

第2章 ベースライン調査

2.1. 電力行政

2.1.1. 序 論

インドネシアにおいては、鉱山エネルギー省（MME：現在のMEMR）の監督のもとで、国営電力公社（PLN）が発電・送配電を行っていたが、1994年政令73号によって、8月1日付でそれまでの公社（Perusahaan Umum）から有限責任会社（Persero）に転換された。この改正によってPLNは従来の発電、送配電に関する固有の業務の他に、子会社の設立、他事業への出資が可能となった。そして、既にジャワ発電会社（、）およびエンジニアリングサービス会社（PPE）等の分社化が実現した。

しかしながら1997年7月の通貨危機のため、PLNの財務事情が一変し、大型IPPとの買電契約もからまって、1999年の営業収支は5兆5千万ルピアの赤字となった（経常収支では約11兆ルピア）。

この事態を打開するためには現行の電力事業形態はふさわしくないと判断され、鉱山エネルギー省では、新たな電力法を制定し、電力部門の再構築を計るべく、1998年8月25日電力部門再構築政策をスタートさせた。

2.1.2. 関連省庁

電力供給を直接管轄するのはエネルギー・鉱物資源省（MEMR：前のMME）であるが、その他電力行政に関する省庁として国家開発企画庁（BAPPENAS）協同組合・中小企業庁（SMOC & SMEs）および植民・地域構造（MRRI：前のMPW）がある。

(1) BAPPENAS

BAPPENASは従来外国援助を伴う国家プロジェクトに関する調整機関として機能していたが、BAPPENAS長官が廃止されたのに伴い機能を縮小し、マクロ経済分析や経済計画の策定のみを所掌する方針と伝えられているが、現時点では詳細は不明である。

BAPPENASでのヒヤリングでは来る5ヶ年の目標策定作業を2000年12月に完了した。この目標に次の5点をあげている。

- 1) 国家の安全と安定
- 2) 良き統治力
- 3) 経済再生
- 4) 地方開発と地方分権
- 5) 社会および人間開発

また電力部門での技術援助 (TA) については、「電力部門の再編およびコストに見合う電力価格という線に沿ったものでなければならない」との意見が述べられた。

(2) SMOC & SMEs

SMOC & SME は遠隔地の小村の電化を主として小水力発電により行っている。遠隔地小村の電化は小水力の他、太陽光や風力発電も考えているが、価格が高かったり、供給力が不安定であり、小水力発電に第 1 優先順位を置いている。なお、ヤシ油や砂糖キビによるバイオマス発電についても検討している。

(3) MRRI

MRRI の水資源総局が水力発電所の計画および運転に関っている。政府規則によれば、水使用の優先順位は、

- 1) 人間のための給水
- 2) 農業 (灌漑)
- 3) 水力発電

としており、MRRI は全ての流域管理に責任を持っている。PLN 所有の発電単独用のダムにおいても MRRI が与えた水利権に従い運転されている。

基本的な法規として 1974 年に制定された水に関する法律 (No.11/1974) があり、水管理に関する政府規則 (No.22/1982) がある。これらの法規は州政府に関する法律 (No.22/1999) および地方分権に関する法規 (No.25/2000) の発布により変更しなくてはならないとされている。

2.1.3. 新電力法

1998 年 8 月 25 日鉱山エネルギー省 (MME : 現在の MEMR) は電力部門再構築政策の実施に乗出し、その実施時期を下記の通り示した。

- | | |
|-----------------------------|----------|
| (1) 新電力法の発布 | 1999 年度末 |
| (2) コスト回収が可能となるような漸次料金改定 | 2002 年度末 |
| (3) 諸規制・規定の制定 | 1999 年度末 |
| (4) 制度に関する事項 | 2003 年度末 |
| (5) 特別な契約 (ADB や WB の TA) | 2000 年度中 |
- 以上 MEMR 担当

- | | |
|--------------|----------|
| (6) PLN 再編 | 1999 年度末 |
| (7) PLN 財政再建 | 1999 年度末 |

以上 MESE (Ministry for the Empowerment of State-owned Enterprises) 担当

- | | |
|-------------|----------|
| (8) 補助と政府財政 | 2003 年度末 |
|-------------|----------|

以上 MOF (Ministry of Finance) 担当

上記の実施計画に基づき、新電力法案が草起され、国会の審議にかけるべく手続きを開始した。しかし現在に至るも国会での審議日程は決っていない。

この新電力法案の前文には次のように述べられている。

- a) 発電，送電・配電および電力の小売は国民の経済および社会発展に欠くことの出来ない機能である。
- b) 電力供給の経済性は、一定の規則の下、公的および私的事業体が競争原理に従うことにより最も促進され得る。
- c) インドネシアは、地域毎に異なる発展段階にあり、このことを電力部門の法規に反映させる必要がある。
- d) 電力部門に関する政府の根本的な役割は、電力の経済的な供給を全ての消費者に保証し公共の利益を擁護することである。
- e) 法律 No.15/1985 は、電力部門の現状に照らし、もしくは将来の発展のためには、最早適当でなく、電力エネルギーに関する新しい法律が制定される必要がある。

この新電力法の条項を 2.1.4 に示す。

2.1.4. 新電力法（案）の条項

第 1 章 一般条項

第 1 条 (1) 定義

- (2) この法律はインドネシア共和国の発電，送電，配電および電力小売並びに電力を支援する活動に適用する。

第 2 章 原則と目的

第 2 条 原則利益，公正と公平，自信，環境保護

第 3 条 目的需要に見合う十分な電力の提供，最も経済的な開発

- #### 第 4 条
- (1) 発電，送電，配電および電力小売は国の資源を合理的に活用し、環境の保護および維持を基にしなければならない。
- (2) 電力の使用および電力用燃料の供給に関する政策は政府が決定する。

第 5 条 発電，送電，配電，小売事業者の公平性

第 3 章 電力供給計画

- #### 第 6 条
- 電力供給計画は電力規制評議会 (Electricity Regulatory Board, ERB) が大臣の承認のために作成し、時に応じて調整する

第 4 章 大臣と ERB の義務

第 7 条 (1) ERB の設立

(2) ERB の独立性

(3) ERB の費用

第 8 条 (1) 電力部門に関する大臣の義務

- (a) 経済成長の国家目標を達成するための電力部門政策の立案
- (b) 電力開発目標と資源必要量を設定する長期計画策定
- (c) 発電，送電，配電，小売部門と電力使用の安全基準の保証

(2) ERB の義務

- (a) すべての電力免許保持者の監理
- (b) 妥当な電力需要の充足確認
- (c) 電力免許保持者の財務状況の考察
- (d) 電気料金，供給の連続性，提供されるサービスの質に関する電力消費者の利益保護
- (e) 発電および電力小売の競争促進

- (f) 電力供給および使用の経済効率促進
 - (g) 電力供給から起る危険からの大衆保護
 - (h) 環境保護
- (3) ERB の権限
- (a) 発電，送電，配電および小売に関する免許の授与および修正
 - (b) 電力免許申請の必要事項と手続き方式の確立
 - (c) この法律および実施規則の疑わしい不当な変更または電力免許に関して、如何なる個人または事業体の検査や調査することまたは第三者に検査・調査の権限を与えること
 - (d) 電力産業の規制や必要な産業規定に必要な規則の策定
 - (e) 検査結果の公表
 - (f) 消費者保護のため、電力免許の中止または停止
 - (g) 電力免許の授与や変更に関する利益関係者からの訴えの再調査
 - (h) 免許授与や変更の報酬の設定
 - (i) 電力事業における規則違反に関連する消費者への損失を防ぐのに必要な対策をとること
 - (j) この法律や施行規則に関する技術的解説の準備
 - (k) この法律にある事項の実施
- (4) ERB の透明性
- (5) ERB の政府規制

第 5 章 無免許活動の禁止

第 9 条 略

第 6 章 電力免許の交付

- 第 10 条 (1) ERB は如何なる事業体にも認可する電力免許を授与することが出来る。
- a. 供給または販売のための発電
 - b. 電力卸売
 - c. 送電
 - d. 配電
 - e. 小売
- (2) 免許は地理的に特別な地域に限定される
- (3) 配電免許者は同じ地域内の小売免許も取得しなければならない。但し、小売免許取得者はその地域内の電力販売の独占権を与えられるものではない。

- (4) 略
- (5) 発電免許者は小売免許を取得できない。但し、大規模産業の消費者へ販売する場合を除く。
- (6) 電力卸売免許者は他の如何なる部門の免許も取得することが出来ない。
- (7) ERB は第 4 章に規定された義務に従って如何なる事業者へも免許を授与することが出来る。単一事業体が各部門を組合せる場合も、各部門別々に免許を授与する。

第 7 章 電力免許の条件

第 11 条 電力免許に含まれる一般的な条件

第 12 条 (1) この条の(2)に従い ERB の見解で、ある地域の経済状況が、その地域の発電、送電、配電および小売を包含する電力計画を必要とする地域では、ERB はある特定の電力免許保持者をシングルバイヤーとして指定することが出来る。

(2) ERB が電力免許保持者にシングルバイヤーとして指定する権限 (a ~ c)

(3) ERB は何時でもシングルバイヤーとしての指定を取消すことが出来る。

(4) ERB がある地域でシングルバイヤーを指定した地域では、

a. その地域の発電業者はシングルバイヤーにのみ電力を販売する。

b. その地域の配電業者はシングルバイヤーからのみ電力を購入する。

第 13 条 (1) 政府はインドネシアのある地域内に一つまたはそれ以上の電力免許を持つ一つまたはそれ以上の会社を起すことが出来る。

(2) 上記(1)に記された会社の創立、営業地域および営業路線に関する計画はさらに政府の規則で規制される。

第 8 章 電力免許保持者の義務

第 14 条 配電および小売の組合せ免許取得者の義務

第 15 条 電力卸売免許取得者の義務

第 9 章 電力の使用

第 17 条 電力の使用、設備および標準化の内容並びに条件は政府によって規制される。

第 10 章 電力援助活動の指導と検査

第 18 条 (1) 大臣は電力援助活動の指導および検査を行う

(2) 上記(1)の指導および検査の要領は大臣が規制する

第 11 章 電力免許取得者の権利

第 19 条 配電および小売組合せ免許取得者の権利

妥当なつなぎ込み費用の回収、つなぎ込み志望者への支払保証要求、メーターその他の設備の検査、撤去、交換修理のためにも何時でも土地に立入ること。

第 20 条 免許を受けた活動を実行するために、配電および送電の免許取得者は、免許を受けた区域内での下記の行為を行ってよい。

川、湖沼、海、公共道路、鉄道の横断、先行する規則と矛盾しない限り公共または私有の場所への立入り、土地の購入使用、地上または地下に建てられた建物の上または下での横断、障害となる植物や構造物の切断

第 21 条 土地、建物、構造物および製造設備の所有者は、公共の利益のために私有財産の買収または使用に関する先行の法規を基にした政府が決定する補償により電力免許取得者が権利行使することを許容しなければならない。

第 22 条 上記 21 条の補償を得る目的で、電力供給に使用するまたは使用して来た建物や構造物を建造した者に対しては補償を支払わなくても良い。

第 12 章 電力免許の修正

第 23 条 電力免許内容の修正の取扱い

第 13 章 電気料金

第 24 条 (1) 大臣は小売免許者(その地域にシングルバイヤーがない場合は発電免許者)から自由な価格の相対契約で電力を購入できる消費者(自由消費者)の種類および規模を決定しなければならない。

他の全ての消費者(非自由消費者)は ERB が承認した公表された料金で、その地域の配電・小売組合せ免許取得者により供給を受ける権利を有する。

(2) 政府は、上記非自由消費者のための電力料金および送配電システム使用料金決定のための法規を作成する。

第 25 条 (1) 政府は電力免許取得者間の託送料金決定のための透明な制度を確立する。

(2) 政府は、もし発電免許取得者が電力を最寄のシステムから購入しないなら、発電免許取得者自身の供給のために支払うべき徴税の賦課または決定の規則を作る。

第 14 章 公共利益の保護

第 26 条 容量 10 MW を越える発電所は ERB の同意なしに建設、拡張または運転してはならない。このような同意は、前もって公表された公平で差別のない基準を基

にして与えられ、以下関するもののみとする。

- a. 電力システム，設備および機器の安全と保安
- b. 環境保護
- c. 土地利用と発電所位置
- d. 申請者の技術，経済，財務体質
- e. もしシングルバイヤーが指名されているなら、電力供給に対する需要見通し

第 27 条 20 kV 以上で運用される電路も前条と同じ（上記 e.を除く）

第 28 条 50 MW を超える発電所に関しては、ERB は事業主に対して決められたレベルの燃料貯蔵を要求する指示をする。

第 29 条 大臣は国民を発電，送電，配電から生ずる危険から保護するために必要と考える法規を作成する。

第 15 章 施 行

第 30 条 電力免許取得者の不都合の処理

第 31 条 電力免許条件の解釈。この法律に従って発布された法規，電力免許取得者間または電力免許取得者と公共団体間の矛盾

第 32 条 電力免許の ERB による停止または取消し

第 16 条 法 規

第 33 条 政府はこの法律施行の目的で以下に関する法規を作成する。

- a. どの電力免許取得者もシングルバイヤーとして指名されていない地域での電力卸売市場の運営と処理
- b. 送電網の運用と配電網の運用
- c. 非自由消費者への配電小売組合せ免許取得者による電力供給
- d. 小売免許者から自由消費者への電力供給
- e. 電力料金の決定と関連する電力免許取得者間の託送料
- f. 卸売電力供給、または、送電線の建設，運転のために競争入札を行うための必要事項
- g. 電力免許に関し、ERB に照会されるべき疑問
- h. 電力免許の条件に照らし、または、下記 i.に記された状況下において、電力免許取得者が失態を繰返した場合の ERB による免許停止や取消しおよび罰則
- i. 免許取得者の深刻な財政難または破産の結果、国民への電力供給停止を防ぐための電力免許の割当てと免許取得者の経営

j. 外島部における電力料金を補助する目的の基金設立

第 17 章 犯罪行為条項

第 34 条 正当に割当てられていない電力を使った者は何人も罰則にある窃盗という犯罪行為とみなされる。

第 35 条 (1) 無免許者の電力供給
(2) 電力免許取得者の義務違反

第 36 条 (1) 不注意による感電人身死亡事故
(2) 上記出来事を電気免許取得者が犯した場合
(3) 補償の義務

(4) 補償額，手続き，支払い（政府法規に明記）

第 37 34，35，36 条の行為は重罪である。

第 18 章 調査

第 38 条 犯罪調査

第 19 章 過渡期条項

第 39 条 この法律制定に際し、1985 年の法律第 15 条に従い発布された施行法令は、この法律に矛盾しないか、この法律に従って置換えまたは修正されるまでは有効である。

第 40 条 既存の免許の取扱い

第 20 章 結 論

第 41 条 この法律が有効となった時、1985 年の法律 No.15 は廃棄される

第 42 条 この法律の発効期日およびインドネシアの官報での公表

以上、新電力法（案）では、電力部門の再構築については表立って具体的にうたっていないが、この法案の解説の前文に次のように記述されている。

電力部門は過去 30 年間に亘り顕著な発展を遂げてきたが、現在に至り困難な立場を経験している。

この困難な立場に効果的に対応するため、また電力部門における長期的な開発を最大化するために、政府は電力部門を再構築しなければならない。

第一に政府は電力部門へ財政的な生存能力を復帰させる必要がある。

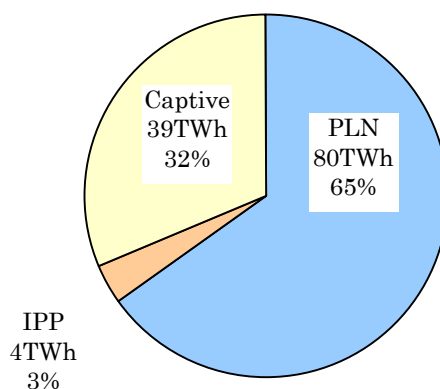
第二に政府はこの部門における会社数を増やし、競争原理を導入し、法規を強化して、顧客の要望に従い、効率的でより責任あるものにする必要がある。

第三に政府は効率を改善し、新しい財源を確保するために、完全に透明で、競争原理の働く市場環境を用意し、民間部門の役割を増す必要がある。

2.2. 電力事業経営

インドネシアの電力事業における主なプレーヤーは、PLN、IPP、そして自家用発電事業者 (Captive Power) である。それら3者の、1999年における発電量比率を右図に示す。

同図に示すとおり、インドネシアにおいては、PLNが全発電量の約2/3を発電している他、主に企業が保有している自家用発電設備が全国で約12GW程度(約12,000箇所程度)あり(1999年)全発電量の約1/3を発電している。IPPに関しては、現在のところ全発電量の3%と少量であるが、IPPを取巻く諸問題を順次解決していけば、更に増加していくものと考えられている。



出典：PLN Statistics 1999, PT. PLN
：Captive Power in Indonesia, 1999, WB

図 2.2-1 インドネシア国における発電量比率

1999年におけるインドネシアの全発電量は約120 TWhであり、これは日本における中部電力(株)程度の規模である。

送配電系統に関しては、PLNがほぼ独占しており、全国で24,389 kmの送電線、46,784 MVAの変電所、502,531 kmの配電線を保有している。

2.2.1. PLN 組織の現状

(1) ジャワ - バリ系統

ジャワ - バリ系統は、2 発電会社、1 送電系統運用組織および 4 配電営業組織で運営され

ている。2 発電会社（ジャワ発電会社：本社ジャカルタ，ジャワ発電会社：本社スラバヤ）は 1995 年に PLN 組織改革の取掛りとして分社化されたものであり、PLN の 100% 子会社である。1 送電系統運用組織（Java-Bali Transmission and Load Dispatching Center Unit）は、ジャワ - バリ送電系統全体の運用保守を行うと共に、給電運用を実施している。4 配電営業組織は地域別に分割されており、それぞれ東部ジャワ，中部ジャワ，西部ジャワおよび Jaya & Tangerang 地域の配電設備運用保守と営業業務を実施している。ただし、バリ地域の配電営業業務は、PLN 第 11 支店が実施している。また、これら運用組織の他に、3 カ所（東部ジャワ，中部ジャワ，西部ジャワ）の発送変電設備工事所（Project Offices）がある。

(2) 外島部

2000 年の年次報告書によれば、外島部においては、スマトラ島のみが他地域と異なる組織形態となっており、2 発送電組織（北部スマトラおよび南部スマトラ）と 4 配電営業組織（PLN 第 1 から第 4 支店）で運営されている。一方、それ以外の地域については、旧来よりの発電，送電，配電，営業垂直統合組織（第 5 から第 11 支店）で運営されているとの事である。ただし、近年のセクター改革の流れに沿って、各支店内での改革が順次進んでいる様子であり、各支店における現状での詳細な組織形態は不明である。¹⁾

また、これら運用組織の他に、スマトラ島に 3 カ所，スラウェシ島，カリマンタン島にそれぞれ 1 箇所の発送変電設備工事所（Project Offices）がある。

2.2.2. PLN の収支

PLN は 1999 年実績で、全国 27,524,552 軒²⁾の顧客へ 71 TWh³⁾の電力を販売している。これは、日本では東北電力(株)程度の規模である。

1995 年から 1999 年までの 5 ヶ年間における PLN の主な経営指標を以下に示す。

¹⁾ 後述のとおり、第 8 支店（南、南東スラウェシ）においては、将来の電力市場自由化に備え、パカルとテロの 2 発電運用組織（Business Units）が設立され、それぞれ南スラウェシ，南東スラウェシ内の発電所運営に当たっているとの事である。

²⁾ 出典：PLN Statistics 1999, PT. PLN, 内訳は、ジャワ - バリが 18,283,809 軒，外島部が 9,240,743 軒である。

³⁾ 出典：PLN Statistics 1999, PT. PLN, 内訳は、ジャワ - バリが 56 TWh，外島部が 15TWh である。

表 2.2-1

	1995	1996	1997	1998	1999
設備容量 (MW)	14,986	16,109	18,946	20,581	20,592
伸び率 (%)	4.6	7.49	17.61	8.63	0.05
発電電力量 (GWh)	59,404	67,387	76,620	77,903	84,776
伸び率 (%)	15.40	13.44	13.70	1.68	8.82
平均販売価格 (Rp/kWh)	163.01	165.43	169.13	210.94	219.68
営業収入 (100 万 Rp)	8,305,991	9,645,993	11,126,100	14,036,015	15,997,118
営業費用 (100 万 Rp)	6,537,145	7,642,510	9,449,753	16,808,773	21,502,678
営業利益 (100 万 Rp)	1,768,846	2,003,483	1,676,347	2,772,758	5,505,560
営業外費用 (100 万 Rp)	635,410	754,541	2,255,361	6,382,787	5,348,228
繰延税金 (100 万 Rp)	-	-	-	390,077	514,293
純益 (100 万 Rp)	969,824	1,178,415	579,014	9,545,622	11,368,081

注： は赤字

出典： PLN Statistics 1999, Annual Report 1999, PT. PLN

上表からわかるように 1997 年 7 月に始った経済危機の影響が、如実に 1998 年および 1999 年の営業収支に現れている。PLN 1999 年年報によれば、経営悪化の主な要因は 燃料費の増加、購入電力量の増加、長期借入金の増加、その借換えによる短期借入金の増加、支払利息の増加、返済不履行に伴う罰則金の増加等である。

今後、既に PPA 調印済の IPP 売電価格 (7 ¢/kWh 程度) による売電が実施されれば、収支は更に悪化すると予測されている。

PLN は 2000 年の年次報告書で財政再建戦略を次のように述べている。即ち、1997、1998、1999 年の赤字から、収支均衡にもっていくための戦略として次の事項を挙げている。

- (1) 天然ガスおよび地熱と同様に、値下げ交渉により、IPP 各社からの電力購入料金を減少させる。
- (2) 営業経費の増加を補填するため、政府に漸次基本電気料金の値上げを申入れる。
- (3) 社会への電力供給連続性を維持するため、政府からの補助を要求する。
- (4) 1998 年中頃まで、自動料金調整が適用されていた。即ち Rp/US\$ のレート変化、インフレ、燃料費および私企業からの電力購入単価を 3 ヶ月毎に予想し、それにより電気料金を自動調整するメカニズムが適用されていた。政府によるこの自動料金調整システム凍結の補償として、PLN は財務省に対し、1998 年 1 月 1 日以降の支払残金を PLN 自己資本に組み入れる (イクイティへの変更) か、もしくは、新しい長期ローンを再構築 (支払繰延べ) するかを求めているが、未だ解決に至っていない。

さらに特別な契約（IPP との PPA）の合理化戦略として、PPA の合理化は電力部門再構築の一部であり、その合理化対策は次の 3 項目をカバーすべきであるとしている。即ち、

- PLN 系統の電力需要の推移に応じた IPP による発電計画の再考
 - 国際的な市場価格の進展を考慮した IPP からの買電単価
 - 購入者と販売者、双方にとってより公正な利益配分となるべき契約条件の見直し
- である。また、

“ 27 の PPA ” と具体的な数字を上げた上で、それらは公正な双方が受入れられるようなやり方で再交渉されると記されている。

最後に民営化戦略について、民営化は上記財政再建戦略の完成に続いて実施されるべきだと述べている。即ち、現在 PLN の懸案となっている借入金の処理、PPA 再交渉の解決、電力料金の値上げ等により、投資家にとって魅力的な環境作りが出来た後で、ということである。

2.2.3. 南部スラウェシおよび南部スマトラの状況

(1) 南部スラウェシ

南および南東スラウェシを営業区域とする PLN 第 8 支店は、668 MW の発電設備で 1,175,673 軒の需要家へ電力を供給している。1999 年のピーク電力は 367 MW と記録されている。

第 8 支店の組織図を図 2.2-2 に示す。第 8 支店では、将来の市場自由化（同図第 4 ステージ）をにらみ順次組織改革中であり、現在はその途中段階（同図第 2 ステージ）に当たるとの事であった。具体的な第 1 ステージからの第 2 ステージへの変更箇所は発電部門であり、2 発電所運用組織（バカルとテロ）を設置し、それぞれが南スラウェシと南東スラウェシの発電所運営に当たっているとのである。

第 8 支店の電源構成は 50%がディーゼルであり、これが発電原価を押し上げている。

今回の調査で、2000 年実績で平均売電単価 280 Rp/kWh に対し、発電原価が 979 Rp/kWh となっており、毎月 43 billion Rp の赤字が発生している。現状ではこの赤字はすべて PLN 本店で処理されている。

(2) 南部スマトラ

南部スマトラでは PLN 第 4 支店が南部 5 州（南スマトラ，ジャンピ，ランブン，ベンクルおよびバンカル）を供給エリアとし、1,476,408 軒の需要家に電力を供給している。1999 年のピーク電力は 589 MW となっている。

南部スマトラにおける PLN 組織図を図 2.2-3 に示す。南部スマトラは、PLN 外島部構造改革の先駆けとして、4 年前に発送電組織（南部スマトラ発送電組織）が設立され、第 4 支店管内と第 3 支店管内の一部地域における発電所および送変電設備の運用保守を実施している。旧来の支店組織は、配電設備運用と顧客サービス（営業）業務を行っている。

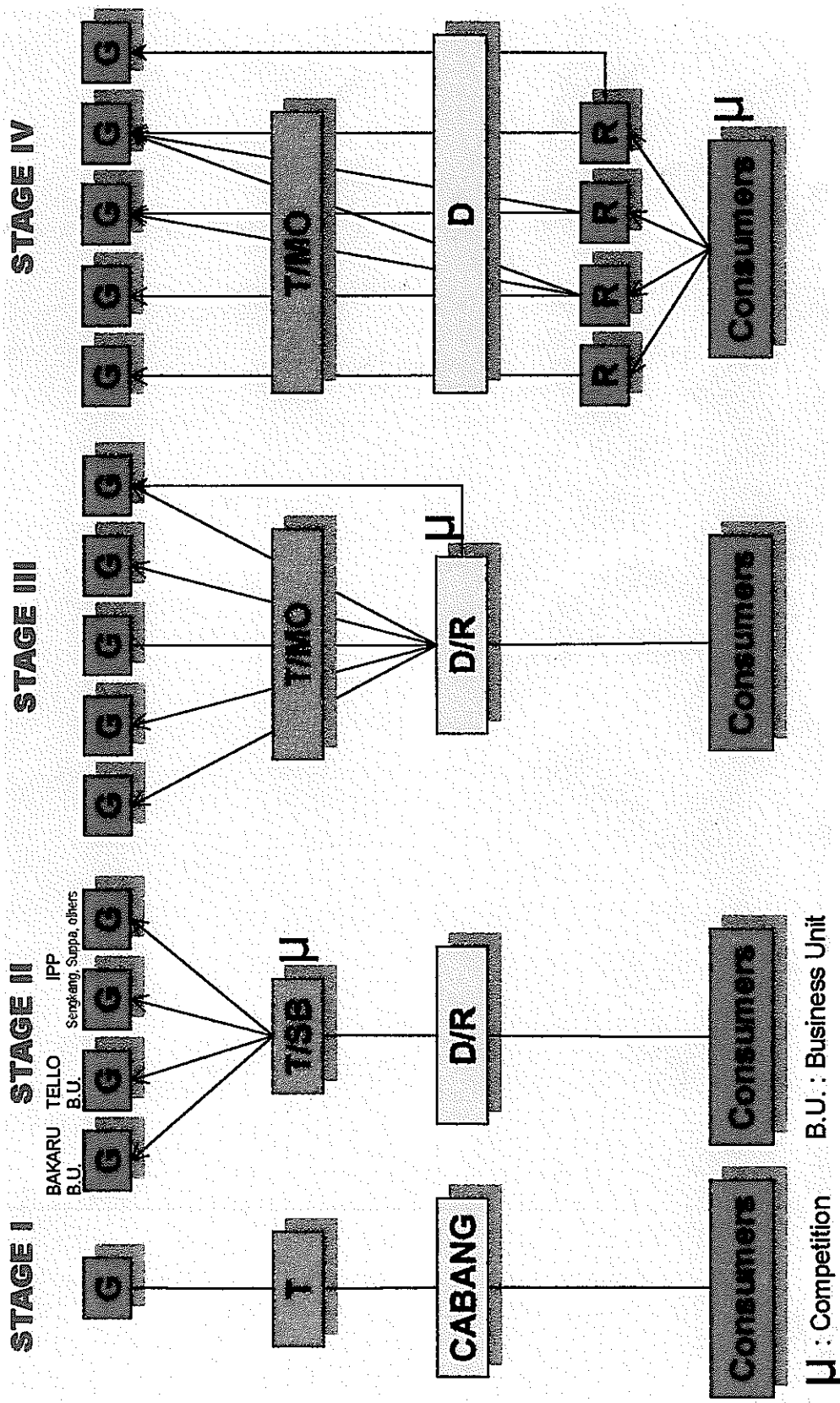
また、第 4 支店では、支店独自の取り組みとして、第 4 支店営業区域 5 州の内、南スマトラ州パレンバンにおいて、以下のようなパイロットプランを実施している。

- 取組内容 -

従来地域別に設備運用および営業の双方共実施していた支店下部組織を、1 つの設備（配電設備）運用保守組織と、3 つの顧客サービス組織（電力小売営業）とに分割した。その結果、設備保守個所が電気料金回収に関わらなくなり、また、顧客サービスが充実され、結果として電気料金の回収率および回収に要する日数が大きく改善されたというものである。

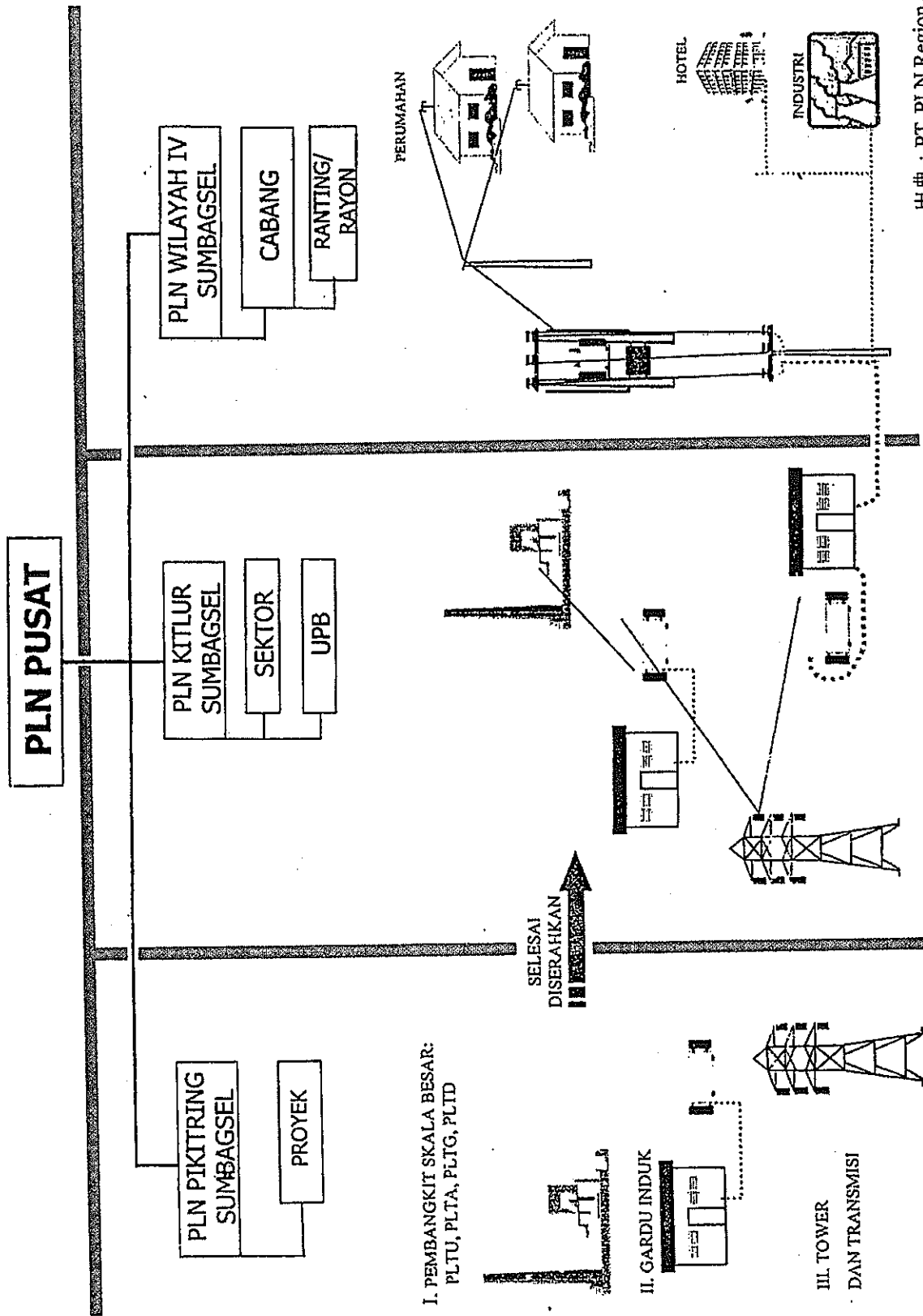
2000 年の実績で、発送電組織の発電原価が約 380 Rp/kWh で販売単価は 263 Rp/kWh となっており、117 Rp/kWh の逆鞘となり、月平均で約 25 billion Rp の赤字となる。第 8 支店と同様この赤字は PLN 本社で処理される。

南部スマトラにおいても、南部スラウェシと同様に、地域電力会社における将来形態は、日本における電力会社の供給形態とは異なった姿が画かれようとしている。



出典 : Sekilas Kelistrikan SULSELRA, PT. PLN Region 8

图 2.2-2 PT. PLN 第 8 支店組織改革計画



出典：PT. PLN Region 4

図 2.2-3 南スマトラ地域における PLN 組織の現状

2.3. 開発計画

2.3.1. GDP 成長率の想定

インドネシアにおける GDP の想定は、国家計画委員会によって行われており、2000 年から 2010 年にかけての成長率は 4.8% / 年（ハイシナリオ）となっている。電力の長期開発目標は、経済成長，人口増加，電化率等いくつかの指標をもとにたてられているが、これらの長期開発指標を表 2.3-1 に示す。

表 2.3-1 長期開発のマクロ指標

マクロ指標	単位	2000 年～2010 年	摘 要
経済成長	%	4 - 8	国家計画委員会ハイシナリオ
人口増加	%	1.5	中央統計局
電化率			
ジャワ - バリ	%	81	需要家単位
外島部	%	67	

出典：National Electricity General Plan 2000

2.3.2. 電力需要の伸び率

インドネシアにおける過去 30 年間の電力需要の成長は著しく、1969/70 年～1999/2000 年の間に電力消費量は 50 倍になった。これは年平均伸び率 13.7% に相当する。

1997 年に発生した経済危機の影響は今も続いており、電力需要に大きなインパクトを与えている。経済危機は産業，商業，公共，家庭といった多くの分野の活動が停滞する原因となっており、とりわけ工業と商業分野の停滞が電力需要の動向に大きな影響を与えている。

マクロな長期目標によると、2000 年のジャワ - バリ系統電力消費量は 63.1×10^3 GWh と予想され、2010 年には 147.1×10^3 GWh，年平均伸び率は 8.9% となっている。同じく外島部では 2000 年の電力消費量は 15.5×10^3 GWh と予想され、2010 年には 39.5×10^3 GWh，年平均伸び率は 10.1% となっている。

表 2.3-2 に電力消費量の予想値を示す。

表 2.3-2 電力消費量予想 (2000年～2010年)

	単位	2000	2001	2003	2005	2008	2010	成長率
ジャワ - バリ	10 ³ GWh	63.1	68.2	81.3	97.4	125.5	147.1	8.9
産業	10 ³ GWh	29.9	32.4	38.4	45.5	57.5	66.8	8.4
商業	10 ³ GWh	7.9	8.6	10.1	12.2	15.9	18.8	9.2
公共	10 ³ GWh	2.9	3.1	3.4	3.9	4.8	5.3	6.4
家庭	10 ³ GWh	22.2	24.2	29.3	35.8	47.2	56.1	9.9
外島部	10 ³ GWh	15.0	16.2	19.3	23.7	32.3	39.5	10.1
産業	10 ³ GWh	3.9	4.2	4.9	5.9	7.8	9.3	8.6
商業	10 ³ GWh	2.3	2.4	2.9	3.4	4.5	5.5	8.7
公共	10 ³ GWh	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.1	6.3
家庭	10 ³ GWh	7.7	8.4	10.2	12.9	18.2	22.7	11.2

出典：National Electricity General Plan

2.3.3. 需給バランス

インドネシアは非常に多くの島々から構成されているため、電力の需給は島単位あるいは同一島内の地方毎にバランスさせる必要がある。インドネシア国内には 13 の電力系統があるが、最大の電力需要はジャワ - バリ系統で、発電設備も国内全体の 74% を占めている。

ジャワ - バリ系統のピーク電力需要は、今後 10 年間年平均 8.9% の伸び率が予想されており、予想通りに電力需要が増大すると、2003 年には電力危機に陥る可能性がある。これに対して PLN は 2003 年までに借款で新たな発電所を建設することは不可能であり、また IPP 問題が解決していない現状では、民間投資も期待できない実態に鑑みれば、これらに依存しない形での電力危機回避シナリオを求めざるを得ないとしている。また、WB は PLN が今後の電力需要の伸びとして 10% 近い値を設定していることを疑問視している。その理由として、インドネシア経済に立直りの兆しはあるものの、未だに産業部門への投資が経済危機発生前の数 10 分の 1 程度に停滞していること、および新規電源開発への投資計画がないのは、既設設備の余裕範囲内の操業で収まっているからとの見方を示している。

電力危機に対する対応策の一つとして、自家用発電設備 (Captive Power) の活用がある。Captive Power は PLN の系統に連系されていない発電設備で、1999 年末における設備容量は約 13 GW に達している。Captive Power はもともと PLN の電力系統から離れた地域、あるいは供給電力の質を確保できない問題等のために国の方針として設置を奨励した時代もあったために、大きく成長してきたものである。大規模なものとしては、製鉄所、繊維工場、精油所などの供給電力の品質維持が課題の業種においては、早くから普及していた。この Captive

Power の活用について、PLN は「物理的に電力系統に並列可能な発電設備は存在する。しかし、その規模が非常に大きく、発電機数も多いため、新たな給電指令所が必要となると思われる。また、Captive Power は燃料費、経済動向等に敏感に反応し、PLN への可能売電量が変化するため、供給計画の面からは扱いにくい。したがって現段階で電力危機対応として、Captive Power からの受電計画はない」としている。

表 2.3-4 にジャワ - バリおよび外島部のピーク電力需給バランスを示す。この表はピーク電力と設備容量との比較であり、ピーク電力と供給可能電力との比較とはなっていない。一般的に供給可能電力は、設備容量よりもかなり低い値となる。その理由は、水力発電所にあっては乾季の河川流量減少や、ダム水位の低下による落差の減少による出力減が考えられ、全ての発電所共通のこととして、経年劣化およびメンテナンス不良に起因する、発電用機器の効率低下による出力減などである。因みに PLN STATISTICS 1999 記載の発電用機器の効率低下データによれば、供給可能電力 / 設備容量は、水力 99% , 汽力 99% , ガスタービン 66% , コンバインドサイクル 100% , 地熱 100% , ディーゼル 71% , 計 93% となっている。

表 2.3-4 によると、2003 年のジャワ - バリは予備率 16% となっているが、これは設備容量を用いて算定した予備率であり、供給可能量を用いて算定するとかなり下がるはずである。外島部では、2000 年の予備率がマイナス値あるいは 20% を切っている地域がかなりの数で見受けられる。これら外島部では既に深刻な電力不足に陥っている。

表 2.3-4 最大電力需給バランス

	2000	2003	2005	2008	2010		2000	2003	2005	2008	2010
ジャワ - バリ						第 7 支店					
最大電力(MW)	12,078	15,441	18,425	23,545	27,469	最大電力(MW)	193	243	292	385	463
設備容量(MW)	16,828	17,936	22,496	29,715	34,395	設備容量(MW)	223	307	396	532	609
予備力(MW)	4,750	2,495	4,071	6,170	6,926	予備力(MW)	30	64	104	147	146
予備率(%)	39	16	22	26	25	予備率(%)	16	26	36	38	32
第 1 支店						第 8 支店					
最大電力(MW)	144	184	224	301	357	最大電力(MW)	379	482	585	782	950
設備容量(MW)	127	222	299	379	479	設備容量(MW)	571	604	845	1,125	1,325
予備力(MW)	-17	38	75	78	122	予備力(MW)	192	122	260	343	375
予備率(%)	-12	21	33	26	34	予備率(%)	51	25	44	44	39
第 2 支店						第 9 点					
最大電力(MW)	803	1,020	1,238	1,658	1,983	最大電力(MW)	37	47	57	75	91
設備容量(MW)	1,132	1,352	1,452	2,142	2,542	設備容量(MW)	93	124	141	141	141
予備力(MW)	329	332	214	484	559	予備力(MW)	56	77	84	66	50
予備率(%)	41	33	17	29	28	予備率(%)	151	164	147	88	55
第 3 支店						第 10 支店					
最大電力(MW)	505	653	804	1,099	1,355	最大電力(MW)	66	79	94	120	142
設備容量(MW)	821	823	904	919	1,024	設備容量(MW)	70	110	118	225	263
予備力(MW)	316	170	100	-180	-331	予備力(MW)	4	31	24	105	121
予備率(%)	63	26	12	-16	-24	予備率(%)	6	39	26	88	85
第 4 支店						第 11 支店					
最大電力(MW)	643	836	1,032	1,420	1,758	最大電力(MW)	137	166	199	258	307
設備容量(MW)	564	1,117	1,317	1,937	2,572	設備容量(MW)	142	274	307	381	396
予備力(MW)	-79	281	285	517	814	予備力(MW)	5	108	108	123	89
予備率(%)	-12	34	28	36	46	予備率(%)	4	65	54	48	29
第 5 支店						Batam 特別区					
最大電力(MW)	151	189	227	299	360	最大電力(MW)	74	101	130	191	246
設備容量(MW)	136	284	320	421	473	設備容量(MW)	82	136	201	268	300
予備力(MW)	-15	95	93	122	113	予備力(MW)	8	35	71	77	54
予備率(%)	-10	50	41	41	31	予備率(%)	11	35	55	40	22
第 6 支店						外島部計					
最大電力(MW)	402	511	621	832	1,012	最大電力(MW)	3,534	4,511	5,503	7,420	9,024
設備容量(MW)	556	547	799	1,082	1,334	設備容量(MW)	4,517	5,900	7,099	9,552	11,458
予備力(MW)	154	36	178	250	322	予備力(MW)	983	1,389	1,596	2,132	2,434
予備率(%)	38	7	29	30	32	予備率(%)	28	31	29	29	27

出典：National Electricity General Plan 2000

2.3.4. 発電設備の現状

1999年末における既設発電設備の状況は、表 2.3-5 に示すとおりである。全発電設備数は4,053で、内訳は水力 177 , 汽力 39 , ガスタービン 49 , コンバインドサイクル 50 , 地熱 7 , ディーゼル 3,731 である。全設備容量は 20,592 MW で、内訳は水力 3,014 (15%) , 汽力 6,770 MW (33%) , ガスタービン 1,516 MW (7%) , コンバインドサイクル 6,282 MW (30%) , 地熱 360 MW (2%) , ディーゼル 2,650 MW (13%) である。

表 2.3-5 既設発電設備状況

単位：MW

	水 力			汽 力			ガスタービン			コンバインドサイクル		
	数	設備容量	可能容量	数	設備容量	可能容量	数	設備容量	可能容量	数	設備容量	可能容量
ジャワ - バリ	96	2,391.02	2,387.87	25	6,000.00	5,968.00	22	925.86	570.31	40	5,403.09	5,653.09
第 1 支店	3	2.13	2.13									
第 2 支店												
第 3 支店	3	0.48	0.05									
第 4 支店	2	1.76	0.90									
第 5 支店							1	38.48	30.00			
第 6 支店	5	30.23	25.73				2	54.71	42.50	4	60.73	58.00
第 7 支店	17	60.78	44.93									
第 8 支店	5	129.31	127.35	2	25.00	20.50	5	125.92	93.50			
第 9 支店												
第 10 支店	7	3.00	2.40									
第 11 支店	6	1.33	1.94									
Batam 特別区												
G & T NPS ¹⁾	16	121.50	120.11	4	260.00	202.00	9	166.33	89.00	6	817.88	553.00
G & T SPS ²⁾	17	272.46	271.70	8	485.00	481.00	10	204.82	172.50			
外島部計	81	622.97	597.23	14	770.00	703.50	27	590.25	427.50	10	878.61	611.00
合計	177	3,013.99	2,985.10	39	6,770.00	6,671.50	49	1,516.11	997.81	50	6,281.70	6,264.09

	地 熱			ディーゼル			Total		
	数	設備容量	可能容量	数	設備容量	可能容量	数	設備容量	可能容量
ジャワ - バリ	7	360	360	56	108.81	83.71	246	15,188.78	15,022.98
第 1 支店				158	65.44	50.80	161	67.57	52.93
第 2 支店				11	0.58	0.54	11	0.58	0.54
第 3 支店				502	206.16	153.88	505	206.64	153.92
第 4 支店				439	148.94	83.86	441	150.70	84.76
第 5 支店				348	188.21	149.10	349	226.69	179.10
第 6 支店				555	420.76	260.01	566	566.43	386.23
第 7 支店				361	208.92	157.85	378	269.70	202.78
第 8 支店				320	387.45	301.98	332	667.67	543.33
第 9 支店				287	103.01	72.83	287	103.01	72.83
第 10 支店				329	111.03	88.82	336	114.03	91.22
第 11 支店				229	243.03	173.39	235	244.37	175.33
Batam 特別区				21	87.72	76.05	21	87.72	76.05
G & T NPS ¹⁾				54	154.70	73.98	89	1,520.41	1,038.09
G & T SPS ²⁾				61	215.18	163.66	96	1,177.46	1,088.86
外島部計				3,675	2,541.13	1,806.74	3,087	5,402.96	4,145.97
合計	7	360	360	3,731	2,649.94	1,890.45	4,053	20,591.74	19,168.95

出典：PLN STATISTICS 1999

注： 1) 北部スマトラ発送電組織
2) 南部スマトラ発送電組織

2.3.5. 電力開発計画

2010 年までの電源種別開発計画を表 2.3-6 に示す。これによると 1999 年～2010 年の間合計開発量は、27,415 MW で、この内ジャワ - バリでは 19,920 MW が計画されており、全体に占める割合は 73%である。外島部では第 4 支店の 2,150 MW が最大で、次いで第 2 支店の 1,330 MW，第 6 支店の 980 MW，第 8 支店の 830 MW の順である。

電源種別の開発計画量は、ジャワ - バリではガスタービンが 70%を占め、外島部では汽力が 27%を占めている。ディーゼルの開発は外島部にのみ計画されており、特に第 9 支店，第 10 支店および第 11 支店では今後の電源開発の主力と位置付けられている。

表 2.3-6 電源種別開発計画

単位：MW

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	計
ジャワ - バリ													
水力		6						44	55	1,000			1,105
汽力		1,230	1,220			1,320							3,770
ガスタービン						1,440	1,800	2,640	1,680	1,800	2,040	2,640	14,04
コンバインド						600							600
地熱	165	130	110										405
ディーゼル													0
小水力													0
計	165	1,366	1,330	0	0	3,360	1,800	2,684	1,735	2,800	2,040	2,640	19,92
第1支店													
水力							86			30			116
汽力													0
ガスタービン				50	50				50		50	50	250
コンバインド													0
地熱													0
ディーゼル	7	1	5		7.5	2							23
小水力		1.9											2
計	7	2.9	5	50	57.5	2	86	0	50	30	50	50	390
第2支店													
水力				50	82			180			200	200	712
汽力								100	100				200
ガスタービン													0
コンバインド													0
地熱													0
ディーゼル		0.23			100		102.5	100	100				403
小水力		15.75											16
計	0	15.98	0	50	182	0	102.5	380	200	0	200	200	1,330
第3支店													
水力													0
汽力												100	100
ガスタービン						100							100
コンバインド													0
地熱													0
ディーゼル			15		9.5	10	6	15			5		61
小水力		9.53											10
計	0	9.53	15	0	9.5	110	6	15	0	0	5	100	270
第4支店													
水力			114		210				340				664
汽力						120	100	100			100	200	620
ガスタービン			60	200					20		100	100	480
コンバインド										135	135		270
地熱													0
ディーゼル			15			15	5		25				60
小水力	1	9.71											11
計	1	9.71	189	200	210	135	105	100	385	135	335	300	2,105
第5支店													
水力													0
汽力							50		50	50	50		200
ガスタービン			50	50	50								150
コンバインド													0
地熱													0
ディーゼル	6.5		4.5										11
小水力			1.2										1
計	6.5	0	55.7	50	50	0	50	0	50	50	50	0	362

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	計
第6支店													
水力													0
汽力	65	65	5			100	50	50		100	50		485
ガスタービン コンバインド				0.24			132		132				0
地熱													264
ディーゼル	17.3		2.5	10									0
小水力			1.2	0.24	0.72						100	100	30
計	82.3	65	7.5	10.24	0.72	100	182	50	132	100	150	100	980
第7支店													
水力													0
汽力									55	55			110
ガスタービン コンバインド				50			50			20	70		190
地熱		20			20	20							0
ディーゼル	11	2.5	10		20	25			5		5		60
小水力		6.2	1.5	0.7	1.7								79
計	11	28.7	11.5	50.7	41.7	45	50	0	60	75	75	0	10
第8支店													
水力													0
汽力		5						65	65	100		100	335
ガスタービン コンバインド						100	150	50			100		400
地熱													0
ディーゼル	20.6		5	12	22.2	22							0
小水力		6.6		4.3	2								82
計	20.6	11.6	5	16.3	24.2	122	150	115	65	100	100	100	13
第9支店													
水力													0
汽力													0
ガスタービン コンバインド													0
地熱						10	2						12
ディーゼル	16		8.5	17	17.5		10						69
小水力				1.4	0.35								2
計	16	0	8.5	18.4	17.85	10	12	0	0	0	0	0	83
第10支店													
水力								54	15.5				0
汽力													70
ガスタービン コンバインド													0
地熱													0
ディーゼル	6		12.5	10	15	2.5	12	20					78
小水力			2.8		3.2								6
計	6	0	15.3	10	18.2	2.5	12	74	15.5	0	0	0	154
第11支店													
水力								19					19
汽力													0
ガスタービン コンバインド			40						20				60
地熱			3		17.5	10							0
ディーゼル	2.5	11	37.7	15	32		30	25	5	5	5	10	31
小水力				2.4		0.7	0.3						178
計	2.5	11	80.7	17.4	49.5	10.7	30.3	44	25	5	5	10	3
Batam 特別区													
水力													0
汽力													0
ガスタービン コンバインド				30	30				66			30	90
地熱						66			66				132
ディーゼル													0
小水力													0
計	0	0	0	30	30	66	0	0	66	0	0	30	222
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	計

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	計
外島計													
水力	0	0	114	50	292	0	86	253	356	30	200	200	1,581
汽力	65	70	5	0	0	220	200	315	270	305	200	400	2,050
ガスタービン	0	0	150	380	130	200	200	50	90	20	320	180	1,720
コンバインド	0	0	0	0	0	66	132	0	198	135	135	0	666
地熱	0	20	3	0	38	40	2	0	0	0	0	0	103
ディーゼル	87	15	116	64	224	77	166	160	135	5	15	10	1,072
小水力	18	50	8	19	8	1	0	0	0	0	100	100	304
計	170	154	396	513	691	603	786	778	1,049	495	970	890	7,495
合計													
水力	0	6	114	50	292	0	86	297	411	1,030	200	200	2,686
汽力	65	1,300	1,225	0	0	1,540	200	315	270	305	200	400	5,820
ガスタービン	0	0	150	380	130	1,640	2,000	2,690	1,770	1,820	2,360	2,820	15,760
コンバインド	0	0	0	0	0	666	132	0	198	135	135	0	1,266
地熱	165	150	113	0	38	40	2	0	0	0	0	0	508
ディーゼル	87	15	116	64	224	77	166	160	135	5	15	10	1,072
小水力	18	50	8	19	8	1	0	0	0	0	100	100	304
計	335	1,521	1,726	513	691	3,963	2,586	3,462	2,784	3,295	3,010	3,530	27,415

出典：National Electricity General Plan 2000

各地域別の具体的な電源開発計画は、以下の通りである。

(1) ジャワ - バリ

1999年の電力消費量は57,436 GWh, 2010年の電力消費量は147,088 GWhと予測されており、年平均伸び率は8.9%である。2003年には設備容量を基にした予備率が16%と予想されており、電力不足が懸念される。

1999年末の人口当たり電化率は57.7%である。

表 2.3-7 にジャワ - バリの電源開発計画を示す。

(2) 第1支店 (Aceh)

1999年の電力消費量は475 GWh, 2010年の電力消費量は1,267 GWhと予測されており、年平均伸び率は9.3%である。この地域は現在深刻な電力不足で、2001年には、設備容量を基にした予備率が-19%に達すると予想されている。電力不足は2002年、2003年に予想されている、Aceh ガスタービン 50 MW×2の運転開始まで続くことになろう。

1999年末の人口当たり電化率は52.9%である。

表 2.3-8 に第1支店の電源開発計画を示す。

(3) 第2支店 (North Sumatra)

1999年の電力消費量は3,408 GWh, 2010年の電力消費量は9,113 GWhと予測されており、年平均伸び率は9.4%である。この地域では今のところ電力の余剰は多いが、予備力は次第に減少しつつある。2005年には設備容量を基にした予備率が17%まで低下すると

予想されている。

北スマトラ州は、2,010 MW の未開発包蔵水力を持ち、未開発の地熱資源も各地に分散しており、合計 2,420 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 62.4% である。

表 2.3-9 に第 2 支店の電源開発計画を示す。

(4) 第 3 支店 (West Sumatra, Riau)

1999 年の電力消費量は 1,890 GWh , 2010 年の電力消費量は 6,027 GWh と予測されており、年平均伸び率は 11.1% である。この地域は現在過大な供給設備を持っているが、2005 年には供給力不足が生じると予想されている。現計画によると 2007 年に予備率はマイナスとなり、以降数年間はこの状態が継続するとしている。

未開発包蔵水力は 2,623 MW , 未開発地熱資源は 485 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 42.2% である。

表 2.3-10 に第 3 支店の電源開発計画を示す。

(5) 第 4 支店 (South Sumatra, Bengkulu, Jambi, Lampung, Bangka-Belitung)

1999 年の電力消費量は 2,416 GWh , 2010 年の電力消費量は 7,386 GWh と予測されており、年平均伸び率は 10.7% である。この地域は現在電力不足の状態である。2000 年の設備容量を基にした予備率は - 12% で、毎夕のピーク負荷時に計画停電を行っている。この地域における最優先課題は、Musi 水力を含む新規電源の開発と関連送電線の早期実現である。現計画によると、2002 年には設備容量を基にした予備率が 22% となり、電力不足から脱却出来ることとなっている。

また、短期間の電力不足を克服するための手段として、Banjarmasin (カリマンタン島) から Jarahan へ Float Gas PP (水上式ガス発電所) 30 MW を移設し、2000 年末の運転を目論んでいる。

ジャワ - バリに次ぐ発展ステージの南部スマトラでは、水力資源の豊富な西スマトラ州と最大電力消費地である Lampung 州とが遠隔であり、現状では送電線が孤立しているために、一部で電力不足と供給力過多を同時に経験している。今年半ばに 150kV 送電線の連系が実現する予定であり、その後は、南部スマトラ全体として最適な電源開発や、送電線増強が可能となる。

未開発包蔵水力は 2,134 MW , 未開発地熱資源は 5,372 MW , 未開発天然ガス 7,737 BSCF である。

1999 年末の人口当たり電化率は 30.4% である。

表 2.3-11 に第 4 支店の電源開発計画を示す。

(6) 第 5 支店 (West Kalimantan)

1999 年の電力消費量は 571 GWh , 2010 年の電力消費量は 1,467 GWh と予測されており、年平均伸び率は 9.0% である。この地域は現在電力不足の状態、2000 年の設備容量を基にした予備率は - 10% である。計画では、2001 年から 2003 年まで毎年ガスタービン発電所 50 MW が投入されることとなっており、計画通りこの発電所の開発が進捗すれば、2001 年以降電力不足は起こらない。

未開発包蔵水力は 3,851 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 38.5% である。

表 2.3-12 に第 5 支店の電源開発計画を示す。

(7) 第 6 支店 (South Kalimantan, Central Kalimantan & East Kalimantan)

1999 年の電力消費量は 1,752 GWh , 2010 年の電力消費量は 5,053 GWh と予測されており、年平均伸び率は 10.1% である。この地域は現在十分な電力を有しているが、2003 年 ~ 2004 年にかけて電力不足に陥ると予想されている。2004 年 ~ 2009 年に運転開始が予定されている、Banjarmasin 火力発電所 (Total 250MW) の前倒しが望まれる。

未開発包蔵水力は 2,666 MW 未開発地熱資源は 4,463 MW 未開発天然ガス 48,031 BSCF である。

1999 年末の人口当たり電化率は 44.1% である。

表 2.3-13 に第 6 支店の電源開発計画を示す。

(8) 第 7 支店 (North Sulawesi, Central Sulawesi & Gorontalo)

1999 年の電力消費量は 634 GWh , 2010 年の電力消費量は 1,734 GWh と予測されており、年平均伸び率は 9.6% である。この地域は 2001 年まで設備容量を基にした予備率が 10% 台となっており、電力不足の状態が続いている。計画では 2002 年には Minahasa ガスタービン発電所 50 MW が運転を開始することになっており、以降電力は充足されることとなっている。

未開発包蔵水力は 1,976 MW , 未開発地熱資源は 1,065 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 46.9% である。

表 2.3-14 に第 7 支店の電源開発計画を示す。

(9) 第 8 支店 (South Sulawesi & Southwest Sulawesi)

1999 年の電力消費量は 1,451 GWh , 2010 年の電力消費量は 3,900 GWh と予測されており、年平均伸び率は 9.4% である。この地域は 2010 年までの計画期間を通して設備容量を基にした予備力率が 25% 以上となっており、電力不足の心配はないように見える。

しかし、PLN 第 8 支店では 2002 年には電力不足が生じる可能性があるとしている。

この地域は北部に水力資源が豊富で、Bakuru 水力発電所など大規模電源が集中している。しかし、2010 年までの計画期間内には新規水力資源の開発は予定されていない。電力の最大消費地である Makassar は電源から 200 km 以上離れており、この間を結ぶ送電容量の不足がこの地域での水力開発にブレーキをかけている。建設が中断している東回りルート of 150 kV 送電線が近い内に完成となれば、西スラウェシ州における送電系統の信頼度は向上し、Bakuru 水力の増設を初め水力資源の開発が進むものと考えられる。

未開発地熱資源は 500 MW , 未開発天然ガス 611 BSCF (10⁹ Standard Cubic Foot) である。

1999 年末の人口当たり電化率は 52.8% である。

表 2.3-15 に第 8 支店の電源開発計画を示す。

(10) 第 9 支店 (Maluku & North Maluku)

1999 年の電力消費量は 208 GWh , 2010 年の電力消費量は 362 GWh と予測されており、年平均伸び率は 5.2% である。この地域は島々から成っているため、主な電源はディーゼルである。将来の需要増に対しても主にディーゼルで供給することとし、補完的に地熱、小水力および太陽光エネルギーを考えている。

未開発地熱資源は 250 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 38.4% である。

表 2.3-16 に第 9 支店の電源開発計画を示す。

(11) 第 10 支店 (Irian Jaya)

1999 年の電力消費量は 265 GWh , 2010 年の電力消費量は 632 GWh と予測されており、年平均伸び率は 8.2% である。この地域は 2000 年に設備容量を基にした予備率が 5% となっており、電力不足の状態にある。計画では 2001 年にディーゼル発電所および小水力発電所の運転開始により電力不足は免れ、以降電力は充足されることとなっている。

未開発包蔵水力は 20,866 MW , 未開発天然ガスは 18,560 BSCF と推定されている。

1999 年末の人口当たり電化率は 24.9% である。

表 2.3-17 に第 10 支店の電源開発計画を示す。

(12) 第 11 支店 (Nusa Tenggara Barat and Nusa Tenggara Timur)

1999 年の電力消費量は 477 GWh ,2010 年の電力消費量は 1,146 GWh と予測されており、年平均伸び率は 8.3%である。この地域は 1999 年～2000 年の電力供給が非常に厳しい状態となっている。しかし、計画では 2001 年にディーゼル発電所およびガスタービン発電所が投入され、2001 年の設備容量を基にした予備率が 51%となり、以降安定した電力の供給が可能としている。

未開発地熱資源は 2,100 MW である。

1999 年末の人口当たり電化率は 37.3%である。

表 2.3-18 に第 11 支店の電源開発計画を示す。

(13) Batam 特別区

1999 年の電力消費量は 351 GWh ,2010 年の電力消費量は 1,377 GWh と予測されており、年平均伸び率は 13.2%である。この地域の電力供給は 2000 年～2001 年が厳しく、電力不足に陥る可能性が大きいと予想されている。新規供給力は 2002 年に投入予定のガスタービン発電所 30 MW で、この供給力により、2002 年の設備容量を基にした予備率は 24%となり、以降安定した電力の供給が可能としている。

1999 年末の人口当たり電化率は 82.0%である。

表 2.3-19 に Batam 特別区の電源開発計画を示す。

表 2.3-7 ジャワ - バリ電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	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	%	70.3	70.5	70.6	70.7	70.8	70.9	71.0	71.1	71.2	71.3	71.4	71.5
Production	GWh	67,940	74,555	80,424	86,744	95,720	105,013	114,541	124,703	135,514	146,988	159,136	171,965
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
CAPACITY													
Insalled	MW	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 1	HPP								33				
Lesti 1	HPP								11				
P.Storage 1	HPP										1,000		
Rajamandala 1	HPP									55			
Wonorejo 1	HPP		6.2										
Muarakarang Repowering	C/C PP						600						
ON PLANNING PROJECT													
New PLTG	G PP						840	600	840	480		240	840
New PLTUG	G PP						600	1,200	600				
New PLTUG	G PP								1,200	1,200	1,800	1,800	1,800
Darajat 1,2,3,4	Geo PP		70										
Dieng 1,2,3	Geo PP		60										
Salak I 1,1-2	Geo PP	165											
Wayang Windu 1,2,3,4	Geo PP			110									
Paiton I 1,2	S PP		1,230										
Paiton II 1,2	S PP			1,220									
Tanjung Jati B 1,2	S PP												
SYSTEM CAPACITY	MW	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

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-8 第1支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	475	496	535	577	638	706	782	865	958	1,061	1,173	1,267
Growth	%	2.3	4.4	7.8	7.8	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.8	10.5	8.0
Network Loss	%	14.7	14.5	14.5	14.4	14.3	14.2	14.1	14.1	3.6	3.6	3.6	3.6
Own Usage	%	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
Load Factor	%	46.5	46.8	46.8	46.8	46.9	47.0	47.1	47.2	47.4	47.4	47.6	47.6
Production	GWh	567	591	636	684	756	836	924	1,022	1,130	1,250	1,380	1,489
Peak Load	MW	139	144	155	167	184	203	224	247	272	301	331	357
CAPACITY													
Insalled	MW	121	117	111	107	99	95	89	89	89	89	89	89
PLN PROJECT													
Peusangan I, II 1-3	H PP							86					
Peusangan IV 1	H PP									30			
Blangpidie 1,2	D PP	2											
Meulaboh 1	D PP	3				2.5							
Sabang 1-3	D PP	2	1			5	2						
Tapak Tuan 1	D PP			5									
Aceh	G PP				50	50				50		50	50
Samalanga 1	MH PP		0.8										
Tangse	MH PP		1.1										
SYSTEM CAPACITY	MW	128	127	126	172	222	220	299	299	349	379	429	479
Reserve	%	-8	-12	-19	3	21	8	34	21	28	26	30	34

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-9 第 2 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	3,408	3,585	3,862	4,161	4,597	5,079	5,612	6,202	6,855	7,578	8,355	9,113
Growth	%	2.1	5.2	7.7	7.7	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.3	9.1
Network Loss	%	17.3	16.8	16.3	15.7	15.2	14.7	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2
Own Usage	%	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
Load Factor	%	57.6	58	58.1	58.2	58.3	58.4	58.5	58.6	58.7	58.8	58.9	59
Production	GWh	3,858	4,079	4,389	4,723	5,212	5,752	6,349	7,008	7,737	8,543	9,409	10,251
Peak Load	MW	765	803	862	926	1,020	1,124	1,238	1,365	1,504	1,658	1,823	1,983
CAPACITY													
Installed	MW	1,118	1,116	1,113	1,106	1,104	1,104	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101
PLN PROJECT													
Asahan III 1-2,3-4	H PP											200	200
Renun 1	H PP					82							
Sipansihaporas 1-2	H PP				50								
G.Sitoli	D PP							2.5					
Medan	D PP					100		100	100	100			
Padang Bulan	D PP		0.23										
ON PLANNING PROJECT													
New PLTA	H PP								180				
New PLTM	MH PP		15.75										
New PLTU	S PP								100	100			
New PLTP	Geo PP										110		
SYSTEM CAPACITY													
Reserve	MW	1,118	1,132	1,129	1,172	1,352	1,352	1,452	1,832	2,032	2,142	2,342	2,542
	%	46	41	31	27	33	20	17	34	35	29	28	28

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-10 第 3 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	1,890	2,181	2,362	2,558	2,847	3,168	3,526	3,924	4,368	4,862	5,413	6,027
Growth	%	13.1	15.4	8.3	8.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
Network Loss	%	13.8	13.7	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Own Usage	%	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Load Factor	%	56.7	56.8	56.9	57.0	57.1	57.2	57.3	57.4	57.5	57.6	57.7	57.8
Production	GWh	2,181	2,511	2,716	2,937	3,265	3,629	4,035	4,486	4,987	5,546	6,167	6,859
Peak Load	MW	439	505	545	588	653	724	804	892	990	1,099	1,220	1,355
CAPACITY													
Installed	MW	814	811	805	800	788	785	753	753	753	753	753	753
PLN PROJECT													
Rengat 1,2	D PP					1.5		1.5					
T. Kuantan 1,2	D PP					1.5		1.5					
Tembiahan 1,2	D PP					1.5		1.5					
TJ. B : Karimun 1,2	D PP			5		5		1.5	15			5	
TJ. Pinang 1,2,3,4,5	D PP			10			10						
Padang 1,2	G PP						100						
Bayangsani 1	MH PP		0.64										
Fatimah 1	MH PP		0.84										
Lubuk Gadang 1,2	MH PP		5.6										
Sikarbau 1	MH PP		0.74										
Sumani 1	MH PP		0.6										
Sungai Putih 1	MH PP		1.11										
ON PLANNING PROJECT													
New PLTU	S PP												100
SYSTEM CAPACITY													
Reserve	MW	814	821	830	825	823	931	904	919	919	919	924	1024
	%	85	63	52	40	26	29	12	3	-7	-16	-24	-24

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-11 第 4 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Demand	GWh	2,416	2,652	2,874	3,114	3,466	3,859	4,298	4,787	5,333	5,943	6,625	7,386	
Growth	%	10.0	9.8	8.4	8.4	11.3	11.3	11.4	11.4	11.4	11.4	11.5	11.5	
Network Loss	%	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.5	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	
Own Usage	%	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	
Load Factor	%	55.1	55.3	55.4	55.5	55.6	55.7	55.8	55.9	56.0	56.1	56.2	56.3	
Production	GWh	2,844	3,114	3,374	3,657	4,070	4,532	5,047	5,621	6,263	6,979	7,779	8,673	
Peak Load	MW	589	643	695	752	836	929	1,032	1,148	1,276	1,420	1,580	1,758	
CAPACITY														
Installed	MW	558	553	539	521	507	475	467	467	467	467	467	467	
PLN PROJECT														
Batutegi	1 H PP			24										
Besal	1-2 H PP			90										
Merangin	2 H PP								340					
Musi	1-3 H PP					210								
Bangka	1,2 D PP			10			10	5		25				
Tj.Pandang	1,3 D PP			5			5							
Peaking	G PP			60	200							100	100	
Bangka	G PP									20				
Ayr Gading	1 MH PP	1												
Klingi-2	1 MH PP		0.94											
Kuro Tidur	1 MH PP		1.23											
Lubuk Buntak	1 MH PP		2.21											
Perentak	1 MH PP		0.49											
Sinar Mulia	1 MH PP		0.98											
Sukanegeri	1 MH PP		2.16											
Tarahan	1,2 S PP		1.7											
Tarahan	3,4 S PP						120							
ON PLANNING PROJECT								100	100					
New PLTGU	C/C PP													
New PLTU	S PP										135	135		
SYSTEM CAPACITY		MW	559	564	739	921	1,117	1,220	1,317	1,417	1,802	1,937	2,272	2,572
Reserve	%	-5	-12	6	22	34	31	28	23	41	36	44	46	

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-12 第 5 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Demand	GWh	571	606	647	692	759	834	916	1,006	1,105	1,214	1,334	1,467	
Growth	%	6.7	6.1	6.9	6.9	9.8	9.8	9.8	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	
Network Loss	%	13.1	13.0	12.9	12.8	12.7	12.6	12.5	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	
Own Usage	%	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	
Load Factor	%	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	55.0	55.0	55.0	
Production	GWh	672	712	761	813	893	981	1,077	1,183	1,300	1,428	1,569	1,725	
Peak Load	MW	143	151	161	172	189	207	227	249	273	299	328	360	
CAPACITY														
Installed	MW	131	129	128	123	121	120	108	108	108	109	110	111	
PLN PROJECT														
N.Pinoh	3,4 D PP	2												
Putusibau	1,2-3 D PP	1												
Sambas	1,2,3 D PP	2.5												
Sanggau	1-2,3-4 D PP			2										
Sentebang	1,2-3 D PP	1												
Sintang	1,2-4,5,6 D PP			2.5										
Peaking	1 G PP			50	50	50								
Merasap	1 MH PP			1.2										
Pontianak	S PP							50		50	50	50		
SYSTEM CAPACITY		MW	137	136	190	236	284	282	320	320	370	421	472	473
Reserve	%	-4	-10	18	37	50	36	41	29	36	41	44	31	

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-13 第 6 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	1,752	1,953	2,104	2,267	2,504	2,767	3,058	3,380	3,736	4,131	4,569	5,053
Growth	%	7.1	11.5	7.7	7.7	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6
Network Loss	%	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.0	9.0	10.0	11.0	12.0
Own Usage	%	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.4	3.0	3.0	3.0	4.0	5.0	6.0
Load Factor	%	63.8	63.9	64	64.1	64.2	64.3	64.4	64.5	64.6	64.7	64.8	64.9
Production	GWh	2,018	2,250	2,421	2,605	2,875	3,173	3,503	3,868	4,271	4,717	5,211	5,757
Peak Load	MW	361	402	432	464	511	563	621	684	755	832	918	1,012
CAPACITY													
Insalled	MW	413	409	404	396	380	370	350	350	350	351	352	353
PLN PROJECT													
Bontang	1,2-3	D PP	2.5		5								
Buntok	1,2,3	D PP	3										
Kotabaru	1-2,3-4,5	D PP	5										
Pagatan	1-2	D PP	2										
Panajam	1,2,3	D PP	1										
Pangkalan Bun	1-2,3-5	D PP	2.8		2.5								
Petung	1,2	D PP			5								
Tanjung Redep	1,2,3,4	D PP	1										
Banjarmasin	1	S PP			5		100	50	50			50	
Balikpapan		S PP									100		
Tanjung Batu 10C,2		C/C PP			0.24								
Menarung	1	MH PP				0.22							
Pa'beitung	1	MH PP			1.2	0.5						100	100
Banjarmasin	1,2	MH PP			0.24								
ON PLANNING PROJECT			65	65									
New PLTGU	C/C PP							132		132			
SYSTEM CAPACITY	MW	496	556	560	562	547	637	799	849	981	1,082	1,233	1,334
Reserve	%	37	38	30	21	7	13	29	24	30	30	34	32

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-14 第 7 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	634	702	753	809	889	978	1,076	1,183	1,302	1,432	1,576	1,734
Growth	%	7.6	10.7	7.4	7.4	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.1
Network Loss	%	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.1	12.0	12.0	13.0	14.0	15.0
Own Usage	%	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	4.0	5.0	6.0
Load Factor	%	48.9	49.3	49.3	49.5	49.4	49.6	49.6	49.8	49.9	49.9	50.1	50.2
Production	GWh	754	833	894	958	1,052	1,156	1,270	1,395	1,533	1,685	1,851	2,035
Peak Load	MW	176	193	207	221	243	266	292	320	351	385	422	463
CAPACITY													
Insalled	MW	194	183	176	165	163	161	157	157	157	158	159	160
PLN PROJECT													
Gorontalo	1-4,5,6	D PP			5								
Luwuk	1,2,3,4	D PP	2.5		2.5								
Marisa	1-2,3	D PP			2.5								
Palu	1,2,3	D PP					20	20					
Parigi	1-3,4	D PP	3										
Poso	1,2,3,4	D PP	1				5			5		5	
Siau	1-2,3	D PP	2										
Tahuna	1	D PP	2.5										
Toli-toli	1-2,3,4	D PP			2.5								
Minahasa, 1		G PP				50		50					50
Palu		G PP									20	20	
Hanga-hanga I	1	MH PP			3.4								
Kalumpang	1	MH PP			1.6								
Lobong	1	MH PP				1.5							
Mangango	1	MH PP			1.2								
Parigi	1	MH PP				0.7							
Sansarino	1	MH PP					0.9						
Sawidago	1	MH PP					0.8						
Lahendong	2,3	Geo PP			20		20						
ON PLANNING PROJECT													
Baru	1,2	S PP								55	55		
SYSTEM CAPACITY	MW	205	223	227	267	307	349	398	398	458	532	603	609
Reserve	%	17	16	10	21	26	31	36	24	33	43	49	36

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-15 第 8 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	1,451	1,511	1,629	1,756	1,940	2,142	2,366	2,614	2,889	3,192	3,528	3,900
Growth	%	10.7	4.1	7.8	7.8	10.4	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Network Loss	%	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	12.8	11.0	11.0	11.0			
Own Usage	%	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6			
Load Factor	%	54.9	55.1	55.3	55.3	55.5	55.6	55.7	55.8	55.9	56	56.1	56.2
Production	GWh	1,765	1,830	1,971	2,123	2,342	2,585	2,852	3,148	3,475	3,836	4,235	4,676
Peak Load	MW	367	379	407	438	482	531	585	644	710	782	862	950
CAPACITY													
Installed	MW	543	539	534	529	526	518	495	495	495	495	495	495
PLN PROJECT													
Bili bili	1-2 D PP					16.2							
Bau-bau	1,2 D PP			5			5						
Kendari	1,2,3,4,5- D PP	10			10		10						
Kolaka	1,2 D PP	5.6					5						
Raha	1-2,3,4 D PP	2			2		2						
Rate	1 D PP	1				2							
Selayar	1,2 D PP	1				2							
Wangi-wangi	1,2 D PP	1				2							
U.Pandang	1,2 G PP						100	150	50			100	
Batusitanduk	MH PP				2.2								
Kadundung	1 MH PP		1.6										
Mikuasi	1 MH PP					1.1							
Palangka	1 MH PP				1.5								
Rantebata	1 MH PP				0.6								
Rongi	1 MH PP					0.9							
Sambilambo	1 MH PP		5										
Usu Malili	1 S PP		5										
U Pandang	S PP							65	65	100			100
SYSTEM CAPACITY	MW	564	571	571	583	604	718	845	960	1,025	1,125	1,225	1,325
Reserve	%	54	51	40	33	25	35	44	49	44	44	42	39

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-16 第 9 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	208	145	155	167	184	203	223	246	270	298	328	362
Growth	%	-14	-30.6	7.5	7.6	10.0	10.1	10.1	10.1	10.1	10.2	10.2	10.2
Network Loss	%	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
Own Usage	%	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
Load Factor	%	49.3	50	49.7	49.7	49.9	49.6	49.8	50.4	50.6	50.6	50.6	50.7
Production	GWh	233	162	174	187	206	226	249	274	302	332	366	404
Peak Load	MW	54	37	40	43	47	52	57	62	68	75	83	91
CAPACITY													
Installed	MW	78	77	76	73	63	61	58	58	58	58	58	58
PLN PROJECT													
Ambon	1 D PP					8							
Bacan	1,2-3,4 D PP	1			2								
Banda	1,2,3 D PP	1			2.5			2.5					
Bula	1,2 D PP	1											
Daruba	1,2-3 D PP	1											
Dobo	1,2 D PP	1											
Haruku	1,2 D PP	1											
Jailolo	1 D PP	1			2.5								
Kairatu	1,2 D PP	1											
Mako	1,2 D PP	1											
Masohi	1,2,3,4 D PP	1			2.5			2.5					
Namlea	1,2 D PP	1											
Sanana	1,2 D PP	1											
Saparua	1,2,3 D PP	1			2.5			2.5					
Saumlaki	1,2 D PP	1					2						
Soasiu	1,2,3 D PP			2.5		2.5							
Ternate	1-2,3,4 D PP			6	5								
Tobello	1,3,4 D PP	2						2.5					
Tual	1-2,2,3 D PP						5						
Ira	1 MH PP					0.345							
Jailolo	1 Geo PP							2					
Tulehu	1,2 Geo PP						10						
Prafi	MH PP				1.4								
SYSTEM CAPACITY	MW	94	93	100	116	124	132	141	141	141	141	141	141
Reserve	%	74	152	151	170	164	153	147	127	107	87	69	55

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-17 第 10 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	265	284	300	317	346	377	411	448	488	532	580	632
Growth	%	4.8	7.1	5.7	5.7	9.1	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
Network Loss	%	10.4	10.2	10.2	10.2	10.2	10.3	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Own Usage	%	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Load Factor	%	55.2	55.5	56.3	56.2	56.5	56.6	56.4	56.6	56.6	57	56.8	57.1
Production	GWh	301	322	340	359	391	426	464	506	550	599	652	710
Peak Load	MW	62	66	69	73	79	86	94	102	111	120	131	142
CAPACITY													
Insalled	MW	65	64	63	62	60	56	54	54	54	55	56	57
PLN PROJECT													
Genyem	1,2 H PP								11.5				
Tami	1 H PP								27				
Warsamson	1,2,3 H PP								15.5	15.5			
Biak	2,3,4 D PP							12					
Fak-fak	1,2-3 D PP				5								
Jayapura	1-2,3,5 D PP			10	5	10			20				
Manokwari	1-2,2,6 D PP			2.5			2.5						
Merauke	1,2-3 D PP					5							
Nabire	1-2,3-4 D PP	2											
Serui	1-2 D PP	2											
Timika	1,2 D PP	2											
Amai	1 MH PP			1.1									
Kombemur	1 MH PP					2							
Mariarotu	1 MH PP					1.2							
Prafi-1	MH PP			0.6									
Tatui	1 MH PP			1.1									
SYSTEM CAPACITY	MW	71	70	84	93	110	108	118	192	208	225	244	263
Reserve	%	13	5	22	27	39	25	26	89	87	88	86	86

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-18 第 11 支店 電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	477	494	524	555	608	666	730	799	875	958	1,048	1,146
Growth	%	1.0	3.7	5.9	5.9	9.6	9.6	9.6	9.5	9.5	9.4	9.4	9.4
Network Loss	%	13.1	13.0	13.0	12.9	12.9	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8
Own Usage	%	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Load Factor	%	48.7	49	49.3	49.4	49.5	49.5	49.5	49.7	49.7	49.9	50.1	50.1
Production	GWh	568	588	622	658	720	789	863	944	1032	1128	1233	1347
Peak Load	MW	133	137	144	152	166	182	199	217	237	258	281	307
CAPACITY													
Insalled	MW	130	129	123	119	113	108	105	105	105	105	105	105
PLN PROJECT													
Putih	1 H PP								19				
Atambua	1,2,3 D PP					2.5							
Bajawa	1,2-3 D PP			2.5	2.5								
Bima	1-2,3-4,5 D PP				5			5	5	5			5
Ende	1-2,3-4,5-6 D PP		5			5		5				5	
Kupang	1,2 D PP				5			5	20		5		5
Larantuka	1-2,3-4 D PP		2			2							
Lombok	1-2,3,4,5 D PP			12.6									
Maumere	1,2-3,4,5 D PP		2		2.5	2.5							
Sumbawa	1,2,3,4 D PP	2.5		12.6		5		5					
Tersebar	1-1,1,1-2,1 D PP			10		10		10					
Waingapu	1-2,3-4 D PP		2			5							
Lombok	1,2 G PP		40							20			
Ndungga	1 MH PP				1.8								
Pekatan	1 MH PP						0.7						
Santong	1 MH PP				0.6								
Wolodeso	MH PP							0.3					
Hu'u	1-2 Geo PP						10						
Mutubusa	1-2 Geo PP					7.5							
Semalun	1-2 Geo PP					10							
Ulumbu	1 Geo PP			3									
SYSTEM CAPACITY	MW	133	142	217	231	274	280	307	351	376	381	386	396
Reserve	%	0	4	51	52	65	54	54	62	59	48	38	29

出典：National Electricity General Plan 2000

表 2.3-19 Batam 特別区電源開発計画

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demand	GWh	477	494	524	555	608	666	730	799	875	958	1,048	1,146
Growth	%	1.0	3.7	5.9	5.9	9.6	9.6	9.6	9.5	9.5	9.4	9.4	9.4
Network Loss	%	13.1	13.0	13.0	12.9	12.9	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8
Own Usage	%	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Load Factor	%	48.7	49	49.3	49.4	49.5	49.5	49.5	49.7	49.7	49.9	50.1	50.1
Production	GWh	568	588	622	658	720	789	863	944	1032	1128	1233	1347
Peak Load	MW	133	137	144	152	166	182	199	217	237	258	281	307
CAPACITY													
Installed	MW	130	129	123	119	113	108	105	105	105	105	105	105
PLN PROJECT													
Putih	1	H PP							19				
Atambua	1,2,3	D PP				2.5							
Bajawa	1,2-3	D PP		2.5	2.5								
Bima	1-2,3-4,5	D PP			5			5	5	5			5
Ende	1-2,3-4,5-6	D PP		5		5		5				5	
Kupang	1,2	D PP			5			5	20		5		5
Larantuka	1-2,3-4	D PP		2		2							
Lombok	1-2,3,4,5	D PP			12.6								
Maumere	1,2-3,4,5	D PP		2		2.5	2.5						
Sumbawa	1,2,3,4	D PP	2.5		12.6		5	5					
Tersebar	1-1,1,1-2,1	D PP			10		10	10					
Waingapu	1-2,3-4	D PP		2		5							
Lombok	1,2	G PP			40					20			
Ndungga	1	MH PP				1.8							
Pekatan	1	MH PP					0.7						
Santong	1	MH PP				0.6							
Wolodeso		MH PP						0.3					
Hu'u	1-2	Geo PP					10						
Mutubusa	1-2	Geo PP					7.5						
Sembalun	1-2	Geo PP					10						
Ulumbu	1	Geo PP			3								
SYSTEM CAPACITY	MW	133	142	217	231	274	280	307	351	376	381	386	396
Reserve	%	0	4	51	52	65	54	54	62	59	48	38	29

出典：National Electricity General Plan 2000

2.4. 火力発電

1999 年末の全設備容量は 20,592 MW である。この内火力発電設備は汽力 6,770 MW ,ガスタービン 1,516 MW , コンバインドサイクル 6,282 MW , ディーゼル 2,650 MW で計 17,218 MW である。全設備容量に対する火力発電設備の比率は 83.6% で、インドネシアにおける主力電源の位置を占めている。とりわけ汽力とコンバインドサイクルは重要な電源であり、この 2 つで全設備容量の 63.4% を占めている。

今後 2010 年までの開発量を見てみると、全開発計画量 27,415 MW に対して火力発電は 23,918 MW で 87.2% を占め、これまでも増して火力発電の開発比率が高くなっている。中でもガスタービンは 15,760 MW の開発が計画されており、全開発計画量の 57% に相当している。

火力発電所の設備がどの程度その能力を発揮しているかを、表 2.3-5 既設発電設備状況から検討した結果を表 2.4-1 に示す。

表 2.4-1 火力発電所 発電可能容量 / 設備容量

単位 : MW

	汽力			ガスタービン			コンバインドサイクル			ディーゼル		
	設備	可能	比率	設備	可能	比率	設備	可能	比率	設備	可能	比率
ジャワ - バリ	6000	5968	99%	926	570	62%	5403	5653	105%	109	84	77%
外島部	770	704	91%	590	428	73%	879	611	70%	2541	1807	71%
計	6770	6672	99%	1516	998	66%	6282	6264	100%	2650	1890	71%

出典 : PLN STATISTICS 1999

汽力、コンバインドサイクルおよびディーゼルの発電設備は、ジャワ - バリの方が効率よく運転されているが、ガスタービン発電設備は外島部の方が効率よく運転されている。ジャワ - バリのコンバインドサイクル設備の発電可能容量 / 設備容量は 100% を超えている。これは、ジャワ発電会社 でのコンバインドサイクル設備容量 2,727 MW に対し、発電可能容量が 3,007 MW となっていることによるものである。なぜ、発電可能容量が設備容量を 10% も上回っているのか、その理由は不明である。

2.5. 水力発電

1999 年末の全設備容量 20,592 MW の内、水力の設備容量は 3,014 MW で、全設備容量に対する比率は 14.6% である。2010 年までの水力開発量は 2,686 MW で、全開発計画量 27,415 MW の 9.8% である。

水力発電所の発電可能容量 / 設備容量はジャワ - バリで 99.9%、外島部で 95.9%、合計で 99.0% となっているが、発電可能容量の評価が大きすぎるように感じられる。つまり、発電所が貯水池を持ち、常時ピーク出力を出し得たとしても、それは設備容量のせいぜい 90% が上限と考えられるからである。この点に関しては、機会があれば調査する必要があると考える。

インドネシアにおいて、水資源に深く関わっている部署に MRRI がある。MRRI の基本的な役割は、河川開発・利用の計画、設計、建設および運用に関するガイドラインの策定ならびにそれぞれの技術基準の準備である。また、2 つ以上の州にまたがる河川の開発および安全に関わる河川管理に関しては、中央政府が行う。地方においても 2 市町村または 2 県以上にまたがる河川管理は、その上位機関が行う。ただし、電源開発された河川に関しては、MRRI が発行した水利権に基づき、PLN が河川管理を行う。開発済み河川の管理は、River Basin Authority が実施する。また、未開発河川に関しては、地方政府に属する River Basin Unit が実施する。

地方分権法の整備に伴い、これまで無料であった電力の河川水利用についても、新設・既設の区別なく料金が課せられることとなる。

全体としては、水利権発行手続き、水資源の最適利用といった観点から MRRI の指導力が期待されている。

PLN の水力発電所の機器定期検査基準は、1 年検査（毎年）、一般検査（運転時間 20,000 時間毎）、全分解検査（運転時間 40,000 時間毎）があるが、土木工作物やゲート、バルブといった金物類についての基準はなく、それぞれの水力発電所で適宜実施している状況である。

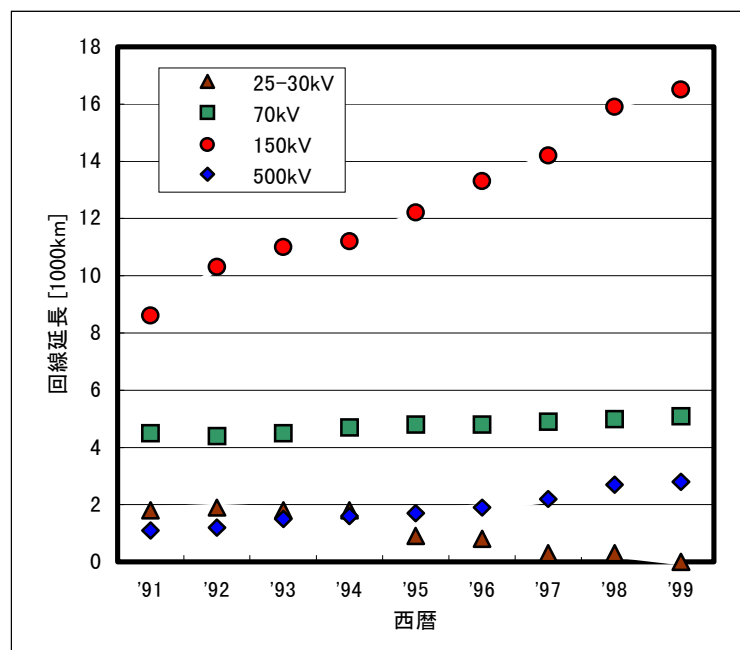
2.6. 送電と配電

2.6.1. インドネシアの送配電設備

インドネシアの送変電設備は、500 kV、275 kV、150 kV、70 kV、30 kV で形成されており、一方、配電設備は中圧としての 6 kV、20 kV 設備および低圧 220/380 V 設備で形成されている。

全 PLN 販売電力の約 8 割を占めるジャワ - バリ系統においては、500 kV 送電線が基幹系統として東西約 1,000 km に亘るジャワ島を連系しており、27 カ所の 500 kV 変電所から延びる 150 kV 送変電設備により電力供給されている。一方、外島部においては、設備容量が小さいこともあり、150 kV が基幹系の役割と配電用変電所への供給線の役割とを兼ねている。但し、スマトラ島においては、その面積が長大であり、また、インドネシア第 2 の電力消費地でもあることから、現在 275kV 基幹系統が建設中（2002 年完成予定）である。

1990 年代、インドネシアの送電線回線延長は旺盛な電力需要増に呼応し、年平均 5% で増加し、1991 ~ 1999 年の 8 年間で 1.5 倍となった。この間、150kV 送電線は平均約 1,000km/年、500kV 送電線は平均約 200km/年のペースで建設されており、これは、平均 200 億円程度が毎年送電設備に投資されてきたことを意味する。なお、25 ~ 30kV 送電線は計画的に縮小（70kV もしくは 150kV に昇圧）されてきており、1999 年末でほぼ 0 となった。

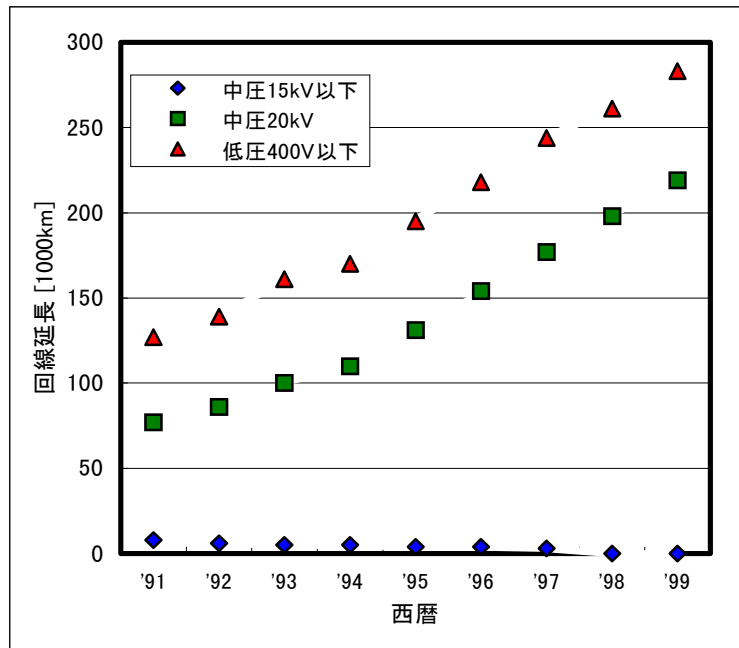


出典：PLN STATISTICS 1999

図 2.6-1 電圧別 送電線回線延長の推移

過去インドネシアの中圧配電設備は、援助各国の技術移転が平行して行われたためと推察されるが、6 kV , 10 kV , 12 kV , 15 kV , 20 kV と複雑な構成になっていた。この解消のため、新規設備に関しては 20kV にほぼ統一されており、図 2.6-2 に示すとおり、現在ではそのほぼ全部が 20kV に統一されている。

1990 年代、配電線は、送電線以上のペースで増加し、1991 ~ 1999 年の 8 年間で 2.4 倍となった。これを年率に換算すると、平均 11% の増加率となる。この間、20 kV 中圧配電線は平均約 17,800 km/年、低圧配電線は平均約 20,000 km/年のペースで建設されてきた。配電線の場合、既設ルートへの併架、新設等、工事概要が様々であり、投資額を推察する事は困難であるが、恐らく 100 億円単位での投資が行われてきたものと推察される。



出典：PLN STATISTICS 1999

図 2.6-2 電圧別 配電線回線延長の推移

2.3 項で述べられた通り、インドネシアにおける電力需要は今後とも年平均伸び率 10%前後で増加していくと予測されており、上述の送配電設備投資実績に準じる額の投資が必要になると思われる。これは、2.4 項における発電設備への必要投資と同様に、インドネシアの電力事業に大きなインパクトを持っている。

2.6.2. 地域別送配電設備

PLN はその事業効率化（規模の経済から各事業単位における最適化）を目指し、4~5 年前に、ジャワ - バリ系統においては 2 発電子会社、1 系統運用組織（送変電設備運用）と 4 配電営業組織を、また、スマトラ島においては 2 発送電組織（北部および南部）を発足させた。従って、ジャワ - バリ系統における送変電設備運用はジャワ - バリ系統運用組織が、また、配電設備運用は地域別（東部ジャワ，中部ジャワ，西部ジャワおよび Jaya & Tangerang 地域）に 4 配電

営業組織が行っている。同様に、スマトラ島における送変電設備運用は地域別（北部スマトラおよび南部スマトラ）に2発送電運用組織が、また、配電設備運用は旧来の支店組織（第1支店から第4支店）が行っている。それ以外の地域に関しては、従来通り支店組織（第5支店第11支店）が発電から送電、配電、営業までの垂直統合組織として機能している¹⁾。

下表 2.6-1 に各組織別の送変配電設備保有状況を示す。

表 2.6-1 支店（組織）別 送電線回線延長

[km]

	25 - 30 kV	70 kV	150 kV	500 kV	合計
北スマトラ発送電運用組織	-	-	2,552	-	2,552
南スマトラ発送電運用組織	-	336	2,136	-	2,472
Batam 特別地域	-	-	52	-	52
第5支店(西カリマンタン)	-	-	77	-	77
第6支店(東カリマンタン)	-	246	445	-	691
第7支店(北スラウェシ)	7	252	-	-	259
第8支店(南・南東スラウェシ)	11	151	897	-	1,059
ジャワバリ系統運用組織	-	4,073	10,387	2,767	17,227
合計	18	5,058	16,546	2,767	24,389

出典：PLN STATISTICS 1999

表 2.6-2 支店（組織）別 変電設備

	30 kV 以下		70 kV		150 kV		275 kV		500 kV		合計	
	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA
北スマトラ発送電組織	-	-	-	-	65	2,084	2	80	-	-	67	2,164
南スマトラ発送電組織	-	-	25	260	51	1,581	-	-	-	-	76	1,841
Batam 特別地域	-	-	-	-	4	180	-	-	-	-	4	180
第5支店(西カリマンタン)	-	-	-	-	4	100	-	-	-	-	4	100
第6支店(東カリマンタン)	-	-	18	145	14	330	-	-	-	-	32	475
第7支店(北スラウェシ)	-	-	21	271	-	-	-	-	-	-	21	271
第8支店(南・南東スラウェシ)	4	39	15	268	24	499	-	-	-	-	43	806
ジャワバリ系統運用組織	1	30	186	3,794	534	24,303	-	-	27	13,000	748	41,127
合計	5	69	265	4,738	696	29,077	2	80	27	13,000	995	46,964

出典：PLN STATISTICS 1999

¹⁾ 当節の記述内容は PLN Annual Report 1999 による。但し、2.3 項で述べたとおり、第8支店（南・南東スラウェシ地域）を訪問した際、第8支店においては地域別に2発電所運用組織を発足し、Business Unit として運営されているとの事であり、支店別に様々な動きがあるものと推察され、各支店内の最新状況に関しては更に詳細な調査が必要である。

表 2.6-3 支店（組織）別 配電線回線延長

[km]

	中 圧			合 計	低 圧 (400V 以下)
	6 - 7 kV	12 - 15 kV	20 kV		
第 1 支店	-	-	8,419	8,419	17,451
第 2 支店	-	-	19,058	19,058	20,283
第 3 支店	-	-	11,343	11,343	8,703
第 4 支店	-	-	18,345	18,345	21,035
Batam 特別地域	10	-	553	563	427
第 5 支店	-	-	9,932	9,932	6,755
第 6 支店	218	-	19,247	19,465	11,617
第 7 支店	124	-	7,726	7,850	7,423
第 8 支店	46	-	11,840	11,886	13,093
第 9 支店	-	-	3,326	3,326	1,907
第 10 支店	(0.2)	-	1,445	1,445	2,529
第 11 支店	-	-	10,478	10,478	12,355
東ジャワ地域	37	-	24,988	25,025	42,479
中部ジャワ地域	5	-	34,413	34,418	40,529
西ジャワ地域	13	-	27,282	27,295	54,425
Jaya & Tangerang 地域	-	-	10,763	10,763	21,910
合 計	453	-	219,158	219,611	282,921

出典：PLN STATISTICS 1999

2.6.3. 南・南東スラウェシ，南スマトラの状況

(1) 南・南東スラウェシ（PLN 第 8 支店管内）

図 2.6-3 に PLN 第 8 支店管内の系統図を示す。南スラウェシ地域は発電機容量 510 MW の内、約 3 分の 2 に当る 320 MW が北部に集中しており、一方負荷はマカッサル周辺の南部地域に集中している。この両者を連系する送電線は、円借款で Bakaru 水力発電所 期工事に合わせて建設した 150 kV ACSR 240 mm² × 2 回線（容量 260 MW）しかなく、熱容量的にも、安定度的にもボトルネックとなっている。一方、フランス・ベルギーの資金で一時着手した 150 kV 東回りルートは、経済危機の後中断したままとなっており再開の目途が立っていない。従って、第 8 支店としては、Bakaru 水力発電所 期工事に合わせ、早期 150 kV 西回り第 2 ルート（円借款にて、Bakaru 水力発電所 期工事と合わせ、詳細設計済）の建設を熱望していた。但し、中断中の 150 kV 東回りルートが再開した場合には、西回り第 2 ルートの必要年度にずれが生じるとされる。

また詳細は明らかでないが、第 8 支店計画担当者によれば、経済危機以降もマカッサル周辺の需要は継続的に増加しているものの、資金調達面の問題から都市部周辺の系統整備を

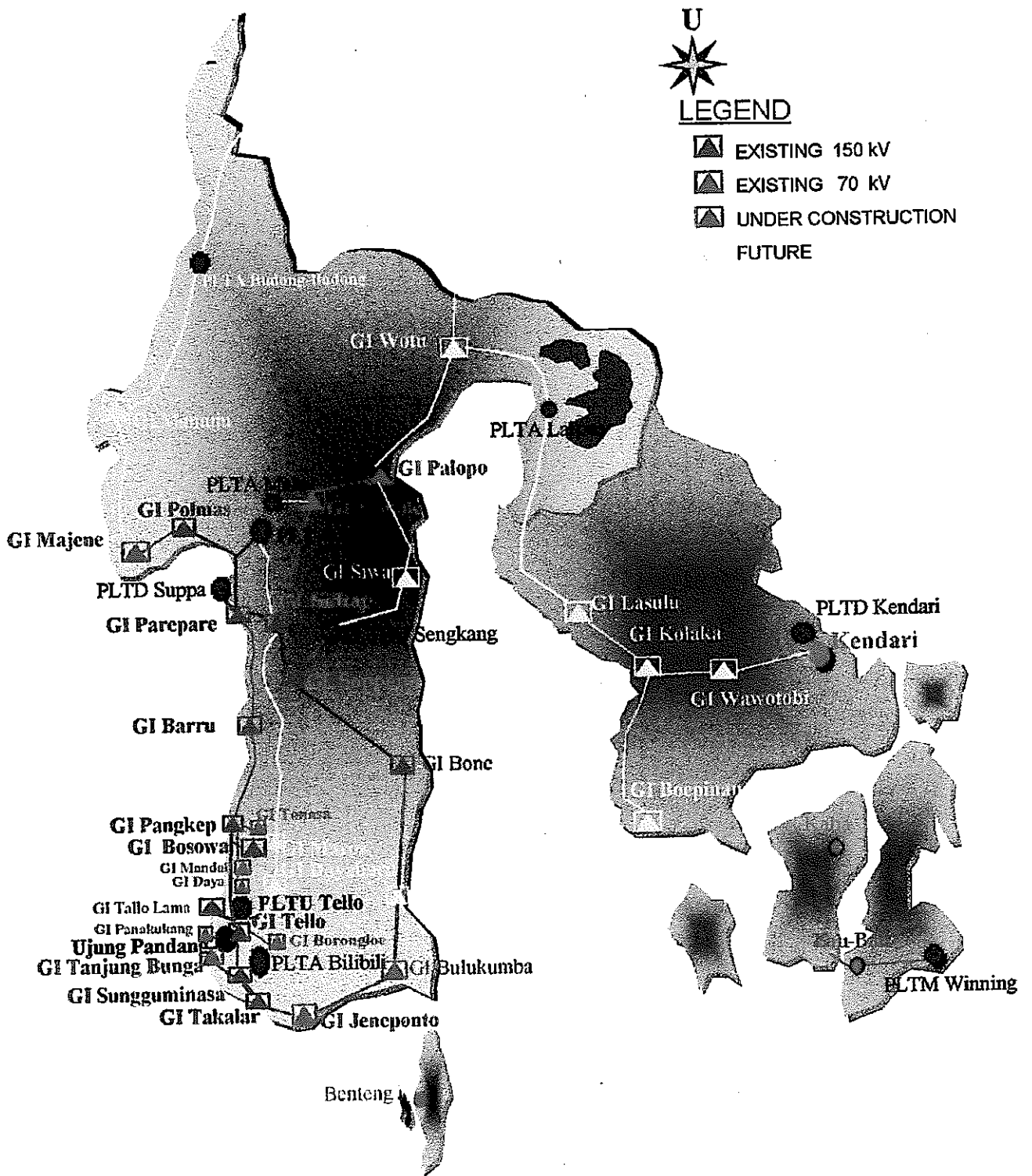
実施されておらず、70 kV 送電系統および 20 kV 配電系統の重潮流が電圧低下等の問題を起こしているとの事である。

(2) 南スマトラ (PLN 第 4 支店および南スマトラ発送電組織管内)

図 2.6-4 に PLN 南スマトラ発送電組織管内の系統図を示す。南スマトラ地域においては、PLN 第 3 支店管内 (西スマトラ州 , Riau 州) において供給力過剰²⁾となっており、一方 PLN 第 4 支店管内 (南スマトラ州 , Bengkulu 州 , Jambi 州 , Lampung 州 , Bangka-Belitung 州) においては深刻な電力不足 (60 MW) のため、夜間ピーク時に計画停電を実施している状況である。このため、現在上記 2 支店管内を連系する 275 kV 送電線が建設されており、2002 年に完成予定である。

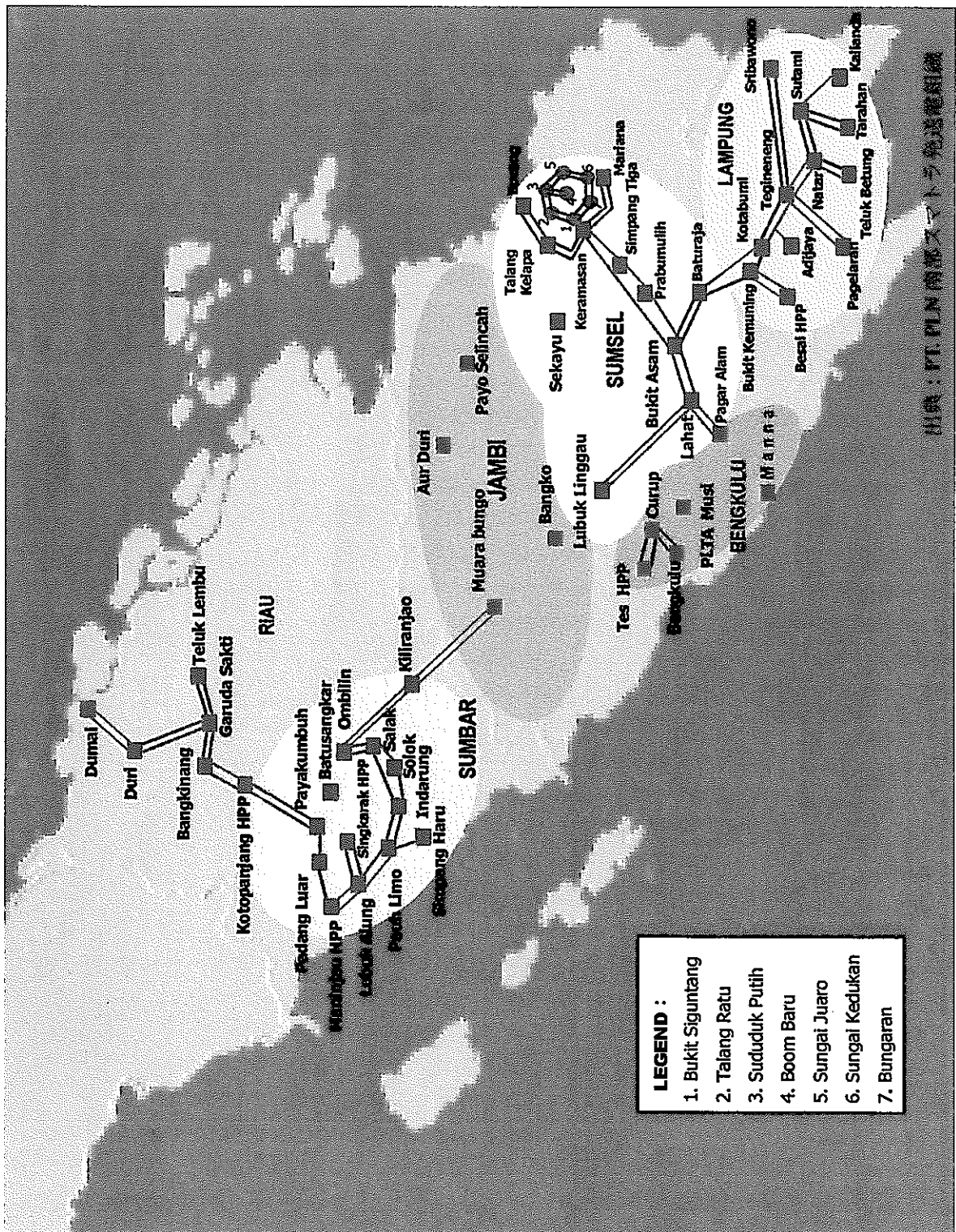
また、PLN 第 3 支店管内における電源開発も盛んに行われており、現存する 150 kV 系統にボトルネックが生じるため、この整備も緊急の課題との事である。

²⁾ 出典 : RUKN 2000, MEMR



出典 : Sekilas Kelistrikan SULSELRA, PT. PLN Region 8

图 2.6-3 PT. PLN 第 8 支店送電系統図



出典：PT. PLN 南部スマトラ発送電組織

図 2.6-4 PT. PLN 南部スマトラ発送電組織 送電系統図

2.7. 地方電化

1999 年末でインドネシア全体で 58,987 村あり、電化村は 48,562 あり率にして 82.33%の電化率となっている。地域別の電化率はジャワが 97.22%、特に西ジャワは 99.06%、逆にイリヤンジャヤでは 18.02%と低い。ジャワ以外では北スラウェシが 99.57%と高く、イリヤンジャヤ以外で東ティモールの 28.96%が特に低い。地域別の電化率を表 2.7-1 に示す。

表 2.7-1 Number of Villages and Customers of Rural Electrification (1999)

PLN Operational Unit/ Province	Villages	Villages Electrified		Customers
		Villages	(%)	
Region I	5,351	5,085	95.03	410,896
Region II	4,908	4,009	81.68	1,039,379
Region III	2,787	2,181	78.26	542,777
- West Sumatera	1,749	1,692	96.74	352,778
- Riau	1,038	489	47.11	189,999
Region IV	6,190	4,586	74.09	1,022,103
- South Sumatera	2,406	1,895	78.76	422,051
- Jambi	1,004	508	50.60	105,076
- Lampung	1,754	1,336	76.17	377,232
- Bengkulu	1,026	847	82.55	117,744
Region V	1,307	879	67.25	246,967
Region VI	4,119	2,505	60.82	452,342
- Central Kalimantan	1,064	386	36.28	93,397
- South Kalimantan	2,058	1,759	85.47	256,666
- East Kalimantan	997	360	36.11	102,279
Region VII	2,414	2,034	84.26	369,871
- North Sulawesi	1,160	1,155	99.57	243,035
- Central Sulawesi	1,254	879	70.10	126,836
Region VIII	2,465	2,111	85.64	670,889
- South Sulawesi	1,803	1,609	89.24	599,447
- Southeast Sulawesi	662	502	75.83	71,442
Region IX	1,444	792	54.85	163,147
Region X	2,159	389	18.02	68,374
Region XI	3,147	1,926	61.20	784,971
- Bali	558	538	96.42	427,496
- West Nusa Tenggara	521	521	100.00	238,415
- East Nusa Tenggara	1,626	739	45.45	111,157
- East Timor	442	128	28.96	7,903
Special Region of Batam	-	-	-	-
Outside Java	36,291	26,497	73.01	5,771,716
Dist. of East Java	7,740	7,283	94.10	4,025,561
Dist. of Central Java	8,267	8,156	98.66	3,960,217
- Central Java	7,874	7,778	98.78	3,519,625
- D.I. Yogyakarta	393	378	96.18	440,592
Dist. of West Java	6,689	6,626	99.06	4,812,316
Dist. of Jaya & Tangerang	-	-	-	-
Java	22,696	22,065	97.22	12,798,094
Indonesia	58,987	48,562	82.33	18,569,810

出典：PLN Annual Report 2000

地方電化は PLN にとって商業的に引合わないが、電力の供給者として、社会的役割を果し、人々の福祉と繁栄のために地方電化を進めてきた。PLN は財政上適当ではなくても村の社会生活が改善され、未来の潜在的市場であることを期待している。

さらに PLN は地方協同組合 (KUD) と、KUD との協力プログラム、地方ビジネスサービス (PUP) や地方電力ローン (KLP) を通して地方民に代行する権利を与えようと努力している。1999 年末までに 4,516 KUD との協力を達成した。

KUD との協力の形は各 KUD の状況と能力によって決められる。例えば、パターン 1 として KUD は、

- a. kWh メーターの検針
- b. 料金徴収
- c. 顧客の受電設備に起るトラブルの解決
- d. 樹木の枝打ち、変電所の雑清掃、傾斜電柱の固定、電柱の補修塗装といったような配電網維持
- e. kWh メーターや遮断器の検定
- f. 電気使用上の注意事項等の案内を行う。

パターン として KUD は、

- a. 家庭内設備設置
- b. 低圧網の設置
- c. 住宅へのつなぎ込み、住宅への接続器具、コンクリート電柱といった電力用資機材の製作
- d. 地方電力実態調査
- e. 配電網の杭による表示を行う。

また地方電力ローン (KLP) は、住宅へのつなぎ込みや住宅内の設備をするには資金が不足するが、月々の電力消費の代金は支払う能力がある地域社会には、政府がローンという形で低利で有利な条件で資金を用意している。

一方、KUD を統括する中小企業・協同組合省は、独自に遠隔地での再生可能エネルギーとして水力を最優先に考えており、既に西ジャワで 20 kW のマイクロ水力を 2 ヶ所保有しているが、主な業務は全国に多数存在する協同組合、中小企業の指導・監督である。電力ビジネスでも需要

家の検針，電気料金徴収のみを行っている KUD が殆どである。

以上の如く、地方電化は主として PLN の手で進められてきた。PLN の財務体質の弱体化により地方電化の推進の鈍化が懸念されている。PLN は地方電化の戦略として次のような意見を持っている。即ち、経済危機により地方村落の能力および財源の衰微が地方電力開発を減らした。地方の電力戦略は会社の能力に従って下記のことを考慮して実施すべきである。

- (1) 既設のネットワークに達することが出来、地方ビジネスサービス (PUP) プログラムを通して生産的な目標を目指している村落のための中圧送電線の延長と強化
- (2) 再生可能なローカルエネルギー資源 (例えばマイクロ水力，地熱) の利用または代替手段がないが、地域開発に戦略的な役割を持っている地域のためのディーゼル発電
- (3) 安全を考慮しながら、建設基準と技術仕様の簡素化による建設コストの削減

2.8. 新エネルギー

インドネシアでは PLN の所有する（ジャワ発電会社 ， を含む）発電設備 20,592 MW のうち 16.4%が再生可能エネルギー（水力および地熱）で残りは 83.6%は全て燃料を燃やす火力（ディーゼルを含む）発電である。

1980 年代に新エネルギーとして原子力が考えられたが、スハルト政権下で策定された第 2 次 25 ヶ年計画（1994～2019）中の第 6 次 5 ヶ年計画（1994～1999）で、各種電源の開発プライオリティが掲げられた。

それによると、

第一位 水力（特に流れ込み式）および地熱

第二位 石炭，天然ガス

第三位 石油，太陽光・風力・バイオマス等の新エネルギー，原子力

となっており、太陽光・風力・バイオマス等の新エネルギーは原子力と共にプライオリティが最も低い位置に置かれている。

中小企業・協同組合省（SMOC & SEMs）がヤシ油や砂糖きびによりバイオマス発電の検討をしている程度で、太陽光は発電コストが高く、風力は発電電力が不安定という理由でその実現を疑問視している。

2.9. 人材育成

PLN の従業員は 1999 年末で 53,076 人である。

人的資源の質および専門家技術の強化は教育・訓練プログラムを通して実施されている。この教育・訓練プログラムは、特に最近のニーズを満たすと共に、会社の再構築計画を支えることを目指している。

経営者レベルに対しては、定期的なプログラムに加え、厳しい選抜により優先させた重要な高官候補者のための養成プログラムが組まれている。

一方、他のレベル、専門家、監督者、従業員に対しては一般的に定期的な訓練プログラムと要求（オーダーメイド）に基づく訓練プログラムがあり、次のプログラムから成る室内訓練として準備されている。

- ◆ サービス
- ◆ 望ましい人間性
- ◆ 職業意識と道徳
- ◆ 監督者養成プログラム
- ◆ 問題解決
- ◆ 品質管理
- ◆ 財務分析
- ◆ 公報技術

PLN はこのために教育・訓練業事務所を持ち、1999 年に延べ 27,060 人が教育・訓練に参加した。

2.10. 自家用発電事業者(Captive Power)

今回の調査においては、ジャワ - バリ系統の 2003 年電力不足問題に関連し、以下の資料を収集した。

Captive Power in Indonesia, Development in the Period 1980 - 1997, The World Bank
Captive Overview, PT PLN (PERSERO)...プレゼンテーション資料

- 上記は何れも 1999 年 7 月に開催された “Half-day Joint Seminar on Captive Power in Indonesia, Development, Current Status and Future Role, PT PLN (PERSERO) and The World Bank” に使用された資料である。 -

また、ジャカルタ近郊で自家用発電機により操業している日系企業を訪問し、情報提供を受けると共に、その設備見学を行った。

以下に、その概要をまとめる。

2.10.1. 世界銀行レポート

(1) 調査の目的

このレポートは、以下の目的で作成された。

- a) 1980 年から 1997 年までの自家用発電事業者に関する実態調査
- b) 自家用発電設備が利用される理由の分析 (“PLN ではなく”の意)
- c) PLN への移行可能量推定 (“今後 PLN のマーケットと成り得る量”の意)
- d) 自家用発電事業者の PLN に対する競争力の検討
- e) 現在の自家用発電事業者に関する政策の検討

但し、このレポートは、インドネシアの経済危機以前の情報を基に作成されており、その後の為替変動が加味されていないため、特に d) ~ e) に関してはその内容が陳腐化している。従って以下は、上記目的の内、a) ~ c) に関し説明し、d) ~ e) に関する部分は割愛する。

(2) 情報の収集方法

このレポートの自家用発電設備に関する情報は、主に以下の情報源、方法により収集され

た。

- a) MEMR の統計 “Non PLN (Captive Power) Installed Capacity by Type and Province”
- b) PLN の統計
- c) BPS (インドネシア中央統計局) の出版物
- d) 大規模自家用発電事業者への訪問と問い合わせ
- e) Pertamina の統計を利用した推定 (燃料供給量からの推定)
- f) 製品の製造量統計からの推定

自家用発電事業者の設備容量に関し、MEMR は 200 kW 以上の自家用発電事業者に対する許認可権限を有しており、発電機種別、容量に関する情報を保有しているはずの事であるが、実際にはこの情報にかなりの誤差が含まれており、様々な方法での補完が必要との事である。一方、発電量に関しては、何れの機関もまとめた統計資料を発行しておらず上記 d) ~ f) 他の方法で推定している。従って、このレポートにまとめられたデータも 10 ~ 20% 程度の誤差を含んでいるとの事である。

表 2.10-1 情報の品質¹⁾

	ディーゼル	汽力	ガス	水力	全体
製造業	Fair	Good	Good	Good	Good
石油・ガス	Poor	1980s: Fair 1990s: Good	Poor	-	Fair
鉱業	Poor	Good	Good	Good	Good
商業	Poor	-	-	-	Poor
全体	Fair	Good	Good	Good	-

Good: 誤差 10%以下、Fair: 誤差 20%以下、Poor: 誤差 20%以上

いずれにせよ、自家用発電事業者の実態に関する既存データベースの信頼度が低く、また、実情把握の困難さが読み取れる。今後インドネシア国においてこのテーマに取り組む場合は、情報収集に細心の注意払う必要がある。

(3) 自家用発電事業者の実態

図 2.10-1 ~ 2.10-4 に、自家用発電事業者の実態を示す。また、1997 年時点における主な特徴は以下のとおりである。

¹⁾ 当該レポートの Table3.1: Rating of Data Quality

- a) 自家用発電事業者の設備容量は“11 GW から 13 GW 程度”であり、インドネシア全体の約 4 割を占める。
- b) 自家用発電事業者の発電量は“ 37×10^3 GWh から 41×10^3 GWh 程度”であり、インドネシア全体の約 1/3 を占める。
- c) 地域別設備容量は、ジャワ - バリ(約 6 GW),スマトラ(約 4 GW),その他(約 2 GW)の順であり、スマトラにおける比率が高い。
- d) 目的別設備容量は、“Main ディーゼル²⁾”, “Main その他³⁾”, “Supplementary⁴⁾”の順であり、近年はコージェネ機の伸びが著しい。

(4) PLN への移行可能量の推定

このレポートでは、自家用発電が選択される理由を以下のとおりとしている。

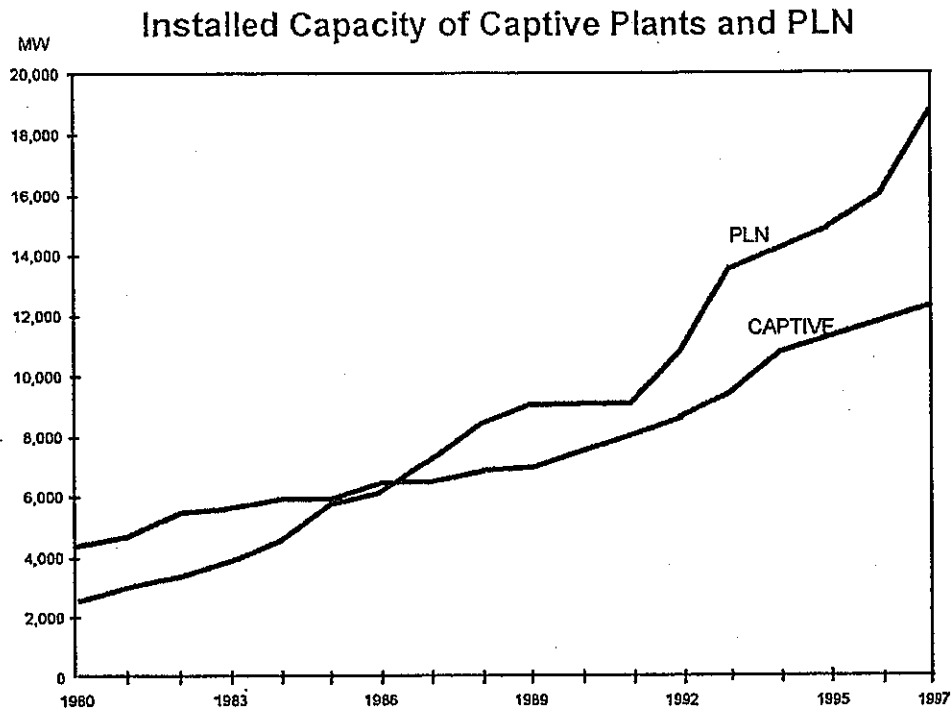
- a) PLN からの受電が物理的に困難
 - PLN 系統までの距離が長大
 - PLN 系統の容量不足
- b) PLN の信頼度不足
 - バックアップ電源の確保
 - 停電時の被害が大きく、自家用発電システムで常時供給
- c) PLN よりもコスト的に有利
 - 高効率の自家用発電設備を採用 (コージェネ)
 - 安価なディーゼル燃料 (補助金による)
 - PLN の料金システム (高いピーク時電力料金)
- d) その他の理由
 - 60Hz 機器の使用他

PLN への移行可能性に関し、“ディーゼル燃料における補助金が撤廃され、一般市場価格相当になった場合”の仮定の元で、上記 a)から d)に該当しない約 11×10^3 GWh (全自家発電量の約 3 割) に移行の可能性があるとしている。

²⁾ PLN から独立し、自家用発電機 (ディーゼル発電機) により常時供給している場合

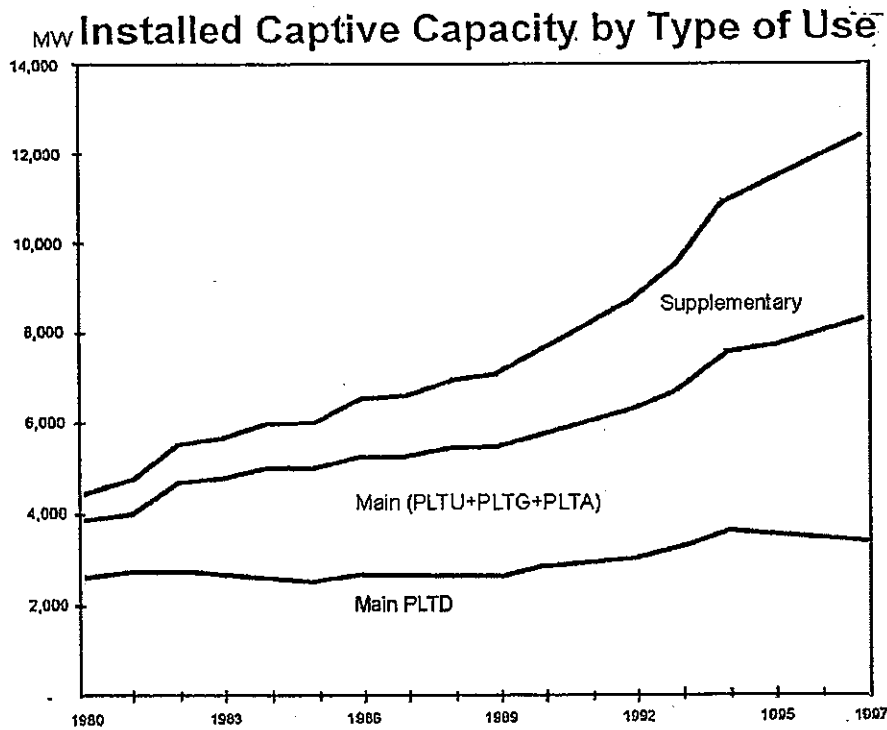
³⁾ PLN から独立し、自家用発電機 (ディーゼル発電機以外) により常時供給している場合

⁴⁾ PLN から常時受電しているが、バックアップとしての発電機を保有しているか、もしくは、PLN の不足分を常時発電している場合



出典：Captive Power in Indonesia, The World Bank, July 1999

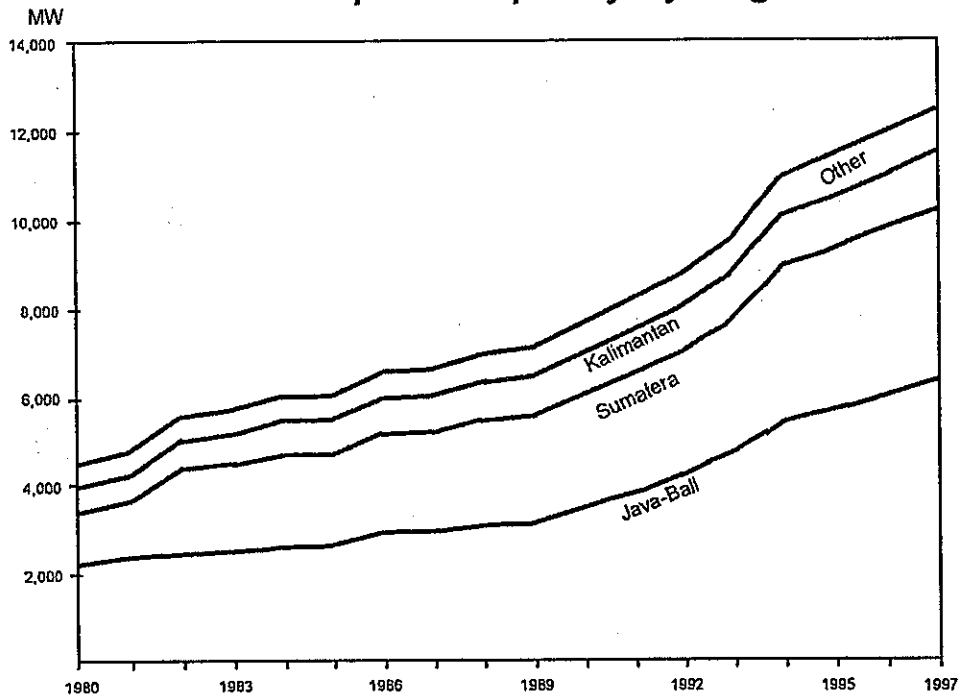
図 2.10-1 PLN と自家用発電事業者の発電設備容量の推移



出典：Captive Power in Indonesia, The World Bank, July 1999

図 2.10-2 役割別自家用発電設備容量の推移

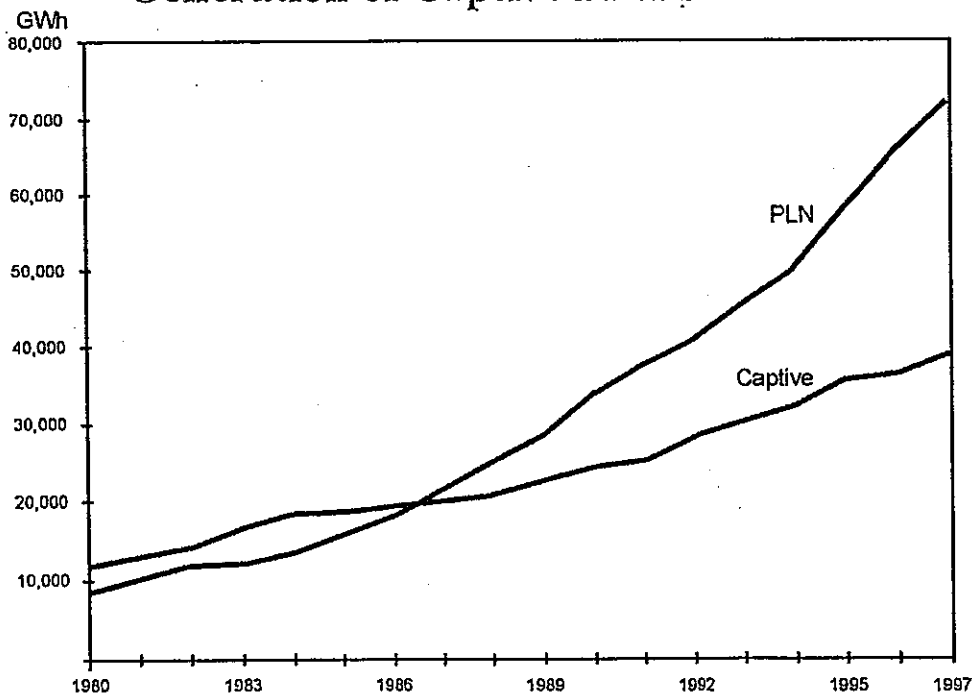
Installed Captive Capacity by Region



出典：Captive Power in Indonesia, The World Bank, July 1999

図 2.10-3 地域別自家用発電設備容量の推移

Generation of Captive Plants and PLN



出典：Captive Power in Indonesia, The World Bank, July 1999

図 2.10-4 PLN と自家用発電事業者の発電量の推移

2.10.2. PLN プレゼンテーション資料

(1) 資料の目的

この資料は、以下の可能性を検討、議論する目的で作成されている。

- a) 自家用発電事業者の PLN への移行(CTO⁵⁾) 可能性検討 (世銀資料と同じ)
- b) 自家用発電事業者との電力融通の可能性検討

(2) 今後の課題

上記 a) , b)を実現するためには、今後以下のことが必要としている。

- a) 自家用発電事業者の PLN 系統への接続料の減額
- b) 自家用発電設備を PLN に移管する変わり、PLN 系統への接続料を無料とする。
- c) PLN 系統信頼度の向上
- d) PLN 電気料金の改定, 適正化
- e) 一次エネルギー価格の適正化
- f) ディーゼル機器輸入税等、税制の適正化

特に、産業用電気料金に関しては、補助金の完全撤廃⁶⁾が望ましいと謳われている(図 2.10-5 参照)。

(3) 結 論

当資料の結論としては、以下のことが挙げられている。

- a) 自家用発電事業者は PLN にとって、将来の有望市場であり、かつ、有望なパートナーでもある。
- b) PLN の供給力と信頼度の改善が、今後の自家用発電事業者との協力を欠かせない。
- c) 自家用発電事業者を減少させるためには、適切な一次エネルギー - 政策が欠かせない。
- d) ジャワ - バリ系統においては、約 825 MW の自家用発電設備に CTO の可能性がある。

⁵⁾ CTO: Captive Take Over の略として当資料中で使用されている。

⁶⁾ 2000 年に産業用電力料金が 50 から 100%値上げされており、現状でどの程度の補助率となっているかは不明。

2.10.3. 日系企業訪問

今回調査において、ジャカルタ近郊で自家用発電機により操業している日系企業を訪問し、情報提供を受けると共に、その設備見学を行った。その概要を以下に述べる。

訪問した会社は、化学系の工場であり、工場の主要部分（停電時影響大）へ自家用発電設備で供給すると共に、主要以外の部分（停電時影響小）は PLN 系統より受電していた。また、自家用発電設備と PLN 系統とは連系されておらず、PLN 系統への電力供給は不可能な状態である。以下に、自家用発電設備、PLN 受電設備および常時運転方法を記す。

自家用発電設備 : 5 MW ディーゼル発電機 × 4 台(92 年 2 台, 94 年 1 台, 95 年 1 台)
2.5MW ディーゼル発電機×7 台
計 37.5 MW

PLN 受電設備 : 2.8 MW の契約電力

常時運転方法 : 常時は自家用発電機 22.5 MW + PLN 2.8 MW で 24 時間運転している。PLN は下表の通り、瞬時停電が頻発する為、突然の機器停止が製造や安全確保に影響しないラインのみで受電している。一方、自家用発電設備の方はここ数年支障無く運転できており、突然の機器停止の影響が大きいラインには自家用発電設備から受電している。

自家用発電設備を保有する主な理由は、PLN 系統の信頼度の低さであり、特に頻発する瞬時電圧低下がネックとの事である。

PLN 系統における停電回数（2000 年）

停電種類	回数
瞬時停電，機器影響無し	9
瞬時停電，機器停止	41
計画停電（PLN 予告あり）	9
停電（PLN 予告無し）	3

発電コストに関し、PLN 系統引からの受電契約時（1997 年）においては、PLN 電気料金の方が安価であったが、2000 年の電気料金改訂により自家発電の方が安価となった。また、今後の最大の関心事は現在割安感のあるディーゼル燃料の動向との事である。

発電原価

	1997年	1998年	1999年	2000年
PLN	150	209	219	322
(固定費再掲)	(12)	(34)	(40)	(38)
自家用発電	159	244	260	273
(固定費再掲)	(70)	(131)	(133)	(142)

また、PLN への売電に関しては、24 時間フル操業の工場であり、現有設備での発電電力全てが自前消費されるため、PLN へ売電するためには新規発電設備と PLN へ接続する為の電気設備建設が必要との事である。