

国際協力事業団

タイ国発電公社

タイ王国

# タイ国首都圏送変電設備増強計画調査

## 最終報告書

### 要約版

1993年8月

電源開発株式会社

鉦調資

J R

93 - 116

タイ王国  
タイ国首都圏送変電設備増強計画調査  
最終報告書  
要約版

93  
・  
8

電源開発株式会社

122

111

LIBRARY



国際協力事業団

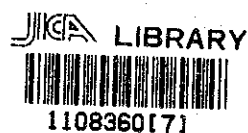
タイ国発電公社

タイ王国

# タイ国首都圏送変電設備増強計画調査

## 最終報告書

### 要約版

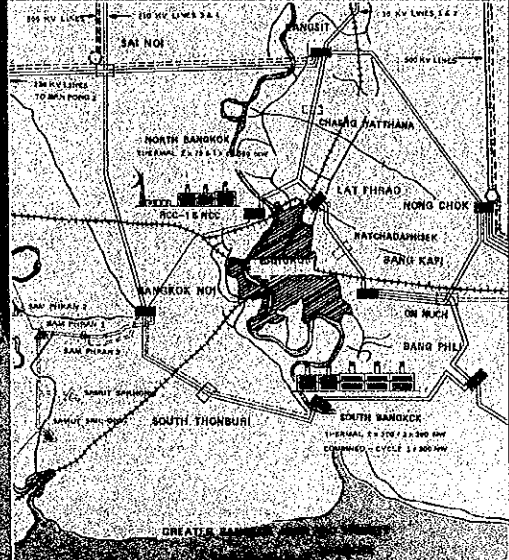


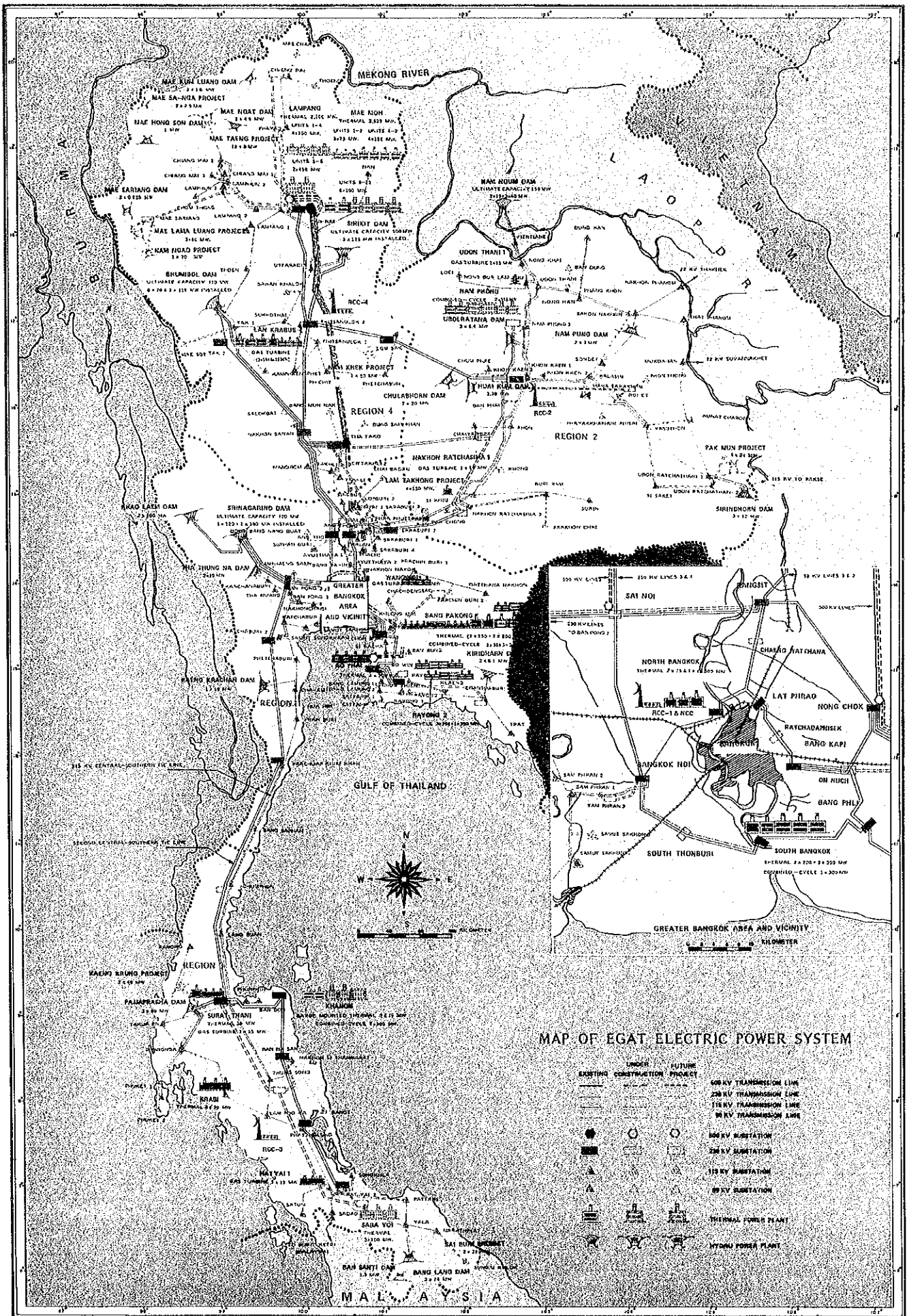
1993年8月

電源開発株式会社

国際協力事業団

25409





MAP OF EGAT ELECTRIC POWER SYSTEM

EXISTING			UNDER CONSTRUCTION			FUTURE PROJECT		
—			- - - - -			·····		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		
⊡			⊡			⊡		
⊠			⊠			⊠		

600 KV TRANSMISSION LINE  
 230 KV TRANSMISSION LINE  
 110 KV TRANSMISSION LINE  
 66 KV TRANSMISSION LINE

600 KV SUBSTATION  
 230 KV SUBSTATION  
 110 KV SUBSTATION  
 66 KV SUBSTATION

THERMAL POWER PLANT  
 HYDRO POWER PLANT



# 目 次

	頁
結論と勧告 .....	1
第1章 序 論	
1.1 調査の背景と経緯 .....	4
1.2 調査の目的と範囲 .....	5
1.3 調査団のタイ国における活動 .....	6
1.4 JICA調査団 .....	7
1.5 機材の供与 .....	7
1.6 カウンターパートに対する技術の移転 .....	7
第2章 電力需要想定	
2.1 タイ王国の電力需要の現状と動向 .....	8
2.2 調査団による電力需要想定 .....	8
第3章 グレーターバンコク地域の長期電力系統計画	
3.1 タイ王国の電力系統の現状 .....	17
3.2 将来のグレーターバンコク地域の送電系統へのアプローチ .....	19
3.3 送電系統計画のための基準 .....	21
3.4 要求事項とそれへの対策 .....	21
3.5 超長期送電系統計画の主要点 .....	22
第4章 計画年における電力系統構成	
4.1 現 在 .....	39
4.2 1997年まで .....	40
4.3 2001年まで .....	41
4.4 2006年まで .....	42
4.5 2011年まで .....	43





第5章 建設費想定と建設工程	
5.1 建設費想定	44
5.2 建設工程	46
第6章 環境影響調査	
6.1 概要	49
6.2 230kV 1回線の用地に230kV多回線を建て替えた、EGATの最近の経験	49
6.3 環境問題：既設230kV送電線の用地に500kV送電線を併架する場合	50
6.4 超高圧架空送電線の静電誘導	50
第7章 経済評価および財務分析	
7.1 経済評価	51
7.2 財務分析	53
第8章 今後の調査	73
第9章 技術移転	74



## LIST OF TABLES

Table 2-1	ENERGY AND POWER GENERATION IN THAILAND (1981-1991)
Table 2-2	REQUIREMENT OF POWER AND ENERGY FROM EGAT BY UTILITIES
Table 2-3	POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND (1/2, 2/2)
Table 2-4	POWER DEMAND FORECAST FOR MEA, PEA & EGAT'S DIRECT CUSTOMERS
Table 3-1	POWER DEVELOPMENT PLAN AND TRANSITION OF POWER SUPPLY CAPABILITY OF THAILAND
Table 3-2	COMPARISON OF THREE-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS OF 2011 YEAR SYSTEM REGARDING POWER PLANT CONFIGURATION AND LINE CONNECTIONS
Table 3-3	REINFORCEMENT OF TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 3-4	CONSTRUCTION PLAN OF SUBSTATIONS FOR POWER SYSTEM REINFORCEMENT IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 5-1	CONSTRUCTION AND EXPANSION SCHEDULE OF THE TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA
Table 7-1	Construction Cost for Economic Analysis
Table 7-2	Operation and Maintenance Cost
Table 7-3	Benefit Flow and Cost Flow of the Project
Table 7-4	Calculation of EIRR
Table 7-5	Construction Cost for Financial Analysis
Table 7-6	Calculation of FIRR
Table 7-7	Construction Cost divided into Foreign and Local Currency Portion
Table 7-8	Calculation of Interest during Construction
Table 7-9-1	Financing for Construction
Table 7-10	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1994-1997)
Table 7-11	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1998-2001)
Table 7-12	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2002-2006)



Table 7-13	Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2007-2011)
Table 7-14	Statement of Profit and Loss
Table 7-15	Cash Flow
Table 7-16	Calculation of Debt Service Ratio



## LIST OF FIGURES

- Fig. 2-1 Method of Predicting Future Power and Energy Demand
- Fig. 2-2 Energy Demand in Thailand
- Fig. 2-3 Maximum Power Demand in Thailand
- Fig. 2-4 Energy Demand of MEA Area
- Fig. 2-5 Maximum Power Demand of MEA Area
- Fig. 3-1 ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND
- Fig. 3-2 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 2006
- Fig. 3-3 APPROACH TO FUTURE POWER SYSTEMS
- Fig. 3-4 Power Flow Diagram for Fiscal 2011 (Case 1)
- Fig. 3-5 Power Flow Diagram for Fiscal 2011 (Case 2)
- Fig. 3-6 TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA AFTER 2011
- Fig. 4-1 EXISTING POWER SYSTEM AS OF EARLY 1993
- Fig. 4-2 POWER SYSTEM IN 1997
- Fig. 4-3 POWER SYSTEM IN 2001
- Fig. 4-4 POWER SYSTEM IN 2006
- Fig. 4-5 POWER SYSTEM IN 2011





## 結 論 と 勧 告

### 結 論

#### 1. 首都圏の電力需要

タイ国の電力は、タイ国発電公社（EGAT）により発電されており、1992年に最大電力8,877MW、発電電力量56,021GWhを記録した。バンコク首都圏における電力供給は、首都圏配電公社（MEA）によりなされ、その供給地域については、将来の最大電力需要が次の通り想定されている。

年	最大電力
1992	3,993 MW
1997	6,089 MW
2001	7,952 MW
2006	10,264 MW
2011	13,569 MW

#### 2. 首都圏の送変電設備の現況と問題点

バンコク首都圏には、現在North Bangkok (237.5MW) とSouth Bangkok (1,330MW) の2つの火力発電所がある。首都圏の電力は、これらの発電所の他、北部からの500kVおよび230kV送電線、東南部からの230kV送電線、西部からの230kV送電線により供給されている。今までは、電力需要の増加に合わせて適宜送変電設備を増設してきたがバンコクの都市化が急速に進み、高層ビルが乱立した結果、需要密度の急激な上昇、変電所の用地難、土地の高騰、新規送電線ルートの取得難、環境に対する配慮の必要性等、今までのようなEGATだけの場当たり的な対応では、どうにもならなくなってきた。このような状況下において、EGATは、送変電設備増強の長期ビジョンに基づいたフィージビリティ調査を必要とし、この調査を日本政府に要請し、今回の国際協力事業団（JICA）調査に至っている。

#### 3. 計画策定の前提条件

計画策定にあたっては、次の前提条件のもとに行った。

- (1) 経 済 : いままで通り順調に成長する。
- (2) 電力需要 : 特に負荷制限等をせずに電力供給する。



- (3) 予 算 : 計画の作成に当たっては、送電事故または変圧器事故発生時に事故除去を行い事故除去後供給支障を伴わないような計画とし、予算の制約による計画の縮小等を行わない（但し、同時多重事故は考えないものとする）。
- (4) Right of Way : 既存のRight of Wayが将来とも使用できるものとする。
- (5) 環境問題等 : 現在予想できるものについてのみ、現在の環境規制の範囲で考える。
- (6) 系統計画 : 原則として、現在、EGATで使用されている(n-1)クライテリアで計画する。
- (7) 実施計画 : 経済性を考慮して、可能な限り架空送電線を使用する計画とし、物理的に不可能なルートのみを地下ケーブルで設計する。工事中に停電をとまなわないよう配慮した計画とする。
- (8) 技術レベル : 現在ある実証済みの技術を基に計画する（これからの技術開発等による新技術の導入は考えない）。

#### 4. 首都圏送変電設備増強計画の概要

##### (1) 計画概要

500kV	架空送電線（新設）	亘長： 226回線km
230kV	架空送電線（新設）	亘長： 146回線km
230kV	架空送電線（増改良）	亘長： 472回線km
230kV	地中送電線（新設）	亘長： 242回線km
	超々高圧変電所(500kV)	6カ所（新設5、増設1）
	超高圧変電所(230kV)	18カ所（新設10、増設8）

##### (2) 総工事費（EGATおよびMEA両部分を含む。1992年価格で積算）

1期工事（1997年完成分）	696,285	千US\$
2期工事（2001年完成分）	470,739	千US\$
3期工事（2006年完成分）	365,768	千US\$
4期工事（2011年完成分）	421,288	千US\$
合 計	1,954,080	千US\$

（注）送電鉄塔の基礎の工事費は地質によって大幅に異なり、軟弱地盤の多いこの地域ではかなりの鉄塔基礎が軟弱地盤の上に建設されるものと考えられる。ここでは、鉄塔の全数が軟弱地盤の上に建設されるものと仮定した。



## 5. 経済評価

地盤の強度は軟弱として検討を行ない、検討の結果、経済的に成立する。

## 6. 財務分析

本計画の実施に伴う建設費および設備運営経費のコスト・フローと本計画完成による電力消費量増加に伴う電気料金の収入の便益・フローにより、財務分析を行った。その結果、本プロジェクトは財務的に健全である。

## 勸告

- (1) 本調査は、首都圏送変電設備増強計画について大局的観点から行われたものである。したがって、計画実施にあたっては、さらに細かく個別検討をする必要がある。その結果、よりよい代案がある場合には、大局を考えながらその都度検討することが好ましい。
- (2) バンコク首都圏へ供給される500kV送電線についてはPDPにしたがって開発されるものとして計画されているので、超高圧送電線の建設に変更があった場合には、その都度見直しをするものとする。
- (3) 各工事における資金調達、現地測量、詳細設計および用地交渉に長時間を要するのでそれを考慮し、工事着手1～2年前から準備行動を開始することが望ましい。
- (4) 本計画は、最初のフェージビリティ調査であり、現状を加味して、基本的な絵として作成されているが、将来適宜、需要の分布の変化等を加味してレビューすることが求められる。
- (5) 本計画に基づき引き続き、230kV以下の基幹送配電線にかかわるバンコク首都圏送配電網整備拡充計画のフェージビリティ調査を行うことが必要である。



## 第1章 緒論

### 1.1 調査の背景と経緯

タイ王国首都圏においては、人口の増加、商工業の発展、生活水準の向上等にもなう電力消費量の増加が著しく、首都圏電力公社（MEA）では過去5年間に年平均12.35%の増加率を記録している。これは、日本における年平均増加率の6.3%と比較していかに高い増加率であるかをうかがい知ることができる。1992年の同地区における最大電力需要は3,890MWで、今後の需要見通しについてはタイ国発電公社（EGAT）およびMEAのメンバーで構成される需要想定ワーキング・グループが行った予測では、

1997年 6,089 MW

2001年 7,952 MW

2006年 10,264 MW

となっている。

EGATは、増大するMEAの需要に対応すべく、短期および長期計画に基づいて、設備の増強計画を実施してきた。しかしながら、近年にいたりバンコク近郊の都市化にともない、変電所用地の確保及び送電線ルートの上地権の取得が困難になってきており、長期的な電力需給を見通すと、従来のベースでは、送変電設備の増強に支障を来しかねない状況にある。

このような状況のもと、EGATは首都圏基幹送電系統の500kVおよび230kV送変電設備について、一部MEAの230kV系統も含んだ電力系統の2011年までの長期増強計画の策定を緊急課題として取り上げることとなった。

このような観点から、1991年5月、タイ王国政府は、日本国政府に対してフィジビリティ調査を要請してきた。

これを受けて日本国政府は国際協力事業団（JICA）を通じ、1991年11月送変電増強計画の専門家を含む調査団を現地に派遣し、タイ王国政府の技術協力要請の背景調査、現地踏査、資料収集、今後の調査方針等について事前調査を実施した。

これに基づき日本国政府はタイ王国首都圏送変電設備増強計画について、フィジビリティ調査の実施を決定しこれをJICAに委託した。





## 1.2 調査の目的と範囲

### 1.2.1 調査の目的

この調査は、

- タイ国グレートバンコック地域における電力需要の伸びについての予測を行い、
- 2011年までの電力需要の伸びに対応する為、送電線および変電所設備の拡充についての最適計画を策定することを目的とするものである。

計画の策定にあたっては、

- 将来の電力供給可能性に対して影響を与える全ての要素（入手可能なデータに基づいた電力供給設備の現状を含む）
- 用地問題および技術的問題を含めた電力供給に対する制約条件
- および社会的反響に影響を及ぼし得る環境問題

について十分な注意を払い評価を行うこととする。

### 1.2.2 調査の範囲

本件はフィージビリティ調査であり、その対象地域はグレートバンコック地域およびセントラル地域から成るが、各々の定義は下記のとおりである。

#### グレートバンコック地域

230kVおよび500kVの送電線とこれらの送電線に関連した変電所（MEAの230kVの施設を含む）

#### セントラル地域

500kVの送電線とこれらの送電線に関連した変電所

### 1.2.3 調査項目

本件フィージビリティ調査は

- a) 既存資料、情報の収集及び検討
- b) 現地調査
- c) 電力事情調査



- d) 環境調査
- e) 最適電力系統計画の作成
- f) 基本設計
- g) 経済・財務分析
- h) 積算および建設工程

によって構成される。

### 1.3 調査団のタイ国における活動

1992年7月から1993年8月の期間、JICA調査団はタイ国において下記の活動を行った。

第一次：1992年7月1日～30日

インセプション・レポート（原案）に基づき調査の方法論および日程計画について説明、関係地域での現地調査、調査データの収集、およびインセプション・レポート（原案）についての討議

二次：1992年10月7日～21日

第1次現地調査の結果によるプレゼンテーションの実施。EGAT・電源開発計画(PDP)について打合せ、環境影響調査の経過報告及び経済評価に必要なデータ収集

第三次：1993年2月16日～3月2日

インテリム・レポートに基づいたプレゼンテーションの実施。電力系統計画・電力系統解析および新空港建設予定地による送電線のルート変更について討議した。

また、新変電所予定地の現地調査。

第四次：1993年6月20日～7月4日

各担当によるドラフト・ファイナル・レポートに基づいたプレゼンテーションの実施。経済評価・財務分析・建設工程および今後の調査について討議した。

また、技術移転項目および研修日程について打合せを行なった。



#### 1.4 JICA調査団

高岡 拓也	団長（総括）
大森 充広	系統計画
小池 正男	送電計画
副島 茂勝	変電計画
Vichien Virapanish	環 境
稲辺 晋人	系統解析
増尾 隆司	経 済
森下 英明	業務調整

#### 1.5 機材の供与

本件調査においてコンピューターによる系統解析を推進する為、下記の機材がJICAからEGATへ供与された。

Item	Q'ty	Unit	Type
Computer	1	set	ACER Frame 1000, 1750
Laser Printer	1	set	HP Laser Jet III
X-Y Plotter	1	set	Roland DXY-1300
Power Stabilizer	1	set	

#### 1.6 カウンターパートに対する技術の移転

今回の調査期間中EGATのカウンターパートに対する技術移転は下記のとおり日本にて行われた。

##### (1) 送変電計画

- a) カウンターパート : Mr. Kijja Sripatthamkura
- b) 日 程 : 1992年11月29日～12月23日 (25日間)

##### (2) 系統解析

- a) カウンターパート : Mr. Kittipon Chuangaroon
- b) 日 程 : 1993年7月13日～8月7日 (26日間)



## 第 2 章 電力需要想定

### 2.1 タイ王国の電力需要の現状と動向

タイ王国の電力需要は経済の好況と外国企業、工場などの進出ラッシュにより近年大幅な増加を示している。

Table 2-1 に過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の推移を示す。過去10年間のタイ国の発電電力および発電電力量の伸びは夫々年平均12.07%および12.74%である。また発電端負荷率は10年前は約0.7であったが、年平均減少率約0.4%で減少し、1989年に0.6677を示したが最近では約0.7に回復している。

タイ国発電公社 (EGAT) により電力の供給を受けている首都圏電力公社 (The Metropolitan Electricity Authority : MEA)、地方発電公社 (The Provincial Electricity Authority : PEA) およびその他の需要家の需要の動向を Table 2-2 に示す。

MEAは首都圏・NonthaburiおよびSamut Prakanへ電力を供給している配電公社であり、PEAはMEAの供給地域以外の地域へ電力を供給している配電公社である。

例えば、1992年の実績では3者の使用電力量の割合はMEA 45.2%、PEA 51.5%、その他需要家3.3%となっている。最大電力では3者の割合はMEA 43.2%、PEA 53.6%、その他直接需要家3.2%である。PEAの電力需要は地方都市や農、漁村を中心とした需要で殆ど占められており、特に点灯ピークでの電力需要が高く、負荷率が低いという特色がある。PEAの電力需要の負荷率は0.57~0.60程度とMEAの0.68程度に比してかなり低くなっている。

### 2.2 調査団による電力需要想定

電力需要の想定方法を Fig. 2-1 に示す。

調査団による電力需要想定の結果を Table 2-3、Table 2-4、Fig. 2-2、Fig. 2-3、Fig. 2-4 および Fig. 2-5 に示す。





Table 2-1 ENERGY AND POWER GENERATION IN THAILAND ( 1981 -1992 )

Fiscal Year	Energy				Power			
	Generation		Growth		Generation		Growth	
	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)	(MW)	(MW)	(%)	(%)
1981	15,960	1,206	8.2	2,589	171	7.1	70.4	
1982	16,882	922	5.8	2,838	249	9.6	67.9	
1983	19,066	2,184	12.9	3,204	366	12.9	67.9	
1984	21,066	2,000	10.5	3,547	343	10.7	67.8	
1985	23,357	2,290	10.9	3,878	331	9.3	68.8	
1986	24,780	1,423	6.1	4,181	303	7.8	67.7	
1987	28,193	3,414	13.8	4,734	553	13.2	68.0	
1988	31,997	3,804	13.5	5,444	710	15.0	67.1	
1989	36,457	4,460	13.9	6,233	789	14.5	66.8	
1990	43,189	6,732	18.5	7,094	861	13.8	69.5	
1991	49,225	6,036	14.0	8,045	951	13.4	69.8	
1992	56,006	6,781	13.8	8,877	832	10.3	72.0	
Average Growth								
1982 - 1986	-	1,764	9.2	-	318	10.1	-	
1987 - 1992	-	5,205	14.6	-	783	13.4	-	



Table 2-2 REQUIREMENT OF POWER AND ENERGY FROM EGAT BY UTILITIES

Fiscal Year	Power & Energy Generated by EGAT			Requirement by MEA			Requirement by PEA			Requirement by Direct Customers		
	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)	Power (MW)	Energy (GWh)	Load Factor (%)
1981	2,589	15,960	70.4	1,388	8,496	69.9	1,115	5,569	57.0	100	505	57.6
1982	2,838	16,882	67.9	1,499	8,719	66.4	1,264	6,190	55.9	102	494	55.3
1983	3,204	19,066	67.9	1,631	9,666	67.7	1,493	7,287	55.7	125	637	58.2
1984	3,547	21,066	67.8	1,776	10,498	67.5	1,675	8,174	55.7	129	710	62.8
1985	3,878	23,357	68.7	1,823	10,910	68.3	1,918	9,391	55.9	162	963	67.9
1986	4,181	24,780	67.7	1,983	11,391	65.6	2,078	10,190	56.0	170	1,037	69.6
1987	4,734	28,193	68.0	2,178	12,930	67.8	2,375	11,792	56.7	167	1,123	76.8
1988	5,444	31,997	67.1	2,432	14,564	68.4	2,745	13,737	57.1	175	1,192	77.8
1989	6,233	36,457	66.8	2,715	16,144	67.9	3,239	16,130	56.8	206	1,337	74.1
1990	7,094	43,189	69.5	3,124	18,623	68.1	3,737	19,318	59.0	214	1,428	76.2
1991	8,045	49,225	69.8	3,519	20,777	67.4	4,252	22,493	60.4	229	1,504	74.9
1992	8,877	56,006	72.0	3,993	22,946	65.6	4,956	26,132	60.2	295	1,693	65.6
Average Annual Growth Rate (%) (1983 - 1992)	12.1	12.7	-	10.3	10.2	-	14.7	15.5	-	11.2	13.1	-



Table 2-3 POWER DEMAND FORECAST IN TAILAND (1/2)

Year	Generating End				Sending End			
	Generated Energy (GWh)	kWh Station Losses (%)	Maximum Power (MW)	kW Station Losses (%)	Load Factor (%)	Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)
1980	14,753.73	4.00	2,417.40	3.60	69.7	14163.28	2,330.37	69.38
1981	15,959.97	3.84	2,588.70	3.45	70.4	15,347.68	2,499	70.1
1982	16,881.95	3.57	2,838.00	3.21	67.9	16,279.46	2,747	67.7
1983	19,066.30	3.45	3,204.30	3.11	67.9	18,408.30	3,105	67.7
1984	21,066.44	3.94	3,547.30	3.55	67.8	20,236.34	3,422	67.5
1985	23,356.57	4.38	3,878.40	3.94	68.7	22,333.76	3,726	68.4
1986	24,779.53	4.09	4,180.90	3.68	67.7	23,765.90	4,027	67.4
1987	28,193.16	4.22	4,733.90	3.80	68.0	27,003.86	4,554	67.7
1988	31,996.94	4.40	5,444.00	3.96	67.1	30,590.45	5,229	66.8
1989	36,457.09	4.20	6,232.70	3.78	66.8	34,924.84	5,997	66.5
1990	43,188.79	4.95	7,093.70	4.46	69.5	41,049.79	6,778	69.1
1991	49,225.03	4.83	8,045.00	4.35	69.8	46,845.11	7,695	69.5
1992	56,006.44	4.86	8,876.90	4.37	72.0	53,285.44	8,489	71.7
1993	61,919	4.92	10,103	4.43	70.0	58,874	9,656	69.6
1994	68,744	4.97	11,217	4.47	70.0	65,329	10,715	69.6
1995	75,860	5.00	12,359	4.50	70.1	72,067	11,803	69.7
1996	83,576	5.00	13,616	4.50	70.1	79,397	13,004	69.7
1997	91,271	5.00	14,849	4.50	70.2	86,707	14,181	69.8
1998	99,333	5.00	16,160	4.50	70.2	94,366	15,433	69.8
1999	108,047	5.00	17,553	4.50	70.3	102,645	16,763	69.9
2000	117,093	5.00	18,995	4.50	70.4	111,238	18,141	70.0
2001	126,883	5.00	20,584	4.50	70.4	120,539	19,657	70.0
2002	135,895	5.00	22,046	4.50	70.4	129,100	21,053	70.0
2003	145,508	5.00	23,605	4.50	70.4	138,232	22,543	70.0
2004	155,302	5.00	25,194	4.50	70.4	147,537	24,060	70.0
2005	165,292	5.00	26,815	4.50	70.4	157,028	25,608	70.0
2006	175,755	5.00	28,512	4.50	70.4	166,967	27,229	70.0
2007	186,437	5.00	30,245	4.50	70.4	177,115	28,884	70.0
2008	196,738	5.00	31,916	4.50	70.4	186,901	30,480	70.0
2009	206,872	5.00	33,560	4.50	70.4	196,528	32,050	70.0
2010	216,868	5.00	35,181	4.50	70.4	206,025	33,598	70.0
2011	226,672	5.00	36,772	4.50	70.4	215,339	35,117	70.0



Table 2-3 POWER DEMAND FORECAST IN THAILAND (2/2)

Transmission & Distribution Losses (GWh)	Transmission & Distribution Losses (%)	Energy Consumption		GDP in 1972 price		Elasticity of GWh per GDP	Energy Consumption per GDP (Wh/Baht)	Population (Thousand)	kWh per Capita		Year
		(GWh)	(%)	(M Baht)	(%)				(kWh)	(%)	
1,156.31	8.16	13006.97		299,472		0.44	43.43	46,961	277		1980
1,978.23	12.9	13,369.45	2.8	318,440	6.3	0.44	41.98	47,875	279	0.82	1981
1,461.30	9.0	14,818.16	10.8	331,379	4.1	2.67	44.72	48,847	303	8.63	1982
2,355.61	12.8	16,052.69	8.3	355,411	7.3	1.15	45.17	49,515	324	6.87	1983
2,693.92	13.0	17,602.42	9.7	380,739	7.1	1.35	46.23	50,583	348	7.34	1984
2,674.14	12.0	19,659.62	11.7	394,113	3.5	3.33	49.88	51,796	380	9.07	1985
2,710.65	11.4	21,055.25	7.1	411,813	4.5	1.58	51.13	52,969	398	4.73	1986
2,768.53	10.3	24,235.33	15.1	446,361	8.4	1.80	54.30	53,973	449	12.96	1987
3,025.65	9.9	27,564.80	13.7	495,378	11.0	1.25	55.64	54,961	502	11.69	1988
3,410.53	9.8	31,514.31	14.3	574,355	15.9	0.90	54.87	55,448	568	13.32	1989
3,964.75	9.7	37,085.03	17.7	633,395	10.3	1.72	58.55	56,340	658	15.81	1990
4,820.04	10.3	42,559.03	14.8	693,559	9.5	1.55	61.36	57,199	744	13.04	1991
5,681	10.7	47,604	11.9	756,806	9.1	1.30	62.9	58,041	820	10.2	1992
5,812	9.9	53,062	11.5	823,547	8.8	1.30	64.4	58,876	901	9.9	1993
6,385	9.8	58,945	11.1	893,781	8.5	1.30	65.9	59,693	987	9.6	1994
6,973	9.7	65,095	10.4	968,380	8.3	1.25	67.2	60,508	1076	8.9	1995
7,605	9.6	71,792	10.3	1,048,089	8.2	1.25	68.5	61,311	1171	8.8	1996
8,222	9.5	78,485	9.3	1,129,518	7.8	1.20	69.5	62,100	1264	7.9	1997
8,859	9.4	85,508	8.9	1,213,735	7.5	1.20	70.4	62,879	1360	7.6	1998
9,540	9.3	93,105	8.9	1,303,605	7.4	1.20	71.4	63,640	1463	7.6	1999
10,235	9.2	101,003	8.5	1,399,768	7.4	1.15	72.2	64,390	1569	7.2	2000
10,980	9.1	109,559	8.5	1,502,868	7.4	1.15	72.9	65,182	1681	7.2	2001
11,642	9.0	117,458	7.2	1,601,374	6.6	1.10	73.3	66,012	1779	5.9	2002
12,341	8.9	125,891	7.2	1,705,899	6.5	1.10	73.8	66,803	1885	5.9	2003
13,040	8.8	134,497	6.8	1,811,911	6.2	1.10	74.2	67,594	1990	5.6	2004
13,740	8.7	143,288	6.5	1,921,565	6.1	1.08	74.6	68,385	2095	5.3	2005
14,464	8.7	152,504	6.4	2,036,000	6.0	1.08	74.9	69,176	2205	5.2	2006
15,189	8.6	161,926	6.2								2007
15,868	8.5	171,033	5.6								2008
16,519	8.4	180,009	5.2								2009
17,144	8.3	188,881	4.9								2010
17,739	8.2	197,599	4.6								2011





Table 2-4 POWER DEMAND FORECAST FOR MEA, PEA & EGAT'S DIRECT CUSTOMERS

Year	EGAT			MEA			PEA			EGAT's Direct Customers		
	Generated Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)	Received Energy (GWh)	Maximum Power (MW)	Load Factor (%)
1980	14,754	2,417	69.7	8,286	1,392	68.0	4,966	974	58.2	446	86	58.2
1981	15,960	2,589	70.4	8,496	1,388	69.9	5,569	1,115	57.0	505	100	57.0
1982	16,882	2,838	67.9	8,719	1,499	66.4	6,190	1,264	55.9	494	102	55.9
1983	19,066	3,204	67.9	9,666	1,631	67.7	7,287	1,493	55.7	637	125	55.7
1984	21,066	3,547	67.8	10,498	1,776	67.5	8,174	1,675	55.7	710	129	55.7
1985	23,357	3,878	68.7	10,910	1,823	68.3	9,391	1,918	55.9	963	162	55.9
1986	24,780	4,181	67.7	11,391	1,983	65.6	10,190	2,078	56.0	1,037	170	56.0
1987	28,193	4,734	68.0	12,930	2,178	67.8	11,792	2,375	56.7	1,123	167	56.7
1988	31,997	5,444	67.1	14,564	2,432	68.4	13,737	2,745	57.1	1,192	175	57.1
1989	36,457	6,233	66.8	16,144	2,715	67.9	16,130	3,239	56.8	1,337	206	56.8
1990	43,189	7,094	69.5	18,623	3,124	68.1	19,318	3,737	59.0	1,428	214	59.0
1991	45,225	8,045	69.8	20,777	3,519	67.4	22,493	4,252	60.4	1,504	229	60.4
1992	56,006	8,877	72.0	22,946	3,993	65.6	26,132	4,956	60.2	1,693	295	60.2
1993	61,919	10,103	70.0	26,230	4,403	68.0	29,201	5,377	62.0	1,717	280	62.0
1994	68,744	11,217	70.0	28,849	4,843	68.0	32,820	5,854	64.0	1,820	297	64.0
1995	75,860	12,359	70.1	31,549	5,296	68.0	36,653	6,538	64.0	1,929	315	64.0
1996	83,576	13,616	70.1	34,460	5,785	68.0	40,872	7,290	64.0	2,045	333	64.0
1997	91,271	14,849	70.2	37,292	6,260	68.0	45,142	8,052	64.0	2,147	350	64.0
1998	98,333	16,160	70.2	40,214	6,751	68.0	49,661	8,858	64.0	2,254	368	64.0
1999	108,047	17,553	70.3	43,345	7,277	68.0	54,594	9,738	64.0	2,367	386	64.0
2000	117,093	18,995	70.4	46,560	7,816	68.0	59,769	10,500	65.0	2,485	405	65.0
2001	126,883	20,584	70.4	50,003	8,394	68.0	65,451	11,495	65.0	2,610	426	65.0
2002	135,895	22,046	70.4	53,041	8,904	68.0	70,746	12,425	65.0	2,714	443	65.0
2003	145,508	23,605	70.4	56,261	9,445	68.0	76,452	13,427	65.0	2,823	460	65.0
2004	155,302	25,194	70.4	59,484	9,986	68.0	82,328	14,459	65.0	2,936	479	65.0
2005	165,292	26,815	70.4	62,713	10,528	68.0	88,380	15,522	65.0	3,053	498	65.0
2006	175,755	28,512	70.4	66,051	11,088	68.0	94,765	16,643	65.0	3,175	518	65.0
2007	186,437	30,245	70.4	69,304	11,634	68.0	101,471	17,821	65.0	3,270	533	65.0
2008	196,738	31,916	70.4	72,396	12,153	68.0	107,975	18,963	65.0	3,368	549	65.0
2009	206,872	33,580	70.4	75,345	12,648	68.0	114,461	20,102	65.0	3,469	566	65.0
2010	216,868	35,181	70.4	78,161	13,121	68.0	120,942	21,240	65.0	3,574	583	65.0
2011	226,672	36,772	70.4	80,825	13,559	68.0	127,385	22,372	65.0	3,681	600	65.0

Fig. 2-1 Method of Predicting Future Power and Energy Demand

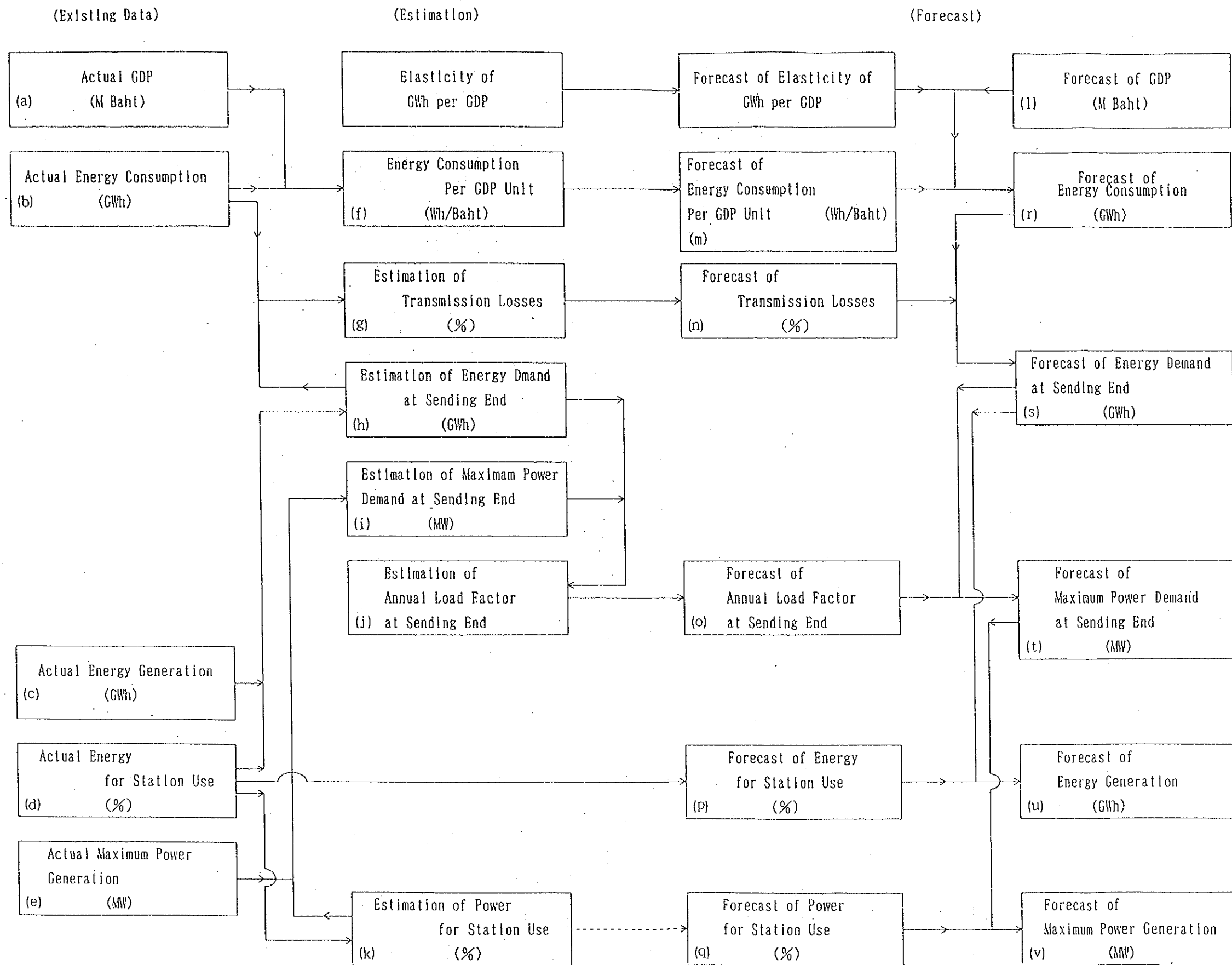




Fig. 2-2 Energy Demand at Generating End

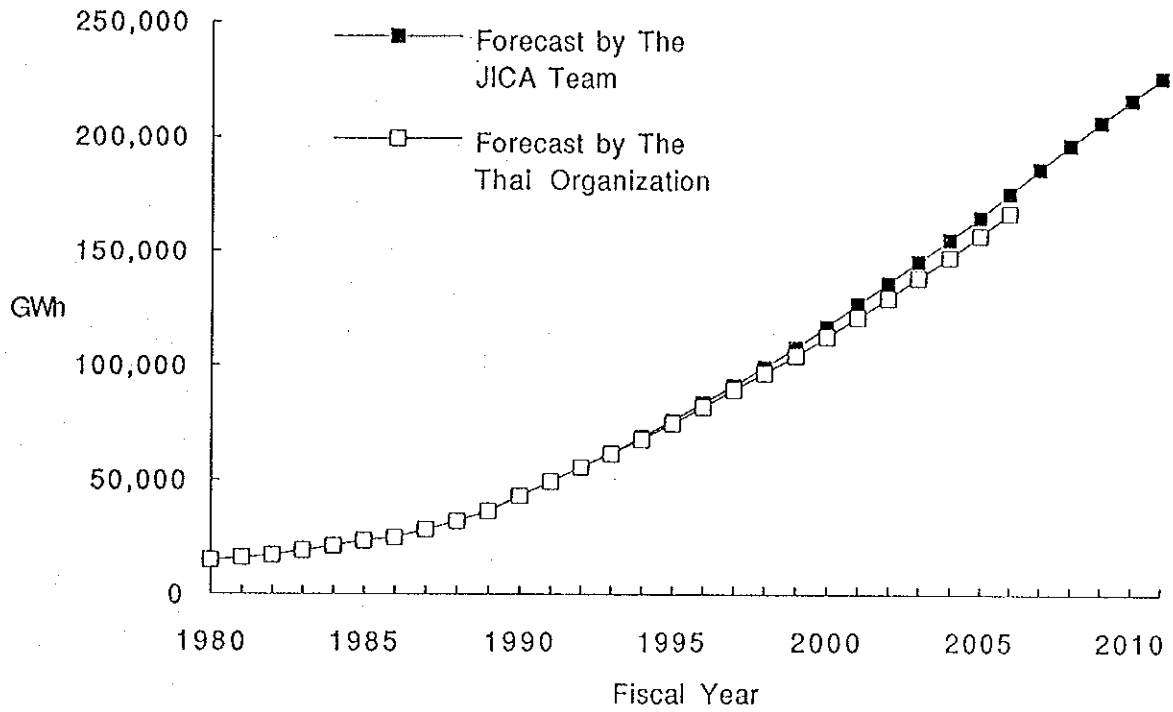


Fig. 2-3 Maximum Power Demand at Generating End

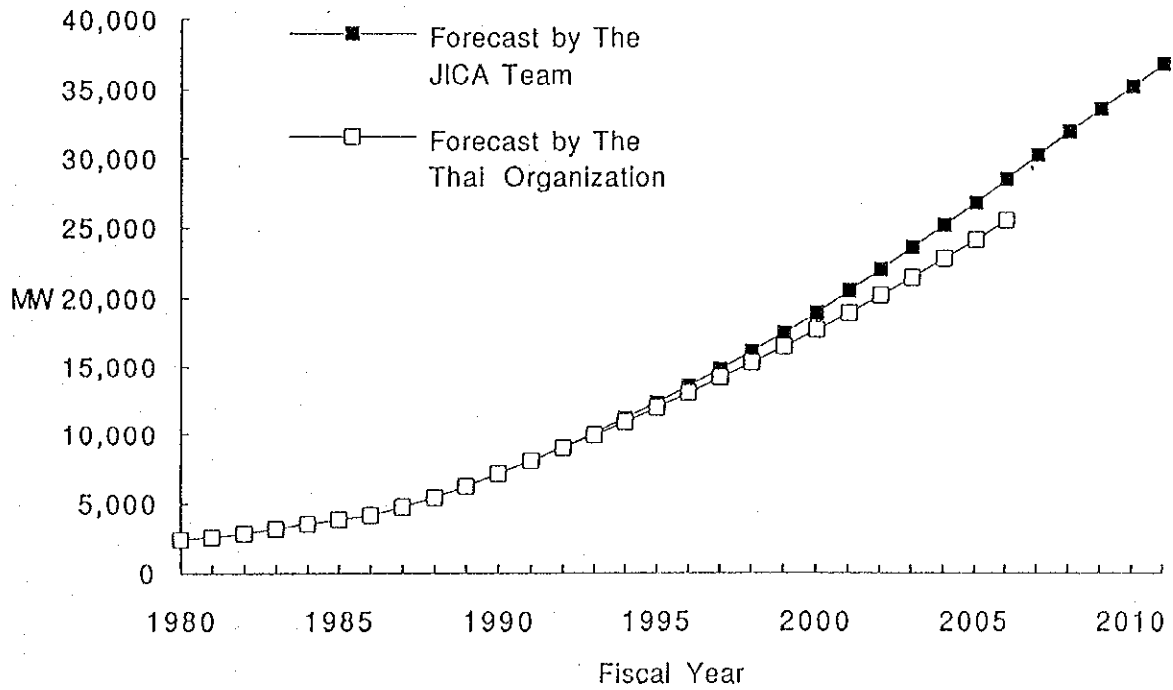




Fig. 2-4 Energy Demand by MEA

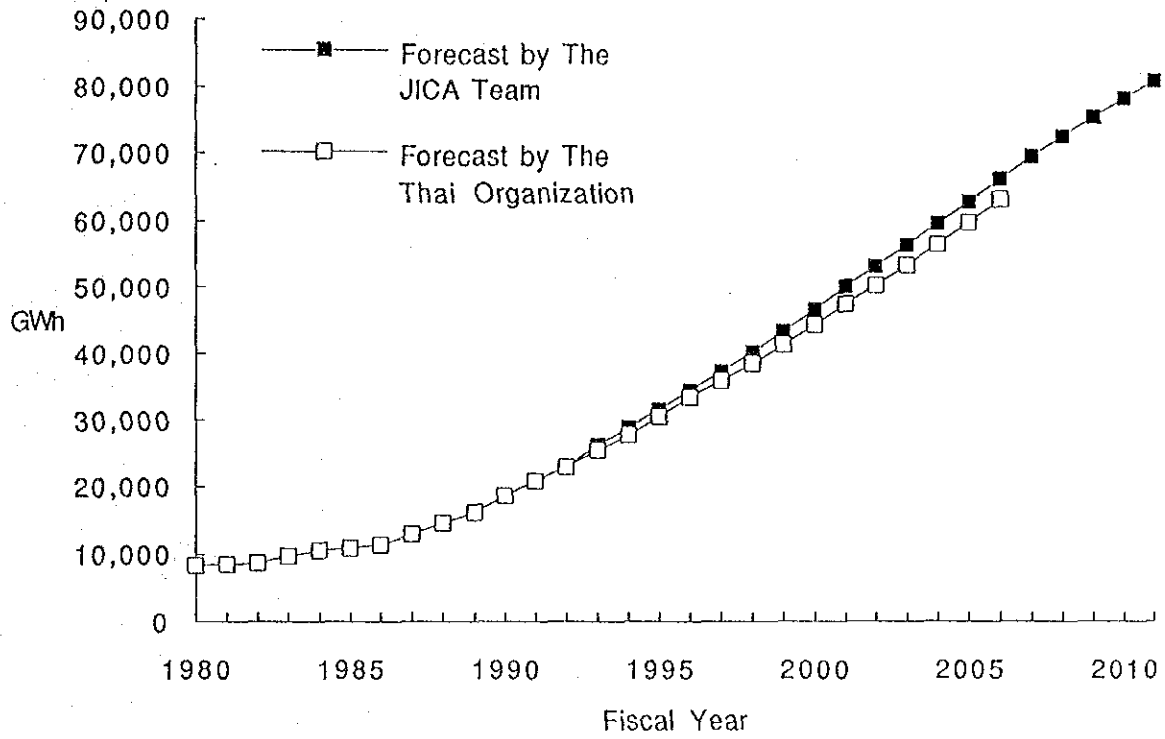
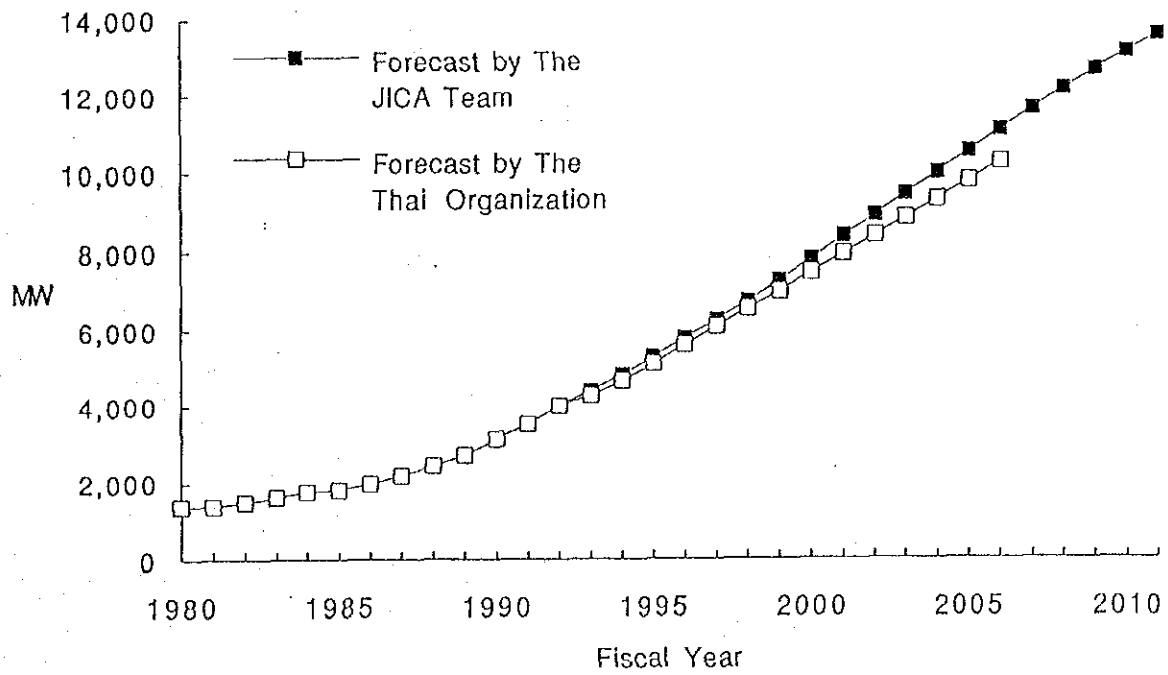


Fig. 2-5 Maximum Power Demand by MEA







### 第3章 グレーターバンコク地域の長期電力系統計画

#### 3.1 タイ王国の電力系統の現状

タイ王国の電力系統の概要を Fig. 3-1 に示す。電力系統を構成する送電線の電圧は500kV、230kV、115kV、および69kVである。また周波数は50Hzである。

タイ王国の電力系統は下記の4地域の系統に分割されるが、各系統は500kV、230kVあるいは115kVの送電線で相互に結合されている。

- 第一地域 首都圏およびその周辺地域
- 第二地域 東北部
- 第三地域 南部
- 第四地域 北部および中部

タイ王国の発電設備の容量は1992年9月現在で11,033MW（ディーゼル発電プラント28.6MWを除く）となっている。その内訳は水力2,429.2MW（22.0%）、石油/ガスおよびリグナイト焚火力5,506.5MW（49.9%）、コンバインドサイクル2,859.6MW（25.9%）、ガスタービン238.0MW（2.2%）である。

##### 3.1.1 各地域の電力供給力と電力需要

1992年9月現在の電源の地域的分布と各地域への電力供給の実情は次のようになっている。

- (1) 第一地域（Region 1）はSouth Bangkok発電所（1,330MW）やBang Pakong発電所（3,074.6MW）、Rayon発電所（1,130MW）などの大容量火力発電所あるいはコンバインドサイクル発電所、Srinagarind発電所（720MW）やKho Laem発電所（300MW）などの大容量貯水池式水力発電所があり、それらの設備容量の合計は6,973.3MW（全国の総発電設備容量の63.2%）である。

同地域は電力の大消費地であり、全国需要の約75%が同地域で消費される。

- (2) 第二地域（Region 2）にはChulabhorn発電所（40MW）やSirindhorn発電所（36MW）などの中規模水力発電所、Nam Phongコンバインドサイクル発電所（353MW）およ



びガスタービン発電所があり、それらの設備容量の合計は491.3MW（4.5%）である。これらの電源は主にピーク時間帯に稼動する調整用電源であり、ベース供給力は主として230kV送電線を通して第四地域から、また115kV送電線を通して第一地域から送られている。また、この地域で必要とする電力の一部は隣国ラオス人民民主共和国のNam Gum発電所（150MW）の余剰電力の購入によっても賄われている。電力需要については、全国の9～10%程度が同地域で消費されている。

- (3) 第三地域（Region 3）にはKhnom発電所（150MW）、Krabi発電所（34MW）、Suratani発電所（72MW）などの火力発電所、Rajjaprabha発電所（240MW）、Bang Lang発電所（72MW）などの水力発電所があり、Hat Yaiにあるガスタービンを含めて、それらの設備容量の合計は611.3MW（5.5%）である。

ベース負荷に対する供給力としてKhanomやKrabiの火力発電所および最近完成したSecond Central-Southern Tie Line（230kV）による第一地域からの融通がある。また隣国マレーシアとの間に115kV/132kV Power System Interconnectionがあり電力の相互融通が行われている。

同地域で消費される電力は全国需要の6～7%である。

- (4) 第四地域は出力2,025MW（1992年9月現在）のMae Mho火力発電所およびBhumibol発電所（535MW）、Sirikit（375MW）などの大容量水力発電所を有し、それらの設備出力の合計は3,070MWである。これは全国の総発電設備容量の約28%を占めるものである。同地域で消費される電力は全国需要の8～9%である。

### 3.1.2 地域間の電力送電

第一地域は全国の電力需要の約75%を占める。バンコク及びその周辺都市がこの地域の主たる電力の消費地である。当地域にはかなりの電力供給力があるが、地域の全需要を充たすには十分ではない。

Table 3-1 はEGATの電源開発計画 PDP92-01(1) に基づいて将来のタイ国の電力供給力を想定したものである。近い将来の電源の開発地点は第四地域の北部に位置するMae Moh地方及び第一地域の東部臨海地帯に集中している。



JICA調査団は2006年における地域間の電力送電を予測したが、その例を Fig. 3-2 に示す。

### 3.2 将来のグレートバンコク地域の送電系統へのアプローチ

#### 3.2.1 グレートバンコク地域の送電系統の現状

グレートバンコク地域には、現在、North Bangkok (237.5MW) と South Bangkok (1,330MW) の2つの火力発電所がある。これらは、3つのループを構成して首都圏を囲んでいる230kV送電網に接続している。当地域で使用される電力はこれら2つの発電所と230kVの環状送電線とから供給される。

この230kVの環状送電線にはBang Pakong (3,074.6MW)、Srinagarind (720MW)、Kao Laem (300MW) など第1地域にある他の発電所の発電電力も230kV送電線によって送られてきている。更に当地域には、Mae Moh (2,025MW)、Bhumibol (535MW)、Sirikit (375MW) など第3地域の発電所の発電電力も500kV及び230kV送電線により送られている。

Sai Noi, North Bangkok, Bang Kapi, Bangkok Noi, South Bangkok, Bang Phli, Rangsitなどグレートバンコク地域の230kV送電系統につながる変電所は、上記の発電所の発生電力を集め、他の変電所に送電するという、当地域内への送配電のための非常に重要な役割を担っている。

これらの変電所や230kV送電線で構成される現在の送電系統は、今のところ、その機能を果たすことができる。また、将来数年間は既設送電線への複導体の使用や既設変電所の変圧器バンクの増設などの容量増加対策を講じることにより、機能は維持できらるであろうと思われる。

#### 3.2.2 計画地域の電力需要

グレートバンコク地域の大部分を占めるMEAのサービス地域について、想定されている将来の最大電力需要は下記の通りである。



年 度	最大電力需要 (MW)
1992	3,993 (実績)
1997	6,089 (タイ国機関による想定)
2001	7,952 (タイ国機関による想定)
2006	10,264 (タイ国機関による想定)
2011	13,569 (JICA調査団による想定)

計画地域の電力需要の高い伸びは変電所及び送電線の新設を必要としているが、近年はそのための変電所用地や送電線ルート of 取得が非常に困難になっている。

更に、幾つかの変電所では、近い将来、故障電流が遮断器の遮断容量を超過するという問題がある。

### 3.2.3 電力系統に要求される事項

電力系統は、電力の発生、需要地への送電、需要家への配電を行うために適正な状態に保たなければならない。それ故、電力需要が増加し続ける限り、電力系統も十分な設備容量を確保しながら成長していく必要がある。

### 3.2.4 送電系統拡大計画へのアプローチ

グレートバンコク地域の送電系統の計画は、タイ国機関ならびにJICA調査団による電力需要想定と、BGATの電源開発計画に基づいて立案された。

Fig. 3-3 に将来の送電系統の計画手順を示す。送電系統の計画にとられたアプローチは、先ず現在の系統から、遠い将来例えば20年程度先を展望していくものである。

グレートバンコク地域の送電系統の計画には、当地域の設備設置条件、対処すべき問題点や要求項目、系統計画の基準など次節以降で述べる重要な事項が考慮されている。

送電線や変電所の基本的な設計は1997年、2001年、2006年および2011年について行われている。

送電系統の拡大および強化の必要性を質すために、電力潮流解析、短絡電流計算、安定度解析を全国的な系統について行っている。





### 3.3 送電系統計画のための基準

電力系統の設備は、通常の使用状態のほか過渡的に生じると考えられる種々の事象にも対応できるように計画されなければならない。このような事象とそれによって生じる結果が系統計画の基準として採用される。

今回の送電系統計画に用いた基準は以下のとおりである。

- (1) 電圧変動は、通常状態で公称電圧の98%~105%、異常状態で92%~108%とする。
- (2) 先進国で広く使用されている単一故障 (n-1) 基準を採用する。すなわち送電線の1回線あるいは変圧器1バンクが故障停止する場合、負荷脱落や残留設備に過度の過負荷を生じてはならない。
- (3) 発電機および送電線に3相地落事故が生じた場合、電力系統は正常な故障除去および再閉路不実施の条件で安定でなければならない。

故障除去時間は次のとおりとする。

500kV 4 サイクル

230kV 5 サイクル

- (4) 500kV系、230kV系ともに母線の短絡電流は50kA以下とする。

### 3.4 要求事項とそれへの対策

グレーターバンコク地域の電力需要は今後10年以内に2倍以上になると予想される。このような急速な需要の増加とそれに伴う重潮流とにより、既設の送電系統は近い将来、供述した要件を満たすことができなくなると思われる。

従って電力供給能力の増大、系統信頼度の維持のために電力系統の増強を早急に実施し、系統電圧の改善、送電損失の減少等を計る必要がある。

しかしながら、BGATは供給力の増大に必要な変電所の新設用地や送電線新設ルートの獲得が非常に難しいという問題のほかに、既設230kV送電系統には母線の故障電流が過大であるとか、送電線が重潮流であるといった技術的問題にも直面している。

このような問題に対して下記の対策が考えられる。



(1) 送電容量の増大対策

都市部に上位の電圧、例えば500kV、の送電システムを導入する。すなわち計画地域に500kVの変電所や送電線を建設する。大容量の設備を採用する。

(2) 設備スペースの確保対策

大容量の電力設備例えば500kV設備のための用地や新設ルートを取得が非常に難しい場合は、既設の230kV送電線や変電所の建て替えを検討する。

既設送電線ルート上に変電所の建設を検討する。GIS機器を採用した小スペースの変電所（コンパクト変電所）、地下式変電所、あるいはビル型変電所の建設を検討する。またスペースの有効活用のため、現在設備より大容量の機器を採用する。

(3) 短絡電流増大対策

故障電流が定格遮断電流を越えると予想される変電所の遮断器については上位の定格のもの例えば50kA遮断器に取り替える。

変電所の母線分離、或いは既設送電線の接続変更や切り離しなど運用面で対処する。上位の電圧レベル（500kV）の導入を検討する。

高インピーダンス変圧器や限流リアクトルの採用も考えられる。

### 3.5 超長期送電系統計画の主要点

#### 3.5.1 500kV系統の拡大

JICA調査団がグレーターバンコク地域の長期送電計画を立てるに際して特に留意したことは以下の点である。

- (1) 特に都市中央部への電力供給力を増加すること。
- (2) 特に既設230kV環状線内部では、送電システムの増強のための新ルートの開発が極めて難しいか不可能であり、既設の送電線ルートのみを利用した系統増強を考えなければならないこと。
- (3) 出来るだけ連系メリットを損なわずに故障電流を50kA以下に抑制すること。



### 3.5.2 超長期送電系統計画案の主要点

超長期送電系統計画案の主要点は下記の通りである。

#### (1) Bangkok Noi変電所への500kV系統の導入

グレートバンコク地域の西側からの供給力を増加するため、Bangkok Noi変電所に500kVを導入することとする。

そのための500kV送電線の建設については、ルートの新設が殆ど不可能と思われるので、既設のSai Noi-Bangkok Noi間の230kV送電線を500kV送電線に建て替えることとする。電線には、ACSR 1,272MCM×4を使用する。

この500kV送電線が完成するとグレートバンコク地域の500kV系統はNong Chok, Wang Noi, Sai Noi, Bangkok Noiの各変電所を連結することになる。

#### (2) North Bangkok変電所への500kV系統の導入

North Bangkok, Lat Phrao, Ratchada Phisekなどの変電所から電力の供給を受けている地域への供給力を増すため、North Bangkok変電所へ500kV系統を導入する。

500kVの2回線送電線を既設のSai Noi-Rangsit間の230kV送電線およびRangsit-North Bangkok間の230kV送電線のルート上に建設する。Rangsit変電所には500kV機器を設置するに十分なスペースがないため、500kV送電線は同変電所に引き込まず、Sai NoiとNorth Bangkokを直接結ぶこととする。

Rangsit-North Bangkok間の送電線支持物は500kV 2回線と230kV 2回線の4回線を設備するものとする。この230kV 2回線はRangsitとNorth BangkokをChaeng WatthanaおよびA変電所経由でむすぶものである。ただし、Rangsit~Chaeng Watthana間で、Don Muang空港付近では構造物の高さ制限（45m未満）のために、230kV送電線には地下ケーブルを使用する必要がある。

架空送電線の電線は500kV、230kV共にACSR 1,272MCM×4とする。

230kV送電線の地下ケーブル区間には架橋ポリエチレンケーブルを用いることとする。

初期の設備には回線当り600MW程度の容量のものを採用し、Chaeng Watthana変電所の負荷増に応じて増設を計ることとする。

Bangkok NoiとNorth Bangkok間の、既設230kV 1回線送電線は系統信頼度と系



統運用の柔軟性の観点から500kV送電線に建て替えることが望ましい。

North Bangkok変電所と2010年頃に設置されるF変電所（TALINGCHAN）との間は500kV 2回線と230kV 2回線とが並列設置されるものとする。

### (3) A変電所の設置

Rangsit-North Bangkok送電線からLat Phrao向け230kV送電線が1パイ分岐している地点にA変電所を設置し、同変電所とChaeng Wattana, North Bangkok, Lat Phraoを連系する。これにより回線間の潮流バランスが図られ、特にChaeng Wattana, Lat Phraoへの送電可能電力が増加する。

またA変電所の設置により将来都心部に設置する変電所へ送電する送電線ルートが開発が容易になる。

### (4) Nong Chok-On Nuch送電線の増強

Nong Chok変電所の供給力を増加するために、Nong Chok-On Nuch間の送電線は4回線に増強する。使用電線はACSR 1,272MCM×2とする。

### (5) C変電所の設置とBang Pakong-Nong Chok送電線およびBang Pakong-On Nuch送電線の増強

上記のNong Chok-On Nuch送電線の増強に加えて、Bang Pakong-Nong Chok送電線とBang Pakong-On Nuch送電線の交叉する地点にC変電所を設置し、CとNong Chok間ならびにCとOn Nuch間の送電線を増強する。これによりOn Nuch, Bang Kapi, Chidlomおよび将来設置する予定のH, B等、バンコク東部の変電所への供給力ならびに供給信頼度を高めることが可能となる。

Bang Pakong-Nong Chok間の230kV送電線の一つ（2回線）は、Nong ChokとCの間で4回線送電線に建て替える。

Bang Pakong-Nong Chok間のもう一方の230kV送電線は、Nong ChokとCの間で500kV送電線に建て替えて、C変電所に引き込むこととする。





Bang Pakong-On Nuch間の既設230kV送電線もC変電所に引き込み、上記500kV送電線とともに、Nong ChokからC変電所経由でOn Nuchへ供給するルートを形成する。C変電所への500kVの導入は2010年頃になるであろう。

On Nuch-C変電所間の230kV送電線は導体ACSR 1,272MCM×2を用いて、4回線に建て替えるものとする。現在この送電線のルートは新設計画のある国際空港に隣接しているため、空港付近の建造物の高さ規制が及ぶ地域を避けて、送電線ルートを変更する必要があるであろう。あるいは空港付近の部分に地中ケーブルを使用する必要があるかも知れない。この場合、地中ケーブルには架橋ポリエチレンケーブルを使用する。

初期設備は回線当り660MW程度のもので採用し、送電線の負荷潮流の増加に応じて追加ケーブルの設置を行うこととする。

#### (6) Rangsit地域及びその近郊への電力供給

Rangsit地域への供給力を増すため、もう一箇所、例えばRangsit 2変電所の設置が必要になるであろう。新変電所の設置については115kV、69kV送電システムに関する検討も必要になるであろう。

Wang Noi-Rangsit間の送電線は導体ACSR 1,272MCM×2を用いて4回線とする。この送電線とNong Chok-Rangsit間の230kV送電線とにより、高信頼度の電力供給が保証される。

#### (7) 人口稠密地域における変電所の設置

人口稠密地域への供給力を増すため230kV変電所G, H, J, 及びFを設置する。これらの変電所の2次側送電システム115kVまたは69kVへ電力を供給する変圧器バンクは最終容量を300MVA×3バンクまたは300MVA×4バンクとする。

これらの変電所への電力供給はA, Bang Kapi, South Thonburi, Bangkok Noiなどの重要変電所より230kVの地中ケーブルで行われる。

送電方法にはユニットシステムを採用する。

人口稠密地域に設置する変電所の230kV送電線側には遮断器及び母線を省略して、単純でコンパクトな設計とする。



230kVケーブルの容量は変圧器バンクの容量と調和のとれたものとする。

- (8) Ban Pong 2 - Sai Noi間 230kV送電線の500kV 2回線送電線への建て替え  
西部臨海地帯と南部臨海地帯に設置する発電所からSai Noi変電所へ送電するために500kVの送電系統が構築されるであろう。500kV送電線の建設には、Ban Pong 2 - Sai Noi間の既設230kV送電線のルートが利用されるべきである。既設230kV送電線の500kV送電線への建て替えはSai Noi変電所の230kV母線の故障電流を抑制する効果がある。

- (9) Bangkok Noi - Sam Phran 1 - South Thonburi 230kV 送電線の増強

Sam Phran, Samut Sakhonなどグレーターバンコク地域の西方に位置する地方の電力需要が増加すると、上記の送電線は重負荷になるので、2000年代半ばには増強する必要がある。

Bangkok Noi - Sam Phran 1 および South Thonburi を結ぶ230kV送電線一回線は夫々二回線に増強する。

電線はACSR 1, 272MCM×4 を使用する。

Sam Phran 1 変電所から Bangkok Noi - South Thonburi 230kV 送電線の1パイ分岐点までの230kV送電線（二回線）は同一ルートを使用した四回線送電線に建て替える。

Bangkok NoiとSouth Thonburiを直接結ぶ230kV送電線は現在の二回線から一回線になる。

### 3.5.3 超長期電力系統の検討結果

グレーターバンコク地域の2011年送電系統の検討のため、JICA調査団は電源と送電線に関連して、いくつかのケースを想定した。

Fig. 3-4 ならびに Fig. 3-5 に、超長期電力系統の調査結果として得られた代表的な電力潮流図を示す。



Case 1 では電源は主として西部および南部臨海地帯に開発されるものとしたが、Case 2 では東部臨海地帯と西部臨海地帯にはほぼ同規模の開発があるものとした。どちらのケースでも電源からグレートバンコク地域へ電力を送るのに必要な500kV送電線のルート数は多い。

Table 3-2 はグレートバンコク地域の各変電所の230kV母線の故障電流の調査結果である。

Fig. 3-6 に示す送電系統は将来開発の電源配置如何にかかわらず、電力供給、信頼度、故障電流などの将来の要求条件に対応可能である。Table 3-3 ならびにTable 3-4 はグレートバンコク地域の2011年系統を形成するために設置あるいは増強されるべき送電線と変電所を示すものである。

グレートバンコク地域の現在ならびに遠年度の送電系統をFig. 3-7 に示す。



Table 3-1 POWER DEVELOPMENT PLAN AND TRANSITION OF POWER SUPPLY CAPABILITY OF THAILAND

Fiscal Year	Developed Power Plant	Fuel, Type	Rated Capacity (MW)	As per EGAT's power development plan, PDP 92-01(1)					Peak Generation (MW)
				Accumulated Installed Capacity					
				Whole Country (MW)	Region1 (MW)	Region2 (MW)	Region3 (MW)	Region4 (MW)	
1991	Existing			9,610.3	5,550.3	378.3	611.3	3,070.4	8,045
1992	Rayong cc Block 1(ST) Unit 1	Gas	102	9,712.3	5,652.3				
	Bang Pakong Unit 3	Oil/Gas	600	10,312.3	6,252.3				
	Bang Pakong cc Block 3 (ST) Unit 1	Gas	99	10,411.3	6,351.3				
	Rayong cc Block 2 (ST) Unit 1	Gas	102	10,513.3	6,453.3				
	Bang Pakong cc Block 4 (ST) Unit 1	Gas	99	10,612.3	6,552.3				
	Rayong cc Block 3 (ST) Unit 1	Gas	102	10,714.3	6,654.3				
	Nam Phong cc Block1(ST) Unit 1	Gas	113	10,827.3		491.3			
	Rayong cc Block 4 (GT) Unit 1-2	Gas	206	11,033.3	6,860.3				9,000
1993	Bang Pakong Unit 4	Oil/Gas	600	11,633.3	7,460.3				
	Nam Phong cc Block2 (GT) Unit 1-2	Gas	242	11,875.3		733.3			
	South Bangkok cc Block1(GT) Unit 1-2	Gas	220	12,095.3	7,680.3				
	Rayong cc Block 4 (ST) Unit 1	Gas	102	12,197.3	7,782.3				9,924
1994	R2 Gas Turbine Retired	Gas	-28	12,169.3		705.3			
	Khanom cc Block 1(GT) Unit 1-4	Gas	448	12,617.3			1,059.3		
	Nam Phong cc Block2 (ST) Unit 1	Gas	113	12,730.3		818.3			
	Pak Mun Unit 1-2	Hydro	60	12,798.3		886.3			
	South Bangkok cc Block1(ST) Unit 1	Gas	115	12,913.3	7,897.3				
	Khanom cc Block 1(ST) Unit 1	Gas	226	13,139.3			1,285.3		10,892
1995	Pak Mun Unit 3-4	Hydro	68	13,207.3		954.3			
	Sirikit Unit 4	Hydro	125	13,332.3				3,195.4	
	South Bangkok cc Block1(GT) Unit 1-2	Gas	400	13,732.3	8,297.3				
	Mae Moh Unit 12	Lignite	300	14,032.3				3,495.4	11,946
1996	R3 Gas Turbine Retired	Gas	-70	13,962.3			1,215.3		
	Krabi Retired	Lignite	-34	13,928.3			1,181.3		
	Mae Moh Unit 13	Lignite	300	14,228.3				3,795.4	
	Bhumbol Unit 8	Hydro	175	14,403.3				3,970.4	
	Wang Noi Gas Turbine	Oil/Gas	600	15,003.3	8,897.3				13,075
1997	Mae Kham FBC Unit 1	Lignite	150	15,153.3				4,120.4	
	Kaeng Krung Unit 1-2	Hydro	80	15,233.3			1,261.3		
	Lower Central cc Block1	Gas	600	15,833.3	9,497.3				
	South Bangkok cc Block2(ST) Unit 1	Gas	200	16,033.3	9,697.3				
	Mae Kham FBC Unit 2	Lignite	150	16,183.3				4,270.4	
	Lower Central cc Block2	Gas	600	16,783.3	10,297.3				14,205
1998	Lam Takhong Unit 1-2	Hydro	500	17,283.3		1,454.3			
	Lower Central cc Block3	Gas	600	17,883.3	10,897.3				15,354
1999	Ao Phai Unit 1	Oil/Coal	700	18,583.3	11,597.3				
	Surat Thani Unit1 Retired	Oil	-30	18,553.3			1,231.3		
	Mae Lama Luang Unit 1-2	Hydro	160	18,713.3				4,430.4	
	Ao Phai Unit 2	Oil/Coal	700	19,413.3	12,297.3				16,531
2000	Ao Phai Unit 3	Oil/Coal	700	20,113.3	12,997.3				
	New Thermal Unit 1	Oil/Coal	1000	21,113.3	13,997.3				17,765
2001	Region 3 cc Block1	Gas	300	21,413.3			1,531.3		
	Mae Taeng Unit 1-2	Hydro	26	21,439.3				4,456.4	
	New Thermal Unit 2	Oil/Coal	1000	22,439.3	14,997.3				19,000
2002	Lampang Unit 1	Lignite	300	22,739.3				4,756.4	
	Lam Takhong Unit 3-4	Hydro	500	23,239.3		1,954.3			
	Lampang Unit 2	Lignite	300	23,539.3				5,056.4	
	Lampang Unit 3	Lignite	300	23,839.3				5,356.4	20,219
2003	Bang Pakong cc Block 1 Retired	Gas	-380.3	23,459.0	14,617.0				
	Lan Krabu Gas Turbine Retired	Gas	-140	23,319.0				5,216.4	
	Lampang Unit 4	Lignite	300	23,619.0				5,516.4	
	Region 3 cc Block2	Gas	300	23,919.0			1,831.3		
	New Thermal Unit 3	Oil/Coal	1000	24,919.0	15,617.0				
	Lampang Unit 5	Lignite	300	25,219.0				5,816.4	
	Nam Khek Pumped-Storage Unit 1-2	Hydro	300	25,519.0				6,116.4	
	Lampang Unit 6	Lignite	300	25,819.0				6,416.4	21,482
2004	North Bangkok Unit 1-3 Retired	Oil	-237.5	25,581.5	15,379.5				
	Bang Pakong cc Block 2 Retired	Gas	-380.3	25,201.2	14,999.2				
	Mae Moh Unit 1-2 Retired	Lignite	-150	25,051.2				6,266.4	
	New Thermal Unit 4	Oil/Coal	1000	26,051.2	15,999.2				
	New Thermal Unit 5	Oil/Coal	1000	27,051.2	16,999.2				22,795
2005	New Thermal Unit 6	Oil/Coal	1000	28,051.2	17,999.2				
	Lampang Unit 7	Lignite	300	28,351.2				6,566.4	
	Lampang Unit 8	Lignite	300	28,651.2				6,866.4	24,150
2006	Nuclear Unit 1	Nuclear	1000	29,651.2			2,831.3		
	Nuclear Unit 2	Nuclear	1000	30,651.2			3,831.3		25,515
Total Installed Capacity As Of 2006					17,999.2	1,954.3	3,831.3	6,866.4	





Table 3-2 COMPARISON OF THREE-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS OF THE 2011 YEAR SYSTEMS REGARDING POWER PLANT CONFIGURATION

230kV bus	Case 1	Case 2
	kA	kA
SAI NOI	24.9	25.4
WANG NOI	44.9	47.2
BANGKOK NOI	44.6	44.3
NONG CHOK (bus A)	44.7	48.8
NONG CHOK (bus B)	22.8	23.3
NORTH BANGKOK	30.1	30.6
C	40.5	42.9
A	26.9	27.2
RANGSIT	26.6	27.3
LAT PHRAO	25.2	25.6
RATCHADA PHISEK	29.3	30.7
BANG KAPI	36.6	38.9
ON NUCH	41.7	44.6
BANG PHLI	32.0	33.6
SOUTH TONBURI	37.9	37.8
SOUTH BANGKOK	35.2	35.1

Note The 230 kV system is split at CHAENG WATTANA, RATCHADA PHISEK, KHLONG MAI, BANG PHLI and NONG CHOK as shown on Fig.s 5-9 and 5-10.

Case 1 : Power sources are developed mainly in the western seaboard and southern seaboard areas.

Case 2 : Power sources are developed in the eastern seaboard and western seaboard areas almost equally.



Table 3-3 REINFORCEMENT OF TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA

No.	Transmission lines		1992 year system			2011 year system			Remarks	
	From	To	Length (km)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor n x MCM	Length (km)	Voltage (kV)		No. of Circuits
29	WANG NOI	NONG CHOK	-	-	-	-	64	500	2	4 x 795
28	SAI NOI	WANG NOI	-	-	-	-	56	500	2	4 x 795
26	BANG PHLI	BANG PAKONG	44.1	230	2	2 x 1272	-	-	-	-
26	D (BANG BOR)	BANG PAKONG	-	-	-	-	17.5	230	2	2 x 1272
22	ON NUCH	BANG PHU	10.5	230	2	1 x 1272	10.5	230	2	2 x 1272
15	ON NUCH	BANG KAPI	10	230	2	2 x 1272	10	230	4	2 x 1272
15	ON NUCH	BANG KAPI	10	230	2	2 x 1272	5	230	2	2 x 1272
15	B (PATANAKARIN)	BANG KAPI	-	-	-	-	-	-	-	-
15	LAT PHRAO	BANG KAPI	10.4	230	2	2 x 1272	-	-	-	-
15	LAT PHRAO	RATCHADA PHESEK	-	-	-	-	4.5	230	2	2 x 1272
15	RATCHADA PHESEK	BANG KAPI	-	-	-	-	6.5	230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK	BANG PHU	15.9	230	2	2 x 1272	11.5	230	2	2 x 1272
27	E (TEPARAK)	BANG PHU	-	-	-	-	5.5	230	2	2 x 1272
23,24	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	42.3	230	2	2 x 1272	43	230	2	2 x 1272
23,25	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	-	-	-	-	5.5	230	2	2 x 1272
18	NONG CHOK	KHLONG MAI	34.3	230	2	2 x 1272	-	-	-	-
18,20,21	ON - NUCH	KHLONG MAI	-	-	-	-	19	500	2	4 x 1272
18,20,21	ON - NUCH	BANG PAKONG 2	56	230	2	2 x 1272	15.5	230	2	2 x 1272
13	KHLONG MAI	BANG PAKONG	8	230	2	2 x 1272	8	230	2	2 x 1272
5	SAI NOI	RANGSIT	24.5	230	2	2 x 1272	-	-	-	-
6	RANGSIT	NORTH BANGKOK	19.4	230	1	1 x 1272	-	-	-	-
7	RANGSIT	LAT PHRAO	17.7	230	1	1 x 1272	-	-	-	-
9,13,5,6	NORTH BANGKOK	LAT PHRAO	7	230	1	1 x 1272	-	-	-	-
13	SAI NOI	NORTH BANGKOK	-	-	-	-	4.4	500	2	4 x 1272
13	RANGSIT	CHAENG WATTANA	-	-	-	-	10	230	2	4 x 1272/cable
5	CHAENG WATTANA	A	-	-	-	-	7.1	230	2	4 x 1272
6	A	NORTH BANGKOK	-	-	-	-	4.4	230	2	4 x 1272
7	A	LAT PHRAO	-	-	-	-	2.7	230	2	4 x 1272
14	NONG CHOK	ON - NUCH	16.8	230	2	2 x 1272	16.8	230	4	2 x 1272
26	BANGKONG	SAI NOI	53.6	230	2	2 x 1272	53.6	500	2	4 x 1272
2	SAI NOI	BANGKOK NOI	29.6	230	2	2 x 1272	29.6	500	2	4 x 1272
1,4	BANGKOK NOI	NORTH BANGKOK	18.4	230	1	1 x 1272	18.4	500	2	4 x 1272
12	NORTH BANGKOK	F (TALINGCHAI)	-	-	-	-	8.2	230	2	2 x 1272
12	WANG NOI	RANGSIT/RANGSIT 2	-	-	-	-	50	230	4	2 x 1272
12	RANGSIT	RANGSIT 2	-	-	-	-	4	230	2	2 x 1272
8,9	BANGKOK NOI	SAM PHRAN 1	12	230	1	2 x 1272	12	230	2	4 x 1272
9,10	SAM PHRAN 1	SOUTH THONBURI	19.8	230	1	2 x 1272	19.8	230	2	4 x 1272
11	BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	230	2	1 x 1272	8.1	230	1	4 x 1272
11	A	G (SANAMPAO)	-	-	-	-	9	230	6	Cable
11	SOUTH THONBURI	I (THANONTOK)	-	-	-	-	10	230	4	Cable
11	BANGKOK NOI	J (THONBURI)	-	-	-	-	11	230	3	Cable
11	BANG KAPI	H (KLONG TOE V)	-	-	-	-	8	230	6	Cable



Table 3-4 CONSTRUCTION PLAN OF SUBSTATIONS FOR POWER SYSTEM REINFORCEMENT IN THE GREATER BANGKOK AREA

Substation	1992 year system				2011 year system				Ind. peak load (MVA)
	Line equipment		Transformer		Line equipment		Transformer		
	Voltage (kV)	No. of Circuits	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	
NONG CHOK	500	1	500/230	2x600	760	8	500/230	2x600 + 2x750	2270
	230	2	230/121	1 x 200	200	10	230/115	3x300	720
WANG NOI	-	-	-	-	-	12	500/230	4 x 750	2580
	-	-	-	-	-	4	230	-	-
SAI NOI	-	-	-	-	-	14 - 16	500/230	4 x 750	2580
	230	-	-	-	-	2	230/115	4 x 200	690
BANGKOK NOI	230	6	230/69	2x200 + 2x100	480	4	500/230	5x750	3370
	-	-	230/115	2 x 200	250	6	230/69	3x200 + 2x100	690
NORTH BANGKOK	230	3	230/72.5	1 x 200 + 1 x 100	135	4	230/115	3 x 200	480
	-	-	-	-	-	5	500/230	4 x 750	2580
C	-	-	-	-	-	2	500/230	4 x 750	2580
	-	-	-	-	-	6	230	-	-
BANG KAPI	230	8	230/69	3 x 200	480	18	230/69	6 x 200	1100
BANG PHLI	230	6	230/69	2 x 200	250	6	230/69	3 x 200	480
	-	-	230/115	2 x 200	250	4	230/115	3 x 200	474
CHIDLOM	230	2	230/66	2 x 250	320	2	230/66	2 x 250	320
	-	-	-	-	-	4	230/115	4 x 300	1040
CHAENG WATTANA	230	4	230/69	3 x 200	480	4	230/69	4 x 300	1040
LAT PHRAO	230	-	-	-	-	16	230/115	4 x 300	1040
	-	-	-	-	-	12	230	-	-
A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	230	8	230/72.5	3x200	480	8	230/72.5	5 x 300	1350
RANGSIT *3	230	-	230/115	1 x 200 + 1 x 100	135	-	230/115	5 x 300	1350
RATCHADA PHESEK	230	-	-	-	-	4	230/69	3 x 300	720
	-	-	-	-	-	4	230/115	3 x 200	480
SOUTH BANGKOK	230	5	230/72.5	4 x 200	690	5	230/72.5	5 x 200	900
	-	-	230/115	1 x 200	200	5	230/115	3 x 200	480
SOUTH TONBURI	230	6	-	-	-	10	230/72.5	4 x 200	690
	-	-	-	-	-	4	230/66	3 x 300	720
B (PATANAKARN)	-	-	-	-	-	4	230/115	2 x 300	380
	-	-	-	-	-	4	230/115	3 x 300	720
D (BANG BOR)	-	-	-	-	-	6	230/66	3 x 300	444
	-	-	-	-	-	2	230/115	3 x 300	720
H (KHLONG TOEY)	-	-	-	-	-	2	230/115	3 x 300	720
	-	-	-	-	-	4	230/66	3 x 300	459
F (TALINGCHAN)	-	-	-	-	-	4	230/66	3 x 300	498
	-	-	-	-	-	4	230/66	3 x 300	498
I (THANONTOK)	-	-	-	-	-	4	230/66	3 x 300	498
	-	-	-	-	-	3	230/66	3 x 300	720
J (THONBURI)	-	-	-	-	-	6	230/66	3 x 300	720
	-	-	-	-	-	6	230/66	3 x 300	720
G (SANAMPAC)	-	-	-	-	-	6	230/66	3 x 300	720
	-	-	-	-	-	6	230/66	3 x 300	720
SAM PHRAN 1	230	2	-	-	-	6	230/115	5 x 200	900
	-	-	-	-	-	5	230/115	5 x 200	900

\*1 The transformer banks should be replaced by larger ones.  
 \*2 Two circuits of eight are for the power source developed following the Ao Phai project.  
 \*3 It is required that the substation load which includes PEA's load is divided into two or three, and new substations are constructed in future.  
 \*4 Number of circuits depends on the development of the power sources in the west and south.  
 \*5 Two circuits of six are for a future-built substation, e.g. SAMUT SAKHON 3.

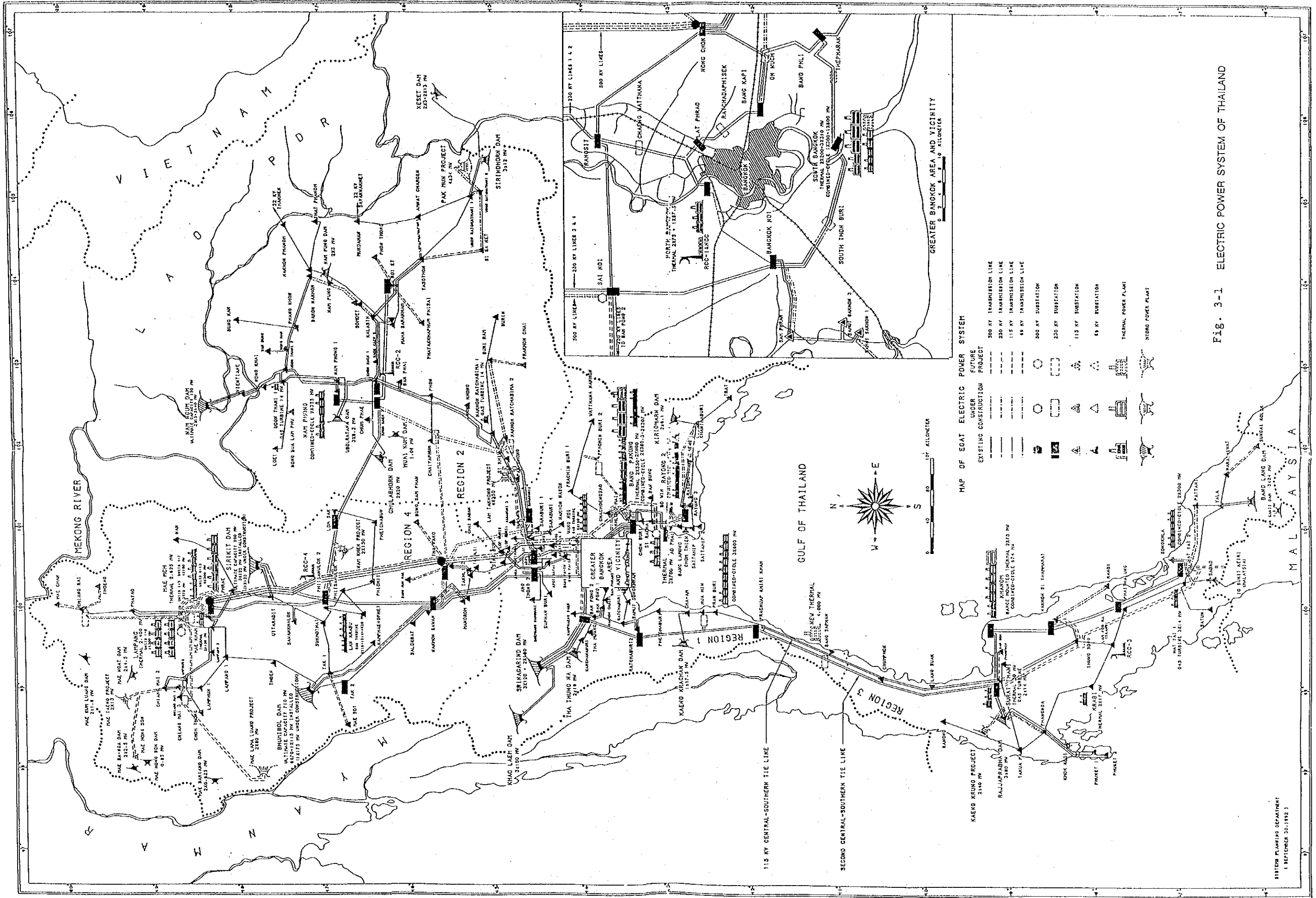


Fig. 3-1 ELECTRIC POWER SYSTEM OF THAILAND

STATION PLANNING DEPARTMENT  
1 SEPTEMBER 20-1992



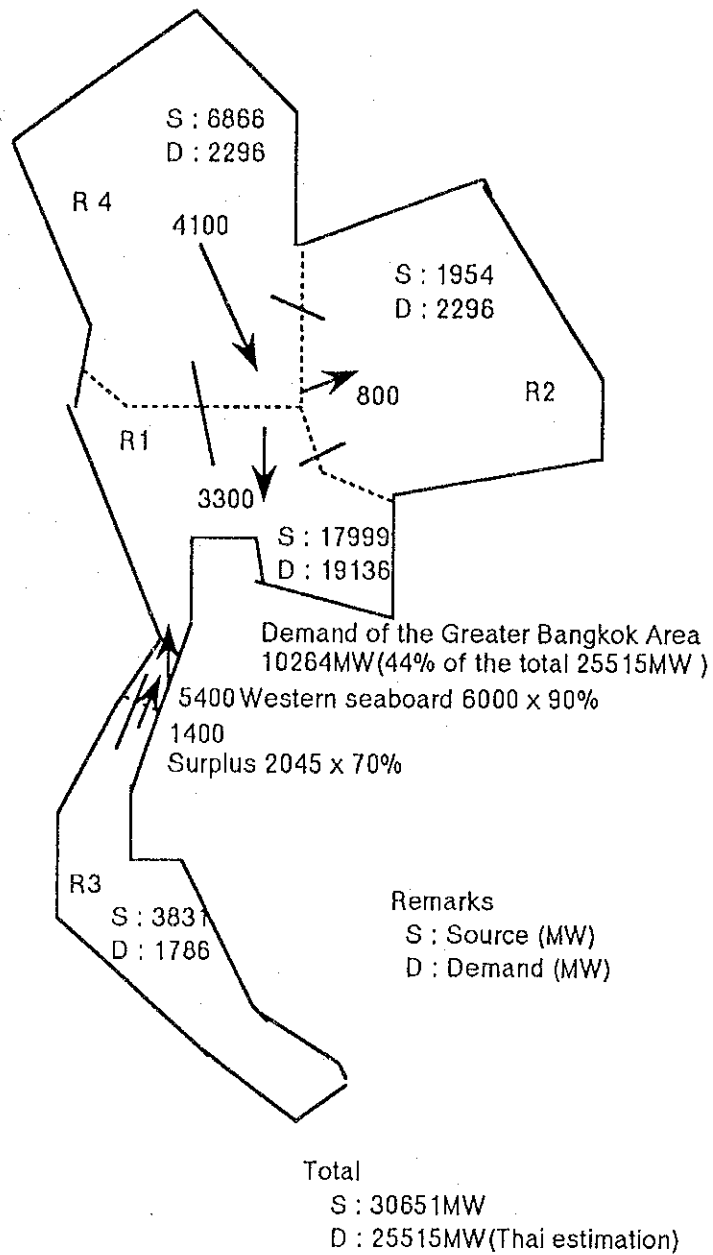
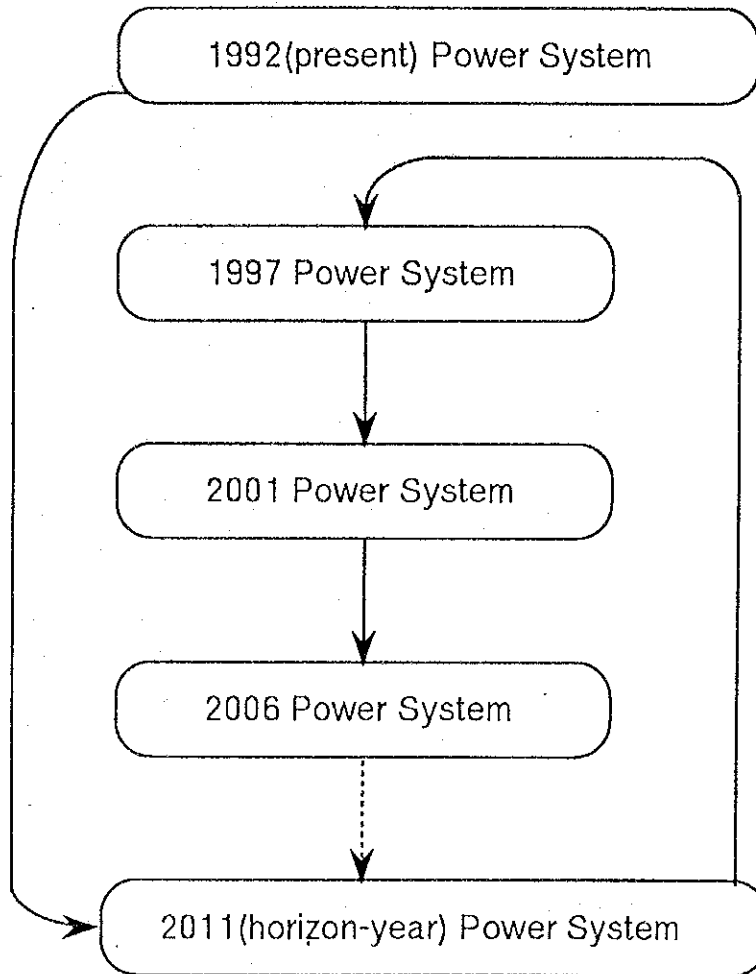


Fig. 3-2 ESTIMATED POWER TRANSMISSION AMONG REGIONS IN 2006





Fig. 3-3 APPROACH TO FUTURE POWER SYSTEMS



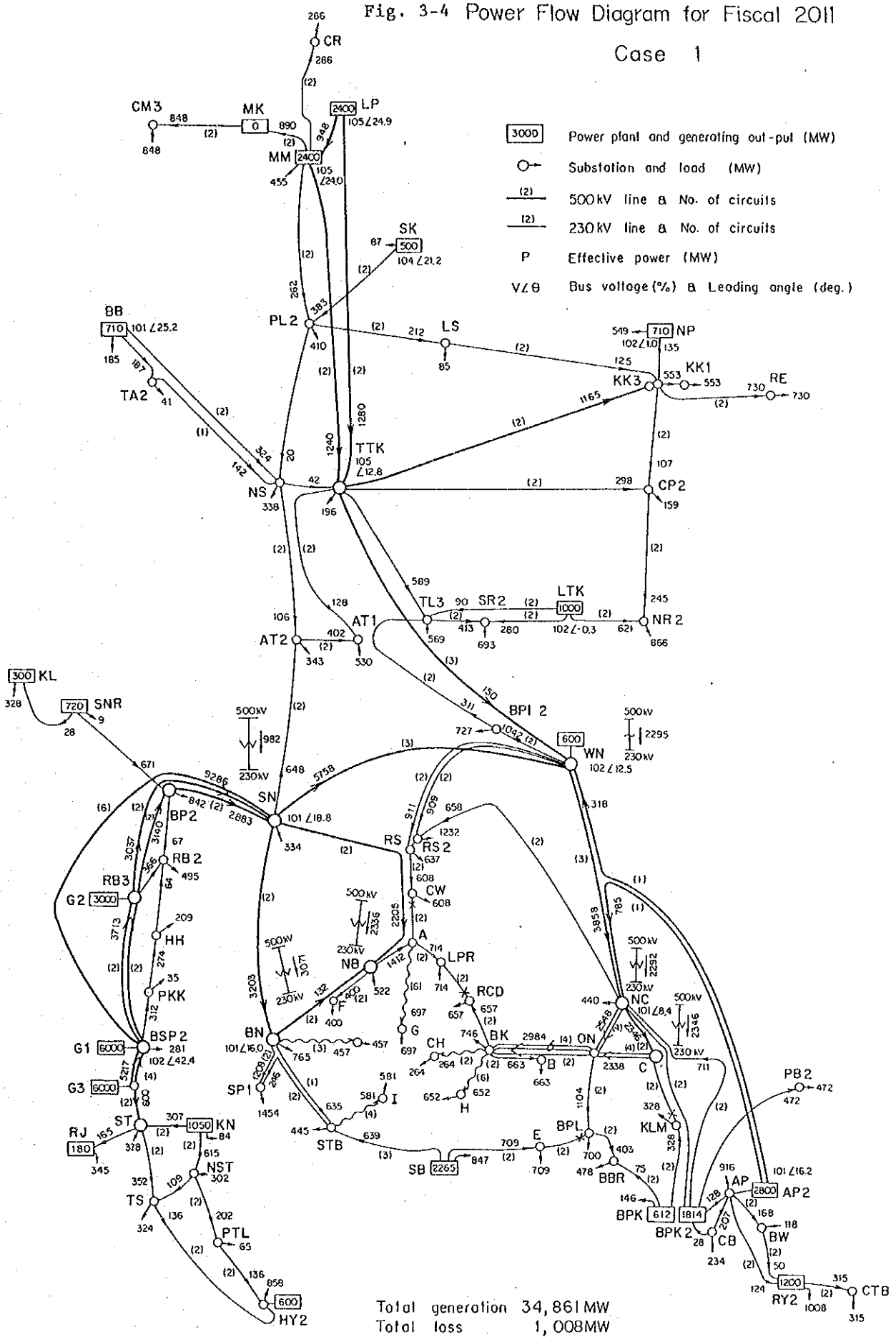
Factors for future power system planning

- 1 Power demand forecast
- 2 Power development plan
- 3 Capacity of equipment
- 4 Short circuit current
- 5 Power system stability
- 6 Reliability of power supply
- 7 Environmental restrictions



Fig. 3-4 Power Flow Diagram for Fiscal 2011

Case 1









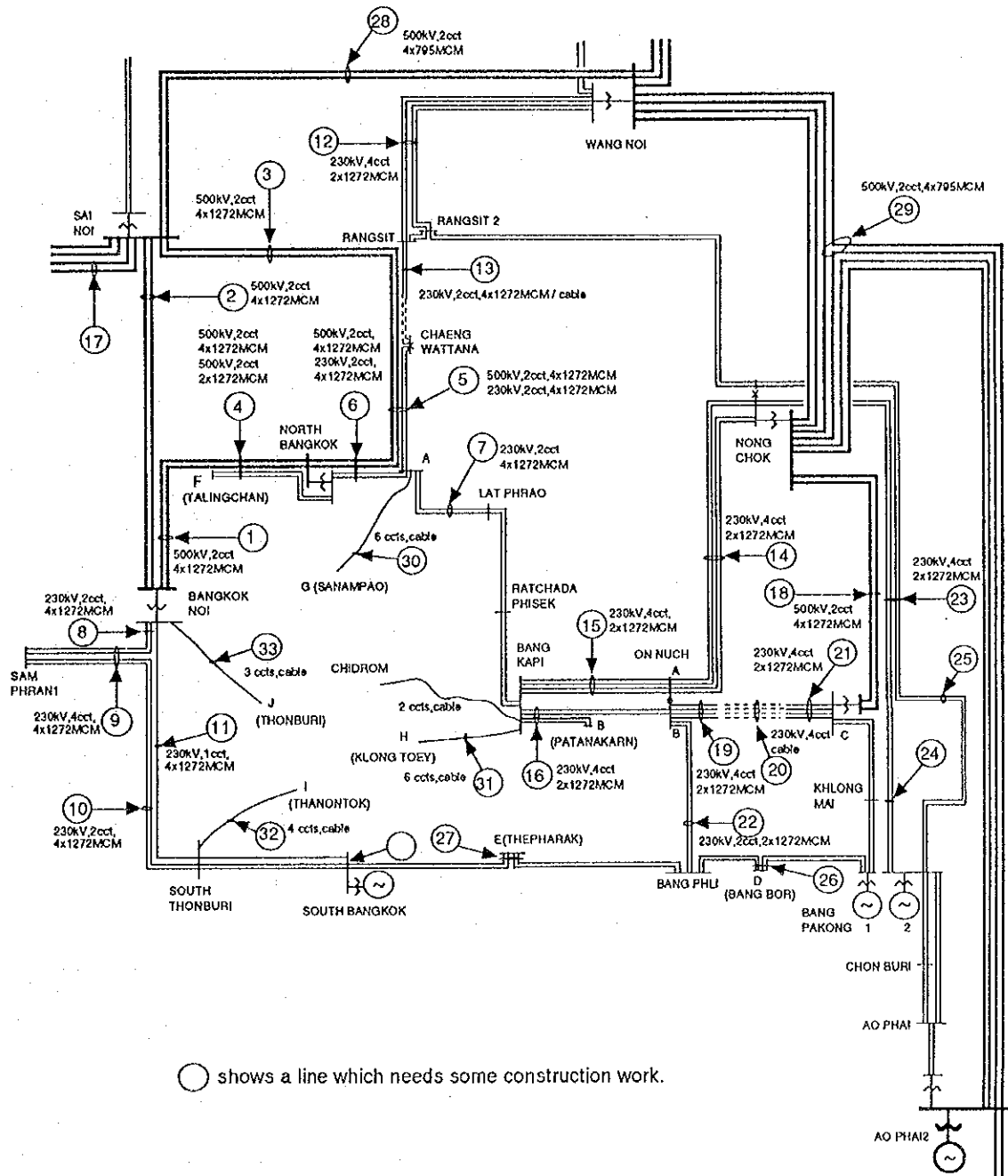


Fig. 3-6 TRANSMISSION SYSTEM OF THE GREATER BANGKOK AREA AFTER 2011





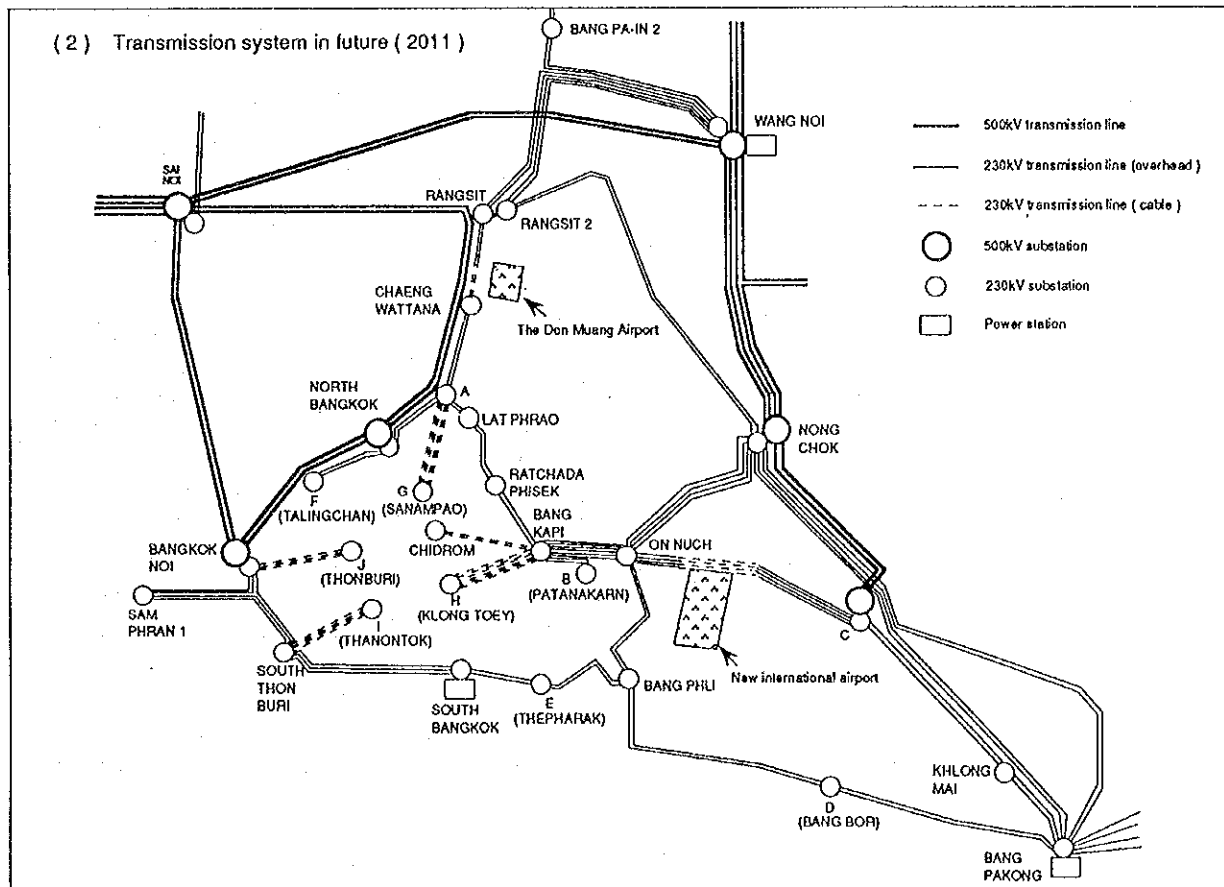
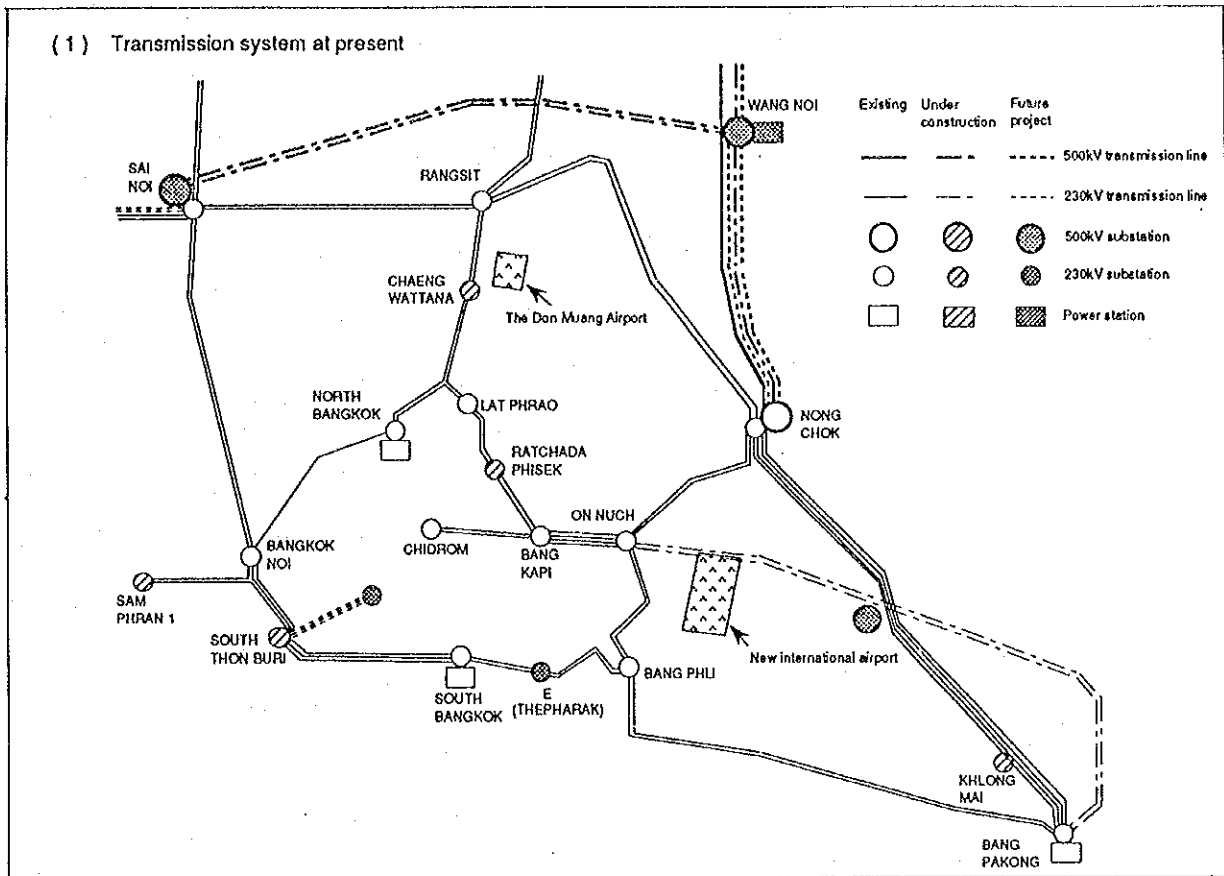


Fig. 3-7 TRANSMISSION SYSTEMS OF THE GREATER BANGKOK AREA AT PRESENT AND IN FUTURE



## 第4章 計画年における電力系統構成

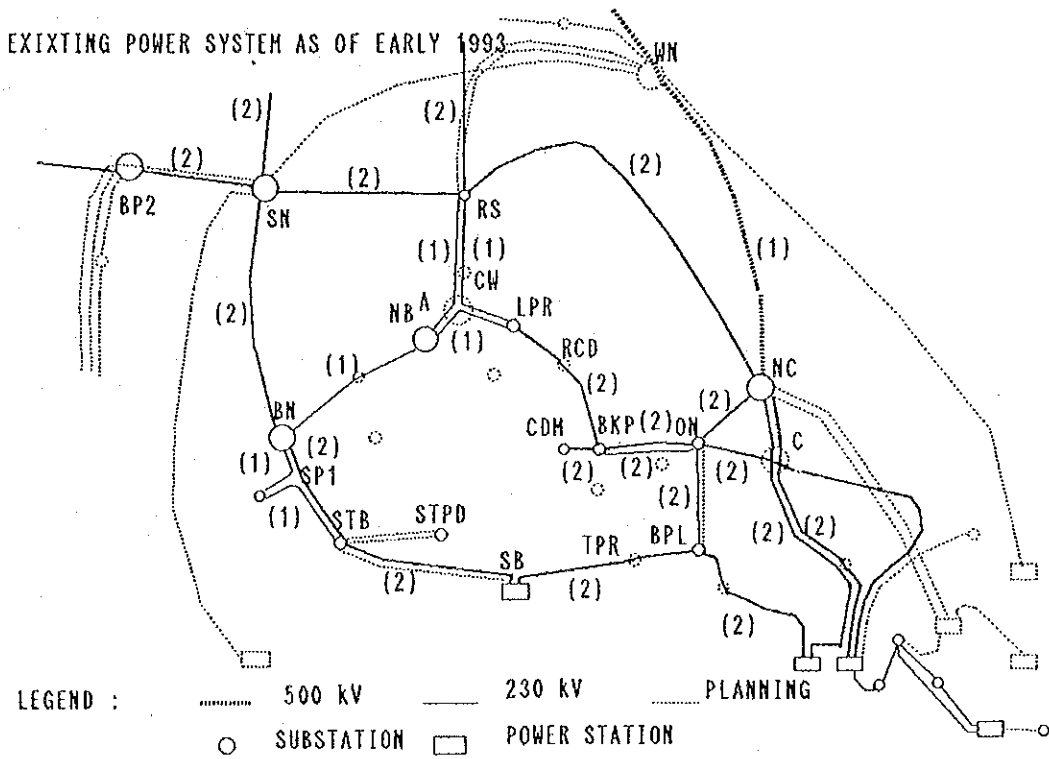
### 4.1 現在

計画年は、1997、2001、2006および2011年である。

1993年始めにおける既設電力系統を、以下に示す (Fig.4-1)。

それぞれの年における電力系統構成の概要を、次のページに示す。

Fig.4-1

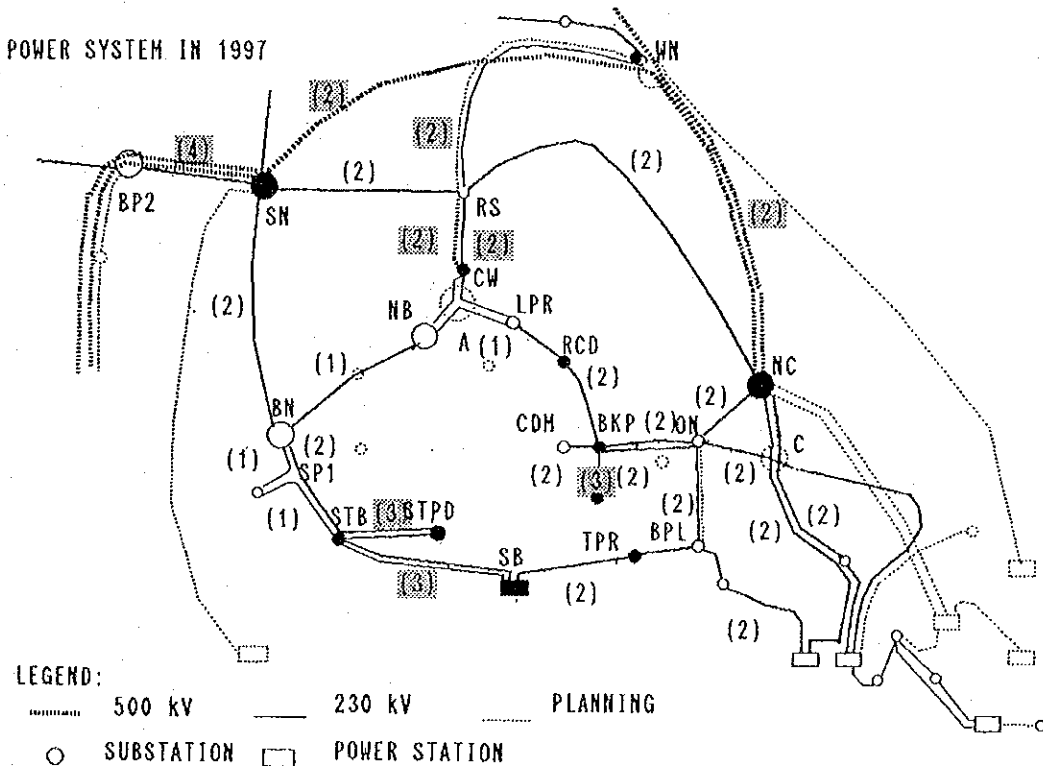




4.2 1997年まで

- a) SAI NOI~NONG CHOK間にWANG NOIを經由して、500kV 2回線送電線を新設する。(1995年)
- b) 海岸地帯中心部~SAI NOIへBAN PONG 2を經由して、500kV 2回線送電線を新設する。
- c) 海外地帯の西側~SAI NOIまで、500kV 2回線送電線を新設する。
- d) RANGSIT~CHANG WATTHANA間の230kV 2回線送電線を500kV/230kV 4回線送電線に建て替え、当面230kVで運用する(1997年)。
- e) 既設230kV 2回線送電線をTEPARAKへ引き込む(1993年 SOUTH BANGKOK~BANG PHLI間)。
- f) RANGSIT~WANG NOI間に、4回線送電線用鉄塔で230kV 2回線を新設する(1995年)。
- g) BANG KAPI~KHRONG TOEYまで、230kV 3回線送電線(地中ケーブル)を新設する(1996年)。
- h) SOUTH BANGKOK~SATU PRADITまで、230kV 3回線送電線(地中ケーブル)を新設する(1996年)。
- i) SOUTH BANGKOK~SOUTH THONBURIまで、230kV 1回線送電線を新設する(1997年)。
- j) 既設230kV 2回線送電線をRATCHADAPISEKへ引き込む(1994年 LATPRAO~BANG KAPI)。
- k) WANG NOI、CHAENG WATHANAおよびTEPARAKに230kVの新変電所を新設する(1997年)。

Fig.4-2

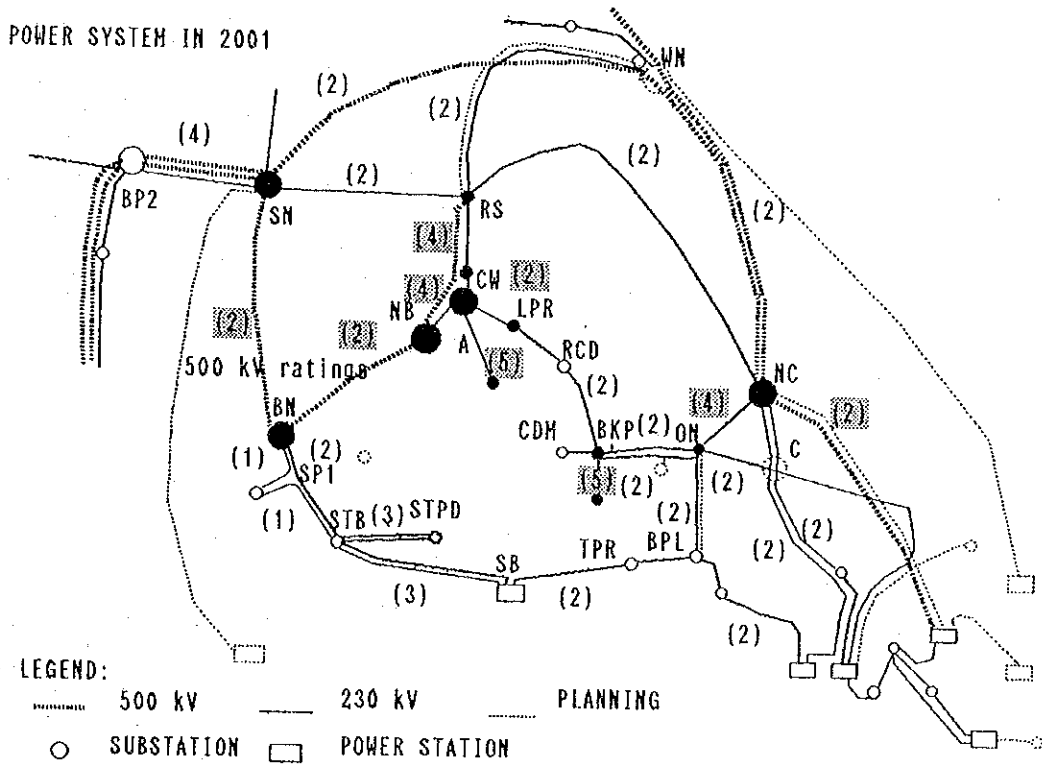




### 4.3 2001年まで

- a) AO PHAIからNONG CHOKまで、500kV 2回線送電線を新設する。
- b) SAI NOI~BANGKOK NOI間の230kV 2回線送電線を500kV 2回線送電線に建て替え、当面230 kVで運用する（2000年）。
- c) NORTH BANGKOK~BANGKOK NOI間の230kV 1回線送電線を、500kV 2回線送電線に立て替え、当面は230kVで運用する（2000年）。
- d) <A>~NORTH BANGKOK間および<A>~CHANG WATTHANA間の230kV 2回線送電線を500kV/230kV 4回線送電線に建て替える（2002年）。
- e) <A>~LAT PHRAO間の230kV 2回線送電線を、4 導体 2回線送電線に建て替える。
- f) NONG CHOK~ON NUCH間の230kV 2回線送電線を、230kV 4回線送電線に建て替える（1998年）。
- g) RANG KAPI~THRONG TOBY間に230kV 2回線送電線（地中ケーブル）を増設する（2000年）。
- h) <A>~SANANPAO間に、230kV 5回線送電線（地中ケーブル）を新設する（2000年）。
- i) <A>変電所を新設する（2001年）。

Fig.4-3



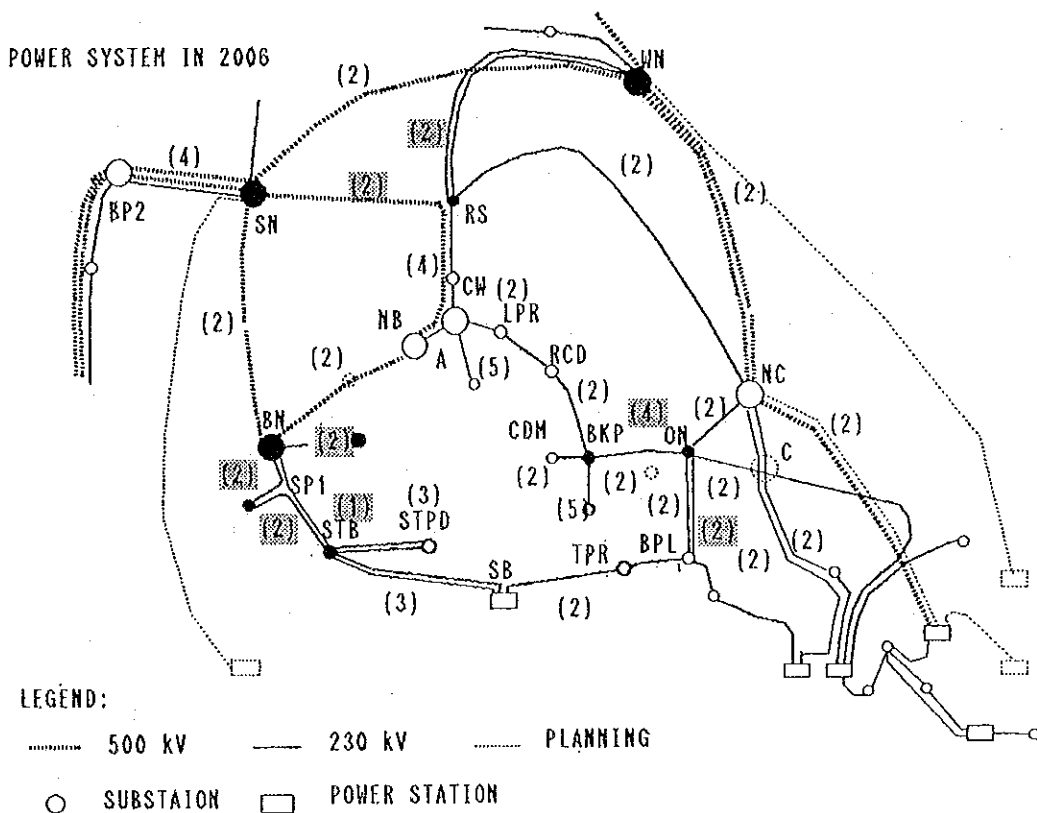




#### 4.4 2006年まで

- a) SAI NOI~BANGKOK NOI線を、500kVに昇圧する(2002年)。
- b) SAI NOI~RANGSIT地点間の230kV 2回線送電線を、500kV 2回線送電線に建て替える(2004年)。
- c) RANGSIT地点を通過するSAI NOI~NORTH BANGKOK間の送電線およびNORTH BANGKOK~BANGKOK NOI間の送電線を、500kVに昇圧する(2005年)。
- d) RANGSIT~WANG NOI間に、230kV 2回線送電線を増設する(2003年)。
- e) BANG NOI~SAM PHRAN 1間の引き込線を230kV 4 導体 3 回線に建て替え、2 回線をSAM PHRANIへ引き込む(2003年)。
- f) 230kV 3 回線送電線のSOUTH THONBURI~SAM PHRAN 1間の送電線およびSAM PHRAN 1の引き込み線を、230kV 4 導体 3 回線送電線に建て替え、そのうち2回線送電線をSAM PHRAN 1に引き込み、他の1回線送電線をBANGKOK NOI送電線に接続する(2004年)。
- g) ON NUCH~BANG KAPI間の既設230kV送電線を、230kV 4 回線送電線に建て替える(2005年)。
- i) BANGKOK NOI~THONBURI間に230kV 2 回線送電線を新設する(2005年)。
- h) ON NUCH~BANG PHLI間に230kV 2 回線送電線を新設する(2005年)。

Fig.4-4

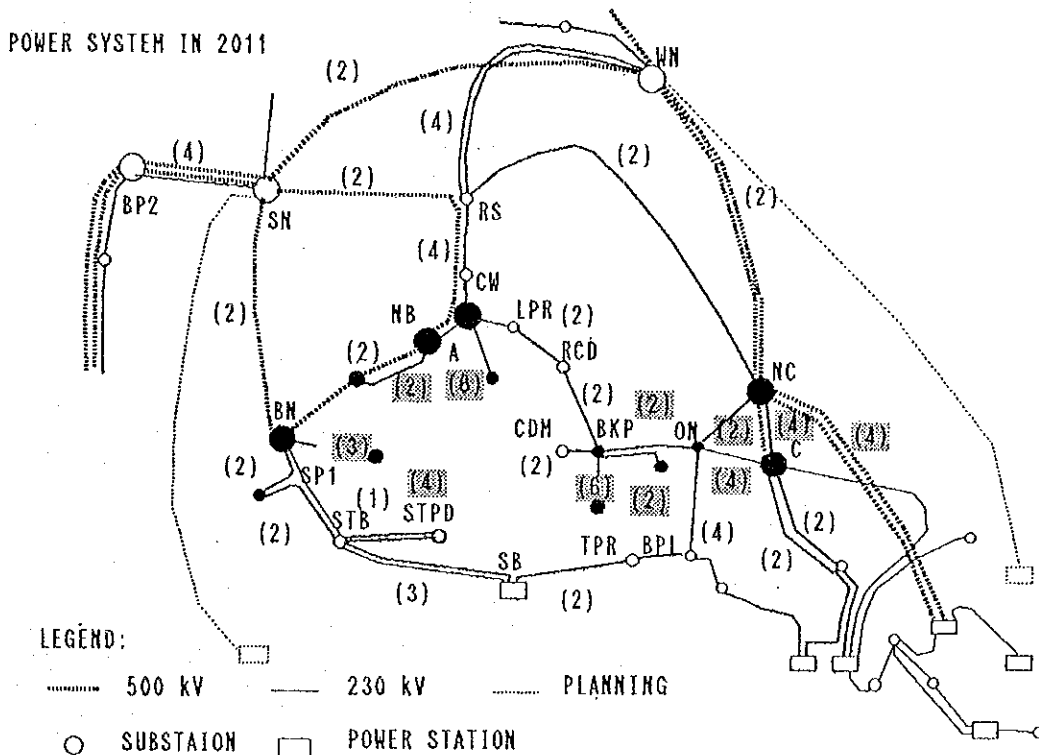




#### 4.5 2011年まで

- a) NONG CHOK~AO PHAI間に500kV 2回線送電線を新設する。
- b) 既設の230kV送電線 (NONG CHOK~BANG PAKONG間、ON NUCH~BANG PAKONG間) を230kV 4回線送電線に建て替える (2009年)。
- c) <C>~ON MUCH間の230kV 2回線送電線架空送電線を230kV 4回線送電線に建て替える。なお、空港を横切る区間は地中ケーブルとし、他は架空送電線とする (2007年)。
- d) <C>~NONG CHOK間の既設230kV送電線を、230kV 4回線送電線に建て替える (2009年)。
- e) <C>~NONG CHOK間に500kV 2回線送電線を新設する (2010年)。
- f) 送電線直下でTALINGCHANへ引き込む (2009年 North Bangkokからの500/230kV送電線)。
- g) BANGKOK NOI~THONBURI間に、230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する (2011年)。
- h) BANG KAPI~KHRONG TOBY間に230 kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を新設する (2010年)。
- i) SOUTH THONBURI~SATU PRADIT間に230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する (2010年)。
- j) <A>~SANAMPAO間に230kV 1回線送電線 (地中ケーブル) を増設する。
- k) BANG KAPIとPATANAKANの引き込み間の230kV 2回線送電線を230kV 4回線送電線に建て替え、そのうち2回線をPATANAKANに引き込む (2010年)。
- l) 既設230kV 2回線送電線をKHLONG MAIへ引き込む (2009年 <C>~BANG PAKONG間)。
- m) 変電所<C>を新設する (2008年)。

Fig.4-5





## 第5章 建設費想定および建設工程

### 5.1 建設費想定

建設費は次頁の表の通り、尚、価格については1992年現在とする。

送電線ルートを計画するに当たっては、グレートバンコク地域における用地確保の問題を考慮し、また建設費を最小とするために、できるだけ既設の用地を利用することに重点をおいた。

経済的にみれば、地中ケーブルよりも架空送電線が望ましいが、以下のように送電線の建て替えのための用地幅が充分でない場所や、航空機その他の障害となる場所では、地中ケーブルを計画した。

- RANGSIT~CHANG WATTHANA (EGAT)
- SOUTH THONBURI~THANONTOK (MEA)
- BANG KAPI~KHLONG TOBY (MEA)
- <A> S. S. ~SANAMPAO (MEA)
- BANGKOK NOI~THONBURI (MEA)
- ON NUCH~ <C> S. S. (EGAT)

送電線の建設費は、ルートの地質（の善し悪し）によって、架空線の場合は鉄塔基礎の費用が、地中ケーブルの場合はトンネル掘削の費用が大幅に異なる。

グレートバンコク地域の大部分では、地表の地質は悪いと考えられるので、送電線の建設費については、悪い地質を想定した見積を行う。

変電所については、母線支持物、鉄構、または変圧器、遮断器、断路器その他の機器の基礎の地質に応じて、パッドまたはパイルの基礎が採用されるが、変電所の総建設費に占める基礎費用の割合が少ないので、それが総建設費に与える影響は少ない。







## 5.2 建設工程

第3章に記載した、それぞれの計画年（1997、2001、2006、および2011）における最適系統計画に従って、建設工程は、添付のバー・チャートに示すように計画した。計画では、電力系統解析の結果（すなわち、短絡電流または電力潮流が既設設備の定格を超過する時点）の他に、建設工程のクリティカル・パスを決定するために、以下の事項を考慮した。

- (1) 建設期間中に、中央消費地への送電を減少させることなく、SAI NOI、RANGSIT、NORTH BANGKOKおよびBANGKOK NOIを経る500kVの小さなループを形成するためには、四つの期間にわたってループを再建設し、完成しなければならない。そのうち最初のものは、RANGSITとCHAENG WATTHANA間となる。

この最初の区間（RANGSITとCHAENG WATTHANAは、既設の送電線では過負荷となり、1997年には増強しなければならない（500/230kV、4回線に置き換え、暫定的に230kVで運用する）。さらに、この区間がループの他の区間に先だって再建設された場合には、ループの他の区間の建設中には、中央消費地への送電をこのループによって確保する。

次に、現在1回線で、ループの他の区間よりも送電容量が少ないNORTH BANGKOKとBANGKOK NOIの間の送電線を建て替え（500kV 2回線とする）、SAI NOIとBANGKOK NOIの間の送電線の建て替え（500kV 2回線とする）を2000年までに完了する。

NORTH BANGKOKとCHAENG WATTHANAの間の送電線を500/230kVへの立て替えと、RANGSIT、NORTH BANGKOKおよびLAT PHRAOの間の送電線の交差点に新設する変電所<A>は、2002年までに完了し、SAI NOI～BANGKOK NOIの送電線も、2002年に500kVで運用を開始する。

SAI NOIとRANGSIT地点の間のループの残りの区間は、2004年に完了して既設の500kV 2回線を置き換え、500 kVの小ループは、2005年には500 kV運転を開始する。



(2) ON MUCH を経由する中心消費地への送電容量を増大するために、<C>変電所を2008年までに建設し、<C>変電所へ若干の送電線を引き込む。

<C>変電所の建設に続いて：

- 既設の230 kV送電線（NONG CHOK～BANG PAKONG、ON MUCH～BANG PAKONG）を<C>変電所へ引き込む（2008）。
- <C> 変電所とON MUCH間の230kV 2回線送電線を、230kV 4回線の架空送電線に立て替える（空港を横切る場所は地中ケーブルとし、他の区間は架空送電線とする）（2008）。
- <C> 変電所とNONG CHOK間に、230kV 4回線を新設する（2009）。
- <C> 変電所とNONG CHOK間に、50 kV 2回線を新設する（2011）。

(3) 他の送電線は、それぞれの消費地の需要の増加に見合う送電容量を勘案して増強する。

Table 5-1 CONSTRUCTION AND EXPANSION SCHDULE OF THE TRANSMISSION LINES IN THE GREATER BANGKOK AREA

No	Transmission Lines				Scale in 1992																	Scale in 2011						
	From	To	Length (km)	Construction length (km)	Voltage (kV)	No. of Circuits	Conductor n x MCM	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Voltage (kV)	No. of Circuits
29	WANG NOI	NONG CHOK	64	64																						500	2	4 x 795
28	SAI NOI	WANG NOI	56	56																						500	2	4 x 795
26	BANG PHLI	BANG PAKONG	44.1		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
26	BANG PHLI	D ( BANG BOR )	17.5	1.0																						230	2	2 x 1272
26	D ( BANG BOR)	BANG PAKONG	27.5	1.0																						230	2	2 x 1272
22	ON NUCH	BANG PHLI	10.5	10.5	230	2	1 x 1272																			230	2	2 x 1272
15	ON NUCH	BANG KAPI	10	10	230	2	2 x 1272																			230	4	2 x 1272
16	ON NUCH	BANG KAPI	10		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
16	B ( PATANAKARN )	BANG KAPI	5	5.0																						230	2	2 x 1272
	LAT PRAO	BANG KAPI	10.4		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
	LAT PRAO	RATCHADA PHISEK	4.5	0.5																						230	2	2 x 1272
	RATCHADA PHISEK	BANG KAPI	6.5	0.5																						230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK	BANG PHLI	15.9		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
27	SOUTH BANGKOK	E (TEPARAK)	11.5	2.0																						230	2	2 x 1272
27	E (TEPARAK)	BANG PHLI	5.5	2.0																						230	2	2 x 1272
23	NONG CHOK	BANG PAKONG 2	42.3		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
24	NONG CHOK	site C	19	19																						230	4	2 x 1272
24	site C	BANG PAKONG 2	24	2.0																						230	2	2 x 1272
19,21	ON NUCH	BANG PAKONG 2	56		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
20	ON NUCH	C	22	22																						230	2	2 x 1272
25	site C	BANG PAKONG 2	36	2.0	230	2	2 x 1272																			230	4	2 x 1272 cable
18	NONG CHOK	KHLONG MAI	34.3		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
	NONG CHOK	C	19	19																						500	2	4 x 1272
	C	KHLONG MAI	15.5	2.0																						230	2	2 x 1272
	KHLONG MAI	BANG PAKONG	8		230	2	2 x 1272																			230	2	2 x 1272
2	SAI NOI	BANGKOK NOI	29.6	29.6	230	2	2 x 1272																			500	2	4 x 1272
1	BANGKOK NOI	NORTH BANGKOK	18.4		230	1	1 x 1272																			500	2	4 x 1272
4	BANGKOK NOI	site F (TALINGCHAN)	9.2	9.2																						500	2	4 x 1272
4	site F (TALINGCHAN)	NORTH BANGKOK	9.2	9.2																						230	2	2 x 1272
4	F (TALINGCHAN)	NORTH BANGKOK	9.2	9.2																						230	2	2 x 1272
3	SAI NOI	RANGSIT	24.5		230	2	2 x 1272																			500	2	4 x 1272
3	SAI NOI	site RANGSIT	24.5	24.5																						500	2	4 x 1272
3	RANGSIT	NORTH BANGKOK	19.4		230	1 / 2	1 x 1272																			500	2	4 x 1272
13	RANGSIT	LAT PRAO	17.7		230	1 / 2	1 x 1272																			230	2	4 x 1272 cable
	RANGSIT	CHAENG WATTANA	10	1.0	230	2	1 x 1272																			230	2	4 x 1272
	site RANGSIT	site CHAENG WATTANA	10	10																						230	2	4 x 1272
	RANGSIT	CHAENG WATTANA	10	10																						230	2	4 x 1272
5	CHAENG WATTANA	NORTH BANGKOK	11.4	1.0	230	1 / 2	1 x 1272																			500	2	4 x 1272
5	CHAENG WATTANA	LAT PRAO	9.7	1.0	230	1 / 2	1 x 1272																			230	2	2 x 1272
6	NORTH BANGKOK	LAT PRAO	7		230	1 / 2	1 x 1272																			500	2	4 x 1272
6	Site CHAENG WATTANA	site A	7.1	7.1																						230	2	4 x 1272
6	CHAENG WATTANA	A	7.1	7.1																						230	2	4 x 1272
7	Site A	NORTH BANGKOK	4.4	4.4																						230	2	4 x 1272
7	A	NORTH BANGKOK	4.4	4.4																						230	2	4 x 1272
7	A	LAT PRAO	2.7	2.7																						230	2	4 x 1272
14	NONG CHOK	ON - NUCH	16.8	16.8	230	2	2 x 1272																			230	4	2 x 1272
12	BANG PAKONG	SAI NOI	53.6	53.6	230	2	1 x 1272																			500	2	4 x 1272
12	WANG NOI	RANGSIT	50	50																						230	2	2 x 1272
12	WANG NOI	RANGSIT (or RANGSIT 2)	50	50																						230	2	2 x 1272
	RANGSIT	RANGSIT 2	4.0	4.0																						230	2	2 x 1272
8	BANGKOK NOI	SAM PRRAN 1	12		230	1	2 x 1272																			230	2	4 x 1272
9	BANGKOK NOI	Junction near BANGKOK NOI	0.3	0.3	230	1	2 x 1272																			230	4	4 x 1272
10	Junction near BANGKOK NOI	SAM PRRAN 1	11.7	11.7	230	2	2 x 1272																			230	2	4 x 1272
11	Junction near BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	8.1	230	1	2 x 1272																			230	2	4 x 1272
	BANGKOK NOI	SOUTH THONBURI	8.1	8.1	230	2	2 x 1272																			230	1	4 x 1272
30	A	G (SANAMPAO)	9	9																						230	6	Cable
32	SOUTH THONBURI	I (THANONTOK)	10	10																						230	4	Cable
33	BANGKOK NOI	J (THONBURI)	11	11																						230	3	Cable
31	BANG KAPI	H (KLONG TOEY)	8	8																						230	6	Cable

Note : (1) \*\*\*\* shows a period of construction work.

(2) shows recommended reinforcement, though outside the Greater Bangkok Area.



## 第 6 章 環境影響調査

### 6.1 概要

計画最終年の送電系統に関する最終計画は、BANGKOK NOI変電所とNORTH BANGKOK変電所への500kV系統の導入を含み、既設のSAI NOI～BANGKOK NOI～NORTH BANGKOK～RANGSIT～SAI NOIの230kVループ送電線は、500 kV送電線に建替えられる。新しい線路ルートを獲得することは、きわめて困難かつ不可能であるので、既設の230 kV送電線の幅40mの用地は、500kV送電線にとっては制約されたものとなる。

この検討の目的は、バンコク首都圏の既設230kV送電線の用地を使って500kV送電線を建設した場合の環境問題、その保護対策および補償費を含むものである。

### 6.2 230kV 1 回線の用地に230kV多回線を建て替えた、EGATの最近の経験

主要な問題と、その解決を以下に簡単に記載する。

#### 6.2.1 送電線

##### (1) 設計段階

- a) 建設は、オフピーク時（毎日8～16時間）に既設の送電線を停止するか、または鉄塔の建設と架線のために線路の区間を2～3ヵ月停止することが許されるだけであるという条件があるので、この条件は入札の前に考慮しなければならない。
- b) 既設鉄塔の付近に新設鉄塔を設け、径間中央に補強支持物を建設できるようにする。
- c) 既設のインフラストラクチャーと干渉する部分、すなわち高架道路の横断および新設高架鉄道の横断などは、設計段階で容易に解決することができる。

##### (2) 建設段階

- a) 建設期間中は、二つの方法が可能であり、第一は計画された増設送電線のルートに沿って仮送電線を建設することであり、第二の方法は、例えば用地の縁に沿って仮送電線を建設することである。
- b) 長いコンクリート柱などの主要機材の輸送は、狭い用地が新たな問題となる。



## 6.2.2 変電所

- (1) 一般に既設の変電所の用地は狭いので、機器の容量を大きなものに取り替えたりして、変電所のレイアウトを変更する必要がある。
- (2) 変電所を、通常型の機器よりも所要面積が狭いガス絶縁開閉器(GIS)式とする。

グレーターバンコク地域の大電力送電計画のために500 kV送電線や変電所を新たに建設する場合には、以上と同様に困難な問題が予想されるので、注意が必要である。

## 6.3 環境問題：既設230kV送電線の用地に500kV送電線を併架する場合

MAB-MOH~THA TAKO~NONG CHOK の500 kV送電線は、ほとんどが田園地帯に建設され、森林、水田などの間を走っている。言い替えれば、田園の環境の中に建設されている。大電力送電計画で計画される送電線であるSAI NOI~BANGKOK NOI~NORTH BANGKOK~RANGSIT~SAI NOIのループ送電線は、既設の230kV送電線上に建設され、都市部だけではなく田園部も通過する。このループ送電線は、人口密度が非常に高い住宅地、商業センターを通り、あらゆる種類のインフラストラクチャーと交差する。言い替えれば、この送電線は都心と郊外を通過する。

## 6.4 超高压架空送電線の静電誘導

500kV 送電線下で発生する技術的な諸問題についての調査研究を進めるため、送電線下の静電誘導について検討することになった。

人が500kV 送電線下を傘をさして通るときに頬など身体の一部が金属製の傘の柄に接触したり、あるいは500kV 送電線下にある自動車、建造物、柵などの金属部に触れた時の静電誘導の感知について、

- 人体への影響と感知の程度
- 送電線下の電界の強さと感知の関係
- 電界の強さの測定および予測方法
- 抑制目標、低減方法

の検討を行った。





## 第7章 経済評価および財務分析

### 7.1 経済評価

本送変電設備増強計画経済評価の方法としては、超過便益（ $B - C$ ）、便益・費用比率（ $B / C$ ）、および便益（ $B$ ）および費用（ $C$ ）のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（ $BIRR$ ：経済的内部収益率）を算出して判断を行う。

本計画の便益としては、(1)設備の増強自体により、需要家が消費し得るようになる増加送電量価値、(2)設備の増強による停電事故減少に伴う増加送電量価値、(3)設備の増強により低減すると予想される送配電設備の運転維持費が考えられる。

本計画の費用は、(1)経済的設備投資額および(2)運転維持費とする。

#### 7.1.2 前提条件

経済評価の計算は、以下の前提にもとづいて行う。

##### (1) 電力料金

現行の料金制度にもとづくEGATの平均売電価格を用いる。この平均売電価格はEGATの各需要家への供給点での料金であり、EGATの発送電網における投資と費用にもとづいている。つまり、送電コストはEGATの投資と費用のみを含むと想定している。（MEAおよびPEAによる送電コストは配電コストの一部と考え、ここには含まていない）

##### (2) 総投資額

本計画の一部はMEAにより実施される。

各電力会社の投資にもとづいている現行の電力料金制度を考慮して、ここではMEA部分の投資を検討の対象から除いた。

建中利子、輸入税、VAT税およびエスカレーションを除外した建設費用を用いる。なお、建設費は1992年ベースで積算されている。

##### (3) 通貨交換率

US \$ 1 = 25バーツ

##### (4) 運転維持費

EGATの経済分析基準により年間の運転維持費については、送電線は建設費（輸入



税、VAT税をのぞく)の1.0%、変電所は2.0%とした。

(5) 計算期間

関係する設備の耐用年数はEGATの経済分析基準により次のとおりと定められている。

送配電線	40年
変電所	25年

本増強計画により新設される全設備の平均耐用年数として、総投資額における送配電・変電各部門の割合で、上記2部門の規定耐用年数を加重平均して算出することとする。その結果は32年である。

但し、本整備計画では1994年から2011年まで順次設備が完成していくため、経済評価の計算期間は建設工事期間(1994年～2011年)の中間点である2002年から32年後まで、すなわち2034年までとする。

(6) 割引率

割引率はEGATとの打合せにより10%P.aとする。

(7) 発電費用

EGATの経済分析基準および送電ロスを考慮して Energy Costは 0.6998Baht/kWh、Capacity Cost は4,409.16 Baht/kW(年あたり)とする。

### 7.1.3 経済評価の結果

本増強計画の便益および費用のフローを Table 7-3に、EIRRの計算を Table 7-4に示す。これにより、本増強計画の経済的内部収益率(EIRR)、超過便益(B-C)および便益・費用比率(B/C)をもとめると以下の通りとなる。

E I R R : 17.54%

B - C : 668,715 Thousand US\$

B / C : 2.18

これらの値から、本増強計画の経済性を判断すれば、EIRR、B-C、B/Cのいずれも良好であり、本増強計画は経済性の面で十分に成り立つものであると認められる。



## 7.2 財務分析

### 7.2.1 概要

本送変電設備増強計画の財務分析は、経済評価の項で算出された電力量価値（売電収益）とタイ王国国内価格にもとづく、本計画の総費用を基にして以下の諸計算を行う。

- ① 財務的内部収益率の算定
- ② 借入金返済計画の作成
- ③ 損益計算書の作成
- ④ Cash flow の分析
- ⑤ Debt Service Ratioの算定

### 7.2.2 分析方法

#### (1) 財務内部収益率(FIRR)の算定

年度展開された費用と収益のそれぞれ現在価値換算額が等しくなるような等価割引率（FIRR：財務的内部収益率）を算出し、資本の機会費用を反映する社会的割引率と比べて評価する。

この評価のために使用される「費用」は、総投下資本（輸入税を含む建設費）並びに運転維持費であり、総投下資本には金利、建中利子、元本返済、返済期間等の資金調達条件を勘案しないものとする。

この評価により投下資本の収益性が資金調達条件の如何がにかかわらず評価される。

#### (2) Debt Service Ratioの算定

Debt Service Ratioとは支払利息と元本返済を合わせた支払債務に対する営業利益と減価償却を合わせた内部資金調達の比率である。この値を求めるために以下の3つの作業を行う必要がある。

- ① 借入金返済計画の作成
- ② 損益計算書の作成
- ③ Cashflowの分析

この評価のために使用される費用は、運転維持費および減価償却費であり、減価償却費が輸入税および建設中利子、エスカレーションを含んだ建設費をもとにして



算定される。

### 7.2.3 財務分析の前提条件

本財務分析は、以下の前提条件にもとづいて行う。

#### (1) 財務的内部収益率 (FIRR)

##### a) 売電収入

経済評価で算定した本送配電計画に係る便益金額を使用する。

##### b) 建設費

経済評価と同じく建設費のEGAT部分を検討の対象とする。

経済評価では除外した輸入税を含む建設費を用いる。但しVAT税、金利、建中利子は含まれない。VATは、EGATが政府関係機関であるため還付されるので除外している。

##### c) 運転維持費

経済評価で積算したものをそのまま使用する。

##### d) エスカレーション

考慮しない。

#### (2) Debt Service Ratio

##### a) 売電収入

FIRRの計算と同じものを使用するが、エスカレーションを考慮する。

##### b) 建設費

輸入税、建設中利子を含めエスカレーションを含める。

##### c) 運転維持費

FIRRと同じだが、エスカレーションを考慮する。

##### d) エスカレーション

年率5%とする。

##### e) 資金調達条件

##### i) 外貨分：利率8% p.a

元利均等20年払いとし、1994年～1997年の貸入分につき1998年から返済を開始する。





以下、同様に1998年～2001年分につき2002年から、2002年～2006年分につき2007年から、2007年～2011年分につき2012年から返済を開始する。

ii) 内貨分：内貨分建設費の50%に対して、10% p. a

元利均等10年払いとし、返済開始時期は外貨分と同様。

f) 減価償却

経済評価で計算したとおり耐用年数を32年間とし、定額償却で残存価値はなしとする。

#### 7.2.4 財務的内部収益率 (FIRR)

(1) 建設費

FIRR計算のための建設費は Table 7-5のとおりである。

(2) 財務的内部収益率 (FIRR)

上述の建設費およびその他の前提にもとづく費用のフローおよび売電収入のフローはTable 7-6に示すとおりである。FIRRは 17.10%と計算される。このFIRRの計算結果から見て、本プロジェクトは財務的に健全なプロジェクトであると結論できる。

#### 7.2.5 Debt Service Ratioの算定

(1) 借入金返済計画

7.2.3に示した資金調達条件にもとづく借入金返済計画を Table 7-9から7-13に示す。

なお、建設中利子およびエスカレーションを借入金算定の基礎となる建設費に含めるため建設費はTable 7-7および7-8のとおりとなり、これらは減価償却費として回収されるものとする。

(2) 損益計算書およびCashflow

損益計算書およびキャッシュフローを Table 7-14および Table 7-15に各々示す。

(3) Debt Service Ratio

Debt Service Ratioの計算結果を Table 7-16に示す。2020年までの平均Debt



Service Ratioは 6.85 であり、本プロジェクトは収益性の面からみて健全と結論づけることができる。



Table 7-1 Construction Cost for Economic Analysis

(1,000 US\$)

Year	Total Construction Cost for Transmission Line	Value Added Tax	Import Duty	Construction Cost (Transmission Line) for Analysis	Total Construction Cost for Substation Equipment	Value Added Tax	Import Duty	Construction Cost (Substation) for Analysis	Total Construction Cost for Analysis
	A	B	C	D=A-(B+C)	E	F	G	H=E-(F+G)	D+H
1994	300	16	10	274					274
1995	161,280	6,692	3,950	150,638					150,638
1996									0
1997	81,410	650	298	80,462	206,995	11,358	14,337	181,300	261,762
1998	14,850	764	322	13,764					13,764
1999									0
2000	45,370	2,347	1,318	41,705					41,705
2001					193,909	10,660	12,506	170,743	170,743
2002	23,000	1,215	490	21,295					21,295
2003	15,080	791	445	13,844					13,844
2004	25,930	1,307	927	23,696					23,696
2005	12,510	4,718	298	7,494					7,494
2006					171,788	9,435	9,748	152,605	152,605
2007	175,180	555	250	174,375					174,375
2008									0
2009	18,190	8,701	405	9,084					9,084
2010	13,750	700	474	12,576					12,576
2011					112,518	6,184	7,314	99,020	99,020
2012									0
-				0					0
2034									0
Total	586,850	28,456	9,187	549,207	685,210	37,637	43,905	603,668	1,152,875



Table 7-2 Operation and Maintenance Cost

(1,000 US\$)

Year	Construction Cost (Transmission Line) without VAT and Import Duty	Operation and Maintenance Cost for Transmission Line	Construction Cost (Substation) without VAT and Import Duty	Operation and Maintenance Cost for Substation Equipment	Total Operation and Maintenance Cost
1994	274		0		
1995	150,638		0		
1996	0		0		
1997	80,462		181,300		
1998	13,764	2,314	0	3,626	5,940
1999	0	2,314	0	3,626	5,940
2000	41,705	2,314	0	3,626	5,940
2001	0	2,314	170,743	3,626	5,940
2002	21,295	2,868	0	7,041	9,909
2003	13,844	2,868	0	7,041	9,909
2004	23,696	2,868	0	7,041	9,909
2005	7,494	2,868	0	7,041	9,909
2006	0	2,868	152,605	7,041	9,909
2007	174,375	3,532	0	10,093	13,625
2008	0	3,532	0	10,093	13,625
2009	9,084	3,532	0	10,093	13,625
2010	12,576	3,532	0	10,093	13,625
2011	0	3,532	99,020	10,093	13,625
2012		5,492		12,073	17,565
2034					
Total	549,207	167,573	603,668	377,860	545,434





Table 7-3 Benefit Flow and Cost Flow of the Project

(1,000 US\$)

Discount Rate	Year	Cost			Benefit		NPV		
		Costruction	O&M	Total	PV	Total		PV	
10.00 % pa	1	1994	274		274	226		-226	
	2	1995	150,638		150,638	113,177		-113,177	
	3	1996	0		0	0		0	
	4	1997	261,762		261,762	162,534		-162,534	
	5	1998	13,764	5,940	19,704	11,122	982	554	-10,568
	6	1999	0	5,940	5,940	3,048	12,564	6,447	3,399
	7	2000	41,705	5,940	47,645	22,227	17,553	8,189	-14,038
	8	2001	170,743	5,940	176,683	74,931	50,317	21,339	-53,592
	9	2002	21,295	9,909	31,204	12,030	72,051	27,779	15,748
	10	2003	13,844	9,909	23,753	8,325	98,470	34,513	26,188
	11	2004	23,696	9,909	33,605	10,708	129,166	41,156	30,449
	12	2005	7,494	9,909	17,403	5,041	164,153	47,549	42,508
	13	2006	152,605	9,909	162,514	42,795	204,188	53,769	10,974
	14	2007	174,375	13,625	188,000	45,006	248,047	59,380	14,375
	15	2008	0	13,625	13,625	2,965	294,906	64,180	61,215
	16	2009	9,084	13,625	22,709	4,493	344,805	68,218	63,725
	17	2010	12,576	13,625	26,201	4,712	397,573	71,507	66,795
	18	2011	99,020	13,625	112,645	18,418	452,606	74,005	55,586
	19	2012		17,565	17,565	2,611	452,606	67,277	64,666
	20	2013		17,565	17,565	2,374	452,606	61,161	58,787
	21	2014		17,565	17,565	2,158	452,606	55,601	53,443
	22	2015		17,565	17,565	1,962	452,606	50,546	48,585
	23	2016		17,565	17,565	1,783	452,606	45,951	44,168
	24	2017		17,565	17,565	1,621	452,606	41,774	40,153
	25	2018		17,565	17,565	1,474	452,606	37,976	36,502
	26	2019		17,565	17,565	1,340	452,606	34,524	33,184
	27	2020		17,565	17,565	1,218	452,606	31,385	30,167
	28	2021		17,565	17,565	1,107	452,606	28,532	27,425
	29	2022		17,565	17,565	1,007	452,606	25,938	24,932
	30	2023		17,565	17,565	915	452,606	23,580	22,665
	31	2024		17,565	17,565	832	452,606	21,437	20,605
	32	2025		17,565	17,565	756	452,606	19,488	18,731
	33	2026		17,565	17,565	688	452,606	17,716	17,029
	34	2027		17,565	17,565	625	452,606	16,106	15,481
	35	2028		17,565	17,565	568	452,606	14,641	14,073
	36	2029		17,565	17,565	517	452,606	13,310	12,794
	37	2030		17,565	17,565	470	452,606	12,100	11,631
	38	2031		17,565	17,565	427	452,606	11,000	10,573
	39	2032		17,565	17,565	388	452,606	10,000	9,612
	40	2033		17,565	17,565	353	452,606	9,091	8,738
	41	2034		17,565	17,565	321	452,606	8,265	7,944
	Total		1,152,875	545,425	1,698,300	567,272	12,897,319	1,235,986	668,715

B-C 668,715

B/C 2.1788264



Table 7-4 Calculation of EIRR

(1,000 US\$)

Discount Rate	Year	Cost			Benefit		NPV		
		Costruction	O&M	Total	PV	Total		PV	
17.53573 % pa	1	1994	274		274	198		-198	
	2	1995	150,638		150,638	92,774		-92,774	
	3	1996	0		0	0		0	
	4	1997	261,762		261,762	116,696		-116,696	
	5	1998	13,764	5,940	19,704	7,474	982	372	-7,101
	6	1999	0	5,940	5,940	1,917	12,564	4,055	2,138
	7	2000	41,705	5,940	47,645	13,082	17,553	4,819	-8,262
	8	2001	170,743	5,940	176,683	41,273	50,317	11,754	-29,519
	9	2002	21,295	9,909	31,204	6,202	72,051	14,320	8,118
	10	2003	13,844	9,909	23,753	4,017	98,470	16,651	12,634
	11	2004	23,696	9,909	33,605	4,835	129,166	18,583	13,748
	12	2005	7,494	9,909	17,403	2,130	164,153	20,093	17,963
	13	2006	152,605	9,909	162,514	16,924	204,188	21,264	4,340
	14	2007	174,375	13,625	188,000	16,657	248,047	21,978	5,320
	15	2008	0	13,625	13,625	1,027	294,906	22,231	21,204
	16	2009	9,084	13,625	22,709	1,456	344,805	22,115	20,658
	17	2010	12,576	13,625	26,201	1,430	397,573	21,695	20,265
	18	2011	99,020	13,625	112,645	5,230	452,606	21,013	15,783
	19	2012		17,565	17,565	694	452,606	17,878	17,184
	20	2013		17,565	17,565	590	452,606	15,211	14,620
	21	2014		17,565	17,565	502	452,606	12,941	12,439
	22	2015		17,565	17,565	427	452,606	11,011	10,583
	23	2016		17,565	17,565	364	452,606	9,368	9,004
	24	2017		17,565	17,565	309	452,606	7,970	7,661
	25	2018		17,565	17,565	263	452,606	6,781	6,518
	26	2019		17,565	17,565	224	452,606	5,769	5,546
	27	2020		17,565	17,565	190	452,606	4,909	4,718
	28	2021		17,565	17,565	162	452,606	4,176	4,014
	29	2022		17,565	17,565	138	452,606	3,553	3,415
	30	2023		17,565	17,565	117	452,606	3,023	2,906
	31	2024		17,565	17,565	100	452,606	2,572	2,472
	32	2025		17,565	17,565	85	452,606	2,188	2,103
	33	2026		17,565	17,565	72	452,606	1,862	1,790
	34	2027		17,565	17,565	61	452,606	1,584	1,523
	35	2028		17,565	17,565	52	452,606	1,348	1,295
	36	2029		17,565	17,565	45	452,606	1,147	1,102
	37	2030		17,565	17,565	38	452,606	976	938
	38	2031		17,565	17,565	32	452,606	830	798
	39	2032		17,565	17,565	27	452,606	706	679
	40	2033		17,565	17,565	23	452,606	601	578
	41	2034		17,565	17,565	20	452,606	511	491
	Total		1,152,875	545,425	1,698,300	337,859	12,897,319	337,859	0

B-C 0  
B/C 1.000000



Table 7-5 Construction Cost for Financial Analysis

(1,000 US\$)

Year	Total Construction Cost for Transmission Line	Value Added Tax	Construction Cost (Transmission Line) for Analysis	Total Construction Cost for Substation Equipment	Value Added Tax	Construction Cost (Substation) for Analysis	Total Construction Cost for Analysis
	A	B	C=A-B	D	E	F=D-E	C+F
1994	300	16	284				284
1995	161,280	6,692	154,588				154,588
1996							0
1997	81,410	650	80,760	206,995	11,358	195,637	276,397
1998	14,850	764	14,086				14,086
1999							0
2000	45,370	2,347	43,023				43,023
2001				193,909	10,660	183,249	183,249
2002	23,000	1,215	21,785				21,785
2003	15,080	791	14,289				14,289
2004	25,930	1,307	24,623				24,623
2005	12,510	4,718	7,792				7,792
2006				171,788	9,435	162,353	162,353
2007	175,180	555	174,625				174,625
2008							0
2009	18,190	8,701	9,489				9,489
2010	13,750	700	13,050				13,050
2011				112,518	6,184	106,334	106,334
2012			0			0	0
2034							
Total	586,850	28,456	558,394	685,210	37,637	647,573	1,205,967



Table 7-6 Calculation of FIRR

(1,000 US\$)

Discount Rate 17.10040 % pa	Year	Cost			Revenue		NPV	
		Costruction	O&M	Total	PV	Total		PV
1	1994	284		284	207		-207	
2	1995	154,588		154,588	96,272		-96,272	
3	1996	0		0	0		0	
4	1997	276,397		276,397	125,528		-125,528	
5	1998	14,086	5,940	20,026	7,767	982	381	-7,386
6	1999	0	5,940	5,940	1,967	12,564	4,161	2,194
7	2000	43,023	5,940	48,963	13,848	17,553	4,965	-8,884
8	2001	183,249	5,940	189,189	45,695	50,317	12,153	-33,542
9	2002	21,785	9,909	31,694	6,537	72,051	14,861	8,324
10	2003	14,289	9,909	24,198	4,262	98,470	17,345	13,082
11	2004	24,623	9,909	34,532	5,194	129,166	19,429	14,235
12	2005	7,792	9,909	17,701	2,274	164,153	21,086	18,812
13	2006	162,353	9,909	172,262	18,896	204,188	22,398	3,502
14	2007	174,625	13,625	188,250	17,634	248,047	23,236	5,601
15	2008	0	13,625	13,625	1,090	294,906	23,591	22,501
16	2009	9,489	13,625	23,114	1,579	344,805	23,555	21,976
17	2010	13,050	13,625	26,675	1,556	397,573	23,193	21,637
18	2011	106,334	13,625	119,959	5,976	452,606	22,548	16,572
19	2012		17,565	17,565	747	452,606	19,255	18,508
20	2013		17,565	17,565	638	452,606	16,444	15,805
21	2014		17,565	17,565	545	452,606	14,042	13,497
22	2015		17,565	17,565	465	452,606	11,992	11,526
23	2016		17,565	17,565	397	452,606	10,240	9,843
24	2017		17,565	17,565	339	452,606	8,745	8,406
25	2018		17,565	17,565	290	452,606	7,468	7,178
26	2019		17,565	17,565	247	452,606	6,377	6,130
27	2020		17,565	17,565	211	452,606	5,446	5,235
28	2021		17,565	17,565	180	452,606	4,651	4,470
29	2022		17,565	17,565	154	452,606	3,972	3,817
30	2023		17,565	17,565	132	452,606	3,392	3,260
31	2024		17,565	17,565	112	452,606	2,896	2,784
32	2025		17,565	17,565	96	452,606	2,473	2,377
33	2026		17,565	17,565	82	452,606	2,112	2,030
34	2027		17,565	17,565	70	452,606	1,804	1,734
35	2028		17,565	17,565	60	452,606	1,540	1,481
36	2029		17,565	17,565	51	452,606	1,315	1,264
37	2030		17,565	17,565	44	452,606	1,123	1,080
38	2031		17,565	17,565	37	452,606	959	922
39	2032		17,565	17,565	32	452,606	819	787
40	2033		17,565	17,565	27	452,606	700	672
41	2034		17,565	17,565	23	452,606	597	574
Total		1,205,967	545,425	1,751,392	361,266	12,897,319	361,266	0

B-C 0  
B/C 1.000000





Table 7-7 Construction Cost divided into Foreign and Local Currency Portion  
(1,000 US\$)

Year	Construction Cost for Transmission Line				Construction Cost for Substation Equipment				Total Const. Cost
	Total (a)+(b)	Foreign (a)	Local (b)	(Local) (VAT) (c)	Total (d)+(e)	Foreign (d)	Local (e)	(Local) (VAT) (f)	(a)+(b)+(d)+(e)
1994	300	20	280	16	0				300
1995	161,280	11,280	150,000	6,692	0				161,280
1996	0	0	0	0	0				0
1997	81,410	24,160	57,250	650	206,996	138,528	68,468	11,358	288,406
	242,990				206,996				449,986
1998	14,850	920	13,930	764	0				14,850
1999	0	0	0	0	0				0
2000	45,370	3,770	41,600	2,347	0				45,370
2001	0	0	0	0	193,906	136,943	56,963	10,660	193,906
	60,220				193,906				254,126
2002	23,000	1,400	21,600	1,215	0				23,000
2003	15,080	1,270	13,810	791	0				15,080
2004	25,930	2,650	23,280	1,307	0				25,930
2005	12,510	850	11,660	4,718	0				12,510
2006	0	0	0	0	171,786	124,385	47,401	9,435	171,786
	76,520				171,786				248,306
2007	175,180	59,700	115,480	555	0				175,180
2008	0	0	0	0	0				0
2009	18,190	1,160	17,030	8,701	0				18,190
2010	13,750	1,350	12,400	700	0				13,750
2011	0	0	0	0	112,519	77,580	34,939	6,184	112,519
	207,120				112,519				319,639
<b>Total</b>	<b>586,850</b>	<b>108,530</b>	<b>478,320</b>	<b>28,456</b>	<b>685,207</b>	<b>477,436</b>	<b>207,771</b>	<b>37,637</b>	<b>1,272,057</b>



Table 7-8 Calculation of Interest during Construction

(1,000 US\$)

Year	Construction cost without VAI before escalation			Construction cost without VAI after escalation			Interest during Construction				Total		
	Foreign (a)+(d)	Local (b) - (c)+(e)-(f) - Total		Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Grand total
		Local (b)	Total										
1994	20	284	284	22	291	313	1	7	8	23	298	321	
1995	11,280	143,308	154,588	13,058	165,897	178,955	524	4,162	4,686	13,582	170,059	183,641	
1996	0	0	0	0	0	0	1,046	8,309	9,356	1,046	8,309	9,356	
1997	162,688	113,710	276,398	207,636	145,126	352,762	9,352	11,938	21,289	216,988	157,064	374,051	
		431,270			532,030				35,339			557,369	
1998	920	13,166	14,086	1,233	17,644	18,877	49	441	490	1,282	18,085	19,367	
1999	0	0	0	0	0	0	99	882	981	99	882	981	
2000	3,770	39,253	43,023	5,570	57,995	63,565	321	2,332	2,653	5,891	60,327	66,218	
2001	136,943	46,303	183,246	212,444	71,831	284,275	9,042	5,578	14,620	221,486	77,409	298,894	
		240,355			366,716				18,744			385,460	
2002	1,400	20,385	21,785	2,280	33,205	35,485	91	830	921	2,372	34,035	36,407	
2003	1,270	13,019	14,289	2,172	22,267	24,439	269	2,217	2,486	2,441	24,484	26,925	
2004	2,650	21,973	24,623	4,759	39,460	44,219	547	3,760	4,307	5,306	43,220	48,526	
2005	850	6,942	7,792	1,603	13,690	14,693	801	5,074	5,875	2,404	18,164	20,568	
2006	124,385	37,966	162,351	246,274	75,170	321,444	10,716	7,280	17,996	256,990	82,450	339,440	
		230,840			440,281				31,586			471,866	
2007	59,700	114,925	174,625	124,112	238,921	363,033	4,964	5,973	10,938	129,076	244,894	373,970	
2008	0	0	0	0	0	0	9,929	11,946	21,875	9,929	11,946	21,875	
2009	1,160	8,329	9,489	2,659	19,090	21,749	10,035	12,423	22,459	12,694	31,514	44,208	
2010	1,350	11,700	13,050	3,249	28,157	31,406	10,272	13,604	23,876	13,521	41,762	55,282	
2011	77,580	28,755	106,335	196,041	72,662	268,703	18,243	16,125	34,368	214,284	88,787	303,071	
		303,495			684,891				113,515			798,407	
Total	585,966	619,998	1,205,964	1,023,111	1,900,807	2,023,918	86,302	112,882	199,185	1,109,413	1,113,689	2,223,103	



Table 7-9

## Financing for Construction

(1,000 US\$)

Year	Construction cost after escalation		Interest during Construction		Financing for Construction		
	Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	Total
1994	22	291	1	7	23	153	176
1995	13,058	165,897	524	4,162	13,582	87,110	100,693
1996	0	0	1,046	8,309	1,046	8,309	9,356
1997	207,636	145,126	9,352	11,938	216,988	84,501	301,488
					231,639	180,073	411,712
1998	1,233	17,644	49	441	1,282	9,263	10,545
1999	0	0	99	882	99	882	981
2000	5,570	57,995	321	2,332	5,891	31,330	37,221
2001	212,444	71,831	9,042	5,578	221,486	41,493	262,979
					228,758	82,968	311,727
2002	2,280	33,205	91	830	2,371	17,433	19,804
2003	2,172	22,267	269	2,217	2,441	13,350	15,792
2004	4,759	39,460	547	3,760	5,306	23,490	28,796
2005	1,603	13,090	801	5,074	2,404	11,619	14,023
2006	246,274	75,170	10,716	7,280	256,990	44,865	301,855
					269,512	110,757	380,269
2007	124,112	238,921	4,964	5,973	129,076	125,434	254,510
2008	0	0	9,929	11,946	9,929	11,946	21,875
2009	2,659	19,090	10,035	12,423	12,694	21,968	34,663
2010	3,249	28,157	10,272	13,604	13,521	27,683	41,204
2011	196,041	72,662	18,243	16,125	214,284	52,456	266,740
					379,505	239,487	618,991
Total	1,023,111	1,000,807	86,302	112,882	1,109,413	613,285	1,722,698



Table 7-10 Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1994-1997)  
(1,000 US\$)

No.	Year	Financing for Construction		Repayment of foreign Currency			Repayment of local Currency						
		Foreign	Local	Total	Interest	Principal	Total	Interest	Principal	Total			
	1994	23	153	176									
	1995	13,582	87,110	100,693									
	1996	1,046	8,309	9,356									
	1997	216,988	84,501	301,488									
1	1998				18,531	5,062	23,593	226,577	18,007	11,299	29,306	163,774	
2	1999				18,126	5,467	23,593	221,110	16,877	12,429	29,306	156,346	
3	2000				17,689	5,904	23,593	215,206	15,635	13,671	29,306	142,674	
4	2001				17,217	6,376	23,593	208,830	14,267	15,039	29,306	127,635	
5	2002				16,706	6,887	23,593	201,943	12,764	16,543	29,306	111,093	180,073
6	2003				16,155	7,437	23,593	194,506	11,109	18,197	29,306	92,896	
7	2004				15,560	8,032	23,593	186,473	9,290	20,016	29,306	72,880	
8	2005				14,918	8,675	23,593	177,798	7,288	22,018	29,306	50,862	
9	2006				14,224	9,369	23,593	168,429	5,086	24,220	29,306	26,642	
10	2007				13,474	10,119	23,593	158,311	2,664	26,642	29,306	0	
11	2008				12,665	10,928	23,593	147,382					
12	2009				11,791	11,802	23,593	135,580					
13	2010				10,846	12,747	23,593	122,834					
14	2011				9,827	13,766	23,593	109,067					
15	2012				8,725	14,868	23,593	94,200					
16	2013				7,536	16,057	23,593	78,143					
17	2014				6,251	17,342	23,593	60,801					
18	2015				4,864	18,729	23,593	42,072					
19	2016				3,366	20,227	23,593	21,845					
20	2017				1,748	21,845	23,593	0					
	Total	231,639	180,073	411,713	240,220	231,639	471,859		112,988	180,073	293,061		





Table 7-11 Repayment Schedule of Debt (loan supplied 1998-2001)  
(1,000 US\$)

No.	Year	Financing for Construction		Repayment of foreign Currency		Repayment of local Currency	
		Foreign	Local	Interest	Principal Total	Interest	Principal Total
	1994						
	1995						
	1996						
	1997						
	1998	1,282	9,263				
	1999	99	882				
	2000	5,891	31,330				
	2001	221,486	41,493	262,979			
1	2002			18,301	4,999	23,300	228,758
2	2003			17,901	5,399	23,300	223,753
3	2004			17,469	5,831	23,300	218,360
4	2005			17,002	6,297	23,300	212,530
5	2006			16,499	6,801	23,300	206,233
6	2007			15,955	7,345	23,300	199,432
7	2008			15,367	7,933	23,300	192,087
8	2009			14,732	8,567	23,300	184,154
9	2010			14,047	9,253	23,300	175,587
10	2011			13,307	9,993	23,300	166,334
11	2012			12,507	10,792	23,300	156,342
12	2013			11,644	11,656	23,300	145,549
13	2014			10,712	12,588	23,300	133,894
14	2015			9,704	13,595	23,300	121,306
15	2016			8,617	14,683	23,300	107,711
16	2017			7,442	15,857	23,300	93,028
17	2018			6,174	17,126	23,300	77,171
18	2019			4,804	18,496	23,300	60,045
19	2020			3,324	19,976	23,300	41,549
20	2021			1,726	21,574	23,300	21,574
	Total	228,758	82,968	311,726	228,758	465,990	0
				237,232	52,059	82,968	135,027



Table 7-12 Repayment Schedule of Debt (loan supplied 2002-2006) (1,000 US\$)

No.	Year	Financing for Construction			Repayment of foreign Currency			Repayment of local Currency						
		Foreign	Local	Total	Interest	Principal	Total	Interest	Principal	Total				
	1994													
	1995													
	1996													
	1997													
	1998													
	1999													
	2000													
	2001													
	2002	2,371	17,433	19,804										
	2003	2,441	13,350	15,792										
	2004	5,306	23,490	28,796										
	2005	2,404	11,619	14,023										
	2006	256,990	44,865	301,855										
1	2007				21,561	5,889	27,450	263,623	11,076	6,949	18,025	110,757		
2	2008				21,090	6,361	27,450	257,262	10,381	7,644	18,025	103,808		
3	2009				20,581	6,869	27,450	250,393	9,616	8,409	18,025	96,163		
4	2010				20,031	7,419	27,450	242,974	8,775	9,250	18,025	87,754		
5	2011				19,438	8,013	27,450	234,961	7,850	10,175	18,025	78,504		
6	2012				18,797	8,654	27,450	226,308	6,833	11,192	18,025	68,330		
7	2013				18,105	9,346	27,450	216,962	5,714	12,311	18,025	57,137		
8	2014				17,357	10,093	27,450	206,868	4,483	13,543	18,025	44,826		
9	2015				16,549	10,901	27,450	195,967	3,128	14,897	18,025	31,283		
10	2016				15,677	11,773	27,450	184,194	1,639	16,387	18,025	16,387		
11	2017				14,736	12,715	27,450	171,480				0		
12	2018				13,718	13,732	27,450	157,747						
13	2019				12,620	14,831	27,450	142,917						
14	2020				11,433	16,017	27,450	126,900						
15	2021				10,152	17,298	27,450	109,601						
16	2022				8,768	18,682	27,450	90,919						
17	2023				7,274	20,177	27,450	70,742						
18	2024				5,659	21,791	27,450	48,951						
19	2025				3,916	23,534	27,450	25,417						
20	2026				2,033	25,417	27,450	0						
	Total	269,512	110,757	380,270	279,496	269,512	549,008		69,495	110,757	180,252			

