

第2章 電力調査

2.1 電力需要及び供給予測

1979/80年から1995年実績による需給バランスは、第I部第2章「発電実績」に記載されている。電力系統運用は適切な予備率をもって、将来の需給バランスを考慮することが必要である。電力需要の予測には用途別の積み上げ予測と全国需要を一本としたマクロがある。本プロジェクトにおいては、流れ込み式水力の開発であり、年間を通じて設備出力が保証されない（豊水期及び渇水期により出力が変動する）ことから、電力エネルギーの確保に主眼が置かれるため、PLN自身の開発による需要予測プログラムによる2005年までの予測結果を、マクロ手法により検証するものとして進めるものとする。

2.1.1 需要データの分析

Table 2.1.1-1に、1974/75年から1994/95年のPLNインドネシア及びジャワ・バリ系統の電力需要データの変遷を示す。Fig. 2.1.1は電力需要の伸びを傾向化したものである。

(1) 電力需要

電力需要は住宅負荷 (residential)、商業負荷 (commercial)、公共負荷 (public)、ホテル負荷 (hotel) 及び産業負荷 (industry)に分類される。

PLN インドネシアとジャワ・バリの電力需要の伸び率傾向は、ほとんど同じであるといえる。1984/85年から1985/86年にかけて産業負荷が住宅負荷を超え、高い比率で伸びていることがわかる。1974/75年から1984/85年の年平均伸び率は、PLN インドネシア (ジャワ・バリ) の住宅負荷 13.6% (13.3%)、商業負荷 16.0% (16.5%)、公共負荷等 11.4% (11.8%)、ホテル負荷 14.8% (17.9%)、産業用負荷 18.4% (18.2%)であり、全体的に伸び率が高いものの、特に産業負荷の18%台の伸びは、インドネシアにおける急速な産業の発展をみることが出来る。総合負荷の伸び率も15.6% (15.7%)と約6～7年で電力需要が倍増することは驚異であり、増加し続ける需要に対する供給設備の長期開発計画の立案が重要となる。

しかしながら、第 I 部 第 2 章「月間負荷曲線」より明らかなように、1998 年の電力需要はジャワ・バリのみならず各リージョンもまた急激に減少しており、今後の対応を非常に困難な状況にしている。

(2) ピーク負荷

第 I 部 第 2 章添付 Table 2.1.5-1 にピーク負荷の傾向グラフを示す。1974/75 年から 1984/85 年のジャワ・バリ系統の年平均伸び率は 14.0%、特に近年の伸びが著しい 1992/93 年から 1996 年では 16.0%の伸び率となっており、電力需要の伸び率 (15.7%) に等しいかいくらか超える状況になっている。1997 年中にピーク負荷が 1,000 万 kW を超えると想定されるジャワ・バリ系統は、ピーク負荷の立ち上がり急激になる様相を示してきており、今後ピーク時間帯の短時間運転のための設備を考慮する必要性は高まるものといえる。

電力需要と同じく、1998 年のピーク負荷は 1997 年実績を割り込む状況になっており、急激に伸びるピーク負荷に対処するためにすすめられてきた発電設備の拡張は、今後の対応を非常に困難なものにしている。

(3) 負荷率

負荷率は“一定期間の平均電力/その期間の最大電力”として定義される。負荷率は 1994/95 年現在 71.2%となっている。1974/75 年からの変化がほとんど変わらないことは、一定期間の平均電力 (=年間電力需要/8,760) と年間最大電力 (=ピーク負荷) から、電力需要の伸びとピーク負荷の伸び率が上記 (1), (2) よりほぼ同率で伸びていることから伺われる。電化率の改善とともにこの状況は継続するものと予想されるが、負荷内容特に冷房機器などの普及により住宅負荷の変動は大きくなり、今後負荷率はわずかながら低下傾向を示すの予想される。

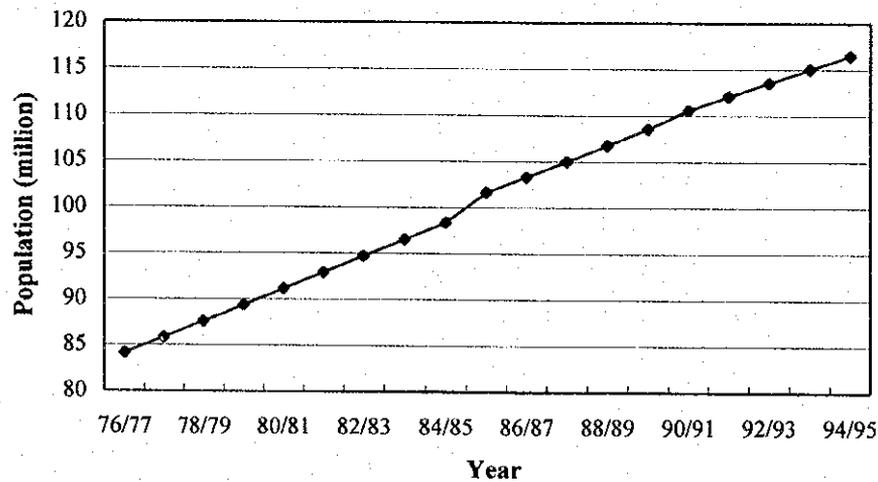
(4) 送配電損失

ジャワ・バリ系統の補助電力損失を除く送配電損失率は、1974/75 年から 1996 年で年平均 5.1%の改善を示し、1996 年時点で 11.7%となっている。今後送配電損失の大半を占める配電損失の改善が横ばいとなっていること、需要は増加し

続けることなどの理由から、送配電損失率はほとんど同じ伸び率で推移するものと想定される。

(5) 人口

ジャワ・バリの人口は、1974/75年から1996年の年平均伸び率で1.76%の増加を続けており、1996年現在で119,303,600人となっている。Table 2.1.1-2に示したように、1985/86年に一時的な増加(3.3%)が見られるが、近年1991/92年から1996年の伸び率は1.26%と減少傾向を示している。

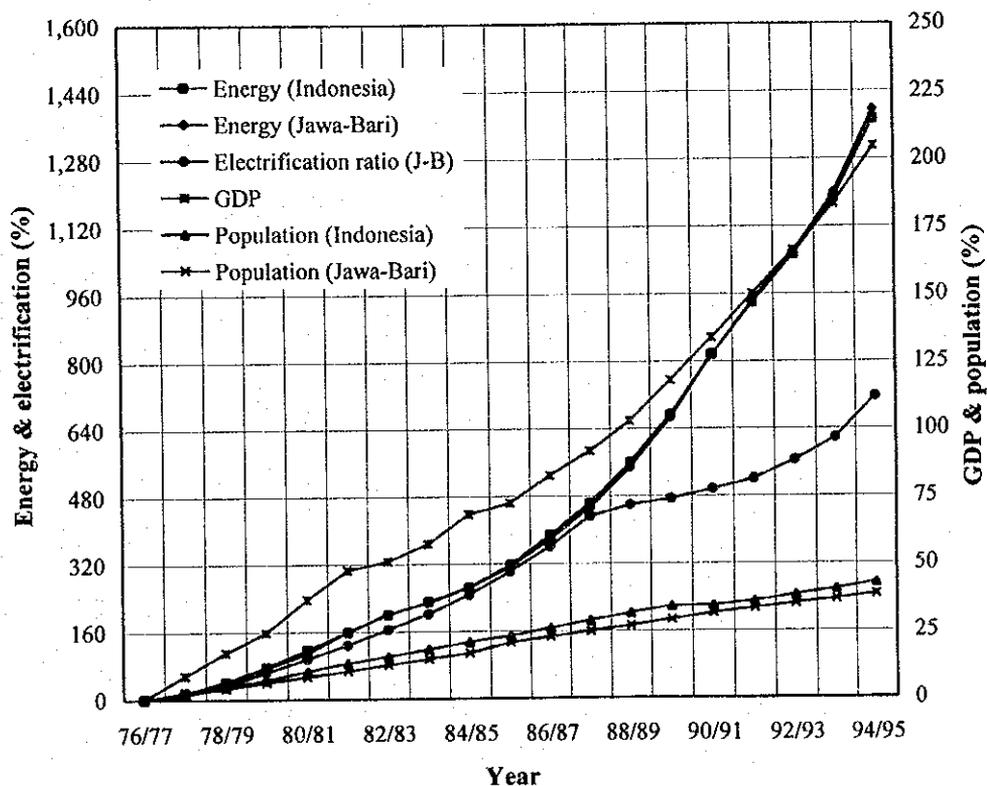


(6) 電化率

電化を被る人口を総人口で除した電化率は、1976/77年から1996年の年平均伸び率で12.29%の増加を続けており、1996年現在で49.8%となっている。インドネシアの電力系統では、住宅負荷需要は前(1)項でも述べているように、産業負荷需要について高い比率で増加を続けており、今後電化率を高めることにより、需要はさらに増加されることが予想される。第I部第2章Table 2.1.7に示したように、1996年時点で村落の電化率は、ジャワ・バリ以外で56.8%、ジャワ・バリで90%、PLNインドネシアで68.94%に達している。PLN需要予測部では2005年時点で83.5%と想定しており、プロジェクト周辺においても、これに伴い電化工事が進められている。

(7) 国内総生産(GDP)

Table 2.1.1-2 に、1974 年から 1994 年までのインドネシアにおける GDP (1990 年価格)、全国の人口、ジャワ・バリの人口、PLN インドネシアの売電電力量及びジャワ・バリの売電電力量を示す。下図はこれらの需要相関を示したものである。



インドネシアの国内総生産は、1976年から1994年で6.38%と堅調に伸びてきており、今後ともこの状況を推移し続けることが予想される。電力需要と他の要素 (GDP、電化率及び人口) との相関関連は、上図からの分析では、極めてGDPの伸びに追随していることがわかる。電化率との相関は見られない。また人口のほぼ直線上の伸びともそれほど相関はみられないことがわかる。

2.1.2 電力需要及び供給予測

(1) 電力需要予測

PLN 需要予測部による 1997 年時点での電力需要予測結果を Table 2.1.2-1 に示す。Fig. 2.1.2-1 は 1974/75 年から 2005 年までの実績及び予測結果を傾向化して示したものである。

PLN インドネシアでは、1996/97 年から 2005/06 年の年平均伸び率は、住宅負荷 13.4%、商業負荷 9.15%、公共負荷 4.31%、ホテル負荷 9.77%、産業負荷 11.32%、そして全体では 11.66%となっている。一方ジャワ・バリにおいては、1996/97 年から 2005/06 年の年平均伸び率は、住宅負荷 12.68%、商業負荷 11.87%、公共負荷 5.33%、ホテル負荷 11.87%、産業負荷 11.87%と、そして全体では 11.87%となっている。いずれも約 8~9 年で倍増する電力需要予測となっている。

JICA チームの予測は、上記 (7) 項の相関関係から、1. GDP との相関を用いた 1 次回帰予測、2. GDP との相関を用いた 2 次回帰予測及び 3. GDP と説明変数に人口を用いた重回帰予測により予測を行った。結果は人口を用いた重回帰予測は、成立しないため 1 次回帰予測と 2 次回帰予測の組合せにより、予測を行っている。

1 次回帰予測による電力需要は、下式による。

$$Y = -18,017.99 + 205.86 \times \text{GDP} \quad (R = 0.990)$$

2 次回帰予測による電力需要は、下式による。

$$Y = -2,543.12 + 18.849 \times \text{GDP} + 0.5624 \times \text{GDP}^2 \quad (R^2 = 0.997)$$

1 次・2 次組合せによる電力需要は、下式による。

$$Y = -10,280.56 + 112.35 \times \text{GDP} + 0.282 \times \text{GDP}^2$$

GDP 伸び率の予想は、下表に示したように第 2 次長期開発計画における各 5 ヶ年開発計画成長目標率にしたがって、1976 年から 1994 年の実績伸び率 6.3% (近年 1992 年から 1994 年では 6.98%) を考慮し、3 つのシナリオを想定する。第 7 次長期開発計画の目標である 6.6%と、近年の実績からベースシナリオに 7.0%をおき、低成長シナリオは 20%下がりの 5.6%、高成長シナリオは 20%上がりの 8.4%を想定する。

項目	第5次 最終年度	年平均成長率				
		第6次	第7次	第8次	第9次	第10次
GDP	6.6	6.2	6.6	7.1	7.8	8.7
農業部門	2.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.5
工業部門	10	9.4	9.4	9.4	9.1	8.7
非石油部門	11.0	10.3	10.2	10.0	9.5	9.0
その他部門	7.2	6.0	6.3	6.8	8.0	9.5

(2) 供給予測

供給予測のために用いたパラメータは以下の通りである。

a. 補助電力使用

補助電力量は、1995年実績がすでに理解されるレベルにあると想定されることから、全発電電力量の3.8%とする。

b. 送配電損失

送電損失プラス配電損失は1996年時点で12.3%であり、今後配電損失の改善効果から暫時少なくなるとみられる。1993/94年から1995年の年平均実績からは年0.1%の改善効果を示すが、今後送配電損失の大幅な改善は困難であり、年0.05%で低下すると想定する。

c. 負荷率

過去の経歴からは、負荷率は63~74%で変動しているが、近年では70~71%にあり今後緩い低下傾向を示すと想定される。本想定では1996年実績71%より、年0.05%で低下するものと想定する。

(3) 予測結果

Table 2.1.2-2 に GDP ベースの JICA チームによる需要予測結果を示す。2005年時点での予測結果は低成長で 103,704 GWh, ベース成長で 131,925 GWh, 高成長で 116,022 GWh となる。PLN の 2005 年時点での予測結果 128,536 GWh とほぼ一致する結果となる。下表は 2005 年における予測結果を抜粋したものである。

2.1.2 電力需要及び供給予測

(1) 電力需要予測

PLN 需要予測部による 1997 年時点での電力需要予測結果を Table 2.1.2-1 に示す。Fig. 2.1.2-1 は 1974/75 年から 2005 年までの実績及び予測結果を傾向化して示したものである。

PLN インドネシアでは、1996/97 年から 2005/06 年の年平均伸び率は、住宅負荷 13.4%、商業負荷 9.15%、公共負荷 4.31%、ホテル負荷 9.77%、産業負荷 11.32%、そして全体では 11.66%となっている。一方ジャワ・バリにおいては、1996/97 年から 2005/06 年の年平均伸び率は、住宅負荷 12.68%、商業負荷 11.87%、公共負荷 5.33%、ホテル負荷 11.87%、産業負荷 11.87%と、そして全体では 11.87%となっている。いずれも約 8~9 年で倍増する電力需要予測となっている。

JICA チームの予測は、上記 (7) 項の相関関係から、1. GDP との相関を用いた 1 次回帰予測、2. GDP との相関を用いた 2 次回帰予測及び 3. GDP と説明変数に人口を用いた重回帰予測により予測を行った。結果は人口を用いた重回帰予測は、成立しないため 1 次回帰予測と 2 次回帰予測の組合せにより、予測を行っている。

1 次回帰予測による電力需要は、下式による。

$$Y = -18,017.99 + 205.86 \times \text{GDP} \quad (R = 0.990)$$

2 次回帰予測による電力需要は、下式による。

$$Y = -2,543.12 + 18.849 \times \text{GDP} + 0.5624 \times \text{GDP}^2 \quad (R^2 = 0.997)$$

1 次・2 次組合せによる電力需要は、下式による。

$$Y = -10,280.56 + 112.35 \times \text{GDP} + 0.282 \times \text{GDP}^2$$

GDP 伸び率の予想は、下表に示したように第 2 次長期開発計画における各 5 ケ年開発計画成長目標率にしたがって、1976 年から 1994 年の実績伸び率 6.3% (近年 1992 年から 1994 年では 6.98%) を考慮し、3 つのシナリオを想定する。第 7 次長期開発計画の目標である 6.6%と、近年の実績からベースシナリオに 7.0%をおき、低成長シナリオは 20%下がりの 5.6%、高成長シナリオは 20%上がりの 8.4%を想定する。

項目	第5次 最終年度	年平均成長率				
		第6次	第7次	第8次	第9次	第10次
GDP	6.6	6.2	6.6	7.1	7.8	8.7
農業部門	2.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.5
工業部門	10	9.4	9.4	9.4	9.1	8.7
非石油部門	11.0	10.3	10.2	10.0	9.5	9.0
その他部門	7.2	6.0	6.3	6.8	8.0	9.5

(2) 供給予測

供給予測のために用いたパラメータは以下の通りである。

a. 補助電力使用

補助電力量は、1995年実績がすでに理解されるレベルにあると想定されることから、全発電電力量の3.8%とする。

b. 送配電損失

送電損失プラス配電損失は1996年時点で12.3%であり、今後配電損失の改善効果から暫時少なくなるとみられる。1993/94年から1995年の年平均実績からは年0.1%の改善効果を示すが、今後送配電損失の大幅な改善は困難であり、年0.05%で低下すると想定する。

c. 負荷率

過去の経歴からは、負荷率は63~74%で変動しているが、近年では70~71%にあり今後緩い低下傾向を示すと想定される。本想定では1996年実績71%より、年0.05%で低下するものと想定する。

(3) 予測結果

Table 2.1.2-2 に GDP ベースの JICA チームによる需要予測結果を示す。2005年時点での予測結果は低成長で 103,704 GWh、ベース成長で 131,925 GWh、高成長で 116,022 GWh となる。PLN の 2005 年時点での予測結果 128,536 GWh とほぼ一致する結果となる。下表は 2005 年における予測結果を抜粋したものである。

項目	成長シナリオ及び成長率(%)			PLN 予測
	低成長:5.5	ベース:7.0	高成長:8.4	
売電電力量(GWh)	103,704.67	131,925.11	166,022.70	128,536.0
最大需要電力(MW)	19,635	24,978	31,434	24,795

PLN の予測結果と JICA チームの予測結果 (ベースシナリオ) の間に大きな相違は見られない。予測結果からは、2005 年時点で電力需要及び最大需要電力は 1996 年時点 (46,827.9 GWh 及び 8,820 MW) に比して 2.5 倍以上になることがわかる。インドネシアの第 2 次長期開発計画の達成に大きな変動要因が発生しない限り、急速な勢いで電力需要が伸びていくことが伺われる。Fig. 2.1.2-2 に JICA チームと PLN による予測結果の比較を示す。

このため長期電力開発計画は、絶えず見直しを行い、適切な予備力を保有し、需要に応じる電力供給設備とすることが必要である。

(4) 電力需要予測の見直し

a. DGEED による電力需要予測

急激な電力需要の減退に伴い、GDP をベースに GDEED で行った電力需要予測結果を Table 2.1.2-3 に示す。下表の 2 つの GDP シナリオが準備される。

シナリオ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
プラン 1 (%)	-4	-1	2	4	6	7	7	7
プラン 2 (%)	-4	-3	-2	-1	0	1	5	5

供給予測のためのパラメータは以下によっている。

パラメータ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
送配電損失率 (%)	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
プラント使用率 (%)	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
負荷率 (%)	70	70	70	70	70	70	70	70

項目	成長シナリオ及び成長率(%)			PLN 予測
	低成長:5.5	ベース:7.0	高成長:8.4	
売電電力量(GWh)	103,704.67	131,925.11	166,022.70	128,536.0
最大需要電力(MW)	19,635	24,978	31,434	24,795

PLN の予測結果と JICA チームの予測結果（ベースシナリオ）の間に大きな相違は見られない。予測結果からは、2005 年時点で電力需要及び最大需要電力は 1996 年時点（46,827.9 GWh 及び 8,820 MW）に比して 2.5 倍以上になることがわかる。インドネシアの第 2 次長期開発計画の達成に大きな変動要因が発生しない限り、急速な勢いで電力需要が伸びていくことが伺われる。Fig. 2.1.2-2 に JICA チームと PLN による予測結果の比較を示す。

このため長期電力開発計画は、絶えず見直しを行い、適切な予備力を保有し、需要に応じる電力供給設備とすることが必要である。

(4) 電力需要予測の見直し

a. DGEED による電力需要予測

急激な電力需要の減退に伴い、GDP をベースに GDEED で行った電力需要予測結果を Table 2.1.2-3 に示す。下表の 2 つの GDP シナリオが準備される。

シナリオ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
プラン 1 (%)	-4	-1	2	4	6	7	7	7
プラン 2 (%)	-4	-3	-2	-1	0	1	5	5

供給予測のためのパラメータは以下によっている。

パラメータ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
送配電損失率 (%)	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
プラント使用率 (%)	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
負荷率 (%)	70	70	70	70	70	70	70	70

b. JICA チームによる電力需要予測

JICA チームによる予測は、前(1)項による回帰式に経済の実態を考慮し、下表の GDP を想定することにより行っている。

シナリオ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
プラン1 (%)	-10	-3	0	3	4	5	5	5

供給予測に用いた送配電損失率、プラント使用率及び負荷率は、GDEED が設定した値を用いている。

c. 予測結果 (1998 年以降)

予測結果を Table 2.1.2-4 に示す。下表は 2005 年における予測結果を抜粋したものである。

項目	JICA 予測	GDEED 予測	
		プラン1	プラン2
売電電力量 (TWh)	58.8	79.0	51.6
最大需要電力 (GW)	11.1	15.0	9.8

インドネシアにおける電力需要は、1998 年度 GDP のマイナス成長の規模及びそこから回復の度合いにより大きく影響されるといえる。

2.2 電力開発計画

インドネシアにおける電力開発計画は、GDEED により Table 2.1.2-3 に示したように修正された電力需要予測結果に基づき見直されている。

電力開発計画は、ジャワ・バリ及び各リージョンごとに PLN による発電設備及び I.P.P. による発電設備に分類される。1998 年～2003 年に I.P.P. による大容量機力発電設備の運転開始が予定されている。

2.2.1 ジャワ・バリにおける電源開発計画

ジャワ・バリ系統における電源開発計画は、水力発電の場合 Table 2.2.1 に示したようにチラタ及びチュリスが 1997 年に運転を開始し、他の水力開発は計画されていない。

b. JICA チームによる電力需要予測

JICA チームによる予測は、前(1)項による回帰式に経済の実態を考慮し、下表の GDP を想定することにより行っている。

シナリオ	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
プラン1 (%)	-10	-3	0	3	4	5	5	5

供給予測に用いた送配電損失率、プラント使用率及び負荷率は、GDEED が設定した値を用いている。

c. 予測結果 (1998 年以降)

予測結果を Table 2.1.2-4 に示す。下表は 2005 年における予測結果を抜粋したものである。

項目	JICA 予測	GDEED 予測	
		プラン1	プラン2
売電電力量 (TWh)	58.8	79.0	51.6
最大需要電力 (GW)	11.1	15.0	9.8

インドネシアにおける電力需要は、1998 年度 GDP のマイナス成長の規模及びそこから回復の度合いにより大きく影響されるといえる。

2.2 電力開発計画

インドネシアにおける電力開発計画は、GDEED により Table 2.1.2-3 に示したように修正された電力需要予測結果に基づき見直されている。

電力開発計画は、ジャワ・バリ及び各リージョンごとに PLN による発電設備及び I.P.P. による発電設備に分類される。1998 年～2003 年に I.P.P. による大容量機力発電設備の運転開始が予定されている。

2.2.1 ジャワ・バリにおける電源開発計画

ジャワ・バリ系統における電源開発計画は、水力発電の場合 Table 2.2.1 に示したようにチラタ及びチュリスが 1997 年に運転を開始し、他の水力開発は計画されていない。

Fig. 2.2.1 は GDEED におけるプラン 1 及び 2 による需給バランスをグラフ化したものである。供給予備力はプラン 1, 2 とも、1998 年が 35%, 1999 ~ 2003 年が 30%, 2004 ~ 2005 年が 25%である。

a. プラン 1

プラン 1 では、供給予備力 25%を保ち必要設備容量と計画設備容量とが均衡するのは 2005 年であり、この間既設設備及び新規設備の運用・保守が非常に困難になることが伺われる。

b. プラン 2

プラン 2 では、供給予備力 25%を保ち必要設備容量と計画設備容量とが均衡するのは 2009 年以降となる。この状況を避けるためにも経済の回復の遅れは許されないものといえる。

2.2.2 水力電源開発計画

GDEED によるジャワ・バリ及び各リージョンの水力開発計画を下表に示す。

a. 水 力

PLN 管理区域	プラント名	運転開始年(MW)					
		1996	1997	1998	1999	2000	2001
ジャワ・バリ	Cirat II		500				
	Tulis		12.4				
リージョン 1	Peusangan 1,2						86
リージョン 2	Renum				82		
	Sipansipahoras						50
リージョン 3	Kotopanjang		114				
	Singkarak		175				
リージョン 4	Besai					90	
	Musi						210
リージョン 7	Tanggari II			19			

水力開発計画は 2001 年までスケジュールが組まれている。1,000 kW から 10,000 kW 程度までをカバーした中小水力開発計画はスケジュール化されていない。

Fig. 2.2.1 は GDEED におけるプラン 1 及び 2 による需給バランスをグラフ化したものである。供給予備力はプラン 1, 2 とも、1998 年が 35%, 1999 ~ 2003 年が 30%, 2004 ~ 2005 年が 25%である。

a. プラン 1

プラン 1 では、供給予備力 25%を保ち必要設備容量と計画設備容量とが均衡するのは 2005 年であり、この間既設設備及び新規設備の運用・保守が非常に困難になることが伺われる。

b. プラン 2

プラン 2 では、供給予備力 25%を保ち必要設備容量と計画設備容量とが均衡するのは 2009 年以降となる。この状況を避けるためにも経済の回復の遅れは許されないものといえる。

2.2.2 水力電源開発計画

GDEED によるジャワ・バリ及び各リージョンの水力開発計画を下表に示す。

a. 水 力

PLN 管理区域	プラント名	運転開始年(MW)					
		1996	1997	1998	1999	2000	2001
ジャワ・バリ	Cirat II		500				
	Tulis		12.4				
リージョン 1	Peusangan 1,2						86
リージョン 2	Renum				82		
	Sipansipahoras						50
リージョン 3	Kotopanjang		114				
	Singkarak		175				
リージョン 4	Besai					90	
	Musi						210
リージョン 7	Tanggari II			19			

水力開発計画は 2001 年までスケジュールが組まれている。1,000 kW から 10,000 kW 程度までをカバーした中小水力開発計画はスケジュール化されていない。

b. ミニ水力

PLN 管理区域	プラント名	運転開始年(MW)					
		1996	1997	1998	1999	2000	2001
ジャワ・バリ	Sampean Baru	1.8					
	Tapen	0.7					
リージョン 1	Sepakat			1.8			
リージョン 6	Baras		0.2				
リージョン 7	Poigor			2.4			
	Bambalo			2.6			
	Kolondom			2.0			
	Ulung Peliang			1.1			
リージョン 8	Winning			0.8			
リージョン 10	Werba		1.4				
	Wamena			1.0			
リージョン 11	Pengga	0.5					
	Lokomboro		0.9				

ミニ水力については 1999 年以降開発スケジュールがない。

c. リージョン 5, 10 及び 11 の需給バランス

リージョン 5, 10 及び 11 の需給バランスは、Figs. 2.2.2-1 ~ 3 に示したように、プラン 1, 2 とも 50% の供給予備力を与えるとして発電設備不足の状況におかれる。

d. 流れ込み式水力開発

調査から運転開始まで長期間を要する流れ込み式水力開発は、インドネシア政府によるエネルギー政策を実現するため、また化石燃料の代替エネルギー源として、全国に散在する開発地点を効率的に開発するため、長期展望のもとに促進することが求められる。

b. ミニ水力

PLN 管理区域	プラント名	運転開始年(MW)					
		1996	1997	1998	1999	2000	2001
ジャワ・バリ	Sampean Baru	1.8					
	Tapen	0.7					
リージョン1	Sepakat			1.8			
リージョン6	Baras		0.2				
リージョン7	Poigor			2.4			
	Bambalo			2.6			
	Kolondom			2.0			
	Ulung Peliang			1.1			
リージョン8	Winning			0.8			
リージョン10	Werba		1.4				
	Wamena			1.0			
リージョン11	Pengga	0.5					
	Lokomboro		0.9				

ミニ水力については 1999 年以降開発スケジュールがない。

c. リージョン 5, 10 及び 11 の需給バランス

リージョン 5, 10 及び 11 の需給バランスは、Figs. 2.2.2-1 ~ 3 に示したように、プラン 1, 2 とも 50%の供給予備力を与えるとして発電設備不足の状況におかれる。

d. 流れ込み式水力開発

調査から運転開始まで長期間を要する流れ込み式水力開発は、インドネシア政府によるエネルギー政策を実現するため、また化石燃料の代替エネルギー源として、全国に散在する開発地点を効率的に開発するため、長期展望のもとに促進することが求められる。

Table 2.1.1-1 Historical Record of Energy and Load Demand

1. PLN Indonesia

Year	Unit	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	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
Energy sales	MWh	2,438,678	2,777,024	3,031,096	3,516,776	4,278,921	5,333,407	6,560,017	7,845,466	9,101,044	9,999,708	11,039,293	12,644,164	14,786,372	17,076,838	19,992,791	23,423,720	27,740,965	31,481,122	34,963,997	38,962,035	44,669,113
Growth rate	%		13.9	9.1	16.0	21.7	24.6	23.0	19.6	16.0	9.9	10.4	14.5	16.9	15.5	17.1	17.2	18.4	13.5	11.1	11.4	14.6
Residential	MWh	1,173,756	1,305,538	1,419,532	1,609,497	1,962,216	2,427,609	2,908,691	3,425,261	3,932,798	4,291,531	4,566,857	5,022,527	5,648,824	6,389,858	7,274,626	7,935,740	9,003,561	10,325,764	11,671,202	13,185,351	15,161,904
Commercial	MWh	225,535	279,943	317,633	352,236	420,890	508,693	770,947	840,644	940,870	1,002,534	1,053,481	1,151,250	1,297,190	1,490,483	1,699,999	1,982,085	2,327,616	2,831,975	3,185,427	3,771,248	4,391,533
Public & others	MWh	307,069	337,915	366,159	413,152	452,416	487,207	1,006,559	1,110,400	1,210,111	1,269,777	1,407,602	1,595,940	1,657,253	1,794,467	1,965,935	2,087,477	2,244,116	2,297,529	2,352,753	2,454,004	2,650,593
Hotel	MWh													303,198	347,325	387,092	442,605	521,651	649,089	707,290	768,649	917,062
Industry	MWh	732,318	853,628	927,772	1,141,891	1,443,399	1,909,898	1,873,821	2,469,162	3,017,266	3,435,866	4,011,353	4,874,447	5,879,907	7,054,704	8,665,140	10,975,814	13,644,021	15,376,766	17,047,325	18,782,782	21,548,022
Power connected	MVA	1,261,815	1,426,013	1,594,543	1,939,164	2,458,754	3,063,445	3,744,232	4,670,948	5,263,630	6,121,632	7,122,179	8,150,043	9,282,136	10,710,681	12,238,789	13,965,061	16,117,566	17,317,602	18,762,828	21,235,972	24,514,113
Growth rate	%		13.0	11.8	21.6	26.8	24.6	22.2	24.8	12.7	16.3	16.3	14.4	13.9	15.4	14.3	14.1	15.4	7.4	8.3	13.2	15.4
Residential	MVA	459,927	521,653	594,778	747,684	992,568	1,291,600	1,604,366	1,927,603	2,275,831	2,646,604	3,077,056	3,552,882	4,113,711	4,792,527	5,397,101	5,990,726	6,654,424	7,206,873	7,870,323	8,919,066	10,325,355
Commercial	MVA	171,176	198,694	227,452	261,090	307,908	354,584	565,948	638,439	683,243	769,942	876,453	988,725	1,103,141	1,228,806	1,382,603	1,564,881	1,791,415	2,061,368	2,325,245	2,780,660	3,325,553
Public	MVA	124,248	137,114	149,232	178,476	184,652	209,437	574,818	809,208	740,759	850,318	941,446	1,075,702	1,180,274	1,282,890	1,378,782	1,467,263	1,567,373	1,535,293	1,634,021	1,754,395	1,872,641
Hotel	MVA													117,863	124,627	135,167	169,842	221,307	258,729	270,753	318,476	376,846
Industry	MVA	506,464	568,552	623,081	751,914	973,626	1,207,824	999,101	1,295,699	1,563,796	1,854,768	2,227,224	2,532,733	2,767,148	3,281,831	3,945,137	4,772,349	5,883,047	6,255,339	6,662,486	7,463,375	8,613,718
Number of consumers		1,086,075	1,140,745	1,208,533	1,404,855	1,783,247	2,246,527	2,745,276	3,232,075	3,802,518	4,406,077	5,123,313	5,953,297	6,965,580	8,203,349	9,275,960	10,316,935	11,463,738	12,396,716	13,486,556	15,157,409	17,523,018
Growth rate	%		5.0	5.9	16.2	26.9	26.0	22.2	17.7	17.6	15.9	16.3	16.2	17.0	17.8	13.1	11.2	11.1	8.1	8.8	12.4	15.6
Residential		964,362	1,007,589	1,064,282	1,240,521	1,584,851	2,012,855	2,478,940	2,936,326	3,475,299	4,046,692	4,726,927	5,513,729	6,472,757	7,650,914	8,665,543	9,658,231	10,742,490	11,616,959	12,637,059	14,220,225	16,473,051
Commercial		86,407	95,327	105,349	120,119	145,588	170,946	189,559	207,230	223,673	239,275	256,758	277,045	301,963	329,513	356,945	375,227	404,213	437,612	472,939	514,816	571,770
Public		28,478	31,357	32,131	37,003	44,721	53,892	64,688	75,060	88,496	103,231	120,891	142,342	168,746	198,091	225,699	251,921	280,923	306,004	340,023	383,599	435,584
Hotel														3,764	3,979	4,122	4,868	5,427	5,724	5,833	6,361	6,831
Industry		6,828	6,472	6,771	7,212	8,087	8,834	12,089	13,459	15,050	16,879	18,737	20,181	18,350	20,852	23,651	26,688	30,685	30,417	30,702	32,408	35,782

2. Jawa-Bari system

Year	Unit	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	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
Total population	x1000		82,404.7	84,102.6	85,817.5	87,563.7	89,334.0	91,129.3	92,898.0	94,683.6	96,489.6	98,327.1	101,618.2	103,292.1	105,001.3	106,746.9	108,530.0	110,593.0	112,076.7	113,552.2	115,015.2	116,462.2
Growth rate	%			2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9	3.3	1.6	1.7	1.7	1.7	1.9	1.3	1.3	1.3	1.3
GDP growth	%																					
Electrification ratio	%			4.9	5.4	6.5	8.0	9.6	11.2	13.0	14.8	17.0	19.7	22.6	26.1	27.4	28.1	29.2	30.4	32.6	35.2	40.0
Energy sales	MWh	1,981,300	2,258,696	2,449,094	2,837,342	3,446,181	4,242,327	5,112,058	6,343,135	7,383,745	8,044,282	8,901,612	10,133,114	11,700,947	13,537,925	15,854,701	18,759,611	22,401,815	25,566,490	28,389,384	31,818,845	36,639,153
Growth rate	%		14.0	8.4	15.9	21.5	23.1	20.5	24.1	16.4	8.9	10.7	13.8	15.5	15.7	17.1	18.3	19.4	14.1	11.0	12.1	15.1
Residential	MWh	933,838	1,041,352	1,130,383	1,265,702	1,521,169	1,836,372	2,144,891	2,606,136	3,003,174	3,270,763	3,488,548	3,818,651	4,258,777	4,817,639	5,494,337	5,998,664	6,795,272	7,779,244	8,790,069	9,947,695	11,422,698
Commercial	MWh	164,808	207,400	232,761	263,630	313,134	362,090	563,547	647,324	714,259	768,322	814,504	896,493	1,009,320	1,177,663	1,356,592	1,595,252	1,872,659	2,287,409	2,538,858	3,036,333	3,523,473
Public & others	MWh	207,187	227,061	242,933	272,790	298,263	314,760	759,400	855,490	934,019	972,647	1,090,735	1,245,689	1,270,233	1,378,966	1,511,035	1,582,922	1,693,771	1,719,499	1,742,429	1,783,901	1,920,803
Hotel	MWh													196,417	222,550	244,324	357,891	421,122	525,162	567,758	616,668	734,433
Industry	MWh	675,467	782,883	843,017	1,035,220	1,313,615	1,729,105	1,644,220	2,234,186	2,732,293	3,032,550	3,507,825	4,172,280	4,966,200	5,941,106	7,248,413	9,224,883	11,618,992	13,255,176	14,750,270	16,434,248	19,037,746
Power connected	MVA	994,166	1,125,173	1,253,692	1,515,035	1,896,329	2,317,661	2,825,810	3,573,151	4,001,813	4,637,923	5,410,424	6,136,693	7,060,756	8,119,436	9,224,597	10,633,551	12,361,772	13,248,898	14,369,747	16,480,136	19,171,389
Growth rate	%		13.2	11.4	20.8	25.2	22.2	21.9	26.4	12.0	15.9	16.7	13.4	15.1	15.0	13.6	15.3	16.3	7.2	8.5	14.7	16.3
Residential	MVA	344,653	393,337	446,249	551,623	705,485	901,374	1,119,959	1,347,790	1,598,599	1,851,096	2,159,290	2,480,410	2,933,070	3,393,075	3,824,913	4,249,792	4,712,043	5,087,712	5,549,274	6,341,253	7,383,459
Commercial	MVA	121,606	143,391	165,445	189,048	221,297	252,402	411,709	451,630	501,350	571,291	655,005	748,159	846,206	946,325	1,061,479	1,212,890	1,390,549	1,584,447	1,793,042	2,178,307	2,617,932
Public	MVA	82,908	89,812	96,030	118,585	115,146	130,747	436,900	654,369	559,705	642,906	706,935	808,790	900,112	977,664	1,036,220	1,091,825	1,166,257	1,134,627	1,190,122	1,293,775	1,374,807
Hotel	MVA													68,071	70,357	77,078	130,297	174,037	198,255	206,756	242,564	289,290
Industry	MVA	444,999	498,633	545,968	655,779	854,401	1,033,138	857,243	1,119,363	1,342,158	1,572,631	1,889,193	2,099,334	2,313,298	2,732,015	3,224,907	3,948,747	4,918,886	5,243,857	5,630,554	6,424,238	7,505,901
Number of consumers		806,523	843,527	888,816	1,008,370	1,244,098	1,540,285	1,881,785	2,219,818	2,611,306	3,007,155	3,513,923	4,058,974	4,885,399	5,711,830	6,468,726	7,190,333	7,950,583	8,553,958	9,287,668	10,483,699	12,167,362
Growth rate	%		4.6	5.4	13.5	23.4	23.8	22.2	18.0	17.8	15.2	16.9	15.5	20.4	16.9	13.3	11.2	10.6	7.6	8.6	12.9	16.1</

Table 2.1.1-2 Demand Relationship

Year	GDP (1990 price)		Population				Energy sales				Electrification ratio	
	BUSS\$	(%)	Indonesia		Jawa-Bari		PLN Indonesia		Jawa-Bari		Ratio	(%)
			Million	(%)	Million	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)		
1976/77	83,693	0.00	133.53	0.00	84.10	0.00	3,031.10	0.00	2,449.09	0.00	4.90	0.00
1977/78	91,026	8.76	136.63	2.32	85.82	2.04	3,516.78	16.02	2,837.34	15.85	5.40	10.20
1978/79	98,163	17.29	139.80	4.70	87.56	4.12	4,278.92	41.17	3,446.18	40.71	6.50	32.65
1979/80	104,304	24.63	143.04	7.12	89.33	6.22	5,333.41	75.96	4,242.33	73.22	8.00	63.27
1980/81	114,609	36.94	147.49	10.45	91.13	8.35	6,560.02	116.42	5,112.06	108.73	9.60	95.92
1981/82	123,694	47.79	151.31	13.32	92.90	10.46	7,845.47	158.83	6,343.14	159.00	11.20	128.57
1982/83	126,473	51.12	154.66	15.82	94.68	12.58	9,101.04	200.26	7,383.75	201.49	13.00	165.31
1983/84	131,776	57.45	158.08	18.39	96.49	14.73	9,999.71	229.90	8,044.28	228.46	14.80	202.04
1984/85	140,967	68.43	161.58	21.01	98.33	16.91	11,039.29	264.20	8,901.61	263.47	17.00	246.94
1985/86	144,439	72.58	164.63	23.29	101.62	20.83	12,644.16	317.15	10,133.11	313.75	19.70	302.04
1986/87	152,925	82.72	168.35	26.08	103.29	22.82	14,786.37	387.82	11,700.95	377.77	22.60	361.22
1987/88	160,458	91.72	172.01	28.82	105.00	24.85	17,076.84	463.39	13,537.93	452.77	26.10	432.65
1988/89	169,732	102.80	175.59	31.50	106.75	26.92	19,992.79	559.59	15,854.70	547.37	27.40	459.18
1989/90	182,389	117.93	179.14	34.16	108.53	29.04	23,423.72	672.78	18,759.61	665.98	28.10	473.47
1990/91	195,597	133.71	179.48	34.41	110.59	31.50	27,740.97	815.21	22,401.82	814.70	29.20	495.92
1991/92	209,192	149.95	181.38	35.83	112.08	33.26	31,481.12	938.61	25,566.38	943.91	30.40	520.41
1992/93	222,705	166.10	184.49	38.16	113.55	35.02	34,964.00	1,053.51	28,389.38	1,059.18	32.60	565.31
1993/94	237,172	183.38	187.60	40.49	115.02	36.76	38,962.04	1,185.41	31,818.85	1,199.21	35.20	618.37
1994/95	254,912	204.58	190.68	42.80	116.46	38.48	44,669.11	1,373.70	36,639.15	1,396.03	40.00	716.33

Source PLN Load Forecasting Subdivision
International Financial Statistics Yearbook 1996

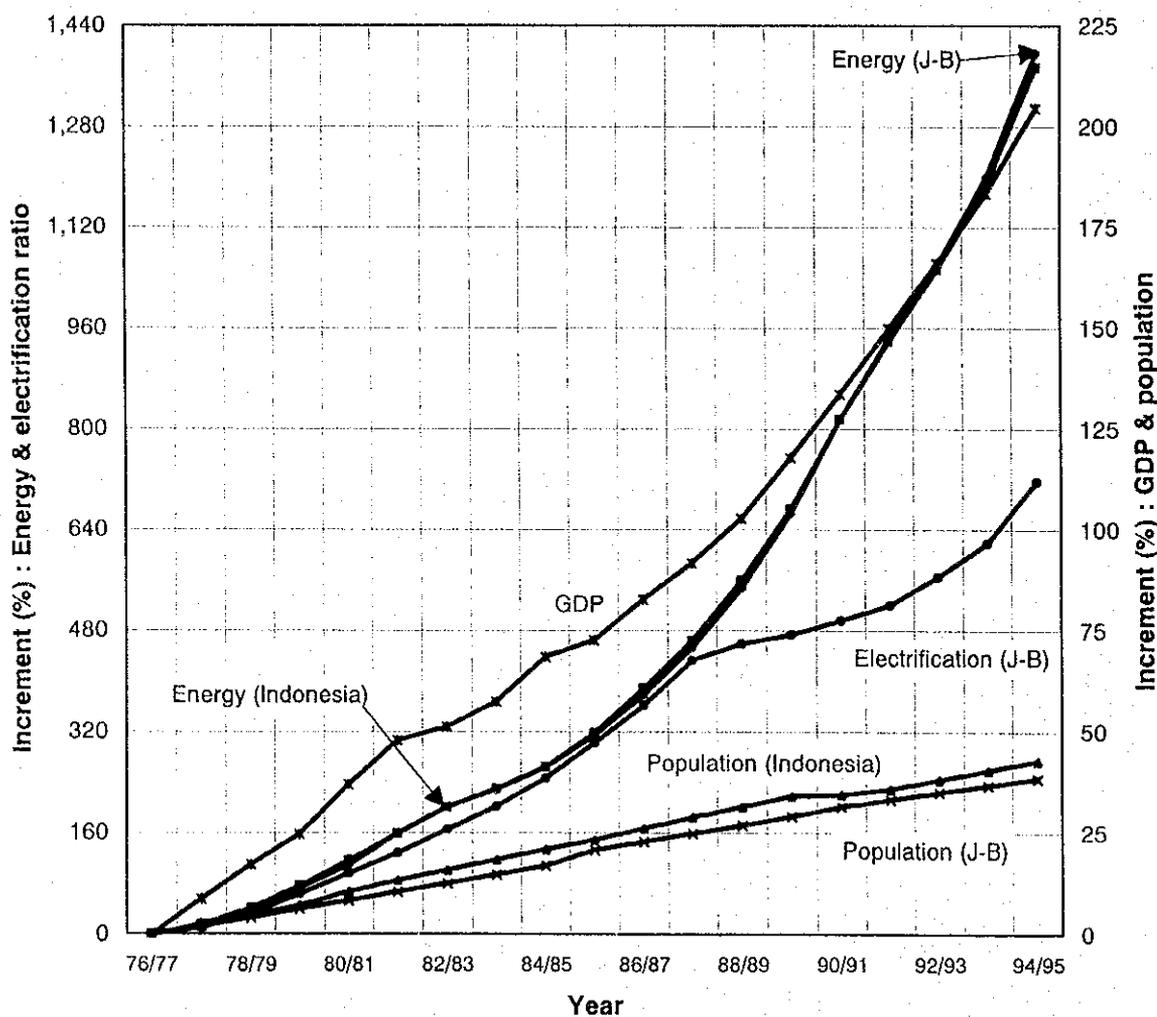


Table 2.1.2-1 Energy and Load Demand Forecast by PLN

1. PLN Indonesia													
Year	Unit	1994/95*	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06
Total population	x1000	192,216.5	195,283.2	198,342.9	201,390.2	204,423.4	207,440.2	210,438.6	213,244.6	215,988.7	218,689.2	221,281.2	223,821.5
Growth rate	%	-	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1
GDP growth	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrification ratio	%	37.9	41.3	45.6	49.9	54.0	57.8	61.3	64.4	67.4	70.2	72.7	75.0
Captive taking over	MVA	-	-	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	132.4	132.4	132.4	132.4	132.4
Captive taking over	GWh	-	-	475.1	475.1	475.1	475.1	475.1	317.8	317.8	317.8	317.8	317.8
Energy sales	GWh	44,669.1	51,501.3	60,401.7	69,591.5	79,573.4	89,993.7	101,002.8	111,969.3	123,560.9	135,840.9	148,942.3	162,955.1
Growth rate	%	-	15.3	17.3	15.2	14.3	13.1	12.2	10.9	10.4	9.9	9.6	9.4
Residential	GWh	15,161.9	18,210.9	21,840.7	25,784.8	30,038.8	34,602.5	39,484.2	44,425.4	49,714.1	55,323.5	61,320.3	67,739.2
Commercial	GWh	4,391.5	4,979.8	5,458.3	5,977.8	6,538.8	7,147.1	7,806.6	8,519.1	9,289.1	10,120.0	11,023.8	12,005.0
Public & others	GWh	2,650.6	2,752.2	2,870.9	2,994.9	3,123.7	3,258.2	3,398.5	3,544.9	3,697.7	3,857.2	4,023.6	4,197.2
Hotel	GWh	917.1	1,040.6	1,143.5	1,256.5	1,379.9	1,515.2	1,663.6	1,826.0	2,003.7	2,197.9	2,411.4	2,645.5
Industry	GWh	21,548.0	24,517.8	29,088.3	33,577.5	38,492.2	43,470.7	48,649.9	53,653.9	58,856.3	64,342.3	70,163.2	76,368.2
Power connected	MVA	24,583.6	26,766.3	29,415.5	32,129.4	34,887.8	37,543.3	40,148.6	42,470.6	44,769.3	47,001.7	49,173.6	51,286.6
Residential	MVA	10,325.4	11,564.4	13,096.8	14,672.7	16,259.5	17,821.2	19,365.7	20,675.6	21,953.5	23,168.9	24,325.4	25,423.4
Commercial	MVA	3,325.6	3,601.7	3,927.5	4,250.4	4,564.4	4,863.0	5,150.8	5,392.7	5,623.6	5,840.7	6,045.5	6,238.6
Public	MVA	1,872.6	2,076.6	2,328.6	2,583.2	2,835.1	3,079.8	3,290.6	3,488.3	3,679.0	3,857.8	4,025.3	4,182.0
Hotel	MVA	446.3	476.7	509.2	544.1	581.4	621.5	664.6	710.9	760.6	814.2	871.8	933.6
Industry	MVA	8,613.7	9,046.9	9,553.4	10,079.0	10,647.4	11,157.8	11,676.9	12,203.1	12,752.6	13,320.1	13,905.6	14,509.0
Number of consumers		17,521,018	19,588,874	22,136,912	24,768,421	27,423,280	30,034,928	32,623,399	34,833,764	36,990,920	39,048,589	41,012,619	42,883,285
Residential		16,471,051	18,443,290	20,878,133	23,394,328	25,933,571	28,433,294	30,911,450	33,026,334	35,091,078	37,060,315	38,939,585	40,729,044
Commercial		571,770	619,583	674,703	730,442	786,345	839,871	892,646	938,927	983,421	1,026,154	1,067,276	1,106,867
Public		435,584	480,895	536,351	593,160	649,972	705,357	759,796	805,808	850,379	892,587	932,587	970,414
Hotel		6,831	7,372	7,948	8,564	9,220	9,924	10,679	11,487	12,354	13,284	14,280	15,348
Industry		35,782	37,734	39,777	41,927	44,172	46,482	48,828	51,208	53,688	56,249	58,891	61,612
Total production	GWh	53,525.1	61,551.3	72,175.8	83,040.3	94,823.6	107,097.5	120,034.2	133,005.6	146,705.8	161,209.2	176,670.4	193,195.6
Energy requirement -)	GWh	51,420.3	59,132.7	69,340.8	79,779.6	91,102.6	102,893.7	115,321.8	127,786.1	140,951.2	154,888.3	169,746.0	185,627.6
Plant use	%	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
T and D losses +)	%	13.1	12.9	12.9	12.8	12.7	12.5	12.4	12.4	12.3	12.3	12.3	12.2
Load factor	%	67.3	68.3	67.8	67.9	67.9	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0	68.0
Peak load	MW	9,080.5	10,283.0	12,152.3	13,966.6	15,936.4	17,980.4	20,147.1	22,322.6	24,621.3	27,055.6	29,650.7	32,425.1

2. Jawa-Bari													
Year	Unit	1994/95*	1995*	1996*	1997#	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total population	x1000	116,462.2	117,889.9	119,303.6	120,701.9	122,081.2	123,437.4	124,766.7	125,934.2	127,047.6	128,105.1	129,104.1	130,042.8
Growth rate	%	1.30	1.23	1.20	1.17	1.14	1.11	1.08	0.94	0.88	0.83	0.78	0.73
GDP growth	%	-	6.9	6.9	6.8	6.8	6.8	6.7	6.7	6.7	6.8	6.8	6.8
Electrification ratio	%	40.0	45.2	49.8	54.6	59.5	64.1	68.2	72.0	75.4	78.4	81.1	83.5
Energy sales	GWh	36,639.2	40,939.7	46,827.9	55,130.0	62,938.9	71,186.6	79,918.8	88,708.4	97,813.8	107,408.7	117,625.5	128,536.0
Growth rate	%	15.1	11.7	14.4	17.7	14.2	13.1	12.3	11.0	10.3	9.8	9.5	9.3
Residential	GWh	11,422.7	12,913.2	14,752.0	17,367.4	19,927.4	22,738.7	25,728.0	28,857.6	32,119.7	35,570.4	39,253.9	43,194.9
Commercial	GWh	3,523.5	4,106.9	5,017.7	5,907.3	6,744.0	7,627.8	8,563.5	9,505.3	10,480.9	11,509.0	12,603.8	13,772.9
Public & others	GWh	1,920.8	2,101.5	2,352.0	2,769.0	3,061.2	3,262.4	3,462.5	3,543.3	3,607.0	3,660.9	3,709.1	3,753.1
Hotel	GWh	734.4	819.1	986.1	1,160.9	1,325.4	1,499.0	1,682.9	1,868.0	2,059.8	2,261.8	2,477.0	2,706.7
Industry	GWh	19,037.7	20,999.0	23,720.1	27,925.4	31,880.9	36,058.7	40,481.9	44,934.2	49,546.4	54,406.6	59,581.7	65,108.4
Power connected	GVA	19,171.4	21,175.7	23,791.5	24,499.3	26,541.5	28,551.6	30,510.2	32,234.7	33,887.3	35,434.9	36,929.6	38,355.3
Residential	GVA	7,383.5	8,255.6	9,334.6	9,612.3	10,413.6	11,202.2	11,970.7	12,647.3	13,287.8	13,902.9	14,489.3	15,048.7
Commercial	GVA	2,617.9	2,994.0	3,635.9	3,641.1	3,944.6	4,243.3	4,534.4	4,790.7	5,033.4	5,266.3	5,488.5	5,700.4
Public	GVA	1,374.8	1,461.0	1,560.2	1,606.6	1,740.5	1,872.4	2,000.8	2,113.9	2,220.9	2,323.8	2,421.8	2,515.3
Hotel	GVA	289.3	321.2	381.7	393.1	425.8	458.1	489.5	517.2	543.4	568.5	592.5	615.4
Industry	GVA	7,505.9	8,143.9	8,979.1	9,246.2	10,017.0	10,775.6	11,514.8	12,165.6	12,781.8	13,373.4	13,937.5	14,475.5
Number of consumers		12,167,362	13,563,006	15,233,696	16,974,083	18,821,570	20,620,197	22,352,370	23,799,396	25,116,079	26,333,170	27,441,089	28,444,026
Residential		11,510,723	12,846,503	14,430,221	16,127,815	17,905,300	19,636,969	21,305,620	22,699,958	23,968,998	25,142,214	26,210,232	27,176,991
Commercial		342,034	369,457	414,317	423,349	452,247	479,340	504,568	525,040	543,213	559,676	574,396	587,513
Public		282,965	313,510	353,756	386,270	425,382	463,178	499,338	529,567	556,553	581,579	604,275	624,750
Hotel		3,735	3,994	4,216	4,541	4,874	5,230	5,614	6,026	6,470	6,949	7,467	8,025
Industry		27,905	29,542	31,186	32,108	33,767	35,480	37,230	39,005	40,845	42,752	44,719	46,747
Total production	GWh	41,979.4	48,026.1	54,839.6	64,894.4	74,008.0	84,445.0	94,803.0	105,230.0	116,031.0	127,413.0	139,553.0	152,474.0
Energy requirement -)	GWh	40,399.3	46,671.8	52,865.4	62,558.2	71,559.6	80,954.3	90,610.9	100,576.5	110,899.9	121,778.6	133,362.2	145,732.5
Plant use	%	3.8	2.8	3.6	3.6	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
T and D losses +)	%	12.3	12.3	11.4	11.9	12.2	12.1	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.6
Load factor	%	71.2	70.5	71.0	71.0	71.1	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2	70.2
Peak load	MW	6,735.4	7,773.0	8,822.0	10,439.5	11,879.0	13,732.0	15,416.0	17,112.0	18,868.0	20,719.0	22,690.0	24,795.0

Note : *) Actual, **) Estimated actual, -) Energy at sending terminal, +) Losses to energy requirement, #) Target PKAP '97
Source : PLN Load Forecasting Subdivision

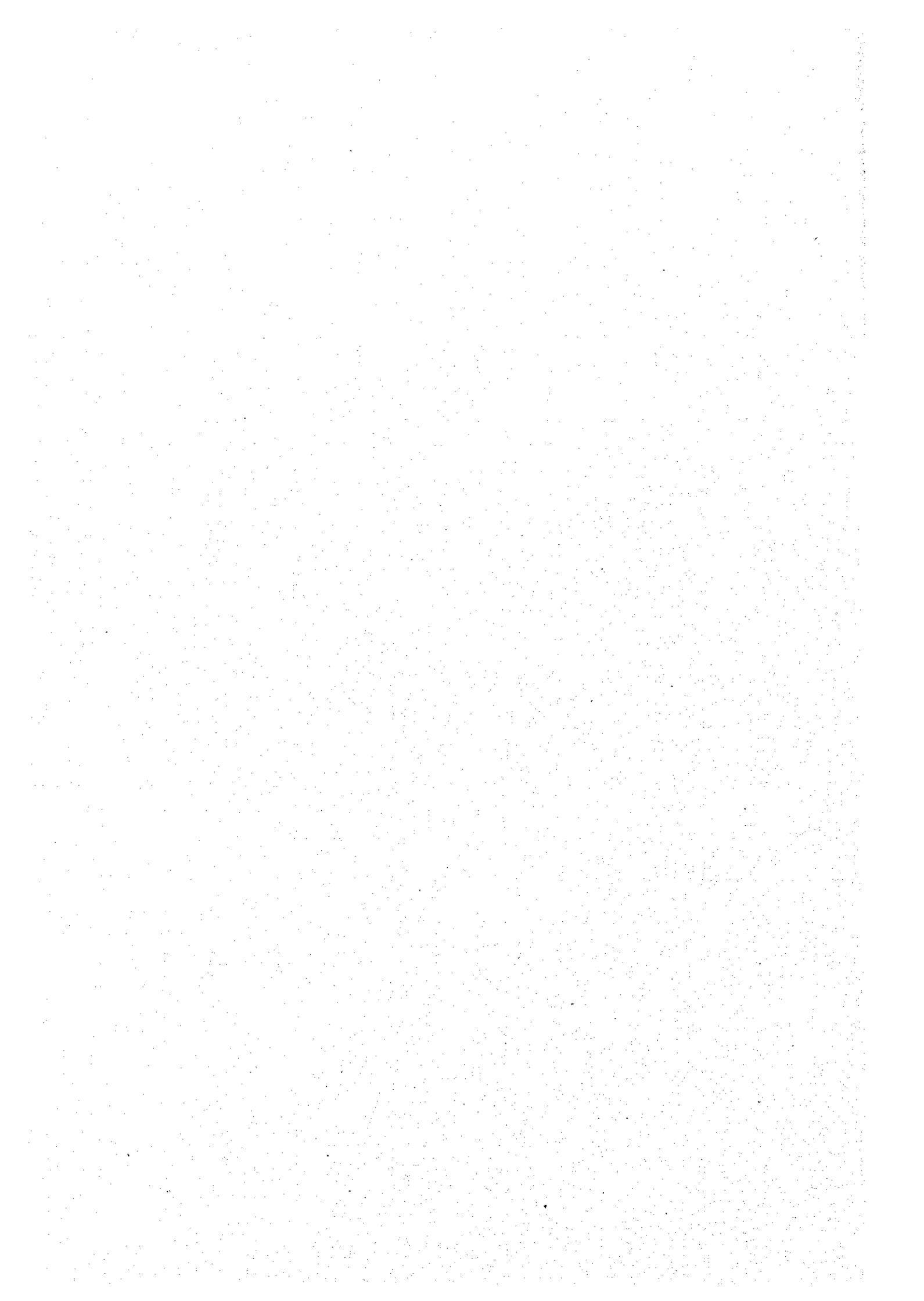


Table 2.1.2-2 Energy and Load Demand Forecast by JICA Team

Year	Energy sales (GWh)			GDP growth rate (TUS\$)			Energy at sending terminal					Total production					Maximum demand power							
	Actual	Forecasted		Actual	Low (5.5%)	Base (7.0%)	High (8.4%)	Actual (GWh)	Loss (%)	Low (GWh)	Base (GWh)	High (GWh)	Actual (GWh)	Plant (%)	Low (GWh)	Base (GWh)	High (GWh)	Actual (MW)	L.F. (%)	Low (MW)	Base (MW)	High (MW)		
		Low	Base																				High	
1976/77	2,449.09			83.69																				
1977/78	2,837.34			91.03																				
1978/79	3,446.18			98.16																				
1979/80	4,242.93			104.30																				
1980/81	5,112.06			114.61																				
1981/82	6,343.14			123.69																				
1982/83	7,383.75			126.47																				
1983/84	8,044.28			131.78																				
1984/85	8,901.61			140.97																				
1985/86	10,133.11			144.44																				
1986/87	11,700.95			152.93																				
1987/88	13,537.93			160.46																				
1988/89	15,854.70			169.73																				
1989/90	18,759.61			182.39																				
1990/91	22,401.82			195.60																				
1991/92	25,566.38			209.19																				
1992/93	28,389.38			222.71																				
1993/94	31,818.85			237.17																				
1994/95	36,639.15			254.91																				
1995/96	40,939.70	40,939.70	40,939.70	268.93	272.76	276.32	46,671.6	12.30	52,587.73	52,587.73	52,587.73	52,587.73	3.8	54,665.00	54,665.00	54,665.00	54,665.00	70.5	8,851	8,851	8,851	8,851	8,851	
1996	46,827.90	46,827.90	46,827.90	283.72	291.95	295.54		12.25	57,895.26	59,711.00	61,561.84		3.8	60,182.18	62,069.65	63,953.60	63,953.60	70.5	9,745	10,050	10,050	10,362	10,362	
1997	51,577.07	53,194.66	54,843.51	299.33	312.28	324.70		12.20	63,139.89	66,896.26	70,795.64		3.8	65,633.98	69,540.81	73,592.14	73,592.14	70.4	10,643	11,276	11,276	11,933	11,933	
1998	56,274.41	59,624.12	63,097.72	315.79	334.14	351.97		12.15	68,854.88	74,917.61	81,328.76		3.8	71,574.72	77,876.98	84,541.33	84,541.33	70.4	11,606	12,628	13,798	13,798	13,798	
1999	61,395.35	66,801.26	72,517.84	333.16	357.53	381.54		12.10	75,086.65	83,874.93	93,361.96		3.8	78,052.65	87,188.09	97,049.86	97,049.86	70.3	12,674	14,158	15,759	15,759	15,759	
2000	66,981.84	74,821.53	83,294.53	351.48	382.55	413.59		12.05	81,886.47	93,890.42	107,128.90		3.8	85,121.07	97,599.19	111,360.60	111,360.60	70.3	13,822	15,848	18,083	18,083	18,083	
2001	73,080.29	83,793.32	95,608.12	370.82	409.33	448.33		12.00	89,311.03	105,100.55	122,901.63		3.8	92,838.91	109,252.13	127,756.38	127,756.38	70.2	15,097	17,766	20,775	20,775	20,775	
2002	79,741.99	93,639.78	109,793.60	391.21	437.99	485.96		11.95	97,422.99	117,660.39	140,897.17		3.8	101,271.30	122,308.10	146,566.70	146,566.70	70.2	16,488	19,889	23,834	23,834	23,834	
2003	87,023.66	105,100.84	125,946.56	412.73	468.68	526.81		11.90	106,291.65	131,746.16	161,785.07		3.8	110,490.28	136,950.27	168,175.74	168,175.74	70.1	17,993	22,302	27,387	27,387	27,387	
2004	94,986.07	117,735.62	144,580.04	435.43	501.45	571.06		11.85	115,893.87	147,558.23	185,696.39		3.8	120,575.54	153,396.94	193,031.60	193,031.60	70.1	19,635	24,978	31,434	31,434	31,434	
2005	103,704.67	131,925.11	166,022.70	459.37	536.55	619.03																		

Source : PLN Load Forecasting Subdivision

PLN STATISTICS 1996

International Financial Statistics Yearbook 1996

Table 2.1.2-3(1/2) Energy Demand and Supply Balance of Java-Bali System: Plan 1

Year	Unit	1994/95*	1995*	1996*	1997*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Energy demand	TWh	36.6	40.1	45.9	51.2	47.2	46.3	48.1	51.8	57.9	65.9	72.5	79.0	86.1	93.0	100.4	107.5
Growth rate of energy demand	%		15.0	14.5	11.5	-7.8	-1.9	3.9	7.7	11.8	13.8	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0	7.1
T and D losses	%	11.8	11.8	11.8	11.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Plant use	%	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Load factor	%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Energy production	TWh	43	48	55	61	55	54	56	60	67	77	84	92	100	108	117	125
Peak demand (1)	GW	7.1	7.8	8.9	9.9	9.0	8.8	9.1	9.8	11.0	12.5	13.8	15.0	16.4	17.7	19.1	20.4
Growth rate of peak load	%		9.9	14.1	11.2	-9.4	-1.9	3.9	7.7	11.8	13.8	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0	7.1
Reserved margin intended (A)	%					35.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Required capacity (1)/(1+0.01(A))	GW	9.6	10.5	12.0	13.4	12.1	11.4	11.9	12.8	14.3	16.3	17.2	18.8	20.4	22.1	23.8	25.5
Existing capacity (2)	GW	9.6	9.5	9.3	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Installed capacity committed (3)	GW	0.0	0.9	2.8	5.3	6.5	7.7	9.0	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
Capacity during negotiation (4)	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Capacity of (2)+(3)+(4)=(5)	GW	9.6	10.4	12.1	14.3	15.6	16.8	18.1	18.8	18.8	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9
Additional capacity required	GW	0.0	0.1	-0.1	-0.9	-3.5	-5.4	-6.2	-6.0	-4.5	-2.6	-1.7	-0.1	1.5	3.2	4.9	6.6
Reserved margin ((5)-(1))/(1)*100	%	35.2	33.3	36.0	44.4	74.0	91.0	98.1	91.1	70.9	51.0	37.2	25.9	15.6	7.0	-0.9	-7.4

Table 2.1.2-3(2/2) Energy Demand and Supply Balance of Java-Bali System: Plan 2

Year	Unit	1994/95*	1995*	1996*	1997*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Energy demand	TWh	36.6	40.1	45.9	51.2	47.2	44.4	42.7	42.2	42.2	43.1	47.4	51.6	56.3	60.8	65.7	70.3
Growth rate of energy demand	%		15.0	14.5	11.5	-7.8	-5.9	-3.8	-1.2	0.0	2.1	10.0	8.9	9.1	8.0	8.1	7.0
T and D losses	%	11.8	11.8	11.8	11.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Plant use	%	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Load factor	%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Energy production	TWh	43	48	55	61	55	52	50	49	49	50	55	60	66	71	77	82
Peak demand (1)	GW	7.1	7.8	8.9	9.9	9.0	8.4	8.1	8.0	8.0	8.2	9.0	9.8	10.7	11.5	12.5	13.4
Growth rate of peak load	%		9.9	14.1	11.2	-9.4	-5.9	-3.8	-1.2	0.0	2.1	10.0	8.9	9.1	8.0	8.1	7.0
Reserved margin intended (A)	%					35.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Required capacity (1)/(1+0.01(A))	GW	9.6	10.5	12.0	13.4	12.1	11.0	10.5	10.4	10.4	10.6	11.3	12.3	13.4	14.4	15.6	16.7
Existing capacity (2)	GW	9.6	9.5	9.3	9.0	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Installed capacity committed (3)	GW	0.0	0.9	2.8	5.3	6.5	7.7	9.0	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
Capacity during negotiation (4)	GW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Capacity of (2)+(3)+(4)=(5)	GW	9.6	10.4	12.1	14.3	15.6	16.8	18.1	18.8	18.8	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9
Additional capacity required	GW	0.0	0.1	-0.1	-0.9	-3.5	-5.8	-7.6	-8.4	-8.4	-8.3	-7.6	-6.6	-5.5	-4.5	-3.3	-2.2
Reserved margin ((5)-(1))/(1)*100	%	35.2	33.3	36.0	44.4	74.0	99.2	123.2	134.5	134.5	130.9	109.9	92.8	76.7	63.6	51.4	41.5

Source : PENGKAJIAN ULANG RENCANA UMUM KETENAGALISTRIKAN NASIONAL (RUKN)

Table 2.1.2-4 Modified Energy and Load Demand Forecast by JICA Team

Year	Energy demand (GWh)			GDP growth rate (TUS\$)			Energy at sending end				Total production				Maximum demand power								
	Actual	Forecasted		Actual	JICA	Plan 1	Plan 2	Loss (%)	JICA (GWh)	Plan 1 (GWh)	Plan 2 (GWh)	Actual (GWh)	Plant (%)	JICA (GWh)	Plan 1 (GWh)	Plan 2 (GWh)	Actual (MW)	L.F. (%)	JICA (MW)	Plan 1 (MW)	Plan 2 (MW)		
		Low	Base																			High	
1976/77	2,449			83.69																			
1977/78	2,837			91.03																			
1978/79	3,446			98.16																			
1979/80	4,242			104.30																			
1980/81	5,112			114.61																			
1981/82	6,343			123.69																			
1982/83	7,384			126.47																			
1983/84	8,044			131.78																			
1984/85	8,902			140.97																			
1985/86	10,133			144.44																			
1986/87	11,701			152.93																			
1987/88	13,638			160.40																			
1988/89	15,855			169.73																			
1989/90	18,760			182.39																			
1990/91	22,402			195.60																			
1991/92	25,566			209.19																			
1992/93	28,389			222.71																			
1993/94	31,819			237.17																			
1994/95	36,639			254.91																			
1995/96	40,940				273	273	273	46,618				48,026											
1996	45,900				282	292	292					55,000											
1997	51,200	51,200	51,200		312	312	312		11.8			61,923		3.9	61,000	61,000	10,016						
1998		42,504	47,656		291	300	300		10.8	47,094	52,803			3.9	49,005	54,946							
1999		40,249	46,819		273	297	291		10.8	44,596	51,875			3.9	46,406	53,580							
2000		40,249	48,482		273	303	285		10.8	44,596	53,718			3.9	46,406	55,898							
2001		42,436	51,936		281	315	282		10.8	47,019	57,545			3.9	48,927	59,880							
2002		45,499	57,489		292	334	282		10.8	50,413	63,697			3.9	52,459	66,282							
2003		49,587	64,632		307	357	285		10.8	54,942	71,612			3.9	57,172	74,518							
2004		54,008	72,613		322	382	289		10.8	59,841	80,455			3.9	62,269	83,720							
2005		58,731	81,541		338	409	314		10.8	65,141	90,347			3.9	67,785	94,014							

Source: PLN STATISTICS 1996
 PLN Load Forecasting Subdivision
 International Financial Statistics Yearbook 1996

Table 2.2.1 Authenticity Development Plan in Java-Bali System

Name of plant	Province	Installed capacity (MW)		Commencement of operation (MW)																
		Unit	Number	Capacity	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003								
1. PLN																				
PLTA (hydro)																				
Cirata II	Jabar	125	4	500																
Tulis	Jateng	6.2	2	12.4																
PLTU (Coal thermal)																				
Surabaya 5,6,7	Jabar	600	3	1,800																
PLTGU (Combined)																				
Grati	Jatim		3	341																
Muara Tawar (open)	Jabar		3	435																
Tambak Lorok II (open)	Jateng		3	330																
Grati (steam)	Jatim	186	1	186																
Muara Tawar (steam)	Jabar	225	1	225																
Tambak Lorok I (steam)	Jateng	188	1	188																
Tambak Lorok II (stema)	Jateng	200	1	200																
PLTG (Gas)																				
Grati	Jatim		3	341																
Muara Tawar	Jabar		3	435																
PLTP (Geothermal)																				
Salak 3	Jabar	55	1	55																
PLTM (mini-hydro)																				
Sampean Baru	Jatim	1.8	1	1.8																
Tapen	Jateng	0.7	1	0.7																
Total (1)					1,939.5	2,511.4	600.0													
2. IPP																				
PLTU (coal)																				
Paiton Swasta I	Jatim	615	2	1,230																
Paiton Swasta II	Jatim	610	2	1,220																
Tanjung Jati B	Jateng	660	2	1,320																
Total of committed project (2)																				
PLTP (geothermal)																				
Salak	Jabar		3	165																
Wayang Windu	Jabar	55	4	220																
Dieng	Jateng	50	3	150																
Total (3)																				
Total of (2)+(3) (=4)																				
Total of (1)+(4)					1,939.5	2,511.4	1,440	1,225	1,270	660										

Source : PENGKAJIAN ULANG RENCANA UMUM KETENAGALISTRIKAN NASIONAL (RUKN)

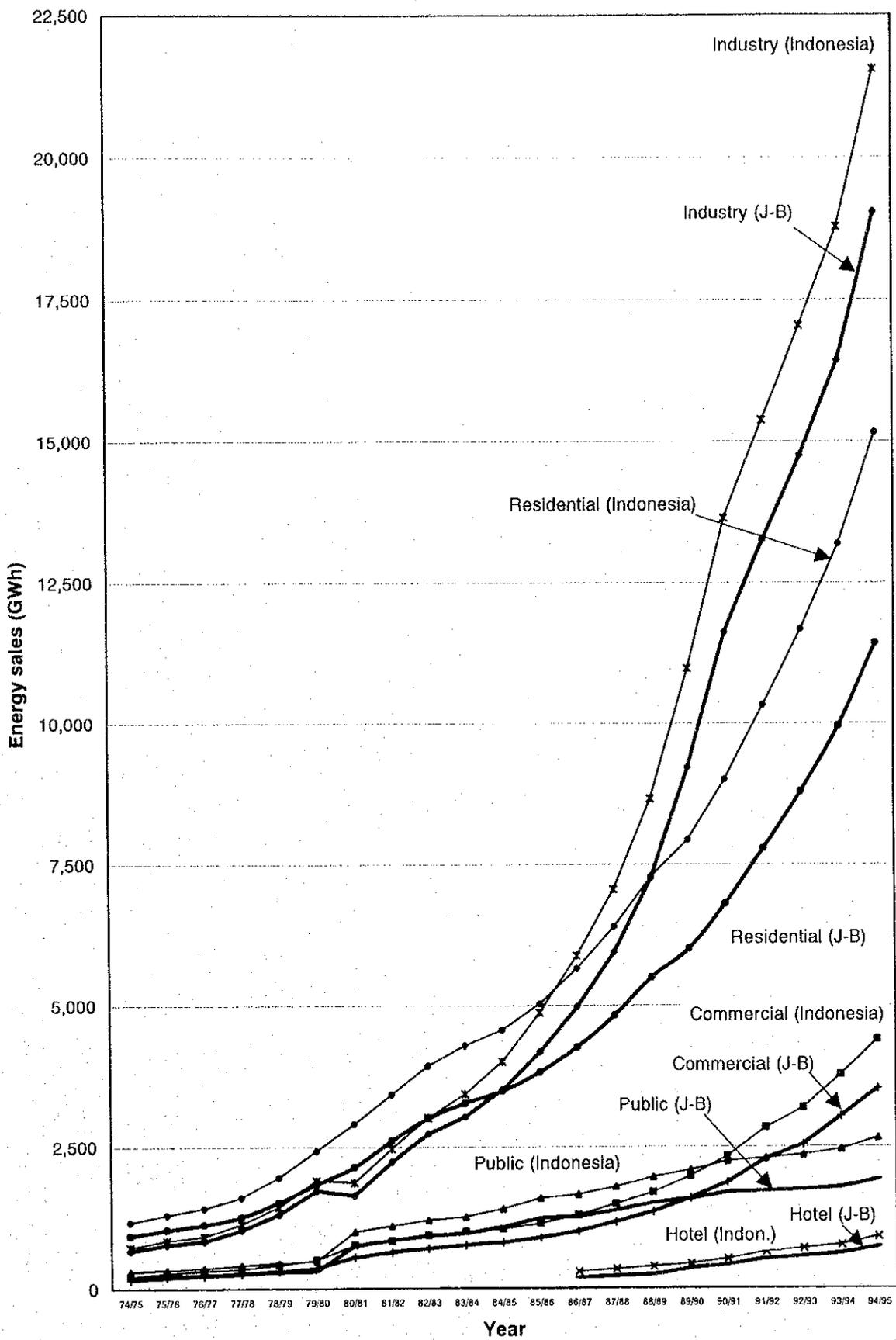


Fig. 2.1.1 Transition of Energy Sales

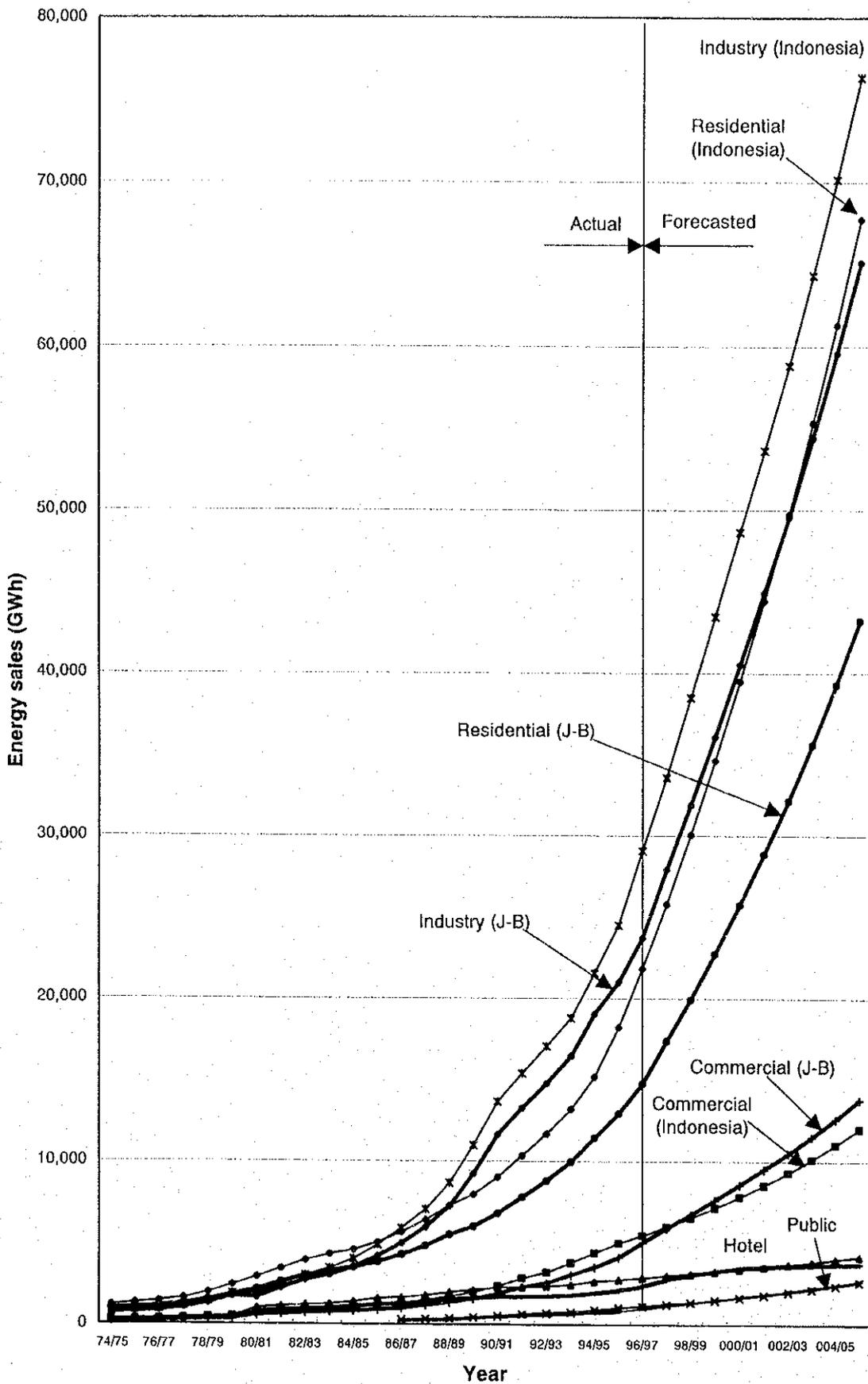


Fig. 2.1.2-1 Energy Demand Forecast by PLN
II -2-19

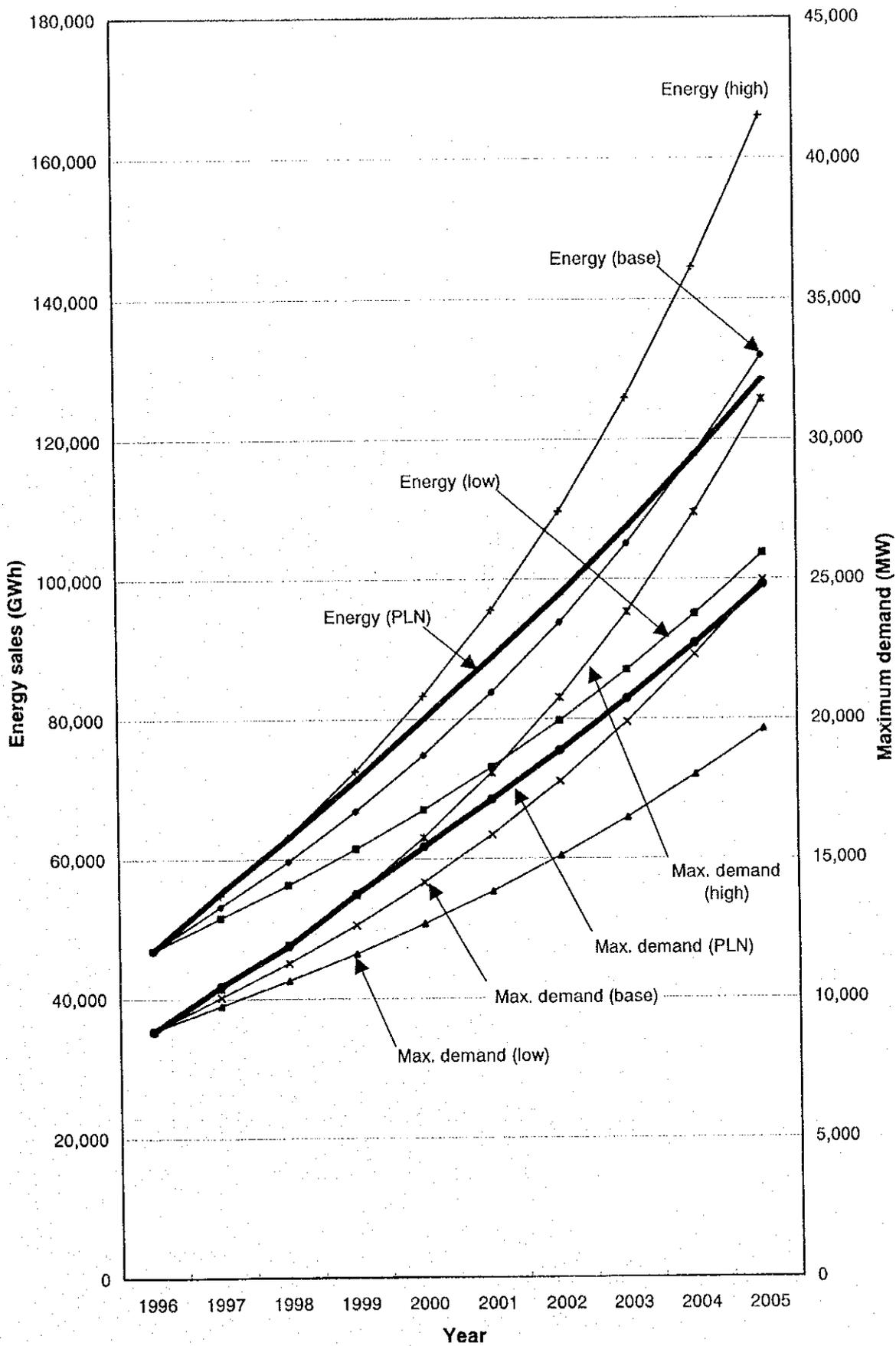


Fig. 2.1.2-2 Energy and Maximum Demand Forecast
 II -2-20

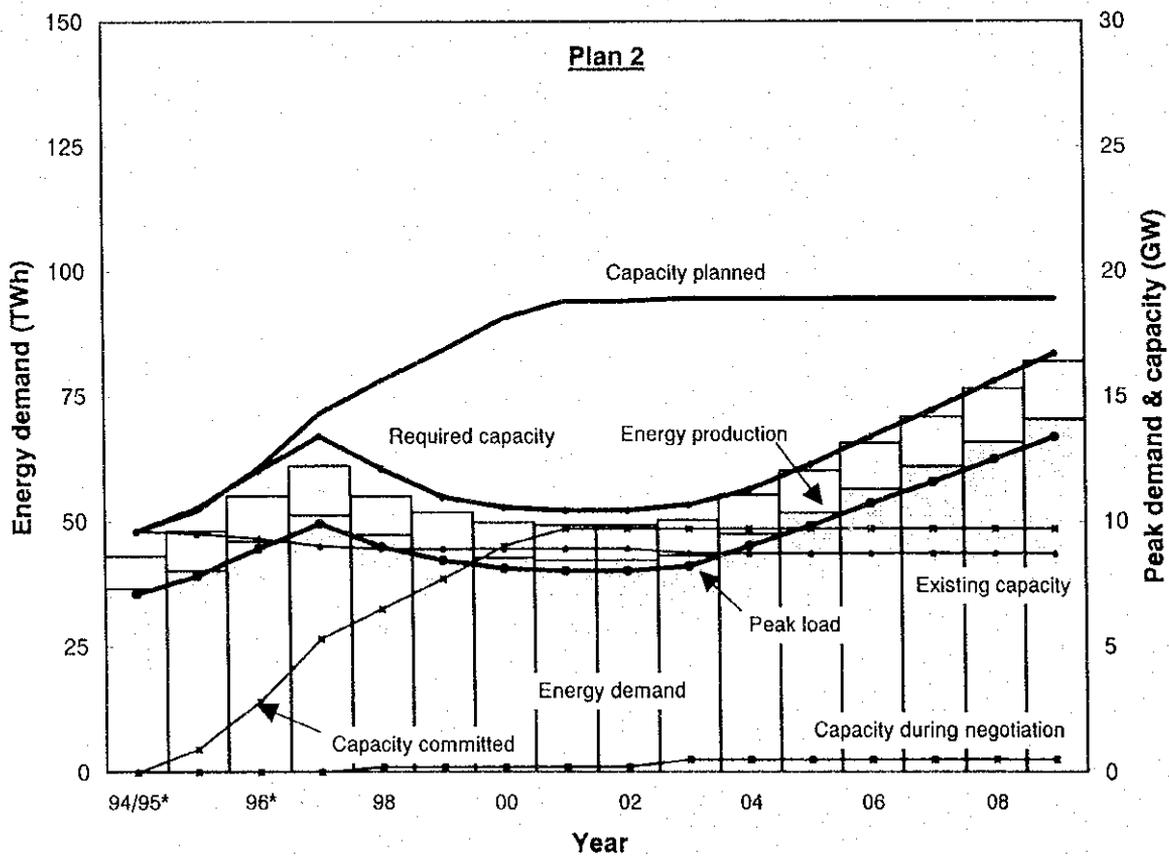
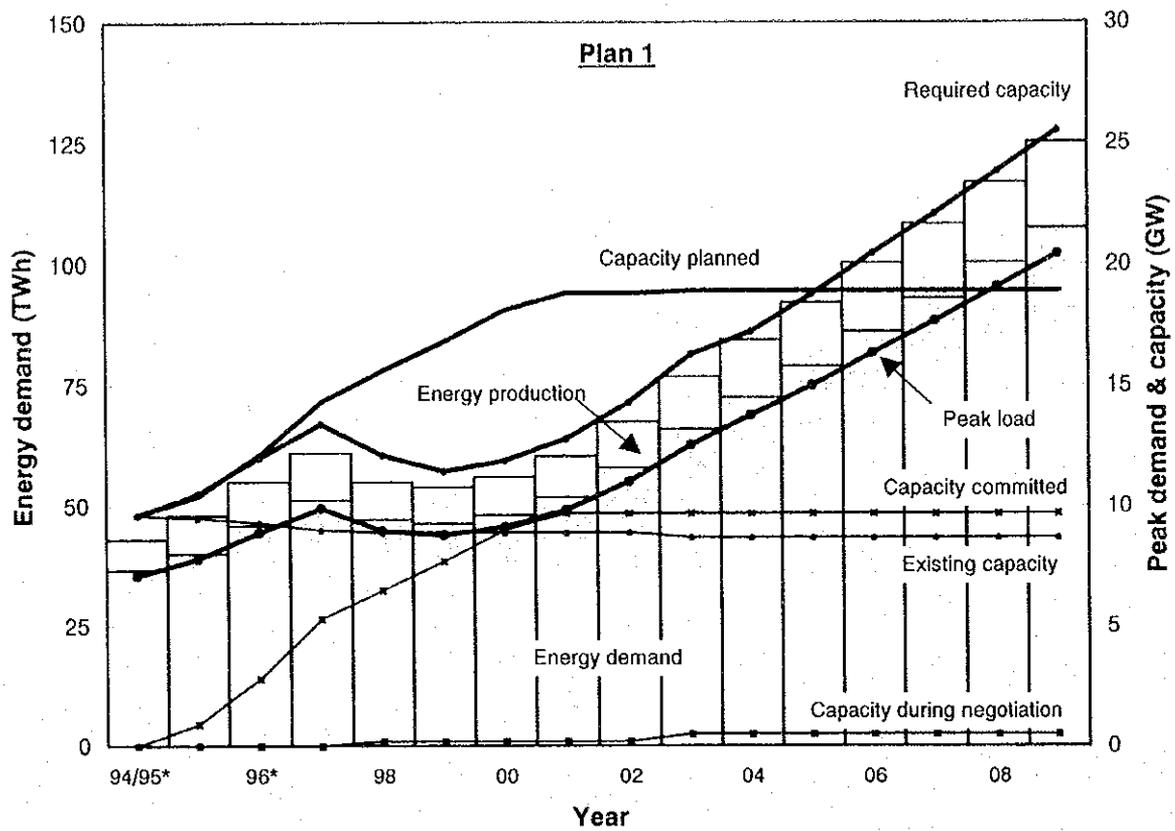


Fig. 2.2.1 Energy Demand and Supply Balance of Java-Bali System
II -2-21

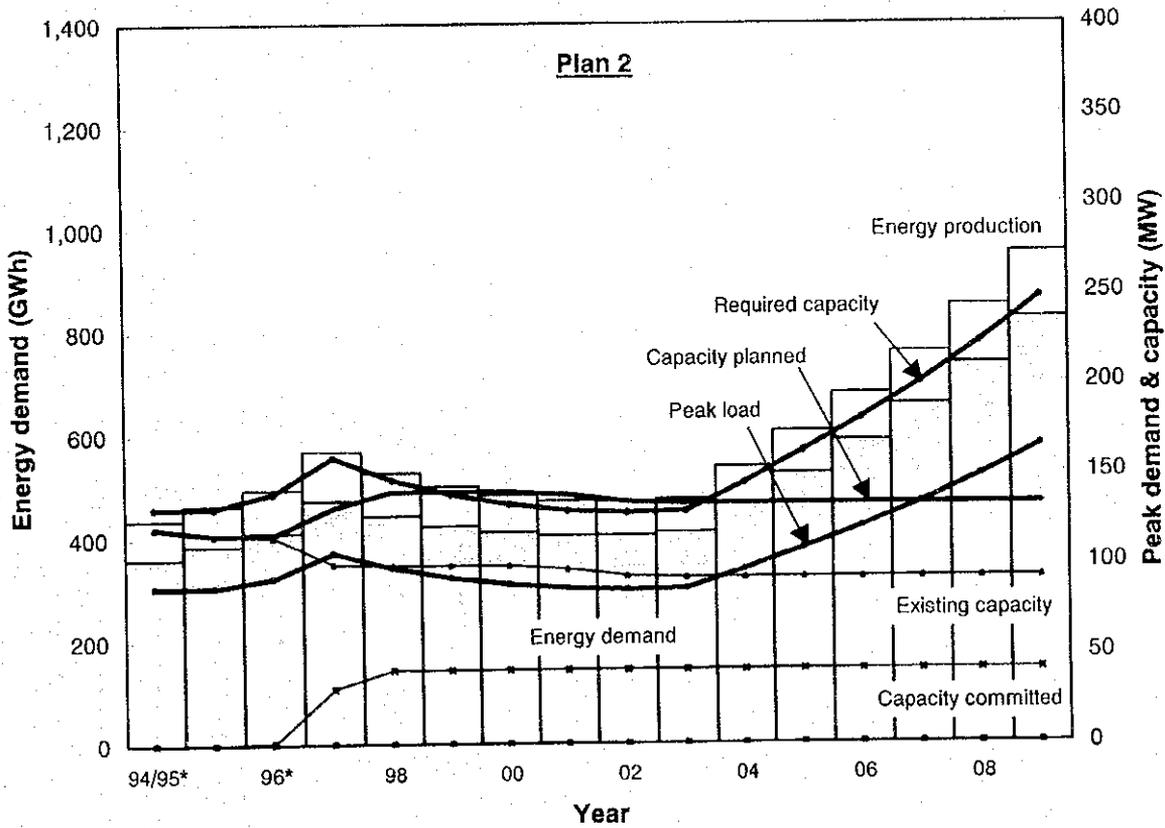
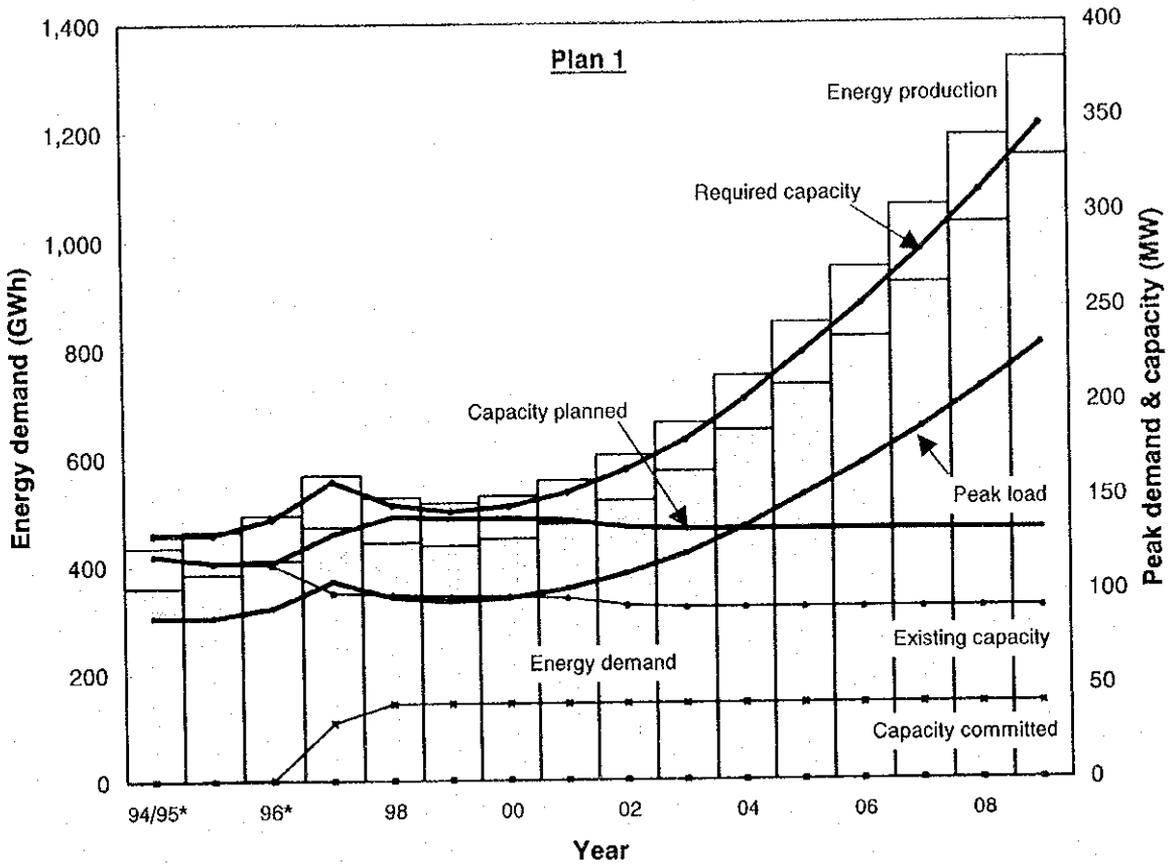


Fig. 2.2.2-1 Energy Demand and Supply Balance of Region V
 II -2-22

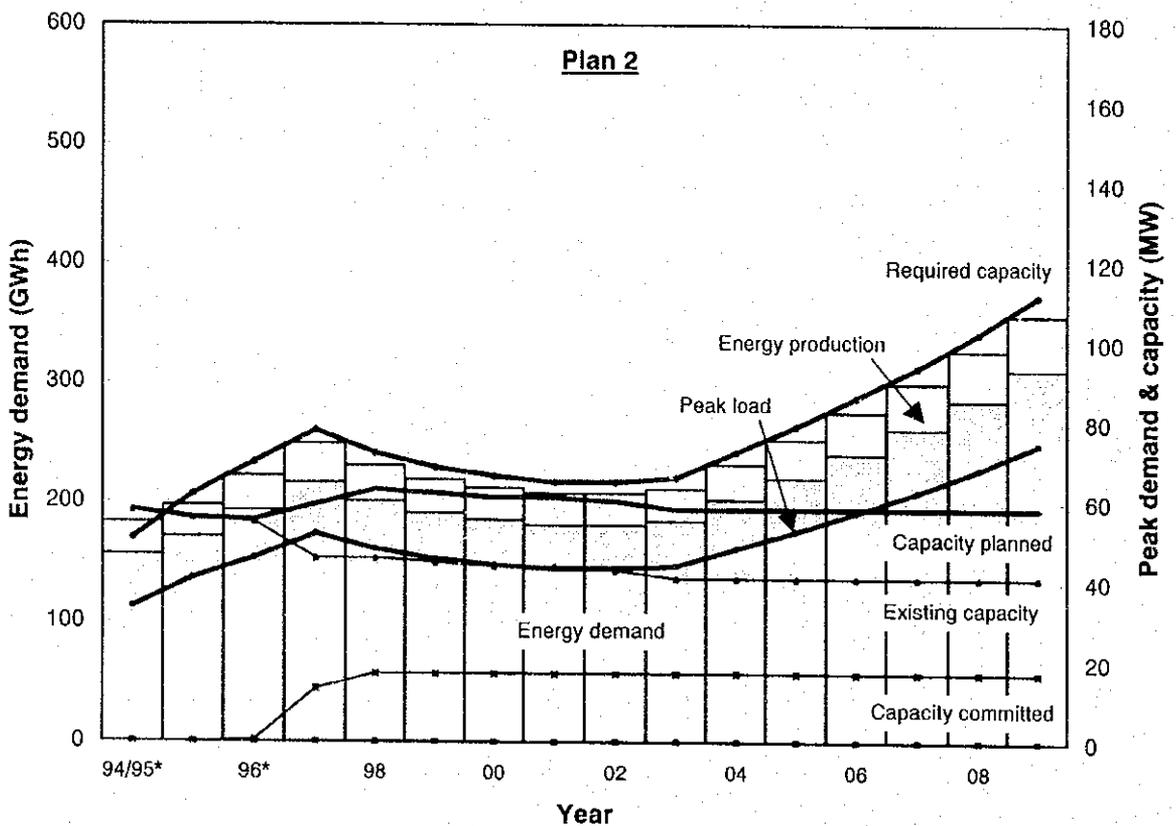
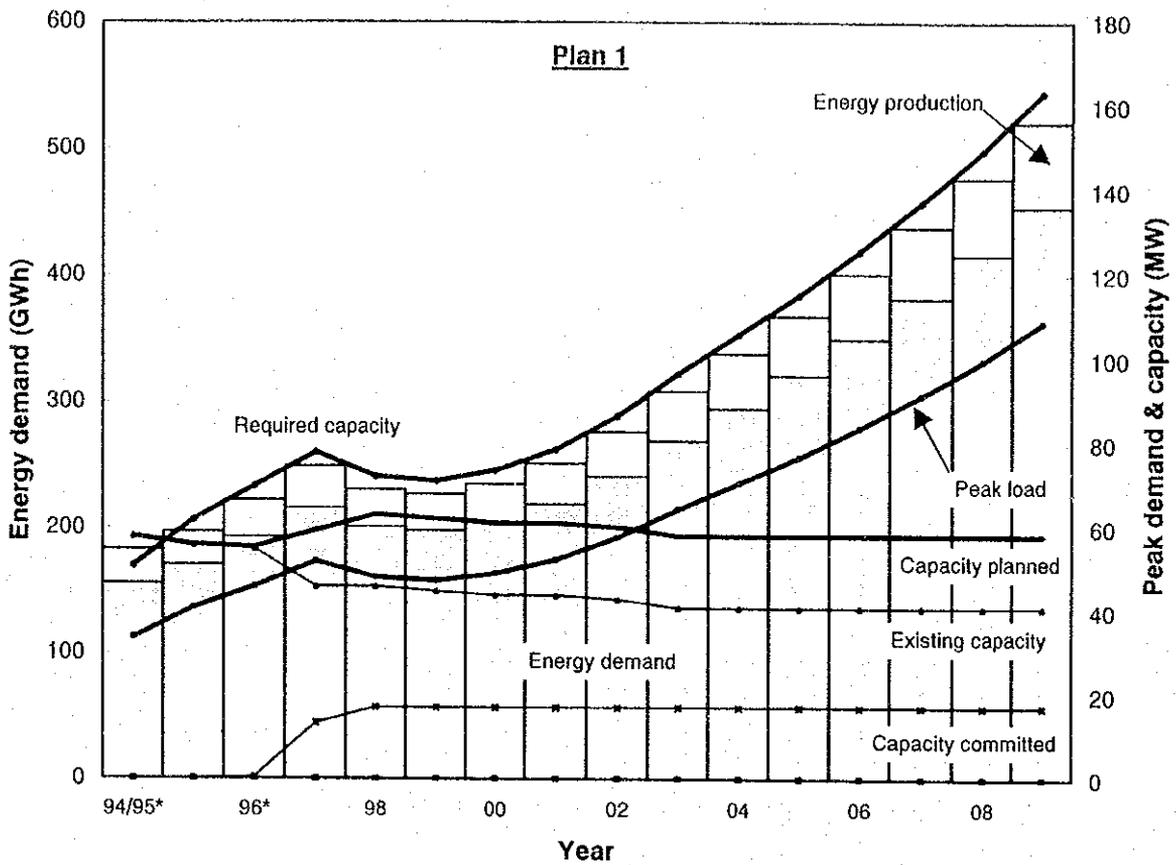


Fig. 2.2.2-2 Energy Demand and Supply Balance of Region X
 II -2-23

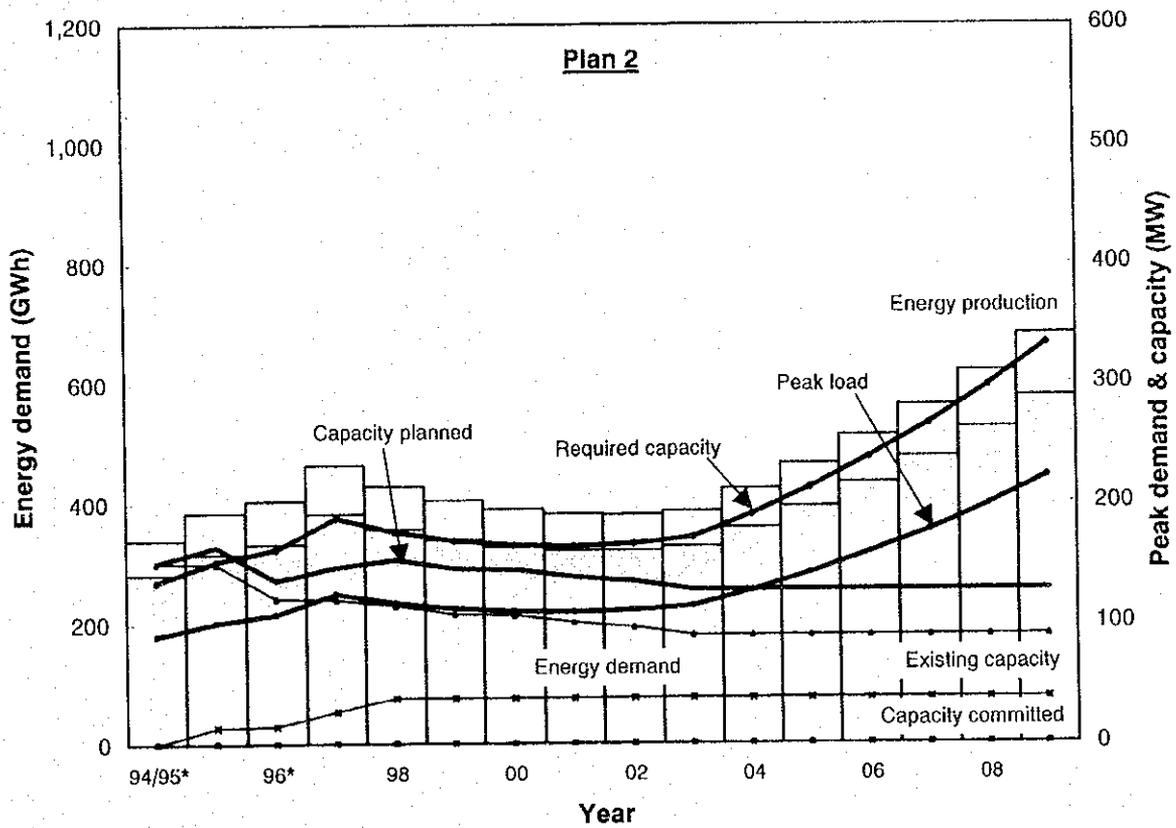
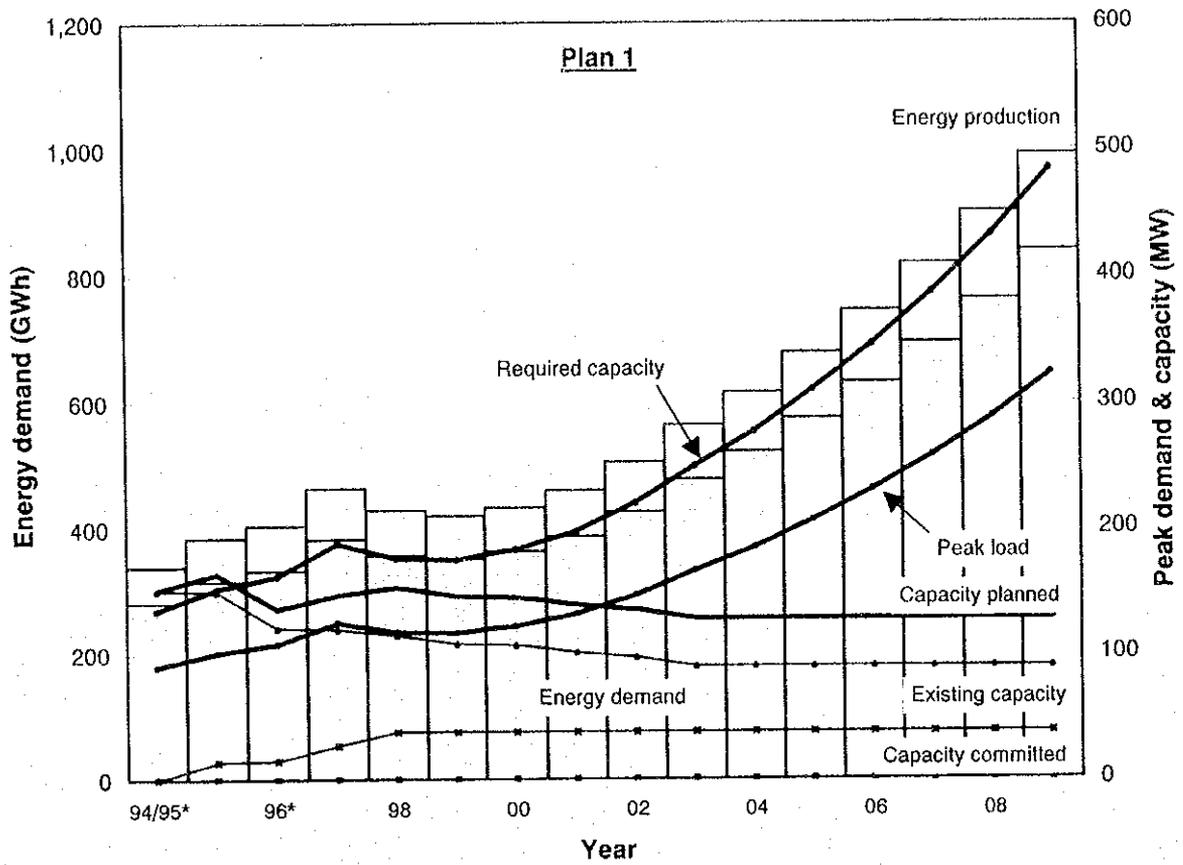


Fig. 2.2.2-3 Energy Demand and Supply Balance of Region XI

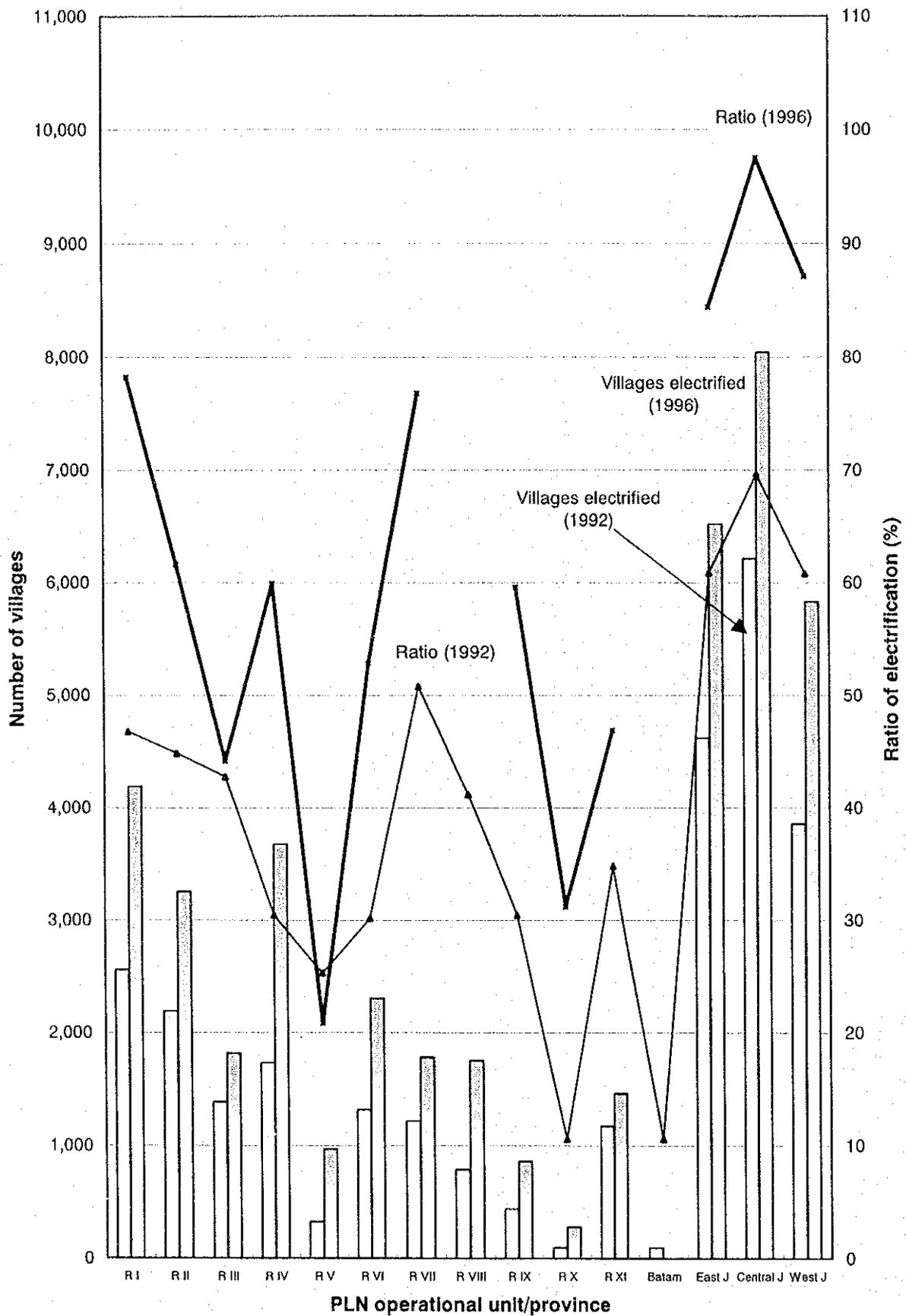
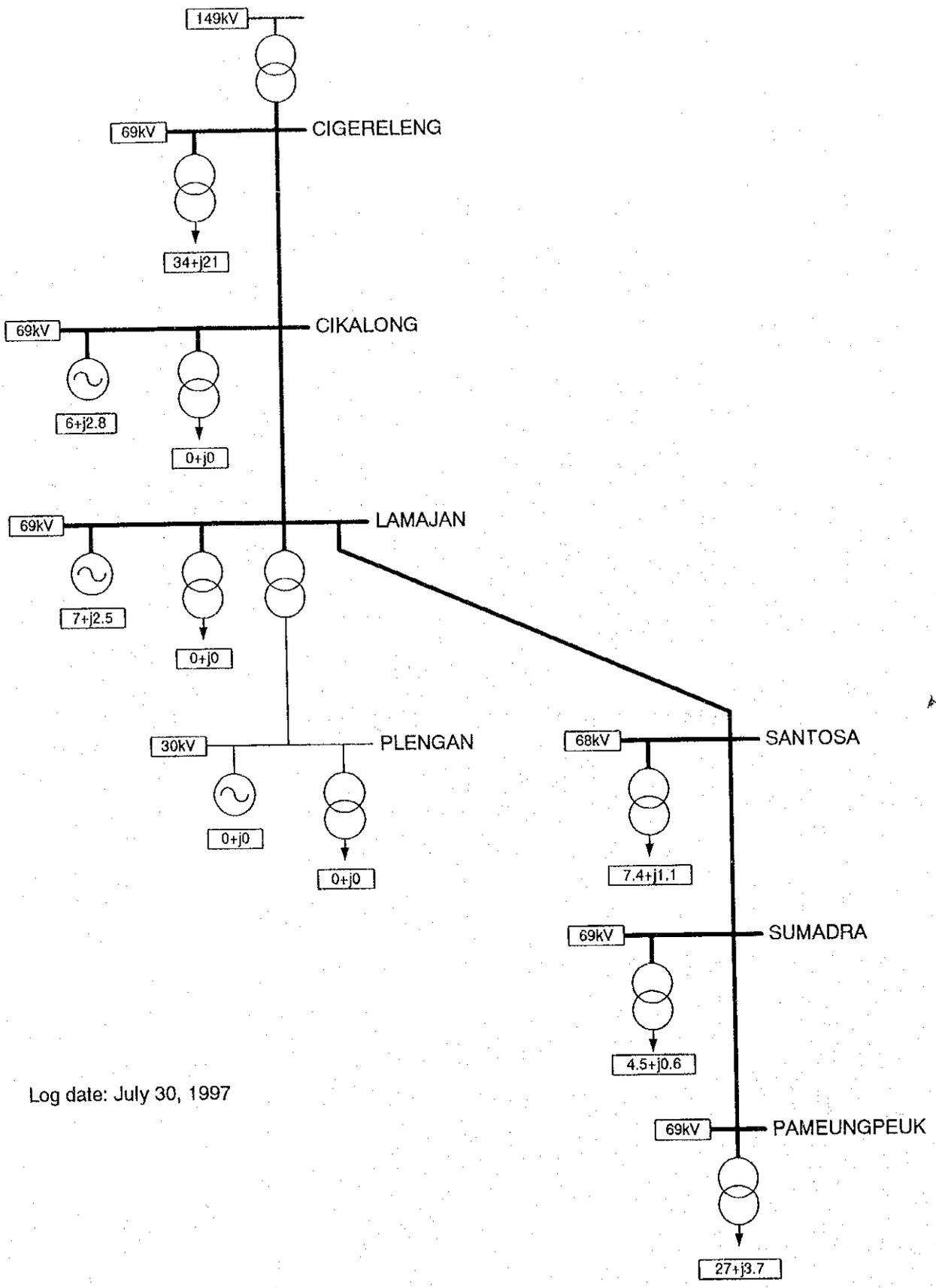


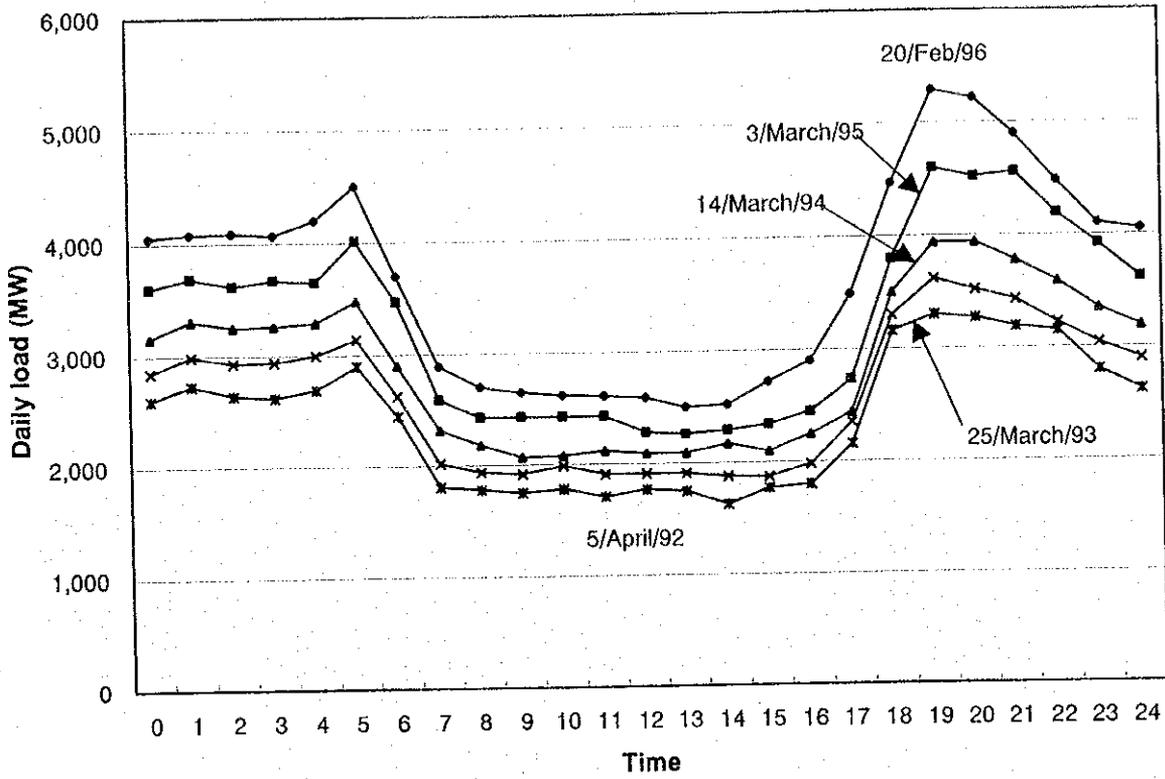
Fig. 2.1.7 Villages Electrified and Ratio of Electrification



Log date: July 30, 1997

Fig. 2.2.1-2 Power Flow of Existing Transmission Network

Daily Load: Idul Fitri



Daily Load: Santosa Substation

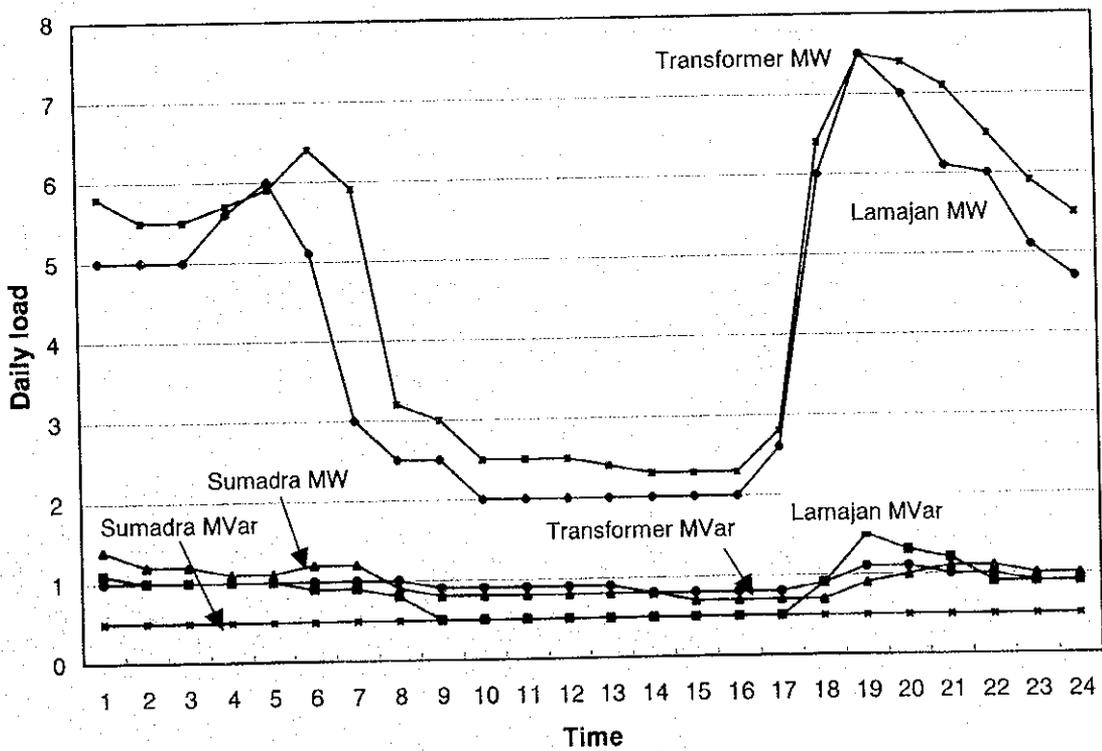
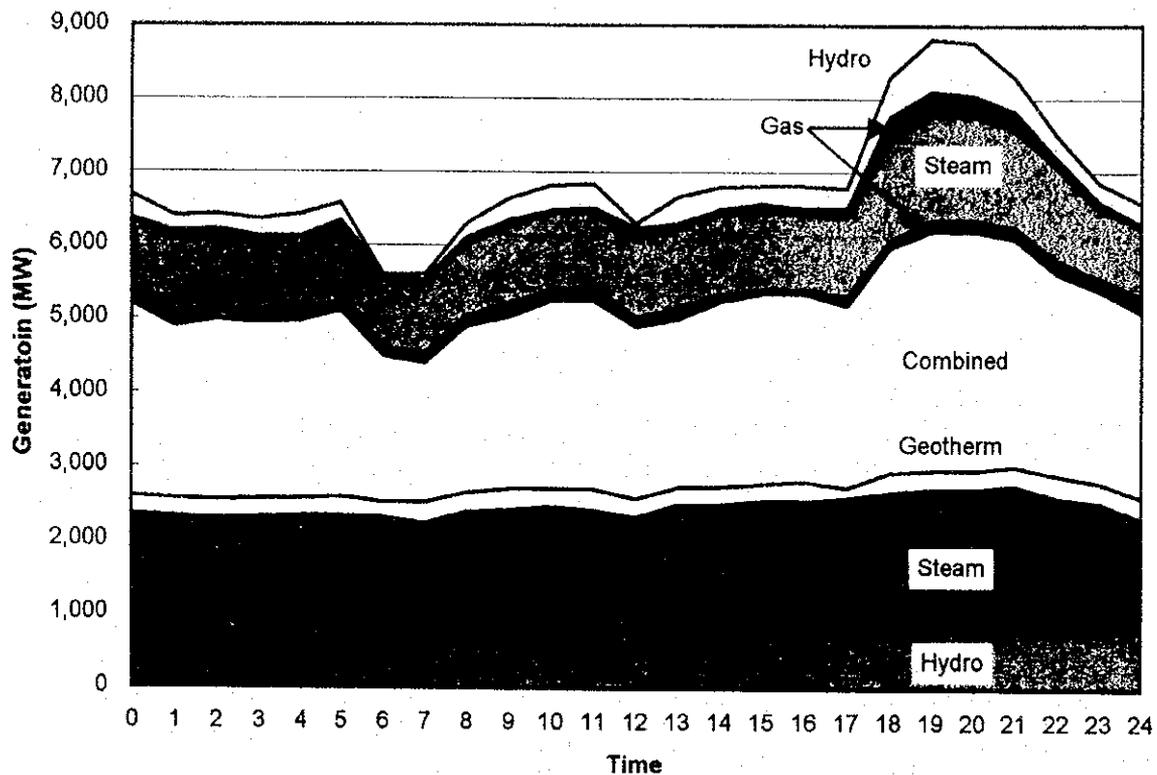


Fig. 2.2.2-1 Daily Load
II -2-30

Date: November 28, 1996



Date: August 11, 1996

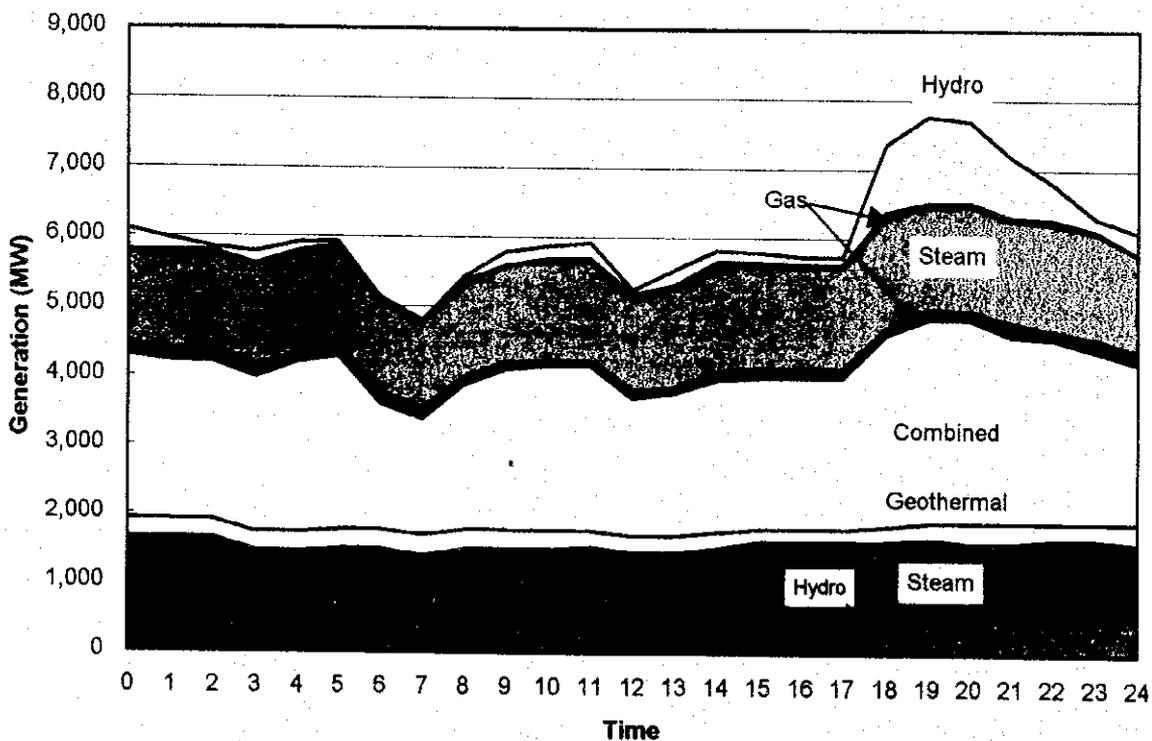


Fig. 2.2.2-2 Daily Generation of Generating Facilities

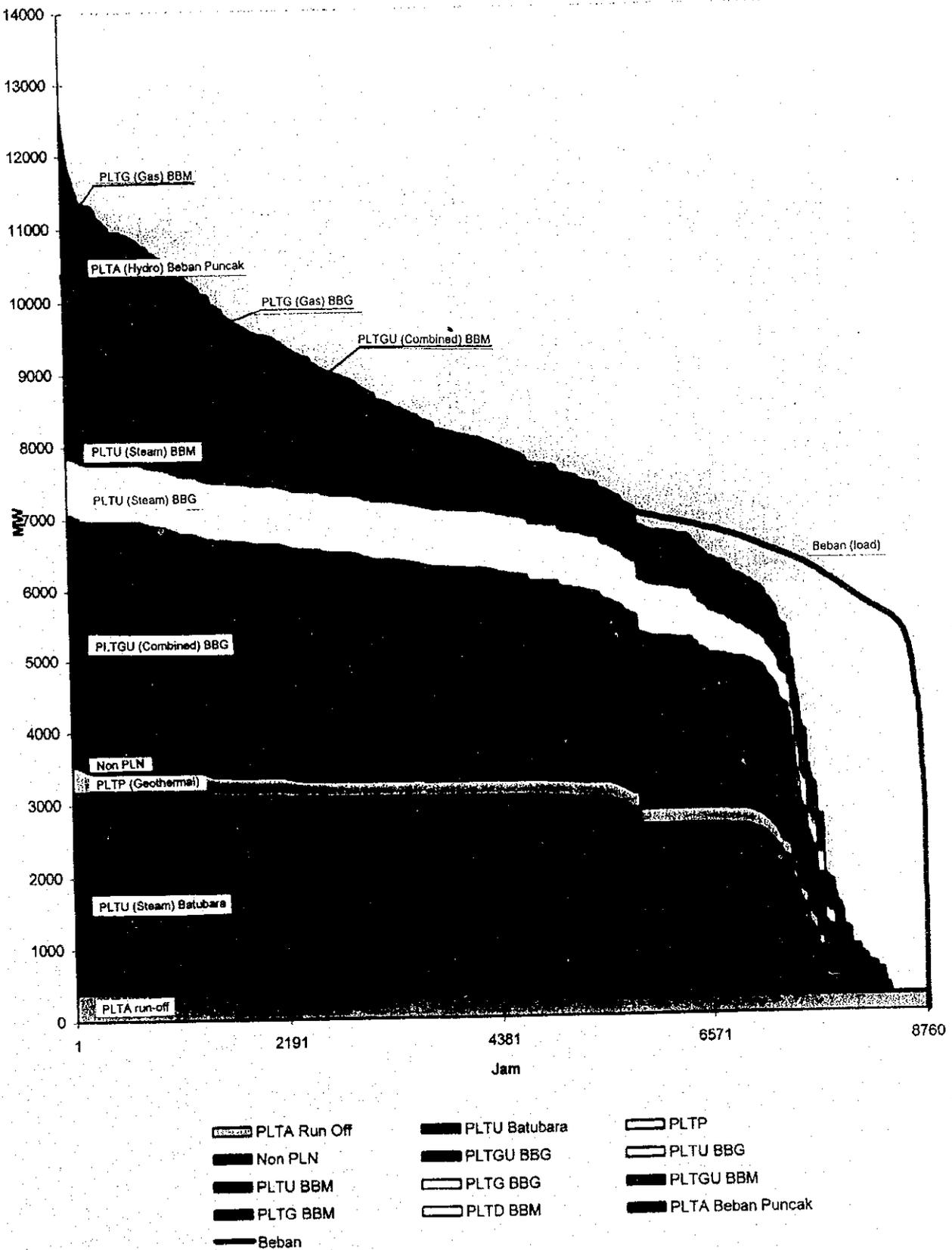


Fig. 2.2.4 Annual Load Duration Curve

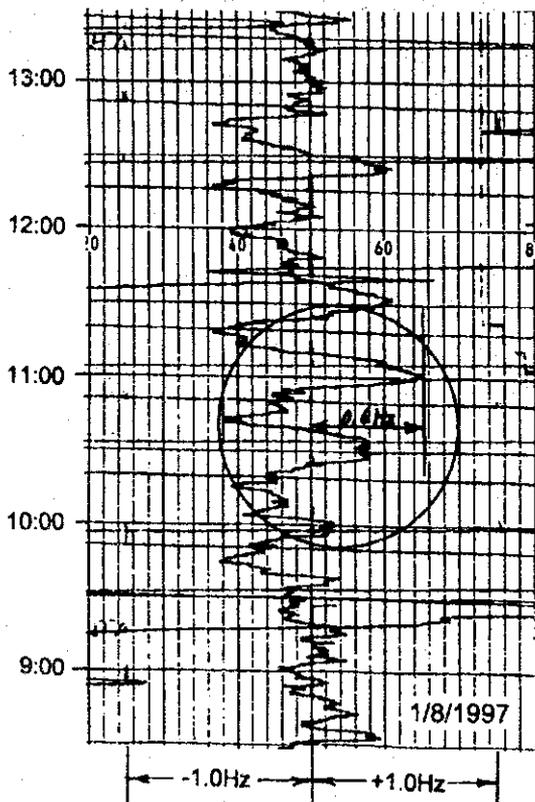
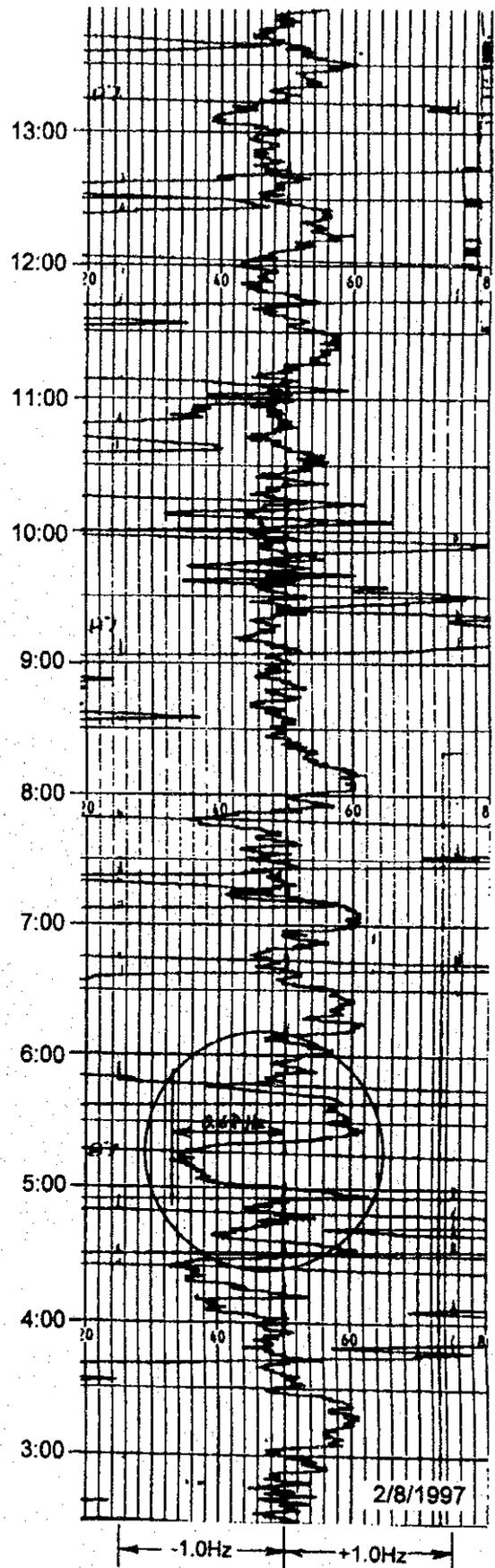
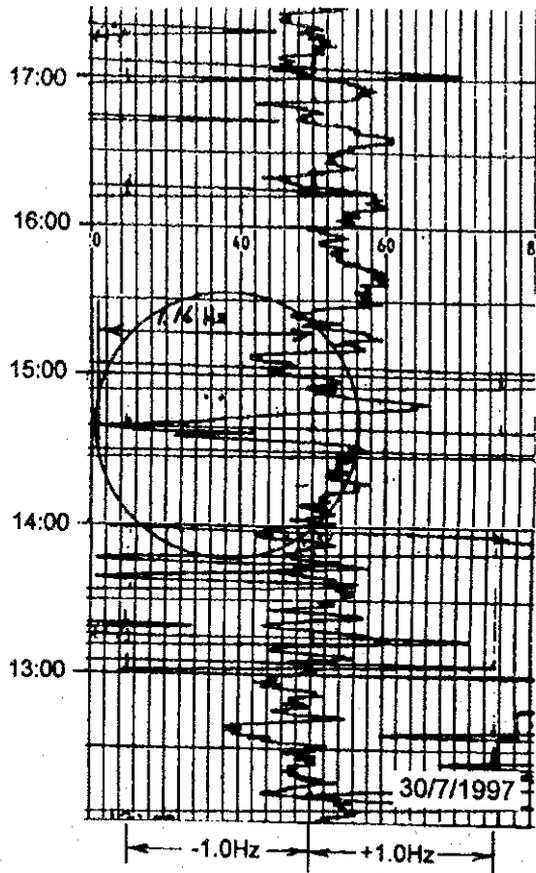


Fig. 2.2.5 Actual Frequency Record

第3章 チラキ川流域の一般状況

3.1 地 勢

チラキ川は西ジャワ州都バンドン市の南に広がる標高 2,821 m のチクライ山を頂点とする標高 2,000 m ないし 2,800 m の山脈を源とし南流してインド洋に注ぐ多数の河川の一つで、流路延長約 40 km、流域面積 360 km²である。

チラキ川上流部はバンドン県及びガルート県に属し、下流はガルート県とチアンジュール県の境界となっている。

流路の上流部は山岳高原となっていて各所に茶畑が広がり、標高 1,600 m から 400 m 迄は比較的急流で段丘が成形され、狭い幅で耕地が河川沿いに開けている。流路総延長の約 50%がこの急流で残りの 50%で 400 m からゼロ m となる。

バンドン南部の山脈は東西に約 100 km ありその南側はチラキ川と同じ程度の川が多数ほぼ平行して南下しており、山脈の北側は標高 700 m 程度のバンドン盆地を形成している。

平野はインド洋海岸沿いに帯状に分布しているのみでジャワ島としては大きな町はなく未開発地が多い。

3.2 社会状況

3.2.1 人口面積

モデルとしてとりあげられたチラキ川流域は、西ジャワ州バンドン県及びガルート県にまたがる地域で、開発対象地域はほとんどガルート県に入る。上流部は茶のプランテーションが広がり下流部の両岸には棚田が形成され稲作を中心とした農業が営まれている。

計画地点周辺には多くの村落が存在しており、統計資料によれば計画地点が位置するバンドン県パンガレンガン地区、ガルート県チセウ地区及びタレゴン地区の村数、面積、人口及び人口密度は下表の通りである。

Characteristics of Bandung and Garut Regencies

Regency	District	No. of Villages	Area (km ²)	Population	Pop. Density (person/km ²)
Bandung	Pangalengan	13	341.78	117,175	343
Garut	Cisewu	10	234.16	46,776	200
	Talegong	6	132.93	25,367	191

計画地点はパンガレンガン地区の3村、シセウ地区の1村及びタレゴン地区の5村の計9つの村（以下「関係村落」という）にまたがっている。現地調査時の各村長等からの聞き取りによると、これら関係村落の集落和、面積、人口及び人口密度は下表の通りである。

Characteristics of Bandung and Garut Regencies

District	Village	No. of Sub-village	Area (km ²)	Population	Pop. Density (person/km ²)
Pangalengan	Sukaluyu	10	12.7	6,485	511
	Margaluyu	不明	不明	不明	不明
	Banjarsari	7	23.1	6,320	230
Cisewu	Nyalindung	25	4.5	3,250	722
Talegong	Selaawi	30	9.1	5,230	575
	Mekarmulya	20	6.6	3,229	489
	Sukamulya		17.2	5,618	327
	Sukamaju	25	21.6	4,876	226
	Sukalaksana	35	70.5	4,622	66

3.2.2 産業活動

計画地点周辺の最も主な経済活動は茶や稲作を中心とする農業である。計画地点上流部には企業により管理された茶のプランテーション（エステート）が広がる。その面積は、聞き取り調査によると、パンガレンガン地区の Sukaluyu 村で約 300 ha、Banjarsari 村で約 2,000 ha である。各村における茶の生産に関係する労働者の割合は、それぞれの人口の 30%と 60%を占めている。

また、計画地点中・下流部は急な斜面を利用した棚田及び畑が広がる典型的な農村地帯である。聞き取り調査によると、主な産物は米、バナナ、タピオカ、ココナツ等である。この地域の水田の栽培形態は年間 2 回収穫する二期作であり、通常第 1 期稲は 9 月に作付けを行い 2~3 月に収穫され、第 2 期稲の作付けは第 1 期稲の収穫の直後に行い、7~8 月にかけて収穫される。水田では不規則ながら常に水が流れ込む状態にあり、7 月から 10 月にかけての乾季の間はその水が少量となる状態にある。これら田畑への灌漑用水は、聞き取り調査によると湧き水を利用していると答えた村が多数を占めたが、チラキ川及びその支流に石や竹で造られた簡易的な堰から取水している場合もあり、現地踏査では 4~5 ヶ所の堰が確認された。

さらに、家庭によっては淡水養魚池による鯉の養殖や養牛等を行っている。

聞き取り調査によると、関係村落におけるこれら経済活動からの月平均収入は約 Rp.50,000~150,000 程度である。

関係村落には、漁業、鉱業及び工業等の経済活動は行われていない。

3.2.3 水利用状況

チラキ川流域は急な斜面の山々に囲まれており、その斜面を利用した田畑が営まれている。関係村落への聞き取り調査によると、これら田畑への灌漑用水の主な水源は湧き水であるが、チラキ川及びその支流からも取水している場合がある。現地踏査によりチラキ川に数ヶ所の石や竹、粘土を利用した簡易的な取水堰及び灌漑用水路の存在が確認されているが、これらの施設は村または個人による灌漑設備であると考えられる。この灌漑制度は Simple Irrigation System と呼ばれ、現場で容易に入手できる材料で作られる水量の調節や計量機能を持たない簡素な施設であり、水は自由に流れ、従って灌漑効率は非常に低いものである。

また、聞き取り調査によると、計画地点周辺の住民は飲料水及び生活用水として湧き水及び井戸水を利用している。

更に、チラキ川及びその支流での漁業は営まれておらず、交通手段としての船舶等の航行は認められない。

3.2.4 土地利用状況

計画地点の上流部は中程度の密度の森林に覆われている。この森林は森林保護区域に属している可能性がある。

中・下流部は急な斜面を利用した棚田や畑が広がる典型的な農村地帯となっている。

3.3 河川状況

3.1 で述べたようにチラキ川は西ジャワ州バンドン市の南に広がる標高 2,000 m ~ 2,800 m の山脈に源を発し、インド洋に流下する 20 余本の河川の一つで、流路延長約 40 km, 流域面積 360 km² である。その平均縦断勾配は約 1/30 と急流である。特に標高 400 m 以上は平均勾配が 1/20 以上の急流となっている。

また、流域内の降水量はチカドゥの降雨期記録を代表値として考えれば年間平均 3,000 mm と推定される。一方チカドゥ地点の流域面積は 210 km² で年間平均流量は 11m³/sec である。

チラキ川上流部ではチラキ川本流及び 3 本の支流から合計 6 m³/sec が PLN のプレングアン (6.9 MW), ラマジヤン (19.6 MW) 及びチカロン (19.2 MW) の 3 発電所を通してチタルム川支流チサンクイ川に分水されている。従ってチラキ川の流況はこの分水の影響を受けている。

チラキ川の流れ込み式水力開発計画を策定する場合上流部では河川勾配が急ではあるが、上記分水の影響が大きいので発電用水の確保が困難で利用可能な標高は 1,200 m から 400 m 程度と考えられる。

第4章 開発計画地点の選定

4.1. 概 要

対象であるチラキ川上流域において、水力発電所の開発計画地点選定を行った。

開発計画は、既存の 1/50,000 地形図を使用し、現地踏査を実施し、河川状況及び地形・地質状況を考察して検討を行った。上流から No. 1, No. 2, No. 3 の3つの流れ込み水力発電計画を立案した。また各計画について水路ルート of 代替案も立案した。

これらの計画案の主要構造物位置（取水ダム、水路ルート、発電所）を現地踏査により詳細に検討し、候補を選定した。これをもとに、地形、地質調査工事計画を作成した。

4.2. 計画地域の状況

4.2.1. 地形状況

チラキ川は 2,000 m 級の火山が東西に連なる Parahyangan Highland に位置する Kendang 山, Wayang 山, Kancana 山に源を発する。標高 1,500 m 前後の火山性台地を緩やかに西流した後、既設 Cilaki 発電所付近で急流となり、向きを南に変え深い谷を形成しながら山地を流下する。

既設 Cilaki 発電所から約 20 km 下流で大きな支流 Tjikahoperipan と合流してから河川勾配はゆるくなり、川幅も広くなり丘陵地を流下する。そして台地を通りインド洋に注ぐ。

既設 Cilaki 発電所から支流 Tjikahoeripan 川が合流する約 20 km 区間は河川勾配が約 1/20 と急であり、川が大きく蛇行している。落差は約 1,000 m を有し、流域面積は約 200 km² である。ここが今回のチラキ川水力発電開発計画の対象区間となる。

4.2.2. 地質状況

調査地域の地質は、新第三紀中新世～鮮新世の堆積岩類 (Timpb) を基盤岩として、こ

れらを不整合に覆う鮮新世～第四紀の火山岩類及び被覆層から成る。この鮮新世～更新世の火山岩類は古期火山岩と一致する。

古期火山岩類は主に中硬質の角礫岩類、凝灰岩類と硬質の安山岩質溶岩から成る。これらは今回の流れ込み式水力発電開発計画の構造物基礎としては、強風化していなければ十分と考えられる。

被覆層は、段丘堆積物、崖錐堆積物、地滑り堆積物及び現河床堆積物から成る。

段丘堆積物はチラキ川に沿って種々の厚さのものが見られる。今回の開発計画の各発電所はいずれも段丘堆積物の所に位置する。この堆積物の安定性及び厚さを確認する必要がある。

崖錐堆積物は主に溶岩から成る急崖の直下などに比較的厚く分布している。水圧管路等を崖錐の上を通す場合は、その安定性を確認する必要がある。

地滑り堆積物は対象区間上流部左岸 Tjajoer 山西部斜面などに広く見られる。これら地滑り多発地帯には構造物を造ることは避けなければならない。

現河床堆積物は主に砂礫から成る。層厚は下流に行くほど厚くなる傾向があり、No.1 計画の取水口付近で 1 m 程度、No.3 付近では 3 m 以上と想定される。また、河床部には所々に数 m の溶岩の転石が見られる。洪水時などでは多量の土砂や巨礫が移動するものと思われる。

4.2.3. 利水状況

最上流部の標高 1,500 m 前後の火山性台地は茶畑に利用されているが、チラキ川からは利水していない。

計画対象区間の上流部 (No.1 計画付近) は急傾斜の山地と地滑り地等の荒地であり、人家、畑、水田などはなく利水はされていないと考えられる。

計画対象区間の中下流部 (No.2, No.3 計画付近) はチラキ川の左右岸の緩傾斜地が水田として利用されており、支流、本流も合わせ多くの所で石積の堤を作り、水路

を引きチラキ川の河川水を利用している。

4.3. 発電計画基本方針

当流域における水力発電計画の発電方式、発電所開発地点を立案した。

4.3.1. 発電方式の選定

一般的に水力発電計画を立案するとき、電力系統における現在の需要及び供給から将来必要とされる電源（ピーク供給力、ベース供給力）を予測し、それに合わせた開発地点、発電方式を選定する。

チラキ川上流域は、貯水池及び大型調整池を設けるためのダムを築造するのに適した地形を有していない。また日間調整池式に必要な池を設けるのに適した地形が、取水地点、普通水槽地点共にみあたらない。

河川勾配が急で、また蛇行しているため、水路により大きな落差が得られる地形である。つまり流れ込み式発電方式を立案するのに有利な流域である。

流れ込み式と日間調整池式発電方式の機能的な違いは、ファーム出力の増加と、周波数調整能力のいくらかの増加であり、電力量そのものは増加しない。このため電力を供給する系統を考えた場合、規模の大きなジャワ電力系統の電力供給設備としては、日間調整池式発電所の開発はあまり重要でない。

これらの理由から当流域では、流れ込み式発電方式を採用した。

4.3.2. 3つのカスケード式発電計画

ある河川区間で発電計画を立てる場合、河川の有効利用を考え河川の落差を無駄にしないよう発電計画を立案する。流れ込み発電計画の立案の場合、流域面積すなわち河川流量、及び水路延長すなわち落差を適切に考える。

すなわち取水ダムを設置し、水路をどのルートでどれだけの延長にし、発電所を設置するかは、河川の蛇行を含めた平面形状及び河川の縦断形状を考えることが重要

である。水路の長さ、落差を設定し、流域面積の広さを考慮して発電計画を立案する。

対象区間であるチラキ川上流域は、Tjikahoeripan 川が合流する地点より上流の流域面積が約 200 km²、既設 Cilaki 発電所からの河川延長が約 20 km、落差が約 1,000 m である。

発電機器及び水圧鉄管の構造からくる経済性を考え、1つの発電計画の落差を 500 m 以内という条件の下で、1/50,000 地形図による検討及び現地踏査による考察の結果、河川の蛇行をうまく利用した3つの発電計画を立案した。

上流の計画からチラキ No.1 発電計画、チラキ No.2 発電計画、チラキ No.3 発電計画と名づけた。

4.4. 発電計画代替案

4.4.1. 発電設備位置選定の基本条件

発電計画は短い水路で大きな落差が得られれば有利であるので、一般に取水堰は河川勾配が緩勾配から急勾配に変化する直上流に選定し、発電所位置は河川勾配が急勾配から緩勾配に変化する場所に選定する。

以下に、チラキ川発電計画策定にあたり考慮した当流れ込み式発電計画の各構造物設置位置選定の着目点を述べる。

① 取水堰地点

- a. 堰軸は、川幅が狭いこと
- b. 堰直下流に、沈砂池を設けるスペースがあること
- c. 堰の着岩が容易であること
- d. 河川流量が伏流していないこと
- e. 近傍に道路があり、アプローチが容易なこと

② 導水路トンネルルート

- a. 取水堰から普通水槽までの最短距離を確保することを基本とする

- b. トンネル上部の地山被りが一定以上あること
- c. トンネル延長が3～4 km以上のときは、作業坑を設けやすい位置にルートがあること

③ 水圧管路ルート（明かり式）

- a. 極端な起伏が無く、一様な地形の尾根であること
- b. あまり急峻な尾根でないこと
- c. 岩盤線が深くないこと
- d. 上部に普通水槽を設けるスペースがあること

④ 発電所地点

- a. 明かり水圧鉄管路が設けられる適切な尾根が近くにあること
- b. 発電所を設けるスペースが得られること
- c. 洪水の影響を受けない地点であること
- d. 近傍に道路があり、アプローチが容易なこと

以上の着目点をもとに、詳細な現地調査を行い、地形、地質状況を考慮して発電計画ルートを策定した。計画概要図を Fig. 4-1 に示し、検討結果を以下に述べる。

4.4.2. チラキ No.1 基本計画の策定

No. 1 発電計画においては、水圧管路設置に最適な斜面の確保が難しい。このため、地形状況把握、地質安定性確認、経済性追及を図るよう 2 つの水路ルートを設定した。急峻な尾根に水圧管路を設置する下流側の A 案とこの尾根の西側の崖錘堆積物の斜面に設置する上流側の B 案である。

(1) 取水堰

- 1918年にオランダ人に設置された Cilaki 発電所の放水口の下流、約 100 m 地点を選定した。この発電所は一部稼働しているため、その下流での地点選定は、使用されている流量の利用ができ有利となる。
- 左右岸に、良く固結した新鮮な火山角レキ岩凝灰岩が分布。河床堆積物の厚さは 1～2 m と深くないと思われる。

(2) 水 路

チラキ川左岸の尾根沿いにトンネルルート 2 案を選定した。蛇行した河川の大きな湾曲部をうまく利用できるルートである。

これより下流へ導水路を延長することは、大きな沢があるため大きく迂回しなければならず、経済的に不利であるので考えられない。

— A 案

A 案の水槽設置位置は、急崖であるため設置のための掘削量が大きくなり、またアクセス道路の建設も難しい。このため水槽は設けず、導水路を低圧の圧力トンネルとした。導水路から続く水圧管路は急崖が終わる中腹までの上部はトンネル式で、後は明かり式とした。

— B 案

導水路は無圧式トンネル、水圧管路は崖錘堆積物の斜面に明かり式により設定する。

(3) 発 電 所

2 つの水路ルート代替案に伴い、2 つの発電所位置代替案を設定した。いずれもチラキ川左岸河床より数 m 高い段丘上に発電所を設置する。

4.4.3. チラキ No.2 基本計画の策定

No.1 発電計画の 2 つの発電所位置代替案に伴い、その直下流に 2 つの取水堰位置代替案を設定した。取水堰位置に合わせ導水路は 2 つのルートを設定し、同一の水圧管路ルートに結ばれる。

(1) 取水堰

- この区域の河川勾配は急であり、河床部には所々数 m の転石が見られる。洪水時には、多量の土砂や巨礫が移動すると思われる。
- No.1 発電所下流のより近い位置で、大きな転石が無く付近のアバット部で岩の露頭が見られる所に選定した。
- 河床堆積物は、2~3 m と深くないと想定される。

(2) 水路ルート

- － チラキ川右岸の尾根沿いにトンネルルートを選定した。
- － 支流がチラキ川右岸に合流する地点まで左岸に平行して続く大きな尾根の終端を導水路の終端に選定した。地質的に安定で、水圧管路の延長が短くなる斜面を水圧管路ルートに選定した。
ルートの中ほどに深い沢があり、地質的安定を得るため 50 m 以上の土かぶりが得られるまで迂回した。河川のゆるやかな湾曲を利用したルートである。
- － これより下流へ導水路を延長することは難しい。大きな支流があるため、チラキ川本流から違う方向にルートが向かってしまうためである。

(3) 水圧管路

- － 水圧管路が短くなる尾根を選定した。
- － 岩の露頭が所々確認でき、風化も比較的浅いと思われる。尾根の下部は、崖錘が分布している。

(4) 発電所

- － 尾根直下に広がる河岸段丘の川縁に位置を選定した。
- － 河床標高付近には、岩盤が分布する。

4.4.4. チラキ No.3 基本計画の策定

チラキ No.2 発電所直下に取水堰を設定する A 案と、その下流の支流合流点直下に取水堰を設定し、取水面積を大きくする B 案を立案した。経済性を図るため、ゆるやかな地形状況の箇所では開水路を採用した。A 案の導水路はトンネルと開水路の組み合わせ、B 案はすべて開水路とした。

(1) 取水堰

－ A 案

No.2 発電所の直下に地点を選定した。

左岸は岩の露頭が確認できる。右岸は水田に利用されている河岸段丘が広く

分布している。右岸での着岩は難しいので止水対策に注意を払う。

－ B 案

支流 Tjikahtoetan の合流点下流に位置を選定した。No.2 発電所より約 1.5 km 下流に位置する。

(2) 水路ルート

－ 支流 Tjikiwung が合流する直上流にある尾根の中心に水圧管ルートを選定した。

－ 導水路はチラキ川左岸の尾根沿いに地形状況（起伏の大小、急崖の有無）等を考慮して、トンネルと開水路のルートを選定した。

－ 大きな支流があるため、これより下流へ導水路を延長することは難しい。

(3) 導水路

－ A 案

上流部における開水路の適用は、急崖があること、及び斜面に沿って大きく迂回しなくてはならないことにより不利である。下流部はなだらかな斜面となっている。このため上流部は無圧トンネルとし、下流部は開水路とした。

－ B 案

地形が穏やかなため、全線開水路とした。

(4) 水圧管路

－ 地表踏査の結果では、岩の露頭は見当たらないが、安定した斜面と思われる。

(5) 発電所地点

－ 河床から約 10 m の高さを有する段丘に位置を選定した。河床では、岩の露頭が確認できる。

Fig. 4-1 Alternative Route of Cilaki Project

