

インドネシア国 ジャワ・バリ系統 送電線開発計画のアップデート プロジェクト形成調査報告書



平成 19 年 11 月
(2007 年)

平成 19 年 11 月

独立行政法人国際協力機構

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

経済

J R

07-112

インドネシア国
ジャワ・バリ系統
送電線開発計画のアップデート
プロジェクト形成調査報告書

平成 19 年 11 月
(2007 年)

独立行政法人国際協力機構
経済開発部

序 文

インドネシア国（以下、「イ」国と記す）の2004年から2009年の国家中期開発計画では、電力の安定供給は、経済、社会、政治の発展に加えて、治安の安定や市民の福祉向上に資する重要な課題であるとされています。一方で電力需給状況は非常に逼迫しており、特に政治・経済・産業の中心となっているジャワ・バリ地域の電力需要は年7%程度の伸びが見込まれ、10年間平均で年1,500MW程度の新規電源開発が必要であるとされています。

このような状況を改善する必要性から、JICAは開発調査「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査」（2006年11月）を実施し、この調査の中で、同地域の主要発電所の発電能力向上について提案したところです。一方、ジャワ・バリ地域における送電線及び各変電設備整備については、現在ジャワ島において500kVの南回りの送電線が建設されましたが、需要増加に対応するために更なる送変電設備開発計画が必要であり、先の調査の結果を十分に活かすためにも、同分野への支援が課題です。また、発電に必要な一次エネルギーについても、2005年の世界的な原油価格高騰の影響で、石油燃料調達コストが国有電力会社（PLN）の大きな財務負担となっており、90年代より電力利用が増加した天然ガスも電力設備への供給量が2000年以降停滞しています。

JICAは2002年に終了した開発調査「最適電源開発のための電力セクター調査」の中で、ジャワ・バリ地域における短・中長期的な最適電源開発計画及び送電系統計画を策定しましたが、上記状況の変化に合わせて、見直し調査を実施する必要性が生じています。また最近の動向として、南スマトラで産出する豊富な石炭資源を利用した石炭火力発電所の開発が計画され、ジャワ・バリ地域への電力供給が期待されることからスマトラ島とジャワ島との系統連系についても考慮した電源開発計画・系統計画を再検討することが期待されています。

かかる背景のもと、「イ」国政府は、ジャワ・バリ地域の電力開発計画を策定する開発調査を我が国に要請しました。これを受けて、当機構は2006年7月にプロジェクト形成調査団を派遣し、ジャワ・バリ地域における電源開発計画、送変電系統計画の現状等、本格調査実施に関連する基礎情報を収集するとともに、本格調査を実施する際の先方の実施体制を確認し、本格調査内容について基本的な合意を形成しました。

本報告書は、上記調査結果及び協議結果を取りまとめたもので、今後の調査の実施にあたって広く活用されることを願うものです。

ここに、これまで調査にご協力頂いた外務省、経済産業省、在インドネシア日本国大使館など、内外関係機関の方々に深く謝意を表すとともに、引き続き一層のご支援をお願いする次第です。

平成19年11月

独立行政法人国際協力機構

経済開発部長 新井 博之

インドネシア国全体図



※ 赤字で囲まれた地域がジャワ・マドゥラ・バリ地域

略 語 表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AMDAL	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan	環境影響評価書
BAPEDAL	Budan Pengendalian Dampak Lingkungan	環境影響管理庁
BAPPENAS	Badan Perencanaan dan Pembangunan Nasional/ National Development Planning Agency	国家開発企画庁
BATAN	Badan Tenaga Atom Nasional	国家原子力庁
DEN	—	国家エネルギー評議会
DSM	Demand Side Management	デマンドサイドマネージメント
F/S	Feasibility Study	実施可能性 (フィージビリティ) 調査
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IPP	Independent Power Producer	独立電気事業者
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
KA-AMDAL	—	実施計画書
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
M/M	Minutes of Meeting	協議議事録
P3B JB	Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali	ジャワ・バリ送電給電センター
PGN	PT Perusahaan Gas Negara	国営ガス会社
PJB	PLN Java Bali Power Company	PLN の発電子会社
PLN	Perusahaan Umum Listrik Negara PERSERO	国有電力会社
PWR	Pressurized Water Reactor	加圧水型原子炉
RKL	Rencana Pengelolaan Lingkungan	環境管理計画
RPL	Rencana Pemantauan Lingkungan	環境モニタリング計画
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional	国家エネルギー総合計画
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給総合計画
S/W	Scope of Work	業務仕様書

目 次

序 文
地 図
略語表

第1章 プロジェクト形成調査団の派遣	1
1-1 調査の背景	1
1-2 調査の目的	1
1-3 調査団員構成	2
1-4 調査日程	2
1-5 主要面談者	3
第2章 協議結果の概要	4
2-1 M/Mの内容	4
2-2 S/W案の概要	6
2-3 団長所感	7
第3章 インドネシア電力セクターの概況	11
3-1 エネルギー政策/電力政策	11
3-2 一次エネルギーの最新動向	12
3-3 ジャマリ地域の電力セクターの概要	15
3-4 ジャマリ地域の電力需給の最新状況	16
3-5 各ドナー支援の最新動向	17
第4章 ジャマリ地域における電源開発	19
4-1 発電設備の概況	19
4-2 石炭火力発電所開発促進プログラムに関する最新動向	19
4-3 民間参入に関連する最新動向	21
4-4 電源開発計画	22
4-5 電源開発計画に係る実施体制	25
4-6 電源開発計画のための資金調達	30
4-7 電源開発計画のアップデートの必要性	30
第5章 ジャマリ地域における送変電系統開発	32
5-1 送変電設備の概況	32
5-2 スマトラ島との系統連系に関する最新動向	33
5-3 送変電系統開発計画	34
5-4 送変電系統開発計画に係る実施体制	35
5-5 送変電系統開発のための資金調達	36

5-6	送変電系統開発計画のアップデートの必要性	37
第6章	環境社会配慮	39
6-1	環境法体系	39
6-2	電力開発に係る環境社会配慮	40
第7章	本格調査の概要と留意事項	42
7-1	本格調査の内容	42
7-2	本格調査における留意事項	44
付属資料		
1.	署名した M/M 及び S/W 案	49
2.	署名した S/W 及び M/M	63
3.	発電設備視察記録	73
4.	送変電設備視察記録	75
5.	収集資料リスト	77

第1章 プロジェクト形成調査団の派遣

1-1 調査の背景

インドネシア国（以下、「イ」国と記す）の2004年から2009年の国家中期計画では、電力の安定供給は経済、社会、政治の発展に加えて、治安の安定や市民の福祉向上に資する重要な課題であるとされている。また、国家電力総合計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional : RUKN）においても、安定したエネルギー供給体制の構築及びエネルギーセキュリティ確保の重要性について明記されている。

一方で電力需給状況は非常に逼迫しており、特に「イ」国の政治・経済・産業の中心となっているジャワ・バリ地域では現在16,000MW前後の最大発電能力に対して、最大負荷は15,659MW（2007年5月24日時点）である。また、同地域の電力需要は、年7%程度の伸びが見込まれ、10年間平均で年1,500MW程度の新規電源開発が必要であるとし、「イ」国電力セクターは、ジャワ・バリ系統の電力供給の安定確保に最大限の努力を注いでいる状況である。

このような状況を改善する必要性から、JICAは開発調査「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査」（2006年11月）を実施し、この調査の中で、同地域の主要発電所の発電能力向上について提案したところである。一方、ジャワ・バリ地域における送電線及び各変電設備整備については、現在ジャワ島において500kVの南回りの送電線が建設されたが、需要増加に対応するために更なる送電設備開発計画が必要であり、先の調査の結果を十分に活かすためにも、同分野への支援が課題である。

また発電に必要な一次エネルギーについても、2005年の世界的な原油価格高騰の影響で、石油燃料調達コストが国有電力会社（Perusahaan Umum Listrik Negara PERSERO : PLN）の大きな財務負担となっている。この状況に対応するため、PLNは2006年に10,000MWの石炭火力発電所開発促進プログラム（通称：クラッシュプログラム）を打ち出し、電源構成における石油焼き火力発電の割合を減少させる計画を進めている。また、90年代より電力利用が増加した天然ガスも電力設備への供給量が2000年以降停滞している。

JICAは2002年に終了した開発調査「最適電源開発のための電力セクター調査」（2002年8月）の中で、ジャワ・バリ地域における短・中長期的な最適電源開発計画及び送電系統計画を策定したが、上記状況の変化に合わせて、見直し調査を実施する必要性が生じている。また最近の動向として、南スマトラで産出する豊富な石炭資源を利用した石炭火力発電所の開発が計画され、ジャワ・バリ地域の電力供給が期待されることからスマトラ島とジャワ島との系統連系についても考慮した電源開発計画・系統計画を再検討することが期待されている。

かかる背景のもと、「イ」国政府は、ジャワ・バリ地域の電力設備開発計画を策定する開発調査を我が国に要請した。

1-2 調査の目的

本プロジェクト形成調査は、エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR）及びPLNをはじめとする「イ」国関係機関との協議を通じて、ジャワ・マドゥラ・バリ¹地

¹ 現地調査時の「イ」国関係者との協議の結果、対象地域名について「ジャワ・マドゥラ・バリ」を採用することとなったため、以後本報告書でも原則として地域名の「ジャワ・バリ」は使用していない。協議の経緯は第2章の2-3「(1) 案件名の変更について」を参照。

域（以下、「ジャマリ地域」と記す）における電源開発計画、送電系統計画の現状等、本格調査実施に関連する基礎情報を収集するとともに、本格調査を実施する際の先方の実施体制を確認し、調査内容について基本的な合意を形成することを目的とする。

1-3 調査団員構成

氏名	分野	所属	派遣期間 (到着-出発)
足立 文緒	団長／総括	JICA経済開発部第二グループ グループ長	8月12日-16日
岡村 健司	調査企画	JICA経済開発部第二グループ 電力・エネルギーチーム	8月6日-16日
湯本 登	電源開発計画／ 環境社会配慮	株式会社エネルギー環境研究所	8月6日-16日
桑原 憲一	送変電計画	四国電力株式会社	8月6日-16日

1-4 調査日程

	月日	曜日	行程	
			足立団長	岡村団員、湯本団員、桑原団員
1	8/6	月	/	11:25 成田→16:50 ジャカルタ (JL725)
2	7	火		<ul style="list-style-type: none"> ・ JICAインドネシア事務所打合せ ・ MEMR（電力・エネルギー利用総局）協議
3	8	水		<ul style="list-style-type: none"> ・ 在インドネシア日本国大使館 ・ JBICジャカルタ事務所訪問 ・ JICAインドネシア事務所打合せ
4	9	木		<ul style="list-style-type: none"> ・ P3B JB協議 ・ MIGAS（石油・ガス総局）訪問
5	10	金		<ul style="list-style-type: none"> ・ PLN及びP3B JB協議 ・ P3B JB Jawa-Bali（ジャワ・バリ 流通・給電指令所）
6	11	土		・ Suralaya石炭火力発電所視察
7	12	日	11:25 成田→16:50 ジャカルタ (JL725)	資料整理
8	13	月	<ul style="list-style-type: none"> ・ MEMR大臣顧問 ・ MEMR及びPLNとのM/M協議 	
9	14	火	<ul style="list-style-type: none"> ・ BAPPENAS訪問 ・ JICAインドネシア事務所打合せ ・ ADB訪問 ・ 官民連携に向けた現地日系企業との意見交換会 	
10	15	水	<ul style="list-style-type: none"> ・ JBIC調査結果報告 ・ JICAインドネシア事務所調査結果報告 ・ JETRO訪問 	
11	16	木	<ul style="list-style-type: none"> ・ 在インドネシア日大使館報告 ・ PLNとのM/M協議及び署名 ・ MEMRとのM/M協議及び署名 22:15 ジャカルタ →	
12	17	金	→ 07:40 成田 (JL726)	

1-5 主要面談者

<インドネシア側>

(1) エネルギー鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR) 電力・エネルギー利用総局

Ms. Emy Perdanahari Director of Electricity Program Supervision

Mr. Benhur PL. Tobing Deputy Director of Electric Power Planning

(2) MEMR 石油ガス総局

Mr. R.Priyono Director of Upstream Business Department

(3) MEMR 大臣補佐官

Dr.Evita H. Legowo Assistant to Minister of Energy and Mineral Resources for Human Resources and Technology

(4) 国有電力会社 (Perusahaan Umum Listrik Negara PERSERO : PLN)

Dr. Herman Darnel Ibrahim Director of Transmission and Distribution

Mr. Bangbang Hermawanto Deputy Director of System Planning

Mr. Indra Tjahja Planning Manager of Java-Bali Region

Mr. Susanto Wibowo Manager of Planning, P3B JB

(5) 国家開発企画庁 (Badan Perencanaan dan Pembangunan Nasional/National Development Planning Agency : BAPPENAS)

Gumilang Hardjakoesoema Director, Directorate of Energy, Telecommunication & Informatics

(6) アジア開発銀行 (Asian Development Bank : ADB)

Irman Boyle Consultant for electric power sector

<日本側>

(1) 国際協力銀行 (Japan Bank for International Cooperation : JBIC)

傳田 駐在員

村上 インドネシア担当 (本店開発第1部第2班)

(2) JICA インドネシア事務所

坂本 所長

片山 次長

大原 企画調査員

(3) JICA 専門家 (MEMR)

永井 専門家

第2章 協議結果の概要

2-1 M/Mの内容

本プロジェクト形成調査で確認した内容を協議議事録 (Minutes of Meeting : M/M) にまとめ、MEMR 及び PLN と合意を形成した。M/M の内容は以下のとおり。

(1) 基本認識

2005 年の世界的な石油の高騰を受けて、MEMR は新規石炭火力発電所の建設を加速するとともに、RUKN において、電源における石炭火力発電の構成比率を 42% (2006 年時点) から 71% (2010 年時点) に引き上げる計画を打ち出している。さらに、2017 年を目処に原子力発電の建設も計画している。また、Paiton から DepokⅢ の 500kV 南回り送電線が 2006 年に完工するとともに、2012 年までにスマトラ島とジャワ島を結ぶ直流送電線が運開する予定である。このような状況の変化を受けて、MEMR と PLN は早急に電力開発計画を見直す必要がある。

MEMR と PLN はジャバリ地域における 20 年規模の電力開発計画を策定するにあたり、JICA の技術協力を必要としている。両者は、MEMR が調査結果の RUKN への反映を積極的に検討すること、並びに PLN が調査結果の電力供給総合計画 (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik : RUPTL) への反映を積極的に検討することを確認した。

(2) S/W 案の合意

上記の基本認識に基づき、両者は本格調査に内容について協議し、付属資料 2 の Draft Scope of Work (S/W 案) のとおり合意を形成した。

(3) 案件名について

両者は以下のとおり案件名を “Update of Transmission Development Plan of Optimal Electric Power in Java-Bali” から “The Study on Optimal Electric Power Development in Java-Madura-Bali” に変更することに合意した。

(4) S/W 案に関する共通認識

両者は、本調査がクラッシュプログラムに対応した送変電設備の改善計画 (リハビリや延伸、系統運用など) を検討することに合意した。

また本調査は、独立電気事業者 (Independent Power Producer : IPP)、原子力発電開発、ジャワ島への送電が予定されているスマトラ島の山元火力発電所の開発状況についても考慮する。

プロジェクト形成調査団は、(環境影響評価の観点から) 発電 1 か所における適当な発電出力に係る分析並びに環境影響についての調査が、本格調査の調査範囲であることに合意した。

※系統運用には、給電指令所は含まないこととする。

(5) 調査実施体制

MEMR は本調査全体についての責任を担うこととし、本調査を円滑に実施するために必要な BAPPENAS、PLN、P3B JB (Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali/ジャワ・バリ送電・

給電センター)、Indonesia Power、PJB (PLN Java Bali Power Company/PLN の発電会社) との調整を行うことを確認した。

以下のステアリングコミッティー、カウンターパートチームを本格調査開始前に MEMR が中心となり設立することで合意した。

1) ステアリングコミッティー

調査実施に必要な関係機関の協力の取り付けと、調査の進捗の管理、方針に係る議論を行う場として、ステアリングコミッティーを MEMR が定期的開催する。ステアリングコミッティーは MEMR、BAPPENAS、PLN と JICA 調査団の代表により構成され、MEMR が議長となる。

2) カウンターパートチーム

JICA 調査団とともに効率的に調査を実施し、調査過程で計画策定に係る技術移転を行うため、MEMR、BAPPENAS、PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB のスタッフから構成されるカウンターパートチームを MEMR が構成する。カウンターパートチームは以下の5つの項目に係る情報提供のみならず、積極的に調査活動に参加・貢献することを双方が確認した。

- ・ 電力需要予測
- ・ 電源開発計画/一次エネルギー調査
- ・ 送電系統開発計画
- ・ 経済財務分析/電力投資促進
- ・ 環境社会配慮

(6) ワークショップ

ワークショップはレポート提出のタイミングに合わせて、1回目を首都ジャカルタ、2回目を東ジャワの中核都市であるスラバヤ、3回目を再度首都ジャカルタで実施することとし、MEMR が PLN の協力を得て準備することで合意した。また、ワークショップに必要な資料作成については、JICA 調査団が MEMR、PLN に協力し、会場費は JICA 調査団が提供することとした。

(7) 技術移転セミナー

技術移転セミナーを東ジャワの中核都市であるスラバヤにおいて1回実施することで合意した。セミナーの内容は、送電設備の設計手法、系統運用手法、送電に係る最新技術の紹介が中心となる。

(8) 環境社会配慮

プロジェクト形成調査団より、JICA の環境社会配慮ガイドラインが本調査に適用されること、電力開発計画を策定する本調査はカテゴリーB となることを説明し、電力開発計画で想定される、発電プロジェクト、送変電プロジェクトについて環境社会面のインパクトとその対策等について戦略的環境影響評価の観点から調査を実施し、その結果を計画に反映させることで「イ」国側と合意した。

(9) 過去の JICA 調査の活用について

「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査」及び「インドネシア地熱発電マスタープラ

ン調査」の提言を本調査で活用することを双方が合意した。また、MEMR と PLN はこれら 2 つの調査結果の活用について S/W 締結前に JICA と協議することを言及した。

両者は、過去の JICA の開発調査の調査結果を土台に本調査が実施されることについて合意した。

(10) 「イ」国側の Undertaking

1) カウンターパート予算

本格調査実施時のカウンターパート（カウンターパートチームメンバー等）が調査に参加するために必要な予算については「イ」国側で用意することを確認した。

2) 執務室

JICA 調査団がカウンターパートチームと調査業務を遂行するうえで必要な執務室は PLN 本社において用意されることを確認した。

(11) 本格調査実施までの手続き

以下の手続きが本格調査実施までに必要となることを双方が確認した。

1) 日本政府による本調査実施の承認

2) 必要に応じて S/W 協議のための事前調査団の派遣

3) 関係機関の代表による S/W の署名

※本邦研修については、協議の中で先方から実施の要望があったものの、現時点で「イ」国政府から正式要請書が提出されていないことから、正式要請書を受領しだい、別途協議することとした。

2-2 S/W 案の概要

本格調査実施を仮定して、本格調査の内容について MEMR 及び PLN と協議を行い、合意事項を S/W 案にまとめて、M/M に添付した。合意した S/W 案の概要は以下のとおり。

(1) 調査目的

1) ジャマリ地域における 2009 年から 2028 年までの 20 年規模の電力開発計画を策定する。

2) 上記電力開発計画策定に関連する技術移転の実施

(2) 調査対象地域

ジャマリ地域

(3) 調査内容

〈基礎調査段階〉

1) 基礎調査（既存資料の収集・分析及び現地踏査）

a) 「イ」国の電力政策、法制度、組織体制

b) 「イ」国のエネルギー及び国内一次エネルギー資源に係る国家政策（原子力発電開発計画、ガスや石炭供給のためのパイプラインや港湾整備計画等も含む）

- c) ジャマリの社会・経済状況及び開発計画
- d) ジャマリの電気事業
 - ① PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB、IPP 等関係機関の組織体制
 - ② 電力需給状況
 - ③ 既存電力設備の現状
 - ④ 系統運用の現状
 - ⑤ 電源開発計画
 - ⑥ 送変電系統開発電計画
 - ⑦ 電気料金及び燃料価格

〈最適シナリオ検討段階〉

- 2) 電力需要の予測
 - a) 既存電力需要予測のレビュー
 - b) 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー
 - c) 電力需要予測の更新
- 3) 最適電力開発シナリオの策定
 - a) 一次エネルギー開発可能性評価
 - b) 既存電源開発プロジェクトの実現可能性評価
 - c) スマトラとの系統連系を含んだ送変電系統開発計画手法の評価
 - d) 戦略的環境影響評価
 - e) 代替電力開発シナリオの策定と最適化検討
 - f) 所要投資資金の試算

〈最適電力開発計画作成段階〉

- 4) 最適電力開発計画の提案
 - a) 最適電源開発計画の策定
 - b) 最適送変電系統開発計画の策定
 - c) 資金調達及び民間投資促進対策
 - d) 環境社会配慮
 - e) 系統運用の改善提案

※送変電系統開発計画は、500kV の送電線から 150/20kV 及び 70/20kV の変電設備までを含むものとする。

※スマトラ島からジャワ島への直流系統連系については本調査の調査内容に含まれるが、スマトラ島の系統計画は調査対象外とする。

2-3 団長所感

(1) 案件名の変更について

要請書に明記されている対象地域名は「ジャワ・バリ」であったが、マドゥラ島もジャワ島と系統連系されており、RUKN 等の公式文書でも最近「ジャワ・マドゥラ・バリ (ジャマリ)」

と明記していることから、本調査の対象地域名についても、これらの流れに合わせた形に変更してほしい旨 MEMR から打診があった。もともとの本調査の対象地域にもマドゥラ島は含まれており、調査対象範囲が増えるわけではないことから、先方の要望を受け入れ、対象地域名を「ジャワ・マドゥラ・バリ（ジャマリ）」に変更することとした。

また、本調査は送電のみならず発電も含めた電力開発を取りまとめることを目的としていることから、本案件が採択された際は、要請時の案件名を訂正し、「The Study on Optimal Electric Power Development in Java-Madura-Bali（ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査）」とすることとした^[1]。

(注) M/M 及び S/W に取りまとめた対応部分

[1] (M/M) 3. Title of the Study

(2) 成果物の活用について

1) 背景

「イ」国の電力セクターに対しては、過去 40 年間にわたり数多くの技術協力を実施してきている。近年同国に対して実施してきている技術協力はすべて開発調査であり、調査が提言する電力政策等を「イ」国側のカウンターパートが実施することによって、初めて開発調査が同国の電力セクターに貢献することとなる。このため、過去の開発調査の成果が同国の電力政策等に活かされてきているのか、また本プロジェクト形成調査の対象である本調査がどのように活用されることになるのかを確認することが、本調査実施の前提条件であると考えられた。このため、MEMR 及び PLN のカウンターパートに対しこの点の確認を行った。

2) これまでの開発調査の活用

カウンターパートからは、電力政策・電力計画の策定にあたって、開発調査の提言やデータを十分に参照したり引用したりしているとの説明があった。本調査はジャマリ地域を対象としたものとなるが、近年の開発調査のうち「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査（2005-2006）」及び「地熱開発マスタープラン調査（2005-2006）」はジャマリ地域の電力供給量を増大させるための提言を行っているものであるため、本調査の S/W が署名されるまでにこれらの開発調査の活用につきカウンターパートと JICA とで協議を行い、また本開発調査ではこれらの開発調査も分析の対象に含めることとした^[2]。

3) 本開発調査の活用

本調査の成果についても、MEMR 及び PLN は毎年各々が策定する「国家電力総合計画（RUKN）」及び「電力供給総合計画（RUPTL）」の策定にあたって参照していきたいとの説明があった^[3]。さらに、本調査に期待する調査内容につき具体的な要求があった。例えば、本調査が終了し次第、その成果を用いて 2009 年の国家電力総合計画等を策定したいため、我々が本開発調査で想定していた電力計画期間を前倒し、2009 年からとするよう要求してきた^[4]。また、最適送電計画が対象とすべき内容につき非常に具体的な要求があった^[5]。

このように、本開発調査の成果も十分に活用される見込みであることが確認できた。

(注) [2] (M/M) 9. Utilization of Proposals by JICA Master Plan Studies

[3] (M/M) 1. Basic Mutual Understandings

[4] (S/W 案) 2. Objectives of the Study

[5] (M/M) 4. Understanding of the Draft Scope of Work

(3) 電力分野を取り巻く状況の変化

ジャマリ地域の電力を対象とした開発調査として、「最適電源開発のための電力セクター調査（2002年8月）」（以下、「旧マスタープラン」と記す）を実施している。本開発調査はそのアップデートに相当するが、アップデートが求められる2002年以降の状況の変化として以下の事項が確認された^[6]。

- 1) 2005年に国家電力総合計画の対象期間を長期化
- 2) 2005年以降の一次エネルギー価格の高騰
- 3) 2006年にクラッシュプログラム（10,000MW分の石炭火力発電所建設計画）を決定及びそれ以降の同計画の順次実施
- 4) 2007年に法律で原子力発電所運転計画を明確化²
- 5) クラッシュプログラムに基づく新規発電所建設の進展による送変電システムの複雑化
- 6) スマトラージャワ連系の計画の本格化
- 7) 変電所の遮断機の故障による停電の頻発

これらの状況の変化はいずれもアップデートを必要とする十分な理由である。

(注) [6] (M/M) 1. Basic Mutual Understandings

(4) 本調査における分析内容についての注意点

本調査に関するカウンターパートとの協議及び関係者から聴取した「イ」国の電力政策・電力計画に関する情報に基づくと、本調査を行う際に注意すべき上述以外のポイントは以下のとおり。

- 1) 原子力発電所建設計画については、国家のエネルギー政策の根幹に触れる課題であり、また国民理解への配慮も必要な課題であることから、カウンターパートが本調査で取り上げることに消極的なのではないかと想像していたが、最適電源計画に含めることが適切であるとのことであった^[7]。「イ」国における原発推進については賛否両論の世論があることから、本調査では「イ」国政府が提供する将来計画をそのまま引用することが適切であると考えられる。
- 2) クラッシュプログラムの建設が環境に与える影響（大気汚染、二酸化炭素排出）は小さくない。クラッシュプログラムが進捗している一方で、電力事業者である PLN からは本調査においてクラッシュプログラムをはじめとする発電所建設につき、環境面からの評価を行うよう要求があった^[8]。
- 3) 現在の「イ」国政府の電力政策では、国内で調達ができる安価な石炭及びガスへのシフトが主眼となっているが、一次エネルギーの供給ポテンシャルの分析にあたっては、発電用に

² 鉱業エネルギー大臣アドバイザー（原子力担当）から、以下の内容を聴取。

- ・2007年法律17号に、2017年に運転開始する旨規定。
- ・2017年に200万kW、2023年及び2024年に各100万kWの運転開始を予定。
- ・大統領の原子力発電開発の意思を明確にする大統領令を待っているところ。
- ・サイトは中部ジャワを予定。ニュージェックの調査報告をIAEAに送付し、2006年IAEAからコメントを受領。2008年の早い時期にこれまでの調査内容をすべて取りまとめるためにコンサルタントと契約する予定。
- ・大統領令を発令した後に、原子力発電開発に関する法律を国会に提出予定。国会は賛否両論。サイトとしてカリマンタンも指摘。
- ・運転員の人材育成に関するマスタープランを作成予定。
- ・日本、韓国、フランス、米国、カナダ、ロシアから原発開発の協力の申し出があり、日本と韓国とは協力を開始。米国とは事務レベルでは協議していないが、ハイレベルで2006年から協議中。

供給する石炭及びガスの賦存量の確認のみならず、供給のためのインフラ整備の進捗状況と計画性の確認、インフラ整備に要するコスト分析も行う必要がある^[9]。

(注) [7] (S/W 案) 4.1 Collection and analysis of existing data and information

[8] (M/M) 4. Understanding of the Draft Scope of Work

[9] (S/W 案) 4.1 Collection and analysis of existing data and information

第3章 インドネシア電力セクターの概況

3-1 エネルギー政策／電力政策

2004年12月に新電力法（法令2002年20号）が違憲判決を受け無効となった結果、現状の電気事業は旧電力法（法令1985年15号）及び電力供給と使用に関する政令（政令1989年10号）の変更に関する政令（政令2005年3号）に基づき実施されている。この違憲判決を受けて新たに策定された新電力法案については、引き続き、国会で審議中であるが、RUKN 策定等本調査に関連する事項については、審議中の新電力法案において改正を予定しておらず、本調査が新電力法案の審議の影響を受けることはない。

2006年1月に出された、国家エネルギー政策に関するインドネシア共和国大統領令（2006年5号）によれば、2025年の一次エネルギー構成の目標は次のように設定されている。

- ・2025年にエネルギー弾性値1未満を達成。
- ・2025年に最適な一次エネルギーミックスの実現、すなわち国全体のエネルギー消費に対する各エネルギー種の構成比率を次のようにする。
 - 石油は20%未満
 - ガスは30%以上
 - 石炭は33%以上
 - バイオ燃料は5%以上
 - 地熱は5%以上
 - その他の新・再生可能エネルギー、特にバイオマス、原子力、水力、太陽光、風力は5%以上
 - 液化石炭（liquefied coal）は2%以上

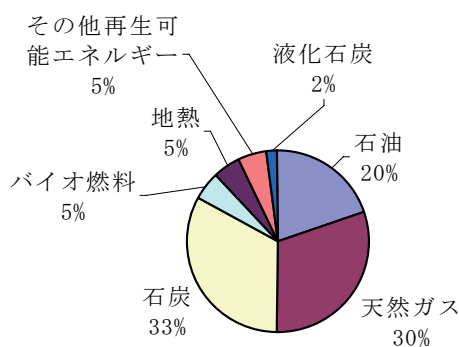


図3-1 2025年の一次エネルギー構成目標

この長期的な一次エネルギー目標の達成を実現するため、2007年に国会においてエネルギー法を新たに制定した。エネルギー法は、大統領を長とする国家エネルギー評議会（DEN）の設立、国家エネルギー総合計画（Rencana Umum Energi Nasional : RUEN）の策定、再生可能エネルギー開発への助成措置等を規定している。

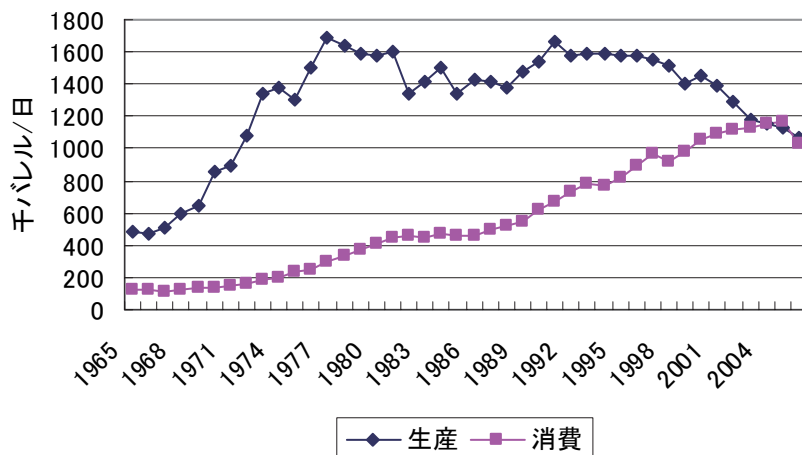
このように、現在の「イ」国のエネルギー政策の最優先課題は、石炭火力発電の開発促進（クラッシュプログラム：PLNが2006年～2010年の間に10,000MWの石炭火力を開発する計画）、石油使用量の削減、エネルギー補助金の削減の3点となっており、特に電力セクターにおいては石炭火力発電の開発が緊急の課題となっている。

長期的な観点からは原子力発電の開発が電力セクターの最重要課題となっている。「イ」国は1957年に国際原子力機関（International Atomic Energy Agency : IAEA）に加盟し、1965年に国家原子力庁（Badan Tenaga Atom Nasional : BATAN）を設立し、30MWの研究用原子炉を設置するなど原子力エネルギーの利用について研究開発を積極的に推進してきている。1978年にBATANと建設省が開催したセミナーにおいて、原子力発電所の立地候補地点について14か所の候補地店からムリア地点を最も有望な地点として特定した。これを受けて、1978年にイタリアの援助で原子力発電所についての最初の実施可能性（フィージビリティ）調査（Feasibility Study : F/S）が実施され、さらに1985年からIAEA、米国政府（ベクテル社）、フランス政府（SOFRATOMS）、イタリア政府（CESEN）の援助によりアップデート調査が実施された。これらの調査を踏まえ、「イ」国政府は1989年からMEMRのエネルギー委員会の監督のもとにBATANがムリア半島における原子力発電開発についての総合的な調査を実施した。「イ」国政府は1991年に（株）ニュージェックとムリア半島に70万kW級の原子力発電所を建設するための地点選定を含む詳細なF/Sを実施する契約を結び、1996年に最終的な調査結果が報告された。この調査ではWASP-IIIを利用した電源開発計画の最適化調査に基づいて2000年代初期に原子力発電所をジャマリ系統に導入することが適切であるとの結論を出している。その後、原子力発電所の入札、開発資金調達の仕組み等についての調査が実施された。1998年の経済危機を踏まえて、2001年にIAEAの支援のもとに「イ」国側によりComprehensive Assessment of different Energy Sources for Electricity Generation in Indonesiaが作成された。この結果によれば、長期の電力需給見通しを踏まえると、ジャワ・バリ系統に原子力発電を2016年に200万kW、2025年までに600～700万kW導入する必要がある。導入する原子力発電の炉型は、100万kW級のPWRで、利用率は85%、建設単価は2,000ドル/kWとなっている。

2005年のRUKN2005年～2025年において初めて2016年に原子力発電所1号機が運転開始すると計画が具体的にRUKNに盛り込まれ、2006年から国民の原子力発電に対する理解を促進するための広報活動が全国的に展開されている。また、2007年法律17号は、原子力発電の開発について2017年に運転開始する計画を定めており、原子力発電導入に向けての政策が明確になってきている（2025年までに、2017年に200万kW、2023及び2024年に各100万kWの合計400万kWの運転開始を予定）。この運転開始時期から逆算して2007年に準備を開始する必要があるため、現在、大統領の原子力発電開発の意思を明確に示すとともに、原子力発電開発に向けての検討チームを設立するための大統領令の準備が行われている。検討チームのメンバーにはMEMR（地質鉱物資源総局、電力総局）、BATAN、BABETEN（原子力規制機関）、PLNが予定されている。原子力発電開発の準備内容は、サイトの選定、人材育成、パブリックアクセプタンスの3点である。サイトについては、既述の（株）ニュージェックの調査報告をIAEAに送付し、2006年IAEAからコメントを受領しており、2008年の早い時期にこれまでの調査内容をすべて取りまとめるためにコンサルタントと契約する予定にしており、コンサルタントの協力のもとに2008年中にIAEAに対してコメントに対する回答を提出する予定である。大統領令を発令したあとに、原子力発電開発に関する法律を国会に提出する予定である。

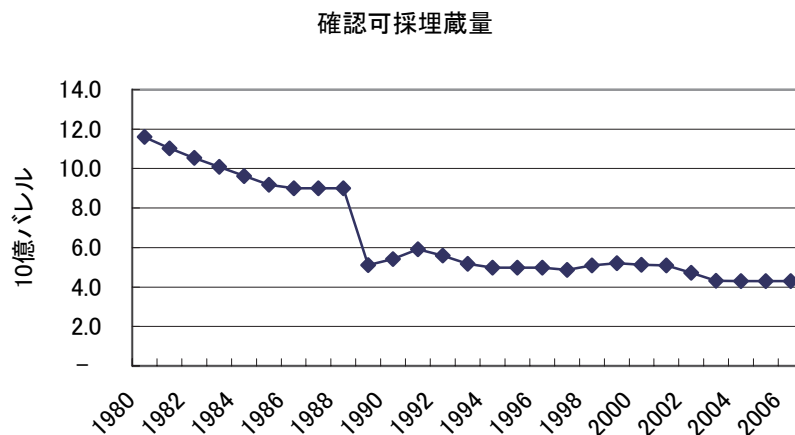
3-2 一次エネルギーの最新動向

「イ」国はOPECのメンバー国であるが、図3-2に示すように国内の石油生産が減少する一方、消費が増加しており、石油の純輸入国になっている。また、「イ」国の石油の確認可採埋蔵量は図3-3に示すように急激に減少しており、石油から石炭、地熱等他の国内に豊富に賦存する一次エネルギー資源への転換が急務となっている。



出典：BP statistical review 2007 に基づき作成

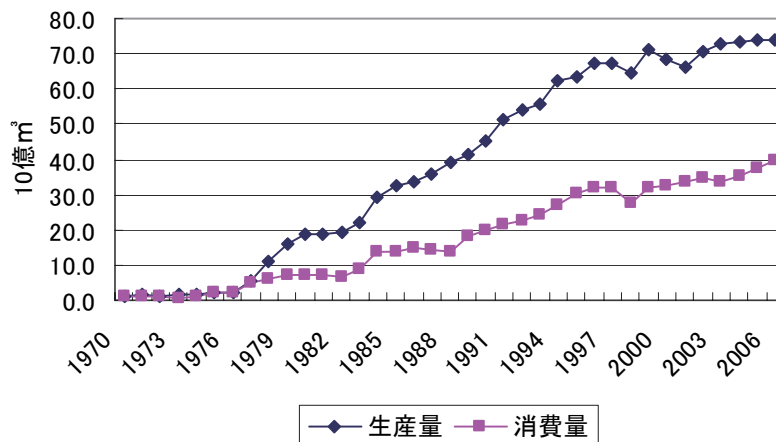
図 3-2 石油生産及び消費の推移



出典：BP statistical review 2007 に基づき作成

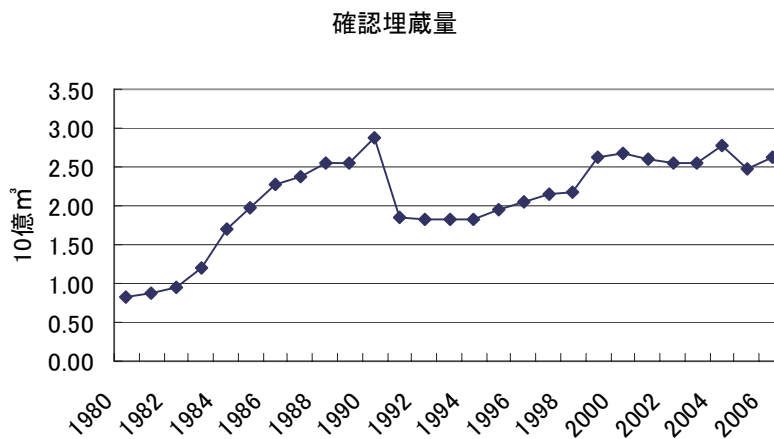
図 3-3 石油の確認可採埋蔵量の推移

これに対して、図 3-4 に示すように天然ガスは、生産量は横ばいで推移しているのに対して国内消費は年々増加しているため輸出余力は一時的に低下しているが、近年、資源探査活動が活発に行われており、天然ガスの生産量は今後増加し、安定的な供給が図られるものと期待されている。図 3-5 に示すように 1998 年の経済危機以降一時的に探査活動が停滞したにもかかわらず、「イ」国の天然ガスの確認可採埋蔵量は低下していない。また、政府の政策により天然ガスの 25%以上は国内市場に供給されることになっている。天然ガスの国内利用促進のためのインフラ整備については、ジャワ島とスマトラ島間を結ぶ 2 ルートのガスパイプラインが 2007 年中にも運用開始する見込みであり、カリマンタン島とジャワ島とのガスパイプライン、LNG 輸送導入についても検討されている。



出典：BP statistical review 2007 に基づき作成

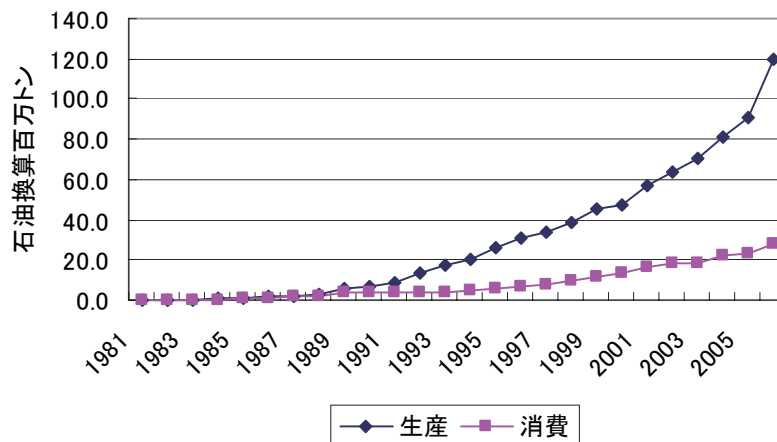
図 3-4 天然ガスの生産及び消費の推移



出典：BP statistical review 2007 に基づき作成

図 3-5 天然ガスの確認可採埋蔵量

枯渇が進む石油に代わり、エネルギー源を非石油エネルギーにシフトするという政府の政策及び価格面の優位性から、図 3-6 に示すとおり石炭の生産、消費、輸出が急増している。



出典：BP statistical review 2007 に基づき作成

図 3-6 石炭の生産及び消費の推移

3-3 ジャマリ地域の電力セクターの概要

ジャマリ地域の送配電事業は、PLN 社が独占的に実施している (図 3-7 参照)。同社は、社内ユニットとして送電事業 (500kV、150kV、70kV 送電) を担当する P3B JB、配電事業を担当するユニットを 5つの地域ごとに設立している。また、発電事業については、図 3-8 に示すように PLN の子会社の Indonesia Power 及び PJB が過半のシェア占めているが、近年は IPP による電力供給が増加している。

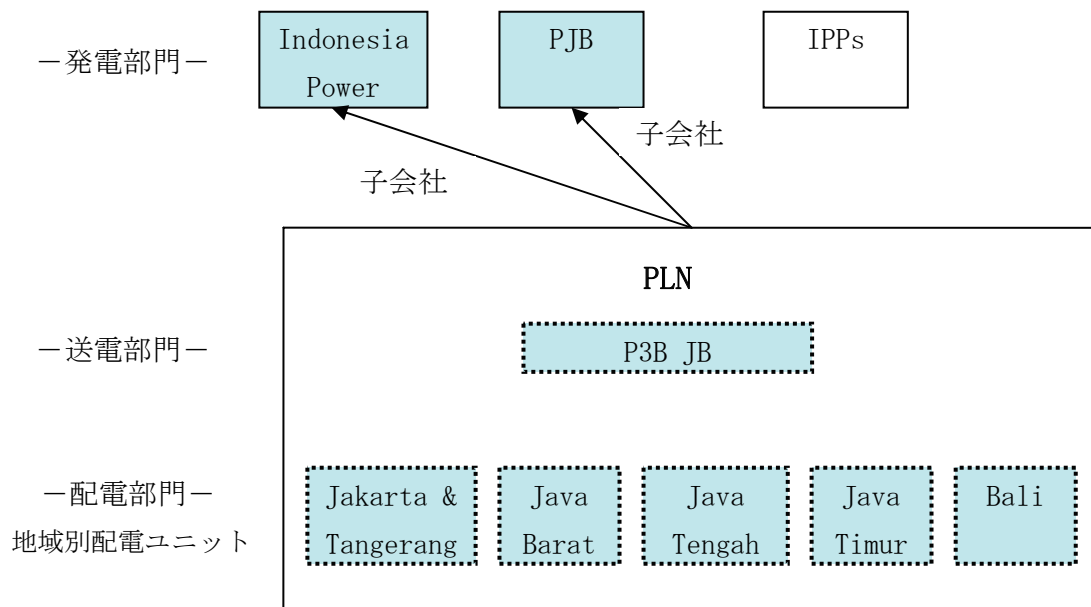


図 3-7 ジャマリ地域の電気事業の体制

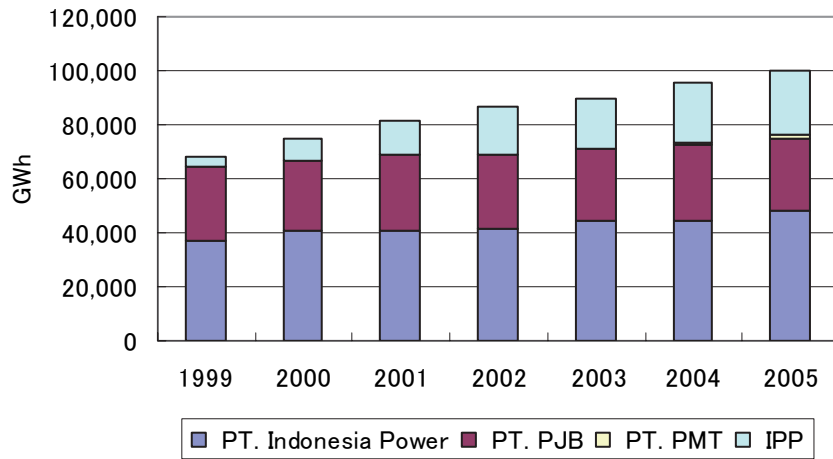
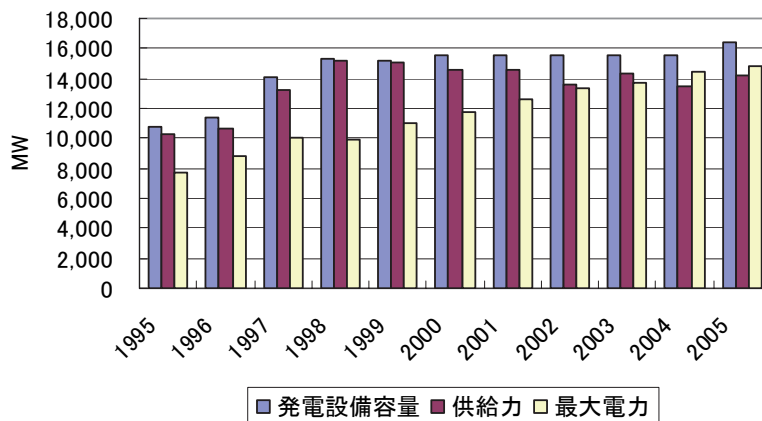


図 3-8 ジャマリの発電会社別電力供給の推移

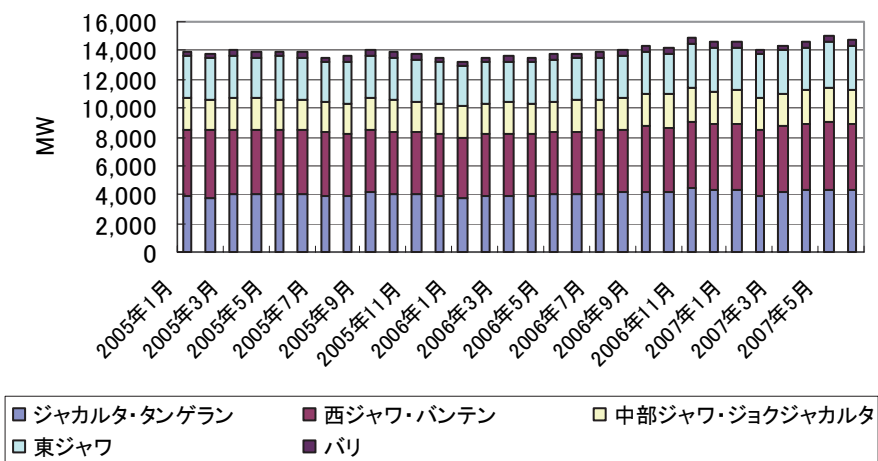
3-4 ジャマリの電力需給の最新状況

ジャマリの電力需給は図 3-9 に示すとおり、需要が年々増加しているが電源開発が停滞しているため、電力需給は年々逼迫しており、2004 年及び 2005 年は供給力が最大電力需要を下回っており、供給力不足の状態となっている。2006 年に 3 発電所〔Cilegon コンバインドサイクル：730MW、Cilacap 汽力 (IPP)：600MW、Tanjung Jati B (IPP)：1,320MW〕が運転開始したため、供給力不足の状態は、現在は一時的に解消している。ジャマリ系統の月別最大電力の動向と地域別の最大電力需要の割合は、図 3-10 に示すように月別の最大電力の変動は少なく、徐々に最大電力需要が増加している。地域的に見ると、ジャカルタ地域と西ジャワ・バンテン地域の需要がジャマリ系統の需要の 6 割を占めており、ジャマリ系統の西部に需要が集中している。ジャマリ系統の日負荷曲線の事例(2007 年 8 月 14 日)を図 3-11 に示す。ジャマリ系統の最大電力は点灯時間の夜の 7 時であり、最大電力需要は 15,662MW となっている。



出典：PLN の統計に基づき作成

図 3-9 ジャマリ系統の最大電力需給バランス



出典：P3B 資料に基づき作成

図 3-10 ジャバリ系統の月別最大電力及び最大電力発生時の配電ユニット別需要

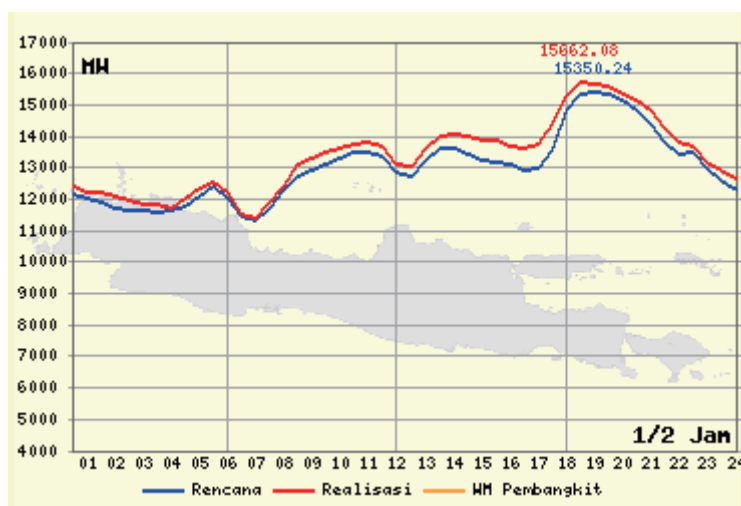


図 3-11 ジャバリ系統の日負荷曲線の事例（2007年8月14日）

3-5 各ドナー支援の最新動向

(1) 世界銀行

世界銀行は、PLN 及び国営ガス会社 (PT Perusahaan Gas Negara : PGN) に対して、Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project として、総額 1 億 4100 万ドルの融資を実施中である。この融資の対象は、Cirebon 及び Surabaya 市内の電力供給の改善、地熱開発促進のためのバンドン近くでの 150kV 送電線のボトルネック解消、PGN のガスパイプラインの再構築等である。また、現在、融資案件の準備として、地方電化に関する調査 (ELECTRICITY FOR ALL: Options for Increasing Access in Indonesia) を実施し、2006 年 6 月に報告書を作成している。この調査の主旨は電化促進の諸提案を示し、周辺諸国にもセミナー等を通じ技術移転を図ることである。電化促進の方法は PLN のグリッド延長、ミニグリッド、戸別電化など最適ミックスを図る。F/S 費

用は世銀の日本トラスト基金から充当する。MEMR をカウンターパートとし、受益者は州政府と設定して電化促進を図るものである。上記調査では、電化事業主体について、①PLN を地域別独立採算子会社に分ける。②州政府所有の公営企業とする。③協同組合とする。の3案を提案している。

(2) ADB

ADB の PLN に対する協力案件は、2002 年に開始した再生可能エネルギープロジェクト（地熱、小水力等合計出力 120MW）で融資額は 140 百万ドルとカリマンタン島を中心とする送電改良プロジェクト（140 百万ドル）の融資案件がある。このほかに、PLN のジャマリ地域における配電改良プロジェクト（力率改善、配電線の地中化等）についてプロジェクト準備中の段階である。また、2005 年 1 月のインフラサミット、「インフラ整備に関する政府と民間のパートナーシップ」に関する大統領令 67/2005 を受けて 2 つの IPP を対象として、従来と異なる IPP モデル開発を支援している。具体的には、PLN が詳細な F/S、系統計画、立地地点の選定、環境影響評価等を行い、その後に事業者を募集するモデルである（従来は、PLN が系統計画を検討し、具体的な地点選定等は IPP 事業者に任せていた）。協力対象の発電所は、中部ジャワの北部海岸に立地する石炭火力と Parsuruan のガスコンバインドサイクル発電である。ガスコンバインドサイクルについては、本格的な協力に先立ち、コンサルタントによる東部ジャワ地域のガス供給の可能性の評価を実施中である。なお、ADB は最高裁による電力法の違憲判決以降、「イ」国側（MEMR）がエネルギー政策について海外からの影響を排除する意向を強めているため電力セクター改革に関する支援は行っていない。

第4章 ジャマリ地域における電源開発

4-1 発電設備の概況

ジャマリ地域における発電事業は、PLNの子会社であるIndonesia Power及びPBJに加えIPPが行っている。各事業主体別の発電設備は表4-1のとおりであり、IPPの発電能力の比率が徐々に増加しており、現在、22%に達している。電源種別に見ると石炭火力発電の比率が39%と最も高く、石油専焼の汽力発電及びガスタービンの比率は合計ですでに10%にまで低下している。

表4-1 ジャマリ地域の電源構成

電源種別	燃料	Indonesia Power	PJB	Others	IPP	合計	構成比
水力発電		1,104	1,283	180		2,567	12%
汽力発電	石炭	3,400	800		4,332	8,532	39%
	ガス石油混焼		1,000			1,000	5%
	石油	500	300			800	4%
コンバインドサイクル	ガス石油混焼	1,180	2,088			3,268	15%
	ガス	1,798	640	740		3,178	14%
ガスタービン	ガス石油混焼	98	342		150	589	3%
	石油	447	40	856		1,343	6%
ディーゼル発電		76				76	0%
地熱発電		360			424	784	4%
合計		8,962	6,492	1,776	4,906	22,137	100%
構成比		41%	29%	29%	22%	100%	

注：単位はMW。RUPTL2006年～2015年記載の2006年第一四半期末の設備にPLTGU Cilegon、PLTU Cilacap、PLTU Tanjung Jati Bを追加。2006年に運転開始したPLNのCilegonコンバインドサイクル発電所はothersに計上、他の2発電所はIPPに計上。

4-2 石炭火力発電所開発促進プログラムに関する最新動向

大統領は2006年5月にPLNに対して石炭火力発電所を2010年までに10,000MW建設することを目標とする石炭火力発電所開発促進プログラム（クラッシュプログラム）を実施するように指示した。クラッシュプログラムは、ジャマリ系統において表4-2に示す10地点、合計出力6,900MWの石炭火力発電所を建設する計画である。10か所のうち、8地点については発電所建設企業（7地点が中国企業、1地点はマレーシア企業であるが発電プラントは中国製。）との契約が完了しており、一部の発電所はすでに着工している。「イ」国政府は、クラッシュプログラムの実現のため、2006年10月にクラッシュプログラムの対象発電所の建設のための外国クレジットに対して政府保証を行うことができる旨の大統領令を発出している。

なお、PLN はクラッシュプログラムに IPP による石炭火力発プロジェクト等を加えて非石油燃料発電所開発加速プログラム（合計出力約 22,000MW）と称している。同プログラムは、2009年～2010年を目途に、石油燃料発電所の代替のため、非石油燃料、特に石炭火力発電所の開発を促進することを目的としており、新規の発電所建設（既往の計画を変更した発電所も含む。）のみを対象としている。このプログラムに含まれる発電所は次のとおりである。

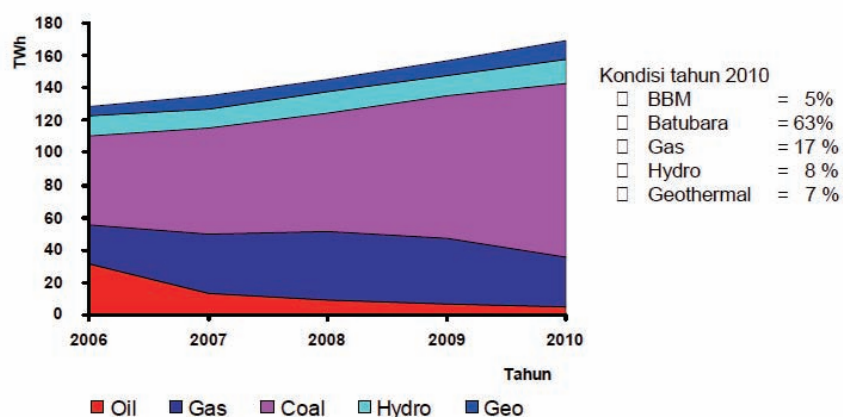
- ・ PLN による石炭火力発電所建設：10,000MW（クラッシュプログラム）
 ジャマリ地域：6,900MW
 その他地域：1,000MW～
- ・ IPP による発電所建設：10,000MW
- ・ PLN と IPP のパートナーシップによる発電所建設：2,000MW

非石油燃料発電所開発加速プログラムを反映して修正された RUPTL2006年改訂版によれば、「イ」国の電源構成は図 4-1 に示すように石炭火力発電が大幅に増加し、2010年には石油への依存度は 5%に低下する見込みである。

表 4-2 PLN による石油代替（石炭火力）発電計画リスト（ジャマリ系統）

地点名	州名	出力			PLNの契約状況 (契約相手先及び契約金額)
		台数	単機容量	総出力	
Suralaya Baru	バンテン	1	600	600	中国企業 (429百万ドル)
Labuan	バンテン	2	300	600	中国企業 (493百万ドル)
Teluk Naga	バンテン	3	300	900	中国企業 (547百万ドル)
Indramayu	西ジャワ	3	300	900	中国企業 (863百万ドル)
Pelabuhan Ratu	西ジャワ	3	300	900	中国企業 (567百万ドル)
Rembang	中央ジャワ	2	300	600	マレーシア企業(558百万ドル)
Tanjung Jati Baru	中央ジャワ	1	600	600	用地問題あり
Pacitan	東ジャワ	2	300	600	中国企業 (345百万ドル)
Paiton Baru	東ジャワ	1	600	600	中国企業 (466百万ドル)
Tj Awar-Awar	東ジャワ	2	300	600	用地問題あり
合計				6,900	

単位：MW



注：図の右側の2010年の電力量構成のBBMは、石油火力、Batubaraは石炭火力を意味する。

図4-1 「イ」国の電源種別発電電力量の見通し

4-3 民間参入に関連する最新動向

ジャバリ地域におけるIPPは経済危機以前に計画した案件が多い。すでに運転開始したIPP、建設中、PPA契約済みのIPPを表4-3に示す。

表4-3 IPP発電所一覧

プロジェクト名	電源種別	設備容量 (MW)	事業者	運転開始
PLTP SALAK 4,5 & 6	地熱	165 (3×55)	PT.CHEVRON GEOTHERMAL INDONESIA	97年10月
PLTGU CIKARANG	コンバインドサイクル	150 (1×150)	PT. CIKARANG LISTRINDO	98年12月
PLTP DARAJAT UNIT 2	地熱	90 (1×90)	PT.CHEVRON GEOTHERMAL INDONESIA	00年2月
PLTP WAYANG WINDU UNIT 1	地熱	110 (1×110)	Magma Nusantara. Ltd	00年6月
PLTU PAITON I	石炭	1,230 (2×615)	PT. PAITON ENERGY COMPANY	00年7月
PLTP DIENG	地熱	60 (1×60)	PT. GEODIPA ENERGI	00年10月
PLTU PAITON II	石炭	1,220 (2×610)	PT. JAWA POWER	00年11月
PLTU Tanjung Jati B	石炭	1,320 (2×660)	PT Central Java Power	06年10月
PLTU CILACAP	石炭	562 (2×281)	PT. SUMBER SEGARA PRIMADAYA	07年2月
PLTP DARAJAT UNIT 3	地熱	90 (1×90)	PT.CHEVRON GEOTHERMAL INDONESIA	2007年 (建設中)
PLTP KAMOJANG	地熱	60 (1×60)	PT. PERTAMINA (PERSERO)	2008年
PLTP WAYANG WINDU UNIT 2	地熱	110 (1×110)	PT. MAGMA NUSANTARA LIMITED	2009年
PLTU Celukan Bawang (バリ)	石炭	380 (1×380)	PT. General Energy Bali	2009年

4-4 電源開発計画

「イ」国の電源開発計画は、毎年度、MEMR が 20 年間の RUKN を作成し、これを踏まえて PLN が 10 年間の RUPTL を作成している。RUKN2006年-2026年は、ジャマリ地域の電力需要について表 4-4 に示すように、2026 年に電化率が 93% (現状は 62%) に達し、電力需要は年率 6.6% で増加して 327TWh に、最大電力需要は 53,000MW に達するものと予想している。ジャマリ地域の電力需給見通しを表 4-5 に示す。なお、RUKN は 2005 年版までは電源開発計画を記載していたが、2006 年版からは電源開発計画については記載されていない。

表 4-4 ジャマリ地域の PLN の電力販売見通し

需要区分	2006	2011	2016	2021	2026
家庭用	32	49	73	101	136
商業用	15	23	34	49	70
産業用	40	48	57	68	81
公共用	5	8	14	23	38
合計	92	129	178	242	327

単位：TWh

表4-5 ジャマリア地域の電力需給見通し 1/2

項目	単位	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
需要電力量												
住宅用	GWh	32,334	35,167	38,334	41,786	45,492	49,451	53,645	58,065	62,705	67,364	72,621
商業用	GWh	4,932	5,459	6,043	6,688	7,404	8,228	9,144	10,162	11,294	12,552	13,896
公共施設用	GWh	14,595	16,070	17,635	19,297	21,060	22,934	24,926	27,042	29,291	31,681	34,219
工業用	GWh	39,661	41,403	43,080	44,719	46,344	47,993	49,680	51,419	53,222	55,100	57,038
合計	GWh	91,522	98,099	105,091	112,491	120,300	126,606	137,395	146,688	156,512	166,897	177,774
増加率	%	7.2	7.2	7.1	7.0	6.9	6.9	6.8	6.8	6.7	6.6	6.5
送配電損失率	%	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	9.0
所内損失率	%	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
総合損失率	%	15	15	15	15	15	14	14	14	14	14	13
負荷率	%	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
発電電力量	GWh	105,251	112,814	120,855	129,364	138,345	146,610	156,630	167,225	178,424	190,263	200,885
最大需要電力	MW	15,404	16,511	17,687	18,923	20,247	21,457	22,923	24,474	26,113	27,848	29,400
2005年発電設備の能力	MW	21,160	18,759	17,580	16,580	19,257	18,662	17,639	15,421	14,057	13,151	12,441
必要発電設備能力	MW	20,795	22,289	23,878	25,559	27,334	28,967	30,946	33,040	35,252	37,591	39,690
予備率	%	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
増加設備量	MW	-365	3,530	6,298	8,979	8,077	10,305	13,307	17,619	21,195	24,440	27,249
不足設備/余剰設備量 (一)	MW	-365	3,165	2,768	2,681	-903	18,382	3,002	4,312	3,576	3,245	2,809

表 4-5 ジャマリア地域の電力需給見通し 2 / 2

項目	単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
需要電力量											
住宅用	GWh	77,887	83,371	89,084	95,036	101,238	107,702	114,438	121,459	128,777	136,406
商業用	GWh	15,384	17,031	18,855	20,875	23,112	25,588	28,330	31,366	34,728	38,451
公共施設用	GWh	36,913	39,774	42,810	46,034	49,457	53,092	56,950	61,047	65,396	70,014
工業用	GWh	59,048	61,141	63,327	65,614	68,013	70,523	73,181	75,968	78,902	81,993
合計	GWh	189,232	201,317	214,076	227,560	241,821	256,914	272,899	289,840	307,803	326,863
増加率	%	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
送配電損失率	%	9.0	9.0	9.0	9.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
所内損失率	%	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
総合損失率	%	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12
負荷率	%	78	78	78	78	78	78	78	78	78	79
発電電力量	GWh	213,832	227,488	241,906	257,143	270,839	287,744	305,647	324,620	344,740	366,086
最大需要電力	MW	31,295	33,294	35,404	37,634	39,638	42,112	44,732	47,509	50,454	52,900
2005年発電設備の能力	MW	11,118	10,468	10,003	9,887	9,771	9,403	8,963	8,160	7,908	7,829
必要発電設備能力	MW	42,248	44,946	46,025	48,924	51,529	54,746	58,152	61,762	65,590	68,769
予備率	%	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30
増加設備量	MW	31,130	34,479	36,021	39,037	41,759	45,342	49,189	53,602	57,681	60,940
不足設備 / 余剰設備量 (一)	MW	3,881	3,348	1,543	3,015	2,722	3,584	3,847	4,413	4,079	3,259

RUKN を踏まえて PLN が作成する RUPTL は、クラッシュプログラムの内容を反映して 2006 年 11 月に 2006 年～2010 年の計画について修正版が作成された。表 4－6（標準予測シナリオ）に示すようにクラッシュプログラムの実施により、2009 年及び 2010 年には大量の新規電源の投入が予定されている。石炭火力発電の開発が進む結果、石油燃料の使用量は表 4－7 に示すように 2010 年には 2006 年の 1 割以下に低下するように計画されている。

表 4－6 ジャマリア地域の電源開発計画

	2006	2007	2008	2009	2010
最大電力需要	15,400	16,478	17,631	18,866	20,186
休止・廃止発電所				1,500	1,500
既存の供給力	19,466	22,126	22,286	20,786	22,886
建設中・契約済みの発電所	2,660	160	-	300	450
PLN発電所建設 (クラッシュプログラム)	-	-	-	3,300	2,100
計画中IPP	-	-	-	-	600
合計供給力	22,126	22,286	22,286	24,386	26,036
予備率 (%)	44	35	26	29	29
その他準備中のIPP計画	-	-	-	1,320	1,100
その他準備中のPLN発電所 (クラッシュプログラム)	-	-	-	600	900

単位：MW

表 4－7 ジャマリア地域の発電用燃料消費量予測

	単位	2006	2007	2008	2009	2010
石油	千kl	5,616	2,296	3,323	2,501	462
ガス	BScf	183	231	258	253	186
石炭	千トン	24,295	28,940	29,273	34,256	45,513
地熱	GWh	6,400	7,341	7,428	8,780	10,179

4－5 電源開発計画に係る実施体制

「イ」国の電源開発計画は、MEMRの電力総局（Directorate General Electricity and Energy utilization）のElectricity Program Supervision局電力供給プログラム課がRUKN作成を担当している。PLNのRUPTLについては、送配電担当副社長（Director, Transmission & Distribution）が最高責任者、システム計画担当副取締役（Deputy director, System Planning）が担当部長、ジャマリア電力システム担当マネージャーが担当課長である。「イ」国の電源開発の実施体制は図 4－2 に示すとおりであり、RUKN及びRUPTLに基づき電気事業者が個別の電源開発計画が計画している。図 4－3 にMEMR、図 4－4 にMEMR電力総局、図 4－5 にPLNの組織図を示す。

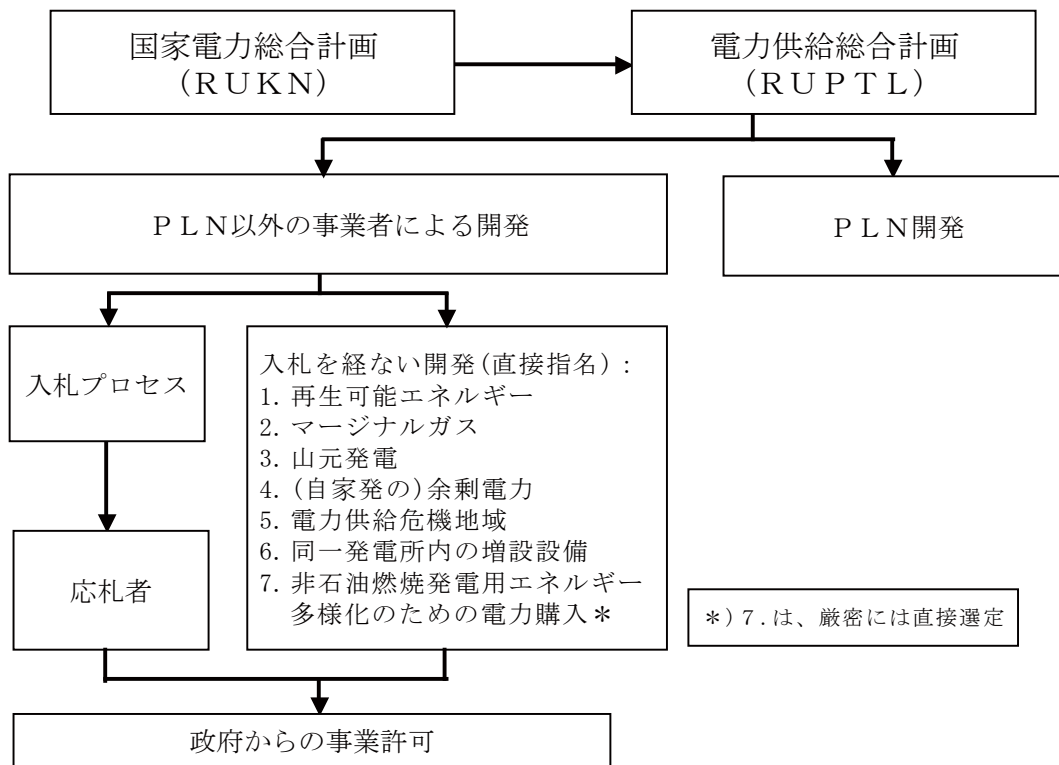
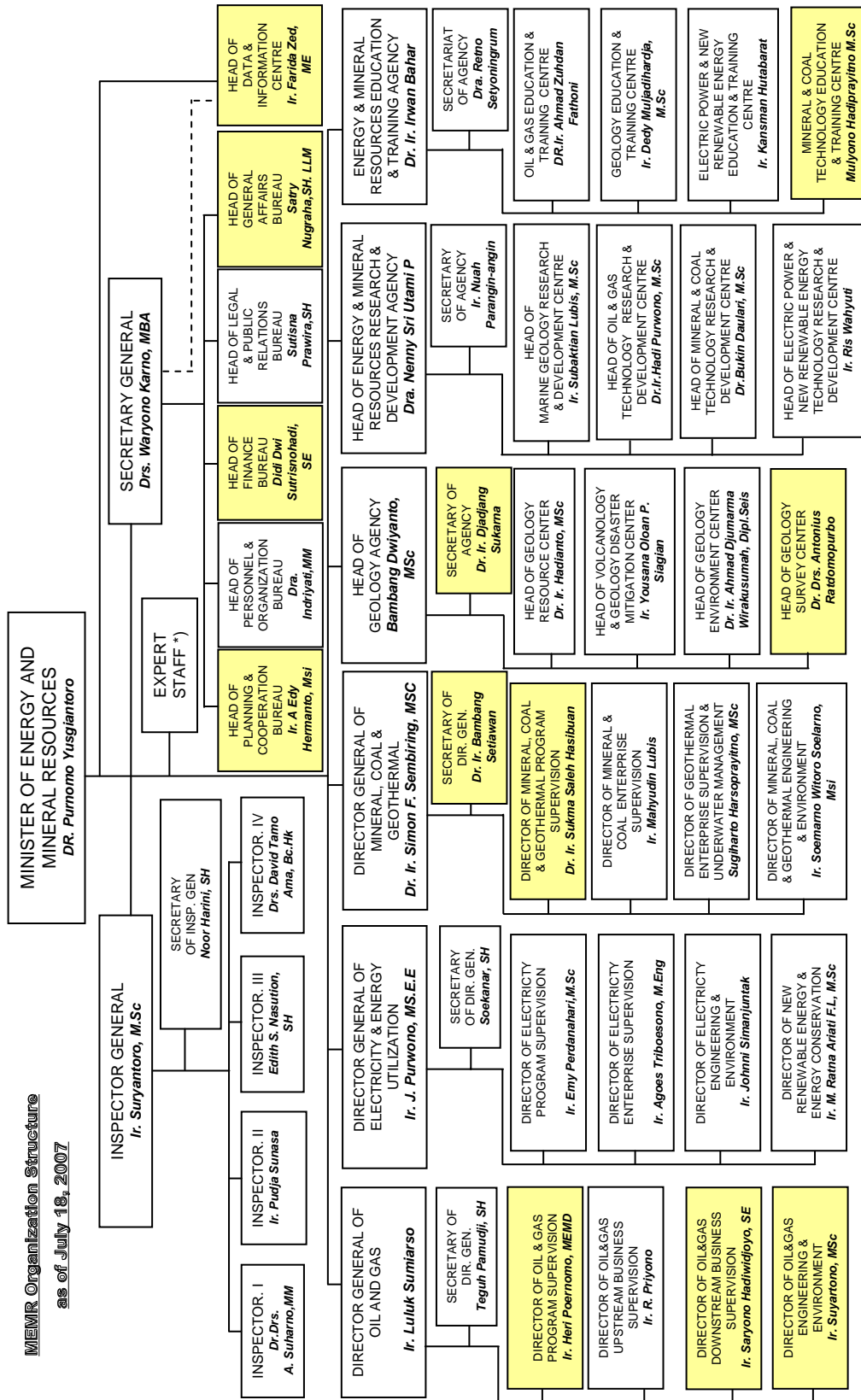


図4-2 「イ」国の電源開発体制

MEMR Organization Structure
as of July 18, 2007



- *) 1. Expert Staff on Human Resources & Technology : **Dr. Evita Herawati**
 2. Expert Staff on Economic & Finance : **Dr. Marwansyah Lobo Balia**
 3. Expert Staff on Information & Communication : **Dr. Ir. R. Sukhyar, MSc**
 4. Expert Staff on Jurisdiction & Environment : **Ir. Novian M. Thaib, MM**
 5. Expert Staff on People & Community : **Dr. Ir. Thamrin Sihite, ME**

図 4-3 MEMR 組織図

DGEUU Organization Structure
AS of January 26, 2007

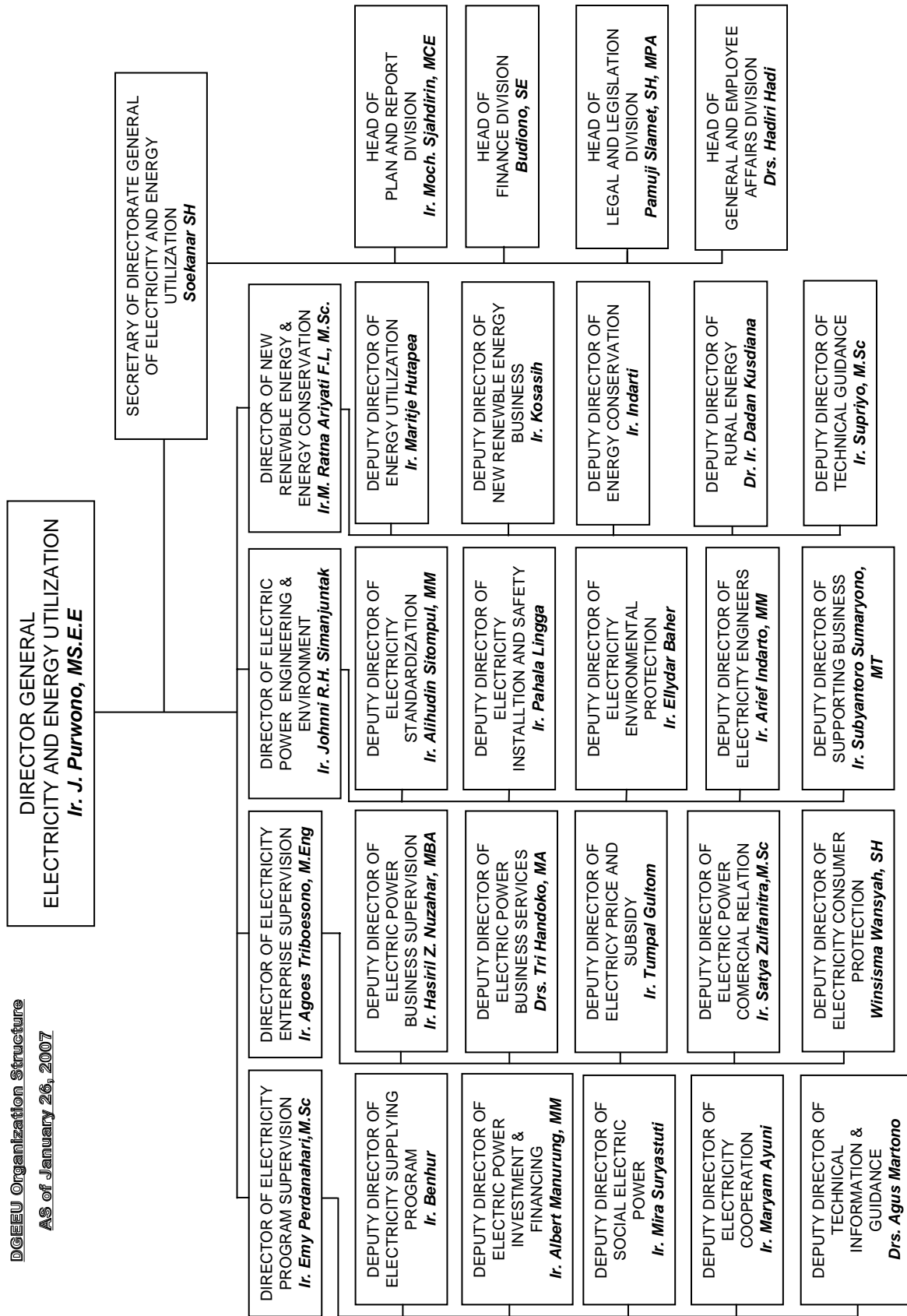


図 4-4 MEMR 電力総局組織図

4-6 電源開発計画のための資金調達

ジャワ・バリ地域の所要電源開発資金は、RUKNによれば、2026年までに総額611億ドルと見込まれており、ジャワ・バリ地域の電力セクター投資の約9割を占めている。電源開発投資に係るPLNの資金調達負担を軽減するため、ジャワ・バリ地域では、IPP(民間)及びクラッシュプログラム(建設事業者が85%を調達、PLNが15%を負担)を活用することになっている。「イ」国の電源開発投資の資金調達スキームを図4-6に示す。

オーナー	スキーム		実施者選定
PLN	自己資金		競争入札による
	借款(日本・中国他)		借款条件による
IPP	非石油燃料発電所 開発加速プログラム	10,000MW/ クラッシュプログラム	EPC方式(競争入札)による (資金;事業者85%、PLN15%)
		加速プログラム	直接選定による
		パートナーシップ プログラム	直接指名による
	インフラサミット		競争入札
	供給危機地域		直接指名による
	既設IPP拡張		直接指名による
	旧27案件		契約が有効なもの:直接指名 契約が破棄されたもの:インフラ サミット案件等に移行

図4-6 「イ」国の電源開発資金調達の仕組み

4-7 電源開発計画のアップデートの必要性

旧マスタープランは、第1フェーズ:電力危機の検証と短期対策と、第2フェーズ:中長期の最適電源開発計画(2000年~2015年)で構成されているが、調査の重点は第1フェーズの当面の電力危機を回避する短期対策の検討に置かれている。短期対策については、本調査に引き続きフォローアップ調査(自家発活用)及び「ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査」(2006年11月)が実施されている。2006年にはクラッシュプログラムが立案され、「イ」国側の2010年までの電力供給力確保対策は確立している。一方、中長期の最適電源開発計画について2006年のRUKN及びRUPTLと比較すると次のような乖離が生じており、アップデートが必要である。

まず、JICA調査の対象期間は2000年~2015年であるが、RUKNは2005年から計画期間が10年から20年に延長された結果、2006年のRUKNの計画期間は2006年~2026年となっており、すでにJICA調査の計画期間を10年以上超える計画となっている。このような計画期間の大幅な延長に伴い、JICA調査に含まれていない原子力発電の導入、揚水発電に対するニーズの増大(ピーク供給力+余剰電力対策)等新たな課題が生じてきている。

また、電力需要見通しについては、JICA調査の予測結果は、2005年時点の実績値とは大きな乖離はないが、RUKNの2010年及び2015年の計画値と比較すると、最大電力の見通しにおいて乖離が大きくなっている。これは、ジャワ・バリ系統の電力需要が先進国型の昼間ピークにジャカルタ等大都市部が移行しつつあるため、需要電力量の伸びに比べて最大電力需要の伸びが低めになる傾向及び

「イ」国側の DSM(デマンドサイドマネージメント)の強化を反映したものと考えられる。電源構成については、クラッシュ計画等の石炭火力への急激な燃料転換計画を反映して RUPTL の 2010 年見通しは、JICA 調査と比較して石炭火力の構成比率が上昇する一方、負荷調整が容易なガスコンバインドサイクル発電、石油火力発電の比率が大幅に低下しており、電力系統運用の面から再検討が必要な状況となっている。

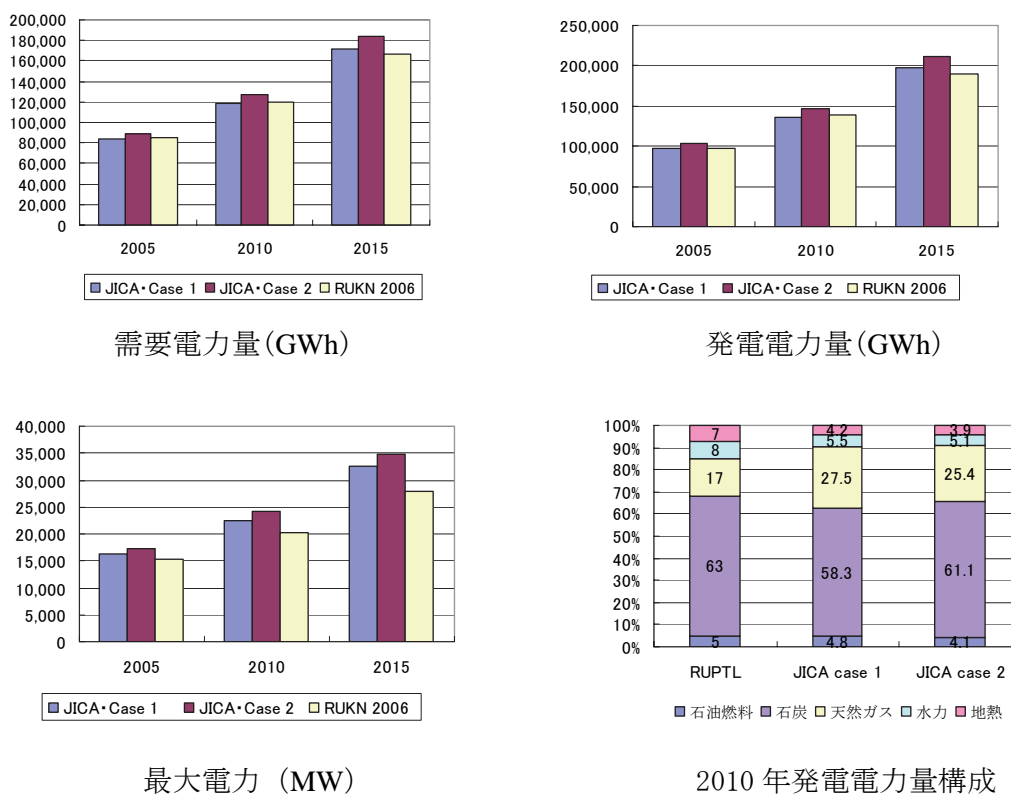


図 4-7 「イ」国電力需給状況

第5章 ジャマリア地域における送変電系統開発

5-1 送変電設備の概況

ジャマリア地域の送変電設備は基幹系統である 500kV 送電線が北・南周りの 2 系統により、東西約 700km に施設され、ジャカルタ及び主要地域へ送電され、その後 150kV、70kV 送電線により需用地点へ電力を供給する構成となっている。首都圏であるジャカルタ・バンテン地域はジャマリア系統のピーク比 43% (6,315MW/14,821MW) と非常に偏在した需要をまかなうため、常に東ジャワの電源地帯から西向きに重潮流となっている。2006 年に運転開始した南回り 500kV 系統により、改善が見られるものの、安定度の問題により発電が抑制されている。また今後も旺盛なジャカルタの需要の伸びに加え、ジャカルタ付近の発電所の多くはピーク対応であるため、オフピーク時には依然として西向きの重潮流が予測される。このようななか、スララヤ等の西側発電所の事故停止時にはジャカルタへの供給不足により輪番停電を実施せざるを得ない厳しい状況となっている。

表 5-1 送電線の施設状況

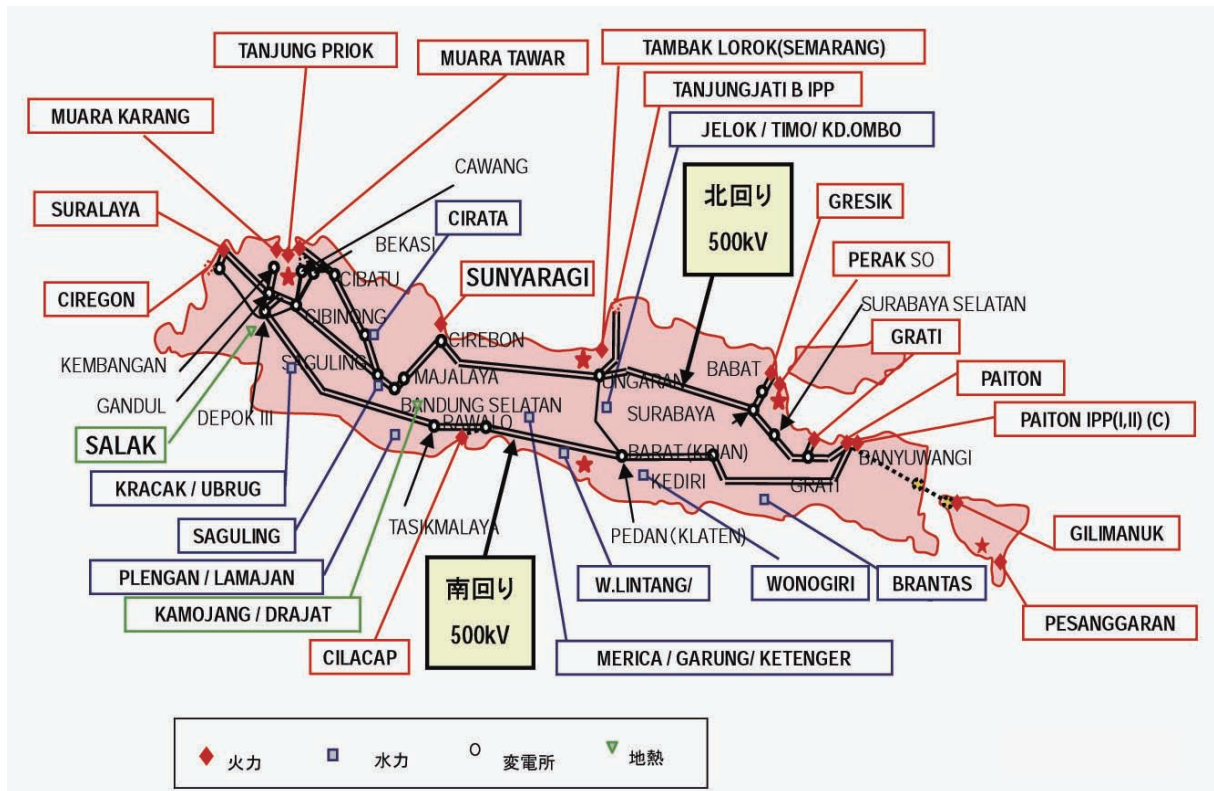
Year	500kV	150kV	70kV
2006	4,983km	11,552km	3,657km

参考：主要基幹 2 ルート

{	北回り 500kV ルート：送電容量 1,800MW 1999 年運転開始 南回り 500kV ルート：送電容量 1,200MW 2006 年運転開始	}
---	--	---

表 5-2 変電関連設備状況

Year	500kV [TR, Capacity]	150kV [TR, Capacity]	70kV [TR, Capacity]
2006	23 SS [35、17,000MVA]	312 SS [596、28,634MVA]	97 SS [135、2,807MVA]



出典：PLN 資料

図 5-1 ジャワ・バリ系統(2007)

5-2 スマトラ島との系統連系に関する最新動向

スマトラ島南部の Bangko Tengah 石炭火力(600MW×4)の開発計画が China Huadian Corporation を中心に進められており、発電された電力のうち2,000MW相当をジャワ島へ直流送電される計画がある。直流送電に関わる費用が上乗せされた IPP 買取り価格がジャマリ地域の IPP 価格との経済比較、用地取得や環境問題も今後検討が必要となるが、東ジャワからの西向き潮流を緩和することができるため、系統の安定化にも大きく寄与することが期待できる。現在のところ2012年運転開始をめざしている。

(1) 供給形態

- ・南スマトラの Bangko Tengah 石炭火力から延長400kmの架空送電線
- ・スマトラからジャワの上陸地点まで延長40kmの直流海底ケーブル
- ・ジャカルタまで延長150kmの架空送電線
- ・直流海底ケーブルに必要な交直変換所(1200MW×2)

(2) 連系線運転開始による影響

最大需要地であるジャカルタへ西側から直流送電されることで、現在の東ジャワからの長距離大容量送電に伴う安定度の問題は大きく改善される。ジャカルタの需要約6,000MWのうち、直流容量が約2,000MWの計画であり、スララヤ等ジャカルタ近隣の火力と併せれば、ほぼジャカルタの需要をまかなうことができる。

系統に与える影響としては、連系線事故時にスマトラ・ジャカルタ両系統が解列することで、一時的にジャカルタ系統では周波数が下がり、東→西潮流が増大することである。このため連系線の交直変換所の施設地点をどこへ置くのかが、ジャマリの長期安定化を検討するうえで非常に重要なファクターとなっている。現在の候補地点として「DEPOKⅢ」や「Suralaya」があがっている。

5-3 送変電系統開発計画

RUPTL2006によれば、ジャマリ系統の2010年までの供給予備率を29%と設定している。供給予備率が厳しいジャマリ地域は発電所新設を進めているが、発電所新設に伴う送変電計画が必要である。また地域間の系統連系を円滑にすることで、電力不足時の融通が可能となり、より低い供給予備率でも需給運用が可能となる。2006年に南北の500kVルートは完成したものの、発電所新設や需要増加に伴う更なる送変電開発は重要であり、以下のとおり計画されている。

(1) 送電設備開発

RUPTL2006年より2006年～2010年(5年間)のジャマリ送電線開発計画は以下のとおりで、平均して年間1,800km程度、多くが新規電源開発に伴う供給線路整備となっている。需要増や安定度対策として、ムアラタワールからジャカルタへの新規送電線や超高压送電線の2回線化も含まれるが、用地交渉が難航して遅延するケースが多い。

表5-3 ジャマリ地域の送電線開発 (Km)

系統区分	2006	2007	2008	2009	2010	計
500kV	1,403	9	165	333	462	2,373
150kV	484	1,499	2,010	2,239	367	6,598
70kV	—	34	—	82	—	116
計	1,887	1,542	2,175	2,654	829	9,087

出典：RUPTL2006

(2) 変電設備開発

RUPTL2006年による変電設備開発計画は、変電所ごとの需要増加による変電設備の新增設や安定度対策として系統拡大による短絡容量の見直し、老朽変電設備の取替えがある。通常、変圧器容量が70%を超える需要が見込める場合には、新增設により拡充工事を行うべきであるが、聞き取り調査では、予算の制約から拡充工事の遅れによる過負荷、老朽による変電所機器の事故が頻発している。

表 5-4 ジャワ・バリ地域の変電設備開発 (MVA)

系統区分	2006	2007	2008	2009	2010	計
500/150	1,666	2,332	3,832	2,500	4,000	14,330
150/70	60	260	120	100	30	570
150/20	3,370	3,450	2,760	2,670	2,640	14,890
70/20	380	180	230	20	80	890
計	4,576	6,222	6,942	5,290	6,750	30,680

出典：RUPTL2006

5-4 送変電系統開発計画に係る実施体制

国有電力会社である PLN は垂直統合経営からビジネスユニット化を図り、ジャバリ地域の給電・送変電・配電部門については、1995年に「ジャワ・バリ送電・給電センター (P3B JB)」と5つの配電事務所 (ジャワ島4事務所、バリ島1事務所) により運営を行っている。P3B JB では需給運用、系統運用に加え、送電線の計画・建設・保守も行っている。送変電設備の定義は発電所昇圧変圧器の二次側から配電用変電所 (150/20, 70/20) の変圧器二次側までである。

ジャカルタ近郊の Gandul 変電所に隣接する中央給電指令所 (ジャワ コントロールセンター : JCC) がジャバリ地域の需給運用と500kV の系統運用を担当する。その下位には4つのリージョンごとに150kV 以下の系統運用をする地域制御センター (RCC) とバリ島の Sub 地域制御センターが設置されている。給電指令所及び地域制御センターとも近年最新の SCADA-EMS を導入しており、指令所間及び変電所とは光ファイバー、電力線搬送で通信される。この通信設備の運用保守管理は、PLN の別のビジネスユニットである I-CON+が担当しているが、その計画は P3B JB の送変電計画と密接に連携しており、設備的に大きな問題はない。

本案件と関係する部門は、送変電計画を行う “Planning Sector” と、送変電設備の設計・保守を担当する “Technical Sector”、供給信頼度や安定度等を含む系統運用を担当する “System Operation” である。また4つの地域の RCC では150kV 以下の設備を担当していることから、これらの RCC への情報収集のための調査が必要となる。次にその組織図及び地域図を示す。

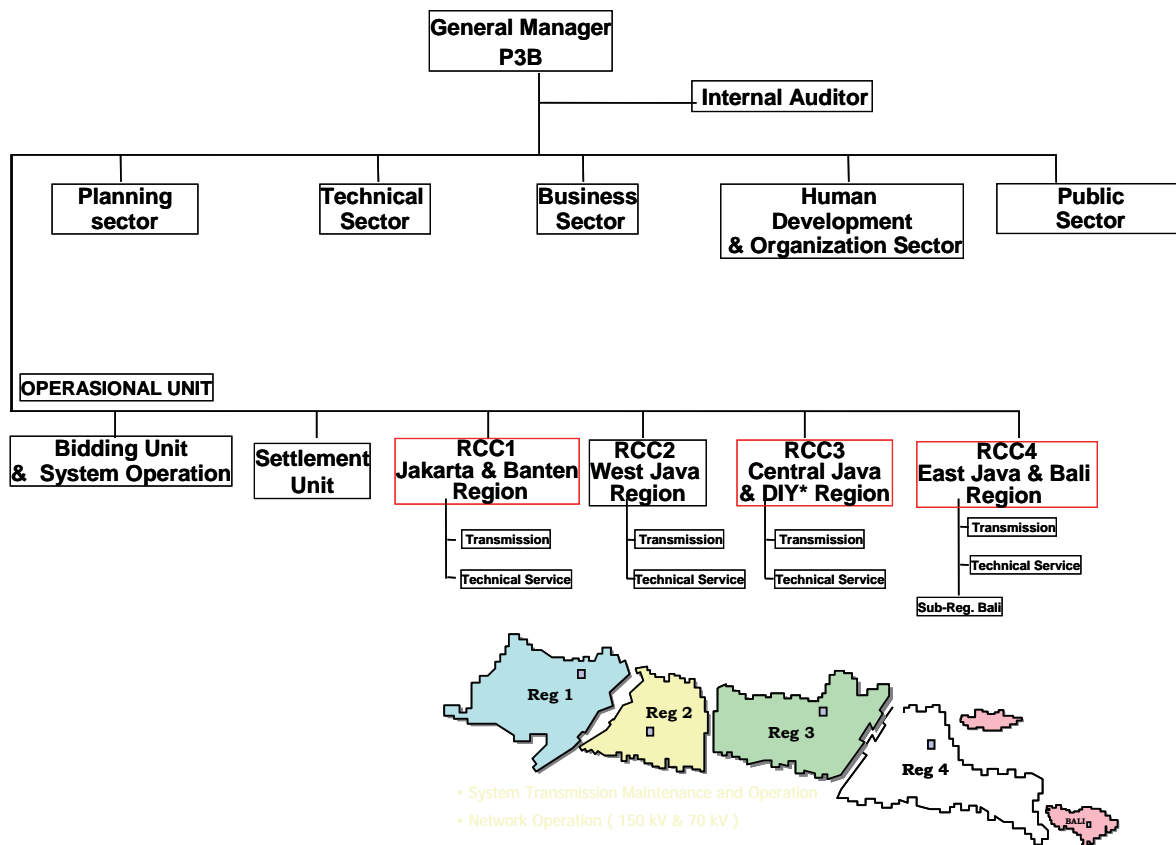


図 5 - 2 P3B JB の組織図

5 - 5 送変電系統開発のための資金調達

表 5 - 5 のとおり、PLN が計画している将来 5 年間の設備投資金額において、ジャマリ系統の電力設備投資額は 115 億ドルであり、「イ」国全土の 78% を占め、依然として投資の中心となっている。

また、送変電設備関連費は 5 年間で 36 億ドルと全電力設備計画の 31% を占めている。内部資金能力の限界から発電所の多くは IPP 等民間に依存することとなるが、民間の資金注入の難しい送変電設備は PLN にとってより重要視するべきセクターと位置づけられる。同計画値は ODA 借款等を含んでおらず、PLN 自己資金によることを前提としている。

表 5-5 ジャマリの送変電設備資金計画

系統	2006	2007	2008	2009	2010	計
500kV	343	129	76	160	775	1,483
150kV	32	78	180	444	42	776
70kV	-	14	-	6	-	20
送電計	375	221	256	610	817	2,279 [20%]
500/150kV	85	111	180	132	191	699
150/70kV	1	5	3	2	1	12
150/20kV	92	167	106	108	84	557
70/20kV	7	6	5	1	1	20
変電計	185	289	294	243	277	1,288 [11%]
電源	-	-	-	3,420	2,993	6,413
配電	287	283	313	354	328	1,565
ジャマリ 電力設備計	847	793	863	4,627	4,415	11,545 [100%]

インドネシア 電力設備計	1052	1135	1915	5,065	5,603	14,770
-----------------	------	------	------	-------	-------	--------

* 発電にはIPPを含んでいない。
 単位[million USD]
 出典:RUPTL2006 から調査団が作成

5-6 送変電系統開発計画のアップデートの必要性

旧マスタープランでは系統解析（潮流解析、安定度解析、短絡容量計算、周波数検討）による電源開発に対応するための最適な送電計画を行っている。しかしながら、2007年頃までの短期送電計画、及び2015年までの中長期的な電源開発から想定した長期送電計画について、第4章「4-7 電源開発計画のアップデートの必要性」で述べたとおり、2006年の RUKN 及び RUPTL と比較すると、大きな乖離がでてきている。このため、送変電系統については以下のような検討項目を加味して、開発計画をアップデートすることが必要である。

(1) 新規発電所建設の加速に合わせた送変電系統の最適化

2006年、南回り 500kV 基幹送電線が完成し、ジャマリ系統では東から西への送電容量は大幅に改善したといえる。しかしながら、旧マスタープランで想定した完成時期である 2004 年から 2 年間も遅れたことに加え、政府のクラッシュプログラムによる 10,000MW の大規模石炭火力発電所建設計画が追加されたために、これらを取り込んで、新たに系統計画をする必要がある。例えば発電所から 500kV 基幹送電線への分岐送電線計画や容量増設、2 回線化が必要となつてきている。ジャマリ系統全体の送変電系統は旧マスタープランの内容と比較し、大きく複雑化しており、将来の電源計画にあわせて最適な送変電計画の見直しが必要である。

(2) スマトラージャワ連系によるジャワ島への影響

スマトラージャワ連系は、近年その具体的仕様が固まりつつあり、海底ケーブルや交直変換所の立地地点の検討も始まっている。このため、東から西への重潮流を緩和するための、スマトラからの直流供給がどの地点へ接続されるかも織り込んで、ジャカルタ近郊の送変電計画を見直す必要がある。また、この連系線の事故時に対する系統安定度の観点からの検討も必要となっている。

(3) 原子力発電及び石炭発電の比率の上昇

原子力発電や大型石炭発電はロードカーブではベース電源用であり、発電出力の応答速度が遅いため朝夕やピーク時には、負荷追従しにくい特性がある。このため、原子力や石炭火力より発電出力を調整しやすいガスタービンや水力発電も合わせて系統計画していく必要がある。さらに、現在ジャバリ地域には揚水発電所は存在しないが、将来的には揚水発電所の導入による効率的な系統運用・需給運用を検討する必要がある。

(4) 変電設備の老朽化による変電所事故の軽減と故障区間の波及防止

大都市ジャカルタで広域停電が発生した場合の社会的影響は非常に大きくなっている。旧マスタープラン策定時点では、まだ 500kV 送変電設備が老朽化していなかったが、近年は送変電設備全般の設備更新の遅れが見られ、変電所では遮断器の故障による事故が発生している。

また、変圧器負荷も常時 70%を超えているものが多く、これらの事故が広域停電へ波及することが危惧されている。このため老朽対策としての設備更新による信頼度対策を新たに検討する必要がでてきている。

第6章 環境社会配慮

6-1 環境法体系

インドネシア環境管理法（Law No.23,1997）第18条は、環境に重大な影響をもたらす恐れがある事業について、事業許可を取得する際に、環境影響評価の実施を義務付けている。環境影響評価の実施体制、手続き等は、環境影響評価に係る政令（Government Regulation No.27, 1999）に規定されている。さらに、具体的な対象プロジェクトの定義、国と地方の権限分担等については環境省令において規定されている（環境影響評価の手順については2006年環境大臣令第8号、対象プロジェクトについては2006年環境大臣令11号、国と州の審査委員会及びその権限については2000年環境大臣令第40号、住民参加及び情報公開については2000年環境影響管理庁（Budan Pengendalian Dampak Lingkungan : BAPEDAL）長官命令第8号等）。

環境影響評価の手続きは、図6-1に示すように、第一段階で環境影響評価が必要か否かについてのスクリーニングが行われる。この結果、環境影響評価が必要と判定された場合には、スコopingを主たる内容とする実施計画書（KA-AMDAL）の提出及び環境省、州、市・県に設置される環境評価委員会によるKA-AMDALの審査、環境影響評価書（Analisa Mengenai Dampak Lingkungan : AMDAL）、環境モニタリング計画（Rencana Pemantauan Linykungan : RPL）及び環境管理計画（Rencana Pengelolaan Lingkungan : RKL）の提出及び環境影響評価委員会によるAMDALの審査と二段階で実施される。実施計画書の作成及び審査段階、環境影響評価書の審査段階で地元住民等の利害関係者は意見を述べる事ができる。環境影響評価委員会は、事業に係る省庁、学識経験者等で構成される。

環境影響評価の対象事業は環境大臣令で定められており、事業の内容、規模、州・県・市をまたがるか否かにより環境影響評価の責任行政機関が定められている。電気事業に関連する環境影響評価の対象事業及び審査担当機関は表6-1に示すとおりである。

表6-1 電力設備の環境影響評価の対象設備と責任機関

事業の種類		規模	責任機関
原子力炉の建設、廃炉等		100kW以上	環境省
原子力以外の発電所	火力発電	100MW以上	州、州をまたがる場合は環境省
	地熱発電	55MW以上	州、州をまたがる場合は環境省
	水力発電	ダム高さ：15m以上 貯水池の幅：200m以上 出力：50MW以上	州、州をまたがる場合は環境省
	その他再生可能発電	10MW以上	県・市、県・市をまたがる場合は州、 州をまたがる場合は環境省
送電線		150kVを超える電圧	県・市、県・市をまたがる場合は州、 州をまたがる場合は環境省

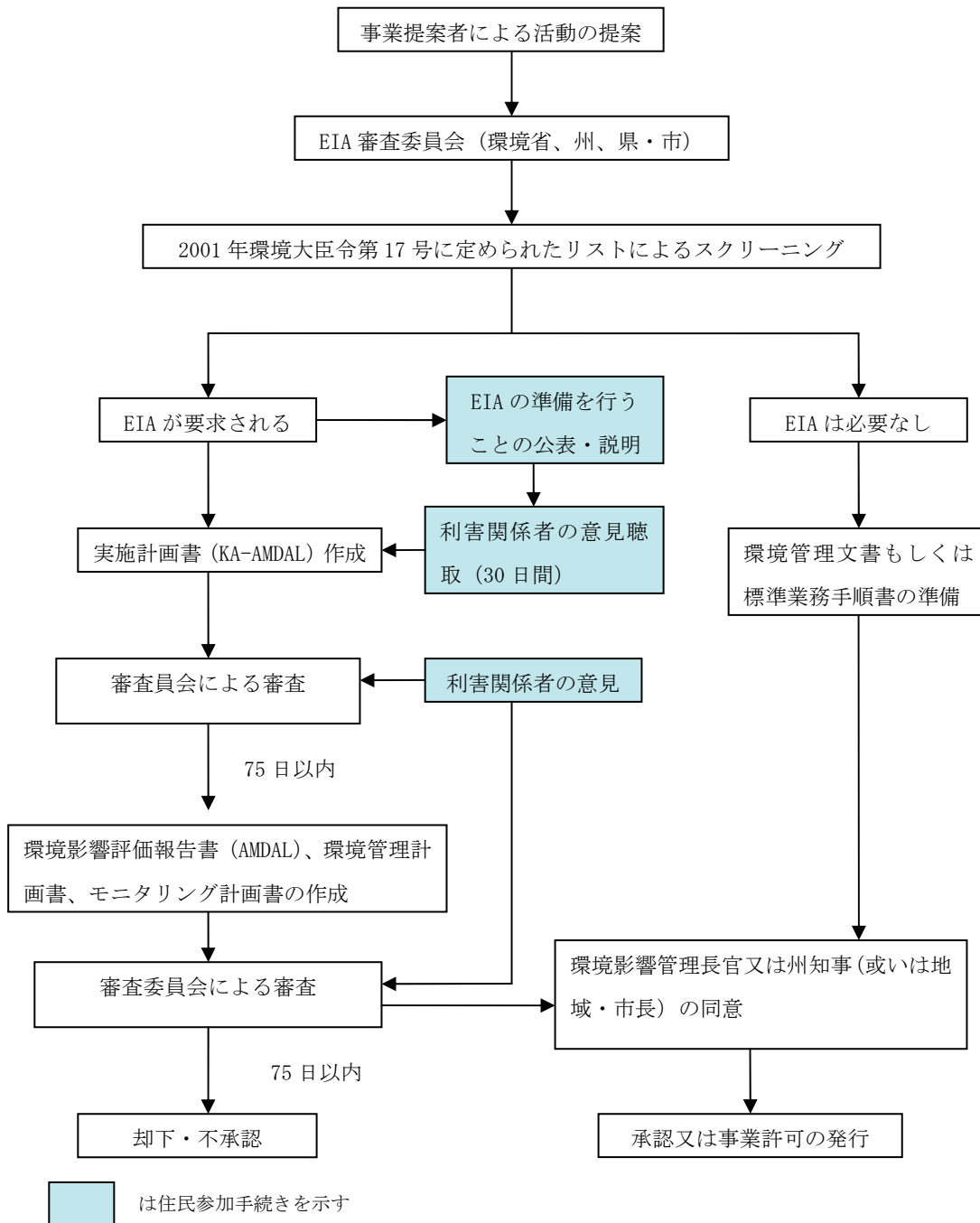


図 6 - 1 環境影響評価の手続き

6 - 2 電力開発に係る環境社会配慮

電力開発において特に重大な環境影響を生じる可能性を有する事業は、高圧送電線の建設及び運転、発電所の建設及び運転である。ジャマリ地域の基幹送電線の電圧は 500kV と環境影響評価の対象となる電圧であり、送電線のルート選定及び建設にあたっては環境影響に十分な配慮を払う必要がある。発電については、ジャマリ地域においては、石炭火力発電、水力発電、地熱発電、天然ガスコンバインドサイクル発電、原子力発電等各種の発電技術が導入される可能性がある。発電技術の選択にあたっては、表 6 - 2 に示す各電源別の環境影響チェックリストを踏まえ、環境に対して重大な影響が生

じないように配慮する必要がある。特にジャマリ地域においては大規模な石炭火力発電及び原子力発電開発が予定されており、環境に対する影響について慎重な検討が必要である。

表6-2 電源別環境影響チェックリスト

		社会環境	自然環境	地球環境	大気・水域環境	その他
水力	流れ込み	—	自然公園、自然環境保護区内か、絶滅危惧種の生息地か否か。	—	—	工事中の騒音、振動、濁水、油の流出
	貯水池式（揚水発電を含む。）	貯水池建設に伴う強制移転の有無	同上	—	貯水池からの冷水及び濁水長期化の影響	同上
地熱発電		—	同上	—	亜硫酸ガスによる大気汚染 還元水に含まれる重金属等による地下水汚染	同上
石炭火力		温排水の水産業への影響（取水影響を含む。）	同上	CO ₂ の排出	ばい煙による大気汚染 温排水による海生生物等への影響（取水影響を含む。）	同上 貯炭場からの粉塵飛散
天然ガスコンバインドサイクル		同上	同上	CO ₂ の排出は石炭火力と比較して小さい。	同上	同上
原子力発電		同上 大規模な用地買収に伴う強制移転の有無	同上	—	温排水による海生生物等への影響（取水影響を含む。）	工事中の騒音、振動、濁水、油の流出

第7章 本格調査の概要と留意事項

7-1 本格調査の内容

(1) 基礎調査段階

1) 基礎調査（既存資料の収集・分析及び現地踏査）

a) 「イ」国の電力政策、法制度、組織体制

「イ」国の石炭火力発電所建設促進政策、発電事業における IPP 促進政策、新電力法の制定動向、MEMR 及び PLN 等の組織体制や責任分担について調査する。

b) 「イ」国のエネルギー及び国内一次エネルギー資源に係る国家政策

「イ」国の石油から石炭及び天然ガスへの転換促進政策、天然ガスの発電事業への供給方針、デマンドサイドマネージメント（Demand Side Management : DSM）等の省エネルギー政策及び再生可能エネルギー政策、石油、石炭、天然ガス、水力、地熱等の一次エネルギーの賦存状況を調査する。また、原子力発電開発計画、ガスや石炭供給のためのパイプラインや港湾整備計画等も調査する。

c) ジャマリ地域の社会・経済状況及び開発計画

ジャマリ地域の人口、世帯数、GDP 等の経済指標、産業活動、道路、港湾等のインフラ整備状況、将来の経済見通し、主要な開発計画等を調査する。電力需要予測に大きな影響をもたらす可能性のある大規模な工場建設計画等の個別開発計画についても調査する。

d) ジャマリ地域の電気事業

① PLN、P3B JB、Indonesia Power、PJB、IPP 等関係機関の組織体制

ジャマリ地域の各電気事業者の機能、組織体制等の現状について調査する。

② 電力需給状況

電力需要及び供給状況を調査する。電力需給が逼迫している地域についてはその原因と対応状況を調査する。

③ 既存電力設備の現状

既存発電設備並びに送変電設備の運転状況について調査する。この際、スマトラ島とジャワ島の系統連系³についても考察する。

④ 系統運用の現状

「イ」国のジャマリ系統における系統運用⁴手法の現状について調査を行う。

⑤ 電源開発計画

PLN 及び民間事業者による既存の電源開発計画及び進捗状況について調査する。

⑥ 送変電系統開発計画⁵

P3B JB による既存の送変電系統開発計画について調査する。

⑦ 電気料金及び燃料価格

契約種別ごとの電気料金及び石炭、天然ガス等の燃料価格を調査する。

³スマトラ島からジャワ島への直流系統連系については本調査の調査内容に含まれるが、スマトラ島内の系統計画は調査対象外とする。

⁴系統運用には「給電指令所」等の給電設備及び通信設備は含まないこととする。

⁵送変電系統開発計画は、500kV の送電線から 150/20kV 及び 70/20kV の変電設備までを含むものとする。

⑧IPP プロジェクト及びクラッシュプログラムに基づく石炭火力発電所建設契約の PLN の事業者選定プロセス及び契約条件を調査する。

<最適シナリオ検討段階>

2) 電力需要の予測

a) 既存電力需要予測のレビュー

既存の電力需要予測の手法、需要予測と実績との乖離状況を調査し、現状の需要予測の問題点と改善対策を検討する。その際、ジャカルタ等の大都市部でのロードカーブの推移に留意する。

b) 経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー

電力需要予測に必要な人口予測、経済成長予測、個別の開発計画及び大規模工場の立地計画等の情報を収集、評価する。

c) DSM 及び省エネルギー対策の検討

ピーク需要を抑制、あるいは低負荷時間帯にシフトさせる DSM の導入、省エネルギー対策の可能性について評価する。

d) 電力需要予測の更新

a) 及び b) の検討に基づいて、2009年から 2028年までの 20年間の電力需要予測を行う。

3) 最適電力開発シナリオの策定

a) 一次エネルギー開発可能性評価

石油、石炭、天然ガス、水力、地熱等の一次エネルギーについて賦存状況、需要地までのアクセス、経済性、環境影響（住民移転を含む）等を評価して、今後 20 年以内に開発可能な一次エネルギーの開発地点及び規模を特定する。

b) 既存電源開発プロジェクトの実現可能性評価

現在検討が行われている個別電源開発計画について、資金調達の見通し、燃料調達の見通し、IPP については PLN との売電交渉の進捗状況等を総合的に検討し、実現可能性（実現時期の予測を含む）を評価する。

c) スマトラとの系統連系を含む送変電系統開発計画手法の評価

P3B JB の送変電系統開発手法を評価し、課題を抽出する。

d) 戦略的環境影響評価

予想される各種電力開発の環境影響を評価し、重大な環境影響を回避するための電源開発及び送変電系統開発計画の考え方のあり方を検討する。

e) 代替電力開発シナリオの策定と最適化検討

上記検討を踏まえて、電源開発及び送変電系統開発シナリオを複数案策定し、比較検討を行い、最適案を特定する。シナリオ案の検討にあたっては、ピーク対応や余剰電力対策、負荷変動対応を考慮に入れる。

f) 所要投資資金の試算

最適計画について部門別（揚水、火力、原子力等発電技術別、送変電等）別に所要投資資金を算定する。

〈最適電力開発計画作成段階〉

4) 最適電力開発計画の提案

a) 最適電源開発計画の策定

上記 2) 電力需要の予測及び 3) 最適電力開発シナリオの策定の検討を踏まえ、2009 年～2028 年の最適電源開発計画を策定する。この計画は、RUKN 及び RUPTL 策定に必要な内容はすべて網羅する。

b) 最適送変電系統開発計画の策定

上記 2) 電力需要予測及び 3) 最適電力開発シナリオの策定の検討を踏まえ、2009 年～2028 年の最適送変電系統開発計画を策定する。この計画は、RUKN 及び RUPTL 策定に必要な内容はすべて網羅する。

c) 資金調達及び民間投資促進対策

上記の最適電力開発計画を実現するため、PLN及びP3B JBの資金調達対策及びその他民間資本による電源開発の投資促進対策を提案する。

d) 環境社会配慮

環境影響評価の観点から環境負荷が特に大きい石炭火力を中心に具体的な環境対策を提案する。

e) 系統運用の改善提案

大規模停電事故の回避並びに波及事故防止の観点から、系統運用手法の現状と課題を分析し、改善策を提案する。

7-2 本格調査における留意事項

(1) 電源構成のベストミックス

ジャマリ地域の電源はクラッシュプログラムの実施により 2009 年～2010 年にはベースロード電源である石炭火力発電の比率が 6 割程度と高くなり、さらに 2017 年から 2026 年の間にはベースロード電源である原子力発電の大量導入 (4,000MW) が予定されている。このようなベースロード電源の開発と同時に、ミドルロード、ピークロード電源の開発を進め、ジャマリ系統におけるいわゆる電源構成のベストミックスを検討することが本調査 (最適化) に期待される重要な課題である。検討にあたっては、ベストミックスを評価する視点として、電力の安定供給、低廉な供給、信頼性の高い供給、環境影響をできる限り少なくする供給等の評価項目を明らかにし、それらの評価項目の評価手法 (既存の最適電源開発ソフト、系統解析ソフト等に盛り込まれていない項目についてどのように反映させるか等) を検討することが重要である。

また、発電分野における石油消費を大幅に下げることが「イ」国の政策目標となっていることから、ミドルロード、ピークロード電源としては揚水発電を含む貯水池式水力発電及びガス火力発電が有力な候補と考えられる。このなかで、ガス火力をミドル及びピークロード電源として有効に活用するためにはガス供給をどの程度弾力化できるか (契約条件の見直し等)、発電所側でのガス貯蔵施設の設置の必要性等ガス供給の弾力化について検討が必要と思われる。

(2) 揚水発電の検討

ジャマリ地域の電源開発計画にはすでに 1,000MW (250MW×4 基) の揚水発電計画が盛り込まれている (RUPTL2006 年では 2012 年及び 2013 年に各 500MW 運転開始予定)。RUPTL2006

年作成以降の状況の変化として、クラッシュプログラムが実施される等電源開発計画における石炭火力発電の比率が上昇すること、原子力発電の開発が具体化してきていることから、揚水発電の必要性は従来の計画時点以上に高まっている。このため、揚水発電について開発必要量、開発時期、有望な開発地点を十分検討することが重要である。また、開発を実現するために、系統運用面における揚水発電の効用等を評価し、開発・運用主体、資金調達等について具体的な提言を行うことが必要である。

(3) 原子力発電の取扱い

原子力発電の開発は「イ」国が長年取り組んできた国策である。原子力発電の導入にあたっては、最大の電力系統であるジャマリ系統が最も有力な系統であり、過去の調査において有望なサイトも特定されている。このような状況を踏まえて、原子力発電については「イ」国側の計画を前提に、電源開発計画を検討する必要がある。一方、原子力発電開発については長期間のリードタイムを要し、一般的には計画が遅延する事例が多いことから、「イ」国側と十分に協議のうえ、原子力発電の開発が当初予定よりも遅延する場合の供給力不足の回避策についても検討することが望ましい。

(4) 環境社会配慮

石炭火力発電の大量導入、原子力発電開発等大規模電源開発においては、環境社会配慮に万全を期する必要がある。石炭火力発電については、硫黄酸化物、窒素酸化物、ばい塵の排出等による地域環境への影響、温室効果ガス排出増大の伴う地球温暖化への影響等を考慮し、適切なばい煙処理対策、発電効率の向上等による影響緩和対策を検討する必要がある。原子力発電については、IAEA等の基準に基づき安全性の確保に最大限の努力を傾注することを前提に、さらに大量の温排水の環境影響についても適切な取放水対策を講じる必要がある。本調査はマスタープラン段階の調査であるが、個別電源種類ごとに配慮すべき環境対策のメニューを示すことは、「イ」国側による計画実施に際して環境社会配慮を徹底するために必要と思われる。

(5) 系統計画

ジャマリ送変電系統は500kV南北2回線化を終えたあとも、東から西への重潮流は完全に解決しておらず、一部送電ルートของ ボトルネックや、変圧器の過負荷、周波数の低下、電圧変動の問題が指摘されている。このため、系統計画は中長期電源開発計画を十分考慮したものとし、複雑化するジャマリ地域の系統について解析（潮流解析・安定度解析・短絡容量解析・周波数解析）を行い、最適な系統計画を行う必要がある。

特に、スマトラ島～ジャワ島直流連系の計画は具体化しつつあるため、同計画を反映した最適系統計画及び、連系線事故時の対応の検討についても含めるものとする。

(6) 老朽設備更新

近年、老朽変電機器が原因で事故が発生しているとの報告があるが、これを改善するための老朽変電機器の取替や変圧器の新設・増設の検討を含めるものとする。特に500kV系統においてはN-1クライテリアを基準とした設計であるが、実際にはこれを満足できない箇所が存在する。前項送変電計画の新規の計画に加えて老朽取替の計画も含めることが必要である。

(7) 技術移転セミナー

技術移転セミナーは、1回（2～3日）が適当である。また、内容は「①送変電設備設計」「②系統運用」「③送変電技術」が期待されている。具体的には、①信頼度向上のための絶縁設計・耐雷耐塩設計を含む送変電設備設計。②電圧調整手法、系統保護。③設備保全技術を含む送変電設備の高度化・効率化技術。という3つのニーズを確認している。