No.

国際協力事業団

インドネシア共和国

エネルギー鉱物資源省

最適電源開発のための電力セクター調査

ファイナルレポート
（メインレポート）

2002 年 8 月

中部電力株式会社

財団法人日本エネルギー経済研究所

鉱調資
JR
02-127

国際協力事業団

インドネシア共和国

エネルギー鉱物資源省

最適電源開発のための電力セクター調査

ファイナルレポート
（メインレポート）

2002 年 8 月

中部電力株式会社

財団法人日本エネルギー経済研究所

序　　文

日本国政府は、インドネシア共和国政府の要請に基づき、同国の最適電源開発のための電力セクター調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成 13 年 7 月から平成 14 年 8 月までの間、4 回にわたり中部電力株式会社の水野明久氏を団長とし、中部電力株式会社及び財団法人日本エネルギー経済研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インドネシア共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 14 年 8 月

国 際 協 力 事 業 団
総 裁　 川 上　 隆 朗

2002 年 8 月

国 際 協 力 事 業 団
総 裁　 川上　隆朗

伝 達 状

インドネシア国最適電源開発のための電力セクター調査に関する調査報告書を、ここに提出致します。本調査は、貴事業団との契約に基づき、中部電力株式会社および財団法人日本エネルギー経済研究所が、平成 13 年 7 月から平成 14 年 8 月まで実施してまいりました。

本報告書には、至近年にジャワ・バリ地域で懸念される電力不足問題への対応策をはじめ、中長期的な計画として、政策課題を考慮した最適電源開発計画、適正な電源配置を考慮した送電計画、これらの計画を実現するための技術面、組織・制度面の方策など、広範な分野にわたる提言が纏められております。

私どもは、これらの提言が実現されることで、同国電力セクターの健全な発展、ひいては、同国の経済基盤の強化、同国民の生活水準の向上に大きく貢献できると信じております。

インドネシア国政府が、調査を通じた技術移転の成果を活用しつつ、本報告書の提言を優先的に実現していくことを強く希望するものであります。

この機会をお借りしまして、多くのご指導、ご支援を賜りました貴事業団、外務省ならびに経済産業省各位に対して心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行に際して、ご協力、ご支援を頂きましたインドネシア国エネルギー鉱物資源省、国有電力会社（PT. PLN(Persero)）、その他関係機関各位に対して深く感謝申し上げます。

平成 14 年 8 月

水野 明久

インドネシア国
最適電源開発のための電力セクター調査
総 括　　水 野　明 久

目　次

図表一覧.......i
略号一覧.......xii

第１章　序論
　１．１　背景.......1-1
　１．２　目的と調査対象地域.......1-1
　１．３　調査内容.......1-2
　１．４　調査の流れ.......1-4
　１．５　全体調査行程.......1-5
　１．６　ワーキンググループ、PLN スタディチームおよび本調査団の構成.......1-5

第２章　インドネシア経済とエネルギー需要
　２．１　インドネシア経済.......2-1
　　２．１．１　背景.......2-1
　　２．１．２　アジア危機と経済構造への影響.......2-1
　　２．１．３　最近の進展と課題.......2-7
　　２．１．４　要約.......2-8
　２．２　エネルギー・電力セクターの政策・法制度・組織の現状.......2-10
　　２．２．１　エネルギー政策の変遷.......2-10
　　２．２．２　エネルギーセクターの課題.......2-12
　　２．２．３　新石油・ガス法案の現状.......2-13
　　２．２．４　電力政策の変遷と現状.......2-14
　　２．２．５　電力関連法制度の概要.......2-15
　　２．２．６　電力関連組織の現状.......2-17
　２．３　エネルギー資源とエネルギー需給.......2-20
　　２．３．１　資源と確認埋蔵量.......2-20
　　２．３．２　一次エネルギーの開発状況.......2-25
　　２．３．３　再生可能エネルギー.......2-30
　　２．３．４　エネルギー需給の現状.......2-33
　　２．３．５　エネルギー・バランス・テーブルとエネルギーフロー.......2-35
　　２．３．６　エネルギー需給のトレンド.......2-38
　２．４　アジア諸国との比較.......2-48
　　２．４．１　電力消費量と経済活動.......2-48
　　２．４．２　電力原単位と経済水準.......2-49
　　２．４．３　対 GDP 電力弾性値.......2-51

第３章　RUKN（国家電力開発計画）のレビュー
３．１　RUKN の概要 3-1
３．１．１　RUKN の目的 3-1
３．１．２　RUKN の策定 3-1
３．１．３　電力開発の現状 3-1
３．１．４　作成方法 3-2
３．２　需要 3-4
３．３　供給力 3-7
３．３．１　既設設備の供給力 3-7
３．３．２　発電設備拡充計画 3-8
３．３．３　設備率 3-10
３．３．４　燃料計画、資金計画 3-11

第４章　ジャワーバリの電力需要予測
４．１　経済と電力需要のトレンド 4-1
４．１．１　経済活動（RGDP：Regional GDP）の推移 4-1
４．１．２　電力価格 4-5
４．１．３　電力需要 4-7
４．１．４　電力需要増加の要因分析 4-10
４．２　電力需要予測モデル 4-15
４．２．１　インドネシアで使用されているエネルギー・モデル 4-15
４．２．２　電力需要予測モデル 4-16
４．２．３　モデルの構造とデータ・ソース 4-19
４．３　セクター別電力需要予測結果 4-23
４．３．１　シナリオ 4-23
４．３．２　短中期需要予測結果（2001 年－2010 年） 4-24
４．３．３　長期需要予測結果（2001 年－2015 年） 4-26
４．４　地域別電力需要予測 4-29
４．４．１　地域別 RGDP 4-29
４．４．２　地域別電力需要 4-34
４．５　応用例 4-43
４．５．１　家屋電化率 4-43
４．５．２　省エネを考慮した応用例 4-45
４．５．３　自家発（Captive Power）需要 4-46

第５章　電力危機の検証　－短期計画－

５．１　供給力の検証……5-1
５．１．１　制約条件の検証……5-2
５．１．２　制限条件の検証……5-5
５．１．３　開発中・開発が決定している設備……5-9
５．１．４　燃料供給制約……5-13
５．２　電力危機発生の可能性……5-17
５．２．１　需要シナリオ……5-17
５．２．２　供給力シナリオ……5-17
５．２．３　需給バランスの感度分析……5-24
５．２．４　電力危機発生の可能性……5-27
補論　ベース＋ムアラ・タワールブロックⅡケースとベース＋ムアラ・タワールブロックⅢケースの比較……5-29

第６章　短期電力危機対策

６．１　発電設備の確実な運用……6-1
６．１．１　燃料の確実な調達……6-1
６．１．２　故障停止の低減……6-1
６．１．３　火力発電所補修の適切な運用……6-2
６．１．４　リハビリテーション……6-3
６．１．５　運用改善……6-4
６．２　電力不足下での電力系統の運用……6-5
６．２．１　ブラウン・アウト……6-5
６．２．２　輪番停電……6-5
６．２．３　需要側の対策……6-6
６．３　短期対策……6-7
６．３．１　短期対策項目と出力向上量……6-7
６．３．２　短期対策の効果……6-8

第７章　最適電源開発計画の検討　－中・長期計画－

７．１　スクリーニング解析……7-2
７．１．１　需要持続曲線（デュレーションカーブ）……7-2
７．１．２　負荷率……7-3
７．１．３　スクリーニング曲線分析……7-5
７．２　最適電源開発計画の検討……7-7
７．２．１　ベースケースの検討……7-7
７．２．２　感度分析……7-16
７．２．３　電源開発計画実現のための課題と提言……7-30
７．３　最適電源構成に向けて……7-33
７．３．１　最小費用を実現する電源構成比率……7-33
７．３．２　長期的な電源構成目標の試算……7-35

補論１　WASP-IV の概要 7-41
補論２　適正な揚水比率の検討 7-45

第８章　送電計画と系統解析
８．１　ジャワバリ系統の現状および課題 8-1
８．１．１　概要 8-1
８．１．２　ジャワバリ系統の供給信頼度 8-3
８．１．３　送配電ロス 8-3
８．１．４　ジャワバリ系統の運用状況 8-4
８．１．５　保護リレー、電力用通信設備 8-6
８．２　PLN の送電計画 8-7
８．２．１　拡充にあたっての信頼度基準 8-7
８．２．２　PLN の送電計画 8-7
８．３　送電計画（短期計画） 8-11
８．３．１　系統解析手法 8-11
８．３．２　ジャワ島東部電源およびタンジュンジャティＢ送電対策 8-12
８．３．３　ムアラカラン発電所リパワリング送電対策 8-18
８．３．４　ムアラタワール送電対策 8-22
８．３．５　短絡容量 8-24
８．３．６　周波数 8-25
８．３．７　結論および提言 8-26
８．４　送電計画（中長期計画） 8-28
８．４．１　需要想定 8-28
８．４．２　電源開発計画 8-28
８．４．３　検討ケース 8-28
８．４．４　前提条件 8-32
８．４．５　検討結果 8-32
８．４．６　結論および提言 8-50

第９章　火力発電設備リハビリテーション計画
９．１　概要 9-1
９．２　設備の状況 9-3
９．３　リハビリテーションの対象 9-6
９．４　熱効率改善策の選定 9-7
９．５　熱効率改善策の適用検討 9-11
９．５．１　給水加熱器細管洗浄 9-11
９．５．２　ボイラ化学洗浄 9-14
９．５．３　タービン高中圧翼改善 9-15

９．５．４　空気予熱器エレメント、シール取替........9-18
９．６　結論........9-19

第１０章　環境対策

１０．１　環境関連規制と遵守事項........10-1
１０．２　火力発電所の環境対策の現状........10-3
１０．３　環境改善のための提案........10-4
１０．３．１　火力発電所の現状に対する環境対策........10-4
１０．３．２　火力発電所の石炭利用拡大のための環境対策........10-4

第１１章　最適電源計画実現と安定供給のための組織・制度面における課題と提言

１１．１　インドネシアの電力自由化に対するカリフォルニア電力危機の教訓........11-2
１１．１．１　インドネシアにおける電力自由化の進捗状況........11-2
１１．１．２　カリフォルニア電力危機の教訓........11-4
１１．１．３　諸外国の対応状況........11-6
１１．２　電源構成を考慮した電源入札制度........11-12
１１．２．１　インドネシアにおける過去の IPP 募集における課題........11-12
１１．２．２　日本の卸電力入札制度........11-12
１１．２．３　電源構成を考慮した電源入札制度........11-14
１１．３　エネルギー政策に沿った電源開発支援策........11-15
１１．３．１　新・再生可能エネルギーの導入........11-15
１１．３．２　CDM 導入可能性の検討........11-17
１１．４　キャプティブ（自家用発電）の活用........11-20
１１．４．１　Captive の現状と課題........11-20
１１．４．２　電気料金及び燃料費の変動と Captive の需要動向の変化........11-22
１１．４．３　提言........11-23
１１．５　Demand Side Management（DSM）の活用........11-24
１１．５．１　DSM の概要........11-24
１１．５．２　インドネシアの需要特性........11-24
１１．５．３　過去の取組みと現状........11-26
１１．５．４　他国の事例........11-28
１１．５．５　課題分析と提言........11-30
１１．６　PLN の財務体質強化........11-31
１１．６．１　PLN の財務分析........11-31
１１．６．２　PLN の財務構造分析........11-37
１１．６．３　収益要素分析........11-39
１１．６．４　経営効率改善と効率推進計画（EDP）........11-45
１１．６．５　課題と提言........11-47

１１．７　民間投資促進策......11-50
１１．７．１　インドネシア電力市場自由化の影響......11-50
１１．７．２　インドネシアの新規民間投資誘致のための施策と問題点......11-51
１１．７．３　投資誘致のためのリスク管理......11-52
１１．７．４　インドネシア電力市場への投資誘致策―検討に際しての原則......11-54
１１．７．５　新ビジネスモデル......11-55
１１．８　今後の技術協力の可能性......11-61
１１．８．１　電源開発計画の推進に必要な協力......11-61
１１．８．２　既存設備の維持管理・運営に関する協力......11-62
１１．８．３　需要側管理（DSM）の協力......11-63

図・表　一　覧

図

Page

第 2 章

図 2.1.1　アジア危機と各国通貨の下落 2-2
図 2.1.2　実質 GDP と産業別構成 2-3
図 2.1.3　産業別アジア危機の影響 2-3
図 2.1.4　政府の財政支出 2-4
図 2.1.5　消費者物価指数と物価上昇率 2-4
図 2.1.6　消費者物価指数と電力料金の 2005 年までの推移（想定） 2-5
図 2.1.7　IMF クレジットの使用 2-6
図 2.1.8　輸入/輸出の推移 2-7
図 2.2.1　インドネシアにおけるエネルギー政策の再構築 2-11
図 2.2.2　MEMR 組織図 2-18
図 2.2.3　PLN 組織図 2-19
図 2.3.1　インドネシアにおける石炭資源の分布 2-24
図 2.3.2　インドネシア炭の灰分 2-24
図 2.3.3　インドネシア炭の硫黄分 2-25
図 2.3.4　代表的な探査地域 2-29
図 2.3.5　石油・ガスの探査区域 2-29
図 2.3.6　一次エネルギーのソース別シェア 2-33
図 2.3.7　最終エネルギー消費のシェア 2-33
図 2.3.8　インドネシアのエネルギー・フロー 2-36
図 2.3.9　インドネシアにおけるエネルギー源別フロー（1999） 2-37
図 2.3.10　GDP とエネルギー指標のトレンド（インドネシア） 2-38
図 2.3.11　エネルギー需給の推移 2-39
図 2.3.12　一次エネルギー生産量の推移 2-39
図 2.3.13　原油の生産、輸出実績 2-40
図 2.3.14　天然ガスの生産、輸出実績 2-41
図 2.3.15　石炭の生産、輸出実績 2-41
図 2.3.16 (a)　エネルギー源別一次エネルギー供給の推移 2-42
図 2.3.16 (b)　一次エネルギー供給構造の推移 2-42
図 2.3.17 (a)　部門別最終エネルギー消費の推移 2-43
図 2.3.17 (b)　部門別最終エネルギー消費構造の推移 2-43
図 2.3.18 (a)　エネルギー源別最終エネルギー消費の推移 2-44
図 2.3.18 (b)　エネルギー源別最終エネルギー消費構造の推移 2-44
図 2.3.19　セクター別電力需要の推移 2-45

Page
図 2.3.20　電源別発電量の推移（PLN）..2-46
図 2.3.21　PLN による燃料消費の推移..2-47
図 2.4.1　アジア諸国における電力消費量と経済規模との関係..2-48
図 2.4.2　アジア諸国における経済水準と一人当たりの電力消費量..2-49
図 2.4.3　典型的アセアン諸国における経済水準と一人当たりの電力消費量..2-50
第３章
図 3.2.1　ジャワーバリ地域における電力需要増加の推移（1988～2000 年）..3-5
図 3.2.2　ジャワーバリ地域の日負荷曲線（1990～2000 年の最大負荷発生日）..3-6
第４章
図 4.1.1 (a)　Java-Bali 地域の RGDP コンポーネントの推移..4-2
図 4.1.1 (b)　Java-Bali 地域の RGDP 構造の推移..4-2
図 4.1.2 (a)　Java-Bali 地域のセクター別 RGDP の推移..4-3
図 4.1.2 (b)　Java-Bali 地域のセクター別 RGDP 構造の推移..4-3
図 4.1.3 (a)　Java-Bali 内サブ地域別 RGDP の推移..4-4
図 4.1.3 (b)　Java-Bali 内サブ地域別 RGDP 構造の推移..4-4
図 4.1.4 (a)　電力価格の推移（名目価格）..4-5
図 4.1.4 (b)　電力価格の推移（実質価格）..4-6
図 4.1.5　CPI および WPI の推移..4-6
図 4.1.6 (a)　セクター別電力需要の推移（Java-Bali）..4-7
図 4.1.6 (b)　電力需要構造の推移（Java-Bali）..4-8
図 4.1.7　最大負荷の推移（Java-Bali）..4-9
図 4.1.8　電力需要と RGDP の伸び率のトレンド（Java-Bali）..4-9
図 4.1.9 (a)　電力需要へのマクロ要因の寄与..4-11
図 4.1.9 (b)　電力需要へのマクロ要因の寄与率..4-11
図 4.1.10　電力需要への消費者要因の寄与..4-12
図 4.1.11　部門別消費者要因の寄与..4-13
図 4.2.1　モデル機能の概略図..4-18
図 4.2.2　電力需要サブ・ブロックの枠組み..4-19
図 4.2.3　発電・転換サブ・ブロックの枠組み..4-21
図 4.3.1　最大負荷予測結果..4-25
図 4.3.2　セクター別電力需要（JICA/LPE ケース１& ケース２）..4-28
図 4.3.3　セクター別電力需要構造（JICA/LPE ケース１）..4-28
図 4.4.1　地域需要シフトの概念..4-29
図 4.4.2　地域別 RGDP 見通し..4-30
図 4.4.3　ジャカルタ地域のセクター別 RGDP 見通し..4-30
図 4.4.4　西ジャワ地域のセクター別 RGDP 見通し..4-31
図 4.4.5　中央ジャワ地域のセクター別 RGDP 見通し..4-32

Page

図 4.4.6　東ジャワ地域のセクター別 RGDP 見通し 4-33
図 4.4.7　バリ地域のセクター別 RGDP 見通し 4-33
図 4.4.8　地域別電力需要（JICA/LPE ケース１） 4-34
図 4.4.9　地域別最大負荷見通し（JICA/LPE ケース１ & ケース２） 4-35
図 4.4.10　サブ地域別電力需要 4-38
図 4.4.11　ジャカルタ地域のセクター別電力需要見通し 4-39
図 4.4.12　西ジャワ地域のセクター別電力需要見通し 4-40
図 4.4.13　中央ジャワ地域のセクター別電力需要見通し 4-40
図 4.4.14　東ジャワ地域のセクター別電力需要見通し 4-41
図 4.4.15　バリ地域のセクター別電力需要見通し 4-42
図 4.5.1　家屋電化率の過去のトレンドと 2015 年までのシナリオ 4-44
図 4.5.2　ジャワ・バリ地域の電力需要（ケース１とその省エネケースとの比較） 4-45
図 4.5.3　ジャワ・バリ地域の最大負荷（ケース１とその省エネケースとの比較） 4-46
図 4.5.4　自家発設備容量、稼働設備容量、稼働率（インドネシア） 4-47
図 4.5.5　インドネシア（全国）とジャワ・バリ地域における自家発による発電量 4-47
図 4.5.6　シナリオ別自家発電量見通し 4-49
図 4.5.7　ジャワ・バリ地域の電力需要（シナリオ１） 4-50

第５章

図 5.1.1　2001 年におけるジャワ－バリ地域の系統図 5-7
図 5.1.2　2001 年におけるジャワ－バリ系統 潮流図 5-8
図 5.1.3　ムアラ・カラン火力発電所リパワリング全体工程 5-9
図 5.1.4　ムアラ・タワール火力発電所ブロックⅢ, Ⅳ増設工事全体工程 5-10
図 5.1.5　ムアラ・タワール火力発電所ブロックⅡアドオン工事 5-11
図 5.1.6　プルタミナのガス供給計画量 5-15
図 5.2.1　%LOLP と%ESR の関係（2004,2005 年） 5-22

第７章

図 7.1.1　デュレーションカーブ実績（2000 年） 7-2
図 7.1.2　タイ国の日負荷曲線の推移 7-4
図 7.1.3　スクリーニング曲線分析結果 7-5
図 7.2.1　発電設備の推移（JICA/LPE CASE 2 需要） 7-11
図 7.2.2　発電電力量の推移（JICA/LPE CASE 2 需要） 7-12
図 7.2.3　発電電力量構成（2015 年 JICA/LPE CASE2 需要） 7-12
図 7.2.4　天然ガス消費量の推移（燃料価格上昇シナリオ） 7-18
図 7.2.5　石炭消費量の推移（燃料価格上昇シナリオ） 7-18
図 7.2.6　天然ガス消費量の推移（開発制限シナリオ） 7-23
図 7.2.7　石炭消費量の推移（開発制限シナリオ） 7-23
図 7.2.8　天然ガス消費量の推移（環境保全シナリオ） 7-27

Page

図 7.2.9　石炭消費量の推移（環境保全シナリオ）........7-27
図 7.2.10　石炭の埋蔵割合........7-31
図 7.3.1　最小費用となる電源／発電電力量構成比率........7-34
図 7.3.2　天然ガス消費量の推移（長期電源構成試算シナリオ）........7-37
図 7.3.3　石炭消費量の推移（長期電源構成試算シナリオ）........7-37
図 7.3.4　長期電源構成目標試算値（2015 年）........7-39
補論
図 7.補.1　WASP-IV の計算フロー........7-43
図 7.補.2　最適揚水発電構成比率........7-49
図 7.補.3　揚水発電構成比率と建設単価........7-50
第８章
図 8.3.1　2002 年（南回りルートなし）........8-12
図 8.3.2　2002 年（パイトン～クラテン間１回線運開後）........8-13
図 8.3.3　2003 年（パイトン～クラテン間２回線運開）........8-14
図 8.3.4　2003 年（チルボン２回線π引き込み後）........8-14
図 8.3.5　2004 年（南ルート全線運開後）........8-15
図 8.3.6　2005 年（タンジュンジャティＢ：北ルート連系）........8-16
図 8.3.7　2005 年（タンジュンジャティＢ：ウンガラン連系）........8-16
図 8.3.8　南回り送電線遅延時（タンジュンジャティＢ：１台運転）........8-17
図 8.3.9　南回り送電線遅延時（タンジュンジャティＢ：２台運転）........8-17
図 8.3.10　平常時（2007 年ピーク時）........8-19
図 8.3.11　平常時（2007 年オフピーク時）........8-20
図 8.3.12　ブロックⅡ拡張（2007 年ピーク時........8-22
図 8.3.13　ブロックⅢ増設（2007 年ピーク時）........8-22
図 8.3.14　ブロックⅡ拡張およびブロックⅢ増設：対策前（2007 年ピーク時）........8-23
図 8.3.15　ブロックⅡ拡張およびブロックⅢ増設：対策後（2007 年ピーク時）........8-23
図 8.3.16　短絡容量計算結果（2007 年）........8-24
図 8.3.17　ジャワバリ系統周波数特性........8-25
図 8.4.1　各エリアの需要........8-29
図 8.4.2　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　均等開発ケース）........8-33
図 8.4.3　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　西偏在ケース）........8-34
図 8.4.4　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　弱東偏在ケース）........8-35
図 8.4.5　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　弱東偏在ケース２（パイトン+1,200MW））...8-36
図 8.4.6　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　強東偏在ケース対策前）........8-37
図 8.4.7　ジャワバリ系統　潮流図（2010 年　強東偏在ケース対策後）........8-38
図 8.4.8　ジャワバリ系統　潮流図（2015 年　均等開発ケース）........8-39
図 8.4.9　ジャワバリ系統　潮流図（2015 年　西偏在ケース）........8-40

Page

図 8.4.10　ジャワバリ系統　潮流図（2015年　弱東偏在ケース）......8-41
図 8.4.11　ジャワバリ系統　潮流図（2015年　弱東偏在ケース 2 (パイトン+1,200MW)）......8-42
図 8.4.12　ジャワバリ系統　潮流図（2015年　強東偏在ケース対策前）......8-41
図 8.4.13　ジャワバリ系統　潮流図（2015年　強東偏在ケース対策後）......8-41
第９章
図 9.5.1　スポンジ洗浄の概念図......9-11
図 9.5.2　ジェット洗浄概念図......9-11
図 9.5.3　低圧給水加熱器スポンジ洗浄による効率改善量、収益の経年変化......9-12
図 9.5.4　高圧給水加熱器ジェット洗浄による効率改善量、収益の経年変化......9-12
図 9.5.5　タービン段落内部損失の原因......9-15
図 9.5.6　翼頂部シールの改善......9-15
図 9.5.7　翼形の改善......9-15
図 9.5.8　タービン効率改善量（相対値）......9-16
図 9.5.9　効率改善量、収益の経年変化......9-16
第１０章
図 10.3.1　亜臨界圧から超臨界圧への移行によるメリット（モデル計算）......10-7
第１１章
図 11.2.1　入札スケジュールの例......11-13
図 11.4.1　Captive の電源別構成......11-20
図 11.4.2　Captive の産業別構成......11-20
図 11.5.1　日負荷曲線（ピーク発生日）の推移......11-25
図 11.5.2　プロジェクトスキーム（2002 年 2 月時点）......11-27
図 11.5.3　年間調整契約のモデル図（契約電力の例）......11-29
図 11.5.4　随時調整契約のモデル図......11-29
図 11.6.1　運営費構成......11-35
図 11.6.2　収益変動要素分析結果......11-41
図 11.6.3　セクター別販売電力量増加率......11-41
図 11.6.4　PLN の収益と運営費（構造変化無し）の予測結果......11-42
図 11.6.5　PLN の収益と運営費（構造変化あり）の予測結果......11-45
図 11.6.6　電気料金の比較......11-49
図 11.7.1　特別目的会社設立モデル......11-57

表

Page

第２章

表 2.1.1 主な経済指標 2-9
表 2.2.1 セクター別電気料金スケジュール 2-16
表 2.3.1 石油の確認埋蔵量および生産量の推移 2-20
表 2.3.2 石油・ガス埋蔵量の分布 2-21
表 2.3.3 石油とガスの資源量と埋蔵量 2-21
表 2.3.4 主要生産会社による石油・ガスの生産実績 2-21
表 2.3.5 天然ガスの確認埋蔵量および生産量の推移 2-22
表 2.3.6 石炭の確認埋蔵量および生産量の推移 2-23
表 2.3.7 インドネシアの石炭資源 2-23
表 2.3.8 最近の新規発見油田と生産開始した油田 2-26
表 2.3.9 新しいガス田の発見と生産 2-27
表 2.3.10 インドネシアの包蔵水力 2-31
表 2.3.11 ジャワ島における水力開発計画 2-31
表 2.3.12 インドネシアの地熱ポテンシャル 2-32
表 2.3.13 ジャワ・バリ地域における地熱開発計画 2-33
表 2.3.14 エネルギー・バランス・テーブル（1999） 2-35
表 2.3.15 セクター別電力需要の伸び率 2-45
表 2.3.16 電源別略号（図 2.3.20） 2-46
表 2.4.1 典型的アセアン諸国における一人当たりの電力消費量 2-50
表 2.4.2 アジア諸国の対 GDP 電力弾性値 2-51

第３章

表 3.1.1 ジャワ－バリ地域の需給計画（RUKN 案）（2001 年 10 月時点） 3-3
表 3.2.1 RUKN 需要想定 3-4
表 3.3.1 地域別、電源種別発電設備 3-7
表 3.3.2 燃料種別発電設備 3-8
表 3.3.3 所有者別発電設備 3-8
表 3.3.4 新規開発必要設備量 3-9
表 3.3.5 設備率の推移 3-10
表 3.3.6 RUKN に基づく発電計画ならびに燃料計画 3-11
表 3.3.7 RUKN に基づく電源開発資金計画 3-11
表 3.3.8 送変電、配電設備資金計画 3-12

第４章

表 4.1.1 セクター別電力需要の伸び率 4-8
表 4.1.2 Java-Bali システムの負荷率（%）とロス率（%） 4-8
表 4.1.3 顧客数と顧客当たりの電力消費量の推移 4-14

Page
表 4.2.1　モデルの概要..4-15
表 4.2.2　モデルの基準年および観察年..4-22
表 4.3.1　シナリオ（JICA/LPE）の特徴..4-23
表 4.3.2　価格シナリオ（ケース１）..4-23
表 4.3.3　シナリオ（JICA/LPE および PLN）..4-24
表 4.3.4　シミュレーション結果のまとめ..4-25
表 4.3.5　シミュレーション結果のまとめ（5 年単位）..4-26
表 4.3.6　最大負荷見通し（JICA/LPE）..4-26
表 4.4.1　サブ地域別・セクター別電力需要見通し..4-36
表 4.4.2　ジャワ・バリ地域全体のセクター別電力需要見通し..4-37
表 4.4.3　サブ地域別最大負荷見通し..4-37
表 4.5.1　家屋電化率シナリオ..4-43
表 4.5.2　価格シナリオ別、電化シナリオ別最大負荷（MW）見通し..4-44
表 4.5.3　電力価格と燃料価格に関するシナリオ..4-48
表 4.5.4　シナリオ１とシナリオ２の自家発発電量の差..4-49
第５章
表 5.1.1　供給力に影響を与える要因..5-1
表 5.1.2　水力出力季節制約量..5-2
表 5.1.3　火力発電所の出力制約量..5-3
表 5.1.4　計画補修による出力制約量..5-4
表 5.1.5　500kV 基幹系統の送電制約による発電制約量（2001 年）..5-6
表 5.1.6　500kV 基幹系統の送電制約による発電制約量の推移..5-6
表 5.1.7　ムアラ・カランプロジェクトコスト..5-9
表 5.1.8　ムアラ・タワールブロックⅢ，Ⅳプロジェクトコスト..5-10
表 5.1.9　ムアラ・タワールブロックⅡプロジェクトコスト..5-11
表 5.1.10　石炭不足による供給支障実績..5-13
表 5.1.11　インドネシア国石炭火力での使用石炭性状..5-13
表 5.1.12　炭種別埋蔵量比率..5-13
表 5.1.13　ガス供給不足による出力制約の実績（2000 年）..5-14
表 5.1.14　プルタミナガス供給計画..5-14
表 5.1.15　地熱発電所の発電原価（代表発電所：燃料のみ）..5-16
表 5.2.1　発電設備率の評価..5-17
表 5.2.2　既設設備の制約容量..5-18
表 5.2.3　制限容量..5-18
表 5.2.4　開発シナリオの詳細（ベースケース、LOLP(1day)ケース）..5-19
表 5.2.5　送電線制約による出力制約量..5-20
表 5.2.6　ベースケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）..5-20

Page

表 5.2.7　LOLP（1day）ケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）............5-21
表 5.2.8　必要予備力の評価（2004,2005 年）............5-22
表 5.2.9　LOLP（1day）ケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 1 需要）............5-23
表 5.2.10　開発シナリオの詳細（感度分析）............5-24
表 5.2.11　ベース＋ﾑｱﾗ･ﾀﾜｰﾙﾌﾞﾛｯｸⅡケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）5-25
表 5.2.12　ベース＋ﾑｱﾗ･ﾀﾜｰﾙﾌﾞﾛｯｸⅢケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）5-25
表 5.2.13　ﾑｱﾗ･ﾀﾜｰﾙﾌﾞﾛｯｸⅡｱﾄﾞｵﾝケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）.....5-26
表 5.2.14　開発制限ケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）............5-26
表 5.2.15　ベース遅延ケースにおける需給バランス（JICA/LPE CASE 2 需要）............5-27
表 5.2.16　各ケースにおける予備力の比較............5-28

補論

表 5.補.1　検討ケース（2002～2011）............5-29
表 5.補.2　JICA/LPE CASE2 におけるシミュレーション結果（2002～2011）............5-30
表 5.補.3　JICA/LPE CASE1 におけるシミュレーション結果（2002～2011）............5-31

第 6 章

表 6.1.1　ムアラカラン 4，5 号機リハビリテーション............6-4
表 6.1.2　スララヤ石炭火力 1-4 号機リハビリテーション............6-4
表 6.2.1　輪番停電の実施方針（例）............6-5
表 6.2.2　キャプティブの電源容量バイアウト............6-6
表 6.3.1　短期対策による出力向上量............6-7
表 6.3.2　短期対策による出力向上量（ベースケース、ベース遅延ケース）............6-8
表 6.3.3　短期対策後の運転中予備力（JICA/LPE CASE 2 需要）............6-9
表 6.3.4　短期対策後の運転中予備力（JICA/LPE CASE 1 需要）............6-10

第 7 章

表 7.1.1　ピーク需要分析結果（2000 年）............7-3
表 7.1.2　東南アジア諸国における負荷率の推移............7-3
表 7.2.1　考慮するモデル電源............7-8
表 7.2.2　WASP-IV 出力結果（ベースケース）............7-9
表 7.2.3　電源構成比（ベースケース）............7-10
表 7.2.4　発電電力量構成（ベースケース）............7-11
表 7.2.5　設備利用率（ベースケース）............7-13
表 7.2.6　燃料計画（ベースケース）............7-13
表 7.2.7　CO_2 排出量（ベースケース）............7-14
表 7.2.8　電源設備投資額（ベースケース）............7-15
表 7.2.9　ベースケースのシステムコスト（2001-2015）............7-15
表 7.2.10　燃料価格上昇シナリオ............7-16
表 7.2.11　WASP-IV 出力結果（燃料価格上昇シナリオ）............7-17

Page
表 7.2.12　システムコスト（燃料価格上昇シナリオ）....................7-19
表 7.2.13　開発制限シナリオの前提条件....................7-20
表 7.2.14　WASP-IV 出力結果（開発制限シナリオ）....................7-22
表 7.2.15　システムコスト（開発制限シナリオ）....................7-24
表 7.2.16　環境保全シナリオ....................7-25
表 7.2.17　再生可能エネルギー（期待量）....................7-25
表 7.2.18　WASP-IV 出力結果（環境保全シナリオ）....................7-26
表 7.2.19　燃料使用量および CO_2 排出量（環境保全シナリオ）....................7-28
表 7.2.20　システムコスト（環境保全シナリオ）....................7-29
表 7.2.21　石炭の埋蔵量....................7-31
表 7.3.1　最終年次（2015 年）の電源構成（最小費用計画）....................7-33
表 7.3.2　最終年次（2015 年）の発電電力量構成（最小費用計画）....................7-34
表 7.3.3　長期電源構成試算のシナリオ....................7-35
表 7.3.4　WASP-IV 出力結果（長期電源構成試算シナリオ）....................7-36
表 7.3.5　最終年次（2015 年）の燃料消費量、CO_2 排出量（長期電源構成試算シナリオ）....................7-38
表 7.3.6　最終年次（2015 年）の電源構成（長期電源構成試算シナリオ）....................7-38
表 7.3.7　最終年次（2015 年）の発電電力量構成（長期電源構成試算シナリオ）....................7-39
表 7.3.8　トータルシステムコスト....................7-40
表 7.補.1　WASP-IV と Sihombing model の差異....................7-41
表 7.補.2　WASP-IV の計算仕様....................7-44
表 7.補.3　日本における揚水発電の推移....................7-47
表 7.補.4　中部電力における揚水発電の推移....................7-47
表 7.補.5　中部電力における揚水発電運用の実績....................7-47
表 7.補.6　主要入力データ....................7-49
第 8 章
表 8.1.1　ジャワバリ系統の地域別電力需要バランス（2001 年）....................8-2
表 8.1.2　送電線回線延長（2000 年）....................8-2
表 8.1.3　変電設備（変圧器）（2000 年）....................8-2
表 8.1.4　供給信頼度（2000 年）....................8-3
表 8.1.5　送配電ロス（2000 年）....................8-3
表 8.1.6　変圧器の稼働率....................8-4
表 8.1.7　稼働率 60%超過送電線....................8-4
表 8.1.8　ジャワバリ系統の定格遮断電流....................8-5
表 8.2.1　500kV 送電線....................8-7
表 8.2.2　500/150kV 変電所....................8-8
表 8.2.3　150kV 以下送電線および変電所....................8-8
表 8.3.1　2002 年断面の送電限度....................8-12

Page

表 8.3.2　2002 年（パイトン～クラテン間１回線運開後）の送電限度........8-13
表 8.3.3　2003 年の送電限度........8-13
表 8.3.4　2003 年（チルボン２回線π引き込み後）の送電限度........8-14
表 8.3.5　2004 年（南ルート全線運開後）の送電限度........8-15
表 8.3.6　タンジュンジャティＢ運開後の発電制約（北ルート連系時）........8-15
表 8.3.7　2005 年（タンジュンジャティＢ：ウンガラン連系）の送電限度........8-16
表 8.3.8　南回り送電線遅延時の送電限度（タンジュンジャティＢ運転開始後）........8-17
表 8.3.9　平常時および送電線１回線故障時の潮流状況（2007 年ピーク時）........8-19
表 8.3.10　平常時および送電線１回線故障時の潮流状況（2007 年オフピーク時）........8-20
表 8.3.11　短絡電流計算結果........8-21
表 8.3.12　短絡容量検討ケース........8-21
表 8.3.13　周波数低下量と負荷遮断量........8-25
表 8.4.1　需要想定........8-28
表 8.4.2　電源開発計画........8-28
表 8.4.3　電源開発ケース........8-28
表 8.4.4　各エリアの電源開発計画（2001～2010 年）........8-30
表 8.4.5　各エリアの電源開発計画（2001～2015 年）........8-30
表 8.4.6　各エリアの電源開発計画........8-31
表 8.4.7　系統解析にあたっての電源の定期補修およびバランス停止........8-32
表 8.4.8　検討結果........8-45
表 8.4.9　送電線１回線故障時に発電支障が発生する送電線........8-46
表 8.4.10　故障時に系統不安定となる送電線........8-47
表 8.4.11　短絡容量解析結果........8-48
表 8.4.12　系統分割後の短絡容量........8-48
表 8.4.13　送電ロス（500kV 系統）........8-49
表 8.4.14　年間送電ロス費用........8-49

第９章

表 9.1.1　熱効率改善策の適用効果（まとめ）........9-1
表 9.2.1　PLN 所有火力発電設備の運転状況........9-4
表 9.4.1　対象発電所の熱効率（最大出力時）........9-7
表 9.4.2　熱効率改善策........9-8
表 9.4.3　給水加熱器の端末温度差........9-8
表 9.4.4　空気予熱器の空気漏洩率、温度効率........9-10
表 9.5.1　給水加熱器細管洗浄による効率改善量........9-12
表 9.5.2　給水加熱器細管洗浄による効率改善量と費用（インドネシア価格）........9-12
表 9.5.3　低圧給水加熱器スポンジ洗浄の適用効果........9-13
表 9.5.4　高圧給水加熱器ジェット洗浄の適用効果........9-13
表 9.5.5　ボイラ化学洗浄による効率改善量と費用（インドネシア価格）........9-14

Page

表 9.5.6　ボイラ化学洗浄の適用効果 ... 9-14
表 9.5.7　タービン高中圧翼の改善による効率改善量と対策費（インドネシア価格） ... 9-16
表 9.5.8　タービン高中圧翼改善の適用効果 ... 9-17
表 9.5.9　タービン高中圧翼改善の適用効果（劣化更新に同調するケース） ... 9-17
表 9.5.10　空気予熱器エレメント、シール取替の適用効果 ... 9-18
表 9.6.1　熱効率改善策の適用効果（まとめ） ... 9-19

第１０章

表 10.1.1　インドネシア、タイおよび日本の大気環境基準の比較 ... 10-1
表 10.1.2　各大気排出基準比較 ... 10-2
表 10.3.1　インドネシア国石炭火力での使用石炭性状 ... 10-5
表 10.3.2　炭種別埋蔵量比率 ... 10-5
表 10.3.3　日本の電力会社のインドネシアからの亜瀝青炭契約状況 ... 10-5
表 10.3.4　CCT 技術の概要 ... 10-6
表 10.3.5　最近のリグナイト炊きプラント ... 10-8
表 10.3.6　日本の CFBC プラント仕様 ... 10-8

第１１章

表 11.1.1　諸外国における電力市場の状況 ... 11-7
表 11.1.2　アメリカ・イギリスの各規制機関の役割 ... 11-10
表 11.3.1　プロジェクトタイプ別の CDM コストとプライオリティ ... 11-17
表 11.3.2　日本国内における CO_2 削減コスト、海外における植林事業、排出量取引コスト ... 11-18
表 11.3.3　総発電電力量と CO_2 排出量の比較 ... 11-19
表 11.4.1　Java-Bali の Captive ... 11-21
表 11.4.2　Captive の発電コストと PLN 料金との比較 ... 11-22
表 11.5.1　ピーク 1,000 時間の分類結果 ... 11-25
表 11.5.2　DSM アクションプログラムにおいて提案された DSM メニュー ... 11-26
表 11.5.3　タイの DSM パイロットプロジェクト ... 11-28
表 11.5.4　実施中の DSM プロジェクト ... 11-28
表 11.6.1　損益計算書 ... 11-31
表 11.6.2　貸借対照表 ... 11-32
表 11.6.3　株主資本合計 ... 11-34
表 11.6.4　PLN 内部留保（剰余金）推移 ... 11-34
表 11.6.5　費用効率 ... 11-34
表 11.6.6　PLN デットサービスレシオ ... 11-35
表 11.6.7　連結貸借対照表 ... 11-36
表 11.6.8　ルピア下落実績値 ... 11-37
表 11.6.9　輸出入 ... 11-38
表 11.6.10　分野別収益、販売量、料金実績 ... 11-40
表 11.6.11　EDP の達成実績 ... 11-47

略　号　一　覧

（1）機関・組織

ASEAN	Association of Southeast Asian Nations、東南アジア諸国連合
ADB	Asian Development Bank、アジア開発銀行
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional*
	National Development Planning Agency、国家経済開発庁
BATAN	National Atomic Energy Agency, Indonesia、国家原子力庁
BHP	(Australia's) Broken Hill Proprietary、オーストラリア BHP 社
BP	British Petroleum、ブリティッシュ・ペトロリアム
BPS	Biro Pusat Statistik*
	Central Bureau of Statistics 、中央統計局
BPPT	Agency for the Assessment & Application of Technology、技術開発応用庁
CGI	Consultative Group on Indonesia、インドネシア国債権国者会議
DOC	Directorate of Mineral and Coal Enterprises, MEMR、鉱物・石炭企画局
DOE/EIA	U.S. Department of Energy / Energy Information Administration、米国エネルギー省エネルギー情報局
DGEEU	Directorate General of Electricity Utilization, MEMR、電力利用総局
EATM	Electricity Tariff Adjustment Mechanism、電気料金調整制度
IBRA	Indonesia Bank Restructuring Agency、銀行再建庁
IEA	OECD / International Energy Agency、国際エネルギー機関
IMF	International Monetary Fund、国際通貨基金
JBIC	Japan Bank for International Cooperation Agency、国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization、日本貿易振興会
JICA	Japan International Cooperation Agency、国際協力事業団
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources、エネルギー鉱物資源省
MIGAS	Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi
	Directorate General of Oil and Gas, MEMR、石油・ガス総局
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development、経済協力開発機構
P3B	Penyaluan dan Pusat Pengatur Beban*、PLN の送電子会社
PJB	PLN Java Bali Power Company、PLN の発電子会社
PLN	Perusahaan Umum Listric Negara PERSERO*、国営電力会社
WB	The World Bank、世界銀行
WEC	World Energy Council、世界エネルギー会議

*はインドネシア語

（2）用　語

A．設備関係

AC	Available Capacity、発電可能出力
AVR	Automatic Voltage Regulator、自動電圧調整器
cct	circuit、回線
CF	Capacity Factor、設備率
ESR	Essential Spinning Reserve、必要予備力
EVA	Early Valve Actuation、タービン高速バルブ
FEC	Final Energy Consumption、最終エネルギー消費
GATT	General Agreement of Tariffs and Trade、関税と貿易に関する一般協定
GIL	Gas Insulated Transmission Line、ガス絶縁送電線
GRF	Gas Recirculating Fan、ガス再循環ファン
HSD	High speed Diesel Oil、ハイスピード・ディーゼルオイル
HP(E)HTR	High Pressure feed water Heater、高圧給水加熱器
IC	Installed Capacity、定格出力
LFC	Load Frequency Control、負荷周波数制御
LNG	Liquefied Natural Gas、液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas、液化石油ガス
LOLP	Loss Of Load Probability、系統離脱確率
MFO	Marine Fuel Oil、船舶機関用重油
OSR	Operational Spinning Reserve、運転予備力
PER	Primary Energy Requirement、一次エネルギー国内総供給
PLC	Power Line Carrier communication、電力線搬送方式
PM	Particulate Matter、ばいじん
PSS	Power System Stabilizer、電力系統安定化装置
RUKN	Rencana Umum Kelistrilcan Nasional＊
	National Electricity Development Plan、国家電力開発計画
SEDF	Social Electricity Development Fund (SEDF)、社会電力開発基金
SDR	System Dumping Resistor、制御抵抗器
TSC	Transient Stabilizing Controller、電源制限装置
T/D losses	Transmission and Distribution Losses、送配電損失
VAT	Value Added Tax、付加価値税

＊はインドネシア語

B．その他

AMDAL	Analisi Menegenai Dampak Lingkungan*、環境影響評価制度
CPI	Consumer Price Index、消費者物価指数
EATM	Electricity Tariff Adjustment Mechanism、電気料金調整制度
GDP	Gross Domestic Product、国内総生産
HGI	Hardgrove Grindability Index、ハードグローブ指数
EIA	Environment Impact Assessment　環境影響評価
IPPs	Independent Power Producers、独立電気事業者
IRR	Internal Rate of Return、内部収益率
LP	Linear Programming、線形計画法
NPV	Net Present Value、正味現在価値
NCV	Net Calorific Value、真発熱量
PM	Particulate Matter、ばいじん
PPA	Power Purchase Agreement、電力購買契約
PSCs	Production Sharing Contracts、生産分与方式
RGDP	Regional Gross Domestic Product、実質国内総生産
R/P ratio	Reserve / Production ratio、確認埋蔵量と生産量の比
SEDF	Social Electricity Development Fund (SEDF)、社会電力開発基金
SB	Single Buyer market、シングルバイヤー市場
WASP-Ⅳ	Wien Automatic System Planning、電源拡張解析モデル
WPI	Wholesales Price Index、卸物価指数

C．単位

kV	kilovolt
kVA	kilovolt-Ampere
MVA	Megavolt-Ampere
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-hour
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hour
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hour
kmc	kilometer circuit
bbl	barrel
bbl/d	barrel per day
BTU	British Thermal Unit
BOE	barrel of oil equivalent
toe	ton of oil equivalent
ktoe	kilo (thousand) tones of oil equivalent
SCF	Standard Cubic Foot
BSCF	billion Standard Cubic Foot
MMSCF	million Standard Cubic Foot
mmscfd	million standard cubic foot per day
TFCF	trillion Standard Cubic Foot

第１章　序論

１．１　背景

インドネシアでは 1997 年の通貨危機以降、様々な分野での改革が必要とされており、電力セクターについても効率的な電力供給のための構造改革が進められようとしている。電力構造改革については、1998 年にインドネシア政府が「Power Sector Restructuring Policy」を策定し、電力セクターの規制緩和、競争市場の創設による市場原理導入を通じて、高品質、高効率の電力供給を実現する方針を打ち出している。この政策の法的根拠として、現在、早期成立を目指している新電力法案によれば、法施行後、3 年以内に Single Buyer Market をジャワ－バリ系統内に創設し、7 年以内には MultipleBuyers/ Multiple Sellers Market（MB/MS）に基づく電力市場の完全自由化を同系統内で実現する予定となっている。

こうした Single Buyer Market、MB/MS 体制を導入する上で、民間の発電会社が電源開発を担っていくことが期待される。今後の電源開発への民間参入と効率的かつ安定的な電力供給の両立を図るためには、セクターの課題を反映した最適な電源開発計画が、開発指標として不可欠となってくる。特に、国産資源である天然ガスや石炭の有効利用を考えたエネルギーのベストミックス、環境保全、供給安定性の確保などの公益的課題を達成するためには、政府の適正な関与が必要であるため、政府にはそのための計画立案、政策立案能力の向上が求められている。

一方、1997 年の通貨危機後の経済回復に伴い、電力需要は着実な増加傾向を示している。特にジャワ－バリ系統の電力需要は、1999 年には前年比 9.9%増、2000 年には同 11.2%増、2001 年には 6.4%増となっている。今後も堅調な電力需要の増加が見込まれていることから、同系統において、発電所の新設あるいは既設発電所の運転制約の緩和ならびにリハビリテーション等の対策を講じなければ、早ければ 2003～2004 年には電力不足に陥ると懸念されており、その検証と対応策の立案が、喫緊の課題となっている。

１．２　目的と調査対象地域

このような背景の下、国際協力事業団は以下を目的とした、2001 年 7 月より「インドネシア国最適電源開発のための電力セクター調査」（以下、本調査）を開始した。なお、本調査の対象地域はジャワ・バリ地域に限定されている。

- 至近年（2005 年前後）に予想される電力不足問題に対する精査を行い、その対応策を検討する。
- 中長期（2015 年まで）計画として、発電コスト、一次エネルギーの有効利用、環境保全等の政策を考慮した最適電源開発計画、また適正な電源配置を考慮した送電計画を検討する。
- 上記計画を実現するための、技術面、組織・制度面の方策を検討する。
- 調査を通じて、最適電源開発計画・送電計画策定手法についての技術移転を行う。

１．３　調査内容

本調査は、１）至近年に危惧される電力危機の検証と必要な短期対策の立案、２）中長期の最適電源開発計画、送電計画の検討、計画の実現に際しての技術面、組織・制度面での提言、の 2 つのフェーズから構成される。その概要を以下に記す。

（１）至近年に危惧される電力危機の検証と必要な短期対策の立案

まず、過去の電力需要の傾向を分析した上で、計量経済学モデルにより需要予測を精査する。このモデルは、収入（GDP）と電力価格、家屋電化率を説明変数とした需要関数から構成される。

この検討において特徴的なのは、需要予測に価格効果を考慮したことであり、電力実質価格の低下に合わせて、電力需要が増加した 1997 年以前の期間の傾向を反映したものである。

予測ケースは、2005 年までに電力価格を 6～7 セント/kWh レベルまで引き上げ、現行名目価格のほぼ倍とするシナリオ（JICA/LPE CASE 1）、インフレにあわせて電力価格を変動させ、現行の実質価格を維持するシナリオ（JICA/LPE CASE 2）の両ケースである。この検討は、電力危機の検証を目的とした調査の第１段階であるため、予測期間は 2010 年までを対象とする。

次に、供給力を検証するため、既存の電源開発計画の開発時期、既存設備の可能容量、制約条件を確認し、各年次において実際に期待できる供給力を精査する。さらに、建設の遅延から送電容量に制約を生じている南回りの 500kV 基幹送電線の影響を、系統解析により精査する。これらを検討する上で、現在開発中・計画中の電源に対する運開時期・実現性から、いくつかのシナリオを想定し、各シナリオにおける電力危機発生の可能性を検証する。

さらに、火力発電機の補修時期の調整およびリハビリテーション、キャプティブの活用等の、現状で考え得る短期対策と、その期待効果を整理し、短期対策が電力危機の発生時期と規模に与える影響を検討する。

（２）中長期の最適電源開発計画、送電計画の検討と計画の実行に際しての技術面、組織・制度面における提言

中長期の電力需要予測については、短期の需要予測で構築したモデルをベースに、予測期間を 2015 年まで拡大して需要を予測する。一方、中長期の最適電源開発計画については、WASP-IV を用いてエネルギーの安定かつ有効な利用、環境保全等の政策を考慮した最小費用計画を検討する。最小費用となる電源開発をベースケースとして、燃料価格の上昇、開発リードタイム、環境政策等の影響を感度分析し、一次エネルギー供給の観点から評価する。分析の過程で明らかになった課題を整理し、電源開発計画の実現のための提言をまとめる。

送電計画については、2015年頃までの電源開発計画に対応するため、電源配置（均等分布、西側偏在、東側偏在）を仮定した上で、系統解析を実施し、潮流、安定度、短絡容量等を検討し、最適な送電計画を検討する。

以上の分析と並行して、最適な電源開発計画の実現と、電力の安定供給に資するための技術面、組織・制度面の課題の整理と提言をまとめる。

技術面では、既設火力発電所の熱効率の改善策について、現地調査結果に基づき、技術・経済分析し、有効な策を提案する。
環境対策については、環境対策の現状を調査し、環境改善のための検討、さらに今後の石炭利用拡大に向けた環境対策の提案を行う。

組織・制度面からのアプローチとしては、電源開発計画の実現と電力の安定供給に向けた国内外の広範な事例から、現在のインドネシアに適用可能と考えられる方策を取り上げ、分析する。
短期的・中長期的に電力の安定供給に資するDSMの活用に向けた課題と提言、その設備量の大きさからインドネシアの電源開発計画に大きな影響を及ぼすと考えられるCaptiveの活用に向けた課題と提言について検討する。
また、電源開発の支援策として再生可能エネルギー導入の支援策、CDMの導入、電源構成を考慮した電源入札制度等についても他国の事例とともに紹介する。
さらには、最適電源開発の実現に最も重要なPLNの財務体質の強化策、今後の電源開発の鍵を握る民間投資促進策の検討を行い、提案をまとめる。

１．４　調査の流れ

本調査のフローを下図に示す。

調査のプロセス	調査内容
第 1 フェーズ：至近年に危惧される電力危機の検証と必要な短期対策の立案	
需要予測の精査	・電力需要に関する情報収集・分析 ・需要予測モデルによる短期需要予測
供給力の精査	・既存の電源開発計画の精査
電力危機の検証と短期対策の立案	・短期の電力需給バランスの検証 ・短期対策の検討
第 2 フェーズ：中長期の最適電源開発計画、送電計画の検討、計画の実行に際しての技術面、組織・制度面、財政面での提言	
中長期の電力需要予測	・長期の電力需要予測
最適電源開発計画の策定	・シミュレーション・モデルによる最適電源開発計画の策定 ・電力セクターに利用可能な一次エネルギー量の評価
最適送電計画の策定	・系統の潮流、安定度の検討 ・送電計画の策定
最適電源開発計画実現と安定供給のための技術的提言	・既設発電所のリハビリ計画の作成 ・環境政策と設備対策の検討
最適電源開発計画実現と安定供給のための組織・制度的提言	・最適電源開発計画実現と安定供給のための組織・制度的提言

１．５　全体調査行程

本調査は、2001 年 8 月から 2002 年 8 月までの約 1 年間にわたり実施される。以下に本調査の全体行程を示す。

2001					2002
8	9	10	11	12	1
1st work in-Indonesia			2nd work in-Indonesia		
▲ I/R			▲ P/R		

2002						
2	3	4	5	6	7	8
3rd work in-Indonesia			4th work-in-Indonesia			
▲ IT/R			▲DF/R			F/R ▲

I/R: Inception Report　　DF/R: Draft Final Report
P/R: Progress Report　　F/R: Final Report
IT/R: Interim Report

１．６　ワーキンググループ、PLN スタディチームおよび本調査団の構成

（1）ワーキンググループ

構成員	担当内容
Ir. Suharto Satibi, SE (Director of DGEEU, MEMR)	リーダー
Ir. Hardiv H. Situmeang, MSc,. DSc (Director of Planning, PLN)	サブリーダー
Ir. Mohamed Nur Hidayat, MSc (DGEEU)	需要予測、供給計画、制度・政策
Ir. Jarman, MSc (DGEEU)	財務、構造改革
Ir. Bambang Adi Winarso, MSc (DGEEU)	政策、財務
Ir. Ris Wahyuti (DGEEU)	業務調整
Ir. Agoes Triboesono, ME (DGEEU)	供給計画
Ir. Madrianto Kadri, DSc (DGEEU)	政策（マクロ経済）、構造改革
Ir. Rizal Primana, MSc (BAPPENAS)	政策（マクロ経済）
Ir. Eden Napltupulu, SE (PLN)	財務、供給計画、需要予測
Ir. E. H. Gultom (P3B)	送電計画
Ir. Susanto Wibowo (P3B)	送電計画
Ir. Elidar Bahar (DGEEU)	環境

なお、DGEEU の Suharto Satibi 氏の人事異動に伴い、第 3 次現地調査におけるプロジェクトリーダーは、後任の Mardrianto Kadri 氏に変更された。

（2）PLN スタディチーム

構成員	担当内容
Eden Napitupulu, EH Gultom	総括
Eden Napitupulu, ERL Tobing, Azis Sabarto, Rachmadi, Widhoyoko, Handani R A, Bambang Hermawanto	組織、料金
Handani R A, Yusuf Hamdani, Bambang Heru, Sri Fortuna, Indira Almatsier, Sugiarto	財務
Abdurahman Afiff, Eden Napitupulu, Widhoyoko, Bambang Hermawanto, Budi Chaerudin, Fiesta W	マクロ経済
Putu Karmiata, Hamzah, Agung Hariyanto, Sardjito, Helmy N.	需要予測
Abdurahman Afiff, Budi Chaerudin, M. Ikbal Nur, Gunawan Sidabalok, Sahala Turnip, Monstar P, Prianda	電源開発計画（WASP-Ⅳ）
Budi Chaerudin, Monstar Panjaitan, Sudirmanto (IP), Iwan Supangkat (PJB)	火力発電計画
Endro S, M. Pohan, Budi Chaerudin, Monstar Panjaitan, Sudirmanto (IP), Iwan Supangkat (PJB)	水力及び地熱発電計画
Prianda, Asttuti, Andi Darmawati, Helmy N, Susanto Wibowo	送電計画
Bambang Hermawanto, Prianda, Helmy N, Susanto W, Bambang Waspada, Romantika	系統解析
Andy Purnama, Kabul S, M. Pohan, Harry H, Ria (PJB), Asistia	環境
Monstar P, Bambang Hermawanto, Budi Chaerudin, Agung H, Romantika, M. Ikbal Nur	需給計画
Andy Purnama, Monstar P, Endro S, M. Ikbal Nur, Romantika	一次エネルギー・燃料計画

太字が主担当者を示す。

（3）調査団

団員	担当内容
水野　明久	総括／電源開発計画 A
斎藤　芳敬	副総括／エネルギー・電力政策、制度
山口　馨	マクロ経済・財務分析
福島　篤	電源開発計画 B・電力需要予測分析
榊原　洋実	火力発電計画
西野　健三	水力発電計画
小関　弘毅	送電線計画・系統解析
高橋　勉	環境
水野　和彦	業務調整

第２章　インドネシア経済とエネルギー需要

２．１　インドネシア経済

２．１．１　背景

スハルト「新秩序」政府において、インドネシアの経済は一人当たりのGDPが1965年の70USドルから1996年までには1,000USドル以上になるまで成長した。慎重な金融・財政政策によりインフレーションを5%から10%の範囲に抑えることに成功し、通貨ルピアも安定していた。開発予算の多くは国内資金調達でなく、外国からの援助による融資でまかなわれた。1980 年代の半ば、政府は経済活動の規制緩和に乗り出した。1987年から1997年の間の実質GDP成長率をおおよそ7%に維持することに成功し、アナリストの多くはインドネシアを新興工業経済の大きな市場であるとみなすようになっていた。

しかしながら、1987-97年の高い経済成長の影には多くの構造的な弱点が隠れていた。特に司法に関わる部分が非常に弱く、契約の実行履行、債務の返済要求徴収、破産の訴え等を支える有効な手段を欠いていた。銀行業においては、大口規制融資限度を含む規制に対し広範囲に抵触する事態が発生した。さらに、経済は、非関税障壁、国有企業の非効率、国内補助金、内国貿易と輸出への規制によって歪められていた。

1997年後半のアジア通貨危機は、急速にインドネシアの経済ならびに政治上の危機をもたらした。これに対しインドネシアは、主要な国内金利を引き上げ、金融の引き締めを断行し、ルピアを完全な変動為替化変動相場制へと移行した。マクロ経済の安定を目指し、1997 年 10 月には国際通貨基金（IMF）との協定による経済改革プログラムが用意された。これにより、国産車計画にみられた独占など、経済に最も悪影響を与えていた政策のいくつかを排除した。しかし、ルピアは安定せず、スハルト大統領は1998年5月、辞職に追い込まれた。1998年8月の、重要な構造改革目標を含んだIMFとの新しい協定はハビビ大統領の下で作られた。さらにワヒド大統領に変わり、2000年1月にインドネシアとIMFは協定を継続させた。新しい改革プログラムは、経済、構造改革、および統治目標などの広範囲にわたる。

２．１．２　アジア危機と経済構造への影響

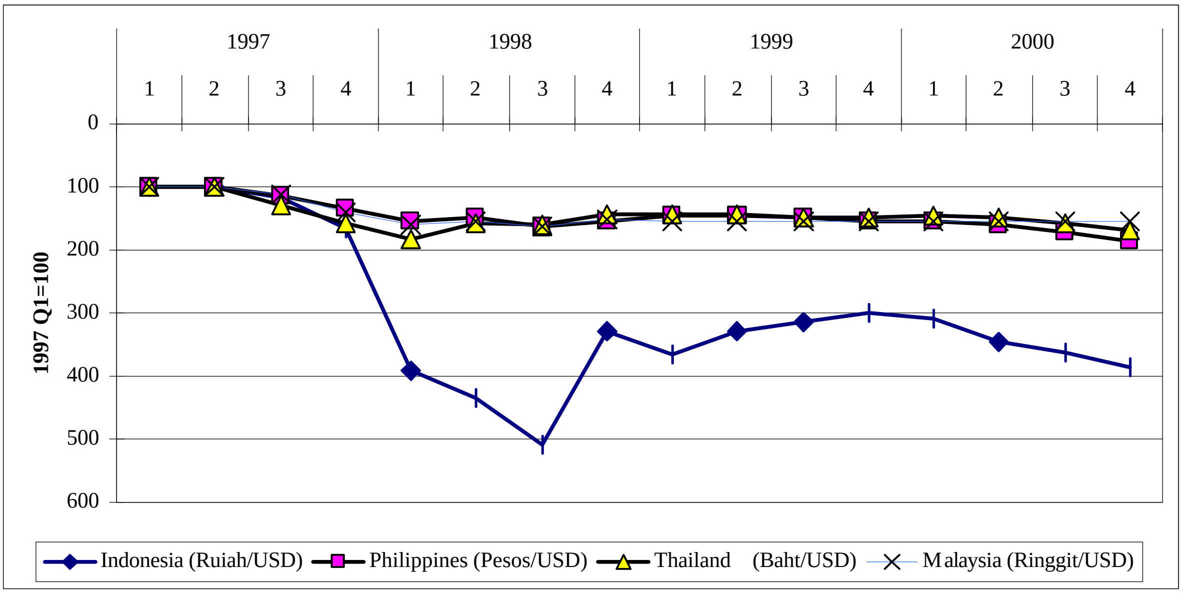
（1）アジア危機：ルピアの下落

アジア通貨危機は、インドネシアの経済を混乱させ、1998年後半にスハルト大統領を退任に追い込んだ。1997年には Rp. 2,400/US$にあった対米国ドル為替相場水準は、1998年のピークには Rp. 17,000/US$に達し、一度は Rp. 8,000/US$に戻ったものの、現在は Rp. 10,000/US$程度で推移し

ている。実質 GDP は 1998 年に約 13.7%減少した。経済は 1999 年の中頃、実質 GDP が 0.3%の伸びとなり底をついた。インフレーションは 1998 年のピークで 77%に達したが、1999 年には 2%まで下がった。1997-98 年には厳しい干魃のため、米の輸入は記録的水準となったものの、内需及び投資の減少に加え、危機初期に下落した為替相場とともに輸入を減少させた。

以下の図はインドネシア、フィリピン、タイ、およびマレーシアの４カ国における通貨の下落を比較した。縦軸は、1997 年の第 1 四半期を 100 とした、各年の四半期ごとにおける為替レートの指数が示されている。他国との比較では、インドネシアへの影響は 2000 年の危機が落ち着いた後でさえ、為替相場は危機以前に比べ 3 倍から 4 倍である。すなわち、ルピアは以前に比べ、1/3 から 1/4 に下落したままであることを示している。

図 2.1.1 アジア危機と各国通貨の下落



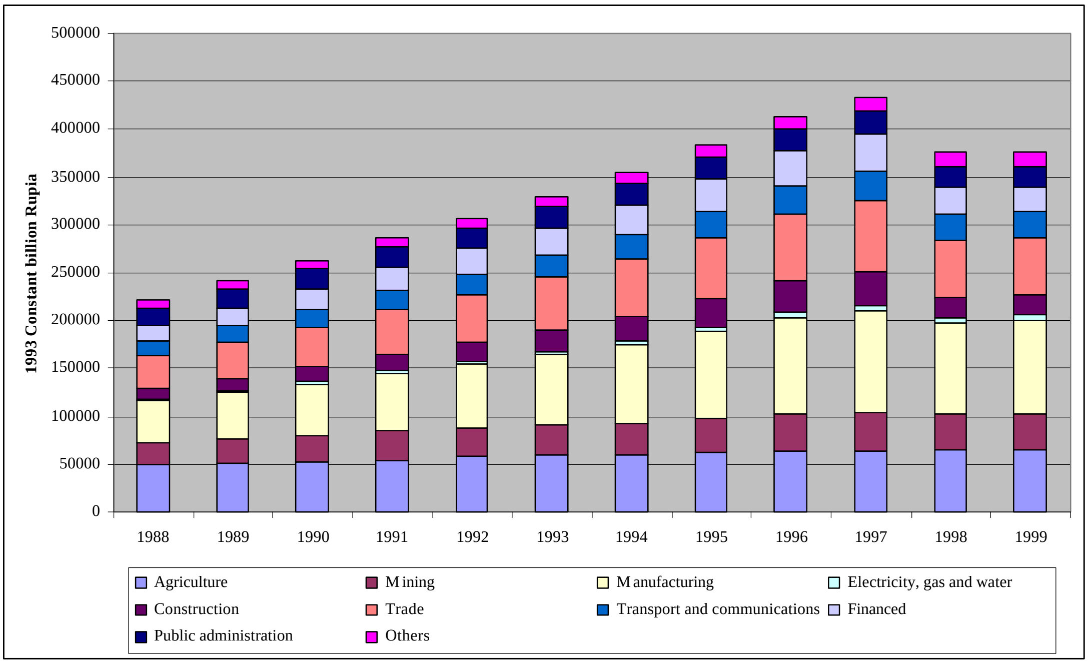
出典：IMF

（2）産業別 GDP とアジア危機の影響

引き続く政策の混乱にもかかわらず、インドネシアの実体経済は、主に消費者需要と輸出の増加に助けられ 2000 年には回復し始めた。2000 年の最初の 7 カ月には、1999 年の同期間に比べ輸出は 34%増加した。実際、インドネシアはコーヒー、紅茶、ゴム、材木、パーム油およびエビなどの農海産物ならびに油、ガス、鉱物等の堅調な輸出基盤を有する。特に、スマトラとスラウェシなどの地域は農産物がベースの経済であるため、危機の影響は最小限にとどまった。

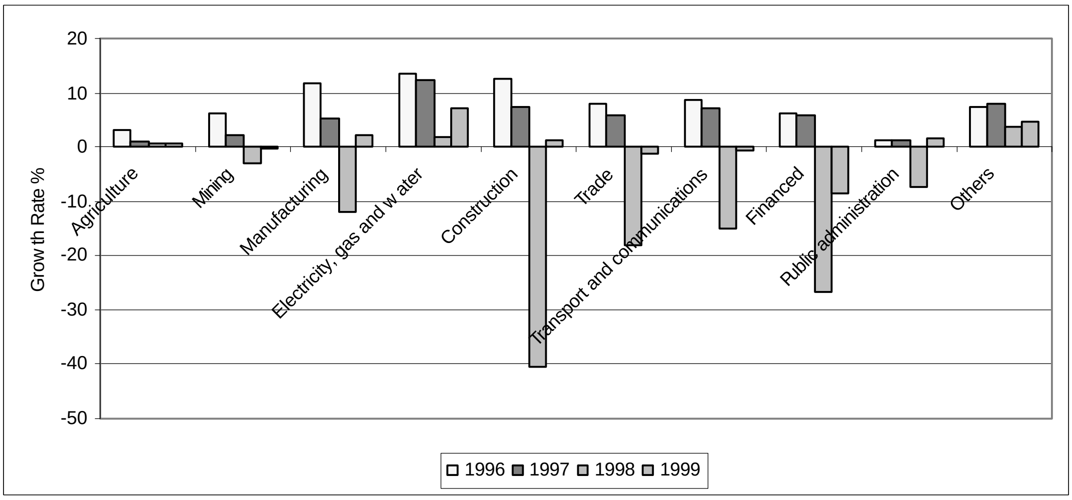
図 2.1.2 は実質 GDP とその産業別構成を示す。図 2.1.3 は、産業別で影響の違いを見るためにそれぞれのセクターの成長率を示す。図 2.1.2 から、1998 年と 1999 年の GDP の減少は明らかである。図 2.1.3 からは、農業、電気、ガスおよび水道のセクターでの影響が比較的少なかったのに対し、建設業、金融業、および貿易業では特に大きかったことがわかる。

図 2.1.2 実質 GDP と産業別構成



出典：ADB

図 2.1.3 産業別アジア危機の影響



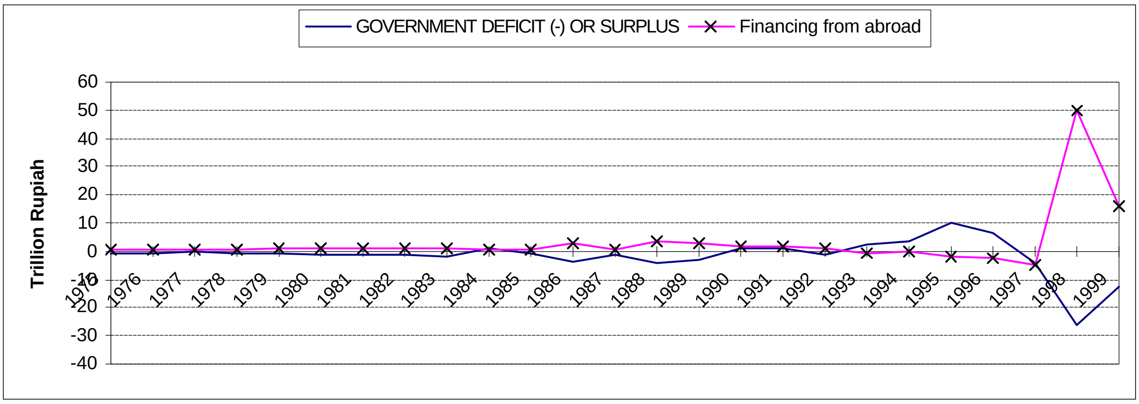
出典：IMF

（3）政府予算と負債

図 2.1.4 で示されるように、インドネシア政府はバランスのとれた予算を歴史的に維持してきた。支出は国内の総収入と外国からの援助の合計で国内の借入金に頼ることなくバランスされてきた。しかしながら、アジア危機（特に銀行再建プログラムの発行）は重い負担を政府財政にもたらすこととなった。銀行再建プログラム発行後、負債は危機前レベル GDP の 23%に比べ、はるかに高い GDP の 94%に達する。国内負債に対する利払いは、危機前はほぼゼロであったが、2001 年度

では総支出の 55 兆ルピア（64 億 US ドル）または総支出の 19%に達すると見積もられる。1999 年後半に始まる石油価格の上昇は、2000 年の予算に対する圧力を軽減したが、政府は、国内の総収入と支出の間のギャップは数年間埋まらないであろうと予想している。

図 2.1.4 政府の財政支出

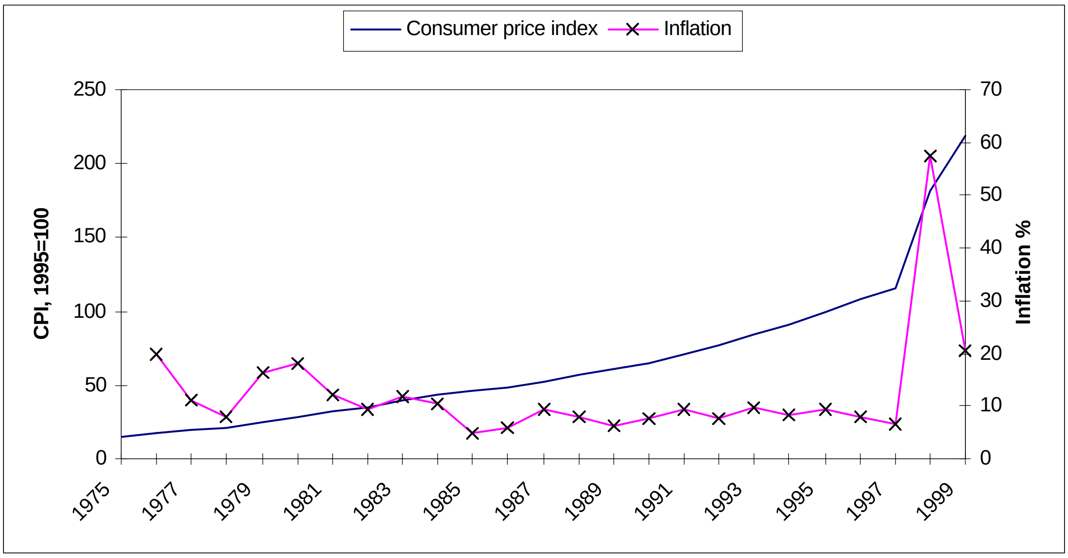


出典：世界銀行

（4）物価上昇率と電力料金

図 2.1.5 は消費者物価指数と物価上昇率を示す。前述財政政策と並び、この図ではインドネシア政府が物価上昇率を 10%以下に抑えるような慎重な財政政策をとってきたことが示される。しかしながら、1997 年半ばに始まるルピアの大幅下落ならびに銀行に対する政府の介入（資本注入）は物価上昇率を加速する結果になった。

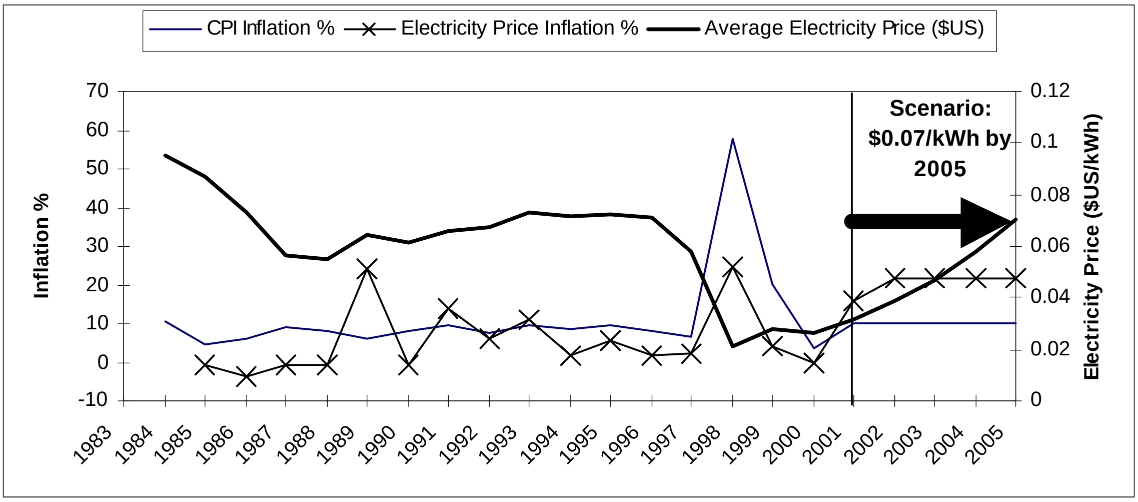
図 2.1.5 消費者物価指数と物価上昇率



出典：世界銀行

図 2.1.6 は消費者物価指数上昇率と電力料金上昇率ならびにドル換算平均電力料金（US$/kWh）の比較を示す。左側 Y 軸は物価上昇率を、右側 Y 軸はドル換算平均電力料金を示している。

図 2.1.6 消費者物価指数と電力料金の 2005 年までの推移（想定）



出典：PLN

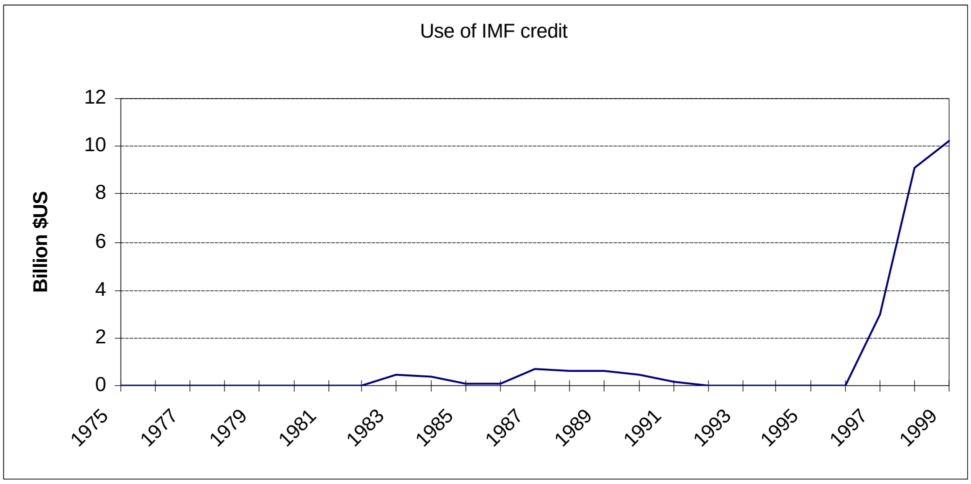
電力料金は政府によって規制、決定される。したがって、電力危機の間に料金値上げがなければ、結果として電力料金は実質的に急激に下落する。実際、1998 年には消費者物価上昇率が電力料金上昇率よりもはるかに高く、同時にドル建て実質価格も急落している。1989 年、1991 年、および 1993 年を除いて消費者物価上昇率が電力料金上昇率よりも高い。すなわち、これは電力価格が実質的に減少してきたことを意味している。実際、1998 年の実質価格は 1984 年の実質価格の半分と計算される。

2001 年より先のグラフは、電力価格を 2005 年までに US$0.07/kWh まで引き上げるという PLN 目標を示す。ここでのシナリオは消費者物価上昇率 10%、為替レート Rp. 8000/US$である。このシナリオでは、2001 年以降、消費者物価上昇率と電力料金上昇率が逆転する。消費者物価上昇率を約 10%とし、ルピアの上昇が無い前提であれば、20%以上の電力料金の値上げがなければ、2005 年までに US$0.07/kWh の目標は達成できないことを示している。

（5）構造改革

危機状態に差し迫られ、インドネシアは初めて国際通貨基金（IMF）の支援を求め、1997 年 10 月 31 日、IMF と借入趣意書覚書 LOI（Letter of Intent）にサインした。これにより 3 年間の経済の安定と復興プログラムを、IMF（100 億 US ドル）、世界銀行、ADB ならびに二国間ドナーからの融資で支援できることになった。（図 2.1.7 参照）

図 2.1.7 IMF クレジットの使用



出典：IMF

IMF とインドネシアの協定はマクロ経済の悪化と政変の都度見直された。その結果、復興プログラムはマクロ経済のアンバランス、財政的な弱点、実体経済の非効率、民間部門での信用失墜など広範囲にわたる問題に対して取り組まなければならない複雑なものになってきた。これに伴い、政府は政府機能を改革するための手段を導入した。これらは 2000 年 9 月に設立された競争委員会（Competition Commission）や汚職、縁故者優遇等の不正・不公平を調査、防止するための様々な組織・手段などがある。このための外部資金の注入で、インドネシアの対外債務は 2000 年 7 月の時点で、約 1620 億 US ドルに達した。（公共部門；820 億 US ドル、民間部門；800 億 US ドル）

（6）輸入と輸出

近年、インドネシアは、貿易を自由化し、保護政策を縮小縮減するための方策を取ってきた。すなわち、1996 年以来、政府は関税率を全面的に引き下げ、関税構造を簡素化し、規制を取り除き、非関税障壁をより透明な関税と置き換え、国内外の民間投資を奨励する一連の規制緩和を進めている。

例えば、自動車の輸入税率は、1999 年 6 月から乗用車（完成車）に対して 65～80%（エンジンサイズによる）、トラックに対して 5～40%、オートバイには 35～65%に下げられた。また、部品への関税率は最大 15%まで低下した。なお、高級車への課税は 35～65%になっている。

インドネシアは、1990 年に関税貿易一般協定（GATT）の補助金規定に加盟して以来、輸出貸付利子補助金を廃止した。非石油・ガス産品の輸出を増加させるための一手段として、輸出製品を製造する際に、製造品輸出業者によって支払われる付加価値税の還付を認めた。また、いくつかの地域で自由貿易ゾーンは工業団地と統合された。

図 2.1.8 は輸入と輸出の近年の推移を示す。危機におけるルピアの下落は貿易環境の改善とともに、1998 年以降の輸入と輸出の両方の急増に寄与した。特に、ルピアの下落は輸入よりも輸出の急増に大きく寄与し、これが最近の経済回復に貢献している。

図 2.1.8 輸入/輸出の推移

出典：世界銀行

2．1．3　最近の進展と課題

インドネシアの経済は 1998 年における急激な経済の収縮と高い物価上昇率を経て、1999 年には安定に向かっていた。緊縮金融政策によって、政府は物価上昇率を 1998 年の 70%以上から 1999 年に 2%まで減少させた。金融の引き締めに伴い、一時市中金利は 70%まで跳ね上がったが、すぐに 15%から 10%の範囲に落ち着いた。1999 年の GDP は年全体平均でほとんど成長を示さなかったが、1999 年の後半には上昇に転じた。政府はいくつかの民間銀行の資本増強を終え、国有銀行の資本増強に乗り出したところである。しかしながら、銀行は負債の処理がほとんど進んでいない状態での新しい不良債権負債を恐れ、銀行からの新規貸付はほとんど利用できない状態にある。なお、IMF の融資は、政府から受けた資金を民間銀行が不正に政党に渡したという証拠により、1999 年年後半に留保された。

メガワティ大統領による新政府は前政府よりも改革路線にあると評価したためか、IMF とインドネシア政府は 2001 年 8 月に覚書 新協定（LOI: Letter of Intent）を結び、4 億 US ドルのローンに道をつけた。IMF は、メガワティ大統領政府への支援として、いくつかの経済改革目標を緩めた。すなわち、物価上昇率は以前の目標である 9.3%から目標を緩め 9～11%とされ、GDP 成長率目標は 4.8%から下向きに 3～3.5%の間に改訂された。ベース・マネーは 112 兆ルピアの現在のレベルよりさらに低いものの 108 兆ルピアから 110.5 兆ルピアに引き上げられた。また、インドネシアは銀行再建庁（IBRA）の管理下で、資産を売却することにより 27 兆ルピア、また国有企業の民営化から 6 兆 5000 億ルピアを調達することに同意した。

新しい政府は Consultative Group on Indonesia（CGI）のもとでドナーの国々から、より多くの融資を受け、2002 年の国家予算の財政赤字を埋めたいと期待している。すなわち、政府は、財政赤

字を GDP の 3.7%に抑えるために海外投資と融資をアテにしているのである。これらがなければ、代替歳入を探す必要がある。これは増税と燃料・電力料金の値上げを意味する。

次に掲げるのはインドネシアの政府と IMF との間で交わされた LOI（Letter Of Intent）の主要ポイントである.

- GDP 成長率目標を 3%から 3.5%の間に設定するまで持っていく。2001 年の終わりまでに物価上昇率を 9%から 11%の間に押さえる。また、ベースマネーサプライの増加率も 2002 年 3 月までに 12.5%に押さえる。
- インドネシア銀行の約束為替手形（Promising Note）を 2001 年末までに国債に転換する。
- 2001 年末までに Mandiri 銀行の株式を最大 30%公開し、民営化する。
- IBRA（Indonesia Bank Restructuring Agency）収入目標を 27 兆ルピアとする。そのうち、19 兆 8000 億ルピアを 2001 年 9 月の終わりまでの収入目標とするに集める。
- ガルーダ・インドネシアや通信会社など鍵となる国営会社の業績の監査結果を公表する。
- 政府の包括的銀行保証計画への追加資金として国債を発行する。
- Jakarta Initiative Task Force のもと、140～150 億 US ドルにも上る法人の債務を処理する。
- 2001 年における国営会社の民営化からもたらされる収入を 6 兆 5000 億ルピアとする。

２．１．４　要約

インドネシアの経済、特に政府、公共部門は大きく外国からの援助に依存している。しかし、援助はもともと外貨建てのローンのため、インドネシアの政府、公共部門は為替相場の変動に非常に敏感であった。そのうえ、為替レートは国の政治的混乱に反応し易い。したがって、1997 年に始まったアジア危機の影響は、インドネシアに関する限り政治的混乱によって増幅されたといえる。また、経済・政治的混乱だけでなく、宗派間の暴力抗争や銀行再建と不良債権処理債務再編の遅れも民間投資を妨げる要因となったであろう。

今この時期における重要なマクロ経済問題は政府の歳入と財政赤字である。特に、食料と燃料への補助金は政府の大きな重荷となっている。最近までは原油価格の高騰が、いくらか政府への助けとなったが、有望な油田開発がなければ、政府はより少ない補助金での政策運営を迫られることになる。すなわち、補助金、政府サービスの受け手である国民への痛みが増すということになる。結局、自己資金で国が成り立つよう、より生産的な部門への投資が急がれているといえる。

なお、2001 年 9 月の米国へのテロは世界経済に大きなダメージを与えた。国際機関によるインドネシアの GDP 将来予測見積もりも下方修正された。世界銀行によれば、2003 年までに 4%近くまで回復、それ以後 2010 年まで 4%前後であろうと予測されている。（Indonesia: The Imperative for Reform, Brief for Consultative Group for Indonesia, November 2, 2001）

表 2.1.1 に主な経済指標を示す。

表 2.1.1 主な経済指標

YEAR	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999*	2000**	2001**
									*Preliminary	**Very Preliminary	
CURRENT GNI PER CAPITA (US$)	680	740	810	890	1,000	1,110	1,110	670	580	570	
Population (millions)	181	185	188	191	194	197	200	204	207	210	
USE AND ORIGIN OF RESOURCES				(Trillions of Indonesian rupiah)							
Gross national income (GNI)	239.1	269.9	317.2	372	441.1	518.3	609.3	935.7	1,040.50	1201.43	1051.5
Net income from abroad	-10.9	-12.5	-12.6	-10.2	-13.4	-14.3	-18.4	-53.9	-78.9	-89.3	-49.9
Gross domestic product (GDP)	250	282.4	329.8	382.2	454.5	532.6	627.7	989.6	1,119.40	1290.7	1101.4
External balance on goods and services	4.2	8.3	9.8	4.4	-6.1	-3.3	-1.7	93.2	88.9	101.3	91.4
Exports of goods and services	64.5	78.8	88.2	101.3	119.6	137.5	174.9	506.2	390.6	497.5	475.8
Imports of goods and services	60.2	70.5	78.4	97	125.7	140.8	176.6	413.1	301.7	396.2	384.4
Gross national expenditure	245.7	274.1	319.9	377.8	460.6	535.8	629.4	896.4	1,030.50	1271.7	1080.6
Household consumption expenditure	146.1	163.3	193	228.1	279.9	332.1	393.1	574.2	692.6	867	734.5
General government consumption expenditure	20.8	24.7	29.8	31	35.6	40.3	43	54.4	72.6	90.8	78.7
Gross capital formation	78.9	86.1	97.2	118.7	145.1	163.5	193.4	267.8	265.3	313.9	267.4
Fixed capital formation	67.5	72.8	86.7	105.4	129.2	157.7	177.7	243	237.4		
Net taxes on products	15.1	18	21.2	24.7	31.4	33.8	39	26.9	24.8		
Total value added at factor cost	234.8	264.4	308.6	357.5	423.1	498.8	588.7	962.7	1,094.70		
Agriculture	45.6	52.7	59	66.1	77.9	88.8	101	173.9	218		
Industry	101	112	130.9	155.3	190	231.4	278.3	444.4	484.2		
Manufacturing	53.4	62	73.6	89.2	109.7	136.4	168.2	238.1	284.8		
Services	103.3	117.7	140	160.8	186.6	212.3	248.4	371.3	417.2		
Gross domestic savings	83.1	94.4	107.1	123.1	139.1	160.2	191.6	361	354.3		
Gross national savings	72.7	83	95.6	114.2	127.9	148.1	176.3	320.5	290.4		
				(Index 1995=100)							
Gross national product (GNP)	73.75	79.09	85.31	92.75	100	107.92	112.35	93.83	95.71		
Gross domestic product (GDP)	74.72	80.12	85.93	92.41	100	107.83	112.89	98.21	98.51		
Resource balance											
Exports of goods and services	72.03	82.98	85.68	94.2	100	109.14	117.66	130.82	89.46		
Imports of goods and services	66.25	72.06	75.41	90.72	100	117.25	134.5	127.38	75.57		
Gross national expenditure	73.16	77.18	83.16	91.47	100	110.02	117.45	97.36	94.73		
Household consumption expenditure	77.71	82.59	89.42	96.42	100	119.1	124.94	113.41	117.3		
General government consumption expenditure	89.25	94.37	94.54	96.72	100	100.65	100.71	85.23	85.83		
Gross capital formation	62.32	64.74	70.72	82.52	100	97.9	109.53	74.95	61.36		
Fixed capital formation	68.84	71.3	76.01	86.46	100	112.87	122.54	82.09	65.68		
Total value added at factor cost	76.46	81.7	87.59	94.09	100	107.85	111.89	99.33	100.26		
Agriculture	88.2	93.73	95.28	95.81	100	103.14	104.17	103.46	105.62		
Industry	68.55	74.16	81.47	90.56	100	110.69	116.41	100.15	101.35		
Manufacturing	65.41	72.07	80.27	90.19	100	111.59	117.45	104.02	106.71		
Services	75.7	80.83	86.79	92.95	100	106.77	112.73	94.25	92.96		
Memo Items:											
Capacity to import	74.5	84.61	89.19	99.62	100	120.32	139.94	164.04	102.8		
Terms of trade adjustment	11.57	43.02	0	-38.19	100	-163.68	-426.11	-680.1	-236.19		
Gross domestic income	75.4	80.52	86.85	93.8	100	110.72	118.65	106.52	102.08		
Gross national income	74.44	79.49	86.25	94.19	100	110.91	118.28	102.36	99.36		
DOMESTIC PRICES/DEFLATORS				(Index 1995=100)							
Overall (GDP)	73.6	77.55	84.43	91	100	108.67	122.33	221.7	250.02		
Gross national expenditure	72.93	77.11	83.53	89.68	100	105.75	116.35	199.9	236.18		
Agriculture	66.42	72.25	79.45	88.53	100	110.52	124.48	215.78	265.03		
Industry	77.54	79.45	84.55	90.28	100	110.05	125.81	233.55	251.48		
Manufacturing	74.4	78.45	83.54	90.21	100	111.46	130.54	208.65	243.32		
Consumer price index	71.39	76.77	84.21	91.38	100	107.97	115.24	181.66	218.89		
Inflation	9.409962	7.536069	9.691286	8.514428	9.433136	7.97	6.733352	57.63624	20.49433		
MONETARY INDICATORS				(Trillions of Indonesian rupiah)							
Money and quasi money	99.41	119.06	143.14	171.74	218.39	277.75	347.86	568.65	639.79		
Net foreign assets	17.28	29.54	28.49	24.39	30.26	50.91	54.82	97.37	106.17		
Net domestic credit	114	130.03	157.4	193.46	235.36	288.79	362.95	557.86	677.03		
Claims on private sector	115.41	128.52	161.27	198.31	243.07	295.2	381.74	508.56	225.24		
Claims on government, etc.	-3.01	0.5	-5.09	-7.3	-10.53	-11.38	-25.21	2.28	426.8		

出典：世界銀行

２．２　エネルギー・電力セクターの政策・法制度・組織の現状

２．２．１　エネルギー政策の変遷

（１）既往の政策

従来のインドネシアにおけるエネルギー政策の目的･趣旨は､以下のようにまとめられている。

１）経済成長の確保と国民生活レベルをあげるために、社会・公共に受け入れられる範囲のエネルギー価格で、国内エネルギー供給を確実に保障すること。

２）国家開発計画の資金手当てのため、重要な外貨獲得源としての石油・ガス輸出を確保できる適切な生産を確保すること。

上記目的を達成するためのエネルギー開発政策は、以下のようにまとめられている。

１）エネルギー開発の強化：国内エネルギー資源の探査・開発を拡大・強化する。

２）エネルギー・ソースの分散：国内のエネルギー資源の有効活用により、国内消費に占める石油依存率を下げる。

３）省エネルギー：エネルギー使用を、効率良く、経済的に活用する。

（２）エネルギー政策の再構築

アジアの代表的なエネルギー資源国であるインドネシアは、近年ドラスチックな政策転換をした。すなわち、第一次国家長期開発計画（1969～1993 年度）では、「１）利用できるエネルギー資源は豊富にある、２）化石燃料資源は輸出による外貨獲得、国内需要の両方の期待に応え得る、３）エネルギー価格は経済価値以下に据え置く」としていたが、第二次国家長期開発計画（1994～2018 年度）では、「１）エネルギー資源は決して豊富ではない、２）化石燃料資源は輸出向けおよび工業製品の生産に必要な燃料および原材料として位置付ける、３）エネルギー価格は経済価値に基づいて決定する」という基本認識の変化があった。

その結果、エネルギー・ソースの分散政策は､「石油輸出を確保するために､国内の石油依存率を低下させる政策」から「国全体として最大の利益（付加価値）を上げるとともに、化石燃料資源の枯渇を遅らせるための政策」に変わった。エネルギー開発のゴールとしては、１）国全体の付加価値の増加、２）そのためのエネルギー・セキュリティの確保、３）国家としての弾力性の確保であるとしている。

図 2.2.1 に、これらエネルギー開発政策の主な転換点をまとめて示す。

図 2.2.1 インドネシアにおけるエネルギー政策の再構築

基本認識の変化

第 1 次長期計画 (LTD-1, 1969/70～1993/94)

1. 利用できるエネルギー資源は豊富にある。
2. 化石燃料資源は、
   ①輸出による外資獲得、
   ②国内エネルギー需要、
   の両方の期待に答え得る。
3. エネルギー価格は経済価値以下に
   すえ置く。

⇒

第 2 次長期計画 (LTD-2, 1994/95～2018/19)

1. エネルギーの資源は決して豊富ではない。
   ①石油の埋蔵量は世界の 1.1 %
   ②天然ガスの埋蔵量世界の 1～2 %
   ③石炭の埋蔵量は世界の 3.1 %
2. 化石燃料の資源は、輸出向け製品の生産に必要
   な燃料および原材料として位置付ける。
3. エネルギー価格は経済価値(ﾏｰｹｯﾄ・ﾒｶﾆｽﾞﾑ)に
   基づいて決定する。

エネルギー政策の主な変更点

第 1 次長期計画 (LTD-1, 1969/70～1993/94)

1. エネルギー・ソースの分散。
   石油輸出を確保するために、国内の石油依存
   率を低下させるための分散政策
2. 省エネルギー
   特に下流側に焦点を合わせた省エネ政策

⇒

第 2 次長期計画 (LTD-2, 1994/95～2018/19)

1. エネルギー・ソースの分散
   ①国全体としての最大のネット・ベネフィット
   をあげる
   ②化石燃料資源の涸渇を遅らすための分散政策
2. 省エネルギー
   省エネ政策を上流、下流の両方に適用する

エネルギー開発戦略

エネルギー資源の適正な配分・利用

1. エネルギー資源の最適利用
2. 再生可能・新エネルギーの商業化
3. エネルギー平等な分配と利用
4. 有益な技術の選択および技術、サービスの輸出
5. エネルギー産業の育成
6. 効率的で環境にやさしいエネルギー輸送と利用

⇐

エネルギー開発のゴール

国全体の付加価値の増加

1. エネルギー供給の安定、エネルギー・セキュリ
   ティの確保
2. エネルギーの最適利用システムの確率
3. 環境にやさしいエネルギー開発
4. 国家としての弾力性の確保

また、第二次国家長期開発計画における主なエネルギー開発政策は以下のとおりである。

１）エネルギー・ソースの分散

エネルギー・ソースの分散政策は、国の持続的な開発を保障し、国としての最大利益を確保するために、エネルギーの最適かつ経済的な利用と化石燃料資源の枯渇を遅らすエネルギー供給を志向することにある。

旧政策：一部のエネルギー資源（特に石油）への国内依存度を減少して、石油輸出量を確保することを可能とするためのエネルギー・ソースの分散。

新政策：エネルギーの最適かつ効率的な利用により、国が最大利益を得ることを可能とするためのエネルギー・ソースの分散。

２）エネルギー開発の強化

持続的なエネルギー供給を確保するため、エネルギー資源（特に石油、天然ガス、石炭）の潜在埋蔵量および経済的な可採埋蔵量を確認するための探査活動を強化する。

３）省エネルギー

エネルギーの効率的かつ合理的な利用を、すべてのエネルギー生産・消費分野のプロセスに適用する。省エネルギー政策は上流分野（探鉱、開発)、下流分野（加工、輸送、備蓄、交易）を問わず、両者の活動に適用される。

旧政策：特に下流分野に焦点を当てた省エネルギー政策。

新政策：上流、下流の両分野の活動に適用。

４）エネルギー価格

エネルギー価格は、真の経済価値（付加価値）を反映するように徐々にひきあげる。市場経済原理に基づき、ｉ）経済的な競争力をひきあげる、ｉｉ）消費者を保護する、ｉｉｉ）エネルギー配分の平等性を確保する、の３点について考慮する。

５）環境

環境にやさしいエネルギー開発政策は、持続的な開発を可能とするために、生態系の破壊や悪化を防ぐことを目標とする。

２．２．２　エネルギーセクターの課題

近年、電力セクター同様、エネルギーセクターにおいても様々な課題が指摘されている。その主な課題について、以下に整理する。

（1）補助金、価格決定メカニズム

石油製品価格は、国内開発の振興と低所得者層・僻地住民保護のため、年間 30 億 US$以上もの補助金（国内価格－生産コストから算出）により、国際市場価格以下の水準に抑えられてきた。このことが、既存産業の国際競争力を低下させ、国家財政を圧迫する要因になっている。

また、国内の石油製品価格は国際市場価格に連動して設定されておらず、現状では国際価格を下回る水準にあるため、資源を輸出した場合の機会費用はインドネシアの経済損失となっている。

（2）プルタミナによる市場独占

インドネシア憲法によれば、天然資源の権益は国家に帰属すると規定されているが、法 8/1971 に基づき、プルタミナが国家から委託された形で、石油・ガス市場の上流から下流までの権限を独占してきた。しかし、国営企業であるがゆえの弊害が顕著になっている。

主な弊害としては、

1）プルタミナによる探鉱許認可審査や、探鉱開発期間が長いため、探鉱・開発過程の生産コストは高く、生産性は低いものとなっている。

2）上流分野の監理業務が、政府歳入増に貢献することを意識した運営となっていない。

3）下流分野についても、精製加工から小売までをプルタミナが独占しているため、各過程におけるコスト低減に対するインセンティブが働かず、非効率なシステムを形成している。

2．2．3　新石油・ガス法案の現状

前述の政策と課題を踏まえ、エネルギーセクターの効率改善を進めるべく、新しい石油・ガス法が策定された。本法案は 2001 年 10 月には国会承認を得て、同年 11 月 23 日に大統領署名がなされ、同日付で施行された。

本法を要約すれば、石油・ガスセクターの機能分離と自由化に集約される。すなわち、石油・ガスセクターにおける機能を上流分野（探鉱、開発）、下流分野（加工、輸送、備蓄、交易）に分離し、プルタミナにより独占されていた両分野の権限を「Implementing Body（以下、実行機関）」、「Regulatory Body（以下、規制機関）」に移管するとともに、下流分野に競争原理を導入するというものである。

1）上流分野の主なポイント

・「実行機関」が上流の権限を有する。プルタミナの既存の生産分与契約に係る権限、義務などは「実行機関」が継承する。

・上流の主な権限は、PSCs 他の上流事業に関する契約の締結、上流事業の監督、事業の評価。

・国内外の民間法人は、「実行機関」と契約を締結することにより上流に参入できる。

・プルタミナは１民間法人として位置付けられる。よって、上流事業を継続するためには「実行機関」と契約する必要がある。

・法施行後、「実行機関」が設置されるまで、プルタミナが権限を管轄する。

２）下流分野の主なポイント

・「規制機関」が下流の権限を有する。

・下流の主な権限は、下流事業の政策立案、ライセンスに基づく事業の規制・監督など。

・民間法人は「規制機関」からのライセンス取得により下流事業に参入できるが、海外法人は下流分野に参入できない。

・石油・ガスの価格決定は、市場での競争原理に委ねられる。

・プルタミナは一民間法人となるが、下流事業のライセンスが自動的に付与される。

・法施行後、「規制機関」が設置されるまで、プルタミナが権限を管轄する。

２．２．４　電力政策の変遷と現状

政府は高度経済成長と公平な社会発展のためには、低廉かつ安定的な電力供給が重要な要件であるとし、電力の利用拡大を図ってきた。1950 年には、発送配電一貫の国有電力会社（PLN）を設立し、国内全域の電力供給の責任を負っている。慢性的な電力供給不足を背景に、1985 年法 15 号によって、民間企業や協同組合は、PLN の電力が供給できない場合及び電力を供給できない地域を対象として、PLN の補完的な立場で電気事業が行えることになった。さらに、増大する需要を満たすには、公的資金での電源開発には限界があるため、1992 年の大統領令 37 号により、民間企業の発電事業（IPP）参入を認めることになった。

１次エネルギーの利用政策では石油以外の資源を活用することであり、石炭の利用は増加してきている。地熱も同様であるが石炭ほどの開発は行われていない。これは、石炭は供給が容易なために多くの石炭発電所が建設されたが、地熱は熱源が不確定なことが開発の支障となっている。実際には再生可能エネルギーである水力発電はこれらに優先するが、立地上の問題と資金調達が開発課題となっている。小水力発電は、PLN の配電網の届かない地域や燃料調達ができない地域において開発が行なわれている。

競争的な電力市場を構築し、電力セクターの効率改善を行うために、政府は電力部門再編計画を作成した。1998 年 8 月、Power Sector Restructuring Policy を、同年 12 月には、Implementation Plan を発表した。現在までに PLN の分割･民営化を中心に構造改革が進められている。Java-Bali 地域は送配電網が整備され、発電規模も大きく比較的成熟した状況にあり、商業ベースの事業が成立するため分割･民営化を進める。発電、送電、配電を分離し、発電と配電は複数の会社にして競争原理を導入し効率化を図る。1994 年には、政令 23 号により、PLN は、政府が 100%株式を保有する株式会社（PT.PLN（Persero））に移行した。1995 年には Java-Bali 系統の発電部門を分離して、２つの発電会社（Indonesia Power と PJB）を設立した。

Java-Bali 系統における PLN の分割･民営化は段階的に行われる。まず、PLN の内部で事業部制（Strategy Business Unit）とし分社化の下地を作り､次に発電部門と配電部門が独立する。PLN は、IPP と発電会社から電力を購入し、配電会社に売電する、というシングルバイヤー（SB）に移行する。最終的には、マルチプル･バイヤー/マルチプル･セラー（MBMS）に移行し完全競争市場を目指す。これら構造改革の基本となる新電力法は国会審議中であり、早期成立を目指している。

地方電化は全地域を電化するという目的のもとに引続き行なわれる。この電化には、送配電線の延伸と太陽光発電のような分散型の電化があるが、現在は PLN の送配電線の延伸による電化がほとんどである。協同組合も事業を進めているが、PLN に比べ規模は極めて僅かである。なお、この PLN の電化事業は国の資金で行なわれているので政府の事業とみなされている。

ジャワ島以外の電力セクターは設備規模が小さく、電化率も低い。また、孤立した単独の発電所によるシステムも多くコストが割高である。従って、コマーシャルベースでの電気事業運営は難しく、政府による支援が必要であるため、政府が直接保有する地方電力会社（REC）を設立する予定である。構造改革のペースはジャワと異なり時間をかけて行うことになる。

２．２．５　電力関連法制度の概要

（1）新電力法

新電力法は 2001 年 2 月に国会（国民評議会）で審議が始まり、早期成立を目指している。電力法は、国民の福祉と繁栄のために、公正かつ公平な方法で、経済活動を支える安定した良質・低廉な電力を供給することを目的としている。電気事業者には公平な参入機会を、需要家には利益を与え、健全な事業環境の中で透明性を持った競争により電力供給を能率的に実施する。このため、国営企業、地方公共団体、協同組合、民間企業に電力事業への参入機会を与えるとともに、国のエネルギー政策に従って、環境保護、エネルギー転換、エネルギーの多様化を考慮した電力開発を行う。

新電力法は法律 1985/15 号に置き換わるものであり、主なポイントは以下のとおりである。

1）PLN による電気事業の独占体制が消滅し、発電、送電、配電、小売分野へ分割される。
2）競争的な市場原理の下で、民間企業は PLN と同様に発電事業と小売事業に参入できる。
3）政府は送配電網を管理し、これを使う場合の料金を徴収する。
4）全ての発電事業者は競争入札によって電気を供給する。最も安い料金を提示した業者は政府の所有する送電網にアクセスすることができる。

新法では、中央政府の役割としては全国レベルの電力総合政策を立案する。全国の電力需要予測と供給計画、送電網の計画、投資･資金調達計画、助成金政策、新エネルギー･再生可能エネルギー利用政策を策定する。一方で、地方政府は地方の電力事業計画を定める。地方の電力需要予測、一次エネルギーの評価、地域開発計画に沿った送電計画などがある。

発電事業は競争市場に委ねられるが、電力事業の競争原理を円滑に導入し、適正な管理を行うために規制機関（Regulatory Body）が設けられる。この機関は公正な競争、効率的な電力供給、投資の促進、投資家の適正な利益確保などを監視する。また、社会電力開発基金は、独立した機関を設立して、貧困層、開発の遅れている地域、地方電化事業に対して補助金を提供する。

政府は新電力法の発布にあたり次の計画を立てている。

1）1 年以内に Social Electricity Development Fund（SEDF）を創設

2）2 年以内に independent Regulatory Body を創設し電力セクターを統括

3）3 年以内に the single buyer market をジャワ・バリ系統内に創設

4）7 年以内に電力市場の完全自由化をジャワ・バリ系統内で実現

（2）電気料金制度、政策

電気料金は PLN がエネルギー鉱物資源省に申請、関係機関との調整を経て大統領が認可する。通貨危機以前は、EATM（Electricity Tariff Adjustment Mechanism：電気料金調整制度）が機能していた。すなわち、燃料価格、IPP 購入価格、インフレ率および対 US ドル為替レートの変動により、4 半期毎に電気料金を設定してきた。しかし、1997 年の通貨危機の通貨切り下げは、大幅な料金値上げを意味し、政治的な配慮から料金値上げが計画どおり進まなかった。また、IPP からの購入電力や燃料費（石炭、ガス）はドル建てであるため、大幅な赤字体質となった。

収益性のある事業経営を行うためには、2005 年までに現在の 3.5￠/kWh から 7￠/kWh まで電気料金値上げを行う必要がある。2001 年は 7 月と 10 月の 2 回に分けて電気料金を合わせて平均で 30.1%引き上げた。この料金改定では低所得者層の値上げは見送られたが、2002 年は低所得者層を含めて、3ヶ月毎に値上げを行う計画としている。料金値上げスケジュールを表 2.2.1 に示す。

表 2.2.1　セクター別電気料金スケジュール　　（平均販売単価　Rp./kWh）

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
産業用	210.3	299.6	365.2	429.3	480.8	533.7	587.1
民生用	197.7	210.9	311.0	395.1	442.5	485.8	535.4
商業用	317.2	378.6	447.7	506.2	566.9	623.5	686.0
公共用	265.8	265.8	460.6	507.1	568.0	624.7	687.3
平均	221.9	276.9	360.2	429.8	481.4	532.0	585.4

出典：PLN

これまでは地域が異なっても同じランクの需要家には同一の電気料金としていたが、この全国一律の電気料金に地域格差を設ける方針である。例えば、所得水準の違うイリアン・ジャヤ州とバタム島では料金体系を変えることを検討している。事実、バタム島では、PLN の子会社（地方電力会社）を設立して独自の料金設定を行っている。

地方では、もともと発電コストが大きい上に、低料金の区分層が多く収益性は低い。そのため、ジャワ島で得た収入を地方に割り当てていた（内部補助）のが実情である。地方では収入も低く、全てのコストを電気料金に反映させるのはできないため、政府としては、開発の遅れている地域を支援するために補助金を給付する方針にある。貧困層に対する電気料金補助を続けることにしているが、透明性を確保する必要がある。この原資として社会電力開発基金（Social Electricity Development Fund）が設立される予定である。この基金により Java-Bali 系統では 5 つの配電／小売会社に、Java-Bali 系統以外では地域電力会社（REC）に対し、許容費用と収入の差額を補填する。許容費用は、原価計算に基づくものでなく、効率経営を前提とした許容費用とし、この費用は効率経営をさらに進めるために削減されていくことになっている。

２．２．６　電力関連組織の現状

エネルギー鉱物資源省は、最近まで事業者の監督、政策立案及び規制などの役割をすべて担っていた。政策立案は、MEMR 内の電力・エネルギー利用総局（DGEEU）が担当している。PLN の監督権限は国営事業認可省に移管された。また、規制機能を分離するために、DGEEU 内に電力事業管理委員会を設置し、将来、エネルギー関連の規制を管轄する独立機関とする方針である。現在のエネルギー鉱物資源省と PLN の組織を図 2.2.2、2.2.3 に示す。

図 2.2.2　MEMR 組織図

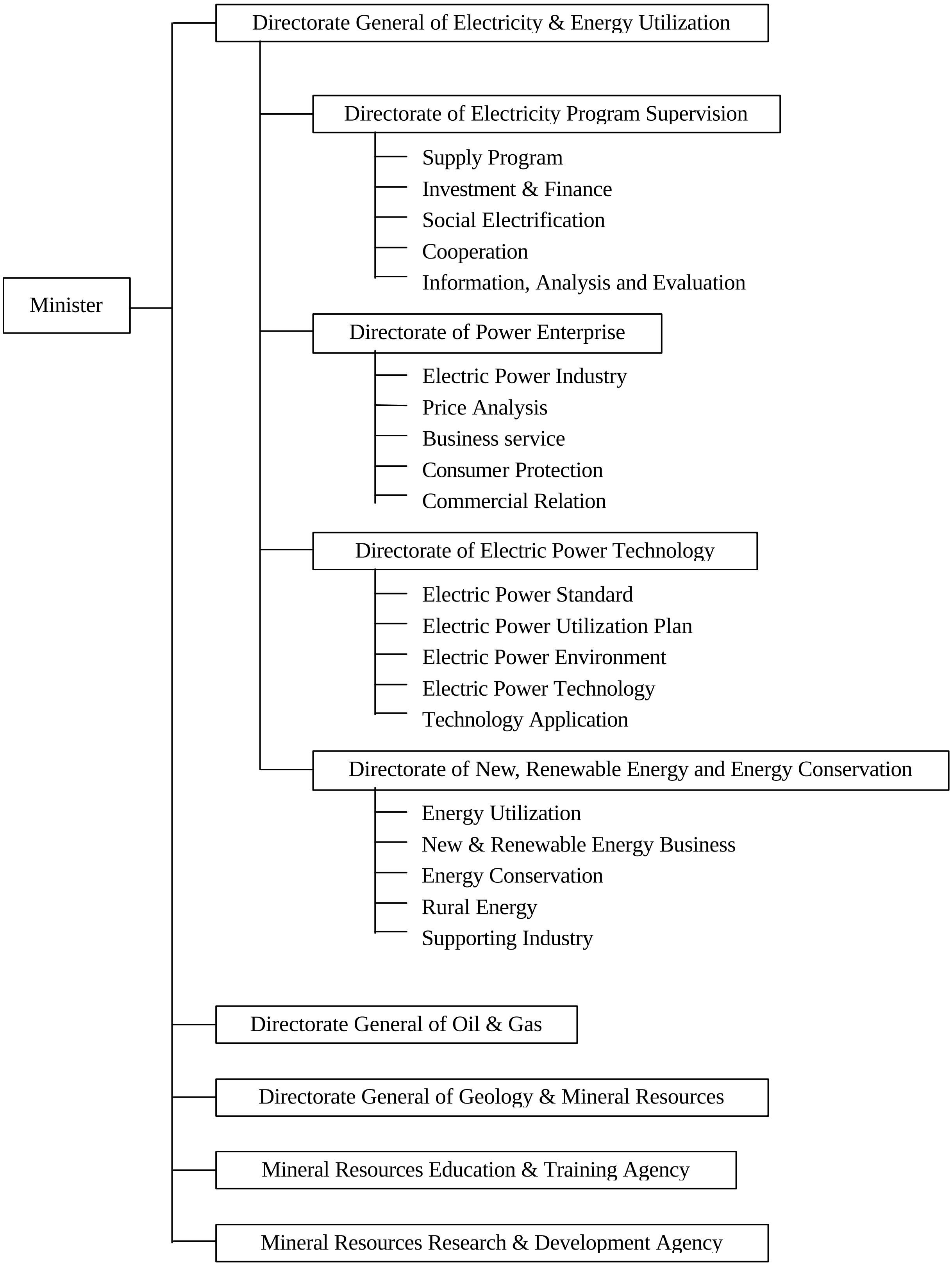
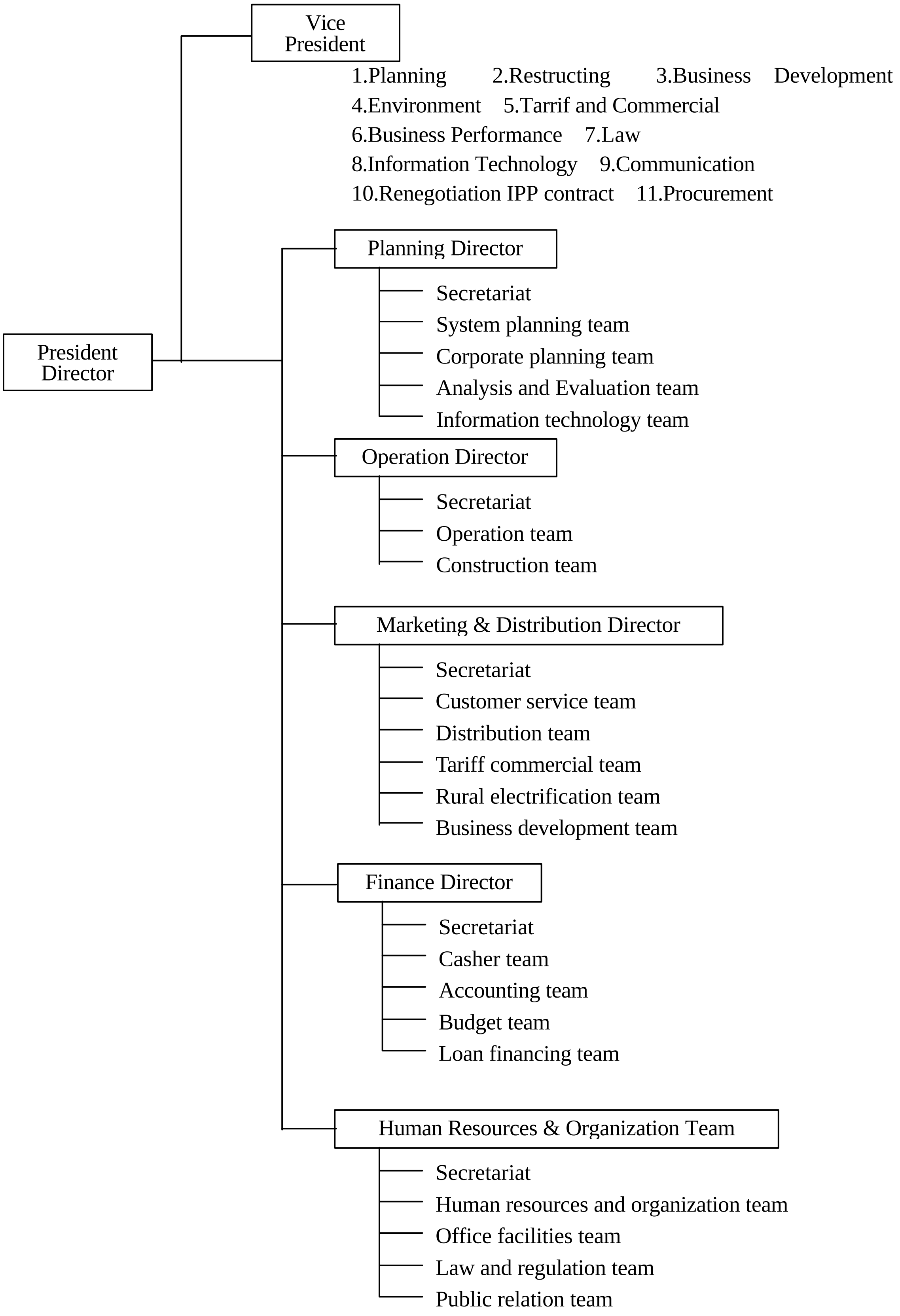


図 2.2.3　PLN 組織図


Vice President
1.Planning 2.Restructing 3.Business Development
4.Environment 5.Tarrif and Commercial
6.Business Performance 7.Law
8.Information Technology 9.Communication
10.Renegotiation IPP contract 11.Procurement
President Director
Planning Director
Secretariat
System planning team
Corporate planning team
Analysis and Evaluation team
Information technology team
Operation Director
Secretariat
Operation team
Construction team
Marketing & Distribution Director
Secretariat
Customer service team
Distribution team
Tariff commercial team
Rural electrification team
Business development team
Finance Director
Secretariat
Casher team
Accounting team
Budget team
Loan financing team
Human Resources & Organization Team
Secretariat
Human resources and organization team
Office facilities team
Law and regulation team
Public relation team

２．３　エネルギー資源とエネルギー需給

２．３．１　資源と確認埋蔵量

インドネシアの一次エネルギー資源とその埋蔵量については、インドネシアの MIGAS（石油ガス総局）や BP-Amoco 統計、WEC（世界エネルギー会議）等々の機関や国によって発表されている。これらを総合すると、1999 年末現在のインドネシア原油の確認埋蔵量は 52 億 bbl（バレル)、天然ガスは 72.3TSCF（兆立方フィート）、石炭は 53 億トンとされている。

（1）石油

表 2.3.1 に BP Amoco の 2001 年統計による石油の確認埋蔵量および生産量の推移を示す。

表 2.3.1 石油の確認埋蔵量および生産量の推移

Proved Reserves	At the end of 1979	At the end of 1989	At the end of 1998	At the end of 1999			
	billion barrels	billion barrels	billion barrels	billion barrels	billion tones	Share	R/P ratio
Indonesia	**9.6**	**8.2**	**5.0**	**5.0**	**0.7**	**0.5%**	**9.7**
Asia Pacific Total	39.4	46.6	43.1	44.0	5.9	4.3%	16.3
World Total	650.1	1011.7	1052.0	1033.8	140.4	100.0%	41.0

Production Million tones	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Growth 98/99	Share in 1999
Indonesia	**71.9**	**78.3**	**74.1**	**74.3**	**74.3**	**73.9**	**74.1**	**73.1**	**71.6**	**68.2**	**–4.7%**	**2.0%**
Asia Pacific Total	322.9	332.4	332.4	334.8	344.0	350.1	362.5	367.8	367.0	364.5	–0.7%	10.5%
World Total	3164.1	3151.9	3184.1	3184.2	3225.2	3272.0	3370.9	3468.5	3533.1	3452.2	–2.3%	100.0%

出典：BP Amoco 2001

同表によれば、インドネシア原油の確認埋蔵量は 1999 年末時点で 50 億バレルとされ、これは世界全体の 0.5%、アジア・太平洋地域の 11.4%にあたる。埋蔵量と生産量の比を示す R/P 比は 9.7 であり、その世界平均は 41.0 である。 1999 年の原油生産量は 6,820 万トンで、 前年対比で 4.7% の減少となっている。

インドネシアの石油確認埋蔵量の大半は陸上油田にある。中部スマトラ（Sumatra）はインドネシア最大の石油生産地帯であり、デュリ（Duri)、ミナス（Minas）などの大油田を抱えている。他の目ぼしい油田開発または石油生産は、ジャワ（Java）北西部、東カリマンタン（Kalimantan）あるいはナツナ（Natuna）近海など、比較的アクセス可能な地域にある。

表 2.3.2 は石油とガスの埋蔵量に関する地域別分布を、また、表 2.3.3 はインドネシア全体の石油･ガスの資源量と埋蔵量を示す。

表 2.3.2　石油・ガス埋蔵量の分布

Location	Oil (million bbl)			Natural Gas (TSCF)		
	Proven	Potential	Total	Proven	Potential	Total
Aceh	53.3	19.7	73.0	4.1	6.7	10.8
North Sumatra	162.1	59.5	221.6	1.2	0.3	1.5
Natuna	127.0	180.2	307.2	30.5	19.0	49.5
Central Sumatra	2,732.0	2,973.1	5,705.1	0.3	1.0	1.3
South Sumatra	428.6	319.8	748.4	6.3	3.8	10.1
West Java	621.9	487.4	1,109.4	4.5	2.3	6.7
East Java	232.2	91.7	323.9	2.8	3.1	5.9
East Kalimantan	760.9	475.9	1,236.7	27.7	20.1	47.8
South Sulawesi	-	-	-	0.7	0.2	0.9
Irian Jaya	85.3	15.7	101.0	14.5	9.4	23.9
Total	**5,203.2**	**4,623.1**	**9,826.3**	**92.5**	**65.8**	**158.3**

出典：　MIGAS, January 1, 1999

表 2.3.3　石油とガスの資源量と埋蔵量

	Oil (billion bbl)	Gas (TSCF)
Reserves		
Onshore	7.7	113.1
Offshore	2.1	45.2
Total	**9.8**	**158.3**
Resources		
Onshore	19.3	73.0
Offshore	19.2	141.4
Total	**38.4**	**214.4**

出典：　MIGAS, January 1, 1999

インドネシアでは、Exspan、Pertamina および Total 社を除いて、主要な石油生産会社の生産高は近年減少傾向にある。公式筋では、近年、新たな大油田が発見されていないことから、この傾向は 2000 年においても変わらないとし、探査の進んでいるスマトラ、ジャワ、カリマンタンなどの、陸上または沖合の小規模な新規油田開発に集中することになる、としている。表 2.3.4 に、最近の主要石油生産各社による石油とガスの生産実績を示す。

表 2.3.4　主要生産会社による石油･ガスの生産実績

Oil and Condensate (1000 バレル/d)				Gas mmscf			
Company	1998	1999	2000 Jan-May	Producers	1998	1999	Share (%)
Caltex	759.5	746	719.3	Mobil Oil	921,865	794,299	25.9
Maxus	148.2	140.1	126.2				
Total Co.	79.2	81.2	86.4	Total Co.	604,447	684,565	22.3
Arco	74.4	71.5	65.7	Arco	165,937	298,327	9.7
Exspan	26.6	37.5	61.9	Pertamina	270,330	259,132	8.4
Conoco	84.4	64.4	57.4	Gulf Res.	75,076	166,449	5.4
Unocal	75.6	63.9	59.9	Unocal	143,764	162,903	5.3
Vico	60.8	54.7	49.2	Vico	456,954	477,368	15.6
Others	247.9	241.0	216	Others	340,479	225,306	7
Total	**1,556.6**	**1,500.3**	**1,442.0**	Total	2,978,852	3,068,349	100.0

出典：　MIGAS

（2）天然ガス

BP Amoco の 2001 年統計によれば、インドネシアにおける天然ガスの確認埋蔵量および生産の推移は表 2.3.5 のようになる。

表 2.3.5 天然ガスの確認埋蔵量および生産量の推移

Proved Reserves	At the end of 1979	At the end of 1989	At the end of 1998	At the end of 1999			
	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	TSCF	Share	R/P ratio
Indonesia	**0.68**	**2.46**	**2.05**	**2.05**	**72.3**	**1.4%**	**30.8**
Asia Pacific Total	4.35	8.03	10.17	10.28	363.4	7.0%	40.4
World Total	72.87	112.91	146.39	146.43	5171.8	100.0%	61.9

Production Million toe	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Growth 98/99	Share in 1999
Indonesia	**40.8**	**46.4**	**48.9**	**50.6**	**56.6**	**57.4**	**60.4**	**60.8**	**57.5**	**59.8**	**4.0%**	**2.9%**
Asia Pacific Total	134.9	147.5	157.7	165.9	180.4	190.8	206.6	215.1	218.2	229.4	5.1%	11.0%
World Total	1792.4	1822.0	1831.9	1862.2	1881.3	1917.4	2008.8	2007.3	2046.1	2096.8	2.5%	100.0%

出典： BP Amoco 2001

これによると、天然ガスの確認埋蔵量は、1999 年末時点で、72.3 兆立方フィートと見積もられ、これは世界全体の 1.4%、アジア･太平洋地域全体の 19.9%に相当する。R/P 比は 30.8 であり、世界全体平均は 61.9 とされている。1999 年のガス生産量は 59.8 百万トン（石油換算）で、対前年比で 4.0%増加している。

一方、インドネシア政府は、天然ガス埋蔵量は 158.3 兆立方フィートと推定しており、その内、確認埋蔵量は 92.5 兆立方フィート 、可採埋蔵量は 65.8 兆立方フィートであるとし（表 2.3.2 参照）、今後 50 年間にわたり現在の生産レベルを維持できるとしている。天然ガス埋蔵量の 71%以上は沖合にあり、最大のものはナツナ島近辺のもので、インドネシア全体の 33%を占め、次いで東カリマンタン 30.2%、イリアン・ジャヤ（Irian Jaya）15.1%、アチェ（Aceh）6.8%、南スマトラ 6.4%となっている。Irian Jaya 沖合で Arco（現在の BP）によって発見された Wiriagar と Berau ガス田は、インドネシアが現在最も期待を持っているガス田といわれている。

更に、2000 年 12 月時点での、米国エネルギー省のインドネシアに関する資料によれば、インドネシアの天然ガス確認埋蔵量は 72.3 兆立方フィートであり、北スマトラのアルン（Arun）ガス田近辺、東カリマンタンのバダック（Badak）周辺、ジャワ沖合の小規模田、東ジャワ沖合のカンゲアン（Kangean）ブロック、イリアン・ジャヤの数多くのガス田、そして東南アジア最大のナツナ D-Alpha などにその大半が賦存している。

インドネシアは、顕著なガス埋蔵量と世界最大の LNG 輸出国であるにもかかわらず、国内エネルギー需要の約 50%を石油に依存している。

（3）石炭

BP Amoco の 2001 年統計によれば、インドネシアの石炭埋蔵量および生産量の推移は表 2.3.6 のようになる。

表 2.3.6　石炭の確認埋蔵量および生産量の推移

Reserves at the end of 1999	Anthracite and Bituminous	Sub-bituminous and Lignite	Total	Share	R/P ratio
Million tones					
Indonesia	**770**	**4450**	**5220**	**0.5%**	**80**
Asia Pacific Total	184450	107895	292345	29.7%	164
World Total	509491	474720	984211	100.0%	230

Production	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Growth 98/99	Share in 1999
Million toe												
Indonesia	**6.4**	**8.7**	**14.2**	**17.0**	**19.1**	**25.5**	**31.0**	**33.7**	**37.1**	**40.1**	**8.2%**	**1.9%**
Asia Pacific Total	815.3	829.7	859.9	885.7	927.7	977.7	1040.0	1031.0	999.2	884.3	–11.5%	42.0%
World Total	2269.1	2197.6	2189.5	2131.8	2182.8	2221.4	2285.6	2289.8	2238.9	2103.5	–6.1%	100.0%

出典： BP Amoco 2001

インドネシアの石炭埋蔵量は、1999 年末時点で 52.2 億トンであり、世界全体の 0.5%、またアジア･太平洋地域全体の 1.8%にあたる。R/P 比は 80 である。1999 年の石炭生産量は 4,010 万トンで、対前年比 8.2%の増加となっている。

一方、エネルギー鉱物資源省（MEMR）の鉱物石炭企業局（Directorate of Mineral and Coal Enterprises）によれば、388 億トンの石炭資源があるとみており、その内、115 億トンが確認埋蔵量、273 億トンが推定埋蔵量、そして 54 億トンが可採埋蔵量とされている（表 2.3.7 参照）。主要な炭田はカリマンタンとスマトラにあり、それぞれ 21.1 億トンと 17.8 億トンの埋蔵量があるとしている。スマトラの石炭の大半は南スマトラ州のタンジュン・エニム（Tanjung Enim）周辺にあり、国有会社の Perusahaan Tambang Batubara Bukit Asam （PTBA）によって採掘されている。

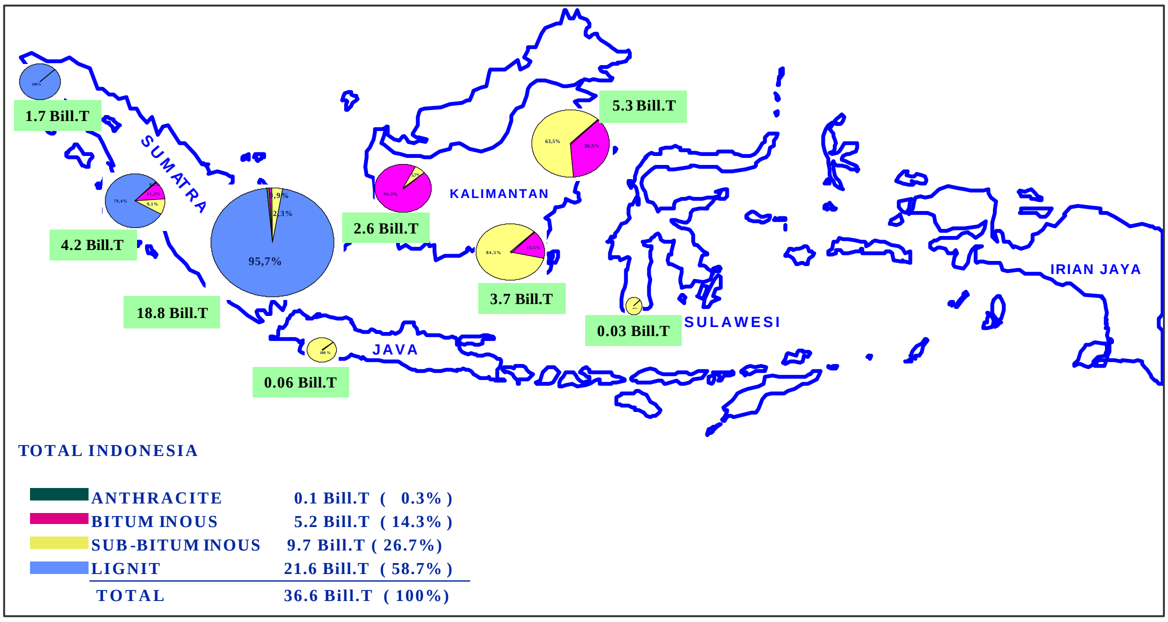
Kalimantan の石炭は高品質で、石炭採掘契約者は確認埋蔵量の 6.5 億トンの採掘権を保有している。そのうち Kaltim Prima が最大の炭鉱で 1.3 億トンの採掘権をもち、次いで Arutmin Indonesia、Adaro Indonesia がそれぞれ 1 億トンの採掘権となっている。

表2.3.7 インドネシアの石炭資源

Company (Million tones)	Resources			Mineable
	Measured	Indicated	Total	Reserves
PTBA	1,902	4,657	6,559	2,804
Contractors	8,998	22,185	31,183	2,054
Others	584	442	1,026	504
TOTAL	11,484	27,284	38,768	5,362

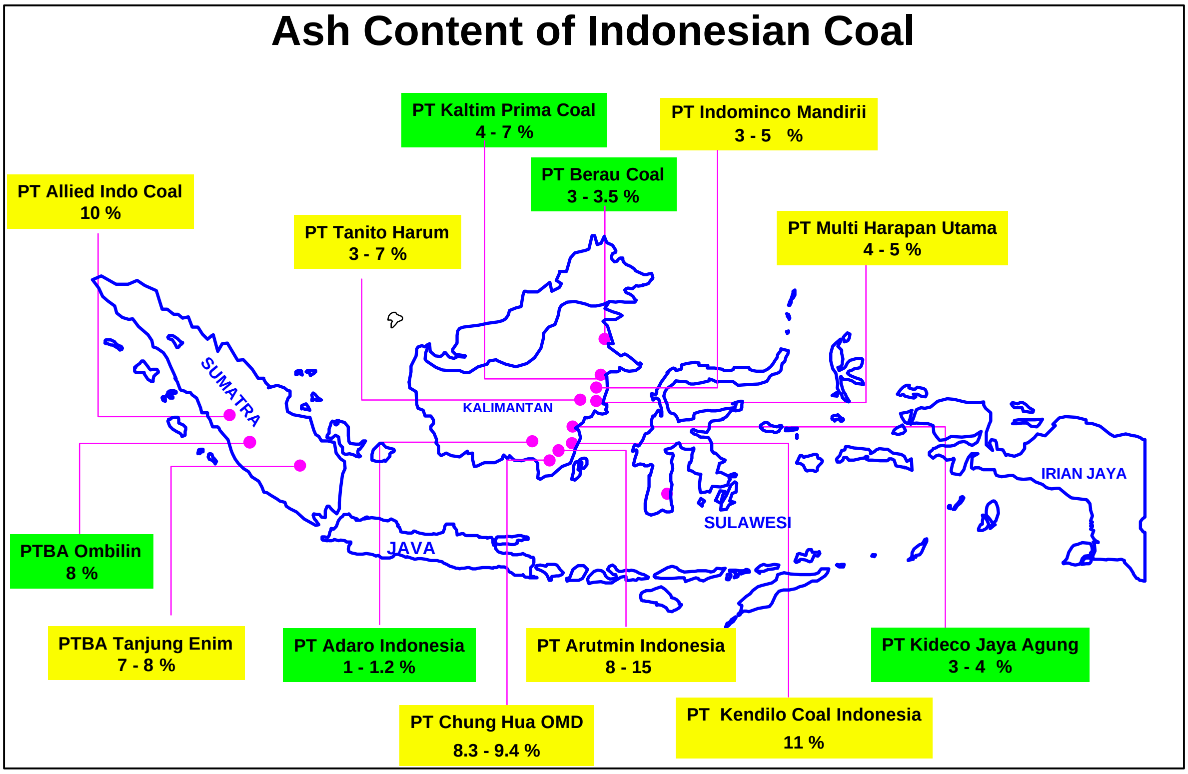
出典： Directorate of Mineral and Coal Enterprises

図 2.3.1 インドネシアにおける石炭資源の分布



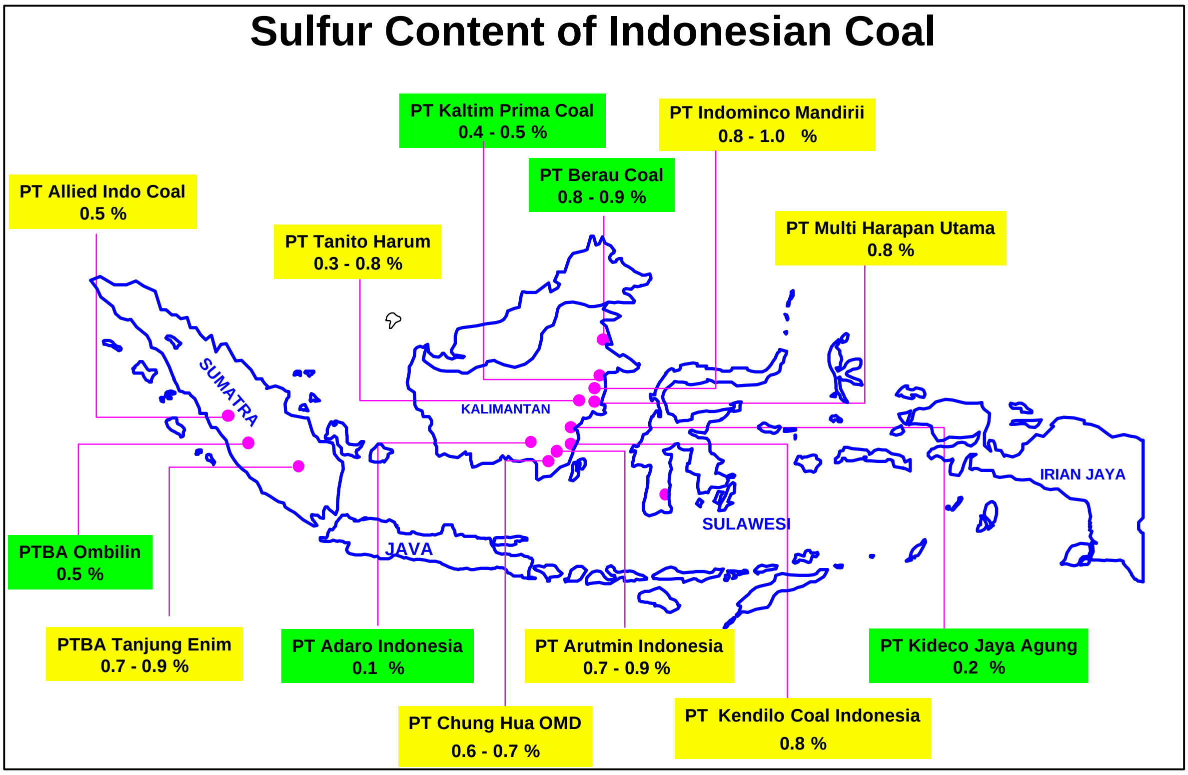
出典： Directorate of Mineral and Coal Enterprises

図 2.3.2 インドネシア炭の灰分



出典： Directorate of Mineral and Coal Enterprises

図 2.3.3 インドネシア炭の硫黄分



出典： Directorate of Mineral and Coal Enterprises

２．３．２　一次エネルギーの開発状況

インドネシア政府は、石油生産量の低下傾向を打開すべく、既設油田の生産能力増強に加えて、新規油田の開発に力を注いでいる。

1999 年のインドネシアの平均原油生産量は、コンデンセートを含め、1998 年の生産レベルの 156 万バレル/d から 3.6%減の 150 万 bbl/d（バレル/日）にまで低下した。コンデンセートを除いた原油生産量は、1999 年 2 月の 139.1 万バレル/日が最大となっている。コンデンセートは、主に北スマトラのアルン油田から、原油および天然ガス生産の副産物として産出されている。しかしながら、アルン油田でのガス埋蔵量低下から、ガス生産量の落込みはコンデンセートの生産の落込みにつながり、1999 年のコンデンセートの生産量は、1997 年の 16 万 2,800 バレル/日および 1998 年の 15 万 5,300 バレル/日に比べ、14 万 9,100 バレル/日に低下した。

インドネシアは、成熟した油田からの生産量低下を、小規模ではあるが、新規の油田からの生産を加えることにより、近年ほぼ一定の原油生産レベルを維持してきた。一方、原油生産増加という究極目的のため、インドネシアは新たな石油探査契約の調印を押し進めてきた。1999 年の 4 件に対し、2000 年 3 月になると、新規 7 件の PSCs（Production Sharing Contracts：生産分与方式）

契約を成立させた。現在のインドネシアの主な生産油田は、インドネシアの中西部にあるため、新規の探査は特に東部地域の開拓エリアに集中している。未だに確認されてはいないが、相当な資源が、東部インドネシアの広大な前第 3 紀層海盆の複雑な地層に横たわっている可能性がある。これら地方は、中西部に比べ、遠隔地であり探査はより困難とされている。

およそインドネシアに存在する 60 個所の海盆のうち、22 個所以上の地点で、広範囲な探査が行われてきた。過去の多くの石油探査は、生産分与方式に基づき西インドネシア地域で行われてきている。従って、インドネシアの石油資源の大半は、現在中部スマトラおよびカリマンタンの陸上と沖合に分布しているが、インドネシア政府は、例えば、現在の確認埋蔵量が 850 万バレルと見積もられているパプア（イリアン・ジャヤ）など、更に遠隔地での探査に力を注いでいくとしている。

1999 年には、合計 22 個所において試掘井もしくは評価井が掘られた。しかし、石油関係会社は、インドネシアにおけるガスの市場価格が魅力的でないことから、それほど積極的にガス井戸の探査を行ってこなかった。むしろ、インドネシアにはガス・石油の複合油田が多いことから、多くのガス田は石油探査時に発見されてきた。

表 2.3.8　最近の新規発見油田と生産開始した油田

Contractor	M/Y	Location	Discovery or Production
UNOCAL	June 1999	Kutai Basin, Rapak Block PSC, Janaka North 1, the Makassar Straits, West Seno field	Reserves, 210 to 320 (MMBOE). Oil and gas production 70,000 bbl/d
	Oct. 1997	the Merah Besar structure	
	Mar. 1998	Seno structure	
EXXON MOBIL	June 1999	North Sumatra offshore	Natural Gas Production
MAXUS		PGD-3 Bayung Lincir Musi Banyuasin block, South Sumatra	Reserves Gas, 230 (BSCF) NGL, 7.0 million bbls Production Gas, 11.3 mmscfd NGL, 522 bbl/d
CALTEX	Feb. 1999	(LOSF) project, Minas, Central Sumatra	Enhanced Production
CONOCO	1998	West Natuna Block “B”	Strike Oil
GULF INDONESIA RESOURCES		Suban field onshore Sumatra	Crude and Condensate flow rate of 272 bbl/d Gas 27.8 mmscfd
MEDCO	1999E		Reserves Oil 181.2 bbl Gas 169.8 billion cubic feet

出典：“Petroleum Report” by US Embassy in Jakarta

インドネシアでのガス田開発投資をより魅力的なものにするためには、より競争力のある収支条件と市場依存の価格制度の導入が必要となる。インドネシアにおいて、民間企業のガス資源開発をより一層盛んにするためには、次の 4 項目の実行が鍵となろう。

- 天然ガスを発見し生産していくことが投資家にとって魅力的なものになるようにする
- 個人企業の投資と所有権を保護するとともに、ガス関連設備に投資を行う企業に対し、投資回収、安定経営ができるよう助成する
- ガス市場における独占を排除する
- 国内市場における天然ガスの有効利用にインセンティブを与える制度を確立する

表 2.3.9 新しいガス田の発見と生産

Contractor	M/Y	Location	Discovery or Production
Indonesia Total	Dec. 1999	Tunu and Mahakam, Peciko gas field, East Kalimantan	Proven Gas Reserves 19.5 TSCF Production 100 mmscfd started 400 mmscfd expected 800 mmscfd in 2000 Daily Total 470 million BOE 60% of Bontang LNG
EXXON MOBIL	2001	Merah Besar, offshore East Kalimantan, Makassar strait PSC	Gas Reserves 100 & 200 million BOE
BP, Nippon Oil Kanematsu Occidental, BG, Cairn, Nissho Iwai		Wiriagar, Berau, Muturi, Tangguh, Ilian Jaya	Proven Gas Reserves 14.4 TSCF
BP	2004	Terang-Sirasun, Kangean PSC, Ilian Jaya	1 TSCF
Exxon-Mobile Pertamina		TAGP from East Natuna	AL field 46 TSCF Sales 2400 mmcfd, 15 million tons/y LNG for 40 years
Pertamina SembGas	Mid 2001	West Natuna to Malaysia, TAGP	325 mmscfd for 22 years
Pertamina Conoco Gulf Ind.	July 2002	West Natuna to Malaysia, TAGP	100 mmscfd 250 mmscfd in 2004
SantaFe Devon	mid-2003	South Sumatra Gas Project	Reserves 2.36 Tcf 150 mmscfd 350 mmscfd in 2009
PGN		Gas pipe line to Singapore via Batam	
East Timor Australia		Timor Gap	Exploiting contract

出典： "Petroleum Report" by US Embassy in Jakarta

MIGAS の資料によれば、インドネシアの石油とガス資源は、60 個所の第 3 紀堆積盆地に賦存しており、その広さは 200 万 km^2 に及んでいる。現在までに、その内の 36 の堆積盆地構造に詳細な探査が行われてきた。これまで、石油･ガス資源の多くは西部インドネシアで発見されてきているが、それは探査の多くがそこで行われてきたからである。

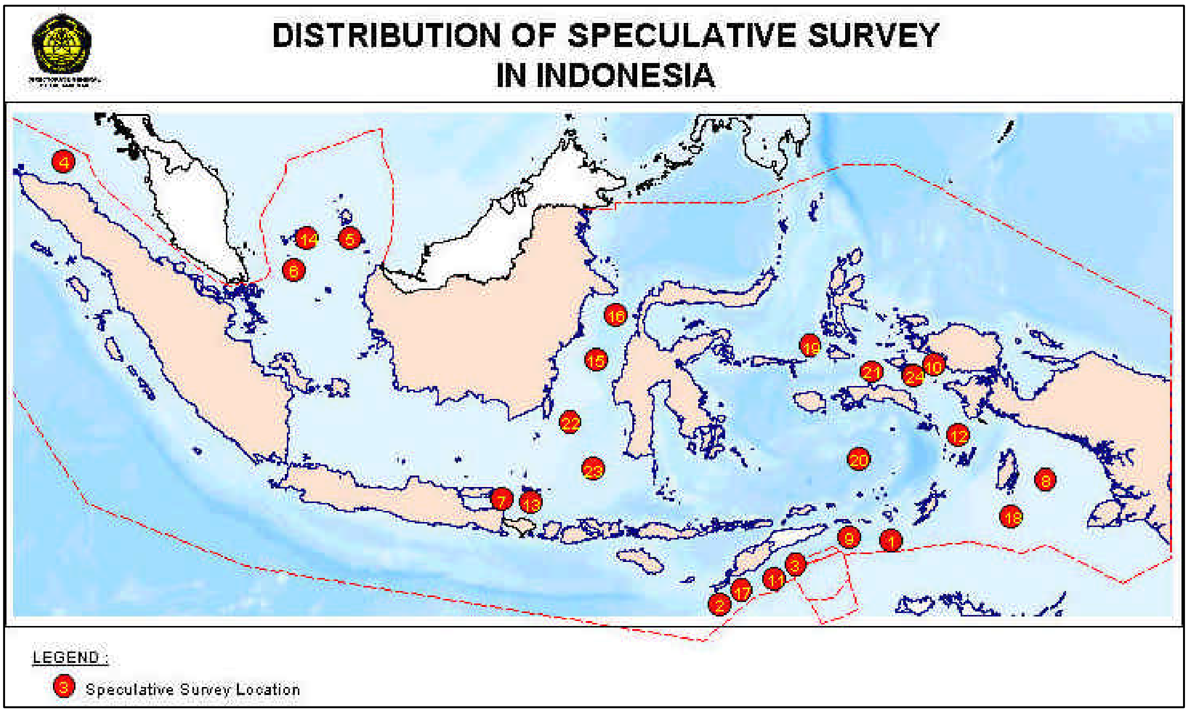
地相学的に見て、インドネシア諸島は、カリマンタン沖のマカサ－ル（Makassar）海峡から始まり、バリ島沖のロンボク（Lombok）海峡に至る、水深 200mの等深線で西部と東部に分けられる。インドネシア西部は、スマトラ、ジャワ、カリマンタンの各島と、その間にある多くの諸島からなる。この地域はスンダ（Sunda）大陸棚の主要部であると見なされている。石油資源に富んだこの地域の第 3 紀堆積盆地（海盆）は、スンダ大陸棚の陸上部分の周辺に限られている。インドネシア東部は、スラウェシ（Sulawesi）、マルク（Maluku）、イリアン・ジャヤ（Irain Jaya）の各島とアラフラ（Arafura）海およびバンダ（Banda）海とチモール（Timor）海で構成されており、これらはサフール（Sahul）大陸棚上にある。この大陸棚はオーストラリア大陸から北に伸び、インドネシア東部での石油ガスは第 3 紀と前第 3 紀の貯留岩層から発見されている。

インドネシア西部の堆積盆地の大半は陸上部または浅海にあるが、インドネシア東部の堆積盆地の多くは深い海に存在する。おおよそ、インドネシア西部の海盆の 30%とインドネシア東部の海盆の 80%が深海にある。スマトラ、ジャワ、カリマンタンにある資源に富んだ第 3 紀盆地の多くでは数々の探査が行われてきた。にもかかわらず、これらの油田からの生産は下降してきている。これに反して、インドネシア東部での堆積盆地の探査はあまり行われてきていない。現在探査が行われてきている範囲は遠隔地または深海あるいは他の複雑な地形の中で行われている。現在でもインドネシア東部は開拓の最前線にある。

石炭について言えば、インドネシアは生産量を倍増させる計画を持っており、それを東アジアおよびインドに輸出しようとしている。新規生産は民間企業からのものを第一義的に考えている。オーストラリアの Clough グループは、2 億 1,500US$で、東カリマンタンにある GBP's Kutai 鉱山の改善契約を受注した。その他、インドネシアにおける石炭開発に関心を示している外国資本は、オーストラリアの Australia's Broken Hill Proprietary（BHP）社である。

MIGAS の資料から現在の石油・天然ガスの探査区域を図 2.3.4 および図 2.3.5 に示す。

図 2.3.4 代表的な探査地域



出典： MIGAS

図 2.3.5 石油・ガスの探査区域

出典： MIGAS

各一次エネルギーの所在および主要なエネルギー関連設備を以下に示す。

（1）石油

主要な油田: Duri, Minas, Belida, Ardjuna, Arun, KG/KRA, Widuri, Nilam, Attaka

精油所　（原油処理能力 bbl/d, 12 月　1999）:

Cilacap, Central Java	(380,000);
Pertamina-Balikpapan, Kalimantan	(240,920);
Musi, South Sumatra	(109,155);
EXOR-1, Balongan, Java	(125,000);
Dumai, Central Sumatra	(114,000);
Sungai Pakning, Central Sumatra	(47,500);
Pangakalan Brandan, North Sumatra	(4,750);
Cepu, Central Java	(3,420)

送油管: Trans-Java　（Surabaya **市場向け）**

（2）天然ガス

主要なガス田:

Sumatra: Arun, Alur Siwah, Kuala Langsa, Musi, South Lho Sukon, Wampu

East Kalimantan: Attaka, Badak, Bekapai, Handil, Mutiara, Nilam, Semberah, Tunu

Natuna Sea:

Natuna Java: Pagerungan, Terang/Sirasun

Irian Jaya: Tangguh

主要なガス･パイプライン: Sumatra: Pangkalan Brandan-Dumai

LNG　基地: Arun, Bontang

２．３．３　再生可能エネルギー

（1）水力エネルギー

インドネシアでの包蔵水力調査が、1999 年に PLN によって実施されている。調査結果の概要を表 2.3.10 に示す。これによると、未開発包蔵水力、計画および工事中、ならびに既設を含めた、インドネシアの包蔵水力の総和は、最大出力で約 8,200 万 kW と推定されている。このうちジャワ・バリにおけるものは約 580 万 kW であり、インドネシア全体に占める割合は 7%である。

表 2.3.10　インドネシアの包蔵水力（MW）

地　　域	未開発	計画中・建設中	運転	合　計
Java Bali	2,238	1,552	2,005	5,795
Wilayah I（Aceh）	6,367	1,059	0	7,426
Wilayah II（Sumatra）	3,077	921	603	4,601
Wilayah III（Sumatra）	4,094	707	79	4,880
Wilayah IV（Sumatra）	4,277	497	16	4,790
Wilayah V（Kalimantan）	5,469	257	0	5,726
Wilayah VI（Kalimantan）	10,492	780	30	11,302
Wilayah VII（Sulawesi）	4,163	150	31	4,344
Wilayah VIII（Sulawesi）	6,814	947	291	8,052
Wilayah IX（Maluku）	599	66	0	665
Wilayah X（Irian Jaya）	23,109	72	0	23,181
Wilayah XI（Nusateggara）	988	109	0	1,097
合　　計	71,687	7,117	3,055	81,859

出典：PLN

インドネシアは、豊富な未開発包蔵水力を有しているが、そのほとんどはスマトラ、カリマンタン、イリヤン・ジャヤなど、いわゆる外島にある。これらの地域の開発に際して、水力エネルギーは、石炭や天然ガスと同等に一次エネルギーとしての貢献が期待される。しかしながら、これらの地域においては電力需要が比較的小さく散在しており、また送電網の整備が十分なされていないこともあり、現状は大規模水力開発が進んでいない。

水力開発は主にジャワ島において行われてきた。既にかなりの水力開発がなされているものの、未開発の水力開発地点も相当残されている。ジャワ島における未開発包蔵水力地点の内、2001 年においてプレ F/S 以上の検討が実施されている開発計画地点を、表 2.3.11 に示す。

しかしながら、これらの開発計画地点の多くは、建設費などの経済面での問題や、移住などの社会環境面での問題があり、一般水力の新たな開発が進んでいない。その一方で、ジャワ島における今後の水力開発としては、主にピーク対応電源としての揚水発電が検討されている。

表 2.3.11　ジャワ島における水力開発計画

名　称		河川名	方式	設備容量　(MW)
West Java	Ciliman	Climan	RES	5.3
	Rajamandala	Citarum	ROR	55.0
	Cipasang	Cimanuk	RES	400.0
	Jatigede	Cimanuk	RES	250.0
	Cibuni 3	Cibuni	RES	172.0
	Cibuni 4	Cibuni	RES	71.1
	Cikaso 3	Cikaso	RES	29.8
	Cimandiri	Cimandiri	RES	352.0
Central Java	Maung	K..Serayu	RES	360.0
	Gintung	K.Serayu	RES	19.2
	Rawalo 1	K.Serayu	LHD	0.6
East Java	Grindulu 2	K.Grinau	RES	16.3
	Kesamben	Brantas	ROR	37.0

出典：PLN

RES ; Reservoir Type
ROR ; Run of river Type
LHD ; Run of river Type with a low head dam

（2）地熱エネルギー

インドネシアの地熱ポテンシャルは、1995 年にプルタミナによって実施された調査によると、約 2,000 万 kW と推定されている。このうちジャワ・バリにおける地熱ポテンシャルは、約 570 万 kW であり、インドネシア全体に占める割合は 29%である。調査結果の概要を表 2.3.12 に示す。

表 2.3.12　インドネシアの地熱ポテンシャル（MW）

地　　域	地熱ポテンシャル
Java Bali	5,681
Aceh & North Sumatra	3,705
Central & South Sumatra	5,857
Lombok	0
Sumbawa	250
Frores	1,850
North Sulawesi	815
Other Sulawesi	750
Maluk Islands	750
合　　計	19,658

出典：PLN

インドネシアには全土にわたり数多くの活火山があり、その熱を利用する地熱発電の潜在能力は大きい。インドネシア全土において地熱エネルギーは、地域の発展に際しては、石炭や天然ガスと同様に一次エネルギーとしての貢献が期待される。

現在、インドネシアの地熱発電所は、PLN と民間企業を合わせて 727MW の出力が開発されており、そのほとんどがジャワ島にある。ジャワ島においては既にかなりの地熱エネルギーの開発がなされているものの、未開発の開発計画地点も相当残されている。2001 年においてジャワ・バリ地域における未開発の開発計画地点の内、開発の検討が実施されている地点を表 2.3.13 に示す。しかしながら、これらの候補地点の中には、経済および環境の面において問題となる地点が多く、PLN による新たな開発が進んでいない現状にある。一方で IPP による地熱開発が期待されている。

表 2.3.13　ジャワ・バリ地域における地熱開発計画

名　称	地　域	設備容量（MW）
(Java-Island)		
Kamojang 4	West Java	60
Salak 7	West Java	55
Wayag-Windu 2	West Java	110
Karaha	West Java	220
Cibuni	West Java	10
Patuha	West Java	220
Dieng	Central Java	95
(Bali-Island)		
Bedugul Bali	Bali	220

出典：PLN

２．３．４　エネルギー需給の現状

（1）一次エネルギー消費の現状

電力エネルギー利用総局 （GDEEU）の年報（STATISTIK DAN INFORMASI KETENAGALISTRIKAN DAN ENERGI）によれば、1999/2000 年度の一次エネルギー国内総供給は、石油換算バレル（BOE）で 635,745.2 kBOE（thousand barrels of oil equivalemt）、石油換算トン（toe）で 86,271 ktoe（thousand tones of oil equivalent）であった。そのうち、石油が 365,205.1 kBOE（49,558 ktoe）で 58%のシェアを占め、天然ガスが 170,770.6 kBOE（23,174 ktoe）で 27%のシェア、石炭が 65,315 kBOE（8,863 ktoe） で 10%のシェア、水力が 27,138 kBOE（3,683 ktoe） で 4%、地熱が 7,316.5 kBOE（993 ktoe）で 1%のシェアであった。

1999/2000 年度の最終エネルギー消費は 411,408.6 kBOE（55,828 ktoe）であった。部門別にみてみると、製造業が 148,763.6 kBOE（20,187 ktoe）で 36%のシェア、輸送部門が 155,462.3 kBOE（21,096 ktoe）で 38%のシェア、家庭部門が 107,182.7 kBOE（14,545 ktoe）で 26%のシェアを占めた。

エネルギー源別に 1999/2000 年度の最終エネルギー消費をみてみると、石油が 75 % （307,819.7 thousand BOE, 41,771 ktoe）、天然ガスが 8 % （34,464.7 thousand BOE, 4,677 ktoe）、石炭が 4 %（16,292 thousand BOE, 2,207 ktoe）、そして電力が 11 % （45,118.2 thousand BOE, 6,123 ktoe）という消費構造であった。

図 2.3.6　一次エネルギーのソース別シェア

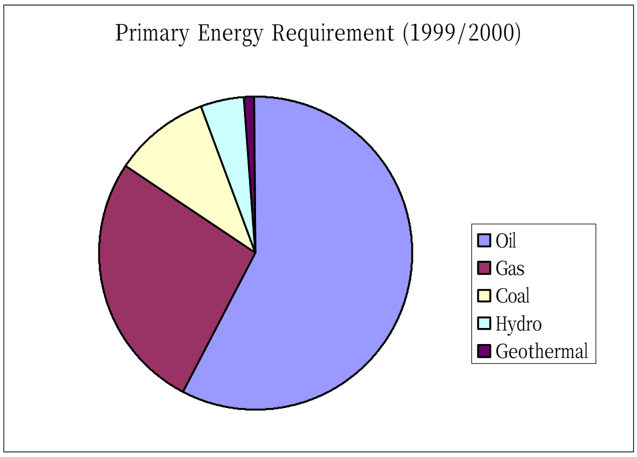
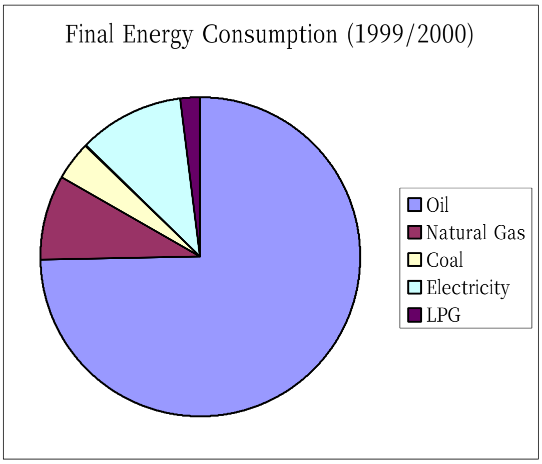


図 2.3.7　最終エネルギー消費のシェア



出典： DGEEU

（2）電力消費の現状

1999/2000 年度におけるインドネシアの電源設備容量は 38,599 MW で、そのうち PLN の設備容量が 22,732 MW、Non‐PLN が 15,215 MW、そして民間部門が 651.8 MW となった。1998/99 年度の 35,676MW と比較して、2,923 MW（8 %成長）の増加となった。

送電線は亘長 23,860.91km から 24,388.74 km（527.83 km の増加）となった。そのうち、超高圧線が 102.2 km の増加で、高圧線が 426 km の増加である。変電所容量は 45,361 MVA から 46,783 MVA となった。配電については、中圧線の亘長が 21,524 km、低圧線の亘長が 21,995 km、そして配電所容量が 385 MVA の増加となった。

1999/2000 年度の電力供給は 87,999,212 MWh で、そのうち PLN の発電量が 83,164,466 MWh、そして買電量が 4,834,746 MWh であった。PLN の電力販売量（電力需要）は 73,560,041 MWh で、1998/99 年度に比較して 693,882 MWh の増加であった。部門別にみると、製造業が 32,412,088 MWh（シェア 44%）、家庭部門が 26,015,859 MWh（35%）、業務部門が 9,569,216 MWh（13%）、政府・公共部門が 3,382,801 MWh（4.6%）である。

顧客総数は 27,726,932 で、953,288（3.56 %）の増加を記録した。家庭部門の顧客数が最大であり、顧客数（家屋数）26,015,859 で全体の 93.8 %を占める。地方の家庭部門の顧客数は 18,683,181 で、全家庭部門の 67.38 % となる。1999/2000 時点における電化率は 56.75 %に到達した（1998/99 は 56.2%）。1999/2000 年度の村落電化数は 48,675 に達した。全村落数は 61,975（そのうち、ジャワ島以外が 39,317、ジャワ島が 22,658）なので、村落電化率は 78.54 %となった。

送電ロスは 2,116,563 MWh まで減少し、配電ロスも 7,862,392 MWh まで減少し、送・配電ロス率はそれぞれ 2.52 %と 9.12 %となった。

2000 年 3 月 31 日時点における IPP の設備容量は 1,586.3 MW で、その内、南スラウェシが 220 MW、イリアン・ジャヤ 120 MW、中部ジャワ 26 MW、西ジャワ 800 MW となった。PLN 以外 の設備容量は 15,215.02 MW で、認可された自家用発電所の総容量は 8,979.79 MW となった。

２．３．５　エネルギー・バランス・テーブルとエネルギー・フロー

表 2.3.14 はエネルギー・バランス・テーブルの一例を示す。エネルギー・フローはエネルギーの生産、供給、転換、最終消費に至る流れを示すものであり、そのフロー・チャートを図 2.3.8 に、そしてエネルギー源別フローを図 2.3.9 にブロック図にて示す。

インドネシアは、アジアの代表的なエネルギー生産国であり、石炭、原油、石油製品、天然ガスの輸出国である。しかしながら、灯油や軽油という石油製品を輸入しているのが現状でもある。

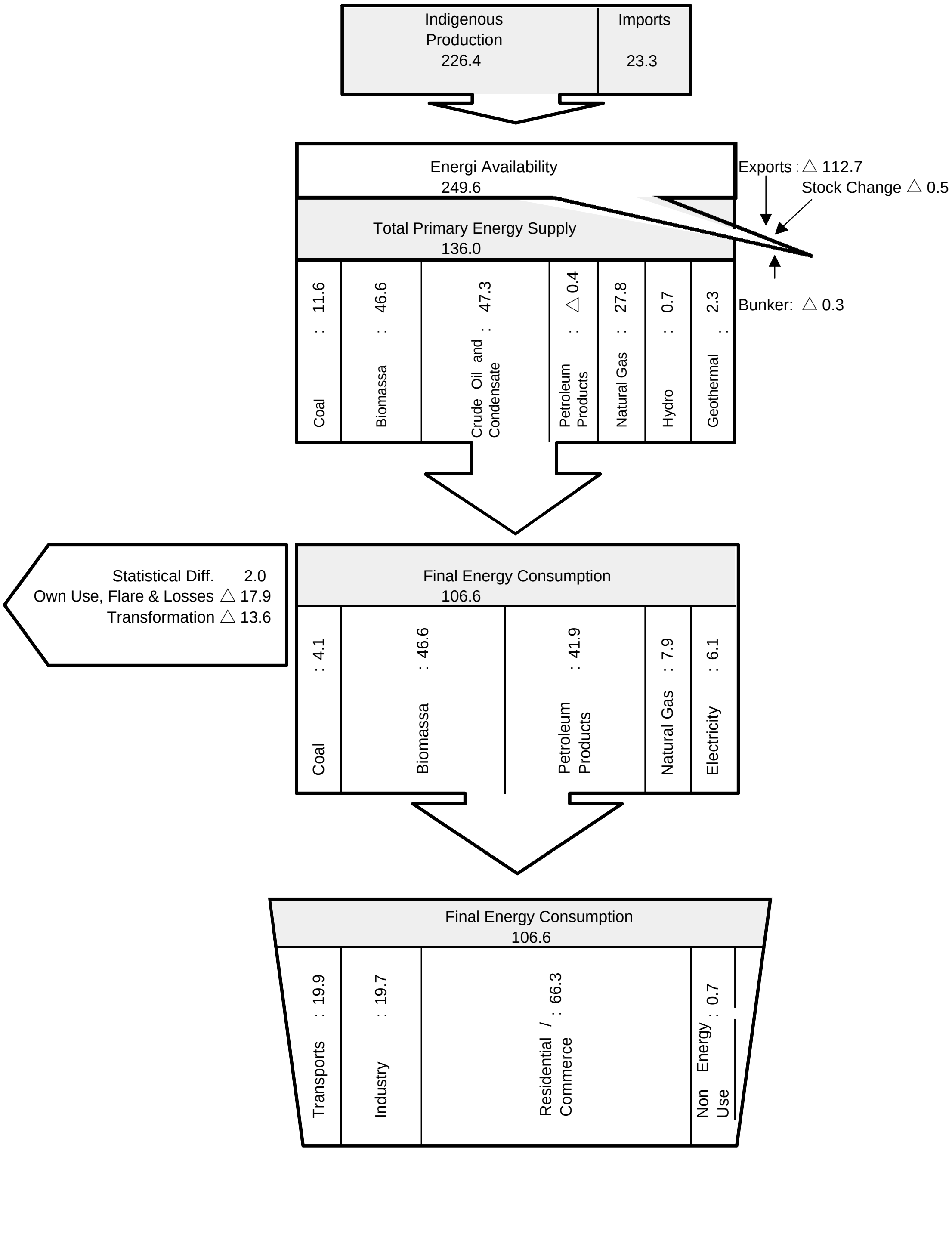
表 2.3.14 エネルギー・バランス・テーブル　（1999）

1999	Thousand tonnes of oil equicalent								
	Coal	Crude Oil	Petroleum Products	Natural Gas	Hydro	Geothermal	Combustible and Waste	Electricity	Total
Indigenous Production	44,282	70,312	0	61,884	806	2,346	46,748	0	226,378
Imports	302	11,726	11,242	0	0	0	0	0	23,270
Exports	-33,528	-34,738	-10,246	-34,055	0	0	-104	0	-112,671
International Marine Bunkers	0	0	-308	0	0	0	0	0	-308
Stock Changes	517	0	-1,066	0	0	0	0	0	-549
Total Primary Energy Supply	**11,573**	**47,300**	**-377**	**27,829**	**806**	**2,346**	**46,644**	**0**	**136,121**
Transfers	0	-1,828	1,551	0	0	0	0	0	-277
Statistical Differences	-303	3,094	-740	-2	0	0	0	0	2,049
Public Electricity Plants	-7,151	0	-3,129	-5,198	-806	-2,346	0	6,882	-11,749
Autoproducer Electricity Plants	0	0	-369	-656	0	0	0	366	-660
Public CHP Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoproducer CHP Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Public Heat Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoproducer Heat Plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Heat pumps	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electric boilers	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Works	0	0	0	800	0	0	0	0	800
Petroleum Refineries	0	-48,566	46,985	0	0	0	0	0	-1,580
Coal Transformation	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1
Liquefaction Plants	0	0	322	-386	0	0	0	0	-64
Other Transformation	0	0	0	0	0	0	-71	0	-71
Own Use	0	0	-2,331	-14,488	0	0	0	-255	-17,075
Distribution Losses	0	0	0	0	0	0	0	-858	-858
Total Final Consumption	**4,117**	**0**	**41,912**	**7,897**	**0**	**0**	**46,573**	**6,135**	**106,634**
Industry Sector	**1,850**	**0**	**8,608**	**6,571**	**0**	**0**	**0**	**2,695**	**19,724**
Iron and Steel	127	0	1,197	721	0	0	0	0	2,045
Chemical and Petrochemical	0	0	1,227	5,488	0	0	0	0	6,715
Non-Metallic Minerals	1,108	0	1,386	57	0	0	0	0	2,551
Machinery	0	0	67	0	0	0	0	0	67
Mining and Quarrying	0	0	1,096	0	0	0	0	0	1,096
Food and Tobacco	0	0	771	0	0	0	0	0	771
Paper, Pulp and Printing	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wood and Wood Products	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction	0	0	333	0	0	0	0	0	333
Textile and Leather	0	0	1,270	0	0	0	0	0	1,270
Non-specified Industry	616	0	1,261	305	0	0	0	2,695	4,877
Transport Sector	**0**	**0**	**19,901**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**19,901**
International Civil Aviation	0	0	465	0	0	0	0	0	465
Domestic Air Transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Road	0	0	17,750	0	0	0	0	0	17,750
Rail	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pipeline Transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Internal Navigation	0	0	1,685	0	0	0	0	0	1,685
Other Sectors	**2,267**	**0**	**12,710**	**1,326**	**0**	**0**	**46,573**	**3,440**	**66,316**
Agriculture	0	0	1,784	0	0	0	0	0	1,784
Commercial and Public Services	0	0	333	400	0	0	0	802	1,536
Residential	2,267	0	10,593	926	0	0	46,573	2,312	62,671
Non-specified Other	0	0	0	0	0	0	0	325	325
Non-Energy Use	**0**	**0**	**692**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**692**

出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"

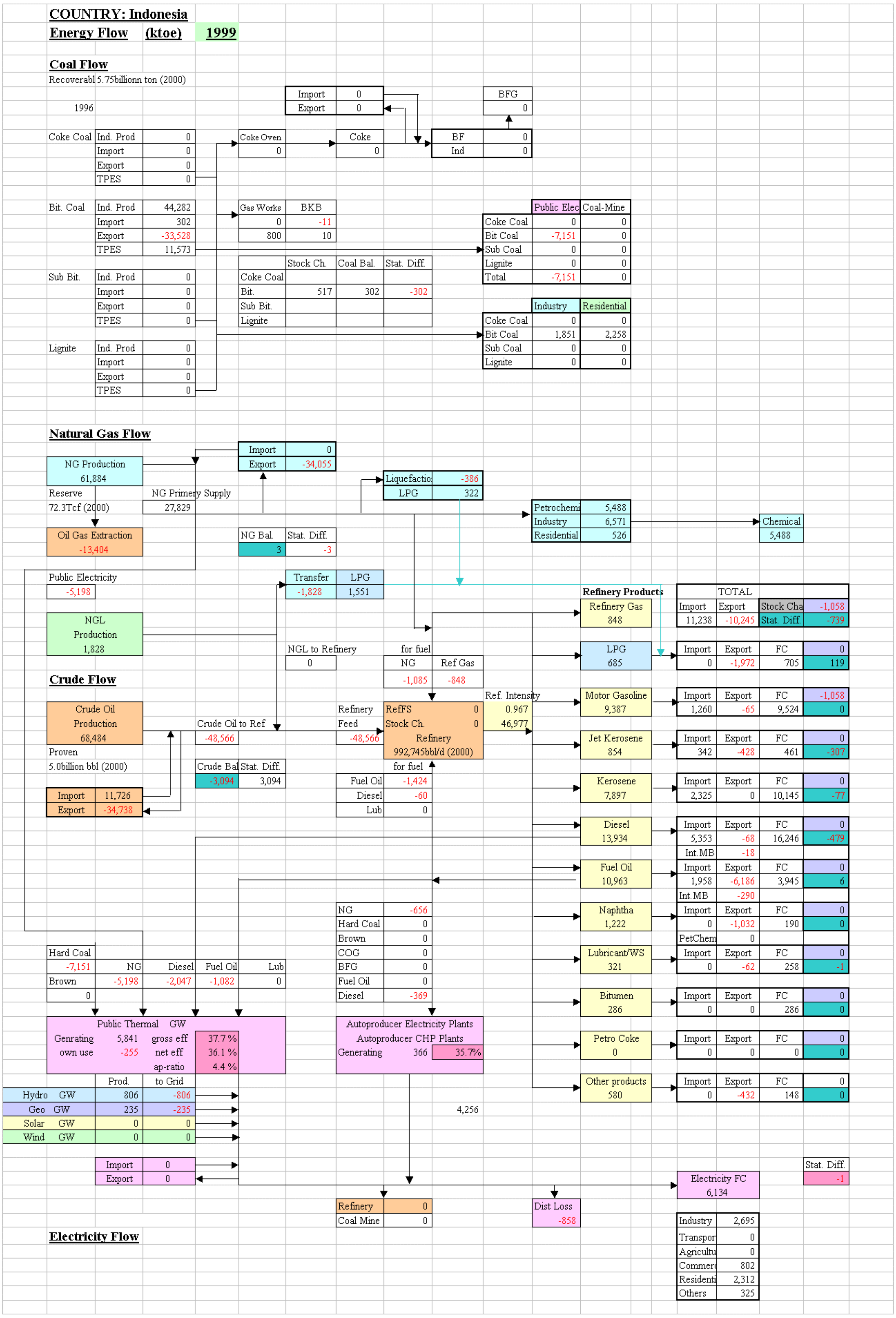
図 2.3.8 インドネシアのエネルギー・フロー

ENERGY FLOW CHART in INDONESIA
1999
Unit : Million TOE



出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"より作成

図 2.3.9 インドネシアにおけるエネルギー源別フロー　（1999）

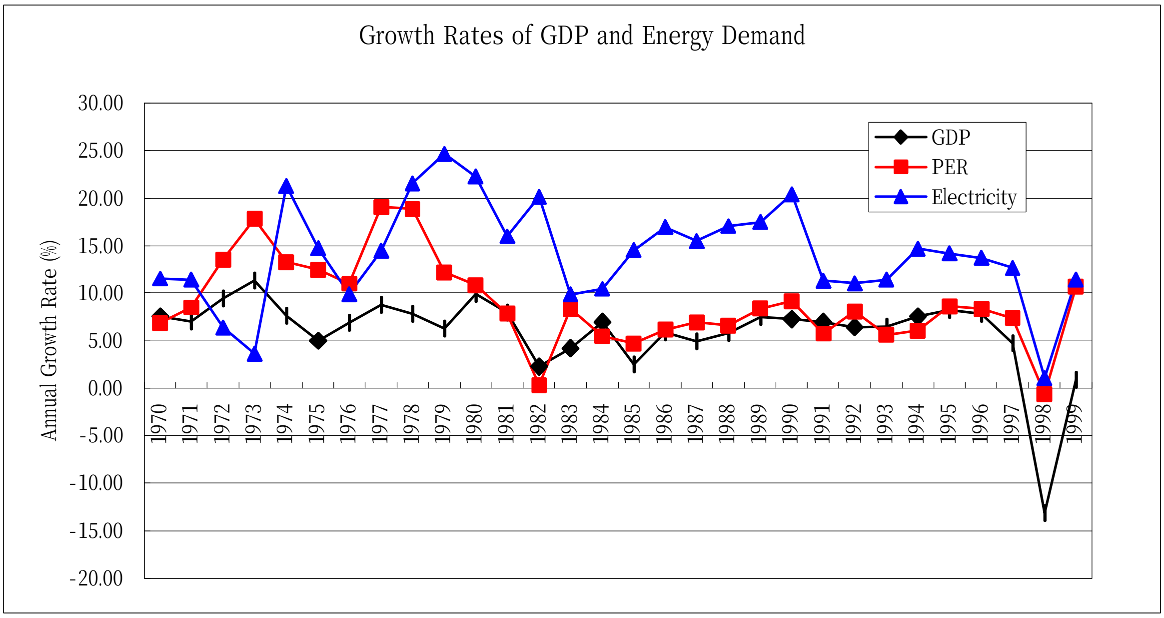


出典：　IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001”より作成

２．３．６　エネルギー需給のトレンド

まず、エネルギー需給のトレンドと経済活動との概観を述べる。図 2.3.10 はインドネシアにおける経済とエネルギーに関する時系列トレンドを示したものである。同図において、折れ線グラフは GDP、一次エネルギー国内総供給（PER)、電力消費量（Electricity）の年平均伸び率（%）をそれぞれ示している。同図から、一次エネルギー国内総供給は、1984/85 - 1997/98 の期間において、GDP 成長率と比較的安定した関係にあった。1998/99 年度は経済危機により GDP はマイナス成長となり、エネルギー成長率も劇的に減少した。1999/00 年度以降、経済の回復がエネルギー成長をおしあげた。1999 年の GDP 成長は 0.23%であったが、2000 年の GDP 成長率は４%を記録した。2001 年は 3.4%成長であった。

図 2.3.10 GDP とエネルギー指標のトレンド（インドネシア）



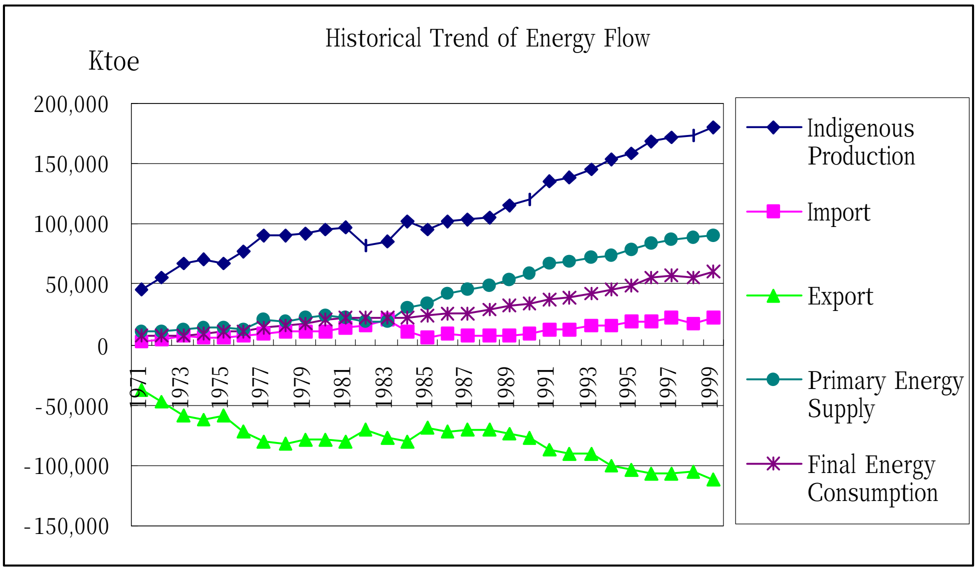
出典： IMF, DGEEU

（1）エネルギー需給

図 2.3.11 はエネルギー生産から最終消費までの経年実績（商業エネルギー）を示す。同図において、折れ線は上から国内生産量、一次エネルギー国内供給量、最終エネルギー消費量、輸入量、輸出量を表している。

1990 年代後半以降、一次エネルギーの生産は増加基調で推移しており、輸出も同様に増加基調で推移している。一方で、エネルギー輸入も増えているが、国内石油精製向けの原油の輸入と、２次エネルギーである軽油、灯油、ガソリンの輸入による（図 2.3.9 参照）。特に原油については、良質原油を輸出に廻して外貨を稼ぎ、比較的安価な原油を輸入して石油精製に回して、内需に応えているものと推察される（図 2.3.9 参照）。

図 2.3.11　エネルギー需給の推移

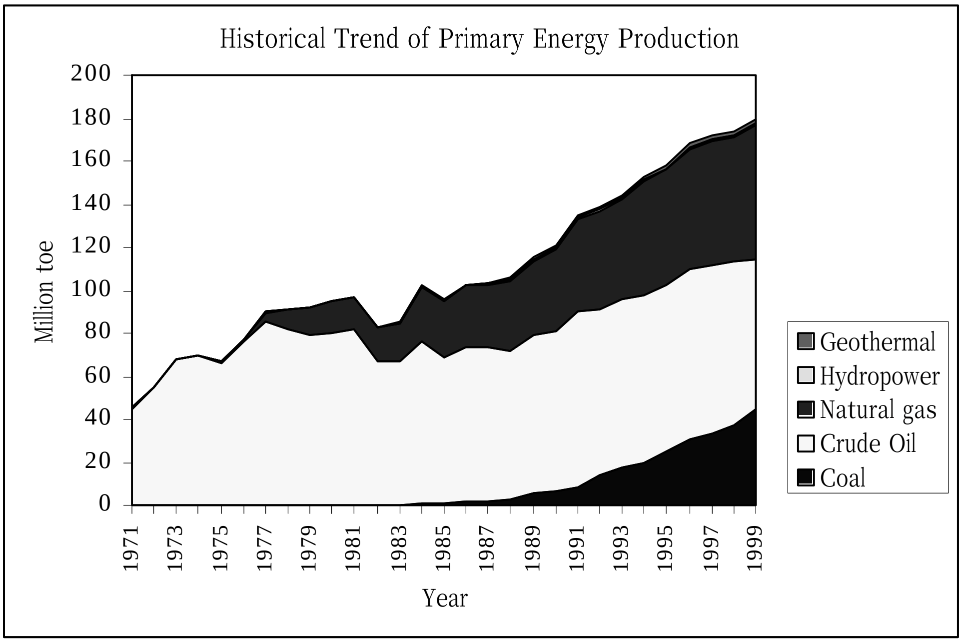


出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"

（2）エネルギー生産

図2.3.12**は､図**2.3.11**に示した一次エネルギー生産量の内訳を示したものである｡同図から**1990**年代において、石炭並びに天然ガスが総一次エネルギー生産量に占めるシェアを拡大していることが窺われる｡**

図 2.3.12　一次エネルギー生産量の推移



出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"

IEA （International Energy Agency）統計によれば、1999 年時点の商業エネルギー生産量は 179.63 Mtoe（million toe）で、その内石油生産が 70.31 Mtoe（39.1%）、天然ガス 61.08 Mtoe（34.5%）、石炭 44.28 Mtoe（24.7%）、水力 0.81 Mtoe（0.4%）、地熱 1.3Mtoe（1.3%）であった。

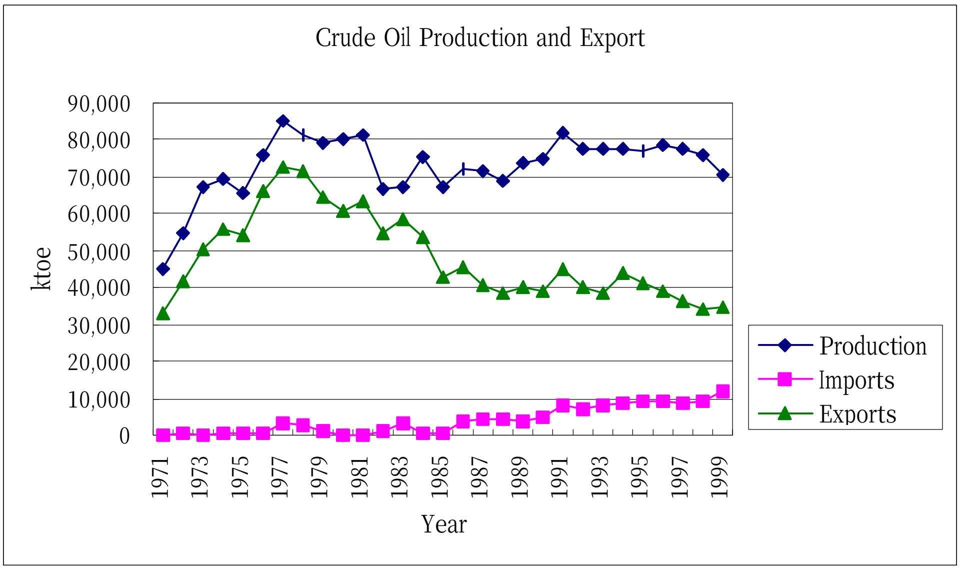
（3）エネルギー輸出入

図 2.3.13、図 2.3.14、および図 2.3.15 は、それぞれ原油、天然ガスおよび石炭の輸出入の経年実績を示す。同図では、エネルギー源毎の生産量・輸出量の関係を明示的に示すために生産量の経年実績をも図示してある。

原油輸出は 1977 年以降、減少基調にあり、これは国内需要の増加により、その分、輸出に回らなくなっているものと推察される。他方、天然ガス輸出は 1977 年以来 1994 年まで、増加基調で推移し、その後は 30,000 ktoe（石油換算千トン）レベルで推移している。石炭についてみてみると、1990 年以降、輸出量を急増している。現時点で、原油、天然ガスと石炭の輸出量は、石油換算でほぼ同等の 30,000 ktoe レベルとなっている。最近の伸びを見ると、原油がほぼ-6%、天然ガスが横ばいであるのに対し、石炭が約 16%の伸びを示している。

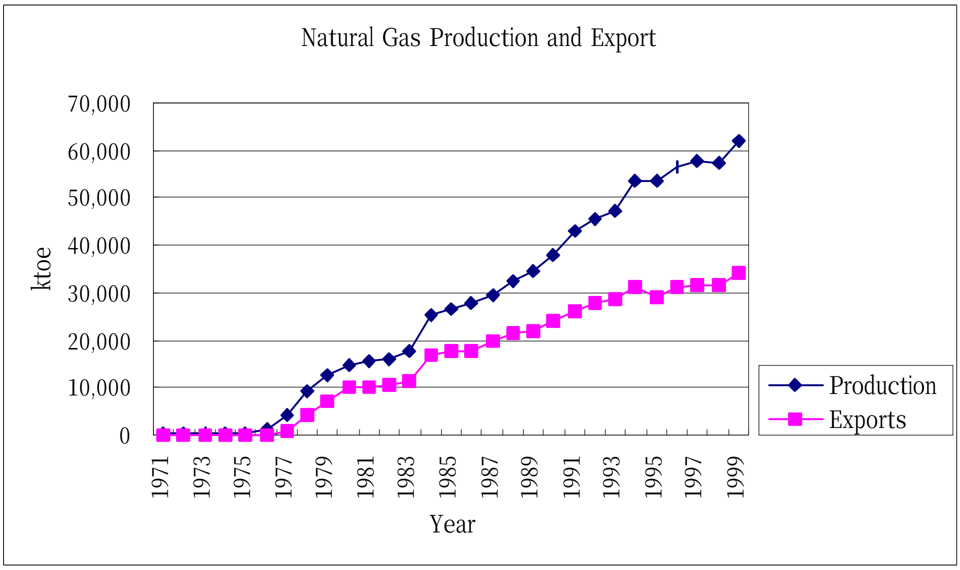
石油製品については、重油、LPG の輸出があるが、ガソリン、灯油、軽油（ディーゼル）は輸入によって国内消費のバランスをとっている。石油製品トータルの輸出入バランスは差引き約 10%輸入超過となっている。1999 年時点で、石油製品輸入量は 11,238 ktoe に対し、石油製品輸出量は 10,245 ktoe であった。

図 2.3.13 原油の生産、輸出実績



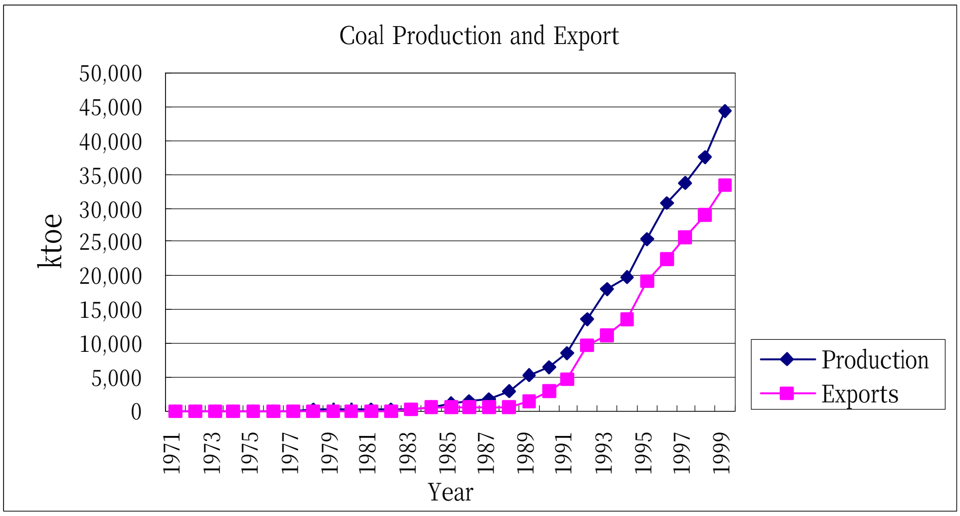
出典：IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries,2001”

図 2.3.14 天然ガスの生産、輸出実績



出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries,2001"

図 2.3.15 石炭の生産、輸出実績

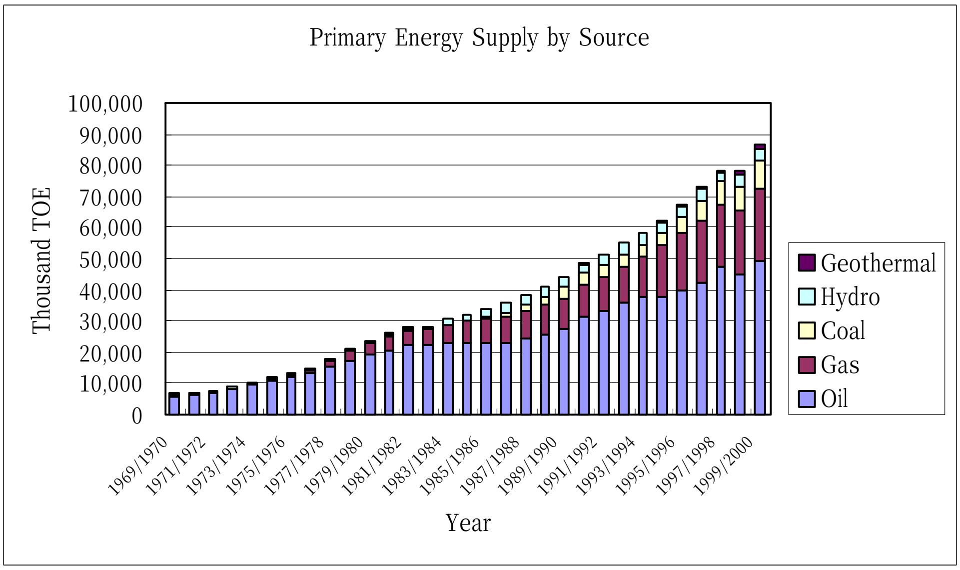


出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"

（4）一次エネルギー国内供給

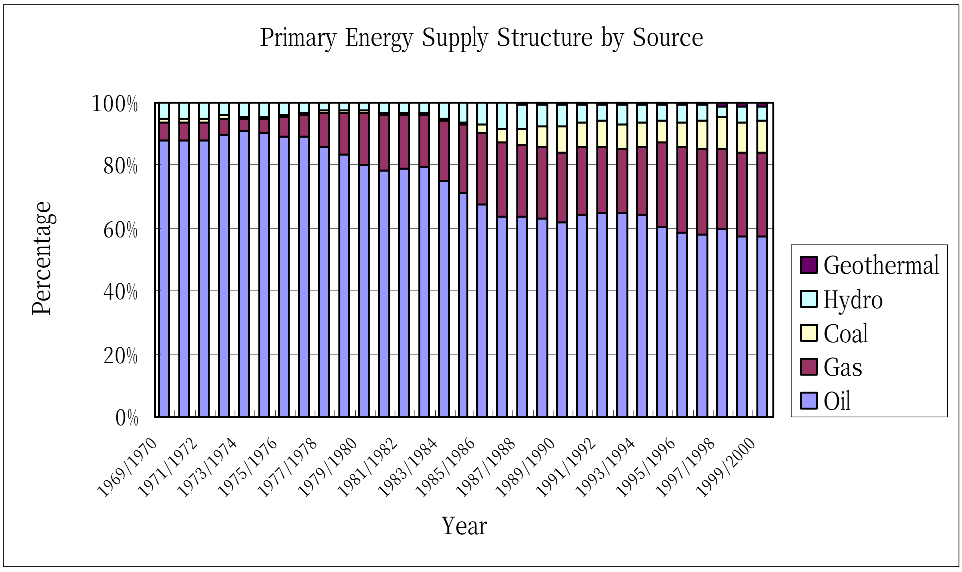
図 2.3.16 (a)と(b)は、一次エネルギー国内供給とその供給構造の経年推移を示す。一次エネルギー国内供給は、1970 年代では年率 13.7 % のペースで、1980 年代では 6.4 %のペースで、そして 1990 年代では 6.6 %のペースで増加した。一次エネルギー国内供給の太宗は石油である。しかし、エネルギー総供給に占める石油シェアは 1970 年代の 90%から 1990 年代後半には 50%台にまで減少した。

図 2.3.16(a)　エネルギー源別一次エネルギー供給の推移



出典：DGEEU

図 2.3.16(b)　一次エネルギー供給構造の推移

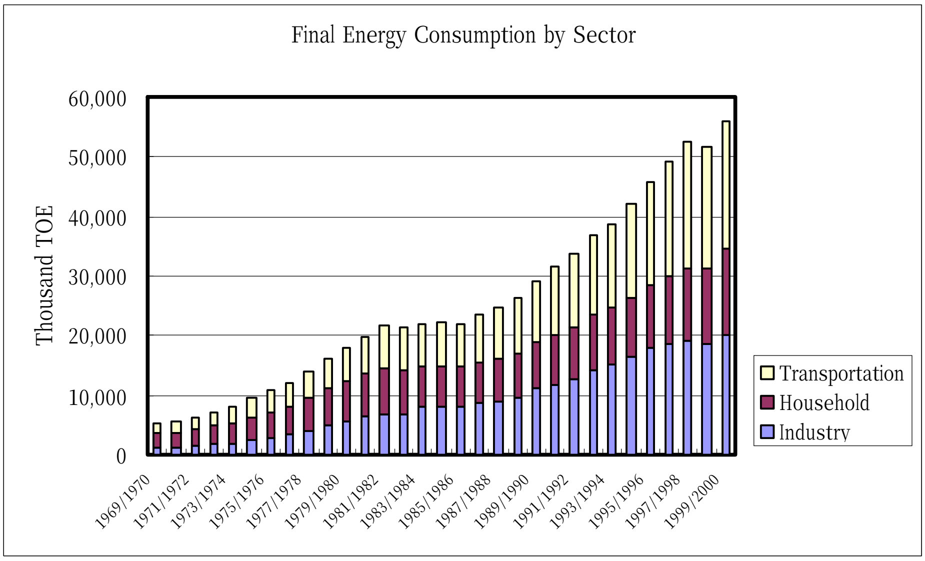


出典：　DGEEU

（5）最終エネルギー消費

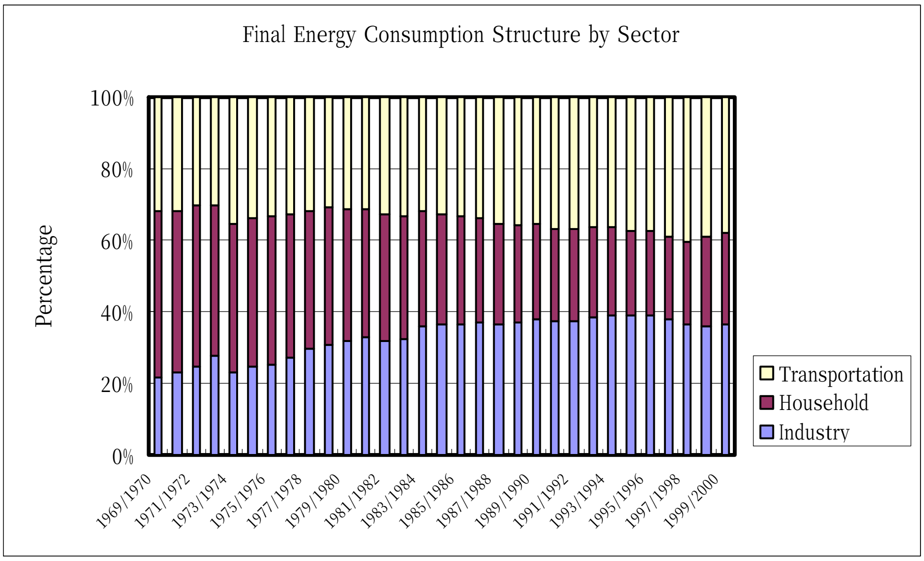
図 2.3.17 (a)と(b)は、部門別最終エネルギー消費とその消費構造の経年推移を示す。最終エネルギー消費は、1970 年代では年率 13.6 % のペース、1980 年代では 4.7 % のペース、1990 年代は 6.6 % のペースで、それぞれ増加した。1970 年代においてはエネルギー消費の太宗は民生部門（家庭部門と業務部門）であったが、1890 年代に入り、輸送部門と製造業部門が最終消費全体に占めるそれぞれのシェアを拡大しており、その傾向は現在も続いている。

図 2.3.17 (a)　部門別最終エネルギー消費の推移



出典：DGEEU

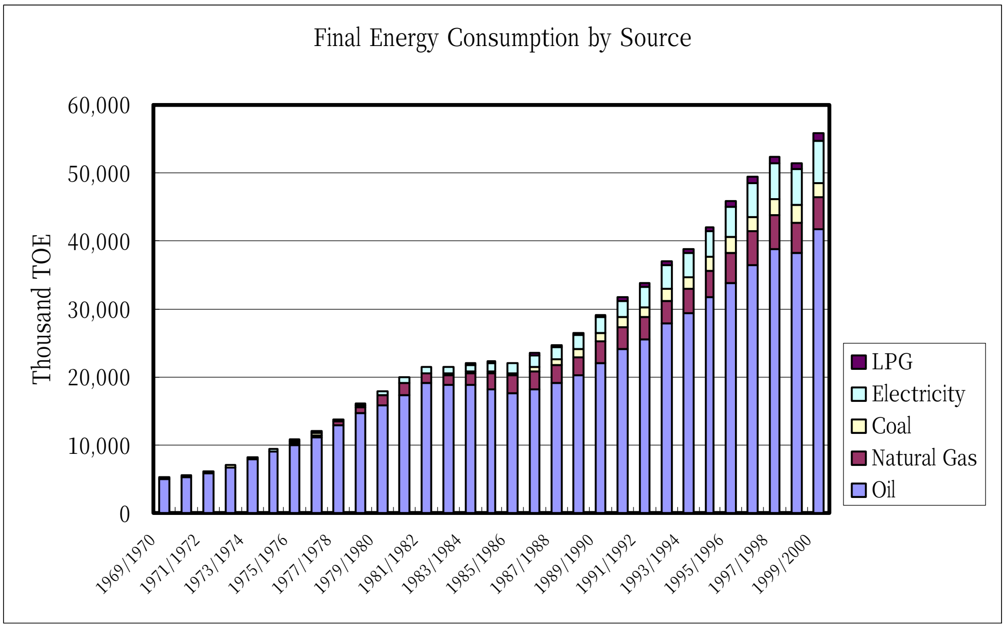
図 2.3.17 (b)　部門別最終エネルギー消費構造の推移



出典： DGEEU

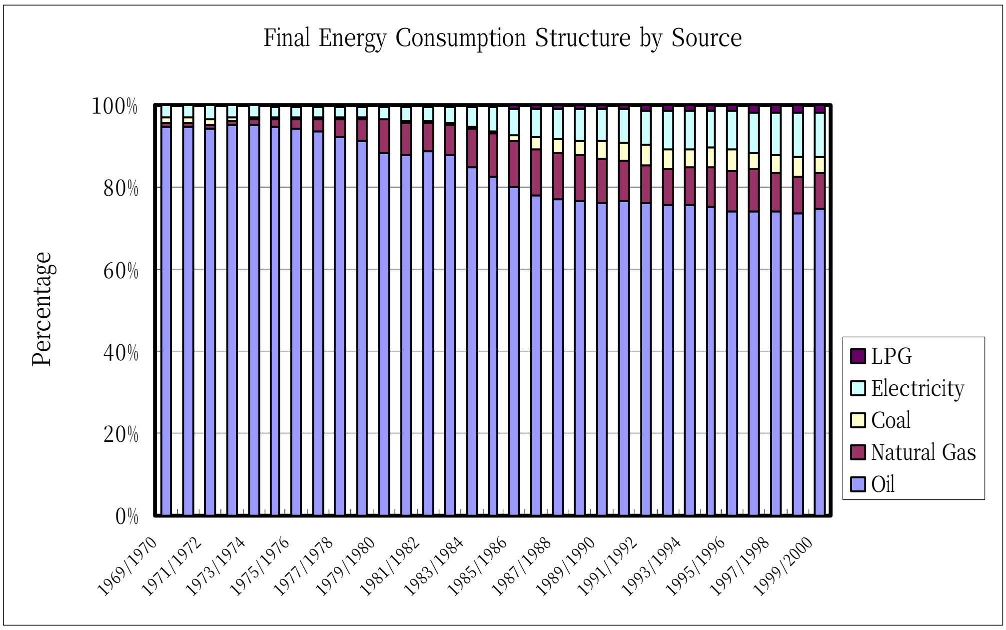
エネルギー源別最終エネルギー消費とその消費構造の経年推移についてみてみると（図 2.3.18 (a)と(b)参照）、その太宗は石油（石油製品）である。石油製品の占めるシェアは 1970 年代の 95%レベルから 1990 年には 75%レベルに減少している。しかしながら、その後は石油依存のエネルギー消費構造からの脱皮の兆候を見出すことは難しい。

図 2.3.18 (a)　エネルギー源別最終エネルギー消費の推移



出典： DGEEU

図 2.3.18 (b)　エネルギー源別最終エネルギー消費構造の推移



出典： DGEEU

（6）電力

図 2.3.19 は、部門別電力消費量とその消費構造の経年推移を示す。電力需要の年平均伸び率は 1970 年代で 14.8 %、1980 年代で 15.8 %、1990 年代で 11.2 %であった。部門別の伸び率は、表 2.3.15 に示すとおりである。

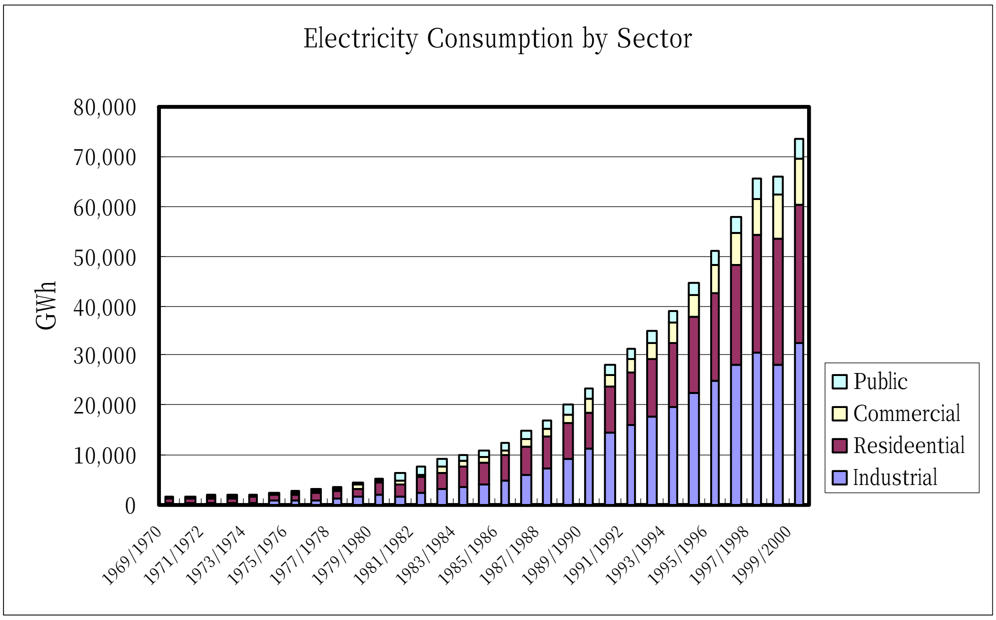
表 2.3.15　セクター別電力需要の伸び率　(%)

	1970's	1980's	1990's
Industry	18.96	23.77	9.31
Residential	9.77	14.93	13.19
Commercial	16.80	12.34	16.91
Public/Government	20.06	2.40	5.83
Indonesia Total	14.82	15.78	11.20

出典：　DGEEU

各セクターのシェアについて述べると、製造業は 1980 年代に、そのシェアを 30 % レベルから 50 % レベルに伸ばしたが、1990 年代後半にそのシェアを落としている。代わりに、家庭部門と業務部門がそれぞれのシェアを回復している。

図 2.3.19　セクター別電力需要の推移

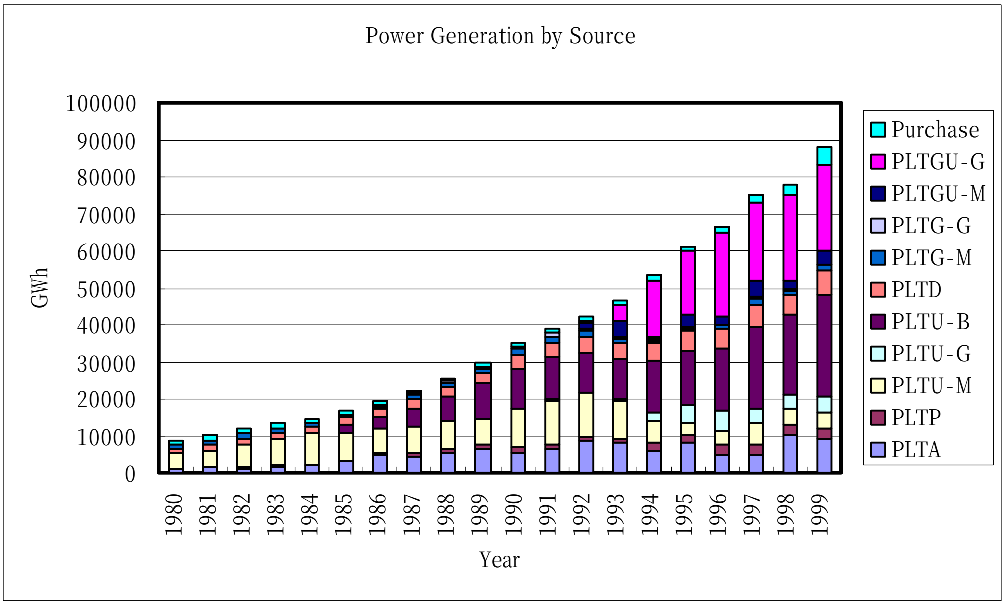


出典：　DGEEU

図 2.3.20 は、電源別発電量の経年推移を示す（PLN 分）。図中の電源別略号は表 2.3.16 に示してある。同図に示されているように、1993 年以降、コンバインド・サイクルによる発電量が急増している。一般汽力（石炭、石油）による発電量も安定して増えている。1995 以降、汽力、コンバインド・サイクル、水力の総発電量に占めるシェアは、それぞれ 40-45 %、30-40 %と 10 %レベ

ルで推移している。発電種別発電量について述べると、1999 年時点、総発電量 80,023GWh の 85%を火力発電が占め、その発電量は 67,923GWh となっている。次いで水力の 9,372GWh（12%)、地熱発電の 2,728GWh（3.4%）であった。

図 2.3.20　電源別発電量の推移　（PLN）



出典：　PLN

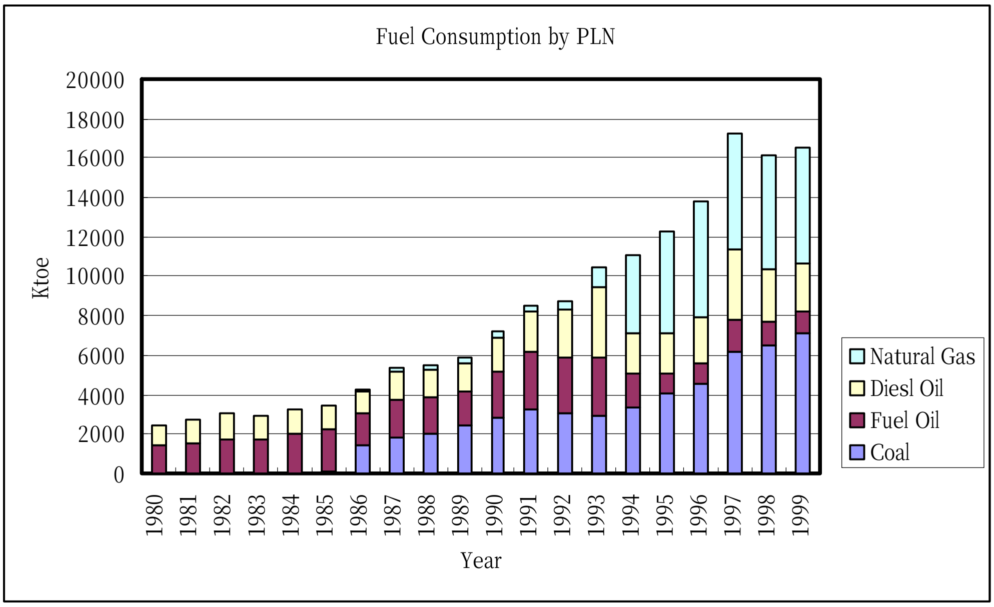
表 2.3.16 電源別略号（図 2.3.20）

	Power Source
PLTA	Hydropower
PLTP	Geothermal
PLTU-M	Steam (Oil)
PLTU-G	Steam (Natural Gas)
PLTU-B	Steam (Coal)
PLTD	Diesel
PLTG-M	Gas Tuebine
PLTG-G	Natural Gas
PLTGU-M	Conbined Cycle (Oil)
PLTGU-G	Conbined Cycle (N.Gas)

図 2.3.21 は､PLN による燃料消費量の経年推移を示す｡PLN においては天然ガスの消費量が 1994 年から年々増加しており､また石炭消費量も近年増加している｡発電量の大半を占める火力の内、46.2%を石炭が占め、次いで天然ガスの 33.6%、ディーゼルの 13.2%、重油の 7.0%となっている。

1997 年の燃料消費が高いのは、その年の水力発電の落込みを火力発電で補ったためである
また、火力発電効率は 1999 年には平均で 37.7%に達している。

図 2.3.21　PLN による燃料消費の推移



出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"

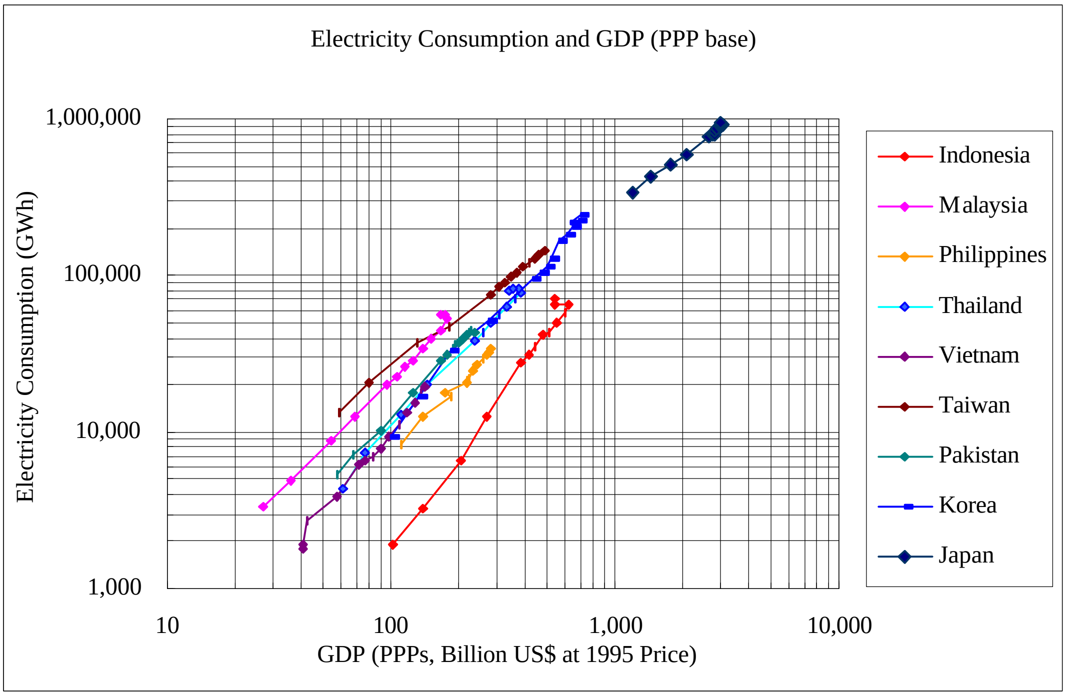
２．４　アジア諸国との比較

２．４．１　電力消費量と経済活動

図 2.4.1 は、幾つかのアジア諸国における電力消費量と経済規模との関係（1971 年 - 1999 年）を、両対数グラフ表示したものである。経済規模（GDP）は購買力平価で表現されている。インドネシアは、一番下方にある折れ線グラフで表されている。これは、インドネシアの経済規模が、日本、韓国、台湾を除いて、表中にある他のアジア諸国より大きいことと、経済規模の割合に比較して電力消費量が少ないことを意味している。

経済規模の割合に比較して電力消費量が少ないのは、１）統計上 PLN の電力消費量（販売量）のみを扱っていること、２）島嶼国家であることもあり、地方電化率が遅れていることがあげられる。インドネシアでは自家発の割合が大きいので、自家発の部分を加えると、同じ島嶼国家であるフィリピンの折れ線（図中インドネシアの線の上側にある）に幾分近づくものと推定される。

図 2.4.1 アジア諸国における電力消費量と経済規模との関係

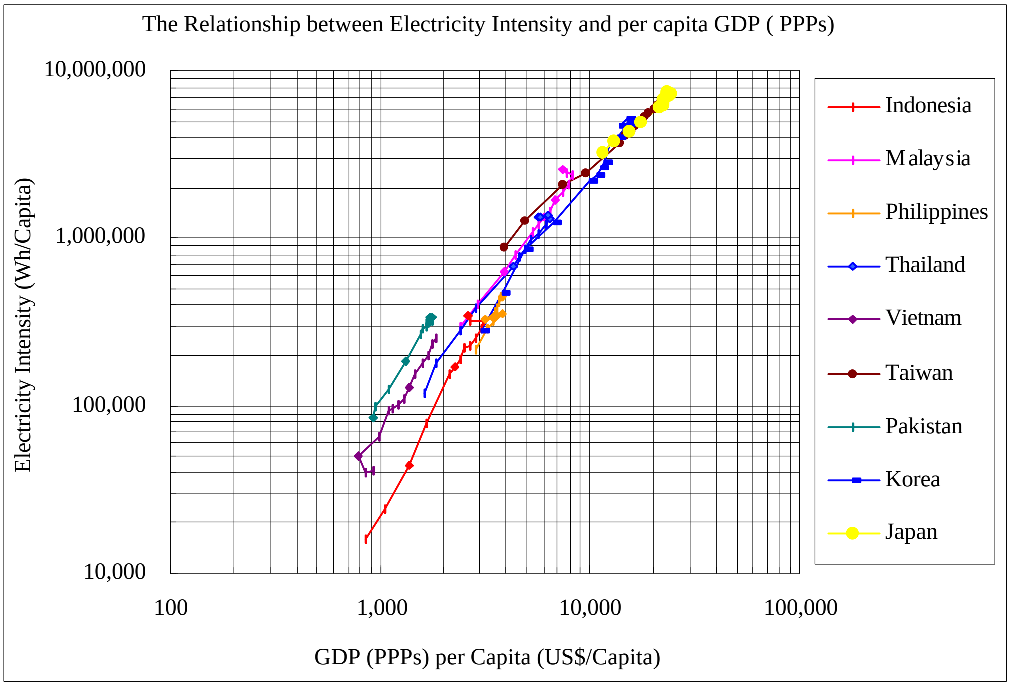


出典： IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001”より作成

２．４．２　電力原単位と経済水準

図 2.4.2 は、アジア諸国における経済水準（GDP/capita）と一人当たりの電力消費量（電力原単位）との関係（1971 年 - 1999 年）を、両対数グラフ表示したものである。GDP は、前項と同様に購買力平価で表現されている。同図から分かるように、タイ - マレーシア - 韓国 - 台湾 - 日本と、ほぼ一直線上に伸びている。そして、幾分下方側にインドネシア - フィリピンのラインがあり、上方側にベトナムやパキスタンがある。下方側にあることは、同じ生活水準の割には一人当たりの電力消費量が少ないことを意味している。

図 2.4.2 アジア諸国における経済水準と一人当たりの電力消費量



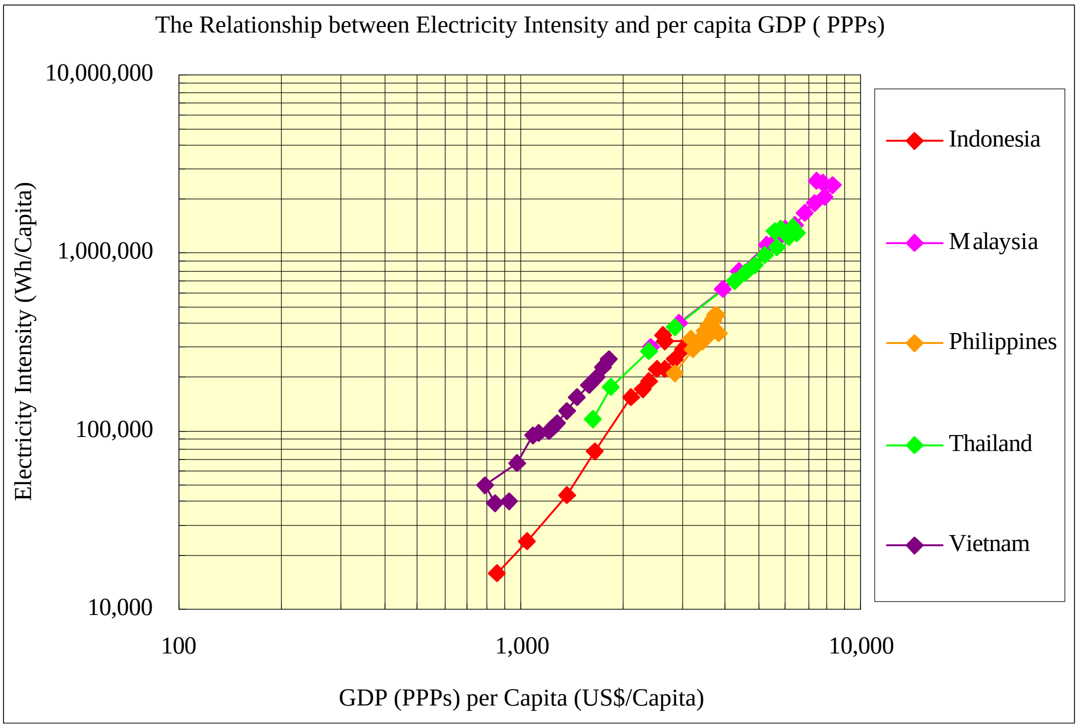
出典： IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001”より作成

図 2.4.2 の関係から、アセアン諸国のみを取り出して図示したのが図 2.4.3 である。同図から 3 本のラインを見て取れる。すなわち、下方から１）インドネシア - フィリピンのライン、２）タイ - マレーシアのライン、３）ベトナムのラインである。しかし、近年インドネシア - フィリピンのラインはタイ - マレーシアのラインに近づく傾向にあり、主要アセアン諸国であるインドネシア、フィリピン、タイ、マレーシアの経済や生活の近似化が電力消費の面からも窺える。

表 2.4.1 は一人当たりの電力消費量（kWh/capita）を数字で表現したものである。同表によれば、1999 年時点におけるインドネシアの一人当たりの電力消費量（約 360 kWh）は、フィリピンの 1990 年、タイの 1985 年以前の水準に相当する。ジャワ・バリ地域のみを取り出して比較すると、ほぼフィリピンと同じ水準にある。

但し、前述したように、インドネシアは自家発の部分が大きいので、一概にインドネシアにおける一人当たりの電力消費量が統計通りとは言えないが、例えば、インドネシアの一人当たりの電力消費量を約 2 倍の 700 kWh/capita と仮定しても、マレーシアの 1985 年以前、タイの 1990 年レベルにある。

図 2.4.3 典型的アセアン諸国における経済水準と一人当たりの電力消費量



出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"より作成

表 2.4.1 典型的アセアン諸国における一人当たりの電力消費量

（単位：kWh/capita）

	1980	1985	1990	1995	1999
Indonesia (PLN)	46.0	83.2	176.7	265.7	358.9
(Jawa-Bali, PLN)	56.1	99.7	200.6	347.3	465.3
Malaysia	669.8	870.6	1146.7	2004.8	2460.9
Philippines	366.4	347.9	362.8	407.0	473.9
Thailand	294.7	412.9	721.8	1265.6	1404.6
Vietnam	54.6	70.3	99.8	157.9	258.3

出典： IEA, "Energy Balances of Non-OECD Countries, 2001"より作成

２．４．３　対 GDP 電力弾性値

表 2.4.2 は、アジア諸国の対 GDP 電力弾性値、並びに GDP/capita に対する一人当たりの電力消費量（kWh/capita）の弾性値を示す。同表では、観測年を 1973 年‐1985 年、1985 年‐1997 年の期間に分けて示してある。観測年を 1997 年で切ったのは、アジア経済危機の影響で 1998 年以降ほとんど信用できる結果が得られなかったことによる。

日本、韓国、台湾については 1973 年以前の弾性値も参考までに載せた。とくに韓国、台湾は電力消費からみた産業構造に特徴があり、発展途上国の良い先例と考えられる。韓国は、製造業中心（特に重化学工業志向）の産業構造であり、したがって、対 GDP 電力弾性は大きい。台湾は、軽工業・サービス業主体の産業構造であり、対 GDP 弾性値は小さい。日本は両者の中間の位置を占めている。

インドネシアの対 GDP 電力弾性値は他のアジア諸国と比較して伝統的に高い。韓国型の電力消費構造とは考え難いので、まだ電力需要の規模が小さいことによるものと考えられる。また、電力やエネルギー浪費型の産業構造でもあり、省エネルギー政策、価格政策次第によっては、一人当たりの電力消費量がタイやマレーシア並になる 10 年‐15 年先まで、高い GDP 電力弾性値が続くものと推定される。

表 2.4.2　アジア諸国の対 GDP 電力弾性値

Country (Economy)	Electricity Elasticity to GDP			Elasticity of KWh/capita – GDP/capita		
	-1973	1973-1985	1985-1997	-1973	1973-1985	1985-1997
Indonesia		2.17	1.99		2.39	2.78
Malaysia		1.52	1.53		1.91	1.68
Philippines		1.29	1.27		4.28	1.63
Thailand		1.61	1.54		1.96	1.61
Vietnam		1.71	1.77		2.98	2.04
Pakistan		1.52	1.66		2.02	2.33
Taiwan	(1952-1973) 1.57	1.13	1.14	(1952-1973) 1.88	1.21	1.20
S. Korea	(1962-1973) 2.27	1.66	1.64	(1962-1973) 2.76	1.85	1.70
Japan	(1946-1965) 1.22 (1965-1973) 1.29	0.89	1.20	(1946-1965) 1.26 (1965-1973) 1.33	0.92	1.25

出典： IEA および各国エネルギー統計より作成

第３章　RUKN（国家電力開発計画）のレビュー

３．１　RUKN の概要

３．１．１　RUKN の目的

RUKN は、電力政策、電力開発の目標及び基盤整備を含む国全体の総合的な電力開発計画である。その目的は、電力構造改革、PLN の分割民営化、地方分権政策下の地方電源開発政策を定め、政府の電力セクターへの政策並びに計画に関する情報を広く提供し、民間の電力市場への参入を促し、インドネシアの経済成長を支えることにある。

RUKN は、前年度の実績から電力需要予測を行い、電源開発計画、送電計画を策定しており、電力セクターの政策や燃料計画や資金計画も併せて策定される。

３．１．２　RUKN の策定

RUKN の策定は、エネルギー鉱物資源省（MEMR）の所轄業務であり、電力･エネルギー利用総局（DGEEU）の電力計画局（Directorate of Electricity Planning）が担当している。策定された RUKN は、PLN が具体的な電力供給計画を立案する際のガイドラインともなっている。

RUKN は電力需要と電源開発の実績に合わせ定期的に見直され、例年 6 月頃に大臣の署名により正式に発効するが、1996 年以降は正式に発表されたものはない。

したがって、本章では、2001 年 10 月時点の RUKN 案をレビューする。

３．１．３　電力開発の現状

インドネシアの電力供給は、PLN が主体的に実施しているが、補完的な立場で、自家用発電事業者、協同組合も電気事業を行っている。1980 年代には急激に電気需要が伸び、その対応に公的資金のみでは限界があったため、政府は IPP 導入を図ることとした。これら電源の開発方針は、脱石油政策に則り、国内に豊富に賦存する石炭、地熱、水力を優先している。

地方電化事業は、国の電化政策に従い PLN によって推進されているが、地方電化は採算性が低いために、その開発コストの多くは国の補助金によって賄われている。また、住民参加や地域のエネルギー活用を考慮して協同組合を利用することも行われている。地方電化事業の推進のため、社会開発基金（Social Electricity Development Fund）も設立される予定である。

通貨危機による PLN の財務状況の悪化以外にも、電力セクターは、いくつかの課題を抱えている。すなわち、PLN の経営面、技術面における非効率化、割高な電力購入価格が懸案となっている IPP との契約問題などである。また、ジャワ－バリ地域では、最近の電力需要の伸びを勘案すると、再交渉中の IPP の設備容量を加えても 2003 年には電力が不足するとの指摘がある他、ジャワ-バリ地域以外でも、西スマトラ、北スマトラ及びウジュンパンダンの 3 系統以外では 2003 年には電力危機に直面すると指摘されている。

さらに、PLN による新規電源開発で需要を満たせない場合は、民間による発電所建設、自家用発電所からの電力購入を検討することになっているが、新規電源開発は巨額の設備投資資金が必要なため、今後、民間投資を促進すべく、投資制度の整備、PLN の財務健全化、送電線の整備なども進めていく必要がある。

３．１．４　作成方法

表 3.1.1 に RUKN に基づくジャワーバリ地域の需給計画を示す。この表は三つのセクションから成り立っており、上段が電力需要、中段が設備容量、下段が発電設備率を示している。新規の電源開発計画は、現在開発中もしくは既に開発が決定している案件の他、PLN で作成した最適開発シミュレーションプログラムの計算結果を基に立案されている。このプログラムは作成者名から、Sihombing model と呼ばれているが、WASP と同様に動的最適化手法を用いたソフトウェアであり、ソースコードはフォートランである。

表 3.1.1 で「NEW PLTU」および「NEW PLTG」と表記されている電源については、シミュレーションの計算結果を踏まえて暫定的に計画した地点であり、具体的に計画地点が確定しているわけではない。

表 3.1.1　ジャワーバリ地域の需給計画（RUKN 案）（2001 年 10 月時点）

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Average
Demand	GWh	70,387	75,899	82,092	89,272	97,469	106,223	115,550	125,463	135,973	147,088	8,522
Growth	%	11.5%	7.8%	8.2%	8.7%	9.2%	9.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.2%	8.2%
Load Factor	%	70.0	70.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	
Production	GWh	81,717	87,958	94,817	102,765	111,953	121,873	132,427	143,788	155,661	168,386	9,630
Peak Load	MW	13,326	14,344	15,245	16,523	18,000	19,595	21,292	23,119	25,028	27,073	1,527
Total Loss Rate	%	13.9%	13.7%	13.4%	13.1%	12.9%	12.8%	12.7%	12.7%	12.6%	12.6%	
Capacity												
installed	MW	18,608	18,608	18,608	18,308	18,308	18,308	18,308	18,308	18,308	18,308	
PLN Project												
P.Storage	HPP									500	500	
Rajamandala	HPP											
New PLTG						840		480	720			
Muara karang Repowering	C/C PP				720							
M.Tawar Extension	C/C PP				500	250	500	250				
Pesanggaran Extension				40								
Pemaron Extension				45								
New PLTGU												
New PLTU						1,200	1,800	1,800	1,800	1,200	3,000	
Private Project												
Tanjung JatiB	SPP				1,320							
SYSTEM CAPACITY		**18,608**	**18,608**	**18,693**	**20,933**	**23,223**	**25,523**	**28,053**	**30,573**	**32,273**	**35,773**	
Reserve	%	39.6%	29.7%	22.6%	26.7%	29.0%	30.3%	31.8%	32.2%	28.9%	32.1%	

３．２　需要

表 3.2.1 に、ジャワ－バリ地域における電力需要増加の推移ならびに RUKN における想定需要を示す。RUKN の用語は次のように定義されている。

「販売電力量」：産業用、民生用、商用、公共用の合計

「発電電力量」：PLN の発電電力（発電端）および IPP 購入電力（受電端）の合計

（自家用発電ならびに協同組合による発電分は除く）

「ピーク需要（kW）」：発電電力量同様、発受電端における電力

表 3.2.1　RUKN 需要想定

項目	2000	2005（2005/2000）	2010（2010/2000）
販売電力量（GWh）	63,872	97,469　(8.8%)	147,088　(8.7%)
発電電力量（GWh）	74,901	111,953　(8.4%)	168,386　(8.4%)
ピーク需要（MW）	12,231	18,000　(8.0%)	27,073　(8.3%)
総合損失（%）	13.8%	12.9%	12.6%

ピーク需要想定は、伸び率で 2005/2000 年で 8.0%、2010/2000 年で 8.3%である。この結果、ピーク需要は 2000 年の 12,231MW から 2010 年には 27,073MW と約 2 倍になると想定されているおり、これに対応するため、大規模な電源開発が必要になると予想される。

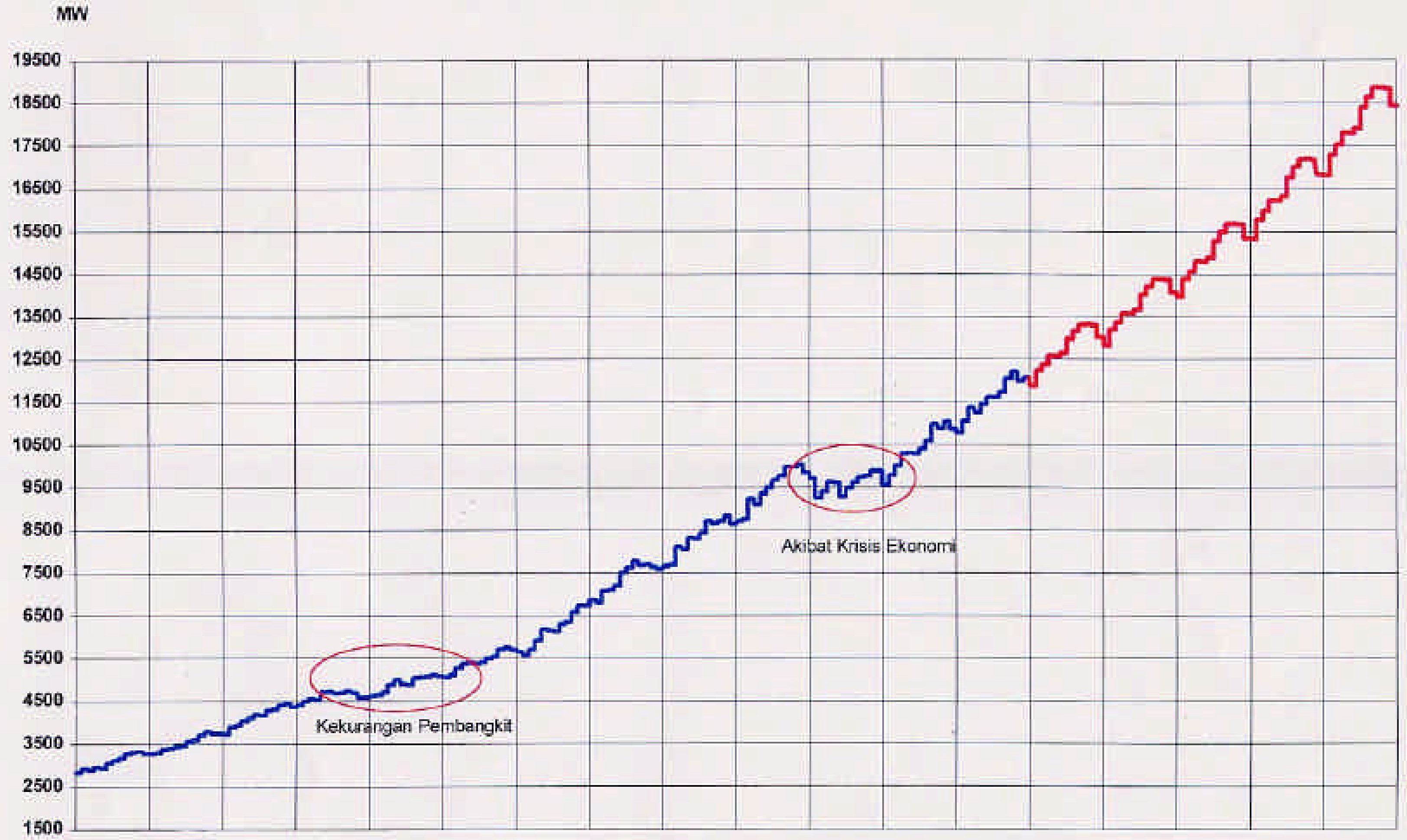
なお、日本における総合損失 9%であることを考慮すれば、約 13%の総合損失は著しく悪い値ではなく、PLN による電力ロス軽減対策の成果が表れているものと考えられる。

図 3.2.1 に 1988 年から 2000 年までのジャワーバリ地域における電力需要増加の傾向を示す。経済危機の年である 1998 年を除き、需要は堅調に伸び続けていることが分かる。

図 3.2.2 に 1990 年から 2000 年までの同地域の日負荷曲線を示す。最大負荷は夕方に現れていることから、最大負荷の要因の一つが電灯需要であると推察される。

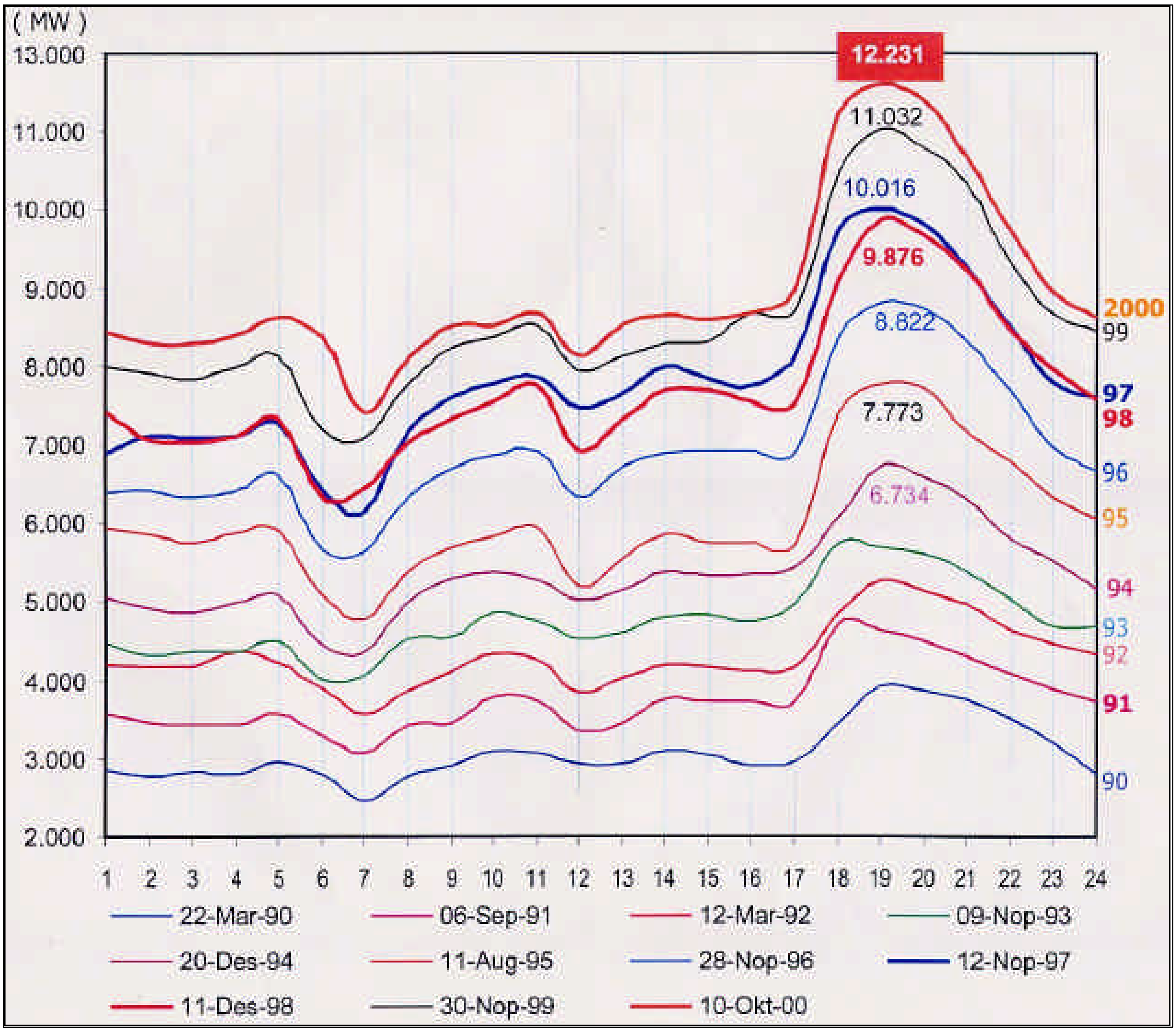
また、年間の気温変化の少ない熱帯気候にも関らず、最大需要を記録した日が、1996 年以降、10～12 月の雨期の初めとなっている。これは、電力需要の伸びが高く、おそらく最大需要が毎月更新されるような状況にあると考えられるため、年末期に最大需要が発生しているものと考えられる。

図 3.2.1　ジャワーバリ地域における電力需要増加の推移（1988～2000 年）



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

図 3.2.2　ジャワーバリ地域の日負荷曲線（1990～2000 年の最大負荷発生日）



３．３　供給力

３．３．１　既設設備の供給力

RUKN によれば、2001 年のジャワーバリ地域の既設設備容量は、合計で 18,608MW（インドネシア全体では 22,861MW）となっている。これは、日本における事業用発電設備量 228,596MW（2001 年 3 月末)のおよそ 8.1%に相当する。

表 3.3.1 にジャワーバリ地域のエリア別、電源種別の発電設備の内訳を示す。なお、発電設備は PLN および IPP を対象としており、自家用発電および協同組合は含まれていない。

電源種別では、水力が 2,536MW（13.6%）、火力が 15,307MW（82.2%）、地熱が 765MW（4.1%）であり、火力中心であることが判る。原子力は無い。火力発電所の種別は、汽力が 8,450MW（45.4%）、コンバインドサイクルが 5,985MW（32.2%）となっている。

地域別では、ジャワーバリ地域は、Area１（ジャカルタ及びその周辺)、Area2（Area1 を除く西ジャワ)、Area3（中央ジャワ)、Area4（東ジャワ及びバリ）の 4 地域に分けられる。火力は Area１及び Area4 に、水力は Area2 に集中している。地熱は Area1 及び Area2 に集中している。

表 3.3.1　地域別、電源種別発電設備　（単位：MW）

項目	地域区分				ｼﾞｬﾜｰﾊﾞﾘ計	比率 %
	Area1	Area2	Area3	Area4		
水力	37	1,918	306	275	2,536	13.6
火力	7,108	80	1,389	6,730	15,307	82.2
（汽力）	(4,200)	(0)	(300)	(3,950)	(8,450)	(45.4)
（ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ）	(2,609)	(0)	(1,034)	(2,343)	(5,985)	(32.2)
（ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ）	(300)	(80)	(55)	(361)	(796)	(4.3)
（ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ）	(0)	(0)	(0)	(76)	(76)	(0.4)
地熱	330	375	60	0	765	4.1
合計	7,475	2,373	1,755	7,005	18,608	100

注 1：IPP を含む

注 2：四捨五入のため計が合わない場合がある。

表 3.3.2 に発電設備の燃料種別内訳を示す。燃料別では石炭が 6,650MW と最も多く、設備全体の 35.7%を占める。以下、天然ガス（4,749MW／25.5%）、High Speed Diesel oil（3,108MW／16.7%：以下 HSD）の順となっている。HSD 燃焼設備、とりわけコンバインドサイクルは、天然ガスとの混焼設備として設計されているが、天然ガスが供給されず、やむなく HSD で運転している状況にある。ムアラ・タワール火力発電所（ブロックⅠ・Ⅱ)、グラチ火力発電所（ブロックⅠ)、スマラン火力発電所（ブロックⅠ・Ⅱ）等がその例である。

表 3.3.2　燃料種別発電設備　（単位：MW）

項目	地域区分				ｼﾞｬﾜｰﾊﾞﾘ計	比率 %
	Area1	Area2	Area3	Area4		
水力	37	1,918	306	275	2,536	13.6
火力	7,108	80	1,389	6,730	15,307	82.2
（石炭）	(3,400)	(0)	(0)	(3,250)	(6,650)	(35.7)
（天然ガス）	(2,388)	(80)	(0)	(2,281)	(4,749)	(25.5)
（HSD）	(920)	(0)	(1,089)	(1,099)	(3,108)	(16.7)
（MFO）	(400)	(0)	(300)	(100)	(800)	(4.3)
地熱	330	375	60	0	765	4.1
合計	7,475	2,373	1,755	7,005	18,608	100

注 1：IPP を含む

注 2：四捨五入のため計が合わない場合がある。

表 3.3.3 に所有者別の発電設備を示す。ほとんどの発電設備は PLN（Indonesia Power、PJB）が所有し、全体の 83%（15,453MW）を占める。IPP は全体の 17%（3,155MW）を占める。

表 3.3.3 所有者別発電設備（単位：MW）

項目	地域区分				ｼﾞｬﾜｰﾊﾞﾘ計	比率 %
	Area1	Area2	Area3	Area4		
Indonesia Power	5,031	1,035	1,695	100	7,862	42.3
PJB	2,128	1,008	0	4,454	7,591	40.8
IPP	315	330	60	2,450	3,155	17.0
合計	7,475	2,373	1,755	7,005	18,608	100.0

注１：四捨五入のため計が合わない場合がある。

３．３．２　発電設備拡充計画

3.1.4 で述べたように、RUKN の開発計画では開発中もしくは開発が決定している発電設備と、シミュレーションにより新規開発が必要と判断された発電設備が示されている。

（１）開発中／開発決定設備

開発が決定している設備は、次に説明する 6 地点、計 4,325MW（純増分）である。

１）ムアラ・カラン発電所リパワリング（計 720MW、純増分 420MW）

ジャカルタ市内のムアラカラン発電所を利用し、既設 1-3 号機に新規ガスタービンを付加してリパワリングを行う。ムアラカラン発電所はジャカルタに供給している最も重要な発電所であるため、既設設備を停止することなく工事を実施する必要がある。

リパワリング後の出力は約 720MW であるが、純増分は 420MW にとどまる。2004 年に運転開始の予定となっている。エンジニアリングサービス（以下、E／S）及び工事費について円借款申請がなされ、2001 年の CGI 会議（インドネシア国債権国者会議）対象案件となった。

２）ムアラ・タワール火力発電所増設工事（計 1500MW）

ジャカルタ近郊のムアラ・タワール発電所の増設用地（ブロックⅢ、ブロックⅣ）に新規コンバインドサイクル（750MW×2 機）の増設を行う。2004 年－2007 年に順次運転開始する予定となっている。ムアラカラン発電所リパワリング同様、E／S に関して円借款申請がなされており、2001 年の CGI 会議の対象案件となった。

３）プサンガラン発電所増設（計 40MW）

バリ島にあるプサンガラン発電所の既設 42MW のガスタービン 2 機に新規蒸気タービン（40MW）を付加し、コンバインドサイクル化を図る予定となっている。RUKN では 2003 年の運転開始を目指している。

４）プマロン発電所増設

プマロン発電所はバリ島の新発電所である。タンジュンプリオク発電所から 48.8MW のガスタービン 2 機を移設し、45MW の蒸気タービン 1 機を付加してコンバインドサイクル化を図る予定となっている。RUKN では 2003 年の運転開始を目指している。

５）タンジュン・ジャティ B

中部ジャワに位置する IPP 火力発電所である。総出力が 1,320MW（660MW×2 機）のインドネシア最大の石炭火力発電所である。2004 年に運転開始予定となっている。1996 年に工事を開始したものの、PPA 再交渉、ファイナンスの組成のため、現在工事は中断している。

６）アッパーチソカン揚水発電（計 1,000MW）

アッパーチソカンはジャワ西部の既設サグリン水力発電所の西に位置し、既設 500KV 送電線からも比較的近い場所に計画されている揚水発電所である。2009 年（500MW）および 2010 年（500MW）の運転開始としている。現在、円借款による詳細設計が実施されている。総工事費は約 1,200 百万 US$が見込まれている。

（２）新規開発必要設備量

RUKN によれば、2005 年から 2010 年までに、特定されない発電所の新設が合計 12,840MW、平均で毎年 2,100MW 程度を必要としている。この内訳は表 3.3.4 の通りである。

表 3.3.4　新規開発必要設備量　（単位：MW）

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	合計	年平均
ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ設備	840	0	480	720	0	0	2,040	340
汽力設備	1,200	1,800	1,800	1,800	1,200	3,000	10,800	1,800
計	2,040	1,800	2,280	2,520	1,200	3,000	12,840	2,140

なお、ここでいうガスタービン設備とは HSD を燃料としたピーク対応設備を示す。また、汽力発電設備とは、従来型石炭火力を示す。

３．３．３　設備率

電源開発計画策定時に一般的に使用される発電設備率（Generation Reserve Margin、以下 GRM）は、将来の予測不能なリスクを回避するために確保すべき設備容量を規定するものである。計算式を以下に示す。

GRM＝（設備容量－最大需要）／最大需要

RUKN 作成時の長期計画設備率は 25%である。これは世銀と PLN の間で交換された ” Second Power Transmission and Distribution Project （PLTDⅡ）”の時に検討されている発電設備率に等しい。

表 3.3.5 に、RUKN に基づく設備率の表を示す。表 3.3.5 から判るとおり、2001 年の設備率は約 40%であり、現在は充分な水準にあると言える。

表 3.3.5　設備率の推移

年	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2010
最大電力需要(MW)	13,329	14,344	15,245	16,523	18,000	19,595	27,073
発電設備容量(MW)	18,608	18,608	18,693	20,933	23,223	25,523	35,773
設備率(%)	39.6	29.7	22.6	26.7	29.0	30.3	32.1

一方、実際に系統を運用している P3B が目標としている運用設備率はおよそ 30%であり、その内訳は次のようになっている。

水力出水変動	５　　%
火力計画補修（定期点検等）	１２　　%
設備出力減	２．７%
設備故障	６　　%
必要予備力	４．３%
合計	３０　　%

長期計画時の設備率と運用時の設備率の差については、次のように説明できる。

・長期計画策定時は、効率的な投資が優先事項となるため、電力システムが最低限運用できるのであれば、設備率は低い方がよい。

・実際の運用時は、安定供給が優先事項とため、設備率はできるだけ高いほうがよい。

今後、実際の運転状況に照らして、これらの設備率を検証し、最適な長期計画設備率を見いだす必要があると考える。

３．３．４　燃料計画、資金計画

（1）燃料計画

表 3.3.6 に RUKN に基づく燃料計画を示す。

表 3.3.6　RUKN に基づく発電計画ならびに燃料計画

	2001	2005	2010
燃料種別発電電力量（GWh）			
水力	6,976	6,976	6,976
石炭	40,147	60,934	122,697
天然ガス	21,419	36,873	30,793
HSD	6,763	1,809	2,559
MFO	1,051	—	—
地熱	5,361	5,361	5,361
合計	81,717	111,953	168,386
燃料計画			
石炭（10^3t）	18,096	27,465	55,304
天然ガス（bcf）	182	309	258
HSD（10^3kl）	1,768	693	981
MFO（10^3kl）	355	—	—

注：石炭使用量には、IPP 含む

・石炭は 2001 年度で 18,096×10^3ｔ（実量）の消費が計画されているように、インドネシアの発電は石炭に依存している。今後もこの傾向は続き、2010 年には現在の約 3 倍になると予想されている。

・天然ガスについては、現在 182bcf を消費しているが、中長期的には、石油からの代替により消費量は増大すると見込まれている。

・HSD ならびに MFO の石油製品の消費量は、今後減少していくと推測される。

（2）資金計画

表 3.3.7 に RUKN に基づく電源開発資金計画を示す。これによると、2005 年までの開発のために 2,324 百万 US$、2005 年以降の開発のために 10,810 百万 US$が必要となる。

表 3.3.7　RUKN に基づく電源開発資金計画（単位：百万 US$）

燃料種別	2001~2005	2006~2010	Total
ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ	336	480	816
汽力	1,080	8640	9720
ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞｻｲｸﾙ	908.5	490	1,398.5
水力	0	1,200	1,200
合計	2,324.5	10,810	13,134.5

注：水力は揚水発電である。

送変電、配電設備に関しては、表 3.3.8 **の通り、**2,861 **百万** US$**が必要とされている。**

表 3.3.8　**送変電、配電設備資金計画（単位：百万** US$）

種　別	2001~2005
送変電設備	895
配電設備	1,966
合　計	2,861