

タイ王国

ナムヤム川上流域水力発電開発計画

マスタープラン調査報告書

1987年3月

国際協力事業団

タイ王国

ナムヤム川上流域水力発電開発計画

マスタープラン調査報告書

JICA LIBRARY



1030812[0]

16576

1987年3月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'87. 6. 22	122
登録 No.	16576	64.3 MPN

は し が き

日本国政府は、タイ王国政府の要請に基づき、同国のナム・ヤム川上流域水力発電開発計画に関するマスター・プランを作成するための調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、電源開発株式会社高島康夫氏を団長とする各分野の専門家から成る調査団を編成した。

調査団は、1985年7月から1986年12月までの間、4回に亘り現地調査を行い、帰国後、これによって得られた結果と資料に基づいて解析・検討等の国内調査を行った。

本報告書は、この成果を取りまとめたものである。本報告書が、タイ王国の当該計画の推進に役立つとともに、同国の経済、社会開発に寄与し、ひいては、同国とわが国との友好親善、経済交流をより一層深めることに貢献出来れば幸いである。

最後に、本調査の任に当られた団員のご努力に敬意を表するとともに、調査に際し、多大のご協力を頂いたタイ王国政府関係機関、電力公社（EGAT）、在タイ日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

1987年1月

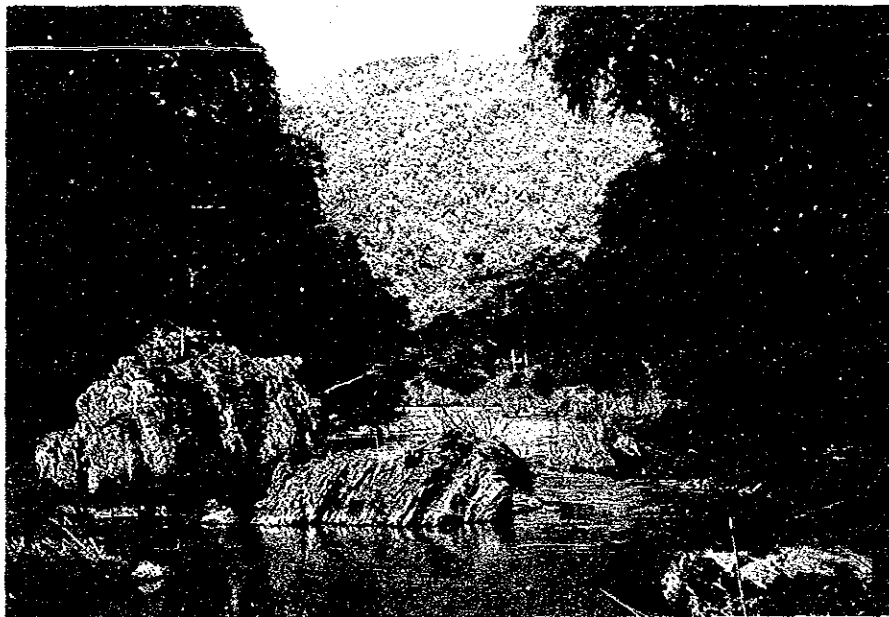
国際協力事業団

総裁 有 田 圭 輔



Nam Mae Ngao Dam Site

**View from upstream
(End of rainy season)**



Nam Mae Rit Dam Site

**View from down stream
(End of rainy season)**



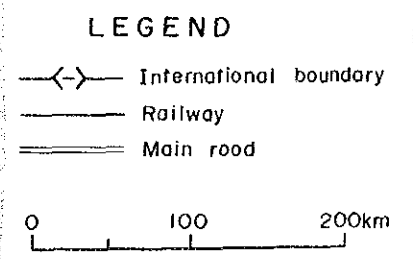
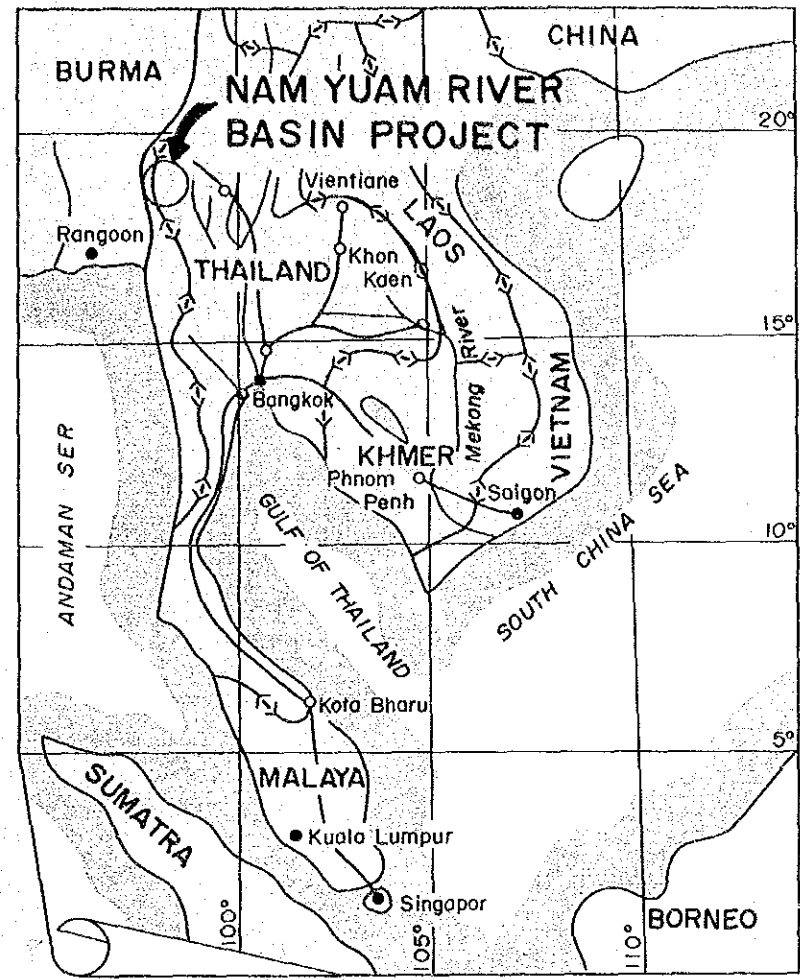
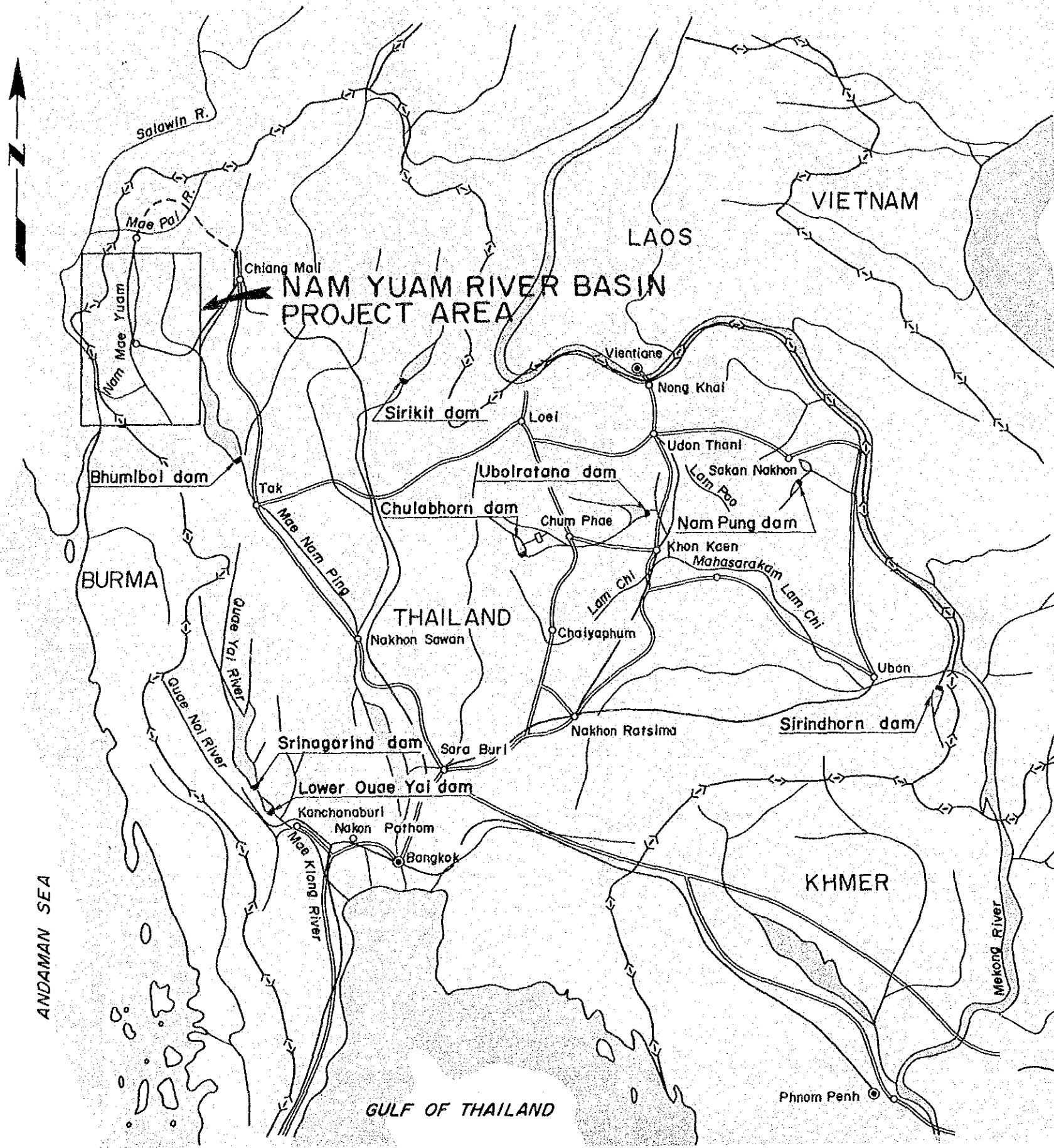
Upper Yuam 1 Dam Site

**View from down stream
(End of rainy season)**



Upper Yuam 2 Dam Site

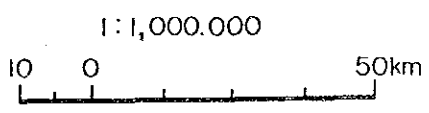
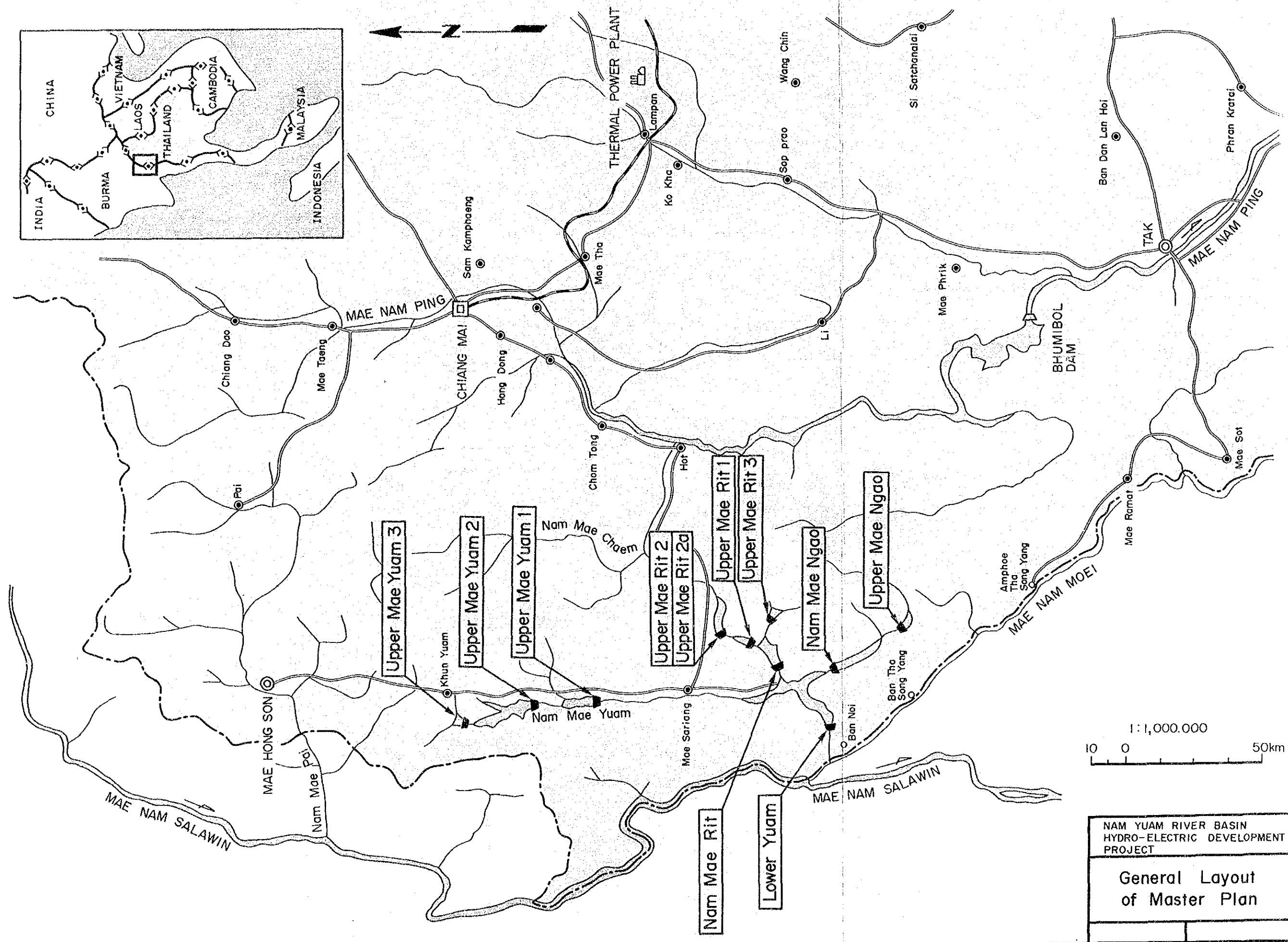
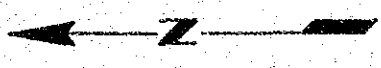
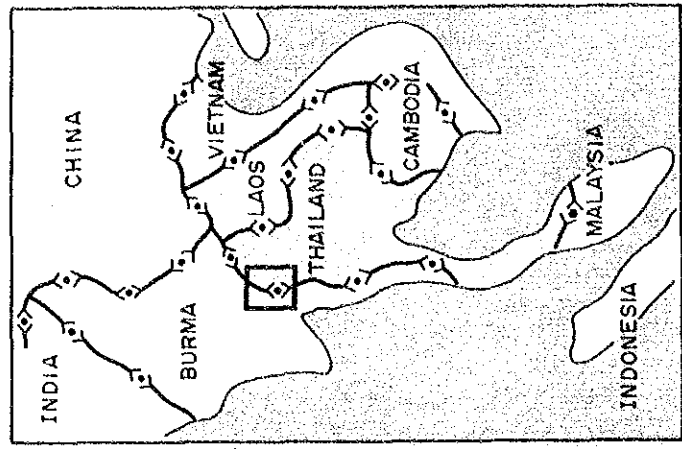
**View from up stream
(End of rainy season)**



**NAM YUAM RIVER BASIN
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT
PROJECT**

KEY AND LOCATION MAP





NAM YUAM RIVER BASIN
HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT
PROJECT

**General Layout
of Master Plan**

目 次

結 論 と 勧 告

第1章 序 論

頁

1.1	計画地域の概要	1 - 1
1.2	計画の背景	1 - 2
1.3	計画の概要	1 - 4
1.4	調査業務の内容	1 - 5
1.5	謝 辞	1 - 7

第2章 需 要 想 定

2.1	EGAT系統内の需要想定	2 - 1
2.2	PBA 供給地域の需要想定	2 - 1
2.3	北部地域の需要想定	2 - 2
2.4	Yuam川上流域水力発電プロジェクトの主要供給地域	2 - 5
2.5	日 負 荷 率	2 - 15
2.6	負荷持続曲線の偏差	2 - 41
2.7	日負荷持続曲線の推定	2 - 50
2.8	積分負荷関数	2 - 56
2.9	日設備利用率	2 - 63

第3章 地 質

3.1	まえがき	3 - 1
3.2	地質調査	3 - 2
3.3	計画地域の地形・地質	3 - 6
3.4	各計画地点の地質	3 - 8
3.5	建設材料	3 - 22

第4章 気象および水文

4.1	計画地域の気象概要	4 - 1
4.2	Yuam川流域内の測水所および気象観測所	4 - 1
4.3	気 象	4 - 2
4.4	河川流量	4 - 4
4.5	堆 砂	4 - 10
4.6	洪水解析	4 - 12
第5章 開発計画		
5.1	基本事項	5 - 1
5.2	開発計画の検討手法	5 - 3
5.3	単独開発計画（第1段階の検討）	5 - 4
5.4	選定された主要プロジェクト（第2段階の検討）	5 - 23
5.5	追加検討	5 - 42
5.6	Lower Yuam計画の増分便益	5 - 48
第6章 予備設計		
6.1	土木構造物	6 - 1
6.2	電気機器	6 - 3
第7章 送電計画		
7.1	タイ国電力システムの概要	7 - 1
7.2	送電計画	7 - 3
7.3	送電方法の経済比較	7 - 5
7.4	系統解析	7 - 5
7.5	送電線の概略設計	7 - 8
7.6	追加検討	7 - 9
第8章 工事計画と工事費		
8.1	工事計画	8 - 1
8.2	工事費と資金計画	8 - 8

第9章 経済評価

9.1	計画の検討に適用された基本概念と手法	9 - 1
9.2	代替火力発電所	9 - 13
9.3	水力発電プロジェクトの便益	9 - 24
9.4	水力発電所の費用	9 - 31
9.5	B-C と B/C	9 - 32
9.6	等価割引率 (EDR)	9 - 34
9.7	感度分析	9 - 37

第10章 灌漑プロジェクトへの影響

10.1	現地調査の目的	10 - 1
10.2	調査結果	10 - 1
10.3	RID の Yuam川流域灌漑プロジェクト (既設) の概要	10 - 2
10.4	増加便益	10 - 2

第11章 環境問題

11.1	環境の背景	11 - 1
11.2	環境問題	11 - 4

結論と勧告

【結論と勧告】

(1) 結論

現在タイ王国が保有する発電設備は6,460MW (1985年時点)で、需要電力量の伸びは今後10年間にEGAT全系統では年率6%、本プロジェクトの位置する北部地域では年率10%と予測されている。

需要想定作業部会 (Load Forecast Working Group in Thailand) が行った需要想定によれば、2000年におけるEGATの最大電力は10,154MW、発電電力量は62,780 GWHに達すると予測されている。

EGATの予測によれば、北部タイの1994年時点の電力需要はそれぞれ855 MW、3,700 GWHの水準に到達する。

これらの想定をもとに北部タイにおける2,000年時点の電力需要を想定するとそれぞれ1,200 MW、および5,500 GWHに達すると予測される。

本調査はYuam川上流域 (Yuam川、Ngao川、Rit川) における水力発電開発計画を立案するもので、EGATが事前に実施した予備調査結果から9地点を選定し経済比較を行った。つぎに、上位4地点 (Upper Mae Yuam 1, Nam Mae Rit, Upper Mae Rit 2aおよびNam Mae Ngao) について技術的、経済的可能性を検討した結果、Nam Mae Ngao No.2地点が高い経済性を有していることが判明した。

Nam Mae Ngao No.2地点の規模は、設備出力120MWおよび発生電力量250GWHである。

当地点は比流量50 Lit/Sec/ Km²とタイ国有数の豊富な流量に恵まれ、さらに、立地条件からは、逆調整池を設けずにピーク発電が可能で、工事用道路は既に完成しており水没問題、環境問題も存在しない等の利点を有しており、早期着工が可能である。

したがって、増大する北部タイの電力需要に対応する主要電源として早急にフィジビリティスタディを実施するのが妥当である。この場合、満水位、放水位、最大使用水量、最大出力等については、さらに詳細な検討を加えるものとする。

なお、残る3ヶ地点は、現時点の評価では経済的にやや劣るので経済情勢が実施可能と判断された時点で開発されることとなる。

(2) 勧告

Nam Mae Ngao No.2地点については、早急に、フィジビリティスタディを実施すべきであると結論された。

この結論に沿ってフィジビリティスタディに先立ってつぎの業務を引続き実施するよう

勧告する。

1) Nam Mae Ngao 計画地域の詳細測量、特に、Nam Mae Ngao No.2 と Lower Yuam 地点間の水準測量。

2) 各地点における水文観測

- ・ Nam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Yuam 測水所
- ・ Ban Tha Rua (NEA) および Sop Han (NEA) 測水所
- ・ Mae Sariang 灌漑用取水ダムの取水量および越流量の把握

3) 地質調査ボーリング

ダム付近調査ボーリング

第1章 序 論

第 1 章 序 論

1.1 計画地域の概要	1 - 1
1.2 計画の背景	1 - 2
1.3 計画の概要	1 - 4
1.4 調査業務の内容	1 - 5
1.5 謝 辞	1 - 7

1.1 計画地域の概要

Yuam川はタイとビルマの国境となっているMoei川の支流である。Moei川はYuam川を合せた後、チベットに源を発し、ビルマ国内を貫流してアンダマン海に流入しているSalawin川に合流する。

Yuam川流域は、したがってタイの西北部に位置し、その西部から西南部にかけて広がるビルマ国境に隣接する地域に属する。流域の範囲は東西約60km、南北約160kmにわたり、流域面積は約6,000km²におよぶ。

流域の南北方向には1,000m級の山脈が連なり、長い盆地状の地形を形成している。中心地はMae Hong Son県に属するMae Sariang（人口約20,000人）である。

Yuam川はこの盆地の北端に源を発して南流し、Mae Sariangの南方約35km地点でRit川を合わせる。さらに約5km南流し、ここで反対方向から流下して来るNgao川と合流させる。

この地点でYuam川は流れの方向をほぼ直角に西へ転じ、Ban Tha Rua村、およびLower Yuamサイトを経てHoei Valieu部落付近にてMoei川と合流する。

Chiang MaiとMae Sariangを結ぶ国道108号線はタイ国最高峰のDoi Inthanon山（標高2,595m）の東麓を走り、Chom Thongを経てPin川の支流であるMae Chaem川沿いにYuam盆地東側の高原を越え、Mae Sariangに至る。Chiang MaiとMae Sariang間の距離は約200kmである。

流域内は灌漑設備が良く整備されており、多くの水田がある。特にMae Sariangから約13km上流地点には王室灌漑局（RID）によって灌漑用取水設備が建設されている。

幹線水路は約3 m³/secの容量を持っており、右岸側の台地を走っている。

1. 2 計画の背景

タイの経済成長率は1970年代において7.4%を記録したが、これは香港、韓国、台湾およびシンガポールに続くもので、アジアの途上国の中でも卓越した成長率を示すものである。特に工業部門での成長が顕著であり、1960年代と比較すると全経済の中でシェアを2倍に伸ばしている。

タイ国発電電力公社(EGAT)の発電設備容量は、1985年時点で最大電力は6,460MWであり、発電電力量は23,357GWhである。電源構成は水力1,814MW(28.1%)、火力4,646MW(71.9%)となっている。

将来の電力需要は、電力料金小委員会の需要想定作業部会("Load Forecast Working Group for Power Tariff Sub-committee")の予測によれば、1983年における年率14%から1991年の6.5%へと漸減し、それ以降は年率6%で持続して行くものと想定されている。1991年の電力需要は電力で6,199MW、電力量で37,349GWhと想定され、これは1983年の3,204MW、19,066GWhの約2倍である。1991年以降でも年間の需要はそれぞれ400ないし500MWまたは2,400ないし3,200GWhずつ増加するものと考えられる。

現在の電力需要の中で石油火力発電の占めるシェアは、なお大きなものがある。それゆえ、国の経済安定のためには、賦存エネルギー資源、すなわち、天然ガス、リグナイト、水力等を利用した石油代替設備を開発し、可能な限り石油の輸入を抑制する事が必要で、これが国の政策となっている。

タイにおける主要な水力電源開発は、Pin川におけるBhumibolダム(535MW)、Nan川のSirikitダム(375MW)、Quae Yai川のSrinagarindダム(360MW)およびQuae Noi川のKhao Laemダム(300MW)等で大規模に実施されてきた。

現在、Chiew Larnダム(240MW)が建設中である他、Srinagarindダムの上流に計画されたNam Chonダム(580MW)が着工待ちの状態である。

これらの開発の結果、残された大規模な水力電源は主として国境沿いのMae Khong川とかSalawin川のような国際河川の流域に限定されてきつつある。しかしながら、Mae Khong計画は複雑な国際問題を含んでおり、近い将来、この開発が実現するとは考え難い。

このような状況から近年、Salawin川の流域、特にその支流であるYuan川流域に強い関心が寄せられ、ここ数年間にわたり、開発に必要な調査が実施されてきた。

上記のような背景に立って、すでに国家エネルギー庁（NEA）とJICAの協力によりスタディされたLower Yuan計画を考慮しつつ、Yuan川流域全体の水力発電開発計画を検討するため、EGATにより本マスタープランが要請されたものである。

1. 3 計画の概要

開発計画の検討はつぎの2段階および追加段階に分けて実施された。

第1段階として、第1次現地調査と縮尺1:50,000地形図による机上調査とによってマスタープランスタディ第1次候補地点として与えられた9地点を比較検討した。その結果、Nam Mae Ngao, Nam Mae Rit, Upper Mae Rit 2a および Upper Mae Yuam 1 の4地点が経済性が高いことが判明した。第2段階においては、これら4地点の第2次現地調査を実施し、詳細に検討した結果、Nam Mae Nago地点が最も高い経済性を示した。

9地点の概要を下にしめす。

Project Name	Dam Height (m)	H W L (m)	Total Storage (MCM)	Installed Capacity (MW)	Annual Energy Production (GWh)
Upper Mae Yuam 1	62	325	421.4	18.5	54.5
Upper Mae Yuam 2	65	380	178	11.4	37.0
Upper Mae Yuam 3	62	477	67.6	4.1	13.0
Nam Mae Rit	87	270	85.7	24.0	61.5
Upper Mae Rit 1	66	407	19.4	10.3	42.5
Upper Mae Rit 2 Original	63	585	13.5	6.1	28.0
Alternative A	38	560	3.2	11.2	43.6
Upper Mae Rit 3	64	490	15.8	10.4	42.7
Nam Mae Ngao	114	260	661.2	116.9	245.2
Upper Mae Ngao	80	340	43.2	9.1	33.2

1. 4 調査業務の内容

調査業務の目的は、Yuam川流域に計画されたプロジェクトのマスタープランスタディを実施し、その経済的、技術的な可能性を見出すことである。

このため、調査業務はつぎの3部門、すなわち、技術可能性を判定するための工業部門、経済性を評価するための経済部門および計画地域内の既存農業に対する影響を明らかにするための灌漑部門から構成される。

マスタープラン・スタディで調査されるべき対象は以下の項目である。

1) 土木および地質関係調査

(地形、地質、水文および気象、主要構造物、建設材料のサイト調査、類似プロジェクトのコスト 等)

2) 電力調査

(電力需要、電力系統計画、送電線 等)

3) 灌漑調査

(灌漑設備、灌漑農業 等)

4) その他の調査

(環境、輸送設備 等)

5) 資料収集

(人口、GDP、価格指標、電力料金 等)

JICA調査団の現地調査業務は上記5項目を対象として4回にわたり実施された。

各々の現地調査業務の概要はつぎのとおりである。

a) 第1回現地調査

第1回現地調査業務を、1985年7月8日から同年8月6日にわたり実施した。

現地調査中、JICA調査団は提出したインセプション・レポートにもとづき現地調査およびスタディの実施方法についてEGATの関係者と協議した。

協議の結果は、

“ the Minutes of Meeting on Discussion of First Reconnaissance (July 1985) ”

の中に記録されている。

さらに調査団はNam Mae Ngao、Nam Mae Rit および Upper Mae Yuam 1 の主要

3 地点を含む計画地点の現地踏査を実施した。現地踏査の参加者をEGATおよびJICAとも、参加者リスト1に示す。

b) 第2回現地調査

第2回現地調査業務を、1985年10月28日から同年12月26日にわたり実施した。

(地質技師1名は1986年1月10日まで現地に滞在)

調査団はタイ国滞在中、1985年11月付の補足レポートを含むインテリム・レポートを提出し、内容について討議を実施した。

討議の結果は、

“ the Second Minutes of Meeting for the Master Plan on the Nam Yuam River Basin Hydroelectric Development Project, December 1985 ”.

の中に記録されている。

第2回現地調査業務の主要な点はつぎの項目である。

・第2段階でスタディされるべきプロジェクトとして次の4プロジェクトを選定した。

Nam Mae Ngao

Nam Mae Rit

Upper Mae Rit 2a

Upper Mae Yuam 1

(Table 5 - 14 - 2 参照)

・プロジェクト地点における試錐および材料調査工事の位置、数量および技術仕様を決定した。ただし、調査工事のあるものは既にサイトにおいて実施中であった。

・JICA供与のボーリング用消耗資材をリストに記載の通りEGATに引き渡した。

上記の主要業務に加え、調査団はマスタープラン関連プロジェクトとしてJICAによりスタディされたLower Yuam計画地点を含め、サイト踏査を実施した。第2回現地調査への参加者はリスト2に示されるとおりである。

c) 第3回現地調査

第3回現地調査業務を、1986年6月26日から7月8日にわたり実施した。調査団はタイ国滞在中第2段階のスタディ結果を提出し討議を実施した。

また、EGATの技術者と選定されたプロジェクト地点および関連プロジェクト

(Lower Yuam) 地点への現地踏査を実施した。

スタディの結果はEGATにより大筋として承認、受理され、第3次覚書に記録されている。詳細は、

“ the Third Minutes of Meeting, July 1986 ”

に記載されているとおりである。

一方、現地調査業務の中で選定されたサイトについて、地形図作製、地質調査ボーリング工事（透水試験を含む）および土質材料試験等がEGATにより実施された。

プロジェクトの実施に伴い出てくる環境への影響については、EGATにより影響調査が実施された。

第11章“環境問題”で記述される環境スタディはこの要約であり、本レポートに記載するための許可をEGATから得ており、かつその内容は妥当と思われる。

d) 第4回現地調査

第4回現地調査業務を1986年12月6日から12月20日にわたり実施した。

調査団はタイ国滞在中、最終報告書原稿を提出し討議を実施した。

報告書内容は基本的に承認受理され、第4次覚書に記録されている。

詳細は、

“ the Fourth Minutes of Meeting, 19, Dec. 1986 ”

に記載されているとおりである。

討議参加者のリストをList 4に示す。

1.5 謝辞

本レポートの作成に当たり示されたEGATをはじめ多くのタイ側関係者の誠実で温かい協力に対し、深甚なる謝意と敬意を表したい。

Participants List 1 (First investigation)

EGAT

<u>Name</u>		<u>Position</u>
1. Mr. Sommart	Boonpiraks	Director, Project Planning and Investigation Department
2. Mr. Payak	Ratnarathorn	Chief, Water Resources Planning and Development Division
3. Mr. Prasit	Srisaichua	Assistant Chief, Water Resources Planning and Development Division (Team Leader)
4. Mr. Niwat	Patanasemakul	Head, Water Resources Development Section (Civil Engineer)
5. Mr. Peerawat	Pumthong	Engineer Class 1 (Water Resources Engineer)
6. Mr. Peradeth	Nidhinandana	Geologist Class 2 (Coordinator)
7. Mr. Chutha	Promchinavongs	Engineer Class 1 (Hydrologist)
8. Mr. Piyachat	Nithipaibool	Engineer Class 1 (Soil Engineer)
9. Mr. Punpong	Vivattananon	Geologist Class 1 (Geologist)
10. Mr. Amphon	Sutthibutra	Chief, Survey Division
11. Mr. Somchai	Kokkemhaeng	Head, Material Testing Section
12. Mr. Junichi	Tani	Expert of JICA

JICA Survey Team

1. Mr. Yasuo	Takashima	Leader
2. Mr. Tetsuo	Nishigori	Assistant Leader
3. Mr. Yoshihiro	Nakazawa	Civil Engineer (Planning)
4. Mr. Senzo	Hakoshima	Civil Engineer (Cost Estimation)
5. Mr. Junya	Takimoto	Hydrologist
6. Mr. Kazuhisa	Takeda	Geologist
7. Mr. Makoto	Tanaka	Economist

Participants List 2 (Second field investigation)

EGAT

1. Mr. Sommart	Boonpiraks	Director, Hydro-Power Engineering Department
2. Mr. Wuthi	Poonudom	Assistant Director, Hydro-Power Engineering Department
3. Mr. Payak	Ratnarathorn	Chief, Water Resources Planning and Development Division
4. Mr. Prasit	Srisaichua	Assistant Chief, - ditto -
5. Mr. Niwat	Patanasemakul	Head, Water Resources Development Section
6. Mr. Songpan	Panvanich	Engineer
7. Mr. Peerawat	Pumthong	Engineer
8. Mr. Chamnan	Tanakorn	Assistant Chief, Survey Division
9. Mrs. Supawan	Klaipongpan	Head, Geology Section
10. Mr. Punpong	Vivatlananon	Geologist
11. Mr. Nopporn	Prapaitrakul	Head, Dam and Foundation Section
12. Mr. Nipon	Pienpucta	Head, Powerhouse and Structure Section
13. Mr. Manop	Manowatana	Head, Site Engineer
14. Mr. Chutha	Promchinavongs	Engineer
15. Mrs. Siriluck	Srivichit	Scientist
16. Dr. Virawan	Sombutsiri	Assistant Head, Environmental Evaluation Section
17. Mr. Prakob	Dhienhirunya	Assistant Chief, Power System Planning Division
18. Mr. Thawat	Pinta	Assistant Head, Transmission System Planning Section
19. Mr. Wiboon	Pongtepupathun	Engineer
20. Miss Sarinthip		Engineer
21. Mr. Junichi	Tani	JICA expert

JICA

1. Mr. Yasuo	Takashima	Leader, JICA Survey Team
2. Mr. Tetsuo	Nishigori	Assistant Leader
3. Mr. Akiyoshi	Noda	Irrigation Engineer
4. Mr. Yoshihiro	Nakazawa	Civil Engineer
5. Mr. Koichi	Tanaka	Civil Engineer
6. Mr. Hiromichi	Somukawa	Geologist
7. Mr. Seiji	Oda	System Engineer

Participants List 3 (Third field investigation)

EGAT

1. Mr. Sommart	Boonpiraks	Director, Hydro-Power Engineering Department
2. Mr. Wuthi	Poonudom	Assistant Director, Hydro-Power Engineering Department
3. Mr. Payak	Ratnarathorn	Chief, Water Resources Planning and Development Division
4. Mr. Prasit	Srisaichua	Assistant Chief, Water Resources Planning and Development Division
5. Mr. Niwat	Patanasemakul	Head, Water Resources Development Section
6. Mr. Chokchai	Watcharasansap	Assistant Head, Water Resources Development section
7. Mr. Peerawat	Pumthong	Engineer
8. Mr. Peeradej	Nidhinandana	Geologist
9. Mr. Piew	chitrakorn	Geologist
10. Mr. Punpong	Vivatlananon	Geologist
11. Mr. Manop	Manowatana	Head, Site Engineer
12. Mr. Kittti	Naparaksvong	Chief, Meteorological and Hydrological Division
13. Mr. Chutha	Promchinavongs	Hydrologist
14. Mr. Junichi	Tani	JICA Expert

JICA

- | | | |
|----------------|-----------|--------------------------|
| 1. Mr. Yasuo | Takashima | Leader, JICA Survey Team |
| 2. Mr. Tetsuo | Nishigori | Assistant Leader |
| 3. Mr. Haruo | Suzuki | JICA Official |
| 4. Mr. Kiyoshi | Ishikawa | Geologist |

Participants List 4 (Fourth field investigation)

EGAT

- | | | |
|-------------------|---------------|--|
| 1. Mr. Swarng | Champa | Assistant General Manager-Hydro Power Development |
| 2. Mr. Sommart | Boonpraks | Director, Hydro-Power Engineering Department |
| 3. Mr. Wuthi | Poonudom | Assistant Director, Hydro-Power Engineering Department |
| 4. Mr. Payak | Ratnarathorn | Chief, Water Resources Planning and Development Division |
| 5. Mr. Prasit | Srisaichua | Assistant Chief, Water Resources Planning and Development Division |
| 6. Mr. Niwat | Patanasemakul | Head, Water Resources Development Section |
| 7. Mr. Peerawat | Pumthong | Engineer Class 2 |
| 8. Mr. Peradeth | Nidhinandana | Geologist Class 2 |
| 9. Mr. Chamnan | Tanakorn | Assistant Chief, Survey Division |
| 10. Mr. Thongjier | Thong-Aun | Head, Applied Hydrology and Research Section |
| 11. Mrs. Supwawan | Klaipongpan | Assistant Chief, Geology and Soil Engineering Division |
| 12. Mr. Piew | Chitrakarn | Geologist |
| 13. Mr. Somchai | Kokkemhaeng | Head, Material Testing Section |
| 14. Mr. Piyachat | Nithipaibool | Engineer Class 1 |
| 15. Mr. Saman | Pongprapapan | Engineer Class 5 |

- | | | |
|-------------------|--------------------|--|
| 16. Dr. Virawan | Sombutsiri | Assistant Head, Environmental Evaluation Section |
| 17. Mrs. Siriluck | Srivichit | Scientist Class 1 |
| 18. Miss Sopa | Wongratanakornkrai | Engineer Class 1 |
| 19. Mrs. Kanya | Suntharak | Publication Relation Officer |
| 20. Mr. Junichi | Tani | JICA Expert |

JICA

- | | | |
|------------------|-----------|-------------------|
| 1. Mr. Yasuo | Takashima | Leader, JICA Team |
| 2. Mr. Tetsuo | Nishigori | Assistant Leader |
| 3. Mr. Yoshihiro | Nakazawa | Civil Engineer |
| 4. Mr. Koichi | Anada | JICA Official |

Boring Accessories

<u>Description</u>	<u>Quantity</u>
1. Triple Core Barrel, 3 m (NMLC Size) Set O.D. of Bit 75.3 mm Set I.D. of Bit 51.9 mm Set Reaming Shell O.C. of Bit 75.7 mm	3 sets
2. Triple Core Barrel, 1.5 m (NMLC Size) The same as the above	3 sets
3. Diamond Core Bit, 20 cts. Size 1/25 - 1/40 Hard Matrix Grade AAA Semi round Crown Design	36 pieces
4. Reaming Shell, 10 cts. Size 1/15 - 1/20 Grade AA Ring set type	9 pieces
5. Diamond Casing Shoe Bit, 16 cts. Size 1/15 - 1/20 NW. Grade AA, Hard Matrix	9 pieces
6. Metal Casing Shoe Bit NW. Tungsten	18 pieces
7. Water Swivel Roller bearing type with drillrod adaptor NW, Heavy Duty	3 pieces
8. Core Spring (Locating Washer) Spare part	24 pieces
9. Core Lifter Case Spare part	24 pieces
10. NW. Casing 3 m	20 pieces
11. NW. Casing 1.5 m	20 pieces
12. NW. Rod 3 m	50 pieces
13. NW. Rod 1.5 m	10 pieces

第2章 需 要 想 定

第 2 章 需要想定

2.1	E G A T 系統内の需要想定	2 - 1
2.2	P E A 供給地域の需要想定	2 - 1
2.3	北部地域の需要想定	2 - 2
2.4	Yuan川上流域水力発電プロジェクトの主要供給地域	2 - 5
2.5	日 負 荷 率	2 - 15
2.6	負荷持続曲線の偏差	2 - 41
2.7	日負荷持続曲線の推定	2 - 50
2.8	積 分 負 荷 関 数	2 - 56
2.9	日 設 備 利 用 率	2 - 63

Table List

		Page
Table 2-1	EGAT Total Generation Requirement	2-6
Table 2-2	PEA's Demand	2-7
Table 2-3	Region 4 Generation Requirement (EGAT)	2-8
Table 2-4	Load Forecast (1995-2020), Northern Region Scenario 1	2-9
Table 2-5	Load Forecast (1995-2020), Northern Region Scenario 2	2-10
Table 2-6	Regression of Annual Load Factors of Northern Region on Years	2-11
Table 2-7	Relation between Annual and Daily Load Factors EGAT Whole System .. (1970-1985)	2-17
Table 2-8	Annual Power Demand and Annual Load Factors of Northern Region .. (EGAT-R4)	2-18
Table 2-9	Demand of Northern Region (EGAT-R4) Coincident to Peak Load and Daily Load Factors	2-20
Table 2-10	Daily Load Factors of Northern Region	2-21
Table 2-11	Maximum Demand of System, Coincident to Peak Load in EGAT	2-46
Table 2-12	Maximum Demand of System Coincident to Peak Load in Northern Region (EGAT-R4)	2-47
Table 2-13	Parameters of Daily Load Duration Curves Northern Region	2-49
Table 2-14	Estimated Load Duration Curves of Northern Region	2-55
Table 2-15	Integrated Load Function of Northern Region	2-57

Figure List

		Page
Fig. 2-1	Annual Load Factor	2-12
Fig. 2-2	Load Forecast, Northern Region	2-13
Fig. 2-3	Annual Load Factors, Actual and Estimated for Northern Region	2-14
Fig. 2-4	Daily Load Factor vs. Annual Load Factor, Whole EGAT and Northern Region	2-22
Fig. 2-5	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-23
	EGAT (whole) 24 Sep., 1975	
Fig. 2-6	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-24
	EGAT (whole) 21 Sep., 1976	
Fig. 2-7	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-25
	EGAT (whole) 9 Jun., 1977	
Fig. 2-8	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-26
	EGAT (whole) 6 Sep., 1978	
Fig. 2-9	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-27
	EGAT (whole) 23 Aug., 1979	
Fig. 2-10	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-28
	EGAT (whole) 28 Mar., 1980	
Fig. 2-11	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-29
	EGAT (whole) 29 Sep., 1981	
Fig. 2-12	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-30
	EGAT (whole) 20 Sep., 1982	
Fig. 2-13	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-31
	EGAT (whole) 19 May, 1983	
Fig. 2-14	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-32
	EGAT (whole) 28 May, 1984	
Fig. 2-15	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-33
	EGAT (whole) 29 Mar., 1985	
Fig. 2-16	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-34
	Northern Region (EGAT-R4) 1979	
Fig. 2-17	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-35
	Northern Region (EGAT-R4) 1980	
Fig. 2-18	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-36
	Northern Region (EGAT-R4) 1982	
Fig. 2-19	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-37
	Northern Region (EGAT-R4) 1983	
Fig. 2-20	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-38
	Northern Region (EGAT-R4) 1984	

Fig. 2-21	Hourly Load Curve and Load Duration Curve	2-39
	Northern Region (EGAT-R4) 1985	
Fig. 2-22	Load Curve of Peak Demand Days in Northern Region (EGAT-R4)	2-40
Fig. 2-23	Deviation of Load Duration Curve from Expected Line P-Q	2-45
Fig. 2-24	Standard Deviation of Hourly Loads vs Daily Load Factor	2-48
Fig. 2-25	Evaluation of Load Duration Curve	2-51
Fig. 2-26	Load Duration Curve Northern Region 1995	2-52
Fig. 2-27	Load Duration Curve Northern Region 2000	2-52
Fig. 2-28	Load Duration Curve Northern Region 2005	2-53
Fig. 2-29	Load Duration Curve Northern Region 2010	2-53
Fig. 2-30	Load Duration Curve Northern Region 2015	2-54
Fig. 2-31	Load Duration Curve Northern Region 2020	2-54
Fig. 2-32	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 1995 ..	2-60
Fig. 2-33	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2000 ..	2-60
Fig. 2-34	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2005 ..	2-61
Fig. 2-35	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2010 ..	2-61
Fig. 2-36	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2015 ..	2-62
Fig. 2-37	Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2020 ..	2-62

第2章 需 要 想 定

2.1 BGAT系統内の需 要 想 定

BGAT系統内における電力需要は、過去15年間に著しい増加率を示してきた。1970年に743MWであった最大電力は、1985年に3,878MW(5.2倍)までに成長し、同時期における発電電力量は、4,095GWhから23,357GWh(5.7倍)へと増大した。(Table 2-1参照) 最大電力と発電電力量の年平均成長率はそれぞれ11.6%および12.3%である。

この同じ時期に世界を2度にわたって襲った石油危機と、世界の多くの国々の経済活動が長期間にわたって不況におちいった事実を考えると、この国の成長率は驚異的であり、タイ国経済の活力を反映するものといえよう。このような実質成長率を踏まえ、つぎの16年間(1986~2001年)の需要想定が需要想定作業部会(Load Forecast Working Group in Thailand)によって作成された。(Table 2-1)この想定によれば2001年における最大発電力は10,154MW(1985年の2.6倍)となり、また、同年の発電電力量は62,780GWh(1985年の2.7倍)に達すると予測されている。

この平均成長率はそれぞれ、年率6.2%および6.4%に相当するものである。過去の実績と比較すると、この成長率は幾分低下したとはいえ、この国の経済活動がつぎの16年間もなお、上昇傾向にあることを示しているものである。

BGAT全系統内の年負荷率は1970年において62.47%であった。1979年には、70.69%まで上昇したが、その後は67~71%の範囲内に留まっている。(Table 2-1、Fig. 2-1参照)この数字はこの国の電力消費パターンが特にバンコク首都圏において先進国型に近づいていることを示すものである。しかしながら、国全体として見れば、潜在電力需要は、なお大きなものがあると思われる。次期16年間の負荷率は、それ程改善されることはないであろう。これは負荷率が1985年の68.75%から2001年の70.58%まで徐々に増大しながらも大体67~71%の水準に留まるだろうという需要想定に見られるとおりである。(Table 2-1、Fig. 2-1参照)

2.2 PBA供給地域の需 要 想 定

PBA (Provincial Electricity Authority)はバンコク首都圏を除く全国に電力を供給している。PBAの成長率は、BGAT全系統の成長率よりも高い。最大電力は1973年には、318MWであったが、1984年には、1,684MWまで増大した。(Table 2-2参照)

これは実に過去11年間に於いて5.1倍、すなわちこの間の年平均成長率は16.0%であった。

年負荷率も1973年の54.81%から1984年の55.25%まで上昇した。

過去においては、多くの非電化地域があり、この中で極めて限られた地域のみが独立したディーゼル発電所によって電力を供給されていた。70年代の中頃からEGATとPEAは電力供給設備を拡張して、非電化地域を解消するための特別の努力を傾注してきた。この努力の結果、1984年までには非電化地域のほとんど80%の地域が電化されることとなった。拡張計画は主な需要中心地域自身の設備増強とともにその近郊および周辺地域を含めて実施されてきたのである。このような努力のすべてが上述した成長率をもたらす結果となったものである。

このような成果に立脚しつつ、ワーキング・グループは次期10年間（1985～1994）の電力需要をTable 2-2に示すように想定している。

1994年における最大電力および電力量は、4,123MW および 21,876GWhに達すると予想し、これはまた、1984年に比べてそれぞれ2.4倍および2.7倍になるだろう想定している。この想定に対応する平均成長率は年率9.3%および10.3%である。(Fig. 2-1 参照)

年負荷率は1984年の55.25%から1994年には60.57%と上昇するが、これはEGATの全系統と比べて改善の速度が速い。

2.3 北部地域の需要想定

PEAの分類によれば北部地域は3つの小地域、すなわち北部I、IIおよびIIIで構成されている。この全地域はEGATの分類に従えば、ほとんどが第4地域に属している地域であり、北部ならびに中央地域の北部における16地方から構成されている。

北部地域の主な需要中心地はチェンマイ (Chiang Mai)、ナコンサワン (Nakon Sawan)、チェンライ (Chiang Rai)、ピサヌロック (Phitsanulok)、プレー (Phrae) 等であり、この中で最大の需要地はタイ国の第2都市、チェンマイである。

ナムユアム水力発電プロジェクトはこの北部地域内に位置するので、この地域の電力需要をスタディーすることが特に必要である。

需要の実績とEGATによる需要想定値をTable 2-3およびFig. 2-2に示す。この情報によれば、北部地域における最大電力および電力量は1972年の68.66MW、282.92 GWh

から1984年には335.62MW、1,350.04GWhまで増大した。つまりそれぞれに4.9倍および4.8倍まで増大したわけである。この成長率は年平均でそれぞれ、14.1%および13.9%に相当するものであり、前節で記述したように、PEAの全供給区域に比べてもそれとほとんど匹敵する成長率を示している。年負荷率は1972年の47.03%から1984年の45.93%まで変動している。(Table 2-3、Fig. 2-1参照)しかしこれら負荷率の絶対値それ自身はPEAの全供給地域のそれに比べ、なお、極めて低いことに注意する必要がある。

需要想定は最大電力および電力量が1994年時点でそれぞれ855MW、3,700GWhの水準まで到達するとしている。すなわち次期10ヶ年間(1984~1994)にそれぞれ年平均成長率9.8%および10.6%の成長を想定している。同時期において年負荷率は1984年の45.9%から1994年には49.41%に上がるだろうと想定されている。しかし需要想定によれば、最大電力と電力量の両者の成長率は徐々に低下し、1994年には7%前後となりまた、年負荷率は50%に達するだろうと見積もっている。我々の検討では1994年までの需要想定は妥当なものであると認められる。そこでこの想定にもとづいてこれらの予想値を簡単な外挿法(extrapolation method)によりさらに引き伸ばして見ることとする。ここでは以下のごとく消費電力量の需要年成長率が互いに異なるという2つのシナリオすなわちシナリオ1およびシナリオ2を考えてみる。

i) シナリオ 1

1995 ~ 1999	7 %
2000 ~ 2004	6 %
2005 ~ 2010	5 %
2011 ~ 2020	4 %

ii) シナリオ 2

1995 ~ 1999	6 %
2000 ~ 2004	5 %
2005 ~ 2010	4 %
2011 ~ 2020	3 %

需要想定の結果を Table 2-4、Table 2-5 および Fig. 2-2に示す。つぎに年負荷率

を想定する。前節で既に明らかなように、系統が大きくなりかつ需要の構造が成熟してくると年負荷率は改善されるという一定の傾向がある。(つまり電力消費傾向は先進国型に近づくということである) Fig. 2-3は、実績年負荷率とWorking Groupによって想定された年負荷率をプロットしたものである(数値はTable 2-2 およびTable 2-3 を使用)

回帰直線 (a regression line)をつぎのごとく想定する。

$$Y = b_0 + b_1 X \dots\dots\dots (1)$$

ここに

Y : 年負荷率 (%)

X : 会計年

b_0, b_1 : パラメーター

b_0 および b_1 の値は最小自乗法により求められる (Table 2 - 6 参照)

すなわち、

$$b_0 = -531.638 \quad b_1 = 0.291544$$

相関係数は 0.902である。

この回帰直線を使用し、Table 2-4 およびTable 2-5 の年間消費電力量を X に代入することにより、北部地域の年負荷率の将来値を算定する。

この算定結果を同一の Table と Fig. 2 - 2 に示す。この算定によれば北部地域の年負荷率は、シナリオ 1 のケースで1995年において50%、2000年で51.5%、2005年で52.9%、2010年で54.4%、2020年で57.3%と想定される。北部地域の最大消費電力の算定は次式を使用して簡単に計算される。

$$\text{最大消費電力} = \frac{\text{年消費電力量}}{\text{年負荷率} \times 8760} \dots\dots\dots (2)$$

すでに計算されている年消費電力量値と年負荷率の値 (Table 2-4、および Table 2-5) を(2)式に代入することにより、北部地域の最大消費電力が計算される。これを Table 2 - 4、Table 2 - 5 および Fig. 2 - 2 に示す。

この計算結果によれば北部地域の最大電力はシナリオ 1 のケースで1995年で 904MW、2000年で1,221MW、2005年で1,573MW、2010年で1,935MW、2020年で2,719MW と想定される。

2. 4 Yuam川上流域水力発電プロジェクトの主要供給地域

Nam Mae Ngao、Nam Mae Rit およびUpper Mae Yuam等、Yuam川上流域水力発電開発計画の各水力発電所の計画設備容量は、後の章でスタディーされるように大体10MWから120MWの範囲のものである。2000年を最初の目標年とし、Yuam川上流域水力発電プロジェクトとLower Yuamの中の少なくとも2ヶ地点が運転を開始する年であると仮定する。

前節ですで見えてきたように2000年における最大電力はEGAT全体で9,680MWであり北部地域で1,220.5MWであると想定されている。(Table 2-1、Table 2-4 参照)このようにYuam川上流域水力発電プロジェクトの計画設備容量はEGAT全体のシステムのピーク需要と比較すると極めて小さく、仮に北部地域と比較しても小さく単にそれぞれのピーク需要の一部を負担するに過ぎない。

Yuam川流域はタイ国の北西部に位置し、バンコクから約700km離れた遠隔地である。Yuam川上流域水力発電プロジェクトにより発電された電力は230kV送電線によりLamphun変電所へ送電されることになろう。Yuam川流域からLamphunまでの距離は約200kmであり、Lamphunからバンコクまで約500kmの距離である。

チェンマイ地域は北部地方における最大の需要中心地であるので、Yuam川上流域水力発電プロジェクトにより発電された電力は、この地方で消費、吸収される可能性が最も大であると考えられる。この想定は電力の流れに関しては最も経済的な運用方法であり、もしそうでなければ電力は700kmもの長距離送電線によりバンコク首都圏に送電されねばならない。

バンコク首都圏におけるピーク需要は主としてYuam川上流域水力発電プロジェクトより首都圏にはるかに近い地点に位置している、Bhumibol(535MW)、Sirikid(375MW)、Srinagarind(360MW)およびKhao Laem(300MW)の各水力発電所により供給されることとなる。したがって以下のスタディーにおいては北部地方をYuam川上流域水力発電プロジェクトの電力供給地域と設定することとする。

Table 2-1 EGAT Total Generation Requirement

Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
ACTUAL					
1970	743.35	0.00	4,095.32	0.00	62.47
1971	872.70	16.62	4,792.88	17.03	62.69
1972	1,023.80	17.89	5,711.16	19.16	63.37
1973	1,199.30	16.57	6,872.84	20.34	65.42
1974	1,256.30	4.75	7,258.62	5.61	65.96
1975	1,406.60	11.96	8,211.57	13.13	66.64
1976	1,652.10	17.45	9,414.48	14.65	65.05
1977	1,873.40	13.40	10,950.62	16.32	66.73
1978	2,100.60	12.13	12,371.67	12.98	67.23
1979	2,255.00	7.35	13,964.56	12.88	70.69
1980	2,417.40	7.20	14,753.73	5.65	69.67
1981	2,588.70	7.09	15,959.97	8.18	70.38
1982	2,838.00	9.63	16,881.95	5.78	67.91
1983	3,204.30	12.91	19,066.30	12.94	67.92
1984	3,547.30	10.70	21,066.44	10.49	67.79
1985	3,878.40	9.33	23,356.74	10.87	68.75
FORECAST					
1986	4,346.00	12.06	25,747.00	10.23	67.63
1987	4,764.00	9.62	28,261.00	9.76	67.72
1988	5,162.00	8.35	30,620.00	8.35	67.71
1989	5,500.00	6.55	32,975.00	7.69	68.44
1990	5,858.00	6.51	35,203.00	6.76	68.60
1991	6,199.00	5.82	37,349.00	6.10	68.78
1992	6,539.00	5.48	39,518.00	5.81	68.99
1993	6,881.00	5.23	41,728.00	5.59	69.23
1994	7,226.00	5.01	43,967.00	5.37	69.46
1995	7,594.00	5.09	46,306.00	5.32	69.61
1996	7,977.00	5.04	48,751.00	5.28	69.77
1997	8,376.00	5.00	51,308.00	5.25	69.93
1998	8,792.00	4.97	53,983.00	5.21	70.09
1999	9,227.00	4.95	56,782.00	5.18	70.25
2000	9,680.00	4.91	59,712.00	5.16	70.42
2001	10,154.00	4.90	62,780.00	5.14	70.58

Remark: Working Group Load Forecast
September, 1985

Table 2--2 PEA's Demand

Fiscal Year	Peak Demand		Energy Received from EGAT		Annual Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
<u>ACTUAL</u>					
1973	328.00	15.78	1,574.80	27.47	54.81
1974	385.00	17.38	1,797.10	14.12	53.29
1975	455.50	18.31	2,124.60	18.22	53.25
1976	575.50	26.34	2,655.30	24.98	52.53
1977	681.80	18.47	3,314.70	24.83	55.50
1978	790.00	15.87	3,916.10	18.14	56.59
1979	889.30	12.57	4,542.20	15.99	58.31
1980	973.90	9.51	4,966.10	9.33	58.05
1981	1,115.36	14.53	5,569.22	12.14	57.00
1982	1,261.75	13.12	6,189.70	11.14	56.00
1983	1,493.38	18.36	7,287.34	17.73	55.71
1984	1,684.10	12.77	8,173.90	12.17	55.25
<u>FORECAST</u>					
1985	1,980.80	17.62	9,643.60	17.98	55.58
1986	2,228.50	12.51	11,037.10	14.45	56.54
1987	2,531.00	13.57	12,658.70	14.69	57.09
1988	2,811.30	11.07	14,115.70	11.51	57.16
1989	3,028.40	7.72	15,556.20	10.20	58.64
1990	3,265.50	7.83	16,874.50	8.47	58.99
1991	3,482.40	6.64	18,102.60	7.28	59.34
1992	3,695.00	6.10	19,337.60	6.82	59.58
1993	3,909.00	5.79	20,597.90	6.52	60.15
1994	4,123.00	5.47	21,876.00	6.20	60.57

Remark: FY.1977-1982 demand including Siam Metal Enterprises' demand.

Table 2-3 Region 4 Generation Requirement (EGAT)

Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
Actual					
1972	68.66	0	282.92	0	47.03
73	74.96	9.18	333.59	17.9	50.8
74	82.44	9.98	358.62	7.5	49.66
75	94.13	14.18	397.92	10.96	48.26
76	121.77	29.36	481.54	21.01	45.14
77	155.56	27.75	616.71	28.07	45.26
78	176.56	13.5	719.20	16.62	46.5
79	185.19	4.89	735.76	2.30	45.35
1980	199.03	7.47	799.05	8.60	45.83
81	231.34	16.23	894.85	11.99	44.16
82	256.33	10.80	997.57	11.48	44.43
83	292.06	13.94	1,178.85	18.17	46.08
84	335.62	14.91	1,350.04	14.52	45.93
Forecast					
1985	416.51	24.1	1,713	26.89	46.96
86	466.56	12.02	1,930	12.67	47.24
87	514.47	10.27	2,172	12.54	48.21
88	557.30	8.33	2,363	8.79	48.41
89	601.91	8.0	2,565	8.55	48.64
90	647.61	7.59	2,772	8.07	48.86
91	696.95	7.62	2,998	8.15	49.1
92	747.06	7.19	3,230	7.74	49.35
93	799.53	7.02	3,474	7.55	49.6
94	854.74	6.91	3,700	6.51	49.41

Table 2-4 Load Forecast (1995-2020), Northern Region Scenario 1

Year	Energy demand		Annual load factor %	Peak demand	
	GWH	Increase %		MW	Increase %
1994	3,700		49.41	854.74	
1995	3,959	7.0	49.99	904.06	5.8
96	4,236	7.0	50.28	961.74	6.4
97	4,533	7.0	50.58	1,023.06	6.4
98	4,850	7.0	50.87	1,088.37	6.4
99	5,189	7.0	51.16	1,157.84	6.4
2000	5,501	6.0	51.45	1,220.54	5.4
01	5,831	6.0	51.74	1,286.51	5.4
02	6,181	6.0	52.03	1,356.13	5.4
03	6,552	6.0	52.32	1,429.56	5.4
04	6,945	6.0	52.62	1,506.67	5.4
05	7,292	5.0	52.91	1,573.28	4.4
06	7,656	5.0	53.20	1,642.81	4.4
07	8,039	5.0	53.49	1,715.64	4.4
08	8,441	5.0	53.78	1,791.72	4.4
09	8,863	5.0	54.07	1,871.20	4.4
2010	9,213	4.0	54.37	1,935.41	3.4
11	9,587	4.0	54.66	2,002.21	3.5
12	9,970	4.0	54.95	2,071.21	3.4
13	10,369	4.0	55.24	2,142.79	3.5
14	10,784	4.0	55.53	2,216.91	3.5
15	11,215	4.0	55.82	2,293.53	3.5
16	11,664	4.0	56.11	2,373.03	3.5
17	12,130	4.0	56.41	2,454.71	3.4
18	12,615	4.0	56.70	2,539.80	3.5
19	13,120	4.0	56.99	2,628.03	3.5
2020	13,645	4.0	57.28	2,719.36	3.5

Note: Annual load factor is estimated by the model

$$LF = -531.638 + 0.291544 \cdot \text{Year}$$

see. Table 2-6

Table 2-5 Load Forecast (1995-2020), Northern Region Scenario 2

Year	Energy demand		Annual load factor %	Peak demand	
	GWH	Increase %		MW	Increase %
1994	3,700		49.41	854.74	
1995	3,922	6.0	49.99	895.61	4.8
96	4,157	6.0	50.28	943.80	5.4
97	4,407	6.0	50.58	994.63	5.4
98	4,671	6.0	50.87	1,048.20	5.4
99	4,951	6.0	51.16	1,104.74	5.4
2000	5,199	5.0	51.45	1,153.53	4.4
01	5,459	5.0	51.74	1,204.43	4.4
02	5,732	5.0	52.03	1,257.62	4.4
03	6,018	5.0	52.32	1,313.05	4.4
04	6,319	5.0	52.62	1,370.86	4.4
05	6,572	4.0	52.91	1,417.93	3.4
06	6,835	4.0	53.20	1,466.64	3.4
07	7,108	4.0	53.49	1,516.95	3.4
08	7,393	4.0	53.78	1,569.26	3.4
09	7,689	4.0	54.07	1,623.34	3.4
2010	7,919	3.0	54.37	1,662.67	2.4
11	8,157	3.0	54.66	1,703.56	2.5
12	8,401	3.0	54.95	1,745.26	2.4
13	8,654	3.0	55.24	1,788.38	2.5
14	8,913	3.0	55.53	1,832.28	2.5
15	9,181	3.0	55.82	1,877.57	2.5
16	9,456	3.0	56.11	1,923.81	2.5
17	9,740	3.0	56.41	1,971.06	2.5
18	10,032	3.0	56.70	2,019.76	2.5
19	10,333	3.0	56.99	2,069.78	2.5
2020	10,643	3.0	57.28	2,121.08	2.5

Note: Annual load factor is estimated by the model

$$LF = -531.638 + 0.291544 \cdot \text{Year}$$

see. Table 2-6

Table 2--6 Regression of Annual Load Factors of Northern Region on Years

Year X	L.F. Y
<u>Actual</u>	
1976	45.14
77	45.26
78	46.50
79	45.35
80	45.83
81	44.16
82	44.43
83	46.08
84	45.93
<u>Forecast</u>	
1985	46.96
86	47.24
87	48.21
88	48.41
89	48.64
90	48.86
91	49.10
92	49.35
93	49.60
94	49.41

Regression

Model:

$$Y = b_0 + b_1 \times X$$

Coeffs of Normal Equations:

$$A_{11} = 19$$

$$A_{12} = 37715$$

$$B_1 = 894.46$$

$$A_{21} = 37715$$

$$A_{22} = 74864845$$

$$B_2 = 1775669.28$$

Solution

$$b_0 = -531.63769$$

$$b_1 = .29154383$$

Error

$$Err_1 = .0005615$$

$$Err_2 = 1.1146$$

Correlation Coefficient

R² =

$$.813725704214$$

Corr. Coeff. =

$$.902067461027$$

Obtained regression model:

$$LF = -531.638 + 0.291544 \cdot \text{Year}$$

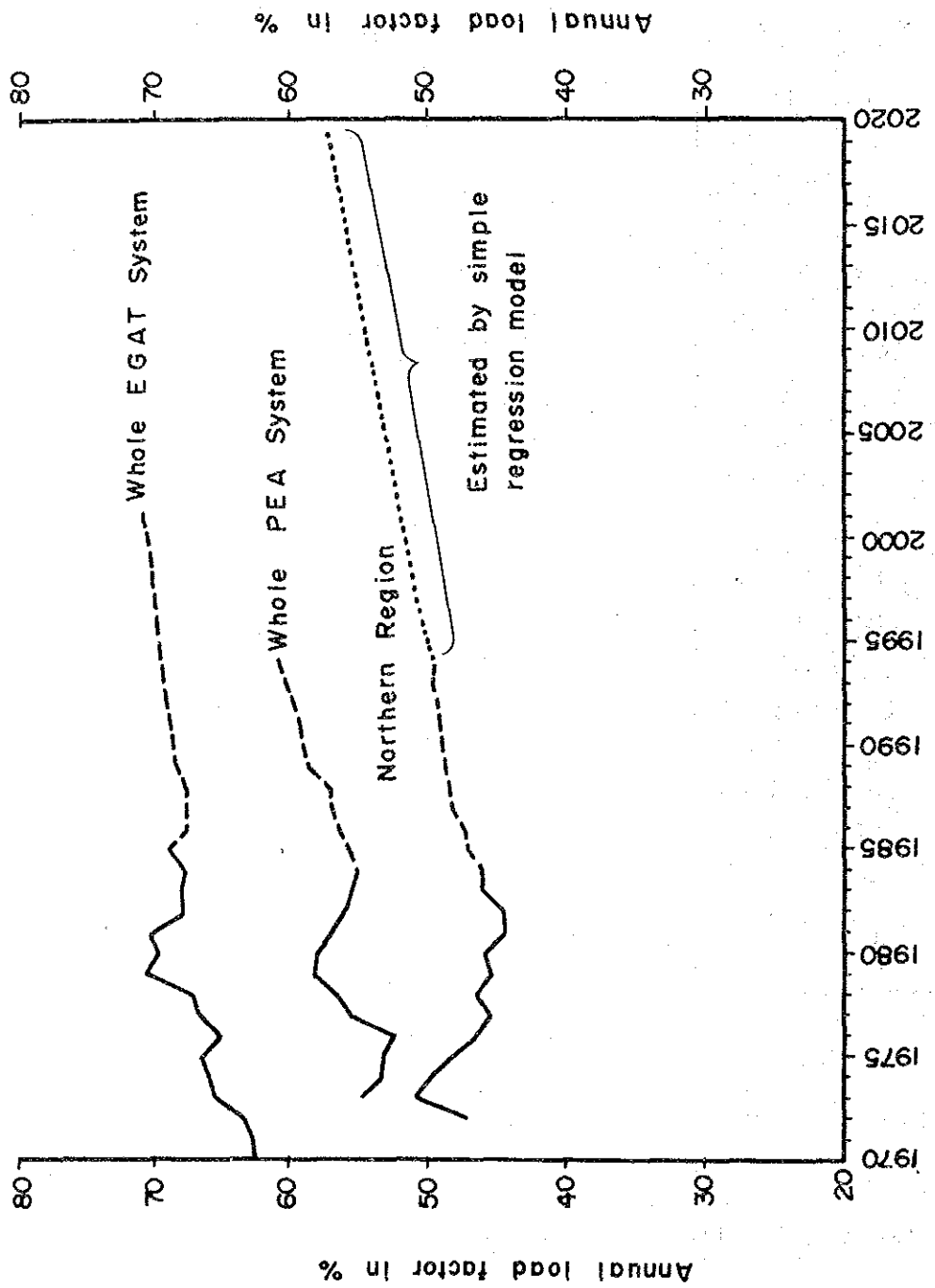


Fig. 2-1 Annual Load Factor

Source: EGAT: POWER DEVELOPMENT PLAN (1986-2001), Nov. 1985, Table 3-2, P.9, and
 LOAD FORECAST WORKING GROUP: LOAD FORECAST, Sep. 1985, Table 2-4, P.8.

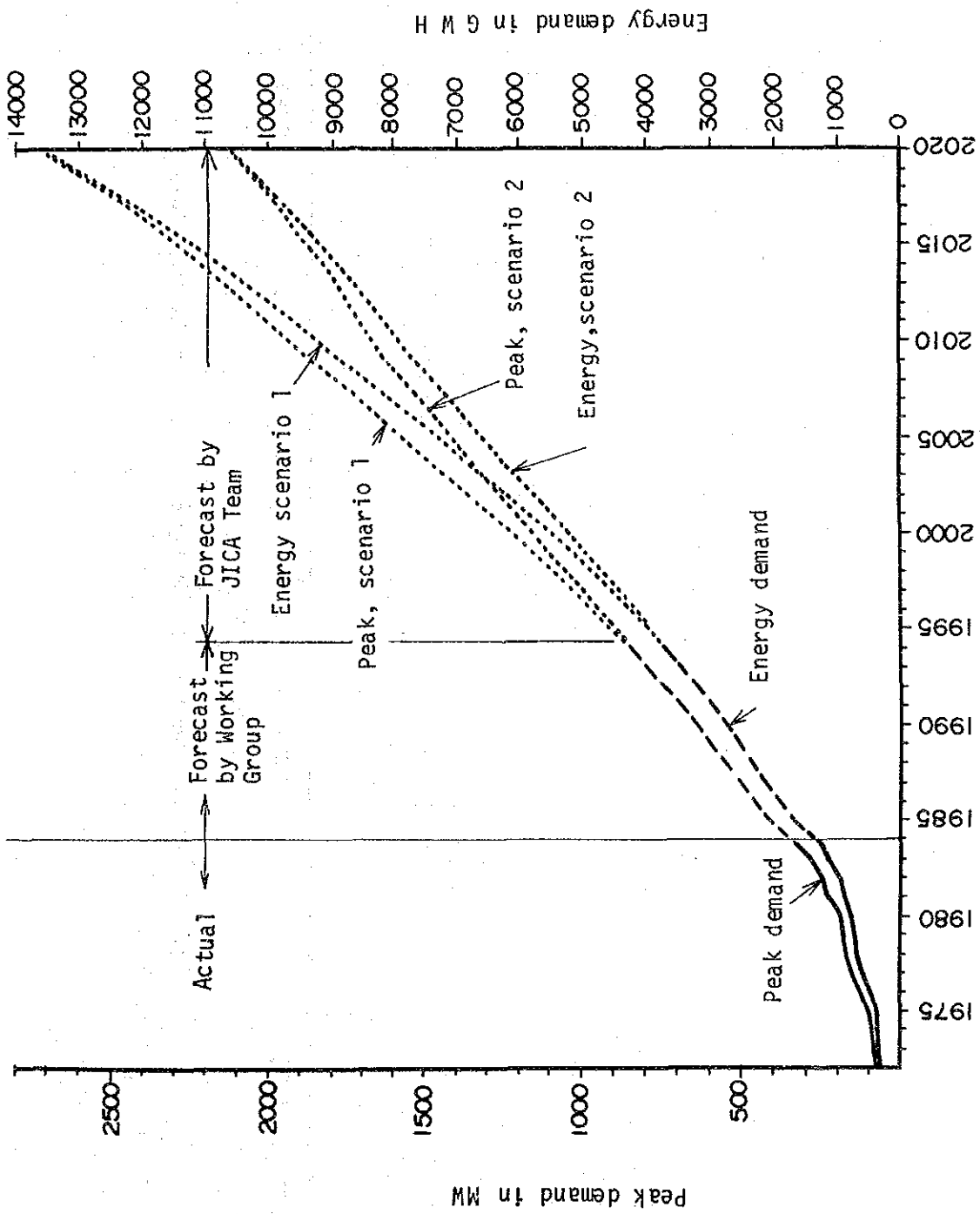


Fig. 2-2 Load Forecast, Northern Region

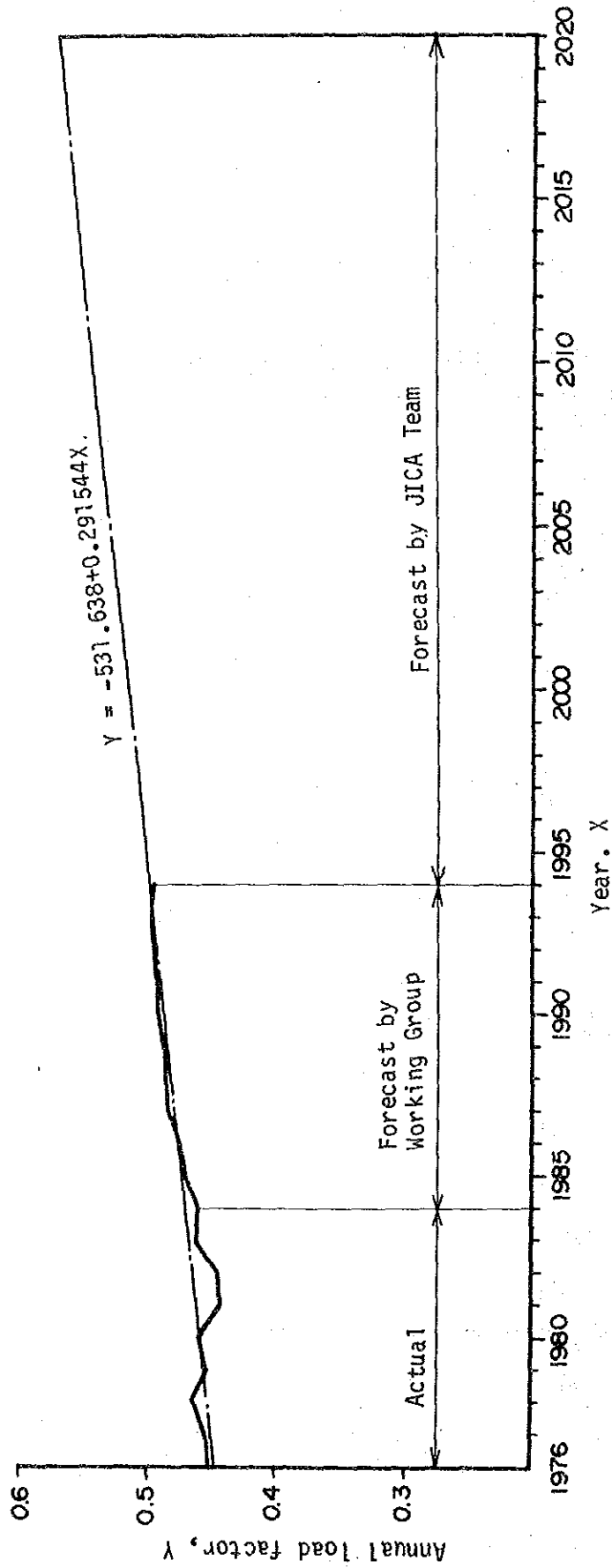


Fig. 2-3 Annual Load Factors, Actual and Estimated for Northern Region

2.5 日 負 荷 率

EGAT全体システムの中で記録された1970年から1985年までの年負荷率と日負荷率を最大消費電力と年間発電々力量とともに Table 2-7に示す。

Table 2-8に北部地域 (EGAT-R4)の年負荷率を、またTable 2-9に北部地域 (EGAT-R4)の日負荷率を示す。

上の表に記載された4種類の負荷率すなわち、EGAT全体システムの中の年負荷率と日負荷率、北部地域 (EGAT-R4)の年負荷率と日負荷率をFig. 2-4に示すごとく同一グラフ上にプロットする。

EGAT全体システムの中の1975年から1985年までの最大消費電力日の日負荷曲線と日負荷持続曲線をFig. 2-5からFig. 2-15 にプロットする。

また、北部地域 (EGAT-R4)の1979年から1985年までのそれぞれをFig. 2-16からFig. 2-21に示す。さらに北部地域のすべての日負荷曲線をFig. 2-22に示すごとく同一グラフ上に重ね合せてプロットする。

このグラフから見られるように最大消費電力は年を追って急速に増加しかつ同一負荷日内の最大と最小需要の差もまた大きくなっている。

北部地域のこの傾向はやや例外的である。なぜなら一般的に見た場合、系統が大きくなりまたは成熟してくると負荷率の値は大きくなるが、この地域では反対の傾向が起こっているからである。

この状態の理由の一つはEGATと PEAがこの数年間電化政策を実施してきたことにある。この結果、非電化地域のみでなく既に電化された地域の設備もまた増強されかつ潜在需要が急速に顕在化してきた。

Fig. 2-22から見る事ができるように、早朝と夕刻のピーク時間帯の需要増加率はオフ・ピーク時間帯の増加率より大きい。

しかしながら、この急速に実施されたプログラムは、1986年までに完了すると予想されるので1987年以降の負荷曲線と負荷持続曲線の形は成熟した先進国型の方向に次第に改善されて行くこととなろう。

EGAT全体システムは、Fig. 2-4に見られるごとく、年負荷率と日負荷率は概して互いに平行している。また、北部地域の年負荷率は全EGATシステムのそれと平行している。

これらの視点から、北部地域の日負荷率は将来この地域の年負荷率と平行するだろうと想定することが許容されるであろう。

この仮定に立って、この地域の日負荷率の値を次のごとく想定する。

- i) 1986年の日負荷率は1985年と同一レベルの 61.88%とする（すなわち、電化促進計画の影響により1985年と同一レベルに留まると想定）。
- ii) 1987年以降の数值は、北部地域の年負荷率の値と平行して上昇する。

想定結果をTable2-10 に示す。日負荷率は1995年で67.3%、2000年で68.8%、2005年で70.2%、2010年で71.7%、2015年で73.1%、2020年で74.6%となろう。

Table 2-7 Relation between Annual and Daily Load Factors EGAT
Whole System (1970-1985)

	* Annual LF %	Daily LF (Peak Day) %	Date of Peak Day	Annual Energy Generation GWH	Peak Demand MW
1970	62.5	75.0	Sep. 24, 70	4,095.32	748.35
1971	62.7	70.5	Sep. 29, 71	4,792.88	872.70
1972	63.4	74.4	Sep. 14, 72	5,711.16	1,028.80
1973	65.4	75.9	Sep. 6, 73	6,872.84	1,199.30
1974	66.0	77.7	Sep. 6, 74	7,258.62	1,256.30
1975	66.0	75.4	Sep. 24, 75	8,211.57	1,406.60
1976	61.1	76.0	Sep. 21, 76	9,414.48	1,652.10
1977	66.7	78.2	Jun. 9, 77	10,950.62	1,873.40
1978	67.2	74.4	Sep. 8, 78	12,371.67	2,100.60
1979	70.7	76.2	Aug. 23, 79	13,964.55	2,255.0
1980	69.7	79.8	Mar. 28, 80	14,753.73	2,417.4
1981	70.3	78.0	Sep. 29, 81	15,959.97	2,588.7
1982	67.9	75.2	Sep. 20, 82	16,881.94	2,838.0
1983	67.9	80.4	May 18, 83	19,066.30	3,204.3
1984	67.8	78.75	Mar. 28, 84	21,066.44	3,547.3
1985	68.8	79.0	Mar. 29, 85	23,356.74	3,878.4

* Source: EGAT Power Development Plan (1985 - 2001)

Nov. 1985, Table 3-2, P. 9

Table 2-8 Annual Power Demand and Annual Load Factors of Northern Region (EGAT-R4)

Fiscal year	Peak demand MW	Annual energy demand GWH	Annual load factor %	
	(Actual)			
1972	68.66	282.92	47.03	} from Table 2-3
73	74.96	333.59	50.8	
74	82.44	358.62	49.66	
75	94.13	397.92	48.26	
76	121.77	481.54	45.14	
77	155.56	616.71	45.26	
78	176.56	719.20	46.5	
79	185.19	735.76	45.35	
80	199.03	799.05	45.83	
81	231.34	894.85	44.16	
82	256.33	997.57	44.43	
83	292.06	1,178.85	46.08	
84	335.62	1,350.04	45.93	
	(Forecast)			
85	416.51	1,713	46.96	} Forecast "scenario 1" from Table 2-4
86	466.56	1,930	47.24	
87	514.47	2,172	48.21	
88	557.30	2,363	48.41	
89	601.91	2,565	48.64	
90	647.61	2,772	48.86	
91	696.95	2,998	49.1	
92	747.06	3,230	49.35	
93	799.53	3,474	49.6	
94	854.74	3,700	49.41	
95	904.06	3,959	49.99	} Forecast "scenario 1" from Table 2-4
96	961.74	4,236	50.28	
97	1,023.06	4,533	50.58	
98	1,088.37	4,850	50.87	
99	1,157.84	5,189	51.16	
2000	1,220.54	5,501	51.45	
01	1,286.51	5,831	51.74	
02	1,356.13	6,181	52.03	
03	1,429.56	6,552	52.32	
04	1,506.67	6,945	52.62	

(Continued to next page)

Table 2-8 (Continued)

Fiscal year	Peak demand MW	Annual energy demand GWH	Annual load factor %
2005	1,573.28	7,292	52.91
06	1,642.81	7,656	53.20
07	1,715.64	8,039	53.49
08	1,791.72	8,441	53.78
09	1,871.20	8,863	54.07
10	1,935.41	9,218	54.37
11	2,002.21	9,587	54.66
12	2,071.21	9,970	54.95
13	2,142.79	10,369	55.24
14	2,216.91	10,784	55.53
15	2,293.53	11,215	55.82
16	2,373.03	11,664	56.11
17	2,454.71	12,130	56.41
18	2,539.80	12,615	56.70
19	2,628.03	13,120	56.99
2020	2,719.36	13,645	57.28

Table 2-9 Demand of Northern Region (EGAT-R4) Coincident to Peak Load and Daily Load Factors

Fiscal year	Peak demand	Energy supplied in peak day	Daily L.F.	Date of peak day	Substations for which date are not available
	MW	MWH	%		
1975	17.49	289	68.7	24 Sep. 1975	LP1, TA1, PL1, CM1, CM2, MR, LN1, TE, ST
76	24.55	396	67.3	21 Sep. 1976	LP1, TA1, PL1, CM1, CM2, MR, LN1, TE, ST
77	37.54	548	60.8	26 Sep. 1977	PR, PY, LP1, PL1, CM1, CM2, MR, LN1, TE, ST
78	56.15	808	60.0	6 Sep. 1978	PR, PY, PL1, CM1, CM2, MR, LN1, TE, ST
79	72.56	1,114.1	63.98	20 Apr. 1979	PR, PY, LP1, PL1, CM1, LN1, ST
80	96.89	1,590.7	68.41	13 Aug. 1980	PY, LP1, PL1, TK2, TE, ST
81	NA				
82	187.13	2,806.2	62.48	12 May 1982	PL1, CM1, TK2, LN1, TE
83	223.62	3,242.7	60.42	6 Jul. 1983	(UT), TK2, LN1, TE, ST
84	266.60	3,621.9	56.61	17 Sep. 1984	TK2, TE, ST
85	367.80	5,462.2	61.88	29 Mar. 1985	TK2, SK

Source: "Demand of substation coincident to peak load in Northern Region (EGAT-R4)" which is one of the answers for JICA team's questionnaire to EGAT.

Note : Above data are missing several substations, in the region. Especially those from 1975 to 1978 are missing Chiang Mai 2 substation which is a major substation in Northern Region. Hence the Peak demands in this table do not coincide with those shown in Table 2-3.

Table 2-10 Daily Load Factors of Northern Region

Fiscal year	Annual load factor 1) LFyear	Daily load factor 2) LFday	LFday-LFyear	Fiscal year	Annual load factor LFyear	Daily load factor Lyday	LFday-LFyear	
	%	%	%		%	%	%	
1975	48.26	68.7	20.44	1985	46.96	61.88	14.92	
76	45.14	67.3	22.16	86	47.24	61.88	}	
77	45.26	60.8	15.54	87	48.21	65.53		
78	46.5	60.0	13.50	88	48.41	65.73		
79	45.35	63.98	18.63	89	48.64	65.96		
80	45.83	68.41	22.58	90	48.86	66.18		
81	44.16	NA	-	91	49.10	66.42		
82	44.43	62.48	18.05	92	49.35	66.67		
83	46.08	60.42	14.34	93	49.60	66.92		
84	45.93	56.61	10.68	94	49.41	66.73		
Total=			155.92	95	49.99	67.31		
Mean =			17.32	96	50.28	67.60		
				97	50.58	67.90		
				98	50.87	68.19		
				99	51.16	68.48		
				2000	51.45	68.77		}
				01	51.74	69.06		
				02	52.03	69.35		
				03	52.32	69.64		
				04	52.62	69.94		
				05	52.91	70.23		
				06	53.20	70.52		
				07	53.49	70.81		
				08	53.78	71.10		
				09	54.07	71.39		
				10	54.37	71.69		
				11	54.66	71.98		
				12	54.95	72.27		
				13	52.24	69.56		
				14	55.53	72.85		
				15	55.82	73.14		
				16	56.11	73.43		
				17	56.41	73.73		
				18	56.70	74.02		
				19	56.99	74.31		
				2020	57.28	74.60		

1) Northern Region (EGAT-R4) from Table 8

2) Northern Region (EGAT-R4) from Table 9

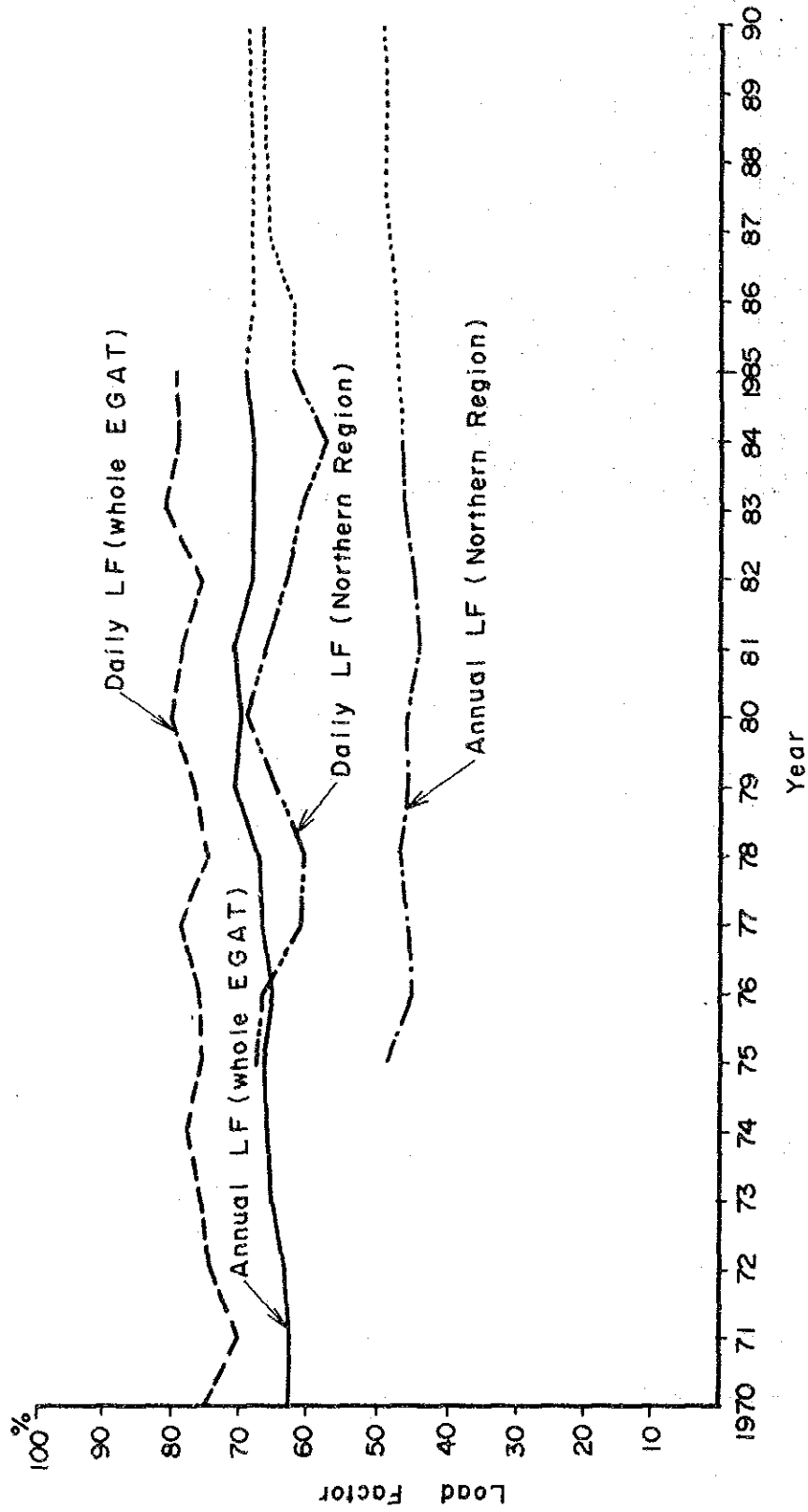


Fig. 2-4 Daily Load Factor vs. Annual Load Factor, Whole EGAT and Northern Region

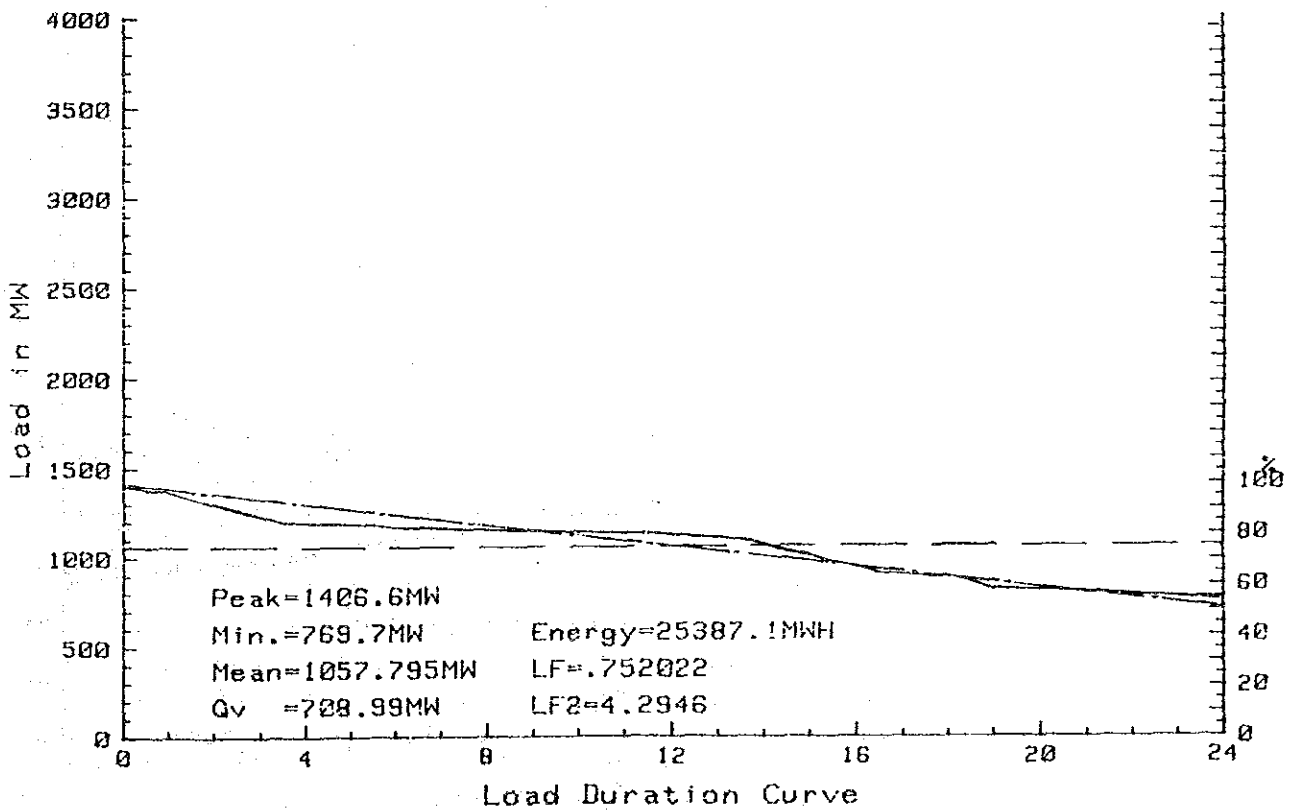
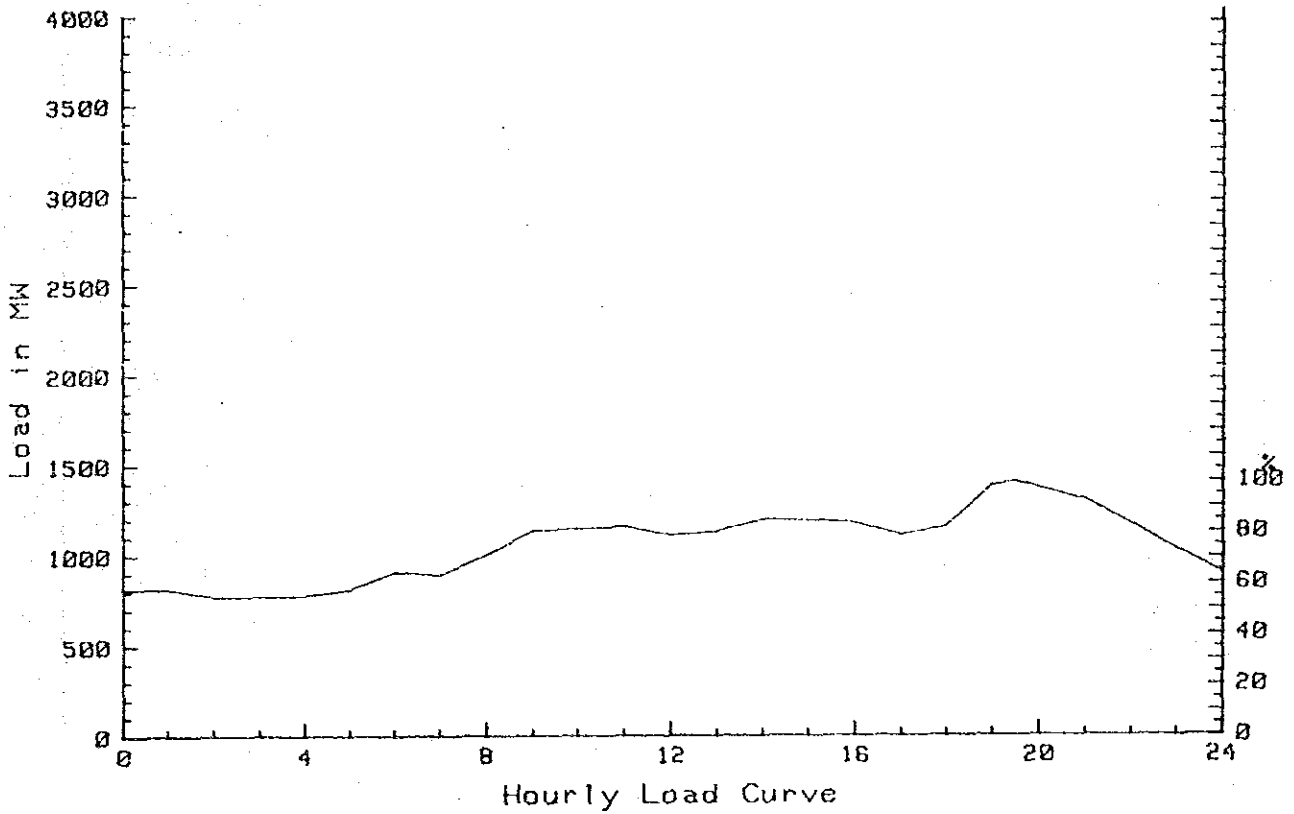


Fig. 2-5 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 24 Sep., 1975

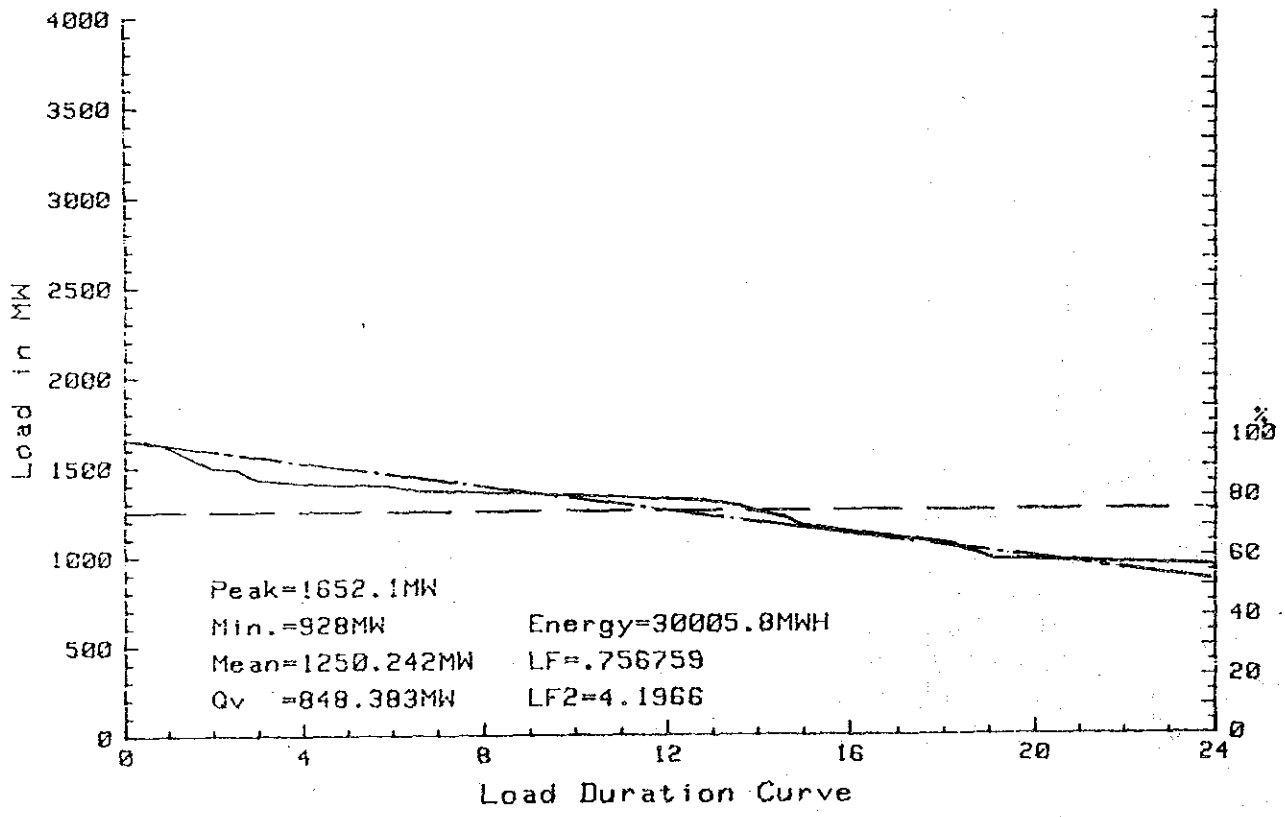
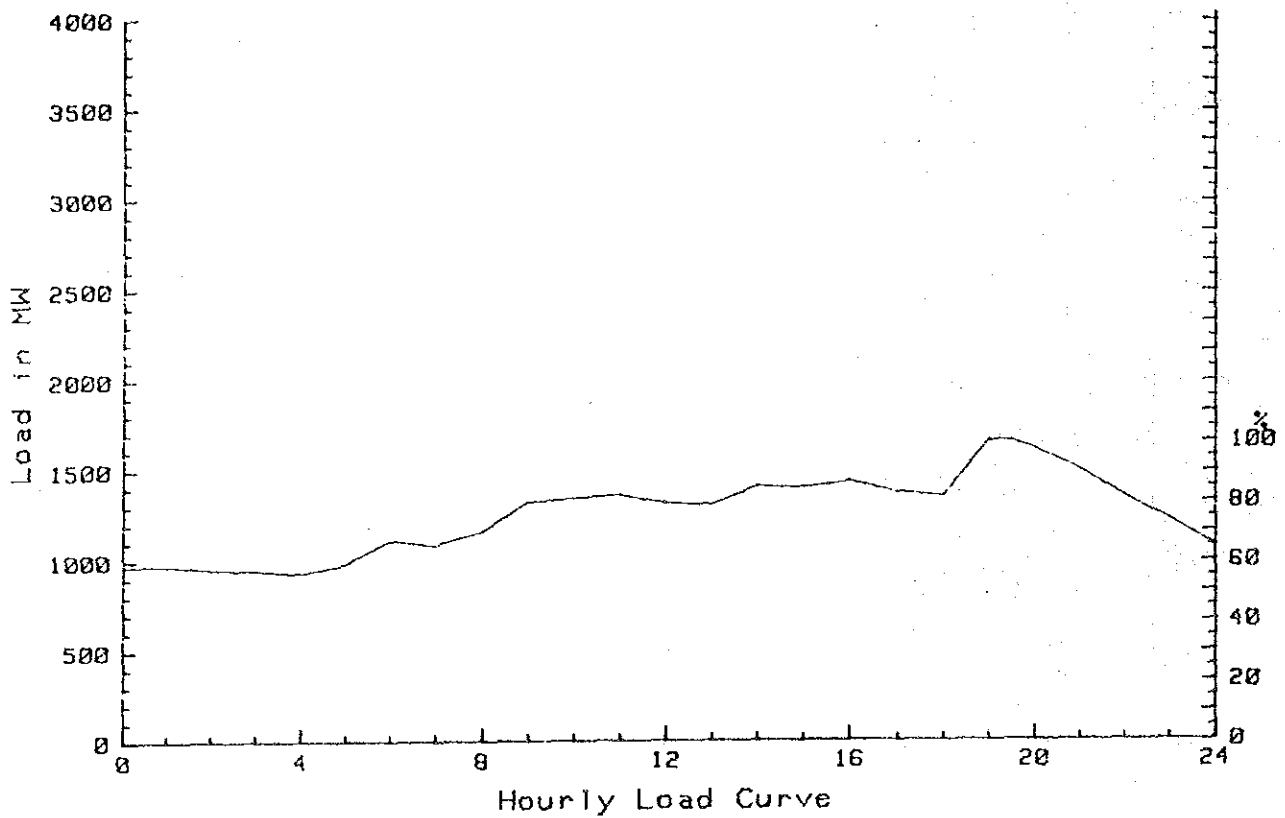


Fig. 2-6 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 21 Sep., 1976

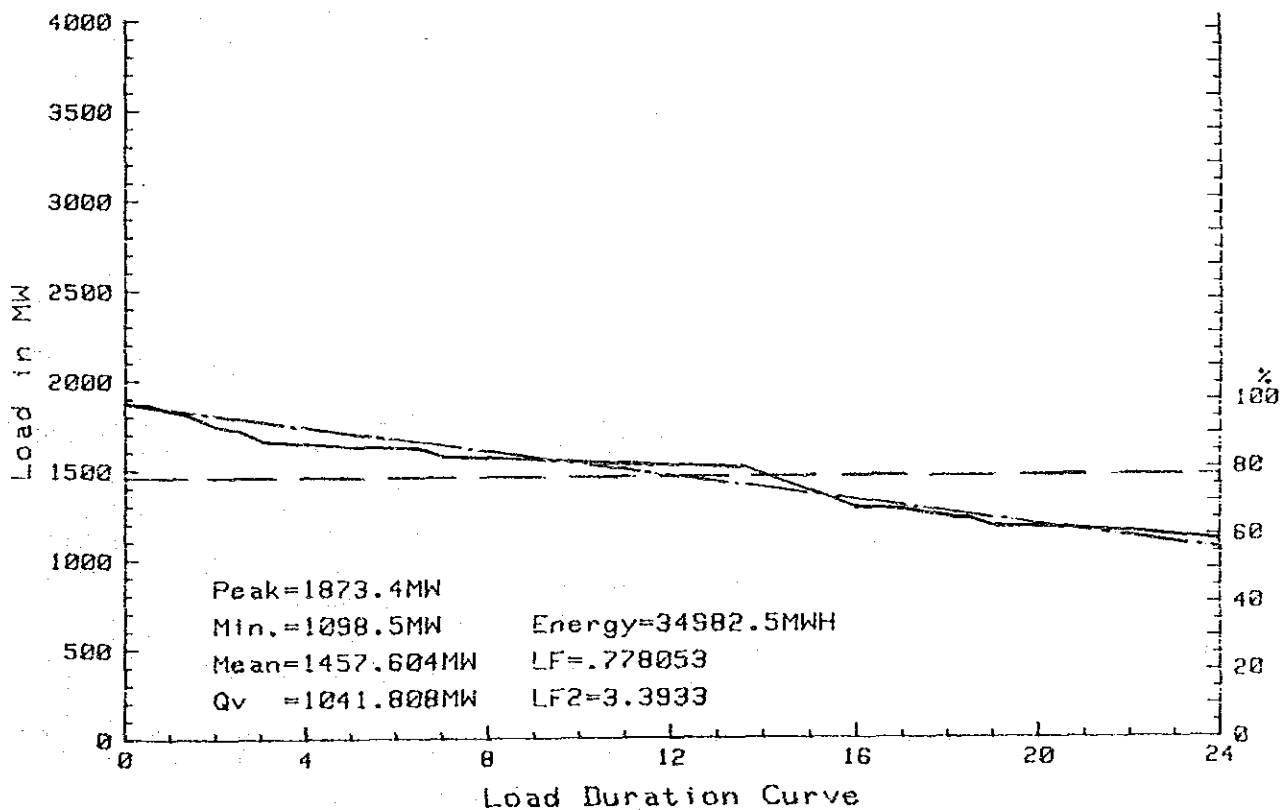
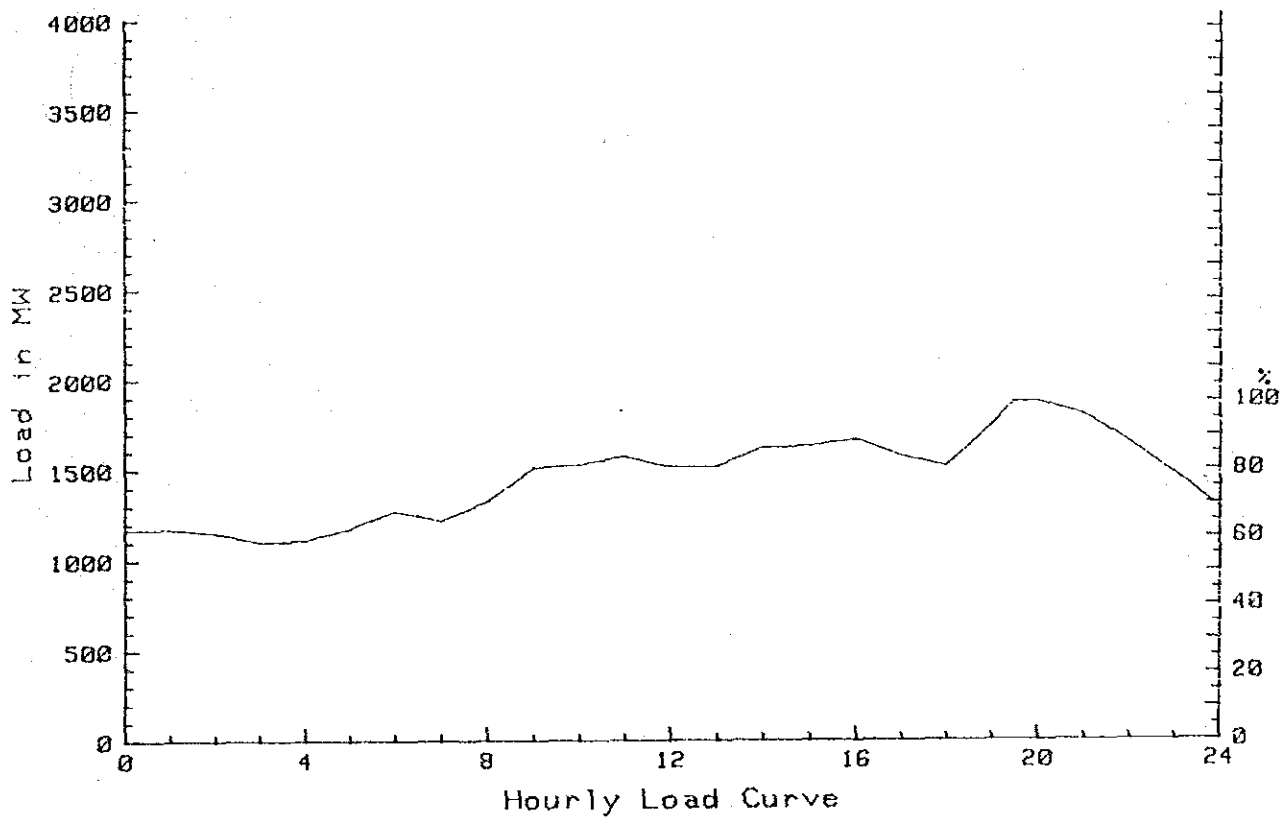


Fig. 2-7 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 9 Jun., 1977

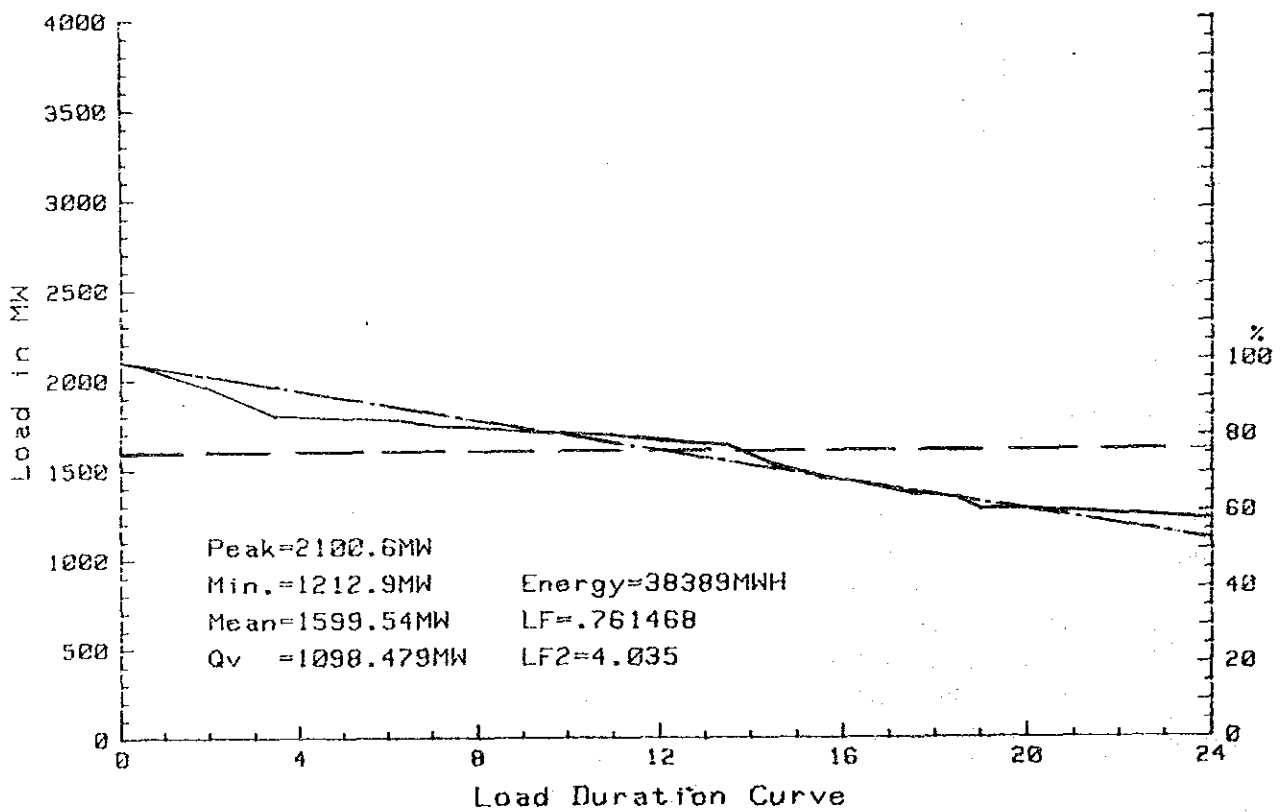
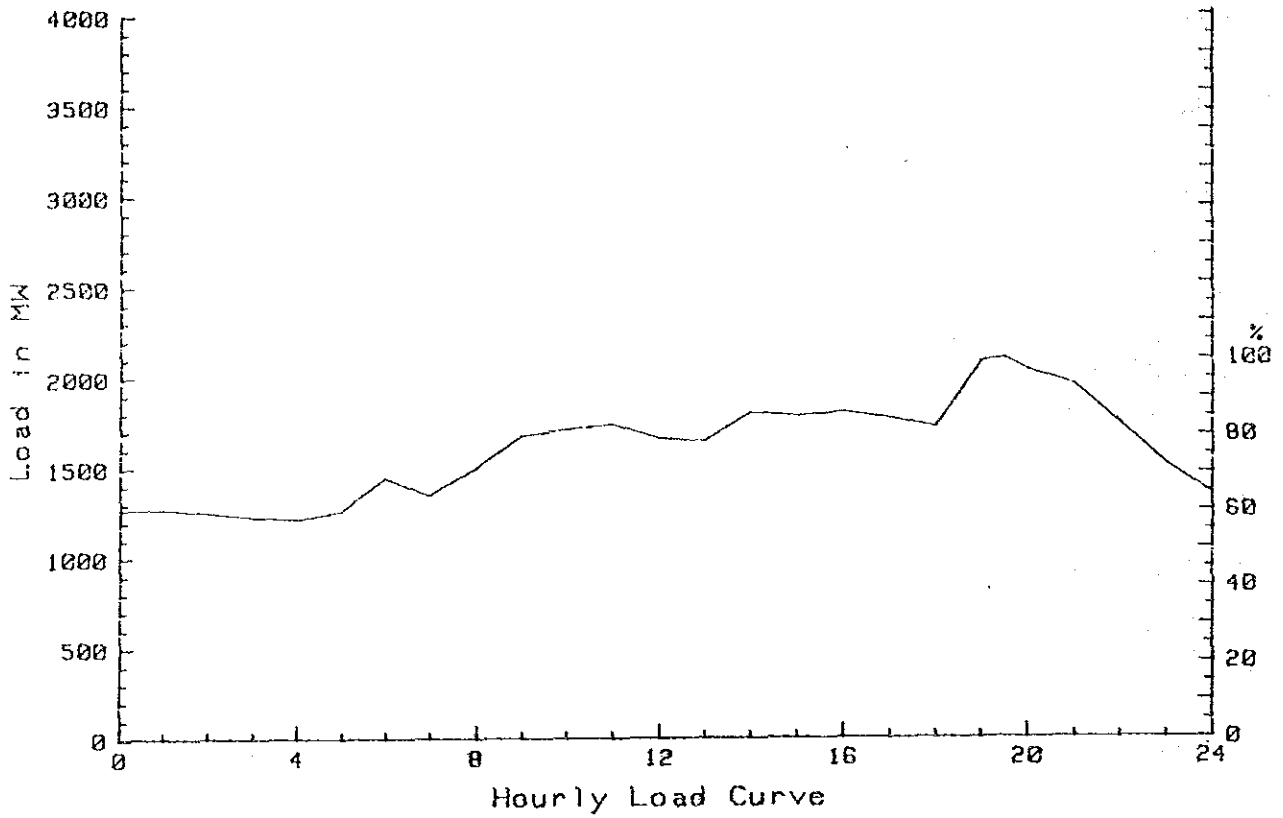


Fig. 2-8 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 6 Sep., 1978

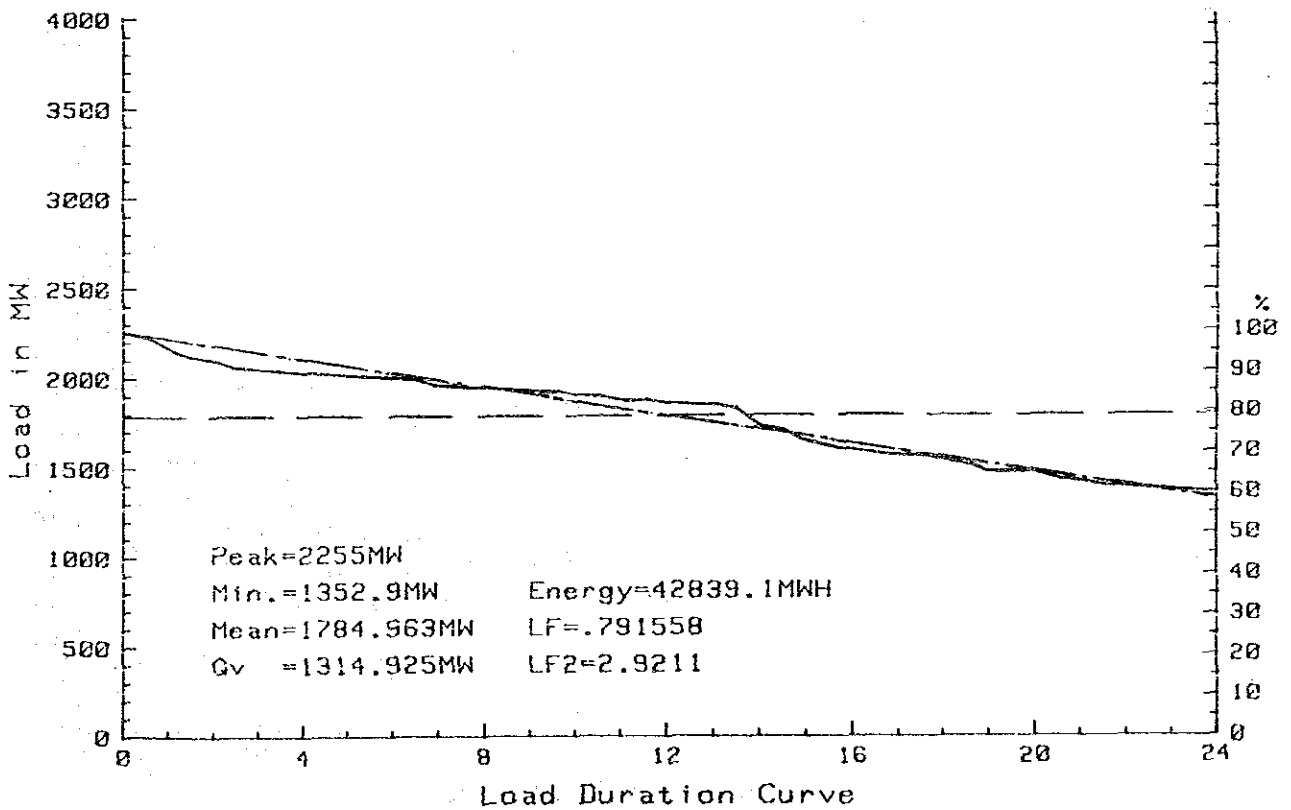
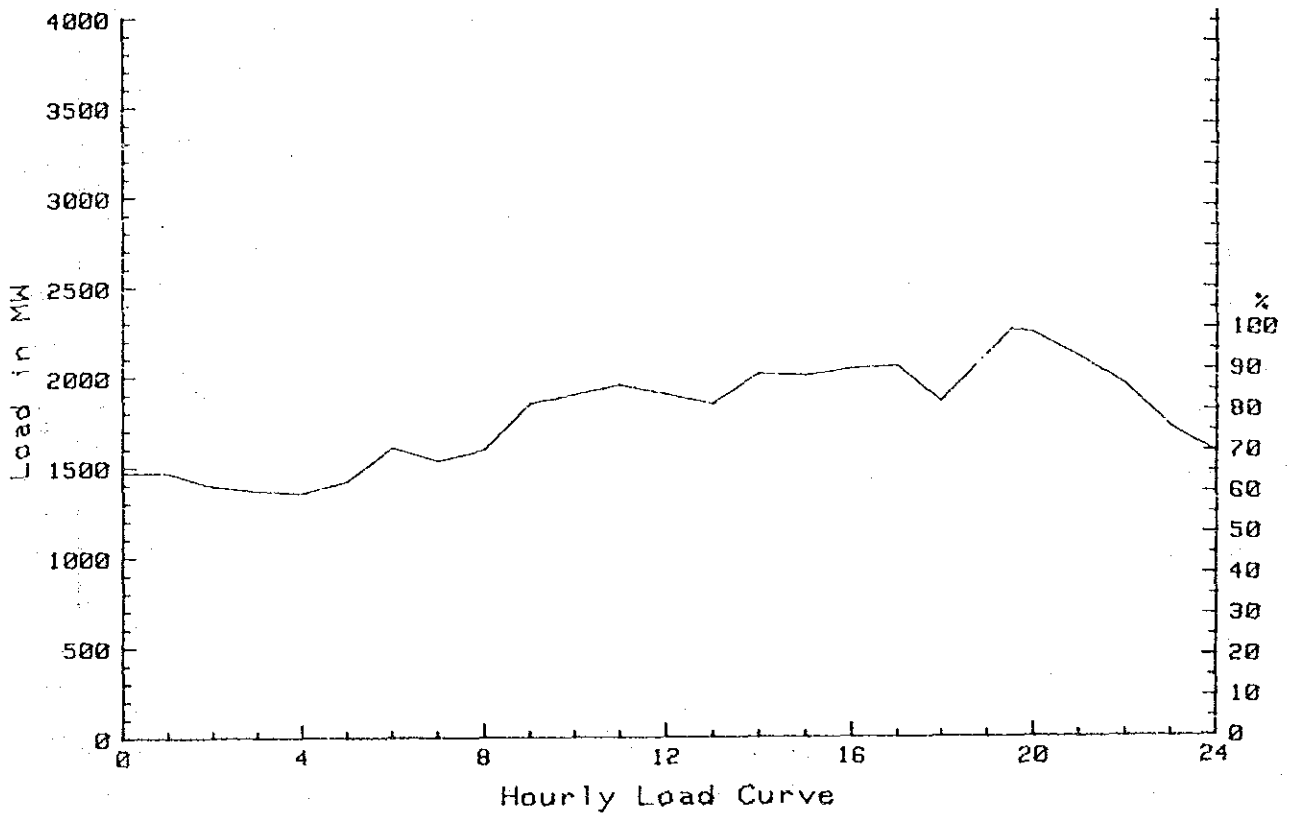


Fig. 2-9: Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 23 Aug., 1979

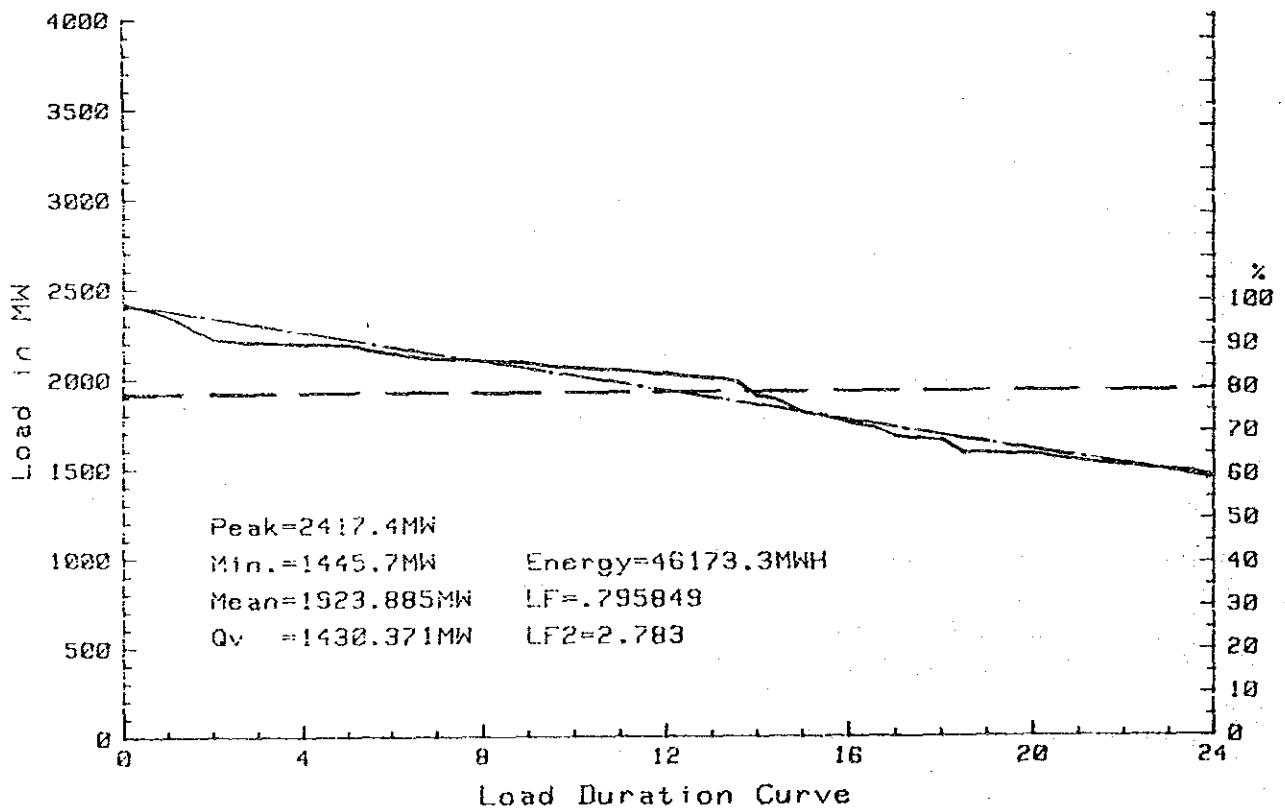
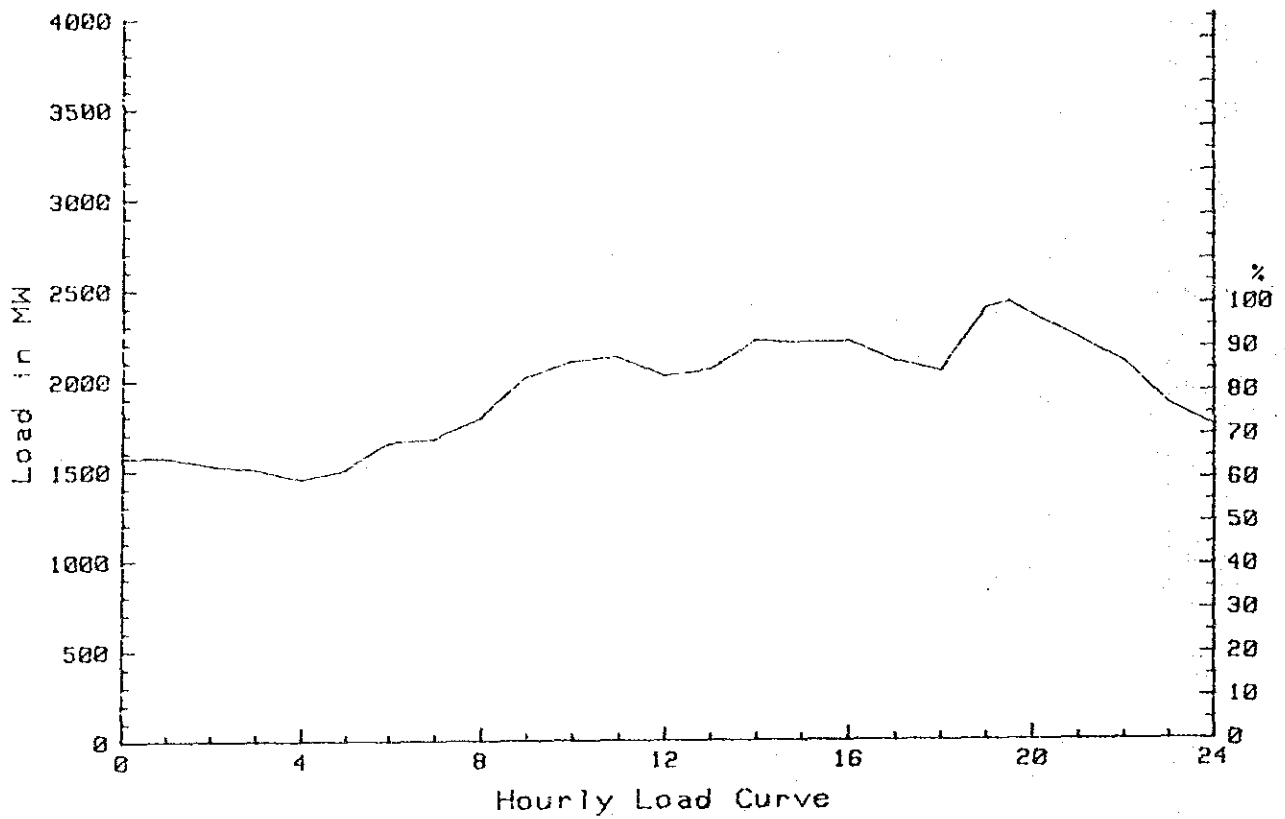


Fig. 2-10 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 28 Mar., 1980

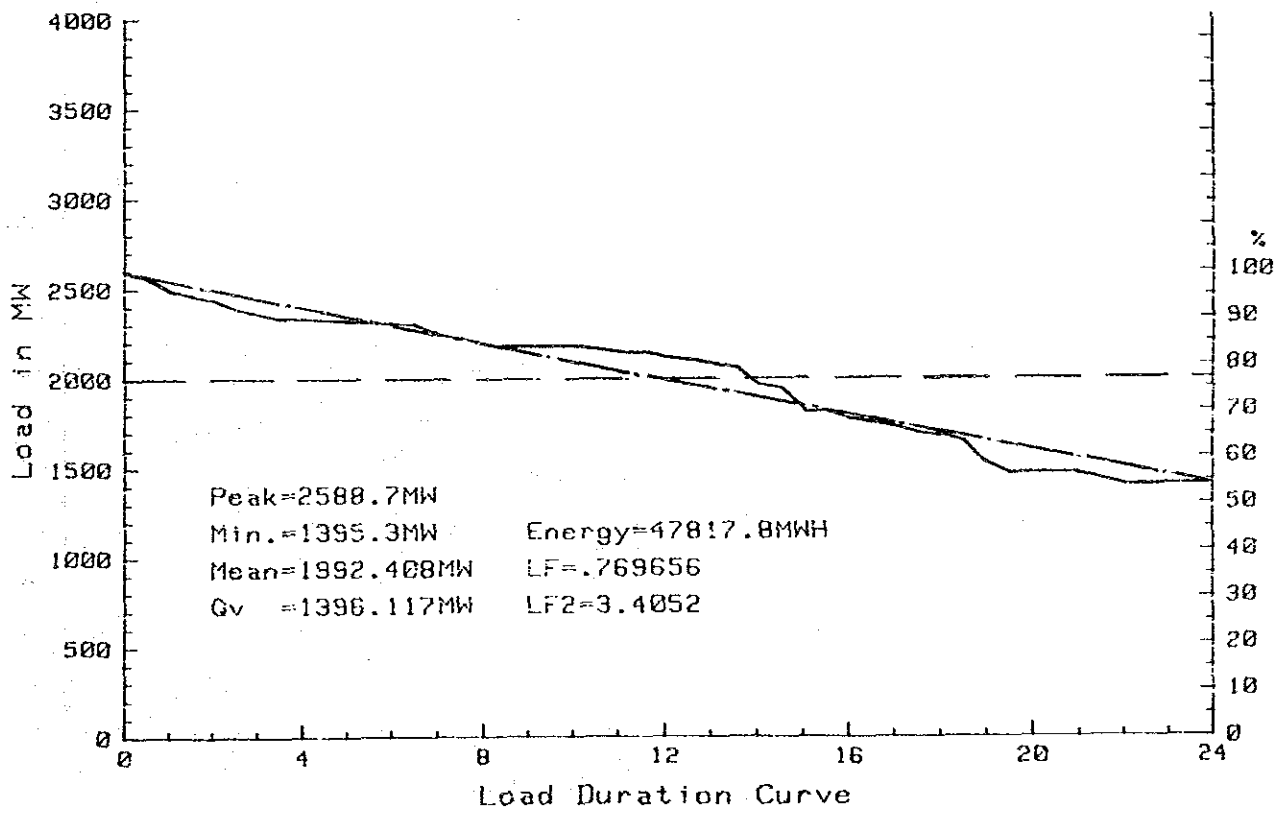
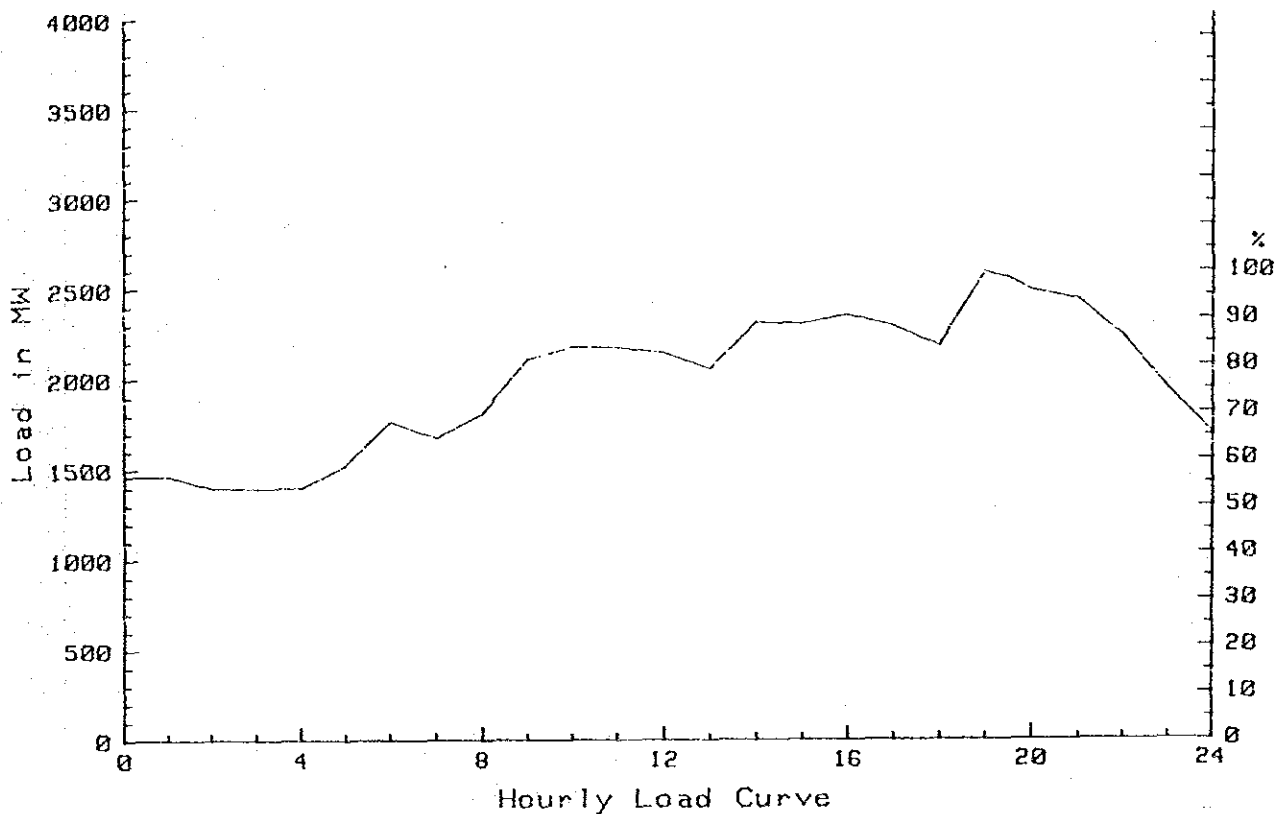


Fig. 2-11 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 29 Sep., 1981

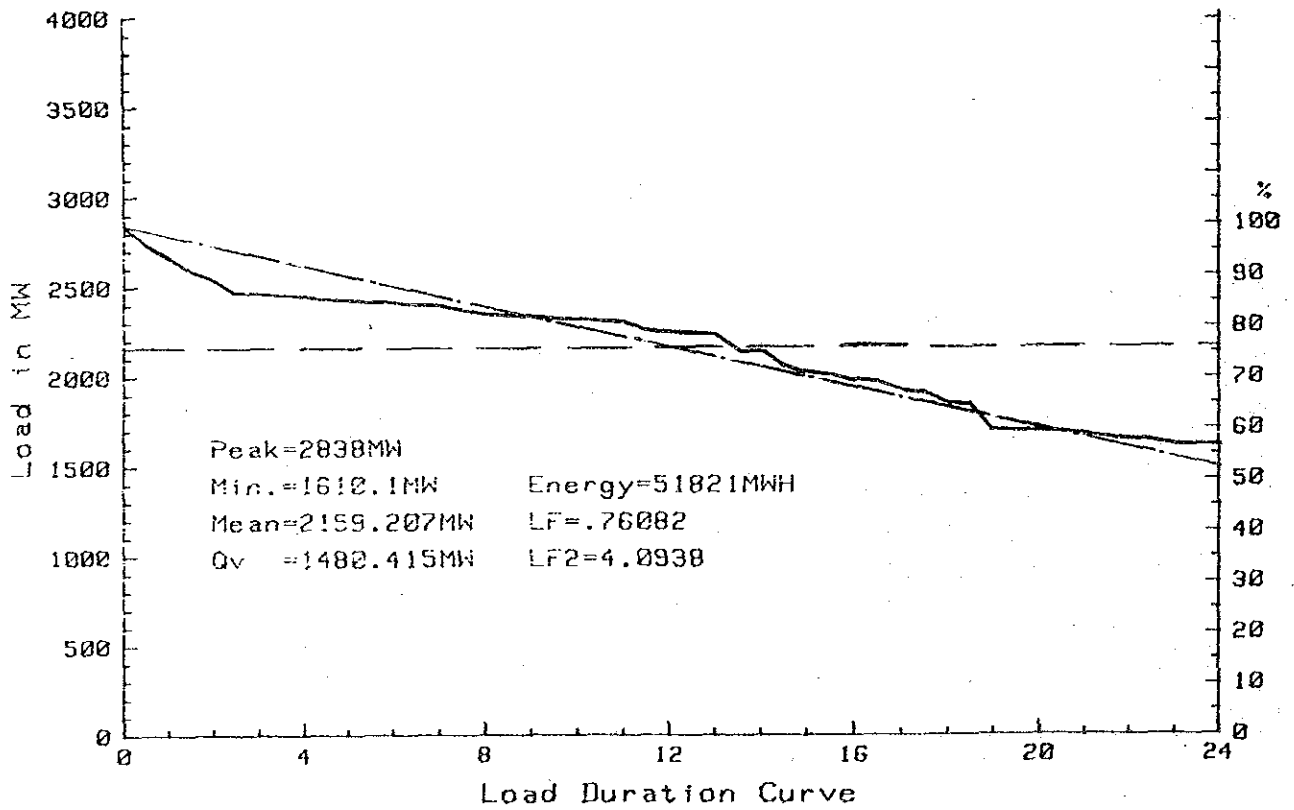
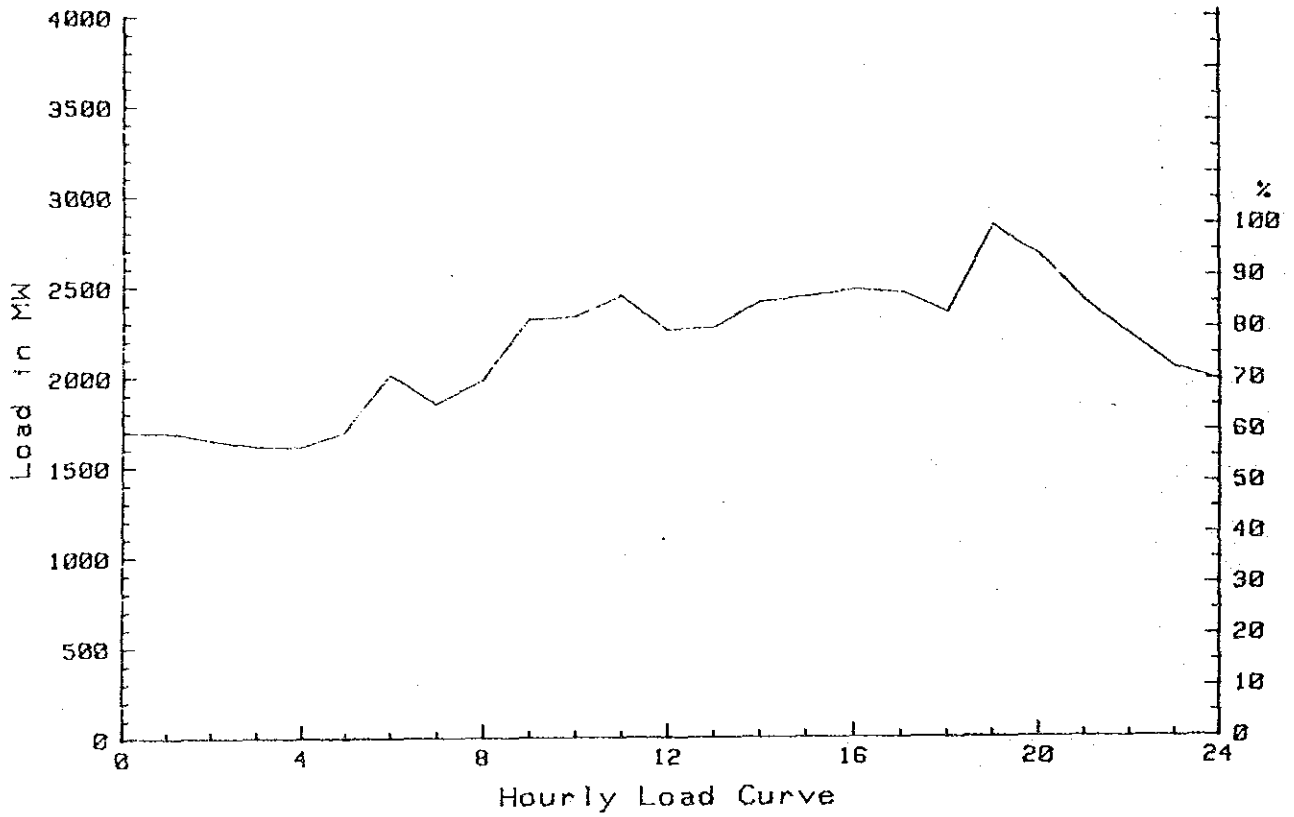
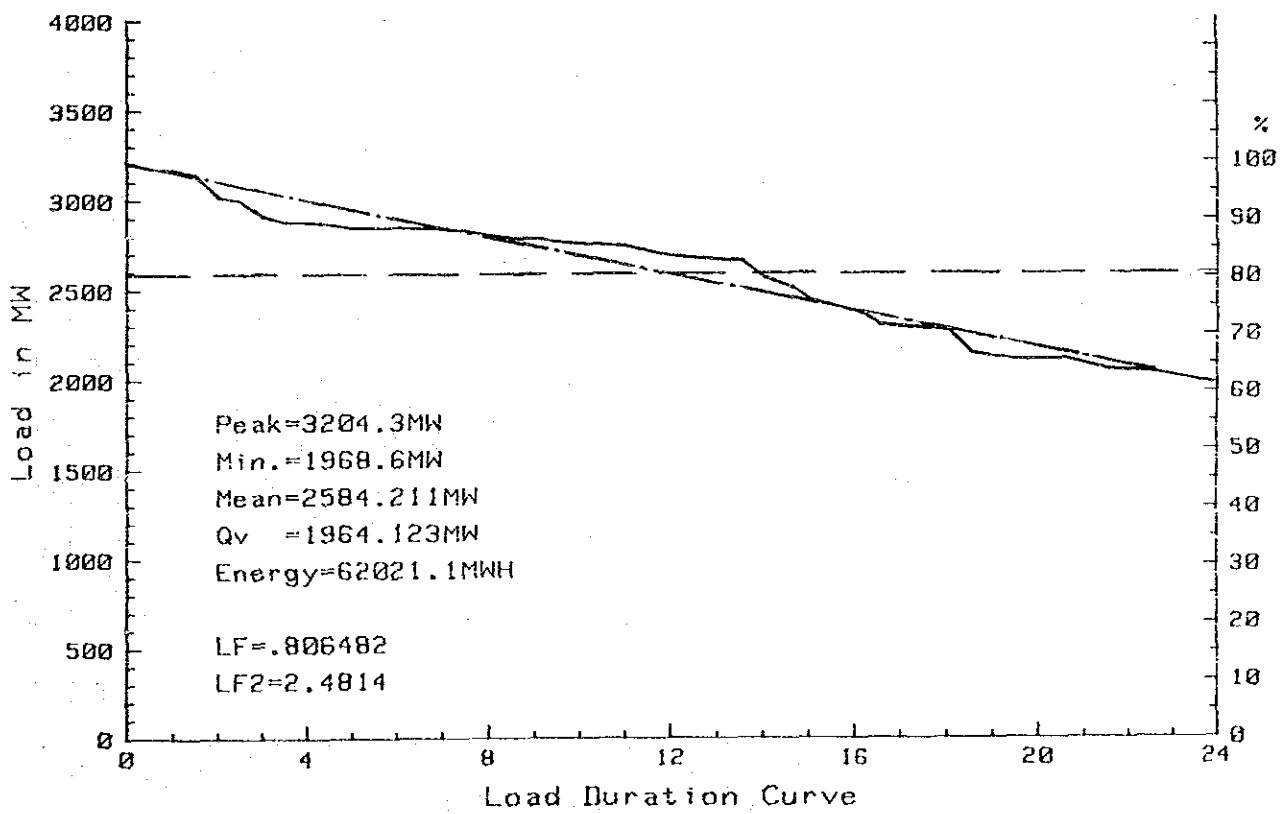
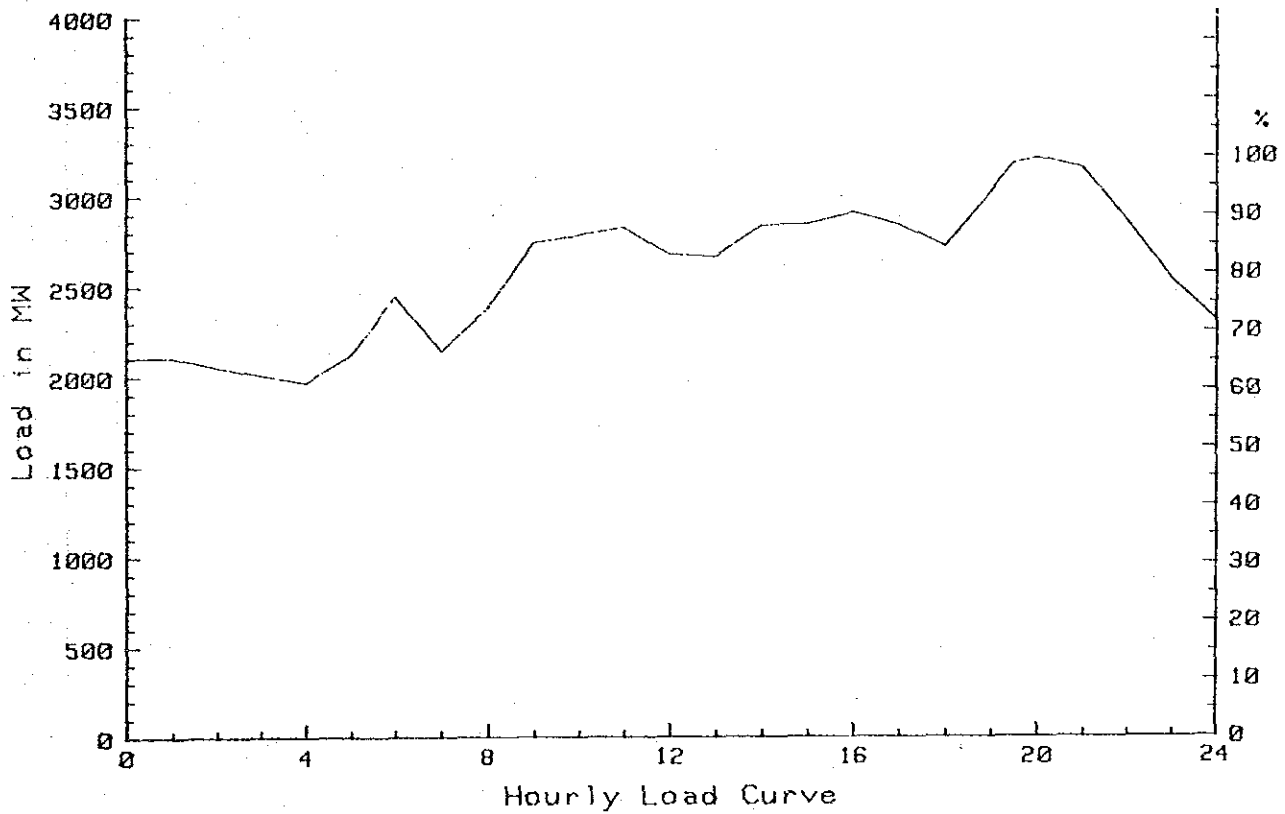


Fig. 2-12 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 20 Sep., 1982



**Fig. 2-13 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 19 May, 1983 .**

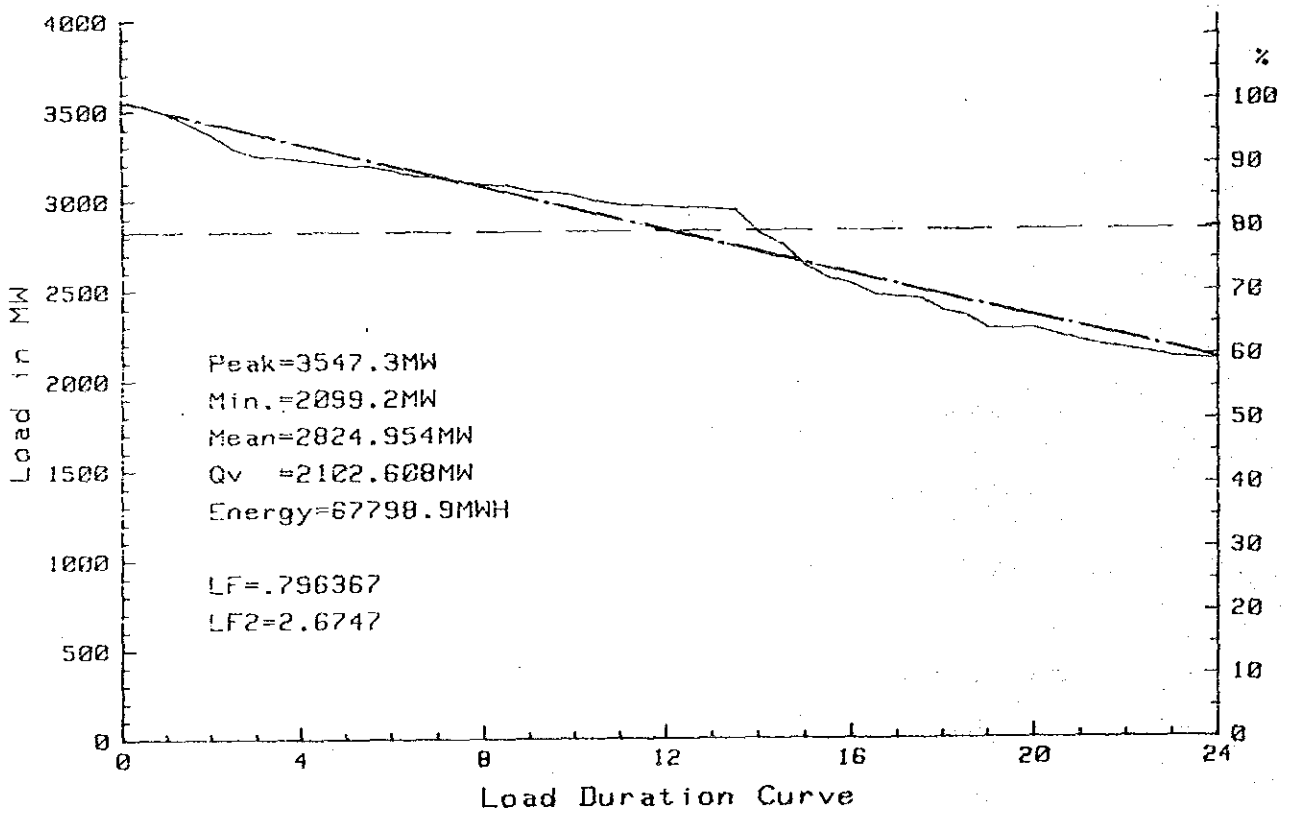
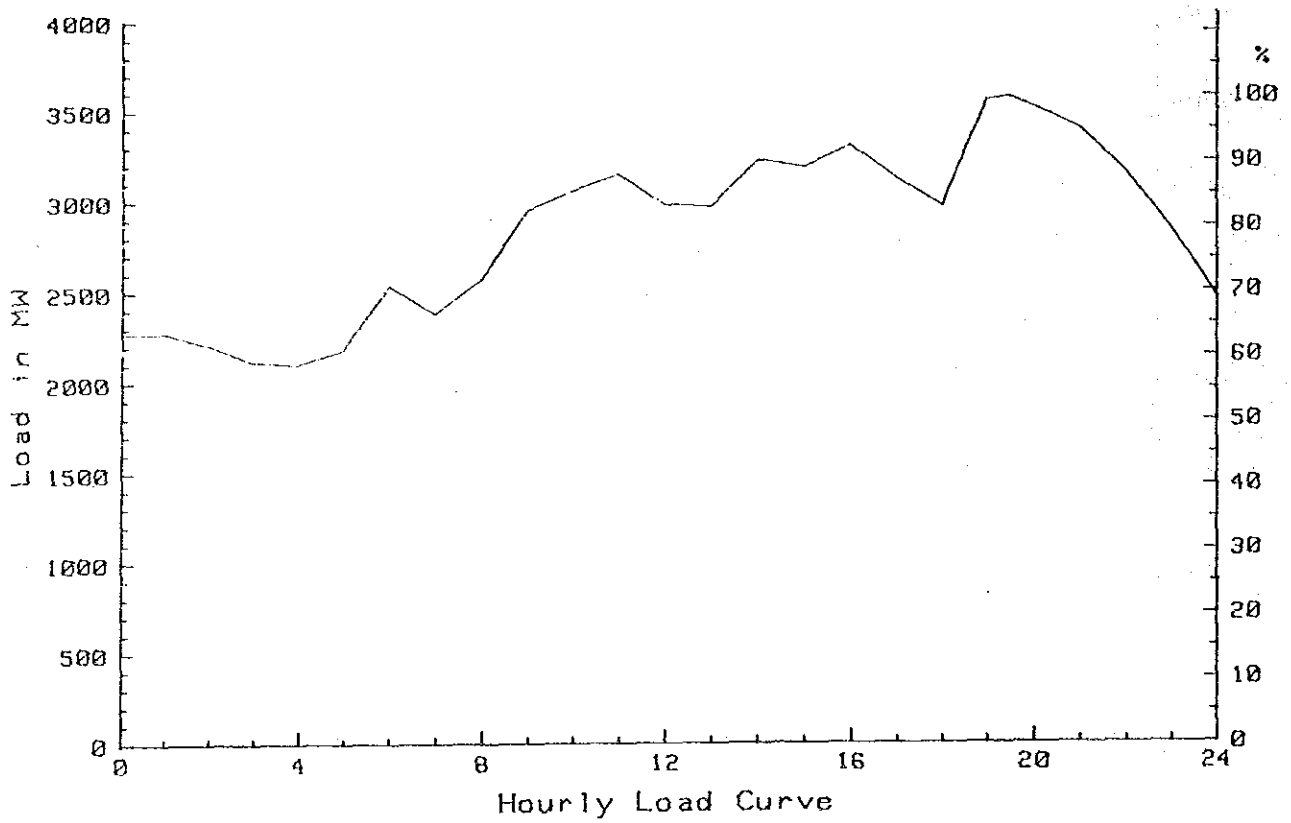


Fig. 2-14 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 28 May, 1984

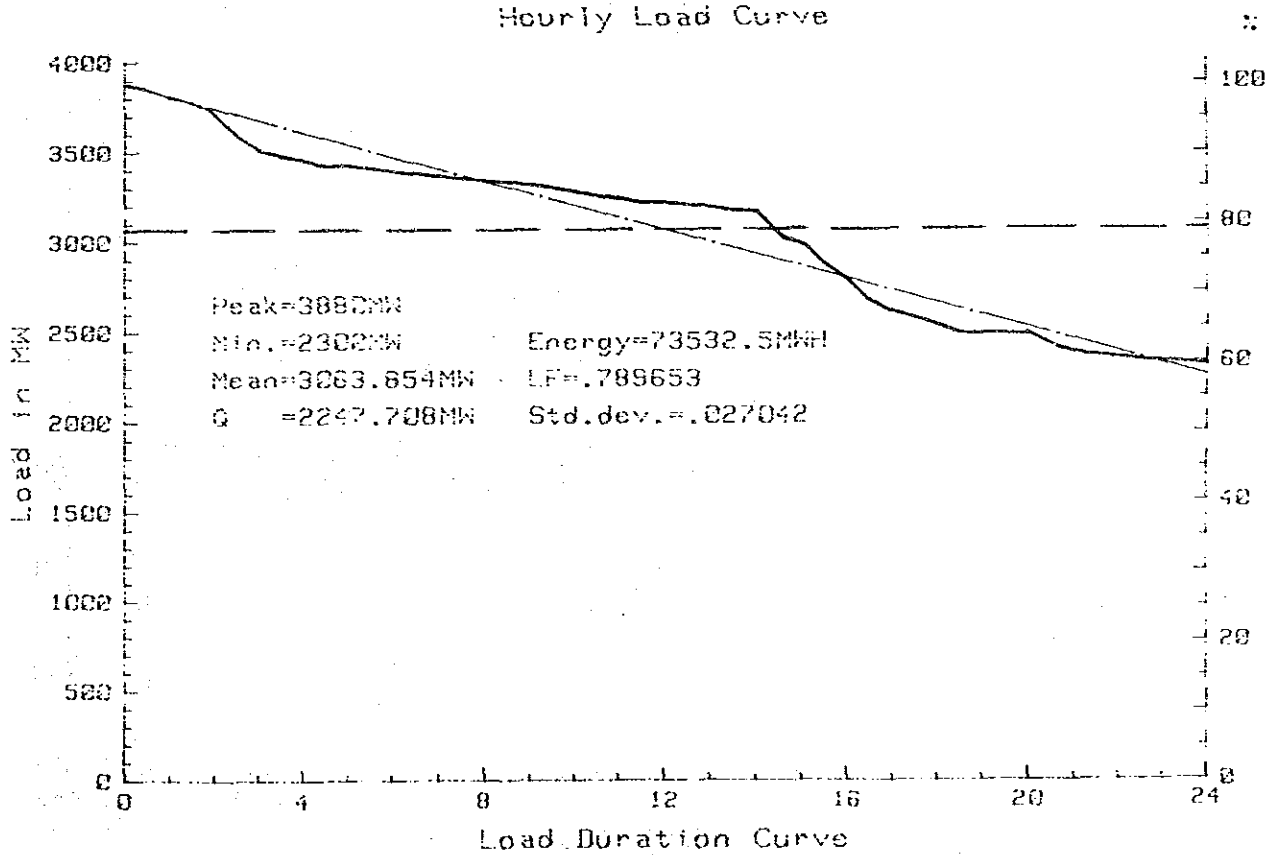
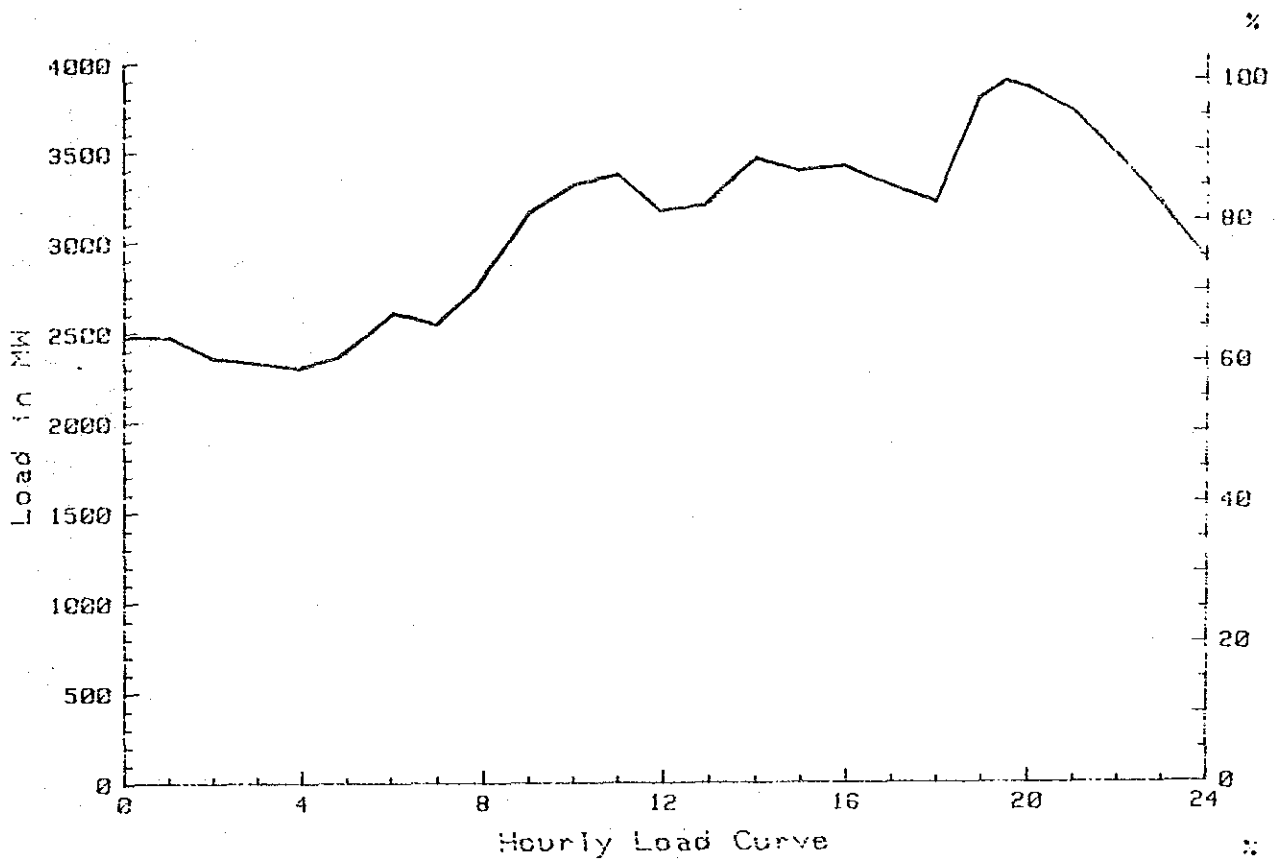


Fig. 2-15 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
EGAT (whole) 29 Mar., 1985

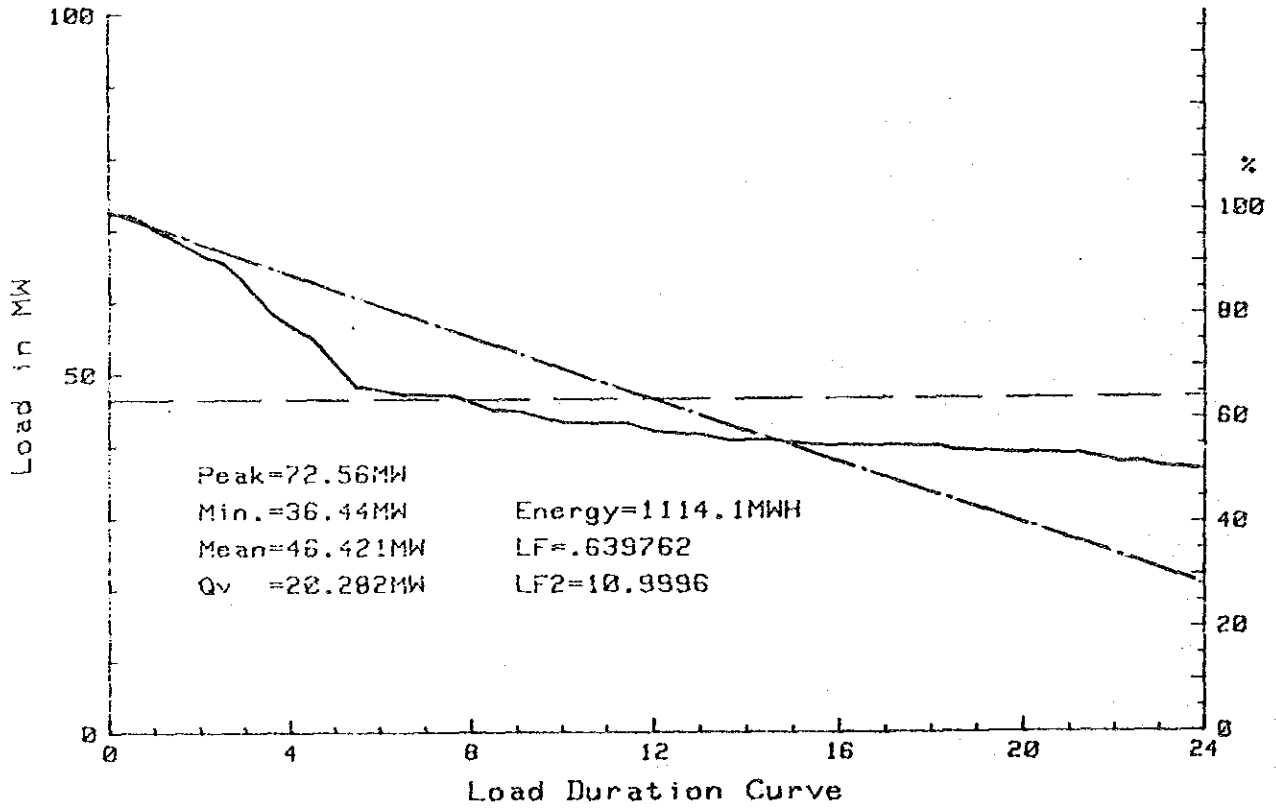
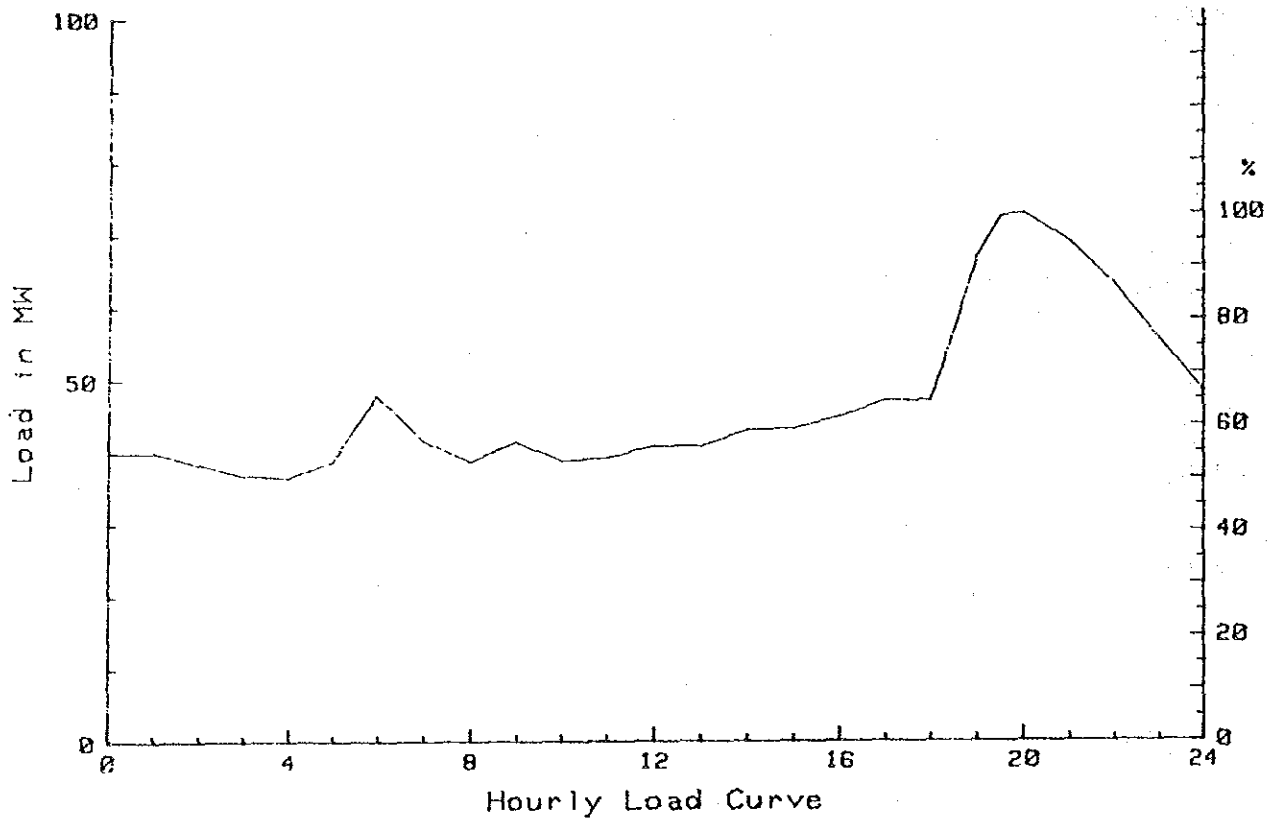


Fig. 2-16 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1979

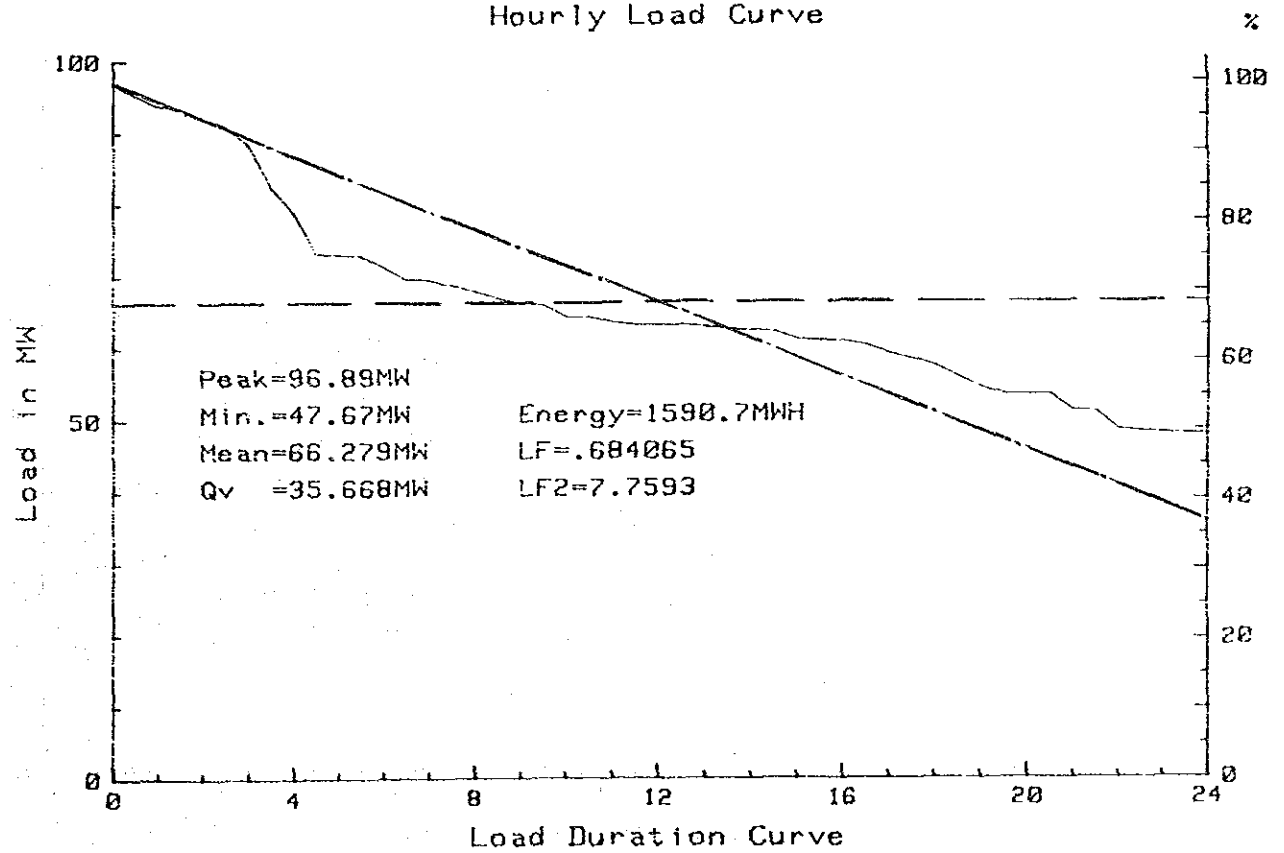
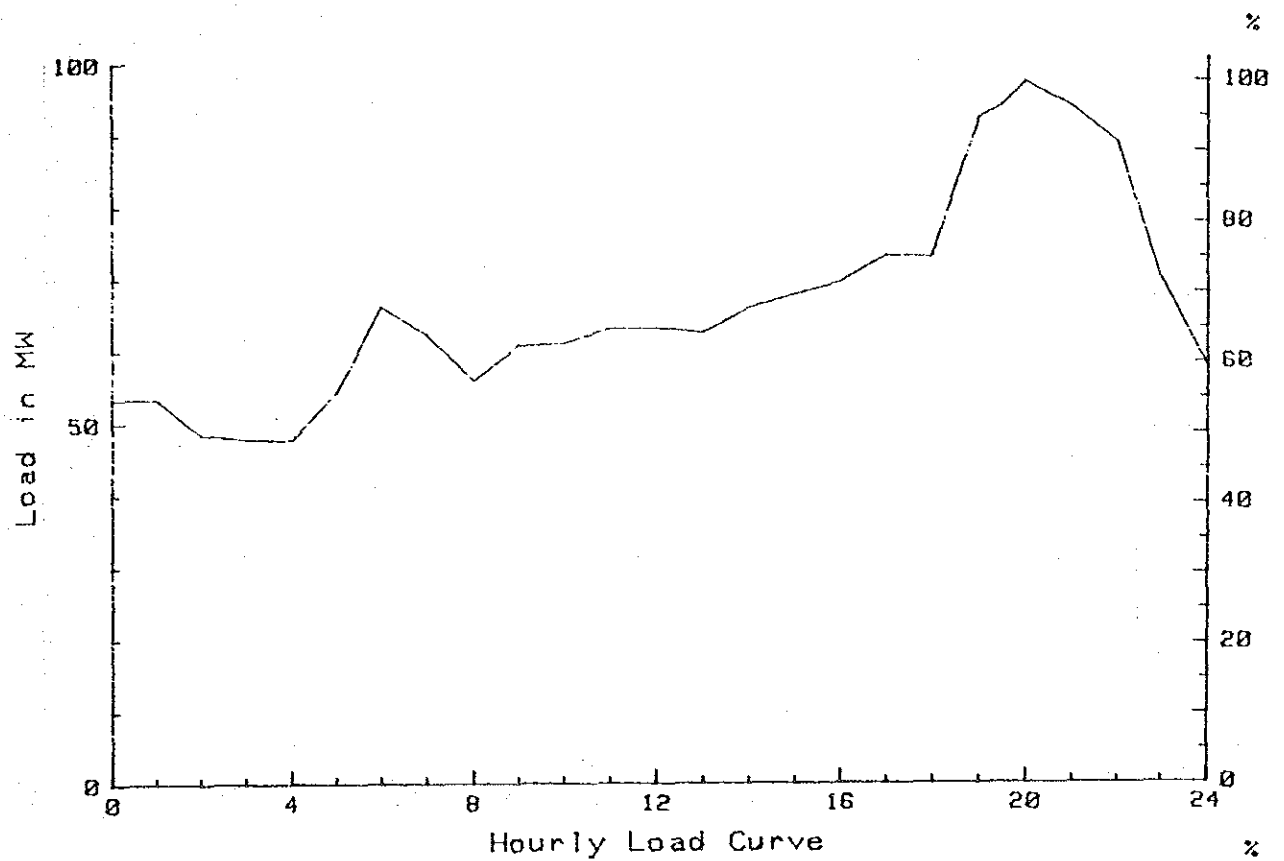


Fig. 2-17 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1980

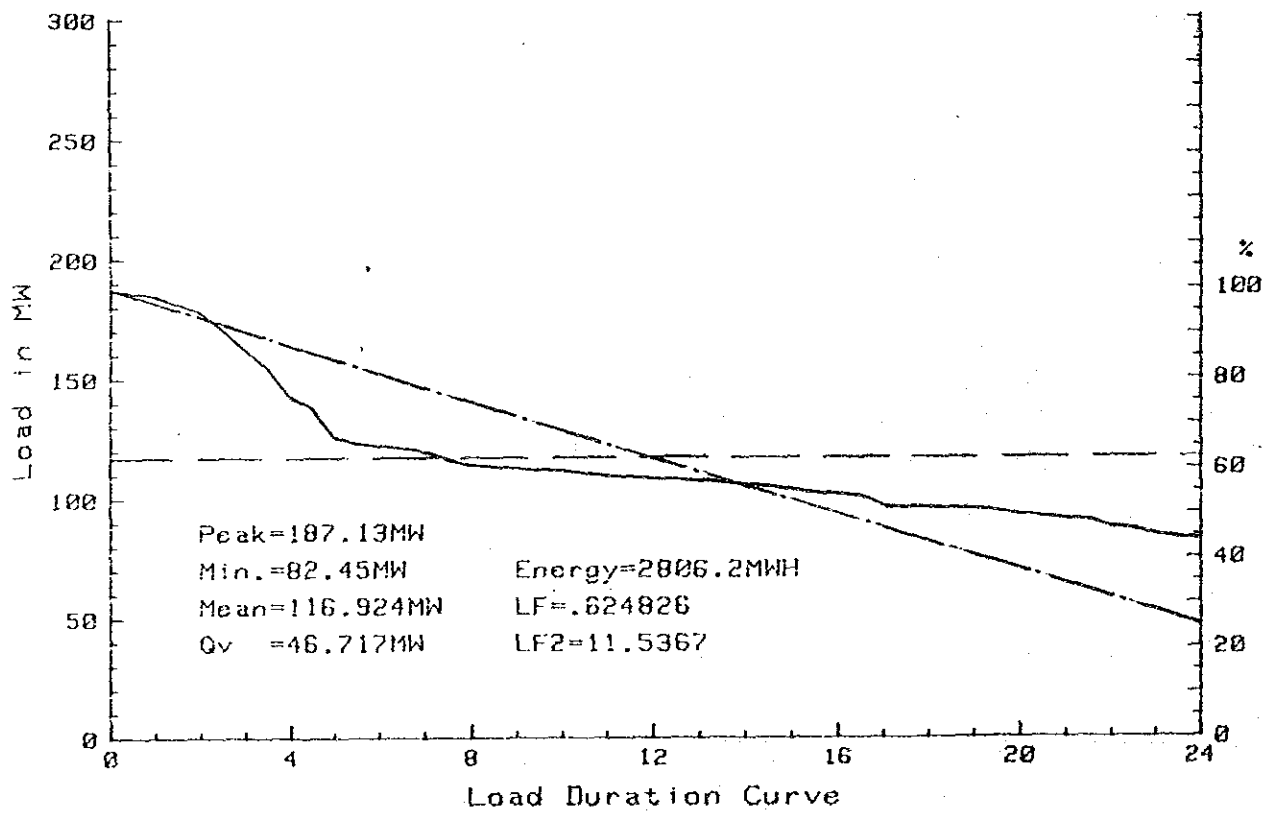
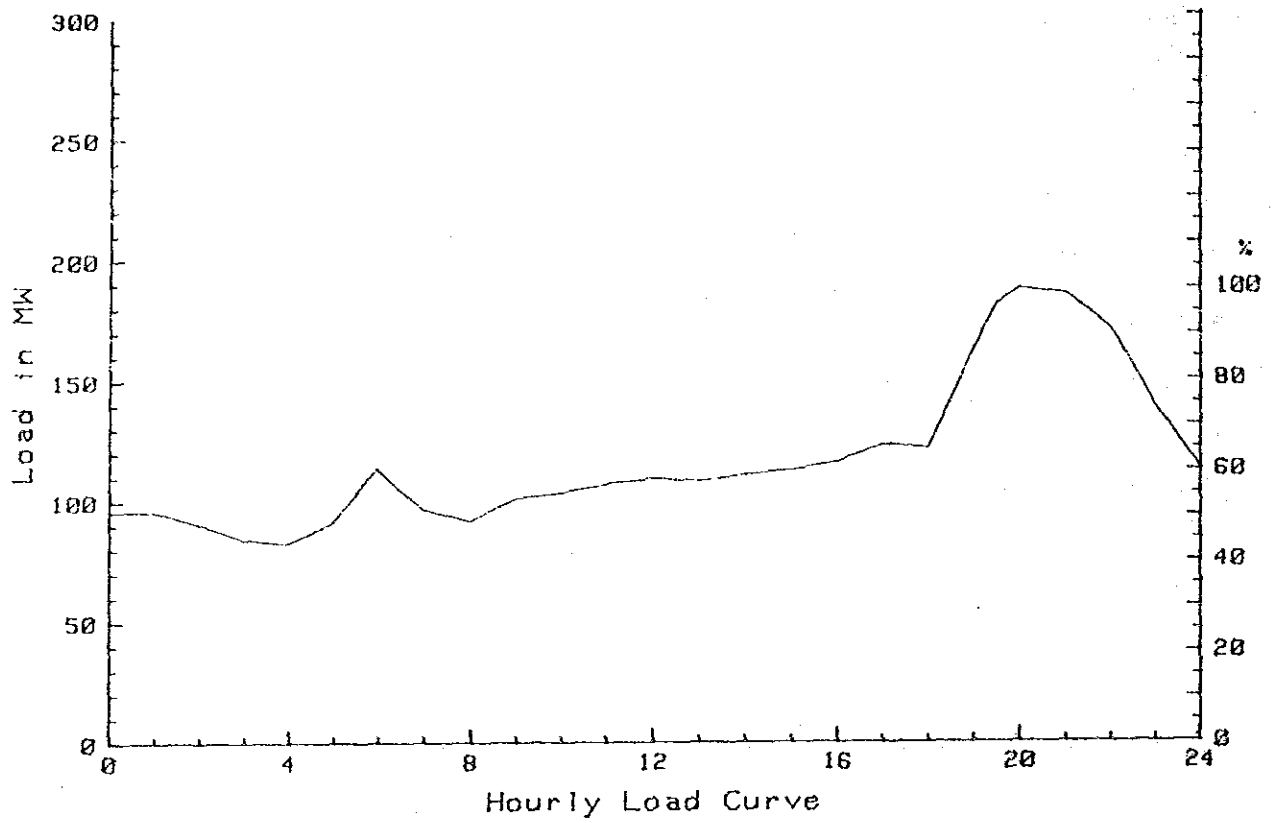


Fig. 2-18 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1982

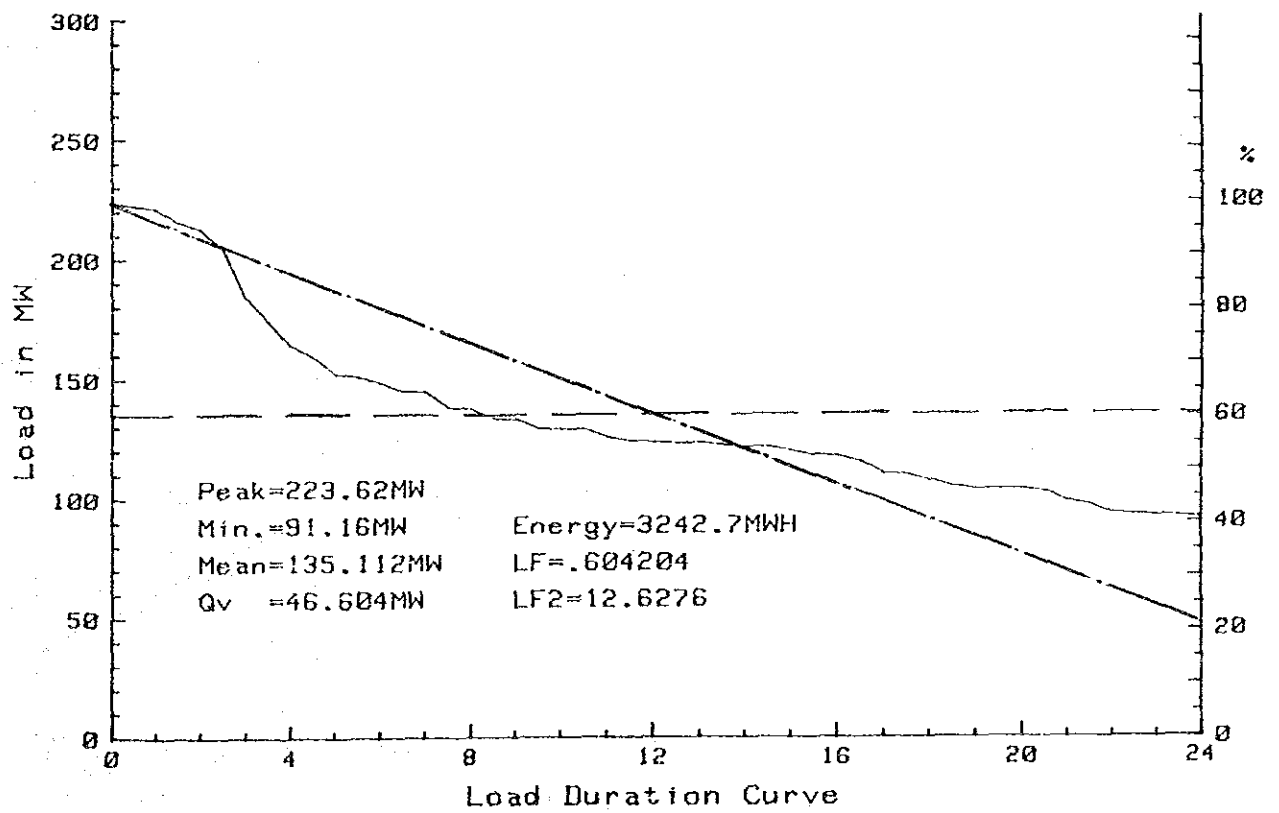
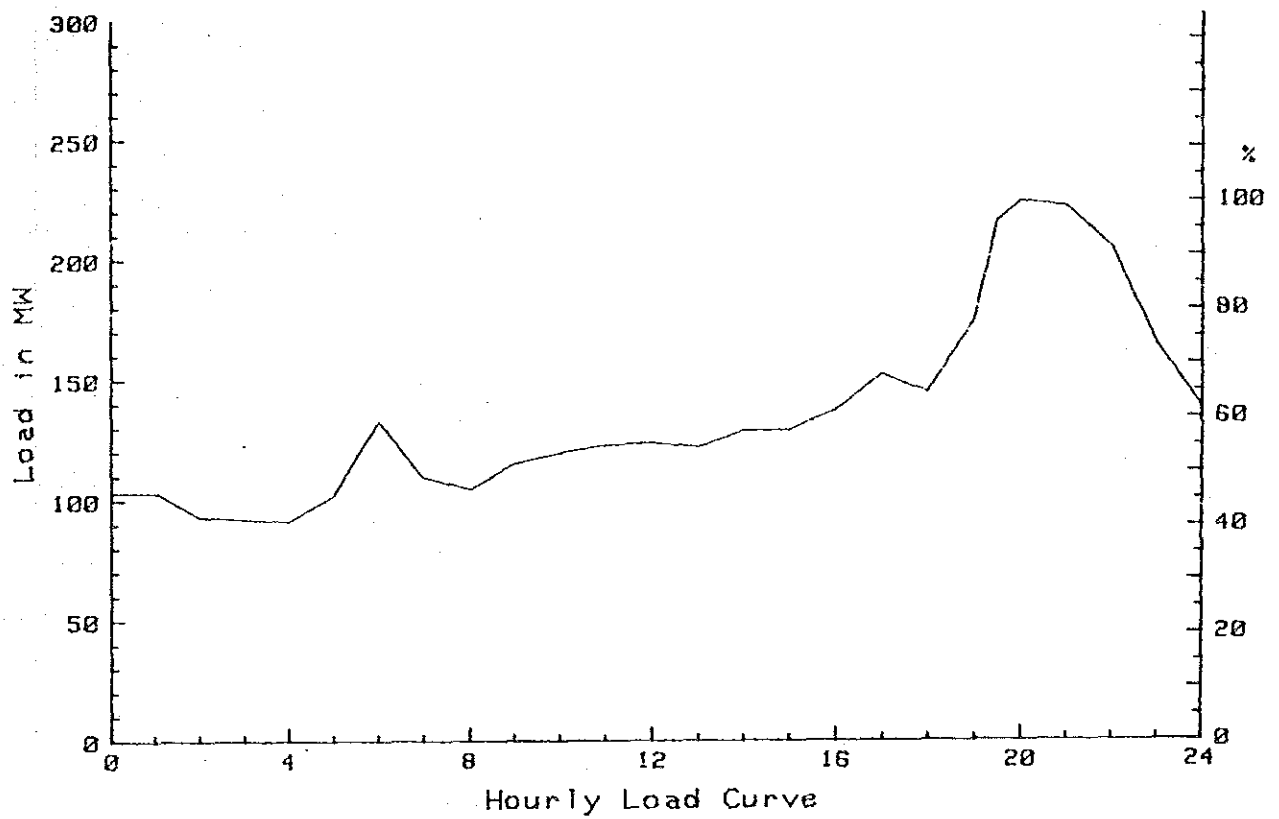


Fig. 2-19 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1983

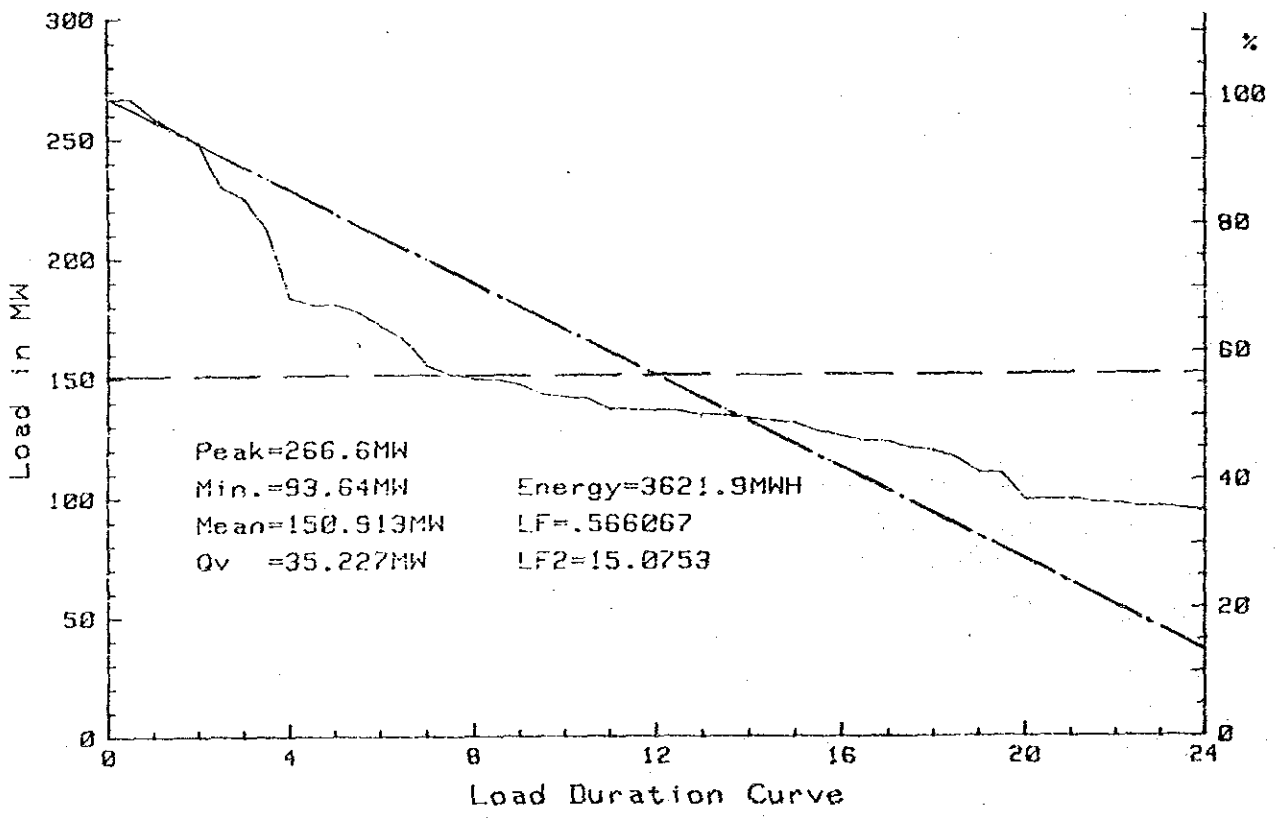
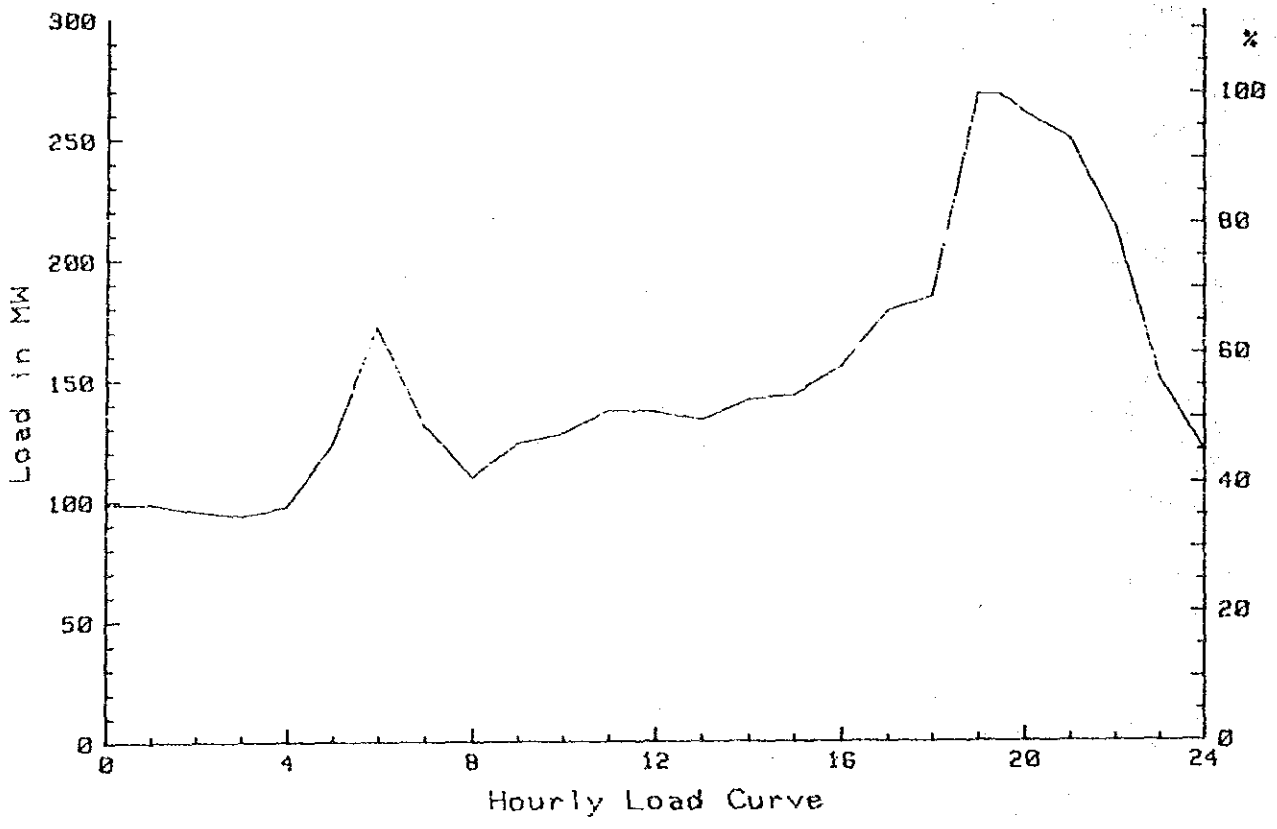


Fig. 2-20 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1984

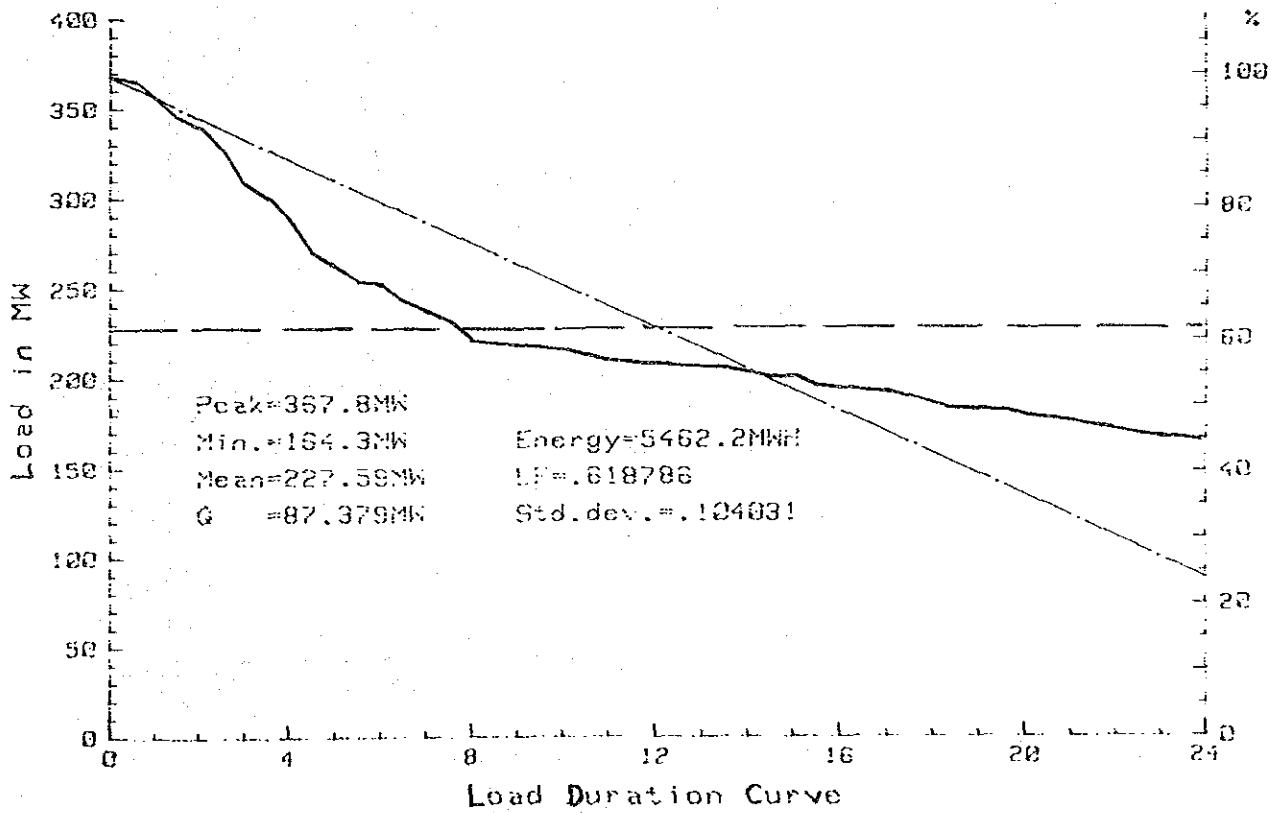
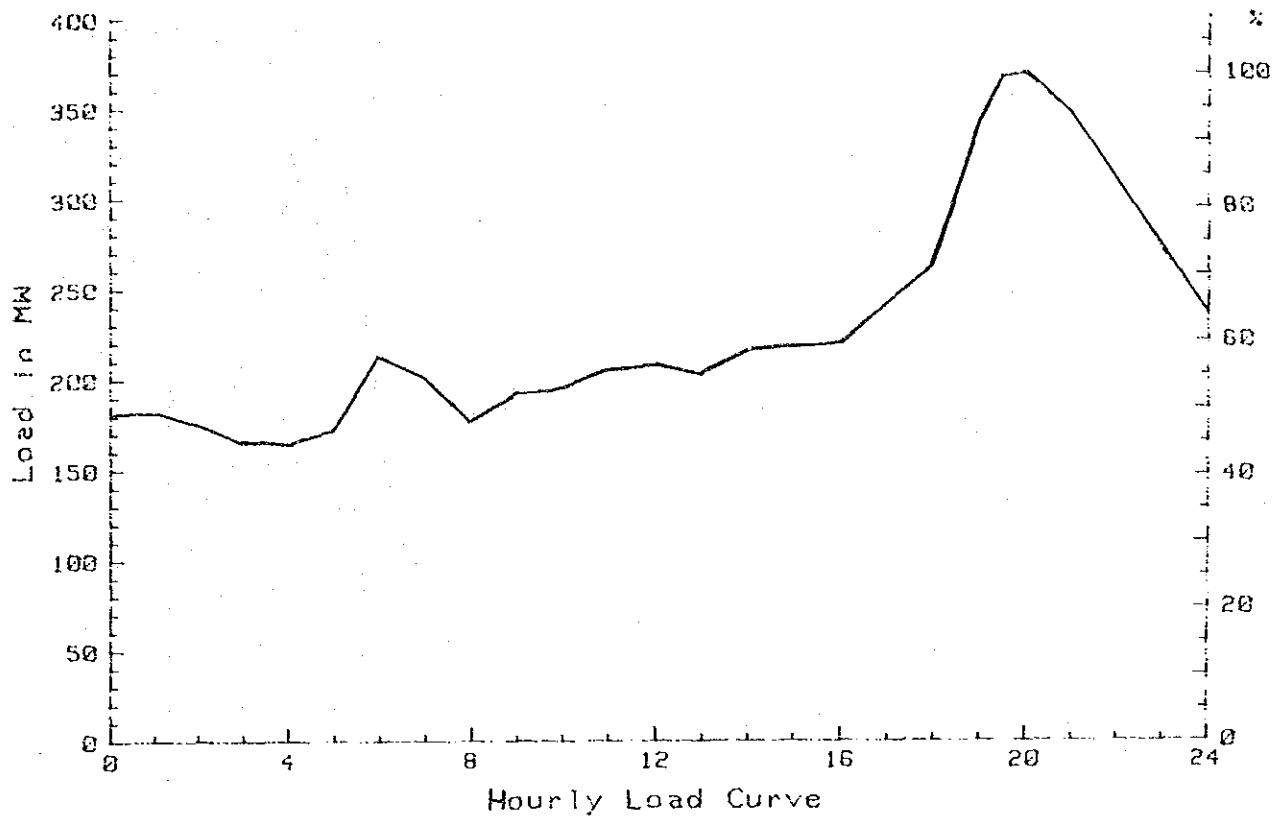


Fig. 2-21 Hourly Load Curve and Load Duration Curve
Northern Region (EGAT-R4) 1985

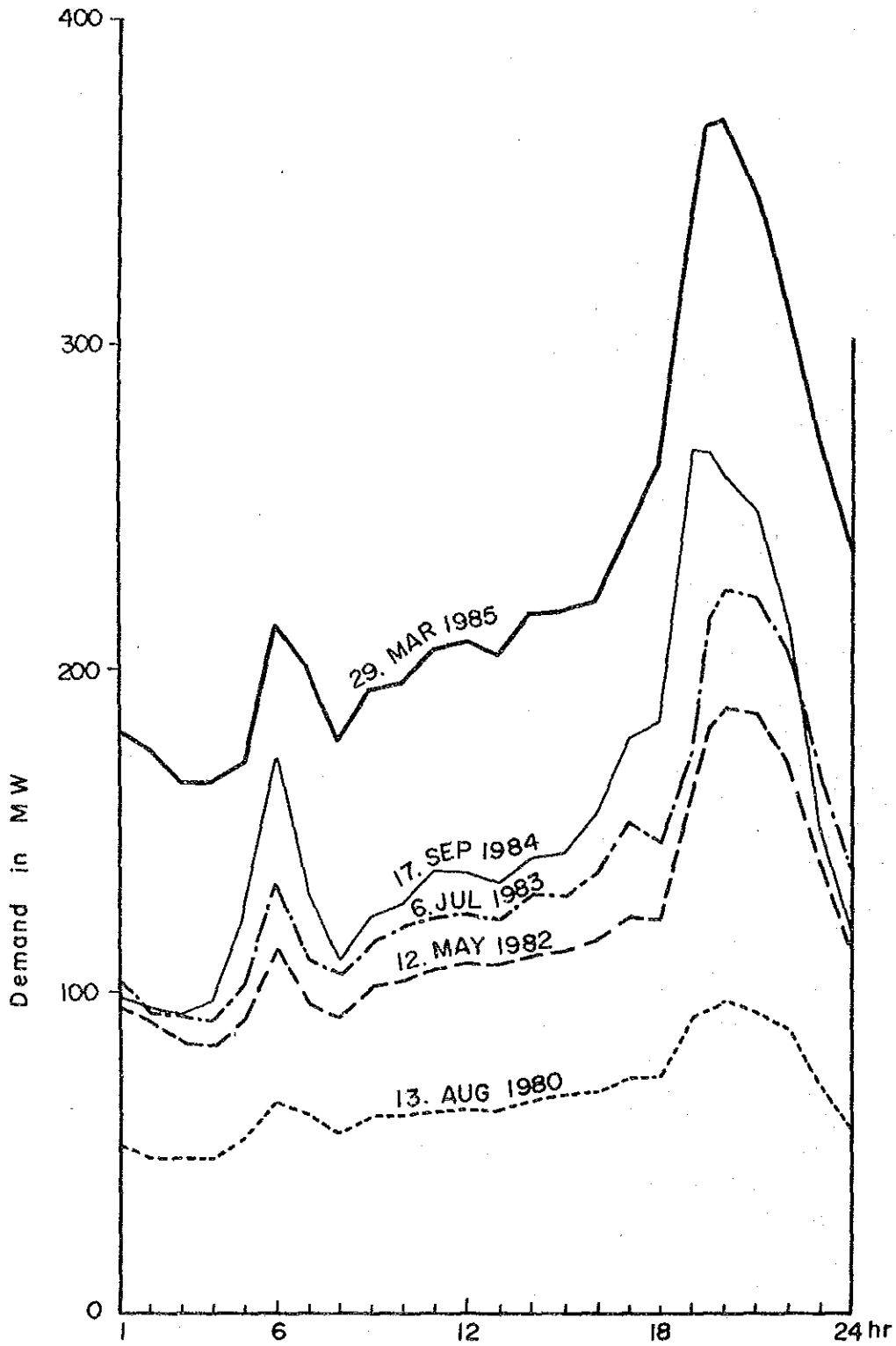


Fig. 2-22 Load Curve of Peak Demand Days in Northern Region (EGAT-R4)

2.6 負荷持続曲線の偏差

標題のスタディに進む前に、前節でスタディしたBGAT（全体）と北部地域（BGAT-R4）の負荷持続曲線を再度眺めてみる。

例としてFig. 2-15とFig. 2-21を取り上げそれを比較する。

前者はBGAT（全体）の負荷持続曲線であり、後者は北部地域（BGAT-R4）のそれである。この比較から明らかなように前者の形は後者より変動が少なく、つまりある直線で描かれた直線（後に定義される）と曲線の偏差は、前者の場合、後者の偏差と比べるとより少ない。

このことは全BGATの需要の規模（ピーク = 3,880MW）が北部地域の規模（ピーク = 368MW）より大きくかつ前者の消費パターンは後者のパターンより成熟しているという負荷の性格を反映している。

同様な傾向は他の年の比較においても識別可能である。

このように、負荷持続曲線の形は需要規模が増大しかつ消費パターンが成熟したものになるに従い、ある一定の直線に接近して行くであろうとほとんど確実に想定することができる。

それゆえ、もしこの直線と負荷持続曲線との偏差を知るならばそれは負荷持続曲線の性格をより正確に示すことのできる新しい指標（日負荷率へ追加されるべき）となる。

この考え方に沿ってスタディを進めるために適正な1本の直線を定めねばならない。Fig. 2-23において概念的な負荷持続曲線をX-Y座標軸に描く。ここに座標Xは1日の時間を表し、座標Yは時間Xにおける電力需要（MW）を表す。Y軸上の頂点Pはその日のピーク需要（MW）を示し、Tはその日の合計時間（=24時間）である。

いま、この図上に次のような直線 P-Qを描く。すなわち

- i) 面積（この直線の下方でX軸の上部にありかつY軸と一つの直線 $X = T$ により横方向を限定された）は面積（負荷持続曲線の下方でX軸の上部にありかつY軸と一つの直線 $X = T$ により横方向を限定された）に対して等しく
- ii) 直線 P-QはY軸上の点Pから始まる。

そこで直線 P-Qは負荷持続曲線が与えられると一義的に決定される。この直線は負荷の性格を簡略にスタディする場合、負荷持続曲線の代用として使用される。なぜならばある意味でこの直線は負荷持続曲線の期待値とみなすことができるからである。

数学的にこの直線は次のごとく表わされる。

$$Y = a - m X \quad \dots\dots\dots (3)$$

ここに a および m はパラメーターである。また、次のごとくおく、

E = 1 日の合計消費電力量需要 (MWh)、

Lf = 日負荷率 および

Q = 点 Q の縦座標値 (MW)、Fig. 2-23 に示すとおり。

直線(3)は定点 P と Q を通るから、パラメーター a および m は次式によって計算される。

$$a = P \quad \text{および} \quad m = (P - Q) / T \quad \dots\dots\dots (4)$$

しかし負荷率の定義により

$$E = P \cdot Lf \cdot T \quad \dots\dots\dots (5)$$

なる関係が存在し、かつ直線 P - Q の定義により

$$E = (P + Q) T / 2 \quad \dots\dots\dots (6)$$

なる関係が成立する。

そこで(3)、(4)、(5)および(6)式より次式が求められる。

$$Y = P - \frac{2 P (1 - Lf)}{T} X \quad \dots\dots\dots (7)$$

$$Q = P (2 Lf - 1) \quad \dots\dots\dots (8)$$

それゆえ、P と Lf が与えられると(7)式は直線 P - Q を一義的に決定する。

想定された直線 P - Q が決定されると、当初目的の負荷持続曲線とこの直線との偏差を表す指標を求めることができる。

At を直線 P - Q 上の点とし Bt を負荷持続曲線上の点とする。この二つの点は共通の横座標 t を持つ。(Fig. 2-23 参照)

そこで Bt、At 間の偏差 Dt は次式で表される。

$$D t = A t - B t \quad \dots\dots\dots (9)$$

ここに At と Bt はそれぞれ点 At と点 Bt の縦座標値を表す。

At は P - Q 線上の 1 点であるから(7)式から次式を得る。

$$A t = P - \frac{2 P (1 - Lf)}{T} t \quad \dots\dots\dots (10)$$

At、Bt および Dt を P に関して At / P、Bt / P および Dt / P として標準化し、At、Bt

およびDtの代わりにAt/P、Bt/PおよびDt/Pを使用する。

統計の分野において一般に用いられている分散 (Variance) の概念から類推して

$$D_2 = \sum_{t=0}^T \left(\frac{Dt}{p} \right)^2 \dots\dots\dots (1)$$

とおく。また予想される直線 P - Q からの負荷持続曲線の標準偏差 S を次式のごとく定義する。

$$S = \sqrt{\frac{D_2}{T+1}} \dots\dots\dots (2)$$

Dt²の合計は時間 0 および T を含めすべての等分割された t' 時間ごとに行う。EGAT (全体) と北部地域の各々の日負荷持続曲線に対して計算された S の実績値は前節の Fig. 2-5 から Fig. 2-21 に示されており、また Table. 2-11 と Table. 2-12 に記載されている。

よって、上で提案した新指標は数値的に得られた。

つぎの目標は日負荷率 Lf とともに標準偏差 S に関する経験式を求めることである。

Fig. 2-24 は Table. 2-11 と Table. 2-12 から求められたこれら 2 つの数値のスカッターグラムを示す。

全 21 ポイントをスカッターグラム上にプロットする。21 ポイントのうち 11 は EGAT (全体) のものであり 10 ポイントは北部地域のものである。

これらの点は異なった負荷システムから抽出されたものであるにもかかわらず、ある想像し得る直線にほぼ並んでいることは興味深い。

それゆえ、負荷率 Lf に関する標準偏差 S の回帰分析を想定した直線について行う。

解析結果は次式で示される直線を得る。

$$S = 0.421619 - 0.5035193 Lf \dots\dots\dots (3)$$

これを Fig. 2-24 上に同様に示す。

(3) 式の直線は S および Lf のすべての値があたかも同一システム内のものであるような線形相関を示している。

かくして標準偏差 S の予測値はもし将来時点における Lf が与えられるならば (3) 式によって推定することが可能である。

北部地域の 1985、1995、2000、2005、2010、2015 および 2020 年の各時点における S 値を (3) 式により計算し、Table. 2-13 に示した。

この結果によれば1985年における標準偏差0.1100は2020年において0.046まで低下する。この間の負荷率は0.619から0.746まで改善される。

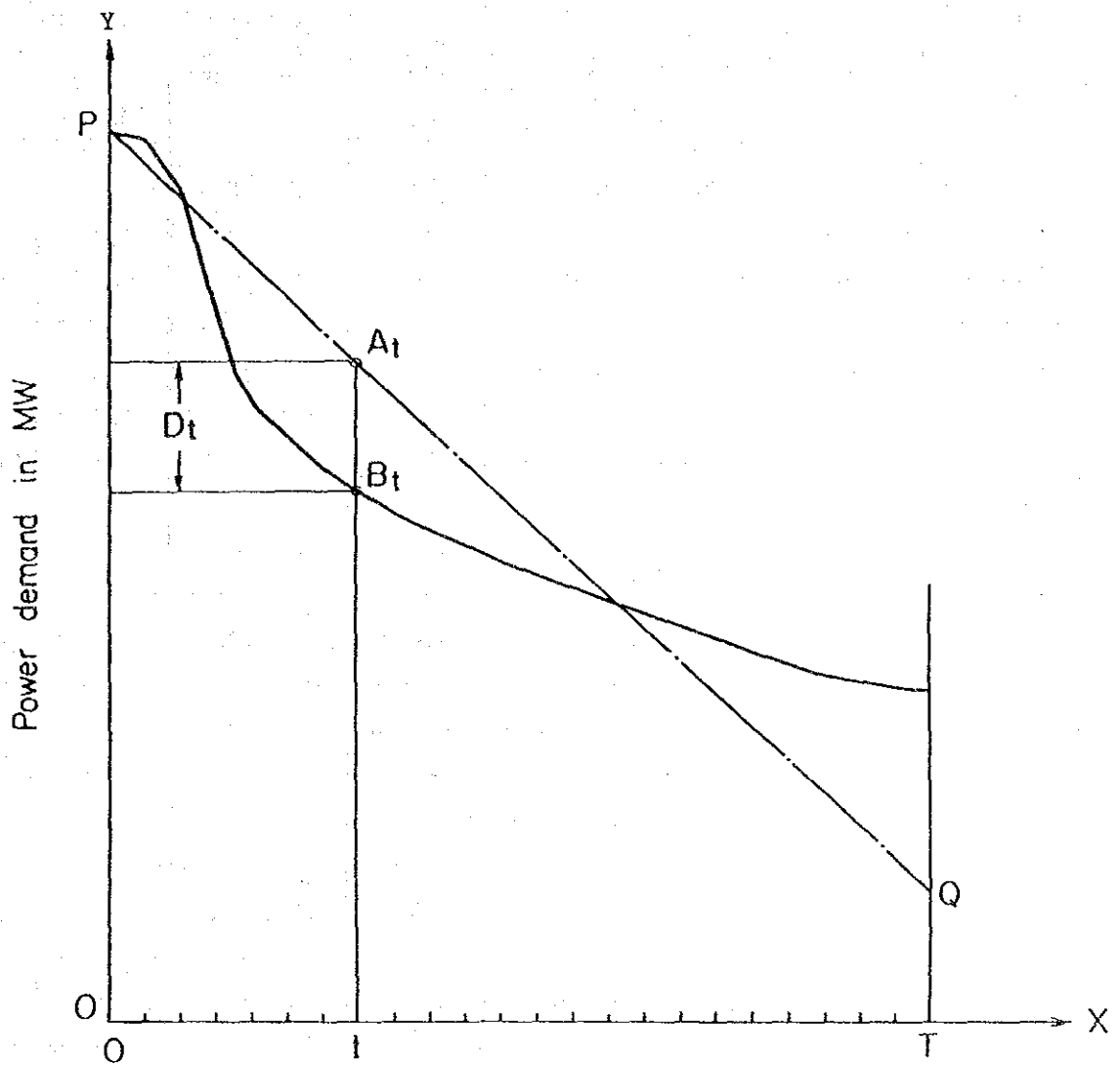


Fig. 2-23 Deviation of Load Duration Curve from Expected Line P-Q

Table 2-11 Maximum Demand of System, Coincident to Peak Load in EGAT
Whole Supply Area

Fiscal year & peak demand day		Peak load MW	Energy demand MWH	Daily load factor Lf	Sum of squares D2	Standard deviation (N=T+1=49) S	
1975	24 Sep	1,406.6	25,387.1	0.752022	.056044	.0338194	
76	21 Sep	1,652.1	30,005.8	0.756744	.056272	.0338883	
77	9 Jun	1,873.4	34,982.5	0.778053	.033945	.0263204	
78	6 Sep	2,100.6	38,389.0	0.761468	.047856	.0312515	
79	23 Aug	2,255.0	42,839.1	0.791558	.021984	.0211817	
80	28 Mar	2,417.4	46,173.3	0.795849	.026154	.0231032	
81	29 Sep	2,588.7	47,817.8	0.769656	.040434	.0287262	
82	20 Sep	2,838.0	51,821.0	0.760820	.053106	.0329210	
83	19 May	3,204.3	62,021.1	0.806482	.025765	.0229308	
84	28 May	3,547.3	67,798.9	0.796367	.025739	.0229191	
85	29 Mar	3,880.0	73,532.5	0.789653	.035831	.0270415	

Table 2-12 Maximum Demand of System Coincident to Peak Load in Northern Region (EGAT-R4)

Fiscal year & peak demand day		Peak ¹⁾ load MW	Daily energy demand MWH	Daily load factor Lf	Sum of squares D2	Standard deviation (N=T+1=49) S	Numbers of Substations for which load data are available
1975	24 Sep.	17.49	288.1	0.686410	.427554	.0934109	3
76	21 Sep.	24.55	395.4	0.671118	.484564	.0994437	3
77	26 Sep.	37.54	547.6	0.607804	.831603	.1302747	6
78	6 Sep.	56.15	807.7	0.599360	.913062	.1365061	7
79	20 Apr.	72.56	1,114.1	0.639762	.619042	.1123088	8
80	13 Aug.	96.89	1,590.7	0.684065	.247681	.0710965	11
81		N.A.					
82	12 May	187.13	2,806.2	0.624826	.547389	.1056939	15
83	6 Jul.	223.62	3,242.6	0.604185	.517767	.1027943	15
84	17 Sep.	266.60	3,621.9	0.566067	.608219	.1114120	18
85	29 Mar.	367.8	5,462.2	0.618786	.530299	.1040309	21

Note: 1) Peak load in this column is a total peak loads of the substations for which hourly loads in the coincidental peak demand day are available. Since the data for several substations in the region are missing, the values of peak load do not coincide with those shown on Table 2-3.

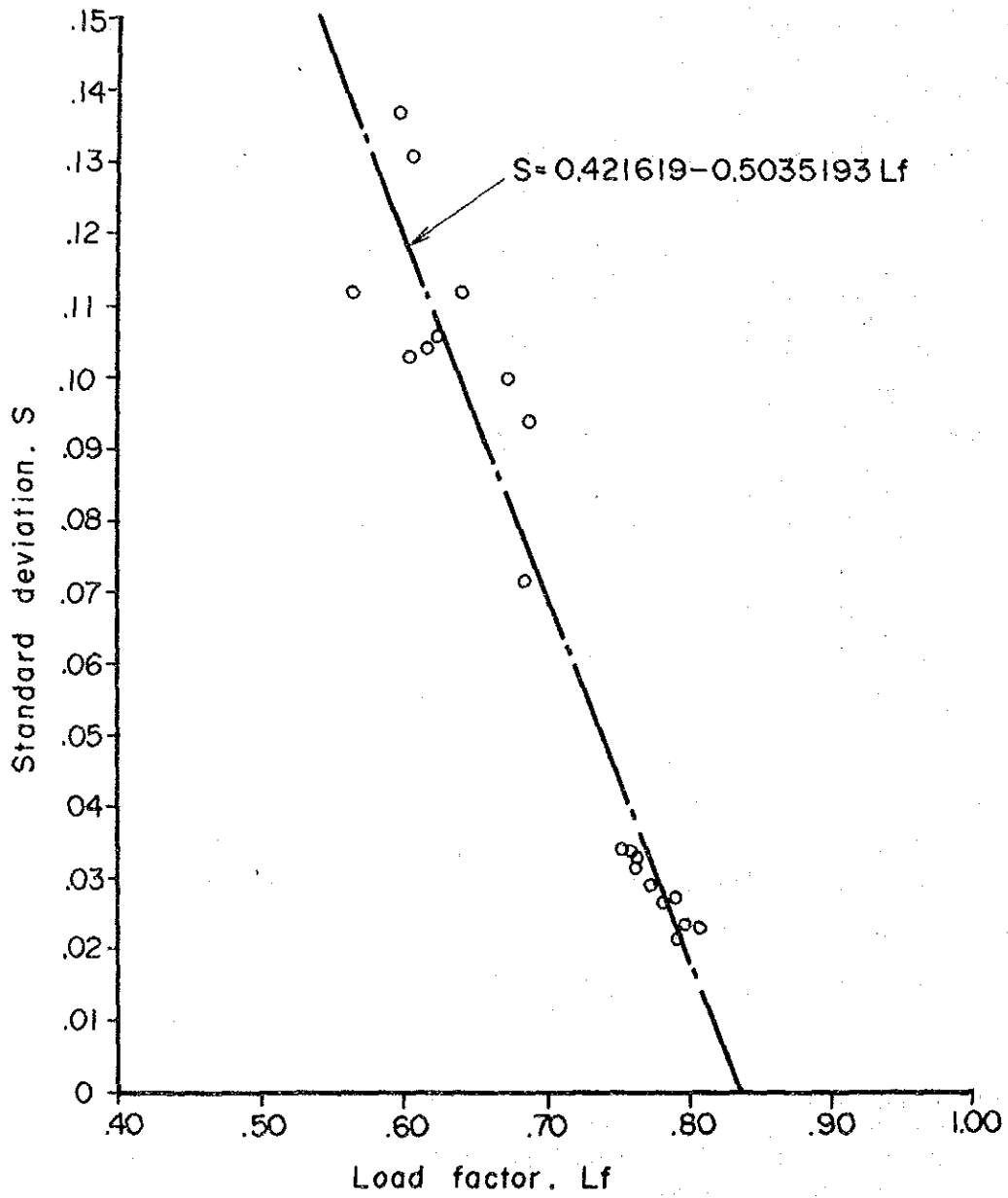


Fig. 2-24 Standard Deviation of Hourly Loads vs Daily Load Factor

Table 2-13 Parameters of Daily Load Duration Curves Northern Region

Fiscal year	1) Peak load P MW	2) Daily load factor Lf	3) Standard deviation S	Ratio Su/Sv C	
1985 base year	416.5	0.6188	4) 0.11004	1.000	
1995	904.0	0.6731	0.08270	0.752	
2000	1,220.5	0.6877	0.07535	0.685	
2005	1,573.3	0.7023	0.06800	0.618	
2010	1,935.4	0.7169	0.06065	0.551	
2015	2,293.5	0.7314	0.05792	0.527	
2020	2,719.4	0.7460	0.04599	0.418	

- Note: 1) Values in this column come from Table 2-3 and Table 2-4.
 2) Value in this column come from Tabel 2-10.
 3) Calculated by $s=0.421619-0.5035193 L_f$
 4) This value is slightly different from the corresponding value 0.10403 in Table 12, because the former is a value on the regression line whereas the latter is a value calculated from the actual record.

2.7 日負荷持続曲線の推定

将来の負荷持続曲線はつぎのごとく推定することができる。

前節で述べたように、推定負荷持続直線からの負荷持続曲線の偏差はシステムが成長し、成熟してくると減少していく。

この傾向を表す一つの方法は次式を設定することである。

$$\frac{D_u}{P_u} = C \frac{D_v}{P_v} \dots\dots\dots (4)$$

ここに D_u と P_u はそれぞれ、ある目標年における偏差とピーク需要でありまた D_v と P_v はそれぞれ基準年における偏差とピーク需要である。(Fig. 2-25参照)

C は偏差の減少率を示す常数である。

(4)式より

$$D_{2v} = \sum_{t=0}^T \left(\frac{D_{vt}}{P_v} \right)^2 \dots\dots\dots (5)$$

$$D_{2u} = \sum_{t=0}^T \left(\frac{D_{ut}}{P_u} \right)^2$$

また、(4)式より

$$\sum_{t=0}^T \left(\frac{D_{ut}}{P_u} \right)^2 = C^2 \sum_{t=0}^T \left(\frac{D_{vt}}{P_v} \right)^2 \dots\dots (6)$$

ここに添字 v と u はそれぞれ基準年と目標年を示す。

(5)および(6)式を組み合わせて次式を得る。

$$C^2 = \frac{D_{2u}}{D_{2v}} \dots\dots\dots (7)$$

また、(6)式を(7)式に代入して次式を得る。

$$C = \frac{S_u}{S_v} \dots\dots\dots (8)$$

このように C は基準年のそれに対応する目標年の標準偏差の減少率である。

さらに(4)式から偏差 D_u はつぎのように表すことができる。

$$D_u = C \cdot \frac{D_v}{P_v} \cdot P_u \dots\dots\dots (9)$$

それゆえ(8)式により計算された数値Cを使用することにより、目標年の負荷持続曲線の形と大きさは基準年における負荷持続曲線にもとづき(9)式によって推定することができる。

北部地域のCの値は基準年として1984年を取り、それぞれ1995、2000、2005、2010、2015および2020年について計算された。これをTable 2-13に示す。

つぎに(9)式を用い北部地域の負荷持続曲線が計算される。

計算結果をTable 2-14に示す。また、曲線はFig. 2-26からFig. 2-31にプロットされている。

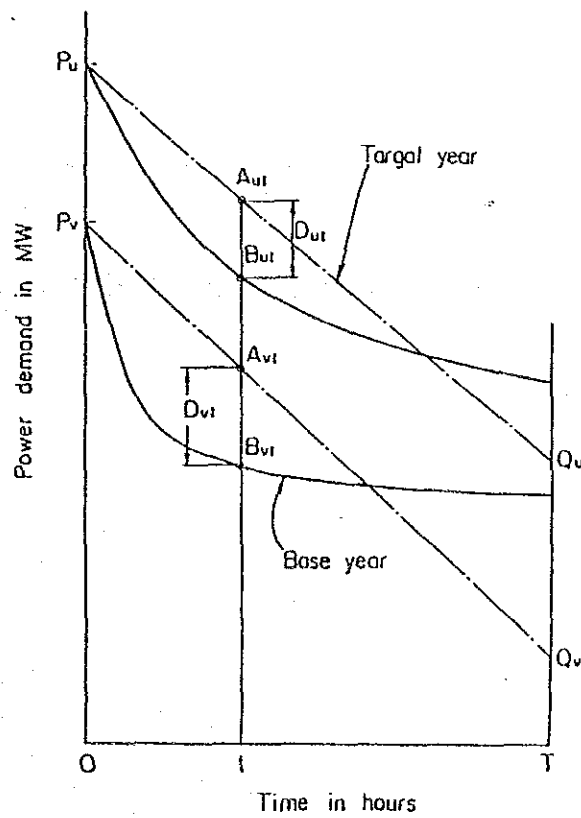


Fig. 2-25 Evaluation of Load Duration Curve

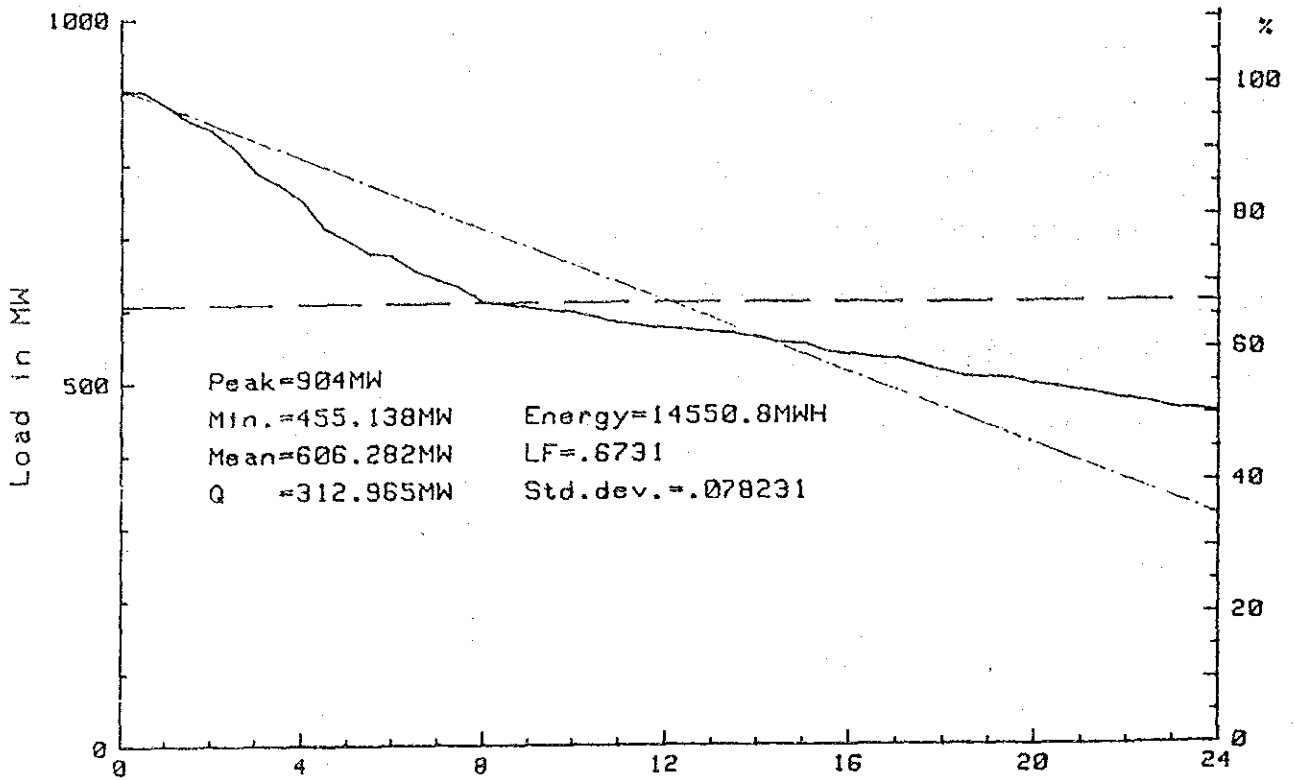


Fig. 2-26 Load Duration Curve Northern Region 1995

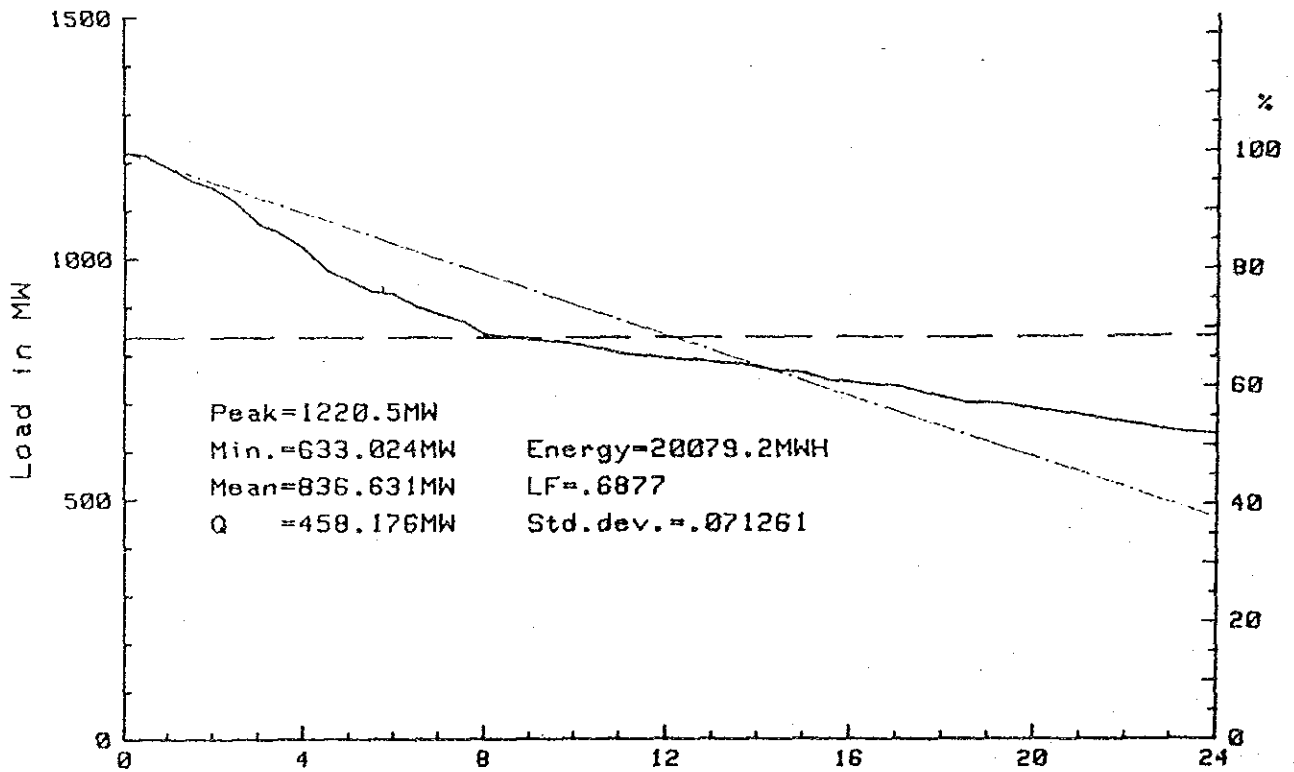


Fig. 2-27 Load Duration Curve Northern Region 2000

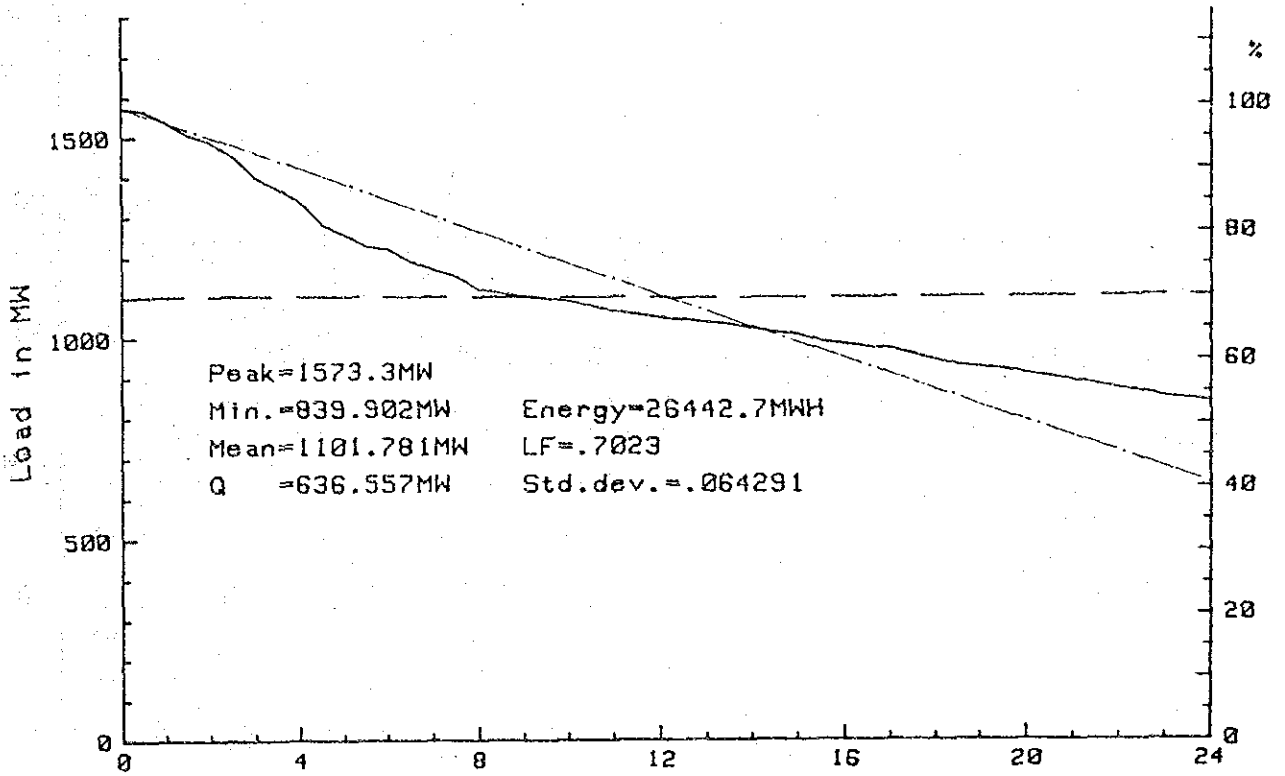


Fig. 2-28 Load Duration Curve Northern Region 2005

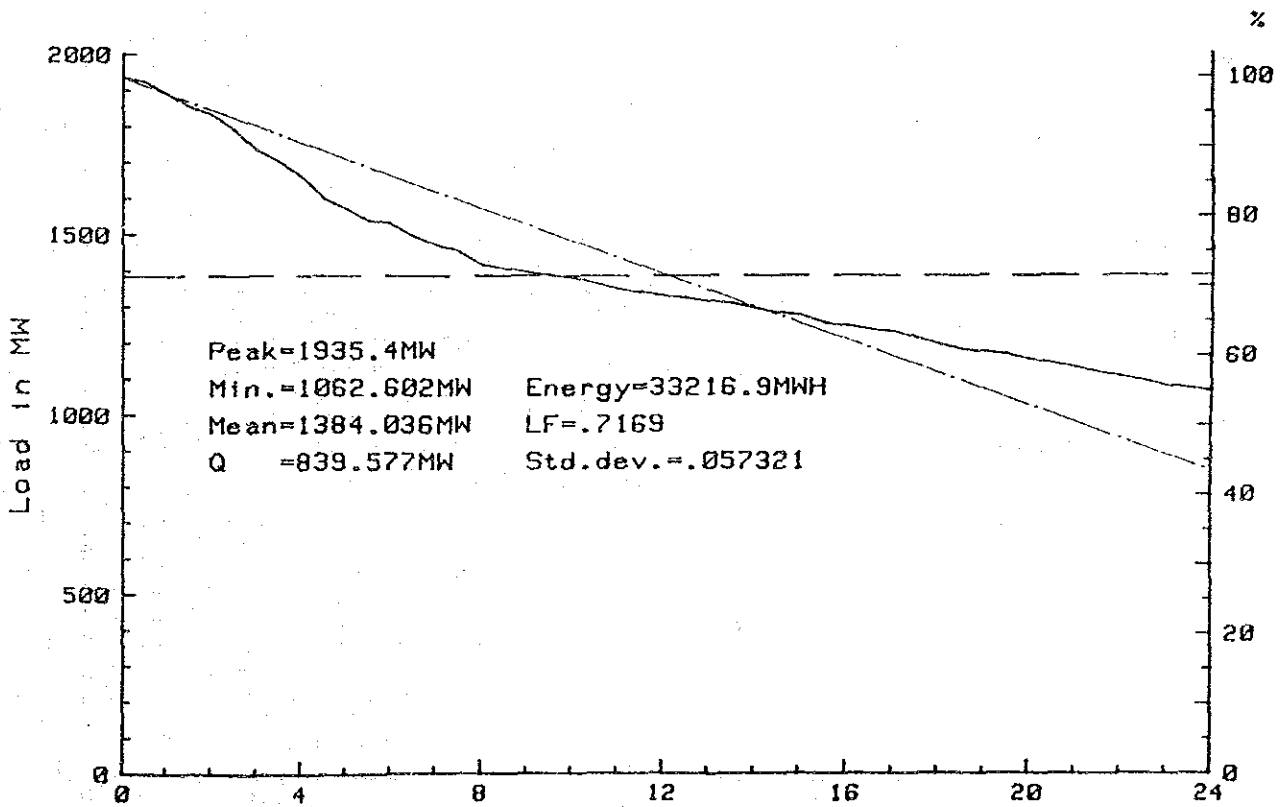


Fig. 2-29 Load Duration Curve Northern Region 2010

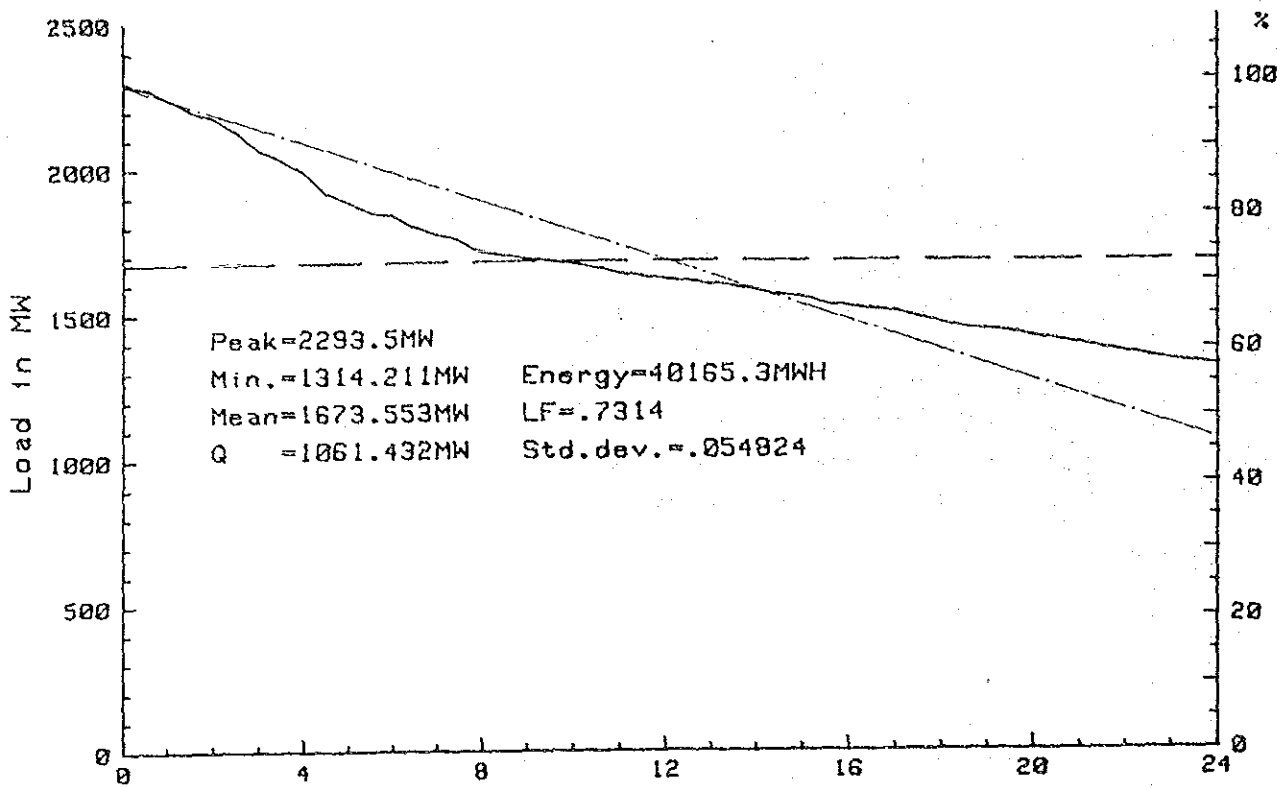


Fig. 2-30 Load Duration Curve Northern Region 2015

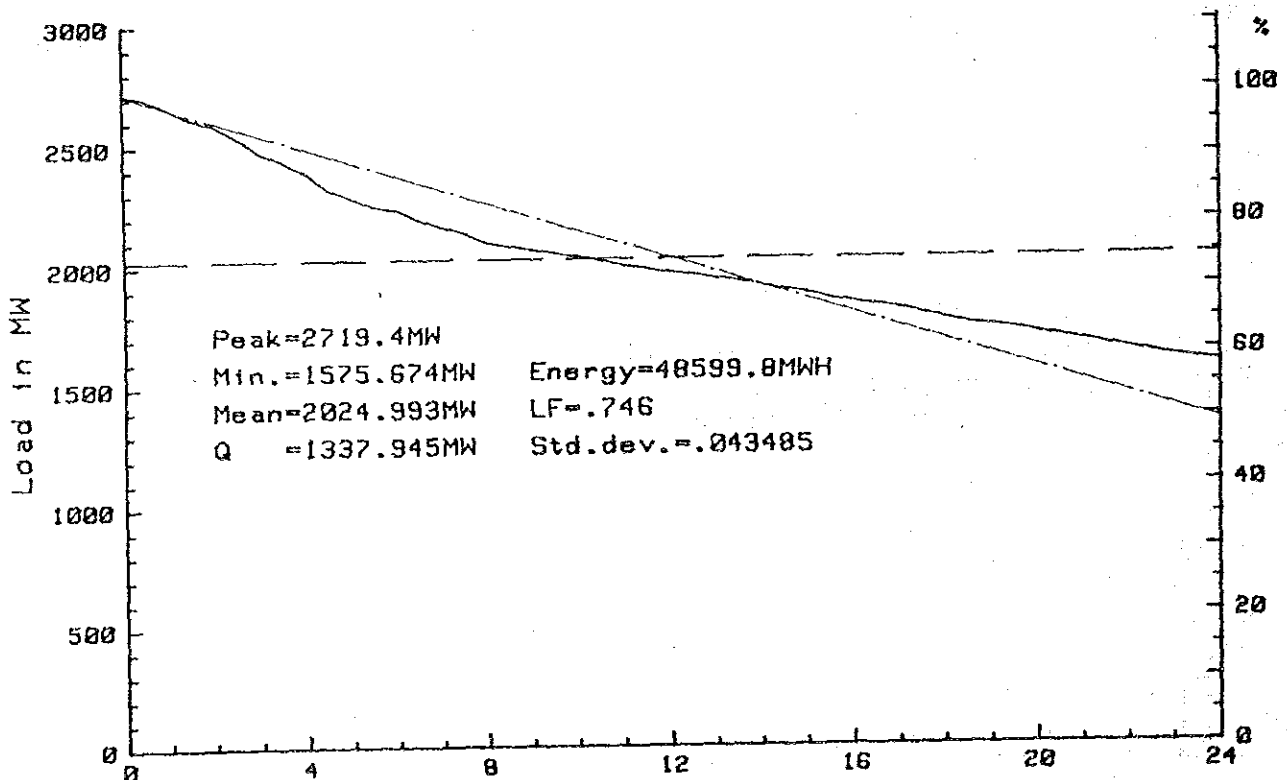


Fig. 2-31 Load Duration Curve Northern Region 2020

2. 8 積分負荷関数 (Integrated Load Function)

積分負荷関数は負荷（あるいは要求される出力）を縦座標にプロットし累加電力量 (cumulative energies) を横座標にプロットした曲線である。それゆえ最大消費電力からこの負荷水準までの合計消費電力量は上記累加電力量に等しいという曲線である。

負荷持続曲線においてこの累加電力量は上部の三角形形状の部分（正確な三角形ではないが大体そのような形をした）によって表されるが、積分負荷関数では横座標の長さによって表されることとなる。

したがって、積分負荷関数はピークから対応する負荷レベルまでの負荷持続曲線下の面積を積分することによって求められる。

この積分負荷関数は計画水力プロジェクトのfirm出力と他の関連する数値の計算に便利なものである。

北部地域における積分負荷関数の計算値をそれぞれ1995、2000、2005、2010、2015および2020の各年についてTable. 2-15に示す。またこれらの数値をFig. 2-32からFig. 2-37にプロットする。

Table 2-15 Integrated Load Function of Northern Region

Depth of load level from peak (MW)	Cumulative energy to meet load (MWH)			
	1995	2000	2005	2010
10.0	4.6	4.3	3.8	2.9
20.0	9.6	9.3	8.8	7.9
30.0	22.5	14.3	13.8	12.9
40.0	32.5	30.0	18.8	17.9
50.0	49.4	40.0	36.8	22.9
60.0	64.4	56.8	46.8	43.1
70.0	87.3	71.8	56.8	53.1
80.0	107.3	86.8	78.1	63.1
90.0	127.3	112.0	93.1	84.5
100.0	147.3	132.0	115.3	99.5
110.0	167.3	152.0	135.3	114.5
120.0	187.3	172.0	155.3	139.8
130.0	225.4	192.0	175.3	159.8
140.0	250.4	212.0	195.3	179.8
150.0	284.2	232.0	215.3	199.8
160.0	314.2	272.7	235.3	219.8
170.0	344.2	297.7	255.3	239.8
180.0	374.2	329.1	275.3	259.8
190.0	417.6	359.1	318.5	279.8
200.0	452.6	389.1	343.5	299.8
210.0	487.6	419.1	368.5	343.8
220.0	522.6	449.1	403.0	368.8
230.0	557.6	479.1	433.0	393.8
240.0	592.6	526.3	463.0	426.8
250.0	627.6	561.3	493.0	456.8
260.0	662.6	596.3	523.0	486.8
270.0	697.6	631.3	553.0	516.8
280.0	756.5	666.3	599.5	546.8
290.0	800.1	701.3	634.0	576.8
300.0	852.9	736.3	669.5	606.8
310.0	907.9	771.3	704.5	654.7
320.0	968.1	806.3	739.5	689.7
330.0	1028.1	841.3	774.5	724.7
340.0	1093.6	876.3	809.5	759.7
350.0	1158.6	940.7	844.5	794.7
360.0	1223.6	980.7	879.5	829.7
370.0	1288.6	1031.7	914.5	864.7
380.0	1365.2	1086.6	949.5	899.7
390.0	1439.0	1141.6	984.5	934.7
400.0	1519.5	1196.6	1019.5	969.7

(continued)

Depth of load level from peak (MW)	Cumulative energy to meet load (MWH)			
	1995	2000	2005	2010
410.0	1609.1	1261.9	1054.5	1004.7
420.0	1703.4	1321.9	1126.1	1039.7
430.0	1805.8	1389.8	1170.0	1074.7
440.0	1910.8	1454.8	1218.9	1109.7
450.0	2033.4	1519.8	1268.9	1144.7
460.0	2168.8	1584.8	1327.7	1220.0
470.0	2315.4	1649.8	1382.7	1265.1
480.0	2468.5	1730.2	1437.7	1313.4
490.0	2626.7	1804.6	1504.5	1363.4
500.0	2793.2	1882.5	1564.5	1419.7
510.0	2967.4	1967.2	1624.5	1474.7
520.0	3148.0	2059.0	1696.5	1529.7
530.0	3335.2	2153.9	1761.5	1584.7
540.0	3520.2	2252.7	1826.5	1652.1
550.0	3717.7	2358.8	1891.5	1712.1
560.0	3912.7	2468.9	1956.5	1772.1
570.0	4107.7	2588.1	2037.4	1842.6
580.0	4302.7	2718.1	2107.4	1907.6
590.0	4521.7	2856.5	2184.0	1972.6
600.0	4747.4	3004.1	2262.4	2037.6
(604.2)	4846.8	—	—	—
610.0		3154.1	2346.4	2102.6
620.0		3310.9	2436.2	2167.6
630.0		3471.3	2526.2	2249.9
640.0		3638.7	2622.2	2319.9
650.0		3808.7	2720.4	2389.9
660.0		3990.1	2824.7	2470.9
670.0		4173.8	2929.7	2551.7
680.0		4358.8	3041.3	2636.3
690.0		4543.8	3157.5	2721.3
700.0		4737.4	3282.0	2814.8
710.0		4933.2	3413.9	2904.8
720.0		5128.2	3548.9	3002.7
730.0		5323.2	3694.5	3101.0
740.0		5518.2	3843.4	3201.0
750.0		5728.6	3993.4	3308.5
760.0		5942.8	4150.1	3413.5
770.0		6166.7	4308.6	3526.3
780.0		6400.6	4468.6	3640.1
(780.5)		6414.2	—	—
790.0			4637.9	3759.6
800.0			4807.9	3885.0
810.0			4984.9	4014.5

(continued)

Depth of load level from peak (MW)	Cumulative energy to meet load (MWH)			
	1995	2000	2005	2010
820.0			5165.6	4148.1
830.0			5350.2	4283.1
840.0			5535.2	4426.1
850.0			5720.2	4572.8
860.0			5905.2	4723.4
870.0			6104.7	4873.4
880.0			6299.7	5030.1
890.0			6494.7	5185.1
900.0			6689.7	5346.7
910.0			6884.7	5506.7
920.0			7079.7	5674.7
930.0			7295.6	5846.5
940.0			7508.2	6016.5
950.0			7727.1	6195.9
960.0			7953.4	6377.3
970.0			8186.8	6357.3
(975.1)			8309.3	—
980.0				6745.7
990.0				6930.7
(990.7)	14123.9	—	—	—
1000.0				7115.7
1010.0				7300.7
1020.0				7499.6
1030.0				7696.9
1040.0				7891.9
1050.0				8086.9
1060.0				8281.9
1070.0				8476.9
1080.0				8686.9
1090.0				8890.6
1100.0				9100.6
1110.0				9315.5
1120.0				9534.9
1130.0				9758.6
1140.0				9986.8
1150.0				10220.3
1160.0				10455.3
(1160.4)				10467.6
1334.0	—	19697.7	—	—
1771.8	—	—	27429.5	—
2313.1	—	—	—	38132.4

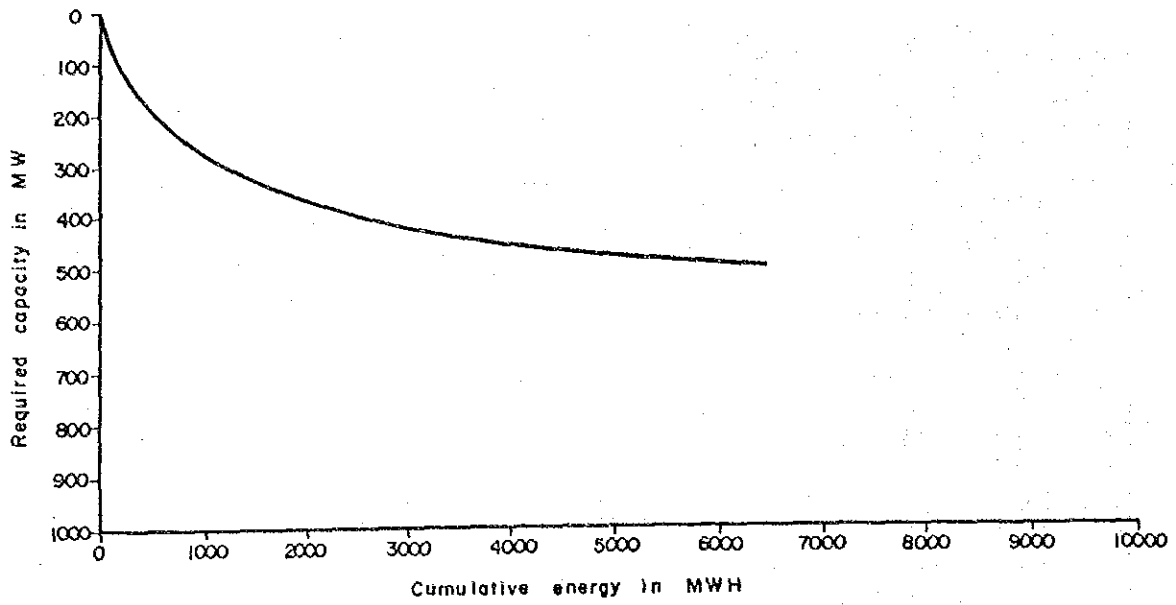


Fig. 2-32 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 1995

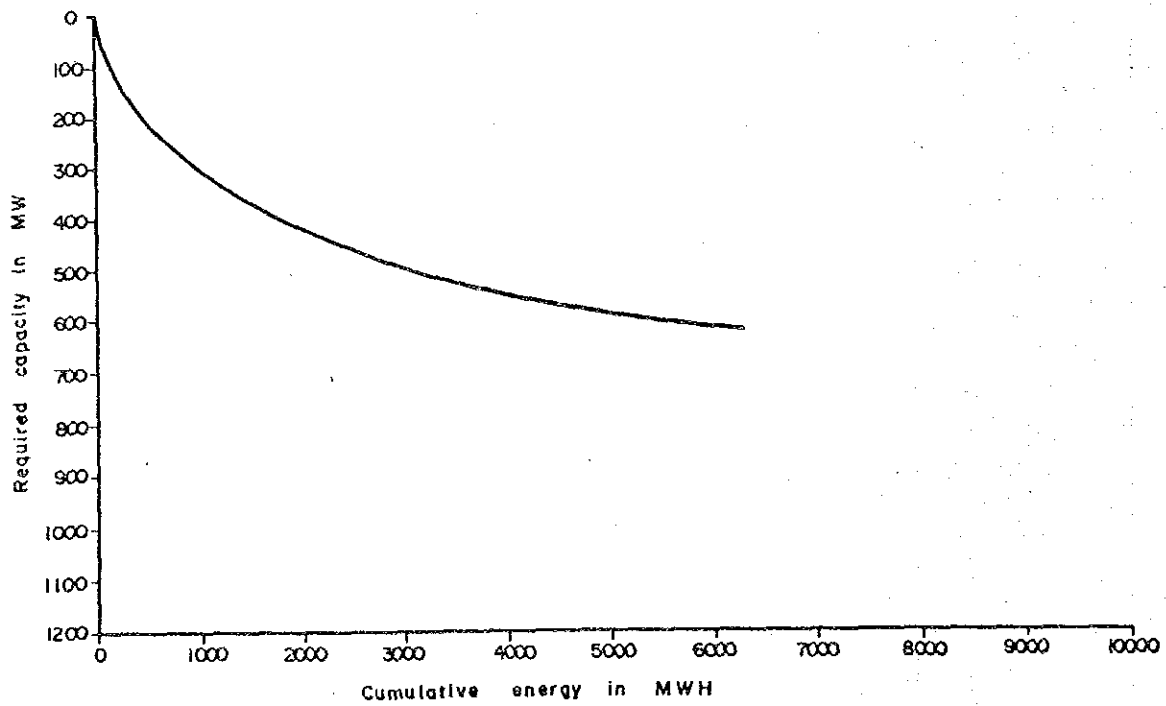


Fig. 2-33 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2000

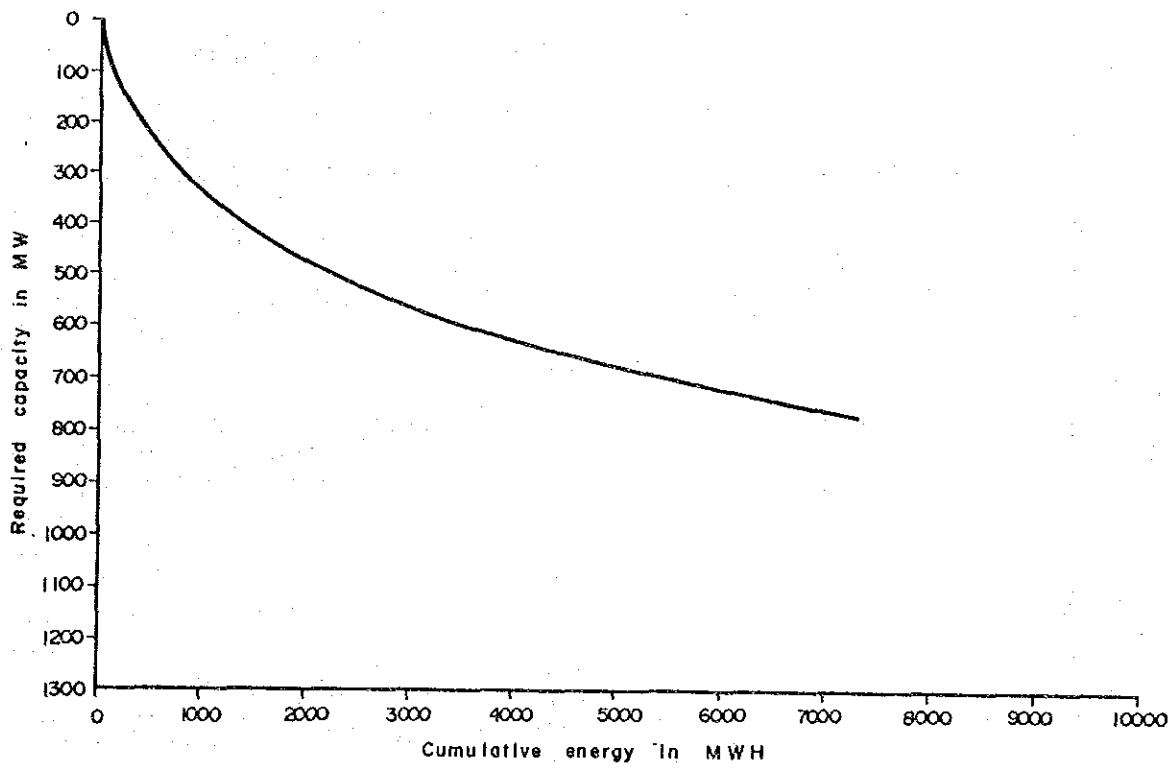


Fig. 2-34 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2005

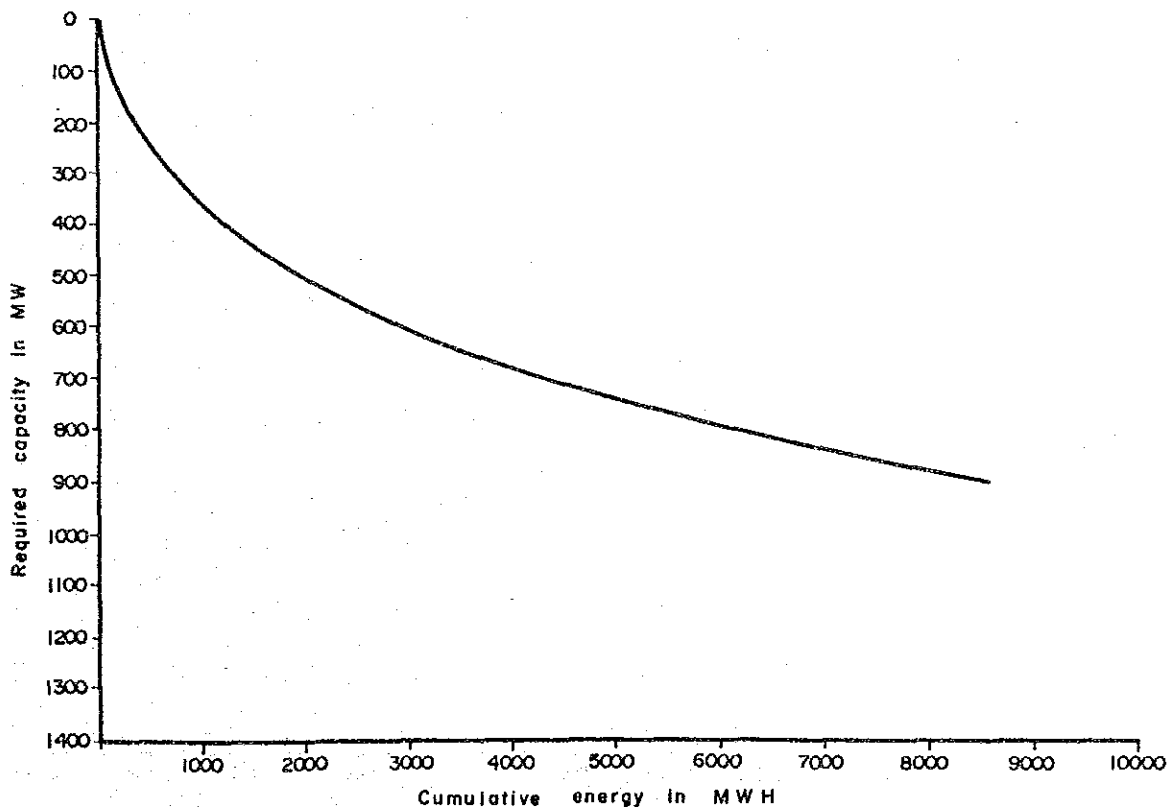


Fig. 2-35 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2010

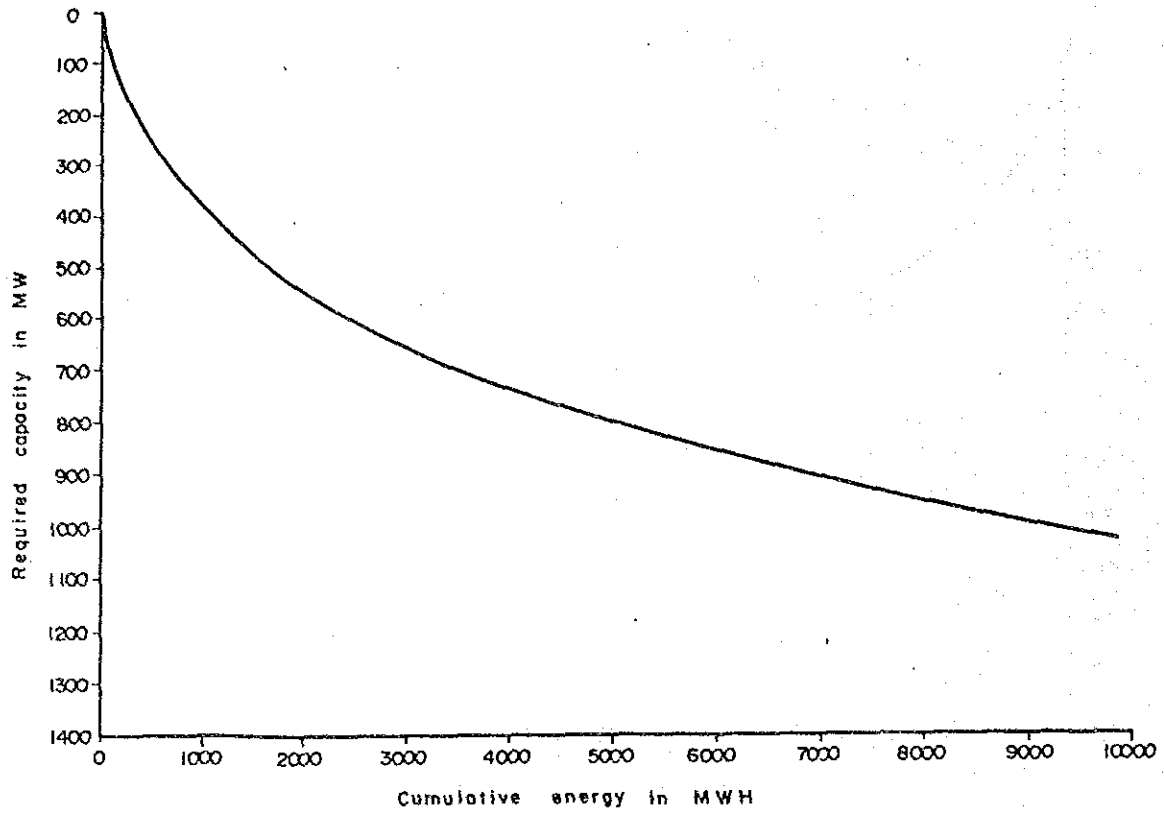


Fig. 2-36 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2015

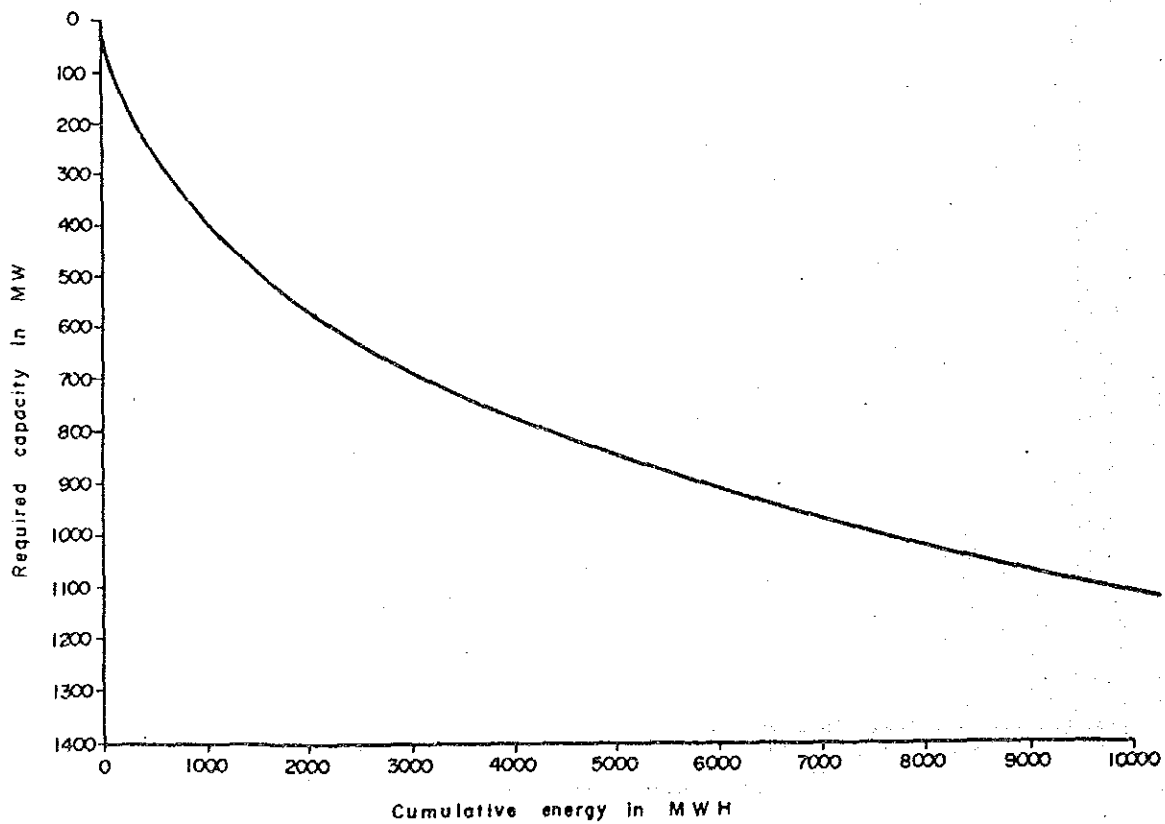


Fig. 2-37 Integrated Load Function of Peak Demand Day Northern Region 2020

2. 9 日設備利用率

1)

この節は水力発電プロジェクトの日設備利用率 (daily plant factor) の推定について扱うこととする。前節で北部地域における1995、2000、2005、2010、2015および2020各年の最大負荷日についてその負荷持続曲線と積分負荷関数の推定を行った。

1) 日設備利用率 (daily plant factor) を前節で論じた日負荷率 (daily load factor) と混同してはならない。前者は一つの個別発電所に関するものであり、一方、後者は電力システム全体を考えるものである。

第5章においてYuam川流域内の多くのプロジェクトについて貯水池シミュレーション・スタディを実施し、日常時電力量 (daily firm energy) を各代替案について計算した。

通常貯水池式と調整池式水力発電所は負荷持続曲線のピーク部分の電力を供給している。このスタディにおける計画水力発電所は主としてこれらの発電形式であるから負荷持続曲線の中での相対的位置は高い。それゆえもし系統内にピーク発電所が存在せず、または、単に一ヶ所のみ水力発電所が系統内に新しく計画されるならば、この水力発電所の常時出力 (firm capacity) は、その常時電力量 (firm energy) を負荷持続曲線の最も高い位置にあてはめ、(すなわち、頂部の面積を常時電力量と等しくさせる) かつこの部分の高さを読みとることにより簡単に決定される。

しかしながら、もし複数のピーク発電所が既に存在するか、または近い将来運転を始めるものとすれば、これらの発電所はすべて考慮されかつ負荷持続曲線の中で、これらのピーク発電所が互いに占める位置を検討しなければならない。なぜならば新しく計画された水力発電所が他のピーク水力発電所より高い位置を占めるべき理由は何もないからである。

それゆえ、これら通常的水力発電所の合計常時電力量が負荷持続曲線にあてはめられ、合成常時出力 (combined firm capacity) が読みとられるべきであり、そうすればすべての発電所に対する共通の設備利用率 (plant factor) が計算される。

そこでこの設備利用率を新規に計画された水力発電所に適用するべきである。

BGATの水力発電開発計画によればこの北部地域内でこのスタディで提案された計画以外にいくつかの水力発電計画が提案されている。

この中でLower Yuam水力発電プロジェクトは最も有望なものの一つである。そのため、計画の中で設備利用率はYuam川流域全体の一貫開発計画を基礎として決定される

べきである。

ここでは純理論的手法によらず暫定的に3つの日設備利用率、すなわち15%、20%および25%を仮定し、各々の結果を比較して最も経済的な結果を与えるような利用率を採用することとする。

第 3 章 地 質

第 3 章 地 質

	頁
3.1 まえがき	3 - 1
3.2 地質調査	3 - 2
3.2.1 調査範囲	3 - 2
3.2.2 調査方法および数量	3 - 2
3.3 計画地域の地形・地質	3 - 6
3.3.1 地 形	3 - 6
3.3.2 地 質	3 - 6
3.4 各計画地点の地質	3 - 8
3.4.1 Nam Mae Ngao No.2	3 - 8
3.4.2 Nam Mae Ngao No.3	3 - 13
3.4.3 Upper Mae Yuam 1	3 - 14
3.4.4 Upper Mae Yuam 2	3 - 16
3.4.5 Nam Mae Rit	3 - 18
3.4.6 Upper Mae Rit 2a	3 - 20
3.4.7 追加調査工事	3 - 21
3.5 建設材料	3 - 22
3.5.1 土質しゃ水壁材料	3 - 22
3.5.2 ロック材料	3 - 25

Table List

	Page
Table 3-1 List of Drill Holes	3-5
Table 3-2 Additional Drill Hole in Nam Mae Ngao No. 2 Dam Site	3-12
Table 3-3-1 Results of Soil Test (Nam Mae Ngao No. 2)	3-26
Table 3-3-2 Results of Soil Test (Upper Mae Yuam 1)	3-27
Table 3-3-3 Results of Soil Test (Upper Mae Yuam 2)	3-28
Table 3-3-4 Results of Soil Test (Nam Mae Rit)	3-29

Figure List

	Page
Fig. 3-1 Geology, Catchment Area Plan	3-31
Fig. 3-2 Geology, Reservoir Area Plan (1-3)	3-33
Fig. 3-3 Geology, Reservoir Area Plan and Profile (2-3)	3-35
Fig. 3-4 Geology, Reservoir Area Plan and Profile (3-3)	3-37
Fig. 3-5 Geology, Nam Mae Ngao No. 2 Damsite Plan	3-39
Fig. 3-6 Geology, Nam Mae Ngao No. 2 Damsite Profile	3-41
Fig. 3-7 Geology, Nam Mae Ngao No. 3 Damsite Plan and Profile	3-43
Fig. 3-8 Geology, Upper Mae Yuam 1 Damsite Plan and Profile	3-45
Fig. 3-9 Geology, Upper Mae Yuam 2 Damsite Plan and Profile	3-47
Fig. 3-10 Geology, Nam Mae Rit Damsite Plan and Profile	3-49
Fig. 3-11 Geology, Nam Mae Ngao No. 2 Borrow Area and Quarry Site	3-51
Fig. 3-12 Geology, Upper Mae Yuam 1, 2 and Nam Mae Rit Borrow Area	3-53
and Quarry Site	

第3章 地 質

3.1 まえがき

今回行われた調査は第1章に述べた水力発電計画のマスタープラン調査であり、1985年から1986年にわたり実施された。

現地地質調査は、本計画のマスタープラン作成に必要な基礎資料を得ることを目的として、1985年7月から8月、1985年10月から1986年1月および1986年6月から7月の3度にわけて実施された。

本報告書内の地質的検討は、標記の期間現地において実施した航空写真判読、地表地質踏査、ボーリング等の諸調査の結果にもとづいてなされたものである。

3. 2 地質調査

3. 2. 1 調査範囲

本水力発電開発計画では、以下の地点が計画案として検討された。

Upper Mae Yuam 1

Upper Mae Yuam 2

Upper Mae Yuam 3

Nam Mae Rit

Upper Mae Rit 1

Upper Mae Rit 2

Upper Mae Rit 2a (Upper Mae Rit 2 の比較案)

Upper Mae Rit 3

Nam Mae Ngao No.2

Nam Mae Ngao No.3 (Nam Mae Ngao計画の比較案 2)

Upper Mae Ngao

上記地点のうち事前に行った比較検討によって、Upper Mae Yuam 1、Upper Mae Yuam 2、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit 2a、Nam Mae Ngao No.2、Nam Mae Ngao No.3 の6地点を選定し現地地質調査を実施することとした。しかし、Upper Mae Rit 2aについては、ダムサイトへのアクセスがないことから現地踏査が行えず、航空写真判読や既往資料の検討によって地形、地質状況を把握した。

なお、これらの各ダムサイトのうち、第二次現地調査におけるEGATと調査団との打ち合わせによって、今後は主にUpper Mae Yuam 1、Nam Mae Rit、Upper Mae Rit 2a、Nam Mae Ngao No.2 の4地点について検討を加えることとなり、これら4地点のうちNam Mae Ngao No.2 は経済性から最も有望な地点であるという認識に至った。

3. 2. 2 調査方法および数量

本計画における地質調査は、航空写真判読、地表地質踏査（建設材料調査を含む）、ボーリングからなっているが、前記6地点のうちUpper Mae Rit 2aについてはアクセスがないという理由から地表地質踏査およびボーリング工事は行っていない。他5地点についてボーリング工事を計画したが、実際に実施されたのはNam Mae Ngao No.3 を除いた4地点である。建設材料調査のうち、土質材料につ

いては地質踏査によって現地で採取個所の確認をしたが、ロック材料地点については地質踏査が行えず航空写真判読だけで位置の選定を行った。

なお、土質材料採取候補地点では、BGATによって試料採取ならびに土質試験が実施された。

本調査で実施した調査方法と数量は以下のとおりである。

a) 航空写真判読

写真縮尺	:	1:20,000
判読範囲	:	Yuam川上流域 100km ²
		Rit川流域 120km ²
		Ngao川流域 100km ²

b) 地表地質踏査

踏査地域	:	ダム地点およびその周辺 貯水池内とその周辺の河川沿い
地形図縮尺	:	Nam Mae Ngao No.2 1:5,000 (航測図)
		Nam Mae Ngao No.3 1:5,000 (航測図)
		Upper Mae Yuam 1 1:50,000
		Upper Mae Yuam 2 1:50,000
		Nam Mae Rit 1:5,000 (航測図)
		Upper Mae Rit 2a 1:50,000

c) ボーリング (透水試験を含む)

4 計画地点	17孔	総延長	1,057.3 m
Nam Mae Ngao No,2	7孔		467 m
Upper Mae Yuam 1	2孔		100 m
Upper Mae Yuam 2	3孔		170 m
Nam Mae Rit	5孔		320.3 m

各孔の詳細は Table. 3-1に示す。

d) 土質材料テストピット

4 計画地点 51坑 総延長 212.3m

Nam Mae Ngao No.2 14坑 55.0m

Upper Mae Yuam 1 12坑 57 m

Upper Mae Yuam 2 12坑 55.2m

Nam Mae Rit 13坑 45.1m

c) 岩石化学分析

6 試料

f) 岩石薄片観察

4 試料

Table 3-1 List of Drill Holes

Site	Hole No.	Coordinate	Elevation (m)	Angle from Horizontal	Length (m)	Permeability Test (times)
Nam Mae Ngao No. 2	DR-0	1,967,292.658N 393,859.171E	271.906	90°	35.0	-
	DR-1	1,967,248.685N 393,919.829E	271.250	90°	90.0	11
	DR-2	1,967,208.138N 393,792.266E	223.833	90°	35.0	-
	DR-3	1,967,177.086N 393,668.690E	180.650	90°	55.0	9
	DR-4	1,967,131.422N 393,520.217E	161.050	90°	90.0	15
	DL-1	1,967,083.846N 393,344.150E	220.380	90°	70.0	7
	DL-2	1,967,051.193N 393,227.917E	302.412	90°	92.0	3
Sub Total (7 Holes)					467.0 m	45 times
Upper Mae Yuam 1	DR-1	-	344.785	90°	50.0	1
	DL-1	-	330.606	90°	50.0	-
Sub Total (2 Holes)					100.0 m	1 time
Upper Mae Yuam 2	DR-1	-	352.332	90°	60.0	9
	DR-2	-	337.192	90°	50.0	8
	DL-1	-	354.394	90°	60.0	10
Sub Total (3 Holes)					170.0 m	27 times
Nam Mae Rit	DR-1	1,981,543.079N 394,165.979E	334.894	90°	49.8	4
	DR-2	1,981,461.980N 394,246.574E	237.927	90°	70.0	10
	DL-1	1,981,408.528N 394,326.509E	193.697	90°	60.5	10
	DL-2	1,981,386.919N 394,360.166E	224.992	90°	70.0	10
	DL-3	1,981,301.726N 394,462.970E	299.616	90°	70.0	4
Sub Total (5 Holes)					320.3 m	38 times
Total (17 Holes)					1,057.3 m	111 times

3. 3 計画地域の地形地質

3. 3. 1 地形

Yuam川は、北緯19° 東経98° 付近のKhun Yuam 近くに源を発し、Mae Sariang 盆地内を蛇行しながら約 120km南下し、やがて西に向きを変えて Salawin川の一大支流であるMoei川に合流した後、タイ国とビルマ国の国境をなす Salawin川に合流している。

一方、支流のひとつである Rit川は北緯18° 15′ 東経98° 15′ 付近に源を発し、南から南西、および西に方向を変えて約50km流れてYuam川に合流している。また、Yuam川第1の支流であるNgao川は、北緯17° 40′ 東経98° 付近から北北西方向に約40km流れ、Yuam川と合流している。

Yuam川沿いには、その源流付近からMae Sariang 南方約25km付近まで広くひろげた盆地が発達しているが、それより下流およびNgao川沿いは、一般に急峻な峡谷となっている。

面積約 6,000km²のYuam盆地の集水域は、Fig. 3-1に示すように東西が約30~50 km、南北が約 160kmの南北方向に細長く伸びた形をしている。Yuam盆地の西側の境界は、Wi Cho Lo 山 (標高 1,056m) から直線的に南へ伸びる標高 1,000m前後の山地よりなり、東側の境界はPhate Dou山 (標高 1,821m) より南方へ伸びる標高 1,500~ 1,800mの山地よりなっている。

3. 3. 2 地質

計画地域はFig. 3-1に示すとおり、主として古生代、中生代の堆積岩と中生代の花崗岩よりなる。

古生代のカンブリア紀~石炭紀の地層は非石灰質岩石を主体とする地層と、石灰岩を主体とするオルドビス紀の地層とに区分される。前者は計画地域南部および東部を中心として広く分布しており、後者はこの非石灰質岩石を主体とする地層中に南北方向に帯状に分布している。

古生代の石炭紀~二疊紀の地層と中生代三疊紀の地層は、ともに非石灰質岩石を主体としており、計画地域北西部の大部分を占めて分布している。

花崗岩は計画地域東部全体にわたり、古生層に貫入しており、幅10~20kmの南北に細長い岩体として分布している。

当地域を含むタイ北部には、三畳紀最上部～ジュラ紀、ジュラ紀～白亜紀の2つの時相をもつ中生代の造山運動が起こっており、現在の地質構造はこの造山運動に支配され、南北ないし北西-南東方向の構造が顕著である。当地域もこの影響のため、地層の分布方向、褶曲の走向、顕著な断層の走向は主として南北ないし北西-南東方向となっている。

3.4 各計画地点の地質

3.4.1 Nam Mae Ngao No.2

1) 貯水池

貯水池を形成するNgao川は、SSE - NNWの地質構造に調和した方向に流下してゐる。

河川兩岸の斜面は、全体に急峻であるが、ダムサイトの上流約6km付近までは河川沿いに段丘地形がみられ河床幅の広がっている所が点在している。

貯水池の地質は、地表踏査結果によれば、Ngao川沿いでは主に砂岩、頁岩の互層からなり、小規模に石灰岩をレンズ状に挟在している。砂岩・頁岩互層には風化によるゆるみがみられる。Nam Mae Ngao No.3 ダムサイトより上流部やダムサイト兩岸の高標高部については、航空写真判読によって地質を推定した。その結果によれば、貯水池右岸の標高約300m以上および左岸の標高400~500m以上には、全体としては塊状だが、一部に溶食によると思われる不規則な地形やシンクホールがみられ、石灰岩が分布すると考えられる。それより下部にはダムサイト付近と同様の砂岩・頁岩互層が分布すると推定される。

リニアメントとしては、Ngao川に沿う明瞭で連続性の良いものが河川方向に卓越してみられる。このリニアメントは、Yuam川の東側にも分布し、その連続性が確認されている。既往資料“NAM MAE YUAM Hydroelectric Development Project Feasibility Report” (by JICA, March 1984)によれば、Yuam川本流の東側にリニアメントに対応する断層が認められ、その断層は「NNW - SSEの走向で、ほぼ垂直な傾斜をなしており、破砕幅は数mである」と報告されている。

貯水池の保水性という面で、石灰岩とリニアメントの分布および性状が、問題点としてあげられる。貯水池の兩岸にNgao川から1.5~2.5km離れてNgao川にはほぼ平行して分布する石灰岩は、その分布標高が満水位標高260mに比べて高く、また、砂岩・頁岩互層中に挟在する石灰岩については規模が小規模であると推定されるが、今後詳細調査が必要であろう。ダムサイト付近においては、兩岸の尾根幅が薄く、挟在する劣化した石灰岩層を通しての漏水が懸念される。

ダムサイト右岸を通り最もよい連続性を示すリニアメントは、ダムサイト右

岸アバットメントおよび尾根部で実施されたボーリング結果から断層破碎帯であることが確認された。

この破碎帯は非石灰質岩石中に形成されており、透水性状は不明であるが、孔内水位は比較的高く、水密性であると考えられる。その他のリニアメントはどれも連続性は少なく、貯水池の漏水に対して大きな問題とはならないと考えられるが、石灰岩層中を通るものについては、今後、その性状を詳細に調査する必要がある。

貯水池内には、航空写真判読から地すべり地形や崩壊地は確認されていない。従って、現状においては、貯水池斜面の安定性に関して特に問題はないと思われる。

2) ダムサイト

ダムサイトの右岸には河岸段丘が発達し、約 200 m の幅をもつ平坦地形がある。これに続く斜面は、勾配 $20^{\circ} \sim 30^{\circ}$ の緩傾斜面をなしている。一方、左岸側には段丘地形は見られず、河岸より $30^{\circ} \sim 35^{\circ}$ の斜面となる。

ダムサイト右岸には、Ngao川に平行した沢が切れ込み、右岸側の尾根は N N W - S S E 方向に延びたやせ尾根を形成している。この尾根は満水位標高 260 m で 100 ~ 200 m と幅が薄い。また、N N E - S S W 方向に伸びる左岸側の尾根にも、満水位標高 260 m での尾根幅が 200 m 程度と薄い部分がある。

ダムサイトの地質は主に、砂岩、砂岩と頁岩の互層からなるが、両岸尾根部では石灰岩の挟在がボーリングによって認められる。

Ngao川沿いに露出する砂岩・頁岩互層は全体に風化し、層理面で剥離し易く、脆いものが多い。

地層の走向は、 $N 30^{\circ} \sim 50^{\circ} W$ とほぼ一定であるが、傾斜は上流部では、 $60^{\circ} \sim 80^{\circ} S W$ 、下流部では $70^{\circ} \sim 80^{\circ} N W$ となっており、ダム軸左岸側に、 $N W - S E$ 方向の背斜構造の存在が推定される。

上記の基盤岩を覆って表層堆積物として、段丘堆積物、現河床堆積物および崖錐堆積物が分布する。前記した右岸の段丘堆積物は平坦部に分布し、右岸側の小さな沢の沢床にも岩盤の露出がみられないことから、層厚はかなり厚いことが考えられる。構成物質は、淘汰の悪い礫混じりシルトおよび砂である。現河床堆積物は、礫の少ない細粒ないし、中粒砂からなり、あまり厚くないよう

に見受けられる。崖錐堆積物は山すそに分布し、主に砂岩・頁岩互層起源の礫混じり土からなる。

航空写真判読結果によると、ダムサイト周辺では、右岸側にNgao川に平行して切れ込んでいる沢を通過するかなり明瞭で連続性の良いリニアメントが認められる。

地表地質踏査では、ダムサイト周辺で断層を確認することはできなかったが、右岸アバットメントおよび右岸尾根部で実施されたDR-0、DR-2孔のボーリングで断層破碎帯を確認している。

DR-0孔の位置は、航空写真によって判読されたリニアメントの通過位置にほぼ相当し、リニアメントが断層破碎帯を現していることが確認された。

地表の地質状況および透水試験を含むボーリング結果から、本地点は土木地質的につきのように評価される。

- ・ 河床部および左右岸の低標高部は、耐荷性、透水性ともロックフィルダムの基礎として問題のない岩盤からなるが、一部に石灰岩の挟在が予想される。
- ・ 左岸側尾根部は風化が顕著であり、尾根部で実施されたボーリングDL-1孔では深度41m（標高約261m）まで強風化し、コアが採取されない区間が多く、耐荷性に問題がある。他方、この区間においては透水試験が実施できなかった。このことは、この区間の地質が非常に亀裂に富んでおり、透水性にも問題のあることを示している。従って、上流の尾根幅が満水位標高で約200mと薄いことから、強風化部が満水位標高以下まで分布する場合には尾根部のしゃ水性についても問題とならう。
- ・ DL-1孔の深度41m以深は石灰岩からなる。

この石灰岩は比較的堅硬であり、耐荷性については問題ないと思われる。透水性については、大部分の区間でパッカーの設置ができなかったため、不明であるが、石灰岩に入るとすぐボーリング掘削水の逸水が認められること、コア損失区間および溶解亀裂が認められること、孔内水位が深度89.0m（標高213.4m）と低いことから透水性は大きいと予想される。

従って、この石灰岩の分布する左岸アバットメントについては、入念なしゃ水処理計画の検討を必要としよう。

また、上流の尾根部についても石灰岩が挟在している可能性があり、今後

しゃ水処理の検討のために尾根部の風化状況の把握とともに、石灰岩の分布、透水性、地下水位について調査する必要がある。

さらに、左岸側には背斜軸が推定され、石灰岩は低標高部にも分布することが予想されるため、その確認が今後必要となろう。

- ・ 右岸アバットメントおよび右岸尾根部については断層破碎帯の存在と尾根部における石灰岩の分布が地質的問題点としてあげられる。
- ・ 断層破碎帯は右岸アバットメントおよび尾根部で実施されたボーリングDR-0およびDR-2孔で確認されている。DR-0孔の破碎帯は、石灰岩と砂岩の境界付近の砂岩中に発達しており、航空写真によって判読されたphoto lineamentに沿う形で右岸尾根を横切ってダム上下流に伸びているものと推定される。

破碎帯の透水性については、透水試験を実施していないため不明であるが、孔内水位は比較的高く、ボーリング掘削水の逸水も認められないことから、水密性であると考えられる。しかし、断層破碎帯の周辺については、亀裂発達部の存在が予想されるため、今後、破碎帯周辺の岩盤の亀裂性状・透水性について調査する必要がある。

- ・ 右岸尾根部に分布する石灰岩は、破碎帯と同様にダム下流で右岸尾根を横切ってダム上下流に分布しているものと推定される。尾根部で実施されたボーリングDR-1孔の結果によれば、石灰岩にはコア損失区間や溶解亀裂も認められるが、透水性は浅部で35~49Luと大きな部分がある他は、一般に10~20Luオーダーの値を示している。

しかし、孔内水位は深度54.0m（標高217.2m）と低く、尾根幅が薄いことから、尾根部からの貯水の漏水が懸念され、尾根部のしゃ水処理を必要としよう。

予備設計段階においては、これらの地形・地質条件よりダム軸を選定した。このダム軸は地質調査ボーリングを実施したダム軸より約150m上流に位置しており、地質調査工事は実施されていない。上述したように本地点は、左右岸尾根部からの漏水の問題など、地形・地質的に問題が多いので、今後、可能性調査の段階で詳細に地質調査を行うことを勧告したい。

Table 3-2 Additional Drill Hole in Nam Mae Ngao No.2 Dam Site

Site	Hole No.	Coordinate		Elevation (m)	Direction	Length (m)
Dam	DR-5	1967, 005N	393, 630E	178.0	S70°W, 60°	100.0
	DR-6	1967, 050N	393, 770E	215.0	90°	60.0
	DR-7	1967, 090N	393, 915E	265.0	90°	100.0
Right-bank side ridge	DR-8	1967, 120N	394, 015E	310.0	90°	100.0
Dam	DL-3	1966, 960N	393, 480E	220.0	90°	60.0
	DL-4	1966, 925N	393, 375E	260.0	90°	100.0
Left-bank side ridge	DL-5	1966, 620N	393, 085E	270.0	90°	70.0
	DL-6	1966, 685N	393, 015E	310.0	90°	100.0
	DL-7	1966, 690N	392, 955E	305.0	90°	100.0
Total		9 Holes		790m		

3. 4. 2 Nam Mae Ngao No. 3

1) 貯水池

本貯水池は、Nam Mae Ngao No. 2 と同一満水位標高で計画されており、その地形、地質条件は、3. 4. 1-1) にすでに記したとおりである。

本貯水池で保水性の点で問題となると考えられるのは、ダムサイト左岸の鞍部である。この鞍部を通過して上下流方向に伸びるリニアメントが認められ、満水位標高 260m での尾根幅はわずか 100m しかない。

従って、本地点では鞍部の地質性状、特に透水性が問題となろう。

2) ダムサイト

本ダムサイトは、Nam Mae Ngao No. 2 とほぼ同様な地形、地質的条件を有している。ダムサイトの右岸側には、幅約 170m の段丘地形があり、それに続く斜面は 30° ~ 40° の勾配をなしている。これに対し左岸側は、約 40° のやや急な斜面をなし右岸側のような段丘地形はみられない。この左岸斜面を形成する山体は、上下流に延びた尾根状地形をなし、河床から約 400m 西方には上流側および下流側から深く沢が切れ込んでいて、断層によって形成されると言われるケルンコール状の地形がみられる。ダムサイト周辺には崖錐や段丘地形が広くみられ、露頭が少ない。

ダムサイトの地質は、主に砂岩、頁岩の互層からなり、ダムサイトの下流右岸側にわずかに石灰岩が分布している。砂岩・頁岩互層は風化がみられやや脆いものの、全体に塊状を呈する。石灰岩は堅硬であり、地表踏査では溶食はほとんどみられなかった。これらの基盤岩類を覆って段丘堆積物、現河床堆積物および崖錐堆積物が、兩岸の低位部に広く分布している。段丘堆積物と現河床堆積物は礫径 10~30cm の砂礫からなる。崖錐堆積物は砂岩・頁岩互層起源の礫混じり土からなる。これらの堆積物の厚さは、地形や露頭の状況から推定してかなり厚いことが予想される。

計画ダム軸の約 600m 上流で右岸側から Ngao 川へ注ぐ沢の合流点付近には頁岩のわずかな露頭がみられる。この露頭には、幅約 1.5m の破砕帯がみられその走向、傾斜は、 $N 20^{\circ} W$ 、 90° であり航空写真判読によって見いだされたダムサイト河床部を上下流に通過するリニアメントと調和的な方向を示す。

ダムサイト周辺のリニアメントとしては、ダムサイト左岸の尾根状地形を上

下流に横切るものももっとも顕著であり、このリニアメントは、Nam Mae Ngao No.2ダムサイトの右岸に認められるものに連続している。この他、前述のダムサイト河床部を上下流に通過するリニアメントがあり、上流部では2条に派生している。いずれのリニアメントも、その分布推定位置が計画ダムサイトに近接しており、その性状が問題となろう。

3.4.3 Upper Mae Yuam 1

1) 貯水池

貯水池内の川沿いには段丘地形がみられ、計画湛水域の全域にわたって幅広い谷地形（計画満水位での谷幅 0.5～1.0km）を形成している。この川沿いの平坦面の他に、貯水池の東側を通る国道 108号線のMae La NoiからMae La Luang にかけての標高 300～400m（河床面からの比高、50～100m）の所にも点々と平坦面がみられる。

航空写真判読結果から貯水池の地質を推定すると、貯水池内の河川沿いには段丘堆積物が、斜面部にはダムサイトから続く主に砂岩、頁岩の互層からなる岩盤が露出していると考えられる。一方、貯水池東側にみられる平坦面には、地表踏査の結果によって淘汰の良い礫層や砂層の分布が確認されている。この堆積物は、高位の段丘ということも考えられるが、現河床との比高があること（50～80m）や、全体の層厚が厚いこと（約50～80m）と、分布範囲が限られていることなどから推察して、第三紀～第四紀に本計画域に生じた堆積盆地を埋積した湖成の堆積物ということが考えられる。また、空中写真判読によって明瞭に把握できる周辺山体の開析された地形はこの当時の浸食が大きく関与しているものと思われる。

貯水池周辺で航空写真判読によって認められるリニアメントは、おおむね地層の走向方向（N-S, NNW-SSE系）に沿って発達しており、ダムサイトの右岸側にも貯水池から連続する3条のリニアメントが認められる。これらのリニアメントについては現地での確認はできなかった。

ダムサイト両岸アバットメントで実施されたボーリング結果によれば、砂岩・頁岩互層中に石灰岩の挟在が確認されている。地層の走向は河川に平行する方向であり、河川に直交する方向への貯水池からの漏水の問題はないと考えら

れる。しかし、ダムサイト付近特に左岸側の尾根は満水位標高で幅 150~200 mと薄く、地層の走向が尾根に直交していることから、砂岩・頁岩互層中に挟在する石灰岩層を通しての漏水が懸念される。従って、ダムサイト付近に関しては石灰岩の分布・性状をさらに詳細に調査する必要がある。

貯水池左岸（東側）の上部に分布することが予想される湖成堆積物については、貯水池水位と分布する標高との関係を調査するとともに、その透水性の検討を行っておく必要がある。

ダムサイトに最も近いリニアメントが通る地形的な鞍部は満水位標高で約 350 mの幅であり貯水池の保水性に関してやや問題があると思われるので、今後、その性状を確認しておく必要がある。なお、地すべり地形や崩壊地形は認められず、現状において今後不安定化が予想される貯水池の湖岸斜面は確認されない。

2) ダムサイト

ダムサイト周辺の河川沿いには河岸段丘が発達している。ダムサイト付近での段丘平坦面の幅は 200 m以上をなし、兩岸の斜面勾配は左岸側が 10° ~ 20° とならから右岸側が 30° ~ 40° と急傾斜で、非対称の谷幅の広い地形をなしている。

ダムサイト付近の地質は主に砂岩・頁岩の互層からなるが、ダム軸の兩岸アバットメントで実施されたボーリングの結果によれば、石灰岩の挟在が認められる。また、右岸斜面には礫岩の巨大なブロックが点在していることから推定して、砂岩・頁岩互層中に、礫岩の挟在も予想される。

全般に基盤岩の露頭は少なく、これらの基盤岩を覆って河川沿いの平坦部には段丘堆積物が、河床部には現河床堆積物が、斜面部には崖錐堆積物が広く分布している。

砂岩・頁岩互層のうち、砂岩には風化による軟質化が、頁岩には割れ目が発達してブロック化している所がみられる。一方転石として確認された礫岩は主として径 3 cm大の礫を含有し、岩質は非常に堅硬である。これらの地層の走向、傾斜は $N 15^{\circ} \sim 28^{\circ} W$ 、 $40^{\circ} \sim 50^{\circ} NE$ であり、河川とほぼ平行し上流側に傾斜する地質構造をなしている。河川沿いに発達する段丘堆積物や現河床堆積物は 10 cm大の円礫を多く含む砂礫からなる。

地表踏査ではダムサイト付近に断層は確認されていない。

本地点における地質的問題は1)貯水池の項でも述べたように砂岩・頁岩互層中に挟在する石灰岩の透水性状にある。透水試験は1回しか実施されていないが、その結果によると35.4Luと透水性が大きい。

また、石灰岩にはコア損失区間が多く、一部には溶解亀裂の存在も認められ、さらに、ボーリング孔には孔内水位が認められないことから、全体に透水性が大きいことが予想される。

ダムサイト左岸側には満水位標高で幅 150～200mのやせ尾根がダム軸に平行に伸びている。地層の走向はこの尾根に直交しており、左岸側の幅のせまい尾根部では、石灰岩層を通して貯水池からの漏水が懸念される。

上記のボーリングの実施されたダム軸は1:50,000地形図によって選定されたものである。新たに入手した1:5,000地形図によって検討した結果、約200m下流のやや谷幅のせばまった地点が新ダム軸として選定されている。本地点は、ダム堤頂長が短くなり、また、ダム体積が少なくなるため、上流ダム地点より有利である。地質条件は、上流ダム地点とほぼ同様と考えられ、上述した問題は本地点についてもあてはまるものと考えられる。

3.4.4 Upper Mae Yuam 2

1) 貯水池

貯水池内のYuam川流域は、ダムサイト地点に比べて、段丘の発達が悪く、谷幅のせまい(満水位標高の谷幅200～300m)急峻な地形をなしている。計画ダム地点上流7kmでは、Khun Yuam村から流下してくるPon川が本流と合流している。

貯水池を構成する地質は、Yuam川沿いの一部で行った踏査結果から、頁岩優勢の砂岩・頁岩互層からなると考えられる。川沿いの露岩は風化し脆くなっている。地層の走向、傾斜は、N10°～40°E、30°～50°SEを示す。また、航空写真判読によって貯水池の地質を推定するとダム地点北方5kmに位置する標高631mの山体は、周囲の地形とは異なる円錐形の急峻な形をなしており、貫入岩体からなると考えられる。さらに、上記地点より2km北側の一帯は、河川に直交する方向に小さな沢が複雑に発達しており石灰岩からなることが推定

される。貯水池内においては、表層の堆積物である段丘堆積物や崖錐堆積物が広く分布する所は見受けられない。

航空写真判読による貯水池周辺のリニアメントは、貯水池西方（右岸側）に南北方向に延びる比較的連続性の良いものが数条認められ、一部は雁行状になっている。また貯水池上流域東方（左岸側）のPa Lao沢沿いにもリニアメントが認められる。

貯水池の保水性について、踏査結果と航空写真判読の結果から判断すると、上流域に分布が推定される石灰岩は標高 400 m 以上高に分布し、満水位標高 380 m に比べ上位にあることから問題はないと考えられる。さらに、貯水池に広く分布すると考えられる頁岩、砂岩の互層も漏水に関して大きな問題はないと思われる。しかし、ダムサイトの両岸、とくに左岸側の屋根は、満水位標高380mにおける尾根幅が 200 m 程度しかない部分があり当該地山の透水性が貯水池の保水性を検討する際に重要と考えられる。

貯水池斜面で、地すべり地形や崩壊地は認められない。また、表層堆積物の分布も狭いと考えられ、貯水池斜面の不安定化に関する問題は認められない。

2) ダムサイト

ダムサイト河床部の左右岸には河岸段丘が発達し、それぞれ約50mの幅を持つ段丘平坦面を形成している。

段丘平坦面に続く右岸側斜面は $30^{\circ} \sim 35^{\circ}$ の勾配をなし、左岸側斜面は約 60° の急勾配をなす。

ダムサイト付近の地質は、主に頁岩からなるが、一部に砂岩を挟在し、互層をなす所がある。また、ボーリングコアでは塊状で層理の発達しないシルト岩の分布が認められる。

地層の走向傾斜は、 $N 40^{\circ} E, 50^{\circ} S E$ であり河川と斜交し下流側に傾斜している。本地点の頁岩は全体に風化しており、30~50cm間隔に割れ目が発達し、層理面より剝離し易く容易に砕ける。計画ダム軸左岸の斜面では風化頁岩の表層部に崩壊が生じている。一方、一部に挟在される砂岩は非常に硬い。頁岩、砂岩には、 $N 60^{\circ} \sim 75^{\circ} E 90^{\circ}$ の走向、傾斜を示す割れ目が見られる。

右岸側平坦部に広く分布する段丘堆積物は、径が10~30cmの円礫を含む砂礫からなる。また、斜面部には崖錐堆積物が分布している。Yuam川沿いに分布す

る現河床堆積物も径が10~30cm大の円礫を含む砂礫である。これらの表層堆積物は地形から推定してあまり厚くないように見受けられるが、右岸平坦部で実施されたボーリング結果によると段丘堆積物の厚さは7.8mと厚い。

地表踏査ではダムサイト付近に断層は確認されていない。

地表の地質状況および透水試験を含むボーリング調査結果から、本地点の基礎岩盤はロックフィルダムの基礎として耐荷性および透水性に関する問題は少ないと判断される。

ただし、両岸アバットメントの高標高部についてはボーリングが実施されておらず、今後高標高部での岩盤状態を把握する必要がある。特に、左岸側の尾根は満水位標高での尾根幅が200m程度と薄いため、しゃ水処理の必要性の有無を検討するための調査を必要としよう。

3. 4. 5 Nam Mae Rit

1) 貯水池

ダム地点上流のRit川は、周辺の地質構造に調和的なNW-SE方向と、それに直交する方向とに流路をくり返し変化させながら曲流している。Rit川に注ぎ込む支流は、地質構造方向に沿って流れているものが多い。貯水池地域の谷は、急峻なV字状の地形を呈し、段丘地形はほとんどみられない。

航空写真判読結果や既往地質文献資料をもとに、貯水池を構成する地質を推定すると、頁岩、頁岩・砂岩互層、石灰岩、花崗岩等が貯水池内に分布すると考えられる。これらの中で、航空写真によって比較的明瞭に識別できる地質は、石灰岩と花崗岩である。前者は、ダムサイトより約6km上流のRit川とHong川の合流点より東方に南北方向の伸びを持って広く分布すると思われる。本地域の標高1,100~1,200mの地域には、点在するシンクホールが認められる。後者の花崗岩は、ダムサイトから上流約4kmのRit川左岸側に円錐状の急峻な地形を呈する山体があり、この部分に分布すると思われる。これらの地域以外は、頁岩や頁岩・砂岩互層が分布すると考えられる。

貯水池の保水性については、石灰岩の分布およびその性状が問題となるが、上流域の大規模な石灰岩岩体は、満水位標高270mに比べ分布標高が高いと推定されること、しかも、地層の走向が、Rit川に対し直交する方向であること

などを考慮すると、保水性についての問題はないであろう。一方、ダムの上流 800 m 付近に分布する石灰岩は割れ目が多く、割れ目沿いに溶食がみられる。この石灰岩岩体は前記の上流域の石灰岩岩体と同様河川に直交するような分布を示し、下流側に不透水帯として期待できる頁岩が分布しているので貯水池の保水性に関してはあまり大きな問題とはならないと考えられるが、ダムサイトに近いところであるので、今後石灰岩の分布や性状についてより詳細な調査が必要である。

貯水池周辺に分布するリニアメントは、概ね地層の走向方向に調和的な沢沿いのものと、それに直交する Rit 川沿いのものに分けられる。それらは延長が 2～4 km と短く、貯水池の保水性に関して問題となるようなリニアメントはみあたらない。

貯水池斜面で、地すべり地形や崩壊地形が認められる所はない。また、地形は急峻であるが安定した斜面が多いことから、貯水池斜面の安定性に関する問題はないであろう。

2) ダムサイト

ダムサイトの両岸斜面は右岸側が 40～50°、左岸側が 30～40° の勾配をなす。左岸側の河床から約 40 m 以高では 20°～30° とやや緩傾斜となる所があるものの、全体としては V 字状の急峻な谷地形をなしている。

ダムサイト付近の地質は、チャート、チャートと石灰岩の細互層、石灰岩および頁岩から構成される。これらの地層は花崗岩の貫入による熱変成を受け、頁岩は含堇青石ホルンフェルスとなっている。地層の走向はおおむね N W - S E 方向で傾斜は 60～70° である。上記の各地層は計画ダム軸にほぼ平行して帯状に分布している。チャートは、ダムサイト下流に約 400 m の幅で分布し、おおむね新鮮で堅硬な岩盤であるが、不規則な割れ目が発達している。その層内には微褶曲を伴う層理が観察され、走向傾斜は N - S、70° E を示している。

チャートと石灰岩の細互層は、右岸側ではほぼ計画ダム軸上に分布する。それぞれの単層の厚さは 3～5 cm であり、両岩は密着し硬いが石灰岩の部分は溶食を受けチャートに対して凹部を形成する傾向がある。本層の一部には、N 70° W、80° N 方向の割れ目が約 50 cm 間隔に発達した箇所があり、表層部にゆるみを生じている。石灰岩はダム下流 500 m 付近および上流 800 m 付近を中心に約

200 m ~ 250 m の幅をなして分布する。本岩には約 50 cm 間隔の割れ目が発達し割れ目沿いに若干溶食がみられるが、大規模な空洞等は地表踏査では確認されていない。頁岩はダムサイトの左岸側とその上流部に広く分布し、下流には前述のチャートとチャート・石灰岩の互層とに挟在されてわずかに分布するのみである。河川沿いに露出している本岩はおおむね新鮮で硬い。しかし、計画ダム軸の直上流右岸、道路沿いの露頭では、 $N 60^{\circ} \sim 70^{\circ} W$ 、 $40^{\circ} \sim 70^{\circ} S$ 系の割れ目が発達し、割れ目沿いにゆるんでいるのがみられる。

上記の基盤岩を覆う表層堆積物としては、段丘堆積物、現河床堆積物、および崖錐堆積物がある。いずれの堆積物もその分布は広くない。段丘堆積物は礫径 5 ~ 15 cm のシルト分を混入した砂礫、現河床堆積物は礫径 30 cm 大の垂円礫を多く含む砂礫、崖錐堆積物は、硬い礫混じりシルトないし粘土からなる。

地表踏査からは、ダムサイト付近に断層は確認されていない。

地表の地質状況および透水試験を含むボーリング調査結果から、本地点の基礎岩盤は河床部はロックフィルダムの基礎として耐荷性、透水性ともに問題のない岩盤からなるが、両岸アバットメントは、深部まで風化が認められ、比較的高い透水性を示している。特に、左岸側アバットメントには断層破砕帯があり、深部まで岩盤の劣化部が認められる。

従って、本地点については、両岸アバットメントの基礎処理について、十分な配慮が必要となる。

3. 4. 6 Upper Mae Rit 2a

計画は Rit 川最上流部に計画されているもので、取水ダムと水路および発電所からなる。しかし、構造物計画地点へのアクセスはなく、現地踏査は実施できなかった。従って、本計画地点の地形・地質条件の検討は、1:50,000 地形図と航空写真にもとづいて行われた。

計画地域全域にわたって、河川の縦断勾配は急であり、また両岸斜面も急峻な谷地形を形成している。

水路が計画されている Rit 川右岸側の山体には、標高 800 m ~ 1,100 m の山頂部に点在する多くのシンクホールが認められ、石灰岩が分布することが推定される。また、ほぼ発電所計画地点より南側の山体は、周辺の地形と異なる塊状の山

体を呈することから、花崗岩が分布すると推定される。

本計画の問題点としては、取水ダムや水路ルート上に石灰岩が広く分布すると考えられることから、貯水池からの漏水やトンネル掘削時の湧水の問題があげられる。従って、今後この石灰岩の性状と分布、特に漏水の原因となる大規模空洞の有無や石灰岩中の地下水の賦存状態等の調査が必要となろう。

3. 4. 7 追加調査工事

以上、各地点の地質状態および土木地質的問題点を述べてきた。これら6地点のうち、最も高い経済性を有していると考えられるNam Mae Ngao No.2 地点に対し、今後の地質調査として、以下の項目を勧告する。

1) 貯水池

- ・ 地表地質踏査

貯水池周辺における石灰岩の分布とその性状、水理地質状態および斜面の安定性を把握し、現在、貯水池からの漏水の可能性は、非常に小さいと判断している航空写真判読の結果を確認する。

2) ダムサイト

- ・ 地表地質踏査

ダムサイト周辺の詳細な地質構造および石灰岩の分布を確認する。

- ・ 踏査ボーリング

内容、位置、数量をFig. 3-5 およびTable. 3-2 に示す。

3. 5 建設材料

建設材料については、Nam Mae Ngao No.2、Upper Mae Yuan1、Upper Mae Yuan2 およびNam Mae Rit 計画地点を対象として、土質しゃ水壁材料とロック材料の採取候補地点の選定に重点をおいて調査した。

これら候補地点の選定は主に航空写真判読に基づいて行われたが、土質しゃ水壁材料については、現地で採取個所の確認を行い、BGATによって試料採取と室内試験が実施された。材料試験の結果はTable. 3-3-1~3-3-4 に示した。

3. 5. 1 土質しゃ水壁材料

1) Nam Mae Ngao No.2

本地点の土質しゃ水壁材料採取候補地点として計画ダムサイトの下流約 500 m および同上流約 400 m のNgao川左岸側の緩傾斜地を選定した。地表踏査結果より、両地点に分布する材料は、礫混じり粘土ないし、シルトからなる砂岩・頁岩互層の風化残留土および崖錐堆積物である。

両地点において、深さ 1.8~ 6.3 m のテストピットを14坑延べ55.0 m 掘削し（立坑の位置はFig. 3-11に示した。）、採取した試料について次表のような室内試験を実施した。

試験項目	試験数量		
	上流地点	下流地点	合計
自然含水比	11	11	22
比重	11	11	22
液性及び塑性限界	11	11	22
粒度	11	11	22
突固め	10	11	21
透水	2	1	3

14坑のテストピットからの土質試料は一般にシルト混じり礫（GM）あるいは種々の量の中～高塑性のシルトおよび粘土の混合物を含む細粒砂（SM、ML、MH）に分類される。

2) Upper Mae Yuam 1

本地点の土質しゃ水壁材料採取候補地点として計画ダムサイトの下流 200～500mのYuam川右岸側に広がる緩傾斜地を選定した。この地点に分布する材料は、地表踏査結果から、礫をわずかに混入した粘土ないしシルトを主体とする崖錐堆積物と径5～10cmの礫を多く含む砂礫からなる段丘堆積物である。

本地点において、深さ2.0～9.0mのテストピットを12坑延べ57.0m掘削し（立坑の位置はFig. 3-12に示した。）、採取した試料について次表のような室内試験を実施した。

試験項目	試験数量
自然含水比	25
比重	25
液性及び塑性限界	25
粒度	25
突固め	15
透水	—

12坑のテストピットからの土質試料は、一般にシルト混じり礫（GM）あるいは種々の量の低～中塑性のシルトおよび粘土の混合物を含む砂（SM, SC）に分類される。

3) Upper Mae Yuam 2

本地点の土質しゃ水壁材料採取候補地点として計画ダムサイトの直上流のYuam川左右岸および約500m下流の左岸側の緩傾斜地を選定した。これらの地点に分布する材料は、地表踏査結果より、ラテライト化した風化残留土と崖錐堆積物、および段丘堆積物から構成される。

本地点において、深さ1.6～6.0mのテストピットを12坑延べ55.2m掘削し（立坑の位置はFig. 3-12に示した。）、採取した試料について次表のような室内試験を実施した。

試験項目	試験数量		
	上流地点	下流地点	合計
自然含水比	20	4	24
比重	20	4	24
液性及び塑性限界	20	4	24
粒度	20	4	24
突固め	20	4	24
透水	2	1	3

12坑のテストピットからの土質試料は一般にシルト混じり礫あるいは種々の量の中～高塑性のシルトおよび粘土の混合物を含む細粒砂（SM, ML）に分類される。

4) Nam Nae Rit

本地点の土質しゃ水壁材料採取候補地点として計画ダムサイトの約 500m 下流の Rit川右岸および 800m 下流の左岸側の緩傾斜の尾根状斜面部を選定した。これらの地点に分布する材料は、地表踏査結果より、ラテライト化した風化残留土と細粒分に富む崖錐堆積物から構成される。

上記2地点の他にダムサイト直上流左岸および約 1.5km 上流の左岸側の緩傾斜部を含めて、深さ 1.2～7.4m のテストピットを13坑延べ45.1m 掘削し（立坑の位置はFig. 3-12に示した。）、採取した試料について次表のような室内試験を実施した。

試験項目	試験数量				合計
	ダム直上流	1.5km 上流	0.5km 下流	0.8km 下流	
自然含水比	8	4	9	7	28
比重	8	4	9	7	28
液性及び塑性限界	8	4	9	7	28
粒度	8	4	9	7	28
突固め	7	—	8	6	21
透水	—	—	—	—	—

13坑のテストピットからの土質試料は一般にシルト混じり礫（GM）あるいは高塑弾性のシルト（MH）に分類される。

3. 5. 2 ロック材料

ロック材料の採取候補地点は主に航空写真判読結果にもとづいて選定した（Fig. 3-11およびFig. 3-12）。

Nam Mae Ngao No. 2 計画地点については、採取候補地点として、貯水池内のダムサイトから約 500 m 上流右岸の西へ突出した尾根とダムサイトから約 1,200 m 上流左岸の尾根を選定した。これらの地点の地質は砂岩・頁岩互層から構成される。地表でみる限りでは、風化しているものが多いので、今後、硬さや割れ目の状態について詳細に調査する必要がある。この他の候補地点としては、ダムサイトの約 3 km 西方、標高 400 m 以上で分布する石灰岩岩体があげられる。

Upper Mae Yuam 1 計画地点については、今回の調査では、硬さや粒径の条件を満足することができそうな地質が確認されず、ロック材料の採取候補地点の選定ができなかった。しかし、ダムサイト右岸で転石としてみられる硬質の礫岩および砂岩・頁岩互層中に挟在する石灰岩はロック材料として利用できると思われるので、今後、その分布を調査することが必要であろう。

Upper Mae Yuam 2 計画地点については、ダム地点周辺では軟質で脆い砂岩・頁岩互層しか分布しない。上流域にロック材料の採取候補地点を求めると航空写真判読によって貫入岩体からなると推定される約 7 km 上流の岩体があげられる。今後、この岩体の地質性状および分布を把握することが必要であろう。また、ダムサイトにより近い地点でロック材料が得られるかどうかをさらに調査することも必要である。

Nam Nae Rit 計画地点については、航空写真判読結果から、ダムサイト上流約 4 km の Rit 川右岸側の花崗岩からなると推定される岩体があげられる。

今後、この岩体の地質性状および分布を把握することが必要であろう。また、ダムサイトにより近い地点でロック材料が得られるかどうかをさらに調査することも必要である。

Table 3-3-1 Results of Soil Test (Nam Mae Ngao No. 2)

Location	Sample No.	Depth (m)	Classification of Soils by Unified System	Specific Gravity	Natural Water Content (%)	Atterberg Limits		Gradation Analysis							Compaction		Permeability		
						LL (%)	PI (%)	-19.0 mm (%)	-4.75 mm (%)	-2.0 mm (%)	-0.62 mm (%)	-0.075 mm (%)	-0.01 mm (%)	-0.002 mm (%)	Maximum Dry Density (t/m ³)	Optimum Water Content (%)	Coefficient of Permeability (cm/sec)	Molded Water Content (%)	
Upstream site	NG-2	0.4 - 5.9	ML	2.68	11.21	37.75	12.47	100.0	98.46	95.40	81.33	52.13	39.98	30.15	1.787	15.4	-	-	
	NG-4	0.5 - 4.1	MH	2.73	19.96	54.10	19.45	74.77	61.25	57.63	54.79	50.29	38.75	25.15	1.580	23.2	-	-	
	NG-6	0.5 - 6.5	SM	2.63	22.11	30.81	6.58	100.0	99.89	98.96	89.34	47.98	34.15	22.23	1.757	17.0	-	-	
	NG-8	0.4 - 2.7	MH	2.74	14.27	53.70	22.68	100.0	91.51	81.46	74.08	63.78	52.50	40.00	1.675	21.0	-	-	
	NG-10	0.5 - 2.2	GM	2.75	4.37	54.20	22.79	86.54	68.65	62.23	58.36	50.38	39.98	30.00	1.654	21.2	-	-	
	NG-12	0.4 - 1.8	SM	2.71	15.65	41.61	13.67	100.0	74.51	65.42	61.10	45.31	34.10	22.50	1.722	17.8	-	-	
	"	1.8 - 6.3	ML	2.68	12.04	27.40	3.51	100.0	96.74	93.73	89.61	52.80	36.00	18.17	1.710	17.2	-	-	
	"	0.4 - 6.3	SM	2.70	3.82	34.75	9.63	97.57	83.62	77.49	71.98	47.70	37.10	22.75	-	-	-	-	
	NG-14	0.6 - 3.6	SM	2.67	1.45	29.00	4.60	96.98	78.32	68.44	57.78	41.06	27.50	17.52	1.775	17.0	-	-	
	NG-2,4,6,8			2.70	13.75	47.70	17.76	84.04	66.12	59.19	49.47	35.85	26.25	18.85	1.790	15.4	2.75x10 ⁻⁸	17.8	
	NG-10,12,14			2.70	6.63	30.50	7.15	71.68	53.97	48.99	45.85	31.12	22.30	13.50	1.775	15.6	1.20x10 ⁻⁷	18.1	
	Downstream site	NG-1	0.3 - 1.8	SM	2.69	10.88	45.18	15.27	90.62	66.83	45.96	34.40	28.87	24.15	20.00	1.739	17.6	-	-
		NG-3	0.5 - 4.9	ML	2.67	18.78	45.10	16.43	100.0	98.19	95.30	87.87	62.63	49.20	37.60	1.686	18.3	-	-
		NG-5	0.5 - 4.5	SM	2.68	15.89	33.30	6.66	100.0	94.08	88.74	80.37	44.16	32.50	20.00	1.765	16.5	-	-
NG-7		0.4 - 2.9	GM	2.74	18.39	51.40	21.31	82.23	60.73	50.63	44.66	34.76	28.00	22.35	1.770	16.5	-	-	
"		2.9 - 3.8	GC	2.71	11.16	39.80	15.25	74.31	54.58	48.93	45.50	33.19	24.15	15.96	1.806	15.1	-	-	
"		0.4 - 3.8	GM	2.72	14.78	42.60	15.33	84.53	59.24	50.14	44.31	30.21	21.90	15.16	1.768	15.2	-	-	
NG-9		0.4 - 3.3	MH	2.72	16.23	54.65	25.19	98.64	85.18	76.51	68.94	59.70	46.85	37.65	1.613	22.3	-	-	
NG-11		0.5 - 3.1	GM	2.69	11.46	50.45	22.32	70.13	39.53	27.95	19.97	17.82	15.00	11.75	1.757	16.4	-	-	
NG-13		0.4 - 2.3	MH	2.69	19.81	59.00	21.33	95.83	88.71	60.00	56.66	54.10	47.00	38.10	1.535	26.5	-	-	
NG-1,3,5,7				2.69	7.74	44.30	15.47	87.61	73.83	66.72	57.06	37.12	27.75	20.90	1.793	16.3	3.10x10 ⁻⁸	17.7	
NG-9,11,13				2.71	17.98	57.70	25.52	91.44	72.26	62.63	55.73	50.28	43.75	35.00	1.680	19.6	3.10x10 ⁻⁶	20.6	

Table 3-3-2 Results of Soil Test (Upper Mae Yuam 1)

Sample No.	Depth (m)	Classification of Soils by Unified System	Specific Gravity	Natural Water Content (%)	Atterberg Limits		Gradation Analysis							Compaction		Permeability	
					LL (%)	PI (%)	-19.0 mm (%)	-4.75 mm (%)	-2.0 mm (%)	-0.425 mm (%)	-0.075 mm (%)	-0.015 mm (%)	-0.002 mm (%)	Maximum Dry Density (t/m ³)	Optimum Water Content (%)	Coefficient of Permeability (cm/sec)	Molded Water Content (%)
Y1-2	0.6 - 7.0	SH	2.68	15.94	47.80	18.39	90.09	69.34	51.43	33.42	28.27	25.00	17.35	-	-	-	-
"	7.0 - 9.0	GM	2.66	7.75	39.90	9.62	83.35	65.35	53.19	40.92	33.50	26.90	17.30	-	-	-	-
"	0.6 - 9.0	GM	2.72	5.99	40.32	9.81	95.67	63.65	51.32	42.76	38.87	32.18	22.05	1.578	21.7	-	-
Y1-4	0.5 - 7.0	GM	2.80	19.65	47.30	17.08	86.39	52.44	40.00	29.74	24.07	19.98	13.70	1.693	17.2	-	-
Y1-6	0.3 - 3.1	GM	2.72	12.05	39.50	13.43	57.74	24.86	17.04	11.69	7.32	6.15	4.10	-	-	-	-
"	3.1 - 5.1	GM	2.72	15.05	52.30	21.05	89.65	58.50	46.09	31.84	25.36	22.20	16.25	-	-	-	-
"	0.3 - 5.1	GM	2.71	16.91	48.45	19.85	82.59	47.29	36.72	27.72	23.97	20.00	15.05	1.685	19.3	-	-
Y1-8	0.7 - 4.6	GM	2.67	9.31	41.25	15.40	89.36	67.30	56.52	48.94	38.61	31.25	23.10	1.705	19.6	-	-
Y1-10	0.4 - 2.0	ML	2.66	11.06	41.40	15.09	100.0	93.80	86.50	74.76	66.00	54.00	36.15	1.684	20.4	-	-
Y1-12	0.5 - 2.0	SC	2.66	7.55	35.80	13.87	96.24	80.93	59.76	42.19	36.13	30.05	21.15	1.810	15.4	-	-
Y1-14	0.5 - 3.9	SM	2.67	11.46	28.75	5.76	100.0	92.85	87.44	71.35	44.23	32.50	21.50	1.825	14.5	-	-
Y1-16	0.4 - 3.0	SM	2.67	8.57	27.80	4.74	93.30	84.93	81.58	70.50	39.05	29.99	19.80	-	-	-	-
"	3.0 - 7.1	SC	2.66	10.25	30.50	8.60	95.82	91.52	88.44	73.43	33.71	21.20	10.26	-	-	-	-
"	0.4 - 7.1	SC	2.67	8.20	29.00	7.90	92.11	85.60	82.59	70.19	36.99	26.25	14.89	1.790	15.6	-	-
Y1-18	0.4 - 2.7	CL	2.68	12.52	39.20	16.72	100.0	99.33	98.17	85.19	54.29	41.00	35.05	-	-	-	-
"	2.7 - 4.0	CL	2.68	13.39	40.70	18.40	100.0	97.34	94.73	82.29	52.70	37.80	30.00	-	-	-	-
"	0.4 - 4.0	CL	2.67	12.67	38.00	15.92	100.0	98.41	96.41	83.09	52.93	37.75	32.45	1.788	16.1	-	-
Y1-20	0.4 - 5.0	ML	2.69	15.64	31.70	8.25	-	100.0	99.76	94.28	54.03	37.60	21.66	1.745	17.1	-	-
Y1-22	0.4 - 4.1	GM	2.64	7.89	36.80	10.90	83.58	66.32	63.07	51.04	35.54	21.00	9.85	1.738	16.9	-	-
Y1-24	0.3 - 2.5	CL	2.71	11.22	49.60	24.46	100.0	99.70	97.72	86.43	64.75	51.50	44.95	-	-	-	-
"	2.5 - 3.2	SM	2.69	9.20	27.70	6.50	100.0	99.91	97.62	83.25	46.74	37.75	20.05	-	-	-	-
"	0.3 - 3.2	CL	2.68	9.66	28.80	7.29	100.0	99.64	97.32	84.27	53.76	39.85	27.70	1.819	14.7	-	-
Y1-2,4,6,8		GM	2.74	9.92	39.20	10.93	98.97	63.86	52.78	42.85	35.25	26.25	17.65	1.711	17.0	-	-
Y1-10,12,14,16		SM	2.69	8.74	28.90	6.57	90.72	83.67	76.06	62.77	37.94	28.00	17.40	1.825	14.4	-	-
Y1-18,20,22,24		ML	2.68	12.47	35.60	12.00	100.0	98.07	96.16	84.47	55.09	39.50	25.30	1.785	15.8	-	-

Table 3-3-3 Results of Soil Test (Upper Mae Yuam 2)

Location	Sample No.	Depth (m)	Classification of Soils by Unified System	Specific Gravity	Natural Water Content (%)	Atterberg Limits		Gradation Analysis						* Compaction			Permeability	
						LL (%)	PI (%)	-19.0 mm (%)	-4.75 mm (%)	-2.0 mm (%)	-0.425 mm (%)	-0.075 mm (%)	-0.002 mm (%)	Maximum Dry Density (t/m ³)	Optimum Water Content (%)	Coefficient of Permeability (cm/sec)	Molded Water Content (%)	
Upstream site	Y2-2	0.4 - 3.0	SM	2.66	1.09	23.10	5.37	100.0	98.76	97.23	84.21	40.72	30.10	22.35	1.913	12.2	-	-
	"	3.0 - 6.0	SM	2.71	3.77	21.90	1.47	88.44	61.27	51.10	37.40	14.92	11.00	7.46	2.050	9.0	-	-
	"	0.4 - 6.0	GM	2.67	7.28	21.13	2.26	72.27	55.88	50.11	39.73	16.32	11.70	7.81	2.050	9.5	-	-
	Y2-4	0.4 - 4.0	GM	2.74	10.37	45.70	17.68	75.01	62.12	52.02	43.83	39.28	32.60	24.97	1.765	18.0	-	-
	Y2-6	0.6 - 5.2	SM	2.76	6.17	51.40	20.80	90.58	78.89	65.78	51.69	46.48	40.00	33.75	1.736	19.0	-	-
	Y2-10	0.6 - 4.6	ML	2.68	7.60	28.50	8.06	100.0	99.65	99.24	93.94	53.36	34.98	26.80	1.881	13.1	-	-
	"	4.6 - 5.4	SM	2.66	5.43	24.67	4.30	100.0	99.10	97.28	86.59	38.99	26.15	19.00	1.903	12.8	-	-
	"	0.6 - 5.4	SM	2.67	5.55	26.85	6.66	100.0	98.95	97.61	89.49	43.08	29.10	22.00	1.882	11.3	-	-
	Y2-12	0.5 - 4.0	ML	2.70	12.43	57.60	24.84	99.87	94.12	77.07	61.34	51.84	47.35	37.50	1.674	20.0	-	-
	Y2-14	0.4 - 1.6	ML	2.70	10.23	35.90	12.31	100.0	98.36	97.09	88.33	79.23	62.10	38.95	1.775	16.4	-	-
	"	1.6 - 3.0	CL	2.73	11.79	37.10	13.12	96.5	88.84	84.39	77.48	72.66	56.00	37.15	1.766	17.1	-	-
	"	0.4 - 3.0	ML	2.71	6.88	39.50	13.30	90.02	81.32	77.12	67.66	56.57	45.50	30.10	1.758	16.2	-	-
Downstream site	Y2-16	0.4 - 2.8	GM	2.79	20.91	52.80	20.70	76.88	51.44	41.54	35.84	34.52	29.97	22.45	1.587	24.15	-	-
	"	2.8 - 4.0	GM	2.73	18.25	46.70	16.78	83.50	54.63	45.33	39.43	38.11	32.80	22.65	1.646	21.6	-	-
	"	0.4 - 4.0	GM	2.73	18.43	57.20	22.58	77.98	43.43	31.68	22.28	18.69	16.50	12.80	1.615	22.0	-	-
	Y2-18	1.1 - 5.1	ML	2.71	17.27	56.90	22.91	100.0	89.15	89.51	57.33	49.13	44.00	33.10	1.635	22.8	-	-
	Y2-20	0.6 - 2.5	CL	2.67	9.68	33.20	13.91	100.0	95.77	92.79	89.86	70.18	47.45	33.0	1.832	14.4	-	-
	"	2.5 - 3.7	CL	2.66	10.45	31.35	12.38	100.0	99.03	98.61	97.06	72.82	52.45	37.75	1.841	14.0	-	-
	"	0.6 - 3.7	CL	2.69	9.43	37.30	14.93	100.0	98.56	96.36	92.91	64.34	47.10	34.15	1.810	15.7	-	-
	Y2-2,4,6		SM	2.73	5.36	38.58	11.61	85.63	74.99	63.61	51.01	39.74	34.99	27.50	1.857	15.4	2.30x10 ⁻⁸	18.0
	Y2-10,12,14,16,18,20		ML	2.70	12.15	35.55	10.82	87.42	76.54	69.36	61.48	49.39	37.95	27.50	1.795	16.6	3.20x10 ⁻⁸	18.6
	Y2-1	0.4 - 3.0	SM	2.79	7.29	47.60	18.92	100.0	97.95	96.38	84.03	57.30	27.30	21.10	1.734	19.4	-	-
	Y2-3	0.6 - 4.8	ML	2.77	8.08	56.90	24.55	94.82	70.88	64.48	61.36	59.65	54.10	40.00	1.600	21.6	-	-
	Y2-5	0.5 - 2.4	GM	2.78	6.07	41.10	15.11	91.33	57.60	44.61	38.54	36.70	30.00	22.10	1.756	18.3	-	-
Y2-1,3,5		GM	2.74	11.56	46.60	18.72	84.26	47.36	34.55	26.34	23.32	19.25	14.28	1.749	19.1	3.50x10 ⁻⁷	21.0	