

インドネシア共和国
クリーンコールテクノロジー（CCT）
導入促進プロジェクト
詳細計画策定調査報告書

平成23年1月
(2011年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発部

産公
JR
11-014

インドネシア共和国
クリーンコールテクノロジー（CCT）
導入促進プロジェクト
詳細計画策定調査報告書

平成23年1月
(2011年)

独立行政法人国際協力機構
産業開発部

目 次

地 図
写 真
略語表

第1章 調査の概要	1
1-1 調査の背景	1
1-2 調査の目的	2
1-3 調査団員構成	3
1-4 調査日程	4
1-5 調査対処方針	6
1-6 団長所感	10
1-7 主要面談者	12
1-8 調査結果概要	13
第2章 インドネシア電力・エネルギーセクターの概要	17
2-1 社会、経済の概況（経済政策、産業政策、地方推進策等）	17
2-2 電力セクターの概要（政策、長期電源開発計画、クラッシュ1,2含む）	17
2-3 電力関連設備概要（発電設備、送電設備、配電設備）	22
2-4 電力需要と需給バランスの推移	24
2-5 電力料金制度	26
2-6 電力開発における投資	26
2-7 電力セクターにおける海外投資概況	27
第3章 火力発電の現状と課題	29
3-1 電力供給計画の概要	29
3-2 電力需要予測	29
3-3 電源開発計画の概要	32
3-4 電源開発計画の現状	33
3-4-1 第1次クラッシュプログラム（大統領令 No. 71/2006）	34
3-4-2 第2次クラッシュプログラム	35
3-4-3 2010～2019年の電源計画（主要地域）	36
3-4-4 2010～2019年の電源計画（西部及び東部地域）	37
3-4-5 2010～2019年の電源計画（ジャマリ系統）	39
3-4-6 ジャマリ系統における需給バランス	43
3-5 民活電源（IPP）	44
3-6 燃料種別電源構成比	51
3-7 電源計画の感度分析	54
3-8 CO ₂ 排出量予測	56

3-8-1	ベースラインを前提とした電源計画及びCO ₂ 排出量	56
3-8-2	政府の政策介入を前提とした電源計画及びCO ₂ 排出量	57
第4章	CCT導入促進計画と留意事項	60
4-1	CCT技術の概念整理とインドネシアへの適用	60
4-1-1	SC/USC技術の現状とインドネシアへの適用	62
4-1-2	IGCC技術の現状とインドネシアへの適用	63
4-1-3	CCS技術の現状とインドネシアへの適用	65
4-2	石炭政策（資源確保、石炭貿易）	67
4-2-1	石炭政策と新鉱業法	67
4-2-2	DMO（Domestic Market Obligation）	75
4-2-3	ICPR（Indonesia Coal Price Reference）	76
4-3	国内発電用石炭の性状及び推定埋蔵量	80
4-3-1	国内発電用石炭の性状	80
4-3-2	推定埋蔵量	84
4-4	現行のインドネシアによる石炭利用技術に関する取り組み概要	87
4-4-1	石炭改質	88
4-4-2	石炭液化	95
4-4-3	石炭ガス化	97
4-4-4	コークス化	99
4-5	人材育成	100
4-5-1	日本におけるCCT研修概要	100
4-5-2	日本におけるCCT研修の内容	100
第5章	環境社会配慮の現状と課題	102
5-1	環境基本情報	102
5-1-1	社会環境の概要	102
5-1-2	主な環境問題	104
5-2	環境管理システム	107
5-2-1	主要環境関係官庁	107
5-2-2	環境法規	109
5-2-3	環境アセスメント関連法規の概要	112
5-3	MEMR・PLNの環境社会配慮	116
5-3-1	環境セクション	116
5-3-2	現地視察	117
5-4	CCT導入に関連する環境社会配慮事項	119
第6章	気候変動への取り組み状況	120
6-1	気候変動対策の現状と課題	120
6-1-1	気候変動枠組条約の経緯	120

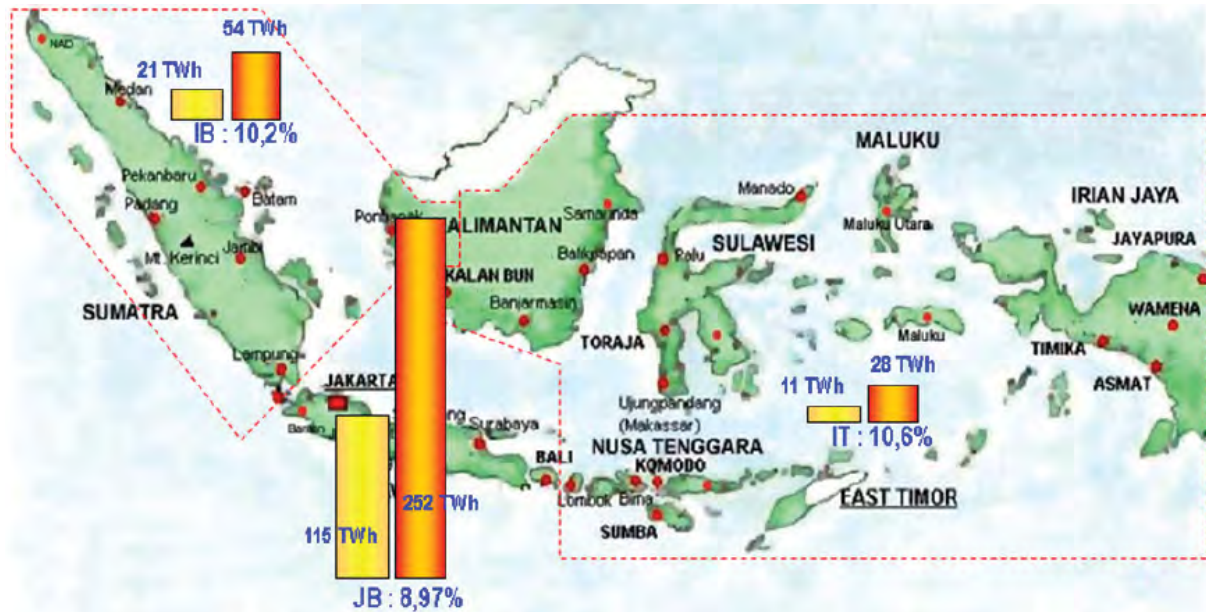
6-1-2	京都議定書の課題	124
6-2	各国の取り組み	127
6-2-1	主要国における気候変動対策	127
6-2-2	排出量取引制度の動き	130
6-2-3	新たなメカニズムに向けた動き	132
6-3	インドネシアにおける気候変動対策	142
6-3-1	気候変動対策の概要	142
6-3-2	エネルギーセクターの対策概要	145
6-3-3	CDMの現状	146
6-3-4	第2回国別報告書 (Second National Communication)	149
6-4	電力セクターのケーススタディ	154
6-5	ドナーの支援	159
第7章	プロジェクト概要及び留意事項	164
7-1	CCT導入ロードマップ策定	164
7-1-1	活動の目的	164
7-1-2	活動内容	164
7-1-3	期待される効果	166
7-2	石炭・エネルギー利用計画	167
7-2-1	活動の目的	167
7-2-2	活動の内容	167
7-2-3	成果品	168
7-3	環境社会配慮	168
7-3-1	目的	168
7-3-2	調査内容	168
7-3-3	成果品	169
7-4	気候変動	170
7-4-1	目的	170
7-4-2	調査内容	170
7-4-3	成果品	171
7-5	留意点	171
7-5-1	CCT導入ロードマップ策定	171
7-5-2	石炭・エネルギー利用計画	172
7-5-3	環境社会配慮に関する留意点	173
7-5-4	気候変動対策に関する留意点	175
7-5-5	現地再委託業務の内容と概算数量	176

付属資料

1. M/M	181
2. 質問票	194
3. 面談記録	215
4. スラヤ発電所調査記録	251
5. 収集資料リスト	262



PLN 社 事業地図



2010 年及び 2019 年の販売電力量計画

写真記録（協議風景）



エネルギー鉱物資源省（MEMR）電力総局との第1回打合せ



MEMR 鉱物石炭局との第1回打合せ



ミニッツ署名

写真記録（視察）



Indonesia Power スララヤ石炭火力発電所
手前が変電施設



スララヤ発電所全景
出所：スララヤ石炭火力発電所 紹介プレゼンテーション



8号機。クラッシュIプログラムで中国が建設
左が温排水の放流施設。手前は沈殿池



石炭運搬船（バージ）からの
ダンプカーへの石炭の積み込み



石炭運搬船からベルトコンベアへの揚炭



ベルトコンベアから貯炭場へ。炭塵が飛散



貯炭場からボイラーへコンベア輸送



微粉炭機（ミル）



給炭機



バーナー



タービンフロア



貯炭場の遠景



発電所から石炭灰の輸送コンベア
飛散防止用天蓋付き



8号機からの中国製石炭灰の輸送コンベア
飛散防止用天蓋なし



石炭灰捨て場の入口
石炭灰流出防止フェンスが見える



石炭灰捨て場の状況
散水等の飛散防止対策は見られず

略 語 表

略語	正式名称	和訳名称
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
APP	Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate	アジア太平洋パートナーシップ
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
AWG-KP	Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol (AWG-KP)	特別作業部会 KP
AWG-LCA	Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention	特別作業部会 LCA
BAPEDAL	Environmental Impact Management Agency	環境管理庁
BAPPEDA	Regional Planning and Development Boards	地方開発企画庁
BAPPENAS	National Development Planning Agency	国家開発企画庁
BAU	Business as Usual	何も対策を行わないケース、なりゆきシナリオ
CBM	Coalbed Methane	炭層ガス
CCPL	Climate Change Program Loan	気候変動対策プログラム・ローン
CCS	Carbon Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
CCT	Clean Coal Technology	クリーンコールテクノロジー
CCX	Chicago Climate Exchange	シカゴ気候取引所
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CER	Certified Emission Reduction	認証排出削減量
COP	Conference of Parties	締約国会議
CS	Coal Slurry	スラリー燃料
DGEEU	Directorate General of Electricity and Energy Utilization	電力エネルギー利用総局
DMO	Domestic Market Obligation	国内優先供給義務
DNA	Designated National Authority	指定国家機関
DOE	Designated Operational Entity	指定運営組織
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ET	Emission Trading	排出権取引
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	世界銀行（国際復興開発銀行）
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Green Investment Scheme	グリーン投資スキーム

GREEN	Global action for Reconciling Economic growth and Environmental preservation	地球温暖化の防止等の地球環境の保全を目的とする海外における事業を促進する業務
GTZ	Gesellschaft für Technishe Zusammenarbeit	ドイツ技術協力公社
ICAP	International Carbon Action Partnership	国際炭素行動パートナーシップ
ICCSR	Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap:	セクター別気候変動対策ロードマップ
ICI	Indonesia Coal Index	インドネシア石炭指標
ICMA	Indonesia Coal Mining Asociation	インドネシア石炭鉱業協会
ICPR	Indonesia Coal Price Reference	インドネシア石炭価格基準
IPR	Izin Pertambangan Rakyat	市民鉱業許可
IUP	Izin Usaha P Pertambangan	鉱業事業許可
IUPK	IUP Khusus	特別鉱業事業許可
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IET	International Emission Trading	国際排出権取引
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
KLP	Rural Electrification Cooperatives (Koperasi Listrik Pedesaan)	地方電化組合
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JI	Joint Implementation	共同実施
LLDC	Least among Less Developed Countries	後発開発途上国
LUFC	Land Use Change and Forestry	土地利用変化及び林業の活動
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry	土地利用・土地利用変化及び林業の活動。
MDGs	Millenium Development Goals	ミレニアム開発目標
MEF	Major Economies Forum	主要経済国会議
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MOE	Ministry of Environment	環境省
MOFo	Ministry of Forestry	森林省
MOP	Meeting of the Parties	京都議定書の締約国の会合
MPDCS	Minium Percentage of Domestic Coal Sales of Coal	国内石炭販売最低比率
MRV	Measurability, Reportability and Verifiability	測定、報告、検証
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Actions	気候変動緩和行動

NCIC	Nature Conservation Information Center	自然保護情報センター
NGO	Non-Governmental Organisation	非政府組織
NPP	Nuclear Power Plant	原子力発電所
PDD	Project Design Document	プロジェクト設計書
PEN	Blueprint of National Energy Management (Pengelolaan Energi Nasional)	
PERPRES	Peraturan Presiden Republik Indonesia	大統領令
PJB	Pembangkit Java Bali	ジャワ・バリ発電会社
PLN	Perusahaan Umum Listrik Negara Persero (Indonesia Electricity Corporation)	国有電力会社
PoA CDM	Programme of Activities CDM	プログラム活動 CDM
PPP	Public Private Partnership	官民協力
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper	貧困削減戦略文書
PSP	Private sector Participation	民間部門参加型
REDD	Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation	森林減少・劣化からの GHG 排 出削減
RPJM	Mid-Term Development Plan	中期国家開発計画
RUKN	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給総合計画
SC	Super Critical	超臨界圧発電
SCM	Sectoral Crediting Mechanism	セクター別クレジットメカニ ズム。
SFCC	Strategic Framework on Climate Chang	気候変動対策戦略
SNC	Second National Communication	第2回国別報告書
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧発電
WALHI	Wahana Lingkungan Hidup In donesia (Friends of the Earth International)	NGO
WASP	Wien Automatic System Planning Model	電源開発計画シミュレーショ ンモデル
WB	World Bank	世界銀行
WWF	World Wildlife Fund for Nature	世界自然保護基金

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

インドネシア共和国（以下、「インドネシア」と記す）経済は、1997年のアジア通貨危機の影響により1998年のGDP成長率はマイナス13%に落ち込んだものの、1999年にはプラス成長に転じたあと、順調な回復を維持し2004年から2008年まで5%から6%以上で推移してきた。2008年後半の世界的な金融危機の影響はあったが、政府の景気刺激策や内需拡大により、2009年のGDP伸び率は4.5%でインドネシアの経済状況が良好であることを示した。また、1人当たりGDPは2004年は1,200米ドル（US\$）弱であったが、2008年には2,200米ドルに伸びている。

こうした経済成長に伴い電力需要の伸びも高い状態が続き、今後も同じような傾向での推移が見込まれる。国際エネルギー機関〔OECD/国際エネルギー機関（International Energy Agency : IEA）〕のインドネシア電力政策レビュー（2008年）によれば、アジア通貨危機後の1997年から2004年にかけての電力需要の伸びは年約7%であった。特に産業が集中する島（ジャワ、バリ、スマトラ）については、引き続き高い電力需要の伸びが見込まれ、早急な電力供給能力の強化が必要であるといわれている。国家電力総合計画によればジャワ・バリ系統では2026年までの長期的な電力需要は年6~7%程度の伸びが見込まれている。

高い電力需要見込みを受け、政府は2006年から大統領規定71号に基づき、国有電力会社（Perusahaan Umum Listrik. Perusahaan Umum Listrik Negara Persero: PLN）により、第1次短期電力開発計画（「クラッシュプログラム」と称される）を実施中で、新規に発電所40地点、総出力1万MWの石炭火力発電所の開発を進めている（計画期間2006~2009年）。本計画は、①短期的な電力不足を補う計画であり、中長期的開発までは含んだ計画ではないこと、②進捗が遅れが出ていること、③第1次クラッシュプログラムは石炭火力を主体とした計画で、将来的な地球温暖化対策の検討が必要となる等の課題も併せもっている。

これに加え、更なる脱石油政策、エネルギー多様化政策の下、第2次クラッシュプログラム（2010~2014年）を通じて再生可能エネルギー（水力、地熱）の有効活用のみならず、引続き国内に多くの埋蔵量が確認されている石炭を利用した火力発電所の新規開発を進めることとしている。国家電力総合計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional : RUKN）によれば、発電用一時用エネルギーの構成比率で石炭の利用は高い割合が続き、2008年の45%から2018年には63%に推移することが予定されている。

他方、インドネシアは2007年気候変動枠組み条約第13回締約国会議（Conference of Parties : COP13）をバリで開催した際に「バリ・ロードマップ」を採択し途上国の削減努力を求めたことなどもあり、気候変動対策への取り組みを強化する意向を有している。これに対し、JICAは気候変動対策プログラムローンを通じて温室効果ガス（Greenhouse Gas : GHG）吸収・排出抑制による温暖化緩和の観点から、インドネシア側によるGHG排出量の多い石炭火力発電所の効率向上の取り組みを後押しする方向としている。

エネルギー利用の効率化は今後増加する石炭火力発電所の開発とともに取り組み強化の必要性が高いことをインドネシア政府も認識しており、同プログラムローンとの整合性を図りながらクリーンコールテクノロジー（Clean Coal Technology : CCT）の導入を推進することは有益であると考えている。

以上の背景を受け、インドネシア政府はCO₂排出量の削減に向け、電力セクターにおけるエネ

ルギー利用効率化、環境負荷軽減を目的として CCT 導入に取り組むことを検討しており、今般わが国に対して CCT 技術導入のための支援要請を提出してきた。同要請を受け、JICA は CCT 導入促進のための技術協力を実施するための計画策定調査を行う。詳細計画策定調査は、2 回に分けて実施する。第 1 回目では主に要請背景の確認を行い、第 2 回目では S/W 協議を目的とする。

1-2 調査の目的

(1) 詳細計画策定調査（その 1）

第 1 回調査では、インドネシア側要請書に基づき、要請背景や意図を確認することを主な目的とする。また、インドネシアにおける CCT 関連の取り組みや石炭火力開発市場の状況についても関係機関を訪問のうえ情報収集を行う。ヒアリング対象として想定される関係機関は、主に次のとおり。

組 織	項 目
MEMR 電力エネルギー利用総局	CCT 政策（ロードマップ策定）、国家電力総合計画（RUKN）
MEMR 鉱物・石炭・地熱利用総局	石炭資源政策、石炭改質
国有電力公社（PLN）	発電事業、発電設備仕様の検討、電力供給総合計画（RUPTL）
国家エネルギー審議会 （National Energy Board）	石炭供給、石炭利用方針
インドネシア石炭協会 （Indonesian Coal Mining Association）	石炭供給、石炭利用
国家開発企画庁（BAPPENAS）	石炭関連分野の計画概要
世界銀行（World Bank）	石炭分野支援動向等
アジア開発銀行（ADB）	石炭分野支援動向等
在インドネシア日本大使館	石炭分野での協力について

情報収集結果をもとに、プロジェクトの範囲、内容、実施体制、スケジュール等の枠組みについての検討を行う。

(2) 詳細計画策定調査（その 2）

第 2 回調査では、インドネシア政府からの協力要請の背景、内容を確認し、本案件の詳細計画策定調査を行うとともに、本格調査の実施内容の計画策定に必要な情報・資料を収集・分析し、先方実施機関と本格調査に係る S/W（案）及び M/M の協議・署名を行うことを目的として実施する。協議対象に含まれるインドネシア側関係機関は、主に次のとおり。M/M 署名相手はエネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR）電力エネルギー利用総局を想定している。

- ① MEMR 電力エネルギー利用総局：CCT 政策（ロードマップ策定）、国家電力総合計画（RUKN）

- ② MEMR 鉱物・石炭・地熱利用総局：石炭資源政策、石炭改質
- ③ 国有電力公社 (PLN) : 発電事業、発電設備仕様の検討、電力供給総合計画 (Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik : RUPTL)
- ④ BAPPENAS : 石炭関連分野の計画概要

組 織	項 目
MEMR 電力エネルギー利用総局	CCT 政策 (ロードマップ策定)、国家電力総合計画 (RUKN)
MEMR 鉱物・石炭・地熱利用総局	石炭資源政策、石炭改質
国営電力公社 (PLN)	発電事業、発電設備仕様の検討、電力供給総合計画 (RUPTL)
BAPPENAS	石炭関連分野の計画概要、気候変動対策の開発計画への主流化
在インドネシア日本大使館	石炭分野での協力について

1-3 調査団員構成

(1) 詳細計画策定調査 (その1)

No.	分 野 Assignment	氏 名 Name	所 属 Occupation	派遣期間 Period
1	団長 Team Leader	上石 博人 Mr. Hiroto KAMIISHI	JICA 産業開発部 企画役 Advisor, Electric Power and Energy Division, Natural Resources and Energy Group, Industrial Development Department, JICA	6月14～19日
2	調査企画 Study Planning	和田 泰一 Mr. Yoshikazu WADA	JICA 産業開発部資源エネルギーグループ 電力・エネルギー課 調査役 Electric Power and Energy Division, Natural Resources and Energy Group, Industrial Development Department, JICA	6月14～19日

(2) 詳細計画策定調査 (その2)

No.	分 野 Assignment	氏 名 Name	所 属 Occupation	派遣期間 Period
1	団長 Team Leader	加藤 俊伸 Toshinobu KATO	JICA 産業開発部資源エネルギーグループ 次長 Deputy Director General and Group Director for Natural Resources and Energy, Industrial Development Department, JICA	10月23～28日
2	CCT 協力 Cooperation on CCT	上石 博人 Hiroto KAMIISHI	JICA 産業開発部電力課 企画役 Advisor, Electric Power and Energy Division, Industrial Development Department, JICA	10月17～28日

3	調査企画 Mission Planning	和田 泰一 Yoshikazu WADA	JICA 産業開発部電力課 Electric Power and Energy Division, Industrial Development Department, JICA	10月17～28日
4	火力発電計画/ 電力開発計画 Thermal Power Generation and Power Development Plan	小穴 英昭 Hideaki OANA	東京電力株式会社 Tokyo Electric Power Company	10月17～28日
5	石炭・エネルギー 利用計画 Coal and Energy Utilisation Plan	大高 康雄 Yasuo OTAKA	財団法人石炭エネルギーセンター (JCOAL) Japan Coal Energy Center	10月17～30日
6	環境社会配慮/ 気候変動対策 Environment and Social Consideration/ Climate Change	中沢 信之 Nobuyuki NAKAZAWA	株式会社ソーワ コンサルタント Sowa Consultant Inc.	10月17～30日

1-4 調査日程

(1) 詳細計画策定調査 (その1) 期間：2010年6月14日(月)～6月19日(土)

	日付		日程
1	6/14	月	移動：成田発 (JL725) →ジャカルタ着
2	6/15	火	JICA インドネシア事務所との打合せ 在インドネシア日本大使館 (EoJ) 表敬 PLN との協議, Deputy Director for System Planning, Mr. Djoko Prasetyo 東電設計表敬
3	6/16	水	MEMR 電力総局表敬 WB との協議 ADB との協議
4	6/17	木	協議： BAPPENAS, Mr. Yahya National Energy Board (DEN), Secretary General, Mr. Novian Moezahar Thaib、 World Energy Council Indonesian Coal Mining Association, Deputy Chairman, Kaz Tanaka
5	6/18	金	協議： 在インドネシア日本大使館 JICA インドネシア事務所との打合せ 移動 ジャカルタ発 (JL725) →19日成田着

(2) 詳細計画策定調査（その2）日程 期間：2010年10月17日（日）～10月30日（土）

	月日		日 程
1	10/17	日	移動：成田発（JL725）→ジャカルタ着
2	10/18	月	PLN 戦略企画課表敬 JICA インドネシア事務所との打合せ MEMR 電力総局表敬 MEMR 鉱物石炭地熱局表敬 在インドネシア日本大使館表敬
3	10/19	火	スララヤ石炭火力発電所視察
4	10/20	水	MEMR とのキックオフ会議（MEMR、BAPPENAS、Indonesia Power） PLN とのキックオフ会議
5	10/21	木	気候変動対策関連情報収集（川西国際協力専門員） S/W 協議（MEMR、PLN） 団内協議（S/W 修正検討、M/M 検討）
6	10/22	金	S/W 協議（MEMR、PLN）
7	10/23	土	S/W、M/M 修正作業 移動（団長）：10:50 成田発（JL725）→16:10 ジャカルタ着
8	10/24	日	団内協議、報告書作成
9	10/25	月	S/W、M/M 協議（MEMR） JICA インドネシア事務所との打合せ（中間報告） 関係機関との協議、情報収集
10	10/26	火	ラップアップ協議準備 関係機関との協議、情報収集
11	10/27	水	在インドネシア日本大使館報告 ラップアップ協議[MEMR、BAPPENAS、PLN、国家エネルギー審議会（DEN）、EoJ]、M/M 署名 関係機関との協議、情報収集 JICA インドネシア事務所報告（所長報告） 団内協議（フォローアップ調査に関して） 移動：（加藤、上石、和田）ジャカルタ発（JL726）→28日成田着
12	10/28	木	フォローアップ調査、報告書作成
13	10/29	金	フォローアップ調査、報告書作成 PM JICA インドネシア事務所報告 移動：（小穴、大高、中沢）ジャカルタ発（JL726）
14	10/30	土	→7:25 成田着

1-5 調査対処方針

(1) 詳細計画策定調査（その1）

1) 現地調査前国内作業

- ① 要請背景・内容の把握、関連既存資料・情報（要請書・関連報告書等）のレビュー
- ② 担当分野に係る事前調査計画・方針案の検討
- ③ インドネシア関係機関（C/P 機関等）、他ドナー等に対する質問票（案）（英文）の作成
- ④ 担当分野に係る対処方針（案）、S/W（案）、事業事前評価表（案）の検討
- ⑤ 詳細計画策定調査団打合せ、対処方針会議等

2) 現地派遣期間（10月中旬から10月下旬）

- ① JICA インドネシア事務所等との打合せ
- ② インドネシア関係機関との協議（S/W 協議を含む）及び現地踏査
- ③ 担当分野に係る現状把握及び資料・情報の収集

<火力発電/電源開発計画>

- ・ 電力需要予測、電力供給計画の確認、及び電力セクター計画における火力開発の位置づけ、計画の確認
- ・ 火力発電所建設に関する基準、関連法令等の確認
- ・ 火力開発に関する現状、制度、政策面等の課題抽出

<石炭・エネルギー利用計画>

- ・ 石炭供給状況、エネルギー需給概要、政策の確認
- ・ 石炭改質技術の現状及び技術開発ニーズ、石炭流通市場等の確認及び課題抽出
- ・ エネルギー政策と気候変動対策政策の課題抽出
- ・ CCT 導入に関する現状、制度、政策面等の課題抽出

<環境社会配慮/気候変動対策>

- ・ 環境社会配慮関係情報（関連法令、過去の参考となる事例等）の確認
 - ・ JICA 環境社会配慮ガイドラインの先方への説明及び特に石炭火力発電開発での留意事項の確認
 - ・ 気候変動対策関連政策、取り組み状況、CO₂削減に関する各種試算データの確認
 - ・ 気候変動対策に関する現状、制度、政策面等の把握及び課題抽出
- ④ 担当分野に係る本格調査の内容の検討（実施手法及び規模）
 - ⑤ 担当分野に係る本格調査での現地再委託の TOR 検討及びローカルコンサルタントに関する情報収集（組織規模、技術者数、保有機材・施設、関連業務実績、契約単価等）
 - ⑥ 調査全体の情報収集の取りまとめ
 - ⑦ 担当分野に係る現地調査結果の JICA インドネシア事務所等への報告

(2) 詳細計画策定調査（その2）

1) 調査の位置づけ

MENR 及び本調査団で S/W 案の協議を行い、基本的合意の形成について M/M で確認する。言語は英語とする。

本調査団帰国後、本部において事前評価表及び S/W 案を決裁したあと、JICA インドネシア事務所を通じて S/W の署名を行う。

2) 本格調査実施内容 [S/W (案) 骨子] の確認

S/W (案) の内容について協議、修正のうえ合意を形成する。

a) 協議の進め方について

現地調査冒頭に、主要カウンターパートとなる MEMR (電力総局) との意見交換を行い、CCT 協力枠組み概要について意見聴取を行う。また、MEMR (電力総局) と本プロジェクトに関係する機関 [MEMR (鉱物、地熱、石炭総局)、BAPPENAS、PLN 等] と CCT 分野の協力枠組みについて協議を行う。

調査のなかで、現在稼働中の石炭火力発電所の視察を行い、現状理解を踏まえたうえで、S/W 案ドラフトの検討を行う。

調査後半において、ラップアップ協議を開催し、S/W 案に対する合意を得たうえで M/M の署名を行う。

b) 案件名

要請に基づき、「Project for Promotion of Clean Coal Technology (CCT)」を提案し、協議のうえ決定する。

c) 協力の目的

The Study aims at promoting the introduction of Clean Coal Technology in Power Sector, aiming at achieving higher power generation efficiency, in order to contribute both to sustainable and stable power supply mainly in Jawa-Bali system and to achieve the 26% GHG emission reduction committed by the Indonesian Government.

[発電セクターへのクリーンコールテクノロジー (CCT) の導入の促進を通じ、特にジャワ=バリ系統における持続的かつ安定的な電力供給及びインドネシア政府が公約とする GHG26%削減に貢献することを目的とする。]

d) 対象地域

インドネシア主要地域 (ジャワ=マドゥーラ=バリ系統、スマトラ系統)。

e) 調査スケジュール

2011 年 3 月ごろから約 24 カ月間を想定している。

f) 想定される Scope of the Study の概要は、以下のとおりである。

<Stage 1> 関連資料の収集・分析

ア) 資料収集

- ① 電力需要予測、電源開発計画、系統計画、電力供給計画の確認

- ② 電力セクター計画における火力開発の位置づけ整理、整合性確認
- ③ 気候変動対策関連政策、GHG インベントリー、排出権取引システム、国家 GHG 削減計画における石炭火力発電所の位置づけの確認
- ④ 火力開発計画の基礎データ、情報の収集
- ⑤ 石炭火力発電所建設・O&M、事業化に関する基準、関連法令等の確認
- ⑥ 石炭供給状況・計画、エネルギー需給概要・予測、政策の確認
- ⑦ 環境社会配慮関係情報（関連法令、過去の参考となる事例、ドナーの気候変動対策支援等）

イ) CCT 導入ポテンシャル評価

- ① 電力需給計画に基づく、石炭火力発電所のニーズ検討
- ② CCT 技術導入の妥当性検討（経済、財務、技術的妥当性）
- ③ 気候変動対策への貢献度の分析
- ④ エネルギー（石炭）供給計画の検討
- ⑤ CCT 導入促進体制の検討（導入すべき CCT システムの検討）
- ⑥ CCT 導入に関する現状、制度、政策面等の課題抽出

なお、上記作業については、主として机上調査による分析を行い、必要に応じ現地調査等を実施する。

<Stage 2>ロードマップ検討（目標年次は 2025 年）

- ① 既設石炭火力の更新計画の検討（必要性の検討を含む）
- ② 新規 CCT 利用火力発電設備の導入計画の検討
- ③ 電源計画及び石炭供給計画に則した CCT 導入ロードマップ検討
- ④ インドネシア国家 GHG 削減計画との整合性の検討
- ⑤ ロードマップに沿った CCT 導入に関連するインフラ整備に関する検討（周辺設備等）
- ⑥ CCT 導入促進基本政策（民活導入政策など）の立案支援

<Stage3>石炭火力設置計画の検討

- ① モデル発電所及びその事業計画の検討
- ② 環境対策設備導入の検討（必要性の検討を含む）
- ③ CO₂ 等 GHG 削減効果の検討（試算方法、ベースラインの設定、モニタリング方法の検討、削減効果の評価等）
- ④ 関連インフラ整備の検討（送電線等）
- ⑤ モデル発電所の事業費概算経費積算

<Stage4>人材育成及びレポート取りまとめ

- ① インタリムレポート、ドラフトファイナルレポートを取りまとめ、インドネシア側と協議を行う。そのうえで、適宜修正検討作業を行う。
- ② CCT 導入の技術及び経済評価を担う人材の育成

- ③ CCT 利用火力発電設備の安定した運転・保守に必要な人材育成
- ④ 次世代石炭火力発電所〔石炭ガス化複合発電 (Integrated Coal Gasification Combined Cycle : IGCC) や二酸化炭素の回収・貯留 (Carbon Capture and Storage : CCS)〕技術理解促進のための人材育成
- ⑤ 提言の取りまとめ
今後に向けての提言 (環境社会配慮、投資計画等、抽出した課題の対応策)

3) 実施体制の確認

本案件はエネルギー・鉱物資源省 (MEMR) 電力エネルギー利用総局からの要請であるが、裨益対象機関は国有電力公社 (PLN) が含まれることを想定している。これに加え、石炭資源の活用技術についても協力範囲に含まれる可能性があることから、実施体制を検討するために関与する機関についてインドネシア側の考えを確認し、具体的なカウンターパート候補者及び担当業務についての確認を行う。

また、ステアリング・コミティーの設置の必要性を提案したうえで、メンバーとする機関、開催頻度を検討する。

4) 環境社会配慮

本調査は JICA 環境社会配慮ガイドラインの 카테고리 「B」 案件を想定しており、必要に応じてステークホルダー協議等を開催するとともに、本格調査の TOR を検討する。

同ガイドラインに基づき、詳細計画策定調査段階において必要とされる調査を実施するとともに、先方と協議・確認を行い、調査内容及び方法について同意を取り付ける。

5) 技術移転

本調査を通じて、インドネシア側の関連人材の能力強化を図る方針を説明し、特に必要と考えられる分野については本邦研修 (C/P 研修) の必要性について先方の要望を確認する。現地での技術移転は主に OJT 及びワークショップ等を通じて行うこととする旨先方に説明する。

6) レポート

本案件で作成するレポートについては、次のとおりとし、公開することで了承を得る。部数については、先方の希望を確認する。

- ・ インセプションレポート (Ic/R) 英文 30 部、和文 5 部
- ・ インテリムレポート (It/R) 英文 30 部、和文 5 部 (和文は要約のみとする)
- ・ ドラフトファイナルレポート (Df/R) 英文 30 部、和文 5 部
- ・ ファイナルレポート (F/R) 英文 50 部、和文 8 部 (要約、メインレポート、添付資料の構成とする)

※和文 8 部の配布先 (想定) :

(外部) 外務省、経産省、在インドネシア日本大使館

(内部) 地域部、インドネシア事務所、図書館、担当部 2 部

7) インドネシア側便宜供与

S/W にある便宜供与事項を確認する。調査団事務所スペース、コピー機、電話、FAX、必要機器等はできるだけ先方が提供するよう求める。ただし、要望は協議の場では決定せず、S/W 案に記載し、帰国後検討する。主な事項は以下が考えられる。

a) 調査用車両の提供

先方では対応困難な場合は、車輛借り上げにより対応する。

b) 事務所スペースの提供

調査用事務所スペース及び備品については、円滑な調査実施の観点から MEMR 内及び PLN 内にスペースを確保するとともに、必要な備品及びインターネット接続については、提供を求める。

c) カウンターパート職員の配置

開発計画調査型技術協力の目的のひとつが技術移転であることから、担当分野に関連したカウンターパート職員を適正人数配置するよう求める。また、カウンターパートのレベル、部署、人数等について明確にする。

d) 現地踏査等と同行するカウンターパート職員に係る諸経費

カウンターパートに係る給与、日当、調査旅費等は、基本的にはインドネシア政府側の負担とする。

8) 本格調査実施に必要な情報の収集

a) 他ドナーとの情報及び意見交換

電力セクターに対する他ドナーの支援及び調査内容について確認する。

b) その他関連機関について

- ・ PLN トレーニングセンターの現状及び CCT 分野での役割
- ・ 教育訓練庁の CCT 分野での役割
- ・ 技術研究応用庁 (BPPT) の CCT 分野での役割
- ・ 石炭総局傘下の公社等の現状及び CCT 分野での役割

c) 治安情報の確認

治安上の懸案を確認し、調査可能であれば調査時の安全対策等注意点を明確にする。

1-6 団長所感

- (1) 協議冒頭、Emy MEMR 電力利用局長より、①インドネシア電力セクターについては、温暖化ガスの削減が喫緊の課題となっていること、②本課題への対応のため、再生可能エネルギーの導入促進とともに、石炭火力発電に対する CCT の導入が不可欠であり、本件協力は非常に重要との言及があり、前回調査時点 (2010 年 6 月実施) と比較して、明らかにインドネシア側の本件協力に対する期待度が高まっていることが感じられた。現在インドネシア政府が GHG 削減に係る National Communication を準備中であること等にかんがみ、本件協力が時宜を得たものであると考える。

- (2) 本件協力内容に関し、調査団が提案した、①現況の把握：インドネシアにおける石炭火力発電の現況及び課題の把握、②中長期的視野からの俯瞰：2025年までをめぐとした CCT に係る技術導入ロードマップの策定及び CCT 技術の石炭火力開発計画への適用の検討、③個別計画の策定：具体的なモデル CCT 石炭火力発電の開発計画の検討、といったアプローチはインドネシア側に評価された。特に PLN からは、高効率石炭火力の導入及び GHG 排出量の抑制につながる CCT の導入と電力供給総合計画（RUPTL）を結びつける本協力に高い期待が寄せられている感触を得た。
- (3) 2010年10月現在インドネシアは2010年11月をめぐとしてGHG削減に係る「National Communication」を準備中の段階であり、PLN に対しても非公式ながら国家開発企画庁（National Development Planning Agency：BAPPENAS）からなりゆきシナリオ炭層ガス（Business as Usual：BAU）の試算等、各種協力依頼がなされているとの情報提供があった。今後、PLN や MEMR による環境省や BAPPENAS への GHG 削減に係るインプットに本協力の成果を盛り込み、本件協力の成果が気候変動緩和行動（Nationally Appropriate Mitigation Actions：NAMA）及び GHG 削減インベントリーに適切に反映されるよう、国内関係機関及び JICA インドネシア事務所と緊密な情報共有を図りつつ取り組むことが肝要と考える。特に、わが国とインドネシアの二国間 GHG オフセット関連事業が本格化しつつある現状にかんがみ、本協力をも含めたわが国によるインドネシア石炭火力高効率化案件について、適切に上記文書に反映されるよう、関係機関と調整/意見交換を行うこととしたい。
- (4) 上述したインドネシア側の期待に的確に応えるべく、最終報告書提出を可能な限り早期に行うよう協力期間を短縮したが、右のみならず、必要に応じ協力の成果を簡潔な中間報告として取りまとめインドネシア側に提供するなど、柔軟な対応を念頭に置き協力にあたる必要があると考える。
- (5) インドネシア側から、今回協力のスコープに、第1クラッシュプログラムにより開発された石炭火力も含めた近々運転開始が予定される発電所への CCT の適用可能性についても検討するよう要望があった。本要請に関し、調査団からは CCT 適用については経済性の観点から新設への適用が妥当であり、これら発電所への適用は技術的に困難、あるいは経済的な妥当性に欠ける可能性が高い旨を回答している。一方、今後ジャマリ系統及びスマトラ系統における石炭火力開発計画の減少が見込まれるなか、2025年までにスクラップ/ビルドが想定される石炭火力発電所や相当程度の運転年数を迎える超臨界圧石炭火力発電所に係るリプレイスやリハビリも検討スコープに入れておくことも必要と考えられる。については、これら既設発電所についても運転状況や仮にリハビリまたはリプレイスを行う場合、わが国技術の適用可能性について十分な情報収集を行うこととしたい。
- (6) 本件はわが国の「新成長戦略」及び日本・インドネシア二国間 GHG 排出量削減枠組みにも関係するものであり、本協力の実施については、わが国関係機関と連絡を密に取りつつ進めることとしたい。

1-7 主要面談者

(1) インドネシア関係者

組織・機関	氏名	役職
MEMR	Emy Perdanahari	Director of Electricity Program Supervision
MEMR	Benhur Tobing	Head of Electricity Program Supervision, DGE
MEMR	Chrisnawan.A	Section Head of Transmission & Distribution Program, DGE
MEMR	Zaenul Arief	DGE
MEMR	Junifer S.	DGE
MEMR	Taswin	DGMC (Mineral and Coal)
MEMR	Catur Wahyu	DGE
MEMR	Nur Taufik	DGE
MEMR	M. Noer Hidayat	Head of Electricity Cooperation Sub-division
MEMR	Hersonyo P. Wibowo	Sub-Directorate of Coal Exploration Supervision, Directorate of Coal and Mineral
MEMR	HS. Bayu Anggoro	DGE
MEMR	Djoko Purwanto	Directorate of Mineral and Coal Enterprises Development
MEMR	Ilham Budi	Staff, DGE
MEMR	Yoshitaka Saito	JICA Expert for MEMR
BAPPENAS	Dr. Yahya Rachmana Hidayat	Director, Directorate for Energy, Telecommunications and Informatics, National Development Planning Agency (BAPPENAS)
BAPPENAS	Yusuf S.	Directorate for Energy, Telecommunication and Informatics
National Energy Council	Novian Moezahar Thaib	Secretary General
National Energy Council	Maritje Hutapea	
PLN	I Made Ro Sakya	Division Head of Strategic Corporate Planning
PLN	Mr. Djoko Prasetijo	Head of System Planning Division
PLN	Agus Rianto	Assistant Engineer, System Planning Division
PLN	Astiti Tjahjandari	Staff, Strategic Corporate Planning
PLN	Mr. Nur Pamudi,	Director of Primary Energy
PLN	Suroso Isnandar	System Planning Division
PLN	Arief Sugiyanto	Assistant Engineer System Planning Java-Bali
Indonesia Power	Herdiyanto Soekono	Head of Engineering Division
Indonesia Power	Judi Winarko	Deputy GM, Primary Energy Section, Suralaya Power Plant
Indonesia Power	Romy Nurawan	Suralaya Power Plant
World Energy Council	Dr. Hardiv H. Situmeang	Chairman

組織・機関	氏名	役職
DH ENERGY	V.S. Naik	Chief Operating Officer
DH ENERGY	Ridwan Kurnaen	Senior Executive Advisor
DH ENERGY	Tishi T. Daulay	Senior Research & Development Officer

(2) ドナー関係者

組織・機関	氏名	役職
World Bank	Ms. Elvi Nasution-Schaefer	Energy Specialist
ADB	Mr. Bob A. Finlayson	Principal Infrastructure Specialist (Public-Private Partnership)

(3) 日本側関係者

組織・機関	氏名	役職
在インドネシア日本大使館	前田 徹	公使
在インドネシア日本大使館	土屋 武大	一等書記官
JICA インドネシア事務所	河西 裕之	次長
JICA インドネシア事務所	村田 卓弥	所員

1-8 調査結果概要

(1) 詳細計画策定調査（その1）

関係機関（MEMR、BAPPENAS、PLN 等）からは本件協力に対し、気候変動対策（CO₂排出削減）や電力供給の安定化等の観点から時宜に適ったものとの期待が示された。

1) CCT 技術導入ロードマップの策定

CCT 技術の普及には、個別 CCT 要素技術の導入可能性評価（経済性評価を含む）に基づき段階的な導入を促す政策的枠組みが重要との認識から、2025 年をめどとしたロードマップ作成について強い期待が寄せられた。

2) 新規石炭火力開発計画の策定

新設石炭火力については、PLN 側は今後のジャワ＝バリ系統では地点の制約はあるものの、電力需要予測から今後も開発が必要であるとの認識が示された。BAPPENAS もロードマップとの整合性に配慮しつつ、超臨界圧以上の大規模新設火力発電の導入について詳細な検討を進めていくことが重要との考えが伝えられた。計画では、2010 年から 2019 年の期間に、平均約 5,000MW/年程度の新規の電源開発が必要とされている。

3) 既設石炭火力への対応

PLN からは既設石炭火力発電所については、運開からの年数の経過が長くないことなどから、既設火力の更新等への強い期待は寄せられなかった。一方、BAPPENAS からは石炭火力セクター全体を俯瞰した GHG 削減努力の観点から、既設の石炭火力発電所についても運用面等で効率改善できるよう適切な協力を期待したい旨、伝えられた。

4) 低品位炭の改質

現在、主にジャワ外島部において小規模ディーゼル火力の石炭への燃料転換が計画されており、特にカリマンタンにおいて改質（ガス化）と併せた小規模火力発電のニーズが高いとの説明があった（1基当たり0.5MW x 30基=15MWなど）。

また、発電用燃料向けの石炭改質については、①既設については従前の炭質（5,200kcal/kg）以上の調達将来も確保可能であること、②新設については低品位炭をそのまま燃料として利用するとの説明があり、強いニーズは確認されなかった。

一方で、民間ベースではカリマンタン及びスマトラ双方において石炭改質及び改質した石炭を利用した発電が検討されており、PLNもこういった外島部における石炭改質+発電の促進が必要との認識が示された。

現時点の計画では2011年末までに、68地点〔37地点はPLN、31地点は独立系発電事業者（Independent Power Producer：IPP）〕、138基（西部インドネシア49基、東部インドネシア89基）を更新予定である。総設備容量782MW（PLN分338MW、IPP分444MW）をディーゼルから石炭へ置き換える計画。

5) 人材育成

特にPLNより超臨界圧以上の石炭火力の運転技術については、基本的にEPCに含まれるオンサイトベースでの研修で行われるべきとの見解が示された。CCT導入に係る一般的な知識等の移転に対する期待が寄せられた。

また、BAPPENASからもCCTに係る概念、要素技術について関係者間においてより深い認識が必要との立場からCCT技術体系等全般に係る研修等（セミナー含む）の要望が寄せられた。

<今後の主な検討課題>

- ① 今後インドネシアでは地点の制約がありつつも2019年までに計4基程度の超臨界レベルの石炭火力の導入が見込まれている。わが国の比較優位である該当技術が、これら石炭火力導入に生かされるような協力設計が不可欠と考えられる。
- ② 既設発電所関連の協力については、第1次クラッシュプログラムも含め、まずは現況調査を行い、必要な改善課題を見出したうえで適切な協力を検討することが必要と考える。
- ③ 改質については、民間による開発が進んでいる現状を踏まえ、ODA事業として関与できる範囲について慎重な見極めが必要である。
- ④ 人材育成については、先方の要望を重視することが適切と考えられる。一方で、超臨界圧以上の石炭火力は、水管理等の面で従来型亜臨界よりきめ細かな対応が必要であることから、①十分な人材育成支援を含んだEPC契約やLTSA（Long Term Service Agreement）といった民間との契約ベースによる人材育成のあり方や、②運転シミュレーター等を活用した具体的な運転に係る技能向上のニーズもあるものとする。
- ⑤ 石炭火力の開発に伴う将来的な石炭供給について、PLNからは問題ない旨説明があったものの、今回ヒアリングした関係者（BAPPENAS等）からは量/調達価格等の面

から懸念がある旨説明があった。よって本件協力については、インドネシアにおける石炭火力に対する燃料供給政策等の動向を十分に踏まえつつ実施することが必要である。

(2) 詳細計画策定調査（その2）

S/W 協議を行った結果、基本合意に至りミニッツ（M/M）署名を行った。今後、本格協力開始に先立ち合意議事録（S/W）をインドネシア側と署名し、今年度内（2010年度）の開始予定とする。調査結果の主要な事項は以下のとおり。

1) 本協力の目的について

本協力では電力セクターにおける CCT 導入促進のための政策、基準等の提言を行うとともに、具体的計画策定のシナリオ検討を行うことを目的とすることでおおむね合意した。また、本格調査における焦点は発電であることを双方で確認したうえで、特に超臨界圧発電（SC¹）、超々臨界圧発電（USC²）、石炭ガス化複合発電（IGCC³）の計画検討を行うこととした。さらに、インドネシア側から検討要望の出された二酸化炭素回収・貯留（CCS⁴）にも検討で触れる方向とした。

2) 本協力の構成について

本協力の主たる構成を、①現状の石炭火力の状況及び課題の把握を行ったうえで、②中長期（具体的にはインドネシアエネルギー開発計画の年限である 2025 年までとすることで合意）における CCT に係る技術導入ロードマップを策定し、③本ロードマップを踏まえた 2020 年までの具体的な CCT 対応石炭火力発電所の投入計画の検討を行い、④具体的なモデル CCT 対応石炭火力発電所の開発計画を策定することで双方合意した。

3) モデル発電所の検討について

上記モデル CCT 対応石炭火力開発計画の対象はロードマップの策定作業とあわせ、インドネシアとの協議により選定することで合意した。モデル計画は、基本的にインドネシア側が策定する RUPTL の定める期間（～2020 年）における設備整備計画を念頭に置いているが、わが国の石炭火力技術の今後の成熟も勘案し、2025 年までに商業化の可能性がある開発計画についても検討可能な形とした。また、インドネシア側からの要望も踏まえ、新設及び運開後または直近のリハビリ後 10 年経過した発電所を対象とすることとした。

なお、本段階では概念設計を含む概要の検討程度を念頭に置いているが、JICA としては必要に応じて協力準備調査（F/S）の別途実施による計画の精緻化も視野に入れた形での本格協力の実施を検討する予定である。

¹ Super Critical

² Ultra Super Critical

³ Integrated Gasification Combined Cycle

⁴ Carbon Capture and Storage

4) CO₂ 排出削減

インドネシア政府として 2020 年までに CO₂ の 26%削減を目標とするなか、エネルギーセクターにおける GHG 削減が重要である旨 MEMR 側から伝えられたことを踏まえ、上記ロードマップ及び施設整備計画の検討段階において、複数の CCT 導入シナリオに基づいた GHG 削減効果の試算を行うことで合意した。

5) 人材育成

MEMR 側からは、行政官と技術者を分けた研修の実施要望が伝えられた。また、CCT は新しい分野であるので、理解者を増やすことが優先され、ある程度まとまった人数（20 名程度）の研修を希望する旨伝えられた。

6) レポートについて

MEMR 側からは、ファイナルレポートのインドネシア語版の作成の希望が伝えられた。これに対し、ファイナルレポートは英文が基本であり、インドネシア語版は日本側で内容確認の責任を負えないこともあるため作成できないが、概要説明資料程度であれば、対応を検討したい旨を先方に伝えている。

第2章 インドネシア電力・エネルギーセクターの概要

2-1 社会、経済の概況（経済政策、産業政策、地方推進策等）

インドネシアの経済は、1997年のアジア通貨危機後、国際通貨基金（International Monetary Fund：IMF）プログラムに沿ったマクロ経済安定化への取り組みや金融システム改革等で一定の安定を取り戻し、マクロ経済の状況は大きく改善されたが、高い失業率を改善するほどの経済活性化には至っていなかった。これに対し、2004年10月に同国として初めて直接選挙により誕生したユドヨノ大統領は、「繁栄するインドネシアの実現」を公約として掲げ、安定からより高いハードルの成長路線へと経済政策、特に電力などインフラ整備を重視した政策に転換することにより雇用を創出し高い失業率を改善しようとしている。

しかしながら、新政権発足直後よりユドヨノ政権は想定外の災難に相次いで見舞われた。特に経済運営を最も混乱させたのは、未曾有の津波被害を受けたアチェ問題と、原油価格の高騰であり、予期せぬ事態への対応に忙殺され、政権発足当初は期待された成果が現れたとは言い難い状況であった。その後、アチェの復興が進み、2005年10月には国内石油燃料価格の大幅値上げを大きな社会的混乱なしに成功させたユドヨノ政権は、投資環境整備・改善に向けた政府の取り組みを具現化し始めてきた。治安と経済の安定化に加え同大統領主導による汚職撲滅活動が評価され、2009年7月の大統領選挙でもユドヨノ大統領が再選を果たし、今後も国内外から同大統領の成長路線が継続するものと期待されている。

このようにユドヨノ大統領一期目の前半は自然災害、原油価格高騰など幾多の外生要因への対応を迫られたが、経済成長は比較的順調に推移し、2004年以降の経済成長率は5%以上で推移し、2007年、2008年の実績値は、それぞれ6.3%、6.1%と高い伸びを示している。堅調な経済成長とともに、販売電力量も、5~10%とGDPの伸び率よりも高い伸び率で増加している。なお、世界的な金融危機の影響を受け2009年には4.5%と低い経済成長率を余儀なくされたが、2010年には経済回復の兆しがみられる。

2-2 電力セクターの概要（政策、長期電源開発計画、クラッシュ1,2含む）

インドネシアにおける電気事業は、長らく「電力に関する法令1985年15号」を基本とし実施されてきたが、1999年に制定された「地方自治に関する法令1999年第22号」及び「中央・地方財政均衡に関する法令1999年第25号」に基づき2001年1月より地方分権が実施されるなど、電力分野にもこの地方分権の思想を取り入れ、中央政府と地方政府の役割を明確化する必要性が生じていた。このような環境変化に対応すべく、「電力に関する法令1985年15号」に代わって、2009年9月、地方分権化の流れに対応した「電力に関する法令2009年30号」（新電力法）が制定された。

「電力に関する法令2009年30号」（新電力法）は、従来の「電力に関する法令1985年15号」（旧電力法）をおおむね踏襲しているが、国家電力総合計画（RUKN）や電気料金改定に関する手続きに変更があったほか、電力供給事業に際して、詳細な取り決めは新たな政令で定めることとしている。表2-1は、新しい電力法における主な条項である。

表 2-1 「電力に関する法令 2009 年 30 号」(新電力法)の主な規程

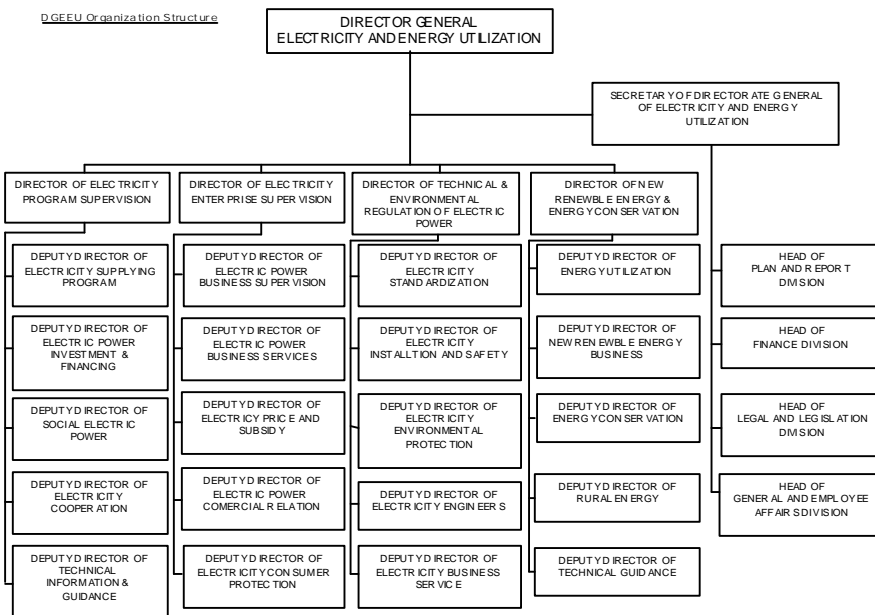
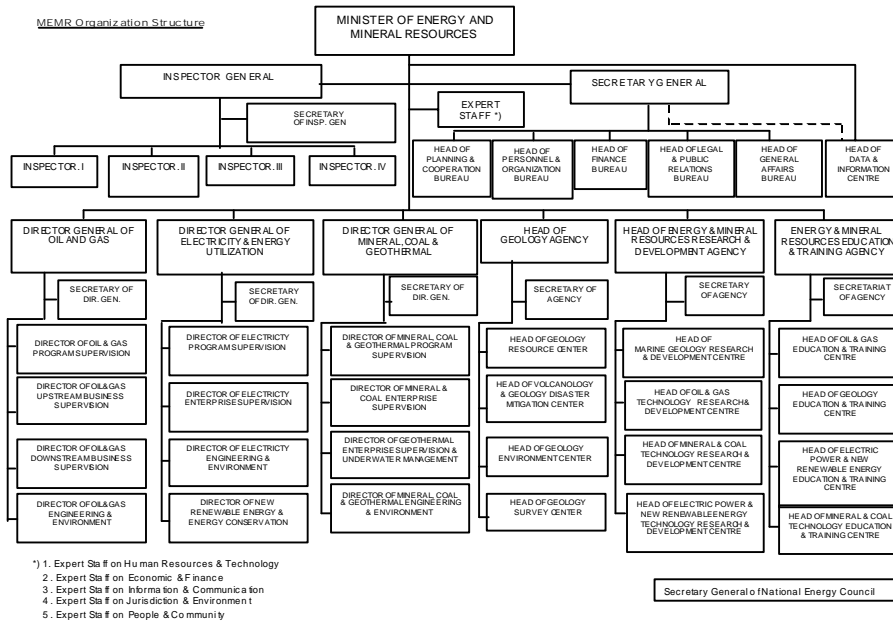
条項	規程概要
第 2 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力開発の原則と目的
第 3 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力供給事業の実施責任 (中央政府、地方政府)
第 5 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力分野における政府の管理権限 [国家電力政策の制定、電力分野の法規・指針・基準の制定、国家電力総合計画 (RUKN) の制定、許認可] 州政府の管理権限 (電力分野の地方条例制定、地方電力総合計画の制定、許認可)
第 7 条	<ul style="list-style-type: none"> 国家電力総合計画の策定方法
第 8 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力事業の構成 (供給事業とサポート事業)
第 28 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力供給事業者の義務規程 (品質・信頼度満足、安全規程遵守、国内製品優先利用他)
第 36 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力需要家側の義務規程 (危険からの保護、安全維持)
第 44 条	<ul style="list-style-type: none"> 電力事業活動による電力安全規程の遵守 安全規程遵守目的 (設備の信頼性と安全、人体及びその他への安全、環境保全) 安全規程に含むもの (電気製品・器具の国家標準満足)

国家電力総合計画 (RUKN) に関しては、旧電力法 (1985 年 15 号) では、中央政府が国家電力総合計画 (RUKN) を策定するとされていたが、新電力法 (2009 年 30 号) では、中央政府が国会の承認の下で RUKN を策定し、地方政府は RUKN を基に地方電力総合計画 (RUKD) を策定することとなった。詳細は今後制定される政令以下の法律で規定される。主な電源開発計画を以下に示す。

表 2 - 2 電源開発計画

プロジェクト	計画概要
IPPの導入 (1992年から)	<ul style="list-style-type: none"> ・大統領令で民間の発電参加。27IPPで総出力は10,835MW ・随意契約 ・1997年の通貨危機により、契約内容の見直し、いくつかのプロジェクトは契約破棄
インフラサミット (2005年)	<ul style="list-style-type: none"> ・インフラサミットでIPP案件を公表 ・8つの発電所で総出力は3,300MW ・入札で契約
第1次クラッシュプログラム (2006年)	<ul style="list-style-type: none"> ・大統領令による非石油燃料発電所開発促進プログラム ・石炭火力でPLNに10,000MW。この他にIPPで10,000MW、PLNとIPPのパートナーシップによる開発の2,000MW。合計で22,000MW
第2次クラッシュプログラム	<ul style="list-style-type: none"> ・第1次に続く開発計画。再生可能エネルギーを優先し、IPPも導入する。現在詳細を検討中
スマトラジャワ直 流送電線 (計画策定中)	<ul style="list-style-type: none"> ・スマトラ島に山元発電所（石炭）を建設し、直流でジャワ島に送電する。

次に電力セクターにかかわる行政組織としては、PLNの株式を所有・管理する国有企業国務大臣府、国家大の開発政策・計画の策定・調整を担う国家開発企画庁（BAPPENAS）、エネルギー政策・計画の策定・調整を担う国家エネルギー審議会（DEN）、原子力に関する研究・開発を行うインドネシア原子力庁（BATAN）等が挙げられる。図 2 - 1 に、インドネシアの電気事業の枠組を示す。



出所：MEMR 関係者よりの情報をもとに作成

図 2 - 2 エネルギー・鉱物資源省 (MEMR) 組織図

PT PLN (Persero) は、政府がその株式を 100% 保有する国有電力会社でインドネシア全土をカバーする (一部の特殊地域はその子会社による電力供給が行われている)。PLN は、1992 年の IPP 導入に始まる構造改革の進展により、1994 年に株式会社に移行するとともに、各事業分野の効率化を図るため、垂直統合型の経営から、事業分野と地域に特化した分社化及びビジネスユニット化を進めてきた。

発電部門に関しては、PLN のほか、ジャワ・バリ地域では 1995 年に発電資産を分離し、PLN 発電部門が子会社化されたインドネシアパワー社 (IP) 及びジャワ・バリ発電会社 (Pembangkit Java

Bali : PJB) の 2 つの発電会社を発足させた。そのほか、1992 年より参入が認められた独立系発電事業者 (IPP) による電力供給もある。

送電・配電部門については、PLN 内での業務分離を行い、ジャワ・バリ送電・給電センター (P3B Jawa Bali) と 5 つの配電事務所 (ジャワ島に 4 事務所、バリ島に 1 事務所) により運営を行っている。地方電化住民組織や特定供給を行う一部の小規模なものを除けば、現状では PLN の独占状態である。

その他の地域では、保税地域バタン (Batam) 島において電力供給を行う PT PLN Batam (2000 年設立)、東カリマンタンのタラカン (Tarakan) 島に電力供給を行う PT PLN Tarakan (2003 年設立) といった PLN 子会社による特定地域での電力供給があるものの、原則的には、地理的・機能的に業務分離されたビジネスユニットにより電力供給を行っている。スマトラ島では、2 つの発電事務所、スマトラ送電・給電センター (P3B Sumatra) 及び 7 つの地域支店が設置されており、そのほかの地域では各地域に配置された支店により垂直統合的な運営を行っている。

また、設備建設に関しては、発電所、送電線、変電所等の電力設備の建設を推進するため、地域ごとに発電・電力系統プロジェクトユニットを設けるなど、各プロジェクトに応じたユニットが設立されている。このような PLN 本体での分社化及びビジネスユニット化に加えて、発電子会社においてもビジネスユニット化が導入されており、発電ビジネスユニットのほか、メンテナンスビジネスユニットや IT ビジネスユニット等が設立されている。

表 2-3 各地域の発・送・配電、顧客サービスの概要

	ジャワ島・バリ島	スマトラ島	その他の地域
発 電	インドネシアパワー社 ジャワ・バリ発電会社	北スマトラ発電 南スマトラ発電	9 地域支店 [垂直統合型] PT PLN バタム PT PLN タラカン [PLN 子会社]
送 電	ジャワ・バリ	スマトラ送電・給電 センター	
給 電	送電・給電センター		
配電・顧客 サービス	5 配電事務所	7 地域支店	

出所：PLN Annual Report 2004 他より作成

2-3 電力関連設備概要 (発電設備、送電設備、配電設備)

PLN と発電子会社の発電設備は、2000 年の 2,076 万 kW から 2007 年の 2,522 万 kW と増加しているが、増加率は年率 3.1% と最大電力増加率 (年率 4.5%) を下回っている。この需要の増加分を支えたのは IPP による電源開発であり、2000 年には 361 万 kW であった設備容量は 2007 年には 508 万 kW となった。

表 2 - 4 発電設備容量

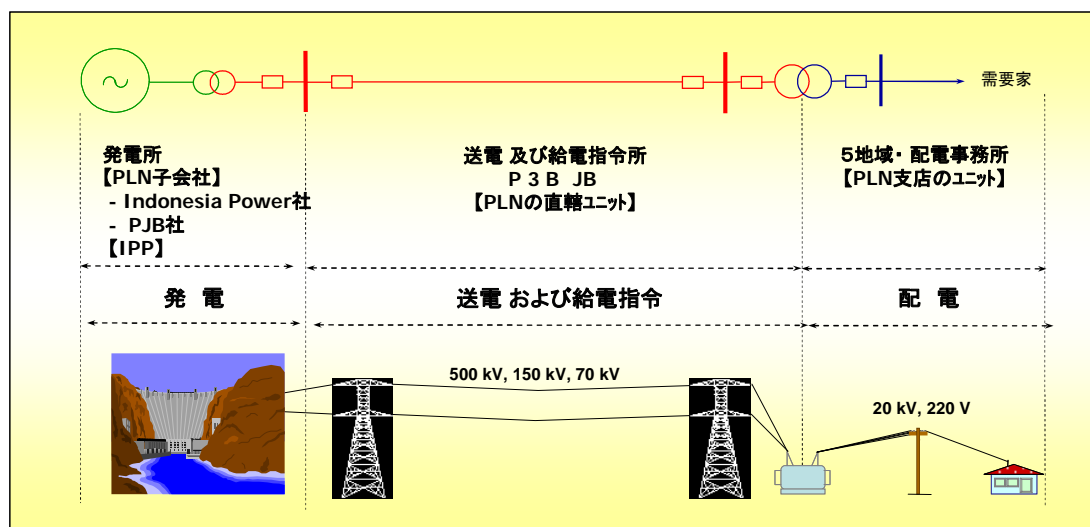
INSTALLED CAPACITY	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
PLN	20,762	21,059	21,112	21,206	21,470	22,515	24,846	25,223
Hydro	3,015	3,106	3,155	3,167	3,199	3,221	3,529	3,502
Thermal	6,770	6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	8,220	8,534
Gas T	1,203	1,225	1,225	1,225	1,482	2,724	2,727	2,784
Gas C	6,863	6,863	6,863	6,863	6,561	6,281	7,021	7,021
Geothermal	360	380	380	380	395	394	395	415
Diesel	2,550	2,585	2,589	2,670	2,934	3,007	2,954	2,968
IPP	3,605	3,007	3,455	3,455	3,650	5,289	6,112	5,076
PLN+IPP	24,367	24,066	24,568	24,661	25,120	27,804	30,958	30,299

所：PLN Statistics 2008

一方で自家発設備は減少する傾向を示しており、2001年の1,269万kWから2006年には771万kWへと低下している。なお、自家発は、ジャワ・バリ地域とその他の地域では活用方法が異なっている。ジャワ・バリ地域では非常用として使用されるケースが多いのに対して、その他の地域では常用として用いられているケースが多い。

2007年におけるPLNの電源構成は水力13.9%、汽力33.8%、コンバインドサイクル27.8%、ガスタービン11.0%、ディーゼル11.8%、地熱1.6%であり、汽力とコンバインドサイクルで60%を超えている。

送配電システムに関してインドネシアは島嶼国家であるために、送配電システムは島単位で構成されている。ジャワ・バリ系統については、PLN内での業務分離を行い、社内ユニットとして送電事業（500 kV、150 kV、70 kV 送電）を担当するP3B Jawa Baliと配電事業を担当するユニットを5つの地域ごとに設立している。図2-3エラー! 参照元が見つかりません。に電力供給体制を示す。



出所：P3B 資料を元に作成

図 2 - 3 ジャワ・バリ地域の電力供給体制

このうち、P3B は中央系統計画・指令所の機能を有し、インドネシア全体の系統計画と日々及び長期の電力運用を担当している。最高電圧は 500 kV であり、東西約 1,000 km を結ぶ送電線（北回りルート：送電容量 180 万 kW、南回りルート：送電容量 120 万 kW）がある。JCC (Java Control Center) にて需給バランス調整及び基幹系統 500 kV の運用管理を実施している。500 kV の電力系統を図 2-4 に示す。

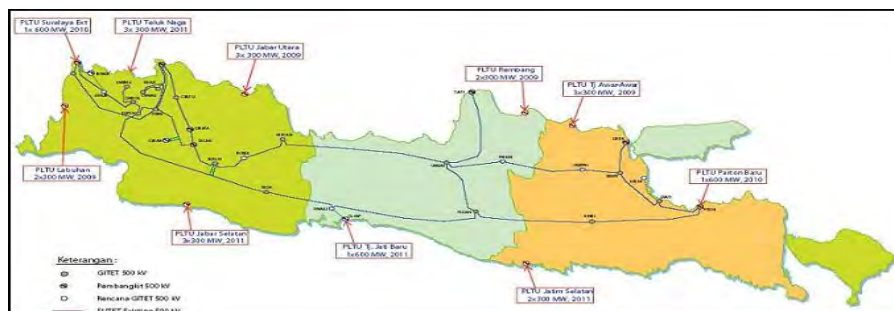


図 2-4 500kV の電力系統

下位電圧系統 150 kV の運用管理は、各地域制御所：RCC1（ジャカルタ）、RCC2（バンドン）、RCC3（スマラン）、RCC4（スラバヤ）で実施している。RCC1 は Banten 州とジャカルタ特別州、RCC2 は西ジャワ州、RCC3 は中部ジャワ州とジョグジャカルタ特別州、RCC4 は東部ジャワ州とバリ州（バリ島）の運用管理をしている。

インドネシアでの配電設備は、同国の電力公社である PLN 傘下の各地域別の配電ユニットが建設し、運転している。配電設備そのものは、地域によって異なる技術基準を採用し、設備形成されてきている。これは、過去に同国電力設備形成を支援してきた先進諸国の考え方に準じている。

- ジャワ島 西部地域 欧州系の配電設備建設の考え方に準拠（ジャカルタ含む）
- ジャワ島 中央部地域 米国系の配電設備建設の考え方に準拠
- ジャワ島 東部地域 日系の配電設備建設の考え方に準拠
- スマトラ島 日系の配電設備建設の考え方に準拠

上記の考え方にに基づき、各地域では以下の配電系統の接地方式に従い設備建設されている。

- ジャワ島西部： 低抵抗接地方式
- ジャワ島中央部： 直接接地方式
- ジャワ島東部： 高抵抗接地方式
- スマトラ島東部： 高抵抗接地方式

2-4 電力需要と需給バランスの推移

インドネシアにおける、電力需要は最大需要が1999年から2007年までにおいて、年平均5.8%の伸びを示し、2007年には2万1,310 MWに達している。最大需要と供給電力量を図 2-5 に示す。

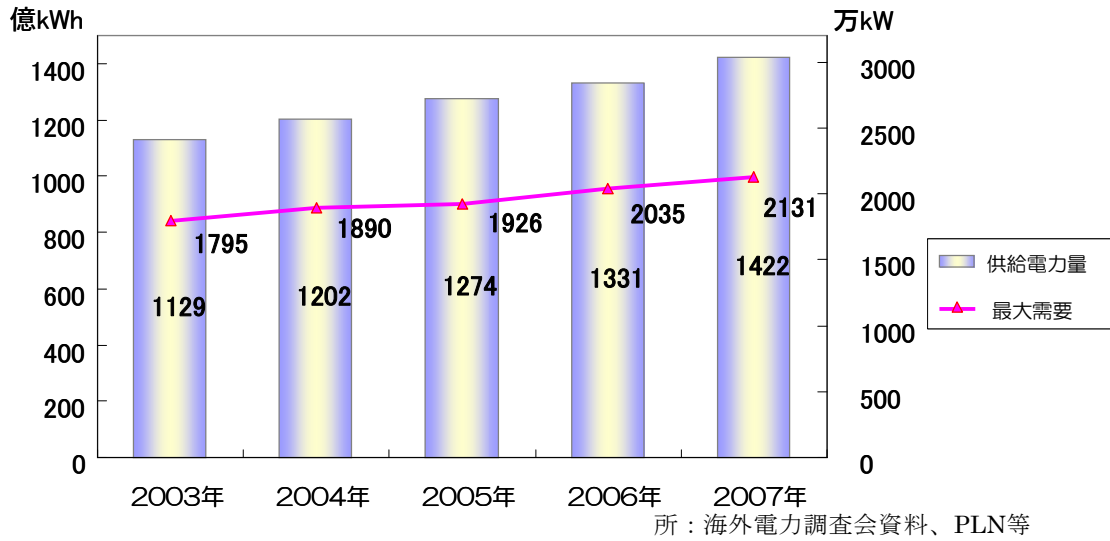


図 2-5 最大需要と供給電力量の推移

近年のインドネシア全体とジャワ・バリ系統における供給電力量と最大需要の推移については、供給力の拡充が足踏み状態であるのと対照的に、需要は着実な成長を示しており、設備出力と最大電力の差（予備率）は低下傾向にあり、経済活動の中心地域であるジャワ・バリ地域においても想定外の発電所事故等が発生すると、可能供給力が需要を下回り停電を引き起こす可能性が高く、しばしば供給力不足による停電が発生している。

図 2-6 はジャワ・バリ系統における最大電力と発電総設備容量の差である予備率の推移を表したものである。インドネシアでは理想的な予備率（発電供給力の余裕）を30～35%としているが、近年はこれを大きく下回っており、停電日数が増加傾向にある。

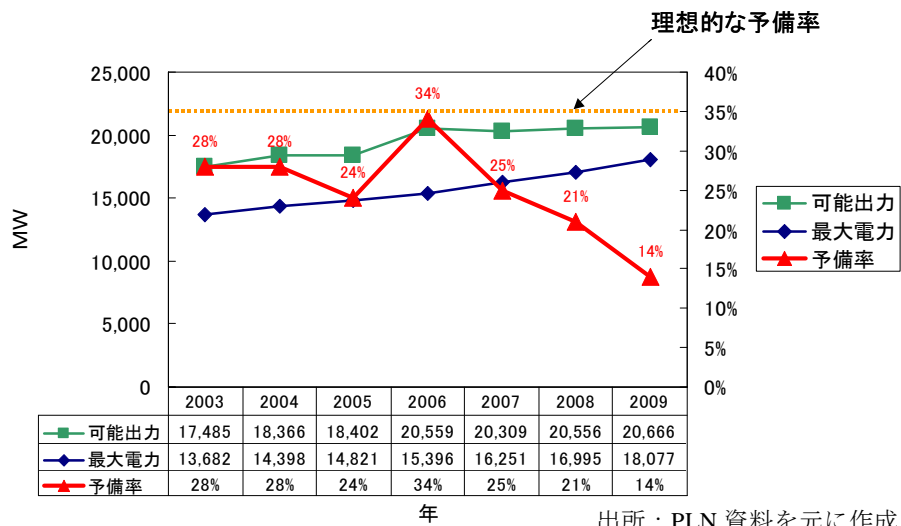


図 2-6 ジャワ・バリ系統の予備率の推移

日本の電力会社は、電力需要が増加する夏期において供給予備率を最低8%程度とするように運用しているが、インドネシアの必要とする予備率は上述したように30～35%と極めて高い。経年

発電所の設備劣化に伴う出力低下が主な理由とされるが、運転・維持管理を行う人材の能力不足が背景にあることも指摘されている。

2-5 電力料金制度

旧電力法（1985年15号）では全国一律、国（大統領）の認可であったが、新電力法（2009年30号）では、中央政府は国会の承認の下で電気料金を定める。また、地方政府は、地方議会の承認の下で当該地域の電気料金を定めることができるとされている。すなわち、地方ごとに異なる電気料金の設定が可能となった。なお、電気料金の設定方法など（その他の事項も）、今後発令される政令で詳細は規定されることになる。

現行の電力料金は、TDL2004（Tarif Dasar Listrik；基本電気料金2004年版）と呼ばれるもので、実質的には大統領令2002年89号11で示された2003年の料金改定を引き継いだものである。料金が大幅に改定された2003年には、家計や企業収益に対する料金改定の影響を緩和するため、PLNに対する燃料価格の補助が実施され、それを顧客に還元する対策が取られた。

電力料金は、ガソリンなどと同様、政府補助を入れて低廉に抑えられている。PLN に対する補助金の支払いは、国有企業に関する法律（法2003年19号）の66条において、国有企業が特定の任務を与えられその結果収入が支出を上回る場合は、期待される利益も含めて政府により補償されることが規定されていることを根拠としている。図2-7にPLNの販売電力単価の推移を示す。

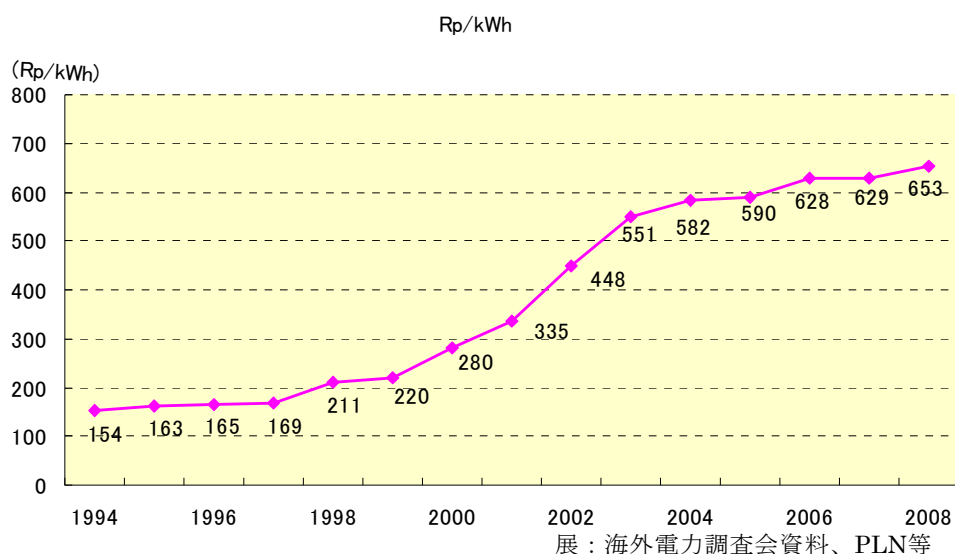


図2-7 PLNの販売電力単価の推移

2-6 電力開発における投資

インフラストラクチャー建設分野における民間部門参加型（Private sector Participation：PSP）の投資は、多くの国々で1990年代以降増加傾向を示した。特に東南アジアでは、急速な経済成長に伴うインフラ不足のボトルネック解消に向けて、民間部門参加型（PSP）の投資が急増した。実際に、インフラ部門の中心のひとつ、電力の需要は、発展途上国において急激に伸びた。この電力需要急増に対応するために、従来の政府資金による投資に加えて、民間資本による投資で電力部門を開発することが求められた。1990年代前半以降、東アジア及び太平洋地域における電力部門の民間投資は伸び、1997年に150億ドルを記録した。この間、独立系発電事業者（IPPs）が、

当該地域における民間部門参加型（PSP）投資を促進した。しかし、電力部門の民間投資額は、1997年から1998年にかけて発生した経済危機のため、1997年をピークに激減した。危機後、経済の回復に伴い東アジア地域の電力需要は再び拡大したが、電力部門向け民間参加型（PSP）投資は引き続き低調のままであった。

資金不足の制約を克服するために、インドネシア政府は、電力部門向け民間投資の利用を試みた。大統領令No.37/1992は、発電分野における独立発電事業者（IPP）の参加に道を開いた。1997～1998年の経済危機発生前まで、27のIPPプロジェクトが形成された。しかし、経済危機による負担急増のため、インドネシア政府とPLNはそれらIPPと締結した電力購入契約（PPA）の再交渉をせざるを得なくなった。紆余曲折があったものの、政府とPLNは、2003年までに27のIPPのうち、26社と再交渉を終えた。この再交渉は、電力購入価格を5セント（¢）/kWh以下の水準に引き下げ、PLNの資金面における困難な状況の改善に資した。しかし、それは、同時に、インドネシア政府/PLNは長期契約を履行できず、約束を守ることのできない相手であるという印象を民間投資家に強く植えつけてしまった。現在までのところ、再交渉の対象になった27のIPPプロジェクトに続く新規で大型のIPPプロジェクトは、インドネシアにおいて形成されていない。

インドネシア政府は、中期国家開発計画（Mid-Term Development Plan：RPJM：2004-2009）において、2009年の目標として経済成長率7.6%（2005年5.1%）、民間投資の対GDP比24.4%（2004年16.0%）、政府投資の対GDP比4.1%（2004年3.1%）、失業率5.1%（2004年9.9%）、貧困率8.2%（2004年16.6%）と定めている。これを達成するために、インフラへの必要投資額が今後5年間で650億ドルと試算され、そのうち160億ドルを内外の民間投資に期待している。このため、2005年1月及び2006年11月のインフラサミット開催や、国家インフラ開発促進委員会（KKPPI）設置、2006年2月のインフラ政策パッケージ発表など、インフラ投資促進のための施策を進めている。また、同政府は、2005年6月の日・イ戦略的投資行動計画（SIAP）を通じて日本や諸外国からの投資促進を図るべく、電力・運輸セクターを中心とする投資環境改善や官民協力（Public Private Partnership：PPP）インフラ事業促進に努めており、2007年3月に本機構がインフラ改革セクター開発プログラム（IRSDP）へ円借款を供与したのちも、法整備や組織構築等セクター横断的及び各分野において制度改善に取り組んできた。他方、具体的なPPP案件進捗は十分でなく、引き続き同政府の政策推進が必要となっている。

さらに、2009年10月に政権2期目をスタートさせたユドヨノ大統領は、向こう5年間（2010年から2014年まで）に取り組むべき優先課題のひとつとしてインフラ整備を挙げており、インドネシア国家開発企画庁（BAPPENAS）は、その間に必要なインフラ整備額を約1,400億米ドルと試算している。このインフラ整備に必要な金額のうち、政府が手当てできる予算は全体の約3割で、残りの約7割は官民連携によって進められることが期待されており、政府は、民間のインフラプロジェクトに保証を供与する政府出資100%の保証会社などを既に設立している。

2-7 電力セクターにおける海外投資概況

外資誘致に関する基本法は、1967年に制定された外国投資法（Law No. 1 of 1967 Concerning Foreign Investment）である。同法は、外国資本による事業、利潤の海外送金、国有化措置に対する外資資産の保護、外国人の雇用などを認めている。

インドネシアにおける外資誘致担当機関は、インドネシア共和国投資調整庁（BKPM）である。同庁は投資案件の許認可権限をもっている。また、外資の便宜を図るため、外資進出にかかわる

さまざまな手続きを担当する政府機関の職員をBKPM 事務所内に駐在させ、外資系企業の設立手続きの受付窓口となるサービス〔インドネシア共和国大統領令24号（2004年）に基づくワンストップ・サービス〕を行っている。

インドネシアでは外国投資や内国投資に関わる諸事項に対して個別の政令、大統領令、大臣令（各省）、投資調整庁長官令などが施行されてきたが、外国投資と内国投資を含む投資全体を包含する法律制定は策定されてなかった。

このようななかにあって、2007年3月29日、インドネシア国会において37年ぶりに新投資法案（Law Concerning Investment, 2007年4月26日付法律2007年第25号）が可決された。新投資法は、外国投資法（1967年法律第1号、1970年改正）と内国投資法（1968年法律第6号、1970年改正）に替わるものである。

新投資法は、それまで問題とされることが多かった手続き面、インフラ面、労務面などを中心に、投資環境の大幅な改善を狙っている。特に、内国投資と外国投資の間に存在していた差別を原則的に撤廃し、外資企業に内国民と同等の待遇を与えている（投資の内外無差別）。また、中央政府と地方政府の投資承認権限の分担、統合ワンストップ・サービスや経済特区の概念が新たに盛り込まれた。さらに、土地関連の権利がそれまでの30年から70～95年〔事業者権（HGU）が最長95年、建設権（HGB）が同80年、土地利用権（HP）が同70年〕へ延長された。電力・ガス・水道の外国直接投資の推移を表2-5に示す。

表2-5 電力・ガス・水道の外国直接投資の推移

（単位：百万ドル）

年	2005	2006	2007	2008	2009
電力・ガス・水道	69	105	119	27	349

第3章 火力発電の現状と課題

インドネシアの電力供給計画は、エネルギー鉱物資源省（MEMR）の策定する RUKN と国営電力会社 PLN 社の策定する RUPTL から成る。MEMR が策定する国家電力総合計画（Rencana Umum Ketenagalistrikan National : RUKN）に従って、PLN 社は、10年間の電力供給総合計画（Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik : RUPTL）を策定する。調査団が訪問したときには、2010～2019年の RUPTL が発行されていた。

3-1 電力供給計画の概要

RUPTL の策定手順は、図 3-1 のとおり、

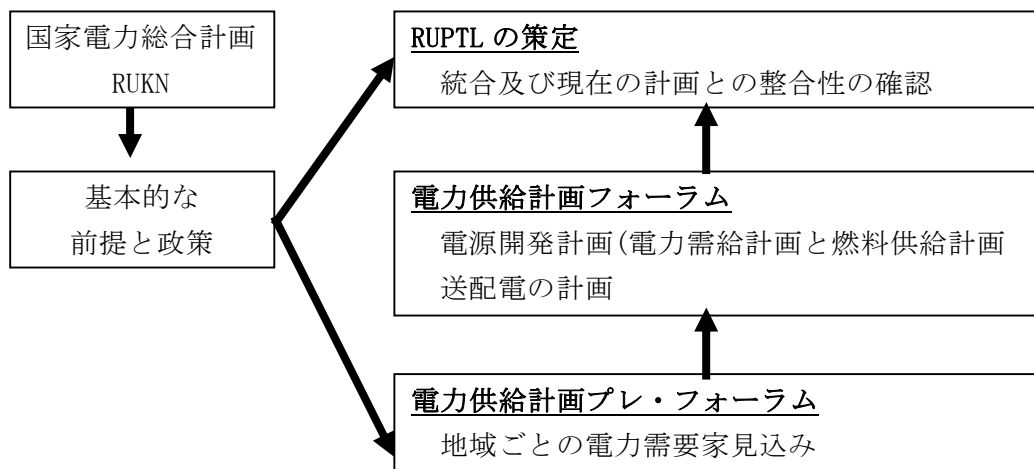


図 3-1 RUPTL の策定手順

- (1) RUKN 2008-2027 を国の政策として参照する。特に電化計画、発電に使用される第 1 次エネルギー利用政策、環境保全政策、エネルギー保全政策、経済成長と電力の需要想定を参照する。
- (2) PLN 本社は、政府の RUKN などの基本前提（地熱開発など）を考慮して、詳細な方針を定める。
- (3) これらの基本前提と前期の RUPTL の実現度合いを、PLN 本社と PLN 各ユニットが電力供給計画プレ・フォーラムで話し合い、主要な項目について合意する。
- (4) 経済成長や電力需要の弾力性を考慮して、電力需要想定、電源計画、送配電計画及び独立系統計画を策定する。この計画は、PLN とビジネスユニットの責任に応じて準備される。
- (5) PLN 本社と PLN の各ユニットが行う、電力供給計画フォーラムは、年に一度開催され、そこで電力システム計画の検証と合意がなされる。
- (6) PLN 本社によって承認された各ビジネスユニットの電力供給計画と RUPTL に基づいて、5 年計画 RJPP（Rencana Jangka Panjang Perusahaan）の参照計画となる。

3-2 電力需要予測

インドネシアにおける電力需要予測を表 3-1 に示す。2019 年には電力量需要が 334.4 TWh に達し、平均の電力需要伸び率は 9.3% となっている。2019 年には、ピークの電力需要は 5 万 9,863 MW

で伸び率は9.5%となっている。

表3-1 電力需要予測

	経済成長率 [%]	販売電力量 [TWh]	最大電力 [MW]
2010	5.9	147.8	26,246
2011	6.2	161.1	28,796
2012	6.2	176.4	31,692
2013	6.2	193.6	34,813
2014	6.2	212.7	38,206
2015	6.2	233.7	41,916
2016	6.1	256.3	45,938
2017	6.1	280.7	50,270
2018	6.1	306.9	54,896
2019	6.1	334.4	59,863

電力需要家は、2010年に4,210万世帯であったものが2019年には6,600万世帯に増加する見込みで、平均して年に260万世帯増加する見込みとなっている。この需要家の増加は、電化率が2009年に66.1%であったものが2019年に90.9%に達することを前提に計算されている。表3-2に人口増加率と需要家及び電化の増加割合を示す。

表3-2 人口と需要家、電化率の予測

	人口 [百万人]	需要家 [百万世帯]	電化率 [%]	電化率 RUKN
2010	235.5	42.1	66.1	67.2
2011	238.2	44.3	68.5	
2012	240.8	46.7	71.1	
2013	243.3	49.1	73.7	
2014	245.9	51.7	76.5	
2015	248.3	54.5	79.5	79.2
2016	250.7	57.3	82.5	
2017	253.1	60.3	85.5	
2018	255.5	63.3	88.5	
2019	257.7	66.0	90.9	90.9

政府が制定している RUKN で規定されている 2008-2027 電化率目標値と比較すると、この RUPTL で見積もられている 2015 年の電化率は、若干大きな値となっている。これらを総合的に考慮した電力需要予測を表3-3及び図3-2、3-3に示す。

表 3 - 3 電力需要予測

	2010	2011	2013	2015	2017	2019
1. エネルギー需要 TWh						
インドネシア全土	147.1	160.5	192.7	230.8	275.3	327.3
ジャバリ	115.1	125.2	149.6	179.0	213.0	252.5
東インドネシア	11.3	12.6	15.8	19.1	23.2	28.1
西インドネシア	21.4	23.3	28.1	35.5	44.5	53.8
2. 経済成長率 %						
インドネシア全土	8.1	9.1	9.6	9.4	9.2	9.0
ジャバリ	7.6	8.8	9.4	9.4	9.1	8.8
東インドネシア	15.9	13.3	13.1	10.5	10.6	8.5
西インドネシア	5.1	8.9	10.4	12.5	11.4	9.3
3. 電化率 %						
インドネシア全土	66.1	68.5	73.7	79.5	85.5	90.9
ジャバリ	72.2	74.8	80.5	86.9	93.3	98.2
東インドネシア	48.5	50.5	55.1	60.2	66.0	72.6
西インドネシア	64.3	66.3	71.3	80.5	90.4	98.0

ジャバリにおける電力需要は、2010年の115.1 TWhから2019年の252.5 TWhに増加し、その増加率は8.97%/年となっている。同時期の東インドネシアにおける需要は、11.3 TWhから28.1 TWhに増加し、平均の増加率10.6%/年となっている。西インドネシア地域においては、2010年の21.4 TWhから53.8 TWhに増加し平均の増加率は10.2%となっている。

各地域の電力需要の伸びを図3-2に示す。

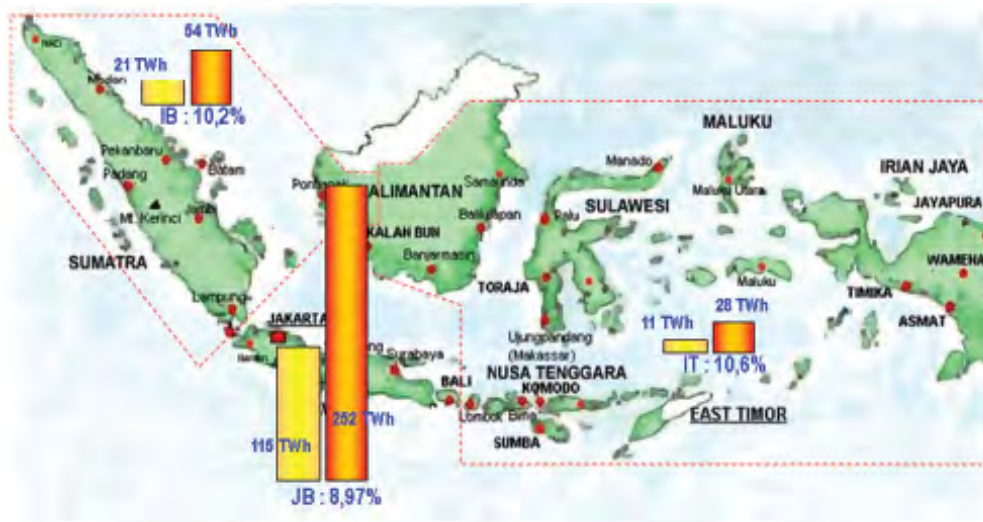
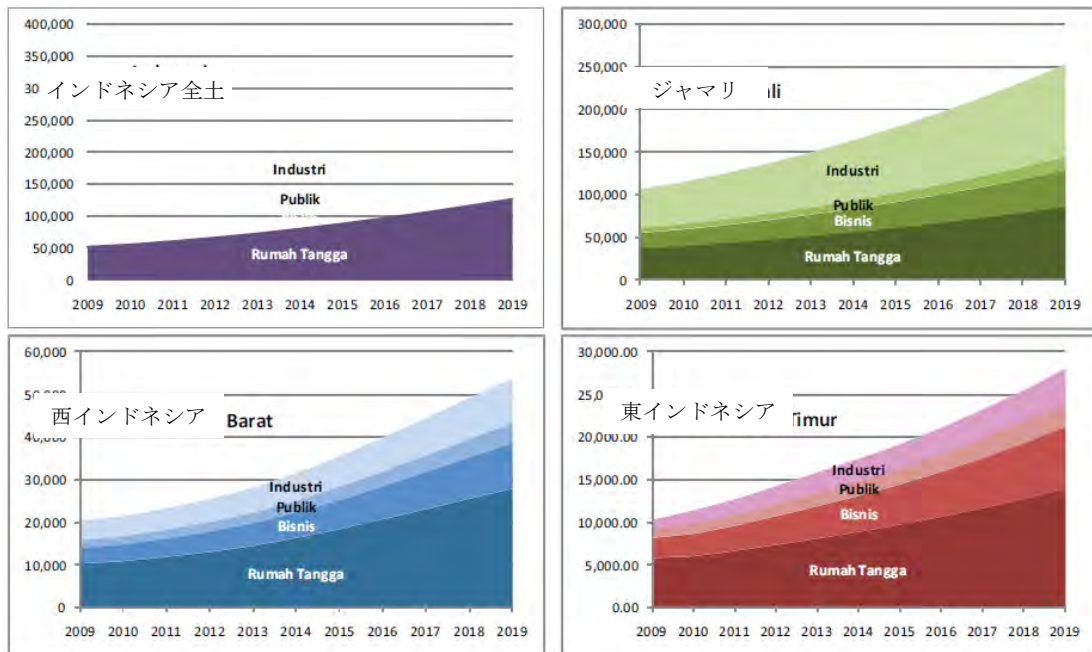


図 3 - 2 2010 年と 2019 年の電気需要の比較

各地位及び各セクターの電力需要の伸びを図 3 - 3 に示す。



ndustri : 産業、Publik : 公共、Bisnis : 商業、Rumah Tangga : 一般家庭

図 3 - 3 地域別セクター別にみた電気需要の推移

ジャバリ系統における産業用の需要家は全体の 43% と大きな割合を占めている。一方、東及び西インドネシアでは、産業用の需要家が少なく、それぞれ 14% と 19% 程度となっている。逆に東及び西インドネシアでは、一般家庭での電力需要が多く、それぞれ 50% 及び 52% を占めている。

3 - 3 電源開発計画の概要

電源開発計画は、一定期間において電力信頼性の基準を満足する条件で、投資金額の NPV (Net Present Value) が最小となる電源構成を計画する。最小コスト計算は、建設投資額、燃料費、運用保守費用、待機損失を考慮して最適計算される。さらに、分析期間の最終年における残存価値も考慮される。この電源計画最適シミュレーションには、電源開発計画シミュレーションモデル (Wien Automatic System Planning Model : WASP) とよばれるシミュレーションが用いられる。

このシミュレーションには、Loss of Load Probability (LOLP) が 0.274% 未満もしくは、年に 1 回という信頼性基準を用いる。これは、ピークロードが発電可能量を超える可能性を 0.274% 未満に設定するということを意味する。LOLP の予備余力の基準を満たす発電設備の計算には、おのおののユニットのアベイラビリティ、ユニット数、ユニットサイズ、ユニットの種類に依存する。ジャワ=バリ系統においては、LOLP 基準が 0.274% 未満ということは、予備余力を 25 ~ 30% 程度維持するという、つまり建設容量のマージンを 35% 程度必要としていることを意味する。

長期の電源計画には、投資計画、資金調達面での課題、建設の遅れ、第一次エネルギーの不足や制限を考慮することは不可欠。結果として、ジャワ=バリにおける長期電力供給計画で必要とされている予備余力としては、LOLP が 0.274 未満を参考とし、電力供給計画の設備余力を 35% としている。同様の考え方で、西部及び東部インドネシアでは、発電能力の低下や IPP によるプ

プロジェクト完成度合いの不確実性から、設備余力を40%に設定している。

ジャワ＝バリ系統における現在の候補地点としては、1,000MWの超臨界石炭火力発電所、600MWの石炭火力発電所、300MWの石炭火力発電所、750MWのコンバインドサイクル発電所、750MWのLNG火力発電所、200MWの油火力発電所、55MWの地熱発電所、250MWの揚水発電所が考えられている。

西部及び東部インドネシアでは、200MW、100MW、50MWよりも小さな石炭火力発電設備の計画、そしてガスの供給状況に応じて、ガス発電設備も候補として挙げられている。古くて非効率的な油火力で、石炭火力で代替できる発電所については、廃止の方向で計画されている。さらに、ベースロードを支える電源として、再生可能エネルギー〔地熱及び流れ込み式（自流式）水力〕も計画されている。

発電所は、技術的及び経済的に運用できる期間（耐用年数）だけ運転する予定で計画される。RUPTLでは、耐用年数に至る前に、出力、効率、信頼性を維持するために部品交換などの保守を行ったり、耐用年数を迎える発電所のリハビリなどの延命化工事に必要とされる投資額（capex）も考慮されている。延命化工事を実施するか、発電所を廃止にするかは、最適な評価に基づいて決定される。

3-4 電源開発計画の現状

インドネシア国内でも地域によって必要とされる電源の単機容量が異なる。

スマトラでは、100MW、200MW、300MWの石炭火力、100MWのピークロード対応電源が必要とされている。ジャマリ系統では、1,000MW超臨界、600MW、400MWの亜臨界、750MWの天然ガス/LNGコンバインドサイクル、200MWのピークロード対応電源、250MWの揚水発電設備が有望。加えて、55MWクラスの地熱と110MWの水力も計画されている。1,000MWの加圧水型原子力発電所も計画には考慮されている。

ジャマリ系統における単機容量1,000MWは、熱効率と25GWというジャマリ系統のサイズを考慮して決められている。揚水発電所については、建設期間が5年必要ということ considering、2013年の建設開始を計画している。

電源開発計画想定に用いられた燃料価格を表3-4に示す。

表3-4 電源開発計画想定に使用された燃料価格

一次エネルギー	値段	発熱量
亜瀝青炭	USD 70/t	5,100 kcal/kg
褐炭	USD 50/t	4,200 kcal/kg
褐炭（山元発電）	USD 35/t	4,200 kcal/kg
天然ガス	USD 6/MMBTU	252,000 kcal/Mscf
LNG	USD 10/MMBTU	252,000 kcal/Mscf
HSD ^{*)}	USD 0.52/リットル	9,070 kcal/リットル
MFO ^{*)}	USD 0.42/リットル	9,370 kcal/リットル
地熱蒸気	蒸気発生設備費用を固定値として想定	
ウラン	USD 120/lb	

*) 原油価格75米ドル/バレルに基づいて算出

3-4-1 第1次クラッシュプログラム（大統領令 No. 71/2006）

2006年の大統領令 No.71により、PLN社が1万MWの石炭火力発電所の増設をする計画。2009年12月の時点で、Labuan 発電所の Unit-1（300MW）のみが建設工事を終了し、運用を開始している。ほかに2009年に運用開始予定で計画されていた発電所の Labuan Unit-2、Rembang Unit-1、Indramayu Unit-1 については、2010年の運用開始に変更されている。

表3-5 発電所の建設計画

地域	発電所名	(MW)	運用開始
Banten	Labuan	2x315	2009-2010
Jabar Utara	Indramayu	3x330	2010
Banten	Suralaya Unit 8	1x625	2010
Banten	Lontar	3x315	2010-2011
Jabar Selatan	Pelabuhan Ratu	3x350	2011
Jateng	Rembang	2x315	2010
Jateng	PLTU Adipala	1x600	2014
Jatim	Pacitan	2x315	2010-2011
Jatim	Paiton Unit 9	1x660	2010
Jatim	Tanjung Awar-awar	2x300	2013
NAD	Meulaboh	2x110	2012
Sumut	Pangkalan Susu	2x220	2011-2012
Riau	Bengkalis	2x7	2012
Riau	Selat Panjang	2x5	2012
Kepri	Tanjung Balai	2x7	2010
Babel	Belitung	2x16.5	2011
Babel	Air Anyer	2x30	2010-2011
Sumbar	Teluk Sirih	2x112	2011-2012
Lampung	Tarahan Baru	2x110	2011-2012
Kalbar	Parit Baru	2x50	2012
Kalbar	Pantai Kura-Kura	2x27.5	2012
Kalteng	Pulang Pisau	2x60	Retender
Kalsel	Asam-Asam	2x65	2011
Sulut	Amurang	2x25	2010-2011
Gorontalo		2x25	2011
Maluku Utara	Tidore	2x7	2011
Papua	Jayapura	2x10	2011
Papua	Timika	2x7	Retender
Maluku	Ambon	2x15	Retender
Sulteng	Kendari	2x10	2010
Sulsel	Barru	2x50	2011
NTB	Lombok	2x25	2011
NTT	Ende	2x7	2010
NTT	Kupang	2x15	2011
NTB	Bima	2x10	2011

2010年には、Labuan Unit-2 (300MW)、Rembang (315MWx2)、Indramayu (330MWx3)、Paiton (660MW) と Suralaya (625MW) の合計 3,205MW が運用開始を予定という計画である。しかし、ジャバリ系統におけるクラッシュー1計画は平均で8カ月遅れており、ジャバリ以外の地域では更に遅延が大きい。遅延の主な理由は、融資及び建設による遅延。クラッシュー1計画の建設計画を表3-5に記す。

3-4-2 第2次クラッシュプログラム

第2次クラッシュプログラムは、2010年1月8日に大統領令 No.4/2010 によって PLN 社に実行するよう指示された。第2次クラッシュプログラムでは、再生可能エネルギー、石炭及びガス燃料の積極的な開発が目的とされている。その後、詳細な発電所名や地点は、MEMR 省令 No.2/2010 として 2010年1月27日に制定された。この RUPTL は、MEMR 省令 No.2/2010 に基づいて協議のうえ、制定されている。

表3-6 タイプ別にみたエネルギー開発

	タイプ	2012	2013	2014	合計
Jawa-Bali					
PLN	PLTA			1,000	1,000
	PLTGU	150	350		500
	PLTU			1,000	1,000
民間	PLTP	175	415	1,380	1,970
	PLTU		200	400	600
Jawa-Bali 以外					
PLN	PLTA		174		174
	PLTGU			240	240
	PLTP		140	200	340
	PLTU	14	315	533	862
	PLTG	100			100
民間	PLTA			30	30
	PLTGU			120	120
	PLTP		542	1,115	1,657
	PLTU	88	384	457	929
合計		527	2,520	6,475	9,522

この第2次クラッシュプログラムでは、再生可能エネルギー、特に地熱発電の開発に焦点が当てられている。需要供給バランスと地熱開発の準備状況を考慮して、第2次クラッシュプログラムでは、2014年までに3,967MWの地熱開発として計画されている。このRUPTL 2010-2019では、2019年までに6,100MWの地熱発電の開発が計画されており、この地熱開発には、多額の開発費用を必要としている。

第2次クラッシュプログラムの9,522MWのうち、4,216MWはPLNのプロジェクトとして計画され、5,306MWはIPPとして計画されている。しかしこの計画も、PLN社の資金調達能力に

よって改訂されることが考えられている。地熱発電所については、基本的に採掘及び発電を統合した IPP として、また一部の地域で PLN 社の発電設備として計画されている。2014 年前に建設が完了すると期待されているプロジェクトについては、既に熱水開発が進んでいる地域を中心に計画し、新たな地点はいくつかの候補を計画地点としている。これらの地熱候補地点については、2006～2007 年に JICA によって実施された「インドネシア国における地熱マスタープラン」に基づいて計画されている。

第 2 次クラッシュプログラムの水力発電所については、揚水発電 Upper Cisokan (1,000 MW)、Asahan III (174 MW) 及び Simpang Aur (30 MW) が候補として挙げられている。

3-4-3 2010～2019 年の電源計画 (主要地域)

2010～2019 年までの主要地域の電源計画を表 3-7 に記す。この計画では、大型の電源や第 2 次クラッシュプログラムで既に計画されている電源を記載している。内容としては、

- 次の 10 年間で 55.5GW、つまり年平均 5.5GW の電源増強を行う
- PLN 社は、自社電源として 32MW つまり増設の 57.6% を建設する。民間投資では、23.5GW つまり 42.4% の建設を行う。
- 石炭火力発電設備の建設が最も多く、32.7GW つまり 58.8% 増設。次いでコンバインドサイクル発電を 7GW つまり 12.6% 増設する。
- 再生可能エネルギーは、地熱が 6GW で 10.8%、水力が 5.3GW で 9.5% となっている。

表 3-7 主要系統における電力供給計画

容量：MW

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
PLN											
PLTU	3,291	4,090	834	1,479	2,203	110	1,200	200	7	3,007	16,421
PLTP	10	55	78	143	203	20	23	3	20	20	575
PLTGU	194	820	393	350	240	0	700	1,500	2,250	0	6,447
PLTG	105	0	225	50	0	65	235	800	1,065	1,280	3,825
PLTD	11	14	12	48	44	42	34	16	33	50	303
PLTM	14	6	6	14	8	4	5	8	1	0	66
PLTA	0	0	10	300	1,000	65	103	715	1,311	818	4,321
合計	3,625	4,985	1,558	2,384	3,698	306	2,300	3,242	4,687	5,175	31,958
IPP											
PLTU	26	891	2,649	1,703	2,212	2,160	2,550	1,930	1,410	745	16,276
PLTP	0	3	178	857	2,450	50	330	392	510	645	5,415
PLTGU	290	110	30	0	120	0	0	0	0	0	550
PLTG	10	10	80	0	0	0	0	0	0	0	100
PLTD	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	22
PLTM	25	31	91	42	6	2	1	1	1	0	201
PLTA	180	195	0	0	157	90	310	30	0	0	962
合計	531	1,262	3,028	2,602	4,945	2,302	3,191	2,353	1,921	1,390	23,526
PLN+IPP											

PLTU	3,317	4,981	3,483	3,182	4,415	2,270	3,750	2,130	1,417	3,752	32,697
PLTP	10	58	256	1,000	2,653	70	353	395	530	665	5,990
PLTGU	484	930	423	350	360	0	700	1,500	2,250	0	6,997
PLTG	115	10	305	50	0	65	235	800	1,065	1,280	3,925
PLTD	11	36	12	48	44	42	34	16	33	50	325
PLTM	39	38	98	56	13	6	6	9	2	0	267
PLTA	180	195	10	300	1,157	155	413	745	1,311	818	5,283
合計	4,156	6,248	4,586	4,985	8,643	2,608	5,490	5,596	6,607	6,565	55,484

3-4-4 2010～2019年の電源計画（西部及び東部地域）

PLN社の東部及び西部地域は、下記の5つの供給地域に分類される。

- ① スマトラ系統
- ② 西部カリマンタン系統
- ③ 南部-中央-東部カリマンタン系統
- ④ 北部スラウェシ系統
- ⑤ 南部スラウェシ系統

そのほかにも50MW規模の4つの主要独立系統及び多くの10MW規模の独立系統がある。

以下に示すとおり、2019年までに、西部地域では1万2,365MW、東部地域で6,896MWの設備増強が計画されている。

表3-8 西部地域における電力供給計画

容量：MW

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
PLN											
PLTU	37	964	634	320	308		200	200			2,663
PLTP		55	55	110	110						330
PLTGU		86									86
PLTG	105					30	160	320	300	400	1,315
PLTD		4	2	4	9	5	8	7	8	4	52
PLTM	2	1		1							4
PLTA					260			175	273		708
合計	144	1,110	691	695	427	35	368	702	581	404	5,157
IPP											
PLTU	12	231	8	630	472	950	450	525	630	690	4,598
PLTP				392	990		110	62	185	275	2,014
PLTGU			30								30
PLTG	0										
PLTD		22									22
PLTM	21	16	81	23							140
PLTA	180					74	120	30			404

合計	213	269	119	1,044	1,462	1,024	680	617	815	965	7,208
PLTU	49	1,195	642	950	780	950	650	725	630	690	7,261
PLTP	0	55	55	502	1,100	0	110	62	185	275	2,344
PLTGU	0	86	30	0	0	0	0	0	0	0	116
PLTG	105	0	0	0	0	30	160	320	300	400	1,315
PLTD	0	26	2	4	9	5	8	7	8	4	73
PLTM	23	17	81	24	0	0	0	0	0	0	145
PLTA	180	0	0		260	74	120	205	273	0	1,112
合計	357	1,379	810	1,480	2,149	1,059	1,048	1,319	1,396	1,369	12,366

表3-9 東部地域における電力供給計画

容量：MW

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
PLN											
PLTU	49	501	200	459	235	110			7	7	1,568
PLTP	10		23	33	93	20	23	3	20	20	245
PLTGU					240						240
PLTG			225	50		35	75	80	165	80	710
PLTD	11	10	9	44	35	37	26	9	25	46	252
PLTM	12	5	6	13	8	4	5	8	1		62
PLTA			10	40		65	41	61	95	318	630
合計	82	516	473	639	611	271	170	161	313	471	3,707
IPP											
PLTU	14		376	623	340	210	240	205	180	55	2,243
PLTP		3	3	40	80	20					146
PLTGU	60	60			120						240
PLTG	10	10	80								100
PLTD											0
PLTM	4	15	11	19	6	2	1	1	1		60
PLTA		195				16	190				401
合計	88	283	470	682	546	248	431	206	181	55	3,190
PLTU	63	501	576	1,082	575	320	240	205	187	62	3,811
PLTP	10	3	26	73	173	40	23	3	20	20	391
PLTGU	60	60			360						480
PLTG	10	10	305	50		35	75	80	165	80	810
PLTD	11	10	9	44	35	37	26	9	25	46	252
PLTM	16	21	17	32	13	6	6	9	2		122
PLTA		195	10	40		81	231	61	95	318	1,031
合計	170	800	943	1,321	1,156	519	600	367	494	526	6,897

西及び東インドネシアにおける主な電力供給計画の要点を以下に記す。

- － 大統領令の 71 のプロジェクトの早期完工
- － PPA を締結し、建設期間中の IPP プロジェクトの早期完工
- － スマトラ島と北スラウェシの地熱発電所の購買及び建設の早期実現
- － スマトラ島の南北を連係する 275 kV 送電線の計画実行
- － 北スマトラ島のエネルギーミックスを改善するための Asahan 3 (174 MW) を 2012 年に運用開始
- － 南スマトラの山元発電と、その電力をジャマリ系統に供給する 500 kV 直流送電
- － サラワクにあるバクン水力発電所の電力を 2013 年から西カリマンタン島へ供給
- － 150 kV 海底ケーブルを利用したバタン-ビンタン連係計画の完工

3-4-5 2010～2019 年の電源計画 (ジャマリ系統)

表 3-10 に 2010～2019 年におけるジャマリ系統での電源増設計画を記す。

表 3-10 ジャマリ系統における電力供給計画 容量：MW

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
PLN											
PLTU	3,205	2,625		700	1,660		1,000			3,000	12,190
PLTN											0
PLTP											0
PLTGU	194	734	393	350			700	1,500	2,250		6,121
PLTG								400	600	800	1,800
PLTA					1,000		62	480	943	500	2,985
合計	3,399	3,359	393	1,050	2,660	0	1,762	2,380	3,793	4,300	23,096
IPP											
PLTU		660	2,265	450	1,400	1,000	1,860	1,200	600		9,435
PLTN											0
PLTP			175	425	1,380	30	220	330	325	370	3,255
PLTGU	230	50									280
PLTG											0
PLTA					157						157
合計	230	710	2,440	875	2,937	1,030	2,080	1,530	925	370	13,127
PLTU	3,205	3,285	2,265	1,150	3,060	1,000	2,860	1,200	600	3,000	21,625
PLTN											0
PLTP			175	425	1,380	30	220	330	325	370	3,255
PLTGU	424	784	393	350			700	1,500	2,250		6,401
PLTG								400	600	800	1,800
PLTA					1,157		62	480	943	500	3,142

ジャマリ系統の電源計画に関する要点は、以下のとおり。

- － 2010～2019年におけるジャマリ系統の電力増強計画は36.2GWで平均3.6GW/年の電源増強を計画
- － PLN社が増強する電源は、23.1GWで計画されている増設容量の64%。一方、民間資金で実施されるのは、13.1GWで36%
- － 石炭火力発電の設備増強が最も大きく21.6GWで全体の59.7%、次いでガスコンバインドサイクルで6.4GWで全体の17.7%
- － 再生可能エネルギーで最大は、地熱発電の3.3GWで全体の9.0%、次いで水力の3.1GWで全体の8.7%

表 3-11 ジャマリア系統電源計画

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
需要										
販売電力量	115,099	125,199	136,807	149,618	163,688	179,053	195,314	213,020	232,020	252,547
伸び率	7.6	8.8	9.3	9.4	9.4	9.4	9.1	9.1	9.0	8.8
発電電力量	132,290	143,267	155,695	169,533	185,235	202,336	220,616	240,512	262,015	284,924
負荷率	77.5	76.5	75.5	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
ピーク電力	19,486	21,379	23,541	25,804	28,194	30,797	33,579	36,608	39,881	43,367
既設設備容量	21,601	21,561	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485
新設・増設計画										
PLN										
進行中のプロジェクト	3,399	3,359	243	700	660					
計画										
Upper Cisokan PS (FTP 2)					1,000					
Muara Tawar Add-On Blok 2 (FTI) PLTGU			150	350						
Muara Tawar Add-On Blok 3, 4 PLTGU						700				
PLTGU Jabar/Banten								1,500	750	
PLTGU Cepu/Tuban									1,500	
PLTG Baru								400	600	800
PLTU Indramayu Baru (FTP 2) PLTGU					1,000		1,000			
PLTU Jawa Tengah Baru PLTU										1,000
PLTU Jawa Barat Baru PLTU										2,000
PLTP Percepatan Tahap 2 PLN PLTP										
Kesamben PLTA								37		
Kalikonto 2 PLTA							62			
Matenggeng PS PS								443	443	
Grindulu PS PS									500	500
IPP										
進行中のプロジェクト	230	710	2,265	250						
計画										
Banten PLTU							660			
Madura 2x200MW (FTP2) PLTU					400					
Bali Timur 2x100 MW (FTP2) PLTU				200						
Sumatera Mulut Tambang PLTU							1,200	1,200	600	
PLTU Jawa Tengah (477) PLTU					1,000	1,000				
PLTP FTP 2 PLTP			175	415	1,380					
PLTP Baru PLTP				10		30	220	330	325	370
Rajamandala PLTA					47					
Jatigede PLTA					110					
全発電容量	26,140	30,169	32,926	34,851	40,448	41,478	45,320	49,230	53,947	58,617
設備予備率	34	41	40	35	43	35	35	34	35	35

ジャバリ系統の電源計画に関する要点は、以下のとおり。

- － 2012年までの短期計画では、現在進行中のプロジェクトの運用開始で設備容量が増強される。合計1万206 MWの内訳は、PLNの発電設備として7,001 MW、残りの3,205 MWをIPPで実施中で、そのほとんどは、第1次クラッシュプログラムの発電設備計画で実施中
- － 2012年運用開始予定の第2次クラッシュプログラムの発電設備も見込まれている（PLN発電設備150 MW、IPP発電設備175 MW）
- － 2013～2015年の中期では、PLN発電設備として3,710 MW（うち2,350 MWは第2次クラッシュプログラム）、IPP発電設備として4,842 MW（うち2,395 MWは第2次クラッシュプログラム）として計画
- － 2014年には、第2次クラッシュプログラムによる5,070 MWの設備増強で予備率が43%になるように計画されているが、不確実性の高い大型プロジェクトも多い（Indramayu 1x1000 MW、Upper Cisokan Pumped Storage 4x250 MW、Madura 2x200 MW、Muara Tawar PLTGU Add-on Blocks 2、地熱発電プロジェクト）。
- － 2016～2019年の長期計画では、PLN発電設備で1万2,234 MW、IPP発電設備で4,905 MWの合計1万7,139 MWの設備増強を計画
- － 2009年に運用開始する発電設備としては、Wayang Windu #2 地熱発電110 MW、Labuan #1 コンバインドサイクル発電300 MW、Muara Karang リパワリング500 MWの合計910 MWが計画されている。
- － ピーク対応電源を除いては、ジャバリ系統において、PLNは油火力発電所の新設を行わない。
- － ピーク対応に3つの揚水発電を計画（西ジャワのUpper Cisokan 1,000 MW、西ジャワと中央ジャワの間のMatenggeng 885 MW、東ジャワのGrindulu 1,000 MW。）
- － ミドル対応については、Priok リパワリングとMuara Karang・Muara Tawar Block 5に加えて、天然ガスまたはLNGを活用したコンバインドサイクル発電を4,950 MW増強する計画（Muara Tawar PLTGU Add-on blocks 2, 3, 4 1,200 MW、Tuban / Cepu 1,500 MW、LNG Banten / West Java 3 x 750 MW）。この計画は燃料ガス供給が確保できることを前提に計画されている。
- － ベースロード対応電源としては、PLNとIPPによって1,000 MWクラスの超臨界石炭火力を計画。さらにIPPによる地熱開発も計画されている。
- － 石炭依存度を緩和する目的で、ジャバリ系統の電源計画には1,000 MWの原子力発電計画も候補として考えるべきだが、建設費が高いことと、高い技術力が必要であることを考慮し、この計画には反映されていない。
- － 1,200 MWのPLTGU Muara Tawar Add-onプロジェクトは、需要地に近く電圧調整能力を改善する効果が期待されている。しかし燃料ガス供給の制限から、2012～2013年にブロック2の500 MWを運用開始し、残りのブロック3-4の700 MWは、燃料ガスの調達予定を考慮して2016年の運用開始を計画。
- － 2x1,000 MWのCentral Javaプロジェクトは、2014～2015年の運用開始を計画しており、PPPとして認定された初めての発電プロジェクト（大統領令 No. 67/2005 発行、No. 13/2010 改訂）。

- － 2x1,000 MW の PLTU Indramayu プロジェクトは、2015 年の運用開始を計画しており、東ジャカルタの工業地域の近傍に位置するため重要な電源。
- － 1,000 MW の Upper Cisokan 揚水発電設備は系統運用に必要な設備。ピーク需要対応、周波数調整機能、スピニングリザーブ機能、ベースロード発電設備の設備稼働率向上に寄与する。
- － スマトラ島の石炭山元発電からジャワ島へ送電するために 500kV 高圧直流連係線で 3,000 MW を送電する計画。ジャワ島の電力需要に対応するために南スマトラ島の低品位炭を利用した山元発電によって、経済性の高い発電を行う。スマトラ島の電力需要を満たしてからジャワ島へ送電する。ジャワ島での大型電源立地地点が減少するなか、この案件は重要な位置づけ。
- － Banten / West Java では、LNG コンバインドサイクルを検討しているが、LNG 価格が上昇するなか（10 米ドル/mmbtu）、中規模容量の石炭火力発電所と比較すると経済性に劣る。

3-4-6 ジャマリ系統における需給バランス

ジャマリ系統における需給バランスを表 3-12 に示す。

表 3-12 ジャマリ系統の需要バランス

		西部ジャワ	中部ジャワ	東部ジャワ バリ島
設置電源容量	MW	11,519	3,675	7,102
その他供給容量	MW	910		
全供給可能容量	MW	12,429	3,675	7,102
最大電力量	MW	10,345	2,736	4,081
予備率	%	20.1	34.3	74.0

この表からも分かるとおり、需給バランスを維持するためには、新たな電源は西ジャワを中心に開発を進めた方がよい。電源の開発として有望なのは、西ジャワ、その東方地方（Falkirk 周辺、Indramayu、Cirebon）、または中部ジャワ（Tegal、Pemalang、Pekalongan）。東部から西部への 500kV 送電線が制約となり、東部ジャワから十分な電力を供給できていない。そのため、この地域ごとの需給バランスを充分考慮しながら電源開発計画を進めないと、将来は需給バランスの制約が大きな問題となり得る。そこで東部ジャワから西部ジャワへ送電するために新たに 500kV 送電線を増設することを避けるためには、需給バランスを考慮して発電所の地点を計画することが必要。

優先的にジャワ島南部に大型の石炭火力発電所を建設することは考えていない。なぜなら、季節によっては高波や、さらに地震とそれに伴う津波のリスクが大きく、その対策に大きな投資が必要となるからである。

3-5 民活電源（IPP）

今後 10 年間で民活 IPP の電源構成の割合は非常に大きく全容量の 33%にも達する見込み。
表 3-13 に IPP プロジェクト一覧を示す。

表 3-13 東及び西インドネシア地域の IPP プロジェクト一覧

実行中のプロジェクト		出力 (MW)		運用開始年
PLTA	Asahan I	2 x	90.0	2010
PLTA	Poso Energy	3 x	65.0	2011
PLTM	Hutaraja	2 x	2.3	2010
PLTM	Manggani	1 x	1.1	2010
PLTM	Parlilitan	3 x	2.5	2010
PLTM	Ranteballa	2 x	1.2	2010
PLTM	Silau 2	3 x	2.5	2010
PLTM	Goal	2 x	0.8	2011
PLTM	Lebong	4 x	3.0	2011
PLTM	Manipi/Tangka I	1 x	3.5	2011
PLTM	Manipi/Tangka II	1 x	6.5	2011
PLTM	Manna	2 x	2.0	2011
PLTM	Parluasan	2 x	2.1	2012
PLTU	Cangkang-Bangka	1 x	5.0	2010
PLTU	Pangkalan Bun	2 x	7.0	2010
PLTU	Simpang Belimbing	2 x	113.5	2011
PLTU	Molotabu	2 x	10.0	2012
PLTU	Sulsel - 1 (Jeneponto)	2 x	100.0	2012, 2013
PLTU	Banjarsari	2 x	100.0	2013
PLTU	Gorontalo	2 x	6.0	2013
PLTU	Kalianda	2 x	6.0	2013
PLTU	Ketapang	2 x	7.0	2013
PLTU	Lampung Tengah	2 x	6.0	2013
PLTU	Pontianak - 2	2 x	25.0	2013
PLTU	Rengat	2 x	7.0	2013
PLTU	Sumsel - 2 (Keban Agung)	2 x	112.5	2013
PLTU	Tanah Grogot	2 x	7.0	2013
PLTU	Tanjung Pinang I	2 x	10.8	2013
PLTU	Tembilahan	2 x	7.0	2013
PLTU	Tj. Balai Karimum	2 x	6.0	2013

計画中のプロジェクト		出力 (MW)		運用開始年
PLTA	Asahan #4,5	1	x 60.0	2016
PLTA	Bonto Batu	2	x 50.0	2016
PLTA	Lawe Mamas	3	x 30.0	2016, 2017
PLTA	Malea	2	x 45.0	2016
PLTA	Sawangan	2	x 8.0	2015
PLTA	Simpang Aur	1	x 29.0	2015
PLTA	Wampu	1	x 45.0	2015
PLTM	Bambalo III	1	x 2.3	2013
PLTM	Batubota	1	x 2.5	2013
PLTM	Bayang	2	x 3.0	2012
PLTM	Belengan	1	x 1.2	2013
PLTM	Biak I	1	x 1.5	2013
PLTM	Biak II	1	x 1.3	2013
PLTM	Biak III	1	x 1.2	2013
PLTM	Bunta	1	x 2.5	2014
PLTM	Duminanga	1	x 0.5	2013
PLTM	Fatimah	1	x 1.4	2012
PLTM	Gumanti	2	x 5.0	2012
PLTM	Guning Tujuh	2	x 4.0	2012
PLTM	Guntung	1	x 0.6	2012
PLTM	Hek	1	x 2.5	2012
PLTM	Ibu	1	x 1.0	2012
PLTM	Kambahan	1	x 1.5	2012
PLTM	Kambaniru	1	x 2.0	2012
PLTM	Karai-1	1	x 10.0	2013
PLTM	Karai-12	1	x 6.0	2013
PLTM	Karai-7	1	x 6.7	2013
PLTM	Kokok Putih	1	x 3.8	2011
PLTM	Kotaraya	1	x 0.8	2013
PLTM	Lambangan	1	x 3.2	2014
PLTM	Lubuk Gadang	1	x 4.0	2012
PLTM	Mampueno / Sakita	1	x 1.2	2013
PLTM	Milangodaa I	1	x 0.7	2013
PLTM	Muara Sako	1	x 2.5	2012
PLTM	Ngaoli	1	x 2.0	2012
PLTM	Pakkat	2	x 5.0	2012
PLTM	Pekasalo	1	x 1.2	2013

PLTM	Sawidago I	1	x	2.0	2015
PLTM	Sikarban	1	x	1.4	2012
PLTM	Sinamar	2	x	5.0	2012
PLTM	Sumpur	1	x	2.0	2012
PLTM	Tarabintang	2	x	5.0	2012
PLTM	Tarusan	1	x	3.0	2012
PLTM	Telun Berasap	2	x	3.0	2012
PLTM	Wai Nibe	4	x	1.3	2012-2017
PLTM	Wai Tina	2	x	1.5	2012, 1018
PLTM	Wanokaka	1	x	1.6	2011
PLTM	Wawopada	1	x	3.6	2013
PLTG	Senipah - Balikpapan	2	x	40.0	2012
PLTG	Sorong	2	x	10.0	2010, 2011
PLTGU	Gunung Megang, ST Cycle	1	x	30.0	2011
PLTGU	Muara Teweh (FTP2)	1	x	120.0	2014
PLTGU	Sengkang, Op. Cycle	1	x	60.0	2010
PLTGU	Sengkang-ST-Cycle	1	x	60.0	2011
PLTMG	Boom Baru	2	x	7.0	2011
PLTMG	Musi Rawas	2	x	4.0	2011
PLTP	Atadei (FTP2)	1	x	5.0	2014
PLTP	Bora (FTP2)	1	x	5.0	2014
PLTP	Danau Ranau	2	x	55.0	2018, 2019
PLTP	G. Talang	1	x	20.0	2018
PLTP	Huu (FTP2)	1	x	20.0	2014
PLTP	Jaboi	1	x	7.0	2017
PLTP	Jaboi (FTP2)	1	x	7.0	2013
PLTP	Jailolo (FTP2)	1	x	10.0	2014
PLTP	Lahendong V (FTP2)	1	x	20.0	2013
PLTP	Lahendong VI (FTP2)	1	x	20.0	2013
PLTP	Lainea	2	x	10.0	2015
PLTP	Lumut Balai (FTP2)	4	x	55.0	2013, 2014
PLTP	Mangolo	2	x	5.0	2014
PLTP	Merana/Masaingi (FTP2)	1	x	20.0	2014
PLTP	Muara Laboh (FTP2)	2	x	110.0	2014
PLTP	Pusuk Bukit	2	x	55.0	2018, 2019
PLTP	Rajabasa (FTP2)	2	x	110.0	2014
PLTP	Rantau Dedap	1	x	110.0	2016
PLTP	Rantau Dedap (FTP2)	1	x	110.0	2014

PLTP	Sarulla 1 (FTP2)	3 x	110.0	2013, 2014
PLTP	Sarulla 2 (FTP2)	2 x	55.0	2014
PLTP	Seulawah (FTP2)	1 x	55.0	2014
PLTP	Sipaholon	1 x	55.0	2019
PLTP	Songa Wayaua (FTP2)	1 x	5.0	2014
PLTP	Sorik Merapi	1 x	55.0	2014
PLTP	Sukoria (FTP2)	1 x	5.0	2014
PLTP	Suok Sekincau	2 x	55.0	2018, 2019
PLTP	Ulubelu #3 (FTP2)	1 x	55.0	2013
PLTP	Ulubelu #4 (FTP2)	1 x	55.0	2014
PLTP	Ulumbu	2 x	3.0	2011, 2012
PLTP	Wai Ratai	1 x	55.0	2019
PLTU	Andai (FTP2)	2 x	7.0	2012, 2013
PLTU	Bangka Baru I (FTP2)	2 x	30.0	2014
PLTU	Bangka Baru II	2 x	7.0	2013
PLTU	Bangka Baru III	2 x	30.0	2018, 2019
PLTU	Baturaja	2 x	10.0	2013
PLTU	Biak (FTP2)	2 x	7.0	2013, 2014
PLTU	Cangkang-Belitung	1 x	7.0	2010
PLTU	Embalut (Ekspansi)	1 x	50.0	2012
PLTU	Jambi	2 x	400.0	2018
PLTU	Jayapura	2 x	15.0	2019
PLTU	Jayapura (FTP2)	2 x	15.0	2013
PLTU	Kalsel - 1 (FTP2)	2 x	100.0	2013, 2014
PLTU	Kalteng - 1	2 x	100.0	2016
PLTU	Kaltim - 1	1 x	50.0	2012
PLTU	Kaltim - 2 (FTP2)	2 x	100.0	2013, 2014
PLTU	Kaltim (Infrastruktur)	2 x	100.0	2017, 2018
PLTU	Kaltim (MT)	2 x	22.5	2012
PLTU	Kendari Baru I (FTP2)	2 x	25.0	2013
PLTU	Kendari Baru II	2 x	25.0	2017
PLTU	Kolaka (FTP2)	2 x	10.0	2012
PLTU	Kuala Kurun	2 x	3.0	2012
PLTU	Kupang	2 x	15.0	2016, 2017
PLTU	Larantuka (FTP2)	2 x	4.0	2014
PLTU	Lombok	2 x	25.0	2012, 2013
PLTU	Lombok Baru I	2 x	25.0	2017, 2018
PLTU	Luwuk (FTP2)	2 x	10.0	2012

PLTU	Masohi (FTP2)	2 x	4.0	2014
PLTU	Melak (FTP2)	2 x	7.0	2013, 2014
PLTU	Merauke (FTP2)	2 x	7.0	2012
PLTU	Minahasa (PPP)	2 x	55.0	2018, 2019
PLTU	Moutong (FTP2)	2 x	4.0	2012
PLTU	Muko-Muko	2 x	4.0	2011
PLTU	Nabire (FTP2)	2 x	7.0	2013
PLTU	New Ambon	2 x	10.0	2015, 2016
PLTU	Nias	3 x	7.0	2012, 2013
PLTU	Nunukan (FTP2)	2 x	7.0	2013
PLTU	Mamuju (FTP2)	2 x	25.0	2014
PLTU	Pontianak - 1	1 x	50.0	2019
PLTU	Pontianak - 3	2 x	25.0	2014
PLTU	Putussibau (FTP2)	2 x	4.0	2014
PLTU	Selayar (FTP2)	2 x	4.0	2014
PLTU	Riau Mulut Tambang	2 x	300.0	2016, 2017
PLTU	Sorong (FTP2)	2 x	15.0	2013, 2014
PLTU	Sulut I (Kema)	2 x	25.0	2013
PLTU	Sumbar - 1	2 x	100.0	2015
PLTU	Sumbawa Baru I (FTP2)	2 x	10.0	2012, 2013
PLTU	Sumbawa Baru II	2 x	15.0	2013, 2014
PLTU	Sumsel - 5	2 x	150.0	2015
PLTU	Sumsel - 6, M. Tambang	2 x	300.0	2014, 2015
PLTU	Sumsel - 7	2 x	150.0	2015, 2016
PLTU	Sumut - 2	2 x	112.5	2017
PLTU	Tahuna	2 x	4.0	2012
PLTU	Takalar	2 x	100.0	2015
PLTU	Tanjung Batu (FTP2)	2 x	4.0	2012
PLTU	Tanjung Pinang II (FTP2)	2 x	15.0	2014
PLTU	Tarahan #1,2	2 x	200.0	2018, 2019
PLTU	Tawaeli (Ekspansi)	1 x	30.0	2013
PLTU	Tidore Baru (FTP2)	2 x	7.0	2014
PLTU	Tj. Balai Karimun II (FTP2)	2 x	10.0	2014
PLTU	Tj. Balai Karimun III	1 x	10.0	2019
PLTU	Tobelo (FTP2)	2 x	4.0	2013
PLTU	Tual	2 x	4.0	2013
PLTU	Waingapu (FTP2)	2 x	4.0	2014

表 3-14 ジャマリ地域のIPPプロジェクト一覧

実行中のプロジェクト		出力 (MW)		運用開始年
PLTG	Cikarang Listrindo	1 x	150.0	2010-2011
PLTU	Cirebon	1 x	660.0	2011
PLTU	Celukan Bawang	1 x	130.0	2012
		2 x	125.0	2013
PLTU	Paiton 3-4 Expansion	1 x	815.0	2012
PLTU	Tanjung Jati B Expansion	2 x	660.0	2012

計画中のプロジェクト		出力 (MW)		運用開始年
PLTU	Bali Timur	2 x	100.0	2013
PLTU	Madura	2 x	200.0	2014
PLTU	Jawa Tengah	2 x	1000.0	2014-2015
PLTU	Banten	1 x	660.0	2016
PLTU	Sumatera Mulut Tambang	5 x	600.0	2016-2018
PLTA	Jatigede	2 x	55.0	2014
PLTA	Rajamandala	1 x	47.0	2014
PLTP	Cibuni	1 x	10.0	2014
PLTP	Dieng	1 x	55.0	2013
		1 x	60.0	2014
		2 x	55.0	2018-2019
PLTP	Ungaran	1 x	55.0	2014
		1 x	30.0	2015
		2 x	55.0	2016-2017
PLTP	Rawa Dano	1 x	110.0	2014
PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x	55.0	2014
PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x	30.0	2014
PLTP	Patuha	3 x	60.0	2013-2014
PLTP	Bedugul	1 x	10.0	2013
		3 x	55.0	2016-2018
PLTP	Kamojang	1 x	60.0	2013
		1 x	40.0	2013
PLTP	Salak	1 x	40.0	2013
PLTP	Darajat	2 x	55.0	2012, 2013
PLTP	Wayang Windu	1 x	120.0	2012
		1 x	120.0	2014
		1 x	50.0	2018

PLTP	Karah Bodas	1	x	30.0	2013
		2	x	55.0	2014
PLTP	Guci	1	x	55.0	2014
		1	x	55.0	2017
PLTP	Ijen	2	x	55.0	2014
PLTP	Wilis/Ngebel	1	x	55.0	2013
		2	x	55.0	2014
PLTP	Batu Kuwung	1	x	55.0	2019
		1	x	110.0	2020
PLTP	Endut	2	x	110.0	2019-2020
PLTP	Mangunan	1	x	30.0	2019
		1	x	55.0	2020
PLTP	Baturaden	2	x	110.0	2014
PLTP	Arjuno Welirang	2	x	55.0	2018-2019
PLTP	Iyang Argopuro	1	x	55.0	2014
		2	x	110.0	2016-2017
PLTP	Citaman Karang	1	x	10.0	2019
		1	x	10.0	2020
PLTP	Gn Papandayan	2	x	55.0	2018-2019
PLTP	Tampomas	1	x	45.0	2014
PLTP	Cisolok-Sukarame	1	x	50.0	2014
		2	x	55.0	2017-2018

IPP プロジェクトの中には、PPA 締結及び融資契約が終わったものや、PPA は締結したが、融資契約が成立していないものもある。また、PPA に合意していない IPP については、PLN が競争入札によって実施するものも含まれている。

3-6 燃料種別電源構成比

今までの電源開発計画を包括的に分析すると、表3-15のような燃料種別電力量が計算できる。

表3-15 燃料種別電力量予測（インドネシア全土）

単位：MWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HSD	22,811	13,035	9,550	6,740	6,667	6,158	6,488	6,751	7,952	8,642
MFO	5,095	5,194	3,968	1,836	1,196	1,007	1,095	971	975	958
ガス	43,239	45,753	55,247	63,387	61,998	62,600	63,425	61,430	67,868	67,492
LNG	0	0	5,266	5,365	5,441	5,508	5,585	10,727	13,456	13,482
石炭	78,453	99,312	104,055	111,976	123,842	141,848	160,984	180,469	194,376	220,410
水力	9,771	10,296	10,145	10,894	11,332	11,613	12,735	13,808	15,328	16,506
揚水	0	0	0	0	477	645	724	1,079	1,424	1,149
地熱	10,318	10,672	12,627	19,347	30,016	35,108	38,924	42,220	45,524	49,853
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	169,687	184,261	200,858	219,546	240,970	264,486	289,961	317,454	346,903	378,493

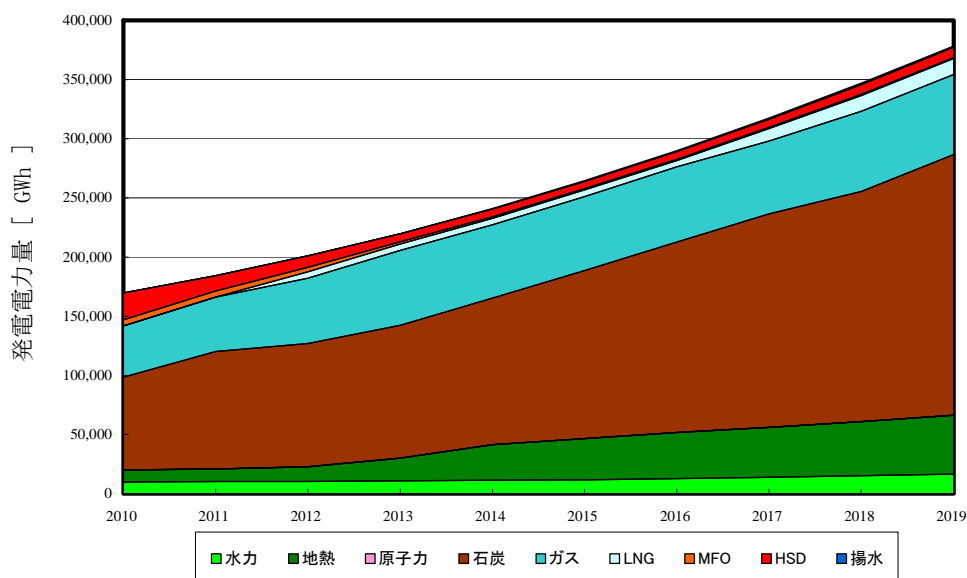


図3-4 燃料種別 発電電力量（インドネシア全土）

グラフからも分かる通り、石炭が主要な燃料で、天然ガスや地熱や水力などの再生可能エネルギーも増加させる計画となっている。一方、油の消費量は削減する計画としている。油燃料の消費は、2010年には16%であったものを2012年には6.7%に、さらに2019年には、2.54%に削減する計画となっている。石炭は、2010年に46%であったものを2019年には58%とする計画。天然ガスについては、2010年に25%であったものを2019年には、18%まで削減し、一方で、LNGを2012年から3%使用開始し、2019年には4%に増加させる計画。地熱は、2010年に6%であったものを2019年には13%に増加させる計画。

ジャマリ系統においては、表3-16を参照。

表3-16 ジャマリ系統 燃料種別電力量予測 単位：GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HSD	11,750	5,098	4,475	3,672	3,442	3,310	3,189	3,116	3,242	3,446
MFO	672	518	361	361	358	383	396	379	403	378
ガス	34,223	35,821	43,188	51,850	51,275	50,941	52,010	51,961	57,514	57,479
LNG	0	0	5,266	5,365	5,441	5,508	5,585	10,727	13,456	13,482
石炭	70,563	86,762	85,945	88,745	96,649	110,461	125,387	137,314	147,499	167,608
水力	5,273	5,273	5,262	5,087	5,469	5,528	5,763	5,889	5,893	5,985
揚水	0	0	0	0	477	645	724	1,079	1,424	1,149
地熱	9,809	9,795	11,197	14,453	22,124	25,559	27,563	30,046	32,583	35,397
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	132,290	143,267	155,694	169,533	185,235	202,335	220,617	240,511	262,014	284,924

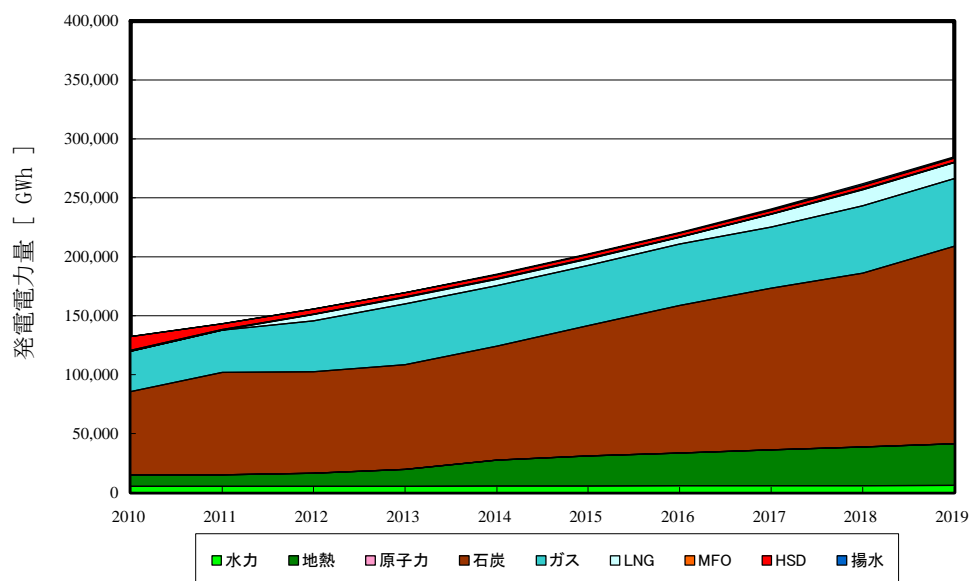


図3-5 燃料種別 発電電力量 (ジャマリ系統)

2010～2019年に石炭火力発電容量が2.4倍、天然ガスは1.68倍に増加する計画。一方、油の需要は69%減少する計画となっている。2019年には、燃料構成比の59%を石炭火力発電所が担うこととなる。天然ガス発電設備容量の増加は、新規コンバインドサイクル発電設備運転に必要な容量のガスが確保できることを前提に計画されている。

地熱発電は、2010年の9,823 GWhから2019年の3万5,397 GWhに、ほぼ4倍に増加する計画。水力発電は、ジャマリ系統において立地候補地点を探すことが難しいことから、大きな設備増強が計画されていない。

西インドネシア系統においては、表 3-17 を参照。

表 3-17 燃料種別電力量予測（西インドネシア）

単位：GWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HSD	6,323	4,559	2,354	764	932	1,016	1,331	1,722	2,589	2,759
MFO	2,475	2,422	1,787	513	287	132	195	156	130	121
ガス	6,455	7,143	8,849	8,725	7,398	7,347	6,988	4,927	5,819	5,354
LNG										
石炭	5,779	8,817	12,375	14,463	17,051	20,439	23,588	29,576	31,960	36,647
水力	3,486	3,382	3,022	3,641	3,649	3,748	4,113	4,753	5,596	5,596
揚水										
地熱	64	416	804	4,094	6,830	7,965	9,454	9,736	10,151	11,639
原子力										
合計	24,581	26,737	29,192	32,200	36,146	40,648	45,669	50,871	56,245	62,115

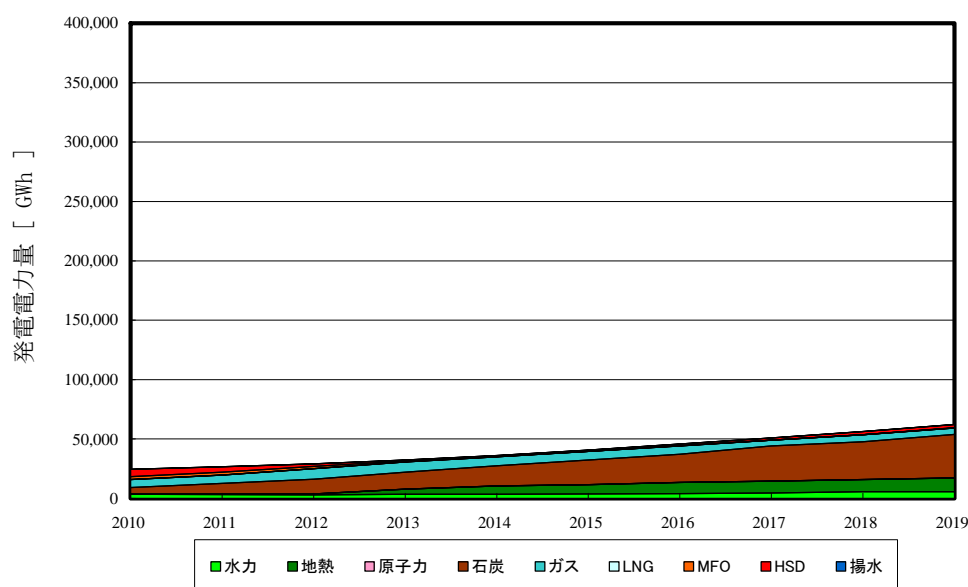


図 3-6 燃料種別 発電電力量（西インドネシア）

西インドネシア地方では、2019年の発電電力量における一次エネルギー構成比率は、石炭が約59%、天然ガス約9%、水力約9%、油が約4%、地熱などが約19%という比率となっている。

必要とされている天然ガスの生産量は低下し続け、実際に必要な量を大きく下回っており、その結果ガス火力発電設備の増設が制限されている。例えばベラワンのコンバインドサイクル発電設備用のガス供給はガス田の枯渇により年々供給量が減ってきている。このような背景と発電電力量の増加から、発電電力量における石炭火力発電所の比率を増加させ続けるような計画となっている。2010年における石炭の需要は、310万tであったが、2019年には、1,960万tに急増し、10年間で約6倍の消費量となっている。

東インドネシア系統においては、表 3-18 を参照。

表 3-18 燃料種別電力量予測（東インドネシア） 単位：GWh

FUEL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HSD	4,738	3,378	2,721	2,304	2,293	1,832	1,968	1,912	2,121	2,437
MFO	1,949	2,254	1,819	962	551	492	505	436	442	459
ガス	2,561	2,790	3,209	2,812	3,326	4,312	4,427	4,542	4,535	4,660
LNG										
石炭	2,111	3,733	5,736	8,768	10,143	10,947	12,009	13,579	14,917	16,155
水力	1,012	1,641	1,861	2,166	2,214	2,336	2,859	3,166	3,839	4,925
揚水										
地熱	445	462	625	800	1,063	1,583	1,907	2,437	2,790	2,817
原子力										
合計	12,816	14,258	15,971	17,812	19,590	21,502	23,675	26,072	28,644	31,453

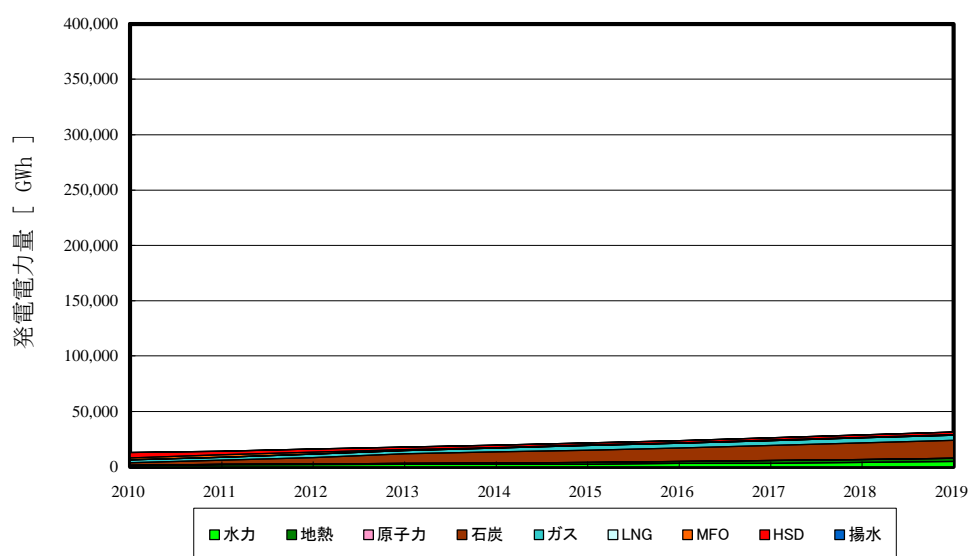


図 3-7 燃料種別 発電電力量（東インドネシア）

電力における化石燃料使用の国家政策を考慮して、2019年での東インドネシアでの燃料構成割合は、石炭 51%、天然ガス 15%、水力 16%、油 9%、地熱 9%となっている。

天然ガスの供給量は、天然ガス田と LNG Donggi-Senoro の開発に基づいて、供給量の増加を想定している。石炭の燃料比率は増加し、主要な一次燃料比率として計画されている。石炭供給量は、2010年の 140 万 t から 2019年の 940 万 t まで 10 年間で 7 倍の消費量として計画されている。

3-7 電源計画の感度分析

電源の最適計画は、さまざまな要因によって変化する。変化する要因としては、EPC 価格、燃料価格、需要想定などがあるが、ここでは燃料価格による感度分析結果を紹介する。燃料価格に

よる感度分析は、4つのケースについてジャマリ系統の電源計画について検討する。表3-19に感度分析に使用された燃料価格を示す。

ケース1では原油価格の上昇に対する分析、ケース2では石炭価格の低下に対する分析、ケース3では、石炭価格の上昇に対する分析、そしてケース4ではガス価格上昇に対する分析を行う。

表3-19 燃料価格による感度分析結果

		ベースケース	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4
燃料価格						
原油	USD/バレル	75	130	75	75	75
石炭	USD/t	70	70	50	100	70
ガス	USD/mmbtu	6	6	6	6	7
LNG	USD/mmbtu	10	10	10	10	10
目的関数	MUSD	58,063	58,090	55,542	65,338	59,550
	%	100	100	96	113	103
追加設備容量						
PLTU	MW	24,800	24,800	28,800	16,800	29,800
PLTGU	MW	6,750	6,750	3,000	15,000	3,000
PLTG	MW	1,800	1,800	1,600	1,600	600
合計	MW	33,383	33,383	33,433	33,433	33,433

ケース1の分析結果から、原油価格が130米ドル/バレルになったとしても、電源計画における発電種別、容量、スケジュールには、大きな影響がないが、目的関数を若干上昇させることが分かった。なぜならば、2019年における油の消費量が全体の1%程度であるため、油価格の変動に関しては、ほとんど影響を受けないからである。

ケース2の分析結果から、石炭価格が75米ドル/tから50米ドル/tになった場合には、ガス火力発電設備で計画されていた電源が一部石炭火力発電設備の計画に変更され、2万4,000MWの石炭火力発電容量が2万8,800MWに増加する結果となっている。この結果から、石炭価格の下落に対してRUPTLの結果の感度が高いことが分かる。コンバインドサイクル発電で運転する出力帯をベースで運転するべき石炭火力で代替することにより、新設の多くの石炭火力発電所の設備稼働率は低く計画されている。

ケース3では、その逆に石炭価格が75米ドル/tから100米ドル/tに上昇した場合には、石炭火力発電設備で計画されていた電源が一部ガス火力発電設備の計画に変更され、2万4,800MW（ベースケース）の石炭火力発電容量が1万6,800MWに減少する結果となっている。

ケース4では、ガス燃料価格が6米ドル/mmbtuから7米ドル/mmbtuに若干上昇した場合には、石炭火力発電設備容量が2万4,800MWから2万9,800MWまで極端に上昇することが分かる。この結果から、RUPTLはガス燃料価格上昇に対して感度が高いことが分かる。ガス燃料価格が6米ドル/mmbtuであってもコンバインドサイクル発電設備は他の電源とも競合できる価格として設定されている。もしガス燃料価格が6米ドル/mmbtuより高くなると、石炭火力発電設備の70米ドル/tと比較しても経済的に優位とはなり得ず、ミドル負荷は石炭火力発電設備が担うことになる。

3-8 CO₂ 排出量予測

RUPTL における電源計画は CO₂ のコストを定量的には分析していないが、例えば価格の高い水力発電設備を電源候補として計画するなど CO₂ 排出量も念頭に置きつつ電源計画を検討している。また、ジャマリ系統において超臨界圧ボイラーを採用していることも発電所から排出される CO₂ 削減を考慮していることの表われ。また、CO₂ 排出量は、IPCC25 によって公表されている CO₂ 変換ファクターを利用して計算されている。

3-8-1 ベースラインを前提とした電源計画及び CO₂ 排出量

政府の政策介入がない場合の CO₂ 排出量をベースラインとして分析すると、地熱をはじめとする再生可能エネルギー発電は、石炭火力発電設備と置き換えられる。地域ごとの評価結果を下記に記す。

(1) ジャマリ系統

ベースラインを前提としたジャマリ系統の電源構成では、2020 年までに新設される石炭火力発電設備容量は 2 万 7,000 MW で全体の 72.8% に達し、2020 年時点での CO₂ 排出量は、2 億 3,600 万 t-CO₂ と見積もられる。さらに地熱などの再生可能エネルギーは、化石燃料発電と比較すると価格競争力がないため、新設の再生可能エネルギー発電はあまり多くない結果となっている。

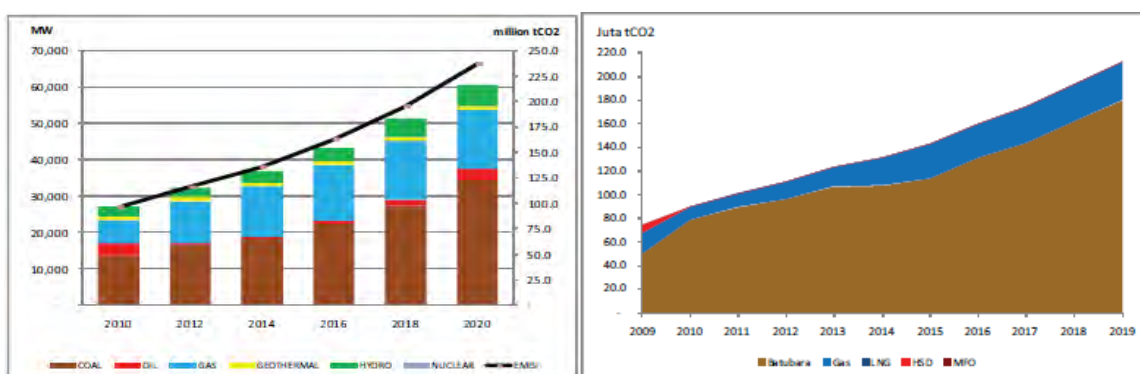


図 3-8 CO₂ 排出量の予測 (ジャマリ系統)

表 3-20 電源別にみた発電設備の新設予定 (ジャマリ系統)

		2010	2016	2020	割合 (%)
石炭	GWh	84,728	151,929	235,452	72.8
油	GWh	206	4	20	0.1
ガス	GWh	30,087	59,029	67,023	20.8
地熱	GWh	6,641	8,110	8,110	2.5
水力	GWh	7,813	8,893	12,262	3.8
原子力	GWh	0	0	0	0
合計	GWh	129,475	227,965	322,867	100
目的変数	GWh	14,616	46,430	62,575	

(2) スマトラ系統

ベースラインを前提としたスマトラ系統の電源構成では、2020年までに新設される石炭火力発電設備容量 2,000 MW、天然ガスコンバインドサイクル発電設備は 800 MW、LNG コンバインドサイクル発電設備が 400 MW で IGCC を 400 MW という計画となっている。地熱は経済的に有利ではないので、既に建設が決定している地熱だけがベースラインとして見込まれている。2020年における CO₂ 排出量は 2,880 万 t-CO₂ となっている。

2020年におけるスマトラ系統のベースラインの電源としては、石炭が 60.2%、水力が 13.6%、地熱が 10.1%、ガス火力が 9.8%、石炭ガス化が 6.0%、そして 0.2%が油となっている。

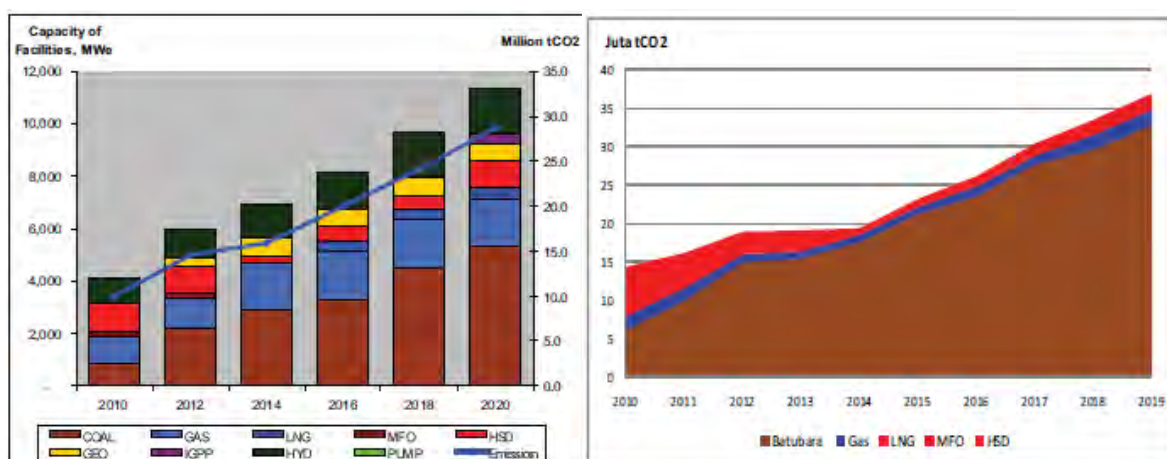


図 3-9 CO₂ 排出量の予測 (スマトラ系統)

表 3-21 電源別にみた発電設備の新設予定 (スマトラ系統)

		2010	2016	2020	割合 [%]
石炭	GWh	5,731	19,026	27,207	60.2
油	GWh	3,642	15	103	0.2
ガス	GWh	5,382	3,729	4,437	9.8
石炭ガス化	GWh	-	-	2,735	6.0
地熱	GWh	-	4,588	4,588	10.1
水力	GWh	3,608	4,925	6,161	13.6
合計	GWh	18,363	32,283	45,231	100
建設費用	MUSD	513	713	1,031	

3-8-2 政府の政策介入を前提とした電源計画及び CO₂ 排出量

第2次クラッシュプログラムに関する大統領令 No.4-2010 と ESDM 省令 No.2-2010 を考慮すると、地熱を中心とした再生可能エネルギーを積極的に導入する必要がある。これらを考慮すると、ベースラインからの電源計画が変わり、CO₂ 削減量も増加する。

(1) インドネシア全体の CO₂ 排出量

燃料構成比で発電電力量が推移した場合の CO₂ 排出量を図 3-10 に示す。

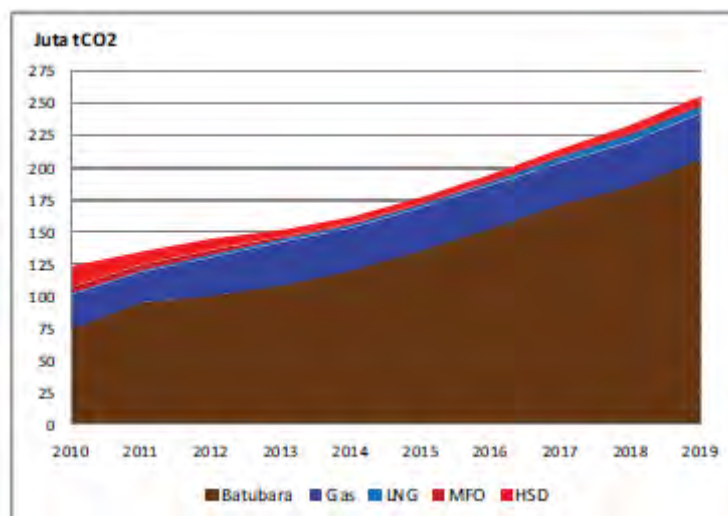


図 3-10 CO₂ 排出量の予測（インドネシア全体）

インドネシアにおける CO₂ 排出量は、2010 年の 1 億 2,300 万 t から 2019 年には 2 億 5,600 万 t に増加する。2 億 5,600 万 t の CO₂ 排出量のうち約 81%（2 億 700 万 t）は石炭の燃焼による CO₂ と計算される。

インドネシアにおける送電端の CO₂ 排出係数は、2010 年に 0.725 kgCO₂/kWh であったものが 2019 年には地熱の開発により 0.675 kgCO₂/kWh まで低下すると計算されている。

(2) ジャマリ系統における CO₂ 排出量

2010 年に 9,700 万 t であったものが 2019 年に約 2 倍の 1 億 8,900 万 t に増加すると予想されている。送電端排出量原単位は、2010 年に 0.731 kgCO₂/kWh だったものが 2019 年に 0.663 kgCO₂/kWh に改善されている。排出量原単位は、天然ガス、地熱及び超臨界技術の利用によって改善されている。

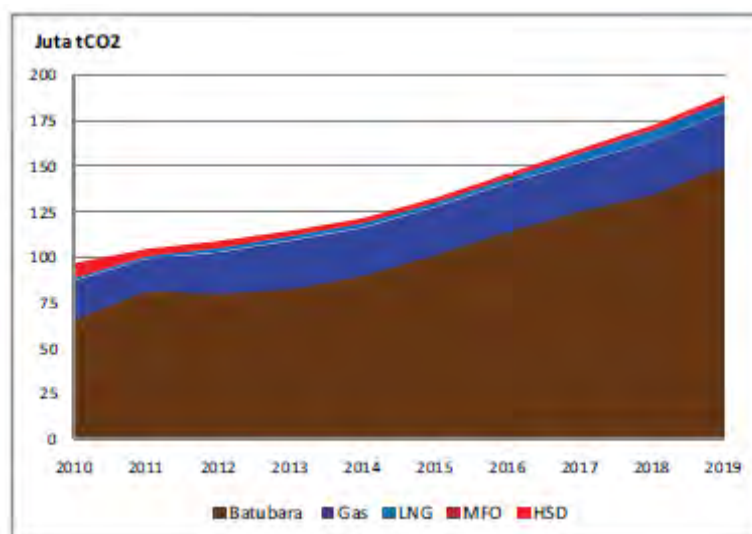


図 3-11 CO₂ 排出量の予測（ジャマリ系統）

(3) 西インドネシア地域における CO₂ 排出量

CO₂ 排出量は、1,700 万 t から 4,300 万 t で 2.6 倍の排出量となる。送電端排出量原単位は、2010 年の 0.688 kgCO₂/kWh から 2019 年の 0.699 kgCO₂/kWh に徐々に増加している。地熱及び水力の利用が CO₂ 排出量の削減につながっている。

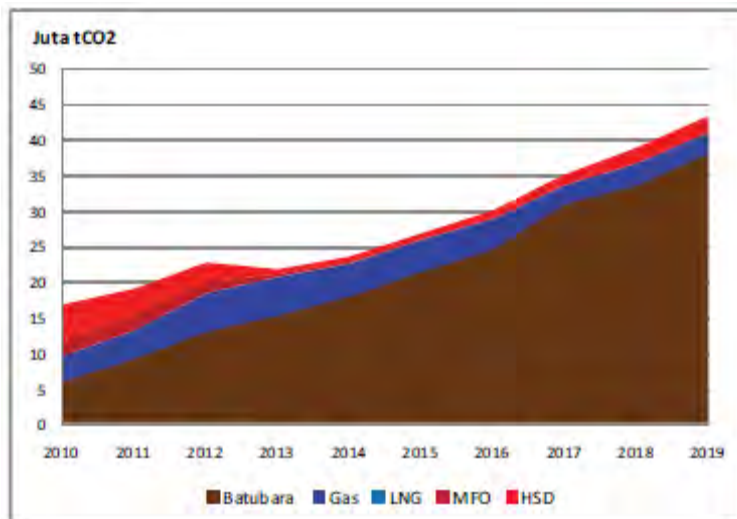


図 3-12 CO₂ 排出量の予測（西インドネシア地域）

(4) 東インドネシア地域における CO₂ 排出量

CO₂ 排出量は、940 万 t から 2,330 万 t で 2.5 倍の排出量となる。送電端排出量原単位は、2010 年の 0.735 kgCO₂/kWh から 2014 年の 0.830 kgCO₂/kWh まで増加する。2014 年における増加は、70 カ所の小型発電所の増設に起因する。その後、地熱及び水力発電所の影響で、2019 年に 0.742 kgCO₂/kWh まで徐々に減少する。

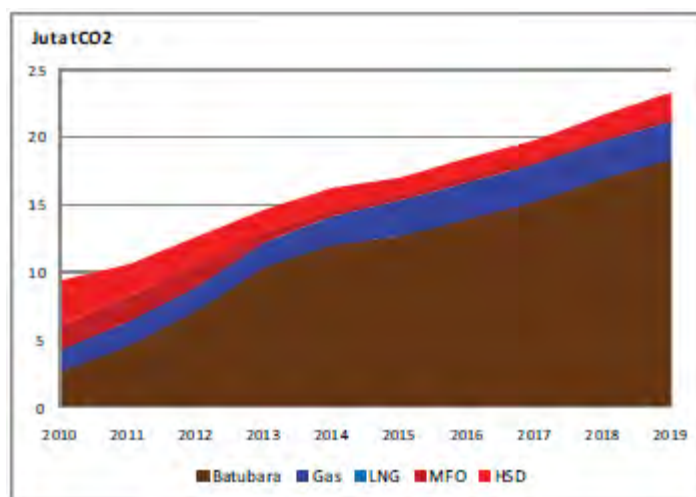


図 3-13 CO₂ 排出量の予測（東インドネシア地域）

今回の業務対象期間となる 2010～2025 年を考慮すると、下記の高効率石炭火力発電技術が主な対象となる。対象技術については、PLN 社及び MEMR と協議のうえ合意した。

- ① SC：超臨界圧石炭火力発電設備（Super critical steam condition）
蒸気条件が、圧力 22.1MPa、温度 374.1℃を超えた蒸気条件（水の臨界点を超えた蒸気条件）で設計されている石炭火力発電所。
- ② USC：超々臨界圧石炭火力発電設備（Ultra super critical steam condition）
蒸気条件が、圧力 24.1MPa 以上、温度 593℃を超えた蒸気条件（厳密な定義はないが、一般的に利用されている定義）で設計されている石炭火力発電所。
- ③ IGCC：石炭ガス化複合発電設備（Integrated coal gasification combined cycle）
石炭をガス化設備によりガス状の燃料に転換し、ガス燃料発電設備としては熱効率が最も高いコンバインドサイクル発電設備を利用して発電する石炭火力発電所。

SC と USC の違いは、その蒸気条件が高温・高圧になるにしたがって必要とされる材料を使用していることにある。IGCC は図 4－3 のとおり石炭ガス化設備と USC ボイラーの代わりにガスタービン+排熱回収ボイラーが設置されている。

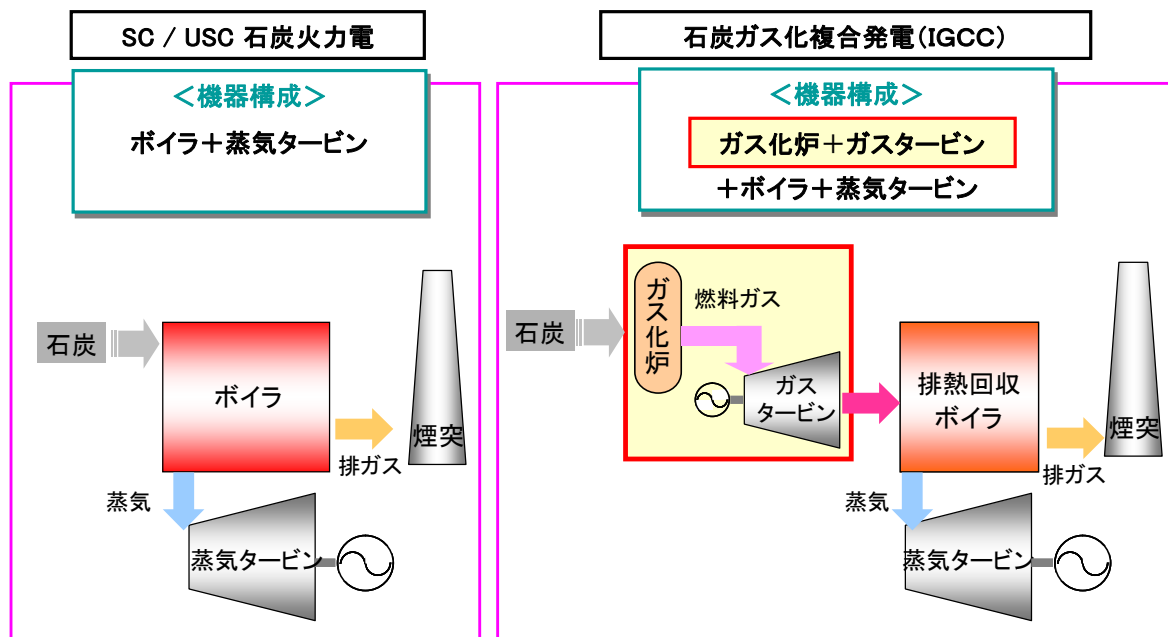


図 4－3 SC、USC、IGCC のしくみ

これら SC、USC、IGCC の発電設備において最も大きな相違点は、送電端熱効率の違いにある。CCT 火力発電設備導入の目標として、CO₂ 排出量削減と石炭使用量削減があり、それらは送電端熱効率の違いによって図 4－4 のように異なる。

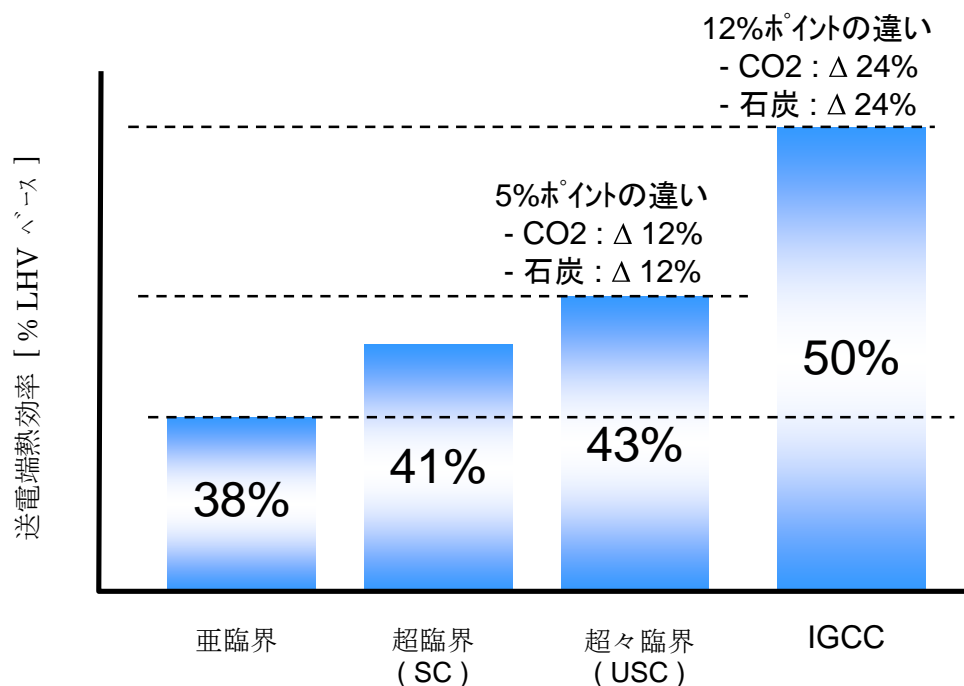


図 4-4 CCT 火力発電技術と送電端熱効率の違い

上述の計算は概算に基づいており、実際には、使用する炭種や設備仕様（海水冷却か空冷塔かなど）によっても送電端熱効率の絶対値は変わるが、亜臨界→SC→USC→IGCC と CCT 火力発電技術の向上に伴い送電端熱効率が向上し、CO₂ 排出量及び石炭消費量が減少することが分かる。

4-1-1 SC/USC 技術の現状とインドネシアへの適用

日本における SC/USC 技術の開発は、図 4-5 に示すとおり。国内にエネルギー資源が非常に少なく化石燃料の輸入依存性の高いわが国では、石油ショック以前から火力発電設備の高効率化に向けた取り組みが積極的に行われてきた。超臨界圧火力発電設備 (SC) については、1960 年代後半に日本で初めて石油火力発電所で導入された。石油ショック以降は、燃料多様化の時代の流れのなかで、1980 年代初頭に初めて超臨界圧石炭火力発電設備が導入された。その後、更なる技術革新が続けられ、1990 年代初頭には超々臨界圧石炭火力発電所が導入された。その後は、更に蒸気条件を改良し、継続的に熱効率の改善を続けている。

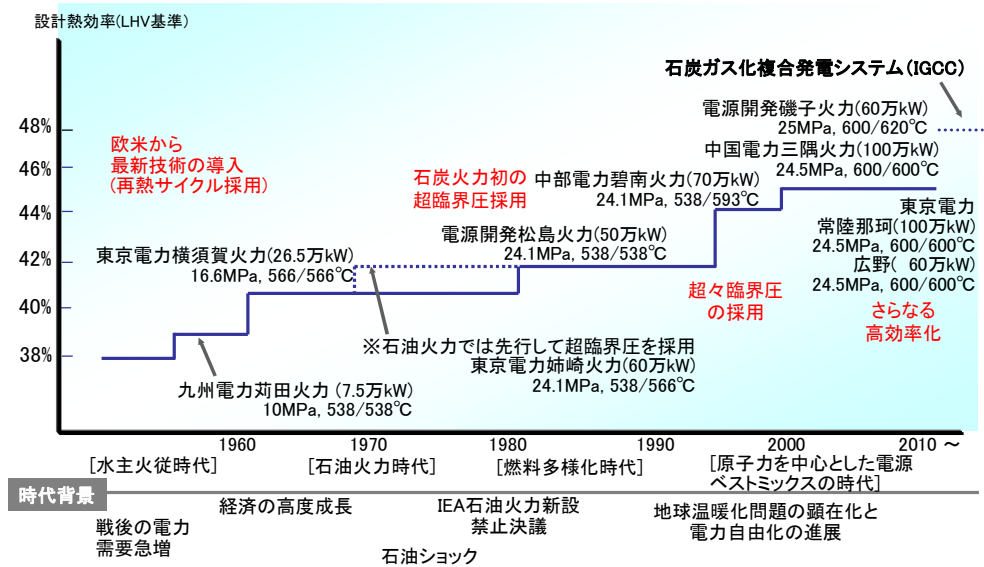


図 4 - 5 日本の SC/USC 技術の変遷

インドネシアにおいては、2011 年運用開始予定の Cirebon (660MW) 火力発電所、2012 年運用開始予定の Paiton 3-4 拡張 (815MW) が超臨界圧 (SC) 石炭火力発電設備として建設が進んでいる。現在までのところ、超々臨界圧石炭火力発電設備については、建設着工しているプロジェクトはない。

4 - 1 - 2 IGCC 技術の現状とインドネシアへの適用

IGCC 技術については、図 4 - 6 のように 1980 年代初頭から商業化に向けた取り組みが進められてきた。

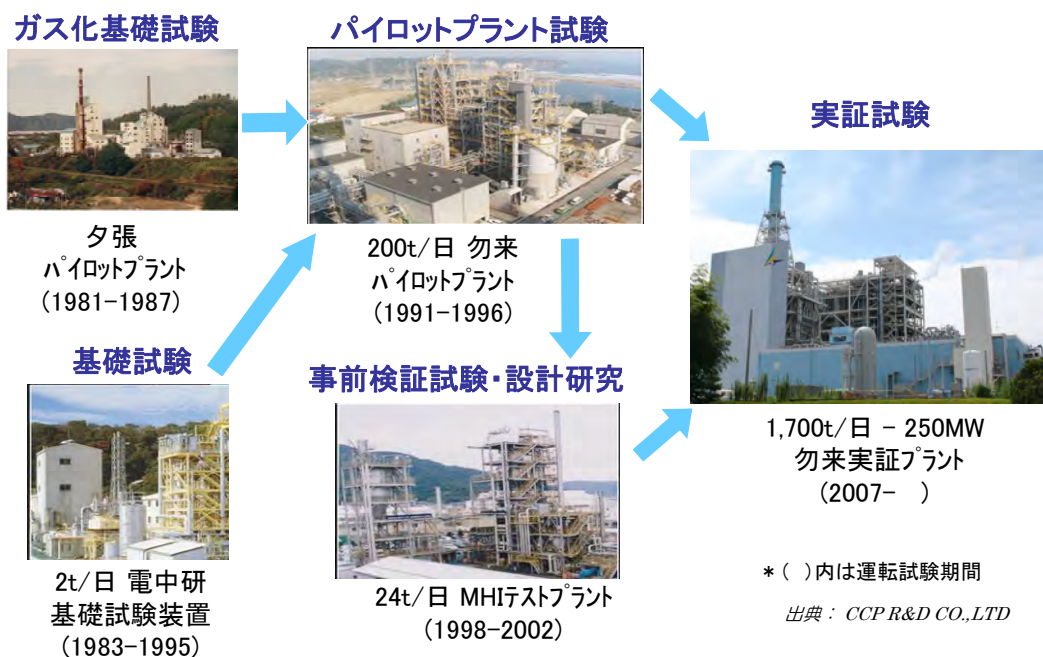


図 4 - 6 IGCC 技術商業化への取り組み

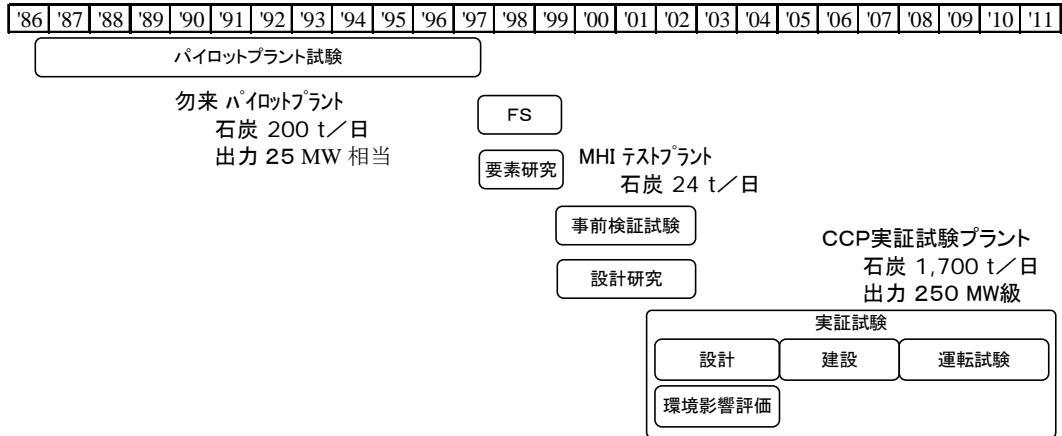


図 4-7 IGCC 技術取り組みの歴史

これらの段階的及び長期的な基礎研究から、プラント検証試験を通じて、下記のクリーンコールパワー研究所のIGCC実証プラントの運転に至っている。

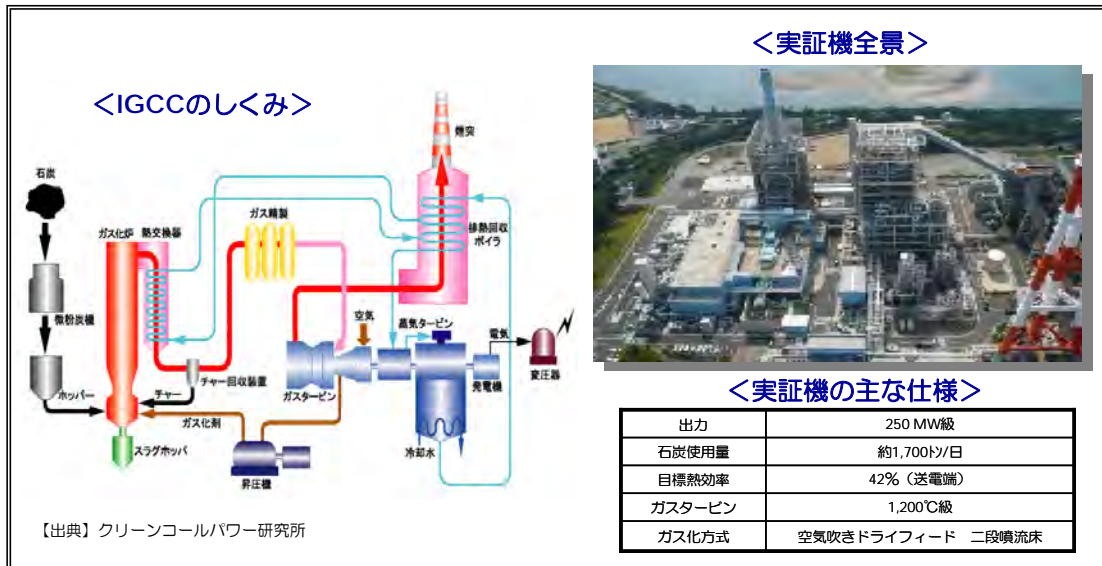


図 4-8 IGCC 実証プラント

このIGCC実証プラントは、電力会社9社と電源開発により設立した(株)クリーンコールパワー研究所により勿来（福島県いわき市）にて実証試験を実施中。運転開始後3年間で、設備の信頼性を確認する2,000時間連続運転試験及び累積5,000時間の耐久性確認試験に成功し、商業化へのめどがついている。現在では炭種拡大試験を継続的に実施中。また、IGCC実証プラントの石炭ガスから分離されたCO₂（燃焼前回収）を沖合にある枯渇ガス田に貯留するCCSのフェージビリティ・スタディーが実施されている。

商用化段階では、既に商業化され安定的に運転を継続している1,500℃級のガス焼きコンバインドサイクル発電技術と組み合わせることにより送電端の熱効率48～50%を達成する見込み。その場合には、従来の石炭火力に比べてCO₂排出原単位を石油火力並みにすることが可能である。

同様に、酸素吹きIGCC技術についても多目的石炭ガス製造技術開発（EAGLE）として下記のように研究開発が進められている。

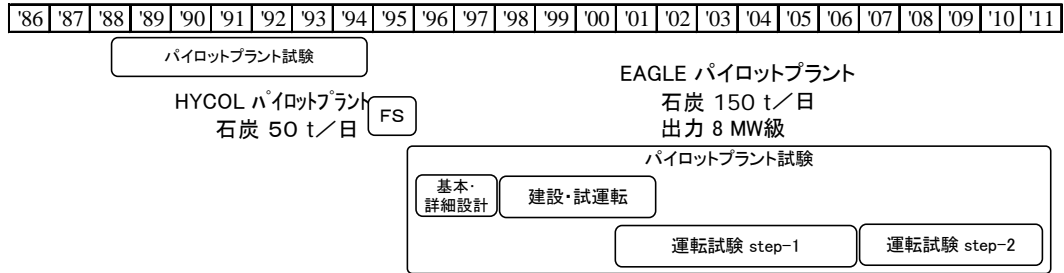


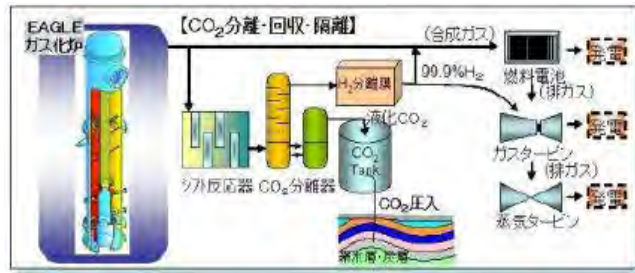
図 4-9 多目的石炭ガス製造技術開発 (EAGLE) の歴史

<パイロット試験設備全景>



【出典】NEDO「2009～2010 エネルギー・環境技術分野」

<試験設備フロー>



【出典】経産省資源エネルギー庁「わが国の石炭政策の現状 (2009年6月)」

<パイロット試験設備の主な仕様>

GT出力	8 MW級
石炭使用量	約150ト/日
ガス化方式	酸素吹1室2段階旋回型噴流床式

図 4-10 多目的石炭ガス製造技術開発 (EAGLE)

この EAGLE パイロット試験プロジェクトは、独立行政法人新エネルギー・産業技術開発機構 (NEDO) と電源開発の共同研究事業として実施されており、電源開発の若松研究所 (福岡県北九州市) 構内で運転試験が続けられている。EAGLE 技術は、IGCC への適用に加えて、更に次世代の技術である石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC) への適用も視野に入れて試験が行われている。また、IGFC に採用した場合、58%以上の送電端熱効率をめざすことも可能と考えられている。

これら IGCC 技術の特色のひとつとして、SC/USC で使用される炭種と IGCC で使用される炭種の範囲が異なることが挙げられる。IGCC では、石炭の灰溶融点の低い石炭の適合性が良く、SC/USC では灰溶融点の高い石炭の適合性が高い。現在、市場から低品位と評価を受ける石炭は一般的に灰溶融点の低い石炭が多く、IGCC を利用することによりインドネシアにおける使用可能炭種の拡大に貢献することができ、また、IGCC が世界的に普及すればこれらを輸出することも可能となる。

4-1-3 CCS 技術の現状とインドネシアへの適用

CCS 技術 (Carbon Capture and Storage) とは、化石燃料を燃焼する火力発電所などから排出される CO₂ を、分離・回収し、それを輸送し、地中もしくは海洋の深くに貯留する技術。



図4-11 CCS技術

CO₂分離回収技術については、主に以下の3つの方式が検討されている。

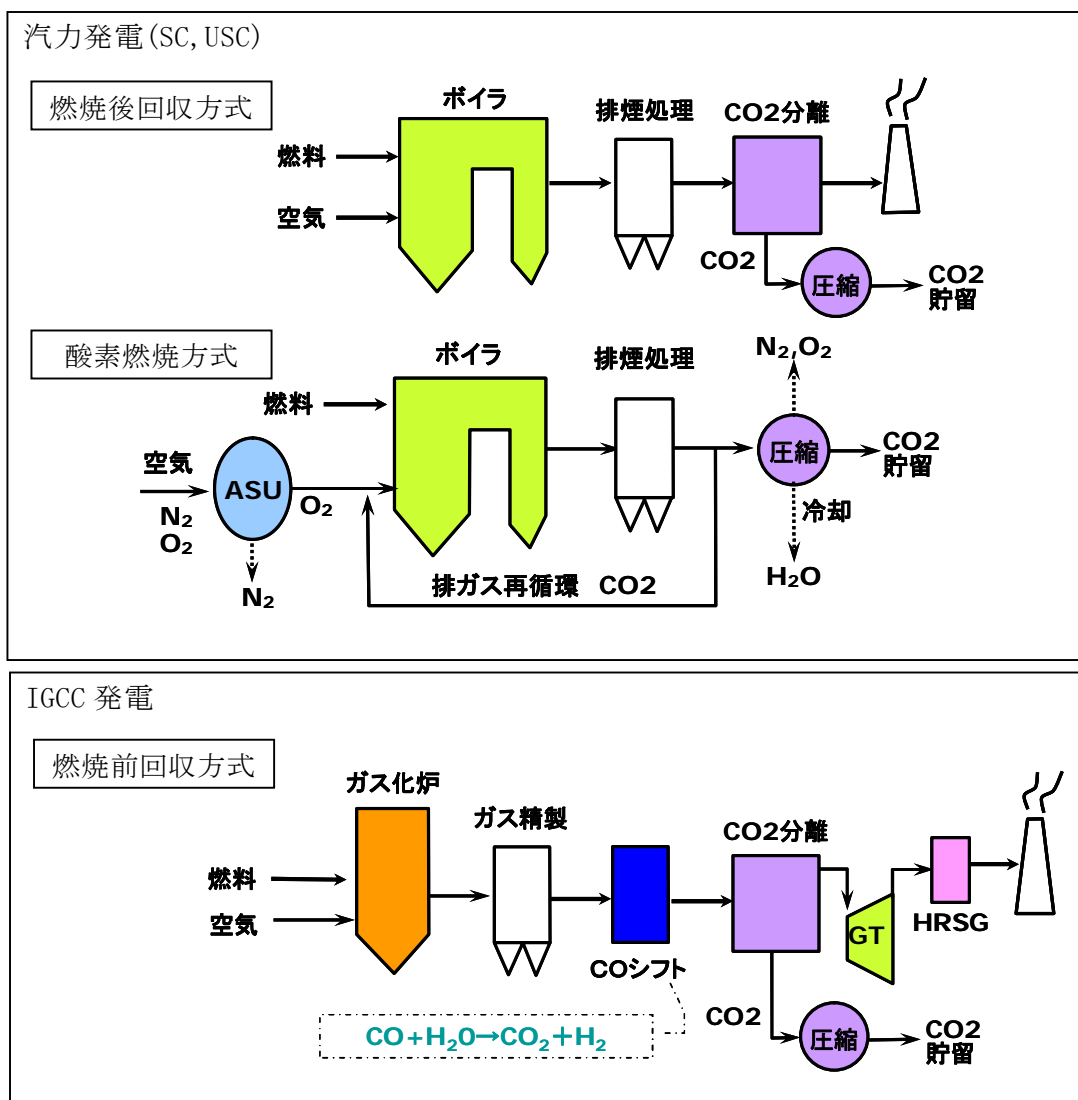


図4-12 3つのCO₂分離回収技術

CO₂輸送貯留については、その有望地点が Indonesia CCS Working Group により 2009年11月に“Understanding Carbon Capture and Storage Potential In Indonesia”として報告されている。現在のところの CCS 適用有望地点は、図4-13のとおり。



発電所	型式	燃料	出力	w/o CCS	w/t CCS
Indramayu 西ジャワ島	微粉炭 超臨界ボイラー	亜瀝青炭	1,000 MW	803 kg-CO ₂ /MWh	115 kg-CO ₂ /MWh
Muara Tawar 西ジャワ島	天然ガス コンバインドサイクル	天然ガス	750 MW	340 kg-CO ₂ /MWh	40 kg-CO ₂ /MWh
Bangko Tengah 南スマトラ島	亜臨界ボイラー	褐炭	600 MW	1,061 kg-CO ₂ /MWh	149 kg-CO ₂ /MWh
Muara Jawa 東カリマンタン島	亜臨界ボイラー	亜瀝青炭	100 MW	1,037 kg-CO ₂ /MWh	145 kg-CO ₂ /MWh

図 4-13 CCS 適用有望地点

4-2 石炭政策（資源確保、石炭貿易）

4-2-1 石炭政策と新鉱業法

インドネシアの石炭等の鉱物資源については、1945年の憲法第33条第3項に「土地、水及び地下に賦存する天然資源は国家が管理し、国民のために最大限利用するものとする」と定められている。この規定を達成するため、鉱業基本原則に関する1967年法律第11号（鉱業法）が布告された。その後約40年間にわたり、この法律に基づいて石炭、鉱業の開発、生産等が行われてきたが、主として中央集権的規定から成るこの法律は、現状や将来の課題に対処できなくなる可能性があること、2006年のエネルギー政策に関する大統領令第5号により、2025年に石炭がエネルギーの33%を占めること等から、国内及び国際的な課題、変化に対応可能な新鉱業法が2009年法律第4号として成立した。現在の石炭政策は、この新鉱業法に基づいて行われている。また、石炭の開発・生産においては、投資環境、地方分権、鉱業区域の設定、環境対策等が影響を及ぼすため、これらに関連する投資法、地方自治法、森林法等の関係法規も石炭政策上重要となる。

石炭政策に関連する法規等について図 4-14 に示した。

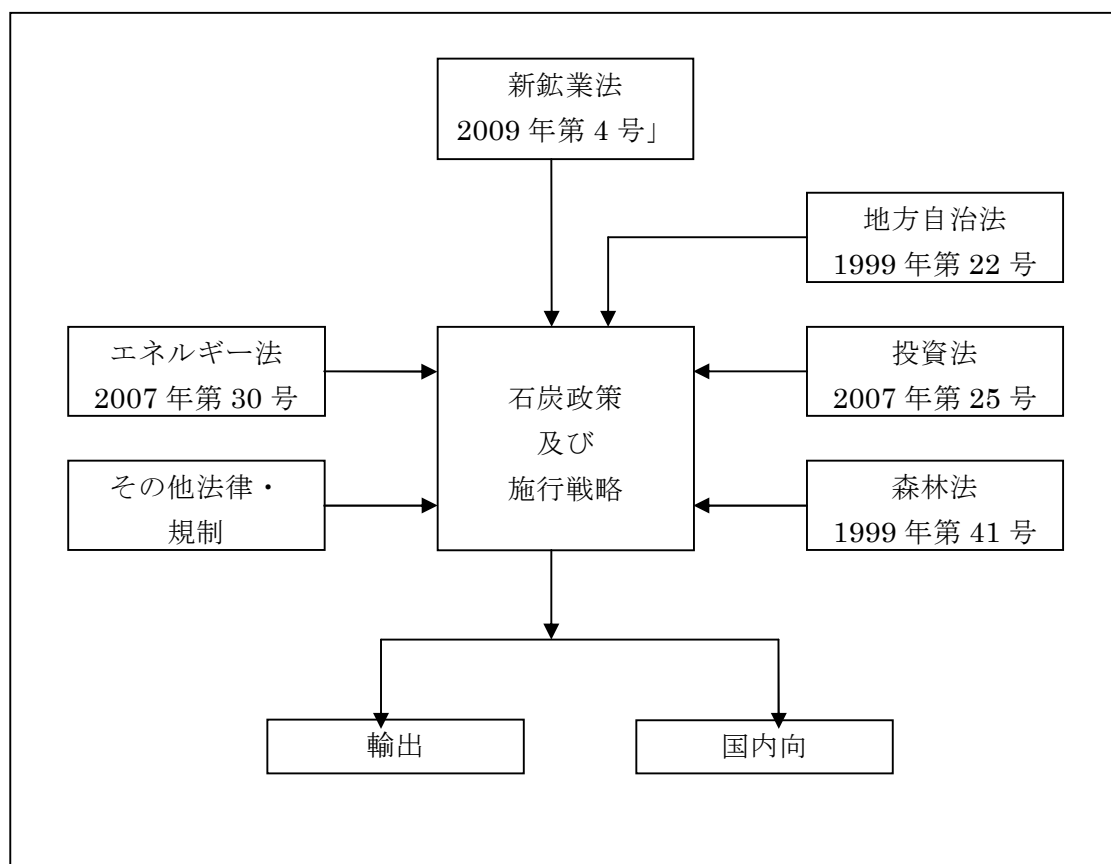


図 4-14 石炭政策に関連する法規則

(1) 投資法（2007 年法律第 25 号）

新投資法は、外貨導入促進により国家経済の立て直しを図るため、従来の外国投資法、内国投資法等の投資関連法を一本化して施行された。本法で規定されている主なものは下記のとおりである。

- ・ 内外資平等・無差別，法の確実性、事業の確実性及び安全性の保証
- ・ ネガティブリスト記載以外の全産業分野へ適応（石炭も 100%外資可能）
- ・ 投資政策の調整は政府が実施し、投資政策実施の調整は投資調整庁に一元化
- ・ 外国投資は有限責任会社形態でインドネシア国内に所在義務
- ・ 投資家義務：社会的責任の実施、環境保護、インドネシア国籍労働者の優先雇用等
- ・ 政府と外国投資家との間の投資分野の紛争は国際仲裁機関による解決が可能
- ・ その他、送金の自由、便宜供与、中央と地方政府の業務分担、経済特別地域等

投資法が石炭鉱業、石炭への投資のどこまで適用されるかは明確ではないが、適用される条文も多い。例えば、政府権限の投資分野の業務として第 30 条に、環境破壊のリスクが高い再生不可能な天然資源に関連する投資、国家規模で優先度の高い産業分野、政府及び他国政府との契約に基づき他国政府の資金を利用する外国投資及び投資家が規定されている。また、第 31 条には、政府は経済特別地域を定め独自の投資政策を定める権限を有する

とされており、鉱業区域の設定等に反映される。

(2) 地方自治法（1999 年法律第 22 号）

1945 年憲法第 33 条第 3 節及び国家方針大綱で定める天然資源の処理及び利用は、3 つの基本原則を含んでおり、資源政策等の運用においてはこの基本原則に則って行うことが必要となる。

- ・ 第 1 は鉱物権あるいは鉱物所有権を指す。すなわち、インドネシアで発見された鉱物はインドネシア国民すべての共有財産である。
- ・ 第 2 は国家あるいは政府が鉱業権を所有する。国家は鉱業活動を規制、許可、監督、及び管理する権限を有する。
- ・ 第 3 は経済的権利を指す。すなわち、鉱業活動は国内民間企業、外資企業、国営企業、協同組合、地方政府所有企業、及び個人企業が行うことができる。ただし、施行規則及び事業活動の自由裁量の枠内で政府が定める要件を満たすことを条件とする。

1999 年に地方自治法が制定されたが、この中には、一般規定、地方政府財政原則、地方分権のための財源、地方分権実施後の財政管理及び説明責任、中央政府による地方分権支援活動における財政管理と説明責任、その他の規定がある。1999 年法律第 25 号が同時に布告されたが、これは中央政府と地方政府の財政配分を規定している。

天然資源に関する権限については、第 10 条に「地方政府はその地方の利用可能な天然資源を開発・利用する完全無欠の権限を有し、かつ現行法律に基づいて持続可能な環境を維持する全責任を負う。」と規定されている。また、1999 年法律第 25 号では、鉱業会社は政府に対してロイヤルティーを支払うことを規定している。地方政府は鉱業にかかわるロイヤルティーのうち、80%を受け取ることになっている。この 80%のうち、32%は当該県、さらに 32%が当該州の残りの県に均等分割、16%は当該州へそれぞれ配分される。

図 4-15 に鉱物資源の利用基本原則と地方自治法の関係を示した。

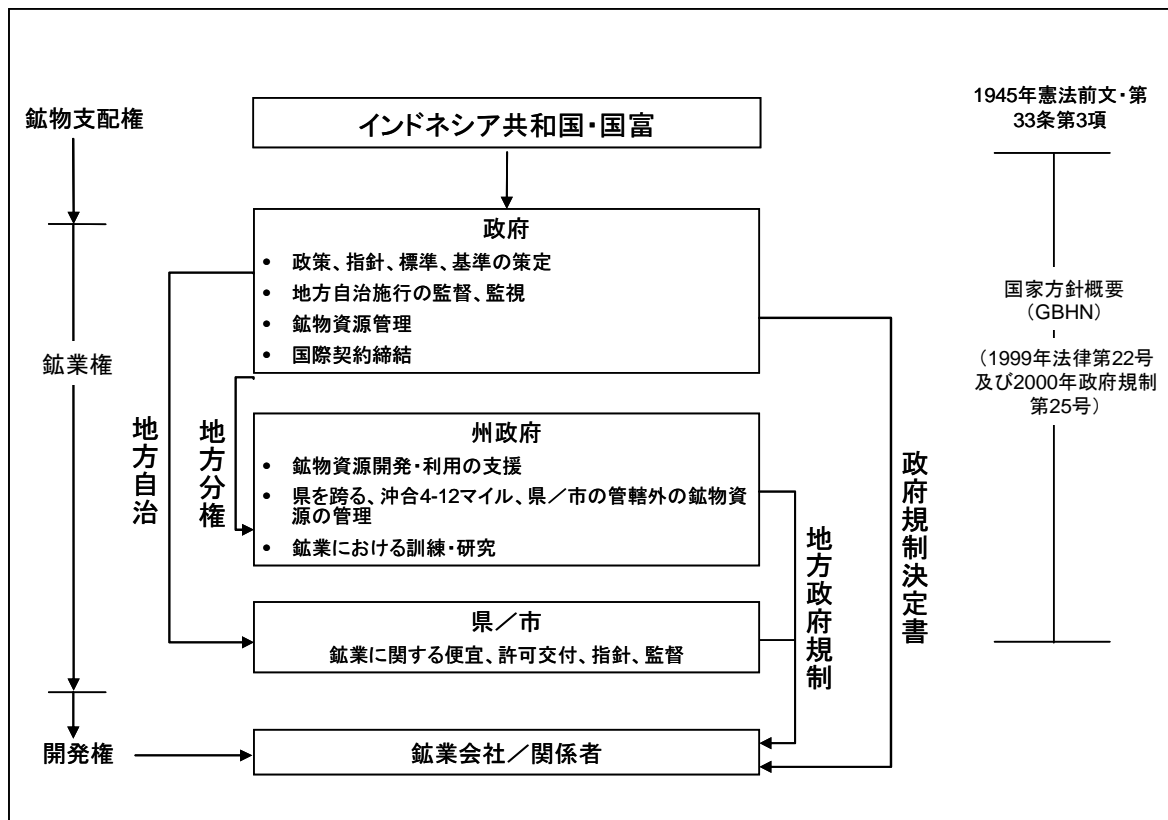


図4-15 鉱物資源利用の基本原則と地方自治法の関係

地方自治法により鉱業法（1967年法律第11号）は無効となり、中央政府が行っていた権限等が地方政府に移管されることになったが、地方政府の行政能力、鉱業の指導、監督、事業契約等の専門的能力が十分でなく、これらの専門家もいなかったことから、当初は種々の問題や混乱が生じた。このため、鉱業関係では下記のような影響軽減策（大統領令2001年第75号、エネルギー鉱物資源省令2004年第1614号）が取られた。

- ・ 鉱業の特性及び必要性について、地方行政官はエネルギー鉱物資源省（MEMR）と考え方を共有しなければならない。
- ・ 2001年1月に施行された1999年法律第22号及び同第25号は、その実現には予期した以上に時間がかかるかもしれない。この間、地方行政官に対する計画的な訓練や啓発プログラムを行う必要がある。
- ・ 地方自治の精神とは国民参加を意味している。したがって、規制改革の過程において地域社会、被雇用者、政府、投資家等のすべての利害関係者の参加を検討すべきである。
- ・ インドネシア政府及び国のリーダーたちは、鉱業界の要望や地方分権がもたらした困難を熟知していること、また、そうした事態を克服しつつある、という明確なシグナルを世界の鉱業界及び投資家に対して送るべきである。

(3) 森林法（1999 年法律第 41 号）

森林基本法に関する 1967 年法律第 5 号では、森林管理及び行政の原則、現行の開発と共存できないとの判断の下、新たな森林法（1999 年法律第 41 号）が施行されたが、MEMR との協議はほとんど行われなかったため、鉱業活動を阻害する結果となっている。

森林法での鉱業活動に関する規定は、下記のとおりである。

- ・ 鉱業活動は、生産林と保安林地域においてのみ可能。

森林地域は下記 3 つに区分。

- ① 生産林（Production Forest：主要機能として林産物を生産するための森林地域）
- ② 保安林（Protection Forest：主要機能として、水文、洪水防止、浸食管理、海水進入防止、土壌の肥沃維持のための生命維持装置を保護するための森林地域）
- ③ 保全林（Conservation Forest：主要機能として植物と動物の多様性とその生態系を保護する特別の特性を有する森林地域）

- ・ 森林区域での鉱業活動は大臣が国会の承認により発行した貸借使用許可に基づく。
- ・ 露天採掘は、保安林では禁止される。
- ・ 森林の使用、再生、修復は政府のガイドラインに従う。また採掘前の地域の再生は採掘活動段階とともに採掘許可の保持者により実施
- ・ 大臣の承認なしに森林地域内で調査、探査、開発の禁止

さらに、森林省から「森林区域の貸借にかかわる指令に関する 2006 年森林大臣通達第 14 号」が出され、

- ・ 利用森林地域の 2 倍の面積の権利・義務が設定されていない再森林化した補償用地を準備し林業省に引き渡す義務
- ・ 補償用地は大臣による森林区域貸借の原則承認発行後最大 2 年の期間に履行する。
- ・ 不可能な場合、全生産量の価値の 1%（利益の 1%）の税外賦課金を納入する。

等が規定されたが、石炭の新規探査・開発の申請時に条件を満たした補償用地を確保することは困難であることから、税外賦課金の納入で対応することになる。

これらの森林法の関連法規は、手続きの煩雑さや企業の費用負担増等から、石炭の開発、生産において大きな影響を及ぼしている。

(4) 新鉱業法（正式には物石炭鉱業に関する 2009 年法律第 4 号）

地方分権化を推進する地方自治法の制定により、中央集権的な鉱業法（1967 年法律第 11 号）の改正が必要となった。また、地方自治法後に制定された投資法、森林法も、前記のように鉱業の開発、生産と関連する条項があり、これらの関連法規と調整を取ることが必要であること等から、新たな鉱業法（2009 年法律第 4 号）が制定された。この法律は従来の CoW（Contract of Work；金属対象）CCoW（Coal Contract of Work；石炭対象）という事業契約を廃止し事業許可制に移行するなど、インドネシアとしては大きな政策転換であり、今後の石炭政策は本法に従って実施される。

1) 新鉱業法案提出の背景

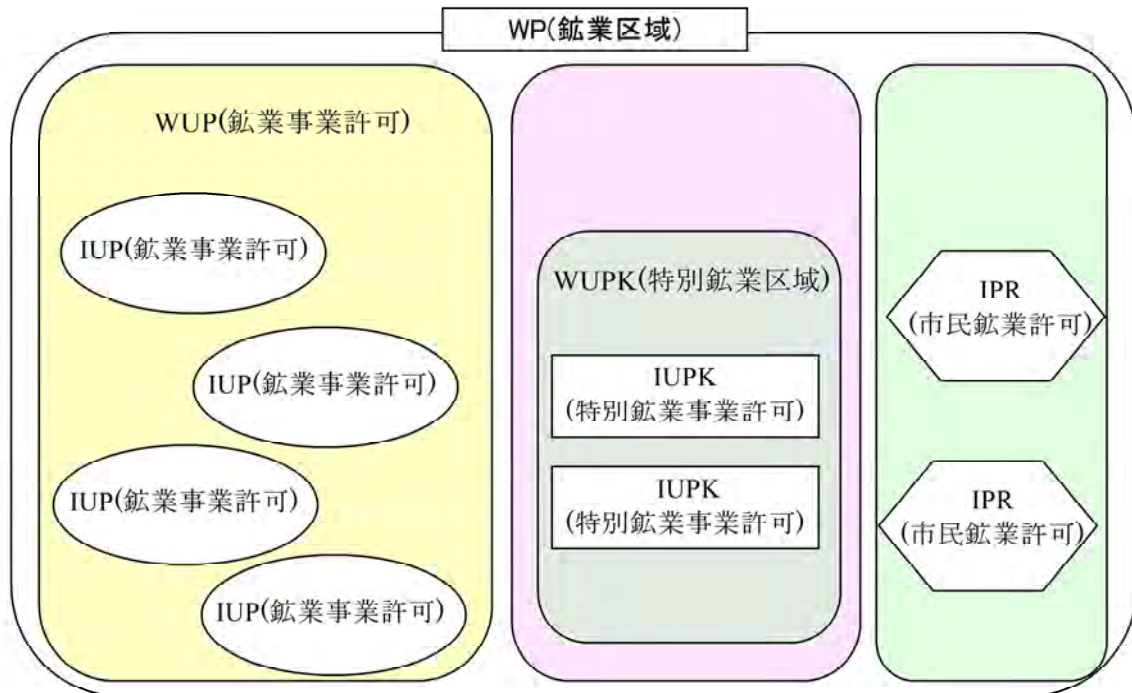
- ・ 資源という国の富が外国資本に流出しインドネシア国民に還元されていないという意見が強くなり、鉱業法改正世論が台頭した。
- ・ 1999年に地方分権法が設立されたが、旧鉱業法は中央集権的な規定が変更されておらず、法の不整備状態が継続していた。
- ・ 現行鉱業法には、社会的に問題になっている採掘後環境保全、保護林と鉱区の共存、あるいは無許可採掘への罰則など、諸問題に関する規定が欠如している。
- ・ インドネシアにおける鉱業投資は1998年以降激減しており、投資環境の改善の必要性に迫られていた。

2) 新鉱業法の特徴

a) 鉱業事業区域/許可

- ・ 政府と企業との事業契約である CCoW が廃止され、「鉱業事業許可」(Izin Usaha Pertambangan : IUP) が新設され、企業、個人を対象に鉱業の実施許可が発行される(ライセンスが与えられる)。これまでのコントラクト方式からライセンス方式へ変更された。また、国家利益に適う特定物質の国家的確保のために「特別鉱業事業許可」(IUP Khusus : IUPK) が設定され、国営、地方公営企業に優先的に実施許可が発行される。
- ・ 市民鉱業許可 (Izin Pertambangan Rakyat : IPR) が新設され、鉱区の周辺に居住する住民が簡素な装備を用いて鉱業事業を営むことも許可されるようになった。旧協同組合的なもので、不法採掘への配慮とも伺える。
- ・ 鉱業に関する許可は探査許可と生産活動許可の2段階となった。
 - ① 探査許可 (IU Eksplorasi) : FS を含む一般調査、探査活動 (石炭最長7年) 5,000~5万 ha の探査
 - ② 生産活動許可 (IU Produksi) : 建設、生産、処理、精錬、運搬、販売 石炭は20年、10年間×2回延長が可能 鉱区面積は1万5,000 ha での生産
- ・ 許可の発行を大臣のほか、州知事、もしくは県知事・市長が行えるようになった(地方分権に合わせた)。
 - ① 探査許可 : 大臣、州知事、もしくは県知事、市長が発行する。ただし、
鉱業による環境への影響が全国レベルと予想される場合 - 大臣
鉱業による環境への影響が地方限定と予想される場合 - 県知事・市長
2つ以上の県にまたがる場合 - 州知事
2つ以上の州にまたがる場合 - 大臣
 - ② 生産許可 : 大臣、州知事、もしくは県知事・市長が発行する。
探査許可を実施したところに順ずる。
- ・ 外国投資企業は、インドネシア法人 (PMA 法人) を設立することにより政府に対し鉱業ライセンスを申請できる。

鉱業区域、許可等の関係を図4-16に示した。



形態	IUP：鉱業事業許可	IUPK：特別鉱業事業許可	IPR：市民鉱業許可
分類	探査 IUP/生産 IUP	探査 IUPK/生産 IUPK	単一
対象者	インドネシア法人、 自然人	インドネシア法人 国営企業、地方公営企業優先	現地個人、住民グループ、 協同組合
許可者	原則は地方政府	中央政府	県知事、市長
期間	探査 7 年間、生産 20 年間 (+更新 10 年回)		5 年
面積 (最大)	探査 10 万 ha、生産 2 万 5,000ha		個人 1ha 住民グループ 5ha 協同組合 10ha

図4-16 新鉱業法における鉱業区域、許可、期間等

b) 事業者の義務等

鉱業実施者に対して鉱業実施に関連した地域開発、環境対策、政府への報告、生産物高付加価値化、資本委譲等が義務づけられるようになった。

- ① 権利を取得しようとする事業は閉山後の再生計画を事前に提出する。
- ② 鉱業者に当該地域の労働者の雇用、当該地域の雇用を優先する。
- ③ 生産活動の作業計画書、得られたすべてのデータ、実績報告書を、各権限に応じて、大臣、州知事、または県知事等に定期的に提出する。
- ④ 鉱物と石炭の生産物については、国内において精錬、選炭等により付加価値を高めなければならない。
- ⑤ IUP 及び IUPK 保有者で外国人が株式を保有する場合には、生産開始から 5 年経過後に、政府、地方政府、国営事業体、地方自治体所有事業体または国内民間事業体に対し株式を移譲しなければならない。

c) 罰則規定

捜査権が警察、鉱業を管轄する公務員に与えられ、違反内容に応じた「罰則規定」が設けられ、法人にも追加適用される。旧法にも罰則はあったが、現状にはそぐわないこともあり寛大な処置が取られていたが、新法では詳細な罰則規定が定められた。

d) 納税等

旧法案では税制などが CoW/CCoW のように一度決めたら変更されず固定されていたが、新法案ではその都度現行法が適用されるようになった。

税等は、図 4-17 のように納付する法人所得税、関税、間接税等の税金、及び手数料、ロイヤルティー等の税外賦課金と、地方政府へ納入する地方税等がある。また、IUPK 保有者に対しては、新たに生産開始後に純益の 10%を政府に納付し、地方政府 6% (州政府 1%、鉱区の県政府 2.5%、鉱区の県の同一州の隣接県 2.5%)、中央政府 4% で配分される。

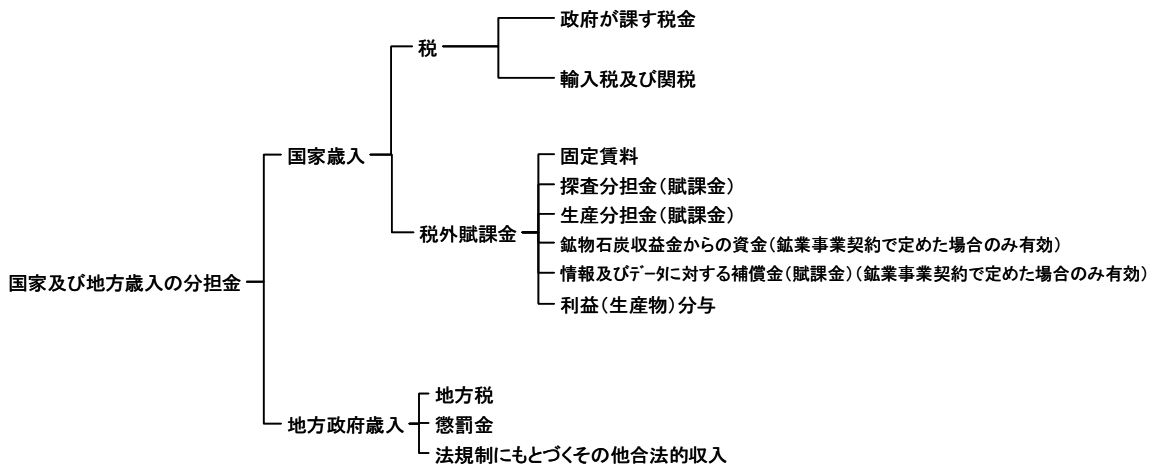


図 4-17 鉱業における税、賦課金等

e) 生産量及び輸出量の統制

政府は、国民、国家に対する利益を最大にするため、鉱種ごと、州ごと等に生産量及び輸出量のコントロール権限をもつと定められており、国内市場への供給優先等が可能。

3) 新鉱物石炭法の問題点

- ・ 鉱業事業は巨額な投資を必要とし、利益回収までに長い時間がかかる。リスクが大きく収益率が低い。よって投資しやすい環境をつくることが重要である。しかし、今回の法律はナショナリズムの色彩が強く外国投資家の意欲を削いでいる。
- ・ 事業許可 (IU) は、いつでも政府が取り消すことができるため事業契約者の立場が弱くなる。事業契約者と政府との交渉が難しくなり一方的な政府の条件を満たすことになる。
- ・ CoW/CCoW 契約は国家と企業の契約であり、政府と鉱山会社に争議が生じた場合国

際調停裁判所での仲裁手続きが可能であるが、事業許可（IU）はインドネシア国法に基づいての処理となる。つまり、企業側が不服を申し出る方法は行政裁判所への提訴のみとなる。

- ・ 事業許可（IU）は金融機関からの融資の対象（担保）となりにくい。
- ・ 許可制になると探鉱、開発、生産、加工の各段階における許認可手続きも長期化、かつ煩雑化する。
- ・ 地方重視の法だが、地方で異なる鉱業規制の制定・運用や、地方の人材不足、資質の欠如といった問題がある。最も懸念されることは地方政府が鉱業に対して過重な地方税を課すること。
- ・ 地方政府が鉱業権の認可を行う状況では、これまで収まっていた、賄賂などの政治の腐敗の温床をつくりかねない。

地方自治法による地方分権化、森林法、投資法による自然環境の保護と鉱区設定の制限等を受けて制定された新鉱業法は、上記の問題点を抱えてはいるが、インドネシアにおける石炭政策の基本となっている。石炭を国有資産として位置づけて管理し、石炭から国家への種々の恩恵をいかに最大化するかを政策の目的としている。このため、石炭の生産をこれまでの契約制から許可にし、探査、生産実績、計画等のデータ、情報を管理することにより、国内エネルギー源の中心となる石炭の国内市場への安定供給、税等の国家収入の増加、環境管理、近隣地域社会の開発、雇用機会の創出、次世代への資源の継承等により持続的鉱業の発展等を図ることとしている。

新鉱業法の制定後、鉱業活動の詳細規定、鉱区の設定、国内市場優先義務、石炭価格指標等の政策に関連する政令、大臣令が2009年から2010年にかけて出されたことにより、新鉱業法に基づく石炭政策が既に実施されている。現在は森林省、環境省との調整が必要な露天掘後のリハビリ等に関する政令のみが残されているだけである。

4-2-2 DMO (Domestic Market Obligation)

新鉱業法による石炭政策で最も議論になったもののひとつが、国内優先供給義務（Domestic Market Obligation : DMO）規則（エネルギー鉱物資源大臣令2010年第34号）である。これは、石炭の生産者に対して石炭の国内市場への供給を優先する義務を課すものである。

新鉱業法が立案、審議されていた時期は、石油価格の急激な上昇に伴う石炭価格の上昇や、中国をはじめとするアジア地域の石炭需要の増加により、インドネシアの石炭輸出量が増加していたころである。一方、インドネシア国内ではエネルギー源を石油から石炭に転換する新エネルギー政策が制定され、インドネシア国内で増加する電力需要に対応するクラッシュプログラム等による新規石炭火力発電所の計画が進められていた。インドネシアの既設石炭火力発電所では、購入価格が輸出の石炭価格より低いことなどから石炭の調達が困難な場合もあったことから、国内の石炭需要の大半を占める発電所への供給を将来にわたって確保することが重要な課題となるため、このDMOの政策が採り入れられた。

本制度においては、石炭企業は国内の石炭安定供給を支援する義務があり、国内に石炭需要を満たした場合のみ石炭の輸出が可能とし、下記のように実施される。

- ① 国内の石炭需要量の決定と石炭生産量の確定

- ② MEMR 大臣が DMO に関する方針を策定し、大臣令として国内石炭販売最低比率（Minimum Percentage of Domestic Coal Sales of Coal : MPDCS、インドネシア語では Prosentase Minimal Penjualan Batubara Dalam Negeri : PMPBDN）を決定し、石炭企業に義務づけ
- ③ 石炭企業はこの比率に応じた石炭供給義務を四半期ごとに行い、実施状況を政府が監視
- ④ 石炭企業が各四半期に達成できない場合には、次の四半期に達成することとし、年間の最低比率を達成できない場合には罰則が科せられる。

2009 年の DMO は、電力、セメント等の石炭需要家からの予想計画に基づき、6,800 万 t（四半期で平均 1,702 万 t）とされ、石炭企業の事業予算と計画の承認時に事業規模に応じて各企業に割り当てられた。

鉱物石炭地熱総局によると、DMO により石炭企業から供給される石炭は炭鉱により品位が異なることや PLN の要求する品位との調整の問題があるため、PLN の要求品位に合わない高品位炭の会社は、要求品位を有する石炭会社へ代替分を提供依頼することが可能となっているとのことである。また、各石炭企業から供給される石炭品位が異なることや供給先が統一されていない状況を改善するため、PLN に対して集積箇所を設置と集積箇所における発熱量、品位を調整するための混炭設備の設置を要求するための総局令を出す予定とのことである。また、電力での利用量が増える一方で生産量が限界になった場合には、DMO により国内優先となっていることから、輸出をやめて全量国内に供給することも場合によりあり得る。

4-2-3 ICPR (Indonesia Coal Price Reference)

DMO と同様に、新しい石炭政策として採り入れられたのが、インドネシア石炭価格基準（Indonesia Coal Price Reference : ICPR、インドネシア語では Harga Batubara Acuan : HBA、エネルギー鉱物資源大臣令 2010 年第 17 号）である。

この目的は、

- ① 石炭による国家収入の最適化
- ② 生産者及び消費者、特に国内消費者のための基準の確立
- ③ 国内における石炭の安定供給支援

であり、ICPR により石炭価格が品質別にこれまでよりも統一化されることにより、石炭企業が石炭の輸出と同等に国内供給にも関心をもつことになる。政府にとっては、国家歳入として徴収するロイヤルティ（一般的に石炭の販売価格 13.5%）が不当廉売により減少することを防止する観点から、事業者に対し、事実上の国内、輸出共通の標準的価格を設定する制度であり、上記の①、③を主な目的としている。ICPR の設定にあたっては、インドネシア石炭指標（Indonesia Coal Index : ICI）とプラッツ（Platts）によるインドネシア石炭価格の基準と、バーローヨンカー（Barlow Jonker）とグローバルコール（Global coal）による国際石炭価格基準を参考にしている。また、特定の国内ニーズに関して、石炭価格を決定する場合もある。

(1) インドネシア炭の国際石炭価格指標

インドネシアの輸出用石炭価格についての国際的な価格指標は、2007年ごろまではほとんどなかった。国際的な石炭市場で取引される石炭については、Barlow Jonker Index等の価

格指数があり、現状の石炭価格や価格推移が明らかになっている。これらの価格指数では、一般炭で主に取引されている6,000～6,800kcal/kgの瀝青炭で、主要産炭国であるオーストラリア連邦（以下、「オーストラリア」と記す）や米国の石炭を基準とするものが多い。アジア地域対象でもオーストラリアの石炭が中心となっており、インドネシア炭ではFOB Kalimantan基準の6,300kcal、5,200kcal（到着ベース総発熱量）が指数として設定されているのみであった。

インドネシアの輸出用炭は、一部の瀝青炭を除いて比較的発熱量が低いことや、5,000kcal/kg程度の亜瀝青炭の輸出量も増加してきているが、一方、オーストラリア炭等よりも低灰分、低硫黄の特徴がある。また、インドネシアは2004年にオーストラリアに次いで世界で2番目の石炭輸出国となり、一般炭だけでは世界一となったが、米国、オーストラリアを中心とする石炭価格指数が必ずしもインドネシア炭の価格状況を反映していないことや、インドネシアの石炭価格が他国で形成される市場価格に影響を受けることを避けるため、インドネシア石炭鉱業協会等を中心にしてインドネシア炭独自の価格指数であるインドネシア石炭指標（ICI）を設定することとし、3種類のICI-1（6,500kcal）、ICI-2（5,800kcal）、ICI-3（5,000kcal/kg）を公表した（発熱量は到着ベースの総発熱量）。価格は石炭会社、ユーザー、貿易会社等により設立されたPT Coalindo Energy社が、石炭会社10社、ユーザー10社、商社等社等からの価格情報を毎週収集し、上下10%を除去したのちに設定され、さらにエネルギー関係情報の主要会社のひとつである英国Argus社の市場情報による評価を加えてICIとして報告しており、50%の先物取引価格と50%の実質価格から構成されている。

国際市場での石炭価格は2003年ごろから上昇しはじめ、2007年の後半からは中華人民共和国（以下、「中国」と記す）、インド等の需要増加を背景とした需要逼迫に加え、輸出国の輸送インフラ制約と生産国に於ける異常気象と生産障害に伴う供給低下により価格が急騰し、日本へのオーストラリア一般炭価格は前年比2.3倍の125米ドル/t、原料炭は3倍の300米ドル/tという水準になった。この間、インドネシアでも中国、インドからの引合いが多くなり、これまであまり取引のなかった5,000kcal/kg以下の低品位炭の取引も増加してきたことから、2008年7月よりICI-4として4,200kcal/kgの石炭の価格指数を設定し報告を始めた。このICI-4は、現在の価格指数では最も低発熱量のものである。各ICIの指数の設定条件を表4-1に示したが、ICI-4は灰分6%以下、硫黄0.4%以下とインドネシア炭の特徴でもある良好な性状ももっているが、水分は40%までと高くなっており、亜瀝青炭から褐炭の範囲の石炭が対象となる。

表4-1 Indonesian Coal Indexの銘柄性状

FOB Kalimantan

Grade	Timing	Sulphur	Ash	Total Mosit.	Basis	Size
6,500kcal	In 90 days	～1%	～12%	～12%	Gross As Received	Panamax
5,800kcal	↑	～0.8%	～10%	～18%		Panamax
5,000kcal	↑	～0.6%	～8%	～30%		Panamax
4,200kcal	↑	～0.4%	～6%	～40%		Tug and Barge

図4-18にPlattsによる90日先物価格とICIの価格の推移を示した。

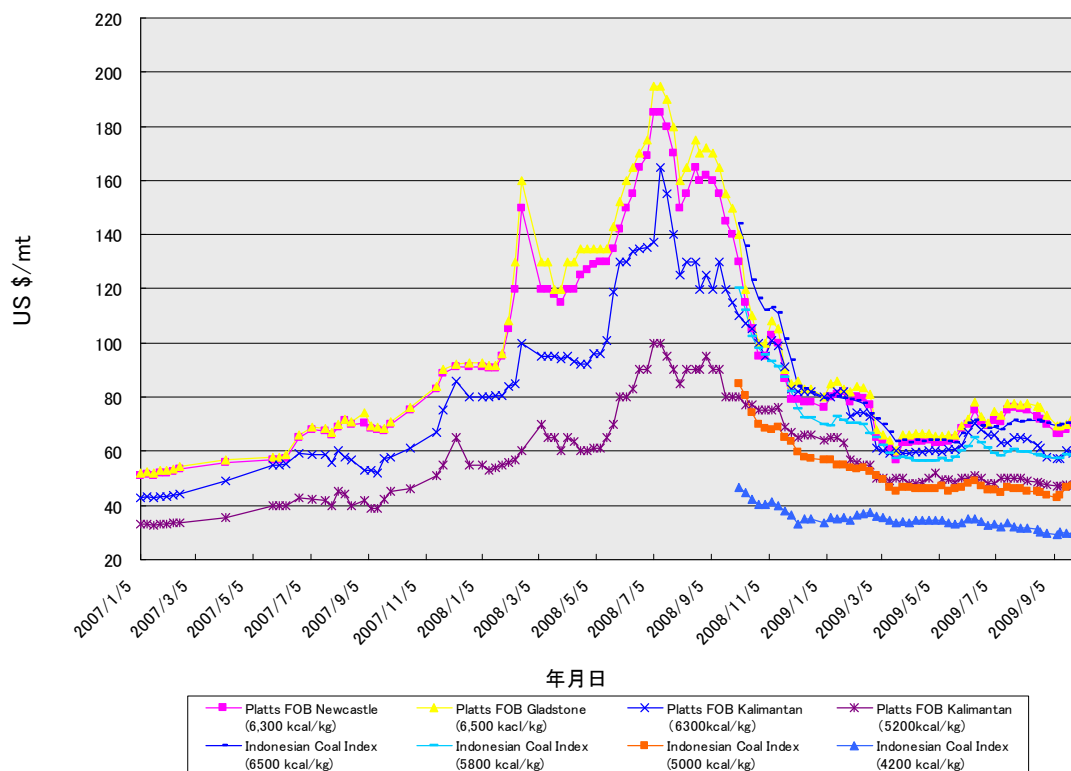


図4-18 Platts90日先物価格及びインドネシア石炭指標 (ICI) 価格の推移

図4-18には、PlattsのFOB New Castle (6,300kcal)、FOB Gladstone (6,500kcal) とFOB Kalimantan (5,900kcal)、FOB Kalimantan (5,000kcal) の4種類を、ICIはICI-1~4の4種類を示したが、PlattsとICIは一部を除いてほぼ同様の価格推移を示している。また、各指数の価格は発熱量による価格差はあるがほぼ熱量等価の価格となっている。しかし、5,000kcal/kg程度の石炭価格は熱量等価の90%程度の価格となっており、水分デメリットが考慮されているものと推定される。また、ICI-4の価格は、5,800kcalのICI-2に対し熱量等価の70~75%、5,000kcalのICI-2に対しても熱量等価の85%程度の価格でしかない。4,200kcalの石炭は、取引サイズがICI-1~3はパナマックスであるのに対しバージとなっており、比較的近距离での輸送で取引量もそれほど多くないため価格データ数が少ないことや、低灰分炭であるが水分が高く低発熱量であることから、水分デメリットも考慮されているものと思われる。

2009年以降、さらに低炭化度の石炭が購入対象となりインド等へ輸出されるようになったことから、これまで市場性がないとされてきた3,000kcal/kg台の低品位炭も市場に出回るようになった。このため、現在より低発熱量の石炭をICI-5として設定することを検討している。ICI-5の条件は、3,400 kcal/kg (GAR)、S <0.2%、Ash <4%、TM 45~50%となっている。

(2) ICPRの設定法

ICPRは、ICI、Platts等の4つの国際価格指標の単純平均値を基に1カ月ごとに設定してい

る。基準となる石炭は、発熱量6,322kcal/kg (gar)、全水分8%、全硫黄0.8%、灰分15%であり、この価格を最初に設定後、これに基づいて発熱量別の8種の標準炭の価格を算出する。ICPRの設定価格等については、毎月MEMRから公表されている。

表4-2に8種の標準炭銘柄と性状及び2010年9月の価格を示した。

2010年9月の基準炭の価格は90.05ドル/tであったが、標準炭1-7については下記の式により価格を算出する。

$$\text{標準炭の価格} = (\text{基準炭価格} \times K \times A) - (B + U)$$

K：標準炭発熱量/6,322*

A：(100-標準炭全水分) / (100-8*)

B：(標準炭全硫黄-0.8*) × 3

U：(標準炭灰分-15*) × 0.3

*：基準炭性状の値

また、標準炭8については、上記の式のAを下記に変更する。

A：(100-標準炭全水分) / (100-8/FKA)

FKA：(((100-8) / (100-標準炭全水分)) × 100-標準炭全水分) + (100-8) / 100

ほかの石炭については、発熱量に対応した標準炭の価格を基に、発熱量、全水分、全硫黄、灰分の各性状値を係数にした式により価格が算出され、現在インドネシア炭の60銘柄に価格が設定されている。この算出式は1年ごとに見直されることになっている。また、ICIでは発熱量3,500kcal/kgの石炭について、ICI-5として価格指標の設定を検討していることから、ICPRも4,200kcal/kg以下の低品位炭について標準炭の設定を準備中である。

表4-2 ICPRの標準炭の性状、価格例

No	銘柄	発熱量 (kcal/kg, GAR)	全水分 (%, AR)	全硫黄 (%)	灰分 (%)	価格(2010年9月) (US\$/ton)
1	Gunung Bayan 1	7,000	10.0	1.0	15.0	96.94
2	Prima Coal	6,700	12.0	0.6	5.0	94.88
3	Pinang 6150	6,200	14.5	0.6	5.5	85.52
4	Indominco IM_East	5,700	17.5	1.6	4.8	73.38
5	Melawan Coal	5,400	22.5	0.4	5.0	68.99
6	Enivirocoal	5,000	26.0	0.1	1.2	63.53
7	Jorong J-1	4,400	32.0	0.3	4.2	51.23
8	Ecocoal	4,200	35.0	0.2	3.9	46.41

(3) ICPRの適用 (ロイヤルティの設定)

国家歳入として徴収するロイヤルティは一般的に石炭販売価格の13.5%相当となっているが、不当廉売によるロイヤルティ収入の減少を防ぐことが本制度の狙いのひとつである。

取引先との契約価格はICPRを参考に決めることとなるが、市場での契約での強制力はない。しかし、ICPRで設定した価格に基づいてロイヤルティが決められる。例えば、販売価格がICPRより低い場合には、ICPRの価格を基準にロイヤルティが課される。もし販売価格がICPRより高い場合には、販売価格の基準のロイヤルティとなる。なお、税金は契約額相当で課税される。

このため、政府は石炭事業者から毎月、販売価格、販売量、販売先等を記載した報告書にこれらを証明する契約書等の関係書類を添付して提出を受け、ICPR制度の遵守状況を把握している。

事業者が本制度の基準に違反した場合は、

- ① 書面による通告（3回まで）
- ② 最大3カ月の出荷販売停止（3回以上の書面通告を受けた場合）
- ③ 事業許可の取り消し（3カ月以上の出荷販売停止期間中には是正されない場合）の処分が科せられる。

4-3 国内発電用石炭の性状及び推定埋蔵量

4-3-1 国内発電用石炭の性状

インドネシア国内における石炭の利用は、ほとんどが電力用である。表4-3に2005年からの5年間の産業別の石炭利用量を示したが、2005年の4,122万9,000tから2009年には5,629万8,000tに増加した。このうち、電力用が60%を占めている。今後、新規の石炭火力発電所の建設、運開により、電力の石炭利用量は更に増加するものと考えられる。

表4-3 インドネシア国内石炭利用量

	t				
	2005	2006	2007	2008	2009
Power Plant	25,669	28,358	30,923	32,477	33,181
Cemnet	5,152	5,301	5,248	6,843	5,579
Pulp	1,188	18	200	539	734
Metallurgy	216	300	574	952	1,100
Briquette	28	36	25	43	28
Others	8,967	15,582	8,511	12,620	15,676
TOTAL	41,220	49,595	45,481	53,474	56,298

表4-4には、2010年と2011年の国内石炭消費量の予測を示した。このデータは新鉱業法で新たに制定されたDMOの量を決定するために用いられた、各石炭利用者からの利用計画量を基にしたものである。また、図4-19には、2010年から2014年のPLNの石炭消費量計画を示した。

表 4-4 2010年、2011年の石炭国内消費量予測 万t

	2010	2011	Gross CV (kcal/kg)
Coal-fired Power Plant			
PLN	45.1	55.82	4000-5200
IPP	9.1	8.97	4000-5200
PT Freeport Indonesia	0.8	0.83	5650-6150
PT Newmont Nusa Tenggara	0.5	0.47	5900
PT Pusaka Jaya Palu Power		0.19	5000
Metallurgy			
PT Inco Tbk.	0.2	0.14	5900
PT AntamTbk.	0.2	0.20	?6000
Cement, Fertilizer and Textile			
Cemnet	7.6	8.86	4100-6300
Fertilizer	0.4	0.92	4000-5000
Pulp		0.60	4500-5000
Textile and Textile Product	1.2	1.97	5000-6500
TOTAL	64.96	78.97	

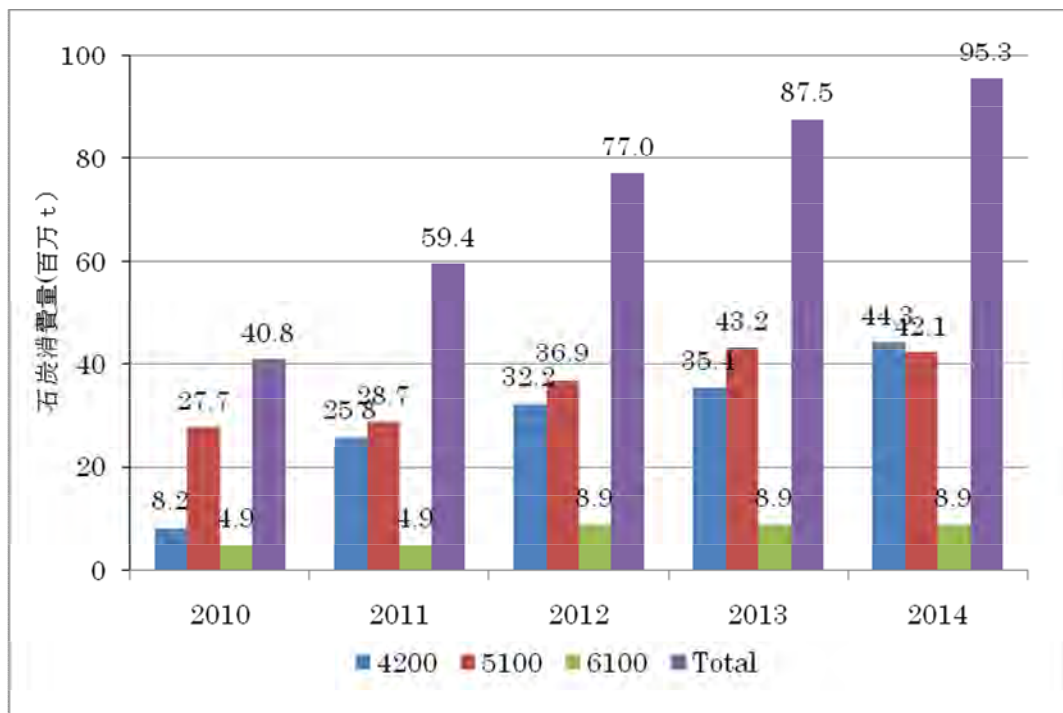


図 4-19 PLNの発熱量別の石炭消費量計画 (2010~2014年)

2010年、2011年と PLN の利用計画量は 2009 年から大幅に増加し、PLN だけで国内石炭消費量の 70% を占めるようになっている。これは、クラッシュプログラムによる新規石炭火力発電所が稼働することによるものである。今後更に新規石炭火力発電所が増えることから、2014 年には約 1 億 2,000 万 t の国内石炭消費量のうち、9,530 万 t が PLN により利用されることになる。これらの電力の石炭は、現状利用されている発熱量 5,000kcal/kg の石炭より更に発熱量が低い 4,000~5,200kcal/kg の低品位炭を利用する計画であり、この低品位炭の利用量が、2011 年以降、

急激に増加する。

この石炭利用量を確保するため、PLNは石炭会社と長期契約を結んでおり、2010年の石炭利用計画量4,080万tのうち、3,120万tが長期契約で得られる予定である。

表4-5にPLNの通常の長期契約の状況を示した。長期契約の相手先は主にインドネシアの大手石炭会社であり、国営のPTBAが30年の契約期間と長い。ほかには5年から20年程度の契約期間となっている。これらはほとんどが発熱量5,100kcal/kgの石炭である。各契約期間終了後、再度契約を締結するかは不明であるが、現在の石炭政策でのDMOの制度により、国内向けの石炭供給量は毎年利用者側の計画数量に基づいて設定されるため、石炭は安定的に供給されるものと考えられる。

表4-6には第1次クラッシュプログラムに使用する石炭の供給契約を示した。この供給契約は20年間となっており、入札によって選定が行われた。入札時に提示された石炭性状を表4-7に示したが、クラッシュプログラムの発電所で使用される石炭は、4,200kcal/kg程度の低品位な石炭である。また、脱硫装置がないため、炉内脱硫が可能な流動床ボイラーを除いて硫黄分は0.35%以下と低硫黄の石炭となっている。

表4-5 PLNの石炭長期契約の相手先、数量

Supplier	Contract Volume (tons/year)	Period
PTBA	7,569,519	2002-2031
PT. Berau Coal	4,000,000	2008-2018
PT. Adaro Indonesia	3,614,857	2006-2011
PT. Kaltim Prima Coal	2,750,000	2007-2016
PT. Kideco Jaya Agung	1,500,000	2008-2018
PT. Bara Adhipratama	525,000	2008-2028
PT. Wijaya Karya Intrade	500,000	2008-2013
PT. Indominco Mandiri	250,000	2008-2013
PT. Arutmin Indonesia	196,000	2007-2027
Consortium of PT. Arutmin Indonesia & PT Darma Henwa	1,501,00	2007-2027
Consortium of PT. Kasih Industri & PT. Senamas Energindo Mulia	783,000	2007-2027
PT. Surya Sakti Darma Kencana	522,000	2008-2028
PT. Central Korporindo Internasional	1,000,000	2006-2010
PT. Natuna Energi Indonesia	1,000,000	2006-2010
PT. Jorong Barutama Greston	1,000,000	2006-2010
PT. Kasih Industri Indonesia	300,000	1999-2009
PT. Oktasan Baruna Persada	800,000	2006-2012
Others	4,457,00	2006-2012
TOTAL	32,268,376	

表 4-6 PLN の第 1 次クラッシュプログラム用の石炭供給者

Supplier	Contract Volume (tons/year)	Period
Consortium of PT Arutmin Indonesia & PT Darma Henwa	8,493,000	2009-2029
PT Baramutiara Prima	2,328,000	2009-2029
Consortium of PT Kasih Industri & PT Senamas Energindo Mulia	3,810,000	2009-2029
PT Titan Mining Energy	3,205,000	2009-2029
PT Dwi Guna Laksana	2,945,000	2010-2030
PT Hanson Energy	4,372,000	2010-2030
Consortium of PT Modal Investasi Mineral, PT Mega Alam Sejahtera & PT Sarana Mandiri	279,000	2010-2030
Consortium PT Oktasian Baruna Persada & PT Baramega Citra Mulia Persada	3,056,000	2010-2030
Consortium of PT. Bina Insan Sukses Mandiri & PT Tiramana; Consortium of PT Energi Batubara Lestari & PT Batara Batari Sinergy Nusantara; PT Anzawara Satria; Consortium of PT Selatan Selabara & PT Fajar Visikalum, and Consortium of CV Karya Banua & PT Daya Bambu Sejahtera	2,700,000	2010-2030
TOTAL	31,188,000	

表 4-7 第 1 次クラッシュプログラム用の石炭性状の契約仕様

		ジャワ島内蒸 気発電所向け	ジャワ島外蒸気発電所	
			循環流動床	微粉炭・ストーカー
発熱量 kcal/kg (GAR)	範囲	4,000-4,500	3,900-4,700	4,000-4,700
	標準値	4,200	4,000	4,200
全水分 % (AR)	範囲	35以下	40以下	35以下
	標準値	30	35	30
灰分 % (AR)	範囲	6以下	6以下	6以下
	標準値	5	5	5
硫黄分 % (AR)	範囲	0.35以下	2.2以下	0.35以下
	標準値	0.33	1.8	0.33
HGI	範囲	45-65	40-65	50-65
	標準値	60	60	60
灰融点 °C	範囲	1,100以上	1,000以上	1,100以上
	標準値	1,150	1,050	1,150

表 4-8 及び表 4-9 には、燃焼用炭及び今後電力で利用が増えていく低品位炭の代表的なものの性状を示した。水分は高いものの低灰分であり、揮発分が多いために燃焼性は良好と思われる。しかし、一般的に灰の融点が低いため、ボイラー内でのスラッシング、フォウリング等によるトラブルが発生しやすいことに留意する必要がある。

表 4-8 インドネシアの代表的な燃焼用炭、低品位炭の性状
INDONESIAN STEAM COAL QUALITY

Coal Quality Parameter?	Coal Brand?	Arutmin Ecocoal	KPC Melawan	Kideco Roto	KPC Pinang	Adaro Envirocoal
	Reporting basis?					
GCV (Kcal/kg)	GAD	5,000	5,735	5,310	6,546	5,900
GCV (Kcal/kg)	GAR	4,221	5,350	4,700	6,150	5,100
Moisture (%)	AR	35.0	23.5	26.5	14.5	26.0
Moisture (%)	AD	23.0	18.0	17.0	9.0	14.5
Ash (%)	AD	3.9	3.0	3.0	5.5	1.5
VM (%)	AD	38.0	38.0	41.5	40.0	43.0
TS (%)	AD	0.20	0.25	0.24	0.70	0.20
AFT (C)	Initial Deform. Red.Atmos.	1150	1150	1150	1150	1200
HGI (#)	n/a	60	42	45	45	50

表 4-9 インドネシアの代表的な低品位炭の性状
INDONESIAN LOW RANK COAL QUALITY

Coal Quality Parameter?	Indonesian Low Rank Coals			
	Coal Brand?	Kideco SM	Arutmin Ecocoal	Adaro wara
Reporting basis?				
GCV (Kcal/kg)	GAD	5,255	5,000	4,865
GCV (Kcal/kg)	GAR	4,100	4,221	4,000
Moisture (%)	AR	36.0	35.0	40.0
Moisture (%)	AD	18.0	23.0	27.0
Ash (%)	AD	4.0	3.9	2.5
VM (%)	AD	43.0	38.0	37.0
TS (%)	AD	0.10	0.20	0.15
AFT (C)	Initial Deform. Red.Atmos.	1120	1150	1300
HGI (#)	n/a	45	60	50

4-3-2 推定埋蔵量

(1) インドネシアの石炭資源量及び埋蔵量

インドネシアの石炭資源量は 1,047 億 5,600 万 t、埋蔵量は 209 億 6,000 万 t と報告されている。石炭はインドネシア各地に分布しているが、石炭資源の大半はカリマンタン島とスマトラ島に賦存しており、その中で、東カリマンタン州に埋蔵量全体の 34%、南カリマンタン州に 16%、南スマトラ州に 39%と、この 3 地域にインドネシアの石炭埋蔵量の 90%がある (図 4-20 及び 4-21)。

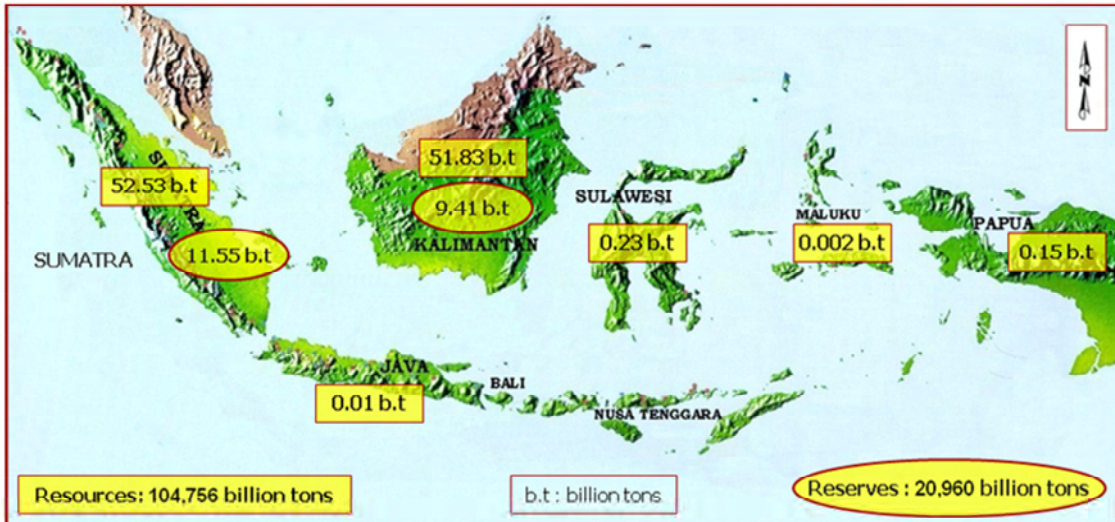


図 4-20 インドネシアの石炭資源量、埋蔵量

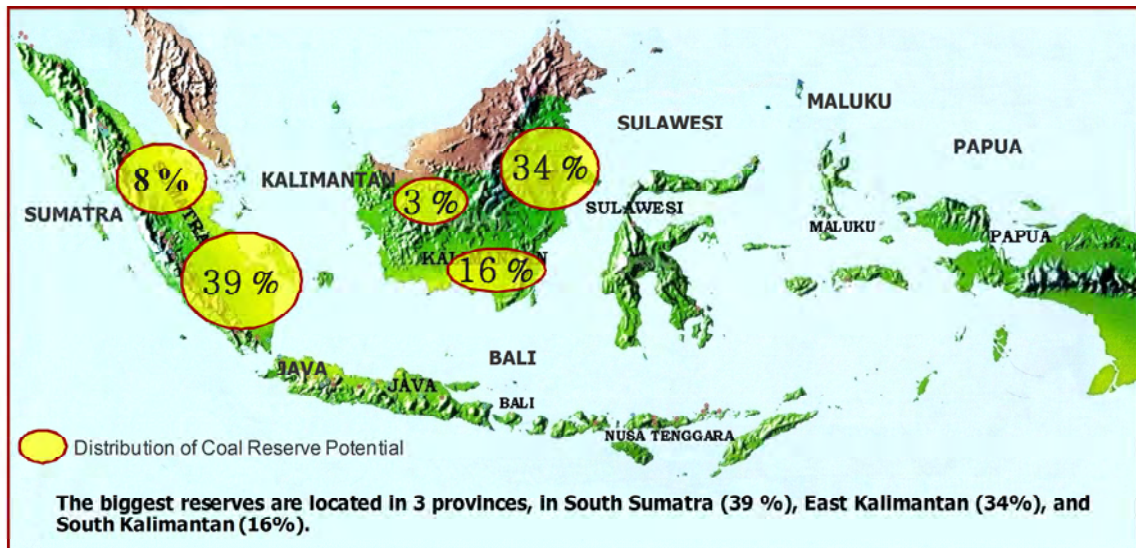


図 4-21 各州の石炭埋蔵量

これらのインドネシアの石炭の品位別の資源量、埋蔵量を表 4-10 に示した。埋蔵量のうち 40%が発熱量 5,100kcal/kg 以下の褐炭等の低品位炭である。Medium 範囲はほとんど亜瀝青炭であることから、亜瀝青炭、褐炭の低品位な石炭が資源の 87%となっており瀝青炭は 12%程度にとどまっている。

インドネシアの石炭資源量は、図 4-22 に示したように毎年増加している。特に 2007 年以降、大きく増加したが、これは日本-インドネシアが共同で実施した石炭資源量解析事業の成果が反映されている。低品位炭は市場性がなく生産ができなかったために、探査も十分に行われていなかったが、これまでの石炭探査のデータに、プルトミナ等による石油資源の探査でのボーリングから得られた石炭資源データを加えて解析評価したことにより、石炭資源量の増加につながったものである。