

インドネシア共和国  
中部スマトラ電力系統開発計画  
事前調査報告書

1985年2月

国際協力事業団  
鉱工業計画調査部

鉱計資

J R

85-87



インドネシア共和国  
中部スマトラ電力系統開発計画  
事前調査報告書

JICA LIBRARY



1055254[5]

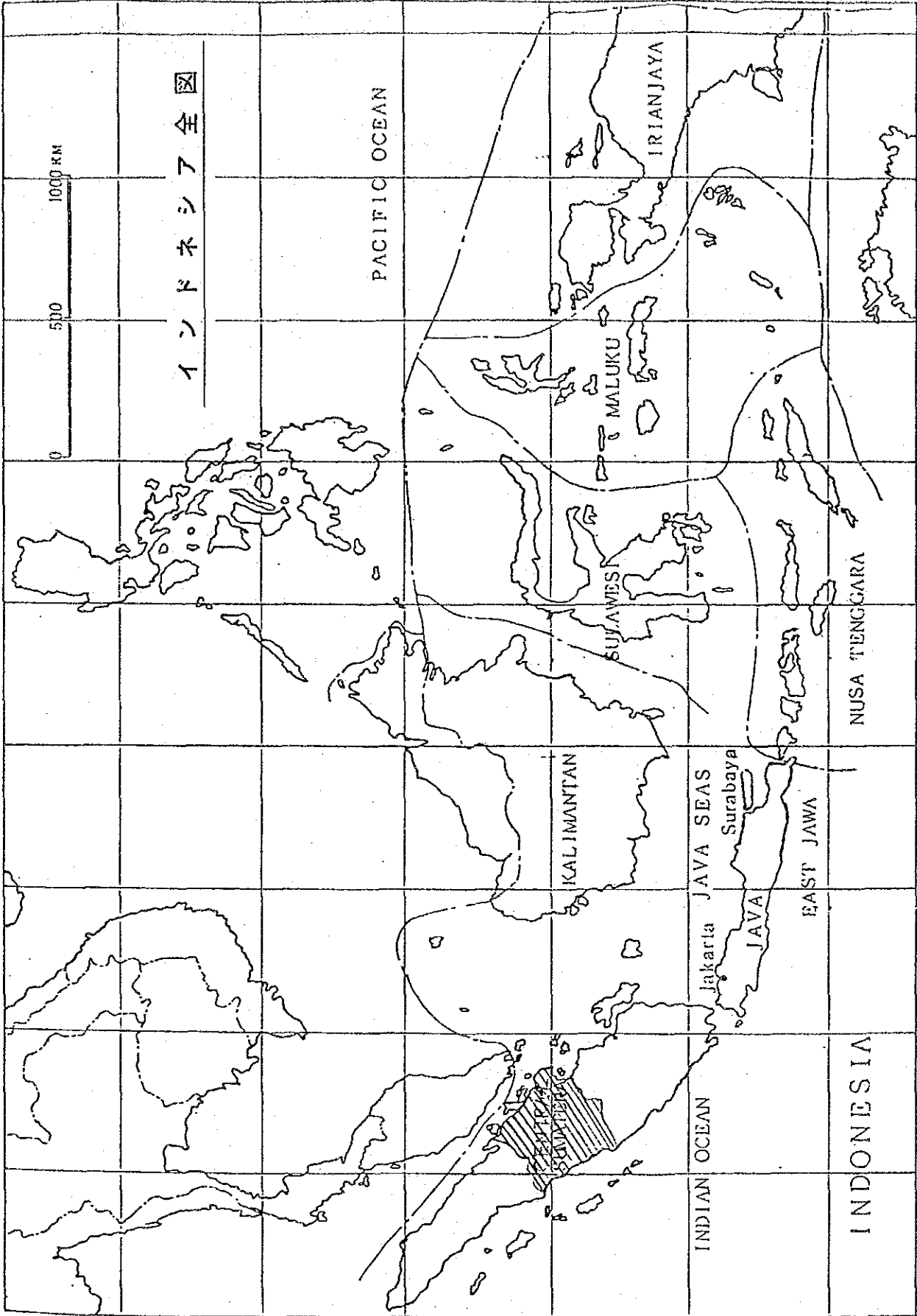
1985年2月

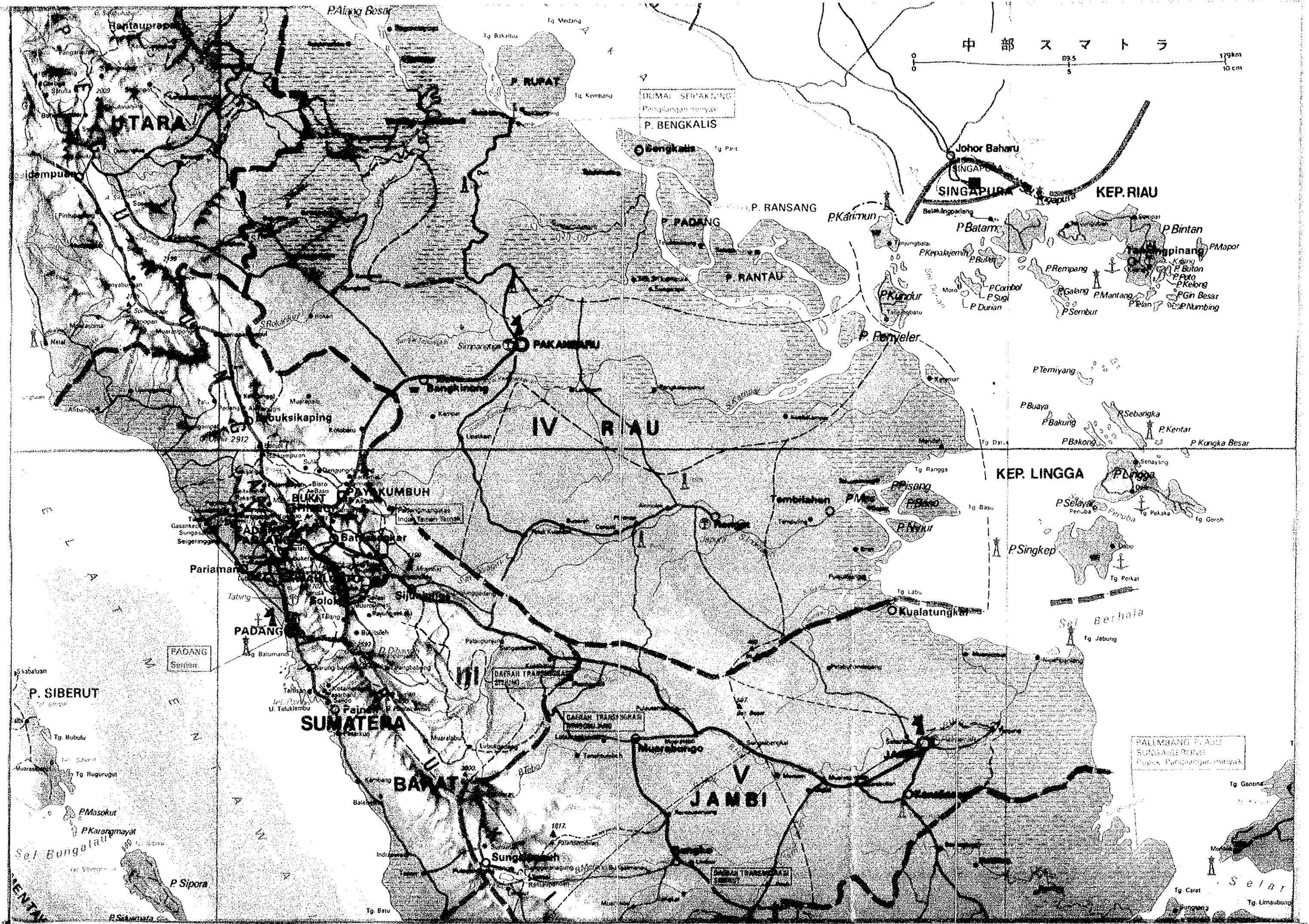
国際協力事業団  
鉱工業計画調査部

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 5. 21	108
	644
登録No. 11448	MPN

インドネシア全図

0 500 1000 KM





中部スマトラ  
0 69.5 179km  
5 10 cm

**UTARA**

**IV RIAU**

**KEP. LINGGA**

**JAMBI**

**SUMATERA**

**BANTEN**

**P. SIBERUT**

PALEMBANG RIAU  
SUNGAI BERUNG  
Pasok, Pangkajene, manyak

**Selat**

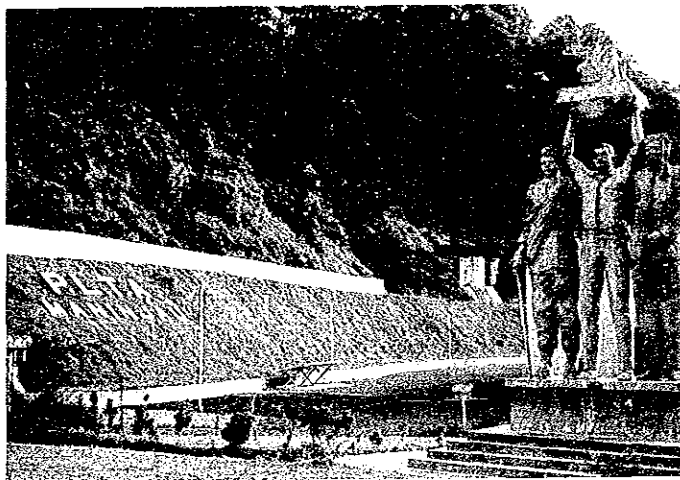




S/W最終検討 (左) PLN STAFF (右) 鈴木団長



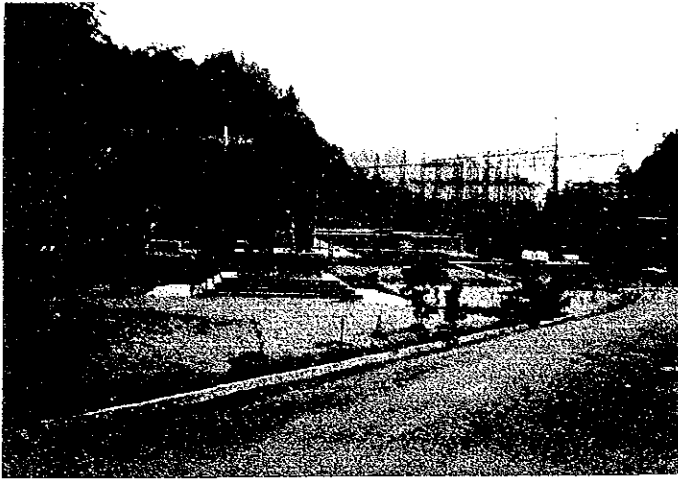
S/W署名終了



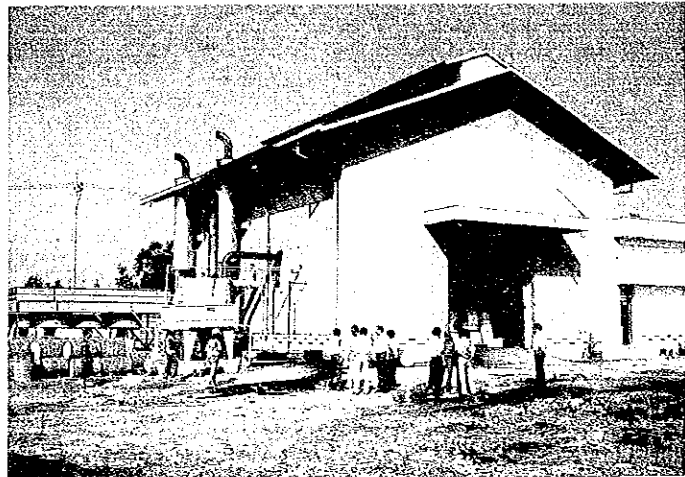
水力発電所構内 (MANINJAU)







水力発電所構内 (MANINJAU)



ディーゼル・エンジン発電所建屋外観 (DUMAI)

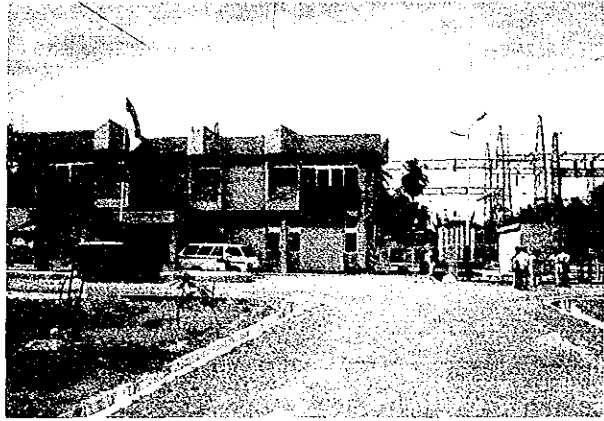


ディーゼル・エンジン発電所, 発電設備 (PEKANBARU)

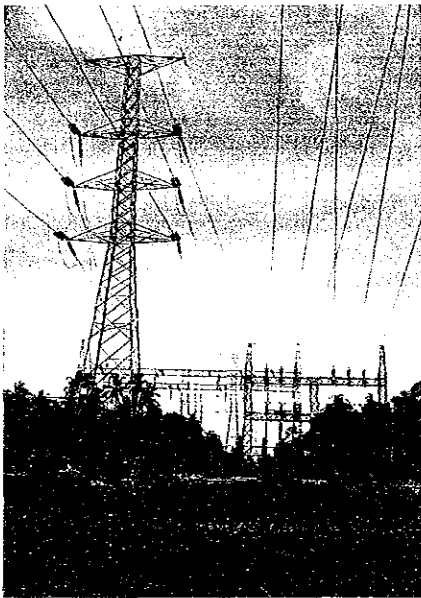




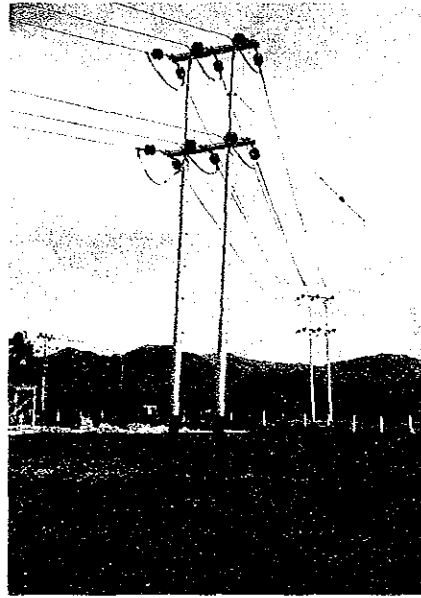
変電所全景 (PAUH-LIMO)



変電所全景 (G. I. LUBUK ALUNG)



150KV 送電線



20KV 配電線



# 目 次

インドネシア全図

中部スマトラ地図

写 真

I 調査の目的 .....	1
II 調査団の構成 .....	1
III 調査日程 .....	2
IV 調査結果 .....	3
1. インドネシア共和国の概要 .....	3
2. インドネシア共和国の電力供給の現状 .....	4
(1) 電気事業の組織と運営 .....	4
(2) 電力需要の動向 .....	4
(3) 発電設備 .....	4
(4) 電力流通設備 .....	5
(5) 農村電化 .....	5
(6) 料金制度 .....	6
3. インドネシア共和国の将来の電力需要と電源開発 .....	6
4. 中部スマトラの概要 .....	7
4-1 西スマトラ州の概要 .....	8
4-2 リアウ州の概要 .....	9
5. 電力需給 .....	9
5-1 西スマトラ州の電力事情 .....	9
5-1-1 概 要 .....	9
5-1-2 電力供給形態 .....	10
5-1-3 現在の電力供給設備 .....	11
5-1-4 電力需給状況 .....	11
5-2 電力需給予想 .....	12
5-2-1 電力需要予想手法 .....	12
5-2-2 電力需要予想 .....	13
5-3 リアウ州の電力事情 .....	14
5-3-1 概 要 .....	15
5-3-2 電力供給形態 .....	16

5-3-3	現在の電力供給設備	17
5-3-4	電力需給状況	17
5-4	電力需要予想	18
5-4-1	電力需要予想手法	18
5-4-2	電力需要予想	20
5-5	PLNの電力施設拡充計画	22
5-5-1	発電設備	22
5-5-2	変電設備	22
5-5-3	送電線設備	23
5-5-4	配電設備	23
5-5-5	通信設備	23
5-5-6	給電設備	24
6.	中部スマトラの将来の電力需要と電源開発	24
7.	中部スマトラ電力系統開発計画F/Sについての参考事項	24
8.	Scope of Work 及び Minutes of Meeting	27
V	現地収集資料リスト	41
VI	Questionnaire	43
VII	現地訪問先リスト	70
VIII	参考資料	71

## I 調査の目的

日本国政府は、昨年7月に開催された技術協力年次協議に於いてインドネシア共和国政府からの要請のあった中部スマトラの電力系統開発計画について、技術協力を行なうことを決定した。今回の調査はその事前調査として実施したものである。

中部スマトラの電力系統開発計画はとくに西スマトラ州の電力需要の急激な増加と、リアウ州の開発計画に沿って、ディーゼル発電と豊かな水力および石炭を利用した発電事業を行い、これらの電力を送電幹線と配電網により両州に送り、中部スマトラの経済発展を促進しようとするものである。

このような背景のなかで、今回、従来の実績を踏まえ、今後の短期的な展望を策定することは、極めて有意義であると判断し、技術協力の実施を決定したものである。

## II 調査団の構成

鈴木 治 夫	総 括	国際協力事業団 鉦工業計画調査部 資源調査課長
小 澤 勝 彦	調 整	国際協力事業団 鉦工業計画調査部 資源調査課
野 田 稔	電力計画	八千代エンジニアリング株式会社 エネルギー施設部次長
玉 井 昌 幸	送配電設備	八千代エンジニアリング株式会社 エネルギー施設部



### Ⅲ 調査日程

日順	月日	曜日	行 程	調 査 内 容
1	1月31日	木	成田→香港→シンガポール →ジャカルタ	移 動
2	2月 1日	金	ジャカルタ	PLN PUSAT (本社) 訪問し、S/W, Questionnaire の内容について討議。JICA事務所表敬訪問
3	2月 2日	土	ジャカルタ→パダン→マニンジョウ →ブキティンギ	移 動 パダン市内のPLN事務所(プロジェクト・オフィス及びウィラヤ) 訪問しS/WとQuestionnaire の内容について討議。 パダン市内のパダン・セメント工場, PAUH LIMO 変電所, G.I.LUBUK ALUNG変電所, MANINJAU 水力発電所視察
4	2月 3日	日	ブキティンギ	
5	2月 4日	月	ブキティンギ→コタバンジャン →バカンバル	移 動 ブキティンギ市内のPLN事務所訪問 Questionnaire 説明, 討議 コタバンジャン水力発電所建設予定地点視察。コタバンジャン・プロジェクト事業所を訪問しS/W内容について討議。バカンバル変電所建設予定地点視察。
6	2月 5日	火	バカンバル → ドマイ	移 動 バカンバル市内のBAPEDA 事務所訪問しQuestionnaire 説明, 資料収集。PLN CABANG(支店)訪問し, 市内配電計画討議, 既設及び建設中のディーゼル発電所視察
7	2月 6日	水	ドマイ→バカンバル → ジャカルタ	移 動 ドマイ市内のディーゼル発電所視察
8	2月 7日	木	ジャカルタ	PLN PUSAT (本社)にてS/W調印, 資料収集。 日本大使館, JICA事務所報告
9	2月 8日	金	ジャカルタ→シンガポール → 香港 → 成田	帰 国

## Ⅳ 調査結果

### 1. インドネシア共和国の概要

インドネシア共和国は北緯6度～南緯11度、東経95～141度の間に位置し、南北1,888km、東西5,110kmにおよぶ広大な領域のなかに13,000と云われる大小さまざまな島が散在している。国土面積は192万km<sup>2</sup>で日本の約5倍に相当し、その内訳はカリマンタン(54万km<sup>2</sup>)、スマトラ(88万km<sup>2</sup>)、イリアンジャヤ(42万km<sup>2</sup>)、スラウェシ(19万km<sup>2</sup>)、ジャワ(13万km<sup>2</sup>)、ヌサトゥンガラ諸島(9万km<sup>2</sup>)、マルク諸島(7万km<sup>2</sup>)等々となっている。総人口は1982年で153百万人、人口増加率は1977年から1982年にかけては平均年率1.7%と非常に高いが、1970年から1977年の2.0%と比較すると減少傾向を示している。

インドネシア共和国は1969年度から第1次開発5カ年計画をスタートさせ、現在は第4次開発5カ年計画を実施中である。

この間の経済の進展をみると、原油価格の高騰やゴム、錫など一次産品価格の高騰など交易条件がインドネシアに有利に展開したことや内外政治経済情報が比較的安定的に推移した等数多くの恵まれた面もあったが、経済政策面でも種々の改革が行なわれ、経済・国民生活両面で急速な発展がみられた。

しかしながら、1982年度においては先進工業諸国の不況の長期化による輸出の不振により経済は減速傾向を示しており、この傾向は当分続くものと考えられる。すなわち、1969年から1980年にかけて実質GDPは平均年率7.8%の高成長をとげ、これは世界銀行調査による低所得平均成長率4.7%(1970～1979)と比べるときわめて高い成長率である。また1人当たりGNPをみても1969年には63ドルにすぎなかったが、1980年には437ドルと6.9倍になっている。しかしながら、1981年度には7.6%の成長率を示したものの、1982年度については4%前後に落ち込むという予想が報告されていた。

インドネシア経済は農業に大きく依存しており、1981年度で農・林・漁業29.5%、鉱業8.9%、製造業15.9%、商業・金融33.7%となっており、工業化という観点からすればまだ遅れをとっているが、1976年から1981年にかけての平均成長率では、農・林・漁業3.8%、製造業15.5%と工業化が急速に進んでいることがうかがえる。

インドネシアでは、11月から4月頃まで大陸からのモンスーンの影響で雨期を迎えるが、地域によって降雨量は一様でなく、一般的には山岳地帯に多く、また東に行くほど少ない。年間降雨量はスマトラ北西部、西部ジャワ・カリマンタンなどでは3,000mmを越えるが、中部・東部ジャワでは2,000～2,500mmである。降雨は雨期に集中し、乾期にはほとんど雨はみられないが、雨期においても一日中降りつづくことは珍しく、日照率はかなり高い。気温

は月平均で25～27℃、月毎の温度差も小さく、せいぜい3～4℃程度である。湿度は比較的高く60～90%にわたっている。

## 2. インドネシア共和国の電力供給の現状

### (1) 電気事業の組織と運営

インドネシアの電力事業は国営であり、エネルギー省(The Ministry of Mines and Energy)に属する電力会社(Perusahaan Umum Listrik Negara: PLN)により発電から配電まで一貫して運営されている。PLNの本社はジャカルタにあり、役員会(Board of Directors)の下に計画部(Planning)、建設部(Construction)、運営部(Operation)、総務部(Administration)、経理部(Finance)の各部門があり、このほかに研究所(Research Center)、養成所(Education and Training Center)、サービスセンター(Management Service Center)がある。

地方の組織は支店(Wilayah)と建設所(Project)に大別される。支店は主として設備の運転・保守および営業関係の業務を担当しており、支店の下部組織に営業所(Cabang)がある。

従業員数は、1983年度において、39,962人で、このうち本社に1,849人、プロジェクトに7,890人、トレーニングセンターに8,766人、及び発電所、変電所に29,347人となっている。

### (2) 電力需要(Power demand)の動向

インドネシアにおける1982年度の発電電力量(Electric energy generated)は、119.7億KWHで、1974年度の33.5億KWHに対し3.6倍、平均年増加率17.3%の実績を示している。また最大電力(Peak demand)は2,282MWで、1974年度に対し4倍、平均年増加率18.8%となっている。これは、経済の成長、民政の安定、向上をねらいとして積極的に電化を推進した成果と考えられるが、1982年度末における電化率はまだ9%に満たない状態である。

発電電力量を1人当りで見ると、78.2KWHとなり、1970年度の16KWHと比較すると4.9倍、年平均増加率14.1%となっている。

### (3) 発電設備

1982年度末の発電設備容量は3,406MW、その内訳は、石油火力1,356MW(39.8%)、ガスタービン897MW(26.3%)、ディーゼル686MW(20.1%)、水力437MW(12.8%)、地熱30MW(1.0%)となっている。これは1974年度のMWに対し3.7倍、平均年増加率17.7%の実績を示し、1974年度からの開発量は、石油火力1,106MW、ガスタービン771MW、ディーゼル419MW、水力158MW、地熱30MW、

合計 2,484 MW である。

なお、中部スマトラが全設備の約 8.3 % を占めている。

#### (4) 電力流通設備 ( Power Transmission and Distribution Facilities )

1982 年度末の送電設備は回線亘長 ( Circuit Length ) で 9,340 km, その内訳は 150KV 3,575 km ( 38.3% ), 70KV 3,185 km ( 34.1% ), 30KV 以下 2,580 km ( 27.6% ) となっている。これは 1974 年度の 1,101 km に対し 8.5 倍, 平均年増加率 30.6 % の実績を示し, 1974 年度からの増分は 150KV 3,470 km, 70KV 2,834 km, 30KV 以下 1,935 km, 合計 8,239 km である。

30KV 以下については最近は減少傾向にあり, PLN としては将来整理する意向をもっている。

なお, 150KV はそのほとんどがジャワ島に設置され, すでにジャワ島西部, 中部, 東部間の 150KV 連系が完成している。

変電設備については, 1982 年度末で 6,640 MVA, 1974 年度の 4,244 MVA に対し 15.7 倍, 平均年増加率 41.0 % の実績を示し, 1974 年度からの増分は 6,216 MVA である。

高圧配電設備については, 1982 年度末で回線亘長 22,258 km, その内訳は 20KV 11,791 km ( 53.0% ), 10KV 2,262 km ( 10.2% ), 6KV 以下 8,205 km ( 36.8% ) となっている。これは 1974 年度の 6,348 km に対し 3.5 倍, 平均年増加率 17.0 % の実績を示し, 1974 年度からの増分は 20KV 11,158 km, 6KV 以下 3,250 km, その他 1,502 km 合計 15,910 km である。

6KV 以下については最近減少傾向にあり, PLN としては将来 20KV に昇圧する意向をもっている。

低圧配電設備については, 1982 年末で回線亘長 41,461 km, 1974 年度の 17,265 km に対し 2.4 倍, 平均年増加率 11.6 % の実績を示し, 1974 年度からの増分は 24,196 km である。

低圧線の電圧は, 127/220V と 220/380V があり, 将来は 220/380V に統一する意向をもっている。

#### (5) 農村電化 ( Rural electrification )

インドネシア共和国における行政機構は州 ( Province, Propinsi ), 県 ( District, Kabupaten ), 郡 ( Sub-District, Kecamatan ), 村 ( Village, Desa ) から構成され現在 27 州, 240 県 3,260 郡, 63,000 村がある。

インドネシア政府は, 経済の成長, 民政の安定と向上をはかるため, 経済開発 5 カ年計画のなかで農村電化を強力に推進しているが, 1982 年 3 月現在で 4,169 村に電気が導入

されているに過ぎない。

農村電化は外国ローン、国家予算、州予算により実施され、配電線の建設、ディーゼル発電所の建設などが行なわれている。また接続費用、屋内配線についてローン制度が設けられている。

PLNは各州の農村電化について調査を行ない、また現在、大学および関係機関と協同して農村電化計画を検討中で、近く最終報告書がとりまとめられることになっている。

1980年にはTEBODIN社(オランダ)が農村電化計画の検討を行なった実績があり、1981年7月に農村電化マニュアルの概要(Outline of rural electrification manual)がまとめられている。

#### (6) 料金制度(Tariff system)

用途別区分は、家庭用(Residential)、商業用(Commercial)、工業用(Industrial)、公共用(Public)および街灯(Street light)に大別され、さらに契約電力によって家庭用4区分、商業用3区分、工業用4区分、公共用2区分に分れている。また、供給電圧(Supply voltage)は、契約電力が200KVAまでは低圧(100Vまたは200V)、200KVA超過5,000KVAまでは高圧(6KVまたは20KV)、5,000KVA超過は特別高圧(30KV以上)となっている。

電気料金は、基本料金(Demand charge)と電力量料金(Energy charge)とからなっているが、小規模家庭用需要家(200VA以下)は定額制である。一般に、料金は契約電力が大きい程高く、供給電圧が高い程安い。なお、工業用および高圧・特別高圧供給については時間帯別料金が適用されている。

料金単価は、工業用が最も安く、また家庭用、商業用が最も高くなっている。なお、契約電力による料金格差およびピーク時、オフピーク時の格差が非常に大きく、電力抑制型の料金構造となっている。

### 3. インドネシア共和国の将来の電力需要と電源開発

PLNの1993年度までの電源開発計画によると、1993年度において発電電力量753.2億KWH、1982年度に対し6.3倍、平均年増加率18.2%と見込み、最大電力については12,965MW、1982年度に対し5.7倍、平均年増加率17.1%を見込んでいる。

これに対応する電源として、14,000MWの出力増加が計画されているが、今後の電源開発については電源の多様化が基本方針として強調されている。すなわち、同計画によると、石炭火力8,100MW、水力3,400MW、ディーゼル1,200MW、地熱960MW、石油火力860MW、ガスタービン520MWと、大型石炭火力と水力を中心とした開発パターンとなっている。

石炭火力については、現在西部ジャワのスララヤに400MW 2基を建設中で(1985年度運開予定)、次の地点として東部ジャワの Peyton に400MW 2基(1988・89年度運開予定)、ひきつづいて中部ジャワに計画され、1990年度以降はユニット容量を600MWとし各地点の最終容量は3,000~4,000MWを考えている。なお、ジャワ島以外においても中規模の石炭火力が計画されている。

水力については、西部ジャワのサグリン1~4号機:700MW, チラタ1~3号機:750MWをはじめとして全島にわたって開発が計画されている。

ディーゼルはジャワ島以外で計画され、地熱はジャワ島を中心として1990年以降に、また石油火力については、東部ジャワのグレンク200MW 2基(1986・87年度運開予定)以後は、ジャワ島においては計画はなく、ジャワ島以外で一部計画されているにすぎない。

送電系統計画としては、系統規模の増大・電源の大型化に備えて、ジャワ島を連系する500KV送電線を建設中で、1985年度に西部ジャワのスララヤ発電所から東部ジャワのクリアン変電所まで、1988年度にPeyton発電所まで延長する計画となっている。この連系により、大型電源の導入による経済的効果はもとより、供給信頼度の大幅な向上が期待されている。

農村電化については、2000年に全村落に配電線を導入することを目標としている。

#### 4. 中部スマトラの概要

中部スマトラはスマトラ島(面積473,606km<sup>2</sup>)の中央に位置し、バンダアチェ及び北スマトラ地区と南スマトラの中間に位置し、面積137,859km<sup>2</sup>の面積を有する山間部西スマトラと湿地帯リアウ地区の2州からなっている。

当地域の気候は熱帯多雨性であり、北東及び南西の季節風がふくモンスーン地帯である。北東季節風は毎年10月から1月にかけて南シナ海方面から、又、南西季節風は毎年3月から5月にかけてインド洋方面から多くの雨をもたらす。

中部スマトラの年間降雨量は、インド洋側のパダン周辺で4,000mmを越え、ブキティンギ、パヤクンプの盆地で2,000mm程度、コタバンジャン附近で3,000mm程度、パカンバル周辺で2,500mmである。

降雨量の最も多い地域は西スマトラの海岸ぞいであり最も少ない地域はブキティンギ、パヤクンプの盆地である。

年平均気温は、パダン地区で27.8℃であり、パカンバルで30.6℃であり、月平均気温では最高27.1℃(5月)から最低24.4℃(1月)と変化するが日較差は2.7℃と少ない。最高気温は5月に、最低気温は1月に発生する。

日平均相対湿度は、パダンで77から86%であり、パカンバルで82から86%であり、中央部では90%以上、海よりの地域では90%以下である。

湿度は日変化が大きく、その差は40%前後で早朝に高く昼間に低い。

これは、湿度が温度変化に影響されているためである。日平均風速は、パカンバルで10.35 km/day (最大42.6 km/day)であり、一般に風速は小さいが、高度が高くなるにつれて大きくなる。

#### 4-1 西スマトラ州の概要

西スマトラ州は、スマトラの中央部に位置し、とくにインド洋側を通るブキットバリサン山脈のもつ火山湖の豊富な水量と有効落差が得られる大水力発電地帯と、年産30万トンの一般炭を生産するオムビリン炭坑の石炭を利用した大火力発電所を有する州である。

また同州は、43,297 km<sup>2</sup>の広大な面積を有し、マニンジョウ湖、シンカラック湖、その他の大きな湖を有しており、水力発電に最も適した地区である。

このような豊富な天然資源に恵まれた当地区は、経済の発展に大きく寄与するものと期待が持たれている。

とくに工業として、パダンセメント工場(年産93万トン、1981年度)の需要家もあり、需要の増加が見込まれている。

インドネシア政府は、国民生活の向上と地域の均衡ある発展を計る為、過去3回にわたり、5ヶ年計画を実施している。西スマトラ州では近年に至って、これら計画の効力が次第に現われつつあり、近い将来には社会資本の整備、産業の立地等の地域開発が急速に展開されるものと期待されている。

一方、西スマトラ州におけるPLNの発電設備は、1984年現在184KWの規模であり、電流通設備も逐次建設され大電力系統が構成されつつある。

電力の需要は主として、都市部及びその周辺のものであり、それらには変電所を經由して配電されている。

西スマトラ州におけるPLNの電力需要の伸びは、1974年から1983年の9年間で17.9%、1978年から1983年の5年間では23%と非常に高い値を示している。

また西スマトラ地区の将来の電力需要の伸びは、1983年から1993年で24%、1981年から2000年では17%と高い値が想定される。

このように急増する電力需要に対応するため、PLNは豊富な水力資源と石炭火力に着目し、これらの発電設備を順次開発して行くと共に、同州及びリアウ州間の電力系統連系を早期に形成されるべく積極的に計画の推進に取り組んでいる。また水力資源を開発することにより、石油消費が節約され将来地域経済の発展に寄与するところがきわめて大きい。

#### 4-2 リアウ州の概要

リアウ州はスマトラの中央部に位置し、年間約1.5億バレルの石油すなわち全インドネシア産油量の約50%を産出するインドネシア最大の産油州である。また同州は94,562 km<sup>2</sup>の広大な面積を有し、ロカン川、シアク川、カンパール川及びインドラギリ川の四つの大河川が流れており、農業開発のポテンシャルが極めて高い。

このような豊富な天然資源に恵まれながら、今までリアウ州の経済は、公共投資の立ち遅れから他州と比較して相対的に停滞状況下にあった。しかしインドネシア政府は、国民生活の向上と地域の均衡ある発展をはかるため、過去3回にわたって5ヶ年計画を実施してきており、現在、第4次5ヶ年計画（REPELITA V 1984～1988）が実施されている。リアウ州では、近年に至ってこれらの計画の効果が次第に現われつつあり、近い将来には社会資本の整備、産業の立地・移住計画等の地域開発が急速に展開されるものと期待されている。

一方、リアウ州におけるPLNの発電設備は、1981年現在18,724KWと小規模であり、電力流通設備も未整備で電化率は6.4%と低い。電力需要は主として都市及びその周辺のものであり、電力供給は独立したディーゼル発電機によって行われている。しかし、リアウ州におけるPLNの近年の電力需要の伸びは、島しょ部を除き1973～1981年の8年間で18%、1979～1981年の2年間では34%と非常に高い値を示している。また将来の電力需要の伸びは、1981～1991年で29%、1981～2000年では19%と高い値が想定される。

このように急増する電力需要に対するため、PLNはカンパール川、ロカン川及びインドラギリ川の豊富な水力資源に着目し、これらの河川を順次開発していくとともに、同州及び全スマトラの基幹送電系統を早期に形成させるべく、積極的に計画推進に取り組んでいる。また水力資源を開発することにより、多くの石油の国内消費が節約され、その分外貨の獲得が可能となり、将来国民経済に寄与するところは極めて大きい。

カンパールカナン川中流にあるコタパンジャン水力発電プロジェクトは、このような背景からリアウ州の最初の水力発電プロジェクトとして選定されたものである。

### 5. 電力需給

#### 5-1 西スマトラ州の電力事情

##### 5-1-1 概要

西スマトラ州は、スマトラ島の中央部に位置し、バダン市、バダンパンジャン市、ブキティンギ市、パヤクンプ市、サワルト市、ソロック市などから成り、面積は約44万km<sup>2</sup>を有し、とくにブキティンギ、パヤクンプは標高2,800 mクラスの間々



にかこまれた地域である。

人口は1980年末現在、約341万人となり、人口増加率は2.21%と全インドネシア平均の2.32%を下まわっている。

人口密度は、77.5人/km<sup>2</sup>と全インドネシア平均77人/km<sup>2</sup>とほぼ等しい値となっている。

幹線道路、軽工業開発、農業開発、等の進展に伴ない、人口増加は均一化の方向へ向かっている。また州都パダン市は70万人を擁しており、人口増加率は3.0%と中部スマトラ州平均より高く、今後の都市化進展に伴なってさらに人口増加が予想される。最近の調査によると、西スマトラ州の人口は2003年に520万人に達し、2015年には599万人に達するものと云われている。

経済発展について、セクター別に見てみると農業セクターでは、まだ本来の生産性を充分発揮出来ないが、プランテーション計画（ヤシ、ココナッツ、ゴム等）により換金作物の生産は伸びるものと思われる。

商業セクターでは、ハイウェー、港湾関連、インフラストラクチャーの整備や、その他自由貿易構想により、商業活動の促進が期待出来る。工業セクターでは、これまで農林業関連工業が中心で、セメント工場、ゴム工場、製材所、合板工場、ココナッツ油工場、魚粉工場が大部分を占めている。

これは産業構造が、原料指向の農業関連産業であるからで、今後消費財工業の成長、プランテーションによる農工業の発展や、自由貿易港プロジェクトにより工業の成長が見込まれる。

資源的に西スマトラ州は、187×10<sup>6</sup> トンを埋蔵する石炭の産出州であり、石油代替の資源として、インダリングセメント工場の増設計画が行なわれており、セメント工場の電力需要は、1990年代において34MWが計画されている。

スズやボーキサイトは当地域にも分布しており、今後の開発が期待される。

電力セクターでは、インドネシア政府は石油依存の火力発電から脱却し、水力および石炭火力の発電計画を考えており、全インドネシアの電力需要の伸びと整合した電力供給計画を立案している。

#### 5-1-2 電力供給形態

西スマトラ州では、マニンジョウ水力発電所17MW×4台、合計出力68MW とアガム水力発電所3.5MW×3台、合計出力10.5MWとシンパンハル・ディーゼル発電所6.3MW×2台、4.04MW×2台、3.52MW×1台、2.44MW×1台、1.34MW×1台、1.2MW×1台、合計出力29.18MW、ソロク・ディーゼル発電所、パウリモ・ガスタービン発電設備20MW×2台、ルブクアルン変電所10MVA×2台、合計

20MVA, 150KV送電線2回線, 20KV配電線4回線, パウリモ変電所30MVA×2台, 合計60MVA, 150KV送電線2回線, 20KV配電線10回線, その他電力設備により, 各都市及びその周辺の需要地点で20KV配電網により低圧220V及び380Vで電力を供給している。すなわち, 西スマトラ地域の大水力発電設備と火力発電設備を連系して, 信頼度の高い電力供給形態を形成している。

#### 5-1-3 現在の電力供給設備

西スマトラ州においては, 前述の通り, 150KVの送電線系統と変電設備により20KVの配電線で供給している。その他各々の市や町に設置された発電設備と配電線があり, 各々独自に電力供給しているところもあり, 他方ブキティンギ周辺にはバタンアガムという20KVの配電線網と水力およびディーゼル発電を組み合わせた供給システムがある。

1981年現在, 西スマトラ州にあるPLNの発電設備の総設備容量は40,900KWで, 最大負荷は24,000KWである(参考資料7-1参照)。

PLN以外では, 50以上の自家用発電設備が稼動しており, 総設備容量は39,154KVA(約31MW)である(参考資料8-9参照)。

リアウ州と同様に市や町では6KVの配電線により各需要家に電力が供給されているが, バタンアガム地域では20KVの配電線により供給されている。また州都であるパダン市で20KV配電線が増設工事中であり, 他の市や町でも20KV配電線が計画中である。

#### 5-1-4 電力需給状況

西スマトラ州での過去9年間の電力需給実績を参考資料8-10に示す。損失率が30%弱とかなり高く, 年負荷率もリアウ州同様かなり低い。

使用電力量は年平均成長率約16%, ピーク負荷の年平均成長率約18%となっており, 最近3年間では各々22%, 24%とかなり高率となっている。

Wilayah III全体では, 使用電力量の年平均成長率は約16%であり, ピーク負荷の年平均成長率は約19%である。

1981年末現在, 西スマトラ州では全住宅数695,800に対し, 電化住宅戸数は59,419であり, 電化率は8.5%である。また都市部のパダン, ソロック, サワレント, パダンパンジャン, ブキティンギ及びパヤクンプの電化住宅戸数は48,514であり, 電化住宅戸数全体の82%を占めている。なお, 都市部住宅戸数に対する電化率は32%である。

西スマトラ州についても日負荷率は60%弱とリアウ州同様高く, 年負荷率約35%と大きな差がある。

日負荷のピークは、午後5時から上昇し、7時にピーク、午後11時に下降をたどるパターンになっている。

## 5-2 電力需要予測

西スマトラ州の電力需要予測については、インドネシア政府の政策に従い電力供給を自家発からPLNに変更すること、その他新規工場施設の申請者等を中心に電力需要予測を行なったデータによると次の通りである。

年	電力需要 使用電力量 (GWh)	ピーク負荷 (MW)
1981	70.9	24.0
2000	2,319.4	529.5
年平均成長率(%)	20	18

また西スマトラ州の電力需要の伸びと発電プラントの開発スケジュールに従って大水力発電所完成時の電源構成としては、水力を主供給力にし、老朽ディーゼルを廃止し、新しいディーゼル発電設備は供給力とし他は予備供給力とする。

### 5-2-1 電力需要予測手法

電力需要予測については住宅用、商業用、公共用、工業用に区分した。PLNの電力供給に関する過去のデータおよび傾向、計画の他、BAPPEDA、州工業局(Dinas Perindustrian)、州農園局(Dinas Perkebunan Rakyat)、州林野局(Dinas Kehutanan)等の関係機関の資料、情報をもとにこれら関係機関の担当者と協議した結果を反映させて予測積算された資料によると、次の通りである。

予測の為の基本条件を下記に示す。

#### (1) PLNの電化率目標値

年	都市部	農村部
1983/84	50%	7%
1988/89	60%	13%
1993/94	65%	20%
1998/99	70%	30%
2003/04	75%	40%

(2) PLNで考えている住宅1戸当りの年間使用電力量

年	都市部	農村部
1983	1,500 KWh	700 KWh
1988	1,800 "	800 "
1993	2,000 "	950 "
1998	2,500 "	1,000 "
2003	3,000 "	1,200 "

(3) 1981年末現在の人口

3,479,300人

今後の人口増加率

西スマトラ州 2.5%

今後の1家族当りの構成員5人

次にカテゴリー区分を示す。

区分

- 住宅用 …… 都市部と農村部に分類
- 商業用 …… "
- 工業用 …… 下記のように分類
  - (a) 需要家 A …… PLNより電力を受給している需要家
  - (b) 需要家 B …… 自家用発電設備により電力を自給自足している  
需要家
  - (c) 需要家 C …… 全く新規のプロジェクトによる需要家

5-2-2 電力需要予測

(1) 住宅用需要

1981年末でのPLN電力受給契約者から電化率を下記に示す。

地域	世帯数	電化住宅戸数	電化率
都市部	149,200	48,514	32.5%
農村部	546,600	10,905	2.0%
合計	695,800	59,419	8.5%

一方、基本条件より電化住宅戸数予測および住宅1戸当りの年間使用電力量を各々参考資料7-2及び7-3に示す。

以上より住宅用需要は次のとおりとなる。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	35.3	99.8	173.8	303	516.6
農村部	4.1	27.7	64.8	116.2	186.1
合計	39.4	127.5	238.6	419.2	702.7

### (2) 商業用需要

過去9年間の電化住宅戸数との比率により、構成係数を都市部0.05、農村部0.04とする。

一方、過去のデータにおける、商業用電力受給契約者の年間使用電力量を参考資料7-4に示す。これによると、1受給契約者当りの年間使用電力量は都市部4,000KWh、農村部1,000KWh、年平均成長率はそれぞれ7%、3%である。

商業用契約者予測を参考資料7-5に示し、商業用需要を次に示す。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	10.8	24.9	53.2	104.2	206.9
農村部	0.3	2.1	4.6	9.0	15.7
合計	11.1	27.0	57.8	113.2	222.6

### (3) 公共用需要

過去9年間のデータより、電化住宅戸数と商業用契約者数との比は、都市部0.04、農村部0.01~0.03とし、公共用電力受給契約者の年間使用電力量を参考資料7-6に示す。これによると、1受給契約者当りの年間使用電力量は、都市部8,000KWh、農村部3,900KWh、年平均成長率はそれぞれ0.8%、5.8%である。

公共用契約者数予測を参考資料7-7に示し、公共用需要を次に示す。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	14.2	32.9	52.2	75.8	112.2
農村部	1.1	7.0	11.6	25.9	51.8
合計	15.3	39.9	63.8	101.7	164.0

#### (4) 工業用需要

工業用電力需要については、次の3種類に分類する。

- (a) 需要家A …… 既存の工場でPLNとの電力受給契約者  
合計229件5,934KVA (PLNとの契約容量)  
過去9年間の需給実績を参考資料7-8に示す。
- (b) 需要家B …… 自家発電設備により電力を自給自足している。将来PLNの客になることが期待できる。  
22件発電設備容量35,034KVA  
需要家名、各自家発電設備容量を参考資料7-9に示す。
- (c) 需要家C …… 新規プロジェクトによる新規の需要家であり、主な需要家による需要を参考資料7-10に示す。

#### Wilayah III の需要予測

Wilayah IIIの電力需要予測結果を参考資料7-11に示す。

### 5-3 リアウ州の電力事情

#### 5-3-1 概要

リアウ州はスマトラ島の中央部に位置し、パカンバル市、ドマイ市、カンパール県、インドラギリフル県、インドラギリヒリー県、ブンガリス県およびケブラウアンリアウ県(約3,000余の島々から成る)からなり、面積は約94,000km<sup>2</sup>を有している。

人口は1980年末現在217万人と推定され、人口増加率は3.11%と全インドネシア平均の2.32%を上回っているが、人口密度は23.1人/km<sup>2</sup>と全インドネシア平均の77人/km<sup>2</sup>を大きく下回っている。州内における人口分布は南部地域が最も低く、人口増加率はわずか1.67%であるが、幹線道路、農業開発、移住事業等の進展に伴い、人口増加は均一化の方向へ向っている。また州都パカンバル市は190,000人を擁しており人口増加率は5.5%とリアウ州平均より高く、今後の都

市化進展に伴って更に人口増加が見込まれる。

インドネシア政府が進めている人口移住計画によると、過去2度の5ヶ年計画を通じ、1981年現在27,500家族の移住の受け入れを完了しているが、定着率は低い。しかし、最近2～3年定着率もよくなり90%近くになっている。過去、第3次5ヶ年計画（REPELITA III 1979/80～83/84）において10%強の61,000家族を受け入れた。

最近の調査によると、リアウ州の人口は2001年に390万人に達し、2020年には800万人を収容できるといわれている。

経済発展についてセクター別に見てみると、農業セクターでは、かんがい施設の未整備により本来の生産性を十分発揮できていないが、農業プランテーション計画（やし、ココナッツ、ゴム等）により換金作物の生産は飛躍的に伸びるものと思われる。

商業センターでは、スマトラハイウェー、港湾関連、インフラストラクチャーの整備や、島しょ地域（パタム島、ピンタン島）の自由貿易港構想により商業活動の促進が期待できる。

工業セクターでは、これまで農林業関連工業が中心で、ゴム工場、製材所、合板工場、ココナッツ工場、魚粉工場が大部分を占め、1974年～1979年の5年間の平均成長率も5.8%と全インドネシア平均の12.6%よりはるかに小さい。これは産業構造が原料指向の農業関連産業であるからで、今後消費財工業の成長、プランテーションによる農工業の発展や自由貿易港プロジェクトにより工業の成長がかなり見込まれる。

資源的にリアウ州は年間1.5億バレルを産する石油産出州である。石油の国際価格低下から生産低下傾向にあるが、原油生産中心から付加価値を高める石油製品の生産へ移行すべく「重質油分解工場プロジェクト」（総額3,600億円）がドマイに建設中である。また錫やボーキサイトは島しょ地域に分布しており今後の開発が期待される。最後に電力セクターでは、インドネシア政府は「石油は輸出用として確保する」という政策により石油依存の火力発電から脱却し、水力重視の発電計画を掲げており、全インドネシアの電力需要の伸びと整合した電力供給計画を立案しており、それによると年成長率を14～18%（平均17%）にしている。

### 5-3-2 電力供給形態

現在のリアウ州の電力供給形態は、ディーゼル発電機が設置されている地域を中心に、その周辺の一部をディーゼル発電により電力供給を行っている。一方、ホテル、中小工場や公共施設（ラジオ局、飛行場）は自家発電設備（ディーゼル発電機）

を有し、電力の自給自足を行っている。

#### 5-3-3 現在の電力供給設備

リアウ州には、各々の市や町に設置された発電設備と配電線があり、各々独自に電力を供給している。

1981年末現在、リアウ州にあるPLNの発電設備の総設備容量は18,724KWで、最大負荷は12,351KWである。

PLN以外では、60以上の自家用発電設備が稼働しており、総設備容量は279.162KVA(約223MW)であり、この内訳はカルテックス187.500KVA(約150MW)、プルトミナ78.750KVA(約66.5MW)およびその他の自家用発電設備12.912KVA(約10MW)である。

州内の市や町では6KVの配電線により各需要家に電力が供給されているが、パカンバル市では20KV配電線が建設中であり、ドマイ市や他の町でも20KV配電線が計画中である。

#### 5-3-4 電力需給状況

リアウ州における過去9年間の電力需給実績を参考資料8-11に示す。またカテゴリー別の電力需給実績を参考資料8-12に示す。

以上2つの表から次の事が言える。

(1) 電力供給については市や村ごとに独立したディーゼル発電が行われ、周辺地域のみ電力を供給している割には損失率が20%強と高い。これは電力供給範囲に対して配電線の電圧が不適當であるか、配電線の容量以上に負荷がかかっているかである。

従って、現在計画中や建設中の配電線改善計画をより強力に進める必要がある。

(2) 年負荷率が40%と低いので、発電設備を連系するための基幹送電線を建設し、発電設備の効率的運用をはかる必要がある。

(3) 使用電力量の年平均成長率は約18%、ピーク負荷の年平均成長率は約20%となっており、ここ2~3年は各々27%、25%もの高率となっている。

又、参考資料8-7及び8-12から次の事が言える。

(a) 漸次、住宅用需要の比率が減り、工業用及び商業用が増加しているが、それでもなお住宅用が53%を占めている。

(b) 自家用発電設備所有の需要家の設備がPLNの15倍あり、使用電力量が1,070GWhと推定され、PLNの販売電力量の20倍以上となる。これはPLNの電力供給設備が、貧弱であり、安定して良質な電気を供給できない



ため、大口需要家、とくに工場は自分で発電設備を所有し電力を自給自足せざるを得ない状況であると言える。

一方、電化率に注目してみると、1981年末現在、リアウ州では全住宅数446,760に対し、電化住宅戸数は28,604であり、電化率は6.4%である。

また都市部のバカンバル及びドマイ電化住宅戸数は16,447であり、電化住宅戸数全体の57%を占めている。なお、都市部住宅戸数に対する電化率は32%である。

負荷特性について見ると、リアウ州の日負荷曲線によると、ピークは午後4時に上昇し始め、7時にピークとなり、徐々に減少し、0時に平均負荷にもどる(但し、PLNが電力供給している需要家による日負荷特性である)。これによると、日負荷率は61.7%とかなり高く、年負荷率約40%と大きな差がある。

#### 5-4 電力需要予測

リアウ州の電力需要予測については、インドネシア政府の移住政策、自家用発電設備所有の一般需要家が電力供給を自家発からPLNに変更することとし、新規工場施設の申請者を中心に電力需要予想を行なった資料によると次の通りである。

年	電力需要	使用電力量 (GWh)	ピーク負荷 (MW)
1981		45.8	12.3
2000		1,260.2	287.7
年平均成長率(%)		19	18

またリアウ州の電力需要の伸びと発電プラントの開発スケジュールを参考資料7-1および7-12に示す。これによりリアウ州においてコタパンジャン水力発電所の計画は増加する需要に対応するため1990/91年完成が必要となる。

コタパンジャン完成時の電源構成としては、コタパンジャン水力を主供給力にし、老朽ディーゼルを廃止し、比較的新しいディーゼルについては一部を供給力とし、他は予備供給力とする。

##### 5-4-1 電力需要予測手法

需要需要予測については住宅用、商業用、公共用、工業用に区分した。PLNの電力需給に関する過去のデータおよび傾向、計画の他、各機関の資料、情報をもとに検討された結果は次の通りである。

予測の為の基本条件を下記に示す。

(1) PLNの電化率目標値

年	都市部	農村部
1983/84	50%	7%
1988/89	60%	13%
1993/94	65%	20%
1998/99	70%	30%
2003/04	75%	40%

(2) PLNで考えている住宅1戸当りの年間使用電力量

年	都市部	農村部
1983	1,500 KWh	700 KWh
1988	1,800 "	800 "
1993	2,000 "	950 "
1998	2,500 "	1,000 "
2003	3,000 "	1,200 "

(3) インドネシア政府の移住計画

1982/83	7,925家族
1983/84	22,500家族
1984/85	70,000家族
1988/89	
1989/90	80,000家族
1993/94	

(4) 1981年末現在の人口

2,233,700人

今後の人口増加率

リアウ州 4.1%

今後の1家族当りの構成人員

5人

リアウ州の需要予測については、離島であるケブラウアン・リアウは除くこととする。

次にカテゴリー区分を示す。

カテゴリー区分

- 住宅用 …… 都市部と農村部に分類
- 商業用 …… //
- 公共用 …… //
- 工業用 …… 下記のように分類
  - (a) 需要家A …… PLNより電力を受給している需要家
  - (b) 需要家B …… 自家用発電設備により電力を自給自足している需要家
  - (c) 需要家C …… 全く新規のプロジェクトによる需要家

5-4-2 電力需要予測

(1) 住宅用需要

1981年末でのPLNとの電力受給契約者から電化率を下記に示す。

地域	世帯数	電化住宅戸数	電化率
都市部	51,400	16,447	32.0%
農村部	307,800	7,686	2.5%
合計	359,200	24,133	6.7%

一方、基本条件より電化住宅戸数予測、住宅1戸当りの年間使用量をそれぞれ参考資料7-13および7-14に示す。

以上より住宅用需要は次のとおりとなる。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	19.7	38.7	59.9	86.5	121.4
農村部	5.8	24.1	62.9	137.7	237.8
合計	25.5	72.8	122.8	224.2	358.2

(2) 商業用需要

過去9年間の電化住宅戸数との比率より、構成係数を都市部0.14、農村部0.08とする。

一方、過去のデータより商業用電力受給契約者の年間使用電力量を参考資料7-15に示す。

これによると、1受給契約者当りの年間使用電力量は、都市部2,590KWh、農村部1,090KWh、年平均成長率はそれぞれ7.5%、7%である。

商業用契約者予測を参考資料7-16に示し、商業用需要を次に示す。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	6.1	14.4	27.7	49.2	87.0
農村部	1.6	3.6	11.9	32.6	71.4
合計	7.7	18.0	39.6	81.8	158.4

(3) 公共用需要

過去9年間のデータより、電化住宅戸数と商業用契約者数との比は、都市部0.03、農村部0.01~0.05とし、公共用電力受給契約者の年間使用電力量を参考資料7-17に示す。これによると、1受給契約者当りの年間使用電力量は、都市部9,940KWh、農村部2,990KWh、年平均成長率はそれぞれ7.8%、3%である。今後の年平均成長率を同程度と仮定し、公共用契約者数予測を参考資料7-18に示し、公共用需要を次に示す。

(単位：GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
都市部	5.8	13.7	26.6	48.1	85.9
農村部	1.4	3.5	7.8	9.3	12.8
合計	7.2	17.2	34.4	57.4	98.7

(4) 工業用需要

工業用電力需要については、大きく3種類に分類する。

(a) 需要家A …… 既存の工場でPLNと電力受給契約者

地 域	需要家数	PLNとの契約電力(KVA)
パカンバル	14件	2,250 (PLNとの契約容量)
バガンシアピアビ	1件	13.5 ( " )
合 計	15件	2,263.5 ( " )

過去9年間の需給実績を参考資料7-19に示す。

(b) 需要家B …… 自家用発電設備により電力を自給自足している。

50件 発電設備容量 86,725KVA

需要家名, 各自家発電設備容量を参考資料7-20に示す。

(c) 需要家C …… 新規プロジェクトによる新規の需要家であり, 主な需要家(参考資料7-21参照)を次の機関より収集した。

投資調整委員会(BKPM), 電力会社(PLN), 州農園局, 州林野局

以上の工業用需要を下記に示す。

(単位: GWh)

年	1981	1985	1990	1995	2000
電力需要	5.4	80.3	127.4	532.5	644.9

5-5 PLNの電力施設拡充計画

5-5-1 発電設備

(1) 西スマトラ州

PLNは, 電力需要の厳しい伸びに対応するために, 水力発電設備および石炭火力発電所の新設, 増設並びにディーゼル発電設備の増設計画を考えている。

(2) リアウ州

PLNは, 電力需要の厳しい伸びに対応するために, 水力発電設備およびディーゼル発電設備の新設, 増設を計画中である。

5-5-2 変電設備

(1) 西スマトラ州

PLNは, 電力需要の著しい伸びに対応するために, 水力発電設備, 火力発

電設備およびディーゼル発電設備の新增設に並行して変電設備の新增設計画を行なっている。

(2) リアウ州

PLNは、電力需要の著しい伸びに対応するために、水力発電所、ディーゼル発電設備の新增設に並行して、開閉所および変電所の新增設を計画している。

とくに大水力発電所からの150KV送電線の受電用変電所をパカンバル市の近郊に建設する計画を持っている。

5-5-3 送電線設備

(1) 西スマトラ州

PLNは、発電設備の新增設及び系統連系のため、Wilayah-III内に基幹送電線の建設を実施、並びに計画中である。

増加する将来の需要に対応し、良質の電力を安定供給し、かつ発電設備の有効利用を計るため、両州の連系を含めた基幹送電線計画を強力に推進している。

(2) リアウ州

リアウ州には、PLNの所有する送電設備は現在のところ皆無で、パカンバルからドマイ間にカルテックスおよびブルタミナの発電設備として115KVの送電線および34.5KVの送電線がハイウェイ沿いに建設されている。本設備は、周波数の異なる60Hzであり、PLNの系統との連系には問題がある。

5-5-4 配電設備

(1) 西スマトラ州

西スマトラ地域の配電線は、20KV、200V/380Vに統一化されるべく新設改良が行われている。

(2) リアウ州

パカンバル市内と、その周辺の配電線は20KVと6KVの2種類が混在しているが、PLNの将来計画として、配電線の電圧は20KV、200V/380Vに統一化される。

5-5-5 通信設備

(1) 西スマトラ州

PLNの電力用通信設備としては、主な発電所間、変電所間は送電線を利用した電力線搬送電話が使用されており、非常用としては無線電話が使用されている。

一般通信設備としては、公衆電話設備が使用されている。

とくに最近では、マイクロ回線の建設と人工衛星による通信回線も整備されつ

つある。

(2) リアウ州

一般の公衆電話と無線電話が使用されている。

とくに最近では、マイクロ回線の建設と人工衛星による通信回線も整備されつつある。

5-5-6 給電設備

(1) 西スマトラ州

PLNの電力設備の運用に必要な給電設備は、とくに組織されていないが、マニジョウ水力発電所から150KVの送電線系統上にあるパウル・リモ(旧称・バンドルブアット)変電所で給電業務を行なっている。

とくに系統の増設に伴って、電力設備全体の給電運用について設備およびルールの確立が必要である。

(2) リアウ州

PLNの電力設備の現状では、給電設備の必要はとくにないが、将来、水力発電所及び送電線の建設に伴って、給電設備の設置と運用ルールの確立が必要である。

6. 中部スマトラの将来の電力需要と電源開発

中部スマトラにおける1993年度までの長期計画によると、1993年度において発電電力量2,616GWh、1982年度に対し10倍、平均年増加率24%を見込み、最大電力については、469.5MW、1982年度に対し8.5倍、平均年増加率22%を見込んでいる。

これに対応する電源として、コタバンジャン水力発電所、シンカラク水力発電所、クワンタン水力発電所及び、オムピリン火力発電所とが計画されている。この建設プログラムについては、現在PLNにおいて検討中であり、F/S調査団の日程に合わせて優先順位が提出されることになっている。

送電線については、150KVの主要幹線を新設し、将来においては、西スマトラ電力系統とリアウ電力系統の連系をPLNは検討している。とくにリアウ地区におけるカルテックスおよびプルタミナ関係の電源については周波数が60サイクルで、送電電圧はアメリカ規格による115KV及び、34.5KVを使用しているため将来においては、送電電圧の切り換え、または直流変換装置による連系を考慮しなければならない。

7. 中部スマトラ電力系統開発計画 F/S についての参考事項

本件の目的は、中部スマトラ地区の電力系統に関する1985年から1995までの短期実

行計画を作成することであり、その内容は、Scope of work に記載されているとおりであるが、事前調査の結果に基づいて参考事項を述べると次の通りである。

(1) 需要想定について

需要想定にあたっては、工業計画、農村電化計画、潜在需要家等の調査による十分な経済分析が必要である。

(2) 短期計画について

送電線の主要幹線は、まだ構成されておらず、短期計画にあたって系統構成の基本について充分検討する必要がある。

新設線路としては、150KV 1回線または2回線の 신설および増設を行ない将来の系統連系およびループ系統の構想を明らかにしておく必要がある。

(3) コンピュータ技術のトレーニングについて

今回のF/Sで使用するプログラムは、需要想定及び、系統技術計算に大別されるが、需要想定および系統技術計算等の手法をいかに選定するか、過大なものにならないよう充分検討する必要がある。

需要想定については、現地トレーニングが可能と思われるので実施すること。

系統技術計算等については、細部にわたるトレーニングは、時間的に不可能と考えられるので、日本でトレーニングを実施する。

(4) 標準化について

電圧、周波数、絶縁レベル等、基本的な仕様については標準化が進んでおり、配電線の電気方式を除いては問題ない。

設計基準的な面での標準化、例えば、送配電線の電線サイズ、変電所バンク容量の選定基準などについては、今後検討すべき問題がある。

20KV 高圧配電線および6KV 配電線については、将来20KVに統一する。

(5) 需要家供給電圧の昇圧について

需要家供給電圧の昇圧は、低圧需要家の100Vから200V/380Vへの昇圧を意味する。

(6) 工事能力について

中部スマトラにおいては、送・変・配電線の建設工事はすべて地元業者で施工出来る傾向にある。





8. Scope of Work 及び  
Minutes of Meeting



SCOPE OF WORK  
FOR  
THE FEASIBILITY STUDY  
ON  
ELECTRIC POWER SYSTEM DEVELOPMENT PROJECT  
IN  
CENTRAL SUMATRA

AGREED UPON BETWEEN  
PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
THE REPUBLIC OF INDONESIA  
AND  
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

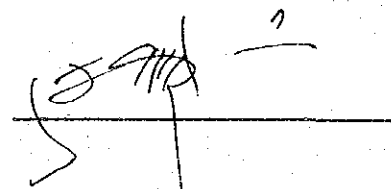
JAKARTA, INDONESIA

FEBRUARY 7, 1985



IR. KETUT KONTRA MSC  
DIRECTOR OF PLANNING

Perusahaan Umum Listrik Negara  
Ministry of Mines and Energy



Mr. Haruo SUZUKI  
Leader of The Japanese  
Survey Team  
JAPAN INTERNATIONAL  
COOPERATION AGENCY

## I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Republic of Indonesia (hereinafter referred to as "Indonesia"), the Government of Japan decided to implement the Feasibility Study (hereinafter referred to as "the Study") on Electric Power System Development Project (hereinafter referred to as "the Project:), in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study, in close cooperation with the authorities of Indonesia.

The present document sets forth the Scope of Work with regard to the Study.

## II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The main objective of the Study is to determine the implementation program for transmission, substation and distribution system in Central Sumatera (Sumatera Barat dan Riau) up to 1995, taking into consideration existing and proposed power plant plan (Maninjau H.P.P., Singkarak H.P.P., Umbilin T.P.P., Kotapanjang H.P.P., and Kuatan H.P.P.).



### III. SCOPE OF THE STUDY

The works required for the Study shall include the following:

1. Load Forecast
  - 1.1 Analysis on the past data of electric energy consumption and economic growth.
  - 1.2 Forecast of total and regional energy consumption taking into consideration the following:
    - National economic development program
    - Rural electrification program
    - Population increase
    - Private owned power plants and consumption
    - Waiting consumer
    - Power tariff
  - 1.3 Study of daily, seasonal and yearly load curve.
  - 1.4 Forecast of total and regional peak demand.
  - 1.5 Establishment of the computer-aided load forecast methodology compatible with variation of forecasting factor.
2. Review of the present, on-going and formulated systems and programs for power generation, transmission, substation, distribution, load dispatching and communication systems.
3. Study of the implementation program
  - 3.1 Transmission Line
    - (1) Survey and selection of transmission line route

- (2) System analysis
  - Reliability of transmission system
  - Optimum transmission voltage level and configuration
  - Load flow and voltage fluctuation
  - Frequency
  - Stability
  - Short circuit current
- (3) Study of design criteria and recommendation for standardization of facilities
- (4) Study of insulation level
- (5) Determination of conductor characteristics
- (6) Determination of structural design for steel towers
- (7) Design of foundation
- (8) Study of protective relaying and communication system
- (9) Study of control and operation system
- (10) Study of load dispatching system
- (11) Study of power loss reduction

### 3.2 Substation

- (1) Survey and selection of optimum substation sites considering interconnections between substations and existing/planned distribution network
- (2) Study of design criteria and recommendation for standardization of facilities
- (3) Study of insulation coordination
- (4) Determination of substation capacity
- (5) Study of protective relaying system
- (6) Civil and building requirement

(7) Study of power loss reduction

3.3 Distribution line

(1) Study of design criteria

(2) Design of distribution line for poles, conductors, switches, drop wire, WH meter, etc.

(3) Study on upgrading of consumer supply voltage

(4) Study of power loss reduction

4. Identification of the Bill of Quantities

5. Preparation of schedule of budgetary expenditure for the implementation program

6. Preparation of construction schedule, implementation schedule, and overall reports for the implementation program

7. Economic and financial analysis of the Project

7.1 Economic Analysis

Computation of the Project cost, operation and maintenance costs, Cost Benefit analysis and calculation of Economic Internal Rate of Return, and sensitivity analysis

7.2 Financial Analysis

Determination of financial Project costs, cash flow, calculation of Financial Internal Rate of Return



#### IV. STUDY SCHEDULE

The study will be executed in accordance with tentative time schedule attached per Appendix I.

#### V. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports in English to the Government of Indonesia in accordance with tentative time schedule attached per Appendix I.

1. Inception Report (15 copies)

2. Draft Report (15 copies)

This report will summarize all works performed, the findings availed, conclusions and recommendation arrived at, and will provide necessary maps, plans and diagrams of the Project.

3. Final Report (30 copies)

#### VI. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF INDONESIA

1. To facilitate the smooth conduct of the Study, the Government of Indonesia shall take necessary measures:

1.1 to secure the safety of the Study,

- 1.2 to permit the members of the Japanese study team to enter, leave and sojourn in Indonesia for the duration of their assignment therein, and exempt them from alien registration requirements and consular fees,
- 1.3 to exempt the members of the Japanese study team from taxes, duties, and other charges on equipment, machinery and other materials brought into Indonesia for the conduct of the Study,
- 1.4 to exempt the members of the Japanese study team from income tax and charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowance paid to the members of the Japanese study team for their services in connection with the implementation of the Study,
- 1.5 to provide necessary facilities to the Japanese study team for remittance as well as utilization of the funds introduced into Indonesia from Japan in connection with the implementation of the Study,
- 1.6 to secure permission for entry into private properties or restricted areas for the conduct of the Study, if necessary,
- 1.7 to secure permission to take all data and documents (including photographs) related to the Study out of Indonesia to Japan by the Study team,
- 1.8 to provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable on members of the Japanese study team,
- 1.9 to facilitate prompt clearance through customs and inland transportation of equipment, materials and supplies required for the Study and of the personal effects of members of the Japanese study team,

- 1.10 to assist in obtaining transportation facilities (vehicles, helicopter, etc.),
  - 1.11 to obtain official permission for aerial survey by helicopter(s).
2. The Government of Indonesia shall bear claims, if any arises, against the members of the Japanese study team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the members of the Japanese study team.
  3. PLN (Perusahaan Umum Listrik Negara) shall act as counterpart agency to the Japanese study team and also coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.
  4. PLN shall, at its own expense, provide the Japanese study team with the following, in cooperation with other relevant organizations:
    - 4.1 available data and information related to the Study,
    - 4.2 counterpart personnel,
    - 4.3 suitable office space with necessary equipment both in Jakarta and in the vicinity of the Project site,
    - 4.4 credentials or identification cards,
    - 4.5 any other communication facilities during the execution of the Study, such as telephone, telex, transceiver, etc., if necessary,
    - 4.6 necessary labor for the Study.

## VII. UNDERTAKING OF JICA

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

1. to dispatch, at its own expense, study teams to Indonesia,
2. to pursue technology transfer to the Indonesian counterpart personnel in the course of the Study.

## VIII. CONSULTATION

JICA and PLN shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

Appendix I TENTATIVE TIME SCHEDULE OF THE STUDY

Indonesia  
Japan

Working Item	Month		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Calendar Month		'85 May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	'86 Jan	Feb	Mar	Apr
1. Field Investigation 2. Analysis of Existing System 3. Field Investigation for Detailed Design and Discussion of the Identification 4. Analysis and Preparation of Implementation program 5. Discussion of Draft Report 6. Compilation of Final Report														
Reports														
1. Inception Report														
2. Draft Report														
3. Final Report														

*h*

MINUTES OF MEETING FOR  
THE FEASIBILITY STUDY  
ON ELECTRIC POWER SYSTEM DEVELOPMENT PROJECT  
IN CENTRAL SUMATERA

---

The preliminary study team for the above entitled feasibility study from Japan International Cooperation Agency (JICA) and Perusahaan Umum Listrik Negara (PLN) have discussed the Scope of Work for the feasibility study, and make a note of the following :

I. In accordance with the Long Range Power Development Study of Sumatera Islands, the proposed power plants as defined in para II OBJECTIVE OF THE STUDY of the Scope of Work could be changed.

PLN shall prepare by May 1985 the implementation schedule of proposed power plants, upon which JICA feasibility study team works out the implementation schedule of the electric power system development project.

II. PLN shall assign counterpart personnel to the feasibility study team for the smooth implementation of the field study in Central Sumatera.

III.

1. PLN requested that PLN staff is to be trained in Japan, during the feasibility study, in three discrete technical fields.

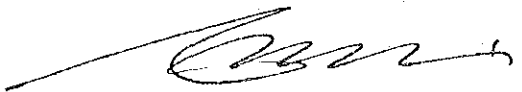
2. The preliminary study team answered that JICA cannot commit anything about the counterpart-training in Japan until the annual counterpart training program for the fiscal year 1985 is made.

IV.

1. PLN also requested that JICA transfers expertise of computer programming (including soft ware) for load forecast, system flow operation and others relating to transmission line projects.

2. The preliminary study team answered that JICA is not in the position to provide nor force a consulting firm to provide computer soft ware to PIN.

Jakarta, February 7th, 1985.



---

Ir. KETUT KONTRA, MSC. *kan*  
DIRECTOR OF PLANNING  
PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
MINISTRY OF MINES AND ENERGY



---

HARUO SUZUKI  
LEADER OF THE JAPANESE  
SURVEY TEAM JICA

J°DPP



V 現地収集資料リスト

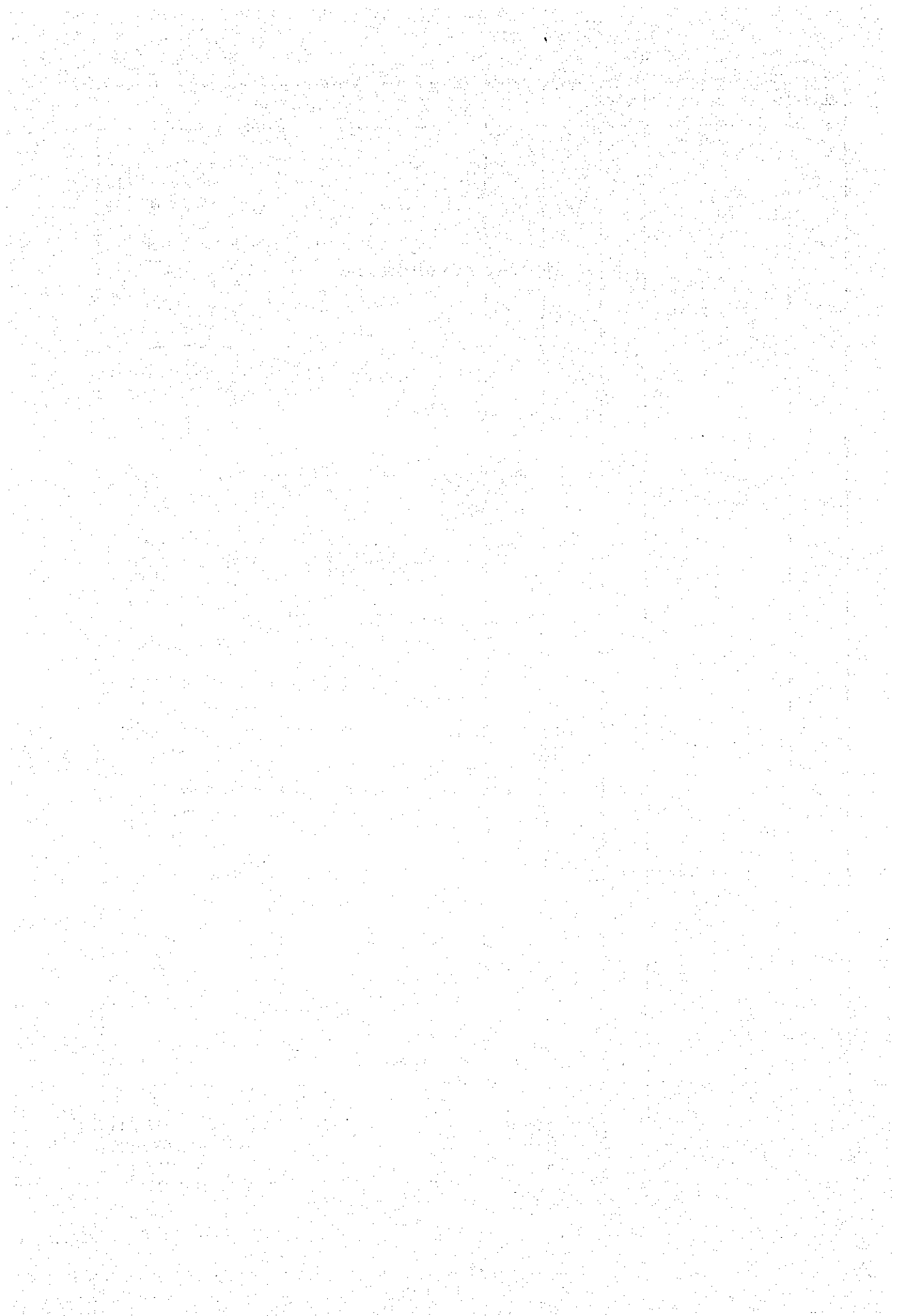
地域国名	東南アジア インドネシア	調査団 等名称	中部スマトラ電力系統開発 計画事前調査団	現地 調査 期間	昭和60年1月31日 昭和60年2月 8日
------	-----------------	------------	-------------------------	----------------	--------------------------

№	資料名称	形態	ページ 数	部数	収集先	収集法
1	Long Range Power Development Study of Sumatra Island	本	112	1	PLN Pusat	借用
2	Program Pengembangan Sistem Kelistrikan Di PLN WILAYAH III	雑誌	76	1	"	寄贈
3	Commerical Statistics	"	47	1	"	"
4	Electricity Basic Tariff of 1984	コピー	6	1	"	"
5	PADANG Distribution Project	"	11	1	"	"
6	Map of Climatological Stations in Central Sumatera	"	12	1	"	"
7	Historical Data-No. of Consumer, Power Connected and Energy Sales (Aug.1984)	"	1	1	"	"
8	Produk Domestik Regional Bruto Propinsi RIAU Atas Dasar Harga Konstan 1975 Diperinci Menurut Lapangan Usaha(Jutaan Rupiah)	"	1	1	"	"
9	Historical Data-Residential Population, GDP(GDRP) and Energy Sold(West Sumatera & RIAU)	"	1	1	"	"
10	Historical Data Sector/Group Commercial, Public & Services and Industry GDP(GDRP) Sector & Energy Sold Sector (West Sumatera & RIAU)	"	1	1	"	"
11	Answers For Questionnaire (Electric Power System Development Project in Central Sumatra of Indonesia)	"	44	1	"	"
12	Substation Existing	データ シート	1	1	"	"



№	資料名称	形態	ページ数	部数	収集先	収集法
13	Substation On-going Project	データシート	1	1	PLN Pusat	寄贈
14	Transmission Lines (On-going Projects)	"	1	1	"	"
15	Peak Load, Production and Installed Capacity	"	1	1	"	"
16	Diesel Power Plant Projects (84/85-93/94)	"	3	1	"	"
17	Power Plant Projects (84/85-93/94)	"	3	1	"	"
18	Peta Kelistrikan	コピー	2	1	PLN Pusat	"
19	Daftar Tunggu Langganan PLN Sampai Akhir Pelita III	"	2	1	PLN Cabang (PEKANBARU)	"
20	Jumlah Pusat Radio dan Televisi Serta Jumlah Konsumen Besar (500KVA Keatas)	"	1	1	"	"
21	Waiting Consumer Dan Jumlah Konsumen Keadaan Akhir Bulan Januari 1985	"	1	1	"	"
22	Waiting Consumer Khusus Untuk Pekanbaru dan Dumai Keadaan Akhir Januari 1985	"	1	1	"	"
23	PLN Wilayah III Sumbar-Riau Cabang Pekanbaru Dalam Angka	雑誌	59	1	"	"
24	Perkiraan Pendapatan Regional Riau 1975-1981	本	211	1	BAPPEDA (PEKANBARU)	"
25	Riau Dalam Angka in Figures 1982	"	584	1	"	"
26	Answers For Questionnaire ( Electric Power System Development Project in Central Sumatra of Indonesia )	コピー	23	1	PLN Padang	"
27	Unit Price of Material & Labour Cost	"	7	1	PLN Bukittinggi	"
28	Diesel Power Plant Projects (84/85-93/94)	データシート	3	1	PLN Dumai Diesel Power Station	"

## VI Questionnaire



QUESTIONNAIRE

Electric Power System Development Project

In

Central Sumatra of Indonesia

No.	ITEM	DESCRIPTION	TABLE NO. AND FORM	AVAILABILITY	NOTES
1.	Economic Indices	(1) GDP (2) Population (3) Mining, Manufacture and Agricultural product (4) Area	Table 1	YES YES YES YES	PLN PUSAT PLN PUSAT BAPPEDA BAPPEDA
2.	Climatic Condition	(1) Rain fall (2) Temperature (3) Relative humidity (4) Wind velocity (5) IKL (6) Earthquake	Table 2	YES YES YES YES NO NO	PLN PUSAT
3.	Organization of PLN				
4.	Electric Power Demand	(1) Annual energy sold (2) Annual energy generated (3) Peak demand	Table 3	YES YES YES	PLN PUSAT PLN PUSAT PLN PUSAT

No.	ITEM	DESCRIPTION	TABLE NO. AND FORM	AVAILABILITY	NOTES
		(4) Electrification radio and T.V. (5) Big consumers (6) Waiting consumer (7) Numbers of consumers	Table 4	NO YES YES YES	WILAYAH III WILAYAH III PLN PUSAT & WILAYAH III
5.	Power Plant	(1) Type and name (2) Capacity (MW) (3) No. of unit	Table 5	YES YES YES	PLN PUSAT
6.	Transmission Line	(1) Circuit length (2) Transmission system diagram in Central Sumatra (3) Load flow diagram in Sumatra (Central)	Table 6	YES YES NO	PLN PUSAT
7.	Substation	(1) Transformer - Capacity and No. of unit (2) Condenser - Capacity and No. of unit (3) Others	Table 7	YES NO NO	PLN PUSAT

No.	ITEM	DESCRIPTION	TABLE NO. AND FORM	AVAILABILITY	NOTES
8.	Distribution Line	(1) Circuit length (2) Transformer - Capacity and No. of unit (3) No. of poles (4) Condenser - Capacity and No. of unit (5) Others	Table 8	YES YES NO NO NO	WILAYAH III PLN PUSAT
9.	Energy Demand Record in SUMATRA (Riau and West-Sumatra)	(1) Central Sumatra	Table 9	YES	PLN PUSAT
10.	Power Loss			YES	WILAYAH III
11.	Fault Records			YES	WILAYAH III
12.	Supply Voltage for Consumers			YES	WILAYAH III
13.	Operation Records of Substation and Power Plant			YES	WILAYAH III

No.	ITEM	DESCRIPTION	TABLE NO. AND FORM	AVAILABILITY	NOTES
14.	Outline of kv Transmission Line	(1) Transmission system (2) Load flow diagram (3) Year of commissioning		YES YES YES	PLN PUSAT AND WILAYAH III
15.	Specification of Facilities	(1) Conductor (2) Cable (3) Transformer (4) Circuit breaker (5) Relaying system (6) Insulation coordination (7) Neutral grounding system		YES YES YES YES YES YES YES	WILAYAH III
16.	Miscellaneous	(1) Tariff system of PLN (2) No. of employees of PLN (3) Existing condition of loads in the Central Sumatra (4) Existing condition of labor force for construction and maintenance work in Sumatra		YES NO NO YES	PLN PUSAT   PLN PROJECT OFFICE IN BUKITTINGGI



No.	ITEM	DESCRIPTION	TABLE NO. AND FORM	AVAILABILITY	NOTES
		(5) Annual report of PLN (6) Private owned power plant in Sumatra		YES YES	PLN PUSAT WILAYAH III
17.	Relevant Information and Data relating to the Sumatra Power Expansion Project		Table 10 Table 11 Table 12		

Table 1

No. 1.-(2) Population (Central Sumatra)			
No.	Name of place	Number of population	Notes
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			

Table 2

	No. 2. Climatic condition (Central Sumatra)	
No.	Description	
1	Site condition is wet and tropical throughout the year	
2	Shade temperature being as follows; Maximum of monthly mean of daily maximum Minimum of monthly mean of daily minimum	deg.c deg.c
3	Mean relative humidity being around	percent
4	Rainfall, Annual rainfall being more than Maximum rainfall per hour	mm mm
5	IKL being more than	days/year
6	Altitude Site is to be less than 100 meter of central Sumatra	
7	Wind Velocity	m/s
8	Seismic coefficient	(Horizontal)

Table 3

No. 4- Electric power demand (1)---(3)						
No.	Name of place	Annual energy sold (MWH)	Annual EG, generated (MWH)	Peak demand (MW)	Notes	
1	Cabang Padang	161,729.26	202,917.13			
2	Cabang B.Tinggi	31,004.47	46,148.95			
3	Cabang Solok	5,807.67	8,478.91			
4	Sumatera Barat	198,541.40	257,544.99	57.028	January - December 1984	
5						
6	Cabang P.Baru	65,641.60	87,630.62			
7	Cabang Tj.Pinang	16,091.74	20,364.95			
8	Riau	81,733.34	107,995.57	21.892	January - December 1984	
9						
10	Wilayah III	280,274.74	365,540.56			
11						
12						
13						
14						
15						

Table 4

No. 4- Electric power demand (4)---(7)						
No.	+	+	+	+	*	**
	Name of place	Electrification radio and TV	Big consumers (MW)	Waiting consumers (%)	Number of Consumers	
1	P A D A N G	-	30,75	-	49,645	
2	B.TINGGI	-	-	28,33	46,664	
3	S O L O K	-	-	13,90	49,057	
4	P.BARU	-	1,8	-	10,502	
5	TJPINANG	-	-	67,5	8,624	
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

+ Names of Branch (included sub Branch)

++ Assumed at 0,8 power factor

\* On Maret 1984

\*\* On Desember 1984.

Table 5

No. 5. Power plant				
No.	1. Type and name	2. Capacity (MW)	3. No. of Unit	Notes
1	Diesel/Padang	30,113	32	
2	Diesel/Bukittinggi	5,980	16	
3	Diesel/Solok	2,800	17	
4	Diesel/Pekan Baru	31,164	67	
5	Diesel/Tj. Pinang	11,664	14	
6	Diesel/Beng.K.Durian	0,531	5	
7	Hydro/Maninjau	68,00	4	
8	Hydro/Batang Agam	10,500	3	
9	G e s/Pauh Limo	40,00	2	
10				
11				
12				
13				
14				
15				

Table 6

No. 6. Transmission Line				
No.	(1) Circuit length	(2) Transmission system diagram in Central Sumatra	(3) Load flow diagram in Central Sumatra	Notes
1	95 Kms			150 KV
2	205 Kms			20 KV
3		West Sumatera One Line Diagram Transmis-	Load Flow Diagram	
4		sion on Appendix	On Appendix	
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				

Table 7

No. 7. Substation Inderung, Padang						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	20	2	-	-	Meidensha EMO	20/6.3 KV ++
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) MVA  
 ++ No Load Tap Changer (NLTC)



Table 7

No. 7. Substation Simpang Haru, Padang						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	3,0	2	-	-	Strakstrom	20/6,3 KV +
2	5,0	1	-	-	S M I T	20/6,3 KV +
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) MVA  
+ No Load Tap Changer (NLTC)

Table 7

No. 7. Substation Peuh Limo, Padang						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (*)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	30	2	-	-	Meidensha EMC	150/20 KV **
2	27	2	-	-	Alsthom Attentique	11/20 KV *
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(\*) MVA  
 + No Load Tap Changer (NLTC)  
 \*\* On Load Tap Changer (OLTC)

Table 7

No. 7. Substation Lubuk Alung, Padang						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	10	2	-	-	Meidensha EMC	150/20 KV <sup>++</sup>
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) MVA  
 \*\* On Load Tap Changer (OLTC)

Table 7

No. 7. Substation Maninjau						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	21,5	4	-	-	Meidensha EMC	10/150 KV
2	5,0	1	-	-	Meidensha EMC	150/20 KV
3	0,5	2	-	-	Meiden	20 KV/380 V †
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) M V A  
 † Lokal Service

Table 7

No. 7. Substation Padang Luar						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	1,5	4	--	--	Starkstrom-6 el	20/6 KV
2	0,2	1	--	--	Unindo	6,2KV/230 V +
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) M V A  
+ Lokal Service

Table 7

No. 7. Substation Batang Agam						
No.	(1) Transformer		(2) Condenser		Remarks	Notes
	Capacity (+)	No. of unit	Capacity	No. of unit		
1	4,7	3	-	-	Meidensha EMC	6,3/20 KV
2	0,125	1	-	-	Meidensha EMC	21 KV/400 V†
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

(+) M V A  
 † Station Service

Table 8

No. 8. Distribution Line 20 KV								
No.	(1) Circuit length (KM)		(2) Transformer (MVA)		(3) Electric poles No.		(4) Condenser (MVA)	(5) Others
	Name of line	No. of line	No. of unit	Hight m	No. of unit			
1	Padang	171.759 Km	26.850 MVA, 160	2745	-	-	-	
2	Solok	47.455 Km	0.870 MVA, 9	976	-	-	-	
3	Bukittinggi	402.498 Km	16.250 MVA, 208	5618	-	-	-	
4	Pekan Baru	116.028 Km	5.170 MVA, 27	2423	-	-	-	
5	Tj.Pinang	31.680 Km	0.800 MVA, 11	615	-	-	-	
6								
7	Total	769.420 Km	49.940 MVA, 415	12377	-	-	-	
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								

Table 8

No. 8. Distribution Line 6 KV						
No.	(1) Circuit length (KM) Name of line	(2) Transformer (MVA) No. of unit	(3) Electric poles No. Height m	(4) Condenser (MVA) No. of unit	(5) Others	
1	Padang 98.515 Km	18.150 MVA, 142	1377	-	-	
2	SoloK 40.449 Km	3.980 MVA, 40	812	-	-	
3	B.Tinggi 130.336 Km	10.560 MVA, 78	1125	-	-	
4	Pekan Baru 178.219 Km	38.880 MVA, 262	3124	-	-	
5	Tj.Finang 29.950 Km	6.070 MVA, 39	459	-	-	
6						
7	Total 477.469 Km	77.640 MVA, 561	6897	-	-	
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						



Table 9

No. 9 Energy Demand Record in SUMATRA										
No.	I T E M	1977/1978	1978/1979	1979/1980	1980/1981	1981/1982	1982/1983	1983/1984	1984/1985	
1.	Generated energy	84.926.420	102.424.773	125.257.987	155.395.390	190.442.640	218.590.859	316.033.150	270.443.668	
2.	Energy at demand end	63.054.179	69.953.667	87.630.707	112.165.333	140.612.687	158.499.537	237.390.187	225.879.322	
3.	Residential	31.431.527	37.991.651	48.835.274	61.873.985	78.310.582	91.409.775	103.057.264	95.428.666	
4.	Commercials	18.179.642	20.396.812	23.754.090	16.145.486	20.703.741	22.461.692	21.405.476	18.360.645	
5.	Industrials	4.643.836	6.063.975	8.266.801	11.775.929	15.507.113	16.792.530	81.132.217	82.206.452	
6.	Officials	-	-	-	13.501.727	15.785.646	16.188.654	17.141.314	16.535.063	
7.	Publics	8.799.174	5.501.229	6.774.542	8.868.206	10.305.605	11.646.886	14.653.916	13.348.496	
<p>Note : For 1984/1985 April till December 1984.</p> <p>Wilayah III : 5 Branch : Padang, B.Tingg, Solok, Tj. Pinang and Pekan Baru.</p> <p>Energy at demand end : Residential + Commercial + Industrial + Officials + Publics</p>										

Table 10

No. 17 NET GENERATION BY SOURCES (GWh)												
TYPE OF PLANT	YEAR											
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985		
1. OIL												
- Steam									15.4			2.5
- Gas turbine												
- Diesel	55.43	65.8	81.28	102.01	125.52	155.81	161.05	152	102.5			
2. GEOTHERMAL												
3. HYDRO	17.46	19.24	21.14	23.15	30.72	34.53	37.01	90	180.43			
4. PURCHASE	2.3	1.11	0.77	1.05	1.36	2.45	2.44	2.9	5.34			
5. TOTAL	75.79	86.15	103.19	126.21	157.6	192.8	220.5	284.9	378.34			

Table 11

No. 17 TRANSMISSION AND DISTRIBUTION FACILITIES		1977-1978	1978-1979	1979-1980	1980-1981	1981-1982	1982-1983	1983-1984	1984-1985
FACILITIES									
1. Transmission line (CIRCUIT) KM - 150kv - 70kv 30/25kv ( 20 Kv )								186	
	218					32			
2. Substation Installed Capacity (MVA)								125	
3. Distribution line (CIRCUIT) KM - 20/15kv - 12/10kv - 6kv and lower - Low voltage								648.28	769.42
	243 + 606	343 +	602 +	705 +	827 +	977 +	503.5	1599	477.47
		714	1014	1127	1204	1447			1698

Note : + Distribution Line ( Circuit ) Km .  
is total record 20 KV and 6 KV.

Table 12

No. 17 PEAK DEMAND GENERATION, SALES AND LOSSES Generator (MWh)									
	Peak Demand (MW)	Hydro	Diesel	Gas Turbine	Purchased	Total	Power Use	Sales	Losses
West Sumatera									
1983	58,155	83,810	80,320	18,700	2,904	185,734	6,726	131,163	47,845
1984	57,028	222,996	26,650	2,513	5,388	257,574	3,604	198,627	55,316
Riau									
1983	20,707	-	100,365	-	-	100,365	3,800	74,852	21,713
1984	21,892	-	107,995	-	-	107,995	3,996	81,733	22,266

Ⅶ 現地訪問先リスト

No	機関名	氏名	職名	所属
1	在ジャカルタ日本大使館	菅原 彰	一等書記官	
2	JICAジャカルタ事務所	山村 寛 青木 澄夫	所 長 所 員	
3	PLN Pusat (電力公社本社)	Ketut Kontra K.Samadikun  Nengah Suja  Adhi Satriya Tjahjo Sasmojo Rahardjo Himawan Mustafa Syahril Muluk	Director of Planning Deputy Director of General Planning Deputy Director of System Planning System Planning Engineer Electrical Engineer Electrical Engineer " Power Market Survey	Planning Dept. " " " " "
4	Wilayah III	Zulafi Hadjar  Djoko Pratiyoto A.B.Razif	Manager  Electrical Engineer "	
5	Pauh-Limo Substation	Abimanyu Suyoso  Supriyanto		
6	Maninjau Hydro Power Station	Nasrisinin	Manager of Power Station	
7	PLN Bukittinggi (Projek Induk)	Januar Muin Masri Kamal	Manager	
8	PLN Proyek Jaringan & PLTD Riau	Parmoto M.Yusuf Mahadar  Delvis Bustami Tesman	Project Manager  Administrator	
9	Pekanbaru BAPEDA Office	Soebagio	Chief of Economic and Finance Devision	
10	PLN Cabang Pekanbaru	Amrah M.Achmid  Romly Rachman	Manager	
11	PLN Dumai	Nasrul	Chif of Dumai Sub-branch	
12	P.T.Persero Semen Padang	Syahrul Alamsyah	Industrial Engineering Manager	

## VIII 参 考 资 料



## 参 考 資 料 リ ス ト

- |      |    |  |
|------|----|--|
| 参考資料 | 1  | Organization chart of PLN  |
| 参考資料 | 2  | Past Record on Electric Power System<br>in Whole Indonesia                       |
| 参考資料 | 3  | Electric Power Plant Development<br>Program in Whole Indonesia(Central Sumatera) |
| 参考資料 | 4  | Electricity Basic Tariff of 1984   |
| 参考資料 | 5  | Economic Indices in Central Sumatera   |
| 参考資料 | 6  | Climatic Condition in Central Sumatera   |
| 参考資料 | 7  | Electric Power Demand in Central Sumatera  |
| 参考資料 | 8  | Power Plant in Central Sumatera  |
| 参考資料 | 9  | Power Development Program in West Sumatera and Riau                              |
| 参考資料 | 10 | Tranmission Line in Central Sumatera   |
| 参考資料 | 11 | Subsribution Transformer and Others in<br>Central Sumatera                       |
| 参考資料 | 12 | Distrbution Line in Central Sumatera   |
| 参考資料 | 13 | Transmission System Diagram<br>in Central Sumatera                               |
| 参考資料 | 14 | Single Line Diagram in Central Sumatera  |



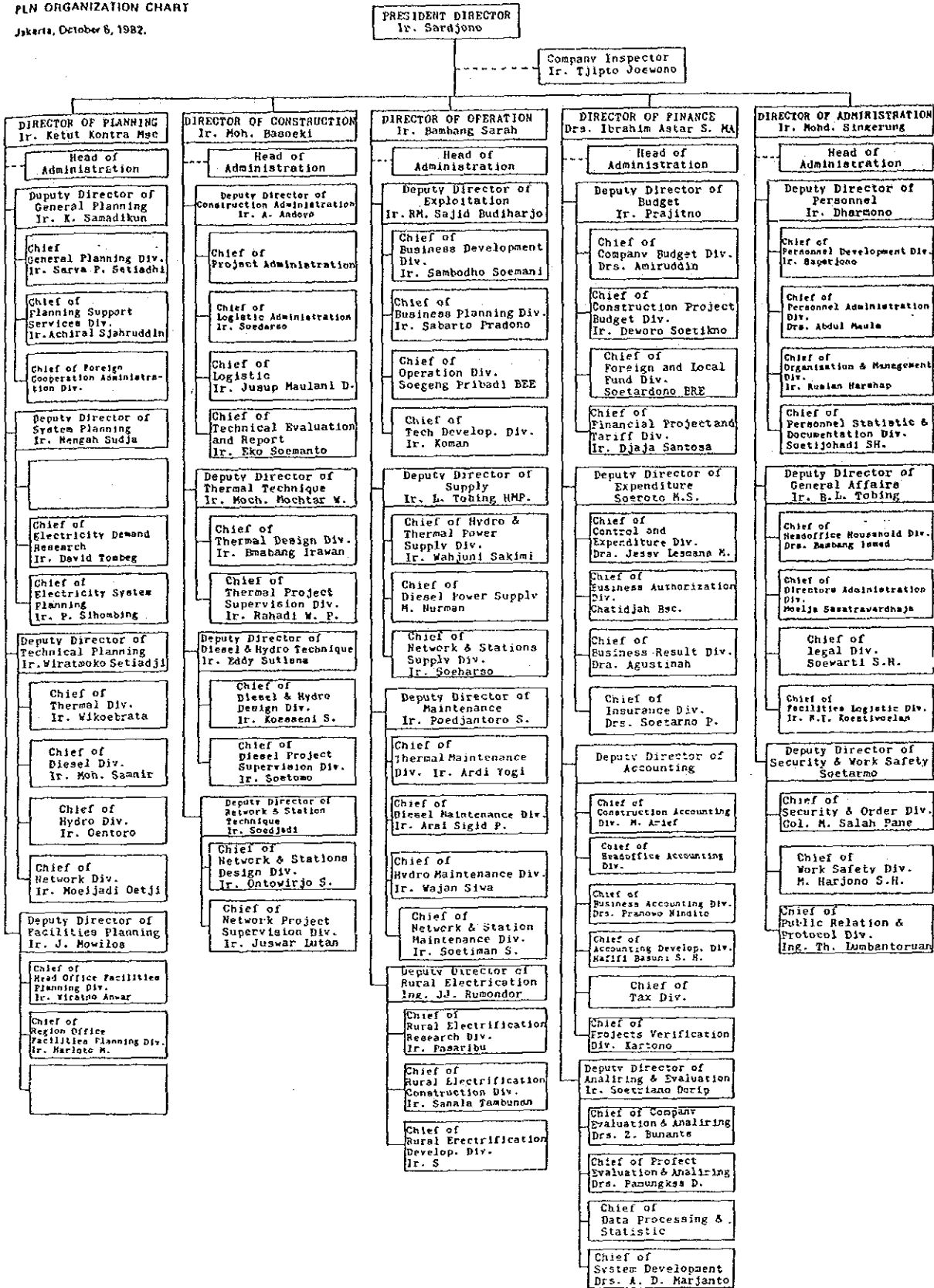


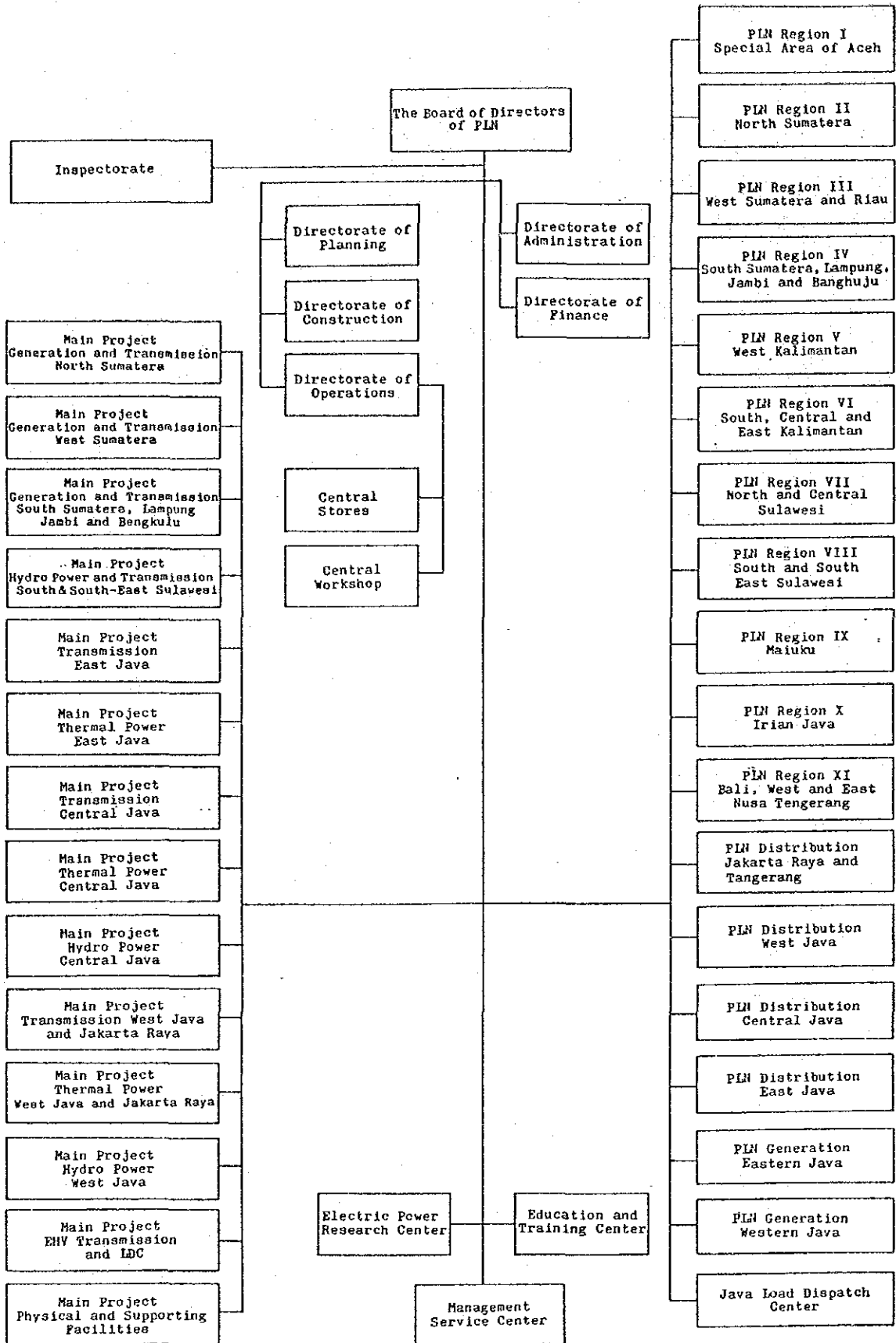
Organization chart of PLN



PLN ORGANIZATION CHART

Jakarta, October 6, 1982.

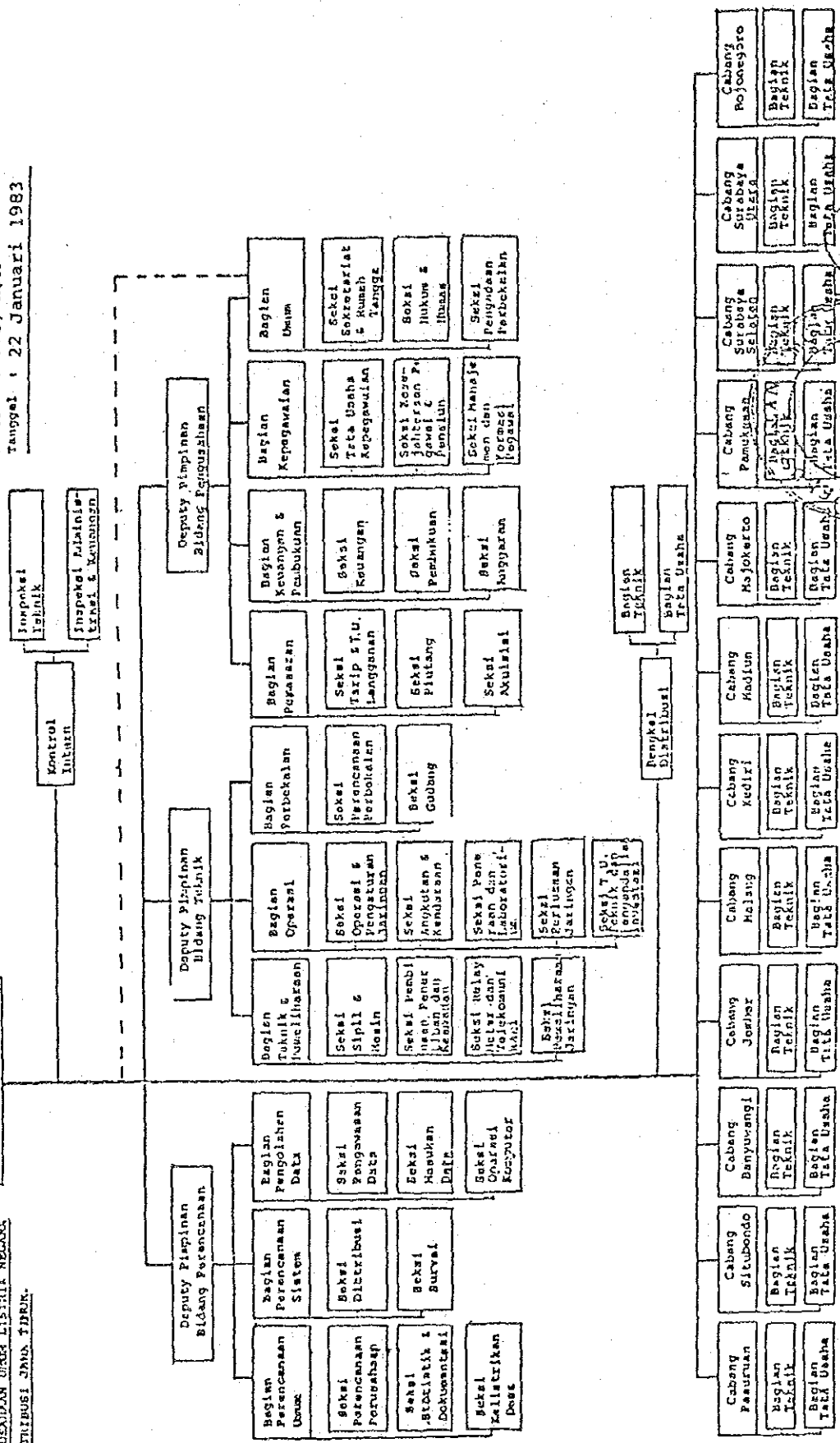




Lampiran I Surat Keputusan Dirkesel  
 PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
 Nomor : 008/DIR/83  
 Tanggal : 22 Januari 1983

P I M P I N A H

BAGAN SUSUNAN ORGANISASI  
 PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
 DISTRIBUSI JAWA TIMUR

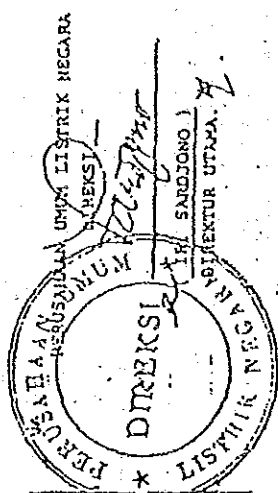
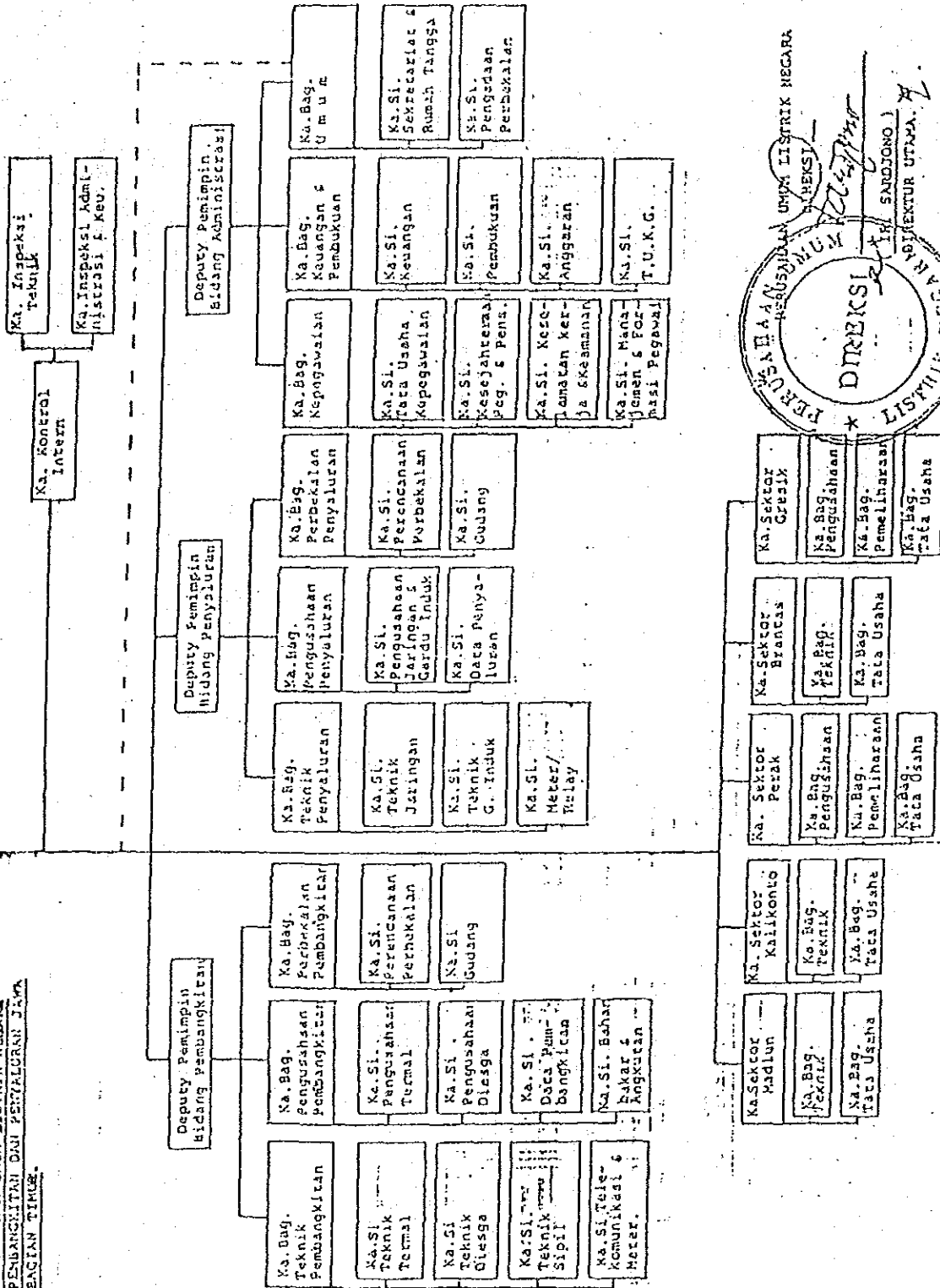


PT PLN (PERSERO)  
 DIREKSI DAERAH  
 UMUM LISTRIK NEGARA  
 JAWA TIMUR  
 SURABAYA  
 1. SAHJONO  
 DIREKTUR UTAMA

Lampiran I Surat Keputusan Diraksal  
 PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
 Nomor : 015/DIK/83  
 Tanggal : 12 Februari 1983

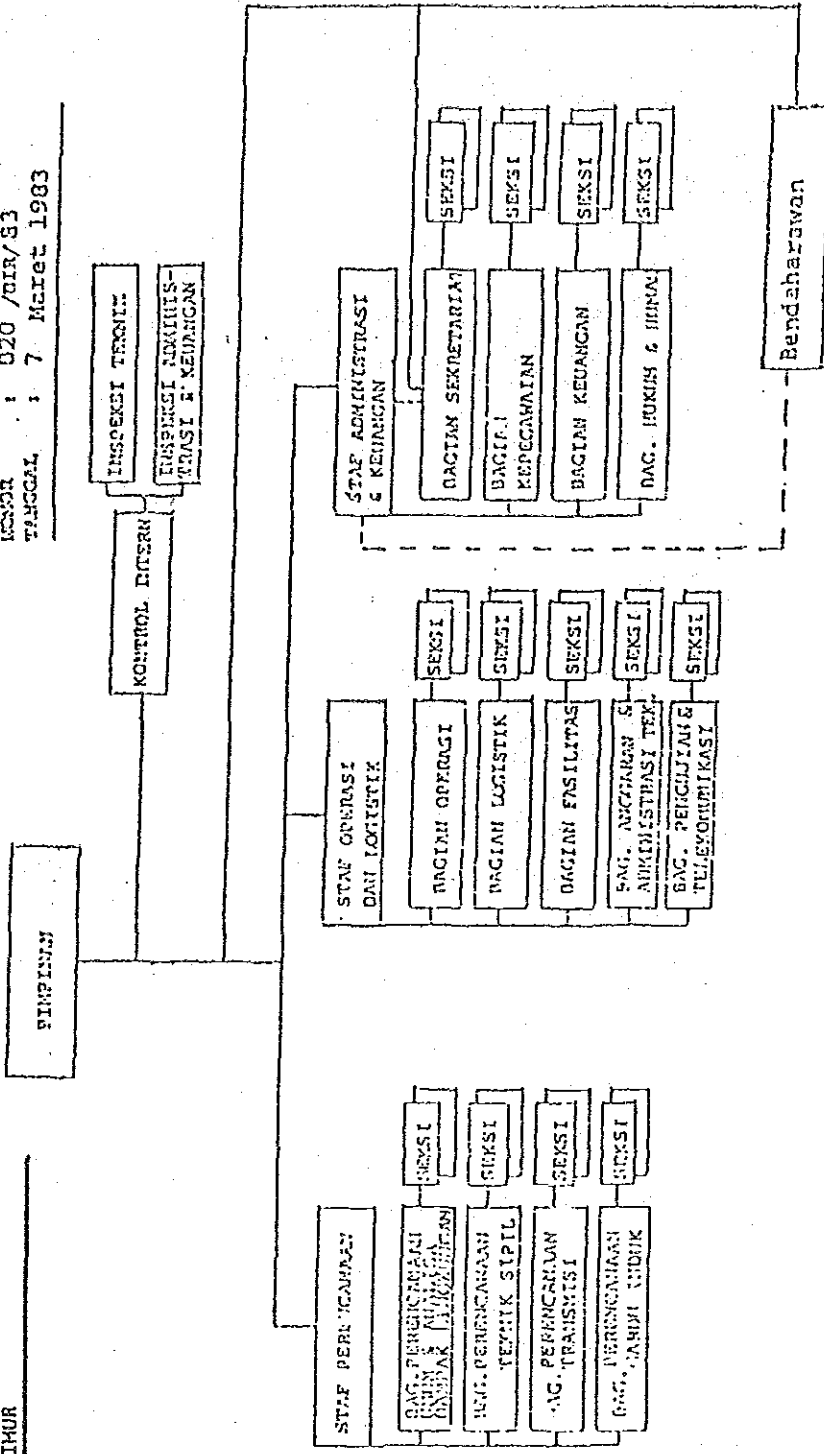
**P E M I M P I M**

BAGAN SUSUNAN ORGANISASI  
 PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA  
 PUSKESKERTAN BIDANG PENYALURAN JAWA  
 BAGIAN TIMUR.

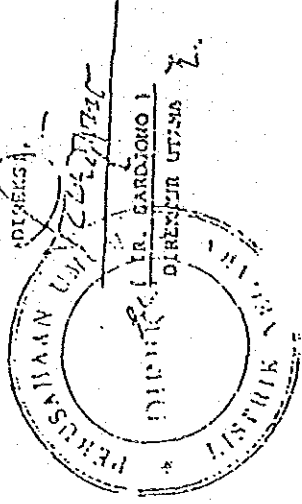


BAGAN SUSUNAN ORGANISASI PROYEK INDUK  
 JARINGAN JAWA TIMUR

LAMPIRAN I SURAT KEPUTUSAN DIREKSI  
 PEMESANAN UTMU LISTRIK NEGARA  
 NOMOR : 020 /DIR/83  
 TANGGAL : 7 Maret 1983



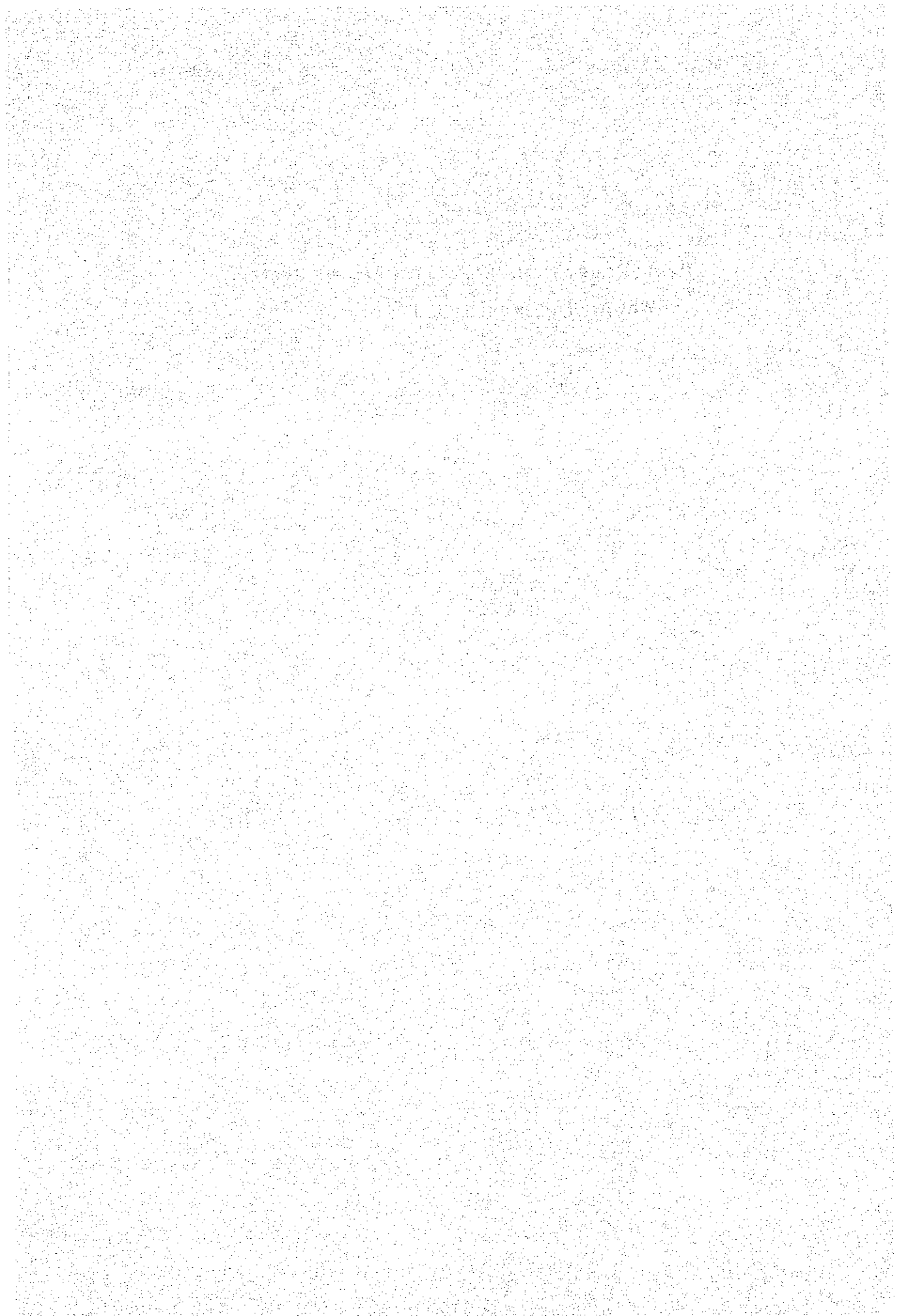
PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA







Past Record on Electric Power System  
in Whole Indonesia



2-1 NET GENERATION BY ENERGY SOURCES  
(Gwh)

TYPE OF PLANT	Y E A R										
	72	73	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83
1. OIL											
- Steam	656.56	768.97	839.01	897.00	974.88	1,065.04	1,523.10	2,930.74	3,900.93	4,565.46	6,436.45
- gas turbine	145.03	153.05	160.78	347.88	753.25	1,139.20	1,156.73	800.06	1,050.37	998.21	1,173.71
- diesel	424.57	462.99	537.42	551.85	607.31	741.66	845.53	1,035.95	1,205.24	1,414.04	1,449.32
2. GEOTHERMAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.66
3. HYDRO	686.42	903.46	1,093.71	1,192.38	1,092.19	1,094.65	1,384.28	1,433.92	1,345.36	1,628.50	1,315.56
4. PURCHASE	585.90	644.01	714.32	781.19	699.75	684.83	813.18	803.63	918.48	1,531.69	1,517.00
5. T O T A L	2,498.48	2,932.48	3,345.24	3,770.30	4,127.38	4,725.38	5,722.82	7,004.30	8,420.38	10,137.90	11,969.70

2-2 INSTALLED CAPACITY BY TYPE OF PLANT  
( MW )

TYPE OF PLANT	Y E A R											
	72	73	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83	
1. Oil :												
- Steam	225.00	225.00	250.00	250.00	250.00	250.00	556.25	756.25	756.25	1,156.25	1,356.25	
- gas turbine	42.00	42.00	126.00	284.86	482.66	828.70	882.07	896.29	896.29	897.18	897.18	
- diesel	213.08	230.31	266.91	274.00	323.08	461.49	499.40	505.85	523.77	580.83	685.93	
2. GEOTHERMAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.00	
3. HYDRO	183.97	278.77	278.77	320.56	320.78	322.46	350.67	377.52	378.55	398.23	437.03	
T O T A L	664.05	776.08	921.68	1,129.42	1,376.52	1,862.74	2,288.39	2,535.91	2,554.86	3,032.49	3,406.39	

2-3 TRANSMISSION AND DISTRIBUTION FACILITIES

Y E A R

FACILITIES

	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83
<u>1. TRANSMISSION LINES</u> (circuit km)									
- 150 kV	105.00	425.00	626.41	910.50	1,553.78	1,761.88	2,895.08	3,230.56	3,575.24
- 70 kV	351.73	419.85	1,963.05	2,082.74	2,178.73	2,202.81	2,326.88	3,090.86	3,185.46
30/25 kV	644.25	2,408.21	2,705.29	2,893.54	2,969.63	2,739.50	2,798.12	2,429.51	2,579.61
<u>2. SUBSTATION INSTALLED</u> CAPACITY (MVA)	423.74	764.27	3,248.43	4,111.62	4,967.22	4,772.55	5,478.59	6,267.07	6,640.31

3. DISTRIBUTION LINES

(circuit km)	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83
- 20/15 kV	632.62	847.98	1,575.35	3,905.55	4,649.10	7,133.77	8,537.53	10,170.02	11,790.73
- 12/10 kV	759.70	921.51	971.13	1,274.68	1,563.61	1,336.24	1,355.36	1,269.63	2,261.65
- 6kV and lower	4,955.70	5,513.51	6,787.65	8,507.65	7,647.67	8,232.62	8,336.93	9,453.41	8,205.45
- Low voltage	17,264.99	18,874.41	18,624.93	21,631.20	23,537.61	32,337.84	34,779.77	38,616.04	41,460.69

2-4 Peak Demand

(Unit MW)

Island	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82
WIL I	36	40	42	46	55	72	77	100	122	153	172
II	238	246	250	276	313	400	540	721	943	1091	1235
III	89	106	131	198	152	182	215	280	340	407	473
IV	206	224	285	339	362	382	432	508	615	674	783
V	42	47	55	57	65	84	101	140	164	190	211
VI	67	88	119	146	179	237	326	398	465	534	620
VII	77	100	111	102	113	156	187	228	284	350	382
VIII	116	131	124	153	195	260	302	363	440	500	607
IX	24	27	29	33	34	46	54	66	78	91	105
X	45	53	53	60	66	73	79	87	101	113	124
XI	63	83	107	110	128	162	215	316	381	417	480
XII	847	967	1007	1114	1206	1363	1825	2309	2846	3391	3975
XIII	502	519	536	579	656	786	1013	1157	1372	1769	2334
DIST. JAYA/JANG											
DIST. JABAR											
KIT. JABAR	2300	2547	2909	3210	3489	4145	4947	6042	7587	9022	11320
	4652	5178	5759	6363	7013	8348	10313	12735	15738	18722	22621

Note 1. to be prepared by Island and East Java

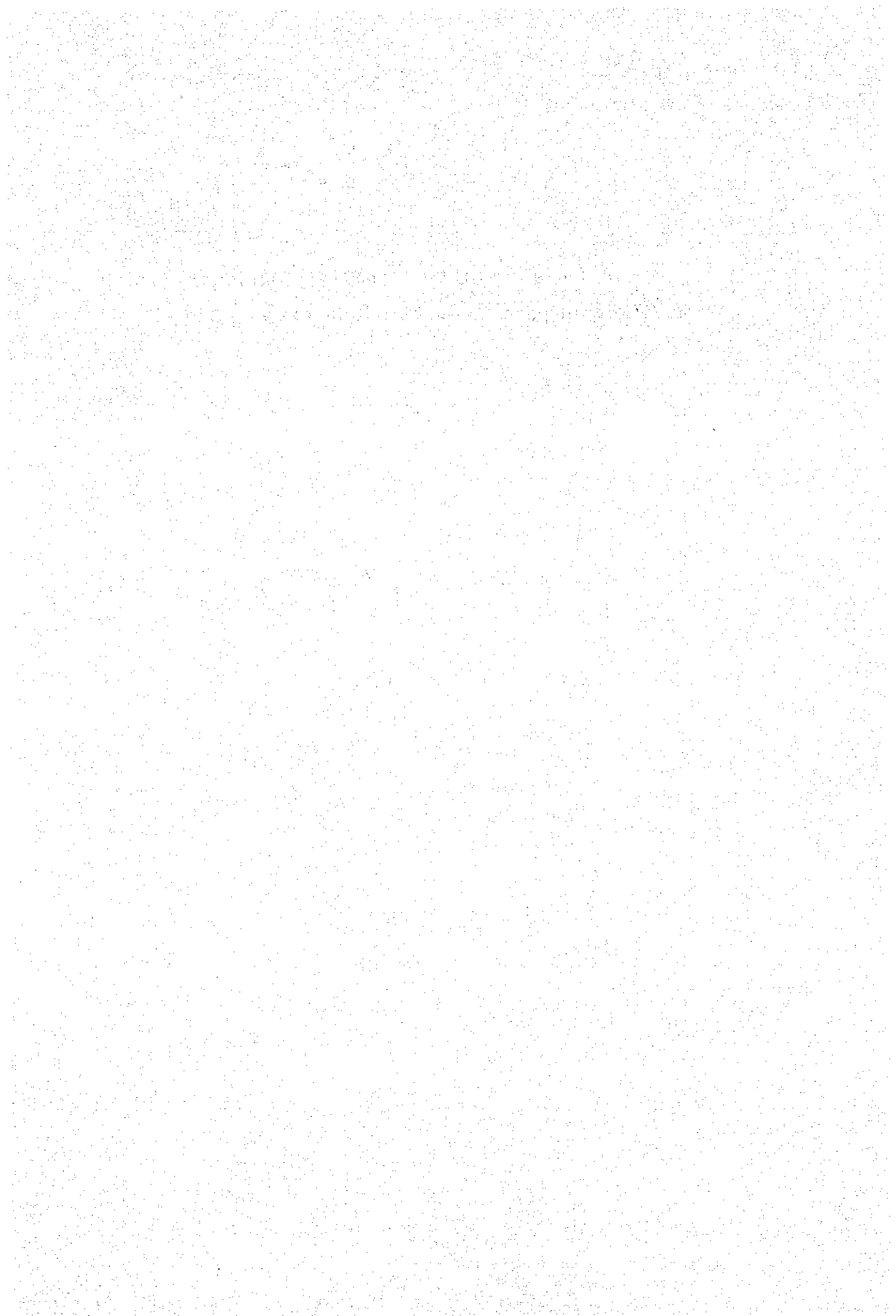
PEAK DEMAND, GENERATION, SALES AND LOSSES IN 1982/1983

Wilayah (Region)	Peak Demand MW	GENERATOR (Gwh)						Total	Sales (Gwh)	LOSSES	
		Hydro	Steam	Diesel	Gas Turbine	Geothermal	Purchased			Gwh	
I	17.17	-	-	77.22	-	-	0.55	77.77	57.01	20.76	26.69
II	123.52	0.17	-	210.74	441.85	-	11.06	663.82	463.80	200.02	30.13
III	44.67	37.02	-	181.02	0.67	-	3.68	222.39	158.45	63.94	28.75
IV	77.95	6.50	89.45	180.85	123.33	-	0.04	400.17	300.58	99.59	24.88
V	21.07	-	-	104.37	-	-	-	104.37	78.67	25.70	24.62
VI	62.03	89.20	-	202.58	-	-	0.82	292.60	229.37	63.23	21.61
VII	37.54	30.83	-	131.27	-	-	-	162.10	116.34	45.76	28.23
VIII	60.69	6.77	108.75	82.24	65.78	-	0.70	264.24	192.30	71.94	27.22
IX	10.54	-	-	47.08	-	-	-	47.08	34.44	12.64	26.85
X	12.36	0.62	-	60.23	-	-	-	60.85	48.27	12.58	20.67
XI	47.77	0.70	-	87.23	-	-	118.28	206.21	166.22	39.99	19.39
Outside Java	515.31	171.81	198.20	1,364.83	631.63	-	135.13	2,501.60	1,845.45	656.15	26.73
D.E.J.	-	-	-	46.76	-	-	-	46.76	1,835.53	-	-
D.C.J.	-	-	-	21.42	-	-	-	21.42	812.76	-	-
D.W.J.	-	3.30	-	9.39	-	-	-	12.69	1,449.18	-	-
D.JAYA	-	-	-	-	-	-	-	-	3,162.76	-	-
K.JBT	-	628.92	1,523.78	-	97.94	-	-	2,250.64	-	-	-
K.JBB	1,608.50	511.53	4,714.47	6.92	444.14	77.66	1,381.87	7,136.59	-	-	-
Java	1,608.50	1,143.75	6,238.25	84.49	542.08	77.66	1,381.87	9,468.10	7,260.23	2,207.87	23.32
Indonesia	2,123.81	1,315.56	6,436.45	1,449.32	1,173.71	77.66	1,517.00	11,969.7	9,105.60	2,864.02	23.93





Electric Power Plant Development Program  
in Whole Indonesia (Central Sumatera)



PLANNED INVESTMENT IN OIL AND GAS

	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95
1. Sales	7013	8570	12320	12176	1467	1723	20496	24195	28340	32317	35877	42274	413
2. Losses	10000	1712	19100	1572	2117	2573	30320	36133	4244	4917	5837	6713	5
3. Sent Out Energy	67000	14300	12700	14000	16100	19700	23500	27100	30900	33200	35000	36000	37000
4. Operation	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
5. Investment	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
6. Installed Capacity	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
H y d r o	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487
Oil	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Coal	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gas	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Steam	517	535	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575	575
Steam	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106
Gas	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Coal	1206	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506
Gas	605	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645	645
Total	2458	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716	2716

Notes: [1] With respect to sent out energy.  
 [2] Including 594 GWh import from Krakatau Steel in 1982/83. for the following years assume to be zero.  
 [3] Including Jatiluhur HPP (150 MW) completion dates up to 1988/89. i.e.:  
 [4] Capacity addition within fourth quarter is assumed to be included in the following year.

- 1) Aug '82
- 2) May '83
- 3) #1-2 Oct '85
- 4) 120 MW temporarily
- 5) May '85

- 13) Feb '94
- 14) Jun '95
- 15) Feb '96
- 16) Jan '97
- 17) May '97
- 18) Economics under further review

3-2 PEAK LOAD, PRODUCTION AND INSTALLED CAPACITY

PLH REGION : 1

	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
SALES (GMH)	46	64	73	102	134	176	219	287	316	379	445	523	614
GROWTH RATE (%)	22	39	15	39	32	31	25	22	18	20	17	17	17
LOSSES (%)	30	19	39	23	21	20	20	20	20	19	19	19	19
PROD (GMH)	66	78	97	132	170	220	274	333	395	468	550	646	759
PEAK (MW)	15	17	21	28	35	45	53	66	78	91	107	129	147
LOAD FACTOR (%)	49	52	52	54	55	56	57	59	58	58	59	59	59
-----													
INSTALLED CAP (MW)													
DIESEL	24	30	39	44	54	110	110	119	120	120	122	123	122
STOF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100
STEAM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HYDRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50
G.T	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GEOTHERM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	24	30	40	45	55	110	110	120	120	121	173	273	273

NAME OF PROJECT	TYPE	CAP (MW)	YEAR
Banda Aceh #1-2	STOF	2x25	91/92
Lhok Seumawe #1-2	STOF	2x25	92/93
Peusangan	HYDRO	50	92/93

3-3 PEAK LOAD PRODUCTION AND INSTALLED CAPACITY

PLN REGION : 2

	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
SALES (GWH)	410	467	574	680	808	921	1181	1408	1665	1992	2319	2699	3140
GROWTH RATE (%)	25	14	23	19	19	21	20	19	18	20	16	16	16
LOSSES (%)	30	30	23	22	21	20	20	20	20	19	19	19	19
PROD (GWH)	581	654	745	872	1023	1226	1477	1760	2082	2460	2863	3322	3876
PEAK (MW)	109	124	147	171	200	235	277	327	380	443	513	599	696
LOAD FACTOR (%)	61	61	58	59	59	60	61	62	62	63	63	64	64
INSTALLED CAP (MW)													
DIESEL	59	64	64	69	86	107	114	113	110	108	104	103	99
STOF	0	0	65	130	130	130	260	260	260	260	260	260	260
STCOAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HYDRO	0	0	0	50	50	50	50	50	230	380	520	620	620
HYDRO	0	0	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6
G.T	105	105	105	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
GEOTHERM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	163	169	234	359	383	404	540	540	717	825	1011	1049	1008

1 9 5 1

NAME OF PROJECT	TYPE	CAP (MW)	YEAR
Medan	CT	20	84/85
Belawan #1	STOF	65	82/84
Belawan #2	STOF	65	84/85
Belawan #3-4	STOF	2x65	87/88
Ranau	HYDRO	90	92/93
Asahan I #1	HYDRO	90	83/80
Asahan I #2	HYDRO	90	83/80
Asahan II *	HYDRO	50	84/85
Asahan III #1-2	HYDRO	2x75	90/91
Asahan III #3-4	HYDRO	2x75	91/92

Note \*) Purchase power from Inalum

3-4 PEAK LOAD, PRODUCTION AND INSTALLED CAPACITY

FLM REGION : 3

	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
SALES (GWh)	141	159	368	557	806	995	1128	1360	1585	1841	2126	2390	2683
GROWTH RATE (%)	30	13	131	51	45	24	14	20	17	16	15	12	12
LOSSES (%)	27	28	19	16	14	13	13	13	13	13	13	12	13
PROD (GWh)	193	221	455	663	937	1144	1308	1564	1853	2116	2444	2747	3084
PEAK (MW)	41	47	82	119	161	198	227	273	319	372	430	482	542
LOAD FACTOR (%)	54	53	63	64	66	65	66	65	65	65	65	65	65
-----													
INSTALLED CAP (MW)													
DIESEL	47	64	65	63	71	120	117	116	147	159	155	160	164
STDF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STCOAL	0	0	0	0	0	0	100	100	100	200	200	200	200
HYDRO	11	11	79	79	79	79	79	79	79	179	390	390	390
HYDRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G.T.	0	20	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
GEOTHERM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	58	94	184	182	189	239	326	335	365	578	784	790	794

NAME OF PROJECT	TYPE	CAP (MW)	YEAR
Padang #1	GT	20	83/84
Umbilin #1-2	STCO	2x50	87/88
Umbilin #3-4	STCO	2x50	90/91
Maninjau	HYDRO	4x17	83/84
Singkarak #1-2	HYDRO	2x50	90/91
Singkarak #3-4	HYDRO	2x50	91/92
Kota panjang	HYDRO	3x37	91/92

3-5 PEAK LOAD, PRODUCTION AND INSTALLED CAPACITY

PLII REGION 4

	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94
SALES (GWh)	284	300	468	602	777	946	1113	1284	1473	1698	1927	2171	2444
GROWTH RATE (%)	18	14	56	29	29	22	18	15	15	15	14	13	13
LOSSES (GWh)	25	25	23	22	21	20	20	20	20	19	19	19	19
PROD (GWh)	353	398	698	772	983	1182	1291	1605	1841	2096	2372	2680	3017
PEAK (MW)	59	78	112	142	180	215	252	291	324	380	432	487	548
LOAD FACTOR (%)	58	58	51	62	63	63	63	63	63	63	63	63	63
INSTALLED CAP (MW)													
DIESEL	49	67	126	159	162	247	251	245	245	249	245	257	251
STDF	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
STEAM	0	0	0	0	0	130	130	130	180	230	345	345	345
HYDRO	0	0	0	0	0	0	0	16	16	40	40	77	77
HYDRO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G.T	43	43	63	49	49	49	49	49	49	49	49	34	34
GEOTHERM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	114	137	215	231	237	452	456	466	516	594	706	740	734

NAME OF PROJECT	TYPE	CAP (MW)	YEAR
Palembang	GT	20	82/84
Tarahan #1	STCO	50	89/90
Tarahan #2	STCO	50	90/91
Jambi #1-2	STCO	2x25	91/92
Bukit Asam #1-2	STCO	2x25	86/87
Bukit Asam #3	STCO	65	91/92
Batubegi	HYDRO	2x12	90/91
Tes I	HYDRO	4x 4	88/89
Tes II	HYDRO	2x 8.5	92/93
Sumber Jaya	HYDRO	2x10	92/93