

インドネシア共和国

中部スマトラ電力系統開発計画調査

報告書

1986年7月

国際協力事業団

鉦計資
CR 6
86-70

JICA LIBRARY



1034369[7]

108
64
MPN

インドネシア共和国

中部スマトラ電力系統開発計画調査

報告書

1986年7月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 86. 8. 4-	108
登録No. 15060	64
	MPN

はしがき

日本国政府は、インドネシア共和国政府の要請に基づき、同国の中部スマトラ電力系統開発計画に関するフィー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、中村 一氏を団長とする 8名の専門家から成る調査団を編成した。

調査団は、1985年 6月 5日から 7月 5日まで、8月28日から 9月13日までの間、現地調査を行い、帰国後、現地調査で得られた結果と資料に基づいて問題点の解析・検討等の国内調査を行った。

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中部スマトラ電力系統開発計画の推進に役立つとともに、同国の社会的・経済的發展に寄与し、ひいては、同国とわが国との経済交流、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。

終りに、本調査の任に当られた団員のご協力に敬意を表すると共に、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、電力公社（PLN）、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、深く感謝の意を表するものである。

1986年6月

国際協力事業団

総裁 有田 圭輔



Fig. I Key and Location Map

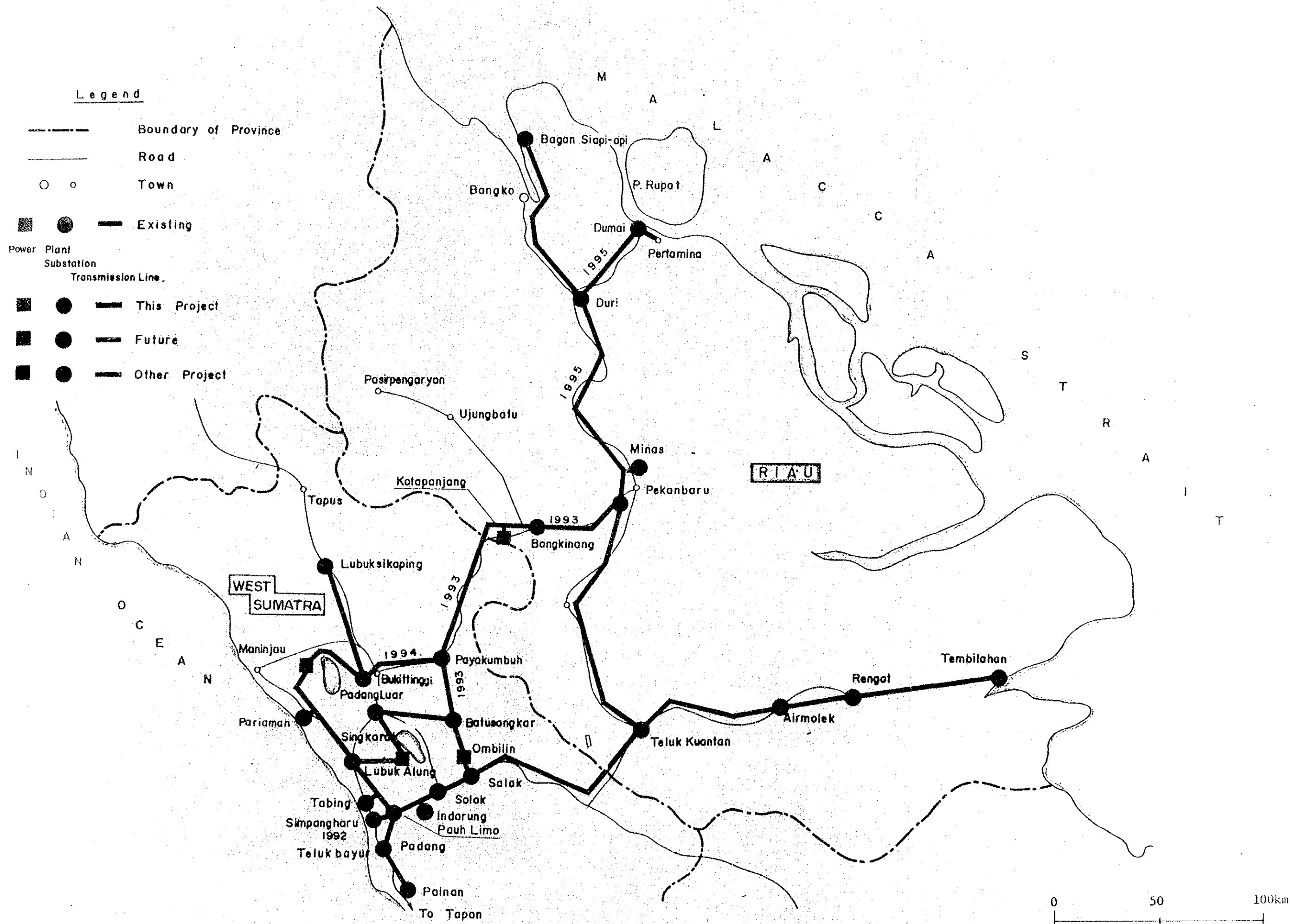
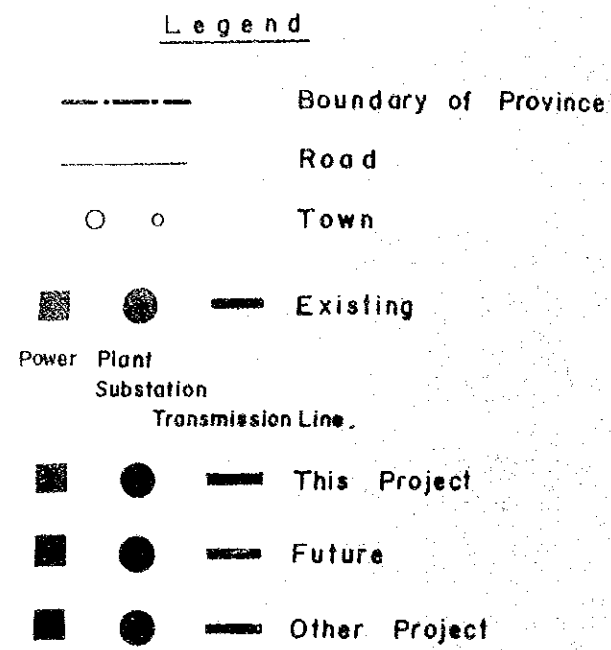


Fig. II Central Sumatra Transmission Line Development Program

送電線(1)



バヤクンプ北方の峠



バヤクンプ、峠方面の遠望



コタバンジャン～パカンバル間の旧河川跡

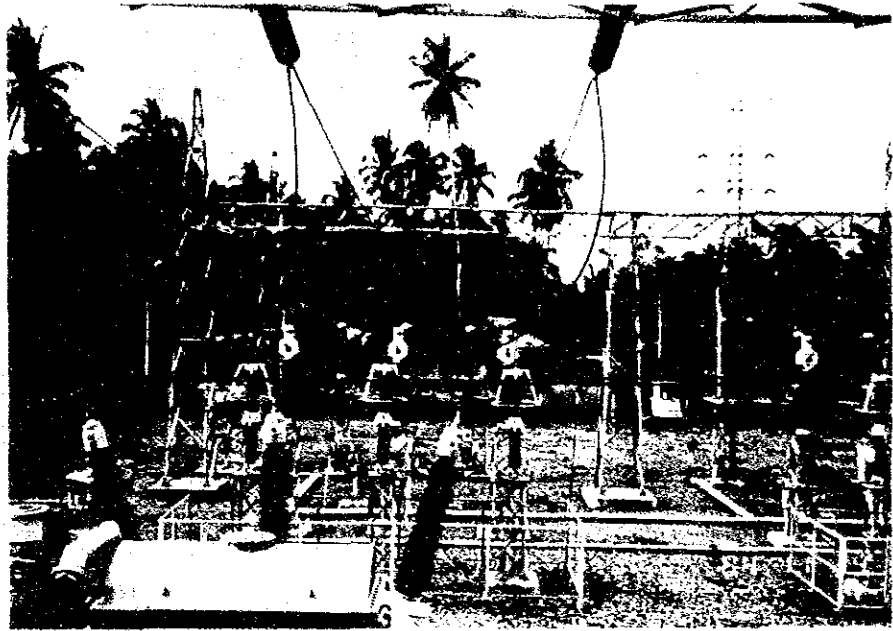


ドゥリ～ドマイ間

変電所

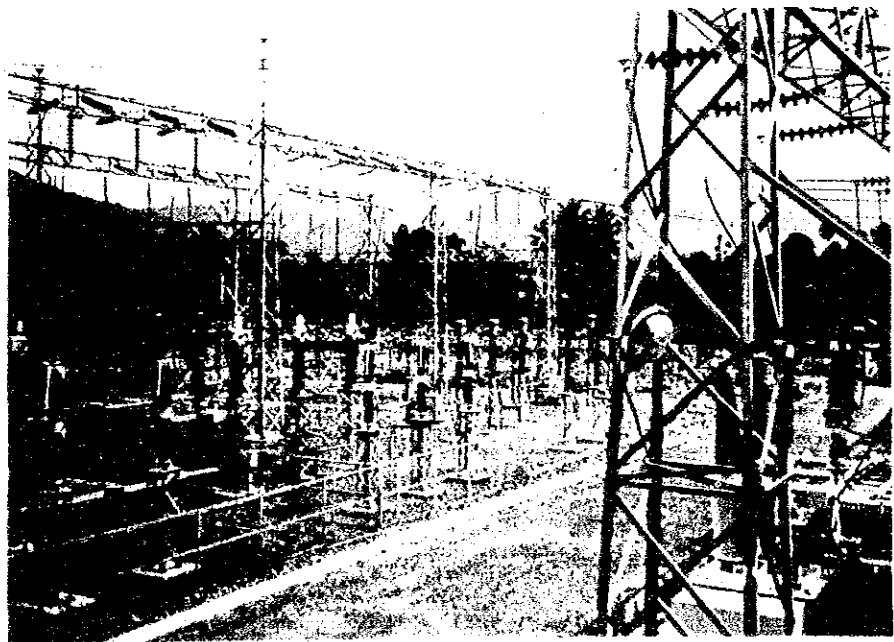
150kv/20kv ルブックアルン変電所

(10MVA x 2)



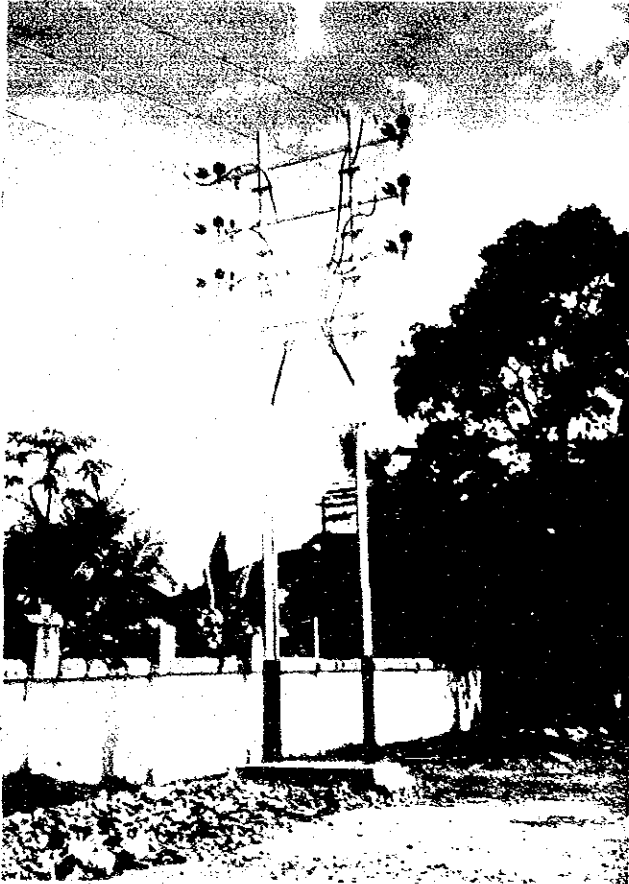
150kv/20kv ハウリモ変電所

(30MVA x 2)

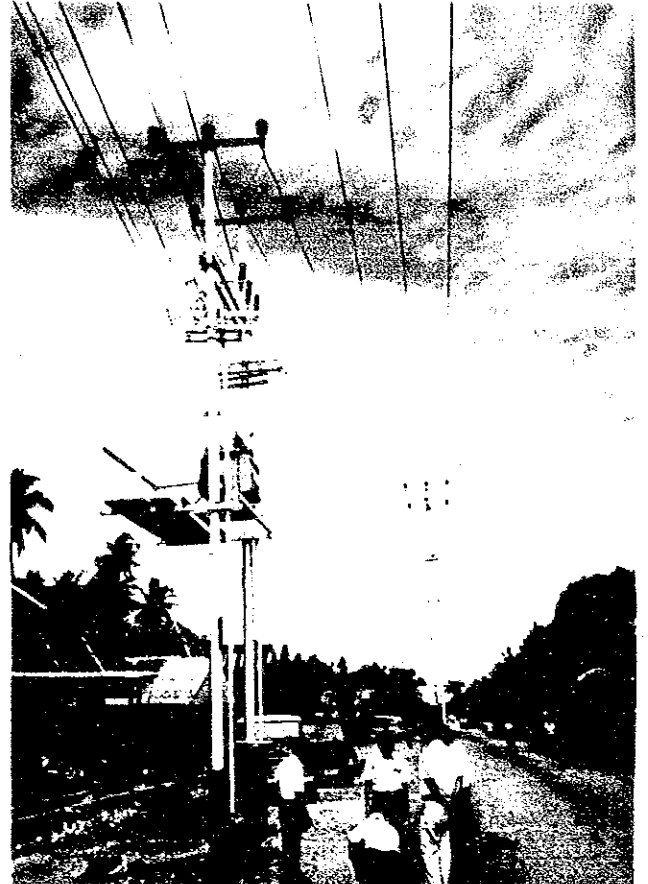


配電設備 (ハタンにて)

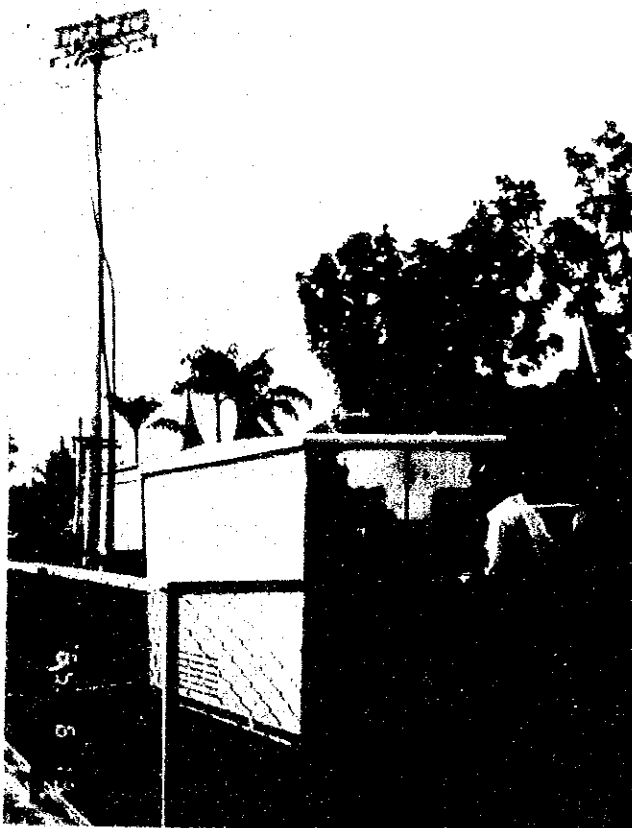
20kv 架空 - 地中分岐



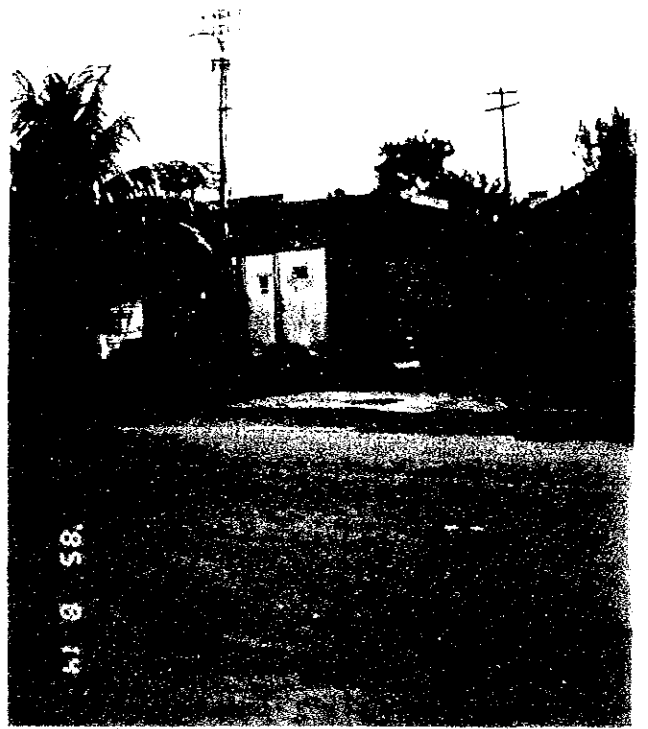
20kv柱上変圧器



20kv 配電用キュービクル



20kv 配電用キオスク



目 次

関 係 図

Fig. I Key and Location Map.

Fig. II Central Sumatra Transmission Line Development Program.

現 地 写 真

用語と単位	G - 1 ~ G - 3
要 約	Y - 1
結 論	Y - 13

第 1 章 序 文

1. 1 調査の目的と範囲	1 - 1
1. 2 調査活動	1 - 2

第 2 章 計画の背景

2. 1 経済情勢	2 - 5
2. 2 電力需給の現状	2 - 8
2. 3 電力会社の組織と財務状況	2 - 15

第 3 章 電力需要想定

3. 1 需要想定手法	3 - 1
3. 2 需要想定の基本資料	3 - 3
3. 3 需要想定結果	3 - 7
3. 4 想定電力需要のチェック	3 - 7
3. 5 ミクロ的想定結果とマクロ的想定結果の比較	3 - 9
3. 6 日負荷特性の分析	3 - 33
3. 7 モデル負荷曲線の採択	3 - 35
3. 8 総合日負荷曲線の作成	3 - 39
3. 9 想定負荷曲線の適合度の検定	3 - 41
3. 10 1日最大需要ならびに最小需要の想定	3 - 41

第4章 電力系統計画

4.1 電力系統の信頼度と系統構成方針	4 - 1
4.2 基幹系統構成諸案の比較	4 - 4
4.3 系統解析	4 - 20
4.4 送電線電線サイズの検討	4 - 41

第5章 送電設備

5.1 送電線ルート	5 - 1
5.2 絶縁レベル	5 - 6
5.3 鉄塔の概念設計	5 - 12
5.4 鉄塔基礎の概念設計	5 - 20

第6章 変電設備

6.1 既設および計画配電網と連絡する最適地点の選択	6 - 1
6.2 設計と設備の基準化, 標準化	6 - 13
6.3 変電所規模	6 - 17
6.4 絶縁協調	6 - 34
6.5 保護継電方式	6 - 37
6.6 軽負荷時変圧器停止による電力損失軽減効果	6 - 43
6.7 土木設備および建築設備に対する条件	6 - 46

第7章 配電設備

7.1 配電設備び現状	7 - 1
7.2 配電線損失軽減対策	7 - 3
7.3 配電線事故対策	7 - 5
7.4 設計標準	7 - 7

第8章 給電方式および給電設備

8.1 給電システム近代化の必要性	8 - 1
-------------------------	-------

8.2	給電システムの基本形態	8-1
8.3	給電所設置位置	8-2
8.4	給電所の機能	8-2
8.5	給電設備	8-3

第9章 通信方式および通信設備

9.1	通信方式の種類と特色	9-1
9.2	通信方式の選択	9-1

第10章 建設計画および建設費

10.1	建設計画	10-1
10.2	建設工程	10-3
10.3	建設費	10-6

第11章 経済および財務分析

11.1	分析の目的および範囲	11-1
11.2	経済分析	11-1
11.3	財務分析	11-5
11.4	結論	11-7

用語と単位

Badan Perencanaan Pembangunan	National Planning and Development Board
Badan Perencanaan Pembangunan Daerah (BAPPEDA)	Provincial Planning and Development Board
Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM)	Investment Coordination Committee
Badan Tenaga Atom Nasional (BATAN)	Indonesia Atomic Energy Agency
Biro Pusat Statistik	Central Bureau of Statistics
Bupati	Chief of Kabupaten (Regency)
Camat	Chief of Kecamatan (District)
Departemen Pekerjaan Umum (DPU)	Department of Public Works
Departemen Pertambangan dan Energi	Ministry of Mining and Energy
Desa	Village
Dinas Kehutanan	Forestry Service
Dinas Pendidikan dan Kebudayaan (PDK)	Education and Culture Service
Dinas Perikanan	Fisheries Service
Dinas Perindustrian	Industries Service
Dinas Perkebunan Rakyat	People's Tree Crops Service
Dinas Pertambangan	Mining Service
Dinas Pertanian Rakyat	People's Agricultural (food crops) Service
Dinas Transmigrasi	Transmigration Service
Direktorat Penyelidikan Masalah Air (DPMA)	Water Resource Research Institute
GSI	Geological Survey of Indonesia
JICA	Japan International Cooperation Agency

Kabupaten	Regency
Kantor Sensus dan Statistik	Statistics and Census Office
Kecamatan	District
Kepala Desa	Chief of village
Kepulauan Riau	The regency of Island Riau
Kotamadya	An incorporated city, the same level of government as a regency/kabupaten
Lembaga Meterologi dan Geofisika	Bureau of Meteorology and Geophysics (BMG)
Pekerjaan Umum (PU)	Ministry of Public Works
Perusahaan Terbatas Perkebunan (PTP)	Private Estate Enterprise
Perusahaan Umum Listrik Negara (PLN)	Head Office of State Electricity Public Corporation
P.T. Perkebunan (PTP)	Government Estate Company
Proyek-Proyek Pengembangan Sumber Air (P3SA)	Water Resources Development Project
Pusat Penyelidikan Masalah Kelistrikan (LMK)	Electric Power Research Center
Rencana Pembangunan Lima Tahun Ketiga (REPELITA)	Five Year Development Plan
Sumatera Barat	West Sumatra
Unit Pelaksana Proyek (UPO)	Project Execution Unit
Wilayah III	Province of West Sumatra, Province of Riau and the District of Kerinci, the Province of Jambi (Region III)

Unit

mm	millimeter
cm	centimeter
m	meter
km	kilometer
mm ²	square millimeter
cm ²	square centimeter
m ²	square meter
km ²	square kilometer
ha	hectare
m ³	cubic meter
kg	kilogram
t	ton
sec	second
min	minute
hr	hour
kg/cm ²	kilogram per square centimeter
kW	kilowatt
kWh	kilowatt hour
KVA	kilovolt ampere
MW	megawatt
Gwh	gigawatt hour
°	degree
°C	centigrade degree
%	percent
No. (Nos.)	Number(s)
1982/83	Fiscal year 1982

要 約

(I) 要 約

1. 計画の背景

西スマトラ州は総面積50,000km²、人口は360万人で人口密度は全インドネシア平均とほぼ同じである。州の中央部を北西部から南東部にかけて3000m級のバリサン山脈が縦断しているので州のほぼ3/4は山岳地帯が占めている。

産業としては、農業、林業のほか、わずかな軽工業があるほか、大工業としてオンピリン炭鉱、パダンセメント工場がある。電力需要としては、パダンセメントを中心に順調な伸びを示しており、1975年から1984年までの10年間は年平均24%と非常に高い伸び率を示した。最近の電力需要は、経済状況を反映して、やや鈍化の傾向が見られるが、なお10%程度の伸びが見込まれている。

このため既に1983年にマニンジョウ水力発電所(68MW)を運開させ、更に州内資源の有効利用を図ってオンピリン石炭火力発電所(1期100MW, 2期100MW)およびシンカラック水力発電所(1期100MW, 2期100MW)の建設計画が進められつつある。

一方、リアウ州は、総面積95,000km²と広く、人口は西スマトラ州に比較して少なく240万人で人口密度は全インドネシア平均の約1/3である。しかし、近年はインドネシア政府のジャワ島からの移住計画により、人口の増加率は全国平均より高く3.5%を示している。州の北東部沿岸はマラッカ海峡に面し、50kmを距ててマレーシア半島に対している。州内はスワンプ地帯を含む殆んど平坦な土地で、西南部は500kmに亘って西スマトラ州に接し、人の往来も激しい。

リアウ州の産業は、何と云っても石油部門が圧倒的な地位を占めており、インドネシア全産油量の約50%に相当する年間1.5億バレルの原油を産出する最大の産油州である。その他の生産部門でのG R D P (Gross Regional Domestic Product) の構成比は、西スマトラのそれに酷似しているが、実際の生産面では、かなり立ち遅れており、例えば灌漑施設などにはかなりのギャップも見られる。最近政府の移住政策も徐々に効果を示しつつあり、プランテーションの拡大およびこれに付随する産業も順調に進展し、それに伴って道路網の整備も着々と進みつつある。

最近10ヶ年間の電力需要の伸びは平均17%に達しているが、供給形態は需要中心地にディーゼル発電所を設置し、配電線による局地毎の分散供給を行っているに過ぎない。州内に電力系統がなく、供給力も不足しがちであるので、パカンバル営業所管内のウェイティング・コンシューマも100軒以上25MWにも達している。

このような状況から地元では、電源の増強と電力系統の整備による豊富な電力の供給を熱望している。このうち電源の増強については、コタパンジャン水力地点(111MW)の開発が候補に上がっている。

以上西スマトラ州およびリアウ州について大畧したが、これらを基盤にしながら両州の特色を表にまとめてみると次表のようになる。

西スマトラ州とリアウ州の特色比較

項目	州	西スマトラ州	リアウ州
面積		50,000km ²	95,000km ²
人口		360万人(1983年)	240万人(1983年)
人口密度		72人/km ²	25人/km ²
地勢	雨量	山岳地多く平野部はほぼ1/4 3,000~4,000mm/年 (水力電源地帯として適している。)	殆んど平野部, スワンプ地帯あり。 3,000~4,000mm/年
沿岸		印度洋に面し, セメント, 石炭の積出し港として, パダン港あり。	マラッカ海峡に面し, 石油ほか貿易の中心港としてドマイ港あり。
耕地		可耕地, 残り少ない。米を移出。	可耕地は広大。米を移入。
埋蔵資源		石炭, 石灰石, 大理石など	石油歴大, 天然ガスの可能性大
植林		適地少なし	適地広大
工業		大型工業として, パダンセメントあり。	石油関連ほか, 製材及び農業関連産業の発展可能性大。
交通		スマトラ島内幹線道路の中心地で, 交通極めて便。	幹線道路を拡大しつつあり, 交通便。
電力需要		112GWh/年(1984) 他にパダンセメント 87GWh	66GWh/年(1984)
州内GDP		Rp 997 × 10 ⁹ (1982)	Rp 699 × 10 ⁹ (1982)除・石油

この表から将来の方向性を推測すると、西スマトラ州は歴史的にも、文化的にも旧くから発展し現在に至り、農耕地も殆んど耕作されている段階で、米は他州へ移出している。工業生産は、石炭、セメントなど天然資源に関連する生産の順調な伸びが期待できる。

それに比し、リアウ州は、石油の採掘、製油産業についてはインドネシアで屈指の地域であると共に、更には最近の政府の移住政策も加わって広大な地域に油椰子、ゴムなどの植林事業が順調に進みつつある。一方この州の平坦な地域的広がりには道路の整備、工場の立地に適しており、またマラッカ海峡に面する1500kmの沿岸地区には、現在のドマイ港の拡張のほか、将来にはいくつかの良港建設が期待できる。

西スマトラ州とリアウ州の州境にあるパリサン山脈は、雨量も豊富で且つそれを電力エネルギーに変換し得る絶好の地勢を有しており、同時に優良な石炭の埋蔵量も豊富にあることから、これらのエネルギー資源を、文化・行政的にも関係の深い西スマトラ州およびリアウ州州民の民生と産業発展のために広域的に利用することは国家的見地からも大いに推奨さるべきものと考えられる。

ここにおいて、今回 PLN において計画されつつある中部スマトラ電力系統開発計画は誠に妥当なものであると考え、このフィージビリティ・スタディを実施することは大いに意義あることと判断する。

2. 電力需要想定

PLN ほか関係各機関などから収集した資料をもとに、基本的にはミクロ的手法により2005年に至る需要想定を行ない、これをマクロ的観点から十分なチェックを加えて最終値を求めた。

すなわち西スマトラ州、リアウ州内の離島を除いた全地域（代表地点を26ヶ所に集約）について各地点毎に人口伸び率、各家庭の電力使用原単位の推移、ウェイティング・コンシューマ及び自家用需要家の動向ならびに産業開発計画などの把握につとめ、これらを基として電力系統計画策定に必要な需要の予測に当たった。

予測に当たっては両州の中で、特に大口需要家である西スマトラ州のパダンセメント、および現在大規模な自家用発電機によって独立して運営されているプルタミナ (PERTAMINA) ならびにカルテックス (CALTEX) の現状と将来の動向把握につとめた。

パダンセメントは、既に PLN の系統に連系されており、生産の拡大に従い、順次需要の増大が見込まれる情勢にある。

一方カルテックスは、60Hz の独立した自家用115kV 系統を持ってリアウ州内パカンバルからドマイに至るまで、広い区域に亘って石油採掘用の電力を賄っているため、当面これが PLN の需要家となりうる機会はないものと判断した。

* 95年までの電力系統計画を策定するには、更に10年の需要想定をも考慮に入れておかねばならない。

最も注目されるのは、プルタミナの動向であり、公社幹部とも接触、先方の意向把握につとめた。その結果、現有する自家用発電機の老朽化に伴って、もしPLNが安定した電力を供給し得る体制が整えられるならば、将来需要家となりうるとの感触を得たので、今回の想定では、プルタミナがPLNの需要家となるケースと、将来とも独立した自家発電企業として存続し、PLNの需要家とはならないケースについて、需要想定値を提示することとした。

また、需要想定に当って想定値は、ある巾を持って示すことが望ましいと考えられたので地域内電化率について都市・町村毎に標準、高め及び低めの3水準の目標値を設定し、各地域について年度別に需要を想定すると共に、その中から中部スマトラ連系系統に参入する都市、町村が年度的に明瞭に把握できるようにした。一般需要、商業需要、工業需要および公共用需要を累積した総合需要の標準想定について示せば、Table 3.3-1~4のとおりである。これによると、プルタミナを含めた1995年における年間電力需要は11936Wh（1985~95の10年間平均伸び率14.4%）、150kV系統の最大電力は232MWであり、プルタミナを含まない1995年における年間電力需要はそれぞれ10976Wh（同伸び率13.5%）、202MWとなっている。

3. 電力系統計画

想定需要に基づき、PLNが立案した電源計画及び考慮中の系統拡充案などを勘案し、中部スマトラ地区の系統計画について検討した。

検討に当っては、送電電圧、送電ルートなど各種案について下記基本方針のもとに技術的、経済的な観点から、比較し、1995年迄における最適系統計画を策定した。

- a) 西スマトラ、リアウ両州に亘る電力系統を構成することによって、中部スマトラ全域にわたる安定かつ効率的な電力連系系統を構成する。
- b) 電圧階級の節減、既設系統との協調、需要規模等から見て電圧階級の基本を1次側は150kV、2次側は20kVとする。
- c) 地域サービスからの要請、系統事故の影響、短絡容量の抑制、系統運用の容易さ等を勘案して、供給信頼度目標を設定し、順次これを改善することのできる系統構成とする。
- d) 効率的な運転、保守、改修等ができるよう、使用機器、材料の仕様の統一化をはかる。

3.1 電源開発計画

インドネシア国 PLN と日本国 JICA の間に交わされた“Scope of Work (1985年2月7日付)”により、本調査の対象とする中部スマトラ電力系統開発計画は、PLN の公式的な電源開発計画に基づいて調査される筈のものであった。しかしながら1986年4月現在、PLN では電源開発計画が確定していなかったため、調査団としては予備的な電源開発計画の検討を行った上で電力系統計画を策定した。

1986年4月現在、PLN の大型電源開発計画として確定しているものは、1991年に運転開始が予定されているオンピリン火力発電所(50MW×2)のみで、他の電源の開発計画は決定されていない。

1995年になると、更に100MW 程度の新規電源が必要となるが、この電源候補となり得るのはシンカラック湖の水を印度洋側への落差を利用して発電するシンカラック水力発電所、およびカンパールカナン川のパンキナン上流に考えられているダム式のクタパンジャン水力発電所の何れかである。

何れの水力発電所を先行開発するか、経済的な予備的比較検討によれば、シンカラック水力発電所を先行開発する方が優位と考えられる。しかし、発電所の建設は、必ずしも経済的優位の条件のみによって決定されるものとは限らず、電源分布と需要分布の協調、地域開発との調和などを総合的に配慮して決定される。

このため、本系統計画調査にあたっては、シンカラック水力発電所の建設を先行する案とクタパンジャン水力発電所を先行する案の両案を検討した。

検討結果によれば、系統増強の順序、時期について両案の間に基本的な相違はなかった。

3.2 基幹系統構成諸案の比較

2000年もしくは2005年までの電力系統の規模拡大を念頭におき、既設設備からの円滑な設備拡充を図るため、150kV系統案を基本にした諸案について比較検討を行った。

なお需要については、高め水準の値を適用した。

その結果基幹系統としては、先ずオンピリン～パヤクンプ～パカンバル間に150kV送電線2回線を建設することが適策と判断された。

(1) 150kV代替案との比較

代替案としてクアンタン経由のルートを検討したが送電線亘長が長くなり、初期

投資が大となるため得策ではないという結論を得た。

(2) 275kV導入案との比較

PLNの長期構想の中に、南スマトラ方面からオンピリンまで 275kV送電線を導入する構想がある。この将来構想を考慮に入れて、本プロジェクトも 275kV送電系統として構成することも考えられるが、パヤクンプ経由または、クアンタン経由の何れのルートをとっても建設費が高く、経済的に不利である。

(3) その他の系統の検討

オンピリン～レンガット～テンピラハン

ドゥリ～バガンシアピアビ

パウリモ～パイナン

パダンルアール～ルブックシカピン

の送電系統は、経済的見地から建設年次を1996年以降とするのが適切と判断され、本プロジェクトの計画対象から除外した。

なお、バガンシアピアビへの送電は、ルート設定条件から見てドゥリ変電所を起点として分岐するのが適策と判断された。

(4) 以上の結果1993年及び1995年の電力系統の概要はFig. 4.1-1～3に示す通りとなる。

なお、この系統について、詳細な系統解析を行なった。潮流図は、Fig. 4.3-1～3の通りであり、適正電圧維持のため、調相設備を数ヶ所に配置する必要があるが、電力潮流、短絡容量及び定態、過渡安定度などについては何れも問題はない。

電力潮流ならびに経済性の観点から検討した結果、送電線サイズは次のように選択することとした。

コタパンジャン分岐点～パカンバル間 (60km)	410 mm ²	2 回線
オンピリン～パヤクンプ～コタパンジャン分岐点間 (141km) 及びパカンバル～ドマイ間 (113km) の幹線	330 mm ²	2 回線
パダンルアール～パヤクンプ間のループ系統 (31km)	240 mm ²	1 回線
他の分岐線	240 mm ²	2 回線

また、関連変電設備として、新設 6ヶ所、150kV 化 1ヶ所、合計出力250MVAを計画した。(Table 4.2-5)

4. 送電設備

上記系統計画の検討に併せて、代案ルートを含めて候補送電線全ルートについて、現地調査を実施した。

この中で、リアウ州内送電線及び西スマトラ州とリアウ州の連系送電線予定ルートについては、ヘリコプターによる調査も併せて実施した。

この結果、急峻な山岳地の通過を必要とする連系送電線については、建設が可能であると判断され、この他の送電線予定ルートについても、特に大きい問題はないことが判明した。

以上の調査結果に基づき、現地で入手した5万分の1の地図に送電線ルートを設定するとともに、基本設計を実施した。

送電線ルートの選定及び設計に当っては次の事項について特に留意した。

- (1) 西スマトラ、リアウ両州に跨る送電線のうち、西スマトラのパヤクンプから約20kmバカンバル寄りの区域(約9kmの間)は、バリサン山脈の急峻な山岳地を通過することになり、道路沿いのルートを選定したが、鉄塔位置の選択、鉄塔基礎、施工方法について特に配慮した。
- (2) リアウ州のバンキナンからバカンバルの間は旧河川跡のスワンプがあり、ルート選定に当ってはできるだけこの部分を避けることとし、止むを得ず通過する場合は、杭基礎の適用も考慮した。
- (3) リアウ州ミナスからドマイの間はカルテックス所有の115kV送電線及び各種送油用のパイプの既設工作物との関係を考慮した。

送電線の通過についてはカルテックス現地本部の了解も得られ、特に問題はないが具体的なルートの決定に当っては、カルテックスとの十分な打合せが必要である。

なお送電鉄塔の1つ(懸垂型)を示せばAnnex 5-8のとおりである。

5. 変電設備

送電線予定ルートに併せて、変電所予定地点についても現地調査を行い、送電線ルート、周囲環境、気象条件、地震、配電線の現状と将来動向などを総合勘案のうえ適切な変電所地点の選定に努めた。

また、規模に適合した設計要素につき検討を行った結果はつぎの通りである。

- (1) 変電所位置の選定に当っては、特に都市開発状況及び送電線ルートとの整合に留意

した。

この結果、用地の土木的観点からは特に大きい問題はないものと判断されたが、新たに取得する必要がある場合は詳細な調査が必要である。

- (2) パダン市周辺については既設変電所（パウリモ及びシンパンハル）の拡充，昇圧を含めて，総合的な検討を実施した。
- (3) 変電所の設計に当っては，結線方式，変圧器バンク容量，保護方式などの検討を行ない変電所の規模，重要性，将来の拡充などに応じた標準型結線及び機器配置を定め，変電所毎に適切な方式を適用することとした。（Annex 6 - 3～4に機器配置図例を示す）
- (4) 系統重大事故時の大停電防止対策について検討し，ロードシェディングシステムの適用をはかることとした。

6. 配電設備

配電設備については，設備の現状と事故発生状況から，事故対策，設備設計上の改善策を重点に，検討を加えた。

中部スマトラ地区の配電系統は各市町村毎に設置されたディーゼル発電所を中心に，電化の発展とともに，順次拡大されてきている。

パダン，ブキティンギ，パカンバルなどの都市部は，配電線連系も進められており，マニンジョウ水力発電所からの150kV 基幹系統の拡大とともに配電系統の強化もはかられてきている。

本調査では標準設計，系統構成などの検討のほか，特に配電線事故の実態を調査し，次の通りの対応策を提言した。

- (1) 樹木接触による中圧系統トリップ事故防止対策
 - ・電線と樹木との離隔を十分とる。
 - ・絶縁電線あるいは架空ケーブルを使用する。
- (2) 変圧器の2次側フューズ熔断事故防止対策
 - ・低圧配電線の水平線間距離を 300mmから500mmに広げるか，垂直配列にする。
- (3) 需要家屋内ヒューズ熔断事故対策
 - ・ブレーカースイッチの取付。

なお、Wilayah IIIにおける1984年1年間の停電発生状況は

- ・ 停電時間 77分 / 需要家
- ・ 停電回数 49回 / 需要家

であり、その主な原因別内訳は次の通りである。

- ・ 樹木接触による中圧系統(20kV, 6kV)トリップ(17.9分 / 需要家, 19.0回 / 需要家)
- ・ 変圧器2次側のヒューズ熔断(10.0分 / 需要家, 3.2回 / 需要家)
- ・ 需要家屋内のヒューズ熔断(6.4分 / 需要家, 2.5回 / 需要家)
- ・ 発電所停止(4.5分 / 需要家, 5.8回 / 需要家)

7. 給電方式および給電設備

現在、西スマトラ州内電力系統の給電業務はパダン市内の既設150kVパウリモ変電所内において、電話連絡による情報収集を行なっている程度である。西スマトラ・リアウ両州連系電力系統の構成に対応して、系統全体を効率的に且つ高信頼度をもって運用してゆくためには、近代的機能をもった給電システムの確立が極めて重要な要素になってくる。

スマトラ島の電力系統は、北部、中部、南部に別れており、夫々メダン、パダン、パレンバンを中心に順次拡大されてきている。このうち、メダン市内には既に近代化された給電所が設置、運用されており、またパレンバン市内に同規模給電所の建設が進められつつある。

今回の給電方式検討に当っては、基本的機能は上記2給電所と同様なものとし、的確な系統運用がはかれるようなシステムを提言した。

給電所の位置としては、上位機関との意志疎通がはかり易いことを考慮して、Wilayah IIIのある州都パダンとした。

8. 通信方式および通信設備

中部スマトラ地区の電力系統からみて、考えられる通信方式としては、PLN電力系統で広く使用されている電力線搬送(PLC)の他にマイクロ波通信及び光通信方式がある。

これらについて情報処理量と建設費の面から検討した結果、本プロジェクトにおいては所要情報処理量及び建設費の点からPLC方式を基本とし、本方式での情報伝送がむ

づかしい場合についてのみ、光通信方式を採用することとした。

検討の結果通信システムの中心部であるパヤクンプおよびオンピリンからパダン給電所間は、光による通信方式を採用し、その他はPLC方式による通信システムを構成する。

9. 建設計画および建設費

9.1 建設計画

当プロジェクトを推進するために、次の二つのステージに分けて実施する。

a. ステージⅠ —— 現地測量調査、詳細設計、入札書類作成、その他

b. ステージⅡ —— 入札、審査、契約補助、建設工事管理

そして、これらの業務を円滑に推進し、予定の工期で完成するために、インドネシアコンサルタントの協力を得て、外国コンサルタントがエンジニアリングサービスを行なう。

(1) 現地測量、調査は外国コンサルタントの指導管理のもとで、インドネシアコンサルタントが実施し、その結果により外国コンサルタントは詳細設計を行ない、入札書類等を作成する。

(2) 本計画に基づく送電線、変電所等の新設工事は、次の6つのブロックに分割する。

ブロック1：オンピリン～パヤクンプ～バカンバル	関係の送電線、変電所 及び通信設備
ブロック2：パダンルアール～パヤクンプ	” ”
ブロック3：バカンバル～ドマイ	” ”
ブロック4：パダン地区系統強化	” ”
ブロック5：ドマイ～プルタミナ	” ”
ブロック6：給電設備	パダン給電所、関係発変電 所及び通信設備

(3) 施工は外国コンサルタントの管理のもとで次により行う。

i) 送電線

- a) 送電線の鉄塔、電線、地線、がいし装置等は国際入札により調達する。
- b) 鉄塔、架線工事等のための特殊な工具は国際入札により調達する。
- c) 施工は全てインドネシア工事会社による。

ii) 変電所

- a) 変電機器及びその他付属機材の調達、据付工事は国際入札による。
- b) 土木・建築工事はインドネシア工事会社による。

9.2 建設工程

第4章の電力系統計画により決まった送変電設備は、電源となる西スマトラ州内のオンピリン発電所、パダンルアール変電所を起点に、第1段階はリアウ州内のパカンバル変電所まで、第2段階としてドマイ変電所までの系統幹線を優先的に建設する。その工程はTable 10.2-1のとおりとする。

9.3 建設費

建設費は、決定した最適計画案について、工事計画、工程を基に積算した。

積算は1986年1月のプライスレベルで、変換レートは1USドルに対して1100Rp又は200円とする。単価は類似プロジェクトの価格及び国際価格を参考に算出した。

10. 経済及び財務分析

経済、財務分析の目的は、提案されたプロジェクトの1995年迄の実施が経済・財務的観点から妥当/可能であるか評価を行うことにある。具体的手法としては、本経済分析においては、この送電線の建設が、他の現実的な代替案と比較して最も少ない費用で電力を供給する方法(Least-Cost Solution)であることを確認した。

この結果、経済的に送電線の建設が有利となったルートについて、電力料金による収入を消費者の支払い意志(Willingness to Pay)即ち便益の一部として捉え、経済収益率の算定を行った。また財務分析においては、市場価格による財務収益率の算定、及び実施に伴う債務の返済可能性の検討を行った。

なお、電力需要想定値についてはドマイのプルタミナがPLNの需要家となった場合と、ならなかった場合の両ケースについて検討するとともに油価格の変動などによる感度分析も併せ実施した。

この結果、次の送電線は、経済的にみて十分フィージブルであると判断された。

A. パダン-パヤクンプ-パカンバル：1993年運開

B. パカンバル-ドマイ：1995年運開

結 論

(II) 結 論

1. 需要想定 (Basic)

1.1 プルタミナを需要に含む場合

単位：GWh, MW, %

年 度 地 域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	年 平 均 伸 び 率		
												'85~'90	'90~'95	'85~'95
西スマトラ州	231.1	275.4	330.5	378.0	429.0	476.9	519.8	566.3	618.0	674.6	736.5	15.6	9.1	12.3
リアウ州	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	286.3	331.5	456.4	14.2	24.4	19.2
Wilayah III 合計	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	904.3	1006.1	1192.9	15.3	13.6	14.4
系統最大電力	54	63	72	79	88	96	103	111	164	178	232	12.2	19.3	15.7

1.2 プルタミナを需要に含まない場合

単位：GWh, MW, %

年 度 地 域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	年 平 均 伸 び 率		
												'85~'90	'90~'95	'85~'95
西スマトラ州	231.1	275.4	330.5	378.0	429.0	476.9	519.8	566.3	618.0	674.6	736.5	15.6	9.1	12.3
リアウ州	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	286.3	331.5	360.4	14.2	18.7	16.4
Wilayah III 合計	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	904.3	1006.1	1096.9	15.3	11.7	13.5
系統最大電力	54	63	72	79	88	96	103	111	164	178	202	12.2	16.0	14.1

注1：各州共離島需要は含まないものとした。

注2：系統最大需要とは、中部スマトラ電力系統にとり入れられる需要合計の最大値である。

注3：1985年度 系統最大電力は推定値。

注4：西スマトラ州の需要にはパダンセメントを含む。

2. 電力系統計画

中部スマトラ電力系統の送電電圧は 150kVとし、次により系統を構成する。

2.1 基幹系統計画

主要電力設備	規模		運開
オンピリン火力発電所から、パヤクンプ経由 パカンバルに至る送電線	201km	2回線	1993年10月
変電所 パヤクンプ (40MVA), バンキナン (10MVA), パカンバル (100MVA) ※	3ヶ所	150MVA	
パダングルアールからパヤクンプに至る送電線 (西スマトラ州内系統をループとする)	31km	1回線	1994年10月
変電所 バツサンガール (10MVA)	1ヶ所	10MVA	
パカンバルからドマイに至る送電線	173km	2回線	1995年4月
変電所 ドゥリ (10MVA), ドマイ (20MVA)	2ヶ所	30MVA	

※ 注 Table 6.3-4 参照

2.2 バダグン地区系統強化対策

電力設備	規模		運開
既設パウリモ変電所から、既設シンパンハルに至る 送電線	7km	2回線	1992年10月
既設シンパンハル変電所 (20kV) の150kVへ昇圧	1ヶ所	30MVA	1992年10月
既設シンパンハル変電所 増容量 (30MVA)	1ヶ所	30MVA	1995年10月

2.3 特別高圧需要家供給対策

電力設備	距離	回線数	運開
ドマイからブルタミナ工場に至る送電線*	10km	2回線	1995年10月

*ブルタミナを需要に含まない場合は必要なし。

3. 建設計画

3.1 送電線

送電線区間	亘長 km	変電所	電圧 kV	回線数 回線	線種 mm ²	運開 年月
オンピリン~バヤクンプ	58		150	2	ACSR 330	1993. 10
バヤクンプ~コタボンジャン分岐点	83		150	2	ACSR 330	1993. 10
コタボンジャン分岐点~バカンバル	60	バンキナンT分岐	150	2	ACSR 410	1993. 10
バダンルアール~バヤクンプ	31		150	1	ACSR 240	1994. 10
バカンバル~ドマイ	173	ドマイT分岐	150	2	ACSR 330	1995. 4
ドマイ~プルタミナ *	10		150	2	ACSR 240	1995. 10
パウリモ~シンパンハル	7		150	2	ACSR 240	1992. 10
合計	422	—	—	—	—	—

*プルタミナを需要に含まない場合は必要なし。

3.2 変電所

変電所・発電所	変圧器			運開年月	備考
	電圧 kV	容量 MVA ×台数	新・増設		
バヤクンプ	150/20	20×2	新設	1993. 10	
バンキナン	150/20	10×1	新設	1993. 10	
バカンバル	150/20	50×2	新設	1993. 10	注 Table 6.3-4 参照
バツサンガール	150/20	10×1	新設	1994. 10	
ドゥリ	150/20	10×1+(1)	新設	1995. 4	
ドマイ	150/20	20×1	新設	1995. 4	
オンピリン	150kV引出口×2		増設	1993. 10	オンピリン~バヤクンプ送電用
バダンルアール	150kV引出口×1		増設	1994. 10	バダンルアール~バヤクンプ送電用
パウリモ	150kV引出口×2		増設	1995. 10	バダン地区系統強化
シンパンハル	150/20	30×1	増設	1992. 10	
シンパンハル	150/20	30×1	増設	1995. 10	

3.3 給電所

給電所	装置・設備	運開
バダン	CPU, CRTなど近代的給電運用装置を設置	1995. 10

3.4 通信設備

区間	通信方式	運開
バダン給電所～パヤクンプ変電所 " ～オンピリン発電所	光通信方式	1995. 10
その他の区間	PLC通信方式	

4. 建設工程

- (1) エンジニアリングサービス 1988～1995
- Stage 1 現地調査, 詳細設計, 入札書作成
- Stage 2 入札書評価, 契約ネゴ, 工事管理
- (2) 建設工事 1989～1995
- 1 : オンピリン-パヤクンプ-パカンバル (1989～1993. 9)
(送電, 変電及び関連通信設備含む)
- 2 : パダンルアール-パヤクンプ (1991～1994. 9)
(")
- 3 : パカンバルードマイ (1992～1995. 3)
(")
- 4 : パダン地区系統強化 (1990～1995. 9)
(")
- *
5 : プルタミナ供給 (1994～1995. 9)
(")
- 6 : 給電設備 (1992～1995. 9)

* プルタミナの受電用変電設備含まず。

5. 所要資金

(単位：百万円)

項目	外貨	内貨	計
1. 直接工事費	10,508	3,920	14,428
ブロック1 (オンピリン～バカンバル)	(4,233)	(1,689)	(5,922)
ブロック2 (パダンルアール～バヤクンプ)	(654)	(290)	(944)
ブロック3 (バカンバル～ドマイ)	(2,740)	(1,197)	(3,937)
ブロック4 (パダン系統強化)	(705)	(296)	(1,001)
ブロック5 (プルタミナ供給)	(270)	(103)	(373)
ブロック6 (給電設備)	(1,906)	(345)	(2,251)
2. エンジニアリング費	998	372	1,370
3. 用地補償費	0	562	562
4. 予備費	725	383	1,108
小計	12,231	5,237	17,468
5. 物価上昇分	3,013	5,323	8,336
6. 建設中利子	2,158	2,982	5,140
合計	17,402	13,542	30,944

プルタミナへ供給しない場合			
小計	11,918	5,101	17,019
合計	16,962	13,172	30,134

- 算定条件) 1. 外貨交換率は1US\$ = Rp 1,100 1US\$ = 200円とした。
 2. エンジニアリング費(含むPLN経費)は直接工事費の9.5%とした。
 3. 予備費は直接工事費の5%と、エンジニアリング費及び用地補償費の20%とした。
 4. 物価上昇分として、外貨は年3%、内貨は年10%とした。
 5. 建設中利子として外貨は年4%、内貨は50%を銀行等からの借り入れとして年16%とした。

(参考)

(単位：千ドル)

項目	外貨	内貨	計
1. 直接工事費	52,540	19,600	72,140
ブロック1 (オンピリン～バカンバル)	(21,165)	(8,445)	(29,610)
ブロック2 (パダンルアール～バヤクンプ)	(3,270)	(1,450)	(4,720)
ブロック3 (バカンバル～ドマイ)	(13,700)	(5,985)	(19,685)
ブロック4 (パダン系統強化)	(3,525)	(1,480)	(5,005)
ブロック5 (プルタミナ供給)	(1,350)	(515)	(1,865)
ブロック6 (給電設備)	(9,530)	(1,725)	(11,255)
2. エンジニアリング費	4,990	1,860	6,850
3. 用地補償費	0	2,810	2,810
4. 予備費	3,625	1,915	5,540
小計	61,155	26,185	87,340
5. 物価上昇分	15,065	26,615	41,680
6. 建設中利子	10,790	14,910	25,700
合計	87,010	67,710	154,720

プルタミナへ供給しない場合			
小計	59,590	25,505	85,095
合計	84,810	65,860	150,670

- (算定条件) 1. 外貨交換率は1US\$ = Rp 1,100 1US\$ = 200円とした。
 2. エンジニアリング費(含むPLN経費)は直接工事費の9.5%とした。
 3. 予備費は直接工事費の5%と、エンジニアリング費及び用地補償費の20%とした。
 4. 物価上昇分として、外貨は年3%、内貨は年10%とした。
 5. 建設中利子として外貨は年4%、内貨は50%を銀行等からの借り入れとして年16%とした。

6. 経済及び財務分析

パダン周辺からドマイに至る送電線及び変電所建設プロジェクト（パカンバル迄は1993年10月運用開始；ドマイ迄は1995年4月運用開始）は、次の理由により経済及び財務的観点からフィージブルであると結論できる。

- ① 本プロジェクトは代替案と比較した結果、最も費用の少ない当該地域への電力供給方法 (Least-Cost-Solution) である。
- ② E I R R は、プルタミナの需要を期待できる場合には22%、期待できない場合でも16.4%と十分に高い水準にある。また、パダン周辺→パカンバル間及びパカンバル→ドマイ間に分割してそれぞれE I R Rを計算した際に最も低い価を示すプルタミナの需要を含まない場合のパカンバル→ドマイ間でも、E I R Rは10%以上である。
- ③ 全体プロジェクトのF I R Rもプルタミナを需要に含む場合で19.9%、需要に含まない場合で14.6%と十分に高い水準にある。
- ④ 上記の値について、感度分析の結果は条件が多少悪化したとしても大きく変化することは無いことを示している。
- ⑤ また建設に伴う借入金の返済についても、プルタミナの需要を期待できない場合でも特段の支障は無い。
- ⑥ 上記結果は、電気料金水準を実質価格で現在の水準にすえおくとする控え目に設定された前提条件に基づくものである。

上記のとおり、1993年に運転開始されるパカンバル迄の送電線は、経済的に非常に優れている。更に、技術的観点から見ても、この送電線は、できるだけ早く建設されなければならない。即ち、現在P L Nで計画しているパカンバルのディーゼル発電所増設（6 M W × 6 台）が予定通り完成したとしても、1992～93年のパカンバルの電力需要を満たすことができない状況にある。（Annex 11-2参照）

然しながら建設工程その他から考えて、この送電線の運転開始を1993年とした。

第 1 章 序 文

数年前まで中部スマトラ地区（西スマトラ州およびリアウ州）の各都市における需要に対しては、それぞれの都市毎に設置された独立したディーゼル発電所から、高圧もしくは低圧配電線によって電力供給がなされてきた。しかし1983年には西スマトラ州、マニンジョー湖の水を利用するマニンジョー水力発電所（68MW）が完成し、パダン市に至る約100kmの150kV送電線によってパダン市に電力供給が開始されて、電力系統の形成が緒についた。現在はなお、一発電所から一ルートによって需要地に電力を送るという形であり、システムを構成するという段階には至っていない。

一方、PLNは両州の将来の需要増に対処して西スマトラ州にはオンビリン石炭火力発電所、シンカラク水力発電所およびリアウ州ではコタパンジャン水力発電所の建設計画を進めようとしている。

これら計画中の大型電源の開発を効率的に進め、将来増大が見込まれる両州の需要に対応してこれらを総合的、経済的に運用するためには、的確な電力系統計画の策定が極めて重要である。

1.1 調査の目的と範囲

この調査の目的は、1995年に至る中部スマトラ地区電力系統建設計画を策定することである。

調査の範囲は次の通りである。

- 1) 需要想定
- 2) 既存および計画中の電力設備計画の見直し
- 3) 電力系統建設計画作成のための現地調査
- 4) コンピューターを利用した需用想定および系統計画に関する手法の確立ならびにPLN技術者の訓練
- 5) 電力系統建設計画の作成
- 6) 同上計画に関する工事数量、コスト見積りの作成
- 7) 同上計画に関する技術的、経済的評価
- 8) 同上計画に関する建設スケジュールの作成

1.2 調査活動

JICAはフィージビリティ・スタディを実施するに当たり、Table 1の、とおり8名からなる調査団を編成し、現地へ派遣した。

同調査団は「需要想定」「系統計画」「送電線設計」「変電所設計」「配電調査」ならびに「経済調査」に関して本調査に必要な専門家によって構成し、現地においては、PLNカウンターパートの密接な協力のもとに、各自の専門知識を通じて活動した。

現地調査及び国内工程は次の通りである。

第1回現地調査 1985年6月5日～1985年7月5日

第2回現地調査 1985年8月28日～1985年9月13日

(但し送電グループ2名は、1985年10月6日まで)

国内解析 1985年7月6日～1986年5月31日

現地調査に際しては、先づPLN本社において、基本事項の打合せ、情報交換を行ない、その結果に基づき、効率的な調査実施に務めた。

具体的には調査団を系統計画・変電・配電、送電及び需要・経済の3グループに分け、適宜総合ミーティング(PLNも参画)と相互情報交換を行ないながら、調査を進めた。この結果、PLN及び関係機関の絶大な協力のもとに、調査業務に必要な多くの資料および情報の収集ができた。

現地調査活動について、主要項目を掲げると次のとおりである。

① 需要・経済

PLN出先機関ほか諸政府関係機関を訪問し、需要想定、経済評価に必要な多数の資料、情報を入手した。また、リアウ州のカルテックス及びプルタミナを訪問し、その需要動向並びにPLN系統への参入見通しなどの把握に務めた。

② 系統計画関係

系統の現状と問題点及び将来動向を把握するとともに、主要地点毎の電力供給方法の検討と地域環境の実態を調査した。

③ 送電関係

将来建設が予想される送電線全ルートについて、現地調査するとともに一部ヘリコプターによる踏査を実施した。とくに西スマトラ、リアウ両州間の連系

送電線の建設を考慮中の急峻な山岳部については、詳細に踏査を行なった。

国内作業は、現地調査結果に基づき解析、検討を行ない、1986年6月、本報告書を作成した。

Table 1 JICA 調査団員

<u>担当業務</u>	<u>氏名</u>
1. 団長・総括	中村 一
2. 系統計画（副団長）	松島 健
3. 変電（副団長）	大河原 邦夫
4. 配電	長谷川 敏之
5. 送電・通信	大嶋 邦夫
6. 建設・土木	木村 裕之
7. コンピュータ	村田 孝久
8. 経済	田辺 輝行
協議総括（国際協力事業団）	鈴木 治男

第 2 章 計画の背景

第2章 計画の背景

インドネシア政府は、人口の過密なジャワ島から過疎地のスマトラ島、カリマンタン島などへの住民の移住を促進し、ジャワ島の過密化の解消を図ると共に、移住地における食糧の生産、インフラストラクチャーの整備を行い、地域開発の促進と、国土の均衡ある発展を図るという大規模な開発計画を推進中である。

中部スマトラ地区（西スマトラ州およびリアウ州）においては、油椰子のプランテーションの拡大と、関連する精油工場などの建設、灌漑による農業振興、道路などインフラストラクチャーの充実等の諸計画のほか、オンピリン炭鉱の増産、パダンセメント工場の拡充などの計画も進行中であり、これらの計画の進捗に伴い電力需要の増加も堅調に推移するものと想定されている。

西スマトラ州は、総面積50,000km²、人口は360万人であり、それぞれインドネシア全体の2%強を占めている。地域的には、西南部はインド洋に面し、北部は北スマトラ州、北東部はリアウ州及び南部はジャンビ州と州を接している。州の中央部を北西部から南東部に向かって3,000m級のバリサン山脈が走っているため、山岳地帯がほぼ州の3/4を占めている。

西スマトラ州における産業としては、現在農業・林業のほかオンピリン炭鉱、パダンセメント工場、ブキティンギ地区の軽工業等が主力産業を形づくっている。最近ではパダン市の工業団地計画なども促進されつつあり、電力需要も順調な伸びを示している。電力資源面でみると、マニンジョウ湖、シンカラック湖等の水を有効に活用する水力発電に加えて年産55万トンの石炭を産出するオンピリン炭鉱があり、電力資源に恵まれた州である。

1983年、電力需要増に対応して、マニンジョウ水力発電所（68MW）が建設され、州都パダンへ150KV送電線による電力供給が開始され、引続き1985年末には同州東部のサラック迄150KV系統の延長が行なわれた。

電力需要の伸び率は1974年から1983年の10ヶ年間で年平均18%、1978年から1983年の6ヶ年間では年平均23%と非常に高い値を示した。今後は最近の経済状況を反映して、鈍化傾向にあるものの、なお年率10%程度の伸びが期待され、政府が進めつつある電化の促進及び工業化による民生の福祉向上のためには、効率的で安定した電力供給が不可欠の情勢である。

このため、個別的なディーゼル発電機、もしくはガスタービン発電機などの増設に代って、大規模な安定した電源開発がとりあげられ、州内資源の有効利用を図って、オンピリン石炭火力発電所およびシンカラック水力発電所の建設計画が進められようとしている。

一方リアウ州は、総面積95,000km²と広く、また人口も西スマトラ州に比較して少なく240万人で、人口密度は低い。しかし、インドネシア政府の移住計画による人口流入のため、近年の人口増加率は全国平均より高く、3.5%を示している。最近国の移住構想に若干の変化が見られるようであるが、なおこの傾向は続くものと考えられる。

地域的には、州の北東部は貿易航路として大型船の航行が絶えないマラッカ海峡に面し、海岸延長1,500kmに及ぶ沿岸はわずか50kmの距離を距ててマレーシア半島に対しては、州内はスワンプ地帯を含む殆ど平坦な地で、北部は北スマトラ州、西南部は西スマトラ州および南部はジャンビ州に接している。西スマトラ州の間にはバリサン山脈が横たわっているとはいえ、州境は延長500kmにも及び、旧くからの人の往来も他の2州とは比較にならない程多い。

リアウ州の産業では、何と云っても石油部門が圧倒的な地位を占めており、インドネシア全産油量の約50%に相当する年間約1.5億バレルの原油を産出する最大の産油州である。

その他の生産部門で、農業、サービス業などについて見るとG R D Pの構成比は、西スマトラ州のそれに酷似していることが注目される。しかしながら実際の生産面においては、リアウ州の遅れが目立ち、例えば灌漑施設などにかかなりのギャップが見られる。最近、政府の移民政策の効果もあらわれつつあり、プランテーションの拡大およびこれに付随する産業も順調に進展し、それに伴って道路網の整備も着々と進みつつある。

このような情勢を背景として、最近10年間の販売電力量の伸びは平均17%に達しているが、供給形態は、需要中心地に、ディーゼル発電所を設置し、ここから配電線による局地毎の分散供給を行っているにすぎず、州内に電力系統がなく供給力も不足しているため、同営業所管内の供給希望需要家（ウェイティングコンシューマー）は100軒以上、25MWに達している。

このような状況から地元では、電源の増強と電力系統の整備による豊富な電力の

供給を熱望している。このうち電源の増強については、コタパンジャン水力地点（111MW）の開発が具体化されつつある。

以上西スマトラ州およびリアウ州について大瞥したが、これらを基盤におきながら両州の特色を表にまとめてみると次表のようになる。

西スマトラ州とリアウ州の特色比較

項目	州	西スマトラ州	リアウ州
面積		50,000km ²	95,000km ²
人口		360万人（1983年）	240万人（1983年）
人口密度		72人/km ²	25人/km ²
（地雨）	勢量	山岳地多く平野部はほぼ1/4 3,000~4,000mm/年 （水力電源地帯として適している。）	殆んど平野部、スウアンプ地帯あり 3,000~4,000mm/年
沿岸		印度洋に面し、セメント・石炭の積出し港として、パダン港あり	マラッカ海峡に面し石油ほか貿易の中心港としてドマイ港あり
耕地		可耕地、残り少なし	可耕地は広大
埋蔵資源		石炭、石灰石、大理石など	石油膨大、天然ガスの可能性大
植林		適地少なし	適地広大
工業		大型工業としてパダンセメントあり	石油関連ほか製材および農業関連産業の発展の可能性大
交通		スマトラ島内幹線道路の中心地で交通極めて便	幹線道路を拡大しつつあり交通便
電力需要		112GWh/年（1984） 他にパダンセメント 87GWh	66GWh/年（1984）
州内GDP		Rp. 997×10 ⁹ （1982）	Rp. 699×10 ⁹ （1982）除：石油

この表から将来の方向性を推測すると、西スマトラ州は歴史的にも、文化的にも旧くから発展し現在に至り、農耕地も殆んど耕作し尽されている段階で、米は他州へ移出している。工業生産は、石炭・セメントなど天然資源に関連する生産の順調な伸びが期待できる。

それに比し、リアウ州は、石油の採掘、製油産業についてはインドネシアで屈指の地域であると共に、更には最近の政府の移住政策も加わって広大な地域に油椰子、ゴムなどの植林事業が順調に進みつつある。一方、この州の平坦な地域的広がりには道路の整備、工場の立地には全く適しており、またマラッカ海峡に面する 1,500km

の沿岸地区には、現在のドマイ港の拡張のほか、将来には多くの良港建設が期待できる。

西スマトラ州とリアウ州の州境にあるバリサン山脈は雨量も豊富で、且つそれを電力エネルギーに変換し得る絶好の地勢を有しており、同時に優良な石炭の埋蔵量も豊富にあることから、これらのエネルギー資源を、文化・行政的にも関係の深い西スマトラ州およびリアウ州州民の民生と産業発展のために広域的に利用することは、国家的見地からも大いに勧奨さるべきものと考えらる。

ここにおいて、今回 PLN において計画されつつある中部スマトラ電力系統開発計画は誠に妥当なものであると考え、このフィージビリティ・スタディを実施することは大いに意義あることと判断する。

2.1 経済情勢

インドネシア経済は、1970年代には石油の価格上昇及び旺盛な需要に支えられ、実質GDPの年平均成長率が7.6%と、世界平均と比較しても非常に高い水準で成長した。しかし、その後、石油価格の下落と、世界的景気後退の影響を受け、インドネシア政府は経済の石油依存度を軽減するため、非石油部門の開発促進、ルピアの平価切下げ、税収基盤の強化、民間部門及び国営企業等による政府開発支出の一部肩代り等の対策を講ずることを余儀なくされた。

これらの政策は、現在のところ功を奏したように見られる。1982年には2.2%に下がったGDP成長率は、1984年には消費者物価上昇率を3%以下に抑える一方で、6.5%（暫定値）まで回復した。さらに、国際収支の赤字幅（経常収支）も、対GNP比で、1982年の8.5%から2.4%へと減少している。

1984年にはスタートした第4次5ヶ年開発計画（REPELITA IV）におけるインドネシア経済の目標成長率は最近上記の如く回復基調にあるものの、実質GDPで5%、1人当り実質GDPで3%と控えめな水準に設定されている。また本プロジェクトが実施される西スマトラ州およびリアウ州の目標成長率はTable 2.1-1に示すとおり、インドネシア全体の目標よりも若干高めに設定されている。

Table 2.1-1 主要経済指標

	インドネシア	西スマトラ	リアウ※
1人当り実質GDP：1982年（千ルピア）	387	302	342
成長率実績：1975-82年（%/年）			
実質GDP	7.1	8.4	6.1
人口	2.2	2.1	3.2
1人当り実質GDP	4.8	6.1	2.8
成長率目標：1984-89年（%/年）			
実質GDP	5.0	6.0	6.5
人口	2.0	2.2	3.3
1人当りGDP	3.0	3.7	3.1

注：※ 石油部門を除く。

出所：BAPPENAS、西スマトラBAPPEDA、リアウBAPPEDA、リアウBKPM

西スマトラ州は総面積が50,000km²、人口が360万人であり、両者ともインドネシア全体の2%強を占めている。この地域は山岳地帯が多いため、耕作可能地は総面積の14%にすぎない。したがって、人口密度は72人/km²と全国平均とほとんどかわらないものの可耕地面積を基準にすると人口密度の高い地域と言えよう。

就業人口の内訳をみると、130万人の労働人口のうち66%が農業（林業、漁業を含む）、26%がサービス業（交通、公共サービスを含む）5%が工業部門に従事している。またGRDPの部門別内訳は、約50%がサービス業、32%が農業、11%が工業となっている。1982年の1人当りのGRDPは、約30万ルピアと全国平均の約5分の4程度であった。しかし、1975年から1982年にかけての1人当りのGRDPの成長率は、人口増加率が全国平均とほぼ同率であったのに対し、GRDPの成長率が高かったため、国全体の成長率よりも1%以上高くなっている。

西スマトラ州は現在、米を他の地域に移出しているが、可耕地は既に殆んど耕作され尽くされている。したがって、今後の食用作物の生産拡大には灌漑施設の拡張、改良種子の使用、肥料使用の増加等、集約化が必要になるとと思われる。熱帯農園作物については特に油椰子の植林が精油等その加工工業とともに今後の成長が期待されている。

西スマトラの工業は一部にはパダン市近郊のセメント工場等大規模なものもあるが、その大部分は小規模な企業によって構成されている。統計を見ても、同州には約2500社の製造企業が存在するが、そのうち約96%は平均3~4人を雇用する零細企業となっている。

しかし、工業部門全体としては主としてセメント工場の生産増加に加えて食品工業の発展に支えられ、1975年から1982年にかけての成長率が11%と好調な成長を続けてきた。第4次5ヶ年開発計画では、パーム油精製、ピーナッツ油製造、キャッサバ加工、製糖、精米といった農業物加工工業の開発が強調されている。他方、セメント工業については、インドネシアは既に国内生産による自給を達成しており、今後の成長は、国内市場の成長と輸出市場の動向に左右されると考えられる。

鉱業部門ではオンピリン/サワラント地域の石炭開発が期待されている。同地域の石炭埋蔵量は1億5千7百万トンと推定されており、現在の生産量は年間約55万トンである。さらに埋蔵量4千億トンの石灰石と5億m³の大理石の開発も、西スマトラ州の経済発展に大きな役割を果すものと考えられる。

リアウ州は人口240万に対して面積が95,000km²と広く、西スマトラ州とは逆に人口密度の低い地域となっている。しかし、主として移住による人口流入のため近年の人口増加率は全国平均よりも高く3%以上を記録している。

リアウ州の経済ではプルタミナとカルテックスより成る石油部門が圧倒的な地位

を占めている。同州の産油量はインドネシア全体の40～50%に達しており、近年産油量は伸び悩んでいるものの、石油部門では依然として同州のG R D Pの80%以上を占めている。しかし、残念ながら石油部門の他の経済活動に対する密接な関連効果は認められない。また、雇用面では、農業、サービス、工業部門がそれぞれ60%、28%、及び5%を雇用しているのに対し、石油部門はその膨大な生産高にもかかわらず労働人口のわずか4%を吸収しているにすぎない。

この石油部門を除いて各生産部門毎のG R D Pに占めるシェアを比較すると、西スマトラ州のそれに非常に類似していることが注目される。このことは、特に農業、サービス部門の構成比について云えよう。但し、Table 2.1-1に示されているように1人当りG R D Pはリアウ州の方が、またその成長率については西スマトラ州の方が若干高くなっている。しかし、統計上の類似は別として、実際の生産面に於いてはリアウ州の方の遅れが目立っている。例えば灌漑施設は西スマトラ州の方が整備は進んでおり、その結果、米、大豆等主要作物の単位当り収穫量を比較するとリアウ州の水準は西スマトラ州の3分の2程度にすぎない。また工業部門のG R D Pに占めるシェアも、リアウ州は7%にすぎず、これは西スマトラ州およびインドネシア全体の値よりもそれぞれ4%、6%低いものとなっている。(Table 2.1-2 参照)

表2.1-2 分野別GRDP及び雇用

分野	分野別GRDP 1982年(%)			GRDP成長率 1975~82年(%)			分野別雇用 (%)		
	西スマトラ	リアウ	インドネシア	西スマトラ	リアウ	インドネシア	西スマトラ	リアウ	インドネシア
農業	32.1	30.0	26.3	4.7	3.8	3.9	66.3	59.8	58.3
食用作物	18.4	17.1	16.7	3.9	4.9	4.4	-	-	-
非食用作物	5.6	4.1	2.1	4.3	3.5	5.7	-	-	-
農園作物	0.0	0.1	1.7	-10.4	-5.3	6.5	-	-	-
畜産	3.4	2.0	2.4	6.9	6.0	1.9	-	-	-
林業	0.8	1.5	1.7	-0.7	10.6	-4.8	-	-	-
漁業	3.9	4.3	1.8	9.4	-4.8	5.1	-	-	-
鉱業	1.0	6.3*	19.6	17.9	-8.0	1.9	0.2	3.9	0.7
石油	-	-	-	-	-8.1	-	-	-	-
その他	1.0	6.3	-	17.9	3.6	-	-	-	-
工業	11.0	6.8	12.9	10.9	13.8	12.2	4.7	5.0	9.6
建設業	6.5	2.6	5.9	16.9	3.7	11.0	2.2	3.3	2.8
サービス業	49.6	54.3	35.4	9.9	6.9	9.6	26.4	28.1	28.6
運輸・通信	7.2	11.7	4.7	1.6	5.1	13.1	-	-	-
電気・水道	0.4	0.6	0.6	18.6	21.7	14.5	-	-	-
商業・ホテル	27.1	26.5	14.9	11.7	5.8	7.6	-	-	-
金融	1.7	1.6	2.7	22.9	19.9	14.2	-	-	-
不動産	3.1	6.2	2.9	2.1	0.7	9.6	-	-	-
行政	8.4	6.3	7.4	9.2	18.6	10.2	-	-	-
その他	1.7	1.4	2.2	4.7	11.6	2.3	-	-	-
合計	100.0	100.0	100.0				100.0	100.0	100.0

注：*石油を除く

出所：Pendapatan Regional, BAPPEDA/Kantor Statistik (西スマトラ)

Investment Proposals, BKPM (西スマトラ)

Perkiraan Pendapatan Regional, BAPPEDA/kantor Statistik (リアウ)

Rencana Pembangunan Lima Tahun Keempat, Propinsi Daerah Tingkat I Riau, World Bank Economic Report on Indonesia (1985)

2.2 電力需給の現状

2.2.1 電力需要の変遷

1975年から10年間の西スマトラ州及びリアウ州の電力需要の変遷を見ると、この間の年平均伸び率は西スマトラ州で24%、リアウ州で17%となっており、両州合計では22%を示している (Table 2.2-1 参照)。特に1978年~1981年の4年間については、26%と非常に高い伸び率を示しているが、当地域が第3次5ヶ年開発計画の中で一般家庭の電化率を促進せしめた結果と判断される。(Table 2.2-2 参照)

しかし、電化率20%以上の地域は、1985年4月現在で、西スマトラ州ではパダン及びブキティンギの2都市、リアウ州ではパカンバルのみであり、全体としてはまだ10%程度にとどまっている。(Table 2.2-3 参照)

一方、電力需要種別毎の構成比は1974年~1982年の9年間はあまり大きな変化はなく、住宅用51~58%、商業用11~17%、工業用7~11%及び公共用17~25%

の範囲にあった。

然しながら1983年には、工業用需要の構成比率が従来の10%程度から34%と急激に増加し、その他の需要種別の比率が落ち、特に住宅用電力比率は43%と大きく減少している。(Annex2-1参照)

これは、前述の通りパダンセメントの需要急増によるものである。

2.2.2 電力設備の現状

(1) 電源設備

1985年4月現在での、中部スマトラ地区におけるPLNの電源設備容量は下記の通りとなっている。(Annex2-2(1), (2)参照)

		単位 MW			
州	発電機	ディーゼル発電機	ガスタービン発電機	水力発電機	計
西スマトラ州		38.7	43.2	78.5	160.4
リアウ州		35.6	—	—	35.6
	計	74.3	43.2	78.5	196.0

1984年度における年間発電電力量は334GWhであり、ディーゼル発電37%、ガスタービン発電1%、および水力発電62%の構成である。

これを見ると合計設備出力196MWのうち40%はディーゼル発電所であるが、その中で西スマトラ州のマニンジョウ水力発電所(68MW)とバタンアガム水力発電所(10.5MW)は特異な存在価値を示している。

一方、中部スマトラ地区内には自家用発電設備を持つ工場、企業も多く、西スマトラ州のパダンセメントの24MW、リアウ州のカルテックスの224MW(60Hz)、およびプルタミナ・ドマイの106MWの各発電設備をはじめとして合計約400MWの設備が存在する。(Annex2-3(1), (2)参照)

(2) 送配電設備

送電線は、西スマトラ州のマニンジョウ水力発電所から州都パダンを經由し、同州東部のサラク迄150kV、171kmが運転されている。(Fig 2.2-1参照)

このほか配電線として1985年6月現在、20kV配電線780km、6kV配電線271kmが設備されている。

(Annex2-4参照)

一方、自家発電設備を保有するカルテックスおよびプルタミナは夫々油井・

送油，精製・送油のために単独の送電システムを張りめぐらせており，特にカルテックスは 115kV, 44kV の長大な送電設備を持っている。（Annex2-5参照）

Table 2.2-1 Historical Record for Sold Energy and Generated Energy in Wilayah III

Fiscal Year	1975	76	77	78	79	80	81	82	83	84
West Sumatra										
Sold Energy (GWh)	28.5	32.1	36.0	41.6	52.3	65.4	83.4	93.5	163.1	199.0
									(104.8)	(112.0)
Generated Energy (GWh)	39.2	36.5	53.3	63.2	76.8	93.9	115.8	121.5	209.0	254.1
Loss Rate (%)	27	12	32	34	32	30	28	23	22	22
Growth Rate of Sold Energy (%)	1.9	12.6	12.1	15.6	25.7	27.5	27.5	12.1	75.2	21.5
									(12.1)	(6.9)
Riau (exclude isolated islands)										
Sold Energy (GWh)	16.3	16.8	19.0	23.2	28.2	37.5	45.8	51.3	60.8	65.7
Generated Energy (GWh)	20.0	22.0	24.3	30.0	35.8	46.3	54.7	65.6	77.1	80.0
Loss Rate (%)	19	24	22	23	31	19	16	22	21	18
Growth Rate of Sold Energy (%)	18.1	3.1	16.6	22.1	21.6	33.0	22.1	12.0	18.5	8.4
Total (West Sumatra and Riau)										
Sold Energy (GWh)	44.8	48.9	55.0	64.8	80.5	102.9	129.2	144.8	223.9	264.9
									(165.6)	(177.7)
Generated Energy (GWh)	59.2	58.5	77.6	93.2	111.9	140.2	169.8	187.1	286.1	334.1
Loss Rate (%)	24	17	29	30	28	27	24	23	22	21
Growth Rate of Sold Energy (%)	12.0	9.2	12.5	17.8	25.2	29.8	25.6	12.1	54.6	18.3
									(14.4)	(7.3)

Note : Figure in parenthesis does not include the load of Padang Cement Factory.

Source: PLN Wilayah III

Table 2.2-2 Number of Consumers and its growth rate

Fiscal Year	Residential		Commercial		Public (Office, Build, Lighting etc.)		Industry	
	Nos. of	Growth Rate (%)	Nos. of	Growth Rate (%)	Nos. of	Growth Rate (%)	Nos. of	Growth Rate (%)
1974	27,177	1.7	3,753	6.1	1,830	4.4	213	-0.5
75	27,640	4.0	3,983	4.9	1,910	9.1	212	5.2
76	28,748	15.3	4,176	14.7	2,084	13.9	223	1.4
77	33,142	30.7	4,790	21.5	2,373	16.1	226	3.4
78	43,309	33.2	5,799	15.6	2,756	13.7	235	11.5
79	57,684	31.5	6,701	15.9	3,133	12.7	262	-2.7
80	75,601	20.2	7,764	6.9	3,532	18.2	255	63.1
81	90,889	16.9	8,297	9.2	4,175	15.2	416	0
82	106,222	21.1	9,060	16.9	4,811	15.5	416	13.5
83	128,646		10,588		5,556		472	

Table 2.2 - 3 Present Electrification Ratio
unit: (%)

S.No.	Location	Electrification ratio by year	
		1982	1984
1	Padang	23	33
2	Bukittinggi	33	43
3	Payakumbuh	7	9
4	Batusangkar	13	18
5	Padang Panjang	14	17
6	Pariaman	4	6
7	Solok	7	11
8	Sawahlunto	2	4
9	Painan	7	9
10	Lubuk Sikaping	4	5
11	Surantih	0	4
12	Sungaidareh	0	1
13	Sungai Penuh	5	9
14	Others (W.S)	-	1
15	Pekanbaru	37	46
16	Bangkinang	4	8
17	Dumai	13	18
18	Duri	7	16
19	Minas	0	0
20	B.Siapi-api	13	15
21	Rengat	4	7
22	Tembilahan	6	8
23	Teluk Kuantan	2	3
24	Cerenti	0.1	1
25	Ujungbatu	0.1	1
26	Others (R)	-	2

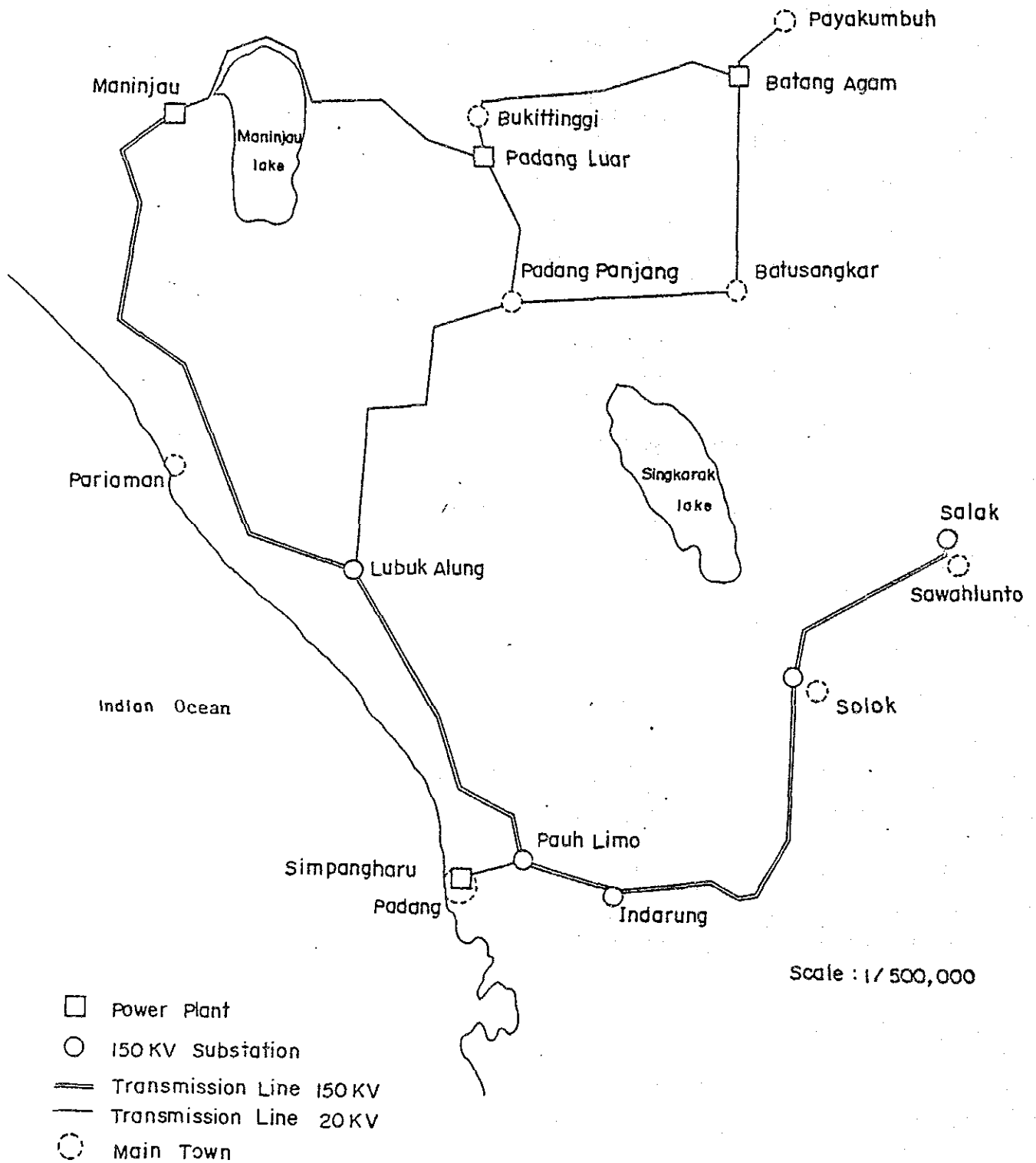


Fig. 2.2 - 1 Present Status of Central Sumatra Transmission Line System

2.3 電力会社の組織と財務状況

2.3.1 組織

国営電力公社（PLN）は1962年に設立され、1972年に現在の公社組織に改編され、鉱山エネルギー大臣の管轄のもとで、インドネシア全体の発電、送電及び配電まで一貫して電力供給の権限と責任を有している。

PLNはジャカルタに本社をおき、総裁のもとに、計画、建設、運転、財務及び総務の5部門からなり、各地区毎に支店、建設所などを設置し、運営管理がなされている。

PLNの組織を図示すれば次のとおりである。

(1) PLN全体の組織 Annex 2-6 のとおり。

(2) PLN本社の組織 Annex 2-7 のとおり。

(3) PLN

Wilayah III Annex 2-8 のとおり。

第三支店すなわちWilayah IIIはスマトラ島パダンにあり、本フィージビリティ・スタディに直接関係する中部スマトラ地域の電力設備を管理・運営している。

なお、当地域の発電及び送変電建設は、西スマトラ州のプキティンギにある建設事務所（Annex 2-6の太枠で示されている）が担当している。

2.3.2 財務状況

PLNの主な収入源は、電力の料金収入であり、1983年では総収入の95%を占めている。使用者分類毎の収入は、住宅用が全体の46%、工業26%、商業16%、事務所10%、街路灯1%となっている。1980年から83年にかけて電力消費は53%増加し、また料金水準も83%上昇したため、料金収入はこの間に約3倍となり、1983年には7,600億ルピアに達した。しかし、費用も同様に急速に増加したため、純固定資産額に対する利益率はプラスではあるものの、1%以下となっている。

費用増加の最大の要因は燃料費であり、これは1980年から83年にかけて、購入単価が約5倍となり、1983年には減価消却費を除く経常費用の57%を占めるに至っている。燃料費の急激な増加はこれ迄低めに設定されていた石油製品の国内価格を実際のコストに反映する水準に設定することにより過度の石油製品消費を抑制せんとする政府のエネルギー政策によるものであるが、その価格は現時点では

既に国際価格に近い水準に達しており、今後これ迄のような急激な上昇は無いものと考えられる。

財務諸表は P L N 本社が用意する P L N 全体をカバーするものに加え各 Wilayah 毎に企業会計原則に則った形式で作成されている。それによると、Wilayah III の営業収入は P L N 全体の 2.4 % を占めており、収益状況は、1983 年では赤字であったが 84 年には若干の黒字に転じている。但し、借入金の管理は中央で一括して行われているため、各営業所毎の財務諸表に支払い利息、及び借入金返済は記載されていない。(Table 2.3-1 参照)

Table 2.3-1 P L N 全体及びWilayah III の収支

Unit:10億ルピア

	P L N 全体				Wilayah III	
	1980	1981	1982	1983	1983	1984
経常収入	288	364	543	803	19	28
経常費用 <u>1/</u>	194	261	433	661	17	18
減価償却	55	84	101	119	6	7
経常利益	39	17	2	5	- 4	4
支払利息	-	2	5	19	-	-
元金返済	-	8	7	21	-	-
経常収支比率 <u>2/</u>	86	95	99	97	119	87
利益率 <u>3/</u>	5.2	1.8	.2	.3	- 3.9	3.3
デッド・サービス・カバレッジ <u>4/</u>	-	9.9	6.3	3.1	-	-

注：1/ 減価償却を除く
2/ 経常収入 / (経常費用 + 減価償却)
3/ 経常利益 / 純固定資産
4/ (経常利益 + 減価償却) / (支払利息 + 元本返済)

2.3.3 料金制度

料金水準及び体系の改定には鉱山エネルギー省の承認を要するが承認に際し、同省は経済開発計画閣僚会議及び大統領に諮問しなければならない。最近の値上げは1984年3月に行われており、これにより平均料金は約100 ルピア / kWh となっている (Table 2.3-2)。この水準は実質価格で比較すると、1975年よりも20%高くなっているが、P L Nによる電力供給の長期限界費用推計値130 ルピア / kWh よりも低いものとなっている。

Table 2.3-2 P L N の電気料金単価

(単位：ルピア / kWh)

年	1975	1982	1983	1984	1984/1975
平均料金					
現在価格	21.7	56.6	75.0	98.3	4.53
1975価格	21.7	18.6	22.8	26.0	1.20

現在の料金体系は17の使用者区分に分類され、それぞれ基本料金及び電力量使用料の二本建てで請求されている。但し、「小口」については定額料金のみ、また「臨時」については使用料金のみとなっている。さらに、大口の「商業」、「工業」の大半、及び6KV受電以上の「事務所」についてはピーク料金制度がある。料金水準は他の国の電力公社と同様、利用者区分別では「小口」、「公共施設」

及び「街路灯」が、また供給電圧別では高圧の料金が相対的に低めに設定されている。

上記料金水準及び体系は全国一律であるが、加入料については各Wilayah毎に若干異なっている。一般的には、契約電力が大きい程VA当りの加入料は低くなっている。加入料の水準は、例えばWilayahⅢの契約電力が500VAの住宅の場合には50,000ルピア(100ルピア×500VA)となっている。さらに新規加入には、通常電力料金2ヶ月分の保証金が必要となる。但し、夜間及び早朝にしか電力を供給していない地域等については、保証金が減額される場合がある。他のWilayahの一部では低所得者層の加入促進のための補助金制度又は加入料分割払い制度があるが、WilayahⅢでは未だそのような制度は導入されてはいない。これらPLNに対して支払う費用に加え、屋内配線の費用も必要となるが、工事は民間施工業者によって行われており、農村の小住宅では約40,000～50,000ルピア必要となっている。

料金の請求は、毎月一回、各使用者のメーターをチェックして行われる。料金の徴収は集金人が各使用者を訪問して料金を集めるという方法ではなく、使用者がそれぞれ指定されたPLNの事務所迄出向き、そこに保管されている請求書に基づいて支払いを行うという方法をとっている。一部の地域ではPLNの事務所に加え郵便局(Giro Bank)、国営商業銀行(Bank Bumidaya)等での支払いが可能な場合もある。

未収入金勘定は、PLN全体では毎月の電力販売収入額の約2.6ヶ月分、WilayahⅢでは1.8ヶ月分となっている。これは通常適当と考えられている1.5～2.0ヶ月分よりも特に大きいこともなく、したがって料金の徴収状況に問題はないと考えられる。PLNによると、滞納が少ないのは未払いが何度かあると電力供給を停止するためであるとしている。

2.3.4 投資財源

電力部門への投資は1985年度予算において、政府開発支出総額の10%、外国からの援助額の19%を占めている。また施設毎の割合は、第4次5ヶ年計画期間中で、発電所が60～70%、送電線/変電所が10%弱、配電線が15～20%、そして農村電化が10%弱となるものと予想されている。

1983年の投資予算額は約1兆ルピアにのぼったが、その予定財源は次のとおりであった。

財 源	シェア
Sectoral Department Development Fund (APBN)	15%
外国無償援助	8%
外国援助勘定 (BLN)	37%
PLN自己資金 (APLN)	39%
その他 (PMP, 現地銀行借入れ)	1%
合 計	100%

上記のうちAPBN、無償援助及びPMPはPLNへの出資金として取り扱われるため返済を要しない。現地銀行借入れの場合は通常金利16%、返済期間は猶予期間2年を含む8年といった条件で貸付けられる。世銀、アジア開発銀行、西独のKFW等の援助期間からの援助は、まず大蔵省が借り入れ、それをPLNに対してほぼ同じ条件で転貸するという形をとっている。但し、転貸はルピア建てで行われるため、外国為替リスクは大蔵省が負う形になっている。外国援助でもOECDの場合には、このような形をとらず、PMP勘定を通じてPLNに対する出資金として取り扱われる。さらに、上記財源に加えて少額ではあるがジャワの農村電化促進のための政府予算があるがこのような予算はWilayah IIIに対しては、用意されていない。

政府予算は近年厳しい状況にあり、今後PLNは政府出資金にかわり、借入金への依存度を高めるものと予想される。このような動きは既にPLNの財務諸表にも現れつつあり、1980年には皆無に近かった金利支払い及び借入金返済は、未だ総額はそれほど大きくはないものの、急速に増加しつつある。

第 3 章 電力需要想定

第3章 電力需要想定

電力系統計画を策定するに当たって、先ず必要なことは、将来の電力需要の把握である。特に、送変電計画を立案するためには、地区別の電力需要の動向を基礎としなければならない。更に、今回の調査の対象とする電力系統計画は、1995年までの期間のものであるが、長期に亘って的確な電力系統を構成するためには、1995年以降の需要の動向についても認識する必要がある。このため、電力需要の想定に当たっては、西スマトラ州を14ヶ地点、リアウ州を12ヶ地点に分け、それぞれ地域毎に電力需要を想定算出し、2005年までの需要について年度展開を行なった。

なお、経済動向の変動などによって、想定値も変動するので、標準想定のほか、高目、低目の想定の3水準についての想定をも行ない、かつ総合需要については、マクロ的な電力需要想定によりチェックを実施した。

更に、高電圧の電力系統を、両州に跨がって構成し、順次この電力系統に並列されるべき地点需要について明らかにするため、“系統需要”として別掲した。

3.1 需要想定手法

3.1.1 想定手順

(1) 対象地点の選定

中部スマトラ地域内の需要想定対象地点を選定する。

(2) 需要種別別需要の予測

各地点毎に電力需要を、住宅用、商業用、公共用及び工業用の4つの種別に分類し、各種別毎に次に述べる方法により将来需要を想定し、その結果を加算し、総合需要を求める。

a. 住宅用需要の想定

人口、一世帯当り構成人数、電化率及び1需要家当り電力消費量の予測値から算定する。

b. 商業用需要の想定

商業用需要家数は、住宅用需要家数に対し、ほぼ一定比率で発展するので、商業用需要家構成比率（商業用需要家数/住宅用需要家数）及び1需要家当り電力消費量の将来動向を勘案し算出する。

c. 公共用需要の想定

公共用需要家数は、住宅用需要家数と商業用需要家数の合計に対し一定比率を保つものとし、公共用需要家構成比率（公共用需要家数/住宅用+商業用需要家数）及び1需要家当り電力消費量の将来動向を勘案し算出する。

d. 工業用需要の想定

i) 既存需要家（パダンセメントを除く）

過去の需要の伸び率から、将来の伸び率を想定し、算出する。

ii) ウェイティング・コンシューマ

・自家発電設備保有工場（プルタミナ及びカルテックスを除く）

自家用発電機の寿命終了後、PLNからの受電に切替えるものとし、その後の伸び率を予測し、算定する。

・他の潜在需要家及び新規プロジェクト。

入手データ及びPLNより受電後の伸び率を予測し、算定する。

e. 大口需要家

中部スマトラ地区内の代表的な大電力消費工業3ヶ所については、次により電力需要として想定するか、もしくは電力需要想定から除外する。

i) パダンセメント

既にPLNより受電しているので、今後の電力需要は生産計画に基づいて予測する。

ii) プルタミナ・ドマイ

現地調査により、プルタミナ石油精製工場の責任者と面談し、PLNの送電系統がドマイ迄建設される1995年の時点で、PLNからの受電の可能性について意見交換した。この結果、自家用発電設備の安定供給可能電力を上回る電力需要についてPLNから受電する可能性が高いとの感触を得たが、需要想定値として100%折込むには、十分な保証が得られなかったため、プルタミナがPLNの需要家になる場合と、ならない場合の両案について想定を行なうこととした。

iii) カルテックス

現在、60Hzの独立した自家用115K系統を持って、リアウ州内パカンバルからドマイまで、広い地域に亘って、石油採掘用の電力を賄っており、

当分の間は、これが、PLNの需要家となりうる機会はないものと判断し、
需要想定からは除外した。

3.1.2 3水準の電力需要想定

経済の景気変動などの影響による電力需要の変動を把握するため、地点毎の目標電化率に幅をもたせ、標準、高目および低目の3水準の電力需要想定を行なう。

3.1.3 電力需要想定 of 具体的計算方法

収集整理したデータをTable 3.1-1に示された“入力項目”に従って分類し
Fig. 3.1-1のブロック図に従って算定する。

3.2 需要想定 of 基礎資料

3.2.1 データ of 入手

需要想定 of 基本として必要な基礎資料を下記のとおり入手した。

基礎資料	入手先
人口	統計局 経済企画局
移民計画	移民局
電化率計画	PLN本社
電力販売実績 業種別電力消費量実績 業種別顧客数実績	PLN Wilayah III
既存自家発設備 ウェアディング・コンシューマ 潜在需要としての 新規需要	PLN Wilayah III 経済企画局 経済投資局 工業局 鉱山局 プランテーション局 林野局 水道局 漁業局
GDP	経済企画局 統計局

3.2.2 電力需要想定地点 of 区分および選定

離島を除くWilayah IIIの需要想定地点として26地点を設定した。(Table 3.2

- 1 (1), (2)参照)

この26地点は、中部スマトラ地区内の電力供給を必要とする全地点をカバーしている。

3.2.3 住宅用電力需要

(1) 人口予測

(a) 出典

- i) "Statistic Indonesia(1980)" 統計局発行
- ii) "Dalam Angka(1984)" 両州経済計画局発行

(b) 人口増加率

上記2つの統計資料によれば、離島を除き1971年より1983年までの平均人口増加率は次のとおりである。(Annex3-1(1), (2)参照)

西スマトラ州	: 2.2 % / 年
リアウ州	: 3.5 % / 年

1995年までの電力需要想定各地点の人口増加率は電力需要想定地点が属する "Kabupaten 又は Kotamadya" の1971年より1983年までの平均人口増加率と同じと想定する。1996年以降、州としての人口増加率は下降曲線を描き、各5年毎の年平均人口増加率は次の様に想定される。

年	1996 - 2000	2001 - 2005
西スマトラ州	2.0% (=2.2 ⊖ 0.2)	1.8% (=2.0 ⊖ 0.2)
リアウ州	3.4% (=3.5 ⊖ 0.2 ⊕ 0.1)	3.3% (=2.0 ⊖ 0.2 ⊕ 0.1)

注：* 移民計画を反映した増加分

移民については、第4次5ヶ年計画(1984-1988)による各州の移民計画に基づいて移民計画人口を想定した。1989年以降の移民計画は、ジャカルタの移民中央局の情報により次のように想定した。

西スマトラ州	: 0 (zero)
リアウ州	: 2005年まで第4次5ヶ年計画と同じ

(2) 一所帯当り構成人数

1971年9月と1981年10月の全国国勢調査を基に、中部スマトラにおける一帯構成人数を次のように想定した。

1985年より2005年まで	: 5人 / 一帯
----------------	-----------

(3) 電化率

PLNの第4次5ヶ年計画およびPLN本社の計画を基にして、2005年における電化率をTable 3.2-2に示すように設定した。

(4) 1需要家当り電力消費量増加率

PLNの“会計年報1983/1984”に基づいて、1需要家当りの電力消費量増加率を次のように想定した。

1985年より2005年まで : 1% / 年

3.2.4 商業用及び公共用電力需要

(1) 1需要家当り電力消費量の増加率

PLNの“会計年報1983/84”に基づいて、1商業用需要家当りの電力消費量の増加率を次のように想定した。

1985年より2005年まで : 商業用電力需要 4.6% / 年

: 公共用電力需要 1% / 年

(2) 住宅用需要家数当りに対する構成比率

Wilayah IIIにおける各地点別の過去10年間(1975年~1984年)の電力販売実績より商業および公共需要家数の住宅用需要家数に対する構成比率をTable 3.2-3に示すように想定した。

3.2.5 工業用電力需要

(1) 既存需要家(パダンセメントを除く)

PLNの“会計年報1983/84”に基づいて1工業用需要家当りの電力消費量の増加率を次のように想定した。

1985年から2005年まで = 9.5% / 年

(2) ウェイティング・コンシューマ

(a) 自家発電設備所有者(プルクミナ及びカルテックスを除く)

現在自家発電設備を有する工場の種別、規模などについてはPLNおよび関係政府機関より情報を入手した。そしてディーゼル発電機の寿命を15年と考え寿命終了後、PLNより電力を受電することとし、受電後2005年まで5%で電力需要が増加すると想定した。

(b) 他の潜在需要家

潜在的需要は、西スマトラおよびリアウ州のPLN Wilayah III, 経済企画

局、経済投資局、工業局、鉱山局、プランテーション局、林野局、水道局、漁業局等より入手したデータに基づいて想定した。

PLNより電力受電後2005年まで年率5%で電力需要が増加するものと想定した。

(3) 新規電力需要

やし油抽出工場などの新規電力需要は、当該工場が要する全電力需要の20%^{*}分をPLNから受電するものとした。なお、電力需要増加率は前項(2)のウェイティング・コンシューマと同じく、受電後2005年まで年率5%と想定した。

^{*} 油抽出後のやしの殻を燃やして自家用ディーゼル発電機を運転することによって工場設備の電力需要を賄うことができ、社宅・事務所・外灯等の電灯照明のみPLNより電力供給を受ける。このPLNから受電する電力量が工場全需要電力量の20%に相当する。

(4) 大口工業用需要家

(a) バダンセメント

バダンセメントの需要は次の仮定に基づき想定した。

セメント生産設備 300万トン体制は1995年に確立する。

1995年以降の需要増加率は年率5%である。

(b) プルタミナドマイ

PLNの系統からプルタミナドマイへ電力を供給する場合の需要は次の仮定に基づき想定した。

i) プルタミナにおける電力使用増加率は1985年以後年率5%とする。

ii) パカンバルからドマイまでの送電線は1995年3月末に完成する。

iii) ドマイからプルタミナまでの送電線は1995年9月末までに完成し、プルタミナは自家用発電設備の安定供給能力をこえる需要について、PLNより電力を受電する。

3.2.6 3水準の電力需要想定

Table 3.2-2 に示した2005年における目標電化率3水準、即ち標準、高目、低目に基づいて想定した。

3.3 需要想定結果

電力需要想定の結果をTable 3.3 - 1 ~ 12に示す。

Table No.	内	容
3.3 - 1	標準, プルタミナを含む,	全 Wilayah III
2	" "	150kV 系統
3	" プルタミナを含まず, 全	Wilayah III
4	" "	150kV 系統
5	高目, プルタミナを含む,	全 Wilayah III
6	" "	150kV 系統
7	" プルタミナを含まず, 全	Wilayah III
8	" "	150kV 系統
9	低目, プルタミナを含む,	全 Wilayah III
10	" "	150kV 系統
11	" プルタミナを含まず, 全	Wilayah III
12	" "	150kV 系統

3.4 想定電力需要のチェック

3.4.1 GDPを基本とする想定

離島を含むWilayah IIIの需要想定は, Table 3.4 - 1に示す全インドネシアおよびWilayah IIIの販売電力量増加率とGDP又はGRDP増加率の実績を考慮して次の基本仮定を条件として行った。

(1) 全インドネシアのGDP

(a) GDP実績

1978年より1982年までの平均増加率は 6.5% とみる。(Table 3.4-1 参照)

(b) GDP予想

1984年にスタートした第4次5ヶ年開発計画(REPELITA IV)においては, インドネシア経済の目標達成率として実質GDP成長率は, 若干低目と思われるが5%を想定している。

1982年に2.2%に下ったGDP成長率も1984年には6.5%(暫定値)まで回復したことを考え, 標準値としては5%よりやや高く, 5.5%と見込んだ。

単位：%

	1985年 - 1995年	1995年 - 2005年
標準予想	5.5	5.0
高目予想	5.8	5.3
低目予想	5.2	4.7

(2) 全インドネシアの電力弾性値

(a) 電力弾性値の推移

1979年より1982年までの電力弾性値の平均は、至近年の動向に重点をおいて 2.6 とみる。(Table 3.4 - 2 参照)

(b) 電力弾性値の予想

今後なお継続すると思われる、世界的な低成長経済の中で、インドネシアとしても、その枠外にあることは困難と考えられ、GDPとともに、電力弾性値も下記のように、若干低くなるものと想定する。

	1985年 - 1995年	1995年 - 2005年
弾性値	2.5	2.0

(3) Wilayah III / 全インドネシアの販売電力量の比

Table 3.4 - 3 (1) に示すように、1978年以降1982年までの販売電力量実績のWilayah III : 全インドネシアの比は、ほとんど安定した比率を示している。この比率は、
将来とも変わらないものとし、1.7% とした。

3.4.2 GRDPを基本とする想定

電力需要想定は、次に示す仮定に基づき、3.4.1項と同様に行なう。

(1) Wilayah III の GRDP (Table 3.4 - 1 参照)

(a) GRDP 実績

1975年より1980年までの平均増加率 : 7.3%

(b) GRDP 予想

第4次5ヶ年開発計画においては、Wilayah III 管内の経済の目標達成率としては、西スマトラ州 6.0%、リアウ州 6.5% と設定し、何れもインドネシ

ア平均の5%を上回っている。

これは、国の政策としての移民計画も含めて、重点施策がインドネシアの平均以上に行われることを意味していると思われる。この政策は今後も続くものと考え、両州平均して、以下の通りとした。

単位：%

	1985年 - 1995年	1995年 - 2005年
標準予想	6.0	5.5
高目予想	6.3	5.8
低目予想	5.7	5.2

(2) Wilayah IIIの電力弾性値

(a) 電力弾性値の推移

GRDPについては、1980年までのデータしか得られず、至近年の動向については明らかでないが、Table 3.4-1に1975年-1980年の推移について示した。

(b) 電力弾性値の予想

全インドネシアの電力弾性値と同じく下表のとおりとした。

	1985年 - 1995年	1995年 - 2005年
弾性値	2.5	2.0

3.4.3 需要想定結果

マクロ的需要想定の結果をTable 3.4-3(1), (2)に示す。

3.5 ミクロ的想定結果とマクロ的想定結果との比較

地点別、需要種別々電力需要想定の上積み結果として得られた年間総需要とマクロ的想定結果とを比較すると、次の通りである。

本比較表が示す通り，両者はかなりの近似度をもっているので十分電力系統計画の根拠となりうるものとする。

Basic Case

単位：GWh

年	1990	1995	2000	2005
想定需要	469	827	1,373	2,016
マクロ的想定(1)	435	828	1,333	2,147
マクロ的想定(2)	426	831	1,340	2,160

Table 3.1 - 1 Input data

Location: -----

Description	Unit	Fiscal Year	1982/83	1984/85	1985/86	'91/921	'96/97	'01/02
					- '90/91	- '95/96	-2000/01	- '05/06
1. Present nos. of population		R2						
2. Its growth rate	:/year	R21						
3. Nos. of population on transmigration program		R1						
4. Its settlement ratio	:/year	R11						
5. Nos. of people per household		R23						
6. Present nos. of electrified household (high)		R41						
7. Proposed growth rate on electrification program (high)	:/year	R31						
6. Present nos. of electrified household (basic)		R41						
7. Proposed growth rate on electrification program (basic)	:/year	R31						
6. Present nos. of electrified household (low)		R41						
7. Proposed growth rate on electrification program (low)	:/year	R31						
8. Annual power consumption per household	:kWh/year	R42						
9. Its growth rate	:/year	R44						
10. Constituent ratio of commercial customer		C11/R41						
11. Annual power consumption per commercial customer	:kWh/year	C12						
12. Its growth rate	:/year	C14						
13. Constituent ratio of public customer		P11/R41+C11						
14. Annual power consumption per public customer	:kWh/year	P12						
15. Its growth rate	:/year	P14						
16. Nos. of small industrial customer		I11						
17. Its growth rate	:/year	I12						
18. Annual power consumption per small industrial customer	:kWh/year	I13						
19. Its growth rate	:/year	I14						
20. Nos. of large industrial customer		I21						
21. Its growth rate	:/year	I22						
22. Annual power consumption per large industrial customer	:kWh/year	I23						
23. Its growth rate	:/year	I24						
24. Annual nos. of waiting customer		I31						
25. Its annual power consumption	:MWh/year	I32						
26. Annual nos. of new project customer		I41						
27. Its annual power consumption	:MWh/year	I42						
28. Load factor	%							
29. Its growth rate	:/year							

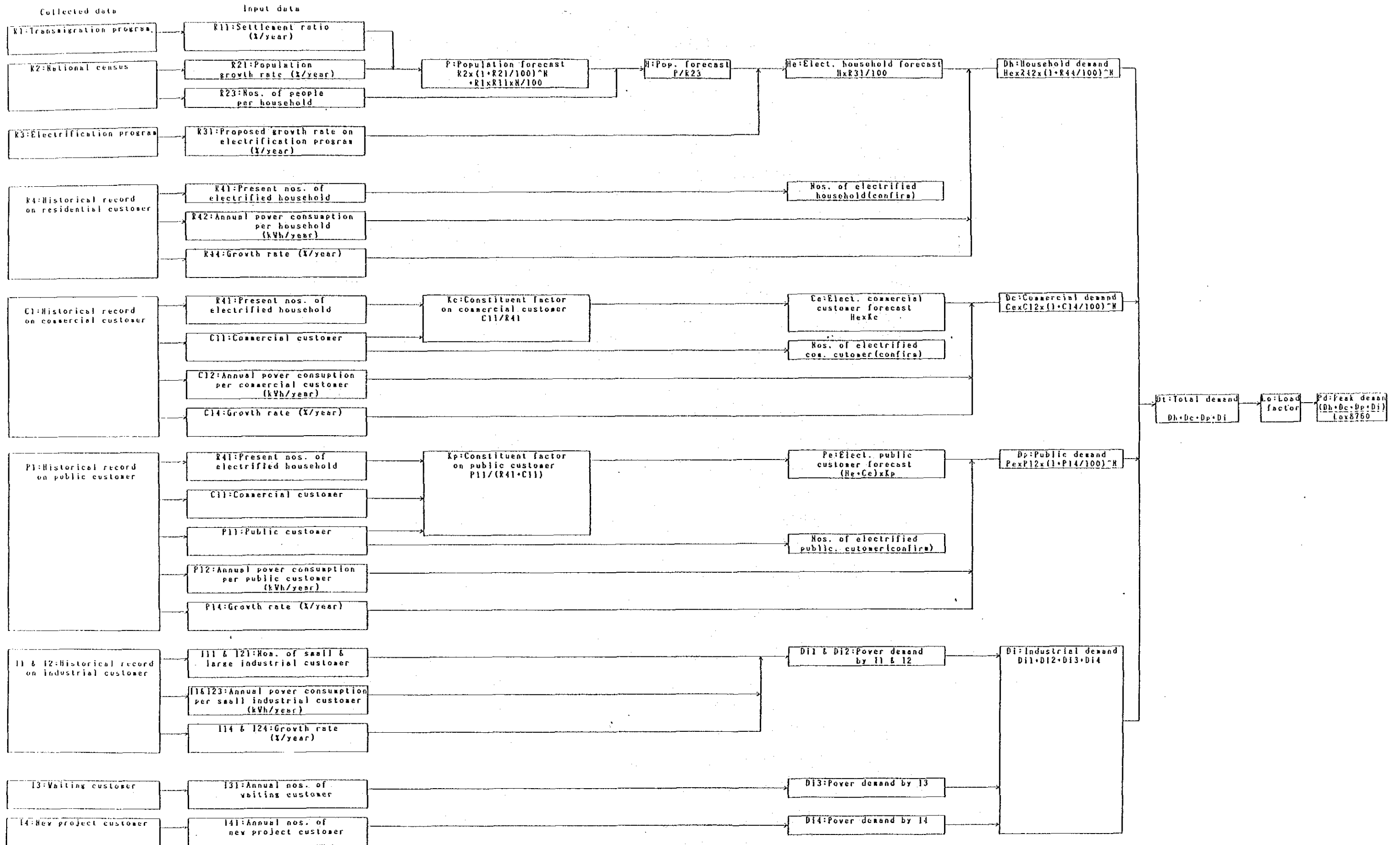


Fig. 3.1 - 1 Block Diagram

Table 3.2-1 (1) Load center & its objected area

Serial No.	Location (Load centre)	Its objected area (Kotamadya & Kecamatan wise)
1.	Padang	Kotamadya Padang
2.	Bukittinggi	Kodya. B. Tinggi, Kec. Sei Puar, Kec. IV Angkat Kec. IV Koto, Kec. Matur, Kec. Kamang, Kec. Baso
3.	Payakumbuh	Kodya. Payakumbuh, Kec. Payakumbuh, Kec. Suliki Kec. Guguk, Kec. Luhak, Kec. Harau
4.	Batusangkar	Kec. Kaum, Kec. Tanjun, Kec. Lintau Buo, Kec. Sungayang, Kec. Sei Tarab, Kec. Rambatan
5.	Padang Panjang	Kodya. P. Panjang, Kec. Pariangan, Kec. Batipuh Kec. Salimpaung
6.	Solok	Kodya. Solok, Kec. Kubung, Kec. IX Koto, Kec. Bukit Sundi, Kec. Gunung Talang Kec. Lembang, Kec. Payung
7.	Sawahlunto	Kodya, Sawahlunto, Kec. Sawahlunto, Kec. Talawi Kec. Koto VII, Kec. Sijunjung, Kec. IV Nagari
8.	Pariaman	Kec. Pariaman, Kec. 2xii Eman Lingkung, Kec. Nan Sabaris Kec. Lubuk Alung
9.	Painan	Kec. Bayang, Kec. IV Jurai, Kec. Batang Kapas
10.	Lubuk Sikaping	Kec. Pasaman, Kec. Bonjol, Kec. Lubuk Sikaping Kec. Talaman, Kec. Rao Mapat Tunggul
11.	Surantih	Kec. Batang Kapas, Kec. Lengayang
12.	Sungaidareh	Kec. Pulau Pujung, Kec. Tj Gadung
13.	Sungai Penuh	Kabpaten Kerinci
14.	Others in W. Sumatra Province	Other Kecamatan in W. Sumatra Province
15.	Pekanbaru	Kodya, Pakenbaru, Kec. Siak Hulu
16.	Dumai	Kec. Dumai, Kec. Bukit Batu
17.	Bangkinang	Kec. Bangkinang, Kec. Kampar

Table 3.2-1 (2)

Serial No.	Location (Load center)	Its objected area (Kotamadya & Kecamatan wise)
18.	Duri	Kec. Mandau
19.	Minas	Kec. Siak Sri Indrapura
20.	Bagan Siapi-api	Kec. Bangko, Kec. Tanan Putih
21.	Rengat	Kec. Rengat, Kec. P. Penyu, Kec. Siberida
22.	Tembilahan	Kec. Tembilahan, Kec. Tempuling, Kec. Enok
23.	Teluk Kuantan	Kec. Kuantan Tengah, Kec. Kuantan Mudik Kec. Indragiri
24.	Cerenti	Kec. Cerenti, Kec. Peranap
25.	Ujungbatu	P. Pangarayan, Kec. Tandun, Kec. Rambah
26.	Others in Riau Province	Other Kecamatan in Riau Province

Table 3.2 - 2 Electrification Ratio

unit: (%)

S.No.	Location	Electrification ratio by year		Target of Electrification ratio by year 2005		
		1982	1984	Low	Basic	High
1	Padang	23	33	-5	80	+5
2	Bukittinggi	33	43	-5	80	+5
3	Payakumbuh	7	9		60	
4	Batusangkar	13	18		60	
5	Padang Panjang	14	17		60	
6	Pariaman	4	6		50	
7	Solok	7	11		60	
8	Sawahlunto	2	4	-10	60	+10
9	Painan	7	9		50	
10	Lubuk Sikaping	4	5		50	
11	Surantih	0	4		30	
12	Sungaidareh	0	1		30	
13	Sungai Penuh	5	9		50	
14	Others (W.S)	-	1		30	
15	Pekanbaru	37	46	-5	80	+5
16	Bangkinang	4	8		50	
17	Dumai	13	18		60	
18	Duri	7	16		60	
19	Minas	0	0		50	
20	B.Siapi-api	13	15		50	
21	Rengat	4	7	-10	50	+10
22	Tembilahan	6	8		50	
23	Teluk Kuantan	2	3		50	
24	Cerenti	0.1	1		30	
25	Ujungbatu	0.1	1		30	
26	Others (R)	-	2		30	

Table 3.2 - 3 Constituent Ratio of
Number of Consumer

S.No.	Location	for commercial	for public
1	Padang	0.054	0.030
2	Bukittinggi	0.044	0.040
3	Payakumbuh	0.034	0.050
4	Batusangkar	0.050	0.050
5	Padang Panjang	0.100	0.060
6	Pariaman	0.070	0.050
7	Solok	0.020	0.050
8	Sawahlunto	0.100	0.050
9	Painan	0.030	0.040
10	Lubuk Sikaping	0.050	0.100
11	Surantih	0.010	0.010
12	Sungaidareh	0.010	0.010
13	Sungai Penuh	0.050	0.050
14	Others (W.S)	0.010	0.010
15	Pekanbaru	0.100	0.030
16	Bangkinang	0.090	0.070
17	Dumai	0.100	0.020
18	Duri	0.150	0.020
19	Minas	0.100	0.010
20	B.Siapi-api	0.100	0.030
21	Rengat	0.150	0.050
22	Tembilahan	0.130	0.050
23	Teluk Kuantan	0.100	0.060
24	Cerenti	0.100	0.100
25	Ujungbatu	0.100	0.070
26	Others (R)	0.010	0.010

Table 3.3 - 1 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Basic Case (incl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)					
																												85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5	
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9	
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9	
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5	
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9	
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6	
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1	5.4	6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5	15.1	13.5	18.8	8.1	13.8	
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	50.1	9.5	14.7	7.4	19.3	
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.1	3.6	4.0	4.5	5.1	5.8	6.5	7.4	8.6	9.8	11.2	12.8	14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6	12.7	13.1	14.2	9.4	12.4	
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2	1.8	2.2	2.5	3.0	3.5	4.2	4.8	5.6	6.4	7.4	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8	18.5	15.1	16.1	10.0	14.9	
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.0	4.5	5.0	5.6	6.3	14.9	13.7	13.6	11.8	13.5	
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.7	2.0	2.4	2.8	3.3	4.0	14.9	24.6	23.2	18.7	20.3	
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2	3.5	4.1	4.7	5.3	6.1	7.0	8.4	9.9	11.5	13.2	15.2	16.8	18.7	20.7	23.0	25.4	27.8	30.4	33.2	36.3	39.7	14.9	16.8	10.8	9.3	12.9	
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2	2.6	3.1	3.7	4.4	5.3	6.3	7.5	9.0	10.8	13.0	15.6	18.5	21.9	25.9	30.6	36.3	42.1	48.9	56.8	65.9	76.5	19.4	19.9	18.4	16.1	18.4	
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	135.1	168.4	212.5	247.0	283.0	315.9	340.8	368.3	398.0	430.6	466.5	509.6	556.0	605.7	659.7	717.6	770.8	827.6	889.4	955.6	1027.7	18.5	8.1	9.0	7.4	10.7	
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7	49.2	56.7	64.6	72.7	81.1	89.9	101.4	114.4	131.9	149.9	168.8	187.7	209.9	233.3	260.0	290.0	319.9	352.0	388.8	428.8	473.0	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8	
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1	3.0	4.0	5.0	6.2	7.5	8.9	10.1	11.6	13.1	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8	
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.6	18.2	20.0	22.0	24.1	26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8	14.6	9.8	22.2	6.5	13.1	
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.4	2.8	3.1	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3	13.0	12.5	14.7	9.1	12.3	
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.9	18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7		35.1	150.1	6.7		
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3	7.0	7.8	8.6	9.5	10.5	11.5	12.7	13.9	15.3	16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5	11.2	10.8	9.9	10.4	10.5	
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4	3.6	4.7	5.8	7.1	8.5	10.0	11.8	13.8	15.9	18.3	20.9	23.1	25.6	28.4	31.4	34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0	22.7	15.9	10.8	15.3	16.1	
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7	3.2	3.7	4.3	5.1	5.9	6.9	8.0	9.2	10.6	12.2	14.1	16.1	18.3	20.8	23.7	26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5	16.6	15.4	13.8	14.3	15.0	
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.1	3.8	4.6	5.4	6.3	7.3	8.6	10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5	23.2	22.0	17.0	15.2	19.3	
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.9	2.4	3.1	3.8	4.6	14.9	20.1	22.9	26.9	21.1	
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.2	4.3	5.6	7.1	8.7	10.6	32.0	22.4	23.8	27.1	26.3	
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.3	10.0	12.1	14.6	17.6	21.2	25.3	30.1	35.9	42.8	51.0	59.7	69.8	81.6	95.5	111.7	11.6	20.6	19.2	17.0	17.0	
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	226.3	261.5	300.4	343.2	390.6	442.7	499.1	565.2	641.1	727.0	823.0	929.0	1045.0	1181.0	14.2	18.7	12.7	8.6	13.5
<1> WILAYAH III	(GWh)		144.8	165.5	177.8	213.7	260.0	317.8	367.1	418.8	468.8	514.2	565.4	624.3	682.1	740.9	800.8	861.8	923.8	986.8	1050.8	1115.8	1181.8	1248.8	1316.8	1385.8	1455.8	17.0	12.0	10.7	8.0	11.9
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	298.0	328.0	358.0	388.0	418.0	448.0	478.0	508.0	538.0	568.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0				27.1	8.9		
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	840.3	926.1	1020.9	1115.8	1209.7	1302.7	1395.8	1488.8	1581.8	1674.8	1767.8	1860.8	1953.8	2046.8	15.3	13.6	11.3	7.6	11.9

Table 3.3 - 2 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Basic Case (incl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)					
																												85/86- -90/91	90/91- -95/99	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5	
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.0	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9	
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9	
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5	
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9	
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6	
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1		6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5		13.5	18.8	8.1		
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3		9.5	14.7	7.4		
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9																14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6				9.4		
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2																17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8				10.0		
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2																											
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1																											
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2																											
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2																											
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	361.6	388.3	417.3	452.7	490.5	530.4	573.1	650.6	694.9	741.4	791.6	844.5	901.2	20.0	7.3	9.3	6.7	10.7	
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7									127.4	223.6	237.0	250.5	264.5	278.9	293.8	309.2	326.9	345.0	363.8	383.1	403.1			5.5	5.4		
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1									7.0	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3			11.5	10.3		
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9											26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8			22.2	6.5		
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7											6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3			14.7	9.1		
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0												18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7				6.7		
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3																16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5				10.4		
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4																34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0				15.3		
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7																26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5				14.3		
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5																10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5				15.2		
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1																											
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1																											
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3																											
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.4	238.5	286.6	329.8	373.1	417.7	463.6	599.6	646.2	695.2	747.2	802.6	861.7			15.9	7.5		
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)		144.8	165.5	177.8	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	496.0	626.8	703.9	782.5	863.6	948.1	1036.7	1250.2	1341.1	1436.6	1538.8	1647.1	1762.9	20.0	19.1	12.2	7.1	14.5	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)															96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0			27.1	8.9		
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	213.7	262.8	316.0	361.2	409.4	454.2	493.2	535.0	716.0	870.8	1069.9	1275.5	1396.6	1522.1	1653.7	1913.2	2051.1	2197.6	2351.8	2516.1	2688.9	16.3	18.7	12.3	7.0	13.5	

Table 3.3 - 3 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Basic Case (excl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year																					Annual Growth Rate (%)								
		82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06	
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5	
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9	
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9	
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5	
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9	
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6	
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1	5.4	6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5	15.1	13.5	18.8	8.1	13.8	
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	50.1	9.5	14.7	7.4	19.3	
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.1	3.6	4.0	4.5	5.1	5.8	6.5	7.4	8.6	9.8	11.2	12.8	14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6	12.7	13.1	14.2	9.4	12.4	
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2	1.8	2.2	2.5	3.0	3.5	4.2	4.8	5.6	6.4	7.4	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8	18.5	15.1	16.1	10.0	14.9	
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.0	4.5	5.0	5.6	6.3	14.9	13.7	13.6	11.8	13.5	
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.7	2.0	2.4	2.8	3.3	4.0	14.9	24.6	23.2	18.7	20.3	
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2	3.5	4.1	4.7	5.3	6.1	7.0	8.4	9.9	11.5	13.2	15.2	16.8	18.7	20.7	23.0	25.4	27.8	30.4	33.2	36.3	39.7	14.9	16.8	10.8	9.3	12.9	
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2	2.6	3.1	3.7	4.4	5.3	6.3	7.5	9.0	10.8	13.0	15.6	18.5	21.9	25.9	30.6	36.3	42.1	48.9	56.8	65.9	76.5	19.4	19.9	18.4	16.1	18.4	
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	135.1	168.4	212.5	247.0	283.0	315.9	340.8	368.3	398.0	430.6	466.5	509.6	556.0	605.7	659.7	717.6	770.8	827.6	889.4	955.6	1027.7	18.5	8.1	9.0	7.4	10.7	
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7	49.2	56.7	64.6	72.7	81.1	89.9	101.4	114.4	131.1	149	168	187	209	233	260	290	319	352	388	428	473	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8	
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1	3.0	4.0	5.0	6.2	7.5	8.9	10.1	11.6	13.1	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3	14.6	9.8	22.2	6.5	13.1	
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.6	18.2	20.0	22.0	24.1	26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8	13.0	12.5	14.7	9.1	12.3	
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.4	2.8	3.1	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3	13.0	12.5	14.7	9.1	12.3	
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.9	18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7		35.1	150.1	6.7		
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3	7.0	7.8	8.6	9.5	10.5	11.5	12.7	13.9	15.3	16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5	11.2	10.8	9.9	10.4	10.5	
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4	3.6	4.7	5.8	7.1	8.5	10.0	11.8	13.8	15.9	18.3	20.9	23.1	25.6	28.4	31.4	34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0	22.7	15.9	10.8	15.3	16.1	
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7	3.2	3.7	4.3	5.1	5.9	6.9	8.0	9.2	10.6	12.2	14.1	16.1	18.3	20.8	23.7	26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5	16.6	15.4	13.8	14.3	15.0	
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.1	3.8	4.6	5.4	6.3	7.3	8.6	10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5	23.2	22.0	17.0	15.2	19.3	
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.9	2.4	3.1	3.8	4.6	14.9	20.1	22.9	26.9	21.1	
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.2	4.3	5.6	7.1	8.7	10.6	32.0	22.4	23.8	27.1	26.3	
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.3	10.0	12.1	14.6	17.6	21.2	25.3	30.1	35.9	42.8	51.0	59.7	69.8	81.6	95.5	111.7	11.6	20.6	19.2	17.0	17.0	
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	226.3	261.5	300.4	343.2	391.6	445.7	506.1	572.8	646.1	726.0	812.4	906.6	1008.6	1118.6	14.2	18.7	12.7	8.6	13.5
<1> WILAYAH III	(GWh)	144.8	165.5	177.8	213.7	260.0	317.8	387.1	418.8	468.8	514.2	565.4	624.3	702.1	826.9	922.8	1024.6	1132.7	1248.8	1372.8	1482.9	1600.6	1728.4	1866.2	2016.3	17.0	12.0	10.7	8.0	11.9	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)																														
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	840.3	936.1	1096.9	1206.8	1322.6	1445.7	1576.8	1717.8	1844.9	1980.6	2127.4	2285.2	2456.3	15.3	11.7	9.4	7.4	10.9	

Table 3.3 - 4 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Basic Case (excl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)					
																												85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5	
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9	
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9	
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5	
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9	
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6	
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1		6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5		13.5	18.8	8.1		
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3		9.5	14.7	7.4		
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9																14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6				9.4		
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2																17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8				10.0		
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2																											
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1																											
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2																											
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2																											
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	361.6	388.3	417.3	452.7	490.5	530.4	573.1	650.6	694.9	741.4	791.6	844.5	901.2	20.0	7.3	9.3	6.7	10.7	
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7									127.4	223.6	237.0	250.5	264.5	278.9	293.8	309.2	326.9	345.0	363.8	383.1	403.1			5.5	5.4		
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1									7.0	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3			11.5	10.3		
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9											26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8			22.2	6.5		
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7											6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3			14.7	9.1		
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0												18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7				6.7		
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3																16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5				10.4		
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4																34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0				15.3		
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7																26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5				14.3		
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5																10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5				15.2		
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1																											
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1																											
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3																											
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.4	238.5	286.6	329.8	373.1	417.7	463.6	509.6	646.2	695.2	747.2	802.6	861.7			15.9	7.5		
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)		144.8	165.5	177.8	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	496.0	626.8	703.9	782.5	863.6	948.1	1036.7	1250.2	1341.1	1436.6	1538.8	1647.1	1762.9	20.0	19.1	12.2	7.1	11.5	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)																															
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	213.7	262.8	316.0	361.2	409.4	454.2	493.2	535.0	716.0	870.8	973.9	1066.5	1161.6	1261.1	1364.7	1595.2	1703.1	1816.6	1937.8	2066.1	2202.9	16.3	16.5	10.4	6.7	12.4	

Table 3.3 - 5 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III High Case (incl. PERTAMINA)

Year	Location	Unit	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)					
			85/86-90/91	90/91-95/96	95/96-00/01	00/01-05/06	85/86-05/06																									
	Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.8	91.6	105.2	119.7	135.1	151.7	164.1	177.3	191.6	206.9	223.3	239.0	255.6	273.3	292.0	312.0	330.6	350.1	370.8	392.8	416.0	14.0	8.0	6.9	5.9	8.7	
	Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.2	19.7	21.3	23.0	24.9	26.8	28.6	30.5	32.4	34.6	36.8	38.9	41.1	43.3	45.7	48.3	50.4	52.6	54.9	57.3	59.8	8.0	6.5	5.6	4.4	6.1	
	Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.2	39.2	49.7	59.9	66.9	70.2	73.8	77.8	82.3	87.4	94.4	101.9	109.9	118.5	127.7	136.7	146.1	156.1	166.6	177.7	50.4	5.5	7.9	6.8	16.3	
	Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	10.9	11.8	12.8	13.9	15.0	16.3	17.4	18.6	19.8	21.2	22.6	12.0	10.2	8.4	6.8	9.3	
	Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.5	5.2	6.0	6.9	7.9	8.9	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.0	16.2	17.5	18.9	20.5	21.8	23.2	24.7	26.3	28.0	14.6	9.2	8.2	6.4	9.6	
	Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.5	7.6	12.0	15.0	18.0	20.5	22.0	23.7	25.6	27.8	30.3	33.4	36.8	40.5	44.6	49.2	53.6	58.3	63.5	69.0	75.1	35.4	8.1	10.2	8.8	15.1	
	Soiok	(GWh)	3.5	4.0	4.1	5.4	6.4	7.5	8.8	10.2	11.9	13.7	15.7	18.1	20.7	23.7	29.2	35.0	41.1	47.7	54.7	59.1	63.8	68.8	74.2	80.0	17.1	14.8	18.2	7.9	14.4	
	Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	9.0	10.1	11.2	12.3	13.6	15.0	16.6	19.6	22.7	26.0	29.5	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	47.5	50.7	10.4	14.9	7.4	19.7	
	Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.8	4.4	5.1	5.8	6.6	7.6	8.7	10.0	11.5	13.2	15.0	17.0	18.6	20.4	22.3	24.4	26.7	14.9	14.6	14.3	9.4	13.3	
	Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2	1.9	2.2	2.7	3.2	3.9	4.6	5.4	6.3	7.4	8.6	10.0	11.8	13.8	16.0	18.5	21.2	23.3	25.6	28.1	30.9	34.0	19.3	16.8	16.2	9.9	15.5	
	Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.5	4.1	4.7	5.2	5.9	6.7	7.5	8.4	17.1	16.9	14.4	12.3	15.2	
	Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.3	3.9	4.6	5.5	24.6	21.7	23.5	19.0	22.2	
	Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2	3.6	4.2	4.9	5.7	6.6	7.7	9.2	10.9	12.8	14.9	17.1	19.1	21.2	23.6	26.3	29.2	32.0	35.1	38.5	42.2	46.3	16.4	17.3	11.3	9.7	13.6	
	Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2	2.7	3.2	3.9	4.7	5.7	6.9	8.4	10.3	12.5	15.3	18.6	22.3	26.8	32.1	38.4	46.0	53.6	62.5	72.8	84.8	98.8	20.6	21.9	19.9	16.5	19.7	
	WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	136.2	170.8	216.9	253.7	292.2	328.5	356.6	387.3	421.2	458.9	500.4	548.2	599.8	655.4	716.1	782.4	840.9	904.0	972.2	1046.1	1126.4	19.3	8.8	9.4	7.6	11.1	
	Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7	49.5	57.4	65.6	74.1	83.0	92.4	102.5	113.8	125.6	138.8	153.4	169.5	187.2	206.5	227.4	250.0	274.3	300.4	328.1	357.4	388.3	420.6	25.7	14.7	12.3	10.4	15.6
	Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1	3.0	4.1	5.2	6.5	7.9	9.4	10.9	12.5	14.3	16.4	18.7	21.0	23.6	26.5	29.7	33.4	36.8	40.7	44.9	49.6	54.8	15.9	10.9	21.3	6.6	13.5	
	Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.8	19.7	21.9	24.2	26.8	29.8	33.8	38.2	43.1	48.5	54.4	60.8	67.8	75.4	83.6	92.4	14.9	13.9	14.6	8.9	13.1	
	Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.4	3.8	4.4	5.0	5.6	6.4	7.3	8.5	9.8	11.2	12.7	14.4	15.7	17.1	18.6	20.3	22.1	14.9	13.9	14.6	8.9	13.1	
	Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.8	1.1	1.8	2.5	3.3	4.2	5.2	6.4	7.8	9.4	11.2	13.1	40.6	141.0	6.9			
	B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3	3.7	4.2	4.8	5.4	6.1	6.9	7.7	8.6	9.7	10.8	12.1	13.3	14.7	16.3	18.0	19.9	22.0	24.4	26.9	29.6	32.5	13.3	11.9	10.5	10.3	11.5	
	Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4	3.6	4.8	6.0	7.4	8.9	10.6	12.6	14.9	17.3	20.0	23.0	25.7	28.6	31.9	35.6	39.8	46.8	54.2	62.1	70.4	79.3	24.1	16.8	11.6	14.8	16.7	
	Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7	3.2	3.8	4.5	5.4	6.4	7.6	8.9	10.4	12.1	14.1	16.5	18.8	21.6	24.6	28.2	32.2	37.1	42.4	48.2	54.6	61.6	18.9	16.8	14.3	13.9	15.9	
	Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.4	2.9	3.6	4.4	5.4	6.3	7.4	8.8	10.3	12.2	14.1	16.2	18.5	21.2	24.2	25.9	23.2	17.7	14.7	20.3	
	Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.4	3.1	3.8	4.7	5.7	14.9	24.6	24.6	25.9	22.4	
	Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.7	2.1	2.7	3.3	4.2	5.5	7.1	8.9	10.9	13.3	32.0	28.5	24.6	25.9	27.7	
	Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3	4.9	5.5	6.3	7.1	8.0	9.1	11.2	13.7	16.8	20.6	25.3	30.5	36.8	44.3	53.5	64.5	75.7	88.8	104.2	122.3	143.6	13.2	22.7	20.6	17.4	18.4	
	RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	79.1	93.0	107.9	124.1	141.4	160.3	181.3	205.1	230.9	251.7	283.1	319.5	361.6	409.6	463.6	522.0	586.4	656.7	733.0	815.2	903.4	15.2	19.0	13.0	8.9	14.0	
	<1> WILAYAH III	(GWh)	144.8	165.5	177.8	215.3	263.8	324.8	377.8	433.6	488.8	537.9	592.4	725.1	810.6	883.5	987.7	1099.4	1219.0	1348.1	1488.8	1610.2	1741.7	1884.0	2038.9	2208.0	17.8	12.6	11.0	8.2	12.3	
	<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
	<3> PERTAMINA	(GWh)													96.0	209.0	220.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0			27.1	8.9			
	<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	311.3	370.8	442.8	508.8	579.6	649.8	716.9	790.0	951.1	1054.6	1249.5	1480.7	1709.6	1993.0	2295.1	2616.8	2920.2	3250.7	3618.0	4024.9	4484.0	15.9	14.0	11.5	7.8	12.2	

Table 3.3 - 6 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III High Case (incl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year																				Annual Growth Rate (%)													
		82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	85/86- 90/91	90/91- 95/96	95/96- 00/01	00/01- 05/06	85/86- 05/06					
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.8	91.6	105.2	119.7	135.1	151.7	164.1	177.3	191.6	206.9	223.3	239.0	255.6	273.3	292.0	312.0	330.6	350.1	370.8	392.8	416.0	14.0	8.0	6.9	5.9	8.7					
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.2	19.7	21.3	23.0	24.9	26.8	28.6	30.5	32.4	34.6	36.8	38.9	41.1	43.3	45.7	48.3	50.4	52.6	54.9	57.3	59.8	8.0	6.5	5.6	4.4	6.1					
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.2	39.2	49.7	59.9	66.9	70.2	73.8	77.8	82.3	87.4	94.4	101.9	109.9	118.5	127.7	136.7	146.1	156.1	166.6	177.7	50.4	5.5	7.9	6.8	16.3					
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	10.9	11.8	12.8	13.9	15.0	16.3	17.4	18.6	19.8	21.2	22.6	12.0	10.2	8.4	6.8	9.3					
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.5	5.2	6.0	6.9	7.9	8.9	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.0	16.2	17.5	18.9	20.5	21.8	23.2	24.7	26.3	28.0	14.6	9.2	8.2	6.4	9.6					
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.5	7.6	12.0	15.0	18.0	20.5	22.0	23.7	25.6	27.8	30.3	33.4	36.8	40.5	44.6	49.2	53.6	58.3	63.5	69.0	75.1	35.4	8.1	10.2	8.8	15.1					
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.4	7.5	8.8	10.2	11.9	13.7	15.7	18.1	20.7	23.7	29.2	35.0	41.1	47.7	54.7	59.1	63.8	68.8	74.2	80.0		14.8	18.2	7.9						
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	9.0	10.1	11.2	12.3	13.6	15.0	16.6	19.6	22.7	26.0	29.5	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	47.5		10.4	14.9	7.4						
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																17.0	18.6	20.4	22.3	24.4	26.7				9.4						
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																21.2	23.3	25.6	28.1	30.9	34.0				9.9						
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																															
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1																															
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																															
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																															
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	118.5	158.0	201.7	235.8	271.0	303.5	326.9	352.1	379.7	409.8	442.8	481.3	522.1	565.5	611.9	700.2	747.3	797.2	850.3	907.0	967.4	20.7	7.8	9.6	6.7	11.1					
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									134.1	229.8	241.9	255.8	270.2	285.1	300.4	316.4	334.4	352.9	372.1	391.9	412.3			5.5	5.4						
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									7.4	16.4	18.7	21.0	23.6	26.5	29.7	33.4	36.8	40.7	44.9	49.6	54.8			12.3	10.4						
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											29.8	38.8	48.2	57.8	67.8	78.2	83.4	88.9	94.8	101.0	107.6			21.3	6.6						
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											7.3	8.5	9.8	11.2	12.7	14.4	15.7	17.1	18.6	20.3	22.1			14.6	8.9						
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												18.3	35.6	53.2	71.0	89.4	95.4	101.9	108.8	116.3	124.6				6.9						
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																19.9	22.0	24.4	26.9	29.6	32.5				10.3						
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																39.8	46.8	54.2	62.1	70.4	79.3				14.8						
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																32.2	37.1	42.4	48.2	54.6	61.6				13.9						
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																12.2	14.1	16.2	18.5	21.2	24.2				14.7						
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																															
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																															
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																															
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	141.5	246.2	297.7	342.4	387.4	433.8	481.6	635.9	685.7	738.7	794.9	854.9	919.0			16.4	7.6						
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	118.5	158.0	201.7	235.8	271.0	303.5	326.9	352.1	521.2	656.0	740.5	823.7	909.5	999.3	1093.5	1336.1	1433.0	1535.9	1645.2	1761.9	1886.4	20.7	19.5	12.5	7.1	14.8					
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9						
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0		289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0			27.1	8.9						
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	214.5	265.0	319.7	366.8	417.0	464.5	505.9	550.0	1.2	900.0	1106.5	1212.7	1442.5	1611.0	1710.5	1999.1	2143.0	2296.9	2458.2	2630.9	2812.4	16.7	19.0	12.6	7.1	13.7					