No. 9

インドネシア共和国

東部ジャワ送配電網整備計画

調査報告書

(要　　約)

1985年2月

国際協力事業団

インドネシア共和国

東部ジャワ送配電網整備計画

調査報告書

(要　　約)

1985年2月

国際協力事業団

要　　約
目　　次

緒　　言

1. 背　　景

東部ジャワ地方は面積47,922平方粁で、人口は約29百万人（1980年）、その年増加率は約1.3％である。

東部ジャワ地方の面積は全インドネシアの約2.5％にしか過ぎないが、農業生産高や製造工業等の経済活動の面では全インドネシアの約20％のシェアーを占めている。

国家5カ年開発計画（REPELITA I）は1969年に始まった。

その中で、東部ジャワのゴールは次の如く設定された。

(1) スラバヤおよびその周辺地域では、工業、商業およびサービス業を促進させる。

(2) 当地方の中央地域では農業部門を強化する。特にマランにおけるプランテーション、マランおよびその周辺では食品加工工業を開発する。

(3) マディウン周辺では鉱業および林産工業を開発する。

(4) 当地方の東部低開発地域：ジェンバー周辺では輸出用農産物の増加をはかるため、灌漑施設の補修、強化を行う。

(5) 当地方の東端地域：バニュワンギ周辺は、工業、造船活動の中心として開発する。

インドネシア政府はこのゴールを目指して経済の近代化に努力している。第2次5カ年計画（REPELITA II）1974－1978では、年平均の経済成長率7.5％を達成した。第3次5カ年計画（REPELITA III）1979－1983では年率8％の経済成長を目指した。しかしながら、石油価格の低迷によってこの目標は達成できなかった。

第4次5カ年計画（REPELITA IV）1984－1989においては、年平均経済成長率を5％に下げて決定された。

一方、電力需要の伸びは1970－1976では年率約10％程度であったが、1977－1981の間には30％にも達した。これは、この地方の工業化の発展が急激であったことを示している。しかしながら、1982年以降は販売電力量の増加も鈍化してきた。

上記の電力需要増加に対応して、PLNは1971年に東部ジャワ送配電網プロジェクトを発足させ、送電線、変電所および配電設備の修復と増強に努めてきた。

1984年以降のスラバヤ市、マラン市のプロジェクトに対しては、アジア開発銀行（ADB）資金が決定されている。

一方ロス軽減プロジェクトに対しては世界銀行（IBRD）Power XIIの充当が決定されてお

り、また1986−1987年需要増加分に対して、IBRD Power XIVが充当されている。
さらに地方電化に対しては、インドネシア政府資金によりAcceleration Programが実施されている。上述してきたとおり、1984−1986／87までの需要増加に対しては、上記5プロジェクトにより対処されてきている。
したがって、東部ジャワが当面している問題は、1987／88年以降の需要に対応する短期拡充計画の早期決定である。
一方、現在進行中の拡充計画は、当面する問題解決に追われ、長期的視野から見直すべき問題を内包している。
そのため、長期マスタープラン作成と同時に、これらの問題の長期的観点からの解決が強く要請されている。

2. 目的と範囲

このスタディの第1の目的は、1987／88−1988／89間の需要増加に対応する短期拡充計画を作成し、そのフィージビリティ・スタディを行い、これの実施を促進することである。
第2の目的は、20年先、すなわち2004年頃のスラバヤ市等の都市発展計画および地方電化計画の調査と、これに対応する長期電力設備計画を内容とする長期マスタープランを作成することである。
第3の目的は、機器、資材の仕様および電力系統運用上の一部問題点に対して、適切な解決策を提言することである。
第4の目的は、需要想定および系統計画の手法ならびに需要想定、系統解析に関するコンピュータ・オペレーションの技術についての移転である。
このスタディは1983年12月7日、国際協力事業団とPLNとの間で合議された「Scope of Work」に従って実施された。
この作業は以下のスタディを含んでいる。

1) 需要想定
2) 現在および計画中の電力システム（電源、送電線、変電所、配電線、給電、通信システム等）の見直し
3) 短期実施プログラム（〜1988／89）および長期マスタープラン（〜2004）作成のための諸調査

4) コンピュータを利用した需要想定および電力システム計画に関する手法の確立ならびにPLN技術者の訓練

5) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランの確定

6) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランに関する工事数量、コスト見積りの作成

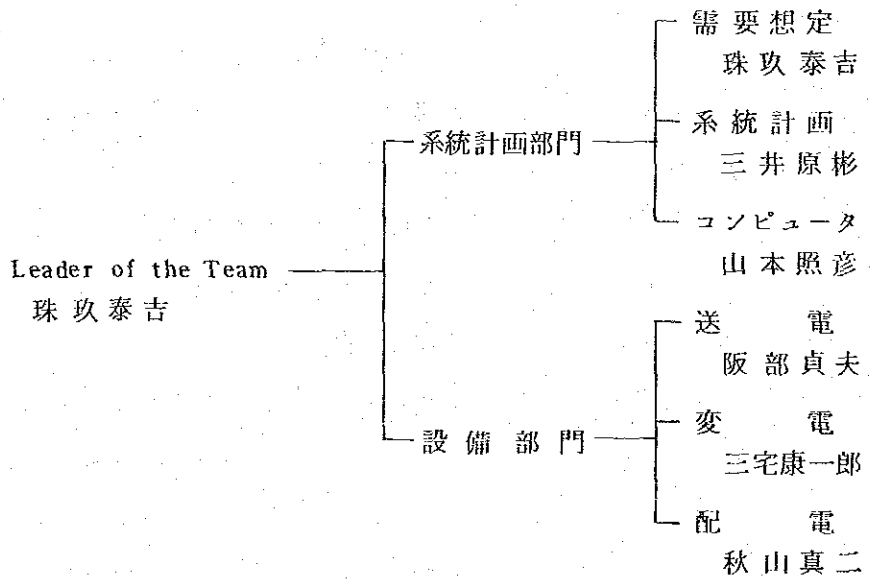
7) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランに関する技術的、経済的評価

8) 短期実施プログラムに関する建設スケジュールの作成

3. 調査団の編成

(1) 調査団の組織

このフィージビリティ・スタディは下記組織によって遂行された。



(2) 業務分担

業務従事者ごとの業務分担は次のとおりである。

氏　名	担当業務
珠玖泰吉	国内一総括責任者
	電力需要想定
	経済評価
	各種報告書とりまとめ

現地－総括責任者

当初現地調査

各種ドラフト・レポートの説明、打合

阪　部　貞　夫　　国内－送電、通信担当

短期実施プログラム作成

長期マスタープラン作成

現地－送電、通信担当

当初現地調査

三　宅　康　一　郎　　国内－変電、保護リレー担当

短期実施プログラム作成

長期マスタープラン作成

現地－変電、保護リレー担当

当初現地調査

短期ドラフト・レポートの説明、打合

秋　山　真　二　　国内－配 電 担 当

短期実施プログラムの作成

長期マスタープランの作成

三　井　原　彬　　国内－系統計画担当

短期実施プログラムの系統計画、系統解析

長期マスタープランの系統計画、系統解析

現地－短期実施ドラフト・レポートの説明、打合

長期マスタープラン・ドラフト・レポートの説明、打合

山　本　照　彦　　国内－コンピュータ担当

需要想定のコンピュータ化

系統計画のコンピュータ化とＰＬＮ職員の教育

現地－電力需要想定のコンピュータ利用に関する説明と訓練

(3)　調査の日程

下記により現地調査を実施した。

１回目　　１９８４年　２月　９日～　３月　９日　（３０日間）

2回目	1984年 5月22日～ 6月15日	（25日間）
3回目	1984年 7月12日～ 8月25日	（45日間）
4回目	1984年11月26日～12月 9日	（14日間）

要約と結論

1. 需要想定および系統計画

1.1 需要想定

短期（１９８４／８５－１９８８／８９）、中期（１９８９／９０－１９９３／９４）、長期前半（１９９４／９５－１９９８／９９）、長期後半（１９９９／２０００－２００３／０４）の各目標年度について、需要を次の通り想定した。

(1) マクロ目標値

各期間におけるＧＤＰの成長率は５％、弾性値および地方係数を下表の如く推定して、各期間の目標年度の目標値を下表の通り設定した。

マクロ目標値

期間	目標年度	弾性値	地方係数	伸び率（％）	目標値（GWh）
実績	１９８２／８３				1,７９８
短期	１９８８／８９	2.5	1.２５	１６.0	4,３８０
中期	１９９３／９４	2.5	1.1	１４.0	8,４３３
前長期	１９９８／９９	2.２５	1.1	１２.0	１４,８６２
後長期	２００３／０４	2.0	1.0	１０.0	２３,９３５

(2) 住居用需要

営業所別住居用販売電力量は、その営業所住居用原単位、世帯数および電化率の積から算定した。これ等の推定値は、実績のトレンド分析およびマクロ目標値との調整を行ってそれぞれ次の如く想定した。

住居用原単位は、各営業所とも１９８２／８３年度の実績をベースとして採用した。

マクロ目標値との調整を行った上で、ベースを修正した。

世帯数は、営業所別の人口予測および推定世帯当り人員数から算定した。

各営業所の電化率は、ゴンペルツ成長曲線によるトレンドを採用した。

(3) 商業用および公共用需要

営業所別商業用および公共用需要は、それぞれ原単位、対住居用需要家比率および住居用需要家数の積から算定した。

各営業所の対住居用需要家比率は、１９８２／８３年の実績を採用した。

住居用需要家数は、上記1.1(2)で算定した数値を採用した。

原単位はマクロ目標値との調整を行って想定した。

(4) 非工業用需要の調整

工業用需要の想定は比較的明確な予測が可能である。したがってマクロ目標値と工業用計算値との差額を非工業用需要の目標値とした。この目標値は上記ベース値を上廻るので、このギャップを調整する必要がある。

調整の方法を検討した結果、原単位の補正による調整が最も実態の予想と合致するので、この方法を採用した。

原単位の大勢的な傾向は、次の如く予想される。

電化率の伸びが大きい至近年度においては、原単位の伸びはフラットに近いが、電化率の伸びが鈍化するにしたがって、原単位は増加してくるものと予想される。

補正後の原単位はこの傾向を示している。

(5) 工業用需要

工業用需要は、工業用需要のマクロ想定、工業用需要のトレンドおよび営業所別工業用需要のステップを経て想定した。

工業用需要のマクロ想定：東部ジャワにおける工業用需要対ＧＤＰの弾性値の推定から、各目標年度の目標値を想定した。

今回採用した推定弾性値および目標値を次表に示す。

工業用需要の目標値

期間	目標年度	弾性値	需要年平均伸び率（%）	目標電力量（GWh）
短期	1988／99	4.0	20.0	2,622
中期	1993／94	3.0	15.0	5,274
前長期	1998／99	2.5	12.5	9,504
後長期	2003／04	2.5	12.5	17,127

工業用需要のトレンド：各目標値は、実績値のエキスポーネンシャルおよび直線的伸びの幾何学的平均値のトレンド上にあることが明らかとなったので、各年度の目標値

はこの算式を採用して算定した。

営業所別工業用需要：営業所別実績および短期における、工業用対住居用の販売電力量比率のトレンドは、各営業所特有の特性を示していることが明らかとなった。従って、各営業所のトレンドはこの特性式によった。このトレンドにより算定された営業所別工業用需要をベースとして、上記した目標値に合うよう営業所別需要を算定した。算定した東部ジャワにおける工業用需要を第1.1－1表総括表に示す。

(6) 人口予測

ＰＬＮ原案においては、人口予測式にエキスポーネンシャル式を採用している。この式による場合、中長期以降の人口予測が過大になる怖れがある。

一方インドネシア統計局による東部ジャワ人口予測を分析した結果、成長曲線が最も適合していることが明らかとなった。又各予測式による営業所別人口予測値と実態の予想とが最も合致する修正ロジスチック式により営業所別の人口を予測した。

(7) 工業用需要の補正

パメカサン営業所管内に将来計画されているセメント用需要は、従来の需要に比し、その規模が大きいので、トレンドによる予測は適当でない。

そこで、ＰＬＮの計画値を基にセメント用需要を予測し、上記1.1(4)で予測したパメカサンの工業用需要を補正した。その結果を第1.1－1表に示す。この補正の結果、今回の工業用需要は目標値を4～7％上廻る結果となった。

(8) 東部ジャワ地域の需要想定の総括

上記により想定した東部ジャワ地域における、短期および中長期の需要想定を総括すると、第1.1－1および2表の通りとなる。

TABLE 1.1-1 SUMMARY TABLE OF DEMAND FORECAST

Item	Result	Short-term	Mid-term	Long-term Former	Long-term Latter
Target Fiscal Year	82/83	88/89	93/94	98/99	2003/04
Macroscopic Forecost					
Growth Rate of GDP(%)		5.0	5.0	5.0	5.0
Elasticity		2.5	2.5	2.25	2.0
Regional coefficient		1.25	1.1	1.1	1.0
Growth Rate of Energy(%)		*1 16.0	14.0	12.0	10.0
Total Target Energy(GWh)	1,819	4,432	8,533	15,038	24,219
Microscopic Forecast					
Residential					
Population(1000psns)	30,427	33,566	35,965	38,240	40,424
No.of HHS (1000)	6,762	7,459	7,992	8,498	8,983
Electrification Ratio(%)	9.5	19.0	28.7	39.6	49.0
No.of Consumers(1000)	643	1,416	2,297	3,319	4,404
Energy(GWh)	688	1,496	2,540	3,791	4,976
Commercial					
No.of Consumers(1000)	32	69	113	165	221
Energy(GWh)	107	225	376	556	727
Public					
No.of Consumers(1000)	6	14	24	36	49
Energy(GWh)	146	308	515	759	987
Exc.Industry Tl.Energy	941	2,029	3,431	5,106	6,690
Industry					
Elasticity		4.0	3.0	2.5	2.5
Growth Rate of Energy(%)		20	15	12.5	12.5
Target Energy(GWh)	878	2,622	5,274	9,504	17,127
Calculated Energy(GWh)	878	2,622	5,235	9,850	17,940
Adjustment of Pamekasan		95	337	320	220
Adjusted Industrial Energy		2,717	5,572	10,170	18,160
Tl.CalculatedEnergy(GWh)	1,819	4,651	8,666	14,955	24,629
Tl Adjusted Energy(GWh)	1,819	4,746	9,003	15,275	24,849
Average Growth Rate(%)		*1 17.3	13.7	11.2	10.2

Note:*1 shows compound growth rate between 82/83 and 88/89

TABLE 1.1-2 SUMMARY OF DEMAND FORECAST IN EAST JAVA

Item	Unit	1982/83	1988/89	1993/94	1998/99	2003/04
Residential						
Energy sales	GWh	688	1,496	2,540	3,791	4,976
Average growth rate	%		13.8	11.2	8.3	5.6
Commercial						
Energy sales	GWh	107	225	376	556	727
Average growth rate	%		13.2	10.8	8.1	5.5
Public						
Energy sales	GWh	146	308	515	759	987
Average growth rate	%		13.2	10.8	8.1	5.4
Industry						
Energy sales	GWh	878	2,717	5,572	10,170	18,160
Average growth rate	%		20.7	15.4	12.8	12.3
Total energy sales	GWh	1,819	4,746	9,003	15,275	24,849
Average growth rate	%		17.3	13.7	11.2	10.2
Loss rate	%	18	12.7	12.7	12.7	12.7
Required energy	GWh	2,218	5,436	10,313	17,497	28,464
Yearly load factor	%	66	68	70	72	74
System peak at 150kV	MW	384	919	1,682	2,774	4,390

1.2　地域別負荷予測

前項による需要想定の地域別展開にあたっては、集金区別、需要種別毎の契約電力の月別実績に成長曲線を適合させることを基本とし、電子計算機による回帰分析が主に行われる。（附録「時系列販売データに基づく地域別負荷予測手法」参照）

ただし、70 kV以上の電圧で供給する大口需要については利用できる個別情報は、努めてこれを採用した。

各変電所別の各期末の週日ピーク時の平均的な負荷は、表1.2(1)～(5)に示すとおりと予測される。

1.3　系統計画

前項で得られた変電所別ピーク時負荷予想に基づき、２００４年３月までの長期的観点から最も合理的かつ経済的と考えられる設備拡充計画を、各期（Ⅰ期：１９８９／３まで、Ⅱ期：１９９４／３まで、Ⅲ期：１９９９／３まで、Ⅳ期：２００４／３まで）ごとに送電・変電・配電その他について作成した。

Ⅰ期分については後述するので、ここでは中長期マスタープランとして主としてⅡ～Ⅳ期について報告する。

(1)　留意した事項

a．小容量設備増設の繰返しによるコスト上昇を避けるため、比較的大容量設備を使用して少くとも５年間以上は再工事不要なよう配慮した。

b．電圧階級の簡素化による設備数減少を計るため、２５～３０kV系統は近年中に廃止するものと考えた。また、70kV系統についても一部の例外的地域を除き、その増設は計画せず、可及的に150kV昇圧を計ることにより、150／70kV連絡用変圧器の増設を最小限度に留めた。

c．電源から負荷への電力潮流は、できるだけ迂回せず直接送電されることが

　　i）電力損失の軽減

　　ii）設備費の軽減

　　iii）系統の簡素化による供給信頼度の向上

のうえから重要である。

このため今回の系統計画にあたっては、常に電力潮流を念頭に置き、最も効果的な

受電方法と送電線配置とを考慮した。

(2) 個別計画

a. 配電用変電所の新設

（第 II 期）

Karang Pilang（89／90），Kepanjen（90／91），Semanbung（90／91），Benowo（92／93），Tanggul（89／99），Genteng（89／90），Jombang（89／90）

（第 III 期）

Simokerto, Ngiwo, Trosobo, Ketintang

（第 IV 期）

Sidosermo, Tanggul, Genteng, Asembagus

の各所を新設する。

b. 配電用変圧器の増設

各所別の負荷予想を適切な負荷目標と比較して経済的な増設計画を樹てた。その詳細は表1.3－1に明らかなとおりである。

総合実効利用率（各所のピーク負荷の総計を各所の目標負荷の総計で除したもの）はII～IV期の各期末について、それぞれ58.6％，58.2％，66.2％であり、ほぼ逐期向上の見込みである。

c. 70kV受電変電所の150kV受電への昇圧

前述の理由により、70kV受電変電所は変圧器増設の機会に可及的に150kVを導入することとした。その大要は次表のとおりである。

期/年度	変電所名	受電方法
II／89	Sawahan	70kV Tandes-Sawahan線の建て替え
II／90	Polehan	70kV Kebonagung-Polehan線の建て替え
II／92	Lawang	150kV Bangil-Kebonagung線から1π引き込み

期/年度	変電所名	受電方法
II/93	Driyorejo	150kV Krian-Babatan線から1π引き込み
II/93	Buduran (Sidoarjo)	150kV Waru-Bangil線から2π引き込み
III/94	Blimbing	150kV Bangil-Kebonagung線から1π引き込み
III/96	Tulungagung	150kV Kediri-Tulungagung線2 cctを新設
III/97	Sengkaling	既設Kebonagung-Sengkaling線（150kV設計）の昇圧

d. 送電系統強化対策

（第 II 期）

○ Tandesへの供給力強化と信頼度向上

Gresik火力の発電を320MW程度と仮定して、その単独供給可能範囲を検討するとII期まではTandes，Sawahanを含む供給力を有するが、3期以降はTandesを外す必要が生じる。

したがって新しいTandesへの電源線として、当初は150kV Gresik-Waru線から1π分岐して送電するものとし、III期初めにこの線路をKrian S/Sまで延長し、TandesはKrian S/Sから直接2cct受電することとする。

○ Paiton P/S竣工に伴う東部方面供給拠点

Paiton P/SはOct.1989に400MW竣工し、以後逐年増設されEHV送電されることになっている。

この発電力の一部を東部ジャワ東部方面に供給するため、Paiton P/Sに500kV/150kV逓降変圧器300MVAを併設（89/90）、500MVAを増設（90/91）し、常時Probolinggo以東を供給するものとする。

○ EHV Paiton S/S 二次系（Jember方面）の強化

EHV Paiton S/Sの竣工に伴い、Situbondo, Jember, Banyuwangi方面への供給力強化のため、89/90年度にPaiton-Situbondo-Jember間の150kV送電線に1 cct増架して完成させる。

（第 III 期）

○ 東部Surabayaへの EHV導入

150KV Waru-Rungkut 線に依存する東部スラバヤ方面の需要増加対策として、新に Sukolilo S/S またはその近傍に EHV送電線を1π引込で導入し、同地点から Rungkut，Kenjeran および Simpang の3方面へ供給する必要がIII期の初めに生じる。所要変圧器は500MVA(94/95)，+500(95/96)と考える。なお、関連して同所70KV母線の除却を考慮する。

○ 150KV Surabaya 環状線の完成

上記Sukolilo電源による供給力向上効果をさらに発揮させ、信頼度向上を期するため、Ujung-Sukolilo間の70kVルートを利用してSukolilo S/S - Perak P/S間に150kV送電線を新設し、Surabaya市150kV環状線を完成させる（III期初め）。

このため準備工事として、第II期中に Perak-Ujung間70KV送電線を150kV併架に建替えて置く必要がある。

○ Krian-Kebonagung（150kV）線新設による Malang，Bangil方面への供給力強化

Probolinggo S/S以東が Paiton 系に切替えられた後も、Krian-Waru-Bangil線はIII期末には満負荷に近づく。

このため、III期末竣工を目途に Krian-Kebonagung間に150kV 2cct の送電線を新設する。

○ Tandes への分岐線の Krian への接続延長

前述のとおり、Gresik 単独系から Tandes を外す必要の生じるIII期初めに Krian-Tandes 線を完成させる。なお、本工事は最適ルートの確保のため、現地状況に即した工期繰り上げを考慮する必要がある。

○ Banyuwangi，Bali 島方面への供給力の強化

Situbondo，Bondowoso，Jember，Banyuwangi 方面ならびに Bali 島の負荷合計はIII期末には既設および既計画の送電設備容量を超過すると見られる。（特に電圧降下が大）

また、Situbondo東部ないし Banyuwangi 北部における供給拠点も将来必要となる。したがって、III期中にSitubondo S/S-Banyuwangi S/S間に東北部沿岸経由の150kV送電線を新設する。

（第 Ⅳ 期）

○ Mojokerto，Kediri方面への供給力強化

比較的小規模の水力発電所の新設が多数見込まれるものの、Krian-Mojokerto 線はⅣ期のはじめにはほぼ満負荷に達すると見られる。

したがって、Krian-Kediri間に新しく１５０kV送電線を計画するものとし、第Ⅳ期はじめにおいてその一部先行工事としてKrian-Mojokerto間を竣工させ、既設線と併用することによりMojokerto方面への供給力を強化するものとする。

e. 一次変電所の容量増加

南部の群小水力以外に大容量発電所が建設されないとすれば、既述の Sukolilo S/S 1,000MVA，Paiton S/S ８００MVA以外にKrian S/S（５００MVA）はⅡ期に５００MVA，Ⅲ期、Ⅳ期に各1,０００MVA合計3,０００MVAまでの増設が必要となり、これに伴って中部ジャワからの受電線も増設の必要性が見込まれる。

f. 調相設備の配置

損失と電圧変動とを抑制するため、表1.３－２に示す程度の容量（kVA）の調相設備を適所に分散配置する必要がある。

(3) そ の 他

本計画には現在の電源拡充計画(4期分は皆無)分を想定したに過ぎないため、Ⅳ期末には、Bali島への送電電力７4.1 MWを見込むときＥＨＶによる中西部ジャワからの受電電力は９５０MW、Krian S/Sの受電電力は1,920 MWと見込まれるので、Ⅳ期にはPaiton P/S に引続く大容量電源を計画することが望ましい。

また、１５０kV送電線による中部・南部への送電電力も相当量に達するので、同方面へのＥＨＶ送電線導入についても考慮することが望ましい。

1.4 系 統 解 析

必要と考えられる shunt capacitor を表1.３－２のように配置するものとし、前述の変電所別負荷予想のもとに行った 2004年３月の潮流計算結果は図1.４－１(1)，(2)に示され、これらは shunt capacitor配置の必要性を示している。

しゃ断器のしゃ断容量と架空地線の短時間電流容量との両面から、１５０kV系で２５kA、

70kV系で20kA、20kV系で20kAにそれぞれ故障電流を抑制する必要があるが、Ⅳ期末の系統について短絡容量を調べた結果は図1.4－2(1),(2)のとおりであった。したがって、次の各変圧器群の2次側においては常時は原則としてループを解いておく必要が認められる。

150／20kV　変圧器群……原則としてループ不可

（150／70kV　変圧器群……一般にループイン可　）

500／150kV　変圧器群……Krian S／Sのみループ不可

すなわち、Krian S／SはⅣ期末には500／150kV変圧器2次側において2以上の系統にループを切り分けする必要が認められた。

Table 1.2(1) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabaugs	Sudstations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
Surabaya Utara & Selatan	Ujung	(8.4) 10.4	(8.4) 16.4	(8.4) 25.5	(8.4) 38.8
	Krembangan	23.2	39.3	32.0	50.3
	Sawahan	36.3	54.2	(10.5) 77.8	(10.5) 105.1
	Tandes	22.9	36.9	(18.0) 61.0	(18.0) 98.0
	Segoromadu	((21.0)) (21.0) 20.8	((27.3)) (28.5) 26.7	((27.3)) (31.5) 43.0	((27.3)) (31.5) 59.9
	Simokerto			35.0	57.5
	Benowo		17.8	28.7	40.0
	PLTU Gresik			((22.8))	((97.6))
	Simpang	16.4	27.6	48.0	73.2
	Waru	(34.5) 28.8	(51.3) 47.7	(51.3) 83.3	(51.3) 133.6
	Sukolilo	43.2	85.8	64.7	99.9
	Ngagel	9.8	15.3	23.8	34.9
	Driyore jo	6.8	12.9	26.4	46.3
	Buduran	16.4	29.2	52.7	85.4
	Kenjeran	16.4	27.9	49.6	81.2
	Rungkut	57.6	66.3	81.3	94.5
	Darmo Grand	25.6	27.1	49.9	82.0

Table 1.2(2) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	Babatan	4.5	8.6	66.2	110.0
	Krian	((3.5)) 16.0	((47.2)) 30.7	((151.1)) 22.9	((382.5)) 37.4
	Ngiwo			57.4	94.5
	Semanbung		51.0	57.4	94.5
	Kalang Pilang		18.3	36.7	63.2
	Ketintang			57.4	94.5
	Trosobo			17.6	30.8
	Sidosermo				34.9
Bojonegoro	Bojonegoro	4.0	6.6	9.1	12.9
	Babat	((18.0)) 2.3	((18.0)) 3.4	((18.0)) 4.4	((18.0)) 4.9
	Lamongan	((13.9)) 1.2	((23.4)) 1.7	((23.4)) 2.4	((23.4)) 2.9
	Tuban	1.5	2.3	2.9	3.3
Malang	Kebonagung	19.1	27.5	38.0	50.3
	Polehan	11.0	19.2	32.0	50.4
	Blimbing	10.6	21.4	33.9	48.1
	Sengkaling	7.0	13.0	21.1	31.2
	Lawang	9.8	18.1	29.1	42.5

Table 1.2(3) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	Sukorejo	2.4	4.4	6.6	8.6
	Turen	6.6	7.3	11.8	17.3
	Sengguruh	1.1	2.1	3.3	4.6
	Karangkates	1.1	2.1	3.3	4.6
	PLTA Selorejo	1.2	2.2	3.2	4.3
	Kepanjen		4.8	7.6	10.8
Pasuruan	Probolingo	10.5	20.1	34.0	51.5
	Plered	4.3	8.2	13.8	20.7
	Bangil	2.6	5.2	8.7	12.9
	Pandaan	7.2	14.3	25.3	40.1
	Porong	2.9	5.5	9.1	13.2
	Leces	6.1	11.7	20.0	30.6
	Kralsaan	2.1	4.2	7.9	13.6
	Paiton	(1.8) 0.9	1.8	3.4	5.8
Kediri	Kediri	(9.1) 13.2	(20.7) 25.4	((15.4)) (21.6) 42.4	((44.1)) (21.6) 60.3
	Tulungagung	9.2	18.6	32.0	47.7
	Blitar	3.3	7.8	12.6	16.7

Table 1.2(4) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	PLTA Wlingi	2.2	5.2	8.4	11.1
	Kertosono	3.2	5.1	8.7	15.2
	Trenggalek	2.3	2.8	3.3	3.5
	Nganjuk	0.7	1.4	2.7	5.3
Mojokerto	Mojokerto	(7.5) 17.8	((10.5)) (12.0) 36.9	((41.9)) (12.0) 66.4	((105.8)) (12.0) 104.3
	PLTA Mendalan	3.5	1.2	2.7	4.6
	Ploso	0.3	0.3	0.3	0.4
	Jombang	0	3.2	3.9	7.2
Madiun	Manisrejo	13.7	23.9	38.2	56.7
	Caruban	0.9	1.6	2.1	2.5
	Ponorogo	2.2	3.8	5.6	6.9
	Pacitan	1.1	1.9	2.5	3.0
	Dolopo	5.4	9.4	13.6	16.7
	Magetan	2.1	2.3	2.5	2.9
	Ngawi	1.6	1.9	2.0	2.0

Table 1.2(5) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordirary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
Jember	Jember	((13.7)) 10.2	((25.3)) 9.3	((38.2)) 14.2	((69.3)) 21.5
	Lumajang	4.0	7.2	12.7	22.4
	Bondowoso	2.5	5.2	9.9	15.0
	Tanggul		7.3	11.3	17.4
Banyu-wangi	Banyuwangi	8.5	13.3	29.4	52.6
	Genteng		7.1	20.1	39.5
Situbondo	Situbondo	3.1	4.6	6.7	9.3
	Asembagus				0.4
Pamekasan	Candih	((36.0)) 0.2	((36.0)) 0.5	((36.0)) 0.9	((36.0)) 1.3
	Bangkalan	1.6	2.8	4.5	6.5
	Sampang	1.7	3.6	5.7	8.0
	Pamekasan	2.6	4.4	6.9	9.5
	Sumenep	2.2	4.0	7.2	11.6

Note: o Each figure means forecasted average demand at 19:00 hours on weekdays.

o Double parenthesized figures mean big customers demand fed by 150kV.

o Single parenthesized ones mean those of 70kV or special use for construction (Paiton).

o The rest mean those of distribution transformers.

Table. 1.3-1 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		
Driyorejo	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

Table. 1.3-1 Construction Quantity of Substation (exclude Connecting Transformer) (2/3)

Substation	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	
Blimbing							94	2		50x2								
Sengkaling							97	2		50x1		Kebonagung 150Fx2						
Lawang	92	2		50x1												50x1		
Sukorejo													99				20x1	
Turen							94				30x1							
Sengguruh	92				10x1	(P/S)												
Karangkates							98			10x1								
Kepanjen	90		4		30x1	Kebonagung 70Fx2	95		2									
Probolingo							98			50x1								
Plered	89				30x1													
Bangil							95			50x1								
Pandaan	92				50x1													
Porong																	20x1	
Leces																50x1		
Kraksaan																30x1		
Kediri							96			50x1								
Tulungagung							96	2		50x2		Kediri 150Fx2						
Blitar	89				20x1													
Plta Wlingi							95				20x1							
Jombang	89		2		10x1												20x1	
Kertosono																	30x1	
Mojokerto	91			50x1			97			100x1				2				Krian 150Fx2
Manisrejo							95			50x1						50x1		
Ponorogo													99				20x1	
Dolopo	89				20x1													

Note C.Y : Completion Year

Table. 1.3-1 Construction Quantity of Substation (exclude Connecting Transformer) (3/3)

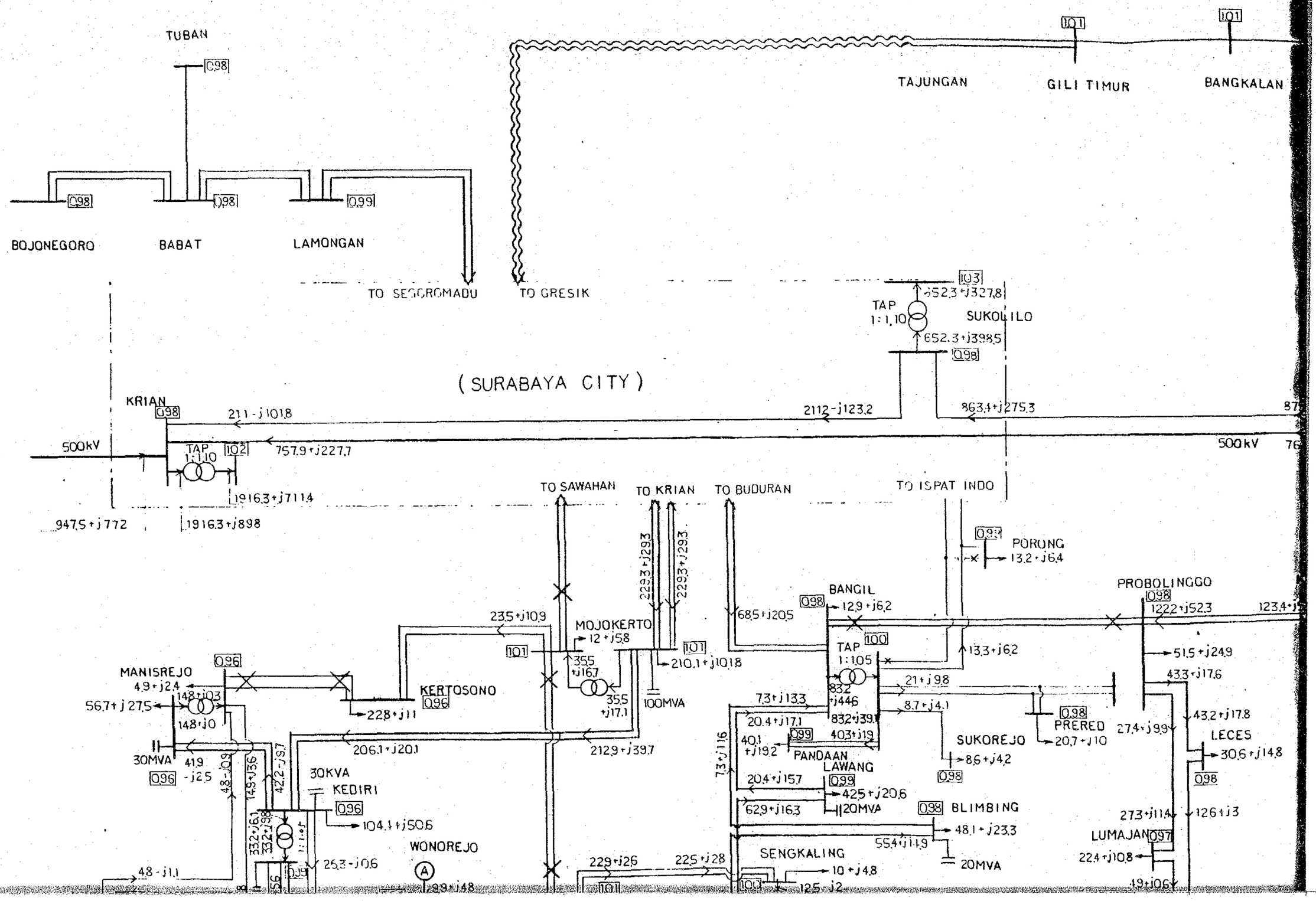
Substations	II (89 ~ 93)						III (94 ~ 98)						IV (99 ~ 2003)					
	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative	C.Y	Feeder		Tr		Relative
		150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV			150kV	70kV	150kV	70kV	
Lumajang							98			30x1								
Bondowoso							98			20x1								
Tanggul	89	4		20x1												20x1		
Asembagus														4		10x1		
Banyuwangi							95	2		50x1								
Genteng	89	4		20x1			96			50x1								
Situbondo	89	2				Paiton 150Fx1 Jember 150Fx1						Situbondo 150Fx2						
Bangkalan																20x1		
Sampang																20x1		
Pamekasan							97			20x1								
Sumenep							97			20x1								
Babat	89	1				Tuban 150Fx1												
Trenggalek	89		2															
Tulungagung	89		2															
Kebonagung	91		2				95		2									
"							III	2				Krian 150Fx2						
Wlingi	89		2			(P/S)												
Krian-Tandes							94	2										
Sukolilo							94 94	150Fx2 500Fx2										
Perak							94	2										
Grand Total		33	14	20x2 50x11	10x2 20x2 30x2 50x1	70Fx2 150Fx5		24 500Fx2	4	10x1 20x3 30x1 50x28 100x3	20x1 30x1	150Fx10		8		10x1 20x4 30x1 50x9 100x11	20x4 30x1	150Fx4

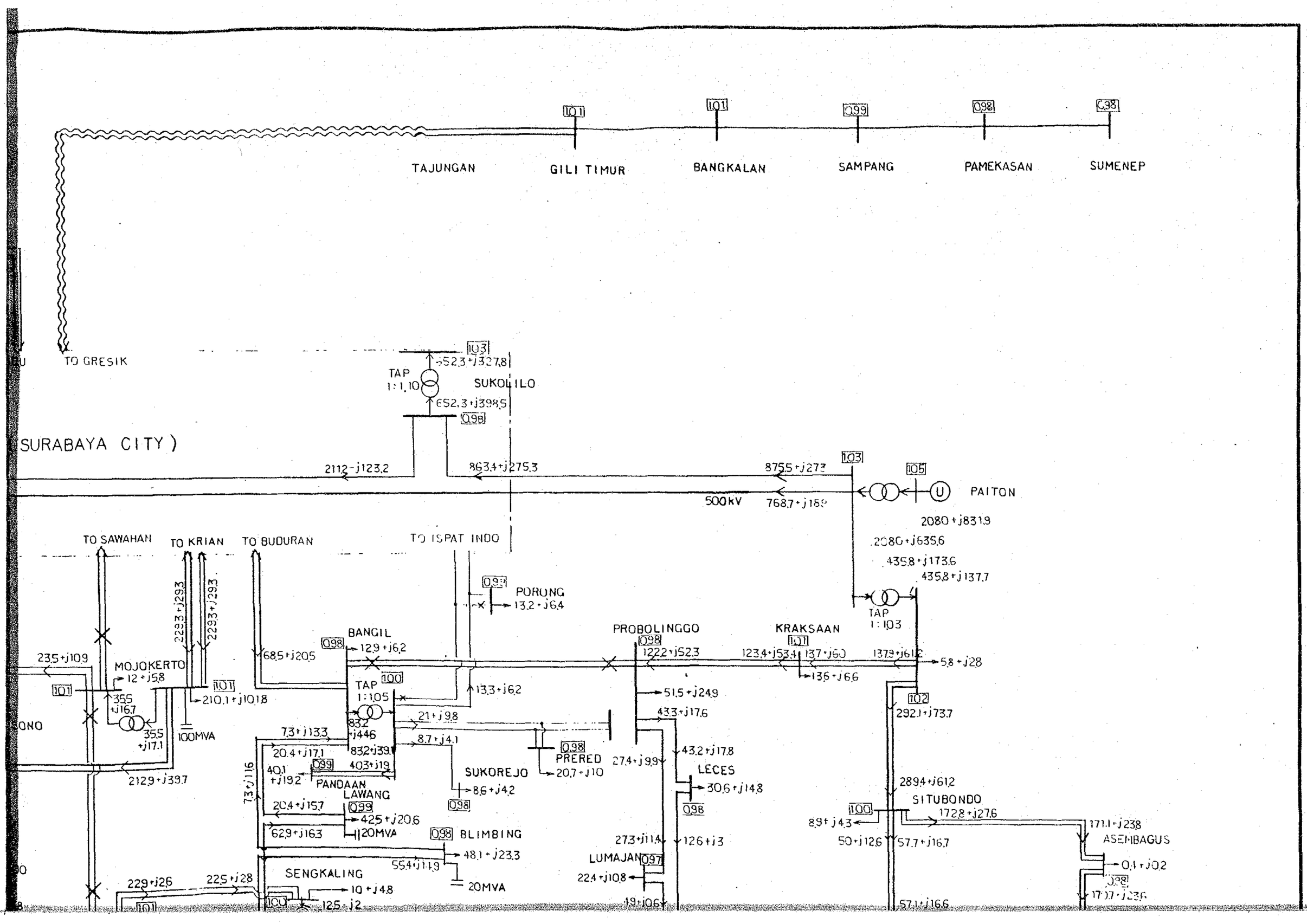
Note C.Y : Completion Year

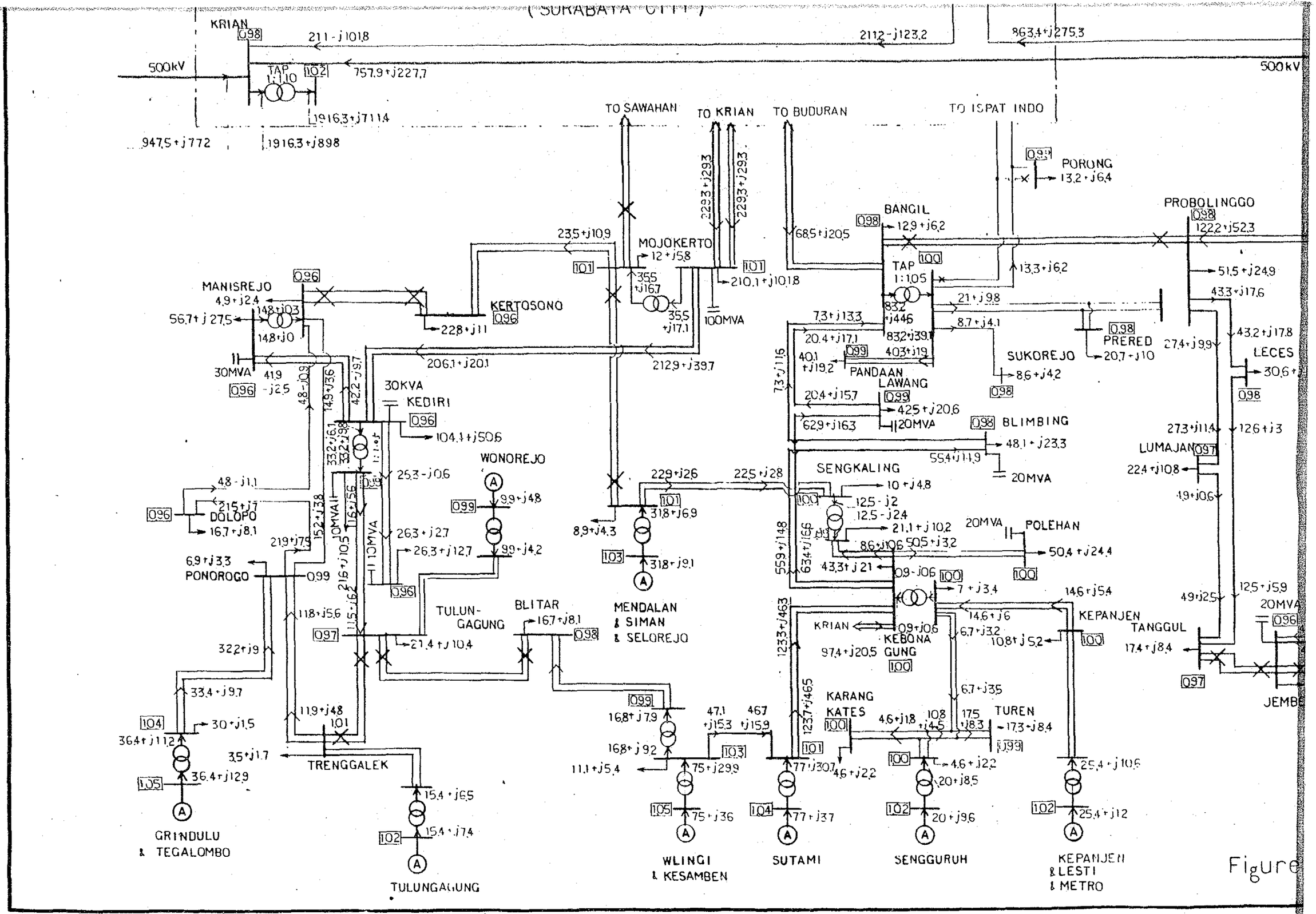
Table. 1.3-2 Stationing of Capacitors

Unit(MVA)

SUBSTATION	Exsisting	Short Term (Mar.1989)	Mid. Term (Mar.1994)	Long Term1 (Mar.1999)	Long Term2 (Mar.2004)
WARU	20	20	20	20	20
PROBOLINGO	10	0	0	0	0
NGAGEL	10	10	10	10	10
JEMBER		10	10	10	20
KEDIRI		10	10	10	40
MANISREJO				10	30
TULUNGAGUNG				10	10
BLIMBING				10	20
POLEHAN				10	20
GENTENG					20
DARMO GRAND					50
SEGOROMADO					50
MOJOKERTO					100
BUDURAN					50
KARANGPILANG					50
KRENBANGAN					30
BABATAN					50
LAWANG					20
TOTAL	40	50	50	90	590
GILIMANUK		20	20	20	30


TUBAN
0.98
BOJONEGORO
0.98
BABAT
0.98
LAMONGAN
0.99
TO SEGOROMADU
TO GRESIK
TAJUNGAN
GILI TIMUR
1.01
BANGKALAN
1.01
1.03
652.3+j327.8
TAP
1:1.10
SUKOLILO
652.3+j398.5
0.98
(SURABAYA CITY)
KRIAN
0.98
211-j101.8
2112-j123.2
863.4+j275.3
500kV
TAP
1:1.10
1.02
757.9+j227.7
500kV
1916.3+j711.4
947.5+j772
1916.3+j898
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
229.3+j29.3
229.3+j29.3
0.99
PORONG
13.2+j6.4
BANGIL
0.98
12.9+j6.2
PROBOLINGGO
0.98
122.2+j52.3
68.5+j20.5
23.5+j10.9
MOJOKERTO
12+j5.8
1.01
35.5
+j16.7
35.5
+j17.1
1.01
210.1+j10.18
100MVA
TAP
1:1.05
1.00
13.3+j6.2
51.5+j24.9
43.3+j17.6
0.96
MANISREJO
4.9+j2.4
148+j0.3
56.7+j27.5
148+j0
30MVA
41.9
-j25
0.96
KERTOSONO
0.96
228+j11
83.2
+j44.6
21+j9.8
7.3+j13.3
832+j39.1
8.7+j4.1
0.98
PRERED
20.7+j10
27.4+j9.9
43.2+j17.8
LECES
30.6+j14.8
0.98
20.4+j17.1
40.1
+j19.2
0.99
403+j19
SUKOREJO
8.6+j4.2
0.98
206.1+j20.1
212.9+j39.7
7.3+j11.6
PANDAAN
LAWANG
0.99
20.4+j15.7
42.5+j20.6
20MVA
62.9+j16.3
0.98
BLIMBING
48.1+j23.3
55.4+j11.9
20MVA
30KVA
KEDIRI
0.96
104.1+j50.6
4.8-j0.9
14.5+j13.6
42.2-j9.7
33.2+j16.1
332+j98
1:1.1+t
0.99
26.3-j0.6
WONOREJO
A
4.8-j1.1
2.9+j4.8
229+j26
225+j28
SENGKALING
10+j4.8
1.01
1.00
12.5-j2
27.3+j11.4
126+j3
LUMAJANG
0.97
22.4+j10.8
1.9+j0.6


TAJUNGAN
GILI TIMUR
BANGKALAN
SAMPANG
PAMEKASAN
SUMENEP
TO GRESIK
SUKOLILO
TAP 1:1,10
(SURABAYA CITY)
500kV
PAITON
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
PORONG
BANGIL
MOJOKERTO
TAP 1:1,05
100MVA
PROBOLINGGO
KRAKSAAN
TAP 1:1,03
PRERED
SUKOREJO
LECES
PANDAAN
LAWANG
BLIMBING
SENGKALING
LUMAJANG
SITUBONDO
ASEMBAGUS
20MVA


KRIAN
500kV
TAP 1:1.10
947.5+j772
1916.3+j898
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
PORONG
13.2+j6.4
BANGIL
12.9+j6.2
PROBOLINGGO
122.2+j52.3
MOJOKERTO
12+j5.8
100MVA
TAP 1:1.05
MANISREJO
4.9+j2.4
56.7+j27.5
30MVA
KERTOSONO
228+j11
206.1+j20.1
212.9+j39.7
30KVA
KEDIRI
104.1+j50.6
WONOREJO
9.9+j48
9.9+j42
26.3-j0.6
26.3+j27.7
26.3+j12.7
DOLOPO
16.7+j8.1
PONOROGO
TULUNGAGUNG
BLITAR
16.7+j8.1
21.4+j10.4
MENDALAN & SIMAN & SELOREJO
31.8+j6.9
31.8+j9.1
8.9+j4.3
PANDAAN LAWANG
42.5+j20.6
20MVA
SUKOREJO
8.6+j4.2
PRERED
20.7-j10
LECES
30.6+j
BLIMBING
48.1+j23.3
20MVA
LUMAJANG
22.4+j10.8
SENGKALING
10+j4.8
12.5-j2
12.5-j2.4
21.1+j10.2
POLEHAN
50.4+j24.4
KEPANJEN
TANGGUL
17.4+j8.4
JEMBE
KRIAN
KEBONAGUNG
97.4+j20.5
KARANG KATES
TUREN
17.3+j8.4
TRENGGALEK
GRINDULU & TEGALOMBO
36.4+j12.9
30+j1.5
36.4+j11.2
15.4+j6.5
15.4+j7.4
TULUNGAGUNG
WLINGI & KESAMBEN
75+j29.9
75+j36
SUTAMI
77+j37
SENGGURUH
20+j9.6
20+j8.5
KEPANJEN & LESTI & METRO
25.4+j10.6
25.4+j12

Figure

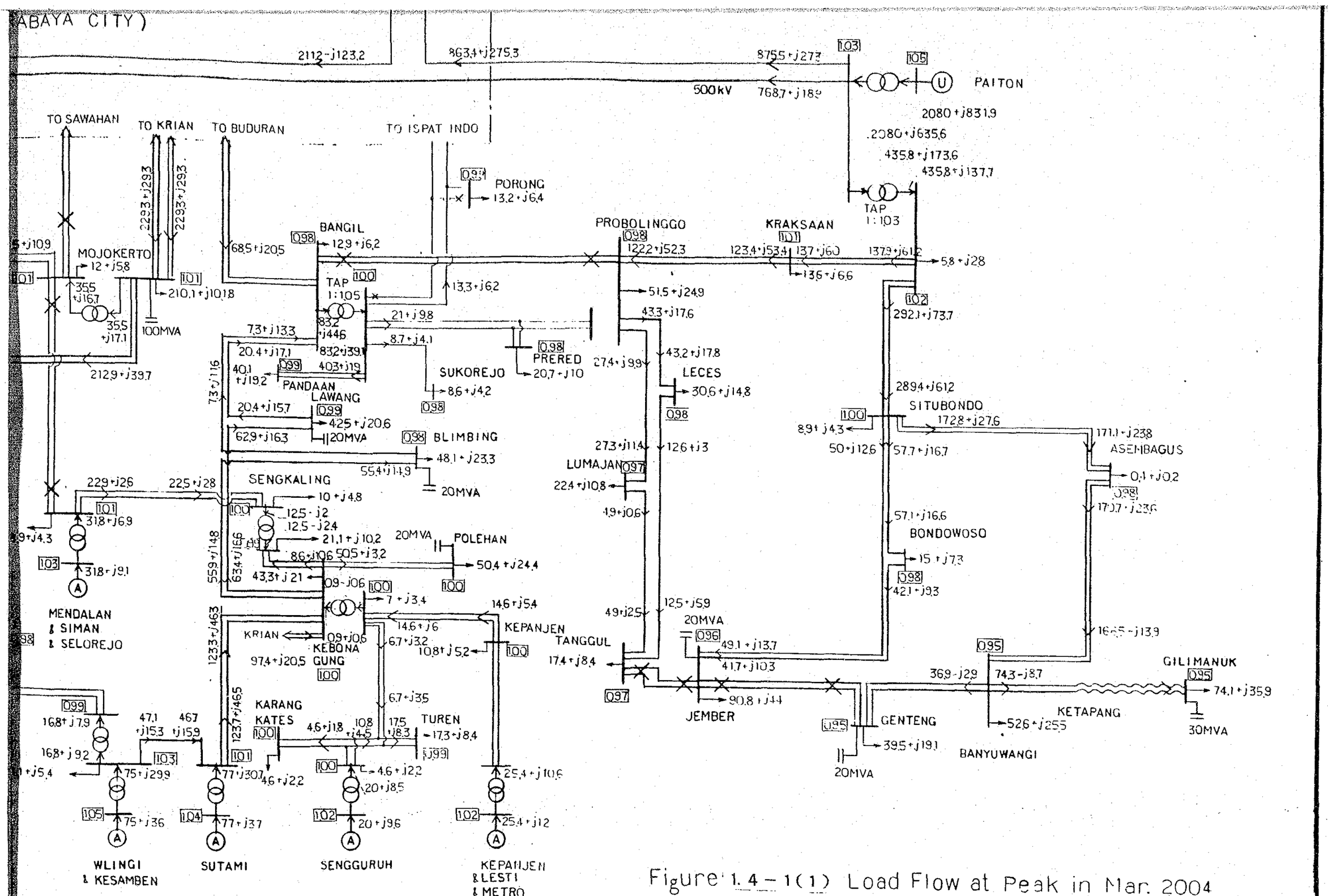


Figure 1.4-1(1) Load Flow at Peak in Mar. 2004
(EXC. SURABAYA CITY)

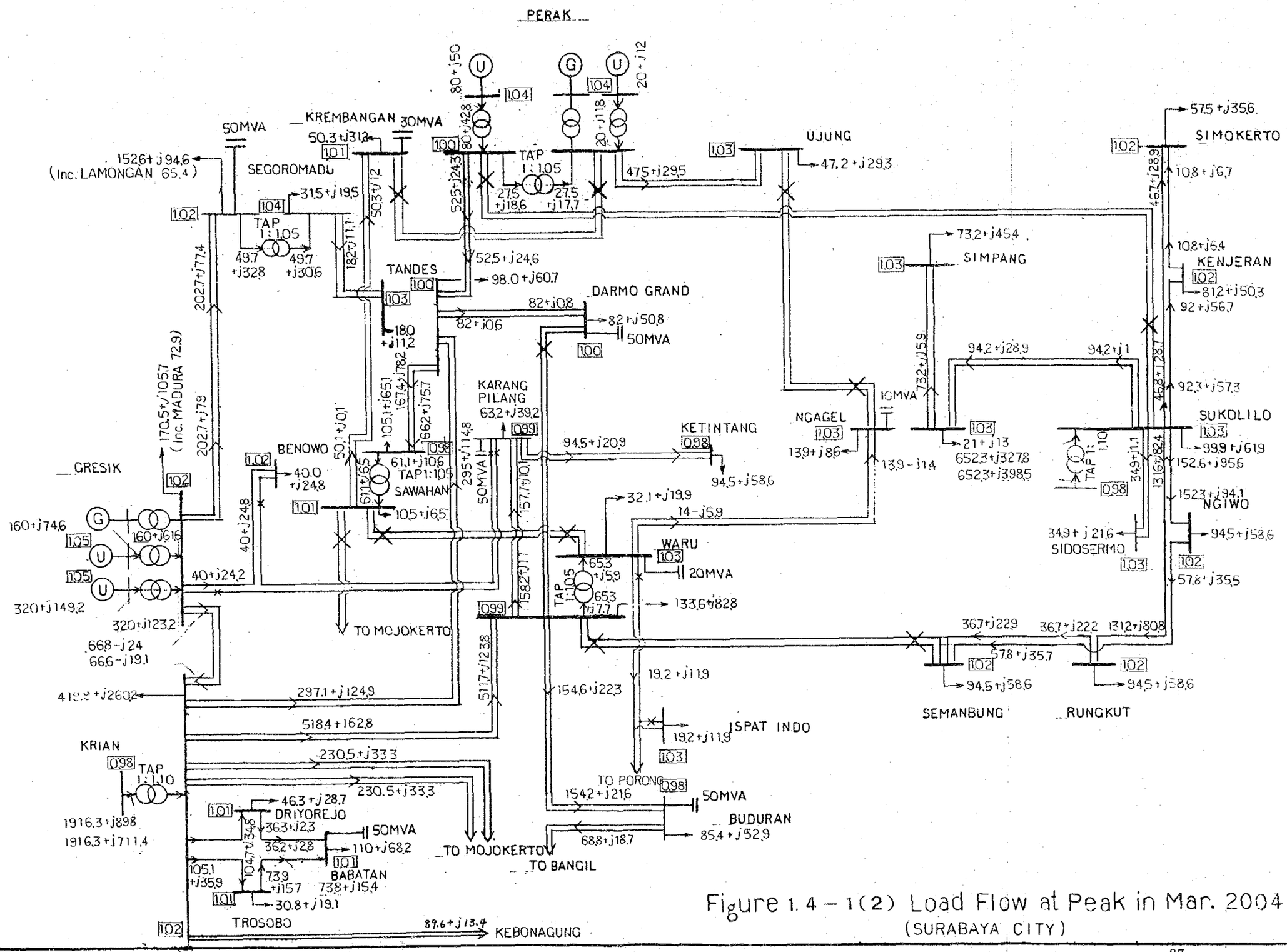
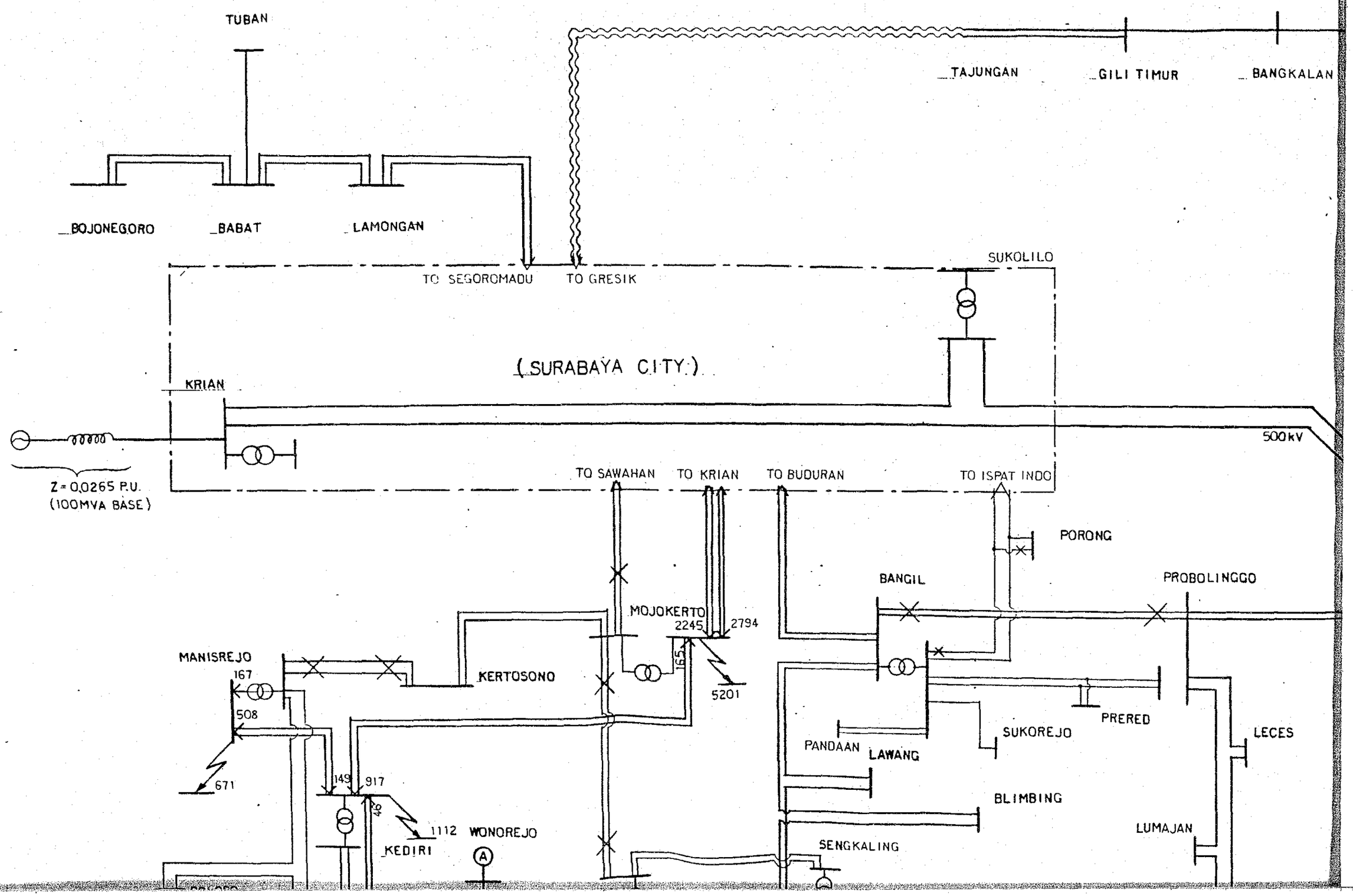
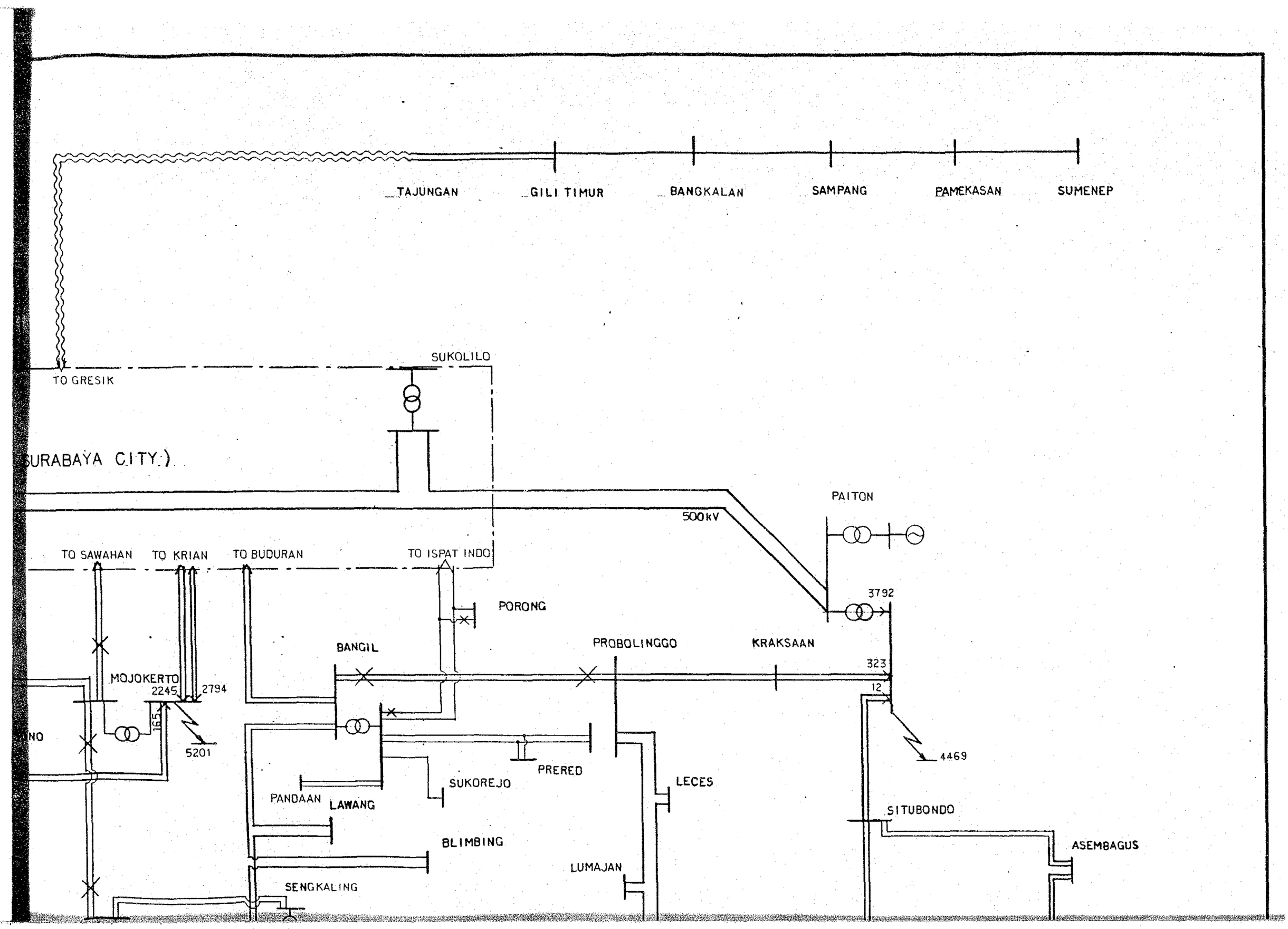
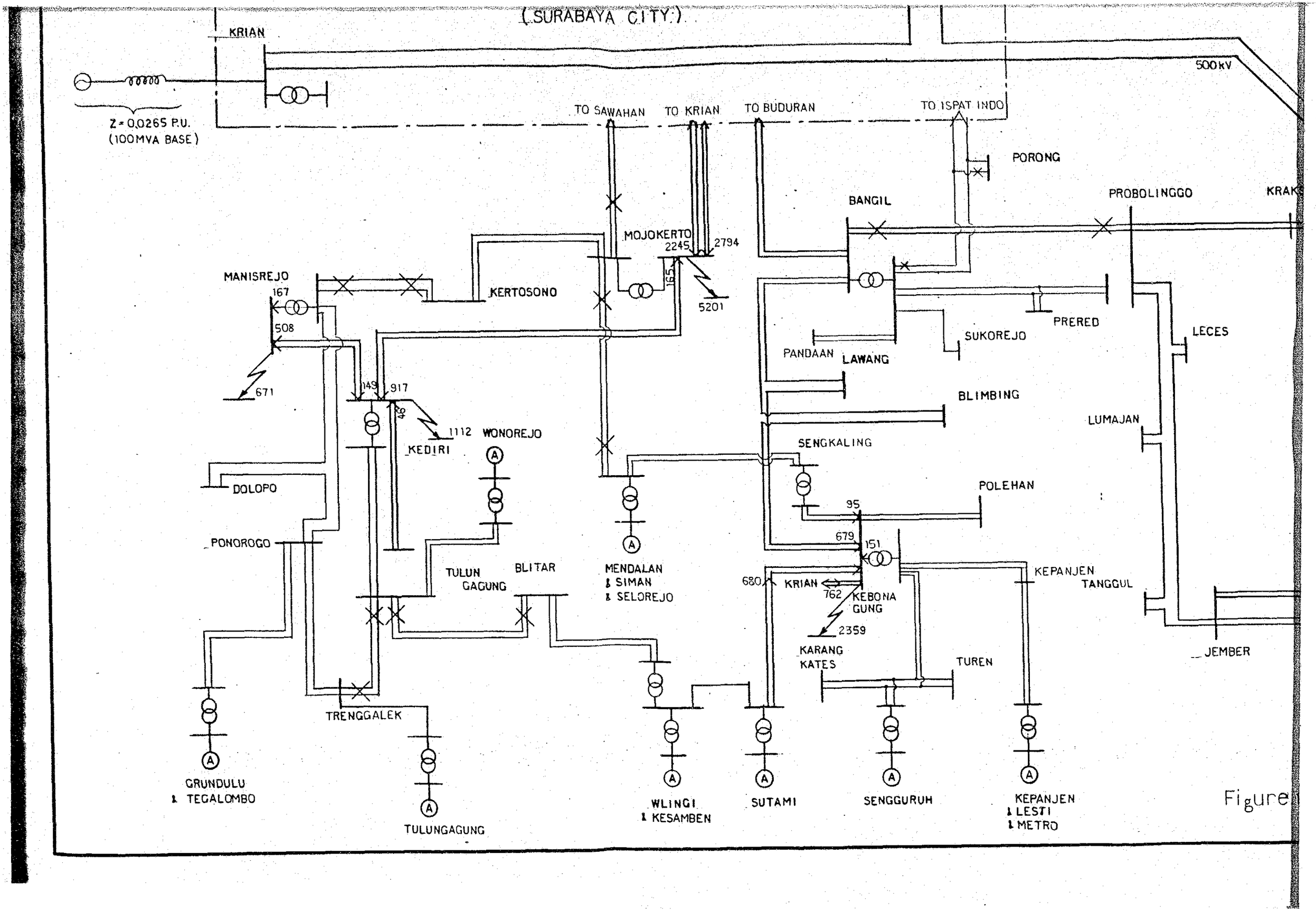


Figure 1.4 – 1(2) Load Flow at Peak in Mar. 2004
(SURABAYA CITY)


TUBAN
TAJUNGAN
GILI TIMUR
BANGKALAN
BOJONEGORO
BABAT
LAMONGAN
TO SEGOROMADU
TO GRESIK
SUKOLILO
(SURABAYA CITY)
KRIAN
500kV
Z = 0.0265 P.U.
(100MVA BASE)
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
PORONG
BANGIL
PROBOLINGGO
MOJOKERTO
2245
2794
165
5201
MANISREJO
167
508
671
KERTOSONO
149
917
49
1112
KEDIRI
WONOREJO
PRERED
SUKOREJO
PANDAAN
LAWANG
LECES
BLIMBING
LUMAJAN
SENGKALING


TAJUNGAN
GILI TIMUR
BANGKALAN
SAMPANG
PAMEKASAN
SUMENEP
SUKOLILO
TO GRESIK
SURABAYA CITY)
PAITON
500kV
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
PORONG
3792
BANGIL
PROBOLINGGO
KRAKSAAN
323
12
MOJOKERTO
2245
2794
165
5201
4469
PRERED
SUKOREJO
LECES
PANDAAN
LAWANG
SITUBONDO
BLIMBING
ASEMBAGUS
LUMAJAN
SENGKALING


(SURABAYA CITY)
KRIAN
500kV
Z = 0.0265 P.U.
(100MVA BASE)
TO SAWAHAN
TO KRIAN
TO BUDURAN
TO ISPAT INDO
PORONG
BANGIL
PROBOLINGGO
MOJOKERTO
2245
2794
165
5201
MANISREJO
167
508
671
KERTOSONO
PRERED
SUKOREJO
LECES
PANDAAN
LAWANG
BLIMBING
LUMAJAN
149
917
48
1112
KEDIRI
WONOREJO
SENGKALING
DOLOPO
POLEHAN
95
679
151
PONOROGO
TULUN GAGUNG
BLITAR
MENDALAN & SIMAN & SELOREJO
680
KRIAN
762
KEBONA GUNG
KEPANJEN
TANGGUL
2359
KARANG KATES
TUREN
JEMBER
TRENGGALEK
GRUNDULU & TEGALOMBO
TULUNGAGUNG
WLINGI & KESAMBEN
SUTAMI
SENGGURUH
KEPANJEN & LESTI & METRO

Figure

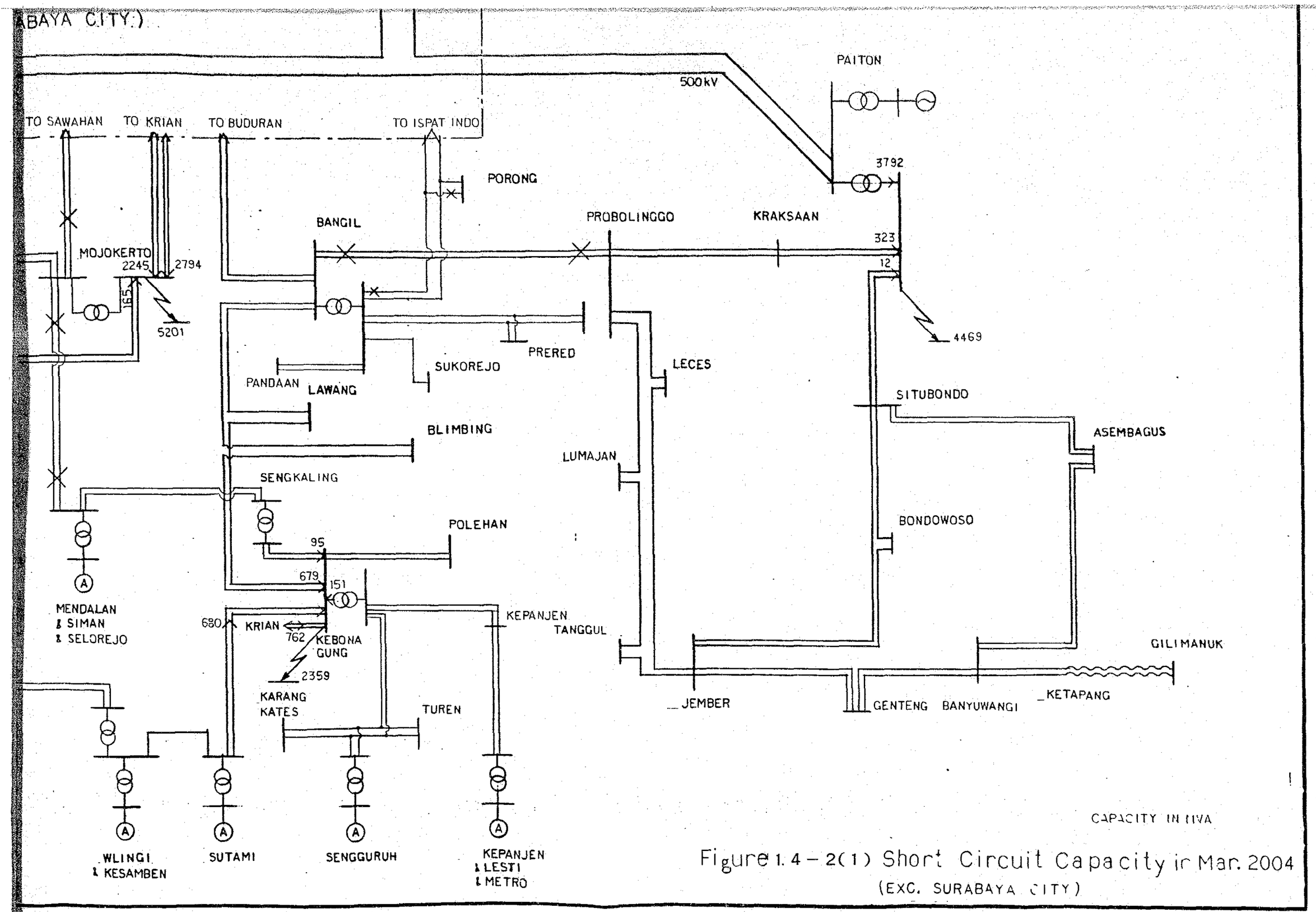


Figure 1.4-2(1) Short Circuit Capacity in Mar. 2004
(EXC. SURABAYA CITY)

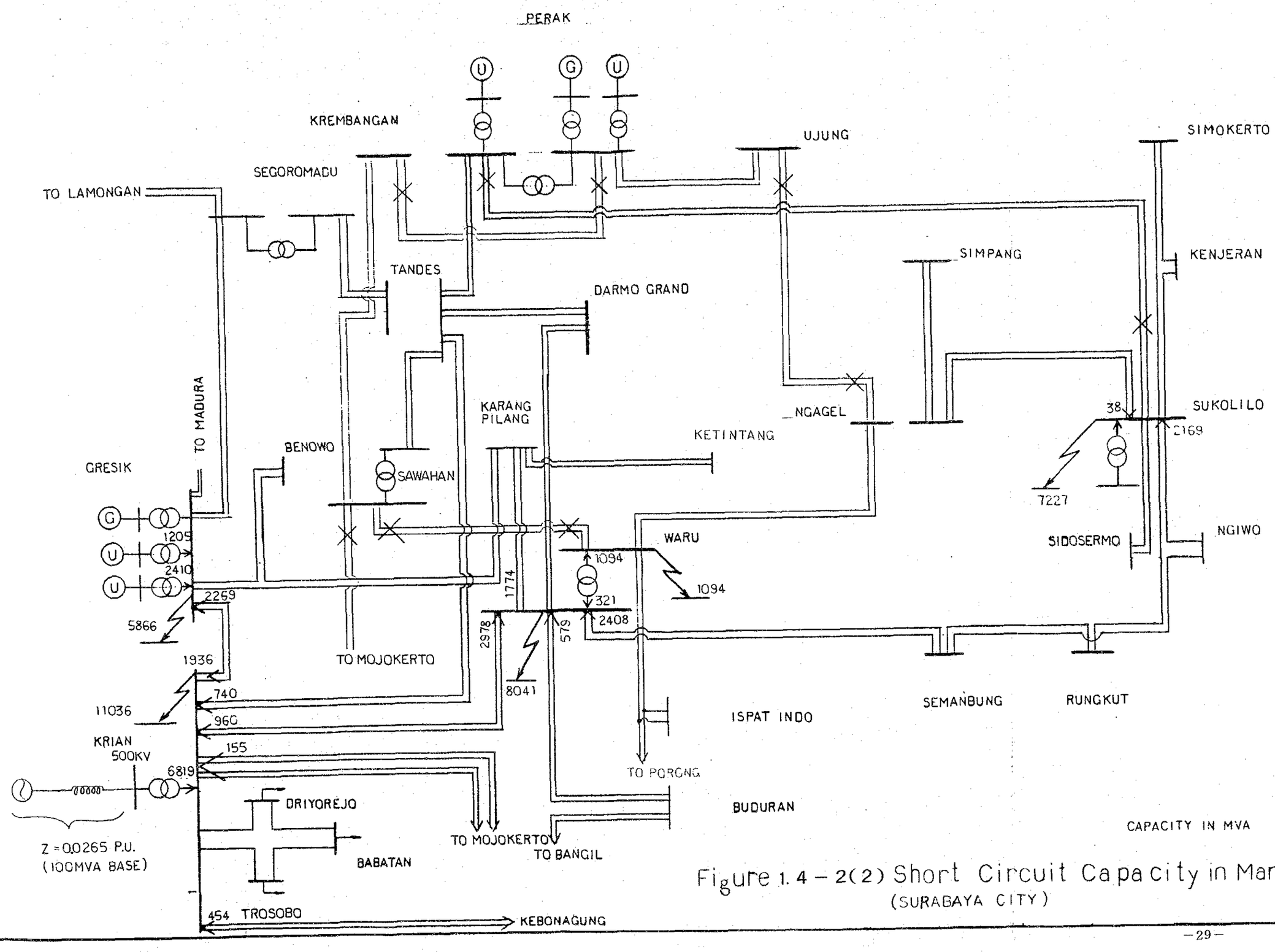


Figure 1.4 – 2(2) Short Circuit Capacity in Mar. 2004
(SURABAYA CITY)

2. 短期実施計画

2.1 短期計画の工事費

(1) 建設単価の算定

工事費は次の通り外貨分と内貨分に分けて算定する。

（外貨分）
- 外国製機器・材料の購入費および間接外貨費（配電のみ）
- 建設用工具・車輌の購入費（送電のみ）
- 外国人技術者による現地施工指導費（Guidance Fee，変電のみ）

（内貨分）
- 労　務　費
- 国内製資材購入費
- 用地関係費
- PLNのAdministration Cost

又、工事費は標準建設単価に数量をかけて求めるものとし、単価は必要に応じて建設条件によるCategoryに分けるものとした。

単価の積算は上記の項目についての金額の集計による。金額の算定にあたっては、最近の契約事例やworld market priceの調査を行い、又積算された単価については、他のProjectとの比較も行って適正なものとした。

(a) 送電線単価

送電線単価は送電線の経過地域や亘長によりCategoryに分類し、適正化を計った。単価としては、東部ジャワI－III期工事の実績を基準として算定している。他のProject単価と比較すればAcceleration Projectに近く、I.B.R.D（Power XV）単価に比べて安い。

(b) 変電所単価

I.B.R.D（Power XV）単価を基準としており、これにGuidance Feeを加算している。又、Waru A.C.C.の計画に伴い新設予定変電所からのデーター伝送関連費用を余分に見込んでいる。

(c) 配電線単価

I.B.R.D（Power XIV）単価を基準として用いた。又、間接外貨分についても同様の取扱いをしている。

(2) 工事数量、コスト見積

(a) 工事数量

短期プログラムに計画された工事件名から工事数量を算出した。

設備別の工事数量は次の通り。

送電設備

工事目的＼電圧別	150 kV 件数	150 kV 回線延長(KM)	70 kV 件数	70 kV 回線延長(KM)
新設変電所供給電源線	5	277.0	1	70
火力発電所建設用電源線	1	39.4	0	0
信頼度対策増架工事	1	4.5	4	181.2
増強並びにロス軽減対策工事	0	0	2	65.0
合計	7	320.9	7	316.2

変電設備

工事目的＼電圧別	150 kV 数量	150 kV 容量(MVA)	70 kV 数量	70 kV 容量(MVA)
送電線引出設備(回線数)	28	—	13	—
一次連絡用変圧器 (150kV/70kV)	4	200	—	—
配電用変圧器 (150kV/20kV, 70kV/20kV)	22	570	4	80
変圧器計	26	770	4	80

配電設備

工種＼年度	1987/88	1988/89	計
20kV Line (km)	115	489.5	604.5
Distribution Transformer(unit)	332	994	1,326
L.V. Line (km)	498	1,939.9	2,437.9

(b) コスト見積

- 直接工事費

  標準建設費に工事数量をかけて直接工事費を求める。

  なお単価の適用にあたっては最適の Category の単価を用いた。

- Engineering Cost

  人件費、その他必要経費について積算して算定した。

- Physical Contingency

  直接工事費の10％とした。

- Price Escalation

  F.C は5％/年，L.C は12％/年とした。

- 総工事費および年間支出金額

  合計金額は次の通り

Total Cost (US$ Million)

Item \ Currency	F.C.	L.C.
Direct Cost	87.292	38.775
a) T/L	12.697	10.539
b) S/S	35.839	14.792
c) D/L	38.756	13.344
Physical Contingency	8.729	3.878
Engineering Costs	6.639	1.647
Escalation	11.442	11.014
Total	114.102	55.314

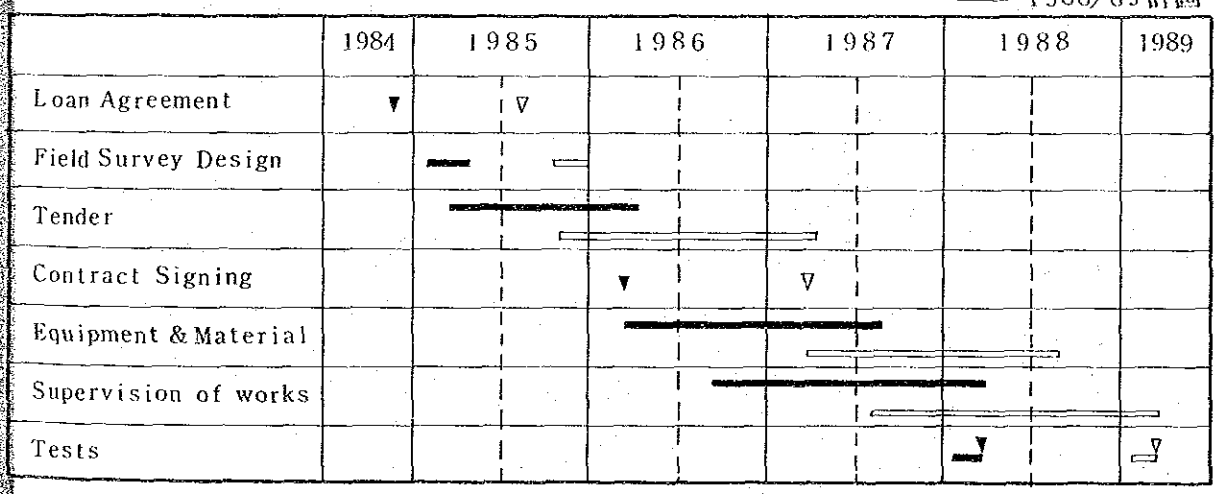
Disbursment Schedule (US$ Million)

Year \ Currency	F.C.	L.C.
1984/85	0.338	0.125
1985/86	24.780	17.280
1986/87	49.649	23.127
1987/88	32.291	11.995
1988/89	7.044	2.787
Total	114.102	55.314

(3) 工事行程

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のに必要な工事行程を次に示す。

この行程によれば工事行程が全般的に短く工期内に完成するためには Loan やPLN内部手続を円滑に進め、工事も短期間で完成させる必要がある。



2.2 短期計画の評価

(1) 技術評価

短期計画に於ける送電・変電・配電の設備計画基準を次の通り定めた。

(a) 送電設備

送電線は容易に設備容量の増加は出来ないので、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。短期計画に於ける新設送電線は配電用変電所への供給送電線が主体であり、標準電線（150kV 330mm² ACSR、70kV 300MCM ACSR）を用いることにより上記条件を満足することが出来た。

但し、Ngawi S／S供給用送電線は既設線（240mm² ACSR）からのπ引込であるため、電線はこれに合せることとした。

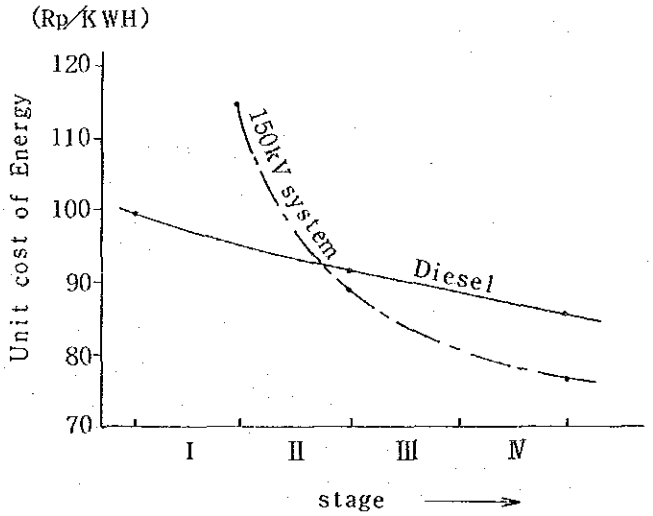
増架工事は送電線の信頼性に重点をおいて計画をした。具体的には、150kV送電線についてはスラバヤ市内S／S向け供給線とし、70kV送電線については事故率の高いことより全線2回線化を計画した。

改修工事については、70kVの老朽送電線についてサイズup出来るもののうち、系統上必要なもの、Loss Reduction効果の高いものについて行った。

(b) 変電設備

変電所の新設については、負荷の予測、電化の促進、配電線の電圧降下、用地取得等を考慮して計画を行った。スラバヤ市内については、長期計画に計画されている9カ所のうち、特に負荷の集中している地域で早期に工業化が期待されているスラバヤ南部に1カ所（Babatan）を計画した。

Madura島については、ジャワ島との連系後に於て150kV幹線を全島に伸ばすか、従来通りDiesel P／Sの増設で対応するか検討の結果、長期的に発電原価の安く、又電化促進効果の高い前者を選択した。



地方の変電所については、配電線の電圧降下5％以上の地域のうち今後の負荷の増加が期待される地域に4変電所を計画した。又Paiton火力発電所の工事用動力を確保するため、変電所の新設を行った。

既設変電所の変圧器増設については、所要容量を超過する変電所を対象とし、増設後5カ年は再増設の必要のない容量の変圧器の増設を計画した。なお、既設容量の能力として、70kV／20kVの老朽変圧器については1バンク事故を想定し、又1 BankS／Sについては隣接S／Sからの配電線による融通能力を考慮した。

(c) 配電設備

東部ジャワに於ては、1984／85から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。しかしながら、1987／88は重点が送変電設備に移ったため、配電設備の拡充は1986／87年計画に含まれていないPamekasanとKediriのCabangに限定した。

又1988／89は5カ年計画の最終年であるため、東部ジャワ全Cabangについて配電線の計画を調査し、必要性の高い順位で計画した。

工事量は過去4年間の平均に近いものとした。

(2) 経 済 評 価

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は、インドネシヤ政府資金，世銀資金，アジア開発銀行資金および今後予定されている海外協力基金等がある。

これ等の資金によるプロジェクトは地域的にも設備的にも入り混っているので、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。全プロジェクトの原価はプロジェクトのエコノミックコスト（Direct cost, Consultant fee, Physical contigencyの合計）と運転維持費の合計とした。全プロジェクトの便益は、建設された設備の稼動により得られる増分料金収入から、150kV母線からの増分受電原価を差し引いた額とした。これらを基に内部収益率（ＩＲＲ）を算定した結果を第2.2－1表および第2.2－1図に示す。ＩＲＲは約10%となった。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。

なお、この経済評価に使用した主な諸元は次の通りである。

平均料金収入単価	：	Rp．98.3／kwh＝99.09ミル／kwh
150kV母線受電単価	：	Rp．70.0／kwh＝70.56ミル／kwh
Exehange Rate	：	US$ 1.0＝Rp．992
Price level	：	1984年4月
運転維持費比率	：	送電＝1.0％，変電＝2.5％，配電＝3.0％
送電ロス率	：	150kV母線において 3.%
配電ロス率	：	20kV母線において10％

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

ケ　ー　ス	IRR (%)
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。

COST : BASE
BENEFIT : BASE

TABLE 2.2-1 INTERNAL RATE OF RETURN IN SHORT-TERM PROJECTS

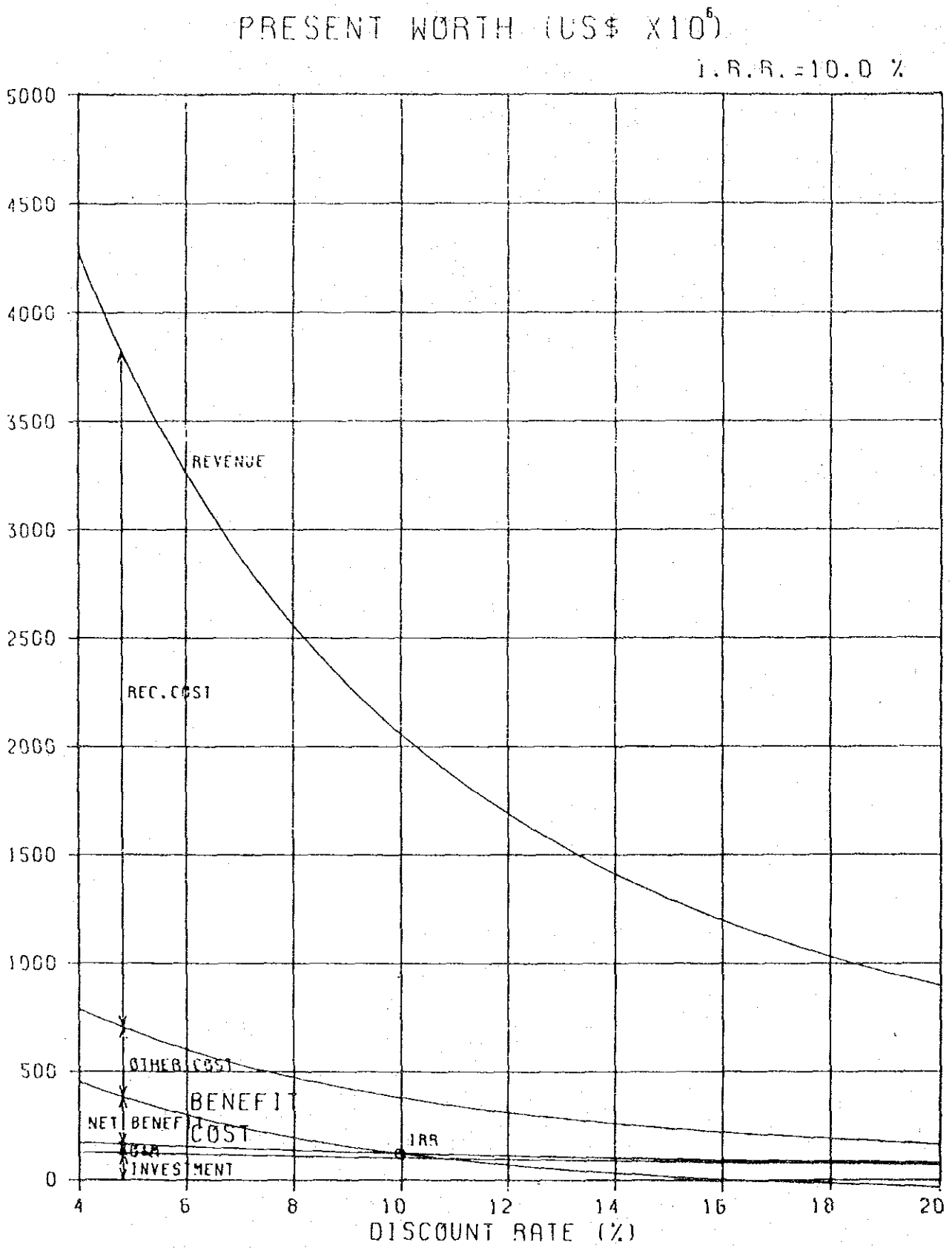
(USD X1000)

NO	YEAR	COST: EXP.PROG. INVESTMENT	COST: EXP.PROG. O&M	COST: TOTAL	BENEFIT: REVENUE	BENEFIT: REC.COST	BENEFIT: OTHER LOAN INVESTMENT	BENEFIT: OTHER LOAN O&M	BENEFIT: TOTAL	PRESENT WORTH: COST	PRESENT WORTH: BENEFIT	E.I.R.R. 9.98 % FACTOR
1	1982	0	0	0	0	0	-9859	0	-9859	0	-9859	1.0000
2	1983	0	0	0	41618	-33946	-54986	0	-47314	0	-43020	0.9093
3	1984	463	0	463	80263	-65468	-101523	-229	-86957	383	-71891	0.8267
4	1985	39028	0	39028	123169	-100465	-76525	-1655	-55476	29338	-41702	0.7517
5	1986	63471	806	64277	170930	-139423	-20551	-4103	6853	43934	4684	0.6835
6	1987	36432	2308	38740	223943	-182664	0	-5856	35423	24076	22015	0.6215
7	1988	7566	3198	10764	282704	-230593	0	-6358	45753	6083	25854	0.5651
8	1989	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1730	23508	0.5138
9	1990	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1573	21375	0.4672
10	1991	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1431	19435	0.4248
11	1992	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1301	17671	0.3862
12	1993	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1183	16068	0.3512
13	1994	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	1075	14610	0.3193
14	1995	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	978	13284	0.2903
15	1996	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	889	12078	0.2640
16	1997	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	808	10982	0.2400
17	1998	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	735	9986	0.2183
18	1999	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	668	9080	0.1984
19	2000	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	608	8256	0.1804
20	2001	0	3368	3368	282704	-230593	0	-6358	45753	553	7507	0.1641
1982 - 2001		146960	50096	197056	4597779	-3750268	-263444	-100855	483212	117346	69919	
2002 - 2013		0	40416	40416	3392448	-2767116	0	-76296	549036	3769	51197	
1982 - 2013		146960	90512	237472	7990227	-6517384	-263444	-177151	1032248	121115	121116	

PRESENT WORTH

	DISCOUNT RATE (%)	(4.0)	(6.0)	(8.0)	(10.0)	(12.0)	(14.0)	(16.0)
COST	EXP.PROG. INVESTMENT	125303	116014	107595	99949	92991	86648	80853
	EXP.PROG. O&M	46696	34969	26835	21046	16825	13679	11285
	TOTAL	171999	150983	134429	120994	109816	100326	92138
BENEFIT	REVENUE	4267688	3263803	2563053	2060589	1691087	1412918	1198962
	REC.COST	-3481023	-2662185	-2090604	-1680760	-1379368	-1152474	-977957
	OTHER LOANINVESTMENT	-242191	-232618	-223665	-215281	-207417	-200031	-193085
	OTHER LOAN O&M	-93526	-70998	-55288	-44037	-35776	-29569	-24805
	TOTAL	450947	298003	193496	120512	68526	30844	3115
	B/C	2.622	1.974	1.439	0.996	0.624	0.307	0.034
	B-C	278948	147020	59067	-482	-41290	-69482	-89023

FIGURE 2.2-1 PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN SHORT-TERM PROJECTS



3. 長期マスタープラン

3.1 中・長期拡充計画の概算工事費

(1) 中・長期拡充計画に於ける新技術の導入

中・長期計画に於ては、電力需要の大巾な伸びが予測されており、2003年には1983年の10倍以上に達するものと思われる。これに対応するため、送変電設備の大巾な拡充を必要とするので、新技術の導入により単位容量の大型化を計った。主要な品目についての概要を列記すると次の通りとなる。

(a) 送電設備－電力線の最大サイズは330mm²ACSRであり、これを上廻る容量はTwin Conductorで対応して来たが、長期計画でも送電容量はこの範囲内でおさまった。ただし、150kV系統の地線については、系統が直接接地方式であるため系統容量の増大に伴う地絡時の地絡電流の増加を考え、最大系統容量（短絡電流25kA）に耐え得る様100mm² アルモウェルド線を採用した。

(b) 変電設備－長期計画に於て、スラバヤ市内に500kV変電所の導入を計画している。このため立地条件を考慮してFull GISの採用を計画した。今後、用地買収問題と併せて充分検討する必要がある。又150kV／20kV変圧器はスラバヤ市内では50MVAを採用して来たが、増設容量、コストを考慮して100MVAの採用を計画した。150kV遮断器は、短絡容量が最大25kAになる様系統構成を考えているため、現状の遮断容量のまま用いることとした。

(2) 中・長期計画における工事量

中・長期における工事計画数量は次の通り。

Construction Quantity

Item / Facilities	Construction	Quantity		Total
		Middle-Term	Long-Term	
Transmission Line	150kV c.c.t. length (KM)	245	581	826
	70kV c.c.t. length (KM)	173	40	213
Substation	Distribution Tr. (MVA)	760	3,630	4,390
	Connecting Tr. (MVA)	0	150	150
Distribution Line	Pole Tr. (Unit)	5,986	11,917	17,903
	M.V. Line (KM)	3,173	6,640	9,813
	L.V. Line (KM)	7,782	15,492	23,274

以上の数量を５年毎に図示した図表を次に示す。これによれば、送電設備の回線延長は年とともに建設亘長が減少する。変電設備のうち配電用変圧器容量は２０kV負荷の増加に伴い増加の傾向を示す。配電設備は低圧需要の鈍化傾向により、中期および長期の前半が最大となり、長期の後半は減少の傾向を示す。

(3) 概算工事費

１５０kV，７０kV設備の概算直接工事費の積算を行う。なお、EHV関係費用は参考として算出した。

(a) 外貨分と内貨分の区分

外貨分と内貨分の区分ならびに内容については、短期プログラムによるものとする。又外貨分については、１US$＝1,000Rpで換算した。

(b) 建設単価

建設単価も原則的には短期プログラムによることとしたが、次の点について見直しを行った。

(i) 鉄塔単価

年間工事量の減少傾向を考慮して９００$／Tを1,000$／Tに変更した。

(ii) 電線単価

１５０kV送電線に新しく１００mm²AW線を採用するため、単価として1,６００$／KMを設定した。

(iii) 変圧器単価

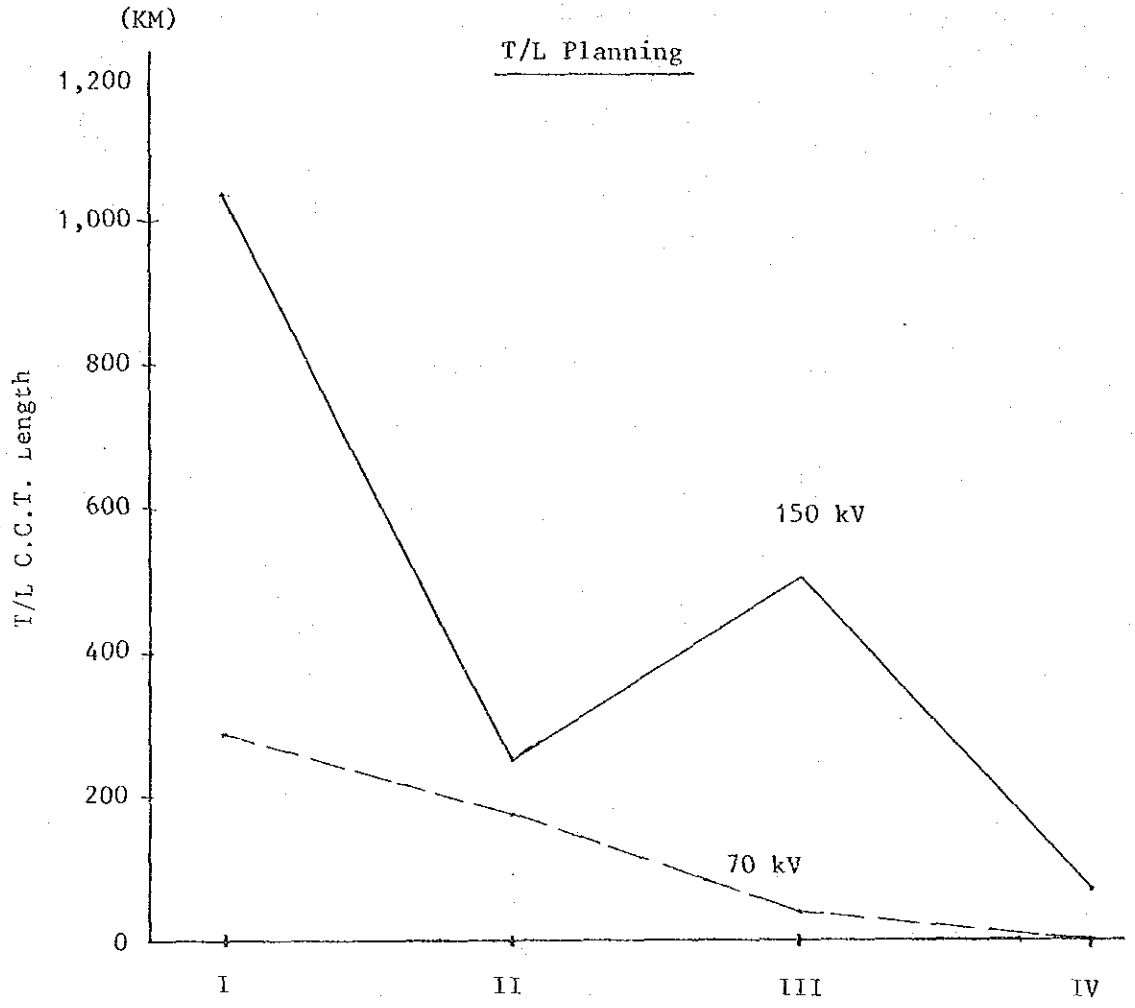
国際的な単価低下傾向により約２０％安くした。又、新しく１５０kV／２０kV の１００MVA Tr.を採用するため、単価として982,000$／unitを設定した。

(v) 変電所建物

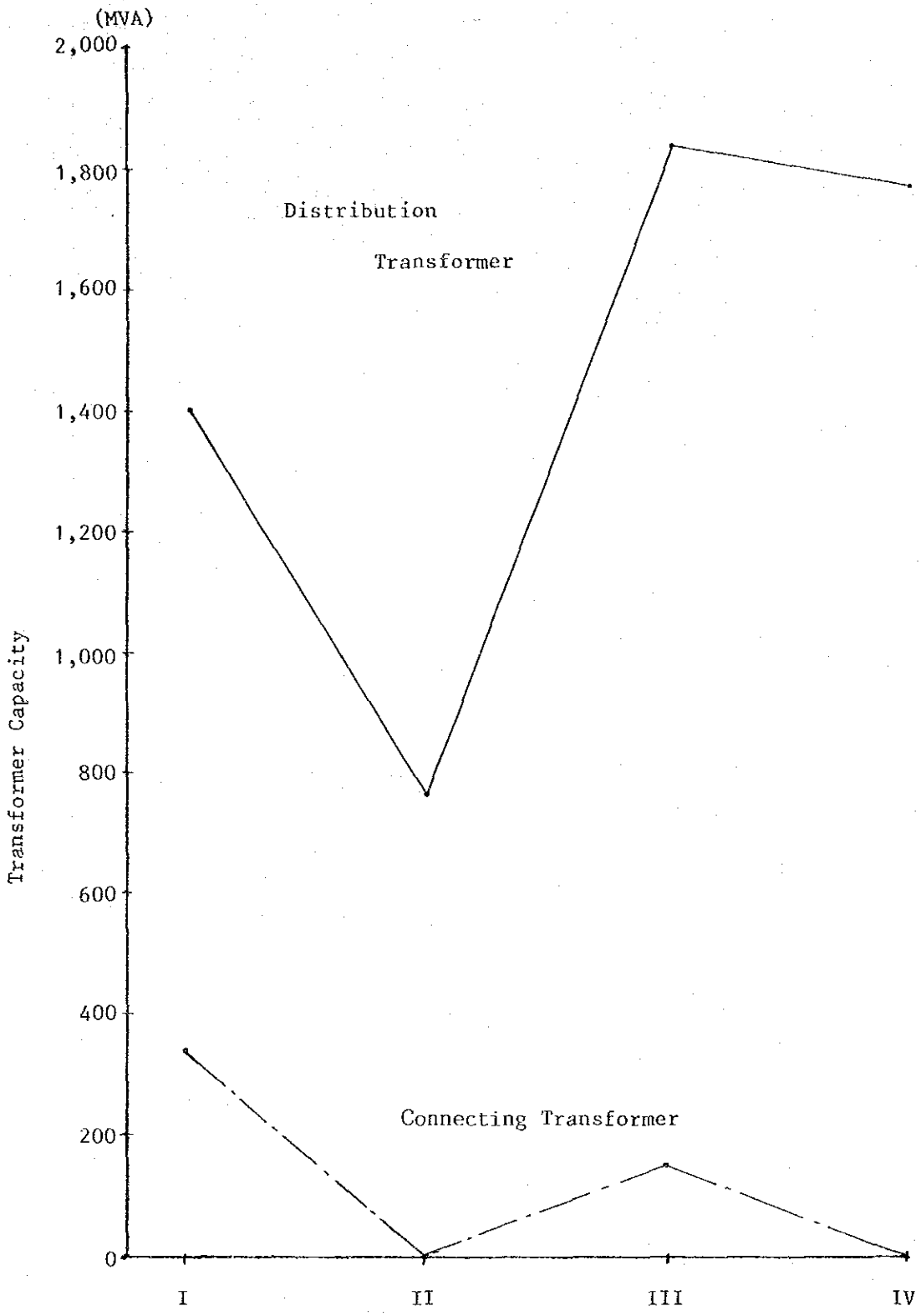
最近の契約実績から見て約１０％値上げした。

(c) １５０kV，７０kV系概算工事費

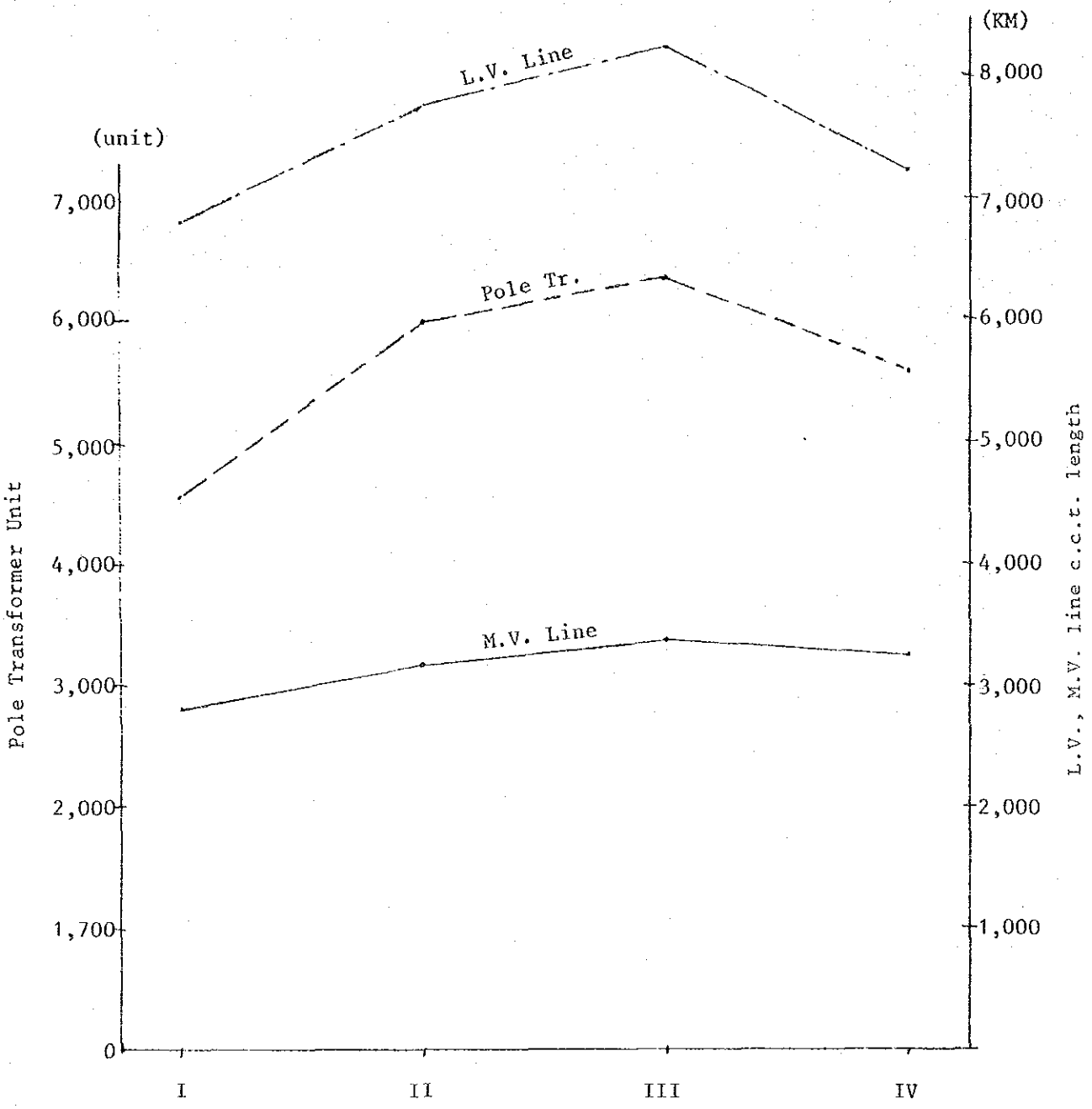
中・長期における直接工事費の概算は次の通り。


(KM)
T/L Planning
1,200
1,000
800
600
400
200
0
T/L C.C.T. Length
150 kV
70 kV
I
II
III
IV

S/S Planning


(MVA)
2,000
1,800
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
Transformer Capacity
Distribution
Transformer
Connecting Transformer
I
II
III
IV

D/L Planning


(unit)
(KM)
L.V. Line
Pole Tr.
M.V. Line
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,700
0
8,000
7,000
6,000
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
Pole Transformer Unit
L.V., M.V. line c.c.t. length
I
II
III
IV

Gross Amount of Construction Cost (US$ × 10^3)

Term / Facirities	Middle − Term		Long − Term		Total	
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.
Transmission Line	9,597	4,120	23,686	10,885	33,283	14,902
Substation	30,888	15,459	87,293	29,092	118,181	44,551
Distribution Line	194,429	53,391	464,406	121,269	658,835	174,660

以上の金額を5年毎に図示した図表を次に示す。これによれば、送変電設備工事費は中期には落ち込むが、長期ではやや増加している。配電設備については、長期におけるService EquipmentとM.V.LineのUnderground Cableの増加により漸増の傾向を示す。

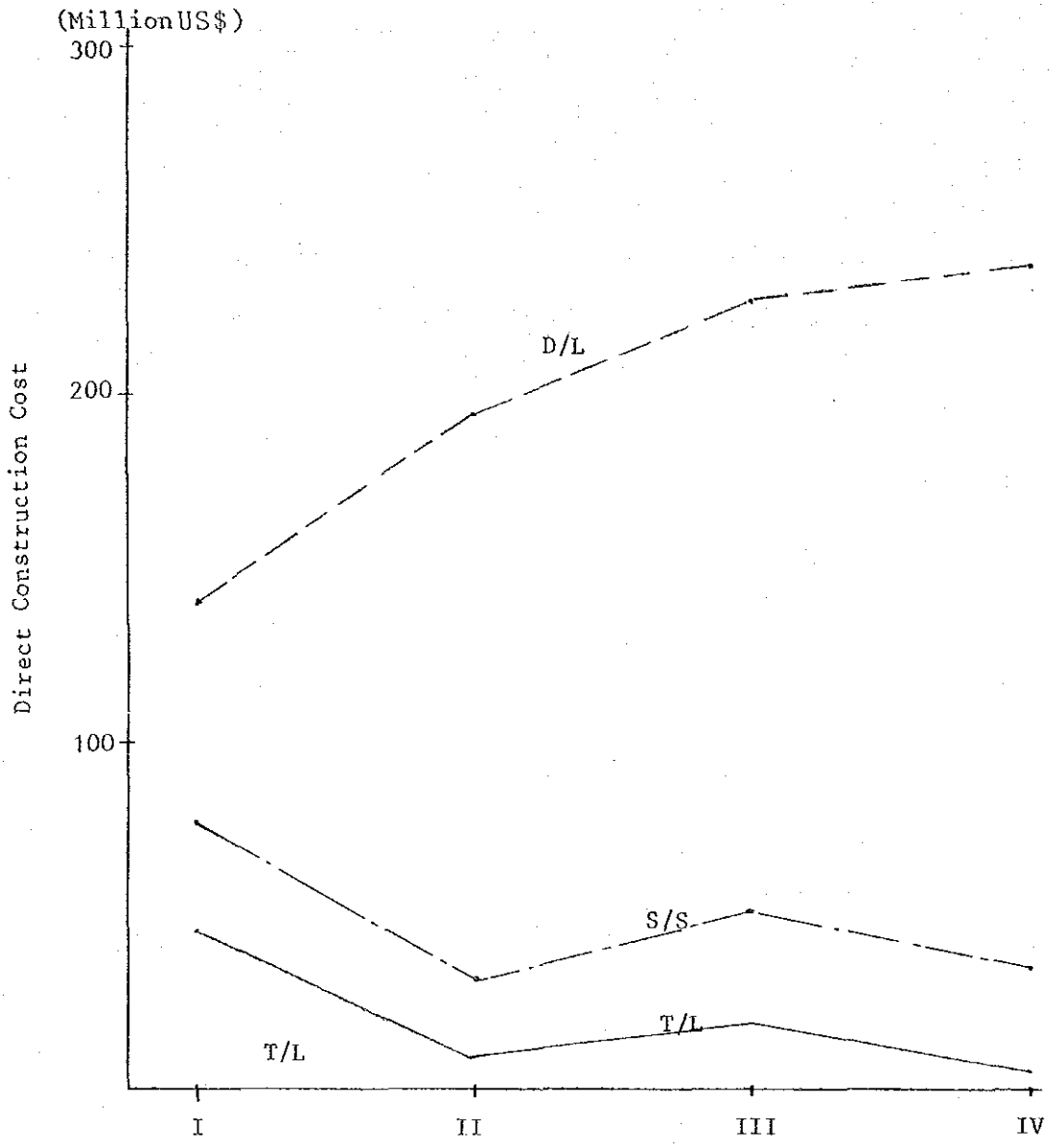
(d) EHV概算工事費

Sukolilo S/S 500 kV関連費およびKrian, Paiton 500kV/150kV 変圧器費用の概算は次の通り。

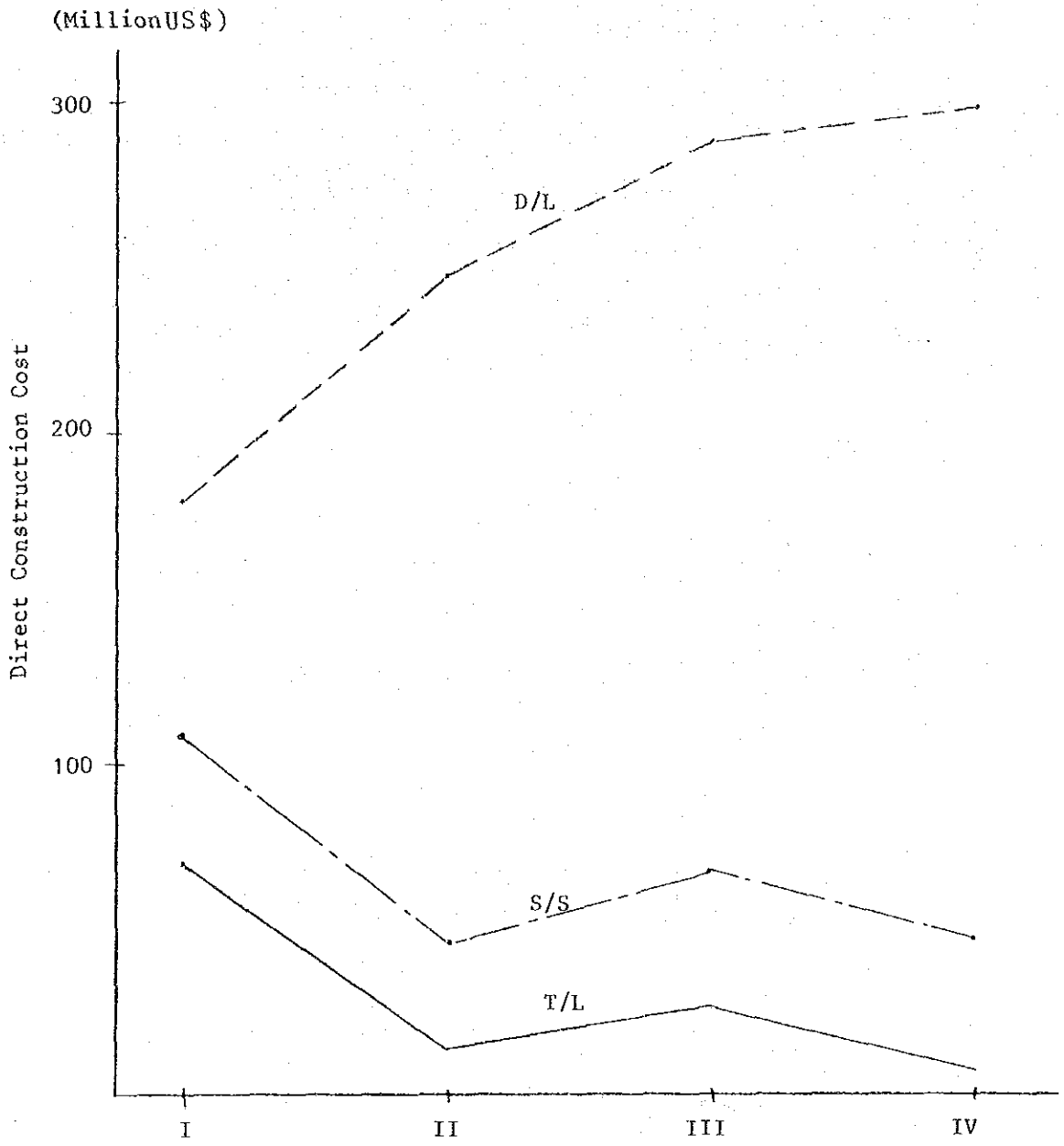
Gross Amount of Construction Cost (US$ × 10^3)

Term / Facilities	Middle − Term		Long − Term		Total	
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.
Transmission Line	−	−	6,830	2,747	6,830	2,747
Substation	15,080	3,284	28,940	6,342	44,020	9,626

Gross Amount of Direct Construction Cost (F.C.)



Gross Amount of Direct Construction Cost (F.C. + L.C.)



3.2 中長期計画の経済評価

中期計画は短期計画と同じ年度別計画である。

一方、長期計画は5年単位の総括的な計画である。

したがって、評価方法を下記の如く両者で異った方法を採用した。

すなわち中期計画においては、短期計画と同様の Present Worth Method により算定された内部収益率により、その経済性を評価する方法を採用した。

長期計画においては、levelized capital cost による年コストと年便益を比較して、その経済性を評価する方法を採用した。

(1) 中期計画の経済評価

(a) プロジェクトのコスト

プロジェクトのコストは、投資額と運転維持費（O＆M）の合計とした。

投資額は direct cost，physical contingency およびコンサルタント料の合計（Economic cost）とした。

O＆Mコストは、設備別に次のO＆M比率と投資額との積から算定した。

O＆M比率

送電設備 ＝ 1.0％

変電設備 ＝ 2.5％

配電設備 ＝ 3.0％

(b) 便　益（Benefit）

中期計画の実施によって生ずる便益は、中期計画の前年1988／89に対し増加する増分電気料金収入と150kV母線における増分受電原価の差額とした。但し、中期計画最終年以降は最終年数字が持続するものとした。計算期間は30年とした。

収入単価および受電単価は、PLNが算定した下記単価を採用した。

収入単価＝Rp. 98.3／kWh ＝ mills 98.3／kWh

受電単価＝Rp. 70.0／kWh ＝ mills 70.0／kWh

Exchange rate　1US$ ＝ 1,000Rp.

受電電力量は1.1節で想定した販売電力量と下記ロス率から算定した損失電力量との合計とした。

	区分ロス率	総合ロス率 at 150kV busbar
送電ロス率	3% at 150kV	3.0 %
配電ロス率	10% at 20kV	9.7 %
合　計		12.7 %

(c) 中期計画の経済評価結論

上記により内部収益率（IRR）を計算すると、第3.2 －1表に示す如く15.7％となる。又、これを図示すると第3.2 －1図の如くなる。

次に上記をベース・ケースとして、感度分析を行った結果を下表に示す。

感度分析結果

ケース	IRR（％）
(1) ベース・ケース	15.7
(2) 販売電力量　10％増	17.8
(3) 同　上　10％減	13.5
(4) 工事費　10％増	13.7
(5) 同　上　10％減	18.0
(6) 受電原価　10％増	4.1
(7) 同　上　10％減	24.3
(8) Connecting charge を考慮	25.6

この表から明らかな如く、中期計画の経済性は短期計画の場合に比し非常に高い。この原因は、主要な送変電設備、特に送電設備の多くが短期期間迄に既に建設されていることによるものと考えられる。

(2) 長期計画の経済評価

長期計画は5年単位の計画であるので、経済評価は levelized cost と annual benefit とを比較する方法を採用した。

(a) Levelized cost

levelized cost は levelized capital cost，O＆M cost およびその他のコストの

合計とした。levelized capital cost は建中利息(IDC)を含んだ建設費と資本回収係数との積として算定される。

その他コストはO&Mコストの40%と想定した。

(b) 便　益(Benefit)

長期計画達成により生ずる便益は、増分電気料金収入と増分受電原価の差額とした。想定販売電力量は1993/94年：9,003GWh，1998/99年：15,275GWh，2003/04年：24,849GWh である。したがって、総合ロス率を12.7% と仮定すると、長期の便益は次表の如くなる。

計画/項目	増分電力量 (GWh)	金　額 (10^6 US$)
前ー長　期		
料金収入	6,272	616.5
受電原価	7,184	502.9
便　益		113.6
後ー長　期		
料金収入	9,574	941.1
受電原価	10,967	767.7
便　益		173.4

(c) 長期計画の経済評価の結論

金利をパラメータとして、Net Benefit および B/C Ratio を算定すると第 3.2 ー2表に示す如くなる。

この表から次の如く推論できる。

(i) 前期計画の B/C Ratio は金利12%の場合 1.2、金利15%の場合 1.0 となる。したがってIRRは15%程度と推定される。この値は前期計画が経済的に妥当であることを示している。前期計画の経済性は中期計画とほぼ同じ程度と考えられる。

(ii) 後期計画の B/C Ratio は金利25%において 1.0 となる。したがって、IRRは25%程度になるものと推定され、その経済性は非常に高くなる。これは、後期計画は前期計画に比し先行投資的なプロジェクトが少いことによるものと考えられる。

(iii) 前後期通しの長期計画のＢ／Ｃ Ratioは金利２０％において 1.0 となる。したがってＩＲＲは２０％程度と考えられ、その経済性は前後期の中間程度と考えられる。

COST : BASE
BENEFIT : BASE

TABLE 3.2-1 INTERNAL RATE OF RETURN IN MID-TERM PROJECTS

(USD X1000)

NO	YEAR	COST: INVESTMENT T/L	S/S	D/L	E.S.	O&M	TOTAL	BENEFIT: REVENUE	REC.COST	TOTAL	PRESENT WORTH: COST	BENEFIT	E.R.R 15.68 FACTO
1	1986	0	0	0	556	0	556	0	0	0	744	0	1.338
2	1987	5228	11627	20759	1969	0	39583	0	0	0	65791	0	1.156
3	1988	5784	15506	41831	2921	0	66042	0	0	0	66042	0	1.000
4	1989	2169	8176	50550	4405	966	66266	70678	-57652	13026	57282	11260	0.864
5	1990	762	5580	56153	4296	2666	69457	151087	-123242	27845	51901	20807	0.747
6	1991	716	6178	62305	3952	4409	77560	238672	-194685	43987	50099	28413	0.665
7	1992	363	3309	34383	2817	6240	47112	324587	-264765	59822	26306	33403	0.558
8	1993	66	606	6621	1694	8271	17258	418463	-341340	77123	8330	37225	0.482
9	1994	0	0	0	0	9389	9389	418463	-341340	77123	3917	32179	0.417
10	1995	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	3464	27816	0.360
11	1996	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	2996	24045	0.311
12	1997	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	2588	20786	0.269
13	1998	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	2237	17968	0.233
14	1999	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	1934	15532	0.201
15	2000	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	1672	13426	0.174
16	2001	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	1445	11606	0.150
17	2002	0	0	20759	0	9603	30362	418463	-341340	77123	3950	10033	0.130
18	2003	0	0	41831	0	9603	51434	418463	-341340	77123	5784	8673	0.112
19	2004	0	0	50550	0	9603	60153	418463	-341340	77123	5847	7497	0.097
20	2005	0	0	56153	0	9603	65756	418463	-341340	77123	5525	6481	0.084
986 - 2005		15088	50982	441895	22610	137574	668149	6225043	-5077764	1147279	347853	327149	
006 - 2015		0	0	103309	0	96030	199339	4184630	-3413400	771230	10990	31695	
986 - 2015		15088	50982	545204	22610	233604	867488	10409673	-8491164	1918509	358844	358866	

PRESENT WORTH

	DISCOUNT RATE (%)		(6.0)	(8.0)	(10.0)	(12.0)	(15.0)	(20.0)	(25.0)
COST	INVESTMENT	T/L	14988	14972	14963	14961	14970	15010	15079
	INVESTMENT	S/S	48771	48166	47618	47121	46461	45561	44869
	INVESTMENT	D/L	348640	313602	286837	266030	242587	216346	199077
	INVESTMENT	E.S.	20427	19819	19260	18746	18051	17065	16257
	O&M		104368	83429	67973	56332	43701	30416	22640
	TOTAL		537194	479988	436651	403190	365769	324399	297722
BENEFIT	REVENUE		4736743	3812982	3129098	2612361	2049188	1452268	1089952
	REC.COST		-3863758	-3110247	-2552406	-2130901	-1671521	-1184614	-889073
	TOTAL		872984	702735	576694	481459	377666	267654	200879
	B/C		1.625	1.464	1.321	1.194	1.033	0.825	0.675
	B-C		335790	222746	140043	78269	11897	-56745	-96843

Table. 3.2-2 Benefits and Costs in Long-term Projects

unit in Million US Dollars

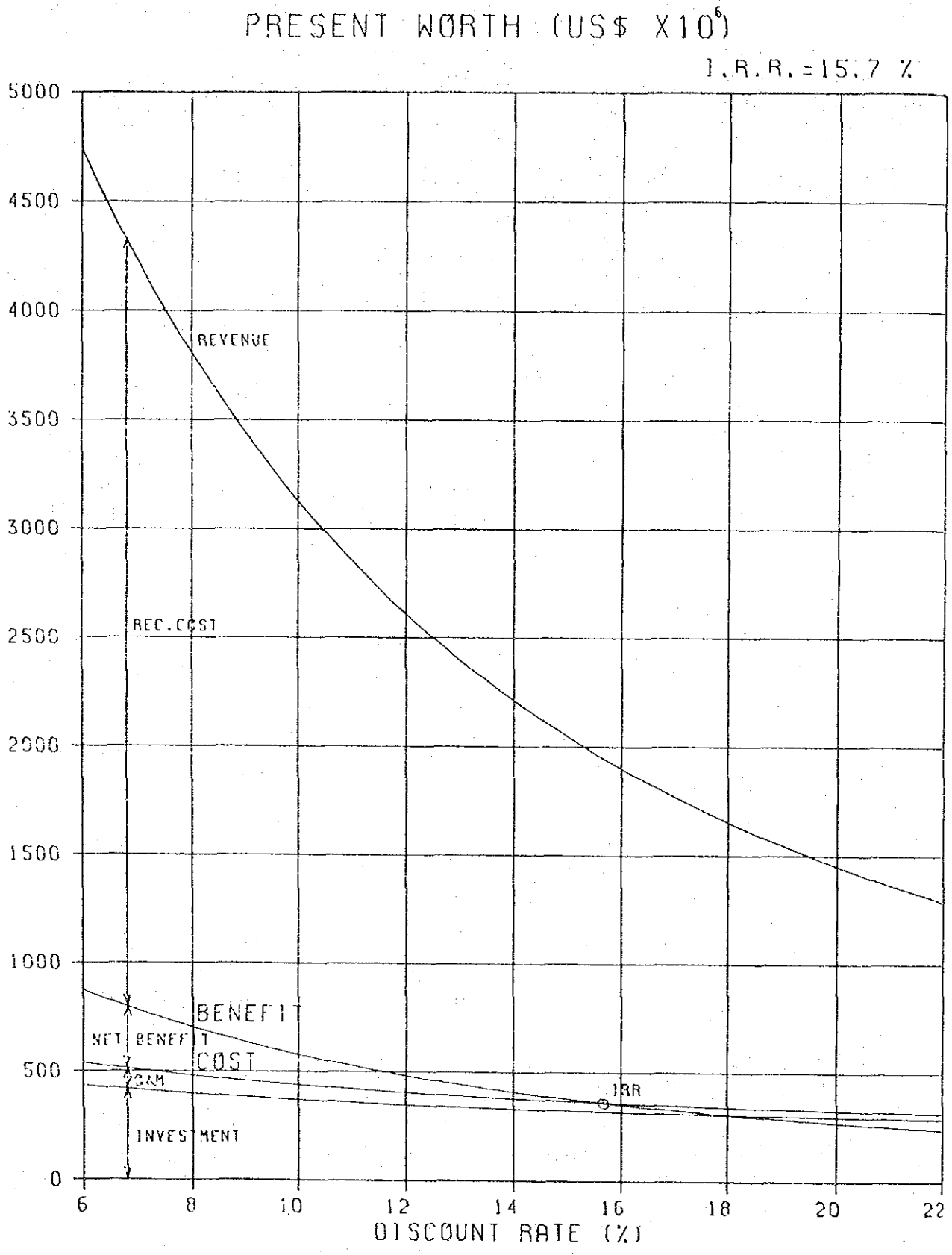
Former Long-term

Benefit					
Revenue			616.5		
Receiving costs			502.9		
Benefit			113.6		
Costs					
Interest rate	8 %	10 %	12 %	15 %	20 %
Capital costs	55.5	65.1	75.4	92.6	125.0
O&M and others	18.4	18.9	19.5	20.2	21.6
Costs	73.9	84.0	94.9	112.8	146.6
Net benefit	39.7	29.6	18.7	0.8	-33.0
B/C ratio	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8

Latter Long-term

Benefit					
Revenue			941.1		
Receiving costs			767.7		
Benefit			173.4		
Costs					
Interest rate	8 %	10 %	12 %	15 %	25 %
Capital costs	51.9	60.5	69.9	85.4	148.6
O&M and others	17.5	18.0	18.5	19.3	21.9
Costs	69.4	78.5	88.4	104.7	170.5
Net benefit	104.0	94.9	85.0	68.7	2.9
B/C ratio	2.5	2.2	2.0	1.7	1.0

FIGURE 3.2-1 PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN MID-TERM PROJECTS



4. 技術的諸問題

4.1 系統計画に関する検討課題

(1) ジャワ－バリ島連系後の給電組織

現在、東部ジャワとバリ島とは連系されていないが、１９８８年迄には両系統は海底ケーブルにより連系される計画になっている。

(a) 連系前の給電組織

ジャワ系統においては、主要電源および基幹系統の給電運用はＪＣＣ（Java Control Center）の担当である。１５０ＫＶ以下配電用Ｓ／Ｓにいたる負荷側系統の給電運用はＡＣＣ（Areal Control Center）によって行われている。東部ジャワ全地域の負荷側給電運用はワルＡＣＣによって遂行されている。

バリ島は数コの単独系統が個々に運用されていて、給電組織というものがない。

(b) 連系直後の給電組織

連系直後は東部ジャワ系統に１５０ＫＶ系統が一部増設された状態で、マズラ島との連系と同様に、バリ島の給電運用はワルＡＣＣによって行われるべきであると考える。しかしながら、過去において日本のみならず先進国は、海底ケーブル事故による苦い経験を何回も味わっている。したがって、海底ケーブルの事故、および連絡用通信回線の事故時に対する対策を充分研究しておくことが必要である。

(2) アーク炉に起因するフリッカ対策

現在、東部ジャワ、ワル変電所の近くに、スクラップを原料とするフリッカ需要がある。現在の契約は３２ＭＶＡであるが、変圧器の容量合計は７０ＭＶＡである。そこで、アーク炉の容量が２０ＭＶＡおよび７０ＭＶＡの場合について検討した。

(a) フリッカの許容限度

フリッカの許容限度について、未だ国際的な基準が確立していないので、日本の基準値を採用する。日本の規制値 ＝ $\Delta V_{10\,MAX}$ ≦ 0.45Ｖ（１００Ｖベース）

(b) アーク炉の容量20MVAの場合の対策

フリッカ需要家へは、70kV専用回線にて供給するとして、ワルS/S、70kV母線におけるフリッカを許容値以下に押えるためには、約12MVAのサイリスタ型無効電力補償装置（TQC）の設置が必要である。

(c) アーク炉が2炉（20MVA+50MVA）の場合の対策

この場合にはTQCの設置だけでは対処できない。新に70kV需要家専用線を新設し、ワルS/Sに150kV/70kV専用変圧器バンクを設置して、150kV母線から単独負荷として供給する必要がある。更に150kV母線における $\Delta V_{10\,MAX}$ を0.45Vまで押えるためには、約34MVAの容量のTQCを需要家構内に設置する必要がある。

(3) D.C.Cシステムの検討

電力需要の増大に伴い電力供給設備の増加、複雑化と高信頼度の要請の傾向等がみられる。これらの対応策として配電線の自動制御が積極的に進められつつある。更に進んでD.C.C. system が推進されつつあるが、これは適切な計画ではあるが、実施については次の様な配慮が望まれる。

(a) D.C.C. system を考慮した配電線の運転保守の組織・人員の調査検討。

(b) 主要変電所への伝送設備の二重化と事故地点等の情報のD.C.C. への転送の附加の検討

(c) 各変電所に設置される Interface 即ち、既設変電所の装置と通信装置の接き合せ装置の設計及び購入方法の検討

(d) スラバヤ地域におけるD.C.C. system の実績をベースとして、他の地域でのD.C.C. system の実施を計画する。

(4) ロードシェディングによる全停電防止

一般に電力系統の連系が進展するか、系統容量が増加するにしたがって、常時の周波数は安定化する傾向があるものの、周波数の復元に要する発電力または負荷電力の変化分はほぼ系統容量に比例して増加する。

一方、超高圧大容量送電線によって送電される大容量発電所の出現は、送電幹線または発電機の事故停止に附随する需給不均衡量を大きくするので、周波数低下が系統の壊滅につながらないよう、または局部的な過負荷を避けるために何等かの自動情報伝送とコンピューターを組み合わせた情報処理・指令システムが特定の大電源に対に必要となり、またより一般的には周波数や連系線潮流によって需給の急激な不均衡の発生を検知して作動する種々の系統保護装置が必要となる。

これらは従来給電所員の行っていた緊急負荷制限の自動化であり、ロードシェディングと称することとする。

(a) B.S.S.(Block System Stabilizer)

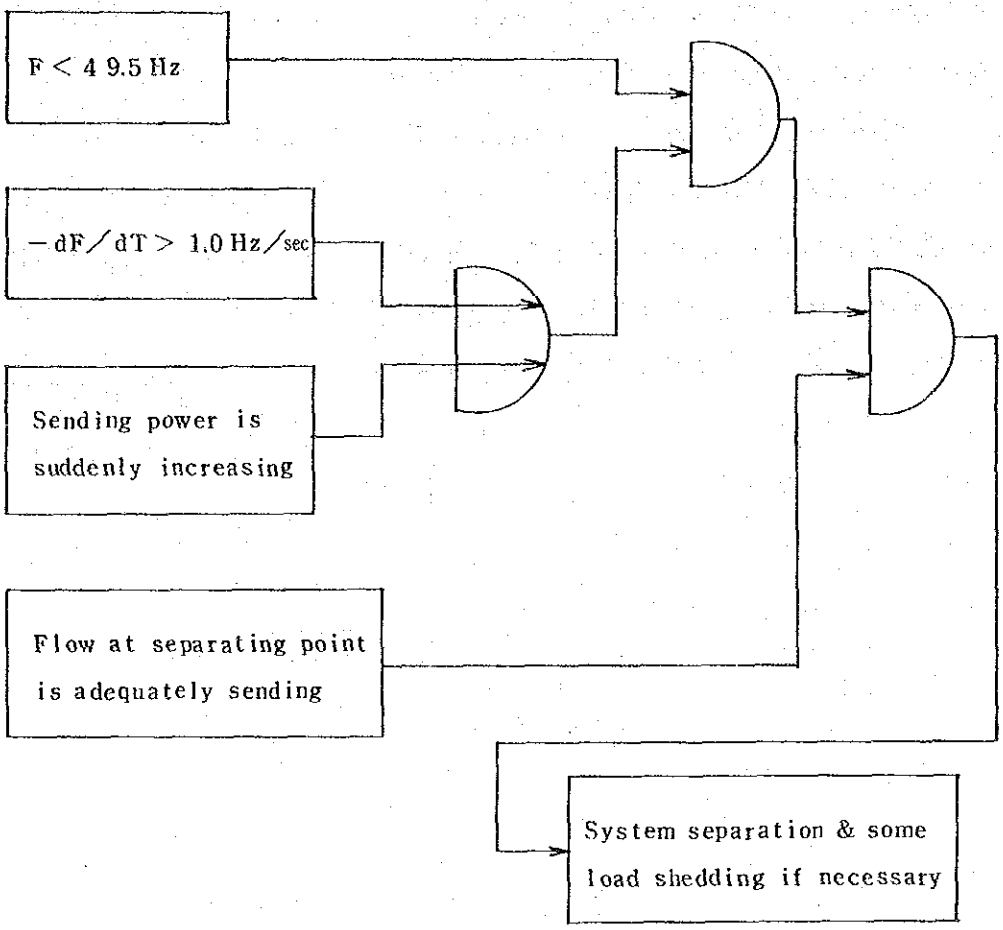
あらかじめ想定される電源関連の主要事故についての判断基準と処理手順を前もってプログラム化するとともに、刻々の系統条件が常時入力されており、特定の事故信号が伝送されれば、その時の最適な操作情報が出力され、信号伝送によって各所で必要な操作が自動的に行われる一種の広域的系統保護システムであって、ここでは仮に B.S.S.(Block System Stabilizer)と呼ぶこととする。

(b) U.F.R.(Under Frequency Relay)

前項の B.S.S.の後備保護として、また一般的に系統周波数低下時に系統崩壊の範囲を局限し復旧を早めるため、周波数低下や連系線潮流の変化で需給の急激な不均衡の発生を検出する系統保護装置が必要であって使用目的によって次の2種に大別される。

i) 系統分離継電装置

系統崩壊を来たすような電源喪失が起った場合、機を失せず適当な系統分離点で系統を分離しておれば、単独運転の成功によって停電範囲の局限が可能である。したがって、常にこのような場合の単独運転系統の構成が容易なように系統構成に留意するとともに、たとえば次のような系統分離装置を適当な系統分離点に設置し、かつその点の電力潮流を若干量の送り出しに保つことが望ましい。


F < 4 9.5 Hz
−dF/dT > 1.0 Hz/sec
Sending power is suddenly increasing
Flow at separating point is adequately sending
System separation & some load shedding if necessary

ii) 自動負荷制限装置

上述の各種の load shedding の back up として、さらにあらゆる想定外条件による周波数低下時に給電所の指令に先立って必要な緊急負荷制限を自動的にかつ選択的に行うよう、周波数低下の各段階別の自動負荷しゃ断方式が最近採用されている。これは比較的緩慢な周波数低下対策として有効であるので、引続き採用範囲を拡大することが望ましい。

常時の周波数制御を含め、これらを総括すると次表のとおりである。

	制御方式	制御対象の外乱	仕上り周波数	制御対象
常時	発電機のガバナー・フリー運転	ランダムなフリンジ変動	50±0.1 Hz	特定の主要発電所
	AFC			
	ELD	同上および hourly ifluctuation of daily load curve		
	manual		50±0.3 Hz	一般の発電所
事故時	BSS	大容量電源（100 MW程度以上）の脱落	49.5 Hz 以上	∘ Paiton P/S に対する Paiton S/S Tr ほか ∘ Gresik P/S に対する Segoromadu 線ほか
	系統分離継電装置			∘ Paiton S/S の 500 kV bus tie ∘ Gresik P/S の Krian 線 etc
	自動負荷制限装置	後備保護	49.0 Hz 以上	各配電用 S/S の特定配電線 etc
	manual		48.0 Hz 程度以上	特定送電線 etc

4.2 送電設備に関する検討課題

(1) 設計と設備の基準化・標準化

第1回の現地調査により入手した France Loan の設計基準と、東部ジャワ第I期～第III期工事に於て、標準的に用られた設計基準と比較検討を行った。その結果、電気的設計基準については相違点は見当らなかったが、機械的設計の基準となる風圧荷重に於て差異がみとめられた。その内容は、両者とも基準風速値としては25m/sをとっているが、この時の風圧荷重値が異るものである。これを表に示せば次の通りとなる。

ITEM ＼ Project	France Loan	E.J.P. I－III
Wind Pressure on Tower (kg/m²)	120	110
〃 on Wire (kg/m²)	45	40
〃 on 150kV Insulator string (kg/st×2)	60	60

これを個々に検討した結果を次に示す。

(a) 鉄塔風圧

風圧荷重を一般式で表すと次の通りになる。

$$P = \frac{1}{2}\rho \cdot Cx \cdot V^2 \quad (kg/m^2)$$

ここに、　P ： 風圧荷重 (kg/m²)　　ρ ： 空気密度 (kg・s²／m⁴)

Cx ： 抵抗係数　　V ： 風速値 (m/s)

ρは気象条件により決るが、スラバヤ市内における過去20年間の気温・気圧を調査し、風速25m/s時のρとして0.1208 (kg・s²/m⁴) を用いる事とした。

次にCxは鉄塔の各結構により異るが、150kV標準鉄塔について求めた等価抵抗係数2.876を用いることとした。以上の結果から鉄塔風圧値を求めると、

$$P = \frac{1}{2} \times 0.1208 \times 2.876 \times 25^2 = 108.6 < 110$$

となり、東部ジャワI－IIIの設計基準が適正であることが確認された。

(b) 電線風圧

この場合もρは0.1208 (kg・s²/m⁴) を採用することにする。次にCxについては電線の断面が円型に近いため、風速値によって大きく変化する。したがって過去のCxの実測データーから、インドネシヤで用られている標準電線について風速25m/sにおけるCxを求めることとした。以上の結果から風速25m/sにおける電線風圧値を求めると次の通りとなる。

Kind of Wire / Item	50mm² Cu	Pigeon	Ostrich	Hawk	330mm² A.C.S.R.	55mm² G.S.W.
Wind Pressure on wire (kg/m²)	46.4	43.0	39.6	36.6	35.1	44.9

この結果からOstrichより太い電線を用いた送電線を建設する場合には風圧荷重として40kg/m²を用いればよいことが確認された。

(c) がいし連風圧

がいし連に対する風洞実験の結果から、がいしのCxの最大値は1.4となることが判明しているので、これを基にして風速25m/sにおける150kV11ケ連のがいし風圧値を求めると19.5kgとなる。 したがって、鉄塔1支点当りのがいし連風圧荷重は2連分として40kgをとればよい。現在の設計基準は60kgであり充分余裕がある。

以上検討の結果、東部ジャワI－III期工事で用いられた設計基準が適正であることが確認された。しかし、今後建設される送電線については経過地の局地条件を充分検討して設計

基準を個々に決めるべきである。

最後に設備の標準化の問題であるが、設計基準が標準化されてもこれに基いて製作された設備を標準化することは困難である。なぜならば、基準に適合する材料、寸法、規格が国によって異るからである。

今後、Loan , Consultant , Contructor の国際化が進めば、設備の標準化は更に困難となる。

(2) 電力損失軽減対策

最近の東部ジャワ電力系統に於ける電力ロス率と日本における電力ロス率とを比較してみると次の通りとなる。

In %

ITEM \ Country	Indn.(E.J.)	Japan	Indn／Jap.
Power Station Loss	3.95	3.4	1.2
Transmission Line and Substation Loss	4.71	2.7	1.7
Distribution Loss	12.35	3.3	3.7
Total	21.0	9.4	2.2

これによれば、東部ジャワ電力系統においては送変電ロス、配電ロスが日本に比してかなり高率であることが判る。

送変電ロスのうち変電の占める割合は極めて小さいため、東部ジャワにおける送電ロスが日本の1.7倍であると言える。これは電力需要の急増に対して送電設備の増強、改修がおくれている事が原因と思われる。本章ではロス軽減対策の1つとして2回線鉄塔、1回線架線送電線の増架問題をとり上げ、これに伴う投資とロス軽減による利益の関係から適切な増架時期の選定を行った。

(a) 送電線増架工事のみを行う場合

これは送電線のロス軽減のみを目的として送電線のみ増架して変電所出口で2回線をくくり複導体の形で送電する場合である。

計算条件

電圧および線種 ： 150kV 330mm² A.C.S.R. , 70kV 300MCM A.C.S.R.

年伸び率および負荷率 ： 13% ～ 20% , 67%

電力単価（Rp／KWH）　：　150kV Bus Cost－71.44　　70kV－74.28

投資金額および償却年限　：　標準建設費　，　　25年

(b)　送電線増架工事と変電所引出設備の増設を同時に行う場合

この場合は送電線ロスが減少するとともに、1回線事故に対して送電線が停止することなく、信頼性が向上する。

計算条件

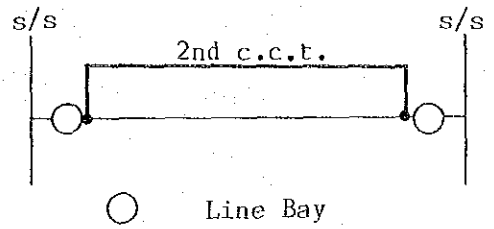
(1)に同じであるが、Growth Rateによる影響が少ないことより、Growth Rate 16.5%の場合のみ計算を行う。

以上、2つの場合について計算を行った結果を次図に示す。この結果から次の結論を得た。

- 送電線のみを増架する場合は、年平均電流が許容電流値に対して13%(150kV)、8%(70kV)に達すれば経済的に有利となる。又、電力の伸び率に対する影響は少い。
- 送電線の引出設備も併せて増設する場合には、送電線亘長によって採算点が異り、短距離送電線では早期投資に見合うためには、かなりの重負荷でないと無理である。
- この様な手法を用いて、新設送電線の線種の選定や老朽設備の改修工事の推進を計り、ロス軽減に努力する必要がある。

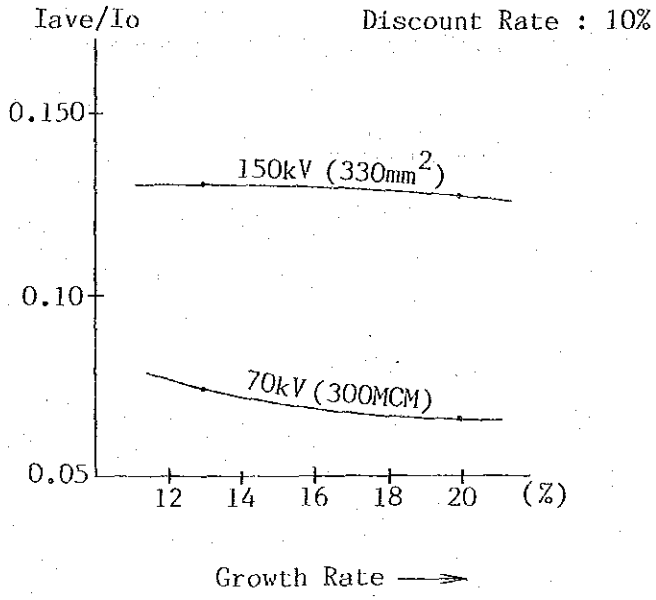
Economic Border Line

Case (1)

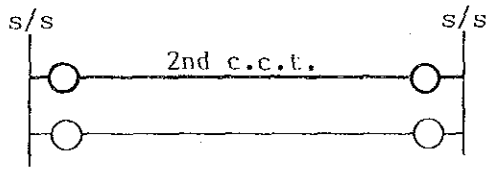


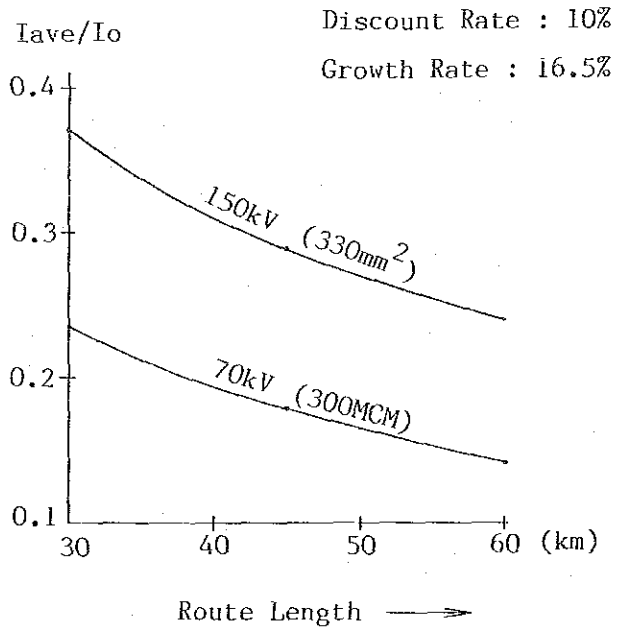
Iave - Annual average Current

Io - Current Carrying Capacity



Case (2)





(3) 絶縁レベルの調査・検討

東部ジャワにおける70kV，150kV送電線の絶縁方式を調査した結果、不平衡絶縁方式が全面的に採用されている事が判明した。本方式が雷害事故に対して有効に働いているかどうかを調べるため、東部ジャワに於ける送電線の雷害事故について調査を行った。

2cct T/L Tripout Rate Record Per 100KM Per Year*

Site \ Item	Vg	Climate			Human Work	unknown cause	Total
		Bad Weather	Ice Load	Lightning			
East Java	150kV	1.45	0	0.40	0.66	1.72	4.23
	70kV	4.03	0	1.45	4.51	2.42	12.41
Japan	66～77kV	0.55	0.83	4.25	0.83	1.18	7.64

Note * East Java – Rainy season (Nov.–Jun) only

この結果を上表に示すが、70kV級で比較すると東部ジャワの事故率は日本に比して高率であるが、雷害事故率は極めて低い。これは東部ジャワのIKLが極めて高い（日本の約3倍）ことと矛盾している。この原因は事故統計のとり方によるものと思われる。悪天候事故を全部雷害事故と見なせば、雷害事故率は日本と同程度となる。次に悪天候による事故を全部雷害事故と考え、これとIKLを30として計算した場合の雷害事故予測値を比較すると次の表の通りとなる。

Record and Forecast of Tripout Rate (/100KM, Year)

Item \ Insulation \ Voltage			150kV			70kV		
			1 cct	2 cct	Total	1 cct	2 cct	Total
Record	Unbalanced Insu.		1.45	0.40	1.85	4.51	0.97	5.48
Forecast	Unbalanced Insu.		1.51	0.15	1.66	3.28	0.13	3.41
	Balanced Insu.	Standard	0.93	0.79	1.72	1.29	2.08	3.37
		High	0.73	0.31	1.04	1.33	1.21	2.54

これによれば、2cct同時事故は予測値より高い値を示しているが、標準絶縁方式の予測値の半分位であり、不平衡絶縁の効果はみとめられる。

しかしながら、雷害事故として報告されたものが少く、又不明事故率が高い現状からは確かな結論は出せない。今後、事故データーの確実な把握と統計処理が出来れば、効果を再検討する必要があろう。又、不平衡絶縁の場合、低側回線に事故が集中するため、低側から引込まれた中間S／Sは事故が多発する恐れがある。今後、熱帯地域に於ける雷に関するデーターを収集し、耐雷設計手法を確立し、絶縁方式を見直すことが必要である。

(4) 導体特性の決定

東部ジャワに於ける既設送電線の電力線種類、サイズを調査した結果、各種の電線が採用されて来たことが判明した。今後は設備の経済性、互換性を考慮して集約して行く様に推奨した。

Existing and Recommendation of Conductors

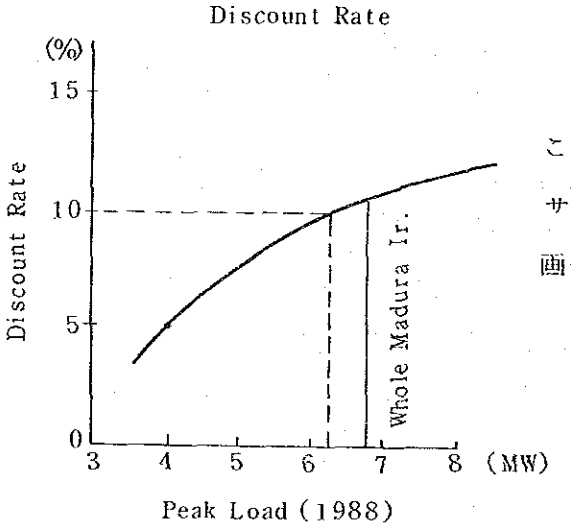
Vg / Condnctor	70kV		150kV	
	Existing	Recommendation	Existing	Recommenation
H.D.C.C	50㎜²	—		—
A.C.S.R	Pigeon (85㎜²)	Ostrich(152㎜²)	JIS−160㎜²	JIS−330㎜²
	Piper (152㎜²)		Hawk−240㎜²	
	Ostrich(152㎜²)		JIS−330㎜²	

このうち150kV系統には東部ジャワの周辺部で240㎜²ACSRが採用されており、330㎜²と経済性についての比較を行った。これは次に示す建設単価差（3,748$／KM）と導体抵抗差（0.0335Ω／KM）による年間ロス軽減費との採算計算である。長期計画に用いられた電力伸び率を用いて計算した結果1983年度負荷で6,200kW以上のPeak Loadがあれば、10%のDiscount Rateが得られることがわかった。

又、現在計画中のMadura島の送電線についての採算計算を適用した所、全島統一設備で建設する場合には330㎜²が有利な事が判明した。

Unit Cost of 150kV T/L (1/2 cct) In US$/KM

Item \ Condutor	330mm²	240mm²
F.C. Tower (2 cct)	15,296	14,225
Conductor (1 cct)	9,595	8,167
Earth Wire (1)	1,298	1,298
Insalator (1 cct)	3,645	3,645
F.C. Total	29,834	27,335
L.C. Tower Construction Cost	17,850	16,601
F.C.+L.C.	47,684	43,936
Difference	0	−3,748



これは経済計算の1例であるが、送電線の電線サイズは経済性のみでは決らず、将来の系統計画や立地条件を考えて決めるべきである。

(5) 鉄塔基礎の設計

このStudyでは、現在東部ジャワが直面している鉄塔基礎についての諸問題についての検討を試みた。

(a) 逆T型標準基礎

過去東部ジャワに於ては、標準基礎として四角型逆T基礎が用いられて来た。しかしながら、最近になって基礎型枠費用の節減を計るため、丸型基礎が用いられ始めた。

床盤深さを同じとした場合に、両基礎の工事費の比較を行った所軟弱地盤用基礎（M.N型）では問題はないが、普通地盤（L型）ではくっさく量、コンクリート量が丸型の場合10％～20％増加することが判った。今後丸型基礎を用いる場合には、この点を考慮に入れて採用を決めるべきである。

(b) くい基礎

東部ジャワ送電線は比較的平地ルートが多く、軟弱地盤に於いてくい基礎を採用する場合が20％にも達する場合がある。くい基礎には大口径の鋼管ぐいを用いるのが普通であるが、大口径鋼管は輸入品であるため工期、金額の制限があり現場作業の制約をうける。このため、インドネシア国産技術によるMicro Pile が開発され実用化されつつある。これは現場打ぐいの1種であり、現場施行が確実に行えれば有望な工法と言える。

杭の先端構造を角型から丸型に変更する提案を行った。 Micro Pileは送電基礎工法に於ける今後の大きな研究課題である。

(c) Floating基礎

支持層が深い場合に、日本で用いられているFloating基礎の紹介を行った。これは、鉄塔4脚を1体とした浅くて床盤の巾が広い基礎である。杭基礎に比してコンクリート量が8倍にも達するが、工法が単純なため大型土木機械を用いれば能率的に工事が進められる。支持層の深さと基礎の荷重により経済性は決められるが、東部ジャワの実情に併せて検討されんことを望む。

4.3 変電設備に関する検討課題

(1) 設計と設備の基準化・標準化

第1回の現地調査により Belgium, France 及び Acceleration Project の Bid Document を入手することが出来た。之等の proposal の Technical particular と Surabaya Distribution project の Specification を比較した。之等の変電機器は I.E.C.及びその他の標準をベースとして造られているので、基本的な点は同一であるが、機器の仕様の細部に於ては差異があるので、使用する場所、条件に応じた機器を使用することが望まれる。今回調査した機器は、電力用変圧器、遮断器、断路器、計器用変圧器等である。

変電設備に関する設計基準は、New JEC が E.J.P.の I 期～III期を通じて行ってきた基準をそのまま適用しているとの事であった。変電所の単線結線図が同じ場合でも使用する機器の細部、即ち構造，寸法，運転操作方法、保守点検方法等各面において差異が見られ、従って、その機器の基礎図及びレイアウトすら異り、これ等の標準化は困難であろう。但し、機器の適用標準は機器の現状を十分に把握すると共に今後の機器の調達方法の多様化等を総合勘案して制定に努力することが必要と思われる。既設変電所の中には、同一 S/S の構内に各国の機器が混在している場合もあるが、系統の信頼度、変電所の信頼度の維持向上の為にも、少くとも継電器設備については十分な機能を有する同一方式、出来得れば同一メーカーのものである事が望ましい。既設変電所の増強工事においては、既設設備と新らしく設置する機器のマッチングが特に重要であり、工事の効率的推進並びに工事完了後の運用の一貫性を図るために、納入者に既設設備の調査とそれにマッチした設計にもとづく機器を納入させる様、配慮する必要がある。

(2) 変電所規模その他の調査検討

技術的経済的ならびに長期的観点に立脚した増設余地等を総合的に勘案して、調査検討の結果次の様な結論を得た。

(a) 変電所の規模ならびに変圧器単位容量を決定する際には、変電所建設費のみでなく送電線、配電線の建設費を含めた総合的な経済性から検討しなければならない。標準的な変電所規模、変圧器容量は、次の様な数値が推薦される。

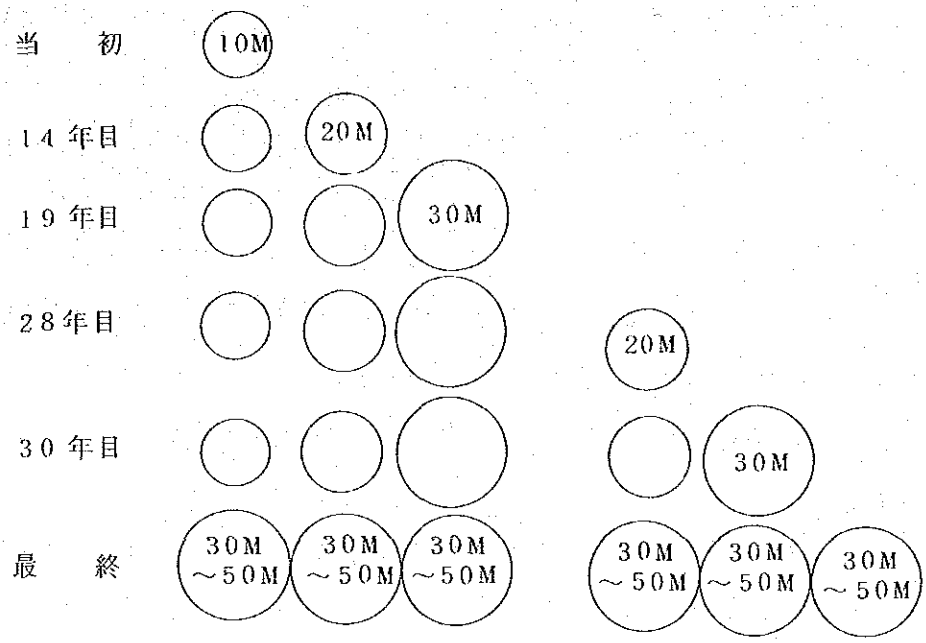
- 1変電所当たりの変圧器台数　　連絡用変圧器　2～3 bank
  　　配電用変圧器　3 bank
- 変圧器容量

150kV／20kV 変圧器　　100MVA，50MVA，30MVA，20MVA，10MVA

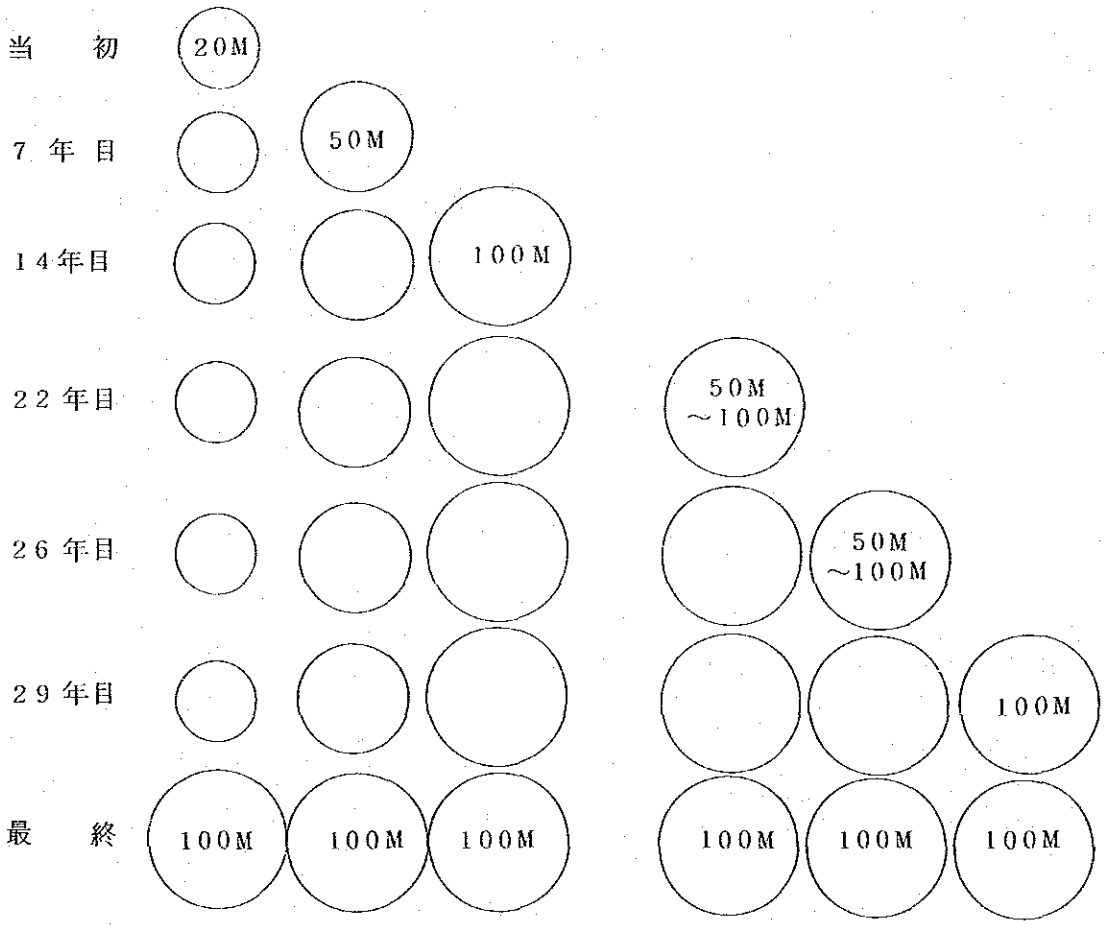
70kV／20kV 変圧器　　50MVA，30MVA，20MVA，10MVA

なお、変電所新設当初は電力設備全体として設備の事故時対策を十分に検討し、最初の1バンク目の変圧器は最終規模よりも小容量の変圧器を設置し、早い時期に2バンク目の変圧器を設置する方が事故時対策にもなり経済的である。又、都心部の特に需要の高密度地域については大規模変電所（100MVA×3バンク）を考慮すると共に、20kV配電線を20～25回線設置できる地点を考える必要がある。具体的には次の様な計画が適当と思われる。

(i) 郡　　部


当　初
10M
14年目
20M
19年目
30M
28年目
20M
30年目
30M
最　終
30M ～50M
30M ～50M
30M ～50M
30M ～50M
30M ～50M
30M ～50M

(ii) 地方都市


当　初
20M
7年目
50M
14年目
100M
22年目
50M ～100M
26年目
50M ～100M
29年目
100M
最　終
100M
100M
100M
100M
100M
100M

(iii) 大 都 市

当　初	50M×1＝50MVA	50M×2＝100MVA
	↓	↓
	＋100M×1＝150MVA	＋100M×1
	↓	↓
	＋100M×1	
	↓	↓
20年後	250MVA　～	200MVA
	↓	↓
将　来	−50＋100＝300MVA～	−50＋100＝250MVA
		↓
		−50＋100＝300MVA
最　終	100×3＝300MVA	

なお、変電所数が増えると資本費が増加するので、なるべく新設よりも既設変電所の増設を優先することが得策である。ただし、用地手当、送電線ルートの確保といった要素は別途考慮されなければならない。

(b) 変電所の母線構成については、変電所の規模・重要性などによって定まるが、東部ジャワにおいて実施されている母線方式は次の通りであり、之を標準として実施する事を推薦する。

- 150kV，70kV母線は二重母線を標準とし、Bus－tie遮断器を設置するものとする。建設当初は一重母線のみ工事を行う。
- 20kV母線は補助母線付一重母線を標準とする。

(c) 大都市中心部の変電所としてUnit Systemを推薦する。人口密度の大なる地域で建設される変電所は、用地事情その他の制約から将来は屋内式又は地下式を考慮する必要がある。Unit System変電所は自変電所への受電線のみを有して、他所への送電線を必要としない配電用変電所で、且つ変圧器バンク毎にUnit 運用されるもので次の様な特徴を有する。

- 用地面積、建物面積が非常に少なくなる。
- 受電CB・変圧器一次CBを省略し1送電線1変圧器が1組となっている。
- 変電所事故・送電線事故は電源側変電所のCBで保護される。

(d) 最近の変電所建設においては、次の様な要求が増えつつある。

- 用地の取得難、周囲環境への調和など社会情勢への対応。
- 電力機器自体の信頼性の向上。
- 保守点検の省力化ならびに安全性の向上。

これらの要求に応えるために開発された新技術が大気絶縁方式に代って優れた絶縁特性をもつSF_6ガスを使用したガス絶縁開閉装置（GIS）である。これは非常に小型・高信頼性並びに保守の省力化等の利点を持っている。

(3) 保護リレー方式の調査検討

系統保護リレー・機器保護リレー等については、概ね良好に運用されており特に問題はないと思われるが、次の様な点を推薦する。

(a) 150kV送電線については、今後の系統の拡大と共に一層の高信頼度を要求されるので、距離方向比較搬送継電器を今後も引続き使用すること。

(b) 70kV送電線については、信頼度の向上と事故除去時間の短縮の目的から短絡事故にもBalanceリレーを追加採用すること。

(c) 母線保護リレーについては重要変電所の150kV母線に今後取り付けること。

(d) Automatic Oscillographについては従来はink typeを使用していたが、今後は

保守が簡単な inkless type を使用すること。

(e) 静止形リレーについては従来の Mechanical type より動作速度が速いことCT負担(burden)が少ないこと、更に価格が接近しつつあること等により、今後各国に於て静止形リレーが採用される傾向にある。従って、今後の静止形リレーの採用について技術検討・教育等の準備をしておくこと。

4.4 配電設備に関する検討課題

(1) 需要家供給電圧（低圧）の格上げ

低圧需要家への供給電圧の昇圧については1973年8月に制定されたインドネシア国PLNのregulationにより逐次実行に移す様に決定されている。この昇圧工事に当っての実施計画及び手順については設備の状態により色々なCaseが考えられるが、低圧配電供給設備及び需要家構内設備の現状により供給設備としての柱上変圧器、WHM及びリミッター等については2重定格電圧を有する機器以外の機器の取替費用、白熱電灯、螢光灯のBallastの127V用から220V用への取替費用、及び127V用電気器具に対する降圧用anto-Transformerの需要家への貸付けのための購入費用等相当な経費を必要とするので、慎重且つ適切な計画並びに手順を策定する必要がある。尚、この昇圧工事を実施するに当ってはMedium Voltage(6kV/20kV)についてはRegulationによって現在20kV配電systemに統一されているが既設として未だ6kV配電systemが残っており、現在6kVと20kV併設地域に於ては20kVに昇圧切替を逐次進めつつあると思われるので、この昇圧切替の際にこの低圧供給電圧の昇圧切替を同時に施工出来る様に計画をたてて実施されることが望ましい。

以上要約すれば、

本昇圧切替に関するregulationが制定されてから既に10年を経過した。PLNから入手したdataによればEast Java地区における127V既設電灯需要家軒数は83年12月末現在で総低圧需要家の約80％をしめて居る。又、損失軽減Projectが実施されており、電力損失率は1984年度の20％から1987年度は13％へと減少することが期待されている。本昇圧切替は基本的に配電系統の改善及び配電ロスの軽減につながっており、長期的に見て配電コストの低減による経済的効果が期待され、本昇圧切替に必要なCostが相当な量となるけれども充分payされるものと考えられる。

従って、具体的な年度別実施計画を可及的速かに策定し必要な実行予算額を設定の上、直ちに実行に移されることを望みたい。

(2) 配電線路の運用

20kV配電線路の運用容量について検討した結果は下記の通りである。

(a) 20kV系統配電線路としては、需要密度の高い地域では多回線のloop又は連絡可能なradial system、又過疎地域においては連系なしのradial systemが採用されるが、連系可能なsystemでは1Feederの事故時に他のFeederにその全負荷を切替える必要があるため、1Feederのline Capacityとしては接続可能な他のFeederの負荷を合せ持つ必要がある。

(b) 上記に関する20kV配電線路の運営基準としては下記事項が考えられる。

線路の形態としてはloop及びradial systemとし、1回線当りの設備容量としては非常時の場合の容量は400A、常時の場合の容量は300Aを標準とし、線路の建設運用に当っては、常時容量のほかに、1回線停電時の負荷融通（原則として1回線停電時には健全区間の全負荷を開閉器操作により切替し、隣接高圧配電線路（2回線）から逆送出来る供給力を有すること）及び最大電圧降下を考慮して選定する。負荷融通の場合の融通電力は下記の通りとする。

1. 3cct radial systemの場合……他の2cctにて全負荷を供給
2. 2cct radial又はloopの場合……他の1cctにて全負荷を供給
3. 1cct単独の場合……融通電力はなし

(3) 電柱、電線、変圧器の設計

(a) 高圧架空配電線路の2回線装柱

現在East Java地域における2回線装柱の設計としては、2回線を同一電柱の上段と下段に取付ける所謂Vertical typeとなっているが、①下段の線路が生きているときの上段の線路の作業が不可能で、②下段の線路のアークが上段線路に波及して2回線共事故が発生し、③その他重大事故の場合誘導障害によりOCBリレーの誤動作の可能性が生ずる等Vertical typeの場合にはマイナス面が多く考えられる。従って、架空配電線路における装柱としては特殊な場合を除き建設後の維持管理面から出来る丈1回線装柱を原則とすべきで、2回線装柱を必要とする箇所としては変電所引出附近における多回線ケーブルの同方向引出の布設が不可能な場合等に限定すべきである。なおこの場合の施設電線としては、必ず絶縁電線を使用する必要がある。又2回線装柱の設計としては、Vertical typeの他にFlat type及びDelta

typeが考えられるが、Flat typeは市街地域に建設する場合には建築障害のため事実上適用は困難で、又Delta typeは 変圧器を設置する場合にはその接続が輻湊し適用は事実上、困難である。

(b) 20kV配電線路 Feeder に使用する電線

(i) 線　　種

現在East Java地域において使用されている線種は、West Java地域と同様にAAAC線が使用されている。AAAC線はAAC線と比較すればその特性として、抗張力、導電率及び腐蝕についてはすぐれた性能を持っているが、配電線路に使用する場合は線路径間が短いことからAAAC線の使用は経済的見地からCost高となる。従って、下記の様な所に使用する場合の外はAAC線の採用の可否について再検討を行うと共に、PLN全社台における採用線種の標準化の制定が望ましい。

- 河川横断等の長径間箇所及び鉄道横断箇所
- 塩じん害の多い地域

(ii) 電線の太さ

現在PLN管内の各地域において多種類の太さのものが採用されており、そのなかで幹線用として採用されているsizeとしてはWest Java地域では240mm²及び150mm²、East Java地域では120mm²が採用されている。20kV systemに於てはその供給容量、経済性、電圧降下面ならびに架線工事の容易性から120mm²の使用で充分と思われるが、将来の需要増加による供給範囲及び線路亘長の増大を考慮すれば太いsizeの採用が必要となるので、PLN全社台に於てI.E.C.standard に準拠したsizeの決定ならびに統一を図ることが望ましい。

(iii) 電線の絶縁化

現在East Java地域においては裸線と絶縁電線（OC線）が使用されており、絶縁電線の使用比率は約30％程度と推定される。市街地域及び道路沿いに建設する場合は、建築障害及び樹木接触等による事故（接地、短絡、人畜等）防止の見地から、絶縁電線の施設が必要で特に国道沿いに連続して存在する街路樹については条例により伐採が許可されない箇所が多いと聞いているので、今後の電線の購入時には使用電線の絶縁化の比率を格段に増加する様に検討すると共に、絶縁電線の使用に関する基準の制定が望ましい。

(c) 配電用柱上変圧器

柱上変圧器の容量の選定とその適用のあり方を需要密度と変圧器の利用率をパラメーターとして経済計算を行った。原則的には、3相変圧器を利用するのが有利である。3相変圧器で phase balance を維持する事が困難な single phase load の場合に限って1φ変圧器を使用するのがよい。なお、3φ変圧器の容量50KVA，100KVA，150KVA の選定は需要密度によるのがよく、又、柱上変圧器の負荷率を40%以上にする事が望ましい。

(4) 電力損失軽減対策

PLNの資料によれば East Java 地域における配電設備のロス率は現在約20%で、1987年度までに昇圧工事等を計画的に押し進めることによって約13%程度までに改善することが期待されている。配電設備のロス率としては比較的高い数値を示しているので、ロス率の高い特定の配電線路を抽出して改善拡充の具体的対策を樹立する必要がある。

配電設備のロス軽減対策として最も効果的なものは昇圧工事であるが、これを計画的に実施して工事を完了することにより相当なロス軽減が期待されるが、更にきめの細かい各種対策が必要であり、そのなかでロス率の高い配電線路を抽出してその特性形態に基いた適格な対策をたてることが重要と思われる。

この場合、正確な販売電力量を把握するためには、調査期間中接続需要家の負荷を他の配電線路に接続替えしない様にすることが必要である。抽出されたロス率の高い配電線路については、その線路の特性、形態を調査把握の上最も適切な軽減対策を樹立することが必要であろう。

(5) 配電線路による東部ジャワと中部ジャワ間の連系

East Java 地域に施設している配電線路の接地方式は高抵抗接地方式であり、Central Java 地域でのそれは低抵抗接地方式であるため異なる接地方式での連系は技術的に不可能である。境界地域は北部地域のごく一部を除いては殆んどが巾の広い山間僻地地帯を構成しており、この様な地域における配電線路の連系はたとえ同一接地方式の配電線路であっても需要供給面からいってCost高となる。日本においては他の電力会社との配電線路による連系の実績はなく、又同一電力会社の2支店間に於ても需要密

度が高く需要家サービス上特に必要がある場合を除き連系の実績はない。なお、低圧供給については、需要家における受電電圧並びに相回転が一致すれば、両系統からの受電は可能であるが、両系統の並列運転は絶対に避ける様特に配慮する事が必要である。

(6) 配電線路における架空地線設置の効用

East Java地域におけるＩＫＬの数値は１００程度と見做され、熱帯地方特有の高い数値を示している。今回入手したＰＬＮＤ. J. Tにおける８３年１１月分及び８４年４月分の事故報告書によると、雷害件数として計上されているのは２カ月分合計として１７件で意外に少ない数値を示しているが、それ以外に雷害ではなくその他事故として１８５件が計上されている。この件数の中には、雷害事故として計上すべきものが大部分含まれていると考えられる。このことは誘導雷の場合には雷撃をうけた直後には事故が発生しなくても数日後になって事故が発生する。その場合は原因不明のその他事故として処理されているためと推察される。従って、雨期におけるその他事故の１／２が雷害によるものと推定した場合の年間換算件数は５００件程度と推定され、日本における雷害の実績と大差がない様に思われる。

現在East Java地域においてはproject発足以来殆んどの地域に於て架空地線を設置して来ているが、入手した資料が不足のため架空地線を設置したことによる雷害事故の減少数値の把握は困難であったので、日本の電力会社における雷害実績の経緯について検討した。

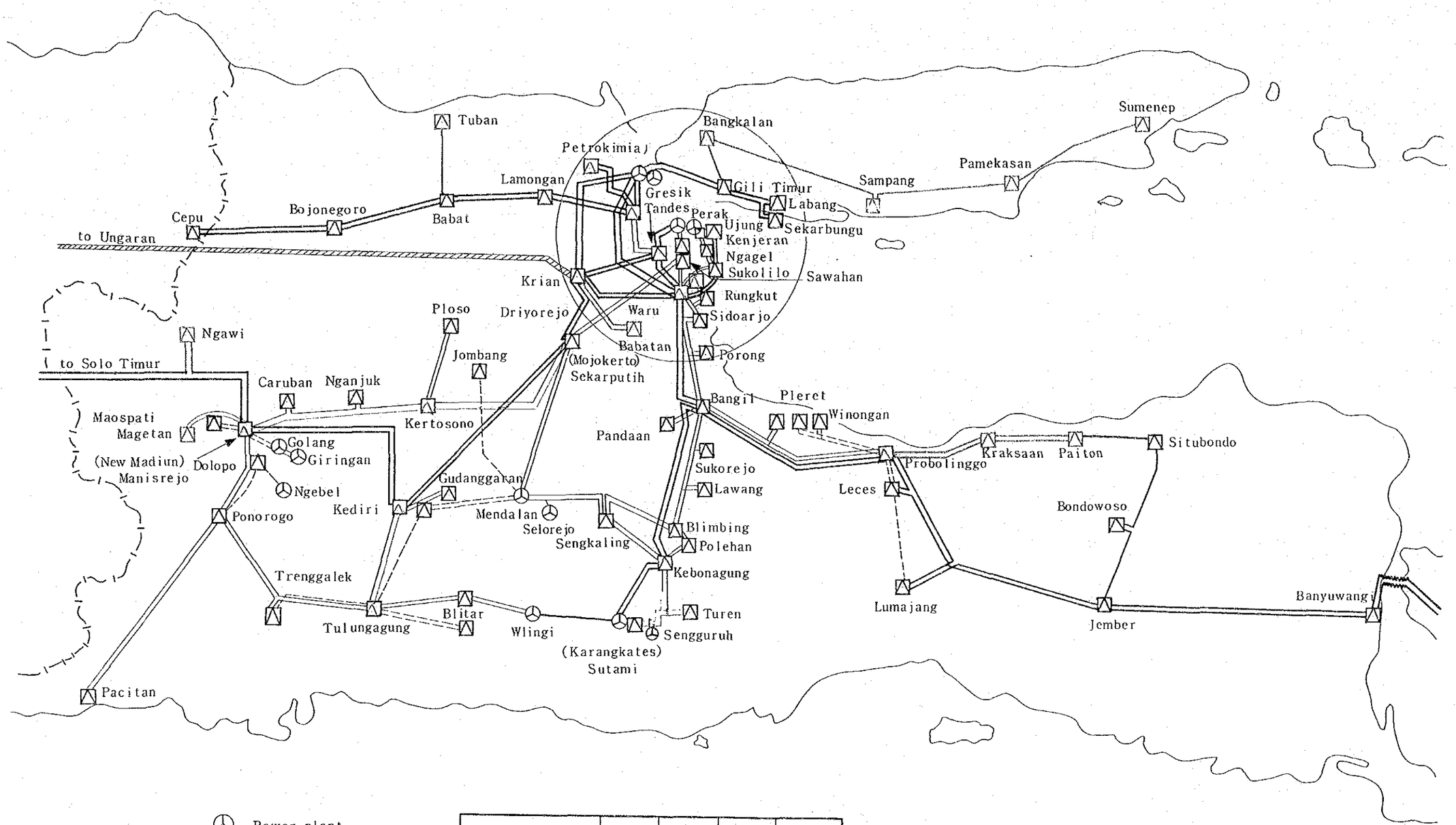
関西電力では架空地線の設置はCost高となるため、７５年頃までは全地域に適用せず、特に限定された地域に限って適用されていたが、７６年以降から逐年架空地線の設置の推進を図って居り、８３年においては設置架空地線亘長は架空配電線路亘長の約３０％となっている。（東京電力では８2.7％）各年における発雷回数の多少によって雷害件数に若干の差異が見受けられるが、経年の事故の推移を見ると架空地線の設置効果が一応表われている様に推察出来る。

以上述べた様に、架空地線の併用設置については効果があると思われるが、画一的に全地域に亘って設置することはいたづらにCost高を招くことになるので、雷害防止対策の一環として本文にその１例を記述した架空地線の適用範囲に基く標準化の制定にともない架空地線の併用設置の実施継続を図る必要があるものと判断される。

なお、高圧配電線路における発生事故については、雷害に限らずその内容を適確に把握することが事故内容の分析ならびに減少対策のために肝要であり、現場からの適確な報告特に事故発生時点における発生箇所別の詳細な内容報告が必要となろう。

付　　図

East Java Power System Map (1987/88~1988/89 Phase)



Power plant

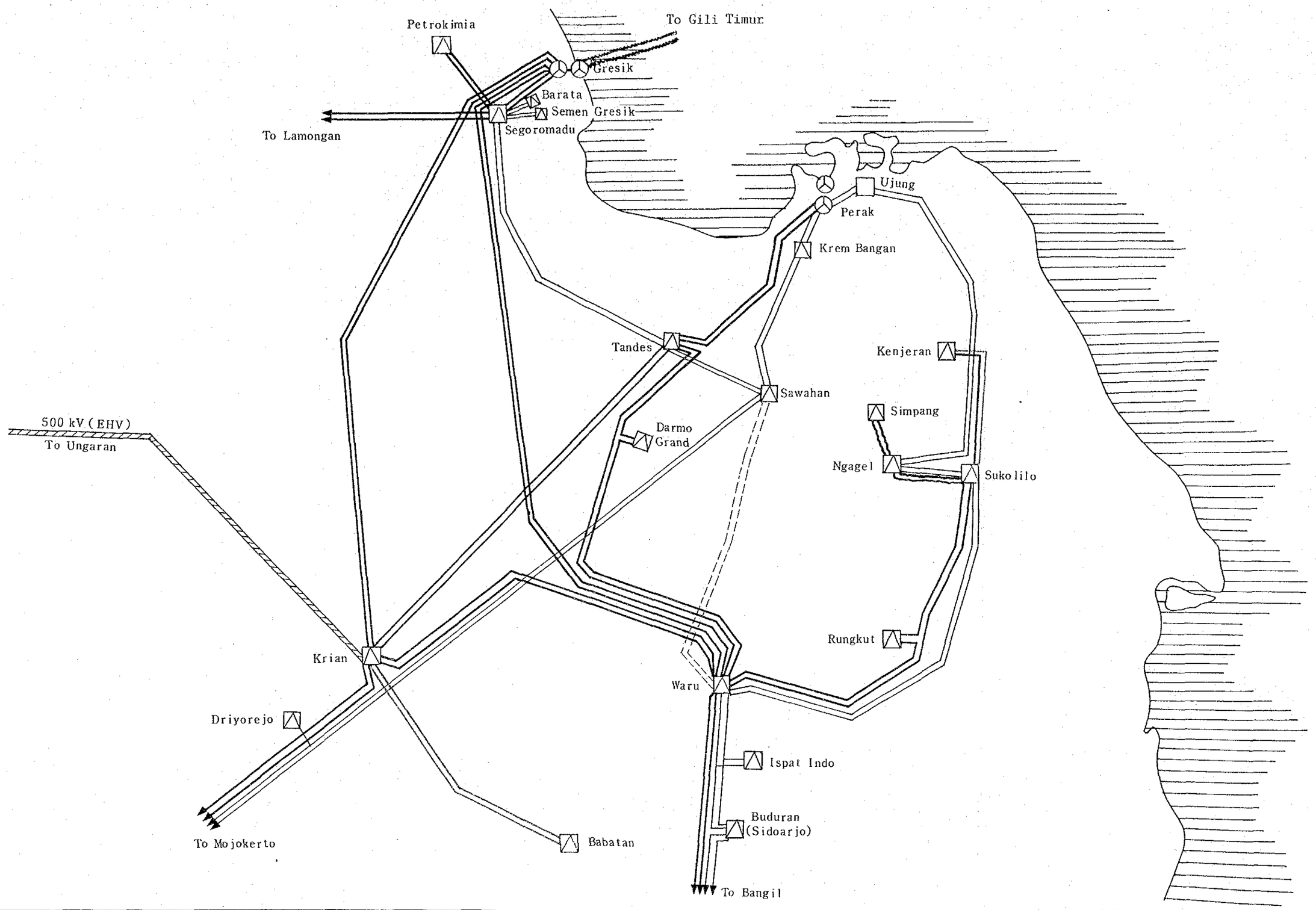
Substation (Existing)

NEW, Construction

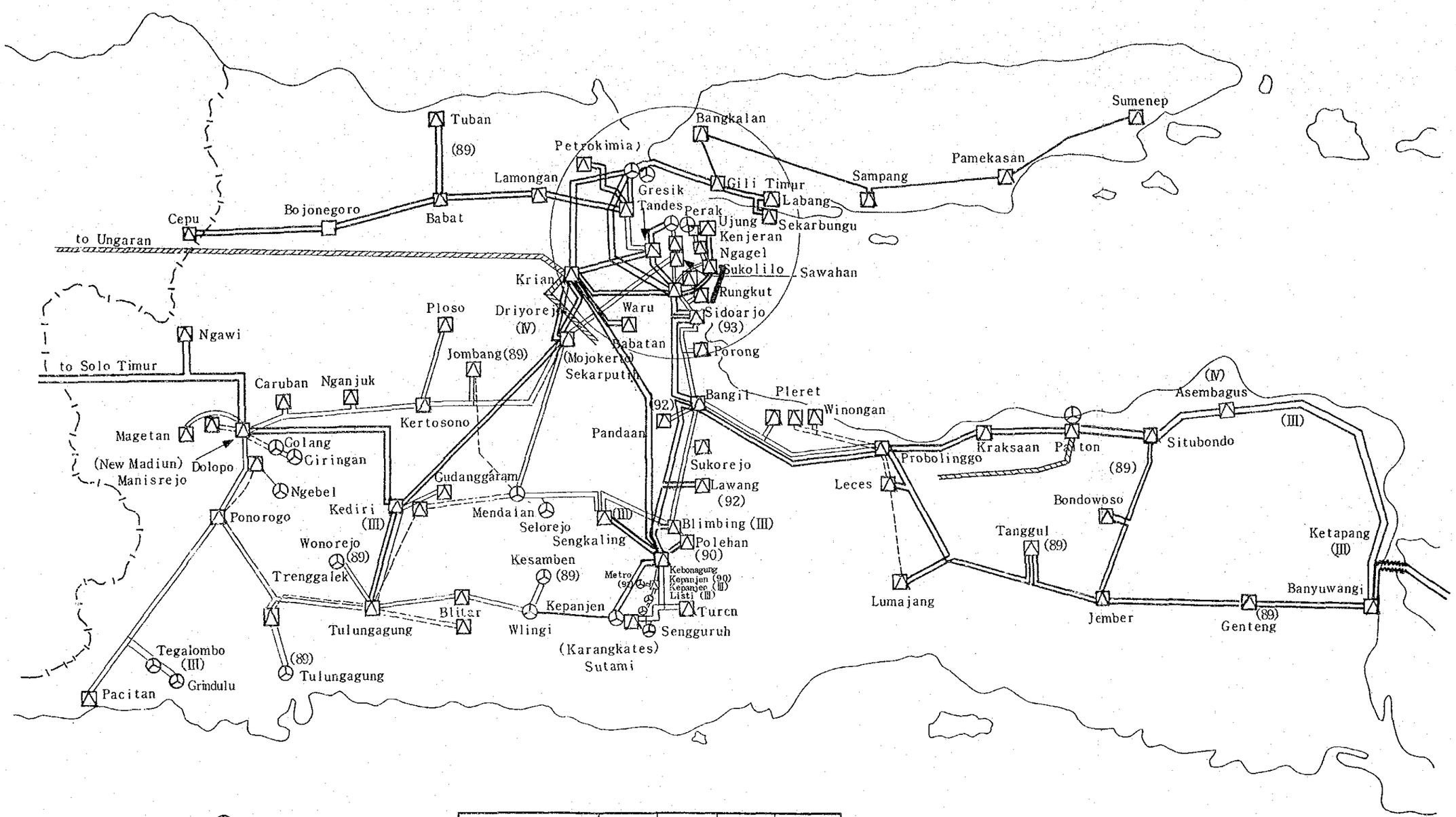
Expansion

	500 kV	150 kV	70 kV	25~30 kV
Existing	▨	———	———	- - - -
New Construction		———	———	
Rehabilitation			- - - -	

East Java Power System Map (Surabaya City)
(1987/88～1988/89 Phase)



East Java Power System Map (1989/90 ~ 2003/04 Phase)



Power plant

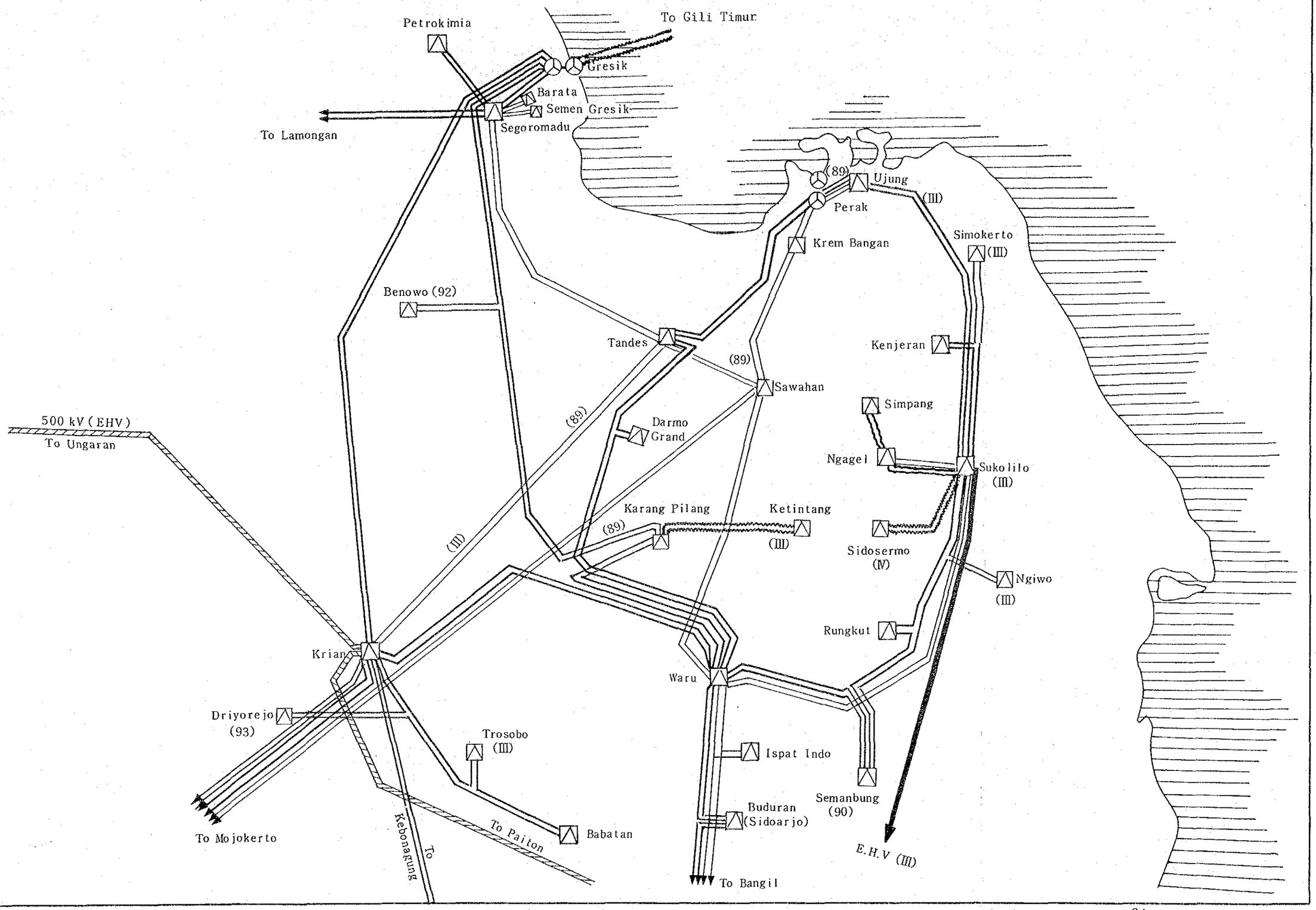
Substation (Existing)

NEW, Construction

Expansion

	500 kV	150 kV	70 kV	25~30 kV
Existing				
New Construction				

East Java Power System Map (Surabaya City)
(1989/90 ~ 2003/04 Phase)



JICA