

インドネシア国
エネルギー分野への包括的な
技術協力の在り方
(プロジェクト研究)

ファイナルレポート

2006年3月

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部

はじめに

国際協力機構（JICA）では、専門家派遣、開発調査、技術協力プロジェクト、研修員の受け入れなどのスキームを通じて、インドネシアのエネルギー分野の技術協力を実施してきた。これらの技術協力事業の多くは、有償・無償資金協力事業に引き継がれ、インドネシアの経済インフラや社会インフラの整備に重要な役割を果たしてきた。

開発調査、技術協力プロジェクトの実施により、エネルギー分野における基礎的な技術データの整備、技術移転、人材の育成などが図られ、所定の技術の定着は確認できている。一方で、インドネシアのエネルギー分野を取り巻く情勢は大きく変化し、多くの課題を抱えている。2004年には石油資源の輸入国となり、豊富な石油資源を背景としたエネルギー施策は悪循環に陥り、政策転換を進めざるを得ない状況になっている。これからの持続的発展のためエネルギーセクターはエネルギー政策立案や制度設計をすすめ、公正で透明性のあるセクターを構築することが喫緊の課題である。また、地域開発分野においても、電力構造改革や地方分権政策の影響により、エネルギーを含む社会インフラの運営に支障をきたすようなことがあってはならない。

このような状況を受けて、JICA が取り組む支援、援助の手法は多様化を図るべき段階にさしかかっている。さまざまな援助ニーズを的確に汲み上げ、最適な援助形態の検討、援助手法を探るとともにこれに応える案件を積極的に提案していくことが重要となっている。従来への支援に加え、政策、計画策定、組織作り、人材育成まで網羅する包括的なアプローチが必要となってきた。

本調査は、このような課題認識のもとで、エネルギーセクターの抱える課題を分野ごとに整理し、今後のエネルギーセクターにおける効果的、効率的な協力プログラムを提示するとともに、具体的な協力プロジェクトについて提言を行ったものである。

本報告書が、今後の JICA によるインドネシアの技術協力計画を策定する際の一助となれば幸いである。なお、本調査は JICA から中部電力株式会社と日本工営株式会社の共同企業体に委託されて実施したものであるが、本報告書の内容はあくまで共同企業体による調査・分析の結果であり、必ずしも国際協力機構の意見を代表するものではないことを付記する。

中部電力株式会社
斎藤 芳敬

目 次

第1章 序 論	1
1. 1 調査の背景	1
1. 2 調査の目的	2
1. 3 調査対象地域	2
1. 4 調査団員の構成	2
第2章 インドネシア国 エネルギーセクターの現状	3
2. 1 一次エネルギー需給の現状と課題	3
2. 1. 1 エネルギー資源量	3
2. 1. 2 エネルギーバランス	8
2. 1. 3 一次エネルギーの見通し	20
2. 1. 4 石油・天然ガス・石炭開発計画	23
2. 1. 5 一次エネルギー需給に係わる問題点	29
2. 2 再生可能エネルギー需給の現状と課題	33
2. 2. 1 再生可能エネルギーを取り巻く状況	33
2. 2. 2 現状分析	36
2. 2. 3 再生可能エネルギー開発に関する課題	38
2. 3 電力セクターの現状と課題	41
2. 3. 1 エネルギーセクターにおける電力セクターの位置付け	41
2. 3. 2 電力セクター改革の進捗と課題	42
2. 3. 3 電力開発計画と課題	45
2. 3. 4 送電網整備計画と課題	48
2. 3. 5 燃料供給	50
2. 3. 6 電力セクターに関わる課題	51
2. 4 エネルギー需要面の取り組みの現状と課題	54
2. 4. 1 エネルギー需要の動向	54
2. 4. 2 省エネルギーへの取り組み	57
2. 4. 3 省エネルギー推進に関わる問題点	61
2. 5 エネルギー政策・制度	62
2. 5. 1 エネルギー政策	62
2. 5. 2 エネルギー関連法	65
2. 5. 3 エネルギー関連機関	68
2. 5. 4 エネルギー政策の抱える課題	71
2. 6 地域開発と地方電化の現状と課題の分析	73
2. 6. 1 地域開発	73
2. 6. 2 地方電化	76
2. 6. 3 地域開発の取り組みとエネルギー供給の役割	83
2. 7 インドネシア国エネルギーセクターへの協力実績の整理	88

第3章 課題解決のための方針	89
3.1 課題整理の方針.....	89
3.2 経済インフラ分野の課題と解決の方針.....	90
3.2.1 経済インフラ分野の検討の方向性	90
3.2.2 経済インフラ分野の課題と解決のための方法論.....	92
3.3 社会インフラ分野の課題と解決の方針.....	96
3.3.1 社会インフラ分野の検討の方向性	96
3.3.2 社会インフラ分野の課題と解決のための方法論.....	97
3.4 課題解決のための方針と投入の検討	101
第4章 協カプログラム	103
4.1 経済インフラにおける協カプログラムの提言	103
4.1.1 経済インフラ整備のためのロードマップ.....	103
4.1.2 具体的な協カプロジェクト	105
4.2 社会インフラ支援のための協カプログラム.....	124
4.2.1 地域開発のための具体的な協カプロジェクト	124
4.2.2 地方電化の具体的な協カプロジェクト	125
4.3 エネルギー分野における包括的技術協カプログラム	128
第5章 提 言	129
5.1 経済インフラ支援に関する提言.....	129
5.2 社会インフラ支援に関する提言.....	130
 添付資料1 エネルギーセクターに関する調査	
 添付資料2 インドネシアにおけるエネルギーセクター関連法制度・政策	

図リスト

図 2.1.1	代表的な探査地域	14
図 2.1.2	エネルギー源別国内供給	18
図 2.2.1	再生可能エネルギーを取り巻くエネルギー施策の状況	35
図 2.2.2	再生可能エネルギーのポテンシャル分布	36
図 2.2.3	発電技術別コスト	40
図 2.3.1	電力化率の推移	41
図 2.3.2	電力関連法の流れ	42
図 2.3.3	PLN 電力料金の推移	44
図 2.3.4	500kV ジャワ・バリ系統図	48
図 2.3.5	インドネシアにおける発電用 1 次エネルギー	50
図 2.3.6	燃料調達契約の問題点	51
図 2.4.1	アジア主要国の 1 人あたり GDP とエネルギー量の推移	55
図 2.4.2	インドネシアにおける最終エネルギー消費の推移	55
図 2.5.1	インドネシア国エネルギー法の再構築の状況	63
図 2.5.2	1 次エネルギーミックス目標	64
図 2.5.3	エネルギー関連法体系	68
図 2.5.4	インドネシアのエネルギー政策体系と法律	72
図 3.1.1	エネルギーセクターへの協力の方向性の検討アプローチ	89
図 3.2.1	インドネシア国エネルギーセクターの現状と課題	90
図 3.2.2	インドネシア国エネルギーセクターの課題解決のための検討の方向性	91
図 3.3.1	インドネシア国地域開発・地方電化の現状と課題	96
図 3.3.2	インドネシア国地方電化・地域開発の課題解決のための方向性	97
図 3.4.1	小規模フォローアップ調査	101
図 3.4.2	マスタープラン関連セクター調査	101
図 3.4.3	JBIC 連携プログラム	102
図 3.4.4	プロジェクト価値再評価調査	102
図 4.1.1	安定したエネルギー供給を実現するロードマップ	103
図 4.1.2	経済インフラに対するエネルギーセクターへの協力プログラム	104
図 4.1.3	一次エネルギー分野の協力プログラムフロー	105
図 4.1.4	再生可能エネルギー分野の協力プログラムフロー	109
図 4.1.5	バイオマス産業部門戦略の枠組みイメージ	111
図 4.1.6	電力分野の協力プログラムフロー	115
図 4.1.7	省エネルギー分野の協力プログラムフロー	119
図 4.2.1	社会インフラに対する協力プログラム	124
図 4.2.2	地域開発のための協力プログラムフロー	124
図 4.2.3	地方電化のための協力プログラムフロー	126
図 4.3.1	エネルギー分野における包括的な技術協力プログラム	128

図 5.1.1	インドネシアのエネルギー経済インフラ分野への包括的な 協カプログラムイメージ	129
図 5.2.1	インドネシアの地方電化・地域開発への包括的な 技術協カプログラムイメージ	130

表リスト

表 1.4.1	調査団の構成と担当分野	2
表 2.1.1	原油の確認埋蔵量	3
表 2.1.2	石油・ガス埋蔵量の分布	4
表 2.1.3	石油とガスの資源量と埋蔵量	4
表 2.1.4	天然ガスの確認埋蔵量	5
表 2.1.5	石炭の可採埋蔵量	5
表 2.1.6	地域別石炭埋蔵量	5
表 2.1.7	インドネシアの石炭資源	6
表 2.1.8	インドネシアにおける水力ポテンシャル	6
表 2.1.9	インドネシアにおける小水力ポテンシャルと導入設備	7
表 2.1.10	インドネシアの地熱ポテンシャル	7
表 2.1.11	インドネシアにおける地熱発電設備	7
表 2.1.12	一次エネルギー供給の推移	8
表 2.1.13	一次エネルギー生産量の推移	8
表 2.1.14	一次エネルギー生産量割合	9
表 2.1.15	主要生産会社による石油の生産実績	9
表 2.1.16	主要生産会社による天然ガスの生産実績	10
表 2.1.17	LNG の生産と輸出	10
表 2.1.18	LNG の輸出先	11
表 2.1.19	PERTAMINA の主な油田	12
表 2.1.20	PERTAMINA の主な製油所	12
表 2.1.21	最近の新規発見油田数	13
表 2.1.22	各年の開発油田数	13
表 2.1.23	主要天然ガス田と設備の状況	14
表 2.1.24	石炭生産量の推移	15
表 2.1.25	一次エネルギー石油製品別輸入	15
表 2.1.26	一次エネルギー・石油製品別輸出	16
表 2.1.27	石油輸出量および金額の推移	16
表 2.1.28	天然ガス輸出量および金額の推移	16
表 2.1.29	石炭輸出量の推移	17
表 2.1.30	一次エネルギー・石油製品別最終消費	17
表 2.1.31	一次エネルギー供給推移	19
表 2.1.32	一次エネルギーの構成比（除く薪炭）	19
表 2.1.33	一次エネルギー消費見通し	21
表 2.1.34	最終エネルギー需要見通し	22
表 2.1.35	インドネシアのエネルギー価格	22
表 2.1.36	国家エネルギー政策の中の一次エネルギー関連事項	23
表 2.1.37	石油関連プロジェクト	25

表 2.1.38	天然ガス田プロジェクト関連プロジェクトの例	27
表 2.1.39	パイプライン関連プロジェクト・プロジェクト例	27
表 2.1.40	LNG・CNG 関連プロジェクト例	27
表 2.1.41	石炭関連プロジェクト	28
表 2.1.42	石油製品価格（1998～2005）	29
表 2.1.43	インドネシア側からの要望プロジェクト	31
表 2.1.44	インドネシアの一次エネルギー需給バランス試算	32
表 2.2.1	再生可能エネルギー関連国家政策	33
表 2.2.2	再生可能エネルギー・省エネ関連ガイドライン	34
表 2.2.3	再生可能エネルギー開発目標の変遷	34
表 2.2.4	再生可能エネルギー買取義務	35
表 2.2.5	再生可能エネルギー開発目標	36
表 2.2.6	再生可能エネルギーのポテンシャル	37
表 2.2.7	インドネシアにおける地熱発電設備	37
表 2.2.8	水力ポテンシャル（5MW 以上）	38
表 2.3.1	インドネシアの電力化率	41
表 2.3.2	政令 2005 年第 3 号における主な改正点	43
表 2.3.3	電力供給危機状態の指定に関するエネルギー鉱物資源大臣令	44
表 2.3.4	インドネシア全土の 2006 年電力需給状況	45
表 2.3.5	新規電源開発計画	47
表 2.3.6	インドネシア・インフラサミット 2005 にて提示された電力案件	48
表 2.3.7	500/150kV 変圧器の稼働率	49
表 2.3.8	HSD を使用している発電所	50
表 2.3.9	LPG 使用予定の発電所	50
表 2.3.10	MEMR 発表の IPP 入札案件	52
表 2.4.1	アジア各国の最終エネルギー消費の推移	54
表 2.4.2	アジア各国の人口の推移	54
表 2.4.3	アジア各国の GDP の推移	55
表 2.4.4	エネルギー別最終消費	56
表 2.4.5	最終エネルギー需要	56
表 2.4.6	部門別電力消費割合	57
表 2.4.7	省エネルギーに関わるプログラム	58
表 2.4.8	省エネルギーガイドライン（No.31/2005）の内容	59
表 2.4.9	省エネルギー導入の障壁	61
表 2.5.1	エネルギー関連法	65
表 2.5.2	法規策定に関する法律 2004 年 10 号	67
表 2.5.3	憲法により規定される各法律	67
表 2.5.4	PETAMINA の事業内容（2004 年実績）	70
表 2.5.5	PGN のガス輸送パイプライン建設状況	70
表 2.5.6	PGN の顧客推移	71

表 2.5.7	石油ガスにおける中央と地方の取り分	73
表 2.6.1	国家開発計画の種類	74
表 2.6.2	地方開発計画の種類	74
表 2.6.3	電化事業関連組織の役割	77
表 2.6.4	MEMR 地方電化予算	77
表 2.6.5	MEMR 地方電化プロジェクト	77
表 2.6.6	MOC 小水力発電プロジェクト予算	78
表 2.6.7	西ヌサトゥンガラ州の電力供給	79
表 2.6.8	西ヌサトゥンガラ州の電力需要 (PLN)	79
表 2.6.9	西ヌサトゥンガラ州村落電化率	80
表 2.6.10	西ヌサトゥンガラ州家屋電化率	80
表 2.6.11	生計向上のプロセス	88

写真リスト

写真 2.2.1	Kamojang 地熱発電サイト	39
写真 2.2.2	バイオマス発電プラント	39
写真 2.2.3	小水力開発	39

略語一覧

Acronyms	Nomenclature／技術用語
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
ADO	Automotive Diesel Oil(自動車用ディーゼル油)
BAKOREN	Badan Koordinasi Energi Nasional (エネルギー調整会議)
BAPPEDA	Badan Perencanaan Pembangunan Daerah (県・市政府の開発企画庁)
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional (国家開発企画庁)
BOO	Build Operate Own (公共事業において、民間の事業者が施設の建設と維持管理を行い、かつその施設の所有権もその民間の事業者が取得するという事業方式)
BP	British Petroleum (ブリティッシュ・ペトロリアム)
BPH-MIGAS	Badan Pengatur Hilir MIGAS、(インドネシア国内の石油・ガス産業の下流部門の監督機関)
BP-MIGAS	Badan Pelaksana MIGAS (インドネシア国内の石油・ガス産業の上流部門の監督機関)
BPPT	Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (科学技術評価応用庁)
CBM	Coal-Bed Methane(地中の石炭層に存在するメタン)
CCT	Clean Coal Technologies (クリーンコールテクノロジー)
CDM	Clean Development Mechanism (クリーン開発メカニズム)
CFBC	Circulating Fluidized Bed Combustion(循環型常圧流動床ボイラ)
CNG	Compressed Natural Gas(圧縮天然ガス)
CSR	Corporate Social Responsibility(企業の社会的責任)
CWM	Coal Water Mixture(コール・ウォーター・ミクスチャー)
DGEEU	Directorate General of Electricity and Energy Utilization (電力・エネルギー利用総局)
DMCE	Director of Mineral and Coal Enterprise(鉱物石炭企業局)
DMCT	Directorate of Mineral and Coal Techniques(鉱物石炭技術研究開発センター)
DME	Dimethyl Ether(ジメチルエーテル)
DSM	Demand Side Management (需要量をコントロールすることにより、効率的で望ましい需給関係を形成すること)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EOR	Enhanced Oil Recovery(地下に賦存する油の回収率を高める技術)
ESCO	Energy Service Company(省エネルギーに関する包括的なサービスを行う企業)
FO	Fuel Oil used by local transportation companies and Indonesia's state electricity company PLN(地方運輸会社および PLN にて用いる燃料)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GEF	Global Environment Facility(地球環境ファシリティ)
GT	Gas Turbine、ガスタービン
GTAP	Global Trade Analysis Project (世界貿易分析計画)
GTL	Gas To Liquid (天然ガスを原料として製造された液体燃料)

Acronyms	Nomenclature／技術用語
HSD	High Speed Diesel Oil (高速ディーゼル油)
IDO	Industrial Diesel Oil(工業用ディーゼル油)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)
IPP	Independent Power Producer (独立電気事業者)
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)
JICA	Japan International Cooperation Agency (国際協力機構)
KLP	Keputusan Limit Penjaminan(電化共同組合)
KONEBA	Konservasi Energi Abadi (Persero)(省エネ推進を目的とした国有会社)
KP	Kuasa Pertambangan(採掘権)
KUD	Koperasi Unit Desa (協同組合)
LNG	Liquefied Natural Gas (液化天然ガス)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (液化石油ガス)
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources (エネルギー鉱物資源省)
MIGAS	Directorate General of Oil and Gas (石油・ガス総局)
MOC	Ministry of Cooperative (協同組合・小企業省)
MOU	Memorandum Of Understanding (覚書)
MSOE	Ministry of State Owned Enterprises(国営企業省)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization (新エネルギー・産業技術総合開発機構)
NGL	Natural Gas Liquid (液体天然ガス)
OECF	Overseas Economic Cooperation Fund (海外経済協力基金)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (石油輸出国機構)
P3B	Pusat Pengaturan dan Pendistribusian Beban (PLN の送電・給電子会社)
PBS	Palli Bidyut Samity(農村電化組合)
PERTAMINA	Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara(国営石油会社)
PGN	Perusahaan Gas Nagara (国営ガス公社)
PKUK	Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan(電力事業権限保持省)
PLN	Perusahaan Listric Negara PERSERO (国有電力会社)
PPA	Power Purchase Agreement (買電契約)
PPP	Public Plivate Partnership(官民協働)
PSC	Production Sharing Contracts (生産分与契約)
PSS/E	Power System Simulator for Engineering (系統解析シミュレーションツール名)
PTA	Performance Target Agreement(パフォーマンス目標協定)
PTBA	Perusahaan Tambang Batubara Bukit Asam (国営石炭公社)
PTE	Panitian Tenis Energi (エネルギー資源技術委員会)
REB	Rural Electrification Board(農村電化公社)

Acronyms	Nomenclature／技術用語
Renja-SKPD	Renja Satuan Kerja Perangkat Daerah (地方実施機関年次作業計画)
Renstra-SKPD	Rencana Strategis Satuan Kerja Perangkat Daerah (地方実施機関戦略計画)
RKPD	Rencana Kerja Pemereintah Daerah (地方政府年次作業計画)
RPJMD	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Daerah (地方中期開発計画)
RPJPD	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Daerah (地方長期開発計画)
RPS	Renewable Portfolio Standard (再生可能エネルギー利用割合基準)
RUKD	Rencana Umum Kelistrikan Daerah (地方電力開発計画)
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (国家電力開発計画)
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (電力供給計画)
SHS	Solar Home System (ソーラーホームシステム)
SSWJ	South Sumatra-West Java gas pipeline project (南スマトラ西ジャワガスパイプライン)
TekMIRA	Teknologi Mineral dan Batubara (鉱物石炭研究所)
TOR	Terms of Reference (業務指示書)
UBC	Upgraded Brown Coal (低品位炭改質技術)
USAID	U.S. Agency for International Development ((米) 国際開発庁)
WASP	Wien Automatic Simulation Program (電源開発計画シミュレーションツール名)
WB	World Bank (世界銀行)

第1章 序 論

1. 1 調査の背景

インドネシア国の電力セクターは、石油・天然ガス資源の枯渇、電力供給の逼迫、電力インフラ整備の遅れ、省エネルギーによるエネルギー需要抑制への取り組みの遅れ等、様々な問題に直面しており、これらの問題への対応が求められている。

電力需給の逼迫するジャワ・バリを例にとると、現状は系統の運用を統括している P3B（中央給電指令所）が地域ごとの給電所を通じて負荷遮断することにより需給をバランスさせている状況であるが、この電力不足の原因の一つには、燃料供給不足による発電諸設備の停止、代替燃料使用による出力低下等があり、事態を改善するには、一次エネルギー需給を考慮した包括的な対応が不可欠である。

この燃料供給不足の背景には、可採年数が 10 年程度といわれる不十分な石油埋蔵量、最近の国際原油価格の高騰を背景とした供給遅れがあり、また、天然ガスに関しても沿岸部の天然ガス田の枯渇による供給量の低下がみられ天然ガス焚きのガスタービンに高速ディーゼル油を活用する例もみられる。このような、石油・天然ガス供給の先行きの不安を背景に、石炭開発に政府は力を入れているが、計画と異なる性状の石炭を使用したことによるボイラートラブルが発生するなど、石炭利用に関しても問題が生じている。

また、安定したエネルギー供給は、人間の安全保障にとっても重要であり、インドネシア国における過去の石油製品値上げに伴う暴動、抗議デモは、市民に大きな被害を出すなど、エネルギーセキュリティの問題が、直接市民の安全への脅威、恐怖になることを示している。現在の石油価格の高騰に伴い、急増した補助金による財政赤字拡大に対応するため、インドネシア国政府が段階的に実施している石油製品の値上げに対しても、多くのストライキ、抗議デモが引き起こされており、社会不安を増大させている。地域開発、村落開発の観点からも、エネルギーは住民の生活と直結しており、安定したエネルギー供給は、薪炭材収集作業等からの住民の開放、経済活動の喚起、生産性向上による生計向上、結果としての貧困からの脱却、人間の生存に不可欠な保健医療、食糧、水等へのアクセスの改善等の効果が期待できる。

これまで JICA は、インドネシア国のエネルギーセクターの電力分野、再生可能エネルギー分野、石炭分野、省エネルギー分野等に多くの技術協力を実施してきた。しかしながら、例えば上記の電力需給の逼迫を改善するためにも、設備改善・運転維持の改善、設備の増設等個別に対応するだけではなく、燃料の安定供給、品質改善、需要の抑制等のアプローチも重要であり、エネルギーセクター全体で様々な投入要素を有機的に組み合わせ、相乗効果を生むプログラムのアプローチが必要となっている。同時にエネルギーセクターの協力においても、人間の安全保障の観点からのエネルギーセキュリティ強化、地域開発、貧困削減を目的とした他のセクターの協力とも有機的に連携したアプローチが求められている。

本件調査では、上記を背景に今後のインドネシア国のエネルギーセクターへの協力をエネルギーセクターの強化の観点からより効率的に実施していくために、各分野における現状と課題を把握し、優先課題を解決する上で、各分野への協力を有機的に組み合わせたプログラムを策定し、今後のエネルギーセクターにおける JICA の取り組み姿勢について提言する。併せて、地域開発、

村落開発を目的とした目的とした協力プログラムの策定について検討し、人間の安全保障、貧困削減等とリンクした協力プログラムの策定を試みる。

1. 2 調査の目的

本件調査の目的は、以下の通りである。

目的1：インドネシア国のエネルギーセクター全体の課題、これまでの JICA の同セクターへの協力実績を調査、分析し、今後 JICA が同国のエネルギー強化の観点から同セクターへより効果的な協力を実施していくためにとるべき協力の方向性を整理した上で、具体的な同セクターへの包括的な協力のプログラムを策定する。

目的2：インドネシア国における地域開発、村落開発の現状を調査、分析した上で、貧困削減、人間の安全保障の観点からエネルギーセクターに期待される役割を明らかにし、地域開発に貢献するエネルギー供給の協力プログラムを策定する。

1. 3 調査対象地域

インドネシア国全土を調査対象とする。ただし、地域開発・村落開発の現地調査については、国内における事前の準備、調査に基づき、ロンボック島とした。

1. 4 調査団員の構成

表 1.4.1 に調査団の構成と担当分野を示す。

表 1.4.1 調査団の構成と担当分野

団 員	担当分野
斎藤 芳敬	総括／エネルギー協力プログラム
井上 友幸	石油・天然ガス・石炭需給計画
細見 浩	再生可能エネルギー需給計画
榊原 洋実	電力供給計画
大原 一倫	短期エネルギーセキュリティ
長山 浩章	エネルギー関連法・政策
森 務	エネルギー需給／省エネルギー
畔上 尚也	地域開発／村落開発

第2章 インドネシア国 エネルギーセクターの現状

2. 1 一次エネルギー需給の現状と課題

2. 1. 1 エネルギー資源量

インドネシアは、石油、天然ガス、石炭等豊富な化石エネルギーを有していると考えられてきたが、その資源も有限であり、近年では石油では10年程度で枯渇するとしている予測もある。このセクションでは、インドネシア国の一次エネルギー資源量について、最新の予測状況を取りまとめた。

(1) 石油

表2.1.1にBP Amocoの2004年統計による原油の確認埋蔵量の推移を示す。インドネシア原油の確認埋蔵量は2003年末時点で44億bblとされ、これは世界全体の0.4%、アジア・太平洋地域の9.2%にあたる。埋蔵量と生産量の比を示すR/P比は10.3であり、これは、可採埋蔵量に追加がないとした場合、2003年の石油生産量を10.3年維持できることを意味する。その世界平均は41.0であることから、インドネシア原油は他の原油生産国に比べ速いペースで枯渇する見通しとなっている。

表 2. 1. 1 原油の確認埋蔵量

Proved Reserves	At the end of 1983	At the end of 1993	At the end of 2002	At the end of 2003			
	billion barrels	billion barrels	billion barrels	billion barrels	billion tones	Share	R/P ratio
Indonesia	10.1	5.2	4.7	4.4(A)	0.6	100.0 %	10.3
Asia Pacific Total	39.0	52.0	47.5	47.7(B)	6.4	9.2%(A/B)	16.6
World Total	723.0	1,023.6	1,146.3	1,147.7(C)	156.7	0.4%(A/C)	41.0

・R/P率は、ある年の年末における確認可採埋蔵量をその年の生産量で割って得られるもの。可採埋蔵量に追加が無いとした場合、当該年度の生産を何年維持できるかを示す。

出典：BP 2004 Statistical Review of World Energy

表 2.1.2 に石油とガスの埋蔵量に関する地域別分布を示す。インドネシアの石油確認埋蔵量の多くは陸上油田であり、特に、デュリ (Duri)、ミナス (Minas) などの大油田を抱える中部スマトラ (Sumatra) は、インドネシア最大の石油生産地帯である。中部スマトラ以外では、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、比較的アクセスが容易な地域にある。

表 2.1.2 石油・ガス埋蔵量の分布

Location	Oil (million bbl)			Natural Gas (TSCF)		
	Proven	Potential	Total	Proven	Potential	Total
Aceh	147.9	38.5	186.4	3.2	6.5	9.7
North Sumatra	109.2	33.6	142.8	0.8	0.3	1.1
Natuna	169.3	238.2	407.5	31.8	23.0	54.8
Central Sumatra	2,263.8	3,098.7	5,362.5	2.8	6.7	9.5
South Sumatra	426.6	285.4	711.8	7.6	13.6	21.2
West Java	468.6	527.1	1,175.7	4.1	3.1	7.2
E/C Java	170.1	79.1	249.2	2.0	2.3	4.3
E/S Kalimantan	637.8	605.9	1,243.7	26.0	22.7	48.7
South Sulawesi	10.2	0	10.2	0.4	0.2	0.6
Irian Jaya/Maluku ¹	138.4	118.4	256.8	11.7	7.9	19.6
Total	4,721.8	5,024.6	9,746.4	90.3	86.3	176.6

出典：MEMR 石油ガス総局, January 1, 2002

なお、表 2.1.3 にインドネシア全体の石油・ガスの資源量と埋蔵量の Onshore-Offshore の別を示す。

表 2.1.3 石油とガスの資源量と埋蔵量

	Oil (billion bbl)	Gas (TSCF)
Reserves		
Onshore	7.3	71.8
Offshore	2.4	104.8
Total	9.7	176.6
Resources		
Onshore	84.3	110.0
Offshore	53.4	185.3
Total	137.7	295.3

出典：MEMR 石油ガス総局, January 1, 2002

(2) 天然ガス

表 2.1.4 に、BP Amoco の 2004 年統計による、インドネシアにおける天然ガスの確認埋蔵量の推移を示す。同表によると、天然ガスの確認埋蔵量は、2003 年末時点で、84.9 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 17.8% に相当する。R/P 比は 45 であり、現状のペースで今後 50 年程度の生産は可能との見通しである。一方、インドネシア政府は、天然ガス埋蔵量は 176.6 兆立方フィート(表 2.1.2)と推定しており、2003 年の確認埋蔵量は 84.9 兆立方フィート (表 2.1.4) である。

地域別では、表 2.1.2 に示すようにナツナ島近辺のガス田が最大であり、インドネシア全体の 31% を占め、次いで東カリマンタン 28%、南スマトラ 12% となっている。なお、表 2.1.3 に示したように、天然ガス埋蔵量のほぼ 60% は沖合にある。

¹ Irian Jaya 州は、2000 年 1 月より、Papua 州と名称変更されているが、本報告書では統計資料に合わせ、旧名称を使用している。

表 2.1.4 天然ガスの確認埋蔵量

Proved Reserves	At the end of 1983	At the end of 1993	At the end of 2002	At the end of 2003			
	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	Trillion cubic meters	TSCF	Share of Indonesia	R/P ratio
Indonesia	1.40	1.83	2.48	2.41	84.9(A)	100%	45.0
Asia Pacific Total	5.95	8.73	13.38	13.47	475.6(B)	17.8 %(A/B)	43.4
World Total	92.68	141.08	175.15	175.78	6,204.8(C)	1.4 %(A/C)	67.1

出典：BP 2004 Statistical Review of World Energy

(3) 石炭

表 2.1.5 “BP Statistical of World Energy2005”によれば、インドネシアの石炭可採埋蔵量は、2004 年末時点で 49.7 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 1.6%にあたる。R/P 比は 38 であり、現在のペースで、今後 40 年程度生産は可能との見通しである。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、578 億トンの石炭資源があるとみており、その内、125 億トンが確認埋蔵量、205 億トンが推定埋蔵量、そして 70 億トンが可採埋蔵量とされている。

表 2.1.5 石炭の可採埋蔵量

Reserves at the end of 2004	Anthracite and Bituminous	Sub-bituminous and Lignite	Total	Share of Indonesia	R/P ratio
Million tones					
Indonesia	740	4,228	4,968(A)		38
Asia Pacific Total	211,895	96,695	308,590(B)	1.6%(A/B)	102
World Total	478,771	430,293	909,064(C)	0.5%(A/C)	164

出典：BP Statistical of World Energy2005

地域別では、表 2.1.6 に示すように、主要な炭田はスマトラとカリマンタンにあり、それぞれ 274 億トンと 302 億トンの資源量があるとしている。

表 2.1.6 地域別石炭埋蔵量

(単位:百万トン)

	確認	推定	資源量	資源量 (%)	可採埋蔵量
スマトラ	2,755	20,046	27,392	47.4	2,735
ジャワ	0	0	15	0	0
カリマンタン	9,690	487	30,169	52.2	4,246
スラウェシ	21	0	134	0.2	0
パプア	0	0	138	0.2	0
その他	0	1	0	0	0
合計	12,466	20,534	57,848	100	6,982

出典：Directorate of Mineral and Coal Enterprises “Indonesia Coal Book 2004/2005”

表2.1.7に、石炭資源の採掘権者別内訳を示す。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。カリマンタンの石炭は高品質で、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が最大の炭鉱会社で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 2.1.7 インドネシアの石炭資源

(単位：百万トン)

会社/世代	資源量			可採埋蔵量	生産量 (2002年)	R/P
	確認	推定	合計			
PTBA	1,902	4,657	6,559	2,804	9.5	295
第一世代	4,510	9,320	13,830	1,792	76.6	23
第二世代	599	1,639	2,238	260	7.4	35
第三世代	3,963	11,244	15,207	433	3.0	144
KPホルダ	594	447	1,041	79	6.8	12
合計	11,568	27,307	38,875	5,368	103.3	52

出典：Directate of Mineral and Coal Enterprises “Indonesian Coal Statistics 2003”

(4) 水力

表 2.1.8 および表 2.1.9 にインドネシアの水力ポテンシャルを示す。出力 5MW 以上の包蔵水力の総和は最大出力で約 7,500 万 kW と推定されている。しかし、豊富な未開発包蔵水力を有しているのはスマトラ、カリマンタンなどの外島である。国家エネルギー政策²では、石油代替エネルギーとして開発をはかるとしており、ジャワ島では、「水力開発の最適化」を、地方では、「持続的な開発」を目指している。小水力 (200kW 以上 2MW 未満) やマイクロ水力 (200kW 未満) は、地方の経済開発に貢献できるとし、経済的でない場合には、政府は「コスト負担や電気料金などの面」で、必要な支援を実施するとしているが具体的な支援策は提示されていない。

表 2.1.8 インドネシアにおける水力ポテンシャル

地域	サイト箇所	出力 (MW)	エネルギー (GWh)
Sumatra	447	15,587	84,110
Jawa-Bali	120	4,200	18,042
Kalimantan	160	21,581	107,202
Sulawesi	105	10,183	52,952
Papua	205	22,371	133,759
NTB-NTT	120	624	3,287
Maluku	53	430	2,292
Total	1210	74,976	401,644

出典：Potensi Hidro Indonesia, PLN, 2003

²詳細は表 2.1.36 参照

表 2.1.9 インドネシアにおける小水力ポテンシャルと導入設備

地域	ポテンシャル		導入設備					
			PLN		DJIPE		Others	
	箇所	出力 (kW)	箇所	出力(kW)	箇所	出力(kW)	箇所	出力(kW)
Sumatra	146	116,912	60	51,337	24	774	100	1,247
Java-Bali	2	6,472	51	34,022	27	916	29	811
Kalimantan	48	243,783	3	400	13	399	0	0
Sulawesi	117	63,913	92	98,676	5	95	26	392
Papua	36	9,763	9	2,893	10	213	4	70
NTB-NTT	124	264,450	11	11,523	6	235	4	53
Maluku	6	2,337	2	1,103	1	15	0	0
Total	479	707,630	228	199,956	86	2,647	163	2,572

出典:The Indonesian Electric Power business Directory 2004

(5) 地熱

表 2.1.10 に、インドネシアの地熱ポテンシャルを示す。インドネシアには全土にわたり数多くの活火山があることから、地熱エネルギーの資源量は約 27,000MW と推定されており、石炭や天然ガスと同様に重要な一次エネルギーとして期待されている。地域的にはジャワ島とスマトラ島に多く存在している。

表 2.1.10 インドネシアの地熱ポテンシャル (単位 : MW)

地域	推定賦存量	推定	確定	資源量	導入済み
Sumatra	5,419	15	499	14,071	2
Java-Bali	3,088	603	1,727	9,329	785
NTB-NTT	631		14	1,233	
Sulawesi	632	110	65	1,932	
Maluku	142			534	20
Papua				50	
Kalimantan				50	
Total	9,912	728	2,305	27,189	807

出典: MEMR,DGGMR 資料 (当時)³

インドネシアの地熱発電の導入実績は、807MW、7箇所設置されている。地熱発電所のほとんどはジャワの系統にある。インドネシアの地熱開発は、PERTAMINA がほぼ独占的な開発者であったが、2000年以降は、民間事業者も開発可能となった。PERTAMINA は、Kamojang、Sibayak、Lahendong その他地域で操業している。

表 2.1.11 インドネシアにおける地熱発電設備

発電所名	出力(MW)
Kamojang	140 (3 unit)
Sibayak	2 (1 unit)
Darajat	145 (2 unit)
Gunung Salak	330 (6 unit)
Wayang Windu	110 (1unit)
Dieng	60 (1 unit)
Lahendong	20 (1 unit)
TOTAL	807

出典 : MEMR, DGGMR (当時)

³ 2005年12月に組織改革により、Directorate General of Mineral, Coal & Geothermal となった。

2. 1. 2 エネルギーバランス

(1) 総括的エネルギーバランス

表 2.1.12 にインドネシアにおける一次エネルギー供給の推移を示す。1990 年代は、一次エネルギーの生産は増加傾向で推移し、輸出も同様に増加傾向で推移していた。一方、国内石油精製向けの原油の輸入と、二次エネルギーである軽油、灯油、ガソリンの輸入によるエネルギー輸入も増えている。良質原油を輸出することで外貨を稼ぎ、比較的安価な原油を輸入して石油精製し、内需に込えている。

表 2.1.12 一次エネルギー供給の推移 (単位：百万 TOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
国内生産	135.8	161.3	207.5	226.8	232.6	240.9	250.0
輸入	8.6	10.2	18.8	23.7	27.8	31.7	33.4
輸出	-72.0	-76.1	-100.2	-107.7	-110.7	-116.4	-121.4
国際船舶	-0.2	-0.5	-0.4	-0.1	0	-0.2	-0.4
供給計	72.2	94.8	125.7	142.7	149.6	156.1	161.6

供給計：一次エネルギー供給計 出典：IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries,”

表 2.1.13 および表 2.1.14 にエネルギー種別一次エネルギー生産量ならびに割合の推移を示す。2000 年以降、石炭・天然ガス・地熱の生産量は増加しているものの、原油・NGL は減少傾向にある。2003 年におけるエネルギー源別の生産量のシェアは、石油（原油+NGL）：24%（1986 年：53%）、ガス：28%（同年：21%）、石炭：28%（同年：1%）、その他：2.5%（同年：0.5%）となっている。2003 年の石油は、1986 年と比較すると 29 ポイントほど減少している。また、2003 年の石炭は、1986 年と比較すると 27 ポイント上昇している。2003 年の天然ガスは、1986 年と比較すると 7 ポイント上昇している。このようにインドネシアのエネルギー生産は、石油から石炭、天然ガスへシフトしている。

表 2.1.13 一次エネルギー生産量の推移 (単位：百万 TOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
石炭	1.6	6.4	25.3	47.1	56.9	63.6	70.9
再生可能	33.2	37.3	40.3	41.1	41.7	42.9	43.5
天然ガス	28.0	42.6	58.6	63.0	60.8	65.9	68.9
原油	71.8	64.7	72.5	64.4	61.1	56.4	53.8
NGL	0.6	8.6	8.2	6.2	5.9	5.9	5.6
水力	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	0.9	0.8
地熱	0.2	0.9	1.9	4.2	5.2	5.4	5.4
生産計	135.8	161.3	207.5	226.8	232.6	240.9	250.0

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

表 2.1.14 一次エネルギー生産量割合 (%)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
石炭	1.2	4.0	12.2	20.8	24.5	26.4	28.4
再生可能	24.4	23.1	19.4	18.1	17.9	17.8	17.4
天然ガス	20.6	26.4	28.2	27.8	26.1	27.4	27.6
原油	52.9	40.1	34.9	28.4	26.3	23.4	21.5
NGL	0.4	5.3	4.0	2.7	2.5	2.4	2.2
水力	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3
地熱	0.1	0.6	0.9	1.9	2.2	2.2	2.2
生産計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

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

(2) エネルギー源別生産

■ 石油・ガス

インドネシアでは、Exspan, Exxon Mobil, Kodeco 社を除いて、主要な石油生産会社の生産高は減少傾向にあること、近年新たな大油田が発見されていないことから、新規油田の開発は、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油田に集中している。表 2.1.15～表 2.1.18 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、また表 2.1.19、表 2.1.20 に主要な油田ならびに製油所の状況を示す。2004 年のインドネシアの平均原油生産量は、1999 年の生産レベルの 150 万 bbl/d から 25%減の 113 万 bbl/d にまで低下している。MEMR 石油ガス総局によると、2009 年には 130 万 bbl/d まで回復する見通しである。また、天然ガス生産量は、2004 年は、1999 年の生産レベルの 3.0Tscf から 20%増の 3.6Tscf にまで増えている。

表 2.1.15 主要生産会社による石油の生産実績 (単位：1,000bbl/d)

Company	1980	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Shares%
Caltex	760.5	746.0	705.9	643.2	577.3			46.1
CNOOC	82.2	140.1	126.6	125.7	114.9			9.2
Exspan	38.9	37.5	67.2	77.0	85.5			6.8
Total	198.8	81.2	85.5	90.0	79.8			6.4
ConcoPhilips	25.5	109.5	87.9	83.2	69.3			5.5
Unocal	108.8	63.9	59.4	59.3	56.2			4.5
BP	133.8	71.5	62.6	50.8	46.5			3.7
Petrochina	60.3	41.6	37.6	45.8	42.4			3.4
Pertamina	81.7	44.2	46.3	45.1	40.1			3.2
Vico	23.3	54.7	48.4	40.8	36.2			2.9
Kondur Pet		16.9	14.9	13.8	11.1			0.9
Talisman		20.0	14.6	13.8	12.7			1.0
Exxon Mobil	61.3	42.3	28.2	13.4	25.3			2.0
Husky/Sea Union		6.8	6.2	6.0	5.6			0.4
Kodeco		1.8	4.2	6.5	13.5			1.1
Perkasa Equatorial		2.7	3.1	5.3	5.5			0.4
Premier Oil/Amoseas		2.7	3.1	5.3	5.5			0.4
Total	1,576.0	1,500.3	1,414.1	1,344.0	1,251.5	1,183	1,126	100.0

出典：MEMR, 石油ガス総局 注意：合計には、その他企業の生産量を含む

表 2.1.16 主要生産会社による天然ガスの生産実績 (単位：Billion SCF)

Company	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Shares%
Total	604.4	684.5	841.4	880.2	835.0			27.4
Exxon Mobil	921.8	794.2	458.9	268.1	557.8			18.3
Vico	456.9	477.4	452.5	464.0	439.0			14.4
BP	284.8	298.3	293.0	295.0	272.1			8.9
Pertamina	270.3	259.1	285.7	276.8	258.0			8.5
Gulf Resources	75.8	166.4	165.2	163.8	N/A			5.4
Unocal	143.8	162.9	166.3	159.3	149.3			4.9
ConocoPhilips	14.2	8.7	20.9	41.3	233.4			7.7
Petrochina/Devon Ener.	17.6	20.1	30.9	45.1	58.6			1.9
Caltex	57.0	68.3	57.8	50.3	45.7			1.5
Expan	35.7	35.1	33.1	41.0	41.9			1.4
Premier/Amoseas	16.3	16.5	12.6	29.2	40.4			1.3
CNOOC/YPF/Maxus	26.3	24.4	24.9	27.6	27.3			0.9
Kodeco	7.1	10.1	12.4	11.0	23.6			0.8
Talisman	8.5	6.9	5.8	7.7	14.0			0.5
Energy Equity/Amerada	5.9	6.7	8.1	8.5	9.7			0.3
Lapindo	0.5	1.3	2.8	4.2	7.7			0.3
SeaUnion/Husky	9.7	8.1	7.9	7.5	7.5			0.2
Hed Ind./citra Patenindo	4.7	5.4	6.6	5.8	5.0			0.2
Japex	7.2	6.8	6.4	5.1	3.5			0.1
Oteher	10.5	7.5	8.3	24.0	12.6			0.4
Total	2,978.9	3,068.3	2,901.4	2,807.2	3,041.9	3,208	3,619	100.0

出典：MEMR，石油ガス総局

表 2.1.17 LNG の生産と輸出 (単位：1,000 トン)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Shares%
Production							
PT. Arun	10,845	11,417	6,706	3,000	6,243		23.8
PT Badak	16,335	18,396	20,615	21,344	19,942		76.2
Total	27,180	29,813	27,321	24,344	26,185		100.0
Export							
PT. Arun	10,763	11,089	6,747	2,823	6,250		23.8
PT Badak	162,121	17,867	20,243	21,060	19,965		76.2
Total	26,974	28,956	26,990	23,883	26,215	26,680	100.0

出典：Petroleum Report Indonesia 2003 American Embassy in Jakarta 編集

表 2. 1. 18 LNG の輸出先

(単位：百万トン)

Countries		Contract	Volume	Fields
Japan	Kansai	1977-2010	2.56	Arun/Badak
		1983-2011	0.91	Badak
		1997-1999	0.06	Badak
	Chubu	1997-2010	2.14	Arun/Badak
		1983-2011	1.70	Badak
		1997		Badak
	Kyushu	1977-2010	1.55	Arun/Badak
	Osaka gas	1977-2010	1.30	Arun/Badak
		1983-2011	0.45	Badak
		1994-2013	1.27	Badak
		1996-2015	0.07	Badak
		1997-1999	0.11	Badak
	Nippon Steel	1977-2010	0.54	Arun/Badak
		1996		Badak
		1997-1999	0.17	Arun/Badak
	Toho gas	1977-2010	0.06	Arun/Badak
		1983-2011	0.57	Badak
		1994-2013	0.11	Badak
		1997		Badak
	Tohoku	1984-2004	3.00	Arun
		2005-2009	0.83	Arun
	Tepco	1984-2004	0.51	Arun
		2005-2009	0.13	Arun
Tokyo gas	1994-2013	0.92	Badak	
Hiroshima gas	1996-2015	0.08	Badak	
Nippon gas	1996-2015	0.05	Badak	
Total		18.23		
Korea	Korea gas	1986-2007	2.28	Arun
		1994-2014	2.05	Arun/Badak
		1998-2017	1.02	
		1995-1999	1.53	Badak
		1996-1999	1.30	Badak
	1998		Badak	
Total		8.19		
Taiwan	CPC	1990-2009	1.57	Badak
		1998-2017	0.75	Badak
	1998		Badak	
Total		3.05		
Total			29.46	

出典: Petroleum Report Indonesia 2003 American Embassy in Jakarta 編集

表 2.1.19 PERTAMINA の主な油田

地域	油田名
South Aceh (NAD)	Rantau
Central Sumatra (RIAU)	Minas Duri
South Sumatra	Tl.Akar Ramba Jene
West Java	Jatibarang Cemara Arjuna Arimbl Widuri
East Java	Poleng Camar Kawengan
South Kalimantan	Tanjung
East Kalimantan	Attraka Bekapai
Maluku	Bula
Papua	Klamono Sele Linda Cendrawasih Walio Kasim Salawati

出典：2005 年 PERTAMINA 資料より

表 2.1.20 PERTAMINA の主な製油所

製油所名	地域	能力(単位: Barrel stream day)
Pangakalan Brandan	North Sumatra	5,000
Dumai	Central Sumatra	170,000
Plaju	South Sumatra	124,000
Cilacap	Central Java	348,000
Balikpapan	East Kalimantan	260,000
Balongan	West Java	125,000
Sorong	Papua	950
Total		1,041,000

出典：2005 年 PERTAMINA 資料より

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。石油開発は莫大な資金が必要であるため、インドネシアでは民間投資を呼び込むべく、生産分与契約 (Production Sharing Contracts : PSC) により開発が進められてきた。一方、この生産分与方式により、過去インドネシアに存在する 60 個所の海盆の内、22 個所以上の地点で石油探査が行われてきたが、その大半が西インドネシア地域であった。その結果、インドネシアの石油資源の大半は、現在、東西ジャワ、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。

<参考> PSC による取り分

石油の収入

政府 65%	コントラクター35%
--------	------------

- ① 政府取り分 65%は、中央政府 85%、当該地方政府 15%に分与される。
- ② 費用は、売り上げ取り分に応じて負担する。
- ③ 投資に関して、以下のように地方企業が参画する。
地方の企業：10%、 外資：45%、 PERTAMINA：45%
- ④ コントラクター取り分の 35%は、投資割合で配分される。
- ⑤ 現在の原油の政府取り分 85%、 コントラクター15%
- ⑥ 現在のガスの政府取り分 70%、 コントラクター30%
- ⑦ 将来は、現在の原油・ガスとも政府取り分 65%、コントラクター35%という基準がある。

現在、新規の探査は特に東部地域の開拓エリアに集中しており、東部インドネシアの前第三紀層海盆の地層に横たわっている可能性があることから、インドネシア政府は、現在の推定埋蔵量が 850 万 bbl と見積もられているパプア（イリアンジャヤ）など、遠隔地での探査に力を注いでいくとしている。表 2.1.21 ならびに表 2.1.22 に最近発見された油田を示す。

表 2.1.21 最近の新規発見油田数

Year		Oil	Gas	Dry	Total	Success ratio(%)
1998	Wildcat	16	5	48	69	30.0
	Appraisal	32	22	22	76	71.0
	Total	48	27	70	145	52.0
1999	Wildcat	10	9	27	46	41.3
	Appraisal	18	13	12	43	72.1
	Total	28	22	39	89	56.2
2000	Wildcat	19	15	32	66	50.0
	Appraisal	7	3	6	16	62.5
	Total	26	18	38	82	52.4
2001	Wildcat	11	6	30	47	36.2
	Appraisal	15	6	11	32	66.7
	Total	26	12	41	79	48.1
2002	Wildcat	5	10	18	33	45.5
	Appraisal	7	7	6	20	70.0
	Total	12	17	24	53	54.7

出典：MEMR, 石油ガス総局

Wildcat: 試掘井、Appraisal: 評価井（探掘井）

Dry: 開発井において石油やガスが極めて少ない状態。

表 2.1.22 各年の開発油田数

	PERTAMINA	Onshore PSC/TAC/JOB	Offshore PSC/TAC/JOB	Total
1996	36	766	112	914
1997	44	702	145	891
1998	20	594	218	911
1999	32	629	186	847
2000	65	743	141	949
2001	61	657	197	911
2002	71	568	97	736

PSC: Production Share Contracts TAC: Technical Assistance Contracts

JOB: Joint Operation Bodies

出典：MEMR, 石油ガス総局

また、表 2.1.23 に主要な天然ガス田の状況を示す。ジャワ島のガス田は近年生産量が減少していることから、豊富なスマトラエリアの天然ガスを、ジャワ向けに送ガスする南スマトラ～ジャワ間のガスパイプライン建設が円借款事業で実施されている。

表 2.1.23 主要天然ガス田と設備の状況

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, Semburah, Tunu Natuna Sea: Natuna Java: Pagerungan, Terang/Sirasun Papua: Tangguh
LNG 基地	Aceh: Arun, Kalimantan: Bontang Papua: Tangguh
Transmission ガス・パイプライン	South Sumatra ---West Java Phase 1 445km 250-550mmscfd 2006年 運転開始 South Sumatra ---West Java Phase 2 649km 400-600mmscfd 2007年 運転開始 Duri---Medan 521km 250-350mmscfd 2008年 運転開始 East Kalimantan ---Central Java 619km 700-1100mmscfd 2011年 運転開始 East Java - West Java 700km 500-700mmscfd 2011年 運転開始
Distribution ガス・パイプライン	Bontam 120km 125mmscfd 2004年 運転開始 Batam 155km 300mmscfd 2009年 運転開始 Pekanbaru 253km 50mmscfd 2009年 運転開始 Jambi 44km 50mmscfd 2009年 運転開始 Lampung 180km 100mmscfd 2011年 運転開始 Banten/West Java 660km 100mmscfd 2009年 運転開始 Semarang Central Java 200 km 150 mmscfd 2013年 運転開始

出典：PERTAMINA と PGN のカタログより

図 2.1.1 に石油ガス総局の資料に基づく、現状の石油・天然ガスの探査区域を示す。前述したように、従来の開発がジャカルタやバリなどの比較的大都市近郊であったのに対し、今後は、パプア州のような遠隔地での開発にシフトして行く予定である。



出典：MEMR, 石油ガス総局

図 2.1.1 代表的な探査地域

■ 石炭

表 2.1.24 にインドネシアの石炭生産量の推移を示す。今後、インドネシアは石炭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する計画である。新規生産は民間企業からのものを優先している。オーストラリアの Clough グループは、2 億 1,500 US\$ 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。

表 2.1.24 石炭生産量の推移 (単位：百万 TOE)

Production	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Growth 02/95	Share in 2002
Indonesia	6.4	25.5	31.0	33.7	37.1	40.1	47.1	56.9	63.6	70.9	13.9%	100%
Asia Pacific Total	815.3	977.7	1040.0	1031.0	999.2	884.3	947.0	996.0 (推定)	1078.0 (推定)		1.4%	5.9%
World Total	2269.1	2221.4	2285.6	2289.8	2238.9	2103.5	2331.3	2310.0	2402.0		1.1%	2.6%

出典：BP Amoco 2001 と Mineral and Coal Statistics 2005

(3) エネルギー輸入

アジア唯一の OPEC 加盟国インドネシアは、従来、高品質原油の輸出、低品質原油の輸入という政策を取ってきた。表 2.1.25 に一次エネルギー・石油製品別輸入の状況を示す。原油、石油製品の輸入は、1986 年以降顕著に増加しており、今後とも原油と石油製品の輸入は増加するものと思われる。

なお、2003 年時点の一日当たり輸出入量は、原油輸出量 45.8 万 bbl/d に対し、輸入量は 36.3 万 bbl/d で原油の純輸出国ではあった。しかし、国内消費の伸びと生産量の減少から輸出量は減少傾向にあり、2004 年 3 月には、輸出 44.8 万 bbl/d に対し、輸入 48.4 万 bbl/d と初めて原油の純輸入国となった。このことは、従来、20 日分といわれていた石油製品備蓄量を今後拡大する必要があることを示している。

表 2.1.25 一次エネルギー石油製品別輸入 (単位：kTOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
石炭	782	461	391	0	0	0	0
原油	3,861	6,321	9,459	11,073	15,628	17,188	17,883
ジェット油	379	397	370	298	226	156	84
ガソリン	0	125	1,543	1,463	1,777	2,326	3,211
灯油	0	896	1,175	2,207	2,072	2,308	1,913
軽油	562	1,916	4,474	6,543	6,876	8,409	7,923
重油	2,943	348	1,229	1,833	1,057	1,117	1,347
輸入計	8,527	10,464	18,641	23,417	27,636	31,504	32,361

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

(4) エネルギー輸出

表 2.1.26 に、一次エネルギー・石油製品別輸出の状況を示す。インドネシアは石油、天然ガス、石炭いずれのエネルギーをも輸出しており、東南アジア最大のエネルギー輸出国である。

表 2.1.26 一次エネルギー・石油製品別輸出

(単位：kTOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
石炭	579	2,989	19,261	35,294	40,148	45,619	52,078
再生可能	26	50	104	106	106	106	106
天然ガス	17,761	24,146	29,180	31,744	28,878	32,885	33,465
原油	45,640	34,384	35,260	27,035	29,971	25,742	22,626
NGL	0	3,711	4,377	2,622	2,334	2,911	2,956
LPG	683	2,940	2,839	1,476	1,678	1,433	1,251
重油	5,035	5,940	7,957	7,080	5,180	5,650	5,400
ナフサ	1,946	1,896	844	1,441	1,701	1,390	2,367
輸出計	71,995	76,144	100,152	107,688	110,747	116,365	120,249

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

表 2.1.27 に石油輸出量と輸出金額の推移を示す。インドネシアの 2002 年の石油輸出は 2 億 2000 万 bbl (金額で 49 億ドル) であったが、国内需要の増加に伴い 1997 年以降減少傾向にある。原油の輸出先は、日本 (34.3%)、中国 (45.55%)、アメリカ (6.50%)、韓国 (17.22%)、オーストラリア (9.45%)、その他 (14.52%) である。

表 2.1.27 石油輸出量および金額の推移

	輸出量 (1,000bbl)	輸出金額 (Mill\$)	単価 (\$/bbl)
1991	330,495	6,378	19.3
1992	293,069	5,410	18.5
1993	283,280	4,795	17.0
1994	323,976	5,071	15.7
1995	301,810	5,148	17.1
1996	283,740	5,712	20.1
1997	289,093	5,480	19.0
1998	280,364	3,445	12.3
1999	285,400	4,950	17.3
2000	223,500	6,283	28.1
2001	241,612	5,650	27.0~28.9
2002	217,274	4,929	26.7~27.9
2003	192,468		

出典: Petroleum Report Indonesia 2002-2003 edited US embassy in Jakarta
IEA Energy Balance of Non-OECD countries 2005

表 2.1.28 に天然ガス輸出量と輸出金額の推移を示す。インドネシアは 1977 年の LNG 輸出開始以降順調に輸出量を拡大し、LNG は外貨獲得のための主力製品となっている。1995~2002 年までの間、年率 2.1%の輸出拡大を続けてきた。2000 年以降は年間 2,600 万トン (石油換算) 程度で推移している。

表 2.1.28 天然ガス輸出量および金額の推移

	LPG			LNG		
	輸出量 (千 t)	金額 (百万ドル)	単価 (\$/ton)	輸出量 (千 t)	金額 (百万ドル)	単価 (\$/MMBtu)
1995	2,511	471.1	187	24,941	3,856	3.00

	LPG			LNG		
	輸出量 (千 t)	金額 (百万ドル)	単価 (\$/ton)	輸出量 (千 t)	金額 (百万ドル)	単価 (\$/MMBtu)
1996	2,712	547.9	202	26,552	4,730	3.45
1997	2,133	516.2	242	26,891	4,732	3.41
1998	1,761	257.1	146	26,891	3,390	2.44
1999	1,745	339.2	260	29,108	4,489	2.99
2000	1,306	393.7	301	26,990	6,802	4.15
2001	1,484	388.6	262	23,883	5,375	4.34
2002	1,269	411.5	324	26,215	5,595	4.11
2003	1,107			26,680		

出典: Petroleum Report Indonesia 2002-2003 edited US embassy in Jakarta
IEA, Energy Balance of Non-OECD Countries 2005

表 2.1.29 に石炭輸出量の推移を示す。硫黄分が低いインドネシアの石炭は 1990 年以降拡大傾向にあり、特に、2000 年以降は伸び率で約 9~14%を示している。インドネシアの石炭輸出は、1999 年の 5,400 万トンが、2004 年には 1.7 倍強の 9,270 万トンに達した。全輸出量のうち 6,000 万トンが近隣アジア諸国向けで、日本 1,300 万トン(全輸出量の 22.3%),台湾 1,000 万トン(同 17.7%),マレーシア 500 万トン(同 8.4%),韓国 450 万トン(同 7.6%)が主な輸出先である。他の地域では、欧州向けは約 1,000 万トンと全体の 12%である。米大陸向けは約 260 万トンである。

表 2.1.29 石炭輸出量の推移 (単位: 1,000 トン)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2004/1999
石炭輸出	53,945	57,244	64,304	73,443	85,306	92,710	
伸び率	—	7.0%	14.1%	14.8%	12.0%	8.7%	11.4%

出典:Indonesia Mineral and Coal Statistics 2005 by Directorate of Mineral and Coal Enterprises

(5) エネルギー別最終エネルギー消費

表 2.1.30 に一次エネルギー・石油製品別最終消費の推移を示す。2002 年時点で、最終エネルギー消費の 36%は再生可能エネルギーであるが、これは主に民生需要の薪炭である。一方、商業エネルギー中の石油製品の割合は、1986 年の 73%から 2002 年には 64%まで減少しているものの、再生可能エネルギーを除く一次エネルギーに占める石油割合は、依然として高いといえる。

表 2.1.30 一次エネルギー・石油製品別最終消費 (単位: kTOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	2003
石炭	223	590	1,469	5,345	5,286	5,667	5,852
再生可能	30,807	34,488	37,087	39,488	40,010	41,244	41,755
天然ガス	5,375	5,250	7,793	11,949	11,185	12,881	13,047
LPG	133	164	484	884	716	940	
ガソリン	3,526	5,015	7,250	7,800	10,301	10,834	
ジェット油	511	950	1,480	1,576	1,653	1,358	
灯油	5,889	6,668	7,856	10,579	10,444	9,933	47,490
軽油	6,924	10,139	14,575	17,513	18,403	18,345	
重油	977	1,182	2,316	3,986	4,174	4,043	
ナフサ	366	440	792	664	851	663	
電気	1,226	2,330	4,279	6,808	7,269	7,487	7,778
消費計	56,221	68,008	86,111	109,438	111,122	114,171	115,922
石油製品割合	73%	76%	72%	66%	67%	64%	64%

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

消費計には、その他の消費が含まれている。

石油製品割合は、石油製品計/(消費計-再生可能)である。

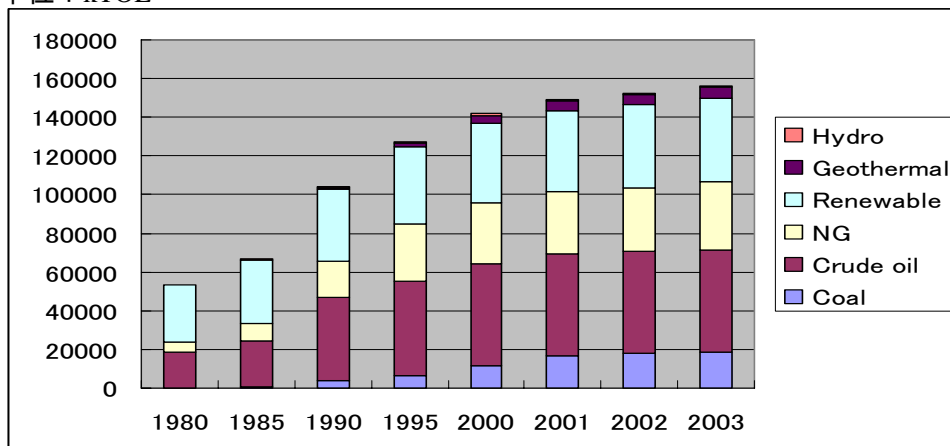
(参考) 発電所でのエネルギー消費					(単位：kTOE)
項目	2000	2001	2002	2003	伸び率
石炭	8,437	12,003	12,329	14,143	18.8%
石油製品	4,432	4,436	5,745	6,948	16.2%
天然ガス	5,523	6,281	4,935	4,625	-5.7%
合計	18,392	22,720	23,009	25,716	11.8%

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

(6) 一次エネルギー国内供給

図 2.1.2 にエネルギー源別国内供給の推移を示す。一次エネルギー国内供給は、1980 年代では 8.5%のペースで、そして 1990 年代では 4.2%のペースで増加した。一次エネルギー国内供給の大半は石油であるが、石油依存度は 1980 年の 78%から 2003 年には 46%まで減少した。一方、石炭は、1980 年の 0.7%から 2003 年には 17%にまで拡大してきている。また、天然ガスの構成比は 1980 年の 21%から 2003 年には 31%にまで増加し、特に 1990 年代以降は天然ガスおよび石炭の供給は高い伸びを示している。

単位：kTOE



出典：IEA, “Energy Balances of Non-OECD Countries” 2005

図 2.1.2 エネルギー源別国内供給

表 2.1.31 一次エネルギー供給推移

(単位：kTOE)

Energies	Items	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Coal	Production	187	1,230	6,449	25,304	47,111	56,912	63,574	70,896
	Imports	25	29	492	391	0	0	0	0
	Exports	-69	-665	-2,989	-19,261	-35,294	-40,148	-45,619	-52,079
	PES	167	594	3,952	6,358	11,817	16,764	17,954	18,817
Crude oil	Production	80,045	67,266	74,589	78,909	71,253	69,600	63,973	60,498
	Imports	0	594	6,321	9,459	11,073	15,628	17,188	17,883
	Exports	-60,922	-42,915	-38,095	-39,638	-29,657	-32,305	-28,653	-26,012
	PES	18,663	23,891	42,815	48,731	52,670	52,923	52,508	52,369
NG	Production	14,963	26,519	42,649	58,649	62,984	60,811	65,879	68,889
	Imports	0	0	0	0	0	0	0	0
	Exports	-10,014	-17,665	-24,146	-29,180	-31,744	-28,878	-32,885	-33,468
	PES	4,949	8,854	18,502	29,469	31,240	31,933	32,995	35,421
Renewable Energy	Production	29,659	32,785	37,348	40,277	41,121	41,672	42,921	43,463
	Imports	0	0	0	0	0	0	0	0
	Exports	-29	-24	-50	-104	-106	-106	-106	-106
	PES	29,629	32,761	37,298	40,173	41,015	41,566	42,815	43,357
Geothermal	Production	0	191	942	1,900	4,187	5,185	5,363	5,429
	Imports	0	0	0	0	0	0	0	0
	Exports	0	0	0	0	0	0	0	0
	PES	0	191	942	1,900	4,187	5,185	5,363	5,429
Hydro	Production	194	332	579	707	861	1,002	855	781
	Imports	0	0	0	0	0	0	0	0
	Exports	0	0	0	0	0	0	0	0
	PES	194	332	579	707	861	1,002	855	781
Total	Production	125,048	128,323	162,556	205,746	227,517	235,182	242,565	249,956
	Imports	25	623	6813	9,850	11,073	15,628	17,188	17,883
	Exports	-71,034	-61,269	-65,280	-88,183	-96,801	-101,437	-107,263	-111,665
	PES	53,602	66,623	104,088	127,338	141,790	149,373	152,490	156,174

(注*) ここでの Renewable Energy とは、おもに薪炭である。

出典 IEA “Energy Balances of Non-OECD Countries” 2005

表 2.1.32 一次エネルギーの構成比 (除く薪炭)

(単位：%)

	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Coal	0.7	1.8	5.9	7.3	11.7	15.6	16.4	16.7
Crude oil	77.9	70.6	64.1	55.9	52.3	49.1	47.9	46.4
NG	20.6	26.1	27.7	33.8	31.0	29.6	30.1	31.4
Geothermal	0.0	0.6	1.4	2.2	4.2	4.8	4.9	4.8
Hydro	0.8	1.0	0.9	0.8	0.9	0.9	0.8	0.7
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

出典：表 2.1.31 より調査団作成

2. 1. 3 一次エネルギーの見通し

(1) 世界の一次エネルギーの展望

IEA の 2030 年までの一次エネルギーの需要見通しおよび供給見通しは以下の通りである (World Energy Outlook 2004)

■ 石油

- ・世界の石油の一次供給量は、2002 年 7,700 万 bbl/d から年率 1.6%増加し、2030 年には 1 億 2,100bbl/d に達する。需要増の多くは、輸送部門によるものである。
- ・今後の石油供給の中心は、2010 年までは、非 OPEC であるが、長期的には OPEC 諸国によって供給される。OPEC の 2002 年の供給シェアは 37%であるが、2030 年には 53%になるものと予想される。
- ・世界の石油需要に応えるために今後とも新たな石油部門への投資が必要であるが、その額は、2002 年から 2030 年間で 3 兆ドルと見込まれる。
- ・石油会社の埋蔵量が、2003 年から 2004 年にかけて大幅に下方修正されたが、これを契機に埋蔵量に対する不信感が世界的に起きている。投資を拡大するためにも埋蔵量に対する信頼性の向上が求められている。
- ・IEA のインドネシアにおける石油需要の見通しは、2002 年 120 万 bbl/d、2010 年 160 万 bbl/d、2020 年 210 万 bbl/d、2030 年 260 万 bbl/d で、2002～2030 年の年間伸び率は 2.9%である。これは、中国の 3.4%より低く、インドの 2.9%と同じ伸びである。なお、OECD 非加盟国平均の石油需要は 2.7%で、インドネシアは、OECD 非加盟国平均に近い。

■ 天然ガス

- ・発電部門による天然ガスの需要拡大により、2030 年の世界の天然ガス需要は 2002 年の 2 倍になる。これは、年率 2.3%の伸びに相当する。地域としては、アフリカ、中南米、アジアの発展途上国などで需要が伸びる。
- ・GTL が天然ガスの新市場として登場する。従来市場から遠い、生産量が小さいなどで、採算性に乗らなかった天然ガス田に GTL プラントを立ち上げ、液化することで、輸送コストを引き下げるものである。2010 年には 40 万 bbl/d、2030 年には 240 万 bbl/d の GTL が生産されると予測されている。
- ・天然ガスの埋蔵量は、2002 年の生産ベースで 66 年と言われている。今後とも埋蔵量と生産は拡大していくが、地域的にはロシアと中東の役割が大きいと思われる。
- ・2030 年には天然ガスの貿易量は、LNG が中心となる。2030 年までには天然ガスの貿易量は 2002 年の 3 倍になる。現在 LNG の貿易量は 30%であるが、2030 年には 50%になる。
- ・ガスを供給するための投資額は、2002～2030 年間で 2 兆 7,000 億ドル、すなわち、年間 1,000 億ドルの投資が必要と見込まれる。投資額の半分以上は、ガス田の探鉱と開発である。
- ・インドネシアの天然ガスの需要は、2002 年 36BCM (1.3Tscf)、2010 年 53BCM(1.5Tscf)、2020 年 75BCM (2.1Tscf)、2030 年 93BCM (2.7Tscf) で、2002 年から 2030 年間 3.5%の伸び率である。中国 5.4%、インド 5.0%、開発途上国平均の 3.9%よりは低い、世界合計 2.3%よりは高い。

■ 石炭

- ・2030年における石炭の需要は、世界全体の22%を占める。この比率は、2002年とほとんど同じである。石炭需要増加分の95%は、電力部門での消費である。
- ・中国、インドにおける石炭の需要は大きく、石炭需要増の65%はこの地域での消費である。現在石炭価格は、高止まりしているが、長期的には石炭は過剰供給であるので、価格は下がるものと思われる。
- ・世界の石炭の埋蔵量は、9,000億トンで現在の石炭生産量で割ると200年分に相当する。石炭の埋蔵量は、その40%がOECD加盟国にある。
- ・今後石炭の貿易量は大きくなり、アジア諸国やOECD諸国に供給されるものと思われる。最大供給国は、オーストラリアである。
- ・2003年から2030年の間に石炭開発には、4,000億ドルの投資が必要といわれている。また、投資額は、石炭火力発電投資と合計すると1兆7,000億ドルになる。
- ・インドネシアの石炭需要は2003年から2030年間4.6%のペースで増加し、2002年の2,900万トンから2030年には1億200万トンになる。
- ・インドネシアの石炭輸出は、国内向け石炭の価格が低く抑えられているため、インセンティブが働き、輸出増大の傾向にある。1980年代半ばには100万トンから、2002年には7,400万トン、2030年には1億4,600万トンに達するものと思われる。その大半はアジア太平洋市場向けである。

(2) インドネシアの一次エネルギーの展望

表 2.1.33 に、日本エネルギー経済研究所による2020年までの最終エネルギー需要、発電量見通し、一次エネルギー消費見通しを示す。

表 2.1.33 一次エネルギー消費見通し (単位：百万 TOE)

一次エネルギー	2000年	2010年	2020年	2020/2000
石炭	14.0	25.0	39.0	5.3
石油	53.0	76.0	109.0	3.7
天然ガス	28.0	40.0	57.0	3.5
原子力	0	0	0	0
水力	0.8	0.9	1.2	2.0
地熱	2.3	2.1	2.8	1.0
新エネルギー等	0	0.1	0.2	0
合計	98.0	144.0	209.0	3.9

出典：日本エネルギー経済研究所 2004年3月

表 2.1.34 にインドネシアエネルギー・鉱物資源省による2005年および2010年の最終エネルギー需要の予測を示す。この予測はベースライン、省エネおよび（燃料）多様化の3つのシナリオに対して行っているが、現在のインドネシアにおける石油の生産および資源の状況からみて、いずれのシナリオにおいても相当量の石油を輸入する必要がある。

表 2.1.34 最終エネルギー需要見通し

(単位：百万 TOE)

Cases	Energies	2000(実績)	2005(予測)	2010 (予測)
ベースラインシナリオ	Oil	43.5	55.2	71.8
	Coal	3.0	3.8	4.8
	Electricity	6.6	10.2	15.6
	Natural gas	5.0	6.3	8.0
	LPG	1.2	1.4	1.7
	Non-Energy use	3.6	3.8	4.4
	Ethanol	-	-	-
	Biomass	29.8	31.9	34.2
	Total	92.7	112.6	140.7
省エネルギーシナリオ	Oil	43.5	52.5	65.0
	Coal	3.0	3.6	4.4
	Electricity	6.6	9.8	14.1
	Natural gas	5.0	6.2	7.5
	LPG	1.2	1.4	1.6
	Non-Energy use	3.6	3.8	4.4
	Ethanol	-	-	-
	Biomass	29.8	30.3	31.0
	Total	92.7	107.6	127.9
多様化シナリオ	Oil	43.5	50.0	57.9
	Coal	3.0	5.2	8.4
	Electricity	6.6	10.7	16.7
	Natural gas	5.0	7.7	11.8
	LPG	1.2	2.1	3.3
	Non-Energy use	3.6	3.8	4.4
	Ethanol	-	0.9	2.6
	Biomass	29.8	32.3	35.5
	Total	92.7	112.7	140.6

出典：Indonesia's Energy Outlook 2010 を基に石油比重を 0.85 として単位換算

(3) インドネシアのエネルギー価格の推移

インドネシアからの石炭、LNG、原油の輸出価格から最近のエネルギー価格の動向がわかる。質の違いもあるが、国内の石炭価格平均は石炭の輸出価格よりは低い。原油価格は、WTI との差は、ほぼ 2004 年時点で \$ 5/bbl で、アジア諸国の原油価格と WTI 価格の差とほぼ同じであるが、2005 年時点では、アジア原油は WTI に対して \$10/bbl の差があるが、これに対してミナス原油の 2005 年の価格は、WTI に対して \$4/bbl 程度低いところにある。これは、他のアジア原油と較べると高いレベルにあると言える。また、天然ガスの国内価格は、\$5/mmBtu (2006 年 1 月時点で工業向け、Jakarta US embassy new より) であり、輸出価格より低い。

表 2.1.35 インドネシアのエネルギー価格

	石炭価格 インドネシアから の平均 一般炭輸出価格 (FOB)	LNG 価格 インドネシアの LNG の日本購入価格 (CIF)		原油価格 インドネシア ミナス原油 スポット価格 (FOB)	原油価格 WTI アメリカ WTI スポット価格 (FOB)
	US\$/トン	\$/トン	\$/mmBtu	\$/bbl	\$/bbl
1998		134.1	2.8	12.3	14.4
1999		198.4	3.8	17.8	19.3
2000		271.4	5.2	28.8	30.3
2001		224.9	4.3	24.1	25.9
2002	24.4	245.2	4.7	25.6	26.1
2003	22.6	258.4	5.0	29.5	31.1
2004	26.41	317.5	6.1	36.9	41.4
2005	32.57 (上半期)	320 (推定)	6.2 (推定)	53.7 (推定)	57.2 (推定)

出典：石炭：International Coal Report

LNG：Energy Intelligence

原油：エネルギー経済統計要覧 2006

(参考) ベトナムの国内エネルギー価格実績推定

エネルギー	1995	2000	2001	2002	2003
原油 (US\$/bbl)	18.4	30.4	25.9	26.1	31.2
天然ガス (US\$/MMBTU)	1.2	1.9	2.0	2.0	3.1
石炭 (US\$/t)	17.1	18.9	20.1	21.0	21.2

出典: ベトナムエネルギー研究所が作成した実績の推定値

2. 1. 4 石油・天然ガス・石炭開発計画

(1) 石油・天然ガス・石炭に関する政策

2004年3月に発表されたインドネシアの国家エネルギー政策の中で、一次エネルギーに関する項目（地方対策、貧困対策、新エネルギー、省エネルギーに関する項目は除外）は、表 2.1.36 の通りである。特徴としては、

- ① エネルギー部門の市場経済化
- ② 脱石油のための代替エネルギー開発と利用
- ③ エネルギー利用の効率化
- ④ 海外からの投資の促進
- ⑤ 自国民の専門家の育成

などである。また、国家エネルギー政策全体としては、新・再生可能エネルギーの開発、省エネルギーの推進、地方電化の推進、環境への配慮などが謳われている。

表 2.1.36 国家エネルギー政策の中の一次エネルギー関連事項

項目	内容
目標	<ul style="list-style-type: none"> ・経済を効率的に運用するための市場経済化をリードするビジネス役割の増進 ・輸出のためのエネルギー開発、大衆のエネルギー利用を最大化する ・国内外で戦略的パートナーシップを増加させる ・外国資源からの脱却のためのローカルコンテンツの増強
戦略	<ul style="list-style-type: none"> ・国内輸出の価格差是正 ・エネルギーMP策定支援 ・生産者から消費者までの市場メカニズム導入 ・大規模開発における民間と政府の役割分担 ・個人のエネルギー開発者への支援策 ・技術と人材育成の開発と研究 ・エネルギー関係者への強調体制の確立 ・エネルギー関連部門を取り仕切る能力の育成
行動計画 石油	<ul style="list-style-type: none"> ・一次エネルギーの埋蔵量、生産量を増やすための対策 ・EORを拡大させて石油生産の増加 ・生産分与やその他のインセンティブを与えての限界石油鉱区の開発 ・できる限りの石油埋蔵量の管理と保持

項目	内容
行動計画 ガス	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー供給のための国内と海外ガスアクセスの増加 ・インセンティブを通してのガスの埋蔵量と生産量の増加 ・LNG 基地、CNG 輸送装置、送配 PL の建設を通してのガス供給量の増加 ・小規模 LNG、ガス・ハイドロ技術、ガス液化技術などの新しい研究と技術開発 ・ガスの建設にあった経済価値を実現するガス価格の適用 ・国内企業による国内市場への供給義務 ・ガスの供給順序（肥料用、発電用、国営ガス会社、工業用）の最適化 ・国内需要や輸出のための小規模 LNG/LPG でのフレアーガスの最適化
行動計画 石炭	<ul style="list-style-type: none"> ・石炭の埋蔵量から確認埋蔵量に変えるための評価作業の促進 ・国内需要と輸出にあった石炭開発プログラムの促進 ・国内炭と輸入炭のアクセスの増加、(山元発電を含む) ・石炭利用の多様化、ブリケット、液化、品質改良、CBM など ・石炭国内供給者による国内石炭供給の義務化 ・孤立地域での開発にインセンティブを与えて、投資家を増やす ・石炭代替エネルギーを有する地域で新しい工業センターを設立する ・石炭を利用する工業の促進
行動計画 石油製品	<ul style="list-style-type: none"> ・国内需要を満たすための新しい石油精製能力の増強 ・市場メカニズムでの石油製品価格の決定 ・下流部門での転換部門の増強、そして透明な競争 ・生産部門と物流部門は、市場メカニズムを通しての取引
行動計画 ガスパイプ ライン	<ul style="list-style-type: none"> ・インドネシアでのガス輸送システム確立のためパイプライン建設の継続 ・LNG 基地、CNG 輸送装置、送配 PL の建設を通してのガス供給量の対策 ・パイプラインが建設できない地域には CNG を送る ・経済原則にのっとりパイプラインでのガス輸送会社の料金を決定する ・LNG と LNG 受け入れ基地をジャワのガス需要の高い島々に建設する ・ASEAN ガスパイプラインの開発
行動計画 ガス・LPG 利用	<ul style="list-style-type: none"> ・天然ガスが供給できない地域での LPG の供給 ・政府は LPG の品質について管理体制を確立する ・LPG、DME、GTL 製品の消費拡大 ・交通部門での石油製品の減少と LPG、ガスの利用促進 ・ガス製品の規格を再構築することで、ガス、LPG 取引の競争を加速させる
行動計画 電気・電化	<ul style="list-style-type: none"> ・パイプラインネットワークでの天然ガスや LPG を利用した発電所の増強 ・再生可能発電の増強、これらは発電燃料の多様化と石油消費の削減に繋がる ・低品質炭を利用した山元発電の増強 ・遠隔地での発電の近隣諸国へ電気の輸出 ・小規模ガス発電機器の開発 ・コージェネレーション、燃料電池などの新しい発電技術利用の開発 ・環境保護を目的とした発電オペレーションの確立
行動計画 民生商業用	<ul style="list-style-type: none"> ・天然ガスと石炭の利用促進 ・石炭やブリケットを輸送する道路や貯蔵所の建設 ・省エネタイプの機器を推奨する ・省エネ機器の情報を消費者に伝える ・天然ガス消費のための交通技術、小規模な貯蔵施設などの開発が必要である
行動計画 工業用	<ul style="list-style-type: none"> ・自家発電の代わりに電気事業者からの電力の受け入れの増加 ・ガス利用工場への利便 ・石油に替わるガスの研究と開発の促進 ・コージェネレーションタイプの発電装置を利用することを促進する ・電気がない地域で、ローカルエネルギーを利用するように薦める ・茶製造、ゴム工場、温室農園などの小規模工場では、ブリケットを利用する

項目	内容
行動計画 交通用	<ul style="list-style-type: none"> ・CNG、LPG を利用した陸上交通システムを促進する ・LNG、ハイドロガス、DME などの石油代替エネルギーを促進する ・バイオディーゼル燃料の開発 ・都市での公共乗り物で、電気自動車システムを開発する ・自動車向けのエネルギー効率基準を作成する
行動計画 人材・研究開発	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー研修訓練所の設立 ・適切な機関による人的能力の開発 ・エネルギー部門で人的開発期間設立の基金を出す ・エネルギー技術に関して、関係する民間企業とパートナーシップをつくる

出典: Jakarta Post および日経産業新聞等による

以上のようなエネルギー政策のもとで、近年（2005 年中に発表されたプロジェクト）展開している一次エネルギーのプロジェクトは、以下の通りである。

（２）石油に関するプロジェクト

従来は、石油・ガス炭鉱・開発に関する生産分与契約の締結や国内販売・輸出入を国営石油会社プルタミナが独占的に実施していたが、2002 年からは BP-MIGAS が政府の窓口機関となっている。上流部門には、多数の外国石油企業（Caltex、Exxon Mobil、Unocal 等）が参入しており、インドネシアの原油生産量の大半は外国石油企業が占めている。製油所の精製能力は全体で 2002 年時点で 102 万 bbl/d であるが、ほぼフル稼働状態であることから、新規の製油所拡張・新設プロジェクトが検討されている。石油の開発・生産・販売または脱石油など、最近計画されているプロジェクト（2005 年 8 月からの計画）は、下表の通りである。これをみると

- ① 脱石油のための合成軽油、エタノール、バイオ燃料などの投資計画
- ② 中国、日本などからの資源開発投資
- ③ 地熱発電などの非石油系発電計画
- ④ 石油精製所建設計画
- ⑤ 石油開発計画

などがあり、インドネシア政府のエネルギー政策が実現しているようにも見える。

表 2.1.37 石油関連プロジェクト

プロジェクト分類	プロジェクト 内容	時 期
石炭を原料とした合成軽油製造工場	プルタミナとカナダ石油化学会社（アクセロン）投資額 60 億ドル、能力 2,800 万 bbl/年、低質炭からトラック軽油製造。	2008 年操業開始
油田開発計画	政府は、原油生産の回復のために東 Java の Cupe 鉱区の原油開発をはじめとする 6 箇所の鉱区の再開発に乗り出した。これにより 2009 年には、100 万 bbl/d から 130 万 bbl/d にする計画である。	2005 年後半
ガソリン販売自由化	2005 年 11 月より国内のガソリン販売自由化、これにより、内外の企業 100 社が参入。シェル、Exxon Mobil、BP などの外国企業以外に Elnusa など 9 のつの国内企業が進出するものと思われる。	2005 年後半
自家発電から公共の石炭火力への切り替え	三菱マテリアルでは、ガス火力発電からの電力購入を停止して、2006 年から PLN から石炭火力からの電力を購入することにした。これにより、原油価格の高騰で生じた電気代の高騰が 30%ほど削減される。	2006 年

プロジェクト分類	プロジェクト 内 容	時 期
中央スラウェシから石油出荷	Medco Energi International は2006年1月14日から中央スラウェシのTiaka油田より出荷を開始した。南スマトラにある PERTAMINA の製油所に送られる。タンカー能力は75,000bbl。	2006年1月
Chevron 地熱発電計画	Chevron は、110MW の地熱発電を西 Java の Garut で行う計画 (Darajat 3 project)。電気は PLN に販売する。2006年半ばから発電。	2006年半ば
石油精製所の建設	PERTAMINA とシノペックは石油精製所を東ジャワ州トウバンに建設。能力20万 bbl/d、投資額10億ドル。	2007年完成
石油貯蓄基地建設	Oiltanking は、Banten の Cilegon に石油貯蓄基地を建設の予定。能力は30万。他の企業も同様な石油貯蓄基地の建設を希望している。	2007年操業開始
エタノール生産	Medco Energi International 南スマトラのLampung県にエタノールプラントを建設の予定。金額は\$34.1million、能力は6万kl、原料はキャッサバ、2006年の後半には建設開始。	2007年操業開始
11社がバイオ燃料のライセンスを受ける	各社は5,000kl～15,000klのバイオディーゼル、エタノールを生産する。Lampung県では、キャッサバや砂糖キビからエタノール、ある会社はガソリン混入用やし油を生産する。	
日本商社が資源開発に投資	伊藤忠商事は、石炭開発、石油精製建設や地熱発電所建設に投資する予定。\$2.7bil、期間2005年から2010年。三菱商事、三井物産、住友商事も同様な投資をおこなう。	

出典: Jakarta Post および日経産業新聞等による

(3) 天然ガスに関するプロジェクト

天然ガスの探鉱・開発・生産に関する外資の管轄は、国営石油会社プルタミナが担当していたが、石油同様に2002年後半からは上流部門はBP-MIGASが管轄している。現在、エクソンモービル、トータルフィナエルフ、BP等の外国石油企業約10社が天然ガスの生産を行っている。下流部門であるインドネシア国内向けの天然ガスの輸送・配給については、2002年後半からはBPH-MIGASが管轄している。業務はPerusahaan Gas Negara (PGN)が担当している(プルタミナから天然ガスを購入)。天然ガスの開発、パイプライン建設、LNG工場建設などの最近計画されているプロジェクトは、表2.1.38から表2.1.40の通りである。

- ① 内外企業によるガス田の開発計画
- ② 輸出入と国内移送用のガスパイプライン計画
- ③ 輸出入 LNG 基地
- ④ 天然ガスを CNG として利用

これを見ると天然ガスの多面的な利用計画が推進されている。

表 2.1.38 天然ガス田プロジェクト関連プロジェクトの例

区間	供給量	完成
インドネシア企業のガス田開発	メドコ・エナジー・インターナショナルはオーストラリアのノバス・ペトロリアムを買収。	2004年
	メドコ・エナジー・インターナショナルはエクソン・モービルが保有するスマトラ・アチェのガス田を買収する。エクソン・モービルは、去る大地震のためアチェから撤退する。	2005年
	メドコ・エナジー・インターナショナルはナツナ島海域にある天然ガス開発に参入。埋蔵量は、46Tscf。	2005年
中国によるガス田開発	石油・天然ガス部門に関する探鉱・開発計画、中国とインドネシアのMOU締結。	2005年
日本企業のガス田開発	国際石油開発は、北西Java沖で新規ガス田から8月17日より生産開始。2006年には1億scf(180,000bbl/d)の生産予定。(ジャカルタ北東70km、水深40m)	2005年半ば
	三井石油開発は、南スマトラにあるメラギン1鉱区の開発権益を20%メドコ・エナジー・インターナショナルから取得した。	2005年

出典: Jakarta Post および日経産業新聞等による

表 2.1.39 パイプライン関連プロジェクト・プロジェクト例

プロジェクト	内容	時期
輸出用ガスパイプライン	西ナツナ海域(計3ガス田)～ジュロン島(シンガポール) 2.5Tscf(現行)、7～8Tscf(1～2年以内)。	2001年1月
	東ナツナ(Natuna)ガス田を開発してマレーシア、シンガポール、タイ、インドネシア国内に供給する・1.5Tscf(マレーシア向け)、ブルタミナ。	2002年8月
	南スマトラ(グリシクガス田)～ジュロン島沖サクラ島(シンガポール)・0.5Tscf(当初)・1.3Tscf(2009年)。	2003年9月
国内移送用ガスパイプライン	PGNが東Kalimantanと西ジャワの間を結ぶ天然ガスパイプラインを計画、東カリマンタンのNGを西ジャワに運び国内消費に向ける予定。中国とインドネシアのMOU。	2010～2011年完成
アジア諸国がガスグリッド建設に同意	2005年11月アジア諸国のエネルギー担当大臣は、地域内の天然ガス輸送パイプライン建設に同意した。参加国は、インド、中国、日本、韓国、中央アジア諸国など。	2020年

出典: Jakarta Post および日経産業新聞等による

表 2.1.40 LNG・CNG 関連プロジェクト例

プロジェクト	内容	時期
USがガス開発のための資金を無償提供	インドネシア政府はこの資金で、ガス配送システムの計画を検討する。内容はPGNでCNGの利用で、これにより石油の使用量を減少させる。	2005年10月
輸出用LNG工場の建設	PERTAMINAとメドコ・エナジー・インターナショナルは2007年に、スラウェシ島に年産70万トンのLNG生産工場を建設する。投資額は2億4,000万ドル。	2007年完成

出典: Jakarta Post および日経産業新聞等による

(参考) 世界の主な GTL プロジェクト

状況	企業	能力 1,000bbl/d	国
稼動中	シェル	15	マレーシア
	サゾール	150	南アフリカ
	ペトロ SA	30	南アフリカ
建設中	サゾール	100	カタール
計画中	シェル	140	カタール
	シェル	140	イラン
	エクソン モービル	154	カタール
	シェブロン・サゾール	130	カタール
	シェブロン・サゾール	34	ナイジェリア
	コノコフィリップス	160	カタール
	マラソン	120	カタール

出典：経済産業省「エネルギーに関する年次報告」

(4) 石炭に関するプロジェクト

石炭生産は、国有石炭公社 (PTBA)、コントラクター、採掘権保有者 (KP ホルダー) および協同組合 (KUD) の 4 グループにより構成されている。

- ①PTBA は唯一の国有石炭公社で、オンビリン (西スマトラ州) とタンジュンエニム (南スマトラ州) の 2 ヲ所で操業し、全国の石炭生産の約 10% (950 万トン) を生産している。
- ②コントラクターは国との採掘権契約が行われた時期により、第一世代(10 社)、第二世代 (17 社)、および第三世代 (84 社) に分けられるが、そのうち 8 社が実際に操業を行っている。これらの 2002 年の生産合計は 870 万トンである。
- ③KP ホルダーは 104 社あるが、生産を行っているのは 8 社のみで、各社の生産能力は年間 10 万～ 120 万トンで、グループ全体の 2002 年の生産量は 680 万トンである。
- ④協同組合 (KUD) による採掘は、現在 7 組合となっている。生産能力は 2001 年で年間 5,000 トンから 5 万トンと生産規模は小さい。

石炭の開発・生産・販売などの最近計画されているプロジェクトは、

- ① 石炭の増産計画
- ② 国内企業による開発計画
- ③ 石炭火力発電計画

などで、脱石油の 1 つの柱になりつつある。また、石炭の輸出も期待されている。

表 2.1.41 石炭関連プロジェクト

プロジェクト	内 容	時 期
石炭の増産	石炭大手 4 社 (アダロ、ブミ・リソース、キデコ・ジャヤアグンなど) は、2006 年までにカリマンタン島を中心に 20%程度の増産を計画。	2005 年
インドネシアの石炭企業買収	インドネシア投資家は、オーストラリアからアダロを買収した。	2005 年
日本企業が石炭火力に投資	東京電力は、ジャワ東部の 123 万 kW の石炭火力発電所を保有するパイトン・エナジー社から権益を買い取った。	2005 年

出典： Jakarta Post および日経産業新聞等による

2. 1. 5 一次エネルギー需給に係わる問題点

(1) 石油に関わる問題

■ 生産・精製

原油生産分野ではインドネシアでは、Exspan、Exxon Mobil、Kodeco 社を除いて、主要な石油生産会社の生産高は減少傾向にある。既設設備については設備の老朽化等がこの影響と考えられている。また、近年新規油田の開発は、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油田に集中していることから、東部油田ならびに海底油田等の開発に期待がかかり、外国資本の活性化が必要な状況である。

原油精製分野では、インドネシアでは、原油と石油製品である軽油、灯油、ガソリンに関しては、国内生産と合わせて海外から輸入している。今後、需要量の拡大に伴い輸入量の拡大が懸念される。この輸入量を減少させていくためには、最終エネルギー消費段階でいかに脱石油をはかるか、または、省エネルギー政策を推進するかが重要である。また、主輸入品である石油製品は、石油精製所において連産品であるため、石油精製所の拡大とともに生産と国内需要とが一致することが望ましく、このための計画立案が政府に求められる。

■ 石油補助金

インドネシアの国内エネルギー消費における石油の割合は 63%⁴と きわめて高く、国民の多くが石油製品によりエネルギー供給を受けている。このため、インドネシア政府は、低所得者層・僻地住民保護の観点から、石油製品に対して補助金を支給し国際市場価格より低いレベルで抑えてきた。この補助金は、2005 年は 89 億ドルであった。同年の国家予算の赤字は全体で 30 億ドルで、この中には 89 億ドルの石油製品補助金が含まれていることから、補助金支出が無ければ 59 億ドルの黒字になった。インドネシア政府は、補助金が政府財政を圧迫していることから、石油製品に対する補助金の削減および表 2.1.42 の通り石油製品価格の値上げを実施している。この政策により、低中所得者層に大きな影響がでている。したがって、今後は、最終消費においていかに脱石油を図って行くかということが重要な政策課題となっている。

表 2.1.42 石油製品価格 (1998 ~2005) (unit: Rp/liter)

Year	Month	Gasoline	Kerosene	ADO	IDO	FO
1998-05	S-Price	1,200	350	600	500	350
2001-05	S-Price	1,150	350	600	550	400
	M-Price50%	1,150	1,165	1,150	1,115	825
	M-Price100%	1,970	2,330	2,300	2,230	1,650
2002-05	M-Price75%	1,750	1,410	1,400	1,390	1,120
	M-Price100%	1,750	1,890	1,900	1,860	1,500
2003-05	Retail price	1,810	1,800	1,650	1,650	1,580
	Check-price	1,980	1,930	2,080	2,030	1,580
2005-09 以前	Retail price	2,400	2,200	2,100	2,200	2,300
2005-10 以後	Retail price	4,500	HH 2,000	4,300	5,500	3,500
			CO 6,200			

S-price: Subsidy price M-price : Market price

Source: Petroleum Report Indonesia 2003 written by American Emassy Jakarta

HH: 家庭用灯油、CO : 企業用灯油価格

⁴ 国家エネルギー管理 Blue Print に示された 2003 年の数値

（２）天然ガスに関わる問題

■ 天然ガスパイプラインと国内供給

天然ガスの利用に関しては、現在、国内の送配パイプラインの不足、未整備からジャカルタ近郊ではガス不足状態になっている。PGN の資料によれば、ジャカルタ近郊だけでも約 600 工場に天然ガスを配給しているが、(PGN カタログの「Marketing Performance」より) 2006 年 2 月現在、これを上回る需要家の申し込みがあるといわれている。そのため PGN では 5 つの基幹パイプライン (SSWJ1, SSWJ2、Dumai—Medan、East Kalimantan -Central Java、East Java - West Java) プロジェクトが計画実施されている。また、地域配給用のパイプラインとしては、7 つの (Bontam、Batam、Pekanbaru、Jambi、Lampung、Banten/West Java、Semarang Central Java) プロジェクトが計画実施されている。現在のインドネシアにとっては、早急に完成させたいプロジェクトである。

PGN は、ステークホルダーの 39% が民間会社であり、利益追求や株主優先といった考えが強い。また、料金体系もガス田から離れたエリアでは、託送料金が加算されガス料金が上がる。居住地によりガス料金が違うことは、消費者にとって不公平感がある。

PLN との交渉では、両者の提示価格に大きなひらきがあり (PLN : \$3-4/mmBtu 程度、PGN : \$8/mmBtu) 燃料契約にいたっていない。PGN は、高い価格を提示する民間会社を優先しているが、PLN 提示の燃料価格は安価ではあるものの、一般的に大規模かつテイクオアペイ契約であるため、この価値を十分考慮するべきであろう。現在のところ、政府はこの問題に介入する様子はないが、電力は公共性の強いエネルギーであることを BPH-MIGAS や MEMR 石油・ガス総局は認識すべきである。また、PGN はパイプラインを運用し、かつガス供給も行っており、他のガスサプライヤーと比べると市場支配力が非常に強い。

なお、外貨獲得手段である LNG 輸出と国内消費のバランスは重要な政策課題であり、この解決のため必要となる、国家エネルギー需給バランス最適化モデルについては、(4) で後述する。

■ 天然ガス開発

天然ガス輸出は 1990 年代こそ増加したが、2000 年以降は 30,000kTOE レベルで推移している。今後、国内・輸出用に需要が急増すると考えられていることから、新規ガス田の探査・開発が期待される。タンガーLNG プロジェクトは、実現の可能性が高く最も期待されるプロジェクトであるが、このような大規模開発には外国資本が必要であり、そのための施策として、石油・天然ガス開発の上流部門においては従来から外国企業との合弁が基本となる生産分与契約がとられてきた。この契約は、インドネシア政府の帰属分を、石油に関しては 85%、天然ガスに関しては 70% とし、残りがコントラクターである外国企業に帰属する契約である。天然ガスの探査・開発・生産に関する外資の管轄は、BP-MIGAS が担当しているが、実際は、外国石油企業約 20 社がインドネシア国内において天然ガスの生産を行っている。なお、新石油・ガス法 (第 22 号,2001 年) により 2002 年から調印される生産分与契約に関しては石油、天然ガスともに政府帰属分は 65% に引き下げられ⁵たとされているが、実際は、地域や offshore 状況により、ケースバイケースで政府の PSC 比率は決められるようである。すなわち、offshore においては、海の深さ、地域的リスク、アクセスの良し悪しなどが PSC の割合を決める要素となっている。

海外投資促進を活性化するため、前述のような PSC の政府比率の改善などはあったが、一方で、25%国内供給義務や工場建設にともなうインフラを独自に建設する必要があること、特定地区の

⁵ 2.1.2 の<参考>PSC の取り分参照

国内企業優先策等が外資の進出の阻害要因となっている。国内供給義務に関しては、原油ばかりでなくガスに対する 25%の国内供給義務などが、政府内で検討されているが、低価格での国内供給となるとさらに海外からの投資意欲を削ぐことになる⁶。したがって、海外からの投資に関しては、むしろインセンティブやガス価格決定メカニズム（コストリカバリー＋リターンを参考にし）を整備したり、PPP(Public Private Partnership)などを導入することが必要である。

(3) 石炭に関する課題

インドネシア国は、豊富な石炭資源を有している。無煙炭・瀝青炭などの高品位炭は、従来から外貨獲得の重要な手段であり、石炭の輸出は、2000年～2003年では平均 13%の伸びを示している。特に中国やインドへカリマンタンの良質な石炭が輸出されている。しかし、石炭開発についても、投資環境の整備が遅れている状況であり、とりわけ、カリマンタン奥地での良質の石炭の開発ならびに輸送手段の開発を民間投資を活用して実施することが必要と思われる。

一方、石炭埋蔵量の多くが、亜瀝青炭・褐炭という低品質炭であり、現在用途が限定されていることから、今後は、これら低品位炭の有効利用を念頭に環境保全技術（クリーンコールテクノロジー）技術の移転が期待されている。表 2.1.43 に、インドネシア側が日本に要望した 15 のプロジェクトを示す。石炭液化、バイオコールブリケット（石炭バイオマス混合ブリケット）など石炭を更に有効利用する方策についても技術開発が期待される。なお、後者は、海上輸送法、日本国内の法整備を実施することで、日本国内の RPS 法に対応できれば商業上の拡大も見込まれる。

表 2.1.43 インドネシア側からの要望プロジェクト

番号	件名	可能性	機関
1	インドネシア炭と豪州炭の国際競争力調査	○	DMCE
2	インドネシア炭の輸出ポテンシャル調査	○	
3	東・南カリマンタンにおける抗内採掘可能性評価	○	DIMR
4	パプアにおけるコークス炭予測	○	
5	ムラボウ探査プロジェクト		
6	インドネシア石炭産業における微粉炭処理	○	DMCT
7	石炭産業の環境負荷軽減技術	○	
8	アイルラヤ及びその周辺におけるハイウォール又は抗内採掘可能性調査	○	PTBA
9	UBC のデモンストレーションプラント	×	TekMIRA
10	マハカム川周辺における環境保護による炭鉱の持続的発展	実施中	
11	石炭液化（*経済産業省は、今後は民間ベースのテーマと認識）		
12	低品位炭からの活性炭製造パイロットプラント		
13	インドネシア炭から鑄造コークス製造共同研究		P3TMB
14	炭鉱技術向上プロジェクトの発展 Phase II		
15	炭鉱技術海外移転事業 Phase II	実施中	

(4) 包括的エネルギー計画

インドネシアの石油・ガスに関する政策は、MEMR 石油ガス総局が立案する。石油ガスの採掘・開発に関しては BP-MIGAS、パイプラインや下流部門は BPH-MIGAS が管理することになっているが、重要事項は、MEMR 石油ガス総局が指導、アドバイスすることになっている。MEMR の石

⁶ 現地調査による商社等投資家の意見を総じた。

油ガス総局では、最近の輸出と国内需要のアンバランス（輸出拡大するも国内供給は不足）から総合的なエネルギー計画の作成を希望している。その中でもエネルギーバランスモデルの構築が期待されている。表 2.1.44 に調査団による、一次エネルギー需給バランスモデルによる試算例をしめすが、MEMR 石油ガス総局もこのような定量的な需給バランスモデルにより、エネルギー政策を決定していく必要がある。

表 2.1.44 インドネシアの一次エネルギー需給バランス試算

		Growth	2003	2010	2015	2020	2025	2030
Production	Coal	10	64	124	200	321	518	834
	Natural Gas	3	66	81	94	109	126	146
	Crude oil	-5	56	39	30	24	18	14
	Other	3	64	79	91	106	123	142
			250	323	415	560	785	1,137
Import		3	33	41	48	55	64	74
Export	Coal	9	52	95	146	225	347	534
	Natural Gas	2	33	38	42	47	52	57
	Crude oil	-5	23	16	12	9	7	6
	Other	0	0	0	0	0	0	0
			108	149	201	282	406	596
PES			175	215	262	333	443	614
	Power	7	22	36	50	70	99	138
	FEC	3	153	188	218	253	293	340
EC			175	224	268	323	392	478

(数量の単位：Million TOE、伸び率の単位：%)

PES: Primary Energy Supply FEC: Final Energy Consumption, EC: Energy Consumption

出典：調査団にて作成

<前提条件>

- ① 一次エネルギーの消費先（需要）として電力部門とそれ以外に分ける。

電力部門の需要	7.0%	(現状は、5%の上昇)
それ以外の需要	3.0%	(現状は、2%の上昇)
- ② エネルギー生産の伸び率を以下のように設定する。

石炭の生産上昇率	10%	(現状は、15%の上昇)
天然ガス生産上昇率	3%	(現状は、3%の上昇)
原油生産量	-5%	(現状は、5%の減少)
- ③ エネルギー輸入の伸び率を以下のように設定する。

原油の生産減少に伴い原油の輸入を行う。輸入上昇率は	3%
---------------------------	----
- ④ エネルギー輸出の伸び率を以下のように設定する。

石炭の輸出上昇率	9%	(現状は、14%の上昇)
天然ガス輸出上昇率	2%	(現状は、2%の上昇)
原油輸出減少率	-5%	(現状は、4%の減少)

2. 2 再生可能エネルギー需給の現状と課題

2. 2. 1 再生可能エネルギーを取り巻く状況

(1) 再生可能エネルギー関連政策

インドネシアの再生可能エネルギーを取り巻く状況が石油代替エネルギーとしての重要な位置を占めるようになってきたのは、2003年以降である。2004年には国家エネルギー政策⁷が掲げられた。再生可能エネルギーに関する事項を表2.2.1に示す。

表 2.2.1 再生可能エネルギー関連国家政策

<p><u>現状認識</u></p> <ul style="list-style-type: none">・水力と地熱は天然ガス、石炭と同様に資源の潜在的な供給量があり、最適な利用に至っていない。・新エネルギー、再生可能エネルギーは、化石燃料に比べ価格競争力がなく進展していない。経済的な競争力を確保するために財務的なインセンティブが必要である。・地熱のポテンシャルが膨大に存在する。
<p><u>目標</u></p> <ul style="list-style-type: none">・2020年までに大規模水力を除いた再生可能エネルギーで5%を供給する。この目標を達成するために期待される再生可能エネルギーは、地熱、バイオマス、小規模水力発電である。
<p><u>アクションプラン</u></p> <p>【地熱】</p> <ul style="list-style-type: none">・ポテンシャル調査を実施する。・大規模地熱開発に向けた法律改正を実施する。・代替エネルギーの乏しい地域で小規模地熱発電を開発する。・産業分野で地熱エネルギーを活用する。 <p>【水力発電】</p> <ul style="list-style-type: none">・代替エネルギーとして開発をはかる。・水力発電計画が多く存在するジャワ島での水力開発の最適化を図る。・地方の水力開発を支援することにより、地方の持続的な開発努力を支援する。・政府によるインセンティブのもと、地方の経済開発に寄与する小水力開発を進める。 <p>【その他再生可能エネルギー】</p> <ul style="list-style-type: none">・従来エネルギーと比較してコスト高のためソフトローンや税制面で支援する。・再生可能エネルギー機器の組み立てを国内で実施する。・電気事業者に再生可能エネルギーを利用した発電を義務づける。・小水力発電と太陽光発電を利用する村落を特定する。

出典：The National Energi Policy 2003-2020、2004

これに先立ちエネルギー鉱物資源省は、2003年12月"Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy)"のなかで、再生可能エネルギーと省エネルギーの開発に係るガイドラインを表2.2.2のように策定している。

⁷ The National Energi Policy 2003-2020,2004

表 2.2.2 再生可能エネルギー・省エネ関連ガイドライン

機会と障壁
<ul style="list-style-type: none"> ・再生可能エネルギーは3つタイプに区分される。 <ul style="list-style-type: none"> a)既に商業的に開発されたもの（バイオマス、地熱、水力） b)既に開発されたが限定的なもの（太陽光、風力） c)研究段階のもの（海洋エネルギー） ・バイオマスは、液体、気体、熱、電気エネルギーへ変換される。 ・バイオマスエネルギーは、古くから地方の重要なエネルギーの位置を占め、国内のエネルギー消費の35%を占めている。 ・風力は比較的小さく、500kW程度の小規模な地方電化が見込まれる。 ・太陽光は比較的良好なポテンシャル（4.8kWh/m²）を有し、太陽光発電と太陽熱の2つが適用される。 ・太陽熱利用では、温水利用では商業ベースに達しているが、調理や農作物の乾燥は未だ限定的である。太陽光発電は、地方の集会所における電力ニーズ、ポンプ、テレビ、通信、冷蔵庫などに用いられ、SHSが商業ベースへの発展途上中にある。 ・水力は、1,315箇所、75,000MWの理論水力を有している。 ・ミニ水力（出力200kWから10MW）とマイクロ水力（出力200kW未満）でそれぞれ460MWと64MWのポテンシャルがあり、地方電化に活用される。 ・地熱は、19,658MWのポテンシャルがあり、ジャワ島（5,331MW）とスマトラ島（9,562MW）が大きなシェアを占める。地熱資源は、熱源が消費地と距離が離れていたり、森林保全地域にあるなどの問題を抱えている。 ・地熱は、熱の直接利用と電気へ変換した用途がある。

以上のように、インドネシアの再生可能エネルギーに関する政策は、資源の上でも豊富にある地熱、水力、バイオマスを優先的に取り組む姿勢が伺える。

2005年4月には、エネルギー国家調整会議(BAKOREN)を経て公表された「国家エネルギー管理に関するBlue Print」における再生可能エネルギーの2025年の開発目標は、地熱開発によって3.8%、その他再生可能エネルギーによって、4.4%と修正された。そして、2006年1月「国家エネルギー政策に係る大統領令（第5号,2006年）」によって更なる上方修正が行われた。

これには、2025年までに新・再生可能エネルギー（原子力発電を含む）によるエネルギー供給を現状の1.6%から15%（地熱5%、バイオフェューエル5%、その他5%）とする積極的な目標を掲げている。

表 2.2.3 再生可能エネルギー開発目標の変遷

制定時期	制定者	目標年	開発目標
2004年	大臣	2020年	再生可能エネルギー全体で5%を供給
2005年	大臣	2025年	地熱で3.8%、その他再生可能エネルギーで4.4%供給
2006年	大統領	2025年	地熱で5%、バイオフェューエルで5%、その他で5%を供給

（2）法整備状況

再生可能エネルギーに関する法律は、地熱法（第27号,2003年）が制定されてから、新たな法律制定には至っていない。しかしながら、エネルギー法案が早ければ2006年中にも成立するよう

準備が進められており、再生可能エネルギーの規定についても内容が織り込まれている。

上述の大統領令やエネルギー鉱物資源大臣令が公的機関向けの内容であるのに対し、このエネルギー法案では、ステークホルダーに踏み込んだ記述がされており、より実効性の高い施策運用が期待される。

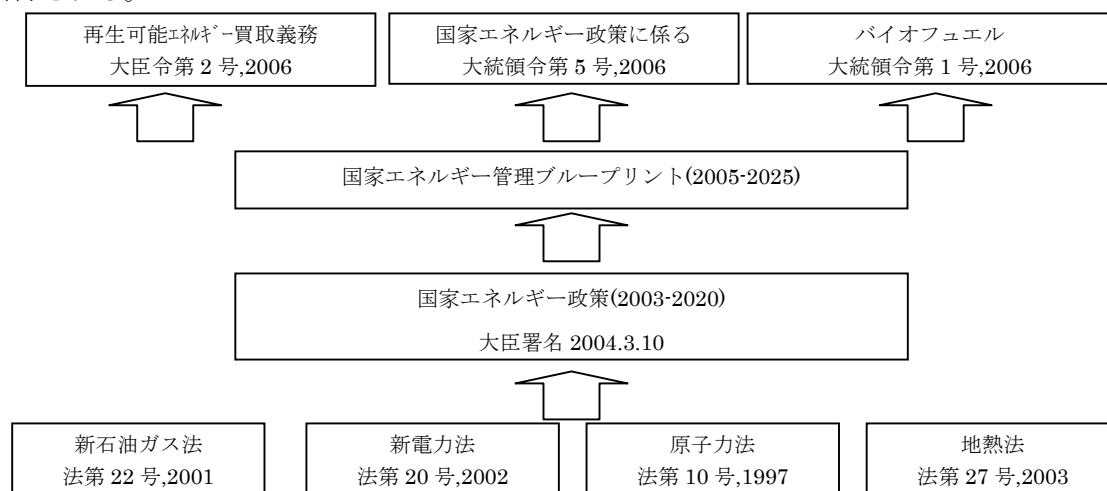


図 2.2.1 再生可能エネルギーを取り巻くエネルギー施策の状況

(3) 再生可能エネルギー買取義務

2006年1月に「中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー鉱物資源大臣令（第2号,2006年）」が発令された。これは、これまでの再生可能エネルギーの買取義務の範囲を大幅に拡大するものである。これまで1MW以下1年契約の再生可能エネルギーによる発電事業からの買取義務が、1MWから10MWまでの事業に10年間の買取義務となる追加措置がとられ、再生可能エネルギーの事業支援のための基盤が固められつつある。

従来の買取義務のとの比較を表2.2.4に示す。

表 2.2.4 再生可能エネルギー買取義務

規定 No./年	No.1122/2002	No.2/2006
対象規模	1MW以下	1MW～10MW
契約期間	1年	10年
契約金額	低圧接続の場合：PLNのProduction Costの60% 中圧接続の場合：PLNのProduction Costの80%	

これは、特に地方の系統電源が発達しない地域におけるディーゼル代替を再生可能エネルギーの開発により後押しする形が整ったものといえる。また、MEMRでは、2006年におけるディーゼル発電の更新・新設を行わない方針を示し、再生可能エネルギーによる代替を促進することとしているが、本規定の運用による民間参入の強い期待の現われと受け止められる。一方で、既存の1MW以下の再生可能エネルギーは、従来の規定が適用されるため、マイクロ水力開発などの進捗に対する懸念の声も聞かれた。

2. 2. 2 現状分析

(1) 再生可能エネルギーの開発目標

「国家エネルギー政策に係る大統領令（第5号,2006年）」では、2025年までの再生可能エネルギーの開発目標は、地熱、バイオフェューエル、その他の3分野について示されており、これ以外の目標は設定されていない。しかし、Blue Print において、いくつかの項目に数値目標が記述されている。これらの数値目標は、大統領令においても同様であるとの認識がされている。すなわち、数値目標達成に向けた行動は、具体的な開発規模を明示した Blue Print を元に示されたものと考えられている。

MEMR では、これらの数値目標を表 2.2.5 の通り明らかにしている。

表 2.2.5 再生可能エネルギー開発目標

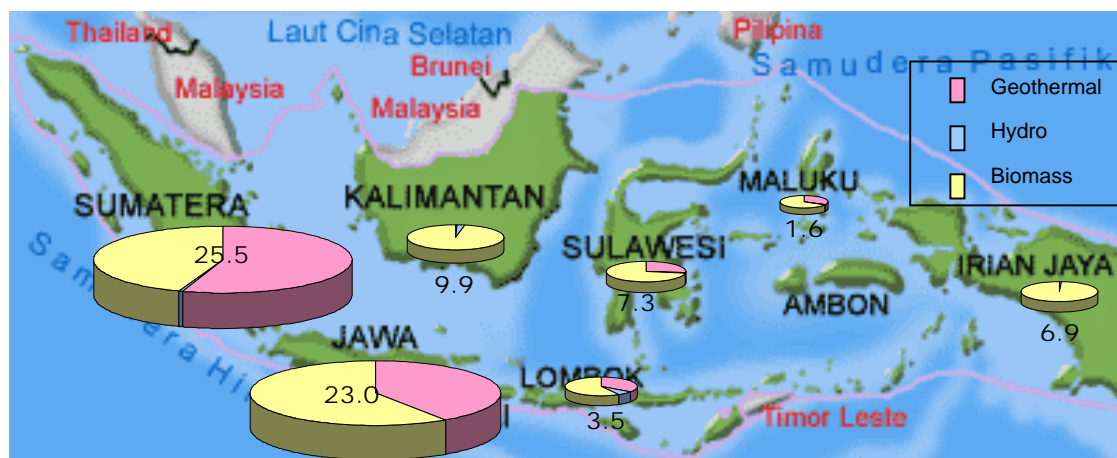
Type	Unit	2010	2015	2020	2025
Bio diesel	Kilo liter	720,000	1,500,000	-	4,700,000
Bio ethanol	Kilo liter	550,000	850,000	1,500,000	-
Bio oil	Kilo liter	400,000	700,000	-	900,000
Geothermal	MW	3,442	4,600	6,000	9,500
Wind	MW	-	25.6	-	255
Solar	MW	24.8	50.4	67.5	78.6
Microhydro	MW	169	298	488	-

出典: MEMR 電力・エネルギー利用総局資料

(2) 再生可能エネルギーのポテンシャル

再生可能エネルギーについては、一部では実現に向けた取り組みが活発になっている。新たに開発目標に掲げられたバイオフェューエルでは、バイオディーゼルの品質規格が 2005 年 12 月に定められ、公開セミナー開催など積極的な啓蒙活動も行われている。

再生可能エネルギー開発促進の基礎となるポテンシャルについて図 2.2.2 に地域的な分布図を示す。このように、インドネシア再生可能エネルギーのポテンシャルは、地域に偏在しており、かつバイオマスが大きなシェアを占めていることが分かる。



出典: Master Plan of New & Renewable Development in Indonesia(1997)他より調査団作成

図 2.2.2 再生可能エネルギーのポテンシャル分布 (単位:GW)

表 2.2.6 再生可能エネルギーのポテンシャル

	Gethermal (MWe)	Mini/MicroHydro (MW)	Biomass (MW)	Total Renewable	Solar (kWh/m2)	Wind (m/s)
Sumatra	14,071	116.9	11,345	25,533	4.1-5.2	2.5-5.8
Java-Bali	9,329	6.5	13,624	22,959	2.5-5.3	2.4-5.4
NTB-NTT	1,233	264.5	2,042	3,539	5.1-5.7	2.5-5.1
Sulawesi	1,932	63.9	5,266	7,261	4.9-5.5	2.8-3.1
Maluku	534	2.3	1,093	1,630	-	2.6-4.7
Papua	50	9.7	6,814	6,874	5.7	2.9-4.2
Kalimantan	50	243.8	9,624	9,917	4.2-4.8	2.5-3.5
Total	27,189	708	49,807	77,714	-	-

出典: Master Plan of New & Renewable Development in Indonesia(1997)他より調査団作成

■ 地熱ポテンシャル

地熱発電は、1997年の再生可能エネルギーのポテンシャル評価では、70地点、20 GWe の評価であったものが、2005年末現在では251地点、27 GWe に引き上げられている。インドネシアの地熱発電の導入実績は、807MW、7箇所設置されている。その内訳は、PLN が380MW で残り427MW はPERTAMINA である。地熱発電所のほとんどはジャワの系統にある。(表 2.2.7 参照)

表 2.2.7 インドネシアにおける地熱発電設備

発電所名/島	PLN	JOC*	Total
Kamojang/ジャワ	140 (3unit)	-	140 (3unit)
Sibayak/スマトラ		2	2 (1 unit)
Darajat/ジャワ	55 (1unit)	90 (1 unit)	145 (2unit)
Gunung Salak/ジャワ	165 (3unit)	165 (3 unit)	330 (6unit)
Wayang Windu/ジャワ	-	110 (1 unit)	110 (1unit)
Dieng/ジャワ	-	60 (1 unit)	60 (1 unit)
Lahendong/スラウェシ	20 (1 unit)	-	20 (1 unit)
TOTAL	380	427	807

* Joint Operations Contract

■ バイオマスポテンシャル

バイオマスでは、50 GW の評価に対し、バイオフェューエルとバイオマス発電に振り分けられ、バイオマス発電に至っては開発目標が設定されていない現状にある。インドネシアでは、バイオマスは伝統的なエネルギー源であり、地方のエネルギー消費の35%はバイオマスが占めている。これらは、民生部門における調理用燃料として使用されている。インドネシアのバイオマスの導入実績は、445 MW に達しており地熱に次ぐ導入実績を持つ再生可能エネルギーである。

■ 水力ポテンシャル

水力発電については、1999年に5 MW 以上の開発規模を対象に75 GW のポテンシャル評価が行われている。水力ポテンシャルを表 2.2.8 に示す。

表 2.2.8 水力ポテンシャル (5MW 以上)

	Number	Capacity (MW)	Energy (GWh/year)
Sumatra	447	15,587	84,110
Java-Bali	120	4,200	18,042
Kalimantan	160	21,581	107,202
Sulawesi	105	10,183	52,952
Papua	205	22,371	133,759
NTB-NTT	120	624	3,287
Maluku	53	430	2,292
Total	1,210	74,976	401,644

出典：Potensi Hidro Indonesia, PLN, 2003

図 2.2.2 に示したポテンシャルはマイクロ水力のポテンシャル評価である。現在でも 5 MW 以下の小規模水力のポテンシャルが PLN によって実施されていることも合わせて考えると、再生可能エネルギーとして評価できる水力発電のポテンシャルは更に大きくなると考えられる。インドネシアの小水力の導入実績は、84MW であり、表 2.2.5 に示された開発目標に対して 400MW の設備増強でしかない。しかし、小水力開発は、開発規模が小さいためこの目標を達成するには、数多くの開発サイトが必要になってくる。

■ 風力・太陽光およびその他新エネルギー

風力、太陽光については、ポテンシャルが開発規模で示されていない。開発目標も小さく現状で導入されている設備に維持管理面で課題を抱えていることなども影響して低めの目標設定をおこなっている。

風力発電の導入実績は、0.5MW、設置台数としては約 200 機である。プロジェクトの実施者は、主に BPPT と Winrock International であるが地方電化の実績はほとんどない。太陽光発電の導入実績は、5MW、設置台数としては約 10 万台程度である。プロジェクトの実施者は、主に BPPT である。いずれも地方の電力需要や水ポンプ、テレビ、電話、冷蔵庫等で使用されている。

なお、再生可能エネルギーではないが原子力発電は、その他の新・再生可能エネルギーの中で開発目標が位置づけられている。2005 年 4 月の国家電力開発計画⁸(RUKN)では、原子力発電が 2017 年に計画されており、今後インドネシアにおいて新しく開発されるエネルギー (=新エネルギー) として取り扱われている。

2. 2. 3 再生可能エネルギー開発に関する課題

MEMR では、再生可能エネルギーの開発課題を財務的側面、エネルギー価格、民間セクターの参入と認識している。環境的側面では、化石燃料削減に効果があるローカルエネルギーという認識がされており、10MW 以下の再生可能エネルギー発電設備に対する優遇措置がとられている。

再生可能エネルギーの開発目標値が今後見直されていく中で、定量的な評価に基づく課題抽出をすることは、困難であるが、再生可能エネルギーの課題発掘にあたっては、Blue Print に示された地熱発電に関する開発目標をベンチマークとして設定し、個々の開発目標に対する課題を整理する。

⁸ インドネシア語直訳では、「国家電力総合計画」であるが、この報告書ではその内容を考慮し、「国家電力開発計画」とした。

■ 地熱開発の課題

地熱発電は、807MW（2005 年末現在）が導入されており、膨大な（27GW）ポテンシャルを有している。地熱法（第 27 号,2003 年）により地熱資源の開発機運は高まり、JICA においてもマスタープラン調査の準備が進められている。こうした環境変化の中で、地熱開発に対する戦略的なアクションプランを策定することが望まれる。

地熱発電開発のロードマップにおいて、9,500 MWe の開発目標（エネルギー全体に占めるシェアは 3.8%）が掲げられている。地熱発電は、ジャワ、スマトラなどの送電系統の発達した地域に多くのポテンシャルが確認されていることから、系統接続を前提に開発が進められることが考えられる。実際に、1997 年の経済危機で停滞していた IPP プロジェクトである Sarulla (330MW,北スマトラ州)、Dieng (180MW,中部ジャワ州)、Kamojang(60MW,西ジャワ州)は、入札が 2006 年 3 月以降に開始されることが発表された。一方で、これら以外の島々では、送電系統が十分に発達していないことから、ディーゼル代替として開発されることが考えられる。いずれの開発を進めるためにも、地熱発電の競争力確保が前提となるため開発促進のための手段は依然として残された課題である。



出典：世界銀行 Web サイト

写真 2.2.1 Kamojang 地熱発電サイト

■ バイオマス開発の課題

バイオマス発電は、445MW（2005 年末現在）が導入されているが、そのポテンシャルは 49.81GW と地熱を上回る評価がされている。国家エネルギー政策に係る大統領令（第 5 号,2006 年）で示されたバイオフェューエル施策の実現にむけては、既往の産業や関係省庁との連携により資源配分の最適化を図る必要がある。

バイオマス開発では、運輸セクターに係るバイオフェューエル関係のロードマップが示されており、合計 7.1 百万 kl (同シェアは 1.4%) の化石燃料代替が見込まれている。

一方、バイオマス発電については、ロードマップによる数値目標が設定されていないが、Blue Print ではシェアが 0.8%と示されており、地熱発電の並みの稼働率を想定すれば、2,000 MWe 程度の開発目標となる。バイオマスの発電利用は、直接燃焼が考えられているが、現状のバイオマス資源の賦存状況に応じた選択枝を用意する必要がある。



出典：(株)タマHP

写真 2.2.2 バイオマス発電プラント

■ 小水力開発の課題

小水力発電は、84MW(2005 年末現在)が導入されているが、ポテンシャルは 700MW と小さく、開発目標とポテンシャルの差は 200MW と小さい。戦略的な開発を推進するためには、新たなポテンシャル地点を発掘することが重要である。

小水力発電は、ロードマップに示されていないが、Blue Print ではシェアが 0.2%と示されており、再生可能エネルギーと別に区分された水力発電のシェア



出典：ADB Web

写真 2.2.3 小水力開発

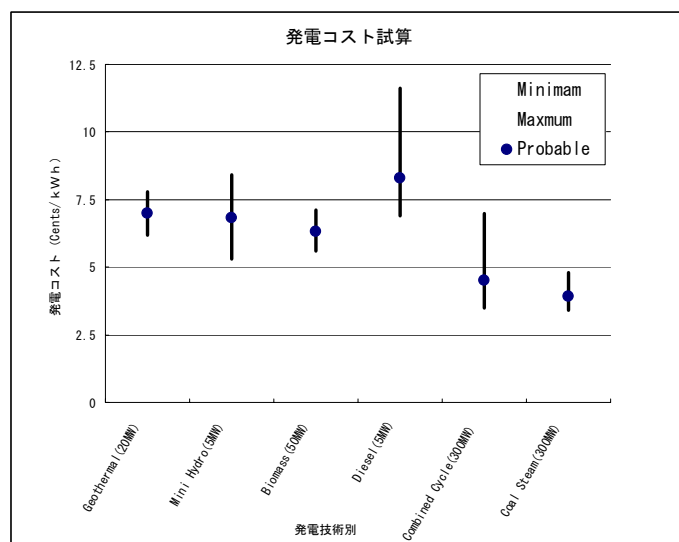
2.4%と合わせると 2.6%を水力発電が受け持つこととなる。現状のシェアである 3.4%から低下することにはなるが、エネルギー需要の増加への対応や石油代替エネルギー開発を推進するためにも、水力発電は今後とも一定規模の開発を継続することが求められる。インドネシアでは、水力発電に対して様々な呼称がされているが、その明確な根拠がないため、開発目標の達成に向けた取り組みとして、再生可能エネルギーとしての買取義務が発生する 10 MW 以下の水力開発を推進するための包括的な取り組みが必要とされる。

■ その他再生可能エネルギー開発の課題

国家エネルギー管理 Blue Print(2005-2025)では、その他再生可能エネルギーとして、原子力、バイオマス、小水力、風力、太陽光等が区分されている。

オングリッド再生可能エネルギーは、バイオマス、小水力発電が中心となる。しかし、現状では火力発電所と比べるとコストが問題となる。これらの発電コストは、図 2.2.3 に示す通り既存の火力発電所と比べ高コストであり導入の障壁となっている。地方電化で活用される太陽光、風力発電などは維持管理面での問題が顕在化している。維持管理のための制度構築や教育の面を含めた技術協力のあり方が課題となっている。

原子力発電は、電力セクターにおける将来的な需要増への対応と化石燃料代替としての重要な役割を担う可能性があることから、開発基盤整備に向けた準備を着実にを行うことが当面の大きな課題といえる。



出典：Off Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies(World Bank)

図 2.2.3 発電技術別コスト

2. 3 電力セクターの現状と課題

2. 3. 1 エネルギーセクターにおける電力セクターの位置付け

エネルギーセクターにおける電力セクターの位置付けを定量的に示す指標として、一般的に電力化率が使用される。電力化率とは、最終エネルギー消費における、最終電力消費の割合を言い下式で求められる。

$$* \text{電力化率} (\%) = \text{最終電力消費} / \text{最終エネルギー消費計}$$

表 2.3.1 にインドネシアにおける電力化率の推移を示す。2002 年におけるインドネシアの電力化率は 10.3%であり、1971 年における日本の電力化率 (14.7%) に比べても低い水準である。図 2.3.1 にアジア各国などの電力化率の推移を示すが、現在のアジア全体の電力化率 (19.3%) ならびに日本の電力化率 (23.6%) を考慮すると、今後 GDP の伸び以上に急激に増加することが想定される。

電力は照明、空調、動力および通信用として社会に欠かせないエネルギーであると同時に、石炭、再生可能エネルギーおよび原子力等資源を選ばず利用できることから、脱石油・脱天然ガスを進めるために重要な役割を果たす。したがって、電力の安定供給ならびに電力化率の向上は、インドネシアのエネルギーセクターにおいて非常に重要であると考えられる。

表 2.3.1 インドネシアの電力化率 (単位：百万 TOE)

	1971 年	1980 年	1985 年	1990 年	1995 年	2000 年	2002 年
最終電力消費	0.153	0.536	1.05	2.33	4.28	6.81	7.49
最終エネルギー消費計	6.78	20.6	24.7	33.5	49.0	70.0	72.9
電力化率	2.26%	2.61%	4.26%	6.95%	8.73%	9.73%	10.3%
(参考)日本の電力化率	14.7%	18.9%	20.7%	22.5%	23.1%	23.7%	23.6%
〃 アジア全体の電力化率	9.69%	11.6%	12.2%	13.9%	15.6%	18.3%	19.3%

出典：エネルギー・経済統計要覧 (2005)

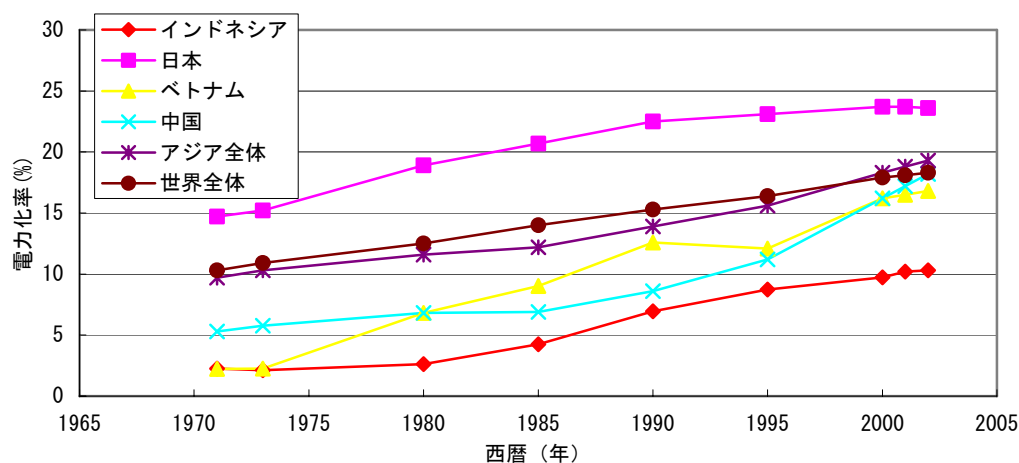


図 2.3.1 電力化率の推移

2. 3. 2 電力セクター改革の進捗と課題

(1) インドネシアの電力関連法令の流れ

インドネシアの電力自由化は法令面から以下の3段階にわけて整理することができる

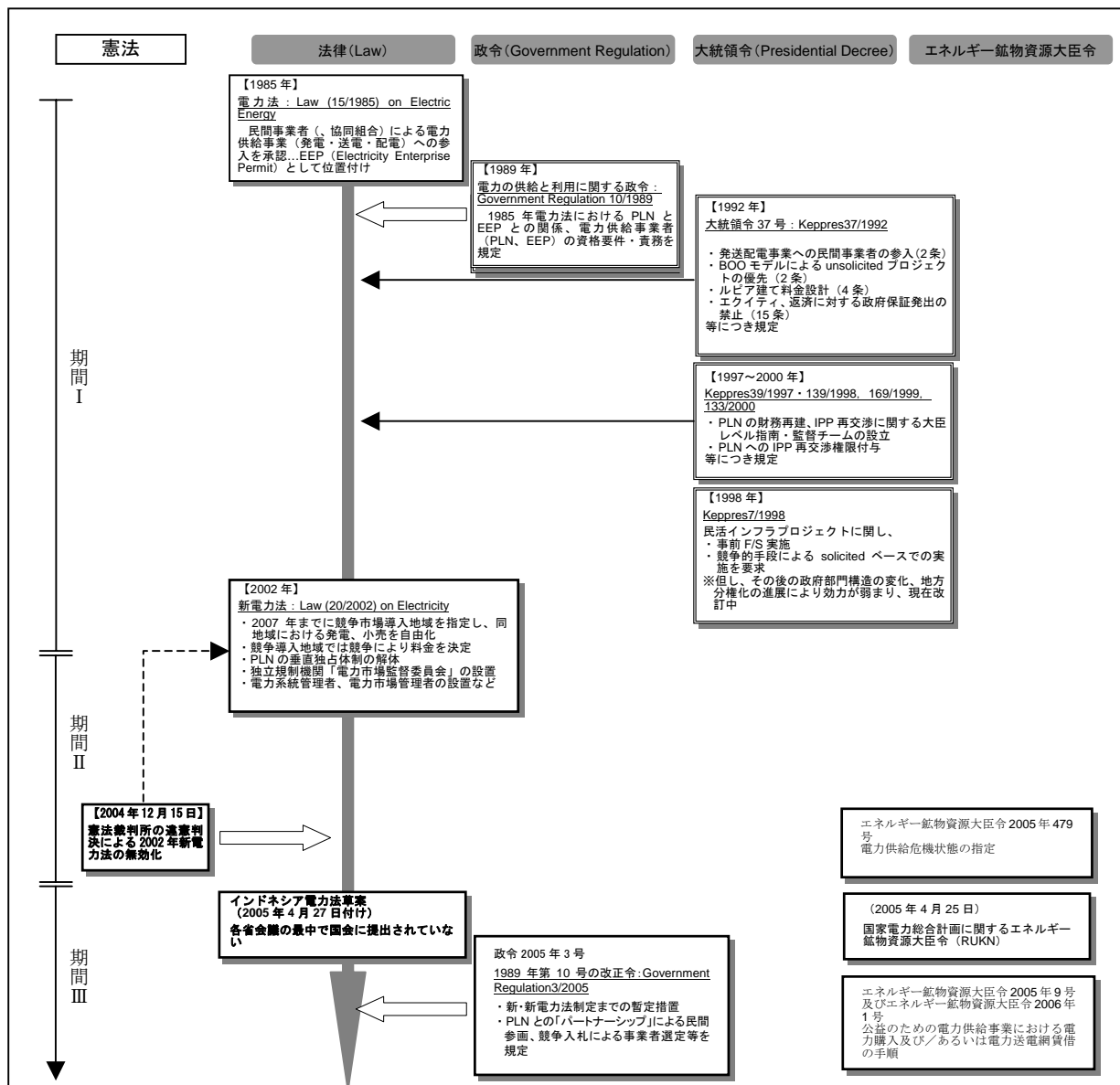
(期間Ⅰ) 1985年電力法が成立してから2002年新電力法が施行されるまでの時期

この間に27のIPPが成立したが、アジア経済危機に直面した。

(期間Ⅱ) 2002年新電力法の施行から2004年12月に憲法裁の違憲判決により新電力法が失効するまでの時期

(期間Ⅲ) 2002年新電力法が失効し、85年電力法が復活し、新新法制定までのつなぎとして2005年政令3号がでた現在までの期間

これまでのインドネシアの電力関連法令の流れは図2.3.2の通りである。



出典：インドネシア国政府資料より調査団作成

図 2.3.2 電力関連法の流れ

(2) 新電力法の違憲判決と暫定政令

2002年9月に施行された新電力法(第20号,2002年)は、2004年12月に最高裁で憲法違反との判断が下され無効となった。法の執行に混乱を生じさせないために、インドネシア政府は2005年1月16日に「政令2005年第3号(電力の供給と利用に関する政令1989年第10号の改正令)」を制定したが、これは、あくまで法律2002年20号に代わる新たな電力法が制定されるまでの暫定的な法令であり、改正新電力法の早期成立に向けた準備が進められている⁹。政令2005年第3号における主な改正点を表2.3.2に示す。

表 2.3.2 政令 2005 年第 3 号における主な改正点

関連条文
「電気供給事業は国家が行い、また、公益事業のための電力供給事業を行う電力事業権限保持者として政令によって定められた国営企業によって実施される」<第3条(1)>
「電力事業権限保持者は、協同組合、地方公共企業、民間企業、市民団体、個人から電力の購入を行うことができる」 <第11条(3)>
「電力購入は、一般入札により実施される」<第11条(5)>
「電力購入は以下の事項について直接指名することで実施できる。a. 再生可能エネルギー、Marginal Gas、炭鉱口での石炭、その他地場エネルギーを利用する発電からの電力購入；b. 余剰電力購入；c. 地場電力システムが供給危機の状況にある場合」<第11条(6)>

エネルギー鉱物資源大臣令(第9号,2005年)第16条においても再生可能エネルギーや山元発電と並んで「地元の電力系統が電力供給危機の状況の場合には電力事業権限保持省(PKUK)もしくは電力事業許可保持省(PLUKU)が入札によらず直接指示で電力購入ができるとしている。付加電力供給資材のための定義については、電力供給危機状態の指定に関するエネルギー鉱物資源大臣令No.479-12/43/0600.2/2005(表2.3.3)においてジャワ・バリ・マドゥーラ以外の外島部における電力供給不足地域の指定が行われた。この対策のほとんどがジャワ島以外の地域となっている。また、この地域指定は1年ごとに更新されていく。

⁹ 2004年12月の違憲判決以来、新電力法の整備の準備が行われてきたが2006年2月現在、省庁間で検討中であり、国会に提出されていない。新聞報道によると2006年6月に国会提出予定とのことである。

表 2.3.3 電力供給危機状態の指定に関するエネルギー鉱物資源大臣令
(No.479-12/43/0600.2/2005)

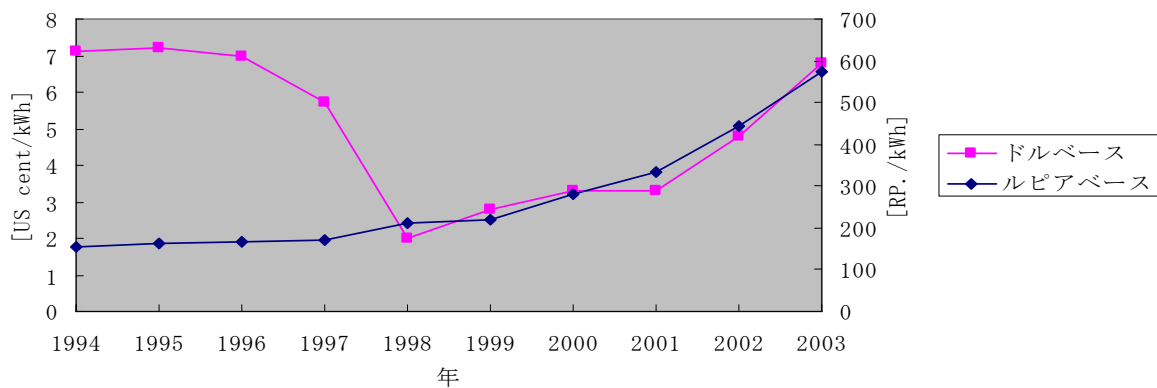
第二： 有効な法規に従った電力事業権限保持者である PT PLN (Persero) に対し、“第一”に示した地域において、電力供給不足を早急に克服するため、以下次項について努力するよう命ずる。

1. ピーク負荷時間帯における需要の抑制
2. 発電所修繕の早期実施
3. 既設発電所の能力向上
4. 管轄地域/系統間の系統連系の早期実施
5. 政令 2005 年 3 号およびエネルギー鉱物資源省令 2005 年 9 月で制定された規定に従い、直接指名による電力購入

(3) 電気料金の推移

図 2.3.3 に、PLN の電力料金の推移を示す。経済危機以前の 1997 年頃までは US\$ベースで約 7 セント/kWh を維持していたが、経済危機によりルピアが下落したため、一時は 2 セント/kWh 台まで落ち込んだ。その後は、料金の値上げや為替レートの変化により、2003 年には経済危機前のレベルに戻ってきている。一方、ルピアベースでは、年々確実に値上げが行われ経済危機前の 3 倍以上となっているが、インフレも大きく実質価格は上がっていない。

この電気料金値上げは、①経済危機（ルピア下落）に端を発する IPP 電力購入単価（ドル建て）と売電単価（ルピア建て）との逆ざやや②最近のエネルギー価格の高騰に起因している。なお、過去の IPP からの電力購入契約については、PLN と IPP との間で買電単価の見直しが（引き下げ）がなされたが、このことは、民間投資家にとっては PLN との契約について信頼性が損なわれる結果となり、電力セクターへの投資の阻害要因になっている。



出典：PLN 資料他より調査団作成

図 2.3.3 PLN 電力料金の推移

2. 3. 3 電力開発計画と課題

■ 需給状況

表 2.3.4 に、国家電力開発計画¹⁰ (RUKN) による電力需給バランスを示す。RUKN によると、2006 年のインドネシア全体の電力需給バランスは、予想最大電力 21,354MW に対して発電設備容量が 22,639MW となっており設備率は 6% であり、必要設備率 25%¹¹ を大きく下回っている。その結果、計画停電が必要な地域が存在するなど需給状況は逼迫した状況となっている。

表 2.3.4 インドネシア全土の 2006 年電力需給状況

地域	発電設備 (MW) a	予想最大電力 (MW) b	設備率(%) (a-b)/b
ジャワ-バリ	18,658	15,886	17
スマトラ	3,494	2,911	20
カリマンタン	820	1,102	▲26
スラウェシ	641	823	▲22
その他	476	365	30
インドネシア全土	22,639	21,354	6%

出典：国家電力開発計画 2005

各地域の状況は次の通りである。

ジャワ-バリ系統：設備率は 17% となっているが、発電設備の劣化に伴う出力の低下、事故や燃料供給の支障による電源設備の停止、点検・補修等の様々な要因が重なり合って生じており、特に 18 時から 20 時のピーク時には日常的に負荷遮断を行って、系統全体の需給をバランスさせている。

スマトラ系統：ジャワ-バリ系統と同様であり、計画停電を余儀なくされている地域がある。

カリマンタン系統：供給力が絶対的に不足しており、日常的に計画停電が行なわれている。

スラウェシ系統：供給力が絶対的に不足しており、日常的に計画停電が行なわれている。

<参考>国家電力開発計画 (RUKN) と電力供給計画 (RUPTL) との差異

インドネシアの国家電力開発計画 (RUKN) に対し、PLN は独自の電力供給計画 (RUPTL) を策定している。前者が国としてのエネルギー政策を踏まえた電力計画の将来像であるのに対し、後者は具体的なプロジェクトを反映する等 PLN の現実的な電力供給計画になっている。

名称	作成部署	目的
国家電力開発計画 (RUKN)	MEMR DGEEU Electricity Power Program	電力供給事業の参加者にとって必要とされる方向性と情報を提供し、民間の電力市場への参加を促進
電力供給計画 (RUPTL)	PLN System Planning	RUKN に従い、電力供給計画に関する具体的なプロジェクトを記載

¹⁰ インドネシア語の直訳は「国家電力総合計画」であるが、この報告書では、その内容を考慮し「国家電力開発計画」とした。

¹¹ 必要予備率 6% を常に確保するための必要設備率。最適電源開発計画のための電力セクター調査 (JICA) による。

■ 新規電源開発計画

国家電力開発計画（RUKN）によれば、2005年～2025年の電力需要は、年平均7%の伸びを予測しており、2010年の最大需要は41,309MW、2025年には最大需要を2005年の約4倍の79,920MWと予測している。一方、新規電源開発計画は、次頁表2.3.5に示す通り、今後10年間で、計9,319MWの開発にとどまっており、需要の伸びに対する新規供給力が確保できていない状況である。

なお、RUKNにおける需要想定は、民間投資を電力セクターに呼び込むため高めとなっていると解釈されがちであることから、需要想定的前提ならびに手法について情報公開し、電力開発計画の信頼性を得ていくことが必要であろう。

なお、今後の新規電源開発の中でIPPは重要な役割を果たすが、発電部門への投資はIPPだけでなく、PLNの自己資金によるプロジェクトも並行して進められることとなっている。また、RUKNの中で、未定分とされている供給力を確保するため、2005年1月17、18日の両日に開催された「インドネシア・インフラサミット2005」において、表2.3.6に示す通り、複数の案件が競争入札対象案件として提示されている。

表 2.3.5 新規電源開発計画

単位：MW

地区	発電所名	種別	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011～ 2015	計
ジャワ・バリ	Pemaron	C/C			50					50
	Cilegon	C/C		730						730
	M.Karang	C/C				270				270
	T.Priok	C/C					720			720
	M.Tawar	C/C				225				225
	未定分	C/C				400				400
	Jawa	GT			400				2,000	2,400
	T.Jati B	石炭		1,200						1,200
	Cilacap	石炭		600						600
	Kamojang#5	地熱						60		60
	Kamojang	地熱		60						60
	Patuha	地熱		60		120				180
	Wayang Windu	地熱			110					110
	Derajat#3	地熱			110					110
	Dieng	地熱			60	60				120
	Bedugul	地熱			10					10
	小計			0	2,650	740	1,075	720	60	2,000
スマトラ	Keramasan	C/C							86	86
	Keramasan	GT						100		100
	Teluk Lembu	GT		20						20
	Arun	GT					60			60
	Sengkang	GT			65					65
	Cerenti	石炭							600	600
	Sibolga A Sicanang	石炭			70	35		200		305
	Labuhan Angin	石炭					200			200
	Tarahan	石炭			100	100				200
	Ulubelu	地熱							110	110
	小計		0	20	235	135	260	300	796	1,746
カリマンタン	Tanjunk Batu Mel	GT			20					20
	未定分	石炭		50						50
	小計		0	50	20	0	0	0	0	70
スラウェシ	Amurang	石炭						105	110	215
	Lahendong	地熱					20	20		40
	小計		0	0	0	0	20	125	110	255
その他	Ulumbu	地熱			3					3
	小計		0	0	3	0	0	0	0	3
計			0	2,720	998	1,210	1,000	485	2,906	9,319

出典：RUKN 2005 より作成

表 2.3.6 インドネシア・インフラサミット 2005 にて提示された電力案件

No	プロジェクト名	地点	容量 (MW)	所要金額 (百万ドル)	備考
1	タンジュンジャティ A 石炭火力	ジャワ	1,320	1,311	
2	セラン石炭火力	ジャワ	450	500	
3	タンジュンジャティ C 石炭火力	ジャワ	1,320	1,311	
4	パスルアンガス火力	ジャワ	500	555	
5	チレゴン石炭火力	ジャワ	400	400	BOO 方式、2011/12 運始
6	パイトン 3&4 石炭火力	ジャワ	800	889	
7	シボルガ石炭火力	スマトラ	100×2	200	BOO 方式、2008/09 運始
8	アムラン石炭火力	スラウェシ	25×2	50	BOO 方式、2008/09 運始
9	パリット・バル石炭火力	カリマンタン	55×2	105	
10	ムリット・タンバン・カルセル石炭火力	カリマンタン	110	110	

出典：KKPPI, "Project Profiles"

2. 3. 4 送電網整備計画と課題

インドネシアの送電系統は、ジャワ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタンの各島毎に分かれており、さらにスマトラ、スラウェシ、カリマンタンでは南北あるいは東西に分断された系統である。

■ ジャワ・バリ系統

図 2.3.4 にジャワ・バリ系統を示す。ジャワ・バリ系統は、東西に 1,000km と細長い系統であり、東ジャワの大型電源（パイトン石炭火力発電所など）から、需要地である西ジャワに送電している。安定度上の問題から送電量には限界¹²があり、発電制限を行っている。この状況を緩和するため、南回り 500kV 送電線を建設中であるが、ペダン変電所ーデポック III 変電所間での線下補償の問題があり完成に至っていない。PLN では、送電線の線下補償に関するエネルギー鉦物大臣令（第 975 号,1999 年）および強制土地収用に関する大統領令（第 36 号,2005 年）に基づき、2006 年 4 月の完工を目標としている。2006 年 9 月には、中部ジャワにおいてタンジュンジャティ B 石炭火力が運開を予定しているが、南回り送電線がない場合、系統状況によっては、発電制約となる場合が考えられる。

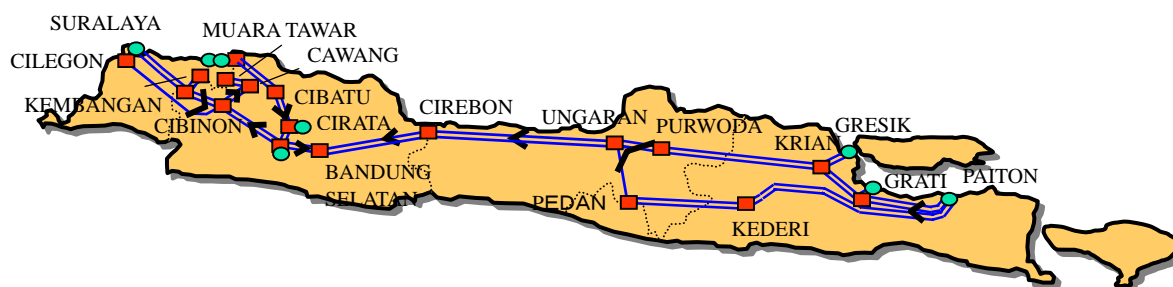


図 2.3.4 500kV ジャワ・バリ系統図

¹² JICA 最適電源開発計画のための電力セクター調査(2002.8)では、当時の安定度を確保した送電容量は 1,300MW とされているが、1,800MW 程度の送電実績がある。

表 2.3.7 に 2004 年度の 500/150kV 変圧器の稼働状況を示す。全数 32 台中 27 台が稼働率 80% 以上であり、特に 7 台の変圧器については、稼働率 100% を超過（短時間過負荷）しており、変圧器容量が不足している地域が多いことから、送電線とあわせた整備が必要である。

表 2.3.7 500/150kV 変圧器の稼働率

発電所名	変圧器容量	変圧器台数	稼働率
チレゴン	500MVA×2	7	100%以上
ケンバンガン	500MVA×2		
チバツ	500MVA×2		
マンヂランカン	500MVA×1		
ベカシ	500MVA×2	20	80%以上 100%未満
チャワン	500MVA×2		
チビノン	500MVA×2		
ガンドゥール	500MVA×2		
バンドンスラテン	500MVA×2		
ウンガラン	500MVA×2		
ペダン	500MVA×2		
カリアン	500MVA×2		
パイトン	500MVA×2		
グラチ	500MVA×1		
ケディリ	500MVA×1		
チラタ	500MVA×2	3	60%以上 80%未満
グレーシック	500MVA×1		
スララヤ	250MVA×2	2	40%以上 60%未満
計	15,500MVA	32	—

出典：「Evaluasi Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa-Bali Tahun 2004」

配電網に目を向けると、ジャワ島における配電網に関する電力技術基準は、地域により米国、日本および欧州の技術基準と 3 種類存在しているが、過去の支援の経緯から、スラバヤでは米国、日本、欧州の技術基準が混在した状態¹³である。現在、需要の伸びにより拡充が必要とされる状況であるが、複雑な技術基準から独自に設備を建設できない状態である。したがって、配電部門では、日本の配電計画技術に統一したい意向がある。

■ スマトラ系統

主に北スマトラ（北スマトラ、アチェ）、西スマトラ（西スマトラ、リアウ、ジャンビ）、南スマトラ（南スマトラ、ランプン、ベンガル）の 3 つの系統に分けることができる。2004 年 7 月には、西スマトラ系統と南スマトラ系統を連系する 150kV 送電線が完工した。これにより、西スマトラ系統および南スマトラ系統で実施されていた輪番停電の緩和や、発電所の最適な経済運用が可能となっている。

■ スラウェシ系統、カリマンタン系統

スラウェシ系統は、150kV 送電線が幹線として運用されており、中央部での需要が存在しないことから、北部と南部とに大きく離れた 2 つの系統が存在する状況である。カリマンタン系統は、ディーゼル等のオフグリッド電源が主体であり、大規模な系統構成となっていない。

¹³ PLN における聞き取り調査による

2. 3. 5 燃料供給

(1) 喫緊の燃料需給

化石燃料の国際価格高騰は、PLN の燃料の確保に大きな影響を与えている。既設スララヤ火力（石炭）の石炭調達問題は緩和されてきているものの、ジャカルタ近郊の天然ガス不足は深刻であり、既設ガス焚き発電所では燃料の確保が困難になってきている。結果、一部の発電所では高速ディーゼル油（HSD）を代替燃料として使用している（表 2.3.8 参照）が、政府の補助金削減による HSD 価格の上昇が収益を悪化させていると同時に、効率低下や点検費用の増加を招いている。HSD 燃焼設備を持たない表 2.3.9 に示す発電所では、天然ガスの代替燃料として LPG を使用することも計画されている。

表 2.3.8 HSD を使用している発電所

発電所名	容量 (MW)	備考
MuaraTawar	920	ジャワバリ系統
Grati	462	
Gresik	1579	
Berawan	817	北スマトラ系統

出典：PLN

今後、南スマトラ-西ジャワガスパイプラインにより、ガス供給状況は緩和されると考えられているが、PGN 等のガス供給者と PLN との間の燃料供給交渉は、ガス市場価格の上昇から困難を極めており、燃料供給契約を前提としている西ジャワの円借款発電所プロジェクト（ムアラ・カランパリンガ、ムアラ・タワール拡張工事ならびにタジエン・プリオク拡張工事：約 2,000MW）は存続が危ぶまれている。これらの発電所が建設されない場合、ジャワ・バリ系統で電力危機が起こる可能性が高い。

表 2.3.9 LPG 使用予定の発電所

発電所名	容量 (MW)	備考
Sunyaragi	361	ジャワバリ系統
Tambak Lorok		
Siantan		
Sei Kledang		
8 発電所	931	2006 年実施予定

出典：Jakarta Post より

(2) 中・長期計画

図 2.3.5 に RUKN による発電電力量計画を示す。旺盛な電力需要の伸びに対応し、発電電力量は今後 20 年間で 5 倍程度となる見通しであり、これに対応する燃料を調達していく必要がある。燃料別では、石炭はベースロード用途として 40%以上を占めること、石油燃料はガス燃料に置き換えられることが中期的な課題であり、長期的には、原子力を導入する計画である。

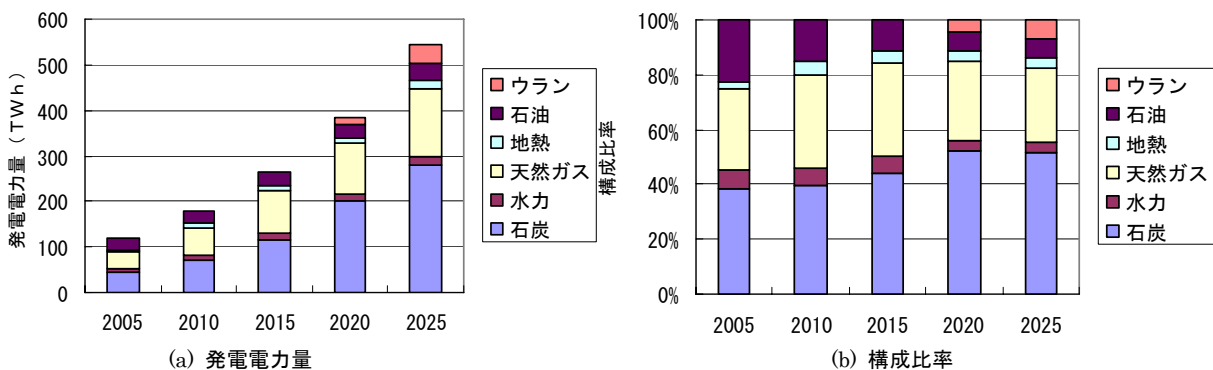


図 2.3.5 インドネシアにおける発電用 1 次エネルギー（出典：RUKN2005）

2. 3. 6 電力セクターに関わる課題

■ 燃料調達問題

JICA も前述の「最適電源開発のための電力セクター調査」最終報告書で、「燃料の確実な調達」を短期対策の最重要項目としていたが、現在、PLN はこれらの発電所に対する燃料を確保できていない。ジャカルタ近郊の既設天然ガス発電所では、一部 HSD や LPG を使用し必要な燃料を確保している状況である。今後、PLN 向けの新規のガス供給は、SSWJ(Phase2)ならびに自己資金による LNG ターミナルしか期待できないという悲観的なケースを想定し、電源計画を立案する必要がある。

新規ガス供給契約が円滑に締結できない理由の一つに、電気料金収入に規制が残る PLN と、規制が無いガス・サプライヤーの間の燃料価格交渉が進んでいないことが挙げられる。この状況を簡単に図 2.3.6 にまとめる。

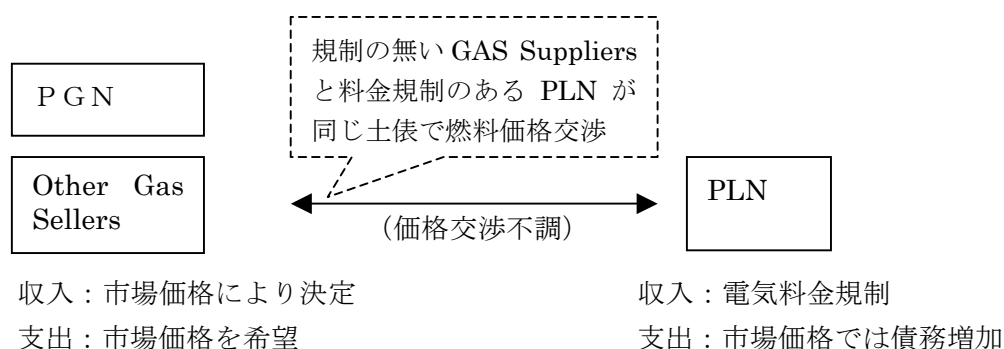


図 2.3.6 燃料調達契約の問題点

PLN が、価格交渉を円滑に実施し、燃料を調達するためには、次のような対策がなされる必要がある。

① 燃料価格交渉へのインドネシアエネルギー政策による調整

現状は、ガス供給会社-PLN 間の企業同士の調達問題とされており、政府の調整の動きは当面無い。

② PLN の電気料金を市場価格ベースとする。

電気料金値上げは非常にセンシティブな問題であるが、燃料費調整に基づく透明な料金制度を設けることで、カスタマーの理解を得る。

■ 供給力の不足

インドネシアジャワ・バリ系統では、2004 年以降に電力危機が訪れるとして種々の検討がなされた。2000 年には、メガワティ副大統領（当時）が中心となった電力危機対策委員会が設置された他、在インドネシア日系企業からなるジャカルタ・ジャパクラブにも電力危機問題検討会が設置され緊急的な電源の開発の必要性が訴えられた。当時 JICA も「最適電源開発のための電力セクター調査」により緊急電源の必要性等、短期対策を検討している。

既設電力設備については、メンテナンスが適切に行われておらず、出力が低下すると同時に、エネルギー効率が悪いなどの問題を抱えている。既設発電所の能力を最大限に活用するために、JICA はジャワ・バリ発電設備運用改善計画調査を実施している。

新規発電設備については、ジャワ・バリ系統の緊急電源確保のため、日本政府は円借款事業としてインフラ整備を進めてきた。しかし、これらの円借款事業のうち、ムアラ・カラン発電所リパワリング、ムアラ・タワール発電所拡張工事ならびにタンジュン・プリオク発電所リパワリング工事等、計 2,000MW 相当のガスコンバインドサイクル電源については、ローンの発効要件に、燃料調達契約（覚書）があることとされており、最新の理解では、テnderアナウンスに際して前述の契約（覚書）が必要とされている。しかし、前述の理由から、燃料調達契約がなされていないため、工事の進捗が危ぶまれている状況である。PLN の調達担当も非常に本件を気にしており、燃料調達が予定どおり確保出来ない場合は、円借款貸与時期の延期ならともかく、円借款そのものが無くなるのではないかと危惧があるようであった。

■ IPP 入札の実施方法

円借款以外の IPP 電源として、PLN のチレボン発電所は現在入札中であるが、600MW×1 機の石炭火力発電所の建設について、①政府保証なし、②土地を入札者で確保、③送電線関連費用を入札者で負担などの条件が提示されており、これは IPP 事業者にとって非常に厳しいものである。今後、IPP 入札を活性化するためには、インフラ部分を公共事業として実施する PPP (Public- Private- Partnership) が重要となるが、規模の経済性を考慮した入札方法も考えるべきである。すなわち、600MW×1 機の入札ではあるが、例えば、将来的な Expansion の優先権を与えることで、コールヤードや関連設備について、共有を前提にした設計を可能とし、設備投資を抑制することが可能となる。これについて、PLN の電源計画には、現在 WASP-IV（電源計画ソフトウェア）を使用しており、ソフトウェアの操作能力には問題がないが、電源の規模の経済性や長期的な燃料価格の見通し、および需要想定方法について更なる能力開発が必要と思われる。

■ 電力セクターに関する政府保証

表 2.3.10 は MEMR 発表の IPP 入札案件である。このはじめが前述のチレボン（Cirebon）発電所の IPP である。

表 2.3.10 MEMR 発表の IPP 入札案件

No.	プロジェクト名	地点	容量(MW)	運開年
1	PLTU Cirebon	West Java	1 x 600	2010
2	PLTGU Pasuruan	East Java	1 x 500	2011
3	PLTU Java Tengah	Central Java	2 x 600	2011
4	PLTU Paiton 3, 4	East Java	2 x 400	2012
5	PLTU Bali	Bali	2 x 100	2008/2009
6	PLTU Sumatra Utara	North Sumatra	2 x 100	2010
7	PLTU Sulawesi Utara	North Sulawesi	2 x 25	2010
8	PLTU Kalimantan Timur	East Kalimantan	2 x 60	2010

出典：MEMR 資料より調査団作成

これらの IPP を円滑に進めるためには、前述の通り、インドネシア政府による政府保証が必要と考えるが、インドネシア政府は、今後の政府保証は、財務面での持続可能性およびマクロ経済の健全性確保の観点から、プロジェクトのリスク評価、公的セクターの偶発債務の定量化を行った上で、ケース・バイ・ケースで検討するとの方針である。なお、今後のインフラ整備については、「インフラ供給における事業体と政府の協力に関する大統領令（第 67 号,2005 年）」により、

今後のインフラプロジェクトにおける補償や、タリフ設定の原則が定められた。さらに大統領令（第 42 号,2005 年）によりインフラ整備促進政策委員会（KKPPI）の権限が規定された。

「リスク管理委員会設立」に関する大臣令:2005 年 10 月 31 日付け No.518/KMK01.2005 により、「リスク管理委員会」が設立され、公的セクターの偶発債務に対するリスク管理を行う体制がとられた。

■ 送配電系統に関わる課題

東西に長く、かつ需要地が西に偏在しているジャワ・バリ系統では、常時西向きの重潮流となっており安定度に問題がある。これを解決するため、従来の 500kV 送電線に加え南回りの送電線の建設が進められてきたが、完工に至っていない。今後、同系統では、タンジュンジャティ B 石炭火力発電所などの大規模電源および 500kV 南回り送電線の完工が順次予定されており系統状況が大きく変化する。一方、ジャワ・バリ系統以外は、設備拡充が後回しになってきたことから、電力供給は一層不安定な状況にあり、電源および系統の拡充が必要である。

これら、系統の問題点を考慮した、電力の安定供給のためのロバストな系統を実現するためには、系統解析（潮流解析、安定度解析など）技術を適切に実施した系統計画を立案していく必要がある。しかし現在、PLN の系統計画部署では、系統解析技術者の不足により、系統の安定性を確認するための安定度解析は実施できていないようであり、PLN 内に系統解析のスペシャリストを養成する必要がある。

配電系統では、ジャワ・バリ系統で技術基準が 3 つも存在することは、望ましくないことから、同国配電網を対象にした技術基準の整備も必要である。

■ 長期エネルギーの見通し

PLN には、今後、PLN 向けの新規のガス供給は、SSWJ (Phase2) ならびに独自に建設を計画している LNG ターミナルしか期待できないという見方があるが、現在の PGN と PLN のガス交渉状況を見る限り、極めて現実的なシナリオだと思われる。この場合、今後の開発は石炭火力を中心とせざるを得ないが、石炭火力に集中した開発は、CO₂ 面やエネルギーセキュリティの観点からも避けるべきである。したがって、今後は、地熱を含む再生可能エネルギーの開発に期待がかかるが、ポテンシャルと発電コストがを考慮すると、現実的なオプションとして、大規模水力ならびに原子力も検討に値する。

大規模水力については、住民問題ならびに環境破壊等の問題があり、円借款事業としての開発はコタパンジャン問題以降凍結されている。住民移転については移転先と移転後の収入の確保等について地元住民とよく話し合いをし、また、環境問題については、適切な EIA の実施や、学識経験者や NGO との連携をすることが肝要であり、これらを慎重に勘案しつつ案件選別をした上で、ローンを再開することも検討に値する。また、原子力発電についても、国内外のコンセンサスを得ることが最優先されなければならない。関連法の整備とともに、建設技術、放射線物質取扱技術、原子炉運転技術等のキャパシティーデベロップメントを実施しながら段階的に検討を進めることが肝要であろう。

このような、電力セクター全体の将来像は、MEMR が策定する RUKN により示されねばならないと考えるが、現状の RUKN は、PLN の策定する RUPTL の一部修正にとどまっているのが現状であり、国家エネルギー政策にもとづいた電力政策を立案できるよう、MEMR を対象として電力計画の策定技術に関するキャパシティーデベロップメントを行う必要があるのではないかと考える。

■ 不透明な電力関連法

違憲判決を受けた新電力法（第 20 号,2002 年）は、電力市場に民間投資を活用するため、競争原理を導入するというものであった。電力設備の開発は莫大な投資を必要とし、中長期的に民間投資の活用は避けて通れないものである。過去の IPP 契約に対する再交渉など投資家の不信感を払拭し、海外の投資家が信頼するに足る投資環境整備は喫緊の課題であり、電力法整備はその第一ステップである。改正新電力法は、2006 年 6 月に国会提出予定と新聞報道があったが、民間投資を呼び込むためにはより早期の成立が望まれる。

2. 4 エネルギー需要面の取り組みの現状と課題

2. 4. 1 エネルギー需要の動向

(1) 基礎情報

インドネシア国のエネルギー消費動向を考える上で、人口、GDP 等の基礎情報は非常に重要である。表 2.4.1 は、アジア各国の最終エネルギー消費の推移を示す。2003 年時点のアジアの最終エネルギー消費は、約 16.9 億トン（石油換算：以下 TOE とする。）である。インドネシアは 0.7 億 TOE（約 4.4%）を消費しており、日本の最終エネルギー消費量 3.5 億 TOE の 1/5 程度に相当する。

表 2.4.1 アジア各国の最終エネルギー消費の推移 (単位：百万 TOE)

国名	1971	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	%
アジア	513	756	896	1,143	1,419	1,509	1,602	1,694	100.0%
日本	199	233	245	292	327	353	356	354	20.9%
中国	186	313	386	482	590	551	592	668	39.4%
タイ	5.4	9.2	11.8	21.6	37.2	41.9	47.2	50.0	2.9%
フィリピン	6.1	7.9	6.8	9.52	15.0	17.6	18.2	18.4	1.1%
インドネシア	6.8	20.6	24.7	36.1	50.2	71.7	74.7	74.2	4.4%

出典：「エネルギー経済統計要覧 2006」（日本経済研究所計量分析ユニット）より作成

表 2.4.2 は、アジア各国の人口の推移である。2003 年時点のアジアの人口は、約 34 億人である。インドネシアは 2.2 億人（約 6.2%）であり、日本の人口の 1.7 倍にあたる。

表 2.4.2 アジア各国の人口の推移 (単位：百万人)

国名	1971	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	%
アジア	2,025	2,429	2,649	2,897	3,127	3,346	3,428	3,467	100.0%
日本	106	117	121	124	125	127	127	128	3.7%
中国	841	981	1,051	1,135	1,205	1,263	1,280	1,288	37.2%
タイ	36.8	46.7	51.1	55.6	58.6	60.7	61.6	62.0	1.8%
フィリピン	37.6	48.0	54.2	61.0	68.3	76.6	79.9	81.5	2.4%
インドネシア	120	148	163	178	193	206	212	215	6.2%

出典：「エネルギー経済統計要覧 2006」（日本経済研究所計量分析ユニット）より作成

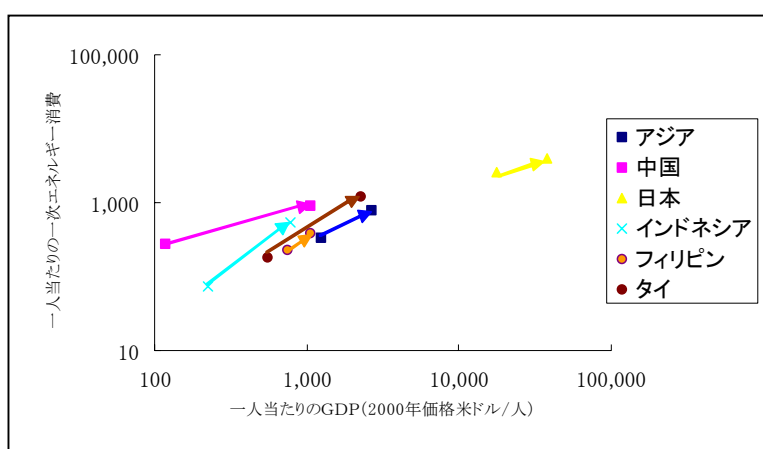
表 2.4.3は、アジア各国の GDP の推移である。2003 年時点のアジアの GDP は、9.2 兆ドルである。インドネシアは 1,680 億ドル（約 1.8%）であり、日本の GDP の 3.4%に過ぎない。

表 2.4.3 アジア各国の GDP の推移（単位：十億米ドル）

国名	1971	1980	1985	1990	1995	2000	2002	2003	%
アジア	2,506	3,802	4,655	6,007	7,183	8,394	8,821	9,246	100.0%
日本	1,888	2,791	3,250	4,108	4,429	4,746	4,750	4,876	52.7%
中国	99.4	170	283	413	727	1,081	1,258	1,375	14.9%
タイ	20.1	37.3	48.6	79.4	120	123	132	141	1.5%
フィリピン	28.2	47.6	44.6	56.2	62.6	75.9	81.6	85.3	0.9%
インドネシア	26.9	53.5	70.4	99.3	145	150	161	168	1.8%

出典：「エネルギー経済統計要覧 2006」（日本経済研究所計量分析ユニット）より作成

図 2.4.1 は、アジアにおける 1 人あたり GDP とエネルギー消費の推移（1971 年→2003 年）を示したものである。インドネシアは 1971 年から 2003 年の間に、GDP ならびにエネルギー消費は、大幅に増加したものの、絶対値では、未だ低いレベルにとどまっている。これは、今後の経済発展によりエネルギー消費が更に増加すること、ならびに、需要面において省エネルギー技術の一層の普及が必要であることを意味する。

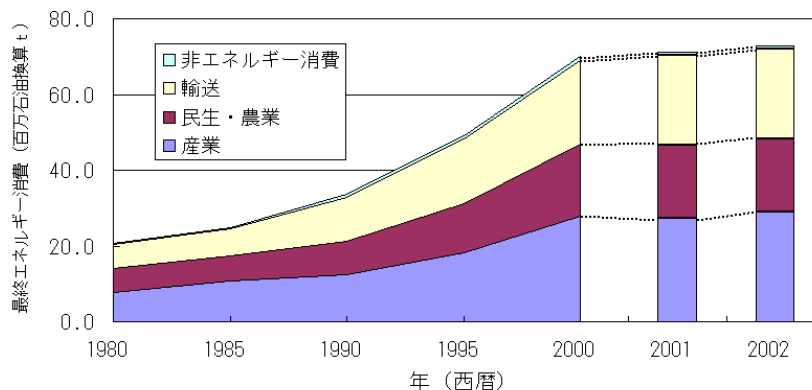


出典：日本経済研究所計量分析ユニット「エネルギー経済統計要覧 2006」より作成

図 2.4.1 アジア主要国の 1 人あたり GDP とエネルギー量の推移

（2）産業、民生、輸送各部門におけるエネルギー需要

図 2.4.2 は、インドネシアにおける最終エネルギー消費の推移を示す。最終エネルギーは、輸送・民生・産業別の消費内訳を問わず、1980 年以降も着実に増えてきた。今後ともエネルギー需要は着実に増加していくと考えられる。



出典：IEA, "Energy Balance of Non-OECD Countries" より調査団作成

図 2.4.2 インドネシアにおける最終エネルギー消費の推移

表 2.4.4 は、分野別エネルギー最終消費の動向を示したものである。1986年から2002年の間で、工業部門は約3倍、商業部門では約10倍にエネルギー消費が拡大している。全体のエネルギー消費が、2倍の増加であったことと比較すると、工業、商業部門の伸びは著しいことが判る。

表 2.4.4 エネルギー別最終消費 (単位：百万 TOE)

項目	1986	1990	1995	2000	2001	2002	倍率
工業	10.8	13.9	19.9	29.8	29.1	31.2	2.9
農業	0.7	1.0	1.6	1.9	2.0	1.9	2.7
商業	0.4	0.6	2.2	3.5	4.0	4.2	10.5
家庭	36.3	40.3	44.7	51.1	51.6	52.5	1.4
非エネルギー	0.2	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	4.0
計	48.4	56.6	69.1	87.1	87.5	90.6	1.9
転換部門	7.7	11.4	17.0	22.3	23.6	23.7	3.1
合計	56.1	68	86.1	109.4	111.1	114.3	2.0

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

倍率は、2002年/1986年で計算

なお、インドネシアにおける電力需要は、17時頃から22時頃までに著しい需要ピークが発生する「夜ピーク型」であり、家庭用の電灯の点灯が主要な需要となっているため、ピークシフトが困難である。したがって、電力ピーク対策としては、需要全体の抑制が必要であり、大口需要家である工業、商業部門の省エネルギーの推進が重要な課題となる。

(3) 産業、民生、輸送各部門におけるエネルギー需給見通しと課題

日本エネルギー経済研究所は、2004年3月、最近のエネルギー動向とインドネシアの経済動向を考慮して、2020年までの最終エネルギー需要、発電量見通し、一次エネルギー消費見通しを表2.4.5の通り策定している。これによれば、2020年までの最終エネルギー消費は、平均で3.9%の比較的高い伸び率で着実に伸びると予想されており、一次エネルギーの確実な調達計画の立案ならびに省エネルギー技術の着実な導入が必要である。

表 2.4.5 最終エネルギー需要 (単位：百万 TOE)

最終エネルギー消費	2000	2010	2020	2020/2000
産業	23.0	36.0	52.0	4.2
運輸	21.0	30.0	43.0	3.6
民生	21.0	33.0	47.0	4.0
非エネルギー	0.7	1.0	1.4	3.3
合計	67.0	99.0	144.0	3.9

出典：日本エネルギー経済研究所 2004年3月発表

(4) 商業用電力の節減

インドネシアの特徴として、表2.4.6の通り商業用の電力需要が高いという特徴がある。商業部門でのエネルギー利用に関して、天然ガスやLPGの利用などを前提としたESCOなどで高効率なエネルギー利用方法でPLNの電力需要の抑制を行うべきである。

表 2.4.6 部門別電力消費割合 (%)

	電力消費 (kTOE)	全エネルギー消費 (kTOE)	電力の割合 (%)
工業	3,075	30,821	10%
商業	1,564	4,907	32%
民生	3,139	53,397	6%
全体	7,778	115,922	7%

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

2. 4. 2 省エネルギーへの取り組み

(1) 産業、民生、輸送各部門における取り組み

インドネシアを含む東南アジア諸国では、エネルギー資源が豊富でエネルギー価格が安価であることから、省エネルギーに対する意識が低く、省エネルギーの取り組みは積極的に行われていなかった。

1995年以降、地球温暖化に関連しCO₂排出の削減が世界的に脚光をあびるようになり、更には日系・外国企業を中心にISO14000の取得および活動もあり、省エネルギーに対する意識が芽生え始めてきた。しかしながら、省エネルギー技術の不足、高効率機器が高価であることなどが省エネルギー化のバリアとなっている。

2005年になると、国内の石油流通量が減少したことから、現地企業も省エネルギーの普及活動に力を入れ始めた。例えば、PLNは省エネルギーの普及を目的として、小学校3年生から6年生を対象に教育プログラムを立ち上げている。また、10月1日に、石油価格が126%上昇したことから、民生用、特に低-中所得者を中心に石油消費が顕著に減少している。プルタミナによれば、とりわけPremium Gasolineの消費の減少が顕著であるとのことであるが、これは、石油価格の上昇に伴い、乗用車の利用が控えられていることによるものと考えられており、積極的な省エネルギーへの取り組みによるものではない。しかしながら、今後とも石油価格、電気料金が上昇すれば、省エネルギーに関するニーズは高まるものと考えられる。

■ 産業分野

熱需要の多い工場では、石油価格の高騰の影響を受け、エネルギーコストの負担が大きくなっている。いくつかの工場では石油から石炭への燃料転換を検討している。また、石油から天然ガス燃料転換することにより、高効率ガスタービンの導入やガスコジェネレーションの導入が可能となるが、インドネシアでは産業用としてのガスパイプラインの整備状況が悪く、天然ガスへの燃料転換は困難である。一方で、PLNの電力価格値上げの報道もあり、エネルギー削減による省コスト対策が高まりつつある。

■ 商業分野

積極的に取り組んでいるとはいいがたいが、省エネ型照明設備、余分な照明の消灯などは、多くの施設で実施されている。一方、空調設備に関しては、比較的低温度に設定されているケースが多く、室温管理等の運用面での取り組みについて意識改革が必要な状況である。

■ 運輸部門

後述する省エネルギーガイドラインでは、現状の Premium Fuel から高スペックで補助金の適用を受けていない Pertamina 燃料への切り替えを推奨しているが、高価格燃料へ切り替えを積極的に実施する個人所有者は少ない。

■ 一般家庭

DSM プログラムにより切り替えが奨励された省エネ型（蛍光灯型）ランプの価格は、従来、白熱電球の 10 倍程度していたが、低価格のインドネシア製品（白熱電球の 2 倍程度）が出回るようになり、ジャカルタ近郊の家庭では普及がかなり進んでいる状況である。

（２）省エネルギー政策

インドネシアのエネルギー政策は、国家エネルギー政策（National Energy Policy 2003-2020：2004 年 3 月制定）に定められている。（後述「2. 5 エネルギー政策・制度」参照）省エネルギーに関わる政策としては、国家エネルギー政策に先立ちエネルギー鉱物資源省が、2003 年 12 月に“Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy)”を策定している。

Green Energy の中では供給側および需要側の両面からの実施により、30%の省エネルギーが可能であると示されている。また、この中では 5 年間に実施する短期プログラムと 2020 年までに実施する長期プログラムが表 2.4.7 のように示されている。

表 2.4.7 省エネルギーに関わるプログラム

プログラム		省エネルギーに関わる主な内容
短期プログラム (5 years)	投資	<ul style="list-style-type: none"> 金融機関、投資機関への促進活動 海外投資機関との協力
	インセンティブ	<ul style="list-style-type: none"> 各種税金に対する控除 省エネルギー活動を行う技術部門への無利子ローンの調達
	エネルギー価格	<ul style="list-style-type: none"> 国家補助金の削減
	規格化	<ul style="list-style-type: none"> 規格化への推進 規準の適用と施行への活動
	人材	<ul style="list-style-type: none"> セミナーやトレーニングによる人材育成
	情報	<ul style="list-style-type: none"> 技術開発と技術管理センターの設立 情報センターの設立と情報の発信 セミナーなどの開催 ウェブサイトによる情報公開
	研究開発	<ul style="list-style-type: none"> 財源確保 研究機関と産業分野とのパートナーシップの確立
	制度	<ul style="list-style-type: none"> 国内、国際レベルでのネットワークの構築 中央、地方で一体となるプログラム制度の推進
	規制	<ul style="list-style-type: none"> インセンティブに関する政令案の作成 エネルギー法案の作成 省エネルギー規準の作成
長期プログラム (2020 年)	<ul style="list-style-type: none"> 省エネルギー規制（義務化）の適用 効率的で環境に配慮した技術の適用 省エネルギーに関わる基金の設立 	

2005年に策定された“国家エネルギー管理ブループリント 2005-2025”にも上記の政策に基づいた省エネルギーに関わるプログラムが盛り込まれているが、各プログラムにおける具体的なアプローチ、手段、達成目標などは示されていない。

省エネルギーの具体的な実施については、これまでも、大統領令という形で発令されてきた。最近では、喫緊の短期対策として、“省エネルギーに関する大統領令（第10号,2005年）”が、2005年7月10日に発令されている。その主な内容は以下の通りである。

- 政府機関、企業のオフィスビルの照明および空調に対する省エネ対策の実施
- 政府機関、企業のオフィスビルで使用するエネルギー消費機器への省エネ対策の実施
- 政府機関、企業が所有する公用車への省エネ対策
- 民間企業や住民に対する省エネルギー推進活動
- 6ヶ月に一度の省エネルギーモニタリングの実施

大統領令を受け、エネルギー鉱物資源省は“省エネルギーのガイドライン (No.31/2005)”を、2005年7月22日に発令した。この省令には、商業ビルディング、政府関連施設、一般家庭、産業ならびに運輸の各セクターで省エネルギーの方法の概略が示されている。（表 2.4.8 参照）

表 2.4.8 省エネルギーガイドライン (No.31/2005) の内容

分野	内容
商業ビル	<ul style="list-style-type: none"> ・ エアコンの最低温度を 25°C に設定する。 ・ 室内の照明の利用を最大 15W/m² に減らす。 ・ エアコンとエスカレータの運転時間は業務開始時間から業務終了時間の 1 時間前までとする。 ・ エレベータは 2 階ごとの停止とする。
政府機関事務所	<ul style="list-style-type: none"> ・ エアコンの最低温度を 25°C に設定する。 ・ 間接照明を減らす。 ・ エアコンとエスカレータの運転時間は業務開始時間から業務終了時間の 1 時間前までとする。 ・ エレベータは 2 階ごとの停止とする。
一般家庭	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省エネ型電球を使用する。 ・ 17 時から 22 時までのピークロード時には最低 50W の電気使用量を削減する。 ・ エアコンの最低温度を 25°C に設定する。
運輸	<ul style="list-style-type: none"> ・ 排気量 2000cc 以上の自家用車、特にスマトラ、ジャワ、バリでは燃料は Pertamina を利用する。 ・ 公共車両へのガス燃料利用を促進する。
産業	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー使用量が多い産業に対してエネルギー監査を実施する。 ・ 省エネルギー機器、技術を使用する。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 公共道路の照明、広告、その他の施設には高効率照明システムを利用する。 ・ 石油燃料混合物からディーゼル油を撤廃する。

■ その他、省エネルギーに関わる決定の例

- ・ 情報通信省 (No.11/P/M.Kominfo/2005) : テレビやラジオの放送時間制限
- ・ ジャカルタ市 (政令 No.77/2005) : 市民に省エネルギーの呼びかけ
- ・ ジャカルタの公共電灯庁 : 午後 10 時以降の幹線道路の街灯の一部消灯 (公共の安全は確保)

(3) 省エネルギー推進活動

1987年に世界銀行の支援により、省エネルギーの推進を目的とした国有企業 PT. Konservasi Energi Abadi (KONEBA) が設立された。約 25 名の技術者（従業員約 50 人）を抱え、今まで 100 以上の施設（工場 70、ビル 20、その他 10）に対してエネルギー監査を実施している。また、施設管理者向けの省エネルギーセミナーも実施している。KONEBA が行っている主な業務は以下の通りである。

- エネルギー関連コンサルティング（調査、エネルギー監査、技術指導）
- 省エネルギー設備に関わる設計
- 施工管理、プロジェクト管理
- 機器の試験、検査
- 機器のメンテナンス

また、1992年には USAID の支援により、DSM アクションプランが策定された。このアクションプランは、電力コストの削減や電力の質の向上を目的とし、高効率照明器具の導入のパイロットプログラムなどが実施されていたが、1997年のアジア経済危機により中断を余儀なくされている。現在実施されている省エネルギー促進活動は以下の通りである。

○普及・キャンペーンプログラム

省エネルギーを実施することによるメリットなどをポスター、ラジオ、テレビ、新聞などで紹介し、国民の関心を高めるプログラム

○エネルギー監査プログラム

工業分野、運輸分野、商業ビルなどすべてのセクターに対して、エネルギー使用とその流れの分析、エネルギー消費の効率評価、効率改善のための手法と投資コストの算出を行う無償エネルギー監査プログラム

○DSM プログラム

- ・低所得層を対象に白熱電球（40W）を省エネ型ランプ（8W）への更新
- ・「夜ピーク」のデマンド削減を目的とし、主要都市の街路灯を高効率型ランプへ更新
- ・消費者に対して電気製品のエネルギー消費効率を明示するためのラベリングプログラム（プログラムは出来ているが電気製品のラベル付け評価ができていないため実施には至っていない）

なお、無償エネルギー監査プログラムは PLN ファンド（10 億ルピア/年）により、KONEBA が大学と協力して施設の監査を実施している。

(4) グリーン・エイド・プラン (GAP)

日本の経済産業省は 1992 年度から、日本の公害対策の経験や技術を踏まえたエネルギー環境技術の移転・普及に関わる協力事業「グリーン・エイド・プラン (GAP)」を開始し、インドネシアもその対象国となっている。インドネシアで取り込まれたきた GAP としては以下の通り環境対策が主であり、省エネルギーへの取り組みは行われていない。

- 公害防止管理者制度
- ゴム産業の環境対策（廃水処理体制構築）支援

○環境基準（産業排水）遵守・改善協力プログラム

他国（インドやフィリピン）に対しては、省エネルギー分野への協力事業が実施されている。「平成 17 年度経済産業技術協力の基本方針」では、今後は省エネルギー促進に向けた取り組みにも重点をおいて支援するとしている。

2. 4. 3 省エネルギー推進に関わる問題点

（1）省エネルギー推進環境

石油をはじめとする一次エネルギーの産出国であるインドネシアは、エネルギー資源が豊富でエネルギー価格が安価であることから、省エネルギーに対する意識が低い。特に、第一次国家長期開発計画（1969～1993 年度）では、一次エネルギーに関する政府の方針は次の通りであった。

- 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

その後、第二次国家長期開発計画（1994～2018 年度）により、エネルギーの有効利用の概念から省エネルギーが導入されたものの、積極的に取り組んでいなかったため省エネルギー推進への考えが十分認識されてきたとは言い難い。エネルギー使用者側の省エネルギーに対する認識、技術も低く、エネルギーを管理するという意識もない。政府、企業、各産業界が一体となってエネルギーの有効利用を実現していく環境が必要である。

- 政策面： 省エネルギー法、ガイドライン（技術基準）、省エネ優遇制度
- 普及面： 技術データベース、エネルギーデータ管理、人材育成
- 意識面： 管理報告義務、規制、インセンティブ
- 外部環境： 企業 CSR、環境配慮、ESCO 市場

エネルギー使用者側からの省エネルギー導入の障壁は表 2.4.9 に示す通りである。

表 2.4.9 省エネルギー導入の障壁

障壁	内容
安価なエネルギー価格	政府のエネルギー価格に対する補助金によって、安いエネルギー価格（電気料金）体系になっているため、省エネ投資に対する効果が低い。
エネルギー需要データ不足	エネルギー管理が出来ていないため、省エネルギーを検討、推進する上で必要なデータが揃っていない。
省エネルギー技術の不足	省エネルギー知識、技術が少なく、省エネルギー検討が出来ない。
設備・機器への投資	省エネルギー機器、高効率機器が高価であり、その機器の効果を判断できる知識・技術が不足している。
規制、法律	エネルギー使用に対する抑制のための法律が不十分であり、規制がないため省エネルギー意識が低い。
インセンティブ	省エネルギー推進のための優遇措置、補助制度が整備されていない。

(2) 環境へ配慮した都市計画

省エネルギーの推進はエネルギーの安定供給確保だけでなく地球温暖化防止（環境負荷低減）にも繋がる。特に、都市部では施設の省エネルギー化だけで実現できるものではない。民生・運輸部門でのエネルギー需要構造を考え、これまでのエネルギー浪費型の構造転換を図り、資源節約型の構造形成に向けた政策、ビジョンが必要である。しかしながら、現在の推進体制では各セクター、各産業が省エネルギーに向けての連係が出来ていない。

公共交通機関の利用促進、物流の効率化および自動車交通流の改善などエネルギーを浪費しないようなライフスタイル形成を長期的な視点に立って、環境・エネルギー負荷の小さい都市づくりを目指した省エネルギー政策が必要である。

2. 5 エネルギー政策・制度

2. 5. 1 エネルギー政策

(1) 背景と経緯

アジアにおける代表的なエネルギー資源国であるインドネシアは、その第一次国家長期開発計画（1969～1993年度）における基本認識では、

- ・利用できるエネルギー資源は豊富にある。
- ・化石燃料資源は、輸出による外貨獲得および国内需要の両方の期待に応え得る。
- ・エネルギー価格は経済価値以下に据え置くとの方針を示していた。

しかし、第二次国家長期開発計画（1994～2018年度）では、次のような変化があった。

- ・エネルギー資源は決して豊富ではない。
- ・化石燃料資源は輸出向けおよび製品の生産に必要な燃料および原材料として位置づける。
- ・エネルギー価格は経済価値に基づいて決定する。

これを踏まえ、エネルギーに関する全般的な政策はエネルギーの開発と利用は、

- ・輸出および国内消費のいずれに対してもエネルギーのニーズが増加しつつあること、
- ・戦略的な方法で長期的にエネルギーが供給できる能力を構築すること、

を考慮に入れた総合的で一体化された戦略に基づかなければならない。したがって、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分散政策から国全体として最大の利益を上げるとともに、化石燃料資源の枯渇を遅らせるための政策に変わった。

なお、エネルギー開発のゴールとしては、国全体の付加価値の増加、エネルギーセキュリティの確保、国家としての弾力性の確保としている。なお、図 2.5.1 にインドネシア国のエネルギー政策の再構築の状況を示す。

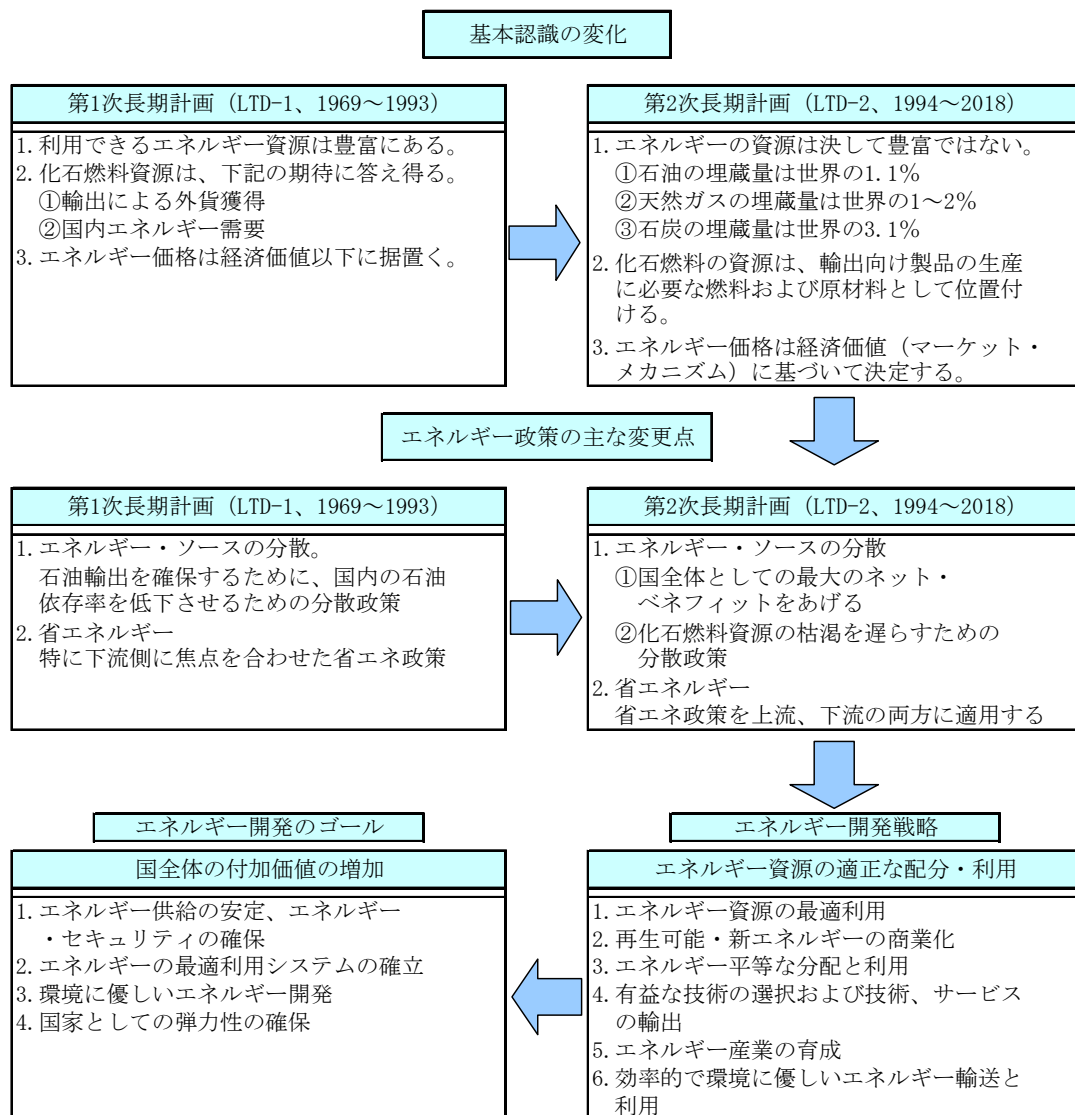


図 2.5.1 インドネシア国エネルギー法の再構築の状況

(2) 国家エネルギー政策

現在のインドネシアのエネルギー政策は、第二次国家長期計画に基づく、国家エネルギー政策 (National Energy Policy 2003-2020 : 2004年3月制定) によって定められており、主要政策として次の3つが上げられている。

- ・ 国家開発と人口増加に見合うエネルギー供給の強化
- ・ 最適で経済的なエネルギーミックスを実現するためのエネルギーの多様化
- ・ 省エネルギーの推進

また、これを実現するための補助政策として次の内容が記載されている。

- ・インフラストラクチャーの強化
- ・エネルギーセクターへの市場メカニズムの導入
- ・都市部、周辺部での低所得者層の保護
- ・環境保護
- ・エネルギーセクターの開発における、官民一体のパートナーシップ
- ・特に地方、離島地域のエネルギー開発関係者のエンパワーメント
- ・エネルギー開発分野の研究開発
- ・エネルギー関係者の調整機能の強化

また、数値目標としては次の事項が記載されている。

- ・2020年までに電化率90%
- ・2020年までに、大規模水力を除く再生可能エネルギーの割合を5%に
- ・毎年1%のエネルギー密度 (intensity)の削減

(3) 国家エネルギー管理ブループリント

国家エネルギー政策に基づき、一次エネルギー供給の今後の予測、個別エネルギー技術の2025年までの展開の予測を行っている。また、一次エネルギーミックスについては、国家エネルギー政策に関する大統領令（第5号,2006年）‘Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional’における2025年におけるの目標設定により規定されているが、具体的には、国家エネルギー消費に対する、各エネルギー種の割合は、次の通りあるとされている。

- ・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、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

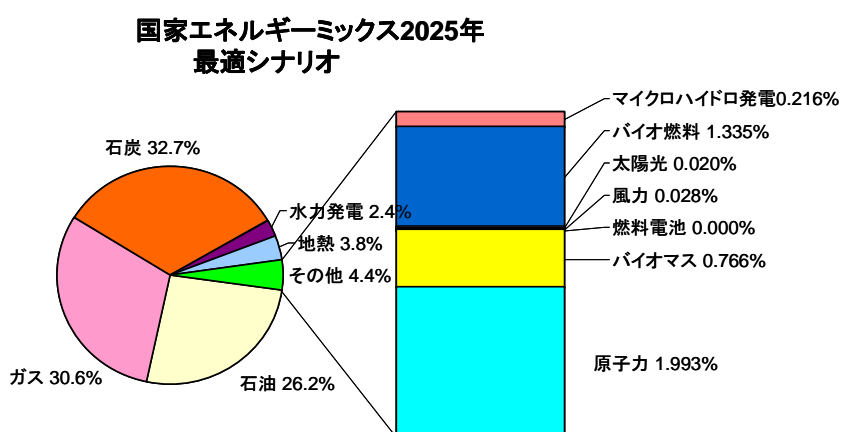


図 2.5.2 1次エネルギーミックス目標

2. 5. 2 エネルギー関連法

(1) エネルギー関連法の状況（添付資料 2 参照）

2. 5. 1 で述べたように、インドネシアのエネルギー政策は、国家エネルギー政策（National Energy Policy 2003-2020：2004年3月制定）に定められており、この政策に沿って多くの法律が制定されている。また 2005 年には国家エネルギー管理 Blue Print 2005－2025（National Energy Management Blueprint 2005-2025）を策定し、2025 年までの一次エネルギー供給、個別のエネルギー技術開発の予測を行っている。しかしながら、新石油・ガス法（第 22 号,2001 年）の特定条項ならびに新電力法（第 20 号,2002 年）が最高裁判所で違憲判決を受けるなど、エネルギー政策立案、制度設計に混乱が起きており、民間投資を阻む要因となっている。エネルギー法そのものは 2006 年 2 月現在においてもドラフトの状態である。表 2.5.1 にインドネシアエネルギーセクター関連法の状況をまとめた。

表 2.5.1 エネルギー関連法

分野	名称	概要
エネルギー政策	国家エネルギー政策	国家としてのエネルギー政策の根幹をなす。国家の発展を支援する目的で、持続的なエネルギー供給を確保するとしている。2004年3月制定
	大統領令 2006 年 5 号	国家エネルギー政策に関する大統領令 ・ 国家エネルギー管理ブループリントの内容を規定 2025 年における一次エネルギーミックスの目標設定 1) 石油は 20%未満 2) ガスは 30%以上 3) 石炭は 33%以上 4) バイオ燃料は 5%以上 5) 地熱は 5%以上 6) その他、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） 7) 液化石炭（liquefied coal）は 2%以上
電力	大統領令 1992 年 37 号	民間による電力供給事業に関する大統領令：Keppres37/1992 Government Regulation 10/1989 ・ 発送配電事業への民間事業者の参入（2 条） ・ BOO モデルによる unsolicited プロジェクトの優先（2 条） ・ ルピア建て料金設計（4 条） ・ エクイティ、返済に対する政府保証発出の禁止（15 条） 等につき規定
	政令（No.25/1999）	電力支援事業（Electric Power Support Businesses）に関する政令
	政令（No.53/2003）	電力市場監督委員会（Electric Power Market Supervisory Board）の設立に関する法令
	政令（No.0003/2005）	電力の供給と利用に関する政令（1989 年第 10 号の改正令）。2005 年 2 月制定。民間セクターが電力プロジェクト（再生可能エネルギーは除く）に参入する際、入札を通して、PLN との共同で実施しなければならない。
	エネルギー鉱物資源大臣令（No.9/2005）	公益のための電力供給事業における電力購入および/あるいは送電網賃借の手順に関するエネルギー鉱物資源省令。2005 年 4 月制定。
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.479-12/43/600.2/2005	電力供給危機状態の指定
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.726-12/600.4/2005	ジャワ・マドゥラ・バリ系統における停電調査
	公益のための電力供給事業における電力購入及び/あるいは送電網賃借の手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号	公益のための電力供給事業における電力購入及び/あるいは送電網賃借の手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 2006 年 001 号

分野	名称	概要
石油・ガス	新石油・ガス法 (No.22/2001)	石油・ガスセクターの機能分離と自由化により、プルトミナの独占支配を解消し、同セクターに競争原理を導入。(2004年11月) 2001年11月制定。燃料価格は市場メカニズムを基準にすべきでないとの憲法裁判所の決定により28条無効。現在修正法案作成中
	政令 (No.42/2002)	石油ガス上流事業の実行機関設立に関する政令
	政令 (No.67/2002)	石油ガス下流事業の規制機関設立に関する政令
	政令 (No.31/2003)	国家石油天然ガス会社 (State Oil and Natural Gas Company) の民営化に関する政令
	政令 (No.35/2004)	<ul style="list-style-type: none"> 石油ガス上流部門に関する政令 参加権益の10%を地元公営企業に与える (34条) 国内需要向けに生産高の25%を供給義務 (146条)
	政令 (No.36/2004)	<ul style="list-style-type: none"> 石油ガス下流部門に関する政令 家庭用及び小規模家向けは政府が価格を決める。それ以外は市場競争メカニズムに定める。
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.1321K/20/MEM/2005	国家ガス送配電網マスタープラン
石炭	電力、エネルギー利用総局規定 No.751-12	1基あたり8MWまでの接続容量の石炭火力発電建設における国産品、サービス利用に関する規定
	国家石炭政策	2004年1月制定。国内の石炭供給安定、石炭利用の付加価値増加、石炭輸出量増加を目指す。
	石炭の輸出徴収金設定に関する大蔵大臣令 No.95/PMK.02/200	30ドルに対して5% (1.5ドル) の課徴金をかける
省エネルギー	大統領令 2005年10号	省エネルギーに関する大統領令。2005年7月制定。
	省エネ実施手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣令 (No.0031/2005)	省エネを行う対象を定めた。省エネ実施のモニタリングを行う。家庭、交通機関、政府オフィス、産業における具体的省エネ基準を定める。
再生可能エネルギー	地熱法 (No.27/2003)	地熱エネルギーの開発を規定するもの。
	エネルギー鉱物資源大臣令 (No.1122/2002)	分散型電源に関する大臣令
	エネルギー鉱物資源大臣令 (No.0002/2004)	再生可能エネルギーに関する政令。新エネルギー (バイオマス、地熱、太陽熱、水力、風力、海洋などのグリーンエネルギー) の開発とエネルギー保全に関する政令。
	エネルギー鉱物資源大臣令 No.002/2006	中規模再生可能エネルギー発電事業
原子力	原子力エネルギー法 (No.10/1997)	原子力エネルギー利用に関する規制 (原子力発電所建設に関する規制、原子力エネルギー機関の設立、原子力エネルギー管理委員会の設立)
	政令 (No.134/2000)	原子力監督委員会により適用される税外国庫歳入率 (Non-Tax State Revenue Rates) に関する政令
	政令 (No.27/2000)	放射線廃棄物管理に関する政令
	政令 (No.26/2002)	放射線物質の輸送における安全に関する政令

分野	名称	概要
インフラ開発支援政府保証	リスク管理委員会設立に関する大蔵大臣令 2005 年 518 号	インフラプロジェクトに関するリスクを査定する委員会の設立
	大統領令 2005 年 67 号	インフラ供給における事業者と政府の協力に関する大統領令。協力プロジェクトのイニシャチブをとった事業者への「補償」について言及
	大統領令 2005 年 36 号	公共向け開発実施のための土地調達に関する大統領令。土地収用権及び補償を定める
環境	環境管理に関する法律 (No.23/1997)	新環境管理法であり、これにより旧環境管理法が廃止された。
	政令 (No.27/1997)	環境影響評価に関する政令。環境影響評価を行う。

出典：国家エネルギー政策、<http://www.djpe.go.id/eng/Link%20Kiri/KenEng.pdf>

MEMR HP News Archive, <http://www.esdm.go.id/newsarchives.php>

その他、2006 年 2 月現地調査により J I C A 調査団作成

なお、インドネシアにおける法律ヒエラルキーは法規策定に関する法律 2004 年 10 号 (Law No.10/2004 on Government Regulations) によって定められている。

表 2.5.2 法規策定に関する法律 2004 年 10 号 (Law No.10/2004 on Government Regulations)

<p>1 条</p> <p>(3) 法律は大統領と共同合意の下国会が策定する法規である。</p> <p>(5) 政令とは法律を実施するために大統領が定める法規である。</p> <p>7 条</p> <p>(1) 法規の種類とヒエラルキーは以下の通りである</p> <p>a. 1945 年憲法 (Constitutions)</p> <p>b. 法律・法律に替わる政令 (Act・Government Regulation/Peraturan in Lieu of Act)</p> <p>c. 政令 (Government Regulation/Peraturan)</p> <p>d. 大統領令 (Presidential Regulation/Peraturan)</p> <p>e. 地方条例 (Regional Regulation/Peraturan)</p>
--

注. 大臣令と地方条例の上位関係について、2つのケースに分けられる。

a) Ministerial Decree が他の Regulation (法や大統領令) から、delegate されたものである場合は省令が地方条例よりも上位になる。

b) Delegate のない場合

地方は省令に従う必要はない。中央と地方の条例が conflict した場合は、最高裁 (Supreme Court) の判断に委ねる。

表 2.5.3 憲法により規定される各法律

	憲法における該当部分規定	定める主体	憲法における根拠
法律(Law)	5 条第 1 項及び 20 条第 1 項	大統領及び国会	(1 回目の改正でさしかえ)「大統領は国会に法案を提出する権利を有する」「国会は法律を制定する権限を有する」
政令 (Government Regulation)	5 条第 2 項	大統領	「大統領は法律を施行するために必要な政令を定める」
大統領令 (Presidential Decree)	4 条 Pasal 4 第 1 項	大統領	「インドネシア共和国大統領は憲法に則り政権を掌握するものとする」

(2) エネルギー政策体系

インドネシアのエネルギー政策体系は、本来エネルギー法が先に成立すべきであるが、2006年現在、未だ草案段階であり、2001年に新石油・ガス法（第22号,2001年、2002年に新電力法（第20号,2002年）（2004年に違憲判決）、地熱法（第27号,2003年）が成立した。現在、草案段階にあるエネルギー法には1) DMO(Domestic Market Obligation):エネルギーの国内優先供給義務 2) クリーンエネルギー生産への税額控除 3) エネルギー生産事業者への再生可能エネルギー使用義務 4) 再生可能エネルギー・新エネルギーへの税軽減、金利減免 5) 州政府の地方エネルギー計画策定義務 等が盛り込まれている。

これら、インドネシアエネルギー分野における法律体系ならびに政策体系について、下図にまとめる。

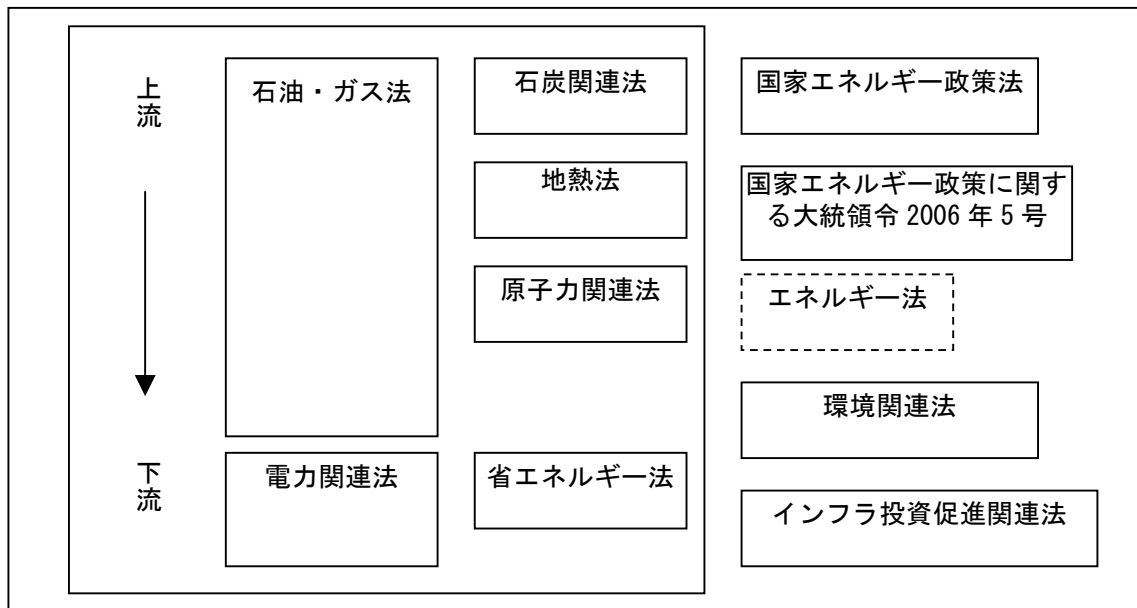


図 2.5.3 エネルギー関連法体系

2.5.3 エネルギー関連機関

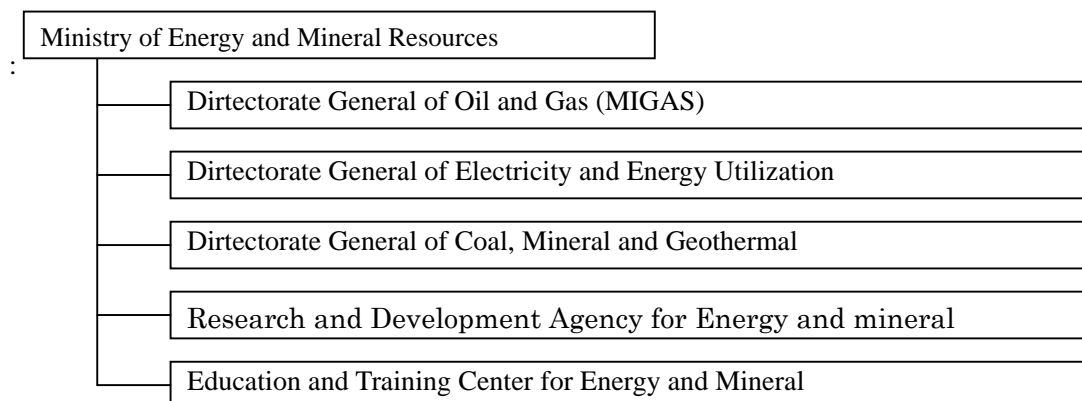
(1) エネルギー調整会議 (BAKOREN)

インドネシアのエネルギー政策は1980年に設置された「エネルギー調整会議 (BAKOREN)」により策定される。BAKORENはエネルギー鉱物資源大臣を議長とし、関係省庁の大臣によって構成される。その主な業務は、ア)エネルギー行政に関する官庁間の調整、イ)エネルギー開発政策や需給計画の作成となっている。BAKORENには、技術面を支援するエネルギー資源技術委員会 (PTE)が付属している。

(2) エネルギー鉱物資源省

エネルギー政策の策定と施行の責任官庁は、エネルギー鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resources: MEMR) である。エネルギー鉱物資源省は、石油・ガス産業全体を管轄する石油ガス総

局(Directorate General of Oil and Gas; MIGAS¹⁴)、電力産業を管轄する電力・エネルギー利用総局(Directorate General of Electricity and Energy Utilization ;DGEEU)などからなっている。



(3) MEMR-石油ガス総局

エネルギー鉱物資源省(MEMR)の石油ガス総局(MIGAS)は、石油・ガスに関する管轄と同時に計画・政策等の立案を担当し、重要な石油採掘やガス開発の許認可権を持っている。また、下記のBP-MIGASやBPH-MIGASに対して助言・アドバイスをおこなう。

(4) BP-MIGAS

新石油・ガス法により、石油・天然ガス探鉱・開発にかかる生産物分与契約(PSC)は、エネルギー鉱物資源省が直接管轄することとなり、契約実施の監督は、PERTAMINAに替わる石油・天然ガス上流部門の監督機関として設立されたBP-MIGAS(BPは実施という意味)が行なう事となった。BP-MIGASはこのほか、政府取り分の生産物の販売促進、販売者の選定と指名などを行なう。

(5) BPH-MIGAS

上流部門のBP-MIGASに対応し、下流部門の監督機関としてBPH-MIGASが設立された。BPH-MIGASは、インドネシア国内の石油・ガス産業の下流部門の監督にあたり、石油製品供給や石油・天然ガスパイプライン等を管轄する。また石油製品供給の実態把握のため、毎週モニタリング調査を行っている。

(6) PERTAMINA

1957年にプルタミナは、石油ガスの国営企業として設立された。事業内容は石油ガスの開発、生産、石油精製、輸送、販売と輸出である。PERTAMINAは、2001年11月に施行された新石油・ガス法(New Oil and Gas Law No: 22/2001)の規定により、規制権限を手放すと同時に、下流部門での独占も排除された一操業会社となった。2004年のPERTAMINAの上流部門での事業活動は、表2.5.4の通りである。

¹⁴ MIGAS は、インドネシア語であるが、一般的に通用しているため用いている。

表 2.5.4 PETAMINA の事業内容 (2004 年実績)

	項目	内容
生産活動	原油生産	133,000 bbl/d (48.7 million bbl /year)
	ガス生産	1,078 mmscf/d (391 Bcsf /year)
	地熱供給	137,000 ton/d (50 million ton /year)
開発活動	油井開発	9 箇所 (6 箇所生産、3 箇所ドライ)
	原油新埋蔵量	24 million bbl
	ガス新埋蔵量	2571 billion scf

出典：PERTAMINA のカタログより、

2004 年は、以上の開発活動により、新規埋蔵量（増加分の意味）は、2003 年の新規埋蔵量 274.9million bbl より、70%増加し 467.7 million bbl となった。

下流事業としては、ガソリン（2004 年販売量 10,300 万 bbl）、軽油（2004 年販売量 16,900 万 bbl）、灯油（2004 年販売量 750 万 bbl）、重油（2004 年販売量 3,700 万 bbl）、LPG、潤滑油などの販売をおこなっている。

(7) PGN (Perusahaan Negara GAS)

PGN は、1965 年に国営企業として設立され、1985 年に PGN は公益サービス会社に変更され、Perusahaan Umum GAS Negara (PN-GAS) となった。2003 年に株式が証券市場に上場され PGAS (PGN) と呼ばれるようになった。PGN の業務は、民間企業としてガスパイプラインの建設、運営で、ガス消費者には直接契約することで、ガスの供給を行っている。

表 2.5.5 PGN のガス輸送パイプライン建設状況

年	パイプラインの建設状況
1998	Grissik-Duri(536km) PL が完成。325mmsfcd の能力
2003	Grissik-Batam - Singapore 間のガス PL を完成。ガスを Power Gas Singapore へ送っている。能力は 650m mscf
2004	南スマトラ西ジャワ (SSWJ PhaseI SSWJ PhaseII) PL 発表 Phase1 は、S.Sumatra から Cilegon 能力は 250mmscf Phase 2 は、Grissik から Pagardewa, 能力は 400mmscf

出典：PGN 資料より

PGN は、民間企業であるが、過半数の株は政府が持っているため、いまだ、国営企業的な色彩が強いが、現在の政府機関との関係は、以下の通りである。

Ministry of State Owned Enterprises (MSOE) は PGN の株 61%(39%は Public)を保有している。また、MEMR の石油ガス総局は、PGN を Supervision し、BPH-MIGAS は、PGN を Regulation している。

PGN の顧客数の推移は、以下の通りである。また売上は、2004 年実績で 44,560 億ルピア

(US\$0.4Bil) であるが、19%が Transmission から、81%が Distribution からの売り上げである。

表 2.5.6 PGN の顧客推移 (件)

	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
民生	48,401	51,941	64,889	75,244
商業	1,160	1,330	1,305	1,158
工業	626	646	675	677

出典：PGN 資料より

(8) MEMR 鉱物石炭地熱総局

鉱物石炭地熱総局の中では、鉱物石炭企業局 (MINERAL & COAL DEVELOPMENT ENTERPRISE) は、個別炭鉱企業の監督、鉱物石炭計画局 (MINERAL, COAL & GEOTHERMAL PROGRAM SUPERVISION) は、石炭と地熱に関する戦略的な方向性を立案している。また、インドネシアでは、石炭業務を中央と地方で役割分担をしているが、中央である鉱物石炭地熱総局の役割は、複数の州にまたがる探鉱、海上の沖合い 12 海里の鉱区、資源調査・埋蔵量調査・新規鉱区のコーディネーション、省庁間調整、生産・保安・環境の指針作成などである。

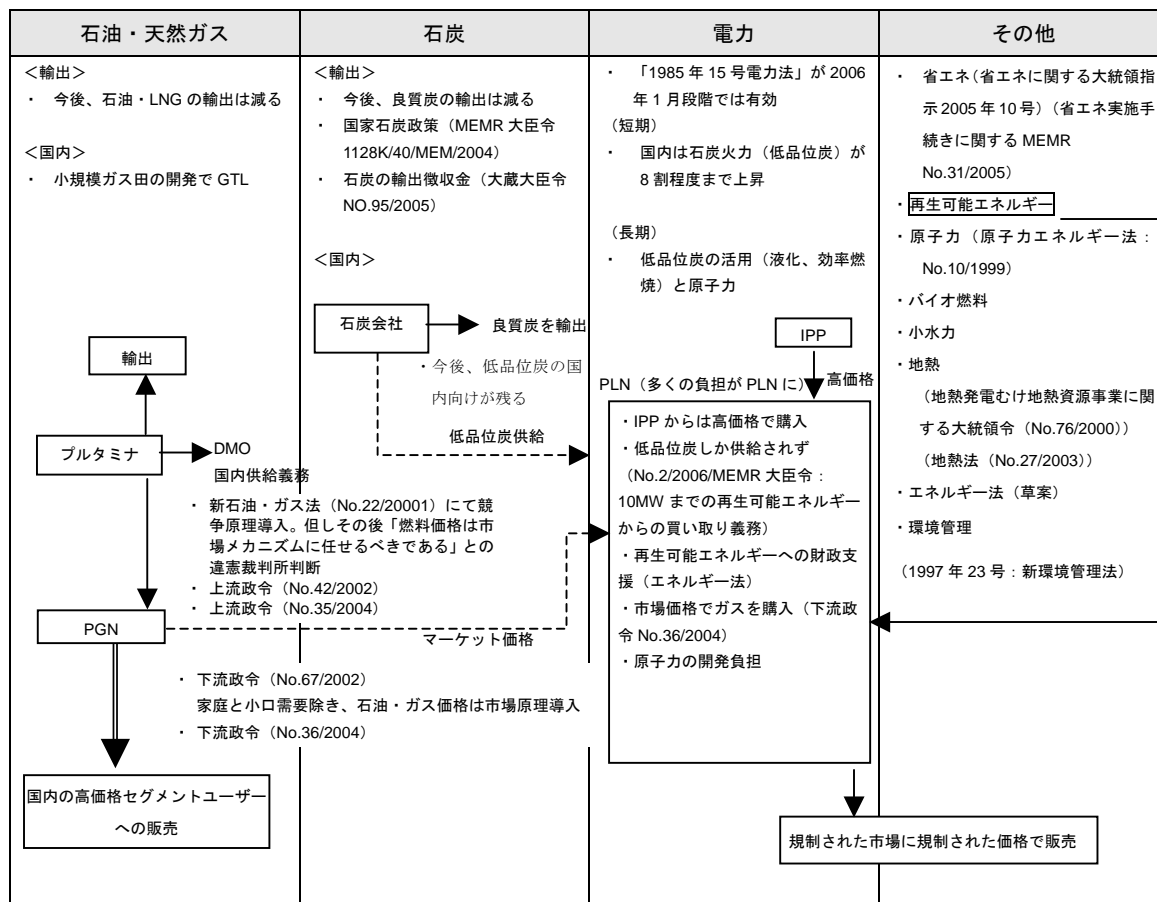
(9) 原子力庁

原子力政策の策定や研究・開発などインドネシアの原子力行政については、大統領直属の原子力庁 (Badan Tenaga Nuklir Nasional; National nuclear Energy Agency; Batan) が管轄している。インドネシア政府は 2003 年 1 月、2016 年運開を目指しジャワ島中部の Muria 半島に原子力発電所を建設する計画を明らかにした。国際原子力機関 (IAEA) の協力により 2001 年～2002 年にかけて同国での原子力発電所計画について包括的な調査が行なわれている。

2.5.4 エネルギー政策の抱える課題

(1) エネルギー政策全体での整合性の問題

インドネシアにおけるエネルギー政策、法律の整合性をみると、再生可能エネルギーへの支援、貧困層への支援、料金の市場化等、エネルギー国内需要優先供給義務等、部分均衡はしているがエネルギー政策全体としての整合性に欠け、全体均衡がなされていない。特に国営電力会社 PLN は、市場価格でのガス購入、IPP、再生可能エネルギーからの購入義務等の INPUT 部分での拘束がある反面、OUTPUT 部分の電気料金収入は、規制されたものになっていることから、エネルギーセクター自由化に伴う矛盾が、PLN の財務構造の中に集約される現象が見られる。これらを図 2.5.4 に示す。



出典：各種資料より JICA 調査団作成

図 2.5.4 インドネシアのエネルギー政策体系と法律

(2) 関連法整備の停滞

石油ガス法の特典条項ならびに新電力法(第20号,2002年)が最高裁判所で違憲判決を受けるなど、インドネシアのエネルギー政策は未だ十分な整備がされていない。これらの法整備は民間投資をエネルギーセクターに呼び込むために必要であることから、早急な整備が必要である。

特に、新石油・ガス法(第22号,2001年)および政令(第3号,2005年)<電力の供給と利用に関する政令(第10号,1989年)の改正令>では、基本方針として民間投資の活用が明記されているものの、これらの窓口や手続きならびに、具体的形態、責任分担およびそれらの決定方法については明確に必要しておく必要がある。

(3) 地方行政との関わり

地方行政については、第22号地方行政法第7章(2)および政令(第25号、2000年)により工業・エネルギーや投資についても地方政府に権限が地方政府に委譲されていると理解することができる。また、第25号中央・地方政府間の財政均衡法について中央・地方政府間の財政均衡に関する法律2004年33号により地方政府の石油、ガスの取り分が増加するように定められており、これを有効に活用することが、地方部でのエネルギー供給に資するであると考えられるが、実態については今後調査が必要である。

表 2.5.7 石油ガスにおける中央と地方の取り分

	No	中央政府	地方
石油	Law No.25/1999	85.0%	15.0%
	Law No.33/2004	84.5%	15.5%
ガス	Law No.25/1999	70.0%	30.0%
	Law No.33/2004	69.5%	30.5%

2. 6 地域開発と地方電化の現状と課題の分析

ここでは、インドネシアにおける地域開発と地方電化の現状を分析し、貧困削減・人間の安全保障の観点からエネルギーセクター、特に地方電化事業がどのように地域開発、村落開発事業に貢献できるか、既存資料と西ヌサトゥンガラ州の事例をふまえて、その可能性、課題について検討した。

2. 6. 1 地域開発

(1) 地域開発の現状

■ 国家開発計画における地域開発の位置づけ

インドネシア開発5カ年計画(2000～2004年)では、開発課題として、以下が挙げられている。

- ◆ 民主的政治システムの構築と国家統一・団結の維持
- ◆ 法の支配と良い統治の確立
- ◆ 経済再建・持続的かつ公正な開発基盤の強化（貧困削減、中小企業振興、経済・金融安定、投資・輸出拡大、国際競争力強化、インフラ整備、環境保護・管理等）
- ◆ 国民福祉の向上・宗教生活の改善・活力ある文化の創出（教育、科学技術開発、保健・衛生、労働者保護、弱者保護、女性の地位向上等）
- ◆ 地方開発の促進（地方政府の能力開発、地方格差是正、住民の能力開発と参加促進）

このように、同計画では、地方開発の促進が重要な開発課題の一つとして挙げられている。地方分権化の中で、中央政府の権限は、国家的な課題に限定され、州政府は、地域間にまたがる事項や中央政府からの委任事項に対して役割を担う。また、中央省庁と地方（県・市）政府の関係は、統制から協議へ転換した。後述のように、地方政府は、国家開発計画システム法に基づき、長期、中期、短期、それぞれの地域開発計画を策定している。

■ 地域開発計画

地方開発計画については、2004年法律第32号に概要が定められている。同法によると、地方行政の運営管理のため、州・県・市政府が、国家開発計画システムと一体の地方開発計画を策定するとしている。

2004年10月に制定された国家開発計画システム法は、インドネシア共和国法第25号として制

定され、国家開発計画と地方開発計画の詳細を定めている¹⁵。同法は、1) 開発ステークホルダー間の調整、2) 地域・機能・中央・地方政府間の統合、シナジー効果の実現、3) 計画・予算・実施・監理のリンケージ・整合化、4) 国民参加の実現、5) 効率的かつ効果的な公正さの実現と資源の持続的活用を目的としている。この目的に沿って、国家の長期・中期・短期の国家開発計画の策定が定められている。

表 2.6.1 国家開発計画の種類

計画の種類	計画の形態	期間
1) 国家長期開発計画 (PRJP)	国会承認による法律	20年
2) 国家中期開発計画 (RPJM)	大統領令により定める	5年
3) 省・機関戦略計画 (Renstra-KL)	大統領令により定める	5年
4) 政府作業計画(ワークプラン) (RKP)	大統領令により定める	1年
5) 省・機関年次作業計画 (Renja-KL)		1年

出典：飯島聰「インドネシア国家開発計画システム法の制定とその意義について」

注) RPJP: Rencana Pembangunan Jangka Panjang, RPJM: Rencana Pembangunan Jangka Menengah, Renstra-KL: Rencana Strategis Kemenrian/Lembaga, RKP: Rencana Kerja Pemerintah, Renja-KL: Rencana Kerja Kementrian/Lembaga

中央政府の国家開発計画と同様に、地方政府も長期（20年）、中期（5年）、短期（1年）の開発計画を体系的に作成する責任があると規定されている。各地方政府（州、県、市）の開発計画局（BAPPEDA）が、開発計画のとりまとめを行う¹⁶。計画実施は、地方政府の実施機関が責任を負う。

開発計画の策定は、BAPPEDA による各計画案の作成から始まり、地方開発計画会合で検討した結果をふまえ、BAPPEDA が計画の最終版を作成する。

表 2.6.2 地方開発計画の種類

計画の種類	計画の形態	期間
地方長期開発計画 (RPJPD)	地方議会承認による地方規則	20年
地方中期開発計画 (RPJMD)	各州・県・市の地方自治体長により定められる規則	5年
地方実施機関戦略計画 (Renstra-SKPD)	各実施機関長により定められる規則	5年
地方政府年次作業計画 (RKPD)	各地方自治体長により定められる規則	1年
地方実施機関年次作業計画 (Renja-SKPD)		1年

出典：飯島聰「インドネシア国家開発計画システム法の制定とその意義について」

注) RPJPD: Rencana Pembangunan Jangka Panjang Daerah, RPJMD: Rencana Pembangunan Jangka Menengah Daerah, Renstra-SKPD: Rencana Strategis Satuan Kerja Perangkat Daerah, RKPD: Rencana Kerja Pemereintah Daerah, Renja-SKPD: Renja Satuan Kerja Perangkat Daerah

地方長期開発計画は国家長期開発計画の内容を考慮し、地方中期計画は地方長期開発計画、地方年次計画は地方中期開発計画と中央政府年次計画をふまえたものになる。地方実施機関戦略計画・年次作業計画は、地方政府内の各事業実施組織が、地方長期・中期開発計画を指針として、ミッション、目的、戦略、政策、計画、行動計画を策定するものである。地方政府の実施機関は、計画の策定のみでなく、実施のモニタリング、評価を定期的に行い、BAPPEDA が、その情報をふまえて、全体モニタリングに責任を持つ。

¹⁵ 飯島聰、「インドネシア国家開発計画システム法の制定とその意義について」、開発金融研究所報、2005年7月、第25号

¹⁶ 1999年の地方分権法では、州は、非常に限定的な役割しか与えられず、県・市と同等の位置とされた。しかし、2004年の改正地方分権法（Law No. 32/2004）では、中間自治体としての州の役割が見直され、県・市と同格とする条項は削除され、県・市の監督・調整の役割が与えられている。

現在、国家開発計画庁（BAPPENAS）では、開発計画システム構築・運営のために、(1)情報システム・データベースの構築、(2)地域開発モデルの作成(ターゲットの設定、優先開発課題・プログラムの作成)、(3)開発計画フォーラムの設置、(4)地域間協力の促進の実施を検討しており、活動計画を作成中である。

■ 西ヌサトゥンガラ州の事例

西ヌサトゥンガラ州は、国家開発計画システム法成立以前に、州中期開発計画(2003-2008)を作成した。同計画では、ビジョン、ミッションを明示するとともに、内部・外部分析（SWOT 分析）に基づいて、州開発の目的、ターゲット、政策、プログラム・活動を記述している。

これらの項目をまとめたマトリックスも作成されているが、数値目標は明示されておらず、ターゲット、政策、プログラム・活動は、40 から 80 項目にわたり設定されており、予算、実施スケジュールが示されていないので、優先課題や実現への過程があまり明確でない。

西ヌサトゥンガラ州 2006 年度年次作業計画（RKPD）は、主にマクロ経済社会の現状・予想と、(2)優先開発課題を記述している。同州の 2006 年度の開発課題は、(1)貧困緩和、(2)投資・輸出促進を通じた雇用機会の創出、(3)農村・農業の再活性化、(4)宗教教育へのアクセス・質改善、(5)法の執行、汚職撲滅、官僚主義の改革、(6)治安の安定、紛争の解決で、それぞれの開発課題に対する 2006 年度のターゲットと、政策の方向性が示されている。

同年次作業計画は、中期開発計画プログラム、年次作業計画プログラム、予算の項目からなるマトリックスも作成されており、中期計画と年次計画とが整合するよう図られている。ただし、予算については、具体的な数字が示されていない。また、「作業計画」にもかかわらず、各プログラムの達成目標、実施過程・スケジュールが示されていないので、事業実施の管理を目的とした文書としては、改善の余地がある。

(2) 地域開発の課題

上述のように、地域開発計画の法的枠組はすでに設定され、法に基づいて計画も策定されつつある。しかし、以下のような課題も挙げられている。

■ 地域開発計画システムの構築

上述の通り、国家・地域開発計画システムに関わる法律は定められているが、実施の詳細を定める規則を制定し、それぞれの規則を矛盾なく調和させる必要がある。システム運営に必要な情報システム、地域開発モデルも、これからの策定作業が必要である。

BAPPENAS は、開発計画策定のための支援(研修)を地方政府に提供しているが、限定的である。一方、内務省地域開発総局も、地域開発に関与する部局であり、村から地方政府に至る各段階の計画策定ガイドラインに関する文書を出しているが、このための研修の予算はない。

実際、地域開発計画を見ると、様々な記述はされているが、網羅的で、予算、スケジュールを示していないので、優先課題や実施方法が明らかでない。また、計画実施後の評価制度も確立されておらず、地方政府には評価能力が欠けている。地方政府の開発計画文書では、投入、成果、便益、インパクトの達成度を示すことを求められているが、評価根拠も示さないまま評価されている。ある州のケースでは、どの事業もほぼ 100%の達成率になっている。このような状況下では、計画、実施、モニタリング、評価、フィードバックという一連の開発の過程を効果的に管理できるとは考えにくく、改善の余地が大きい。

■ 地方政府の開発予算

開発計画が作成されたとしても、実施に必要な予算が十分でない。例えば、中央ロンボック県の場合、必要（申請）予算は1.6兆ルピアであるが、実際得られた予算額は4,790億ルピアだった。そのうち、開発予算は、1,840億ルピアにすぎず、残りは人件費など一般経費に充当される。

■ 地方政府数の増加

2006年2月時点で、21の州を含む99の自治体から、州・県・市からの分離独立の要求が提出されており、内務省による審査を待っている¹⁷。このように、多くの分離独立は、天然資源の豊富な自治体を中心に要求が多く、地方分権法施行以来、5年間で、新たに5つの州、81の県、18の市が誕生した。

しかし、これまで分割・独立を認められた地方政府の多くは、国の財政難による地方向け補助金の不足、人材の不足、インフラ整備の遅れから、行き詰まっており、効率的な地域開発への大きな制約になっている。そのため、内務省では、経済財政能力を示す指数の基準を上回った地方政府のみ、分割・独立を認める方針である。この方針転換に伴い、自治体の分割・合併・取り消しに関する法律（第129号,2000年）を改正する予定である。

2. 6. 2 地方電化¹⁸

地方電化は地域間格差の是正の観点から国の重点施策とされ、主に PLN の配電線を延伸することで推進されたきた。1993年の電化率は30%程度（家屋電化率、以下同じ）だったが4年後の経済危機直前の1997年には50%を超えた。しかし、経済危機以降は大きな進展がみられず、現在の電化率は54.8%(2003年)にとどまっている。地方電化政策を管轄する MEMR では、電化率を2013年までに75.2%、2020年までに90%に引き上げる目標を掲げているが、現在の環境の下では、その達成は難しいとされている。

（1）地方電化の現状

■ 地方電化政策

地方電化政策は、新電力法(第20号,2002年)の違憲判決に大きく影響されている。現時点では、改正される新電力法はまだ議論の段階で、地方電化政策は明確に示されていない。2002年以前は、地方電化は国、実質は国有の電力会社である PLN が責任を持っていたが、この新電力法で、「中央政府と地方政府は、地方の電力開発の資金を（共に）提供する」とした。しかし、中央政府と地方政府の責任分担も、その財源もはっきりしなかった。また、PLN は分割・民営化の流れを受けて地方電化の部署を解散し、実質的に地方電化から手を引いている。このような状況のもとで、2004年12月、新電力法（第20号,2002年）が憲法違反との判決を受けた。この判決によって国の基幹産業である電力産業は、競争原理に曝すのではなく、国が責任を持って行う、という考えが示された。

■ 地方電化推進組織

地方電化事業は、PLN のグリッドの延伸（オングリッド）と PLN のグリッドから離れた地域で

¹⁷ ジャカルタ新聞、2006年2月8日

¹⁸ 「農村電化」も一般的に使われているが、山村、漁村もあるためここでは「地方電化」とする

の独立した電源（オフグリッド）による電化に大きく分けられる。電化事業のほとんどはオングリッドであり、PLN が責任を持って実施している¹⁹。オフグリッドで電化されていた地域にグリッドが届いた時は、その電源（主にディーゼル発電機）を未電化地区に移設することで電化事業を推進してきた。政府（MEMR）は、PLN の送配電設備の建設に補助金を与え電化事業を支援してきた。

一方、オフグリッド電化事業では、PLN のグリッドの届かない地域で、分散型の電源（発電所）を建設しその地域を電化する。オフグリッド電化事業では、多くの省庁が関与しているが、国としての開発体制は明確でない。PLN がディーゼル発電所や小水力発電所を建設して事業経営まで行う場合と MEMR や協同組合・小企業省（MOC）、地方政府が発電所を建設する場合がある。後者の場合、建設後の運転・維持管理は、地元の協同組合や住民組織が行うことになる。また、科学技術評価応用庁（BPPT）は、分散型太陽光発電で電化事業を推進しており、地方政府や MOC でも同様の支援を行っている。

表 2.6.3 電化事業関連組織の役割

	オングリッド		オフグリッド	
	建設	運転・維持管理	建設	運転・維持管理
MEMR	送・配電線の建設（PLN への資金提供）	PLN	ディーゼル発電所、小水力発電所の建設（資金提供）	PLN(ディーゼル)、小水力発電所(協同組合、住民組織)
MOC	—	協同組合が検針、料金徴収(PLN の下請け)	小水力発電所の建設	協同組合
地方政府	—	—	小水力発電所の建設、分散型太陽光発電	協同組合、住民組織
BPPT	—	—	分散型太陽光発電	協同組合、住民組織

■ 電化資金

社会インフラとしての地方電化事業では公的資金の投入は避けられない。MEMR は地方電化政策を監督する官庁であり、地方電化関連の国家予算を持っているが、電化目標を達成するには十分な額ではない。実際、開発予算に占める地方電化予算の割合は、1%にも満たない。

表 2.6.4 MEMR 地方電化予算（単位：10 億ルピア）

年	2003	2004	2005	2006
予算額	390	423	476	648

出典：MEMR

表 2.6.5 MEMR 地方電化プロジェクト（2006 年度）

送電線		SHS	小水力		風力	
長さ (キロ)	予算 (10 億ルピア)	セット 数	サイト 数	発電出力 (kW)	サイト数	発電出力 (kW)
3,155	241.6	22,160	59	6,573	7	560

出典：MEMR

¹⁹ PLN は地方電化部門をすでに廃止されており、原則として、経済性に基づいてグリッド延伸を実施されることになっている。また、オフグリッドについては、PLN 地方事務所が、地方政府などの協議を通じて、電源施設の建設、運用に携わる場合もある。

表 2.6.6 MOC 小水力発電プロジェクト予算（単位：10 億ルピア）

年	2004	2005
予算額	6	1
プロジェクト数	7	1

出典：MOC

PLN によるグリッド延伸も、PLN の厳しい財務状況の下では、急速な展開は難しい。JBIC 地方電化事業事後評価によると、2002 年の地方電化（運営・管理）損益計算書では、収入 6 兆 4982 億 1700 万ルピアに対し、費用は 6 兆 5813 億 7600 万ルピアで、831 億 5900 万ルピアの損失を計上している（損失率 12.8%）。この損失の原因は、ジャワ島以外のいわゆる外島部電力事業の収益性が低いことに起因すると分析されている。外島部のみの収益構造を見ると、収入が 2 兆 2933 億 8700 万ルピア、費用が 3 兆 2650 億 500 万ルピアで、9716 億 1800 万ルピアの赤字である（損失率 42.4%）。

一方で、MOC は、MEMR の電化事業の運営維持管理を引き受ける協同組合の技術面、運営面の指導を行うとともに、MEMR に比べればわずかではあるが独自に予算を組んで小水力発電所を建設し、電化事業を行っている。ただ、小水力プロジェクト予算は、2004 年度の 60 億ルピア(7 プロジェクト)に比べて、2005 年度は 10 億ルピア(1 プロジェクト)と大幅に削減された。

このように、地方電化は、オングリッドにしる、オフグリッドにしる、予算の制約があり、実施は難しい。電化資金の問題解決のために、例えば、地方電化基金を創設し、電気料金に上乗せして原資を得て、電化のための財源と使途を明確にして事業を推進する必要もあるだろう。また、「2.5.4（3）地方行政との関わり」に記されているように、石油・ガス収入の配分の地方電化への活用も検討されるべきだろう。

ただし、前者の地方電化基金については、現在、2006 年 6 月に国会への提出が予定されている改正新電力法でどのように扱われているか確認する必要がある²⁰。また、石油・ガス収入については、開発予算に占める地方電化予算の割合(1%未満)を考慮すると、道路、灌漑など他の優先開発課題に割り当てられる可能性もある。

■ 地方電化計画

新電力法（第 20 号,2002 年）により、地方政府には地方電化計画（RUKD: Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah）の作成が義務付けられているが、同法が廃案になったため、作成しているところもあれば、作成していないところもある。

西ヌサトゥンガラ州の場合、2002 年に作成した RUKD は議会の承認を受けて法制化された。しかし、2004 年作成された RUKD は、新電力法が違憲判決を受けたため、正式な承認は受けていない。中央ロンボック県の場合、RUKD をこれまで作成していない。作成責任は認識していたが、2004 年の違憲判決があったため、作成には至っていない。

■ 西ヌサトゥンガラ州の事例

前述のように、西ヌサトゥンガラ州の場合、2002 年に作成した RUKD は法制化されているが、2004 年作成の RUKD は、議会の審議、議決は経ておらず、草案の状態である。同計画作成のためにチームが結成されており、BAPPEDA、環境局、エネルギー局、関連技術局、マタラム大学が参加している。

²⁰ 地方電化基金設立の可能性については、MEMR 社会電力部門に確認したが、明確な回答を得られなかった。

同州の2004年度作成の RUKD は、(1)電力供給システムの現状、(2)電化、地方電化、財務、再生可能エネルギー、環境影響評価に関する政策、(3)需要予測、(4)発電・送電線開発計画、(6)地方電化計画、(7)第1次エネルギー・電力ポテンシャルについて記載されている。

○ 電力需要・供給

同州の電力は、PLN の他に、西ロンボック県の一部をカバーする電化協同組合（KLP Sinar Rinjani）、それに自家発電によって供給されている。自家発電の例としては、金鉱山を運営する米系企業の185MWが最大で、その他ホテル、産業、商業の合計が5MW程度である。

表 2.6.7 西ヌサトゥンガラ州の電力供給

項目	PLN				KLP	合計
	ロンボック	マタラム	スンバワ	ビマ		
設備容量(MW)	116.65	—	29.47	26.16	10.214	182.494
発電能力(MW)	82.15	—	18.05	16.23	3.79	120.22
最大需要(MW)	70.82	70.82	15.26	15.93	—	102.01
発電機数	34	—	39	24	—	97

出典：西ヌサトゥンガラ州 RUKD(2004年度草案)

注1. KLP スタッフによると、KLP のピーク負荷は4.3MW程度である。

同州のピーク負荷は、102MW、発電能力の89.6%である。年間の需要増加率を6.8%と想定すると、2004年度末には、発電能力の93.6%に達する。このため、発電能力の増強は喫緊の課題であり、西ロンボック県に、インドネシア・マレーシア企業合弁による25MW発電機2基の建設、スンバワ、ビマ地域それぞれに、インドネシア企業による5MW発電機2基の建設が計画されている。

一方、同州の PLN 供給地域の電力需要は、主に一般家庭向けであり(93.31%)、ビジネスの電力需要は全体の3.23%を占めるにすぎない。産業向け需要にいたっては0.04%である。料金が低く抑えられている一般家庭向けの供給が多いため、PLN 管轄地域の収支は赤字になっている。

表 2.6.8 西ヌサトゥンガラ州の電力需要 (PLN)

需要タイプ	割合
社会	2.70%
一般家庭	93.31%
ビジネス	3.23%
産業	0.04%
政府	0.72%
多目的	—
合計	100.00%

出典：西ヌサトゥンガラ州 RUKD(2004年度草案)

○ 電化率

西ヌサトゥンガラ州の村落電化率は95.2%に達しているが、家屋電化率は45.0%に過ぎない。2003年末の時点で、PLNは、1万6,435件の接続申請を受け取っている。同州は、2014年までに村落電化率100%達成を目指している。

表 2.6.9 西ヌサトゥンガラ州村落電化率

県・市	電化村落	未電化村落	合計
西ロンボック県	98	2	100
中央ロンボック県	117	2	119
東ロンボック県	109	-	109
西スンバワ県	34	4	38
スンバワ県	134	18	152
ドンプ県	54	3	57
ビマ県	147	7	154
ビマ市	12	1	13
マタラム市	23	-	23
合計	728 (95.2%)	37 (4.8%)	765 (100.0%)

出典：西ヌサトゥンガラ州 RUKD(2004 年度草案)

表 2.6.10 西ヌサトゥンガラ州家屋電化率

県・市	世帯数	電化世帯数	家屋電化率
西ロンボック県	177,172	72,461	41.0
中央ロンボック県	194,237	79,637	41.0
東ロンボック県	235,213	103,817	41.0
西スンバワ県	24,215	12,508	51.7
スンバワ県	98,899	56,900	57.5
ドンプ県	47,699	24,803	52.0
ビマ県	129,490	67,288	52.0
ビマ市	8,047	6,091	75.7
マタラム市	84,789	34,763	41.0
合計	1,017,761	458,448	45.0

出典：西ヌサトゥンガラ州 RUKD(2004 年度草案)

○ 地方電化計画

西ヌサトゥンガラ州地方電化計画 2004 年度版によると、同計画は、コミュニティの経済活動促進、福祉向上を目的とたうえで、燃料消費の削減、環境の保全、組合などコミュニティ組織の貢献なども課題として掲げている。

燃料消費を減らすために、地元で入手、利用できるエネルギー源（小水力、風力、太陽光、バイオマス）を活用する方針である。さらに、遠隔地、貧困地域については、地元エネルギー源を使った地方電化プログラムを提供するとしている。ただし、現状では、州独自の予算ではなく、MEMR の予算を使って、ソーラホームシステム（SHS）設置、小水力プロジェクトを実施している。

地方電化計画の対象となるのは、(1) PLN 配電網に近い、(2) 経済活動発展の可能性がある、(3) 電化率が低い、(4) 小水力、地熱などのエネルギー源が存在する一地域としている。

(2) 地方電化の課題

地域開発・村落開発と地方電化の現状をふまえて、技術協力プログラムを検討するにあたり特に留意すべき課題を以下に整理した。

■ 中央政府の監督能力

MEMR の地方電化プロジェクトの場合、通常、電力施設はオフグリッドの場合、協同組合や住民組織に引き渡される。そのため、電化事業開始後のモニタリング・評価がされていない。MOC でも、地方分権の影響で、協同組合運営の小水力発電事業のレポートが、中央まで上がってこないという。後述の地方政府の管理能力、住民組織の事業運営能力と合わせ、自立的な事業の継続を困難にしている。

ただし、このような状況に対して、少しずつではあるが対応策もとられ始めている。たとえば、MOC では、最近の 4 つの小水力プロジェクトについては、事業収入の 40% を強制的に銀行口座に入金させ、KUD だけで勝手に預金を引き出せないようにしている。また、適切な電気料金設定の指導もしており、これらのサイトでは、月 5 万ルピア程度を徴収しているという。

■ 地方政府の組織・人材・財政

地方政府レベルの電化事業に関する組織、人材の能力は総じて低いと言わざるを得ない。地方政府には電気事業のノウハウを持つ人材が乏しく、電気事業担当職員が PLN より出向し、人件費も PLN が負担しているケースがある。中央ロンボック県エネルギー・鉱物資源局に電力専任の職員はおらず、地方政府のイニシアティブで電化事業を推進していくには心もとない。

地方分権によって権限・責任が委譲されても、財政的な裏づけがなく、電化予算の確保が難しい。先述のように、電化に限らず、地方政府が持つ開発予算は少ない。

たとえば、中央ロンボック県の場合、電化予算としては 1 億 2000 万ルピア程度しかなく、この予算は、20-25 箇所の SHS 設置がされているのみである。また、100kW の小水力発電プロジェクトが同県で計画されているが、県政府は土地の提供のみで、州政府が設計、中央政府が、予算・資機材を提供する役割分担になっている。このように、電化計画実施・運営の責任を急に県・市に移管しても、円滑なモニタリング・管理は難しいように思われる。

■ 住民組織の事業運営能力

分散型の地方電化事業、特に太陽光、小水力発電の場合では、協同組合や住民組織に事業の運営・維持管理を任せる場合が多い。住民自ら、運営、維持管理に必要な技術能力を備え、機材更新に必要な利益を生み出していくのが、自立発展的な事業運営として望ましいが、実際は、様々な問題を抱えている。ここでは、住民の事業運営の課題を、(1)維持管理への責任感、(2)維持管理体制、(3)財務の 3 点から分析する。

○ 維持管理への責任感

住民運営型の地方電化プロジェクトの場合、住民が、施設・機器を自らの公共資産と考え、運営に必要な配慮をするのが望ましいが、実際は、維持管理に責任を持たない傾向が見られる。

例えば、マレジェ村の SHS プロジェクトでは、SHS が村落単位組合 (KUD) に供与され、さらに、事前に決められた基準によって選ばれた世帯にリースされた。KUD と住民は、KUD の維持管理責任、住民のリース料金支払義務、一定期間支払後の使用者への所有権移転を明記したリース契約を締結している。ところが、SHS が設置されてから半年ほどで、住民側はリース料金を支払わなくなってしまった。原因は、(1)近隣村で、政治有力者が SHS を住民負担なしに無料で設置した、(2)住民側が、近隣村同様に SHS を贈与と認識した一ためと指摘がされている。

Box2.6.1 マレジェ SHS プロジェクト

マレジェ SHS プロジェクトは、日本大使館草の根無償資金で、ケダロ KUD に SHS が供与されたものである。プロジェクト開始時にケダロ KUD は、以下の条件で、ユーザーである住民とリース契約を結んだ。

- 1) KUD は、SHS 機器の品質を保証する(モジュール 10 年、コントローラー 5 年、バッテリー 8 年)。
- 2) ユーザーは、設置資金として 2 万 5000 ルピアを払う。以後、毎月のリース料金として 7500 ルピアを 190 ヶ月間支払う。支払完了後、所有権はユーザーに移転される。
- 3) KUD は、毎月モニタリングを実施する。
- 4) ユーザーが、3 ヶ月間リース料金を支払わなかった場合は、KUD は、SHS を撤去する。

そのため、KUD はバッテリー交換費用などに必要な積み立てができず、住民は能力の低下したバッテリーを使うか、自らの負担でバッテリーを取り替えている。故障や他に売却された事例も多い。

○ 維持管理体制

住民組織の維持管理体制は、(1)技術能力、(2)利用技術、(3)運営組織からサイトへの距離などの問題から、十分とはいえない。

住民組織は、初歩的な操業について研修を受けるが、故障した場合は、外部技術者、政府組織に頼らざるを得ない。ところが、後述のように、住民組織の財政能力の欠如から、外部技術者に修理してもらうのは難しく、政府組織も修理に必要な予算を手当てしていない。

電化プロジェクトで使われている資機材が高度なため、地元でスペアパーツが手に入らないという事例もある。例えば、太陽光・小水力ハイブリッドシステムの場合、太陽光発電施設のスペアパーツが地元で入手できず、政府組織に部品の供給を依頼しているケースが見られた。また、このシステムの場合、月 1 万円程度の事業収入しかないが、ハイブリッドシステムのバッテリー交換には、数千万円程度かかると見積られており、資金手当てのめどは立っていない。事業収入と比べて、資機材が高価で、事業を継続するのが難しいという面がある。

○ 財務

維持管理の問題は、運営組織の財務能力の低さに深く根ざしている。SHS であればバッテリー、コントローラー、小水力であれば発電機などの機器を一定期間ごとに交換する必要がある。この費用は、電気料金収入の一部を計画的に積立て、必要な支出に備えなければならない。

ところが、運営組織側に、その必要性が認識されていない傾向があり、政府機関への依存心などの理由から、接続費用、電気料金が低く抑えられているケースが多い。例えば、セダウ I 小水力プロジェクトは、1999 年に運営を開始したが、当初は各世帯への接続料金を徴収していなかった。2005 年に 50 万ルピア、2006 年に 100 万ルピアに値上げされたが、この金額でも、接続資機材費用に足りないレベルである。電気料金も 2005 年までは 7,500 ルピア、2006 年に 1 万 500 ルピアに値上げされたが、電化前の灯油、電池、バッテリー充電費用に比べても低く抑えられている²¹。このため、これまでの余剰金は、240 万ルピアにすぎない。セダウ I の発電機器に現在問題が生じているが、修理費用が足りないでいる。地方政府エネルギー・鉱物資源局に修理を依頼しているが、

²¹ 「インドネシア国再生可能エネルギー利用地方エネルギー供給計画調査 ファイナルレポート要約 第 9 章」によると、未電化村落住民の石油ランプ等の代替照明に対する月平均支出は、2 万 670 ルピアである(最低支出 5925 ルピア、最高支出 6 万 4400 ルピア)。

予算不足で修理のめどは立っていない。

運営組織に対する地方政府の指導の欠如も問題といえる。セダウ I の運営組織は、四半期ごとに財務報告を提出する義務を負っている。本来であれば、各組織の財務状況をチェックし、料金の値上げ等適切な指導をすべきであるが、エネルギー・鉱物資源局担当者によると、そこまでの対応は取られていない。

■ 地方電化の費用対効果

地方政府が電化事業の実施を担うことになった場合、そのことが事業推進に負の影響をもたらす可能性がある。地方分権とは、中央に集中していた権限や力を、数多くの地方自治体に分散させることにほかならない。資源が「分散」されることにより、規模の経済性が失われるおそれがある。こうした負の影響を緩和するシステムが必要となる。

地方電化の問題点として、端的に以下の点が指摘されている²²。

1. 地方、特に農村部は人口密度が低く、集中型供給システムは難しく、費用が高い。
2. 分散型システムは電力供給量が低く、太陽光パネルなどは費用が高くなる。
3. 人口密度が低いため、取引費用が高くなり、結果として、電力料金も高くなってしまう。
4. 農林水産業を主体とした地域は、貧困層も多く、経済活動が活発でなく、電力需要が低くなる傾向がある。

農村・漁村地域では、遠隔地と低い電力需要によって、電化のコストが非常に高くなる。このため、電化の推進は、グリッド延長への補助金供与、あるいはオフグリッド電化になる。

JBIC 事後評価も、以下のことを課題として指摘している。まず、ジャワ島以外のいわゆる外島部の農村部では需要密度が低いため経済性が低い。さらには、農村部の電力供給が主に発電単価の高いディーゼル発電所によりなされている。また、消費者との契約が料金の非常に低い家庭向け低容量契約 (450VA あるいは 900VA) で行われている。地方分権下のインフラ整備については、上記の指摘を十分に考慮して地方電化体制構築にあたるべきである。特に、県・市レベルの地方政府による電化推進は、その実施能力にも限界があると思われる。

2. 6. 3 地域開発の取り組みとエネルギー供給の役割

エネルギー供給は産業開発の基盤として重要である一方、生活向上・貧困削減を促進する役割も担っている。また、都市部・地方部の電力インフラ、生活水準などの地域格差は深刻であり、その意味でも、エネルギー供給と村落・地域開発の関連は重要である。

例えば、世界銀行は、効率的でクリーンなエネルギー供給が、経済成長にとって重要なだけでなく、様々な相互作用を通じて貧困削減の要となると考えている²³。現代的エネルギー利用と、経済成長・人間開発（保健、教育、平均寿命）は相関関係があり、その相互関係は、様々な形態をとると述べている。

現代において、エネルギー利用を増やさずに、貧困削減に成功した国はない。国民の多くが最

²² Lalith Gunaratne, “Rural Energy Services Best Practices”, May 2002

²³ Energy and Mining Sector Board, World Bank, “The World Bank’s Energy Program: Poverty Reduction, Sustainability and Selectivity”, December 2001, p.1-2

²⁴ Energy and Mining Sector Board, World Bank, “The World Bank’s Energy Program: Poverty Reduction, Sustainability and Selectivity”,

低限のエネルギーサービスを利用できない限り、自給自足経済を超えることはできない。しかし、単に安価で利用しやすいエネルギーを導入するだけで、社会経済開発が進展するとは限らない。エネルギーは、他の財・サービスを提供する過程で消費されるものであり、エネルギー需要は、他の財・サービスの派生需要なのである²⁵。

エネルギー供給、具体的には電化の村落開発・地域開発への効果は十分に認識されていると考えられるが、具体的な過程、効果について、以下簡潔に記述する²⁶。

(1) 世帯福祉・経済の向上

世帯レベルでは、経済、教育、保健など、様々な分野で、プラスの効果をもたらすと考えられる。

■ 照明、電化製品による効用

照明は、家庭内の電力使用目的として優先度が高い。JBIC 地方電化事業事後評価によると、質問票調査回答者中 99.5%が、本事業実施後、照明器具を使い始めている。照明が改善されることにより、子供の勉強時間の増加や家内工業の作業時間延長による収入向上などの便益が想定される。電球は比較的安価であり、電化による数ある便益の中でも、比較的实现しやすいといえる。

また、電化後は、多くの電化製品を購入する傾向を示している。その多くが、住民の収入からみれば高額であるにもかかわらず、である。世銀インドネシア・スリランカ電化インパクト調査では、電化はすぐに電化製品への投資につながり、かなりの金額を継続的に投資に回しているとしている。

実際に、JBIC 地方電化事業事後評価でも、受益者 150 人の質問票回答者のうち、扇風機は 48.5%、冷蔵庫は 17.5%、電動ポンプは 17.0%の人が購入していた。回答者の 65%が、電化前に充電式電池や乾電池を使って利用していたラジオを除いて、いずれの電気製品も大幅に増加したと答えている。ただし、小水力、太陽光の場合、出力の制約、夜間の作業時間という特徴から、冷蔵庫などの大型電化製品が使われている例は少なく、電灯、テレビ・ラジオの使用のみという場合が多い。

このように、電化製品利用増加からの、家事負担の軽減、経済活動時間の増加など様々な効用が期待できる。

■ 教育環境の改善

識字率や就学率により示される教育レベルも、電化地域・世帯が、未電化地域・世帯よりも良い傾向を示している。電化を通じた教育の向上は、直接的には、電灯による学習時間の増加、テレビ・ラジオから情報入手、日没後の両親による教育、間接的には、収入増加による教育への支出の増加、テレビ等からの影響による教育への価値認識などから、実現すると考えられる。

JBIC 地方電化事業事後評価では、先述の質問票調査で、電化事業実施後、ラジオは 78.5%、テレビは 77.0%が、購入しており、ほぼ 4 分の 3 以上が、ラジオ・テレビからの情報を得られるようになっている。

このような変化、過程から、教育費支出の増加、成績の向上、退学の減少、出席率の増加につながることを期待できる。

Decemeber 2001, p.1-2

²⁵ Energy Working Notes, p.5

²⁶ このセクションの記述は、主に、Michel Matly Marge (2003), "Rural Electrification in Indonesia and Sri Lanka: From Social Analysis to Reform of the Power Sector", 国際協力銀行(2003), 「地方電化事業(2)事後評価」、Abul Barkat et al. (2002), "Economic and social Impact Evaluation Study of the Rural Electrification Program in Bangladesh"に拠っている。

■ 健康・衛生状況の改善

電化は、テレビの情報伝達を通じて、保健知識の向上に貢献する。バングラデッシュの電化インパクト調査では、電化した土地なし貧困層の方が、未電化の大規模土地保有の富裕農民よりも、公衆衛生の知識が豊富という結果が出ている。

このような知識向上は、病気になったときに、医療知識・技術を持った人の適切な処置を受ける誘因となると考えられる。同様に、出産も、訓練を受けた人に支援される割合が高くなり、妊婦管理、出産後の母子検診率の増加にもつながる。いずれも、知識の向上により、このようなサービスへの誘因になるのである。このような望ましい電化とのリンケージは、治療、出産だけでなく、乳幼児の予防接種、家族計画でも、実現する可能性が高い。当然ながら、このような知識の向上、適切な受診行動により、疾病率、死亡率の低下にもつながることになるだろう。

同様のプロセスが、公衆衛生でも実現すると考えられる。石鹸を使った手洗い励行、適切なトイレの利用などのキャンペーンをラジオ、テレビを通じて実施することにより、より効率的、広範に情報を伝え、人々の行動変容を促すことになる。

■ 経済活動の促進

世帯レベルの電化による経済的インパクトは、様々な形、経路で実現する可能性がある。

エネルギー消費は、国民所得と強い相関関係を持つ²⁷。雇用を生み、所得を向上させる経済成長は、エネルギーのより多く、かつ効率的な利用にかかっていると言われる。

発展途上国の貧困層の場合、人力、畜力に依存しており、富裕層、先進国が高品質のエネルギーに払うよりも、高いお金を低品質エネルギーに払っており、その金額が収入に占める割合も、相対的に高くなっている。彼らは、料理、照明、暖房、冷蔵、通信、情報サービスの利用にエネルギーを必要としている。また、生産性、さらには所得を向上させる資機材を動かすのに必要なエネルギーを必要としている。

電化の産業へのプラス効果は、生産期間の短縮、品質向上、費用低減などによって実現される。例えば、家具製造業では、電化により電動ノコギリの利用が可能になり、生産時間が短縮し、生産費用が下がった結果、利益増加、事業の拡大につながる可能性がある。もちろん、不安定な電力供給、頻繁な停電がある場合は、事業に悪影響を与える可能性もある。

一方で、電化されれば、自動的に経済活動が促進されるというわけではない。単に、安価で利用しやすい電力を供給しても、経済発展を保証するものではなく、他の要素も重要である。例えば、地場農産業にとって、電力は、動力、冷蔵・冷凍、照明、加工作業に必要なだが、作物の価格決定やマーケティングに失敗すれば、電力の効果は、期待以下になる可能性もある²⁸。ある再生可能エネルギープロジェクト評価レポートによると、地方電化と所得創出活動がともに進められれば、コミュニティが現金を生み出す可能性は高まるが、一方で、農業、畜産、工芸、労働力、地方マーケットの大きさなどの観点から、潜在的可能性を事前に評価すべきであるとしている²⁹。

バングラデッシュのグリッド電化インパクト評価では、経済活動へのプラスの効果が認められて

²⁷ World Bank, p.9

²⁸ Energy and Mining Sector Board, World Bank, "ENERGY Workng Notes", No.4, May 2005

²⁹ The E7 Network of Expertise for the Global Environment, "Project E7-1: INDONESIA Renewable Energy Supply Systems Final Report -Lessons Learned-", March 2001

いるが、電化に伴う生産活動の発展は、時間がかかり、認識するのが難しいという意見もある³⁰。小水力、太陽光の場合は、発電能力の小ささ、操業時間の短さから、新たに地場産業、家内工業が発展した事例は見られなかった。生産活動目的の電力利用を禁止しているサイトもある。せいぜい、キオスクなどの小売店の営業時間延長が事例として見られただけである。

ただし、ロンボック島の SHS プロジェクトサイトでは、SHS、携帯電話、プースターを接続し、携帯電話サービスを提供しているビジネスがあった。このようなサービスは、電話線の通っていない地域や携帯電話の通じない地域の住民のニーズを満たし、ビジネスとして成立することから、バッテリーなど機器交換の費用も容易に回収できると考えられる。

■ 様々な過程を通じた生計向上

電化による収入向上、資本・貯蓄蓄積、資産形成などの生計向上は、以下のような経路を通じて実現が可能と考えられる。

表 2.6.11 生計向上のプロセス

項目	内容
雇用・所得	<ul style="list-style-type: none"> ■ 直接、間接的に電化は雇用創出に貢献する。例えば、電力を使った灌漑農業や家内工業の発展により、直接的な雇用が見込める。夜間労働時間増加による、生産量の増加も可能である。農村部であれば、農工業の発展の可能性もある。 ■ 近隣村が未電化であれば、電化村の農工業（例 精米業）が、近隣地域の需要を吸収できる。 ■ 電化組合による電化であれば、経営、維持管理業務などの雇用が可能となる。
支出	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電化による費用節約効果が大きくなる。それまで使われてきた灯油ランプ、乾電池、車のバッテリーの消費が減少する。インドネシアのインパクト調査の場合、70%の支出削減効果が観察されている³¹。 ■ 一方、食生活が、都市部に近いものになり、食物摂取量、たんぱく質摂取量などが未電化世帯よりも多くなる傾向が見られる。また、教育・保健医療への支出も、電化世帯の方が高くなる傾向がある。
貯蓄・融資	<ul style="list-style-type: none"> ■ 貯蓄については、電化世帯の方が、雇用創出、収入増加により、可処分所得が増加し、貯蓄に充てられる資金が増加する。 ■ 一方、貯蓄が増加した場合、また、資産を購入した場合は、借入能力も上昇すると考えられる。特に、預金、固定資産を担保に融資をする金融機関からの借入能力が高まり、担保は必要としないが、高金利を要求する金貸しからの借入を減らすことができるであろう金利負担の減少は、その世帯の余裕資金を増やし、生活向上にもつながる。
資産	<ul style="list-style-type: none"> ■ 上記の、電化から可処分所得の向上につながるプラスの過程により、世帯の資産増加も考えられる。 ■ また、これら資産が生産目的であれば、更なる収入向上を実現する。また、家屋や電化製品の場合は、生活の質向上、余暇時間の増加などのインパクトが考えられる。実際の電化インパクト調査でも、資産全体の蓄積状況も、電化世帯は、未電化世帯に比べると累進的に増加する傾向が見られる。 <p> ー農地、家畜 ー家屋の建設・増築：家屋、部屋、家庭菜園など自宅への投資も、生活の質向上につながる。 ー電化製品：電化製品は費用も相対的に安く、電化後、顕著な変化が見られる。電化製品は、電化世帯、未電化世帯間で、電化製品の保有数の相違は顕著である。 </p>

出典：Abul Barkat et al. (2002), "Economic and social Impact Evaluation Study of the Rural Electrification Program in Bangladesh"をもとに作成

(2) 公共サービスの向上

配線費用、電気料金の設定が高い場合、貧困世帯は電力利用に制約を受けるかもしれない。し

³⁰ Michel Matly Marge, Rural Electrification in Indonesia and Sri Lanka: From Social Analysis to Reform of the Power Sector", World Bank, 2003

³¹ Michel Matly Marge, p. 25

かし、電化により公共サービスが改善されれば、貧困層を含む、より広い層が恩恵を受ける。電化により改善可能な公共施設・サービスとして保健医療施設、学校、宗教施設などが想定される。

■ 保健医療

保健医療施設では、電化により、照明、無線通信機器、医薬品・ワクチン保存用の冷蔵庫、水汲み上げ用ポンプなどが利用可能になる。ただし、地方政府の村落レベルの保健医療施設への支援は、建物建設、人件費、医薬品供与に限られ、施設の維持管理費は村の支援や診療費に依存するため、電気製品の購入・運用が難しい可能性もある。冷蔵庫など電化製品購入のための資金を何らかの手段で調達する必要がある。

■ 教育

学校は、雨期の照明器具、テレビ、コンピュータ、語学学習用ラボ等の教育機器が使えるようになる。高校、職業学校であれば、利用できる電力量次第だが、学生寮での利用、工作機械などの活用が可能になる。ただし、学校も、予算の大部分は教師の給与に充てられ、学校施設改善の補助金は少ない場合が多い。そのため、学校は通常、生徒の家庭から運営費用を集めており、課外活動など必要な支出に充当されているが、費用のかかるインフラ整備には十分ではないと考えられる。西ヌサトゥンガラ州の場合、テレビ教育番組の利用普及のため、州政府・中央政府の費用共同負担により、各学校へテレビを設置している。また、電化により村落部の教師の居住環境が改善されれば、農村部への赴任インセンティブにもなりうるだろう。

■ 宗教施設

宗教施設は、村人によって電気の利用ができるべき公共施設と見なされている。宗教施設電化の利点は、資金調達の容易さにあると考えられる。実際、施設の維持管理のため、定期的に資金集めをしたり、富裕世帯が寄付している事例がある。

西ヌサトゥンガラの現地踏査では、ほぼ全ての電化プロジェクトで、宗教施設が電化されており、電灯や拡声器など音響システムに電力が利用されていた。ロンボック島のセダウ小水力プロジェクトの場合、月額電気料金に 500 ルピアのモスクへの寄付金が上乗せされている。

2. 7 インドネシア国エネルギーセクターへの協力実績の整理

インドネシアに関する調査研究は、多数の機関で実施している。ここでは、援助機関毎にその傾向をまとめる。なお、具体的なプロジェクトについては添付資料1にまとめた。

(1) 国際協力機構 (JICA)

JICA は、1970年代から電力開発などエネルギー供給分野のインフラ整備に係る協力として、電化計画作成支援型マスタープラン調査、水力・火力・地熱発電所開発或いは送配電網整備のためのマスタープラン調査、フィージビリティ調査等を数多くの開発調査を実施してきた。最近では、ジャワバリ地域発電設備運用改善計画調査 (2005年10月～2006年12月の予定) など、電力危機に備えた既設設備の有効活用を目指した支援が行われている。今後は、引き続き電力分野のインフラ整備に関連する協力は継続しつつも、地方の人材育成に関するニーズが高まっている。

(2) 国際協力銀行 (JBIC)

JBIC では2004年3月までにインドネシア電力・ガスセクターに対し、7,900億円の資金を提供してきた。発電に関する案件は、タイド、アンタイドを含めて過去100件以上にのぼる。また、送電、系統増強案件も70年代から80年代に11件の支援を行っているほか、90年代に入ってから、ジャワバリ系統の送電事業を実施している。2000年以降は、電力危機解消のための緊急発電所に円借款を供与している。

(3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)

NEDO では、再生可能エネルギー関連調査等多くの事業を実施しているが、特に、石炭共同探査、石炭利用技術分野について数多くの協力を実施している。石炭関連事業のみ掲載。その他にも、エネルギー分野への支援はCDM基礎調査を含め多数ある。

(4) 世界銀行

1990年以降、インドネシアへは教育、地方開発、貧困対策を中心に計143件の協力事業を実施している。エネルギーセクターについては、南回り500kV送電線(東部分)への資金拠出、Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project (2003年承認)等を実施している他、1990年代前半のジャワバリ需給逼迫時に、電源、送電線ならびにガスセクターに関するプロジェクトを実施している。

(5) 地球環境ファシリティ (GEF)

GEF では、Small Grants Programme の気候変動運用プログラムにおいて再生可能エネルギー分野における案件を実施している。これらは、小規模でかつ短期的なプロジェクトを中心に地方の組織へ直接実施しているもので、機動的かつ弾力的な運用が行われている。

(6) アジア開発銀行 (ADB)

エネルギーセクターへの支援は電力分野が中心となる。ADB は、フィリピン、インドネシア等東南アジア各国で電力自由化を進めるための支援を一貫して進めており、2002年に、送電線混雑解消ならびに自由化市場創設のための資金としてUS\$140millionを拠出した。過去には、1995年に、OECFと協調して送電線増強事業にUS\$337millionを拠出している。

再生可能エネルギー分野では、オランダのファンドの下、PREGA (Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse Gas Abatement)において再生可能エネルギーに関するF/S調査等を実施している。また、Renewable Energy Sector Development では、Mongango (2 x 600 kW), Lobong (2 x 800 kW) と Merasap (2 x 750 kW)の小水力発電が実施されることになっている。

第3章 課題解決のための方針

3.1 課題整理の方針

第3章では、これまでに整理した、現状の課題や第一次現地調査で得た今後支援が必要とされるニーズ、ならびに調査分野ごとに将来重要になると考える課題を総合的に勘案し、エネルギーセクターへの協力の方向性に関する検討をおこなう。なお、村落開発／地域開発分野は他のエネルギーセクターと性格が大きく異なることから、課題解決のための方針ならびに協力プログラムの策定に際しては、次の通り異なるアプローチから検討し、協力プログラム策定の効率化を図る。

■ 経済インフラに対する支援（一次エネルギー（化石燃料、再生可能エネルギー）、電力、エネルギー需要、等）

これらのセクターは、分野相互の相関が非常に強いいため、セクター横断的に、支援ツールの投入の時期、規模を勘案し、プログラム化する（支援ツールのプログラム化）。

■ 社会インフラに対する支援（村落開発／地域開発、地方電化）

同地域の他セクターも都市部と地域の格差という問題を抱えていることが想定されるので、政府の支援等を前提にした、地域全体を対象としたアプローチをとる（支援ツールの地域化）。

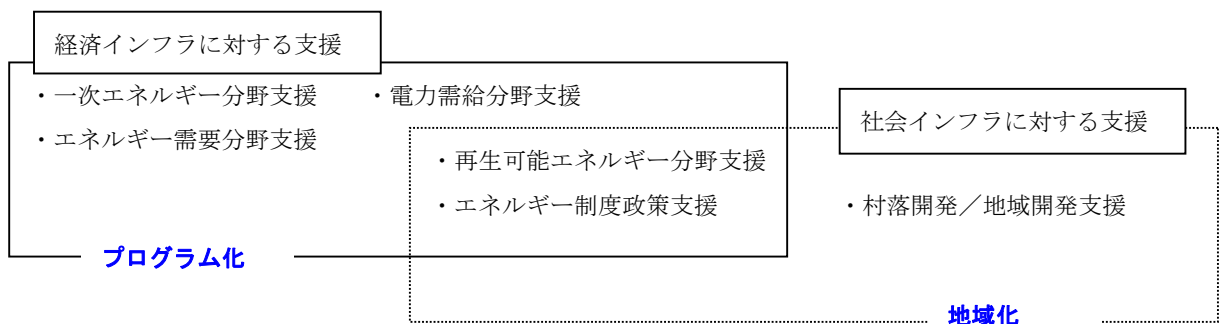


図 3.1.1 エネルギーセクターへの協力の方向性の検討アプローチ

3. 2 経済インフラ分野の課題と解決の方針

3. 2. 1 経済インフラ分野の検討の方向性

(1) 現状と課題の再整理

第2章に、インドネシア国エネルギーセクターにおける現状と課題を述べてきたが、これらは複雑に絡み合いセクター横断的に影響を与えている。図3.2.1は他セクターと最も関連が深いと考えられる天然ガス供給の政府方針を軸に、これらの現状と課題を再整理したものである。

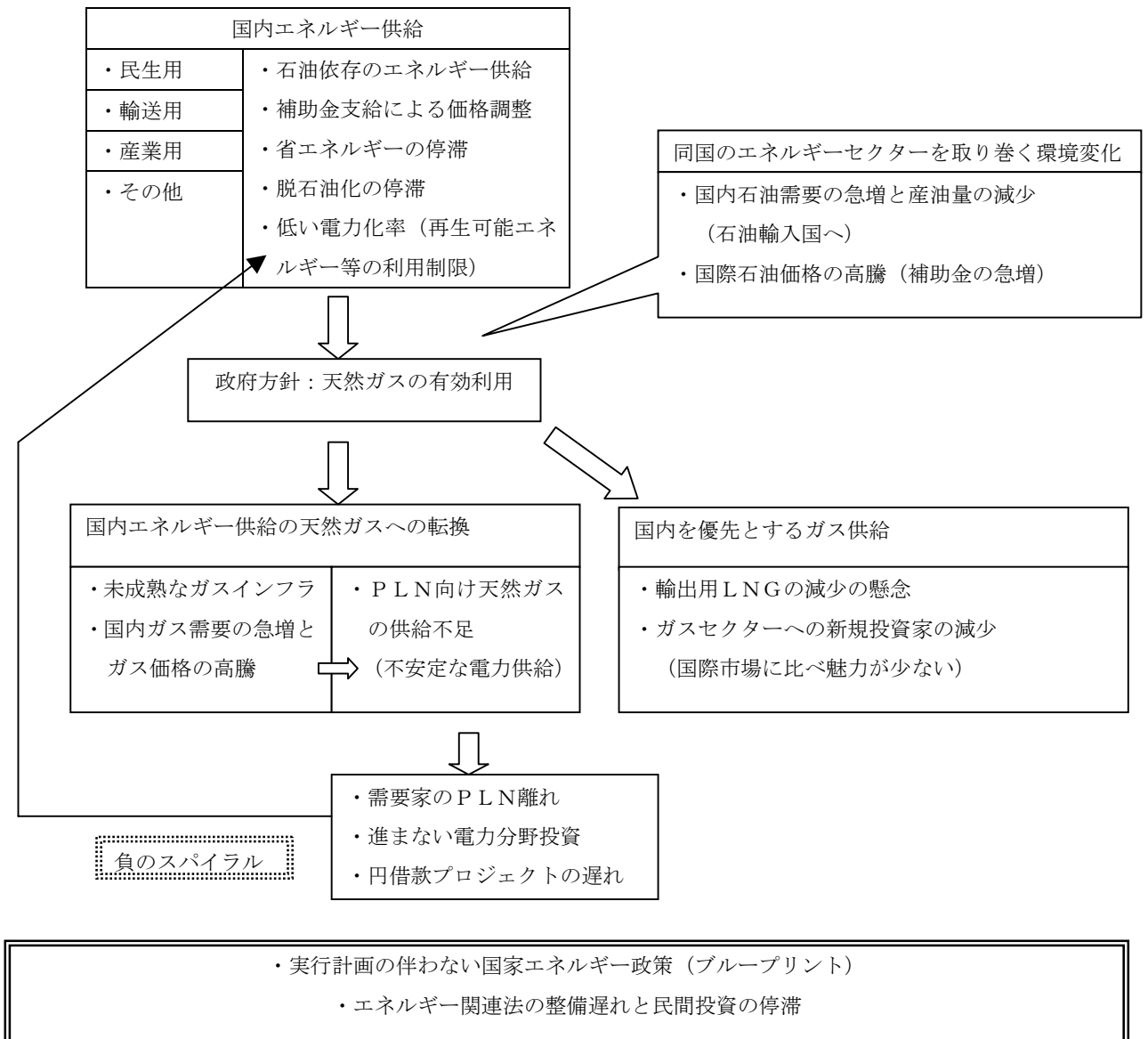


図 3.2.1 インドネシア国エネルギーセクターの現状と課題
(天然ガス供給の視点による整理)

(2) 検討の方向性

インドネシア国のエネルギーセクターにおいて、持続的に安定供給を維持するためには、図3.2.1の負のスパイラルを、図3.2.2に示す正のスパイラルに変えていくことが重要である。この実現のため、短期、中長期目標を次のように設定する。

- ・ 短期目標 : 天然ガスの有効利用を中心とした脱石油化による喫緊のエネルギーの安定供給
- ・ 中長期目標 :
 - ①国内天然ガス供給の安定（最小化）と外貨獲得の手段としてのLNG輸出の最大化
 - ②天然ガス代替としての石炭および再生可能エネルギーの有効利用（ベストミックス）、およびその手段としての電力化率の向上、

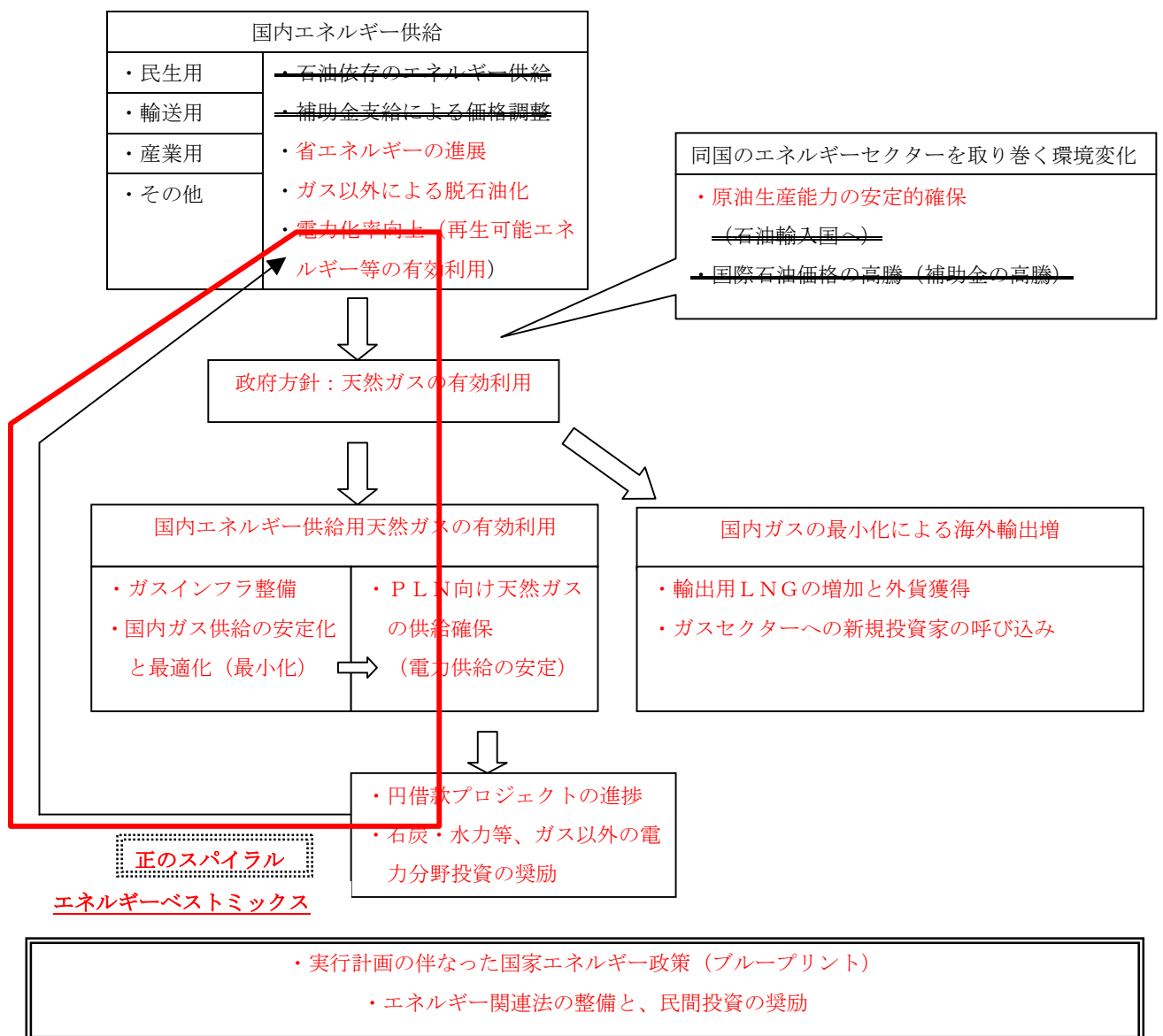


図 3.2.2 インドネシア国エネルギーセクターの課題解決のための検討の方向性

3. 2. 2 経済インフラ分野の課題と解決のための方法論

(1) 一次エネルギー需給に係わる課題の解決方法(2. 1. 5 一次エネルギー需給に係わる問題点参照)

■ 石油に関わる課題

原油生産能力の減少の原因は、既存油田の枯渇と新規油田開発の停滞である。既存油田については、リハビリが必要な状況である。原油価格の高騰により、今後、残存期間の長い油田では、オーナーの自己資金によるリハビリが期待できる。

新規油田については、東部油田ならびに海底油田等の開発に期待がかかるが、この探査と開発には大規模な投資が必要な状況であることから、外国企業の参入が不可欠である。一部違憲判決の出ている、石油ガス法等エネルギー部門の法改革の早期決着、優遇税制等投資環境整備ならびに PSC の活用による外国企業の資本の活性化が必要であるが、これらを踏まえた探鉱開発制度の創設と適切な運用が重要である。

また、石油輸入の大半が石油製品需要であることを考えると、依然として同国内の製油所は不足している状況であると言える。したがって、周辺諸国を含めた石油製品別需要動向を的確に把握しつつ、必要に応じ新規製油所の建設も必要である。

国際石油価格の高騰により、石油補助金支出による政府財政圧迫は深刻となっていることから、政府は段階的に石油価格を引き上げ補助金の削減に努めている。このため、国内の石油価格も上昇しており、低所得者層の生計への打撃は大きいとされている。したがって、これら低所得者層に配慮し、必要に応じ新たな低所得者支援の枠組みを構築するなど、将来的な補助金の廃止に向けたステップを明確化する時期にきているように思われる。

■ 天然ガスに関わる課題

天然ガスは、脱石油化の柱として短期的には有効活用が期待されるが、ガスパイプラインが未整備であることから、この整備が急務であろう。ジャカルタ周辺のガスは減少しているものの、南スマトラ西ジャワガスパイプライン(SSWJ: Phase1=円借款/Phase2=P G N 自己資金)の建設が進められているが、旺盛な需要を反映し、予定されている供給ガス価格は売り手市場であり、国際市場価格を意識した非常に高いものである。

前述の SSWJ も含めたガスパイプラインによる送ガス業務は PGN が独占的に実施しているが、PGN の資本は、約 40% が外国資本等を含みプライベート化されており、収益を非常に意識した経営をしている。その結果、ガス供給(配ガス業務)にも参画しているが、他のガスサプライヤーに比べ市場支配力が非常に強くなることから、将来的に、輸送インフラに対する利益率制限や配ガス業務の規制等を検討する必要性が生じる可能性がある。即ち、2008 年のガス市場自由化にむけ、効率の良いガス市場の制度設計について検討が必要であろう。

一方、LNG 輸出はインドネシア政府にとって重要な外貨獲得手段であるが、国内エネルギー供給不足により今後国内向けを優先するとの方針が出されている。具体的には、2010 年～2015 年に満了が予定されている既存 LNG 契約については、国内エネルギー動向を考慮しつつ再契約交渉に応じるとされており、国内天然ガスを安定供給するとともに最小化し、輸出用 LNG を最大化するための、天然ガス・LNG の需給計画の最適化は、同国のエネルギー政策にとって極めて重要である。例えば、「ジャワ島内もしくはその周辺の天然ガスは国内向けに開発し、ジャワから遠隔地の大規模天然ガスは輸出向けとする」などの開発の方向性や、中小ガス田利用のためのインフラ整備に関する具体的な検討のための技術支援は、インドネシア国のみならず LNG の最大輸入国であ

る我が国にとっても極めて価値が高いと思われる。

上流側では、原油同様生産設備のリハビリや新規ガス田探査・開発が期待される。タングーLNGプロジェクトは、実現の可能性が高く最も期待されるプロジェクトである。

■ 石炭にかかわる課題

従来から高品位炭は、輸出用、電力・産業用として利用されてきたことから、今後は、低品位炭の有効活用が中心課題となる。

上流側では、マハカム川の石炭採掘に見られる川底への微粉炭の堆積など、環境に問題を起しているケースもあることから、適正な採掘技術の移転ならびに制度策定支援などによる環境保全協力は検討に値する。

下流側では、CFBCなどの石炭燃焼新技術や脱硫設備等の環境保全技術（クリーンコールテクノロジー技術）の移転は必須であるが、自家発用途よりもむしろ PLN や IPP など電力セクター向けに限定されると思われる。山元発電も含めた石炭火力発電の活性化策やインセンティブを検討すべきである。また、石炭利用の更なる拡大のため、石油代替として CWM（コール・ウォーター・ミクスチャー）や石炭の液化技術が検討されている。バイオコールブリケット（石炭バイオマス混合ブリケット）については、低品位炭の燃焼性改善、粘結剤として石灰石を用いることによる直接脱硫などの効果が見込めるが、石炭直接燃焼にくらべ価格が上昇することから、普及は限定的となる可能性が高い。しかし、海上輸送法、日本国内の法整備を実施することで、日本国内の RPS 法に対応できれば商業上の拡大も見込まれる。

■ 包括的エネルギー計画

国家エネルギー計画（ブループリント）は、MEMR の新再生可能・エネルギー利用局で策定されているが、他部署や他セクターとの調整が全くなされておらず、実効計画を伴っていないのが現状である。

一方、インドネシアの石油・ガスに関する政策は、MEMR 石油ガス総局で立案されるが、MEMR の石油ガス局では、最近の輸出と国内需要のアンバランス（輸出拡大するも国内供給は不足）から、産業、民生、運輸、電力等、全てのセクターを包括する定量的な需給バランスモデルを必要としている。また、エネルギー輸出／国内供給バランスについて考慮した、インドネシア全体の国家エネルギー計画を策定する必要がある、これらの計画の策定方法に関する技術移転が必要であると思われる。

（２） 再生可能エネルギーの活用（２．２．３ 再生可能エネルギー開発に関する課題参照）

インドネシア国は、地熱発電のポテンシャルが極めて高く、ブループリントでも全エネルギー供給の 5%を地熱エネルギーで供給するとしている。地熱分野の日本の技術は極めて高く、マスタープランの策定などによる技術支援が期待される。

バイオマス発電は、地熱を上回るポテンシャルを有するとされており、今後開発が期待される。特に、バイオフィューエルについては、ジェトロパ（アブラギリの一種）を用いたバイオディーゼルに期待をしているようである。フィリピンの CME 促進のように、政府公用車から使用を義務づけていくなど、官民が一体となった普及のための努力が必要である。

小水力開発については、新たなポテンシャル地点の調査の発掘が重要である。これらの、再生可能エネルギーについては、一般的に発電コストが高く経済性が低い、PLN の再生可能エネルギー引き取り義務が 10MW に拡大されたことから、今後、IPP 事業としての展開が期待できる。

したがって、CDMの活用も念頭においた民間投資奨励の体制づくりが必要である。

なお、原子力発電については、電力セクターにおける将来的な需要増への対応と化石燃料代替としての重要な役割を担う可能性があることから、長期的視点から開発基盤整備に向けた準備を着実に進めることが当面の大きな課題といえる。

(3) 電力の安定供給とエネルギーベストミックス (2. 3. 6 電力セクターに関わる課題参照)

電力セクターにおける喫緊の問題は、PLNの天然ガス燃料の確保である。PGN等ガスサプライヤーと収入(料金)規制のあるPLN間の燃料交渉は、市場原理に任せるべきではなく政府介入が必要であろう。また、西ジャワの円借款案件(ムアラカランリパワリング・ムアラタワル拡張・タンジュンプリオクリパワリング等)のローンの発効要件に燃料調達契約の締結が明記されているとのことであり、燃料調達問題が解決するまで、これらの発電所の建設は進捗しないと考えられている。一方、円借款で建設されているSSWJ(Phase1)は、従来、民生用ガス供給とされているが、前述のプロジェクトの燃料調達を考慮すると、少しでもPLNが安価に燃料調達できるようにSSWJ(Phase1)の用途変更(オープンユースとする)をインドネシア政府が検討する価値は高いように考えられる。

既設発電所の供給力については、メンテナンス不足や不適切なオペレーションによる、効率低下が顕著である。この分野における技術移転は不可欠であり、現在実施している、ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査の成果が期待される。

新規発電所の供給力については、円借款案件について前述の通りであるが、IPP石炭火力の入札にあたり、①政府保証無し、②系統接続コストを入札者が負担、③土地も入札者が準備といった状況では、投資家の事業参画に関する敷居は高い。政府保証のあり方を検討するとともに、Public-Private-Partnershipの活用のためのガイドラインなどの整備により、インフラ部分の整備を円借款等で実施するなどの配慮も必要であろう。

系統設備では、送変発電設備の強化は喫緊の課題であるが、系統計画技術が未熟であることから、PLNに対しこれらの技術移転が必要である。さらに配電設備では、混在している技術基準を整理し、今後の需要拡大に備える必要がある。

長期的な視点では、電力は石炭、再生可能エネルギーを有効活用できることから、脱石油、脱天然ガスを進めていくために重要な役割を担うと考えられる。特に、石炭火力発電は天然ガス代替として開発が必要であり、投資家へのインセンティブについて考慮が必要であると考えられる。石炭火力以外のオプションとして、大規模水力ならびに原子力発電が考えられる。大規模水力の開発については、十分案件選別し、住民問題ならびに環境問題を住民、NGOや学識研究者等から慎重に意見を聞いたうえで検討を進めること、原子力発電については、関連法の整備やキャパシティーデベロップメント等の技術移転を通じ、国内外のコンセンサスを得つつ、段階的に検討を進める必要がある。なお、最終エネルギー消費における電力化率を引き上げることで、再生可能エネルギーの有効利用について相乗効果が期待できる。

このような、電力セクター全体の将来像は、MEMRが策定するRUKNにより示されねばならないと考えるが、現状のRUKNは、PLNの策定するRUPTLの一部修正にとどまっているのが現状である。国家エネルギー政策にもとづいた電力政策を立案できるよう、MEMRを対象として電力計画の策定技術に関するキャパシティーデベロップメントを行う必要があると考える。また、インドネシア全体のエネルギーフローを考慮した、電力セクターへの投資家を政策誘導する新たな枠組みを構築することも検討する価値が高い。例えば、前述の大型石炭火力等については、インドネシア国内の天然ガス消費を削減する効果があることから、IPP事業者によっては、その削減効果に相当するLNGについて、コールオプションを付与するなど、電力セクターと天然ガスセク

ターを横断した枠組みなどは効果が高いと思われる。

なお、違憲判決を受けている新電力法にかわる新法については、電力セクターへの投資を呼び込むためにも早期の成立が望まれる。

(4) 省エネルギーの奨励 (2. 4. 3 省エネルギー推進に関わる問題点参照)

長く続いた補助金政策により国内エネルギー価格を低く抑えてきた結果、省エネルギーについては、技術レベルも低く、ノウハウ、人材ともに不足している状況である。今後は、石油価格の高騰に伴い、工場やオフィスビルなどへの省エネルギーのニーズは急速に拡大すると思われるが、省エネルギー関連機関や推進体制整備も含めた、省エネルギーの推進環境整備は日本などの技術支援が必要な分野であろう。各セクター、産業界が横断的に協力し、省エネルギーを推進していく必要があり、そのためには中核センターを組織し、その活動を支援することが重要となる。更には省エネルギー推進の事業モデルとして ESCO 事業や CDM 事業の活用も必要となってくる。

また、長期的な視点から省エネルギーを考えた場合、民生・運輸部門でのエネルギー需給構造を転換していくための政策が必要である。輸送方法の最適化 (例: モノレールや地下鉄の導入) や、インフラの整備を伴う省エネルギー (例: ガスインフラ整備と都市部の商業ビルや工場への天然ガスコジェネレーションの導入等) については、抜本的な問題であり、省エネを前提にした都市計画に関する技術支援等も必要であると思われる。

(5) エネルギー政策等の問題点 (2. 5. 4 エネルギー政策の抱える課題参照)

インドネシアにおけるエネルギー政策、法律の整合性をみると、料金の市場化等、エネルギー国内需要優先供給義務等、部分均衡はしているがエネルギー政策全体としての整合性に欠け、全体均衡がなされていない。特に国営電力会社 PLN は、市場価格でのガス購入、IPP、再生可能エネルギーからの購入義務等の INPUT 部分での拘束がある反面、OUTPUT 部分の電気料金収入は、規制されたものになっていることから、エネルギーセクター自由化に伴う矛盾が、PLN の財務構造の中に集約される現象が見られる。

したがって、先ず、エネルギーセクター全体の自由化の枠組みについての見直しが必要であると考えられる。PLN の財務構造改善は、エネルギーセクターの自由化の制度・設計の矛盾が解消されなければ達成し得ない。この点で、インドネシアエネルギーセクター全体が、円滑にまわるべく、自由化を勘案したセクター全体の財務シュミレーションモデルの構築も検討の価値がある。この中で、石油、ガス、石炭、再生可能エネルギー、電力価格の最適化を政策的に検討できよう。さらに、PGN の市場支配力を発現させないためには、PGN の経営に当たってのベンチマーク設定や、送・配ガス分野における参入促進の施策、等も検討すべきであろう。

新電力法 (第 20 号,2002 年) の違憲判決、新石油・ガス法の一部違憲判決等、同国のエネルギーセクターの関連法は整備が必要な状況であり、暫定法が制定されているものの、投資家の具体的な関与など不透明な部分が多く、早期の解決が民間投資を呼び込むための第一歩である。特に、投資促進策では現在国会で議論されている新投資法に加え、投資促進関連法整備が重要となろう。石油や天然ガスの上流側の探査・開発に民間投資を活用する場合、生産分与契約上の優遇措置やインドネシア国内供給を義務づけた場合の価格決定メカニズム (コストリカバリー+リターン)、政府保証の在り方や優遇税制まで幅広い議論が必要である。なお、石油・ガス資源については、中央政府と地方政府の権限割合が法律によって規定されており、これを有効に活用することが、地方部でのエネルギー供給に資するであると考えられるが、実態を慎重に調査し、慎重に制度設計を検討していく必要がある。

3. 3 社会インフラ分野の課題と解決の方針

3. 3. 1 社会インフラ分野の検討の方向性

(1) 現状と課題の再整理

第2章の2.6.1、2.6.2で、地域開発と地方電化の現状と課題について分析した。それぞれのシステムは脆弱で、本来の機能を果たしているとは言えない。また、相互のシステムは、連携が可能であり、相乗効果も期待できるが、現実には、相互が有機的に連携しているとは言えず、予算・発電量の制約もあり、電化による地域開発への貢献も限定的なものになっている。これらの現状と課題を、以下の図でまとめる。

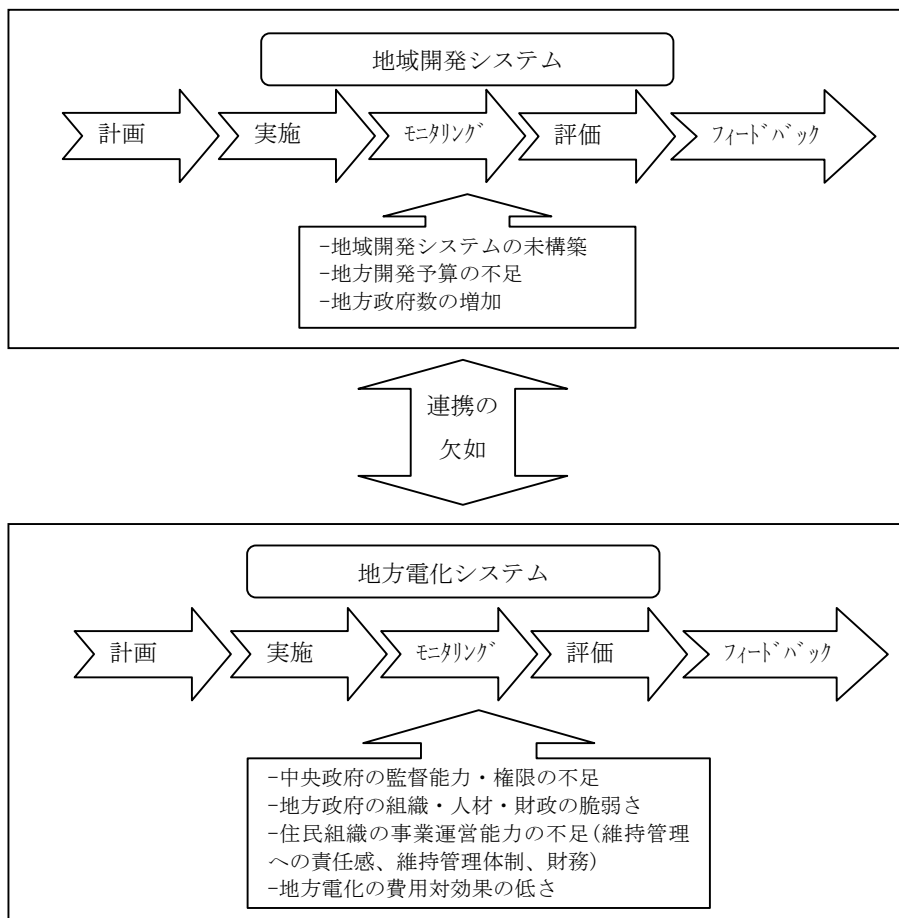


図 3.3.1 インドネシア国地域開発・地方電化の現状と課題

(2) 検討の方向性

地方電化を推進し、かつ効果的に地域開発に貢献するには、今後、それぞれのシステムが構築され、独自の機能が果たされるとともに、相互の連携も強化されることが必須である。

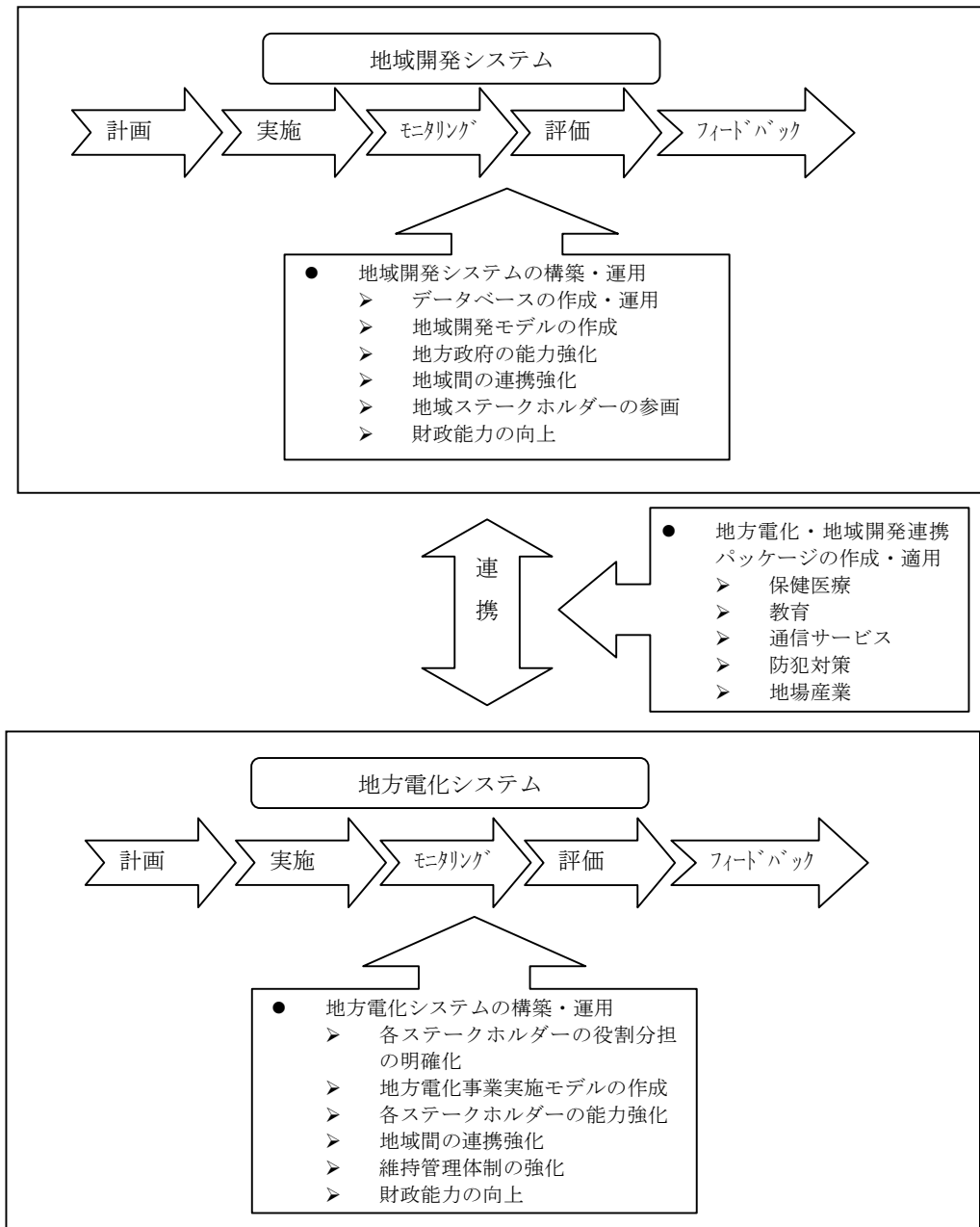


図 3.3.2 インドネシア国地方電化・地域開発の課題解決のための方向性

3.3.2 社会インフラ分野の課題と解決のための方法論

(1) 地域開発システムの構築・運用

2.6.1 (2)において、地域開発システムの課題について、システム確立・運用という根本的な課題、地域開発予算確保の難しさ、地方政府の増加による脆弱性について記述した。地域開発システム

は、構築への取り組みがようやく始まりつつあるところである。その中心的役割を担う **BAPPENAS** は、情報システム・データベースの構築、地域開発モデルの作成、地域開発フォーラムの設立など様々な対策・活動を検討しているが、ドナー支援の必要性は担当者も認めるところである。まずは、計画・実施・モニタリング・評価・フィードバックという一連のプロセスを包括する地域開発システムを作り、個々の地方政府に普及して、それらの能力強化を図っていくべきである。

実際、JICA は、これまで、地方行政人材育成、スラウェシ貧困対策支援村落開発計画、地域開発政策支援といった地域開発に関わる様々なプロジェクトを支援してきた。ただ、これまでの支援は、地域開発の計画、評価から、フィードバックに至る一連のプロセスを全てカバーするものではなかったため³²、このようなプロセスをカバーするシステム作りに支援することは十分意義があると思われる。

(2) 地方電化システムの構築・運用

2.6.2 (2)において、中央政府省庁の監督能力・権限、地方政府の人的・財務的能力、住民組織の事業運営能力、地方電化事業の費用対効果の課題について分析した。新電力法の改正内容次第のところもあり、不透明な部分も残るが、中央・地方政府、住民組織のそれぞれのレベルでの地方電化の役割分担の明確化、計画・実施・モニタリング・評価プロセスの確立・運用、それぞれのアクターの能力強化、地方電化予算の調達など様々な課題に対処することが不可欠である。

中央政府関連省庁は、効率的で一貫した地方電化事業実施システムの構築・運用と自立発展的な維持管理システムの構築・普及および、地方政府、住民組織能力強化のための研修、予算の確保など様々な業務を遂行していく必要がある。地方政府については、PLN、民間企業、NGO、住民組織との協力による地方電化プロジェクトの実施、各プロジェクトの実施・運営の監督、予算の確保といった役割を担うと考えられる。また、規模の経済を考えると、プロジェクト規模次第で、地方政府間の連携や、州政府のより積極的な役割を強化する必要があるかもしれない。

住民組織は、小水力・太陽光といったプロジェクトの直接の運営組織になると想定される。ところが、プロジェクトの運営状況を見ると、不適切な料金設定、維持管理不足、その結果の操業停止といった事例が見られた。維持管理の責任を含む当事者意識の向上、維持管理能力の向上、財務状況を改善するためのガイドライン作成、実施前の意識向上、維持管理能力強化の研修が必要である。

インドネシアの電化協同組合は破綻をきたしており、今後、この形態による電化については慎重を期する必要があるが、次の囲みに示すバングラデシュ電化事業に見られる研修制度の充実、顧客との良好なコミュニケーション、パフォーマンスに基づくインセンティブ制度、透明性の確保、技術水準の確立など参考にすべき点が多い。一方、チリの事例からも、地方政府に対する効果的なインセンティブ制度は、十分導入可能と考えられる。

³² 例えば、「地域開発政策支援プロジェクト終了時評価報告書」では、効率性の部分で「個別のプログラム・プロジェクトレベルにおいても、調査（基礎情報収集・現状把握・問題把握）・計画・事業実施・モニタリング・評価という、長いサイクルをすべて本プロジェクトでカバーすることは困難であった」と評価している。

Box 3.3.1 バングラデシュ農村電化事業¹

バングラデシュでの農村電化事業は農村電化公社（Rural Electrification Board: REB）により実施されている。REB は 1977 年に設立された政府機関である。REB の農村電化事業は、自らが直接的に農村部で電化事業を進めるのではなく、農村電化組合（PBS: Palli Bidyut Samity）という住民の自治組織の形成を通じて、事業展開を行っているのが特徴である。REB は全土の PBS を統括し、技術、財務、運営、人材面で様々な支援をする。PBS が軌道に乗るにつれ、REB の関与は徐々に減らされていく。1998 年 10 月の時点で 67 の PBS が政府から設立を承認されており、そのうち 54 が実際に配電事業を開始している。配電線の長さは 96,000km であり、稼動している全 PBS の総計で 170 万個のメーターが敷設されており、推計で 2300 万人の農村住民に電気を供給している。

REB の農村電化事業のパフォーマンスはきわめて優れている。1997 年度のシステムロス率は 16.3% と報告されており、PBS の平均料金回収率も 95.2% という高さである。このような成功の要因として、主に以下が挙げられている。

- REB は自社内に研修施設を持ち、REB の職員や幹部を対象として様々な研修プログラムを提供している。
- PBS では専門の部局を設けて、メンバーである顧客の権利や義務に関する啓蒙活動に取り組んでいる。地域の顧客とのコミュニケーションを促進する村落アドバイザー等の制度がある。
- 各 PBS の競争を刺激するために PTA (Performance Target Agreement) の制度が導入されている。年度初めに各 PBS は REB とパフォーマンスに関する目標を設定し、年度末の時点での達成度に応じて職員にボーナスやペナルティが課される。顧客のメーターの検針業務を外注するなど民間への業務委託も進め、業務の効率化を図っている。
- PBS の経営責任者は理事会と REB によって業績をチェックされており、権限が一部に集中したり、不正行為が発生することが注意深く避けられている。
- 技術標準は詳細な部分まで細かく査定され、現場の設備構築や維持管理も実際に標準に沿っている。

Box 3.3.2 チリ地方電化事業¹

チリの地方電化事業は、地方電化率を 53%（1992 年）から、86%（2002 年）に引き上げるのに成功した。この成功要因として、より良い電化事業候補案件の選定に基づく、予算供与というインセンティブ・システムが挙げられている。具体的には、市政府が候補案を州政府に提出し、州政府が案件選定と、中央政府からの予算を配分する役割を担う。一方、中央政府は、1) 前年度の電化進捗状況と 2) 電気アクセスできていない戸数の基準に基づき、地方電化資金を配分している。このようなインセンティブ導入により、比較的 low コストで、地方電化率の向上を実現し、地域間格差を是正していると評価されている。

(3) 地方電化・地域開発の連携パッケージ作成・適用

地域開発システムと地方電化システムが機能すれば、電化による地域開発の実現に貢献するが、その連携に効果的に貢献するパッケージを開発することは、インフラ、資金に制約を持つ地方にとって有益である。西ヌサトゥンガラ州の例で言えば、SHS を使った無線電話サービスがそれである。このケースでは、必要とするバッテリーも小型で維持管理費が安く済み、料金を徴収できるビジネスとして成立している。初期投資を支援することにより、電話線の通っていない地域、携帯電話の使えない地域で、通信サービスを追加支援なしに継続的に提供できる。このような低コストで自立的なパッケージを推進することは、ある地域を全面的に電化するプロジェクトよりも、維持管理の問題がほとんどなく、収入を得ることも容易で、効果が発現しやすく、維持管理も保証されると考えられる。

また、このようなパッケージは、最終的には、地方インフラ整備を主眼とした政府プログラム、ドナー借款プログラムに含めることも可能である。その意味で、世銀の郡開発プロジェクトは、プロジェクト選定における競争、地方政府のカウンターパート資金供出、様々なタイプのインフラを対象としており、参考になる実施体制を構築していると言える。

Box 3.3.3 世界銀行郡開発プロジェクト

世界銀行の郡開発プロジェクト (Kecamatan Development Project) は、参加型村落計画の過程と、郡レベルでのプロジェクト選定を中心に据えたコミュニティ開発・貧困緩和プロジェクトである。郡レベルで選定された道路、灌漑施設、水供給、橋梁、電力などのインフラ整備プロジェクトに対する補助金供与が中心である。補助金は、5万5000ドルから11万ドルの範囲で供与される。

表 世銀郡開発プロジェクト成果

インフラ	KDP (フェーズ I) (1998-2002)	KDP (フェーズ II) (2003-2004/8)
道路	16,700 (19,000km)	6,038 (7,623km)
橋梁	3,500	779
水供給	2,800 ユニット	1,310 ユニット
灌漑	5,200	942
市場	400 (新設) 16 (改修)	141 (新設) 26 (改修)
電力	260 活動	47 活動
雇用創出効果	2,500 万労働日数	1,200 万労働日数
保健医療	140 ヘルスポスト	663 ヘルスポスト
教育	285 (新設) 190 (改修)	290 (新設) 403 (改修)

プロジェクトの選定には競争があるため、選ばれたプロジェクトは、高いリターンを実現する傾向にある。プロジェクト評価によると、内部収益率は、39%から68%の範囲にわたっている。また、公共事業省や地方政府による工事と比べて、費用は平均56%も低い¹。同プロジェクトでは、プロジェクト終了後の継続性の確保のため、地方政府からの見合い資金を要求している。各地方の貧困率を勘案して、地方政府は20%から70%の資金を拠出している。

3. 4 課題解決のための方針と投入の検討

3. 1ならびに3. 2で整理した課題を解決するための方針と投入を、相手国機関と我が国の果たすべき役割を勘案しながら検討する。これにより、①従来の支援ツールの拡大運用、②支援ツールを一層活用するための新しい枠組み等、の提案を行う。

■ 協カプログラム実現のためのツールの提案

課題解析、協カプログラムを策定する上で必要と思われるツールについて、①従来の JICA の支援ツールの運用拡大、②新たに追加すべきツールについて次の通り提案する。

・ ツール 1 : マスタープラン案件の提言に対する小規模フォローアップ調査

比較的規模の大きいマスタープラン調査については、提言内容について継続して小規模確認調査を実施。小規模追加投資により、大規模投資（元マスタープラン調査）の価値の継続をはかる。

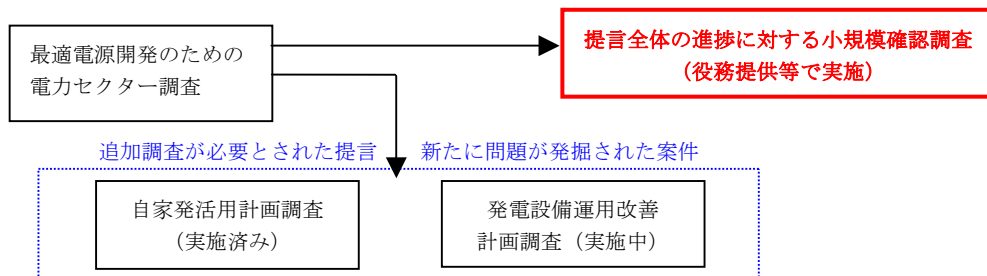


図 3.4.1 小規模フォローアップ調査

・ ツール 2 : マスタープラン関連セクター調査

マスタープラン調査で、他セクターに関連する重要な問題が明らかになった場合、もしくは、マスタープラン調査に当たり、関連セクターの影響が排除できない場合は、関連セクター調査を小規模なプロジェクト研究等の形で実施し、マスタープラン調査の効率化もしくは提言内容の遵守に必要な関連調査を実施する。

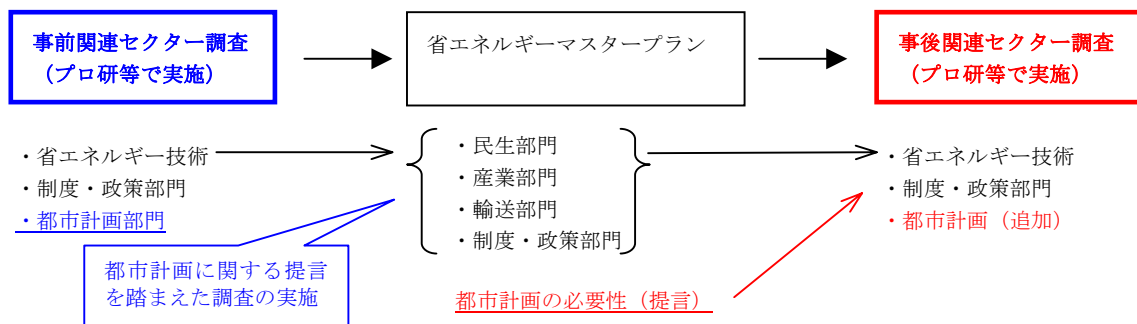


図 3.4.2 マスタープラン関連セクター調査

・ ツール3：有償資金協力との連携プログラム（JBIC 連携プログラム）

有償資金協力は要請主義であるため、大規模インフラへの適用を優先するインドネシアからは、無償資金の枠組みを外れた、中・小規模の重要プロジェクトは申請されない傾向にある。これらのプロジェクトについては、「先方政府は自己資金で対応とする」と説明するが、実態として遅延もしくは実施されないケースがある。したがって、JICA 調査による提言を実現するため、有償資金協力の案件交渉に際しては、一定規模以下の” JICA 枠”等を設定し、日本政府主導の交渉を行う枠組みを提案する。

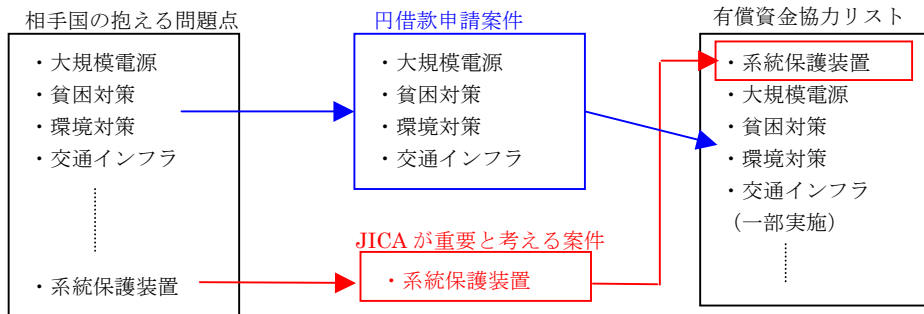


図 3.4.3 JBIC 連携プログラム

・ ツール4：再生利用可能エネルギー利用マスタープラン等の実施方針

再生可能エネルギー、CDM 等、同国の政策や国際社会のニーズの変化により、プロジェクトの価値が変わる分野については、資源調査（地点調査）を含む大規模なマスタープランの後に、定期的に小規模なプロジェクト価値の再評価調査を組み合わせることで、プロジェクトを取り巻く環境や時代の変化に対応する。

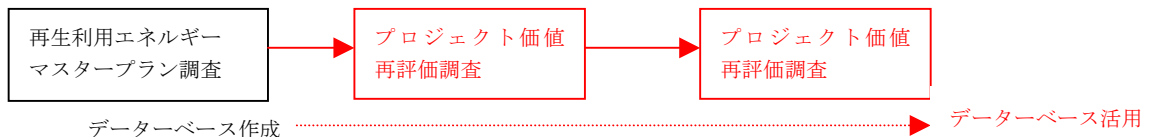


図 3.4.4 プロジェクト価値再評価調査

第4章 協力プログラム

4.1 経済インフラにおける協力プログラムの提言

4.1.1 経済インフラ整備のためのロードマップ

インドネシア国において、安定したエネルギー供給を実現するためには、3.2.1で述べたように、①短期的には天然ガスの有効利用を中心とした脱石油化による喫緊のエネルギーの安定供給が、②中長期的には、a.国内天然ガス供給の安定（最小化）と外貨獲得の手段としてのLNG輸出の最大化、b.天然ガス代替としての石炭および再生可能エネルギーの有効利用（ベストミックス）およびその手段としての電力化率の向上が重要であると考えられる。

図4.1.1は、これを踏まえた、安定したエネルギー供給を実現する、経済インフラ分野整備のためのロードマップである。

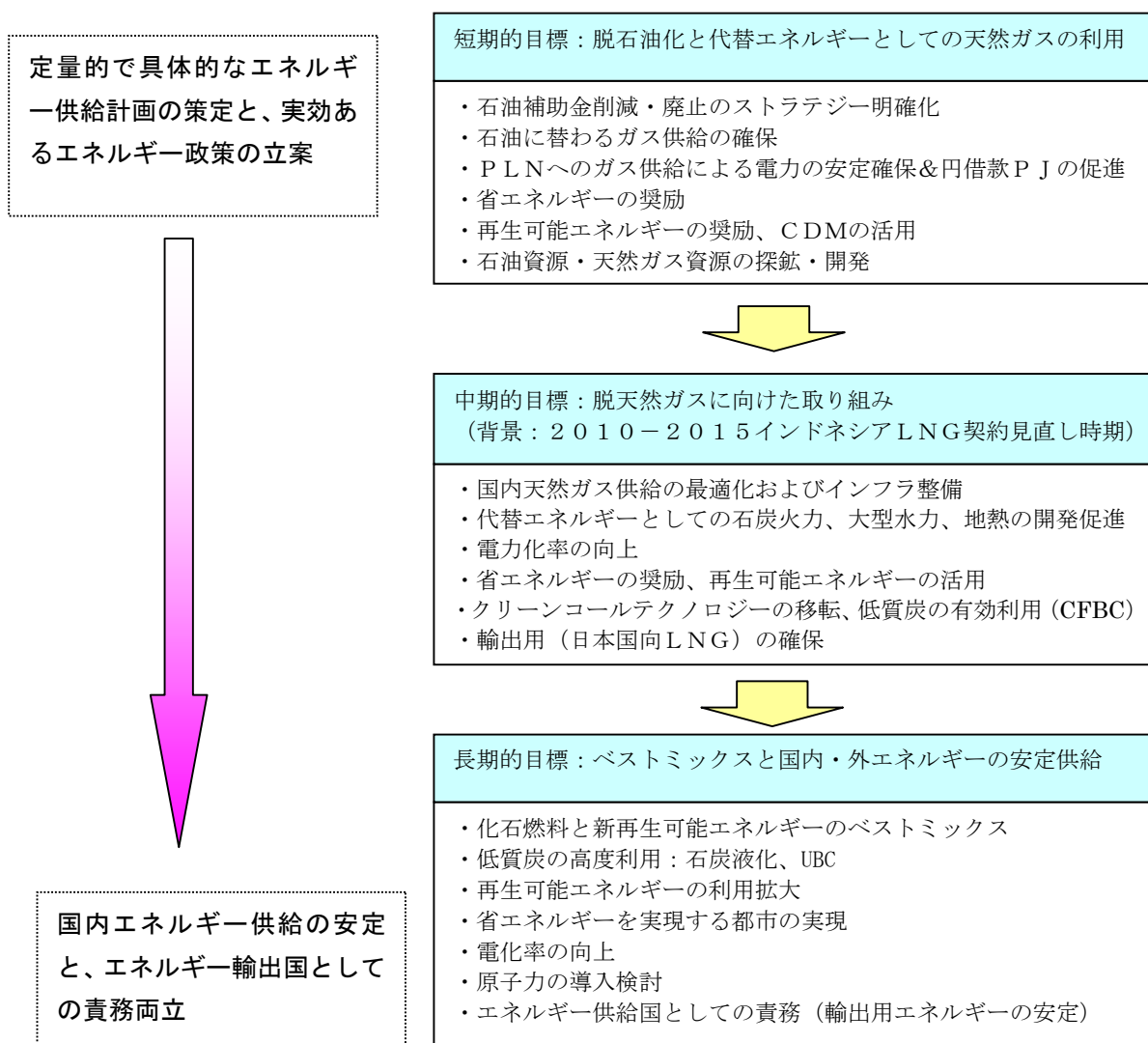


図 4.1.1 安定したエネルギー供給を実現するロードマップ

時期	短期 (2006-2010)	中期 (2010-2015)	長期 (2015-以降)
達成目標	喫緊のエネギー需給の安定 脱石油・天然ガスの有効利用	国内エネギーの脱天然ガス化 LNG輸出による外貨獲得	ベストミックスの達成 国内・外エネギーの安定供給
一次エネギー分野	国内エネギー供給の安定 ・原油・石油製品生産能力の安定的確保 ・補助金制度の見直し(削減のためのマスタートラン) ・天然ガスの有効活用、インフラの整備 ・一次エネギー基本計画策定のための支援 ・一次エネギーマスタートラン+ (デカーボニゼーション、最適化) 策定専門家派遣を含む)	代替エネギーによる供給 ・天然ガスの有効利用政策・最適化立案* ・低品位炭の利用、クリーンテクノロジー技術* ・大規模水力開発支援 ・天然ガス供給マスタートラン策定支援+ ・石炭利用開発マスタートラン策定支援+ (低品位炭有効活用専門家派遣を含む)	長期エネギーミックス ・エネギー供給国としての国際政策策定 ・エネギー供給バリエーション計画策定* ・原子力導入検討* ・包括的エネギー計画策定支援+ ・クリーンテクノロジー技術の移転+
再生可能エネギー分野	再生可能エネギーの導入 ・長期開発可能量の把握* ・再生可能エネギー導入促進策の具体化* ・地熱開発戦略支援+ ・バイオマスマスタートラン策定調査支援+	再生可能エネギーの普及 ・再生可能エネギー開発支援* ・再生可能エネギー導入促進策の充実* ・再生可能エネギー開発戦略 ・再生可能エネギーによる地域開発モデル	再生可能エネギーの拡大 ・再生可能エネギーベストミックス* ・再生可能エネギー電源最適配置支援 ・再生可能エネギー活用総合戦略
電力供給分野	短期電力危機対策(天然ガス利用) ・燃料供給対策(天然ガスの確保) ・円借款電源の確実な運開 ・送変電設備の見直し ・送電線開発運用計画の策定支援(マスタートラン)+ ・電源計画技術キャパシティデベロップメント+	中期開発対策(脱石油・天然ガス) ・石炭電源開発支援* ・地熱開発支援* ・大規模水力開発支援 ・送電線M/P提言フォロアップ+ ・P.Pの有効利用	長期エネギーミックス ・再生可能エネギーの推進 ・原子力の導入 ・電力化率の向上 ・最適電源開発マスタートラン(新規M/P) ・電力化率向上マスタートラン+
エネギー需要分野	省エネギー推進体制の整備 ・省エネギー推進ロードマップの策定+ ・省エネギーに関する技術移転 ・省エネギーマスタープラン策定+ CDMキャパシティデベロップメント+ ・省エネギー技術移転+	省エネギーの拡大 ・省エネギーに関する技術移転 ・省エネギーM/P提言フォロアップ+ ・省エネギー推進体制整備+ (技術移転普及含む)	省エネギーを実現する都市の実現 ・都市計画技術の移転 (輸送方法の最適化、天然ガスインフラ整備) 都市計画技術マスタートラン (円借款の一部として実施)
制度・政策分野	エネギー関連法整備 ・エネギー関連法整備 ・民間投資促進法整備(政府保証等) ・政策決定能力の向上支援* ・民間投資拡大策の提案(PPP等)+ ・ハイフェクター関連国内整備+	民間投資促進策整備 ・一次エネギー関連政策モニタリング ・民間投資促進体制整備* ・大規模水力、石炭火力建設のための支援 (P.P/輸出信用等)	国際社会における同国政府の在り方 ・エネギー供給国としての責務の検討 ・新エネギー(原子力含む)の導入施策検討 ・新エネギー活用のための法整備 (原子力関連技術基準等)

↑ : ゾール1 (小規模フォロワーアアップ調査プログラム)
 ↓ : ゾール2 (セクター横断プログラム)
 → : ゾール3 (JBIC連携プログラム)
 ← : ゾール4 (再評価調査)

図 4.1.2 経済インフラに対するエネギーセクターへの協力プログラム

4. 1. 2 具体的な協力プロジェクト

ここでは、それぞれの分野について協力プログラムを提示し、投入順序とプロジェクト相互の関連づけを行った上で、具体的な協力プロジェクトを提案する。

(1) 一次エネルギー分野

一次エネルギー分野の協力プログラムフローを図 4.1.3 に示す。一次エネルギー分野においては、第3章で述べたように、MEMR にエネルギー政策を立案するために必要なキャパシティ開発の支援を行い、その後、このエネルギー基本計画に基づく具体的な実行計画として、天然ガス供給マスタープラン、および石炭利用開発マスタープランの策定支援を行う。また、必要に応じて小規模フォローアップ調査を実施する。

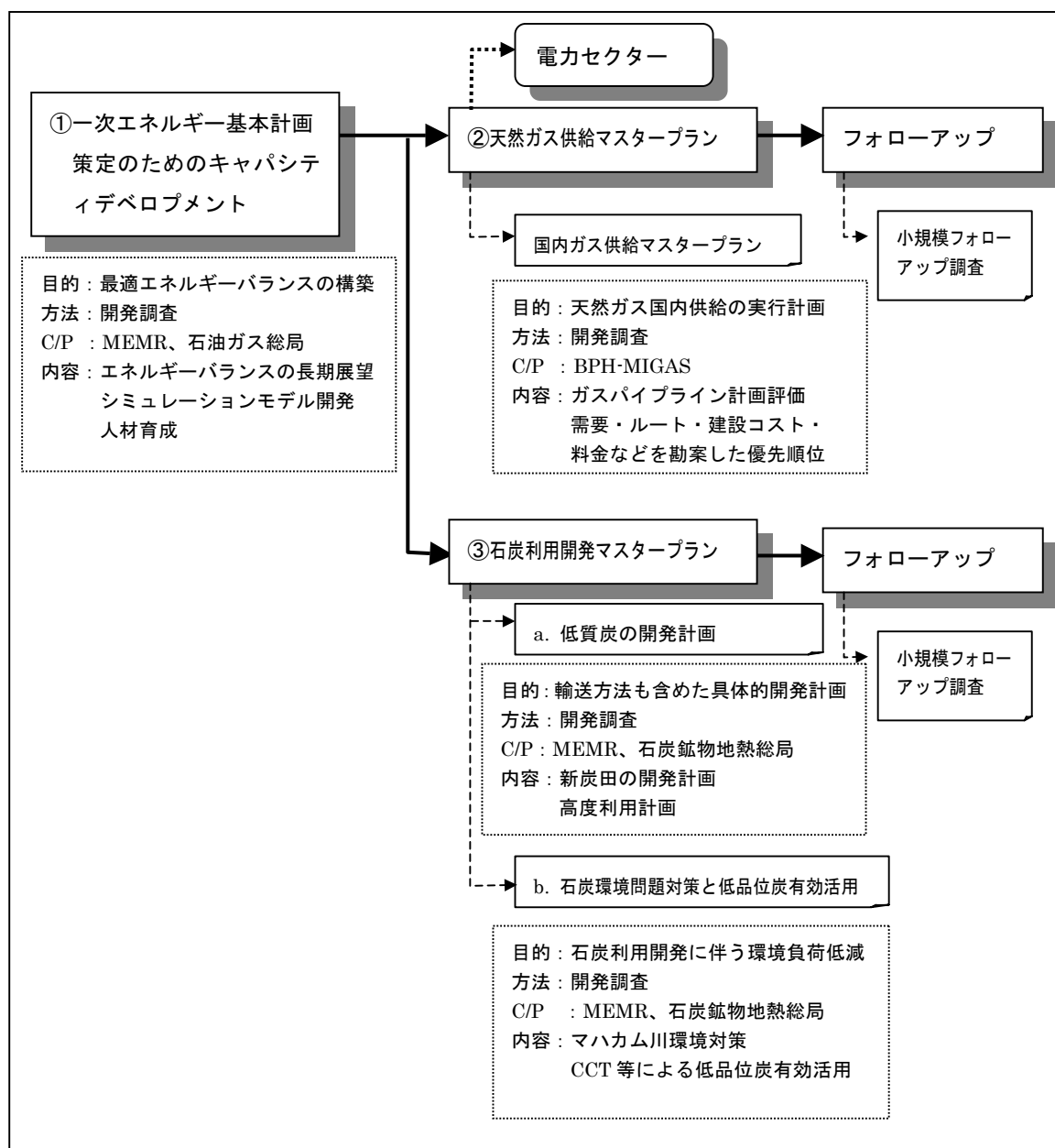


図 4.1.3 一次エネルギー分野の協力プログラムフロー

① 一次エネルギー基本計画策定のためのキャパシティーデベロプメント

インドネシアでは、今後、需要量の拡大に伴い原油と石油製品輸入量の拡大が懸念される。この輸入量を減少させていくためには、最終エネルギー消費段階でいかに脱石油をはかるか、または、省エネルギー政策を推進するかが重要である。また、主輸入品である石油製品は、石油精製所において連産品であるため、石油精製所の拡大とともに生産と国内需要とが一致することが望ましくこのためのエネルギーの計画立案が政府に求められる。また、国内での市場供給最適化や流通最適化の後に輸出を考えるべきである。そして、天然ガスの有効利用を中心とした脱石油化によるエネルギーの安定供給を実現するような一次エネルギー基本計画策定が必要となっているが、これを実現するための MEMR 石油ガス総局を C/P としてシミュレーションモデルの開発と人材の育成を行う。

協力案件：一次エネルギー基本計画策定とキャパシティーデベロプメント

投入方法：開発調査（期間1年間程度）と短期専門家派遣

C/P：MEMR 石油ガス総局

■開発調査（協力分野）

- 一次エネルギー需給バランス計画
- 石油ガス需給計画
- 石炭需給計画
- 電力需給計画
- 経済財務分析
- エネルギーデータベース作成
- 最適化モデル作成
- 環境配慮と CDM

■短期専門派遣

プロジェクト終了後のデータベースと最適化モデル策定支援を行う（6ヶ月程度）

② 天然ガス供給マスタープラン

天然ガスの利用に関しては、現在、国内の送配パイプラインの未整備からジャカルタ近郊ではガス不足状態になっている。そのため PGN では5つの基幹パイプライン・プロジェクトが計画実施されている。また、地域配給用のパイプラインとしては、7つのプロジェクトが計画実施されている。いずれも、早急に完成させたいプロジェクトであるが、そのためには、国内天然ガス供給の最適化が必要である。これを実現するため、BPH-MIGAS を対象に、同国の天然ガス消費を最適化するためのガスパイプラインのマスタープランを実施する。合わせてパイプラインが建設されるまでの代替手段の提案を行う。

協力案件：天然ガス供給マスタープラン策定とキャパシティーデベロプメント

投入方法：開発調査（期間1年間程度）

C/P：BPH-MIGAS

■開発調査（協力分野）

- ガス輸送計画
- 利用促進制度

- ガス利用計画（発電・工業、商業・民生・運輸）
- ガス需給モデル開発
- プロセス設計
- 経済財務分析
- 環境配慮

③ 石炭利用開発マスタープラン

次のアイテムから構成される石炭利用開発マスタープランを策定する。

a. 低質炭の開発計画

今後、インドネシアでは、良質な石炭の利用はいうまでもなく低品位炭の利用も積極的に推進してゆく必要がある。すでにインドネシアでは、これに対応すべく日本の経済産業省などとも将来の石炭利用にあり方に向けて協議を始めている。今後は、石炭の課題と開発手順を整理するためのマスタープランが必要と思われる。特にスマトラ地域では、海外からの投資による開発計画もあることから、輸送方法も含めた、具体的な開発計画の策定が必要である。内容としては、Bunian, Kungkulan, などの新炭田の開発計画、高度利用計画：UBC（Upgraded Brown Coal）、ハイパーコール、バイオブリケットである。

協力案件：低質炭の開発計画

投入方法：開発調査（期間1年間程度）

C/P：MEMR、鉱物石炭地熱総局

■開発調査（協力分野）

- 石炭開発計画
- 投資促進制度
- 石炭高度化技術
- 石炭輸送計画
- エネルギー需要予測
- 石炭利用最適化計画
- 経済財務分析
- 環境配慮

■短期専門派遣

プロジェクト終了後に石炭利用最適化計画策定支援を行う（3ヶ月程度）

b. 石炭の環境問題対策と低品位炭の有効利用

マハカム川においてみられるように、川底に微粉炭が堆積し環境面でも問題を起こしている。河川の環境改善分野では、すでに JICA の開発調査が行われているが、このような環境問題はもとなる工場の改善が必要である。現在、石炭の利用に関しては、CFBC 等のように CCT の有効活用が注目を集めている。広い意味での CCT は、環境面・コスト面で有効と言われている。そのため、インドネシアにおいて、どこでどのような CCT 技術が有効であるかを調べるために、以下の項目について検討を行う。

協力案件：低品位炭の有効利用（CCT技術の普及促進）

投入方法：短期専門家派遣

C/P：MEMR、鉱物石炭地熱総局

専門家派遣分野

- 燃焼（COMBUSTION）専門家
- ブリケット専門家

(2) 再生可能エネルギー分野

再生可能エネルギー分野の協力プログラムフローを図 4.1.4 に示す。

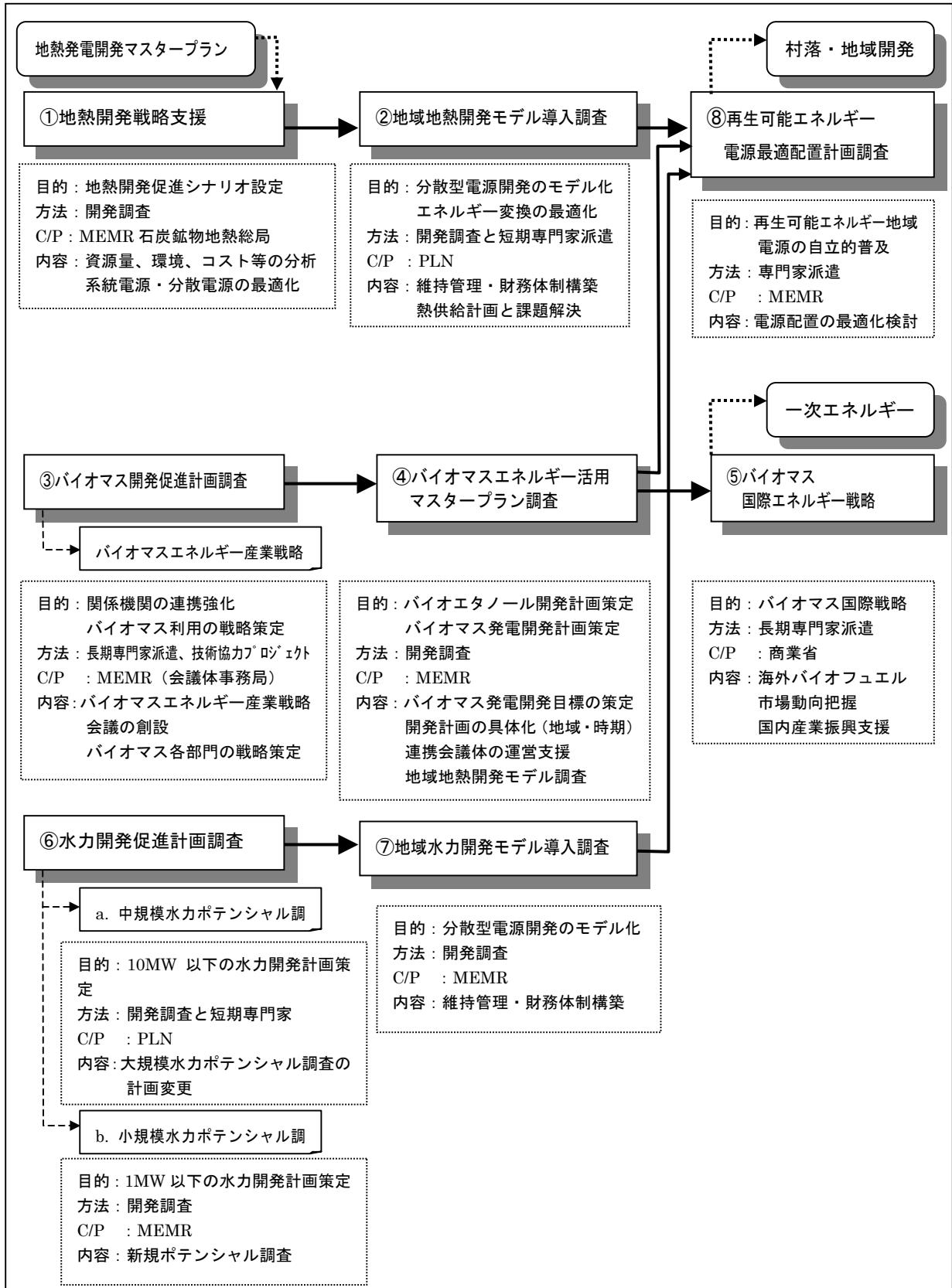


図 4.1.4 再生可能エネルギー分野の協力プログラムフロー

再生可能エネルギー分野においては、地熱発電開発マスタープラン調査とその戦略シナリオ策定調査をはじめとして各種再生可能エネルギーの開発戦略の策定およびマスタープラン調査を組み合わせ、経済インフラ・社会インフラの峻別により、地域開発モデルとの連携に主眼をおいた支援を行う。なお、バイオマスについては、国際的なエネルギー動向に配慮しながら、海外戦略の策定も視野に入れた内容とする。

① 地熱開発戦略支援（開発調査）

JICA では地熱開発マスタープラン支援の準備が進められている。この調査では、代表的な開発候補地点の資源量の評価、データベースの整備などが行われている。この調査結果を基に地熱利用の戦略的な開発計画支援を行う。

すなわち、最近の再生可能エネルギー開発政策（たとえば、10MW 以下の開発のインセンティブ）を反映させた上で、資源量、環境、コスト、エネルギーセキュリティなどを総合的に判断して、更に具体的な地熱開発促進のシナリオ策定を行う。さらに、民間資本と PLN の役割分担、時限的なインセンティブや恒久的な優遇措置の検討を行い、地熱開発を他の電源と比較評価し、系統電源投入と地域開発の中で分散電源投入の最適バランスを評価する。

協力案件：地熱開発促進シナリオの策定

投入方法：開発調査（期間 1.5 年間）

C/P： MEMR-Coal, Mineral & Geothermal

■開発調査（協力分野）

- 地熱開発利用計画
- 電源開発計画
- 地熱発電技術
- 送電計画
- 地域社会開発
- 環境社会配慮
- 制度・政策
- 財務分析

② 地域地熱開発モデル導入調査

地域開発の主体となる地方政府やエネルギー供給の役割を担う PLN を対象に分散型地熱発電モデルの開発計画（維持管理・財務体制構築を含む）を策定する。

協力案件：分散型地熱開発導入モデル化

投入方法：開発調査（期間 1 年間）と短期専門家派遣

C/P： PLN, 地方政府

■開発調査（協力分野）

- 地熱発電計画
- 地熱発電技術
- 地域社会開発・財務
- 環境社会配慮
- 短期専門派遣

プロジェクト終了後に開発モデルの運用・維持管理計画策定支援を行う（3ヶ月程度）

③ バイオマス開発促進計画調査

バイオマス資源の活用にあたっては、資源供給やエネルギー利用面では、関連セクターとの連携を図る必要がある。こうしたアプローチにより、バイオマス活用戦略の策定を行う。

バイオマス作物を供給する農林業部門とエネルギー変換を行う部門、燃料や電気に変換されたエネルギーを活用する工業部門などを対象に、食糧安全保障問題や貿易産業問題を巻き込んだ幅広い分野の議論に基づく実効的な計画づくりを行う。バイオマス産業部門戦略の枠組みイメージは図 4.1.5 の通りである。

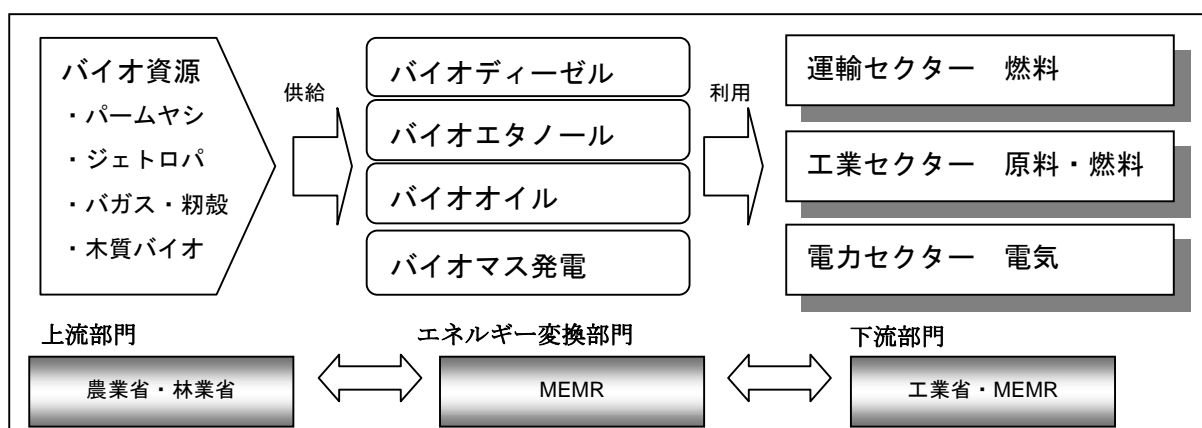


図 4.1.5 バイオマス産業部門戦略の枠組みイメージ

バイオマス産業部門戦略では、上流から下流部門にわたって包括的な戦略立案が行われるべきものである。上流から下流までの各種計画策定の過程では、それぞれの部門が連携を取りながら計画策定を行う。MEMR をカウンターパート機関として、関連機関（農業省、林業省、工業省）を巻き込んだバイオマスエネルギー産業部門戦略会議を編成して委員とする。

こうした連携をつうじて、バイオマスエネルギー活用のマスタープラン策定の基盤整備を行い、国内外におけるバイオマス資源の有効活用に向けた実効的な計画策定を行う。

協力案件：バイオマスエネルギー産業部門戦略会議支援

投入方法：長期専門家派遣と技術協力プロジェクト

C/P：MEMR, 石油ガス総局

■ 協力分野

- バイオマスエネルギー産業戦略
- 地熱発電技術
- 地域社会開発
- 環境社会配慮

④ バイオマスエネルギー活用マスタープラン策定支援

バイオマスエネルギー活用マスタープラン策定では、既にバイオフェューエルが先行する形で開発目標が示されているため、バイオマス発電などの開発目標を明確にしエネルギー変換部門全体の目標を明示する。開発目標達成のためには、開発する地域と時期の特定化など詳

細検討を行う。地方政府なども調査に参画する。マスタープラン策定は、国家全体計画を扱う全体部会と地域または対象作物などに応じた個別プロジェクトを扱うプロジェクト策定部会に分かれてそれぞれの役割と責任を明確にする。カウンターパート機関は、会議体の事務局となる MEMR とする。

協力案件：バイオマスエネルギー活用マスタープラン

投入方法：開発調査（期間 1.2 年間）

C/P：MEMR（会議体事務局）

■開発調査（協力分野）

- バイオマスエネルギー活用
- バイオマス資源供給計画
- バイオフィューエル利用計画
- バイオマス発電計画
- 地域社会開発
- 環境社会配慮

⑤ バイオマス国際エネルギー戦略（燃料用バイオフェューエル）

バイオマス国際エネルギー戦略では、バイオマス活用が国内普及した後の段階に投入し、バイオマスエネルギーの海外展開の戦略を策定する。燃料用バイオフェューエルの国際市場は今後も発展が期待される分野であるため、国内安定供給に続いてバイオフェューエルの海外展開に向けた通商産業戦略を検討する。

協力案件：バイオマス産業国際化戦略策定

投入方法：長期専門家（政策アドバイザー）、短期専門家派遣（バイオ燃料）

C/P：商業省

⑥ 水力開発促進計画調査

再生可能エネルギーの中で、技術が最も確立しており、また、インドネシアで資源量が豊富な水力開発の促進支援を行う。

a. 中規模（1-10MW）再生可能水力発電ポテンシャル調査

中規模再生可能エネルギーの購入義務の範囲拡大に伴い、これまで開発が見送られてきた水力発電計画の見直しや新規サイトの発掘を行い、基礎データを開示する。

協力案件：10MW 以下の水力ポテンシャルの再評価

投入方法：開発調査（期間 1.5 年間）と短期専門家

C/P：PLN

■開発調査（協力分野）

- 水力発電利用最適化計画
- 水力発電計画レビュー
- 新規水力発電ポテンシャル
- 水力発電（電気）

○ 環境社会配慮

■ 短期専門家派遣

プロジェクト終了後の水力発電利用最適化計画の短期専門派遣（3ヶ月）が必要

b. 小規模（1MW未満）再生可能エネルギー開発促進支援（地方電化寄与分）

これまでの再生可能エネルギーの購入義務であった小規模（1MW以下）の開発は、1MW-10MW規模の購入義務に比べ条件は劣るため、開発インセンティブが低下する可能性がある。しかしながら、これらの開発による裨益効果を持った地域は残されたままであるため、地域の特定化と地域のニーズにあった開発促進策を検討する。

協力案件：1MW以下の水力ポテンシャル評価

投入方法：開発調査（期間1年間）

C/P： PLN

■ 開発調査（協力分野）

○ 水力発電計画

○ 水力発電計画

○ 水力発電（電気）

○ 地域開発

○ 環境社会配慮

⑦ 地域水力開発モデル導入調査

地域開発の主体となる地方政府やエネルギー供給の役割を担う PLN を対象に分散型水力発電モデル（維持管理・財務体制の構築含む）の開発計画を策定する。

協力案件：分散型水力開発導入モデル化

投入方法：開発調査（期間1年間）と短期専門家派遣

C/P： PLN, 地方政府

■ 開発調査（協力分野）

○ 水力発電計画

○ 水力発電技術

○ 地域社会開発・財務

○ 環境社会配慮

■ 短期専門家派遣

プロジェクト終了後に開発モデルの運用・維持管理計画策定支援を行う（3ヶ月程度）

⑧ 再生可能エネルギー電源最適配置（地域エネルギーベストミックス促進）

再生可能エネルギーの有効活用にあたっては、官民それぞれのセクターの役割分担を明確にした上で、効率的に推進することが求められる。また、定期的な計画や開示情報のメンテナンスは、民間参入のための極めて重要な基盤である。地域・村落開発においては、ディーゼル石油代替電源の促進と再生可能エネルギー開発による電化を推進するため、地域・村落部における再生可能エネルギー配置の最適化を行うとともに、導入促進を支援する。投入アイテムは以下の通り。

a. 再生可能エネルギー買取義務の促進ツール

再生可能エネルギーの買取義務に関する大臣令（第2号,2006年）では、再生可能エネルギー発電事業者とシングルバイヤーである PLN との連携は欠かすことのできないものである。標準的 PPA 等の整備³³によって、事業者が PLN への売電を円滑に行えるツールづくりを支援し、施策の浸透を図る。

b. 村落・地域部における再生可能エネルギー最適電源配置計画

村落・地域部の開発計画と整合のとれたエネルギー供給の最適化調査を行い、再生可能エネルギーの導入促進の支援を行う。

c. 再生可能エネルギーCDM 事業推進支援

再生可能エネルギー分野における CDM の活用は幅広く行われているが、JICA では ODA 資金流用とならないために、その協力範囲は限定される。一般的には、プロジェクトの実現性を高める直接的な支援ではなく、制度設計の支援や人材育成などの側方支援を行う。

- *グリッド接続時の支援プロジェクト（グリッド延伸の PPP 事業に対する支援）
- *地方電化寄与プロジェクト（地域のエネルギー需要を喚起するプロジェクト支援）
- *CDM キャパシティデベロプメント（情報データベース整備、人材育成）

協力案件：再生可能エネルギー電源最適配置

投入方法：長期専門家派遣

C/P：MEMR、電力エネルギー総局

- 地域エネルギーバランス専門家
- 地域エネルギー需給専門家
- CDM キャパシティデベロプメント専門家

³³ スリランカでは、小規模水力(10MW 以下)の標準 PPA が整備され、74MW の IPP 小水力が系統接続された

(3) 電力分野

電力分野の協力プログラムフローを図 4.1.6 に示す。

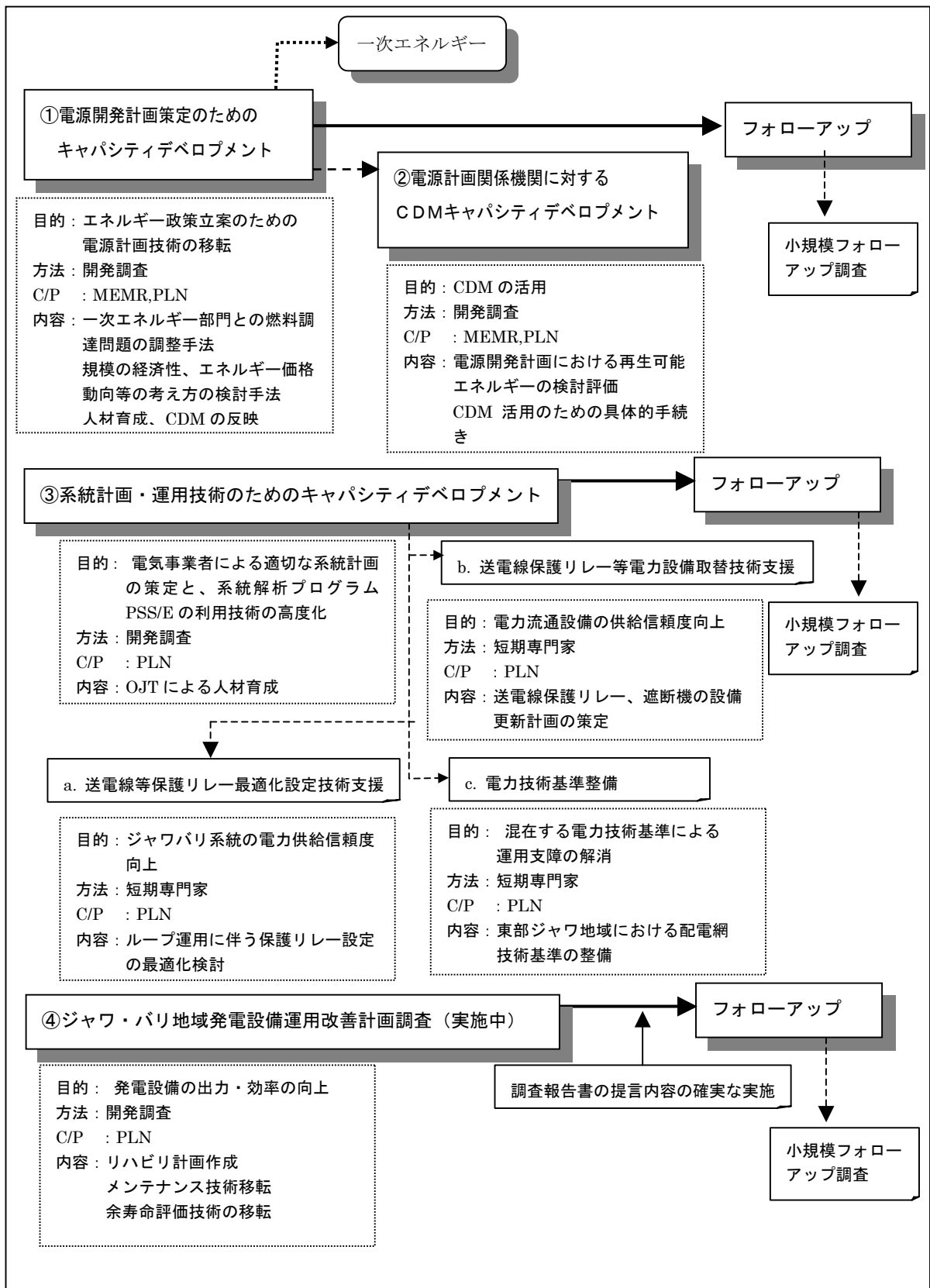


図 4.1.6 電力分野の協力プログラムフロー

電力分野の協力は、一次エネルギーの政策立案の一部として電源計画を策定できるよう、電源計画の策定のためのキャパシティーデベロップメントを喫緊の課題として実施する。この分野は、過去に幾度かインドネシアで実施しているが、確実に定着するまでフォローアップを行う。CDMについては、基本的な考え方をこの中で技術移転するが、具体的な手続き等、実行計画の策定方法をサブプログラムとして、上記キャパシティーデベロップメントに引き続き実施する。系統計画・運用技術のためのキャパシティーデベロップメントは並行して実施する。また、現在、実施中の“ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査”については、着実にフォローを実施することとするが、詳細は、同調査結果に基づき決定する。

① 電源開発計画策定のためのキャパシティーデベロップメント（開発調査）

この電源開発計画策定技術の移転は単独で行うのではなく、JICAの関連する開発調査に組み込んで行う。例えば、新規調査案件として実施予定のスラウェシ電源開発計画では、MEMRとPLNを対象にそれぞれの役割に応じた内容とレベルの電源計画策定技術として以下のような技術移転を組み込む。また、これに合わせて中央政府と地方政府に対する技術移転分野も明確にする必要も伴う。

- MEMRには、国のエネルギー政策を反映させた電源開発計画の計画・立案手法を移転する。政策立案者として、電力セクターで必要な一次エネルギーの量をシミュレーションし、必要に応じPLNに対し電源開発計画の修正を求め、また、一次エネルギー関連部署とは燃料調達に関わる問題を調整するなど、エネルギー政策を決定するためのツールとして、電源開発計画技術を保有するための支援を行う。
- PLNには、基本的なシミュレーションは既に実施できるため、先に述べたような規模の経済性に対する検討方法、将来的なエネルギー価格動向等の考え方等の検討手法を移転する。また、MEMRと同時に実施することで、電力政策策定者と電気事業者の間で生じる利益相反について両者に確認させ、具体的で実行力のあるエネルギー政策の立案の資とする。

なお、小規模フォローアップ調査（3.4 ツール1参照）では、電源開発計画³⁴のアップデート（開発政策の反映を含む）と民間事業者への情報開示を支援するが、技術移転の確認や問題点の把握を行い、今後の開発計画策定支援に反映させる。

協力案件：電源開発計画策定のためのキャパシティーデベロップメント

投入方法：開発調査

C/P：MEMR, PLN

■協力分野

- 電源開発計画（エネルギー政策）
- 電源開発計画（電気事業）

② 電源計画関係機関に対する CDM キャパシティーデベロップメント（開発調査）

再生可能エネルギーをどのように電源計画で考慮し反映するかについては、前述の電源計

³⁴ インドネシアでは「最適電源開発のための電力セクター調査」（2002）と「スマトラ系統電力開発運用強化計画調査」（2005）

画のキャパシティーデベロップメントで実施するが、CDM をこのためのツールとしてどのようなように使用するか、具体的な手続き論を中心に、電源計画キャパシティーデベロップメント後のサブプログラムとしてキャパシティーデベロップメントを行う。

協力案件：電源開発計画に伴う CDM キャパシティーデベロップメント

投入方法：開発調査

C/P：MEMR, PLN

■協力分野

- 電源開発計画／CDM
- 再生可能エネルギー
- 経済・財務分析

③ 系統計画・運用技術のためのキャパシティーデベロップメント（開発調査、短期専門家）

この系統計画・運用技術の移転は単独で行うのではなく、JICA の関連する開発調査に組み込んで行う。PLN では、それまでさまざまな系統解析プログラムを利用していたが、2004 年から全社統一して PSS/E を導入することとした。しかしながら、十分に活用できていないのが確認されたため、電気事業者に必要な計画と運用の両面から必要な技術の移転を行う。また、小規模フォローアップ調査（3.4 ツール1 参照）では、技術移転の確認や問題点の把握を行い、今後の開発計画策定支援に反映させる。

なお、今回の現地調査で確認された以下の内容については、本キャパシティーデベロップメントの中で、現状を詳細に検証し、必要に応じて短期専門家を投入する。

a. 送電線等保護リレーの設定値最適化支援（短期専門家）

大規模停電を発生させないためには、系統事故を迅速・かつ正確に除去できるよう送電線等保護リレーの設定を適切に実施することが重要であることから、電力供給信頼度向上に向け送電線等保護リレーの設定値最適化技術について、PLN 技術者へ技術移転を実施する。また同系統では、500kV 南回り送電線の完成によりループ運用となり、リレー設定にはさらに高度な技術が要求されるため、それに関連した技術移転も合わせて実施する。

投入方法：短期専門家派遣

C/P：PLN

■協力分野

- 系統計画技術
- 送電線保護リレー最適化技術

b. 送電線保護リレー等電力設備の取替計画策定支援（短期専門家）

インドネシアでは、過去の停電事故の要因となった送電線保護リレー等電力設備の取替が進んでいない状況が見られるため、それらの取替計画策定について、PLN 技術者へ技術支援を実施する。取替計画の策定にあたっては、電力設備の劣化状況を把握し、供給地点の重要度も考慮した計画となるようにする。

投入方法：短期専門家派遣

C/P：PLN

■協力分野

- 系統計画技術
- 設備劣化診断
- 設備改修計画

c. 電力技術基準整備（短期専門家）

ジャワ島における配電網に関する電力技術基準は、過去の技術支援の経緯から、東ジャワは日本、中央ジャワは米国、西ジャワは欧州の基準となっており、3つの基準が混在した状態である。一つの島で異なる技術基準がいくつも存在することは、同国にとって望ましい状態ではないことから、配電分野の電力技術基準の整備を行うとともに人材の育成を図る。

協力案件：配電分野における技術基準の統一

投入方法：短期専門家派遣

C/P：PLN

■協力分野

- 配電計画
- 配電システム

④ ジャワ・バリ系統発電設備運用改善計画調査（開発調査、実施中）

現在実施している、“ジャワ・バリ地域発電設備運用改善計画調査”については、着実にフォローを実施することとするが、詳細は、同調査の結果に基づき決定する。

協力案件：発電設備の出力・効率の向上

投入方法：開発調査

C/P：PLN

■協力分野

- リハビリ計画
- メンテナンス計画
- 劣化診断技術の高度化

(4) 省エネルギー分野

省エネルギー分野の協力プログラムフローを図 4.1.7 に示す。

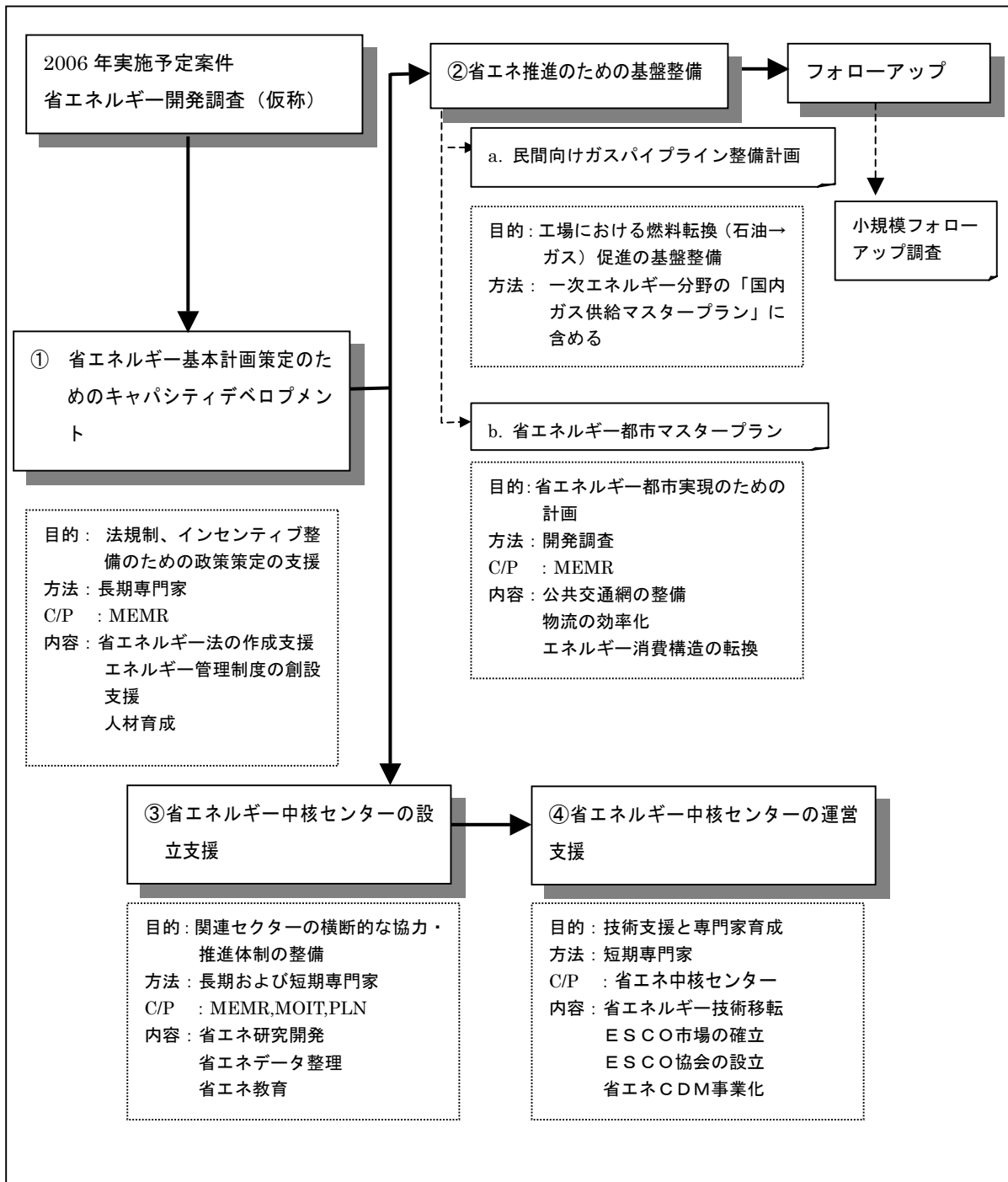


図 4.1.7 省エネルギー分野の協力プログラムフロー

省エネルギー分野においては、MEMRが将来の省エネルギー政策を立案するために必要なキャパシティデベロプメントを行い、その後、この省エネルギー基本計画に基づく具体的な実行機関として、省エネ中核センターの設立、ESCO市場(ESCO協会の設立)などを行う。これらのフォローアップと合わせた協力プロジェクトを実施する。

中長期的には、省エネルギー推進に向けて投資促進、省エネ都市実現のためのビジョン策定のための協力プログラムを実施する。

① 省エネルギー基本計画策定のためのキャパシティーデベロプメント

現在ある省エネルギー政策（Green Energy）に基づき、MEMR（再生可能・省エネルギー局）に対して、省エネルギー基本計画の策定の支援を行うことが必要である。JICA では省エネルギー開発調査が予定されており、その開発調査において省エネルギー基本計画の策定に関わる技術協力が行われることが考えられる。その開発調査を受けて、省エネルギー法制定に向けた技術協力をを行う。現行エネルギー法（案）から省エネルギーを分離し、省エネルギー法として独立した法律を整備し、大口需要家へのエネルギー管理義務、エネルギー管理士制度など強制力のある法律とする。同時に省エネルギー設備導入費用の補助制度、輸入税の免除、投資に関わる金利優の優遇など省エネルギーを実施するための投資環境の制度を整備する。

協力案件：省エネルギーに関わる制度策定のためのキャパシティーデベロプメント

投入方法：長期専門家派遣

C/P：MEMR 再生可能・省エネルギー局

■協力分野

- 省エネルギー法
- 制度・政策

② 省エネルギー推進のための基盤整備（中長期）

インフラの整備を伴う省エネルギー（例：ガスインフラ整備と都市部の商業ビルや工場への天然ガスコージェネレーションの導入等）については、抜本的な問題であり、省エネを前提にした都市計画に関する技術支援を行う。省エネルギー都市の実現に向けたマスタープランなど中長期的な視点に立ったエネルギー政策、ビジョン策定の支援を行う。投入案件は以下の通り。

a. 民間（工場）向けガスパイプライン整備計画

工場の省エネルギー推進には燃料転換（油→ガス）によるものが不可欠である。また、都市部へのガスパイプライン整備により、脱石油化の有効な手段となる。一次エネルギー分野の協力プログラム「天然ガス供給マスタープラン」にて提案している通り、民間向けガスパイプラインの整備を検討する。

協力案件：民間（工場）向けガスパイプライン整備計画

投入方法：一次エネルギー分野の協力プログラム「天然ガス供給マスタープラン」に含む

b. 省エネルギー都市マスタープラン

都市部の省エネルギー推進のためのマスタープランを策定する。民生・運輸部門でのエネルギー需要構造の転換を図り、環境・エネルギー負荷の小さい都市づくりのため、ジャカルタをモデル都市として MEMR に対して省エネルギー都市政策の策定支援を実施する。

協力案件：ジャカルタ省エネルギー都市マスタープラン

投入方法：開発調査（期間1年間）

C/P：MEMR 再生可能・省エネルギー局

■開発調査（協力分野）

- 都市計画
- 省エネルギー技術利用計画
- 自然エネルギー有効利用計画
- 公共交通機関整備および利用促進計画
- 物流の効率化計画
- エネルギー消費構造分析
- 環境

③ 省エネルギー中核センター設立支援

省エネルギー推進のためには、各セクターの横断的な協力・推進体制が必要となる。そのために MEMR、MOIT、PLN 等の傘下に省エネルギー中核センターを設立し、省エネ研究開発部門、省エネデータ管理部門、省エネ教育部門を組織する。

○省エネ研究開発

省エネのための人材開発の基盤となる活動を行う総合的な研究開発機関。国内外のエネルギーに係る情報交換を促進し、調査・分析を行い、産業を発展させるための人材育成の戦略やスキームを策定し、推進する事を目的とする。ここでの研究成果は省エネデータ管理部門や省エネ教育部門にも反映され、相互に連携しあう。

○省エネデータ管理

エネルギー需給の現状、構造を正確に把握し、省エネに関わる情報のデータベースを構築する。データベースを元に各産業、各地域のエネルギー消費傾向を分析し、有効な省エネルギー施策の検討、ガイドラインの作成などを研究開発部門と連携して行う。新しい情報を公開し、省エネの普及・広報活動に努める。

○省エネ教育

分野、地域ごとに適切な省エネ教育を実施する。技術トレーニング、実地研修などを行いエネルギー管理者の育成および専門分野の人材育成に努める。

投入方法：長期専門家、短期専門家派遣

C/P：MEMR,MOIT,PLN

■協力分野

- 省エネルギー技術（電気）
- 省エネルギー技術（熱）
- データベース作成
- 省エネルギーガイドライン作成
- エネルギー消費傾向分析

④ 省エネルギー中核センター運営支援

センターにて分析・検討された省エネルギーに関する技術移転と専門家の育成を目的とした長期専門家の派遣を行う。また、省エネルギー推進の事業モデル（ESCO 事業、CDM 事業）を普及するための環境整備への支援を行う。

投入方法：長期専門家、短期専門家派遣

C/P：省エネルギー中核センター

■協力分野

- 省エネルギー技術移転（産業分野を中心に業種ごと）
- ESCO 事業専門家
- 省エネ CDM 事業専門家

（５）法整備、投資促進分野

■ BP-MIGAS, BPH-MIGAS のキャパシティーデベロプメント

国内ガスの送ガス、配ガスは PGN のほぼ独占状況となっており、新規参入がない状態では市場の支配力が発現する可能性がある。また 2008 年からガス市場の自由化を前に、インドネシア国内でガス供給の最適化を図る必要があることから、効率のよいガス市場の組成を実現するため、以下の項目について支援を行う。

- 諸外国のガス規制機関との比較を行い機能、人数、予算についての適正化を図る。
- ガス分野における事業効率化のためのベンチマークの設定を行う
- ガス市場効率化のための IT 導入
- 民間投資促進のための政策づくりを行う。

投入方法：短期専門家派遣

C/P：MEMR 及び BP-MIGAS、BPH-MIGAS

■協力分野

- ガス経済専門家
- 国際ガス市場専門家
- 財務アナリスト・料金専門家
- ガスシステム専門家
- IT 専門家
- 民間投資促進

■ 経済と環境の最小コストのエネルギー最適化の支援

原油価格が上昇して以来、中小企業を中心にディーゼル焚きからストーカーボイラーによる石炭の生焚が増える傾向があり、このため SO_x 排出、灰の処理が大きな環境上の問題となっている。したがって、インドネシア国で経済と環境の最小コストのエネルギー最適化を図るための政策的な誘導が必要であり、この策定支援を実施する。そのツールとして MARKAL、GTAP 等の国際的に用いられている経済エネルギーモデルを活用し、国家コスト最小化、または CO₂ 排出最小化のエネルギー政策の策定および/または技術の評価のための、短、中および長期オプションの提言をおこなう。

投入方法：短期専門家派遣

C/P：MEMR

■協力分野

- 計量経済・モデル分析
- 計量経済・モデル専門家
- 財務アナリスト・料金専門家

- 環境専門家
- マクロ経済専門家

■ **インドネシアエネルギーセクター全体の財務面からのフレーム見直し支援**

PLN の財務状況回復は、世銀、ADB、JBIC が融資条件として長年求めている。今後もセクター改革にあたって、全国一律料金の見直し、料金アンバンドル化に対するドナー側の要求は継続するであろう。しかしながらインドネシアエネルギーセクター自由化における矛盾が PLN に集約されていることにより、PLN の財務構造改善のためにはエネルギーセクター全体のフレームワークを見直す必要がある。

したがって、これら、インドネシアエネルギーセクターの全体フレームを財務面から見直しの支援を行う。

投入方法：短期専門家派遣

C/P：MEMR、財務省

■ **協力分野**

- 計量経済・モデル分析
- 計量経済・モデル専門家
- 財務アナリスト・料金専門家
- マクロ経済専門家

4. 2 社会インフラ支援のための協力プログラム

インドネシアの「社会インフラ支援を目的とした地方電化」と「村落開発・地域開発」の2つの開発支援システムは、いずれも改善の余地が大きく、相互の連携も適切に行われているとはいえない。ここでは、第2章で分析した課題、第3章で述べた課題解決のための方針に基づき、それぞれの協力プログラムを提示する。最終的には、双方の密接な連携が可能になる体制を構築することを目的とする。

時期	短期 (2006-2010)	中期 (2010-2015)
達成目標	地域開発・地方電化システムの構築・運用	地域開発・地方電化システムの展開
地域開発・地方電化	<ul style="list-style-type: none"> 地域開発システムの構築・運用* 地方電化システムの構築・運用* 地域開発・地方電化の連携* 地域開発システム構築・運用プロジェクト+ 地方電化システム構築・運用プロジェクト+ SHS・小水力維持管理体制強化+ 	<ul style="list-style-type: none"> 地域開発システムの全国展開 地方電化システムの全国展開 地域開発プロジェクト (政府資金、借款などで実施) 地方電化プロジェクト (借款、電化基金などで実施)

図 4.2.1 社会インフラに対する協力プログラム

4. 2. 1 地域開発のための具体的な協力プロジェクト

ここでは、地域開発の具体的な協力プロジェクトについて提示する。地方電化地域開発支援パッケージについては、後述する地方電化システム構築プロジェクトの一部として取り組むことも可能である。

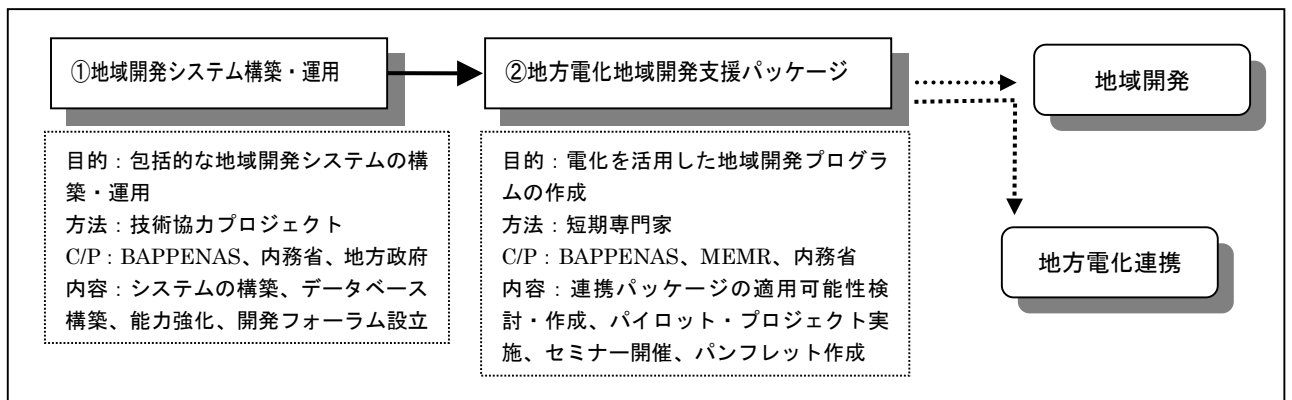


図 4.2.2 地域開発のための協力プログラムフロー

① 地域開発システム構築・運用

地域開発計画については、2004年に国家開発計画システム法によって法的枠組みはできたものの、その運用に必要なシステムの構築や地方政府の能力強化は、これからの課題である。実際、BAPPENAS 担当者も、システム構築の概要案は作成しているものの、ドナー支援の必要性も認識している。包括的なシステム構築・運用のため、以下の項目について、支援を行う。

- 計画・実施・モニタリング・評価・フィードバックのプロセスに対応するシステムの構

築（現状システム課題・改善策の分析、ガイドラインの作成、パイロット・プロジェクトの実施）

- データベースの作成・運用
- 中央・地方政府職員の能力強化
- 地域住民を含むステークホルダーが参加する開発フォーラム設立の促進（地域間連携含む）

投入方法：技術協力プロジェクト（3年間）

C/P：BAPPENAS、内務省地域開発総局、パイロット・プロジェクトを実施する地方政府

■協力分野

- 地域開発法制度
- 地域開発システム設計
- 情報システム・データベース
- 政府職員能力強化・研修
- 財政・予算
- 地域間連携・参加型開発

② 地方電化・地域開発支援パッケージ作成・適用

地方電化支援は、「電化」そのものが最終目的ではなく、貧困緩和、地域開発に貢献する手段である。電化事業を利用した地域開発プログラムを進めようとしても、縦割り行政による部署間の連携の欠如といった障壁がありうる。よって、地方政府が地域開発計画に連携プログラムを盛り込めるように、以下の支援を実施する。

- 保健医療、教育など村落・地域開発プログラムでの電力利用の現状分析
- 連携パッケージの適用可能性検討
- パイロット・プロジェクト地域での連携パッケージの実施
- 連携パッケージ普及のためのセミナー開催
- 連携パッケージ普及のためのパンフレット作成

投入方法：短期専門家

■協力分野

- 地方電化・地域開発支援連携支援 短期専門家 2人

4. 2. 2 地方電化の具体的な協力プロジェクト

このセクションでは、地方電化システム強化のための協力プロジェクト案を示す。同分野の支援は、「地方電化システム構築・運用プロジェクト」が中心になるが、新電力法など、地方電化体制に大きく影響する要素もあることから、状況把握と協力詳細案作成を目的とする「現状把握・TOR 作成の短期専門家派遣」が必要と考えられる。地方電化体制については、バングラデシュ、チリのような成功事例もあるので、適用可能性について十分検討すべきである。

一方、これまでの MEMR、MOC 予算により、SHS、小水力発電の導入が図られているが、西ヌサトゥンガラ州現地調査結果に見られるように、維持管理に深刻な問題を抱えているケースが見られる。そこで、「SHS・小水力維持管理強化」の協力が、緊急度が高く、ニーズも高いと考えられる。

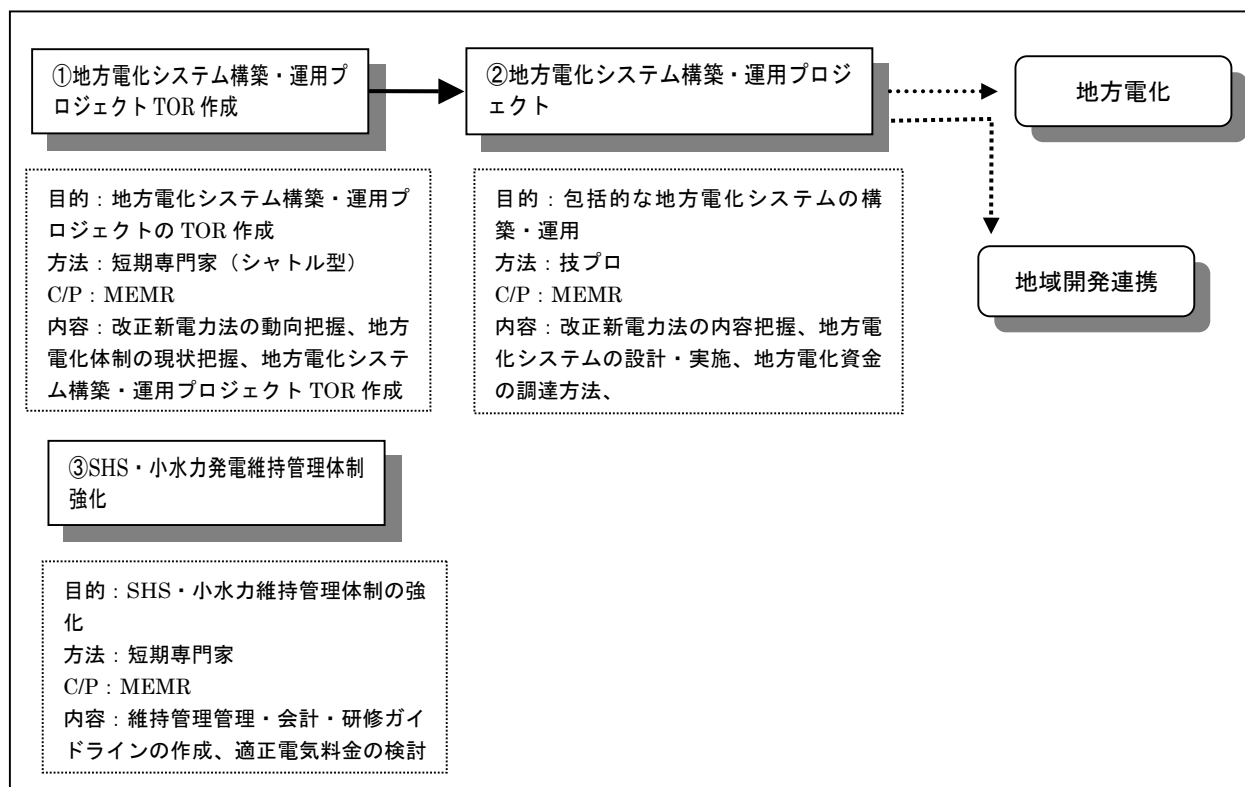


図 4.2.3 地方電化のための協力プログラムフロー

① 地方電化システム構築・運用プロジェクト TOR 作成

地方電化の分野では、JICA は 1993 年から 11 年にわたり長期個別専門家（電気事業経営、地方電化計画策定）を派遣し、小水力発電技術を中心とした技術協力を実施した。運営が続いている小水力発電プロジェクトの実績は積み上がり、技術の定着が見られる。しかし、プロジェクトの地域的拡大のためには、制度的、資金的な仕組み作りの整備が必要であり、この分野の技術協力が必要になっている。

そこで、地方電化推進体制構築に向けた協力が考えられるが、新電力法の再提出など、インドネシア側の組織・制度は流動的な状況にある。日本からの地方電化支援を中断してから 1 年半が経過したが、インドネシア側の受け入れ体制、環境整備を待つだけでは、先方の関心も薄れてしまうことが懸念され、日本側から能動的に環境条件を変える働きかけが必要である。そのため、法整備や組織・体制の整備状況を把握し、状況に応じた的確な協力案を策定する。地方電化システム構築・運用プロジェクト開始までに要する時間と、電力法改正の流動的な状況を考慮して、短期専門家は 1 ヶ月程度の派遣を数回繰り返すことによって、環境の変化に柔軟に対応できるようにする。

- 改正新電力法の動向把握
- 地方電化体制の現状把握
- 地方電化システム構築・運用プロジェクト TOR の作成

投入方法：短期専門家（シャトル型派遣）

C/P：MEMR

■ 協力分野

- 地方電化システムプロジェクト TOR 作成

② 地方電化システムの構築・運用

ここでは、今まで行われてきたプロジェクトベースの技術支援から、地方政策電化、制度設計などの地方電化戦略の支援に重点を移す。すなわち、現状では複数の省庁が行っている電化支援事業の連携体制の整備、中央と地方の役割の明確化、資金調達の仕組み作り、人材育成などを支援する。新電力法の動向に関わらず、地方電化推進・実施に関しては、中央政府、PLN、地方政府、運営組織レベルに様々な問題を抱えており、体制の包括的な再構築が必要と考えられる³⁵。

- 地方電化の体制、ステークホルダーの現状把握
- 改正新電力法の内容把握
- 地方電化システムの設計・実施
- 地方電化資金調達方法の検討
- 地方政府のパフォーマンスに基づくインセンティブ・システムの導入 (Box 3.3.1, 3.3.2 参照)

投入方法：技術協力プロジェクト（3年間）

C/P：MEMR、パイロット・プロジェクトを実施する地方政府

■協力分野

- 地方電化システム
- 組織・制度
- 地方電化システム
- 小水力
- 太陽光
- 政府職員能力強化・研修
- 財務分析・資金調達
- 住民参加
- 地域開発

③ SHS・小水力発電維持管理体制の強化

西ヌサトゥンガラ州のSHS・小水力の事例に見られるように、技術面、財務面の維持管理能力の不足、受益者の当事者意識の欠如、適用技術の不適切さなど、継続的かつ顧客満足度の高い運営が困難な状況にある。

自立的な維持管理の確立は、地方電化システム構築プロジェクトの中で取り扱うべきものである一方で、緊急に対処すべき問題でもある。そこで、財務面と技術面の維持管理体制を構築するために、過去の支援で作成されたガイドラインも利用して、既存プロジェクトの運営組織の強化に対して、以下の支援を実施する。

- 維持管理ガイドラインの作成
- 会計ガイドラインの作成
- 適正電気料金の検討
- 研修ガイドラインの作成
- 国内研修・セミナーの実施

投入方法：短期専門家

C/P：MEMR

■協力分野

- SHS・小水力維持管理

³⁵ 地方電化体制構築への支援については、地方電化事前評価調査（2005年1月）でも詳しく検討されている。

4.3 エネルギー分野における包括的技術協力プログラム

エネルギー分野における包括的技術協力プログラムを図 4.3.1 に示す。

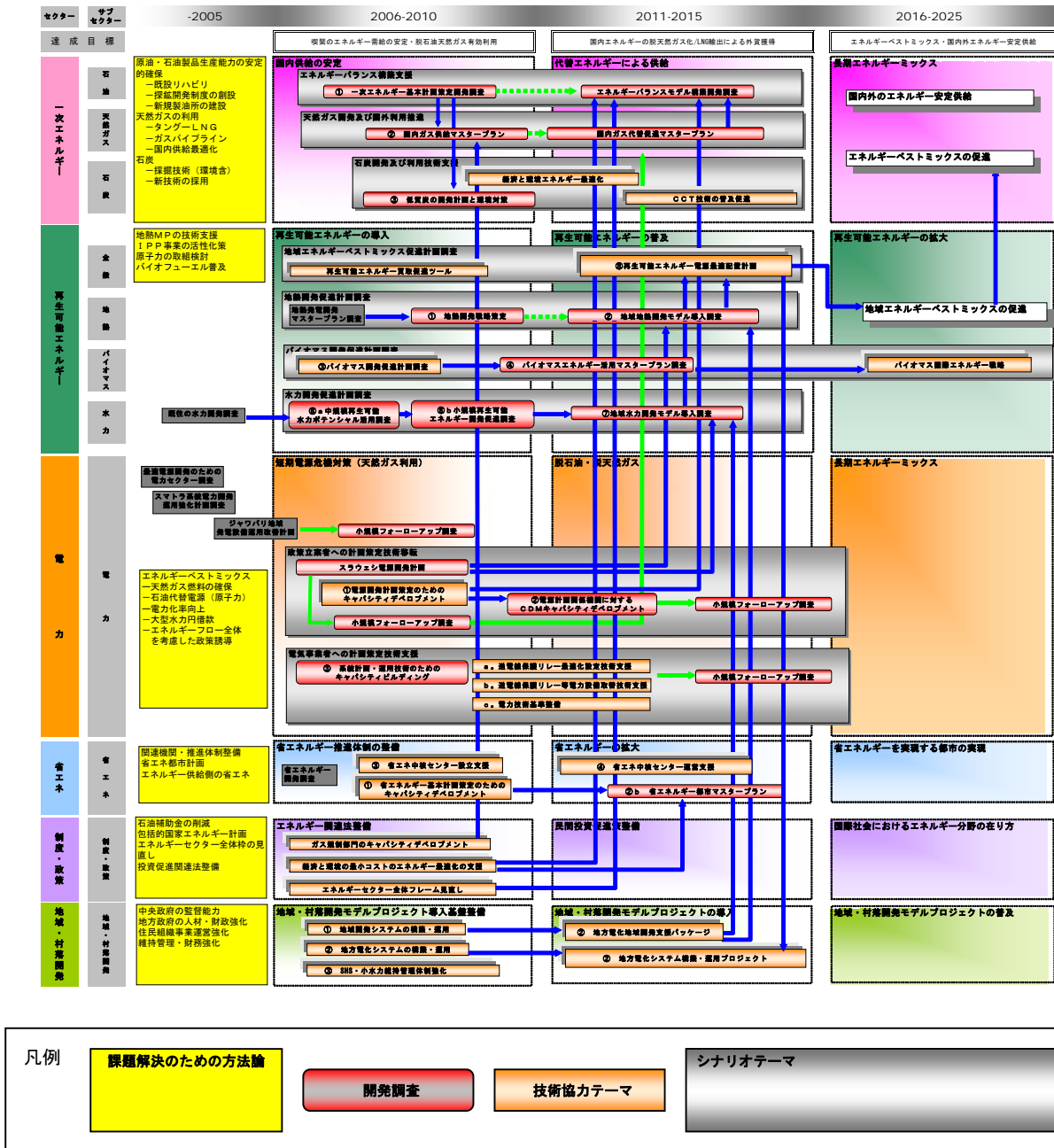


図 4.3.1 エネルギー分野における包括的技術協力プログラム

第5章 提 言

5. 1 経済インフラ支援に関する提言

インドネシア国のエネルギー供給の安定は、同国にとってもまた日本にとっても非常に重要である。特に、天然ガスは、国内向けに石油代替エネルギーとして期待がかかるが、一方で、LNGは外貨獲得のための有効手段である。したがって、第3章以降述べてきたように、国内エネルギー供給を安定化させるため、喫緊に天然ガスを有効利用することは有効であるが、将来的には石炭および再生可能エネルギーを有効活用し、国内の天然ガス利用を最適化（最小化）することで、海外向けLNGを継続的に安定供給することが重要であろう。これにより、外貨を獲得することができるのみならず、エネルギー輸出国としての責務を全うすることで、国際社会におけるプレゼンスを確立することができると思う。

この実現のため、実効あるエネルギー政策の立案することは極めて重要である。プライシングを含む、海外向け・国内向けエネルギー供給問題については、投資家の動向にも大きな影響を与えることから、慎重に議論をする必要があり、国内供給を確保しつつ、段階的な自由化を進めること、ならびに公平な制度設計が必要となろう。これら政策を進めるに当たり、円借款の利用、民間投資活用支援（PPP等）およびエネルギー利用技術支援（石炭利用技術、再生可能利用技術等）の活用は十分考慮されねばならない。また、これらの政策決定のためのツールとして、定量的で具体的なエネルギー供給計画の策定は極めて重要であり、とりわけ日本の支援が必要な分野と考える。

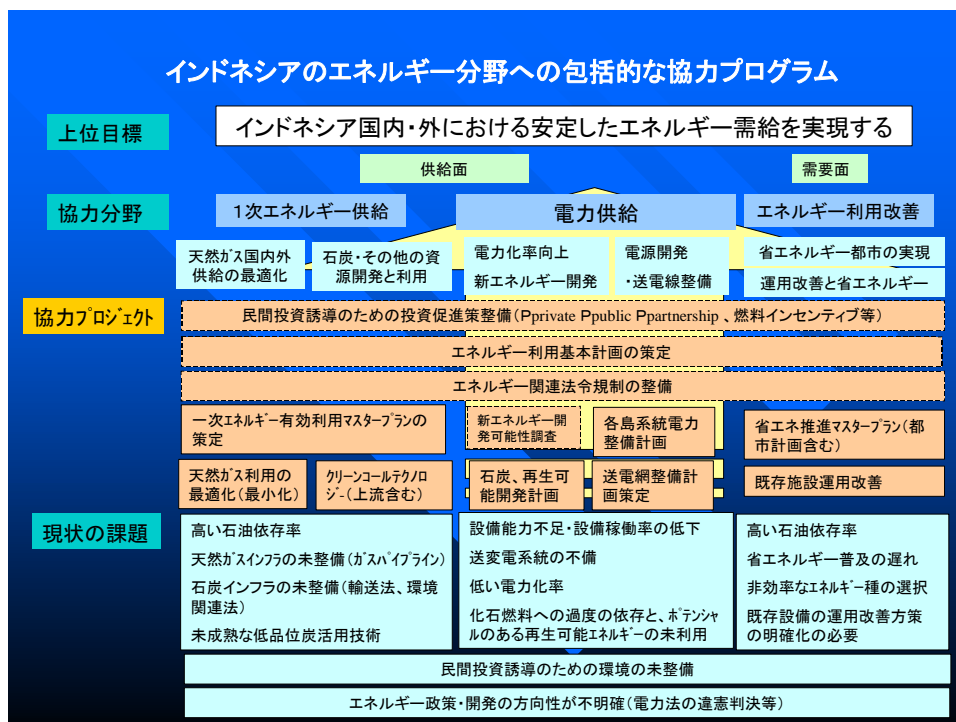


図 5.1.1 インドネシアのエネルギー経済インフラ分野への包括的な協カプログラムイメージ

5. 2 社会インフラ支援に関する提言

地方電化では、中央政府、地方政府、コミュニティレベルでそれぞれ解決すべき課題を抱えている。一方、地域・村落開発は、地域開発計画システムの構築、地方政府の開発予算、地方政府数の増加など、その実現に向けて制度的、財務的問題に直面している。

地方電化と地域・村落開発の事業は互いに連携して、計画された目的を実現することが理想的だが、現在は、連携すべき2つのシステムがそれぞれうまく機能せず、連携も実現していない。短期的には、電力分野で新電力法改正に伴う大幅な環境変化も予想されることから、長期的な支援開始の前に、状況把握と的確な支援案作成のための短期専門家シャトル派遣などの支援も有効だろう。いずれの事業でも、長期の努力・支援が必要とされるが、それぞれのシステムを強化し、連携を図り、最終的には、地方電化が、地域・村落開発事業の一部として経常的に実施される体制を構築すべきである。さらに、借款や政府資金による将来の事業の展開・継続ができるよう、資金面の継続性に留意しなければならない。また、事業パフォーマンス向上のためのインセンティブのメカニズムも構築する必要がある。

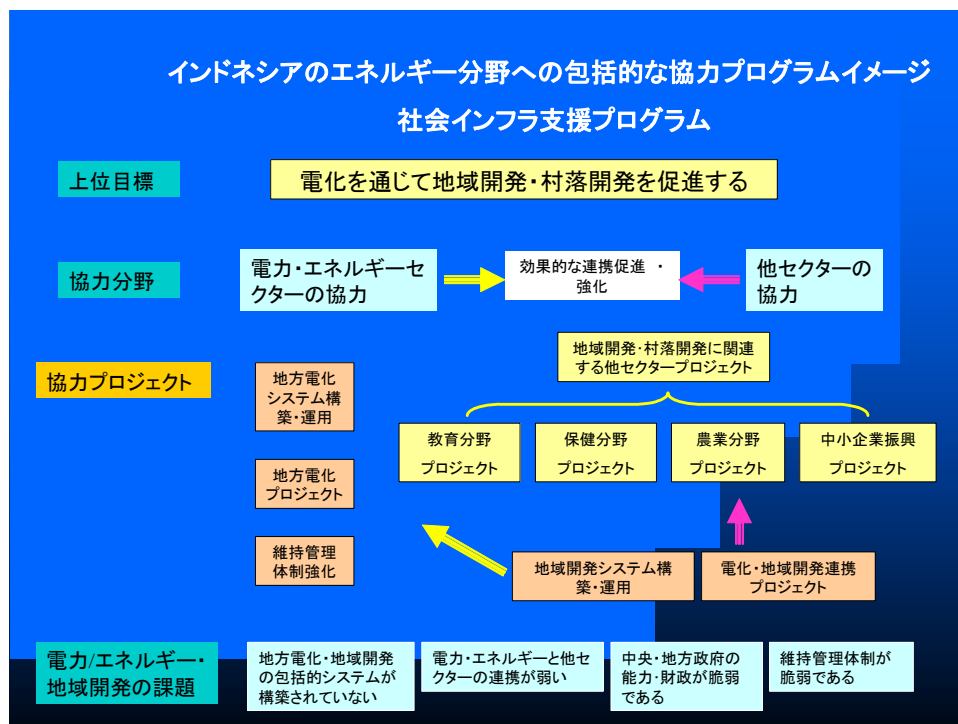


図 5.2.1 インドネシアの地方電化・地域開発への包括的な技術協力プログラムイメージ

添付資料 1 エネルギーセクターに関する調査

(1) 国際協力機構 (JICA)

■一次エネルギー（石油、石炭、天然ガス、小水力他）関連調査

分類	件名	実施年	WEB 公開 の有無	概要
石油	Policy recommendation for Indonesia's petrochemical industry	2001	—	—
	石油・ガスイメージプロセッシング研究所プロジェクト終了時評価	1994	—	—
	石油化学工業開発計画調査	1974	—	—
天然ガス	ジャンビ天然ガス利用開発計画調査	1988	—	—
石炭	石炭鉱業技術向上プロジェクト運営指導（中間評価）報告書	2004	○	インドネシアに対し、坑内掘石炭採掘技術の移転を実施。
	石炭鉱業技術向上プロジェクト事前調査団報告書	2000	○	インドネシアの石炭採掘技術（坑内掘）向上にむけた支援要請に対し、その妥当性等を調査。
	石炭生産拡大のための人材育成 M/P 調査	1997	—	—
小水力	新型流れ込み式水力発電導入発展計画調査	1999	—	—
その他	アチェ州における小水力による地方電化計画基本設計調査	1997	—	—
	東ジャワ地域資源開発協力基礎調査	2004	○	東ジャワ地域の鉱物資源に対する賦存可能性の調査および評価を実施。
	再生可能エネルギー利用地方エネルギー供給計画（開発調査）	2003	○	再生可能エネルギー利用による地方電化のためのガイドライン及びマニュアルを作成し、必要な技術・知識を先方関係者に移転。
	クリンチ地熱開発計画調査	1989	—	現地電力事情により 2.35MW の発電計画を勧告
	ルンプール地熱開発計画調査	1983	—	発電ポテンシャルとして 30MW を確認したが、現地電力事情により 5MW の発電計画を勧告

■ 電力セクター（全般、火力、水力、送電、配電、地方電化）関連調査

分類	件名	実施年	WEB 公開 の有無	概要
全般	スマトラ系統電力開発運用強化計画調査（開発調査）	2005	○	スマトラ系統における最適電源開発計画の策定、開発計画実現のための電力セクター投資促進策の検討。
	最適電源開発のための電力セクター調査に関するフォローアップ調査（自家発有効活用）	2004	○	ジャワバリ系統の短期電力危機対策の一つとして自家発電設備の有効活用の実現を支援。
	アジア地域電力構造比較によるニーズ調査	2004	○	電力自由化・規制緩和に対するアジア諸国の現状の対応状況からの課題抽出と支援テーマの検討。
	最適電源開発のための電力セクター調査（開発調査）	2002	○	ジャワバリ系統で危惧される電力危機の検証と短期対策の立案、中長期の最適電源開発計画、送電計画の検討、計画実現に際しての技術面、組織・制度面での提言。
	電力セクター総合エネルギー開発計画調査	1995	—	—
火力	グレシック火力発電所 3・4 号機改修計画基本設計調査	2003	○	3・4 号機蒸気タービンの劣化に伴う出力低下改善に向けた無償資金協力に関する調査。概算事業費約 20 億円。
	ウジュンバンダン石炭火力発電開発計画調査	1996	—	—
	南スマトラ山元火力発電開発計画調査	1993	—	南スマトラ州の石炭鉱区近傍に石炭火力発電所を設置し、直流送電でジャワ島へ電力を送電するための開発調査。
水力	ポコ水力発電開発計画調査	1997	—	—
	コナエハ水力発電計画調査	1998	—	—
	ケライ 2 水力発電開発計画調査	1998	—	高さ 90m のロックフィルダムにより 111MW の水力発電所を建設する。概算事業費 370 億円
送電	中部スマトラ電力系統開発計画調査	1985	—	—
	北スマトラ送電網開発計画調査	1980	—	—
配電	地方電化事前評価調査報告書	2005	○	インドネシアの地方電化に向け、今後の支援方法、協力方針について検討を実施。
	鉱工業プロジェクトアフターケア調査（太陽光発電ハイブリッドシステム地方電化計画）現地調査	2001	○	1991 に設置した 2 箇所の太陽光発電ハイブリッドシステムについて、運転開始後 9 年経過時の状況調査を行い、同システムの改善について検討を実施。
	アチェ州における小水力による地方電化計画基本設計調査	1997	—	—
	北スマトラ小水力発電地方電化計画調査	1992	—	—
その他	地域開発政策支援プロジェクト終了時評価報告書	2003	○	インドネシアにて 1999 年 5 月に成立した地方分権化関連 2 法に基づき地方分権化を推進するため、地方行政能力の向上に対する支援を実施。
	スラウェシ貧困対策支援村落開発計画終了時評価報告書	2001	○	南スラウェシ州を対象に実施している貧困対策事業の効果的実施に向け実施した、参加型村落開発事業の立案・運営能力向上の終了時評価。
	太陽光発電ハイブリッドシステム地方電化計画調査	1993	—	—

(2) 国際協力銀行 (J B I C)

分類	件名	契約年	金額 百万円	概要
パイプライン	南スマトラー西ジャワガスパイプライン建設事業 (日本タイド)	2003	49,088	スマトラ島のガス田にて採掘された天然ガスをジャワ島に輸送するためのパイプラインの建設およびジャワ島西部のガス供給網 (チレゴン付近) の整備。
火力	タンジュンプリオク火力発電所リハビリ・ガス化事業	2003	58,679	720MW のガスコンバインドサイクル発電設備の新設、送变电設備の改良。
	ムアラカラン火力発電所ガス化事業 (一般アタイト)	2003	55,750	重油焼き発電をガスコンバインドサイクル発電に転換。これにより、発電出力を約 300MW から約 720MW に増大させる。
	ムアラタワルガス火力発電所拡張事業 (一般アタイト)	2003	18,182	225MW ガスコンバインド発電設備の新設
	タラハン石炭火力発電事業 (一般アタイト)	1998	34,023	スマトラ島ランボン地域の電力需要の急増に対応するための石炭火力発電所 (100MW×2 基) および関連送電線を建設。
	上記含め 計 25 件、合計金額 283,473 百万円			
水力	アッパーチソカン揚水発電事業 (E/S)	1998	1,436	西ジャワ州チソカン川上流に合計 1,000MW (250MW×4) の揚水式発電所を建設するためのエンジニアリング・サービス (E/S)
	シパンシハポラス水力発電事業 (2) (一般アタイト)	1996	8,408	—
	多目的ダム発電事業 (一般アタイト)	1996	6,291	—
	ウォノレジョ多目的ダム建設事業 (2) (一般アタイト)	1996	3,756	—
	シパンシハポラス水力発電所及び関連送電線建設事業 (一般アタイト)	1995	2,978	—
	バカル第二水力発電事業 (E/S)	1995	512	—
	プサンガン水力発電所及び関連送電線建設事業	1995	10,625	—
	上記含め 計 78 件、合計金額 312,544 百万円			
送電	ジャワバリ系統基幹送電線建設事業 (3) (一般アタイト)	1998	10,918	ジャワ島東部と需要地帯である西部ジャワを結ぶ 50 万ボルト基幹送電線及び関連変電所の建設。
	ジャワ・バリ系統基幹送電線建設事業 2 (一般アタイト)	1996	2,840	—
	ジャワ・バリ系統基幹送電線建設事業 (一般アタイト)	1995	17,037	—
	ジャワ・バリ送電線・変電所整備事業 (2) (一般アタイト)	1992	6,862	—
	上記含め 計 19 件、合計金額 79,198 百万円			
配電	地方電化事業 (2) (一般アタイト)	1996	6,115	—
	地方電化事業 (一般アタイト)	1993	8,970	—
	上記含め 計 15 件、合計金額 59,011 百万円			
その他	ダイヤコロット発電機機修理センター修復事業	1989	793	—
	ラヘンドン地熱発電所拡張事業	2004	5,866	北スラウェシ州のラヘンドン地熱発電所における 20MW 級地熱発電設備の新設。

(3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)

No.	件名	実施年	WEB公開の有無	概要
1	海外地質構造等調査に係る企業化基礎調査 (インドネシア・マンデリアンギン)	2001	○	Jambi 州 Mandiangin 地区における炭坑開発基礎調査を実施した。
2	環境調和型石炭利用システム可能性調査事業 (インドネシアにおける低品位炭改質技術の適応性調査)	2000	○	低品位炭の改質技術を商業ベースで導入するための検討を行い、インドネシアへの適応性を評価した。
3	官民連携国際共同研究事業	1999-2000	○	石炭を利用するインドネシアの中小規模工場向けの低公害で操作が簡単な工業炉の開発を目的とした研究。
4	炭液化技術に関する研究協力	1999-2001	○	インドネシアにおける石油代替エネルギーとして自国炭対象の液化技術事業化を共同研究した。
5	日本インドネシア石炭共同探査	1996-2000	○	南スマトラ州タンジュンエニム地区のプニアン地域とクンキラ地域において、インドネシアと石炭共同探査を実施した。
6	西スマトラ州オンピリン炭田共同探査プロジェクト	1991-95	○	西スマトラ オンピリン炭田の地質構造調査を実施した。
7	企業化基礎調査	1989-現在	○	石炭資源の分布、インフラの整備状況等を調査し、石炭採掘の企業化可能性について調査を行っている。これまでの調査地域は東カリマンタン州マハカム川、ベンクル地区、アイルスカラク地区、東カリマンタン州ロアジャナン南地区、南スマトラ州 Sungaililin 地区、などである
8	日本・インドネシア石炭共同探査プロジェクト	1986-90	○	Kuantan 川流域 (スマトラ・Riau 州) の石炭資源調査を実施した。
9	パームオイル工場排出メタンガス利用事業調査	2004	○	パームオイルの工場にて発生するメタンガスの放出を有効利用し、ディーゼル燃料をバイオガス燃料に代替することが可能かどうかの調査を行った。
10	パーム油工場の廃棄物及び廃液利用代エネ事業調査	2004	○	カリマンタン島西カリマンタン州にある国営農園 PTPN13 が運営するパーム油工場に農業廃棄物である EFB を燃料として発電を行い、商用電力系統に売電する事業についての FS 調査
11	バイオマス資源を利用した石油代替エネルギー利用プロジェクトの実施可能性調査	2004	○	バイオマスエネルギー利用に関して効果的なモデル事業の実施に結びつけるため、複数のモデル事業候補案件について比較・検討を行う。
12	ナンヨウアブラギリ油の小規模分散発電システム開発調査	2004	○	地方電化対象の小規模分散発電システムに、ナンヨウアブラギリ油もしくはナンヨウアブラギリ油と軽油の混合油によるディーゼル発電システムの開発を目指し、100%のナンヨウアブラギリ油で 30kW のディーゼル発電用エンジンを起動させ、100%の負荷で運転できる結果が得られた。
13	養豚場糞尿貯蔵池からのメタンガス回収・発電調査	2004	○	リアウ州、ブラン島における畜産廃棄物からのメタン回収および利用の CDM プロジェクト化の可能性について FS 調査を実施
14	スマトラ島での製糖工場のバガス利用代エネ事業調査	2003	○	スマトラ島ランブング州にある製糖工場に復水蒸気タービンを設置して発電能力を増強し、バガス燃料発電を売電する事業の FS 調査
15	パーム油廃棄物からのバイオディーゼル製造事業調査	2003	○	南スマトラ州 Palembang 地域における既存のパーム油工場の敷地内に、BDF プラントを建設し、敷地内から回収される廃棄物から BDF を生産し、それを周辺の工場に供給する FS 調査

No.	件名	実施年	WEB公開の有無	概要
16	中小地熱発電開発可能性調査	1988	○	中小地熱利用技術の適用可能性についての調査と地熱資源の有効利用システムに関する技術課題を抽出する調査とフローレス島 Ulumbu 地点の開発可能性を検討している。
17	太陽エネルギー利用技術の開発可能性調査	1984-85	○	タイ、マレーシアおよびインドネシアにおける産業への太陽エネルギー利用に関して、太陽電池及び集熱器を組み合わせたシステムの技術開発の可能性を探ることを目的とした可能性調査

石炭関連事業のみ掲載。その他にも、エネルギー分野への支援は CDM 基礎調査を含め多数ある。

(4) 世界銀行

No.	件名	金額 (million US\$)	承認年
1	Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project	141	2003
2	Second Power Transmission and Distribution Project	373	1996
3	Suralaya Thermal Power	423.6	1992
4	Power Transmission Project	275	1991
5	Gas Utilization Project	86	1990
6	Renewable Energy Small Power (RESP) Project	66.4	1997
7	Solar Home Systems	24.3	1997
8	Solar Home Systems Project	20	1997

エネルギーセクター関連プロジェクトのみ (抜粋)

(5) 地球環境ファシリティ(GEF)

分類	件名	実施年	供与先	協力資金
全般	Increasing Community Welfare Using Renewable Energy Application in Pitung Penanian and Karre Limbong villages, Tana Toraja district, South Sulawesi	11/2001 - 10/2002	Yayasan WALDA	\$ 40,285.00
	Toward Food and Energy Self-Sufficiency by Strengthening Community-based Economy Network and Sustainable Livelihoods in Bali	4/2003 - 9/2004	Yayasan Wisnu	\$ 35,000.00
	Planning of Development and Utilization of Horses as Local Transportation and Organic Compost Resources supply to Minimize Air Pollution and the Use of Toxic Pesticide	6/2004 - 8/2004	Yayasan Aktualitas Amanah Hidup	\$ 2,000.00
小水力	Revitalization of microhydro electric generator in Sirnarasa village, Cisolak Sukabumi	2/1998 - 3/1999	Institut Bisnis & Ekonomi Kerakyatan	\$ 49,946.50
	Community Empowerment through Development of Pikohydro	3/2001 - 2/2002	Perhimpunan Kelompok Pelestari Hutan	\$ 25,000.00
	Upgrading the Capacity of Microhydro Facility to Enhance Economic Activities Development of Local Community	8/2000 - 7/2001	Konsorsium Seloliman	\$ 27,388.00

分類	件名	実施年	供与先	協力資金
太陽光	Community Based Marine Resources Management through the uses of Solar Energy (Solar Tunnel Dryer)	3/2001 - 2/2002	Lembaga Pengkajian Pedesaan, Pantai dan Masyarakat	\$ 27,000.00
	The Introduction of Solar Lantern for Fishers In Order To Replace The Uses Of Kerosene Lamp	2/1998 - 8/1998	KUD Mina Jaya	\$ 22,880.80
バイオマス	Alternative income generating activities for dokar owner through implementation of biogas system	11/1998 - 8/1999	Yayasan Gemi Nastiti	\$ 10,489.00
	Participatory Planning to Support Advocacy to Utilize Alternative Fuel in Earth-based Production in Gowa and Takalar, South Sulawesi	3/2005 - 7/2005	Lembaga Advokasi dan Pengkajian Pembangunan Desa dan Pariwisata	\$ 2,000.00

Small Grants Programme の気候変動運用プログラムにおける再生可能エネルギー案件

(6) その他ドナーによる協力実績の整理

1) アジア開発銀行 (ADB)

アジア開発銀行では、オランダのファンドの下、PREGA (Promotion of Renewable Energy, Energy Efficiency and Greenhouse Gas Abatement) において再生可能エネルギーに関する F/S 調査等を実施している。実施済みおよび実施中の案件は次のとおりである。

(実施済み案件)

- Development of Micro-Hydro Power Generation Utilizing Irrigation Channel of Wangan Aji
- Utilization of Biogas Generated from the Anaerobic Treatment of Palm Oil Mills Effluent as Indigenous Energy Source for Rural Energy Supply and Electrification
- Utilization of Municipal Solid Waste for Electricity Generation
- Utilization of Wood Wastes Generate from Sawmills operated by Smallholders Distributed

(実施中案件)

- Photovoltaic Program for Urban Areas

また、Renewable Energy Sector Development では、Mongango (2 x 600 kW), Lobong (2 x 800 kW) と Merasap (2 x 750 kW) の小水力発電が実施されることになっている。

2) ドイツ技術協力公社(GTZ)

GTZ では、Mini-Hydropower Schemes for Sustainable Economic Development (MHPP) によって小規模水力による再生可能エネルギープロジェクトが実施されている。

添付資料2 インドネシアにおけるエネルギーセクター関連法制度・政策

第1章 インドネシアにおける法規制体系

1. 1 法律の序列関係

インドネシアにおける法律ヒエラルキーは‘法規策定に関する法律 2004 年 10 号 (Undang-undang No.10 Tahun 2004 tentang Pembentukan Peraturan Perundang-undangan) : Law No.10/2004 on Government Regulations’ により、上位から.a 1945 年憲法 b. 法律・法律に替わる政令 c. 政令 d. 大統領規定 e. 地方条例となっている。各規定には定める主体と憲法における根拠が定められている。

政令は、法令 (Law) のように時間を要する国会の承認が必要とされず、大統領の署名だけで公布することが可能である。尚憲法において規定される各法律、政令、大統領令は以下の通りである。大統領令はこれまで 4 回の改定を行っている。

政令と大統領令の違いは法律 2004 年 10 号の定義では、「政令とは法律を遂行すべく大統領が定める法規である。」(1 条 5、憲法 5 条 2、MPR 決定も同様)、「大統領規定とは大統領が作成する法規である。」(1 条 6) との記載がある。政令は法律があってこそ存在するのであり、法律も政令あってこそ実際に実施が可能となる、という機能を有するものである。また MPR (国民評議会) 決定 3 条 6 には「大統領令は国政および政府の行政実施を規制する形で機能と任務を遂行するために大統領が作成する。」との記載があり、政令と大統領令では定められる内容が違うということと理解できる。

表 1. 1. 1 憲法により規定される各法律

	憲法における該当部分規定	定める主体	憲法における根拠
法律(Law)	5 条第 1 項及び 20 条第 1 項	大統領及び国会	(1 回目の改正でさしかえ)「大統領は国会に法案を提出する権利を有する」 「国会は法律を制定する権限を有する」
政令 (Government Regulation)	5 条第 2 項	大統領	「大統領は法律を施行するために必要な政令を定める」
大統領令 (Presidential Decree)	4 条 Pasal 4 第 1 項	大統領	「インドネシア共和国大統領は憲法に則り政権を掌握するものとする」
大臣令 (Ministerial Decree)		各大臣	大臣令と地方条例の上位関係について、2 つのケースに分けられる。 a) Ministerial Decree が他の Regulation (法や大統領令) から、delegate されたものである場合は省令が地方条例よりも上位になる。 b) Delegate のない場合 地方は省令に従う必要はない。 中央と地方の条例が conflict した場合は、最高裁 (Supreme Court) の判断に委ねる。

表 1. 1. 2 1945 年憲法条文

1945 年憲法 (Undang-undang Dasar 1945 : The 1945 Constitution of the Republic of Indonesia)

Pasal 4 (条)

- (1) Presiden Republik Indonesia memegang kekuasaan pemerintahan menurut Undang-Undang Dasar. 「インドネシア共和国大統領は憲法に則り政権を掌握するものとする」
- (2) Dalam melakukan kewajibannya Presiden dibantu oleh satu orang Wakil Presiden.
「その義務遂行において大統領は一人の副大統領に補佐される」

Pasal 5 (条)

- (1) Presiden memegang kekuasaan membentuk undang-undang dengan persetujuan Dewan Perwakilan Rakyat.
「大統領は国会の承認により法律を策定する権限を有する」
- (2) Presiden berhak mengajukan rancangan undang-undang kepada Dewan Perwakilan Rakyat. (1 回目の改正でさしかえ) 「大統領は国会に法案を提出する権利を有する」
- (3) Presiden menetapkan peraturan pemerintah untuk menjalankan undang-undang sebagaimana mestinya.
「大統領は法律を施行するために必要な政令を定める」

Pasal 20 (条)

- (1) Tiap-tiap undang-undang menghendaki persetujuan Dewan Perwakilan Rakyat.
「各法律は国会の承認を求めるものとする」
- (2) Jika sesuatu rancangan undang-undang tidak mendapat persetujuan Dewan Perwakilan Rakyat, maka rancangan tadi tidak boleh dimajukan lagi dalam persidangan Dewan Perwakilan Rakyat masa itu.
「法案が国会の承認を得なかった場合、同期の国会審議に再度提出することはできない」
- (1) Dewan Perwakilan Rakyat memegang kekuasaan membentuk undang-undang. 「国会は法律を制定する権限を有する」
- (2) Setiap rancangan undang-undang dibahas oleh Dewan Perwakilan Rakyat dan Presiden untuk mendapat persetujuan bersama. 「すべての法案は共同合意を得るために国会と大統領によって議論されるものとする」
- (3) Jika rancangan undang-undang itu tidak mendapat persetujuan bersama, rancangan undang-undang itu tidak boleh diajukan lagi dalam persidangan Dewan Perwakilan Rakyat masa itu. 「法案が共同合意を得なかった場合、同国会審議中に再提出できない」
- (4) Presiden mengesahkan rancangan undang-undang yang telah disetujui bersama untuk menjadi undang-undang. (1 回目の改正で差し替えおよび追加) 「大統領は共同合意をされた法案を法律として承認する」
- (5) Dalam hal rancangan undang-undang yang telah disetujui bersama tersebut tidak disahkan oleh Presiden dalam waktu tiga puluh hari semenjak rancangan undang-undang tersebut disetujui, rancangan undang-undang tersebut sah menjadi undang-undang dan wajib diundangkan. (2 回目の改正で追加) 「共同合意された法案が 30 日以内に大統領の承認を受けない場合、当該法案は法律として合法であり、法制化されるものとする」

表 1. 1. 3 法規策定に関する法律 2004 年 10 号

法規策定に関する法律 2004 年 10 号 (Law No. 10/2004 on Government Regulations) によって定められている。

1 条

- (3) 法律は大統領と共同合意の下国会が策定する法規である。
- (5) 政令とは法律を実施するために大統領が定める法規である。

7 条

(1) 法規の種類とヒエラルキーは以下の通りである

- a. 1945 年憲法
- b. 法律・法律に替わる政令
- c. 政令
- d. 大統領規定
- e. 地方条例

表 1. 1. 4 法的ソースと法規の順序に関する国民評議会決定 No. III/MPR/2000

法的ソースと法規の順序に関する国民評議会決定 No. III/MPR/2000 (Ketetapan Majelis Permusyawaratan Rakyat No. III/MPR/2000 tentang Sumber Hukum dan Tata Urutan Peraturan Perundang-undangan) : MPR Decree No. III/MPR/2000 on Legal Source and the Hierarchy of National Legislation.

第 2 条

法規の順序は法規作成における指針となる。

インドネシア共和国の法規の順序は、

- 1. 1945 年憲法 (Undang-undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945)
- 2. 国民評議会決定 Ketetapan Majelis Permusyawaratan Rakyat Republik Indonesia
- 3. 法律 (Undang-Undang)
- 4. 法律に替わる政令 (Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-undang (Perpu))
- 5. 政令 (Peraturan Pemerintah)
- 6. 大統領令 (Keputusan Presiden)
- 7. 地方条例 (Peraturan Daerah)

3 条

- (3) 法律は 1945 年憲法および国民評議会決定を実施するために大統領と共同で国会が作成する。
- (5) 政令は法律の指示を実施するために政府が作成する。
- (6) 大統領令は国政および政府の行政実施を規制する形で機能と任務を遂行するために大統領が作成する。

Pasal 22A (条)

Ketentuan lebih lanjut tentang tata cara pembentukan undang-undang diatur dengan undang-undang.

(2 回目の改正で追加) 「法律制定手順は詳細を法律で定める」

■法 (Act) のできる手順は次の通り

例) MEMR ((例) : 鉱山エネルギー省) が法律ドラフトを起草する

↓

大統領が法務大臣 (Minister of Law and Human Rights) に諮問する

↓

法務大臣が他大臣との調整を行う

↓

大統領から国会に提出する

■大統領令の起草手順については次の2つのケースがある。

- a) 大統領令が法もしくは政令から delegate したものである場合 (with delegation)
大統領は大臣の1人に大統領令のドラフトの起草を依頼する。
次に大統領は国会に法案を提出する。
- b) 大統領令が憲法 4.条第 1 項「インドネシア共和国大統領は憲法に則り政権を掌握するものとする」に準ずる場合 (without delegation)
大統領は彼自身で大統領令を発行する。

1. 2 憲法裁判所

1. 2. 1 憲法裁判所の位置付け

2004年12月15日、憲法裁判所は、2002年9月に施行された電力事業の自由化を定めた新電力法（法律 2002年 20号 tentang Ketenagalistrikan）が憲法 33条 2項に抵触するとして無効の判決を下した。2004年12月21日にも憲法裁は、一部の団体の訴えをもとに、「石油・ガスに関する 2002年法律第 22号」（UU 22/2002 tentang Migas、通称「石油・ガス法」）の特定条項が憲法の規定に相反する判断を下した。

憲法裁は、民主化とともに進められてきた司法改革の成果として2003年8月に生まれた機関で、その主な役割は、法律の合憲性について審理することだが、その他にも憲法裁に関する法律 2003年 24号第 19条にあるように憲法によって権限が定められた国家機関間の権限の紛争の解決、争議、政党の解散、選挙結果に関する紛争の解決を行うことと定められた。従来こうした役割は最高裁が担っていたが、2001年11月に国民協議会(MPR)が可決した第3次憲法改正に基づき、これらの権限は憲法裁に移管された³⁶。

³⁶ 「最高裁の権限の移管」については憲法の最初のバージョンで、24条には、(1) 裁判権限は最高裁および法律に基づきその他の裁判機関が実施する(2) 裁判機関の組織と権限は法律で定めるとあったのが、3回目の改正で、24条(変更) (1) 裁判権限は法と平等の確率のための裁判実施のために独立した権限である。(2) 裁判権限は最高裁判所およびその下にある一般裁判、宗教裁判、軍事裁判、国政裁判分野の裁判機関および憲法裁判所が実施する。24条 A(追加) (1) 最高裁は上告レベルにおいての権限を有し、法律に対する下位法規の審理、法律によって与えられたその他の権限を有する(2) (略)となった。

1. 2. 2 憲法裁の権限

2001年11月に国民協議会(MPR)が可決した第3次憲法改正³⁷の第24C条には憲法裁の設置が明記された。新たに付加されたこの下記規定によると、憲法裁は、法律の合憲性について審理するほか、憲法によって権限が定められた国家機関間の争議、政党の解散、選挙結果に関する争いを解決することになった。こうした国家運営と法秩序の最も根幹となる問題は最高裁の権限となっていたが、第3次憲法改正後、最高裁は抗告事件の終審裁判所の機能をもつのみとなり、法令の審査権は憲法裁に移管された。

表 1. 2. 1 第3次憲法改正³⁸の第24C条

24条Cは(1) 憲法裁判所は憲法に対する法律の審理を行うために最初で最後の決定を下し、憲法によって与えられた権限を有する国家機関の権限の紛争を解決し、政党の解散を決定し、総選挙結果に対する紛争を解決する権限を有する。(2) 憲法裁判所は憲法に基づき大統領および/あるいは副大統領が違反をおかしたと見なすことに関し、国会の意見に対して決定を下す義務を有する。(3) 憲法裁判所は大臣によって定められる憲法判事9人からなり、3人を最高裁判所、3人を国会、3人を大統領が提案する。(4) 憲法裁判所の長と副長は憲法判事のなかから彼らによって選出される。(5) 憲法判事は統合性があり良好で公平で憲法と国政に通じる人物でなければならず、国の役人を兼務しない。(6) 憲法判事の任命と停職、法およびその他憲法裁判所に関する規定は法律で定める。

2003年8月13日には、「憲法裁に関する2003年法律第24号」(UU No. 24/2003 tentang Mahkamah Konstitusi、以下「憲法裁法」)が制定され、制定と同時に発効したため、憲法裁の構成、役割、権限などに関する細かい規定がまとまった。詳細は以下のようなものである。

表 1. 2. 2 憲法裁に関する法律2003年24号

憲法裁に関する法律2003年24号	
第1章	
一般規定	
第2章	
地位と組織構成	
第3章	
憲法裁の権限	
19条	
(1)	憲法裁は、次の目的で、その決定がファイナルの性格を有する最初で最後のレベルの裁判の権限を有する： a. 1945年憲法に対する法律の審理 b. 1945年憲法によって与えられた権限をもつ国家機関の権限の紛争を解決する c. 政党の解散を下す d. 総選挙結果に関する紛争を解決する
(2)	憲法裁は大統領および/あるいは副大統領が国に対する背任、汚職、収賄、その他の重犯罪行為、悪い行いによる法違反および/あるいは1945年憲法にある大統領および/あるいは副大統領としての条件を満たしていないと見られるという国会の意見に対する決定を与える義務を有する。
(3)	上記(2)にある(訳注：用語)とは：

³⁷ 第3次改正の正式名称は、Perubahan Ketiga Undang-undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 (Third Amendment to the 1945 Constitution of the Republic of Indonesia : インドネシア共和国1945年憲法第3回目の改正)

³⁸ 第3次改正の正式名称は、Perubahan Ketiga Undang-undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945 (Third Amendment to the 1945 Constitution of the Republic of Indonesia : インドネシア共和国1945年憲法第3回目の改正)

- a. 国に対する背任とは、法律に定められた国防に対する犯罪行為である
- b. 汚職・収賄とは法律で定められた汚職・収賄犯罪行為である
- c. その他の重犯罪行為とは5年以上の禁固刑に科せられる犯罪行為である
- d. 悪い行いとは大統領および/あるいは副大統領としての威厳を減ずる行為のことである
- e. 大統領および/あるいは副大統領としての条件を満たしていないとは、1945年憲法にあるに定められた条件のことである

第4章

憲法裁判事の任命と停職

第5章

法

50条

審理の申請ができる法律は1945年憲法改正後に法制化された法律である。

56条

- (1) 憲法裁が申請者および/あるいは申請が50, 51条の条件を満たしていないと判定した場合、申請は受理されないとする。
- (2) 憲法裁が申請には理由があると判定した場合、申請はかなえられる。
- (3) 上記(2)にある申請がかなえられた場合、憲法裁は法律の条項および/あるいは部分が1945年憲法に矛盾していると断言する。
- (4) 法律の形成が1945年憲法の法律形成の規定を満たしていない場合、申請はかなえられる。
- (5) 形成および内容の一部あるいは全体が1945年憲法と矛盾していない場合、申請は拒否される。

57条

- (1) 憲法裁の決定が法律の条項および/あるいは部分が1945年憲法と矛盾していた場合、当該法律の条項および/あるいは部分は法的拘束力を有しない。
- (2) 憲法裁の決定が法律の形成が1945年憲法に基づく法律形成規定を満たしていないとした場合、当該法律は法的拘束力を有しない。
- (3) 申し出をかなえた憲法裁決定は、決定から30日以内に官報に記載を義務付けられている。

58条

当該法律が1945年憲法と矛盾しているという決定があるまで憲法裁の審理している法律は依然有効である。

60条

既に審理を受けた法律の条項および/あるいは部分に対し、再審理申請はできない。(上訴はできない)

第6章

その他の規定

第7章

移行規定

第8章

終わりの規定

(全88条)

上記憲法裁法第50条によると、憲法裁が合憲性を審理する権限を有する法律は、“1945年憲法改正後”に法制化された法律とされ、説明として、“1945年憲法改正後”とは1999年10月19日付けの第1次憲法改正以後に制定された法律に限られているとされている。

憲法裁による合憲性審理の裁定内容には第56条に示されている。法律の形式が

1945年憲法の規定に違反していると憲法裁が判断した場合、その申請が認められ法律が廃止される。これは2004年12月15日、憲法裁判所は、2002年9月に施行された電力事業の自由化を定めた新電力法(法律2002年20号 tentang Ketenagalistrikan)が憲法33条2項に抵触するとして無効の判決を下したような場合である。

反対に、法律の特定条項が憲法の規定に反すると判断した場合、その法律の特定条項のみが法的拘束力を持たないとされる。これは2004年12月21日にも憲法裁は「石油・ガスに関する2002年法律第22号」(UU 22/2002 tentang Migas、通称「石油・ガス法」)の特定条項が憲法の規定に相反する判断を下したが、法律自体が無効とされることはなかった。

第2章 インドネシアにおける各エネルギーセクターの関連法制度・政策

2.1 エネルギー政策

エネルギー法のドラフトがあるがまだ国会に提出されていない。この法案では(2) 再生可能エネルギーの利用を高めるために、エネルギー分野の事業者への義務を定める(例えば、特定容量の発電事業許可保持者には有する総容量の例えば5%を再生可能エネルギーを利用、など)。(3) ここで言う便宜供与とは事業者が新エネルギー(燃料電池、水素、炭層メタンガス、coal gasificationなど)や再生可能エネルギー分野の事業活動を行う事業者の促進のために実施されるものである。その形態は、税軽減、資金融資利子の軽減などである。(4) 政令には税・関税免除あるいは軽減、便宜供与期間を盛り込むものとする。等を定めている。

2006年5号(2006年1月25日制定)、国家エネルギー政策に関する大統領規定2006年5号‘Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional’において2025年における一次エネルギーミックスの目標設定を行っている。

これにより国家エネルギー管理ブループリントの内容を規定していることになる。

表2.1.1 国家エネルギー政策に関する大統領規定2006年5号

<p>国家エネルギー政策に関する大統領規定2006年5号</p> <p>インドネシア共和国大統領は、</p> <p>第2章 国家エネルギー政策の目的と目標</p> <p>2条</p> <p>(1) 国家エネルギー政策は国内エネルギー供給安全を実現するため努力を行う事が目的である。</p> <p>(2) 国家エネルギー政策の目標は、</p> <p>a. 2025年にエネルギー弾性率1未満の実現</p> <p>b. 2025年に最適な一次エネルギーミックスの実現、すなわち国家エネルギー消費に対する各エネルギー種の役割が、</p> <p>1) 石油は20%未満</p> <p>2) ガスは30%以上</p> <p>3) 石炭は33%以上</p> <p>4) バイオ燃料は5%以上</p> <p>5) 地熱は5%以上</p> <p>6) その他新エネルギー・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</p> <p>7) 液化石炭(liquefied coal)は2%以上</p>
--

2. 2 石油・ガス

2001年11月に施行された新石油・ガス法(New Oil and Gas Law No: 22/2001)の規定により、天然資源は(従来と変わらず)国家が管理を行うこと、プルタミナの役割から政府機能(監督機能)を外し、新たに上流部門監督機関(BP・MIGAS)と下流部門監督機関(BPH・MIGAS)が政府機関として設立された。プルタミナ 発効後4年間(2005年11月23日まで)は、国内市場への燃料供給配送責任を負っていた。

2003年6月署名のGovernment Regulation (PP) 31/2003により、プルタミナの有限責任会社(Persero)化が決定プルタミナはBP・MIGASからアポイントを受けなければ売主となれない状態となっている。

2. 2. 1 石油・ガスの担当官庁

石油・ガス担当官庁は以下の通り。尚、プルタミナは国営企業となっている。

表 2. 2. 1 石油ガスの担当官庁

担当機関名	機能
BP Migas (上流部門監督機関)	Pertamina に替わる石油・天然ガス上流部門の監督機関として設立され、契約実施の監督、政府取り分の生産物の販売促進、販売者の選定と指名などを行う。 (新石油・ガス法により、石油・天然ガス探鉱・開発にかかる生産物分与契約(PSC)は、エネルギー鉱物資源省が直接管轄する。ガスの流通事業はBPH-Migas の監督範囲であるが LNG 事業の売り手を決定するのはBPH-Migas)
BPH Migas (下流部門監督機関)	上流部門のBP Migas に対応し、下流部門の監督機関として設立されており、インドネシア国内の石油・ガス産業の下流部門の監督にあたり、石油製品供給や石油・天然ガスパイプラインの参入企業への認可・監督、パイプラインの利用料、住宅用ガス価格の決定等を管轄する。

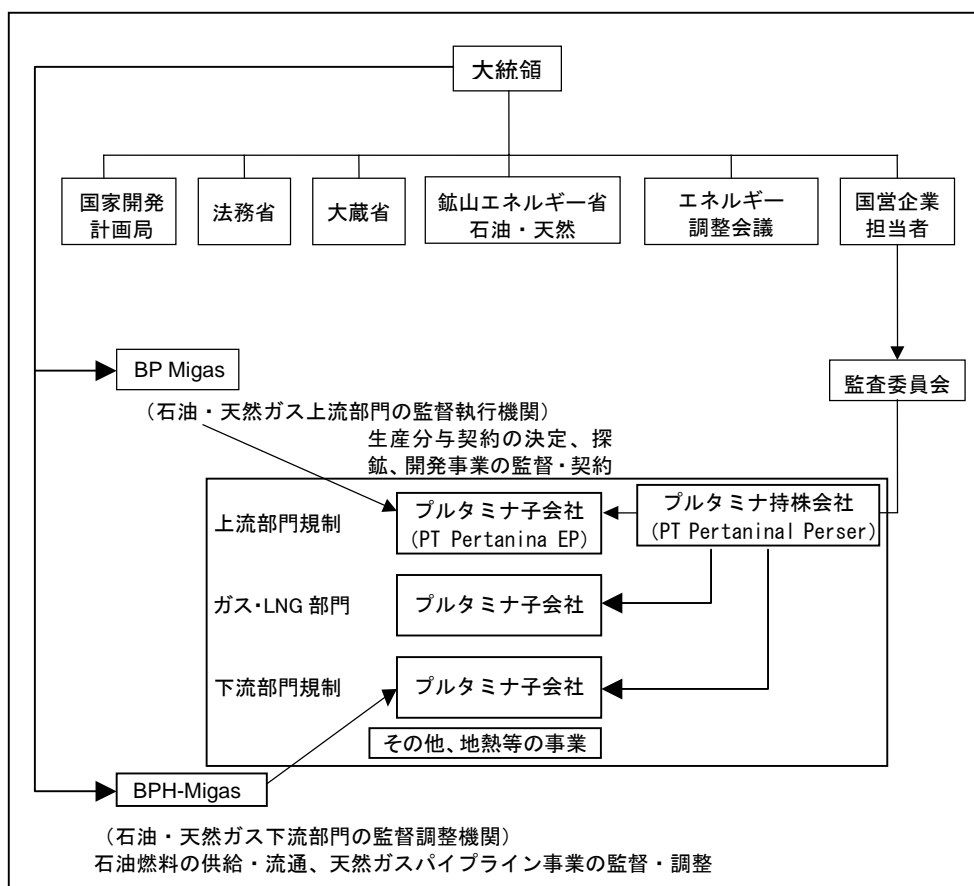


図2. 2. 1 新石油・ガス法以降のインドネシア石油ガス産業の体制

資料：各種資料より調査団作成

注1： ガス運搬は国営ガス公社（PGN：Perusahaan Gas Negara）とその子会社のトランスガス・インド社（PT Transporasi Gas Indonesia：PT Transgasindo）が行う

注2： プルタミナ本体は持株会社となり、グループ企業のマネージメント機能を持つ。（2006年2月時点では実現していない）

2. 2. 2 石油・ガス法の流れ

(1) 新石油・ガス法の成立まで

新石油・ガス法 (No. 22/2001) は石油ガス事業に関する法律代行政令 1960 年第 44 号³⁹、石油会社の国内供給義務に関する法律 1962 年第 15 号⁴⁰、プルタミナに関する法律 1971 年第 8 号⁴¹を統合してできた⁴²。しかしながら、1998 年の通貨危機で破綻したインドネシア経済の再建や民主化の流れの中で、それまでインドネシアの石油・ガス事業を独占してきた国营石油ガス公社プルタミナの非効率性や、スハルト元大統領の家族との癒着関係が国民の批判にさらされるようになった。また ASEAN 市場開放、世論よりの KNN (腐敗・汚職・縁故主義) 批判、地方政府対策、民間投資促進、外部環境変化、への対応としてプルタミナの独占排除・競争力強化、石油・ガス市場の透明化、法制度の明確化等を行う国際的圧力、特に IMF 等国家機関からプルタミナの分割・民営化問題の圧力が高まった。こうしたことを受け、ハビビ政権時代の 1999 年 3 月に、プルタミナの独占を廃止する新石油・ガス法案が議会上程されたが、さまざまな事情により同法の成立には至らなかった。それから 2 年半後の 2001 年 10 月 23 日、メガワティ政権のもとで石油・ガス法案は、11 月 23 日、メガワティ大統領(当時)が承認・署名し、正式に新石油・ガス法として制定された。新石油・ガス法にはガスの国内利用やガスセクターの自由化、プルタミナの独占廃止が盛り込まれた。石油・ガス事業におけるプルタミナの独占を廃止する他、上流部門(石油・ガスの探査・開発、生産分割方式契約(PSC)の決定、完行等)では規制機関(BP-MIGAS)を設置し、同機関が外国企業およびプルタミナを含む現地法人との契約を締結することになった。このためプルタミナはBP-MIGASがLNG売主として指名されなければ売主とはなれない。また、下流部門(石油・ガスの加工、運搬、保管、販売等)でも、規制機関(BPH-MIGAS)が設置され、プルタミナの独占体制が廃止され、現地法人のステータスを取得した企業の参入が可能となった。

石油・ガスに関する法律 2001 年 22 号 27 条(1)および石油・ガス下流事業活動に関する政令 2004 年 36 号 34 条の規定を実施し、ガス事業における法的確実性を保証するために 2005 年 4 月 21 日付エネルギー・鉱物資源大臣令 No. 1208/K/20/MEM/2005 に定められた国家ガス送配網マスタープランを完備する必要があるとし、国家ガス送配網マスタープランに関するエネルギー・鉱物資源大臣令を定める。

³⁹石油ガス産業に関する法律代行政令 1960 年第 44 号 (Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi : Law No.44/1960 on Oil and Gas Mining)

⁴⁰石油会社の国内供給義務に関する法律 1962 年第 15 号 (Undang-undang Nomor 15 Tahun 1962 tentang Kewajiban Perusahaan Minyak Memenuhi Kebutuhan Dalam Negeri, : Law No.15/1962 on the Obligation of Oil Companies to meet domestic demand)

⁴¹プルタミナに関する法律 1971 年第 8 号 (Undang-undang Nomor 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara : Law No.8/1971 on State-owned Oil and Gas Mining Companies)

⁴²「インドネシア再生への挑戦」第 8 章インドネシア石油・ガス産業 加藤学 2005 より引用。

(2) 新石油ガス法成立から憲法裁の判決まで

新石油ガス法の細則は別途政令で定めるとしていたため、政令が発布されるまでは石油・ガス産業の全体像が見えなかった。このため、探鉱や開発事業への投資が2002年以降低迷し、現有生産の減少に歯止めがかけられずにいた。また下流部門事業についても2005年11月まで石油燃料の国内供給はプルタミナが引き続き管理すると規定していたが、自由化された後の下流部門の全体像がみえずにいた。

2004年10月14日ににおける政令と2004年第35号とにおける政令2004年第36号が発布された。

表 2. 2. 2 政令と2004年第35号（上流部門）および政令2004年第36号（下流部門）

2004年第35号（上流部門への規制）に対する規制では、新法のPSCの権益に地方の資本を10%参加させる義務⁴³や最高25%のガスの国内供給義務⁴⁴について、新規契約から適用することになった。

2004年第36号（下流部門への規制）では以下のような規制が取られた。

1. BPH-MIGASは2005年11月以降インドネシア国内の石油燃料販売サービスの監督責任をプルタミナから受け継ぐことになった（第7条）。石油燃料販売事業は自由化されるが、事業者の付けた価格や、販売地域の指定等についてのガイドラインをBPH-MIGASが作成する。

（石油燃料・ガス価格72条）

- (1) 石油燃料およびガス価格は世帯・小規模需要家向けを除き妥当性、健全性、透明性のある事業競争メカニズムにゆだねる。
 - (2) 上記(1)の世帯・小規模需要家向けガス化各は政府の定めた価格政策に基づき、ガス供給に対する技術・経済面を考慮したうえで帰省機関が規制し、定める。
 - (3) 規制機関は上記(1)(2)の石油燃料・ガス価格に対する監督を行う。
2. ガスのパイプライン配送と販売をになう事業体に事業の権利を与える。
3. パイプラインの利用手数料の決定。

(3) 石油ガス部門における憲法裁の判決

2004年12月21日にも憲法裁は、一部の団体の訴えをもとに、「石油・ガスに関する2002年法律第22号」(UU 22/2002 tentang Migas、通称「石油・ガス法」)の特定条項がの憲法の規定に相反する判断を下した。ただ、法律自体が違憲とされた電力法と異なり、石油・ガス法の場合は廃止されず、憲法の規定に反すると見られた3つの条項（12条第2項、22条第1項、28条第2項及び第3項）のみが違憲とされ、無効となった。

しかし、電力法の場合と異なり、石油・ガス法の場合は、これらの条項は同法の基本精神を定めているとは見なされず、石油・ガス法は廃止されず、これらの条項のみが無効となり、その改正が勧告された。それ以外の大部分は依然有効である。

⁴³ 石油ガス上流事業活動に関する政令2004年35号34条:ある作業地域から最初の生産となるフィールドの開発計画承認以降、請負者はparticipating interestの10%を公営企業にオファーする義務がある。

⁴⁴ 第5章

国内需要を満たすための石油ガスの利用

46条

- (1) 請負者は国内向けの石油および/あるいはガス需要を満たすことに参加する責任を有する。
- (2) 上記(1)の国内需要を満たすための請負者の配分は石油および/あるいはガス生産均等分配システムに基づき定められる。
- (3) 上記(2)の請負者の義務の大きさは石油および/あるいはガス生産高の最大25%である。
- (4) 大臣は上記(3)の石油/ガス需要を満たすための各請負者の義務の大きさを定める。

表 2. 2. 3 2002 年石油ガス法と憲法裁による憲法抵触部分

石油・ガス法	憲法裁の判決
<p>第 12 条 3 項 大臣は、(2)項にある作業地域における探鉱、採掘事業活動を行う権限を与えられた事業者あるいは恒久事業形態を定める。」としている。</p>	<p>第 12 条 3 項については、「石油・ガスの探査・開発を行う権限を委譲できる」との表現が憲法第 33 条 2 項（下注参照）に抵触し、国家の支配権をおびやかすとした。</p>
<p>第 22 条 1 項 事業者あるいは恒久事業形態は国内需要を満たすために石油および/あるいはガス生産物の最大 25%を引き渡すことが義務付けられている。」と規定している。</p>	<p>第 22 条 1 項については、「産出した石油・ガスの最大 25%を国内需要に割り当てる」との規定は、憲法第 33 条 3 項（下注参照）に違反するとした。つまり、憲法の規定では、「天然資源は国民の最大利益の為に利用される」と規定されているにもかかわらず、同項では 25%の上限を設けたことが違憲に相当するとした。22 条については、国民福祉の最大化という憲法 28 条の原則に照らせば、国内向けの石油ガス規定は単に低価格や高品質を保証するだけでなく、全階層向けの備蓄や供給保証をも保証する必要があるとしている。</p>
<p>28 条 2 項「石油燃料価格およびガス価格は健全かつ妥当な事業競争メカニズムにゆだねられる。」と第 3 項上記 2 項の価格政策の実施は特定の社会グループに対する政府の社会的責任を減ずるものではない。」と定めている。</p>	<p>28 条 2 項と 3 項については、「石油燃料価格および天然ガス価格の決定を事業メカニズムにゆだねるということは、大多数の国民の生活に影響を与える産業部門は国家が運営・管理しなければならないとの憲法 33 条（下記注参照）の規定に違反する」とし、石油・ガス価格の決定における政府の役割の重要性を強調した。</p>

(注) 憲法第 33 条

- (1) 経済は家族主義に基づく共同事業として行われる
- (2) 国家にとって重要であり多くの人の生活を支配する生産部門は国家が掌握する
- (3) 国土、水およびそこに含まれる天然資源は国家が支配し、国民の繁栄に最大限活用される
- (4) 国家経済は、連帯、効率性、平等、持続性、環境に視野、自立の原則による経済民主主義に基づきかつ国家経済の進歩と統一のバランスを維持しつつ実施される
- (5) 本条実施の詳細は法律で定める
(4 回目の改正で 4, 5 項追加)

表 2. 2. 4 石油・ガス分野における関連法概要

	法律名	概要	内容
新石油・ガス法 (No.22/2001) 石油ガスに関する法律 2001 年 22 号	Law No.22 Year 2001 on Oil and Natural Gas	石油・ガスセクターの機能分離と自由化により、プルトミナの独占支配を解消し、同セクターに競争原理を導入。但し、燃料価格は市場メカニズムを基準にすべきでないとの憲法裁判所の決定により 28 条無効。現在修正法案作成中	1 章：一般規定 第 2 章：原則と目的 第 3 章：支配と事業 第 4 章：上流事業活動 第 5 章：下流事業活動 第 6 章：国家収入 第 7 章：石油ガス事業活動と土地の権利の関係 第 8 章：育成と監督 第 9 章：実施機関および規制機関 第 10 条：調査 第 11 章：刑罰規定 第 12 章：移行規定 第 13 章：その他の規定 第 14 章：終わりの規定 (全 67 章)
政令 (No.42/2002) 石油ガス上流事業活動実施機関に関する政令 2002 年 42 号	Government Regulations No.42 Year 2002	石油ガス上流事業の実行機関設立に関する政令 なお、上流政令は最大 25% の国内供給義務に関連し、大臣による国内供給政策の年次策定を想定している。	第 1 章：一般規定 第 2 章：設立とステイタス 第 3 章：資産、資金調達および経営 第 4 章：組織 第 5 章：人員 第 6 章：年間予算・作業計画 第 7 章：移行規定 第 8 章：終わりの規定 (全 29 条)
政令 (No.67/2002) 石油燃料供給・配給およびパイプを通じたガスの輸送事業活動規制機関に関する政令 2002 年 67 号	Government Regulations No.67 Year 2002	石油ガス下流事業の規制機関設立に関する政令 下流政令は家庭と小口需要者向けの天然ガスを除き、石油ガス価格は競争原理に委ねると想定していた。	第 1 章：一般規定 第 2 章：地位、機能、任務、権限および責任 第 3 章：組織 第 4 章：委員会 第 5 章：資産、資金調達および経営 第 6 章：予算と作業計画 第 7 章：移行規定 第 8 章：終わりの規定 (全 40 条)
政令 (No.31/2003) プルトミナ（インドネシア石油公社）の国有株式会社（Persero）への形態移行に関する政令 2003 年 31 号	Government Regulations No.31 Year 2003	国家石油天然ガス会社（State Oil and Natural Gas Company）の民営化に関する政令 プルトミナを国有株式会社化する政令	第 1 章：形態の移行 第 2 章：意図と目的 第 3 章：国有株式会社の資本 第 4 章：国有株式会社の設立実施 第 5 章：その他の規定 第 6 章：移行規定 第 7 章：結びの規定

	法律名	概要	内容
2004年第35号 上流部門に関する政令	石油ガス上流事業活動に関する政令 2004年 35号 PERATURAN PEMERINTAH REPUBLIK INDONESIA NOMOR 35 TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN GAS BUMI Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Umum Government Regulation No. 35/2004 on Upstream Oil and Gas Business Activity	・石油ガス上流活動を規定 ・参加権益の10%を地元公営企業に与える(34条) ・国内委員向けに生産高の25%を供給義務(46条)	第1章：一般規定 第2章：作業地域 第3章：石油ガス一般調査・データ 第4章：上流事業活動実施 第5章：国内需要を満たすための石油ガスの利用 第6章：国家収入 第7章：土地に対する権利あるいは国有地の利用完了の手順 第8章：作業安全衛生、環境管理および地元社会振興 第9章：国内のモノ、サービス、技術、デザインエンジニアリング能力利用 第10章：労働 第11章：上流事業活動育成監督 第12章：その他の規定 第13章：移行規定 第14章：終わりの規定 全105条
2004年第36号 下流部門に関する政令	Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi Government Regulation No. 36/2004 on Downstream Oil and Gas Business Activity 石油ガス下流事業活動に関する政令 2004年 36号 PERATURAN PEMERINTAH REPUBLIK INDONESIA NOMOR 36 TAHUN 2004 TENTANG KEGIATAN USAHA HILIR MINYAK DAN GAS BUMI	・下流事業を規定 ・家庭用及び小規模家向けは政府が価格を決める。それ以外は市場競争メカニズムに定める。	第1章：一般規定 第2章：下流事業活動実施 第3章：事業許可 第4章：管理 第5章：運搬 第6章：貯蔵 第7章：商業 第8章：石油の戦略的備蓄 第9章：国内の石油燃料備蓄 第10章：標準と質 第11章：特定の石油燃料種の配給 第12章：石油・ガス燃料価格 第13章：辺境地への石油燃料の供給 第14章：作業安全衛生、環境管理および地元社会振興 第15章：国内のモノ、サービス、デザインエンジニアリング能力の利用と労働力の利用 第16章：育成と監督 第17章：罰則 第18章：その他の規定 第19章：終わりの規定 全100条
国家ガス送配網マスタープランに関するエネルギー鉱物資源大臣令 No. 1321K/20/ME M/2005	” Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 1321K/20/ME M/2005 tentang Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional”	国家ガス送配網マスタープラン作成に関する大臣令	1：国家ガス送配網マスタープランは a. 添付 I に記載の国家ガス送配網マップ b. 添付 II に記載の地域別国家ガス送配網マトリクス、 からなり、本大臣令と切り離す事のできない一部である。 2：上記一にある国家ガス送配網マップは以下の3カテゴリーを示したものとす： a. カテゴリー1：オープンアクセスとは1以上の供給者 (Shipper) および/あるいは需要家 (Customer) が下流事業活動の枠組みの中で利用できるガス送配網である。

	法律名	概要	内容
			<p>b. カテゴリー2: Dedicated な下流とは、下流事業活動の枠組みの中で自家用 (Fully Dedicated) をまかなうためのガス送配網のことである。</p> <p>c. カテゴリー3: Dedicated な上流とは、上流事業活動の枠組みの中で自家用 (Fully Dedicated) あるいは共同 (Shared Dedicated) 利害をまかなうためのガス送配網のことである。</p> <p>3: 上記一にある地域別国家ガス送配網マトリクスには網の種類、ガス源、管理者、網データ、リザーブ、詳細説明について盛り込むものとする。</p> <p>4: 国家ガス送配網マスタープランは投資および国内市場開発、下流事業活動の枠組みでの事業者向けガス送配網開発のレファレンスとして用いることが義務付けられる。</p> <p>5: 石油・ガス総局および石油・ガス下流規制庁は国家ガス送配網マスタープランの実施に対する監督を行うものとする。</p> <p>6: 国家ガス送配網の向上・開発のために、国家ガス送配網マスタープランは毎年調整できるものとする。</p> <p>7: ガス送配網開発計画提案手続きに関する詳細規定は石油ガス総局規定の中で定めるものとする。</p> <p>8: 本大臣令の発効により、2005年4月21日付エネルギー・鉱物資源大臣令 No. 1208K/20/MEM/2005 は撤廃され、無効とする。</p>

2. 3 石炭

石炭の消費量は今後大幅に増大していくのは確実（2003年実績は18.8Mtoe、2010年予測は25.0Mtoe）石炭の75%は発電用。産業分野ではセメント（16%）、製紙（6%）、鉄鋼（1%）で使用されている。発電用・産業用ともに石炭需要は増大していく見通しである。

約90%がカリマンタン島で採掘されている。残り10%はスマトラ島での生産。いわゆる低品位炭の割合が高い。海外に高品位炭を輸出するため、大規模採掘場では選炭設備を導入しているところが多い。低品位炭は主に国内で消費される。しかしながらインドネシアは後発で国際石炭市場に参入したため、良い石炭が先に掘り尽くされ、今後新しい開発が進まなければ産出する石炭の質が低下していくことが予想される。

石炭産業においては国会において法律制定のプロセス中である新鉱業法の導入を受けて既存の鉱業法（1967年11号）は、現在レビュー中である。

新法は以下の地方自治権時代の促進と状況の変化を目的としている。（詳細は2.3.4参照）

- ・ 炭鉱権を地方政府に移転する。
- ・ 炭鉱許可の過程を改革する。
- ・ 環境への意識を高める。
- ・ 地域発展計画と企業の社会責任を高める。

また、石炭の輸出に対しての輸出課徴金（30ドルあたり1.5ドル）が2005年10月によって発行されたが実行されていない。

2. 3. 1 外国資本投資の枠組み

外国資本投資の枠組みによる一般鉱業事業は、以下のように実施しなければならない。

- (1) 外国側投資家とインドネシア国民及び/あるいは国営企業/公営企業株式会社あるいは国内民間企業あるいはインドネシア国民との合弁により、インドネシア法人の株式会社を設立する。
- (2) 外国企業の所有する株式は95%を超えることはできない。
- (3) インドネシア企業の所有する株式は最低5%

政令1994年20号「外国資本投資の枠組みで設立された会社の株式所有」に関する政令および2001年83号（変更版）にもとづき エネルギー資源省が提案＝No.2631/06/SJN.H/2002（2002年8月6日付け）をだした。この規定の特徴は、外資全体について外資100%で投資をおこなった場合15年以内に一部株式を内資にすると規定している。

2. 3. 2 炭鉱許可

以下の2種類がある。

1. 石炭作業契約（CCOW：Coal Contract of Work）

- ・ 炭鉱許可は炭鉱会社と政府間で交わされる炭鉱契約として与えられる。
- ・ 外国投資家や国際的な大企業はどちらも取得できる。
- ・ 初期契約範囲は最大10万ヘクタールで、残りは（remained area）は最大2万5千ヘクタールである。

2. 炭鉱権（MA：Mining Authorization）

- ・ 炭鉱許可は「炭鉱権（MA）」として与えられる。
- ・ インドネシア市民のみが取得できる。
- ・ 1つの炭鉱権の初期契約範囲は最大5千ヘクタールで、残りは最大1千ヘクタールである。
- ・ CCOW（石炭作業契約）取得者

石炭作業契約 CCOW（生産段階は 28 社、F/S・建設・探査段階は 45 社）

- ・ MA（炭鉱権）取得者
 - ① 国営企業 PTBA（1 社）
 - ② 炭鉱権 MA（生産段階は 21 社、FS・建設・探査段階は 100 社）
 - ③ 共同ユニット CO-OP（生産段階は 7 ユニット）
 - ④

2. 3. 3 石炭採掘会社の類型

石炭採掘は 4 つのタイプの会社がある。

表 2. 3. 1 石炭採掘の分類

	契約形態	適用対象（例）
Bukit Asam	MA (Mining Authorization)	国営石炭炭鉱企業
Contractors	Contracts	Banpu Fueesc Kides Adoro
KP のタイトルの下で採掘する企業	MA	国内中小炭鉱
KUD	MA	国内中小炭鉱企業

CCOW は MA の範囲より地理的に広い。

2. 3. 4 新鉱業法（変化への課題）

「炭鉱許可」

- ・ 炭鉱のライセンスおよび許可は 1 種類のみであり、企業と政府間の炭鉱契約は廃止された。
- ・ ライセンスは以下の手順によって発行される。
 - 入札過程：全参加者（特に地理情報が仕上がっている地域）に対する平等かつ透明性のある待遇を維持する。
 - MEMR または地方政府への self-reservation：特に地理情報が乏しい地域や未開拓地域。
- ・ 鉱業地域が「self-reservation」または入札過程が許可されるか否かは政府がその決定権限を持つ。

「ライセンスシステム」

- ・ 2 段階の鉱業ライセンスが導入予定である。
 - 一般調査、探査、F/S を含む探査許可
 - 建設、鉱業、処理、輸送、市場活動を含む探査許可
- ・ 鉱業ライセンスは鉱業地域によって政府レベルで発行される。
- ・ 政府は予想石炭地域を確保（reserve）し、国営鉱業会社に与える。国営会社は民間企業との協力する義務がある。

○ 中央集権から地方分権への転換期における規制面

- ・ 政令 2001 年 75 号（鉱業法 1967 年 11 号から政令 1969 年 32 号の改定）に従う。
- ・ 契約または権利の有効が公認されるまで、政府は既存の契約と炭鉱権を尊重する。
- ・ MA 取得者は地方政府が管理しなくてはならない。しかし、既存の CCOW はその大部分が現在も中央政府（MEMR）が管理している。

2. 3. 5 中央と地方政府との関係

炭鉱の採掘権限等はどの程度の範囲で活動するかによる。いくつかの県や州をまたぐとそれぞれの上位機関が管轄することになる。しかしながら中央政府と CCOW (Coal contract of work) を結んだ企業である PKB2B と KP（と呼ばれるタイトルの下で採掘権を得て操業する企業）との間に衝突が生じるケースもでてきた。（注：PKP2B とは（石炭鉱業事業協力契約）請負者のことで中央政府と CCOW を結んだ企業である。）

森林省の出す森林法（1999 年 41 号）により環境保護地域で露天堀をしてはいけないという法律があるが、2001 年 No104 の法律にて、地方政府が採掘を許可することがあり、問題を起こしている。その後の和解で 13 の会社が継続して操業できるようになった。

中央政府と CCOW を結んだ後に地方政府が勝手に税をつくり、採掘企業に押し付けるという例もあった。

2. 3. 6 ロイヤルティ

CCOW を結ぶ会社 (PKP2B の会社) は 13.5% のロイヤルティ収入を政府に納めなければならない。MA のカテゴリーの企業は 5~7% はロイヤルティを納めるだけでよい。

5~7% は石炭の質による

5%・・・Low grade coal（褐炭など）

6%・・・Sub-bituminous（亜瀝青炭）

7%・・・Bituminous（瀝青炭）

MA は付加価値税 VAT は課されるが輸出する場合は refundable である。

CCOW は付加価値税は Refundable である。

表 2. 3. 2 石炭分野における関連法概要

	法律名	概要	内容
一般鉱業に関する主要規定法 (鉱業基本規定 1967年11月)	Law No. 11 Year 1967	鉱業権のライセンス所有者段階を規制する。第三者に政府との協調契約の機会を提供する。	鉱業活動を①戦略的、②不可欠、③非戦略的かつ不可欠、に分類する。
政令 (No. 75/2001) 石炭鉱業事業協力契約基本規定に関する大統領令 1996年75号	Government Regulation : Peraturan Pemerintah Nomor 75 Tahun 2001 tentang Perubahan Kedua Atas Peraturan Pemerintah Nomor 32 Tahun 1969 tentang Pelaksanaan Undang-undang Nomor 11 Tahun 1967 tentang Ketentuan-ketentuan Pokok Pertambangan です。 鉱業一般規定に関する法律 1967年11号の実施に関する政令 1969年32号の2回目の変更に関する政令 2001年75号	地方行政に対して鉱業ライセンス供与の権限を与えるための政令。	第1章：一般規定 第2章：契約基本規定 第3章：引渡しと国益開発 第4章：その他の規定 第5章：移行規定 第6章：終わりの規定 (全14条)
政令 (No. 104/2001) 一般鉱業分野のロイヤルティー分配に関する政令 2001年104号	Government Regulation	一般鉱業の権利 (royalty) 分配に関する政令。	地方政府も石炭鉱山管理の権利を持つようになった。
国家石炭政策 エネルギー・鉱物資源大臣令 1128K/40/MEM/2004号の添付資料として出されたもの。	National Coal Policy	2004年1月制定。国内の石炭供給安定、石炭利用の付加価値増加、石炭輸出量増加を目指す。	1. はじめに 1.1 背景 1.2 石炭の戦略的意味 1.3 目的 2. 現況と問題点 2.1 石炭資源とその埋蔵量 2.2 石炭鉱業と生産

	法律名	概要	内容
			2.3 インフラ 2.4 投資 2.5 地方自治 2.6 国内需要 2.7 輸出 2.8 石炭産業パフォーマンス (1990 - 2002) 2.9 主な問題点 3. 今後の目標、目標達成のための 戦略と政策 3.1 目標 3.2 戦略 3.3 政策 3.3.1 石炭資源管理政策 3.3.2 事業政策 3.3.3 利用政策 3.3.4 開発政策 4. 実施のための手段 4.1 法規制 4.2 組織 4.2.1 エネルギー・鉱物資源省 4.2.2 地方政府 (州、県/市) 5. 実施プログラム 5.1 戦略的プログラム 5.1.1 2005 年までの短期プログラム 5.1.3 2020 年までの長期プログラム 5.2 石炭事業パフォーマンス達成 の基準 6. 終わりに 添付

2. 4 再生可能エネルギー

2. 4. 1 地熱

インドネシア国内では、200以上の利用可能地があり、17.7GWのポテンシャルがある。このような地熱の賦与状況をみても今後重要な電力源として期待される。

2003年には、過去の地熱開発の停滞を克服すべく、新地熱法（Law No. 27/2003, dated October 22, 2003）が出された。地熱法の内容は既存の地熱は元々の権益保有者が継続的に保有、新規熱源はプルトミナに代わって政府が所有するというものである。これは、プルトミナが持っていた権益の（国が作った）第三者機関への移管を主旨とするもので、上物（発電所）は競争入札に基づいて開発、下物（井戸）の開発は政府（プルトミナ）が責任を負う。

地熱プロジェクトならば基本的に燃料リスクが低いし、井戸掘りが既に終わっていて、まだ開発の余地があるようなフィールドであればさらにリスクが低いいため IPP として成立するであろう。

表 2. 4. 1 地熱分野における関連法概要

	法律名	概要	
4. 発電向け地熱資源事業に関する大統領令 2000 年 76 号 大統領令 (No. 76/2000)	Presidential Decree No. 76 Year 2000	地熱資源の開発、既存契約のライセンスと監督に関する中央政府の権限規制	第 1 章：一般規定 第 2 章：探鉱 第 3 章：採掘 第 4 章：発電 第 5 章：許認可 第 6 章：権利 第 7 章：義務 第 8 章：地域の設定と返還 第 9 章：国家収入 第 10 章：電力販売価格 第 11 章：作業安全と環境 第 12 章：罰則 第 13 章：期間と終了 第 14 章：育成と監督 第 15 章：移行規定 第 16 章：結びの規定
地熱法（2003 年 10 月） 新地熱エネルギー法 (No. 27/2003)	Law No. 27 Year 2003 on Geothermal Energy	地熱エネルギーの開発を規定するもの。	第 1 章：総論 第 2 章：原則とゴール(Principle and Goal) 第 3 章：コンセッションのコントロール(Control over Concession) 第 4 章：地熱採掘の管理(Authority to Manage Geothermal Mining Part One Goernment Authority) 第 5 章：作業エリア (Working Area) 第 6 章：操業活動と管理(Operational Activities and Management) 第 7 章：土地利用 第 8 章：ライセンス 第 9 章：地熱のビジネスライセンスを持つ者の金利と義務 第 10 章：収入 第 11 章：監督 (Fostering and Supervision) 第 12 章：調査(Investigator) 第 13 章：犯罪行為 (Criminal Provision) 第 14 章：移行規定 第 15 章：結論

2. 4. 2 太陽光、小水力その他

公益のための電力供給事業における電力購入及び/あるいは送電網貸借の手順に関するエネルギー鉱物資源省令 2005 年第 9 号では、再生可能エネルギーに対し、第 4 章 16 条において、再生可能エネルギー（ミニ/マイクロ hidro、地熱、バイオマス、風力、太陽光）、マージナルガス、炭鉱口での石炭、その他ローカルエネルギーを用いた発電からの電力購入に対しては事業者が直接購入先を支持できるとしている。さらに第 19 条では、特定の容量による再生可能エネルギー発電からの電力販売価格に関する規定は、独自に省令で定めるとしている。

エネルギー鉱物資源大臣は、協同組合及びその他の事業者の再生可能エネルギーに源する電力供給参与の向上の枠組みの中で、公共利益のための電力供給事業における電力購入および/あるいは電力網貸借手続きに関するエネルギー鉱物資源大臣規定 2006 年 0001 号 19 条の規定を実施するために、中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー鉱物資源大臣規定を定める必要があることを考慮し、中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー鉱物資源大臣規定を定める。

表 2. 4. 2 再生可能エネルギー分野における関連法概要

	法律名	概要	内容
大臣令 (No. 1122/2002) 小規模分散型発電事業指針に関するエネルギー鉱物資源大臣令 1122 K/30/MEM/2002 号	Decree of Ministry of Energy and Mineral Resources No. 1122	<ul style="list-style-type: none"> 小規模分散型電源とは発電中心における接続容量が最大 1 MW あるいはひとつの電源における <i>Excess Power</i> が最大 1 MW で、再生可能エネルギー⁴⁵を用いた小規模事業者者所有の電源のことである。 PLN 網が到達している地域において小規模分散型電源が産する電力は 3 条のオフター条件および 6, 7, 8, 9 条にあるその他の規定を満たしている限り、PLN が購入することが義務付けられている。(10 条) 	<ul style="list-style-type: none"> 第 1 章：一般規定 第 2 章：事業 第 3 章：操業 第 4 章：生産と販売 第 5 章：デザインおよびインターコネクション 第 6 章：環境保護 第 7 章：育成と監督 第 8 章：その他の規定 第 9 章：移行規定 第 10 章：終わりの規定 (全 22 条)
大臣令 (No. 0002/2004) 再生可能エネルギー開発および省エネ政策（グリーンエネルギー開発）に関するエネルギー鉱物資源大臣令 2004 年 0002 号	Ministerial Decree No. 2 Year 2004	再生可能エネルギーに関する政令。新エネルギー（バイオマス、地熱、太陽熱、水力、風力、海洋などのグリーンエネルギー）の開発とエネルギー保全に関する政令。	<ul style="list-style-type: none"> 1. 背景 <ul style="list-style-type: none"> 1.1 現在の状況 1.2 戦略的現状 1.3 概念 2. 範囲 3. 機会と障壁 <ul style="list-style-type: none"> 3.1 機会 <ul style="list-style-type: none"> 3.1.1 再生可能エネルギー 3.1.2 省エネルギー 3.2 障壁 4. ビジョンと使命 <ul style="list-style-type: none"> 4.1 ビジョン 4.2 使命 5. 目的と目標 6. 戦略 7. 政策

⁴⁵ 再生可能エネルギーとは風力、太陽光、ミニ・マイクロ hidro、農業・産業からのゴミ・廃棄物、都市ゴミ、植物からの熱源（Dendrothermal sources）あるいは地熱を含みこれに限定されないものに源するエネルギーのことである。

	法律名	概要	内容
			7.1 アクションステップ 7.2 政策 7.3 規則 8. プログラム 8.1 短期 (15年) 8.2 長期 (2020年) 9. 制度 9.1 司法権(Jurisdiction) 9.2 ネットワーク
中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー鉱物資源大臣令 No. 002/2006	“Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No.002 Tahun 2006 tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah”	・再生可能エネルギーからの買い取り義務が1MW→10MWに拡大された。	中規模再生可能エネルギー発電事業に関するエネルギー鉱物資源大臣規定を定める。 1条 本大臣規定の中で、 1. 再生可能エネルギー発電とは、地熱、バイオマス、ミニ/マイクロハイドロ、風力、太陽光、その他再生可能エネルギーを用いた発電のことである。 2. 電力事業権限保持者(以後 PUKU とする)とは、公共利益向けの電力供給事業を実施するためだけに政府から任務をゆだねられた国営企業のことである。 3. 公共利益のための電力事業許可保持者(以後 PIUKU とする)とは、統合化された公共利益向けの電力供給事業許可保持者のことである。 2条 (1) PKUK あるいは PIUKU は各事業地域における電力需要を満たす義務を有する。 (2) 上記(1)にある事業地域における電力需要を満たす上で、PUKU あるいは PIUKU は再生可能エネルギー発電からの電力を購入する義務を有する。 (3) 上記(2)にある再生可能エネルギー発電とは、 a. 接続容量が1MWから10MWまでの再生可能エネルギー発電 b. 再生可能エネルギー発電からの1MWから10MWまでの余剰電力(excess power)

2. 5 電力

2. 5. 1 インドネシアの電力関連法令の流れ

インドネシアの電力自由化は法令面から以下の3段階にわけて整理することができる

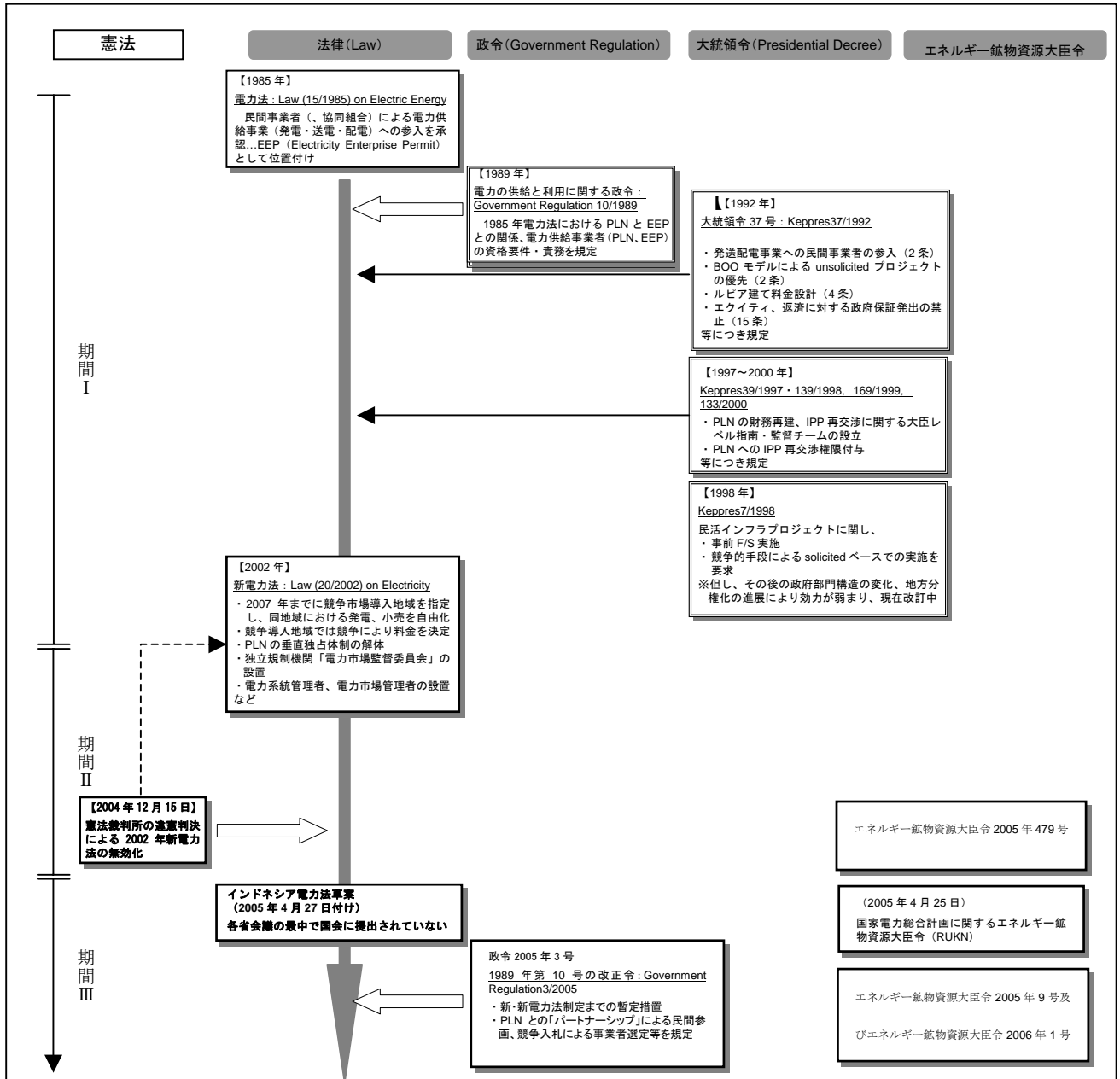
(期間Ⅰ) 1985年電力法が成立してから2002年新電力法が施行されるまでの時期：

この間に27のIPPが成立したが、アジア経済危機に直面した。

(期間Ⅱ) 2002年新電力法の施行から2004年12月に憲法裁の違憲判決により新電力法が失効するまでの時期

(期間Ⅲ) 2002年新電力法が失効し、85年電力法が復活し、新新法制定までのつなぎとして2005年政令3号がでた現在までの期間

これまでのインドネシアの電力関連法令の流れは図2. 5. 1の通りである。



出典：インドネシア国政府資料より調査団作成

図2. 5. 1 インドネシアの電力関連法令の流れ

インドネシアでは1980年代後半から、経済の発展に伴い急速に電力需要が増大した。この電力

不足に対応するため、多少割高ではあるものの IPP を積極的に導入した。インドネシアにおける電力セクターへの民間資金導入を最初に規定した法令は 1985 年電力法 (Law No. 15/1985) であり、ここでは民間事業者および協同組合が、EEP (Electricity Enterprise Permit) として電力供給事業 (発電・送電・配電) に参入することが認められた。これに続いて制定された政令 1989 年第 10 号は、1985 年電力法に基づく PLN と EEP の関係、電力供給事業者である PLN、EEP の責務、資格要件を定めたものである。

1992 年大統領令 37 号 (Keppres No. 37/1992 が制定され、IPP 導入を通じた民間投資導入が可能となった。同大統領令では、BOO モデルの奨励、プロジェクトに対する政府保証発出禁止、ルピア建て決済の実施などについても謳われている。但し、実際には政府は IPP へサポートレター等を発行し、それにより PLN は IPP に対する全ての支払いを外貨 (ほとんどが米ドル) で支払うという契約の下での責任を果たすこととされてきた。PLN は外国企業と 26 件の IPP 事業の契約を結んだ。これは合計 1,080 万 kW、投資総額 130~140US ドルであった。

しかし、1997 年のアジア通貨危機により、こうした契約の大部分について大幅な見直しが迫られることとなった。PLN は IPP 事業者と外貨ドルベースで電力購入契約を結んでいたが、PLN の収入は現地通貨であったことから大幅な逆ザヤ (赤字) を強いられ、PLN の財務が大幅に悪化した。このため、インドネシア政府は 1997 年大統領令 39 号⁴⁶を發布し、17 の IPP 案件を「中止及び見直し」とし、これに引き続き、1998 年には「電力セクターリストラ政策」を策定し電力セクターの改革を同時に進めた。その後「中止及び見直し」とされていた 17 の IPP については 2003 年大統領令 15 号⁴⁷によって正式に交渉が再開され、おおむね決着の方向でまとまりつつある。IPP 関連の規則については、2002 年新電力法 20 号の発効に伴い、その実施細則として制定されることになっているが、未だドラフト段階のため同法に則った規則は未だ存在していない。従い、現時点において IPP に適用されているのは、旧電力法に関連した 1998 年 1 月発効の大統領令 7/98⁴⁸である。IPP の実施細則により詳細が規定されるが、新電力法 20 号でも新規 IPP については従来の unsolicited から solicited で競争入札は PLN が直接実施する旨規定されていた。政府保証の発行禁止について、多数の IPP の立ち上がりが見込まれる中、政府の偶発債務を最小限に抑制するため 92 年の大統領令 37/1992 を出したが、実際にはその後立ち上がった IPP 案件に対しては支援書という形で PLN の電力購入に係る履行を義務づけ、発送配電部門への民間参入を併せて規定した。

⁴⁶ 政府、国営企業、政府/国営企業に関連のある民間のプロジェクト延期/再検討に関する大統領令 1997 年 39 号 (Keputusan Presiden Nomor.39 Tahun 1997 tentang penangguhan/pengkajian kembali proyek pemerintah, badan usaha milik negara, dan swasta yang berkaitan dengan pemerintah/badan usaha milik negara)

⁴⁷ 2002 年大統領令 15 号政府、国営企業、政府/国営企業に関連のある民間のプロジェクト延期/再検討に関する大統領令 1997 年 39 号の撤廃: Pencabutan Keputusan Presiden Nomor.39 Tahun 1997 tentang penangguhan/pengkajian kembali proyek pemerintah, badan usaha milik negara, dan swasta yang berkaitan dengan pemerintah/badan usaha milik negara

⁴⁸ 1998 年大統領令 7 号 Keputusan Presiden nomor 7 tahun 1998。 <http://www.dprin.go.id/regulasi/english/1998/0070198.pdf> tentang kerjasama pemerintah dan badan usaha swasta dalam pembangunan dan atau pengelolaan infrastruktur Presiden Decree no7/1998 on Partnership of Government and Private Companies in Development and Management of Infrastructure

2. 5. 2 新電気事業法(新電力法)

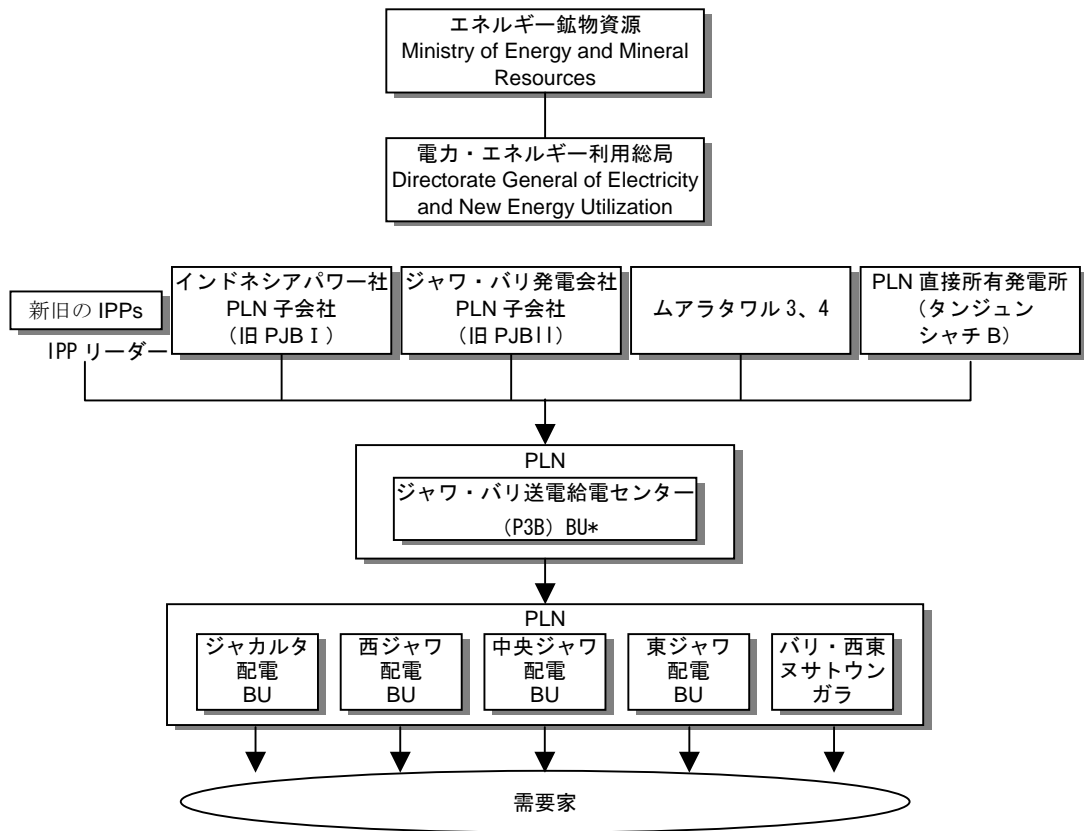
1998年より審議が続けられてきた新電力法は、2002年9月4日、インドネシア共和国「法令2002年第20号：電力法」として成立し、2002年9月23日公布された。競争原理の導入はインドネシアにとっては新たな試みであることから、一斉に適用範囲・分野を広げるのではなく、順次導入を進めていくこととなっていた。競争形態は、当面はシングルバイヤー、将来はマルチバイヤー・マルチセラーに基づく電力市場への移行を目指していた。新電力法では、(1)競争市場導入地域における発電および小売分野の完全自由化および国営電力会社(PLN)による垂直独占体制の廃止、(2)送電系統・配電系統はPLNが引き続き管理し、送電線、配電線の賃借料については「電力市場監督委員会」が決定する、(3)「電力システム管理者」と「電力市場管理者」の設置、などが主な内容となっている。

政府は2002年9月23日の新電力法公布から1年以内に電力市場の競争監督機関として「電力市場監督委員会(EMSA)」を設置し、5年後には発電分野に限定的な競争市場を実施する地域を選定することになっていた。

ジャワバリ系統の発電資産は95年10月にPLNから分離され、2つの完全所有子会社(インドネシアパワーとジャワ・バリ発電会社(PJB))に移管し、PLNはこれらの持株会社となっている。送電部門および配電部門は事業部(ビジネスユニット)として、PLNに所属している。現状では、PLN子会社であるインドネシアパワーとPJBが所有する発電所間1年ごとの契約による競争が行われている。

IPPプロジェクトに関する細則は、新電力法(Law No. 20/2002)に対応する政令(government regulation)において規定されることになり、そのドラフトまでは完成していたようであるが、2004年12月の新電力法の違憲判決により、結局、制定されるには至らなかった。

図2. 5. 2はインドネシア電力セクター、ジャワ・バリ系統の現状を示している。



*BU=Business Unit

注： ジャワ・バリ地域以外では、引き続き政府の支援が必要とされているため、発電、送・配電、小売の垂直統合システムが続くことになる。

出典： PLN 資料他各種資料より調査団作成

図2. 5. 2 現状：ジャワ・バリ系統

2. 5. 3 違憲判決

2004年12月15日、憲法裁判所は、インドネシア弁護士・人権団体、インドネシア法律扶助・人権組織、Yayasan324、PT. PLN 労働組合、国電力年金受給者家族団体、等の申し立てを受け、1945年憲法（UUD1945）に関連して2002年9月に施行された電力事業の自由化を定めた新電力法（法律2002年20号 tentang Ketenagalistrikan）が憲法33条2項に抵触するとして無効の判決を下した。新電力法は、PLN の分割、競争原理の導入を目指しており、電力事業分野における独占を禁じていた（第17条3項）。裁判では、「電力事業は国家にとって重要で、大多数の国民の生活に影響を与える産業部門に相当するため、国家がこれを支配（運営・管理）しなければならない。」「国は電力業務において国営企業BUMNを100%所有する必要はないが、BUMN業務の経営・管理・監督方針を決定する意思決定者として重要な役割を持ち続けなければならない。」こうした見解の帰結として、「憲法の規定に抵触しているのは電力法の第16条、17条3項、68条のみだが、これらの条項は同法全体の基本精神を定めているため、2002年電力法全体を無効と見なす」と結論付け、憲法に則った新たな電力法の制定を勧告した。さらに憲法裁判所の判決は以前にさかのぼって適用しない。よって、すべての同意・契約・ライセンスはその義務を負い、満了もしくは無効となるまで有効であると保証された。

これにより現電力法は無効となり、新電力法が成立するまでの間、PLN の独占を認める旧電力法（1985年）が復活することになった。

表2. 5. 1 2002年新電力法と憲法裁判による憲法抵触部分

2002年新電力法	憲法裁判の判決
第16条：(1)発電、(2)送電、(3)配電、(4)売電、(5)販売代理店、(6)電力市場管理、(7)電力システム管理などの電力供給事業分野およびその他の補助事業の各分野を個別の異なる事業者が実施することを義務付けた条項	電力事業に属する各分野を個別の事業者が実施すること（つまりアンバンドリング）を義務付けた第16条については、「インドネシアの国家経済の基本方針を示した憲法第33条第2項に違反する」とした。
第17条3項：第8条2項の分野における事業（上記と同じ）にある市場支配の禁止は次の事項を含む独占的慣行および不健全な事業競争を招く原因となりえるあらゆる行為を含むものとする： a. 所有権の支配 b. 競争が適用されている地域の発電設備容量の大部分の支配 c. ピークロード時の発電容量の大部分の支配 d. 他の事業者の市場参入への阻害の創出 e. 市場に影響を及ぼすための電力生産の制限 f. 差別的慣行の実施 g. 競争相手を排除する目的による電力の廉価販売 h. 事業上の不正の実施 h. 他者との共謀	電力事業分野における独占を禁じた第17条3項については、「電力事業は国家にとって重要で、大多数の国民の生活に影響を与える産業部門に相当するため、国家がこれを支配（運営・管理）しなければならない」とし、国家による電力事業の独占を禁止する規定を無効とした。
第68条： 本法律発効時点で、電力に関する法律1985年15号にある電力事業権限保持者（PKUK）は、本法に基づく電力供給事業許可が発行されるまで発電、送電、配電、電力販売を含む垂直的統合性のある許可を有しているとみなし、公共向けの電力供給の任務と義務を引き続き実施するものとする。	PLN社に与えられた独占的な事業権を一時的に有効と見なした第68条については、「PLN社は今後も別々の子会社を通して電力事業の各分野を運営・管理することができる」と見なし、同条を無効とした。

(注) 憲法第33条

- (1) 経済は家族主義に基づく共同事業として行われる
- (2) 国家にとって重要であり多くの人の生活を支配する生産部門は国家が掌握する
- (3) 国土、水およびそこに含まれる天然資源は国家が支配し、国民の繁栄に最大限活用される
- (4) 国家経済は、連帯、効率性、平等、持続性、環境に視野、自立の原則による経済民主主義に基づきかつ国家経済の進歩と統一のバランスを維持しつつ実施される
- (5) 本条実施の詳細は法律で定める

2. 5. 4 政令 2005 年第 3 号における主な改正点

法の執行に混乱を生じさせないために、2005 年 1 月 16 日、大統領の署名により政令を公布した(「政令 2005 年第 3 号(電力の供給と利用に関する政令 1989 年第 10 号の改正令)」。旧電力法(1985 年)が復活したため、1989 年 10 号の政令を最近の地方分権、民間資本の参加などの実態にあわせるべく改正したものである。次に有効となる新電力法はこの政令⁴⁹を踏襲するものになる。この政令の 1989 年 10 号の内容からの変更で主なものは

- 1) 再生可能エネルギーの使用を優先する義務(第 2 条 4 項)
- 2) 政府、地方政府が後進地域、辺境地域における電力供給設備資金を供給し、貧困な地域を支援すること(第 2A 条)
- 3) 公共利益のための送電網は送電線網の所有者以外の事業者が用いることができる
- 4) 電力事業権保持者によって供給される需要家向け電力販売価格は大臣の提案に基づき大統領が定める

政令(3 号 2005 年)は、法令(1985 年 15 号)(旧電力法)に準じているが、法令(2002 年 20 号)(新電力法)で制定した RUKN(国家電力開発計画)について、第 2 条 1 項にて、電力供給と使用は国家電力総合計画(RUKN)に基づき実施されると規定されている。ただし、RUKD(地方電力開発計画)については違憲判決に抵触するため、その記述はない。

表 2. 5. 2 政令 2005 年第 3 号における主な改正点

関連条文
「電気供給事業は国家が行い、また、公益事業のための電力供給事業を行う電力事業権保持者として政令によって定められた国営企業によって実施される」<第 3 条(1)>
「電力事業権保持者は、共同組合、地方公共企業、民間企業、市民団体、個人から電力の購入を行うことができる」 <第 11 条(3)>
「電力購入は、一般入札により実施される」<第 11 条(5)>
「電力購入は以下の事項について直接指名することで実施できる。a. 再生可能エネルギー、Marginal Gas、炭鉱口での石炭、その他地場エネルギーを利用する発電からの電力購入；b. 余剰電力購入；c. 地場電力システムが供給危機の状況にある場合」<第 11 条(6)>

尚、新々電力法事業については草案段階であるが、以下のような概要となっている。

1. PLN の独占を認め、発電所建設は PLN が行うが PLN の資金手当てのつかない部分について民間に開放する。
2. 送・配電事業は民間には開放しない。
3. 入札にかかる例外措置は再生可能エネルギー、ガス、油田、石炭開発、緊急時の電源である。

■ 電力セクターに関する政府保証

2005 年 1 月 17 日、18 日の両日にわたって開催された「インドネシア・インフラサミット(Indonesia Infrastructure Summit 2005)」においては、ハミド法務・人権相がそのスピーチにおいて、05 年 1 月末までにインフラ及び関連セクターに関し(少なくとも)14 の新法令を発行することを明言した。電力セクターに関しては、同サミットの開催前日に発効した先の政令 2005 年第 3 号の他、旧電力法(Law No. 15/1985)に代わる新・新電力法が、法制度面での改革内容として提示された。成立済みのものは電力の政令 2005 年第 3 号のみであり、既に当初計画からの遅れを見せている。インフラサミットでは、第一弾(First Batch)の競争入札対象案件として計 91 件のインフラプロジェクトの提示がなされた。

⁴⁹政令は、法令(Law)のように時間を要する国会の承認が必要とされず、大統領の署名だけで公布することが可能。

下表は2005年9月7日MEMR発表のIPP入札案件である。このはじめがチレボンのIPPで18社が関心を示し、PQ（予備審査）に11社が通り、8社がEPC入札。2006年3月6日にTORに対する質問の締め切りが予定されていたが、回答が間に合わないため3月13日に延期。日本勢はEPDC、丸紅、三菱、伊藤忠、マレーシア等が入札、中国はPQに通らなかったが、Sub-conとして、これらのコンソーシアムに入っている。

表 2. 5. 3 MEMR 発表の IPP 入札

No.	プロジェクト名	地点	容量(MW)	運開年
1	PLTU Cirebon	West Java	1 x 600	2010
2	PLTGU Pasuruan	East Java	1 x 500	2011
3	PLTU Java Tengah	Central Java	2 x 600	2011
4	PLTU Paiton 3, 4	East Java	2 x 400	2012
5	PLTU Bali	Bali	2 x 100	2008/2009
6	PLTU Sumatra Utara	North Sumatra	2 x 100	2010
7	PLTU Sulawesi Utara	North Sulawesi	2 x 25	2010
8	PLTU Kalimantan Timur	East Kalimantan	2 x 60	2010

出所：KKPPI` Project Profiles”より調査団作成

先だつてのインドネシア・インフラサミット2005にてアンワール前財務相が、優先度の高い民間インフラプロジェクトの実現に必要とされる場合には、政府のパフォーマンスリスクならびに規制リスクに対して保証を発行すると表明したように、政府保証の発出に関するインドネシア政府の姿勢にも一定の変化が見られる。

但し、インドネシア政府は、今後の政府保証は、財務面での持続可能性およびマクロ経済の健全性確保の観点から、プロジェクトのリスク評価、公的セクターの偶発債務の定量化を行った上で、他の手段によってカバー不能なリスクの存在が認められる場合にのみ与えるとの方針であり、既に世界銀行にリスクシェアリングフレームワークの構築に係る支援を要請済みであるが、その内容は明らかになっていない。

アンワール前財務相は、同じインドネシア・インフラサミット2005におけるスピーチにおいて、IPPプロジェクトに関するリスクシェアリング原則についても言及し、燃料供給リスク、政治・規制リスク、為替リスク、PLNのパフォーマンスに係るリスクについては、それらの軽減にインドネシア政府が関与する可能性を示した。

政府保証については「インフラ供給における事業体と政府の協力に関する大統領規定2005年67号」

”Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 67 Tahun 2005 tentang Kerjasama Pemerintah Dengan Badan Usaha Dalam Penyediaan Infrastruktur”

においてインフラ供給における事業体と政府の協力に関する大統領令を定めている。この中で第13条および第14条、15条、16条において事業について補償すること（penggantian）が定め

られている。また、「リスク管理委員会設立」に関する大臣令：2005年10月31日付け No. 518/KMK01.2005にて、リスク管理委員会が設立された。

表 2. 5. 4 電力関連法の概要

	法律名	概要	内容
電力法 (No. 20/1985)	Law No. 20 Year 2002 on Electric Energy	7条にて電力供給は政府によって組織され、EEAを持つBUMNによって推こうされるべきであるとしている。その他、民間事業者、共同組合による電力供給事業（発電、送電、配電）への参入を承認 EEP (ELECTRIC ENTERPRISE PERMIT) として位置付け	第1章：総則 第2章：電力産業発展の原則および目的 第3章：発電のためのエネルギー源使用 第4章：電力一般計画 第5章：電力企業 第6章：電力供給事業における EEA (Electricity Enterprise Authorization) 保持者 EEP (Electricity Enterprise Permit) 保持者の関係 第7章：電力供給と 第8章：管理監督 第9章：犯罪行為既定 第10章：調査 第11章：過渡規定 第12章：結びの規定
政令 (No. 10/1989)	Government Regulations No. 10 Year 1989	1985年電力法における PLN と EEP との関係、電力供給事業者 (PLN, EEP) の資格要件、責務を規定	
政令 (No. 25/1999)	Government Regulations No. 25 Year 1999	電力支援事業 (Electric Power Support Businesses) に関する政令	
新電力法 (No. 20/2002)	Law No. 20 Year 2002 on Electrification	電力セクターの自由化により、競争原理を導入するもの。2004年12月に最高裁で憲法違反との判断。大臣令 (No. 0003/2005) が暫定的な代替令となっている。	第1章：総則 第2章：原則および目的 第3章：発電のためのエネルギー源使用 第4章：電力一般計画 第5章：電力ビジネス 第6章：電力供給事業許可保持者および顧客の権利および義務 第7章：電力供給事業許可保持者による土地の使用 第8章：電力販売価格 第9章：国家収入 第10章：環境および電力供給 第11章：他の目的のための電力網の使用 第12章：ガイダンスおよび監督 第13章：電力市場監督省 第14章：調査 第15章：処罰規定 第16章：過渡規定 第17章：結びの規定
政令 (No. 53/2003)	Government Regulations No. 53 Year 2003	電力市場監督委員会 (Electric Power Market Supervisory Board) の設立に関する法令	
エネルギー・鉱物 資源大臣令 (No. 1213K/31/2)	No. 1213K/31/2005	国家電力総合計画に関する大臣令。2005年4月制定。	

	法律名	概要	内容
005)			
政令 (No. 0003/2005)	Government Regulations No. 3 Year 2005	電力の供給と利用に関する政令 (1989 年第 10 号の改正令)。2005 年 2 月制定。民間セクターが電力プロジェクト (再生可能エネルギーは除く) に参入する際、入札を通して、PLN との共同で実施しなければならない。	詳細は 2.1.4 「制令 2005 年第 3 号における主な改正点」で詳述
エネルギー・鉱物資源大臣令 (No. 9/2005)	Ministerial Regulation Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 0009 tahun 2005 tentang prosedur pembelian tenaga listrik dan/atau sewa menyewa jaringan dalam usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum	公益のための電力供給事業における電力購入および/あるいは送電網賃借の手順に関するエネルギー・鉱物資源大臣令。2005 年 4 月制定。	第 1 章：一般規定 第 2 章：電力供給 第 3 章：電力購入および/あるいは電力送電網賃借の一般入札手続 第 4 章：直接指名による電力の購入 第 5 章：許認可 第 6 章：移行規定 第 7 章：終わりの規定
州間あるいは国家送電網と接続する電力事業許可手続きに関するエネルギー・鉱物資源大臣令 2005 年 10 号	Ministerial Regulation Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor. 0010 tahun 2005 tentang tata cara perizinan usaha ketenagalistrikan untuk lintas provinsi atau yang terhubung dengan jaringan transmisi nasional	州間、及び国家電力網と接続する電力事業許可手続きに関するエネルギー・鉱物資源大臣令	第 1 章：一般規定 第 2 章：電力供給事業 第 3 章：公益のための電力事業許可 第 4 章：自己の利益のための電力事業許可 第 5 章：権利と義務 第 6 章：育成と監督 第 7 章：行政処分 第 8 章：移行規定 第 9 章：終わりの規定
1 基あたり 8MW までの接続容量の石炭火力発電建設における国産品・サービス利用に関する電力・エネルギー利用総局規定 No. 751-12/44/600.4/2005	Departmen Energi Dan sumber Daya Mineral Republik Indonesia Directorate Jenderal Listrik Dan Pemanfaatan energi Peraturan direktur Jenderal Listrik Dan Pemanfaatan energi Nomor: 751-12/44/600.4/20 05-7 SEPT 2005	a. 国産品及びサービスが 1 基あたり 8MW までの接続容量の石炭火力発電建設を支えるための態勢と能力を既に有していること b. 上記 a に関連して、1 基あたり 8MW までの接続容量の石炭火力発電建設における	国産品・サービス利用に関する電力・エネルギー利用総局規定を定める必要がある。8MW までの石炭火力発電所は国産品を使用。

表 2. 5. 5 電力・エネルギー利用サブセクターにおける外資参入制限

1	<p>発電、送電、配電事業 (ISIC 4010)</p>	<p>a. Solicited プロジェクト、すなわち電力分野に責任を有する大臣の定めたプロジェクトである</p> <p>b. 指名は競争・透明の原則に基づく選考による</p> <p>c. 公共向け送配電事業については、</p> <p>1) 送配電は電力供給における自然な独占であることから、当該事業は最初の機会を国営企業/公営企業に与え、特定の状況の中で国営企業/公営企業が投資できない倍、送配電開発において国営企業/公営企業はその他の事業者と協力ができ、協力ができない場合にはその他の事業者が完全に実施することができる。</p> <p>2) 送電については国営企業が、配電については国営企業/公営企業が実施する</p>
2	<p>電力サポート事業 (ISIC 4010)</p> <p>a. 電力コンサルティング、設備建設・設置、設備試験分野のサービス事業</p> <p>b. 電力供給及び電力設備試験を支える設備技術開発分野のサービス事業</p> <p>c. 電力設備操作サービス</p>	<p>外国資本投資の場合、</p> <p>a. 水力発電は>50MW</p> <p>b. 蒸気火力発電は>100MW</p> <p>c. PLTP は 55MW</p> <p>d. GIS(Gas Insulated Switchgear)の変電所</p> <p>e. 海底ケーブル送電網</p> <p>外国資本投資の場合、</p> <p>a. GIS(Gas Insulated Switchgear)の変電所</p> <p>b. 海底ケーブル送電網</p> <p>国内資本投資のみに開放</p>

第3章 エネルギー政策における地方分権関連法

3. 1 地方政府における法体系

地方行政については「地方行政に関するインドネシア共和国 2004 年法律32号:Undang-undang Nomor 32 Tahun 2004 tentang Pemerintah Daerah」においてその概要が定められている。

地方政府における法体系は、以下の階層で構成される。

- ① 州政府令(Local Government Regulation)
- ② 州知事決定(Governor Decree)
- ③ 県/市条例(Local Government Regulation)
- ④ 県知事/市長決定(Bupati' s Decree)

近年においては地方分権の観点から、県/市とその長の権限が強化される一方、州政府や州知事の権限が相対的に低下する傾向にある。

地方条例の種類については、州条例、県/市条例、村条例については 2004 年 10 号の 7 条(2)にあたる。

表 3. 1. 1 地方条例の種類

7 条(2)

上記(1)の e にある地方条例(地方規定)とは以下を含む：

- a. 州知事と州議会が共同で作成した州条例
- b. 県知事/市長と県/市議会が共同で作成した県/市条例
- c. 村長あるいは他の名前のもと村代表機関あるいは他の名前のもので共同で作成した村条例/同等レベルの規則

3. 2 RUKD の位置付け

地方自治強化の流れの一環として、これまで PLN が RUKD (地方電力需給計画) を策定していたが、新電力法に対する違憲判決までは州政府が中心となって作成する手順へと変更となっていた。新電力法は、第 5 条で、各地域での電源開発計画 (RUKD) における州政府の積極的役割を規定していたが、これが違憲判決に抵触するため、今後の RUKD は誰がどう作るのかが明きらかになっていない。これまでの州政府の権限強化の背景には、Law No. 22/1999 (1999 年第 22 号地方行政法)⁵⁰ (Undang-undang No. 22 Tahun 1999 tentang Otonomi Daerah) 及び 25/1999 (1999 年第 25 号中央・地方財政均衡法) (Undang-undang No. 25 Tahun 1999 tentang Perimbangan Keuangan Antara Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah) 施行が挙げられる。これらは、1998 年 5 月にスハルト政権による中央集権体制が崩壊し、その後の民主化の流れを受けてハビビ大統領が策定したものである。

なお、新電気事業法では、各州の RUKD を策定するのは州の権限であり且つ義務であったが、電気事業そのものの推進及びグリッドに繋がって複数州間にまたがる電力設備事業は、すべて PLN の責任となっていた。しかし 2004 年 12 月の新電力法違憲判決により、「新電力法第 5 条 1 項：地方政府は地方電力一般政策を策定するものとする。」が無効になり、2005 年の電力供給と使用に関する政令 3 号でも国家電力総合計画 (RUKN) に対しての記載はあるが RUKD についての記載がないため、RUKD の位置付けはどうなるのか?との疑問がある。2006 年 2 月時点では RUKD については存在しないが RNKD に代替するものは、先進的な州を中心に存在するようである。

⁵⁰ 地方行政法について 2004 年に改正法がでている。新地方行政法(法律 2004 年第 32 号)改正版(Undang-undang No.32 Tahun 2004 tentang Otonomi Daerah) : Law No.32/2004 on Regional Administration

3. 3 エネルギー開発における地方の権限

第 22 号地方行政法における重要規定は以下のとおりである。

- (1) 第 4 章(2)： 各々の地域は独自に存在し、階層化した上下関係にない。
- (2) 第 7 章(1)： 地方政府の権限は、外交、国防、司法、金融と財政、宗教とその他の権限を除くすべての行政分野に於いて地方自治体が権限を持つことになっている。
- (3) 第 7 章(2)： 第(1)項に記載されたその他の権限とは、マクロ・レベルに依る国家計画と国家開発のコントロール、財政均衡金、国家行政機構や国家掲示期間、人材育成能力強化、戦略的なハイテクを含む天然資源の有効活用、自然環境の保全、そして全国標準化である。

このうち、第 7 章(2)については、表現が抽象的との批判が相次ぎ、2000 年 5 月 6 日付政令第 25 号により具体的に中央政府権限 25 分野と地方政府権限 20 分野が記載された。これらのなかには、工業・エネルギーや投資も含まれている。つまり、電力関連の権限やその投資に関わる権限も地方政府に委譲されていると理解することができる。中央政府の役割としては、各分野で指針、基準、規範など基本的な枠組みの設定や調整が中心となっている。

3. 4 天然資源の地方のあり方

第 25 号中央・地方財政均衡法は、地方分権に伴って財政支出の増加が予想される地方における収入の強化を図ることを目的としている。具体的には、土地建物税や天然資源からの収入を一部地方財源にも割り当てること、また一般割り当て金や特別割り当て金などを通して地方財源の均衡化を図るとしている。天然資源の豊かな地方では、これまで中央に搾取されてきたという不満が強かったが、第 25 号により従来以上の財源を得る可能性が高まることとなる。他方、資源の乏しい地方においては従来以上に厳しい財政状況に陥る可能性があり、地域間の財政力の格差は拡大する恐れも否定できない。こうしたことから、財政状況改善を目指す地方政府が、中央政府やその他関係者との調整を十分行わないまま、様々な投資案件を独自に進めてしまうような自体も懸念される。

第 25 号中央・地方政府間の財政均衡法について中央・地方政府間の財政均衡に関する法律 2004 年 33 号(Undang-undang No. 33 Tahun 2004 tentang Perimbangan Keuangan Antara Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah) Law No. 33/2004 on Fiscal Balance between the Central Government and the Regional Governments⁵¹が發布され、これにより地方政府の取り分が石油、ガスの取り分がそれぞれ 0.5%高まった。

表 3. 4. 1 石油ガスにおける中央と地方の取り分

		中央政府	地方
石油	Law No. 25/1999	85.0%	15.0%
	Law No. 33/2004	84.5%	15.5%
ガス	Law No. 25/1999	70.0%	30.0%
	Law No. 33/2004	69.5%	30.5%

⁵¹ 2004 年 33 号については GTZ が英訳を行っている。

http://www.gtzsfdm.or.id/documents/laws_n_regs/laws/2004/UU%2033_2004%20Dana%20Perimbangan_English.pdf

表 3. 4. 2 中央政府と地方政府の財政均衡に関する法律 1999 年 25 号

中央政府と地方政府の財政均衡に関する法律 1999 年 25 号

Law No.25/1999 on Fiscal Balance between the Central Government and the Regional Governments : Undang-undang nomor 25 Tahun 1999 tentang Perimbangan Keuangan antara Pemerintah Pusat dan Daerah では

6 条(6)

当該地域で産する石油ガス鉱業分野の天然資源からの国家収入は以下の割合で分配される :

- a. 現行法規定に基づく税引き後の当該地域で産する石油鉱業分野の天然資源からの国家収入は中央政府が 85%、地方が 15%である。
- b. 現行法規定に基づく税引き後の当該地域で産するガス鉱業分野の天然資源からの国家収入は中央政府が 70%、地方が 30%である。

法律 2004 年 33 号

11 条

- (1) 生産分与金は税金と天然資源に源する。
- (2) 上記(1)にある税金に源する生産分与金は :
 - a. 土地建物税 (PBB)
 - b. 土地建物取得税 (BPHTB)
 - c. 国内個人納税義務者の所得税 (PPh) 25 条・29 条および所得税 21 条
- (3) 上記(1)にある天然資源に源する生産分与金は :
 - a. 森林
 - b. 一般鉱業
 - c. 漁業
 - d. 石油鉱業
 - e. ガス鉱業
 - f. 地熱鉱業

14 条

11 条(3)にある天然資源からの国家収入の分配は以下の通り :

- a. 森林資源州 (PSDH) からの林業権分担金 (IHPH) 収入からの森林収入は、中央が 20%、地方が 80%
- b. 植林資金からの森林収入は、中央 60%、地方 40%
- c. 当該地方からの一般鉱業収入は、政府が 20%、地方が 80%
- d. 国家レベルで受けた漁業収入は中央が 20%、すべての県/市が 80%
- e. 現行法規定に基づく税その他の徴収金を引いた後の当該地域で産する石油鉱業からの収入は以下の割合で分配される :
 1. 84.5%が政府
 2. 15.5%が地方
- f. 現行法規定に基づく税その他の徴収金を引いた後の当該地域で産するガス鉱業からの収入は以下の割合で分配される :
 1. 69.5%が政府
 2. 30.5%が地方
- g. 非税国家収入となる当該地域から産する地熱鉱業は中央が 20%、地方が 80%

表 3. 4. 3 地方分権における関連法概要

	法律名	内容
中央・地方政府間の財政均衡に関する法律 2004 年 33 号	(Undang-undang No. 33 Tahun 2004 tentang Perimbangan Keuangan Antara Pemerintah Pusat dan Pemerintahan Daerah) Law No. 33/2004 on Fiscal Balance between the Central Government and the Regional Governments	第 1 章：一般規定 第 2 章：財政均衡政策の原則 第 3 章：地方政府の資金の基本 第 4 章：地方収入源 第 5 章：地方純収入 第 6 章：均衡資金 第 7 章：収入その他 第 8 章：地方債務 第 9 章：地方自治の枠組みにおける財政管理 第 10 章：分散資金 第 11 章：委任事務資金 第 12 章：地方財政情報システム 第 13 章：移行規定 第 14 章：終わりの規定 全 110 章

尚、地方政府に関する法律 2004 年 32 号に対して一部（57 条、66 条、67 条、82 条）違憲判決がでている。憲法裁の判決番号は、Putusan Mahkamah Konstitusi Perkara Nomor 072-073/PUU-II/2004 Tahun 2004

違憲判決の内容は、

57 条(1)は、「地方議会に対し責任を有する」の部分

66 条(3)e は「地方総選挙委員会の任務実施の責任を求める」の部分

67 条(1)e は「地方議会に対し」の部分

82 条(2)は「地方議会によって」の部分

が 1945 年憲法に矛盾していると判断し、法的拘束力を持たないとしている

第4章 環境

4.1 環境関連法

環境関連の法律は時系列に整理すると以下のとおり

大統領令 1972年16号 国家環境委員会が設置

法律 1982年4号 (環境管理基本規定)

1985年 環境管理法の評価規定に基づく環境汚染規制手続きの原則

政令 1986年29号 (環境影響に関する分析)

1990年大統領令 23号 (*) 環境管理局 BAPEDAL が発足

1997年9月 新環境管理法 法律 1997年23号(環境管理) (*) 旧管理法の廃止

法律 1999年22号 地方自治に関する法律 (環境も含む)

政令 1999年27号 環境影響評価

政令 2000年25号 政府と自治地域としての州の権限

環境大臣令 2000年3号 (環境影響分析の義務付けられている事業・活動の種類)

環境大臣令 2001年17号 (環境影響分析の義務付けられている事業・活動計画の種類)

環境大臣令 2001年30号 (義務付けられている環境監査実施指針)

政令 2001年74号 (有害・有毒物質管理)

政令 2001年82号 (水質管理と水質汚染管理)

環境大臣令 2002年86号 (環境管理努力・モニタリング努力実施指針)

大統領令 2002年2号 国務大臣の地位、任務、機能、権限、組織構成および作業手順に関する大統領令 2001年101号の変更

(*) 2002年 大統領令 2号、4号で BAPEDAL 廃止、環境省へ統合

大統領令 2002年4号 (国務大臣エセロン I の組織ユニット・任務に関する大統領令 2001年108号の変更) 法律 1997年23号 環境環理

環境大臣令 2003年111号 (排水の水あるいは水源への廃棄の条件、許認可手順に関する指針および研究指針)

環境大臣令 2003年112号 (国内排水質基準)

環境大臣令 2003年113号 (石炭鉱業事業・活動の排水基準)

環境大臣令 2003年115号 (水質ステイタス決定指針)

環境大臣令 2003年128号 (生物的に石油に汚染された土地と石油廃棄物管理技術手順と要件)

環境大臣令 2003年129号 (石油ガス活動・事業排出基準)

環境大臣令 2004年19号 (環境汚染・破壊苦情管理指針)

環境大臣令 2004年122号 (産業活動向けの液体廃棄物質水準に関する大臣令 1985年51号の変更)

環境大臣令 2004年178号 (環境影響分析訓練カリキュラム策定、評価、指針、実施基準)

環境大臣令 2005年45号 (環境管理計画および環境モニタリング計画実施報告策定指針)

この中で 1997年23号の新環境管理法が最重要となっている。

実施細目として規定される内容は、幅広い解釈が可能となるような記載が多く、実態として担当省庁、および地方自治体の裁量に委ねられるケースが多い。

表 4. 1. 1 エネルギー鉱物資源大臣令 No. 1453/29/NEW/2000

(一般鉱業分野における政府の任務実施のための技術検討)

エネルギー鉱物資源大臣令 No. 1453/29/NEW/2000 (一般鉱業分野における政府の任務実施のための技術検討)

第 2 章
環境管理
4 条

- (1) 地方政府は、現行法に基づき KP⁵², KK⁵³, PKP2B⁵⁴保持者の実施する環境管理・モニタリング実施においてそれぞれの権限範囲に基づく責任を有する。
- (2) 上記(2)の地方政府の責任とは以下の承認供与を含む：
 - a. 環境影響分析レファレンスフレームワーク (KA-ANDAL)、ANDAL、環境管理計画 (RKL)、環境モニタリング計画からなる環境影響に関する分析 (AMDAL)
 - b. AMDAL が義務付けられていない場合、発起人としての KP, KK, PKP2B 保持者がそれぞれ添付 4, 5 に記載の AMDAL, UKL-UPL 策定技術指針を参照し策定する環境管理努力・環境モニタリング努力

5 条

- (1) 地方政府はそれぞれの権限範囲に基づき、KP, KK, PKP2B に対し採掘/生産段階に環境管理・モニタリング年間計画 (RTKPL) 報告を提出するように義務付ける。
- (2) 地方政府はそれぞれの権限範囲に基づき、KP, KK, PKP2B に対し操業・生産段階開始時に環境管理年間計画 (RTKL) を提出し、現行法に定められたとおり政府系銀行あるいは外為銀行に埋め立て保証資金を納めることを義務付ける。
- (3) RTKPL, RTKL 報告書策定と埋め立て保証支払い・引きおろし手続きに関する指針は本大臣令の添付 6, 7 に記載の通りである。

⁵² 鉱業権限

⁵³ 鉱業契約

⁵⁴ 石炭鉱業事業契約

第5章 投資促進

■ 「新投資法」

新投資法については各省間での議論が終わり、国家官房 (Secretaris Negara) で問題点をみているところである。これまで必ずしも明確でなかった。以下について基本原則を明確化した。

- ・ 内外無差別原則 (外資に対する内国企業待遇)
- ・ 対外送金の自由の保証
- ・ 国有化/ 接收時の適正は保証
- ・ 地方への権限委譲 (但し、実効上、問題あり)
- ・ 所得税法 (案) は現在30%であるが2009年までに25%に下げることとなっている。
- ・ 加速償却、6年間に30%のInvestment Allowance、累損の5年間~10年間への進展、配当課税税率の20%→10%への引き下げ。
- ・ 新投資法はなるべく投資許可制度、手続きの簡素化、迅速化、地域への優遇は大統領で出していくことになろう。
- ・ 最低5%はインドネシア資本でなければならないという規定もなくなる見込み

表5. 1 アジア4カ国におけるIPP投資に関わる投資制度・投資優遇策

	インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ	
投資優遇策	VAT	優遇なし (輸入品、国内製品及び大半のサービスに対し10%)	外資企業の固定資産とするため、又は事業協力契約の実施に向けた固定資産とするため輸入される設備、機械については免除	・輸入部品に対する租税免除 ・原材料、補給品に対する租税免除(通常10%)	優遇なし(10%)
	関税 輸入税	・資本財の輸入税5% ・生産能力2年分の原材料の輸入税5% *BKPM, BKPMもしくは在外公館により外国直接投資(PMA)の中で承認されたプロジェクトへ適用	固定資産を形成する設備、機械の輸入について輸入税免除	輸入部品に対する関税免除	・輸入機械に対する輸入関税の減免 ・輸入原材料・部品に対する輸入関税の減免 *通常は現在量・製品種別に応じて0-30%、機械類は5%
	法人 所得税	優遇なし(30%)	・プロジェクトに応じて一定期間、10%, 15%, 20%に軽減 *通常28% ・繰越欠損金は5年間控除可	・課税所得額、人件費からの追加控除 ・大型インフラ工事に対する追加控除 *通常法人税: 32%	・8年間免除するとともに最長5年間にわたり損失を繰越損金として控除可(ただし関係政府機関の認可要) *通常は30%
	その他	ITH (Income Tax Hoiday) 制度は2000年1月IMFとの合意に基づき撤廃		・通関手続き簡素化 ・ITH制度 *パイオニア分野6年 *非パイオニア分野4年	
現地資本参加等の条件	・最低5%は尼資本 ・外資企業は100%外国資本可。しかし、事業開始後15年以内に額面株式の一部をインドネシア国民または事業体に売却	100%外資可: 発電所建設運用 内資との合弁のみ可: パイプラインの建設運用 外資不可: 送配電網の建設運営、消費者への直接売電・売ガス	公益事業については、最低40%は比資本 ※IPPは公益事業ではない		

出所: JETRO、日本アセアンセンター