

第4章 インドネシア国電力セクターの現状

4 - 1 電力セクターの現状

4 - 1 - 1 電力設備

インドネシアの電気事業は、基本的に、1950年に発足した国有の垂直統合事業体である PT. PLN (Persero) が独占的に実施してきた。但し、同社の電気事業を補完する存在として共同組合・中小企業省 (Ministry of Cooperatives, Small and Medium Enterprises) があり、全国各地の共同組合を通じて、PLN の系統から電力供給が容易でない地域における地方電化を実施している。また、これらの設備以外にも、PLN の規模に匹敵する自家用発電設備 (Captive Power) が存在する。

自家用発電設備に関する至近の資料は入手できなかったが、PLN、世銀の共催により 1999 年 6 月に実施された、同国における自家用発電所に関するセミナー (”Half-Day Joint Seminar on Captive Power in Indonesia” Development, Current Status and Future Role) の資料によれば、1997 年末時点の PLN の発電設備容量 18,971 MW に対して、自家用発電所の設備出力は 12,366 MW (正確な資料ではなく、一般的には 11,000 ~ 13,000 MW と言われている。) に達し、同国の総設備の約 40% を占める。自家用発電所の発電形態別の内訳は、ディーゼルが 7,450 MW、汽力が 2,750 MW、ガス・タービンが 1,294 MW、水力が 777 MW およびコンバインド・サイクルが 94 MW と推定されている。自家用発電所が多数存在している背景には、PLN の発足当時の供給体制が脆弱であった中で、需要家が自己防衛のために発電設備を持ったことに始まる。1987 年に PLN 所有の設備が自家用発電設備を上回った以降も、PLN が供給する電気の信頼性や安定性の問題から、着実に増えつつけている。

1999 年末において PLN が所有する発電設備容量は、20,592 MW であり、その内 15,191 MW (74%) はジャワ - バリ系統にある。その他に、IPP を含むプライベートが 821 MW、自家用発電所が 14,472 MW ある。1999 年の PLN の地域別、発電形態別の設備容量および至近 5 ヶ年の推移を下表に示す。

表 4 - 1 - 1 (1) PLN の発電設備 (1999 年)

(MW)

Power Plant	Outside Java-Bali	Java-Bali	Total	
水力	622.97	2,391.02	3,013.99	14.64%
汽力	770.00	6,000.00	6,770.00	32.88%
ガス・タービン	590.25	925.86	1,516.11	7.36%
コンバインド・サイクル	878.61	5,403.09	6,281.70	30.51%
地熱	-	360.00	360.00	1.75%
ディーゼル	2,538.70	111.24	2,649.94	12.87%
Total	5,400.53	15,191.21	20,591.74	100.00%

出典：PLN Statistics 1999

表 4 - 1 - 1 (2) PLN の発電設備の推移

(MW)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
水力	2,179	2,184	2,436	3,006	3,012
汽力	4,812	5,021	6,771	6,771	6,770
ガス・タービン	1,002	1,093	1,371	1,347	1,236
コンバインド・サイクル	4,414	5,053	5,589	6,561	6,562
地熱	305	309	363	360	360
ディーゼル	2,265	2,449	2,416	2,535	2,652
Total	14,986	16,109	18,946	20,580	20,592

出典：PLN Annual Report 1999

一方、ジャワ - バリ系統を運営する P3B (PPPB; Java-Bali Transmission and Load Dispatch Center) の資料によれば、至近 5 カ年における P3B に接続する発電形態別の設備容量を下表に示す。

表 4 - 1 - 1 (3) P3B が関連する発電設備の推移

(MW)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
PJB I (現 Indonesian Power)	1,097	1,097	1,097	1,097	1,103
水力	1,600	1,600	2,800	3,400	3,400
汽力(石炭)	550	550	550	550	500
汽力(石油)	502	557	525	604	544
ガス・タービン	1,509	1,838	2,511	2,696	2,676
コンバインド・サイクル	305	305	360	360	360
地熱	92	92	92	92	92
ディーゼル					
PJB II (現 PJB)	779	779	1,039	1,299	1,283
水力	800	800	800	800	800
汽力(石炭)	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
汽力(石油)	102	102	102	102	102
ガス・タービン	2,087	2,087	3,037	3,037	3,007
コンバインド・サイクル					
Total	10,723	11,107	14,213	15,337	15,167
IPP					
Jatiluhur 水力	150	150	165	165	180
Cikarang L. ガス・タービン	68	150	150	150	0
Salak 地熱	0	0	165	165	165
Total	218	300	480	480	345
Ground Total	10,941	11,407	14,963	15,817	15,512
Growth (%)	2.4	4.3	28.8	7.65	- 1.93

出典：PLN (JAWA BALI) Statistics 1999

注釈：1999年時点では、至近の大型 IPP は含まれていない。

4 - 1 - 2 送変電設備

1999 年末における PLN が所有する送変電設備は、各々、24,389 kmc、46,964 MVA でありその内 17,227 kmc (71%)、41,127 MVA (88%) はジャワ - バリ系統にある。1999 年の PLN の地域別、容量別の送電設備、変電設備および至近 5 カ年の推移を下表に示す。

表 4 - 1 - 2 (1) PLN の送変電設備 (1999 年)

Power Plant	Outside Java-Bali	Java-Bali	Total
送電線 (kmc)			
25 ~ 30 kV	18.04	-	18.04
70 kV	984.49	4,072.87	5,057.36
150 kV	6,158.89	10,386.79	16,545.68
500 kV	-	2,767.66	2,767.66
Total	7,161.42	17,227.32	24,388.74
変電所 (MVA)			
<30 kV	39	30	69
70 kV	944	3,794	4,738
150 kV	4,774	24,303	29,077
275 kV	80	-	80
500 kV	-	13,000	13,000
Total	5,837	41,127	46,964

出典 : PLN Statistics 1999

表 4 - 1 - 2 (2) PLN の送変電設備の推移

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
送電線 (kmc)	19,296	19,516	21,691	23,573	24,389
変電所 (MVA)	32,566	34,687	44,737	45,361	46,964

出典 : PLN Annual Report 1999

ジャワ - バリ送電システムを運営するのは、P3B (Java-Bali Transmission and Load Dispatch Center) の役割で、現時点では完全に PLN の参加にあり、同地域で発電事業を行っている、Indonesia Power (旧 PJB I)、PJB (旧 PJB II)、IPP および自家発電所のシングル・バイヤーの役割をなしている。P3B の資料における、至近 5 カ年のにおける P3B の送電線延長の推移を下表に示す。PLN の資料と若干数値が異なるが、その理由については確認できなかった。

また、1984 年度に完成した東西ジャワを結ぶ既存の 500 kV 基幹システムに加え、南回りの新規 500 kV (1,100 MVA) 送電線を建設中で、パイトン (Paiton) 発電所 ~ クラテン (Kliten) 間は世銀を中心とした Export Consortium の資金により、クラテン ~ デポック (Depok、ジャカルタ近郊) 間は JBIC の資金による。パイトン ~ ケディリ (Kediri) ~ ペダン (Pedan、ジャワ島南部中央) 間は送電線がほぼ完成しているものの、ケディリ変電所の建設が進まず、送電が可能な時期は 2002 年 (希望工程) ~ 2004 年 (実態工程) としている (図 4-1-2 (1) 参照)。

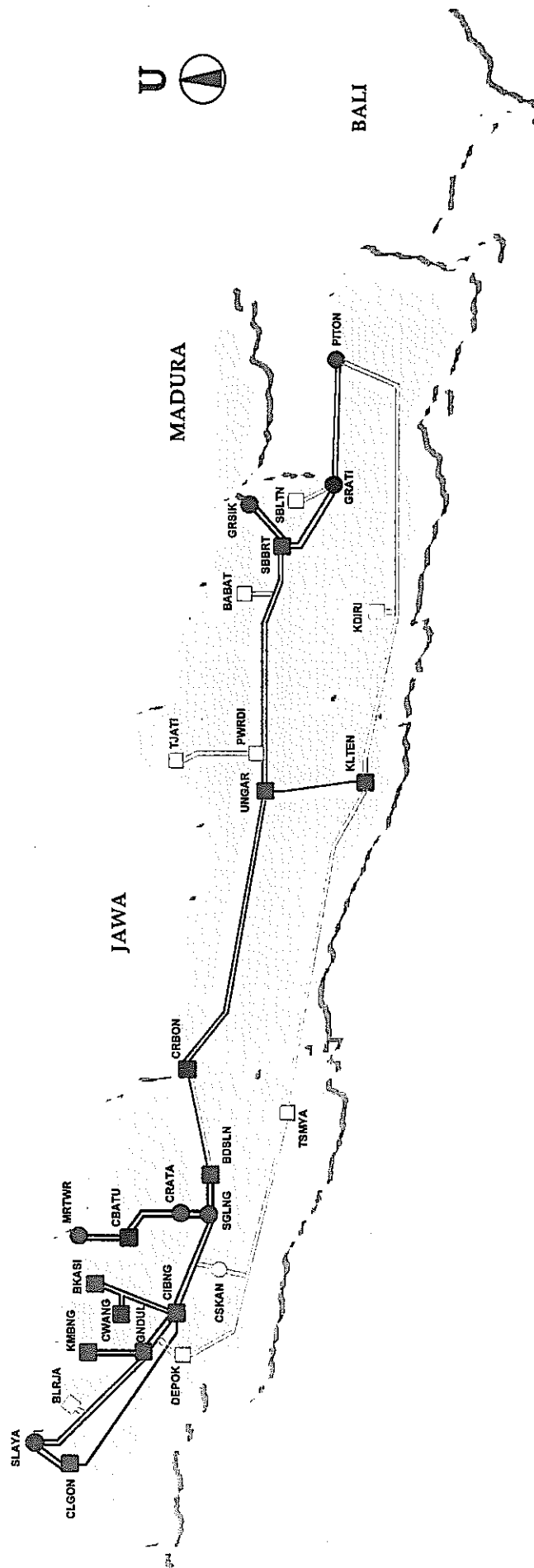
パイトン I (PLN、石炭火力、400 MW × 2)、II (PEC (IPP)、石炭火力、615 MW × 2)、III (Java Power (IPP)、石炭火力、610 MW × 2) は、総発電容量で 3,250 MW を有するが、既存の

パイトン～スラバヤ間の 500 kV 送電線容量では、1,600 MW 相当しか送電できない。また、150 kV に降圧することにより 400 MW 相当の電力を近郊の需要地に送ることが可能であるが、合わせても 2,000 MW にしかならず、新規 500 kV 送電線の完成が待たれている。



PT. PLN (PERSERO)
PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN
JAWA - BALI

4-1-2 (1) TOPOLOGI JARINGAN RENCANA 500 KV JAWA BALI



Keterangan :





-  GITET Existing
-  GITET Rencana
-  SUTET Existing
-  SUTET Rencana

表 4 - 1 - 2 (3) P3B の送電線設備の推移

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
500 kV	1,728	1,873	2,241	2,546	2,699
150 kV (Overhead)	8,808	9,085	9,478	9,771	9,871
150 kV (Underground)	219	244	277	282	293
150 kV (Submarine)	17	17	21	26	26
70 kV (Overhead)	3,733	3,854	3,974	3,946	3,979
70 kV (Underground)	29	29	29	29	23

出典：PLN (JAWA BALI) Statistics 1999

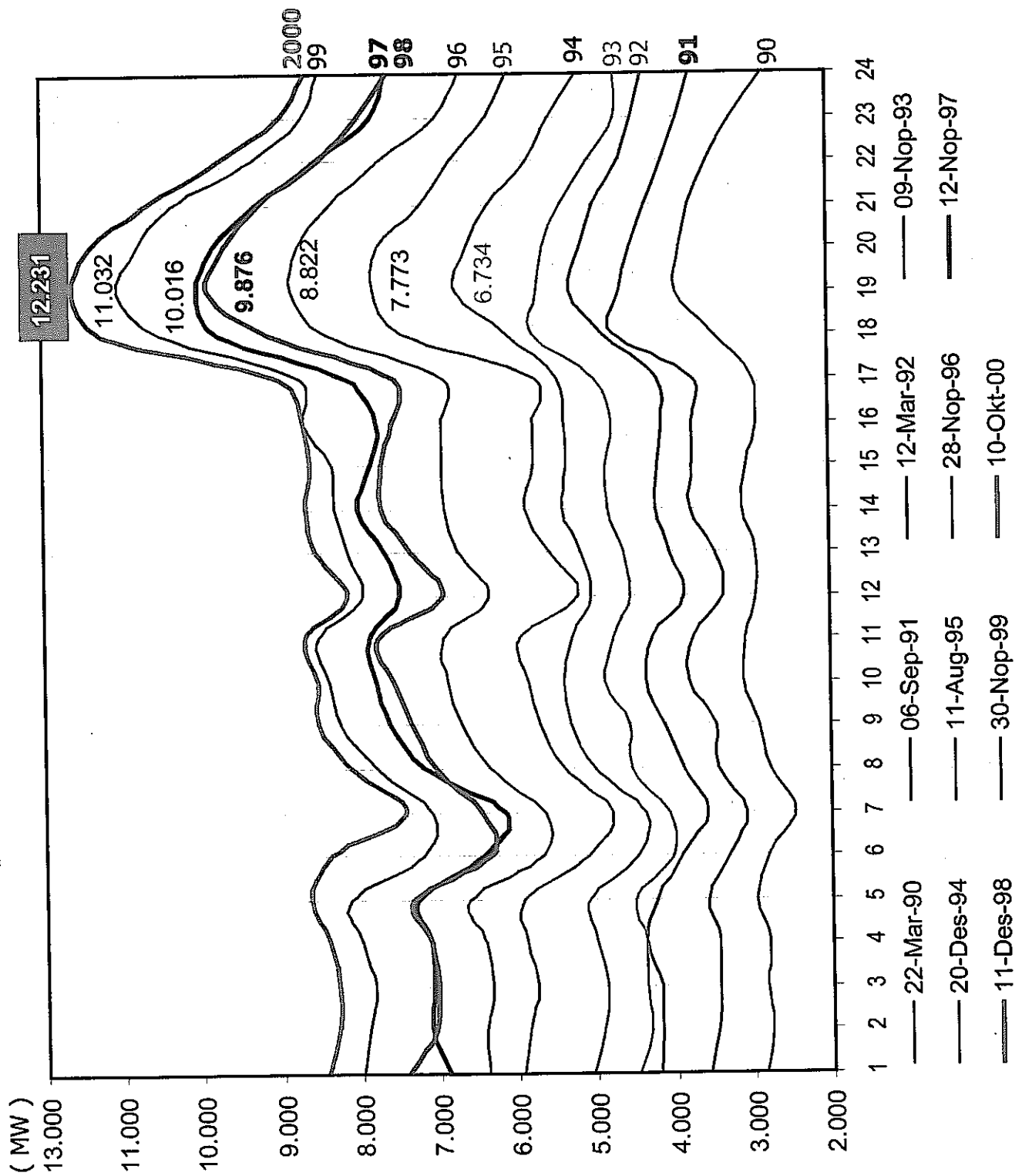
4 - 1 - 3 発電電力量

1999 年における PLN の発電電力量は、80,497 GWh でありその内 64,187 GWh (80%) は、ジャワ - バリ系統で発電されている。また、4,279GWh の電力を購入している。1999 年の PLN の地域別、発電形態別の発電電力量および至近 5 ヶ年の推移を下表に示す。

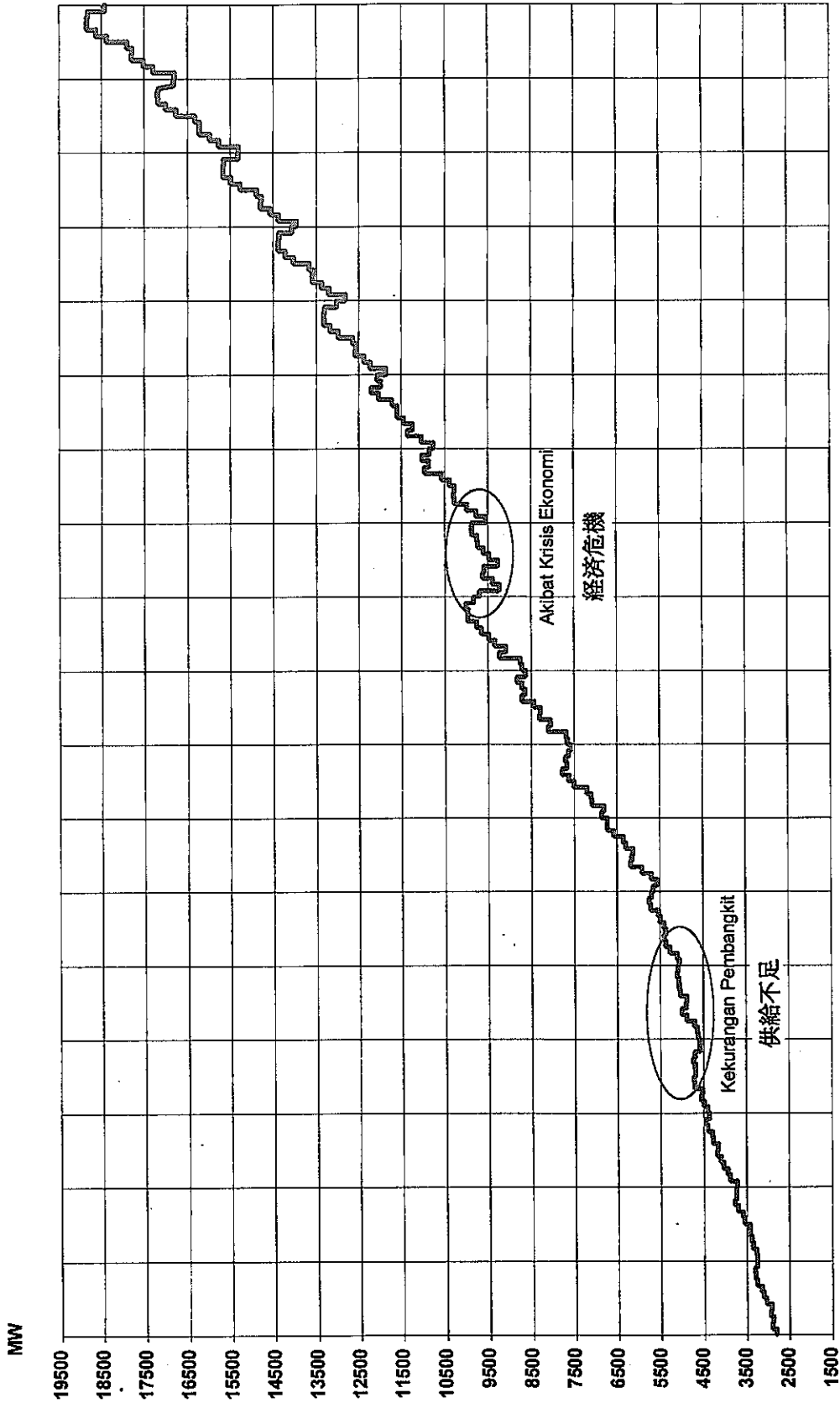
発電設備の推移からは読み取れなかったが、1997 年の通貨危機の影響は、至近 5 ヶ年における発電電力量の推移の中に、如実に示されている。1997 年における購入電力を含む発電電力量が 76,620 GWh であったのに対し、1998 年は 77,823 GWh と 1.4%の伸びにとどまっており、ジャワ - バリ系統に限定すれば、0.2%のしか伸びていない。逆に言えば、後述される用途別売電量から明らかなように、産業用需要が 9%も下落している一方で、家庭用、商業用、公共用の需要は、通貨危機の影響にも拘わらず堅調な伸びを示している。これは、電化率の上昇や生活レベルの向上に伴う民間需要は、通貨危機の影響をあまり受けていないことにあるものと推量される。この傾向は、ピーク需要にも現れており、ジャワ - バリ系統における 1997 年と 1998 年の年最大負荷は、それぞれ 10,016 MW と 9,876 MW と僅か 1.4%の減少にとどまっている。1990 年から 2000 年までの負荷最大日における日負荷曲線を図 4 - 1 - 3 (1) (Jawa-Bali Daily Load Curves on Peak Day (1990-2000)) に、1988 年以降の月別最大負荷の変遷を図 4 - 1 - 3 (2) (PEALISAI BEBAN PUNCAK SISYEM JAWA-BALI 1988-2005) に示す。

1999 年における燃料別の PLN の発電実績は、天然ガスが 27,810 GWh (35%)、石炭が 25,368 GWh (32%)、石油が 15,220 GWh (18%)、水力が 9,370 GWh (12%)、残り 2,728 GWh (3%) が地熱となっている。前年度と比較した場合、石炭の占める割合が 30%から 32%に上昇し、水力は 13%から 12%に低下している。その他の燃料については、ほとんど変化がない。長期的傾向としては、石油消費の占める割合が減少し、替わって石炭の割合が増加している。ジャワ - バリ系統に限定すると、天然ガスが 37%、石炭が 36%、石油が 12%、水力が 10%および地熱が 4%を占めている。

4-1-3 (1) Jawa-Bali Daily Load Curves on Peak Day (1990 - 2000)



4-1-3 (2) REALISASI BEBAN PUNCAK SISTEM JAWA BALI 1988 - 2005



1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
3311	3774	4461	4728	5117	5757	6734	7773	8822	10016	9876	11032	12231	13326	14392	15680	17200	18886
16.0	14.0	18.2	6.0	8.2	12.5	17.0	15.4	13.5	13.5	-1.4	11.7	10.9	9.0	8.0	8.9	9.7	9.8

Peak (MW)

kenaikan (%)

表 4 - 1 - 3 (1) PLN の発電電力量 (1999 年)

(GWh)

Power Plant	Outside Java-Bali	Java-Bali	Total	
水力	2,839.92	6,530.16	9,370.08	11.05%
汽力	3,104.46	30,895.07	33,999.53	40.11%
ガス・タービン	856.28	698.75	1,555.04	1.83%
コンバインドサイクル	3,804.59	23,240.93	27,045.52	31.90%
地熱	-	2,727.73	2,727.73	3.22%
ディーゼル	5,704.43	94.39	5,798.82	6.84%
購入電力	523.61	3,755.47	4,279.08	5.05%
Total	16,833.29	67,942.50	84,775.80	100.00%

出典：PLN Statistics 1999

注釈：ディーゼルにはレンタルを含む。

表 4 - 1 - 3 (2) PLN の発電電力量の推移

(GWh)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
水力	7,509	8,112	5,149	9,649	9,370
汽力	22,678	25,354	31,473	30,512	33,999
ガス・タービン	1,470	1,302	1,725	1,396	1,555
コンバインド・サイ	19,217	23,132	27,321	24,941	27,046
クル	2,196	2,340	2,605	2,617	2,728
地熱	4,922	5,349	6,527	5,850	5,799
ディーゼル	1,289	1,748	1,820	2,939	4,279
購入電力					
Total	59,281	67,337	76,620	77,823	84,776

出典：PLN Annual Report 1999

表 4 - 1 - 3 (3) 燃料別 PLN の発電電力量の推移

(%)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
石油	20.7	16.3	23.0	18.8	18.4
水力	12.9	12.4	7.0	13.0	11.7
石炭	24.7	25.0	29.5	30.2	31.7
地熱	3.8	3.6	3.5	3.5	3.4
天然ガス	37.9	42.7	37.0	34.6	34.8
Total	100	100	100	100	100

出典：PLN Annual Report 1999

一方、ジャワ - バリ系統を運営する P3B の資料によれば、至近 5 カ年における P3B に接続する発電形態別の設備容量を表 4 - 1 - 3 (4) に示す。

表 4 - 1 - 3 (4) P3B が関連する発電電力量の推移

(GWh)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
PJB I (現 Indonesia Power)	3,600	3,912	2,353	4,732	3,950
水力	11,292	12,658	17,082	17,489	19,946
汽力	956	893	1,236	571	686
ガス・タービン	6,799	7,721	10,201	8,322	9,679
コンバインド・サイクル	2,210	2,352	2,599	2,593	2,728
地熱	89	92	170	104	64
ディーゼル					
PJB II (現 PJB)	2,525	2,543	1,581	2,934	2,571
水力	9,508	10,698	11,086	9,953	10,949
汽力	2	9	5	3	13
ガス・タービン	10,368	12,493	14,042	12,782	13,562
コンバインド・サイクル					
Total	47,350	53,371	60,355	59,483	64,148
IPP					
Jatiluhur 水力	967	687	591	942	852
Cikarang L. ガス・タービン	434	912	790	288	0
Salak 地熱	-	-	-	1,221	1,166
Dieng 地熱	-	-	-	10	0
パイトン石炭火力 (PEC)	-	-	-	80	1,125
パイトン石炭火力 (Jawa Power)	-	-	-	-	612
Total	1,401	1,599	1,568	2,541	3,755
Ground Total	48,751	54,970	61,923	62,024	67,903
Station Uses	1,775	2,188	2,246	2,454	2,517
Sub-station Uses	44	44	48	58	55
At Generating-end (発電端)	46,932	52,738	59,629	59,512	65,331
Transmission Losses	1,091	1,504	1,456	1,376	1,704
At Sending-end (送電端)	45,508	51,234	58,172	58,136	63,627

出典：PLN (JAWA BALI) Statistics 1999

1999 年における用途別の PLN の売電電力量実績は、家庭用が 26,875 GWh (38%)、産業用が 31,338 GWh (44%)、商業用が 9,330 GWh (13%) および公共用その他が 3,789 GWh (5%) となっている。至近 5 ヶ年の推移とあわせて下表に示す。

ここでも、1997 年の経済危機の影響は、1998 年における産業用売電電力量の落ち込みに現われているが、家庭用やその他の分野への影響が小さく、伸び率は鈍化しているものの前年を下回ることはない。

また、ジャワ - バリ系統と外島部 (Outer Island) の大きな違いは、ジャワ - バリ系統においては産業用がほぼ半分を占めるのに対して、外島部においては 1/4 しかない。表 4 - 1 - 3 (5) に示すように、家庭用、産業用の占める割合は、ジャワ - バリ系統においてはそれぞれ 35%、49%、外島部においては、49%、25%となっている。

表 4 - 1 - 3 (5) PLN の用途別売電電力量 (1999 年)

(GWh)

Power Plant	Outside Java-Bali	Java-Bali	Total	
家庭用 (Residential)	7,445.09	19,429.69	26,874.78	37.68%
産業用 (Industrial)	3,808.25	27,529.32	31,337.57	43.93%
商業用 (Commercial)	2,789.49	6,540.82	9,330.31	13.08%
公共用その他 (Public)	1,112.02	2,677.39	3,789.41	5.31%
Total	15,154.85	56,177.22	71,332.07	100.00%

出典 : PLN Statistics 1999

表 4 - 1 - 3 (6) PLN の用途別売電電力量の推移

(GWh)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
家庭用 (Residential)	17,061	19,551	22,739	24,866	26,884
産業用 (Industrial)	24,722	27,949	30,769	27,985	9,330
商業用 (Commercial)	5,091	6,226	7,250	8,667	31,338
公共用その他 (Public)	2,875	3,206	3,554	3,743	3,780
Total	49,749	56,932	64,312	65,261	71,332

出典 : PLN Annual Report 1999

4 - 1 - 4 電力需給バランス

ジャワ - バリ系統における需給バランスのうち、発電電力量については、表 4 - 1 - 3 (4) に示した通りである。また、ジャワ - バリ系統における至近 5 カ年の最大負荷は、下表の通りであり、設備出力、予備率 (Reserve Margin : 設備出力 / 最大負荷 - 1) もあわせて掲載する。最大負荷は、主に 11、12 月に発生する。

これまでは、新規電源開発が順調に進められ、また 1997 年の経済危機による電力需要の鈍化も影響し、1999 年までは十分な供給力を有していた。

表 4 - 1 - 4 (1) ジャワ - バリ系統の最大負荷の推移

(MW)

Power Plant	1995	1996	1997	1998	1999
最大負荷	7,773	8,822	10,016	9,876	11,032
増加率 (%)	15.4	13.5	13.5	1.4	11.7
設備出力	10,941	11,407	14,963	15,817	15,512
予備率 (%)	40.8	29.3	49.4	60.1	40.6

出典 : PLN (JAWA BALI) Statistics 1999

4 - 2 電源開発計画

エネルギー鉱物資源省（MEMR）は、PLN から同省に提出される草案に基づいて、国家電源開発計画（RUKN）を毎年策定する。これによれば、インドネシア国の長期電力需要予測は、2001年1月時点における Faunal Draft の段階では、下表の通りである。

表 4 - 2 (1) 電力需要予測

Region	(TWh)						Growth (%)
	2000	2001	2003	2005	2008	2010	
Java Bali	63.1	68.2	81.3	97.4	125.5	147.1	8.9
- Industrial Sector	29.9	32.4	38.4	45.5	57.5	66.8	8.4
- Commercial Sector	7.9	8.6	10.1	12.2	15.9	18.8	9.2
- Public Sector	2.9	3.1	3.4	3.9	4.8	5.3	6.4
- Housing Sector	22.2	24.2	29.3	35.8	47.2	56.1	9.9
	15.0	16.2	19.3	23.7	32.3	39.5	10.0
	3.9	4.2	4.9	5.9	7.8	9.3	8.6
Outside Java Bali	2.3	2.4	2.9	3.4	4.5	5.5	8.7
- Industrial Sector	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.1	6.3
- Commercial Sector	7.7	8.4	10.2	12.9	18.2	22.7	11.2
- Public Sector							
- Housing Sector							

また、RUKN の添付資料として掲載されている、地域別の需要予測と電源開発計画のうち、ジャワ - バリ系統のものを表 4 - 2 (2) に記載する。

表 4-2 (2) ジャワバリー系統電源開発計画

RUKN 2001	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	57,436	63,134	68,169	73,599	81,292	89,272	97,469	106,223	115,550	125,463	135,973	147,088
Growth	9.9	9.9	8.0	8.0	10.5	9.8	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2
Load Factor	70,302	70,465	70,565	70,665	70,765	70,865	70,965	71,065	71,165	71,265	71,385	71,465
Production	67,940	74,555	80,424	86,744	95,720	105,013	114,541	124,703	135,514	146,988	159,138	171,965
Peak Load	11,032	12,078	13,010	14,013	15,441	18,916	18,425	20,032	21,738	23,545	25,455	27,469
CAPACITY												
Installed	15,301	15,297	15,296	15,285	15,075	14,475	14,475	14,475	14,475	14,475	14,475	14,475
PLN PROJECT												
Kesamben								33				
Lest								11				
P. Storage										1,000		
Rajamandala									55			
Wonorejo												
Muarakarang Repowering						600						
ON PLANNING PROJECT												
New PLTG (ガス・タービン)						840	600	840	480		240	840
New PLTGU (コンバインド・サイクル)						600	1,200	600				
New PLTU (火力)								1,200	1,200	1,800	1,800	1,800
PRIVATE PROJECT												
Darajat I												
Dieng												
Salak I *	165											
Wayang Windu*			110									
Paiton II *		1,230										
Paiton III *			1,220									
Tanjung Jati B *						1,320						
SYSTEM CAPACITY	15,466	16,828	18,157	18,146	17,936	20,696	22,496	25,180	26,915	29,715	31,755	34,395
Reserve	40	39	40	29	16	22	22	26	24	26	25	25
Note:*) Timing will be changed based on the result of negotiation												
Note												

Information in this RUKN is not forming the tender document by Government and /or PT. PLN (Persero) for implementing the said projects. If it will be implemented, Government based on the prevailing regulation will offer this project.

4 - 2 - 1 電力需要予測

今回の調査において確認された、PLN の長期需要予測の具体的内容は、以下の通りである。

(1) 予測モデルの名称

DKL - 3 . 0 (PLN によれば、このモデルは、世銀、ADB、旧 OECF から認知されたもの。)

(2) モデル作成者 :

PLN

(3) 使用ソフト :

エクセル (マクロ言語使用)

(4) 電力需要予測の影響因子 :

GDP、電化率 (人口増加率)、自家用発電所の Take-Over (自家用発電所の系統接続要請による需要増)

(5) 計算過程

BAPPENAS から公表されるジャワ - バリ地域の GDP 成長率を基に、過去の実績を用いて、セクター別の GDP を推定する (表 4 - 2 1 (2)、GDP および GDP 成長率 (Pertumbuhan PDRB) 参照)。なお、BAPPENAS からの情報では、Total GDP は、地域別、セクター別の GDP を集約したものとのこと。但し、BAPPENAS が用いる地域は、PLN のそれとは異なるとのこと。

過去の実績を基に、電力弾性値 (GDP 成長率を電力需要増加率に変換する補正係数) を地域別、セクター別に推定する (表 4 - 2 - 1 (3)、図 4 - 2 - 1 (1)、(2)、電力弾性値 (Elastisitas Penjualan Tenaga Listrik terhadap PDRB) 参照)。

セクター別の需要予測は、以下の式により計算する。

・次年度**家庭用**電力需要 = 当年度家庭用電力需要 × (1 + 次年度総 GDP 成長率 × 家庭用電力弾性値) + 需要家増 × 平均年間消費電力量

$$\text{Residential (t+1)} = \text{Residential (t)} \times (1 + (\text{Total GDP Growth}) \times \text{Residential Elasticity}) + (\text{Incremental Consumer}) \times (\text{Average Consumption})$$

ここに、平均年間消費電力量は、600kWh を使用。

- ・次年度**商業用**電力需要 = 当年度商業用電力需要 × (1 + 次年度商業 GDP 成長率 × 商業用電力弾性値)

$$\text{Commercial (t+1)} = \text{Commercial (t)} \times (1 + (\text{Commercial GDP Growth}) \times \text{Commercial Elasticity})$$

- ・次年度**公共用**電力需要 = 当年度公共用電力需要 × (1 + 次年度公共 GDP 成長率 × 公共用電力弾性値)

$$\text{Public (t+1)} = \text{Public (t)} \times (1 + (\text{Public GDP Growth}) \times \text{Public Elasticity})$$

- ・次年度**産業用**電力需要 = 当年度産業用電力需要 × (1 + 次年度産業 GDP 成長率 × 産業用電力弾性値) + Captive Take-Over

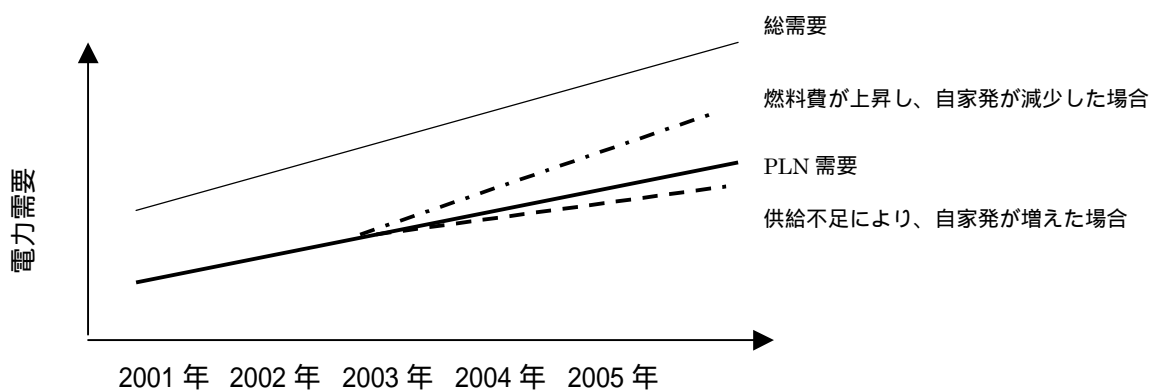
$$\text{Industry (t+1)} = \text{Industry (t)} \times (1 + (\text{Industrial GDP Growth}) \times \text{Industrial Elasticity}) + \text{Captive Take-Over}$$

ここに、Captive Take-Over は、ゼロとしている。

ピーク需要予測は、以下の式により計算する。

総発電電力量 ÷ 365 日 ÷ 24 時間 ÷ 負荷率

Total Production / (365 × 24 × Load Factor)



需要予測において、自家用発電所は加味されていない。それは、PLN が予測できるものではない。例えば、2003 年時点で電力不足が危惧されるのであれば、企業が自家用発電所を増やすこともあり得るであろうし、政府により油への補助金が撤廃され、ディーゼル発電を主体とする自家用発電所のコストが上昇すれば、PLN に対する需要が増えることになる。

PLN から入手したジャワ - パリ系統の長期電力需要予測を表 4 - 2 - 1 (1)、図 4 - 2 - 1 (1)、(2)に示す。上述したように、電力需要の伸びは、主に GDP 成長率によるところが大きい。GDP 成長率は BAPPENAS のマクロ経済担当部署が作成しており、PLN はその数字をそのまま用いている。BAPPENAS の GDP 成長率予測では、2000 年を 2.8%、2001 年、2002 年を 3.8%、それ以降を 5.8%と見積もっている。また、最近のインドネシア銀行（中央銀行）の発表では、2001 年第 1 四半期の GDP 伸び率が前年同期比 4 - 5%にとどまり、昨年第 4 四半期の同 5.2%から鈍化するとの見通しを示している。輸出の伸び悩みや米国の景気減速などが成長を抑えるとみているが、2001 年の成長率は、前年比 4.5 - 5.5%の見通しを変えていない。

GDP 予測の妥当性は、本格調査に委ねることとするが、同国の昨今の政情不安、エネルギー政策の転換、原油価格の動向等々を踏まえると、その予測は極めて不透明である。従って、本格調査の中で、その数値の妥当性の検証に多大な労力を費やすことは、本来の調査趣旨に沿うものではないものと思慮されるので、いくつかのシナリオ、つまり感度分析で対応するのが現実的である。

また、今回の事前調査の中で得た情報によれば、国営石油会社プルタミナ（Pertamina）が、外資企業と輸出主体製造業を対象として、燃料販売価格を国際価格に基づく米ドル建てとし、一般需要家には従来通り補助金ありの価格で販売するとしている。補助金撤廃により、燃料費は 3 - 4 倍になると言われており、実施されれば同国への投資が減速するのはもとより、撤退まで検討される可能性があり、GDP に与える影響は大きい。さらに、PLN の電気料金の値上げが今後どのように行われるかにもよるが、多くの企業が自家用発電所を有しており、燃料費の増嵩は直接発電コストの上昇につながる。この場合、PLN が供給する電力の質に問題はあるものの、燃料費の上昇は、企業側はより安価な電力を求める、つまり PLN からの供給に頼る方向に作用するものと思われる。

繰り返しになるが、PLN の電力需要予測の検定に当たっては、モデルの妥当性の検証は比較的容易であるが、入力データである GDP 成長率や自家用発電所の動向を予測することは、今後の同国のエネルギー政策に大きく影響されるものと思慮される。

表 4-2-1 (1) ジャワパーバリ系統 電力需要 (電力量、最大負荷) 予測

Calendar Year	1999*	2000**	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total Population (10 ⁷)	123,437.4	124,766.7	126,107.5	127,433.2	128,743.8	130,017.8	131,266.6	132,493.1	133,698.3	134,878.7	136,012.6	137,115.3
- Growth Rate (%)	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8
Growth of Total GDP (%)	0.0	2.8	3.8	3.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Electrification Ratio (%)	57.9	58.3	59.2	60.2	62.2	64.4	66.7	69.1	71.8	74.6	77.5	80.6
Energy Sales (GWh)	57,436.0	63,133.7	68,169.2	73,599.2	81,292.1	89,271.6	97,468.5	106,222.8	115,549.8	125,463.0	135,973.0	147,088.3
- Growth Rate (%)	9.9	9.9	8.0	8.0	10.5	9.8	9.2	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2
- Residential	19,949.3	22,280.6	24,176.5	26,233.6	29,254.0	32,445.5	35,789.0	39,369.0	43,188.2	47,247.4	51,545.4	56,078.6
- Commercial	7,140.9	7,978.7	8,557.4	9,177.8	10,138.8	11,145.9	12,193.2	13,325.5	14,548.2	15,867.2	17,288.2	18,817.6
- Public	2,735.1	2,932.6	3,078.4	3,231.0	3,483.5	3,739.3	3,996.3	4,261.3	4,533.7	4,812.7	5,097.3	5,386.6
- Industrial	27,610.7	29,941.8	32,356.8	34,956.8	38,415.8	41,941.0	45,490.0	49,266.9	53,279.7	57,535.7	62,042.1	66,805.5
Power Contracted (MVA)	27,650.1	29,480.1	30,431.1	31,413.9	32,912.4	34,487.2	36,142.4	38,082.2	40,096.1	42,183.2	44,342.1	46,570.8
- Residential	12,037.6	12,884.4	13,417.7	13,972.8	14,836.9	15,754.4	16,728.5	17,922.8	19,163.7	20,449.2	21,776.9	23,143.8
- Commercial	4,586.7	4,973.6	5,126.3	5,283.7	5,526.3	5,780.0	6,045.4	6,265.3	6,493.2	6,729.4	6,974.2	7,227.9
- Public	1,727.7	1,746.6	1,785.9	1,826.1	1,887.6	1,951.1	2,016.7	2,096.8	2,180.1	2,266.7	2,356.8	2,450.4
- Industrial	9,298.0	9,875.5	10,101.2	10,331.3	10,661.6	11,001.7	11,351.7	11,797.2	12,259.1	12,737.9	13,234.2	13,748.7
Number of Customer	18,826,640	19,338,792	19,991,337	20,665,978	21,708,766	22,804,367	23,955,463	25,161,179	26,427,855	27,758,583	29,156,612	30,625,356
- Residential	17,746,607	18,203,564	18,826,508	19,470,764	20,466,984	21,514,170	22,614,929	23,772,000	24,988,265	26,266,751	27,610,642	29,023,281
- Commercial	603,983	646,083	664,977	684,424	714,350	745,585	778,185	805,145	833,039	861,900	891,760	922,654
- Public	443,226	455,529	465,483	475,654	491,193	507,240	523,812	544,014	564,995	586,785	609,415	632,918
- Industrial	32,824	33,616	34,369	35,137	36,238	37,371	38,537	40,020	41,556	43,147	44,795	46,502
Total Production (GWh) 3	67,939.7	74,555.3	80,423.5	86,744.4	95,720.0	105,013.1	114,541.0	124,702.6	135,513.9	146,988.2	159,136.0	171,964.7
Energy Requirement (GWh)	65,421.8	71,790.9	77,428.8	83,501.6	92,124.9	101,053.3	110,207.2	119,970.0	130,356.9	141,380.8	153,051.8	165,377.1
Station Use (%) 2)	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 & D Losses (%) 1)	12.2	12.1	12.0	11.9	11.8	11.7	11.6	11.5	11.4	11.3	11.2	11.1
Load Factor (%)	70.3	70.5	70.6	70.7	70.8	70.9	71.0	71.1	71.2	71.3	71.4	71.5
Peak Load (MW)	11,032	12,078	13,010	14,013	15,441	16,916	18,425	20,032	21,738	23,545	25,455	27,469

Note : 1) Losses to Energy Requirement

2) Own Use to PLN Production

3) PLN Production + Purchased

*) Actual

***) Estimated Actual

図 4-2-1 (1) ジャワーバリ系統 電力需要予測 (売電電力量)

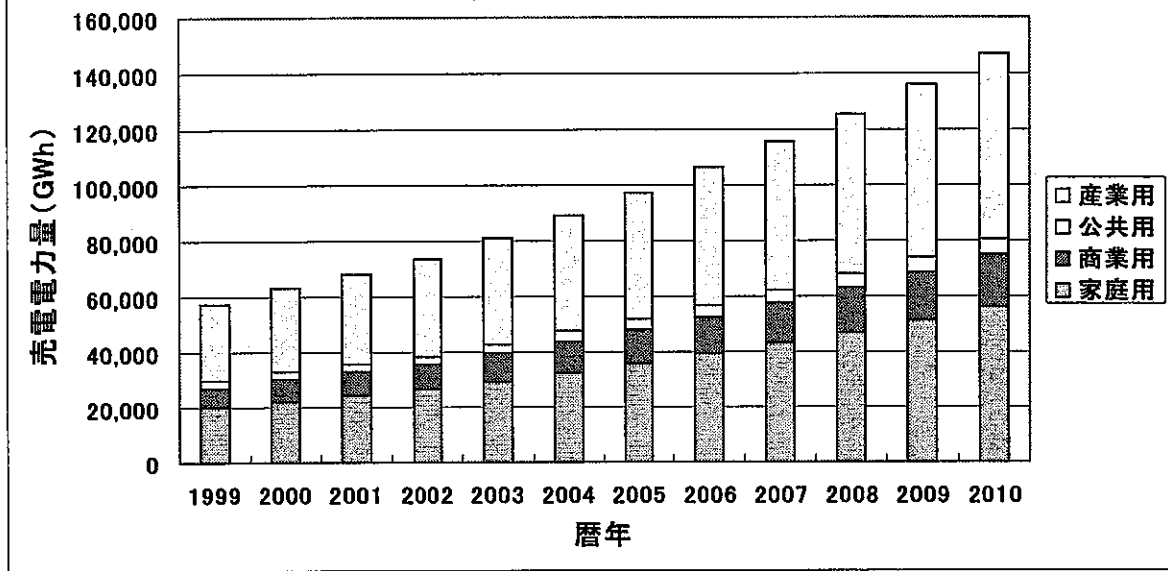


図 4-2-1 (2) ジャワーバリ系統 電力需要予測 (最大負荷)

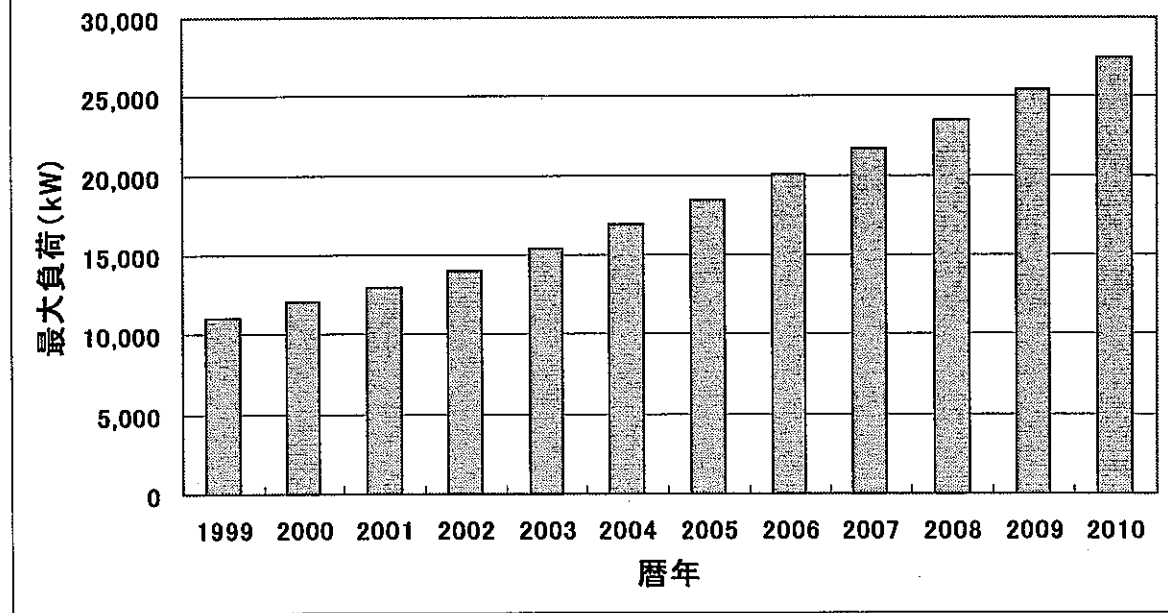


表 4-2-1 (2) GDP (百万ルピア)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL LUAR-JAWA-BALI Total	154,677,134	161,438,882	171,734,358	182,684,110	194,329,590	206,714,864	219,886,784	233,895,161	248,792,951	264,636,454
Non Oil & Gas	126,309,670	131,474,872	139,482,996	147,978,834	156,992,088	166,554,263	176,698,788	187,461,124	198,878,891	210,992,000
Commercial	30,899,210	32,151,158	34,095,891	36,156,900	38,341,056	40,655,636	43,108,338	45,707,313	48,461,184	51,379,078
Public	13,064,398	13,587,598	14,401,404	15,261,718	16,171,059	17,132,078	18,147,555	19,220,412	20,353,716	21,550,684
Industry Manufacturing	26,099,723	27,741,144	30,045,265	32,532,756	35,217,719	38,115,312	41,241,826	44,614,763	48,252,933	52,176,542
TOTAL JAWA-BALI	241,069,263	250,137,371	264,536,471	279,762,968	295,865,313	312,890,673	330,895,085	349,933,620	370,065,557	391,353,565
Non Oil & Gas	238,473,156	248,109,176	263,098,599	278,993,510	295,846,602	313,721,873	332,674,822	352,772,663	374,084,548	396,683,808
Commercial	80,924,642	83,640,262	88,107,897	92,812,519	97,766,597	102,983,253	108,476,289	114,260,228	120,350,346	126,762,717
Public	23,841,364	24,457,278	25,569,215	26,729,192	27,939,122	29,200,990	30,516,844	31,888,803	33,319,057	34,809,866
Industry Manufacturing	76,079,715	79,842,431	85,387,759	91,302,717	97,611,209	104,338,649	111,512,054	119,160,143	127,313,441	136,004,393
TOTAL INDONESIA	395,746,397	411,576,253	436,270,828	462,447,078	490,193,903	519,605,537	550,781,869	583,828,781	618,858,508	655,990,019
Non Oil & Gas	364,782,826	379,584,048	402,581,595	426,972,344	452,840,690	480,276,136	509,373,610	540,233,786	572,963,439	607,675,808
Commercial	111,823,852	115,791,420	122,203,788	128,969,418	136,107,653	143,638,889	151,584,627	159,967,540	168,811,530	178,141,795
Public	36,905,762	38,044,876	39,970,620	41,990,909	44,110,182	46,333,068	48,664,399	51,109,215	53,672,772	56,360,550
Industry Manufacturing	102,179,438	107,583,575	115,433,024	123,835,472	132,828,928	142,453,961	152,753,880	163,774,906	175,566,374	188,180,936

表 4-2-1 (2) GDP成長率

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL LUAR-JAWA-BALI Total	4.4	4.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Total Non Oil & Gas	4.1	4.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Commercial	4.1	4.1	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Public	4.0	4.0	6.0	6.0	6.0	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Industry Manufacturing	6.3	6.3	8.3	8.3	8.3	8.2	8.2	8.2	8.2	8.1
TOTAL JAWA-BALI	3.8	3.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Total Non Oil & Gas	4.0	4.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Commercial	3.4	3.4	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Public	2.6	2.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Industry Manufacturing	5.0	4.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.8	6.8
TOTAL INDONESIA	4.0	4.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Total Non Oil & Gas	4.1	4.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
Commercial	3.5	3.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Public	3.1	3.1	5.1	5.1	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Industry Manufacturing	5.3	5.3	7.3	7.3	7.3	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2

表 4-2-1 (3) 電力彈性值

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL LUAR-JAWA-BALI										
Total	1.79	1.79	1.68	1.69	1.69	1.69	1.69	1.70	1.69	1.64
Residential	2.10	2.10	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	1.98	1.88
Commercial	1.67	1.68	1.59	1.59	1.60	1.60	1.60	1.61	1.61	1.62
Public	1.24	1.24	1.16	1.16	1.16	1.15	1.15	1.14	1.14	1.13
Industry	1.23	1.23	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TOTAL JAWA-BALI										
Total	2.12	2.12	1.82	1.71	1.60	1.56	1.53	1.49	1.46	1.42
Residential	2.11	2.11	1.91	1.81	1.71	1.66	1.61	1.56	1.51	1.46
Commercial	2.16	2.16	1.96	1.86	1.76	1.74	1.72	1.70	1.68	1.66
Public	1.92	1.92	1.72	1.62	1.52	1.47	1.42	1.37	1.32	1.27
Industry	1.62	1.62	1.42	1.32	1.22	1.20	1.18	1.16	1.14	1.12
TOTAL INDONESIA										
Total	1.99	1.99	1.75	1.67	1.58	1.56	1.53	1.51	1.48	1.44
Residential	2.10	2.10	1.93	1.86	1.78	1.75	1.71	1.68	1.64	1.57
Commercial	2.01	2.01	1.86	1.78	1.71	1.69	1.68	1.66	1.65	1.64
Public	1.61	1.61	1.50	1.43	1.36	1.33	1.29	1.26	1.22	1.19
Industry	1.51	1.51	1.35	1.26	1.18	1.16	1.15	1.13	1.11	1.10

図 4-2-1 (3) ジャワ-バリ系統 電力弾性値

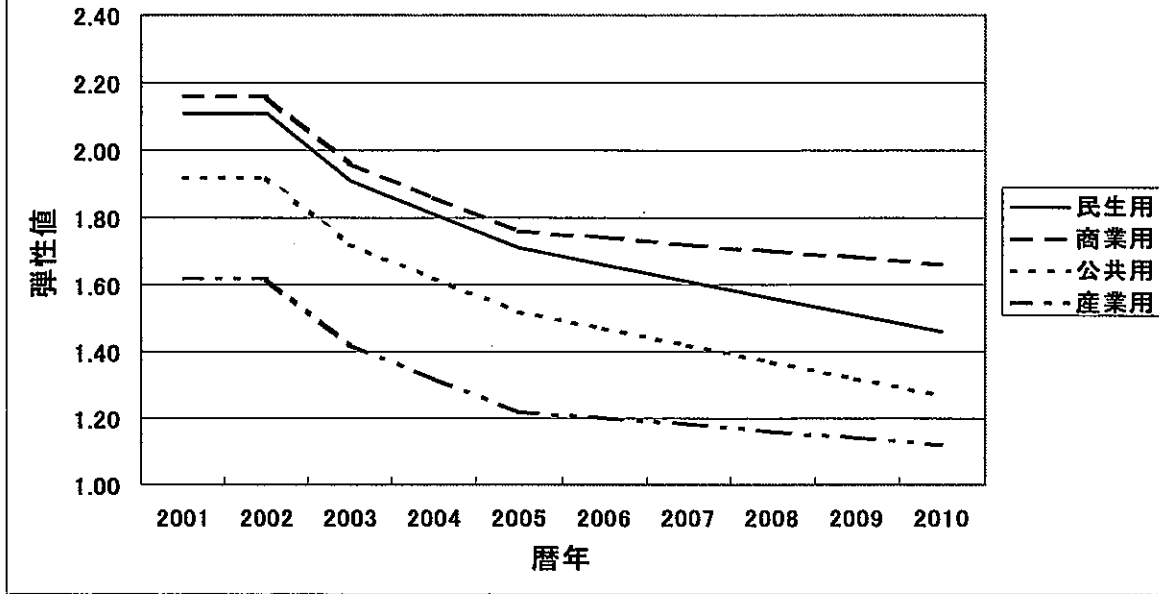
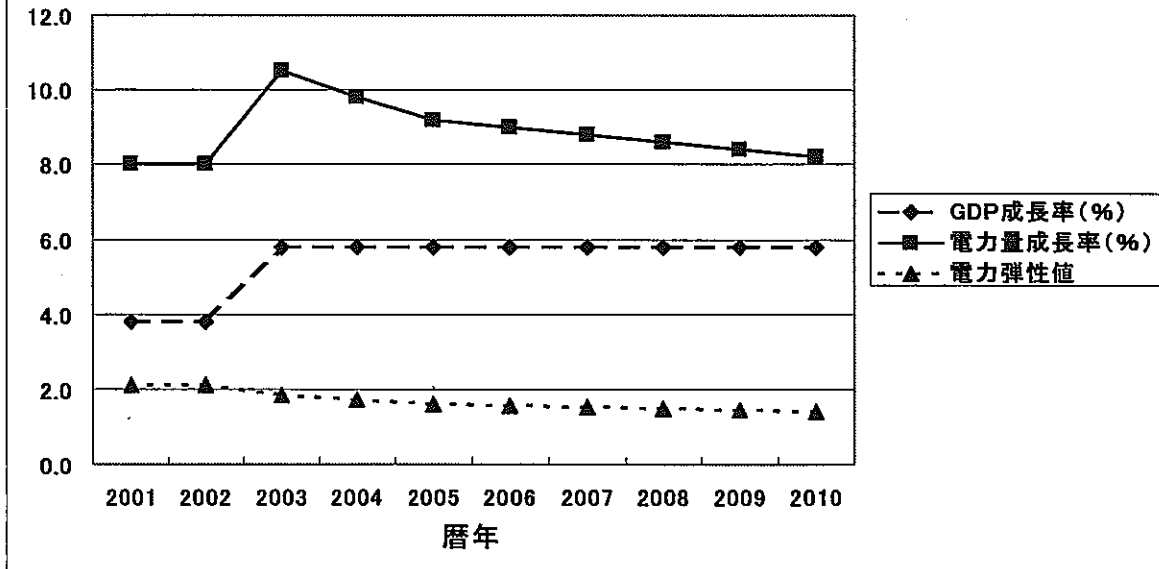


図 4-2-1 (4) ジャワ-バリ系統 GDP成長率と電力量成長率の相関



4 - 2 - 2 電源開発計画

(1) 電源開発計画

RUKN に添付されているジャワ - バリ系統の電源開発計画によれば、1999 年から 2001 年にかけて IPP (パイトン II、パイトン III 等) を中心に、開発地点が実名計上されている。また、2004 年には IPP のダンジュン・ジャティ B (1,320 MW) の投入を予定している。

PLN による新規電源は、水力 5 ヶ地点とコンバインド・サイクルのリパワリング 1 ヶ地点が具体的プロジェクト名入りで計上されているが、揚水発電所 (アパ - カカ) の 1,000 MW コンバインド・サイクルのリパワリング (ムラカソ) の 600 MW を除くと、他の水力 4 ヶ地点の出力規模は小さい。計画地点として実名無しで、ガス・タービン、コンバインド・サイクルおよび気力発電所を 2004 年以降に計上されている。IPP は、2005 年以降は計上されておらず、PLN は、2004 年以降、計画地点として実名なしで毎年新規電源が計上されている。PLN の計画地点は、2004 年の新規電源であれば、立地地点は既に確定し、設計作業や入札作業に手をつけていなければ、工程上無理であることから、具体的なプロジェクトを想定しているというよりは、予測需要を充足する規模を計上しているにすぎないと判断するのが妥当と思慮される。

RUKN の電源開発計画では、2003 年時点需給バランスが最も厳しい (予備率が最低の 16%) としているが、民間投資が期待できない上、国際金融機関の援助が期待できず PLN による新規電源開発が困難な状況においては、2004 年以降も引き続き供給力は不足することも十分有り得ると思われる。

(2) 送電線・系統計画

前節で述べてきたように、電源開発計画に基づいた発電設備の増強と流通設備である送配電系統の拡張は一心同体であり、それぞれの開発遅れは、系統全体からみて、予備力の不足や電力の質の低下をきたす。特に、ジャワ島の大都市は西地域のジャカルタ、バンドン、東地域はスラバヤとまったく反対に位置している。そのため東西を結ぶ 500 kV の幹線は長距離となり輸送電力を制限される。このため電力の広域融通の面から、バイパスとなる新規幹線が必要となり、その開発には多くの時間と費用が生じている。

電力系統の安定運用と電力の質の面からも、多くの制約を受けている。特に、ピーク時間帯

の電力融通は約 3,000 MW (2000 年) 程度急激に上昇する、この負荷変動に対して即応性のある大型でピーク発電が可能な水力発電所やガスタービン電源は、全体に占める比率が低いいため、周波数や電圧の変動が大きく、電力の質の低下要因ともなっている。

また、発電・送配電設備や電力系統全体での故障、落雷などにより発生する事故は、1999 年で 800 件を超えている。これらの瞬時あるいは継続事故のため、電力系統はさらなる不安定な状況が生じる。ちなみに、これらの事故の内、停電を伴うものは 377 件で、落雷による事故 93 件、20 kV 系統の故障などによる事故は 93 件であった。

電力潮流の面から見ると、西地域のジャカルタ (エリア 1) 地区の消費電力量は 2001 年で約 5,600 MW、東地域のスラバヤ地区で約 3,200 MW (エリア 4)、その他の地域はエリア 2 で約 2,400 MW、エリア 3 で約 1,900 MW であり、ジャカルタ地区での電力消費が 50% 以上を占めている。このことはピーク時の電力はほとんど中央、東地域から西地域に電力融通され、送電線の潮流の重くなるボトルネックの個所が生じる。このボトルネックの解消は、系統解析により開発計画を策定し、長期的な視野での対策を講じる必要がある。

(3) 電気料金

電気料金は PLN が監督官庁であるエネルギー鉱物資源省に提案し、関係諸機関との調整を経てエネルギー鉱物資源大臣が大統領に申請する。したがって、最終決定権者は大統領である。

PLN が供給する電気料金は、基本料金および従量料金より構成され、その他に、接続料金や負荷率料金がある。

1998 年半ばまでは、電気料金自動調整制度が機能していた。つまり燃料価格、IPP から購入する卸電力料金の価格、インフレ率およびルピア対米ドルの為替レートの変動に基づいて、エネルギー鉱物資源大臣が四半期毎に判断し決定する制度が適用されていた。しかしながら経済危機の影響により、電気料金自動調整制度は、大幅かつ急激な電気料金値上げにつながることを意味し、同国国民に課題な負担を強いることになる。経済危機時の生活基本物資の値上げが社会不安や政情不安につながったことから、電気料金の大幅値上げは政治的に不可能になり、自動調整制度は凍結されるに至った。

現行の料金水準では、発電コストをカバーできておらず、PLN の営業収支は 1998 年以降マイナスになっており、2000 年 4 月の値上げにもかかわらず、赤字体質に変化はない。以下に 2000 年 4 月に改定された料金を示す。

4 - 3 (1) PLN 接続料金表 (2000 年 4 月から適用)

番号	摘要	Rp/VA
1	単相または三相の低圧で以下の契約電力のもの	
	1.1. 契約電力が 250VA ~ 2,200VA まで	150
	1.2. 契約電力 2,201VA ~ 200kVA まで 200kVA 以上の R-3 区分の住宅用を含む	200
2	三相の中圧で契約電力が 201kVA 以上のもの	125
3	三相の高圧で契約電力が 30,000kVA 以上のもの	100
4	単相の低圧で以下の契約電力のもの	
	4.1. 220VA までの S-1 料金	1 契約当たり 30,000
	4.2. S-1 料金 (メータ無し) に追加して、450VA または 500VA (メータ有り) とする場合	1 契約当たり 20,000

4 - 3 (2) PLN 電気料金表 (2000 年 4 月から適用)

(単位: Rp)

類別	契約電力	基本料金	従量料金 (/kWh)	
福祉 (小口需要家) 料金 (S)				
S-1 /TR	220VA		月額	7,782
S-2 /TR	450VA ~ 900VA	3,874		64.56
S-2/ TR	1,300VA ~ 2,200VA	11,000	第 1 区分 20kWh 以下	90
			第 2 区分 20kWh 以上 60kWh 以下	129
			第 3 区分 60kWh 以上	175
S-2/ TR	2,201VA ~ 200kVA	14,000	第 1 区分 60Uh 以下	154
			第 2 区分 60Uh 以上	160
S-3/TM	200kVA 以上	15,500	WBP 区分	123 × K × F ^{***})
			LWBP 区分	123 × F ^{***})
住宅用料金 (R)				
R-1/TR	250VA ~ 450VA	4,589	第 1 区分 60Uh 以下	93.4
			第 2 区分 60Uh 以上	126.2
R-1/TR	900VA	4,635	第 1 区分 60Uh 以下	111.3
			第 2 区分 60Uh 以上	169.5
R-1/TR	1.300VA ~ 2,200VA	11,500	第 1 区分 20kWh 以下	205
			第 2 区分 20kWh 以上 60kWh 以下	210
			第 3 区分 60kWh 以上	215
R-2/TR	2,201VA ~ 6,600VA	17,000		333.2
R-3/TR	6,600VA 以上	26,800		460
業務用料金 (B)				
B-1/TR	250VA ~ 900VA	16,500	第 1 区分 120Uh 以下	201
			第 2 区分 120Uh 以上	172.5
B-1/TR	1.300VA ~ 2,200VA	16,500	第 1 区分 120Uh 以下	285
			第 2 区分 120Uh 以上	286
B-2/TR	2.201VA ~ 200kVA	19,000	第 1 区分 100Uh 以下	290
			第 2 区分 100Uh 以上	295
B-3/TM	200kVA 以上	16,500	WBP 区分	262.4 × K
			LWBP 区分	262.4
工業用料金 (I)				
I-1/TR	450VA ~ 900VA	17,000	第 1 区分 80Uh 以下	119.5
			第 2 区分 80Uh 以上	116.5
	1.300VA ~ 14kVA	17,000	第 1 区分 80Uh 以下	235
			第 2 区分 80Uh 以上	240
I-2/TR	15kVA ~ 200kVA	18,000	WBP 区分	228 × K
			LWBP 区分	228
I-3/TM	200kVA 以上	16,000	LWBP 区分	263.2
			WBP 区分 350Uh 以下	263.2 × K
			WBP 区分 350Uh 以上	263.2
I-4/TT	30,000kVA 以上	15,500		273.3
公共施設及び公道街灯用料金 (P)				
P-1/TR	450VA ~ 200kVA	17,000		489
P-2/TM	200kVA 以上	16,000	WBP 区分	285.3 × K
			LWBP 区分	285.3
P-3/TR	-	-		493
多目的用料金 (M)				
M/TR, TM,				900*)

注: Uh (Utilization hours) は、当該月の使用電力量 (kWh) を契約電力 (kVA) で除した値。

4 - 3 電力セクター改革の進展状況

4 - 3 - 1 現状の電力行政と事業形態

インドネシアの電力セクター主官庁はエネルギー・鉱物資源省（MEMR：Ministry of Energy and Mineral Resources）傘下の DGEEU（Director General for Electricity and Energy Utilization）であり、名称 DGEEU は DGEED（電力エネルギー開発総局：Director General for Electricity and Energy Development）から 2001 年 2 月に変更されたばかりである。

現在のところ、インドネシアの電気事業は基本的には国有の発送配電一貫事業体である PLN が独占的に遂行している。PLN は国営電力会社（Public Utility Company）として 1950 年に設立され、その後 1985 年の法律第 15 号（電力エネルギー法と呼ばれる）の枠組みに基づく操業を経て、1994 年に政府 100%保有株式会社（Limited Company）PT PLN（PERSERO）に移行した。

ジャワ-バリ系統における発電部門の分社化は進行しており、1995 年にはジャワ-バリ地区の発電資産を分離し、2 つの子会社 PJB1（2000 年 10 月からの新名は Indonesia Power）と PJB2（2000 年 10 月からの新名は PJB）に移管した。現状では、これら 2 つの会社とも PLN の 100%子会社である。したがって、買電価格など経営の重要部分については、完全に PLN がコントロールしているため、必ずしも自立性が高いとはいえない。投資計画なども自分で立案できるが、最終的には PLN の承認が必要となっている。しかし、もともとは 1997 年秋に Indonesia Power と PJB の株式を公開し、競争的な電力市場への第一歩がスタートする予定だったが、通貨危機によりこれは実現しなかった。

Indonesia Power はジャワ島とバリ島の図 4-3-5 で示す発電所を保有し、PJB はジャワ島の図 4-3-5 に示されている以外の発電所を所有して、発電を担当している。

ジャワ-バリ全系統の送電と給電指令は PLN の 100%子会社である P3B が管轄している。P3B の正式名称は Java Bali Transmission and Load Dispatch Center であり、P3B とは、PPPB のことで、始めの P は Transmission の意味で、PPB は Load Dispatch を意味するインドネシア語の略号である。P=Transmission の会社と PPB(P2B)=Load Dispatch の会社と一緒にあり、P3B は 1995 年に創設された。2000 年 11 月に、P3B の組織がスリム化され、現在は PLN の Strategic Business Unit と位置付けられている。

P3B はジャワ-バリ系統の 500kV 部分を見ており、P3B 組織下の 4 箇所の Area Control Center が 150kV と 70kV をみている。ジャワ-バリ系統における全 500kV の制御は P3B から行

われている。

ジャワ - バリ系統の配電は、PLN 直轄であるジャカルタ・バンドン・スマラン・スラバヤおよびバリにある各支店を中心とした関連機関で運営されている。

ジャワ - バリ系統以外の地域のうちスマトラ島では、PLN の下で、発電と送電が北部と南部の2組織で、配電が1組織で、それぞれ運営されている。

ジャワ - バリ系統以外で且つスマトラ島を除くその他の地域では、発電・送電及び配電が PLN 下の一つの組織で実施されている。

IPP の導入により既に民営化された発電部分では電力料金が大きな問題となっていることに加えて、2000年11月12日に PLN 総裁 Mr. Kuntro Mangku Subroto の「国営電力会社 PLN は、事実上すでに破産している。その収入は、負債の返済どころか生産コストをカバーすることすら不可能だ」という発言に如実に現れており、PLN の極めて悪い財務状況が特に注目される。

図 4-3-1 と図 4-3-2 に「電力事業形態」を示すとともに、図 4-3-3 に「PLN の運営地域区分と支店所在地」、図 4-3-4 に「PLN の組織」を示した。

図 4-3-1 電力事業形態

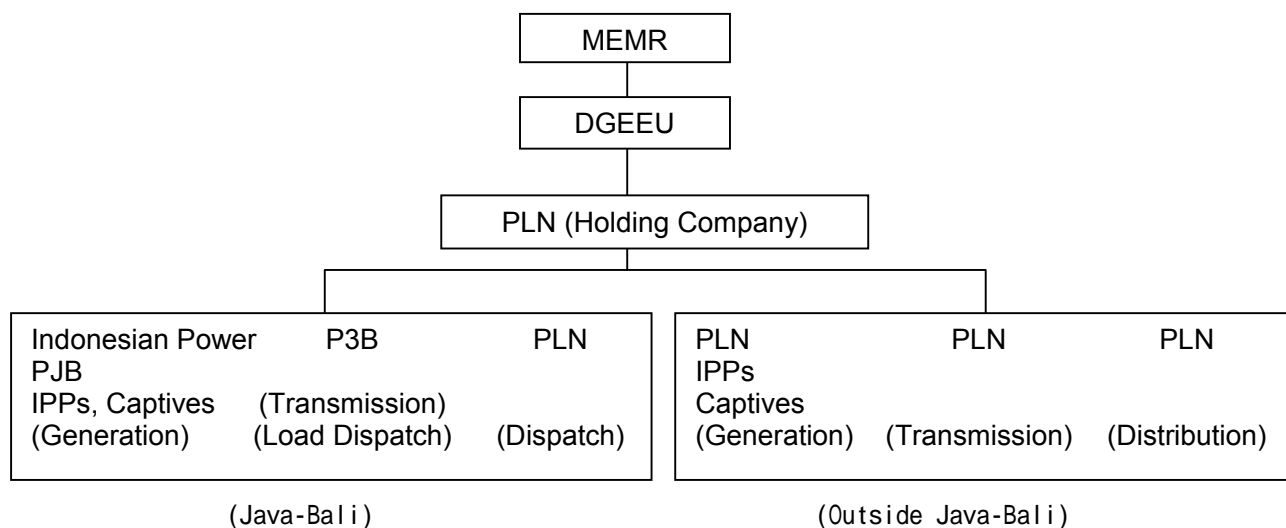


图 4-3-2 電力專業形態

Electricity Supply Structure in Indonesia

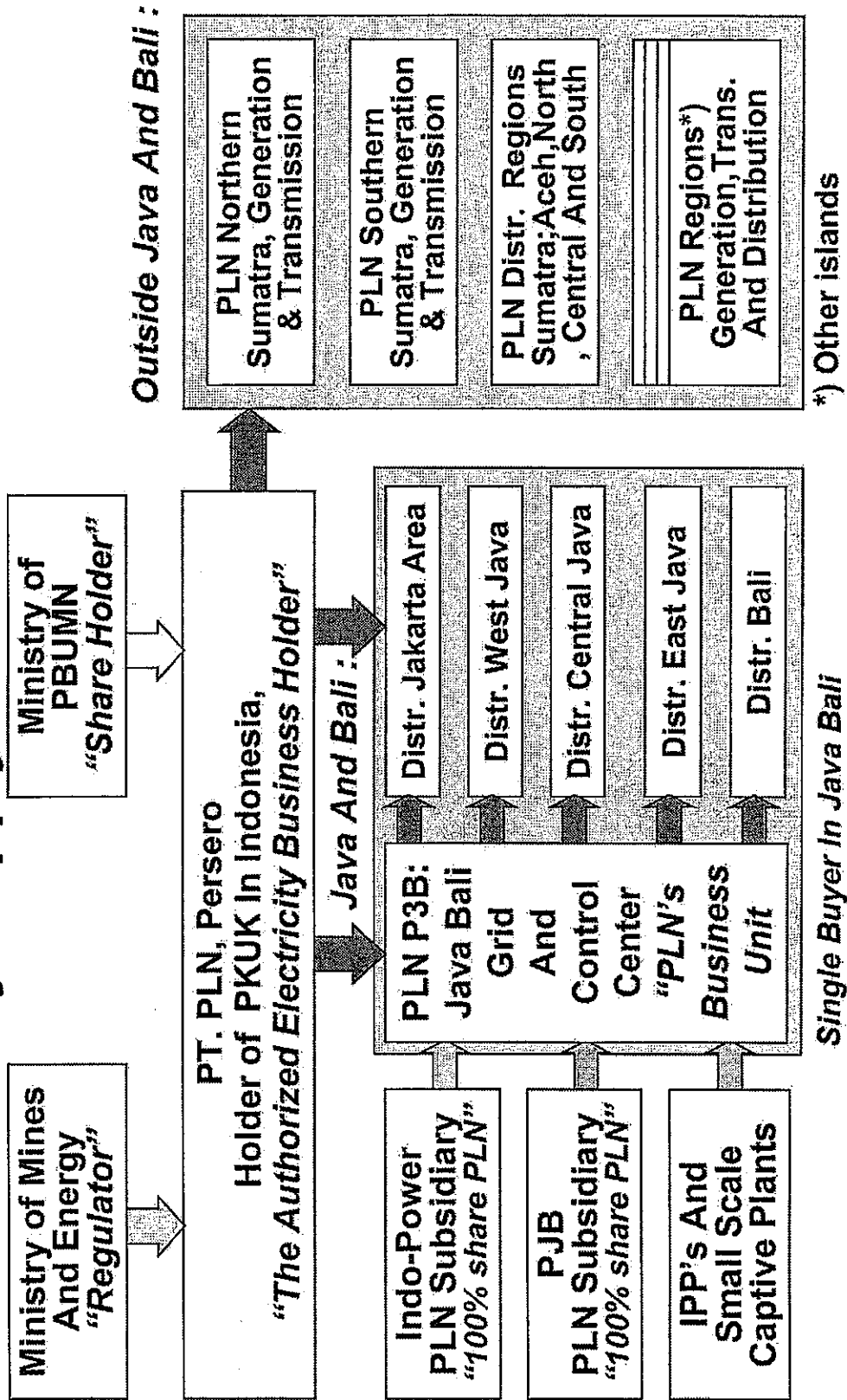


図 4-3-3 PLN の運営地域と区分と支店所在地

Map 3.1: PLN operating regions and regional offices

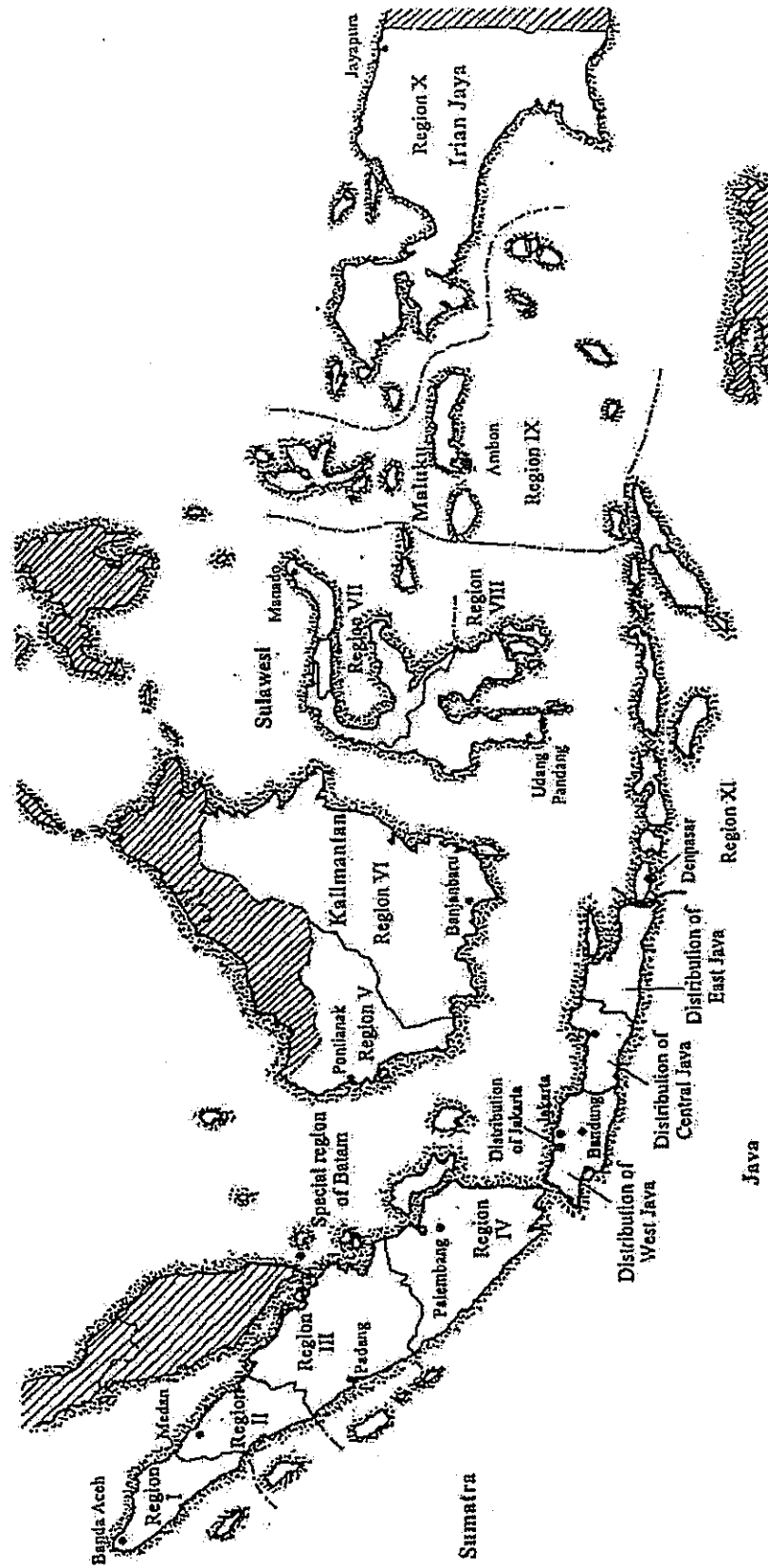
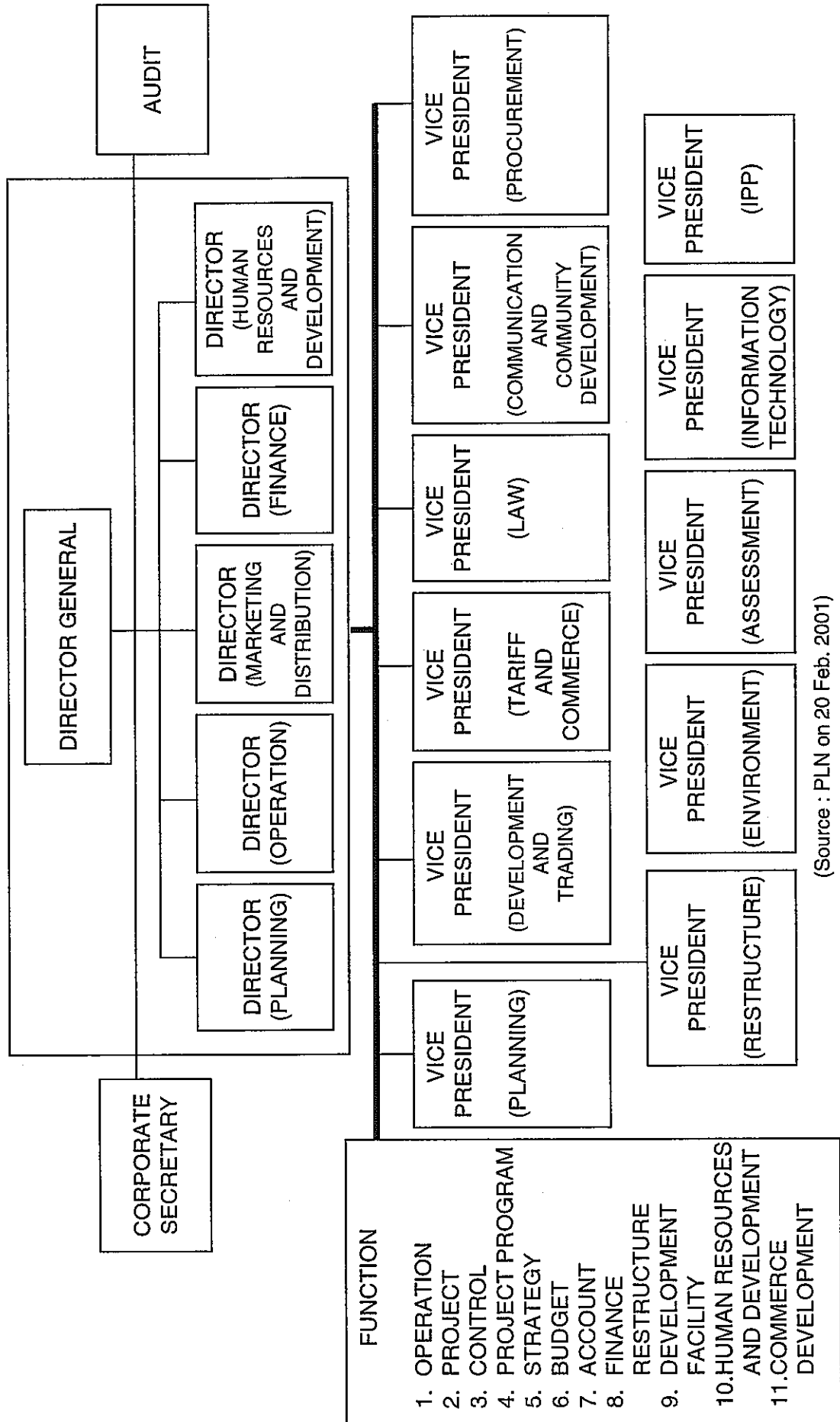


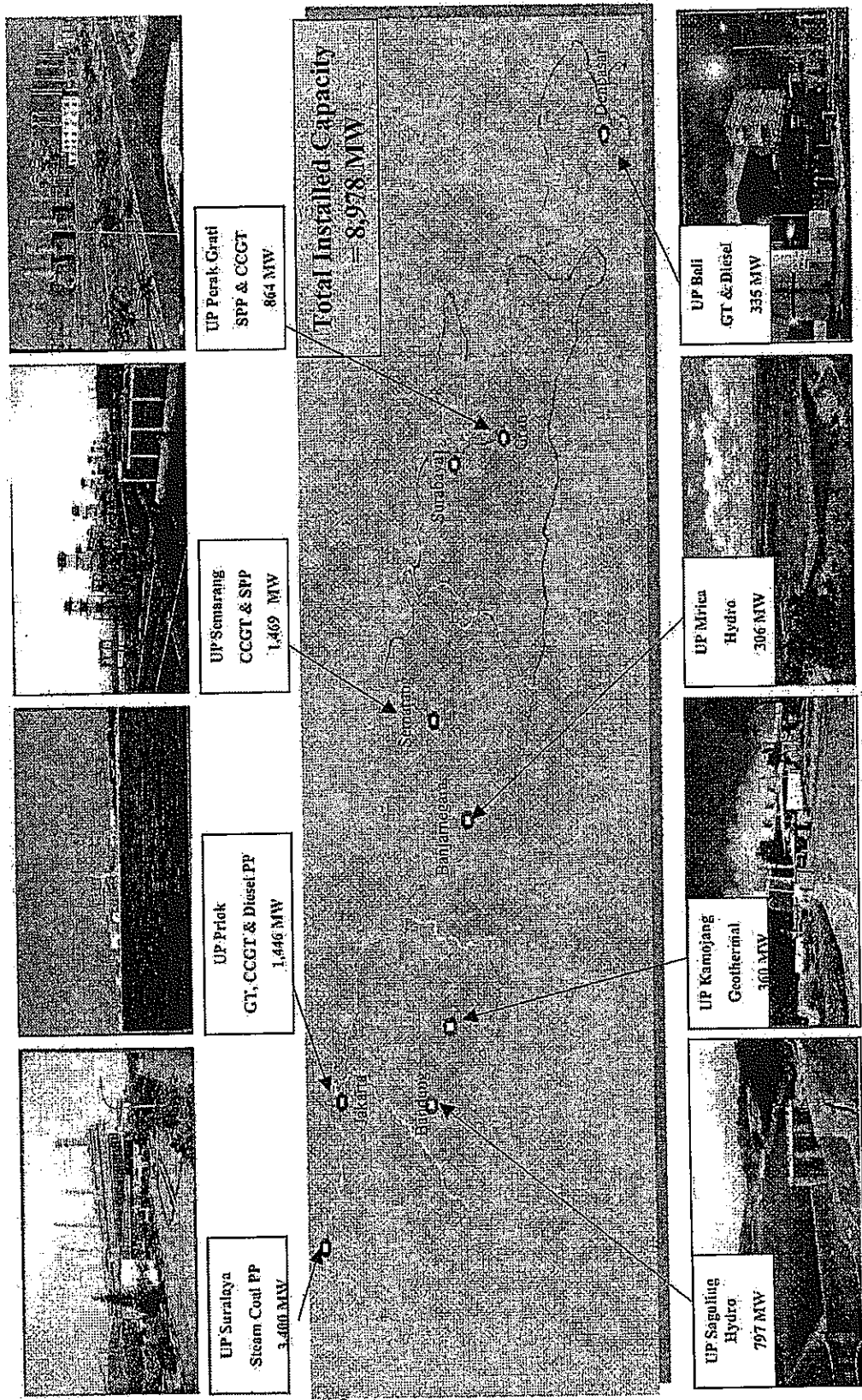
图 4-3-4 PLN ORGANIZATION (as of 4th December, 2000)



(Source : PLN on 20 Feb. 2001)

図 4-3-5 INDONESIA POWER の保有発電所

Power Plant Location Map in Java Bali



4 - 3 - 2 電力セクターの構造改革

インドネシア政府は ADB の提言に基づいて、電力セクターの構造改革のマスタートプラン Power Sector Restructuring Policy を 1998 年に策定した。このマスタートプランにおいては、競争的な電力市場をジャワ - バリ系統において作り出すことで、電力セクターの効率を上げることが最大の狙いとなっている。このために、発電・送電・配電を分離することがうたわれている。発電と送電については、競争を導入することで効率化をはかり、自然独占となる送電と、市場に乗りにくいと思われるジャワ - バリ以外の電力事業については PLN が保有・運営する方向となっている。

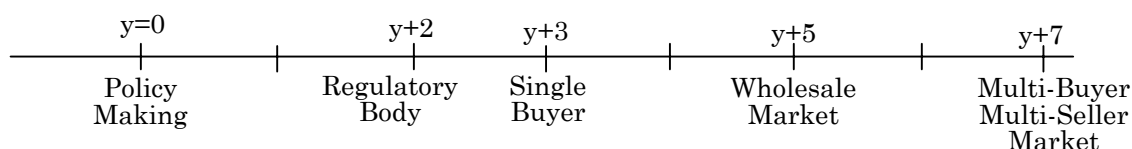
これらはいくつかの段階を経て実施されるもので、まずは PLN 内部でのビジネスユニット化を行って分社化の下地をつくることとなっている。

続いて発電部門と送電部門が分社化され、PLN が発電業者からすべての電力を購入し、配電業者に販売するというシングルバイヤー制への移行が行われる。この段階で、PLN は、分社化された発電子会社や配電子会社を持株会社として保有・管理することになる。この段階では、需給のマッチングや電力料金設定などは、規制官庁の監督の下で PLN が実施することとなる。

最後に、マルチプルバイヤー・マルチプルセラー制(MB/MS)への移行により、電力のプール市場制が導入される。この段階では、ジャワ - バリ系統に関する限り、PLN は単なる託送業者として機能し、電力価格などは規制官庁の監督を受けつつも、市場が自由に決定することとなる。

計画では 2000 年より国営電力会社 (PLN) の分割、その後の民营化を順次進め、ジャワ - バリ地区については 2003 年までに MB/MS モデルに基づく電力市場を確立する予定となっているが、電力セクター改革の基本となる新電力法が 2001 年 2 月中には国会へ提出される見込みであるものの、本案が国会での審議を得て通過するためには少なくとも半年から一年程度かかる見通しである。したがって、ジャワ - バリ系統の市場原理の導入は 2003 年はおろか早くとも 2007 年、遅ければ 2010 年頃になるのではないかと MEMR も予想している。図 4-3-6 に「電力セクター構造改革のスケジュール」を示した。

図 4-3-6 電力セクター構造改革のスケジュール

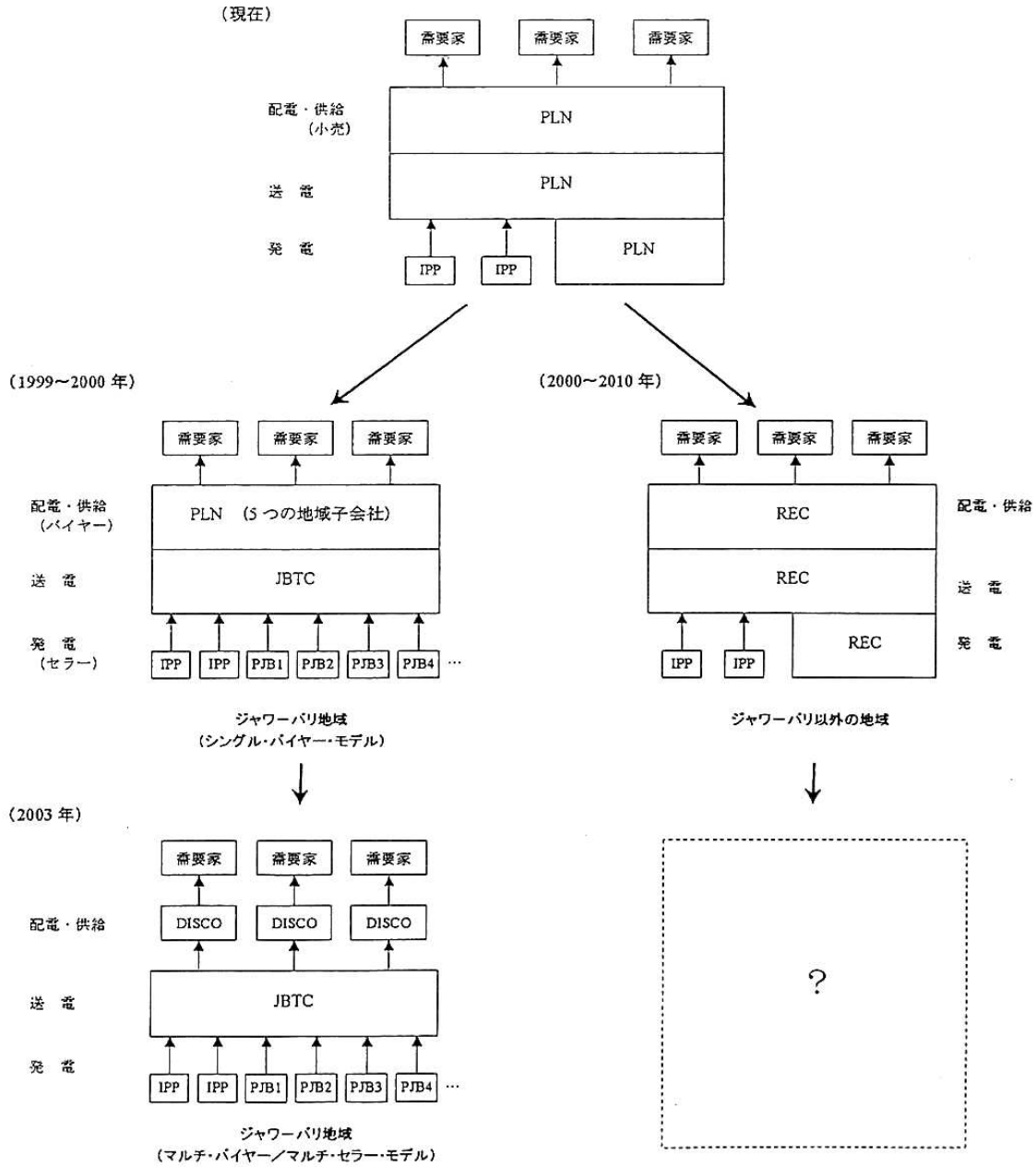


(DEEU 局長 Mr. Luluk Sumlarso の 2001.02.21 説明)

1998 年に出された構造改革のマスタートプラン Power Sector Restructuring Policy から、

各段階でのビジョンは図 4-3-7 と読み取れるが、最終的にどういう形態となるかの結論は得られていない。

図 4-3-7 インドネシア電力セクターの構図（現在と将来）
（Power Sector Restructuring Policy のビジョン）



(注) JBTC = Java-Bali Transmission Company
 REC = Regional Electricity Company
 IPP = Independent Power Producer
 PJB1 = Pembangkitan Java-Bali 発電会社 1
 DISCO = Distribution Company (配電供給事業者)

PLN の課題は、当面あるいは短期では財政再建、中期（3 - 5 年）では投資家を呼ぶ環境整備にある。長・超長期では遠隔あるいは貧困層にも電力供給を拡大する社会的な存在感と信頼性の高い電力供給網の整備による良質の顧客の確保、により効率的で経済原則に適った経営体 PLN の再編あるいは解体の方向を決める（新電力法）ことにある。これには、電力料金とともに発電に供する燃料選択や価格という国家的な資源・国富という政治課題も絡んでくる。

電力セクター構造改革は、新電力法の審議と PLN の財政改善などの論議が並行されながら、徐々に具体的な絵が描かれていくものと思われる。

4 - 3 - 3 新電力法の内容

新電力法の最初のドラフトは、1999 年 6 月 17 日に電力・エネルギー開発総局（DGEED）、経済・財務・産業調整省、公共事業省、内務省（地域開発総局）、鉱山エネルギー省（法律部門）、土地利用環境省よりなる閣議に提出されもので、法案は 18 章 37 条で構成され、現行電力法に比べ規制緩和と市場自由化を強く打ち出すなど革新的な内容となっている。新電力法の主な特色は以下の通り。

異なる種類の電気事業（ジャワ - バリ地区における発電・送電・配電・市場運営・施設運営および小売）ごとに国有事業会社と民間会社には同一の免許を発行し、PLN が独占している「特別認可」は廃止する。

免許は大臣、地方の知事又は地方政府の長が発行することができ、参入障壁は最小限に抑える。

発電免許の所有者は、ジャワ - バリ地区における配電又は小売の免許を取得できない。

ジャワ - バリ地区では市場原理に基づく電気料金が適用される。

市場の公共な運用と独占防止のため、独立した規制機関を設置する。規制機関のメンバーは 5 名とし、そのうち 3 名は電力関係業界によって任命され、2 名は鉱山エネルギー大臣によって任命される。任期は 5 年とする。

2001 年 2 月 20 日の打合せ時に、新電力法の骨子を「概念は Competitive Market (Java-Bali 系統) と Regulated Market (Java-Bali) の創立であり、Exchange Rate ・ Inflation ・ IPP ・ Fuel Cost の 4 項目が消費者にヘッジされる。」と PLN は説明している。

4 - 3 - 4 今後の見通し

世銀、ADB の考え方で示されている電力改革のゴールは、インドネシア側も明確に認識している。しかし改革の法的根拠となる新電力法は 2 月中には国会へ提出される見込みであるものの、本案が国会での審議を得て通過するためには少なくとも半年から一年程度かかる見通しで

ある。

さらに、どのようなパスで進むかという道筋（ PLN の逆ざや継続による財政破綻への道、 IPP 再交渉の難航、政府と国会の対立妥協などによる政策決定のプロセスの遅滞）は、依然、先が見えない状況が続いていると言う印象である。詳細な課題分析は国会向けの説明として作成されたと思われる“ PLN: CRITICAL ISSUES FOR URGENT DECISION AND THE IMPACT ON THE INDONESIAN ECONOMY（白書）”に充分指摘されている。

したがって、MEMR 関係者もジャワ - バリ系統の市場原理の導入は 2003 年はおろか早くとも 2007 年、遅ければ 2010 年頃になるのではないかと予想している。（図 4-3-6 参照）

一方、世銀担当者との協議において、世銀担当者も現在の新電力法案審議の進捗を鑑み、必ずしも市場原理の導入時期に対して当初の 2003 年での実施にこだわらず、「できるだけ早い時期での実施を希望する」という以前よりも弱い表現に留まっている。

但し、電力セクター改革のための準備は確実に進められており、本調査期間中、MEMR の DREEU と ADB 共催により、MEMR・PLN・コンサルタントおよび金融機関の担当者に対する市場原理導入に関するワークショップが開催された。

4 - 4 他機関の協力動向

4 - 4 - 1 アジア開発銀行（ADB）

ADB はインドネシア政府のリストラ政策支援のために、1999 年 3 月に総額 4 億 US\$ のプログラム援助（プログラムローン：3 億 8,000 万 US\$、TA ローン：2,000 万 US\$）の供与を承認し、このうちプログラムローンについては JBIC も 4 億 US\$ の協調融資を行うこととなっている。

ADB のインドネシア支援プログラムの目的は、ジャワ - バリ地区における電力セクターの経済効率が向上させるため、同地区で電力供給の競争市場を確立することである。この目的を達成するため ADB は以下の 5 つの政策課題を挙げている。

- 電力セクターの競争市場を確立するための環境整備
- ジャワ - バリ地区の卸電力市場への競争原理導入
- PLN および子会社の財務的健全性を可能とする料金システムの導入
- 民間セクターの電力市場への参入機会拡大
- 末端需要家の利益保護を含む規制環境の強化

これら 5 つの課題に対して、表 4-4-1 に示される 30 のアクションが用意されている。

また、TA ローンは上記プログラムの目標である電力競争市場の構築を円滑に進めるため、コンサルタントサービスに充当されるものである。TA ローンは 8 つにサービスコンポーネントからなり、その項目の詳細は表 4-4-2 に示した。

ADB が昨年 10 月から開始を計画していた外島に対する TA ローンの一つは、インドネシア側から担当の大臣他がマニラへ行き、2 月 25 日にサインされる予定となっている。ADB は貧困対策を焦点とした外島の地方電化で、資金協力プロジェクトの形成を目論んでいるので、サイン時に、何らか他の TA も併せて実施されることが決定されると言われている。

上記のプログラムローンと TA ローンとは別に、ADB は南スマトラの Musi 水力発電所 210MW へ 5,000 万 US\$ の借款を供与しているのことも PLN の担当者から聴取した。

MEMR と DGEEU と ADB の共催により、米国スタンフォード大学 Frank A. Wolak 教授を招聘し、電力市場改革に関するワークショップ (Two-day Workshop on Power Market Restructuring) が 2 月 22 日 (木)、23 日 (金) の二日間にわたって開催された。ワークショップの進め方は、教授から聴衆者に一方的に説明し、質問を都度受けつける形態であった。参加者は MEMR、PLN、コンサルタントおよび世銀等の金融機関で、およそ 100 名程度で、主講演内容は下記の電力自由化啓蒙活動であった。

- ・ 電力競争市場の概要。
- ・ 規制の役割。
- ・ 電力市場の立案と実施。
- ・ 送電線の費用と管理。
- ・ 電力供給における規制と競争、民間経営と公的経営の対比。
- ・ 金融市場とリスク管理。
- ・ 電力市場の監視。

4 - 4 - 2 USAID

USAID は独自の TA 供与により ADB のプログラムを側面支援している。ADB の TA ローンのうち、Item F 「電力セクターリストラ事務局支援」に対して、グラントを供与している。USAID の主たる興味は人材育成にあり TA 協力内容も人材育成が主で、セミナーやワークショップの開催も行っている。

4 - 4 - 3 世界銀行 (World Bank)

ワシントンからエネルギー専門家が年に3回来て、インドネシア側と定期協議している。今週、世銀より発表される Country Assistance Strategy (未入手) は、インドネシアのインフラのボトムネックについて言及しているとのことだった。

インドネシアの電力需給逼迫について、インドネシア経済が米景気の減速に影響を受けるであろうとの見通しのもと、世銀の見方は若干楽観的である。世銀は、貧困問題に係る案件しか扱えないうえにジャワ - バリ系統を民間で運営できるものとみなしている以上本件のような電力需給問題にタッチすることはできないのかもしれない。

世銀は、新電力法の骨子を「電力料金をアップ」と捉えており、この新電力法は投資家には魅力的でないと理解し、電力セクターの構造改革は不可欠だが、徐々に徐々に進めていかないとかえって混乱を招くことになるとしている。ジャワ - バリ系統での構造改革において、当初の2003年における MB/MS 化は、現状では無理であることは世銀も認識している。元々、2003年と言ったのもインドネシア政府に改革を進めることを強く促すための目標として挙げたのであり、出来るだけ早く実施されるのであれば、それでよいと考えているようであった。

世銀は依然から Java-Bali 系統に集中しており、最近も短期間 (3週間程度) ではあるが Jawa-Bali 地域における経済動向 (精算実績、短期投資見通し等) のレビューを行った。世銀は現在、新規電源に投資する計画はなく、リハビリテーション等限られたプロジェクトに焦点を絞っている。

一方、世銀は、送電と配電用に4億 US\$ 供与を2001年1月にコミットしたと PLN の担当者から聴取した。

4 - 4 - 4 国際協力銀行 (JBIC)

JBIC が円借を供与している進行中案件は以下であることを PLN より聴取した。

ジャワ島南回り Kliten-Depok 間 500kV 送電線：コンサルは NEWJEC で、工事業者は目下再公募中。

ジャワ島中央部 Upper Cisokan の 100MW 揚水発電所：コンサルは NEWJEC で現在 D/D 実施中、工事業者は未定。

南スマトラ Lampung Province の #1,2=120MW #3=100MW #4=100MW の石炭火力発電所：

コンサルは TEPCO で、工事業者は未定。

北スマトラの Renun 82MW 水力発電所：コンサルは日本工営で、工事業者は韓国企業。

スラウェジの Bili-Bili、東ジャワの Wonorejo、南スマトラの Batutegi 3 個所の多目的水力発電所：コンサルは EPDC, 工事業者は未定。

北スマトラ Sipansihapovas の 50MW 水力発電所で：コンサルは TEPCO、いくつかの工事業者に決定済。

アチェ Peusangan 1,2 の 89MW 水力発電所：コンサルは日本工営、工事業者の選定は延期されている。

上記の進行中案件とは別に、JBIC は、インドネシアがリハビリやメンテナンスに弱いところに目を付け、リハビリ円借を計画しているとのことだった。

4 - 4 - 5 日本人会の動き

現在、JJC (Jakarta Japan Club 日本人会) において、電力問題に係る委員会の設立が検討されている。この委員会の目的は、日系企業に対する電力関連情報の提供、インドネシア政府に対する電力問題に係る日本側意見の陳情、である。

但し、前段階として、PLN の債務問題、電源確保方策等について研究する必要があるとし、特に、電源確保方策については、ODA ではなく民間主導で対処すべきであり、IPP 問題の解決等の投資環境整備はその前提となると考え、IPP 導入が困難であれば、イギリス型の PPP (Private Public Partnership) の活用も視野に入れる必要があるかも知れないとしている。

2 月 28 日開催の JJC 理事会において「JJC 電力問題検討委員会」の発足が決定され、その委員長に国際協力銀行ジャカルタ事務所の首席駐在員が就任した。

次いで、3 月 2 日に予定される第 1 回「JJC 電力問題委員会」の会合で、表 4 - 4 - 3 の「電力事情に関するアンケート」などが提案されるとのことであった。

図 4-4-1-(1) ADB プログラム ロールアウト 進捗状況

政策課題	政策目標	実行期限 (審査時)	進捗状況 (00年9月現在)	概要
電力セクターの競争市場を確立するための環境整備	A. 電力セクターの再編成			
	A.1 Power Sector Restructuring Policyのインドネシア政府承認と公表	Aug. 1998	完了	
	A.2 実施ワークステーションの開催とリストアのアクション・プラン作成の日程の提示	Oct. 1998	完了	
	A.3 現行電力法の改正	May 1999	on going	早ければ01年4月成立
	A.4 新電力法の制定と実施細則の公表	Mar. 2000	on going	
	A.5 PLNの100%子会社として Regional Electricity Company (REC) 設立	Sep. 1999	on going	PLNにて区割り検討中
	A.6 PLNの100%子会社として Java-Bali Transmission Company (JBTC) 設立	Nov. 1999	on going	PLN内事業部制を検討中
A.7 ジャワ-バリ地区で PLN からの分離独立して設立される発電及び配電業者の構成についてコンサルタントの勧告の採択	Jun. 2000			

政策課題	政策目標	実行期限 (審査時)	進捗状況 (00年9月現在)	概要
ジャワ-バリ地域の電力市場への競争原理導入	B. 競争市場の確立			
	B.1 シングル・バイヤー・モデルによる卸電力市場の運営開始 (複数の発電会社と IPP による競争入札とシングル・バイヤーにより供給される卸電力料金に基づく)	Dec. 2001		
	B.2 マルチプル・バイヤー・モデルによる卸電力市場完全競争市場の発足 (バク・サプライ料金を撤廃し全てのバイヤー(配電事業者)の市場参入を許容する)	Dec. 2003		
	B.3 電力小売(供給)事業者にバク電力市場への参入と末端需要家へのサービス提供を許容する (電力の買手と売手間のコマーション・リスク軽減のための契約導入を認める)	Dec. 2006		

政策課題	政策目標	実行期限 (審査時)	進捗状況 (00年9月現在)	概要
PLN及び子会社の財務的健全性を向上させるためのシステマ的導入	C. 料金制度改革			
	C.1 料金改正 (値上げ) による直轄及び間接インパクト調査完了	Feb. 1999	完了	
	C.2 PLNのキャッシュ・バランスの維持	Apr. 1999	完了	
	C.3 料金改正プラン受入れ環境の整備と最初の値上げ(18%)の実施	Oct. 1999	?	
	C.4 2000年における第一回の値上げ(20%)の実施	Feb. 2000	完了	00年4月29.43%値上げ
	C.5 Social Electric Development Fund (SEDF)の創設並びに貧困層への電力補助金供与とジャワ・バリ以外の地域における電力セクター開発のための制度の構築	Sep. 2000		
	C.6 PLNのデッド・サービス支払い後の収支バランス回復	Dec. 2000		
C.7 2001年以降は PLN 資産に対する収益率(ROE)最低8%確保	Dec. 2001			

図 4-4-1-2) ADB プログラム ロールアウト 進捗状況

政策課題	政策目標	実行期限 (審査時)	進捗状況 (00年9月現在)	概要
民間セクター の電力市場へ の参入拡大	D. 民間参入促進			
	D.1 民間デベロッパーの選定を含む全ての公共部門プロジェクトの実施において競争入札手続を導入することを規定した政令の公布	Jan. 1998	完了	
	D.2 PLNの財務面と組織面の再構築を監督し、かつ PLN の IPP からの買電契約に関する諸問題を解決するための PLN のリストラ・リハビリティ・チームの発足	Sep. 1998	完了	
	D.3 PSP(民間セクター参入)のための政策フレームとガイドラインの策定及び IPPs との透明かつ公正な再交渉手続の決定	Jan. 1999	完了	
	D.4 IPPs と PPA(電力購入協定)再交渉スタートに当たって支援を受けるコンサルタントの指名	Feb. 1999	完了	
	D.5 協力的な IPPs との新協定の仮調印。再交渉難航の場合は懸案事項と次回以降の協議事項を会議ごととに議事録に記すこと。PLN と IPPs の合意形成ならず IPPs 側が既存協定の下での権利行使を挙行する場合は Status Report を作成すること。	Nov. 1999	on going	00年3月 Paiton-1 の PPA について PLN-Paiton Energy 社間で基本合意
	D.6 PLN より分離独立した JBTC、発電会社及び配電会社の民営化戦略策定のための検討スタート	Jan. 2001		
D.7 同上 JBTC、発電会社及び配電会社のマジョリティ株式の売却 (民営化)	Dec. 2003			

政策課題	政策目標	実行期限 (審査時)	進捗状況 (00年9月現在)	概要
末端需要家の 利益保護を含む 規制環境の 強化	E. 規制強化及び法制改革			
	E.1 本プログラムの下での全ての行政活動を調整するための電力セクター・リスト事務局の設置	Feb. 1999	完了	
	E.2 電力セクター・諮問フレームワーク・プラン策定のため関係行政官及び民間から最低 6 名の代表(需要家及び NGO を含む)より構成される PSP に関するワーキング・グループの設置	Feb. 1999	完了	
	E.3 改正電力法下での規制者に付与される責任と権限を規定したガイドラインの策定。 主な規定事項は以下の通り。 ・ 規制者の取るべき手続き (透明性の確保について明記) ・ 活動資金源の確保 (財務的独立確保のため) ・ 規制者とそのスタッフを規律する行動ルールの確立 (行政的独立の確保のため) ・ 市場への新規参入者のための資格要件の明記 (完全競争と透明性の確保のため)	Nov. 1999		
	E.4 電力セクターの規制のための必要な以下の3つの規定(ゴド)を策定し承認すること (i) グリッド規定 (ii) 計画及び競争入札規定 (iii) 料金規定	Sep. 2000		
	E.5 (同上 E.2 で述べた)電力セクターの改革への提案をまとめた諮問フレームワーク・プランを完成させ、利害関係者に提案内容を証明し、料金改正、PLN のリストラと民営化のプロセスを周知徹底させる。	Nov. 1999		
E.6 リストラされる電力セクターの雇用形態の変化に伴って発生する負の社会的コストを軽減するための Social Protection Plan の策定を開始すること。				

図 4-4-2 ADB T/A ローンの進捗状況

TA No.	コンポーネント	サービス内容	実行期限	進捗状況 (00年9月現在)	摘要
A	競争市場の構築－市場ルール	シングル・バイヤー市場設計、マルチプル・バイヤー/マルチプル・セラー市場設計	Aug. 2001	Started	
B	競争市場の構築－財務処理	各市場での電力取引きを処理する財務システムの設計	Aug. 2001		
C	競争市場の構築－ソフトウェア仕様	電力システム運営と市場での電力取引きを支援するためのソフトウェアのスペック作成	Jun. 2001		
D	競争的卸電力市場運営用ソフトウェア開発	マーケット情報システム、需要予測システム、発電スケジューリングとエネルギー価格化システム、実時間給電指令システム、電力調和システム、財務処理システム、市場監視システム	Aug. 2002		
E	電力セクター規制能力向上のための支援	改革される電力セクターの規制、監督、指導にあたり独立規制機関の組織能力向上のための助言サービス	Jan. 2002		
F	電力セクターリストラ事務局支援' (USAID) 肩代わりのためキャンセル	電力セクターリストラと競争市場構築に係わる諸々所の行政活動を調整する委員会に対する支援サービス	Mar. 2001	Started	
G	電力料金改正受入れ環境整備支援	電力値上げのインパクト分析、値上げ承認取得のためのプロポーザル作成、需要家等利害関係者の合意取り付け支援	Dec. 2000	Under selection	
H	競争電力市場へのユーザー参加促進	ユーザーの市場参加促進のための制度づくり、機会創出及び啓蒙活動支援	Aug. 2000	Started	00年10月より2年間 2.5 Million USDにて再開

表4-4-3

JJC アンケート(1/2)

=電力事情に関するアンケート=

1. 保有する工場数：

1) ジャワ島：	工場
2) スマトラ島：	工場
3) スラウェジ島：	工場
4) カリマンタン島：	工場
5) その他：	工場
合計：	工場

2. 総投資額

総投資額：	米ドル
-------	-----

3. 販売額

国内：	米ドル
国外：	米ドル

4. 総従業員数：

1) 邦人：	人
2) 現地人：	人

5. 電力調達先と1年間あたりの総消費量：

1) PLN：	MWh
2) 自家発電機：	MWh

6. 生産上の電力安定調達に関するポリシー

例) 電圧変動、停電による品質低下の虞れが全くない為、主電源は PLN とし、非常電源としてディーゼル発電機（自家発）を所有。

--

7. 電圧変動、停電の実害とインパクト、その後の具体的対応（短期・長期）

1) 実害内容：	
2) インパクト：	
3) 具体的対応：	

8. 投資先を判断する際に、電力事情について考慮したこと、すべきこと

--

9. 停電が発生する虞れがある場合に企業活動、生活へ与える影響

--

10. 停電が発生した場合に企業活動、生活へ与える影響

--

11. インドネシアが今後有望投資先となりえる条件

--

12. 電力事情に関するインドネシア政府への要望

--

13. 自家発が規制され、且つ、電力代金が米ドル建てとなった場合の影響

--

14. インドネシア政府への一般的要望

--

以上