

### 第3章 インドネシア国の概要

## 第3章 インドネシア国の概要

### 3-1 一般概況

#### 3-1-1 地理

- (1)国名：インドネシア共和国(Republic of Indonesia)
- (2)面積：約192.3万平方キロメートル（日本の約5倍）国土の約60%は森林地帯
- (3)人口：約2億400万人（1998年インドネシア政府発表）
- (4)首都：ジャカルタ
- (5)人種：大半がマレー系、その他ジャワ族、スンダ族等27種族に大別される
- (6)公用語：インドネシア語
- (7)宗教：イスラム教（87.1%）、キリスト教（8.8%）、ヒンズー教（2.0%）
- (8)気候：熱帯性で、赤道付近に位置するため季節の変化に乏しく、雨期と乾期の2つに区別される。年平均気温は27度前後。ジャワ島では一般に毎年10月より翌年の3月頃までが雨期で、4月から9月までが乾期となる。

#### 3-1-2 略史

- 7世紀 スマトラを中心に仏教王国スリウィジャヤ王国成立。以後、ジャワを中心に仏教、ヒンズー教王国が興る。
- 13世紀 イスラム教の伝来（アチェ地方）。
- 1512年 ポルトガル、モルッカ諸島のアンボンを占領。
- 1602年 オランダ、東インド会社設立。
- 1945年 インドネシア独立宣言。
- 1967年 スカルノ、大統領権限をスハルトに移譲。
- 1997年 通貨危機。
- 1998年 ハビビ、スハルトに代わり大統領に就任。
- 1999年 アブドゥルラフマン・ワヒッド大統領、メガワティ・スカルノプトリ副大統領就任。

### 3-2 政治・社会概況

#### 3-2-1 一般事情

- (1)政体：共和制。パンチャシラ（神への信仰、民族主義、民主主義、人道主義、社会正義）を国是とする。
- (2)元首：アブドゥルラフマン・ワヒッド大統領

- (3)議 会： 1) 国民協議会(MPR)：国権の最高機関。定数700名（国会議員500名、地方代表135名、諸組織代表65名）
- 2) 国会(DPR)：定数500名（うち国軍に38議席配分、残り462名を州単位の比例代表制で選出。）

(4)内 閣：

(主要閣僚)

大統領 アブドゥルラフマン・ワヒッド  
副大統領 メガワティ・スカルノプトリ  
政治担当調整大臣 スシロ・バンバン・ユドヨノ  
経済担当調整大臣 リザル・ラムリ  
外務大臣 アルウィ・シハブ  
大蔵大臣 プリヤディ・プラプトスハルジョ  
商工大臣 ルフト・パンジャイタン  
鉱業・エネルギー大臣 プルノモ・ユスギアントロ

3-2-2 最近の政治・社会状況

- (1) 国民協議会：国権の最高機関である国民協議会(MPR)の年次総会が8月7日に開幕。憲法の一部改正（人権規程の充実、国会における国軍議席の廃止等）及び9件のMPR決定（アチェ特別州、イリアンジャヤ州に関する自治法公布努力、国軍と国家警察の分離等）が採択され、特段の混乱なく18日閉幕した。
- (2) 内閣改造：MPR閉幕後、8月26日に内閣改造が実施されたが、主要閣僚に大統領に近いと言われる人物を起用するなど大統領領主導の人事となった。一方で、メガワティ副大統領派が主要閣僚から後退することとなった。また、調整大臣を3人から2人に、無任所大臣を15人から5人に削減し内閣をスリム化し、新たにジュニア大臣（副大臣に相当）を設置した。
- (3) 地方情勢

- 1) 東・西ティモール問題：本年9月7日、西ティモールのアタンブアにある国連難民高等弁務官(UHCR)事務所が東ティモール併合派と見られる民兵に襲撃され、UHCR職員3人が殺害された。
- 国連安全保障理事会は同8日、民兵組織を解散させること、襲撃犯人を裁判にかけること、東西ティモールに調査団を派遣することを決議したが、インドネシア政府は調査団の派遣を拒否。民兵の武装解除が同22日から開始された。
- 2) アチェ特別自治州問題：混乱が続いていたアチェ特別自治州に関して5月12日、スイスのダボスでインドネシア政府在ジュネーブ常駐代表とアチェ独立運動(GAM)側のザイニ・アブドゥラとの間で、「アチェ

人道的戦闘休止に関する共同了解書」が署名され、6月2日、3か月の期限付きで発効した。

停戦合意は9月2日に失効したが、同24日、来年1月15日までの延長が合意された。

しかし、停戦合意中も、GAM内での派閥抗争が顕在化するなど引き続き注視が必要な状況となっている。

3) イリアンジャヤ州問題：6月5日、パプア住民大会（イリアンジャヤ州住民約3,000人が参加）は、「1961年から独立状態にあり、インドネシアへの帰属は無効」との決議を採択した。12月までに完全独立を実現する方針を確認している。

4) マルク問題：6月26日、ワヒッド大統領は宗教紛争（イスラム教徒対キリスト教徒）が激化するマルク、北マルク両州に「市民非常事態宣言（武器取締、通信規制、集会禁止などの規制）」を発令した。しかし、宣言発令後も緊張した状態は続いている模様。

### 3-3 経済概況

#### 3-3-1 概要

(1) 主要産業：鉱業（石油、LNG、アルミ、錫）、農業（米、ゴム、パーム油）、工業（木材製品、セメント、肥料、繊維）

(2) GDP、経済成長率、物価上昇率の推移：

	94年	95年	96年	97年	98年	99年
GDP(名目、億US\$、「イ」中央統計局)	1,769	2,011	2,168	2,270	1,970	1,975
経済成長率(実質、%、「イ」中央統計局)	7.5	8.2	8.0	4.9	▲13.2	0.3
物価上昇率(%、「イ」中央統計局)	9.2	8.6	6.5	11.1	77.6	2.0

(3)貿易：

1) 貿易動向

〈世界との貿易〉

(億US\$、「イ」中央統計局)

	94年	05年	96年	97年	98年	99年
輸出	400.5	454.2	498.2	534.4	488.5	486.7
輸入	319.8	406.3	429.3	416.8	273.4	240.0
貿易収支	80.7	47.9	68.9	117.6	215.1	246.7

〈日本との貿易〉

(億 US\$, 通関統計)

	94年	95年	96年	97年	98年	99年
輸出 (日→イ)	76.7	99.7	90.5	101.9	46.7	49.0
輸入 (イ→日)	129.2	142.1	151.9	146.3	118.0	126.3
「日」貿易収支	△52.5	△42.4	△61.4	△44.4	△71.3	△77.3

※・日本にとって、インドネシアは輸出相手国として第19位(99年)

輸入相手国として第6位(99年)

・インドネシアにとって、日本は輸出入相手国としてともに第1位(99年)

2) 主な貿易品目

(99年、億 US\$, 「イ」中央統計局)

輸出 (イ→世界) 486.7		輸入 (世界→イ) 240.0	
品目	金額	品目	金額
①繊維	72.4	①機械・運輸設備	57.1
②原油	45.2	②化学品	45.0
③天然ガス	43.6	③鉱物性燃料	37.3
④電気機器等	34.2	④加工原材料・部品	34.5
⑤農水産物	29.0	⑤食料品	32.4

(4)直接投資:

1) 投資動向

(件、百万 US\$, 「イ」投資・国営企業開発庁)

		94年	95年	96年	97年	98年	99年
「イ」への 外国投資	件数	449	799	959	790	1,035	1,164
	金額	23,724	39,915	29,931	33,833	13,563	10,891
「イ」への 日本の投資	件数	75	135	145	94	78	70
	金額	1,562	3,792	7,655	5,421	1,331	644

2) 主な投資国

(累計 [67年1月~99年12月]、百万 US\$, 「イ」投資・国営企業開発庁)

	第1位	第2位	第3位	第4位	第5位
国名	日本	イギリス	シンガポール	台湾	香港
件数	1,132	352	972	771	395
金額	35,261	25,077	19,061	16,061	14,484

### 3-3-2 最近の経済情勢

ワヒッド大統領は就任後、活発な外交活動を通じてインドネシア経済への信任回復及び外資誘致を諸外国に呼びかけている。

インドネシア経済は、98年にマイナス13.2%という大幅なマイナス成長を記録。しかし、99年に0.3%のプラス成長に転じてからは回復基調を維持。ただし、景気の牽引役となる民間設備投資が依然低迷しており、楽観は出来ない。

物価については、98年に物価上昇率77.6%を記録。しかし、99年の物価上昇率は一転して2.0%と低水準。2000年に入っても、この傾向は続いているが、今後燃料価格の引き上げが予定されていることから、若干なりとも物価上昇が予想される。

ルピア相場については、ワヒッド政権発足時は、1US\$=7,000ルピア前後で推移していたが、2000年4月以降下落し、現在は8,500ルピア前後で低迷。

貿易については、製造業の輸出も好調な他、原油価格の上昇を受け、7月には輸出額が過去最高を記録した。一方、輸入も原料・中間財の輸入を中心に回復基調にある。

## 第4章 インドネシア国の電力セクター改革

## 第4章 インドネシア国の電力セクター改革

### 4-1 電力セクター改革の進展状況

#### 4-1-1 背景

PLN は 1950 年国営電力会社として発足以来、電力供給を通じてインドネシアの経済社会の発展に多大な貢献をしてきたが、同時に様々な弱点も浮上、インドネシア政府では 1993 年より電力分野の再編を推進してきた。加えて 1997 年の経済危機により電力セクターも打撃を受け、現在は危機的状況となっている。かかる状況下、セクター改革はより深く加速度的に推進する必要がある。

1998 年 2 月、政府は電力セクター構造改革導入を目的に、必要な政策を策定するための省庁横断的な高官レベルの電力部門再編委員会(ESRT ; A high level Electricity Sector Restructuring Team)を組織、同年 6 月 MME (現 MEMR) は電力部門再編計画の概要を新聞発表、同年 8 月政府は同再編計画を更に練り上げ Power Sector Restructuring Policy (以下、Policy Paper) を正式発表、同年 12 月には Policy Paper の Implementation Plan も発表された。このリストラ政策を資金的に支援するため ADB は 1999 年 4 月プログラムローンの供与を決定した。

インドネシアの電力需要は、消費量 (kWh) 及びピーク負荷 (kW) 共に 97 年迄は年率 10% を超える高い伸びを示してきた。また 90 年代半ばには電気料金水準も 7¢/kWh 台と高かったこともあり、海外の IPP 業者を引きつけた。そのため政府は多くの IPP 契約を締結することにより、発電設備拡充に対する政府投資の大幅削減に成功した。しかし通貨危機により事態は一変、これまで多数の外貨借入によって開発投資を賄ってきたためルピアの大幅切下がりにはデッドサービス (債務返済負担) を急激に増やす結果となった。同時に経済の急激な悪化により電力投資需要も著しく減少した。更にインフレが高まるなか経済活動も停滞、電気料金値上げの動きに対する国民の反発は激しく、値上げもままならず PLN も政府も電力供給を維持するために巨額の財政赤字を累積させることとなった。

PLN は通貨危機が発生した 1997 年に、90 年代では初めて期間純損失 (5,800 億 Rp.) を計上している。前述したとおりこの原因は低料金と債務返済額の増加にある。債務返済原資である電気料金は 94 年から 97 年まで平均でわずか 8% しか値上げされていない、更にルピアの対米ドル相場は 1996 年末には 2,364.56 Rp./US\$ であったものが 1997 年末には 5,288.62 Rp./US\$ まで下落 (表 4-1 参照)、供給コストの上昇に拍車をかける結果となった。

1998 年末にはルピアは 7,924.66 Rp./US\$ まで切り下がり為替差損が拡大、純損失は 9 兆 1,560 億 Rp. にまで膨らんだ。

政府は、PLN のキャッシュ・フローを支え運営を維持するために 4 兆 5,000 億 Rp. の債務返済繰り延べと 1 兆 9,000 億 Rp. の財政補助を実施、この財政支援の見返りに DGEED と PLN はリストラ策を呑まされる結果となった。現在、インドネシア国の電力セクターは PLN の分割民営化を中心に構造改革が進められている。

#### 4-1-2 電力セクター改革の内容

1998 年 8 月に発表された Policy Paper の中で、政府は電力分野に関する長期的な構想 (政策目的) を



以下の3つの要素に纏めている。即ち、

- ① 全国民に電力を普及させ、国内産業の発展に資すること（公共目的）
- ② 電力供給の効率改善を図りつつ、質の高い電力を安定供給すること（サービス水準の向上）
- ③ 電力産業が財政的に自立できること（PLNの財政再建）

更に、上記目的達成のため5年間（1998～2003年）に実施すべき政策目標として、以下の6項目を挙げている。即ち、

a) 産業構造の再編（地域分割と機能分割による産業再編）

Industry Restructuring

b) 競争原理の導入

Introduction of Competition

c) 料金制度の改革（料金設定、コスト回収と補助金政策）

Tariff Setting, Cost Recovery and Subsidies

d) 民間部門参入の合理化と拡大

Rationalization and Expansion of Private Participation

e) 政府の役割の見直しと規制権限の強化

Redefinition of the Government's Role

f) 法制度改革（新電力法の制定と諸規定の整備）

Strengthening of the Legal and Regulatory Framework

である。

#### 4-1-3 進捗状況

上述した政策目標は、ADBが資金供与にあたって設定した5つの課題と対応していることから、ADBの課題に沿って進捗状況を説明する。

##### 4-1-3-1 電力セクターの再編成

###### (1) 新電力法

ADBプログラムは、新電力法の制定により電力セクターを再編成するとともに競争市場の導入を図ろうとするもので、新電力法の草案づくりには世銀及びADBの法律コンサルタントが参加している。新電力法の制定は第2トランシェ実施の条件となっている（第1トランシェについては99年にADB/JEXIMよりそれぞれ2億US\$づつ融資されている）。

新電力法を含めエネルギー関連法案は3法案あり、現在改正作業が進められている。石油・ガス法(Oil & Gas Law)と新電力法(Electricity Law)については現在司法省(Ministry of Justice)にて審議中であり、エネルギー法(Energy Law)についてはDGEED及びMEMR内にて協議中である。3法案は共に2000年12月のDPR(国会)に上程する予定である。早ければ2001年3月あるいは4月に同時成立するという意見がある一方、新内閣(2000年8月組閣)にとってのFirst Priorityは石油・ガス法であり、同法が順調に行って2001年4月成立、その後の新電力法については8月頃という意見もある。

石油・ガス法は1999年に一度国会で拒否されており、そのことも新電力法の成立の遅れの一因にな

っているのかも知れない。

ADB との契約では 2000 年 3 月までに新電力法を成立させることとなっているが、現況を勘案すれば 1 年以上の遅れは必至と推定される。

## (2) PLN の構造改革

PLN は 1950 年に国営電力会社 (Public Utility Company) として発足、1994 年 8 月に政令第 23 号により政府 100% 保有の株式会社 (Limited Company)、PT PLN (Persero) に移行した。この組織変更により PLN は民間資本の導入を始め子会社の設立や合弁事業への進出が可能となった。更に 95 年 10 月にはジャワバリ系統の発電資産を分離し、2 つの完全所有子会社 (PJB 1 と PJB2) に移管し、PLN はこれらの持ち株会社となった。

ジャワバリ系統の送電部門は未だ PLN 内部にあり、いつ PLN から分離して送電会社 (P3B) を設立するのか目処は立っていない。PLN からの情報によれば、子会社として設立するのではなく、事業部 (Strategic Business Unit) として発足するようである。

PLN からの情報によれば、ジャワバリ系統以外の外島地域については商業レベルでの運営は困難と予想されることから、電力セクター改革後も公的部門として残るとのことである。地域毎に発送配電一貫運用の垂直型に分割し、政府がコントロールすることになるとのことである。現在 12 の地域に分割されている PLN の支店区分毎に地域電力会社 (REC : Regional Electric Company) を設立するかどうかは未定であり、分割方法については PLN 内部にて検討中とのことである。

### 4-1-3-2 競争市場の確立

ADB との契約では、ジャワバリ系統において 2003 年までに競争市場を構築することとなっているが、MEMR や PLN 等関係各署の他、世銀でも否定的な観測となっている。競争市場導入時期については 2005 年～2010 年頃まで様々な意見があり、誰も予測できないというのが実状であろう。

市場原理の導入には、電気料金を経済的に見合うレベルにまで引き上げておく必要があるが、繊維等の輸出産業は、97 年の経済危機後まだ十分な体力がついていないとして電気料金の値上げに反対し、政府に圧力をかけるなど状況は厳しい。

### 4-1-3-3 料金制度改革

インドネシアの現在の平均電気料金は約 3～4¢/kWh であり世界標準からみても低い水準にある。

PLN の電気料金は 1994 年以降、燃料価格、買電価格、インフレ率、為替レートの変化に基づく、自動電気料金調整メカニズム (ETAM ; Electricity Tariff Adjustment Mechanism) によって改正されている。通貨危機前の 1996 年の平均電気料金は 165.4 Rp./kWh で当時の為替レートで 6～7¢/kWh であり、東南アジアでは平均的な料金水準であった。1997 年以降電気料金は ETAM により 97 年 9 月、12 月、98 年 3 月に改正され合計で 25% の値上げが実施された。政府は 98 年 5 月に基本料金 20% 値上げを実施するとともに、98 年 8 月に 18%、11 月には 20% の値上げを実施すると発表した。98 年 5 月の値上げの際には、家庭用の最低料金を一本化したため使用量の少ない家庭での電気料金は 2 倍近い値上げとなった。これは貧困層の反発を招き、燃料費の値上げもあり 5 月に暴動を引き起こす結果となった。この

ため政府は、社会事業や使用量の少ない家庭については元の水準まで戻し、98年8月と12月に予定していた料金値上げについても総選挙を睨んで見送られた。その後政府は全需要家に対する一般的値上げも止め、99年1月1日に総売上高の3%を占めるにすぎない大口住宅用のみ40%の値上げが実施された。

PLNの試算によれば、2000年に税引前利益で赤字ゼロにするためには2000年早々に68%の値上げが必要であり、99年11月に政府に申請した。しかし、2000年4月に実施された値上げは平均で29.43%に止まり、2000年のPLNの損失額は3兆2千億ルピアに達すると予測されている(収集資料No.1)。

前述のとおり、PLNの財政赤字は97年の通貨危機による為替差損が原因である。返済原資である料金収入はルピアであるが返済は米ドルであるため、電気料金値上げがルピア下落に追いつかなかったためである。現在、PLNで支えきれない為替差損分は政府の補助金により賄われている。以下に、近年の平均電気料金とルピアの為替相場の推移を示す。

表4-1 PLNの平均電気料金とルピア為替相場の推移

	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年	1999年
料金(Rp./kWh)	154.3	163.0	165.4	169.1	210.9	221.0
Rp./USD	2,194.51	2,292.87	2,364.56	5,288.62	7,924.66	7,062.56

\* 為替相場は末時点(出典:大和銀行)

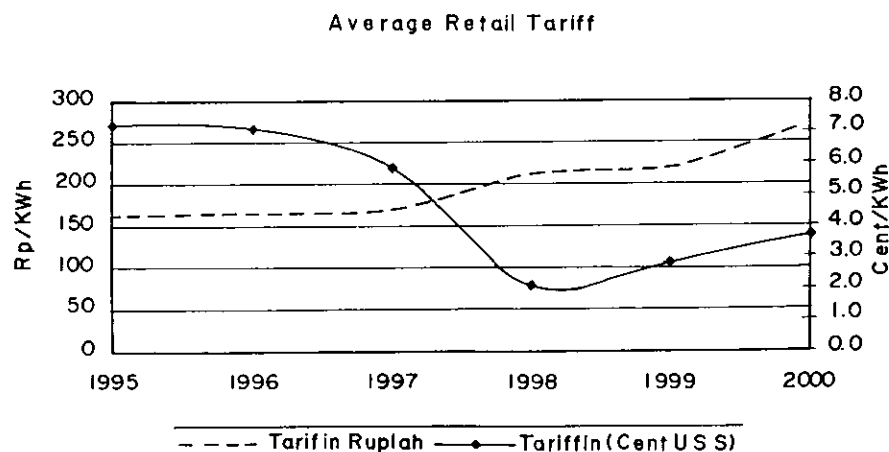


図4-1 平均電気料金(出典:PLN、収集資料No.13)

現状の料金レベル(4¢弱/kWh)では、近年急増している電力需要を、商業ベースでの投資(IPP)で対応することは不可能である。一方、PLNには新規電源投入をする財務体力は無く、新たな投資を呼び込むためにも電気料金の値上げは不可避であるが、回復傾向にある輸出産業への影響や貧困層への配慮を勘案すれば、急激な料金値上げは得策ではなく、明確な打開策は見出せていない。

#### 4-1-3-4 民間参入促進

民間参入の促進のためには、電気料金を経済的に見合うレベルにまで引き上げることは勿論のこと、現在締結されている IPP との電力購入協定（PPA）の解決が必要である。前述のとおり、IPP 問題は通貨危機後、ルピア切下げにより PLN の電気料金が 7¢/kWh から 3¢/kWh に低下し、IPP へ支払（6.5～8.5¢/kWh）との間に逆ザヤが生じ、支払い不能となったため発生した。

IPP については全 26 件の PPA のうちファイナンス・クローズ（資金調達完了）しているものが 13 件、うち完成または進捗が 50% を超えているものが 8 件ある。規模並びに重要性から見て Paiton-1（1,230 MW、Paiton Energy 社、商業運転中）、Paiton-2（1,220 MW、Java Power 社）、Tanjung Jati-B（1,320 MW）の 3 つが突出しており、この 3 件の円満解決が IPP の帰趨を制するものと考えられていた。PLN と Paiton Energy 社との再交渉は 1999 年 5 月 27 日と 7 月 9 日の二度行われたが同意に達しなかった。

一方、PLN は買電価格に水増し疑惑があるとして 1999 年 10 月 7 日、中央ジャカルタ地裁に契約解消を申し立てている。しかし、一旦交わした契約の破棄が裁判で決まれば、国際社会からの信用を失うと懸念した政府は、IPP との交渉は法廷外で決着させることを決定。その後、ワヒド大統領は Paiton-1 の契約再交渉を担う「PLN 再編チーム」（代表クイック経済調整相）を 1999 年 12 月 18 日結成した。これにより IPP との再交渉は PLN から政府主導で進められることとなった。

2000 年 3 月 8 日付けのクントロ PLN 社長の言によれば（収集資料 No. 1）、先週、Paiton-1 の PPA について Paiton Energy 社と基本合意に達したとのことである。買電価格については、国会の情報筋によれば当初の 8.5¢/kWh から 2.3¢/kWh へと大幅に下回るようである。

今回の合意は、IPP 問題の一步前進を示すものと受け止められる。

#### 4-1-3-5 規制強化及び法制改革

ADB の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ラ事務局は USAID のグラントにて既に実施されており、2000 年 10 月より 2 年間 2.5 MUS\$ にて再開する。

新電力法下での各種ガイドライン・規定の策定に関しては、新電力法の成立を待って実施される予定である。

#### 4-1-4 今後の見通し

##### 4-1-4-1 電力セクターの再編成

###### (1) 新電力法

新電力法については、前述したようにその成立時期は不透明である。新電力法のドラフトは 1999 年の 3 月に準備されており、2000 年 3 月の成立を目指していたが、1 年以上の遅れは必至である。新電力法の成立は、電気料金の値上げ、IPP 問題と並ぶ電力セクター改革成功のキーポイントであり、近々逼迫するであろう電力需要を新たな投資にて対応するためにも早期成立が望まれる。

今回の予備調査中 ADB 本部のミッションと協議の場を得たが、新電力法に関する彼らの情報量の少なさには驚かされた。今年から、ADB の現地事務所にてプログラム監理するようではあるが、途に就いたばかりであり適正な監理能力は当然望めないのではないか。欧米流の押し付け改革手法が早くも破綻しているという印象である。

## (2) PLN 構造改革

ジャワバリ系統については、既に水平分割が進んでおり、発電部門については PJB1 と PJB2 という 2 つの発電会社が既に存在する。当初の予定では更に複数の会社に分割し、IPP と並列した形で送電会社へ買電する計画であったが、今回の予備調査では発電部門に関する再分割については話題に上らず、今後の見通しは不明である。PJB1 と PJB2 の分割方法は地域分割ではなく、PJB2 は中央を除く東西ジャワ地区にそれぞれ火力・水力を有している。今後更なる分割があるとすれば、電源別（火力・水力別）あるいは地域別の分割が考えられるが、IPP との公平な競争環境を維持できる規模にすることが肝要と思料される。

送電部門は未だ PLN 内部にあり、送電会社（P3B、デイスパッチセンターを含む）設立の目処は立っていない。ジャワバリ系統の水平分割後の系統運用については、Regulatory Body（独立機関）が責任を持って担うという案もあるが、Regulatory Body 自体アイデアの段階で、どのような構成でどのような機能を持つかなど具体性はまだない。

送電線網については、2002 年完成を目途に南回り回線（500kV）を建設中であり、既存の北回り回線と合わせてループ化が完成する。送電部門については子会社ではなく事業部（Strategic Business Unit）として会計分離に止め PLN 内部に残すとの意見もあるが、いずれ南回り回線が完成し資産が確定した後になるのではないか。PLN 解体後の電源開発計画は P3B が担う可能性が高く、ジャワバリ系統の一貫した電源開発計画及び運用のためには送電部門は P3B 独占の公的機関（PLN 内の事業部）という形態が適しているものと思料する。

外島地域については、ユニバーサルサービス実現のために補助金が不可欠であり、政府によるコントロールが予想される。一方、2001 年 1 月 1 日より地方分権に関する 2 法律即ち、No. 22, Autonomy Region No. 25, Income Shearing が施行されるが、これら法律により地方分権化が進めば PLN の地域区分にも再編成の可能性がある。即ち No. 25 により予算の実に 8 割が中央政府から地方政府に委譲され、地方政府は独自に PLN に出資するなどして、PLN の区分に再編成が起きる可能性もある。また、地方によっては豊富な地下資源の有効活用により独自の電源開発及び電力供給を実施する自治体の出現も考えられる。外島地域で補助金を最小限に抑えたユニバーサルサービス実現のために、地下資源を有する自治体、有しない自治体との格差是正も考慮に入れた地域区分という考え方も、電力セクターに対して最終的な責任を有する中央政府として指導すべきではないか。

### 4-1-4-2 競争市場の確立

ジャワバリに市場原理が導入可能であると判断した背景には以下のような理由が挙げられる。即ち、

- ① 事業規模が十分に拡大しているので、完全なコスト回収を図りながら事業を商業的に運営できる。
- ② 現在の電力需要が供給能力をかなり下回っている。
- ③ 電力は広範な資源を利用して生産されている。
- ④ PLN のプラント、建設中の IPP プロジェクト及び自家発電プラント（Captive）の数が多いので、電力の卸供給における競争の可能性はある。
- ⑤ 発電能力の追加に関する決定を競争手続に図ることができる。

しかしながら、PLN の最新（2000 年 6 月作成）需要予測によれば 2003 年には需給バランスが逼迫するとの見解もあり上記の前提の内、②④は崩れつつある。2003 年までの競争市場構築は不可能だとしても、一刻も早く対策を打たなければ Black Out も免れないであろう。上記の前提条件が成立する内に競争市場を構築しなければ、需給バランス維持のために PLN は Captive から割高な電気を購入せざるを得なくなる可能性もある。

#### 4-1-4-3 料金制度改革

1998 年 5 月の暴動を見るように、急激な電気料金の値上げは国民の反発を招く。2000 年 4 月に 29.43% の料金値上げを断行したが、反響は大きかったようである。2003 年までに現行電気料金（4¢弱/kWh）を商業ベース料金である 7¢/kWh まで引き上げることに国民のコンセンサスは得られないであろう。

一方、繊維や鉄鋼等の輸出産業はルピア切下げの効果もあり好調で、産業用であれば値上げ可能との意見もある。99 年 1 月に大口住宅用のみ 40% 値上げしたように、「取れる所から取る」という政治的判断も必要ではないか。

#### 4-1-4-4 民間参入促進

2000 年 3 月に Paiton-I の PPA について PLN と Paiton Energy 社との間で基本合意に達したようであるが、現行 PPA は生きており、当初の買電価格である 8.5¢/kWh と今回の買電価格である 2.3¢/kWh との差額は依然として PLN の負債として残り、いずれは支払わなくてはならないであろう。現 PPA の再交渉（修正）無くしては本質的に問題は解決しないであろう。

#### 4-1-4-5 規制強化及び法制改革

各種ガイドライン・規定の策定については、新電力法の成立を待って実施される予定であり、それを待つこととなる。

#### 4-1-4-6 まとめ

構造改革の狙いは、「イ」国の電力部門を現在の独占的公益事業体制から民間主体の競争的産業構造へ再編することにある。規制による独占形態では、電気事業者が最小コストで生産するインセンティブはあまり期待できないためである。具体的には、PLN を二つ（ジャワバリ地区とそれ以外）に分割し、ジャワバリ地区については更に発電、送電、配電に分割し、電力プール制を導入することとなっている。これは、いわゆる英国型モデルと呼ばれ途上国の電力部門リストラで手本となっている。

供給コストを最小限に抑え、より低廉な価格を実現するためには市場原理の導入は不可欠というのが世界的潮流となっている。

しかしながら、プール制は供給側が需要側を十分上回っている状態で機能する。電力市場の自由化をいち早く導入したカリフォルニア州では、今夏、電力需要の逼迫により電気料金の高騰、需給調整契約者に対する供給遮断という事象も起きている<sup>1</sup>。PLN の電力需要予測によれば、2003 年頃から需給バ

<sup>1</sup> カリフォルニア州では 96 年から 99 年までの最大電力の伸びが 552 万 kW であったのに対して、発電設備の増分は 67 万 kW に止まっており、この間に予備率が 10% 低下、かねてより需給逼迫は懸念されていた。かかる状況下、本年 6 月以降、高気温の影響で最大電力が上昇、6 月 1 日から 8 月 16 日までの間に緊急宣言「ステージ 2」（供給予備率 5% 以下、需給調整契約の需要

ランスが崩れるという予想もある。PLN は電源を自主開発する財務状況になく、また IPP については PPA 問題が解決に至っておらず民間が投資する環境にない。加えて送電網はまだ未完成である。このようにハード面での準備が未熟であることに加え、組織・制度、人材等のソフト面での準備も十分とは言えない同国において短期間に市場原理を導入するには無理があり、同国にあったペース、同国自身がマネージメント可能なペースでの実行が現実的と思料する。

#### 4-2 ADB の協力内容

##### 4-2-1 プログラムの目的・内容

ADB はインドネシア政府のリストラ政策の支援のために、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\$、T/A ローン 2,000 万 US\$）の供与を承認した。プログラム・ローンについては JEXIM（現 JBIC）も 4 億 US\$ の協調融資を行うこととなった。1999 年 3 月ローン発効時に初回の融資分（第 1 トランシェ）として、ADB と JEXIM は各々 2 億 US\$ ずつ融資を実行した。

表 4-2 ADB ローンの種類・実行期間・実施機関

	プログラム・ローン	T/A ローン
融資金額	3 億 8,000 万 USD 第 1 トランシェ：2 億 USD 第 2 トランシェ：1 億 8,000 万 USD	2,000 万 USD
実行期間	L/A 締結から 33 ヶ月 第 1 トランシェ：1999 年 3 月から 第 2 トランシェ：2000 年 3 月から	1999 年 4 月から 3 年間
実施機関	財務省（MOF）	鉱山エネルギー省、電力・エネルギー開発総局（DGEED）

ADB 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するよう、同地区の電力供給において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に以下の 5 つの政策課題を挙げている。即ち、

- ① 電力セクターの競争市場を確立するための環境整備
- ② ジャワバリ地区の卸電力市場への競争原理導入（シングルバイヤーモデルからスタートし、2003 年までにマルチプルバイヤー/マルチプルセラーモデル体制確立）
- ③ PLN 及び子会社の財務的健全性を可能とするような料金システムの導入
- ④ 民間セクターの電力市場への参入機会拡大
- ⑤ 末端需要家の利益保護を含む規制環境の強化

家に対し供給遮断）を 12 回発令した。

である。この5つの課題は先に述べたインドネシア政府の Policy Paper で掲げているものに対応している。これら5つの課題に対し、30のアクションが用意されている。それぞれのアクションには時限目標が設定されており、履行状況に応じて第2トランシェのローンが実行されることとなっている。項目の詳細については表4-3参照のこと。

また T/A ローンは、プログラム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。T/A ローンは8つのサービス・コンポーネントから成る。項目の詳細については表4-4参照のこと。

#### 4-2-2 ADB プログラムの進捗状況

ADB プログラムの進捗状況については、「4-1-3 電力セクター改革の進捗状況」にて詳細説明済み。概要については、表4-3、4参照のこと。

#### 4-2-3 他の機関の協力動向等

USAID は独自の T/A 供与により本プログラムを側面支援している。ADB の T/A ローンの内、アイテムF：「電力セクターリストラ事務局支援」に対してグラント供与している。USAID の主たる興味は人材育成であり、T/A 協力の内容も人材育成を主としておりセミナーやワークショップの開催を行っている。



表4-3 AOB プログラムローン進捗状況

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 実施ワークショップの開催とリストラのアクション・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の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-バリ地域の卸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/マルチプル・セラー・モデルによる卸電力市場完全競争市場の発足 (バルク・サブライ料金規制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) 事業者にバル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スシャル・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可能とするような料金システムの導入	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年における第一回目の値上げ (20%) の実施	Feb. 2000	完了	00年4月29.43%値上げ
	C.5 Social Electricity Development Fund (SEDF)の新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			

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)	摘要	
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・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きの決定	Jan. 1999	完了	
	D.4	IPPsとの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)	摘要	
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・リストラ事務局の設置	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 (コード) 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				

表4-4 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、発電スケジュール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 2.5MillionUSDにて再開

## 第5章 インドネシア国の電力事情

## 第5章 インドネシア国の電力事情

### 5-1 電力セクターの現状

#### 5-1-1 電力設備

1950年に PLN が国営電力会社として発足以来、インドネシア国の電気事業は PLN 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 の系統からの電力供給が困難な僻地 (Off Grid) において地方電化を推進している。発電設備については、PLN の発電設備に匹敵する規模の産業用自家発 (Captive) が存在する。1985年に制定された現行電力法では、Captive は一般の需要家に小売供給 (Retail) することはできないが、一部の企業は余剰電力を PLN に卸売 (Wholesale) している。

1998/99年のデータ (表5-4参照、収集資料 No. 2) によれば、PLN (PJB1&PJB2) の設備容量は 20,552.69MW、Private (IPP) 832.15MW、Captive 14,472.44MW であり、PLN 以外の発電設備容量は実に 43% を占める。

送電設備については、2~3の IPP が自己託送用設備を保有するものの、今のところ PLN 以外の送電設備は無いに等しい。

配電事業も同様に基本的には PLN の独占となっている (共同組合・中小企業省による地方配電事業は例外)。

送電線及び配電線の推移については表5-4、5 (収集資料 No. 2) 参照のこと。

電源別 (地熱、水力、石炭火力、コンバインドサイクル) 発電所位置図については図5-1 (収集資料 No. 28) に示す。

地域別系統の現況及び計画については、図5-2 (収集資料 No. 12,28) に示す。

#### 5-1-2 需給状況

PLN が 2000年6月にまとめた販売電力量調査 (収集資料 No. 13) によれば、99年度は 71,346GWh で対前年比 9.3% の伸びを記録している (表5-1参照、収集資料 No. 13)。97年の経済危機の影響で 98年度の販売量の伸びは 1.5% に止まったものの、99年度は 9.3% まで回復、経済危機以前の 13~14% の伸びには及ばないもののインドネシア経済全体が回復傾向にあると思料される。

表5-1 PLN の電力販売量の推移

Year	1996	1997	1998	1999
Sales(TWh)	56.9	64.3	65.3	71.3
Growth(%)	14.4	13.0	1.5	9.3

PLN の需要予測は、GDP 成長率、電化率、Captive の動向をベースとしている。即ち、向こう5年間の GDP 成長率 3~6%、電化率 52%、産業用自家発の増加率は年率 10%、と想定し 2000年2月に需要

予測を行ったところ、1) 2005年にはインドネシア全体での販売電力量は111TWhに達する、2) 年平均増加率は7.7%、3) 2005年にはジャワバリ系統のピーク需要は16,000MWに達する、という結果となった(表5-2参照、収集資料No.13)。

1999年度時点でのPLNの設備容量は、ジャワバリ系統15,703MW、外島地域4,889MWの合計20,592MWである(表5-3参照、収集資料No.13)。2003年~2004年にはジャワバリ系統ではPLN設備の予備率は10%を切る。これはBlack Outが予見される水準と言える。一方、外島地域では2003年時点で予備率は10%を切り、2004年には需給バランスが逆転する。

かかる状況下、PLNは2000~2005年までにジャワバリ系統において(IPPを除く)4,653MW(2005年時点での予備率25%確保)、外島地域では3,250MW(2005年時点での予備率36%確保)の開発が必要と試算している。

表5-2 PLNによる需要予測

Description	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Java-Bali						
-Sales(TWh)	61.1	65.2	69.7	74.6	79.8	85.5
-Growth(%)	6.4	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1
- Peak Demand(MW)	11,704	12,469	13,295	14,188	15,149	16,178
-No. of Customers(10 <sup>6</sup> )	19.2	19.7	20.4	21.2	22.2	23.1
Outside Java-Bali						
-Sales(TWh)	14.9	16.3	17.8	20.0	22.6	25.6
-Growth(%)	7.4	8.9	9.3	12.7	12.9	13.1
- Peak Demand(MW)	3,524	3,829	4,174	4,692	5,285	5,960
-No. of Customers(10 <sup>6</sup> )	9.2	9.6	10.2	10.9	11.7	12.6

表5-3 PLNの発電設備

Power Plant	Outside Java-Bali	Java-Bali	Total
Hydro (MW)	586	2,374	2,960
Combined Cycle			
-Gas Fired (MW)	860	3,786	4,646
-Oil Fired (MW)	-	1,707	1,707
Steam			
-Gas Fired (MW)	-	1,000	1,000
-Oil Fired (MW)	310	750	1,060
-Coal (MW)	460	4,200	4,660
Geothermal (MW)	-	360	360
Gas Turbine (MW)	520	1,434	1,954
Diesel (MW)	2,153	92	2,245
Total (MW)	4,889	15,703	20,592

従来より PLN 以外から電力を購入してはいるものの、その購入量は 5%程度に過ぎない（1999 年度の PLN 発電設備の発生電力量は 85,038GWh、IPP からの購入量は 4,260GWh）。PLN の財政事情を勘案すれば電源の自主開発は困難と思われるところ、IPP や Captive を取り込まなければ、2003～2004 年には需給バランスが保てなくなる可能性がある。

ジャワバリ系統においては、既存設備による焚増しにより短期的には需要不足を回避できるであろうが、中期的には IPP との再契約が不可欠となろう。

外島地域においては更に深刻な事態が想定される。需要の伸び率はジャワバリ系統より高いが、商業レベルでの運営が困難であり新規投資（電源開発）は難しい状況にある。加えて PLN の財政事情は困窮しており PLN の自主開発も難しい。

また、需要の伸びに伴い、将来ピーク対応電源の不足が予見されることから、中長期的なピーク対応電源の開発、あるいは IPP や Captive をピーク対応電源として取り込むなどの対策も必要であろう。

いずれ計画停電を実施すれば、回復傾向にあるインドネシア経済に水を差す形となるだけに、一刻も早いセクター改革（IPP 問題の解決等）が望まれる。

### 5-1-3 燃料事情

アジアにおける唯一の石油輸出国機構（OPEC）のメンバーでもあるインドネシアの一次エネルギー消費は石油に著しく依存している（表 5-6 参照、収集資料 No. 2）。政府は外貨獲得の主力商品である石油の地位を長期に亘って維持するため脱石油化政策を実施、これにより石油依存度は 6 割程度まで低減しており、ここ数年はその水準を維持している。

脱石油化政策により電力部門（PLN）は石油代替燃料として石炭・天然ガスの消費を大幅に伸ばし、石油の消費量を抑えている（表 5-7 参照、収集資料 No. 19）。この傾向は今後も維持されるものと思料される。

## 5-2 電源開発計画

### 5-2-1 需給想定

1994～95 年に JICA（コンサルタント：日本エネルギー経済研究所）が電力需要想定プログラムを提供しているが、入力データが多すぎる、プログラムが複雑である等の理由によりコンサルタントのフォローアップにもかかわらず活用されていない。（本プログラムは数学の最小二乗法とマクロ経済学理論を組み合わせた計量経済型簡易モデルであり、エクセルシートへのデータ入力更新により持続可能なものである）一時、ADB から簡易モデルの提供を受け、そちらを使用していたようであるが使い勝手が悪く、2000 年 4 月より日本エネルギー経済研究所より新たなプログラム（Simple-E）の提供を受け、それを使用している。

Simple-E は PLN の地域区分（Region）ベースの需要予測プログラムであることから、現在 DGEED の需要予測担当者が州（Province）ベースの需要予測プログラムを開発中とのことである。しかし、担当者自身、現在開発中のプログラムに自信がなく、今回の調査では更にシンプルな需要予測プログラ

ムの構築や、データのインプットを希望しており、前回の技術移転は極めて限定的であった感が否めない。

### 5-2-2 電源開発計画

従来、DGEED は PLN から提出される草案に基づいて国家電源開発計画 (RUNK) を毎年策定していた。RUNK 案は MME (現 MEMR)、PLN、MOF、BAPPENAS、MOI、MOC からの代表者により構成される委員会において検討され、最終的に MME 大臣と大統領の承認を経て PLN に回付、これを受けた PLN は計画開発量のうちどれだけの発電設備を自社で開発できるかの見込みについて MME に報告し、この結果、計画量に満たない分が IPP 向けの競争入札に回されるという仕組みである。

1995 年以降、ジャワバリ系統の PLN の発電部門は、PJBI と PJB2 という 2 つの発電会社に分割されたため、2 つの発電会社の持ち株会社である PLN が草案を作成し、DGEED に上程し承認を受けている。今後、PLN から送電部門 (P3B) が切り離されれば、電源開発計画 (草案) の策定はどの機関が担うのか未定である。P3B になるのか Regulatory Body (マルチプル・バイ・マルチプル・セクター確立後、グリッドをコントロールすることになるであろう独立機関、まだ計画段階で今のところ実態は無い) かあるいは MEMR が実務も実施するのか明確になっていない (P3B になるという見方が有力)。いずれ電源開発計画の責任は政府にあり、分割・民営化後もそれは変わらないであろう。

ジャワバリ系統を除く外島地域については、電力セクター改革後も大きく姿は変わらず、公的部門として残ることになるであろう。地域を送電配電一貫運用の垂直型に分割して政府がコントロールすることになるであろう。地域割りについては、現在の PLN の地域割り (11 地域) になるという意見もあるが、現在 PLN 内にて検討中とのことである。

2001 年 1 月から施行される No. 22(Autonomy Region) 及び No. 25(Income Shearing) により地方分権化が促進される。No. 25 により予算の 8 割が中央政府から州 (Province) を飛び越えて県 (District) に委譲されることとなるが、電源開発計画は州が作成することとなる。州には今までそのノウハウがなく、計画部門が必要になるであろう。

こうした事情を踏まえ、DGEED では 27 州毎の最適電源開発計画が必要と考えており、Simple-E をベースに州毎の電力需要予測プログラムを開発している。

### 5-2-3 計画手法

電力需要予測には一次エネルギー需要予測が不可欠であるが、電力開発計画は DGEED (電力・エネルギー開発総局) 内電力計画局が、一次エネルギー政策は石油・ガス総局が担当しており、残念ながら互いの情報はリンクしていない。

今回の調査では、電力計画局の需要予測担当者から一次エネルギー需要予測のためのシンプルなプログラム提供を要請された。即ち、現在までの電力需要予測は一次エネルギー需要予測を全く考慮していなかった可能性がある。電力需要予測プログラム同様、一次エネルギー予測プログラムについても 1994~95 年に実施された JICA 支援にて技術移転は完了しているという位置付けであり、今後この類の支援は限定的にすべきと思料する。

一方、1998 年にインドネシア政府は総合エネルギー政策 (General Energy Policy) を発表、今後の電



力開発計画や電力セクターの一次エネルギー消費量は、本政策に沿ったものでなければならず、一次エネルギー需要予測とリンクさせることは不可欠であり、MEMR 内の組織の在り方が問われるのではないか。

表5—4 Trend of Facilities of National Electricity Supply

Discription	End of REPELITA I 1973/74	End of REPELITA II 1978/79	End of REPELITA III 1983/84	End of REPELITA IV 1988/89	End of REPELITA V 1993/94	REPELITA VI				
						1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99
1 Power Plant	776.80	2,288.40	3,934.80	8,528.24	23,079.30	26,159.97	28,193.05	29,192.43	34,497.43	35,857.28
PLN's Power Plant (included										
PJB1 and PJB2)	776.80	2,288.40	3,934.80	8,528.24	13,698.52	14,370.36	15,108.06	15,911.83	19,991.12	20,552.69
Privates					96.44	147.54	401.49	405.64	651.47	832.15
(Independent Power Producers)						0.00	0.00	0.00	165.00	455.00
Captives					9,284.34	11,642.07	12,683.50	12,874.96	13,854.84	14,472.44
2 Transmission Lines										
PLN's Transmission Lines				14,830.35	18,760.28	17,727.46	18,944.24	20,208.80	22,928.70	23,860.91
500kV TL(EHVTL)	n.a.	n.a.	n.a.	1,060.92	1,501.51	1,565.41	1,657.09	1,873.00	2,251.19	2,665.46
20 to 500kV TL(HVTL)	n.a.	2,832.51	7,720.54	13,769.43	17,258.77	16,162.05	17,287.15	18,335.80	20,677.51	21,195.45
Sub Station										
Transformer Capacity	n.a.	3,319.43	7,796.33	16,516.46	26,989.24	29,189.34	33,873.90	36,829.31	44,737.00	45,361.10
Units	n.a.	218	291	347	847	809	767	859	1,027	962
3 Distribution Facilities										
PLN's Distribution Lines	n.a.	14,715.00	27,626.89	64,949.52	110,509.52	116,804.27	143,535.00	177,005.51	167,140.53	198,086.00
Medium Voltage	n.a.	28,447.73	50,673.47	102,534.88	154,713.18	177,257.87	196,357.75	232,329.10	224,749.70	260,927.88
Distribution Substation										
Transformer Capacity	n.a.	2,839.34	5,648.90	10,417.67	14,847.25	16,936.65	19,280.49	19,517.26	21,428.09	24,678.10
Units	n.a.	15,515	34,559	54,693	124,624	138,883	160,321	166,702	162,256	210,656

(source)

DGEEED statistic, PLN statistics

JICA expert for Electric Power Development Technical Policy

表5-5 Length of Transmission Lines, and Medium and Low Voltage Lines  
 PLNの送電線及び配電線回線延長の推移

Fiscal Year	Transmission Lines					Medium Voltage				Low Voltage 380/220kV
	500kV	150kV	70kV	30-25kV	20kV	15kV	12kV	7-6kV		
	(unit:kms)									
1986/87	718.4	5,489.7	3,965.7	2,027.4	28,368.2	374.9	1,110.9	8,446.9	74,100.8	
1987/88	977.2	6,419.5	4,012.7	2,077.5	26,227.7	266.3	4,730.7	5,609.4	92,637.1	
1988/89	1,060.9	7,453.8	4,314.3	2,001.4	54,559.6	366.8	1,118.3	7,346.8	103,693.9	
1989/90	1,106.9	7,809.8	4,347.2	2,162.0	61,751.6	183.0	1,132.6	7,592.9	114,246.3	
1990/91	1,148.1	8,315.7	4,314.1	1,892.0	69,206.4	177.8	1,186.6	6,773.4	120,918.6	
1991/92	1,143.2	8,569.8	4,453.9	1,833.6	76,583.5	127.9	1,186.6	6,876.0	126,919.2	
1992/93	1,189.5	10,255.1	4,366.2	1,856.5	86,149.7	68.5	832.1	5,197.9	138,916.7	
1993/94	1,501.5	10,975.0	4,475.5	1,808.3	100,315.9	-	719.8	4,443.2	160,935.2	
1994	1,565.4	11,216.2	4,667.5	1,750.8	110,412.4	-	786.6	4,328.6	170,039.0	
1995	1,728.0	12,149.7	4,762.0	913.2	131,005.2	-	783.6	3,326.5	194,725.8	
1996	1,873.0	13,348.6	4,797.4	763.0	153,756.1	-	784.0	2,875.2	217,531.6	
1997	2,241.0	14,182.5	4,935.3	331.8	176,946.3	-	1,560.7	1,362.1	243,588.3	
1998	2,665.5	15,942.7	4,972.2	280.6	198,086.0	-	-	332.0	260,926.0	

Source: PLN Statistics

表5-6 Trend of Primary Energy Consumption by Sources  
一次エネルギー消費の推移

Year	年度	Oil		Natural Gas		Coal		Hydro		Geothermal		Total 合計
		石油	%	天然ガス	%	石炭	%	水力	%	地熱	%	
REPLITA(推)	1969/70	43,922.9	87.7	3,076.0	6.1	667.1	1.3	2,397.6	4.8			50,063.6
	1970/71	46,933.6	87.7	3,241.1	6.1	733.2	1.4	2,584.7	4.8			53,492.6
	1971/72	50,908.8	87.7	3,481.7	6.0	839.5	1.4	2,810.4	4.8			58,040.4
	1972/73	59,289.6	90.0	3,101.5	4.7	776.3	1.2	2,718.6	4.1			65,886.0
	1973/74	70,564.7	90.9	3,232.0	4.2	599.7	0.8	3,226.2	4.2			77,622.6
REPLITA(推)	1974/75	79,533.2	90.5	3,998.0	4.5	662.1	0.8	3,726.3	4.2			87,919.6
	1975/76	88,415.3	89.4	5,878.9	5.9	668.2	0.7	3,881.0	3.9			98,843.4
	1976/77	97,748.5	89.1	7,554.6	6.9	696.8	0.6	3,679.9	3.4			109,679.8
	1977/78	112,219.9	85.9	13,928.4	10.7	794.9	0.6	3,647.0	2.8			130,590.2
	1978/79	129,884.7	83.7	20,741.9	13.4	748.7	0.5	3,827.6	2.5			155,202.9
REPLITA(推)	1979/80	140,139.5	80.5	28,454.1	16.3	782.2	0.4	4,743.0	2.7			174,118.8
	1980/81	150,897.1	78.2	34,859.8	18.1	961.2	0.5	6,259.0	3.2			192,977.1
	1981/82	164,954.9	79.3	35,345.4	17.0	1,019.8	0.5	6,759.0	3.2			208,079.1
	1982/83	165,832.6	79.5	35,007.0	16.8	1,120.7	0.5	6,580.0	3.2	143.0	0.1	208,683.3
	1983/84	170,298.5	75.3	42,679.7	18.9	1,061.8	0.5	11,636.0	5.1	418.0	0.2	226,094.0
REPLITA(推)	1984/85	170,103.1	71.4	52,071.5	21.8	1,767.2	0.7	14,017.0	5.9	435.1	0.2	238,393.9
	1985/86	168,105.5	67.3	57,076.9	22.9	6,372.8	2.6	17,661.3	7.1	448.1	0.2	249,664.6
	1986/87	169,325.0	63.9	61,629.6	23.2	12,073.0	4.6	21,601.4	8.1	465.9	0.2	265,094.9
	1987/88	180,537.2	63.7	64,324.2	22.7	15,720.4	5.5	21,374.2	7.5	1,436.7	0.5	283,392.7
	1988/89	190,122.7	62.9	69,864.7	23.1	19,892.0	6.6	20,232.3	6.7	2,018.2	0.7	302,129.9
REPLITA(推)	1989/90	202,863.1	61.9	73,013.3	22.3	25,790.6	7.9	23,823.9	7.3	2,010.5	0.6	327,501.4
	1990/91	230,345.7	64.4	76,571.9	21.4	27,356.6	7.7	20,960.0	5.9	2,246.7	0.6	357,480.9
	1991/92	245,191.2	64.9	80,348.5	21.3	29,514.3	7.8	20,756.0	5.5	2,094.5	0.6	377,904.5
	1992/93	264,571.1	64.8	83,186.4	20.4	32,365.0	7.9	26,117.0	6.4	2,162.7	0.5	408,402.2
	1993/94	277,432.0	64.3	93,530.0	21.7	31,922.0	7.4	26,302.0	6.1	2,170.0	0.5	431,356.0
REPLITA	1994/95	277,253.6	60.6	122,799.5	26.8	30,896.3	6.8	23,872.5	5.2	2,737.9	0.6	457,559.8
	1995/96	290,525.1	58.5	137,107.7	27.6	38,053.4	7.7	27,138.0	5.5	4,119.8	0.8	496,944.0
	1996/97	310,685.3	57.7	149,525.5	27.8	46,830.4	8.7	26,838.9	5.0	4,540.8	0.8	538,420.9
	1997/98	347,251.6	60.1	146,988.2	25.4	57,387.2	9.9	20,463.8	3.5	5,997.7	1.0	578,088.5
	1998/99	331,176.7	57.6	151,041.6	26.3	57,238.8	10.0	27,364.2	4.8	7,745.8	1.3	574,567.1

表 5 -- 7 PEMAKAIAN ENERGI PRIMER UNTUK PEMBANGKIT USTRIK PLN  
(Fuel Consumption for PLN's Power Plants)

ENERGI	RBU SBM (10 <sup>3</sup> BOE)															
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
BBM (Oil)	19,894.0	20,246.1	16,735.6	20,504.4	21,057.4	19,451.4	26,207.9	32,153.0	19,894.0	20,246.1	16,735.6	20,504.4	21,057.4	19,451.4	26,207.9	32,153.0
PANGSA (Percentage) (%)	78.6	69.2	49.2	52.0	45.5	37.5	42.8	45.9	78.6	69.2	49.2	52.0	45.5	37.5	42.8	45.9
GAS BUMI (Gas)	487.7	720.0	1,142.0	1,199.8	1,711.4	1,653.7	1,975.1	2,379.1	487.7	720.0	1,142.0	1,199.8	1,711.4	1,653.7	1,975.1	2,379.1
PANGSA (Percentage) (%)	1.9	2.5	3.4	3.0	3.7	3.2	3.2	3.4	1.9	2.5	3.4	3.0	3.7	3.2	3.2	3.4
BATUBARA (Coal)	195.0	2,981.4	6,364.0	8,399.5	11,033.3	15,855.6	19,232.4	21,614.3	195.0	2,981.4	6,364.0	8,399.5	11,033.3	15,855.6	19,232.4	21,614.3
PANGSA (Percentage) (%)	0.8	10.2	18.7	21.3	23.9	30.5	31.4	30.9	0.8	10.2	18.7	21.3	23.9	30.5	31.4	30.9
TENAGA AIR (Hydro)	4,277.2	4,881.8	9,295.5	8,349.0	10,420.7	12,899.0	11,652.1	11,631.4	4,277.2	4,881.8	9,295.5	8,349.0	10,420.7	12,899.0	11,652.1	11,631.4
PANGSA (Percentage) (%)	16.9	16.7	27.3	21.2	22.5	24.8	19.0	16.6	16.9	16.7	27.3	21.2	22.5	24.8	19.0	16.6
PANAS BUMI (Geothermal)	447.4	429.3	466.7	977.2	2,014.6	2,062.9	2,184.3	2,230.8	447.4	429.3	466.7	977.2	2,014.6	2,062.9	2,184.3	2,230.8
PANGSA (Percentage) (%)	1.8	1.5	1.4	2.5	4.4	4.0	3.6	3.2	1.8	1.5	1.4	2.5	4.4	4.0	3.6	3.2
JUMLAH (Total)	25,301.3	29,258.6	34,003.8	39,429.9	46,237.4	51,922.6	61,251.8	70,008.6	25,301.3	29,258.6	34,003.8	39,429.9	46,237.4	51,922.6	61,251.8	70,008.6
PANGSA (Percentage) (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

ENERGI	RBU SBM (10 <sup>3</sup> BOE)															
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
BBM (Oil)	35,914.3	41,554.0	23,878.1	18,432.9	20,745.1	33,005.3	27,135.7	27,854.6	35,914.3	41,554.0	23,878.1	18,432.9	20,745.1	33,005.3	27,135.7	27,854.6
PANGSA (Percentage) (%)	45.2	48.0	25.5	17.2	18.1	25.3	20.7	19.9	45.2	48.0	25.5	17.2	18.1	25.3	20.7	19.9
GAS BUMI (Gas)	2,285.2	7,247.5	28,815.5	40,059.3	42,847.6	41,741.5	40,014.7	42,383.9	2,285.2	7,247.5	28,815.5	40,059.3	42,847.6	41,741.5	40,014.7	42,383.9
PANGSA (Percentage) (%)	2.9	8.4	30.8	37.5	37.3	32.0	30.5	30.2	2.9	8.4	30.8	37.5	37.3	32.0	30.5	30.2
BATUBARA (Coal)	22,133.7	19,954.5	23,713.2	29,199.5	30,327.2	39,788.5	38,694.4	46,155.2	22,133.7	19,954.5	23,713.2	29,199.5	30,327.2	39,788.5	38,694.4	46,155.2
PANGSA (Percentage) (%)	27.8	23.1	25.3	27.3	26.4	30.5	29.5	32.9	27.8	23.1	25.3	27.3	26.4	30.5	29.5	32.9
TENAGA AIR (Hydro)	17,117.0	15,581.7	14,050.4	14,810.4	16,188.0	10,607.0	19,595.3	17,885.5	17,117.0	15,581.7	14,050.4	14,810.4	16,188.0	10,607.0	19,595.3	17,885.5
PANGSA (Percentage) (%)	21.5	18.0	15.0	13.9	14.1	8.1	14.9	12.8	21.5	18.0	15.0	13.9	14.1	8.1	14.9	12.8
PANAS BUMI (Geothermal)	2,045.6	2,170.9	3,196.5	4,420.5	4,670.4	5,424.1	5,635.4	5,846.7	2,045.6	2,170.9	3,196.5	4,420.5	4,670.4	5,424.1	5,635.4	5,846.7
PANGSA (Percentage) (%)	2.6	2.5	3.4	4.1	4.1	4.2	4.3	4.2	2.6	2.5	3.4	4.1	4.1	4.2	4.3	4.2
JUMLAH (Total)	79,495.8	86,508.6	93,653.7	106,922.6	114,778.3	130,566.4	131,075.5	140,125.9	79,495.8	86,508.6	93,653.7	106,922.6	114,778.3	130,566.4	131,075.5	140,125.9
PANGSA (Percentage) (%)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

出典 : Directorate General of Oil & Gas / MEMR