

インドネシア共和国

東ジャワ電力長期計画
調査報告書

昭和47年3月

海外技術協力事業団

国際協力事業団	
---------	--

受入 月日	'84. 3. 19	108
登録No.	00853	64
		KE

は し が き

日本政府は、インドネシア政府の要請により、同国の東部ジャワの長期電力計画策定のための調査を行なうことにし、その実施を海外技術協力事業団に委託した。

事業団は、同国における東部ジャワの地域的重要性及び、電力事業の経済的、社会的重要性に鑑みて、1971年8月28日より11月10日に至る75日間にわたって、団長、青木波磨頭（電源開発株式会社海外技術協力部）をはじめとする5名の調査団を派遣した。幸い、インドネシア政府の協力により、調査は順調に進められ、同地域における長期電力計画を策定するために必要な資料、データ等を収集することが出来、その解析、検討の結果、ここに以下の分析、方法論を計画策定の骨子とする報告書提出の運びとなった。

- (1) 電力需要は1980年まではインドネシアの国内総生産及び、世界の電力供給との関連から15%の伸びが想定され、以後12%が想定される。
- (2) この需要の伸びを前提として、供給を考える際、プロジェクトの経済性—費用・便益分析—を重要視し、火力、水力の発電プラントを考慮してゆく。
- (3) 一方、送配電線計画を上記に付合させると共に、資金計画も併せて考え、プロジェクトの円滑な推進をはかる。

本報告書に詳細に検討されている諸ケース、諸案が、インドネシア共和国の長期電力計画策定に資し、同国の経済成長、ひいては、日本との経済交流、友好親善の一助となりうれば、まことに喜ばしいことである。

最後に、今回の調査にあたられた調査団員各位に謝意を表すると共に、調査にあたり、協力を惜しまれなかった、通産省、外務省、インドネシア日本大使館、その他関係機関、及び、インドネシア関係機関に厚く御礼申し上げる次第である。

昭和47年3月

海外技術協力事業団

理事長 田 付 景 一

海外技術協力事業団
理事長 田付景一殿

伝達状

ここに提出するものは、インドネシア共和国東ジャワ長期電力計画に関する報告書であります。海外技術協力事業団は、上記計画策定のため電源開発株式会社の5名の専門家からなる調査団を1971年8月から11月に亘りインドネシア共和国に派遣しました。

調査団は帰国に先立ち、現地調査並びにインドネシア政府、さらに国際復興開発銀行、アジア開発銀行及びエカフェ等の国際機関から入手した資料、情報等に基づき中間報告書を作成インドネシア政府に提出しました。

帰国後調査団は電子計算機を駆使し、さらに電源開発㈱の技師を動員し、現地で行った調査を更に詳細に検討を行った。

1960年代後半まで低迷していたインドネシア経済も近年安定化され堅実な発展を開始しているため、東ジャワにおいても同地域の経済発展を支援するための電力産業の拡充強化は必要要件であります。これに要する資本投資額は1973年から1984年までの期間に1億8千万ドルと推定され、これは本報告書に述べてあるように、インドネシア政府が計画している電力産業への総投資額よりみても、妥当なものと思料されます。

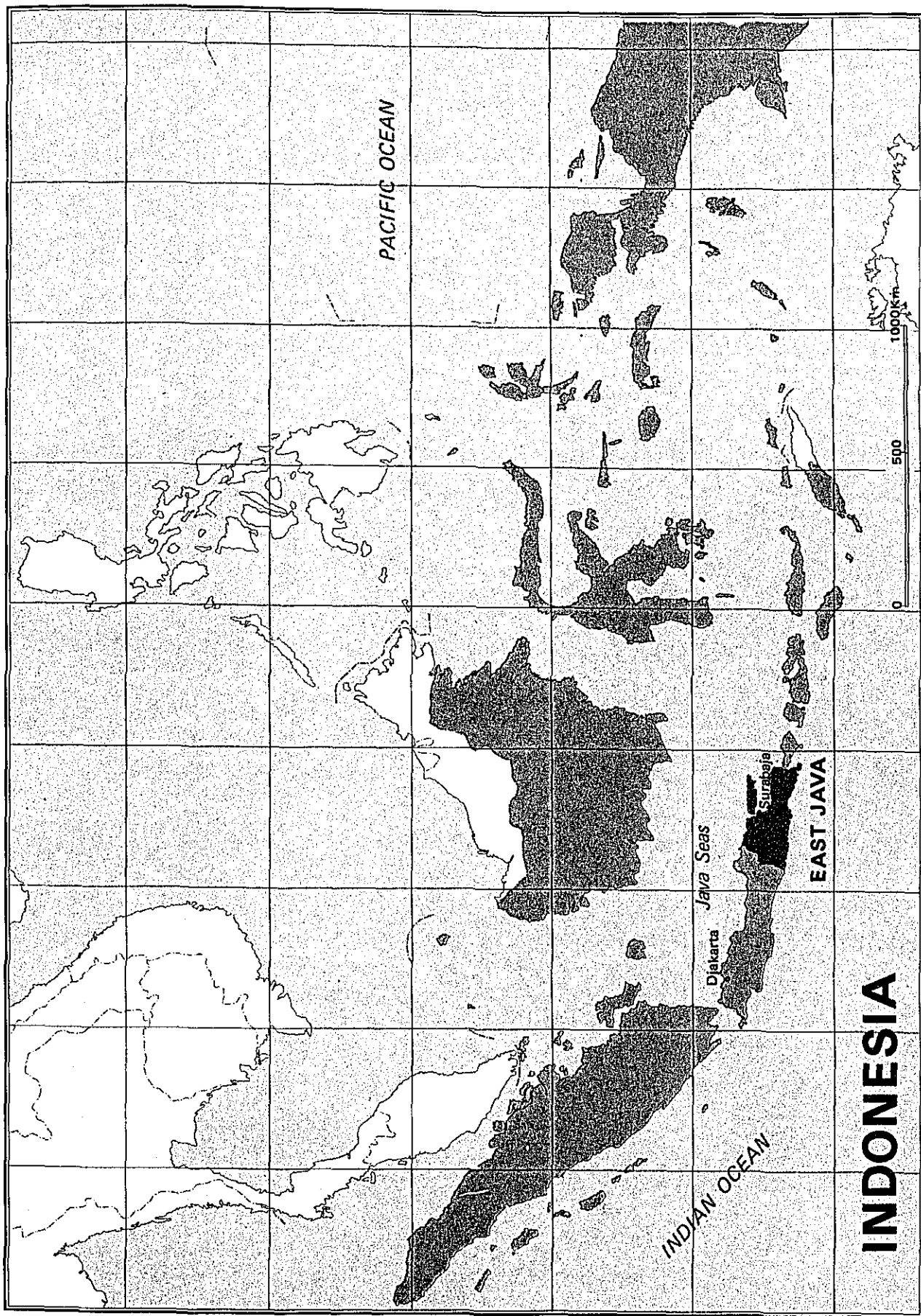
終りに本調査実施にあたり調査団に賜った御厚情並びに御協力をいたしたPLN、公共事業省、企画庁、駐日日本大使館、日本政府、海外技術協力事業団並びにエカフェ、世界銀行、アジア開銀の関係諸氏に対して深甚の謝意を表すものであります。

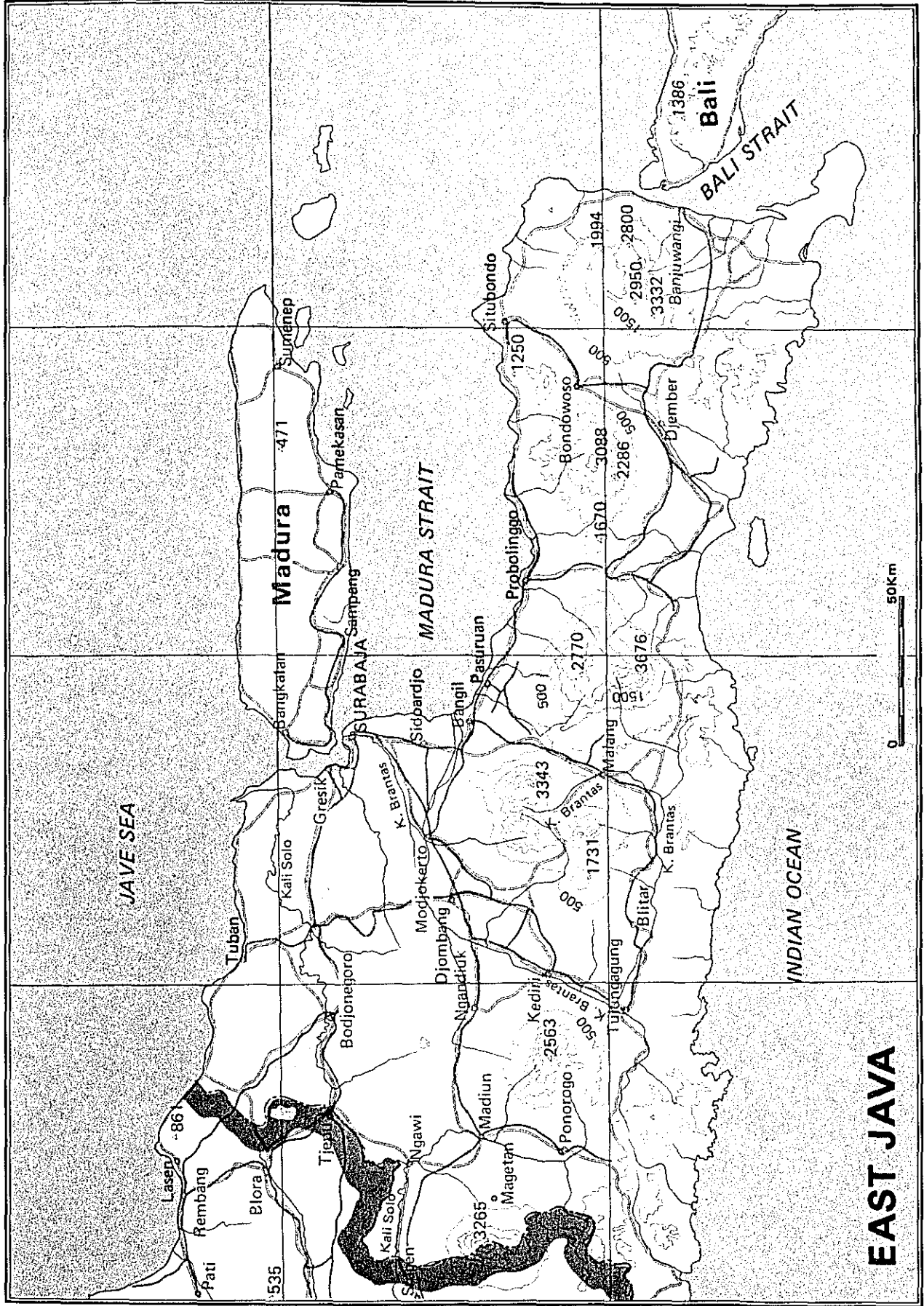
1972年3月

東ジャワ長期電力計画調査団
団長 青木波磨頭

目 次

は し が き	
伝 達 状	
インドネシア地図	1
東ジャワ地図	3
I 緒 言	5
II 結論と勧告	7
III 自然環境	12
IV 国内経済	15
V 将来の経済成長	36
VI 発電エネルギー	37
VII 東ジャワの電力事情	42
VIII 長期需要の見通し	59
IX 「積上げ方式」による需要想定	68
X 電源開発計画	92
XI 送変電および配電設備計画	135
XII 資金計画	158
XIII ジャワ島連系の検討	168
(I) APPENDIX	174
(II) APPENDIX	176
(III) APPENDIX	177





EAST JAVA

JAVE SEA

INDIAN OCEAN

Madura

MADURA STRAIT

Bali

BALI STRAIT



1. 緒 言

1. 調査の目的

この調査は、インドネシア政府の要請にもとづき、同国の経済活動に重要な位置を占めるジャワ島東部について、1972年より1985年までの期間を対象とした電力長期計画を策定するため技術調査団を派遣し、需要想定電源開発、送変電計画、系統解析等の現地調査を実施し、これらの成果をもとに長期電力計画報告書を作成するものである。

2. 経 緯

- (1) インドネシア政府は、スハルト政権成立以来、国連・世界銀行の協力を得て開発5ヶ年計画（第1次1969年～1973年）に基き着実に経済開発を進めている。
- (2) 電力部門についても上記両機関の助言によって西ジャワはフランス、中央ジャワはアメリカ、東ジャワは日本よりの経済協力を得て順次開発を行なってきた。
- (3) 昭和45年10月インドネシア政府は日本政府に対し東ジャワ地方の電力長期計画の策定について協力を要請してきた。

昭和46年5月日本政府はコロンボ計画による専門家を2週間にわたり現地に派遣し、要請のあった技術協力に関しインドネシア関係当局と当該技術協力の具体的取り進め方を打合わせた。

- (4) この打合せ結果および収集された資料に基き、日本政府は昭和46年8月下旬より11月中旬までの75日間にわたり、技師5名よりなる政府調査団を派遣し、現地調査を実施した。この現地調査の結果は現地において中間報告書として取まとめられ、調査団よりインドネシア政府に提出された。
- (5) 本報告書は、上記中間報告書に基き、さらに昭和46年12月末にインドネシア政府より日本政府に提出された中間報告書に対する意見書を勘案し作成されたものである。

3. 調査団の構成

団 長	おき はま 青 木 波磨頭
	電源開発株式会社海外技術協力部次長
団 員	きだは つむ 木田橋 勉
	電源開発株式会社水力建設部電気課長代理
団 員	はし しゅう 林 昭悦
	電源開発株式会社工務部技術室副主査

團員 田中 隆雄
電設開発株式会社海外技術協力部
團員 高橋 裕也
電設開発株式会社海外技術協力部

4. 現地調査日程

昭和46年8月28日～11月10日（75日間）

5. 調査の基本方針

経済との関連

本大規模電力調査は、統計的によつて、インドネシア経済の将来の予測に基き算出した。

従つて東ジャワ地域の経済発展と密接を合わせていくには本報告書に策定された電力計画に従つて電力事業を運営していく必要がある。東ジャワの経済はインドネシアの最も重要なジャワ島経済に包括されている。

需要は、いわゆる負荷とは異なることを認識しなければならない。もし電力産業が需要の伸びに追いつけず供給しきれれば、負荷すなわち需要は需要の伸びに対応して増加しない。その結果、多くの人が電力供給の不足に悩むことになる。

計画策定の方法

電力計画を策定するに当たつてインフレ率予測に基き、需要の大きさ及び地域に定む需要を細分化し、需要は成長率を用いた。インフレ率予測を算出したのは在野関係にあるものである。本大規模電力計画は国家機関である電力部の採用された。

投資

電力計画は十分な資金の確保が前提とされた。建設コスト、すなわち初期投資は計画期間のみならずその後の維持に必要である。インドネシアのこれまでの建設コストは非常に高いので、インフレ率を考慮して大規模電力計画の建設コスト、すなわち大規模電力計画の建設期間にコストを修正した。本報告書に述べた投資額はインドネシア政府の建設費率にも照らして算出したものである。

II. 結論と勧告

1. 電力需要

- (1) 東ジャワの電力需要は、PLN の電力供給設備が原因で抑えられてきた。1970 年の人口 1 人当りの発電電力量は 16 kWh であり、またその電化率は 4～5 割にすぎず、それだけに潜在需要は非常に大きい。
- (2) 1970 年から 1985 年までの 15 年間の東ジャワの電力需要を予測するに当り、次の 2 つの方法により検討した。1 つはインドネシア政府の長期経済開発構想に基づき国民経済と電力消費量との関係を巨視的に把握するもの（マクロ予測）であり、他は電力需要を現実面より、需要別および地域別に分析し予測する積上げ方式（Analytical method）である。
- (3) 電力需要予測に当り次の事項を前提条件としている。
 - I インドネシアの政治経済が今後安定して発展すること。
 - II 電気料金制度が原価主義に基づき妥当なかたちに改訂されること。
- (4) マクロ予測では、世界各国の GDP/Capita と kWh/Capita の関係を求め、これをもとに今後のインドネシアの電力需要を予測した。その結果 1980 年までの需要の年平均伸び率は最大 19 割最尤値 14 割となり 1981 年以後は、それぞれ 13 割および 11 割となった。
- (5) 積上げ方式による予測は、東ジャワを 5 つの地域に分けた上、需要を家庭用、商業用、工業用に分けて 1981 年までの需要想定を行なった。家庭用および商業用需要は、地域の人口を基に電化率を想定して将来の需要を求めた。工業用需要は、従来の需要の伸びに Big Waiting Customer の需要を想定して加えて求めた。家庭用、商業用、工業用のいずれの場合にも高低 2 通りの需要想定を行なった。その結果年平均伸び率は、高圧予測は、それぞれ 17 割、12 割を得た。
- (6) 積上げ方式による予測では、現在平均 4～5 割の東ジャワの電化率を 20 年後の 1990 年には、スラバヤおよびその周辺地区の現在の電化率と同じレベル（20 割）まで引き上げることを目標とした。
- (7) 以上の 2 つの方法より、東ジャワの電力需要は 1980 年までの 10 年間は年平均伸び率 15 割、その後 1985 年までは年平均 12 割で伸びるとの結論を得た。すなわち、1980 年のピーク需要電力および電力需要は、それぞれ 28 万 KW および 17 億 kWh と想定され、1970 年の 4 倍に達し、人口一人当りの発電電力量は 50 kWh となる。また、1985 年には、ピーク需要電力は 50 万 KW、電力需要は 30 億 kWh と想定された。

(8) 需要想定は多くの仮定の上になっているものでありその仮定の1つが変わっても結果に変化をきたすので、絶えず見直しを必要とする。本報告書では、インドネシア政府または PLN が我々の需要想定に基づき、今後この需要想定の見直しができる様、需要想定の手法を詳述した。また、需要想定が変化すると開発計画の変更も必要となるので、開発計画手法についても同様に詳述した。

2. 電源開発計画

- (1) 需要想定に基づく開発必要量は予備供給力 10 % を含み 1980 年までに 23 万 KW, 1985 年までには 47 万 KW に達する。カランカテス水力発電所(第1期分)が 1974 年に運転開始した後、次の電源が必要となるのは 1976 年の初めとなる。なお、1972 年から 1973 年かけて予想される電力不足に対しては、転用可能なガスタービン発電設備があれば移設し投入すべきである。
- (2) この電源開発を達成するための電源開発計画の立案に当っては、経済性の追求を第1とした。すなわち、系統の許容できる範囲で、単機容量の大きい火力発電を積極的に採用し、発電原価の低減に努めた。我々の試算では、単機容量 75 MW および 125 MW の火力の発電原価は、単機容量 50 MW の発電原価に比較し、それぞれ 5 % および 9 % の減少が期待できる。
- (3) 火力発電計画の原価は、各計画毎に一対一に行なわれているのが実情なので、インドネシア政府として一貫した評価基準を早急に作成し、同一基準(条件)の下に評価を行なうことを強く勧告する。本報告書では、「便益・費用比」法を中心とし、その手法を詳述した。
- (4) 火力発電計画の原価は、次の3段階に分けて実施した。
 - Ⅰ 「便益・費用比」(B/C) は妥当か
 - Ⅱ 電力系統の需要を満たすか
 - Ⅲ 系統に投入した容量の発電原価の発電原価は妥当か
- (5) 現行の電力系統は負荷率が低く、年率 70 % を示している。これは 1980 年頃まで変わらないと推察される。1974 年カランカテス水力発電所(第1期)の 70 MW が運転に入ると、1970 年代においては、ピーク電力供給力の追加は必要とされない。
- (6) カランカテス水力発電所の2期工事は、先に述べた電力需要から考えて kWh 増の伴わない計画案の採用は考えられず、カホーレタムの建設を伴う3号機増設工事のみが検討の候補であった。前述の原価基準を適用すると金利が 4 % 以下であるならば、B/C が 1 を超えるので増設計画の条件とした。
- (7) カランカテス水力発電計画は、原価の指標 B/C が低く採用されるに至らなかった。これは、

砂防、灌漑、発電用の多目的開発計画であるにもかかわらず、発電のみで建設費を負担することに起因している。今回の開発計画の素材としてとりあげなかったが、この計画は建設費を他の目的にもアロケートすることを考慮すべきである。

- (8) 電源開発計画の立案に当り、単機容量 50 MW, 75 MW および 125 MW の火力とカランカテス水力発電所 2 期工事 35 MW を素材とする 6 つの開発計画案を作成し、比較検討した。6 案のうち 4 案は全て火力発電より成るものであり、残りの 2 案はカランカテス水力を含むものである。

比較検討の結果、単機容量 50 MW の火力を 4 基、単機容量 75 MW の火力を 2 基、単機容量 125 MW の火力を 1 基、順次建設する開発案 (Plan T-C) が経済性および技術的観点より、最適であると判断された。この計画によると発電原価は、1980 年には 8.1 mill/kWh (3.4 Rp/kWh), 1985 年には 7.9 mill/kWh (3.3 Rp/kWh) と低減し、最終的には 7.4 mill/kWh (3.1 Rp/kWh) と安価な電力供給が期待できる。

- (9) カランカテス水力発電所 2 期工事を含む開発計画案は、我々の検討する期間内においては、他の案に比較して経済的でないことが判明した。

- (10) 上で決定した開発計画案によると 1975 年までに火力 50 MW 1 号機、1977 年までに次の火力 50 MW を開発しなければならない。時間的制約を考慮すると、その設置場所は、既設のタンジュン・ベラク火力発電所の構内に建設することが適当であると判断される。インドネシア政府および PLN は、その実現のために早急に現地調査を実施すると共に資金的裏付けを取付けるための措置をとらなければならない。

3. 送配電計画

- (1) 電源開発計画にもとづく送配電計画では、1985 年までに、150 KV 送電線を回線延長 650 Km, 70 KV 送電線を回線延長で 940 Km 建設する必要がある。
- (2) 変圧器は、1985 年までに、150 KV 変圧器 490 MVA, 70 KV 変圧器 450 MVA, 配電用変圧器 340 MVA (3,400 配電ユニット) の建設を必要とする。なお、配電用変圧器に関しては、現在低圧受電の多くの工業需用家が占有使用しているが、将来は、配電用変圧器の数を無用に増加することがない様に、負荷相互の不等率を有効に利用し、配電用変圧器はすべての低圧需用家により共有する様に設備する。
- (3) 新規の火力発電所の引出し送電線は、高信頼度をもたせるため、150 KV 2 回線とした。電力需要の中心地であるグレスック、スラバヤ、バスルアン地区に 150 KV 送電線グリッドを構成する。1973 年に完成するカランカテス水力発電所一ワル第 2 変電所間の 150 KV 送電線を有効に利用して、バスルアン、マラン地区の電力供給を行なう。
- (4) 大容量火力ユニットの採用による、スケール効果、予備力の共用、系統信頼度の向上を

計るため、1985年の125MW火力ユニット採用の時期に合わせて中部ジャワと送電連系を行なう。

- (5) 70KV送電線は、電化区域の拡大のための2次送電線として使用する。電化区域を早急に拡大するために、安価な70KV1回線送電線を大幅に採用する。1980年を目標に70KV送電線ループを各地に構成し、供給信頼度の向上を計る。
- (6) 30KVおよび25KV送電線は、現在建設中のもの以外は建設しない。
- (7) 配電系統は、20KV-220/380KV系統を全面的に採用する。既存設備との関連で直ちに20KVを採用できない場合でも、この電圧により設計された配電設備を建設するものとする。
- (8) ジャワ全島の連系は、大容量火力ユニットの採用によるスケール効果、予備力の共用、系統信頼度の向上の面から、大きな経済効果が期待できる。連系の時期は、ジャワ島における電力需要が300万KW程度となる1990年代に実施することが経済的であると判断される。この連系送電線は、330KVまたは380KVの超高圧送電線を必要とし、220KVあるいは150KV送電線は、この目的に使用できない。
- (9) 70KVの次期電圧は、150KVである。150KV送電線は、西ジャワでは運転中であり、東ジャワでは建設中である。東ジャワ地区を対象とした場合、150KVで十分であり、また中部ジャワとの連系を考慮しても、150KV以上の電圧を採用する必要性はない。従って、東ジャワでは、150KVを全面的に採用することとした。

4. 資金計画

- (1) 1975年から1985年の間に新設される発電設備およびその関連送変電設備ならびに配電網拡充計画（現在実施中の東ジャワ送配電網整備拡充計画による分は除く）の実現のため必要とされる総投資額は1973年から1984年の12年間に亘り、1億8,000万ドルであり、内訳は、内資18%、外資82%である。
- (2) 発電、送電、変電、配電の各部門にそれぞれ8,000、2,300、1,000、6,600万ドルづつ支出される。このうち、前期の1978年までの支出合計は、総額の36%で年平均1,100万ドルであり、後期は、残りの64%で年平均1,900万ドルとなる。
- (3) インドネシア政府の1980年までの長期想定によると1974年から1978年の5年間に電力部門に4億3,000万ドル（年平均8,000万ドル）の投資が予定されており、今回の計画では、その時期に約8分の1が東ジャワで使われることになる。1979年から1985年の期間では、大略インドネシアの電力部門への投資の5から6分の1が東ジャワにて使われることにさうだが、東ジャワのインドネシアにおける経済的地位から考えても当該調査団の立案した開発計画は妥当なものと判断される。

5. 長期計画策定方法

インドネシア政府は、ジャワ島の電力長期計画を行なうに際し、ジャワ島を西、中、東の3地域に分け、個々に計画している。これは次の点より不適當である。

- i 各地域バラバラで、なんらコンセンサスなしに、異なった考え方で将来の経済想定——こゝでは需要想定——がなされる。
- ii 「全体のもつべき経済的最大便益は、必ずしも要素個々の最大便益の和と一致しない」という経済の初歩的原則に反している。それぞれの地域において最も経済的な投資だと思われても、ジャワ島全体という視野からみれば必ずしも経済的な投資ではない。
- iii 設備の標準化がなされにくい。

当調査団は、今回東ジャワに関しての電力長期計画を策定したが、予想通り、1985年前後の中部ジャワとの送電連系の考えなくして、経済的開発はあり得ないと判断されるに至った。

従って、当調査団は、個々のプロジェクトの調査と同時に、——これは地域別に分けられてもかまわない——ジャワ島全体の総合的電力経済の観点からみた長期計画を立案することを推奨する。

III 自然環境

1. インドネシア

インドネシア共和国は赤道を横切ってアジアとオーストラリアの間に1700キロメートル以上にわたって広がっており、多数の島々から成り立っている。それらは、スマトラ島、ジャワ島、バリ島、カリマンタン島の1部、スラウエシ島、ハルマヘラ島、ロンボク島、スンバワ島、フローレス島、チモール島の1部、モロッカ群島、西イリアン、そしてインドネシア群島の多数の小さな島々である。ここは世界でも最も火山の多い地域であり、大きな島のほとんどが火山山脈により横切られている。最も高い峰は、スマトラ島のクリンチュ山(3,805 m)、ジャワ島のスマス山(3,675 m)、そしてスラウエシ島のラントコンバラ山(3,455 m)である。全面積は1,904,000平方メートルであり、そこに住む人々は約124,000,000人である。

2. ジャワ島

この島は共和国の中で4番目に大きく、最も重要な島である。スンダ海峽によりスマトラから西方に20から80kmの広さでわけられており、バリ海峽により東方に2.5 kmの広さでわけられている。島の最大値は970kmの長さで203kmの幅を有しており、マドゥラ島を含むその面積は132,174平方kmである。ジャワ島は、南緯5°52'と8°47'の間東経105°13'と114°37'の間に位置している。

人 口

ジャワの人口は、1971年には共和国の人口の約65%を成す80,187,000人と推定されている。首都ジャカルタもこの島にある。人口は主に3つの人種、言語のちがったグループから成っている。人口の約30%が西部と中部に住んでいるジャワ人であり、二番目に大きなグループは島の西部に住んでいるスンダ人である。マドゥラ人は北部海岸に沿ったはるか東部とマドゥラ島に住んでいる。これらの3民族を証えて約1,000,000人の中国系の人50,000人のアラブ系の人々がいて都市の商業に大きな位置を占めている。

人口は、山間部に密集しており、平地では比較的まばらである。

地 形

西から東へと延びている火山山脈は島の軸を成しており、北部では低地で、南部では石灰岩の峰に露出している。島には100以上の火山があり、その中の13は活火山と考えられるが激しい爆発は少ない。大きな川は北部ではなだらかなスロープを描き、南部では急峻である。

雨季にはほとんどの川が小さなボートで航行できるが、それらの川は主にかんがいの水を供給するのに使われる。

気 候

赤道直下に位置しているにもかかわらず、気温はそれほど高くはなく平均気温は 25.5 °C ~ 26.5 °C である。というのは、山脈や海からの風、湿った季節風の中の雷雨が熱を軽減させるからである。湿度は高く、島を通して 65 % ~ 90 % であり、乾季と雨季の間の転移期には特に高くなる。12 月から 3 月までは特に北部に多くの雨や雲をもたらす北西風のモンスーンがあり、一方 4 月から 10 月までは島の南海岸部に雨をもたらす南東の風が吹き、午後には山ぞいでは雷がしばしばである。湿った北西風の吹く夜の間も、年降雨量は平地では 1500mm 以上であり山間部では 2500mm 以上である。2 月は常に最も雨の多い季節であり、9 月は乾期である。

地 質

北部にある平地は沖積層と火山層から成っており、それらのある部分は海洋土砂と粘土である。平地は断層により中央火山帯から高地に分けられている。中央火山帯は白亜紀の砂岩のそばに横たわっている第三紀の岩山の上に層をなしている。新世紀層は泥灰土、角礫岩、石灰岩の形で、島の 38 % をおおっている。有名なピテカントロプスという類人猿は、鮮新世層の上にある洪積世層から発見された。また、多くの洪積世の海洋物質が海拔 100m の高さでみつけることができる。ジャワ島の 28 % が安山岩や玄武岩のような火山岩でおおわれている。

植 物

植物の種類は 5000 種以上にもわたっており、山の湿地帯は密集した森林となっており、低地はすっかりかんがいされている。しかし土質や肥沃の度合はかなりいろいろであり、気候にもよるが地質は火山灰や石灰岩である。

3. 東ジャワ

このレポートの主な地域である東ジャワではバスマアン以西の北部に低地が広がっており、トングル火山およびイジュン火山のある半島が東部にのびている。ジャワには 2 つの大きな川、ブンガワン・ソロ川とプランタス川があるが、それは東ジャワに位置している。広大な地域にかんがいのための水を供給しており、その流域には発電が可能である。しかしながら、雨季には多くの雨が農業地帯、家屋、ハイウェイにまでも害を与えることがしばしばである。

中部ジャワに位置するが、東ジャワの端に近いチェブはジャワにおける最も有力な油田地である。また、オノコロモ（スラバヤ近郊）近くにも産出される。硫黄はトレテスの近くのエリ

ラン山から得られる。塩は政府の専売制でマドゥラ島およびスラバヤの近くのジャワ北部海岸において生産される。

2,100,000人以上の人口を有する東ジャワの主都スラバヤは、プランタス川の支流のマス川の河口、マドゥラ島と面した北部海岸に位置する。ここは有力な海軍基地であり、貿易の中心地でもあり、又、タンジュン・ペラクのように15,500トンの船がドライドックできる近代的港を備えた産業の中心地でもある。プロボリンゴとパナルカンは共に砂糖とジェンブル付近でとれるタバコの重要な輸出港である。

IV 国内経済

1. 人口

分布状態

東部ジャワは1961年現在で約2千82万3千人の人口を有している。人口密度の高いのは首要都市及び火山帯の斜面で、此所では近代の火山活動に起因する肥沃な土壌と、山岳地帯に於ける大量の降雨に因る自然灌漑に依り、原始的な農業技術をもっているも比較的高い農業生産を挙げることが可能である。人口密度はジャワでは1平方キロメートル当り477人、東部ジャワでは455人である。

過去に於ける人口増加

ジャワの人口は1850年に9百60万人、1900年に2千8百40万人、1930年に4千70万人で、その年平均増加率は、1.85%である。1961年に於ける国勢調査ではジャワの人口は6千3百万6千人と報告されている。現在のジャワの人口は8千18万7千人と推定されて居り、これは1961年度の国勢調査並びに抽出標本調査により得られた年間約2.5%の人口年間増加率に基礎を置いている。

現在の人口構成

此の国勢調査では又、0才から9才迄の年令層が共和国全体の34%を占めていることを示している。又他の調査では1961年に於けるジャワでは年間81.7%の幼児死亡率を占めている。

第IV-1表 性別年令別人口調査表 - 1961年10月31日

(単位：千人)

	男女共	男	女		男女共	男	女
全年令	96,319	47,494	48,825	25～34才	15,876	7,334	8,542
0才	3,171	1,504	1,667	35～44才	11,083	5,720	5,363
1～4才	13,871	6,958	6,913	45～54才	7,042	3,550	3,484
5～9才	15,323	7,684	7,639	55～64才	3,742	1,898	1,850
10～14才	8,179	4,318	3,861	65～74才	1,626	796	829
15～19才	7,708	3,834	3,874	75才以上	784	378	409
20～24才	7,791	3,452	4,339	不明	117	60	57

註：西イリヤンを除く全てのインドネシア
 資料：アジア極東経済委員会（E C A F E）1969年度版アジア極東統計年鑑

人口過剰

ジャワの人口は19世紀後半にかけて3倍に増加した。此の間において農地面積は此の人口増加に対しやっと思合だけの増加を示したに過ぎない。1920年代には農耕地の増加はその地域の限界に達した。それ以来人口増加は、政府の新しい灌漑技術を取り入れて耕作可能面積を増加しようとする努力にもかかわらず、耕作面積の増加を遙かに上回って来ている。米は段々畝で作られて居り、場所に依っては米作としては限界である海拔1200米の高さに於て作られている。

都市への人口集中

農村に於ては1930年以来過剰人口を抱えている。此の過剰人口は1957年インドネシア大学の調査団に依れば37%で、これはジャワに於ける当時の耕作可能地域に対する最適人口を基準として推定されたものである。田園地域から都会への移住は此の当然の結果であった。然も諸工業は此の移住して来た人口を吸収する程度迄育っていない。従って移住者達に於て都会に於て職を得る機会が少く、大都市に於ける偽似就職者は極く一般的なものである。

第N-2表 主要都市に於ける人口増加

(単位：千人)

	1930	1955	1961
ジャカルタ	533	1,870	2,974
バンドン	167	588	681
スマラン	218	375	503
ジョグジャカルタ	137	275	313
メラバヤ	342	936	1,008

資料：インドネシア統計局統計年鑑

失業問題

此の共和国は農業国であるとは云え第3次産業に従事する人口の多くは偽似職業とも分類すべき偽似就職者である。田園地区から都市へ流れ込んで来る多くの者はその職を小売商人、旅行案内人、行商人、タクシー運転手又は家庭労働者といったものに求める。表面に現われた失業者は1961年末では5.4%であった。1961年にはILOは潜在失業者は就労時間及び就労日数から見ても33%になると想定された。

第Ⅳ-3表 1961年度産業別人口

	(単位：千人)	(%)
農林漁業及び狩猟業	23,516	68.0
鉱業及び採石業	87	0.3
製造業	1,856	5.4
建設業	582	1.7
電気ガス水道衛生施設	51	0.1
商業	2,194	6.3
運輸倉庫及び通信	692	2.0
サービス業	3,095	9.0
その他	2,505	1.2
経済的に活動的なもの	34,578	100.0

資料：ECAFE 1969年アジア極東統計年鑑

対 策

ジャワの人口過剰への対策として、外部諸島への強制移住は政府の永年に亘る政策であったが、これは効を奏していない。現在は異った方法が採られている。即ち職業斡旋事業を通じ、又機会を与える事に依り他島への転出の気運が高揚されることが期待されている。産児制限の普及は1969年以来政府に依り5ヶ年計画の一環として進められて来ている。然し現在迄大した効果は上っていない。

教 育

教育程度はまだ低い。一校舎を使って行われる2部授業は校舎及び教員の不足の為通常な状態である。

第Ⅳ-4表 スラバヤに於ける就学状態

最 終 学 歴	%
幼 稚 園	7.45
小 学 校 (6ヶ年)	73.43
中 学 校 (3ヶ年)	13.43
高 等 学 校 (3ヶ年)	3.76
大 学 (3乃至7ヶ年)	0.54

資料：スラバヤ市の発展可能性に対する予備調査報告書 W.D.スコット株式会社に依る
スラバヤは東部ジャワに於ける中等及び高等学校レベルの技術教育の中心である。

2. 農 業

農耕の方式

経済活動に従事する人口中約 70 %が農林狩猟及び漁業を含む農業にたづさわって居り、これはG. D. P.の 50 %以上を生産している。然し農業生産物の 75 %以上は市場へ出ることなく消費されてしまい、全人口の半分以上の者が自立的な生計を立てることが極めて普通のこととされて居り、この為、それ等の者は貨幣経済の枠外におかれている。それにもかかわらず、ゴム、椰子油、コブラ及び茶と云った一時は国家的な産物となっていたものは主として小農家に依り生産される重要輸出品目であり、これは全輸出量の 60 %を占めて居る。

土地の利用

19 世紀に創る迄、ジャワの農耕は主として肥沃な土壌と自然の灌漑が行われている火山丘陵地帯で行われていた。19 世紀の後半以来顕著となって来た人口増加は農耕地の島内全域に及ぶ拡大を余蘄なくするに到った。今日では、山岳的な地勢にもかかわらず、耕作面積に作り上げられた土地は全島の 3 分の 2 を占め、これはインドネシア全土の耕作面積の 62 %に当る。然も下記に示す各種の生産物は肥沃な土地を有効に利用していることを如実に表している。

第N-5表 ジャワの農産品別に依る土地利用 (1964)

農 産 品	土 地 %
食品農産物	90.8 %
木	45.2 %
とうもろこし	26.7 %
ジャワ、ジャバ、ジャバ、ジャバ	12.1 %
胡椒及びその他	4.0 %
茶	2.9 %
タバコ	4.6 %
その他の農産物	5.3 %
非食品農産物	9.2 %
ゴム	4.6 %
椰子	0.5 %
糖	1.5 %
その他	1.2 %
茶	0.6 %
胡椒	0.3 %
その他の農産物	0.3 %

※その他のいも及び豆類

※※ , グローブ, にくずく種子等

耕作物の利用度はジャワでは123%で、又東部ジャワでは137%である。耕作1人当りの面積は次表に示すサワー（灌漑に依る水田）に見られるよう減少に向っている。

第Ⅳ-6表 サワー地域

	サワー地域 ※ (ヘクタール)		1人当りサワー地域 ※※ (ヘクタール)	
	ジャワ	他の諸島	ジャワ	他の諸島
1954	3,897	1,572	0.071	0.054
1956	4,076	1,625	0.072	0.053
1958	4,124	1,790	0.069	0.056
1960	4,006	1,970	0.065	0.059
1962	3,703	2,333	0.057	0.061
1964	3,259	2,189	0.049	0.059

資料：インドネシア統計表 1963, 1964 ~ 1967.

※ 数字は第2毛作を含む 収穫面積

※※人口でサワー地域を割った商

耕地面積

1963年に農業人口調査に依れば、ジャワに於ける農家当りの農耕面積は0.7ヘクタールでありこれは1922年当時の面積の約半数に過ぎない。これは相統土地分の等分に依るものと同島の土地の根本的な不足に起因するものである。

第Ⅳ-7表 ジャワに於ける耕地面積別農家

耕地面積 (ヘクタール)	農家数	%
0.1 ~ 0.49	4,152	52.2
0.50 ~ 0.99	2,148	27.1
1.00 ~ 1.49	858	10.8
1.50 ~ 1.99	351	4.4
2.00 ~ 2.99	274	3.4
3.00 ~ 3.99	89	1.2
4.00 ~ 4.99	36	0.5
5.00及び以上	34	0.4

資料：インドネシア統計局センサス(1963年)

農 園

戸別当りの耕作面積は減少したが、より多くの商用農産物が群小農家により生産されている。一方農園農産物の生産は国外の情勢の変化に依り凡ど同様の状態を維持している。その変化とは1963年以米のマレーシャとの対立で、ゴム及び茶の世界相場の下落を指すものである。此の様な外部状況下において、農園は生産物のストックが増加するに及び作地面積を減らさざるを得なかった。

1940年には農園は輸出農産物の63%を生産していたが、1966年にはこれは44%となった。

第Ⅳ-8表 農業生産(1960年度価格)

(単位：10億ルピー)

	1960	1961	1962	1963	1964	1965
食料生産	132.0	129.6	140.1	128.1	137.5	142.3
商用生産	38.6	38.3	40.6	43.9	44.5	44.6
小農家群	26.9	26.6	30.1	32.2	32.1	32.7
農 園	11.7	11.7	10.5	11.7	12.4	11.9
牧 畜	18.1	18.7	18.6	18.5	19.3	19.5

ゴムは一時主要輸出品であったが、これは今日では余り期待が持てないと云うのは若い苗木の植替に対する投資が等閑にされて来ている為である。又農園農業の甘蔗と群小農家の食料生産が彼等の土地で対立を起すに到った。それは人口増加に伴い食料生産の為もっと大きな土地を必要として来たからである。農園の回復が此のように巧く行かなかったのは農民が新しい農業技術から逃れた事とその農園を保守するに必要な資金が不足していた為、これ等に阻害されたのであると云える。

復興計画

五ヶ年計画では、此の計画の全投資額の30%に当る236億ルピーを主としてジャワの農地の生産性向上の為、農業分野に投資することになっている。此の5ヶ年計画を建てるに先立って、米穀収穫強化を狙ったデモンストラージ・マサール(強化の為の行動計画)の成功は政府をしてBIMAS計画(ピンピンガン・マサール——マッサギダンス)に踏み切るに大きな励ましとなった。BIMASは一轄方式で、政府は農家に対して技術援助、肥料、改良品種による種子、防虫剤、農耕機具及びクレジットを与えることになっている。農家に依る政府への返済は米穀収穫の利益の四分の一を渡すことにより行われるものとされている。

価 格

1967年のインドネシアに対するFAO調査団は米の生産者価格は、最高、消費者価格の60%であると報告している。これは一部季節的な価格変動に左右されるものです。

年間平均価格を100とすると、ジャワの米の価格は収穫期である4月から6月にかけて82に下り、10月から12月にかけて118に上昇する。更にこの価格は一つの市と他の市との間では異っている。此れ等の事は精米所を含む集荷及び流通機構が完全に発達していないと云うことを証明している。

食料の供給

食料の配給様式に於ける変化は下記の表に示されている。

第IV-9表 1人当りの食料供給

(単位：キログラム)

	ジャワ			その他の諸島		
	1955	1960	1964	1955	1960	1964
米	80.4	79.9	63.2	95.5	108.7	107.6
とうもろこし	25.6	28.2	40.2	16.7	19.5	22.6
カサヴア	117.1	140.4	134.5	94.0	80.5	85.9
甘 藷	18.1	22.7	33.9	29.9	37.9	45.3
落 花 生	2.8	3.0	2.6	0.9	1.0	1.5
大 豆	5.1	5.8	4.5	1.2	1.5	1.6

食料の供給 = 生産量 - 種子

資料：インドネシア統計ポケットブック 1964～1967

ヘクタール当り農業生産はインドネシア全体を通じて増加しつつある。然し上記の表は生産物の適切な分配がなされていないことを示している。食料の需要に柔軟性があることは需要の形態がその土地の生産物の形態に強く左右されていることを表わしている。

第Ⅳ-10表 収入に対する需要の弾性率

(1964年11月より1965年2月迄)

	都市地域			田園地域		
	低収入 階級	高収入 階級	1名当り 支出(RP)	低収入 階級	高収入 階級	1名当り 支出(RP)
西部ジャワ						
配給米	1.6	0.45	108	1.0	0.33	24
非配給米	0.86	0.45	559	0.8	0.55	696
とうもろこし	0.1	1.0	13	0.2	0.	12
カサヴァ	0.8	-2.5	17	-0.06	0.44	22
(合計)	-	-	(697)	-	-	(754)
中央ジャワ						
配給米	-0.1	-1.1	87	2.0	0.25	12
非配給米	0.9	0.47	347	-1.06	0.65	271
とうもろこし	0.	0.1	12	-0.3	-0.3	74
カサヴァ	0.3	0.	16	-0.2	0.5	33
(合計)	-	-	(462)	-	-	(391)
東部ジャワ						
配給米	0.75	-1.0	49	1.5	-0.15	17
非配給米	0.85	0.45	265	1.2	0.9	174
とうもろこし	-0.8	0.4	15	-0.2	-0.27	67
カサヴァ	0.1	0.5	12	-0.1	0.	24
(合計)	-	-	(441)	-	-	(282)
その他のジャワ島						
配給米	0.6	1.05	68	0.5	1.1	25
非配給米	0.7	0.45	444	1.0	-0.4	482
とうもろこし	-0.55	1.8	16	-1.2	1.6	19
カサヴァ	-2.3	2.0	34	0.33	1.0	44
(合計)	-	-	(562)	-	-	(470)

資料：A. D. B. アジア開発銀行技術援助インドネシア特派団によるインドネシアに於ける食料品の生産並びに入手可能性についての進言に関する

報告書1967年版第2巻のⅡ

第Ⅳ-11表 主要農産物生産面積

(単位 1000 ヘクタール)

	1963	1964	1965	1966	1967	1968
米	6731	6980	7426	7691	7516	8040
とうもろこし	2559	3646	2537	3778	2547	3241
甘蔗 ※	121	100	110	112	114	109
甘藷及長芋	484	620	416	402	360	406
カサウア	1558	1579	1730	1513	1524	1490
大豆	539	571	578	605	589	678
落花生	352	373	348	388	351	396
茶	140	138	134	120	113	111
コーヒー	271	296	300	319	329	339

※ 収穫年

第Ⅳ-12表 主要農産物の生産

(単位 1000 メートルトン)

	1963	1964	1965	1966	1967	1968
米	11686	12387	13043	13442	13716	14947
とうもろこし	2358	3768	2399	3216	2369	3102
甘蔗 ※	7037	6933	7321	7569	7743	7158
甘藷及長芋	3070	3958	2847	2476	2143	2302
カサウア	11679	12262	11214	13353	10747	11268
大豆	350	392	396	416	419	381
落花生(さや入り)	392	436	396	263	241	289
ココナツ(ミリオン) (ナツ)	6237	--	--	--	--	--
コブラ	1386	1193	1214	1189	1248	1275
椰子油	148	161	157	174	174	188
椰子肉	33	34	33	35	35	40
茶	78	87	89	89	84	87
コーヒー	146	88	112	110	162	157
ゴム	582.3	648.7	705.8	729.4	688.2	7222.3

※ 収穫年

3. 林業

インドネシアに於ける森林資源は豊富である。約1億2千2百万ヘクタール、即ち全国土の64%が森林地帯であると推定せられている。然し森林地帯の6分の1を除き森林の詳細については判っていない。この1億2千2百万ヘクタール中、4千8百万ヘクタールは保護林であり3千万ヘクタールは荒れるにまかして居ると云われている。残りの1千8百万ヘクタールは農地に転換されるべきもので2千4百万ヘクタールは木材資源場として残される予定となっている。ジャワは樹木を欠いて居り現在ある森林は食糧調整並びに土壌の侵食防止の為に残されるべきであるとされている。

国内輸送は貧弱である。1966年に於て、カリマンタンからジャワに到る材木の運賃は、ジャワ島内で一立方メートル当り2,000ルピーから3,000ルピーするものが1,200ルピーであった。この貧弱な国内輸送は生産物の調和のとられた流通を妨げている。然し今日迄に許可された13億ドルの民間外国資本投下中その3分の1すなはち3億4千万弗が森林に投資されていることは注目に値する。

4. 漁業

インドネシアは海産物が豊富で島嶼の周囲には広範な大陸棚を備えそこでは無数のブラニクトンが泳ぎ回っているのを見ることが出来る。1960年度後半に於てはその年間水揚げは約70万屯と云われている。FAOの報告の見積る所では近海に於ては年間4百50万トンも可能であるとされている。

1人当りのカロリー摂取量を取って見ると、1961年から1963年に於ける一日平均1957カロリーと云うのは極東諸国と比較して低いものであるとされ、特に動物性蛋白質は4.5%に過ぎずその半分が魚からである。従ってインドネシアの漁業は、牧畜業に望み薄である点を考慮した栄養上の見地からすると重要なものと考えられる。

1966年のジャワに於ける漁の水揚総量はこれを人口で割って見る時僅か2.3kgにしかならず、これは不十分な倉庫や冷凍、塩漬、乾燥施設を含めての同島の進んだ流通組織の欠如と云ったものを裏書きしている。然も相当な障害が貧弱な島内交通から起っているのである。

5. 鉱業

入手せるデータに依れば、石油、錫、ボーキサイト及びニッケルの埋蔵地下資源は豊富で、他に多少の鉛、亜鉛、及び石炭の鉱床があるとされている。更に上記の他に銅、鉄、マンガン、金、銀、硫黄及びダイヤモンドの埋蔵が最近世界の注目を集めている。

第IV-13表 鉱産

(単位：1000メートルトン)

	1958	1960	1962	1964	1966	1968
石炭	603	658	471	446	321	176
天然ガス× (百万立方米)	2.693	3.137	3.491	3.524	3.162	4.287
原油	16.310	20.606	22.747	22.824	23.244	34.907
マンガ (Mn含有)	23.3	5.7	25.0	2.7	107.0	—
錫コンセントレート	23.6	23.0	17.6	6.8	12.7	16.9
ボーキサイト××	344	396	461	648	701	879

※ 再加圧ガス及び浪費せるガスを含む

※※ 原鉱石と同等に乾燥

資料：ECAFE 1969年版アジア及アフリカ統計年鑑

インドネシアの地質学的状態は完全に調査されていない。又鉱物の資源に付てのデータは不
 充分である。此れが具体的な開発計画を建てることを阻害している。此の点に付て云うなら政
 府はその鉱物資源の開発の必要性を余り強調してるとは云えないが、国際市場は彼等の開発に
 付て非常に注意を払っている。

鉱物資源の開発には大きな金額の投機的資本投下を要するものである。外国資本及び技術は
 業務契約条件及び生産共同分配条件で最近は隻方共国際入札を通じて紹介されて来ている。
 1968 年度に於ては外国資本による年間原油生産は全量の 82 % を占めている。

油田の分布は他の資源の場合に比較すると地域的に集約されている。ジャワに全人口の 65%
 が集中されているに反し原油総生産量の 95 % が外部諸島で生産されている。

第 IV - 14 表 原油製産の分布

(単位：1000 バレル)

	1964	1965	1966	1967	1968
スマトラ	152,130	163,806	158,223	175,997	210,246
ジャワ	920	752	618	537	483
カリコンタン	15,929	11,738	11,051	9,018	8,572
西イリアン	789	710	632	586	562

資料：インドネシアの見通し(1970年2月)

第 2 次世界大戦前、世界一であったインドネシアの錫の生産量は現在では第 4 位でマレーシ
 ア、ポリビア、泰国に次いで居り世界総生産量の 7.9 % を産出している。硬鉱物生産に記録さ
 れている公式な数字を見ると現在迄の投資は主として開発事業に対して行われている。

6. 運 輸

陸上輸送

陸上輸送の主な荷物は主として季節的に増減のある移送物資である。ジャワに於ては建設資
 材、機械及び機器と云った大きな貨物を除いてはほとんどジャカルタ及びスラバヤで陸上げさ
 れる。輸出も又農産物でバルクの形のものを除き同じ港から行われる。

陸上運送網は 3 つの地域に分けることが出来る。即ち西部、中央部及び東部でこれ等は天々
 ジャカルタ、セマラング及びスラバヤの中心地を備えている。鉄道及び公道両方の幹線は 3 つ
 の都市をジャワの南部海岸に沿ってつないでいる。東部ジャワに在っては輸送網はスラバヤか
 らマディウン、ケディリ、マラング及びジェンパーと延びて居り、これ等都市は火山の中間に
 あって農産物の集散地となっている。

公道

公道は6種類に分類せられて居り道路使用積載重量はその級に従って限度が決められている。道路状態の改良は5ヶ年計画の基づいて広範囲に行われている。然しながら橋梁の許容荷重が輸送容量の増加に対するあい路となっている。

車は古く、しかも公道の級別に従って決められている車輪の心棒に対する積載制限が車の輸送容量を制限してしまふ。又運輸の季節的な増減が多い為輸送事業はその規模が小さい。従って材料及び製品の輸送は売買を行う同一業者が行っている。車の燃料用ガソリンはインドネシヤでは1リットル当り均一の25ルピアスである。

鉄道

鉄道としてはジャワ及びスマトラには狭軌のものがある。一部例外を除き貨車も又古く、40年又はそれ以上経ったものである。政府の鉄道業務維持に対する投資は、同一のサービス分野、即ち鉄道と公道への二重投資を避けることを眼目として行政指導が為されて居り、都市間の路線及び大量の重要資材及び製品を運搬する称に主眼が置かれている。

海上輸送

海上輸送業務は保険と共に国際収支の上で慢性的な赤字を出している。これはインドネシヤの船の非常に低い運賃に原因している。

現在55の国内定期航路があり39万2千屯の排水噸を擁している。55の航路中40はシンガポールを含む西インドネシヤに集中されている。その船の負担は東部に於ては低い。船の稼働率は1969年の年間輸送効率が排水屯当り5.4屯と云った工具に低いもので、これは単に船舶のみではなく港湾施設や関連陸上輸送の後退と云った処からその原因を發している。運賃は品物別に従って統一されている。此の国の農業及び工業の発展に関連するものとして、海上輸送能力は将来に於ける最大の難題の一つである。

7. 通信

公共電話通信は政府に依り運営されている。インドネシヤに於ける電話器の総数は1969年に於て181,377台で、100人に対し0.16台に当り23局の自動交換局を含む536の交換局がある。ジャワに於ける長距離通話3及び12チャンネルの裸線で伝送されている。電報及びテレックス業は主としてジャワを中心として利用することが出来る。衛生局と結んでいる地上局は日本、マレーシヤ、オーストラリア、英国、西ドイツ及びスペインに対する電話チャンネルを提供している。ラヂオ及びテレビセットは夫々約450万台及び4万6千台ある。此の国は多数

の島嶼より成っている為、ラジオ放送は凡ど短波で行われている。

8. 製造業

製造業部門のGDPに対する貢献度は過去10ケ年間凡ど静止状態である。

第IV-15表 1960年度市場価格中の工業製産品

(単位100万ルピー)

	1960	1962	1964	1966	1968
GDP	390.2	420.2	425.3	441.9	477.8
工業生産品	32.6	37.1	35.9	36.3	40.8
貢献率	8.4	8.8	8.4	8.2	8.5

資料：1969年ECAFEEアジア極東統計年鑑

過去5ケ年の間に工業製産品は鉱業及び農林業が夫々25%及び9%伸びたのに比較して年間7%以下の伸びしか見せていない。5ケ年計画は第一義的な重点を農業の発展に向けて居り此の間に工業方面には僅かに援助の任務程度しか課していない。これは特に公共部門に於ける工業に関する場合に云えることで、此れに付てはこの計画は現在ある生産能力の復旧を強調して居る。此の援助計画は他の部門と調和が取れるよう農業部門の発展を補うような民間部門の工業を育成するよう優先措置が特に構ぜられて居る。即ち農場用原材料製造又は農業生産物の加工等に該当する工業がこれである。又同様に優先度は輸入代替品を生産する工業にも与えられています。1969年及び1970年に許可された外資導入355件中184は製造業で主として食料、飲料、煙草、化学薬品及びゴム製造等である。1964年の工業国勢調査に依れば33,627軒の製造業者中24,194軒はジャワにありこれは全体の75%に当ります。それにもかかわらず、ジャワに集っている動力を持たずに稼働している製造業者は92.5%の高さに到っている。

第IV-16表 地域別製造業者数

(中小企業のみ)

	1959	1960	1961	1962
ジャカルタ	1,494	1,707	1,709	1,747
西部ジャワ	1,814	2,037	2,168	2,183
中部ジャワ	2,658	3,182	3,055	3,104
ジョグジャカルタ	455	534	556	515
東部ジャワ	2,477	2,702	2,953	3,342

資料：ピロブサット統計，工業調査1964

東部ジャワに於ては、製造業者は主にボジョネゴロ、マティウン、ボノロゴ、スラバヤ及びマサニグ近辺に集中して居りその数は夫々785,737,633,1,177,及び538である。

第Ⅳ-17表 1961年度製造業者による製品

(単位 百万ルピアス)

製 品	製 品		付 加 価 値	
	1958	1961	1958	1961
製 品	26,456	56,673	10,021	28,287
食 品	2,336	4,629	1,067	1,837
飲 料	390	946	250	781
煙 草	6,065	15,109	2,478	9,788
織 維	2,324	5,443	563	2,280
衣 服	117	289	43	93
木 工 品	217	470	91	146
家 具	102	208	51	120
紙・紙製品	210	551	135	370
印刷、出版	1,120	2,998	526	1,520
皮革、同製品	466	1,285	210	600
ゴム製品	4,701	8,114	1,256	2,312
化学薬品	4,385	9,113	1,067	3,552
非鉄金属製品	430	1,427	181	1,046
金属製品	632	1,627	191	792
機械(非電気)	263	749	105	301
電気機械	422	889	287	531
輸送機械	2,000	2,371	1,350	1,852
その他	276	555	164	366

資料：ネグロホ著，インドネシア，事実と数字，ジャカルタ

1967年版

9. 銀 行

金融組織

銀行法は金融方式を再編成する目的で1968年1月、共和国独立以来最初の金融規則として法制化された。共和国の中央発行銀行であるインドネシア銀行は直接又は間接に6つの国立銀行、国立開発銀行及び市中銀行の指導を行っている。国立開発銀行は中長期貸付けを行い国立銀行は短期貸付を行っている。然し傾向としては長期貸付けは国立銀行でも同様行われるようになって来ている。

貸付政策

預金の貸出しに対する割合は増加しつつあり1969年9月では約40%である。インドネシア銀行は国立銀行に対しその資金を解除する際、政府関係の事業に対しては、その手持資金に従い合計金額の60%を貸付けるよう割当目標を与えて指導している。又製造部門及び輸出入部門に付てはその目標を夫々50%及び20%とするよう勧告がなされている。

利 息

金利は高く、貸付け金利は5ヶ年計画の優先順位に従って1ヶ月当たり1.0%から2.5%となっており又ぜいたく品及びサービス関係の商売に付ては2.0%から4.0%となっており。定期預金に対する利子はルピアの貨幣の国際交換市場に於ける安定を狙って1968年に月額2.0%に引上げられた。然し市中銀行の金融上の費用の上昇は民間資金を市中銀行から国立銀行へ誘致する結果となり、国立銀行はインドネシア銀行から利子支払の為受ける補助金を満喫することになった。

市中銀行

此の共和国にあって特異な存在は地方自治団体に所属する諸銀行である。夫等の業務には通常の銀行業務の他に種子等の類の貸付け及び収穫の集収を含んでいることである。

10. 輸 出

1966年以来共和国の輸出は順調に増加しつつある。1970年及び1971年のデータは欠けているが、その増加は今日迄続いて居り又将来も引続いて延びるのであると考えられている。

共和国の輸出は合計金額の60%乃至70%を占める3品目、石油、ゴム及び錫の生産にその大部分を使っている為単一栽培的要素を持ち易い。此の傾向は1971年度に於て、原因価格の上昇に伴い益々強くなると信じられている。

11. 輸 入

外国為替の資源

輸入の変動は明らかに経済の景気不景気に影響している。輸入に対する需要は大きい。然し輸入金額は外国為替の入手状況に依り決められていた。従って1967年迄は輸入金額は大きく変動して居たが、これは生産品の輸出を通して入る外国為替の増加と負債の支払に依る減少と云ったものに影響を与えていた。今日では外国為替の大部分は援助及び外資の投資に依り供給されている。

第Ⅳ-18表 輸出の構造

(単位 100 万弗 FOB 建て)

	1966	1967	1968	1969 (推定)
石 油 ※	215	244	303	358
グループ A	376	363	377	399
ゴ ム	223	189	175	197
錫	31	32	49	60
コーヒー	33	45	44	45
コ プ ラ	15	18	40	31
椰 子 油	30	28	25	25
椰 子 肉	7	4		
煙 草	24	29	30	30
胡	13	18	14	11
グループ B	114	66	82	92
超過価格 ※※	—	96	110	131
誤 り	9	—	—	—
合 計	714	769	872	980

資料：1969 ECAFE アジア及極東統計年鑑

※ 石油の輸出入は政府機関である PERTAMINA に依り統制されて居り、政府に依る外国為替の圏外に置かれる特権を持っている。此の意味に於て石油は他の輸出入品とは別扱いされている。他の品物はグループ A とグループ B に分けられて居る。グループ A は伝統的な 9 輸出品目のゴム、錫、コーヒー、コブラ、椰子油、椰子肉、煙草、胡及びダイヤモンドでグループ B は他の全ての品目を指す。

※※ グループ A 及び B の品目には最高価格が決められている。最高価格を上回る外貨受領は DP (超過価格) と呼ばれている。

最近の傾向

食料品は主な輸入品で、1968年には全輸入額の凡ど半分を記録している。1969年においては投資目的の為の資材及び機械の輸入が大きく増加し、一方食品の輸入は1968年の農産物の歩止り向上により減少した。この1969年に現れた傾向は将来何年もの間続くであろうと予想されている。IBRDに依る想定では資材及び資本商品の輸入は1970年にはその前年に比較して48%増に達するものとしている。

第IV-19表 CIF建ての輸入構造

(単位百万米弗)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969
消費物資	298.8	230.6	304.6	322.2	456.0	305.0
資材	174.0	226.6	183.9	238.7	320.0	425.0
資本商品	229.0	220.8	200.0	173.8	145.0	195.0
合計	701.8	738.0	688.5	734.7	921.0	925.0

資料：IBRD

開発関係予算に依る資材及び機械の全ての輸入は輸入税及び関税を免除されている。

12. 国際収支

現在の物品及びサービス面に於ける赤字は1960年以來の慢性的なものであるが、これについては運輸に於ける大きな赤字に依るもので、これは外部との貿易の増加に伴い将来共続くものでありと考えられている。その上農業及び製造業双方の生産品の不足に依り輸入に対する需要は大きい。

外資による投資が導入され輸入代替品の生産品を増加するよう計られている。巨額のプロジェクト援助金は下部組織の立て直しをめぐして使われている。目下の赤字は現在の所援助資金、及び将来労務提供支払による負債のワク内で受取っている外資による投資により置き換えられている。

外国為替レートは最近米国の10%輸入過徴金をかけると云う宣言の後、378 Rp対1米弗から415 Rp対1米弗に引き下げられた。

第N-20表 国際収支

(単位：百万米弗)

	1963	1964	1965	1966	1967	1968
物品及びサービス	-228	-230	-248	-132	-282	-251
輸出入 FOB	54	42	24	110	-35	41
運輸	-47	-52	-79	-88	-99	-109
投資収入	-98	-93	-95	-47	-63	-78
その他	-137	-127	-98	-107	-85	-105
民間資本	10	25	18	34	84	26
公的な送金支払 及其他資本	113	103	253	96	219	217
資金の移動	142	88	12	11	9	12
IMF資金	20	-	-	-	-14	15
短期負債	60	50	-	6	9	-3
短期資産	54	5	12	5	14	-
金保有	8	33	-	-	-	-
誤及び脱落	-37	14	-35	-9	-30	-4

資料：ECAFA 1969年版，アジア及極東統計年鑑

13. 国家予算

1967年以降，国家予算は一般予算及び開発予算から成っている。一般歳入は主として税収から成っている。所得税は15から50%の累進とし，被課税者にはRp 24,000，妻Rp 18,000及び扶養者1人当りRp 6,000の控除が認められている。輸出税は外国為替銀行を通じて徴集される。石油部門からの歳入は生産が増加するに従って増加する。非課税利益には国家企業及び中央銀行のあける利益及び外国為替資金からの利益を含めている。自治体の支出への補助金の大部分を含めて，人件費の合計支出は非常に大きなものである。

もう一つの資金は開発予算の重要資金源となっている。金額的には少ないが，1969年以来一般予算からの剰余金は開発予算の他の資金源として振替されて居りこれは共和国の最近の健全財政を裏付けている。

第N-21表 1970年度国家予算

(単位10億ルピア)

	予 算	業 績
一般歳入	320.5	344.4
所得 税	117.1	121.4
所 得 税	13.2	13.3
法 人 税(非石油)	21.2	20.6
法 人 税(石 油)	61.5	68.5
源 泉 税	20.9	18.8
そ の 他	0.2	0.2
家庭消耗税	96.4	90.1
販 売 税	19.0	16.5
国内消費税	39.5	37.6
その他の油脂税	33.6	31.6
雑 税	4.3	4.1
国際貿易上の税	104.5	123.2
輸 入 税	78.0	75.0
輸入品に対する販売税	19.5	22.9
輸 出 税	7.0	25.3
非課税歳入	2.6	9.7
一般会計予算	283.4	310.7
人 件 費	119.4	137.5
資 材 費	69.4	58.9
自治分野に対する補助金	53.2	76.5
負債業務支仏	31.4	26.1
その他の一般予算	10.0	11.7
開発予算財源		
一般歳入	320.5	344.4
一般支出	283.4	310.7
一般予算の剰余金	37.1	33.7
相手予算からの振替え	45.6	73.2
会計ルピア開発財源	82.7	106.9

14. 要 旨

共和国の過去に於ける経済活動は5ヶ年計画に次の様に約言されている。“過去10年間に於ては経済は政治の召使いであった。合理的な経済原則は無視されていた。国内及び外国の財源は浪費された。その直接の結果は極度のインフレを伴う経済の疲弊でこれは益々深刻の度を加えている。不足は食料繊維、生産に必要な道具、交換部品、原材料といった数多くのものに感ぜられている。灌漑系統、農園、鉱山、工場、道路網、電気、飲料水、鉄道、飛行場、港及び電話通信施設は全ったくと云って良い程放置されている。”

今日ではベンボングナン内閣（開発内閣）は、IMF、IBRD及び世界の先進諸国の援助を得て此の最も苦勞の要る仕事を大変な努力をしながらこの国を建て直すことをやっていると言つて過言でない。今日迄にその目標は相当程度迄達成せられている。

共和国の法体系は習慣法に基いたもので、これは協力的社会にあって民主的経済を保存することを保証する経済体系を創り上げようとする原則に沿って形造られ又編成せられたものがあります。此の協力的社会は15世紀のポルトガルの侵寇をさかのぼって遙か昔から既に存在していたものである。憲法も亦、経済はその全体が、アサス・テケルアルガン（協力的社会の大原則）に基いて、一つの共同企業として組織されるべきであるとしている。協力的社会は農村社会の一個の小さな単位から発達して来たもので、その大原則は田園生活を未だに支配している。

有利な自然環境に置かれている事から見て、この農民達は若しそこが今のように過剰人口でなかったとしたら金持ちになっていたことであろう。然しながら部分的に貨幣の流通の圏外に置かれている為、その田園地域に於ける生活水準は統計の数字に表わされている程低いものではない。然し此の事は近い将来に於て製造業に依る製品の国内需要の増加を抑制することになるであろう。

小規模な農業は自然の災害に犯され易くこれは特に近代設備を備えていない時甚だしいのです。洪水はジャワでは始終ある。1963年の農業国勢調査ではジャワの農民の59%が自分の土地を持っているとしていた。然し、K. J. ペルワァーに依り行われた西部ジャワの調査に依れば全体の92%の農民は小作人であるか被庸農業労働者であることが明らかになった。即ち44%は土地を持たず、25%は村の共有地を耕作して居り23%は僅か1ヘクタールに満たない土地しか持っていない。ジャワの農民達は彼等の土地を借金のカタに取り上げられてしまった事は直ちにうなづけることであろう。

1960年に布告第19号が発令されてからは商品及び資本の潤滑的な流通方式を建てる事が急務となって来た。開発予算の大きな部分が運輸施設の復興に割りふられた。又次に大きく期待されているものとして教育の高揚がある。これは全ての経済活動の原動力であり、これに依り国家経済の大きな増長が出来るものとしている。

第Ⅳ－22表 1960年度一定市場価格に於ける国産品全体の支出

(単位：百万ルピア)

	1963	1964	1965	1966	1967	1968
個人の消費に依る支出	345.0	347.7	356.0	350.8	381.7	401.7
政府全般の消費支出	34.0	40.0	29.0	40.3	36.2	36.2
国内資本総計	30.6	34.8	36.2	40.7	33.2	47.2
輸入品及代理人を含まない サービスを引いたもの	47.5	51.7	47.5	45.5	58.3	68.9
一定市場価格に 於ける国産品全体	410.8	425.3	429.9	441.9	448.3	477.8
国の収入 ※	358.2	370.8	374.9	385.1	390.9	416.7

※ GDP 一定価格の指数に依り作成

V 将来の経済成長

人 口 : 共和国内 1 億 2 千 400 万人(1970)

年間(推定) 成長率 2.5 %

国内総生産 : (推定) 1 人当り米弗 90. (1970)

US \$ 1.00 = Rp 378

中央統計局に依る調査に依れば前年度に比較して一定価格に於て 1969 年には国内総生産の成長率は約 5 % である。 余り信頼頼できないデータながら、これに依ると 1970 年度の国内総生産の成長は 7 から 8 % であるとしている。 これは農業、工業、及び建設の大きな成長を観察したものと思われる。

経済の成長

政府に依り検討せられている将来の計画に依ると、1970 年から 1980 年の期間に 7 乃至 8 % の国内総生産の成長が此の国の経済に最も適した成長率であると予想せられて居り、これには鉱業及び工業を部門的な形態で 1970 年には 15 % から、1980 年には 20 乃至 25 % の増強が見られるが、一方農業部門に対する重要性がパーセンテージの上で落ちるものと期待される。資本投下は当然のことながら国内総生産の構造に変化を及ぼす程度迄助長されるものと期待される。投資額は GNP の約 10 乃至 20 % 程度で、これには財源の不足を補う為海外援助を仰ぐことになるであろう。

電力部門の成長

第 1 次 5 ヶ年計画、1969 年～ 1973 年にあっては、電力部門の計画には約 3 億米弗の支出が見込まれて居り、此の大部分は海外援助に依るものである。此れに引続いて 1974 年から 1978 年の 5 ヶ年には電力部門の予算に依る支出は大凡 4 億乃至 4 億 5 千万米弗と見積られている。更に、それ以降の将来には電力部門では更に増強がされるものと期待される。

予算支出の現行レベルは将来の電力需要及びその成長を考えると低過ぎるように思われる。一人当りの年間生産量、1970 年に共和国にあって 16 kwh を ECAFE 地域の開発途上国の 100 kwh と比較するとこれはこの地域での最低で、これは共和国の電力産業の施設が貧弱であることに起因している。

VI 発電エネルギー

1. エネルギー源

石 炭

共和国はアジアに於て印度に次ぐ第2の大きな瀝青石炭の埋蔵量を持っていながら、年間石炭採取量は第2次世界大戦以降急速に落ち戦前の採炭量、年間200万トン迄戻っていない。労働賃金の著しい上昇、需要の減少及び自動化を先づやりそうにも無い事の爲石炭の価格は相当高くなる事が予想される。安いコストで絶えず大量生産することや石炭を一定して消費することは先づ期待出来ない。

原子力用燃料

まだ完全な調査が行われたわけでは無いが、インドネシアはウラニウムの埋蔵量が大量にある所だとは考えられていない。天然のウラニウムは世界市場で何年も売られて来ているが、含有量の高いウラニウムは限られた山で一定の条件のもとに於いてのみ得られるものである。此の原料支給は国際原子力委員会又は2国間協定に依り行われるようになっている。今日の世界の傾向としては、発電原子炉及び燃料周期に適合する使用が薦められている。

地熱エネルギー

火山島であるジャワは地熱エネルギーを利用する可能性を持っている。長期のエネルギー開発の一環として調査を進められることになっている。夫れ故、地熱蒸気の商等利用がはっきり定義付けられる迄、経済的な評価は不可能である。

水力発電

山岳地帯へ多量の降雨があることを利用して共和国の水力発電源は、電力の需要の増加に沿って過去に於ても又現在も開発せられている。一方、食料品の不足、特に米の不足は共和国の切実な問題となっている。そこで5ヶ年計画では此の問題解決に第1の優先権を与えている。従って河川流域の開発を行って灌漑方式を改良し同時に洪水を防止する等大きな期待が寄せられている。この開発を経済的に行う為、水力発電を備えた多目的プロジェクトが数ヶ所で進行中である。

此の他に共和国の電化を促進する為、数ヶ所に於て小型水力発電所が建設中である。従って共和国の水力発電は色々な角度から検討されているのである。

燃料用油脂

原油の生産に於ては共和国は世界で第12位、アジアで第1位である。空気の汚染及び生態学上の必要性から、共和国で生産される硫黄分の低い原油は世界中の消費者の注目を集めることになり、又これに伴う需要の増加が認められて来た。

1970年には共和国は1日当り849,000バレルの原油を生産した。この分ら1日当り621,000バレルが輸出された。1970年に行われた見積りに依れば、国内消費は1日当り135,000バレルで、これは全製産量の16.3パーセントに過ぎない。

石油埋蔵量	18,000,000,000バレル	※
石油生産量	416,000,000バレル/毎年	※
天然ガス埋蔵量	65,000,000,000立方米	※※
天然ガス生産量	1,620,000,000トン/毎年	※※

※ 1970年後期に於て行われた調査に依る。

※※ 1970年7月に行われた調査に依る。

第VI-1表 原油の需要及び生産量

	1965	1966	1967	1968	1969	1970
生産量						
年間100万吨	24.3	22.8	25.4	29.8	36.4	41.6
日産1000バレル	485.0	455.0	512.1	600.3	742.5	849.0
需要量						
年間100万吨	7.9	6.1	5.7	6.5	6.2	6.8 (推定)
日産1000バレル	158.0	122.0	113.0	130.0	124.0	135.0 (推定)

1971年2月に原油の価格を上げたOPECの諸国に次いで、政府はその原油の値段を1バレルに当り米弗0.51上げこれに依ってFOB価格はバレル当り米弗2.21に上りました。

油の生産は政府所有の機関であるパターミナに依って指導されて居り、この機関がその採掘、生産、精製、輸送及び小売販売の業務を行っている。

第VI-2表 共和国に於ける石油の価格

(1バレル当りのルピア価格)

残余分燃料用石油	6.8
陸上用重油	8.0
高速ディーゼル油	12.5
灯油	10.0
ガソリン(普通)	24.0

第Ⅶ-3表 東部ジャワに於ける石油輸送費

(1ℓ当りのルピア価格)

行 先	輸送機関	価 格
ベラック(熱)	船	0.25
ンガゲル(重油)	船	0.25
バンニューワング	列車	2.20
シツボンド	列車	2.10
ヂェンパー	列車	1.90
マディウン	列車	1.80
ルマジャン	列車	1.60
マラン	列車	1.20
マドラ	トラック	2.63
パチタン	トラック	3.20

2. 全般的評価

石 炭

石炭燃焼に依る火力発電所は炭坑関係の分野で就職の機会を与えることになる。然し石炭燃焼火力発電所と云ったプロジェクトを考える場合次の諸条件を充分考慮に入れる必要がある。

- i 発電所に於ける燃料費が他の燃料に比較して妥当であること。
- ii 少くとも火力工場の耐用年月中石炭の安定した生産及び供給が保証されること。
- iii ボイラーの設計基準に合った石炭の安定した化学成分が充分に守られること。(炭坑に於ける石炭の掘出し及び品質管理には高度な技術水準を必要とする)

此の共和国に於て石炭の生産が年々減り又近年価格が上って来ていることは、石油に比較して石炭が発電に使用する価値があるかと云う点で否定的な根拠となっている。

然も石炭火力発電所は通常油燃焼発電所に比較してその建設費がその他の石炭積みクレーン、コンベア及びクラッシャーを含て約2割高くつく。石炭は火力発電所の燃料としては経済的な見地から石油に比較して遙かに劣る。夫故若し石炭がその土地で産出したにしても、石炭は先づ火力発電所の燃料として使用されることが無いことになる。

タンジュング・プリオック及びタンジュング・ベラック発電所のように石油と石炭の併用は発電所が石炭及び石油を両方燃す余分な施設を備えねばならない点で良いとは考えられない。

原子力燃料

現在の共和国に於ける電力工事の状況では長期開発計画の場合でも原子力燃料は考慮に入れることが出来ない。

原子力燃料は海外から輸入されねばならず政府としてはその価格の決定に対してこれを左右することは出来ない。然るに石油はその土地固有の産物であり共和国には豊富に存在している。又原子力発電の価格は石油の火力発電に比べた時それ程魅力的なものではない。原子力発電所は石油を燃料とする発電所と競争出来るようになる迄には相当な改良が必要とされる。

商業ベースで考えた時には原子力発電の最小単位の容量は500MWで、若しこれがジャワの現在のシステム（現在では350MWのシステム容量）に取り入れられたとすると、予備として他の何かの燃料を使いもう1つの500MW容量を持つものを備えなければならない。それは原子炉の定期保守及び燃料の補充には相当の時間を要するからである。商業ベースの原子力発電所はジャワのシステムとしては容量が大き過ぎ、又多額の先行投資を必要とする。

水力発電

電力産業が電力の需要を満す為には水資源は石油と同様に重要である。然し水資源は灌漑目的や工業や都市へ給水され住民の生活や水準を向上するに役立つよう利用されねばならない。従って水資源の開発は、その利用法開発の割り振りを充分考えた上で多目的のプロジェクトと云った形で計画されなければならない。小型水力発電も水資源のもう一つの利用方法であるが、これが経済的にあうかどうかは疑問である。

燃料用油脂

共和国は大きな石油埋蔵量を持ちその生産は増加しています。石油の輸出も同様に増加して居りこれは外国為せの主な財源であります。然しながら国内消費は低いまま来て居り、石油精製能力は過去10年に亘って工場稼働率8割として日産260,000バレルである。工業化が進むに連れて石油の消費は増加する。特に共和国に於ては電力工業の増大は益々多くの石油を必要とする。

より安い電力を供給する為には巧く組織された燃料油脂の流通機構を必要とし、この報告書の範囲には燃料用油脂の価格構成は含まれていないが、早急に石油の流通機構を修正し、強化することが望ましいと考える。

燃料用油脂の価格には数量による価格低減がない。電力会社はその発電用の燃料油脂を町の小さな店と同価格で買っている。これは経済の原則から云って全くおかしい話である。電力産業は公的な機関として燃料用油脂に対し数量値引を受ける特権を当然与えられるべきであ

る。北の国の工業化に大きな貢献をするのであろう所の発電工業の成長を助成する意に於て、此の点に付て然るべき考慮が払われるべきである。

貧弱な陸上運輸に原因する燃料用油脂のとてつも無く高い輸送費は奥地に現在ある重油を使っている発電所を操業停止するにいたらしめているが、これは燃料用油脂が安価に得られるもっとも大きな火力発電所から送電線で結ぶことによって置き換えることが出来る筈である。

VII 東ジャワの電力事情

1. 概要

インドネシアの電力事業は、Ministry of Public Works and Electricityに属するPLNにより行なわれている。PLNはジャカルタに本部を置き、インドネシア全域を15の区域に分け運営しており、東ジャワは第9地域に属している。ここは15の配電所を持ち、既設電力設備の運転、保守、営業の他配電設備の拡張新設にも当たっている。その供給区域は 48×10^8 平方キロメートル、人口は1970年で27百万人と推定されジャワ島の1/3を占めている。送変電設備工事、及び水力建設工事については、この区域と並立して作られたProject Officeが工事を実施している。PLNの組織図は表7-1に示した通りである。

東ジャワの電力供給はスラバヤ、マラン市を含むカリコント系が主体で、これにマディウン市周辺のマディウン系、その他いくつかの単独小系から構成されているが未だ連系されておらず、孤立した運営が行なわれている。1970年の需要数は207,000契約kVAは136,000kVAである。電化率はスラバヤを除き極めて低く、東ジャワ平均4~5%の水準にある。

1970年の発電電力量、及び販売電力量はそれぞれ 421.322×10^6 kWh、人口1人当たり16 kWh~12 kWhでは概インドネシアの平均値に近い。この16という数字は、エカフェ地域の国々の平均100 kWh/Capitaに比較しても非常に低位にあり、したがって、今後の電源開発が期待される。

上記の販売電力量のうち、86%がカリコント県で消費されており、マディウン6%、その他8%となっている。スラバヤ市は東ジャワの50%の電力を使用し、東ジャワ産業経済の中心地であることを示している。

販売電力量の居住、産業、商業の割合は1970年において77:17:6の割合で、家庭用電力の比重が圧倒的に多く、産業用は産業化が遅れているのに反映して少ないのが目立つ。但し、大規模産業の多くは、従来の電気料金制度が産業用に対して好意的でなかったため、自家発電設備を備えているので実際の産業用に使用される電力の割合は、上の数字をかなり上廻るだろうと予想される。(IX-4.3参照)

東ジャワにおける電力需要の伸びは、過去におけるインドネシアの経済政策の低迷、インフレの悪化、及び電力の供給、流通設備の不足からはかばかしいものを見せていない。しかし、スハルト政権により政治、経済の安定化が行なわれ、経済再建5ヶ年計画がスタートした1968年を境に電力需要も上昇傾向に転じ、1968年から1969年、1969年から1970年には年増率それぞれ7.14%を記録した。従って、今後も政情が安定し、外国援助を軸とする経済開発が積極的に押し進められるならば、かなりの電力需要が期待され、これに応じた電力設備の

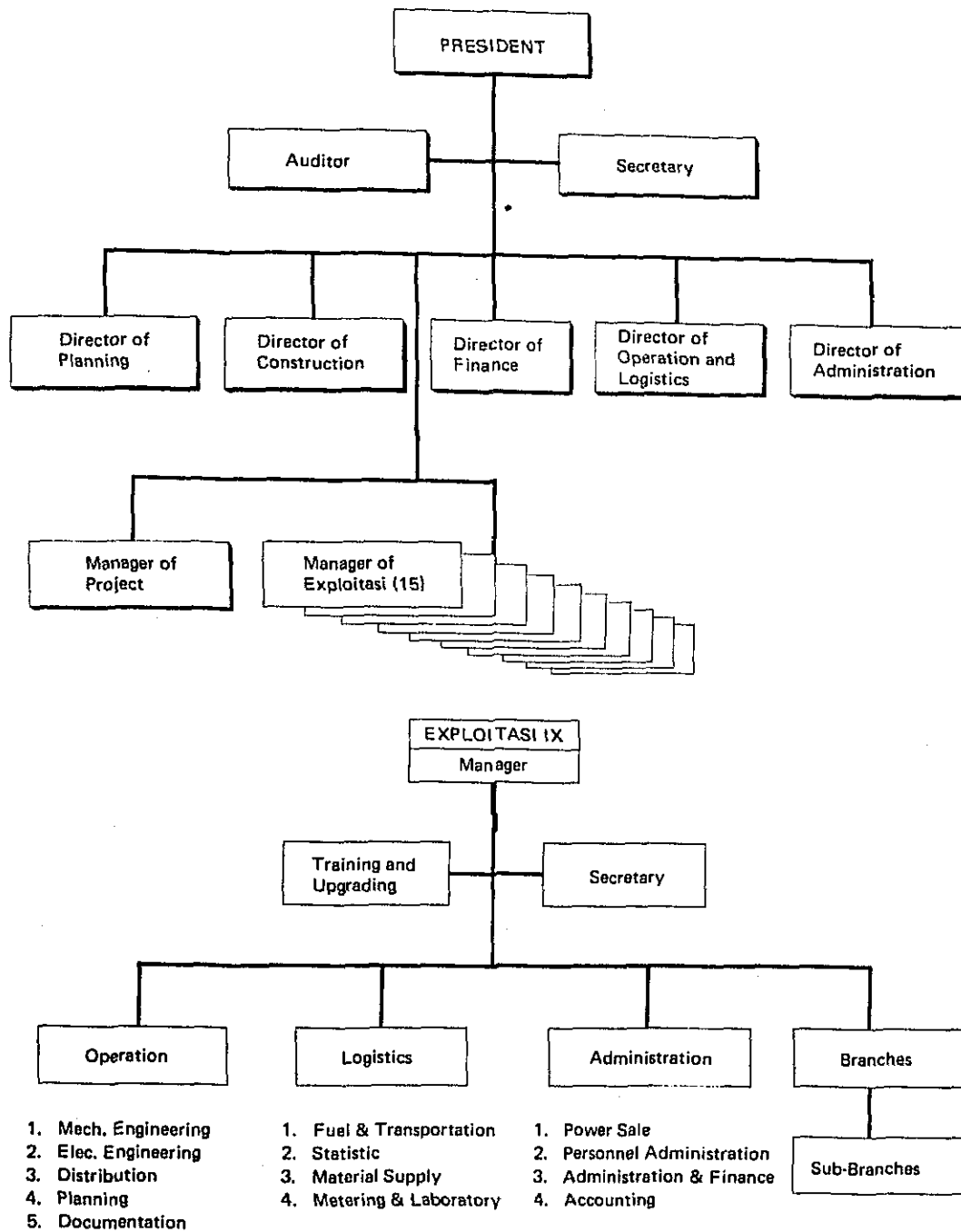


Fig. VII-1 ORGANIZATION CHART OF PLN

拡充が必要とされるであろう。

2. 電力供給設備

2-1 発電設備

カリコント系統

東ジャワの発電設備を表7-1に示す。

1970年末の総設備出力は113MWであり、インドネシア全体の20%弱をしめており、水力、火力、ディーゼルの構成比は40:45:15である。

カリコント系の主な発電設備は、1964年に竣工したベラック火力、及びカリコント河のマンダラン及びシマン調整池式水力発電所である。マンダラン発電所は1930年始めに建設され、その後増設されて設備出力は23.8MWあるが、主機4台のうち1台は予備機として設備されており、取水設備、導水路等は3台分相当に設計されている。従って、最大出力は設備出力をかなり下廻る。シマン発電所も同様の設計で、マンダラン、シマン両発電所の可能最大出力は、設備出力33.8MWに対し約25MWとなっている。他にスングルー水力発電所(2.6MW)があるが、灌漑を主目的とした発電所で、乾期に主として発電する。カランカテスの貯水池が完成すると水没するので、1973年に廃止される見込みである。マンダラン、シマン両発電所はその上流に工事中のスロレジョ貯水池が完成(1973年予定)すると、発生電力量が約31.4 Million kWh増加される見込みである。使用されているディーゼル発電所は、いずれも老朽化していて、現在はピーク用にこの系統のDependableピーク容量は81MW、年間発生電力量は 415×10^6 kWhと想定される。ベラック火力発電所は1964年運転を開始したが、1955年以降カリコント系統に新設された唯一の発電所であり、又、東ジャワ唯一の火力発電所でもある。

系統に調整能力のある発電所が少ないため、負荷の変動に応じた運転を行なっている。この発電所は、最初石炭燃料も可能な様設計され、その設計もされているが一度も使用されたことがなく放置されていて、現在はほとんど重油焚きとなっている。

マディウン系統、その他

マディウン系統ではギリンガン、ゴラン両水力発電所が主で、これに灌漑用のゲベル発電所がある。

カリコント系の水力発電所と同様、設備は老朽化しており可能最大電力は4MWしか期待できない状態である。その他の地域の発電設備は全てディーゼルエンジンによるもので、平均出力200kWの小容量機で構成されている。以上の様に、東ジャワ電力系統の発電設備は一般にか

Table VII-1 GENERATING CAPACITY

	Kalikonto System				Madiun System				Others		
	Power Plant	Installed Capacity (kW)	Dependable Peaking Cap. (kW)	Annual Energy Production (million kWh)	Power Plant	Installed Capacity (kW)	Dependable Peaking Cap. (kW)	Annual Energy Production (million kWh)	Installed Capacity (kW)	Dependable Peaking Cap. (kW)	Annual Energy Production (million kWh)
Hydro		36,400	25,000	138		7,900	4,100	22			
	Mendalan	23,000			Giringan	3,200	1,800				
	Siman	10,800	25,000	120	Golang	2,700	2,300	22			
	Sengguruh	2,600	—	18	Ngebel	2,000	—				
Thermal		50,000	50,000	285							
	Perak	50,000	50,000	285 †							
Diesel		9,200	5,500	10		2,100	1,100	3	7,000	6,500	30
	Ngagel	8,000			Madiun	2,100	1,100	3			
	Malang	1,200	5,500	10							
Total		95,600	80,500	433		10,000	5,200	25	7,000	6,500	30

† Plant Factor: 65%

なり古く設備されたものであり、それらに続く設備の新增設が行なわれていない。そのため、これら発電所の運転保守はかなり良い水準で行なわれてはいるが、予備品の不足、設備の老朽化はいちじるしく、又、古い設計基準のため、設備出力に対する可能発電電力はかなり減退している。

スロレジョおよびカラカテス水力発電所

東ジャワでは、現在スロレジョ（別名カリコント）及び、カラカテスの2つの水力発電所工事が進行中であり、それぞれ1973、1974年より運転開始できる見込みである。これらは当初3-Kプロジェクトの一環として、日本からの賠償工事として着手されたが、1965年インドネシアの政情、経済情勢の不安定により一旦中止され、1968年円借款により工事が再開された。スロレジョ・プロジェクトはマンダラン、シマンの既設発電所の上流に建設される洪水調節、灌漑用水、発電の多目的プロジェクトである。発電所は出力4.5MW年間発生電力量は下流増を含めて $55 \times 10^6 \text{kWh}$ と想定されている。1971年9月現在、ダム工事は終り、1973年末には運転開始ができる見込みである。カラカテス・プロジェクトはブランタス川総合開発の中心的プロジェクトで、スロレジョ・プロジェクトと同様の多目的開発である。貯水池は有効貯水量 $253 \times 10^6 \text{m}^3$ を持つ。発電所は最終出力105MW（3ユニット）のうち、2ユニット70MWが1期工事として現在工事が進められている。ダム工事は1971年中にはほぼ完了し、1972年には湛水が開始されよう。発電開始は1973年中に行なわれる見込みである。カラカテス発電所1期工事の完成により、東ジャワの電力系統に年間 $340 \times 10^6 \text{kWh}$ の電力が供給される。これは既設設備による供給電力量の60%アップに相当し、これを契機として今まで供給力不足から抑えられていた需要は急激な増加を示すものと考えられる。

ディーゼルおよびガスタービン発電所

カラカテス・プロジェクトが完成する前の1972、1973年の電力不足に対処するため、PLNは1970年より1973年までにディーゼル発電所48MW及びガスタービン発電所12.5MWを設備する計画である。ガスタービンはバレンバンより1972年半ばに移設する予定であるが、詳細は未定である。

2-2 送変電設備

東ジャワの送電系統は、カリコント系統、及びマディウン系統の2つがある。その概要を第Ⅶ-1表、FigⅦ-2表に示す。

カリコント系統はスラバヤ市内のベラック火力発電所、南部のマンダランおよびシマン水力発電所を結ぶとともに、主要需要地であるスラバヤを初め、パスルアン、マラン、モジョケル

トを結ぶ70kVのループ系統と、これに連系される30kV系統から成っている。30kV系統は中央部のクデリ、ブリタール、及びマドゥラ海沿岸のプロボリング、レチェスに電力を供給している。一方、マディウン系統は、ギリンガン・ゴラン、ケベル水力発電所と需要地であるマディウン市とその周辺を結ぶ25kVの系統で、現在の最大需要が約4.5MW程度の小規模系統である。

送電線

主要送電線である70kV送電線は、ベラック、火力発電所引出し8.8km以外は2回線鉄塔を使用しているが、サワハン・ムンダラン間その他1部を除いて1回線となっている。

変電所

カリコント系統は、ベーターゼン・コイル接地系統でベラック発電所を始め、ムンダラン、シマン各発電所、サワハンおよびバンギル変電所にベーターゼン・コイルを設置している。古い変圧器は屋内式のものが多い。又、主要変電所の変圧器の大部分は、手動式負荷時タップ切換装置を設置しており、これによって電圧調整を行なっているほか、特に調相設備をもっていない。このために、運転電圧はかなり低い。例えば、バンギルおよびプリンピン変電所の運転電圧は65～68kV程度となっている。尚、変圧器のタップ幅は新しいもので79,800～60,200Vとなっている。

給電指令および系統運用

カリコント系の給電指令所はスラバヤ市内のPLN K支店内に簡単なものがあり、主要発電所に対する給電指令を行っている外、毎30分毎のデータの集収を行なっている。通建設備は無線電話と公衆電話によっているが、明瞭度が悪く充分ではない。

東ジャワ系統増強計画

最近の需要の増加に対応してカランカテスおよびスロレジョの2水力発電所が建設中であり、この電源線としてカランカテス―ワルⅡ線(150kV, 2回線鉄塔1回線架線, 110km)が建設中である。

又、系統増強工事としてカリコント70kV系の2回線化, 86km, 新設55km, カリコント, マディウン両系統連系計画70kV, 100km, が略決定されている外、需要増加に対応してサワハン―グレスック間の20kVから70kVへの昇圧工事が1971年中に行なわれる。

変電所工事としてはワルⅡ変電所は70kV系が略完成している外、ワルⅡ変電所150kV系の引込、電力コンデンサ(39MVA×2)の設置工事、新マディウン、プロボリングおよびグレ

シクの 70 kV 変電所の建設，需要増に対する 30 kV，25 kV 系統の増張が計画されている。

2-3 配電設備

配電設備の概数を第Ⅶ-3表に示す。現在の配電方式は高圧 6kV 低圧 127/220 V となっており，配電変圧器は一部に柱上変圧器が見られるが大部分は配電塔による大型のものを使用している。

6 kV 高圧配電線は大部分地下ケーブルであり，低圧配電線は架空を使用している。

配電設備計画として（配電ユニットを次の様に想定しているが，）現在の東ジャワに於ける平

	想定配電ユニット	平均配電ユニット
配電用変圧器	100 kVA・1 pcs	96 kVA
高圧配電線	600 m	740 m
低圧配電線	2,800 m	1,400 m

均配電ユニットは上表の通り，配電変圧器 96 kV，高圧配電線，低圧配電線はそれぞれ 740 m，1,400 m となっている。

なお，これらの設備は 30～40 年以前のもので老朽化しており，改善の必要がある。配電設備増強は 1968 年に 41 配電ユニット，1969，1970 年にはそれぞれ 67，32 ユニットが建設された。また，1971～1973 年に 100 ユニット/年の建設が計画されている。

第Ⅶ-2表 送電設備（1972年末）

	カリコント系統	マディウン系統	合計
送電線 (km)			
70 kV	323.0		
30 kV	205.7		
25 kV		57.0	
変電所			
変圧器容量 (MVA)	225.091	17.490	242.581
変圧器数	47 pcs	16 pcs	63 pcs

第Ⅶ-3表 配電設備(1970年末)

	カリコト系統	マディウン系統	その他	合計
配電線(km)				
高圧線	852.3	78.8	87.9	919.0
低圧線	1,316.2	187.8	236.4	1,740.4
変圧器				
容量	104.3	6.4	10.0	120.7
数数量	1,050	89	110	1,249

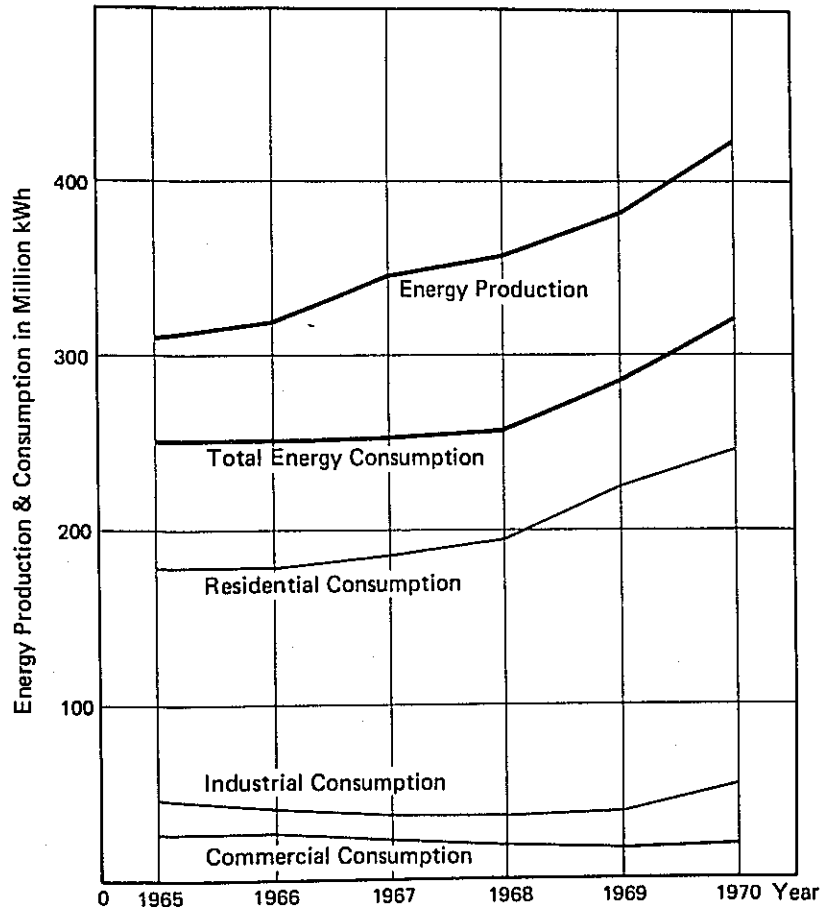
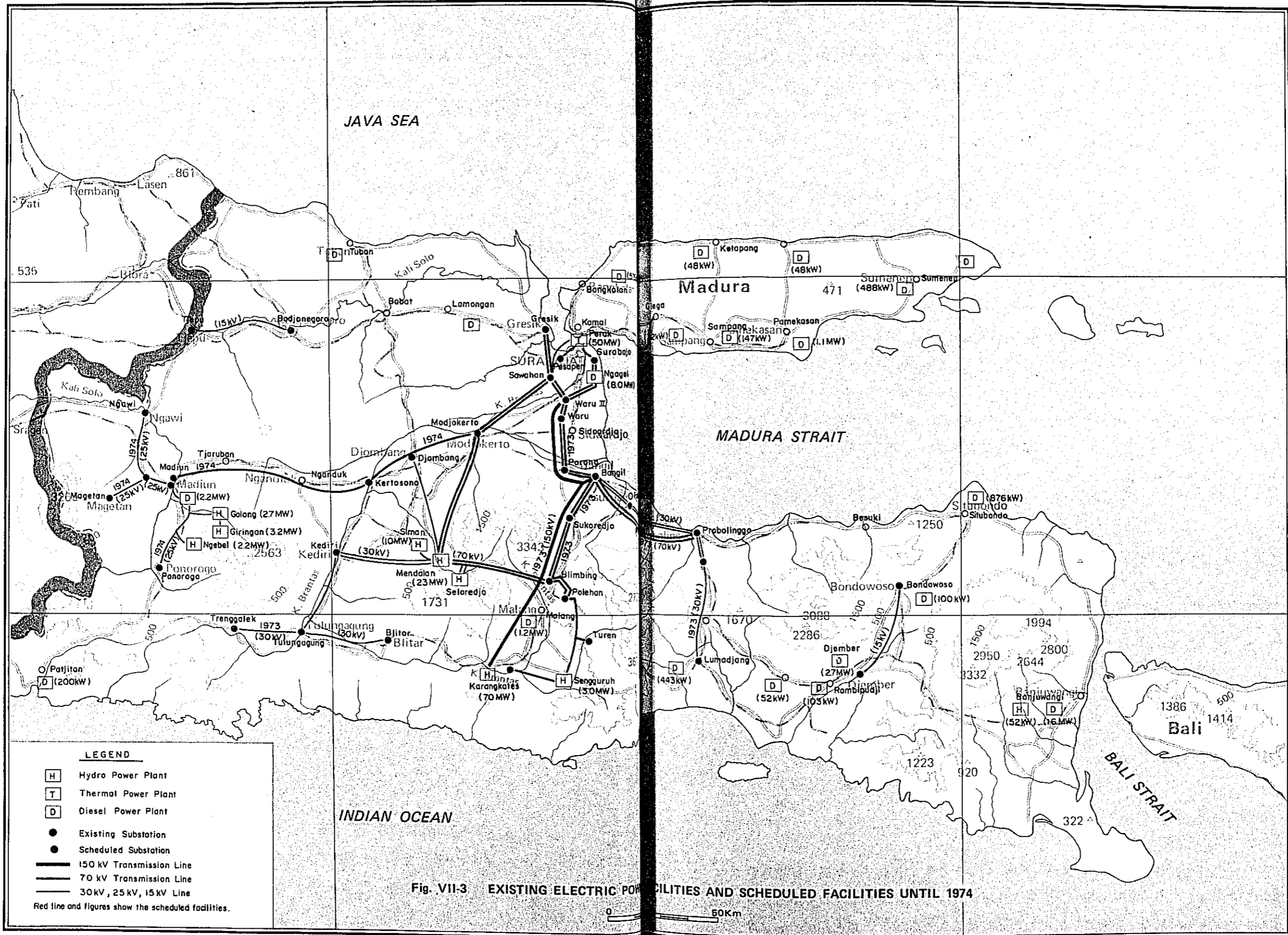


Fig. VII-2 ENERGY PRODUCTION & CONSUMPTION



3. 電力需給

1969年および1970年における東ジャワの各配電営業所別の販売電力量を第Ⅶ-4表に示した。総販売電力量は321.7百万kWhでありこれは1969年に対し8.8%の増加である。

地域別に見るとスラバヤ(北・南)、マラン、パスルアンの消費量が圧倒的に多く全体の80%近くをしめている。パスルアンは工業負荷の割合が各営業所中でもっとも高くスラバヤ-パスルアンを結ぶ工業地帯の中心地として発展するきざしを見せている。

1969年および1970年末の需要家戸数、需要家1戸当りの消費電力量及び契約VAを第Ⅶ-5表に示した。第Ⅶ-5表に見る様1970年の家庭用の1戸当り使用電力量は東ジャワ平均で1,250kWh スラバヤでは1,560kWhとでかなり高い水準にある如くに見えるがこの分類の家庭用需要の中には政府関係機関のU₁~U₃料金の適用を受けているものをも含んでいるためこれらを除いた純家庭用の需要家当りでは東ジャワ平均で880kWhとなる。契約VAの1戸当り平均は低く377VAで電圧127Vにおいて、3Aにすぎない。契約VAが低く使用電力量が比較的多いということは点灯時間が長いことを意味しこれは家庭用の需要家中定額料金適用需要家(S料金)の比率が高いことに原因している。工業負荷では200kVAをこす様な大口需要家は東ジャワ全体で35戸ほどでありその平均契約kVAは430kVAと非常に小規模である。これ以外の工業負荷は更に零細キボであるためその消費電力量も年間東ジャワ平均35,200kWhである。契約kVAは31kVAである。

最大電力

1969年及び1970年の最大ピーク負荷電力は下表の通りである。

(MW)

	1969	1970
カリコト系統	53.0	60.0
マディウン系統	3.7	4.0
その他	5.1	5.4
計	61.8	69.4

年間を通じて気温日照時間に変化が少いので年間を通じてピーク負荷電力は季節によって大きな差がない。

負荷曲線

FigⅦ-3およびFigⅦ-4にカリコト系統の1971年9月第1水曜日及び第1日曜日の日負荷曲線を掲げたFigより判る様にこの日負荷曲線は電灯負荷を主とする系統の典型的なものである。1日のピーク負荷は19時付近にあらわれ昼間は工業負荷の少いこと及びインドネ

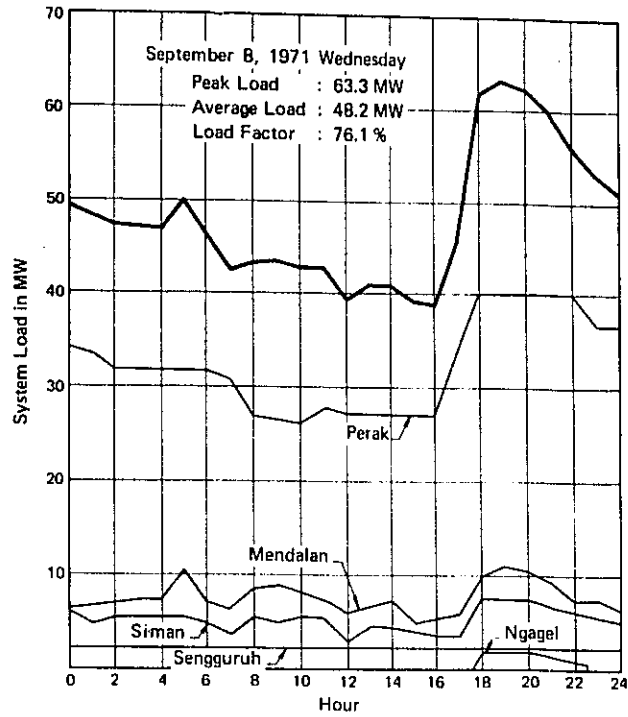


Fig. VII-4 DAILY LOAD CURVE OF KALIKONTO SYSTEM

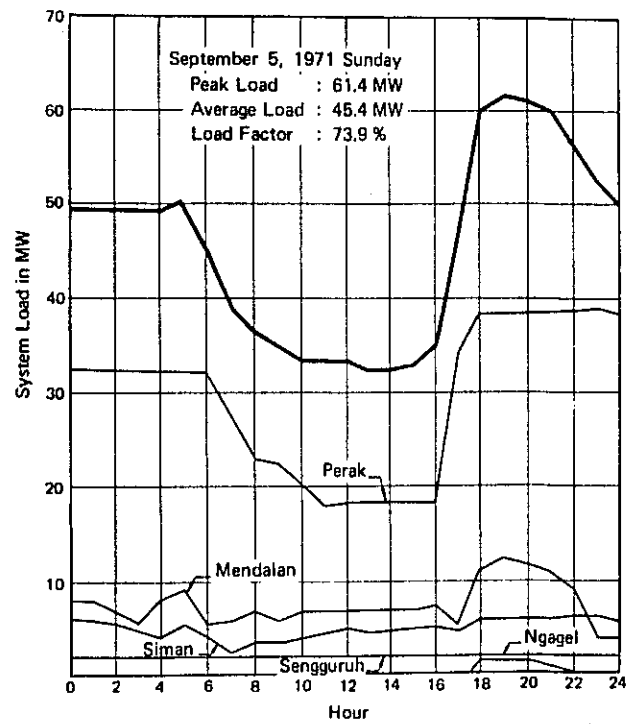


Fig. VII-5 DAILY LOAD CURVE OF KALIKONTO SYSTEM

Table VII-4 ENERGY SOLD

	<i>(million kWh)</i>											
	1969			1970			1969 / 1970 (%)					
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total
Surabaya	119.4	21.2	10.8	151.5	125.1	24.2	11.5	160.7	4.5	14.0	6.0	6.0
Malang	40.0	5.0	2.5	47.5	42.7	5.9	2.4	51.0	6.8	18.0	-3.4	7.2
Pasuruan	18.6	7.3	0.9	26.8	19.1	15.8	0.9	35.8	3.0	117.0	5.0	34.0
Kediri	14.6	2.7	1.3	18.6	15.2	3.6	1.5	20.3	4.5	31.7	17.7	9.1
Modjokerto	6.4	0.9	0.6	7.9	6.6	1.0	0.6	8.3	3.6	11.8	12.3	5.8
Madiun	15.0	2.4	0.8	18.2	15.4	2.5	0.8	18.7	3.0	3.1	-	2.9
Djember	10.2	0.4	1.0	11.6	10.6	0.6	1.0	12.2	3.3	45.5	0.8	4.7
Banjuwangi	4.1	0.6	0.3	5.0	4.4	0.6	0.4	5.5	8.0	2.2	15.1	9.6
Situbondo	2.4	0.2	0.1	2.7	2.5	0.2	0.2	2.8	4.1	6.3	9.5	5.5
Pamekasan	5.9	0.1	0.3	6.3	6.0	0.1	0.3	6.0	2.3	57.5	20.0	3.8
East Java	236.5	40.7	18.5	295.8	247.7	54.3	19.7	321.7	4.7	33.5	5.9	8.8

Table VII-5 NO. OF CUSTOMER AND CONTRACTED VA IN 1970

	No. of Customer (thousand)			Contracted VA/Customer (VA)			Energy Consumption/Customer (kWh)					
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total		
Surabaya	80.0	0.89	4.0	84.9	510	29,400	1,620	865	1,560	27,300	2,870	1,880
Malang	36.7	0.25	1.2	38.2	365	26,000	1,420	565	1,160	23,600	1,950	1,340
Pasuruan	15.6	0.12	0.53	16.3	300	65,500	1,260	800	1,220	135,000	1,720	2,200
Kediri	15.8	0.13	1.0	16.9	240	23,000	1,020	460	970	28,200	1,500	1,200
Modjokerto	7.1	0.10	0.39	7.5	220	81,000	1,040	370	935	10,200	1,620	1,100
Madiun	16.0	0.05	0.62	16.7	220	54,000	1,060	410	960	51,600	1,260	1,120
Djember	10.0	0.04	0.58	10.6	340	17,300	1,380	450	1,050	16,800	1,730	1,150
Banjuwangi	5.8	0.01	0.20	6.1	190	42,900	1,370	330	760	44,100	2,060	900
Situbondo	2.8	0.0	0.12	2.9	200	18,200	1,100	290	900	18,900	1,350	970
Pamekasan	7.1	0.01	0.20	7.3	200	11,100	1,020	250	850	8,220	1,730	890
East Java	196.9	1.5	8.9	207.4	380	31,300	1,400	650	1,250	35,200	2,210	1,550

ジャの労働時間が通常 14～15時までで終ることに原困して負荷が小さい。日の最低負荷は12時から14時に出ている。深夜負荷がかなり大きいことは定額需要家の多いことを示している。日負荷率は74～78%（年負荷率70%程度）等価ピーク継続時間は約4時間である。日曜日は工業負荷分だけ昼間の落ち込みが大きくなるが深夜及びピーク時は水曜日と殆ど変りない。マディウン系統もカリコント系統にほぼ同様の傾向を示している。今後定額需要家の割合が減少しmeter制をとる家庭用需要家がふえること、工業用負荷の増加がいちぢるしいことを考え合わせると、昼間の落ち込みがなくなり第2のピークがあらわれる様な日負荷曲線に次第に変っていくものと考えられる。

4. 電気料金制度

或る地域の電力需要は採用されている電気料金制度により大きく左右される。

従来よりインドネシアの電気料金制は負担力主義に基く社会政策的色彩が強く需要家の80%をしめる家庭用定額電灯に対しては極めて安く商業用工業用に対しては高率の料金を課して来ている。全体の料金水準はかなり安く従って原価水準を下まわり赤字は国からの補助金で賄っている。この様な料金制度の下では電力事業の健全な発展は望めないとして原価+公正報酬主義に基く料金制度を採用する様勧告されて来た。

1968年の料金改訂はこの原価主義へ接近の第1歩と云われているが、産業用の電力料金に多少の改善が見られるのみで上述の傾向は未だ継続している。

第Ⅶ-6表に1970年の第Ⅱ支店の需要家別電力料金収入及び電気料金単価を示した。

全需要家数の80%をしめるS₁料金の定額電灯需要家は平均契約VA 118に対し年間約700kWhの電力を消費している。このことは契約VAで使用したとすると1日16時間点灯していることになり定額電灯制の欠点があられている。このことは日負荷曲線にも反映されて居り深夜にも需要が落ちない原因となっており工業用負荷が少いにも拘らず系統の負荷率が高くなっている。S₁ Tariff平均売電単価は2.89Rp/kWh or 7 mills/kWhで平均6.88Rp/kWhまたは16.6 mill/kWhの1/2以下である。従って、1需要家当りの月支払い額は平均170Rp程度である。これに対し、K₁, K₂料金の商業用が平均単価の2～3倍の電力料を支払わされている。このため商業用負荷は過去において殆ど伸びをみせていない。

この様に家庭用需要家に対して電気料金は非常に安い一方では新規の需要家に対しては高額な工事負担金を課している。スラバヤ近辺の契約VA500VAの平均的家庭用需要家に対する例では

契約VA当り20Rp 500 × 20 = 10,000の他に

工事負担金のもの約40,000Rp 合計50,000Rp ほどかゝり、月の収入10,000Rp以下の多い東ジャワの住民にとっては大きな障壁となっている。

Table VII-6 REVENUE OF ENERGY SALES 1970

Tariff Schedule	No. of Customer	Consumption (thousand kWh)	Revenue (thousand Rp)	kWh/Customer	Unit Revenue	
					Rp/kWh	mill/kWh †
S-1	167,405	116,650	337,000	697	2.89	6.96
S-2	1,320	7,540	26,200	55,715	3.48	8.38
R-1	23,700	38,780	323,400	1,640	8.34	20.1
R-2	1,420	8,430	95,100	5,930	11.28	27.2
K-1	7,970	11,330	179,000	1,420	15.80	38.1
K-2	930	7,540	179,000	8,120	23.74	57.2
K-3	—	780	17,500	—	22.43	54.0
U-1	230	6,080	15,900	26,600	2.62	6.31
U-2	2,280	29,940	293,600	13,140	9.81	23.6
U-3	575	5,410	59,800	9,395	11.05	26.6
P & Ch	1,540	88,990	684,100	57,780	7.69	18.5
Total	207,360	321,470	2,210,600	1,550	6.88	16.6

† Conversion Rate: 1 US\$ = 415 Rp.

工業用負荷に対してはオフ・ピーク時には5.5Rp/kWhがピーク時には3倍以上の特別料金20Rp/kWhが適用されるため多くの工場では自家発電設備を有し、ピーク時にはPLNからの供給をやめ自家発電に切替えている。1970年より500kVA以上の大口需要家に対しては特別割引料金制が実施される様になった。1例としてレテュスの製紙工場(3,000kVA)に対する料金は、kWh当り5.5Rpの単一料金制でありピーク時間帯の高率料金適用は除外されている。この様な料金制度が適用されて行けば自家発電設備からPLN受電への移行が促進されよう。電気料金制度運用上の大きな問題に未収電力料がある。未収料金の発行された料金請求書(Bill)に対する割合は明確ではないが20%とも25%とも云われ大きな割合であることが想像される。未払いないしは支払い遅延の需要家は軍官庁関係に多い模様であるが、公平の原則にもとることであり早急に改善が急がれる点であろう。

インドネシアの電気料金制度は上の如き問題点を有する。これが対策として原価主義に基き採算点までの料金引上げ、定額制のメーター制への切替え、工業及び商業需要家の優過などが考えられる。電気料金制度全体の見直し改訂については現在フランスのコンサルタントにより実施されて居り、近いうちに報告書が提出される予定となっている。

VIII 長期需要の見通し

新しい発電，送電及び配電施設を設備するに当り，計画はその実際の設備より少くとも10年先を見て建てられるべきである。この計画には代替電源の諸費用，代替プランに於ける固定及び流動諸費用及びこのプロジェクトの資金をまかなう諸手続きと云ったものに検討並びに熟慮を払うべきである。

拡大しつつある経済の要望を満す長期計画に対しては，又特に発展途上国の場合のように重要な然も急速な変化が期待できる時にはその電力需要の長期見透しをその経済の予想される拡大に合わせた基準とするのが論理的である。と云うのは国家経済はその電力システムの成長と相互依頼関係によることが大きいからであります。その意味に於て電気エネルギーの生産と国家経済間の関係及び他の多くの国の経験を指針として生かすべきである。

1. 基礎

長期の予想は上記にふれた概念をあてはめることを主眼とする。1966年度の97ヶ国の1人当りkwh生産量及び1人当り総国内生産はグラフに依る表に図示されている。此の表から得られる関連性の示す所は1人当りのエネルギー生産の成長率は1人当り総国内生産の成長率を遙かに凌駕するが，前者の成長率は総国内生産のより高いレベルに在っては漸次低下すると云うことである。

2. 電気事業の現状

共和国の1人当りのエネルギー生産とその1960年度の市場価格に於ける1人当り総国内生産の間の相互関係は1960年から1969年に至る期間に経済活動が停滞していた事を示している。共和国は表に表わして見ると相当“平均曲線”を47kwh下廻っているが，これは“潜在電力需要”として考えることが出来る。他の言い方をすれば，約30kwh迄に相当する消費されるべき電力が“使用不能”の形で残されていると云うことになる。これは実際に，東部ジャワの多くの工場はP.L.Nからの電力の供給には頼っては居らず，彼等の自家発電の総合計容量は約130MWにも及んでいる。概算見積りに依れば此れ等の電力施設に於ける最大負荷は50M.W.であることが明白で，これは東部ジャワでP.L.Nにより所有されている全システムの最大負荷70M.W.とほぼ近いことが判る。

此のような状況は単に過去に於ける経済活動の不調及び現在も亦不調であると云ったことに原因しているだけで無く，もしよく検討して見ると，その他の国々が電力生産の成長が“平均曲線”から上下して偏向して行く原因となる共通した数多くの要因を認めることが出来る。

電力供給能力の不足

不幸にしてP.L.Nは電力需要の増加に足るその施設を拡大するだけの十分な資金が与えられたことがなかつた。た。電気を作り、送電し、エネルギーを消費者のもとに送る施設の不足は、その質量共にエネルギーの悪化を招いて居る。この結果として多くの工場は自家発電機を備えて居るが、若しそうでなかったとしたらこれ等工場はP.L.Nシステムの大きな消費者となっていたであろう。

電気料金

若し1人当り総国内総生産が一定している場合は1人当りのエネルギー生産は電気料金が下る等々に連れて増加する傾向を持ち、又一般的な慣習として前者の場合は後者の場合よりもっと大きな価格変動があるものである。共和国の現在の電気料金は政治的、社会的要求に経済的要因を加味して決められているようですがこれは工業用としては少し高過ぎる。即ち工業消費者は家庭消費者に比べ不利な条件を課せられて居り、消費の増加を押えて来て居るように見える。

従って若し電気料金が可能な程度迄下げられたとしたら、P.L.Nシステムの電力消費は増加するものと期待される。又現在数量による値引の規定なく一率に決められている燃料用油脂の価格も、若し公共施設産業に数値引を認めるような特惠措置を政策的に採った場合は、これも亦電気料金の引下げに役立つことであろう。又水力又は火力発電所のもっと大きな容量を持ったものを建設することも電気料金を下げることに一步近付くことになる。

第Ⅴ-1表 インドネシアに於ける1人当りCDPの1人当り電気エネルギー生産に対する過去の相互関係

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
1960年市場価格に於けるGDP(10億ルピア)	390.2	412.6	420.2	410.8	425.3	429.9	441.9	448.3	477.8	—
電気エネルギー生産(百万kwh)	1,161	1,206	1,445	1,548	1,506	1,589	1,667	1,676	1,763	—
人口(百万)	93.5	95.6	97.8	100.0	102.4	104.9	107.4	110.1	112.8	—
1人当りGDP(千ルピア)	4.17	4.32	4.31	4.11	4.17	4.10	4.11	4.07	4.22	—
1人当り電気エネルギー生産(kwh)	12.4	12.6	14.8	15.5	14.7	15.1	15.5	15.2	15.6	15.7

資料 1969年ECAEE統計年鑑

3. 見透しに対する想定

共和国将来の1人当りのエネルギー生産グラフ状の表に表わすには総国内生産を第一に1980年1985年及び1990年に対して企画されねばなりません。此の企画は共和国に依り、将来の固定資本施設及び共和国の投資に必要とする貯蓄を見積る目的で、1980年迄作られています。此の報告書に採用された企画は次の通りである。

1人当りGDP(1970) : 米弗90.

1人当りkwh(1970) : 共和国に於て 16kwh

東部ジャワに於て 16kwh

ジャワに於て 20kwh

東部ジャワに於ける1970年に於ける1人当りGDP及び1人当り電力エネルギー生産は夫々米弗90及び16kwhとなっている。これは東部ジャワに於ける経済の特徴に全インドネシアの平均にあると云うことを語っている。

GDPの成長率(1971-1990)

ケース A : 8%

A-1 : 1人当りkwh生産は先進諸国の傾向を見習う。

A-2 : 1人当りkwh生産は紀元2000(1971年から30年先)に世界平均に到達

ケース B : 7%

B-1 : 1人当りkwh生産は先進諸国の傾向を見習う。

B-2 : 1人当りkwh生産は1974年(1971年から4年間)迄増加しない。そして1975年から先進諸国の傾向を見習始める。

最大の電力エネルギー生産の成長はケースA-2に於て、又最小成長はケースB-2に於て期待される。共和国に依る見積りに依れば、共和国の総国内生産の成長率は7乃至8%に決められている。これは取りも直さず、“平均曲線”との関係に於て、想定される成長はケースA-1及びケースB-1の方法によるべきである云う基礎を提供している。

然し、電気エネルギー生産の生長見込みを“平均曲線”に依り代表される傾向に沿って行こうとすることは、まだ消極的であると考えられる。と云うのは現在のエネルギー生産は総国内生産との関係では低く、又社会資本は、他のE C A F E諸国に見られるが如く、民間資本の投資に刺激を与える為、電力産業に対して集中的に投資をするよう指導が行われ易いからである。

4. 発電所側に於ける将来のエネルギー需要

上記の想定に基づき、将来の需要は次の如く想定される。

第Ⅷ-2表 1人当り kwh

	1970(現在の実数)	1980	1985	1990
ケースA-1	16	50	80	120
ケースA-2	16	70	—	190
ケースB-1	16	42	60	90
ケースB-2	16	30	—	—

第Ⅷ-3表 エネルギー需要 (単位：百万 kwh)

	1970(現在の実数)	1980	1985	1990
ケースA-1	430	1730	3130	5300
ケースA-2	430	2420	—	8400
ケースB-1	430	1450	2340	3980
ケースB-2	430	1040	—	—
公算あり	—	1590	2735	4640
最大	—	2420	—	8400
最小	—	1040	—	—

5. 結論

若し電力産業が国の経済全体と手を取り合って成長して行く事が期待されるなら、負荷に対する予想は想定される電力需要を下廻ってはならない。若しこれを小さくすると電力供給力の不足は経済の成長を阻害することになるからである。従って将来起り得るエネルギー需要を基準として建てられる負荷予想に見合う電力供給施設の拡張並に増強に対し、電力産業が投資出来るよう資金を増加することが肝要である。此の意味に於て、ケースB-2に想定されている“最低負荷”(1人当りエネルギー生産は1974年迄増加されず、1975年から世界の傾向を見習い始める)は此の長期電力開発計画の研究から外すべきである。

第Ⅷ-4表 発電所に於ける総エネルギー需要 (単位：百万 kwh)

	1970	1980	1985	1990
公算あり	430	1590	2735	4640
最大	430	2420	—	8400

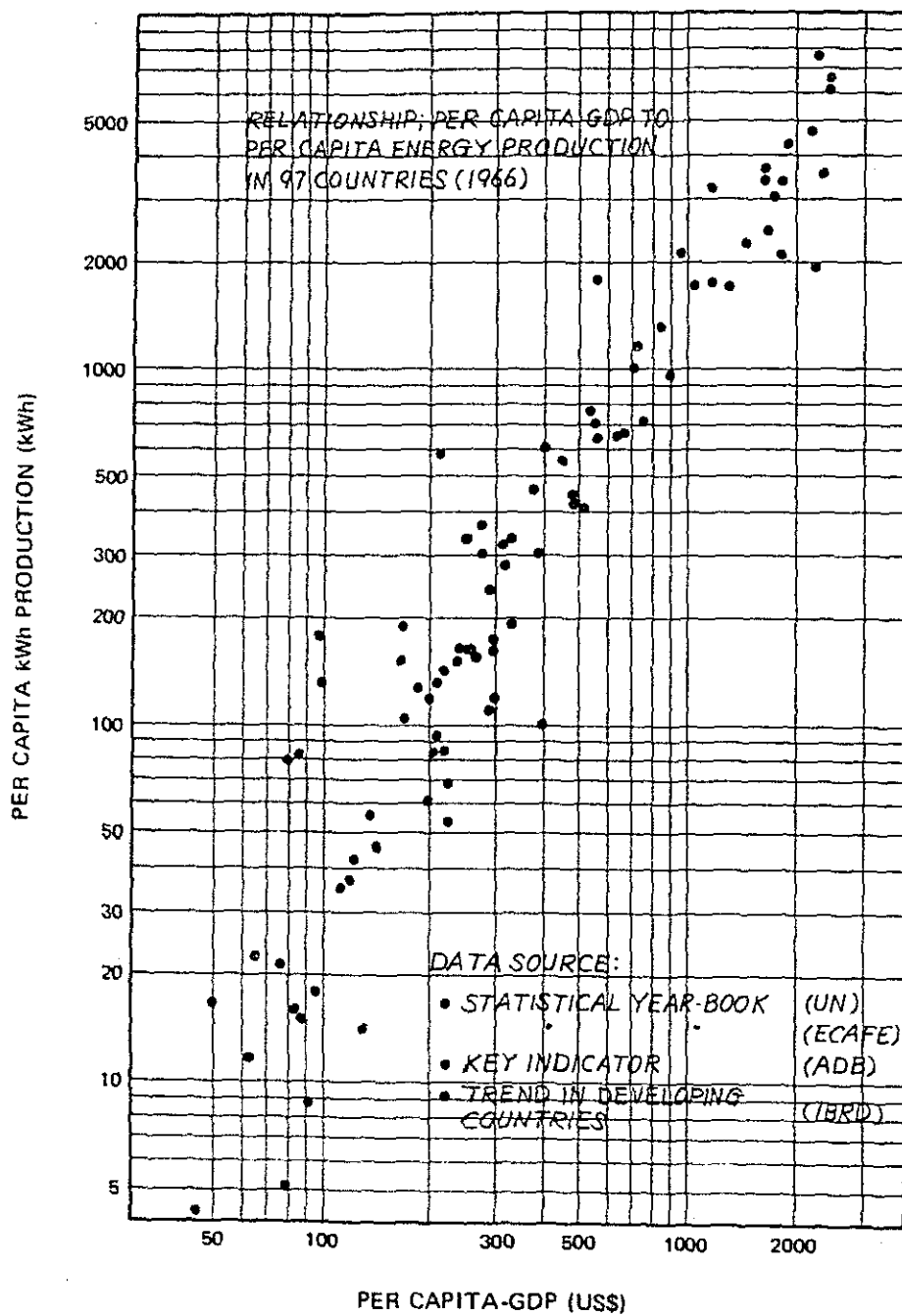
上記のエネルギー需要の平均年間成長率は次の通り。

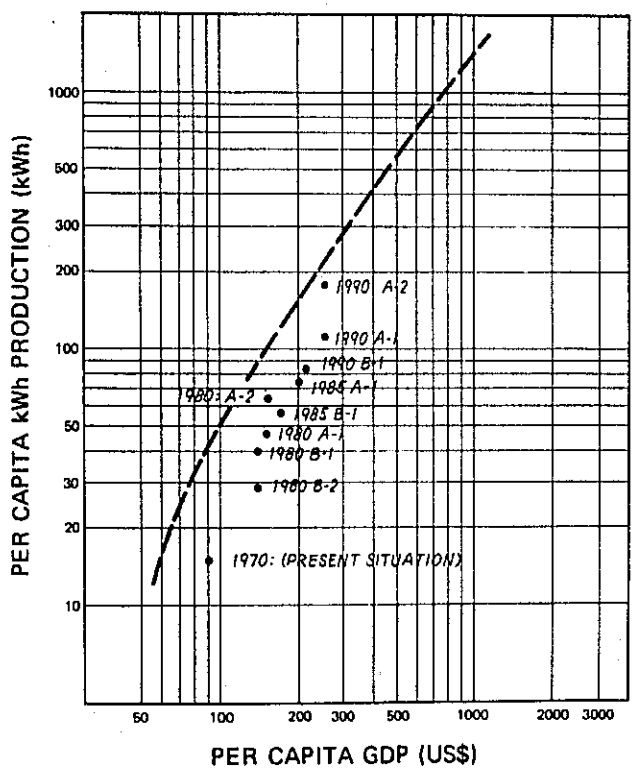
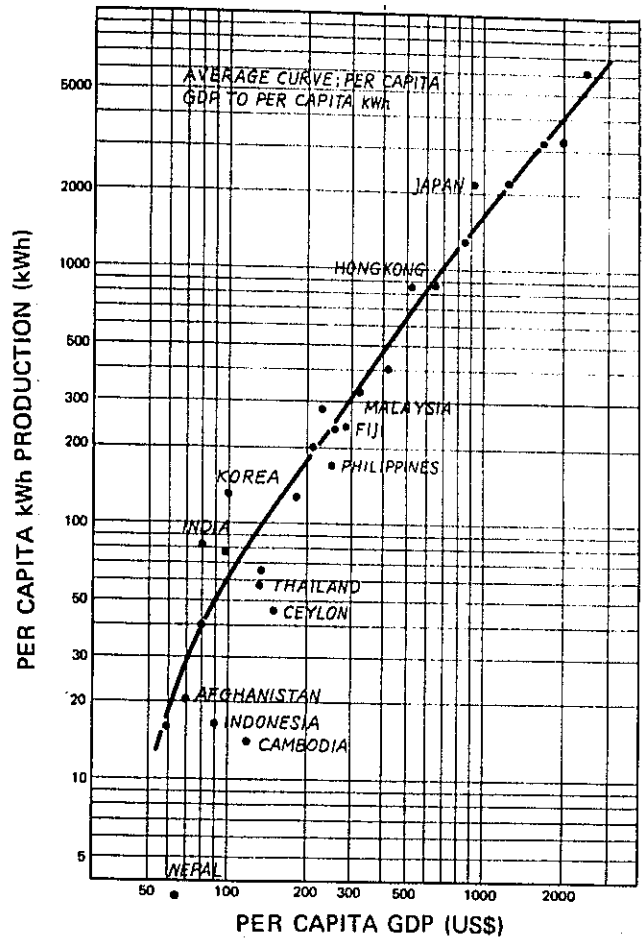
第Ⅷ-5表 発電側に於けるエネルギー需要の成長率

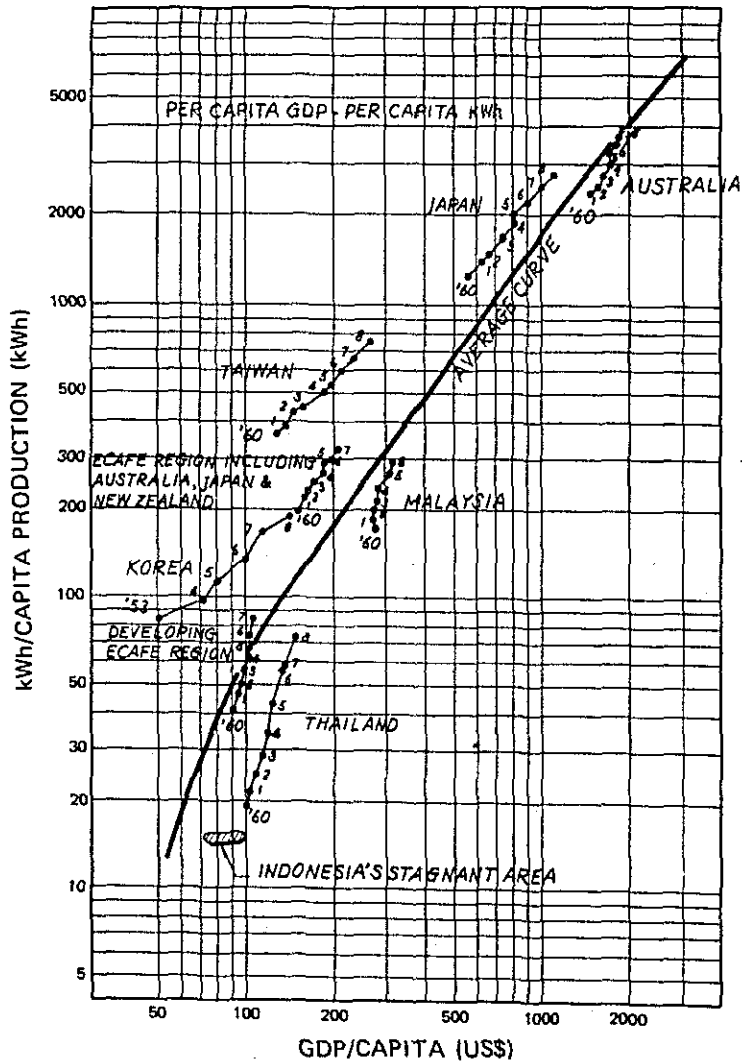
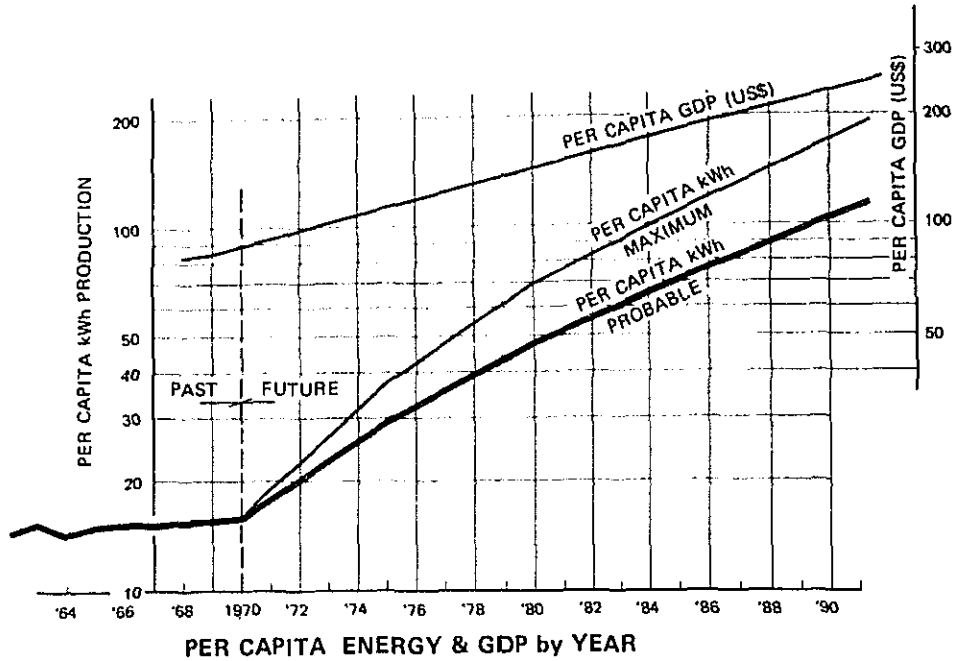
(単位：%)

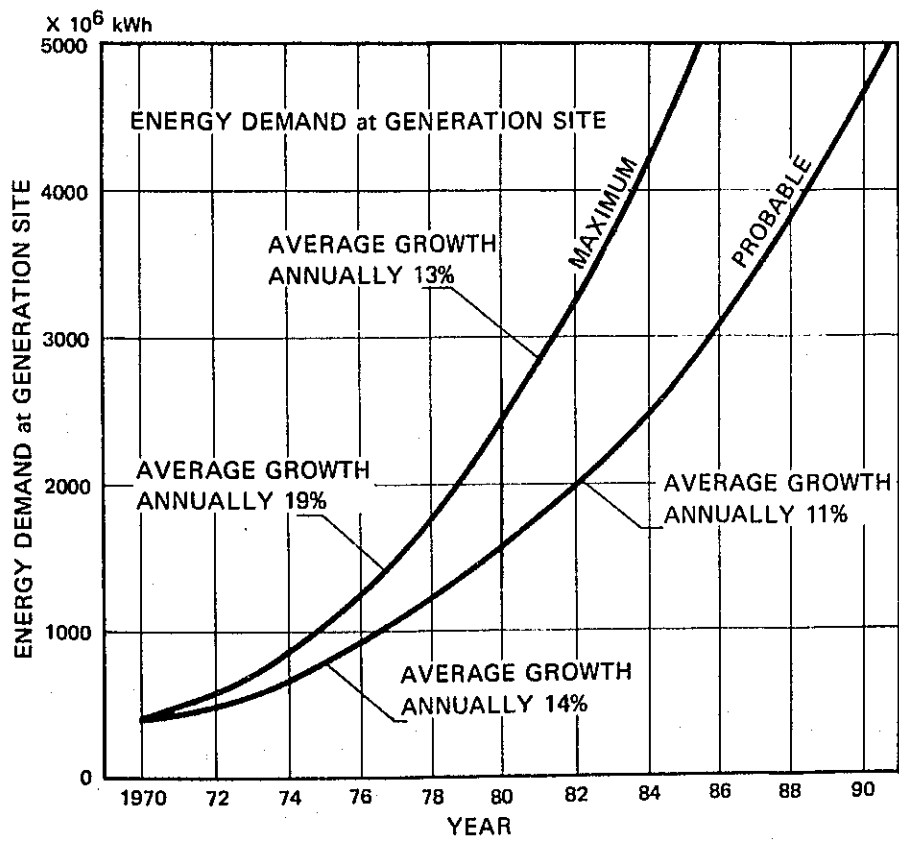
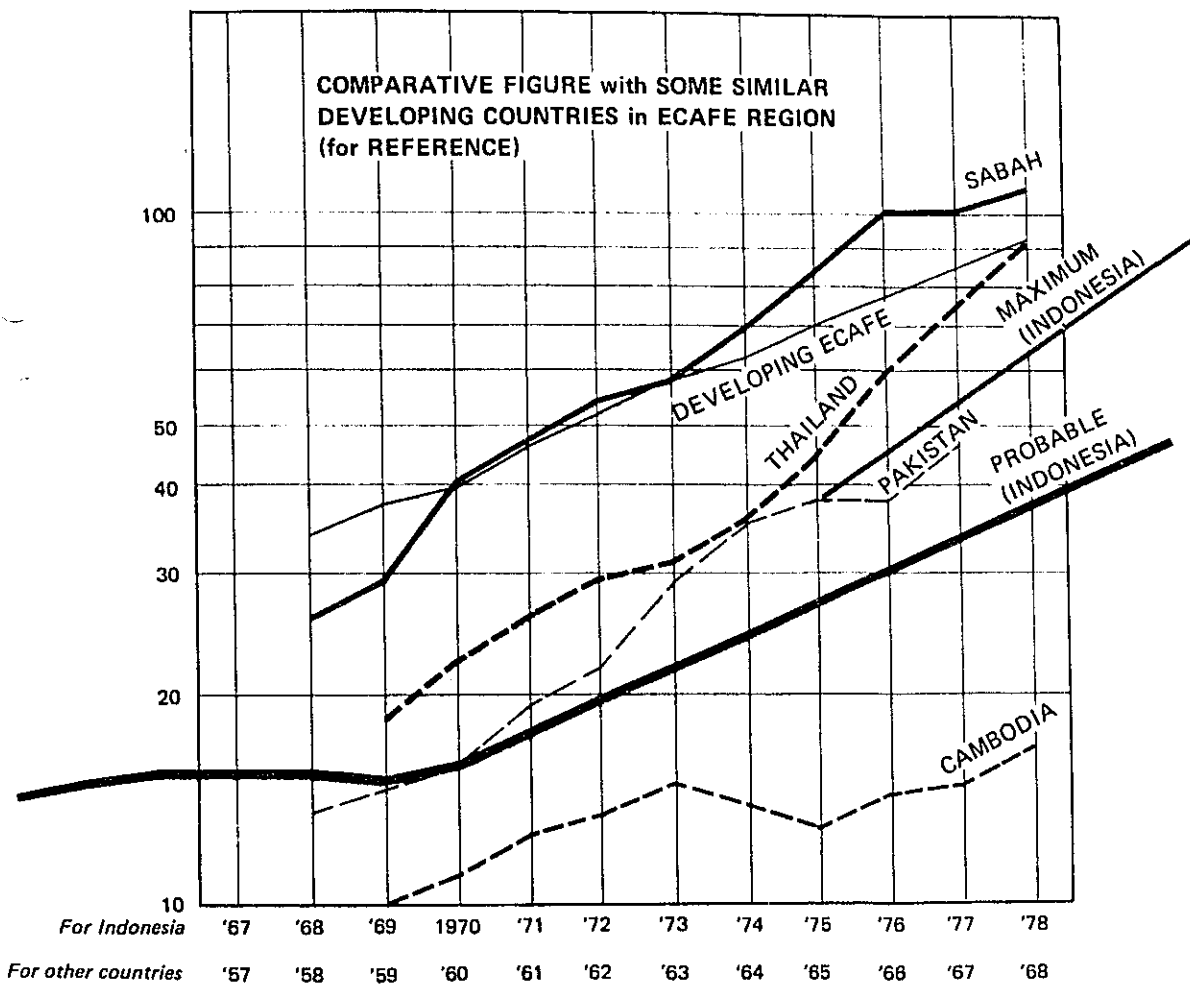
	1971 - 1980	1981 - 1990
公算あり	14	11
最大	19	13

1. 1人当りGDP(1970)は米弗90, 1人当りエネルギー生産(1970)はインドネシアに於て16 kwh, 東部ジャワに於て16 kwh, 又ジャワに於て20 kwhである。
2. 共和国の電力施設の電気料及び計算方法はフランスの調査団に依り共和国の電力設備の組織的調査の一部として検討されている。









IX 「積上げ方式」による需要想定

1. マクロ需要想定との関連

長期電力開発計画の立案にあたり、将来の需要を適確に把握することが不可欠であるので、インドネシアの経済発展との関連で行なう需要想定のマクロ的手法に加えて家庭用、商業用および工業用需要を各需要家別に分析し、その構成要素から想定する積上げ方式によっても行なうこととした。この2つの需要想定の結果を比較することにより、将来予測につき妥当な線を見出すことができる。なお、ここで求められる詳細な想定結果を設備計画—特に送配電計画—の策定に用いることとする。

2. 需要想定的前提条件

需要想定の間は、本来短期間予測に適している「積上げ方式」による需要想定の本質から、1980年までの10年間とした。この10年間の需要想定を行なうにあたり、次の事項を前提とした。

- (1) インドネシアの政治経済が今後安定して発展すること。
- (2) 電気料金制度が従来の需要抑制形から需要喚起形に改訂され、大口需要家にとって魅力あるものとなること。
- (3) 現在4～5%にある電化率を1990年に東ジャワ平均で20%まで引きあげること为目标とする。(1990年までに東ジャワ平均電化率を現在のスラバヤおよびその周辺地区と同程度の20%まで引き上げるためには、1980年に13%の電化率の達成が必要となる。)

これらの仮定条件が満たされなければ当然のことながら、この需要想定結果に予測違いを生ずることとなる。

しかしながら、前提条件(1)は、現在の政治情勢からみて満足されるものと判断される。前提条件(2)については、料金改訂の作業が外国コンサルタントにより進められているので漸新的に改善されて行くものと期待される。前提条件(3)の電化率の目標は、1つかかってインドネシア政府、PLNの実行意欲および実行力によるものであり、インドネシア側の強力な実行体制なくしては、資金面および人員の面でかなりの困難を伴うことも予想される。

今回の需要想定はこの意味では、インドネシア側に電化の促進に関し、大きな義務を課するものであり、インドネシア政府、PLNの大きな努力が要請される。

以上の通り、我々の前提条件は現時点において、極めてPracticalなものであると判断する。

なお、現在進行中の送配電網整備拡充計画によると、カリコント系統とマディウン系統との連系は、1974年までに完了することになっている。また、我々の開発計画によれば、現在ディーゼル発電に頼っている東部のジェンブルおよびボンドオンは1975年、シツポンドも1976年までに連系される計画である。我々の需要想定の主眼点は、現在工事が進められているカランカテス水力発電所1期工事の後に続くプロジェクト、即ち、1975年以後のプロジェクトにあるので、その時点では東ジャワ全域は、1部の小規模な独立系統を除いて、1つの連系系統となっているものと考えて大差ない。従って、この需要想定では、東ジャワ全体を1つの系統として考えてある。

3. 需要想定の方法

需要想定の方法は、次の通りである。

- (1) 東ジャワにあるPLNの11の営業所を5つの地域グループに分け、各地域に含まれる人口および世帯数を推定する。
- (2) 家庭用需要については、前提条件の電化率から、需要家数を算出し、需要家1戸当りの平均消費電力量を乗じて所要電力量を求める。
- (3) 商業用需要については、家庭用需要の需要家数との関連で、需要家数を求め、需要家1戸当りの平均消費電力量を乗じて所要電力量を求める。
- (4) 工業用需用については、これを現在までの需要家の推定需要に、待期中の大口需要家（Big Waiting Customer）の需要を加えたものとした。
- (5) 家庭用および商業用需要家の1戸当り平均消費電力およびBig Waiting Customerの需要に対しては、高低2通りの値を設定し、これらの値の変化が需要想定に与える影響が判る様にした。
- (6) 以上により求めた各地域、各年度の需要別kWhを集計し、東ジャワ全体の受電端所要電力量を得、これと送配電損失とから、発電端における所要発電電力量を得る。
- (7) 将来における東ジャワの年負荷率を仮定して、発電端におけるピーク電力を算出する。

4. 需要想定の詳細

4-1 家庭用需要

地域グループ

東ジャワにあるPLNの11の営業所の管理区域を過去の電力需要の伸び、需要構成、規模、1戸当りの消費電力量等を考慮し、事情の似かよっている、スラバヤ、マラン、パスルアン、

Table IX-1 ELECTRIC SITUATION IN EACH BRANCH (1970)

	Contracted kVA			Contracted VA/Customer			kWh/Customer					
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total
Surabaya	40,830	26,000	6,500	73,300	510	29,400	1,620	865	1,560	27,300	2,870	1,880
Malang	13,420	6,470	1,750	21,640	365	26,000	1,420	565	1,160	23,610	1,950	1,340
Pasuruan	4,670	7,610	670	12,950	300	65,500	1,260	800	1,220	135,000	1,720	2,200
Rural - 1												
Kediri	3,790	2,920	1,030	7,740	240	23,000	1,020	460	970	28,200	1,500	1,200
Modjokerto	1,580	800	410	2,790	220	8,100	1,040	370	935	10,200	1,620	1,100
Madiun	3,580	2,600	650	6,810	220	54,000	1,060	410	960	51,600	1,260	1,120
Djember	3,360	610	800	4,770	340	17,300	1,380	450	1,050	16,800	1,730	1,150
Rural - 2												
Banjuwangi	1,110	600	270	1,980	190	42,900	1,370	330	760	44,100	2,060	900
Situbondo	570	150	130	840	200	18,200	1,100	290	900	18,900	1,350	970
Pamekasan	1,430	160	210	1,800	200	11,100	1,020	250	850	8,200	1,730	890
East Java	74,300	47,900	12,400	134,600	380	31,300	1,400	650	1,250	35,200	2,210	1,550

Rural-1, Rural-2の5つのグループに分けた。Rural-1には、クデリ、モジョケルト、マディウン、ジェンブルの各地域を含み、Rural-2には、バニユワンギ、シツボンド、パメカサン各地域を含んでいる。現在PLNから電力供給が行なわれていないボジョネゴロ地域については、別に取扱い1977年以後Rural-2に追加した。

人口増加

将来の人口は、過去の人口統計より、人口増加率を年率2.5%と仮定して算出した。その結果は、表Ⅸ-2に示す通りである。なお、家族計画が全国的に実施される様になると人口増加率は低減に向かうがインドネシアにおいては、未だその緒についたばかりであり、また例えば人口増加率が2.5%から2.0%に下っても1980年において、5%の相違しかないことから、2.5%一定で行なうこととした。

Table Ⅸ-2 Estimated Populatur Growth

	1970	'75	'80 (1,000)
スラバヤ	2,731	3,090	3,495
マラン	2,160	2,431	2,750
バスマン	1,869	2,115	2,395
Rural-1	12,900	14,660	16,590
Rural-2*	4,500	5,085	5,615
計	24,160	27,381	30,843

*ボジョネゴロ地域を除く

世帯の規模

推定人口より地域の世帯数を算出するため1世帯当りの人数を7人と仮定した。1969年のエカフェの統計によるとインドネシアの1964年から1965年の平均世帯人員は4.7人となっている。実情からみて、需要家当りの人員構成としては過少と考えられるので家庭用の需要家当りとして7人をとった。1需要家当りの人数は、変化しても時間がかかるので、10年程度の期間においては、一定として取扱うことにした。

需要家の分類

現行のPLNの電気料金制度では、電気料金は、需要別に次の12に分けられている(Ⅶ.4参照)。政府関係機関用のU料金需要家は家庭用需要に含まれている。

Table IX-3 PROPOSED ELECTRIFICATION SCHEDULE

	(percent)					
	1970	1972	1974	1976	1978	1980
Surabaja	20.5	21.5	24	26	28	30
Malang	12	13	14.5	16.5	18.5	20.5
Pasuruan	5.8	6.8	9	11	13	15
Rural-1	2.7	3.5	5	7	9	11
Rural-2	2.5	3.5	5	7	9	11
East Java	5.0	6.0	7.5	9.3	11.2	13.0

Table IX-4 ALTERNATIVE ELECTRIFICATION SCHEDULE

10% Electrification in 1980.							(unit: %)
	1970	1972	1974	1976	1978	1980	
Surabaja	20.5	21.0	22.0	24.0	26.0	28.0	
Malang	12.0	13.0	14.0	15.0	17.0	19.0	
Pasuruan	5.8	6.3	7.3	8.6	10.2	12.0	
Rural-1	2.7	3.0	4.0	5.1	6.3	7.5	
Rural-2	2.5	3.0	4.0	5.1	6.4	8.0	
East Java	5.0	5.6	6.5	7.6	9.0	10.0	

15% Electrification in 1980.							(unit: %)
	1970	1972	1974	1976	1978	1980	
Surabaja	20.5	21.5	24.0	27.0	29.0	32.0	
Malang	12.0	13.0	14.5	17.5	20.5	24.0	
Pasuruan	5.8	6.8	9.0	12.0	15.0	18.0	
Rural-1	2.7	3.5	5.0	7.6	10.2	13.0	
Ruual-2	2.5	3.5	5.0	7.6	10.2	13.0	
East Java	5.0	6.0	7.5	10.0	12.4	15.0	

家庭用需要： $S_1 S_2 R_1 R_2 U_1 U_2 U_3$

商業用需要： $K_1 K_2 K_3$

工業用需要： $P Ch$

この報告書の目的から、需要家を家庭用、商業用、工業用の3つ分類することにした。

電 化 率

電化率は、その地域の世帯数とPLNより電力を供給されている世帯数の割合として取扱うこととした。1970年現在の電化率を1980年には東ジャワ平均で13%に引上げる場合、毎年2.5%の人口の増加があるので電化率を一定に保つだけでも少なくとも2.5%の新規需要家の獲得が必要であり、電化率を高めるには2.5%を上廻る新規需要家が必要となる。これは地域の人口が多いだけに並々ならぬ努力を必要とする問題である。1980年に電化率を13%とする場合の年度別必要電化達成率を表Ⅸ-3に示す。

1973年までは電力供給面で問題があるので電化率もゆっくり上昇させることとし、カランカテス水力発電所1期工事が完成し電力供給を行なう1974年からは供給力に余裕が出来るので急速に進める計画とした。

なお、電化率の達成目標が上で設定した値から変る場合に需要想定がどの程度影響されるかをチェックするために1980年に電化率を10%および15%とした場合についても検討を行った(表Ⅸ-4)。

需要家数

家庭用の需要家数は、先に想定した世帯数と電化率から求められる。

1965年以降の実績をみると需要家数は確実に増加を続けてはいるが、その増加率は人口増に見合う程度であり、電化率は全然向上していない。今回の想定結果では、スラバヤの如くかなり電化が進んでいる所でも年率6.5%遅れているRural地域では18%程度の割合で需要家も増加させることが必要となる。

需要家当りの平均消費電力量

地域別の需要当りの平均消費電力量を表Ⅸ-6に示す。

マラン、パスマンの増加率は目立って大きいと全体の伸びを勘案して今後は表の右欄の如く伸びるものと想定した。

また、従来電力供給がなされていなかった地域が新たに電化され新規需要がふえた場合、新規の需要家当りの消費電力量は従来からの需要家の消費電力量を大幅に下まわることが予想

されるので、全体として需要家当りの消費電力量の伸びは弱まるものと推定される。そこで1970年の需要家当りの電力消費水準が今後も継続し増加しない場合を考え、これを低需要想定とし、従来通りの傾向で伸びると考えたものを、高需要想定とすることにした。

Table IX-6 AVERAGE RESIDENTIAL USE PER CUSTOMER (kWh)

	1965	1968	1970	Average annual percent increase	
				Actual (%)	Future (%)
Surabaya	1,300	1,270	1,560	3.8	3.8
Malang	790	905	1,160	8.0	5.5
Pasuruan	650	965	1,220	13.4	5.5
Rural - 1	720	800	980	6.3	5.0
Rural - 2	650	650	825	4.9	4.0
East Java	975	1,010	1,250	5.1	

4-2 商業用需要

需要家数

商業用の需要家数は、家庭用の需要家数に対して、各地毎にほぼ一定の値を示している(表IX-7)。

Table IX-7 RATIO OF COMMERCIAL CUSTOMERS TO RESIDENTIAL CUSTOMERS

	1965	1967	1968	1970	Used for forecast
Surabaya	0.063	0.059	0.051	0.05	0.05
Malang	0.038	0.035	0.032	0.033	0.035
Pasuruan	0.049	0.037	0.032	0.034	0.035
Rural - 1	0.062	0.054	0.051	0.051	0.05
Rural - 2	0.031	0.027	0.048	0.033	0.035

この関係は今後も不変と考えられるのでこの比を用いて家庭用の需要家数から商業用の需要家数を算出する。

需要家当りの平均消費電力量

商業用の需要家当りの平均消費電力量は、東ジャワ平均で1965年に2,770kwhであったのが、1970年には2,210kwhに減少している。これは経済活動の停滞や電気料金制度の改訂に基づく分類の方法の変更などによるものと考えられる。1969年から1970年までに2%の伸びを示しているので、家庭用の場合と同様に平均2%の割合で今後も増加するものと、1970年の水準が今後も続くものとする2つの想定を行なうこととした。

4-3 工業用需要

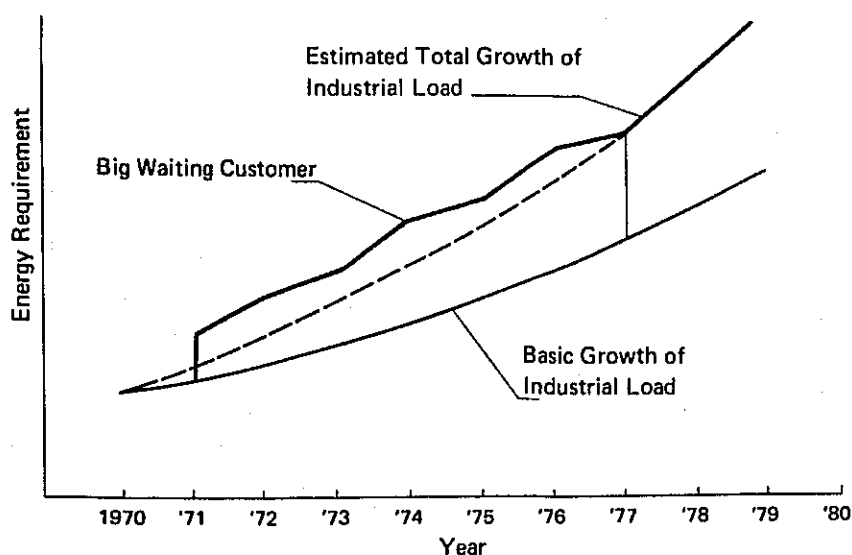
基本的考察

工業用需要の需要想定は次の様に考えて行なった。

工業用需要はこの節の工業用にのべる従来からの需要家及び小規模新規需要家とによる需要増に 200kVA 以上の大口待期需要家の需要を加えたものとする。工業用消費電力に後述する様に 1969/1968, 1970/1969 に工業用需用は夫々 7%, 33% と従来に比しかなりの増加が見られたが、この増加の内訳には、当然上の如き 2つの要素が含まれていると考えられる。今回は大口待規需要家を別途計上することにしたので、従来の増加率より大口待期需要家による増加分を差し引いて考えることが必要である。この基調となる増加率は過去の実績をもとに将来のその地区の発展の見通しを考慮して定めた。

大口待期需要家は、PLNに現在までに受電申請書の提出された大口受電申込者リストにつき現在の進行状態より判断して供給開始の時期を当方が査定して需要に加えた。なおこれら大口需要家の工場新設、増設あるいは自家発よりの切替えが非常に遅れること及び操業率は操業開始当初は低いことを考慮し、上で考えたケースを高想定としその 50% の場合をもって低想定とし 2本建てで考えた。

なお Rural-2 には現在の所大口待期需要家はいないのでこの地域のみは増加率を 2つ想定して高想定、低想定とした。大口需要家は申込みリストによると 1974 年まで我々の査定でも 1979 年までしかない。しかし 1972 年になれば更に新たな受電申請がなされ 1973 年以降も同様に考えられるので下図の様に大口需要家の需要計画の切れたあともほぼ同様の傾向で続くものとした。



工業用消費電力量

工業用の需要家による消費電力量をまとめると第Ⅸ-8表の通り。

第Ⅸ-8表 工業用消費電力量

(百万 kwh)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	年成長率 1970/1969
スラバヤ	25.4	25.4	24.6	23.0	21.2	24.2	14
マラン	1.8	1.9	3.1	4.3	5.0	5.9	18
バスルアン	9.4	9.4	6.8	5.5	7.3	15.8	116
Rural-1	5.6	6.5	4.4	4.6	6.4	7.6	19
Rural-2	0.8	0.44	0.44	0.69	0.71	0.89	25
東ジャワ	44.0	43.6	39.3	38.0	40.7	54.3	33

1965～1968年まで経済状態の停滞混乱を反映して消費電力量はむしろ減少する傾向が見られたが安定化と共に1968年を底に再び増加傾向を示している。1969/68の伸びは東ジャワ平均で7%、1970/69は33%と大きく伸びた。これは主としてバスルアン地区の増加が大きく伸びているがスラバヤおよびマランもそれぞれ14%および18%となっていて活発な経済活動が始まったことを裏書きしている。一方需要家当りのkWhは第Ⅸ-9表の通り。

第Ⅸ-9 工業用需要家当り平均消費電力量

(千 kWh)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970
スラバヤ	39.0	47.2	45.0	37.0	25.2	27.3
マラン	5.0	89.0	23.9	22	20.2	23.6
バスルアン	120.0	96.5	66.0	52.0	64.5	135.0
Rural	12.3	70.5	38.0	21.3	26.2	24.8
Rural	18.3	59.5	27.4	28.2	24.1	24.6
東ジャワ	26.7	57.5	44	32.7	27.6	35.2

年度および地域により大きなバラッキがあるが1968月から1969年にかけて増加の傾向を示している。

以上より考え大口需要家を別にした時の工業用需要の成長率を地域別に第Ⅸ-10表に示す如く想定した。これは長期間継続するものであることを考え実値をかなり下まわる値をとって安全サイドとしてある。

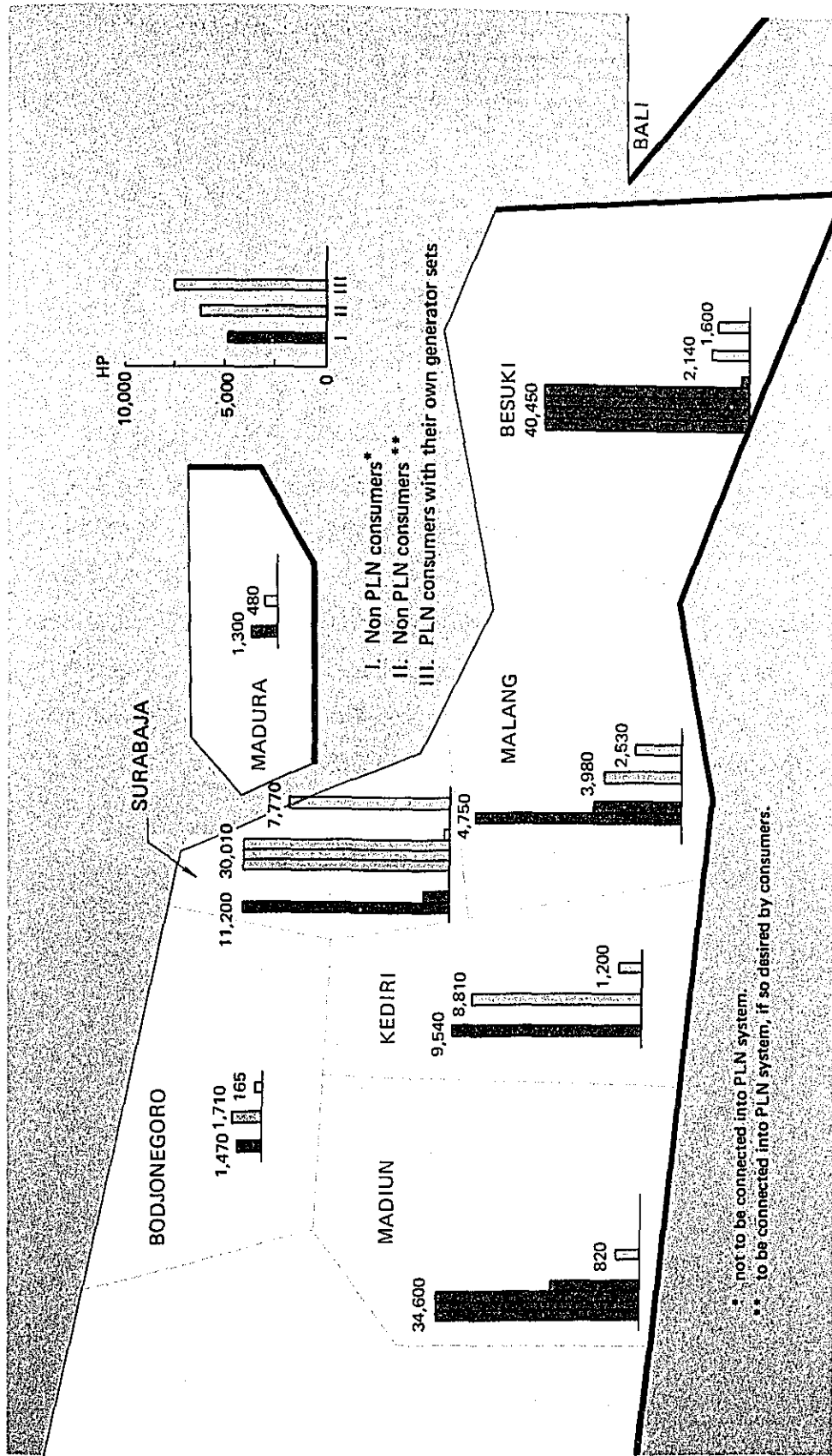


Fig. IX-2 DISTRIBUTION OF PRIVATELY OWNED POWER FACILITIES

第Ⅸ-10表 Basic Growth Rate of Industrial Load

	増加率(%)
スラバヤ	10
マラン	10
バスルアン	15
Rural-1	20
Rural-2	15及び25

大口需要家

PLNの第9支店管内に200kVAの大口需要家であって新規受電或いは増設の申込みをしているものが1971年9月現在36あり、その合計設備は100MVAを超えている(第Ⅸ-11表参照)。しかし、カランカテス水力発電所1期工事が完成するまでは供給力にあまり余裕がないこと及び送配電設備が充分整備されていないことなどのために直ちに受電することが出来ない。故にPLNではこれを大口待期需要家(Big Waiting Consumer)と称しているが比較的大口であるだけにこれらの動向が将来の設備計画に与える影響が大きい。又電力を要求する設備の規模及び時期がはっきりしているので工業用負荷の需要想定においてもこれを別個に取り扱うことにした。

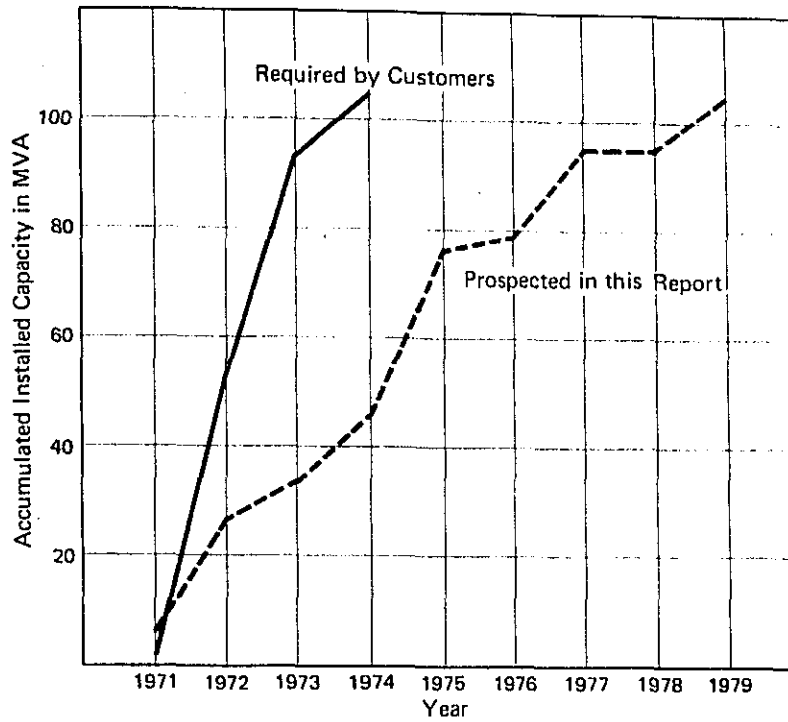


Fig. IX-1 INSTALLATION SCHEDULE OF BIG WAITING CUSTOMER

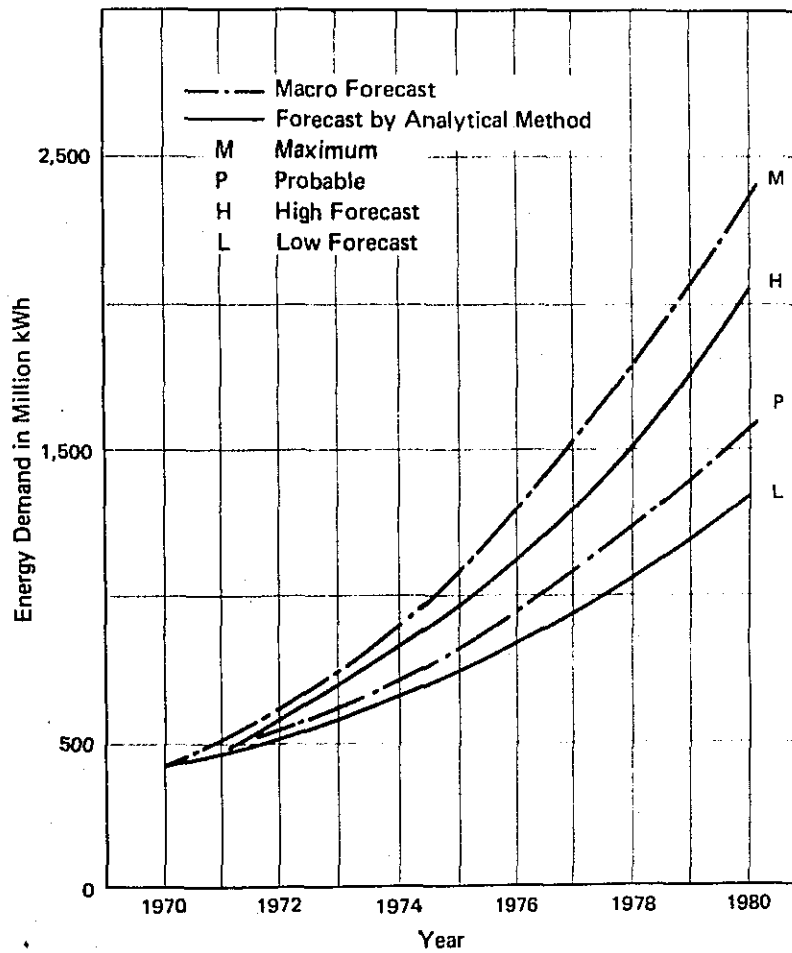


Fig. IX-3 COMPARISON OF LOAD FORECAST

Table IX-11 LIST OF BIG WAITING CUSTOMERS

No.	Branch	Customer	Products	Capacity kVA †	Present status ††	Year of power supply	
						Required	Estimated
1.	Pasuruan	Paper factory Letjes	Paper	+ 2,500	N	1972	1975
2.	Malang	Textile factory Kamadjaja	Cotton sheet	+ 700	N	1972	1974
3.	Modjokerto	Chemical factory Ajinomoto	Food	500 + 1,000 + 1,000	Y	1972 1973 1973	1972 1973 1974
4.	Surabaya	Cement factory Gresik	Cement	5,000 + 10,000	Y	1972 1972	1971 1972
5.	"	Abattoir Rungkut	Meat	300	Y	1972	1973
6.	"	T.L. factory Philips	Tube lamp	+ 500	N	1972	1975
7.	"	Airport Djuanda		1,500 + 1,000	Y	1972 1973	1972 1973
8.	"	Steel plant Saripanah	Steel	4,000 + 5,000	N	1973 1973	1975 1977
9.	"	Steel plant Barata	Steel	3,000 + 5,000 + 6,000	N	1972 1973 1974	1975 1977 1979
10.	"	Rolling mill Marubeni	Steel	5,000 + 5,000 + 5,000	N	1972 1973 1974	1975 1977 1979
11.	"	Pump factory Indra	Pump	+ 400	N	1972	1975
12.	"	Diesel factory Indra	Diesel	600 + 1,000 + 1,000	N	1972 1973 1973	1975 1976 1977
13.	"	Workshop Bisma		+ 500	Y	1972	1972
14.	"	Pelleting factory Peter Cremer	Cattle food	400	Y	1972	1972
15.	"	T.V. station Gunungsari		+ 650	N	1972	1975
16.	"	Glass factory Iglas	Glass	+ 200	Y	1972	1972
17.	Surabaya	Hotel Mirama		1,000	Y	1972	1973

No.	Branch	Customer	Products	Capacity kVA †	Present status ††	Year of power supply	
						Required	Estimated
18.	"	Milk factory Nestle	Milk	400	Y	1972	1972
				+ 400		1972	1973
19.	"	Powder factory Asia Djaja	Food	1,500	N	1972	1974
20.	"	Carbide factory Afro-Asia	Carbide	3,000	N	1972	1975
21.	"	Steel workshop Warudjaja	Steel	500	N	1972	1974
22.	"	Bank Indonesia		1,000	Y	1972	1972
23.	"	Soda Waru	Soda	5,000	Y	1972	1972
24.	"	Steel plant Itoh	Steel	8,000	N	1973	1975
25.	"	Cattle fodder Japfa	Cattle food	1,100	N	1972	1974
26.	"	Public telephone center Perak		400	Y	1972	1972
27.	"	Beer factory Bintang	Beer	+ 1,000	Y	1972	1972
28.	"	Sandal factory Daimatsu	Sandal	500	Y	1971	1971
				+ 500		1972	1972
29.	"	Shipyards Gresik	Ship	2,000	N	1972	1975
				+ 2,000		1973	1976
30.	"	Can factory Rungkut	Can	300	N	1972	1974
31.	"	Aluminium ware Logam Djawa	Al. ware	400	Y	1971	1972
				+ 1,600		1972	1974
32.	"	Pump station Petrokimia		1,500	Y	1972	1972
33.	"	Pharmaceutical factory ICI	Medicine	350	N	1972	1972
34.	Malang	Textile factory Patal Lawang	Cotton sheet	4,000	N	1973	1974
35.	Pasuruan	Textile factory Grati	Cotton sheet	2,000	N	1973	1974
36.	Surabaya	Hotel Modjopahit		300	Y	1971	1971
			Total	105,500			

† + means expansion program

†† Y: under construction N: not yet started

Table IX-12 PEAK AND ENERGY DEMAND OF BIG WAITING CUSTOMER

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Total
Surabaya											
Required capacity (kVA)	5,800	23,150	2,700	5,000	27,150	3,000	16,000	-	11,000	-	93,800
Accumulated total (kVA)	5,800	28,950	31,650	36,650	63,800	66,800	82,800	82,800	93,800	-	-
Peak demand (kW)	2,900	14,500	15,800	18,300	31,900	33,400	41,400	41,400	46,900	-	-
Energy requirement (thousand kWh)	8,890	44,380	48,520	56,190	97,810	102,390	126,910	126,910	143,770	-	-
Malang											
Required capacity (kVA)	-	-	-	4,700	-	-	-	-	-	-	4,700
Accumulated total (kVA)	-	-	-	4,700	-	-	-	-	-	-	-
Peak demand (kW)	-	-	-	2,350	-	-	-	-	-	-	-
Energy requirement (thousand kWh)	-	-	-	7,210	-	-	-	-	-	-	-
Pasuruan											
Required capacity (kVA)	-	-	-	-	2,000	2,500	-	-	-	-	4,500
Accumulated total (kVA)	-	-	-	-	2,000	4,500	-	-	-	-	-
Peak demand (kW)	-	-	-	-	1,000	2,250	-	-	-	-	-
Energy requirement (thousand kWh)	-	-	-	-	3,070	6,900	-	-	-	-	-
East Java											
Required capacity (kVA)	5,800	23,650	3,700	12,700	29,650	3,000	16,000	-	11,000	-	105,500
Accumulated total (kVA)	5,800	29,450	33,150	45,850	75,500	78,500	94,500	94,500	105,500	-	-

1) Peak Demand = Required Capacity X $\frac{\text{Demand Factor}}{\text{Diversity Factor}}$

2) Demand Factor = $\frac{0.68}{1.35} = 0.5$

3) Load Factor = 0.35

第Ⅸ-11表の大口待期需要家リストに示した様に現在の進行状況より判断して真に電力供給を必要と時期を査定した。常識的に云って工場の増設計画は最初の工場が運転を開始し少くとも1年間を経てその間の経営状態から2nd stageが着手が決定されるので特に鉄鋼プラントの如き大資本の投下が必要なものについては申請の計画に拘らずこの点を加味して査定してある。地域別、年度別にこれを示すと第Ⅸ-12表の通りである。この設備kVAよりピーク需要電力・所要電力量を求めるとPLNより現在電力の供給を受けている大口需要家の平均的需要率および負荷率を求めるとそれぞれ0.68および0.35を得た。

需要率に不等率1.35を考え合わせるとピーク需要電力は設備kVAに対し50%の大きさとなり、所要電力量も算出できる。この様にして得た大口待期需要家予想されるピーク需要電力および所要電力量は第Ⅸ-12表に示した。そのレポートではさらに基本的考察において説明した如く、実現率50%の予想をも加え、これを低想定とした。

自家用発電設備

従来PLNの電力供給力が不十分であり供給信頼度がなかったこと又電気料金水準は平均の売電単価より高かったこと、更にはピーク時にはオフ・ピーク時の3倍以上の高率料金が適用されることなどのため、多くの産業は自衛上自家用発電設備を備えてこれに対している。或いはPLNのネットワーク外に在るために自家用発電設備を所有するものがある。これら自家用発電設備は東ジャワ全体では約70MWほどあり発電設備を介さず直接動力に使用しているものを含めると実に 174×10^3 馬力に達する。

これら自家用発電設備の地域別分布をFig IX-2に示した。しかしこれら設備も容量の大きなものは小さく、小規模で古いものが多い。試算によると200kVAのディーゼル発電設備(100kVA \times 2)を新設した場合の発電原価は第Ⅸ-13表の通りとなる。

第Ⅸ-13表 ディーゼル発電の発電原価

年間設備利用率	燃 料 A	燃 料 B
30 %	36.4	37.6
50 %	25.5	26.7

なお、金利10%、耐用年数10年、燃料はH.S.D.とし、燃料Aはスラバヤを想定し12.75 Rp/l (30.8×10^{-3} \$/l)、燃料Bはスラバヤより遠方の地を想定し14.5 Rp/l (35×10^{-3} \$/l)とした。現行の産業用に対する平均単価は7.69 Rp/kwh (18.5×10^{-3} \$/kwh)であるが多くの工業用需要家にとってはPLNよりの受電の方がはるかに経済的である筈である上の発電原価のうち固定費は年間設備利用率30%の場合で約50%、年間設備利用率50%の

場合で 40 % である。これを仮に無視して燃料費のみの費用としてもまだ PLN 受電が有利である。従って PLN 側に供給力の余力ができ供給信頼度が向上し、電気料金制度の改善がなされればこれら自家発電設備を有する産業は PLN よりの受電に積極的に切替えてくるものと考えられ大きな潜在需要家と考えられる。但しこれら産業の多くは Fig IX-2 に見る様に現在の PLN の供給区域外にあるため完全に切替るためには多くの時間が必要であろう。現在 PLN の供給区域内にある自家発電設備は約 25 MW ほどある。これらのうち PLN よりの受電を希望する大口需要家は第Ⅱ-11 表にリスト・アップされているので、重複 count することをさけるため今回の想定では特に取上げなかったが、伸び率その他を想定するときにはこの大きな潜在需要家の存在に充分考慮を払った。

4-4 負荷率および損失率

負 荷 率

第Ⅶ章 で述べた如く現在のカリコント系統の年負荷率は約 70 %、日負荷率は 77 % 程度である。将来の日負荷曲線の形は次の如く変わって行くことが考えられる。我々の需要想定結果では 1980 年の需要構成は家庭用、工業用、商業用が 65 : 35 : 5 となり、1970 の 77 : 17 : 6 に比して工業用需要が大きく増加する。工業用需要は主として昼間の負荷と考えられるから、現在の負荷曲線の昼間部をもちあげ点灯時のピークに次ぐピークが出来よう。これは系統の負荷率を高くする方向に働くと考えられる。料金制度が改定されピーク時の高い料金が改善されると、工業負荷のピークはふえようが多くの工業負荷にとってこの時間は就労時間外であるのでこの影響は大きくはあまい。一方では新設される家庭用の需要家は従量制と考えられるし、電気料金制度の改訂により現在の定額 customer も次第に従量制に移行そのものと予想されるので深夜の点灯は減り家庭用電気材器の普及と相まって負荷率を悪くする方向に働くものと考えられる。これら 2 つの要素のウエイトは工業負荷の方が大と考えられるので負荷率は現状以上によく方向に向うものと思われる。しかしその傾向を適確に把握するのは困難であり一方設備計画においては悪い負荷率を考えておいた方が安全側にあるので現状通り 70 % の年負荷率が継続するものとした。

総合損失率

発電所の所内電力及び送変配電設備における損失電力の合計は東ジャワにおいて極めて高く 1965 年より次の如く推移している。

第Ⅸ-14表 総合損失率

	1965	1966	1967	1968	1969	1970
東ジャワ (%)	20.3	22.6	28.8	28.8	24.8	23.6

即ち発電電力量の1/4近くが需要家に行くまでに消えてなくなっているわけである。1969年の損失率26.3%の分布は

発電所々内消費及び送電線での損失 6.4%

配電線での損失 20.0%

となって居り配電線における損失が非常に大きい。現在進行中の計画されている1973年までの送配電網整備工事が順調に進み更に引き続いて本報告書で勧告する計画通り配電網が計画的に新增設されて行くことにより総合損失率は漸次低下するものと考え1980年に18%に達する様1970年の23.6%より直線的に減少して行くものと仮定した。

5. 需要想定結果

第Ⅸ-14表及びFigⅨ-2に前述の方法により求めた需要想定Summaryを示した。低想定は家庭用、商業用、工業用の各需要の低想定のみを加算であり、高想定は逆に各々の高想定のみを加えあわせたものである。実際の需要はこの中間のどこかにあるものと考えられる。

第Ⅸ-15表 需要想定総括表

	1970	1975	1980	年平均成長率
低 想 定				
所要電力量 (百万 kWh)	420	785	1,350	12.2 %
ピーク需要電力 (MW)	69	180	220	
高 想 定				
所要電力量 (百万 kWh)	420	1,000	2,060	17.2 %
ピーク需要電力 (MW)	69	160	340	

所要電力量は1980年までの10年間に低および高想定で、それぞれ3.2倍および4.9倍に伸び、これはそれぞれ12.2および17.2%年平均成長率に相当する。

1980年における人口1当りkWhはそれぞれ39および60kWhである。

なお開発計画の策定に当っては高低需要想定2本建ては不便であるので、この2つの需要想定の中間値をとりこれにより計画の立案を行うことにし必要に応じ高低2つの需要想定により

チェックすることとする。この場合発電々力量は 10 年間で 4.1 倍にふえ平均伸びは 15 % である。1980 年における 1 人当り発電々力量は 50 kWh となる。

第Ⅸ - 16 表 開発計画策定に用いた需要想定

(単位：百万 kWh)

	1970	1975	1980	年平均成長率
所要電力量 (百万 kWh)	420	890	1,720	15 %
ピーク需要電力 (MW)	69	145	280	15 %

マクロ平法による (需要想定との比較) マクロ手法による Long Range Forecast の想定結果を再録すると第Ⅸ - 17 表の通り。

第Ⅸ - 17 表 マクロ手法による需要想定

(単位：百万 kWh)

	1980	1990	年平均成長率	
			1971 ~ 80	1981 ~ 90
最尤値 (百万 kWh)	1,590	4,640	14 %	11 %
最大値 (百万 kWh)	2,420	840	19 %	13 %

1980 年までの年平均成長率は最小 14 %，最大 19 % となっておりマクロ手法の想定が 2 % ずつ大きめに出ているが大差はなく「積上げ方式」による想定は結果としても妥当なものであることを証明している。

電化率が変わった場合の需要想定

電化率 10 ~ 15 % につきこの点を吟味した結果、第Ⅸ - 20 表の通り。この場合工業負荷は同じとしてある。(Fig 9 - 3 参照)

第Ⅸ - 18 表 電化率の影響

(単位：百万 kWh)

電化率	年	1975	1980	年平均成長率
10 %		790	1,580	13.4 %
13 %		890	1,720	15 %
15 %		920	1,880	16.2 %

注) 各ケースとも高・低需要想定の間値をとった。

即ち、電化率 13 % から 10 ~ 15 % への変化は 1980 年の所要電力量で 140 及び 160 百万 kWh の相違となり 1980 年の年平均 kWh 増加 220 百万 kWh の 64 ~ 73 % であるから電化率 13 % で想定した設備計画が 8 カ月ほど前 ~ 後に移動することを示す。

Table IX-19 RESULT OF LOAD FORECAST
13% electrification in 1980

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<i>(million kWh)</i>											
Low forecast											
Surabaja	160.5	174.1	201.5	213.8	239.5	275.8	294.5	311.7	346.8	387.6	434.5
Malang	50.9	54.9	58.8	63.1	66.7	80.2	87.4	95.0	104.1	113.7	123.9
Pasuruan	35.7	40.2	45.4	50.8	61.5	70.8	83.6	94.3	107.0	121.3	137.2
Rural - 1	59.4	69.2	83.1	98.4	125.5	153.2	183.0	214.7	249.1	286.2	326.1
Rural - 2	14.8	18.6	22.3	25.9	33.1	40.7	48.4	56.7	65.4	74.6	84.1
Total energy requirement at customer	321.3	357.0	411.1	452.0	526.3	620.7	696.9	772.4	872.4	983.4	1105.8
Loss factor (%)	23.6	23.0	22.4	22.0	21.4	20.8	20.2	19.7	19.2	18.6	18.0
Required energy production	420.5	463.6	529.8	579.5	669.6	783.7	873.3	961.9	1079.7	1208.1	1348.5
Peak demand (MW) †	68.6	75.6	86.4	94.5	109.2	127.8	142.4	156.9	176.1	197.0	219.9
High forecast											
Surabaja	160.5	183.7	234.9	255.5	294.8	361.6	393.3	424.3	496.9	578.9	683.9
Malang	50.9	57.2	64.4	72.3	90.5	103.1	116.9	132.6	152.1	173.6	198.0
Pasuruan	35.7	41.4	47.9	55.2	69.1	84.5	102.6	118.6	139.2	162.5	188.9
Rural - 1	59.4	72.1	90.5	111.8	149.4	189.9	235.8	288.8	347.8	415.7	494.4
Rural - 2	14.8	19.2	24.0	29.3	39.0	49.4	61.4	74.7	89.6	106.0	125.1
Total energy requirement at customer	321.3	373.6	461.7	524.1	642.8	788.5	910.0	1039.0	1225.6	1436.7	1690.3
Loss factor (%)	23.6	23.0	22.4	22.0	21.4	20.8	20.2	19.7	19.2	18.6	18.0
Required energy production	420.5	485	595	672	818	996	1140	1294	1517.0	1765	2061
Peak demand (MW) †	68.6	79.1	97.0	110	133	162	186	211	247	288	336

† Estimated by annual load factor of 70%

Table IX-20 DETAILS OF LOAD FORECAST (1)
13% electrification in 1980

	(million kWh)															
	1970			1971			1972			1973						
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total				
Low forecast																
Surabaja	124.8	24.2	11.5	160.5	130.9	31.1	12.1	174.1	137.4	51.5	12.6	201.5	144.1	56.5	13.2	213.8
Malang	42.6	5.9	2.4	50.9	45.6	6.5	2.8	54.9	48.6	7.1	3.1	58.8	51.7	7.8	3.6	63.1
Pasuruan	19.0	15.8	0.9	35.7	21.0	18.2	1.0	40.2	23.3	20.9	1.2	45.4	25.5	24.0	1.3	50.8
Rural - 1	47.9	7.6	3.9	59.4	55.8	9.1	4.3	69.2	66.7	11.3	5.1	83.1	78.1	14.3	6.0	98.4
Rural - 2	13.0	0.9	0.9	14.8	16.4	1.0	1.2	18.6	19.6	1.2	1.5	22.3	22.9	1.3	1.7	25.9
East Java	247.3	54.4	19.6	321.3	269.7	65.9	21.4	357.0	295.5	92.0	23.5	411.1	322.3	103.9	25.8	452.0
High forecast																
Surabaja	124.8	24.2	11.5	160.5	135.9	35.5	12.3	183.3	148.0	73.7	13.2	234.9	160.8	80.7	14.0	255.5
Malang	42.6	5.9	2.4	50.9	47.9	6.5	2.8	57.2	54.1	7.1	3.2	64.4	60.7	7.8	3.8	72.3
Pasuruan	19.0	15.8	0.9	35.7	22.2	18.2	1.0	41.4	25.8	20.9	1.2	47.9	29.8	24.0	1.4	55.2
Rural - 1	47.9	7.6	3.9	59.4	58.6	9.1	4.4	72.1	73.5	11.7	5.3	90.5	90.1	15.4	6.3	111.8
Rural - 2	13.0	0.9	0.9	14.8	16.9	1.1	1.2	19.2	21.0	1.4	1.6	24.0	25.7	1.7	1.9	29.3
East Java	247.3	54.4	19.6	321.3	281.5	70.4	21.7	373.2	322.4	114.8	24.5	411.7	367.1	129.6	27.4	524.1

Table IX-20 DETAILS OF LOAD FORECAST (2)
13% electrification in 1980

	(million kWh)															
	1974			1975			1976			1977						
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total				
Low forecast																
Surabaya	161.1	63.5	14.9	239.5	172.1	87.9	15.8	275.8	183.5	94.1	16.9	294.5	195.2	98.4	18.1	311.7
Malang	56.9	12.2	4.2	73.3	62.4	13.1	4.7	80.2	68.1	14.0	5.3	87.4	74.0	15.0	6.0	95.0
Pasuruan	32.3	27.6	1.6	61.5	36.8	32.2	1.8	70.8	41.6	40.0	2.0	83.6	46.5	45.5	2.3	94.3
Rural - 1	100.2	17.6	7.7	125.5	123.1	20.7	9.4	153.2	147.2	24.5	11.3	183.0	172.5	29.0	13.2	214.7
Rural - 2	29.4	1.5	2.2	33.1	36.2	1.8	2.7	40.7	43.2	2.0	3.2	48.4	50.6	2.3	3.8	56.7
East Java	122.9	122.4	30.6	532.9	430.6	155.7	34.4	620.7	483.6	174.6	38.7	696.9	538.8	190.2	43.4	772.4
High forecast																
Surabaya	187.0	91.6	16.2	294.8	207.4	136.8	17.4	361.6	229.9	144.3	19.1	393.3	254.0	149.6	20.7	424.3
Malang	70.2	15.8	4.5	90.5	81.2	16.7	5.2	103.1	93.3	17.6	6.0	116.9	107.2	18.6	6.8	132.6
Pasuruan	39.8	27.6	1.7	69.1	47.7	34.8	2.0	84.5	56.9	43.4	2.3	102.6	67.1	48.9	2.6	118.6
Rural - 1	121.6	19.5	8.3	149.4	157.0	22.6	10.3	189.9	196.8	26.4	12.6	235.8	242.9	30.9	15.0	288.8
Rural - 2	34.3	2.2	2.5	39.0	43.6	2.7	3.1	49.4	54.2	3.4	3.8	61.4	65.9	4.2	4.6	74.7
East Java	452.9	156.7	33.2	642.8	536.9	213.6	38.0	788.5	631.1	235.1	43.8	910.0	737.1	252.2	49.7	1,390.0

Table IX-20 DETAILS OF LOAD FORECAST (3)
13% electrification in 1980

	(million kWh)											
	1978			1979			1980					
	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total	Residen- tial	Indus- trial	Commer- cial	Total
Low forecast												
Surabaja	207.5	120.2	19.1	346.8	220.3	146.9	20.4	387.6	233.5	179.5	21.5	434.5
Malang	80.3	17.2	6.6	104.1	86.7	19.7	7.3	113.7	93.4	22.5	8.0	123.9
Pasuruan	51.6	52.9	2.5	107.0	57.0	61.5	2.8	121.3	62.6	71.5	3.1	137.2
Rural - 1	198.9	35.1	15.3	249.3	226.5	42.3	17.4	286.4	255.4	51.2	19.5	326.1
Rural - 2	58.4	2.7	4.3	65.4	66.6	3.1	4.9	74.6	75.0	3.5	5.6	84.1
East Java	596.7	228.1	47.8	872.6	657.1	273.5	52.8	983.4	719.9	328.2	57.7	1,105.8
High forecast												
Surabaja	280.6	194.0	22.3	496.9	302.9	251.6	24.4	578.9	341.3	326.3	26.3	693.9
Malang	122.5	21.9	7.7	152.1	139.1	25.8	8.7	173.5	157.8	30.4	9.8	198.0
Pasuruan	78.7	57.5	3.0	139.2	91.5	67.6	3.4	162.5	105.7	79.4	3.8	188.9
Rural - 1	292.3	37.8	17.7	347.8	349.0	46.2	20.5	415.7	414.4	56.5	23.5	494.4
Rural - 2	78.8	5.3	5.5	89.6	93.0	6.6	6.4	106.0	109.4	8.2	7.5	125.1
East Java	852.9	316.5	56.2	1,225.6	975.5	397.8	63.4	1,436.6	1,128.6	500.8	70.9	1,700.3

Table IX-21 PROBABLE LOAD FORECAST
13% electrification in 1980

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<i>(million kWh)</i>											
Energy requirement at customer											
Surabaya	160.5	178.9	218.2	234.7	267.2	318.7	343.9	368.0	421.9	483.3	559.2
Malang	50.9	56.1	61.6	67.7	78.6	91.7	102.2	113.8	128.1	143.7	161.0
Pasuruan	35.7	40.8	46.7	53.0	65.3	77.7	93.1	106.5	123.1	141.9	163.1
Rural - 1	59.4	70.7	86.8	105.1	137.5	171.6	209.4	251.8	298.5	351.0	410.3
Rural - 2	14.8	18.9	23.2	27.6	36.1	45.1	54.9	67.9	82.1	97.3	114.3
(Bodjonegoro)								(2.2)	(4.6)	(7.0)	(9.6)
Total	321.3	365.3	436.4	488.1	584.6	704.6	803.5	907.9	1,053.6	1,217.0	1,407.7
Loss factor (%)	23.6	23.0	22.4	22.0	21.4	20.8	20.2	19.7	19.2	18.6	18.0
Required energy production	421	474	562	626	724	890	1,007	1,130	1,304	1,495	1,717
Peak demand (MW)	69	77	92	102	121	145	164	184	213	244	280

X 電源開発計画

1. 電源開発計画策定の方針

電源開発計画は第Ⅷ章、第Ⅹ章で想定した将来の需要を充足するため必要な各種電源をいつ、いかなる順序で建設するのが最も経済的であるかを検討するものである。

1974年までの供給力についてはすでに工事が着手されて居るので我々の対象とする期間は1975年以降1985年までの間である。

電源開発計画の策定にあたって経済性の追求を第1の目標とする。需要想定の結果によると今後の東ジャワ電力系統の需要は年率15%の高率で増加して行く。これに対応するために1985年に必要な発電設備は予備力を含め現状の約5倍半が必要であり450 MWの追加が必要である。この発電設備及び関連する送配電設備の増強に必要な資金は膨大な額にのぼる。所要資金の大半を諸外国よりの援助ないしは融資にたよらざるを得ないインドネシアとしては資金の最も有効な活用を計り如何に安く如何に多くの電力を供給するかを努めなければならぬ。経済性の追求という点については従来充分なる考慮が払われていないきらいがあるので今後これを改め設備計画においてはこの視点に立って選択を行うものとする。

2. 電源開発計画策定の手順

- (1) 1985年までの需要想定に必要な予備力を加えて開発必要量を定める。
- (2) 素材となる水力地点を用意し個々の地点の経済性評価を行なう。この場合の評価は火力を基準とした便益・費用比(B/C)により行う。
- (3) 火力発電所についても立地条件単機容量系統投入時期等につき検討を加える。
- (4) 上の素材を適宜組合せて需給バランスを満足し所要の予備力を確保できる代案を幾つか用意する。
- (5) 代案につき技術経済的検討を加えて一定の技術的レベルを保ち経済性のすぐれたプランを選定する。経済性の検討には建設費のみならず今後の系統の発電原価の動向をも考慮する。
- (6) 選定された開発案につき所要資金を算出し資金計画を作成する。

Fig. X-1に上の手段を図式化して示した。

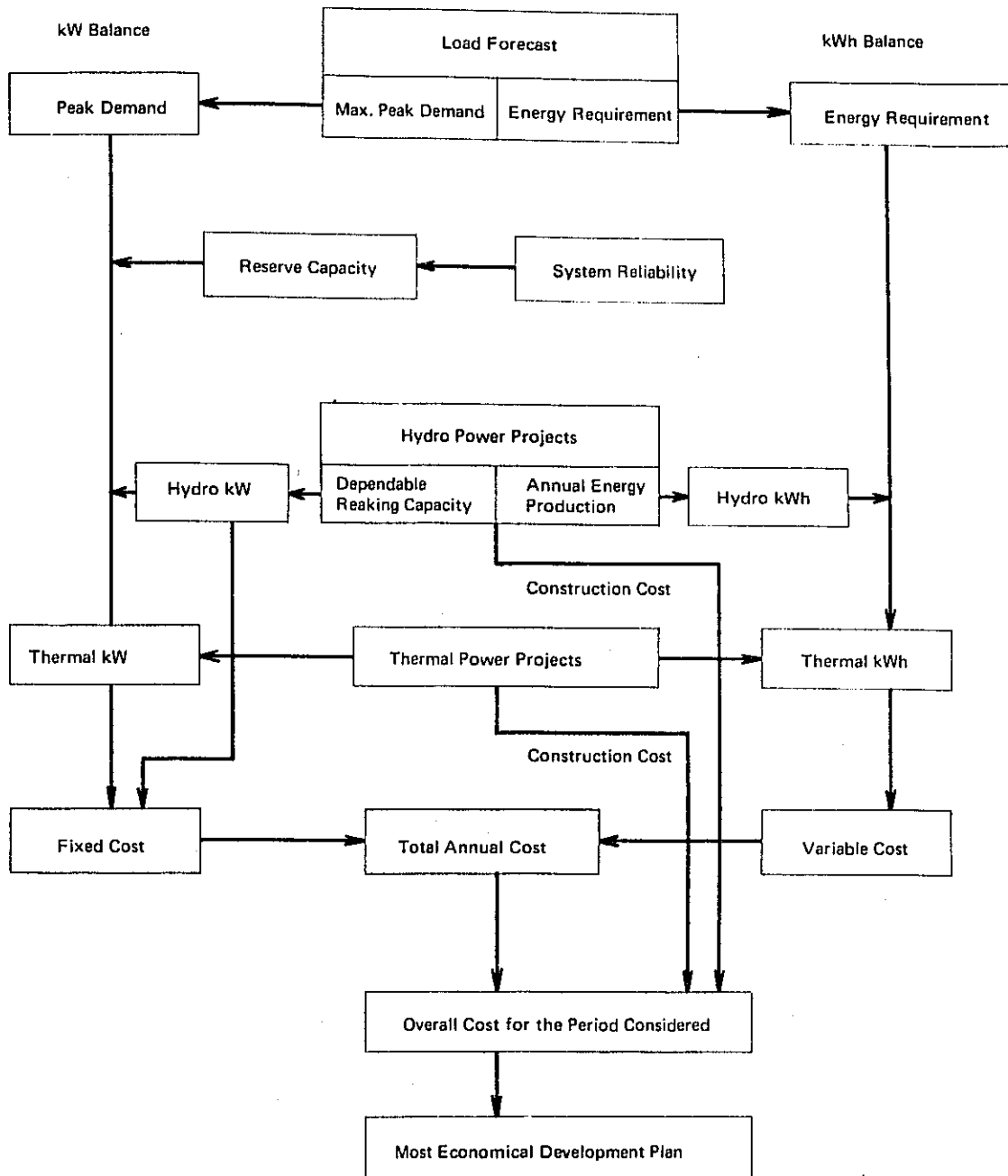


Fig. X-1 SCHEMATIC DIAGRAM OF POWER DEVELOPMENT PROGRAM

3. 必要開発量

3.1 供給予備力

必要開発量は第Ⅹ章で得た需要想定の中間値に予備力を加えたものとする。予備力は需要予測の狂い或いは供給設備の事故異常湧水による水力発電所の出力低下など予測してない事態が発生しても供給に重大な支障を来すことなく安定して電力を供給するための余裕設備である。本報告書においてはこの予備力を需要最大負荷の 10 %として計画する。

従来東 Java においては、その系統に含まれる最大ユニット1台分の kW をもって予備力としているが今回はこの考えは採用しない。又これからも当分の間採用しないことを強く勧告するその理由は次の通りである、東 Java の電力系統の規模は小さく従って現在の火力最大ユニットはベラク火力の 25 MWである。この様に小規模なユニットの電源ではスケール・メリットによる発電原価の低減を享受することが出来ず高い電気しか生産できない。予備力とし最大ユニット1台分の考えを採用することは少くとも同容量のユニット2台を同時に必要とすることになりかなりの先行投資となる。従って仲々単機容量の増大に踏みきることが出来ず原価は安く

第Ⅹ-1表 所要電源開発量

(MW)

	1970	72	74	76	78	80	82	84	85
ピーク需要	69	92	121	164	213	280	350	440	495
供給予備力	7	9	12	16	21	28	35	44	50
所要開発量	76	101	133	180	234	208	385	484	545

ならない。

我々の試算によると 75 MWユニットの発電原価は 50 MWに比し 5 %低減し 125 MWになると 9 %の低減が期待できる。現在 PLN に課せられている課題は如何に安い電力を豊富に需要家に供給するかということであることを考えて比較的発生頻度の低い事項に対しての配慮から経済性を捨てるべきではない。東ジャワでの電力事情はまだその段階に達していないと云えよう従って PLN としてはできる限り早い時期に単機容量の大きい火力ユニットの採用につとめるべきである勿論 10 %の予備力しか持たずに系統容量に比しかなり大きいユニットを導入する時には——機械であるからには必ず事故が発生するものであるから——その最大ユニットの発電機が事故を起した時の系統の状況及び対策につき事前に考慮しておかなければならない。例えば系統容量の 20 %程度の単機容量をもつ発電機が全負荷運転中事故をおこして、突然解列したとするとおそらく系統の周波数変動が大きく火力機の運転限界である 2 %の変動巾をこえるであろうから全ての火力機は系統から脱落し系統はつぶれてしまうであろう。この様な事態は当分の間やむを得ないものとし問題はこのような事態がどの程度の頻度でおきるか、又起きた

時にどの様な対策によりどの程度の復旧時間で電力の供給再開できるかである。

インドネシアにおける実例がないので日本におけるデータから推定すると 50 ~ 125 MW級の火力ユニットの事故による年間平均停止率は(停止率 = $\frac{\text{停止時間}}{\text{暦日時間}} \times 100$) 1.4%, 件数にして年間約 4 件である。勿論これらの数字は火力設備保守の運転技術レベル及び点検修理の状況, ユニットの経過年数で異なるものであるが, この 4 件の事故のうち上で考えた様な系統をかためつ状態におとし入れる様な重大かつ緊急停止を伴うものはデータがないが 1 件に満たないものと推定される。仮にこれを 1 件とみても他の 3 件は事故が検知されて系統から事故ユニットを切り離すまでに負荷の制限あるいはしゃ断他の電源による発電力の増加など給電指令操作によって処理できるものである。系統には大きな被害を与えずに済む。

同じ容量の 2 号機が運転に入れば上で想定した事態はかなり緩和されるので主として第 1 号機について考えておけばよいことになる。この様に年 1 回未満の供給支障は他にも色々の原因から当然発生するものである。系統がつかれてしまった場合に回復は予め対策手順を考えておけば比較的早期に出来よう。

一方事故の規模がそれほど大きくない時には系統保時リレイにより供給力と負荷のバランスをとることにより系統をかためつ状態にまでもちこまないで救う方法がある。この対策も同時に実施されるべきであるか詳細は第 X 章に記述してある。

なお予備力を 10 % しかもたず火力ユニットを 1 台ずつ系統に投入した場合火力ユニットの定期点検はできないかという点必ずしもそうでもない。後述の Plan T-C によると 50 MW を最初に投入する 1976 年近辺のピーク需要および供給力は次の通り。

第 X-2 表 ピークと供給予備力

(MW)

	1976	1977	1978
A 所要設備容量 (B + C)	180	202	234
B 供給予備力 10 % × C	16	18	21
C ピーク需要	164	184	213
D 電力供給力	218	218	268
E バランス (D - A)	38	16	34
F 総合供給予備力 (B + E)	54	34	55

即ち予備力は 10 % を目標としているが現実にはそれ以上あるのでこれを利用すれば長期の停止も可能である。1976 年には 50 MW ユニットの停止は予備力の範囲でカバーできるし 1977 年においても 16 MW の不足を生ずるのみである。バランスは各年の年末で考えてあるので年初とかに停止時期をしらべた条件は緩和され殆ど予備力でカバーでき負荷制限などの処置は必要ないと思われる。

3.2 需給バランス Critical Conditim

東ジャワにおいては5-8月の乾期と9-4月の雨期の季節はあるが年間を通じて日照時間気温の変化が少いので電力需要の方も特に季節による重軽はなく年間を通じて単調に増加していると考えてよい。従って年間の最大負荷は12月にあらわれる。

一方供給力については水力発電所供給力に乾期雨期の影響がある。東ジャワにおいては水力発電所は従来主として灌漑に付随して建設されたものが多く又現在でも水力プロジェクトの多くは灌漑を含む多目的計画として建設されている。乾期には灌漑の目的で一般に放流量が増大しこれにつれ発電々力量も増加するが雨期には貯水池のある所では乾期の灌漑に備えて極力貯水に努めるので発電々力量も減少する。カリコント系にあるシングル水力発電所、マディウン系のガベル水力発電所はこの典型例で雨期には発電を停止する。

火力発電所の供給力は季節には無関係であるが水力発電所の供給力は雨期には減退するので全体の供給力はヤ、落ち込む。従って12月は需要が最大で供給力が減少している時であるのでこの時点は供給力と負荷のバランスからみた場合最もきびしい条件となる。従って本報告書では12月において供給力と負荷のバランスを考慮することにした。12月においてバランスが保たれればその年の他の月は当然バランスは確保されることになる。

Dependable ピーク容量

バランスに用いる負荷或いは供給必要量はkWでは想定需要の10%増を、kWhでは想定需要をとった。一方供給力はkWについてはDependable ピーク容量を用いることにしkWhは年平均発生電力量をとった。

火力発電所は年間を通じてその設備火力までの電力を発生しようと思えばできるが河川の自然流量に左右される水力発電所出力は事情が異なる。電力需給面からはいつでも確保できる出力が最も価値ある出力であり前述のシングルおよびガベル水力発電所の様に雨期には出力が0となる水力発電所は長期の電力計画策定においては安定供給電源でないのをこれを計上することは出来ない。貯水池式発電所であってもその時の貯水池の水位如何によって可能発電力は変わって来る。水位の低い悪い条件においても出しうる出力がDependable 容量となりこれは貯水池の運転曲線が決まらないと厳密には求められない。

東ジャワ系統における既設及び工事中の発電所のDependable 容量年間発生電力量は第X-3表の通りである。

ピーク時供給力

長期電力計画作成に当って将来の電力供給設備のうちPeek supply capability (主として水力)がどの程度系統から要求されるか検討する。

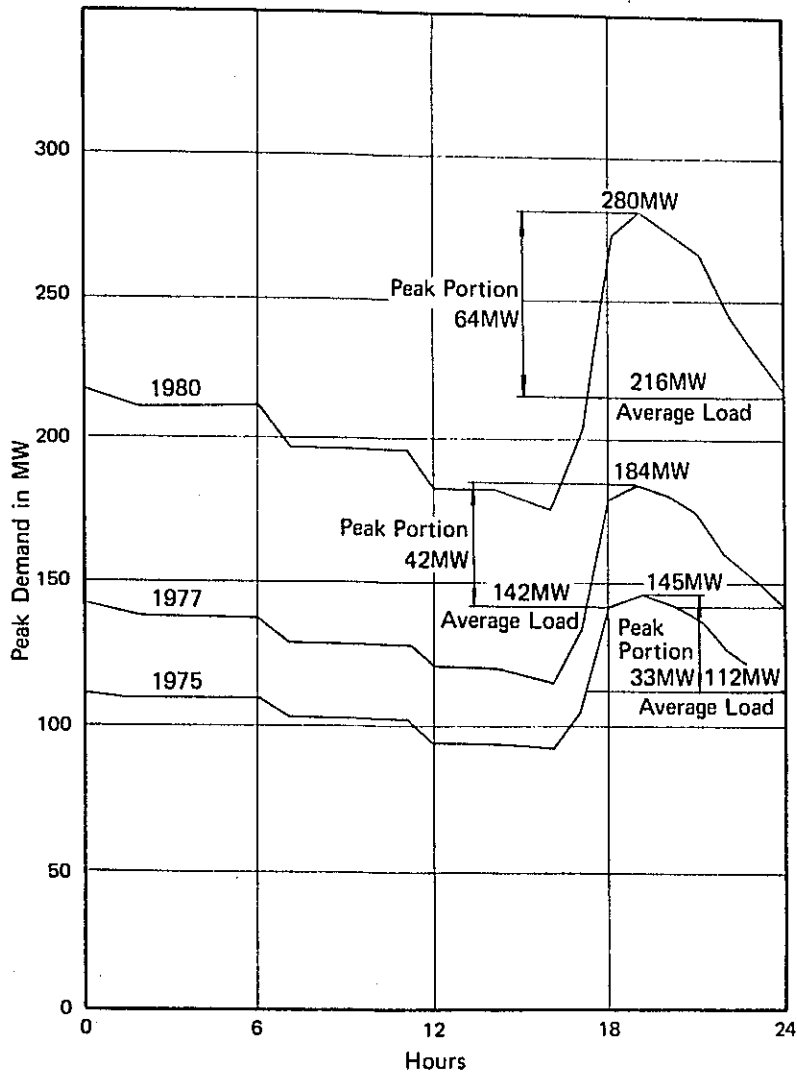


Fig. X-2 FORECASTED PEAK PORTION

Table X-3 DEPENDABLE PEAKING CAPACITY AND ANNUAL ENERGY PRODUCTION

	Installed capacity (MW)	Dependable peaking capacity (MW)	Annual energy production (million kWh)	Remarks
Existing				
Hydro	44.3	29.1	160	
Thermal	50	50	285	capacity factor 65 %
Diesel	18.3	13.1	43	
Under construction				
Seloredjo	4.5	3.5	55	includes downstream increment
Karangates 1st stage	70	62	340	
Diesel	4.8	4.8	16	capacity factor 40 %
Proposed				
Karangates 2nd stage	35	31	93	
Gas turbine	12.5	12	22	capacity factor 20 %
Thermal 50 MW unit	50	50	310	" 70 %
75 MW "	75	75	460	" 70 %
125 MW "	125	125	770	" 70 %

第Ⅶ章の3項に述べた如く東ジャワ系統の負荷率は現在77%程度年負荷率は約70%等価Peak 継続時間は約4時間が記録されて居りこれらの値は今後10年間位はあまり変化しないものと推定される。但し日負荷曲線の形は今よりは深夜負荷部分が落ち込み昼間負荷部分がもち上る形となろう。

1975, 77, 80の各年末におけるピーク需要, 日平均負荷ピーク部分(=ピーク需要一日平均需要)の関係を我々の需要想定に基き示すと次の様になる。

第X-4表 ピーク需要と平均需要

(1975	1977	1980
ピーク需要 (MW)	145	184	280
平均需要 (MW)	112	142	216
ピーク部分 (MW)	33	42	64

Based on 77% daily load factor

又現在と日負荷曲線の形が変らぬものとして書くとFig X-2の様な曲線が得られる。上のピーク部分は水力を主とするピーク供給力により分担されるのが最も経済的な系統運用となろう。この値は1980年においても64 MWである。

一方現在の水力供給力のうち日間の調整能力のあるムンダランおよびシマン発電所は1日4時間程度の継続時間では25 MWのピーク出力が出せる。これに1973年中に完成するカランカタス水力発電所のDependable ピーク出力62 MW, ガス・タービン12 MWを加算すると東ジャワSystemにおいては約100 MWの(1972年完成予定)ピーク供給能力があることになり少くとも1980年まではピーク用としての新規電源が要求されることはない。かりに, ガス・タービンが設置されなくてもピーク供給容量は十分あります。1980年よりあとについては負荷曲線の形状も変って来るし予想しにくいが第X-4表の傾向から推定するとピーク部分が100 MWに達するのは1984年頃と考えられる。

従って1985年までの開発計画をカバーする本報告書の開発計画においては少くとも1980年においては特にピーク供給能力を必要としないこと, 要求されるとしても1980年代中ばであることとして計画を進めることとした。

4. 水力プロジェクトの評価

需要想定に基き必要開発量が算定されるとこれに対応して水力火力を適当に組合せた開発計画が出来上る。その際使用される水力地点の素材については予め一定の評価基準を作成しておきこの基準に合格したものを開発計画に折り込むことが必要である。

従来インドネシアにおいて水力プロジェクトの評価は主として代替火力発電所との比較においてなされているが使用されている評価に関連する数字はいずれもまちまちである。このために

A 水力プロジェクトと B 水力プロジェクトとを比較することが困難でありこれらのプロジェクトに開発の優先順位を与えるためには更に別途の検討を要するという不便があった。又同じ A プロジェクトについても a が評価すると極めてより評価が得られるのに他の b がこれを評価するとかんばしくないといった様なことがおきる。この様な不便をのぞき誰がどの地点について検討しても同じ評価が得られる様評価の基準を是非作成すべきでありそれは以下に詳述する火力発電所を基準にした B/C 法が最も妥当と考える。B/C 法は上述の如き水力地点相互の評価に使われたのみでなく個々の水力地点の最適開発規模の決定にも使用される。

4.1 便益・費用法

この方法は次の考えに立っている。もしある水力プロジェクトを開発しなければ当然需要を満たすために火力発電所を開発しなければならないので今後開発される標準的な火力発電所を考えこれと水力プロジェクトとの比較において水力プロジェクトを評価する方法である。ここで標準的な火力というのは評価を受ける水力プロジェクトが系統に入る時点において最も多く使用されているか或いは主役をなしていると想定される火力を云うのである。標準火力の単機容量は小さすぎても大きすぎても妥当性をかくことになるこの点において完全な水力プロジェクトの代案とは異り水力プロジェクトの規模が 20 MW であるからといって標準火力ユニットをこれに合わせる必要は全然ない。即ち評価を受ける時点において供給可能と考える電力原価を基準とするものである。Fig X-3 に B-C method の手順を schematically に示した。

水力地点の価値

水力地点の価値は次式で表わす。

$$\text{水力地点の価値} = (\text{水力地点の有効最大電力}) \times (\text{標準火力の kW 当り固定費}) + (\text{水力地点の有効電力量}) \times (\text{標準火力の kWh 当り可変費})$$

即ち水力プロジェクトの便益を kW の価値と kWh の価値とに分離して考えるものでこれは水力プロジェクトの有するピーク供給能力に対して特に評価を与えているものである。上の式において水力地点の有効最大出力とはその水力の開発を行うことにより減少させることの出来る火力発電所の kW であり今回の検討では水力プロジェクトの dependable ピーク出力をとっている。有効電力量は同様にその水力プロジェクトの開発によって減少させることのできる火力の kWh であり水力プロジェクトの平均年間発生電力量をとる。

但し原則として火力との比較は需要中心地に近い 1 次変電所の入口にて行うので水力発電所の費用には水力発電所から 1 次変電所までの送電線の費用を追加し電力、電力量については送電損失を差し引いたもので考える必要がある。

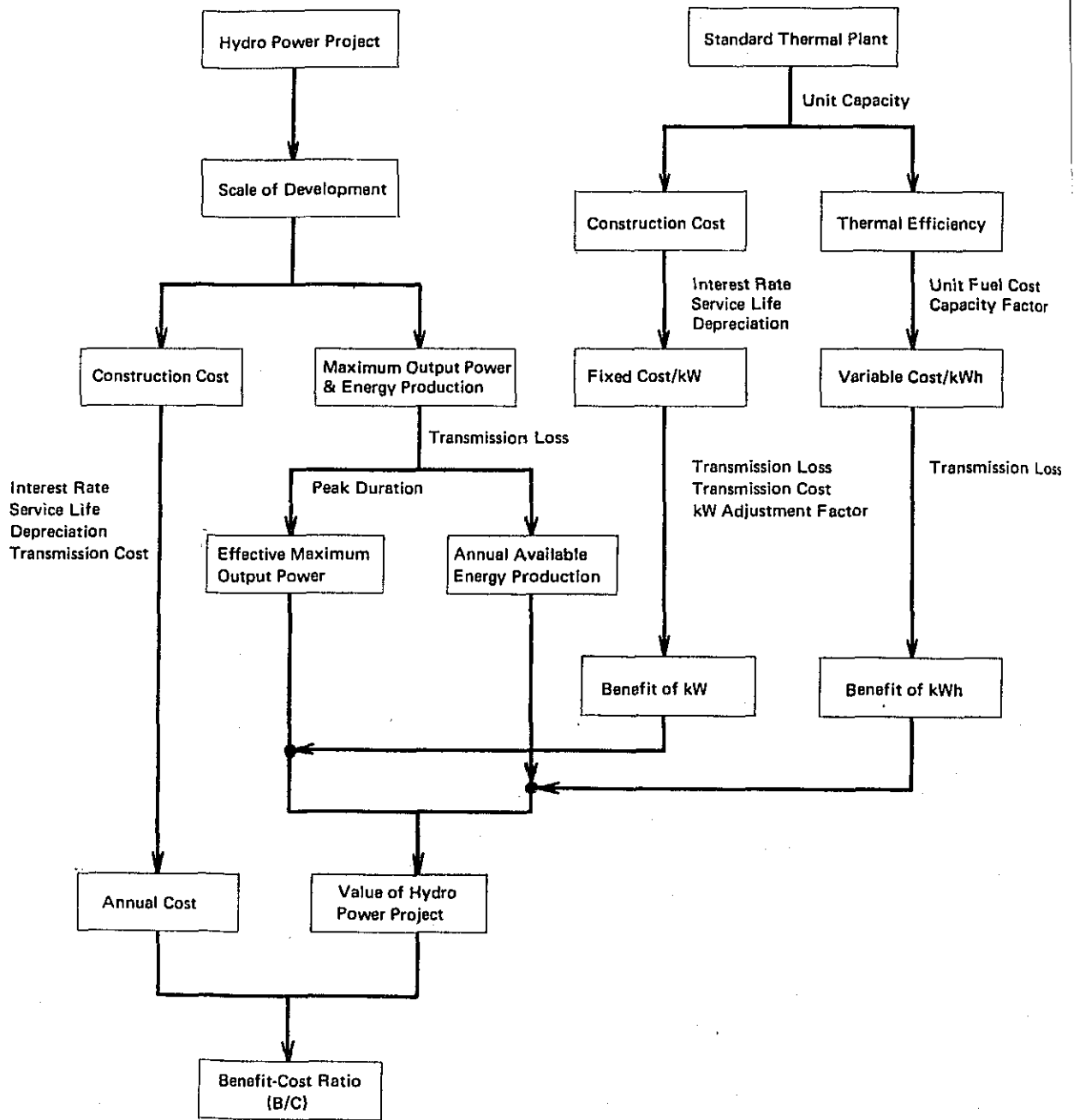


Fig. X-3 SCHEMATIC DIAGRAM OF HYDRO POWER PROJECT EVALUATION

基準火力発電所

本報告書においては基準火力発電所として 50 MW×2 ユニットを想定し水力プロジェクトの評価に使用した。本報告書で取扱う開発計画の時期はカランカテス水力発電所 1 期工事完成後の 1975 より 1985 年まででありこの 1970 年代後半より 1980 前半までの間において東ジャワの電力系統において主役を演ずると想定されるからである。開発計画がもっと後の年代のものを取扱うのであれば基準火力の単機容量はもっと大きくする必要がある。この基準火力発電所は一応スラバヤ近辺に設置されることを想定して以下の計算を行っている。水力発電所との比較を行う 1 次変電所としてはワル II 変電所を想定した。第 X-5 表に基準火力発電所の諸元をかけた。なお比較のために単機容量を 75 MW, 125 MW とした時のデータも示してある

Table X - 5 BASIC FIGURES OF STANDARD THERMAL POWER PLANT.

Item	Case 1	Case 2	Case 3
Plant Capacity (MW)	100	150	250
Unit Capacity X No. of Unit (MW X No.)	50X2	75X2	125X2
Capacity Factor (%)	70	70	70
Annual Energy Production (million kWh)	613	920	1,533
Station Service Use (%)	7	6.5	6
Annual Available Energy (million kWh)	590	860	1,440
Thermal Efficiency at Sending End (%)	33.5	34.5	35.3
Annual Fuel Consumption (10 ³ KL)	166	243	398
Unit Construction Cost (US/KW)	180	165	155
Construction Cost (million US)	18.0	24.8	38.8
Foreign Currency 80%	14.4	19.8	31.0
Domestic " 20%	7.6	5.0	7.8
No. of Persons for O&M	120	140	160
Service Life	30	30	30

Note : Construction Cost as per of 6% Interest Rate.

火力建設費単価は現時点において国際入札において達成可能と考えられるものを算出した。過去におけるタンジュン・プリオクおよびペラク火力発電所の建設単価は、ECAFEの資料によると320～330/kWと国際的な水準から見て桁はずれに高い。これについては種々の原因があるから発電原価の安い電力を発生するにはやはり安価な建設が絶対に必要であるので、妥当な値段で建設できる様あらゆる努力を傾ける必要がある。建設費のうち外貨内貨の割合は80、20%とした。

基準火力発電所の年経費

火力発電所の年経費は固定費と可変費に分けて考える。固定費とは発電所の発生電力量に無関係に支出される費用で金利、償却の資本費、運転保守員の給料、修繕費他の運転維持費、管理費から成りその資本費が約70%運転維持費が25%をしめる。可変費は発生電力量により変わるもので燃料費が97%をしめ他に修繕費、管理費の一部が入る。公租公課および関税は除外してある。これら経費は耐用年数間にわたって毎年均等に支出されるものとして計算する。

年経費算定に使用した諸条件は次表の通り

金利	内・外貨共に	6%	3%
耐用年数	30年（アメリカ、AID便益・費用評価基準による）		
残存価格	なし		

従って資本回収率は金利6%のとき 9.98%

“ 3%のとき 7.80% となる。

人件費は年間給料厚生福利費を含めて1人当り6.00\$とした。

修繕費は建設費に対して2.0%として外内貨80：20%の割とした。

雑費0.2%とした。管理費は運転維持費の8%燃料費は、現在既設タンジュン・ペラク火力発電所で使用している燃料費6.25 Rp/lを使用した。この値段は石油を産出せずにその使用する石油の100%を輸入に依存している日本の値段とほぼ同水準であり、石油産出国であるインドネシアとしては極めて高い値段である。可変費は石油の値段に直接比例するのでPLNはプルトミナよりの購入値段を安く抑える必要がある。燃料の使用量は今后火力発電の増加により1980年には1971年の使用量の約3倍1985年には約6倍と飛躍的に増大することが見込まれるので購入量の増加に伴い単価の割引きを求めるべきである。

以上の諸条件をもとに基準火力発電所の均等化された経費を計算した結果をTable X-8及びTable X-9に示してある。以下金利6%の場合を例にとる発電端における全固定費を発電所の出力で割って電力単価が得られる。同様に全可変費を送電々力量で割り送電端におけるkWh当りエネルギーコストが求められる。50 MWユニットX2の場合発電端における上の値を一次変電所の入口に換算するために火力発電所と一次変電所（ワルII変電所を想定した）間の

154 kV 2 回線送電線の費用及び損失を第 X-6 表の如く想定した。

Table X-6 CONDITIONS FOR ANNUAL COST CALCULATION OF POWER PLANT THERMAL

Interest rate	
Foreign currency	3% and 6%
Domestic currency	10%
Service life	30 years
Capital recovery factor	
At interest rate 3%	5.10%
" 6%	7.27%
" 10%	10.61%
Annual salary	600 \$/person
Repair and maintenance cost	
Foreign currency portion	80%
Domestic currency portion	20%
Miscellaneous cost	0.2% of construction cost
Administration cost	
	8% of total operation and maintenance cost
Fuel cost	15 mills/litre (6.25 Rp./litre)

送電線の年経費は全額が固定費と考えられるから一次変電所入口における電力コスト、エネルギーコストは次の通りとなる

$$\text{電力コスト} = \frac{1857 + 49}{100 \times 10^3 (1 - 0.02)} \times 10^3 \$ = \frac{1906}{98} = 19.5 \$/\text{kW}$$

$$\text{エネルギーコスト} = \frac{2568 \times 10^3 \$}{570 (1 - 0.02) \times 10^3} \times \frac{2568}{559} \times 10^{-3} = 4.59 \times 10^{-3} \$/\text{kW}$$

便益単価

便益単価は上で求めた火力発電所の一次変電所入口における Cost をもとに次の如く算出する。

$$\text{kW 便益単価} = 1.2 \times \text{電力コスト}$$

$$\text{kWh 便益単価} = \text{エネルギーコスト}$$

上式で kW 便益をもとめるに使った係数 1.2 は kW 補正係数と呼ばれるもので次の考えに立っている。

即ち火力発電所は水力発電所に比較して事故による停止率及び定期補修による停止率が大きい。従って電力系統に火力発電所を投入した場合に水力発電所を投入した場合と同じ供給信頼度を保つためには火力発電所は余分の設備量を必要とする。この所要増分設備量は水力発電所のもつ便益とみなされるのでこのことを考慮するための係数が kW 補正率である。kW 補正率は電源の水火力構成及び主機台数によって変るものであり通常 1.1 ~ 1.3 位の値である。

従って東ジャワ系統では金利 6 % のとき

$$\text{kW 便益単価} = 1.2 \times 19.5 = 23.4 \$/\text{kW}$$

Table X-7 ANNUAL COST CALCULATION OF THERMAL POWER PLANT

Interest rate: 6%
(thousand US\$)

	50 MW x 2			75 MW x 2			125 MW x 2		
	Fixed	Variable	Total	Fixed	Variable	Total	Fixed	Variable	Total
Interest and depreciation	1,429	—	1,429	1,971	—	1,971	3,082	—	3,082
Foreign currency	1,047	—	1,047	1,440	—	1,440	2,254	—	2,254
Domestic "	382	—	382	531	—	531	828	—	828
Operation and maintenance	396	72	468	531	99	630	795	155	950
Wage and salary	72	—	72	84	—	84	96	—	96
Repair	288	72	360	397	99	496	621	155	776
Miscellaneous	36	—	36	50	—	50	78	—	78
Administration	32	6	38	42	8	50	64	12	76
Tax and duty	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel	—	2,490	2,490	—	3,645	3,645	—	5,970	5,970
Total cost	1,857	2,568	4,425	2,544	3,752	6,296	3,941	6,137	10,078
Unit cost at sending end									
Power cost (\$/kW)	18.6	—	—	17.0	—	—	15.8	—	—
Energy " (mill/kWh)	—	4.51	7.76	—	4.36	7.32	—	4.26	6.99

Table X-8 ANNUAL COST CALCULATION OF THERMAL POWER PLANT

Interest rate: 3%
(thousand US\$)

	50 MW x 2			75 MW x 2			125 MW x 2		
	Fixed	Variable	Total	Fixed	Variable	Total	Fixed	Variable	Total
Interest and depreciation	1,075	—	1,075	1,488	—	1,488	2,336	—	2,336
Foreign currency	714	—	714	979	—	979	1,530	—	1,530
Domestic "	361	—	361	509	—	509	806	—	806
Operation and maintenance	385	70	455	516	96	612	773	150	923
Wage and salary	72	—	72	84	—	84	96	—	96
Repair	278	70	348	384	96	480	602	150	752
Miscellaneous	35	—	35	48	—	48	75	—	75
Administration	31	6	37	41	8	49	62	12	74
Tax and duty	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel	—	2,490	2,490	—	3,645	3,645	—	5,970	5,970
Total cost	1,491	2,566	4,057	2,045	3,749	5,794	3,171	6,132	9,303
Unit cost at sending end									
Power cost (\$/kW)	14.9	—	—	13.6	—	—	12.7	—	—
Energy " (mill/kWh)	—	4.50	7.12	—	4.36	6.74	—	4.26	6.46

Table X-9 ANNUAL COST OF 150kV TRANSMISSION LINE

Number of circuits:	2
Distance:	25 km
Construction cost:	520 thousand dollars
Serviceable life:	50 years
Capital recovery factor:	6.34 %
Operation and maintenance cost:	3.0 %
Annual cost:	48.5 thousand dollars
Loss ratio	
kW and kWh:	2 %

$$\text{kWh 便益単価} \approx 4.59 \quad 4.59 \times 10^{-3} \text{ \$/kWh}$$

に金利3%のときは

$$\text{kW 便益単価} \quad 1.2 \times 15.5 = 18.7 \text{ \$/kW}$$

$$\text{kWh 便益単価} \quad 4.59 \times 10^{-3} \text{ \$/kW}$$

となりこの値を用いて水力プロジェクトの評価を行うこととする。

便益単価に影響ある要素

上で算出した Unit Benefit Value は火力発電原価を構成する要素が変化することにより変る。

先ず kW 便益単価は火力発電建設費にほぼ比例して変化し、その他使用する資金の金利、耐用年数減価償却の方法に大きく影響される。又 kW 補正係数のとり方にもよる建設費を±10%金利を6%から3%にかえた時の kW 便益の変化は次の如くなる

第 X-10 表 Sensitivity Chart of
kW Benefit

		建設費 Cost		
変化		+ 10 %	0	- 10 %
金利	3 %	20.8	18.7	16.5
"	6 %	25.8	23.4	20.7

次に kWh 便益単価は燃料価格に比例して増減し又火力発電所の利用率によっても変る。一般に 50 MW 以上の新設ユニットでは 70% がとられているがこれを 80% とすれば kWh 便益は 2.2% 低下し、60% とすれば 2.2% 上昇する

水力発電所の年経費

B/C 法の C は評価を受ける水力発電所の建設費に年経費率をかけて耐用年数間にわたって均等化された年間経費をとる。多くの水力プロジェクトの如く多目的場合には全体の建設費を各目的にアロケートしたあと水力発電が分担すべき建設費をとるものとする。耐用年数は水力発電設備に対して一般に 50 年が採用されている。水力発電所の年経費の場合にもその建設費、使用金利、減価償却の方法により大巾に変るので金利、償却方法などの条件を規定しておかなければ他プロジェクトとの比較はできない。

便益費用比

以上説明した方法で計算した便益及び費用より B/C が求められる。一般に B/C が 1 以上の水力プロジェクトは火力発電所に対して経済性がすぐれていると判断されるので積極的に建設すべきである。B/C が 1.0 に満たないものは火力発電所より経済的に劣っているものと判

断される従ってB/Cが1.0を上廻る時点まで開発を見合わせるべきである。但しこゝで注意しなければならぬのは前述の様に基準のkWおよびkWhの便益単価が絶対的なものでなくかなりの中で変動する可能性があることである。又水力プロジェクトの工事費はえてして10~20%の増になりやすい。従って基準火力の費用算出及び水力プロジェクトの費用積算はできるだけ実現性の高い設備につき現実的な資料に基いて行ふ必要がある。更にB/Cで水力を評価した場合にB/Cが0.95位までは上の事項及び又水力プロジェクトが多くのintangible meritを有することを考慮して開発対象プロジェクトの候補として採用しプレ・フィジビリティ調査段階のものならば少くともフィジビリティ調査までは実施すべきと判断される。

4.2 水力プロジェクトの評価

前頃までにのべた方法により以下水力プロジェクトを評価する。東ジャワにおいて現在長期電源開発計画の策定の素材に使用できるまで調査が進んでいる水力プロジェクト——即ちフィジビリティ・調査又は、プレ・フィジビリティ・調査が終っているプロジェクト——はブラントス川のランカテスプロジェクトの2期工事及びその下流のウリンギプロジェクトの2つしかない。本開発計画、策定にはこの2プロジェクトを素材として検討し考慮に値するものであれば長期計画に折込むものとする。現在調査が進んでいない水力プロジェクトでも今後の調査により経済性がすぐれていることが立証されればいつでも——B/Cの判定基準で経済性がよいということは火力発電所の建設より水力開発の方に優先順位があることであるから——他の火力に優先して開発に着手することが出来る。

ランカテス・プロジェクト2期工事

ランカテス・プロジェクトの1期工事は1973年に終了し設備出力70MW(35MW×2台)の発電が可能となる。発電設備は3台分、105MWまで設置可能な設計である。これにラホール貯水池を新設してランカテス貯水池へ導水する案が考えられている。ブラントス川の支流であるラホール川に高さ70mのロック・フィル・ダムを築いて長さ600mのトンネルを含む水路で、両貯水池を結びランカテス貯水池へ送水するものである。ランカテス貯水池側のトンネル工事は一部実施済みである。なお1期工事は洪水制御、カンガイ、Powerと工事費のアロケートが考慮されているが今後の工事は全額Powerが負担すべきものとなる。

現在工事中の1期工事はケース1の形で進められている。従って今後の開発はケース2~ケース4の3つのケースが考えられる。しかし第X-11表より判る様にラホールダムの建設を伴わない場合には発生電力量の増加がない。一方第X章3.2で述べた将来のピーク供給力に

Table X-11 DEVELOPMENT OF KARANGKATES PROJECT

Case	Installed capacity (MW)	Dependable peaking capability (MW)	Annual energy production (million kWh)	Construction cost † (thousand US\$)
Karangkates 2 units:				
1. without Lahor	70	62	340	55,000
2. with Lahor	70	62	430	+ 11,900
Karangkates 3 units:				
3. without Lahor	105	93	340	+ 3,900
4. with Lahor	105	93	433	+ 15,800

Source: Nippon Koei Co., Ltd.

† excluding interest during construction and related transmission line.

ついでに予測では少なくとも1980年頃まではカラカテス・プロジェクト1期分70MWのピーク供給力以上のピーク供給源は必要とされていないことが判明している。電力需給上からはkWよりkWhが要求されている。従って1970年代及び1980年の初めにおいてはkW増を伴わずにケース3は貯水容量を増加し系統の信頼度を向上させる効果はあるものの先行投資となり時期尚早であると判断される。よってこれは考慮の対象外としてケース2及びケース4のみを検討する。但しピーク供給力が必要とされる時機には最も安いピーク電源と(110\$/kW)して最優先して開発されよう。

ケース2は現在工事に引続きラホール・ダム及び連結トンネルのみを建設するものでkWはふえないがkWhが90百万kWh増加する。送電線を増強する必要はない。

ケース4はラホール・ダムを作ると同時にカラカテス3号機を増設するものでkWもkWhもふえる。ワルII変電所まで、150kV送電線125kmの増架が必要となろう。

ケース2ケース4につきワルII変電所入口において基準火力により評価すると第X-12表の如き結果を得る。なお評価に当っては工事費は工事期間4年間の建中利子を含めた工事費を採用した。又カラカテス～ワルII間の送電線損失はkW, kWh共3%と仮定した。ケース4の場合の150kV送電線増架工事は裸工事費で700千ドルと推定した。

第X-12表の検討結果によるとケース2の場合はkWの増加がないためB/Cはきわめて悪く現在の所では評価されない。

ケース4は工事資金の金利水準により3%のときは経済的に実現可能であるが金利6%となるとB/C=0.82となり経済性がなくなるB/C=0.1となる金利は4.0%付近にある。いずれにしてもこの程度のB/Cがあれば第X章4.1でのべたB/C評価基準によりラホール・ダムの建設を伴うカラカテス3号機増設は考慮の対象とするに値するものと考えられるので開発計画にとり入れ総合評価するものとする。

但しこゝで3号機の増設を考える場合、解決されなければならない問題に逆調整池がある。3号機が設置された後発電所がピーク出力運転を行うと160 m³/Sの放水が行なわれることになる。この場合下流の利水に対して逆調整池なしで悪影響を及ぼさないが否が現在まで充分なる検討がなされていない。現在の工事は107 m³/Sの最大放水量で設計されているがこれについての検討資料もないようである。もし下流に逆調整池が必要となれば上で行なった評価は当然逆調整池を含めたもので行なわなければならない。又もし逆調整池が必要であるが当分建設しないとすればカランカテスの3号機増設によるkWのBenefitは発生しないことになりkWhのみの便益しか得られないことになる。この様に逆調整池の問題はカランカテスの評価に大きな影響を与えるものであるから早急に調査し明確な結論を出すことが必要である。

公共事業省のブランタス川事務所のカランカテス水力発電計画2期工事の説明資料によると、もしラホール・ダムの建設をカランカテス1期工事に引続いて実施すれば1期工事で使用した工事用機械を2期工事に有効に使えるため工事用機械において2.5百万ドルの節減が期待できるとしている。この説明資料に記載されている工事費総額と第X-11表に記載した工事費との間に喰違いがあるので直接の比較は困難であるが例に第X-11表の工事費においても2.5百万ドル節約できたと仮定すると金利6%のときにB/Cは1.2程度と計算される。

ウリング・プロジェクト

プロジェクトはブランタスの中流部近くに位置するクルド山の噴火による流砂防止を主目的としカンガイ発電をも兼ねた多目的プロジェクトとして計画されて来た。(最近になって流砂防止対策はブランタス川の支流において実施し本流においては行なわないことにインドネシア政府の決定がなされたとの情報もある。)

カランカテス・ダムの下流約30 kmに位置しているがカランカテス水力発電所の下池としても働くとされている。

現在までにインドネシア政府及びコンサルタント会社日本工営により砂防に関して種々の案が検討されて来ているが未だ最終案を得るに至っていない。従って下記の資料もプレ・フィジビリティ調査段階のものである。

Dependable ピーク出力プロジェクトが小さいのは乾期での放流量により決っているためである。現在までの所このプロジェクトはインドネシア政府側の意向により電力は脇役であるにも拘らず電力の便益のみで経済性を立証しようとして居り建設費のアロケーションは考慮されていない。

カランカテス・プロジェクト2期工事と同様1次変電所における電力よりのみのB/Cを試算すると第X-14表の結果を得る。試算の際ウリングおよびカランカテス発電所間の送電線とし

Table X-12 EVALUATION OF 2nd STAGE KARANGKATES PROJECT

		Case 2: Karangkates 2 units with Lahor		Case 4: Karangkates 3 units with Lahor	
		Interest rate		Interest rate	
		3%	6%	3%	6%
Benefit					
Increased power	MW	—	—	30	30
Unit benefit value	\$/kW	18.7	23.4	18.7	23.4
Power benefit	thousand \$	—	—	561	702
Increased energy	million kWh	87.5	87.5	90	90
Unit benefit value	mill/kWh	4.59	4.59	4.59	4.59
Energy benefit	thousand \$	402	402	413	413
Total benefit	thousand \$	402	402	974	1,115
Cost					
Construction cost of dam and power plant	thousand \$	12,500	13,000	16,600	17,300
Annual cost factor	%	4.89	7.34	4.89	7.34
Annual cost	thousand \$	611	954	812	1,270
Construction cost of transmission line	thousand \$	—	—	720	740
Annual cost factor	%	6.89	9.34	6.89	9.34
Annual cost	thousand \$	—	—	50	69
Total cost	thousand \$	611	954	862	1,339
B/C		0.66	0.42	1.13	0.83

Table X-13 BASIC FIGURES OF WLINGI PROJECT

1. Reservoir			
Catchment area			2,900 km ²
Storage capacity	Gross		24 million m ³
	Net		3,8 million m ³
Draw down			1 m
2. Dam			
Type		sand-gravel fill with center impervious core	
Height			47 m
Crest length			450 m
Embankment			one million m ³
3. Power plant			
Rated head			22 m
Max. discharge			200 m ³ /sec
Installed capacity			40 MW
Dependable peaking capacity			16.5 MW
Annual energy production			154 million kWh
4. Construction period		5 years including preparatory works	
5. Construction cost		20,900 thousand US\$	
		(excluding interest during construction and transmission line)	

Source: Nippon Koei Co., Ltd.

Table X-14 EVALUATION OF WLINGI PROJECT

Items	Unit	Interest rate 3%	Interest rate 6%
Benefit			
Dependable peaking capability	MW	16.0	16.0
Unit benefit value	\$/kW	18.7	23.4
Power benefit	thousand \$	299	374
Annual energy production	million kWh	149	149
Unit benefit value	mill/kWh	4.59	4.59
Energy benefit	thousand \$	684	684
Total	thousand \$	983	1,058
Cost			
Construction cost of dam and power plant	thousand \$	21,800	22,900
Annual cost factor	%	4.89	7.34
Annual cost	thousand \$	1,071	1,681
Construction cost of transmission line	thousand \$	510	520
Annual cost factor	%	6.89	9.34
Annual cost	thousand \$	35	49
Total	thousand \$	1,106	1,730
B/C		0.89	0.61

てはカランカテス発電所ワルⅡ変電所間の150kV2回線送電線は完成しているとの前提にたちカランカテス発電所までの150kV1回線28Kmのみを考慮し工事費として500千ドルを見込んだ。又ウリンギ発電所～ワルⅡ変電所間の送電損失は3%をみた。

第X-14表の試算より判る様にB/Cが金利3%のときでも0.87ではこのプロジェクトを電力の立場からのみでは評価されない。従って今回の開発計画にはとり入れないことにする。本来このプロジェクトは多目的プロジェクトであり電力は従的立場にあるにも拘らず電力のみの便益でのみ評価せんとするのは無理があり当然他の目的の便益も考慮し評価すべきものとする。いずれにしても末だプレ・フィジビリティ調査段階の調査であるので早急に計画を確立した上フィジビリティ調査まで実施しその時点で再度評価を受けるべきと考える。但しフィジビリティ調査においては次の諸点が明確にされる必要がある。

- (1) 本流による流砂防止は果して妥当か？
- (2) カランカテス発電所の逆調整池としては速すぎないか？
- (3) 最大使用水量200m³/Sは逆調整発電所としては大きすぎないか？

5. 火力発電プロジェクト

火力発電プロジェクトの場合には水力発電プロジェクトほどプロジェクトの特異性はなく長期計画の場合には単機容量及び設置台数が決れば建設費発生電力量発電原価はほぼ決まると考えてもよい。単機容量のみを決めておきあとでそれに適した場所を探してもよい。勿論各プロジェクトの立地条件により敷地の造成、機械基礎工事、冷却水の取水設備、燃料の輸送などが変りこれに応じて建設費も変化するがその巾は±5%程度である。火力発電プロジェクトの選定に当っては次の方針による

1. 重油専焼火力のみとする。
2. 内陸火力は作らない。
3. 系統信頼度の許す限り大容量Unitを建設する

上の理由は下記の通りである。

- (1) 第Ⅶ章において言及している如くインドネシヤは石油を豊富に産出する国であり現在の重油の値段は日本などと比較した場合余り安いとは云えないが今后は安くなる可能性があり安定した供給を受けられる。石炭資源はあるにはあるが資源性及び安定供給に欠ける面がある。火力発電設備のコストは石炭焚きは重油焚きに比して約20%も高いので経済性がない。現存するタンジュン・プリオク、タンジュン・ペラク火力は石炭でもたける設備を有しているが甚だ不経済であり今後の火力プロジェクトは当然重油専焼で考えるものとする。
- (2) 東ジャワ電力系統の需要の中心は現在スラバヤであるが今后工業化が進むにつれて西は

グレスック東南はバスルアンへと産業地帯が延びるものと考えられる。いずれにしても需要の中心はスラバヤを中心とした海岸地帯にあるので火力発電プロジェクトも極力需要の中心に近い臨海地点或いは大きな川の河口に近い川に面した地点に立地すべきである。燃料及び機器の輸送、冷却水の確保の点で最善である。東ジャワにおいては石油を産出する場所或いは産出すると目されている場所がいくつかありそこに産油地火力を設置しようとする計画もある様であるが産油地での重油の供給が現行のペラク火力発電所渡し 6.25 Rp/l に対して非常に安い値段で行なわれることが確実であり他の欠点を償って余りある場合を除き推奨出来ない。何故なら一般に内陸火力は臨海火力の 5 ~ 10 % 建設費が高い。これは内陸火力の場合には充分なる量の冷却水が得られないため冷却塔などを必要とするからである。この他需要の中心へ電力を輸送する送電線を必要としそれだけコスト高となる。又機器の輸送などの面からも不便を免がれない。充分なる量の石油を供給できる産油地は当然その生産物を最寄りの港へ輸送するための手段を有している筈であるからその港に火力を建設した方がよいと考えるからである。

- (3) 単機容量については第 X 章の 3 においても系統の供給予備力との関連で述べたが開発計画においてはこれを具体的に次の如く考える。

単機容量は大きいほどスケール効果が生じてその発電原価は低減することは第 X-8 表及び第 X-9 表により明らかである。一方系統の信頼度の面から云えば系統容量に対して大きな割合の火力ユニットが入っている時そのユニットに事故が発生して系統より脱落すれば系統がつぶれる事態に至る。従って経済性と信頼度のかねあいの問題になるがこゝでは経済性を優先的に考え投入時点において系統の供給力の 20 % 程度の単機容量を当分の間許容するものとした。この様な問題は開発途上国が多かれ少なかれ遭遇する問題でありタイの EGAT 系統ではピーク需要が約 800 MW のとき 200 MW ユニットの火力設備を投入した実績がある。現在まで格別の支障なく運営して来ている。

カランカテス水力に 35 MW を有する東ジャワ系統において 1975 年以降に考慮される火力の単機容量は当然これより大きく少くとも 50 MW 以上となるらう。

上の基準によるとおよそ 50 MW は 1976 , 75 MW は 1979 , 125 MW は 1984 に投入してもよいことになる。

火力発電プロジェクトの候補地点

今後開発されるべき火力の候補地点としては、スラバヤ(ペラク)、バスルアン、グレスックなどが考えられる。但しこれらの地点は主として系統構成上から考えられた地点であり現地を実地調査した結果から出たものではない。

スラバヤ港にある既設のタンジュン・ペラク火力発電所は 25 MW × 2 ユニットの設備である

があと同容量を3ユニット増設できるスペースを有している。新ペラク火力発電所はこのスペースを利用して単機容量をあげて2台の増設を行なわんとする計画である。現存設備が既に稼働している所であるので土地の調査造成の手間が省けこの意味で云わば証明済みの地点である。1975年に建設完了が必要とされる次期の電源開発地点としてうってつけである。既設タンジューン・ペラク火力発電所では海水冷却水によるパイプの腐蝕の問題に悩まされているがこれは技術的に解決できる問題である。その対策についてはすでに1969年の日本政府派遣OTCAの調査団の電力事業開発拡充基礎調査団報告書に記載されて居り参照されたい。

バスルアン及びグレスック地点はスラバヤ地点に次ぐ候補地と我々は考えているがこれら火力の実現までにはまだ充分時間があるので綿密な調査の上地点を選定すべきであろう。

6. 開発計画案

開発計画作成方針

前項までの調査・検討によって必要開発量及び開発計画作成に使える水火力地点が判明したのでこれらに基きほぼ同じ効果を有する開発計画案を作成し最も技術的・経済的にすぐれたものを選定して今後実施すべき開発計画とする。開発計画は如何に需要を満たすのかではなく如何に経済的に需要を満たすのが最大の問題点である。経済性については建設費のみでなくその開発計画を行った時の系統全体の発電原価の動向についても充分な吟味がなされなければならない。

1975年までの需給バランス

開発計画の基本となる需要は第X-1表に示した通りである。必要開発量にはピーク需要の10%の供給予備力が含まれている以下開発計画のバランスは全て年単位で行う。1970年末における供給力は第X-15表に示す。

Table X-15 PRESENT SUPPLY CAPABILITY

	Energy production (million kWh)	Dependable peaking capability (MW)
Hydro	142	29
Thermal	255	50
Diesel	40	13
Total	467	92

1974年までのPLNの発電設備増強計画は次の通り

	<i>Additions</i>
1970, 1971 and 1972:	diesel units of 4.8 MW in total installed capacity
1973:	a 12.5 MW capacity gas turbine unit (to be relocated from Palembang) Seloredjo hydro power plant, 4.5 MW in installed capacity

この増強によっても第X - 25 に見る様に 1972 年には 82 百万 kWh , 1973 年には 62 百万 kWh の電力不足が生ずる。我々の需給バランスは東ジャワ全体を1つのシステムとして扱っているが 1972 , 73 の時点では未だ完全な連系が行なわれていないから局所的な電力不足は上に示した数字を上まわる可能性がある。従ってガス・タービンのこの時点で果す役割は大きくガス・タービンの設置は是非実現すべきである。

1972 , 73 の電力不足に対処するためペラク火力の計画以上の発電が要請されよう。更にガス・タービン及び新設ディーゼルは計画ではプラント・ファクター 40 %の運転としているが実際には高いプラント・ファクターで運転しなければならないであろう。或いは需要の一部制限などの措置などによりこの急場を切り抜けなければならない。

カランカテスの貯水に伴いシングル水刀発電所が水没するので発生電力量で 18 百万 kWh の減少となるが Dependable 出力は当初より——乾期のみ運転する季節稼働発電所であるので——見込んでいないので変化はない。

1974 年よりカランカテスの電力供給が開始されると年間 340 百万 kWh のエネルギーが発電されるので供給力にもやゝ余裕が出る。従って既設の老朽ディーゼル設備は約半減させる計画とした。カランカテスの投入により 1975 年までは需給がバランスするが 1976 年にはエネルギーで約 120 百万 kWh , kW で 12 MW の不足を生ずる。この 1976 年からの供給力の開発については現段階で何ら手が打たれていないので我々の開発計画は実質的には 1976 年以降が考慮の対象となるわけである。

ディーゼル発電所の廃止計画

既存のディーゼル発電所はその殆どが耐用年限をすぎたもので運転維持費がかゝり経済的でない。そこで 1974 年に老朽ディーゼルの約半分、Dependable出力で 6 MW を廃止した上 1976 年には発電量を減少させる。更に全部のディーゼルの 1978 年一杯で廃止する計画とした。廃止したディーゼルのうち使用期間が短かく引続いて使用可能なものは電気のない場所へ移設できよう。ガス・タービンは燃料費が高いためディーゼルと同様新規電源の投入される 1976 年にプラント・ファクターを 20 % に下げた運転とし 1978 年一杯で電力の発生は取止め以降は予備設備としてのみ使用する計画でバランスを組んである。

水火力発電プロジェクトの工事期間

カランカテスのラホール建設を含む工事期間は 4 年間と考えられている。1971 年 10 月現在この 2 期工事の着手はインドネシア政府によって認められてはいないので今後どんなに最短

のコースをとったとしても工事着手1972会計年度の始めである1972年4月より早くならない。それから4年の工事期間を考えるとカランカテス2期工事の完成は1976年半ばより早くならない。公算が大である。従って開発計画の上ではカランカテスは最も早くて1977年以降の需給にしか寄与できない可能性が強い。

一方火力発電所の標準的工期は発注より3年間とみなされる。従って1976年の電力不足に対する供給力としては火力発電が最も有力ということになる。

開発計画諸案

以下の6つの案を1975～1985年の10年間の開発計画案として作成した。計画に組入れであるPlantは前項までの検討により火力50,75,125MW水力はカランカテス水力2期(ラホール付)分のみである。Planの符号にTの文字をもつものは1985年までの電源開発を全て火力により行うものでありHの文字をもつものはカランカテス水力を含む開発案である。なお全ての案に共通であるが1984年以降に開発される火力の単機容量は125MWを採用してある。各案ともTable X-24に1例を示す様にピークkW及びkWhの両供給力において各年の系統の要求を満たす様新規電源を組入れて作成されている。ピーク供給力としては設備出力ではなくdependableピーク出力を用いてある。

(1) Plan T-A

この案の開発計画は次の通り

1976	50MW
1978	50MW
1979	50MW
1981	50MW
1982	50MW
1983	50MW
1984	125MW
計	425MW

即ち50MWユニットを6台順次投入した後125MWを開発する。

次のT-B案との対比のため考えたものである。

(2) Plan T-B

1976	75 MW
1979	75 MW
1981	75 MW
1983	75 MW
1984	125 MW
計	425 MW

1976年に75 MWを系統に入れることは系統信頼度の上で難点があるが単機容量を上げ台数を減らすことの効果をみるために考えた。

(3) Plan T-C

Plan T-AとT-Bの中間に位置するもので50 MWユニット4台設置后75 MW2台を開発する案である。この案が最も設備出力が多くなっている。

1976	50 MW
1978	50 MW
1979	50 MW
1981	50 MW
1982	75 MW
1984	75 MW
1985	125 MW
計	475 MW

(4) Plan T-D

T-Cと同様Plan T-AとT-Bの中間を狙ったもので50 MWユニットから75 MWユニットへの移行を早めて考えたもの

1976	50 MW
1978	50 MW
1979	75 MW
1981	75 MW
1983	75 MW
1985	125 MW
計	450 MW

(5) Plan H-A

前述の水火力プロジェクトの工事期間の項で述べた如くカランカテス水力発電所の運転は早くても1976年の需給には間に合わず1977年からの公算が大きい。従って1976年

には 50 MW火力を投入せざるを得ない。1978 年にカランカテス水力発電所を投入しても kWh 面で不足し 50 MW火力の 2 号機を同時に建設しなければならないので経済的に不利である。

従ってカランカテス水力発電所は 1979 年の投入となった。

1976	50 MW	火力
1978	50 MW	火力
1979	31 MW	水力
1980	75 MW	火力
1982	75 MW	火力
1984	125 MW	火力
計	406 MW	

(6) Plan H-B

Plan H-A においてカランカテス水力 2 期工事分が 1975 年中に建設を終り 1976 年当初より発電できるとした場合（実現は困難と考えられるが）考慮したものである。

1976	31 MW	水力
1976	50 MW	火力
1978	50 MW	火力
1980	75 MW	火力
1982	75 MW	火力
1984	125 MW	火力
計	406 MW	

この案では 1976 年の系統の所要 kWh はカランカテス水力 2 期工事分のみでは満たせない
ので火力 50 MW ユニットも同時に建設しなければならなくなっている。

各案の評価

Table X-16 に示す前述の 6 つの開発計画案は多少その設備量は異なるがほぼ同程度の機能をもつものと考えられるので便益の評価は取りやめこれの評価においては kW 当り建設費及び発電経費（或いは発電原価）が最少となる案をもって最も経済性ありと判定することにした。なお金利は 3% 及び 6% の場合と考慮することにした。考慮対象は発電設備のみとし関連送変電設備は共通事項として考慮しなかった。

建設費

カランカテス水力プロジェクト 2 期工事の工事費は金利 6% のとき 17,300 千ドル、3% の

とき 16,600 千ドルである。(第 X-12 表参照) 工事期間 4 年間に 20:20:35:25 の割で支出されるものとした。又内外貨の割合は 50:50 とした。

火力発電プロジェクトでは単機容量により次の建設費を推定した。

厳密には火力の 1 号機と 2, 3 号機の建設費単価には差があり 1 号機が高く 2 号機, 3 号機と安くなるがここではこれらの平均的値をとってある。

又工事期間 3 年の間に 20, 35, 45% の支出となると推定した。内外貨は 20:80 の比とした。

Table X-16 INSTALLATION SCHEDULE IN ALTERNATIVE PLANS

Year/Plan	T-A	T-B	T-C	T-D	H-A	H-B
1976	1T-50	1T-75	1T-50	1T-50	1T-50	Karangates 1T-50
1977	-	-	2T-50	-	-	-
1978	2T-50	-	2T-50	2T-50	2T-50	2T-50
1979	3T-50	2T-75	3T-50	1T-75	Karangates	-
1980	-	-	-	-	1T-75	1T-75
1981	4T-50	3T-75	4T-50	2T-75	-	-
1982	5T-50	-	1T-75	-	2T-75	2T-75
1983	6T-50	4T-75	-	3T-75	-	-
1984	1T-125	1T-125	2T-75	-	1T-125	1T-125
1985	-	-	1T-125	1T-125	-	-
Total installed capacity (MW)	425	425	475	450	406	406

Note: 2T-75 stands for No. 2 unit, thermal and 75 in unit capacity.

Table X-17 UNIT CONSTRUCTION COST OF THERMAL POWER PLANT

	(US\$/kW)		
	50 MW	75 MW	125 MW
Interest rate 3%	174	160	150
Interest rate 6%	180	165	155

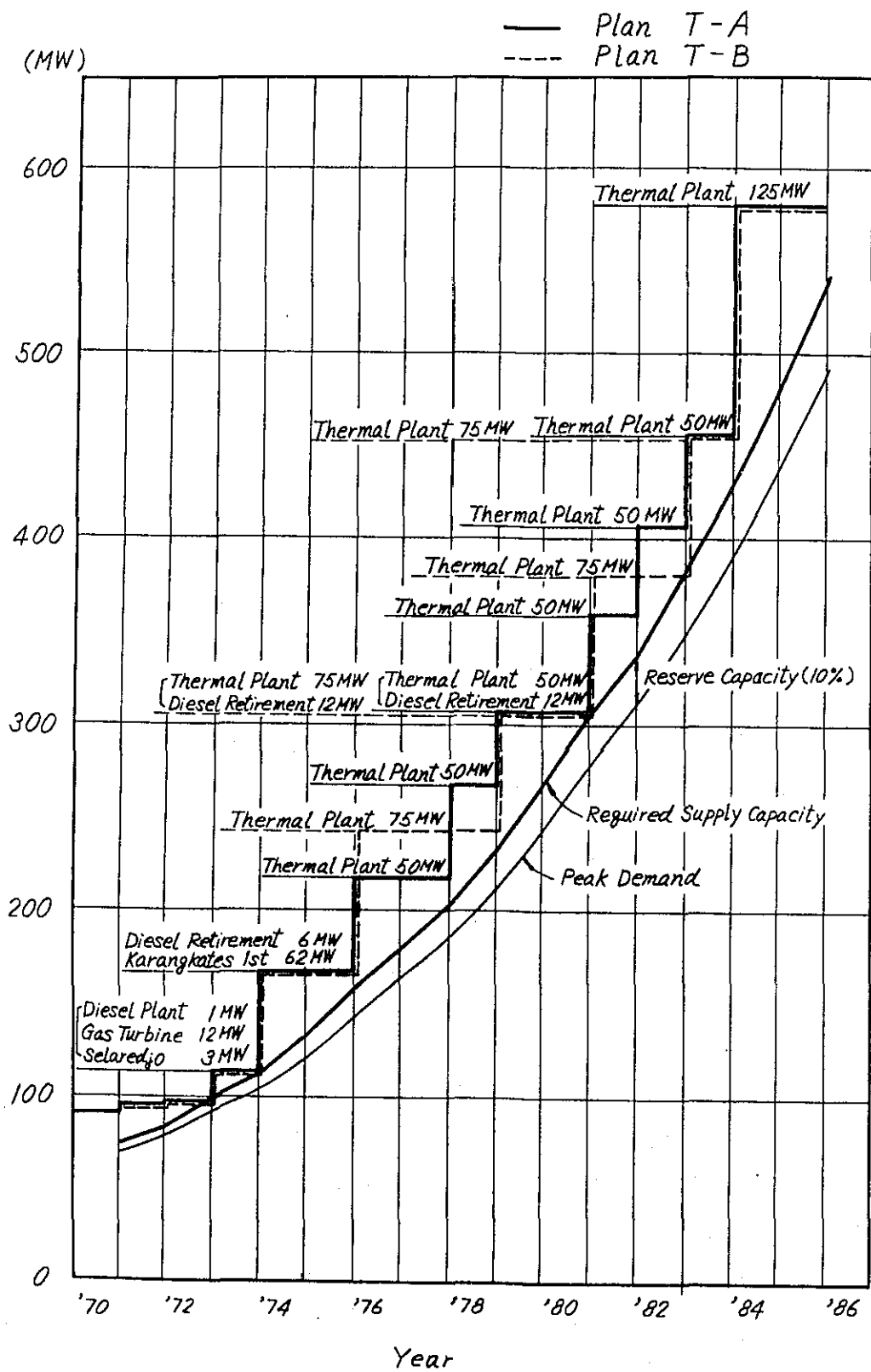


Fig. X-4 KW BALANCE

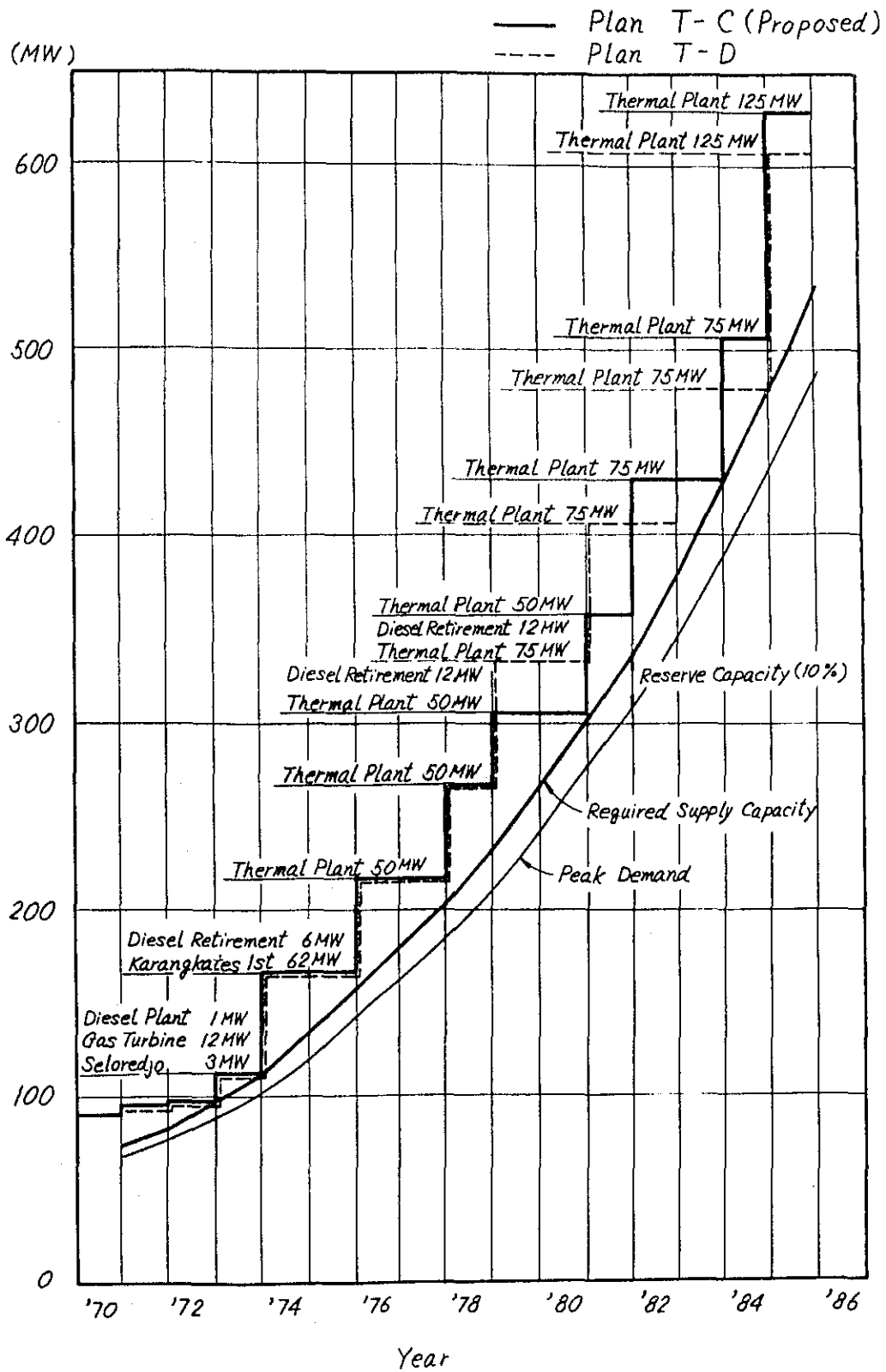


Fig. X-5 KW BALANCE

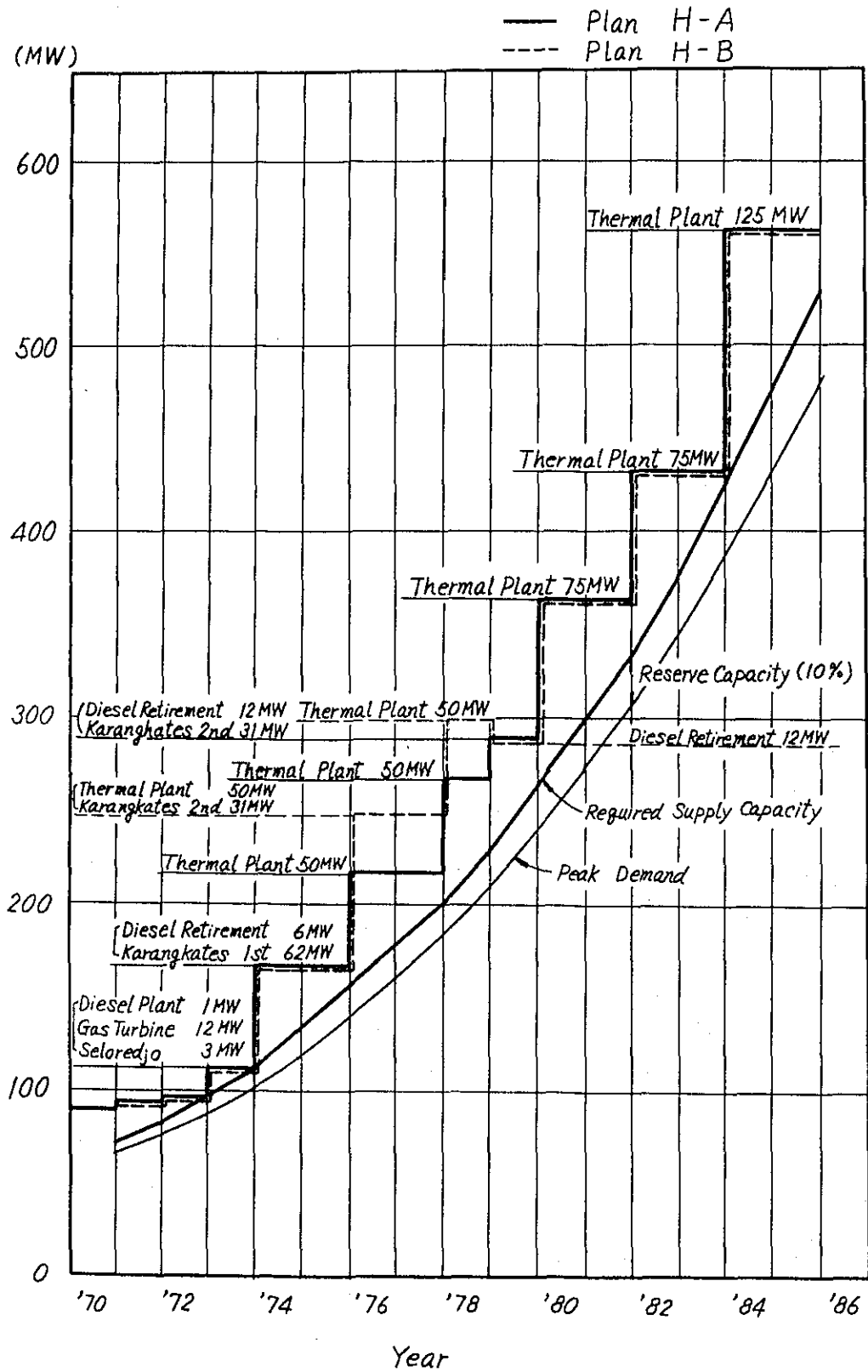


Fig. X-6 KW BALANCE

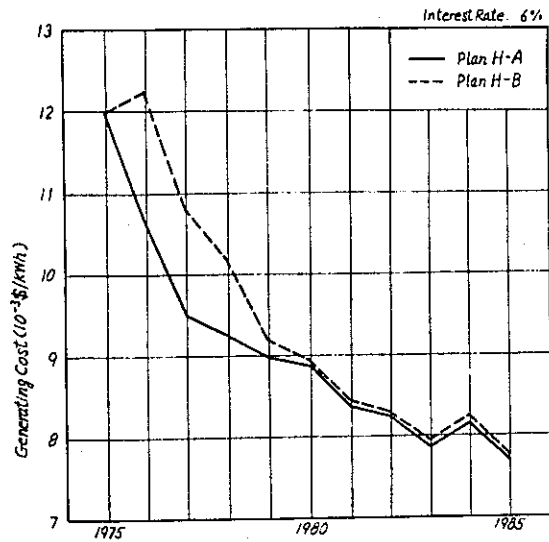
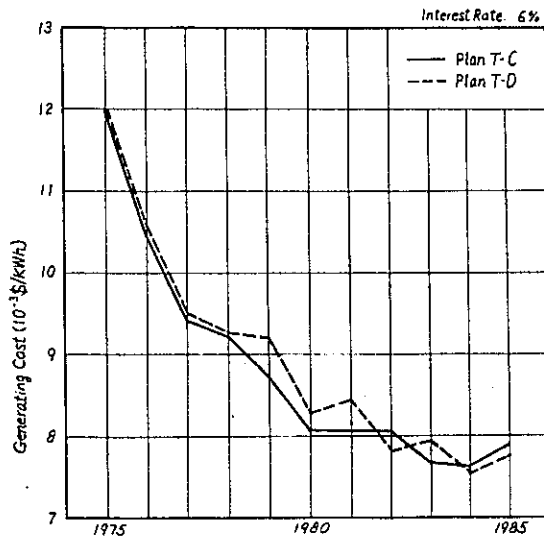
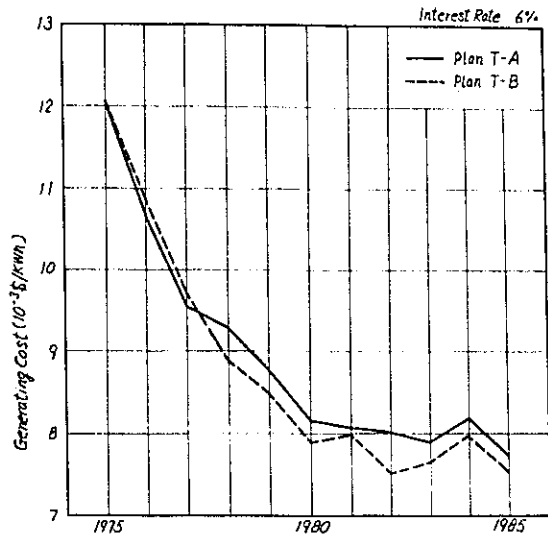


Fig. X-6 TREND OF GENERATING COST

発電経費

各開発計画案について1975年より1985年までの発電経費第X-17表に示す様に算出した。この場合既設発電設備をも含めた全発電設備の経費を算出するのが系統全体の発電経費が判明して最善であるが既設設備についての十分なDataがないので1974年まで建設された水力の経費及び発電々力量は除外した。従ってこゝで計算したものは火力及び1975年以降に建設された水力による発電経費及び原価である。既設火力を含めたのは既設タンジュン・ペラク火力発電所の利用状況が各案によって大巾に異なる影響を考慮したものである。燃料費を必要としない既設水力はいずれの案の場合にも最優先的に使われ差がないので除外した。

発電経費は次の様に算出した。

需要電力量を満すのに燃料費の足りない水力を先ず引当て不足分を火力発電により補う。火力発電の場合単機容量の大きいものが最も経済的であるから先ずその時点での最大ユニットにより分担しまだ足りない場合は順次単機容量の小さい火力で発電する。steam火力発電だけでは不足する時はディーゼル発電、ガス・タービン発電をも使用する。火力発電の可能発生電力量はタンジュンペラク火力は、プラント・ファクター 65 % 他は 70 % として計算してある。

注：火力 25 MW ユニットの燃料消費量は、既設ペラク火力発電所の実際を基準とした。

各火力ユニットの発生電力量が求めれば燃料消費率より燃料消費量が求まり、燃料費が算出できる。燃料消費率および燃料単価は次の値を使用した。

Table X-18 UNIT CONSUMPTION RATE AND COST OF FUEL

	Unit consumption rate (litre/kWh)	Fuel	Unit fuel cost	
			(mill/litre)	(Rp./litre)
125 MW unit	0.26	Heavy oil	15	6.25
75	0.265	" "	15	6.25
50	0.27	" "	15	6.25
25	0.35	" "	15	6.25
Diesel	0.31	I.D.O.	22	9.2
Gas turbine	0.45	H.S.D.	31	12.8

Note: Unit consumption rate of 25 MW unit is based on the actual records of operation of Perak Thermal power plant and gives a rather high value.

燃料単価は、火力発電の場合いずれも臨海火力を想定しているから既設ペラク火力発電所と同水準の $15 \times 10^{-3} \$ / \ell$ (6.25 Rp/ℓ) の単価で重油を考え、ディーゼル発電は I.D.O を考え東部の各地に分散していることを考え輸送費として 1.2 Rp/ℓ を見込み $22 \times 10^{-3} \$ / \ell$ (9.2 Rp/ℓ) とした。ガス・タービン発電所は H.S.D. を使用するとシスラバヤ地区に設置予定であるので $31 \times 10^{-3} \$ / \ell$ (12.8 Rp/ℓ) 発電設備の固定費はその建設費に年経費率をかけて求め運転開始の年以降耐用年数間にわたり毎年均等に支出されるものとした。

年経費率は次の通り

第X-19表 年 経 費 率

	水力発電		火力発電	
	50	50	30	30
耐用年数(年)	50	50	30	30
金利(%)	3	6	3	6
資本回収率(%)	3.89	6.34	5.10	7.27
運転維持費(%)	1.0	1.0	2.7	2.7
年経費(%)	4.89	7.34	7.8	9.97

但しペラク火力は既設機であるが、上の金利6%で計算した固定費は金利3%の場合にしても不変とした。

ディーゼル発電設備については1975年の時点で考えると既設々備のうちの最新のものでも1955年設備であるので耐用年数20年をすぎているので償却は完了したものと看做し運転維持費のみを考えた。運転維持費は老朽設備であることを考え推定建設費の4%とし全体で80千ドル/年とした。ディーゼルの新設々備約5MWについては耐用年数20年金利6%の条件で年経費100千ドルとした。従ってディーゼル設備全体の年経費は180千ドルが1978年まで続くものとした。ガス・タービン発電所は建設費2,240千ドル、耐用年数15年金利6%運転維持費2%として年経費280千ドルと推定された。

以上により計算された1985年までの発電経費及び発電原価を第X-20表に、又Fig X-5に発電原価の推移を各案につき示した。このFigより50MW 75MWなどの大容量火力ユニットの投入により発電原価が8 mill/kWh付近まで着実に低減して行くことが明瞭に判る。

各案の比較

第X-21および22表に各開発計画案の比較をのせた。

各案により総設備出力が異りT-C案が475MWで最も多く水力案のH-A H-Bが406MWで最も少い。従って総所要資金はT-Cが最も多く80.2百万ドル、平均単機容量の最も大きいT-B案がもっとも少くて69.0百万ドルである。kW当り建設費でみるとT-B案162ドルに続いて、T-D, T-C, T-Aが166~172ドルの範囲にあり水力planが190ドルとなった。

資金の投入時期の差による影響をみるため、1972年における現在価値に換算し、設備量の差の影響をなくすためkW当り単価を求めた。第X-21, 22表にみる通りT-C, T-D案は104 \$/kWでもっとも安いT-B案の102\$に極めて近い。水力プロジェクトを含めたH-A, H-B案では夫々128, 134 \$/kWである。発電原価についてみると測定断面により多少の凸凹はあるが、T-B, T-D, T-C, T-A, H-A and Bの順で高くなっているが、T-D T-Cは非常に接近しその差は殆どないとみてよい。

Table X-20-1 ANNUAL COST CALCULATION OF SYSTEM (Plan T - C)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total generation (million kWh)	890	1,007	1,130	1,300	1,495	1,720	1,920	2,150	2,410	2,700	3,020
Hydro	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
Existing	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Seloredjo	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Karangkates 1st	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
" 2nd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermal	370	487	610	780	975	1,200	1,400	1,630	1,890	2,180	2,500
125 MW unit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770
75 "	-	-	-	-	-	-	-	460	460	920	920
50 "	-	310	310	620	930	930	1,240	1,170	1,240	1,240	810
25 "	285	178	285	160	45	270	160	-	190	20	-
Diesel	41	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas turbine	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel consumption (thousand kilo liters)											
Residual	100	147	183	224	266	344	390	438	523	584	663
125 MW unit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
75 "	-	-	-	-	-	-	-	122	122	244	244
50 "	-	83	83	166	249	249	332	316	332	332	219
25 "	100	64	100	58	17	95	58	-	69	8	-
Diesel (I.D.O.)	13	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas turbine (H.S.D.)	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table X-20-2 ANNUAL COST CALCULATION OF SYSTEM (Plan T - C)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
Fuel cost	2,395	2,200	2,850	3,360	4,000	5,510	5,850	6,470	7,850	8,670	9,950	
Residual	1,500	2,200	2,740	3,360	4,000	5,150	5,850	6,470	7,850	8,760	9,950	
I.D.O.	275	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-	
H.S.D.	620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cost of power plant	2,060	2,740	2,740	3,420	3,920	3,920	4,600	5,540	5,540	6,480	7,950	
Hydro Karangates 2nd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Thermal	2,060	2,740	2,740	3,420	3,920	3,920	4,600	5,540	5,540	6,480	7,950	
125 MW unit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,470
75 "	-	-	-	-	-	-	-	940	940	1,880	1,880	
50 "	-	680	680	1,360	2,040	2,040	2,720	2,720	2,720	2,720	2,720	
25 "	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	
Diesel	180	180	180	180	0	-	-	-	-	-	-	
Gas turbine	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	
Total annual cost	4,455	4,940	5,590	6,780	7,920	9,070	10,450	12,010	13,390	15,240	17,900	107,745
Present worth factor	0.971	0.943	0.915	0.889	0.863	0.838	0.813	0.789	0.766	0.744	0.722	
Present worth in 1975 beginning	4,326	4,658	5,115	6,027	6,835	7,601	8,496	9,476	10,257	11,339	12,924	87,054
Thermal generation (million kWh)	370	487	610	780	975	1,200	1,400	1,630	1,890	2,180	2,500	
Generating cost (mill/kWh)	12.06	10.14	9.16	8.69	8.12	7.56	7.46	7.37	7.08	6.99	7.16	

Table X-20-3 ANNUAL COST CALCULATION OF SYSTEM (Plan T - C)

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
Fuel cost	2,395	2,200	2,850	3,360	4,000	5,150	5,850	6,470	7,850	8,760	9,950	9,950
Residual	1,500	2,200	2,740	3,360	4,000	5,150	5,850	6,470	7,850	8,760	9,950	9,950
I.D.O.	275	-	110	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H.S.D.	620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost of power plant	2,060	2,960	2,960	3,860	4,580	4,580	5,480	6,720	6,720	7,960	9,900	9,900
Hydro Karangates 2nd												
Thermal	2,060	2,960	2,960	3,860	4,580	4,580	5,480	6,720	6,720	7,960	9,900	9,900
125 MW unit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,940
75 "	-	-	-	-	-	-	-	1,240	1,240	2,480	2,480	2,480
50 "	-	900	900	1,800	2,700	2,700	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
25 "	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
Diesel	180	180	180	180	0	-	-	-	-	-	-	-
Gas turbine	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
Total annual cost	4,455	5,160	5,810	7,220	8,580	9,730	11,330	13,190	14,570	16,720	19,850	116,615
Present worth factor	0.943	0.890	0.84	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.527	0.527
Present worth in 1975 beginning	4,201	4,592	4,880	5,718	6,409	6,860	7,534	8,270	8,625	9,330	10,461	76,880
Thermal generation (million kWh)	370	487	610	780	975	1,200	1,400	1,630	1,890	2,180	2,500	2,500
Generating cost (mil/kWh)	12.04	10.60	9.52	9.26	8.80	8.11	8.09	8.09	7.71	7.67	7.94	7.94

Table X-21 COMPARISON OF ALTERNATIVE PLANS

Plan	Total output (MW)	Construction cost		Generating cost (mill/kWh)				Annual expenditure (thousand \$)					
		(thousand \$) Cost/kW (\$)	Present worth in 1972 (thousand \$) Cost/kW (\$)	1977	1980	1983	1985	Final	Total	Present worth in 1975			
											1973	1974	1975
T - A	425	73,400	173	46,225	109	9.52	8.11	7.89	7.67	7.47	7.47	117,335	77,439
T - B	425	69,000	162	43,499	102	9.74	7.91	7.64	7.47	7.31	7.31	114,470	75,555
T - C	475	80,200	169	49,130	103	9.52	8.11	7.71	7.94	7.35	7.35	116,615	76,880
T - D	450	74,600	166	46,748	104	9.52	8.25	8.01	7.78	7.34	7.34	117,205	76,884
H - A	406	79,500	196	52,024	128	9.52	8.90	7.90	7.64	7.64	7.64	119,215	79,382
H - B	406	79,500	195	54,407	134	10.80	8.90	7.90	7.64	7.64	7.64	121,760	80,749

Note: T = Thermal Plan
H = Hydro Plan

Table X-22 COMPARISON OF ALTERNATIVE PLANS

Plan	Total output (MW)	Construction cost		Generating cost (mill/kWh)				Annual expenditure (thousand \$)					
		(thousand \$) Cost/kW (\$)	Present worth in 1972 (thousand \$) Cost/kW (\$)	1977	1980	1983	1985	Final	Total	Present worth in 1975			
											1973	1974	1975
T - A	425	71,000	167	55,964	132	9.16	7.56	7.20	6.96	6.80	6.80	108,255	87,448
T - B	425	66,800	157	52,632	124	9.25	7.41	7.01	6.80	6.67	6.67	106,030	85,705
T - C	475	77,600	163	60,255	127	9.16	7.56	7.08	7.16	6.69	6.69	107,745	87,054
T - D	450	72,200	160	56,707	126	9.16	7.63	7.30	7.05	6.69	6.69	108,275	87,529
H - A	406	76,800	189	61,723	152	8.35	7.90	7.11	6.85	6.85	6.85	107,658	87,009
H - B	406	76,800	189	63,020	155	9.68	7.90	7.11	6.85	6.85	6.85	109,080	88,283

Note: T = Thermal Plan
H = Hydro Plan

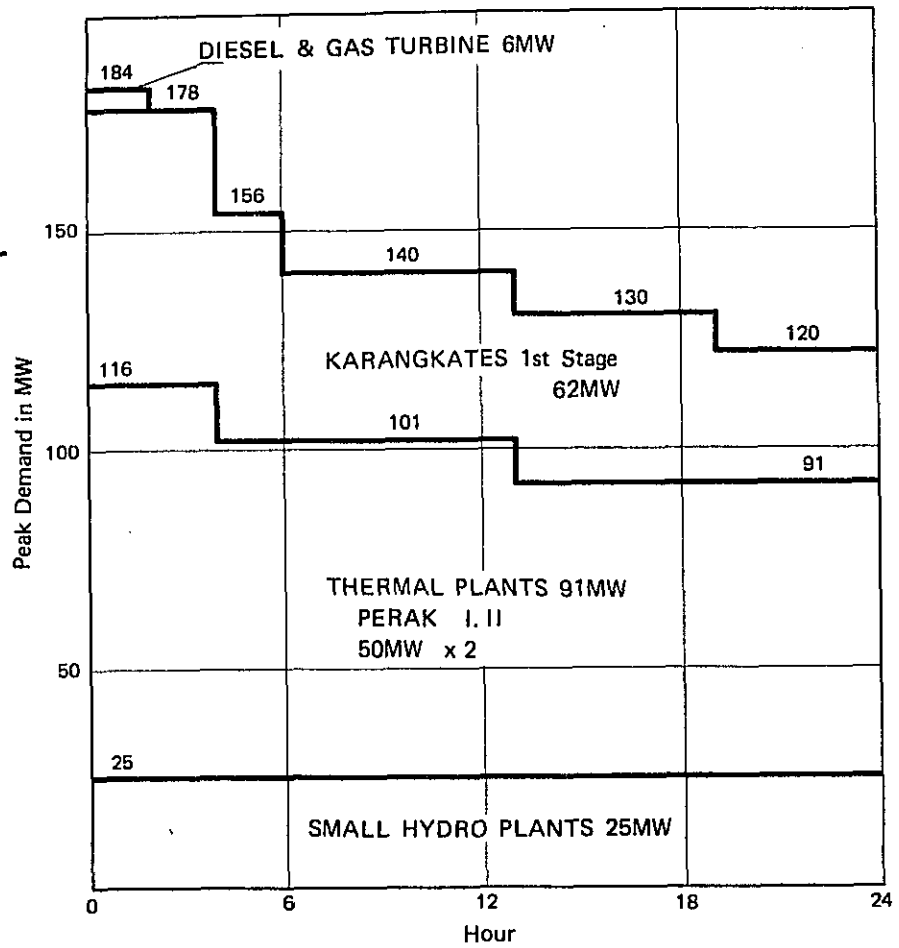


Fig. X-7 KW BALANCE
- 1977 -

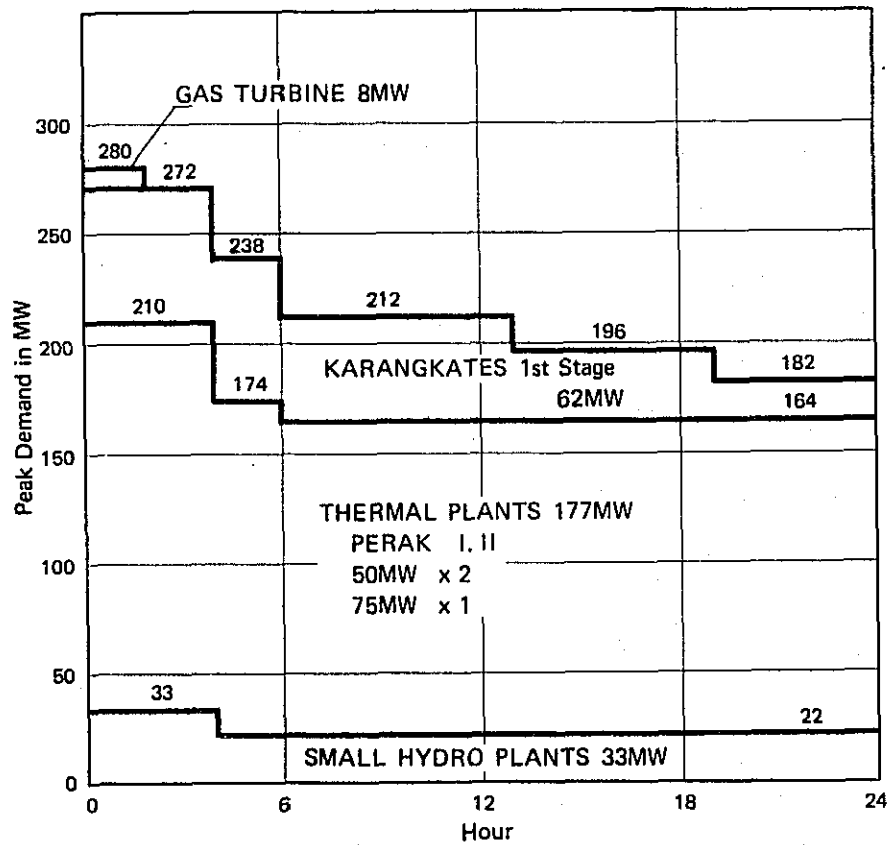


Fig. X-8 KW BALANCE
- 1980 -

Table X-23 KW BALANCE (Plan T - C)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Required capacity	76	85	101	112	133	160	180	202	234	268	308	341	385	435	484	545
Peak demand	69	77	92	102	121	145	164	184	213	244	280	310	350	395	440	495
Reserve (10%)	7	8	9	10	12	15	16	18	21	24	28	31	35	40	44	50
Supply capability	92	95	96	112	168	168	218	218	268	306	306	356	431	431	506	631
Existing plant																
Hydro	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermal	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	13	-	-	-	7	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Proposed plant																
Diesel		3	4	5	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Gas turbine				12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seloredjo				3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Karangkates 1st					62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermal 50 MW No.1							50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No.2								50	-	-	-	-	-	-	-	-
No.3									50	-	-	-	-	-	-	-
No.4										50	-	-	-	-	-	-
Thermal 75 MW No.1												50	-	-	-	-
No.2													75	-	-	-
Thermal 125 MW No.1															75	-
KW balance	16	10	-5	0	35	8	38	16	34	38	-2	11	46	-4	22	86

Note: - shows the continuation of the former figure.

Table X-24 ENERGY BALANCE (Plan T - C)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Energy demand	421	474	562	626	744	890	1,007	1,130	1,300	1,495	1,720	1,920	2,150	2,410	2,700	3,020
Supply capability	467	477	480	564	889	889	1,167	1,167	1,477	1,734	1,734	2,044	2,504	2,504	2,964	3,734
Existing plant																
Hydro	142	-	-	124	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermal	285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	40	-	-	-	25	-	15	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Proposed plant																
Diesel		10	13	16	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Gas turbine				44	-	-	22	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Seloredjo				55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Karangates 1st				340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermal 50 MW No.1							310	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No.2									310	-	-	-	-	-	-	-
No.3										310	-	-	-	-	-	-
No.4												310	-	-	-	-
Thermal 75 MW No.1													460	-	-	-
No.2															460	-
Thermal 125 MW No.1																770
Energy balance	46	3	-82	-62	145	-1	160	37	177	239	14	124	354	94	160	714

Note: - shows the continuation of the former figure.

第X-21表、第X-22表に各 plan がその発電能力をフルに発揮した時に達成しうる発電原価を final として示してある。最終的にはこの原価まで低下するものと期待される線であり、T-B, T-C, T-Dは1985年の level より更に大巾に下がることが伺える。

1975～1985の10年間の全費用支出及び1975年における現在価値では発電原価と全く同様の傾向であるがT-C, T-Dの差はなく全く同一となった。

以上は金利6%のときの傾向であるが、金利3%の場合でも同様のことが云える。

以上の比較より当然のことながら経済的にはT-B, T-D, T-C, T-A, H-A, H-Bの順となる。技術的には前述の如くT-Bは1976より75MWを投下することに多少無理があるのでT-D案となるがT-DとT-Cとは殆ど差がないので系統の信頼度の面ではすぐれている次善のT-C案を採用することとした。水力を含む開発計画案のH-A, H-Bは全火力発電案に比し割高であり、今回は採用しない。これは少なくとも1980年頃まではピーク供給力は特に必要とされないという前提に立っているために他の火力と全く同様にしか評価されなかったことによる。ピーク供給力が是非必要ということになれば、全火力発電 plan はありえないわけである。我々の検討によるとカランカテス水力発電所1期工事分70MWに次ぐピーク供給力が必要となるのは1980年代に入ってからであるのでそれまでは当然電源開発も何度も見直しされ改訂されなければならないのでその様な時点に改めて考慮すればよいと考える。

供給力を plan T-Cによって開発して行った場合の1975, 1977, 1980年におけるkWバランスをFig X-4, X-5, X-6に示した。

Next Step to be taken

今迄の検討によりカランカテス発電所1期工事完成に次いで1975年末までに開発すべき電源は系統からの要求及び建設工事より考えて50MWユニットの火力 plant であることが判明した。1975年末までに残された期間は建設期間に3年を要することから余裕のあるものではないので調査及び準備期間の短縮できるスラバヤに設置すべきである。仮称新ペラク火力発電所は東ジャワの需要の中心に位置している。タンジュン・ペラク火力発電所の構内に設置するも

Table X-25 FEATURES OF NEW PERAK THERMAL POWER PLANT

Location	In the compound of Tandjung Perak Thermal power plant
Installed capacity	50 MW x 2
Date of operation	
No. 1 unit	1975
No. 2 unit	1977
Construction cost	
2 units	18 million \$

2号機 1977年

のである。

従ってインドネシア政府及び PLN はたゞちに新ベラク火力発電所実現のため調査の実施・実施設計にかゝると共に建設資金源の確保についての対策を講じなければならない。

建設工事費 2 ユニット 18.0 百万ドル

2号機は1号機の2年遅れで完成すればよいが国際的に機器の値段の高騰の激しい時期でもあるので1号機購入時に2号機の値段をも製作者との間で fix しておくのも一法であろう。

なおこの建設工事費は発電設備のみを含み発電所出口より先の関連送変電設備費は送変電計画の項で計上してある。

新ベラク火力発電所の50MW 2 ユニットの建設により、1978年までの需給バランスは確保されるのでその次の火力50MW×2ユニットの建設予定地についてはパスルアン近辺とするのが系統から考えて妥当と思われるがグレンック近辺を含め十分な時間をかけて調査し決定すればよい。

Table X-26 INVESTMENT SCHEDULE (Plan T - C)

Power Plant		1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Total	Year of completion	
Thermal 50 MW	No.1	Total	-	1,800	3,200	4,000	-	-	-	-	-	-	-	-	9,000	1975	
		Foreign currency	-	1,440	2,560	3,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,200	
		Domestic "	-	360	640	800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,800	
	No.2	Total	-	-	-	1,800	3,200	4,000	-	-	-	-	-	-	-	9,000	1977
		Foreign currency	-	-	-	1,440	2,560	3,200	-	-	-	-	-	-	-	7,200	
		Domestic "	-	-	-	360	640	800	-	-	-	-	-	-	-	1,800	
	No.3	Total	-	-	-	-	1,800	3,200	4,000	-	-	-	-	-	-	9,000	1978
		Foreign currency	-	-	-	-	1,440	2,560	3,200	-	-	-	-	-	-	7,200	
		Domestic "	-	-	-	-	360	640	800	-	-	-	-	-	-	1,800	
	No.4	Total	-	-	-	-	-	-	1,800	3,200	4,000	-	-	-	-	9,000	1980
		Foreign currency	-	-	-	-	-	-	1,440	2,560	3,200	-	-	-	-	7,200	
		Domestic "	-	-	-	-	-	-	360	640	800	-	-	-	-	1,800	
Thermal 75 MW	No.1	Total	-	-	-	-	-	-	2,500	4,400	5,500	-	-	-	12,400	1981	
		Foreign currency	-	-	-	-	-	-	-	2,000	3,520	4,400	-	-	-	9,920	
		Domestic "	-	-	-	-	-	-	-	500	880	1,100	-	-	-	2,480	
	No.2	Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,500	4,400	5,500	-	12,400	1983
		Foreign currency	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000	3,520	4,400	-	9,920	
		Domestic "	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	880	1,100	-	2,480	
Thermal 125 MW	No.1	Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,900	6,800	8,700	19,400	1984	
		Foreign currency	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,120	5,440	6,960	15,520	
		Domestic "	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	780	1,360	1,740	3,880	
Total		-	1,800	3,200	5,800	5,000	7,200	5,800	5,700	8,400	8,000	8,300	12,300	8,700	80,200		
Foreign currency		-	1,440	2,560	4,640	4,000	5,760	4,640	4,560	6,720	6,400	6,640	9,840	6,960	64,160		
Domestic		-	360	640	1,160	1,000	1,440	1,160	1,140	1,680	1,600	1,660	2,460	1,740	16,040		
Present worth factor		-	0.890	0.840	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.527	0.497	0.469			
Present worth in 1972		-	1,602	2,688	4,594	3,735	5,076	3,857	3,574	4,973	4,464	4,374	6,113	4,080	49,130		

Interest rate: 6%
(thousand US\$)

XI 送変電および配電設備計画

送変電および配電設備計画は第 10 章による将来需要にもとずいて作成した。1974 年まで、これらの計画は略決定されている。ここでは、これらが 1974 年まで予定通り完成されるものとして、1975 - 1985 年の間の計画について検討を加えた。又、詳細な系統計算は附録に示してある。

1. 送変電計画の基本的な考え方

今後の東ジャワの電力需要の増加は、工業需要の伸びと、電化率の引上げが加わって急激に進展するものと考えられる。

送変電計画にあたって、送電線として次の 3 種類が考えられる。すなわち発電所建設にともなう、送電線、スラバヤ・バスルアン地区等都市の工業負荷を主体とした地域の電力供給のための送電線、および電化区域の拡大に伴なり、送電線が考えられる。

電源および大都市負荷に対する電力供給には電力系統にとって極めて重要であり、高い信頼度レベルで考慮されることが必要である。

一方、広範な東ジャワ地区の電化率を高めるため、これら地域に送電線を延長し、安価で安定な電力を供給しながら、電化区域を急速に拡大し潜在的な需要に対処出来る方向にもって行くものとする。

従って、これら地区に対しては、初期には信頼度レベルが或る程度低くても経済的な送電線が必要であり、基本的には 70 kV 1 回線送電線を考えた。

また 1980 年前後から後半にかけて、一層の電化地域の拡大を兼ねて更に 70 kV 送電線を延長し、各地区に於いてループ系統を構成し信頼度の向上を計った。

送変電計画にあたって基本的に次の事項を考えた。

- 後述の信頼度レベルを満足すること。
- 電圧は、既設設備、系統規模を考慮して送変電設備の電圧を 154 kV, 70 kV, 配電設備については 20 kV, 220 V/380 V とする。
- 変圧器容量は系統規模から 150 kV について 35 MVA, 70 kV について 3 MVA, 6 MVA, 10 MVA の 4 種類とし、1 変電所あたり 3 ~ 4 ユニット以内を目標とする。
- 送電線容量は、送電線が比較的短いため、サージ・インピーダンス・ローディングの 2 倍を目標とする。

即ち	1回線当り	150 kV	112 MVA
		70 kV	24 MVA
		30 kV	4.5 MVA
		25 kV	3.1 MVA

2. 電圧レベル

150 kV

この電圧は現在インドネシアに於いて使用されている最高電圧で 1964 年に完成したジャティールフル水力発電所の電力をジャカルタ、バンドンに供給するチャワナージャティールフルーテグレング間 146 km の送電線がある。また、現在東ジャワに於いてカランカテス水力発電所ーワル第Ⅱ変電所間の送電線 110 km が建設中で 1970 年には完成する予定である。

1970 年省令 (Declear NO. 39/k/1970) によって電圧の標準が定められ、150 kV は特殊な場合以外使用しない事になっている。東ジャワの系統電圧について省令をそのまま使用するとすれば 70 kV の次期電圧は 110 kV 又は 220 kV となるが、既設電圧と異った電圧を採用し、このクラス電圧を 2 つ設ける事は次の理由により避けた。

今回の計画では 70 kV の次期電圧として 150 kV を採用した。

- i ジャワ島に於いて、すでに 150 kV 送電線 256 km が極めて重要な役割で運転中か又は建設中であること。
- ii 110 kV は既設 70 kV に近く、系統規模から見て低すぎる。
- iii 220 kV を使用する場合、既設 150 kV との間に連系変圧器を必要とし重要都市間を連系する送電線としては効果が減殺される。
- iv 東ジャワに於いても、最も大きい需要地であるスラバヤ、パスルアン、マランに対する電力供給に対して建設中の K.Kates - Warn II 線 150 kV を有効に利用すべきであること。
- v 220 kV を採用すれば、初期投資が上記事項を含めて大巾に増加する。
- vi 東ジャワ電力系統では 1985 年に中部ジャワと連系を考えるが、この連系の段階では 150 kV で十分である。
 - o 全 JAVA 連系線としては第四章に見る様に 330~380 kV の電圧 Level が必要であり 150~220 kV 電圧では不足である。

150 kV 送電線は主要電源線として使用する外、70 kV 系統で容量不足の起る 1980 年前後から地区間 (Inter regional) 連系用として重要な役割をもたせる。

又大型の火力機ユニットが投入される 1985 年には東ジャワ全体の信頼度レベル向上のため

中部ジャワとこの電圧で連系される。

70 kV

現在 70 kV は東ジャワの主幹系統として使用されている。

今後、系統の拡大にともなって 2 次送電線として使用し Rural (地方) の電化区域拡大に重要な役割をもたせるものとした。

1985 までに建設される 70 kV 線は回線延長約 900 km に達し投資の大きい部分を占めている。

30 kV および 25 kV

この電圧は現在カリコント系の 1 部およびマディウン系に使用されており、30 kV, 205.7 km, 25 kV, 57.0 km に達しており、重要な 2 次送電線として使用されている。

しかし今後の需要増加に対処するためには系統電圧としては低すぎることに、および電圧の多様化を避けて 2 次送電線の標準化を進めるため 1975 年以降増設を行なわない。なお既設設備はそのままの状態出来るだけ有効に利用するものとした。

配電電圧

現在配電電圧はスラバヤ市の 1 部を除いた東ジャワの広大な地域の電化を進めるため 1970 年省令により定められた電圧のうち最高電圧の 20 kV - 220/380 V を採用するものとした。又既設設備との関連で、直ちに 20 kV の採用が出来ない場合にも、将来の電圧昇圧を容易にするため 20 kV 設計を採用するものとした。

なお、既設配電線の電圧変圧変更については、詳細な設備調査を必要とし、総合計画のうちで段階的に実施すべきである。しかし今回の計画にはこれを含めていない。

3. 信頼度レベル

送変電計画作成の基本となる信頼度レベルは設備投資々金と密接な関係があり、重要な事項である。

信頼度レベルを上げて安定な電力を供給することは電力産業の目標であるが、社会的な要請、産業構造、地方電化の推進等と設備の利用度等からバランスのとれた信頼度レベルを設定しその目的に応じて効果的な送変電計画を作成しなければならない。

電力供給支障の回避

供給支障による被害の程度は供給を受ける、需要家の積類によって、また地域によっても異なったものである。

大都市に於ける、供給支障は社会不安を惹起す危険があり、又、産業の種類によっては莫大な損害に至る場合が考えられる。

都市部、例えばスラバヤ、バスマン、マラン、マディウン等については、都市が比較的大きい事、産業化が或る程度進んでいて Textile, セメント, 化学工業等比較的供給支障に対して弊害の程度が大きいものがあるので送変電設備の1要素の事故に於いても供給支障を生じないものとする。

その他の地域に対しては、送電線等事故による一時的な供給支障は止む得ないものとするが、1980年までには、このような地域を減少させる。

電源線の信頼度

現在の東ジャワ系統に於いても発電所 Feedersとしては、2ルート又は2回線以上の送電線をもっている。今後発電機ユニットの大型化のため送電線の一時的な事故の場合でも、その発電機の脱落を生じない様2回線以上の送電線を考える。

系統保護、送電線に地絡又は短絡事故が発生した場合事故を除去し、設備を保護すると同時に、系統の安定度を保持する必要がある。

150 kV の重要送電線には、高速度の搬送継電方式を全面的に採用したものとした。又将来系統が複雑になり、系統運用の立場から、2重母線が必要となると考えられるので150 kV 変電所には全面的にこれを採用するものとした。

送電線路過負荷防止

送電線の或る区間が保守または、事故により停止した場合でも、他のどの線路にも過負荷が生じないようにする。

変圧器の過負荷

変圧器を過負荷で使用することは、その寿命を短縮し好ましくない。重要変電所に於いては、1980年頃までには、変圧器の1台停止時に於ても定格容量の150%を越えないものとする。ただしRural地区については1980～1985年頃までに略この条件を満足すればよいものとした。

5. 送変電計画

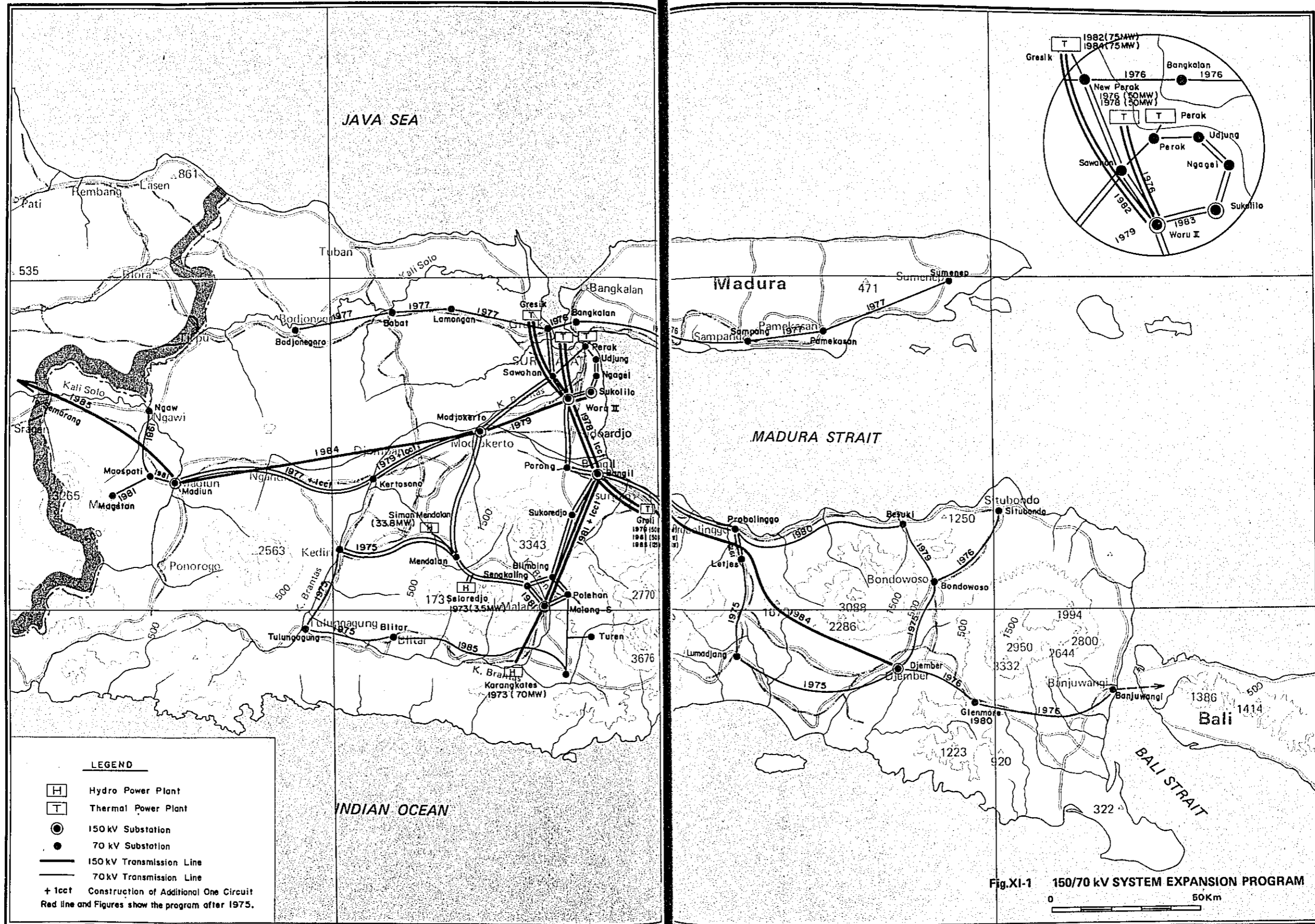
今回立案された電源開発計画では1973年にカランカテス水力発電所完成のあと、1976年からすべて火力発電所が建設される。1985年までに新ベラク火力発電所(50MW×2)、グラチ火力発電所(50MW×2, 125MW×1)、グレンシク火力発電所(75MW×2)が建設され、新規に開発される発電設備は総計475MWに達する。

Table XI-1 TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM
(Scheduled until 1974)

Transmission Line	Rated voltage (kV)	Length (Km)	No. of Circuit	Date in service
Karangates - Waru II	150	110	1/2	1973
Bangil - Probolinggo	70	55	2	1973
Sukolilo Branch	70	2	2	1973
Waru II - Bangil	70	32.2	1/2 → 2	1973
Bangil - Blimbing	70	40.5	1/2 → 2	1973
Letjes - Lumajang	30	32	1	1973
Tulungagung - Trenggalek	30	32	1	1973
Delopo - Ponorogo	25	14	1	1973
Modjokerto - New Madiun	70	110	1/2	1974
Blimbing - Polehan	70	13.0	1/2 → 2	1974
Sengkaling branch	70	1.5	2	1974
Kertosono branch	70	1	1	1974
New Madiun - Mranggen	25	5	2	1974
Mranggen - Ngawi	25	23	1	1974
Mranggen - Magetan	25	16	1	1974

Table XI-2 TRANSFORMER EXPANSION PROGRAM
(Scheduled until 1974)

Name of substation	Rated voltage (kV)	Transformer		Date in service
		Rated voltage (kV)	New capacity (Total cap.) (MVA)	
Waru II	150/70	39 x 2	(78)	1973
Sukolilo	70/20	10 x 1	(10)	1973
Probolinggo	70/30/6	10 x 1	(12)	1973
Kediri	30/6	3 x 2	(9)	1973
Trenggalek	30/6	3 x 1	(3)	1973
Modjokerto	70/30/6	10 x 1	(13)	1973
Ngawi	25/6	0.8 x 2	(1.6)	1973
Ponorogo	25/6	3 x 1	(3)	1973
Lumajang	30/6	3 x 1	(3)	1973
Sawahan	70/20	10 x 1	(32)	1974
Perak	70/20	10 x 1	(20)	1974
Sengkaling	70/6	3 x 1	(3)	1974
Bangil	70/20/6	10 x 1	(26)	1974
Kertosono	70/6	3 x 1	(3)	1974
Magetan	25/6	3 x 1	(3)	1974
New Madiun	70/25	10 x 1	(10)	1974



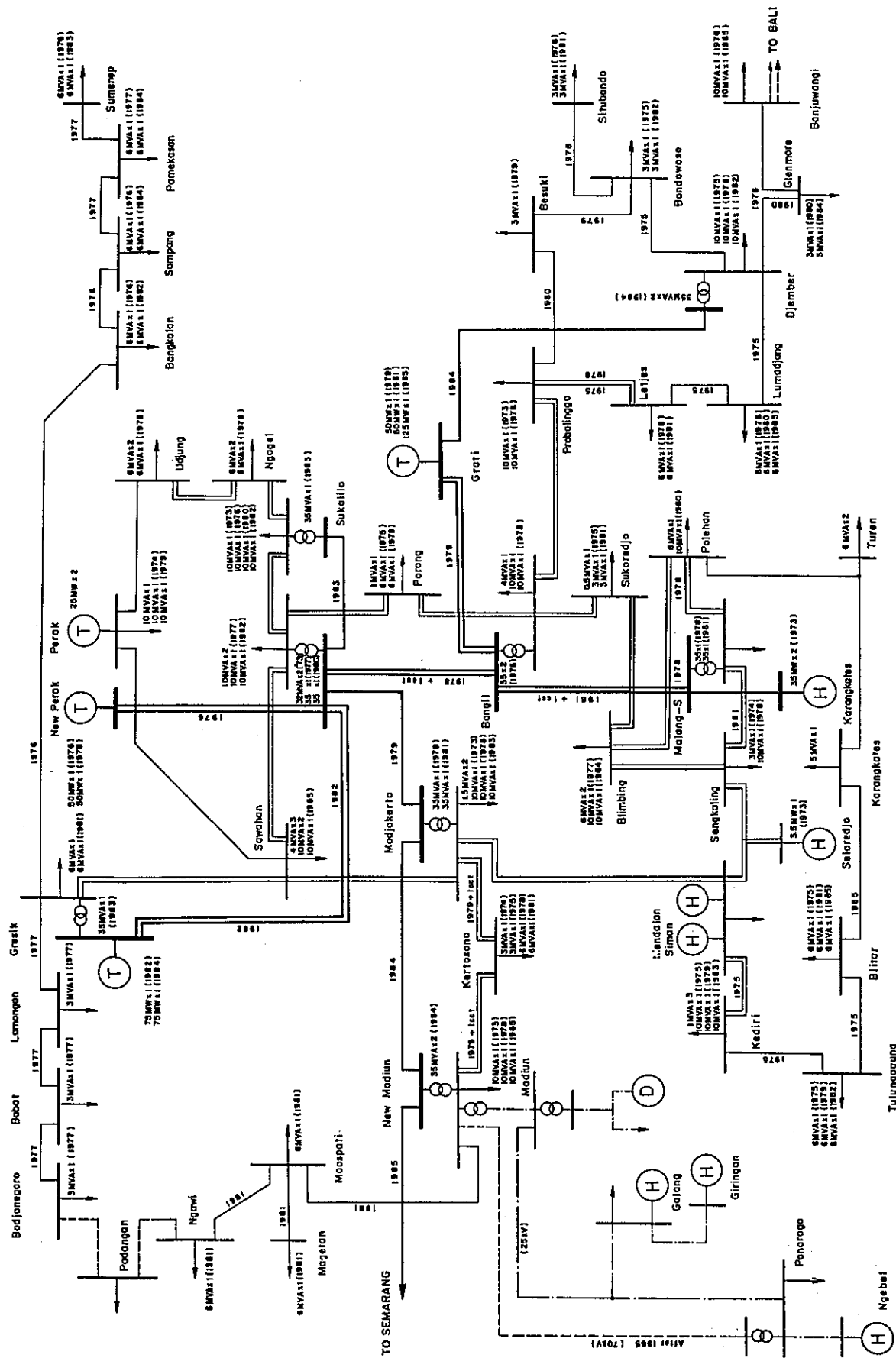


Fig. XI-2 POWER SYSTEM DIAGRAM

Table XI-3 TRANSMISSION LINE EXPANSION PROGRAM (1975 - 1985)

Transmission line	Rated voltage (kV)	Length (Km)	No. of circuit	Terminal end		Date in service
				Rated voltage (kV)	No. of circuit	
Probolinggo - Letjes	70	11	½	70	1	1975
Letjes - Lumadjang	70	32	1			1975
Lumadjang - Djember	70	60	1	70	1	1975
Djember - Bondowoso	70	35	1	70	2	1975
Mendalan - Kediri	70	28	2	70	2	1975
Kediri - Tulungagung	70	28	1	70	2	1975
Tulungagung - Blitar	70	29	1	70	2	1975
Bangil branch	150	0,5 x 2	½	150	2	1976
New Perak - Waru II	150	20	2	150	2	1976
Bondowoso - Situbondo	70	32	1	70	2	1976
Djember - Banjuwangi	70	77	½	70	2	1976
Gresik - Bangkalan	70	3 [†]	1			1976
Gresik - Bangkalan	70	19	1	70	2	1976
Bangkalan - Sampang	70	50	1	70	2	1976
Lumadjang branch	70	0,5 x 2	1	70	2	1976
Gresik - Lamongan	70	35	1	70	2	1977
Lamongan - Babat	70	30	1	70	2	1977
Babat - Bodjonegoro	70	26	1	70	2	1977
Sampang - Pamekasan	70	20	1	70	2	1977
Pamekasan - Sumenep	70	55	1	70	2	1977
Bangil - Waru II	150	33	½→2	150	2	1978
Malang Selatan branch	150	0,5 x 2	½	150	2	1978
Probolinggo - Letjes	70	11	½→2	70	3	1978
Letjes branch	70	0,5	1	70	1	1978
Malang Selatan - Polehan	70	10	2	70	4	1978
Grati - Bangil	150	30	2	150	2	1979
Waru II - Modjokerto	150	30	½	150	2	1979
Bondowoso - Besuki	70	33	1	70	2	1979
New Madiun - Modjokerto	70	110	½→2	70	4	1979
Besuki - Probolinggo	70	60	1	70	2	1980
Glenmore branch	70	0,5 x 2	1	70	2	1980
Malang Selatan - Bangil	150	50	½→2	150	2	1981
Malang Selatan - Sengkaling	70	10	2	70	4	1981
Maospati - Ngawi	70	23	1	70	2	1981
Maospati - Magetan	70	15	1	70	2	1981
New Madiun - Maospati	70	13	1	70	2	1981
Waru II - Gresik P.P.	150	25	2	150	2	1982
Gresik P.S. - Gresik	70	5	2	70	4	1982
Waru II - Sukolilo	150	13	½	150	2	1983
Grati - Djember	150	110	½	150	2	1984
Modjokerto - New Madiun	150	110	½	150	2	1984
New Madiun - Semarang	150	155	½	150	1	1985
Blitar - Karangates	70	35	1	70	2	1985

Note: † Marine cable.

Table XI-4 TRANSFORMER EXPANSION PROGRAM (1975-1985)

Name of substation	Transformer		Date in service
	Rated voltage (kV)	New capacity (Total Cap.) (MVA)	
Porong	70/20	6 x 1 (7)	1975
Sukoredjo	70/20	3 x 1 (3.5)	1975
Kertosono	70/20	3 x 1 (6)	1975
Kediri	70/20	10 x 1 (10) †	1975
Tulungagung	70/20	6 x 1 (6) †	1975
Blitar	70/20	6 x 1 (6) †	1975
Djember	70/20	10 x 1 (10)	1975
Bondowoso	70/20	3 x 1 (3)	1975
Bangil	150/70	35 x 2 (70)	197
Sukolilo	70/20	10 x 1 (20)	1976
Lumadjang	70/20	6 x 1 (6)	1976
Banjuwangi	70/20	10 x 1 (10)	1976
Situbondo	70/20	3 x 1 (3)	1976
Bangkalan	70/20	6 x 1 (6)	1976
Sampang	70/20	6 x 1 (6)	1976
Waru II	150/70	35 x 1 (113)	1977
Waru II	70/20	10 x 1 (30)	1977
Lamongan	70/20	3 x 1 (3)	1977
Babat	70/20	3 x 1 (3)	1977
Bodjonegoro	70/20	3 x 1 (3)	1977
Pamekasan	70/20	6 x 1 (6)	1977
Sumenep	70/20	6 x 1 (6)	1977
Blimbing	70/20	10 x 1 (22)	1977
Malang Selatan	150/70	35 x 1 (35)	1978
Ngagel	70/20	6 x 1 (18)	1978
Udjung	70/20	6 x 1 (18)	1978
Sengkaling	70/20	10 x 1 (13)	1978
Bangil	70/20	10 x 1 (36)	1978
Probolinggo	70/20	10 x 1 (20) †	1978
Letjes	70/20	6 x 1 (6) †	1978
Kertosono	70/20	6 x 1 (12)	1978
Modjokerto	70/20	10 x 1 (23)	1978
Madiun	70/20	10 x 1 (20)	1978
Djember	70/20	10 x 1 (20)	1978
Modjokerto	150/70	35 x 1 (35)	1979
Perak	70/20	10 x 1 (30)	1979
Porong	70/20	6 x 1 (13)	1979
Kediri	70/20	10 x 1 (20)	1979
Tulungagung	70/20	6 x 1 (12)	1979
Besuki	70/20	3 x 1 (3)	1979
Waru II	150/70	35 x 1 (148)	1980
Sukolilo	70/20	10 x 1 (30)	1980
Polehan	70/20	10 x 1 (16)	1980
Lumadjang	70/20	6 x 1 (12)	1980
Glenmore	70/20	3 x 1 (3)	1980
Modjokerto	150/70	35 x 1 (70)	1981
Malang Selatan	150/70	35 x 1 (70)	1981

(Continued)

Name of substation	Transformer			Date in service
	Rated voltage (kV)	New capacity	(Total Cap.) (MVA)	
Gresik	70/20	6 x 1	(12)	1981
Sukoredjo	70/20	3 x 1	(6.5)	1981
Letjes	70/20	6 x 1	(12)	1981
Kertosono	70/20	6 x 1	(18)	1981
Blitar	70/20	6 x 1	(12)	1981
Ngawi	70/20	6 x 1	(6)	1981
Maospati	70/20	6 x 1	(6)	1981
Magetan	70/20	6 x 1	(6)	1981
Situbondo	70/20	3 x 1	(6)	1981
Waru II	70/20	10 x 1	(40)	1982
Tulungagung	70/20	6 x 1	(18)	1982
Djember	70/20	10 x 1	(30)	1982
Bondowoso	70/20	3 x 1	(6)	1982
Bangkalan	70/20	6 x 1	(12)	1982
Gresik P.P.	150/70	35 x 1	(35)	1983
Sukolilo	150/70	35 x 1	(35)	1983
Kediri	70/20	10 x 1	(30)	1983
Modjokerto	70/20	10 x 1	(33)	1983
Lumajang	70/20	6 x 1	(18)	1983
Sampang	70/20	6 x 1	(12)	1983
Sumenep	70/20	6 x 1	(12)	1983
Blimbing	70/20	10 x 1	(32)	1983
Madiun	150/70	35 x 2	(70)	1984
Djember	150/70	35 x 2	(70)	1984
Glenmore	70/20	3 x 1	(6)	1984
Pamekasan	70/20	6 x 1	(12)	1984
Sawahan	70/20	10 x 1	(42)	1985
Blitar	70/20	6 x 1	(18)	1985
Madiun	70/20	10 x 1	(30)	1985
Banjuwangi	70/20	10 x 1	(20)	1985

Note: † Total capacity not included 30 kV transformer.

1974年までの系統増強計画

この計画は略決定されており、Table XI-1, XI-2に示す通りである。増強工事のおもなものは、カリコント系およびマデウン系の連系、カリコント系の70kV送電線の2回線工事、カランカテス水力発電所ーワル第2変電所間の150kV送電線の建設等である。

1975-1979年の計画

新ベラク火力発電所、グラチ火力発電所の建設に伴なり150kV送電線を建設するとともに、信頼をある程度犠牲にしても、電化地区の拡大のために、より経済的な70kV1回線送電線により、東ジャワ全域に送電系統を拡大する。

1980-1985年の計画

この間に新設されるグラチ火力発電所の建設にともなり150kV送電線を建設する。さらに、需要増加の大きい地域に150kV送電線を導入する。また地方の信頼度レベルの向上および電化地域を拡大するために70kV回線送電線を延長して、各地区に70kV送電線ループ(複数)を形成する。また、1985年に建設される単機容量125MWの火力発電所の建設に合わせて154kV送電線による連系線を中部ジャワとの間に建設する。

以上によって1985年までには東ジャワの主要部に於いては、1地方2ルート以上の送電線が連系されるので、1送電線事故の場合でも、供給支障を生じない送電網が完成する。

この時点で系統が連系されないで残る所はPatjitan地区のみとなる。

その他、送電系統から比較的遠い地区でも、20kV配電線によって略東ジャワ全域に電力の供給が行なわれる。

その後、更にこれら電力系統を有効に利用して、電化率の引上げを行うことが出来るであろう。

1985年までに建設される、送変電設備は第XI-3, 第XI-4およびFig XI-1の通りである。またFig XI-2にPower System Diagram in 1985を示す。

ピーク負荷の算出

東ジャワ全体の電力需要ピーク負荷の想定については第VII章, IX章で述べた。

ピーク負荷の各地の値は、その地域の年間エネルギー需要から各地域とも年負荷率70%であるものとして算出した。結果を表XI-5に示す。また各変電所毎のピーク負荷は既設設備、1970年に於けるピーク負荷、現時点での待期需要家、人口、自家用動力設備の量等を考慮して想定した。

1976, 1978, 1980, 1985年の想定汐流(Power Flow)は附録の汐流図に示す通りである。

新規発電所および主幹送電計画

系統計画は発電所地点の選定，その建設時期等によって大きく影響される。

ここでは 1985 年までに建設される火力発電所の位置をベラク，グラチ・グレスックとして系統計画を作成した。

1973 年に建設されるカランカテス水力発電所ーワル第 2 変電所間の送電線を有効に活用して，新規火力発電所の 150 kV 電源送電線を計画した。

その結果，ワル第 2 変電所を中心として，東ジャワの大需要地であるグレスック，スラバヤ，バスルアン地区にグリット系統を形成することとし，将来この地域の需要の増大に対して十分対処出来る系統を構成するものとした。

1979 年以降，モジョケルト，マディウン，マラン，ジェンブルの各地区の需要増加に対して，このグリット系統を起点として 150 kV 送電線を延長する。また 1985 年には信頼度の向上，予備力の節減等の目的で新マディウン変電所から 150 kV 送電線を延長し中部ジャワのスマラン地区と連系する。

スラバヤ，モジョケルト地区

この地区は現在 8 ケ所の変電所があり，これらを結んだ 70 kV 送電線環状系統となっている。1974 年までにスラバヤ市東部地区にスコリロ変電所が建設される。

これら 70 kV 送電系統に電力を供給する 150 kV 変電所としてワル第 2 変電所の外にモジョケルト変電所（1979），スコリロ変電所（1983）に 150 kV 変圧器を設置する。又グレスック火力発電所に 150 kV/70 kV 変圧器を設置しグレスック地区の供給を行う。

送電線工事は，1976 年に新ベラクーワルⅡ送電線（150 kV），1982年にグレスックーワルⅡ送電線（154 kV）を建設する。又，1979 年から 1983 年にかけて，70 kV 送電線の過負荷対策としてワルⅡーモジョケルト送電線（150 kV）ワルⅡースコリロ送電線を建設する。

バスルアン，マラン地区

バスルアン地区はバンギル変電所，およびこれに接続される 30 kV 送電線によってプロボリンゴ，レチェス，更にルマジャンまで電力供給が行なわれている。又バンギループロボリンゴ間に 1973 年までに 70 kV 送電線が建設される。

1979 年のグラチ火力発電所の建設に伴ないグラチーバンギル間に 150 kV 送電線を建設する。またこれに先行して，ワルⅡーバンギル送電線（70 kV）の容量不足に対して 1976 年にバルギン変電所に，カランカテスーワルⅡ送電線（150 kV）を引込み，1978 年にはこの区間の増架を行う。

マラン地区の供給に対してはスンカリン変電所が 1974 年までに，建設される。

1978年にマランの南にマラン・スラタンを建設しカランカテスーワルⅡ送電線(150kV)を引込み、1981年に信頼度向上のためにバンギルーマラン・スラタン間を2回線化する。

ジェンブルを含む東部地区の供給のため1975年にプロボリンゴージェンブル線(70kV)をレチェス、ルマジャンを経由して建設するが、レチェス、ルマジャンの両変電所への70kV送電線の引込みは、先行して建設される30kV送電線の容量不足となる時点で行う。ルマジャン変電所に対しては1976年Letjes変電所に対しては1978年に引込みを行い同時にプロボリンゴレチェス線を1978年に2回線化する。

クデリ地区

この地区は現在30kVで電力供給が行なわれているが、需要増加に対して1975年までにムンダラン水力発電所―クデリ―トゥルンガグン―ブリタール間に70kV送電線を建設する。また1985年までに、この地区の需要増加と信頼度向上のため、カランカテス水力発電所―ブリタール間に70kV送電線を建設する。

クデリ地区の需要増加に対して、クルトソノクデリ間に70kV送電線を建設することが考えられるが附録に示すように効率的でないので計画に入れていない。

マディウン地区

マディウン系の供給力不足に対して1974年までにカリコント系のモジョケルトからクルトソノノ経由、マディウンまで70kV送電線が建設され、マディウン系がカリコント系に統合される。その後マディウン地区の需要増に対して1979年にモジョケルト―マディウン線(70kV)を1回線増架する。更に1984年新マディウン変電所まで150kV送電線をモジョケルト変電所から延長する。

マオスパチ、ガウイ、マケタン地区の需要増加に対して1981年までに70kV送電線を建設する。ただし、ポノロゴ地区については、現在使用中の25kV送電線を当分の間、そのまま使用する。

ジェンブルおよび東部地区

この地区は、現在ディーゼル発電所によって電力供給を行なっているが、人口も多く、自家発電設備が多くあり、将来の需要の伸びが大きいと考えられる。

1975年―1976年にかけてジェンブル、ボンドオソ、シツボンド、バニユワンギ等主要都市を70kV送電線で連系し、1979年にはボンドオソ―ブスキ間に70kV送電線を建設する。

又1980年にプロボリンゴ―ブスキ間に70kV送電線を建設し、東部地区の需要増加に対処すると同時に、各都市の供給信頼度の向上を計る。

更に 1984 年にはグラチ火力発電所—ジュンブル間に 154 kV 送電線を建設する。

その他の地区

マデウラ島の電力供給は、現在グレンック変電所から 70 kV 送電線により行方計画があり、今回、この計画に沿ってジャワ島とマドウラ島の連系を考えた。海峡部約 3 km は海底ケーブルにより連系するものとした。

連系地点として、グレンックの外更に北方のタンジュン・サオ、およびスラバヤ市北部からの連系も考えられるので早急に調査することが望ましい。

又、ボジョネゴロ—グレンック送電線(70 kV)は、算出された需要に対し、送電容量的にかなり余裕があるが、ボジョネゴロ地区における人口は約 270 万を有し、今後電力を導入することにより、この地区の積極的発展が期待できる。共に東ジャワ全域の電化促進の観点から 70 kV 送電線を建設することとした。

6. 配電計画

現在の東ジャワに於ける電化率はスラバヤ地区が 20 % 程度である外、全体で 4—5 % と推定される。

1980 年までに東ジャワ平均で 13 % に引上げるためには人口増加を考慮すると相当大きな配電設備投資を行なわねばならない。

配電設備は電化率の引上げを始め、その他既設の需要増加に応じて、増加しなければならない。計画は、それぞれの地域の実状に合わせて立案されねばならない。

併し今回は電力長期計画の 1 部として取扱われるので配電設備を大づかみに考えた。

第Ⅸ章「積上げ方式による需要想定」と同じ様に電力使用種別を家庭用、商業用、工業用の 3 つに区分し、それぞれについて検討する。

家庭用需要

第Ⅺ—6 表に示す様に家庭用の需要家数は約 196,900 であり、1980, 1985 年には 632,000, 1,026,800 に達する。又総契約 VA に対する年平均負荷すなわち(負荷率×需要率)は 1970 年時点で 38 % である。

この値は先進国の一般配電系に比べてかなり大きい値であるが、今後 Rural 部の電化が大きく進められるので、本質的にこの傾向は変化しないものと考え、1985 年時点までにこの値が 0.38 から 0.30 まで低下するものとした。

これから家庭用需要の全契約 VA を求めると 1980 年には 325.8 MVA 1985 年には 617.9 MVA となり 1970 年のそれに対してそれぞれ 4.4 倍、8.3 倍になる。

商業用および工業用需要

一方商業用および工業用需要についても、家庭用需要と同様に考えると総契約 VA に対する年平均負荷は 18.0%、13.7% で多少少なめであり、これを 1985 年時点で標準値に近づくものと考えて、契約 VA を算出した。

また、工業用需要のうち 50% は 70 kV 受電又は高圧受電をとるものとして計算から除外した。

これより、需要率および不等率を下表の値として、配電用変圧器容量を求める。

	需 要 率	不 等 率
家庭用需要	0.66	1.13
商業用需要	0.80	1.13
工業用需要	0.72	1.35

各年度の配電変圧器容量は第Ⅻ-6 表の通りで、1974 - 1979 年の間に年平均 18.6 MVA、1980 - 1984 の間は年平均 45.2 MVA の増設を必要とする。

7. 建設費

今回使用した送変電設備、および配電設備の工事費はすべて KVA または kW 当り工事費より積算した。この単価は、現在建設中の設備の単価で PLN Ⅻ から提供されたもの、その他から算定した。

送電線巨長、送電ルートとして不適当なヶ所を避け、地図上で大略ルートを決め、これより求めた。更に不確定要素の費用と予備費のために約 10% の予裕を見込んだ。

新設の送電線は 150 kV、70 kV 送電線とも鉄塔を使用する。又導体は 154 kV 送電線について 330 mm² ACSR、70 kV 送電線について 120 mm² ACSR を採用した。

複導体を使用する送電線を考え線路インピーダンスを減少して使用することも考えられるが、東ジャワの送電線が比較的短距離であるためその必要性がないので、技術的経済的観点より考慮しないこととした。

送電用鉄塔は現在インドネシアで製作可能であるが、単価が高いので使用しなかった。資材費はすべて外貨とした。

新設の変電所位置については、PLN Ⅻ 支店からの情報、および地形等から決定したが具体的には詳細に検討されねばならない。

変電所機器はすべて外貨とした。

配電設備については、新設されるものはすべて架空線を使用するものとし、現在の実績から配電ユニットを、配電変圧器 100 kVA × 1 個、高圧配電線 800 m、低圧配電線 1,400 m とした。

資材代の大部分を外貨でまかなうものとして、総建設費の 85% を外貨、15% を内貨とした。

1975 - 1985年に増設される設備量は第Ⅺ-7表 FigⅪ-6 に示す通りであり、回線延長は、154 kV送電線 653 km、70 kV送電線 940 kmで、合計 1593.0 km となる。

150 kV変電所は、6ヶ所新設される。また、70 kV変電所は 1979年までに 18ヶ所、1985年までに合計 21ヶ所が建設される。

配電設備は 1975-79年に 920ユニット、1980-1985年に 2,482ユニットが増設される。

ユニット単価を第Ⅺ-8にそれぞれの送電線建設費を第Ⅺ-10表に示す。

又この計画に含まれる総建設費は第Ⅺ-11表に示す通りである。

変電所に含まれる Miscellaneous Investment は詳細格付が実施されていない。電圧調整用機器および電力用コンデンサ等を含んでおり総変電設備費の 5% を見込んでいる。

Table XI-5 ESTIMATED PEAK LOAD OF INTERCONNECTED SYSTEM (1975 - 1985) (MW)

Branch	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Surabaya	65.64	70.27	74.73	85.16	96.83	111.21	121.0	135.0	150.0	165.0	180.0
Pasuruan	16.00	19.02	21.63	24.85	28.43	32.44	36.5	41.5	47.0	54.0	60.0
Malang	18.89	20.88	23.11	25.86	28.79	32.02	35.5	39.0	43.0	48.0	53.0
Kediri	12.05	14.63	17.69	21.03	24.89	29.29	34.0	39.0	44.0	50.0	58.0
Madiun	10.60	12.53	14.63	16.93	19.34	22.12	25.0	29.0	33.0	37.0	42.5
Modjokerto	4.47	5.35	6.29	7.35	8.37	9.55	11.0	12.0	14.0	16.0	17.8
Djember	8.20	10.27	12.53	14.94	17.72	20.64	23.5	27.0	31.0	35.0	40.0
Banjuwangi	-	4.07	4.59	5.12	5.61	6.09	7.0	7.9	8.8	9.8	11.1
Situbondo	-	1.91	2.11	2.25	2.38	2.45	2.85	3.3	3.8	4.3	5.0
Bodjonegoro	-	-	0.44	0.93	1.38	1.88	2.2	2.5	2.9	3.4	4.0
Pamekasan	-	5.24	6.65	8.27	10.12	12.29	14.5	16.5	19.0	22.0	25.0
Total	135.85	164.1	184.4	212.7	243.8	280.0	313.6	351.3	393.3	440.3	493.1

Table XI - 6 REQUIRED DISTRIBUTION TRANSFORMERS

	1970	1971	1972	1973	1974	1975
For residential customer						
Energy consumption (million kWh)	247.3	277.6	309.0	344.7	416.5	483.8
Coefficient†	0.38	0.375	0.369	0.364	0.359	0.353
Number of customer (thousand)	196.9	217.0	240.8	265.3	316.5	363.5
Average contract VA per customer	377.4	389.4	397.0	407.5	418.3	430.5
Contract MVA	74.3	84.5	95.6	108.1	132.4	156.5
Required distribution transformer (MVA)	94.2	100.6	106.1	112.4	127.1	137.7
For commercial customer						
Energy consumption (million kWh)	19.6	21.6	24.0	26.6	32.0	36.2
Coefficient†	0.167	0.169	0.171	0.173	0.175	0.177
Number of customer (thousand)	8.89	9.77	10.89	11.65	14.61	16.80
Average contract VA customer	1,506.2	1,493.3	1,471.0	1,505.5	1,426.4	1,389.3
Contract MVA	13.4	14.6	16.0	17.5	20.8	23.3
Required distribution transformer (MVA)	10.7	11.5	12.5	13.5	15.8	17.5
For industrial customer						
Energy consumption (million kWh)	54.4	68.1	103.3	116.2	135.4	184.6
Coefficient†	0.13	0.135	0.14	0.145	0.15	0.155
Contract MVA	47.9	57.6	84.2	91.5	103.0	136.0
Required distribution transformer (MVA)	15.8	18.4	26.9	28.4	30.9	40.8
Total						
Energy consumption (million kWh)	321.3	367.3	436.3	487.1	583.9	704.6
Contract MVA	135.8	156.7	195.8	217.1	256.2	315.8
Required distribution transformer (MVA)	120.7	130.5	145.5	154.3	173.8	196.0
Annual transformer requirement (MVA)	9.8	15.0	8.8	19.5	22.2	17.1

† coefficient = annual load factor X demand factor

Table XI-7 INCREASE OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION FACILITY (1975 - 1985)

Year	Transmission line (Km)			Transformer (MVA)			Distribution (No. of unit)
	150 kV	70 kV	Total	150 kV	70 kV	Total	
1975	—	251	251	—	47	47	222
1976	41	182	223	70	41	111	171
1977	—	166	166	35	41	76	133
1978	34	21.5	55.5	35	84	119	211
1979	90	143	233	35	35	70	183
1980	—	61	61	35	29	64	221
1981	50	71	121	70	48	118	347
1982	50	10	60	—	35	35	393
1983	13	—	13	70	48	118	448
1984	220	—	220	140	9	149	505
1985	155	35	190	—	36	36	568
Total	653	940.5	1,593.5	490	453	943	3,402

1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
562.1	641.2	729.5	823.3	933.3	1,041.3	1,165.1	1,303.3	1,452.9	1,623.8
0.348	0.343	0.337	0.332	0.327	0.321	0.316	0.311	0.305	0.30
412.2	464.0	517.9	573.9	632.5	696.9	767.8	846.0	932.1	1,026.8
447.4	459.7	477.1	493.3	515.1	531.4	548.2	565.5	583.4	601.8
184.4	213.3	247.1	283.1	325.8	370.3	420.9	478.4	543.8	617.9
151.2	162.1	173.0	181.2	189.0	214.8	244.1	277.5	315.4	358.4
41.3	46.6	52.0	58.1	64.3	70.6	77.6	85.4	93.8	103.8
0.179	0.181	0.183	0.185	0.187	0.189	0.191	0.193	0.195	0.197
19.16	21.63	24.19	26.89	29.58	32.55	35.86	39.51	43.53	47.95
1,373.1	1,357.3	1,341.0	1,332.0	1,327.0	1,310.4	1,294.0	1,277.9	1,261.9	1,246.0
26.3	29.4	32.4	35.9	39.3	42.7	46.4	50.5	54.9	59.8
19.5	21.5	23.3	25.5	27.9	30.3	32.9	35.9	39.0	42.5
203.8	221.2	272.2	335.6	414.5	465.1	523.3	590.3	667.3	752.4
0.16	0.165	0.17	0.175	0.18	0.185	0.19	0.195	0.20	0.205
146.1	153.0	182.8	218.9	262.9	287.0	314.4	345.6	380.9	419.0
42.4	42.8	51.2	59.1	71.0	77.5	84.9	93.3	102.8	113.1
808.2	909.0	1,053.7	1,217.0	1,412.1	1,577.0	1,766.0	1,979.0	2,214.0	2,480.0
356.8	395.7	462.3	537.9	628.0	700.0	781.7	874.5	979.6	1,096.0
213.1	226.4	247.5	265.8	287.9	322.6	361.9	406.7	457.2	514.0
13.3	21.1	18.3	22.1	34.7	39.3	44.8	50.5	56.8	-

Table XI-8 TRANSMISSION AND DISTRIBUTION UNIT COST

(US dollars)

I t e m			Foreign currency	Local currency	Total
Transmission line					
150 kV	330 mm ²	double circuit per km	16,000	4,500	20,500
150 kV	330 mm ²	1st circuit of double circuit per km	11,700	3,800	15,500
150 kV	330 mm ²	2nd circuit of double circuit per km	4,700	1,500	6,200
150 kV	330 mm ²	single circuit per km	9,600	3,300	12,900
70 kV	120 mm ²	double circuit per km	10,000	3,000	13,000
70 kV	120 mm ²	1st circuit of double circuit per km	8,300	2,700	11,000
70 kV	120 mm ²	2nd circuit of double circuit per km	2,100	600	2,700
70 kV	120 mm ²	single circuit per km	6,600	2,300	8,900
70 kV	3/0	double circuit per km	8,800	3,000	11,800
70 kV	3/0	1st circuit of double circuit per km	7,700	2,700	10,400
70 kV	3/0	2nd circuit of double circuit per km	1,500	600	2,100
Line terminal					
150 kV	line terminal		100,000	20,000	120,000
70 kV	line terminal		41,100	6,000	47,100
20 kV	line terminal		15,000	2,000	17,000
Transformer					
150 kV/70 kV	35,000 kVA		233,000	22,000	255,000
70 kV/H.V.	3,000 kVA		83,000	6,000	89,000
70 kV/H.V.	6,000 kVA		77,000	6,000	83,000
70 kV/H.V.	10,000 kVA		92,000	7,000	99,000
Distribution					
20 kV	distribution unit		16,050	2,850	18,900

Table XI-9 TRANSMISSION LINE COST

(thousand US dollars)

	Transmission line cost		Terminal end cost		Total cost		Fiscal year			
	Foreign	Domestic	Foreign	Domestic	Foreign	Domestic				
								Total	Total	Total
150 kV										
Bangil branch	11.7	3.8	15.5	200.0	40.0	240.0	211.7	43.8	255.5	1975
New Perak - Waru II	319.4	90.4	409.8	200.0	40.0	240.0	519.4	130.4	649.8	1975
Bangil - Waru II	155.2	50.8	206.0	200.0	40.0	240.0	355.2	90.8	446.0	1977
Malang Selatan branch	11.7	3.8	15.5	200.0	40.0	240.0	211.7	43.8	255.5	1977
Grati - Bangil	479.1	135.5	614.6	200.0	40.0	240.0	679.1	175.5	854.6	1978
Waru II - Modjokerto	349.8	115.0	464.8	200.0	40.0	240.0	549.8	155.0	704.8	1978
Malang Selatan - Bangil	235.2	77.0	312.2	200.0	40.0	240.0	435.2	117.0	552.2	1980
Waru II - Gresik P.P.	399.2	113.0	512.2	200.0	40.0	240.0	599.2	153.0	752.2	1981
Waru II - Sukolilo	151.6	49.6	201.2	200.0	40.0	240.0	351.6	89.6	441.2	1982
Grati - Djember	1,282.7	421.6	1,704.3	200.0	40.0	240.0	1,482.7	461.6	1,944.3	1983
Modjokerto - New Madiun	1,282.7	421.6	1,704.3	200.0	40.0	240.0	1,482.7	461.6	1,944.3	1983
New Madiun - Semarang	1,807.5	594.1	2,401.6	100.0	20.0	120.0	1,907.5	461.1	2,521.6	1984
70 kV										
Probolinggo - Letjies	91.0	30.0	121.0	41.6	6.0	47.1	132.0	36.0	168.0	1974
Letjies - Lumadjang	211.0	72.6	283.6	-	-	-	211.0	72.6	283.6	1974
Lumadjang - Djember	395.2	136.6	531.8	41.1	6.0	47.1	436.0	124.6	578.9	1974
Djember - Bondowoso	230.5	79.7	310.2	82.2	12.0	94.2	312.7	91.7	404.4	1974
Mendalan - Kediri	279.8	84.4	364.2	82.2	12.0	94.2	362.0	96.4	458.4	1974
Kediri - Tulungagung	184.4	63.8	248.2	82.2	12.0	94.2	266.6	75.8	342.4	1974
Tulungagung - Blitar	191.0	66.1	257.1	82.2	12.0	94.2	273.2	78.1	351.3	1974
Bondowoso - Situbondo	210.8	72.8	283.6	82.2	12.0	94.2	293.0	84.8	377.8	1975
Djember - Banjuwangi	637.4	209.6	847.0	82.2	12.0	94.2	719.6	221.6	941.2	1975
Gresik - Bangkalan †	310.0	100.0	410.0	-	-	-	310.0	100.0	410.0	1975
Gresik - Bangkalan	125.2	43.2	168.4	82.2	12.0	94.2	207.4	55.2	262.6	1975
Bangkalan - Sampang	329.3	113.9	443.2	82.2	12.0	94.2	411.5	125.9	537.4	1975
Lumadjang Branch	6.6	2.3	8.9	82.2	12.0	94.2	88.8	14.3	103.1	1975

(Continued)

	Transmission line cost			Terminal end cost			Total cost			Fiscal year	
	Foreign	Domestic		Foreign	Domestic		Foreign	Domestic			Total
		Total	Foreign		Domestic	Total		Foreign	Domestic		
Gresik - Lamongan	230.5	79.7	310.2	82.2	12.0	94.2	312.7	91.7	404.4	1976	
Lamongan - Babat	197.6	68.3	265.9	82.2	12.0	94.2	279.8	80.3	360.1	1976	
Babat - Bodjonegoro	171.2	59.3	230.5	82.2	12.0	94.2	253.4	71.3	324.7	1976	
Sampang - Pamekasan	131.7	45.6	177.3	82.2	12.0	94.2	213.9	57.6	271.5	1976	
Pamekasan - Sumenep	362.3	125.2	487.5	82.2	12.0	94.2	444.5	137.2	581.5	1976	
Probolinggo - Letjies	22.9	6.2	29.1	123.3	18.0	141.3	146.2	24.2	170.4	1977	
Letjies Branch	3.3	1.1	4.4	41.1	6.0	47.1	44.4	7.1	51.5	1977	
Malang Selatan - Polehan	100.0	30.0	130.0	164.4	24.0	188.4	264.4	54.0	318.4	1977	
Bondowoso - Besuki	217.3	75.2	292.5	82.2	12.0	94.2	299.5	87.2	386.7	1978	
New Madiun - Modjokerto	229.5	61.7	291.2	164.4	24.0	188.4	393.9	85.7	479.6	1978	
Besuki - Probolinggo	395.2	136.6	531.8	82.2	12.0	94.2	477.4	148.6	626.0	1979	
Clenmore Branch	6.6	4.4	11.0	82.2	12.0	94.2	88.8	16.4	105.2	1979	
Malang Selatan - Sengkaling	100.0	30.0	130.0	164.4	24.0	188.4	264.4	54.0	318.4	1980	
Maospati - Ngawi	151.5	52.4	203.9	82.2	12.0	94.2	233.7	64.4	298.1	1980	
Maospati - Magetan	98.8	34.2	133.0	82.2	12.0	94.2	181.0	46.2	227.2	1980	
New Madiun - Maospati	85.6	29.6	115.2	82.2	12.0	94.2	167.8	41.6	209.4	1980	
Gresik P.P. - Gresik	50.0	15.0	65.0	164.4	24.0	188.4	214.4	39.0	253.4	1981	
Blitar - Karangates	230.5	79.7	310.2	82.2	12.0	94.2	312.7	91.7	404.4	1984	

† Marine cable.

Table XI - 10 INVESTMENT SCHEDULE

	1973	1974	1975	1976	1977
Transmission Line					
150 kV Total		136	769	105	830
Foreign Currency		110	621	85	666
Domestic Currency		26	148	20	164
70 kV Total	409	2,594	2,508	1,732	589
Foreign Currency	315	1,999	1,936	1,347	491
Domestic Currency	94	595	572	385	98
Transmission Line					
Total	409	2,730	3,277	1,837	1,419
Foreign Currency	315	2,109	2,557	1,432	1,157
Domestic Currency	94	621	720	405	262
Substation					
150 kV Total		77	471	255	255
Foreign Currency		70	431	233	233
Domestic Currency		7	40	22	22
70 kV Total	98	634	524	624	852
Foreign Currency	91	585	485	577	791
Domestic Currency	7	49	39	47	61
Miscellaneous Total	5	36	50	44	55
Foreign Currency	4	33	46	41	51
Domestic Currency	1	3	4	3	4
Substation					
Total	103	747	1,045	923	1,162
Foreign Currency	95	688	962	851	1,075
Domestic Currency	8	59	83	72	87
Distribution					
Total	553	3,762	4,052	3,345	3,909
Foreign Currency	470	3,194	3,441	2,841	3,320
Domestic Currency	83	568	611	504	589
Grand Total	1,065	7,239	8,374	6,105	6,430
Foreign Currency	880	5,991	6,960	5,124	5,552
Domestic Currency	185	1,248	1,414	981	938

<i>(thousand US dollars)</i>							
1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Total
1,326	83	582	706	959	3,684	2,143	11,323
1,045	65	460	562	744	2,807	1,621	8,786
281	18	122	144	215	877	522	2,537
846	779	933	215		61	344	11,010
674	608	752	182		47	266	8,617
172	171	181	33		14	78	2,393
2,172	862	1,515	921	959	3,745	2,487	22,333
1,719	673	1,212	744	744	2,854	1,887	17,403
453	189	303	177	215	891	600	4,930
255	294	433	77	586	867		3,570
233	268	396	70	536	792		3,262
22	26	37	7	50	75		308
421	405	676	450	487	186	323	5,680
390	375	625	417	452	172	300	5,260
31	30	51	33	35	14	23	420
34	35	55	26	64	63	16	463
31	32	51	24	49	48	15	425
3	3	4	2	5	5	1	38
710	734	1,164	553	1,127	1,106	339	9,713
654	675	1,072	511	1,037	1,012	315	8,947
56	59	92	42	90	94	24	766
3,566	4,534	6,689	7,584	8,629	9,723	9,125	65,471
3,028	3,850	5,680	6,440	7,328	8,256	7,749	
538	684	1,009	1,144	1,301	1,467	1,376	9,874
6,448	6,130	9,368	9,058	10,715	14,574	11,951	55,597
5,401	5,198	7,964	7,695	9,109	12,122	9,951	81,947
1,047	932	1,404	1,363	1,606	2,452	2,000	15,570

XII 資金計画

1. 資金計画の範囲

本章で取扱う資金計画の範囲は第X章および第XI章にて扱った如く1975年以降1985年までの需要増に対応する電源開発計画及びこれに関連する送電線変電設備及び配電設備の増強計画に対するものである。配電設備計画では1990年における電化率を20%に引上げる目標の下に作成されている。現在進行中で1974年までをカバーする東ジャワ送配電設備増強計画は含んでいない。実際の資金所要期間は1973年から1984年の12年間にわたっている。

2. 資金計画算出の基準

資金供給源

設備の増強計画に必要な火力発電機器、変電設備送電線及び配電設備の機器類は全て外国より輸入するものと仮定した。送電鉄塔及び配電用変圧器など一部の機材は現在インドネシア製のものが小規模に生産されているが未だ品質もよく大量供給ができないし将来品質が向上し量産により競争力がついたならばその時点で輸入より国産に切り換えるものとし今回の資金計画は全て外国製とした。

機器および資材の価格

機器及び資材の価格は1971年における国際入札により得られる見込みの価格をとった。

火力発電設備については単機容量別に次の如く想定した。

単機容量	unit cost (\$/kw)
50MW	180
75MW	165
125MW	155

送配電設備については、第XI章に述べた。

内外貨の割合

外貨は、機器資材のFOB価格にプラスして船賃、保険料までをカバーするものとし、荷揚げ陸上輸送、据付工事費は内貨にて支出するものとした。なお租税および関税は考慮していない。火力発電設備については内外貨の割合を20：80%とした。

建設中利子

建中利子は金利3%および6%で算出し機器価格内に含めてある。工事期間は火力で3ヶ年送電線変電線及び配電線工事を2年と推定した。

工事資金の支出は、火力は20:35:45に分布して支出され送変配電は15:85と想定した。

換算率

所要資金は全てUS\$にて表示したが、この際使用したUS\$-Rpの換算率は現行の1\$=415Rpである。

3. 所要資金

上述の条件により等出した本計画の所要資金を年度別に第Ⅷ-1表及び第Ⅷ-2表に示す。
資金金利6%のとき

1973~1984までの12年間における総所要資金は18,000万US\$である。年平均1,500万\$の支出となる。部門別では発電部門8,000万\$,送電2,300万\$,変電1,000万\$,配電6,700万\$で45:13:5:37の割となっている。今后大巾に強化される予定の配電部門の所要額の比重がかなり高い。また1973~78の前期と1979~84の後期に分けて考えると前期に6,500万\$(年平均7,100万\$)後期に11,500万\$(年平均1,900万\$)で1:2の割である。内外貨の割合は総額につき82:18%の比となった。金利3%のときは総額17,500万\$で約3%,500万\$減である。

なお、発電及び送変電配電の資金計画の詳細は、それぞれ第Ⅹ章、第Ⅺ章を参照されたい。

4. 国民経済

第Ⅴ章に述べた如く、電力への投資は、1969~73の期間に33,000万\$,1974~78の5年間に43,000万\$と推言されている。1979年からの5年間には少くとも1974~78と同額の投資は見込めるので1974年から1983までの10年間には90,000万\$程度と推定されている。この投資のうち東ジャワに振り向けられる割合は1/4程度と考えられるもので22,500万\$(1/5としても18,000万\$)位の投資が充分見込まれる。今回の我々の長期計画に必要な総投資額は1983~1984の間に18,000万\$であり、東ジャワに投資され得ると想定される投資額をやゝ下まわる程度と考えられる。この称に資金面からみてもインドネシアの経済発展に歩調を合わせて難点がなく妥当な計画であると考えられる。

Table XII-1 INVESTMENT PROGRAMME

	Interest rate: 6%												Total
	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	
Generation													
Total	1,800	3,200	5,800	5,000	7,200	5,800	5,700	8,400	8,000	8,300	12,300	8,700	80,200
Foreign currency	1,440	2,560	4,640	4,000	5,760	4,640	4,560	6,720	6,400	6,640	9,840	6,960	64,160
Domestic currency	360	640	1,160	1,000	1,440	1,160	1,140	1,680	1,600	1,660	2,460	1,740	16,040
Transmission													
Total	420	2,780	3,350	1,870	1,450	2,210	880	1,550	940	980	3,830	2,540	22,800
Foreign currency	320	2,150	2,610	1,460	1,180	1,750	680	1,240	750	760	2,920	1,930	17,750
Domestic currency	100	630	740	410	270	460	200	310	190	220	910	610	5,050
Substation													
Total	100	770	1,070	940	1,180	720	750	1,190	560	1,150	1,120	350	9,900
Foreign currency	95	700	980	870	1,090	670	690	1,095	520	1,055	1,025	320	9,110
Domestic currency	5	70	90	70	90	50	60	93	40	95	95	30	790
Distribution													
Total	560	3,840	4,130	3,410	3,990	3,640	4,620	6,820	7,730	8,800	9,930	9,310	66,780
Foreign currency	480	3,250	3,510	2,900	3,370	3,090	3,930	5,790	6,570	7,480	8,440	7,910	56,720
Domestic currency	80	590	620	510	620	550	690	1,030	1,160	1,320	1,490	1,400	10,060
Total	2,880	10,590	14,350	11,220	13,820	12,370	11,950	17,960	17,230	19,230	27,180	20,900	179,680
Foreign currency	2,335	8,660	11,740	9,230	11,400	10,150	9,860	14,845	14,240	15,935	22,225	17,120	147,740
Domestic currency	545	1,930	2,610	1,990	2,420	2,220	2,090	3,115	2,990	3,295	4,955	3,780	31,940

Table XII-2 INVESTMENT PROGRAMME

	Interest rate: 3%												
	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Total
Generation													
Total	1,800	3,100	5,600	4,900	6,900	5,600	5,500	8,000	7,800	8,000	12,000	8,400	77,600
Foreign currency	1,440	2,480	4,480	3,920	5,520	4,480	4,400	6,400	6,240	6,400	9,600	6,720	62,080
Domestic currency	360	620	1,120	980	1,380	1,120	1,100	1,600	1,560	1,600	2,400	1,680	15,520
Transmission													
Total	410	2,730	3,280	1,830	1,420	2,170	860	1,520	920	960	3,750	2,490	22,340
Foreign currency	315	2,110	2,560	1,430	1,160	1,715	670	1,215	740	745	2,860	1,890	17,410
Domestic currency	95	620	720	400	260	455	190	305	180	215	890	600	4,930
Substation													
Total	100	750	1,050	920	1,160	710	740	1,160	550	1,130	1,100	340	9,710
Foreign currency	95	690	965	850	1,075	655	680	1,070	510	1,040	1,010	315	8,950
Domestic currency	5	60	85	70	85	55	60	90	40	90	90	25	760
Distribution													
Total	550	3,760	4,050	3,340	3,910	3,570	4,530	6,690	7,580	8,630	9,730	9,130	65,470
Foreign currency	470	3,190	3,440	2,840	3,320	3,030	3,850	5,680	6,440	7,330	8,260	7,750	55,600
Domestic currency	80	570	610	500	590	540	680	1,010	1,140	1,300	1,470	1,380	9,870
Total	2,860	10,340	13,980	10,990	13,390	12,050	11,630	17,370	16,850	18,720	26,580	20,360	175,120
Foreign currency	2,320	8,470	11,445	9,040	11,075	9,880	9,600	14,365	13,930	15,515	21,730	16,675	144,040
Domestic currency	540	1,870	2,535	1,950	2,315	2,170	2,030	3,005	2,920	3,205	4,850	3,685	31,080

5. 経済的健全性

上で計画した如き資金計画により工事を実施し設備を増強して行った場合の収支につき該略の試算を行い本計画が採算面で如何なる立場にあるか調べてみた。計算期間 1975～2005 年である。

年 経 費

経費算定の条件は次の通り耐用年数間の均等化経費をはじく

(1) 経費は本計画で増強される各設備の金利償却運転維持費，管理費及び燃料費で1975年時点で既設ものを含まない。

(2) 資金金利は3%と6%を仮定した。

(3) 設備耐用年数は次の通りとした。

火力発電設備	30年
送電	" 50年
変電	" 25年
配電	" 25年

(4) 各設備の年経費率は次の通り仮定した。

	金利3%のとき			金利6%のとき		
	資本費	運転維持費	計	資本費	運転維持費	計
火力発電設備	5.10	+ 2.7	= 7.80%	7.27	+ 2.7	= 9.98%
送電 "	3.89	+ 3.0	= 6.89%	6.34	+ 3.0	= 9.34%
変電 "	5.74	+ 2.5	= 8.24%	7.82	+ 2.5	= 10.32%
配電 "	5.74	+ 5.0	= 10.74%	7.82	+ 5.0	= 12.82%

(5) 燃 料 費

火力燃料費は重油 l 当り $15 \times 10^{-3} \$ / \text{kwh}$ (6.25 Rp/ l)とした。

以上により算定した系統の経費を第Ⅻ-3表に示す。

予想収入

収入は電力量の販売より得られる。本計画の設備による収入は単純に考えて年を基準にして1975年以降に増加した分を当てたることになる。この場合電力量の販売単価が次の2通りを考えた。

(1) 現行料金を適用

(2) 予想改訂料金を適用

現行料金は1970年の販売実債単価によった。

※ 料金はインドネシア電力事業開発拡充基礎調査団(1969)の勧告をもとにした。これは

TABLE XII-3 ANNUAL COST OF SYSTEM

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985 2005	Total
Interest rate : 3%											
Generation											
Fixed cost	680	680	1,360	2,040	2,040	2,720	3,660	3,660	4,600	6,070	6,070
Fuel cost	1,245	1,245	2,490	3,735	3,735	4,980	6,570	6,810	8,640	9,950	9,950
Total	1,925	1,925	3,850	5,775	5,775	7,700	10,230	10,470	13,240	16,020	16,020
Transmission	408	549	651	793	866	964	1,034	1,100	1,330	1,540	1,540
Substation	144	221	314	378	439	529	582	668	759	801	801
Distribution	832	1,202	1,613	2,002	2,473	3,157	3,957	4,867	5,894	7,031	7,031
Total	3,309	3,897	6,428	8,948	9,553	12,350	15,803	17,105	21,223	25,392	25,392
Present worth factor	0.971	0.943	0.915	0.889	0.863	0.838	0.813	0.789	0.766	0.744	0.744 x 14.88
Present worth in 1976	3,213	3,675	5,882	7,955	8,244	10,349	12,848	13,496	16,257	18,892	281,851
Interest rate : 6%											
Generation											
Fixed cost	900	900	1,800	2,700	2,700	3,600	4,840	4,840	6,080	8,020	8,020
Fuel cost	1,245	1,245	2,490	3,735	3,735	4,980	6,570	6,810	8,640	9,950	9,950
Total	2,145	2,145	4,290	6,435	6,435	8,580	11,410	11,650	14,720	17,970	17,970
Transmission	565	760	901	1,097	1,198	1,333	1,429	1,520	1,838	2,129	2,129
Substation	184	283	401	482	559	675	743	853	965	1,022	1,022
Distribution	1,014	1,465	1,965	2,438	3,011	3,843	4,817	5,925	7,176	8,561	8,561
Total	3,908	4,653	7,557	10,452	11,203	14,431	18,399	19,948	24,699	29,682	29,682
Present worth factor	0.943	0.890	0.840	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.558 x 11.47
Present worth in 1976	3,685	4,141	6,348	8,278	8,369	10,174	12,235	12,507	14,622	16,563	189,965
											286,887

TABLE XII-4 ANTICIPATED REVENUE UNDER CURRENT POWER RATE

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	2005	Total
Energy requirement													
at consumer end. (million kWh)													
Total	704.7	803.6	905.7	1,049.1	1,210.0	1,403.1	1,571.0	1,760.0	1,971.0	2,208.0	2,473.0	2,473.0	2,473.0
Residential	483.8	557.4	638.0	724.8	816.3	924.3	1,016.7	1,118.4	1,230.2	1,353.2	1,488.5	1,488.5	1,488.5
Industrial	184.7	204.9	221.2	272.3	335.7	414.5	488.3	566.6	659.8	767.3	890.0	890.0	890.0
Commercial	36.2	41.3	46.6	52.0	58.1	64.3	69.4	75.0	81.0	87.5	94.5	94.5	94.5
Revenue (thousand US\$)													
Total	11,375	12,937	14,530	16,852	19,495	22,642	25,443	28,471	31,924	35,812	40,163	40,163	40,163
Residential	6,289	7,246	8,294	9,422	10,612	12,016	13,217	14,539	15,993	17,592	19,351	19,351	19,351
Industrial	3,421	3,791	4,092	5,038	6,210	7,668	9,034	10,482	12,206	14,195	16,465	16,465	16,465
Commercial	1,665	1,900	2,144	2,392	2,673	2,958	3,192	3,450	3,725	4,025	4,347	4,347	4,347
Increased revenue †													
(thousand US\$)													
Present worth factor													
at interest rate: 3%	0.971	0.943	0.890	0.915	0.889	0.863	0.838	0.813	0.789	0.766	0.744	0.744	0.744 x 14.88
at interest rate: 6%	0.943	0.890	0.840	0.840	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.558	0.558 x 11.47
Present worth in 1976													
at interest rate: 3%	1,517	2,975	2,808	5,011	7,219	9,723	11,789	13,899	16,213	18,719	21,418	21,418	319,547
at interest rate: 6%	1,473	2,808	2,808	4,601	6,431	8,416	9,918	11,369	12,884	14,467	16,064	16,064	184,243

Note: Unit power rate: Residential = 20 mills/kWh, Industrial = 18.5 mills/kWh, Commercial = 37 mills/kWh; † Based on 1975

TABLE XII-5 ANTICIPATED REVENUE UNDER PROPOSED POWER RATE

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	2005	Total
Energy requirement at consumer end. (million kWh)													
Total	704.7	803.6	905.7	1,049.1	1,210.0	1,403.1	1,571.0	1,760.0	1,971.0	2,208.0	2,473.0	..2,473.0	
Residential	483.8	557.4	638.0	724.8	816.3	924.3	1,016.7	1,118.4	1,230.2	1,353.2	1,488.5	1,488.5	
Industrial	184.7	204.9	221.2	272.3	335.7	414.5	488.3	566.6	659.8	767.3	890.0	890.5	
Commercial	36.2	41.3	46.6	52.0	58.1	64.3	69.4	75.0	81.0	87.5	94.5	94.5	
Revenue (thousand US\$)													
Total	14,432	16,467	18,576	21,458	24,686	28,533	31,936	35,625	39,807	44,497	49,732	49,732	
Residential	9,676	11,148	12,760	14,496	16,326	18,486	20,334	22,368	24,604	27,064	29,770	29,770	
Industrial	3,417	3,791	4,092	5,038	6,210	7,668	9,034	10,482	12,206	14,195	16,465	16,465	
Commercial	1,339	1,528	1,724	1,924	2,150	2,379	2,568	2,775	2,997	3,238	3,497	3,497	
Increased revenue † (thousand US\$)													
Total	2,035	4,144	7,026	10,254	14,101	17,504	21,193	25,193	30,065	35,300	35,300	35,300	
Present worth factor													
at interest rate: 3%	0.971	0.943	0.890	0.840	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.558 x 11.47	
at interest rate: 6%	0.971	0.943	0.890	0.840	0.792	0.747	0.705	0.665	0.627	0.592	0.558	0.558 x 14.88	
Present worth in 1976													
at interest rate: 3%	1,976	3,908	6,429	9,116	12,169	14,668	17,230	19,877	23,030	26,263	29,770	31,830	526,496
at interest rate: 6%	1,919	3,688	5,902	8,121	10,533	12,340	14,093	15,796	17,778	19,697	225,920	225,920	335,787

Note: Unit power rate: Residential = 13 mill/kWh, Industrial = 18.5 mill/kWh, Commercial = 46 mills/kWh; † Based on 1975

現行料金の 25 %程度 up (現時点において)

両者の比較は次の通り

Cutomer class	現行 Rate		改訂 Rate	
	10 ⁻³ \$/kWh	Rp/kWh	10 ⁻³ \$/kWh	Rp/kWh
Residential (S ₁ S ₂ R ₁ R ₂ U ₁ U ₂ U ₃)	13	(5.41)	20	(8.24)
Commercial (K ₁ K ₂ K ₃)	46	(19.1)	37	(15.3)
Industrial (P, Ch)	18.5	(7.69)	18.5	(7.74)
Average	16.5	(6.88)	20.8	(8.64)

計算結果を第Ⅷ-4表及び第Ⅷ-5表に示した。

バランス

予想収入及び総合経費をとりまとめると第Ⅷ-6表の通りとなる。

なお、括弧内には 1976 ~ 2005 年間の平準化された数字を記入してある。

第Ⅷ-6表 Anticipated Revenues and Expevses (1976 ~ 2005) (Thousand US \$)

	Revenue	Expenses	Balance	Balance/Revenue (%)
under current sales price at interest Rate 3%	428,000 (21,800)	382,700 (19,500)	.45,300 (2,300)	10.6
at interest Rate 6%	272,700 (19,800)	286,900 (20,900)	△ 14,200 (△1,100)	△ 5.2
under proposed power Rate at interest Rate 3%	526,500 (26,900)	382,700 (19,500)	143,800 (7,400)	27.3
at interest Rate 6%	335,800 (24,400)	286,900 (20,900)	48,900 (3,500)	14.5

上の試算結果によると 1976 からの 30 年間における収入は現行の料金制度の下でも金利 3 % の資金が使える場合には原価を充分賄えるが金利 6 % の時には原価割れとなる。

もし電気料金が日本政府派遣OTCA調査団のインドネシヤ共和国電力事業開発拡充基礎調査報告書の通り約 25 %程値上げされると 6 % の金利の場合にも売上げの 14.5%に及び、収益が得られ更に 3 % の際には年平均 740 万 \$ の収益となる。

内部収益率

本長期計画の投資に対する内部収益率を次の通り算出した。

$$I = \sum_{t=1}^{30} \frac{(R_t - C_t)}{(1+i)^t}$$

ここに

I : 総投資額 (建設中利子を含まず: 1976 年初の現価に換算)

R_t : t 年における電力料金収入

i : 内部収益率

なお料金収入は前項と同様に 1976 以降の増分収入のみ考えていること。また計算期間は最初の発電ユニットの運開合 30 年としたことによりこの計算による内部収益率はかなり控え目の数字を与えることとなる。

計算結果、内部収益率は次の通り

現行料金制度の時	6.7 %
改訂	11.1 %

この結果より本長期計画に使用される資金の金利としては料金制度がかなわない場合には 5 % 以下料金改訂が実施されれば 9 % 以下が望ましいことが判明した。

従って本長期計画がかなり有望なプロジェクトであることを証明している。

XIII ジャワ島連系の検討

1. 序

現在ジャワ島の電力は西部・中部と東部の3つの Exploitasi に分けられ、電力設備が運用されている。又電力長期計画も、この3地域について独立した形で開始されている。

今後インドネシアの電力産業は特にジャワ島に於いて 経済発展と相まって積極的に進展して行くものと考えられる。

電気事業は国の基幹産業として国家経済の発展に寄与しなければならないが、その将来の設備投資は莫大なものであり、その設備計画を行う電力長期計画の作成にあたっては全国的な視野で最も経済的な方針が確立されねばならない。

この主旨に沿って全ジャワ島の立場から今後、全ジャワ島連系が期待され、電力設備に関する標準化等も確立される必要がある。

しかし今回は東ジャワに限った長期計画が目的であること、および、西部・中部地区の資料も充分入手出来ないので、このうち全ジャワ島連系問題について全ジャワ電力系統として極く概括的な検討を行なうにとどめた。

2. ジャワ全島連系計画の基本的事項

ジャワ島の需要

ジャワ島の電力需要の動向は、一応東ジャワの需要増加等から推定して第XIII - 1表の通りとした。

XIII - 1 表 1985 - 1995年の最大需要 (MW)

	1970	1985	1990	1995
西 ジャワ	170	770	1,320	2,200
中 ジャワ	40	230	390	660
東 ジャワ	68.7	500	860	1,450
合 計	278.7	1,500	2,570	4,310

1985年に於ける最大電力需要は現在の5.4倍となり1995年には約15倍程度に達するものと想定され、現在それぞれ独立している系統が各種の段階で相互に連系される可能性がでてくる。

連系の段階的方式

電力連系は次のような状況で行なわれるであろう。

- i) それぞれの地域内の系統が漸次拡大され、接壤地帯に於ける需要に対して、有利な電力供給方法を求めて、相互に小規模連系が行なわれる。
- ii) 地域 (Exploitasi) 系統間に於いて、それぞれの系統信頼度の向上、発電機等機器のスケールメリット、予備力の共用による節減等を考えたより高電圧レベルによる連系
- iii) 更にジャワ島全体に対する同様の電力系統のメリットおよび負荷曲線の diversity による経済性を求めた。

本 格 連 系

前項の i, および ii は初期の段階で実施され、本レポートに取扱われる期間内に於いても系統信頼度、発電所のスケールメリットを目的として中部ジャワとの連系を提案している。

スケールメリット

一般に電力機器は大形になる程効率も高く単位当りの電力コストが減少するため大形の機器を採用する方が有利となる。しかし系統容量に対して発電機ユニットが大きすぎると、その発電機の事故停止時、系統周波数が大きく低下し、重要産業に障害を与える外系統内の別の火力機の脱落を誘発し、場合によっては系統の全停になる可能性がある。

このために発電機の単位の大きさは特別な場合を除き、系統信頼度面より系統規模の 10 ~ 16 % 以下とする必要がある。

XIII - 2 表は以上の系統信頼度を考慮して許容される最大ユニットを採用する場合で、西、中、東各地域の独立系統の場合、および全ジャワ島が連系された場合について、1985~1995 年の発電機建設台数を求めたものである。

これから発電所建設に対するスケールメリットが計算され次表の通りとなる。

火力発電機建設費 (百万 \$)

年 度	建設容量 (MW)	建 設 費		
		連系前	連系后	差
1985 - 90	1,025	161.6	143.0	18.6
1990 - 95	1,575	234.4	212.0	22.4
合 計	2,600	396.0	355.0	41.0

以上の計算結果によると 1985 - 1990 年に於けるスケールメリットは 18.6 百万 \$, 1990 - 1995 年の間に 22.4 百万 \$ に達し、この后このスケールメリットは年々増大する。

予備力の節減

一般に電力系統に於いては発電機の不測の事故および定期保守時に於いても供給力が確保されねばならない。このために、供給予備力をその系統内に於いて適当な量—例えば系統容量の7～10%をもつ必要がある。また、自己系統に対して適当な大きさの隣接系統と連系されたとすると、供給予備力の一部を互いに共用することが出来、総合した予備力量は減少する。一般に小系統は大系統より高めの予備力を持ち、系統が大きい程この値は少くなる。

仮りに、1990年頃ジャワ系統が全島連系されるものとし、連系の前後に於いて予備力が10%から7%に減少出来るものと想定すると、1985年、90年および1995年にそれぞれ48MW、85MW、143MWの予備力の節減となりその経済効果は下表のようになる。

連系による予備力節減効果

連系時点	予備力節減	
	予備力量(MW)	同建設量(百万\$)
1985	48	7.0
1990	85	13.2
1995	145	22.5

連系設備

1990年に於いて全ジャワ島の連系を考えると、それぞれの系統容量、および投入される最大ユニットの大きさ等から、全ジャワ島連系送電線の必要連系容量は200MW～300MW程度と考えられる。

一方想定される連系送電線巨長は約600Kmあり、第XIII-1図に示すようにこの連系線は中部ジャワ系統を経由するので、送電容量として固有負荷(S.I.L)の1.0倍は考えられる、また330KVのSILは326MW、380KVのSILは433MWであるので、連系送電線電圧として330KV以上の電圧の採用が必要である、330KVより低い220KVはこの目的には不十分な電圧となろう。

一方送電線の建設費は大略、330KV、380KV送電線について50千\$/Kmおよび6千\$/Km程度と想定され、5%附属設備費を考慮しても、全連系設備のコストは31.5～39.0百万\$となる。

全ジャワ島連系の経済効果

以上から全ジャワ島連系の経済効果について大略の計算結果をXIII-3表に示す、これによると、スケールメリットは一連系後の10年間に41.0百万\$期待出来る、又予備力節減も7.0～22.5百万\$程度が見込まれることが判る、一スケールメリットと予備力節減とは一部

Table XIII-2 NUMBER OF REQUIRED THERMAL GENERATING UNIT (1985 - 1995)
(For calculation of economies of scale of unit capacity)

	(MW)		
	1985	1990	1995
West Java			
Total Installed Capacity	850	1,450	2,420
Total System Capacity	770	1,320	2,200
Total Thermal Capacity	640	1,100	1,800
Generating Unit Capacity		150	250
No. of New Unit		3	3
Central Java			
Total Installed Capacity	250	430	725
Total System Capacity	230	390	660
Total Thermal Capacity	200	390	650
Generating Unit Capacity		50	75
No. of New Unit		4	3
East Java			
Total Installed Capacity	550	950	1,000
Total System Capacity	500	860	1,450
Total Thermal Capacity	500	850	1,450
Generating Unit Capacity		100	150
No. of New Unit		4	4
Total Java (all Java interconnected)			
Total Installed Capacity	1,610	2,830	4,745
Total System Capacity	1,500	2,570	4,310
Total Thermal Capacity	1,340	2,340	3,900
Generating Unit Capacity		250	400
No. of New Unit		4	4

重複する部分があるので、そのまま合計して連系経済効果は考えられないが、一方200MW～300MWの連系容量をもつ330KV又は380KV連系設備の建設費は31.5～39.0百万円で建設可能であり、1990年代に全ジャワ島連系を実施することが十分経済的であることが判る。

XIII-3表 全ジャワ島連系経済効果(百万\$)

	1985	1990	1995	total
スケールメリット	18.6	22.4		41.0
予備力節減	7.0	13.2	22.5	
連系設備建設費				
330KV 2回線				31.5
380KV 2回線				39.0

- 1) ジャワ島需要(KW)は第XIII-1表の値とする。
- 2) 設備容量は需要の110%とする。
- 3) 火力設備は西75%、中ジャワ、東ジャワ90%とする。

4) 予備力の経済効果は概数である。

5) 価格は概数である。

更に、全ジャワ島の需要増加が今回の想定より大きい割合であれば、連系の時点は早められる事になろう。以上はいずれも概算であるが詳細な検討がなされねばならない、1990年代に全ジャワ島連系が実現されるであろうけれども、電力長期計画にあたって、全ジャワ島連系が将来その経済性から実施されることが明解であれば全島連系送電線が一部区間について、全島連系に先だって建設利用することが出来、連系線をより経済的に段階的に建設することが可能となるこのことから全ジャワ島連系に対する検討は早めに実施すべきであろう。

ジャワ島系統電圧

ジャワ島連系用の送電線の電圧は330KV～380KVを採用すべきであろう、220KVおよび150KVは全島連系電圧としては低く過ぎる。

現在ジャワ島に於ける最高系統電圧は150KVであり、西ジャワで運転中であり、東ジャワでも建設中である。220KVは150KV電圧に近く全島連系にも十分でなく、また、このクラスの電圧を2種類、設ける事は、電圧、機器の標準化から好ましくない。

以上から東ジャワ電力長期計画に於いては150KVの系統電圧を採用することとし特に220KV採用の場合との経済比較は、実施しなかった。

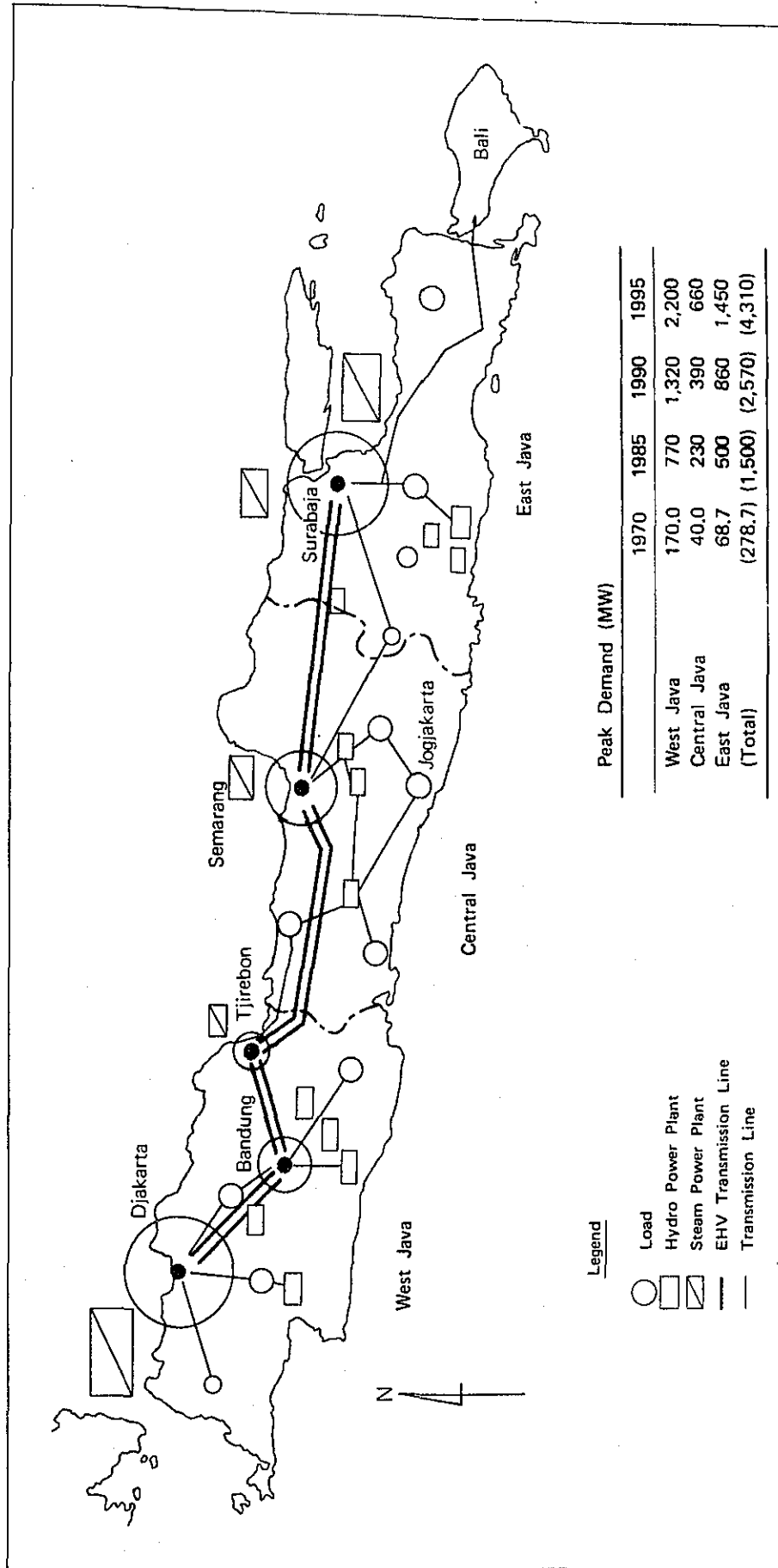


Fig. XIII-1 POWER SYSTEM INTERCONNECTION IN WHOLE JAVA -1990's-

(I) APPENDIX

系統解析

本レポートに於いて提案された系統について系統解析を行い、その特性が十分満足すべきものである事を確認した。

計算は、電力潮流計算、短絡容量計算、過渡安定度計算でありデジタルコンピューターにより行なった。第1図にインピーダンス・マップを示し、結果は第2図～第16図の通りである。

- (1) 電力潮流計算、潮流計算は電力系統から発生または、供給される有功電力がいかにか負荷の無効電力に供給されるか、また同時に系統電圧を適正に保持するために変圧器タップをどの様にするかを検討する。

計算結果から

- a) Kalikonto System に於ける既設変圧器の最高タップ電圧を考慮して、150 kv、70 kv 変電所に於いて150% (157.5 kv, 73.5 kv) 以下とし、これを基準として、将来の各々の系統電圧を決定し、70 kv 系統内の最低電圧を常時95% (66 kv) 以上に維持する。
- b) 新設される火力発電所の変圧器タップは150 kv側で102.5 ~ 110%間4タップを選定する。変電所変圧器は常時は殆んど TAP 変更の必要はなく固定タップが使用出来るが、系統の異常時、および系統運用の便利さのために±10%のLRTタップを設置することが望ましい。
- c) 系統電圧は、粗調整を系統主要点に集中設置される Static Condenser によって行い、細部調整は各変電所の LRT によって行う。

このために必要な Static Condensers の量は次表の通りである。

潮流計算による Static Condenser の設備量 (MVA)

year Substation	1976	1978	1980	1985
Waru II	10	10	20	—
New Madiun	10	20	10	—
Djember	20	25	25	—
Pamekasan	—	—	10	20

New Madiun , Djember Substaitrinの調相設備は150kv 送電線が建設されれば150/70kv変圧器のLRTにより電圧調整が有能となり、使用されないが、その後は、この送電線の保修停止、および系統の異常時のみに使用される。

d) 系統運用は出来るだけSimpleな方式をとり、系統事故時に事故の拡大を防止するため、150kv系統と70kv系統の両者がある系統ではこれらの並列ループ運転は行わない。参考のために1985年Peakについて全系統が並列運転される時の汐流計算を行ったが電圧調整、系統損失の面から殆んど差は見られない。

e) Kediri系の比較系統構成

本レポートではMedalan Power PlantからKediri地区に電力を供給する送電線を建設する予定であるが、この送電線の替りにKertosono-Kediri送電線を建設することが考へられる。この場合はKediri地区への汐流が、Mendalan-Modjokerto-Kertosono-Kediriと囲り込むため、損失が増加すること。

Modjokerto-Kertosono線の1回線増架を1979年から1976年に早めねばならないこと。また、Kediri地区の電圧調整のために、次のいずれかの対策が必要であり、詳細なルート調査等を行い、経済性について更に実施段階で検討されたい。

(i) Kediri変電所にStatic Condenserを設置する

(ii) Waru II-Modjokerto 150kv送電線を1976年までに建設する。

f) その他

Madiun-Delopo-ponorogo lineは、この地区の予想以上に需要増加が大きくなり、現在の25kv lineの容量が不足する時点で、70kv送電線を建設する必要がある。また、この地域の需要増加に合わせて系統信頼度を上げるために、Trenggalek地区供給と合わせて、Tulungagung-Trenggalek-Ponologo lineを建設することは有効であろう。

(2) 短絡容量

150kv Systemでは1985年に火力発電所を含み1,000~2,000MVAの短絡容量となるので遮断器の遮断容量は3,500MVA以上を考へておく必要がある。70kv系統の遮断容量はSurabaje地区で約1,200MVAとなり、一部既設の600MVA遮断器は適当な時期に取替えるべきである。

なお、その他の地区では600MVAを超えないので、これら地区に流用して使用することが出来る。

(3) 過渡安定度

本レポートの系統で最も条件の厳しい各火力発電所送電線について、過渡安定度の計算を行い、系統の事故時の安定性について検討したが、いずれも安定であり、本レポートの系統構成は十分な信頼度をもっていることが確認出来た。

(II) APPENDIX

東ジャワ系統と中部ジャワ系統の連系効果について

現在東ジャワ、Kalikonto系統に於ける最大ユニット機はPerak火力発電所の25MW機で

$$S = \frac{\text{発電機最大 unit capacity}}{\text{System capacity}}$$

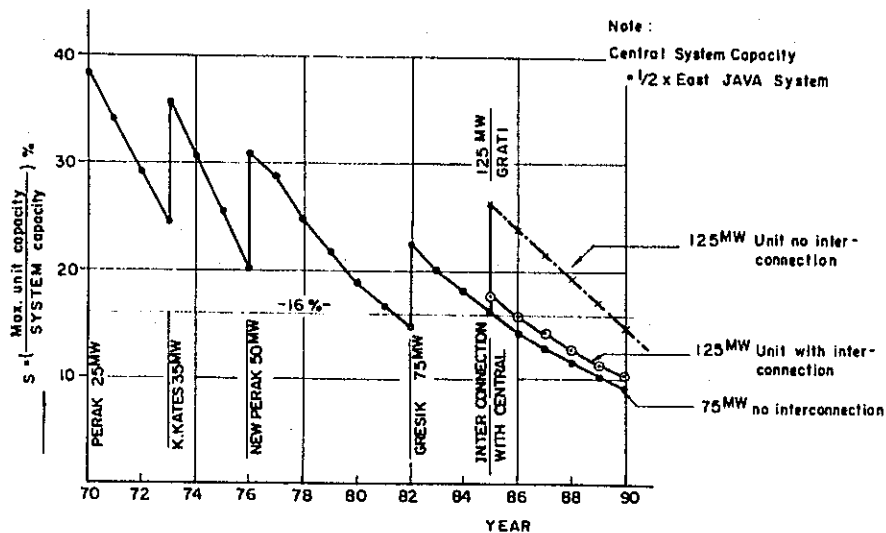
とすると、1970年では $S = 38\%$ 、に kates 35MWが入る1973年で $S = 36\%$ である。

その後 S の値は下図のように年々減少し、この発電機脱落に対する系統信頼度は年々向上している。

一方、発電機は大きければ大きい程経済的であるため大型のユニット機が採用される。本レポートに於いても1985年に125MW機が採用され、この時点で S の値が急に大きくなる。

1985年には東ジャワ系統は相当大きくなっているのに、信頼度の低下は望ましくない。信頼度を低下させないで125MWを採用するために中部系統と連系する場合 (Case 1) とこれと略同一信頼度となる75MW機を引つづいて採用する場合 (Case 2) について、最も比較しやすいスケールメリットについて検討したものが、第17図である。

これによるとCase 1の中部ジャワ連系に125MWを採用する方が、Case 2の場合よりも建設費 (1982現価) が3.0百万ドル少くなる、一方連系設備建設費は同様に2.0百万ドルとなり、建設費の節約となる他、余備力の共用等の効果もあり、更に中部系統も同様の (メリット) がある筈で1985年中部ジャワ系との連系は十分経済的である。



MAX. UNIT CAPACITY/SYSTEM CAPACITY-YEAR

(III) APPENDIX

1. MADURA 島連系のための海底ケーブルルート

MADURA 島への連系海底ケーブルルートについては附第 22 図に示すように、JAVA 島側は Gresik, Gresik 北方の Tandungsawa, Surabaya 港の Perak 火力発電所附近および Surabaya 港東部地区がある。海底ケーブルの長はいずれも約 2～3 km 程度であるが、海底状況、ケーブル布設工事および布設後の maintenance も考慮しなければならない。ケーブル布設工事方法により工事費が大巾に異なるので以上について専門家の充分の調査が望ましい。

2. 海底ケーブル

海底ケーブルはこれに連絡される架空送電線の電流容量と略同一とするため 77kv, 100 ㎢ × 3 の海底ケーブルを選定した。(第 18 図)

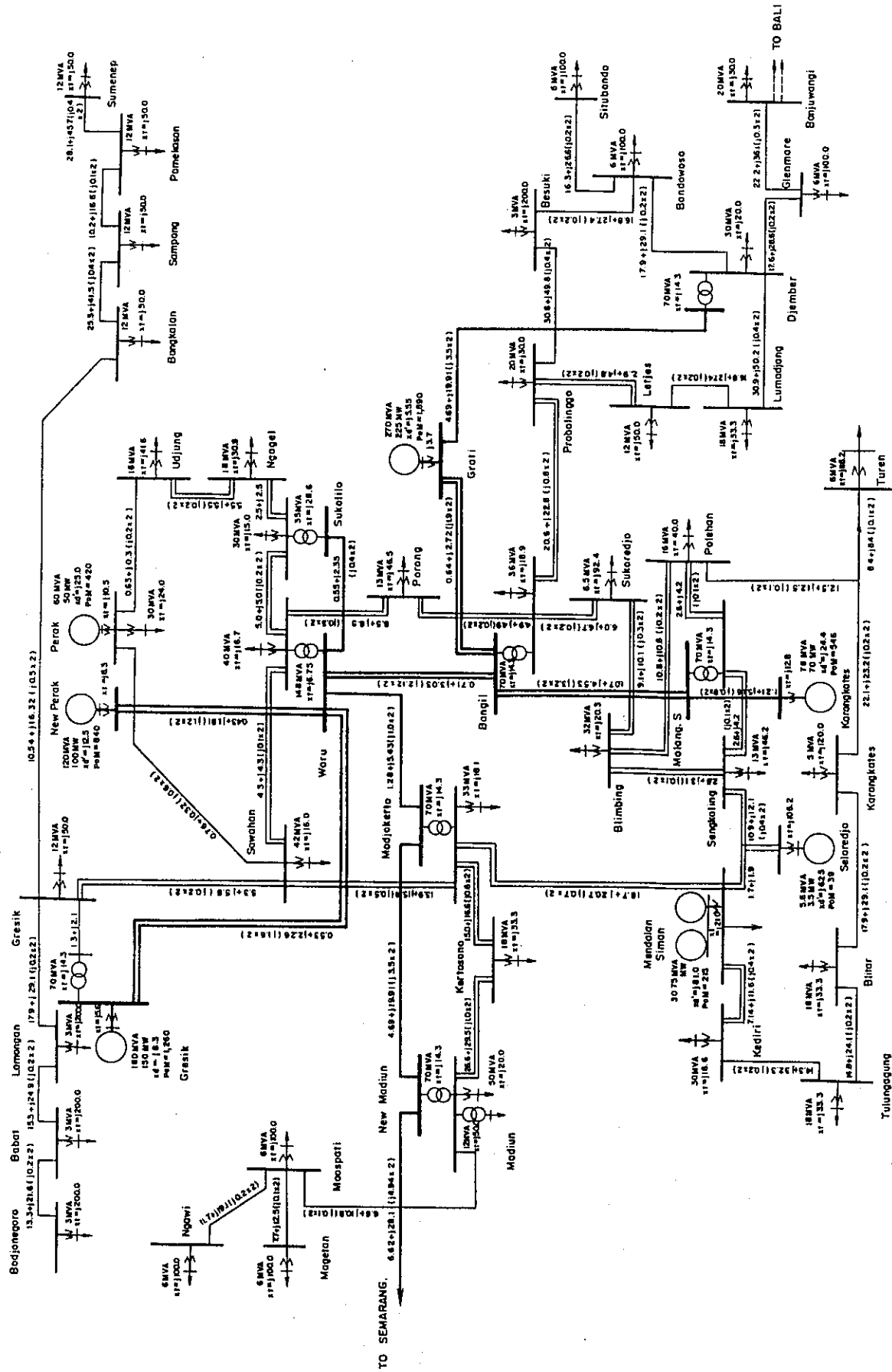


Fig. A-1 IMPEDANCE MAP AT 1985 (150 kV, 70 kV 100 MVA BASE)

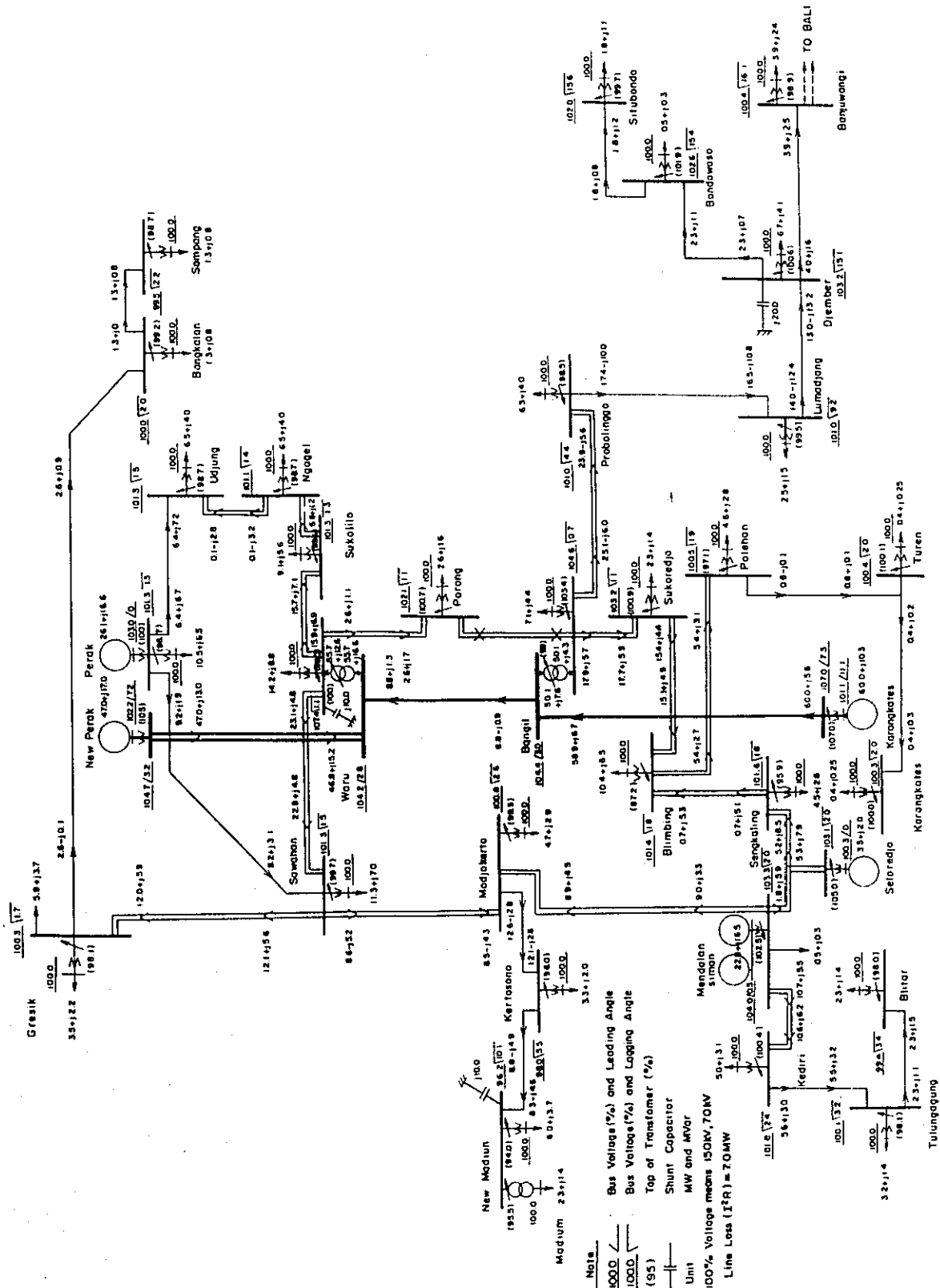


Fig. A-2 POWER FLOW AT PEAK TIME IN 1976

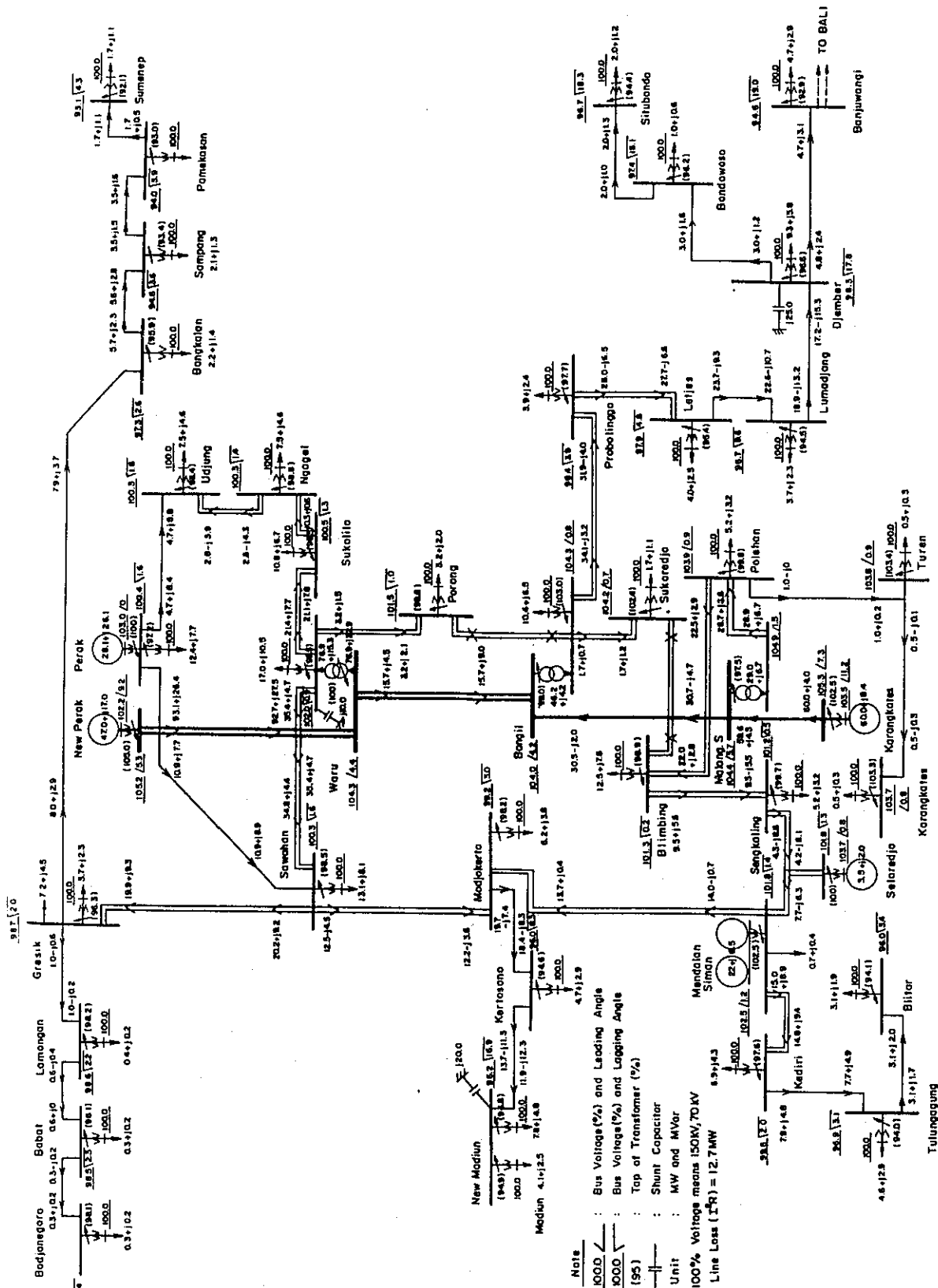


Fig. A-3 POWER FLOW AT PEAK TIME IN 1978

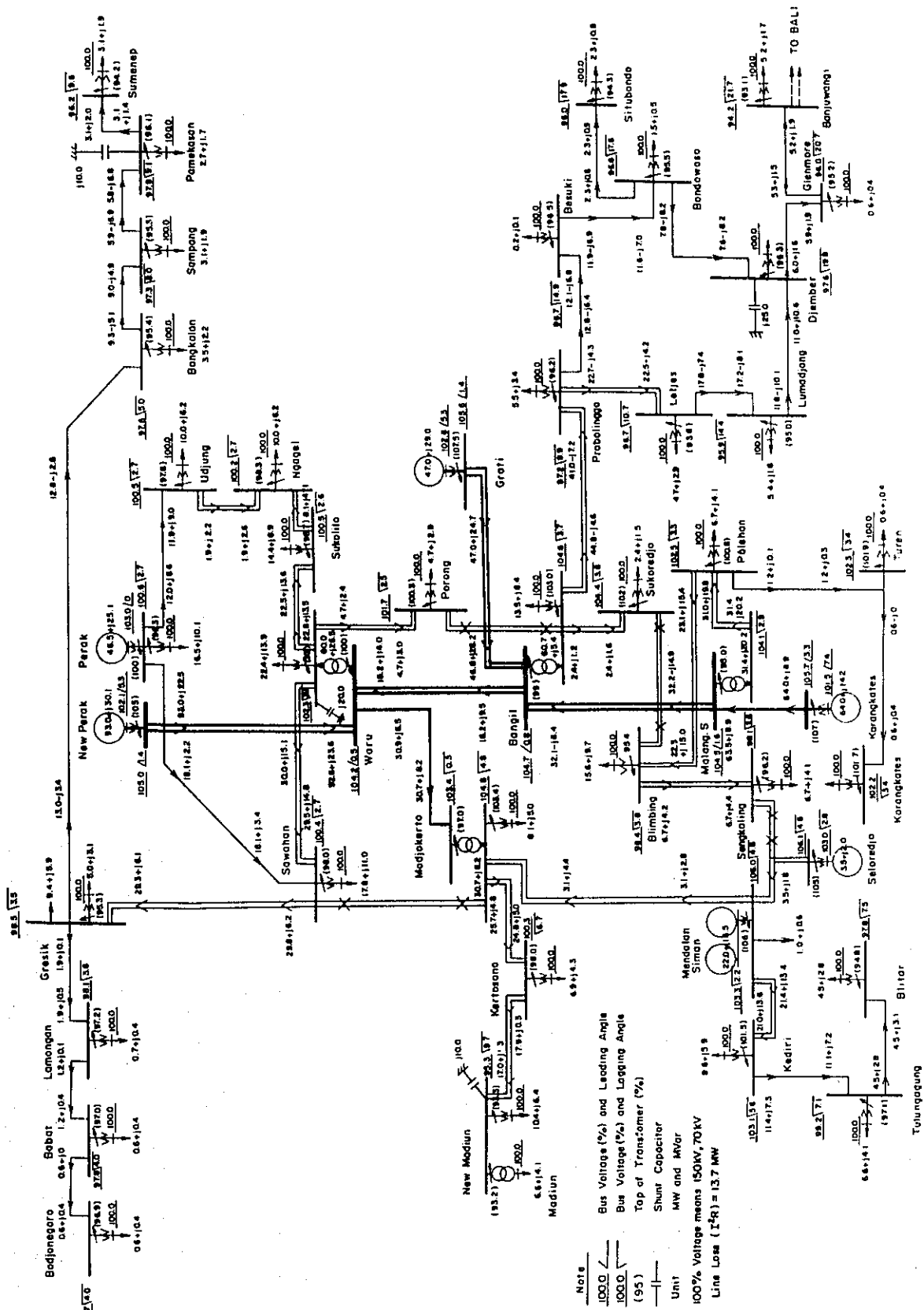


Fig. A-4 POWER FLOW AT PEAK TIME IN 1951

NOTE
 100.0 / \angle Bus Voltage (%) and Leading Angle
 100.0 / $\sqrt{}$ Bus Voltage (%) and Lagging Angle
 (95) Tap of Transformer (%)
 — Shunt Capacitor
 — Unit
 MW and MVar
 100% Voltage means 150KV, 70KV
 Line Loss (I²R) = 13.7 MW

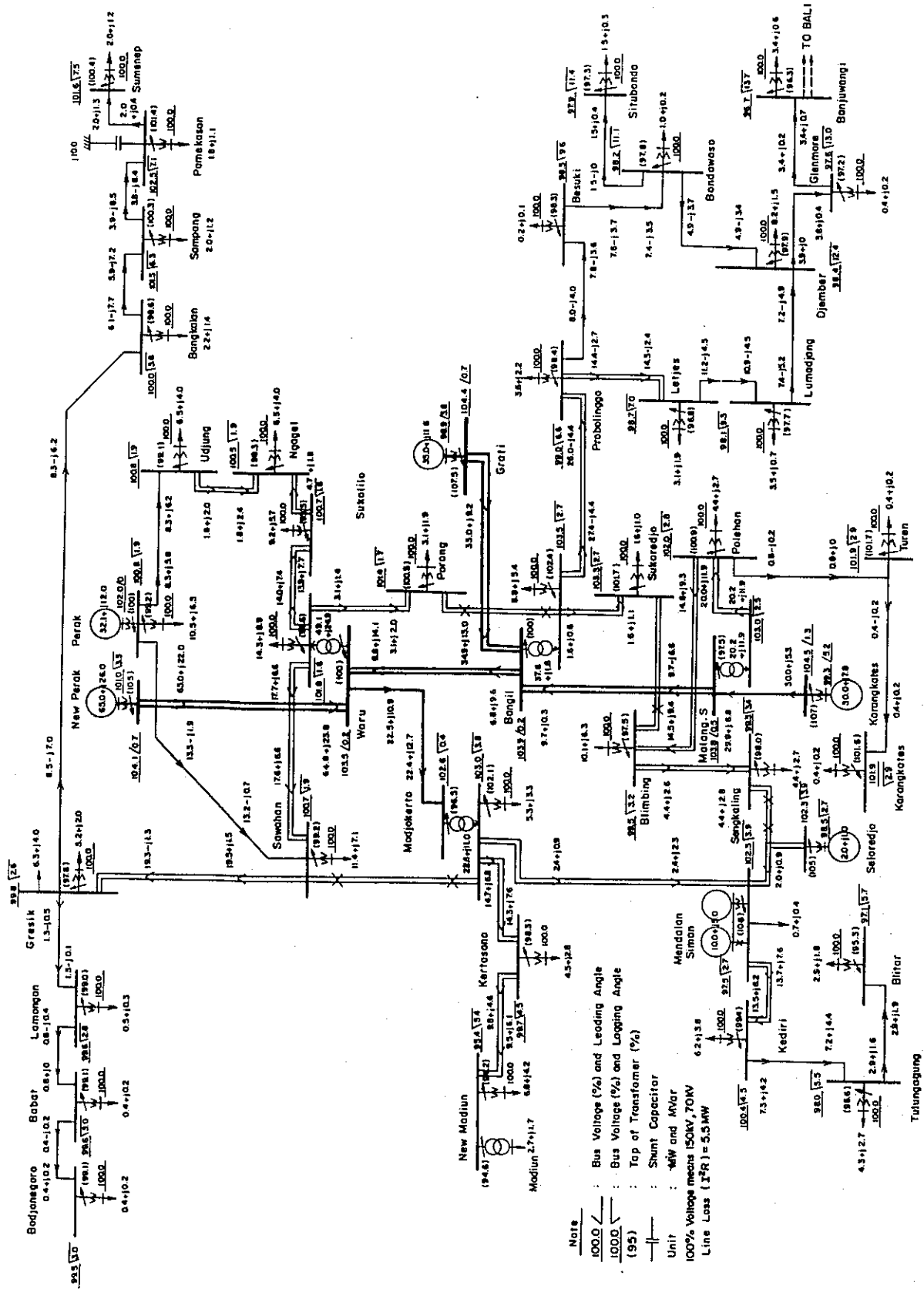
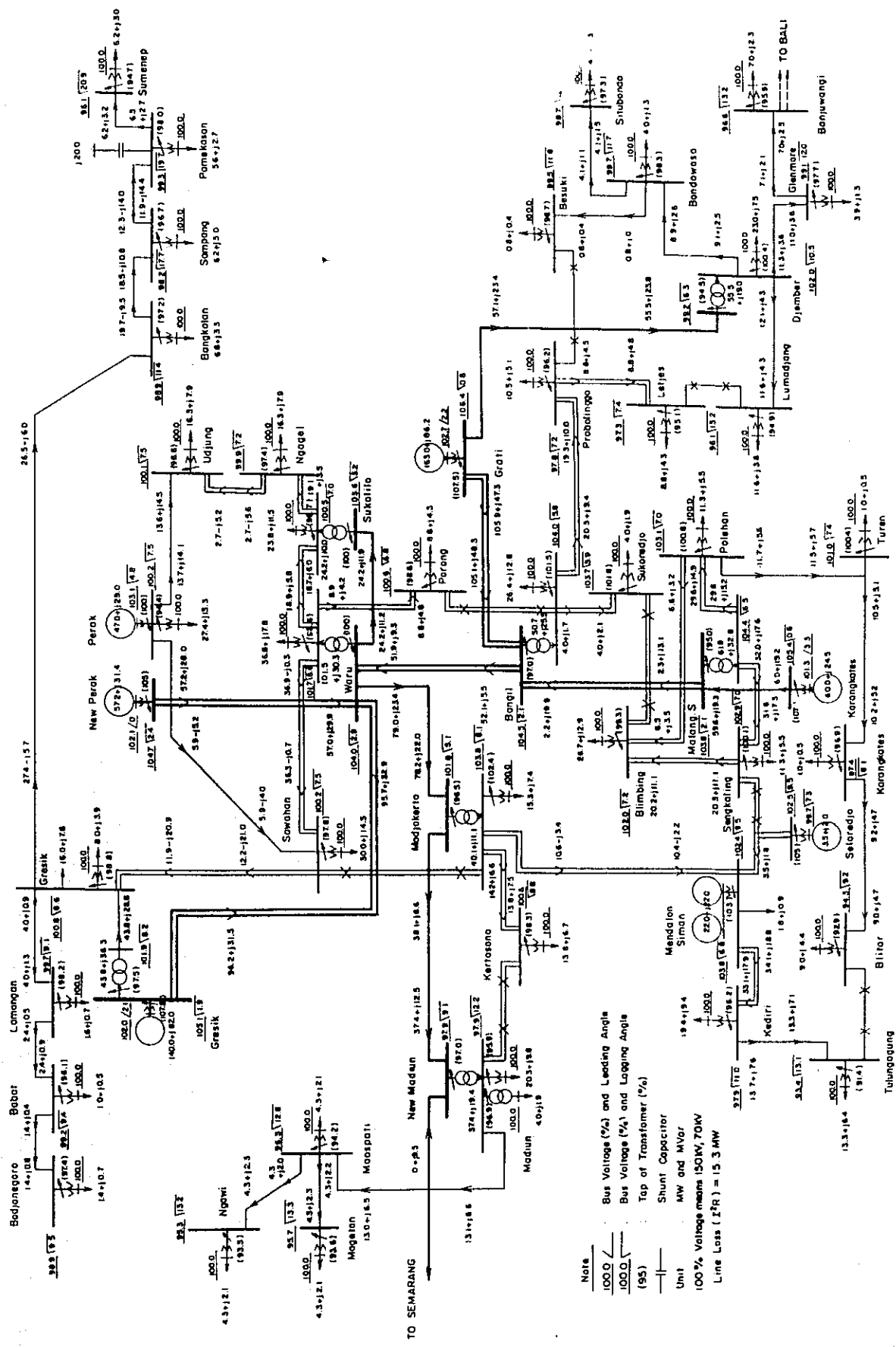


Fig. A-5 POWER FLOW AT OFF PEAK TIME IN 1980



Note
 100.0 / Bus Voltage (%) and Leading Angle
 100.0 / Bus Voltage (%) and Lagging Angle
 (95) Tap of Transformer (%)
 — Shunt Capacitor
 Unit MW and MVar
 100% Voltage means 150KV, 70KV
 Line Loss (LFR) = 15.3 MW

Fig. A-6 POWER FLOW AT PEAK TIME IN 1985

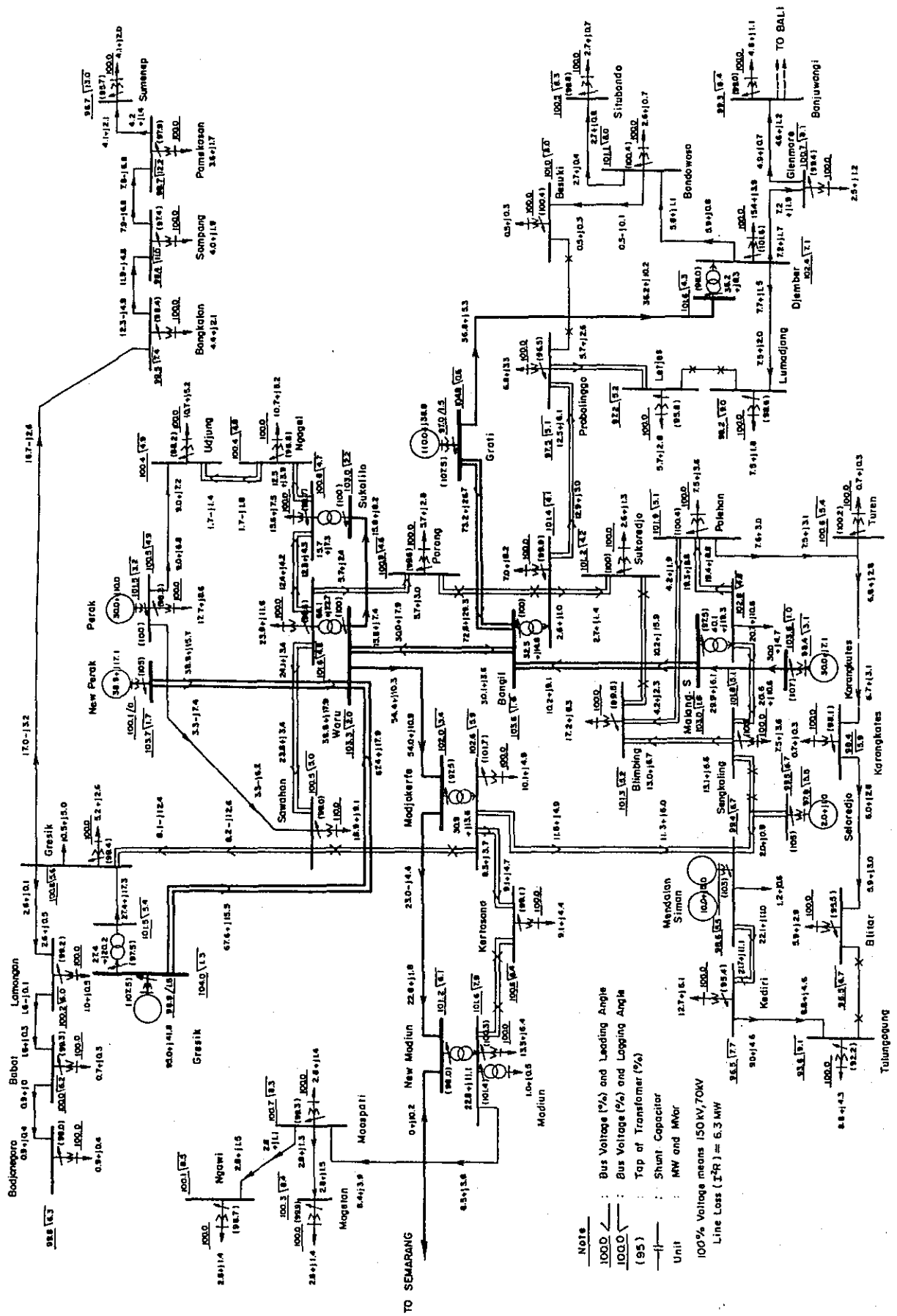
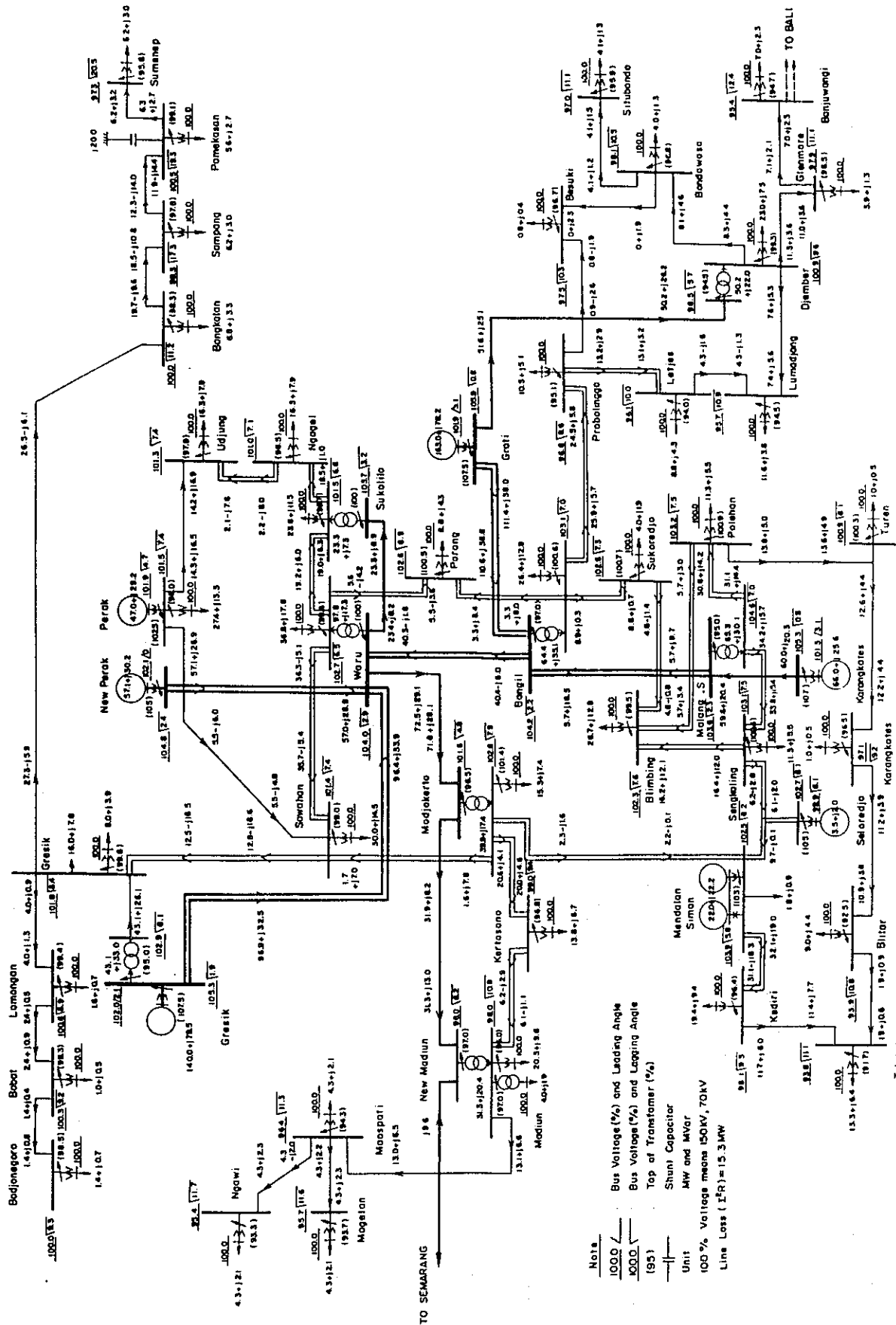


Fig. A-7 POWER FLOW AT OFF PEAK TIME IN 1985



Note
 1000 \angle Bus Voltage (%) and Leading Angle
 1000 ∇ Bus Voltage (%) and Lagging Angle
 (95) Top of Transformer (%)
 Shunt Capacitor
 Unit
 100 % Voltage means 150KV, 70KV
 MW and MVar
 Line Loss (L_{FR}) = 15.3 MW

Fig. A-8 POWER FLOW AT PEAK TIME IN 1985 (ALL LOOP)

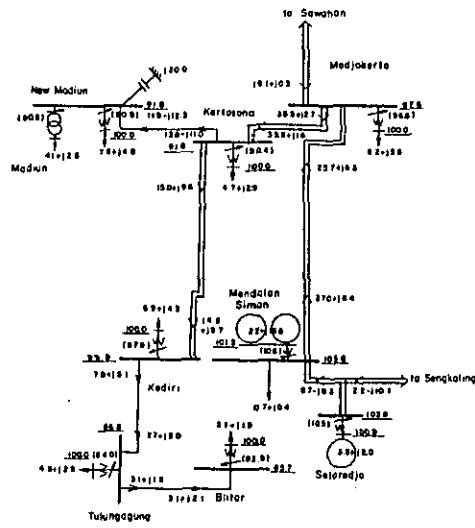


Fig. A-9 ALTERNATIVE PLAN (KERTSONO - KEDIRI) POWER FLOW WITHOUT STATIC CONDENSER AT PEAK TIME IN 1978

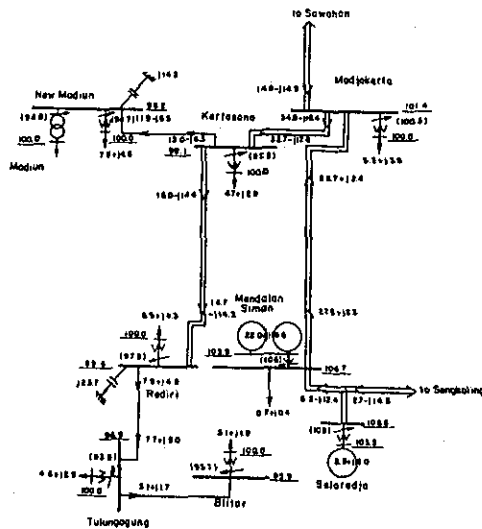


Fig. A-10 ALTERNATIVE PLAN (KERTSONO - KEDIRI) POWER FLOW WITH STATIC CONDENSER AT PEAK TIME IN 1978

Unit : MVA

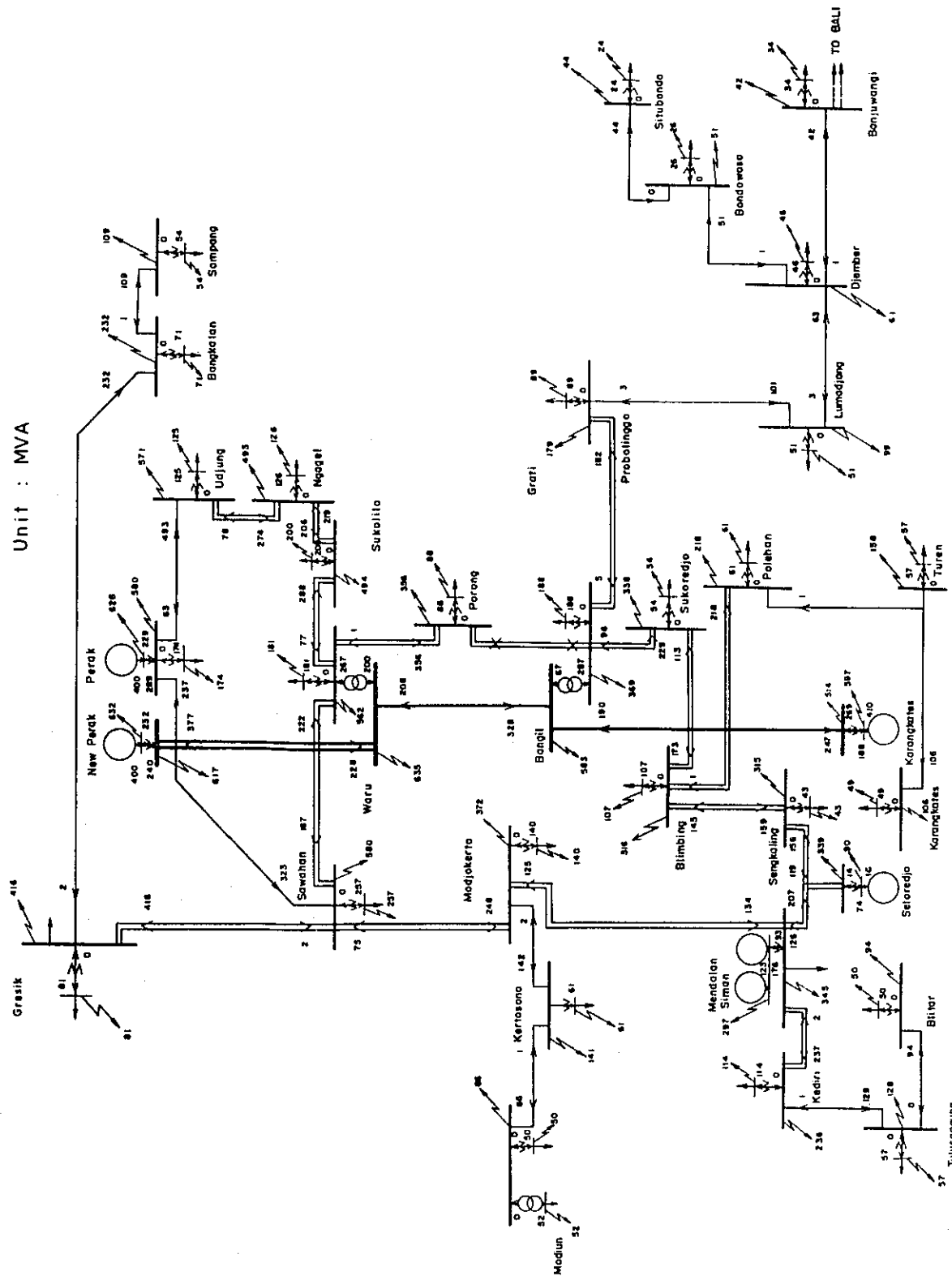


Fig. A-11 SHORT CIRCUIT CAPACITY AT 1976

Unit : MVA

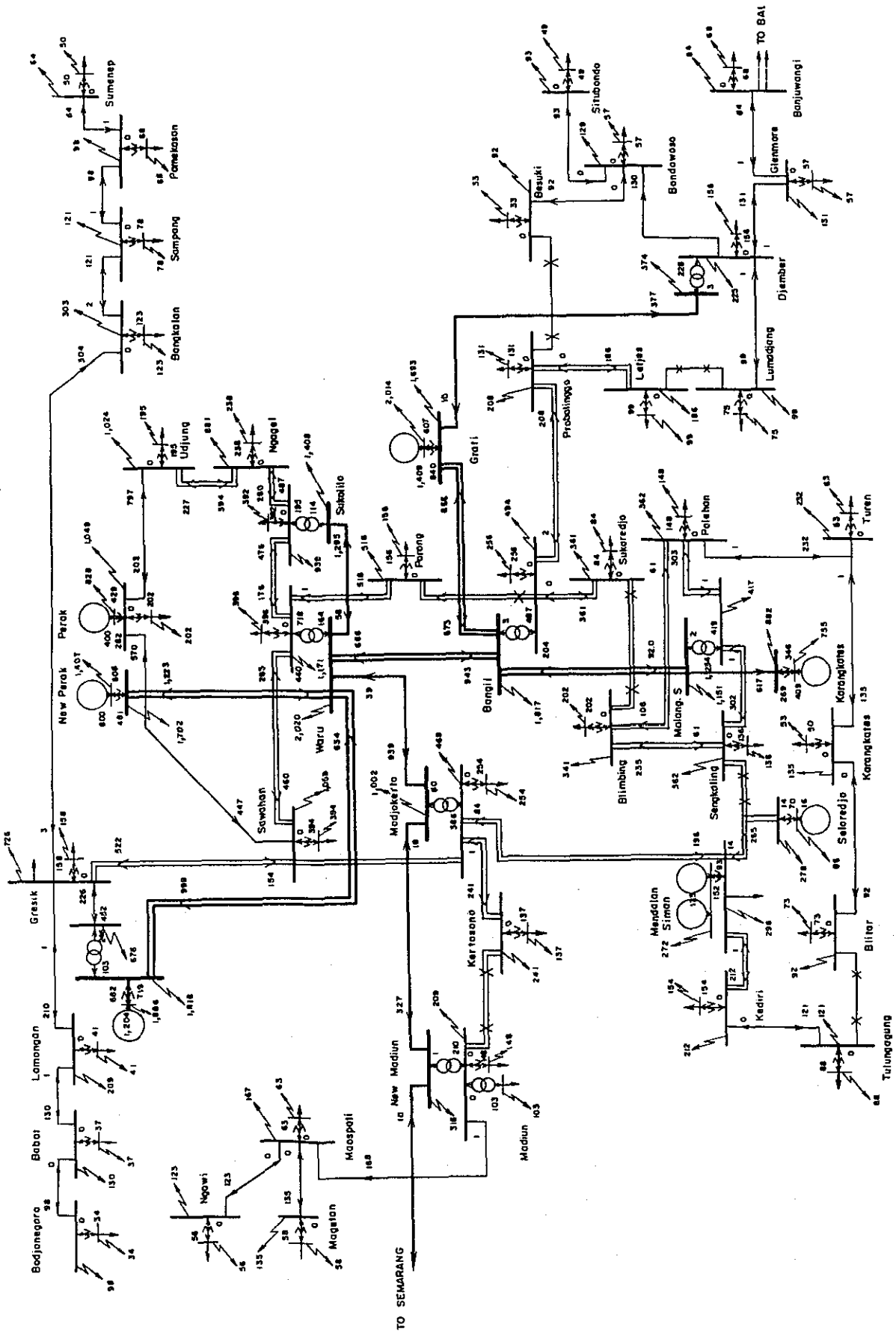


Fig. A-12 SHORT CIRCUIT CAPACITY AT 1985

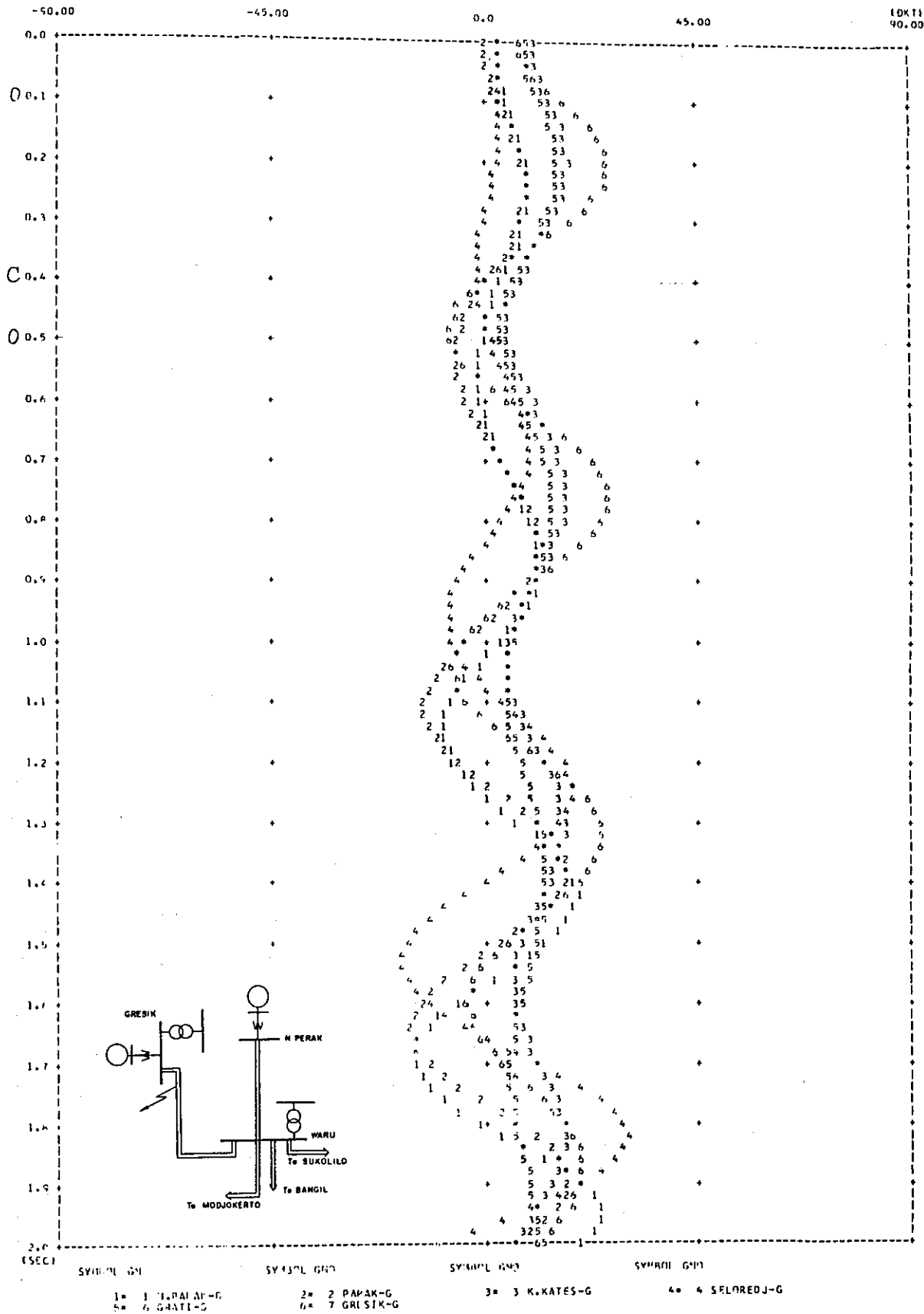


Fig. A-13 GRESIK-WARU 1cct 3LG O-C-O TRANSIENT STABILITY AT PEAK TIME IN 1985

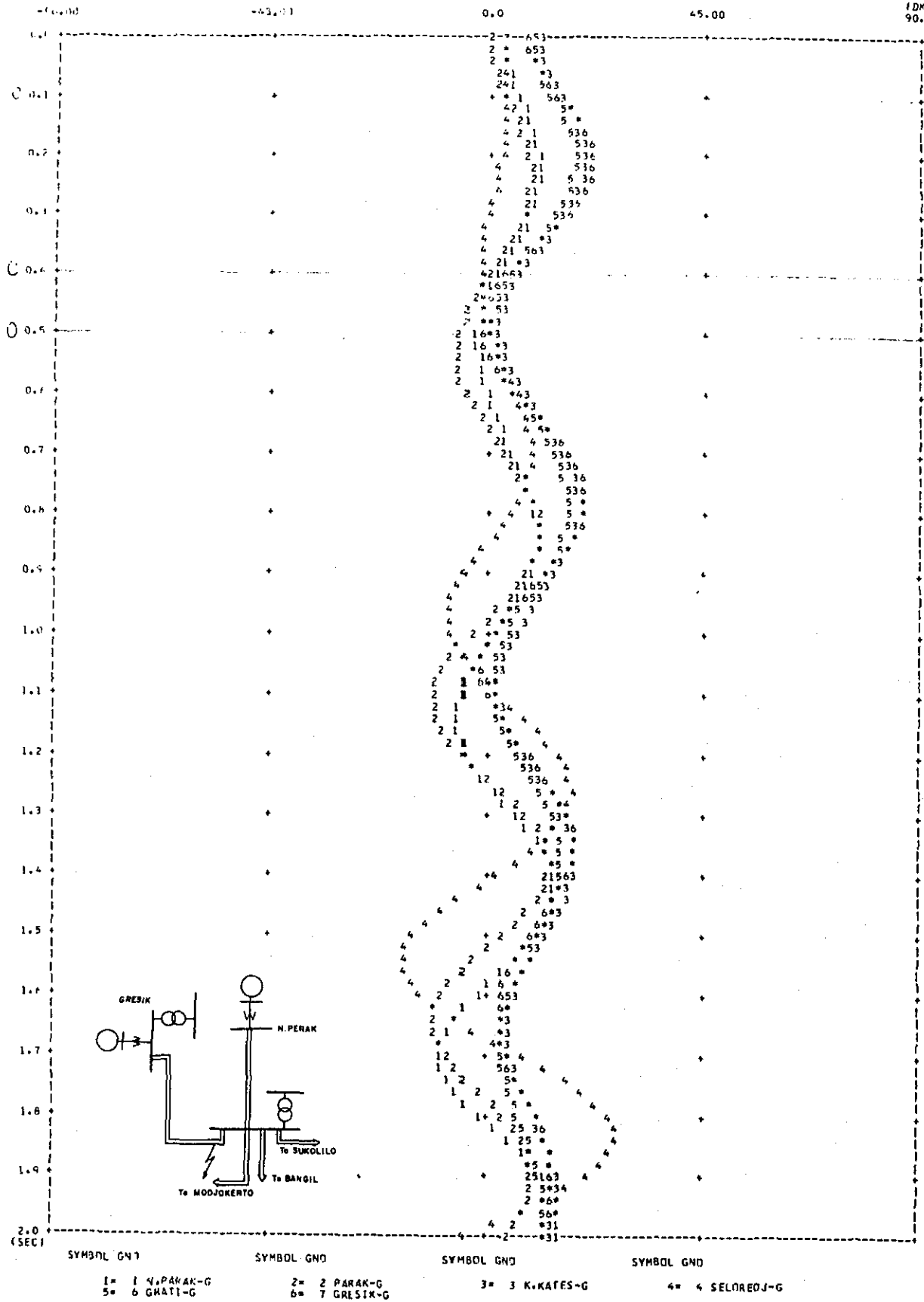


Fig. A-14 TRANSIENT STABILITY AT PEAK TIME IN 1985 WARU-GRESIK 1cct 3LG O-C-O

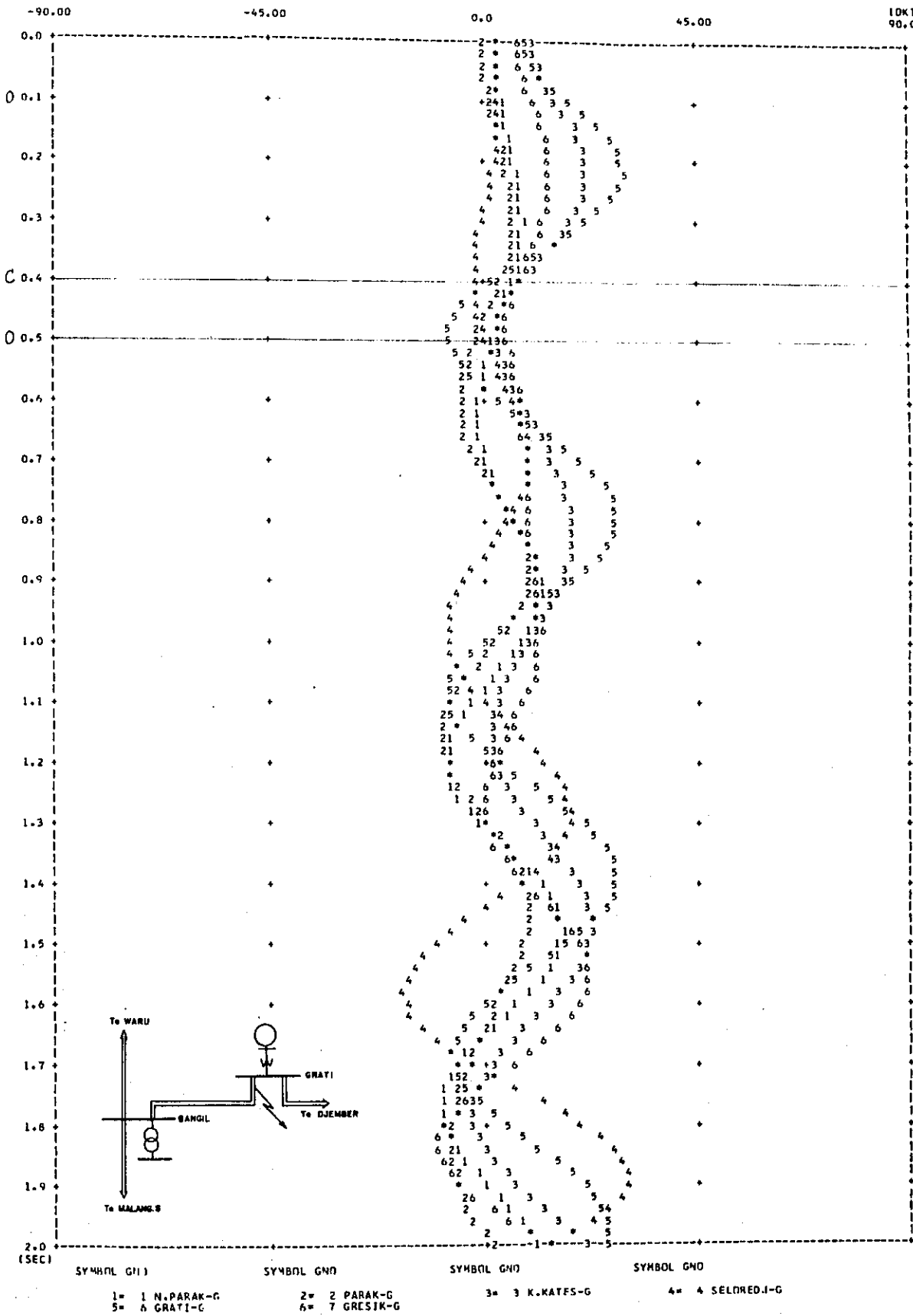


Fig. A-15 TRANSIENT STABILITY AT PEAK TIME IN 1985 GRATI-BANGIL 1cct 3LG O-C-O

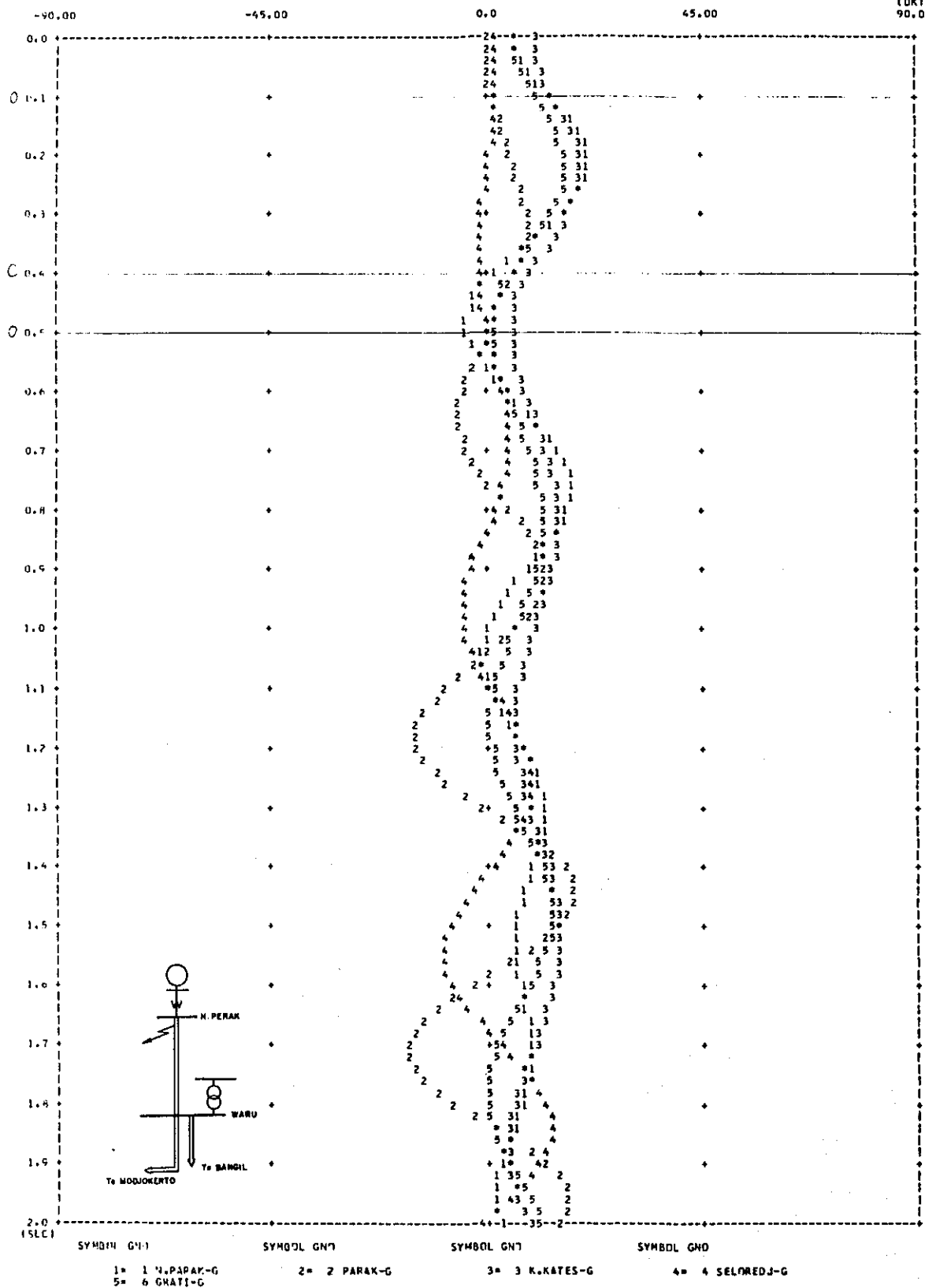
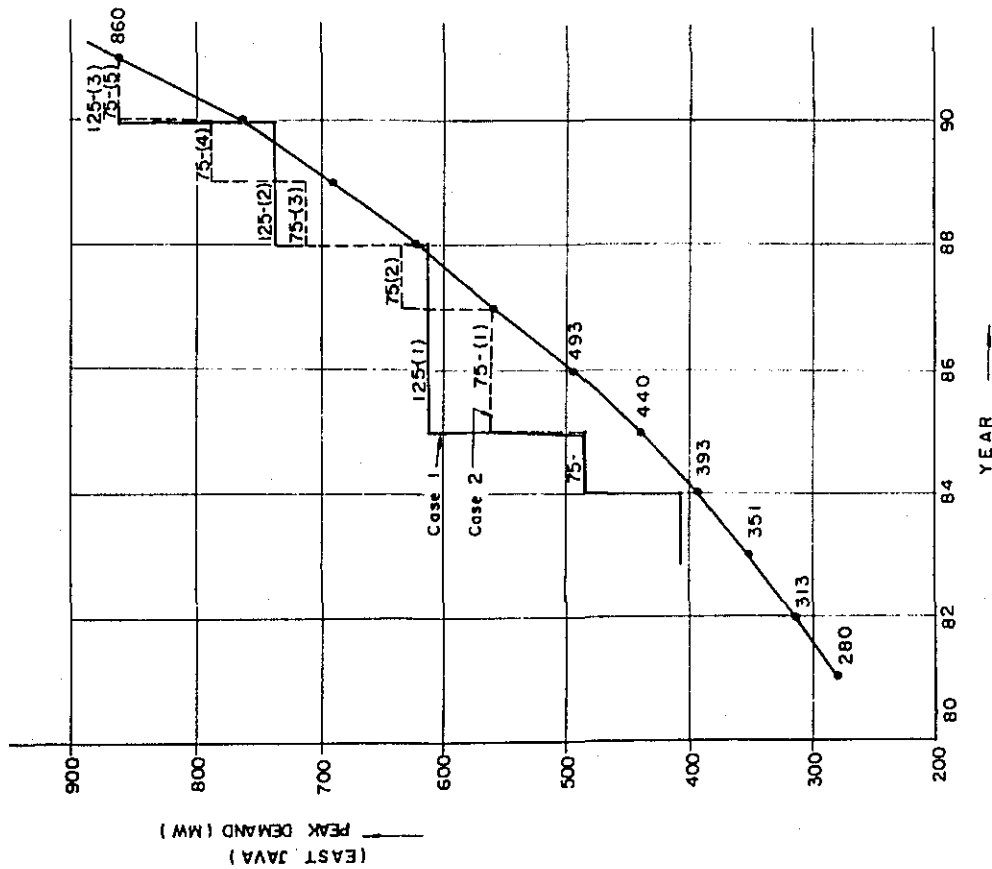


Fig. A-16 TRANSIENT STABILITY AT PEAK TIME IN 1980 NEW PERAK-WARU 1cct 3LG O-C-O

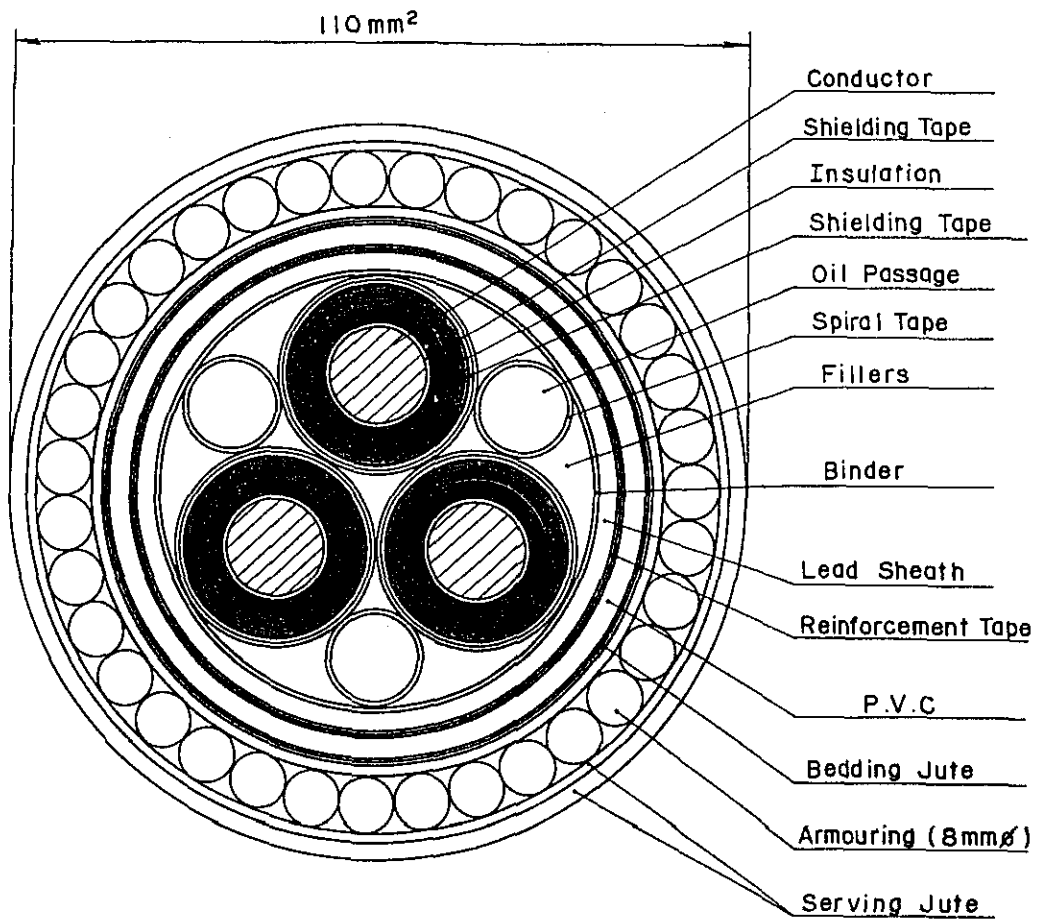


THERMAL PP. CONSTRUCTION COST AND
INTERCONNECTION FACILITY COST
(1985-1990) (Unit 10³ US\$, Interest cost 6%)

YEAR	82	83	84	85	86	87	88	89	90	Total
Present worth FACTOR	0.945	0.89	0.84	0.79	0.75	0.705	0.665	0.627	0.592	
CASE 1 MW		3.900	6.800	8.700						19.400
CASE 2 MW				3.900	6.800	8.700				19.400
Total	3.900	6.800	8.700	3.900	6.800	2.600	6.800	8.700		58.200
Present worth (1982)	3.660	6.050	7.300	3.170	5.120	8.900	4.520	5.450		43.270
CASE 1 MW	2.500	4.400	5.500							12.400
CASE 2 MW			2.500	4.400	5.500					12.400
Total				2.500	4.400	5.500				12.400
CASE 1 MW					2.500	4.400	5.500			12.400
CASE 2 MW							2.500	4.400	5.500	12.400
Total	2.500	4.400	8.000	6.900	12.400	12.400	9.900	5.500		62.000
Present worth (1982)	2.360	3.910	6.710	5.450	9.270	8.750	6.900	3.450		46.800
Line			288	2.120						2.500
Present worth			256	1.794						2.050

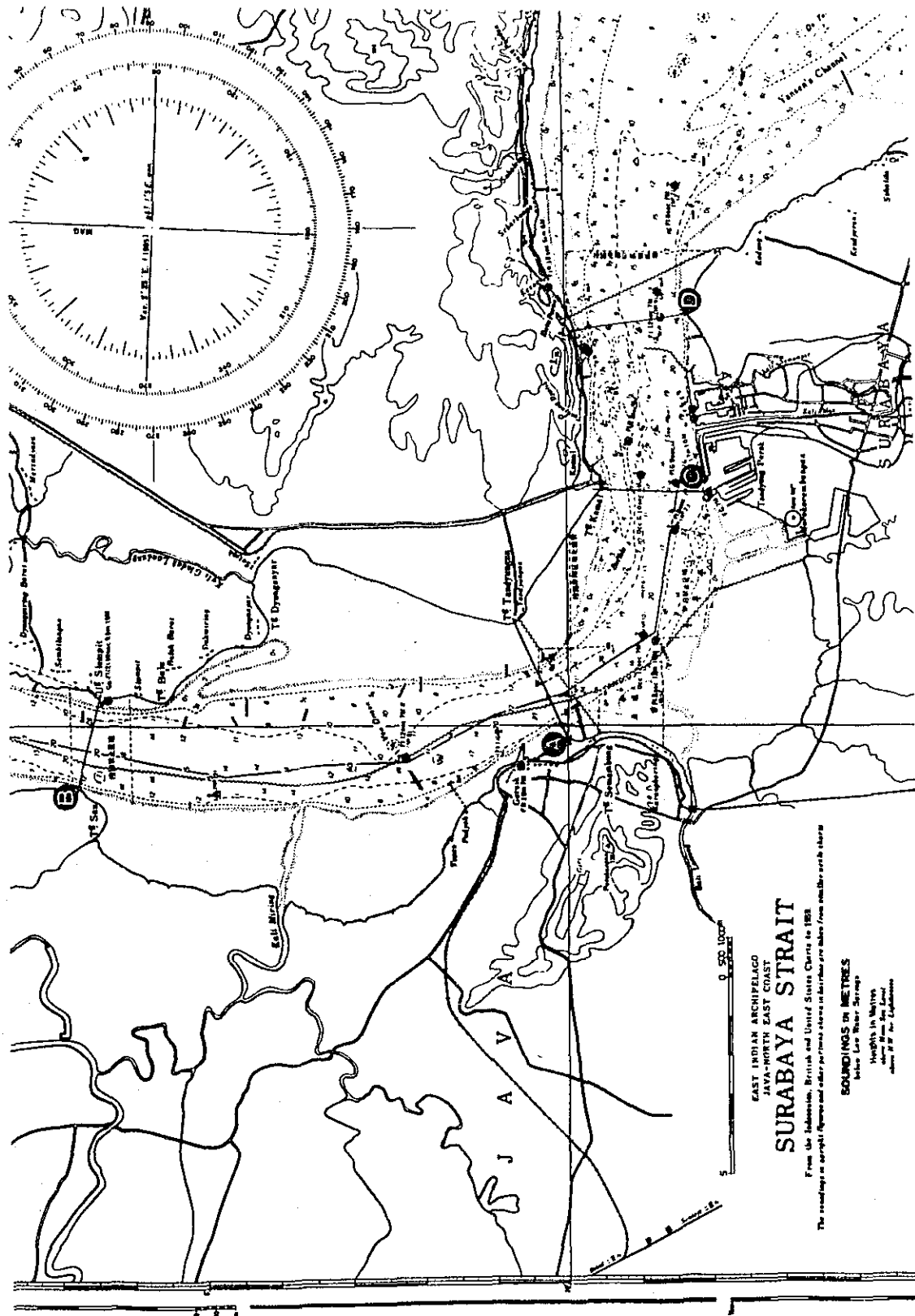
* Benefit of Scale Merit in East JAVA system only 3.530 x 10³ US\$
Inter-Connection cost 2.050 x 10³

Fig. A-17 THERMAL POWER PLANT COST & TRANSMISSION FACILITY COST (EAST JAVA - CENTRAL JAVA)



Approximate Outside Diameter	110 mm
Approximate Weight	32 kg/m

Fig. A-18 70 kV 3-CORE 100 mm² OF CABLE



EAST INDIAN ARCHIPELAGO
 JAVA-NORTH EAST COAST
SURABAYA STRAIT
 From the Indonesian, British and United States Charts to 1988
 The soundings in depths and other particulars shown in this chart are taken from available available charts

SOUNDINGS IN METRES
 below Low Water Springs
 Heights in Metres
 above Mean Sea Level
 unless otherwise indicated

Fig. A-19 SURABAYA STRAIT

