

インドネシア共和国

東部ジャワ送配電網整備計画

調査報告書

1985年2月

国際協力事業団

鉦計資
CR(3)
85-17

インドネシア共和国

東部ジャワ送配電網整備計画

調査報告書

JICA LIBRARY



1034388E7J

1985年2月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 3. 11	108
登録No. 11073	64.4
	MPN

序 文

日本国政府は、インドネシア共和国政府の要請に基づき、同国の東部ジャワ送配電網整備計画に関するフィジビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は珠玖泰吉を団長とする6名の専門家から成る調査団を編成した。

調査団は、1984年2月より4回に亘って現地調査を行い、帰国後、同調査で得られた結果と資料に基づいて問題点の解析・検討等の国内作業を行った。

本報告書は、この成果を取りまとめたものである。本報告書がインドネシア共和国の電力事情の改善に資するとともに、同国の社会的・経済的發展に寄与し、ひいては同国と日本の経済交流、友好親善をより一層深めることに貢献出来れば幸いである。

おわりに、本調査の任に当られた団員各位の労を多とするとともに、調査に際し、多大のご協力を頂いたインドネシア共和国政府関係機関、インドネシア電力公社、在インドネシア日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表わすものである。

1985年2月

国際協力事業団

総裁 有田圭輔

目 次

第1章 総 論	1
1.1 緒 言	1-1
1.1.1 背 景	1-1
1.1.2 目的と範囲	1-2
1.1.3 調査団の編成	1-3
付 図	
1.2 要約と結論	1-10
1.2.1 需要想定および系統計画	1-10
(1) 需 要 想 定	1-10
(2) 地域別負荷予測	1-15
(3) 系 統 計 画	1-15
(4) 系 統 解 析	1-19
1.2.2 短期実施計画	1-21
(1) 短期計画の工事費	1-21
(2) 短期計画の評価	1-24
(a) 技 術 評 価	1-24
(b) 経 済 評 価	1-26
1.2.3 長期マスタープラン	1-30
(1) 中長期計画の概算工事費	1-30
(2) 中長期計画の経済評価	1-38
1.2.4 技術的諸問題	1-45
(1) 系統計画に関する検討課題	1-45
(2) 送電設備に関する検討課題	1-50
(3) 変電設備に関する検討課題	1-59
(4) 配電設備に関する検討課題	1-65

第2章 需要想定および系統計画	2
2.1 需要想定	2-1
2.1.1 概要	2-1
2.1.2 マクロ目標値	2-1
2.1.3 住居用需要	2-2
2.1.4 商業用および公共需要	2-2
2.1.5 非工業用需要の調整	2-2
2.1.6 工業用需要	2-3
2.1.7 人口予測	2-5
2.1.8 工業用需要の補正	2-6
2.1.9 需要想定のご総括	2-6
2.1.10 需要想定用プログラムと入力データ	2-6
2.2 地域別負荷予測	2-83
2.2.1 主要な入力データ	2-84
2.2.2 負荷予想	2-85
2.3 系統計画	2-112
2.3.1 留意した事項	2-112
2.3.2 電源の想定	2-113
2.3.3 個別計画	2-114
2.4 系統解析	2-127
2.4.1 電力潮流	2-127
2.4.2 短絡容量	2-128
2.4.3 過渡安定度	2-128
第3章 短期実施計画	3
3.1 短期実施計画の工事	3-1
3.1.1 建設単価の見積り	3-1
3.1.2 建設数量と建設費との見積り	3-10
3.1.3 実施工程	3-13
3.2 短期計画の評価	3-63
3.2.1 技術評価	3-63
3.2.2 経済評価	3-77

第4章 長期マスタープラン	4
4.1 中長期拡充計画の概算工事費	4-1
4.1.1 送電設備	4-1
4.1.2 変電設備	4-3
4.1.3 配電設備	4-5
4.2 中長期計画の経済評価	4-32
4.2.1 中期計画の経済評価	4-32
4.2.2 長期計画の経済評価	4-34
第5章 技術的諸問題	5
5.1 系統計画に関する検討課題	5-1
5.1.1 バリ島連系後の給電指令	5-1
5.1.2 アーク炉に起因するフリッカ対策	5-2
5.1.3 D.C.C.システムの検討	5-7
5.1.4 ロードシェディングによる全停電防止	5-9
5.2 送電設備に関する検討課題	5-12
5.2.1 設計と設備の基準化、標準化	5-12
5.2.2 電力損失軽減対策	5-17
5.2.3 絶縁レベルの調査検討	5-20
5.2.4 導体特性の決定	5-25
5.2.5 鉄塔基礎の設計	5-31
5.3 変電設備に関する検討課題	5-89
5.3.1 設計と設備の基準化、標準化	5-89
5.3.2 変電所規模その他の調査検討	5-91
5.3.3 保護リレー方式の調査検討	5-99
5.4 配電設備に関する検討課題	5-111
5.4.1 需要家供給電圧(低圧)の格上げ	5-111
5.4.2 配電線路の運用	5-115
5.4.3 電柱・電線・変圧器の設計	5-118
5.4.4 電力損失軽減対策	5-124
5.4.5 配電線路による東部ジャワと中部ジャワ間の連系	5-127
5.4.6 配電線路における架空地線の効用	5-128

付録A：時系列販売データに基づく地域別負荷予測手法	A-1
付録B：現地調査報告	B-1
付録C：フリッカに関するサブ・レポート	C-1

LIST OF TABLES

TABLE 1.2-1	Summary Table of Demand Forecast	1-13
1.2-2	Summary of Demand Forecast in East Java	1-14
1.2-3	Internal Rate of Return in Short-Term Projects	1-28
1.2-4	Internal Rate of Return in Mid-Term Projects	1-42
1.2-5	Benefits and Costs in Long-Term Projects	1-43
TABLE 2.1-1	Demand Forecast in East Java	2-7
2.1-2	Electrification Ratio and Consumer Ratio by Cabang	2-8
2.1-3	Energy Sales per Consumer by Cabang	2-9
2.1-4	Energy Sales Excluding Industry by Cabang	2-10
2.1-5	Energy Sales of Industry by Cabang	2-11
2.1-6	Population and Number of House-Holds by Cabang	2-12
2.1-7	Summary Table of Demand Forecast	2-13
2.1-8	Summary of Demand Forecast in East Java	2-14
2.1-9	Program List for the Demand Forecast	2-15
2.1-10	Input Data for Regional Demand Forecast	2-16
TABLE 2.2-1	Summary of Substation Load Forecast	2-87
2.2-2	Major Towns Included in Each Zone	2-103
2.2-3	Long Term Demand Forecast of Distribution Substation	2-107
TABLE 2.4-1	Generator Data	2-129
2.4-2	Transformer Data	2-131
2.4-3	Transmission Line Data	2-133
2.4-4	Hydro Power Station Data	2-134
2.4-5	Stationing of Capacitors	2-135
TABLE 3.1-1	Unit Price of Main Equipment	3-14
3.1-2	Price Ratio of Accessory to Main Equipment	3-15
3.1-3	Total Amount of Transmission Line Foreign Cost	3-16
3.1-4	Breakdown of T/L Unit Price (F.C.)-150kV 330mm ² Twin, km ...	3-17
3.1-5	Breakdown of T/L Unit Price (F.C.)-150kV 330mm ² Twin, km ...	3-18
3.1-6	Breakdown of T/L Unit Price (F.C.)-70kV 300MCM.km	3-19
3.1-7	Tower Foundation and Erection Cost (km)	3-20
3.1-8	Stringing Cost (km)	3-20
3.1-9	Land Purchase (km)	3-21
3.1-10	Cost of Right of Way (km)	3-21

TABLE 3.1-11	Total Amount of Land Purchase and Right of Way (km)	3-22
3.1-12	Administration Cost of PLN (km)	3-22
3.1-13	Local Currency Cost of T/L	3-23
3.1-14	Group Unit Cost	3-26
3.1-15	Breakdown of Group Unit Cost	3-27
3.1-16	150kV Schedule of Unit Price	3-29
3.1-17	Comparison Table Cf New S/S Construction Cost (F.C)	3-30
3.1-18	Group Unit Cost	3-31
3.1-19	Indirect Foreign Cost Based on Following Factors	3-31
3.1-20	Comparison Table of Unit Price for Project Cost	3-32
3.1-21	Transmission Line Projects in Short-Term Program	3-33
3.1-22	Connecting Transformer	3-34
3.1-23	Distribution Transformer	3-35
3.1-24	Distribution Line Projects in Short-Term Program	3-36
3.1-25	Direct Cost of T/L (Foreign Currency Potion)	3-37
3.1-26	Direct Cost of T/L (Local Currency Potion)	3-38
3.1-27	Substation Project East Java (1987/88)	3-39
3.1-28	Substation Project East Java (1988/89)	3-44
3.1-29	Direct Cost of D/L	3-47
3.1-30	Engineering Cost	3-48
3.1-31	Breakdown of Project Costs	3-49
3.1-32	Disbursement Schedule	3-50
3.1-33	Implementation Schedule	3-51
TABLE 3.2-1	T/L System and Capacity in 2003	3-67
3.2-2	Planning of New S/S Exclude Surabaya and Madura	3-68
3.2-3	Capacity and Peak Load of T/L	3-69
3.2-4	Capacity and Peak Load of S/S	3-71
3.2-5	Peak Load and Planning of D/L	3-73
3.2-6	Economic Costs in Short-Term Projects	3-79
3.2-7	Internal Rate of Return in Short-Term Projects	3-80
TABLE 4.1-1	Unit Price of T/L	4-7
4.1-2	Construction Cost of Transmission Line	4-9
4.1-3	Group Unit Cost	4-11
4.1-4	Group Unit Cost of Transformer	4-12
4.1-5	Breakdown of Group Unit Cost	4-13
4.1-6	Construction Quantity of Substation	4-15
4.1-7	Construction Quantity of Connecting Transformer	4-18
4.1-8	Construction Cost of Substation	4-19

TABLE 4.1-9	Forecast of Pole Transformer Capacity	4-20
4.1-10	M.V.Line Planning	4-21
4.1-11	L.V. & M.V. Peak Demand and M.V. Line Planning	4-22
4.1-12	Ratio of Under Ground Cable to Total M.V. Line	4-23
4.1-13	L.V. Line Planning in Feasibility Study	4-23
4.1-14	L.V. Line Planning at Long-Term Master Plan	4-24
4.1-15	Service Equipment Application	4-24
4.1-16	No. of Consumers in East Java	4-25
	Total No. of New Consumers	4-26
4.1-17	Construction Cost of Distribution Line	4-27
TABLE 4.2-1	Economic Costs and O&M Costs in Mid-Term Projects	4-37
4.2-2	Internal Rate of Return in Mid Term Projects	4-38
4.2-3	Benefits and Costs in Long-Term Projects	4-39
TABLE 5.2-1	Comparison of Wind Load	5-36
5.2-2	Climate of Surabaya (Number of Years-20)	5-37
5.2-3	Wind Load of Conductors	5-38
5.2-4	Comparison of Material Standard	5-39
5.2-5	Electric Power Loss	5-40
5.2-6	Planning of Additional 2nd Circuit	5-40
5.2-7	Base Cost of Electric Power	5-41
5.2-8	Unit Costs of T/L & S/S	5-41
5.2-9	150kV 330mm ² ACSR Growth Rate 16.5%/Y	5-42
	70kV 300MCM ACSR Growth Rate 16.5%/Y	5-43
5.2-10	Discount Rate Calculation	5-44
5.2-11	Total Cost (10 ³ ¥/km)	5-45
5.2-12	Tripout Records of T/L	5-46
5.2-13	2cct. T/L Tripout Rate Records per 100KM per Rainy Season	5-47
5.2-14	Schedule of Tripout Records	5-47
5.2-15	Forecast of Tripout Rate per 100km per Year	5-48
5.2-16	Tripout Rate Records of 150 kV 2cct. T/L by Climate	5-48
5.2-17	Tripout Records in Japan (275kV T/L)	5-49
5.2-18	150kV 1/2cct. T/L Tripout Records	5-49
5.2-19	T/L Conductor Characteristics	5-50
5.2-20	Comparison of Conductor Characteristics and Construction Unit Cost (IN US\$*10 ³)	5-51
5.2-21	Calculation of Benefit	5-52
5.2-22	Internal Economic Rate of Return	5-53
5.2-23	Demand Forecast by PLN	5-54

TABLE 5.2-24	Ratio of Demand Forecast to 1983/84 Demand	5-54
5.2-25	Demand Forecast in Madura (1988/89)	5-54
5.2-26	Standard A.C.S.R of T/L in Japan	5-55
5.2-27	Foundation Stability Formula	5-56
5.2-28	Foundation of Type AA-L	5-58
5.2-29	Foundation of Type L	5-62
5.2-30	Steel Pile Foundation	5-63
5.2-31	Micro Pile Foundation	5-65
5.2-32	Floating Foundation	5-67
TABLE 5.3-1	Comparison of Special Condition for Apparatus	5-101
TABLE 5.4-1	Comparison of Unit Cost on 380V	5-131
5.4-2	Actual Results of Fault on Medium Voltage Distribution Line by Weather Condition	5-132
5.4-3	Power Tripout Rate Annually per Route Length km on Medium Voltage Distribution Line	5-133
5.4-4	Lightning Frequency Respective Damaged Equipment on Medium Voltage Distribution Line	5-134
5.4-5	Table of Transition of Installation Overhead Grounding Wire..	5-135
5.4-6	Forms of Input Data for Damage Equipment on Medium Voltage Distribution Line	5-136

LIST OF FIGURES

Fig. 1.2-1	Present Worth of Benefit and Cost in Short-Term Projects	1-29
1.2-2	Present Worth of Benefit and Cost in Mid-Term Projects	1-44
Fig. 2.1-1	Energy Sales per Consumer	
(1)	Surabaya Utara	2-29
(2)	Surabaya Selatan	2-30
(3)	Malang	2-31
(4)	Pasuruan	2-32
(5)	Kediri	2-33
(6)	Mojokerto	2-34
(7)	Madiun	2-35
(8)	Jember	2-36
(9)	Banyuwangi	2-37
(10)	Situbondo	2-38
(11)	Pamekasan	2-39
(12)	East Java	2-40
2.1-2	Electrification Ratio	2-41
2.1-3	Consumer Ratio	2-52
2.1-4	Growth Trend Forecast for Industrial Electric Demand in East Java	2-64
2.1-5	Energy Sales Ratio	2-65
2.1-6	Calculated Population in Surabaya Utara	2-77
	Calculated Population in Surabaya Selatan	2-78
2.1-7	System Flow	2-79
2.1-8	Historical Trend Analysis Flow-Chart	2-80
2.1-9	Regional Demand Forecast Flow-Chart	2-81
Fig. 2.2-1	Schematic Illustration of the Regional Load Forecast	2-101
2.2-2	Electric Power Distribution Map in East Java	2-106
Fig. 2.3-1	East Java System Map	2-119
Fig. 2.4-1(1)	Single Line Diagram in Mar.1989	2-136
(2)	Single Line Diagram in Mar.1994	2-137
(3)	Single Line Diagram in Mar.1999	2-139
(4)	Single Line Diagram in Mar.2004	2-141

Fig. 2.4-2(1)	Load Flow at Peak in Mar.1989	2-143
(2)	Load Flow at Peak in Mar.1994	2-144
(3)	Load Flow at Peak in Mar.1999	2-146
(4)	Load Flow at Peak in Mar.2004	2-148
2.4-3	Short Circuit Capacity in Mar.2004	2-150
2.4-4(1)	Transient Stability (Paiton~Sukolilo)	2-152
(2)	Transient Stability (Paiton~Krian)	2-154
(3)	Transient Stability (Grindulu~Ponorogo)	2-156
Fig. 3.1-1	Standard Weight of Tower per km	3-52
3.1-2	Proportion of Tw	3-53
3.1-3	Mean Span Length	3-54
3.1-4	Mean No.of Tower/km	3-55
3.1-5	Proportion of Insulator	3-56
3.1-6	Unit Price of Tower	3-57
3.1-7	150kV/20kV Tr.Unit Price	3-58
3.1-8	Transmission Line Planning	3-59
3.1-9	Substation Planning	3-60
3.1-10	Distribution Planning	3-61
3.1-11	Boundary of A & B	3-62
Fig. 3.2-1	20kV Peak Load at Connecting s/s in Surabaya	3-74
3.2-2	Planning in Madura Is.	3-75
3.2-3	Unit Cost of Power in Madura Is.	3-75
3.2-4	Voltage drop of Medium Voltage Line	3-76
3.2-5	Present Worth of Benefit and Cost in Short-Term Projects ...	3-81
Fig. 4.1-1	Moment Current Carrying Capacity of AW	4-28
4.1-2	Distribution Pole Tr. Capacity ,Load and Utility Factor	4-29
4.1-3	Characteristic of M.V.Line	4-30
4.1-4	Electric Energy of per Industry Consumer per Year	4-31
Fig. 4.2-1	Present Worth of Benefit and Cost in Mid-Term Projects	4-40
Fig. 5.2-1	Drag Coefficient Characteristic for Solidity Ratio	5-69
5.2-2	Strand Composition and Cx-Re Characteristic of Standard Conductor	5-70
5.2-3	D.R Annual Average Current Characteristic	5-71
5.2-4	Economic Border Line	5-72

Fig. 5.2-5	Economic Border Line	5-73
5.2-6	East Java IKL Map (1950-1970) and Fault Record (1983/11-1984/6)	5-75
5.2-7	Probability of Occurrence of Peak Amplitudes of Stroke Currents (From AIEE Trans. Vol. 69, 1950)	5-76
5.2-8	Trip out Rate Record and Forecast	5-77
5.2-9	Ratio of Another Conductor T/L Tower Weight to 330 mm ² ACSR T/L one	5-78
5.2-10	Current-Temperature Characteristic of Conductor	5-79
5.2-11	Standard Weekday Load Curve and Table in East Java System	5-81
5.2-12	Multiple of Demand Forecast and Growth Rate	5-82
5.2-13	Discount Rate Characteristic	5-83
5.2-14	Multiple of Demand Forecast (1983/84 Demand)	5-84
5.2-15	Power Flow in Madura (MW)	5-85
5.2-16	Rate of Circular Type Foundation Quantity to Square Type One	5-86
5.2-17	Circular Type Foundation in Japan	5-87
5.2-18	Micro Pile	5-88
5.2-19	Modified Shape of Top	5-88
Fig. 5.3-1	Comparison of Various Expansion Patterns of Substation	5-103
5.3-2	The Substation of Unit System	5-106
5.3-3	Example of Lay out for Unit Substation	5-107
5.3-4	70kV Neutral Grounding Scheme	5-110
Fig. 5.4-1	Comparison of M.V Line Unit Cost	5-137
5.4-2	Comparison of Unit Cost	5-138
5.4-3	Choice of Transformer Capacity	5-141

第 1 章 總 論

第 1 章 総 論

1.1 緒 言

1.1.1 背 景

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

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

国家 5 年開発計画（REPELITA I）は 1969 年に始まった。

その中で、東部ジャワのゴールは次の如く設定された。

- (1) スラバヤおよびその周辺地域では、工業、商業およびサービス業を促進させる。
- (2) 当地方の中央地域では農業部門を強化する。特にマランにおけるプランテーション、マランおよびその周辺では食品加工工業を開発する。
- (3) マディウン周辺では鉱業および林産工業を開発する。
- (4) 当地方の東部低開発地域：ジェンパー周辺では輸出用農産物の増加をはかるため、灌漑施設の補修、強化を行う。
- (5) 当地方の東端地域：パニユワング周辺は、工業、造船活動の中心として開発する。

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

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

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

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

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

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

り、また1986-1987年需要増加分に対して、IBRD Power XIVが充当されている。さらに地方電化に対しては、インドネシア政府資金によりAcceleration Programが実施されている。上述してきたとおり、1984-1986/87までの需要増加に対しては、上記5プロジェクトにより対処されてきている。

したがって、東部ジャワが当面している問題は、1987/88年以降の需要に対応する短期拡充計画の早期決定である。

一方、現在進行中の拡充計画は、当面する問題解決に追われ、長期的視野から見直すべき問題を内包している。

そのため、長期マスタープラン作成と同時に、これらの問題の長期的観点からの解決が強く要請されている。

1.1.2 目的と範囲

このスタディの第1の目的は、1987/88-1988/89間の需要増加に対応する短期拡充計画を作成し、そのフィージビリティ・スタディを行い、これの実施を促進することである。

第2の目的は、20年先、すなわち2004年頃のスラバヤ市等の都市発展計画および地方電化計画の調査と、これに対応する長期電力設備計画を内容とする長期マスタープランを作成することである。

第3の目的は、機器、資材の仕様および電力系統運用上の一部問題点に対して、適切な解決策を提言することである。

第4の目的は、需要想定および系統計画の手法ならびに需要想定、系統解析に関するコンピュータ・オペレーションの技術についての移転である。

このスタディは1983年12月7日、国際協力事業団とPLNとの間で合議された「Scope of Work」に従って実施された。

この作業は以下のスタディを含んでいる。

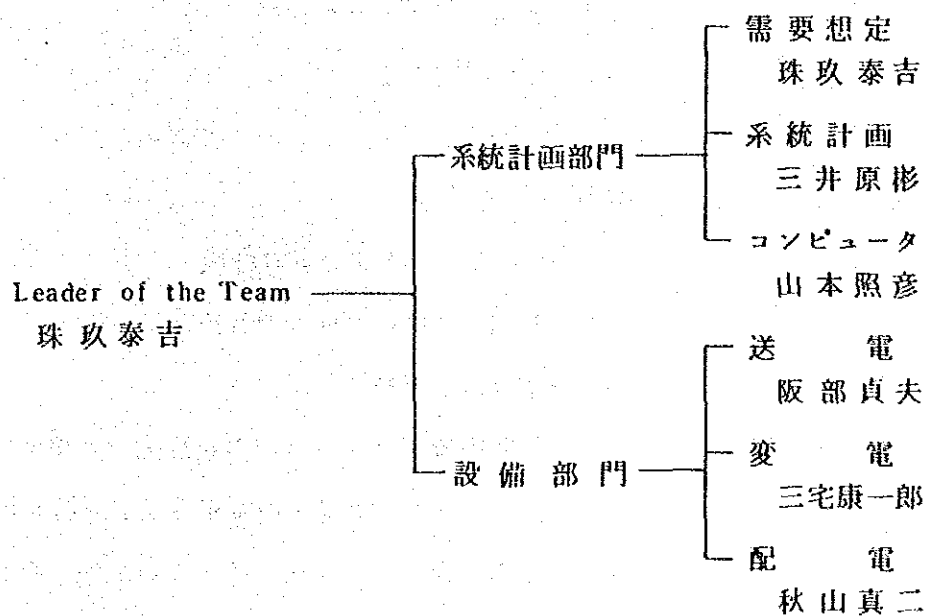
- 1) 需要想定
- 2) 現在および計画中の電力システム（電源、送電線、変電所、配電線、給電、通信システム等）の見直し
- 3) 短期実施プログラム（～1988/89）および長期マスタープラン（～2004）作成のための諸調査

- 4) コンピュータを利用した需要想定および電力システム計画に関する手法の確立ならびに PLN 技術者の訓練
- 5) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランの確定
- 6) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランに関する工事数量、コスト見積りの作成
- 7) 短期実施プログラムおよび長期マスタープランに関する技術的、経済的評価
- 8) 短期実施プログラムに関する建設スケジュールの作成

1.1.3 調査団の編成

(1) 調査団の組織

このフェージビリティ・スタディは下記組織によって遂行された。



(2) 業務分担

業務従事者ごとの業務分担は次のとおりである。

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

- 現地-総括責任者
 当初現地調査
 各種ドラフト・レポートの説明、打合
- 阪部 貞夫 国内-送電、通信担当
 短期実施プログラム作成
 長期マスタープラン作成
- 現地-送電、通信担当
 当初現地調査
- 三宅 康一郎 国内-変電、保護リレー担当
 短期実施プログラム作成
 長期マスタープラン作成
- 現地-変電、保護リレー担当
 当初現地調査
 短期ドラフト・レポートの説明、打合
- 秋山 真二 国内-配電担当
 短期実施プログラムの作成
 長期マスタープランの作成
- 三井原 彬 国内-系統計画担当
 短期実施プログラムの系統計画、系統解析
 長期マスタープランの系統計画、系統解析
- 現地-短期実施ドラフト・レポートの説明、打合
 長期マスタープラン・ドラフト・レポートの説明、打合
- 山本 照彦 国内-コンピュータ担当
 需要想定のコピュータ化
 系統計画のコピュータ化とPLN職員の教育
- 現地-電力需要想定のコピュータ利用に関する説明と訓練

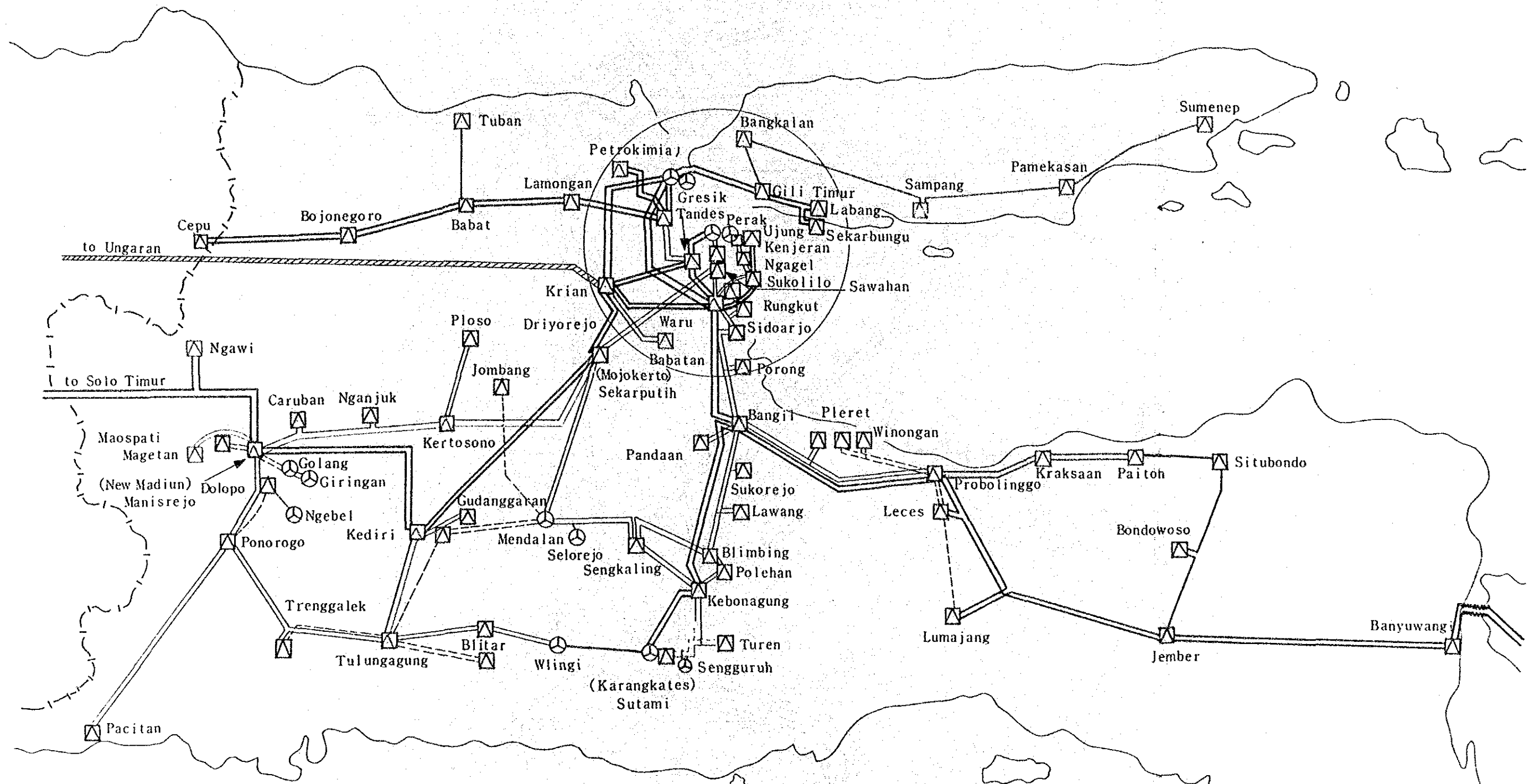
(3) 調査の日程

下記により現地調査を実施した。

1回目 1984年 2月 9日～ 3月 9日 (30日間)

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

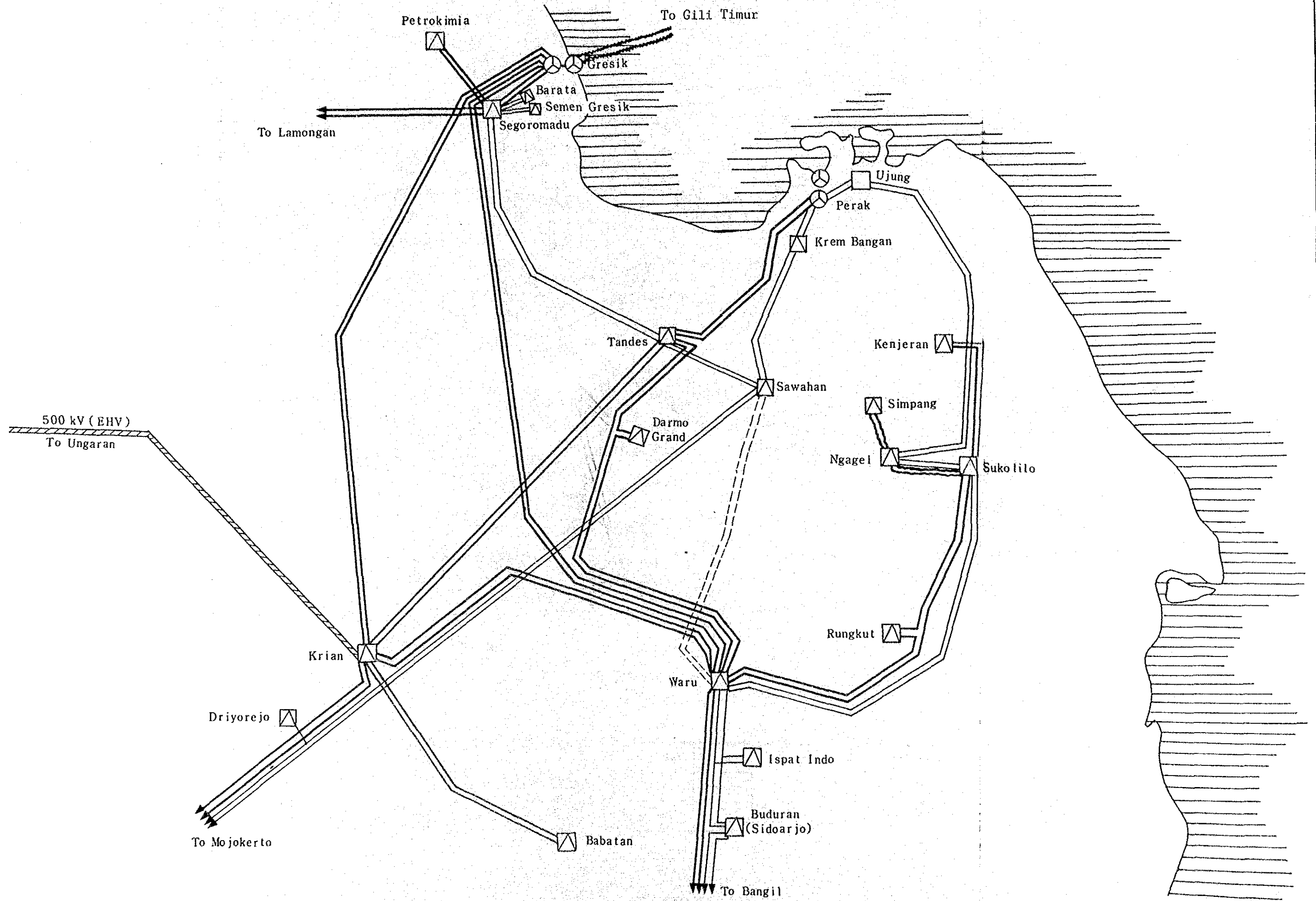
East Java Power System Map (1987/88~1988/89 Phase)



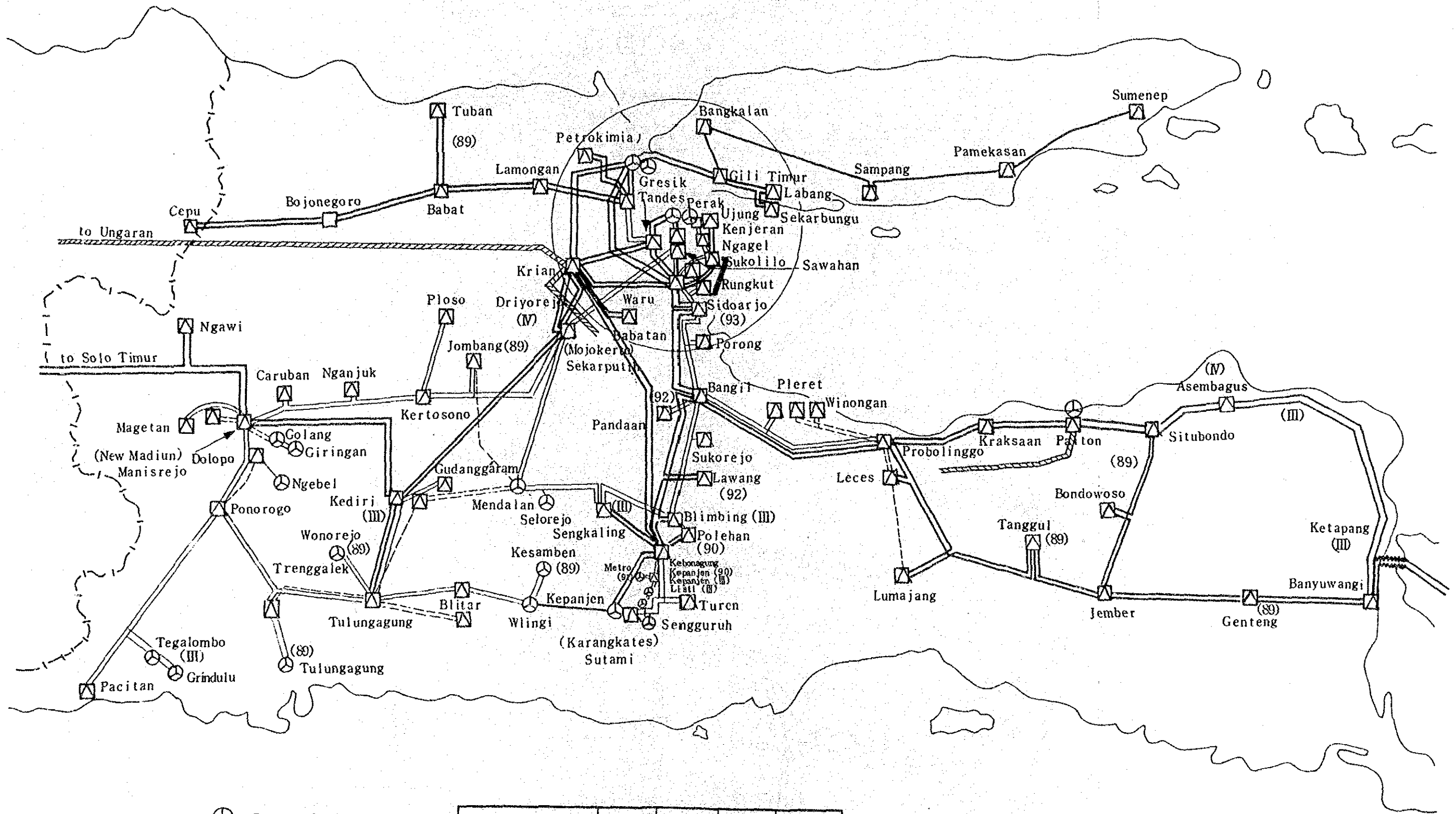
- ⊗ Power plant
- ▣ Substation (Existing)
- ▣ NEW, Construction
- ▣ Expansion

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

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



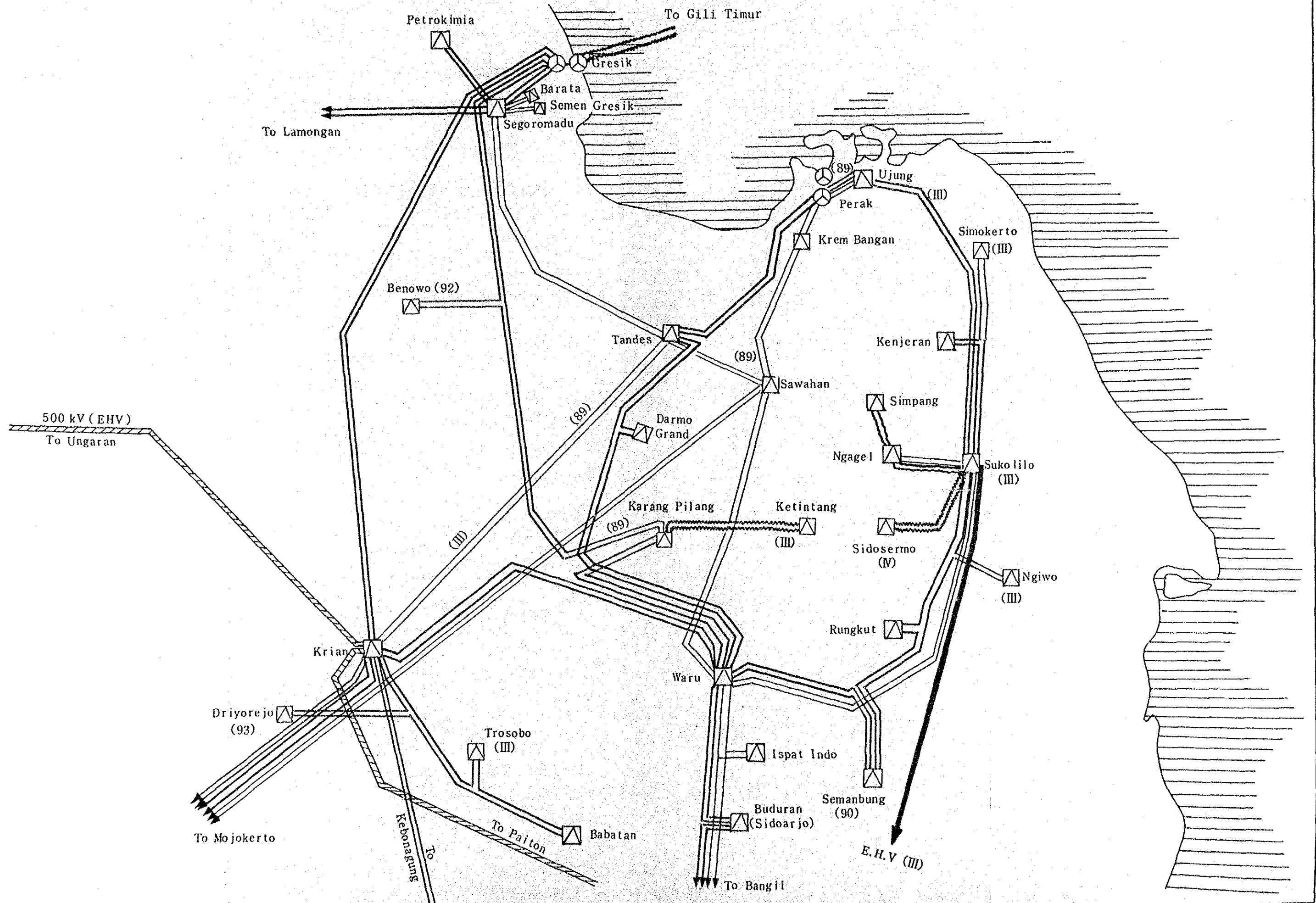
East Java Power System Map (1989/90 ~ 2003/04 Phase)



- ⊕ Power plant
- ▣ Substation (Existing)
- ▤ NEW, Construction
- ▥ Expansion

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

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



1.2 要約と結論

1.2.1 需要想定および系統計画

(1) 需要想定

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

(a) マクロ目標値

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

マクロ目標値

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

(b) 住居用需要

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

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

マクロ目標値との調整を行った上で、ベースを修正した。

世帯数は、営業所別の人口予測および推定世帯当り人員数から算定した。

各営業所の電化率は、ゴンペルツ成長曲線によるトレンドを採用した。

(c) 商業用および公共用需要

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

各営業所の対住居用需要家比率は、1982/83年の実績を採用した。

住居用需要家数は、上記(b)で算定した数値を採用した。

原単位はマクロ目標値との調整を行って想定した。

(d) 非工業用需要の調整

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

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

原単位の大勢的な傾向は、次の如く予想される。

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

補正後の原単位はこの傾向を示している。

(e) 工業用需要

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

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

今回採用した推定弾性値および目標値を次表に示す。

工業用需要の目標値

期 間	目 標 年 度	弾 性 値	需 要 年 平 均 伸 び 率 (%)	目 標 電 力 量 (GWh)
短 期	1988/99	4.0	20.0	2,622
中 期	1993/94	3.0	15.0	5,274
前 長 期	1998/99	2.5	12.5	9,504
後 長 期	2003/04	2.5	12.5	17,127

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

はこの算式を採用して算定した。

営業所別工業用需要：営業所別実績および短期における、工業用対住居用の販売電力量比率のトレンドは、各営業所特有の特性を示していることが明らかとなった。従って、各営業所のトレンドはこの特性式によった。このトレンドにより算定された営業所別工業用需要をベースとして、上記した目標値に合うよう営業所別需要を算定した。算定した東部ジャワにおける工業用需要を第1.2-1表総括表に示す。

(f) 人口予測

PLN原案においては、人口予測式にエクスponential式を採用している。この式による場合、中長期以降の人口予測が過大になる恐れがある。

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

(g) 工業用需要の補正

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

そこで、PLNの計画値を基にセメント用需要を予測し、上記(d)で予測したパメカサンの工業用需要を補正した。その結果を第1.2-1表に示す。この補正の結果、今回の工業用需要は目標値を4~7%上廻る結果となった。

(h) 東部ジャワ地域の需要想定総括

上記により想定した東部ジャワ地域における、短期および中長期の需要想定を総括すると、第1.2-1および2表の通りとなる。

TABLE 1.2-1 SUMMARY TABLE OF DEMAND FORECAST

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

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

TABLE 1.2-2 SUMMARY OF DEMAND FORECAST IN EAST JAVA

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

(2) 地域別負荷予測

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

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

各変電所別の各期末の過日ピーク時の平均的な負荷は、表 2.2 - 3(1)~(5)に示すとおりと予測される。

(3) 系統計画

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

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

(a) 留意した事項

- i) 小容量設備増設の繰返しによるコスト上昇を避けるため、比較的大容量設備を使用して少くとも5年間以上は再工事不要なよう配慮した。
- ii) 電圧階級の簡素化による設備数減少を計るため、25~30 kV系統は近年中に廃止するものと考えた。また、70 kV系統についても一部の例外的地域を除き、その増設は計画せず、可及的に150 kV昇圧を計ることにより、150/70 kV連絡用変圧器の増設を最小限度に留めた。
- iii) 電源から負荷への電力潮流は、できるだけ迂回せず直接送電されることが
 - i) 電力損失の軽減
 - ii) 設備費の軽減
 - iii) 系統の簡素化による供給信頼度の向上

のうえから重要である。

このため今回の系統計画にあたっては、常に電力潮流を念頭に置き、最も効果的な

受電方法と送電線配置とを考慮した。

(b) 個別計画

i) 配電用変電所の新設

(第 II 期)

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

(第 III 期)

Simokerto, Ngiwo, Trosobo, Ketintang

(第 IV 期)

Sidosermo, Tanggul, Genteng, Asembagus

の各所を新設する。

ii) 配電用変圧器の増設

各所別の負荷予想を適切な負荷目標と比較して経済的な増設計画を樹てた。その詳細は後節の 4.1.2 に明らかなおりでである。

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

iii) 70 kV 受電変電所の 150 kV 受電への昇圧

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

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

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

iv) 送電系統強化対策

(第II期)

○ Tandes への供給力強化と信頼度向上

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

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

○ Paiton P/S 竣工に伴う東部方面供給拠点

Paiton P/S はOct.1 989 に400MW竣工し、以後逐年増設されEHV送電されることになっている。

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

○ EHV Paiton S/S 二次系(Jember 方面)の強化

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

(第 III 期)

◦ 東部 Surabaya への EHV 導入

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

◦ 150KV Surabaya 環状線の完成

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

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

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

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

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

◦ Tandes への分岐線の Krian への接続延長

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

◦ Banyuwangi, Bali 島方面への供給力の強化

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

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

(第IV期)

○ Mojokerto, Kediri方面への供給力強化

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

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

v) 一次変電所の容量増加

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

vi) 調相設備の配置

損失と電圧変動とを抑制するため、表2.4-5に示す程度の容量(kVA)の調相設備を適所に分散配置する必要がある。

(c) その他

本計画には2.3.2で述べるだけの新規電源を想定したに過ぎないため、IV期末には、Bali島への送電電力74.1MWを見込むときEHVによる中西部ジャワからの受電電力は950MW、Krian S/Sの受電電力は1,920MWと見込まれるので、IV期にはPaiton P/Sに引続く大容量電源を計画することが望ましい。

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

(4) 系統解析

必要と考えられるshunt capacitorを表2.4-5のように配置するものとし、前述の変電所別負荷予想のもとに行った潮流計算結果は図2.4-2(1)~(3)に示され、これらはshunt capacitor配置の必要性を示している。

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

70 kV系で20 kA、20 kV系で20 kAにそれぞれ故障電流を抑制する必要があるが、Ⅳ期末の系統について短絡容量を調べた結果は図2.4-3のとおりであった。したがって、次の各変圧器群の2次側においては常時は原則としてループを解いておく必要が認められる。

- 150/20 kV 変圧器群 …… 原則としてループ不可
- (150/70 kV 変圧器群 …… 一般にループイン可)
- 500/150 kV 変圧器群 …… Krian S/Sのみループ不可

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

1.2.2 短期実施計画

(I) 短期計画の工事費

(a) 建設単価の算定

工事費は次の通り外貨分と内貨分に分けて算定する。

- (外貨分) ◦ 外国製機器・材料の購入費および間接外貨費(配電のみ)
- 建設用工具・車輛の購入費(送電のみ)
- 外国人技術者による現地施工指導費(Guidance Fee, 変電のみ)
- (内貨分) ◦ 労務費
- 国内製資材購入費
- 用地関係費
- PLNのAdministration Cost

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

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

(i) 送電線単価

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

(ii) 変電所単価

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

(iii) 配電線単価

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

(b) 工事数量、コスト見積

(i) 工事数量

短期プログラムに計画された工事件名から工事数量を算出した。

設備別の工事数量は次の通り。

送 電 設 備

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

変 電 設 備

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

配 電 設 備

工 種	年 度	1987/88	1988/89	計
	20kV Line	(km)	115	489.5
Distribution Transformer	(unit)	332	994	1,326
L.V. Line	(km)	498	1,939.9	2,437.9

(ii) コスト見積

◦ 直接工事費

標準建設費に工事数量をかけて直接工事費を求める。

なお単価の適用にあたっては最適の Category の単価を用いた。

◦ Engineering Cost

人件費、その他必要経費について積算して算定した。

- Physical Contingency
直接工事費の10%とした。
- Price Escalation
F.Cは5%/年, L.Cは12%/年とした。
- 総工事費および年間支出金額
合計金額は次の通り

Total Cost (US\$ Million)

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

Disbursement Schedule (US\$ Million)

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

(c) 工事行程

1984年7月に Feasibility Study が終るとして計画年度内に工事が完成するのに必要な工事行程を次に示す。

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

— 1987/88 計画
□ 1988/89 計画

	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Loan Agreement	▼	▼				
Field Survey Design		— □				
Tender		— □				
Contract Signing			▼	▼		
Equipment & Material			— □			
Supervision of works			— □			
Tests					┘	┘

(2) 短期計画の評価

(a) 技術評価

短期計画に於ける送電・変電・配電の設備計画基準を次の通り定めた。

(i) 送電設備

送電線は容易に設備容量の増加は出来ないため、新設送電線は2003年度系統計画に於ける送電容量を確保出来るものとした。短期計画に於ける新設送電線は配電用変電所への供給送電線が主体であり、標準電線(150kV 330mm² ACSR、70kV 300MCM ACSR)を用いることにより上記条件を満足することが出来た。但し、Ngawi S/S 供給用送電線は既設線(240mm² ACSR)からのπ引込であるため、電線はこれに合わせるものとした。

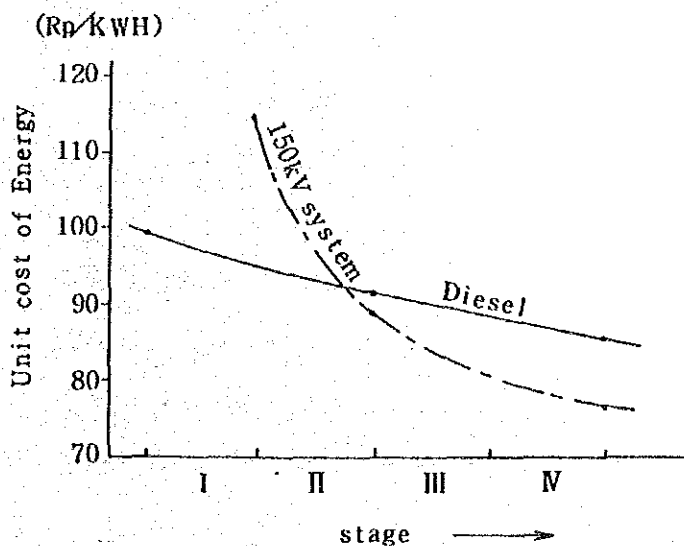
増架工事は送電線の信頼性に重点をおいて計画をした。具体的には、150kV送電線についてはスラバヤ市内S/S向け供給線とし、70kV送電線については事故率の高いことより全線2回線化を計画した。

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

(ii) 変電設備

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

Madura島については、ジャワ島との連系後に於て150kV幹線を全島に伸ばすか、従来通りDiesel P/Sの増設で対応するか検討の結果、長期的に発電原



価の安く、又電化促進効果の高い前者を選択した。

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

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

④ 配電設備

東部ジャワに於ては、1984/85から1986/87の3カ年は配電設備を重点とした拡充計画が進められている。しかしながら、1987/88は重点が送変電設備に移ったため、配電設備の拡充は1986/87年計画に含まれていないPamekasanとKediriのCabangに限定した。

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

工事量は過去4年間の平均に近いものとした。

(b) 経済評価

短期期間(1984/85-1988/89)中の需要増加に対応して送変配電設備に投資される資金は、インドネシア政府資金、世銀資金、アジア開発銀行資金および今後予定されている海外協力基金等がある。

これ等の資金によるプロジェクトは地域的にも設備的にも入り混っているもので、それぞれのプロジェクトの便益を判然と区分することが困難である。したがって、ここの経済評価においては、当期間中に東部ジャワで遂行される、電源およびEHV関係を除く、全送変配電プロジェクトを対象とした。全プロジェクトの原価はプロジェクトのエコノミックコスト(Direct cost, Consultant fee, Physical contingencyの合計)と運転維持費の合計とした。全プロジェクトの便益は、建設された設備の稼動により得られる増分料金収入から、150kV母線からの増分受電原価を差し引いた額とした。これらを基に内部収益率(IRR)を算定した結果を第1.2-3表および第1.2-1図に示す。IRRは約10%となった。この値は公益事業として充分経済性があることを示している。

なお、この経済評価に使用した主な諸元は次の通りである。

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

感度分析の結果を次表に示す。

感 度 分 析 結 果	
ケ ー ス	IRR (%)
ベース・ケース	10.0
販売電力量の10%増	11.5
販売電力量の10%減	8.4
全プロジェクト・コストの10%増	8.5
全プロジェクト・コストの10%減	11.7

ケース	IRR (%)
当プロジェクト・コストの10%増	9.5
当プロジェクト・コストの10%減	10.5
受電原価の10%増	2.2
受電原価の10%減	16.5
コネクティング・チャージを考慮した場合	17.7

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

したがって、プロジェクトの経済性を高めるためには、受電原価の低減が最も重要な要素となる。また、受電原価の10%増以外のケースは、一応経済性があると判断される。

COST : BASE
BENEFIT : BASE

TABLE 1.2-3 INTERNAL RATE OF RETURN IN SHORT-TERM PROJECTS

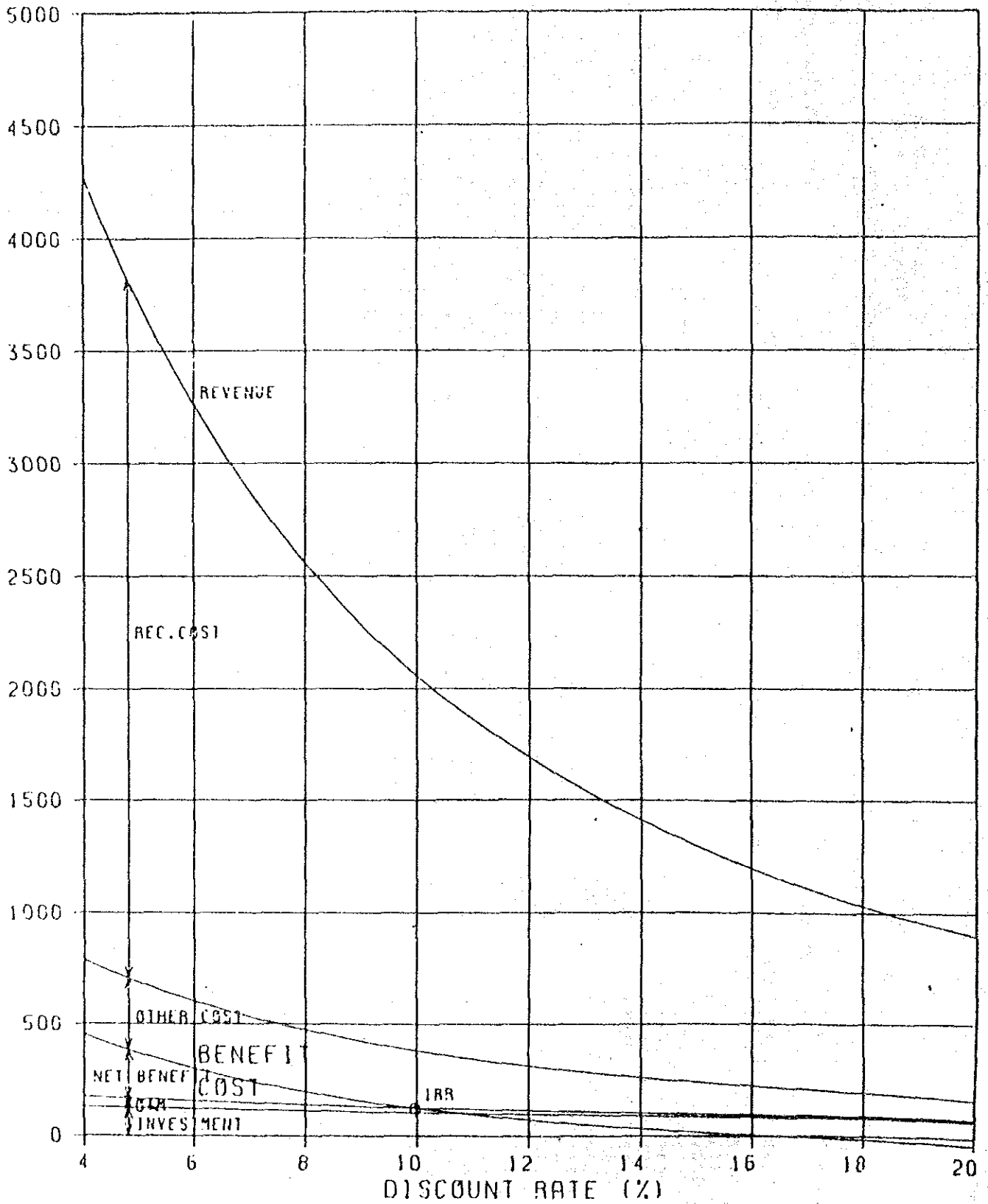
NO	YEAR	COST		BENEFIT		PRESENT WORTH		E.I.R.R. FACTOR	Z	
		EXP. INVESTMENT	PROG. O&M	REC. COST	INVESTMENT	OTHER LOAN O&M	TOTAL			COST
1	1982	0	0	0	-9859	0	-9859	1.0000		
2	1983	0	0	0	-54986	0	-47314	0.9093		
3	1984	463	0	463	-101523	-229	-86957	0.8267		
4	1985	39028	0	39028	-76525	-1655	-55476	0.7517		
5	1986	63471	806	64277	-20551	-4103	6853	0.6835		
6	1987	36432	2308	38740	0	-5856	35423	0.6215		
7	1988	7566	3198	10764	0	-6358	45753	0.5651		
8	1989	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.5138		
9	1990	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.4672		
10	1991	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.4268		
11	1992	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.3862		
12	1993	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.3512		
13	1994	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.3193		
14	1995	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.2903		
15	1996	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.2640		
16	1997	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.2400		
17	1998	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.2183		
18	1999	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.1984		
19	2000	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.1804		
20	2001	0	3368	3368	0	-6358	45753	0.1641		
1982 - 2001		146960	50094	197056	-263444	-100855	483212	117346	69919	
2002 - 2013		0	40416	40416	0	-76296	549036	3769	51197	
1982 - 2013		146960	90512	237472	-263444	-177151	1032248	121115	121116	
PRESENT WORTH										
		DISCOUNT RATE (%)		(4.0)	(6.0)	(8.0)	(10.0)	(12.0)	(14.0)	(16.0)
COST		EXP. PROG. INVESTMENT	125303	116014	107595	99949	92991	86648	80853	
		EXP. PROG. O&M	46696	34969	26035	21046	16825	13679	11285	
		TOTAL	171999	150983	134429	120994	109816	100326	92138	
BENEFIT		REVENUE	426760	326303	2563053	2060589	1691087	1412918	1198962	
		REC. COST	-3481023	-2662185	-2090604	-1680760	-1379368	-1152474	-977957	
		OTHER LOAN INVESTMENT	-242191	-232610	-223665	-215281	-207417	-200031	-193085	
		OTHER LOAN	-93526	-70990	-55208	-44037	-35776	-29569	-24805	
		TOTAL	450947	298003	193496	120512	68526	30844	3115	
B/C			2.622	1.974	1.439	0.996	0.624	0.307	0.034	
B-C			278940	147020	59067	-462	-41290	-69482	-69023	

FIGURE 1.2-1

PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN SHORT-TERM PROJECTS

PRESENT WORTH (US\$ X 10⁶)

I.R.R. = 10.0 %



1.2.3 長期マスタープラン

(1) 中・長期拡充計画の概算工事費

(a) 中・長期拡充計画に於ける新技術の導入

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

- (i) 送電設備－電力線の最大サイズは330mm² ACSRであり、これを上廻る容量はTwin Conductorで対応して来たが、長期計画でも送電容量はこの範囲内でおさまった。ただし、150kV系統の地線については、系統が直接接地方式であるため系統容量の増大に伴う地絡時の地絡電流の増加を考え、最大系統容量（短絡電流25kA）に耐え得る様100mm² アルモウエルド線を採用した。
- (ii) 変電設備－長期計画に於て、スラバヤ市内に500kV変電所の導入を計画している。このため立地条件を考慮してFull GISの採用を計画した。今後、用地買収問題と併せて充分検討する必要がある。又150kV/20kV変圧器はスラバヤ市内では50MVAを採用して来たが、増設容量、コストを考慮して100MVAの採用を計画した。150kV遮断器は、短絡容量が最大25kAになる様系統構成を考えているため、現状の遮断容量のまま用いることとした。

(b) 中・長期計画における工事量

中・長期における工事計画数量は次の通り。

Construction Quantity

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

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

(c) 概算工事費

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

(i) 外貨分と内貨分の区分

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

(ii) 建設単価

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

○ 鉄塔単価

年間工事量の減少傾向を考慮して900\$/Tを1,000\$/Tに変更した。

○ 電線単価

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

○ 変圧器単価

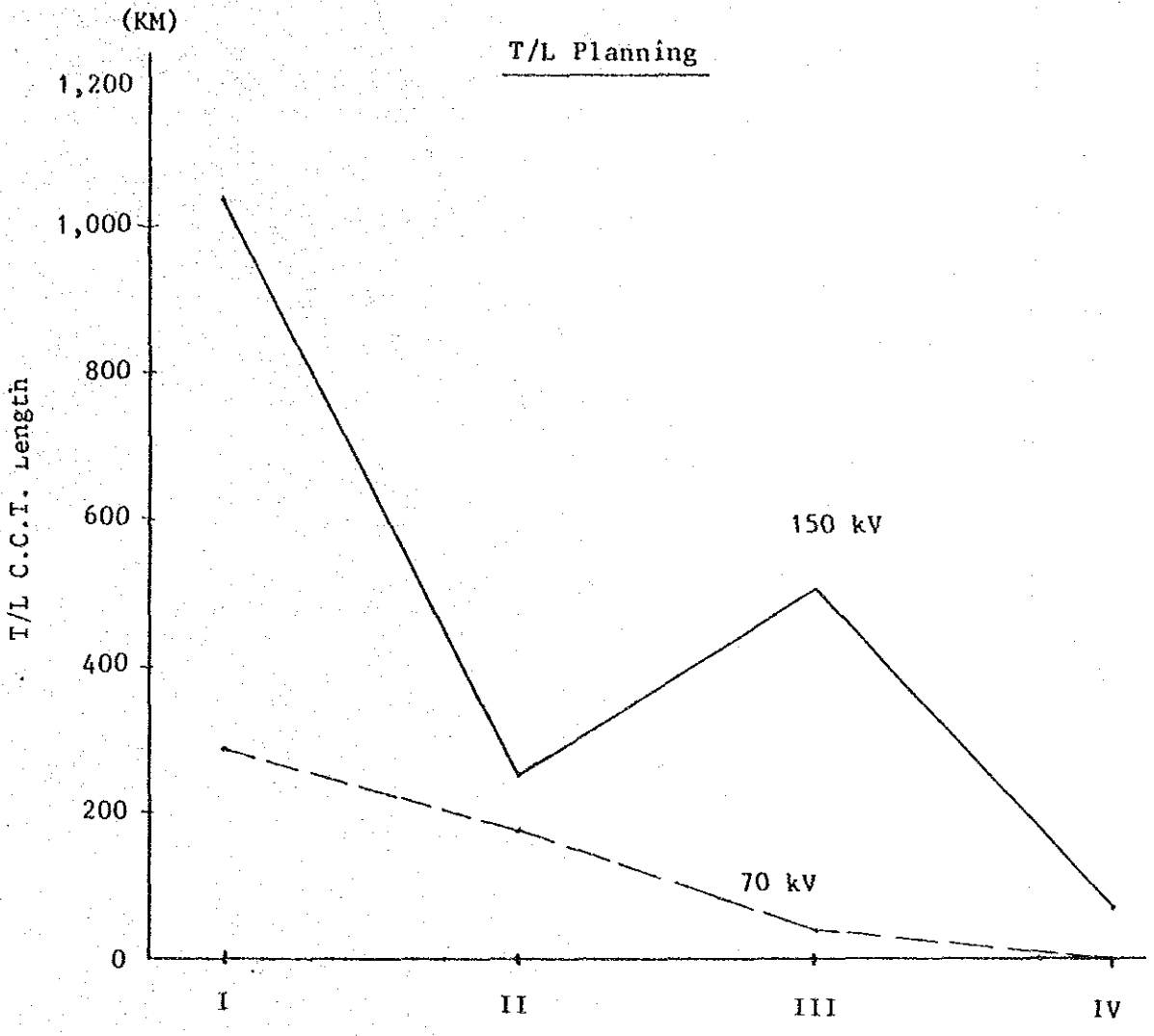
国際的な単価低下傾向により約20%安くした。又、新しく150kV/20kVの100MVA Tr.を採用するため、単価として982,000\$/unitを設定した。

○ 変電所建物

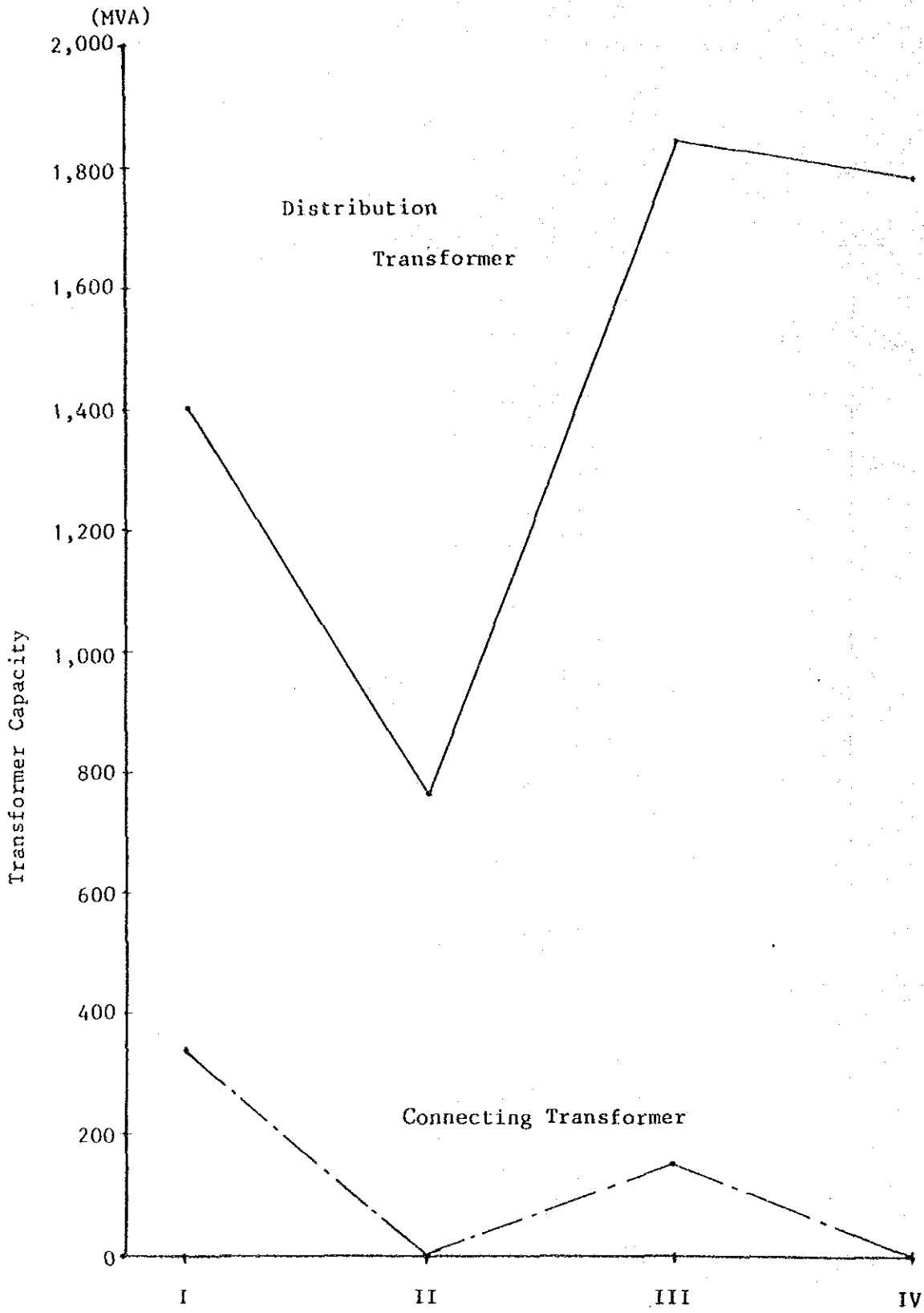
最近の契約実績から見て約10%値上げした。

(iii) 150kV, 70kV系概算工事費

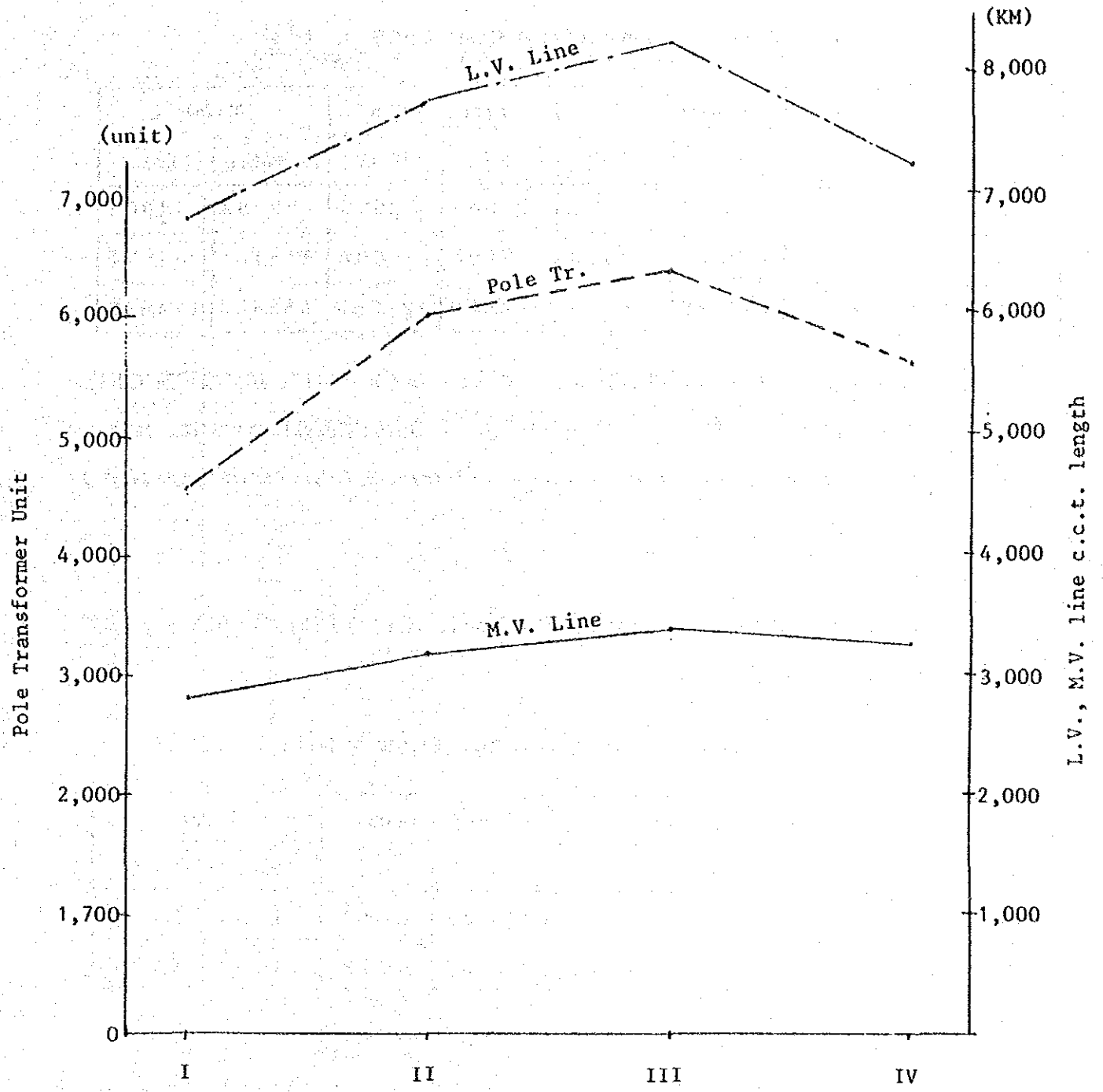
中・長期における直接工事費の概算は次の通り。



S/S Planning



D/L Planning



Gross Amount of Construction Cost (US\$ × 10³)

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

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

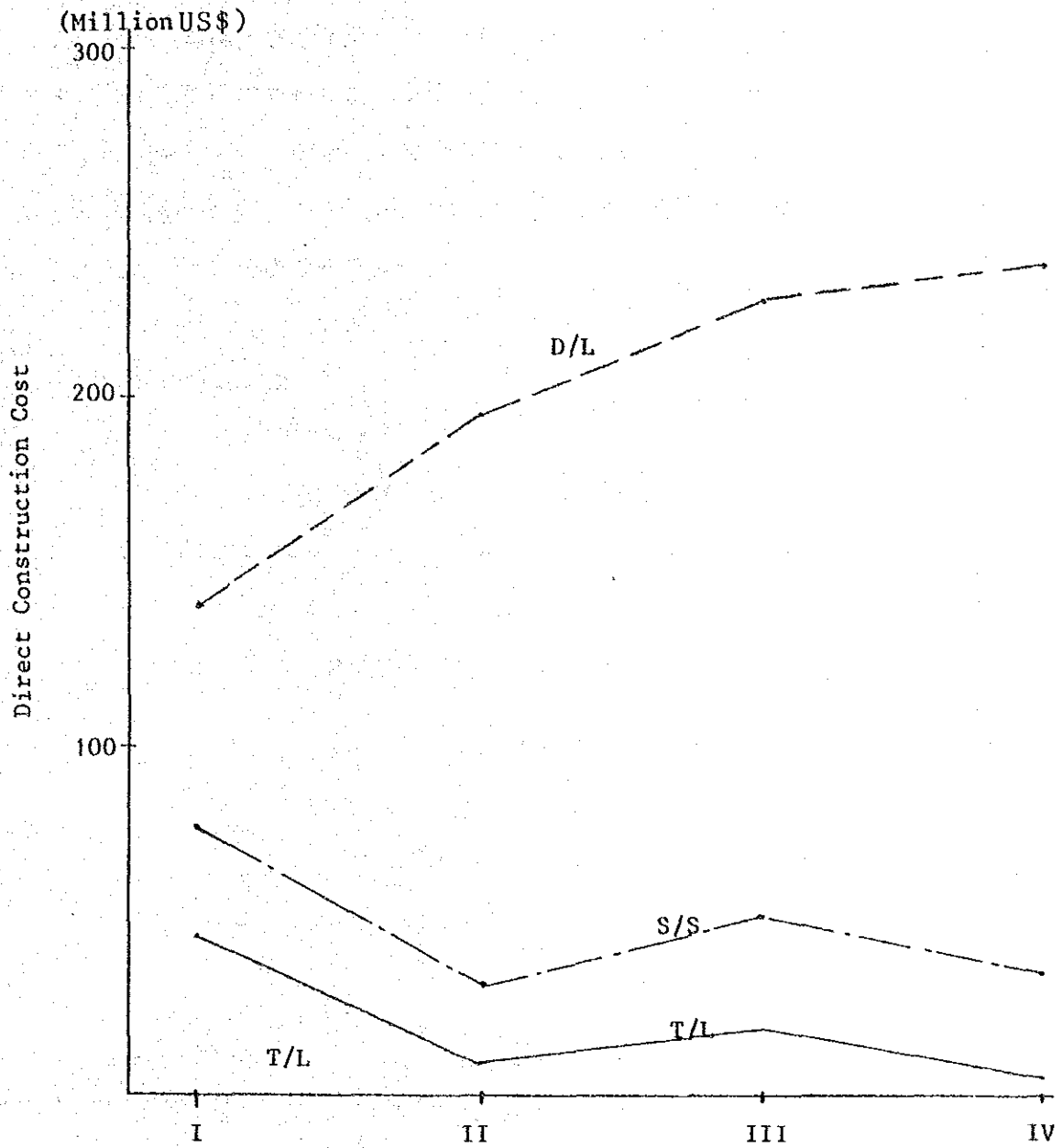
(4) EHV 概算工事費

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

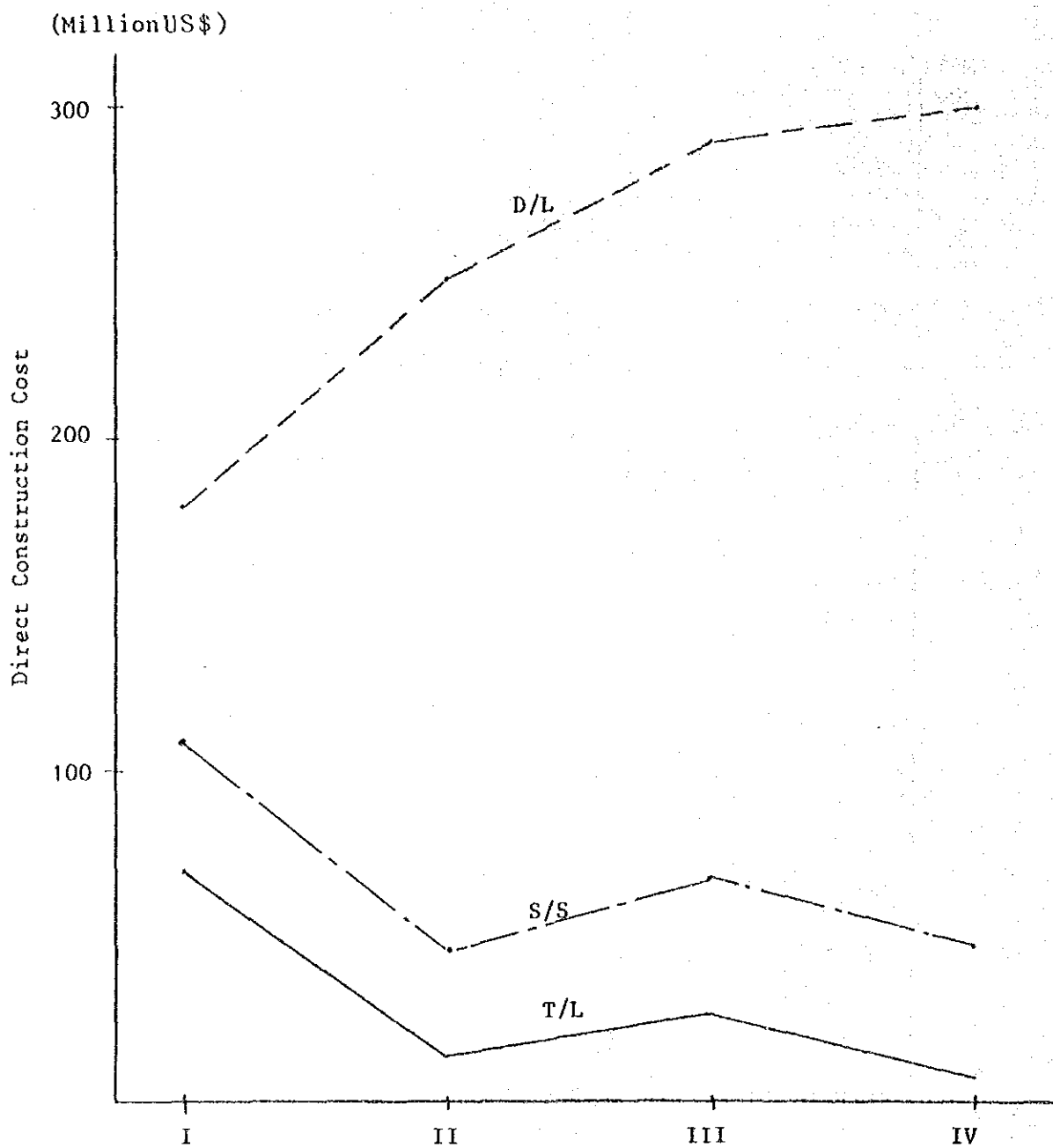
Gross Amount of Construction Cost (US\$ × 10³)

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

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



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



(2) 中長期計画の経済評価

中期計画は短期計画と同じ年度別計画である。

一方、長期計画は5年単位の総括的な計画である。

したがって、評価方法を下記の如く両者で異った方法を採用した。

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

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

(a) 中期計画の経済評価

(i) プロジェクトのコスト

プロジェクトのコストは、投資額と運転維持費(O & M)の合計とした。

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

O & M コストは、設備別に次の O & M 比率と投資額との積から算定した。

O & M 比率

送電設備 = 1.0 %

変電設備 = 2.5 %

配電設備 = 3.0 %

(ii) 便 益 (Benefit)

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

収入単価および受電単価は、PLNが算定した下記単価を採用した。

収入単価 = Rp. 98.3 / kWh = mills 98.3 / kWh

受電単価 = Rp. 70.0 / kWh = mills 70.0 / kWh

Exchange rate 1 US\$ = 1,000 Rp.

受電電力量は1.2.1節で想定した販売電力量と下記ロス率から算定した損失電力量との合計とした。

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

(iii) 中期計画の経済評価結論

上記により内部収益率 (IRR) を計算すると、第 1.2-4 表に示す如く 15.7% となる。又、これを図示すると第 1.2-2 図の如くなる。

次に上記をベース・ケースとして、感度分析を行った結果を下表に示す。

感 度 分 析 結 果

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

この表から明らかな如く、中期計画の経済性は短期計画の場合に比し非常に高い。

この原因は、主要な送変電設備、特に送電設備の多くが短期期間迄に既に建設されていることによるものと考えられる。

(b) 長期計画の経済評価

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

(i) Levelized cost

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

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

その他コストはO & Mコストの40%と想定した。

(iii) 便 益 (Benefit)

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

計画/項目	増分電力量 (GWh)	金 額 (10 ⁶ US\$)
前-長 期		
料 金 収 入	6,272	616.5
受 電 原 価	7,184	502.9
便 益		113.6
後-長 期		
料 金 収 入	9,574	941.1
受 電 原 価	10,967	767.7
便 益		173.4

(iii) 長期計画の経済評価の結論

金利をパラメータとして、Net BenefitおよびB/C Ratioを算定すると第1.2-5表に示す如くなる。

この表から次の如く推論できる。

- 前期計画のB/C Ratioは金利12%の場合1.2、金利15%の場合1.0となる。したがってIRRは15%程度と推定される。この値は前期計画が経済的に妥当であることを示している。前期計画の経済性は中期計画とほぼ同じ程度と考えられる。
- 後期計画のB/C Ratioは金利25%において1.0となる。したがって、IRRは25%程度になるものと推定され、その経済性は非常に高くなる。これは、後期計画は前期計画に比し先行投資的なプロジェクトが少いことによるものと考えられる。

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

TABLE 1.2-4 INTERNAL RATE OF RETURN IN MID-TERM PROJECTS

NO	YEAR	T/L	INVESTMENT			E.S.	O&M	TOTAL	REVENUE	BENEFIT		TOTAL	PRESENT WORTH		I.R.R
			S/S	D/L	COST					REC. COST	COST		BENEFIT		
1	1986	0	0	0	556	0	556	0	0	0	0	0	744	0	15.68
2	1987	5228	11627	20759	1969	0	39583	0	0	0	0	0	45791	0	1-338
3	1988	5784	15506	41831	2921	0	66042	0	0	0	0	0	66042	0	1-156
4	1989	2169	8176	50550	4405	966	66266	70678	-57652	13026	13026	11240	57282	11240	0-864
5	1990	762	5580	56153	4296	2666	69457	151087	-123242	27845	27845	20807	51901	20807	0-747
6	1991	716	6178	62305	3952	4409	77560	238672	-194685	43987	43987	28413	50099	28413	0-645
7	1992	363	3309	34383	2817	6240	47112	324587	-264765	59822	59822	33403	26306	33403	0-492
8	1993	66	606	6621	1694	8271	17258	418463	-341340	77123	77123	32377	8330	32377	0-417
9	1994	0	0	0	0	9389	9389	418463	-341340	77123	77123	27816	3917	27816	0-360
10	1995	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	24045	3464	24045	0-341
11	1996	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	20784	2994	20784	0-269
12	1997	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	17968	2588	17968	0-233
13	1998	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	15532	2237	15532	0-201
14	1999	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	13426	1934	13426	0-174
15	2000	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	11606	1672	11606	0-150
16	2001	0	0	0	0	9603	9603	418463	-341340	77123	77123	10033	1445	10033	0-130
17	2002	0	0	20759	0	9603	30362	418463	-341340	77123	77123	8673	3950	8673	0-112
18	2003	0	0	41831	0	9603	51434	418463	-341340	77123	77123	7497	5784	7497	0-097
19	2004	0	0	50550	0	9603	60153	418463	-341340	77123	77123	6481	5847	6481	0-084
20	2005	0	0	56153	0	9603	65756	418463	-341340	77123	77123		5525		
986 -	2005	15088	50982	441895	22610	137574	668149	6225043	-5077764	1167279	1167279	327149	347853	327149	
006 -	2015	0	0	103309	0	96030	199339	4184630	-3413400	771230	771230	31695	10990	31695	
986 -	2015	15088	50982	545204	22610	233604	867488	10409673	-8491164	1918509	1918509	358844	358844	358844	

PRESENT WORTH

COST	INVESTMENT	T/L	S/S	D/L	E.S.	O&M	TOTAL	REVENUE	REC. COST	TOTAL	COST	BENEFIT	TOTAL	DISCOUNT RATE (%)		
														(4.0)	(8.0)	(10.0)
INVESTMENT	14988	14972	14963	14961	14970	14970	15010	15079								
INVESTMENT	48771	48166	47618	47121	46661	46661	45561	44869								
INVESTMENT	348640	313602	286837	266030	242587	242587	216346	199077								
INVESTMENT	20427	19819	19260	18746	18051	18051	17065	16257								
O&M	104368	83429	67973	56332	43701	43701	30416	22440								
TOTAL	537194	479988	436651	403190	365769	365769	324399	297722								
REVENUE	4736743	3812982	3129098	2612361	2049188	2049188	1452268	1089952								
REC. COST	-3863758	-3110247	-2552404	-2130901	-1671521	-1671521	-1184614	-889073								
TOTAL	872984	702735	576694	481459	377666	377666	267654	200879								
B/C	1.625	1.464	1.321	1.194	1.033	1.033	0.825	0.675								
B-C	335790	222746	140043	78269	11897	11897	-56745	-96843								

Table. 1.2-5 Benefits and Costs in Long-term Projects

unit in Million US Dollars

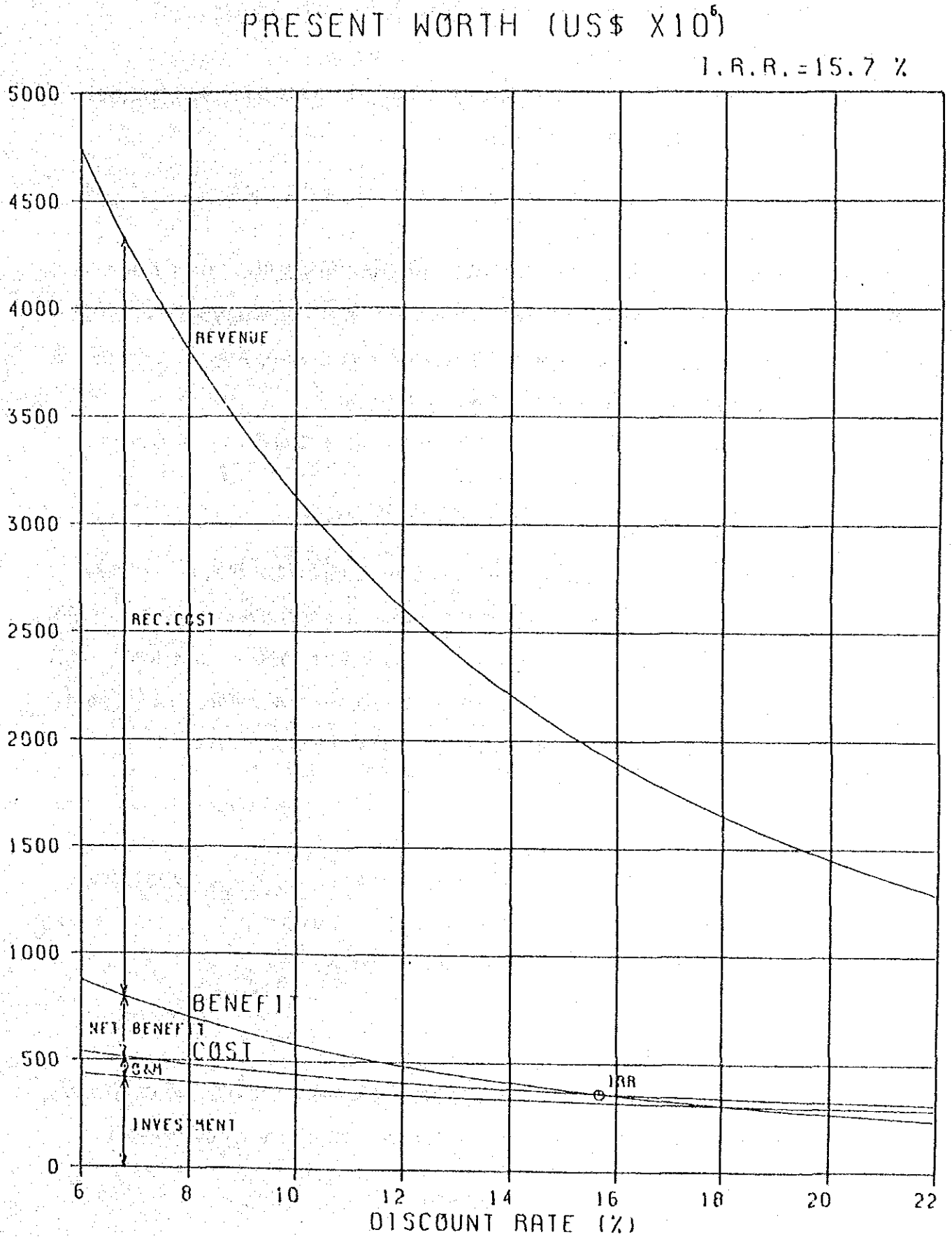
Former Long-term

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

Latter Long-term

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

FIGURE 1.2-2 PRESENT WORTH OF BENEFIT AND COST IN MID-TERM PROJECTS



1.2.4 技術的諸問題

(1) 系統計画に関する検討課題

(a) ジャワ-バリ島連系後の給電組織

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

(i) 連系前の給電組織

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

バリ島は数々の単独系統が個々に運用されていて、給電組織というものがない。

(ii) 連系直後の給電組織

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

(b) アーク炉に起因するフリッカ対策

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

(i) フリッカの許容限度

フリッカの許容限度について、未だ国際的な基準が確立していないので、日本の基準値を採用する。日本の規制値 $= 4V_{10\text{MAX}} \leq 0.45V (100V\text{ベース})$

(ii) アーク炉の容量 20 MVA の場合の対策

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

(iii) アーク炉が 2 炉 (20 MVA + 50 MVA) の場合の対策

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

(c) D.C.C システムの検討

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

- (i) D.C.C. system を考慮した配電線の運転保守の組織・人員の調査検討。
- (ii) 主要変電所への伝送設備の二重化と事故地点等の情報の D.C.C. への転送の附加の検討
- (iii) 各変電所に設置される Interface 即ち、既設変電所の装置と通信装置の接き合せ装置の設計及び購入方法の検討
- (iv) スラバヤ地域における D.C.C. system の実績をベースとして、他の地域での D.C.C. system の実施を計画する。

(d) ロードシェディングによる全停電防止

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

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

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

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

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

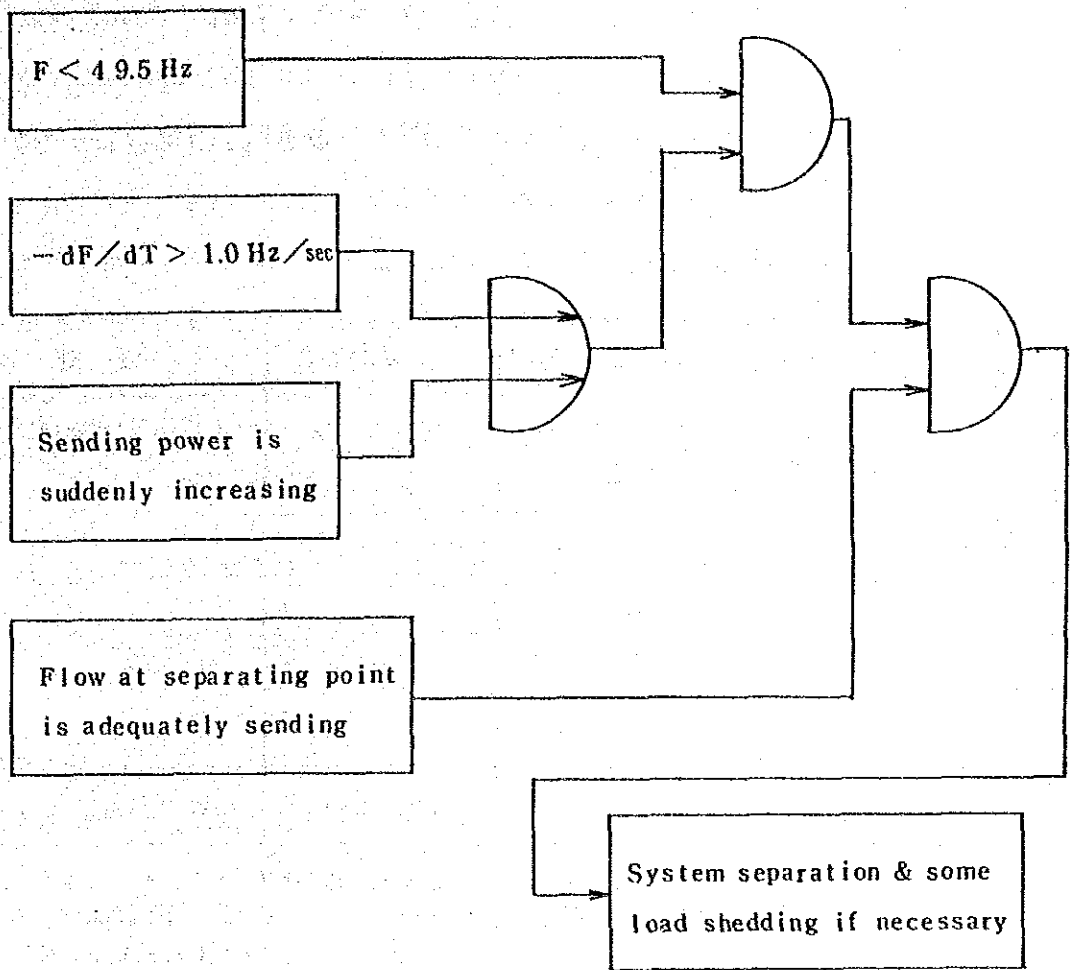
(ii) U.F.R. (Under Frequency Relay)

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

○ 系統分離継電装置

系統崩壊を来たすような電源喪失が起った場合、機を失せず適当な系統分離点で系統を分離しておれば、単独運転の成功によって停電範囲の局限が可能である。

したがって、常にこのような場合の単独運転系統の構成が容易なように系統構成に留意するとともに、たとえば次のような系統分離装置を適当な系統分離点に設置し、かつその点の電力潮流を若干量の送り出しに保つことが望ましい。



○ 自動負荷制限装置

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

常時の周波数制御を含め、これらを総括すると次表のとおりである。

	制御方式	制御対象の外乱	仕上り周波数	制御対象
常 時	発電機のカパナ ー・フリー運転	ランダムなフリ ンジ変動	50±0.1 Hz	特定の主要発電所
	AFC			
	ELD	同上および hourly fluctu- ation of daily load curve	50±0.3 Hz	一般の発電所
	manual			
事 故 時	BSS	大容量電源 (100MW程度以 上)の脱落	49.5 Hz 以上	<ul style="list-style-type: none"> ○ Paiton P/S に対する Paiton S/S Tr ほか ○ Gresik P/S に対する Segoromadu 線ほか
	系統分離継電装置			<ul style="list-style-type: none"> ○ Paiton S/S の 500 kV bus tie ○ Gresik P/S の Krian 線 etc
	自動負荷制限装置	後備保護	49.0 Hz 以上	各配電用 S/S の特定配電線 etc
	manual		48.0 Hz 程度 以上	特定送電線 etc

(2) 送電設備に関する検討課題

(a) 設計と設備の基準化・標準化

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

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

これを個々に検討した結果を次に示す。

(i) 鉄塔風圧

風圧荷重を一般式で表すと次の通りになる。

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

ここに、 P : 風圧荷重 (kg/m^2) ρ : 空気密度 ($\text{kg} \cdot \text{s}^2 / \text{m}^4$)
 C_x : 抵抗係数 V : 風速値 (m/s)

ρ は気象条件により決るが、スラバヤ市内における過去 20 年間の気温・気圧を調査し、風速 25 m/s 時の ρ として 0.1208 ($\text{kg} \cdot \text{s}^2 / \text{m}^4$) を用いる事とした。

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

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

となり、東部ジャワ I-III の設計基準が適正であることが確認された。

(ii) 電線風圧

この場合も ρ は 0.1208 ($\text{kg} \cdot \text{s}^2 / \text{m}^4$) を採用することにする。次に C_x については電線の断面が円型に近いので、風速値によって大きく変化する。したがって過去の C_x の実測データから、インドネシアで用いられている標準電線について風速 25 m/s における C_x を求めることとした。以上の結果から風速 25 m/s における電線風圧値を求めると次の通りとなる。

Kind of Wire Item	50mm ² Cu	Pigeon	Ostrich	Hawk	330mm ² A.C.S.R.	55mm ² G.S.W.
Wind Pressure on wire (kg/m ²)	46.4	43.0	39.6	36.6	35.1	44.9

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

(iii) がいし連風圧

がいし連に対する風洞実験の結果から、がいしの C_x の最大値は 1.4 となることが判明している。これを基にして風速 25 m/s における 150 kV 11ヶ連のがいし風圧値を求めると 19.5 kg となる。したがって、鉄塔 1 支点当りのがいし連風圧荷重は 2 連分として 40 kg をとればよい。現在の設計基準は 60 kg であり充分余裕がある。

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

基準を個々に決めるべきである。

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

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

(b) 電力損失軽減対策

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

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

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

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

(i) 送電線増架工事のみを行う場合

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

計算条件

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

年伸び率および負荷率 : 13% ~ 20% , 67%

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

投資金額および償却年限 : 標準建設費 , 25年

(ii) 送電線増架工事と変電所引出設備の増設を同時に行う場合

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

計算条件

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

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

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