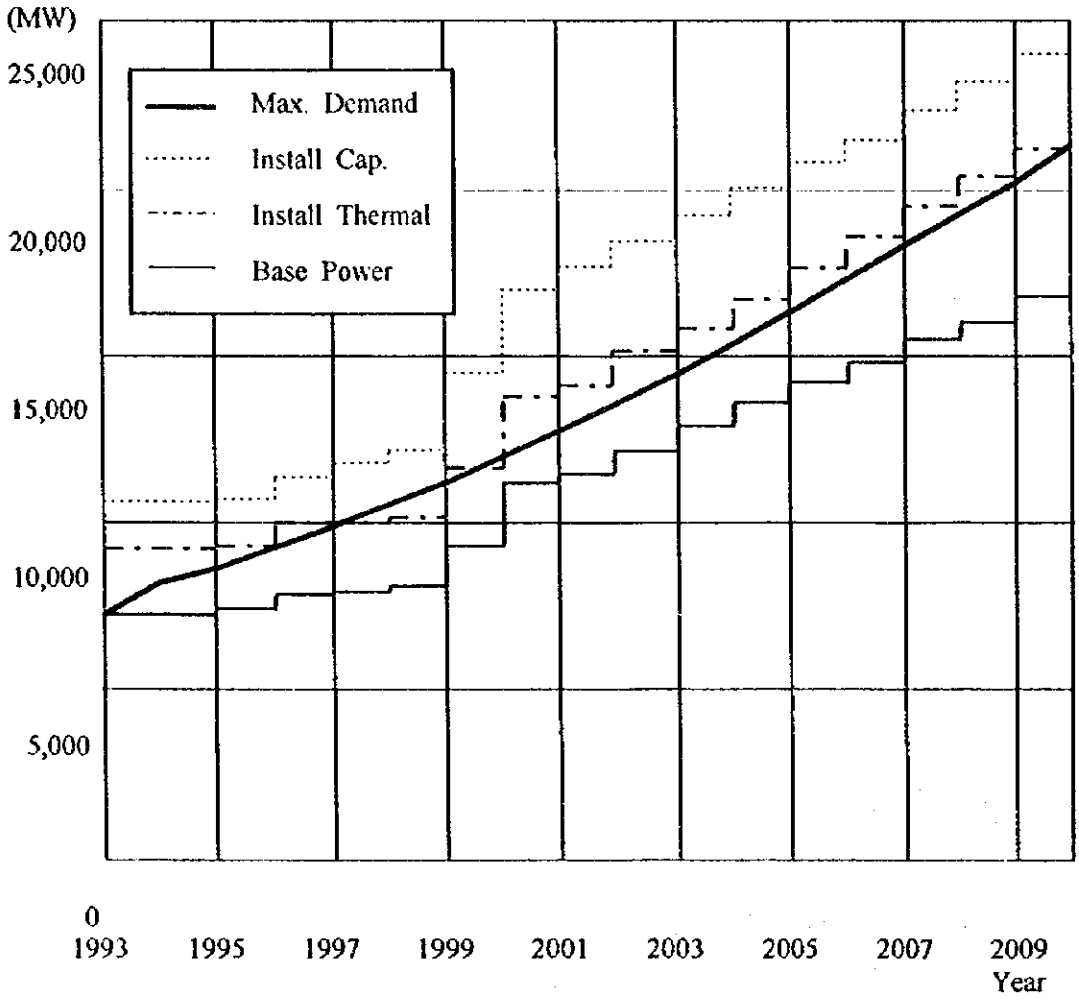


Fig. 4.1-1 Peak Demand Forecast and Generation Facility Development Plan of Maharashtra

Table 4.2-1 (a) Future Generating Capacity Additions upto 2002 in Maharashtra State

(Unit: MW)

Year	Public Sector	TATA/BSES	Central Sector	Private Sector	Total Installed Capacity	
	MSEB		TARAPUR/NTPC/NPC		Addition	Progressive
As on 1994	7593	1631	1548	0	0	10772
1995	133	492	123	0	748	11520
1996	69	150	136	0	355	11875
1997	394	0	0	0	394	12269
	8189	2273	1807	0	1497	13766
1998	1253	90	108	905	2356	14625
1999	0	0	162	2530	2692	17317
2000	250	0	54	250	554	17871
2001	0	0	163	660	823	18694
2002	0	0	0	0	0	18694
	1503	90	487	4345	6425	18694

Note MSEB: Maharashtra State Electricity Board,

TATA: TATA Electric Companies

BSES : Bombay Suburban Electric Supply Co., Ltd.

Table 4.2-1 (b) Future Generating Capacity Additions upto 2002 in Maharashtra State

Year		Owner	Fuel	Capacity (MW)	Total Installed Capacity Addition (MW)	Progressive (MW)
As on 1994		MSEB				7593
		TATA/BSES				1631
		Maharashtra share				1548
		Private Sector				0
1995	Uran WH-U2	MSEB	Gas	120		
	Minor Hydro	Ditto	Hydro	13		
	Trombay Unit 1 to 3	TATA/BSES	Coal/Gas	-188		
	Trombay CCGT	Ditto	Gas	180		
	Dahanu 1 & 2	Ditto	Coal	500		
	Gandhar Units 1 to 3	Maharashtra share	Gas	123	748	11520
1996	Minor Hydro	MSEB	Hydro	69		
	Bhira PSS	TATA/BSES	Hydro	150		
	Gandrar WR 1 & 2	Maharashtra share	Gas	68		
	Sardar Sarvar	Ditto	Hydro	68		
	(Ganal Read Units 1 to 5)				355	11875
1997	Koyna Stage IV Unit 1	MSEB	Hydro	250		
	Uran WH-Unit 3	Ditto	Gas	120		
	Minor Hydro	Ditto	Hydro	24	394	12269
Capacity at The End of 8th Plan					1497	
1998	Koyna Stage IV Units 2 to 4	MSEB	Hydro	750		
	Chandrapur Unit 7	Ditto	Coal	500		
	Minor Hydro	Ditto	Hydro	3		
	Bhivpuri PSS	TATA/BSES	Hydro	90		
	Sardar Sarovar	Maharashtra share	Hydro	108		
	(River Bed units 1 & 2)					
	Dabhol Phase-1	DPC	Oil	695		
	Khaperkheda Unit 5	ARANCO	Coal	210	2356	14625
1999	Sardar Sarovar	Maharashtra share	Hydro	162		
	(River Bed units 3 to 5)					
	Dabhol Phase-2	DPC	LNG	1320		
	Khaperkheda Unit 6	ARANCO	Coal	210		
	Bhadravati Units 1 & 2	NDIL	Coal	1000	2692	17317
2000	Ghatghar PSS	MSEB	Hydro	250		
	Sardar Sarovar	Maharashtra share	Hydro	54		
	(River Bed unit 6)					
	Khaperkheda Unit 3	Ballarpur Industries	Coal	250	554	17871
2001	Vindhyachal Unit 7	Maharashtra share	Coal	163		
	Khaperkheda Unit 4	Ballarpur Industries	Coal	250		
	Nagodhane		LNG	410	823	18694
2002						18694
Capacity at The End of 9th Plan					6425	
	Total Capacity				7922	18694

Note: MSEB : Maharashtra State Electricity Board, TATA : TATA Electric Companies
BSES : Bombay Suburban Electric Supply, NDIL : Nippon Denso Ispat Ltd.
ARANCO : Aranco Energy Private Ltd., DPC : Dabhol Power Company

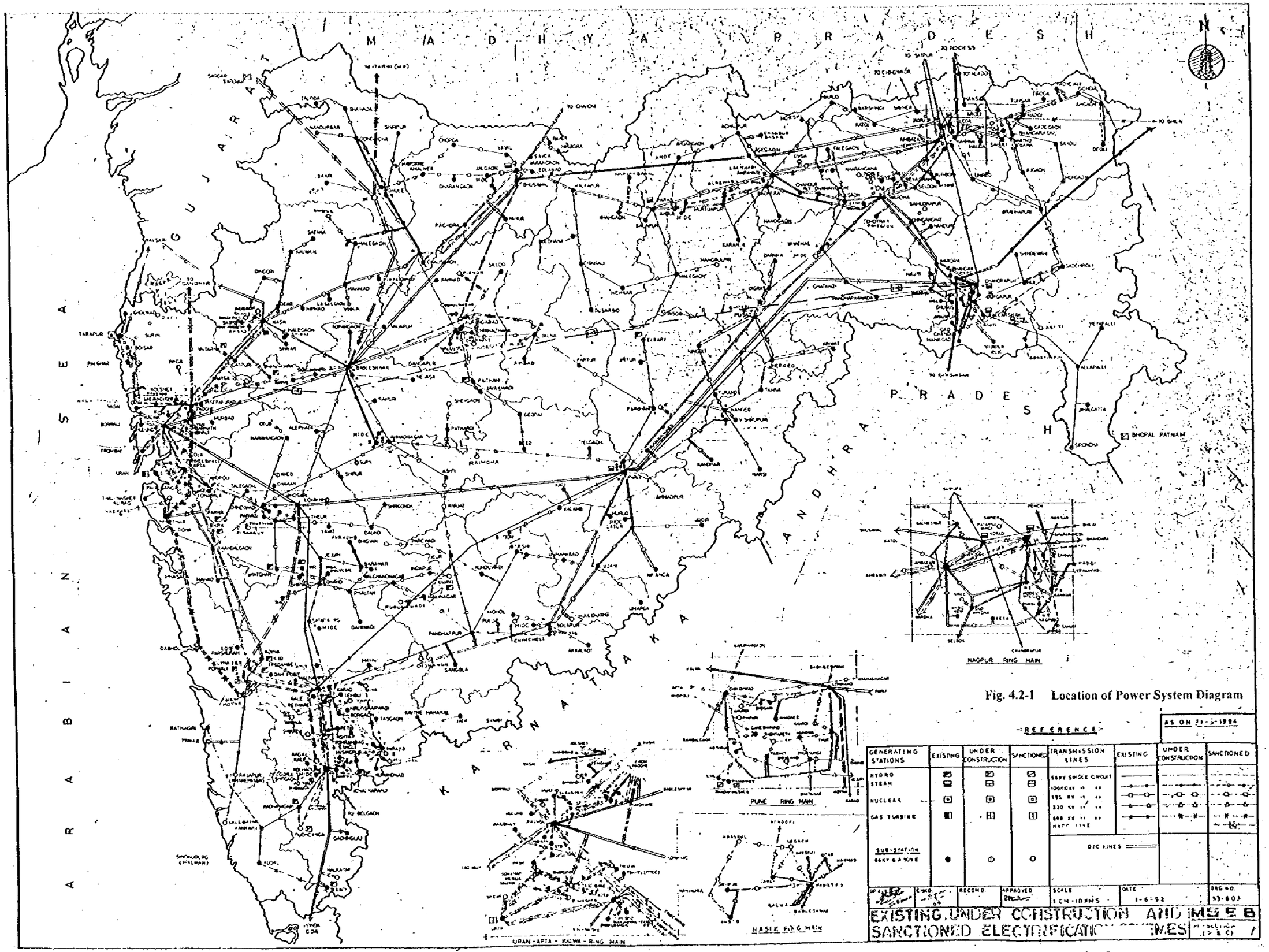


Fig. 4.2-1 Location of Power System Diagram

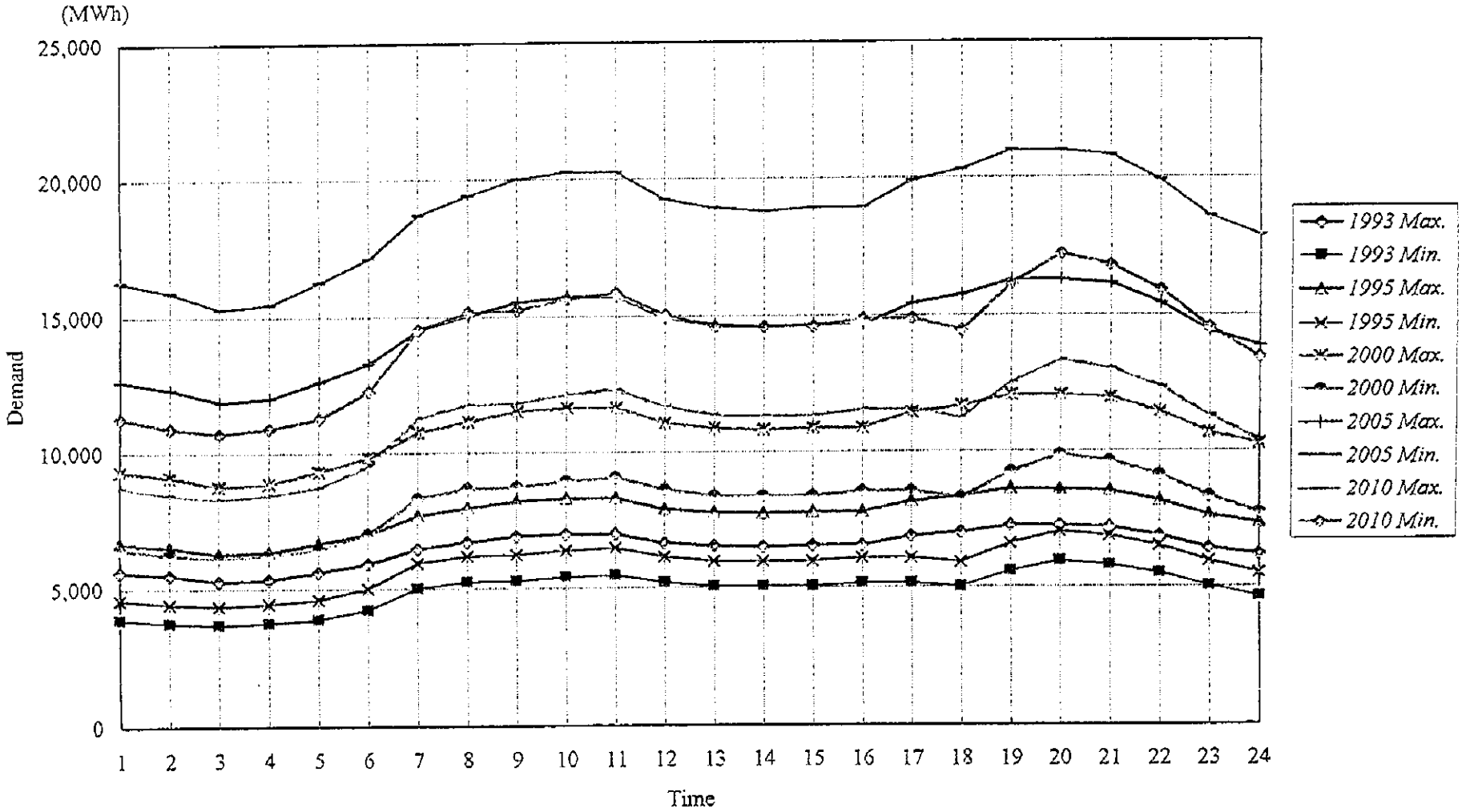


Fig. 4.3-1 Daily Demand Curve of Maharashtra Power System from 1993(actual) to 2010(forecast)