

2.3 首都圏地域の人口増加率

商工業の中心地である首都バンコクの人口は1993年末で 557万人であり、総人口の 9.6%がこの首都エリア内に居住している。

タイにおける第2位の都市であるタイ東部の Nakhon Ratchasima が19万人、更に第3位の都市であるタイ北部の Chiang Mai でも17万人であり、その他にタイ王国内においては特に大規模な地方都市は見当たらず、従い首都バンコクの一極集中が目立っている。

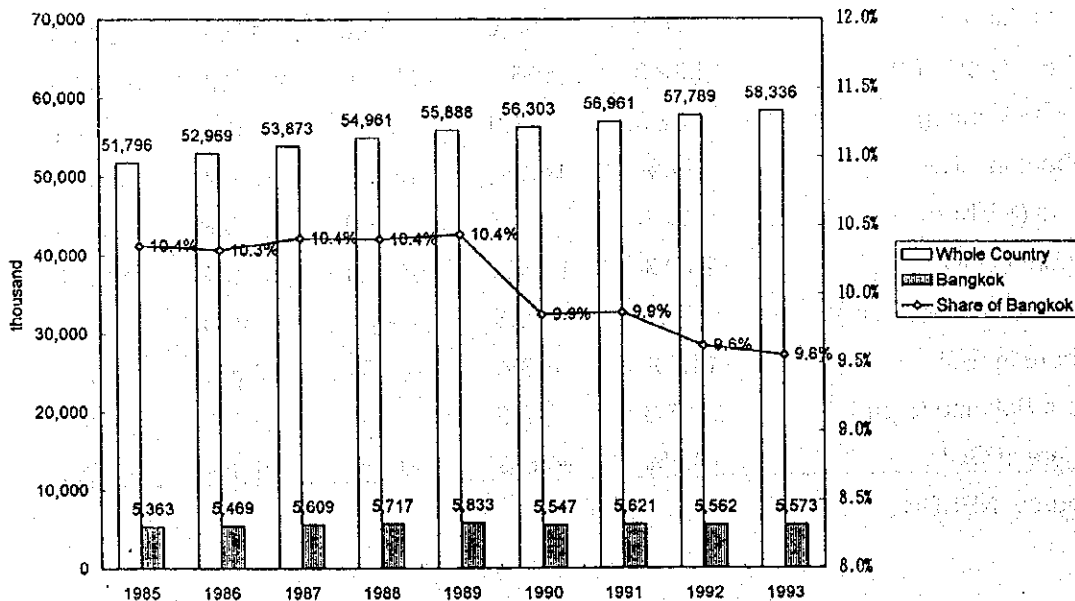
しかし、首都バンコクの人口比率は1989年の10.4%を上限に以降下がって来ており、近年は10%を切るに至っている。

これをMEAエリアに拡大してみた場合でも、やはりPEAエリアの伸びが大きくMEAエリア内のシェアは年々下がって来ており、1993年末で12.3%となっている。

Table 2.3-1 Comparison of Regional Population

Area	1985		1993		(% aai)
	(thousands)	(% share)	(thousands)	(% share)	
PEA	45,266	87.4 %	51,150	87.7 %	1.5 %
MEA	6,530	12.6 %	7,186	12.3 %	1.2 %
Bangkok	5,363	10.4 %	5,573	9.6 %	0.5 %
Nonthaburi	504	1.0 %	717	1.2 %	4.5 %
Samut Prakan	663	1.3 %	895	1.5 %	3.8 %
Whole Country	51,796	100.0 %	58,336	100.0 %	1.5 %

Source : Ministry of Interior
Remarks : aai = average annual increase

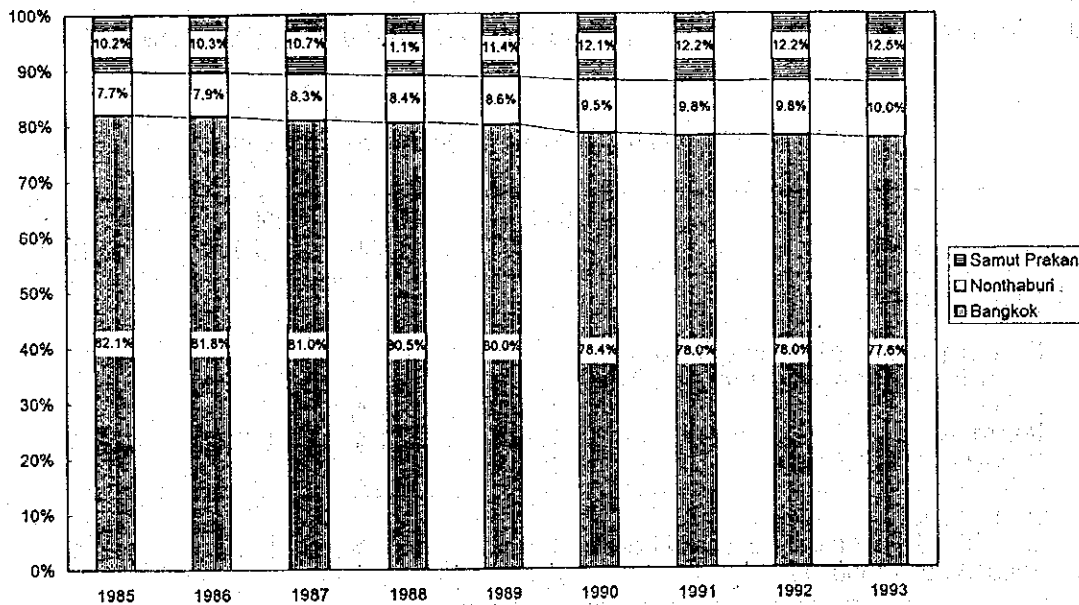


Source: Department of Local Administration, Ministry of Interior
Fig. 2.3-1 Population of Bangkok and its Share

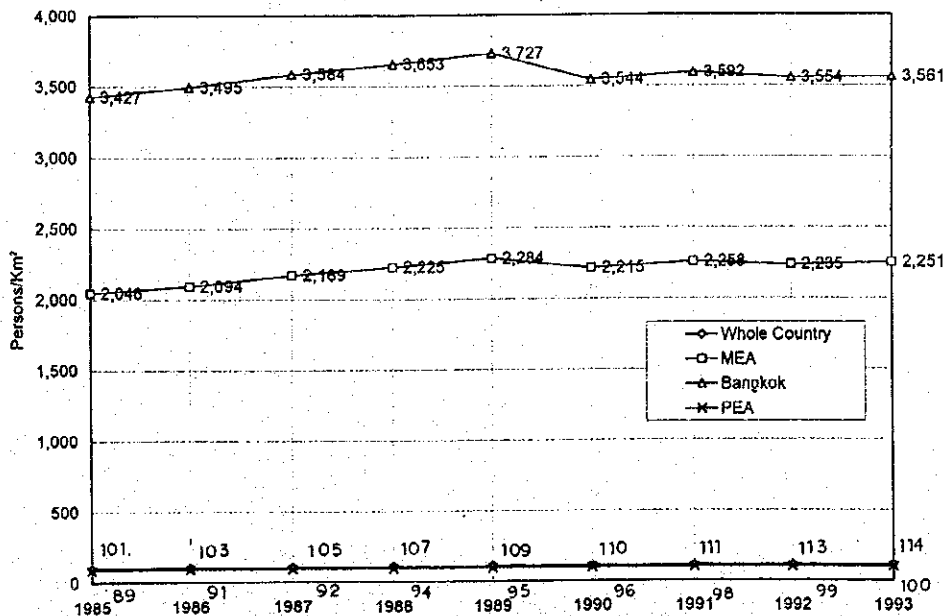
MEAエリアの人口比率の低下傾向は1985年から1993年における人口増加率がPEAエリアが1.5%であったのに対し、MEAエリアが1.2%であり、バンコクに至っては0.5%という非常に低い値であったことにより明白である。

MEAエリア内を県別にみた場合、Nonthaburi が同期間に4.5%、Samut Prakanが3.5%と大きく増加したということは、バンコク市内の人口が周辺部に流出していることを示している。これはMEAエリア内においてもバンコクの人口比率が1985年の82.1%から1993年には77.6%になっていることから裏付けられている。

特に注目すべきことはバンコク市内の人口密度が1989年の3,727人/㎢を境に以降低下し、まだ回復できないでいる。これはバンコク市内における都市環境の悪化が大きな制約となっているものと思われる。



Source: Department of Local Administration, Ministry of Interior
Fig. 2.3-2 Share of Population in MEA's Area



Source: Department of Local Administration, Ministry of Interior
Fig. 2.3-3 Regional Population Density

人口の伸びの中期予測については、タイ王国政府は1992年から1996年までの第7次経済社会開発計画において1.2%の伸びをみており、長期的には国家経済社会開発庁 (National Economic and Social Development Board: NESDB) が1995年から2000年にかけて年率 1.3%の増加すると予測している。

この数値は World Bank による人口予測 (World Population Projections 1992-93 Edition) による値より多少控え目な数値であるといえるが、1990年から1993年までの実績値と、1970年代後半から1980年に生まれた年齢層をピークに出生人口が減少に転じていることを考慮すると妥当であると思われる。

MEAとしては、この期間において1.9%から1.3%とかなり強気の予測値をたてている。今後ともMEAエリア内への人口集中が続くと考えていることの反映であろうが、そのためには相当のバンコクを始めとする周辺都市の再開発が必要となるであろう。

Table 2.3-2 Prediction of population Increase

Item	1990 - 1995	1995 - 2000	2000 - 2005	2005 - 2010
Whole Country				
Seventh National Economic and Social Development Plan (1992~96)	1.2 %			
NESDB	1.4 %	1.3 %		
World Bank	1.4 %	1.3 %	1.3 %	1.2 %
Records * (1990~93)	1.2 %			
MEA's Area				
MEA (Load Forecast Subcommittee)	1.9 %	1.7 %	1.5 %	1.4 %
Records * (1990~93)	0.5 %			

* Ministry of Interior

2.4 首都圏地域の開発事情

タイ王国政府としては、今後とも安定した経済成長を遂げるためにも、現在の極度なバンコクの一極集中を分散化することを考えている。

このためにバンコクの周辺部を中心にして全国を3つのゾーンに分けてそれぞれの地域に特典を与え、より地方への投資を働きかけている。

バンコク首都圏（BMR）より Samut Prakan を除いた第1ゾーンとタイ中央部を中心とする第2ゾーン、その他の全土を第3ゾーンとしており、税制面において段階的に差別化を行っている。

Table 2.4-1 Incentives for Investment in Local Regions

Item	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Import Duties on machine and Equipment	50 % of Exemption	50 % of Exemption	100 % of Exemption
Corporate Tax	3 years Exemption	7 years Exemption	8 years Exemption
Import Duties on Raw Materials	Yearly Exemption	Yearly Exemption	5 years Exemption

Zone 1 : Bangkok, Samut Sakhon, Pathum Thani, Nonthaburi, Nakhon Pathom, Samut Prakan

Zone 2 : Samut Songkhram, Ratchaburi, Kanchanaburi, Suphan Buri, Ang Thong, Ayutthaya, Saraburi, Nakhon Nayok, Chachoengsao, Chon Buri

Zone 3 : Other Provinces

投資委員会（Board of Investment : B O I）の資料によると、1994年8月において全国工業団地の団地の実に46.9%が第3ゾーンにあり、第1ゾーンが22.2%、第2ゾーンが30.9%であることに比べればいかに第3ゾーンに力を入れているかがわかる。しかし、同時期タイ全土で45.4%もの工業団地が売残っており、最近の経済動向からみても過剰供給気味である。しかし、BMR地域における工業用地残は27.6%と他のゾーンに比べれば少なくなっており、今後は税制の優遇策とあわせBMR地域を主体とした第1ゾーンから第2ゾーン第3ゾーンへと新規の投資が移りやすい環境になって来たといえよう。

Table 2.4-2 Industrial Parks and Dead Stocks by Zone

Zone	Industrial Parks (km ²)		Dead Stocks (km ²)	
1st Zone	30.3	22.2 %	8.4	27.6 %
2nd Zone	42.1	30.9 %	17.4	41.3 %
3rd Zone	64.0	46.9 %	36.1	56.4 %
Whole Country	136.4	100.0 %	61.9	45.4 %

Source : Board of Investment as of August 1994

バンコク周辺の主要開発計画としては、以下のようなものがあげられる。

(1) 第2国際空港建設計画

バンコク東方約30kmの Samut Prakan 県 Nong Ngu Hao の32km²の敷地内において、2000年迄に国際線と主要な国内線を運航する Nong Ngu Hao 第2バンコク国際空港が建設される。2000年の段階においては 3.7kmの滑走路2本で開港し、最終的には 4.0 kmの滑走路が4本となり、年間1億人もの旅客が見込まれる大型空港となる。この Nong Ngu Hao 国際空港の開港に伴い現在の Don Muang 国際空港は国内線専用となる。

この新空港の建設に伴い、道路、鉄道などのアクセスの問題の他に周辺地区の都市開発も計画されている。Nong Ngu Haoの周辺に国際商業団地やサイエンス・ガーデンパークの建設が予定されており、これ等の経済的な波及効果として2010年までに 350万人もの雇用を創出すると予想されている。そのため、首都バンコクから周辺都市へのかんりの人口移動が見込まれている。

(2) 副都心開発計画

近年の高度成長による首都バンコクの交通渋滞や環境の悪化など、いわゆる都市問題の解決の一つの対策として政府機関や国営企業の移転が検討されている。

これは国民へのサービスに直接関係のない政府機関や国営企業の50%を、バンコク東方約 120kmの Chachoengsao の Thatakieb地区と Sanam Chai Khet地区周辺に開発されるガバメントセンター・ニュータウンに移転するというものである。計画総面積は 320km²であり、この中でインナーシティとして 112km²を使用し、残りは農業用地や森林として計画的に利用されることになる。この地域に約 100万人の人口が居住することになると予測している。

(3) 大量輸送手段開発

現在計画中のものとしては以下のとおりである。

(a) Hopewellプロジェクト

現在のタイ国有鉄道 (State Railway of Thailand : SRT) の線路敷地を利用し高架鉄道と高速道路を建設するもので、SRTと Hopewell 社との間で91年12月にBOT締結が締結された。区間は Taling Chan - Hua Mak 間 25.9kmと Ponimit - Rangsit間 34.2kmで、バンコク中心部を東西と南北に走る路線であり、1999年までに完成される予定である。

(b) Thanayong プロジェクト

バンコク首都圏庁 (Bangkok Metropolitan Authority : BMA) と Thanayong社との間で1992年2月にBOT契約が結ばれており、Sukumvit 線と Victory 線 23.7kmを1998年に完成させるというものである。

(c) MRTAプロジェクト

首都圏高速輸送公社 (Metropolitan Rapid Transit Authority : MRTA) が計画しているもので、Bangsu - Hua Lum Pong 間を結ぶことによりSRTの既設路線と環状鉄道を形成することになる。しかし、本計画は当初高架方式で計画されていたが、都心部での地下鉄化の必要性が認識されるに至り、見直しが行われている。

第3章

タイ王国および首都圏地域の電力現況

第3章 タイ王国および首都圏地域の電力現況

3.1 一般事項

(1) 電力需要の伸び

タイ王国の電力需要の伸びは、近年急速に伸びてきており、1987年以降は常に10%を越える伸率を示している。これをEGATの直接需要家を含め、MEAとPEAの地域別割合として見た場合、PEAのエリア内需要が急速に伸びていることがわかる。

したがって、MEAは1981年度には全国の電力需要のうち58.8%のシェアを占めていたが、1987年度にPEAエリア内の需要に追い抜かれ、1992年度には45.6%にまで低下してしまった。

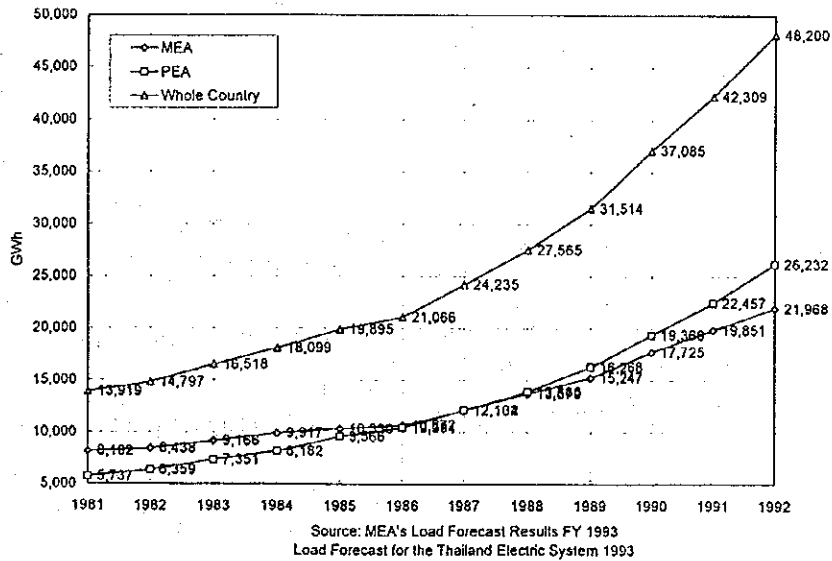


Fig. 3.1-1 Energy Consumptions by MEA's and PEA's Regions
Included EGAT's Direct Customers

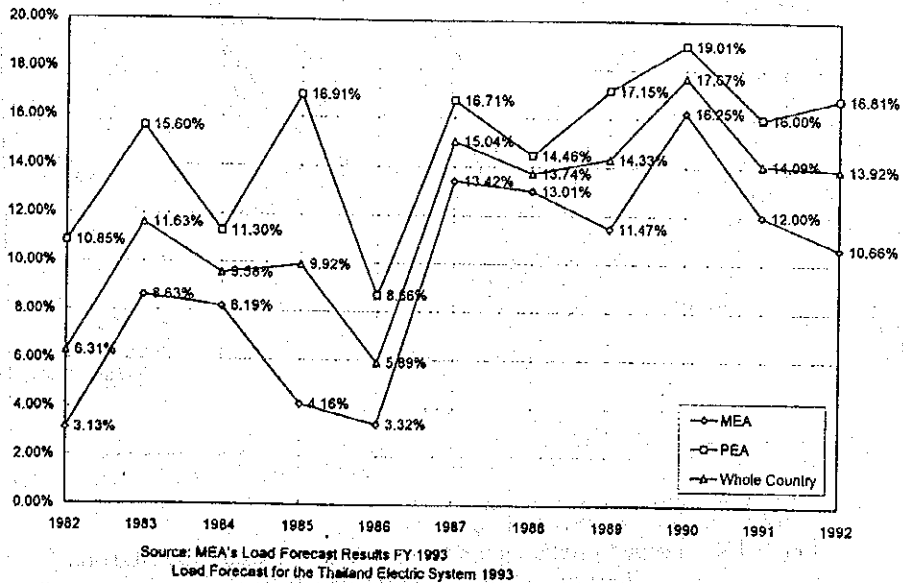
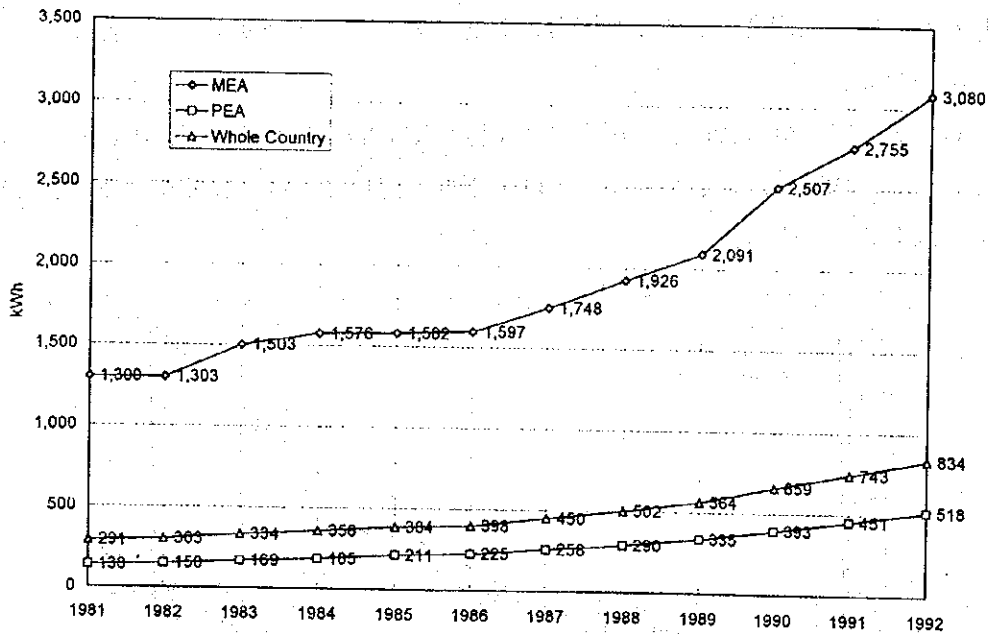
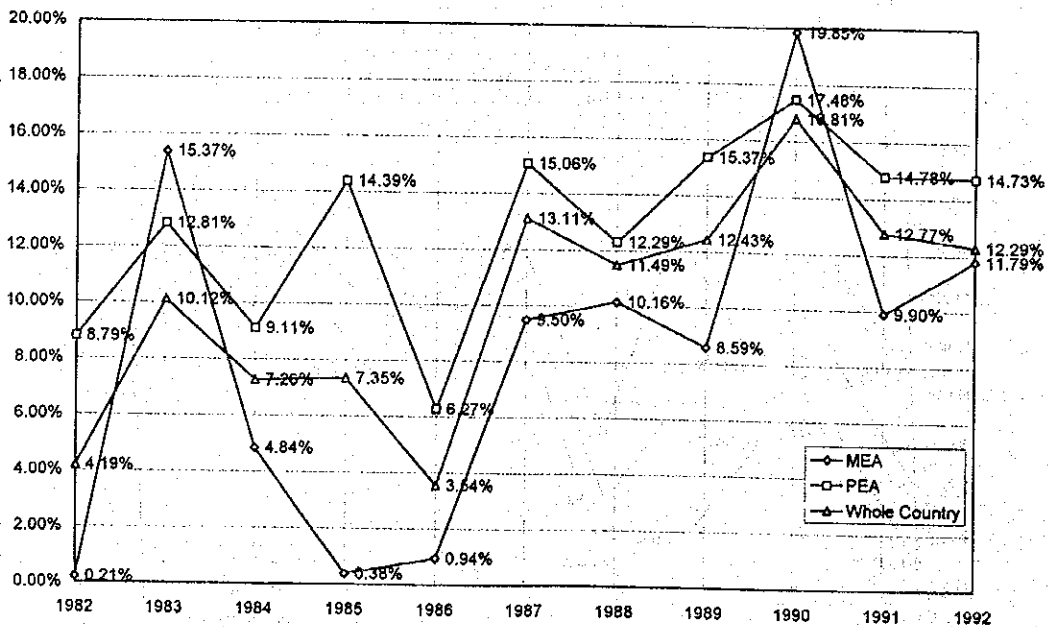


Fig. 3.1-2 Growth Rate of Energy Consumptions by MEA's and PEA's Regions
Included EGAT's Direct Customers

一人当たり電力需要の伸びを見た場合には、全国平均で1981年度で 291kWh/人であった電力消費量が1992年度には 834kWh/人と飛躍的に伸びていることがわかる。これをエリア別に見た場合、PEAエリアは 138kWh/人から 518kWh/人と 3.8倍にも増大していった。しかし、同期間においてMEAエリア内も 2.4倍となったため、絶対値としての地域間の差は拡大したといえるが、MEAエリア内の伸びがPEAエリアよりも低くなっていることが明白にわかる。

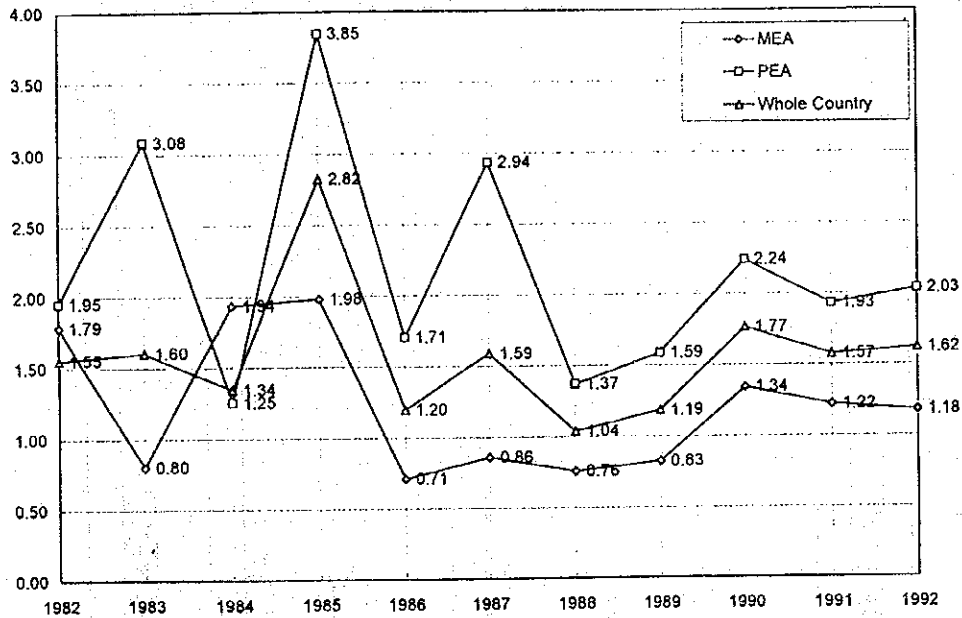


Source: MEA's Load Forecast Results FY 1993
Load Forecast for the Thailand Electric System 1993
Fig. 3.1-3 Energy Consumption by MEA's and PEA's Regions per Capita



Source: MEA's Load Forecast Results FY 1993
Load Forecast for the Thailand Electric System 1993
Fig. 3.1-4 Energy Consumption Growth Rate per Capita by Regions
Included EGAT's Direct Customers

また、GDPに対する電力の弾性値の面から見た場合、1982年から1992年にかけての全国ベースの値が1.48でありPEAエリアが2.0であるのに対し、MEAエリアは1.0である。PEAエリア内における電力需要の伸率が大きいのに対し、MEAエリアが下廻っており、かつ電力のGDPの弾性値に明白な差違があることは、両エリア内の電力需要構造の差の反映と考えられる。



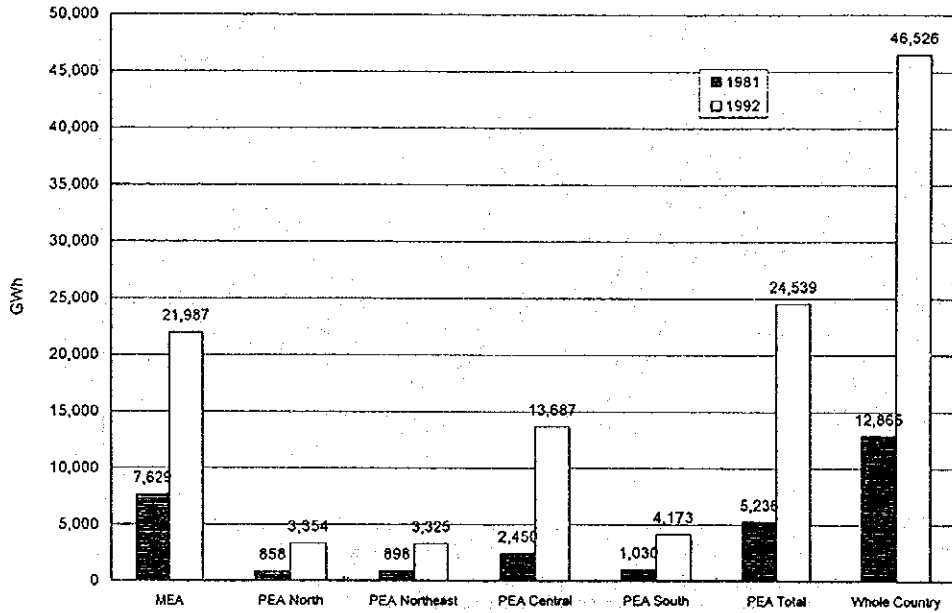
Source: MEA's Load Forecast Results FY 1993
Load Forecast for the Thailand Electric System 1993

Fig. 3.1-5 Energy Consumption to GDP Elasticity by Regions

(2) 各エリア別の需要傾向

タイ全国を更に細分し地域別に分割した場合、MEAエリア、PEA北部エリア、PEA東北部エリア、PEA中央部エリア、PEA南部エリアの5つのエリアに分割される。

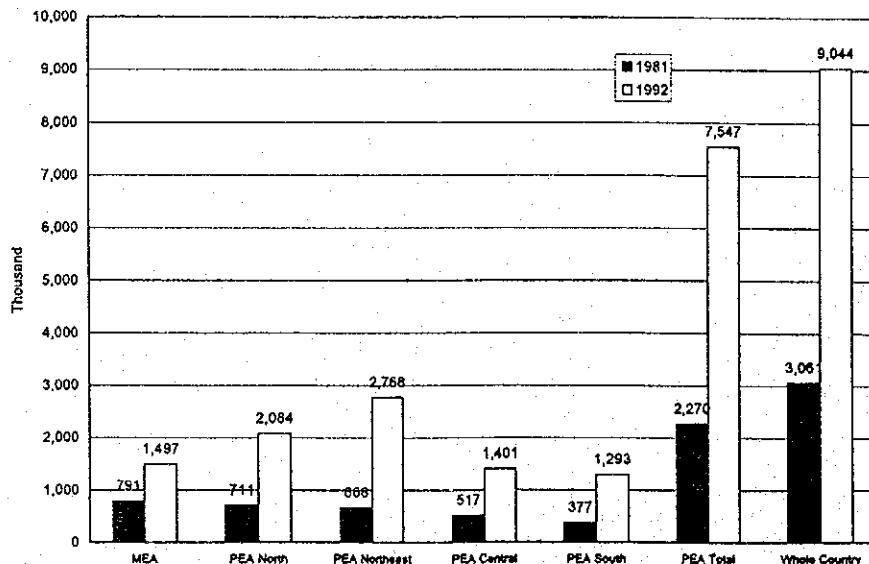
このエリア区分に従い1981年度から1992年度にかけてのMEAとPEAの直接需要家（除EGATの直接需要家）の電力需要の伸率は、PEAの中央部の伸びが5.6倍と大きい、MEAの伸びが2.9倍と一番低いことが顕著である。



Source: Load Forecast for the Thailand Electric System Volume 2, Thailand Load Forecast Subcommittee, June 1993

Fig. 3.1-6 Comparison of Regional Energy Consumptions Excluded EGAT's Direct Customers

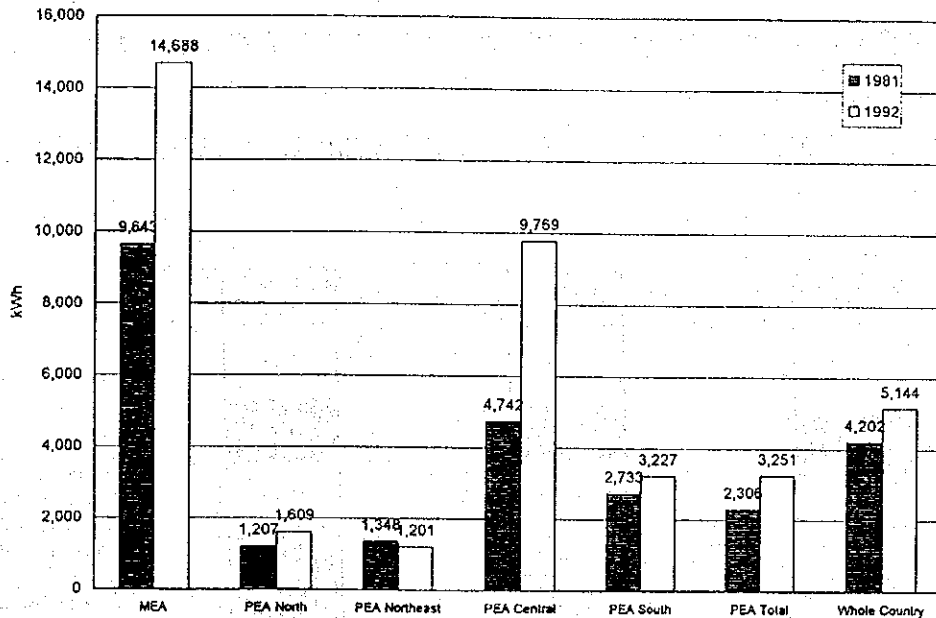
同一の期間における需要家数の伸率では、最も大きく伸びたのはPEAの東北部の4.2倍であり最も低かったのがMEAの1.9倍、そして2番目に低いのがPEAの中央部であった。



Source: Load Forecast for the Thailand Electricity System Volume 2, Thailand Load Forecast Subcommittee, June 1993

Fig. 3.1-7 Comparison of Regional Customers Excluded EGAT's Direct Customers

需要家一人当りの電力需要を見た場合、1981年から1992年にかけてPEAの中央部が2.1倍に増加したのに対し、MEAで1.5倍、その他のエリアは大きな変化は出なかった。



Source: Load Forecast for the Thailand Electric System Volume 2, Thailand Load Forecast Committee, June 1993

Fig. 3.1-8 Comparison of Regional Energy Consumption Per Customer

以上のことは、PEAエリア内全体の需要家は急増しているが、その多くが一般家庭や小口の需要家が主であること。また、PEAエリア内においても中央部とその他エリアにおいて大きく差が出て来ており、PEAの中央部はMEAのエリアと連動し、タイ経済の発展を担って来ていることを示している。

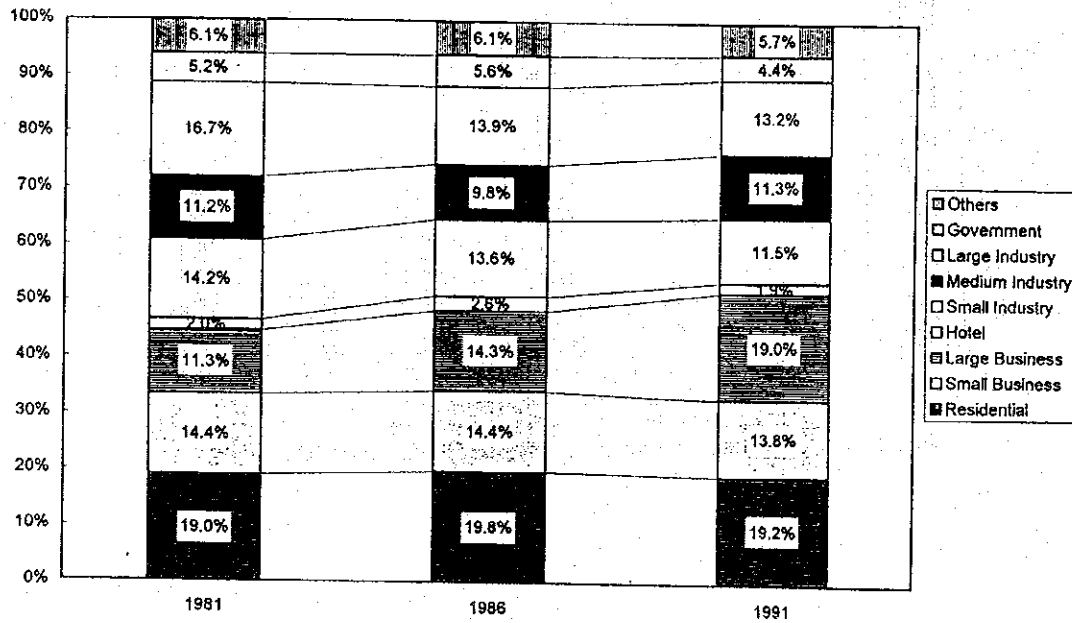
MEAエリア内の電力需要構成を1981年度と1991年度とで比較してみた場合、業務用電力が25.7%から32.8%と大きく増えたのに対して、産業用電力が42.1%から36.5%へと減少している。この期間家庭用電力はほぼ同一の19%であった。大きく減った産業用の内訳としては、小口産業用と大口産業用がそれぞれ3%程度シェアを落とした。大きく増えた業務用電力の内訳は大口業務用であり実に11.3%から19.2%と7.9%もシェアを伸ばした。これ等のことはバンコク市内における大企業の立地が進展せず、代わりにビルなどの商業施設が立地したことを示している。大規模工業団地の開発計画がバンコク市内にないこともあわせて、今後の重要な傾向であると言える。

PEAエリア内の特徴としては、北部、東北部、南部とも家庭用の電力と業務用

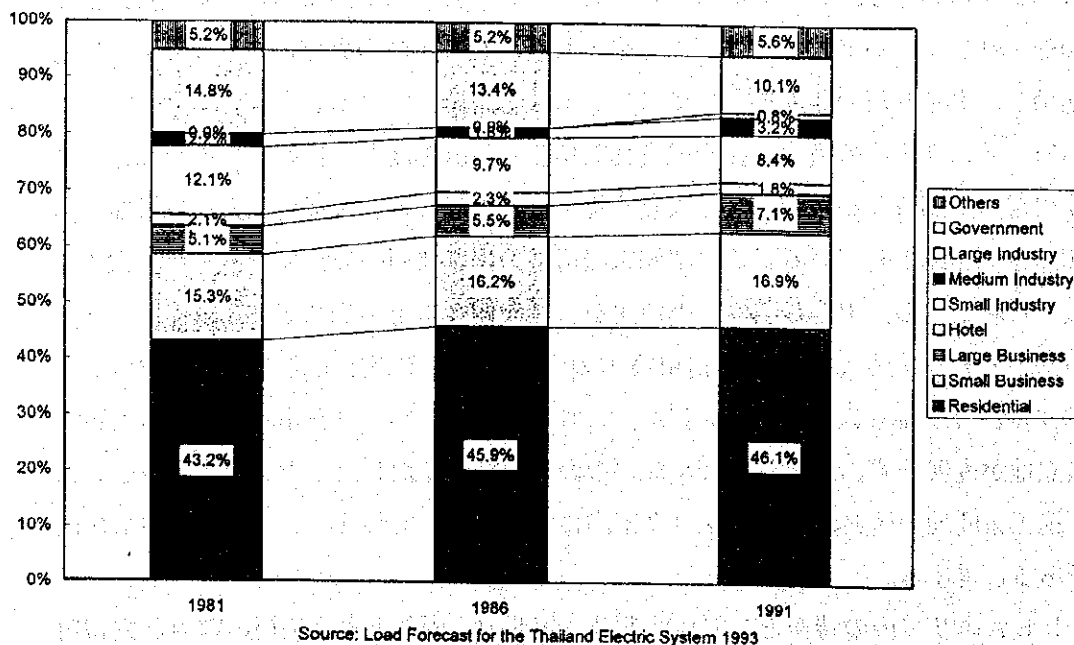
電力の伸びが大きいため産業用の電力のシェアが下がっている。特に家庭用電力需要については契約者数の増加が著しいために、契約者数当り電力量は1981年度から1991年度にかけて大きな増加が見られていない。

しかし、PEAの中央部エリアについては、他のPEAエリアと異なり、産業用の大口電力が18.6%から39.1%と大きく増加した。このために家庭用電力、業務用電力とそれぞれの部門において電力の需要が拡大していったのだが、結果としてはシェアを落としてしまった。

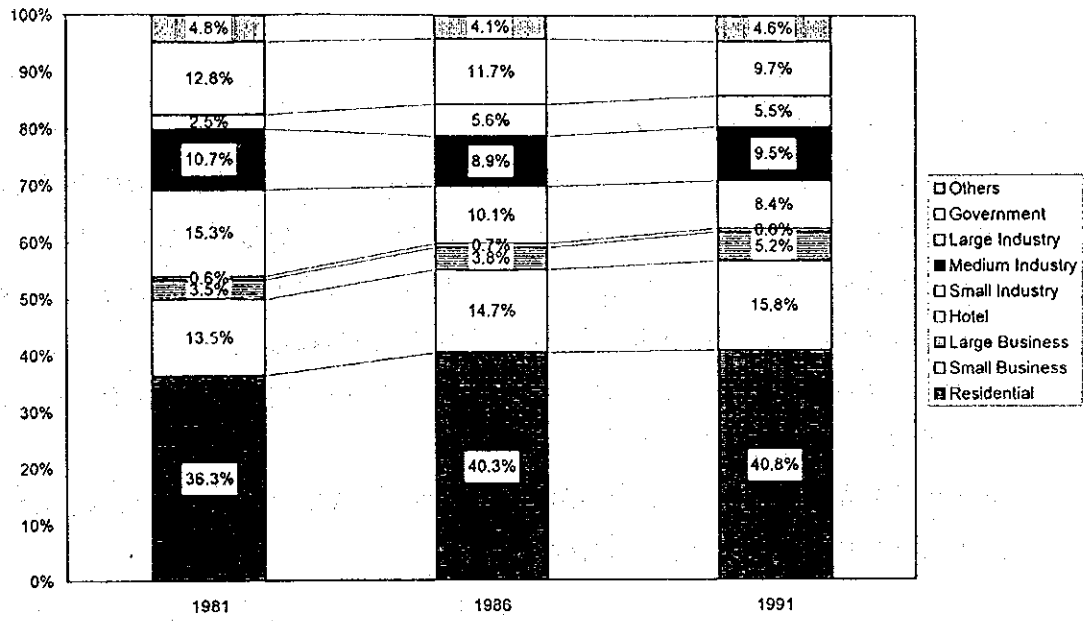
このことは工業団地等の立地がPEAエリア中央部において動き出していることを示している。



Source: Load Forecast for the Thailand Electric System 1993
Fig. 3.1-9 Comparison of Energy Sales by Category in MEA's Area

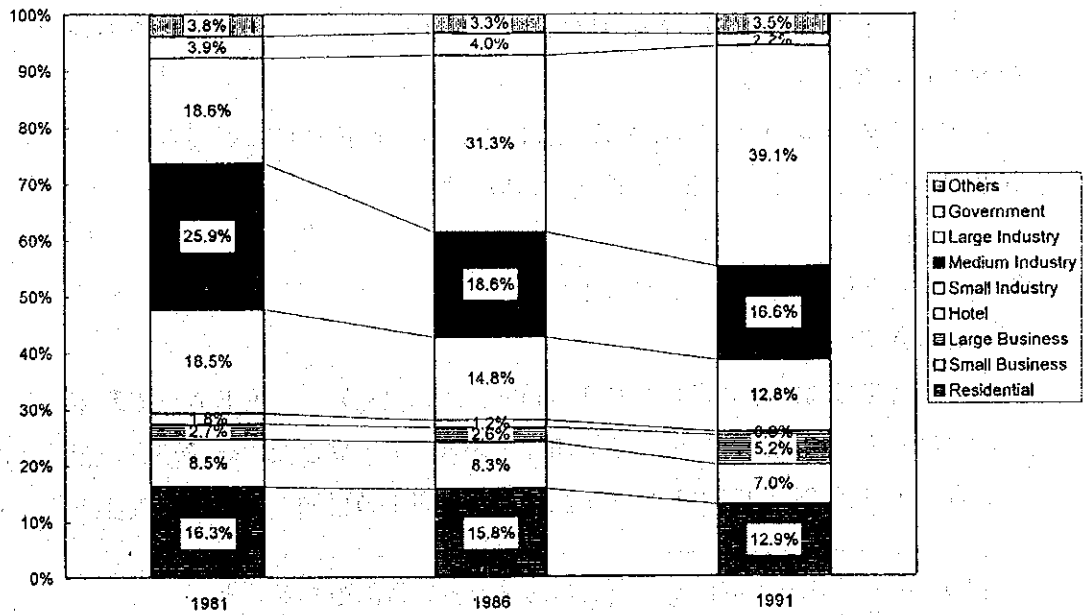


Source: Load Forecast for the Thailand Electric System 1993
Fig. 3.1-10 Comparison of Energy Sales by Category in PEA's North Area



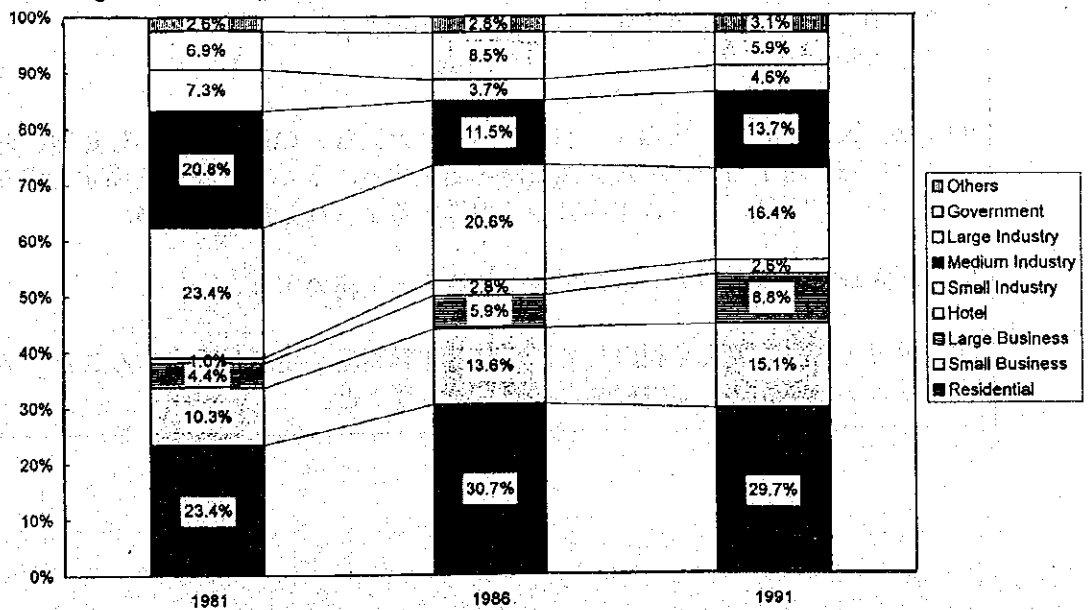
Source: Load Forecast for the Thailand Electric System 1993

Fig. 3.1-11 Comparison of Energy Sales by Category in PEA's Northeast Area



Source: Load Forecast for the Thailand Electric System 1993

Fig. 3.1-12 Comparison of Energy Sales by Category in PEA's Central Area



Source: Load Forecast for the Thailand Electric System 1993

Fig. 3.1-13 Comparison of Energy Sales by Category in PEA's South Area

3.2 タイ王国の電力開発セクター

タイにおける電力セクターは大半が政府の管轄下であり、民間会社の所有する自家発電設備は1992年において国全体の発電設備の約8%を占めている。EGATとしては、現在民営化を推進しており独立系電気事業者（IPP）の活用を考えているところから、民間部門の発電設備は今後急速に伸びていくものと思われる。

電力に関する総合的な行政管理は、国家エネルギー政策協議会（NEPC）の管轄下であり首相がその会長を勤める。

電力供給の責任については、発電および送電はEGATの管轄であり、配電についてはMEAとPEAの2つの組織の管轄である。

3.2.1 国家エネルギー政策局（NEPO）

国家エネルギー政策局（NEPO）は、タイ全土のエネルギー政策を管轄しているNEPCの事務局である。

電力事業の電源開発計画はNEPOに審査されNEPCに提案される。この計画はNEPCの承認を受け、閣議で正式に認められる。

3.2.2 タイ王国発電公社（EGAT）

(1) EGATの現状

EGATは1969年5月にYEA（Yanhee電力公社）、NEEA（東北電力公社）およびLA（褐炭公社）の3つの組織を統合して設立された。総理府の管轄下にあるEGATは1968年制定のEGAT法に基づき以下の目的を遂行する責任を負っている。

- (a) 電力を発電／取得し、下記に送電あるいは配電すること。
 - 1) 首都圏配電公社（MEA）、地方配電公社（PEA）およびその他の定められた配電公共機関
 - 2) 国王の布告により指定された他の電力消費者
 - 3) 近隣諸国
- (b) 水、風、自然熱、太陽光、石油／石炭／ガスなどの鉱物あるいは燃料、および発電用原子力を含めた天然資源に由来するエネルギー源に関する様々な活動、ならびにEGATの計画を促進するような諸活動の実施。
- (c) 共同研究業務と電力エネルギーに関連する業務の実施。
- (d) 褐炭ならびに褐炭を利用して得られる化学製品を生産し販売すること。あるいはこうした活動を他の機関と共同して行うこと。

前述の目的を遂行する為、政府からE G A Tに与えられた責任の範囲は下記の通りである。

- (a) ダム、貯水池あるいはその他電力発電に関係した施設を建設し運用すること。およびかかる機会を拡張するという観点から水力資源の開発を行うこと。
- (b) 火力、水力、原子力その他のタイプの電力発電施設を建設すること。
- (c) 電力の送電および配電に係る機材を含めた送電システムおよび変電所を拡充、改善すること。
- (d) 変電所、送電システム、発電所、褐炭化学工場、発電用燃料および関連機器に関する標準、タイプ、規模についての規定を定めること。
- (e) 他の関連業務と電力エネルギーに関連する業務のための公的および民間会社を設立すること。
- (f) 便益のため公的または民間会社のシェアの確保のため、国際的・私的・国家的な組織との共同研究を行うこと。
- (g) 目的達成のために関連する活動の実施を行うこと。
- (h) 電力発電、電力販売、褐炭および褐炭副産物に関連した政策を立案すること。

これらの目的と責任を遂行するため、E G A Tは常に十分な電力と信頼できるサービスを保証し、可能な限り低廉な料金で電力を販売することを保証するという基本方針を樹立した。

電力供給の信頼性は現実に至るまで継続して改善され続けており、サービス水準も以前に比べると相当に高くなった。

E G A Tは自律的な機関として当該組織の管理について独立した権限を持っている。電力料金の決定については内閣の承認を要するが、電力発電と送電に関する全ての経費についてE G A Tは内閣とは独立して計画立案を行う。

E G A Tは政府の承認を得て債券を発効するほか、国内・国外の金融機関から借入れを行っており、財政的には政府に依存している。

E G A TはラオスのNam Ngum発電所から電力を購入しており、これはThakhekとSavannakhetにある配電線を通じて送電されている。このほかタイは1980年8月以降115kV/132kVの送電線によってマレーシアとも結ばれており、相互に電力の融通ができるようになっている。

(2) E G A T民営化の流れ

第5次5ヵ年計画の最終年である1986年にE G A Tの最大電力は4,180MW、発電電力量は24,779GWhであった。しかし、5年後の第6次5ヵ年計画の最終年である1991

年には最大電力が 8,045MW、発電電力量で 49,225GWhと倍増するに致った。

このような急速なエネルギー需要の増大には政府の財政負担の増大も伴っていた。このため、政府としては政府系企業の経営に民間が参加する、いわゆる民営化を推進して来た。

タイにおいても電気事業も例外ではなく、現在 E G A T の民営化と Independent Power Producers (I P P) の活用が進行中である。また、M E A、P E A の民営化も今後具体化するものと思われる。

1992年9月に1992年から1996年の新しい電力政策が閣議決定された。これは1996年9月末までに E G A T の株を一般に公開し、政府の株式所有比率を50%以下にするというものであり、以下のスケジュールで実施されつつある。

(a) 第1段階 (1992年10月～1993年9月)

- 1) E G A T を Good State Enterprise として指定すること。この指定により E G A T は政府より独立した機関として自主的な会社の運営が可能となる。

a) Good State Enterprise の資格

- i) 純益の30%を国庫に納付すること。
- ii) 管理費および人件費を発電コストの20%以下に抑制すること。
- iii) 報酬率は6%以上。
- iv) 生産性の伸び率は2%以上。

- 2) E G A T の99.99%出資による発電会社としてのElectricity Generating Company (E G C O) を設立した。将来的に E G C O は上場されることになるが、その場合 E G A T のシェアは48%となる。

(b) 第2段階 (1993年10月～1994年9月)

- 1) E G C O は E G A T より Rayong コンバインドサイクル発電所の買収交渉を開始し1994年12月に買収を行った。
また、Khanom 発電所の買収交渉を開始しており、1995年内には可能となる予定である。
- 2) 国有企業法 (State-Owned Activities Act-1992) に定められた、民間の参入に関する手続に従い、E G A T は民間の発電部門への参入を奨励するガイドラインを1994年に発表した。
- 3) I P P の役割と電力開発計画における I P P の実施分を確定する。
- 4) M E A と P E A を Good State Enterprise に指定する。

(c) 第3・4段階(1994年10月～1996年9月)

- 1) EGAT法の改正
- 2) EGATの株式会社化
- 3) IPP案件の促進
- 4) EGATの増資と民間への株式の売却。ただし、政府が株式の過半数を保持する。

(3) 独立系電気事業者 (IPP) の導入

EGATは1995年4月に公表した電源開発計画(PDP 95-01)において2011年に至るまでの期間に33,676MWもの電源設備の増を見込んでいる。今回のPDPの中で特に目立つのは独立系電気事業者(IPP)に13,100MW、実に新規電源の38.9%がIPPの分担となっており、このことからいかにEGATがIPPに期待しているかが分かる。

Table 3.2-1 New Generating Capacity (1995~2011)

Commissioning Year	Additional Capacity	Expect of IPPs
1995 ~ 2002	14,176 MW	4,100 MW
2002 ~ 2006	7,500 MW	4,000 MW
2007 ~ 2011	12,000 MW	5,000 MW
Total	33,676 MW	13,100 MW

2011年においてタイの総発電設備は43,917.8MWまで拡大するとEGATは想定している。したがって、IPPは13,100MWもの発電設備を占めることになるため、総発電設備の29.8%までもがIPPに依存することになる。

燃料としては、LNGを含め天然ガス、炭化水素ガス、アルコール燃料、石炭、Orimulsionであり、水力と原子力は対象外となっている。また、サイトについては中部地区を優先とし、タイ湾の西海岸部(Prachuap Khiri Khan)、そして東部地区(Rayong)の順であり、その他の地域および外国での建設は最後の選択となる。

3.2.3 首都圏配電公社(MEA)

MEAは1958年に当時内務省の管轄下にあったバンコク電力会社と政府の電力発電局とを統合して政府の全面資金援助を受ける機関として樹立された。MEA自体は電力発電施設を所有していないが、その送電・配電・変電システムによってEGATの供給する電力を利用者のもとへ配電する。また、これらの送配変電施設の建設と維持もその責務に含まれる。

電力配給の範囲にはBankok, Nonthaburiおよびバンコクに近接したSamut Prakanが含まれる。MEAはPEAとともに内務省の公共事業局(PWD)の管轄下にある。

MEAの電力供給対象地域は3,192km²であるが、1990年にその全域に対して供給を開始している。1994年10月には研修部門の強化のため、従前のTraining and Development Officeを改め Human Resources Development Department に改編した。これは、MEAの今後の事業展開にあたり人材開発の重要性が認識されていることの表れであり、1995年度予算では収入の3%が研修費にあてられている。

MEAの雇用者数は1995年5月時点で13,280人である。将来的には民営化の話もあり、基本的には人員の採用は控えており、現在以上の増員は考えておらず、従い現在が最大規模のようである。今後の大幅な設備拡充にも現行人員にて対応するとのことである。

1995年5月現在、MEAの本店は21のDepartmentと5のOffice、58のDivision、246ものSectionより構成されている。また、MEAは自己の電力供給エリア内を13のDistrictに分割しており、それぞれのDistrictにDistrict Officeを設置している。これら13のDistrict Officeには39のDivisionと170のSectionが設置されている。1996年度内にはさらに District Office が1カ所増え、計14カ所になるとのことである。

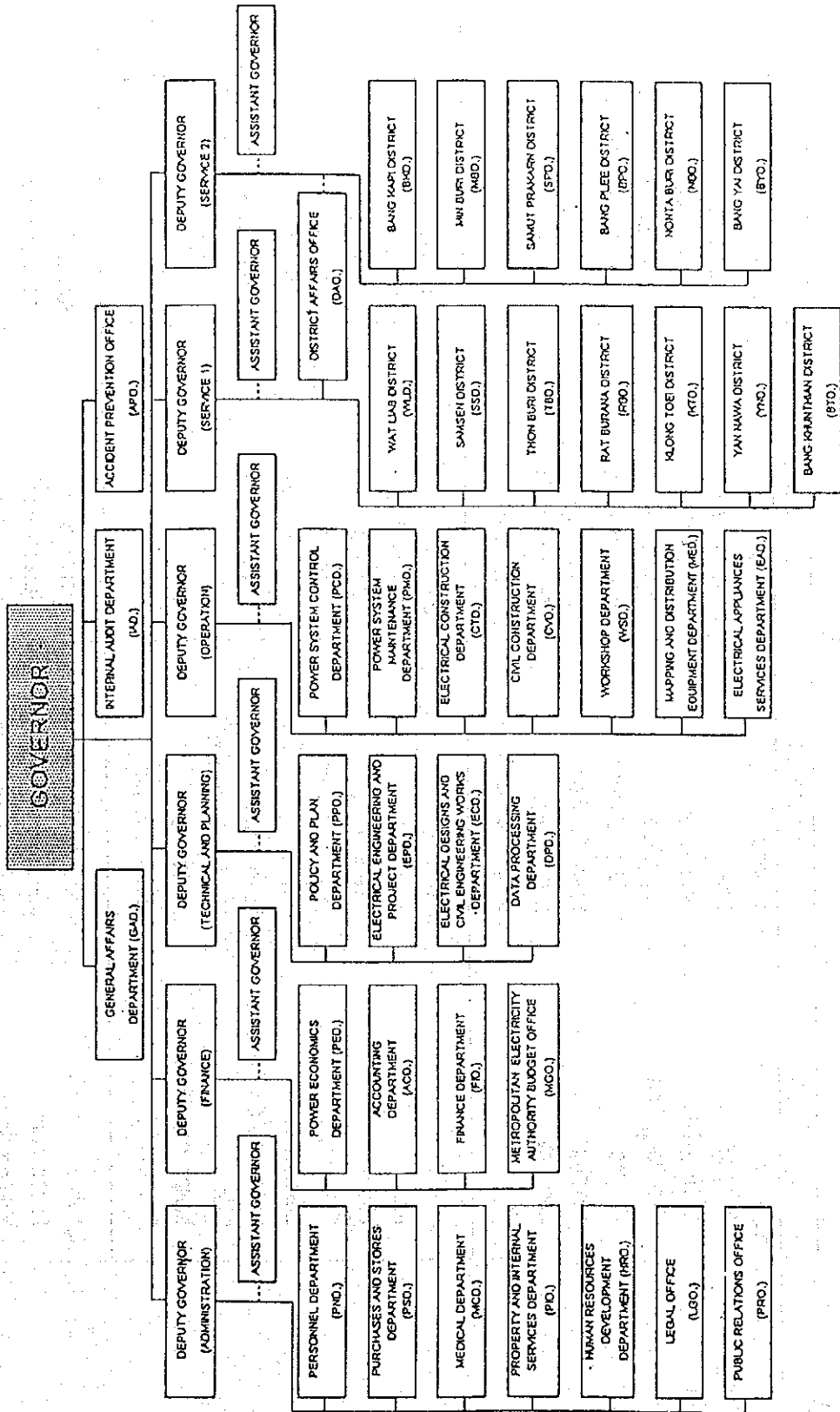
本店内には246ものSectionがあり、本店内業務はかなり細分化されている。しかし、MEAには民営化の計画があるため現在組織改正を考えており、もっとスリムな形に見直す予定であるとのことである。

現在、本社機能は1カ所ではなく、4カ所に分散されている。役員や人事、企画、広報、経理といったDepartmentやOffice部門については1994年に新たに建てられたChidlomに入居しているが、その他のDepartmentについてはKlong Toey District Office, Wat Liab District Office, Samsen District Officeに同居している。本来の本社機能上は1カ所にまとまっていることが望ましいのだが、現在のBangkok市内の通勤や業務に関わる交通事情や周辺の土地の利用状況等を勘案するとBangkok市内において分散化したほうが総合的にメリットがあると言わざるをえないようである。

3.2.4 地方配電公社(PEA)

PEAはMEAの管轄地域外の70県 510,000km²を営業エリアとして電力供給責任を有する内務省管轄下の公営企業である。この面積は全国土の99%に相当する広さである。利用者への電力の供給は主としてEGATより供給される電力に依存している。しかし、EGATの送電線より遠く離れている孤立した農村などでは、PEAの所有する小型のディーゼル発電施設により電力の供給を行い、農村の電力化を推進している。

METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY ORGANIZATION CHART

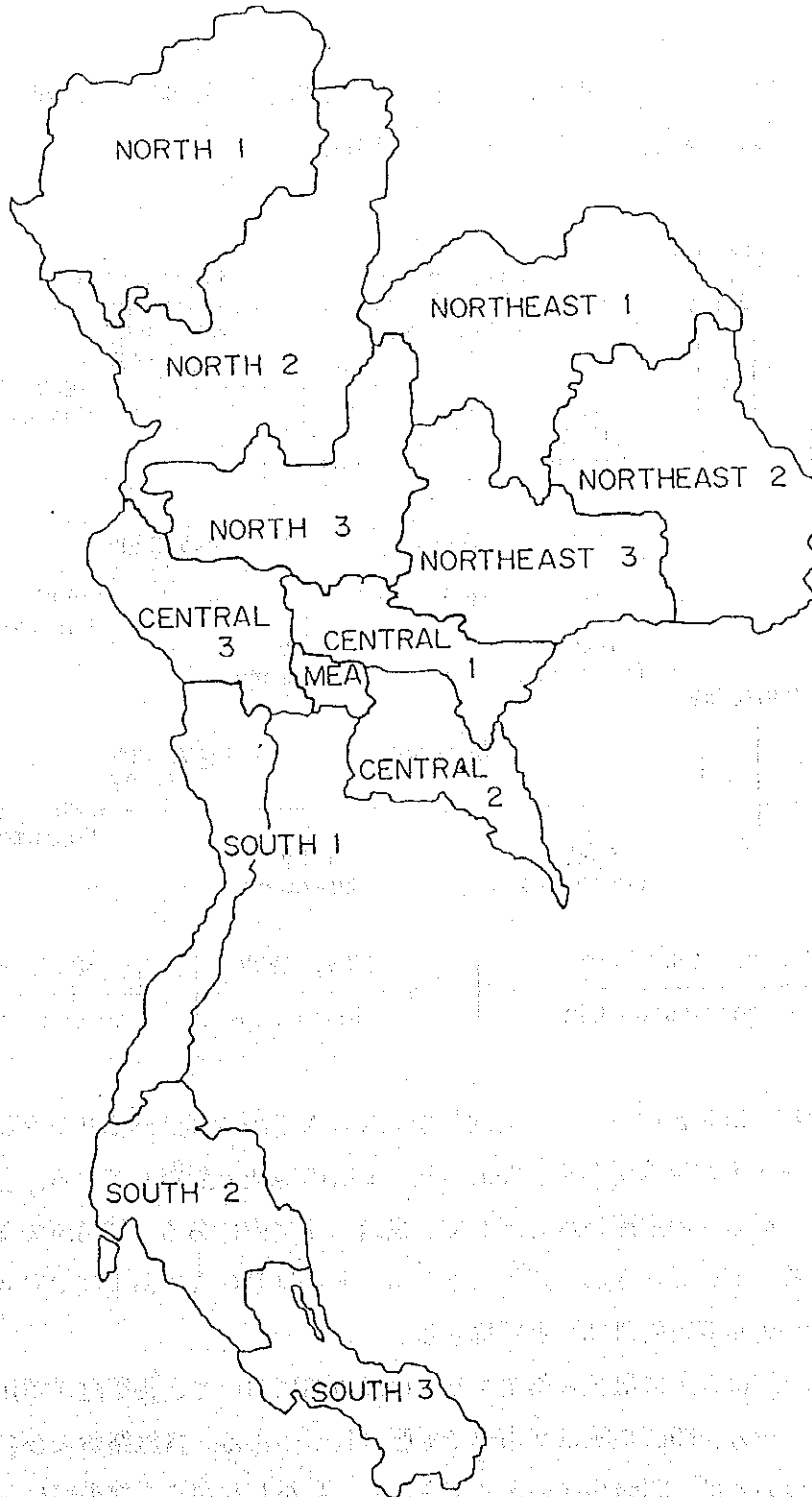


METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY
 OCTOBER 1, 1984
 ORGANIZATION AND METHOD SECTION

Provinces under the MEA and PEA Regions

MEA	PEA			
	North	Northeast	Central	South
Nonthaburi Bangkok Metropolitan Samut Prakan	North 1 Chiagn Rai Chiang Mai Mae Hong Son Phayao Lamphun Lampang	Northeast 1 Loei Udon Thani Nong Khai Nakhon Phanom Sakon Nakhon Khon Kaen Nong Bua Lam Phu	Central 1 Ang Thong Saraburi Ayutthaya Nakhon Nayok Prachin Buri Pathum Thani Sa Kaea	South 1 Ratchaburi Samut Songkhram Phetchaburi Prachuap Khiri Khan Chumphon Ranong
	North 2 Nan Phare Uttaradit Sukhothai Phitsanulok Tak Kamphaeng Phet Phichit	Northeast 2 Mukdahan Kalasin Maha Sarakham Roi Et Yasothon Ubon Ratchathani Si Sa Ket Amnat Charoen	Central 2 Chachoengsao Chon Buri Rayong Chanthaburi Trat	South 2 Surat Thani Phangnga Phuket Krabi Nakhon Si Thammarat Trang
	North 3 Phetchabun Nakhon Sawan Utahi Thani Chai Nat Sing Buri Lop Buri	Northeast 3 Chaiyaphum Nakhon Ratchasima Buri Ram Surin	Central 3 Suphan Buri Kanchanaburi Nakhon Pathom Samut Sakhon	South 3 Phatthalung Songkhla Satun Pattani Yala Narathiwat

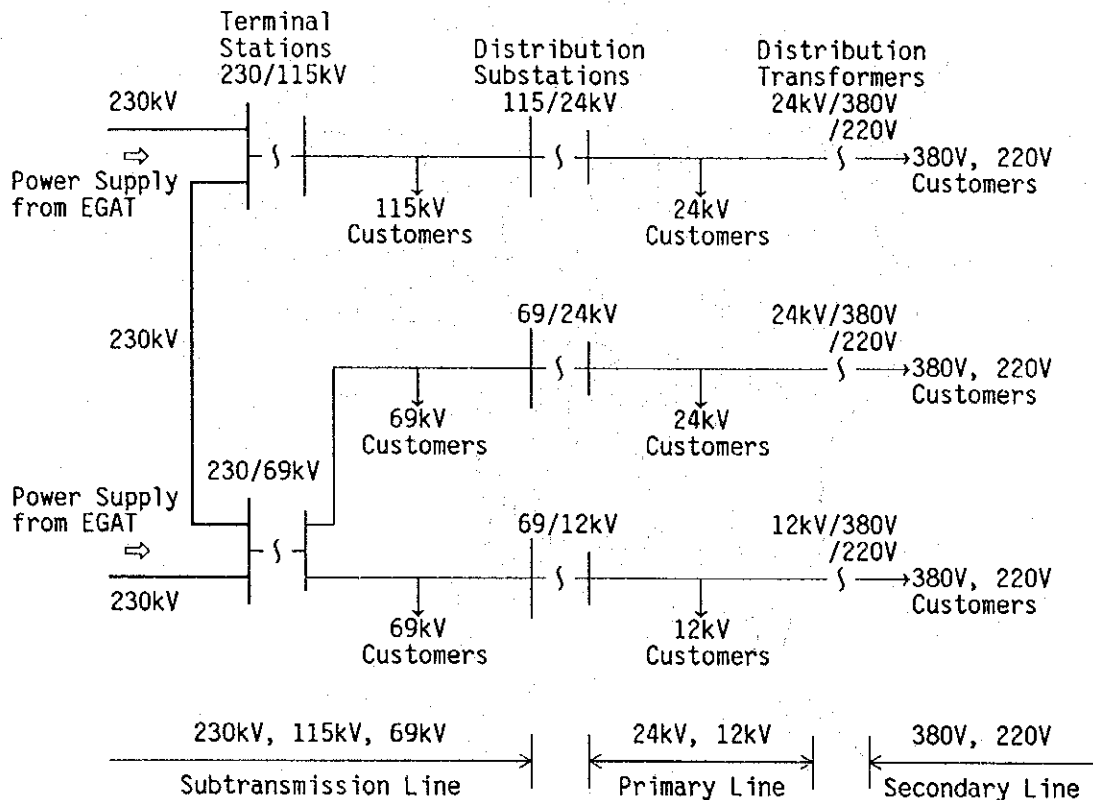
Area Map of MEA and PEA



3.3 首都圏地域の電力設備の現況と問題点

3.3.1 系統構成

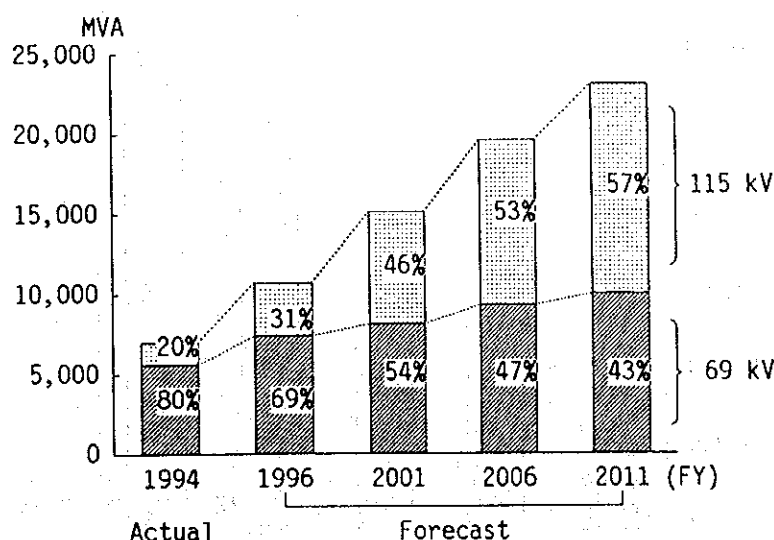
MEAの電力供給系統の標準電圧は、下図に示すとおり、230kV、115kV、69kV、24kV、12kV、380Vおよび220Vで、周波数は50Hzである。



1994年度末現在、MEAはバンコクを取り巻くEGATの230kV外輪リング状送電系統の10箇所のターミナル変電所から、230、115、69kVの電圧で受電している。各ターミナル変電所から、MEAの送配電線を通して、供給エリア内にある103箇所の配電用変電所に電力を供給している。なお、以下、本レポートではEGATおよびMEAの230kV変電所をターミナル変電所(T/S)と呼称する。

現在、115kV系統は、主にMEA供給エリアの周辺部において、長距離送電用として用いられている。一方、69kV系統は都市部で拡張されつつある。各線路および各母線の潮流と電圧面については、問題がないと考えられる。しかしながら、都市部においては将来の急激な需要増に対処するために電力供給能力を向上させる観点から、115kV系統を拡張していくのが望ましい。5.5に示すように、2011年度までのMEAの長期計画案によれば、下図に示すとおり、69kVから115kVへの移行の結果、115kV系統は急速に拡張していく。

Installed Capacity of Terminal Stations



配電用変電所において、電圧は 115kVおよび69kVから24kVおよび12kVに降圧される。さらに、配電用変電所から配電用変圧器と24kVおよび12kV需要家へ電力は供給される。

MEAの供給エリアは、現在、24kVおよび12kVの配電系統に分かれている。24kV配電系統は、主として、供給エリアの周辺部で用いられ、12kV系統は都市部で用いられている。

しかしながら、都市部においては、将来、著しい負荷の伸びに遭遇し、変電所建設のための用地取得がほとんどできないと予想されるため、送電線ルート、電圧降下および高い負荷損失の問題が、12kV供給では、生じてくるであろう。

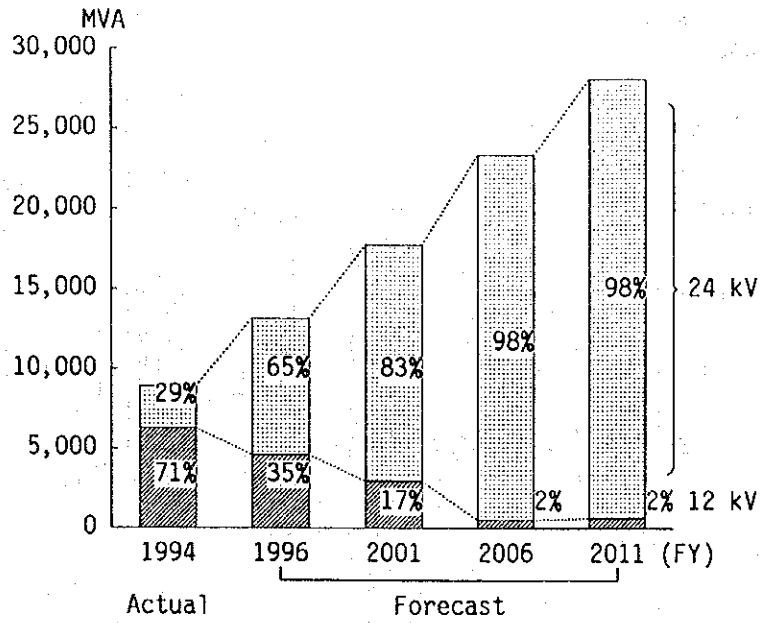
MEAは、ネットワーク地域を除いて、24kV系統を増大することにより、これらの問題に取り組んでいる。5.5に示すように、2011年度までのMEAの長期計画案によれば、24kV系統は、下図に示すとおり、12kVから24kVへの移行の結果、急速に拡張していく。

24kVと12kVの電圧は、道路わきの柱上に設置された配電用変圧器によって、380Vあるいは220Vに降圧される。

商業あるいは大工場に分類されるいくつかの重要家は、115、69、24および12kVで受電している。

MEAの最新の月報（1995年3月）によれば、需要家数は、1995年1月末現在、1,741,516、EGATからの最大月間受電電力量は、1995年3月に2,794,341,006kWhであった。また、最大電力需要（30分間値）は、1995年4月25日に5,308.1MWを記録した。これは、前年度比11.6%の伸びであった。

Installed Capacity of Distribution Substations



3.3.2 送配電線設備の現況

(1) 送電線の概要

1994年度末におけるMEA所管の230kV、115kV および69kVの既設送配電線の総回線数は56回線、総回線延長は875.4ckt-kmであった。

Voltage	Number of Circuits	Length of Lines (ckt-km)	
		Overhead Line	Underground Cable
230kV	2	—	15.006
115kV	9	205.324	2.990
69kV	45	581.687	70.393
Total	56	787.011	88.389

バンコク都市部における送配電線の建設概況は次のとおりである。

1) 69kV架空送配電線

歩道幅が3m以下の場合には、架空送配電線の多くは1回線が適用される。また、歩道幅が3.5m以上の場合には2回線が適用される。

2) 115kV架空送配電線

歩道幅が3.5mから5mの場合には、架空送配電線の多くは1回線が適用される。また、歩道幅が5.5m以上の場合には2回線が適用される。

3) 地中送配電線

地中送配電線は、架空送配電線では電氣的保安距離や送電線用地が確保できない箇所に、道路の歩道および車道を利用し、短区間で適用されている。

(a) 230kV送配電線

現在、EGATのBangkapi T/SからMEAのChidlom T/Sへ電気を供給する2回線がMEAの所管である。

さらに、EGATのSouth Thonburi T/SとMEAの新設のThanontok T/Sを結ぶ2回線がMEAにより建設中である。

(b) 115kV送配電線

115kV送配電線は、230/115kVターミナル変電所から受電して、115/24kV配電用変電所と115kV大口需要家へ電力を供給している。これらの送電線は、ターミナル変電所から遠く離れた位置にある配電用変電所で、69kVによる供給方式では電圧低下および送電損失の問題があるMEAの供給エリアの外辺をカバーしている。

(c) 69kV送配電線

69kV送配電線は、230/69kVターミナル変電所から受電して69/24kVまたは69/12kV配電用変電所と69kV大口需要家へ電力を供給している。これらの送電線は、たいいて都市部において建設されている。

(2) 架空送電設備

(a) 導体

導体の標準な種類とサイズを次に示す。

- 1) 400mm²AAC が一般的に使用されている電線種類とサイズであり、69kV線路としては、1相2条が標準的な建設形態である。既設の115kV送電線の殆どが1相1条であるが、これら送電線は、標準的な建設形態である1相2条に改修されている。
- 2) 400mm²ACSRは、South Bangkok ターミナル変電所においてChao Phraya 川を横断する線路にだけ使用されている。

架空送配電線の送電容量を、Table 3.3-1 に示す。

Table 3.3-1 Current Carrying Capacity of Overhead Subtransmission Line

Rated Voltage (kV)	Construction	Current Carrying Capacity	
		400 sq. mm. AAC.	
		Amp.	MVA
69	Single Conductor	845	101
	Double Conductor	1690	202
115	Single Conductor	845	168
	Double Conductor	1690	337
230	Double Conductor	1690	673

(b) 支持物

送電線設備の支持物の大半は、プレストレストコンクリート柱を使用している。

なお、一部69kV、2回線の区間に鉄柱が使用されていた。クロスアームについては、アングル材を使用して電線を支持している。

69kVと115kVの支持物をAppendix 3.3-1から3.3-6に示す。

(c) 碍子装置

送電線の標準支持装置として、次に示す懸垂碍子(254mmφ×146mm)を使用している。

Transmission Voltage	Insulator Device	Number of One-String Insulators
230kV	Single strain	14
115kV	Single strain	7
69kV	Single strain	4

Note; The arcing horn is not furnished to each insulator string for 230, 115 and 69kV subtransmission lines.

碍子連の標準的な設計をAppendix 3.3-7から 3.3-10 に示す。

(d) 基礎

MEA管内の地盤は、軟弱地帯であり送電線支持物の基礎は、コンクリート杭を2本使用して上部プレストレストコンクリート柱を支える構造の基礎が大半であった。

支持物の基礎構造をAppendix 3.3-11 に示す。

(e) 架空地線

接地線でアースされた架空地線が、各送電線に取付けられていた。

(f) 支線

引止柱や偏心荷重のかかる箇所には鉄線を使用した支線が取付けられていた。

(g) 遮断器

115kV、69kV送電線からの大口需要家への引き込み箇所では、その両端に柱上遮断器を設置して事故時の開閉ができるようにしてあった。

(h) アレスター

地下ケーブルの地上立上がり箇所には、次のようにアレスターを設置している。

Transmission Voltage	Installation of Arrester
230kV	Yes
115kV	Yes
69kV	Yes

(3) 既設架空送電設備の問題点

第1次現地調査によって明らかとなった既存の架空送配電線における問題点をあげると以下のとおりである。

(a) 分岐方法

69kV送配電線の配電用変電所における分岐方法として、一部T分岐が適用されており、容量 180MW(3×60MVA)の配電用変電所に供給するには問題がある。

さらに、1回線引込み設備しかない配電用変電所もある。

(b) 離隔

旧市内での送配電線近傍の開発が早く、建築物の増築による送配電線への接近に伴う離隔不足の問題がある。

(c) 地上高

送配電線の支持物はコンクリート柱が多く、高速道路や高架橋など地上高を必要とする箇所は送電線を迂回させる処置を講じる必要がある。

(4) 地中ケーブル設備

(a) ケーブル

ケーブルの標準種類とサイズを次に示す。

- 1) 800mm²のXLPEケーブルで、1相2条が一般的に使われている。
- 2) 800mm²のOFケーブルは、South Bangkok ターミナル変電所からの 115kV引出し線としてだけ使われている。
- 3) 800mm²と1200mm²のOFケーブルは、BangkapiからChidlom ターミナル変電所間の 230kV線路として使われている。
- 4) 1200mm²のXLPEケーブルは、将来的にMEAの 230kV線路として使用される予定である。

地中送配電線の送電容量をTable 3.3-2 に示す。

(b) 布設方式

地中送電線の布設方式は、直埋および管路方式が採用されており、都市部の送配電システムでは管路布設方式が多く採用されている。

各方式の断面図をAppendix 3.3-12 から 3.3-14 に示す。

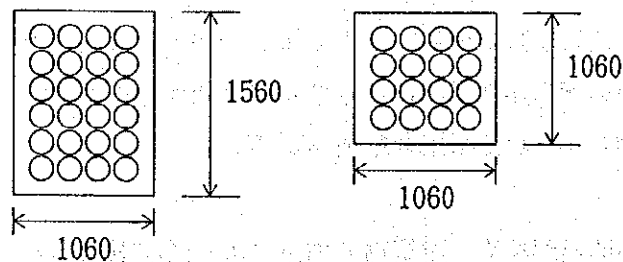
(c) 管路種別

管路種別としては、アスベストセメント管および高密度ポリエチレン管、ガラス繊維強化プラスチック管が使用されており、アスベストセメント管は全胴締（管路全長を鉄筋コンクリートにより補強する）方式、高密度ポリエチレン管およびガラス繊維強化プラスチック管は部分胴締（管の接続部をコンクリートにより補強する）方式となっている。

(d) 管路規模

管路規模は個々の線路毎に決定されており、例えば、69kVの2回線（2条/相）であれば、2回線×3相×2条/相+予備=16本の管路を確保している。

24条と16条管路の断面図を下図に示す。



a) 24 ducts

b) 16 ducts

{ Duct diameter : 140mm
Pipe : Asbestos cement pipe

(e) 埋設深さ

管路埋設深さは、車道部 1.2m、歩道部および変電所構内 0.9mとする。

なお、管路には約 200～240m毎にマンホールを設けている。

(f) 地中ケーブルの河川下部または上部横断Chao Phraya

小さな河川（運河など）の横断には、鉄骨トラス構造の専用橋を設けて横断する

のが一般的であり、場合により推進工法を用いて河川下を通過する方式も採用されている。また、Chao Phraya 川など大きな河川を横断する場合は、道路橋への橋梁添架方式や海底ケーブルも採用されている。

Table 3.3-2 Current Carrying Capacity of Underground Subtransmission Line

Type of Cable	Construction	Number of Circuits	Average Current Carrying Capacity per Circuit			
			800 sq. mm.		1200 sq. mm.	
			Amp.	MVA	Amp.	MVA
69kV XLPE	In duct bank	1	898	107	—	—
		2	770	92	—	—
		3	709	85	—	—
	Direct burial	1	917	110	—	—
		2	860	103	—	—
115kV XLPE	In duct bank	1	870	173	—	—
		2	741	148	—	—
		3	681	136	—	—
115kV Low pressure oil-filled	In trench	1	1293	258	—	—
		2	1202	239	—	—
		3	1124	224	—	—
230kV Polyethylene covered, oil-filled	In duct bank	1			960	382
		2			754	300
	In trough	1	862	343		
		2	774	308		
230kV XLPE	In duct bank	1	—	—	N. A.	N. A.
		2	—	—	N. A.	N. A.
		3	—	—	753	300

(5) 既設地中送電設備の問題点

第1次現地調査によって明らかとなった既存の地中送配電線における問題点をあげると以下のとおりである。

(a) アスベストセメント管

地中線用の管路としてアスベストセメント管を使用しているため、補強用に鉄筋コンクリートで全長胴締めが必要であることから、管路施工工期が長くなる傾向にあり、特に開削工法では交通渋滞の要因になることが懸念される。

そこで、今後は工期短縮を指向した強化プラスチック複合管 (Polyester Concrete Fiberglass Reinforced Plastic Pipe) などの採用が望まれる。

(b) 架空線と地中線の混在使用

現状の地中ケーブルは、架空線の部分的な地中化として使われているケースが多いが、付帯設備として事故区間検出装置を設置していないので、事故時に架空部分の事故か地中部分かを即時判断できない。したがって、地中ケーブル部の事故時にも再送電を実施していることから事故の拡大が懸念される。

(c) 配電線に1孔3条布設を採用している。

配電線など細径ケーブルにも1孔3条布設を採用しているが、施工の容易性、送電ロスの低減などを考慮すればトリプレックス型ケーブルの採用が有利である。

(d) 地下空間の利用

MEAの電力ケーブルは単独設備として埋設されていることから、同一区間に他の埋設物(上水、下水など)とは別々に施工されている。このため、繰り返しの道路掘削がともなうなど環境面で問題があることから、フィージビリティ検討段階ではあるが、現在数地点で共同溝計画が進められており、地下空間有効利用の観点からもこの計画の早期実現が望まれる。4ルートの共同溝計画を Fig. 3.3-1 に示す。

(6) 送配電線の利用率

1994年9月における各線路のピーク負荷電流の記録によりチェックした、ターミナル変電所から引出される送配電線の利用率をTable 3.3-3 に示す。

これらの線路のうち幾つかは過負荷していた、すなわち利用率が100%を越えていた。そのため、このような重負荷線路については、適当な対策を講じるべきである。MEAでは、すでに増設計画を立てているが実施が遅れているものがある。

また、1996年に運転開始を計画している新ターミナル変電所(Teparak)があり、これにより Suoth BangkokおよびBangpleeターミナル変電所から供給している配電用変電所の一部は、新設の Teparak変電所に切替えられる。これにより、現在の重負荷線路は解消することが期待されている。

さらに、第8次計画において1条ケーブルの2条化を進め、過負荷を解消する計画を立てている。

Table 3.3-3 Subtransmission Line Utilizing Factor

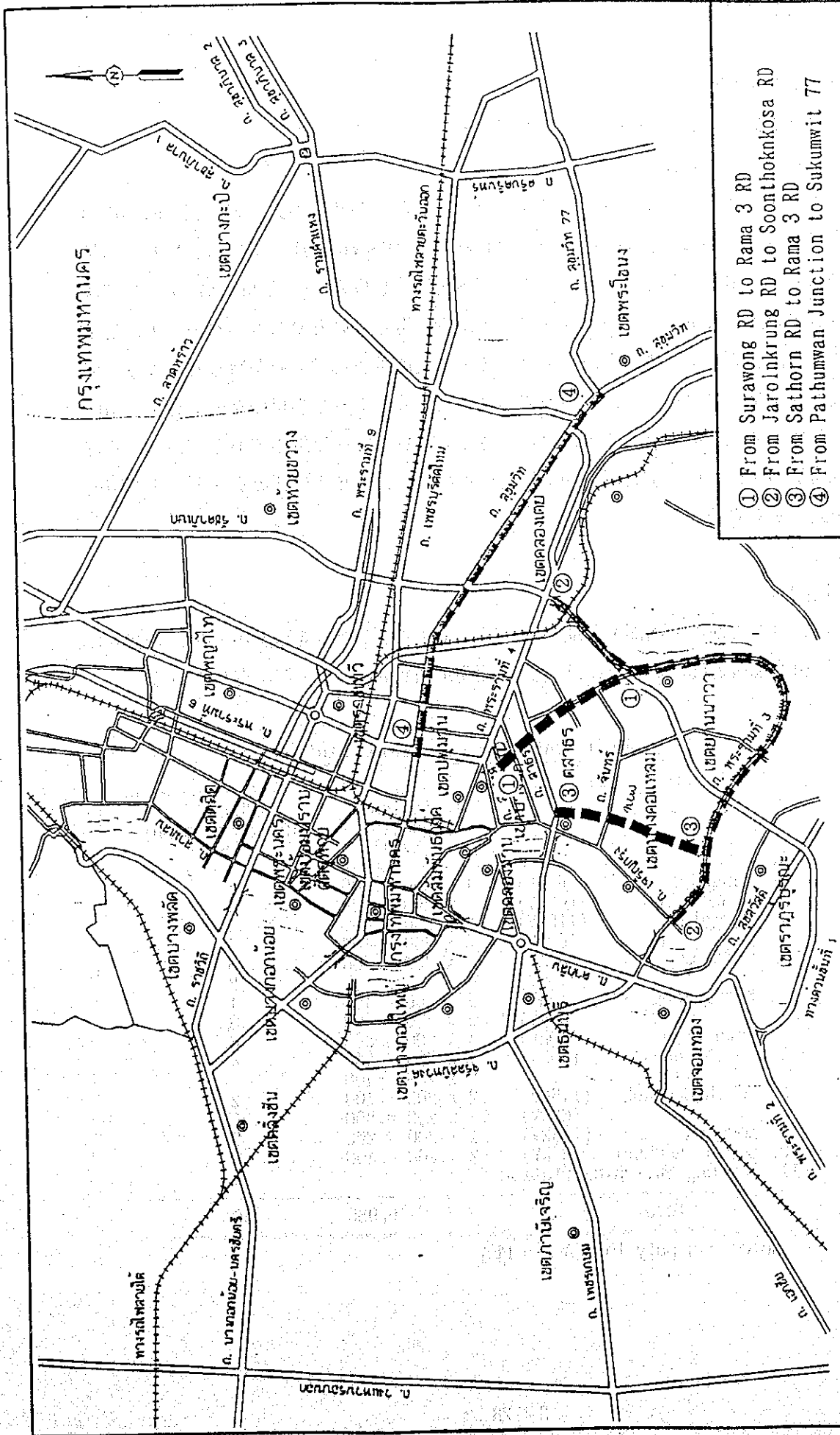
(1 of 2)

Terminal & Switching Station	Line	Outgoing Conductor	Assumed Capacity Amps	Peak Amps Sep. 1994	Utilizing Factor %	Practical Capacity Amps	Laying Condition and Remarks
North Bangkok	NKT-691	Cable 6c	1540	840	54.5		Trench and Duct bank
	NKT-692	Cable 6c	1540	1370	89.0		Trench and Duct bank
	NKT-697	Cable 6c	1540	670	43.5		Trench and Duct bank
	NKT-698	C. 6c 500sq	1260	1475	117.1		Duct bank
	TOTAL 4		5880	4355	74.1	-	
Bangkapi	BAT-691	OH Single	845	1020	120.7		Temporary line
	BAT-692	OH Double	1690	860	50.9	-	
	BAT-693	Cable 6c	1540	1080	70.1	-	Trench and Duct bank
	BAT-694	OH Double	1690	1150	68.0	-	
	BAT-697	Cable 6c	1540	1090	70.8	-	Trench and Duct bank
	BAT-698	OH Double	1690	1450	85.8	-	
	BAT-699	OH Single	845	900	106.5	-	Temporary line
TOTAL 7		9840	7550	76.7	-		
Bangkok Noi	BOT-691	C. 6c 500sq	1260	600	47.6		Trench and Duct bank
	BOT-692	Cable 6c	1540	1010	65.6		Duct bank
	BOT-693	Cable 6c	1540	1235	80.2		Trench and Duct bank
	BOT-698	Cable 6c	1540	1270	82.5		Duct bank
	TOTAL 4		5880	4115	70.0	-	
Samrong	SRS-693	OH Double	1690	995	58.9	-	
	SRS-695	OH Double	1690	645	38.2	-	
	SRS-697	OH Double	1690	940	55.6	-	
	TOTAL 3		5070	2580	50.9	-	
South Bangkok	SKT-691	OH Double	1690	1200	71.0	-	
	SKT-692	OH Double	1690	1100	65.1	-	
	SKT-694	OH Double	1690	1050	62.1	-	
	SKT-695	Cable 6c	1540	1200	77.9		Duct bank
	SKT-696	Cable 6c	1540	1115	72.4		Trench and Duct bank
	SKT-699	Cable 6c	1540	805	52.3		Trench and Duct bank
	TOTAL 6		9690	6470	66.8	-	
Lard Prao	LPT-691A	Cable 6c	1540	940	61.0		Trench and Duct bank
	LPT-691B	Cable 6c	1540	1460	94.8		Trench and Duct bank
	LPT-692B	Cable 6c	1540	490	31.8		Duct bank
	LPT-693A	OH Double	1690	1360	80.5		
	LPT-693B	Cable 6c	1540	1430	92.9		Duct bank
	LPT-694A	Cable 6c	1540	0.0	0.0		Duct bank
	LPT-694B	Cable 6c	1540	0.0	0.0		Duct bank
	TOTAL 7		10930	5680	52.0	-	
Bangplee	BPT-691A	Cable 6c	1540	1250	81.2		Trench and Duct bank
	BPT-692B	Cable 3c	770	1060	137.7		Trench and Duct bank :Note 3
	BPT-693B	Cable 6c	1540	0.0	0.0		Trench and Duct bank
	TOTAL 3		3850	2310	60.0		
Klong Rangsit	KRT-691A	Cable 6c	1540	930	60.4		Trench and Duct bank
	KRT-692A	Cable 6c	1540	480	31.2		Trench and Duct bank
	KRT-692B	OH Double	1690	1320	78.1		
	TOTAL 3		4770	2730	57.2		
Chidlow	CLT-691A	Cable 3c	770	520	67.5		Trench and Duct bank
	CLT-691B	Cable 3c	770	820	106.5		Trench and Duct bank
	CLT-692B	Cable 3c	770	860	111.7		Trench and Duct bank
	CLT-693A	Cable 3c	770	610	79.2		Trench and Duct bank
	CLT-694A	Cable 3c	770	465	60.4		Trench and Duct bank
	CLT-694B	Cable 3c	770	560	72.7		Trench and Duct bank
	TOTAL 6		4620	3835	83.0		
South Thonburi	STT-691	Cable 6c	1540	1280	83.1		Trench and Duct bank
	STT-693	Cable 6c	1540	800	51.9		Trench and Duct bank
	STT-695	Cable 6c	1540	1130	73.4		Trench and Duct bank
	TOTAL 3		4620	3210	69.5		
Grand Total			65150	42835	65.7		

Terminal & Switching Station	Line	Outgoing Conductor	Assumed Capacity Amps	Peak Amps Sep. 1994	Utilizing Factor %	Practical Capacity Amps	Laying Condition and Remarks
South Bangkok	SKT-791	Cable 3c	741	800	108.0		Trench and Duct bank :Note 4
	SKT-793	Cable 3c	741	800	108.0		Trench and Duct bank :Note 4
	TOTAL 2		1482	1600	108.0		
Bangplee	BPT-791A	Cable 3c	741	1000	135.0		Trench and Duct bank :Note 4
	BPT-791B	Cable 3c	741		0.0		Trench and Duct bank :Note 4
	BPT-792A	Cable 3c	741	620	83.7		Trench and Duct bank :Note 4
	BPT-792B	Cable 3c	741	540	72.9		Trench and Duct bank :Note 4
TOTAL 4		2964	2160	72.9			
Klong Langsit	KRT-791	Cable 3c	741		0.0		Duct bank
	TOTAL 1		741	0	0.0		
Nongjok	NJT-791	cable 3c	741	490	66.1		Duct bank at Minburi incoming
	NJT-792	Cable 6c	1482	620	41.8		Duct bank
	TOTAL 2		2223	1110	49.9		
Grand Total			7410	4870	65.7		

Note:

- (1) Typical laying condition of subtransmission lines can be described that the outgoing lines are usually installed in cable trench in the terminal stations and in duct bank in public area. The assumed capacity as mentioned in the table is the average current carrying capacity of cables which are laid in duct bank.
- (2) The practical capacity is set to be equal to the assumed capacity.
- (3) MEA has a plan to reinforce BPT-692B from cable 3c to cable 6c in 1992 but plan has been delayed.
- (4) MEA has a plan to construct a new terminal station, Teeparak, in year 1996. This terminal station will supply power to some of distribution substations which are supplied by South Bangkok and Bangplee terminal stations at the present. Thus not only the load of the mentioned terminal stations but also load of their outgoing lines will be reduced. In addition, these outgoing lines will be reinforced from cable 3c to cable 6c in the 8th power distribution system improvement and expansion plan(1997-2001).
- (5) Cable 3c or 6c means 3 or 6 x single core cable for single circuit transmission line.



- ① From Surawong RD to Rama 3 RD
- ② From Jaroinkrung RD to Soonthoknkosa RD
- ③ From Sathorn RD to Rama 3 RD
- ④ From Pathumwan Junction to Sukumvit 77

Fig. 3.3-1 Common Duct Plan in Central Part of Bangkok

3.3.3 変電設備

(1) 変電設備の概況

MEAの変電所は、以下の3つに分類される。

(a) ターミナル変電所

ターミナル変電所は、配電用変電所と115kVおよび69kVの大需要家変電所へ電力を供給するために、230kVの電圧を115kVおよび69kVに降圧している。MEAの供給エリアに電力を供給するターミナル変電所は、EGATの230kV送電系統に接続されている。1994年度末現在、EGATから受電しているMEAのターミナル変電所は合計10箇所である。Chidlomターミナル変電所(2x250MVA)がMEAによって建設された唯一のターミナル変電所であり、MEAによる2番目のターミナル変電所として、Thanontokターミナル変電所(2x250MVA)が現在建設中である。将来の高密度需要地域における需要の増加に対処するために、MEAは新設ターミナル変電所を建設する必要があるだろう。

(b) 開閉所

バンコク首都圏の南部工業地帯に、MEAはターミナル変電所から69kVで受電し、配電用変電所と69kV需要家に供給する開閉所(Samrong)を一箇所所有している。

Terminal Station and Switching Station

		Installed Capacity (MVA)	Number of Subtransmission Lines
1. Bangkapi	(69kV)	4 x 200 = 800	7
2. Bangkok Noi	(69kV)	3 x 200 = 600	4
3. Bangplee	(115kV)	2 x 200 = 400	4
	(69kV)	2 x 200 = 400	3
4. Chidlom	(69kV)	2 x 250 = 500	6
	(230kV)		2
5. Klong Rangsit*	(115kV)	2 x 200 = 400	1
	(69kV)	2 x 300 = 600	3
6. Lard Prao	(69kV)	4 x 200 = 800	6
7. North Bangkok	(69kV)	1 x 285 = 685	4
		2 x 200 = 400	
8. South Bangkok	(115kV)	2 x 200 = 400	2
	(69kV)	4 x 200 = 800	6
9. Nongjok	(115kV)	1 x 200 = 200	2
10. South Thonburi	(69kV)	2 x 200 = 400	3
11. Samrong Switching Station			3
Total		6,985	56

Note: * supply to MEA and PEA

(c) 配電用変電所

1994年度末現在、MEAは103箇所の配電用変電所を有しており、電力用変圧器の合計設備容量は8,364.78MVAとなっている。自家用の電力用変圧器を有している需要家は45箇所で、その内訳は、115kV需要家が3箇所で69kV需要家が42箇所となっており、合計設備容量は1,082.185MVAとなっている。将来的には、115/24kVおよび69/24kVの配電用変電所の箇所数が、12kVから24kVへの移行によって徐々に増加することになる。

1バンク構成のテンポラリー変電所がここ数年急速に増加しており、その増加傾向を下表に示す。

1994年度末現在、1バンク変電所は32箇所あり、これは、全箇所数の31%に相当する。1バンク変電所の大半は1989年度に建設されたものであり、1994年度に建設された14箇所の変電所のうち、11箇所が1バンク変電所であった。

近年の急速な負荷の増加の対策として、短期間で設置することができる1バンクのテンポラリー変電所を建設することは避けられない状況にある。このような状況は仮工事のための計画、設計および建設にも時間と労力を必要とし、将来の本格工事の遅れの原因ともなりかねない。信頼度面からも問題が生じる可能性が大きいので、計画、用地手配、設計および工事力の強化について早急な改善が望まれる。

さらに、変電所の1バンク停止を考慮すると、一般的には1バンク運転が許容できるのは、その変電所が全部停止しても、そこから送電中の負荷を全部、他の変電所へ切り換えることができる範囲の負荷までであり、稼働率も低い間だけに限られる。

Number of Distribution Substations

1) Voltage-wise

Voltage (kV)	Number of Stations	Total Capacity (MVA)
115-24	17	1,360
69-24	6	600
69-12/24	10	1,280
69-12	70	5,664.8
Total	103	8,904.8

2) Capacity-wise

Capacity (MVA)	Number of Stations	Total Capacity (MVA)
Below 60	14	540
60- 99	51	3,664.8
100-139	30	3,460
Above 139	8	1,240
Total	103	8,904.8

3) Commissioning year-wise

Commissioning Fiscal Year	Number of Substations					
	Increment per year	Number of Transformers				
		1B	2B	3B	4B	
Before 1980	40	1	27	11	1	92
1981	1	-	-	1	-	3
1982	1	1	-	-	-	1
1983	3	-	3	-	-	6
1984	1	-	-	1	-	3
1985	4	-	3	1	-	9
1986	2	-	2	-	-	4
1987	2	-	1	1	-	5
1988	1	-	1	-	-	2
1989	4	1	2	1	-	8
1990	9	4	4	1	-	15
1991	7	3	3	1	-	12
1992	10	9	1	-	-	11
1993	4	2	2	-	-	6
1994	14	11	3	-	-	17
	103	32	52	18	1	194

Note: Total peak load 5,424.1MVA
 Total capacity 8,904.8MVA
 Utilization factor 60.9%

(2) 変電所形式

MEAの変電所の形式は屋外式と屋内式があり、地下式はまだ採用されていない。

また、最近では一次側開閉設備として、GISを採用した屋内式変電所が標準の形式として採用されている。

(注) 一般に屋内式とは主要変圧器、開閉設備など主要回路機器をすべて屋内に設置するものをいうが、MEAでは変圧器は屋外、その他の主要設備を屋内に設置するものを屋内式と称している。

変電所形式は地域、および周囲環境などによって屋外式、屋内式、地下式などの各形式を単独、または組合せ、総合効率が得られるよう選定すべきである。

現在MEAでは上記の屋内式変電所を標準として採用しているが、これには次の理由が考えられる。

- 変電所が市街地の家屋密集地帯に設置されることが多く、都市美観、騒音、防火などに留意する必要がある。
- 変電所設備が熱帯地方の厳しい自然環境（直射日光、スコールなど）にさらされるのを防ぐ。
- 変電所用地取得が困難で、敷地利用の制約条件が多い。

しかしながら、現在の標準屋内式をMEAの全配電地域に設ける変電所に画一的に適用していくには、土地利用および総合効率の観点から今後問題が生ずる恐れがあるので、次の各項について検討し、将来、他の形式（地下式、半屋外式など）の変電所も併用できるようスタディすることが望ましい。

- (a) 老朽設備の更新時期に合わせ変電所の改築の際、三相一括形GIS、One-break type GCB、デジタル型保護・制御装置など縮小形設備を採用して、変電所の増容量を図る。
- (b) バンコクの地質や洪水問題などから現在のところ地下式の採用は計画されていないが、将来、超過密地域で用地取得が非常に困難になったり、あるいは土地価格が著しく高くなり変電所を地下に納め、地上の有効利用を図る方が経済的になった場合、地下式の採用を検討する必要がある。
- (c) ガス絶縁変圧器の採用検討を行い、将来、地下式または主要機器全部を屋内に収納する屋内式の変電所に適用を図る。

(3) 変電所構成機器とレイアウト

- (a) GISは日本国内はもとより世界的にみても、屋内、屋外双方に設置されて運転されているが、現在のMEAの考え方は屋内設置を標準としている。これに対しGISを屋外に設置した場合、変電所のレイアウトの計画に当たって自由度が増え、敷地利用の制約条件が緩和され、より効果的なレイアウトにすることができる場合

がある。この場合、GISを直射日光にさらすのを避けたいのであればGIS上部に簡易シェルターを設ければよい。

したがって、今後GISは屋内、屋外双方に設置することを考慮すべきである。

(b) MEAの新しい標準によればCapacitorを屋内に設置することになっているが、Capacitorは油入機器であるため防災上の観点から屋内設置は望ましくない。したがって、Capacitorを変電所建屋の屋上(Outdoor)に設置することも今後考慮していく必要がある。また日本では既に実用化されているガス絶縁Capacitorの採用を検討することを推奨する。

(c) 力率改善を実施する需要家に対して、電力料金割引制度を実施すれば、需要家が自らCapacitorを購入し設置するようになることが期待できる。このようにして、MEAの配電用変電所にCapacitorの設置を省略できれば、変電所全体の縮小化に寄与することができる。

(4) 変電所用地の取得と縮小化

都市の過密化に伴い、変電所用地の取得が益々困難になってくることが予想される。現在のMEAの標準的配電用変電所(60MVA 3バンク)の所要敷地面積は約1500㎡(50m×30m)であるが、短・中・長期計画に従い必要な地点に変電所の用地を事前に取得しなければならない。第7次配電システム改善拡張計画に策定された変電所用地の取得はほぼ完了しているが、第8次計画の策定後、都市再開発、鉄道道路建設計画など、用地選定および取得に関連する情報を把握し、速やかに次期計画の中で建設予定の変電所用地の取得活動に着手する必要がある。

一方、変電所用地取得を容易にするために、変電所縮小化検討を進める必要があるが、その基本的な方法として

- a) 結線の簡素化
- b) 構成設備自体の簡素化
- c) 付帯設備の簡素化

などが挙げられる。

これらのうち、a)は系統方式・設備の信頼性などから決まるものである。b)は変電所の主要設備である一次、二次開閉設備、変圧器、調相設備などの縮小化であり、絶縁方式、絶縁設計、冷却設計の合理化と共に経済性、保守管理の容易性など十分勘案して最適な機器を選定することが望ましい。

また、c)については付帯設備の簡素化を図ると共に、主要設備とその付帯設備を同一場所に設置したり、機器配置を見直してスペースの有効活用を図ることが望ましい。

Fig. 3.3-2に設備縮小化の基本的方法を Fig. 3.3-3に縮小化の効果を図示した。

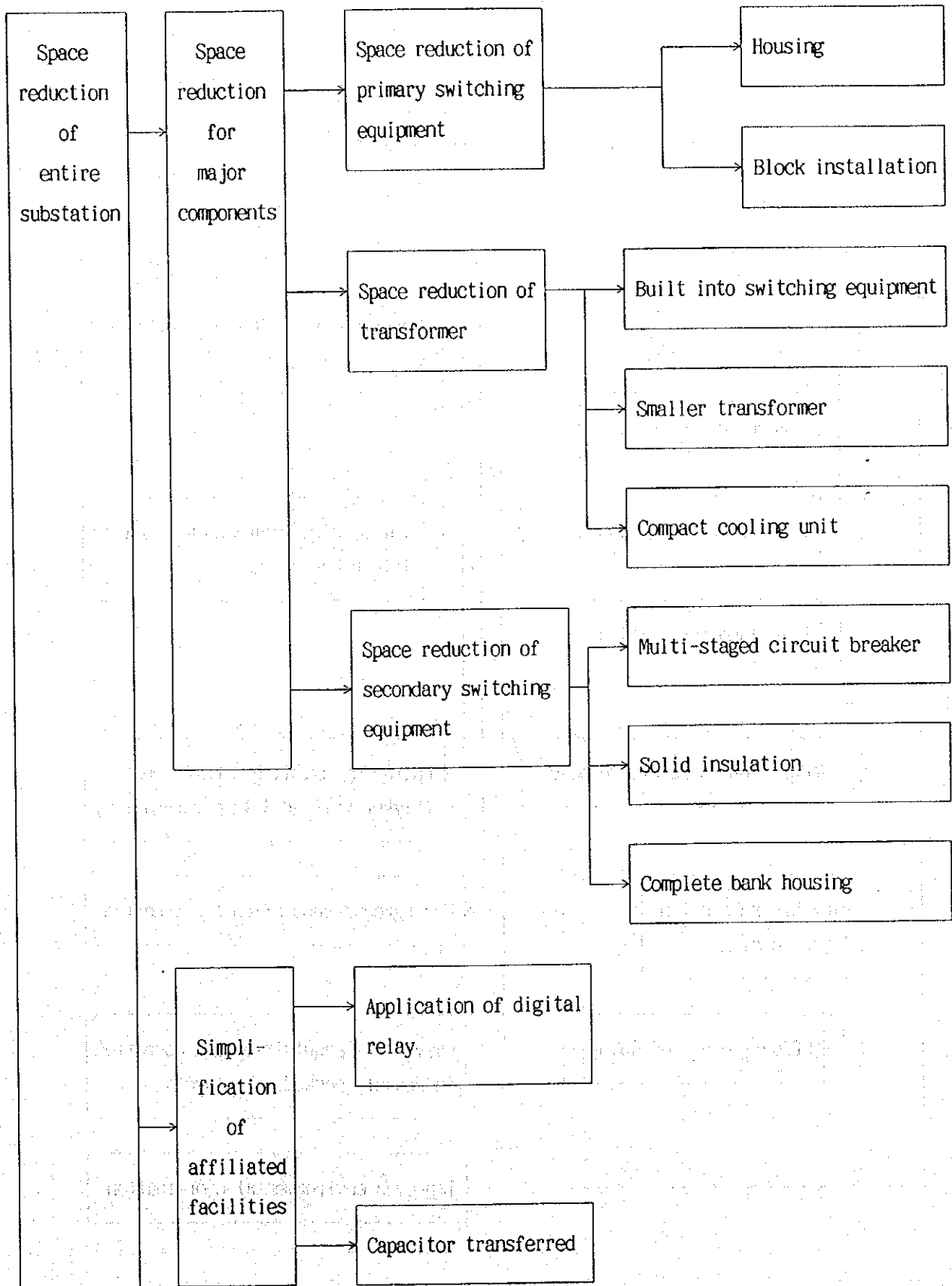


Fig. 3.3-2 Basic Facility Reduction Methods

Effects of space reduction

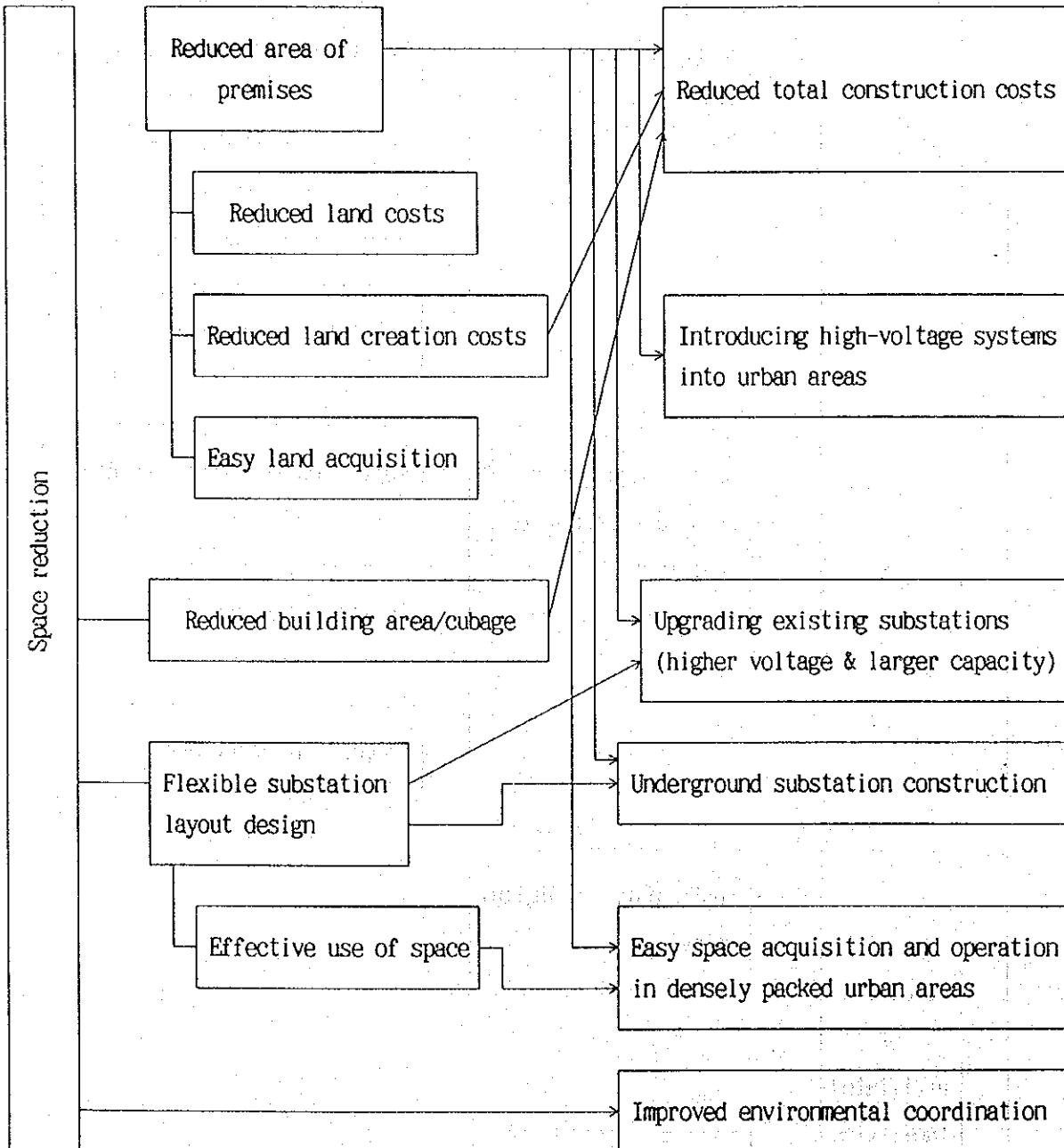


Fig. 3.3-3 Effects of Space Reduction

3.3.4 配電設備

(1) 配電設備の概要

1994年度の24kVと12kVの既設配電設備量は、配電線数が 981ckt で回線延長は 8,172ckt-kmである。

voltage	Number of Circuit	Length of Lines (ckt-km)	
		Overhead Line	Underground Cable
24kV	206	2994.99	45.96
12kV	775	4503.02	628.59
Total	981	7498.01	674.55

MEAの配電システムの電圧は、24kVと12kVが採用されている。MEAは現在、増大する需要をまかなうため、王宮周辺のネットワークエリアを除き、12kVから24kVへの昇圧を計画的に進めている。MEAが推進している24kV昇圧計画は、世界各国の主要首都市の配電電圧と比較しても妥当なことであると判断される。

1993年度のMEAの配電設備量は、MEA所有の変圧器容量が 5,608,191kVA、お客さま所有の変圧器容量が 3,595,257kVA であり、低圧線の回線延長は17,619ckt-kmである。

なお、MEAが採用している低圧配電の方式は次のとおりである。

- 220/440 V、1P3W
- 220/380 V、3P4W

MEAが適用している配電線の系統方式は以下のとおりである。

- Radial with emergency tie (Fig. 3.3-4)
- Radial with automatic reclosing sectionalizer (Fig. 3.3-5)
- Underground Loop (Fig. 3.3-6)
- Underground Primary selection (Fig. 3.3-7)
- Secondary Network (Fig. 3.3-8)

さらに、今後導入を検討している方式として、次のUnderground Special Spare Line (Fig. 3.3-9)がある。

MEAの大部分の地域は、Radial with emergency tie が標準的に適用されている。また、MEAは高密度過密地区の 12kV または 24kV 需要家への供給方式として、Under-ground Loop 方式を適用している。

さらに、高密度過密地区で高信頼度が要求されているSilom 通りでは、12kVまたは24kV需要家への供給方式として、Underground Primery Selection 方式も採用してい

る。

このシステムでは、配電線に事故があった場合、健全回線へ自動または手動により切替えられ、高信頼度なシステムとして高く評価できる。

これらの地中配電システムを設備稼働の向上の面から発展させた、Underground Special Lineシステムの導入についても検討しているようである。

今後は、これら地中配電システムの特徴を活かし、どの地域にどのシステムを導入するかといった計画基準面での充実が課題であろうと思われる。

次に王宮周辺のネットワーク地区に適用されているSecondary Network システムであるが、これは日本の首都圏でも導入されている、レギュラーネットワーク方式が採用されている。

王宮周辺は、高密度地域であり、政府の重要機関も多いことから、高信頼度が要求されるため、このシステムが導入されていると思われる。妥当な選択であると考えられる。

MEAのSecondary Network システムの特徴は、12kV配電線のみを地中線にて施設し、変圧器ならびに低圧線は架空線により施設している。

王宮周辺の需要は、高密度需要であるものの、個々の需要家は小規模な店舗あるいは工場などが密集したものである。今後これらの地域は、建設、取壊しなど開発の手が幾多となく加えられ需要の形態も大きく変貌するものと推測される。

したがって、このような需要の変動が大きく起こると想定される地域の低圧配電線を架空設備にて供給している点は、需要変動への対応が柔軟に行え、地域実態に応じた選定であると評価できる。

最後に、MEAの施設しているRadial with emergency tie 方式は、配電線事故時の対応を考慮した配電線間の連系は図られているものの、変電所の1バンク事故時の対応までは考慮されていない面が散見される。

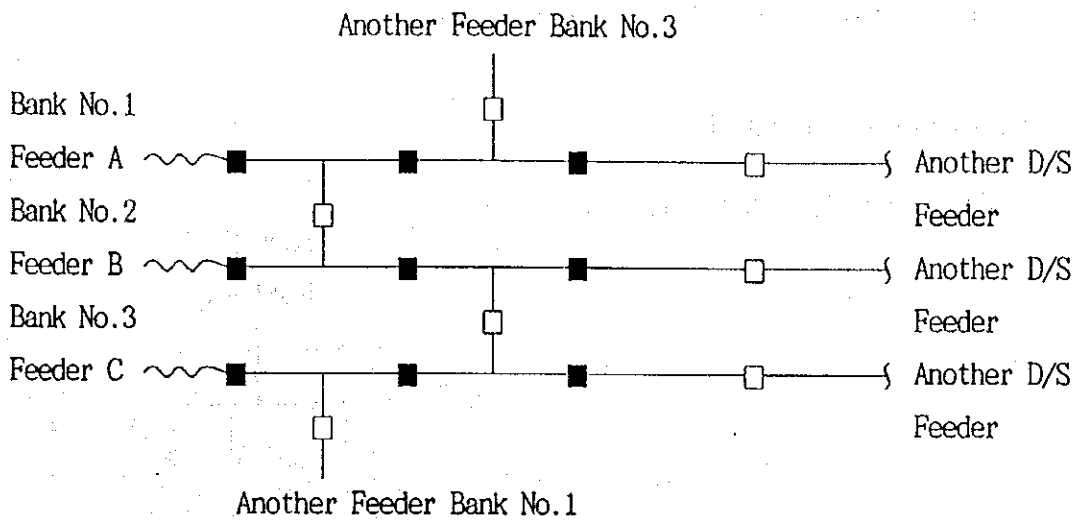
また、架空線および地中線とも電線ならびにケーブルが持っている常時許容電流、短時間許容電流を考慮した設備形成とはなっていない。

配電線の系統方式を考える場合においてまず考慮しなければならないことは、配電線の事故時に救済可能な系統方式とすることである。東京電力(株)においてはこの点を考慮し、多分割・多連系方式を採用している。さらに、常時の配電系統の許容電流は、他配電線系統に事故が発生した場合にこれを救済するため、電線・ケーブルおよび開閉器がもっている許容電流に対し、低い値で運用している。また、変電所の1バンク事故に対しても配電線によって十分対応可能とするため、配電線の系統構成に当たっては、異バンク・異変電所の配電線と連系するよう設備形成を図っている。

ここで、東京電力(株)にて採用している架空配電線および地中配電線の系統方式を紹介するので、参考とされたい。

(Overhead Distribution Line)

Three-section three-interconnection system

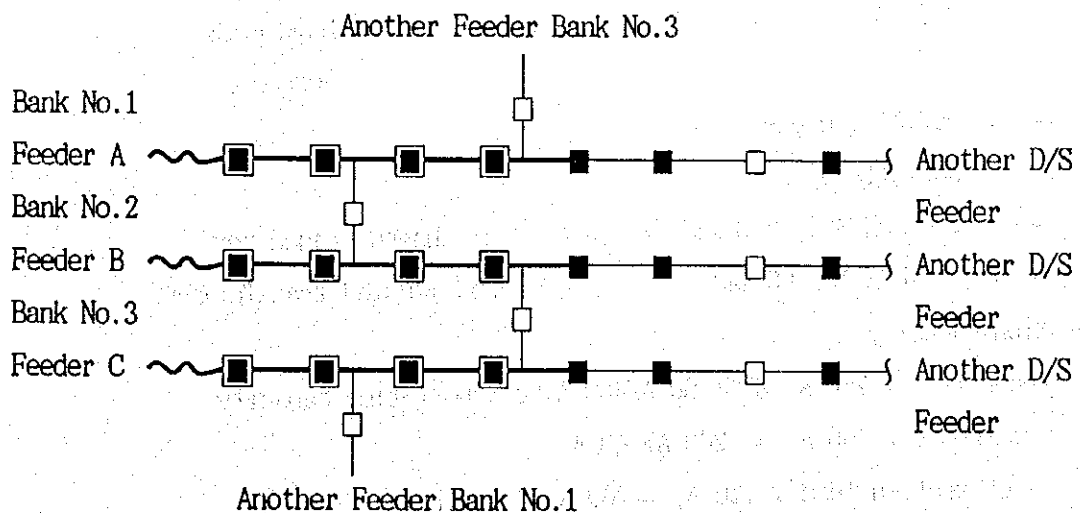


- : normally close ■ □ : 300 A — : ACSR120 mm²
- : normally open ~ : XLPE 325—250 mm²

Operation Capacity

- normal : 230 A, 77%(230 A/300 A) of short-time capacity
- emergency : 300 A, = 230 A+70 A
- each section load : 75 A, = 230 A/3 section

Six-section three-interconnection system



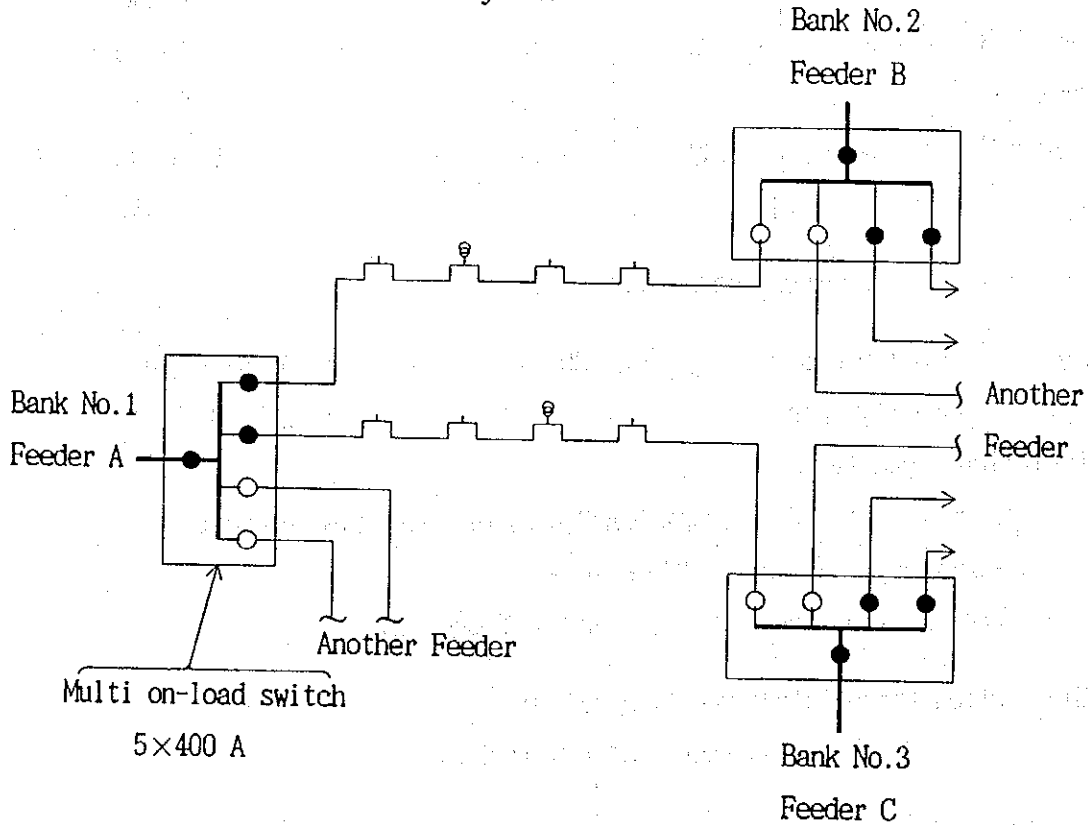
- ■ : normally close ■ □ : 600 A — : HA \varnothing 240 mm²
- : normally open ■ □ : 300 A (Hard drawn Aluminum Conductor)
- : ACSR120 mm²
- ~ : XLPE 500—325 mm²

Operation Capacity

- normal : 450 A, 75%(450 A/600 A) of short-time capacity
- emergency : 600 A, = 450 A+150 A
- each section load : 75 A, =450 A/6 section

(Underground Distribution Line)

Two-section two-interconnection system

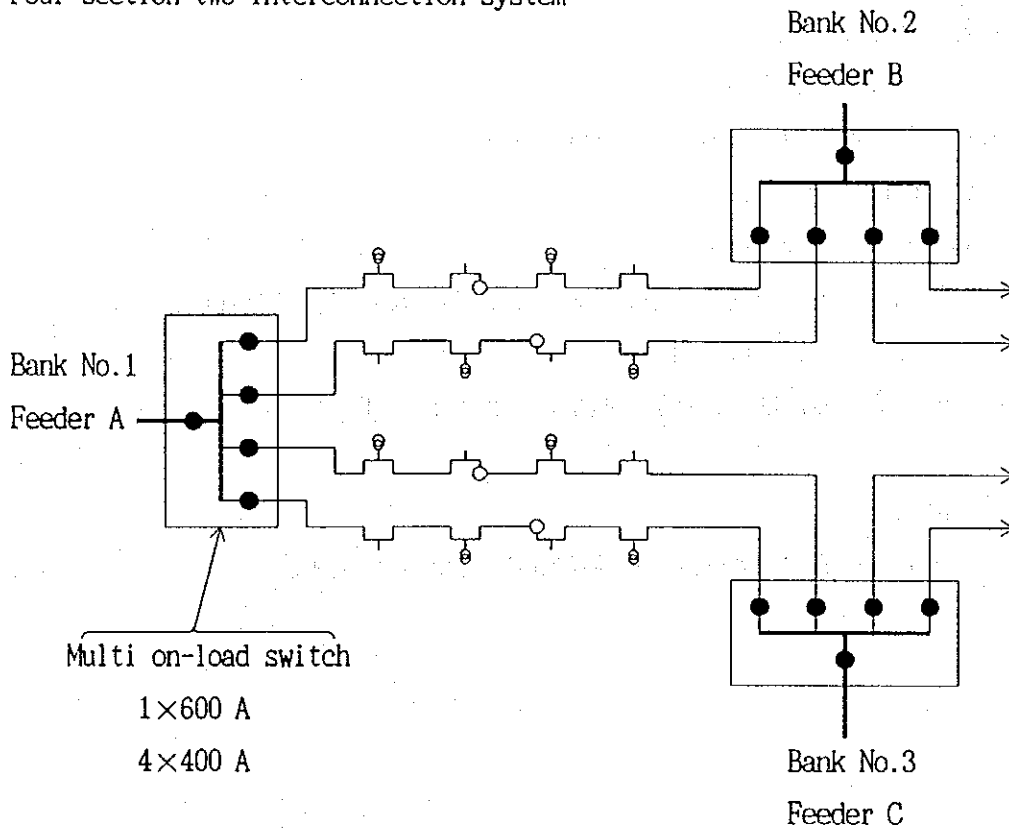


- : normally close
- : normally open
- : XLPE 325—250 mm²
- : XLPE 150/60 mm²
- ⏏ : π-shaped branch box
- ⏏ : Pad-mounted transformer

Operation Capacity

- normal : 260 A, 65%(260 A/400 A) of short-time capacity
- emergency : 400 A, = 260 A+140 A
- each section load : 130 A, =260 A/2 section

Four-section two-interconnection system



● : normally close

○ : normally open

— : XLPE 500—325 mm²

— : XLPE 150/60 mm²

⏏ : π-shaped branch box

⏏ : Pad-mounted transformer

Operation Capacity

normal : 400 A, 67%(400 A/600 A) of short-time capacity

emergency : 600 A, = 400 A+200 A

each section load : 100 A, =400 A/4 section

(2) 架空配電線

適用電線の標準は、以下のとおりである。

- 1) Bare aluminum conductor.
- 2) Partially insulated aluminum conductor.
- 3) Spaced aerial cable.
- 4) Preassembly aerial cable.

Note Item 1) は、以前広く用いられていたが、現在は使われない。

Item 2) は、一般に用いられる。

適用電線のサイズおよび許容電流をTable 3.3-4 に示す。

(3) 地中配電線

適用ケーブル、サイズおよび許容電流をTable 3.3-5 に示す。

Table 3.3-4 Current Carrying Capacity of Overhead distribution line

Type of Conductor	Current Carrying Capacity			
	12 kV		24 kV	
	Amp.	MVA	Amp.	MVA
Bare Conductor				
- 35 sq. mm.	170	3.5	170	7.0
- 70 sq. mm.	270	5.6	270	11.2
- 185 sq. mm.	515	10.7	515	21.4
Partially Insulated Conductor				
- 35 sq. mm.	172	3.6	172	7.2
- 70 sq. mm.	260	5.4	260	10.8
- 185 sq. mm.	488	10.1	488	20.2
Space Aerial Cable				
- 35 sq. mm.	170	3.5	170	7.0
- 120 sq. mm.	365	7.6	365	15.2
- 185 sq. mm.	470	9.8	470	19.6
Preassembly Aerial Cable				
- 240 sq. mm.	430	8.9	430	17.8

Table 3.3-5 Current Carrying Capacity of Underground distribution line

Type of Conductor	Current Carrying Capacity			
	12 kV		24 kV	
	Amp.	MVA	Amp.	MVA
- 35 sq. mm. Cu. XLPE	161	3.3	161	6.6
- 70 sq. mm. Cu. XLPE	235	4.8	235	9.7
- 240 sq. mm. Cu. XLPE	478	9.9	478	19.8
- 400 sq. mm. Cu. XLPE	614	12.7	614	25.5

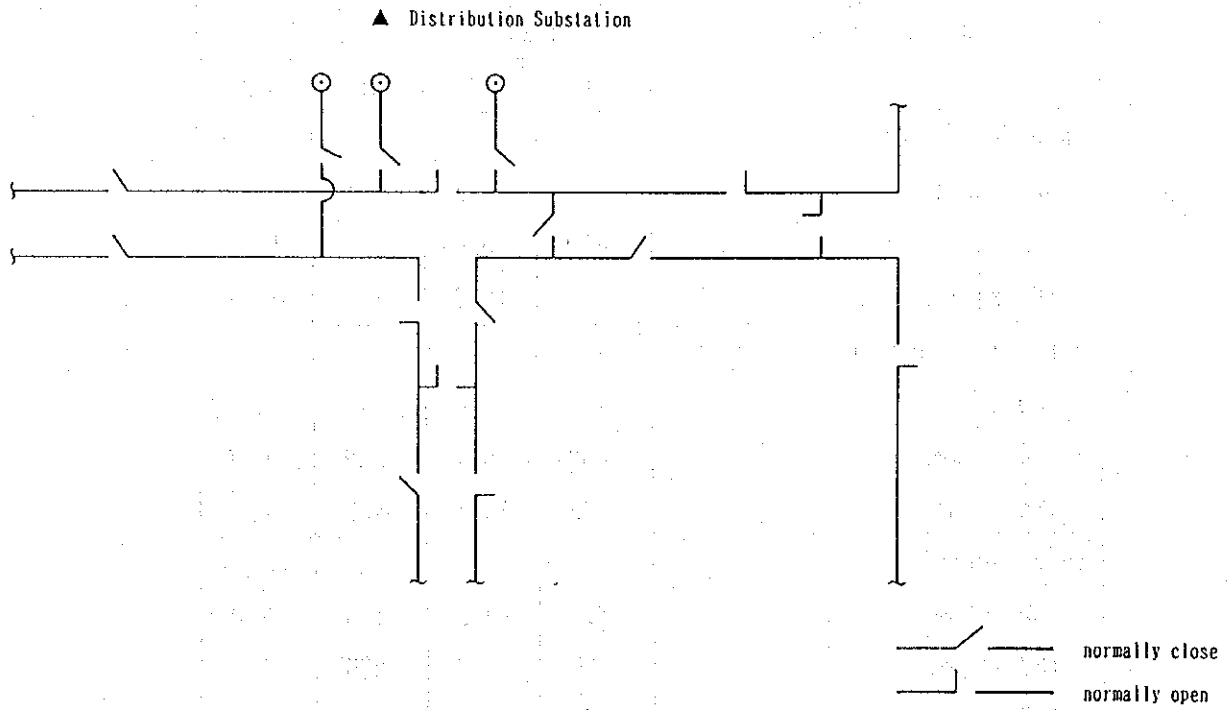


Fig.3.3-4 Radial with emergency tie

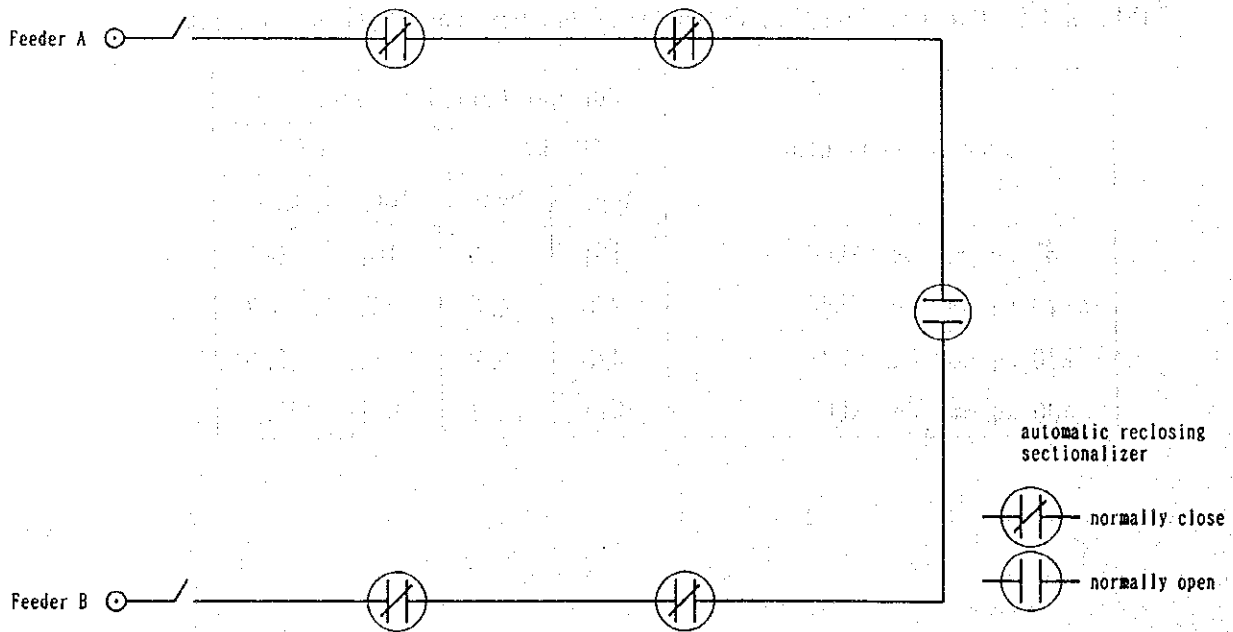


Fig.3.3-5 Radial with automatic reclosing sectionalizer.

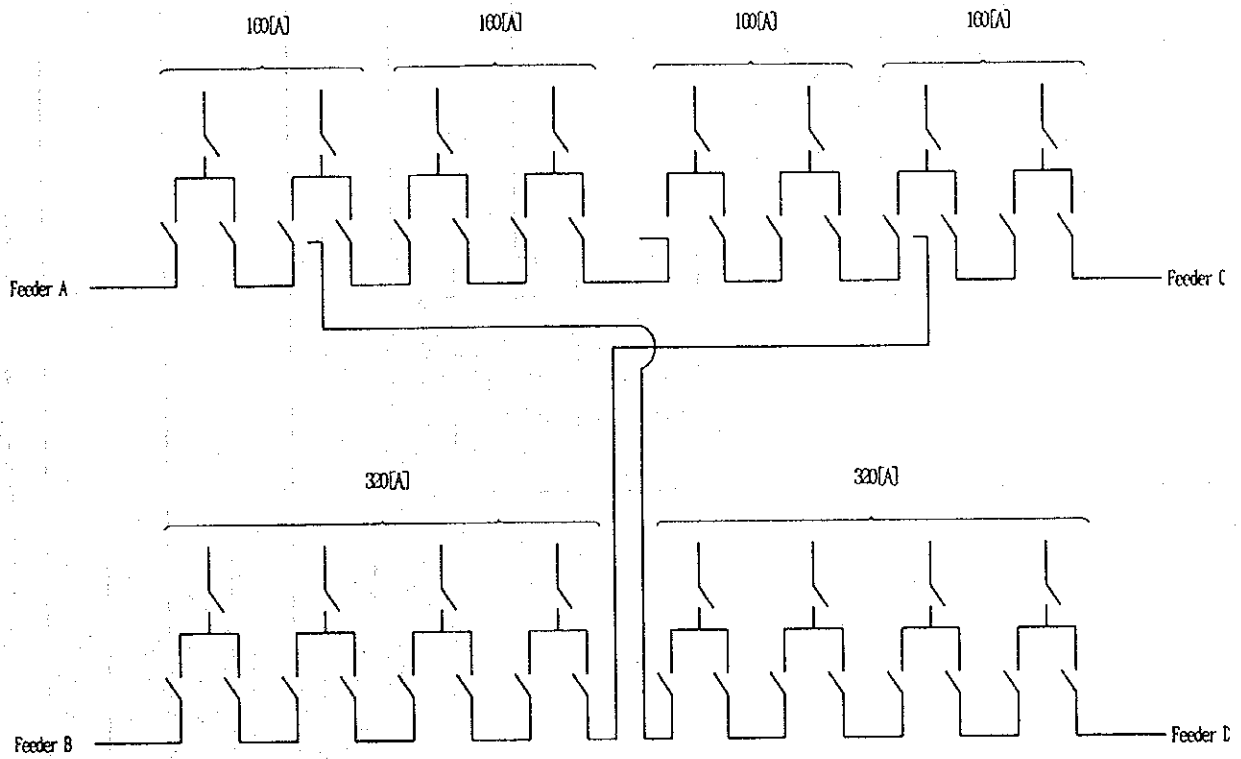


Fig. 3.3-6 Underground Loop

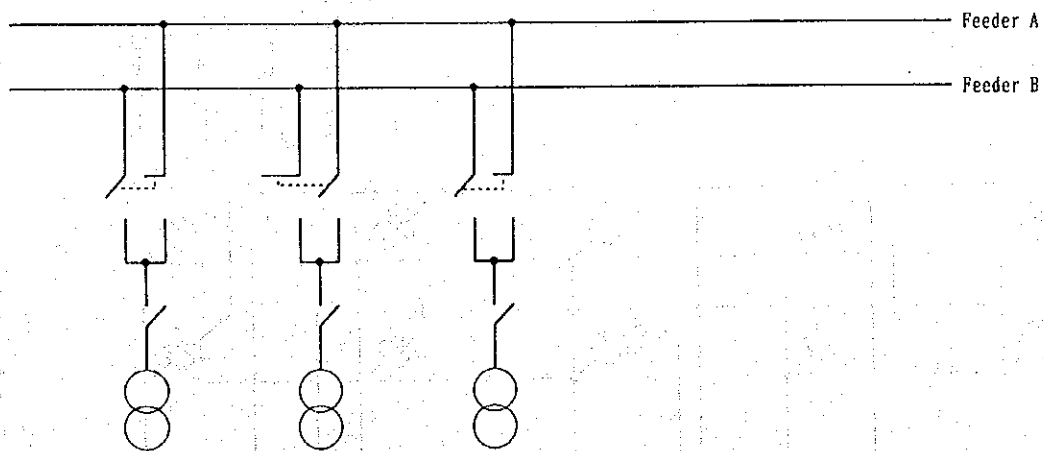


Fig. 3.3-7 Underground Primary Selection

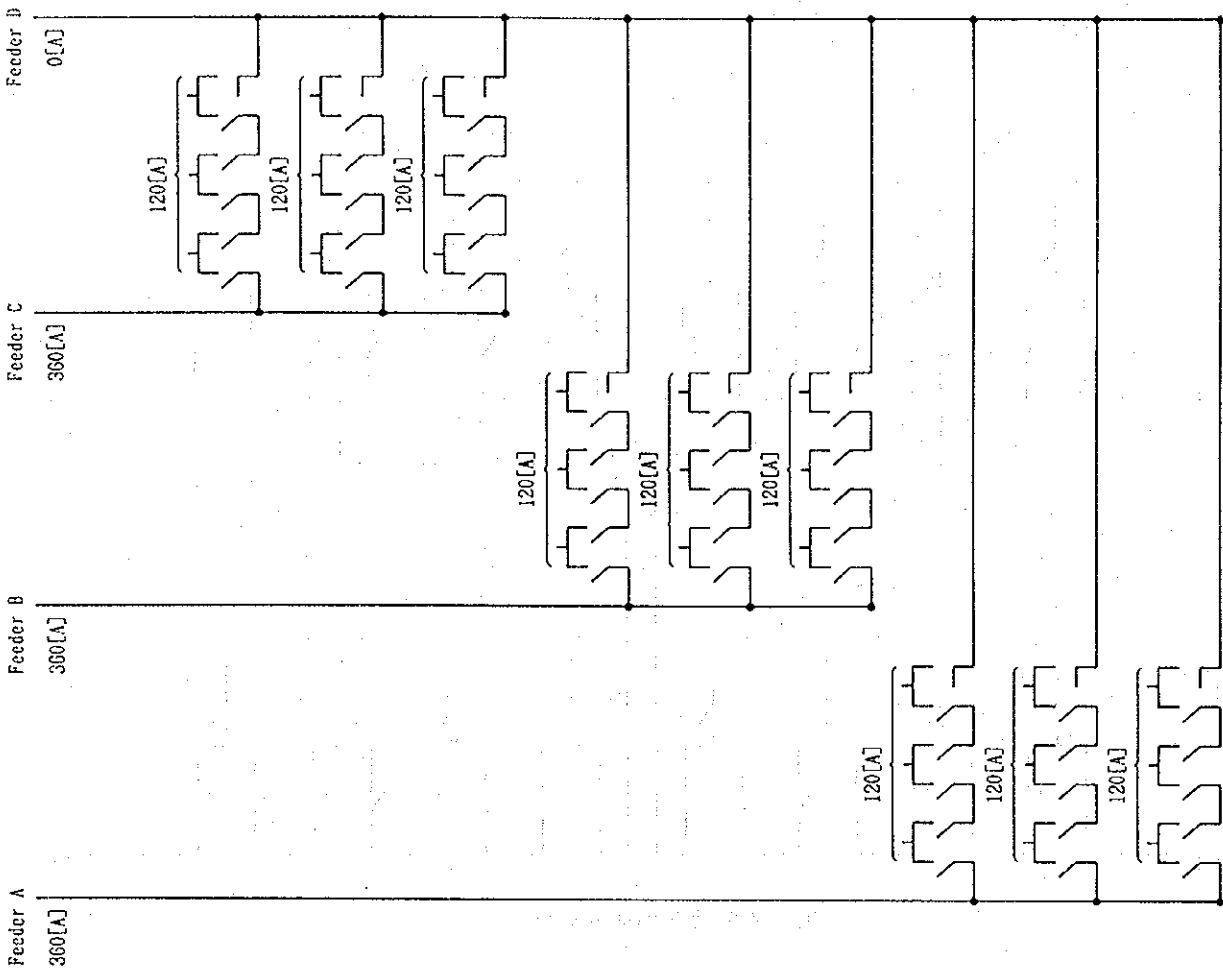


Fig. 3.3-9 Underground Special Spare Line

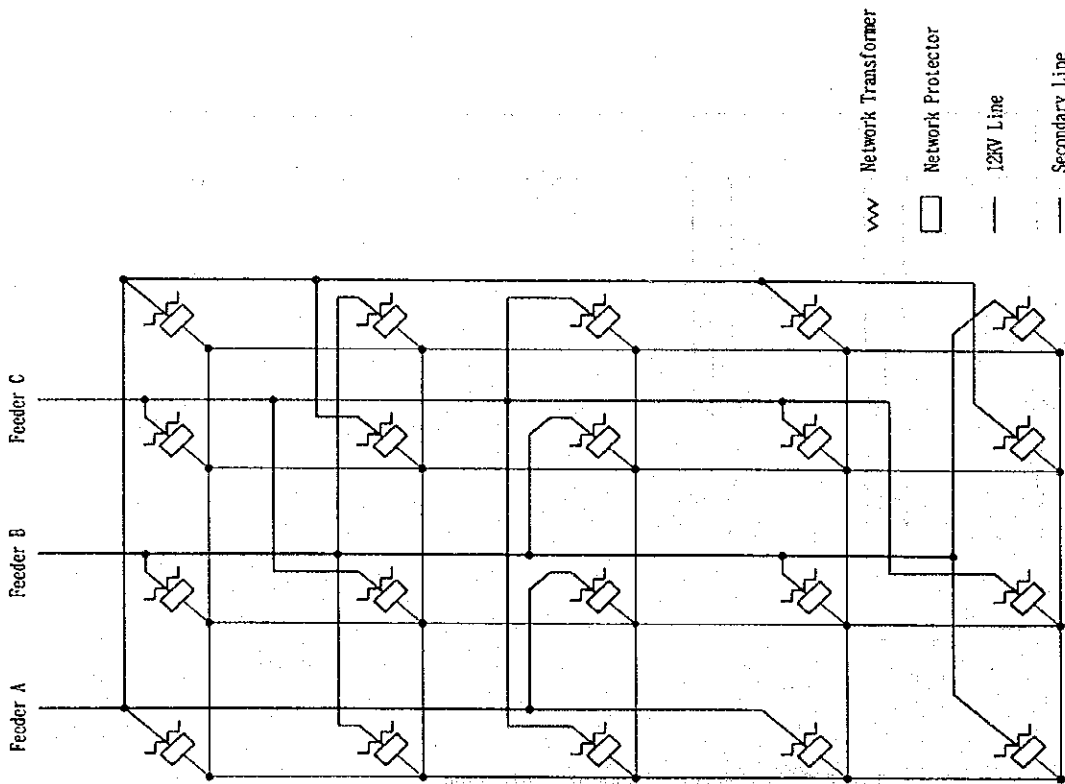


Fig. 3.3-8 Secondary network

3.3.5 保護リレーシステム

(1) 自動再閉路

自動再閉路は供給支障の早期復旧、システムの安定性という観点からは遮断器開放後すみやかに行うのが好ましい。しかし、以下を考慮すると自ずと限界が有り、これらを総合的に考慮して再閉路時間が決定される。

- ① 遮断器の動作責務
- ② 故障点のイオン消滅時間
- ③ 大型モータの残留電圧が十分に低下するまでの時間
- ④ 遮断器の ON, OF 情報を遠隔表示する場合の情報更新時間
- ⑤ 配電用変電所の電源自動切替え装置の動作時間
- ⑥ 直列機器が要求する無電圧時間

また、送配電線を自動再閉路を実施するか否かは、前述した供給支障の早期復旧、システムの安定性確保の他に、自動再閉路を実施する事が人身安全、設備安全のうえで問題無いか否かが考慮される。

その意味で、自動再閉路は主保護リレーが動作した場合に行い、後備保護リレーが動作した場合には行わないのが普通である。また、送配電線の全体が地中線の場合は自動再閉路を行わないのは勿論の事、架空線・地中線が混在する送配電線は、その送配電線の地中線部分に故障が発生した場合は、自動再閉路を実施しないのも一般的である。

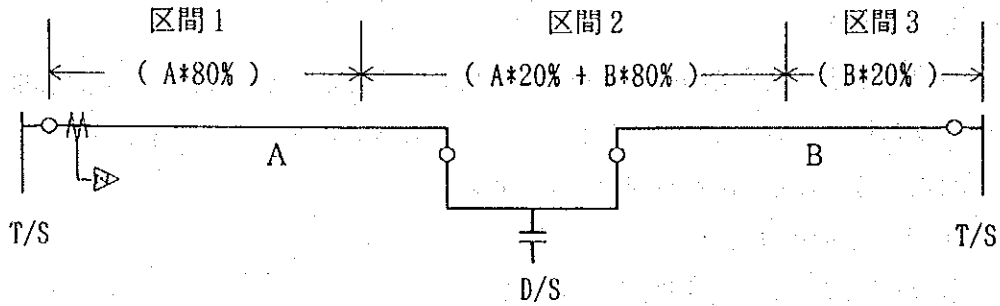
(a) 送配電線の自動再閉路

115kV、69kV系統は直接接地のため、故障電流が大きい。また、1線地絡事故であっても電圧低下が生じる。故障電流は母線から送配電線の故障点までの距離が短いほど大きい。

自動再閉路失敗時、変圧器は、最初の故障電流が通過した後、数秒も経たない間に、再び故障電流が通過する。また、遮断器は線路に故障が継続している状態で投入するため、投入と同時に故障電流が流れる。この事は変圧器、遮断器などの直列機器にとって大きなストレスである。そして、このストレスは故障電流が大きいほど大きくなり、特に、遮断器は自動再閉路失敗を繰り返す事で老朽化を加速させ、設備信頼度の低下につながる事になる。

この事を考慮し、MEAは送配電線の再閉路方式を次のように決定している。
なお、架空線・地中線が混在する送配電線は、その送配電線の地中線部分に故障が発生したとしたも、自動再閉路を実施している。

1) 保護区間と自動再閉路



区 間 1	区 間 2	区 間 3
主保護遮断 (Z1; 瞬時)	後備保護遮断 (Z2 ; 0.4秒)	後備保護遮断 (Z3 ; 0.7秒)
自動再閉路		

区間2、区間3を自動再閉路する事は、後備保護リレーが動作した場合にも自動再閉路する事を意味し、この事は、事故点が除去されていないにも係わらず送電され、事故のさらなる拡大(設備、人身)の可能性がある。

なお、区間1のうち電源から2kmの区間は、EGATの要請に基づき手動で再送電していた。(変圧器への悪影響防止) しかし、1995年4月以降、自動再閉路に変更されている。

2) 再閉路時間と自動再閉路の実施回数

再閉路時間	自動再閉路の実施回数
2秒 (1994.11 現在)	1回

再閉路時間は、第1次現地調査の時点では、EGATの要請により送配電線の一部について、2秒を4秒に変更されていた。(変圧器への悪影響防止) しかし、1995年4月以降、送配電線の全部について、4秒に統一されている。

3) 再閉路時間の現況

1993年12月、1994年1月、4月、9月に起きた送配電線のトリップのうち（変電所設備に原因があったものは除外）、短時間の供給支障が報告されている49件について、その時間を調査した結果は以下のとおりである。

(Table 3.3-6 参照)

Time number %	Short time interruption					Total 49 100%
	1sec 3 6.1%	2sec 17 34.7%	3sec 1 2.0%	4sec 22 44.9%	5sec 6 12.2%	
Total	3(6.1%)	18 (36.7%≒40%)		28 (57.1%≒60%)		—

この結果から推定すると、送配電線の約60%は再閉路時間が4秒となっているものと思われる。(1994.11現在)

4) 再閉路時間の見直し

送配電線の再閉路時間は、基幹送電線と異なって系統の安定性は考慮する必要が無く、供給支障の早期復旧のみ考慮すれば良い。この場合、検討すべき項目はすでに述べたとおりであるが、MEAではこのうち次ぎの項目を考慮する必要がある。

a) 大型モータの残留電圧

大型モータは、停電後も残留電圧が暫時存在する事が報告されている。この残留電圧は位相も変化し、停電が回復した時に電源電圧との位相差から過大な電流が流れ、モータにストレスを与える。このストレスを繰り返し受ける場合、残留電圧の許容値は25~30%以下といわれている。日本に於ける、残留電圧の設計値の一例を次表に示す。

(設計値)

Residual Voltage (PU)	Induction motor (Squirrel-Cage)			
	Rated Output(kW) , Time(sec)			P; Pole
	400 (kW)	1020 (kW) 2P	3300 (kW) 4P	1800 (kW) 6P
0.80 PU	0.3 sec	1.4 sec	2.1 sec	0.6 sec
0.60	0.7	2.2	3.1	0.8
0.40	1.3	3.1	4.7	1.2
0.25	2.0	4.3	6.4	1.7
0.20	2.2	4.8	7.2	1.9

また、下表は 15MVAの誘導電動機 2台が設置された工場における実測値の一例である。実測値は他の負荷の影響を受けて設計値より小さくなっている。

(実測値)

Residual Voltage	0.8 PU	0.6 PU	0.4 PU	0.25 PU
Time	1.0 sec	1.6 sec	2.2 sec	2.7 sec

残留電圧が25%以下まで低下するのに2.7秒要している。

この事と、再閉路時間が短い事により変圧器の一部に悪影響を及ぼしている現状に鑑み、再閉路時間は4秒以上に変更する事が好ましい。第2次現地調査の時点では、1995年4月以降、4秒に変更され改善が図られていた。

(b) 配電線の自動再閉路

自動再閉路は次のように2回実施している。なお、殆どの配電線は架空線・地中線が混在しているが、一律に自動再閉路を実施している。

再閉路時間	再閉路の実施回数
1回目；3秒、2回目；60秒	2回

1) 再閉路時間の見直し

再閉路時間の3秒は、前述の大型モータの残留電圧を考慮し、後述するように、再閉路の成功率を高める意味で4秒以上とする事がベターと思われる。ちなみに、日本における首都圏の配電線の再閉路時間は、60秒となっている。

(c) 自動再閉路の成功率

1994年 (Fiscal Year)の、自動再閉路の成功率は次表に示すように、送配電線が28.2%、配電線が68.5%となっている。一般に自動再閉路の成功率は架空送配電線が90%以上、架空配電線が70~80%であると言われている。MEAにおける自動再閉路の成功率は配電線ではこれと同程度であるものの、送配電線では著しく悪くなっている。

自動再閉路の失敗は前述のように、遮断器、変圧器などの直列機器にストレスを与えるばかりで無く、電力系統に瞬間電圧低下を引き起こす事から、自動再閉路の成功率は大きい事が好ましい。

Success ratio of automatic reclosing

Subtransmission lines			Feeders			
Inst. reclose	Fail to reclose	Total	Inst. reclose	Reclose in Time	Fail to reclose	Total
134 28.2 %	341 71.8 %	475 100.0 %	3,141 51.3 %	1,055 17.2 %	1,930 31.5 %	6,126 100.0 %

したがって、送配電線の自動再閉路の失敗が多い原因を調査し、対策を実施する事が必要と思われる。調査完了まで、自動再閉路を一時中止する事も選択肢の一つである。また、配電線の再閉路の成功率は1回目が51.3%、2回目が17.2%となっている。これは、1回目で失敗した配電線の35.3%が2回目では成功している事を示しており、1回目の再閉路時間を現状の3秒から更に長くすれば、1回目の再閉路の成功率はより大きくなる事を示唆している。

(d) 送配電線トリップの原因

1993年12月、1994年1月、4月、9月に起きた77件の送配電線のトリップ（変電所設備に原因があったものは除外）の原因は次表に示すとおりである。

(Table 3.3-6 参照)

Number of interruptions					
Subtransmission line					
Line Severed	Flashover to 24kV Line	Aluminium Rod, Ladder	Crane, Bus, Truck	Others	Fault Unknown
2 (2.6 %)	2 (2.6 %)	2 (2.6 %)	7 (9.1 %)	24 (31.2 %)	40 (51.9 %)
13 (16.9 %)				64 (83.1 %)	

これに見るように、自動再閉路の実施が公衆安全の面から好ましくないと思われる事例が16.9%（13件）となっており、この面からも送配電線の自動再閉路のロックが選択肢の一つとして浮上する所以である。

(e) 架空線・地中線が混在する送・配電線の自動再閉路

地中線区間の事故に対して自動再閉路を行うと、火災、爆発の可能性がある。その場合、事故の拡大、他の設備への波及の恐れもある。

MEAの送・配電線は架空線が大部分で地中線区間が少ないことから、地中線区間で事故が起きる可能性は低いと思われる。1994年の供給支障の記録の中から4か月を抜き取って調査した結果でも、77件の事故のうち地中線が原因に絡んでいるものは1件であった。（Table 3.3-6 参照）

したがって、MEAにおいては、地中線区間の事故に対して自動再閉路をロックする事は、当面、必要ないと思われる。将来、地中線区間の比率が高まって来た場合には、地中線区間の事故に対して自動再閉路をロックする事を考慮する必要がある。

る。

日本の首都圏における架空線・地中線が混在する送・配電線に対する自動再閉路の摘要条件の一例を以下に示す。

1) 6.6 kV配電線

非接地方式である事から、上記に配慮する必要がなく、一律に自動再閉路を実施する。

2) 154kV、66kV、22kVの送電線

(i) 架空線区間が過密地域を通過し、かつ、断面積が 100 mm^2 未滿の電線を使用している送電線は、自動再閉路をロックする。(公衆災害防止)

(ii) OFケーブル(短尺を除く)

・地中線区間で事故が起きた場合は、自動再閉路を実施しない。

(iii) XLPEケーブル

・地絡電流、故障除去時間が下記条件の送電線で、地中線区間で事故が起きた場合は自動再閉路を実施しない。

<条件>

i) 154kV、66kV送電線

地絡電流 ; 1000A 超過

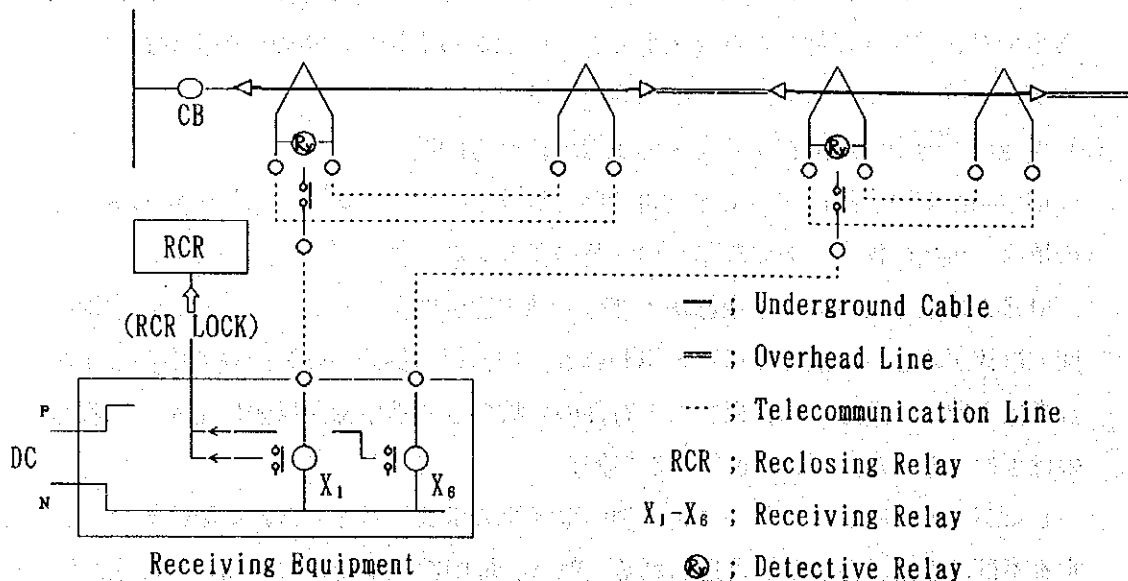
故障除去時間 ; 1秒超過

ii) 22kV送電線

地絡電流 ; 600A超過

故障除去時間 ; 1秒超過

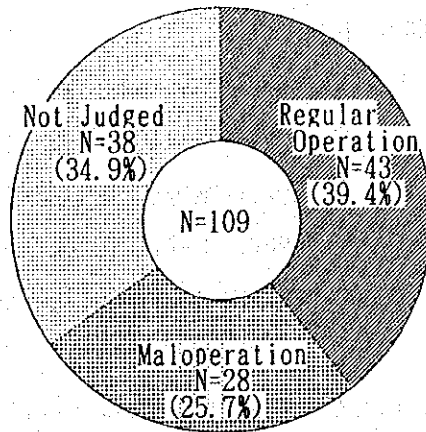
なお、i)、ii)ともケーブルには防災対策を実施し、地中線区間で事故が起きた事を検出する装置を設置している。適用例を以下に示す。



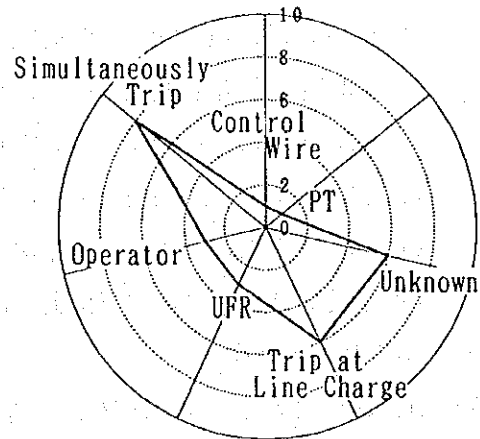
(2) 保護リレーの動作状況

1993年12月、1994年1月、4月、9月に発生した送配電線および変圧器のトリップ109件について、その動作状況を調査した結果は以下のとおりである。

(Table 3.3-6 参照)



Protective Relay Operation



Maloperation N=28

109件のうち、正動作が43件 (39.4%)、不正動作が28件 (25.7%)、判定不能が38件 (34.9%) である。

(a) 不正動作の形態

不正動作の28件のうち、特徴のあるものは以下に示すとおりである。

1) 配電線事故時に不正動作 (7件)

- ① バンク 2 次 (CL 20) と配電線 (CL 23) が同時トリップ
- ② 12kV母連 (CL 02) と配電線 (CL 18) が同時トリップ
- ③ バンク 2 次 (KS 30) と配電線 (KS 34) が同時トリップ
- ④ バンク 2 次 (BKB 10) と配電線 (BKE 15) が同時トリップ
- ⑤ 配電線 (MB 425) と配電線 (KJ 436) を結ぶ連絡線の事故時に配電線 (MB 420) が同時トリップ
- ⑥ 配電線 (WB 14) の再閉路の際、バンク 2 次 (WB 10) がトリップ
- ⑦ 配電線 (NK 432) の再閉路の際、配電線 (NK 430) がトリップ

(1994年4月13日 4:52 pm、5:47 pm の2回)

2) 電力系統に何の変化もない状態での不正動作 (5件、除くUFR)

- ① 69kV送電線 (WA 6912) とバンク 2 次 (WA 10) が同時トリップ (1994.4.2)
- ② " " " " (1994.4.4)
- ③ 69kV送電線 (SV 6932) とバンク 2 次 (SV 30) が同時トリップ
- ④ 配電線 (BJ 410) がトリップ
- ⑤ バンク 2 次 (WB 10) がトリップ

- 3) 電力系統に何の変化もない状態でのUFR不正動作(3件)
 - ① UFR 動作、12kV フィーダー4回線トリップ (Prannok D/S 1993.12.17)
 - ② UFR 動作、12kV フィーダー3回線トリップ (Prannok D/S 1994.1.17)
 - ③ UFR 動作、12kV フィーダー8回線トリップ (Klongsanpasamit D/S)
- 4) 送配電線を充電した際に不正動作(6件)
 - ① 69kV送電線(RN 6912)が充電と同時にトリップ
 - ② 69kV送電線(MA 6022)を充電したところ、69kV送電線(SRS 6972)がトリップ
 - ③ 69kV送電線(SY 6022)を充電したところ、69kV送電線(CLT6942B)がトリップ
 - ④ 69kV送電線(SM 6022)を充電したところ、69kV送電線(LPT6932B)がトリップ
 - ⑤ 69kV送電線(CK 6032)を充電したところ、69kV送電線(LPT6942A)がトリップ
 - ⑥ 系統切替え中に(電源自動切替え)、69kV送電線(LPT 6912B)がトリップ

(b) 不正動作の特徴

- 1) 配電線事故時に不正動作した7件と、電力系統に何の変化もない状態での不正動作のうち④、⑤の合計9件については、LBP (Local Backup Protection) がその機能を果たすために動作したものと類似である。

なお、LBPは下記の5回の動作機会に対して、有効に機能を果たしている。

- ① バンク2次(NK 20)がトリップ(配電線CB不動作) ⇒ 正動作
- ② 配電線(WT 420)がトリップ(配電線CB不動作) ⇒ 正動作
- ③ 配電線(BI 410)がトリップ(配電線CB不動作) ⇒ 正動作
- ④ バンク2次(DM 10)がトリップ(配電線CB不動作) ⇒ 正動作
- ⑤ バンク2次(DM 20)がトリップ(配電線Ry不動作) ⇒ 正動作

- 2) 電力系統に何の変化もない状態での不正動作のうち①、②、③については、変圧器の保護リレーが動作したものと類似である。

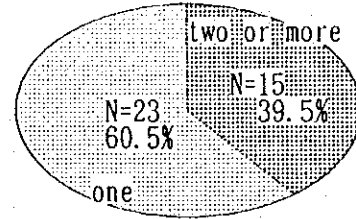
- 3) UFRの不正動作の3件のうち、2件は同一変電所である。なお、UFRは下記の3回の動作に対して、有効に機能を果たしている。

- ① 8配電用変電所でUFRが動作、配電線が計21回線トリップ
(原因; 発電機トリップ)
- ② 7送・配変電所でUFRが動作、配電線が計31回線トリップ
(原因; CBの不完全投入 ⇒ 電流アンバランス ⇒ 発電機トリップ)
- ③ 59送・配変電所でUFRが動作、配電線が計207回線トリップ
(原因; CBの爆発 ⇒ 発電機トリップ)

(c) 保護リレー動作結果の良否判定が出来ないものの特徴

保護リレー動作結果の良否判定が出来なかった38件のうち、15件（39.5%）は2回以上のトリップである。

- ① Chidlom T/S CLT 6942C 2回
- ② Samong S/S SRS 6932 2回
- ③ South Bangkok T/S SKT 6952B 2回
- ④ Lardprao T/S LPT 6912C 2回
- ⑤ Klongrangsit D/S KRT 6922C 3回
- ⑥ Bankapi D/S BAT 6952B 4回



なお、この他、①のCLT 6942C、④のLPT 6912については各々、不正動作が1回起きている。

(d) 送配電線の不正動作率

MEAの1994年における送配電線の保護リレーの動作は568回で、このうち、13回が不正動作となっている。不正動作率は、2.29%である。ちなみに、日本における首都圏地域の不正動作率は0.33%で、MEAにおけるそれとはかなりの差が有る。（有意水準；1%）

Rate of maloperation

	Number of protective relay operations	Number of maloperations	Rate of maloperation
JAPAN	6661 (1982-1991)	22	0.33%
MEA	568 (1994)	13	2.29%

(e) 保護リレーの信頼度向上方策

1) 自動オシロの設置

第1次現地調査の時点では、MEAの送・配電変電所には、自動オシロは設置されていなかったが、MEAは、送電変電所に自動オシロを設置する計画である。自動オシロは、送・配電線事故の電気現象と保護リレーの応動との関連を容易に解析出来る。現時点、保護リレーの動作の約60%が、原因不明、不正動作であるが、自動オシログラムの解析が進み、適切な対策がなされる事で、この数字は大幅に減少し、保護リレーの信頼度は大幅に向上するはずである。送電変電所のみならず、代表的な配電変電所の幾つかにも自動オシロを設置する事が望ましい。

2) 再発防止

同一現象が数多く見られるものについては、追跡調査し、原因を把握して対策を実施する事が必要である。送配電線を充電した際に不正動作するものについては突入電流によるDZR, OCGRの不正動作も考えられる。なお、自動オシロは突入電流の解析を容易に行う事ができる。

3) 保護リレーの構成を、瞬時に動作するリレーとタイマーとの構成とする。

MEAで標準的に適用している保護リレーは、反限時特性のものである。このリレーは、他のリレーとの時間協調を適切に行う事が困難で保護リレーの不正動作をまねき易い。保護リレーの構成を、瞬時に動作するリレーとタイマーとの構成とする事で、他のリレーとの時間協調が容易になり、不正動作の減少が期待できる。

Table 3.3-6 Tripped CB and Operation state

(1993.12)

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1993.12.2	1	Pathumwan	PM 6012 tripped.	PM 6012 tripped due to flashover during disconnecting 5063 LP disconnecting switch.	Regular Operation	- 69KV disconnecting switch - 3 feeders were interrupted 4 minutes.
1993.12.3	2.2	Ladprao	LPT 6912B and LPT 6912C simultaneously tripped.	LPT 6912B tripped while LTO worked to transfer load from Chaikasem D/S to LPT 6912B subtransmission line.	Maloperation	23 feeders and 3 customers were interrupted 5 minutes.
1993.12.3	2.3	South Bangkok	SKT 6912A disruption resulted in the following electrical failures. (It means SKT 6912A tripped or disrupted ?)	Phase R 69KV SKT subtransmission line severed at riser pole leading to tower within South Bangkok T/S.	Regular Operation	- 69KV line served - 24 feeders and 1 customer were interrupted 7 to 92 minutes.
1993.12.3	2.3	Rasburana	RN 6912 tripped.	RN 6912 tripped due to charging line trip after SKT 691 subtransmission line tripped.	Maloperation	19 feeders were interrupted 2 minutes.
1993.12.4	3.1	Chidlom	CLT 6942A, CLT 6942B and CLT 6942C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	25 feeders and 1 customer were interrupted 5 minutes.
1993.12.4	3.3	South Bangkok	SKT 6952B tripped.	Unknown	Not judged	5 feeders and 4 customers were interrupted 2 minutes.
1993.12.4	3.4	South Bangkok	SKT 6992A tripped.	SKT 699 subtransmission line, phase R 69KV lightning arrester damaged at riser pole within South Bangkok T/S.	Regular Operation	- 69KV line lightning arrester - 21 feeders and 1 customer were interrupted 6 to 506 minutes.
1993.12.6	4	Bangkok Noi	BOT 6932 tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1993.12.9	5.2	Samrong	As a result of SRS 6972 interruption the following electrical failures occurred. (It means SRS 6972 tripped or disrupted ?)	SRS 6972 tripped due to closing MA 6022 to charge SRS 697 subtransmission line.	Maloperation	Dip in voltage
1993.12.9	5.4	Klongsarnpasanit	At 01:30 am under frequency relay worked to shed eight 12KV feeders.	Unknown	Maloperation	- UFR missed - 8 feeders were interrupted 3 to 6 minutes.
1993.12.11	6.1	Ladprao	LPT 6932B and LPT 6932C simultaneously tripped.	A boom of crane was inadvertently lifted to sever phase B 69KV subtransmission line (LPT 6932B).	Regular Operation	- Crane - 3 feeders were interrupted 4 minutes.
1993.12.11	6.2	Chidlom	CLT 6942B and CLT 6942C simultaneously tripped.	CLT 6942B tripped due to closing SY 6022 to charge LPT 6932B subtransmission line.	Maloperation	29 feeders and 1 customer were interrupted 2 minutes.
1993.12.11	6.3	North Bangkok	NK 20 tripped.	NK 24 circuit breaker failed to clear a fault in its feeder; therefore NK 20 tripped as back up protection.	Regular Operation	- 12KV CB failed - 3 feeders were interrupted 3 to 7 minutes.
1993.12.15	7	Chidlom	As a result of CL 20 disruption six feeders were interrupted and CL 23 was disrupted.	CL 20 and CL 23 simultaneously tripped to clear a fault in CL 23 feeder.	Maloperation	- Failure to trip (CL 23 relay) - 6 feeders were interrupted 2 minutes.
1993.12.16	8.1	8 D/S	21 feeders tripped by LF relay at 8 D/S.	Caused the frequency to be dropped down until LF relay worked to shed the following load.	Regular Operation	- LFR (Generator tripped at EGAT) - 21 feeders were interrupted 6 or 7 minutes.
1993.12.16	8.2	Ladprao	LPT 6932A and LPT 6932C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	13 feeders and 1 customer were interrupted 3 minutes.

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1993.12.17	9	Pranok	At 09:08 am under frequency relay worked to shed 4 12KV feeders.	Unknown	Maloperation	* LFR missed 4 feeders were interrupted 3 minutes.
1993.12.22	11	Bangkok Noi	BOT 6912 tripped.	Flashover took place at 69KV pole #108 of BOT 691 R subtransmission line owing to a snake slithering upon the line.	Regular Operation	* Snake Dip in voltage.
1993.12.23	12	Bangnamjued	BI 410 tripped.	BJ 413 circuit breaker failed to clear a fault in its feeder; therefore BJ 410 tripped as back up protection.	Regular Operation	* 24KV CB failed 4 feeders were interrupted 8 or 28 minutes.
1993.12.24	13	Bangkapi	BAT 6932B tripped two times : at 10:47 am and 10:55 am.	An aluminium rod was accidentally lifted to contact with BAT 693B subtransmission line between pole #97 and pole #98.	Regular Operation	* Aluminium rod 7 feeders and 1 customer were interrupted 3 or 17 minutes.
1993.12.25	14	South Bangkok	SKT 6912A tripped.	A boom of crane was accidentally lifted close to phase B SKT 691A subtransmission line and flashover took place.	Regular Operation	* Crane 24 feeders and 1 customer were interrupted 2 minutes.
1993.12.26	15.1	South Bangkok	SK 01 tripped.	Power transformer KT-4A and KT-5A tripped at South Bangkok T/S of EGAT.	Regular Operation	31 feeders and 7 customers were interrupted 4 or 24 minutes.
1993.12.26	15.2	Nonthaburi	BTO worked to trip.	BTO worked to function under its test.	Maloperation	* Worker Dip in voltage.
1993.12.30	17	Klongrangsit	KRT 7912B tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage.

Source : MEA monthly report Dec. 1993

(1994, 1)

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1994. 1. 6	1	Nonthaburi D/S	NR 6022 and NR 6032 simultaneously tripped.	Unknown	not judged	17 feeders were interrupted 4 of 14 minutes.
1994. 1. 9	2	Surawong D/S	SU 6012 and SU 30 simultaneously tripped.	They simultaneously tripped while testing protective relay of the transformer	Maloperation	• Worker interrupted 14 feeders 26 minutes.
1994. 1. 11	3	Klongrangsit T/S	XRT 6922B and KRT 6922C simultaneously tripped.	Unknown	not judged	4 feeders and 1 customer were interrupted 2 minutes.
1994. 1. 12	4.1	Prasarnmit D/S	PA 6922 and PA 20 simultaneously tripped.	Unknown	Maloperation	Dip in voltage
1994. 1. 12	4.2	Mai-Ad D/S	MA 6022 tripped.	Unknown	not judged	1 customer was interrupted 2 minutes.
1994. 1. 13	5	Nonthaburi D/S	NR 6912, NR 6922, NR 6932, NR 10, NR 20 and NR 30 simultaneously tripped.	Two capacitor cells damaged while closing NR 34-C capacitor bank.	Regular Operation	• Capacitor 13 feeders were interrupted 11 or 15 minutes.
1994. 1. 17	7	Pramok D/S	Under frequency worked.	Unknown	Maloperation	• LFR missed 3 feeders were interrupted 15 minutes.
1994. 1. 20	9	Bangping D/S	Automatic function worked to trip BI 410, BI 7012, BI 7022, BI 7013 causing seven feeders to be interrupted about 8 seconds.	The potential transformer of B10 of the first power transformer damaged.	Maloperation	• Potential transformer Dip in voltage
1994. 1. 22	9	Bangkapi T/S	BAT 6972 tripped.	Unknown	not judged	Dip in voltage
1994. 1. 24	10	Paknam Prakasa D/S	PN 7012 and PR 7022 simultaneously tripped.	Unknown	not judged	1 customer was interrupted 2 minutes.
1994. 1. 25	11	Chidlom T/S	CLT 8022, CLT 8002, CLT 6932B, CLT 6932C, CL 20R and CL 20 simultaneously tripped.	At Chidlom T/S CL 20R switchgear exploded and fire occurred.	Regular Operation	• Switchgear Dip in voltage
1994. 1. 27	12.1	Bangplakod D/S	BK 6022 tripped two times: at 07:53 am and at 08:05 am.	Unknown	not judged	Dip in voltage
1994. 1. 27	12.2	Bangkapi T/S	BAT 6972B tripped.	Unknown	not judged	Dip in voltage
1994. 1. 31	13.1	Muangmai Prakasa D/S	MG 7022 and PR 7032 simultaneously tripped at 05:48 am and MG 7012 tripped at 05:50 am.	Phase Y 69kV porcelain insulator in BPT 791A subtransmission line damaged.	Regular Operation	• Porcelain insulator 16 feeders and 1 customer were interrupted 4 minutes.
1994. 1. 31	13.2	Klongrangsit T/S	KRT 6912A and KRT 6912C simultaneously tripped.	The static wire of KRT 6912A subtransmission line severed and fell down upon of 22KV feeder of PE4	Regular Operation	• Static wire severed 10 feeders and 2 customers were interrupted 131 minutes.
1994. 1. 31	13.3	Lardprao T/S	LPT 6912A and LPT 6912C simultaneously tripped.	Phase Y and B 69kV porcelain insulator damaged at pole #16.	Regular Operation	• Porcelain insulator 2 customers were interrupted 2 minutes.
1994. 1. 31	13.4	North Bangkok T/S	NKT 6982A tripped.	The 69kV cross arm of NKT subtransmission line broke and phase B line fell down to contact with pole.	Regular Operation	• Cross arm 35 feeders and 1 customer were interrupted 6 to 38 minutes.

Source : MEA monthly report Jan. 1994

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	others
1994. 4. 2	2.1	Chidlom T/S	CL 02 tripped.	CL 02 and CL 18 tripped due to a fault in CL 18 feeder.	Maloperation	Failure to trip (CL 18 relay) caused 3 feeders to be interrupted 11 or 52 minutes.
1994. 4. 2	2.2	Lardprao T/S	LPT 6932A and LPT 6932C simultaneously tripped.	A pulley of power crane severed accidentally phase Y and B LPT 693A subtransmission line.	Regular Operation	Crane 10 feeders and 2 customers were interrupted 11 to 63 minutes.
1994. 4. 2	2.3	Bangkapi T/S	BAT 6992B tripped.	Unknown	Not judged	12 feeders and 1 customer were interrupted 5 minutes.
1994. 4. 2	2.4	Watklang D/S	WA 6912 and WA 10 simultaneously tripped.	Unknown	Maloperation	Caused 4 feeders to be interrupted 7 minutes.
1994. 4. 3	3	Lardprao T/S	LPT 6932A and LPT 6932C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 4	4.1	Watklang D/S	WA 6912 and WA 10 simultaneously tripped.	Unknown	Maloperation	Caused 4 feeders to be interrupted 4 minutes.
1994. 4. 10	5.1	North Bangkok T/S	NKT 6952B and NK 20 simultaneously tripped.	The control wire of the second power transformer damaged during excavating to strengthen #1 base.	Maloperation	Control wire damaged caused 3 feeders to be interrupted 5 minutes.
1994. 4. 10	5.2	Bangyeekhan D/S	BY 6922 tripped.	Unknown	Not judged	Caused 3 feeders to be interrupted 1 minute.
1994. 4. 11	6	Bangplee T/S	BPT 6912A, BPT 6912C, BPT 6922B and BPT 6922C tripped at 01:32 am	(1) Unknown (BPT 691A subtransmission line) (2) Truck crashed into 69KV pole #106 of BPT 692B subtransmission line.	Not judged Regular Operation	Truck Dip in voltage
1994. 4. 13	7.1	North Bangkok T/S	LBP worked to open NK 430 two times: at 04:52 pm and at 05:47 pm.	LBP worked to function during reclosing NK 432 to restore load after a fault in NK 432 feeder.	Maloperation	Failure to trip (NK 432 relay) caused 2 feeders to be interrupted 2 or 3 minutes.
1994. 4. 13	7.2	Bangkapi T/S	BAT 6972B tripped two times: at 04:57 pm and at 05:24 pm.	The advertisement cloth string severed and fell down to contact with 69KV BAT 697 subtransmission line.	Regular Operation	Advertisement cloth string Dip in voltage
1994. 4. 13	7.3	Bangkapi T/S	BAT 6932B tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 15	8.1	Lardprao T/S	LPT 6932A tripped.	The cloth was blown to contact with 69KV LPT 693A subtransmission line.	Regular Operation	Cloth 11 feeders and 2 customers were interrupted 3 to 131 minutes.
1994. 4. 15	8.2	Lardprao T/S	LPT 6932B tripped.	LPT 6932B tripped while closing SM 6022 to charge LPT 693A subtransmission line.	Maloperation	14 feeders were interrupted 2 minutes.
1994. 4. 15	8.3	Lardprao T/S	LPT 6912B and LPT 6912C tripped.	Unknown	Not judged	11 feeders and 1 customer were interrupted 6 minutes.
1994. 4. 15	8.4	South Bangkok T/S	SKT 6952B tripped.	Unknown	Not judged	5 feeders and 3 customers were interrupted 2 minutes.

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	others
1994. 4. 15	8.5	South Thonburi T/S	STT 6912 tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 15	8.6	Bangkapi T/S	BAT 6972B tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 16	9.1	Chidlom T/S	CLT 8012 and CLT 8022 tripped at 01:40 am. CLT 6912C tripped at 01:46 am. CLT 8012 and CLT 6912A tripped at 01:52 am.	(1) CLT 8012 and CLT 8022 simultaneously tripped for fault in CLT 691A S/L. (2) The collapsed advertisement board contacted with R 69KV S/L (CLT 691A).	Maloperation Regular Operation	- Collapsed advertisement board 57 feeders and 2 customers were interrupted 6 to 22 minutes.
1994. 4. 16	9.2	South Bangkok T/S	SKT 6962A tripped.	At South Bangkok T/S, the porcelain insulator of phase B SKT 696 subtransmission line damaged at the terminator.	Regular Operation	- Porcelain insulator 10 feeders and 3 customers were interrupted 4 to 155 minutes.
1994. 4. 19	11	Chidlom T/S	CLT 6912A and CLT 6912C simultaneously tripped.	The pruned branch of a tree fell down upon phase B CLT 691A subtransmission line.	Regular Operation	- Pruned branch of a tree. Caused 9 feeders to be interrupted 7 to 54 minutes.
1994. 4. 22	13	Samrong S/S	SFS 6932 tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 26	15	South Bangkok T/S Prakasa D/S Paknam D/S	MKT 7912, PR 7022 and PN 7012 simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	1 customer was interrupted 2 minutes.
1994. 4. 27	16	North Bangkok T/S	MKT 6982A tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 4. 29	17	Bangkapi T/S	BAT 6952A, BA 10 and BA 20 simultaneously tripped.	BA 10 tripped during closing BAT 6955 by pass switch causing the current flowing to BAT 694 S/L via BAT 6952.	Not judged	Caused 14 feeders to be interrupted 1 or 3 minutes.

Source : MEA monthly report April 1994

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1994. 9. 1	1.1	Bangnamjued	D/S	BJ 410 tripped	Unknown	Maloperation Caused interruption lasting 6 minutes to 5 feeders.
1994. 9. 1	1.2	North Bangkok	T/S and 6 D/S	31 feeders tripped by UF relay at 1 T/S and 6 D/S.	caused the frequency to be dropped down until UF relay worked to shed the following load.	Regular Operation - UFR (Incompletely-closing CB) 31 feeders were interrupted 29 to 70 minutes.
1994. 9. 3	2	Bangplee	T/S	BPT 6912A and BPT 6912C simultaneously tripped.	Flashover due to a fault in TP 422 under built feeder occurred to contact with phase B 69kV BPT 691A S/L	Regular Operation - Flashover between 24kV line and 69kV line. Dip in voltage
1994. 9. 4	3.1	Chidlom	T/S	CLT 6922B and CLT 6922C simultaneously tripped.	SF ₆ gas low pressure condition occurred in compartment S ₁ of CLT 6922B.	Regular Operation - GIS Dip in voltage
1994. 9. 4	3.2	Bangkae	D/S	LBP worked to open BKE 10.	BKE 10 and BKE 15 simultaneously tripped for a fault in BKE 15 feeder.	Maloperation - Failure to trip (BKE 15 relay) 5 feeders were interrupted 22 to 78 minutes.
1994. 9. 4	3.3	Romklao	D/S	RK 7022 tripped.	RK 7022 tripped due to instantaneous voltage dip caused by interruption of the second circuit 230 kV tie line.	Maloperation There was no electrical failure
1994. 9. 5	4.1	Wangthonglang	D/S	WT 420 tripped.	WT 421 failed to clear a fault in its feeder, hence WT 420 tripped as back up protection.	Regular Operation - 24kV CB failed 6 feeders were interrupted 7 or 62 minutes.
1994. 9. 5	4.2	Klongjan	D/S	KJ 6012 tripped.	Unknown	Not judged There was no electrical failure
1994. 9. 7	5.1	South Thonburi	T/S	STT 6932 tripped.	A sling of a crane was taken to contact with phase B 69kV subtransmission line (STT 693) close to the tel. exchange.	Regular Operation - Crane 7 feeders and 1 customer were interrupted 3 minutes.
1994. 9. 7	5.2	Dornmuang	D/S	LBP worked to open DM 10.	DM 15 failed to clear a fault in its feeder, hence LBP worked to open DM 10.	Regular Operation - 12kV CB failed 4 feeders were interrupted 14 to 76 minutes.
1994. 9. 10	6.1	Dornmuang	D/S	LBP worked to open DM 20.	LBP worked for a fault in DM 28 feeder by unknown cause.	Regular Operation - Failure to trip (DM 28 relay) Caused interruption lasting 4 minutes to 5 feeders.
1994. 9. 10	6.2	Klongrangsit	T/S	KRT 6922B and KRT 6922C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged Dip in voltage
1994. 9. 10	6.3	South Bangkok	T/S	NKT 6912A tripped.	Unknown	Not judged Dip in voltage
1994. 9. 10	6.4	Lardrao	T/S	LPT 7912B and LPT 7912C simultaneously tripped at 09:57 pm.	Phase Y 69kV UG cable of LPT 691B subtransmission line at the terminator pole damaged.	Regular Operation - Terminator pole 19 feeders were interrupted 1 minute.
1994. 9. 10	6.4	Lardrao	T/S	LPT 6942A tripped at 10:01 pm.	LPT 6942A tripped while closing CK 6032 to charge LPT 691B subtransmission line.	Maloperation 2 customers were interrupted 44 minutes.
1994. 9. 11	7	Klongrangsit	T/S	KRT 6922A and KRT 6922C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged Dip in voltage

Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1994. 9. 12	8	Klongsarnpasanit D/S	LBT worked to open KS 30.	LBT worked to open KS 30 and KS 34 tripped at the same time.	Maloperation	• Failure to trip (KS 34 relay) • Caused disruption lasting 11 minutes to 3 feeders.
1994. 9. 14	9	Bangnamjued D/S	BJ 410 tripped eight times as follows: at 04:23, 05:05, 05:09, 05:37, 05:45, 05:53, 06:05 and 11:41	The interlock control wire of tripping circuit of BJ 410 short-circuited.	Maloperation	• Control wire • Caused 5 feeders to be interrupted 1 to 50 minutes.
1994. 9. 17	10	South Thonburi T/S	STT 6952 tripped	Phase B lead wire at the load side of 6027 ST disconnect switch severed.	Regular Operation	• Disconnect switch • Dip in voltage
1994. 9. 18	11	Chidlom T/S	CLT 6912A and CLT 6912C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 9. 21	12	South Bangkok T/S	SKT 6922A tripped.	The bus crashed into and collapsed the 69KV pole.	Regular Operation	• Bus • 1 customer was interrupted 218 minutes.
1994. 9. 22	13.1	Klongrangsit T/S	KRT 6922B and KRT 6922C simultaneously tripped.	A steel ladder was accidentally slipped and fell to contact with phase B 69KV subtransmission line.	Regular Operation	• Steel ladder • 8 feeders were interrupted 3 or 10 minutes.
1994. 9. 22	13.2	52 D/S, 7 T/S and 1 S/S.	207 feeders tripped by UF. relay at 7 T/S and 52 D/S.	caused the frequency to be dropped down until UF. relay worked to shed the following load.	Regular Operation	• UFR (Explosion of CB at EGAT) • 207 feeders were interrupted 3 to 126 minutes.
1994. 9. 23	14	Bangplee T/S	BPT 6922 and BPT 6922C simultaneously tripped.	Lead wire phase B terminator severed.	Regular Operation	• Lead wire of terminator • 1 feeder was interrupted 134 minutes.
1994. 9. 26	15.1	Bangkapi T/S	BAT 6992B tripped.	Flashover occurred due to phase B 69KV BAT 699 subtransmission line sagging close to the top of 12KV pole.	Regular Operation	• Flashover between 12KV pole and 69KV line. (sagging) • 13 feeders were interrupted
1994. 9. 26	15.2	Soonvijai D/S	SV 6932 and SV 30 simultaneously tripped.	Unknown	Maloperation	5 feeders were interrupted 37 to 77 minutes.
1994. 9. 28	16.1	Chalongkrung D/S	CG 410 tripped at 04:23 am and CG 7912 tripped at 04:38 am	At Chalokkrung D/S fault occurred causing damage to bus bar due to the rat inside the switchgear cubicle.	Regular Operation	• Rat • 5 feeders were interrupted 48 to 57 minutes.
1994. 9. 28	16.2	Wangpetchaboon D/S	WB 10 tripped.	WB 10 tripped after trying to reclose WB 14 for a fault in its feeder.	Maloperation	• Failure to trip (WB 14 relay) • 5 feeders were interrupted 15 to 41 minutes.
1994. 9. 28	16.3	Bangkapi T/S	BAT 6982A tripped.	Unknown	Not judged	18 feeders were interrupted 3 minutes.
1994. 9. 28	16.4	Bangplee (Kuangnai) T/S D/S	BPT 7912C, BPT 7912A and MG 7012 simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 9. 28	16.5	Chidlom T/S	CLT 6942C and BPT 6942A simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage

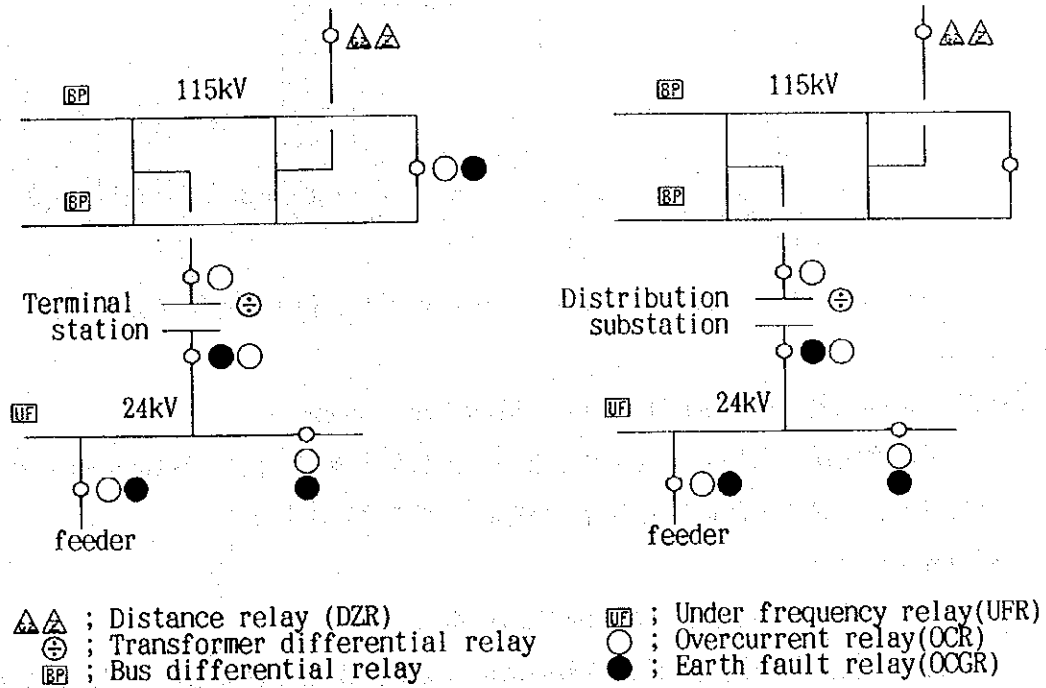
Date	No	Substation	Tripped CB	Cause	Operation state	Others
1994. 9. 28	16. 6	Langmai Prakasa D/S	MG 7022 and PR 7032 simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	5 feeders were interrupted 1 minute.
1994. 9. 28	16. 7	Banglee South Bangkok Prakasa D/S	BPT 7922A, BPT 7922C, SKT 7912 and PR 7012 simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 9. 28	16. 8	Samrong	SFS 6932 tripped.	Unknown	Not judged	Dip in voltage
1994. 9. 29	17. 1	Lardprao	LPT 6912A and LPT 6912C simultaneously tripped.	Unknown	Not judged	There was no electrical failure
1994. 9. 29	17. 2	Lardprao	LPT 6912B tripped.	The static wire severed to contact with 69KV LPT 691B subtransmission line and its phase R, Y were tied together.	Regular Operation	• Static wire severed 1 customer was interrupted 55 minutes.
1994. 9. 29	17. 3	Bangkapi	BAT 6982A tripped.	The sling of a crane was moved to con- tact and sever phase A 69KV BAT subtran- smission line.	Regular Operation	• Crane 18 feeders were interrupted 15 to 99 minutes.
1994. 9. 29	17. 4	Samrong	SFS 6932 tripped.	Phase A, Y 69KV SRS subtransmission line severed.	Regular Operation	• 69KV line severed 5 customers were interrupted 105 to 780 minutes.
1994. 9. 29	17. 5	Wangthong	WT 6012 tripped.	Unknown	Not judged	28 feeders were interrupted 2 or 3 minutes.
1994. 9. 29	17. 6	Minburi	MB 420 tripped.	At Minburi D/S, MB 420 and KJ 436 tri- pped for a fault in tie feeder between M B425 and KJ 436 feeder.	Maloperation	• Failure to trip 4 feeders were interrupted 8 or 9 minutes.
1994. 9. 30	18	Bangkapi	BAT 6942B tripped.	Phase B porcelain insulator of 69KV BAT 694 subtransmission line damaged.	Regular Operation	• Porcelain insulator 15 feeders were interrupted 2 minutes.

Source : MEA monthly report Sept. 1994

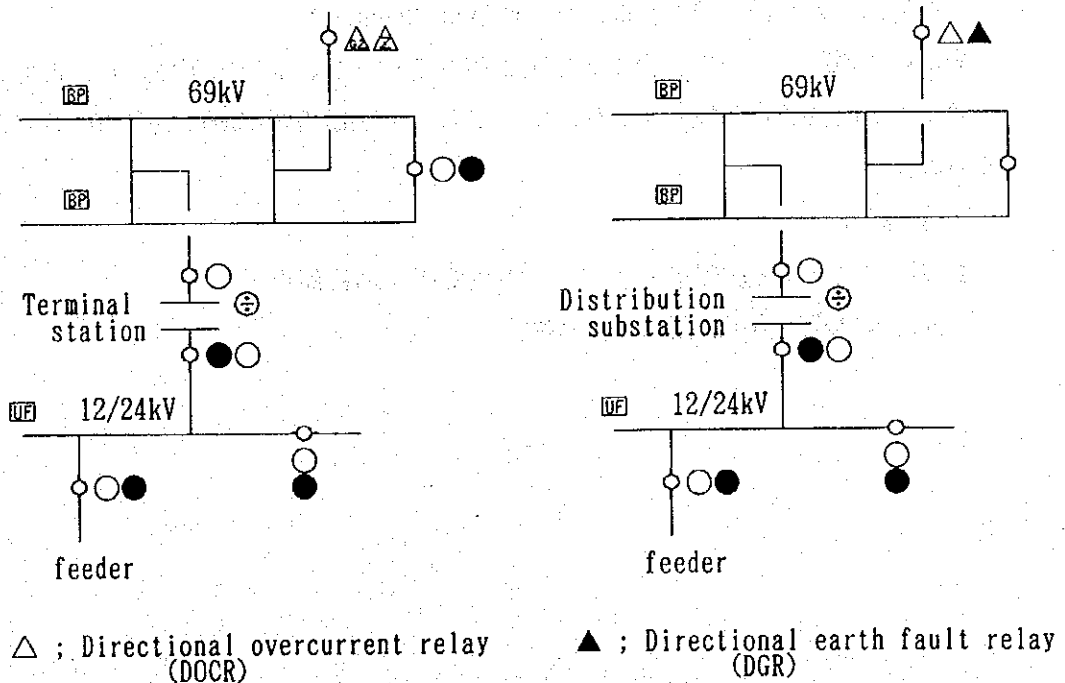
(3) 保護リレーの適用状況

MEAにおける保護リレーの適用状況は次に示すとおりである。OCR、OCGR、DOCR、DGRは反限時特性のリレーを適用している。

(a) 115kV系統の保護リレー



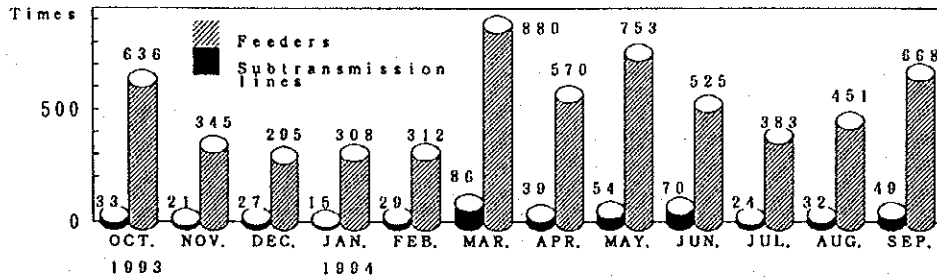
(b) 69kV系統の保護リレー



(4) 停電と復旧装置

(a) 停電の状況

1993年10月から1994年9月の間に発生した送配電線の停電の状況は次に示すとおりである。



これに対し、MEAは以下のような装置を設置し、停電の影響を極力小さくしている。

(b) 電源自動切替え装置 (LTO ; Line Throw Over Scheme)

配電用変電所において、電源の線路が停止したとき、予備の線路に自動切替えする装置で、MEAの配電用変電所に標準的に設置されている。

<切替え順序>

- 1 番目 : 電源停電、当該配電用変電所停電
- 2 番目 : 再閉路時間 (4 秒) のあいだ待って電気が送られて来ない場合、停電した線路の遮断器を開放
- 3 番目 : 予備の線路の遮断器を投入
- 4 番目 : 配電用変電所、停電の復旧

(c) 母連自動投入装置 (BTO ; Bus Throw Over Scheme)

配電用変電所において、変圧器 2 次側がトリップし、変圧器が停止したとき、母線連絡用遮断器を自動投入する装置で、MEAの配電用変電所に標準的に設置されている。

<切替え順序>

- 1 番目 : 変圧器 2 次側がトリップ、当該変圧器運転停止
- 2 番目 : 母線連絡用遮断器を自動投入

3.3.6 通信設備

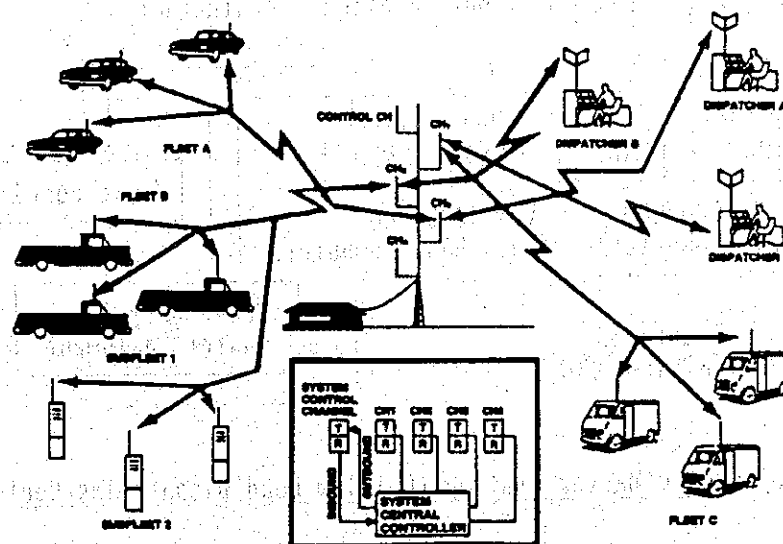
MEAの現在の通信手段は、VHF, UHF帯による無線通信である。これらは、音声通信用ネットワークと変電所の監視制御(SCADA)用のネットワークに大別できる。また、Ploenchit Head Office とWatlieb District Office の間には光回線が構成されている。

(1) 音声通信用無線ネットワーク

MEAの音声用通信ネットワークは、公衆電話回線の他、Chidlom 変電所を親局とした自営のVHF Radio System (160MHz帯、通話路数 4CH) と Trunk Radio System (800MHz帯、通話路数 5CH) により構成されている。当該音声用無線システムの用途は次のとおりである。

- ・ 停電時の電力供給復旧用
- ・ MEA エリア内の変電所設備の制御運転および保守用
- ・ District Office 間におけるお客さまの電力供給申込みに関する手続き用
- ・ District Office 間におけるお客さまの料金請求や支払いに関する手続き用

このうち、VHF Radio Systemは、利用開始以降20年を経過し、通話路数が収容局数に比べ不足してきていたため、MEAでは1994年からTrunk Radio Systemの設置を進めている。MEAではこのTrunk Radio Systemの通話路数を将来的に 15CH とする予定であり、1997年よりVHF Radio Systemを廃止してTrunk Radio Systemのみで運用していくこととしている。Trunk Radio Systemの概要を下図に示す。



System Configuration of Trunk Radio System

また、本システムのSubscriber Unit は、変電所、District Office、保守用車両等に設置されている。Subscriber Unit のタイプ別の設置数量を下表に示す。

Number of subscriber units

ITEM	EXISTING		FUTURE(1997~)	Note
	VHF	TRUNK	TRUNK ONLY	
Handheld	325	20	540	Voice
Mobile	505	66	780	Voice
Base	310	16	420	Voice
DAS	-	7	80	Data
Total	1,140	109	1,820	

Note; DAS(Distribution automation system)

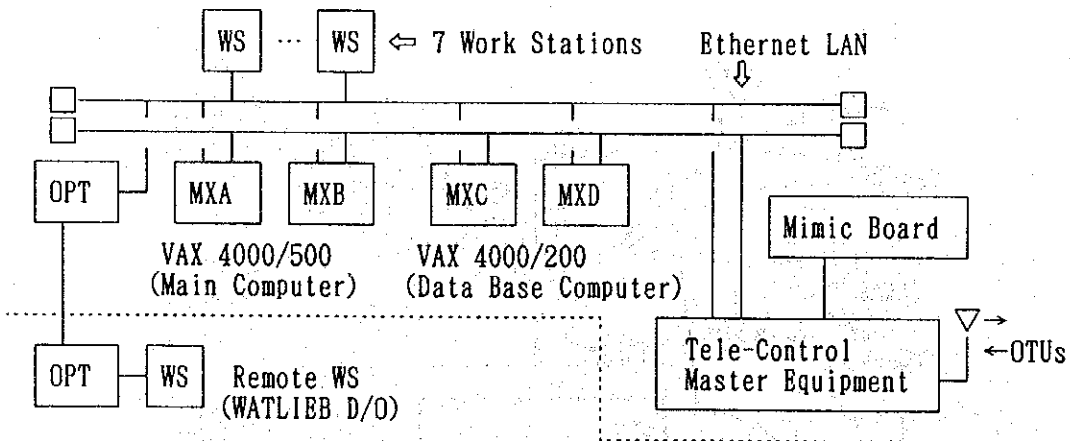
(2) 変電所の監視制御システム (SCADA System) とSCADA System用通信回線

(a) SCADA Systemの概要

MEAの給電指令所はChidlom 変電所構内に設置されており、MEAエリア内の送配電線および配電用変電所の運営にあたっている。

本指令所は、模擬系統盤、指令卓および(1)項の指令用無線装置を備え、配電用変電所(103ヶ所)のうち仮設変電所等を除く67ヶ所についてはSCADA Systemにより、遮断器の状態や送電線・変電所母線の電圧・電流等を常時監視している。

SCADA system Master Station の概要を下図に示す。

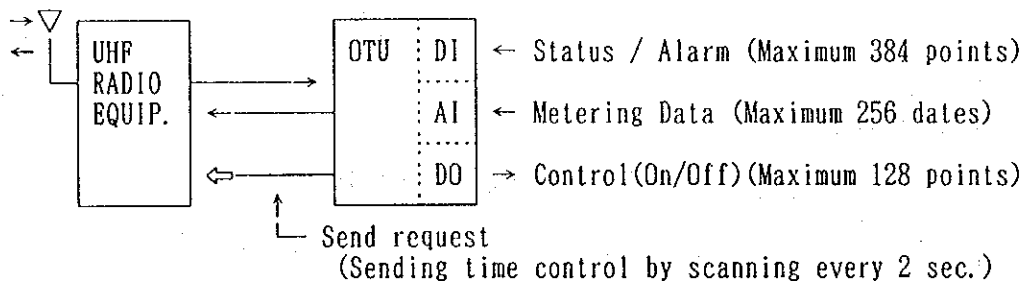


SCADA system Master Station (Chidlom Load Dispatching Center)

本指令所と各変電所間のSCADA用通信回線は、800MHz帯(16CH)と2200MHz帯(8CH)の計24CHのUHF回線で構成されており、回線1CHを最大5ヶ所の変電所で共

用(Time Sharing)するポーリング方式を採用している。

変電所側には、SCADA 用設備としてUHF 無線装置とRTU (Remot Terminal Unit, ME AではRTU と呼称) が設置されている。SCADA Systemの変電所側設備の概要を下図に示す。



Note: Communication method is PSK (Frequency Shift Keying).
(subcarrier frequency: 1,700Hz ; and interface: V.23)

SCADA system Substation facilities

(b) RTUの設置状況

現在、ME AのSCADA System用RTU の設置状況は次のとおりである。

1) Terminal StationおよびSwitching Station

10ヶ所のTerminal Stationおよび 1ヶ所のSwitching Station の全てにRTU が設置済である

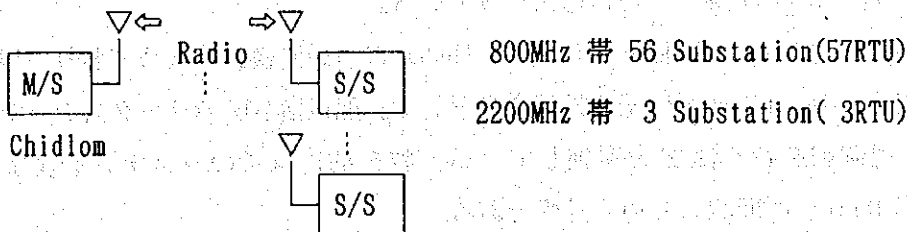
2) Distribution Substation

103ヶ所のDistriution Substationのうち、67ヶ所 (内 9ヶ所は Terminal Station およびSwitching Station とRTU 共用) にRTU 設置済。また、RTU 未設置箇所のはほとんどは、1バンク構成のいわゆるSmall Substationである。

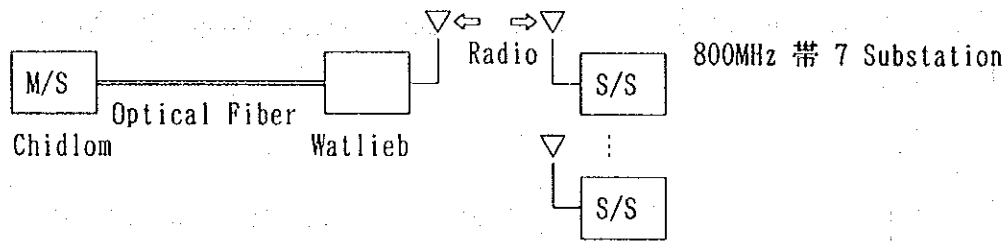
(c) SCADA 用通信回線の構成方式

SCADA 用通信回線の構成には次に示すような方式が使われている。このうち、2)~4)は、近年の都心部における建築物の高層化によるUHF 無線回線の電波障害対策として構成されている。

1) Chidlom Master Stationから直接無線でリンク

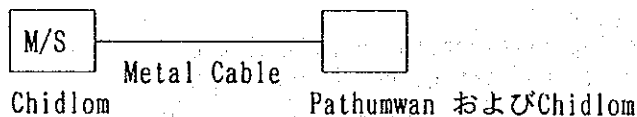


- 2) Chidlom Master StationとWattlieb 間を光ファイバでリンクし、Wattlieb と各 Substation間を無線でリンク

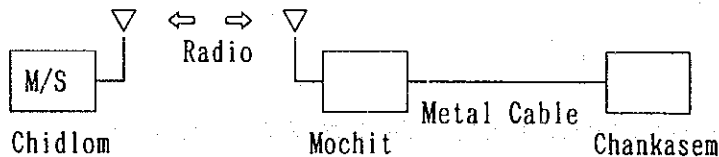


- 3) Metal Wireを使用

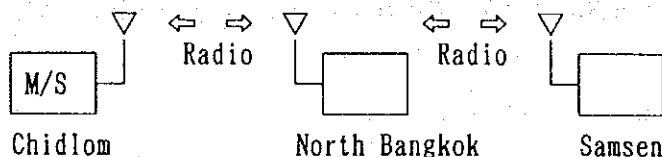
- a) Master Stationから直接メタルケーブルでリンク



- b) Master Stationから無線でリンクし、さらにメタルケーブルでリンク



- 4) 無線中継



(3) 配電指令所の通信設備の概要

24kV以下の配電線の監視、運営および停電時の復旧作業等の指令は、Chidlom T/S 構内の2ヶ所の配電指令所（中央給電指令所の1階下の同じフロア内に隣接して設置）により、MEAのエリアを南北に分けて行われている。

配電指令所には、24kV、12kVの配電網を表示している系統盤（遮断器等の状態表示なし）、指令機および上位系統の状況を把握するための前述のSCADA システムのコンソールが設置されており(1)項の指令用 VHFおよびUHF 無線装置によってパトロール車あるいは作業車等との連絡に当たっている。

現在、MEAでは、配電自動化システム(DAS)について検討を進めており、現在、Bngyai地区とMinburi 地区に試験設備を設置して、配電指令所のワークステーションにて監視制御を行う試験を実施している。将来的にはこのシステムを全ての District Office に展開していく計画である。

それぞれの District Office への配電自動化システム(DAS)の導入計画は次のとおりである。

- 現在 - Bngyai, Minburi (計 7RTUs)
- 1995 - Rasburana(20RTUs), Samsen(20RTUs), Klongtoey(20RTUs)
- 1996 - Samut Prakarn, Yannawa, Bangkapi
- 1997 - (Next 3 district offices)
- 1998 - (Next 3 district offices)

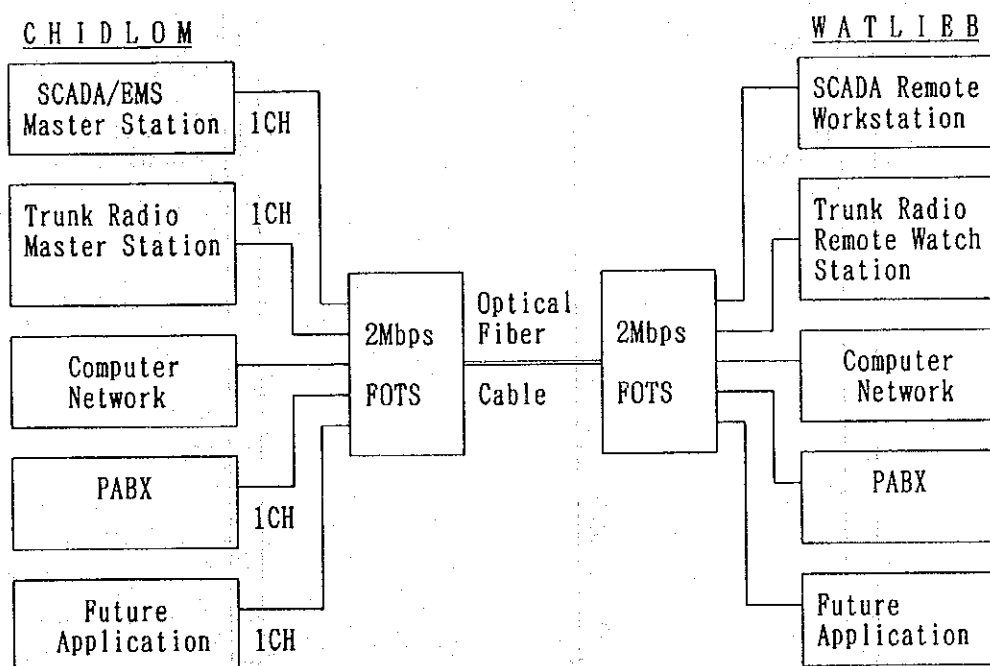
なお、DAS 用の通信回線は、Trunk Radio Systemの 3つのTalking Group を用いて行う計画である。

配電自動化システム(DAS) の概要をFig. 3.3-18 と 3.3-19 に示す。

(4) 光ファイバ通信システム

現在、MEAでは、Ploenchit のHead Office とWattlieb District Office 間の 2.048Mbps の光ファイバ通信システムにより、SCADA、Trunk Radio、Computer Network、電話交換機用の通信回線を構成している。

概要は下図のとおりである。



FOTS;Fiber Optic Transmission System

Configuration of 2Mbps Fiber Optic Transmission System

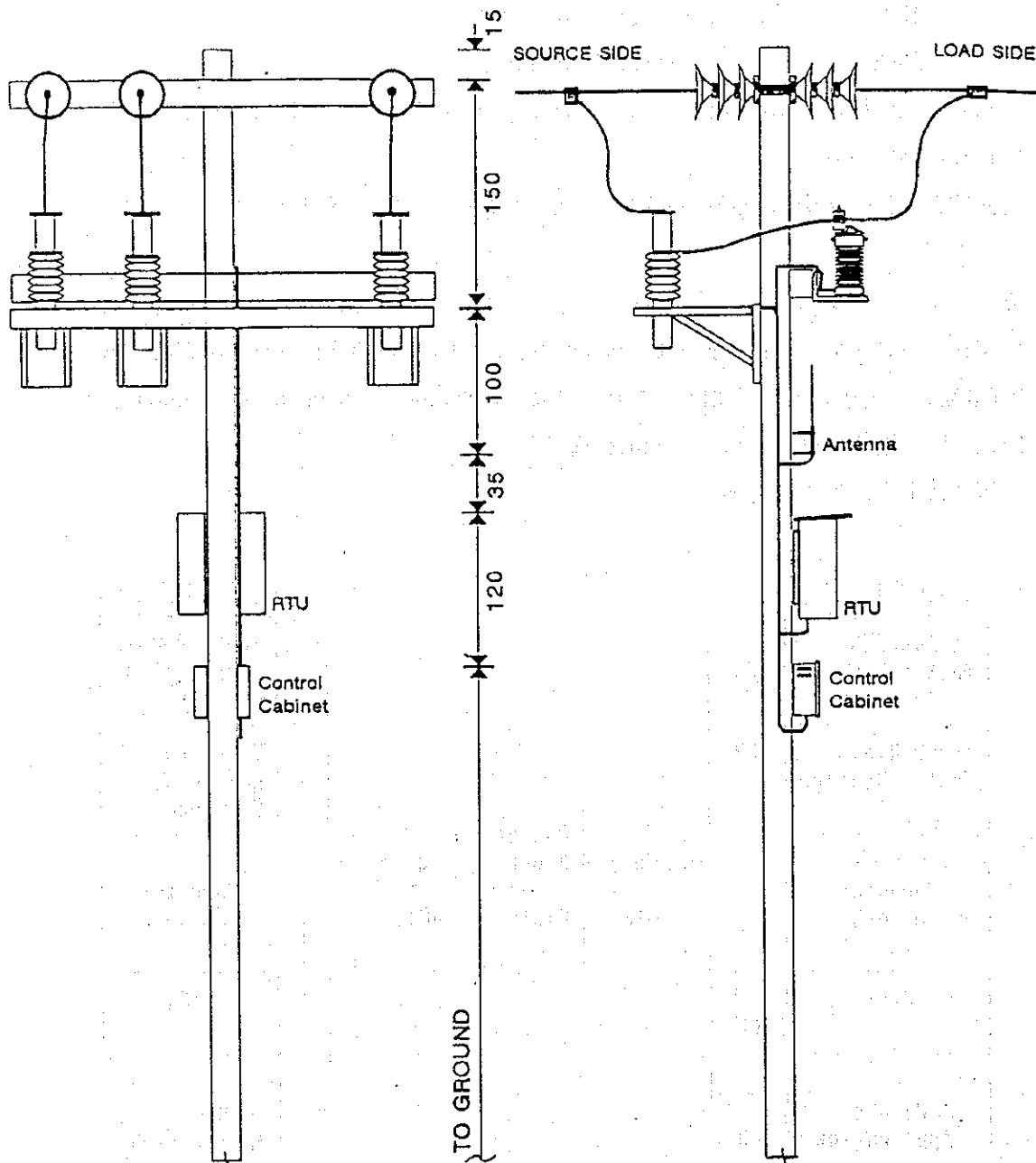


Fig. 3.3-10 Outline of DAS (Distribution Automation System)
Pole-Top RTU Installation Diagram

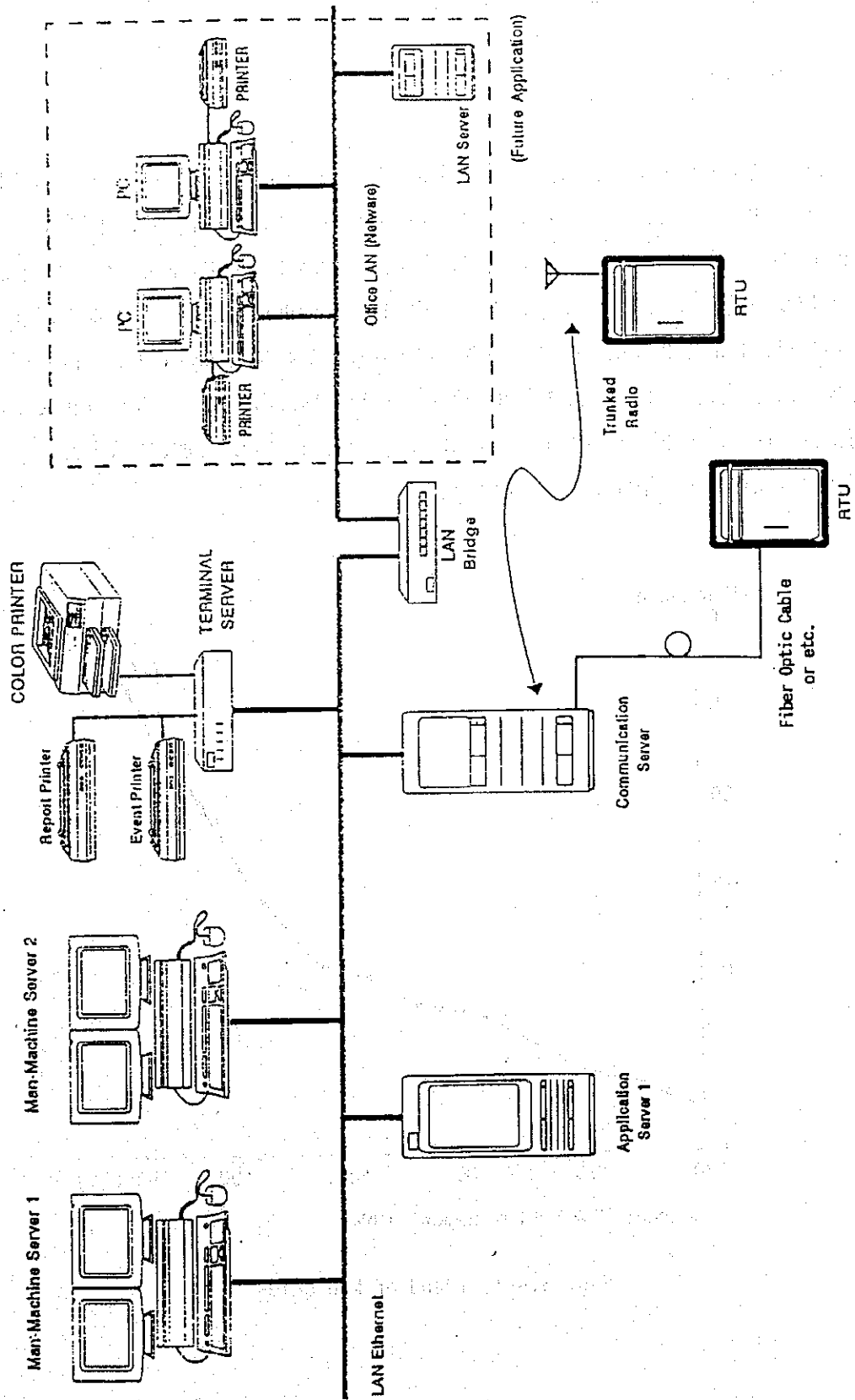


Fig. 3.3-11 Outline of DAS (Distribution Automation System)
Hardware Configuration