



タイ王国

バンコック配電網マスタープラン
調査報告書

長期計画

1982年8月

国際協力事業団

鉦計資
82-122 (2/3)

JICA LIBRARY



[4]03001051



タイ王国

バンコック配電網マスタープラン
調査報告書

長期計画

1982年8月

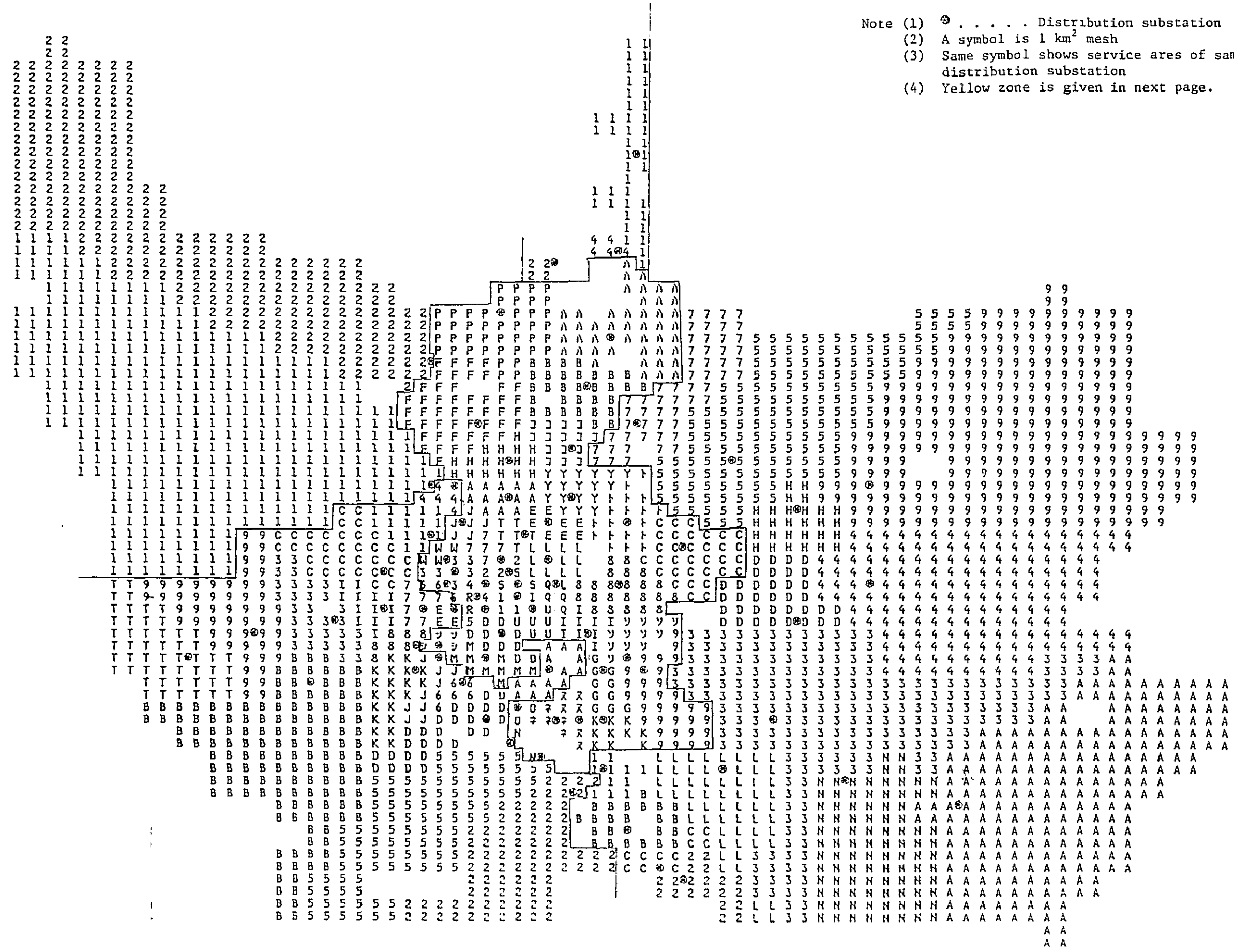
国際協力事業団

鉦計資
CR (3)
82-122 (2/3)

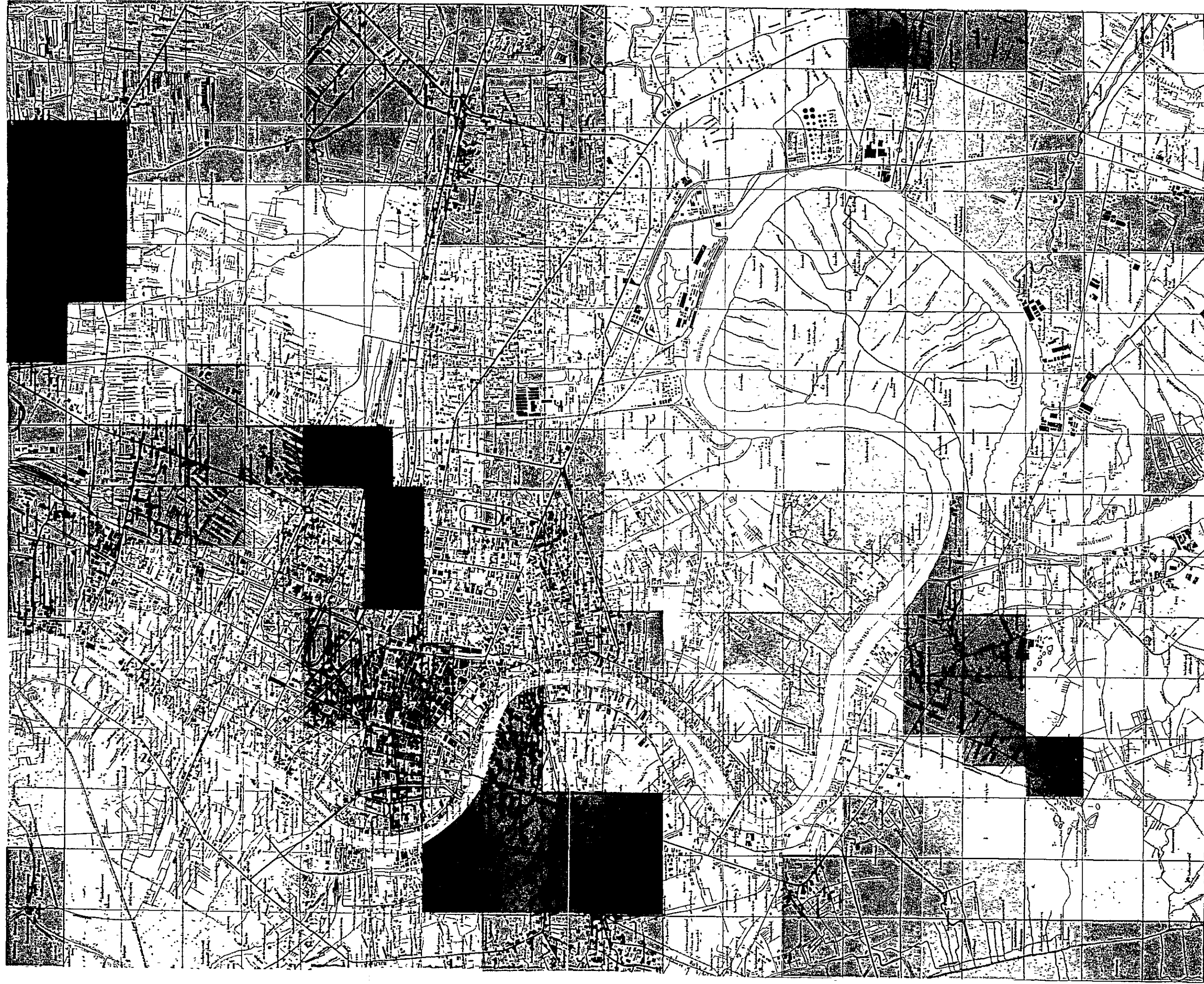
国際協力事業団 <small>INTERNATIONAL COOPERATION BUSINESS GROUP</small>	
船名 57.9.21 船 84.8.24	122 64.4
登録No. 4 13817	MPN

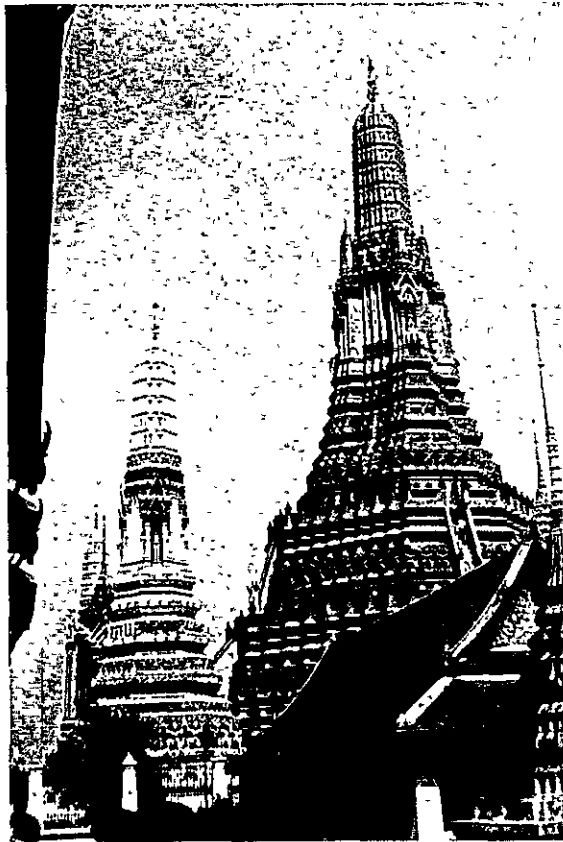
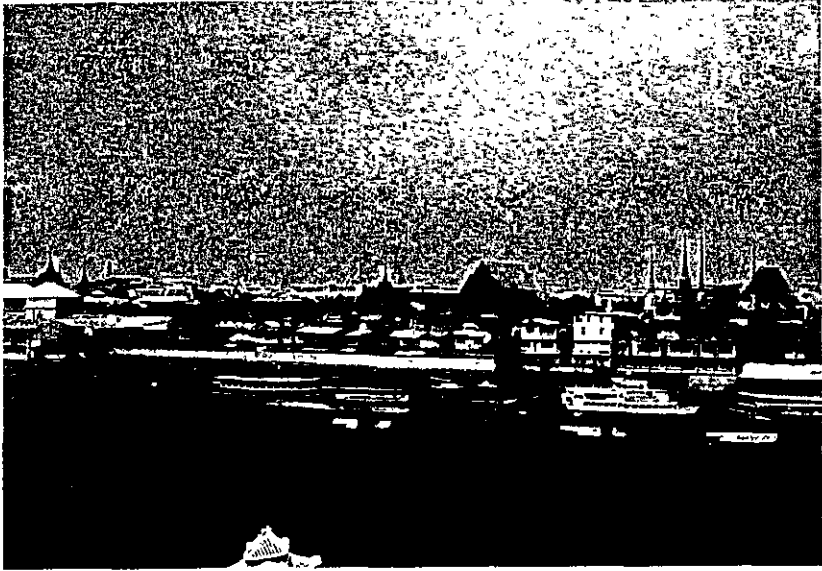
SERVICE AREA OF DISTRIBUTION SUBSTATION IN 2001 (WHOLE)

- Note (1) ⊕ Distribution substation
 (2) A symbol is 1 km² mesh
 (3) Same symbol shows service ares of same distribution substation
 (4) Yellow zone is given in next page.



SERVICE AREA OF DISTRIBUTION SUBSTATION IN 2001 (DETAIL)













I. は じ め に

国際協力事業団（JICA）は、タイ国政府の要請に基づいてMEA配電系統20年マスタープランの作成業務を実施した。

1981年3月に5名のエンジニアで構成された現地調査チームがMEAへ派遣され、MEA配電系統の現状を調査するとともに膨大な量のデータを収集した。

6カ月にわたる現状分析の結果に基づいてマスタープランの計画基準を決定し、負荷および設備データとともに大型電子計算機にインプットした。

打ち出されたアウトプットデータは、慎重にチェックされたのち、マスタープランとしてとりまとめられたので、ここにレポートとして提出するものである。

なお、この業務に従事したメンバーは下記のとおりである。

団 長	本 間 俊 典	電 気 技 師	E P D C インター
団 員	渡 部 晴 樹	電 気 技 師（配電）	四電エンジニアリング
〃	赤 松 弘 道	電 気 技 師（配電）	〃
〃	都 巧	電 気 技 師（変電）	E P D C インター
〃	橋 本 喜久雄	電 気 技 師（送電）	〃
〃	君 島 孝	コンピューターシステム技師	〃
〃	添 田 力 雄	コンピューターシステム技師	〃
〃	小 林 哲 郎	経 済 専 門 家	〃

I - 1. マスタープランの目的

このマスタープランは、今後20年間におけるMEAの電力系統の拡充・改善計画を明らかにするとともに、タイ国経済社会開発計画に柔軟に対応できるガイドラインを設定することを目的として策定するものである。

この目的を達成するため、以下の検討をおこなった。

1. MEAで作成済の需要想定をベースとして、1982年から2001年までの技術的に最適かつ経済的に実現可能な配電システムを確立する。
2. 先進国で使っている配電系統計画のコンピュータプログラムを調査し、可能な限り適用する。
3. 1982年～2001年間のMEAの最適配電系統建設プログラムを策定する。
4. MEAの技術基準、工事標準を調査し、改善する。
5. この業務を遂行するため選抜されたMEA技術者の訓練プログラムとスケジュールを作成する。

I - 2. 業務内容

業務の詳細は、次のとおり

1. 必要なデータの収集。
2. 将来需要に対応するMEAの配電システムのあり方を検討するため、現在設備が適切かどうか分析するとともに、必要により早期に実施すべき対策を決定すること。
3. 最適計画は、各種対策のなかで長期的にみて技術的・経済的に最も有利なものであること。
4. 近年度計画は、ターミナル変電所、2次送電線、配電用変電所、その他すべての配電設備について各年毎に表現されること。
5. 汐流計算は各年毎に、事故計算は初年度、5年目、10年目についておこなうこと。事故レベルの向上対策を提案すること。
6. 電力系統保護システムについて10年後まで検討すること。
7. 所要資金は10年間、各年毎に作成すること。
8. 送配電電圧の変更について、必要があればその方法の概要について勧告すること。
9. 遠年度計画は、次の10年間についておこなうものとし、ターミナル変電所、2次送電線、配電用変電所について、各種対策を含み計画し、評価すること。
汐流計算、事故計算は、15年目と20年目について行ない、事故レベルの向上について検討すること。
概算投資コストを作成すること。

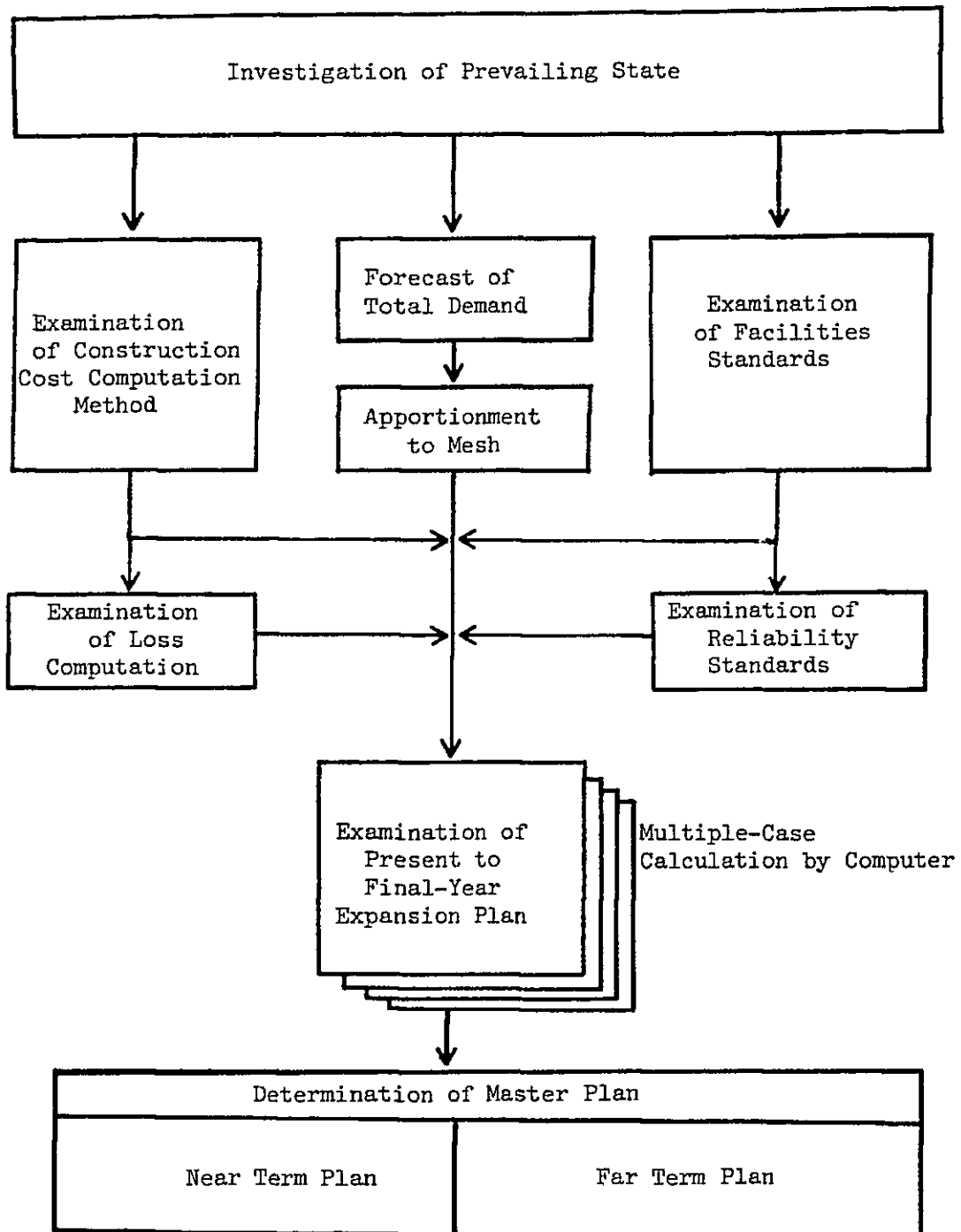
I - 3. 報告の範囲

上記の目的のため、この報告ではつぎの事項について述べている。

1. マスタープランを実施するにあたっての勧告事項
2. MEAの策定した需要想定をベースにした20年間のMEA配電網拡充の最適計画および必要な投資額
3. 電子計算機を使用し、最適計画を選定した技術的経済的な検討の過程
 - i) 20年間のメッシュ別負荷想定
 - ii) 計画のベースとなる設備基準および計算のための技術的経済的な条件
 - iii) 計算方法およびケース計算の結果
(これらの検討過程の概要をFig I - 1に示す。)なお、この報告書には、つぎの事項は含まれてない。
 - ①、MEAの現状分析結果
 - ②、MEAの工事基準、設計基準の検討結果上記①および②については、この報告書とは、別冊のつぎの報告書で述べられている。

○ REPORT ON EXISTING CONDITION (1982)

Fig. I-1 Outline of Work Operation Procedure



Ⅱ 結果の要約と勧告



II. 結果の要約と勧告

II-1. 結果の要約

1. 配電負荷のメッシュ別予想

配電負荷を負荷密度の違いにより、 $0.5 \times 0.5 \text{ km}^2$ (A area), $1 \times 1 \text{ km}^2$ (B area), $2 \times 2 \text{ km}^2$ (C area) に分けて想定した。

負荷密度の現状と将来を比較すると表1のとおりである。

Table II-1 平均負荷密度

単位 ; kW/km²

Area	1979	2001
A area	8,200	21,200
B area	1,100	4,100
C area	80	320

- (1) 負荷密度は area によって大きな差がある。
- (2) 負荷密度の高いメッシュは、都心の area に集中している。
- (3) 20年間で全負荷(含大口需要家)は、約3.5倍となる。

(V-2節参照)

2. 技術基準、経済条件の検討結果

(1) 技術基準

a. 送電線の構成方式

A area 常用πループ方式および Feeder Transformer 方式

B area 常用πループ方式

C area 常用πループ方式および2回線T分岐方式

b. 配電用変電所変圧器1バンクの利用率限度

A area 85%

B area 80%

C area 65%

c. 配電用変電所の標準バンク数と建設当初のバンク数

(表 II-2)

Table II - 2 配電用変電所の変圧器設置標準

		変圧器容量×バンク数		建設当初のバンク数
Case	2	MVA 40×3	& MVA 20×3	2
Case	3	〃 MVA 40×2	& 〃 MVA 20×2	1
Case	4	〃 MVA 30×3	& 〃 MVA 20×3	2
Case	5	〃	〃	1
Case	6	〃	〃	1
Case	7	〃	〃	1

(注) Case 1 は、電算システムの試算ケースである。

(V-1節 参照)

(2) 経済条件

次の条件で経済計算をおこなう。

物価上昇率 …… 8% (第5次計画値)

金利 …… 8.5% (ADB. 1979)

現在価値換算 …… 1979年ベース

(V-2節 参照)

3. ケース計算の結果

6 ケースによる比較検討の結果、20年間の年投資の現在価値および年経費の現在価値は、Case 2 が最低である。

Table II - 3 20年間の投資と年経費の比較

単位：百万パーツ

		年投資の現在価値	年経費の現在価値
Case	2	2 1, 5 1 0	2 2, 2 7 0
Case	3	2 2, 4 3 0	2 2, 9 1 0
Case	4	2 1, 9 8 0	2 2, 4 5 0
Case	5	2 2, 3 2 0	2 2, 7 8 0
Case	6	2 1, 9 8 0	2 2, 5 9 0
Case	7	2 2, 7 5 0	2 3, 0 9 0

(注)① 投資額は、次の各投資を合計したものである。

a. 設備拡充のための投資

1) 配電網拡充のための投資

配電用変電所、2次送電線、高圧配電線

ii) 上位系統拡充のための投資

ターミナル変電所、サブターミナル変電所、230kV送電線

iii) 下位系統拡充のための投資

配電用変圧器、低圧線ほか

b. 政策的投資

絶縁電線使用の投資

c. 設備機能更新のための投資

d. その他の投資

自動車、試験装置ほか

② 年経費は、設備別の投資額の違いを評価するために用いられる。

a. 年経費には、設備投資によって生じる減価償却費、金利、修繕費、その他の維持運転費（人件費を除く）が含まれる。

b. 年経費は、通常ある年度までに投資された投資額の総額に設備別に一定比率を掛けて計算する。

c. 年経費比較では、各ケース毎に配電ロス電力量を計算し評価単価を掛け、配電ロスが多いか少ないかの評価もつけ加えられる。

d. 年経費および配電ロス評価額は毎年計算され、さらに基準年（1979）の現在価値に換算される。

投資および年経費に大きく影響を及ぼすのは、今後20年間に建設を必要とする配電用変電所の個所数である。

（Ⅶ-2節 参照）

Tadle II-4 20年間に建設を必要とする配電用変電所の数

	1981 現 状	1982 ~ 2001	2001
Case 2	46	+30	76
Case 3	46	+57	103
Case 4	46	+46	92
Case 5	46	+60	106
Case 6	46	+40	86
Case 7	46	+63	109

4. 最適計画の概要

(1) 投資額の傾向

最適計画における投資額は、近年度（'81～'91）においては少なく後年度（'92～2001）に多い。その理由は、現状の配電用変電所の利用率が低く、設備に余裕があるためである。

20年間の総投資額合計は、61,840百万パーツ（現在価値換算21,510百万パーツ）である。

Table II-5 20年間の投資額

単位；百万パーツ

	年投資額の合計	年投資額の現在価値
配電網の拡充	13,570	4,490
上位系統々	5,420	1,870
下位系統々	32,480	11,420
絶縁電線の使用	520	180
機能更新	6,420	2,320
自動車および装置	3,430	1,230
	61,840	21,510

(2) 後年度の都心への供給

現在の都心ターミナル変電所 Childlon は、近年度の終わりには、負荷が、その容量（500MVA）の限度に達する。そのため遠年度には、次の都心ターミナル変電所が必要となる。（Ⅲ-1節、4項参照）

(3) 負荷想定が変わった場合

負荷想定が変わった場合、2001年における負荷変動の上限を+16.6%、下限を-14.7%とすると、

a. 上限負荷に対する計画（Case 8）では、

ベースの計画（Case 2）に対し、変電所数が8カ所多くなる。

（約2年建設が早くなる。）

b. 下限負荷に対する計画（Case 9）では、

ベースの計画（Case 2）に対し、変電所数は、8カ所少なくなる。

（約2年建設が遅れる。）

（Ⅳ-4節 参照）

負荷想定が変わった場合

	変電所数(2001)		年投資の現在価値		年経費の現在価値	
			(百万パーツ)		(百万パーツ)	
Case 2		76		21,510		22,270
Case 8	(+8)	84	(+3,050)	24,560	(+2,770)	25,040
Case 9	(-8)	68	(-2,940)	18,570	(-2,940)	19,330

(注) ()内は、Case 2 との比較

5. 教育訓練

MEA オフィスで、本プロジェクトに関する諸事項について勉強会、OJT(On the Job Training)をおこなうとともに、MEAで選抜された技術者2名を受入れし、日本で1ヶ月間教育訓練をおこなった。

II-2. 勧告事項

以上の計画検討の結果、我々は次の事項を勧告する。

1. 投資についての勧告

(1) 近年度

- a. この基本計画に従い、配電用変電所の建設を少なくし、設備利用率を向上させる。
- b. ただし、将来必要と思われる変電所用地は、先行して確保しておくこと。
- c. 資金に余裕があるならば、信頼度向上のための投資を行うこと。

例えば、

- 配電線に絶縁電線の採用
- 配電用変電所のCBをブスの一次側へ移し、事故時の自動切替装置の採用
- 配電線に新型スイッチの採用 等

(2) 遠年度

- a. 配電用変電所の建設が多くなるので、変電所用地の有効利用をはかること。(3バンク化)
- b. ターミナル変電所用地、230kV送電線ルートの手配を先行すること。

2. 投資に関する技術上の勧告

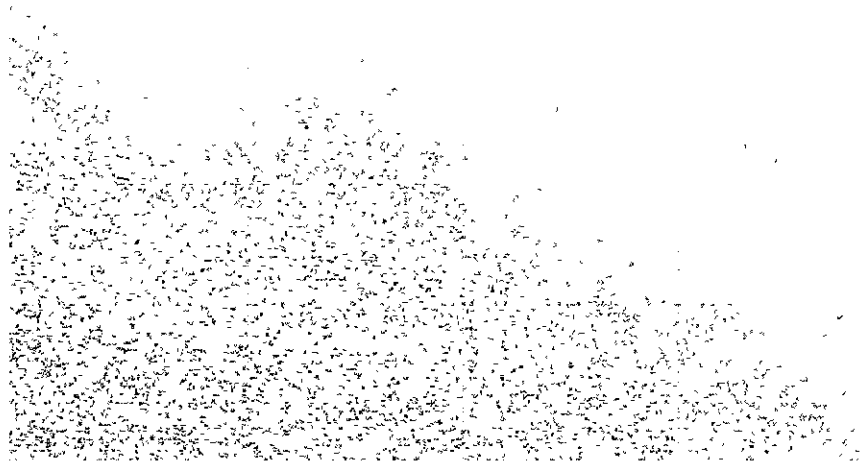
(1) 近年度

- a. 二次送電線にTAA Cを採用し、送電容量の増加をはかる
- b. 配電用変電所からの配電線の引出数が多くなるので、その技術的経済的な対策
- c. Lower Systemの投資軽減のための高圧器管理システムの採用
- d. 有効な信頼度向上投資を行うための諸統計の整備

(2) 遠年度

- a. 今後増加するであろう送電線および配電線の地中化への新技術の採用
- b. 電源規模の拡大に伴う短絡容量の増大に対する対策
 - これについては、MEAとEGATとの間で、国家的な立場にたった協調が望まれる。

Ⅲ 近年度計画



Ⅲ. 近 年 度 計 画

Ⅲ-1. 設備拡充計画

1. 配電用変電所拡充計画

近年度の配電用変電所拡充計画を Table Ⅲ-1 に示す。

近年度に新設される変電所は、11カ所であり、そのうち6ヶ所は、その建設計画がすでに Fixed された変電所である。その他の5ヶ所の変電所は、電子計算機による最適負荷配分の結果必要とされ、選択された次の変電所である。

43491, Bang bor, 39184, 44091, 32231

この5つの変電所は、比較されたすべてのケースにおいて新設が必要と選択されたので、今後、実施計画の対象として詳細検討が必要である。

各年度における各変電所のサービスエリアは、電算機のアウトプットに詳細に示されている。1982年と1991年について、電算機のアウトプットを示すと Fig Ⅲ-1、Ⅲ-2 のようになる。

2. 二次送電線拡充計画

近年度の二次送電線拡充計画を Table Ⅲ-2 に示す。

前項の配電用変電所の新設および増設に伴って、二次送電線を拡充していく。この際、重要なことは、新設あるいは、張り替えられる新しい電線は、すべて耐熱アルミ線を使用するものとして計画したことである。(理由は後述)

送電線拡充の過程を送電のルート図で示すと Fig Ⅲ-3 ~ Ⅲ-11 のとおりである。

なお、この計画には、需要家変電所に引き込む送電線設備は含まれていない。ただし、後述する汐流計算には、需要家変電所の負荷も含めて計算している。

3. 配電線拡充計画

近年度における高圧配電線の拡充計画を Table Ⅲ-3 に示す。

この Table は、配電線のフィーダー数の増加状況をあらわしており、現在(1981)、345のフィーダーが、1991年では、487フィーダーとなり、142のフィーダーが増えることになる。このフィーダー数は、計画基準に定められた Allowable Load Current 以内で、同じく定められた電圧降下以内になるように計算された数である。

電圧降下値(平均)が、Allowable Voltage Drop を越えると、改修に要する電線を追加するように計算されている。

従って Table Ⅲ-3 最終欄の電線長さには、変電所のサービスエリアの負荷に供給するために増えた電線長さ、電圧を改修するために増えた電線長さが含まれている。

4. ターミナル変電所拡充計画

ターミナル変電所の拡充計画は、Table III-4のとおりである。

近年度においては、負荷の増加に合わせ、外輪にあるEGATのターミナル変電所が次々に増設されていく。

ターミナル変電所の変圧器のユニット容量は、将来の負荷増を考え、現在の200 or 250MVAを300MVAとする。

一方、都市部に既に立地しているChildlom変電所の負荷は、次第に増大していき1989年には、変圧器容量500MVAに対し、負荷は426MVA (Utilization Factor 85%)と限度に達する。

そのためChildlomから供給している配電用変電所は、他のターミナル変電所へ接続替が行われていく。(Fig III-12)

近年度の終わりには、次のステップとして第2の都心ターミナル変電所が計画され、その建設が開始されねばならない。

(1) 都心ターミナル変電所の検討

a. 検討のケース

都心のターミナル変電所のタイプについて、次の3ケースの検討を行った。

Case A. …… 230 kVターミナル変電所および
230 kV地中送電線

Case B. …… 69 kVサブターミナル変電所および
69 kV地中送電線

Case C. …… 69 kVサブターミナル変電所および
69 kV架空送電線

b. 比較の結果

比較の結果は、Table III-5のとおりである。Case Cが最も安い。しかし、69 kVの架空線を6回線も都心へ施設することは、10年後には不可能になる。

Case Bは、最も高くなる。これは、69 kV地中ケーブルの回線数が多くなるからである。

最も可能性のあるのは、Case Aである。

c. 結論

遠年度において、都心ターミナル変電所の増加が必要であり、そのタイプは、Childlom型の230 kV屋内変電所が適当である。近年度後半には、その具体的検討が必要である。

5. 保護方式

近年度における保護設備は、つぎを基準とし、拡充整備する。

(1) 二次送電線の保護

a. 二電源常開 π ループ方式

(a) ターミナル変電所

距離継電器

過電流継電器

接地継電器

} 後備保護用

(b) 配電用変電所

方向過電流継電器

方向接地継電器

自動復旧装置（事故復旧操作の多い所へ設置する）

b. 二回線T分岐方式

(a) ターミナル変電所

距離継電器

過電流継電器

接地継電器

} 後備保護用

(b) 配電用変電所

回路選択継電器

c. ユニット方式

(a) ターミナル変電所

過電流継電器

接地継電器

(b) 配電用変電所……………継電器は設置しない。

(2) 変圧器の保護

(a) ターミナル変電所

個別に検討し、決める。

(b) 配電用変電所

過電流継電器

差動継電器

(3) 配電線の保護

(a) 配電用変電所

過電流継電器

接地継電器

低周波継電器

Ⅲ－2. 投資および年経費

1. 投資の分類

投資をその目的と対象により、次のように分類する。

(1) 設備拡充のための投資

a. 配電網拡充のための投資

配電用変電所、二次送電線、高圧配電線

b. 上位系統拡充のための投資

ターミナル変電所、サブターミナル変電所、230kV送電線

c. 下位系統拡充のための投資

配電変圧器、低圧線ほか

(2) 政策的投資

たとえば、信頼度向上とか設備の美化などの目的で経営者の政策により行われる投資

(3) 設備機能更新のための投資

機器の性能の劣化、老朽化による取替、建物などのクリヤランス不足による改修などの投資

(4) その他

自動車、試験装置などの投資

2. 投資額

(1) 設備拡充のための投資

a. 配電網拡充のための投資

配電網拡充のための投資は、配電網拡充プログラムにより電算機で計算される。

Table Ⅲ－6は、毎年の投資額（物昇率8%を含む）を示し、Table Ⅲ－7は、毎年の投資額の現在価値換算（79年）を示す。

配電網拡充のための投資額は、これらの表の中で、

Distribution substation

Subtransmission line

High voltage distribution line

に分けて示されている。

なお、この金額は、MEAの総投資額と比べ、小さい値と感じられるが、近年度においては建設される配電用変電所の数が少ないためである。

b. 上位系統拡充のための投資

近年度においては、ターミナル変電所に増設される変圧器は、すべてEGATの外輪線上に設置されるので、MEAとしての投資はない。

しかし、遠年度において必要となるMEAの都心変電所および送電線について若干の先行投資が必要となる。

その投資額は、Table III-6, III-7に示す。

c. 下位系統拡充のための投資

この投資は、細かい設備の集合であり、1つ1つの設備を積み上げて算出することは、困難である。

そこで過去の投資傾向をマクロ的に分析し、需要の増加量あるいは、需要家数の増加量などと比例させて把握する手法が用いられる。

この投資は、Table III-6, III-7に示すように、金銭的には、大きな額となる。

この投資の大部分は、Distribution transformer, Low voltage overhead line and Metering でしめており、現状報告の Recommendation で述べた“配電用変圧器の負荷管理の改善”の重要性が再確認される。

(2) 政策的投資

政策的投資としては、次のようなものが考えられる。

- a. 信頼度向上のための各種投資
- b. 用地取得のための先行投資
- c. 設備の美化などの社会環境上の投資
- d. その他

近年度計画においては政策的投資として配電線の事故を減少させるため Semi-insulated conductor を使用する投資を加算する。その量は、毎年増加される高圧フィーダーの100%とし、電算機で算出された数量から計算する。

投資額は、Table III-6, III-7に示す。

(3) 設備機能更新のための投資

MEAの至近年計画の平均値を配電用変電所数の増加、二次送電線の増加に比例させて計算する。

ただし、配電線の設備機能更新のための投資は、マクロ的にI.(C)に含まれている。

投資額は、Table III-6, III-7に示す。

(4) その他

自動車、試験装置などについてのMEAの至近年計画の平均値を需要家数の増加に比例させて計算する。

投資額は、Table III-8, III-9に示す。

(5) 総投資額

近年度の年投資額の合計は、約13,470百万パーツ、現在価値換算(1979)約8,230百万パーツとなる。(Table III-8, III-9)

3. 年経費

以上の各投資について年経費を算出すると、Table III-10～III-13のとおりである。

III-3. 汐流計算、事故計算および信頼度

1. 汐流計算

近年度10年間の汐流計算をFig III-13～III-22に示す。

配電用変電所は、最も近いターミナル変電所から受電するよう汐流計算がされている。

しかし、年度により汐流ネックが生じる場合は、配電用変電所の接続変更を行っている。

計算の結果には、問題ない。

汐流計算の過程で問題になった次の事項は、注意を要する。

(1) 二次送電線の地中ケーブルの接続方法について

Fig III-23にその例を示す。

Example 1～4のように線路電流が、地中ケーブルを通るような接続をしていると、地中ケーブルの電流容量が小さいため将来その個所が汐流上のネックになる。

Example 5の場合は、地中ケーブルには、1変電所の負荷電流のみが、流れるので問題はない。

2. 事故計算 (Short circuit study)

1982', 86', '91の系統について事故計算を行った。

各年の系統におけるインピーダンスマップをFig III-24～26に示す。

計算の前提としての電源側インピーダンスは、EGATの開発計画の資料をもとに計算した。

各ターミナル変電所の69kV側の短絡容量は、最大4400MVAとなる。^{*}

(Table III-14)

各配電用変電所の69kV側の短絡容量は、このターミナル変電所の短絡容量以下となる。(Table III-15)

* ①ターミナル変電所に新設される230kV/69kVトランスのインピーダンスは、100MVAベースで4.63%として計算した。

3. 信頼度計算

(1) 二次送電線および変電所の事故

二次送電線および変電所における事故のため、配電用変電所の1バンクが停電した時の需要家が停電する平均停電時間を計算した。

a. インプットデータ

MEAの過去の1バンク停電事故の実績データにより、次の値をインプットした。

(a) 1バンク停電事故

- (i) 停電した変電所内の処置で復旧する場合
 - 事故率 …………… 4,066 回/バンク・年
 - 平均継続時間 ……… 6 分/回
- (ii) 停電した変電所以外から応援をうけて復旧する場合
 - 事故率 …………… 0.303 回/バンク
 - 平均継続時間 ……… 150 分/回

- (b) 事故時 応援に要する時間
 - A area …………… 30 分
 - B area …………… 45 分
 - C area …………… 60 分

b. アウトプット

以上の条件で 1 バンク 停電が発生した場合、需要家が停電する年間平均停電時間は、'82 で 0.635 時間/年となる。

またこの値は、'91 まで毎年変化がみられなかった。(Table III-16)

これは次のことを意味する。

- (a) 配電線の電流が、決められた限度に収まり、かつ電圧降下も決められた値以下になっているため、1 バンク 停電時に他の配電線から供給を受ける率(融通率)が変わっていない。
- (b) 変電所の 1 バンク への負荷のかけ方(利用率限度)が、決められたとおり守られている。

すなわち、電算機内で正しく設備拡充が行われており、この計画は、信頼度を低下させるような計画ではないといえる。

Table III-17 に変電所別の融通率を示す。

C area の変電所は、融通率は小さくなっている。

(2) 配電線フィーダー事故

a. 需要家当たり平均停電時間計算式

1 フィーダー当たり配電線回線長 l cct · km/feeder

回線長当たり年間事故回数 n no./cct · km

事故 1 回当たり停電時間 t min.

全フィーダー数 F

全需要家数 C

$$\begin{aligned}
 \text{需要家平均延停電時間} &= \frac{l \times n \times C / F \times t \times F}{C} \\
 (\Sigma H \cdot C) & \\
 &= l \times n \times t \text{ min/year} \cdot \text{customer} \\
 &= \frac{l \times n \times t}{60} \text{ hour/year} \cdot \text{customer}
 \end{aligned}$$

b. データ

1フィーダー当たり配電線回線長 …… computer outputから計算する。

回線当たり年間事故回数…………… 112.6/100 cct・km

事故1回当たり停電時間…………… 4.2 min.

(Feeder interrupting time)

c. 需要家平均停電時間

Year	1フィーダー当たり回線長 ℓ (cct・km/t)	需要家平均停電時間 (H/year・customer)
1982	14.1	1.11
83	13.6	1.07
84	13.4	1.05
85	13.4	1.05
86	13.3	1.05
87	13.2	1.04
88	12.8	1.01
89	12.4	0.98
90	12.4	0.98
91	12.3	0.97

(註)

(a) この計算では、配電用拡充計画によるフィーダー数増加の効果が計算されている。

(b) 事故率の減少対策とその効果について何らかの方法を見出すよう努力したが、MEAの停電統計(配電部門)が一次原因別の統計(Unknown 42%, Rain-Storm 20%……)のみであったために残念ながら出来なかった。

今後、事故統計を1次原因と被害設備(碍子、アーム、電線、変圧器…)別のクロス統計とし、事故再発防止対策の検討および対策実行後の効果の把握ができるよう改善する必要がある。

(c) 事故1回当たり停電時間

MEAの事故統計では、

Feeders interrupting time 4.2 min.

Disturbance time 57.8 min.

2種類の停電時間が記録されている。

このうちFeeders interruptionは、停電のつど、そのFeederの全需要家

が、停電するため、上記計算式で需要家平均延停電時間が計算できる。

しかし、Disturbance timeは、事故フィダーの一部の需要家が停電するtimeを集計されているが、停電した需要家数の規模が無視されているので需要家平均停電時間の計算には使用できない。(需要家数×停電時間)という指標で統計をとることを推奨する。

なお、MEAでは、停電した負荷MWでウェイトづけしたMW-min (Energy loss) という指標で統計をとっているが、負荷 (MW) は、時刻により変化するので停電MW実績の計算、将来計画の検討等が煩雑となり、信頼度の指標としては、好ましくない。

(3) 信頼度向上対策

信頼度向上対策としては、次の3種に分けて考える。

- a. 事故発生頻度減少対策
- b. 事故継続時間減少対策
- c. 事故範囲縮小対策

a. 事故発生頻度減少対策

まず、事故発生原因と被害設備の分析を行い、設備の弱点を見出し、効果的な対策をたてねばならない。

例えば配電線の被覆化をすれば、事故件数のうち何%が減せるか、またどの地区を被覆化すれば最も有効か等々。

b. 事故継続時間減少対策

MEAは、既に事故復旧に無線車を採用している。

しかし、我々の経験では、都市の交通は増々輻輳してくるため無線車の行動が思うままにならなくなる。

その際有効な復旧手段は、スイッチの遠方制御、自動制御である。特に配電線スイッチの遠方制御および自動制御は、次項の効果も期待できるので、この導入について別途詳細に検討すべきである。

c. 停電範囲縮小対策

事故が発生しても停電する範囲を縮小すれば、需要家の停電を少なくすることができるので、次の対策が必要である。

変電所の2電源化

変電所の変圧器の多バンク化、利用率限度の保持

配電線の区分スイッチの取付^①

① MEAの配電区分スイッチは、単極ディスコン型が多いので操作に不便である。

3極連動の負荷開閉器を早急に導入すべきである。

Table III-1 DISTRIBUTION SUBSTATION EXPANSION PROGRAM - NEAR TERM

(Case 2)

Unit : No. x MVA

Bloc No.	Substation	Existing	Expansion											Capacity in 1991	Remark	
			'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	TTL			
10	North BKK	1x40													1x40	
	Klongkred	1x20													1x20	
20-1	Bangkok Noi	2x20				+1x20				+1x40 -1x20				+1x40	1x40 2x20	+: Addition
20-2	Bangyekhan	2x40													2x40	
	Pechkasem	3x20			*+1x40 -1x20									+1x40 -1x20	1x40 2x20	*: Fixed
	North BKK	2x20													2x20	
	Rasburana	2x40													2x40	
	Thonburi	2x40													2x40	
	Taksin	2x40													2x40	
	Pran Nok			new *1x40										+1x40	1x40	
	32231									new 2x40				+2x40	2x40	
20-3	Klong Sanpsamit	2x20													2x20	
	Prapradaen	2x40													2x40	
	Bangbon			new *1x40	*+1x40									+2x40	2x40	
20-4	Bangkrajao	2x10													2x10	
30-1	Rangsit	2x40													2x40	
30-2	Klong Rangsit	1x40							+1x40					+1x40	2x40	
40-1	Bangpood	2x20													2x20	
	43491				new 2x40									+2x40	2x40	
40-2	Donmuang	2x40													2x40	
	Nontaburi	2x20													2x20	
	Prachacuen	2x40													2x40	
40-3	Bangkapi	2x40													2x40	
	Bangsue	1x10													1x10	
	Klong Jan	2x40													2x40	
	Mochit	2x40													2x40	
	Prakanong	2x40													2x40	
	Samsen	2x40													2x40	
	Sansab	2x40													2x40	
	Sukhumvit	1x40	*+1x40											+1x40	2x40	

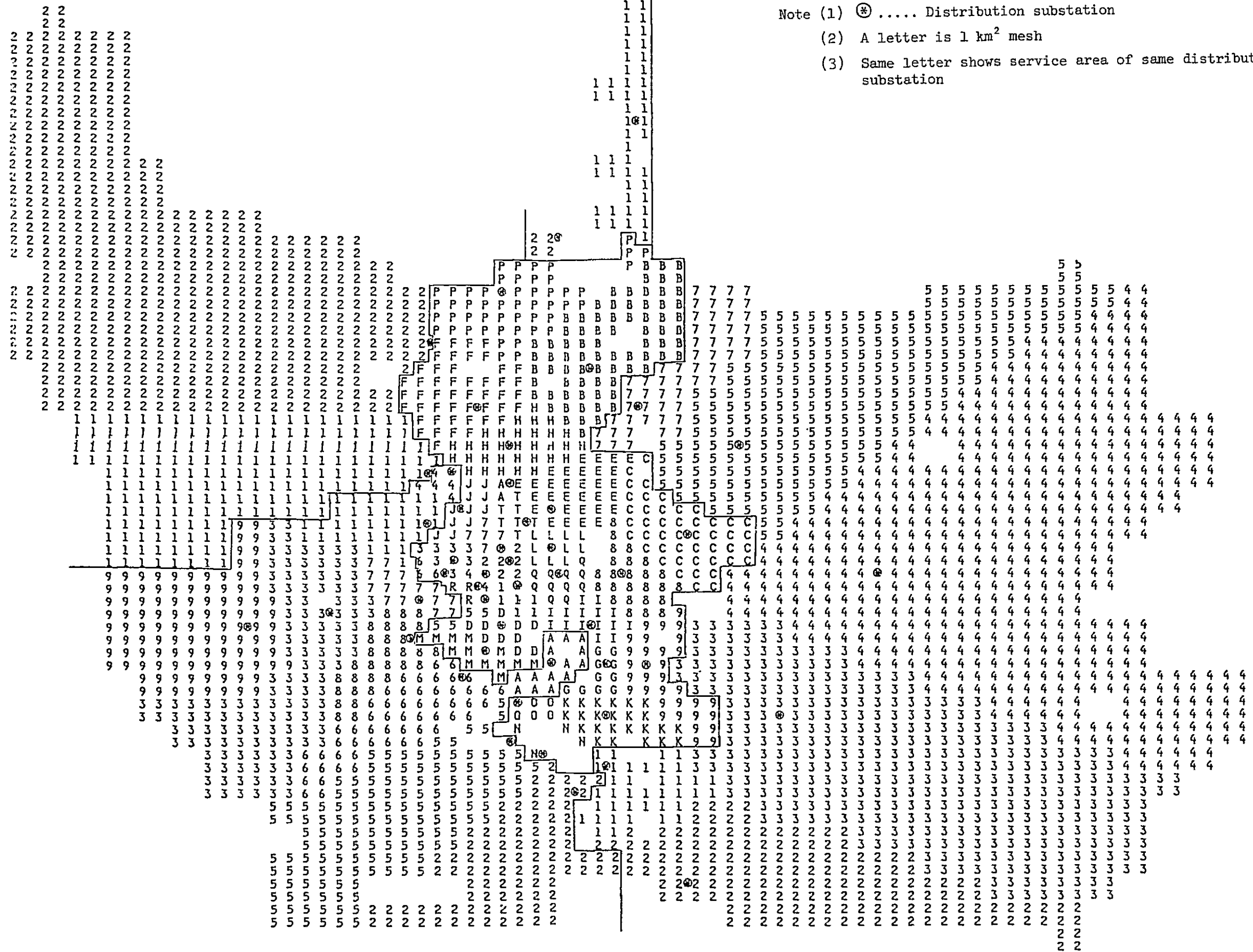
DISTRIBUTION SUBSTATION EXPANSION PROGRAM - NEAR TERM

(Case 2)

Unit : No. x MVA

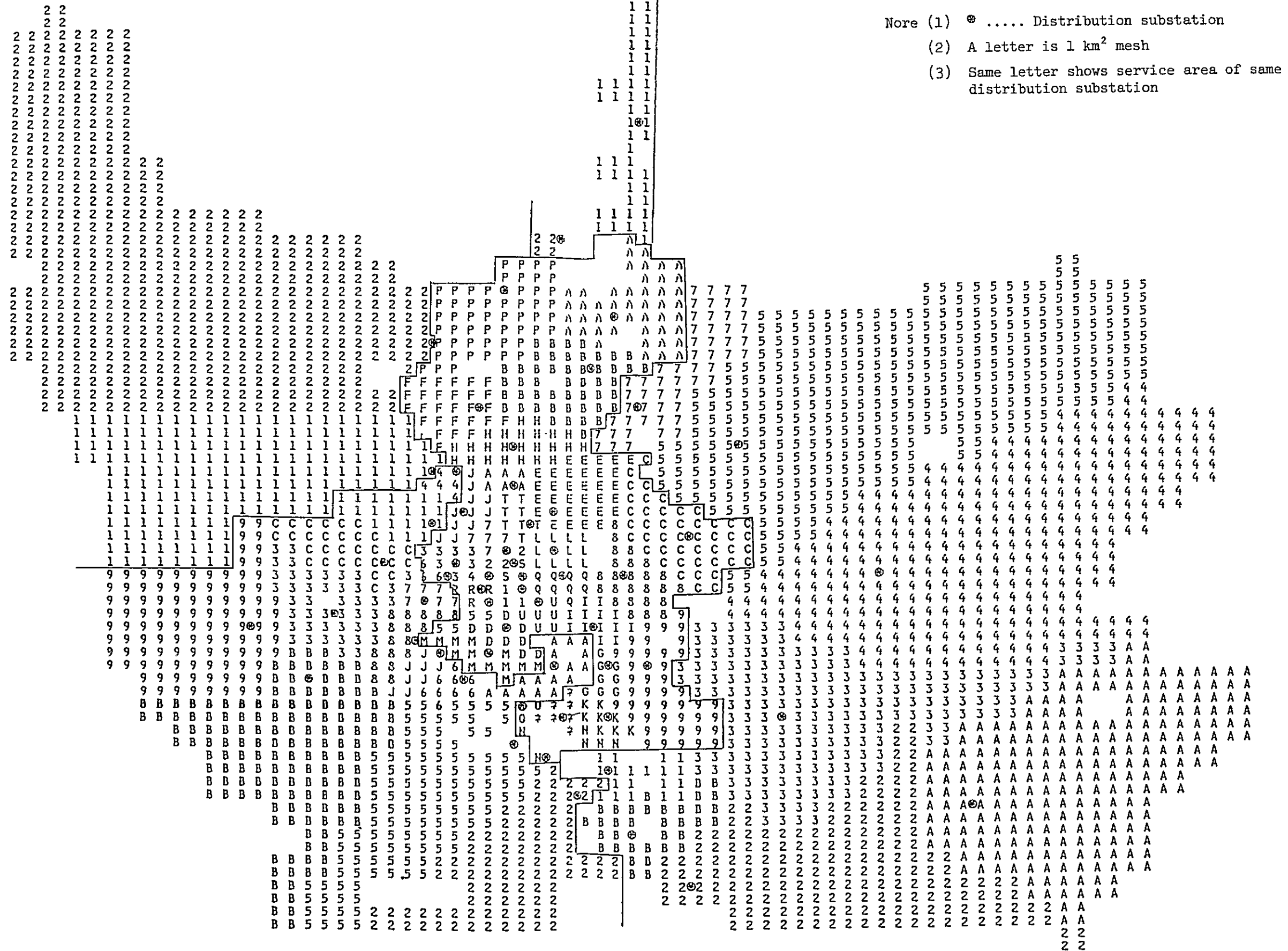
Bloc No.	Substation	Existing	Expansion										Capacity in 1991	Remark	
			'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91			TTL
40-3	Paholyotion		new *1x40	*+1x40									+2x40	2x40	
40-4	Lumpini	2x40												2x40	
	Makasan	2x40												2x40	
	Sapandam	4x40												4x40	
	Pathumwan	2x40												2x40	
	Silom	2x40												2x40	
	Watlieb	2x40												2x40	
	Yothee	2x40												2x40	
	Sipraya		new *1x40	*+1x40									+2x40	2x40	
	Chidlom			new *2x40									+2x40	2x40	
	Klongtoey			new *2x40									+2x40	2x40	
40-5	Mahamek	2x40												2x40	
	Satupradit	1x40	*+1x40										+1x40	2x40	
40-6	Bangna	2x40												2x40	
	Plywood	1x20												1x20	
	Samrong	2x40												2x40	
	South BKK	1x20												1x20	
	Tangkung	2x40												2x40	
	39184								new 2x40				+2x40	2x40	
50-1	Ramintra	2x40												2x40	
	Ladplakao	1x40												1x40	
50-2	Bangplee	1x40												1x40	
	Onnuj	2x40												2x40	
50-3	Paknam	2x40												2x40	
	Bangpu	2x40												2x40	
	Bangbor					new 2x20		+1x20					+3x20	3x20	
	44091								new 2x40				+2x40	2x40	
	Total No. of substation	46	+2	+4	+1	+1			+2	+1			+11	57	
	Total capacity (MVA)	2,990	+160	+320	+140	+60		+60	+180	+80			+1,000	3,990	

Fig. III-1 Service Area of Distribution Substation (1982)



- Note (1) (*) Distribution substation
- (2) A letter is 1 km² mesh
- (3) Same letter shows service area of same distribution substation

Fig.III-2 Service Area of Distribution Substation (1991)



- Nore (1) ⊙ Distribution substation
 (2) A letter is 1 km² mesh
 (3) Same letter shows service area of same distribution substation

Table III-2

Subtransmission Line Expansion Program - Near Term

(Case 2)

Year	Voltage (KV)	Section	Length (km)	Existing facility	New by TNAC constructed	Remark
'82	69	near Paholyotin	1.8		UGC	
"	"	"	1.0		OHS	
"	69	near Sipraya	1.2		OHS	
"	"	"	3.0		UGC	
'83	69	Prannok π connection	0.2		OHS	
"	"	North BKK to Bangyeekhan	5.5	OHB	OHB	
"	69	Bangborn to Bangkok Noi	7.2		OHS x 2cct	
"	69	Klongtoey π connection	0.1		OHS	
'84	69	Pechkasen to Bangkok Noi	6.0	OHB	OHB	
"	69	near Klong Ransit	6.7		OHS	for 43491
'85	115	Bangbor	20.0		OHS x 2cct	
'88	69	39184 to South BKK	7.2		OHB	

(Note) OHS Overhead single conductor
 OHB Overhead bundle conductor
 UGC Underground cable

FIG III - 4
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV
 (1982)

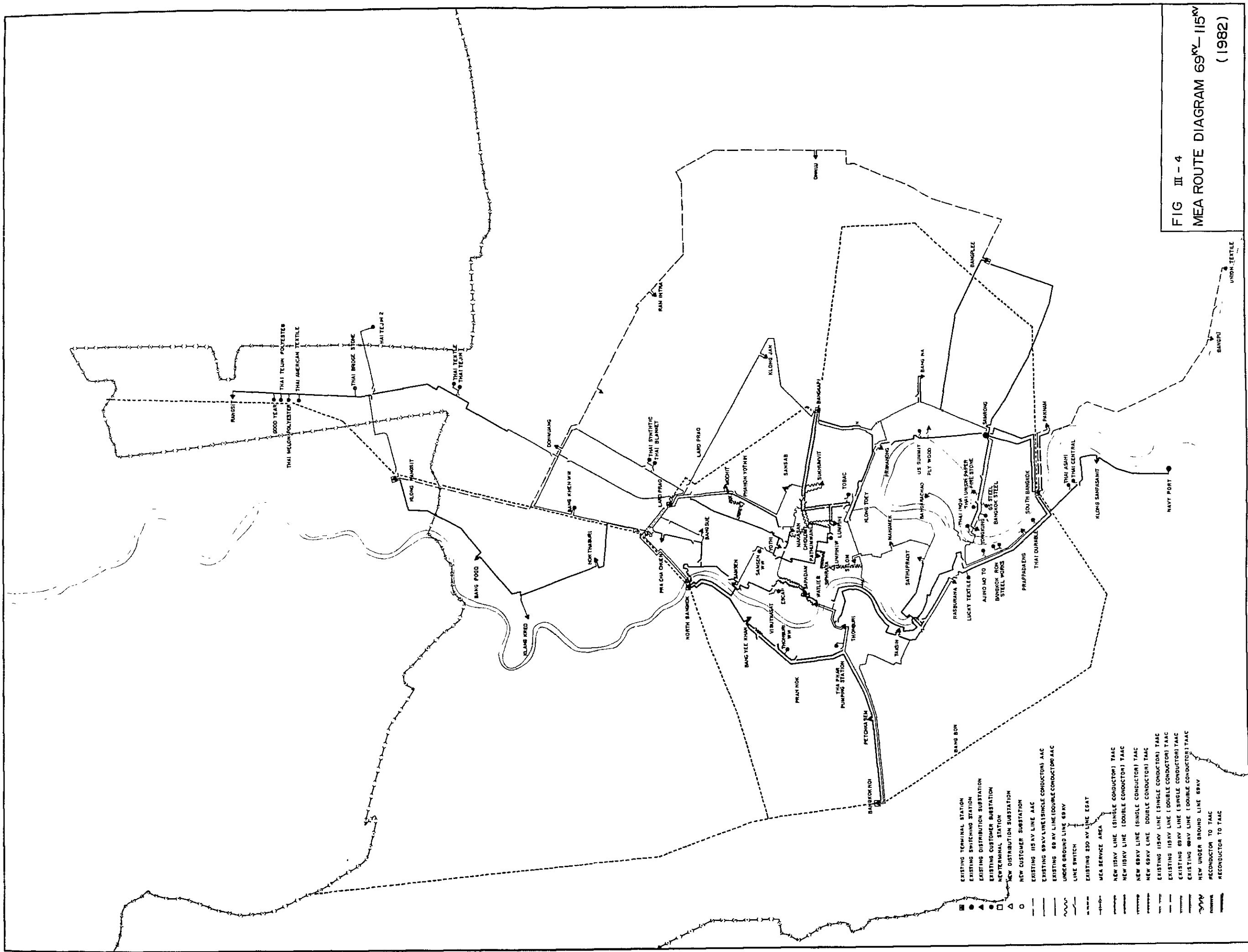


FIG III - 5
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV - 115KV
 (1983)



- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- EXISTING CUSTOMER SUBSTATION
- NEW TERMINAL STATION
- NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW CUSTOMER SUBSTATION
- EXISTING 115 KV LINE AAC
- EXISTING 69 KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) AAC
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) AAC
- UNDER GROUND LINE 69 KV
- LINE SWITCH
- EXISTING 230 KV LINE EGAT
- MEA SERVICE AREA
- NEW 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 89KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 89KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW UNDER GROUND LINE 69KV RECONDUCTOR TO TAAC

FIG III-6
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV
 (1984)

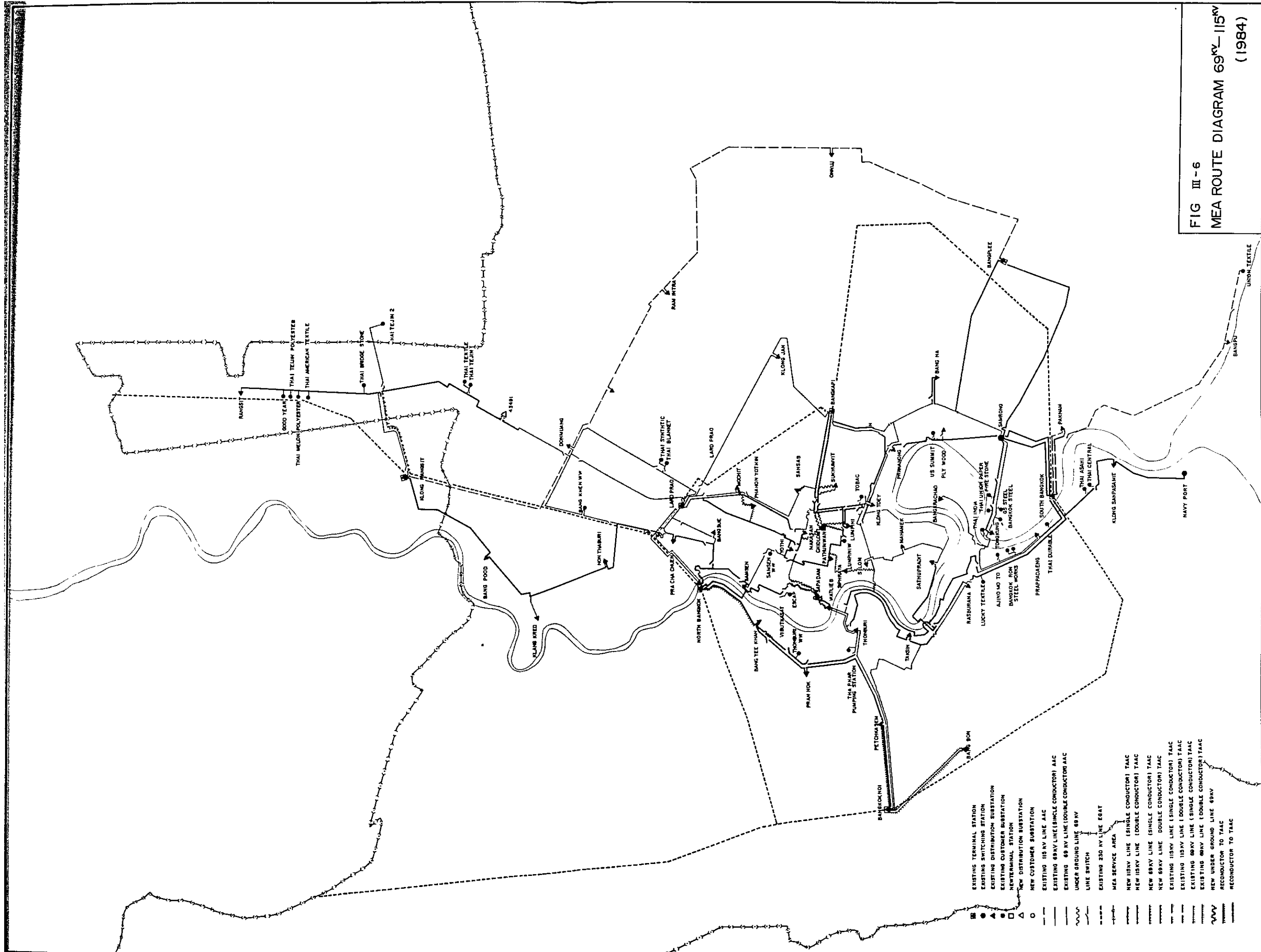




FIG III-8
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV
 (1986)
 (1987)

- EXISTING TERMINAL STATION
- EXISTING SWITCHING STATION
- EXISTING DISTRIBUTION SUBSTATION
- EXISTING CUSTOMER SUBSTATION
- NEW TERMINAL STATION
- NEW DISTRIBUTION SUBSTATION
- NEW CUSTOMER SUBSTATION
- EXISTING 69 KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) AAC
- EXISTING 69 KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) AAC
- UNDER GROUND LINE 69 KV
- LINE SWITCH
- EXISTING 230 KV LINE EGAT
- MEA SERVICE AREA
- NEW 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 115KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 115KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (SINGLE CONDUCTOR) TAAC
- EXISTING 69KV LINE (DOUBLE CONDUCTOR) TAAC
- NEW UNDER GROUND LINE 69KV RECONDUCTOR TO TAAC

FIG III-9
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV
 (1988)

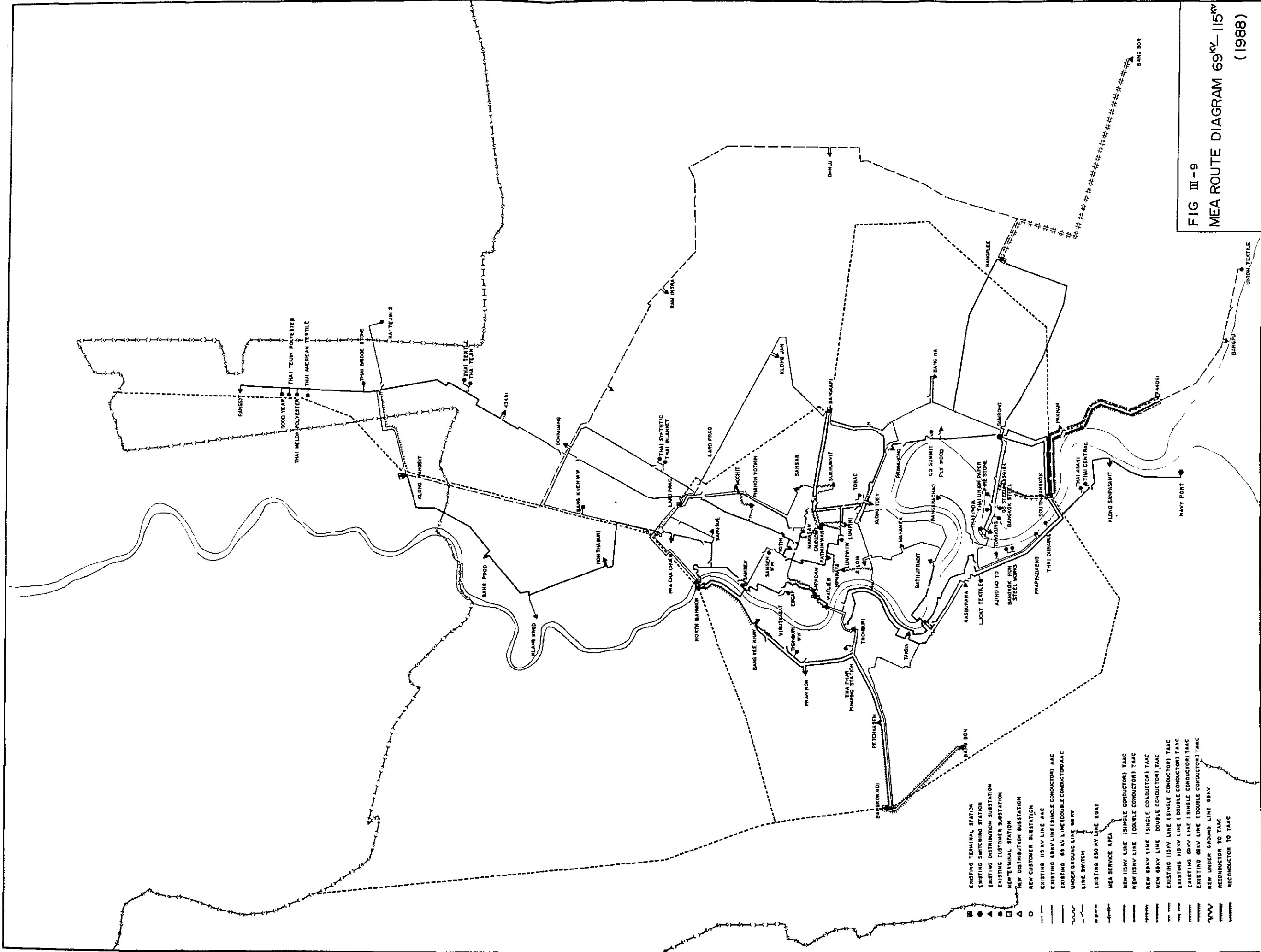




FIG III - 10
 MEA ROUTE DIAGRAM 69KV-115KV
 (1989)

Table III-3 DISTRIBUTION FEEDER EXPANSION PROGRAM - NEAR TERM

(Case 2)

Unit : No. of feeder

Bloc No.	Substation	Existing	Expansion											No. of feeder in 1991	Remark	
			'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	TTL			
10	North BKK	3													3	
	Klongkred	1													1	
20-1	Bangkok Noi	5											+1	+1	6	
20-2	Bangyekan	6	+1											+1	7	
	Pechkasem	9	+1					+1	+3	+4				+9	18	
	North BKK	4													4	
	Rasburana	9	+1											+1	10	
	Thonburi	10													10	
	Taksin	12									+1	+1	+1	+3	15	
	Pran Nok			+4	+1									+5	5	
	32231										+10			+10	10	
20-3	Klong Sanpsamit	5													5	
	Prapradaen	8						+1	+2					+3	11	
	Bangbon			+2				+1						+3	3	
20-4	Bangkrajao	4													4	
30-1	Rangsit	6										+1		+1	7	
30-2	Klong Rangsit	5													5	
40-1	Bangpood	6													6	
	43491				+3			+1					+1	+5	5	
40-2	Donmuang	9	+2	+2									+1	+5	14	
	Nontaburi	5	+1	+1		+1								+3	8	
	Prachacuen	5	+4	+2	+1	+1	+1	+1	+1	+1				+12	17	
40-3	Bangkapi	10										+1	+1	+2	12	
	Bangsue	3													3	
	Klong Jan	12													12	
	Mochit	10						+1		+1	+1	+1	+1	+5	15	
	Prakanong	9													9	
	Samsen	10													10	
	Sansab	12													12	
	Sukhumvit	5	+2						+1		+1		+1	+5	10	

DISTRIBUTION FEEDER EXPANSION PROGRAM - NEAR TERM

(Case 2)

Unit : No. of feeder

Bloc No.	Substation	Existing	Expansion											No. of feeder in 1991	Remark
			'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	TTL		
40-3	Paholyotion		+5	+1		+1			+1	+1			+9	9	
40-4	Lumpini	12												12	
	Makasan	10												10	
	Sapandam	17						+1	+1	+1	+1	+1	+5	22	
	Pathumwan	9												9	
	Silom	10								+1		+1	+2	12	
	Watlieb	8												8	
	Yothee	12												12	
	Sipraya		+5	+1	+1			+1		+1		+1	+10	10	
	Chidlom			+6		+1				+1			+8	8	
	Klongtoey			+3	+1				+1				+5	5	
40-5	Mahamek	10												10	
	Satupradit	4	+2	+1	+1		+1	+1		+1		+1	+8	12	
40-6	Bangna	12									+1	+2	+3	15	
	Plywood	3												3	
	Samrong	12												12	
	South BKK	3					+1						+1	4	
	Tangkung	10												10	
	39184								+9	+1			+10	10	
														7	
50-1	Ramintra	7												7	
	Ladplakao	3												3	
50-2	Bangplee	5												5	
	Onnuj	5												5	
	54264														
50-3	Paknam	5												5	
	Bangpu	5												5	
	Bangbor					+1	+1		+1				+3	3	
	44091								+3			+1	+4	4	
	Total of feeder	345	+24	+25	+8	+5	+7	+10	+24	+21	+6	+14	+142	487	
	Additional Length of Conductor (km)		+153	+113	+41	+37	+68	+78	+138	+115	+62	+109	+914		

1

2

Table III-4 Terminal Substation Expansion Program - Near Term

Unit : MVA

Substation	Existing	Expansion										Capacity in 1991
		'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	
North BKK	438											438
BKK Noi	200			+200				+300				700
S.BKK (69KV)	400			+200			+300					900
" (115KV)	200											200
Bangplee(69KV)	200											200
" (115KV)					new 200							200
K.Rangsit(69KV)	200					+300						500
" (115KV)			new 200									200
Lard Prao	200				+200						+300	700
Bangkapi	200					+200						400
Chidlom	500											500
TTL	2,538		+200	+400	+400	+500	+300	+300	-	-	+300	4,938

Fig. III-12 Load of Chidlom Terminal Substation

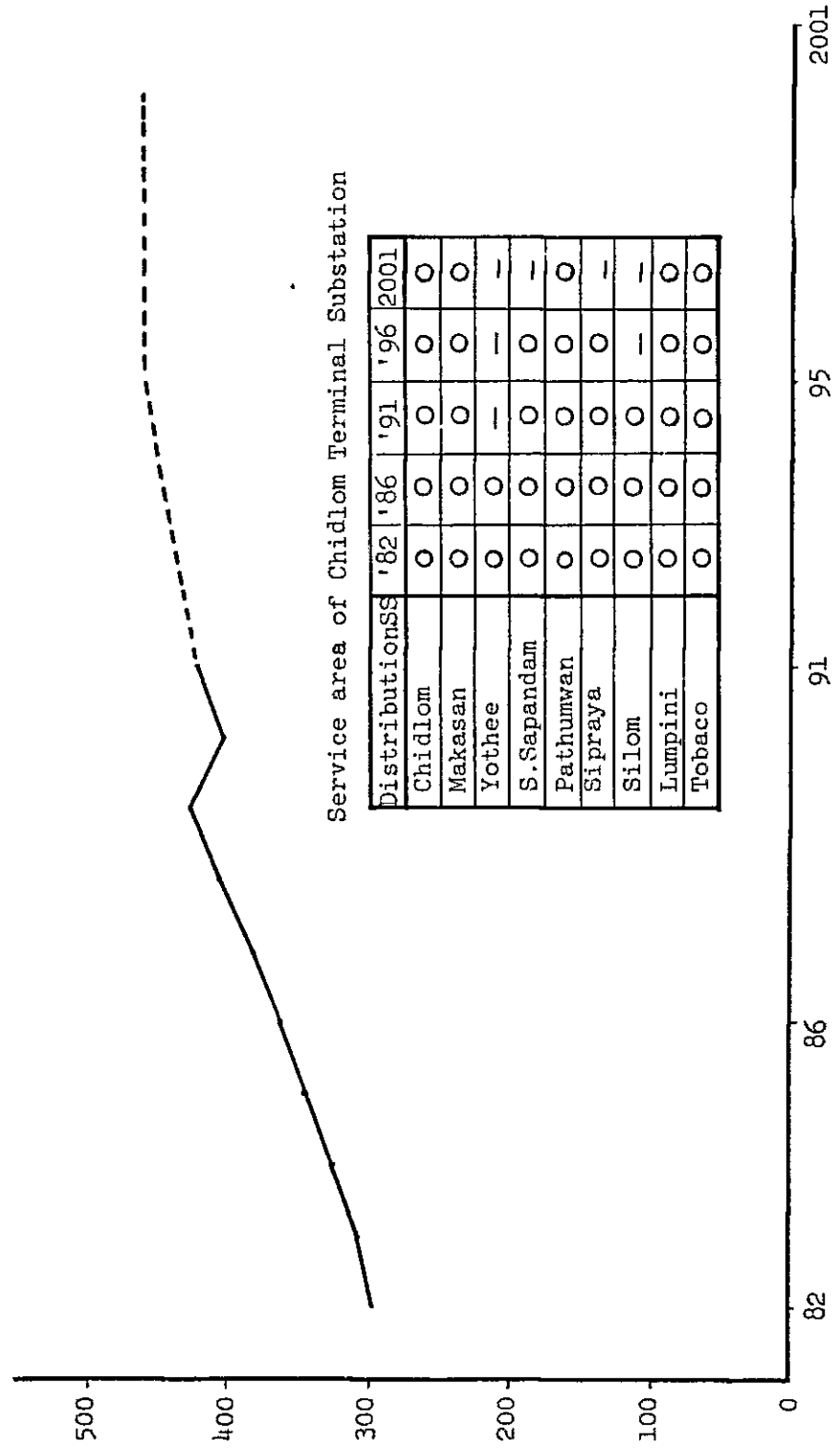


Table III-5 Comparison of Construction Cost of Terminal Substation and Sub-terminal Substation

Case	Installation	Estimated Cost (10 ⁶ B)
A	Substation – indoor (Chidlom type) Voltage – 230 kV Transformer – 300 MVA, 3 banks	200
	Transmission line – underground cable installed in pipe duct, 10 km Voltage – 230 kV Conductor – 800 mm ² and 1200 mm ² OF cable, 4 circuits	550
	Total	750
B	Substation – distribution substation combined with 69 kV switching station	100
	Transmission line – underground cable installed in pipe duct, 10 km Voltage – 69 kV Conductor – 800 mm ² PEX cable, 12 circuits	1,260
	Total	1,360
C	Substation – same as Case “B”	100
	Transmission line – overhead line strung on concrete pole, 10 km Voltage – 69 kV Conductor – 795 MCM TAAC, bundle, 6 circuits	154
	Total	254

Table III-6 Amount of Investment - Near Term
(Detail)

Unit : Million Baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82	89		76	69		17	112	484	(51) 13
'83	194		85	33		29	176	556	(38) 10
'84	106		100	27		31	94	609	(14) 4
'85	72		118	91		11	34	682	(12) 4
'86	4		122			60	32	716	(23) 8
'87	35		135			26	77	764	(26) 10
'88	246		151	120		42	171	861	(46) 19
'89	99		159	21		121	149	920	(38) 17
'90	5		175			49	45	1,046	(21) 10
'91	12	167	189		563	17	90	1,197	(36) 18
TTL	861	167	1,311	360	563	403	978	7,836	(306) 113

SS : Substation, TL : Transmission line, DL : Distribution line
() : Semi-insulated conductor length in cct.km

Table III-7 Present Value of Amount of Investment - Near Term
(Detail)

Unit : Million Baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82	82		71	63		17	103	446	12
'83	164		73	28		24	149	472	9
'84	83		78	21		25	74	476	3
'85	52		85	66		8	24	493	3
'86	3		81			40	21	477	5
'87	21		83			16	47	468	6
'88	139		85	68		23	96	487	11
'89	52		82	11		63	78	479	9
'90	2		84			24	22	502	5
'91	5	74	84		249	7	40	529	8
TTL	603	74	806	257	249	246	654	4,830	70

Present value : in 1979

Table III-8 Amount of Investment - Near Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmi- ssion line	Distribution line	Vehicle & equipment	TTL
'82	165	86	609	52	912
'83	279	62	742	58	1,142
'84	206	58	707	64	1,036
'85	190	102	720	72	1,084
'86	126	60	756	80	1,021
'87	170	26	851	89	1,135
'88	397	162	1,051	99	1,708
'89	258	142	1,086	110	1,595
'90	180	49	1,101	122	1,452
'91	368	580	1,305	136	2,389
TTL	2,339	1,326	8,927	880	13,472

Table III-9 Present Value of Amount of Investment - Near Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmi- ssion line	Distribution line	Vehicle & equipment	TTL
'82	153	80	561	48	841
'83	237	53	630	49	969
'84	161	46	553	50	811
'85	137	74	520	52	783
'86	84	40	503	53	679
'87	104	16	521	54	696
'88	224	91	594	56	965
'89	134	74	566	57	831
'90	86	24	529	59	697
'91	163	256	577	60	1,056
TTL	1,483	752	5,554	538	8,327

Table III-10 Amount of Expense - Near Term
(Detail)

Unit : Million Baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82	13		12	9		2	17	76	2
'83	42		25	13		6	44	163	4
'84	58		40	17		10	60	258	4
'85	69		58	28		12	65	365	5
'86	70		76	29		19	70	477	6
'87	76		96	28		23	81	597	8
'88	113		119	44		28	109	731	11
'89	128		143	47		44	133	875	13
'90	128		170	47		50	139	1,039	15
'91	131	25	198	47	73	52	153	1,226	18
TTL	829	25	936	310	73	246	872	5,807	85

SS : Substation, TL : Transmission line, DL : Distribution line

Table III-11 Present Value of Amount of Expense - Near Term
(Detail)

Unit : Million Baht

Year	Substation			Transmission line			Distribution line		
	Distribution SS	Upper system	Renewal	Sub-TL	Upper system	Renewal	High voltage DL	Lower system DL	Semi-insulated DL
'82	12		11	8		2	16	70	2
'83	36		21	11		5	38	138	3
'84	46		31	13		8	47	202	3
'85	50		42	21		8	47	263	4
'86	47		50	19		13	47	317	4
'87	46		59	17		14	50	366	5
'88	64		67	25		16	62	413	6
'89	66		75	24		23	69	456	7
'90	62		81	23		24	67	499	7
'91	57	11	88	21	32	23	67	542	8
TTL	487	11	525	183	32	136	510	3,266	48

Present value : in 1979

Table III-12

Amount of Expense - Near Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmission line	Distribution line	Vehicle & equipment	Distribution loss	TTL
'82	25	11	95	12	49	192
'83	67	19	211	24	56	378
'84	98	27	322	39	67	553
'85	127	40	435	54	80	736
'86	146	48	553	72	91	910
'87	172	51	686	92	109	1,109
'88	232	72	851	114	120	1,388
'89	271	91	1,021	138	132	1,651
'90	298	97	1,193	165	156	1,909
'91	354	172	1,397	195	184	2,302
TTL	1,790	629	6,764	903	1,044	11,129

Table III-13 Present Value of Amount of Expense - Near Term

Unit : Million baht

Year	Substation	Transmission line	Distribution line	Vehicle & equipment	Distribution loss	TTL
'82	23	10	88	11	45	177
'83	57	16	179	21	48	321
'84	77	21	252	30	52	433
'85	92	29	314	39	57	531
'86	97	32	368	48	61	605
'87	105	31	421	56	67	680
'88	131	41	481	64	68	784
'89	141	47	532	72	69	860
'90	143	47	573	79	75	916
'91	156	76	617	86	81	1,017
TTL	1,023	351	3,824	506	622	6,325

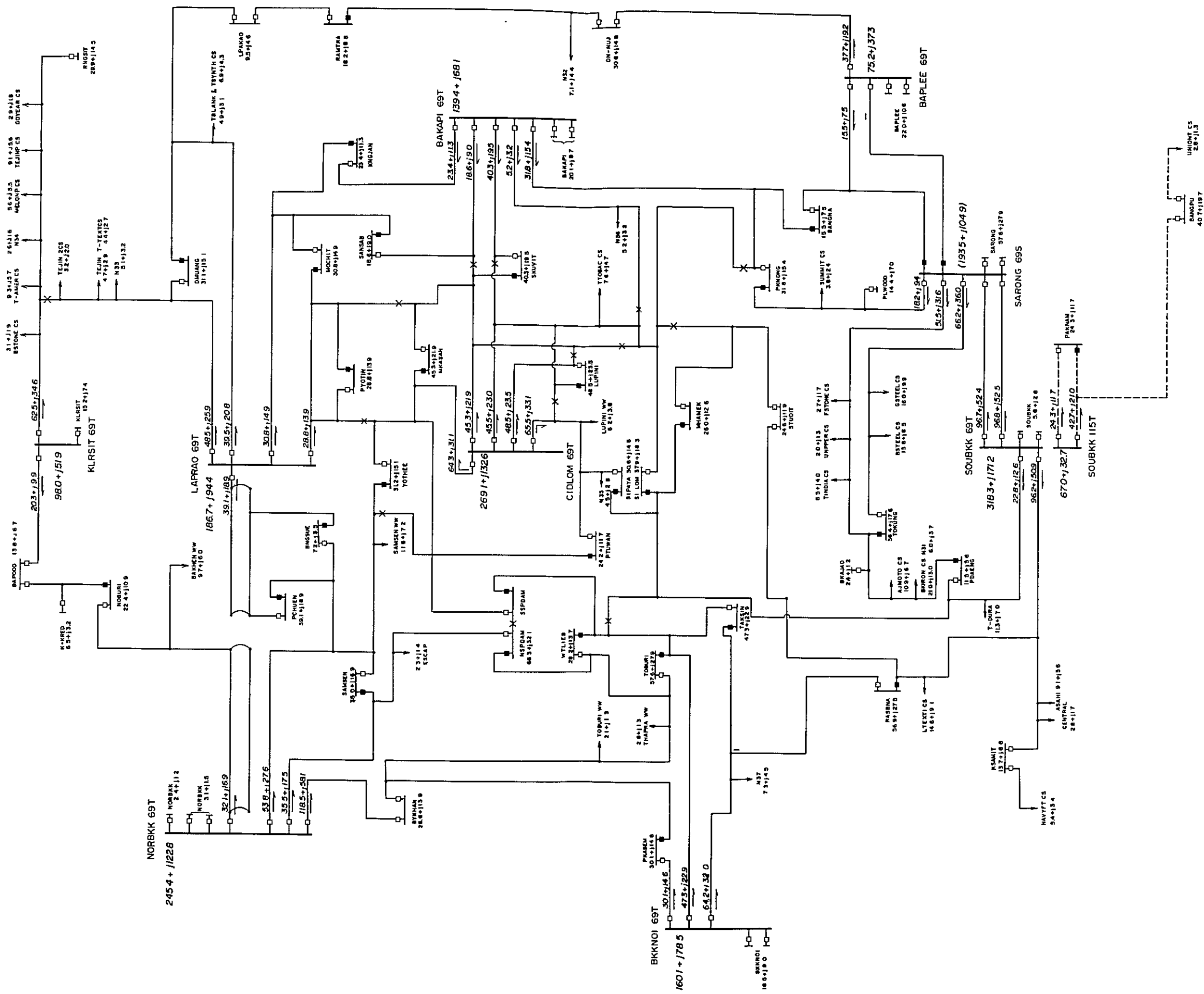


FIG. III-13

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1982

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

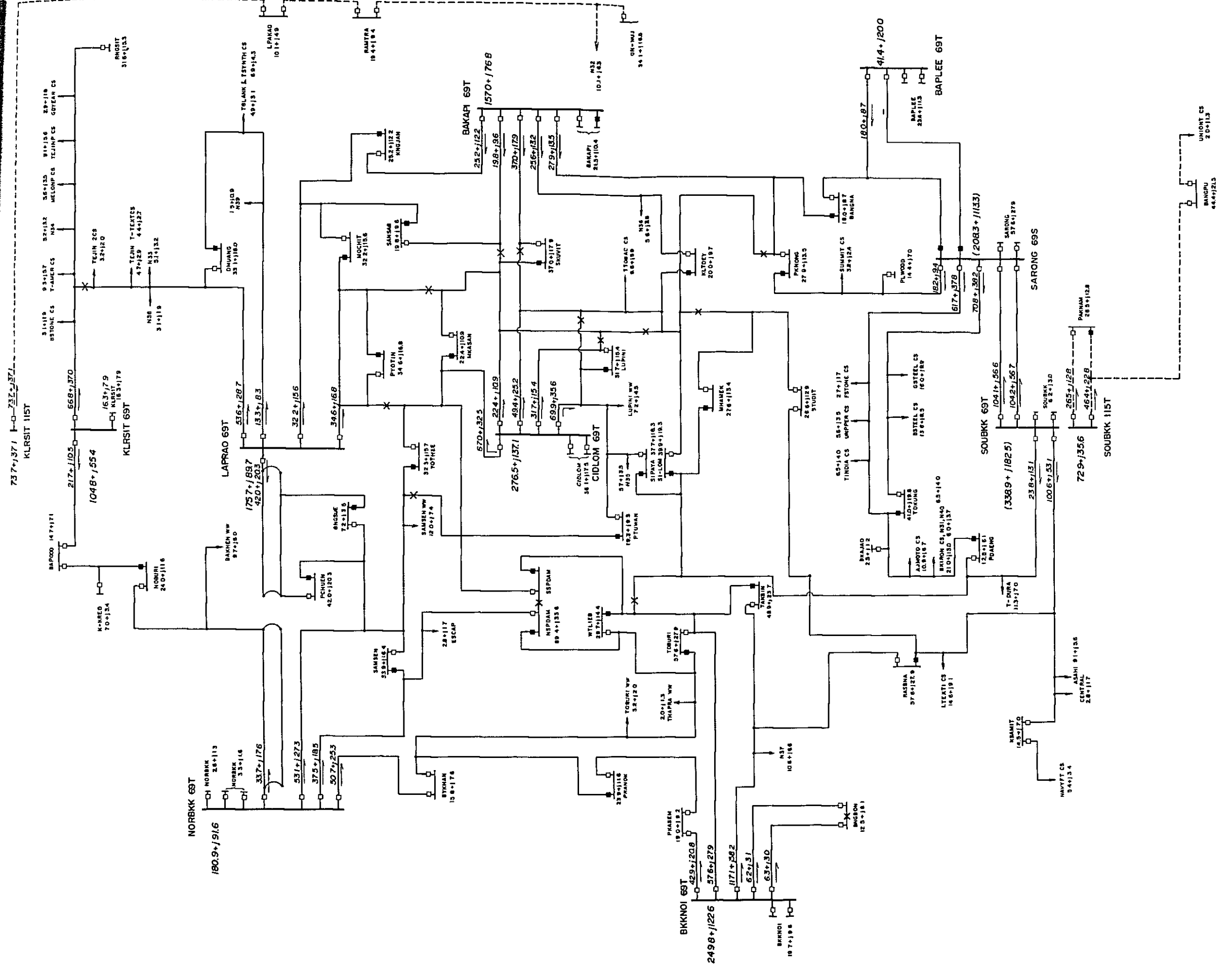


FIG. III-14

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1983

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

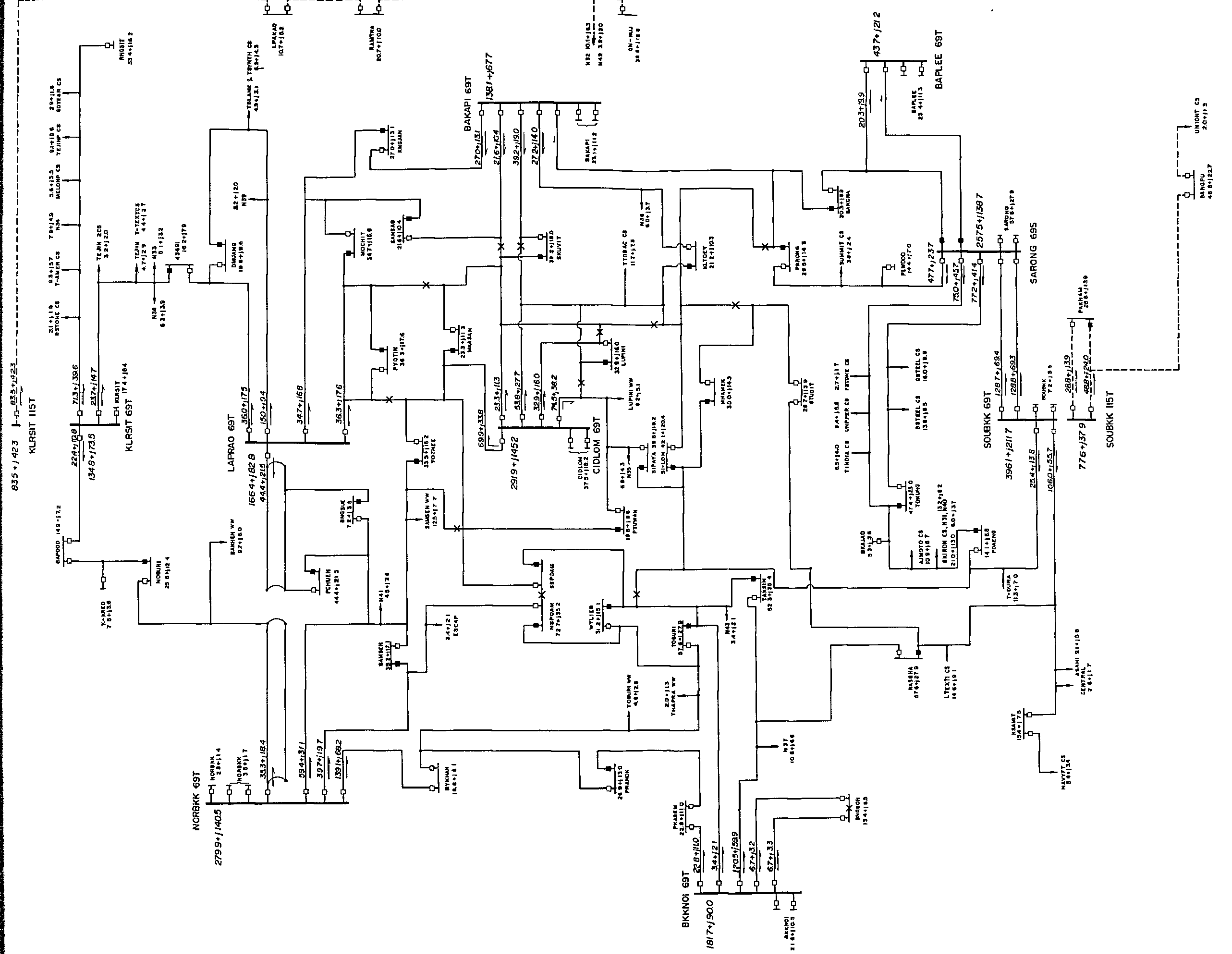


FIG. III-15

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1984

LEGEND	
SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

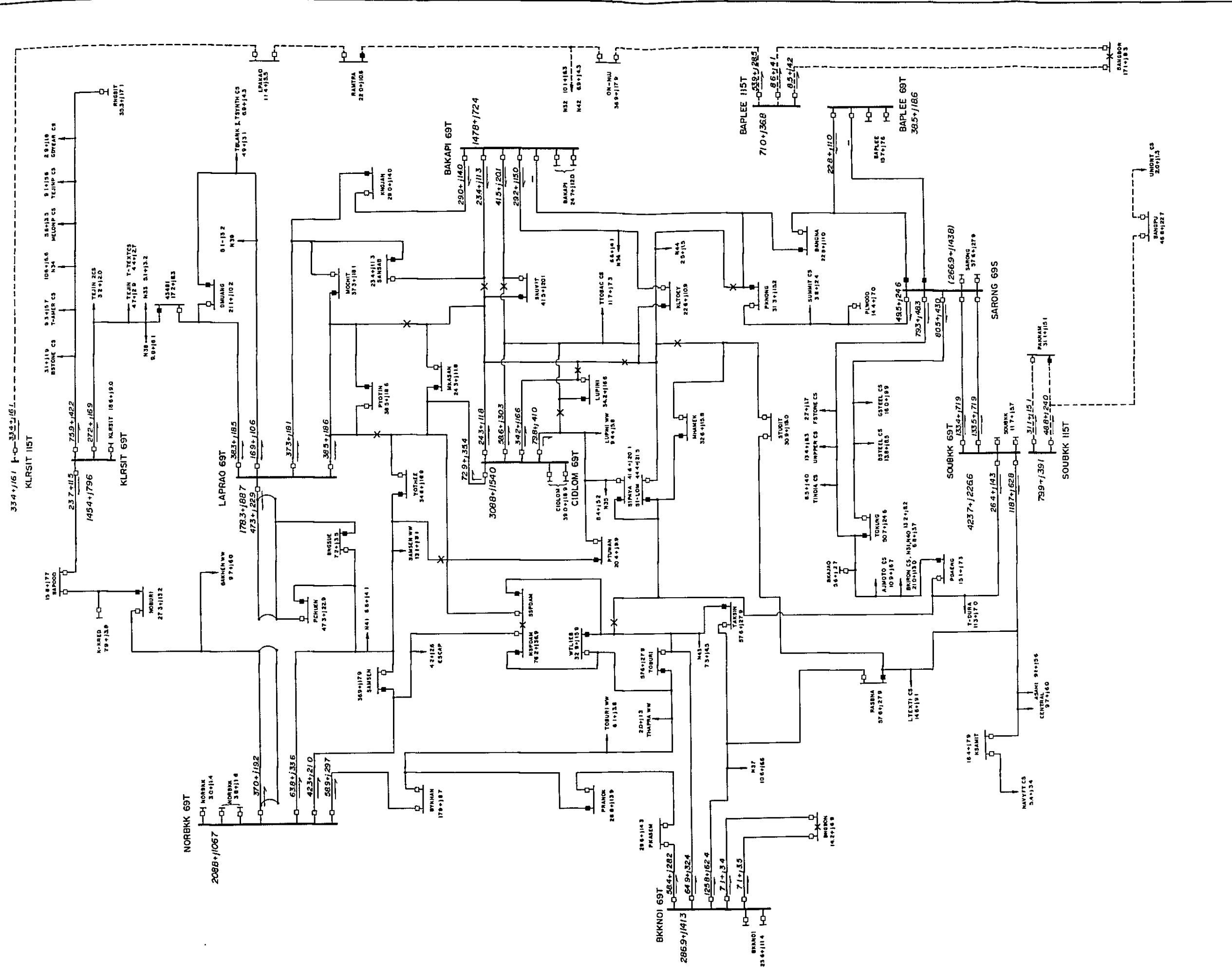


FIG. III-16

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1985

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

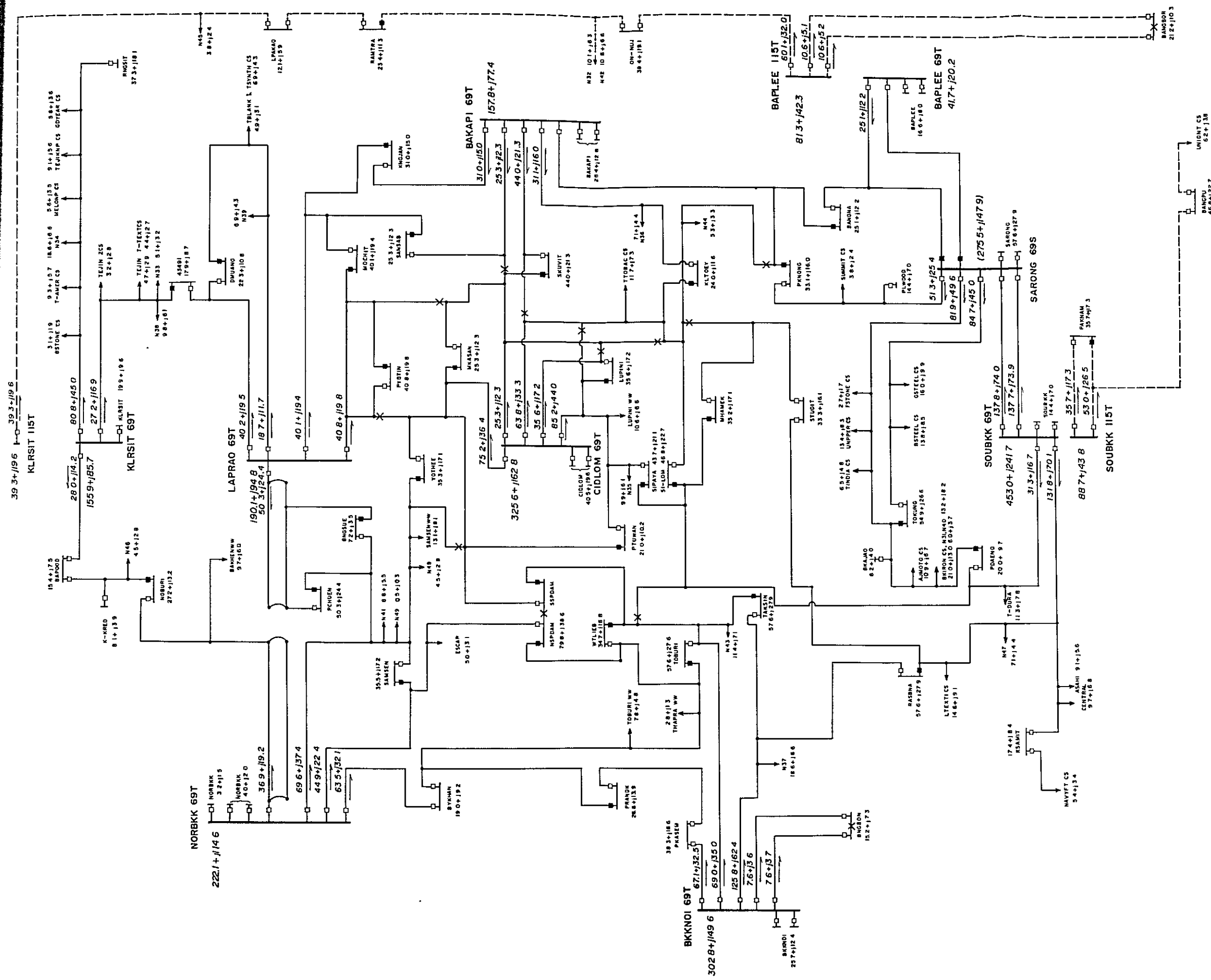
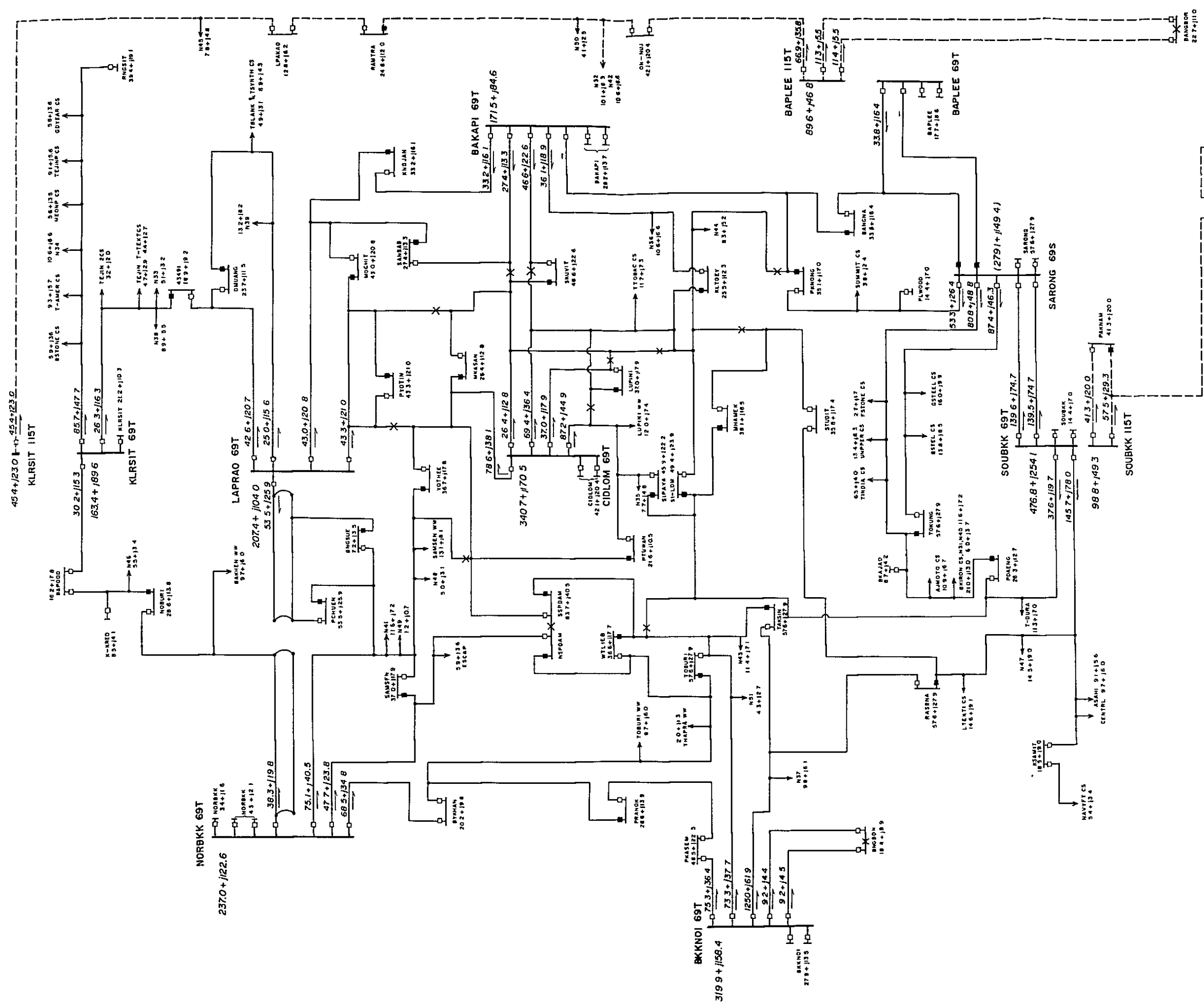


FIG. III-17

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1986

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE



LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

FIG. III - 18
POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1987

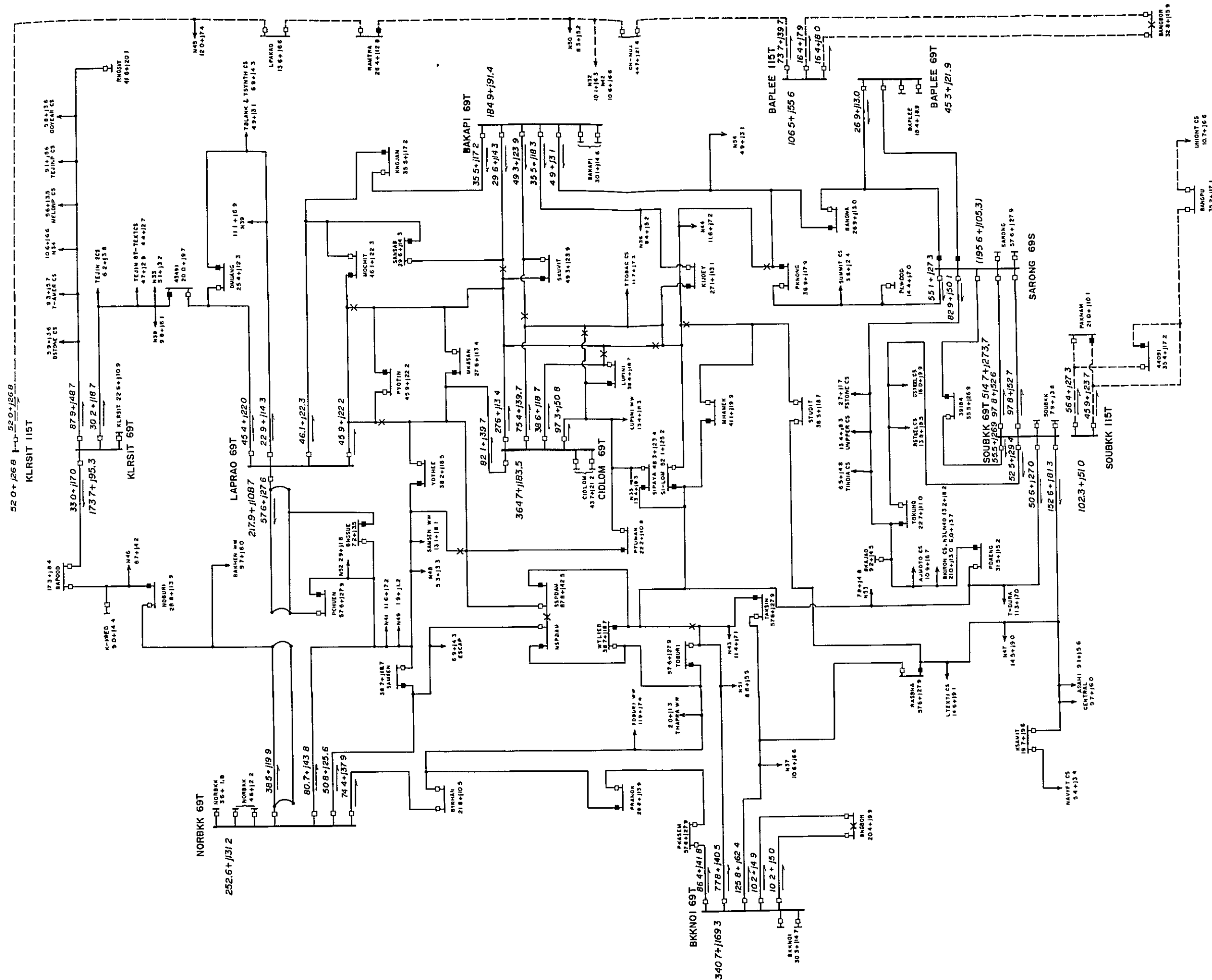


FIG. III-19

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1988

LEGEND	
SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

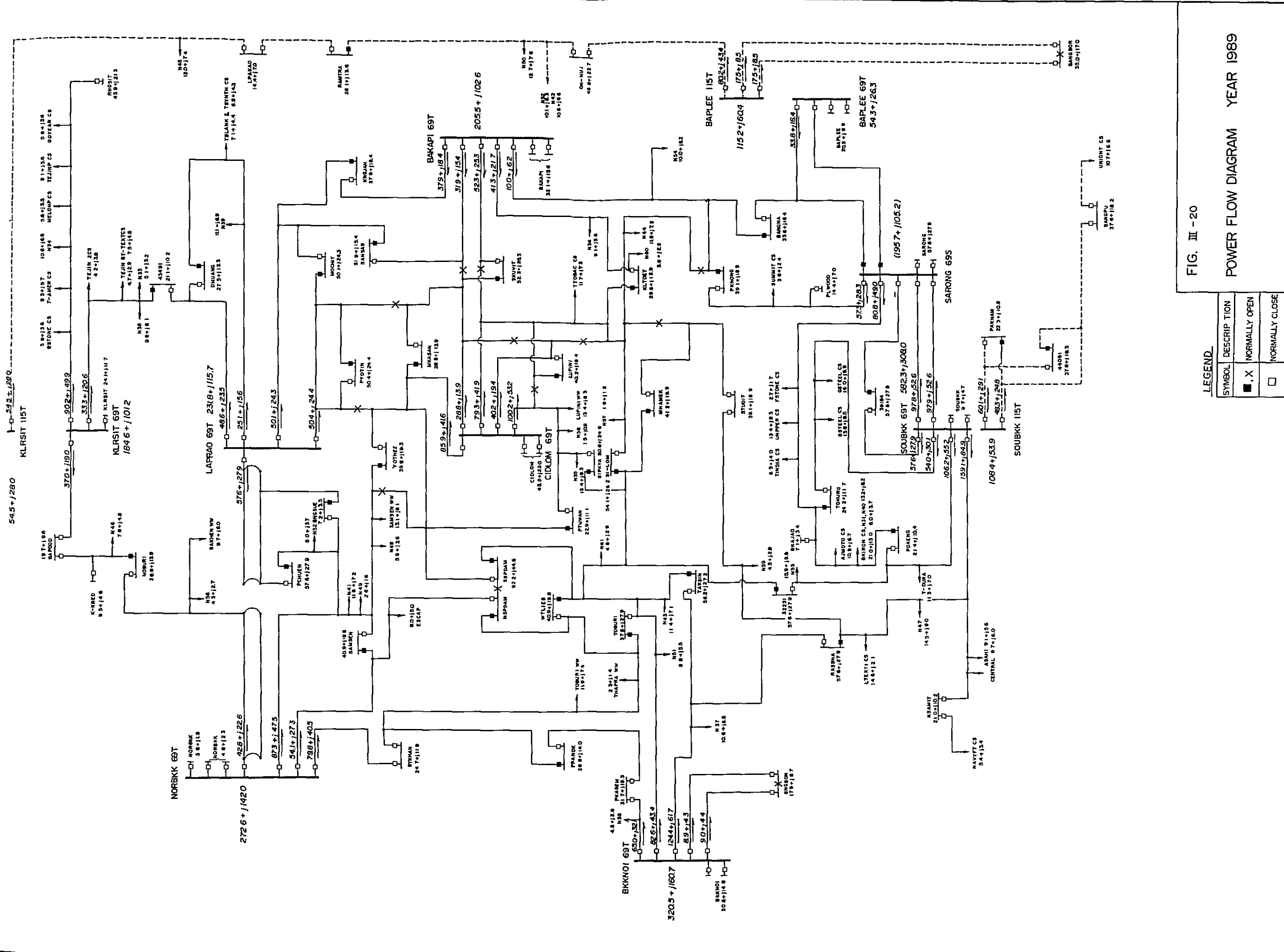


FIG. III - 20

POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1989

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

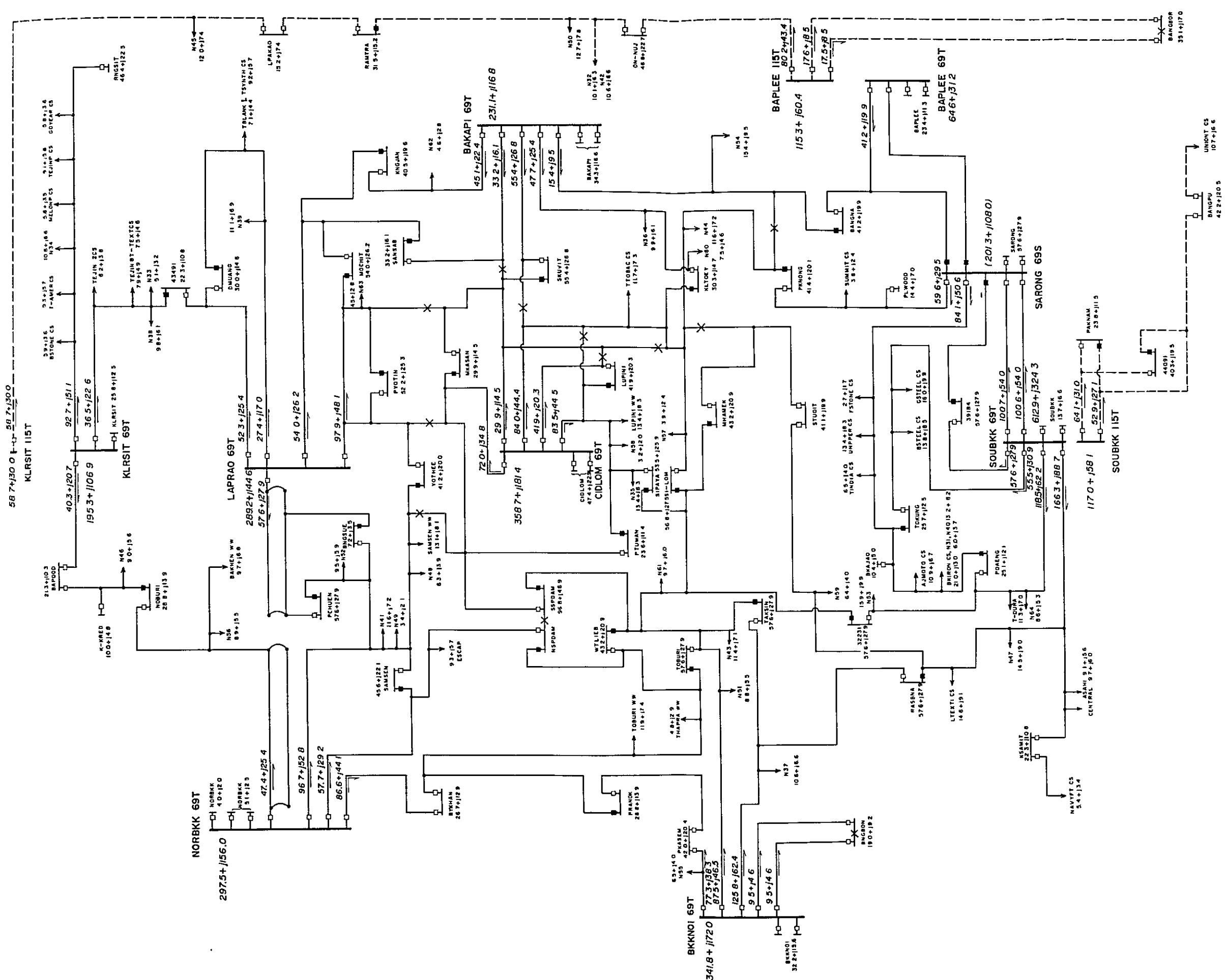


FIG. III - 21

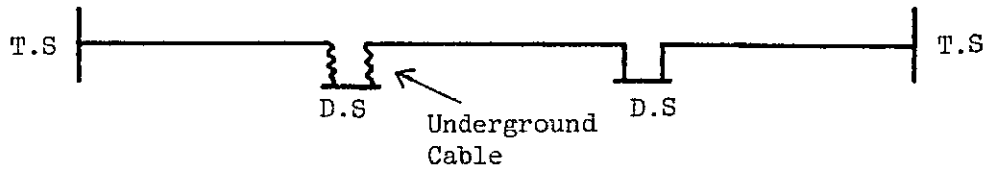
POWER FLOW DIAGRAM YEAR 1990

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■, X	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

Fig. III-23 Connection of Underground Cable
(Subtransmission Line)

(Exsample 1)



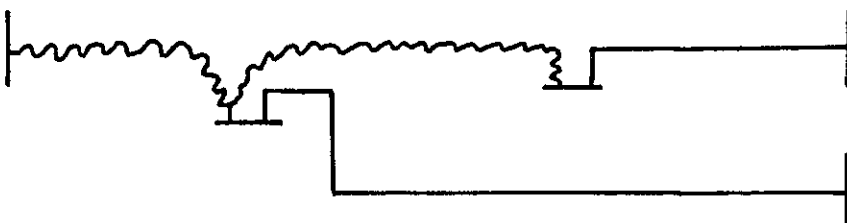
(Exsample 2)



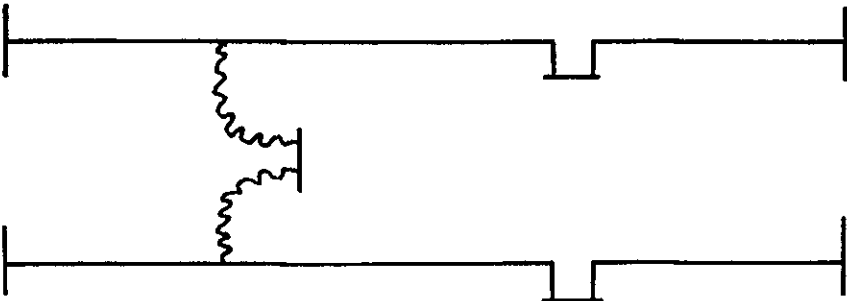
(Exsample 3)



(Exsample 4)



(Exsample 5)



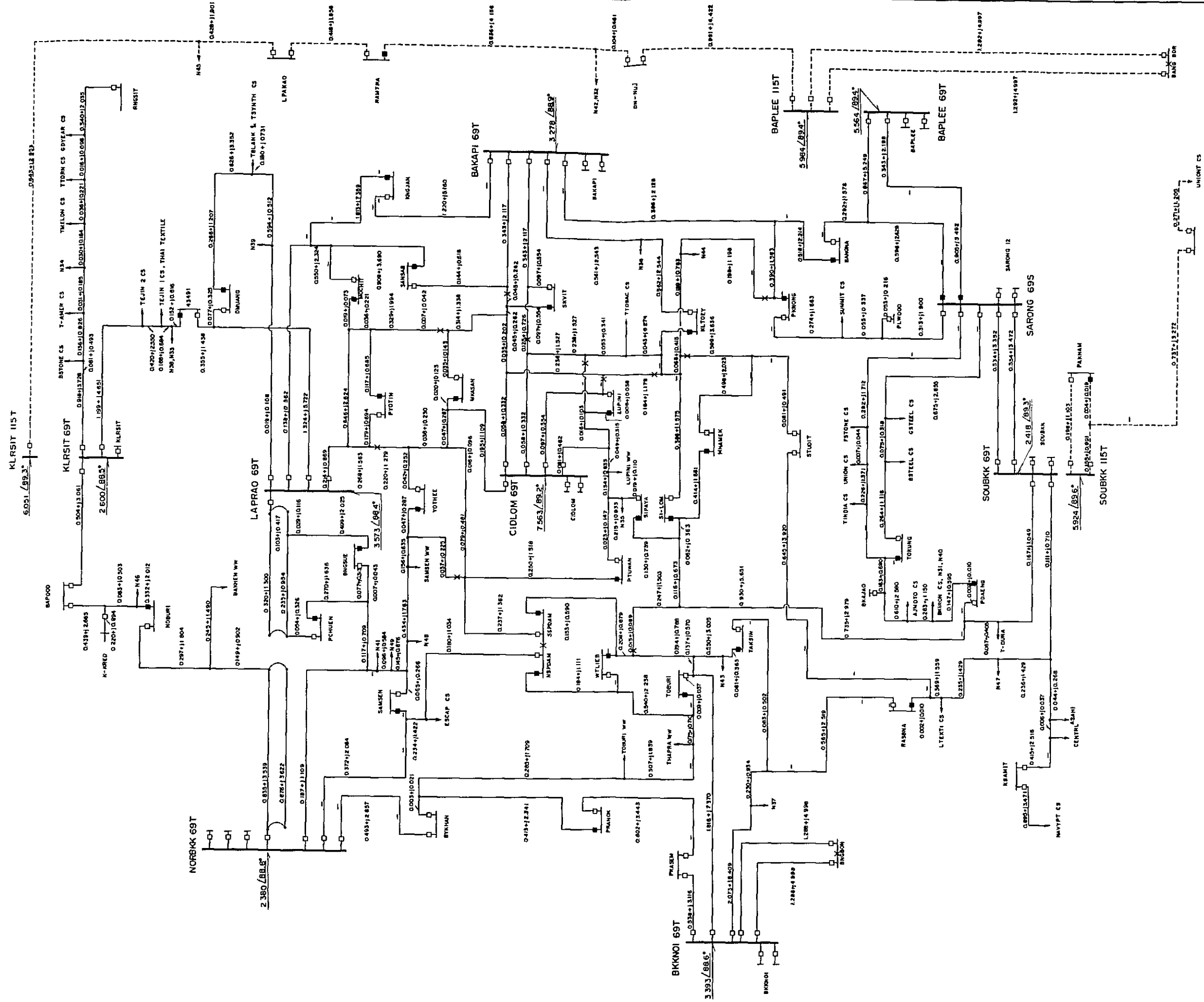


FIG. III - 25
 IMPEDANCE DIAGRAM YEAR 1986
 POSITIVE PHASE BASED ON 100 MVA %

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

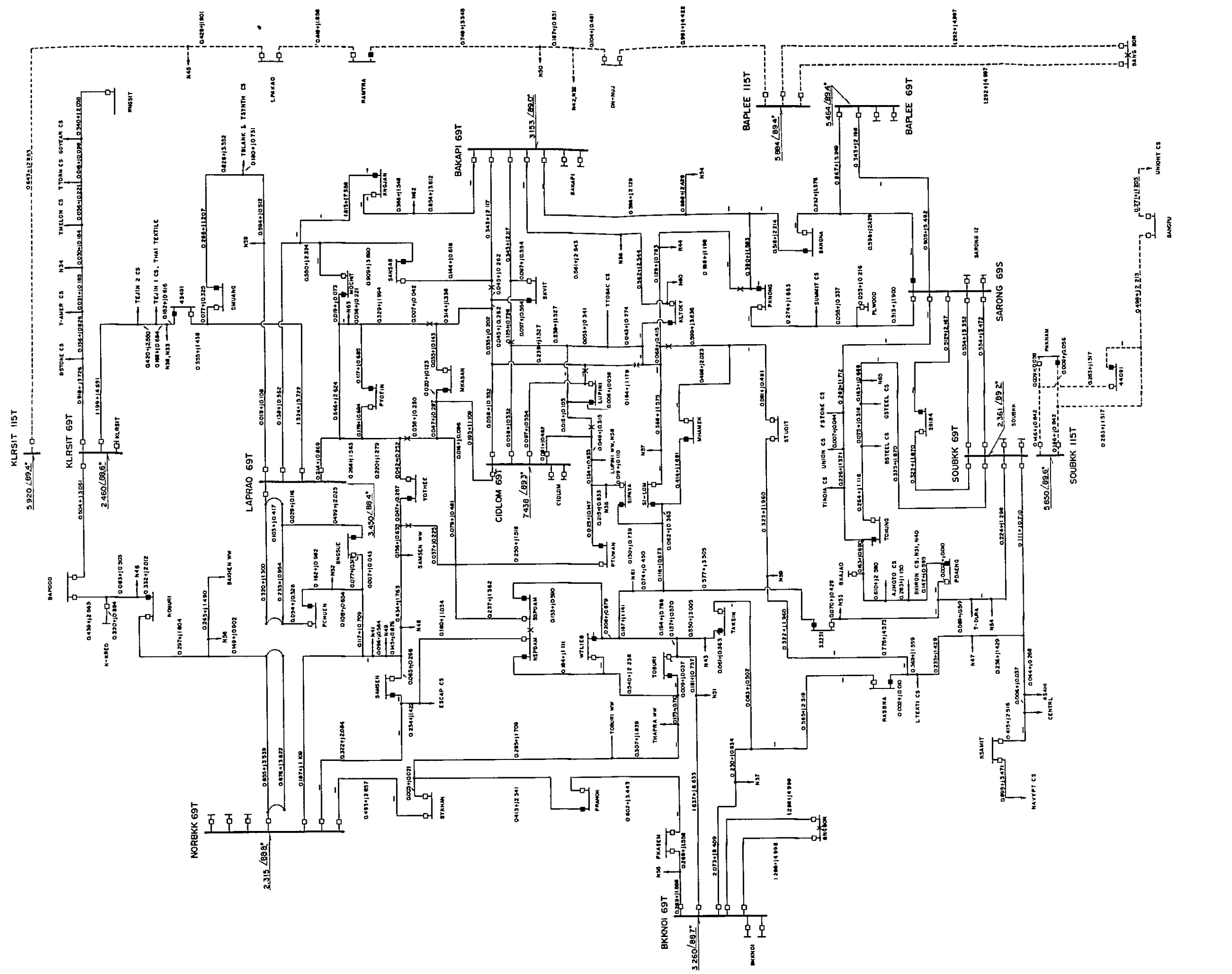


FIG. III - 26
IMPEDANCE DIAGRAM YEAR 1991
 POSITIVE PHASE BASED ON 100MVA %

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
■	NORMALLY OPEN
□	NORMALLY CLOSE

Table III-14

Fault Level at Terminal Substation - Near Term

Unit : MVA

Substation	'82	'86	'91	Remark
North BKK	2,953	4,200	4,318	
BKK Noi	1,590	2,947	3,067	
S. BKK (69KV)	3,834	4,135	4,235	
" (115KV)	1,620	1,690	1,710	
Bangplee (69KV)	1,666	1,797	1,830	
" (115KV)	—	1,670	1,700	
K.Rangsit (69KV)	1,760	3,845	4,065	
" (115KV)	—	1,650	1,690	
Lard Prao	1,580	2,800	2,900	
Bangkapi	1,570	3,050	3,172	
Chidlom	1,230	1,322	1,345	

(Note) Three phase fault

Table III-15 Fault Level at Distribution Substation - Near Term

Unit : MVA

Substation	'82	'86	'91	Remark
North BKK	2,953	4,200	4,318	
Bangyeekhan	1,718	1,899	1,923	
Klong Sanpasamit	1,621	1,672	1,688	
Pechkasem	1,126	1,530	1,561	
North BKK	2,953	4,200	4,318	
Prapradaen	2,450	2,569	2,380	
Rasburana	544	643	649	
Thonburi	981	912	923	
Taksin	558	743	750	
Bangkok Noi	1,590	2,947	3,067	
Bangkrajao	1,221	1,249	1,252	
Bangbon	-	1,176	1,195	
Pran Nok	-	997	1,010	
32231	-	-	1,080	
Rangsit	738	1,000	1,014	
Klong Ransit	1,760	3,845	4,065	
Lumpini	1,153	1,226	1,251	
Makasan	986	1,042	1,056	
Sapandam	1,255	1,434	1,448	
Pathumwan	1,012	1,072	913	
Silom	820	858	868	
Watlieb	804	840	845	
Yothee	1,000	1,058	1,340	
Bangkapi	1,570	3,050	3,172	
Bangna	776	803	809	
Bangsue	1,793	2,185	2,217	
Donmuang	802	1,027	1,040	
Klong Jan	862	1,171	1,189	

(Note) Three phase fault

Fault Level at Distribution Substation - Near Term

Unit : MVA

Substation	'82	'86	'91	Remark
Mahamek	695	706	709	
Mochit	1,080	1,537	1,566	
Nontaburi	1,260	1,441	1,454	
Plywood	1,547	1,593	1,608	
Prachacuen	1,363	2,185	2,245	
Prakanong	988	1,237	1,246	
Samsen	1,601	1,907	1,931	
Samrong	2,313	2,418	2,452	
Sansab	1,096	1,656	1,691	
Satupradit	850	863	868	
South BKK	3,834	4,135	4,235	
Tangkung	1,149	1,174	1,560	
Bangpood	1,140	1,757	1,802	
Sukhumvit	1,104	1,674	1,711	
Sipraya	936	986	999	
Chidlom	-	1,322	1,345	
Paholyotin	1,054	1,497	1,510	
Klongtoey	-	1,183	1,201	
39184	-	-	2,355	
43491	-	919	930	
Paknam	1,374	1,422	1,481	
Bangpu	955	977	955	
Bangplee	1,666	1,797	1,830	
Onnuj	547	956	965	
Ramintra	509	783	792	
Ladplakao	712	920	931	
Bangbor	-	903	912	
44091	-	-	1,216	
Klongkred	808	1,075	1,091	

Table III-16 Annual Average Time of Interruption - Near Term

Unit : hour

Substation	Annual Average Time										Remark
	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	
North BKK	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	
Bangyekhan	0.64	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.64	0.64	0.64	0.64	
Klong Sanpasamit	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Pechkasem	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.63	0.63	0.64	0.64	0.64	
North BKK	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Prapradaen	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	
Rasburana	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.63	0.64	0.64	0.63	
Thonburi	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	
Taksin	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Bangkok Noi	0.70	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	
Bangkrajao	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Bangbon		0.66	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.66	0.66	0.66	
Pran Nok		0.67	0.68	0.68	0.68	0.67	0.68	0.68	0.68	0.69	
32231								0.63	0.63	0.63	
Rangsit	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	
Klong Ransit	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	
Lumpini	0.57	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Makasan	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Sapandam	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Pathumwan	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Silom	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	
Wattlieb	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Yothee	0.60	0.60	0.60	0.60	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	
Bangkapi	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Bangna	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Bangsue	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Donmuang	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Klong Jan	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Mahamek	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Mochit	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Nontabri	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.63	0.63	

Annual Average Time of Interruption - Near Term

Unit : hour

Substation	Annual Average Time										Remark
	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	
Plywood	0.63	0.63	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.64	0.64	0.64	
Prachacuen	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Prakanong	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Samsen	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Samrong	0.65	0.65	0.65	0.65	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Sansab	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	
Satupradit	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
South BKK	0.71	0.71	0.69	0.65	0.65	0.66	0.72	0.69	0.67	0.67	
Tangkung	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Bangpood	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.70	
Sukhumvit	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	
Sipraya	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Chidlom		0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
Paholyotin	0.64	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	
Klongtoey		0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	
39184							0.63	0.63	0.63	0.63	
43491			0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	
Paknam	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.66	0.66	0.66	0.66	
Bangpu	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.70	0.71	0.71	0.71	0.71	
Bangplee	0.78	0.80	0.80	0.73	0.72	0.72	0.73	0.73	0.74	0.73	
Onnuj	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	
Remintra	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	
Ladplakao	0.67	0.67	0.67	0.66	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	
Bangbor				0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	
44091							0.65	0.65	0.65	0.65	
Klongkred	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	
TTL	0.634	0.635	0.635	0.634	0.634	0.635	0.635	0.635	0.635	0.635	

Table III-17 Interchange Factor at 1 Transformer Fault - Near Term

Substation	Interchange factor										Remark
	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	
North BKK	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	
Bangyekhan	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Klong Sanpasamit	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Pechkasem	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
North BKK	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Prapradaen	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Rasburana	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Thonburi	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.98	0.93	1.0	1.0	1.0	
Taksin	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangkok Noi	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangkrajao	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangbon		0.76	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Pran Nok		0.57	0.52	0.50	0.52	0.54	0.55	0.50	0.47	0.46	
32231								1.0	1.0	1.0	
Rangsit	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Klong Ransit	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Lumpini	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Makasan	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Sapandam	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Pathumwan	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Silom	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Watlieb	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Yothee	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangkapi	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangna	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangsue	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Donmuang	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Klong Jan	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Mahamek	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Mochit	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Nontabri	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	

Interchange Factor at 1 Transformer Fault - Near Term

Substation	Interchange factor										Remark
	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	
Plywood	0.96	0.95	0.92	0.90	0.87	0.85	0.94	0.93	0.92	0.93	
Prachacuen	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.98	0.98	0.98	
Prakanong	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Samsen	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Samrong	0.71	0.71	0.72	0.72	0.77	0.77	0.80	0.86	0.88	0.84	
Sansab	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Satupradit	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
South BKK	0.38	0.38	0.44	0.63	0.65	0.59	0.35	0.43	0.55	0.55	
Tangkung	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangpood	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Sukhumvit	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Sipraya	0.85	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Chidlom		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Paholyotin	0.82	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Klongtoey		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
39184							1.0	1.0	1.0	1.0	
43491			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Paknam	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangpu	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Bangplee	0.44	0.38	0.37	0.66	0.75	0.73	0.67	0.61	0.57	0.64	
Onnuj	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Ramintra	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
Ladplakao	0.71	0.67	0.69	0.74	0.72	0.69	0.69	0.70	0.67	0.66	
Bangbor				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
44091							1.0	1.0	1.0	1.0	
Klongkred	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.12	

