

(SURABAYA CITY)

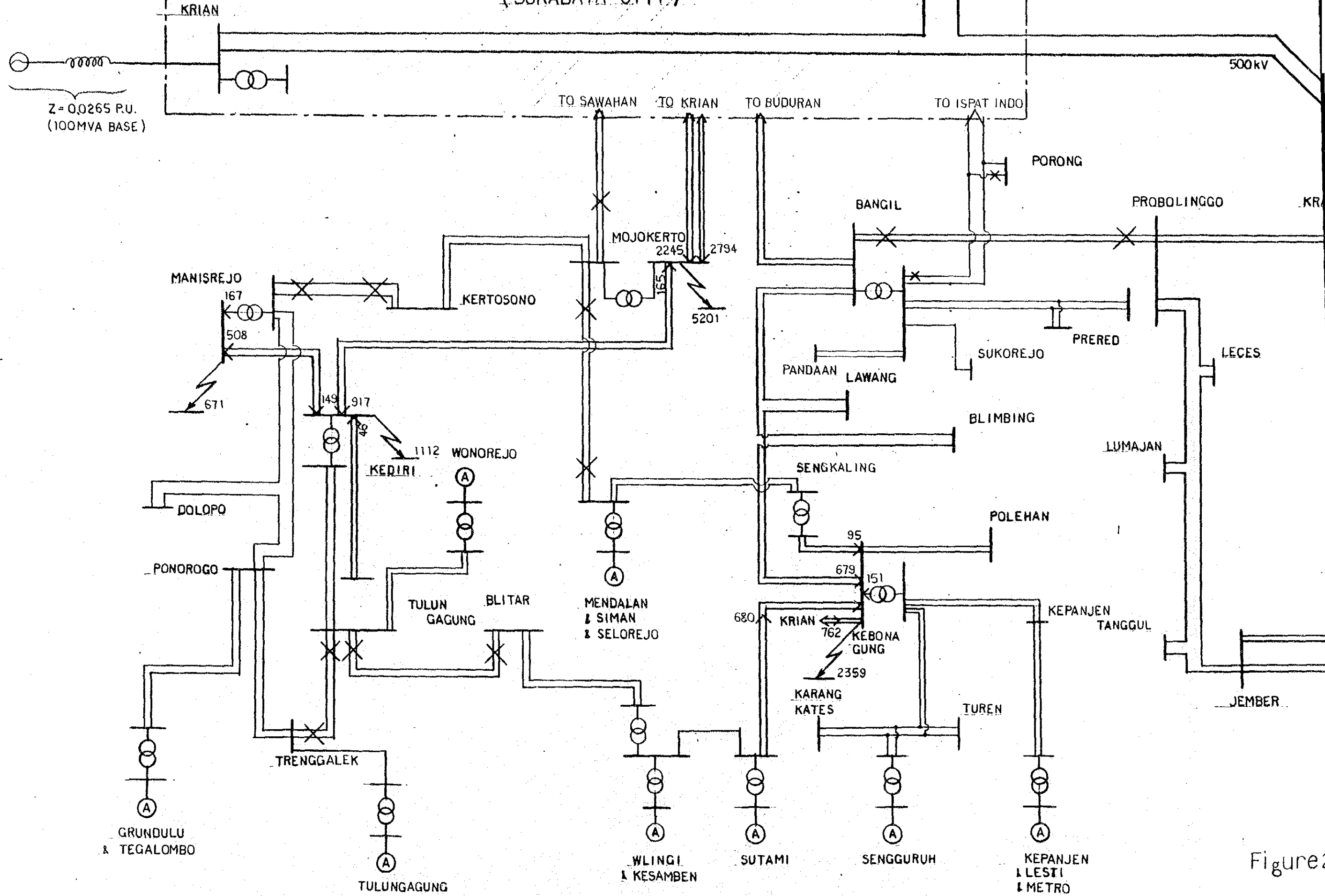
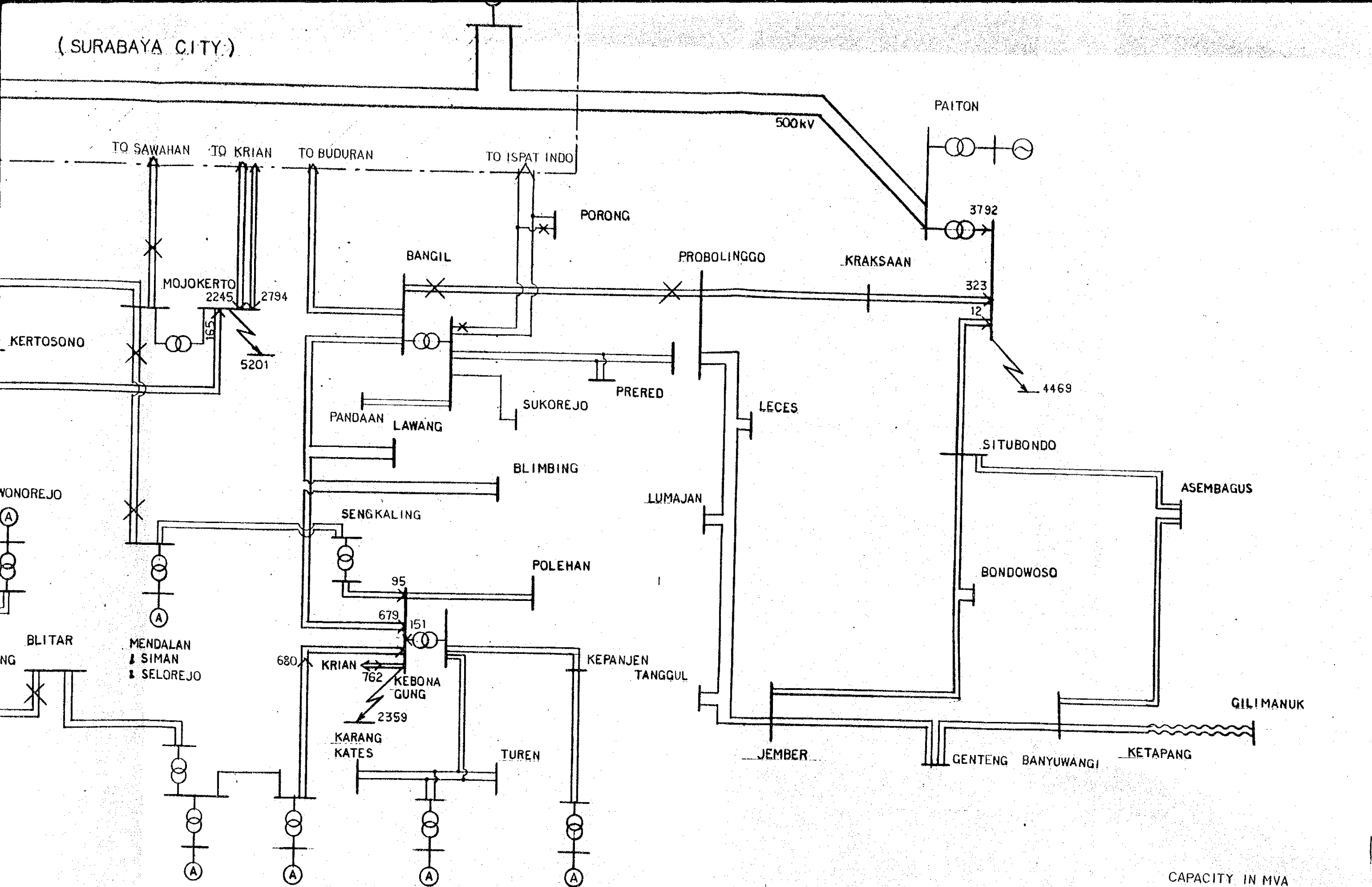


Figure 2

229

(SURABAYA CITY)



CAPACITY IN MVA

Figure 2.4-3(1) Short Circuit Capacity in Mar. 2004 (EXC. SURABAYA CITY)

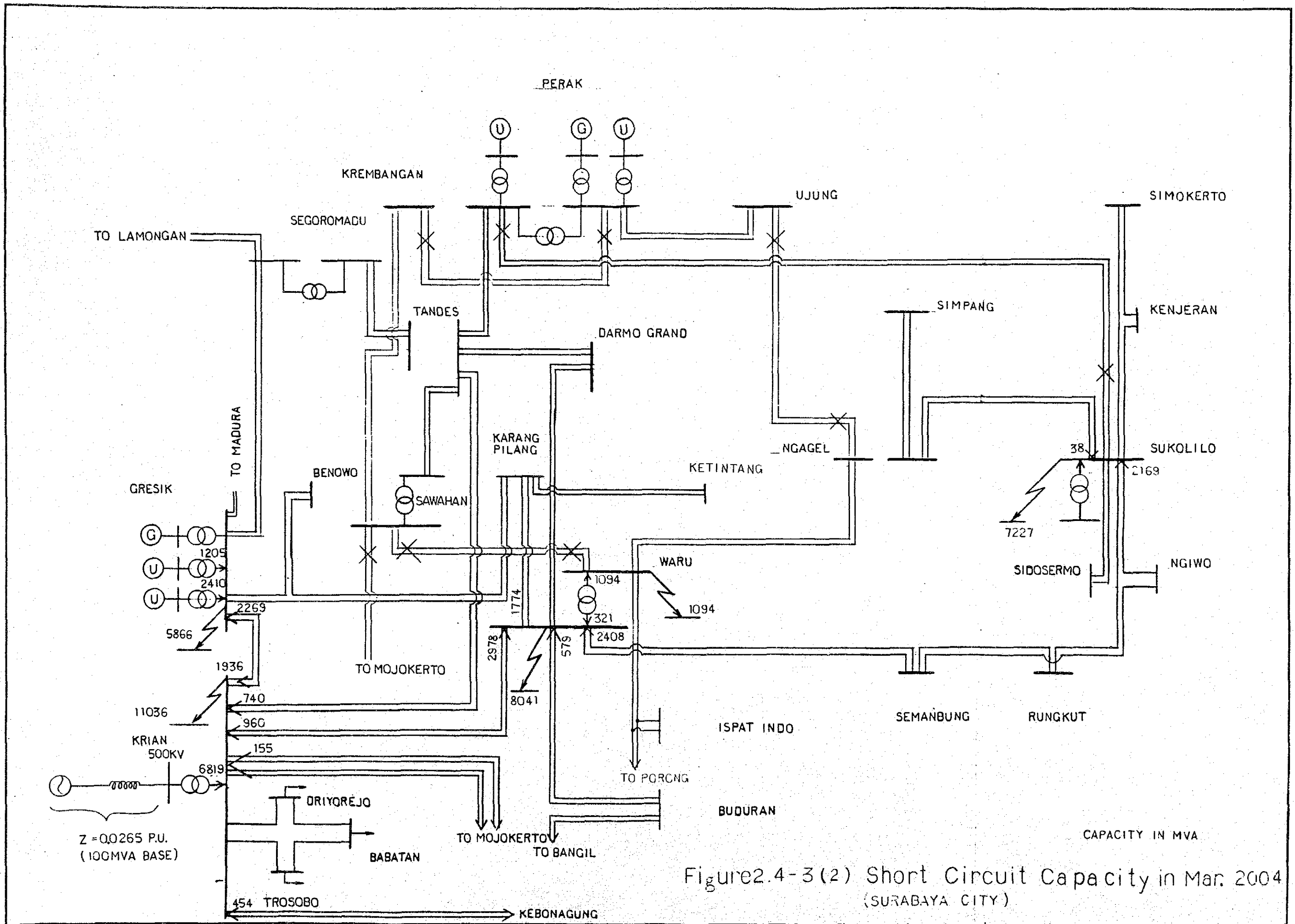


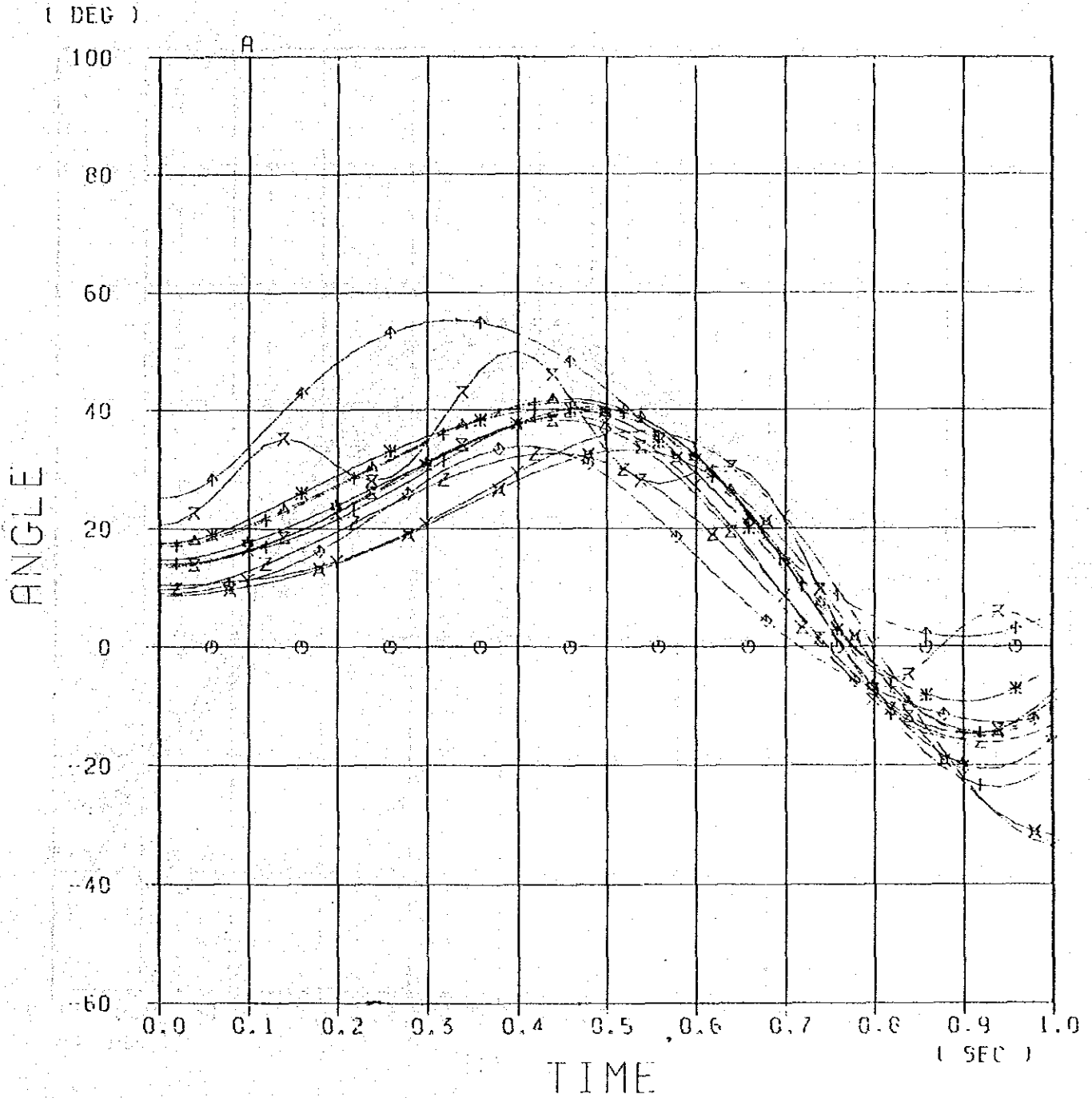
Figure 2.4-3 (2) Short Circuit Capacity in Mar. 2004 (SURABAYA CITY)



FIGURE 2.4-4(1-1) Transient Stability

FAULT LINE : PAITON  
SUKOLILO

A: FAULT LINE OPENED

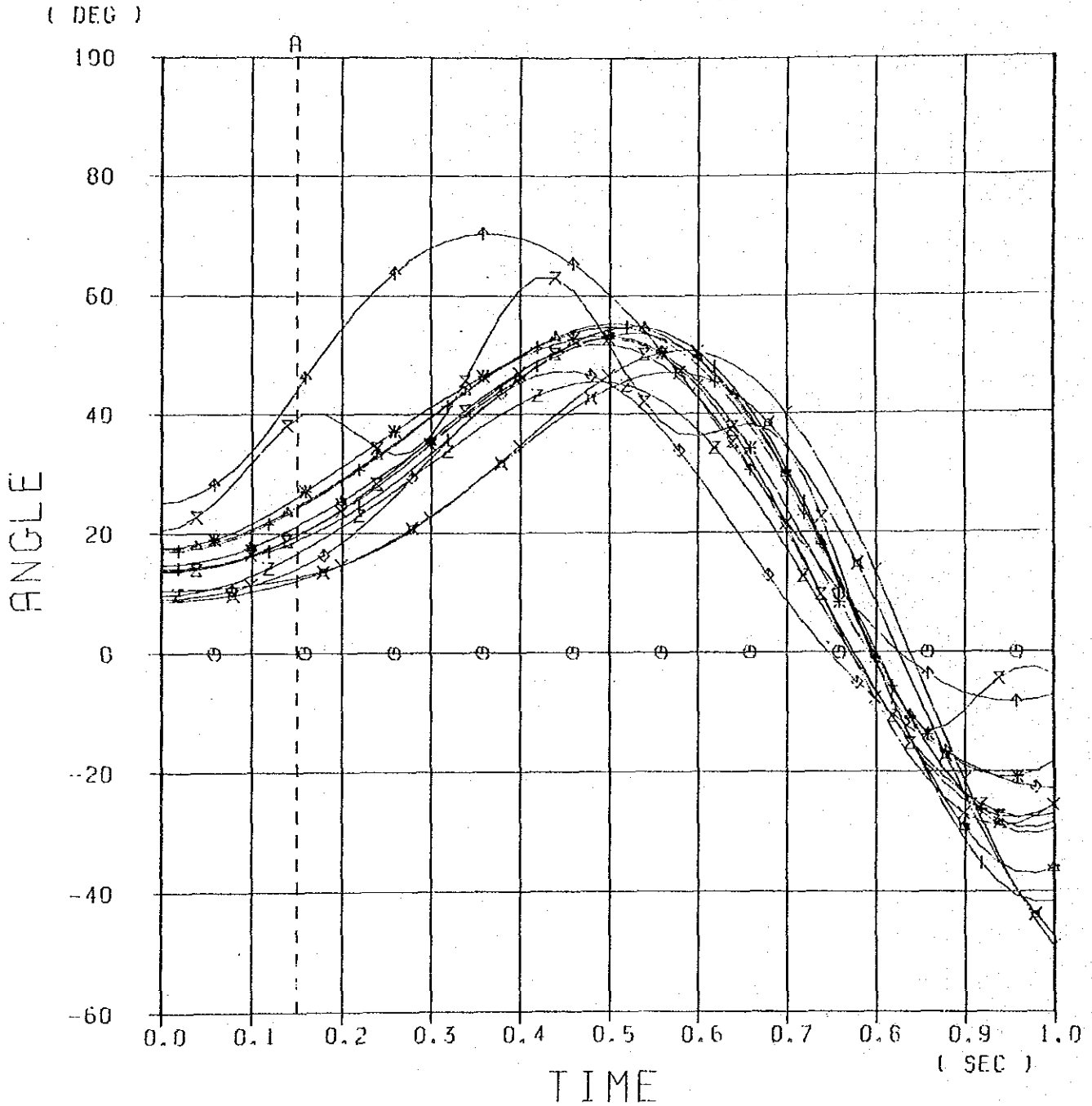


1	○	KRIAN	2	△	GRESIK 2
3	+	GRESIK 3	4	×	PERAK 3
5	◇	PERAK 1	6	†	PAITON
7	×	MENDALAN	8	z	NONORE JO
9	Y	GRINDULU	10	x	TULUNGAGUNG
11	*	WLINCI	12	Σ	SUTAMI
13	!	SENGCURUH	14	⊕	METRO

FIGURE 2. 4-4(1-2) Transient Stability

FAULT LINE : PAITON  
SUKOLILO

A: FAULT LINE OPENED



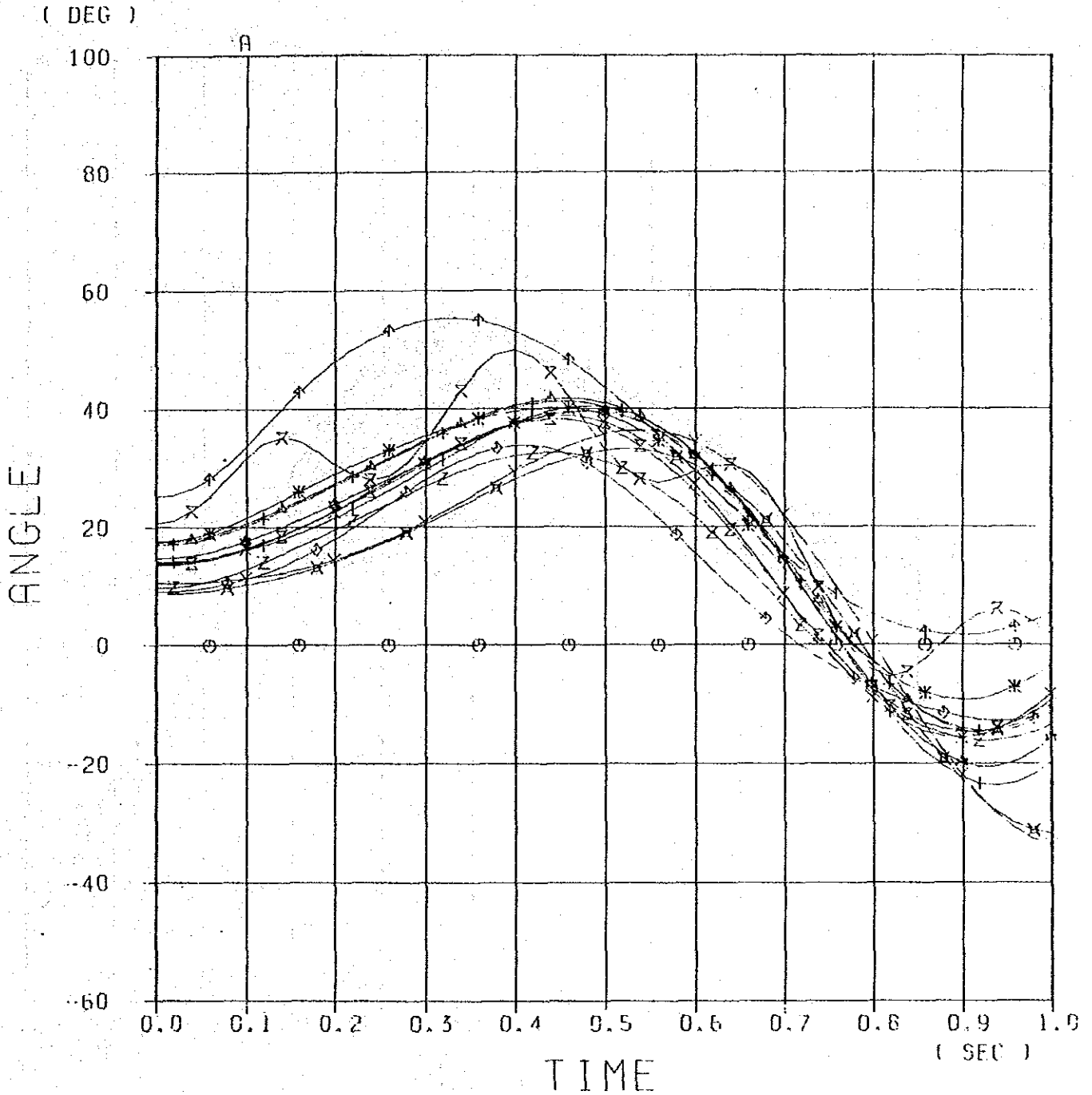
1	○	KRIAN	2	△	GRESIK 2
3	+	GRESIK 3	4	x	PERAK 3
5	◇	PERAK 1	6	†	PAITON
7	x	MENDALAN	8	z	WONOREJO
9	Y	GRINDULU	10	×	TULUNGAGUNG
11	*	WLINGI	12	z	SUTAMI
13		SENGGURUH	14	*	METRO



FIGURE 2.4-4(2-1) Transient Stability

FAULT LINE : PAITON  
KRIAN

A: FAULT LINE OPENED

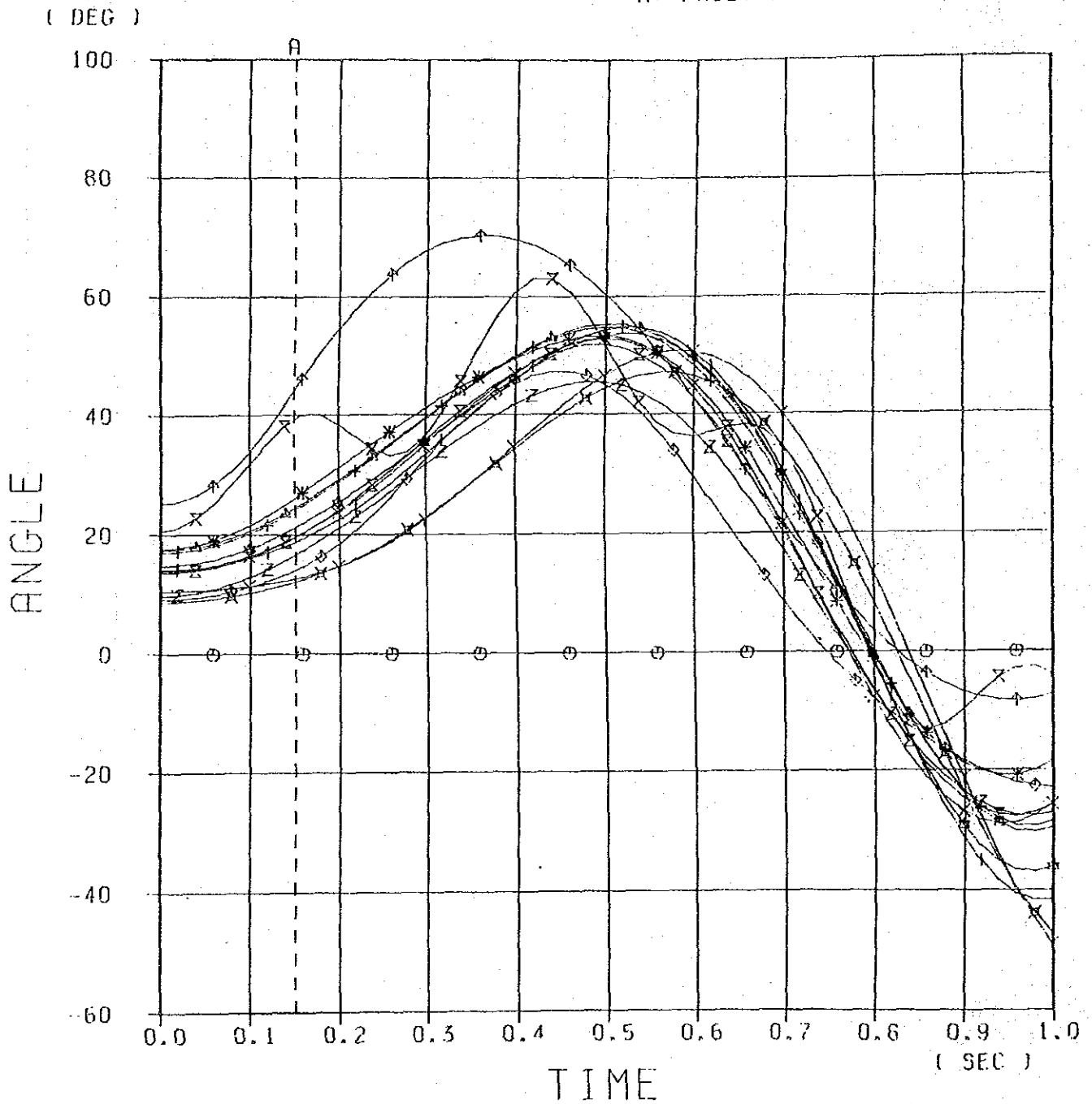


1	⊙	KRIAN	2	△	GRESIK 2
3	+	GRESIK 3	4	×	PERAK 3
5	◇	PERAK 1	6	†	PAITON
7	×	MENDALAN	8	z	WONORE JO
9	Y	GRINDULU	10	⋈	TULUNGAGUNG
11	*	WLINGI	12	z	SUTAMI
13		SENGGURUH	14	⊙	METRO

FIGURE 2.4-4(2-2) Transient Stability

FAULT LINE : PAITON  
KRIAN

A: FAULT LINE OPENED



- 1 ○
- 3 +
- 5 ◇
- 7 x
- 9 Y
- 11 \*
- 13 I

- KRIAN
- GRESIK 3
- PERAK 1
- MENDALAN
- GRINDULU
- WLINGI
- SENGGURUH

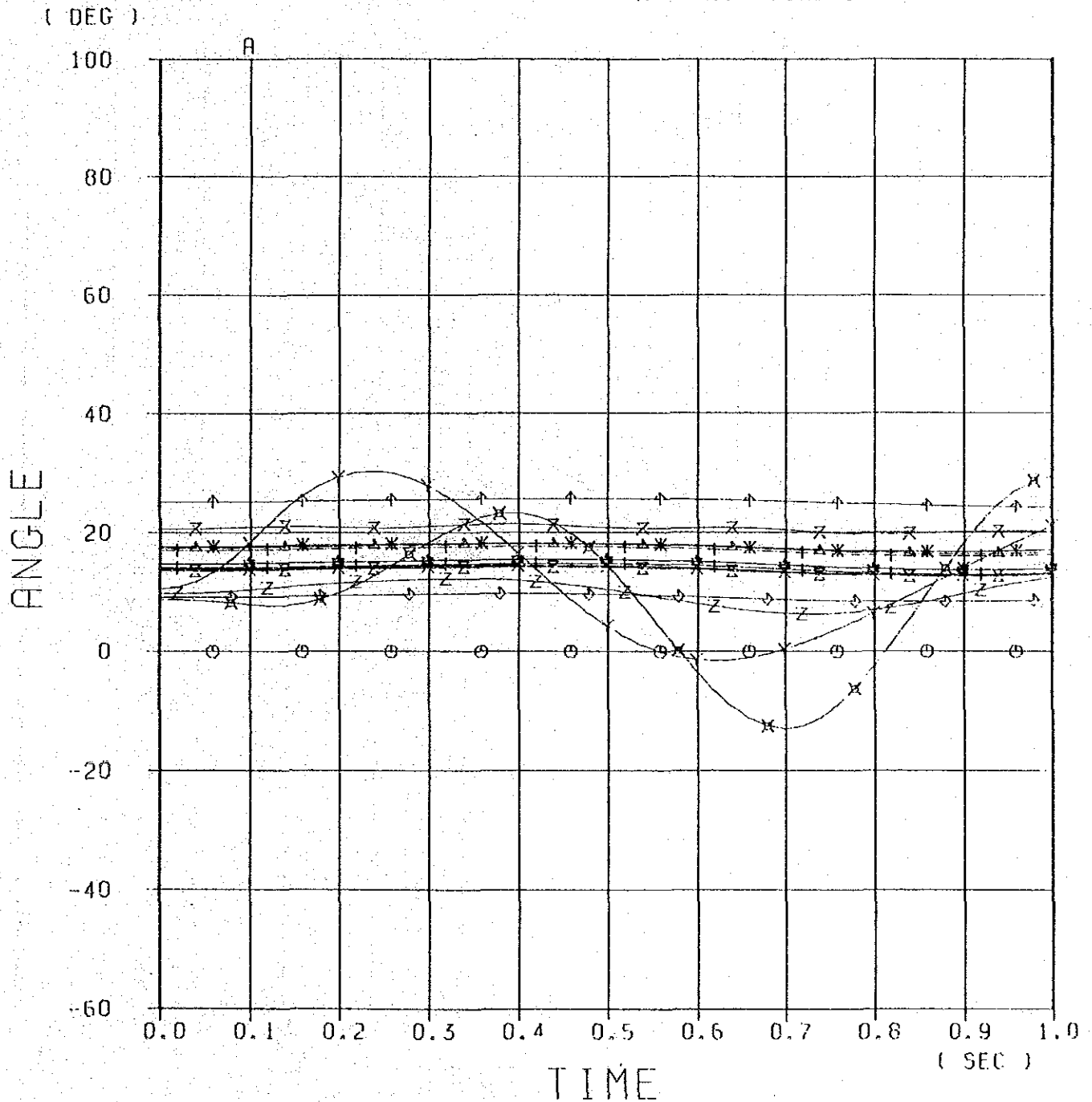
- 2 ▲
- 4 x
- 6 †
- 8 z
- 10 ×
- 12 z
- 14 ☆

- GRESIK 2
- PERAK 3
- PAITON
- WONOREJO
- TULUNGAGUNG
- SUTAMI
- METRO

FIGURE 2.4-4(3-1) Transient Stability

FAULT LINE : GRINDULU  
PONDORO

A: FAULT LINE OPENED

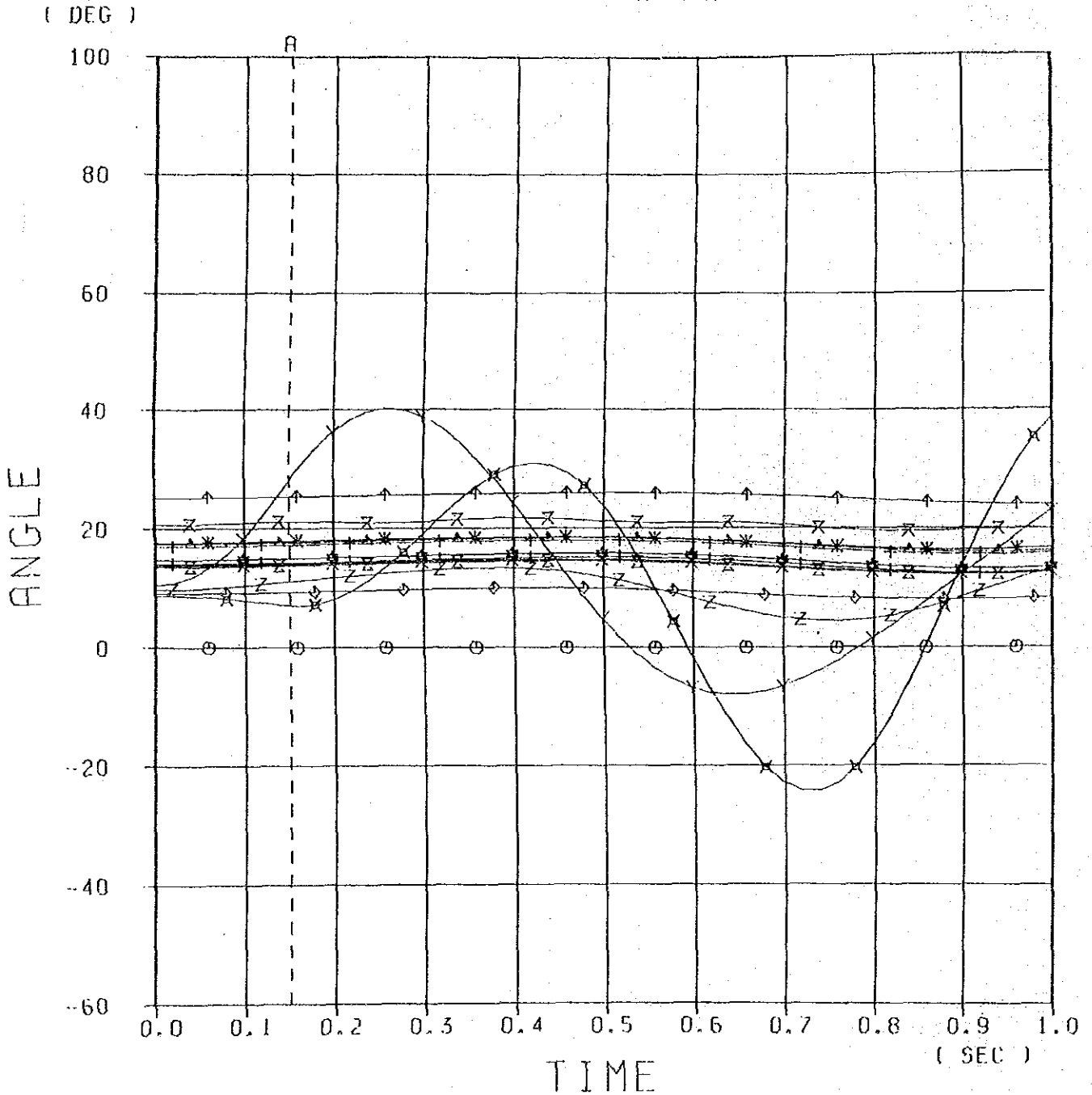


1	○	KRIAN	2	△	GRESIK 2
3	+	GRESIK 3	4	×	PERAK 3
5	◇	PERAK 1	6	↑	PAITON
7	×	MENDALAN	8	z	WONOREJO
9	Y	GRINDULU	10	⊗	TULUNGAGUNG
11	*	WLINGI	12	z	SUTAMI
13		SENGGURUH	14	☆	METRO

FIGURE 2. 4-4(3-2) Transient Stability

FAULT LINE : GRINDULU  
PONOROGO

A: FAULT LINE OPENED



1	⊙	KRIAN	2	△	GRESIK 2
3	+	GRESIK 3	4	x	PERAK 3
5	◇	PERAK 1	6	↑	PAITON
7	x	MENDALAN	8	Z	WONOREJO
9	Y	GRINDULU	10	⊗	TULUNGAGUNG
11	*	WLINGI	12	Z	SUTAMI
13	I	SENGGURUH	14	⊛	METRO

### 第 3 章 短期実施計画



## 第3章 短期実施計画

### 3.1 短期実施計画の工事

#### 3.1.1 建設単価の見積り

##### (1) 送電線建設単価（外貨分）

###### (a) 算出方法

送電線の建設単価（1/KM）のうち外貨分の構成は次の通りである。

単価 = 主要機材金額 + 付属品金額 + その他

その他：工事中具、車輛費、鉄塔試験費、メーカー技術者現地施工指導費

今回の単価は Feasibility Study に用いるものであるから、これを簡略化して次の算式で計算するものとする。

$$\text{単価} = \left( \sum N_n \times A_n (1 + \alpha_n) \right) (1 + \beta)$$

$N_n$  : 主要機材数量 ( /KM )

$A_n$  : 主要機材単価

$\alpha_n$  : 付属品金額比率

$\beta$  : その他金額比率

###### (b) 主要機材数量 ( $N_n$ )

主要機材とは、鉄塔、電線、地線、がいしを指し、km当りの数量については今回採用する予定の仕様が東部ジャワ第3期プロジェクトと同一であるため、これを基準として算定することとした。対象とした送電線は、第3期プロジェクトのうち約10km以上の送電線である。

###### ○鉄塔

150KV 330mm<sup>2</sup> Twin、150KV 330mm<sup>2</sup> Single、70KV 330MCMの各送電線のkm当りの鉄塔重量を Fig. 3.1 - 1に示す。

巨長が長くなればルート選定の自由度が高くKM当りの重量が減少する。また、都市近郊では横断物件が多く平均4～5m高くなり重量が増加する。

###### ○電線・地線

一般に電線・地線の所要量は送電線巨長に対して3%の増加を見込む。これは電

線の弛度 (sag)、支持点高低度、ジャパー長さ、余長を含めたものである。

○ が い し

がいしのkm当りの所要数量は懸垂型耐張型、各鉄塔のkm当りの基数から求められる。また、懸垂、装置、耐張装置の1連、2連の使い分けは、一般に主要横断物件の横断頻度により決められる。但し、150KV 330mm<sup>2</sup> Twin送電線の耐張装置は強度上から全数2連装置を使用する。Fig. 3.1-2に懸垂耐張比率を、Fig. 3.1-3に平均径間長の特徴を東部ジャワプロジェクトのデータから求めた。これ等の組合せにより、懸垂、耐張各型のKM当りの鉄塔基数を送電線巨長から求めることが出来る (Fig. 3.1-4)。

次に、Fig. 3.1-5に2連がいし装置の全装置に対する比率を示している。これから、2連装置の全装置に対する比率を一般地域では1/4、都市近郊では1/3とすることとした。

(c) 主要機材単価 (An)

主要機材の単価算定の時期は1984年4月1日現在とし、品目毎に次の通り算定を行った。

○ 鉄 塔

鉄塔の単価は、一般に1型当りの製造、重量により大きく変化する。最近に於ける契約実例をインドネシア関連プロジェクト2件、他国1件について、平均の型当り重量と単価との関係を示したものがFig. 3.1-6である。これによれば、型当り重量をlog目盛で表示すればほぼ直線になる。また、東部ジャワ3期工事の単価683\$/Tonに4年間のエスカレーションを見込めば、この直線に合致することが判る。

今回の対象プロジェクトから型当りの重量は300Ton前後と見込まれるので、単価は880\$/Tonと思われるが、価格変動による余裕を見込んで900\$/Tonとすることとした。

○ 電線・地線・がいし装置主要機材単価

これに関しては、インドネシアに於ける最近の契約事例から算定することとし、Acceleration Project for East JavaおよびSurabaya City Power Distribution Projectを選んだ。



個々の品目別金額比較については、Table 3.1 - 1 に示す通りで採用金額は Estimated で表示されている。

(d) 付属品金額比率 ( $\alpha_n$ ) の算定

付属品の金額は個々の金額を積算して集計すれば算定できるが、Feasibility Study の段階では送電線のルートも未定であり、また付属品金額は主要機材金額に比べて僅少であるため、一般には主要機材金額に比率をかけて求める便法が用いられる。

付属品に含まれる品目および主要機材金額に対する比率を PLN の最近の事例および東部ジャワ第 3 期工事から求めたものを Table 3.1 - 2 に示す。

検討の結果、特に問題点はなく東部ジャワ第 3 期工事の比率をそのまま適用することとなった。

(e) 「その他」金額比率( $\beta$ )の算定

「その他」に含まれる金額は Project を実施する上に於て一般的に必要な金額を言う。その内容と比率算定の結果を次に示す。

◦ 工事用工具

基礎工事関連の工具については、地元施工業者が保有しているので架線用工具のみを対象とした。東部ジャワ第 3 期工事で架線工具は大量に購入しているが、その後の Project (東部ジャワは勿論の事、中部ジャワ、バリ島関連工事を含む) にも使用しており、大半が再使用出来ないとの事で今回も購入することとした。

◦ 車 輛

クレーン、ウィンチを搭載した車輛、運搬用トラック、工事監督用ジープ等が対象となる。これも工事用工具と同様に東部ジャワ第 3 期工事で大量購入しているが、更新時期に来るという事と将来 Madura 島の保守用にも転用するという理由で今回購入することとした。

工具・車輛合せて第 3 期工事に準じて全資材量の 15 % とした。

◦ 鉄塔試験費

Project の規模から見れば、懸垂型、耐張型の 2 型鉄塔強度試験を行うのが適当と思われる。今回用いる鉄塔の設計条件は、東部ジャワ第 3 期工事に用いたものと同一であり、過去鉄塔強度試験を行った例もあろうが、製作メーカーが必ずし

も同一メーカーになるとは限らないので、今回も試験費用を計上することとした。試験費用は、全資材費に対して0.7%とした。

○ メーカー技術者現地施行指導費

専門技術者の現地指導としては、鉄塔の現地加工（山地における片継足変更）や架線工事工法指導が考えられるが、現時点ではその必要性が少いことから費用は計上しないこととした。

以上の結果「その他」の金額としては、全資材費に対して15.7%とし、これを加算することとした。

(f) 建設単価の集計方法

以上により外貨分建設単価を集計することが出来る。Table 3.1 - 3に150KV 330mm<sup>2</sup> ACS R Twin送電線の一般地域（10KM, 30KM）と都市近郊（10KM）の計算例を示す。

(g) 建設単価の集計結果と他 Project Cost との比較

電圧別、線種別、回線数別建設単価の集計結果並びに他の Project との比較をTable 3.1 - 4、Table 3.1 - 5、Table 3.1 - 6に示す。

これによれば、今回の算定金額は東部ジャワ第3期工事を基本としているため、これを1984年4月現在に修正した金額とほぼ合っている（除 others）。また、その他 Project と比較した場合 I.B.R.P. Power 15 Proposal や Gresik Project に比べてかなり金額を下廻っているが、これは各項目についての金額が低く単価減によるものと思われる。Acceleration Project に対しては、150KV送電線では近い金額であるが、70KV送電線では下廻っている。

(2) 送電線建設単価（内貨分）

(a) 算出方法

送電線建設単価のうち、内貨分は工事費、用地費、管理費から構成される。これ等の費用は PLN で調達されるため、従来内訳について明確でなかったが、今回の調査で一部資料を入手することが出来たので、これをもとに算定根拠を作ることが出来た。しかしながらデータの数が少ないことと、エスカレーションの比率が大

きいため、今後ともデータ収集につとめより確実なものにして行く必要がある。

(b) 工 事 費

◦ 鉄塔工事費

1982年度における150KV送電線の基礎工事費、組立費について地目別、鉄塔型別に分けた資料を入手した。これをもとに鉄塔、重量当りの工事費を算出し、電圧別、地目別に工事費を算定し、1984年4月現在に修正した結果をTable 3.1-7に示す。

◦ 架線工事費

1982年における150KV 1,2回線、架線工事費、70KV 2回線工事費についての資料を入手した。これをもとに電圧別、回線数別、線種別の架線工事費を算定し、1984年4月現在の工事費に修正した結果をTable 3.1-8に示す。

(c) 用 地 費

◦ 用地買収費

用地買収は鉄塔敷のみとし、その面積は電圧により異なる。また、買収単価はスラバヤ市付近とその他に大別されるが、年々用地買収が難しくなって来ている。

Table 3.1-9に電圧別買収面積と買収金額を示す。

◦ Right of Way

送電線の通過線下は原則として全面補償を行っている。補償面積としては所要線下巾から求められる全面積から鉄塔敷、公有地を控除するものとして、全面積の90%を補償するものとして算定することとした。Table 3.1-10に電圧別所要面積と補償金額を示す。

◦ 用地費集計

用地費の集計結果をTable 3.1-10に示す。これによればSurabaya市付近は他地区に比べて約1.2倍となっている。

(d) 管 理 費

1982年度におけるPLNの建設工事に伴う管理費データを入手したので、これを基準として電圧別工種別の管理費を算出し、これをTable 3.1-12に示す。

(e) 建設単価の集計結果と他 Project Cost との比較

電圧別、線種別、回線数別建設単価の集計結果と他の Project との比較を Table 3.1 - 13 に示す。

今回の積算では送電線の亘長別、地目別に金額を算定しているが、他の Project ではこれらの区別がなく 1 本化されていて、金額的にもかなりの差がある。

### (3) 変電所建設単価

#### (a) 算出方法と Group Unit Costs

変電所建設費のうち、外貨分は機械器具と諸材料の現地サイトへの供給と外国人の施工指導費等よりなる。内貨分は、諸材料の購入費、基礎工事費、運搬据付費、建物建設費、外国人の施工指導費、用地費等から成っている。

変電所の機械内容を各部分に分類し、この Group Unit Cost を集約して変電所建設費を算定した。

Group Unit Cost 作成の為の積算は、この内容が複雑多岐に涉ることと、適当なデータの蓄積が不十分なこと、また時間的な制約もあり具体的な細部の検討は十分に行い得なかった。したがって、過去のプロジェクトの実績や最近の Market Price を考慮して算出された IBRD の power 15 の proposal の Group Unit Cost をベースとして一部分を本プロジェクトにマッチする様に修正して用いることとした。Table 3.1-14 は Group Unit Costs を示し、その break down を Table 3.1-15 に示している。この価格は上述の様に IBRD プロジェクトコストをベースとしているが、修正した点は通信関係費用を将来の伝送情報量の増加を考慮し、Line-Bay コストに上積みしたことである。なお、Group Unit Costs を集約して各変電所の建設費を算出する際には、150KV 関係、通信関係、電力用変圧器関係については、機器納入者から据付調整の為の技術者を派遣するものとしその費用を加算している。1 変電所当たりの Man Month は 2~6 名程度であり、その単価については外貨分は \$ 17,000 / 月、内貨分は Rp. 1,700,000 / 月と算定した。

#### (b) 主要機材の単価

変電所建設単価の検討に際し、機械器具の CIF 価格を他プロジェクトと比較検討を行った。その主要なものを Table 3.1-16、Fig. 3.1-7 に示している。今回採用したコストは、最近の World Price の下落の傾向に鑑み低い価格を採用した。但し、電力用変圧器はインドネシア国産化を指向しており、現時点では国内メーカー育成のため高い価格となっている。

#### (c) 建設単価の集計結果と他プロジェクトコストとの比較

Table 3.1-17 は Group Unit Cost をベースとして標準的な新設配電用変電所の建

設費を他プロジェクトと比較したものである。今回の算定価格は、E.J.P.三期プロジェクト並びに Surabaya プロジェクトとほぼ同じであるが、Acceleration プロジェクトの価格よりは高く、Gresick プロジェクトの価格よりは安い。

(4) 配電線建設単価

(a) 算出方法と Group Unit Costs

配電線建設費のうち、外貨分は機械器具と諸材料の国外購入費と国内購入費の一部であり、内貨分は諸材料の国内購入費、基礎工事費、運搬据付費等から成っている。配電線の構成内容を各部分に分類し、Group Unit Costs を作成することとした。この Group Unit Cost 作成の為の積算は内容が複雑多岐に渉ること、また購入する機械器具と諸材料の外貨分、内貨分への振分けがプロジェクトにより異なること、適当なデータの蓄積が不十分なこと、また時間的な制約もあり具体的な細部の検討は十分に行い得なかった。したがって、過去のプロジェクトの実績や最近の Market Price を考慮して算出された I.B.R.D. の power 14 の proposal の Group Unit Cost をベースとして一部分を本プロジェクトにマッチする様に修正して用いることとした。

Table 3.1-18 は Unit Group Cost を示しているが、この価格は次の点が I.B.R.D. プロジェクトと異なる。

- LV line の Group Unit Cost は新設線、増架線を総合した Group Unit Costs となっているが、プロジェクトの内容により構成比率が異なり新設、増設の単価は同じでも Group Unit Costs は異なる。

なお、新設、増設の Group Unit Cost は次の通りである。

Item	Unit	Group Unit Cost	
		FC (\$ us)	LC (Rp × 10 <sup>6</sup> )
LV line New	km	5,415	1.91
LV line Add	km	4,320	1.18

- Service Equipment は住宅、商業、工業の需要家の標準価格の総合単価となるので、プロジェクトの需要構成の差により、上記と同様に Group Unit Cost が異なる。なお、その個々の Unit Cost は次の通りである。

Consumer	Group Unit Cost (Rp)	
	Foreign	Local
Residential (L.V.1φ)	17,000	17,000
Commercial (L.V.3φ)	72,000	21,000
Industrial (M.V)	20,330,000	1,702,000

なお、国内購入の機械器具と諸材料の一部を外貨分で見ているのは、インドネシアで製作または組立、加工等を行う当該品について Table 3.1-19 に示す様な外貨分担比率を適用していることによる。

(b) Group Unit Costs の他の Project との比較

Table 3.1-20 は算定した Group Unit Costs を他のプロジェクトと比較したものを示すが、外貨分と内貨分の合計でみると全般的に EJP の 3rd プロジェクトや SDP プロジェクト、Five Cities プロジェクトに比し低い Group Unit Costs となっている。特に配電用変圧器については、World Market Price の下落傾向に鑑み低い Unit Cost を採用している。

### 3.1.2 建設数量と建設費との見積

#### (1) 工事数量

##### (a) 送電設備

1987年度、1988年度に計画された送電設備の各件名毎の工事数量を Table 3.1-21に示す。また、1983年度以降の工事数量を Fig. 3.1-8に示す。これによれば87年度は例年に比べて150KV工事が多いが、88年度は逆に70KV関連工事に集中していることが判る。

なお、Madura島150KV送電線は将来の負荷増加傾向、ロス軽減の見地から、標準電線330mm<sup>2</sup>ACSRを採用することとした。

##### (b) 変電設備

###### ○送電線 bay の拡張

送電線新設に伴う引出し bay の拡張工事数量は、Table 3.1-21に併記してある。

###### ○電力用変圧器

1987年度、1988年度に計画された連絡用変圧器、配電用変圧器の工事数量を Table 3.1-22、Table 3.1-23に示す。1983年度以降の工事数量ならびに関連 Project を Fig. 3.1-9に示す。これによれば、87年度は新設および変圧器増設工事が著しく増加していることが判る。88年度はほぼ平均的な工事量である。

##### (c) 配電設備

1987年度、1988年度に計画された配電設備の営業所別の工事数量を Table 3.1-24に示す。また、1984年度以降の工事数量 Fig. 3.1-10に示す。84年度85年度に集中的に工事を行った影響で86年度、87年は工事量は減少しているが、88年度は Consumer の増加により平年並みにもどっている。

#### (2) コスト見積(直接工事費)

##### (a) 送電設備

各件名毎の亘長が明かであるので、これに建設単価をかけて直接工事費を算定する。一般地域の単価の適用にあたって、10KMと30KMの中間亘長の場合は近い方の単価を用いるものとして、Fig. 3.1-11に示す通り19KMをもって区分するものとする。



また、L.Cの地目 Category の適用比率については基礎型の適用基数から算出するものとする。

以上の単価の適用方法により F.C.、L.Cの直接工事費を送電線毎に算定した結果を Table 3.1-25、Table 3.1-26 に示す。

(b) 変電設備

各 S/S 毎の直接工事費を Table 3.1-14 に示す Group Unit Cost により算定する。計算結果を Table 3.1-27、Table 3.1-28 に示す。

(c) 配電設備

Table 3.1-18 に示す Group Unit Cost と Table 3.1-24 に示す工事数量により直接工事費を算定する。その結果を Table 3.1-29 に示す。

(3) コスト見積(その他)

(a) Engineering Cost

87年度計画工事について Engineering Cost を積算した結果、Base Cost の F.C.分は直接工事費の 6.8% となり L.C.分は F.C.の 24.6% となった。88年度計画分については工事規模を勘案して比率を決めて Engineering Cost を算定することとした。計算結果を Table 3.1-30 に示す。

(b) Physical Contingency

Feasibility Study の段階では従来通り直接工事費の 10% を見込むこととした。

(c) Price Escalation および為替レート

Price Escalation は F.C. 5%/年、L.C.は 12%/年とし、また為替レートは

$$1 \text{ US } \$ = 992 \text{ Rp} = 235 \text{ ¥} \quad 1 \text{ Rp} = 0.237 \text{ ¥}$$

とする。

(d) 総工事費および年間支出金額の算定

直接工事費に Physical Contingency を加えたもの、および Engineering Cost を各

支出年度毎に配分し年度毎に Price Escalation を加えて総工事費を算出する。

Table 3.1-31 に短期工事計画（87年度、88年度）の年度別金額支出および総合計を示す。なお、Direct Cost および Engineering Cost に対する Disbursement Schedule を Table 3.1-32 に示す。

### 3.1.3 実施工程

1984年7月に Feasibility Study が終るとして、計画年度内に工事が完成するための工事行程表を Table 3.1-33 に示す。

この工程表によれば、87年度計画工事については全般的に工期が短く Loan や PLN 内部手続を順調に進めないと計画年度内竣工は困難である。特に E/S 関係は Loan Agreement 直後から始める必要がある。また、88年度計画分についてもなるべく早く準備を始める必要がある。

Table 3.1-1 Unit price of main equipment

Item	Particulars	C.I.F. Unit price (US\$)		
		*A.P.	**S.D.P.	Estimated
Tower	Tower material (/Ton)	889	920	900
Conductor	A.C.S.R/AW 330mm <sup>2</sup> (/KM)	2,629	2,658	2,700
	A.C.S.R "Ostrich" 300MCM (/KM)	1,245	1,150	1,200
Earth Wire	A.W. 55mm <sup>2</sup> (/KM)	957	859	900
	G.S.W 55mm <sup>2</sup> (/KM)	464	$241 \times \frac{55}{38} = 349$	370
Insulator	(/Stringing)			
°150KV ACSR/AW 330mm <sup>2</sup> Twin 11 units Including Arcing Horn	Single suspension string	238	271	280
	Double suspension string	420	473	480
	Double tension string	604	689	690
°150KV ACSR/AW 330mm <sup>2</sup> 11 units Including A.H.	Single suspension string	200	233	240
	Double suspension string	363		440
	Single tension string	270	300	300
	Double tension string	445	503	500
°70KV ACSR 300MCM 7 units Including A.H.	Single suspension string	109	98	100
	Double suspension string	238	255	260
	Single tension string	169	113	120
	Double tension string	303	252	260

NOTE:

\* A.P. Based on T/L Acceleration Project for East Java

\*\* S.D.P Based on Surabaya City Power Distribution Project

Table 3.1-2 Price ratio of accessory to main equipment

Item	Accessory Ratio (%)			Accessory
	*PLN	E.J. 3rd	Estimated	
Tower	(2.6)	3	3	Earth angle, Number plate, Template
Conductor				Joint sleeve, Repair sleeve, Parallel groove clamp, Damper, Armour rod. (Twin only - Line spacer, Jumper spacer)
150KV 330mm <sup>2</sup> Twin		20	20	
150KV 330mm <sup>2</sup>	((8.9))	15	15	
70KV 300MCM		25	25	
Insulator				Jumper support insulator
150KV 330mm <sup>2</sup> Twin Sup.		-	-	
" Ten.		8	8	
150KV 330mm <sup>2</sup> Sup.		-	-	
" Ten.	8.75	8	8	
70KV 300MCM Sup.		-	-	
" Ten.		16	16	
Ground Wire				Joint sleeve, Parallel groove clamp, Damper, Suspension acs., Tension acs., Jumper clamp.
A.W. 55mm <sup>2</sup>	40.3	40	40	
G.S.W 55mm <sup>2</sup>		120	120	

\*P.L.N Based on Yugoslavia, Belgium, France, Tepsco, data.

( ) exclude Name plate

(( )) exclude Armour rod

Table 3.1-3 Total Amount of Transmission Line Foreign Cost

A: Field and Hill 10KM  
 B: Field and Hill 30KM  
 C: Residential area 10KM

(150KV 330mm<sup>2</sup> Twin Line. km)

a) Double Circuit	Item	US\$/KM	Calculation
Tower, suspension and angle type with accessories	A.	23,824	25.7 Ton/KM x 900 \$/Ton x 1.03 = 23,824
	B.	21,785	" " " = 21,785
	C.	26,141	" " " = 26,141
Conductor ACSR with fittings		40,046	2,700 \$/KM x 2 Twin x 3 Phase x 1.03 x 2 <sup>c.c.t</sup> x 1.20 = 40,046
		2,596	900 \$/KM x 1.03 x 2 x 1.40 = 2,596
Earth wire, AW with fittings	A.	12,404	
	B.	10,670	
	C.	12,627	
Insulator, ball and Socket type string with fittings			
Total	A.	78,870	
	B.	75,097	
	C.	81,410	

	Cost/Tower
Single sup. string	280 \$/string x 6 = 1,680
Double "	480 x 6 = 2,880
Double tens. string	690 x 12 x 1.08 = 8,942

A.	(1,680 Single x $\frac{3}{4}$ + 2,880 double x $\frac{1}{4}$ ) x 2.232
	= 4,420-Sup.
	8,942 x 0.893
	= 7,984-Ten.
B.	(1,680 x $\frac{3}{4}$ + 2,880 x $\frac{1}{4}$ ) x 2.372
	= 4,696
	8,942 x 0.668
	= 5,974
C.	(1,680 x $\frac{2}{3}$ + 2,880 x $\frac{1}{3}$ ) x 2.232
	= 4,643
	8,942 x 0.893
	= 7,984

Table 3.1-4 Breakdown of T/L Unit Price (F.C.) — 150KV 330mm<sup>2</sup> Twin, km.

(US\$/KM) As of April 1984

	Item	Estimated			Gresik Project
		A	B	C	
a) Double Circuit	Tower with accessories	23,824	21,785	26,141	37,826
	Conductor with fittings	40,046	40,046	40,046	57,895
	Earth wire "	2,596	2,596	2,596	6,989
	Insulator "	12,404	10,670	12,627	25,204
	Others	12,383	11,790	12,781	—
	Total	91,253	86,887	94,191	127,914
b) Single Circuit on double circuit towers	Tower	23,824	21,785	26,141	37,826
	Conductor	20,023	20,023	20,023	28,947
	Earth wire	1,298	1,298	1,298	3,494
	Insulator	6,202	5,335	6,314	12,602
	Others	8,061	7,605	8,443	—
	Total	59,408	56,046	62,219	82,869
c) Additional second circuit	Conductor	20,023	20,023	20,023	28,947
	Earth wire	1,298	1,298	1,298	3,494
	Insulator	6,202	5,335	6,314	12,602
	Others	4,321	4,185	4,339	—
	Total	31,844	30,841	31,974	45,043

NOTE

A: Field and Hill Route Length 10KM

B: Field and Hill Route Length 30KM

C: Residential Area Route Length 10KM

Table 3.1-5 Breakdown of T/L Unit Price (F.C.) — 150KV 330mm<sup>2</sup> km.

(US\$/KM) As of April 1984

	Item	JICA			IBRD (1986/87)	Acceleration	E.J. 3rd (1979)
		A	B	C			
a) Double circuit	Tower with accessories	16,408	15,296	18,911	28,090	20,581	
	Conductor with fittings	19,189	19,189	19,189	31,011	18,388	
	Earth wire "	2,596	2,596	2,596	3,371	2,341	
	Insulator "	7,929	7,290	8,345	10,562	5,070	
	Others	7,241	6,966	7,699	—	—	
	Total	53,363	51,337	56,740	73,034	46,380	
b) Single circuit on double circuit towers	Tower	16,408	15,296	18,911	28,090	20,581	10,931
	Conductor	9,595	9,595	9,595	15,506	8,898	7,392
	Earth wire	1,298	1,298	1,298	1,685	1,523	1,085
	Insulator	3,965	3,645	4,173	5,281	2,925	3,100
	Others	4,909	4,684	5,334	—	—	—
	Total	36,175	34,518	39,311	50,562	33,927	22,508 (28,416)
c) Additional second circuit	Conductor	9,595	9,595	9,595	15,506	10,852	
	Earth wire	1,298	1,298	1,298	1,685	1,523	
	Insulator	3,965	3,645	4,173	5,281	3,666	
	Others	2,333	2,282	2,365	—	—	
	Total	17,191	16,820	17,431	22,472	16,041	

NOTE

- A: Field and Hill Route Length 10KM  
 B: Field and Hill Route Length 30KM  
 C: Residential Area Route Length 10KM

( ) Escal: 1.06<sup>4</sup>



Table 3.1-6 Breakdown of T/L Unit Price (F.C.) — 70KV 300MCM. km.

(US\$/KM) As of April 1984

	Item	JICA			IBRD (1986/87)	Acceleration	E.J. 3rd (1979)
		A	B	C			
a) Double circuit	Tower with accessories	9,455	8,387	11,532	16,854	14,822	
	Conductor with fittings	9,270	9,270	9,270	13,989	12,624	
	Earth wire "	1,677	1,677	1,677	1,517	3,614	
	Insulator "	3,802	3,434	4,125	6,966	9,982	
	Others	3,800	3,575	4,177	—	—	
	Total	28,004	26,343	30,781	39,326	41,042	
b) Single circuit on double circuit towers	Tower	9,455	8,387	11,532	16,854		6,684
	Conductor	4,635	4,635	4,635	6,994		3,242
	Earth wire	839	839	839	759		735
	Insulator	1,901	1,717	2,063	3,483		1,903
	Others	2,642	2,446	2,994	—		—
	Total	19,472	18,024	22,063	28,090		12,565 (15,863)
c) Additional second circuit	Conductor	4,635	4,635	4,635	6,994		
	Earth wire	839	839	839	759		
	Insulator	1,901	1,717	2,063	3,483		
	Others	1,158	1,129	1,183	—		
	Total	8,533	8,320	8,720	11,236		
d) Rehabilitation	50mm <sup>2</sup> HDCC → 300MCM ACSR						
	c) x 2	17,066	16,640	17,440	44,949		

( ) Escal: 1.06<sup>4</sup>

A: Field and Hill Route Length 10KM  
 B: " " 30KM  
 C: Residential Area " 10KM

Table 3.1-7 Tower Foundation and Erection Cost (km)

(IN Rpx10<sup>3</sup>) As of Apr. 1984

Item	Area		X	Y	Z
	Unit cost per Ton	Foundation		475	741
	Erection		126	126	126
	Total		601	867	2,502
150KV 330mm <sup>2</sup> ACSR Twin	A	25,7 Ton/KM	15,446	22,282	64,301
	B	23,5 "	14,124	20,375	58,797
	C	28,2 "	16,948	24,449	70,556
150KV 330mm <sup>2</sup> ACSR	A	17,7 "	10,637	15,340	44,291
	B	16,5 "	9,916	14,300	40,990
	C	20,4 "	12,260	17,679	51,049
70KV 300MCM	A	10,20 "	6,130	8,843	25,520
	B	9,48 "	5,697	8,219	23,719
	C	12,44 "	7,476	10,785	31,125

X: Hill and Farm (Foundation Type L.M.)

Y: Paddy Field (Foundation Type H.)

Z: Pile Foundation (Foundation Type Cakar Ayam)



Table 3.1-8 Stringing Cost (km)

(IN Rpx10<sup>3</sup>/KM) As of Apr. 1984

No. of cct	2 c.c.t	1 c.c.t
	150KV 330mm <sup>2</sup> ACSR Twin	5,146
150KV 330mm <sup>2</sup> ACSR	4,117	3,590
70KV 300MCM ACSR	2,535	2,209
70KV 300MCM Rehabilitation	4,310	—

Table 3.1-9 Land Purchase (km)

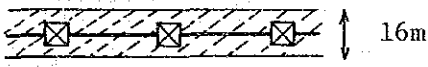
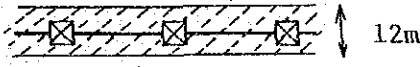
As of Apr. 1984

Item Voltage	Area	Cost (Rp $\times 10^3$ /KM)	
		Surabaya <sub>2</sub> (*6,777 Rp/m <sup>2</sup> )	Others <sub>2</sub> (*4,516 Rp/m <sup>2</sup> )
150KV	 <p>12m 12m 12x12=144 (m<sup>2</sup>/TW)</p> <p>A.C. 144x3.125 =450 (m<sup>2</sup>/KM) B. 144x3.04 =437.8 (m<sup>2</sup>/KM)</p>	A.C. 3,050 B. 2,967	A.C. 2,034 B. 1,978
70KV	 <p>8~10m 8~10m 10x10=100 (m<sup>2</sup>/TW)</p> <p>A.C. 100x3.125 =312.5 (m<sup>2</sup>/KM) B. 100x3.04 =304 (m<sup>2</sup>/KM)</p>	A.C. 2,118 B. 2,060	A.C. 1,411 B. 1,373

Note:\* Unit Price of land purchase bases on unit price in 1980 (Surabaya 3,000Rp/m<sup>2</sup>, Others 2,000Rp/m<sup>2</sup>).

Table 3.1-10 Cost of Right of Way (km)

As of Apr. 1984

Item Voltage	Area	Cost (Rp $\times 10^3$ /KM)	
		Surabaya <sub>2</sub> (*903 Rp/m <sup>2</sup> )	Others <sub>2</sub> (*790 Rp/m <sup>2</sup> )
150KV	 <p>16m 16x1,000x0.9 = 14.4x10<sup>3</sup> (m<sup>2</sup>/KM)</p>	13,010	11,377
70KV	 <p>12m 12x1,000x0.9 = 10.8x10<sup>3</sup> (m<sup>2</sup>/KM)</p>	9,752	8,532

Note:\* Unit Price of Right of way bases on unit price in 1980 (Surabaya 400Rp/m<sup>2</sup>, Others 350Rp/m<sup>2</sup>).

Table 3.1-11 Total Amount of Land Purchase and Right of Way (km)

As of Apr. 1984

Voltage		Total (Rpx10 <sup>3</sup> /Km)	
		Surabaya	Others
150KV	A.C	16,060	13,411
	B	15,977	13,355
70KV	A.C	11,870	9,943
	B	11,812	9,905

Table 3.1-12 Administration Cost of PLN (km)

(IN Rpx10<sup>3</sup>/Km) As of Apr. 1984

	2/2, 1/2	2nd	Rehabilitation
150KV Twin	354	177	—
150KV	283	141	—
70KV	174	87	240

Table 3.1-13 Local Currency Cost of T/L

As of Apr. 1984  
(IN Rpx10<sup>3</sup>/KM)

150KV Twin 2/2 cct. Km

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	15,446	5,146	13,411	354	34,357	14,124	5,146	13,355	354	32,979	16,948	5,146	13,411	354	35,859
Y	22,282	"	"	"	41,193	20,375	"	"	"	39,230	24,449	"	"	"	43,360
Z	64,301	"	"	"	83,212	58,797	"	"	"	77,652	70,556	"	"	"	89,467

1/2 cct. Km

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	15,446	4,488	13,411	354	33,699	14,124	4,488	13,355	354	32,321	16,948	4,488	13,411	354	35,201
Y	22,282	"	"	"	40,535	20,375	"	"	"	38,572	24,449	"	"	"	42,702
Z	64,301	"	"	"	82,554	58,797	"	"	"	76,994	70,556	"	"	"	88,809

2nd cct. Km

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X,Y,Z	-	4,488	-	177	4,665	-	4,488	-	177	4,665	-	4,488	-	177	4,665

. 150KV 2/2 cct. Km (I.B.R.D.14-75,690, A.P-11,880)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T.	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	10,637	4,117	13,411	283	28,448	9,916	4,117	13,355	283	27,671	12,260	4,117	13,411	283	30,071
Y	15,340	"	"	"	33,150	14,300	"	"	"	32,055	17,679	"	"	"	35,490
Z	40,291	"	"	"	62,104	40,990	"	"	"	59,045	51,049	"	"	"	68,860

. 150KV 1/2 cct. Km (I.B.R.D.14-52,390, A.P.10,390)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	10,637	3,590	13,411	283	27,921	9,916	3,590	13,355	283	27,144	12,260	3,590	13,411	283	29,544
Y	15,340	"	"	"	32,623	14,300	"	"	"	31,528	17,679	"	"	"	34,962
Z	40,201	"	"	"	61,577	40,990	"	"	"	58,518	51,049	"	"	"	68,333

. 150KV 2nd cct. Km (I.B.R.D.14-23,290, A.P.4,960)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X,Y,Z	-	3,590	-	141	3,731	-	3,590	-	141	3,731	-	3,590	-	141	3,731

70KV

2/2 Km (I.B.R.D.14-40,800, A.P-18,010) Rpx10<sup>3</sup>

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	6,130	2,535	9,943	174	18,782	5,697	2,535	9,905	174	18,311	7,476	2,535	9,943	174	20,128
Y	8,843	"	"	"	21,495	8,219	"	"	"	20,833	10,785	"	"	"	23,437
Z	25,520	"	"	"	38,172	23,719	"	"	"	36,333	31,125	"	"	"	43,777

1/2 cct. Km (I.B.R.D.14-29.12)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X	6,130	2,209	9,943	174	18,456	5,697	2,209	9,905	174	17,985	7,476	2,209	9,943	174	19,802
Y	8,843	"	"	"	21,169	8,219	"	"	"	20,507	10,785	"	"	"	23,111
Z	25,520	"	"	"	37,846	23,719	"	"	"	36,007	31,125	"	"	"	43,451

2nd cct. Km (I.B.R.D.14-11.64)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X,Y,Z	-	2,209	-	87	2,296	-	2,209	-	87	2,296	-	2,209	-	87	2,296

Rehabilitation (2 cct.) (I.B.R.D.14-46,590)

	A				B				C						
	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T	Tw	St.	L.R.	A.C.	T
X,Y,Z	-	4,310	-	240	4,550	-	4,310	-	240	4,550	-	4,310	-	240	4,550

X : Hill and Farm

Z : Cakar Ayam

St: Cost of Stringing

A.C.: Administration Cost of P.L.N.

Y : Paddy Field

Tw: Cost of Foundation and Erection

L.R.: Land Purchase and Right of way (Surabaya: xl.2)

T : Total

Table 3.1-14 Group Unit Cost

As of Apr. 1984

		F.C. (\$US)	L.C. (Rp.x10 <sup>6</sup> )
150/70KV Transformer	kVA	13.483	.00116
150/20KV Transformer	kVA	14.607	.00116
70/20KV Transformer	kVA	13.483	.00116
150KV Line 1st bay	bay	339,102	148.00
150KV Line 2nd bay	bay	279,102	138.00
150KV Bus coupler	bay	167,416	128.08
150KV Transformer bay	bay	280,900	128.08
70KV Line 1st bay	bay	189,800	104.79
70KV Line 2nd bay	bay	160,600	104.79
70KV Bus coupler	bay	122,472	104.79
70KV Transformer bay	bay	168,540	104.79
New Substation building			523.79
20KV Switchgear	unit	16,854	5.83



Table 3.1-15 Breakdown of Group Unit Cost (sheet 1/2)

As of Apr. 1984

a) 150 kV Line Feeder Bay

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>	
		1st bay	2nd bay
Circuit Breaker	1	39,326	39,326
Busbar Isolator	2	22,472	22,472
Line Isolator	1	11,236	11,236
Current Transformer	3	13,483	13,483
V.T.	1	11,236	11,236
G.C.P.D.	2	39,326	39,326
Surge Diverter	3	8,989	8,989
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944	44,944
Busbar Structures, etc	1 Lot	28,090	28,090
Supervisory/Protection	1 Lot	120,000	60,000
		<u>339,102</u>	<u>279,102</u>

b) 150 kV Bus Coupler Bay

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>
Circuit Breaker	1	39,326
Busbar Isolator	2	22,472
Current Transformer	6	26,966
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944
Busbar Structures, etc	1 Lot	33,708
		<u>167,416</u>

c) 150 kV Transformer Bay

Circuit Breaker	1	39,326
Busbar Isolator	2	22,472
Current Transformer	3	13,483
Surge Diverter	3	8,989
Control & Relay Panels	1 Lot	50,562
Tap Change control panel	1 Lot	73,034
V,T (busbar-mounted)	3	33,708
Busbars, Structures, etc.	1 Lot	39,326
		<u>280,900</u>

Table 3.1-15 Breakdown of Group Unit Cost (sheet 2/2)

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>	
		1st bay	2nd bay
d) <u>70 kV Line Feeder Bay</u>			
Circuit Breaker	1	20,225	20,225
Busbar Isolator	2	15,730	15,730
Line Isolator	1	7,865	7,865
Current Transformer	3	6,742	6,742
C.C.P.D.	2	20,225	20,225
V.T.	1	2,247	2,247
Surge Diverter	3	3,371	3,371
Control & Relay Panels	1 Lot	33,708	33,708
Busbar, Structures etc	1 Lot	13,483	13,483
Supervisory/protection	1 Lot	66,204	37,004
		<u>189,800</u>	<u>160,600</u>
e) <u>70 kV Bus Coupler Bay</u>			
Circuit Breaker	1	20,225	
Busbar Isolator	2	15,730	
Current Transformer	6	13,483	
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944	
Busbars, Structures, etc	1 Lot	28,090	
		<u>122,472</u>	
f) <u>70 kV Transformer Bay</u>			
Circuit Breaker	1	20,225	
Busbar Isolator	2	15,730	
Current Transformer	3	6,742	
Control & Relay Panels	1 Lot	30,326	
Busbars, Structures, etc	1 Lot	28,090	
Tap Change Control Panel	1 Lot	17,191	
Grounding Resistors	1 Lot	11,236	
		<u>129,540</u>	

Table 3.1-16 150kV Schedule of Unit Price

As of Apr. 1984

(IN US\$)

Item \ Project	J.I.C.A.	I.B.R.D.	Gresik P/s	Acceleration	S.D.P.	E.J.P.3rd
	Estimate	(1986/87)	(1986/87, 1987/88)	(1983/84)	(1984/85)	(1979/80)
1. Circuit Breaker 2,000A or 1,250A 1p.c.	39,326	39,326	98,104	51,178	69,440	85,196
2. Isolater (3 $\phi$ 1Set) 2,000A,R	11,236	11,236	16,897	14,220	13,110	15,677
3. Current Transformer (3 $\phi$ 1Set) 1,600 , 800/5A	13,483	13,483		11,486	29,471	11,528
4. Capacity Vtg Transfrmer For Bus. , 1,000VA (3 $\phi$ 1Set)	33,708	33,708	98,570	18,650	41,084	48,691
5. Arrester(3 $\phi$ 1Set) 10KA	8,989	8,989	14,136	7,576	9,034	11,082

Table 3.1-17 Comparison Table Cf New S/S Construction Cost (F.C.)  
(IN US\$ Million) (Excluding Guidance fee)

S/S	Project	Estimate	I.B.R.D (1986/87)	Gresik. P/SIII,IV (1986/87,1987/88)	Acceleration (1983/84)(F/S 1981/82)	E.J.P. 3rd (1979/80)	Remark
(1) BABATAN S/S							
	2x150kV line bays	0.618	0.494	0.924		0.999	
	1x150kV trans. bay	0.281	0.281	0.388		0.308	
	1x50MVA 150/20kV Tr.	0.730	0.730	0.744		0.501	
	1x150kV bus coupler	0.167	0.167	0.200		0.205	
	10unit 20kV Switchgear	0.168	0.168	0.168		0.340	
	Total	1.964	1.840	2.424		2.353	*Estimate of contract Price 2.353x0.84=1.977
(2) KRAKSAAN S/S							
	4x150kV line bays	1.236	0.988	1.848	0.964		
	1x150kV trans. bay	0.281	0.281	0.388	0.178		
	1x20MVA 150/20kV Tr.	0.292	0.292	0.298	0.206		
	1x150kV bus coupler.	0.167	0.167	0.200	0.132		
	4unit 20kV Switchgear	0.068	0.068	0.068	0.068		
	Total	2.044	1.796	2.802	1.548	1.967	
(3) PAMEKASAN S/S							
	2x150kV line bay	0.618	0.494	0.924	0.482		
	1x150kV trans. bay	0.281	0.281	0.388	0.178		
	1x10MVA 150/20kV Tr.	0.146	0.146	0.149	0.125		
	3unit 20kV Switchgear	0.051	0.051	0.051	0.051		
	Total	1.096	0.972	1.512	1.836		

Table 3.1-18 Group Unit Cost

As of Apr 1984

Item	Unit	F.C.(US\$)	L.C.(Rp×10 <sup>6</sup> )	
20kV Line	Km	9,405	4.31	
L.V. Line	Km	5,181	1.52	
Transf. 160KVA 3 $\phi$ or 50KVA 1 $\phi$ ×3	Unit	1,613	0.075	
Service Equipment	L.V.(1 $\phi$ )	PC	17	0.017
	L.V.(3 $\phi$ )	PC	72	0.021
	M.V.	PC	20,330	1.702

Table 3.1-19 Indirect Foreign Cost

Based on Following Factors

(%)

Item	Foreign Cost	Local Cost
Concrete Poles	60	40
Wood Poles	0	100
Meters	85	15
Crossarm Material	45	55
All Other Materials	100	0
Labour	0	100

Table 3.1-20 Comparison Table of Unit Price for Project Cost

F.C.US\$  
L.C.Rp.  
Total US\$

ITEM	Name of Project	I.B.R.D. XV (1985/86, 1986/87)	FIVE CITIES (A.D.B)	S. D. P. (A. D. B.)	E.J.P. III (O.E.C.F.)	Estimate
M.V. LINES (Km)	F.C.	9,405	15,260.78	2,456.326	17,839.69	9,405
	L.C.	4,310,000	3,723,827	9,355,012	3,723,627	4,310,000
	TOTAL	13,762.94	19,026.02	11,915.39	21,604.93	13,763
L.V.. LINES (Km)	F.C.	4,977	5,398.52	182.124	5,339.62	5,181
	L.C.	1,618,000	1,500,000	5,093,277	1,465,000	1,520,000
	TOTAL	6,613.0	6,915.2	5,332.05	6,820.9	6,718
(50 KVA x 3 units) Distribution Transformer	F.C.	1,612.44	2,408.93	3,640.593	7,130.22	1,613
	L.C.	75,000	419,000	330,455	190,000	75,000
	TOTAL	1,688.27	2,832.60	3,974.72	7,524.56	1,689
Service Equipment (P.C.S.)	F.C.	58.43	81.86		95.27	44.40
	L.C.	17,050.0	23,000		23,000	17,150
	TOTAL	75.67	105.12		118.53	61,741

Table 3.1-21 Transmission Line Projects in Short Term Program

Year	No	From	To	Type				Feeder Bay	
				Voltage (KV)	c. c. t	Conductor size	route length (km)	from	to
1987	1	Sukolilo	Kenjeran	150	2 nd	330 mm <sup>2</sup>	4.5	1	1
"	2	Krian	Babatan	150	2	330 mm <sup>2</sup>	11.6	2	2
"	3	Waru	Sawahan	70	2 (Re)	300MCM	10.6	--	--
"	4	Probolinggo	Kraksaan	150	2	330 mm <sup>2</sup>	31.5	2	2
"	5	Kraksaan	Paiton	150	2	330 mm <sup>2</sup>	19.7	2	2
"	6	Ngawi	Incomer	150	2	240 mm <sup>2</sup>	5.0	2	0
"	7	Babat	Tuban	150	1 st	330 mm <sup>2</sup>	30.9	1	1
"	8	Gili Timur	Bangkalan	150	1 st	330 mm <sup>2</sup>	144.3	1	1
		Bangkalan	Sampang					1	1
		Sampang	Pamekasan					1	1
		Pamekasan	Sumenep					1	1
"	9	Turen	Incomer	70	2 nd	300MCM	10.5	1	0
1988	10	Tolungagung	New Kediri	70	2 nd	300MCM	29.3	1	1
"	11	Karangates	Sengguruh	70	2 nd	300MCM	26.9	1	1
				70	1 (Re)	300MCM	43.8	--	--
"	12	New Madium	Magetan	70	2	300MCM	35.0	2	2
"	13	Mo jokerto	Kertosono	70	2 nd	300MCM	114.5	1	1
		Kertosono	New Madium					1	1
Total		Transmission Line		150	2	330 mm <sup>2</sup>	67.8		
				150	1 st	330 mm <sup>2</sup>	180.8		
				150	2 nd	330 mm <sup>2</sup>	4.5		
				70	2	300MCM	35.0		
				70	2 nd	300MCM	181.2		
				70	2 (Re)	300MCM	10.6		
					1 (Re)	300MCM	43.8		
Feeder Bay				150KV				28	
				70KV				13	

Table 3.1-22 Connecting Transformer

Year	No.	Substation	Voltage(kV)	Capacity(MVA)	Mar. 1988 Load (MW)	Capacity (MVA)	
						Before Plan	After Plan
1987		Connecting Substation					
	1	Segoromadu	150/70	2 x 50	61.4	50	150
	2	Mojokerto	150/70	1 x 50	29.3	50	100
	3	New Kediri	150/70	1 x 50	33.9	35	85
		Sub Total	150/70	200			



Table 3.1-23 Distribution Transformer

Year	No.	Substation	Voltage (kV)	Capacity (MVA)	Remark
1987		Connecting Substation			
"	1	Segoromadu	150/20	1 x 30	
"	2	Mojokerto	150/20	2 x 30	
1987		Distribution Substation			
"	3	Rungkut	150/20	1 x 50	
"	4	Babatan	150/20	1 x 50	N
"	5	Probolingo	150/20	1 x 20	
"	6	Kraksaan	150/20	1 x 20	N
"	7	Tuban	150/20	1 x 20	N
"	8	Ngawi	150/20	1 x 10	N
"	9	Paiton	150/20	1 x 20	N
"	10	Bangkalan	150/20	1 x 10	N
"	11	Sampang	150/20	1 x 10	N
"	12	Pamekasan	150/20	1 x 10	N
"	13	Sumenep	150/20	1 x 10	N
"	14	Mobile Transformer	150(70)/20	1 x 30	
"	15	New Madium	150/20	1 x 20	
1988	16	Sukolilo	150/20	1 x 50	
"	17	Banyuwangi	150/20	1 x 20	
"	18	Petrokimia	150/20	1 x 30	
"	19	Ujung	70/20	1 x 30	
"	20	Waru	150/20	1 x 50	
"	21	Kertosono	70/20	1 x 10	
"	22	Tulungagung	70/20	1 x 20	
"	23	Jember	150/20	1 x 20	
"	24	New Kediri	150/20	1 x 30	
"	25	Magetan	70/20	1 x 20	
Total			150/20 70/20	570 80	

Note. N ; New construction S/S

Table 3.1-24 Distribution Line Projects in short term Program

Year	No.	Area	M.V. (km.s)	Dist.Tr. (unit)	L.V. (km.s)	Service Eq. (P.C.S.)	Sectin.Sw. (P.C.S.)
1987	1	Pamekasan	91	169	253.5		
"	2	Kediri	24	163	244.5		
		Sub total	115	332	498	99,385	16
1988	3	North Surabaya	40	340	478.5		
"	4	South Surabaya	47.5	400	1,080		
"	5	Malang	54	51	76.5		
"	6	Pamekasan	108	44	66.53		
"	7	Situbondo	53	27	41.29		
"	8	Madium	60	68	103.38		
"	9	Jember	45	23	330.02		
"	10	Kediri	25	11	165		
"	11	Mojokerto	30	10	14.6		
"	12	Banyuwangi	27	20	29.6		
		Sub total	489.5	994	1,939.92	298,200	68
Total			604.5	1,326	2,437.92	397,585	84

Table 3.1-25 Direct cost of T/L

As of April 1984

## Foreign Currency Potion

1987/88

No.	PROJECT	Route Length(KM)	Category	F.C unit Price(US\$)	F.C. Costs(10 <sup>6</sup> \$)	F.C.+L.C. (10 <sup>6</sup> \$)
1	Sukolilo-Kenjeran	4.5	A	17,191	0.077	0.094
2	Krian-Babatan	11.6	C	56,740	0.658	1.166
3	Waru-Sawahan	10.6	A	17,066	0.181	0.229
4	Probolinggo-Kraksaan	31.5	B	51,337	1.617	2.712
5	Ngawi incomer	5	A	53,363	0.267	0.468
6	Kraksaan-Paiton	19.7	B	51,337	1.011	1.792
7	Babat-Tuban	30.9	B	34,518	1.067	2.514
8	Gili Timur-Sumenep	15.8	A	36,175	5.007	10.139
		128.5	B	34,518		
9	Turen Incomer	10.5	A	8,533	0.090	0.115
Sub Total					9.975	19.229

1988/89

No.	PROJECT	Route Length(KM)	Category	F.C unit Price(US\$)	F.C. Costs(10 <sup>6</sup> \$)	F.C.+L.C. (10 <sup>6</sup> \$)
10	Tulungagung-New Kediri	29.3	B	8,320	0.244	0.312
11	Karankates-Sengguruh (Re)	26.9	A	8,533	0.603	0.838
		43.8	A	8,533		
12	New Madium-Magetan	35.0	B	26,343	0.922	1.739
13	Mojokerto-New Madium	114.5	B	8,320	0.953	1.218
Sub Total					2.722	4.107

Table 3.1-26 Direct Costs of T/L

As of April 1984

## Local Currency Portion

1987/88

No.	PROJECT	Route Length(KM)	Category(%)			L.C. unit Price(10Rp)	L.C. Cost(10Rp)	L.C. Cost (10\$)	
			X	Y	Z				
1	Sukolilo-Kenjeran	4.5	A	-	-	-	3,731	0.017	0.017
2	Krian-Babatan	11.6	C	39.4	30.3	30.3	43,466	0.504	0.508
3	Waru-Sawah	10.6	A	-	-	-	4,550	0.048	0.048
4	Probolinggo-Kraksaan	31.5	B	26.7	60.0	13.3	34,474	1.086	1.095
5	Nagwi-Incomer	5	A	38.7	32.3	29.0	39,726	0.199	0.201
6	Kraksaan-Paiton	19.7	B	18.9	51.1	30.0	39,324	0.775	0.781
7	Babat-Tuban	30.9	B	14.2	28.3	57.5	46,424	1.435	1.447
8	Gili Timur-Sumenep	15.8	A	29.2	52.7	18.1	36,490	5.091	5.132
		128.5	B	29.2	52.7	18.1	35,133		
9	Turen Incomer	10.5	A	-	-	-	2,296	0.025	0.025
Sub Total								9.180	9.254

1988/89

No.	PROJECT	Route Length(KM)	Category(%)			L.C. unit Price(10Rp)	L.C. Cost (10Rp)	L.C. Cost (10\$)	
			X	Y	Z				
10	Talungagung-New Kadiri	29.3	B	-	-	-	2,296	0.067	0.068
11	Karangkates-Sengguruh (Re)	26.9	B	-	-	-	2,296	0.062	0.235
		43.8	B	-	-	-	3,903	0.171	
12	New Madiun-Magetan	35.0	B	0.3	0.5	0.2	23,177	0.811	0.817
13	Mojokerto-New Madiun	114.5	B	-	-	-	2,296	0.263	0.265
Sub Total								1.374	1.385

Note 1US\$=992Rp

Table 3.1-27 SUBSTATION PROJECT (1/5)  
EAST JAVA (1987/88)

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP x 10 <sup>9</sup> )	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>1. SUKOLILO</b>			
3x150kV line bays	0.897	0.384	
Guidance Fee	0.077	0.008	
	<u>0.974</u>	<u>0.392</u>	<u>1.369</u>
<b>2. KENJERAN</b>			
1x150kV line bay	0.279	0.128	
1x150kV bus coupler	0.167	0.128	
Guidance Fee	0.039	0.004	
	<u>0.485</u>	<u>0.260</u>	<u>0.747</u>
<b>3. RUNGKUT</b>			
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x50MVA, 150/20kV transformer	0.730	0.058	
10units, 20kV Switchgears	0.168	0.058	
Guidance Fee	0.039	0.004	
	<u>1.218</u>	<u>0.248</u>	<u>1.468</u>
<b>4. KRIAN</b>			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
Guidance Fee	0.060	0.006	
	<u>0.678</u>	<u>0.262</u>	<u>0.942</u>
<b>5. BABATAN/TROSOBO</b>			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x50MVA 150/20kV transformer	0.730	0.058	
1x150kV, bus coupler	0.167	0.128	
10units, 20kV Switchgears	0.168	0.058	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.104	0.010	
	<u>2.068</u>	<u>1.162</u>	<u>3.239</u>

Table 3.1-27 SUBSTATION PROJECT (2/5)  
EAST JAVA (1987/88)

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP x 10 <sup>9</sup> )	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>6. SEGOROMADU</b>			
3x150kV transf. bays	0.843	0.384	
2x50MVA, 150/70kV transformers	1.348	0.116	
2x70kV, transf. bays	0.337	0.210	
1x30MVA, 150/20kV transformer	0.438	0.035	
6units, 20kV Switchgears	0.102	0.035	
Guidance Fee	0.117	0.012	
	<u>3.185</u>	<u>0.792</u>	<u>3.983</u>
<b>7. MOJOKERTO</b>			
1x70kV transf. bay	0.169	0.105	
2x150kV transf. bays	0.562	0.256	
1x50MVA, 150/70kV transf.	0.674	0.058	
2x30MVA, 150/20kV transf.	0.876	0.069	
Guidance Fee	0.100	0.010	
	<u>2.381</u>	<u>0.498</u>	<u>2.883</u>
<b>8. PROBOLINGGO</b>			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x20MVA, 150/20kV transf.	0.292	0.023	
6unit, 20kV Switchgears	0.102	0.035	
Guidance Fee	0.090	0.009	
	<u>1.383</u>	<u>0.451</u>	<u>1.838</u>
<b>9. KEDIRI</b>			
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x50MVA, 150/70kV transf.	0.674	0.058	
1x70kV transf. bay	0.169	0.105	
Guidance Fee	0.031	0.003	
	<u>1.155</u>	<u>0.294</u>	<u>1.451</u>

Table 3.1-27 SUBSTATION PROJECT (3/5)  
EAST JAVA (1987/88)

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP x 10 <sup>9</sup> )	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>10. KRAKSAAN</b>			
4x150kV line bays	1.236	0.512	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x20MVA, 150/20kV transf.	0.292	0.023	
1x150kV bus coupler	0.167	0.128	
4units, 20kV Switchgears	0.068	0.023	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.130	0.013	
	<u>2.174</u>	<u>1.351</u>	<u>3.536</u>
<b>11. BABAT</b>			
1x150kV line bay	0.339	0.128	
Guidance Fee	0.026	0.003	
	<u>0.365</u>	<u>0.131</u>	<u>0.497</u>
<b>12. TUBAN</b>			
1x150kV line bay	0.339	0.128	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x20MVA, 150/20kV transf.	0.292	0.023	
4units, 20kV Switchgears	0.068	0.023	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.065	0.007	
	<u>1.045</u>	<u>0.833</u>	<u>1.884</u>
<b>13. NGAWI</b>			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x10MVA, 150/20kV transf.	0.146	0.012	
1x150kV bus coupler	0.167	0.128	
3units, 20kV Switchgears	0.051	0.017	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.104	0.010	
	<u>1.367</u>	<u>1.075</u>	<u>2.451</u>

Table 3.1-27 SUBSTATION PROJECT (4/5)  
EAST JAVA (1987/88)

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP x 10 <sup>9</sup> )	TOTAL (US\$ MILLION)
14. PAITON			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV bus coupler	0.167	0.128	
1x20MVA,150/20kV transf.	0.292	0.023	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
4units, 20kV Switchgears	0.068	0.023	
Guidance Fee	0.104	0.010	
	<u>1.530</u>	<u>0.568</u>	<u>2.103</u>
15. BANGKALAN			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x10MVA,150/20kV transf.	0.146	0.012	
3units, 20kV Switchgears	0.051	0.017	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.090	0.009	
	<u>1.186</u>	<u>0.946</u>	<u>2.140</u>
16. SAMPANG			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x10MVA,150/20kV transf.	0.146	0.012	
3units, 20kV Switchgears	0.051	0.017	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.090	0.009	
	<u>1.186</u>	<u>0.946</u>	<u>2.140</u>
17. PAMEKASAN			
2x150kV line bays	0.618	0.256	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x10MVA,150/20kV transf	0.146	0.012	
3units, 20kV Switchgears	0.051	0.017	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.090	0.009	
	<u>1.186</u>	<u>0.946</u>	<u>2.140</u>



Table 3.1-27 SUBSTATION PROJECT (5/5)

EAST JAVA (1987/88)

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP x 10 <sup>9</sup> )	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>18. SUMENEP</b>			
1x150kV line bay	0.339	0.128	
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x10MVA, 150/20kV transf	0.146	0.012	
3units, 20kV Switchgears	0.051	0.017	
Substation building	-	0.524	
Guidance Fee	0.065	0.007	
	<u>0.882</u>	<u>0.816</u>	<u>1.705</u>
<b>19. GILI TIMUR</b>			
1x150kV line bay	0.339	0.128	
Guidance Fee	0.034	0.003	
	<u>0.373</u>	<u>0.131</u>	<u>0.505</u>
<b>20. KERTOSONO</b>			
1x70kV transf. bay	0.169	0.105	
Guidance Fee	-	-	
	<u>0.169</u>	<u>0.105</u>	<u>0.275</u>
<b>21. MOBILE TRANSFORMER</b>			
1x30MVA, 150(70)/20kV transformer	0.438	0.035	
Guidance Fee	0.014	0.001	
	<u>0.452</u>	<u>0.036</u>	<u>0.488</u>
<b>22. NEW MADIUN</b>			
1x150kV transf. bay	0.281	0.128	
1x20MVA, 150/20kV transf	0.292	0.023	
4units, 20kV Switchgears	0.068	0.023	
Guidance Fee	0.031	0.003	
	<u>0.672</u>	<u>0.177</u>	<u>0.850</u>
<b>23. TUREN</b>			
1x70kV line bay	0.146	0.105	
Guidance Fee	-	-	
	<u>0.146</u>	<u>0.105</u>	<u>0.252</u>
<b>TOTAL</b>	<b>26.260</b>	<b>12.525 (12.626)</b>	<b>38.886</b>
	1US\$=Rp992	US\$	

Table 3.1-28 SUBSTATION PROJECT (1/3)  
EAST JAVA (1988/89)

Base Cost:1983

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RP×10 <sup>9</sup> )	(US\$ MILLION)	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>1. SUKOLILO</b>				
1x50MVA,150/20 transformer	0.73	0.058		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
10units, 20kV switchgears	0.168	0.058		
Guidance Fee	0.031	0.003		
	<u>1.210</u>	<u>0.247</u>	<u>0.248</u>	<u>1.458</u>
<b>2. BANYUWANGI</b>				
1x20MVA,150/20 transformer	0.292	0.023		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
4units, 20kV switchgears	0.068	0.023		
Guidance Fee	0.031	0.003		
	<u>0.672</u>	<u>0.177</u>	<u>0.178</u>	<u>0.850</u>
<b>3. PETROKIMIA</b>				
1x30MVA,150/20 transformer	0.438	0.035		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
6units switchgears	0.102	0.035		
Guidance Fee	0.031	0.003		
	<u>0.852</u>	<u>0.201</u>	<u>0.202</u>	<u>1.054</u>
<b>4. UJUNG</b>				
1x30MVA,70/20 transformer	0.404	0.035		
1x70kV transformer bay	0.169	0.010		
6units, 20kV switchgears	0.102	0.035		
Guidance Fee	0.014	0.001		
	<u>0.689</u>	<u>0.081</u>	<u>0.082</u>	<u>0.771</u>
<b>5. WARU</b>				
1x50MVA,150/20 transformer	0.730	0.058		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
10 units switchgears	0.168	0.058		
Guidance Fee	0.031	0.003		
	<u>1.210</u>	<u>0.247</u>	<u>0.249</u>	<u>1.459</u>

Table 3.1-28 SUBSTATION PROJECT (2/3)  
EAST JAVA (1988/89)

Base Cost:1983

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	(RPx10 <sup>9</sup> )	L C (US\$ MILLION)	TOTAL (US\$ MILLION)
<b>6. KERTOSONO</b>				
2x70kV line bays	0.350	0.023		
1x70kV transformer bay	0.169	0.010		
1x10MVA,70/20 transformer	0.135	0.012		
3units switchgears	0.051	0.017		
Guidance Fee	0.014	0.002		
	<u>0.719</u>	<u>0.064</u>	<u>0.065</u>	<u>0.784</u>
<b>7. TULUNGAGUNG</b>				
1x70kV line bay	0.160	0.011		
1x70kV transformer bay	0.169	0.010		
1x20MVA,70/20 transformer	0.270	0.023		
4units switchgears	0.068	0.023		
Guidance Fee	0.014	0.002		
	<u>0.681</u>	<u>0.069</u>	<u>0.070</u>	<u>0.751</u>
<b>8. JEMBER</b>				
1x20MVA,150/20 transformer	0.292	0.023		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
4units switchgears	0.068	0.023		
Guidance Fee	0.031	0.004		
	<u>0.672</u>	<u>0.178</u>	<u>0.180</u>	<u>0.852</u>
<b>9. NEW KEDIRI</b>				
1x30MVA,150/20 transformer	0.438	0.035		
1x150kV transformer bay	0.281	0.128		
1x70kV line bay	0.160	0.011		
6units switchgears	0.102	0.035		
Guidance Fee	0.031	0.004		
	<u>1.012</u>	<u>0.213</u>	<u>0.214</u>	<u>1.226</u>

Table 3.1-28 SUBSTATION PROJECT (3/3)

EAST JAVA

(1988/89)

Base Cost:1983

No. SUBSTATION	F C (US\$ MILLION)	L C (RPx10 <sup>9</sup> )	(US\$ MILLION)	TOTAL (US\$ MILLION)
10. MAGETAN				
1x20MVA, 70/20 transformer	0.27	0.023		
1x70kV transformer bay	0.169	0.010		
4units switchgears	0.068	0.023		
2x70kV line bay	0.350	0.023		
Substation building		0.524		
Guidance Fee	0.014	0.002		
	<u>0.871</u>	<u>0.605</u>	<u>0.610</u>	<u>1.481</u>
11. KARANGKATES				
1x70kV line bay	0.160	0.011	0.011	0.171
12. SENGGURUH				
1x70kV line bay	0.160	0.011	0.011	0.171
13. NEW MADIUM				
3x70kV line bays	0.511	0.034	0.035	0.546
14. MOJOKERTO				
1x70kV line bay	0.160	0.011	0.011	0.171
TOTAL	9.579	2.149	2.166	11.745

Table 3.1-29 Direct Cost of D/L

As of April, 1984

1987/88

ITEM	Quantity	Unit Cost		F.C.	L.C.		Total
		F.C.(\$)	L.C.(10 <sup>3</sup> Rp)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)	Cost(10 <sup>9</sup> Rp)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)
M.V.Lines	115KM	9,405	4,310	1.082	0.496	0.500	1.582
Distribution Tr.	332 <sup>unit</sup>	1,613	75	0.536	0.025	0.025	0.561
L.V.Lines	498KM	*5,181	1,520	2.580	0.757	0.763	3.343
Service Equipment	99,385 <sup>PCS</sup>	**44.4	17.15	4.413	1.705	1.719	6.132
Sectionalizing SW.	16 <sup>PCS</sup>	7,700	75	0.123	0.001	0.001	0.124
Sub Total				8.734	2.984	3.008	11.742

1988/89

ITEM	Quantity	Unit Cost		F.C.	L.C.		Total
		F.C.(\$)	L.C.(10 <sup>3</sup> Rp)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)	Cost(10 <sup>9</sup> Rp)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)	Cost(10 <sup>6</sup> \$)
M.V.Lines	489.5KM	9,405	4,310	4.604	2.110	2.127	6.731
Distribution Tr.	994 <sup>unit</sup>	1,613	75	1.603	0.075	0.076	1.679
L.V.Lines	1,939.92KM	*5,181	1,520	10.051	2.949	2.973	13.024
Service Equipment	298,200 <sup>PCS</sup>	**44.4	17.15	13.240	5.114	5.155	18.395
Sectionalizing SW.	68 <sup>PCS</sup>	7,700	75	0.524	0.005	0.005	0.529
Sub Total				30.022	10.253	10.336	40.358

## NOTE

\* Proportion of L.V.Line - New Line : Line under Built=90.4KM:24.6KM

$$\text{Unit Cost of L.V.Line} = 5,415 \times \frac{90.4}{115} + 4,320 \times \frac{24.6}{115} = 5,181 (\text{\$-F.C.})$$

$$1,910 \times \frac{90.4}{115} + 1,180 \times \frac{24.6}{115} = 1,520 (\text{x}10^3 \text{Rp L.C.})$$

\*\* Proportion of Service Equipment - Residential : Commercial : Industrial

=96,641PCS:2,619PCS:125PCS

$$\text{Unit Cost of S.E.} = 17 \times \frac{96,641}{99,385} + 72 \times \frac{2,619}{99,385} + 20,330 \times \frac{125}{99,385} = 44.0 (\text{x}10^3 \text{Rp})$$

$$= 44.4 (\text{\$-F.C.})$$

$$= 17 \times \text{"} + 21 \times \text{"} + 1,702 \times \text{"} = 17.15 (\text{x}10^3 \text{Rp-L.C.})$$

Table 3.1-30 Engineering Cost

(IN 10<sup>6</sup> US\$)

ITEM	YEAR	
	87/88	88/89
Base Cost		
F.C. Remuneration	2.667 (302M.M)	
Others	0.406	
Sub Total	3.073 → Direct cost x 6.8%	2.963 ← Direct cost x 7%
L.C.	0.756 → F.C. x 24.6%	0.741 ← F.C. x 25%
Contingency		
F.C.	0.307	0.296
L.C.	0.076	0.074
	← Base cost x 10%	
F.C.	3.380	3.259
Total		
L.C.	0.832	0.815

Table 3.1-31 BREAKDOWN OF PROJECT COSTS

( Base cost as of Apr., 1984 )

( Unit : US\$ × 10<sup>6</sup> )

Item	Year	Total			1984/1985		1985/1986		1986/1987		1987/1988		1988/1989		1989/1990			
		F/C	L/C	Total	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C	F/C	L/C
1. Economic Costs		102.660	44.300	146.960	0.338	0.125	23.600	15.429	45.033	18.437	27.894	8.538	5.795	1.771				
1.1. Direc Costs		87.292	38.775	126.067			20.236	13.688	39.282	16.349	23.542	7.350	4.232	1.388				
a) Transmission Lines		9.975 2.722	9.254 1.385	19.229 4.107			4.489	5.090	4.489	3.239	0.997	0.925	0.272	0.138				
b) Substations		26.260 9.579	12.626 2.166	38.886 11.745			11.817	6.944	11.817	4.419	2.626	1.263	0.958	0.217				
c) Distribution Lines		8.734 30.022	3.008 10.336	11.742 40.358			3.930	1.654	3.930	1.053	0.874	0.301	3.002	1.033				
1.2. Physical Contingencies		8.729	3.878	12.607			2.024	1.369	3.928	1.635	2.354	0.735	0.423	0.139				
1.3. Engineering Costs		3.380 3.259	0.832 0.815	4.212 4.074	0.338	0.125	1.014 0.326	0.250 0.122	0.845 0.978	0.208 0.245	1.183 0.815	0.249 0.204	1.140	0.244				
2. Escalation		11.442	11.014	22.456			1.180	1.851	4.616	4.690	4.397	3.457	1.249	1.016				
3. Construction Costs Total		114.102	55.314	169.416	0.338	0.125	24.780	17.280	49.649	23.127	32.291	11.995	7.044	2.787				





Table 3.1-32 Disbursement Schedule

(IN %)

Cost	Planning	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	
Direct Cost	1987	F.C.		45	45	10	
		L.C.		55	35	10	
	1988	F.C.			45	45	10
		L.C.			55	35	10
Engineering Cost	1987	F.C.	10	30	25	35	
		L.C.	15	30	25	30	
	1988	F.C.		10	30	25	35
		L.C.		15	30	25	30

Table 3.1-33 IMPLEMENTATION SCHEDULE

■ 1987/88 Planning  
 □ 1988/89 Planning

Item	1984		1985				1986				1987				1988				1989				1990						
	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5
	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6	8	10	12	2	4	6
1. Loan Agreement		▼				▽																							
2. Field Survey & Preparation of Contract Design			■	■	■	■	□																						
3. Preparation of Tender Documents			■	■	■	■	■	□																					
4. Tendering for Procurement						■	■	■	□																				
5. Evaluation of Tenders							■	■	□																				
6. Assistance to PLN in negotiation of Procurement Contract								■	■	□																			
7. Contract Signing										▼																			
8. Check & Approval of Shop Drawings										■	■	■	■	■	□														
9. Manufacturing of Equipment and Materials										■	■	■	■	■	□														
10. Witness of Factory Test and Inspection											■	■	■	■	■	□													
11. Shipment & Transportation												■	■	■	■	□													
12. Assistance to PLN in Acceptance Tests (T/L & S/S)																	□												
13. Supervision of Erection and Installation Works												■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Completion



Fig 3.1-1 Standard Weight of Tower Per KM

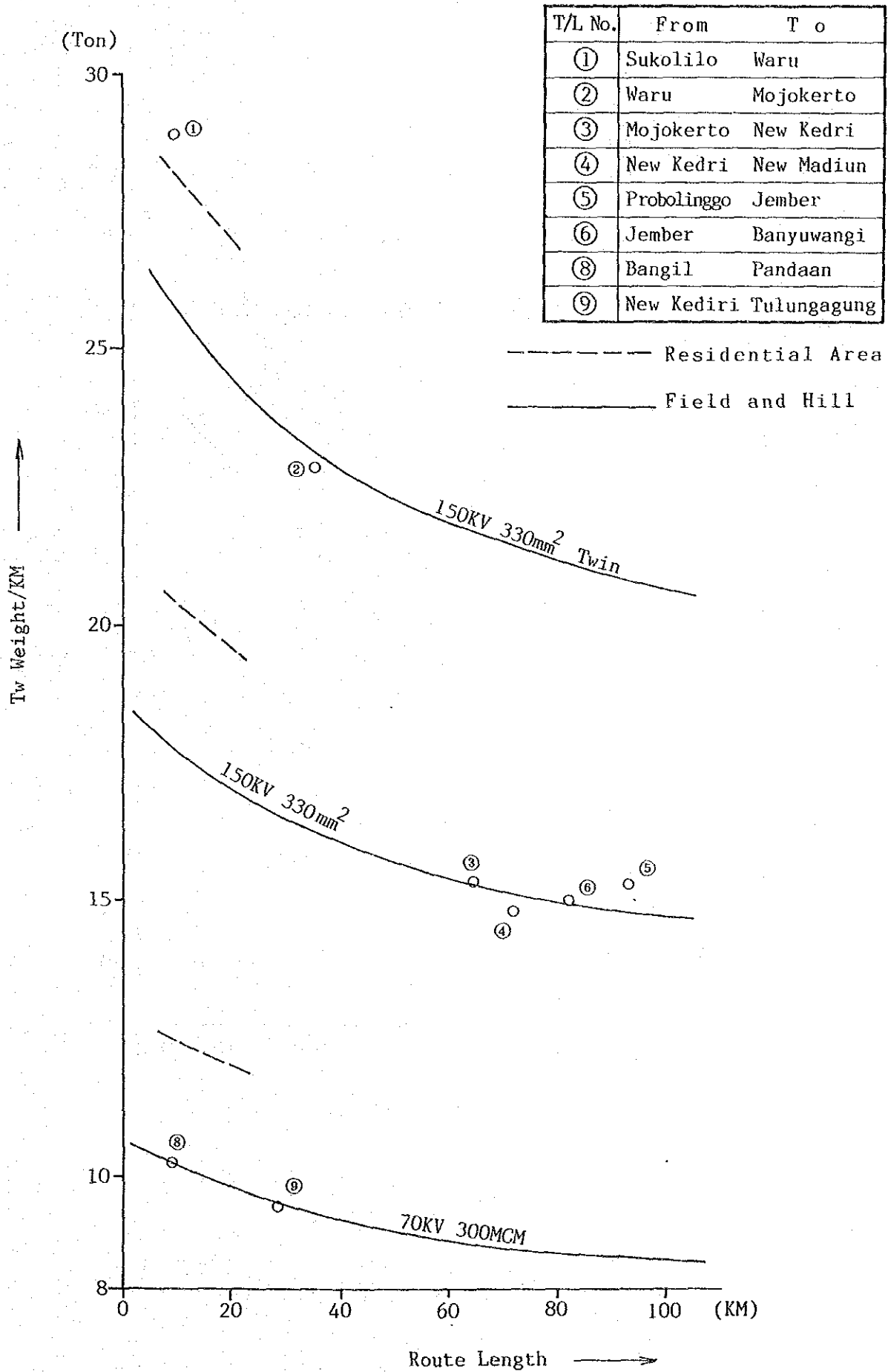


Fig 3.1-2 Proportion of Tw (Ten/Sup:1/n)

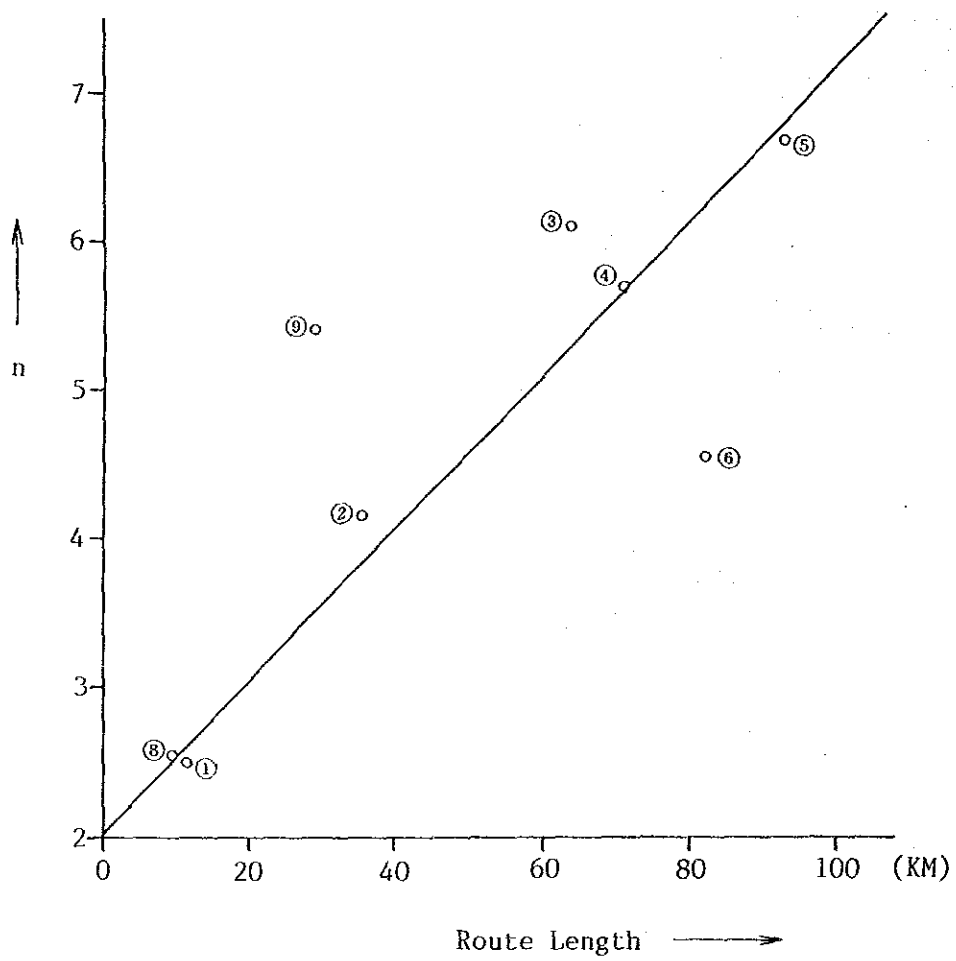


Fig 3.1-3 Mean Span Length

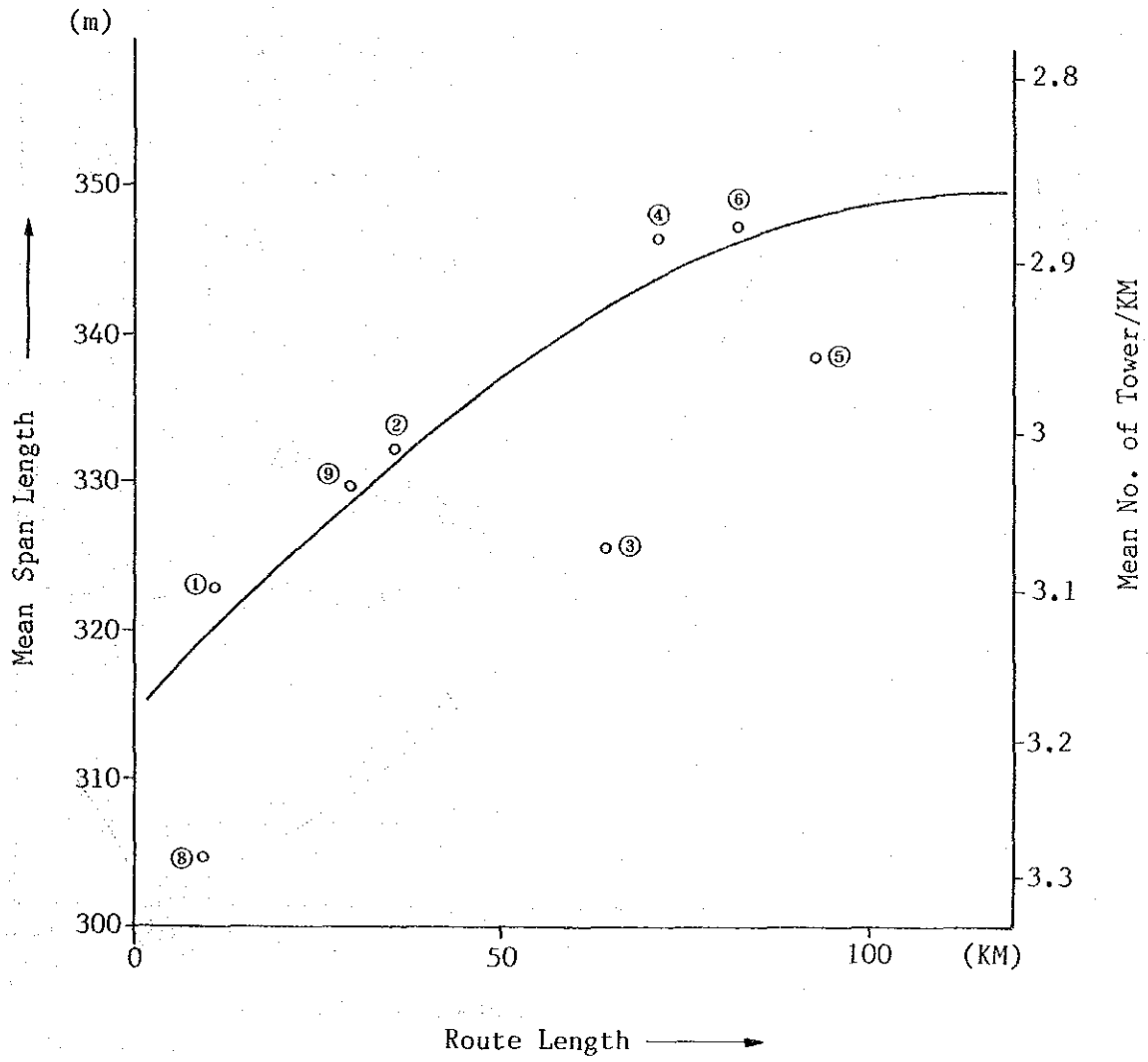


Fig. 3.1-4 Mean No. of Tower/KM

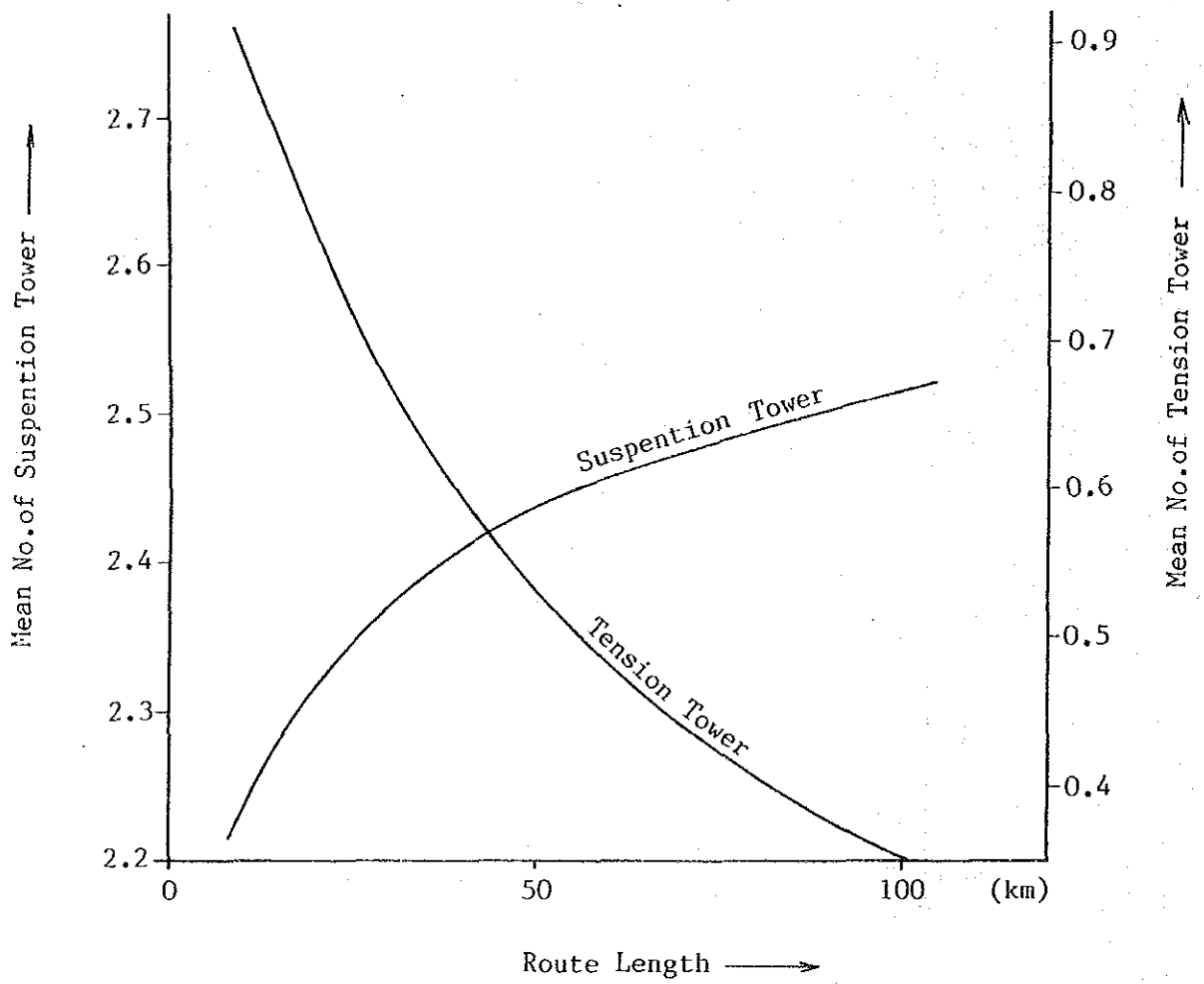


Fig 3.1-5 Proportion of Insulator(Double/Total)

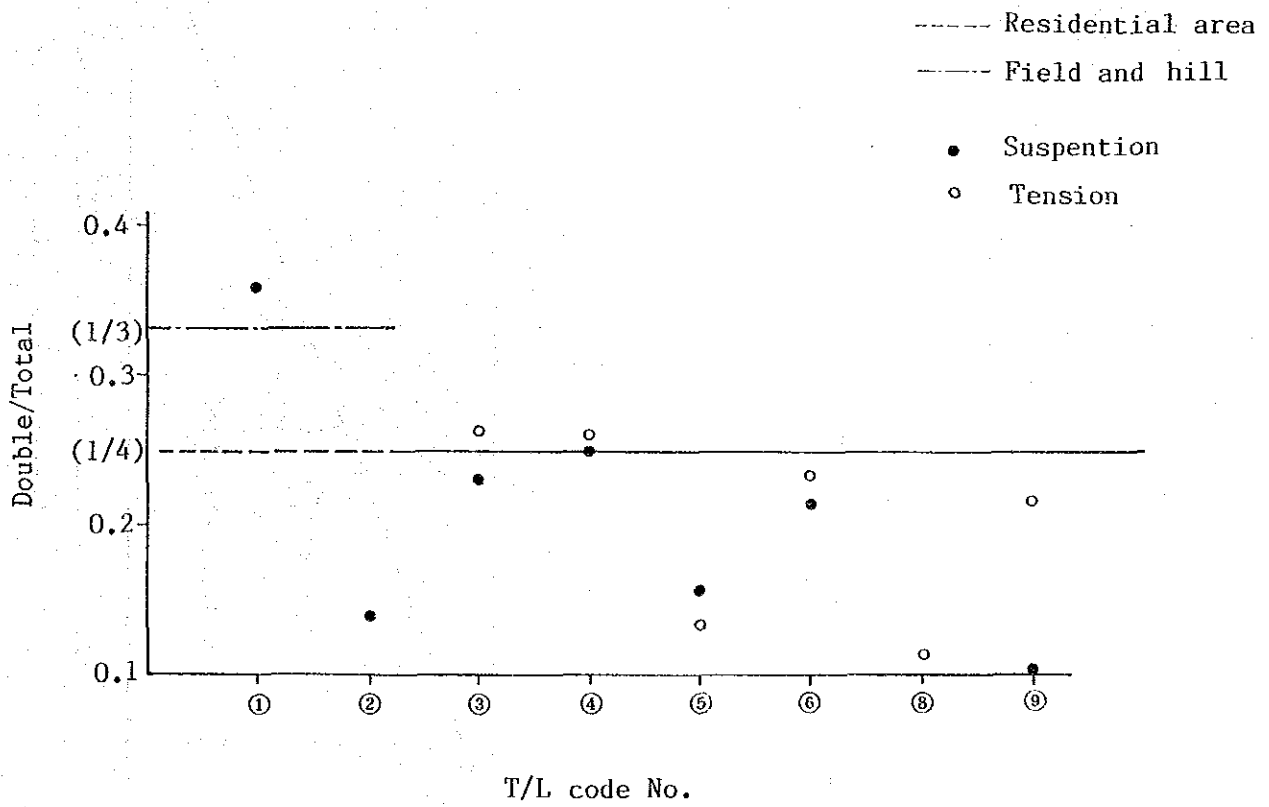




Fig 3.1-6 Unit Price of Tower

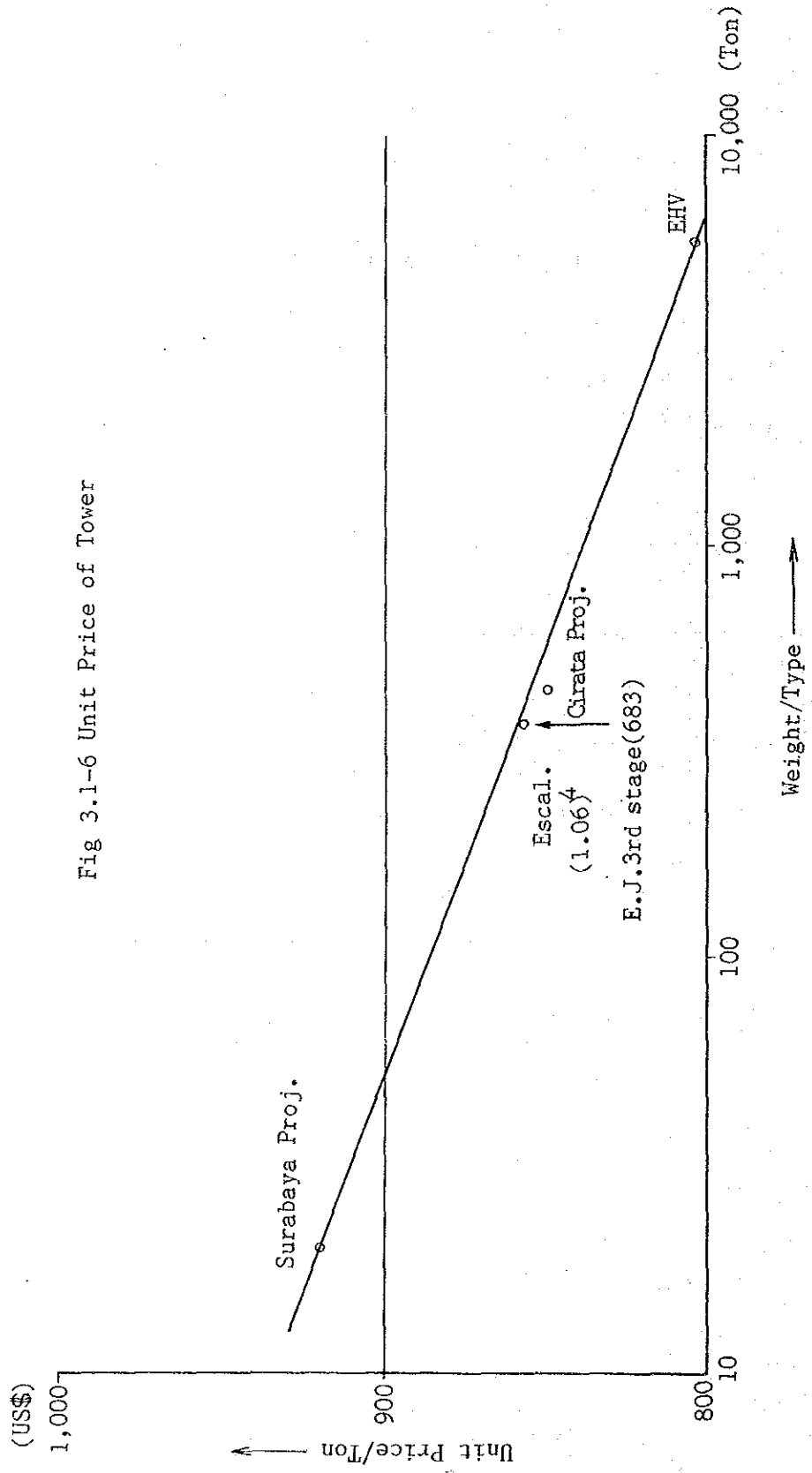


Fig. 3.1-7 150kV/20kV Tr Unit Price

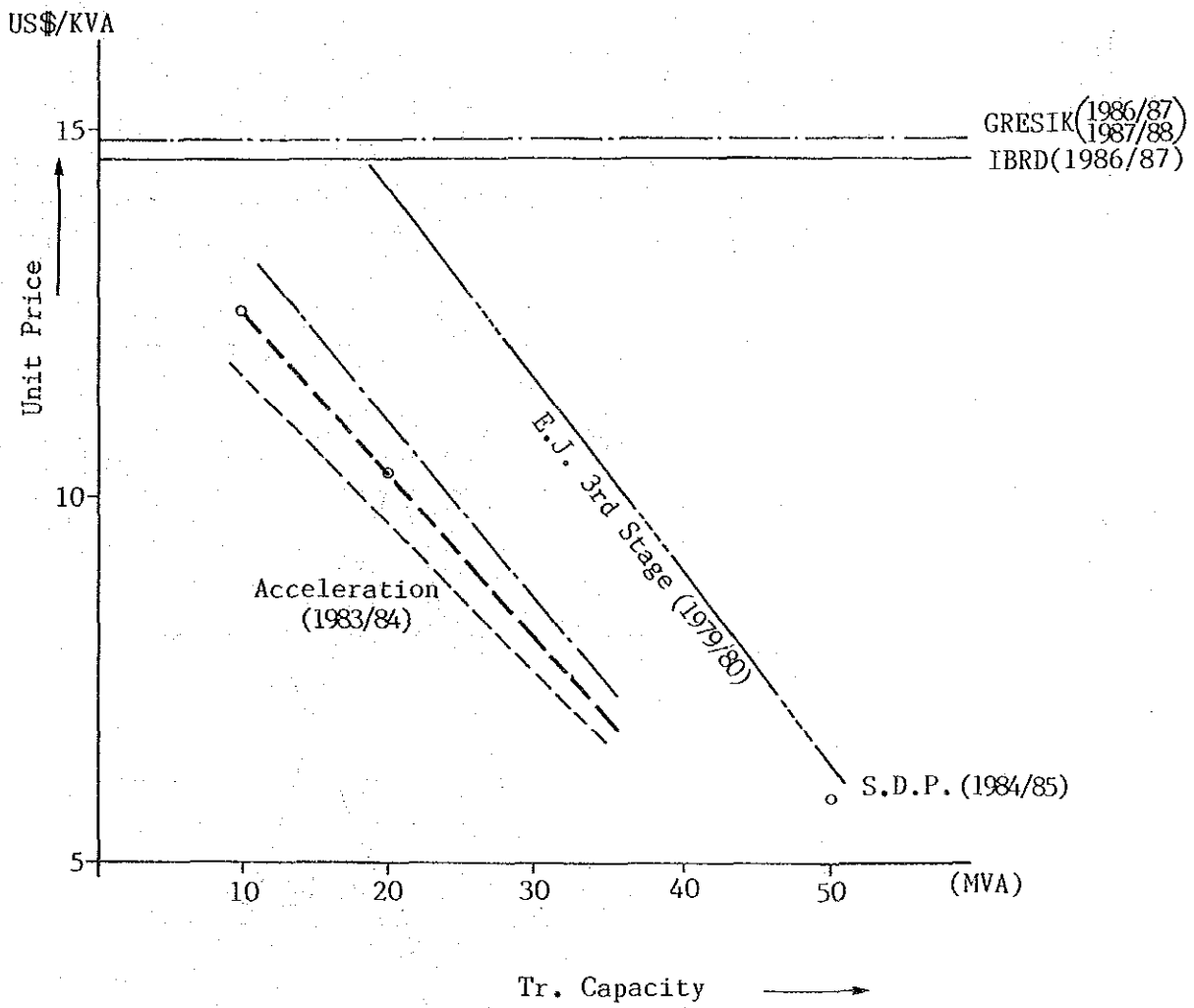


Fig 3.1-8 Transmission Line Planning

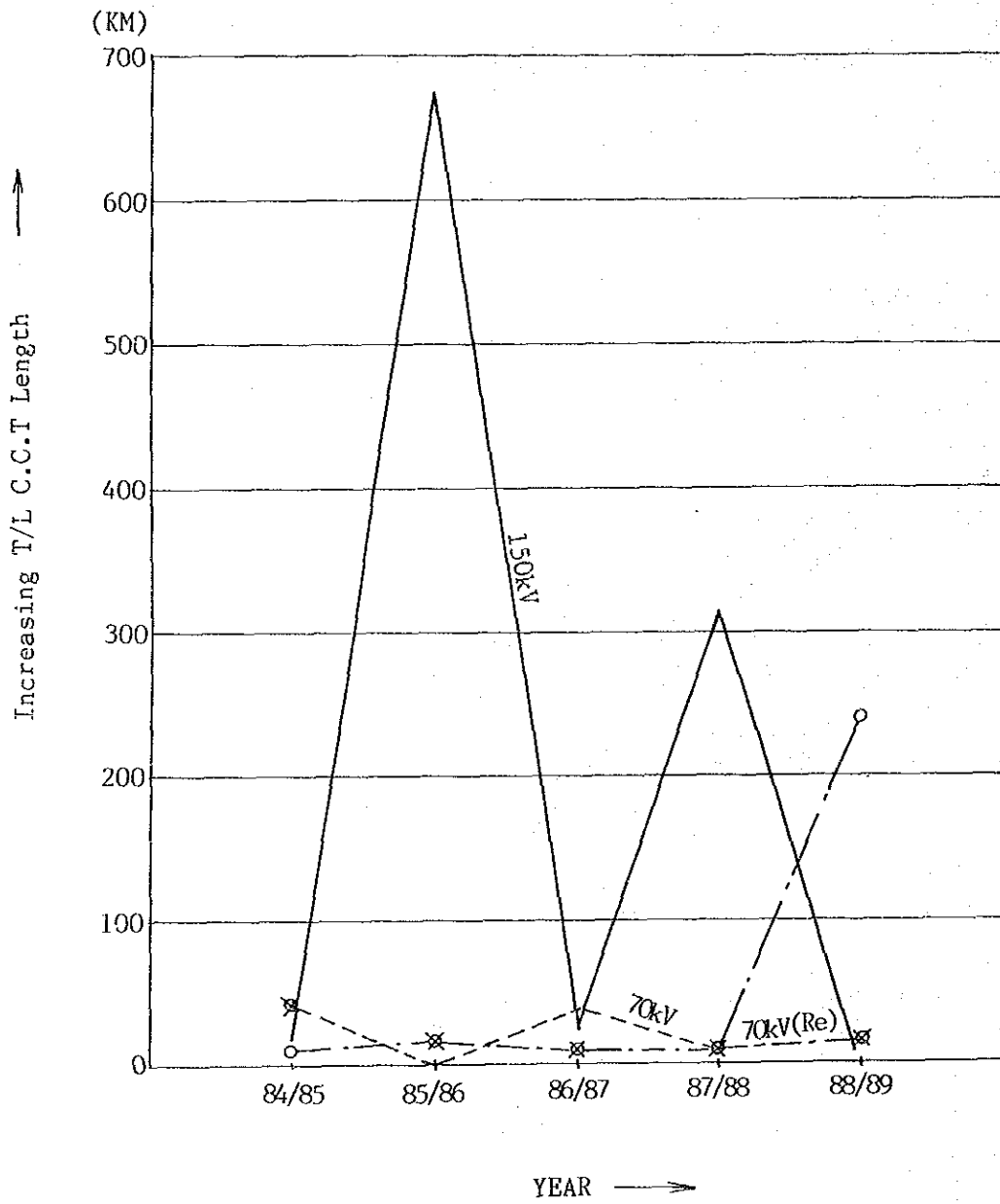


Fig 3.1-9 Substation Planning

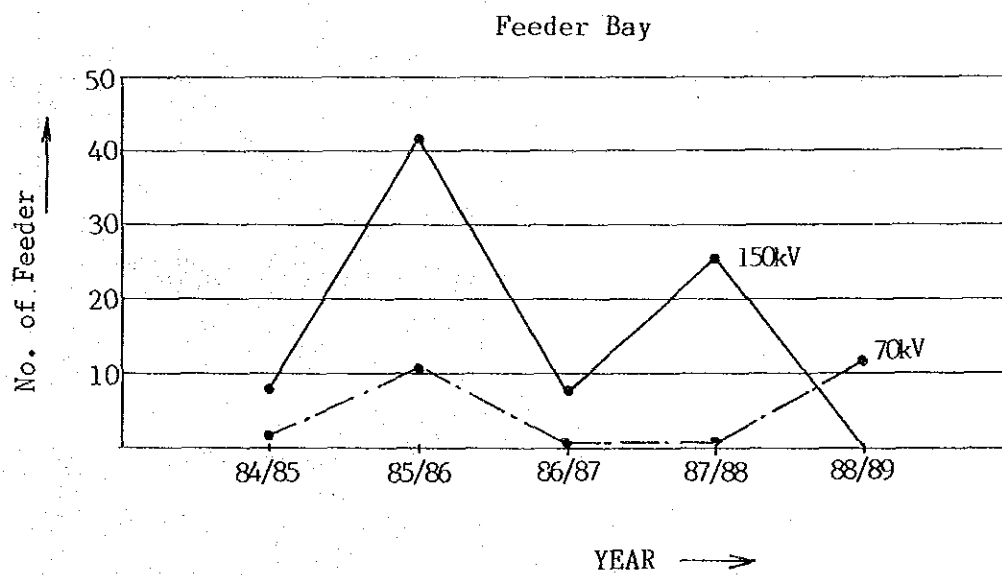
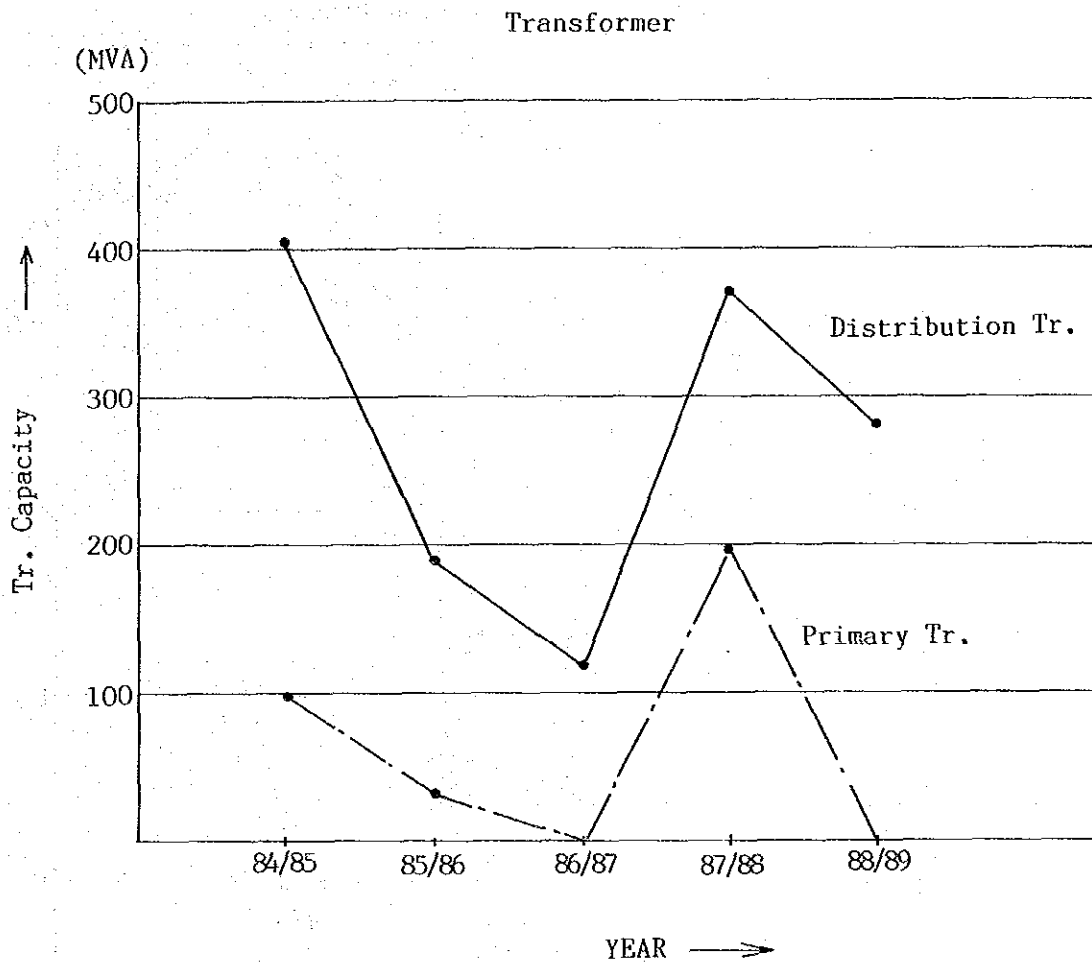


Fig 3.1-10 Distribution Planning

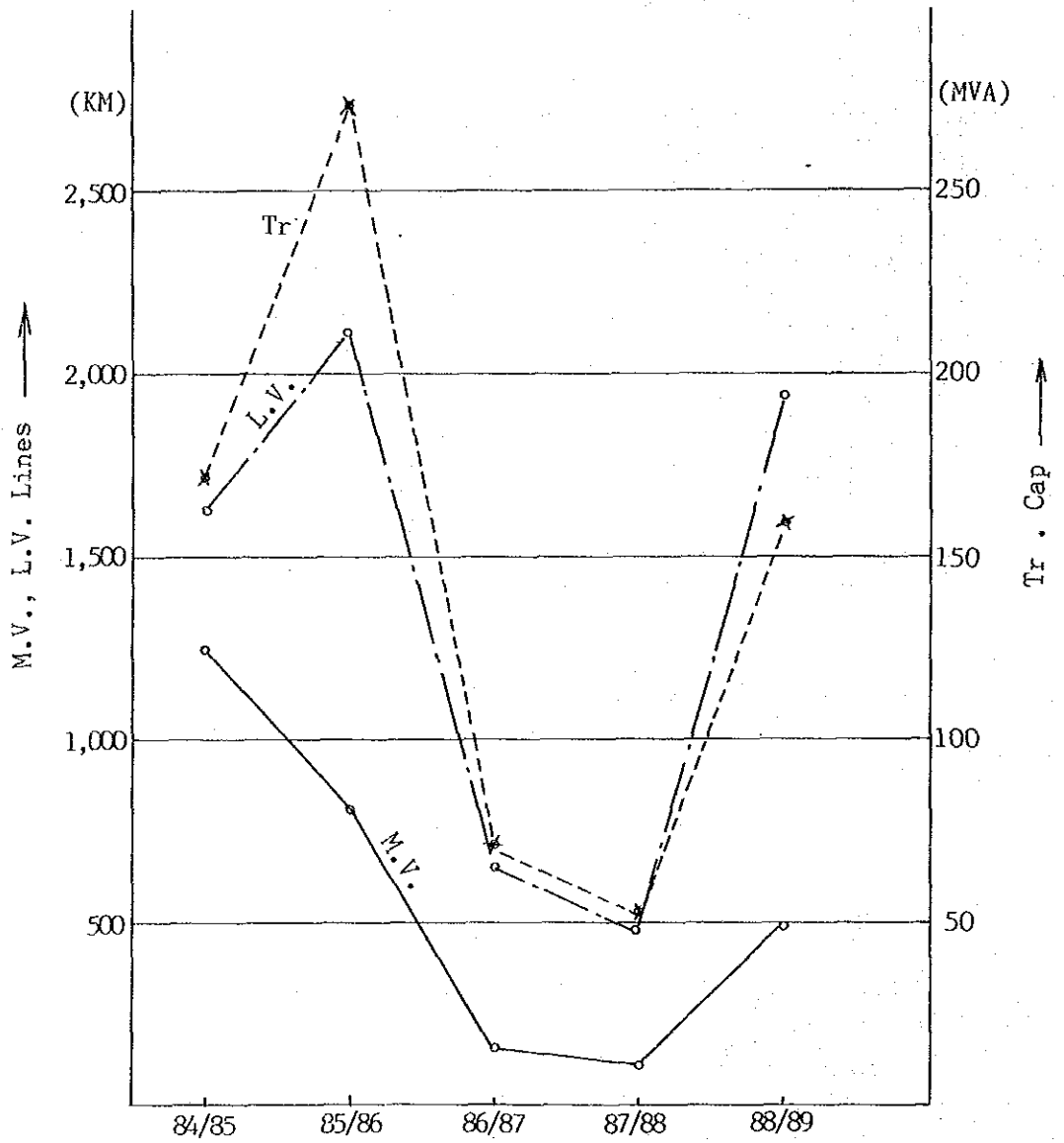
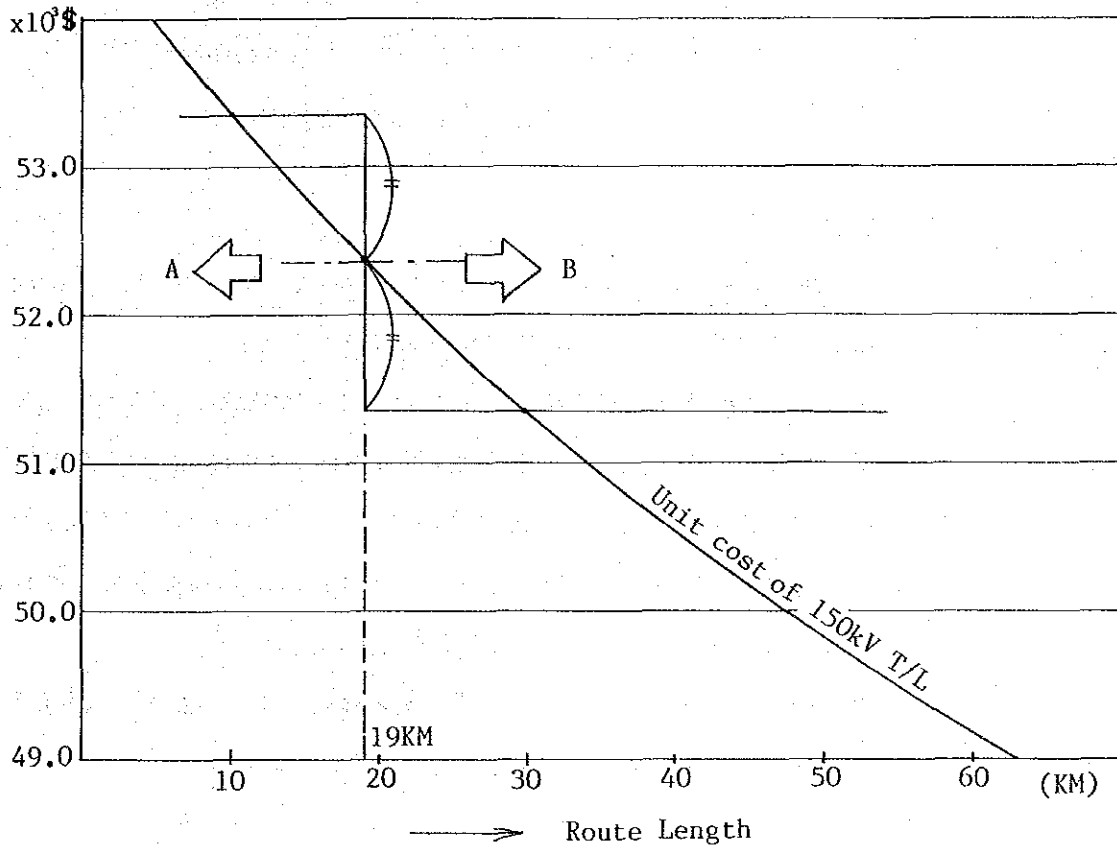


Fig 3.1-11 Boundary of A & B



## 3.2 短期計画の評価

### 3.2.1 技術評価

#### (1) 設備計画の基準

短期プログラムに於て計画されている送電・変電・配電設備の計画基準については次の通りに定めた。

#### (a) 送電設備

##### (i) 新設送電線

送電線は容易に設備容量の変更は出来ないので、新設送電線は2003年度系統計画に於ける送電容量を確保出来るものとした。

短期計画に於ける1987年、1988年度新設送電線は、配電用変電所への供給送電線が主体である。一方長期計画における150kV配電用変電所供給系統については、地区別に1次変電所からのループによる送電系統を基本としている。その地域別送電系統容量はTable 3.2-1に示す通りで、これを基準として150kV送電線の新設計画を立案した。

又70kV送電線については、東部ジャワ周辺部のローカル配電用変電所への供給線であり、70kVの標準電線300MCMで計画した。

##### (ii) 増架工事

送電線の増架工事については、送電容量が不足する恐れのある場合や増架に伴う採算の成立つ場合は、優先的に増架を計画するが、次の条件を満足する場合にも増架を計画した。

1. 150kV送電線に於ては、送電線の信頼性は高いが、若し送電不能になった場合、社会的影響が大きい場合。
2. 70kV送電線に於ては、平均事故率は、150kV送電線に比して約3倍(1241件/100KM, Rainy season)で信頼性が低い。したがって、増架可能な送電線は早い時期に、2回線化を計画する。

##### (iii) 改修工事

1967年以前の70kV送電線は50mm<sup>2</sup>H.D.C.C.又は85mm<sup>2</sup>A.C.S.R.を使用している。設備が老朽化して来た上に事故率も高いため長時間送電不能の事態も予測されるので、負荷の重要度、Loss Reductionの効果、鉄塔の裕度を考慮して順次大サイズ電線に改修して行く計画を立てた。

## (b) 変電設備

### (i) 新設変電所

新設変電所については、中長期計画に於ける負荷の見通し、電化の促進、配電線の電圧降下、用地の早期取得の必要性を考慮して、必要変電所を決定した。地域別に計画した変電所は次の通り。

#### ○ Surabaya 市内

Surabaya 市 2000 年計画によれば、Surabaya 市内に 15カ所の変電所の新設予定地を計画している。このうち 9カ所については、長期計画に於て計画されている。この S/S の計画時期および現在その地域に供給している 1次 S/S の Peak load の状況を Fig 3.2-1 に示す。Fig 3.2-1によれば Waru 1次 S/S 供給区域に於ける 20 kV 負荷の伸び率が一番高く、この区域に新設を予定されている S/S の数も最も多い。したがって短期計画では、Waru 区域に 1カ所新設変電所を計画することとし、早い時期に工業需要を必要とする Babatan を選定した。

#### ○ Madura 島

Madura 島は面積 5,593 平方キロメートルの島で、東部ジャワ全体の 11.7% を占めており人口も東部ジャワの 8.9% に達している。しかしながら電力系統はジャワ本島と連系されておらず、4つの営業店を中心とした Diesel 発電にたよっている。したがって、電力化率も低く (3.3%) ジャワ全島平均の約 1/3 である。又大きな産業も少く、灌漑用や上水道用のポンプ需要が主でタバコの乾燥や製塩業が行われているに過ぎず、電力使用量も東部ジャワ全体の 1.2% を占めるに過ぎない。近年本島を開発する計画が進み、第 1 段階として島の西南地域に大セメント工場の建設 Project が発足した。このため Gresik P/S から直接 150 kV 海底ケーブルによる電力連系が計画され、英国政府の協力により 1985 年に完成すべく着々と準備が進められている。

これを契機として全島の電化率の向上、産業の誘致や拡大が計られ、島の近代化が推進されようとしている。この一環として全島を東西に縦断する送電幹線が計画され、これを電源とした 4 変電所の建設の実現が望まれている。以上の前提条件を考慮に入れた電力需要の予測はむずかしく、PLN による試算値と JICA チームによる予測値ではかなりの差が出ている。ここでは



150kV電力システムの導入の採算性を見るため、過去の使用実績をベースとした JICA チームの予測値をベースとして計画の妥当性について検討を行う。 Fig 3.2-2 に Madura 島に於ける今後の需要予測値（除セメント工場 Gili Timur 負荷）と、これに対処するための Diesel 発電による設備計画と 150 kV 導入による変電所設備計画を示す。

次に現在稼働中の Diesel 発電による発電原価および将来増設による発電原価を Fig 3.2-3 に示す。 Fig 3.2-3 によれば、150kV 系統を導入した場合 1990 年までの 3 年間は電力原価は高くなるが、1994 年以降は安くなりその差は年とともに大きくなる。これから明らかに、150kV 導入した方が採算上有利となる。導入の時期については、現有設備で 1987 年までの Peak load は供給可能であるから、1987 年度に送変電設備を完成し、1988 年から運転開始すればよいと判断される。

○ 地方の配電用変電所

スラバヤ市以外の配電用変電所の新設については、現在の配電線の状況や 1 次変電所の設備状況、今後の電力需要の動向、用地の取得難易を総合的に考えて決めた。具体的な変電所新設計画を Table 3.2-2 に示す。なお 20 kV 配電線の電圧降下については、5% (1,000V) をサービス基準として考えることとした。

(ii) 変圧器増設

変電所の所要容量を次の算式により求め、現在設備を超過する変電所の変圧器の増設を計画した。なお増設容量については、増設後 5 カ年間の電力の伸びに対応出来る容量のものとした。

$$\text{Necessary capacity} = \text{Peak Load} \times \frac{1.15}{0.85}$$

1.15 : 1 + Diversity Factor (0.03) + Allowance Factor (0.12)

0.85 : Power Factor

○ Connecting Tr.

150kV/70kV の連絡用 Tr の単位容量を 50 MVA とし、87 年度に設備容量の不足する 3 変電所について増設を計画した。

○配電用 Tr.

87年度、88年度における設備容量が不足する S/S について増設を計画した。なおこの場合現有設備の容量については、Bank 事故を想定して次の通りに算定を行った。

○70kV/20kV の老朽変圧器を設置している S/S については、その最大容量の変圧器の事故時の容量とした。

○1 Bank S/S については、停止時を想定して隣接変電所からの配電線による融通電力とした。この場合、配電線 1 回線当り 3.5 MW の融通電力が可能なものとする。

(c) 配電設備

(i) 1987/88 年計画

東部ジャワに於ては、1984/85～1986/87 の 3 カ年は配電設備を重点とした拡充計画が進められている。したがって 1987/88 年度は、送変電設備を中心とした拡充計画を立てた。このため配電設備の拡充計画は 86/87 年計画で拡充を行わなかった Pamekasan と Kediri の Cabang に限定した。

(ii) 1988/89 年計画

東部ジャワ全 Cabang について配電線の計画を調査し、必要性の高い配電線を計画に織込んだ。計画は Pasuruan を除く全 Cabang とし工事量、工事費共に過去 4 年間の平均並みとした。

(2) 設備計画の評価

上記設備計画の基準に基づき計画された個々の設備について具体的な評価を試みた。別表 3.2-3, 3.2-4, 3.2-5 に送、変、配電設備の負荷と設備容量の関連を示す。

Table 3.2-1 T/L System and Capacity in 2003

Average Peak Load of Distribution Substation in 2003

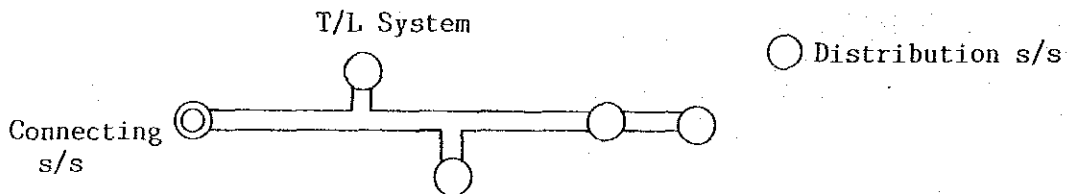
	Peak Load(MW) (M.V.+L.V.)	No of Distribution s/s	Average Peak Load(MW)
Surabaya and Surrounding	1,725	24	71.9
Othars	1,114	53	21.0

Necessary Capacity and Planning Capacity of T/L in 2003

	* Max.NO. of s/s	** Necessary Capacity (MW)	Planning (2.c.c.t)	
			Conductor Size	*** Capacity(MW)
Surabaya Center	4	332	330mm <sup>2</sup> xTwin	490
Surabaya Surrounding	3	242	330mm <sup>2</sup>	245
Others	6	141	330mm <sup>2</sup> (240mm <sup>2</sup> )	245 (197)

Note

\* Maximun No.of Distribution s/s in T/L System



\*\* Necessary Capacity = Average Peak Load x No.of s/s x Allowance(1.12)

\*\*\* Capacity =  $\sqrt{3}$  Voltage x Current Carring Capacity x Power Factor x 1.5  
 =  $\sqrt{3}$  x 150 x Current Carring Capacity x 0.85 x 1.5 x 10<sup>3</sup>(MW)

Table 3.2-2 Planning of New s/s exclude Surabaya and Madura

Item	D/L Voltage drop(V),1998		Future
	Distribution Line	Vg Drop	
Tuban		1,020V (5.1%)	Cement factory
Kraksaan		1,570V (7.9%)	Promotion of Electrification
Ngawi		1,110V (5.6%)	"
Magetan		1,080V (5.4%)	"
Paiton	_____	_____	T/L for construction work of coal P/S

Table 3.2-3 Capacity and Peak Load of T/L (1/2)

## New Construction

Year	Name of T/L	Capacity of T/L (MW)				Peak Load (MW)			Necessary capacity (MW)
		Vg (kV)	No.of c.c.t	condu. (mm <sup>2</sup> )	capacity (MW)	1988 or 1989	2003		
							No.of s/s	Load	
1987	Krian-Babatan	150	2	330	245	4.5	3	188	211
"	Probolingo-Kraksaan	150	2	330	245	4.8	4	123	138
"	Kraksaan-Paiton	150	2	330	245	2.7	5	138	155
"	Ngawi-Incomer	150	2	240	197	1.6	1	2	2
"	Babat-Tuban	150	1/2	330	163	1.5	1	18	20
"	Gilitimur-Bangkalan	150	1/2	330	163	8.1	4	36	40
"	Bangkalan-Sampang	150	1/2	330	163	6.5	3	29	32
"	Sampang-Pamekasan	150	1/2	330	163	4.8	2	21	34
"	Pamekasan-Sumenep	150	1/2	330	163	2.2	1	12	13
1988	New Madium-Magetan	70	2	300 MCN	68	2.1	1	3	3

Note

\* No.of s/s : No.of s/s in the T/L System

## Additional Secend Circuit

Year	Name of T/L	Capacity of T/L(MW)				Peak Load (MW)			Necessary Capacity (MW)
		Vg (kV)	Candu. (mm <sup>2</sup> )	Capacity(MW)		1988 or 1989	2003		
				1cct	2cct		No.of s/s	Load	
1987	Sukolilo-Kenjeran	150	330	163	245	16.4	2	139	156
"	Turen-Incomer	70	300 MCM	45	68	6.6	1	17	19
1988	Tulungagung-Kediri	70	"	45	68	17.6	2	54	60
"	Karangates-Sengguruh	70	"	26	41	8.3	1	5	11
"	Mojokerto-Madium	70	"	45	68	2.9	1	15.9	18

(2/2)

## Rehabilitation

Year	Name of T/L	Capacity of T/L (MW)				Load (MW)		Necessary Capacity (MW)
		Existing		Planning		1983	1988 or 1989	
		condu.	cap.	condu.	cap.			
1987	Waru-Sawahan	50mm <sup>2</sup> cu	40	300MCM	68	30.9	57.4	64
1988	Karangates-Sengguruh	50mm <sup>2</sup> cu	40	300MCM	68	2.1	14.7	* 20

\* Reliability and loss reduction

Table 3.2-4 Capacity and Peak Load of s/s (1/2)

New Construction

Year	Name of s/s	Capacity (MVA)		Load (MW)		Necessary Cap. (MVA)	
		Tr.	* D.L.	1988	1993	1988	1993
1987	Babatan	50	14.0	4.5	8.6	6.1	11.6
"	Kraksaan	20	7.0	2.1	4.2	2.8	5.7
"	Tuban	20	3.5	1.5	2.3	2.0	3.1
"	Ngawi	10	3.5	1.6	1.9	2.2	2.6
"	Paiton	20	7.0	2.7	3.6	3.7	4.9
"	Bangkalan	10	7.0	1.6	2.8	2.2	3.8
"	Sampang	10	10.5	1.7	3.6	2.3	4.9
"	Pamekasan	10	10.5	2.6	4.4	3.5	6.0
"	Sumenep	10	7.0	2.2	4.0	3.0	5.4
1988	Magetan	20	3.5	** 2.1	2.3	2.8	3.1

Note

\* D.L. : Distribution Line Capacity from Next s/s

\*\* Load, Necessary Cap. : 1989 & 1994

Additional Connecting Tr.

Year	Name of s/s	Capacity (MVA)		Load (MW)		Necessary Cap. (MVA)	
		existing	After Pl.	1988	1993	1988	1993
1987	Segoromadu	50	150	61.4	78.8	83.1	106.6
"	Mojokerto	35	85	29.3	40.2	39.6	54.4
"	New Kediri	35	85	33.9	46.2	45.9	62.5

## Additional Distribution Tr.

Year	Name of s/s	Capacity (MVA)		Load (MW)		Necessary Cap (MVA)	
		Existing	After Pl.	1988or89	1993or94	1988or89	1993or94
1987	Segoromadu	20*(10)	50	20.8	26.7	28.1	36.1
"	Mojokerto	46 (16)	106	17.8	36.9	24.1	49.9
"	Rungkut	50((21))	100	57.6	66.3	77.9	89.7
"	Probolinggo	20 (10)	40	10.5	20.1	14.2	27.2
"	New Madium	30 (10)	50	13.7	23.9	18.5	32.3
1988	Sukolilo	80	130	49.63	97.7	67.1	130.0
"	Banyuwangi	20(( 0))	40	10.0	24.6	13.5	33.3
"	Petrokimia	30((3.5))	60	21.0	21.0	28.4	28.4
"	Ujung	32 (12)	62	11.4	17.9	15.4	24.2
"	Waru	50((10.5))	100	31.9	52.8	43.1	71.5
"	Kertosono	10((3.5))	20	3.5	5.7	4.7	7.6
"	Tulungagung	23 (13)	43	10.9	20.8	14.8	28.2
"	Jember	20(( 7))	40	11.3	18.1	15.3	24.5
"	New Kediri	30 (20)	60	15.0	28.8	20.3	39.0

Note \* ( ) : Exclude one old 70kV/20kV Tr.

\*\*(( )): Distribution Line Capacity from next s/s  
in case of one Bank s/s



Table 3.2-5 Peak Load and Planning of D/L

Item Cabang	20KV Peak Load (MW)			Planning (1987-1988)		
	1986	1988	Growth	M.V.Line (KM)	Pole Tr. (UNIT)	L.V.Line (KM)
Surabaya Utara	97.57	122.48	24.91	40	340	478.5
Surabaya Selatan	186.90	241.60	54.70	47.5	400	1,080
Malang	54.07	69.93	15.86	54	51	76.5
Pasuwan	27.27	36.52	9.25	0	0	0
Kediri	25.12	34.09	8.97	49	174	261
Mojokerto	15.91	21.60	5.69	30	10	14.6
Madium	21.25	26.95	5.70	60	68	103.4
Jember	13.32	16.72	3.40	45	23	33
Banyuwangi	6.24	8.48	2.24	27	20	29.6
Situbondo	2.69	3.14	0.45	53	27	41.3
Pamekasan	6.11	8.11	2.00	199	213	320

Fig 3.2-1 20kV Peak Load at Connecting s/s in Surabaya

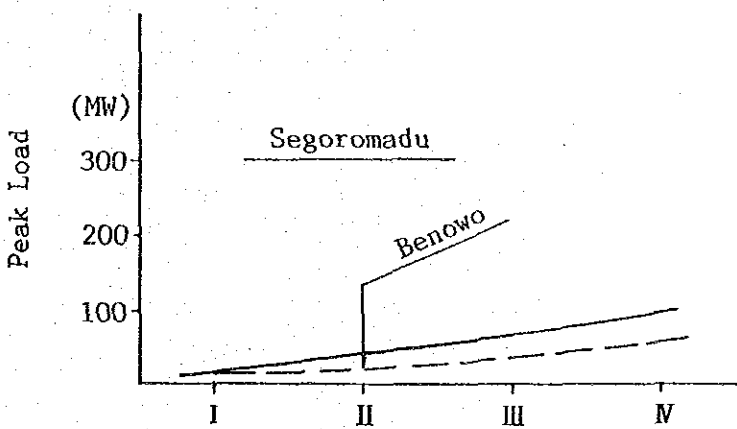
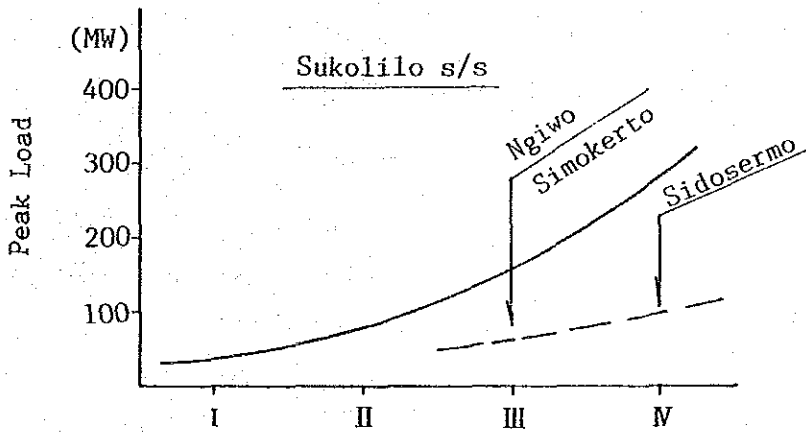
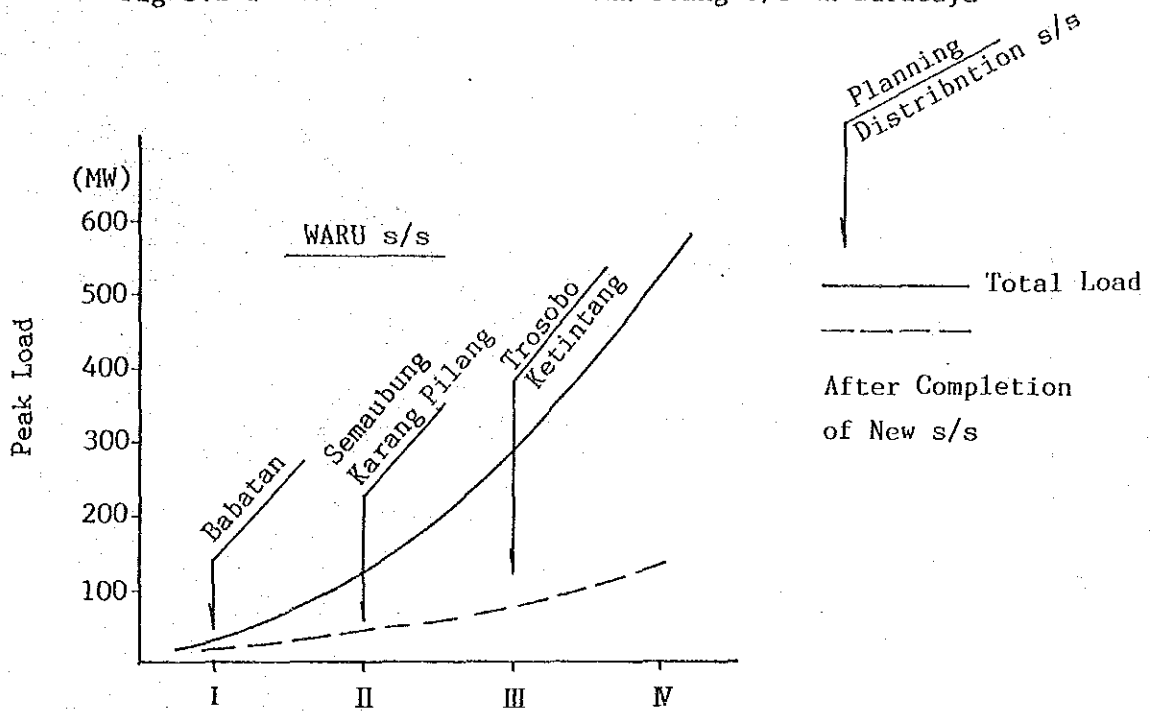


Fig 3.2-2 Planning in Madura Is.

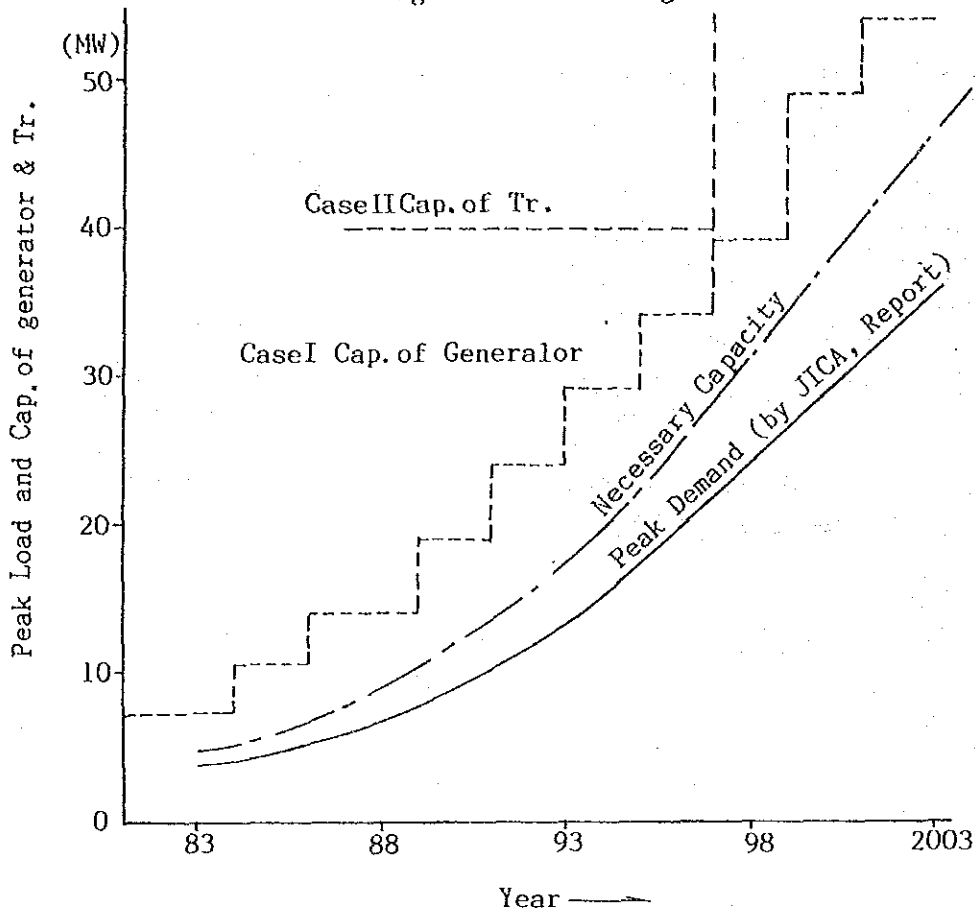


Fig 3.2-3 Unit Cost of Power in Madura Is.

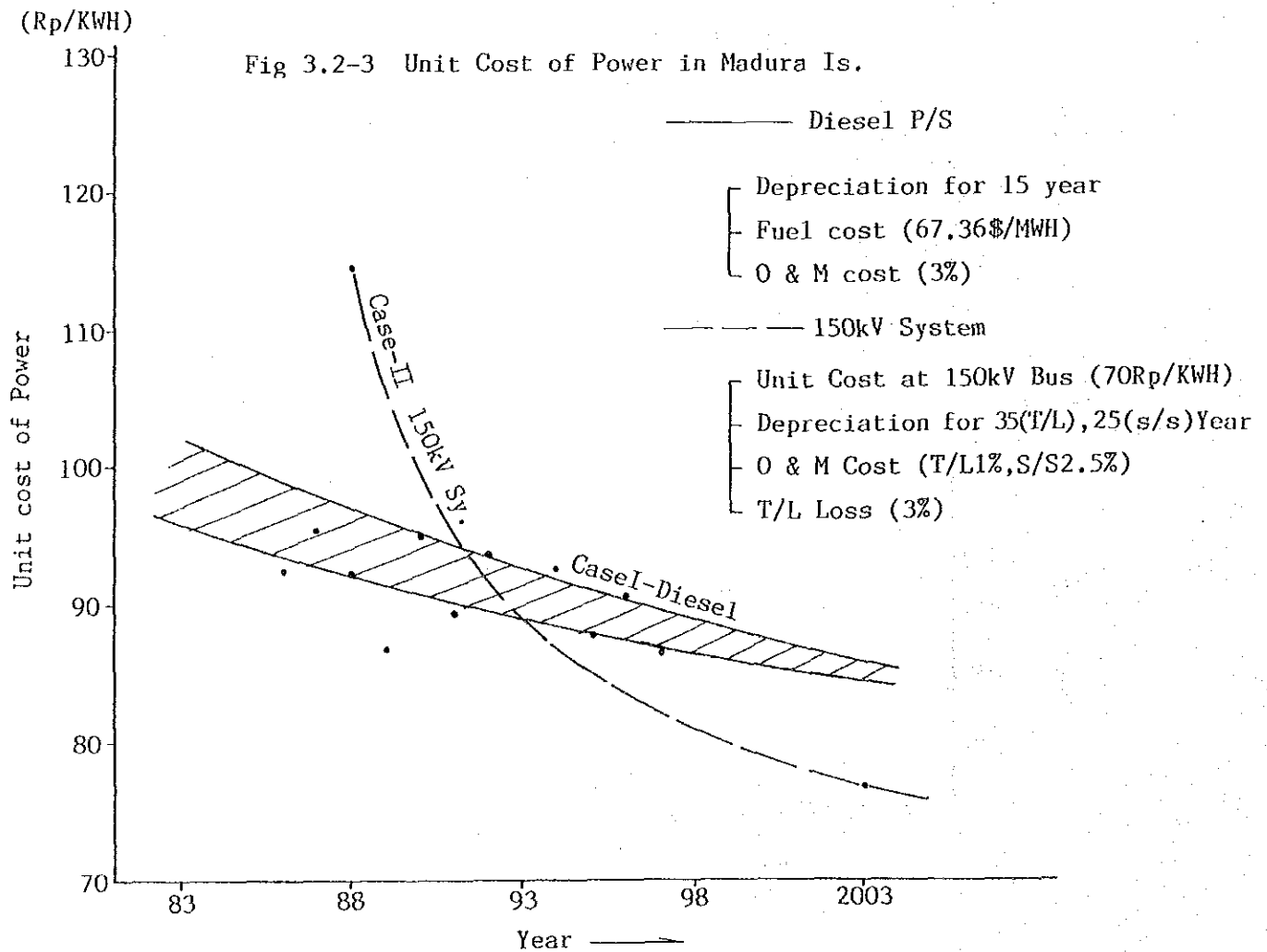
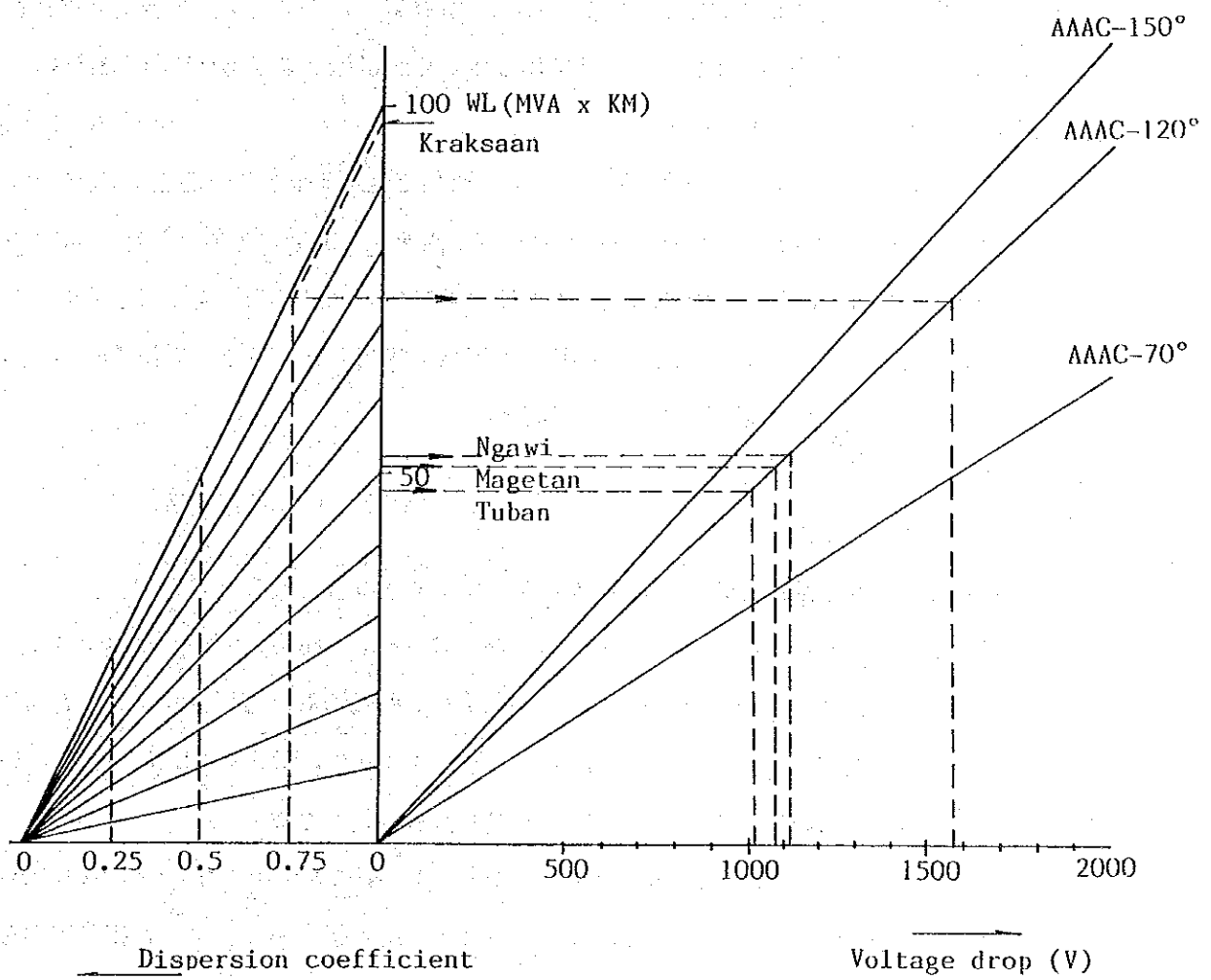


Fig 3.2-4 Voltage drop of medium voltage line



### 3.2.2 経済評価

#### (1) 経済評価方法

短期期間(1984/85-1988/89)中の需要増加に対応して送変配電設備に投資される資金にはインドネシア政府資金の他に、世界銀行(IBRD)、アジア開発銀行(ADB)および今回予定されている海外協力基金(OECF)等の資金がある。

これ等の資金により完成される設備は、地域的にも設備的にも入り混るので、それぞれのプロジェクトの便益を判然と区分することが困難である。したがって、ここの経済評価においては、当期間中に東部ジャワで遂行される、電源およびEHV関係を除く、全送変配電プロジェクトを対象とした。

これらのプロジェクトの一部は1983/84年に運転を開始するので、便益は1983/84から1988/89の間の増分料金収入から増分受電原価を差し引いた金額とした。評価方法は現価法(Present Worth Method)により内部収益率(IRR)を計算して、このIRRにより、全プロジェクトの経済性を判定する方法を採用した。以下、原価(cost)、便益(benefit)およびIRR算定について記す。

#### (2) 原価の算定

プロジェクトの原価

プロジェクトの原価は投資額と運転維持費(O&M)の合計とした。

投資額(Investment)はDirect cost, Physical contingencyおよびコンサルタント料の合計とした。当プロジェクト以外のプロジェクトの原価も、当プロジェクトと同じ建設単価により推定した。運転維持費比率は、送電：1.0%、変電：2.5%、配電：3.0%とした。増分受電原価は受電単価と増分受電電力量の積となる。

受電単価は、PLNが最近(1984年4月)算定した150kV母線単価：Rp.70.0/kwhを採用した。増分受電電力量は、増分販売電力量に、次の損失率で算定した損失電力量を加算して算定した。

送電損失率 : 150kV母線受電電力量に対し 3%

配電損失率 : 20kV母線通過電力量に対し 10%

#### (3) 便益の算定

(a) 本プロジェクトの便益は、全プロジェクトにより生じた増分料金収入から、上記(2)で算定した増分受電原価および他のプロジェクトの原価を差し引いた額とした。

(b) 料金収入単価は、最近(1984年月)PLNが算定した平均収入単価：Rp.98.3/kwh

を採用した。Exchange Rate : Rp.992/US\$, において、99.09 ミル/kwh となる。

(c) 増分販売電力量

これらのプロジェクトの一部は1983/84年中に運転を開始するので、増分販売電力量は1982/83年度からの増分電力量とした。

(4) IRRの算定および評価

上記した方法および条件で、IRRを計算した結果を第3.2-7表に示す。

このプロジェクトの内部収益率 (IRR) は、約10%である。

この値は、公益事業として充分経済性があることを示している。

(5) 感度分析

感度分析の結果を次表に示す。

感 度 分 析 結 果

ケ ー ス	IRR (%)
ベース・ケース	10.0
販売電力量の10%増	11.5
販売電力量の10%減	8.4
全プロジェクト・コストの10%増	8.5
全プロジェクト・コストの10%減	11.7
当プロジェクト・コストの10%増	9.5
当プロジェクト・コストの10%減	10.5
受電原価の10%増	2.2
受電原価の10%減	16.5
コネクティング・チャージを考慮した場合	17.7

表から明らかな如く、受電原価の増減が経済性を最も大きく左右することがわかる。

したがって、プロジェクトの経済性を高めるためには、受電原価の低減が最も重要な要素となる。

また、受電原価の10%増以外のケースは、一応経済性があると判断される。

TABLE 3.2-6 ECONOMIC COSTS IN SHORT-TERM PROJECTS

	UNIT: US\$X10 <sup>5</sup>						
	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89
<b>OTHER L.</b>							
T/L	0.211	4.767	20.605	20.856	4.808	0.0	0.0
S/S	2.266	14.604	26.625	17.820	3.592	0.0	0.0
D/L	5.673	33.726	52.541	36.631	12.144	0.0	0.0
E.S.	1.709	1.829	1.752	1.218	0.007	0.0	0.0
TOTAL	9.859	54.986	101.523	76.525	20.551	0.0	0.0
<b>JICA</b>							
T/L	0.0	0.0	0.0	10.537	10.687	3.995	0.451
S/S	0.0	0.0	0.0	20.637	23.912	9.853	1.292
D/L	0.0	0.0	0.0	6.142	26.596	20.133	4.439
E.S.	0.0	0.0	0.463	1.712	2.276	2.451	1.384
TOTAL	0.0	0.0	0.463	39.028	63.471	36.432	7.566
<b>G. TOTAL</b>	<b>9.859</b>	<b>54.986</b>	<b>101.986</b>	<b>115.553</b>	<b>84.022</b>	<b>36.432</b>	<b>7.566</b>

COST : BASE  
BENEFIT : BASE

TABLE 3.2-7 INTERNAL RATE OF RETURN IN SHORT-TERM PROJECTS

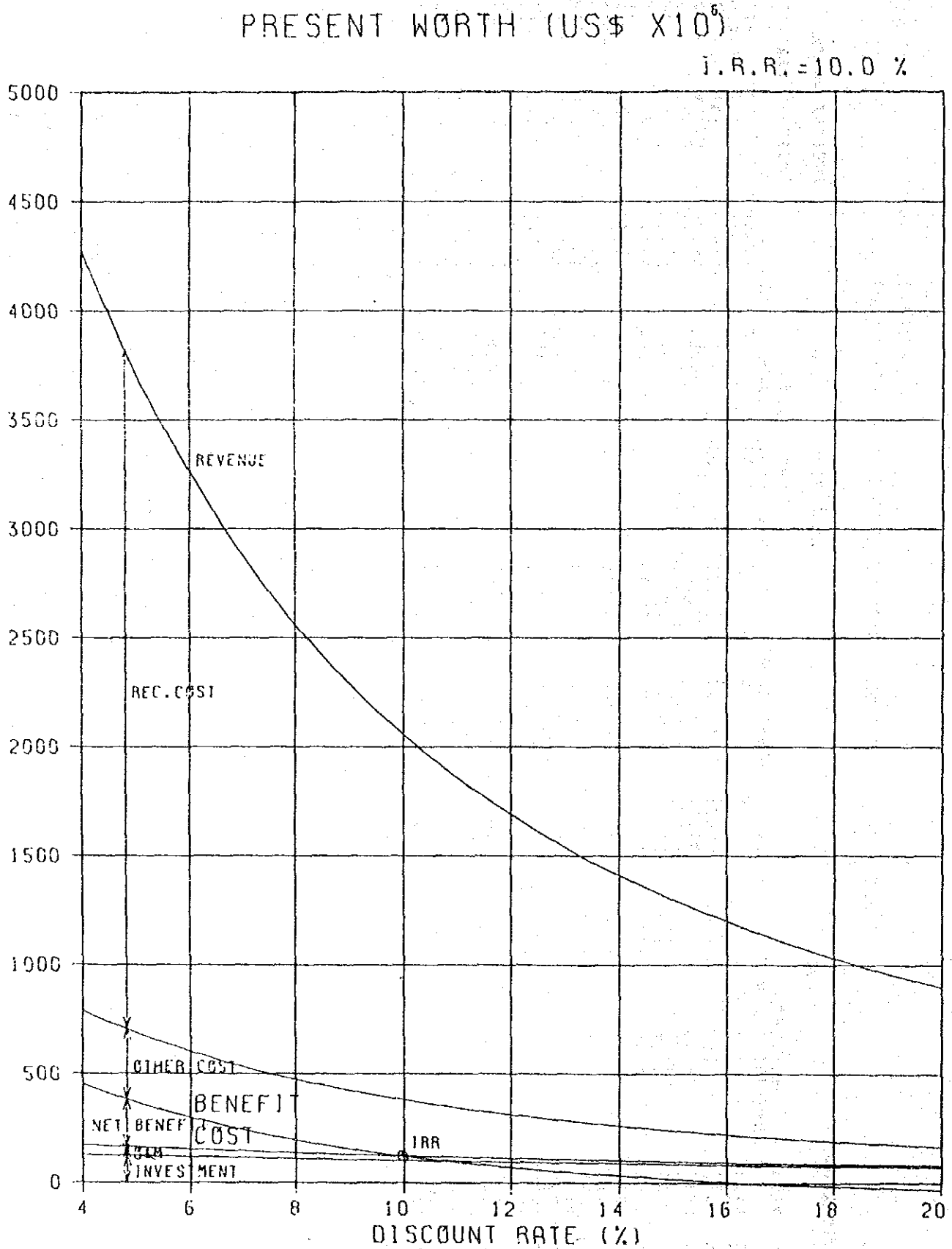
NO YEAR	COST			BENEFIT			TOTAL	E.I.R.R. FACTOR
	EXP. PROG. INVESTMENT	EXP. PROG. O&M	TOTAL	REVENUE	REC. COST	OTHER LOAN INVESTMENT		
1 1982	0	0	0	0	0	-9859	-9859	1.0000
2 1983	0	0	0	41618	-33946	-54986	-47314	0.9093
3 1984	463	0	463	80263	-65468	-101523	-86957	0.8267
4 1985	39028	0	39028	123169	-100465	-76525	-55476	0.7517
5 1986	63471	806	64277	170930	-139423	-20551	6853	0.6835
6 1987	36432	2308	38740	223943	-182664	0	35423	0.6215
7 1988	7566	3198	10764	282704	-230593	0	45753	0.5651
8 1989	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.5138
9 1990	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.4672
10 1991	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.4248
11 1992	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.3862
12 1993	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.3512
13 1994	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.3193
14 1995	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.2903
15 1996	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.2640
16 1997	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.2400
17 1998	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.2183
18 1999	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.1984
19 2000	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.1804
20 2001	0	3368	3368	282704	-230593	0	45753	0.1641
1982 - 2001	146960	50096	197056	4597779	-3750260	-263444	483212	69919
2002 - 2013	0	40416	40416	3392448	-2767116	0	549036	51197
1982 - 2013	146960	90512	237472	7990227	-6517384	-263444	1032248	121116

DISCOUNT RATE (%)	COST			BENEFIT			TOTAL	E.I.R.R. FACTOR
	EXP. PROG. INVESTMENT	EXP. PROG. O&M	TOTAL	REVENUE	REC. COST	OTHER LOAN INVESTMENT		
( 4.0 )	125303	46696	171999	4267608	-3481023	-2090604	1691087	1198962
( 6.0 )	116014	34969	150983	-3481023	-2662185	-233665	-1379368	-977957
( 8.0 )	107595	26835	134429	-242191	-232610	-223665	-207417	-193085
( 10.0 )	99949	21046	120994	-93526	-70998	-55288	-29569	-24805
( 12.0 )	92991	16825	109816	450947	298003	193496	30844	3115
( 14.0 )	86648	13679	100326	2.622	1.974	1.439	0.624	0.034
( 16.0 )	80853	11285	92138	278948	147020	59067	-69482	-89023



FIGURE 3.2-5

PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN SHORT-TERM PROJECTS



## 第 4 章 長期マスタープラン



## 第4章 長期マスタープラン

### 4.1 中・長期拡充計画の概算工事費

#### 4.1.1 送電設備

##### (1) 150KV送電線

中・長期計画においては大巾な電力の伸びが予測されている。しかしながらEHVの受電S/Sを2カ所新設したことや、これから引出される150kV送電線を放射状に分散化したことにより、送電線は現用の330mm<sup>2</sup> ACSR Twin conductorを用いることで系統容量を確保することが出来た。

##### (2) 150KV送電線におけるEarth Wireの変更

東部ジャワに於ける150KV送電系統は、直接接地方式を採用しているため地絡時に於ける地絡電流は大地とEarth Wireに分れて流れる。

地絡点が変電所近傍の場合には、地絡電流はほぼ短絡電流に近くしかも大地への分流効果が少いため、大半Earth Wireに流れる。Surabaya City Power Distribution ProjectのFeasibility Studyによれば、1991年のKiran S/Sの出口に於ける短絡電流は約17KAと想定されている。現用されているEarth Wire 55mm<sup>2</sup> AW 2条では、Back up遮断の場合13KAしか通電容量がなく不足することとなる。(Fig 4.1-1参照) したがって中・長期計画では、遮断器容量に合せた(25KA  $\div \frac{1}{2} = 12.5KA$ ) Earth Wireとして100mm<sup>2</sup> AW線を採用するものとする。

##### (3) 建設単価

建設単価は原則的に短期プログラムのものを採用する。

但し鉄塔単価については、中・長期における年間工事量を考慮して、短期で採用した単価900\$/Tを1,000\$/Tに変更した。

又L.C.(Rp)の対米ドル換算率を1US\$=1,000Rpに変更した。

中・長期計画に用いた建設費の単価をTable 4.1-1に示す。

#### (4) 概算工事費

Table 4.1-1 に示した単価に亘長をかけて建設費を算定することが出来る。但し、亘長が5 KM 未満の場合は建設費が増加するため亘長に修正率 1.1 を乗ずることとする。又、送電線付近の S/S に引込む場合に亘長は短い最低 0.5 KM とすることとする。

中・長期に於て計画された送電線の建設費の集計表を Table 4.1-2 に示す。

#### 4.1.2 変電設備

##### (1) 変電所規模と変圧器単位容量

長期的に検討し、変電所規模並びに変圧器単位容量を決定し、2.4章に述べられている様な考え方で電力系統を構成し、変電所新設工事並びに変圧器増設工事を決定した。変圧器単位容量は、150KV変圧器については容量100MVA～10MVA、70KV変圧器については容量30MVA～10MVAの間で段階的に定めた。

##### (2) 遮断器の定格遮断電流

遮断器の定格遮断電流は、150KV、70KV用に対して夫々25KA、20KAを標準としている。将来の系統の拡大に対応して遮断電流の増大も考えられるが、適正な規模の系統構成になる様に分割運転を考慮されているので、上記の仕様 (Specification) の遮断器の適用が可能である。

##### (3) その他

(a) 変電所新設工事、増設工事に付随して既設変圧器の除却工事、又150KV昇圧変電所に於ては改修工事が必要な場合もあるが、今回の変電所工事計画に於ては増設する部分の標準工事費のみを計上した。従って、上記の関連改修工事費は実体に依りて追加する事が必要である。なお、調相設備については、各所に分散配置する事が必要であるが、容量も少ないので之は特に計上していないが、変圧器単価に包含して考慮している。

##### (4) 建設単価

建設単価は原則的に短期プログラムのものを採用するが、最近のWorld priceの傾向、Cirata Projectの実績、IBRD Power 15のProposal等を考慮して次の修正を行った。

- (a) L.C.(Rp)の対米ドル換算率を1US\$=1,000Rpに変更した。
- (b) 変圧器価格は、F.CとL.Cの合計額で約20%安くした。
- (c) 通信設備費用と通信設備および継電器設備の据付に必要なGuidance Feeは回線の費用に含めて算定した。
- (d) Substation Buildingの単価を $587 \times 10^6$  Rpと約10%高くした。

以上の結果、決定した建設単価は Table 4.1-3, Table 4.1-4, Table 4.1-5 に示す通りである。

(5) 概算工事費

変電所工事の工事量は Table 4.1-6, Table 4.1-7 に示す通りである。之と Table 4.1-3, Table 4.1-4 の group unit cost を適用して工事金額を算定することが出来る。中・長期計画に於て計画された変電所工事費の集計表を Table 4.1-8 に示す。なお、この工事費には用地関係費用は含まれていない。

89年に Sawahan 150KV 昇圧工事、94年に Sukolilo 500KV 昇圧工事が予定されている。Sukolilo 変電所については、500KV 設備は GIS を使用する事により既設用地内 (Waru S/S 側) に設置は可能であるが、150KV 設備の増設の為に新たに用地を取得する事が必要である。又 Sawahan 変電所については、北側に用地を新規に取得する事が必要である。

### 4.1.3 配電設備

#### (1) 配電設備計画

中・長期計画における低圧・中圧負荷予測並びに新規需要家数を基本として、配電設備の計画を作成した。以下、設備別に計画概要の説明を行う。

##### (a) 柱上変圧器

中・長期計画における低圧負荷の合計に見合った柱上変圧器の合計容量を算定した。中・長期における計画容量は Table 4.1-9 に示す通りであり、これを短期、中期、長期毎に図化したものを Fig 4.1-2 に示す。容量の算定に当っては、現在の利用率(0.267)を2003年には0.4に向上する様に計画した。この結果、5年単位で比較してみると1993年～98年に計画された容量が最大であり、1998年～2003年ではやや減少している。

##### (b) M.V.Line

M.V.Lineの計画はL.V.とM.V.との合計負荷を基準とし、L.V.負荷とM.V.負荷の比率によりM.W当りのM.V.Line長が変化する傾向を考慮して必要なM.V.Lineの亘長を算定した。算定根拠および結果を Fig 4.1-3 および Table 4.1-10 に示す。又M.V.Lineの地中化については、Surabaya City Malang City および S/S引出設備を対象として考え、Cabang 別に計画されたM.V.Lineの亘長について Table 4.1-12 に示す地中化率を想定した。架空地中別のM.V.Lineの計画亘長を Table 4.1-11 に示す。

##### (c) L.V.Line

L.V.Lineは柱上変圧器を対象として計画されるものであるから、新設柱上変圧器当りの新設L.V.Line亘長を一定として計画することとした。

East Javaに於ける Feasibility study of Distribution Lineによれば Table 4.1-13に示す通り、柱上変圧器当り平均1.3KMのL.V.Lineを計画している。

これを用いて長期計画のL.V.Lineの計画亘長を算定すると、Table 4.1-14に示す通りとなる。

##### (d) 自動区分閉器

長距離の重要なM.V.Lineには、故障区間を早期に除去するため自動区分閉器が取り付けられている。長期計画に於ける取り付け個数は、至近計画(I.B.R.D power 14, O.E.C.F 4th stage)に於けるM.V.Lineの新設亘長当りの個数(0.12個/



KM)を基礎として算定することとする。取付個数をTable 4.1-10に示す。

(e) Service Equipment

Service Equipmentは需要家により従量制単相低圧、従量制3相低圧、20kVの3つの供給方式に区分される。これを業種別に見るとかなり入りくんでおり明確ではないが、取付費用算定に際してはTable 4.1-15により適用することとした。

次に新規需要家数であるが、Residential, Commercial, Publicは需要想定の際に需要家数が予測されているので容易に算出される。しかしながらIndustryについては使用電力量の予測のみで需要家の数は見込まれていない。したがって、過去のdataから需要家当りの年間使用量を算定し、このTrendを長期計画に用いるものとする(Fig 4.1-4)。又IndustryのL.V., M.V., H.V.需要家の比率は、現状比率(0.9053:0.0924:0.0023)によるものとし、受電方式別の新規需要家を算出するとTable 4.1-16に示す通りとなる。

(2) 建設単価

短期計画に用いた単価をそのまま適用するものとする。

なおL.V.Lineの単価としては新設:増設の比率を0.6:0.4として算定する。

(3) 概算工事費

計画数量と単価を用いて、年度別、期別建設費を算定した結果をTable 4.1-17に示す。

Table 4.1-1 Unit Price of T/L  
Breakdown of over head T/L Unit Price in Surabaya City (1/2)

(US\$/KM)

Vg		500 kV	150 kV	150kV	150kV	150kV
Conductor x c.c.t.		Quad Dove x 2/2	Twin 330mm <sup>2</sup> x 2/2	330mm <sup>2</sup> x 2/2	Twin 330mm <sup>2</sup> x 4/4	330mm <sup>2</sup> x 4/4
F.C.	Tower	104,330	29,046	21,012	66,806	48,307
	Conductor	125,208	40,046	19,189	80,092	38,378
	Earth Wire	4,614	4,614	4,614	4,614	4,614
	Insulator	62,790	12,627	8,345	25,254	16,690
	Others	44,541	12,950	7,974	26,515	16,198
	Total	341,483	99,283	61,134	203,281	124,187
L.C.	*Tower	86,870	36,040	26,071	82,942	59,938
	Stringing	11,579	5,146	4,117	6,433	5,146
	L.P. & R.W.	38,220	16,060	16,060	16,060	16,060
	Admi. Cost	665	354	283	443	354
	Total	137,334	57,600	46,531	105,878	81,498

Breakdown of over head T/L Unit Price Exclude Surabaya City

(US\$/KM)

Vg		150 kV				70 kV	
Conductor x c.c.t.		330mm <sup>2</sup> x 2/2 cct			Twin330mm <sup>2</sup> x 2/2	300 MCM x 2	
Region		* A	B	C	B	*** A (Mountain)	(Plain)
F.C.	Total	55,463	53,295	59,161	91,887	29,214	29,214
L.C.	**Tower	18,780	17,507	26,071	24,934	6,671	10,823
	Stringing	4,117	4,117	4,117	5,146	2,535	2,535
	L.P. & R.W.	13,411	13,411	16,060	13,355	** 1,411	9,943
	Admi. Cost	283	283	283	354	174	174
	Total	36,591	35,318	46,531	43,789	10,791	23,475

## Note

- \* A : Field and Hill, Route Length 10KM  
 B : " " 30KM  
 c : Residential Area Route Length 10KM

## \*\* Tower Foundation and Erection Unit Cost (\$/Ton)

Region	X	Y	Z	Unit Cost
Surabaya City	0.3	0.4	0.3	1,278
Plain	0.5	0.3	0.2	1,061
Mountatin	0.8	0.2	0	654

X : Hill and Farm (Foundation Type L.M.)

Y : Paddy Field (Foundation Type H.)

Z : Pile Special Foundation

## \*\*\* Land Purchase Only

Breakdown of Under Ground Cable Unit Price 150kV single  
 Core O.F. Cable(800mm<sup>2</sup>cu) (\*US\$x10<sup>3</sup>/KM)

Item	No. of c.c.t. Route Length	1 c.c.t.		2 c.c.t.	
		3KM	5KM	3KM	5KM
150kV Single core O.F. cable(800mm <sup>2</sup> cu)		209	209	418	418
Joint Accessory		12	12	24	24
Terminal		26	15	52	31
Control and Telecom. Cable		11	11	22	22
Testing Equipm. and Appliance		9	7	10	8
Guidance Fee		18	13	22	17
Jointer Fee		22	18	32	26
Others		15	14	29	28
Total		322	299	609	574

## Note

- \* F.C. Only

Table 4.1-2 Construction Cost of Transmission Line

(1/2)

Year	From	To	Item of T/L				Unit Price (US\$ x 10 <sup>3</sup> )		Construction Cost (US\$ x 10 <sup>3</sup> )			Remark
			V <sub>g</sub>	C.C.T.	Route L.	Conductor	F.C.	L.C.	F. C.	L.C.	F.C.+L.C.	
1	1989	(Probolinggo) - Tanggul	150	4	2.0	330mm <sup>2</sup>	124,187	81,498	273	163	436	
2	"	(Jember) - 2π Incomer Babat - Tuban 2nd C.C.T.	150	1	30.9	330mm <sup>2</sup>	16,820	3,731	520	115	635	
3	"	(Jember) - Genteng	150	4	5.0	330mm <sup>2</sup>	124,187	81,498	621	407	1,028	
4	"	(Banyuwangi) - 2π Incomer Tandes - Sawahan	150	2	4.0	Twin 330mm <sup>2</sup>	99,283	57,600	437	230	667	
5	"	Perak - Sukolilo 1st Stage (To Ujung)	150	2	2.6	330mm <sup>2</sup>	124,187	81,498	355	212	567	With 70kV 2 c.c.t.
6	"	(Gresik) - Karang Pilang	150	4	2.6	Twin 330mm <sup>2</sup>	203,281	105,878	581	275	856	
7	"	(Waru) - 2π Incomer Tulungagung - Trenggalek	70	2	25.0	300 MCM	29,214	10,791	730	270	1,000	
8	"	Wonorejo - Tulungagung	70	2	15.0	300 MCM	29,214	10,791	438	162	600	
9	"	Paiton - Sitobondo 2nd C.C.T.	150	1	40.0	Twin 330mm <sup>2</sup>	30,841	4,665	1,234	187	1,421	
10	"	Situbondo - Jember 2nd C.C.T.	150	1	81.0	330mm <sup>2</sup>	16,820	3,731	1,362	302	1,664	
11	"	Jombang - Incomer	70	2	10.0	300 MCM	29,214	23,475	292	235	527	
12	"	Kesamben - Wlingi	70	2	14.0	300 MCM	29,214	10,791	409	151	560	
13	1990	Kepanjen s/s - Kebonagung	70	2	17.5	300 MCM	29,214	23,475	511	411	922	
14	"	(Waru) - Semanbung	150	4	2.3	Twin 330mm <sup>2</sup>	203,281	105,878	514	244	758	
15	"	(Sukolilo) - 2π Incomer Kebonagung - Polehan	150	2	5.0	330mm <sup>2</sup>	55,463	36,591	277	183	460	
16	1991	Metro - Kepanjen s/s	70	2	5.0	300 MCM	29,214	10,791	146	54	200	
17	1992	(Gresik) - Benowo	150	2	3.7	Twin 330mm <sup>2</sup>	99,283	57,600	404	213	617	
18	"	(Karang Pilang) - π Incomer (Bangil) - Lawang	150	2	2.0	330mm <sup>2</sup>	55,463	36,591	122	73	195	
19	1993	(Kebonagung) - π Incomer (Krian) - Driyorejo	150	2	1.5	330mm <sup>2</sup>	59,161	46,531	98	70	168	
20	"	(Babatan) - π Incomer (Waru) - Sidoarjo	150	4	2.0	330mm <sup>2</sup>	124,187	81,498	273	163	436	
		(Bangil) - 2π Incomer										
		Total							9,597	4,120	13,717	

Year	From	To	Item of T/L				Unit Price (US\$ $\times 10^3$ )		Construction Cost (US\$ $\times 10^3$ )			Remark
			Vg	C.C.T.	Route L.	Conductor	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.+L.C.	
21	III	(Paiton) - Sukolilo	500	2	20	Dove x 4	341.483	137.334	6,830	2,747	9,577	
22	"	(Krian) - $\pi$ Incomer Perak - Sukolilo 2nd Stage (From Ujung)	150	2	12.5	330mm <sup>2</sup>	92.523 x 1.1 59.161 x 1.1	80.398 46.531	356 325	210 233	566 558	3.5KM 4cct Tw 4KM Existing
23	"	Kediri - Tulungagung	150	2	30.0	330mm <sup>2</sup>	53.295	35.318	1,599	1,060	2,659	
24	"	Lesti - Kepanjen P/S - Kepanjen s/s	70	2	10.0	300 MCM	29.214	10.791	292	108	400	
25	"	(Sukolilo) - Simokerto	150	2	3.5	330mm <sup>2</sup>	31.664	4.400	111	15	126	Existing Tw
26	"	(Kenjeran) - $\pi$ Incomer (Semanbung) - Ngiwo	150	2	0.5	Twin 330mm <sup>2</sup>	99.283	57.600	50	29	79	
27	"	(Sukolilo) - $\pi$ Incomer (Krian) - Trosobo	150	2	0.5	330mm <sup>2</sup>	59.161	46.531	30	23	53	
28	"	(Babatan) - $\pi$ Incomer (Ponorogo) - Tegalombo	70	2	10.0	300 MCM	29.214	10.791	292	108	400	
29	"	(Pacitan) - Grindulu Branch Kebonagung - Sengkaling	150	2	15.0	330mm <sup>2</sup>	55.463 x 1.1	36.591	121	73	194	13. KM Existing
30	"	Krian - Kebonagung	150	2	75.0	Twin 330mm <sup>2</sup>	91.887	43.789	6,892	3,284	10,176	
31	"	Situbondo - Banyuwangi	150	2	86.0	330mm <sup>2</sup>	53.295	35.318	4,583	3,037	7,620	
32	"	(Bangil) - Blimbing (Kebonagung) - $\pi$ Incomer	150	2	5.0	330mm <sup>2</sup>	55.463 x 1.1	36.591	277	183	460	
33	"	Karang Pilang - Ketintang	150	2	5.8	800mm <sup>2</sup>	574.000	11.000	3,329	638	3,967	Under Ground Cable
		Total [150kV, 70kV -EHV							18,257 6,830	9,001 2,747	27,258 9,577	
34	IV	Sukolilo - Sidosermo	150	2	4.5	800mm <sup>2</sup>	574.000 x 1.1	11.000	2,583	495	3,078	Under Ground Cable
35	"	Krian - Kedri 1st Stage (to Mojokerto)	150	2	28.0	Twin 330mm <sup>2</sup>	91.887	43.789	2,573	1,226	3,799	
36	"	(Situbondo) - Asembagus (Banyuwangi) - 2 $\pi$ Incomer	150	2	2.0	330mm <sup>2</sup>	124.187 x 1.1	81.498	273	163	436	
		Total							5,429	1,884	7,313	
		G. Total [150kV, 70kV -E.H.V. -G. Total							33,283 6,830 40,113	15,005 2,747 17,752	48,288 9,577 57,865	



Table 4.1-3 Group Unit Cost

As of Apr. 1984

		F.C. (US\$)	L.C. (Rp.x.10 <sup>6</sup> )
150/70kV Transformer	kVA	10.7864	.0015
150/20kV Transformer	kVA	11.6856	.0015
70/20kV Transformer	kVA	10.7864	.0015
150kV Line bay	bay	339,000	148.00
150kV Bus coupler	bay	167,000	128.00
150kV Transformer bay	bay	280,000	128.00
70kV Line bay	bay	189,000	104.00
70kV Bus coupler	bay	122,000	104.00
70kV Transformer bay	bay	168,000	104.00
New Substation building			587.00
20kV Switchgear	unit	16,854	5.83

Table 4.1-4

## Group Unit Cost of Transformer

F.C. \$ x 10<sup>3</sup>  
L.C. Rp x 10<sup>6</sup>

Voltage	Cap. (MVA)	Pry side		Tr		2ry side		Total		
		F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	F.C	L.C	Total
150kV/70kV	35	280	128	378	52.5	(1F)168	104	826	284.5	1110.5
	50	280	128	539	75	(1F)168	104	987	307	1294
	100	280	128	*906	150	(1F)168	104	1354	382	1736
150kV/20kV	10	280	128	116	15	(3F) 51	17	447	160	607
	20	280	128	233	30	(4F) 67	23	580	181	761
	30	280	128	350	45	(6F)101	35	731	208	939
	50	280	128	584	75	(10F)169	58	1033	261	1294
	100	280	128	*982	150	(12F)204	68	1466	346	1812
70kV/20kV	10	168	104	108	15	(3F) 51	17	327	136	463
	20	168	104	216	30	(4F) 67	23	451	157	608
	30	168	104	324	45	(6F)101	35	593	184	777

\* Note: Cost of 100MVA Tr. = 1.68 x Cost of 50MVA Tr.



Table 4.1-5 Breakdown of Group Unit Cost (sheet 1/2)

As of Apr. 1984

a) 150 kV Line Feeder Bay

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>
		1st bay
Circuit Breaker	1	39,326
Busbar Isolator	2	22,472
Line Isolator	1	11,236
Current Transformer	3	13,483
V.T.	1	11,236
C.C.P.D.	2	39,326
Surge Diverter	3	8,989
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944
Busbar Structures, etc.	1 Lot	28,090
Supervisory/Protection	1 Lot	<u>120,000</u>
		339,102

b) 150 kV Bus Coupler Bay

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>
Circuit Breaker	1	39,326
Busbar Isolator	2	22,472
Current Transformer	6	26,966
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944
Busbar Structures, etc.	1 Lot	<u>33,708</u>
		167,416

c) 150 kV Transformer Bay

Circuit Breaker	1	39,326
Busbar Isolator	2	22,472
Current Transformer	3	13,483
Surge Diverter	3	8,989
Control & Relay Panels	1 Lot	50,562
Tap Change control panel	1 Lot	73,034
V,T. (busbar-mounted)	3	33,708
Busbars, Structures, etc.	1 Lot	<u>39,326</u>
		280,900

Table 4.1-5 Breakdown of Group Unit Cost (sheet 2/2)

d) 70 kV Line Feeder Bay

<u>Item</u>	<u>Quantity</u>	<u>Cost (US\$)</u>
		1st bay
Circuit Breaker	1	20,225
Busbar Isolator	2	15,730
Line Isolator	1	7,865
Current Transformer	3	6,742
C.C.P.D.	2	20,225
V.T.	1	2,247
Surge Diverter	3	3,371
Control & Relay Panels	1 Lot	33,708
Busbar, Structures etc.	1 Lot	13,483
Supervisory/protection	1 Lot	<u>66,204</u>
		189,800

e) 70 kV Bus Coupler Bay

Circuit Breaker	1	20,225
Busbar Isolator	2	15,730
Current Transformer	6	13,483
Control & Relay Panels	1 Lot	44,944
Busbars, Structures, etc.	1 Lot	<u>28,090</u>
		122,472

f) 70 kV Transformer Bay

Circuit Breaker	1	20,225
Busbar Isolator	2	15,730
Current Transformer	3	6,742
Control & Relay Panels	1 Lot	39,326
Busbars, Structures, etc.	1 Lot	28,090
Tap Change Control Panel	1 Lot	47,191
Grounding Resistors	1 Lot	<u>11,236</u>
		168,540

Table 4.1-6

Construction Quantity of Substation (exclude Connecting Transformer)

(1/3)

Substations	II ( 89 ~ 93 )						III ( 94 ~ 98 )						IV ( 99 ~ 2003 )					
	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative
		150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV	
Sawahan	89	2		50x2		Tandes 150Fx2	97			100x1								
Tandes																	100x1	
Segoromadu							96			50x2								
Simokerto							96	2		50x2								
Benowo	92	2		50x1													50x1	
Waru																	100x1	
Sukolilo																	100x1	
Driyoreja	93	2		50x1													50x1	
Buduran	93	4		50x1			94			50x1							100x1	
Kenjeran							94			50x1							100x1	
Rungkut							94			100x1								
Simpang							94			50x1							100x1	
Darmo Grand							94			50x1							50x1	
Babatan							97			50x1							100x1	
Ngiwo							97	2		50x2							100x1	
Semanbung	90	4		50x2													100x1	
Karang Pilang	89	4		50x1			97			50x1							100x1	
Ketintang							98	2		50x2		Karang pilang 150Fx2					100x1	
Trosobo							97	2		50x1							50x1	
Sidosermo													2				50x2	Sukolilo 150Fx2
Bojonegoro																	20x1	
Kebonagung							94			50x1								
Polehan	90	2		50x1			97			50x1								

Note C.Y : Completion Year