

タイ王国

バンコック市

配電網近代化マスタープラン計画

事前調査報告書

1981年3月

国際協力事業団

タイ王国

バンコック市

配電網近代化マスタープラン計画

事前調査報告書

1981年3月

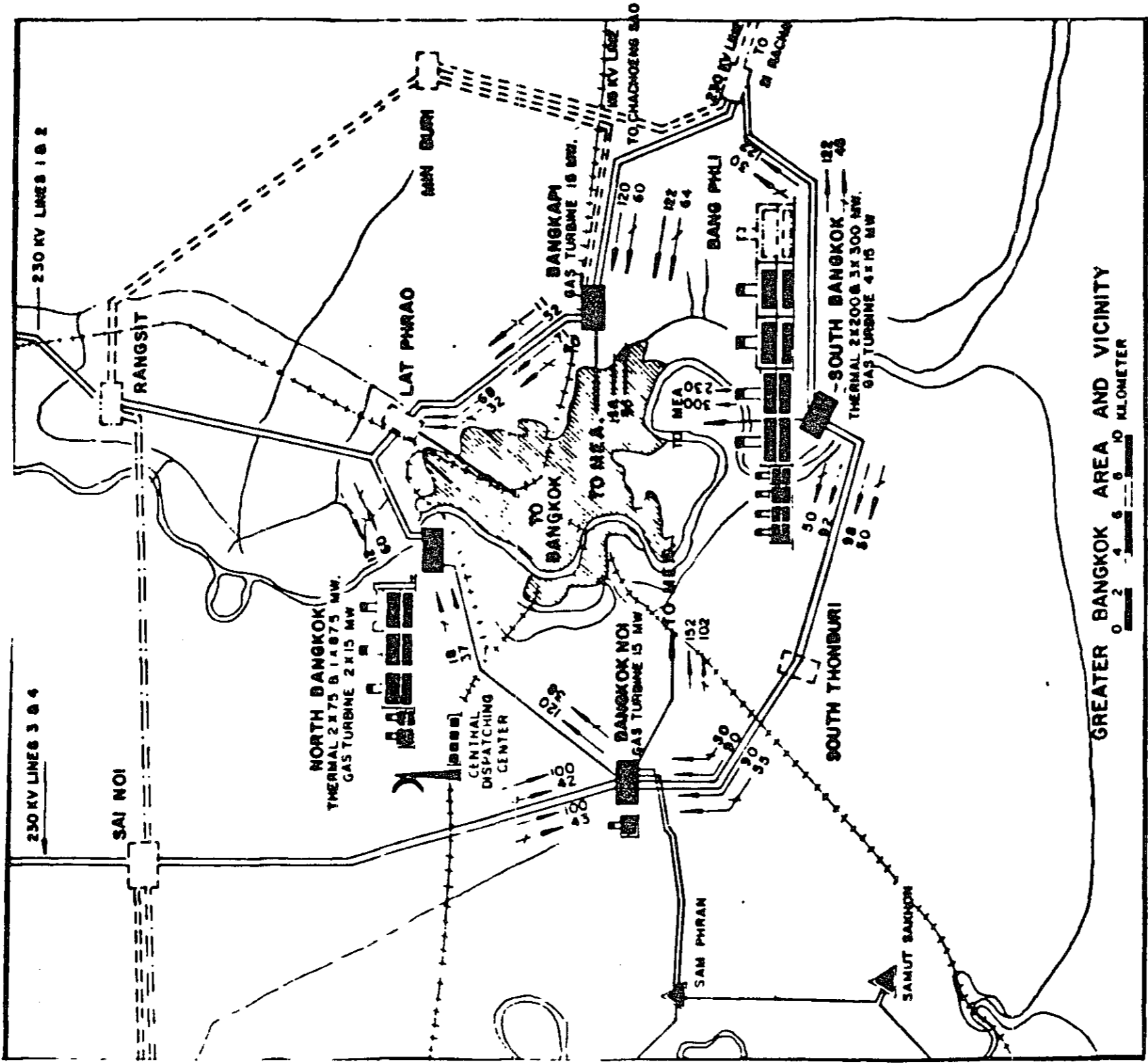
JICA LIBRARY

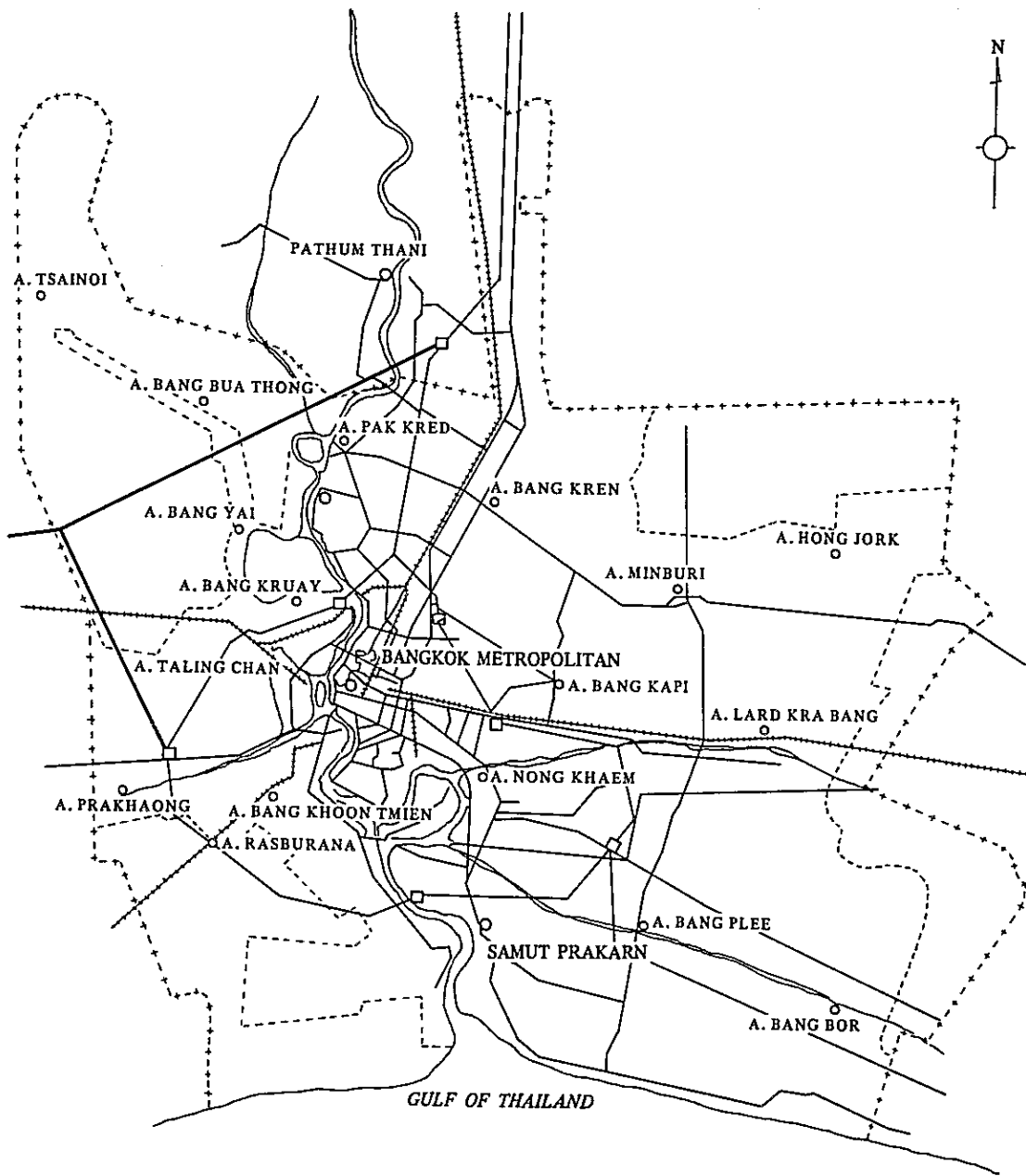


1050023[9]

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 22	122
登録No. 01327	64.4
	MPN





A = AMPHOE

MEA'S SERVICE AREA

目 次

タイ王国地図	i
I. 調査団の構成	1
II. 調査日程	5
III. 調査結果	9
1. タイ王国の概要	11
2. タイ国の電気事業と電力行政	11
3. タイ国の電力供給の現状	12
(1) 電力需要動向	12
(2) 発電設備	12
(3) 電力流通設備	12
4. タイ国における将来の電力需要と電源開発	13
5. MEAの組織とその電力事業	13
(1) 沿革	13
(2) 供給区域	13
(3) 組織	13
6. MEAの電力設備	14
(1) 電力設備の概要	14
(2) 送電設備	14
(3) 変電設備	14
(4) 配電設備	15
(A) 高圧配電線路の設備現状	15
(B) 低圧配電線路の設備現状	15
(C) 配電設備維持運用の現状	16
(D) MEA管内の送配電損失の現状	16
(5) 事故実績	16
(6) 給電及通信設備	16
(7) その他	16
7. マスタープラン作成のための需要想定	17
8. マスタープラン作成の主要項目	17
9. 添付資料 Scope of Work	21
IV. 参考資料	33

1. 総人口予想	3 5
2. 人口増加率	3 6
3. 各地区別人口	3 7
4. 国民総生産（1972年価格）	3 8
5. E G A T総発電量	3 9
6. M E A 負荷需要	4 0
7. 現有発電設備	4 1
8. 発電系統図	4 3
9. 電源開発計画	4 5
10. M E A 組織図	4 6
11. M E A 支店組織概要	4 7
12. Conclusion, Power System in Fiscal 1979.	4 8
13. Number and Capacity of Transformers, Transmission Lines and Distribution Lines for Fiscal Year 1979.	4 9
14. 電気料金	5 1

I 調査団の構成

Ⅱ 調 査 日 程

Ⅱ 調 査 日 程

日 順	月 日	曜 日	行 程	調 査 内 容
1	12月 8日	月	成田 → バンコック 大阪	移動
2	12月 9日	火	バンコック	日本大使館, JICA 事務所表敬 DTEC 及 MEA 訪問, スケジュール及 Scope of Work (S/W) 説明, MEA と内容について討議
3	12月10日	水	"	討議内容に基き S/W 一部修正
4	12月11日	木	"	S/W 討議最終案確定
5	12月12日	金	"	S/W 調印 (IICA バンコック事務所 北野所長他立合)
6	12月13日	土	"	現地調査行程打合せ, 資料収集開始 Bangkapi, BangNa 変電所視察, 69KV, 12KV 送配電線視察
7	12月14日	日	バンコック バンコック→マニラ バンコック→成田	収集資料整備 高橋団長マニラに移動 小沢団員帰国
8	12月15日	月	バンコック	Bangplee, Bangpu, Samrong, South Bangkok, 各変電所視察, 115KV, 24KV 送配電線視察 収集資料について質疑 追加資料収集
9	12月16日	火	"	Chidlom, Watlieb 各変電所視察, 市 内低圧ネットワーク設備視察, 中央給 電所及コンピューターセンター視察, 追加資料収集
10	12月17日	水	"	収集資料整備 追加資料収集
11	12月18日	木	"	追加資料収集 MEA 及 DTEC 挨拶 収集資料一覧表作成

日 順	月 日	曜 日	行 程	調 査 内 容
1 2	1 2月19日	金	バンコック	日本大使館, JICA事務所 報告及び 挨拶
1 3	1 2月20日	土	バンコック→大阪	帰国

Ⅲ 調 査 結 果

Ⅲ 調 査 結 果

1. タイ王国の概要

タイ王国はインドシナ半島の中央部をしめる国で、南はタイ湾にのぞみ、北西はビルマ、北東はラオス、南東はカンボジアと境を接し、南西はマライ半島の根元の部分迄国土がのびて、ここでマレーシアと境を接している。国土の南北の延長は1,600 Km, 東西は約750 Kmで、面積513,520 km²である。気候は熱帯性であるが、雨は比較的少なく、年降雨量は、マライ半島の西岸に4,000 mmをこす所があるのを除き、一般に平地では1,000～1,500 mm, 山地や丘陵では2,000 mm内外で北東部では1,000 mm以下の所もある。一般的には南西モンスーンの吹く5月～9月が雨季、北東モンスーンの吹く10月～2月が乾季で、交代期である2月～4月は夕立性の降雨を見ることもある。しかし、年度による雨量の差が大きく、特に1976年～1979年は一部の地域を除き異常渇水が続き、水力発電・農業等への影響が大きかった模様である。

人口は1975年の統計で4,187万人であり、1970～1975年の人口増加率は平均2.86%である。1980年現在の人口は、中間的な増加率で4,770万人程度、伸び率は2.64%と想定されている。(参考資料1・2・3)この人口の10%以上を占める約500万人余りが、バンコック及トンブリに集中している。

産業は農業、特に米が主要産業であり、次いで砂糖の生産が多く、この両者は主要な輸出産業となっている。

主要鉱産物は錫であり、その他鉄鉱石、リグナイトなどがある。

工業については、政府の積極的工業開発の結果急速に工業化が進み、1979年の国内総生産に占める製造業の割合は1972年価格に換算して20.4%になっている。(参考資料4)

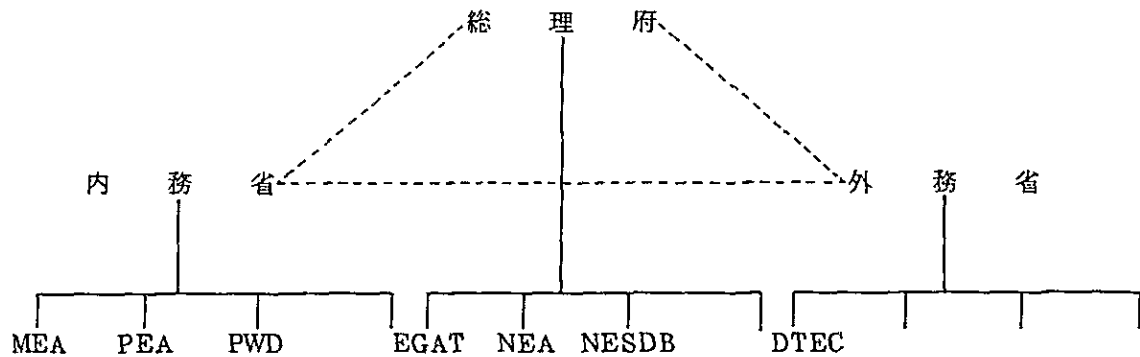
2. タイ国の電気事業と電力行政

タイの電力事業は凡て国営であり、発送電事業を担当するタイ発電庁(Electricity Generating Authority Thailand : EGAT)と配電事業を担当する首都電力庁(Metropolitan Electricity Authority : MEA), 地方電気庁(Provincial Electricity Authority : PEA)に大別できる。

タイの電力行政は、総理府に属する国家エネルギー庁(National Energy Administration : NEA)が総合的な電力開発計画の策定及調整を行い、内務省に属する公共事業局(Public Works Department : PWD)が、MEA, PEAの電力供給計画を指導する。また、総理府に属する国家経済開発局(National Economic and Social Development Board : NESDB)は、送配電計画に対し最終の調整、審査を行っている。

なお、対外資金の導入に関しては、外務省に属する技術経済協力部(Department Techni-

cal and Economical Cooperation : DTEC) が窓口の役割をしている。これらの概要を、次に示す。



3. タイ国の電力供給の現状

(1) 電力需要動向

タイ国における1970～1979の電力需要は、1974年を除き、年率12～20%と高い伸びを示している。1974年の伸びが約5%と低いのは、第1次石油ショックによる電力節減政策のためである。又、1979年の最大電力の伸びがやや低くなっているのは、電力節減のため一率5%の電圧低下を実施した結果であるが、電力量に対する効果は余り表れていない。

今後の電力需要の伸びは、石油値上りによるエネルギー節約政策が続けられているが、平均すれば約10.7%程度の伸び率が続くものと期待される。(参考資料5)なお、この内MEA管内の実績と想定は、参考資料6の通りである。

(2) 発電設備

発電設備は凡てEGATに所属しており、1979年9月における発電設備容量は2,886,100KWである。その主力となるものは、North Bangkok(237.5MW)、South Bangkok(1,300MW)の2大火力及Bhumibol(420MW)、Srikit(375MW)の2大水力であり、リグナイト専焼のMae Moe(150MW)がこれに続いている。(参考資料7)なお、1980年度より運転を開始したSrinagarind水力(360MW)は、まだ低水位のため本格的な運転は行っていない。

(3) 電力流通設備

タイ国の電力系統は、EGATの系統が主幹系統を構成し、これにMEA、PEAの系統が付随している形となっている。(参考資料8)即ち、EGATの230KV系統が北部の水力とバンコック周辺の火力を結ぶと共に、バンコックを取り巻く外輪線を形成している。MEAの系統は、この外輪線上のEGATの変電所と115KV又は69KVで接続され、管内の115KV、69KV系統を構成した上、24KV、12KVの配電系統につながる。PEAは全国に散在するEGATの115KV又は69KV変電所より受電して、33KV、24KV、12KVの配電系

統を構成している。

バンコックを取巻く230KV外輪線以外は凡て樹枝状系統で運転されている。

なお、最近MEAでは、230KV地中線及び市内中心部の230KV/69KV/12KVの変電所工事を完成したが、EGATとの接続が未完のため、230KV地中線による電力の受給は行われていない。

4. タイ国における将来の電力需要と電源開発

タイ国における将来の電力需要は、参考資料5・6に示した如く相当高いものと予想され、これに対する電源開発計画は参考資料9の通りとなっている。最も大きな電源は、タイ湾の天然ガスを利用するBang Pakongの火力発電所(Unit 550MW)とAo Phaiの原子力(Unit 1,000MW)であり、その他100MW~600MW程度の水力も10ヶ程度、考えられている。これらはすべてEGATにより建設又は計画されているものであり、1992年迄に合計9,200MWの出力増加を見込んでいる。

5. MEAの組織とその電力事業

(1) 沿革

1958年、バンコック電気会社(Bangkok Electric Work)と政府発電局が合併して成立された。現在では当時の発電設備は消滅している。

(2) 供給区域

Bankok Metropolitan (Bangkok 及び Thon buri), Nonthaburi, Samut Prakarn にまたがっており、その面積は約3,500Km²である。

1980年9月末の電化率は、供給区域の85%であるが、1981年度に完了する第4次5ヶ年計画により、1981年9月末には全供給区域内の電化を完成することになっている。

MEAの電化推進状況

	電化区域	電化率
1971年9月現在	1,381 Km ²	39.7 %
1976年9月現在	2,290 "	65.8 "
1980年9月現在	2,976 "	85.0 "
1981年9月予想	3,481 "	100 "

(3) 組織

MEAの組織は、大別して、総務・運転・技術の3部門に分かれている。(参考資料10)

また、支店は9ヶ所あり、夫々料金・需要家・配電の3部門を有している。(参考資料

11)

6. M E A の電力設備

(1) 電力設備の概要

M E A の 1 9 7 9 年 9 月 末 現 在 の 設 備 概 要 は 次 の 通 り で 有 る 。 (参 考 資 料 1 2 ・ 1 3)

1 1 5 K V 及 6 9 K V 送 電 線 2 8 回 線 4 5 5. 3 4 K m

2 4 K V 及 1 2 K V 配 電 線 2 8 3 回 線 4, 1 6 3. 5 K m

1 1 5 K V 変 圧 器 4 台 1 6 0 M V A

6 9 K V " 7 2 台 2, 4 8 4. 8 M V A

こ の 他 , 2 3 0 K V 送 電 線 と し て B a n g K a p i C h i d r o m 間 8. 5 K m の 地 中 線 が 有 り , 工 事 は 完 成 し て い る が , B a n g K a p i 側 は 未 接 続 で 有 る 。

又 , 1 1 5 K V 送 電 線 は S o u t h B a n g k o k か ら P a k n a m を 経 て B a n g P u 迄 送 電 さ れ て お り , B a n g P u B a n g P l e e 間 の 送 電 線 は 建 設 さ れ て い る が , B a n g P l e e と は 未 接 続 で 有 る 。 そ の 他 の 市 内 部 は 6 9 K V で 有 り , 配 電 線 は , 市 の 中 心 部 が 1 2 K V , 周 辺 部 は 2 4 K V と な っ て い る 。 電 線 サ イ ズ は , 1 1 5 K V , 6 9 K V が 7 9 5 M C M の 単 導 体 又 は 複 導 体 , 2 4 K V , 1 2 K V は 3 3 6. 4 M C M で 有 る 。

(2) 送 電 設 備

M E A 管 内 へ の 2 次 送 電 設 備 は , E G A T 所 有 の 2 3 0 K V 変 電 所 よ り M E A 所 管 の 変 電 所 に 送 電 さ れ , そ れ よ り 1 1 5 K V 又 は 6 9 K V に 降 圧 さ れ , バ ン コ ッ ク 市 内 , サ マ ッ ト ブ ラ カ ン 及 び ノ ン チ ャ プ リ 地 区 に 有 る 配 電 用 変 電 所 に 供 給 さ れ て い る 。

電 圧 は 1 1 5 K V 及 6 9 K V の 2 種 の 電 圧 の も の が 採 用 さ れ , バ ン コ ッ ク 市 内 に 於 て は 主 と し て 6 9 K V の 送 電 線 が 市 街 地 の 道 路 上 に 設 置 さ れ て い る コ ン ク リ ー ト 柱 に 架 線 さ れ て 居 り (極 く 一 部 と し て は 鉄 塔 上 に 架 線) , 1 回 線 架 線 が 多 い 。 又 , 2 4 K V 及 び 1 2 K V 配 電 線 路 と の 共 架 区 域 も 多 い 。

(3) 変 電 設 備

変 電 所 は , E G A T の 2 3 0 K V 変 電 所 に 隣 接 さ れ て い る も の が 6 ケ 所 , E G A T の 2 3 0 K V 側 よ り 地 中 線 で 市 内 に 入 っ て い る も の (未 接 続) が 1 ケ 所 で , こ の 7 ケ 所 を タ ー ミ ナ ル 変 電 所 と 称 し て い る 。 変 電 所 数 は 1 9 7 9 年 度 末 で 4 5 ケ 所 有 る 。 大 部 分 の 変 電 所 の 変 圧 器 は , 低 圧 側 は 1 2 K V , 2 4 K V の 2 重 定 格 と な っ て お り , 一 部 に は 一 次 側 が 1 1 5 K V , 6 9 K V の 2 重 定 格 の も の も 存 在 し た 。

変 圧 器 の 容 量 は 自 冷 ・ 風 冷 の 2 重 定 格 で , 最 近 の も の の 標 準 は 自 冷 で 3 0 M W , 風 冷 で 4 0 M W , 負 荷 時 タ ッ プ 切 替 付 の 場 合 タ ッ プ 巾 は 1 7 タ ッ プ 又 は 2 1 タ ッ プ で 有 る 。 変 電 所 に は 変 圧 器 を 2 台 設 置 し , 1 台 当 り 1 2 K V の 場 合 は フ ィ ー ダ ー を 5 回 線 , 2 4 K V の 場 合 は 2 ~ 3 回 線 を 標 準 と し て い る が , フ ィ ー ダ ー の 電 流 容 量 の 合 計 と 変 圧 器 の 容 量 が ほぼ 等 し い た め , 各 フ ィ ー ダ ー の 不 等 率 を 考 慮 し た 場 合 , 変 圧 器 が 満 負 荷 に なる よ り も 前 に 何 れ か の フ ィ ー ダ ー が 満 負 荷 に なる た め , 変 圧 器 の 稼 働 率 は あ ま り よ く な い 。

しゃ断器のしゃ断容量は、230KV、10,000MVA、115KV、69KV、5,000MVA、24KV、750MVA、12KV、500MVAである。負荷力率は約85%で、電圧変動を±5%としているため柱上コンデンサが多く見受けられた。コンデンサの容量は約500MVARであるが、変電所のコンデンサはあまり多くない。EGATに隣接しているターミナル変電所ではコンデンサ設備はEGAT側で用意している。

電圧不均衡は殆ど見受けられなかったが、一部変電所では隣接の製鉄工場の影響で相当の電力変動が認められた。

(4) 配電設備

(A) 高圧配電線路の設備現状

配電線路は、1980年10月現在261回線の12KV級の配電線路及び37回線の24KV級の配電線路が施設されており、2次送電線のコンクリート電柱に共架されている処が比較的多い。又、最近の供給増加対策として架空ケーブル使用が盛んに実施されており、同じ架空配電線路に共架の形となっている。架空配電線路の種類・太さは、AACの裸線で、幹線部分は336.4MCM、分岐線部分は4.0AWG、2/0、#2となっている。配電方式としては、12KV、24KV共に3相3線式の樹枝形態で、接地は直接接地方式となっている。又、特色の1つとして力率改善及び電圧改善対策として随所に柱上に各種容量のキャパシターが設置されている。

地中配電線路は架空方式に比してその設備比率は少なく、現在は変電所の引出口及び架空施設が困難な箇所のみ限られている。但し、バンコック市内の繁華街の一部地区については後述する低圧ネットワーク方式が採用されているため、この地区に限っては3変電所よりの12KV級の地中配電線路が地区全般にわたって施設されている。このように、高圧配電設備としてはバンコックの中心部では12KV、周辺部では24KVと異なった電圧により供給されているため、将来の負荷増加並びに配電線事故時の負荷融通が不可能である等配電設備の一元管理上不便であるので、将来のマスタープランの策定に当たっては24KVの高圧配電電圧に逐次統一移行について考慮の必要があろう。

(B) 低圧配電線路の設備現状

街路灯供給のためのケーブル施設を除き、すべて架空方式が採用され、高圧架空配電線路と共架されている。但し低圧ネットワーク地区のみは、低圧単独の架空方式となっている。供給方式としては3相4線式が大部分で、1部単相3線式を採用している。低圧電圧は電灯240Vである。又、柱上変圧器については殆どが単相変圧器の3台吊となっており、大容量のものは3相変圧器でH柱上に設置されている。

MEA管内の低圧配電供給方式の特色として、バンコック市内の一部繁華街地区に低圧ネットワーク方式が採用されていることである。本方式は、20年前に米国のロジャースコンサルタントの指導によって設置されたもので、設備としては現在では相当古いものと

なっている。もともとこの方式は、繁華街のような高負荷密度地域の無停電供給方式として理想的なものであるが、反面、事故回線の負荷を他の健全回線で持たすため、常時の設備利用率を低くする必要がある他、自動運転のためのプロテクター等の機器の設置を必要とする。従って、建設費及び維持費が高つくことになるため、既に負荷が高密度で飽和状態となり、将来の負荷の伸びがあまり期待されない地域に限定して設置されるべきものと思われ、将来のマスタープラン策定に当っては、この低圧ネットワーク方式の今後の設置方針について慎重に考慮する必要がある。

(C) 配電設備維持運用の現状

M E A管内の12KV及び24KV高圧架空配電線路の特色として線路に設置される区分開閉器については、3相の負荷遮断開閉器の設置が全然なく、すべて1相のみの負荷遮断の出来ない開閉器が各相に設置されているのみである。(極く一部に3極同時開閉可能の開閉器が設置されている。)従って他配電線路からの負荷融通切替並びに事故発生時の切替は不便である。又、他の特色としては、高圧需要家の計量装置が配電柱上にCT・PTを設置して屋外に取付けられている。

(D) M E A管内の送配電損失の現状

最近の年間送配電損失は比較的少ない様で、ピーク時で送配電損失率1%、変電所損失率1%、配電損失率3.7%、合計5.7%の損失率を示している。

(5) 事故実績

M E A管内の停電事故は、1979年度の実績によれば、送電線関係111回、延停電時間3,289分で、平均停電時間は約30分である。又、配電線関係は4,846回、288,478分で、平均停電時間は約60分となっている。(参考資料12)停電の大部分は、樹木接触と碍子破損(雷と推定)であり、停電時間の長いのは、柱上の開閉器が凡て手動方式であり、事故点の切離しに時間を要するためである。

(6) 給電及通信設備

給電指令所は1ヶ所で全管内を統制している。連絡方法は無線を主体としており、自動化はなされていない。現在、Chidrom 変電所構内に新しい給電設備を建設中で、1983年より自動記録収集、遠方操作等の自動給電を実施する予定となっている。

保守用の移動無線車は約100台あり、給電所・変電所の指示要請に基き現地へ出動する体制となっている。

(7) その他

コンピューター設備として、パロースB3,800を賃借している。計算機の記憶容量は500Kバイトで、中型機の中小規模の部類に入る。給与計算等事務計算が主体であるが、汐流計算、短絡容量計算等の技術計算プログラムも有しており、必要に応じて計算を行っている。

なお、パロースの計算言語は元来アルゴルであるが、MEAではコボル、フォートランを用いており、IBMの計算機言語をそのまま用いることが出来る。

7. マスタープラン作成のための需要想定

MEAでは、参考資料6に示した需要想定その他、マスタープラン作成のための需要想定を1980年8月完成した。

参考資料6の需要想定は、NESDB, NEA, EGAT, MEA及PEAのメンバーで構成されるワーキンググループにより毎年作成されており、電源開発及送電系統計画の基本になるものである。しかし、これだけではMEA管内の2次送電線、配電用変電所、配電線計画には不十分で、更に細かい分析が必要である。このため、MEAでは、管内をメッシュ状に区分けして、住宅用、小企業、大中企業等の用途別電力使用量を想定し、20年間のマスタープラン用需要想定を作成したものである。MEAでは、この需要想定を基にして、変電所建設配電線増強等の系統計画プログラムを開発してもらいたい意向であり、これが今回のマスタープラン作成作業の主要課題である。

8. マスタープラン作成の主要項目

今回の技術協力の目的は、1982年から2001年までの20年間にわたる送変配電設備に対するマスタープランを作成することであり、その内容は添付資料Scope of Work(S/W)に記載されているが、若干の補足を付加すると次の通りである。

(1) 需 要 想 定

MEAで作成されたマスタープラン用の需要想定を用いること。

(2) 系統の現状確認及び技術基準の見直し

現在の系統は1961年、アメリカのロジャースにより作成された技術基準に基いている。この点を認識した上で、過去20年にわたる技術進歩及び将来の技術進歩を考慮して、適切な技術基準を作成すること。

例として変電所規模、電線サイズ、導入及び変更すべき電圧階級、変圧器とフィーダー数の協調、遮断容量、力率改善方法、配電線の区分開閉器の自動化、低圧ネットワークシステムの見直し等が考えられる。

(3) 系統計画作成に当っては、当然コンピュータープログラムを使用する必要がある。特にMEAで作成した需要想定が電力量(KWH)のみであるため、しかるべき計算プログラムにより電力(KW)に変換した上で、設備計画プログラムにより、送配電計画を作成する必要がある。

(4) MEAは現在第5次5ヶ年計画(1982年~1986年)を作成中であるが、タイ国の会計年度は10月~9月のため、1981年10月より新5ヶ年計画が発足することになる。

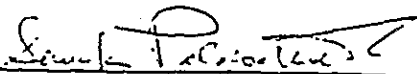
従って、本マスタープランの内容を反映させるためには、最小限8月頃に技術基準の見直しを完成し、出来る限り速かに、新5ヶ年計画に逐次反映出来るようにすべきである。

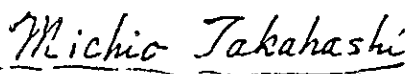
- (5) MEA では、技術プログラムの習得、地中線工事技術の習得等に関して、技術者の訓練を強く要望しているので、しかるべき時機に技術者の訓練を受入れ出来る体制を作っておくこと。

添付資料 1 Scope of Work

SCOPE OF WORK ON THE TECHNICAL COOPERATION BETWEEN
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
AND
METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY
FOR
THE 20-YEAR MASTER PLAN FOR MEA'S DISTRIBUTION SYSTEM
(1982 - 2001)

AGREED BETWEEN
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
AND
METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY
DATED : DECEMBER 12th 1980


SAWEK PALAWATVICHAI
General Manager
Metropolitan Electricity Authority


MICHIO TAKAHASHI
Team Leader, Japanese Survey Team
Japan International Cooperation Agency

1. Introduction

In response to the request of the Government of the Kingdom of Thailand, the Government of Japan has agreed to provide technical assistance through Japan International Cooperation Agency (JICA) in carrying out the study to work out 20-Year (1982 - 2001) Master Plan for Distribution System of Metropolitan Electricity Authority (MEA), hereafter referred to as the Study, in close cooperation with the Government of the Kingdom of Thailand and MEA.

2. Background

Since its establishment in the year 1958, MEA has been continuously endeavouring to distribute sufficient and dependable electric power to the people in the service area namely Bangkok Metropolis, Nonthaburi and Samutprakarn provinces.

Due to the high economical growth of Thailand, the growth rate of electric power demand has been rapid rather all along (averaging about 13% from 1968 to 1978) especially in Bangkok, the capital city of Thailand.

The population and number of household in the service area as at the end of 1978 were about 5.7 million and 906,000 respectively, Electrification ratio (consumers in per cent of households) is about 67%.

The total number of consumers as at the end of the fiscal year 1978 was about 607,000, energy sales of this fiscal year amounted to 6,807 Gwhrs and maximum demand reached 1,171 MW. These figures still indicate more than 10% increase as compared to the fiscal year 1977.

It has been realized that electrical utility service, especially in the metropolis area - the center of businesses, commerces, cultures, services, etc. - is one of the major elements in the country's social and economic development especially in various industrial sectors and business sectors in the urban area.

MEA, charged with the responsibility of providing sufficient and dependable electrical service to the people in the service area as stated in the beginning, has successfully prepared and implemented a number of medium-range (5-year) Power Distribution System Improvement and Expansion Projects starting from the year of 1958. MEA is now implementing the Fourth Power Distribution System Improvement and Expansion Project (Year 1977 - 1981) in competition against time.

Such being the case, and since the improvement and expansion of the distribution system will have to be carried out continually and incessantly, and the planning for construction including the seeking for a source of loan would involve a considerable length of time, and, besides, during these days and ages of rapid technological progress, if no study be done for such a project 15-20 years in advance, it will surely cause the planning and designing during this period to become obsolete, inefficient or not fully usable, in which case it would only mean a greater amount of investment funds, wasted time and/or annoyance to consumers as a whole.

It is becoming increasingly urgent, therefore, that there be a suitable 20-year Master Plan for MEA establishing some of the more important power system objective, performances and operational measures as well as optimum levels of investment. MEA has already completed the load forecast for said Master Plan.

3. Objective of the Study

Generally, the goal of this project is to lay down definite but flexible guidelines for the improvement and expansion of MEA's power system 20 years in advance, so that it be properly included and in coordination with other goals of various sectors set forth in the National Economic and Social Development Plan.

The study to be made for this purpose shall include the followings :

- (1) To develop a technically sound and economically feasible distribution system for MEA from the year of 1982 to 2001 on the basis of the load forecast completed by MEA.
- (2) To investigate and possibly develop computer programs for use in the distribution system planning as widely employed in developed countries.
- (3) To find out the optimum construction program of MEA's distribution facilities during 1982 - 2001.
- (4) To review and develop Engineering and Construction Standards of the MEA.
- (5) To prepare the training program and schedule of MEA's selected engineers for proceeding this project.

4. Scope of Work

The detailed plan or project activities can be described in consequential stages as follows :

- (1) Collecting necessary data which will be used for the study.
- (2) Analyzing the existing system to determine the adequacy of the MEA's existing distribution system to serve future loads and serve as a base for the additional studies and to determine early corrective action if found necessary.
- (3) Where appropriate, alternative solutions will be considered with emphasis on these solutions which have the greatest long-range technical and economical benefits.

- (4) Developing the Near-term System to cover the 10-year period (1982 - 1991) - The plan thus developed must indicate on an annual basis the requirements for terminal stations, subtransmission lines, distribution substations and general requirements for distribution system.
- (5) Load flow studies will be prepared each year over the period of 10 years (1982 - 1991) and fault studies for the first, fifth and tenth year. Corrective action will be determined to cope with rising fault levels.
- (6) A system protection analysis will be developed adequate for the system up to the tenth year.
- (7) Projected budget costs will be prepared for each year up to the tenth year.
- (8) If and when necessary, the plan will outline methods of transition to different transmission and distribution voltages and systems.
- (9) Developing the Far-term System to cover the last 10-year period (1992 - 2001) - The plan thus developed will indicate requirements for terminal stations, subtransmission lines and distribution substations. Alternatives will be included and evaluated. Load flow and fault level studies will be made for the fifteenth and twentieth year including methods of coping with rising fault levels. Approximate investment cost will be prepared.

The scope of work of the 20-Year Master Plan for MEA's Distribution System will, as a minimum, include the following components and related studies :

- (1) Terminal stations - The Master Plan terminal stations will be shown in coordination with Electricity Generating Authority of Thailand's (EGAT) planned power source locations. The locations of the power supply sources will be selected as part of the overall best system, taking into account load location and terminal station siting requirements.
- (2) Subtransmission and Distribution - The subtransmission for the Master Plan will be based upon load flow studies and economic studies for the most economical type of subtransmission systems. The plan for the subtransmission system will take into account :
 - (a) Economic transmission of power to the load centers
 - (b) Reliability of service
 - (c) Ease of operation and maintenance
 - (d) Availability and best utilization of substations, substation sites and rights-of-way
 - (e) Transition from the existing system to the voltages and type of system required by the twentieth year
- (3) Overload relief measures and improvement methods of system power factor.
- (4) A broad review will be made of the distribution systems including Engineering and Construction Standards of the MEA. Future voltage levels, construction techniques, substation locations, and sizes as related to future load levels and locations will be investigated. Particular attention will be given to the suitability and technical and economical soundness of underground or overhead distribution system in the Metropolitan Area and investigations for facilities of operating changes which may improve distribution system reliability, appearance and voltage levels.

- (5) Alternatives for the subtransmission system and substations will be developed as a guide for any future studies and for comparison.
- (6) The system planning study will be approached with the realization that the system constructed some ten to twenty years hence will likely not be, in many details, the same system that will be developed in this study. Significant changes in the pattern of load development will require periodic changes in the plan. Likewise, technological developments will undoubtedly result in changes in uses of higher voltages. With these factors in mind, the Master Plan, thus developed, must be definite yet flexible enough to permit the inevitable changes.

5. Requested Cooperation of Governments of the Kingdom of Thailand and Japan

- (1) Cooperation of the Government of the Kingdom of Thailand (through MEA)
 - (a) Provisions of all previous reports relating to MEA's improvement and expansion of the distribution system.
 - (b) Provision of latest data on load forecast necessary for the Master Plan.
 - (c) Provision of information on sites of future substations, if available.
 - (d) Provision of planned data for subtransmission lines and distribution lines.
 - (e) Provision of situation for meteorology, load conditions, salt contamination, lightning damage, rights-of-way and telecommunication line routes.

- (f) Provision of all data concerning system analysis.
- (g) Provision of Engineering, Construction and Operation Standard of MEA.
- (h) Provision of data/information of technical capabilities of local contractors, ground surveyors, labor costs, locally procured material cost/lists, transportation costs, custom duties, etc.
- (i) Provision of data on the financial status of MEA, interest rate of locally financed loans, electric tariffs, operation and maintenance costs, tax system, etc.
- (j) To provide adequate office accommodations near or in MEA headquarter.
- (k) To provide local transportation facilities for the entire Study period required by JICA Study Team.
- (l) To arrange free access to all areas required by JICA Study Team in carrying out the Study.
- (m) Customs clearance, handling and storage at the port/airport and inland transportation in the Kingdom of Thailand of equipment, machines, instruments, tools and other articles brought into the Kingdom of Thailand for performance of the Study and for JICA Study Team members' personal use.
- (n) To provide JICA Study Team with available data, information and materials necessary for the Study.
- (o) To provide local administrative support including clerical, secretarial, and drafting services required by JICA Study Team in carrying out the Study.

- (p) To obtain official permission for JICA Study Team to enter into, stay and work in, and depart from the Kingdom of Thailand.
- (q) To exempt from any taxes and duties to be imposed on the equipment and materials imported to the Kingdom of Thailand for the survey and on the members of JICA Study Team for their personal belongings carried to or sent to the Kingdom of Thailand.
- (r) When and if necessary, to provide the data pertinent to the other organizations such as EGAT, PEA, NESDB, NEA, etc.

(2) Cooperation of the Government of Japan

To send the Japanese Study Team to conduct the Study and provide MEA with documents as required in the Scope of Work.

6. Estimated Period of the Study

The tentative time schedule of the Study is as per Appendix I.

7. Reports

The following reports will be prepared in English and submitted to the Government of the Kingdom of Thailand through MEA within the time period specified below :

- a) Inception Report. (20 copies).
- b) Draft Report of Analysis of Existing System (20 copies) in the middle of seventh (7th) month after Commencement of the Study.

This shall be incorporated into final report specified in the item d) below.

- c) Draft Report of the 20-Year Master Plan including Near-term System Development Plan and Far-term System Development Plan within thirteen (13) months after Commencement of the Study. (20 copies)
- d) Final Report (50 copies) within four (4) months after Completion of discussion of above draft report.

8. Local Counterpart of the Study



Following MEA personnel will be available as counterpart of the Study :

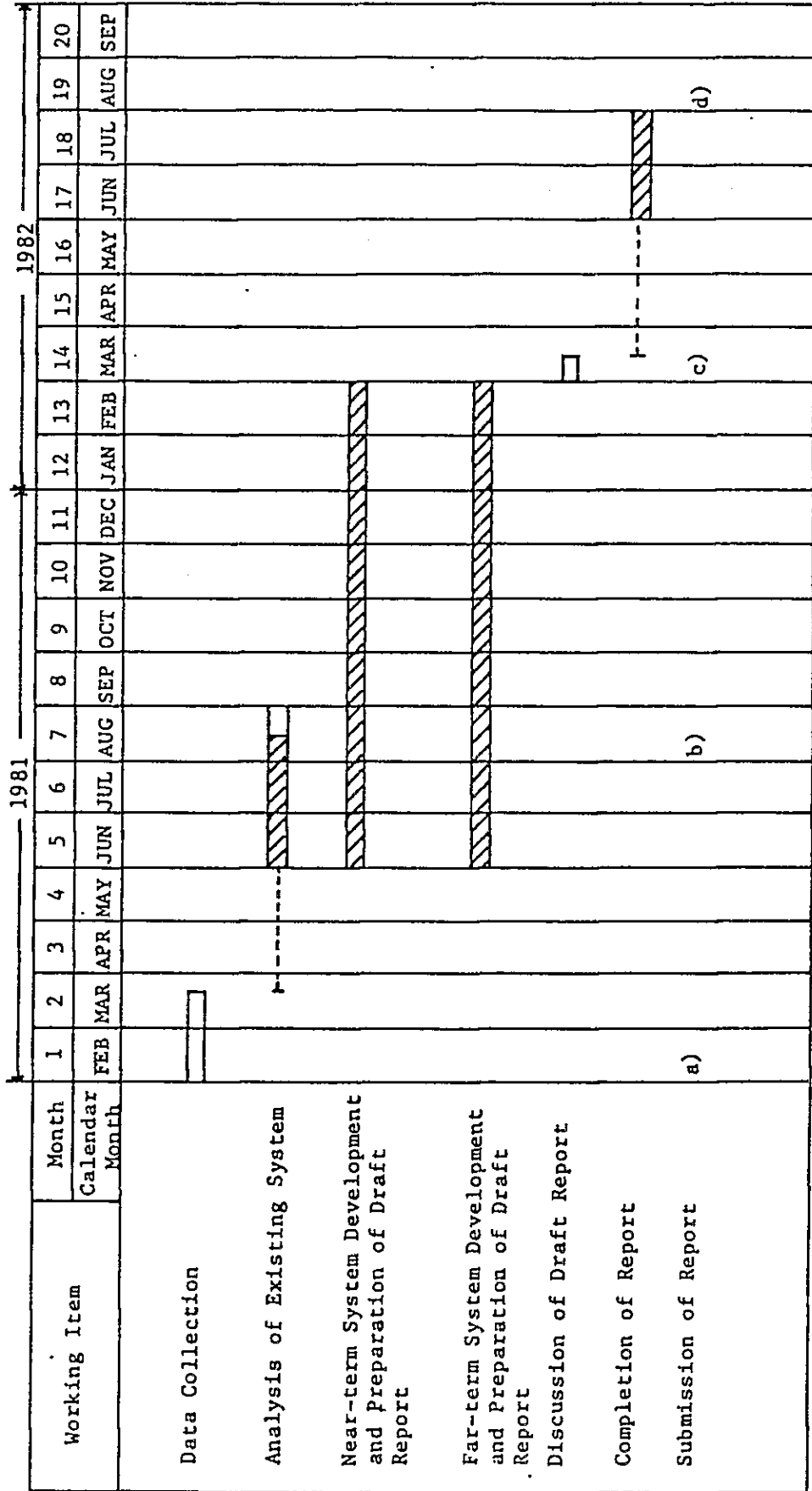
- (1) B.Sc. and M.Sc. in Electrical and Civil Engineering - 11 positions
- (2) B.A. in Economics and Statistics - 4 positions
- (3) B.A. in Accountancy - 1 position
- (4) Diploma in Electrical and Civil Engineering - 6 positions
- (5) Employees and workers - 10 positions

9. Others

MEA is now planning the Distribution System Improvement and Expansion Project for 1982 - 1986 in accordance with the National Economic and Social Development Plan (5th Plan). This 20-Year Master Plan Project will be used as the main guidance on which the 5-year project will roll to the final goals and objectives.

APPENDIX I. : TENTATIVE TIME SCHEDULE

 Thailand
 Japan



Note : a) Inception Report
 b) Draft Report of Analysis of Existing System
 c) Draft Report of the Master Plan
 d) Final Report

IV 参 考 资 料



参考資料 1. 総人口予想

ตาราง 2 จำนวนประชากรตามข้อสมมติต่าง ๆ พ.ศ. 2513-2553 (ประชากร
ในวันกลางปี 1 กรกฎาคม) (จำนวนพัน)

Table 2 Total Population Derived from Different Assumptions.
(As of 1st July) (in thousands)

พ.ศ. Year	จำนวนประชากร Total Population		
	การเกิดระดับสูง High fertility	การเกิดระดับปานกลาง Medium fertility	การเกิดระดับต่ำ Low fertility
2513 (1970)	36,370	36,370	36,370
2518 (1975)	41,869	41,869	41,869
2523 (1980)	48,164	47,686	47,173
2528 (1985)	55,373	53,851	52,087
2533 (1990)	63,529	60,310	56,742
2538 (1995)	72,675	66,951	61,237
2543 (2000)	82,828	73,614	65,431
2548 (2005)	93,976	80,126	69,324
2553 (2010)	105,911	86,154	72,649

ตาราง 3 อัตราเกิด อัตราตาย และอัตราการเพิ่มของประชากร 2513-2553

Table 3 Birth Rates, Death Rates, and Rates of Growth 1970-2010

อัตรากำหนดตามข้อสมมติ Rates and Assumptions	2513-18 1970-75	2518-23 1975-80	2523-28 1980-85	2528-33 1985-90	2533-38 1990-95	2538-43 1995-00	2543-48 2000-05	2548-2553 2005-2010
การเกิดในระดับสูง High Fertility								
อัตราเจริญพันธุ์ทั่วไป/1000 GFR	165.00	158.40	152.06	145.98	140.14	134.54	129.16	123.99
อัตราเกิด /1000 CBR	37.63	36.76	35.98	34.98	33.81	32.57	31.29	30.11
อัตราตาย /1000 CDR	9.07	8.36	7.69	7.11	6.55	6.07	5.27	5.90
อัตราการเพิ่ม (%) GR	2.86	2.84	2.83	2.79	2.73	2.65	2.56	2.42
การเกิดในระดับปานกลาง Medium Fertility								
อัตราเจริญพันธุ์ทั่วไป/1000 GFR	165.00	148.50	133.65	120.28	108.26	97.43	87.69	78.92
อัตราเกิด /1000 CBR	37.63	34.65	32.24	30.02	27.76	25.43	23.14	21.00
อัตราตาย /1000 CDR	9.07	8.29	7.63	7.10	6.65	6.27	6.04	6.39
อัตราการเพิ่ม (%) GR	2.86	2.64	2.46	2.29	2.11	1.92	1.71	1.46
การเกิดในระดับต่ำ Low Fertility								
อัตราเจริญพันธุ์ทั่วไป/1000 GFR	165.00	137.87	111.58	92.97	80.57	70.47	64.13	58.36
อัตราเกิด /1000 CBR	37.63	32.36	27.54	24.34	22.12	19.81	18.09	16.36
อัตราตาย /1000 CDR	9.07	8.22	7.52	7.07	6.75	6.52	6.41	6.94
อัตราการเพิ่ม (%) CR	2.86	2.41	2.00	1.73	1.54	1.33	1.17	0.94

参考資料 3 各地区別人口

ตาราง บ. ยอดรวมจำนวนประชากรรายภาค พ.ศ. 2513-2528

Table b. Total Population by Regions 1970-1985

ปี (Year)	2513 1970	2518 1975	2523 1980	2528 1985
ทวราชอาณาจักร (Whole Kingdom)	36370000	41869000	47173000	52087000
กรุงเทพ-ธนบุรี (Bangkok-Thouburi)	3437000	4178000	5126000	6291000
ภาคกลางส่วนกลาง (Sub-Central)	2882000	3187000	3409000	3519000
ภาคกลางส่วนตะวันออก (East)	2114000	2491000	2969000	3589000
ภาคกลางส่วนตะวันตก (West)	2778000	3085000	3297000	3415000
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (North-East)	12755000	14789000	16670000	18287000
ภาคเหนือ (North)	7894000	8944000	9918000	10730000
ภาคใต้ (South)	4510000	5195000	5784000	6256000

Table 7. GROSS NATIONAL PRODUCT AT 1972 PRICES BY INDUSTRIAL ORIGIN

(Millions of baht)

Industrial origin	1975	1976	1977	1978	1979 ^c
Agriculture	62,081	65,898	65,537	75,059	73,612
Crops	45,639	49,013	46,794	55,524	54,038
Livestock	7,377	7,622	8,102	8,203	8,585
Fisheries	5,734	5,898	7,499	8,395	8,102
Forestry	3,331	3,365	3,142	2,937	2,887
Mining and quarrying	2,485	2,906	3,526	4,101	4,627
Manufacturing	36,787	42,529	48,071	52,756	58,036
Construction	8,514	10,022	11,996	14,141	15,367
Electricity and water supply	3,181	3,642	4,144	4,500	5,060
Transportation and communication	13,445	14,650	16,142	18,434	20,831
Wholesale and retail trade	35,774	38,821	41,213	43,452	47,009
Banking, insurance and real estate	9,629	10,208	11,574	13,833	15,319
Ownership of dwellings	3,555	3,664	3,823	4,081	4,379
Public administration and defence	8,359	8,893	9,555	10,166	11,417
Services	19,704	21,276	23,260	26,317	29,090
Gross domestic product, (GDP)	203,514	222,509	238,841	266,840	284,747
Plus : Net factor income payment from the rest of the world	-175	-1,018	-1,571	-2,785	-5,406
Gross national product, (GNP)	203,339	221,491	237,270	264,055	279,341
Per capita GNP (BAHT)	4,856	5,156	5,388	5,855	6,054

参考資料 5 · EGAT 総発電量

TABLE 2-1 EGAT'S TOTAL GENERATION REQUIREMENTS

Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
	ACTUAL				
1970	748.35	17.26	4,095.32	21.60	62.47
1971	872.70	16.62	4,792.88	17.03	62.69
1972	1,028.80	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
	FORECAST				
1980	2,417.40	7.20	15,011.00	7.50	70.89
1981	2,919.00	20.75	17,360.00	15.65	67.89
1982	3,379.60	15.78	19,790.40	14.00	66.85
1983	3,814.20	12.86	22,320.50	12.78	66.80
1984	4,271.20	11.98	24,989.80	11.96	68.39
1985	4,694.50	9.91	27,424.40	9.74	66.69
1986	5,147.60	9.65	30,122.20	9.84	66.80
1987	5,551.80	7.85	32,624.00	8.31	67.08
1988	5,978.50	7.69	35,254.20	8.06	67.32
1989	6,428.60	7.53	38,034.80	7.89	67.54
1990	6,902.90	7.38	40,967.10	7.71	67.75

August, 1980

TABLE 2 - 3 MEA'S DEMAND

參考資料 6 MEA 負荷需要

Fiscal Year	Peak Demand		Energy Demand (Purchase)		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
		ACTUAL			
1970	484.44	16.44	2,753.79	17.50	64.89
1971	551.12	15.83	3,177.41	15.35	64.64
1972	647.20	15.34	3,693.30	16.24	64.97
1973	738.77	14.15	4,435.64	20.10	68.54
1974	751.90	1.78	4,467.90	0.73	67.83
1975	833.70	10.88	5,050.83	13.05	69.16
1976	953.35	14.95	5,606.70	11.01	66.60
1977	1,058.50	10.45	6,392.28	14.01	68.94
1978	1,170.80	10.61	7,146.21	11.79	69.68
1979	1,268.00	8.30	7,951.09	11.26	71.58
		FORECAST			
1980	1,394.80	10.05	8,351.34	5.03	68.16
1981	1,512.46	8.44	9,111.70	9.10	68.77
1982	1,631.01	7.84	9,991.19	9.65	69.93
1983	1,754.54	7.57	10,786.52	7.95	70.18
1984	1,863.06	7.32	11,623.64	7.67	70.40
1985	2,016.55	7.09	12,472.55	7.40	70.61
1986	2,155.04	6.87	13,363.23	7.14	70.79
1987	2,293.52	6.66	14,285.71	6.90	70.95
1988	2,446.95	6.76	15,239.53	6.63	71.10
1989	2,600.39	6.27	16,226.03	6.47	71.23
1990	2,753.81	6.09	17,243.85	6.27	71.35

August, 1990

参考資料 7 現有發電設備

TABLE 2-1 INSTALLED ELECTRIC GENERATING CAPACITY
AS OF SEPTEMBER 1979

Plant Type	No. of Units	Capacity (MW)		Average Energy Capability (GWh/yr)
		Installed	Ultimate	
<u>A. Hydroelectric Plant</u>				
Bhumibol	6	420	560	1,550
Sirikit	3	375	500	965
Ubolratana	3	25	25	65
Sirindhorn	2	24	36	73
Chulabhorn	2	40	40	115
Kang Krachan	1	19	19	70
Nam Pung	<u>2</u>	<u>6</u>	<u>6</u>	<u>15</u>
Sub-Total	<u>19</u>	<u>909</u>	<u>1,186</u>	<u>2,853</u>
<u>B. Thermal Power Plant</u>				
North Bangkok	3	237.5		1,900
South Bangkok	5	1,300		9,100
Mae Moh	2	150		1,000
Krabi	3	60		300
Surat Thani	<u>1</u>	<u>30</u>		<u>210</u>
Sub-Total	<u>14</u>	<u>1,777.5</u>		<u>12,510</u>
<u>C. Gas Turbine</u>				
South Bangkok	1	15		13
Nakhon Ratchasima	1	15		13
Udon Thani	1	15		13
Hat Yai	3	45		40
Surat Thani	<u>5</u>	<u>75</u>		<u>67</u>
Sub-Total	<u>11</u>	<u>165</u>		<u>146</u>
<u>D. Diesel Power Plant</u>				
Chiang Mai	3	3		3
Mae Moh	9	9		8
Srinagarind	5	5		4
Phuket	4	10.6		9
Nakhon Si Thammarat	2	2		2
Bang Lang	<u>5</u>	<u>5</u>		<u>4</u>
Sub-Total	<u>28</u>	<u>34.6</u>		<u>30</u>
TOTAL	<u>72</u>	<u>2,886.1</u>		<u>15,539</u>

参考資料 9 電源開発計画

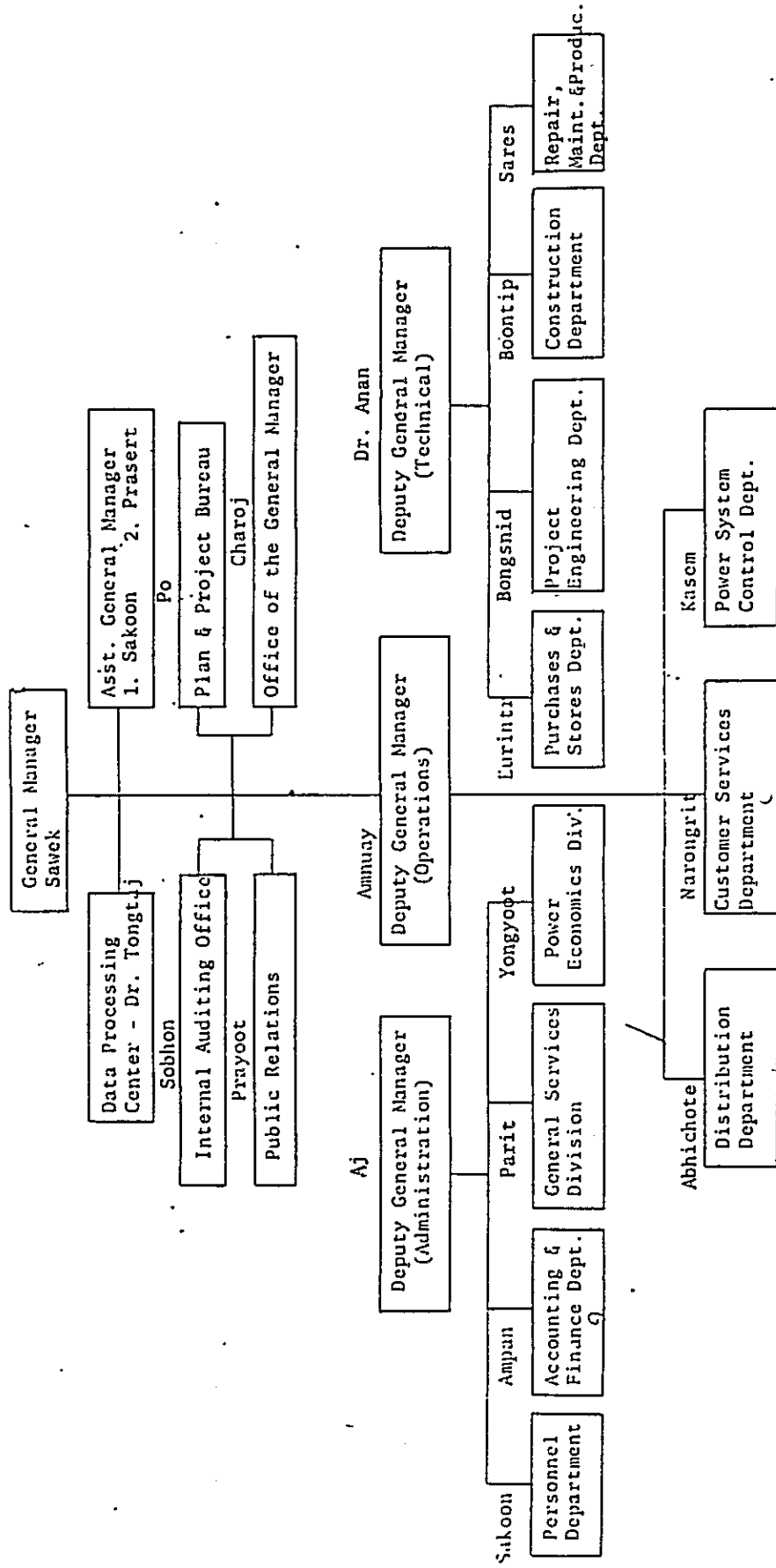
TABLE 5-1 LIST OF POWER PLANTS IN THE REVISED POWER DEVELOPMENT PLAN (1979-1993)

Power Plant	Fuel Type	Unit Number	Rating (MW)	Total (MW)	Proposed Commissioning Date	
Under Construction	Srinagarind	Hydro	1	120	120	October 1979
	Srinagarind	Hydro	2	120	120	December 1979
	Srinagarind	Hydro	3	120	120	March 1980
	Bang Pakong					
	Gas Turbine (1)	Oil/Gas	1-4	60	240	October 1980
	Barge Thermal Plant	Oil/Gas	1	75	75	April 1981 ←
	Bang Pakong					
	Gas Turbine (2)	Oil/Gas	1-4	60	240	April 1981
	Mae Moh	Lignite	3	75	75	July 1981 ←
	Bhumibol	Hydro	7	133	133	August 1981
	Pattani	Hydro	1-3	24	72	October 1981
	Bang Pakong					
	Combined-Cycle (1)	-	1	120	120	April 1982
	Lower Quae Yai	Hydro	1-2	19	38	August 1982 ←
	Bang Pakong					
	Combined-Cycle (2)	-	1	120	120	October 1982
	Bang Pakong					
	Thermal Unit 1	Oil/Gas	1	550	550	July 1983
	Mae Moh	Lignite	4	150	150	January 1984 ←
Khao Laem	Hydro	1-3	100	300	March 1984	
South Bangkok						
Gas Turbine	Oil/Gas	1-4	25	100	February 1981	
Sirindhorn	Hydro	3	12	12	June 1983 ←	
Mae Moh	Lignite	5	150	150	July 1984 ←	
Bang Pakong						
Thermal Unit 2	Oil/Gas	2	550	550	August 1984	
Lang Suan	Hydro	1-3	45	135	October 1984 ←	
Gas Turbine Retired	Oil	1-11	15	-165	September 1985 ←	
Srinagarind Stage 2	Hydro	4-5	180	360	October 1985	
Chiew Larn	Hydro	1-3	80	240	January 1986 ←	
Mae Moh	Lignite	6	300	300	September 1986	
Mae Moh	Lignite	7	300	300	March 1987	
Mae Moh	Lignite	8	300	300	September 1987	
Upper Quae Yai	Hydro	1-2	290	580	October 1987	
Region 3						
Combined-Cycle (1)	Oil/Gas	1-3	60	180	November 1987 ←	
Mae Moh	Lignite	9	300	300	September 1988	
Miscellaneous Hydro	Hydro			300	October 1988	
Quae Yai Pumped-Storage Stage 1 ^{1/}	Hydro	1-2	250	500	January 1990 ←	
Region 3						
Combined-Cycle (2)	Oil/Gas	1-3	60	180	July 1990 ←	
Krabi Lignite Retired	Lignite	1-3	20	-60	August 1990 ←	
Nuclear	Nuclear	1	1,000	1,000	October 1990	
(or Coal-Fired)	Coal	1-2	500	1,000	October 1990)	
Nuclear	Nuclear	2	1,000	1,000	April 1992	
(or Coal-Fired)	Coal	3-4	500	1,000	April 1992)	
Quae Yai Pumped-Storage Stage 2	Hydro	3-4	250	500	October 1992	

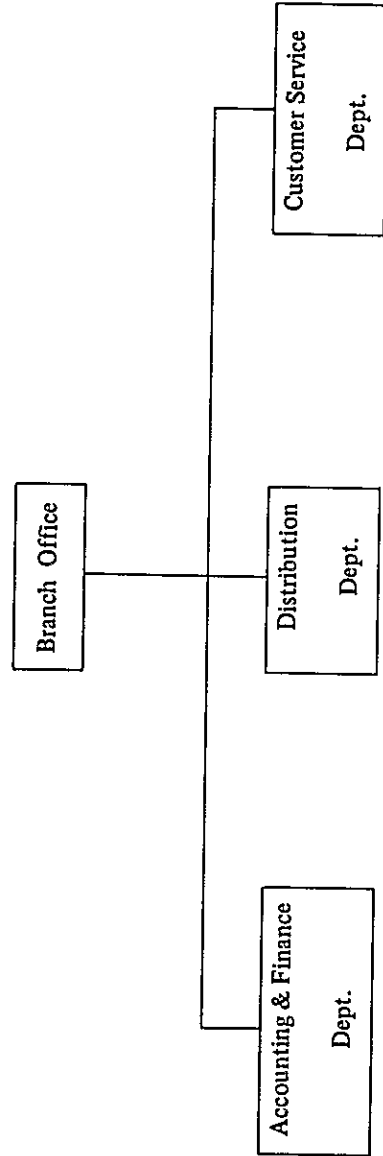
Total Net Additional Capacity = $\frac{9,200}{2}$ MW
 Existing Generating Capacity = 2,886 MW
 Grand-Total = 12,086 MW

Note : ^{1/} Quae Yai Pumped-Storage or Ban Tha Thong Mon Project .
^{2/} With 34.6 MW diesel retired .

METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY ORGANIZATION CHART



MEA Branch Organization



参考資料 11 MEA支店組織概要

参考資料 1 2

Conclusion, Power System in Fiscal 1979

MEA. Responsible Area	3,481.00	Sq. Km.
MEA. Distribution Area	1,627.04	Sq. Km.
Maximum Power demand 30 Minutes	1,268.00	MW.
Energy Received from EGAT.	7,970,273,544	KWH.
Load Factor	71.75	%
MEA. Power Installed	2,644.80	MVA.
Customers Power Installed	407.42	MVA.
Energy Loss in Lines	0.87	%
Energy Loss in Substations	0.93	%
Total Energy Loss	1.80	%
Transmission Lines		
Total number of 69, 115 KV. Lines	28	Lines
Circuit Kilometer	455.34	CCK.
Lines interrupted	111	Times
Lines Interrupting time	3,289	Minutes
Feeders		
Total number of 12, 24 KV. Feeders	283	Feeders
Circuit Kilometer	4,163.50	CCK.
Feeders Interrupted	4,846	Times
Feeders Interrupting time	288,478	Minutes

Number and Capacity of Transformers, Transmission Lines
and Distribution Lines for Fiscal Year 1979

參考資料 1 3

Item	Stations	Transformer		Transmission Lines		Distribution Lines	
		Install Capacity MVA.	Max. load MW.	Number	Circuit Kilometer	Number	Circuit Kilometer
1	Samsen	2 x 40	42.4			10	108.12
2	Thonburi	2 x 40	47.5			10	106.70
3	Lumpini	2 x 40	63.0			12	60.10
4	Prakanong	2 x 40	48.6			9	132.18
5	Watlieb	2 x 40	29.2			8	48.35
6	North Bangkok	2 x 20	19.8	4	104.52	4	183.66
7	Paknam	2 x 40	31.8			4	95.12
8	Prapradaeng	2 x 40	35.7			8	52.38
9	Bangkapli	2 x 40	39.5	4	46.15	9	129.22
10	Mochit	2 x 40	40.4			9	147.08
11	Bangkok Noi	2 x 20	23.1	3	45.15	5	140.82
12	Donmuang	2 x 40	39.2			7	229.37
13	Makasan	2 x 40	45.6			10	49.66
14	Bangsue	1 x 10	7.6			3	2.10
15	Samrong	2 x 40	51.1	3	33.68	10	103.08
16	Mahamek	2 x 40	48.0			10	99.78
17	Rasburana	2 x 40	45.5			9	134.47
18	Mai-Ad	1 x 22.4	9.0			2	2.42
19	South Sapandam	2 x 40	41.5			8	53.41
20	Rangsit	2 x 40	36.4			4	58.70
21	Pathumwan	2 x 40	52.5			10	56.54
22	Tongkung	2 x 40	43.2			9	24.04
23	Nonhaburi	2 x 20	20.0			5	102.48
24	Bangyeekhan	2 x 40	37.0			6	130.56
25	Bangpood	2 x 20	13.8			6	63.50
26	South Bangkok	1 x 20	13.0	6	80.36	3	32.10
27	Ram-Intra	2 x 40	27.0			6	383.51
28	Petchkasem	1 x 20 + 1 x 22.4	28.6			7	138.72
29	Klong Jan	2 x 20	28.6			7	187.70
30	Bangpu	2 x 40	42.6			5	93.32
31	Onnuj	2 x 40	25.9			5	153.94
32	Prachachuen	2 x 40	27.0			5	96.74
33	Klong Sanpasamit	2 x 20	19.4			5	84.96
34	Klong Rangsit	1 x 40	24.3			3	8.80
35	Silom	2 x 40	51.2			10	34.68
36	North Sapandam	2 x 40	30.0			9	45.80
37	Lard Prao	-	-	5	89.08	-	-
38	Bangkrachao	1 x 10	5.5			2	39.32
39	Bangplee	1 x 40	19.8	3	56.40	4	227.82
40	Yothi	1 x 40	23.0			6	30.96
41	Taksin	1 x 40	21.7			5	44.27
42	Bangna	1 x 40	18.7			4	68.96
43	Klangkred	1 x 40				1	65.02
44	Sansab	1 x 40	22.9			5	35.42
45	Satupradit	1 x 40	12.1			3	27.62
Total		2,644.8	1,350.7	28	455.34	283	4,163.50



NEW ELECTRIC RATE
SCHEDULE 1 RESIDENTIAL

Applicable

To the electric service through a single watt-hour meter for lighting and appliances used in a dwelling place including related grounds and buildings, monasteries and churches of all religions.

Monthly Rate

Energy Charge : First	5 kwhr or less	Baht 5.00
Next	10 kwhr	Baht 0.70 per kwhr
Next	10 kwhr	Baht 0.90 per kwhr
Next	10 kwhr	Baht 1.17 per kwhr
Next	65 kwhr	Baht 1.3461 per kwhr
Next	50 kwhr	Baht 1.4461 per kwhr
Next	150 kwhr	Baht 1.5261 per kwhr
Next	100 kwhr	Baht 1.5761 per kwhr
Over	400 kwhr	Baht 1.6461 per kwhr

Minimum Charge : Baht 5 00 per month.

SCHEDULE 2 SMALL BUSINESS

Applicable

To the electric service through a single watt-hour meter for lighting and appliances used in business buildings, public buildings and industrial establishments including related grounds with a maximum 15-minute integrated demand of less than 30 kilowatts.

Monthly Rate

Energy Charge : First	40 kwhr or less	Baht 67.0440
Next	260 kwhr	Baht 1.2461 per kwhr
Next	700 kwhr	Baht 1.3561 per kwhr
Next	2,000 kwhr	Baht 1.4761 per kwhr
Over	3,000 kwhr	Baht 1.6461 per kwhr

Minimum Charge : Baht 67.0440 per month.

Note During the billing month any customer under Schedule 2 whose maximum demand is 30 kilowatts or more shall be classified under Schedule 3, 4 or 5 accordingly, and shall be reclassified under Schedule 2 only when customer's demand has fallen below 30 kilowatts for 12 consecutive months.

SCHEDULE 3 LARGE BUSINESS

Applicable

To the electric service through a single demand meter for lighting and appliances used in business buildings and public buildings including related grounds with a maximum 15-minute integrated demand of 30 kilowatts or over.

Monthly Rate

- Demand Charge : Baht 98.00 per kw of billing demand
- Energy Charge : Baht 0.9861 per kwhr
- Minimum Charge: The demand charge for 60% of the highest billing demand occurring during the last 12 months ended with the current month.
- Billing Demand : The billing demand (determined to the nearest whole kilowatt) shall be the maximum 15-minute integrated demand during the monthly billing period.

Power Factor Charge

For lagging power factor customers, in any monthly billing period during which customer's maximum 15-minute kilovar demand is in excess of 63% of his maximum 15-minute kilowatt demand, a monthly power factor charge of Baht 7.00 for each kvar of such excess (determined to the nearest whole kvar) will be made.

Note

1. For below 12 kv delivery, the above rate is applicable.
2. For delivery at 12 or 24 kv, the demand charge in the above monthly rate will be reduced by Baht 3.00 per kilowatt.
3. For delivery at 69 or 115 kv, the demand charge in the above monthly rate will be reduced by Baht 5.00 per kilowatt.
4. Where transformers belong to customer, if deemed necessary, MEA may elect to meter on the load side of transformers, in which case meter readings shall be increased by the amount of the transformer losses to be individually determined by tests or estimate.

SCHEDULE 4 SMALL INDUSTRIAL

Applicable

To the electric service through a single demand meter for lighting and appliances used in industrial establishments including related grounds with a maximum 15-minute integrated demand of between 30 to 499 kilowatts.

Monthly Rate

Demand Charge	:	Baht 98.00 per kw of billing demand
Energy Charge	:	First 50 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9861 per kwhr
		Next 150 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9761 per kwhr
		Next 200 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9661 per kwhr
		All over 400 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9561 per kwhr
Minimum Charge	:	The demand charge for 60% of the highest billing demand occurring during the last 12 months ended with the current month.
Billing Demand	:	The billing demand (determined to the nearest whole kilowatt) shall be the maximum 15-minute integrated demand during the monthly billing period.

Power Factor Charge

For lagging power factor customers, in any monthly billing period during which customer's maximum 15-minute kilovar demand is in excess of 63% of his maximum 15-minute kilowatt demand, a monthly power factor charge of Baht 7.00 for each kvar of such excess (determined to the nearest whole kvar) will be made.

Note

1. For below 12 kv delivery, the above rate is applicable.
2. For delivery at 12 or 24 kv, the demand charge in the above monthly rate will be reduced by Baht 3.00 per kilowatt.
3. For delivery at 69 or 115 kv, the demand charge in the above monthly rate will be reduced by Baht 5.00 per kilowatt.
4. Where transformers belong to customer, if deemed necessary, MEA may elect to meter on the load side of transformers, in which case meter readings shall be increased by the amount of the transformer losses to be individually determined by tests or estimate.

SCHEDULE 5 LARGE INDUSTRIAL

Applicable

To the electric service through a single demand meter for lighting and appliances used in industrial establishments including related grounds with a maximum 15-minute integrated demand of 500 kilowatts or over.

Monthly Rate

Demand Charge : Baht 90.00 per kw of billing demand
Energy Charge : First 200 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9761 per kwhr
Next 280 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9661 per kwhr
All over 480 kwhr per kw of billing demand Baht 0.9461 per kwhr
Minimum Charge : The demand charge for 60% of the highest billing demand occurring during the last 12 months ended with the current month.
Billing Demand : The billing demand (determined to the nearest whole kilowatt) shall be the maximum 15-minute integrated demand during the monthly billing period.

Power Factor Charge

For lagging power factor customers, in any monthly billing period during which customer's maximum 15-minute kilovar demand is in excess of 63% of his maximum 15-minute kilowatt demand, a monthly power factor charge of Baht 7.00 for each kvar of such excess (determined to the nearest whole kvar) will be made.

Note

1. For 69 or 115 kv delivery, the above rate is applicable.
2. For delivery at 12 or 24 kv, the demand charge in the above monthly rate will be increased by Baht 5.00 per kilowatt.
3. For below 12 kv delivery, the demand charge in the above monthly rate will be increased by Baht 7.00 per kilowatt.
4. Where transformers belong to customer, if deemed necessary, MEA may elect to meter on the load side of transformers, in which case meter readings shall be increased by the amount of the transformer losses individually determined by tests or estimate.

SCHEDULE 6 LARGE INDUSTRIAL OFF-PEAK

Applicable

To the electric service through a single demand meter for lighting and appliances used in industrial establishments including related grounds with a maximum 15-minute integrated demand of 1,000 kilowatts or over and the consumption of electricity can be interrupted or reduced during the on-peak period, currently taken during 18.30-20.30 hours each day.

Monthly Rate

Off-Peak Period

Demand Charge : Baht 65.00 per kw of off-peak billing demand
Energy Charge : Baht 0.9361 per kwhr

On-Peak Period

Demand Charge : Baht 115.00 per kw of on-peak billing demand
Energy Charge : Baht 0.9361 per kwhr

Minimum Charge : The off-peak period demand charge for 100% of the highest off-peak billing demand occurring during the last 12 months ended with the current month.

Off-Peak Billing Demand : The off-peak billing demand (determined to the nearest whole kilowatt) shall be the maximum 15-minute integrated demand created in the off-peak period during the billing month.

On-Peak Billing Demand : The on-peak billing demand (determined to the nearest whole kilowatt) shall be the maximum 15-minute integrated demand created in the on-peak period during the billing month.

