

インドネシア共和国  
水力開発マスタープラン調査プロジェクト  
準備調査報告書

平成21年3月  
(2009年)

独立行政法人国際協力機構  
産業開発部

産業
JR
09-114



インドネシア共和国  
水力開発マスタープラン調査プロジェクト  
準備調査報告書

平成21年3月  
(2009年)

独立行政法人国際協力機構  
産業開発部



# 目 次

## 目 次

インドネシア水力開発計画更新支援準備調査記録写真

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	1
1-3 団員構成	2
1-4 調査日程	2
1-5 主要面談者	3
第2章 調査結果の概要	5
2-1 調査結果	5
2-2 S/Wの署名について	5
2-3 本格調査の内容について	5
2-4 環境社会配慮	7
2-5 技術移転	8
2-6 実施体制について	8
2-7 情報・データ	8
2-8 その他	10
第3章 所 感	11
3-1 団長所感	11
3-2 水力開発計画所感	12
第4章 電力開発計画の現状と課題	14
4-1 インドネシアにおける電力開発政策と開発体制	14
4-2 電力需要の現状と今後の動向	16
4-3 短期電源開発計画	18
4-4 長中期電源開発計画	19
4-5 送電系統拡張計画	31
4-6 電力供給総合開発計画（RUPTL）の開発資金計画	32
4-7 地方電化の現状	33
4-8 民間による電源開発の進捗状況	34
4-9 国際機関・ドナーの協力内容	35
4-10 電力開発計画策定における組織面・制度面の現状と課題	36

第5章	水力開発の現状と課題	37
5-1	水力開発政策と開発体制	37
5-2	供給地域ごとの水力開発の状況	38
5-3	水力開発候補地点の計画概要と基礎資料の整備状況	43
5-4	水力開発の現状と課題	46
5-5	水力開発計画のレビューの必要性の検討	47
5-6	水力開発計画の見直しに係る基本的な方針（案）及び水力案件スクリーニング指標策定に係る留意事項等の取りまとめ	47
5-7	水力開発有力候補地点の抽出	48
5-8	水力開発計画策定において解決すべき組織面・制度面の課題	49
第6章	環境社会配慮の現状と課題	51
6-1	環境社会配慮に関する法制度と実施状況	51
6-2	水力開発に係る環境的課題	57
6-3	水力開発に係る予備的スコーピング	62
6-4	環境社会配慮 TOR 案	65
第7章	本格調査の協力内容及び留意事項	67
7-1	電力開発計画に関する留意事項	67
7-2	水力開発計画に関する留意事項	71
7-3	環境社会配慮に関する留意事項	73
付属資料		
1.	要請書	77
2.	質問票	89
3.	合意した M/M 及び S/W（案）	107
4.	面談記録	128
5.	収集資料リスト	140

# インドネシア水力開発計画更新支援準備調査 記録写真 (2009年2月16日～3月6日)

## 協議風景



MEMR との協議



PLN との協議



IBRD との協議



ADB との協議



MOE との協議



MOFo



MEMR 環境部



NCIC

## 現地視察風景



カリコントダム (1)

灌漑・発電・洪水調整を目的とする多目的ダム。本貯水池を下池とし、対岸に上池・発電所を設ける揚水発電計画が 1999 年の世界銀行包蔵水力調査で検討されている。



カリコントダム (2)

発電所。下流にはオランダ統治時代に建設されたムンダラン・シマン発電所がある。一連の発電所を増設する案がある。



カリコントダム (3)  
昨年の稼働実績



カリコントダム (4)  
1972 年に発電開始 (4.5MW)。



クサンベン候補地点

カランカテスダムの下流に位置する。PLN の電源供給計画 (2009~2018 年) で 2017 年に投入が予定されている (37MW)。1997 年にローカルコンサルによる F/S が実施された。地質、周辺社会環境並びに経済性等を確認するためのレビューが必要である。



ラホールダム

発電、灌漑、都市用水、洪水調節を目的とする多目的ダム。上流には同ダムへの堆砂流入防止と発電 (29MW) を兼ねたシングルダムがある。



カラंकアテスダム (1)

下流右岸側より左岸の発電所を望む。1973年に発電開始(35MW x 3nos.)。さらに左岸側に2基増設してピーク化する計画がある。



カラंकアテスダム (2)

水圧鉄管。同発電所は雨期に24時間のベースロード運転。乾期に1基が24時間、ほか2基は7時間運転している。維持管理状況は良好。



PJB ヒアリング

ブランタス流域の発電所群(281MW)を運転・管理している。シングルダム(発電、カラंकアテスの堆砂対策を兼ねる)の堆砂・取水口スクリーンでのゴミ除去、トルンアグンでの海水による腐食、カリコントダムの堆砂等が当面の課題。



ウリングダム

発電、灌漑、洪水調節を目的とする多目的ダム。カラंकアテスダム、ロドヨダムの下流に位置する。1979年に完成。発電所規模は54MW。



ウオノレジョダム (1) 整ったロックヒル洪水調節、工業用水、都市用水並びに発電を目的とする多目的ダム。視察時点では洪水調節用に貯水水位を下げて、総貯水容量1,220万 $m^3$ のうち790万 $m^3$ を貯水。



ウオノレジョダム (2)

発電(6.5MW)は他の目的に従属しており、視察時には17~21時までの4時間運転をしていた。



トルンアグンダム  
トルンアグン排水施設から取水し発電。  
1991年に発電開始（36MW）。



トルンアグンダムの模型  
海側より見たイメージ。左側が1961年に建設  
された排水施設の出口。



ジャティムレゴム堰  
ブランタス川中流域河川改修（1993年完成）の一環として設けられたゴム堰。灌漑取水用に水位を保つとともに、堆砂時にはゴム堰を倒して排砂を行う。



ムンチュリスゴム堰  
ブランタス川中流域河川改修の一環で、ジャティムレゴム堰の下流に建設された。

## 略 語 表

略 語	正式名称	和訳名称
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional	インドネシア国家開発企画庁
DGEEU	Directorate General of Electricity and Energy Utilization	電力エネルギー利用総局
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development	国際復興開発銀行
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
KLP	Rural Electrification Cooperatives (Koperasi Listrik Pedesaan)	地方電化組合
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MOE	Ministry of Environment	環境省
MOF	Ministry of Finance	財務省
MOFo	Ministry of Forestry	森林省
MPW	Ministry of Public Works	公共事業省
NCIC	Nature Conservation Information Center	自然保護情報センター
NGO	Non-Governmental Organisation	非政府組織
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
PPP	Public-Private Partnership	官民パートナーシップ
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper	貧困削減戦略文書
WALHI	Wahana Lingkungan Hidup Indonesia (Friends of the Earth International)	NGO
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

アジア通貨危機以降、インドネシア共和国（以下、「インドネシア」と記す）の経済活動の回復に伴い電力需要は伸びており、特に産業が集中する島（ジャワ、バリ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタン）における電力供給能力強化の必要性は高い。一方、近年の国際的な原油価格の高騰を背景に、インドネシアの発電部門における非石油燃料への転換を図ることが重要課題とされており、2006年6月発表の国家電力総合計画（RUKN）で非石油燃料への転換を強く前面に押し出した〔エネルギー・鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR）大臣令 No.2270K/31/MEM/2006（RUKN2006）〕。また、RUKN2006に加え大統領規定71号に基づき、国有電力会社〔Perusahaan Umum Listrik Negara Persero（Indonesia Electricity Corporation）：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」（2006年5月策定）と称される発電所総数40地点、総出力1万MW（ジャワ・バリ6,900MW、その他地域3,100MW）となる石炭火力発電所の大規模な開発計画を緊急措置的に実施中である（現時点ではジャワ以外の5地点は実施延期が決定しており、最終的に35地点となっている）。

2008年11月策定のRUKNでは、気候変動対策として水力・地熱を含む再生可能エネルギーを主に活用した電源開発をめざすことを目的とした〔MEMR大臣令 No.2682K/21/MEM/2008（RUKN2008）〕。RUKN2008を基にPLNは2009年1月に第1次及び第2次クラッシュプログラムを取り込んだ2009～2018年間の電力供給総合開発計画（RUPTL）を公表した（RUPTL2009）。

再生可能エネルギーのなかで、特に水力は枯渇の懸念もなく、大気汚染物質、温室効果ガスである二酸化炭素を排出しないクリーンな再生可能国産エネルギーであるとともに、電源の系統からの脱落・大規模負荷の投入・送電線路の故障などの電力供給システムの動揺への即応性が高く、かつ、柔軟な運転が可能であることから開発ニーズが高い。水力ポテンシャルは4万MW以上といわれているが、既に開発された水力発電施設の合計出力は約3,000MWにとどまっている。

これまで豊かな水力ポテンシャルを背景に水力計画が策定されているが、それらは多数の住民移転を要するなど社会・自然環境への配慮が十分ではなく、現時点では開発可能性が極めて低い計画が多く含まれている。そこで、現状の社会及び自然環境に配慮した水力開発計画への見直し（更新）の必要性が高まっている。

このような背景から、インドネシア政府は既存の1,000カ所を超える水力開発計画の見直し、更新の実施を要請した。本協力準備調査では上記を踏まえ、インドネシア政府からの協力要請の背景、内容を確認するとともに、開発調査型技術協力の必要性や妥当性を確認したうえで本案件の事前評価を行う。また、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スコープ案を検討したうえで、協議議事録（M/M）の協議・署名を行うことを目的として実施する。

## 1-2 調査の目的

本調査は、インドネシア MEMR をはじめとするインドネシア側機関との協議を通じて、本格調査の範囲・内容・スケジュール等の枠組みの詳細について合意を得るとともに、関係情報の収集整理・分析を踏まえ本格調査実施のための具体的方法について検討することを目的とする。

### 1-3 団員構成

No.	氏名 Name	分野 Assignment	所属 Occupation	派遣期間 Period
1	桜庭 昭義 Mr. Akiyoshi SAKURABA	団 長 Team Leader	JICA 産業開発部 参事役 Senior Advisor to the Director General, Industrial Development Department, JICA	2月25日～3月4日 25FEB-4MAR
2	和田 泰一 Mr. Yoshikazu WADA	調査企画 Study Planning	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	2月25日～3月4日 25FEB-4MAR
3	和田 正樹 Mr. Masaki WADA	水力開発計画 Hydropower Development Plan	日本工営株式会社 Nippon Koei Co., Ltd.	2月16日～3月6日 16FEB-6MAR
4	宮川 喜章 Mr. Yoshiaki MIYAGAWA	電力開発計画 Power Development Plan	個人コンサルタント Consultant	2月16日～3月6日 16FEB-6MAR
5	川田 晋也 Mr. Shinya KAWADA	環境社会配慮 Environment and Social Consideration	国際航業株式会社 Kokusai Kogyo Co., Ltd.	2月16日～3月6日 16FEB-6MAR

### 1-4 調査日程

(1) 全体期間：2009年2月16日～3月6日

(2) 主な協議・訪問先

MEMR、PLN、インドネシア国家開発計画庁（Badan Perencanaan Pembangunan Nasional：BAPPENAS）、森林省（Ministry of Forestry：MOFo）、環境省（Ministry of Environment：MOE）、世界銀行、アジア開発銀行（Asian Development Bank：ADB）、在インドネシア日本国大使館

(3) 調査日程

	月 日	行 程
1	2/16 (月)	コンサルタント団員移動（成田→ジャカルタ）
2	2/17 (火)	JICA インドネシア事務所協議 MEMR 電力エネルギー利用総局（DGEEU）及び PLN との協議（現地踏査日程確認等）
3	2/18 (水)	MOE、ドナー（世界銀行、ADB）
4	2/19 (木)	MOFo、公共事業省（MPW）、PT Indonesia Power（発電会社）、MEMR（M/M、S/W ポイント整理）協議
5	2/20 (金)	現地調査（ブランタス川流域）：既設発電所の視察及び候補地点の調査

6	2/21 (土)	現地調査 (ブランタス川流域) : 既設発電所の視察及び候補地点の調査
7	2/22 (日)	資料整理
8	2/23 (月)	MEMR との協議 (M/M、S/W ポイント整理)
9	2/24 (火)	PLN との協議 (M/M、S/W ポイント整理)
10	2/25 (水)	JICA 団員移動 (成田→ジャカルタ)、団内協議
11	2/26 (木)	JICA インドネシア事務所協議、在インドネシア日本国大使館表敬 MEMR との協議 (S/W 案、M/M 案説明)、PLN との協議
12	2/27 (金)	MEMR、PLN との協議
13	2/28 (土)	S/W (案) 修正
14	3/1 (日)	資料整理
15	3/2 (月)	MPW、BAPPENAS、MEMR との協議
16	3/3 (火)	在インドネシア日本国大使館報告、JICA インドネシア事務所との協議 (今後の展開について) コンサルタント団員 : フォローアップ調査 JICA 団員移動 (ジャカルタ→成田)
17	3/4 (水)	フォローアップ調査 (MEMR、PLN、MOE、他ドナー等)
18	3/5 (木)	コンサルタント団員 JICA 事務所報告、コンサルタント団員移動 (ジャカルタ→成田)
19	3/6 (金)	AM 成田着

## 1-5 主要面談者

### (1) インドネシア関係者

組織・機関	氏名	役職
BAPPENAS	Dr. Ir. Yahya Rahamana Hidayat	Vise Director of Energy, Telecommunication, and Information
MEMR	Emmy Perdanahari	Director for Electricity Program and Supervision, DGEEU
MEMR	Benhur PL Tobing	Deputy Director, Program Division, DGEEU
MEMR	Maritje Hutapea	Head of Energy Utilization Division, DGEEU
MEMR	Nini	Head of Section of Environmental Protection for Central Electricity, DGEEU
MEMR	Mira Suryastuti	Head of Sub-directorate of Social Electricity, DGEEU
MEMR	Maryam Ayuni	Electricity Cooperation Division, DGEEU
MEMR	Gigih Udi Atmo	LPE
MEMR	Satro Romandhi	Primary Energy Analyst, DGEEU
MEMR	Chrisnawan.A	Section Head of T & D Program Planning, DGEEU
MEMR	Ir. Ellydar Baher	Sub-director of Environmental Protection for Electricity, DGEEU
MEMR	Ilham	Staff of sub-directorate of Environmental Protection for Electricity, DGEEU

MEMR	Muhadi	Staff of DTK, DGEEU
MEMR	Zaenul Arief	DGEEU
MEMR	Penang Rahimto M	DJLPE
MEMR	Trinaldy	DPP
MEMR	Bayu Pahloru	Staff, DGEEU
MOE	Ary Sudijanto,	Acting Director for EIA
MOFo	Samedi	Deputy Director for Protected Area
MPW	Ir. Joko Mulyono	DGWR
MPW	Iwan Nusyirwan	Director General of Water Resources (DGWR)
MPW	Ir. Widagdo	Director of River, Lake and Dam, DGWR
NCIC	A. Sartono	Nature Conservation Information Center
PLN	Bambang Praptono	Director of Planning and Technology
PLN	Djoko Prasetyo	Deputy Director for System Planning
PLN	Monstar Panjaitan	Manager Prencanaan luar Jawa (Manager of Planning for Outside of Jawa)
PLN	Ir. Srif Sugianto	System Planning
PLN	Ir. Agus Rianto	System Planning
PT Indonesia Power	Ir. Sumarna P	Internal Auditor

(2) ドナー関係者

組織・機関	氏名	役職
ADB	Rehan Kausar	Infrastructure Specialist
IBRD	Leiping Wang	Senior Energy Specialist
IBRD	Puguh Imanto	Energy Sector

(3) 日本側関係者

組織・機関	氏名	役職
在インドネシア日本国大使館	安楽岡 武	参事官
在インドネシア日本国大使館	土屋 武大	書記官
JICA インドネシア事務所	川西 裕之	次長
JICA インドネシア事務所	村上 夕香	企画調査員

## 第2章 調査結果の概要

### 2-1 調査結果

本準備調査ではインドネシア関係機関との協議を行い、本格調査の範囲、内容、スケジュール等について基本的な合意を形成し、M/Mに署名を行い確認することとした。

なお、協議においてインドネシア側は調査対象地域を主要島嶼部（ジャワ、バリ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタン）に限定せず、全土を希望する旨要請があり、調査団側は受け入れるとともに、双方で調査案件名を以下のとおりマスタープラン調査とすることで合意した。

（案件名）

The Master Plan Study of Hydropower Development in Republic of Indonesia

（インドネシア共和国水力開発マスタープラン調査プロジェクト）

他方、協議の過程においてMEMR側から本件調査のScope of Work (S/W)に加え、全国の1MWから5MW級の小規模水力開発計画策定調査への協力要請が伝えられた。MEMRは当初、M/Mのなかで小規模水力計画に関する調査についてJICA側のコミットメントの記載を求めたが、今回の調査とは手法が異なることから本件調査には含めないことを確認し、小規模水力開発計画の調査については、継続協議を行うことで最終的に合意した。

### 2-2 S/Wの署名について

MEMR及びPLNと本準備調査団との間で協議し、合意形成したS/W案をM/Mに添付した。本準備調査団帰国後、本案件正式採択を受け、JICA本部においてS/W案の決裁手続きを経たうえで、JICAインドネシア事務所を通じて署名を行うことを確認した。

### 2-3 本格調査の内容について

付属資料のS/W案の内容で協議を行った。本格調査枠組みの概要は以下のとおり。

#### (1) 調査の目的

最新の電力需要予測の確認、送電計画との整合性等、電力セクター全体の計画を踏まえたうえで、水力の位置づけを明確にする。そのうえで、インドネシア主要地域の水力発電開発ポテンシャルサイトについて技術・経済・環境・資金面を勘案し優先順位づけを行う。さらに、次の協カステップにつながる有望な地点を特定し、環境社会配慮面において開発可能な計画への更新を行うことを目的とする。また、調査の共同実施を通じて水力開発計画に係る技術移転、人材育成を図る。

#### (2) 調査対象地域

インドネシア全土。

#### (3) 調査スケジュール

約17カ月間を想定。

#### (4) Scope of the Study 概要

##### <Stage 1> 関連資料の収集・分析

###### 1) 資料収集

- (ア) 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
- (イ) 電力セクター計画における水力開発の位置づけ整理、整合性確認
- (ウ) これまで実現しなかった、もしくは進捗が遅れている水力開発計画の進捗について、その要因の特定/分析/可能性のあった解決策の検討
- (エ) 水力開発計画の基礎データの収集（包蔵水力、水文、地理、地質）
- (オ) 環境関係情報（社会環境、自然生態系）

###### 2) データの解析・検討

- (ア) 電力需要・供給の最新計画の分析
- (イ) 水力発電計画のスクリーニングのクライテリア設定（技術・経済・環境面評価基準、関連送電線）
- (ウ) 水力開発に関する制度、政策面の課題抽出

なお、上記作業については、重点地域についてめどをつけることを目標とし、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。

###### 3) 重点調査地域/流域の選定

上記電力開発計画の進捗状況分析及び電力需給想定から、重点地域/流域を選出、地域ごとの開発方針の検討を行う。

###### 4) 第1回ステークホルダーミーティング開催〔マスタープラン（M/P）の方針及び調査計画について関係機関と情報共有（環境スコーピングを含む）〕

##### <Stage 2> 開発候補地点の優先順位づけ及び開発有望地点の絞り込み

###### 1) 開発優先順位及び有望地点の絞り込み

- (ア) 現地踏査と環境社会配慮調査の実施
- (イ) 水力発電計画更新の検討
- (ウ) 長期電源開発計画、送電計画との整合性の検討
- (エ) 水力発電計画レビュー及びスクリーニング
- (オ) 有望計画地点の開発優先順位づけ並びに開発有望地点の絞り込み

###### 2) 水力開発促進のために必要な各種法的枠組み/制度の検討

##### <Stage 3> 開発有望地点に係る現地調査（プレ F/S）の実施

###### 1) 第2回ステークホルダーミーティングの開催（M/Pの方針及び予備的スコーピング案について関係機関と協議）

###### 2) 開発有望地点での水文・気象、地形測量、地質調査、環境調査の実施〔水力発電計画アップグレード（絞り込み地点の計画精度向上）〕

###### (ア) 水文・地形調査

- ・既存降水量及び水文データの収集と解析、既存及び新規作成の地形図を用いて発電計画を策定

###### (イ) 河川・地質調査

- ・現地河川、地表地質調査の実施
  - ・ボーリング調査
  - ・弾性波探査
- (ウ) 環境調査
- ・自然環境調査（類型区分図の検討、生物多様性保全のための環境流量、注目種・群集に関する概要調査）
  - ・社会環境調査（被影響世帯を対象とした世帯調査、及び意識調査）
- 3) 開発有望地点の水力発電計画における上記調査結果を踏まえた開発方式・最適規模・基本レイアウトの検討
- 4) 開発有望地点の概略設計（環境影響の最小化対策及び概算工事費の算定）

#### <Stage 4> 水力開発計画更新の検討

- 1) 長期電源開発計画における水力開発計画の更新/策定
- 2) 開発規模と投入スケジュールの検討
- 3) 開発課題の整理・分析（財務評価、投資計画）
- 4) 第3回ステークホルダーミーティング開催（M/Pのドラフトファイナル協議）
- 5) 提言
  - ・次期協カステップに向けての提言（環境社会配慮、投資計画等、抽出した課題の対応策）
  - ・電力セクターにおける水力開発実施体制整備に対する提言（必要に応じ組織改変、人材育成計画等を含む）

## 2-4 環境社会配慮

### (1) 環境影響評価（EIA）制度：環境行政と地方分権化

インドネシアにおける環境行政は、“Law for Basic Provision for Living Environment Management, No.4, 1982”によって整備が開始されて以来、EIAの手続き過程に住民意見を反映させるシステムの改定等が年々進められ、制度としてはおおむね JICA の環境社会配慮ガイドラインに匹敵するレベルに達しているといえる。また、EIA 手続きの過程で、事業者が EIA 報告書 (ANDAL) 以外に、「環境管理計画書 (RKL)」及び「環境モニタリング計画書 (RPL)」の2つの書類を同時に提出し、工事中及び供用後の環境影響を監視するという特色も有している。

一方、昨年(2008)年7月16日に施行された MOE 省令では、インドネシア政府が推進している地方分権化政策の一環として、EIA を管轄する権限が中央政府から地方に分権化されている。これを水力開発関係でみると、貯水池型水力の場合は当該州の環境影響管理局が、また流れ込み式水力の場合は県 (Kabupaten) または市 (Kota) の環境影響管理局が、それぞれ所管することになる。

### (2) ステークホルダー協議の実施について

EIA の TOR 作成にあたって、ステークホルダーの意見を聴取し、それを TOR の内容に反映させる制度は、JICA のガイドラインとよく類似している。しかも、TOR の説明会におい

て、「事業に賛成か反対か」という質問を設けた調査票を参加者に配布し、その結果を TOR の添付資料として、EIA 審査委員会に提出することになっている。したがって、事業者及び EIA 審査委員会は F/S 調査の早い時期にステークホルダーの事業に対する見解を知ることができる。

しかし、MEMR の EIA 部署の責任者及び MOE の実質的な EIA 責任者は水力開発事業の情報を早い時期に公開することに危惧の念を抱いており、先方の考え方に従った場合、JICA ガイドラインとの整合性が維持できない可能性がある。したがって、本格調査実施に際しては、できるだけ早期の情報公開に留意するとともに、環境社会配慮調査の TOR 作成時に十分なステークホルダーミーティングが実施できるよう MEMR を支援する必要がある。

## 2-5 技術移転

本格調査実施においては、カウンターパートとの共同作業を通じ、水力開発計画策定に必要な能力向上を図る方針であることを確認した。

## 2-6 実施体制について

カウンターパートは MEMR（政策・制度面）及び、PLN（技術面）とし、本格調査実施前までに参加者リストを MEMR が JICA へ連絡する旨確認した。特に、技術面の PLN カウンターパートの協力・作業支援は限られた調査期間を有効に使い、完成度の高い調査結果を得るために効果的であることから、PLN 関係者との協議を通じ、全面的協力を確認した。

## 2-7 情報・データ

### (1) 電力セクターにおける他ドナーの支援状況

#### 1) 世界銀行

現在の電力セクターへの支援はアッパーチソカン揚水発電所の建設計画である。揚水案件に対しては、更に、マテンゲン、グリーンデュルの F/S に関与する予定である。一般水力案件の開発への関心はあり、TA 及びローン案件に対し JICA との協業を希望している。

Financial Crisis 前より継続してきた地方電化計画に注力してきたが、結果ははかばかしくない。その理由は、地方電化計画の実施には、現実的に対象地域、調達対象グループ（土木工事、機器調達、資材調達、施工管理等）ごとの契約の数が多く、それらを管理する能力がインドネシア側に不足しているためである。今後はスマトラ・カリマンタン・スラウェシの送配電線にシフトしていく方針である。

#### 2) アジア開発銀行（ADB）

電力セクターにおいて、電気料金が低く据え置かれていることが、本質的な問題であると認識している。また、“Too much study, too little investment”を課題ととらえている。

現在水力関連での TA は実施していない。ローン案件は実施中であるがいずれも小水力のパッケージである。

- ① 小水力発電 出力 4.3MW 費用 930 万米ドル
- ② 小水力発電 出力 5.5MW 費用 1,550 万米ドル
- ③ 小水力発電 出力 20MW 費用 3,400 万米ドル

特に③はパプアのプロジェクトであるが、MOFo の保護区問題でストップしている。

水力発電開発で最大の問題は住民移転問題と雨量であるが、CDM の視点からもクリーンなプロジェクトであり、ADB としては大規模なプロジェクトを期待している。

PLN の側からみた系統への大・中規模電源への投入とは別の視点として、コミュニティサイドから分散型電源を促進するプロジェクト形成も大切だと認識している。環境問題に関して、ADB は EIA を実施すべき基準を設けて、必要に応じて EIA を実施している。

## (2) 水力開発のための必要基礎データ

### <地 形>

#### 1) スクリーニング

Badan Koordinasi Survei dan Pemetaan Nasional (BAKOSURTANAL, National Coordination Agency for Surveys and Mapping) 作成の地形図 (ジャワ・バリは 2 万 5,000 分の 1、外島は主として 5 万分の 1) が利用可能である。

#### 2) プレ F/S

既存の航空写真を用いた写真図化、簡易地上測量、並びに河川の縦横断測量を実施する。

### <水 文>

#### 1) スクリーニング

全国の降雨量データ (2008 年まで) は Badan Meteorologi Dan Geofisika (BMG, Meteorological and Geophysical Agency) にて、また流量データ (2006 年まで) は Pusat Penelitian dan Pengembangan Sumber Daya Air [PUSAIR、公共事業省 (Ministry of Public Works : MPW) の下部機関] にて入手可能である。一方 PLN も独自に観測所を有していたが、1993 年に管理を地方支局に移管したあとはデータ収集が滞っており、多くの観測所がその機能を失っていると考えられる。

#### 2) プレ F/S

地点ごとに水位観測用のゲージを設置し、継続的に水位観測を行う。また流量観測、浮遊砂・掃流砂サンプリング並びに水質調査を実施する。

### <地 質>

#### 1) スクリーニング

「HYDRO INVENTORY AND PRE-FEASIBILITY STUDY」にて構築した GIS データベースにて広域地質図並びに断層位置の検索が可能である。

#### 2) プレ F/S

地点ごとに、地表地質調査、ボーリング調査、弾性波調査、室内試験並びに骨材材料試験を実施する。

## (3) 環境社会配慮に関するデータ

MOE を訪問し、環境社会配慮に関する行政手続き、及び関連法について情報収集を行った。MOFo では自然保護区域の土地利用規制及び分布状況を把握した。また、過去のプロジェクト水力開発における環境社会配慮、被影響住民に対する移転補償等について確認するととも

に、ケサンベン及びカランカテス IV&V の EIA 報告書を入手し影響評価項目、予測手法及び評価結果等について調査を行った。

(4) 工事費用等算出のためのデータ

工事単価についてはインドネシア国内での類似工事の単価を基に設定をすること、本格調査時に既往の工事単価データを PLN が提供することを MEMR/PLN と合意し、S/W 案に記載した。

(5) 現地再委託に関するデータ

プレ F/S の実施にあたり地形測量、地質調査、水文調査並びに環境調査を行う必要があるため、現地コンサルタントに作業期間、費用等の確認を行った。また、調査項目の詳細について MEMR/PLN と合意しその内容を M/M に記載した。

(6) 治安情報の確認、提供

MEMR は必要に応じて現地踏査の際の開発有望地点近傍における安全情報を提供することを確認した。

## 2-8 その他

(1) 本邦でのカウンターパート研修

特に要望は出されなかった。

(2) 執務室の提供について

準備調査団は MEMR 及び PLN に対して通信環境の整った執務スペースの提供を申し入れた。その際、共同作業が円滑に行えるような配慮を要望した。MEMR 及び PLN は執務スペースにつき了承したが、国内の通信事情は悪いことからインターネットの使用は制約があることが伝えられた。

## 第3章 所 感

### 3-1 団長所感

インドネシア水力開発計画更新支援プロジェクトの協力準備調査で2月25日～3月4日の間ジャカルタに出張し、カウンターパートである MEMR、PLN をはじめ援助窓口の BAPPENAS、MPW 等の関係機関を訪問し、プロジェクトの内容等に関する協議を行った。

残念ながら、MEMR のカウンターパートの出張等もあり、小職出張中には M/M の合意に至らなかったが、その後、JICA インドネシア事務所、MEMR に派遣されている斉藤専門家、官団員帰国後も現地に対応した業務コンサルタントの努力により MEMR と事業の内容について実質合意に達したと聞いており、これら日本側関係者の努力に感謝するとともに、今回の協議を通じて本件事業を実施するうえで留意すべき点を以下のとおり報告する。

#### (1) エネルギー・鉱物資源省（MEMR）の関与

今回のプロジェクトのカウンターパートは、MEMR と PLN の両者となっているが、本件プロジェクトが比較的大規模の水力発電計画のレビューをするとともに、有望な案件を対象としたプレ F/S の実施であることから、PLN の関心は高いものの、MEMR の関心は限定的になっている。今回の協議でも MEMR の関心は本件のスコープに入っていない小水力に集中していた。本件プロジェクト自体は、PLN との協力が中心であり、プロジェクト実施中の MEMR の関与は限定的になると思われるが、本件成果を政府の開発計画等に位置づけていくことを考慮すると、本件調査の実施段階から MEMR と情報共有等を通じて関与させることが重要。

MPW によると、BAPPENAS、MPW の次官級と PLN の社長の3者で多目的ダムの推進について調整会議を実施しているが、MEMR には声をかけても参加していない状況のようなので、MEMR の参加には相当の働きかけが必要。いずれにしても、電力需要を踏まえた電力の安定供給を図るための電源開発計画は政策レベルでは MEMR に責任があると考えられるので、本件プロジェクトの実施により MEMR の意識を向上させることも必要。

#### (2) 調査結果の活用

今回の調査は、世界銀行が1999年に実施した調査で選定された水力発電計画のアップデートを目的としており、有望案件5件までについてプレ F/S の実施も想定している。インドネシアの電力需要は、今後も堅調に推移する見込みであり、新たな電源開発はプライオリティの高い政策だと思われる。現地で活動している日系企業からも計画停電による事業への影響を懸念する声も聞かれる。このような状況を踏まえると、今回対象とする水力発電計画がしっかりと実施できることが大事である。このためには、BAPPENAS による開発計画にしっかりと位置づけられることが重要であり、また、スキーム間連携を考慮すると円借款は重要な出口であると考えられるので、円借款の要望リストに加えられる必要がある。このような観点から、BAPPENAS、財務省（Ministry of Finance : MOF）を含む関係機関への情報共有も重要となる。

### (3) 小水力に関する協力

今回の協議では、プロジェクトのスコープとして位置づけていなかった小水力が特に MEMR との協議での重要な議題となった。今後、小水力についてどのような協力をするのか現地ベースで検討することになるが、この検討をするうえで以下の点に留意する必要がある。

#### 1) 小水力のインドネシア政府内の役割の明確化

今回の協議で小水力発電についての要望が出されたが、ミッションが面談した部局は、PLN を所管し比較的規模の大きな電源開発を担当しており、1MW 以下のマイクロ水力は別の部局が担当している。また、インドネシアでは地方分権法により、地方政府の権限を強めており、特にオフグリッドの分散型の水力発電の開発は地方政府が主体となっている。このようなインドネシア政府内の役割分担を踏まえて調査を実施する必要がある。

#### 2) 他ドナーとの調整

小水力については、多くのドナーが関心を有しており、今回 BAPPENAS で聴取したところ、UNDP、GTZ、オランダの援助機関が協力している。特に UNDP は、化石燃料を使用した発電設備からの温室効果ガスの排出削減を主目的とした Integrated Microhydro Development & Application Program [IMIDAP 222 万 5,000 米ドル、現在 Team Leader 及び団員を人選中 (2009 年 2 月時点)] を立ち上げ、今まで種々の機関が実施してきた調査・建設の経験を集約して、全国規模の小水力開発を促進する計画である。わが国が協力するにあたっては、このような他ドナーの協力との整合を図る必要がある。

### 3-2 水力開発計画所感

近年インドネシアでの水力の新規開発は順調に進んでいるとはいえ、計画の遅れが顕著になっている。こうした状況を打開するためには、実施が確実に見込まれる有望な開発候補案件の特定が焦眉の急であると考えられる。既往の計画 (詳細設計、F/S、プレ F/S) のなかには、環境負荷の大きい貯水池式水力が含まれている一方、優良な流れ込み式水力も複数あると考えられ、これらを速やかに次段階に進めるべき「コア・プロジェクト」として特定するとともに、案件の実施を促進する方策を検討する必要がある。

一方、新規の開発候補案件の特定は 1999 年に世界銀行の資金援助を得て実施された「HYDRO INVENTORY AND PRE-FEASIBILITY STUDY」がそのベースになる。同調査では 1,249 件のポテンシャルを絞り込んだ結果、116 件を開発有望案件として選定しており (注: 東ティモールを含む)、そのタイプ別内訳は貯水池式が 35 案件、流れ込み式が 79 案件、低ダム-水路式 1 案件、自然湖流出式 1 案件となっている。環境面を考えると貯水池式の開発は厳しいが、それを除いても候補案件は十分にある。

上記世界銀行調査では 5~10MW 程度の中規模流れ込み式案件も抽出されたが、スクリーニングの途中段階にて規模が小さいことを理由に優先案件から除外された。しかしながら需給が逼迫している地域ではこれらの案件も必要性が高いと考えられ、経済性が確保できれば有望な候補案件になり得る。

また、現在実施中のアサハン 3 水力は、環境負荷を低減するために貯水池式水力として計画されていた案件を流れ込み式水力に更新し円借款へとつなげた事例であるが、同様の視点で過去に貯水池式として計画された案件を流れ込み式に変更することで、新たに有望な候補案件を創出できる可能性がある。

一方、ジャワ島ではピーク対応電源として PLN 電力供給計画にアッパーチソカン、マテンゲン、グリンデュルの 3 件の揚水案件が挙げられている。うち、アッパーチソカンは詳細設計、マテンゲンはプレ F/S が終了しており、いずれも世界銀行主導で進められている。3 件目の揚水地点として、グリンデュルを含めた代替案を再度レビューし、環境負荷・経済性の観点から有望な候補案件を特定する必要がある。また既設ダム・発電所の拡張/更新により、新たに大規模な貯水池を設けずにピーク対応電源を設ける案も検討に値する。

さらに、PLN 電力供給計画によればスマトラ島は系統負荷が 2008 年時点で 3,100MW 程度であるが、10 年以内に 6,000MW 級に拡張することが予想されている。同規模を考えると、将来的に揚水発電をピーク対応電源として開発する可能性を検討することが望ましい。

以上の認識を基に MEMR 及び PLN と協議を重ね、本格調査で扱う調査対象案件を M/M に記載するとおりとすることで合意を得た。包括的なリストとなっているため、限られた期間内で効率よくスクリーニングを行い、案件を絞り込む必要がある。調査初期の段階で重点地域、経済性並びに環境社会配慮により案件数を 20 件程度に絞り込み、現地調査を経て最終的に 5 件程度のプレ F/S 案件を選定する、といった手順が想定される。

一方、水力の新規開発促進のためには、ODA や国際融資機関の支援による開発のほか、民間投資環境の改善が必要である。また既に建設ステージに入っている案件についても、インドネシア国内の手続きの不適切さにより進捗が滞っているケースが散見される。組織並びに制度上の検討と提言が重要である。

## 第4章 電力開発計画の現状と課題

### 4-1 インドネシアにおける電力開発政策と開発体制

インドネシアでは過去、電力事業権保持者（PKUK）として、PLN が同国の電源開発を含むすべての電力供給を実施してきた。しかし、高い電力需要を満たすことができなかつたことから、自家用及び公共目的のための発電を行う協同組合、民間、産業という他の事業者からの参加が必要となった。「民間による電力供給事業に関する大統領令 1992 年 37 号」の発行により、政府により計画された開発計画のみならず、民間の参加を通じたプロジェクトも大規模な公共目的の電力事業として、一般電力事業許可保持者（PIUKU）に対し、電源開発を含む電力供給事業の門戸が開かれた。

2002 年に「電力に関する法律 2002 年 20 号」が発効された。この法律は、事業の機能ごとに電力事業の実施について定めていた。その趣旨は、電力供給はすべての事業者と同じ待遇を与え、消費者に平等で均等な利益を提供できる健全な事業環境における競争と透明性を図り、効率的に実施される必要があるとした。しかし、2004 年 12 月 15 日、憲法 33 条 2 項「国民の生活に影響を与える産業部門は国家が運営・管理する」に抵触するとの理由で憲法裁判所の違憲判決により同法は無効となり、元の「電力に関する法律 1985 年 15 号」が再発効された。それによって、従来と同様、公共目的の電力供給事業は PKUK と PIUKU が実施することとなった（出展：RUKN、第 2 章）。

そのため、従来同様、電力開発政策の立案・策定は MEMR が行い、電力開発は、PLN（PKUK）及び PIUKU がそれぞれの電力供給施設の開発を担当している。また、RUKN 第 2 章、2.1 項で、電力供給は電力供給事業の責任をもつ国営企業が担うが、十分かつ均等に電力を供給し、国力を高めるために、国益を害さない範囲で、電力供給事業許可に基づき、協同組合及びその他の事業体に電力供給の機会が与えられると説明されていることから、電力開発の主体は国営企業である PLN であるが、それを補完するためにそれ以外の電力事業者、PIUKU も開発の一部を担うという体制となっている。最新の MEMR と電力エネルギー利用総局（Directorate General of Electricity and Energy Utilization：DGEEU）及び PLN の組織図を図 4-1、4-2 に示す。

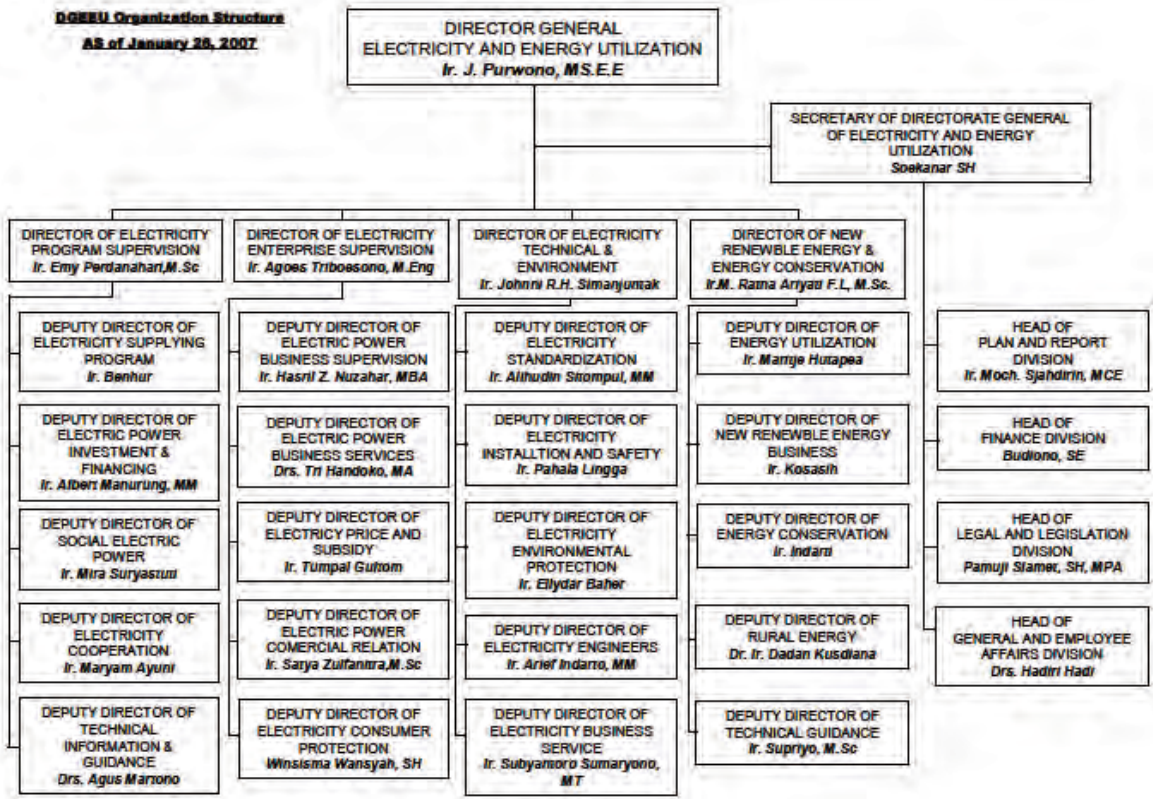
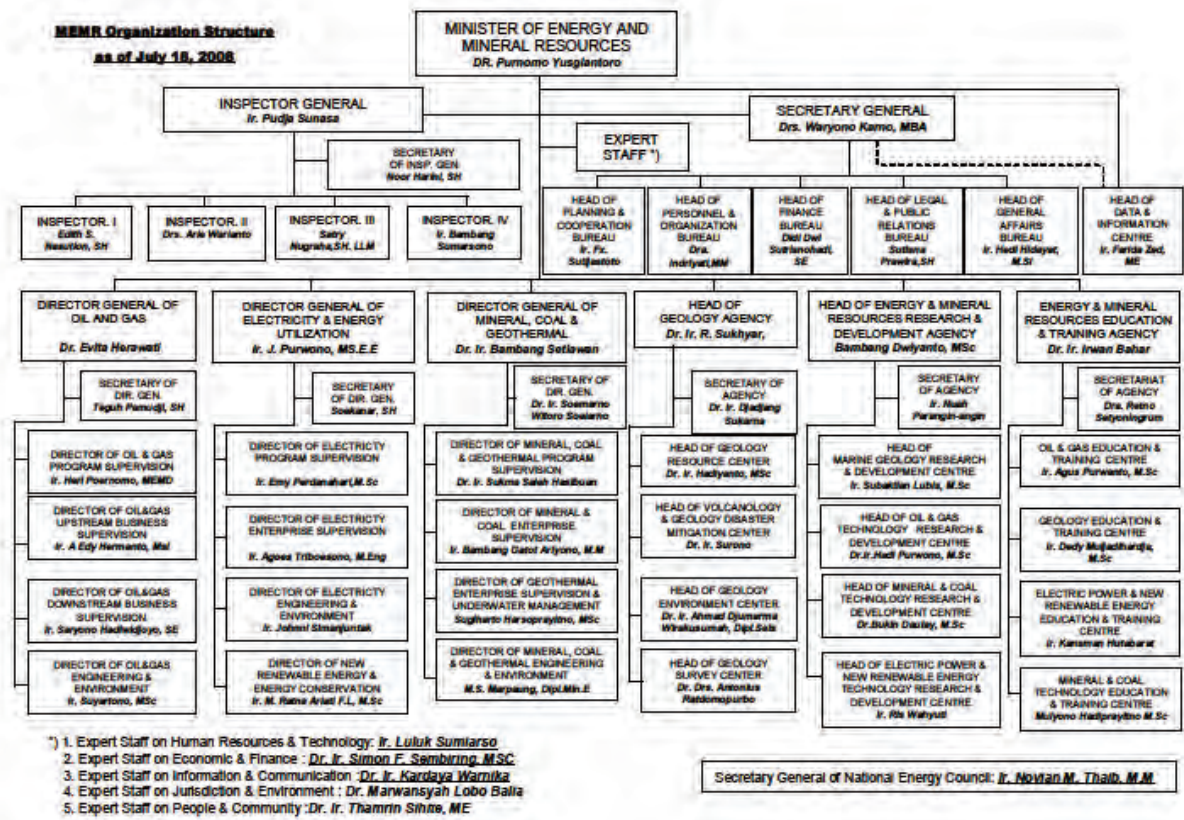


図 4 - 1 MEMR 及び DGEEU の組織図

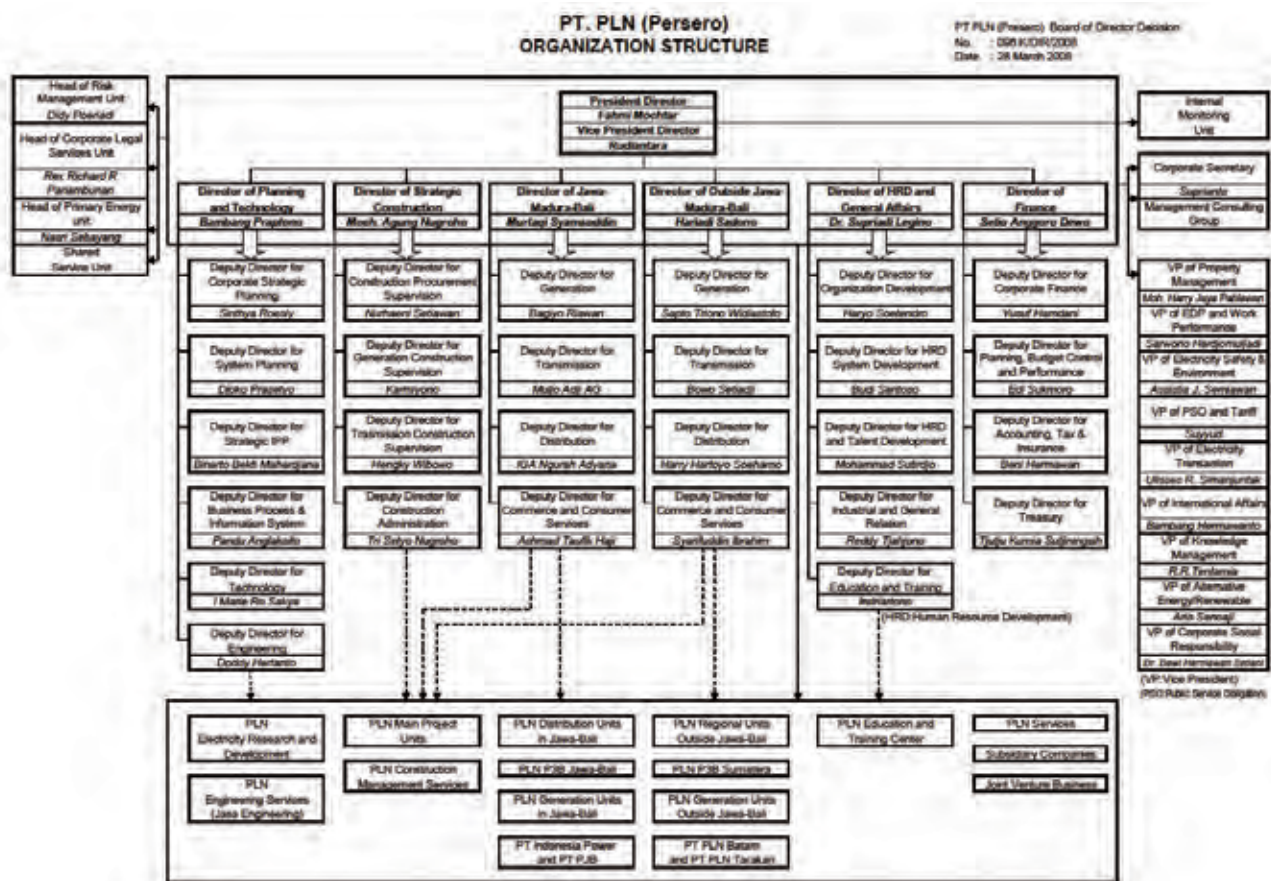


図 4 - 2 PLN の組織図

#### 4 - 2 電力需要の現状と今後の動向

各種の文献、報告書にインドネシアにおける電力需要の増加が著しく、需要に対する供給力不足が年々深刻さを深めていると説明されている。それを裏書きするように、2006年に改定された RUKN2006 が存在するにもかかわらず、同年、大統領令 71 号により、PLN に対し、総設備容量 1 万 MW の石炭火力を 2009～2010 年の間に完成させるよう指示がなされた。

表 4-1 に 2003～2007 年の間の電力系統に供給された電力量の実績値を示す。表 4-1 から年平均増加率 6.0%であり、一般的にいわれている電力需要の増加が著しい状況がみえてこない。しかしながら、収集した資料の分析の結果から、その原因は、供給サイド (PLN) の電源開発が計画どおりに進まず、著しい需要増加に追いつけないため意識的に新規の需要家への接続を遅らせていることによるものと考えられる。すなわち、PLN の総発電設備容量は、2003 年の 2 万 1,206MW から 2007 年に 2 万 5,223MW に増設されているが、この年平均増加率は 4.4%であり、全体の供給電力量の年平均増加率 6.0%よりはるかに低い数値であることから推定される。すなわち、需要の増加の勢いに PLN の電源開発は追いつけず、大きな需要増加の圧力に抗しきれず、独自の新規開発に既存施設の効率的運用、Independent Power Producer (IPP、独立電気卸事業者) からの追加購入を合わせて、系統運用上許容される範囲内での新規需要家への接続を実施した努力の結果として、供給電力量の増加が実績値として現れたものと考えられる。

表 4 - 1 供給電力量実績 2003～2007 年 (GWh)

	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	Incr.
I. Whole Indonesia						
From PLN	92,481	96,191	101,282	104,469	111,241	4.7%
From IPP	20,539	24,053	26,088	28,640	31,199	11.0%
Total	113,020	120,244	127,370	133,108	142,441	6.0%
% Share of IPP	(18.2%)	(20.0%)	(20.5%)	(21.5%)	(21.9%)	
II. Java-Madura-Bali						
From PLN	70,791	73,200	76,523	78,574	81,354	3.5%
From IPP	19,151	22,293	23,435	24,802	26,621	8.6%
Total	89,942	95,493	99,958	103,376	107,975	4.7%
% Share of IPP	(21.3%)	(23.3%)	(23.4%)	(24.0%)	(24.7%)	
III. Outside Java-Bali						
From PLN	21,690	22,991	24,759	25,895	29,887	8.3%
From IPP	1,388	1,760	2,653	3,838	4,578	34.8%
Total	23,078	24,751	27,412	29,732	34,466	10.5%
% Share of IPP	(6.0%)	(7.1%)	(9.7%)	(12.9%)	(13.3%)	

出展 : Statistic PLN 2007 and PT Indonesia Power's Statistic Report 2007

他方、表 4-2 に示すように、世界的な資源の異常な高騰や、更に、インドネシアではルピア貨の価格の異常な低下が続いているにもかかわらず、電気料金は、ルピア貨ベースでほぼ横ばいの状態で推移してきている。これは逆にみると、資源の値上がりにもかかわらず、資源価格の動向に逆らって電気料金を値下げしていることになる。このような非常に安い電気料金の設定は、国家から補助金が支給されることにより維持されている。

表 4 - 2 需要家グループ別平均販売価格 (Rp/kWh)

需要家	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	増加率
家庭	522.5	557.8	563.1	571.1	571.8	2.3%
工場	530.3	559.1	569.9	624.2	621.3	4.0%
商業	661.4	682.3	694.7	764.2	772.5	4.0%
学校等	538.1	568.6	569.9	585.3	574.1	1.6%
政府施設	725.9	712.5	730.3	755.5	743.4	0.6%
街灯	595.0	639.0	628.7	644.9	647.7	2.1%
平均	550.7	581.7	590.9	628.1	629.2	3.4%

出展 : Statistic PLN 2007, Table 49

2007 年から現在まで、石油価格の異常な高騰の結果として、PLN の供給信頼度や経済的な理由から自家発電に依存してきた多くの工場群が、上記のように政府の政策の一環として燃料の国際市場の動向にかかわらず低く抑えられてきた PLN の電気を求めることとなり、電力供給源を公共

電力に切り替える動きが激しい状況にある。事実、後述の MEMR の RUKN に電力需要予測において「PLN の待機需要家リストの推定総需要 6,000MW に留意した」と明記されている（RUKN 第 4 章、第 1 項：電力需要予測）。

したがって、現在の需要動向はあくまでも供給力不足の状況下のものであり、新規の電源開発、IPP による電源開発の進展に合わせて、PLN が待機需要家への接続・増容量が可能になり、需要は待機需要家への接続のペースに合わせて増加するものと考えられる。2009 年 2 月時点での PLN 関係者へのインタビューにおいて、2008 年初めに比較してピーク需要のみならず全体的に需要が低迷しているとのことであったが、待機需要家への本格的な接続開始は、クラッシュプログラムに従って建設が進められている最初の発電所が系統に投入されるころ（2009～2010 年）以降と考えられる。

以上の状況から、潜在的電力需要の増加傾向が著しいがあえて実際の需要を抑制してきており、電源開発が設備過剰等のネガティブな影響を受けることは少なく、政府の電気料金政策が今後も継続すると仮定するならば、当分の間、供給力不足の状況が継続するものと考えられる。

#### 4-3 短期電源開発計画

前節で説明したように PLN の電源開発の遅れから、慢性的な電力供給不足の状況が続いてきた。そのような状況下において燃料資源の高騰によりそれまで自家発電に頼ってきた工場群の公共電気供給への切り替え要求が強まり、電力供給危機が発生し始めている地域、または、そのおそれがある地域が顕在化してきていた。

2006 年に 20 年間の RUKN2006 が策定されていたにもかかわらず、大統領令 2006 年 71 号が発効された。これにより PLN が自らの財務状況に基づき、利用可能な資金調達方法により、石油消費の目立つ地域、電力需要増加の著しい地域、供給力不足危機地域及び可能性の高い地域等に焦点をあてた、2009 年までに総設備容量 1 万 MW の石炭火力の建設を行うことになった。この短期電源開発計画は、Fast Track Program、Acceleration Program またはクラッシュプログラムと呼ばれる石炭火力開発計画である。

さらに、迅速に電力供給危機を克服し、停電を回避するために、電源の借り入れ、自家発電の余剰電力の購入、建設期間の短い電源の調達等の短期対応プログラムが実施されている。この計画の一環かどうか判然としないが、ジャワ以外の地域において電源の借り上げが 2007 年の 569MW から 2008 年に 1,073MW に急増している。

1 万 MW クラッシュプログラムの内訳は、ジャワ地域に 10 プロジェクト、総出力 6,900MW、ジャワ以外の地域で 30 プロジェクト、総出力 3,100MW の合計 1 万 MW である。後述の RUKN2008 によると、ジャワの 10 プロジェクトのうち 9 プロジェクト（合計出力 6,860MW）は既に調達契約を締結しており、残り 1 プロジェクトは開発地域を変更して、再入札を行っているとのことである。また、ジャワ以外では、22 プロジェクト（合計出力 1,960MW）は既に調達契約を完了しているが、2 プロジェクト（総出力 40MW）は価格交渉中、1 プロジェクト（出力 100MW）は再入札中、残り 5 プロジェクト（合計出力 304～404MW）は実施延期となっているとのことである。なお、調達は EPC 方式、すなわち、設計（Engineering）、機器材調達（Procurement）及び建設（Construction）を含んだ契約となっている。

上記に加え、石炭以外の発電用 1 次エネルギーの多様化と再生可能エネルギーの活用を目的とし、2014 年ごろ完成を目標としたクラッシュプログラム Phase-II が、2008 年 6 月に PLN により

策定された。しかしながら、再生可能エネルギーポテンシャル（水力・地熱）の準備不足から、石炭火力が大きな部分を占める結果となっている。この短期計画は、石炭火力：7,616MW、水力発電所：174MW（アサハン3）、地熱発電：2,125MW、複合火力：1,440MW、合計1万1,355MWの開発を含んでいる。なお、Phase-I はすべてを PLN が開発を担当することになっているが、Phase-II では、PLN が 7,649MW、IPP が 3,708MW を開発する計画になっている。

Java-Madura-Bali 地域では石炭火力：5,000MW、地熱：1,145MW、複合火力：1,200MW の開発が計画されているが、その石炭火力の単機容量は、系統規模を考慮して 1,000MW 機が始めて投入される計画となっており、複合火力 1,200MW は Muara Tawar Add-on 2、3、4 であり 2011～2012 年の需要対応を期待されている。

地熱開発は基本的に IPP により行われる。計画されたプロジェクトの多くは MEMR 大臣が設定した 12 の地熱開発地域（WKP）内にあり、それらは 2014 年までに完成の見込みであるが、WKP 以外の地域のプロジェクトは 2014 年以降に完成がずれ込む可能性が高い。

#### 4-4 長中期電源開発計画

インドネシアでは、すべての国民に対し十分で、均等で、信頼性があり、持続的な電気を供給するために、MEMR は後述の今後 20 年間（長期）の RUKN を策定し、それを基に、PLN はより具体的な 10 年間（中期）の RUPTL を策定している。なお、RUPTL2009 は現実的な総合的な開発計画であり、PLN 及び IPP の電源開発計画を含んだものとなっている。

##### 4-4-1 国家電力総合計画（RUKN）

2006 年 6 月 30 日付 MEMR 大臣令 No.2270K/31.MEM/2006 で RUKN2006 が発効されたが、前節で説明したように、大統領令 2006 年 71 号が発効されたことで、クラッシュプログラム Phase-I が既に建設に着手されており、Phase-II の建設中・準備中の状況にある。

このように、クラッシュプログラムとの整合性のみならず、クラッシュプログラム自体にも完成時期のずれ込みが顕在化してきているものもあり、国家レベルでの必要な電源開発容量を満たすためにも RUKN2006 の改定が必要とされた。さらに、MEMR 大臣が定めた 12 カ所の WKP は今後の地熱開発の引き金となり得ることから、再生可能エネルギーである水力、地熱等を利用した電源開発の加速化により、国家エネルギー消費の石油依存度の低減が可能となるので、これらの再生可能エネルギー開発の具体的な方策を織り込む必要がある。

以上説明した事情もあり、RUKN2006 は改定され、2008 年 11 月 13 日付 MEMR 大臣令 No.2682K/21/MEM/2008 で改定された RUKN2008～2027（RUKN2008）が発効した。なお、RUKN2008 は電力需要予測、投資・資金政策、発電用 1 次エネルギー、新・再生可能エネルギーの利用政策等を包括した総合的な電力計画である。また、PLN 及び PIUKU が今後の電力セクターの開発を進めるための指針・参考となるものとされている。なお、同大臣令に「RUKN は、状況の変化に応じて毎年見直されるものとする」と明記されている。

RUKN2008 の構成及び概略の記述内容は以下のとおりである。

- (1) 第 1 章 序論：RUKN2006 改定の背景、電力セクターの展望・使命、改定の目的及び改定の法的根拠等について説明している。
- (2) 第 2 章 国家電力セクターの政策：電力セクターの政策の変遷、電気料金を含む電力供

給政策、発電用 1 次エネルギーの利用政策、地方電化と社会的使命への対応方針、環境保護政策、製品認証・技術者の能力認証にも言及した標準化・保安・安全の監督政策、電力需給管理、電力供給危機への対応等の政策・政府方針について説明している。

(3) 第 3 章 電力事情：地域別に、2007 年の電力需給の現状、すなわち、発電設備容量、送電線の敷設状況、販売電力量、家庭電化率、村落電化率等について説明している。しかし、この種の概説は適度に整理された数種の地域別の表を添付し、補足的な説明をするだけでよく、その方が数値の欠落もなく、理解しやすいはずである。

(4) 第 4 章 電力供給計画：

電力需要予測：基礎となる経済成長率（全国平均 6.1%）、人口増加率（ジャワ：1.0%、それ以外：1.7%）、電化率目標値等の予測値を基に、地域別に需要予測を行い、それらを積み上げて全体の需要予測値としている。本来、国家政策決定のための予測値は地域別・需要家グループ別のミクロな予測値を積み上げるのではなく、他分野の国家政策との整合性の取れた、マクロな経済指標等をベースに全国規模の需要想定を行う方が国家政策としての需要の今後の動向を示すうえでベターと考える。そのマクロな需要想定値が下位の開発計画、すなわち、電源拡充、送電網整備、配電網整備等の電力開発計画の基礎として使用されることにより電力開発計画全体が上位及び他分野との整合性の取れた開発計画とすることが可能となる。

表 4-3 に想定された Java-Madura-Bali 地域の需要予測結果を参考に示す。

表 4 - 3 Java-Madura-Bali 地域の需要予測

需要グループ	2008 年		2018 年		2027 年		年平均増加率
	TWh	構成 (%)	TWh	構成 (%)	TWh	構成 (%)	
家庭用	42.48	37.8	140.21	49.8	406.36	59.4	12.6%
公 共	6.47	5.8	18.87	6.7	48.53	7.1	11.2%
商 業	19.30	17.2	59.94	21.3	147.42	21.5	11.3%
産 業	43.99	39.2	62.80	22.3	81.89	12.0	3.3%
合 計	112.23	100	281.82	100	684.20	100	10.0%

出展：RUKN2008-2027 を加工

RUKN2008 では経済成長率、需要弾性値、電化率目標値等、前提となる指標の説明をしているが、随所に矛盾が散見される需要予測結果といえる。表を見れば明らかのごとく、家庭用の電灯需要の増加率が 12.6% に対し、産業はわずか 3.3% である。一般的に、製造業分野の著しい発展に伴い、その発展を支える電力需要も増加する。その結果として国家の全体経済が伸び、国民の収入も増加するという図式を示す。通常、経済成長率に対する弾性値は、経済成長の基盤である製造業が最も高く、次いで商業部門である。

一方、表 4-4 に示すように過去の販売電力量実績値は必ずしも一般的な状況を示していないのも事実である。なお、増加率は 5 年間の年平均である。

表 4-4 販売電力量実績 (TWh)

	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	増加率
家庭用	35.75	38.59	41.18	43.75	47.32	6.8%
公 共	4.97	5.93	6.38	6.83	7.51	11.2%
商 業	13.22	15.26	17.02	18.42	20.61	11.7%
産 業	36.50	40.32	42.45	43.62	45.80	4.5%
合 計	90.44	100.10	107.03	112.61	121.25	6.8%

出展：Statistic PLN 2007

表 4-4 を見る限り、RUKN2008 の需要想定は家庭用を除き過去 5 年間の年平均増加率とほぼ同レベルの結果となっている。しかし、インドネシアでは燃料価格は比較的安く、輸入という垣根がほとんどなく、安定した供給を受けることができることから多くの製造業は、PLN の供給信頼度の問題もあり、自家用発電に依存してきている。さらに、PLN の慢性的な発電設備の開発の遅れから意識的に産業需要家の系統への取り込みを積極的に進めてこなかった事情もあり、低い産業需要の増加率となっているものと考えられる。

以下 RUKN2008 の需要想定の主なる矛盾点を説明する。

- 1) 表 4-2 に示すように産業用の需要実績は低い増加率を示しているが、RUKN2008 本文にも明記されている「6,000MW の待機需要の需要予測への取り込み」がどのような方法でどのグループの需要に反映されているか不明である。本来なら待機需要のかなりの部分が産業用需要として取り込まれ、クラッシュプログラムの開発に合わせ急激に産業分野の需要が増加するはずなのに、数値となっていない。
- 2) 家庭用の電灯需要は、既に系統に接続されている需要家の収入増加に伴う需要増と新規に接続される需要家の需要から構成される。しかし、RUKN2008 の需要想定では、Java-Madura-Bali 地域の 2007 年の電化率は 76.1% (全国：64.3%) で 2020 年に 100% の目標に達するとしており、この目標に沿って新規需要家が増加したとしても 20 年間平均 12.6% の増加への寄与率は低いものと考えられる。換言すると、当該地域の家庭収入増加は経済成長率 6.1% よりはるかに高い率 (約 2 倍) で増加し、それが需要を押し上げるとみていることになる。
  - ・電源：電源拡充計画も地域別に策定した需要想定を基に、地域別に想定した年負荷率、損失、設備予備率等から、系統に供給されるべき電力量、最大負荷を求め、設備の廃棄計画を考慮し、計画対象期間 (2008～2027 年) の電源開発の必要量を算定している。算定方法に特段の問題点はないと思われる。
  - ・送電開発：今後 3 年間は現在クラッシュプログラムで開発が進められている新規電源のための送電線建設を優先するとしている。また、Java-Madura-Bali 系統では 500kV/150kV による開発、それ以外では 275kV/150kV/70kV による開発となり、Java-Sumatra 間の連系送電線開発は、技術・経済・社会的側面に留意し、検証を行ったあとに実施するとしている。さらに、Java-Bali 間の 500kV 連系送電線計画はバリ島の負荷急増の対応策の 1 つであるとしている。

- ・配電：販売電力量の増加を予測したうえで、信頼レベルを維持し、サービスの向上を目的として整備するとしている。また、グリッドによる電化が効率的でない場合は独立電源の適用が可能としている。
- ・地域別電力需給計画：地域別の需要想定の基本となった人口増加率、GDP 成長率、電化率目標を説明し、2027 年における販売電力量、最大電力等の予測結果を示してある。
- ・電用 1 次エネルギー計画：発電用の 1 次エネルギーの構成比率は表 4-5 に示すように予想されるとしている。また、MEMR 大臣が定めた 12 の WKP の所在地・開発可能容量が示されている。なお、原子力発電に関する記述はない。

表 4-5 発電用 1 次エネルギー構成比率 (%)

	2008 年	2010 年	2012 年	2014 年	2016 年	2018 年
石 炭	45	62	65	64	64	63
石油燃料	26	5	2	2	2	2
地 熱	5	5	8	10	10	12
ガス/LNG	17	21	19	18	18	17
水力	7	7	6	6	6	6

出展：RUKN2008～2027、表 4

- ・地方電化プログラム：後述。
- (5) 第 5 章 エネルギー資源ポテンシャル：発電用エネルギー源の概説及び地域別の以下の利用可能なエネルギー源を俯瞰している。
- ・石炭：石炭資源の総量は 931 億 t とされ、推定埋蔵量、確認埋蔵量、低質炭の数量が示してあるが、“Mineral, Coal, Geothermal and Groundwater Statistics 2008” に示す数値と比較しても、記述内容の確認が取れない。特に、本文の表 5 に地域別の石炭資源の量が示してあるが、特に、ランプン、東カリマンタンの数値と Statistics 2008 に示す数値が大きくかけ離れている。
  - ・天然ガス：複合発電 (PLTGU) にも利用される天然ガス資源は 164.99TSCF に達し、最大は Kep Natuna の 53.05TSCF、次いで、南スマトラ、西パプア、東カリマンタンの順となっている。
  - ・石油：小規模かつ孤立した需要地やガス供給を待っている PLTG や PLTGU を除き、発電用のエネルギー源としての石油燃料の利用はできるだけ回避し、削減していくとしている。石油資源は 8,403MMSTB で、その半分は Riau 州である。反面、いまだに、特に孤立した小規模電力供給系統の電源として使用されているディーゼル発電設備 (約 3,000MW) の石油燃料の動向・削減目標等には言及していない。
  - ・水力：十分な 4 万 2,853MW のポテンシャル有しており、電力安定供給のために有効に活用する必要があるとしているが、具体的な開発方針等が示されていない。
  - ・地熱：地熱ポテンシャルは 27.5GWe に達すると推定されており、全土 256 カ所に分布し、世界最大であり、全体の 40% を占めるとしている。確認埋蔵量は 2,287MWe でそのうちジャワ島は 1,535MWe である。現在運転されている地熱発電容量は 1,052MWe で 2018 年

には開発を進め 7,050MWe に達すると期待しているとしている。

- (6) 第 6 章 投資資金の必要性：表 4-6 に電源開発、送変電網の整備、配電網の整備に必要な資金の概算が示されている。ただし、送変配電設備は 2015 年までの必要資金を示してある。発電設備の開発単価を 1,000 米ドル/kW として算定しており、そのほかに対しては算定根拠が不明である。

表 4-6 2008～2027 年の電力設備に必要な資金 (100 万米ドル)

設 備	Java-Madura-Bali	それ以外	合計
電 源	140,750	31,521	172,271
送変電網	22,254	2,037	24,292
配電網	8,553	3,591	12,144

#### 4-4-2 電力供給総合計画

RUKN2008 の発効を受け、それを参考に PLN は中期の独自の需要想定を行い、IPP を含めた電源拡充計画を策定している。また、その電源拡充計画に合わせた送電系統整備拡張計画を策定し、更に、電化率の促進を視野に配電網整備計画を策定し、それらをまとめて RUPTL 2009～2018 を 2009 年 1 月に公表している (以後、RUPTL2009)。

以下、RUPTL2009 の概要について説明する。

##### (1) 電力供給総合開発計画 (RUPTL) 策定のプロセス

RUPTL2009 は RUKN2008 の電力開発計画に対する政府の政策、発電用 1 次エネルギー利用政策、環境保護政策、予備容量、想定経済成長率、需要予測等を指針・参考として使用している。RUPTL 策定のプロセスを図 4-3 に示す。

最初に PLN 本社においてこれらの RUKN に示された基本的な推定値及びその他政府の政策を加味して、RUPTL 策定のための方針・各種基礎的な仮定・想定値を設定する。その設定された方針・各種仮定・想定値等に対し電力供給計画策定担当者による事前公開討論会を開き、策定方針、前提条件となる諸数値等の確認を行う。なお、この事前公開討論会で以前計画された計画の実現性についての評価も併せて行う。

事前公開討論会で確認された策定方針、前提条件、仮定に基づいて、PLN の事務所単位 (Business Unit) でそれぞれが管轄する電力供給設備に関する整備・開発計画を分析・解析・立案する。すなわち、事務所単位としては、ジャワ及びスマトラの送電線を運用する送電会社 (P3B)、地方支店 (Wilayah)、発電会社 (Kit)、配電会社 (Distribusi) がある。本来支店は管轄地域の発電・送電・配電・需要家サービスを統括する事務所であるが、Java-Madura-Bali 地域は発電会社、送電会社及び配電会社に分割・管理されている。それ以外の地域ではスマトラ島の送電線のほとんどが送電会社の管轄下にあるのみで、ほとんどすべてが支店の管轄となっている。

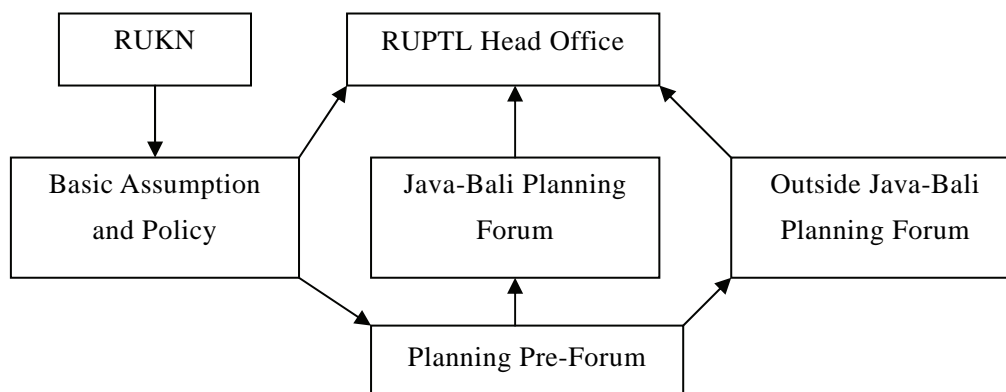


図 4 - 3 RUPTL 策定のプロセス

Java-Madura-Bali 地域の需要予測は配電会社が策定し、ジャワ以外では各支店が管轄するそれぞれの地域の需要予測を策定する。電源拡充計画は、大規模発電所は本社、それ以外は送電会社及び送電会社が統括していない地域の支店が策定する。変電所を含む送電網拡張計画は送電会社及び支店が、配電網整備計画は Java-Madura-Bali 地域では配電会社が、それ以外の地域では支店が策定する。また、孤立した地域の電力供給計画は各支店が策定する。各事務所単位は、それぞれの開発計画に必要な一連の解析・シミュレーションを、本社の協力を得て行い、担当部分の開発計画を策定する。

各事務所単位で策定された需要予測、電源拡充計画、送変電網整備拡張計画、配電網整備拡張計画は、Java-Madura-Bali 地域とそれ以外の地域の 2 つのグループに分かれ、それぞれのグループに所属する事務所単位と本社担当者を交えて、策定された開発計画の公開討論会を行う。この討論会は電力システム開発計画が計画どおりに実施されているか等を相互に確認するために最低年 1 回開催される。

上記の討論会は PLN の最適な計画策定のための各地域の開発優先づけ等を含めて話し合う。この討論会で確認された結果に基づいて、各事務所単位は策定した開発計画をより詳細・具体的に分類し、各事務所単位の開発計画書を作成する。この計画書作成と並行して、本社は全国の策定された開発計画を統合して、RUPTL2009 を作成した。なお、RUPTL の策定は RUKN 公表後 2 カ月以内に策定する計画となっている。

## (2) 需要想定の特徴となる指標

需要想定に必要な基本的な指標等の設定は本社担当部局によって想定される。その主な項目は以下のとおり。

- ・経済成長率及び需要弾性係数：過去 8 年間の実績値は表 4-7 に示すとおりである。なお、国内総生産は 2000 年ベースの値である。

表 4-7 経済成長率・弾性係数実績

	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年
国内総生産(兆 Rp.)	1,390	1,443	1,505	1,577	1,657	1,751	1,847	1,964
年成長率(%)	4.90	3.83	4.31	4.78	5.05	5.67	5.50	6.32
販売電力量増加率(%)	11.06	6.77	3.02	3.86	10.56	6.93	5.21	7.67
需要弾性値(%)	2.26	1.77	0.71	0.81	2.09	1.24	0.95	1.21

出展：RUPTL2009、表 4.1 & 4.3

表 4-7 及び RUKN の想定値をベースに表 4-8 に示すように、今後 10 年間の指標を設定している。

表 4-8 経済成長率及び弾性値予測

	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
経済成長率(%)	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
- Java-Bali	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
- Outside J-B	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
需要弾性値(%)	1.18	1.62	1.61	1.60	1.60	1.64	1.64	1.61	1.58	1.57
- Java-Bali	1.10	1.66	1.65	1.65	1.64	1.68	1.67	1.64	1.61	1.59
- Outside J-B	1.56	1.59	1.58	1.54	1.53	1.63	1.63	1.62	1.61	1.61

出展：RUPTL2009、表 4.2 & 4.4

- ・人口増加率及び電化率目標：人口増加率及び電化率目標値を表 4-9 に示す。なお、電化率目標値は、RUKN2008 に比較して 2010 年の RUKN が 67.2% に対し 67.6%、2015 年で 79.2% に対し 83.9% と、国家政策としての 2020 年 100% の目標値に近い数値となっている。なお、Java-Madura-Bali 地域の 2020 年の電化率達成目標は、国家政策と同じ 100% に設定している。

表 4-9 想定人口増加率及び電化率目標値

	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
人口増加率(%)	1.25	1.23	1.22	1.20	1.19	1.16	1.13	1.12	1.10	1.07
- Java-Bali	0.99	1.01	0.94	0.95	0.94	0.91	0.91	0.87	0.85	0.82
- Outside J-B	1.63	1.56	1.63	1.56	1.85	1.21	1.44	1.47	1.44	1.41
電化率目標(%)	64.8	67.6	70.6	73.8	77.1	80.4	83.9	87.6	91.5	95.5
- Java-Bali	70.2	72.9	75.6	78.4	81.4	84.2	87.3	90.5	93.8	97.3
- Outside J-B	56.0	59.0	62.6	66.4	70.3	74.2	78.5	83.1	87.9	92.7

出展：RUPTL2009、表 4.5 & 4.8

### (3) 需要想定

上記の基礎的指標に基づいて想定された全インドネシア、Java-Madura-Bali システム及

びそれ以外のシステムの需要想定結果を表 4-10、4-11 及び 4-12 に示す。

表 4-10 インドネシア全体の需要予測結果

	Unit	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	% Incr
<b>Basic Assumption</b>													
Population	10 <sup>3</sup>	227,779	230,633	233,477	236,351	239,174	242,014	244,815	247,572	250,342	253,089	255,795	1.17%
- Growth Rate	%	1.28	1.25	1.23	1.22	1.20	1.19	1.16	1.13	1.12	1.10	1.07	
Growth of GDP	%	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	
Electrification Ratio	%	62.8	64.8	67.6	70.6	73.8	77.1	80.4	83.9	87.6	91.5	95.5	
<b>Energy Sales</b>													
Residential	GWh	50,020	53,736	58,983	64,761	71,039	77,919	85,316	93,420	102,278	111,974	122,307	9.35%
Commercial	GWh	21,804	23,650	26,131	28,915	31,970	35,348	38,926	42,878	47,301	52,142	57,491	10.18%
Public	GWh	8,067	8,774	9,778	10,875	12,091	13,450	14,911	16,538	18,179	19,994	22,003	10.56%
Industrial	GWh	49,021	52,525	58,201	64,339	71,070	78,470	86,222	94,653	103,706	113,133	123,385	9.67%
Total	GWh	128,911	138,685	153,094	168,891	186,179	205,188	225,374	247,489	271,464	297,242	325,187	9.69%
-Growth Rate	%	6.5	7.6	10.4	10.3	10.2	10.2	9.8	9.8	9.7	9.5	9.4	
<b>Number of Customers</b>													
Residential	10 <sup>3</sup>	36,354.1	38,056.7	40,303.8	42,689.6	45,231.1	47,948.1	50,699.3	53,685.6	56,870.8	60,274.0	63,725.9	5.77%
Others	10 <sup>3</sup>	2,780.5	2,911.3	3,048.6	3,192.6	3,343.7	3,502.6	3,665.4	3,837.6	4,015.0	4,200.9	4,400.9	4.70%
Total	10 <sup>3</sup>	39,134.6	40,968.1	43,352.4	45,882.2	48,574.8	51,450.7	54,364.7	57,523.1	60,885.7	64,474.9	68,126.8	5.70%
<b>Energy Requirement &amp; Production</b>													
- T&D Losses	%	12.1	11.5	11.3	11.0	10.9	10.7	10.6	10.5	10.4	10.0	9.9	
Sentout Energy	GWh	144,557	154,692	170,346	187,540	206,429	227,241	249,320	273,486	299,660	326,847	357,432	9.48%
- Station Use	%	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
Energy Production	GWh	150,294	160,832	177,110	194,991	214,635	236,278	259,236	284,363	311,578	339,844	371,680	9.48%
Peak Load	MW	23,411	25,171	27,830	30,600	33,637	36,982	40,530	44,407	48,605	52,970	57,887	9.48%
- Annual Load Factor	%	73.3	72.9	72.6	72.7	72.8	72.9	73.0	73.1	73.2	73.2	73.3	

出展：RUPTL2009～2018

表 4-11 Java-Madura-Bali システムの需要予測結果

	Unit	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	% Incr
<b>Basic Assumption</b>													
Population	10 <sup>3</sup>	135,236	136,581	137,954	139,251	140,578	141,594	143,181	144,478	145,737	146,978	148,188	0.92%
- Growth Rate	%	1.02	0.99	1.01	0.94	0.95	0.94	0.91	0.91	0.87	0.85	0.82	
Growth of GDP	%	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	
Electrification Ratio	%	68.2	70.2	72.9	75.6	78.4	81.4	84.2	87.3	90.5	93.8	97.3	100%
<b>Energy Sales</b>													
Residential	GWh	36,007	38,278	41,922	45,896	50,250	55,022	60,112	65,677	71,769	78,432	85,454	9.03%
Commercial	GWh	16,343	17,542	19,313	21,288	23,470	25,879	28,381	31,132	34,244	37,667	41,434	9.75%
Public	GWh	5,468	5,934	6,643	7,437	8,324	9,317	10,372	11,546	12,680	13,926	15,294	10.83%
Industrial	GWh	43,123	46,074	51,074	56,548	62,555	69,140	76,009	83,476	91,464	99,729	108,739	9.69%
Total	GWh	100,942	107,828	118,953	131,168	145,598	159,357	174,874	191,830	210,156	229,755	250,920	9.53%
-Growth Rate	%	5.6	6.8	10.3	10.3	11.0	9.5	9.7	9.7	9.6	9.3	9.2	
<b>Number of Customers</b>													
Residential	1000	24,515.9	25,558.2	26,839.0	28,185.9	29,602.3	31,091.9	32,573.4	34,178.1	35,860.2	37,626.6	39,481.4	4.88%
Others	1000	1,782.5	1,851.4	1,922.9	1,997.0	2,073.9	2,153.7	2,232.0	2,313.0	2,391.5	2,472.5	2,556.2	3.67%
Total	1000	26,298.3	27,409.6	28,761.9	30,182.9	31,676.2	33,245.6	34,805.3	36,491.1	38,251.7	40,099.1	42,037.6	4.80%
<b>Energy Requirement &amp; Production</b>													
- T&D Losses	%	11.6	11.0	10.8	10.7	9.8	10.4	10.4	10.3	10.2	9.7	9.7	
Sentout Energy	GWh	112,695	119,706	131,821	145,139	159,840	176,006	192,980	211,512	231,527	251,967	275,179	9.34%
- Station Use	%	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	
Energy Production	GWh	117,353.5	124,693.8	137,313.1	151,186.2	166,500.4	183,339.5	201,020.3	220,324.6	241,174.1	262,465.5	286,644.2	9.34%
Peak Load	MW	17,627	18,854	20,900	23,012	25,343	27,906	30,597	33,535	36,708	39,949	43,629	9.49%
- Annual Load Factor	%	76.0	75.5	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	

出展：RUPTL2009～2018

表 4-12 Java-Madura-Bali 以外のシステムの需要想定結果

	Unit	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	% Incr
Basic Assumption													
Population	10 <sup>3</sup>	92,544	94,052	95,523	97,081	98,596	100,420	101,634	103,094	104,605	106,111	107,605	1.52%
- Growth Rate	%		1.63	1.56	1.63	1.56	1.85	1.21	1.44	1.47	1.44	1.41	
Grwth of GDP	%												
Electrification Ratio	%	54.0	56.0	59.0	62.6	66.4	70.3	74.4	78.5	83.1	87.9	92.7	
Energy Sales													
Residential	GWh	14,013	15,459	17,061	18,866	20,789	22,898	25,203	27,743	30,510	33,542	36,853	10.15%
Commercial	GWh	5,461	6,108	6,818	7,627	8,501	9,470	10,544	11,746	13,058	14,475	16,057	11.39%
Public	GWh	2,599	2,840	3,135	3,438	2,767	4,133	4,540	4,992	5,499	6,068	6,710	9.95%
Industrial	GWh	5,897	6,450	7,128	7,792	8,524	9,330	10,213	11,178	12,242	13,404	14,647	9.52%
Total	GWh	27,969	30,857	34,141	37,723	40,581	45,831	50,500	55,659	61,309	67,487	74,266	10.26%
-Growth Rate	%		10.3	10.6	10.5	7.6	12.9	10.2	10.2	10.2	10.1	10.0	
Number of Customers													
Residential	1000	11,838.2	12,498.5	13,464.8	14,503.7	15,628.8	16,856.1	18,125.9	19,507.5	21,010.6	22,597.4	24,244.4	7.43%
Others	1000	998.0	1,059.9	1,125.7	1,195.6	1,269.7	1,348.9	1,433.4	1,524.6	1,623.5	1,728.4	1,844.7	6.34%
Total	1000	12,836.3	13,558.4	14,590.5	15,699.3	16,898.6	18,205.1	19,559.3	21,032.1	22,634.0	24,325.8	26,089.1	7.33%
Energy Requirement & Production													
- T&D Losses	%	13.9	13.4	12.8	12.4	14.8	11.8	11.6	11.3	11.1	11.0	10.8	
Scoutout Energy	GWh	31861.9	34986.1	38525.4	42401.4	46588.9	51235.5	56340.4	61974	68132.6	74880.6	82253.3	9.95%
- Station Use	%	3.36	3.29	3.30	3.31	3.32	3.32	3.33	3.33	3.33	3.34	3.38	
Energy Production	GWh	32940.4	36138.1	39796.4	43805	48134.5	52938.6	58215.6	64038.5	70403.8	77378.4	85035.6	9.95%
Peak Load	MW	5784.0	6317.4	6930.0	7588.4	8294.5	9076.4	9933.3	10872.1	11896.6	13020.9	14257.7	9.44%
- Annual Load Factor	%	65.0	65.3	65.6	65.9	66.2	66.6	66.9	67.2	67.6	67.8	68.1	

出展：RUPTL2009～2018

参考のため、RUKN2008 と RUPTL2009 の Java-Madura-Bali システムの 2008～2018 年間の販売電力量予測結果の比較を表 4-13 に示す。なお、RUKN2008 にはインドネシア全体の需要家グループ別の集計結果が示されておらず、総需要のみしか示していないので、やむをえず比較可能な Java-Madura-Bali システムの数値をもって比較した。

表 4-13 RUKN2008 と RUPTL2009 の販売電力量予測結果の比較 (GWh)

	2008年	2010年	2012年	2014年	2016年	2018年	%
RUKN2008 : Java-Madura-Bali System							
家庭用	42,478	53,778	68,357	86,814	110,445	140,213	12.7
商業	19,299	24,615	31,081	38,951	48,489	59,944	12.0
公共	6,468	7,960	9,926	12,345	15,292	18,866	11.3
産業	43,986	47,484	51,208	55,018	58,876	62,796	3.6
合計	112,231	133,837	160,572	193,128	233,102	281,819	9.6
RUPTL2009 : Java-Madura-Bali System							
家庭用	36,007	41,922	50,250	60,112	71,769	85,454	9.0
商業	16,343	19,313	23,470	28,381	34,244	41,434	9.7
公共	5,468	6,643	9,324	10,372	12,680	15,294	10.8
産業	43,123	51,074	62,555	76,009	91,464	108,739	9.7
合計	100,942	118,953	145,598	174,874	210,156	250,920	9.5

出展：RUKN2008～2027 & RUPTL2009～2018

RUPTL2009 には、RUKN2008 の説明でも指摘したのと同様、「待機需要容量 6,000MW」に対する明確な対処方針・方法の説明がないうえ、想定結果にも明確な考慮の跡がみえない。しかしながら、需要弾性値を適用し、それなりの結果となっているようにみられる。需要予測を担当する配電会社や支店は待機需要家に関する正確な情報を所有しており、需要予測プロセスのなかに明確な方法を用いた取り込みがあつてしかるべきと考える。

RUKN2008 と RUPTL2009 それぞれの合計需要予測の結果に大きな差がないようにみえるが、表 4-13 は、第 4-4-1 節で指摘した RUKN2008 の需要想定との矛盾がより鮮明に示されていると考えられる。

#### (4) 電源拡充計画

RUPTL では電源拡充計画を WASP-IV を使用して、PLN の開発候補だけでなく IPP をも含めた拡充計画を策定している。

- ・発電設備の現状：インドネシアの公共電気供給のための発電設備は PLN と IPP により運用されており、その総発電設備容量は 2 万 9,405MW である。その内訳は Java-Madura-Bali 地区に 2 万 4,761MW (全体の 85%)、それ以外の地域に 4,441MW となっている。また、PLN の所有している発電設備容量は 2 万 2,236MW (全体の 76%)、それ以外は IPP の所有である。さらに、主に Java-Madura-Bali 以外の地域の電力供給のために、総容量 1,073MW の発電設備を借り上げて使用している。
- ・電源拡充計画策定のための基礎情報：本社にて、計画策定の基礎となる投入される電源候補の設備容量、建設単価、建設期間、熱効率、補修・点検停止期間、燃料単価、単位熱量等を設定している。それらを表 4-14、4-15、416 に示す。

表 4-14 Java-Madura-Bali システムの発電設備候補

No	電源候補	設備容量	建設単価	建設期間	設備効率	停止率
		MW	US\$/kW	年	Kcal/kWh	%
1	石炭火力	1,000	1,400	4	1,911	10
2	石炭火力	600	1,190	4	2,388	13
3	複合火力 LNG	750	930	3	1,741	12
4	複合火力 Gas	750	930	3	1,800	12
5	ガスタービン	200	550	2	3,440	15
6	揚水	250	860	6	-	-
7	地熱	55	1,370	3	-	5

出展：RUPTL2009～2018

表 4-15 Java-Madura-Bali 以外のシステムの発電設備候補

No	電源候補	設備容量	建設単価	建設期間	設備効率	停止率
		MW	US\$/kW	年	Kcal/kWh	%
1	石炭火力	65-200	1,300	3	2,867-2,646	10
2	石炭火力	7-50	1,300	2	3,440-2,867	13
3	複合火力 Gas	150	1,000	2	2,400	12
4	ガスタービン	50-100	600	2	3,640-3,110	15
5	PLTA	>10	2,000	3-5	-	-
6	PLTM	<10	3,000	2	-	-
7	地熱	10-55	1,200	2	-	-

出展：RUPTL2009～2018

表 4-16 想定燃料価格及び熱量

1次エネルギー	燃料単価	熱容量
石炭	US\$ 90/ton	5,300 kcal/kg
天然ガス	US\$ 6/MMBTU	252,000/MMBTU
LNG	US\$ 10/MMBTU	252,000/MMBTU
HSD	US\$ 140/Barel	11,000 kcal/kg
MOF	US\$ 110/Barel	10,000 kcal/kg

出展：RUPTL2009～2018

なお、水力発電所については、Java-Madura-Bali システムでは、Rajamendari、Kali Kont-2、Kesamben、Jategede の 4 計画しか開発候補リストになく、このことが RUPTL2009 のなかの水力開発案件が極端に少ない原因の 1 つと思われる。WASP-IV に入力されている水力発電所に関する情報は、設備容量及び年を 4 期に分けた貯水容量、発生電力量、最低出力である。しかしながら、開発候補のほとんどが実質年 1 期の情報（4 期とも同じ数値を入力）であり、水力発電所の運用面からみた特性を電源拡充計画策定に反映されていないように見受けられる。

策定された電源拡充計画：電源拡充計画は 1 万 MW を 2010 年までに建設するという大統領令に基づいた石炭火力発電所の建設が進められている Fast Track Program Phase-I (クラッシュプログラム) 計画のみならず、2014 年までの完成をめざす Fast Track Program Phase-II (総開発開発容量：1 万 1,355MW) をも取り込んだ開発計画となっている。表 4-17 にインドネシア全体の電源種別の開発計画を示す。

表 4-17 全インドネシアの電源拡充計画（2009～2018年）

Year	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	Total	
Whole Indonesia													
PLN	PLTU	115	2,020	6,293	1,544	1,671	2,548	356	1,000	6	2,200	17,753	
	PLTP			28	228	367	231	155		6		1,015	
	PLTGU	40	1,000	918	236	1,050			750	2,250	750	1,500	8,494
	PLTG	170	40	439	5	100	15		1,400	245	1,520		3,934
	PLTD		48	60	20	10	8	7	11	3	3	5	175
	PLTM		9	2	29	8	13	9			1		71
	PLTA				10	280	11	1,026	128	459	922	1,000	3,835
Total	325	3,117	7,740	2,072	3,486	2,826	1,553	3,289	2,963	3,202	4,705	35,277	
IPP	PLTU	50		306	2,896	3,069	1,358	2,760	1,340	2,228	2,068	16,488	
	PLTP	60	120		60	390	685	685	95	250	701	3,991	
	PLTGU			220								220	
	PLTG		230	208								438	
	PLTD			3					3			6	
	PLTM			18	92	13						123	
	PLTA			180	145		45	45		380	110	905	
Total	110	350	935	3,193	3,472	2,088	3,490	1,435	2,861	2,879	1,358	22,171	
PLN + IPP	PLTU	165	2,020	6,599	4,440	4,740	3,906	3,116	2,340	2,234	2,613	34,241	
	PLTP	60	120	28	288	757	916	840	95	250	707	5,006	
	PLTGU	40	1,000	1,138	236	1,050			750	2,250	750	1,500	8,714
	PLTG	170	270	647	5	100	15		1,400	245	1,520	0	4,372
	PLTD		48	63	20	10	8	7	11	6	3	5	181
	PLTM		9	20	121	21	13	9			1		194
	PLTA			180	155	280	56	1,071	128	839	1,032	1,000	4,741
Total	435	3,467	8,675	5,265	6,958	4,914	5,043	4,724	5,824	6,081	6,063	57,449	
Java-Madura-Bali													
PLN	PLTU		1,890	4,540	900	1,000	2,000		1,000		2,000	13,330	
	PLTP												
	PLTGU		1,000	678	150	1,050			750	2,250	750	1,500	8,128
	PLTG								1,400		1,200		2,600
	PLTD												
	PLTM												
	PLTA							1,000		62	922	1,000	2,984
Total	0	2,890	5,218	1,050	2,050	2,000	1,000	3,150	2,312	2,872	4,500	27,042	
IPP	PLTU			130	1,570	1,560	960	2,320	1,000	1,800	1,200	10,540	
	PLTP	60	110			225	415	505	40	140	640	3,080	
	PLTGU												
	PLTG		150									150	
	PLTD												
	PLTM												
	PLTA								30	110		140	
Total	60	260	130	1,570	1,785	1,375	2,825	1,040	1,970	1,950	945	13,910	
PLN + IPP	PLTU		1,890	4,670	2,470	2,560	2,960	2,320	2,000	1,800	1,200	23,870	
	PLTP	60	110			225	415	505	40	140	640	3,080	
	PLTGU		1,000	678	150	1,050			750	2,250	750	1,500	8,128
	PLTG		150						1,400		1,200	0	2,750
	PLTD												
	PLTM												
	PLTA							1,000		92	1,032	1,000	3,124
Total	60	3,150	5,348	2,620	3,835	3,375	3,825	4,190	4,282	4,822	5,445	40,952	
Outside Java-Madura-Bali													
PLN	PLTU	115	130	1,753	644	671	548	356		6	200	4,423	
	PLTP			28	228	367	231	155		6		1,015	
	PLTGU	40	0	240	86							366	
	PLTG	170	40	439	5	100	15		245	320		1,334	
	PLTD		48	60	20	10	8	7	11	3	3	5	175
	PLTM		9	2	29	8	13	9			1		71
	PLTA				10	280	11	26	128	397			832
Total	325	227	2,522	1,022	1,436	826	553	139	651	330	205	8,236	
IPP	PLTU	50		176	1,326	1,509	398	440	340	428	868	5,948	
	PLTP		10		60	165	270	180	55	110	61	911	
	PLTGU			220								220	
	PLTG		80	208								288	
	PLTD			3								3	
	PLTM			18	92	13						123	
	PLTA			180	145		45	45		350		765	
Total	50	90	805	1,623	1,687	713	665	395	888	929	413	8,258	
PLN + IPP	PLTU	165	130	1,929	1,970	2,180	946	796	340	434	868	10,371	
	PLTP		10	28	288	532	501	335	55	110	67	1,926	
	PLTGU	40		460	86							586	
	PLTG	170	120	647	5	100	15		245	320		1,622	
	PLTD		48	63	20	10	8	7	11	3	3	5	178
	PLTM		9	20	121	21	13	9			1		194
	PLTA			180	155	280	56	71	128	747			1,617
Total	375	317	3,327	2,645	3,123	1,539	1,218	534	1,539	1,259	618	16,494	

出展：RUPTL2009～2018

上記策定された結果に対する感度解析を表 4-18 に示す条件で実施している。

表 4-18 感度解析の条件

Case	Crude Oil US\$/Barel	Coal US\$/Ton	Gas US\$/mmbtu	LNG US\$/mmbtu
Base	140	90	6	10
Case-1	70	90	6	10
Case-2	140	80	6	10
Case-3	140	100	6	10
Case-4	140	90	7	10

出展：RUPTL2009～2018、表 4.26

#### 4-5 送電系統拡張計画

第 4-4-1 節で説明したように、変電所の拡張・新設を含めた送電系統拡張計画は送電会社 (P3B) 及び支店 (Wilayah) によって、需要予測及び電源拡充計画をベースに策定される。

- ・送電設備の現状：Java-Madura-Bali システムの送電系統は 500kV、150kV 及び 70kV で構成されており、それ以外の地域では 275kV、150kV 及び 70kV による系統構成となっている。25 年ほど前に 70kV 送電線を新規に建設せず、更に、150kV 送電線に順次更新するとの方針であったが、現実的にいまだ多くの 70kV 送電線が残されている。

Java-Madura-Bali システム以外では送電系統はスマトラ、カリマンタン、スラウェシにのみ敷設されており、それ以外はいまだ 20kV 配電線により電気を供給している。275kV 送電線は INALUM 所有の送電線 (1981 年運用開始) のみであったが、PLN の 275kV 送電線は 2007 年にスマトラで運用開始されている。

- ・送電系統拡張計画の策定：送電系統拡張計画には新規開発が計画されている発電所の位置・計画出力と変電所別需要予測が必要である。年次を迫った系統構成及び需要の変化に合わせて系統解析 (電力潮流解析、故障計算等) を行い、N-1 基準を満足するように送電線路の追加、変電所の増設、新規変電所の建設等を検討し、計画対象期間の整備拡張計画を策定する。表 4-19 に RUPTL2009 で策定された送電系統整備拡張計画の総括表を示す。なお、RUPTL2009 に示されているジャワ以外の系統拡張計画のなかの HVDC 線路の長さ と 275/150kV 変圧器の容量は、地域ごとの計画数量と異なっていたので、地域ごとの計画数値を用いた。

2009～2018 年の期間の送電系統整備拡張計画のなかの注目すべき事項は以下のとおりである。

- (1) ジャワとスマトラを結ぶ HVDC500kV 送電線路は、ジャワ側 350km、スマトラ側 800km の合計 1,250km で、2016 年に運用開始と計画されている。なお、この直流送電線でスマトラからジャワへ 2,600MW の電気を送る予定で、前述の Java-Madura-Bali システムの電源拡充計画のなかに織り込み済みである (PLTG の項目として)。
- (2) スマトラにおいては、計画期間中にアチェから南スマトラまでの送電系統が 275kV 送電線で連系される計画となっている。また、最初の 500kV 送電線は Musi Rawas-Banko

Tengah-Ketapan の間 (1,040km) で 2016 年に運用開始されるとしている。RUPTL2009 添付送電系統図 (頁 348) に Dumai とマレーシアの間の HVDC 海底送電線が示されているが、本文中には具体的な説明がなく、また、整備拡張計画にも含まれていない。

表 4-19 RUPTL2009 の送電系統整備拡張計画

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	Total
<b>Java-Madura-Bali System</b>												
Transmission Line (km)												
500kV		159	127	4	329	920	606	444	100	60	340	3,089
DC 500kV									350			350
150kV	564	3,497	1,403	1,120	727	482	560	282	644	276	12	9,567
70kV	14	80	10	22								126
Total	578	3,736	1,540	1,146	1,056	1,402	1,166	726	1,094	336	352	13,132
Transformer (MVA)												
500/150kV	1,666	4,666	3,000	2,000	1,000	4,000	3,500	3,000	6,000		1,000	29,832
150/70kV	160	490	160								100	910
150/20kV	1,820	4,800	7,920	4,036	3,570	3,480	3,330	3,690	5,370	5,160	1,980	45,156
70/20kV	60	460	190	90	90	80	80	150	190	130	100	1,620
Total	3,706	10,416	11,270	6,126	4,660	7,560	6,910	6,840	11,560	5,290	3,180	77,518
<b>Outside Java-Madura-Bali</b>												
Transmission Line (km)												
500kV									1,040			1,040
DC 500kV									800			800
275kV			5,122				2,872		2,508			10,502
150kV	1,098	2,277	5,502	2,908	2,179	714	618	897	531	273	8	17,005
70kV	105		1,006	272	90		186	660	170	90		2,579
Total	1,203	2,277	11,630	3,180	2,269	714	3,676	1,557	5,049	363	8	31,926
Transformer (MVA)												
500/275kV									1,000			1,000
275/150kV		1,500	4,000				1,250		1,500			8,250
150/20kV	1,746	2,100	2,280	1,050	1,360	1,050	890	1,410	1,500	1,006	450	14,842
70/20kV	80	110	390	130	80		100	160	120	60	60	1,290
Total	1,826	3,710	6,670	1,180	1,440	1,050	2,240	1,570	4,120	1,066	510	25,382

出展：RUPTL2009～2018、表 4.28 & 4.29

- (3) カリマンタンでは、計画期間中に、東-南-中部の系統は 150kV 送電線で連系されるが、西カリマンタンは孤立系統として残る計画である。しかしながら、電力をマレーシアから購入する計画が進んでおり、サラワク州 (Mambong 変電所) から西カリマンタン地区の Singkawang までの 275kV 送電線 396km の運用開始が 2014 年に計画されている。すなわち、インドネシア最初の他国との送電系統の連系計画であり、最初の電気の直接輸入となる。
- (4) スラウェシでは 150kV のみの整備拡張であり、孤立したシステムの連系が進むが、北スラウェシ系統は孤立した状態が続く。
- (5) マルクでは石炭火力 (Waai) 及び水力 (Isal II) の開発、パプアでも石炭火力の開発に伴い、70kV 送電線が 2010 年に運用開始される計画となっている。
- (6) 西ヌサトゥンガラでは IPP による石炭火力の開発に伴い 150kV 送電線の運用開始が 2010 年に計画されており、東ヌサトゥンガラでも石炭火力の開発に伴い 70kV 送電線の運用開始が計画されている。また、当該地域は地熱発電による電源が多く計画されている。

#### 4-6 電力供給総合開発計画 (RUPTL) の開発資金計画

RUPTL2009 において PLN の 2008～2018 年間の開発に必要とされる資金は、発電部門 316 億 7,000 万米ドル (PLN 全体の 54%)、送変電部門 144 億 4,000 万米ドル (同 25%)、配電部門 123 億 8,000 万米ドル (同 21%) である。配電部門の開発資金のすべては内貨で計上しており、その

結果外貨は 343 億 1,000 万米ドル(同 69%)、内貨は 241 億 8,000 万米ドルとなっている。さらに、IPP による発電部門での開発所要資金は、外貨 185 億 7,000 万米ドル (IPP 分の 74%)、内貨 66 億 3,000 万米ドル、合計 252 億米ドルとなっている。その結果 IPP を含む総開発所要資金は 836 億 9,000 万米ドルとなっている。年次別の開発資金の内訳を表 4-20 に示す。

表 4-20 年次別の開発資金の内訳

		2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	Total	
Whole Indonesia (PLN+IPP)	発電	FC	3,031.7	4,478.3	5,746.2	5,414.2	4,818.6	3,719.7	3,546.5	3,440.6	3,601.0	2,584.9	1,295.4	41,677.1
		LC	1,306.2	1,723.4	1,925.8	1,756.2	1,588.4	1,391.8	1,514.8	1,362.3	1,340.0	909.3	371.2	15,189.4
		Total	4,337.9	6,201.7	7,672.0	7,170.4	6,407.0	5,111.5	5,061.3	4,802.9	4,941.0	3,494.2	1,666.6	56,866.5
	送変電	FC	1,431.3	1,874.2	1,140.2	812.9	1,045.9	1,487.1	1,164.6	1,284.5	663.7	243.1	52.3	11,199.8
		LC	554.4	527.3	290.7	236.8	362.5	379.6	366.9	329.4	139.0	45.7	6.7	3,239.0
		Total	1,985.7	2,401.5	1,430.9	1,049.7	1,408.4	1,866.7	1,531.5	1,613.9	802.7	288.8	59.0	14,438.8
	配電	FC												
		LC	703.0	761.6	959.9	974.5	1,029.0	1,109.9	1,193.0	1,260.3	1,375.1	1,496.6	1,520.4	12,383.3
		Total	703.0	761.6	959.9	974.5	1,029.0	1,109.9	1,193.0	1,260.3	1,375.1	1,496.6	1,520.4	12,383.3
合計	FC	4,463.0	6,352.5	6,886.4	6,227.1	5,864.5	5,206.8	4,711.1	4,725.1	4,264.7	2,828.0	1,347.7	52,876.9	
	LC	2,563.6	3,012.3	3,176.4	2,967.5	2,979.9	2,881.3	3,074.7	2,952.0	2,854.1	2,451.6	1,898.3	30,811.7	
	Total	7,026.6	9,364.8	10,062.8	9,194.6	8,844.4	8,088.1	7,785.8	7,677.1	7,118.8	5,279.6	3,246.0	83,688.6	
PLN	発電	FC	2,403.7	3,116.3	3,413.5	2,737.6	2,254.6	1,588.9	1,556.4	1,784.5	2,043.4	1,426.9	784.0	23,109.8
		LC	1,005.2	1,181.0	1,156.4	858.5	658.4	565.0	785.9	819.1	807.4	505.7	215.8	8,558.4
		Total	3,408.9	4,297.3	4,569.9	3,596.1	2,913.0	2,153.9	2,342.3	2,603.6	2,850.8	1,932.6	999.8	31,668.2
	送変電	FC	1,431.3	1,874.2	1,140.2	812.9	1,045.9	1,487.1	1,164.6	1,284.5	663.7	243.1	52.3	11,199.8
		LC	554.4	527.3	290.7	236.8	362.5	379.6	366.9	329.4	139.0	45.7	6.7	3,239.0
		Total	1,985.7	2,401.5	1,430.9	1,049.7	1,408.4	1,866.7	1,531.5	1,613.9	802.7	288.8	59.0	14,438.8
	配電	FC												
		LC	703.0	761.6	959.9	974.5	1,029.0	1,109.9	1,193.0	1,260.3	1,375.1	1,496.6	1,520.4	12,383.3
		Total	703.0	761.6	959.9	974.5	1,029.0	1,109.9	1,193.0	1,260.3	1,375.1	1,496.6	1,520.4	12,383.3
合計	FC	3,835.0	4,990.5	4,553.7	3,550.5	3,300.5	3,076.0	2,721.0	3,069.0	2,707.1	1,670.0	836.3	34,309.6	
	LC	2,262.6	2,469.9	2,407.0	2,069.8	2,049.9	2,054.5	2,345.8	2,408.8	2,321.5	2,048.0	1,742.9	24,180.7	
	Total	6,097.6	7,460.4	6,960.7	5,620.3	5,350.4	5,130.5	5,066.8	5,477.8	5,028.6	3,718.0	2,579.2	58,490.3	
IPP 発電	FC	628.0	1,362.0	2,332.7	2,676.6	2,564.0	2,130.8	1,990.1	1,656.1	1,557.6	1,158.0	511.4	18,567.3	
	LC	301.0	542.4	769.4	897.7	930.0	826.8	728.9	543.2	532.6	403.6	155.4	6,631.0	
	Total	929.0	1,904.4	3,102.1	3,574.3	3,494.0	2,957.6	2,719.0	2,199.3	2,090.2	1,561.6	666.8	25,198.3	

出展：RUPTL2009～2018、表 5.1 & 5.5

#### 4-7 地方電化の現状

RUKN2008 の第 2 章において、社会的使命として後進地域、遠隔地域を含むすべての地域を電化し、地方の開発を促し、国民福祉を向上させることを目的としている。そのためには、電気事業者による電力供給サービス地域の拡大だけでなく、政府が直接実施すること、すなわち、未電化地域の電力供給事業を社会的機能と商業的機能を会計的に切り離して実施している。このことは何を意味するかというと、商業的目的で、PLN が自己のグリッドを延伸して、または、PIUKU による電気供給事業が未電化地域の電化を促進する計画と、その可能性の低い地域に対しては地方政府を含んだ政府直轄事業として電化促進事業を行うとの線引きをしたことになる。

RUKN2008 では、電化率向上の将来目標値を設定し、なおかつ、上記のような線引きをしているのに、特に未電化地域の具体的な地方電化促進計画が示されていない。しかしながら、PLN では、RUKN2008 同様電化率向上目標値を設定し、それなりに努力してきているように見える。表 4-21 に家庭需要家数及び電化率実績を示す。また参考のため、RUPTL2009 の 2018 年までの電化率目標値を表 4-22 に示す。需要家数及び電化率の増加率相互に差があるのは、人口増加率及び家庭当たりの家族数の減少によるものである。

以下の 2 つの表の値の違いを比較すると、今後 10 年間に電化率の促進を計画どおり進めるためには、従来の倍以上の予算をつけ、最優先課題の 1 つとして取り組む必要がある。

表 4-21 家庭需要家数（1,000）及び電化率実績

年	2003	2004	2005	2006	2007	% Inc
需要家数	29,998	31,096	32,175	33,118	34,685	3.6
電化率	n.a	57.5	58.3	59.0	60.9	1.9

出展：RUPTL2009、表 3.2 & 3.3

表 4-22 予想家庭需要家数（100 万）及び電化率目標値

年	2009	2012	2015	2018	% Inc
需要家数	41.0	48.6	57.5	68.1	5.8
電化率	64.8	73.8	83.9	95.5	4.4

出展：RUPTL2009、表 4.7

PLN 及び IPP 事業者によりマイクロ水力（PLTM）の開発が進められてきており、RUPTL2009 でも表 4-17 に示すように、PLN の開発予定：71MW、IPP による開発予定：123MW、合計：194MW の開発が計画されている。しかしながら、関係者のインタビューによると、それらの開発の多くは孤立した未電化地域の電化のための電源としての開発ではなく、既存のディーゼル発電設備の更新、または石油燃料の焚き減らしを主な目的としており、地方電化促進はその延長であるグリッドの延伸による計画となっている。また、IPP による PLTM の開発の多くは同じ線上にあり、PLN への販売を目的としているものが多い。

小水力開発に対しては海外の援助機関も協力してきており、特に UNDP は、化石燃料を使用した発電設備からの温室効果ガスの排出削減を主目的とした IMIDAP を立ち上げ、今まで種々の機関が実施してきた調査・建設の経験を集約して、全国規模の小水力開発を促進する計画である。

#### 4-8 民間による電源開発の進捗状況

インドネシアにおいて、PLN は PKUK として、一部の地域を除き、全国の必要としている電気を供給する義務が課されており、PIUKU が発電した電気を購入できるとされている。PIUKU は協同組合、公営企業、民間、市民団体、個人が電力事業許可証の交付を受けたものである。PLN に電気を販売することを目的として発電所の建設・運転・保守を行う民間業者が IPP である。

IPP の参入は、1994 年、Salak 地熱発電所、Paiton 石炭火力、Cikarang 複合火力発電所の電力購入契約（PPA）を締結することから始まり、IPP を含む PIUKU からの電力購入は急速に増大してきている。

政府は、増大し続ける需要に対し PLN が開発する電源では対応が困難な地域が発生してきており、IPP の参入を促すための種々の政令・大臣令を交付してきている。MEMR 大臣令 2006 年 1 号や 2007 年 4 号等で、PLN の電気購入やそのための送電網の貸し出し（使用）のための一般入札手続き、入札交渉、販売価格交渉などの制度的整備がなされてきている。

増大する電力需要に対応するため、PLN による電源開発と並行して、IPP の市場への参入が、特に Java Bali システムにおいて積極的に進められてきた。ちなみに、Java Bali システムにおいて、2003 年の全設備容量 1 万 8,623MW に対し、IPP は 3,265MW であったが、2007 年には全設備容量 2 万 2,385MW に対し IPP4,044MW、18.1%を占めるに至っている。その間の PLN の年平均設備増

加率は 4.5%に対し、IPP の増加率は 5.5%とほぼ同じ増加傾向を示している。しかし、電力系統に供給された電力量は、2003 年の全供給電力量 8 万 9,942GWh に対し、IPP は 1 万 9,151GWh (21.3%) であったが、2007 年には全供給電力量 10 万 7,975GWh に対し IPP 2 万 6,621 (24.7%) となっている。すなわち、IPP 業者の供給する電気はベース負荷を分担する、いわゆる設備利用率の高い購入契約となっていることがうかがわれる。そのことは逆に、PLN の発電設備の利用率が下がり、発電単価がその分上昇していることになる。また、その間の PLN の年平均設備増加率は 3.5%に対し、IPP の増加率は 8.6%と IPP の増加率が高くなっている。

RUPTL では、表 4-17 に示すように、2009～2018 年間の全電源開発計画 5 万 7,449MW のうち、IPP による開発は 2 万 2,171MW と、実に 38.6%を占める計画となっている。電源種別では、石炭火力の 1 万 6,488MW (48.2%) を筆頭に、地熱発電 3,991MW (79.7%)、水力 905MW [19.1%、これは揚水発電 (2,885MW) を含んだ数字であり、一般水力としては 48.8%] と大きな比率となっている。

#### 4-9 国際機関・ドナーの協力内容

多くの国際機関・ドナーがインドネシアの電力部門に積極的に協力しており、そのなかでも日本の協力が、現時建設中のプロジェクトでは最も多い協力を行っている。その主なるものは以下のとおりである（出展：RUPTL2009～2018、頁 116）。

	(プロジェクト名)	(種類)	(容量)	(完成)
(i)	Muara Karang Repowering	PLTGU	500MW	2009
(ii)	Priok Extension	PLTGU	500MW	2009
(iii)	Muara Karang Repowering	PLTGU	194MW	2010
(iv)	Muara Karang Repowering	PLTGU	243MW	2010
(v)	Muara Tawar Add-on 2,3,4	TLTGU	150MW	2010
(vi)	Muara Tawar Add-on 2,3,4	TLTGU	1,050MW	2010

以上のほかに、ジャワ・スマトラ間の系統連系線である HVDC500kV 送電線計画の調査を日本の支援で実施しており、今後、設計・施工が予定されている。

世界銀行は現在ジャワ島の揚水発電所建設に協力しており、インドネシア最初の大容量揚水発電所となるアップーチソカン揚水発電所 (1,000MW) の設計を終了している。引き続き建設にも協力する予定にしており、更に、アップーチソカンに続く、マテンゲン揚水発電所 (885MW) 及びグリーンデュル揚水発電所 (1,000MW) にも強い関心をもっているとのことである。これらの揚水発電所は、RUPTL2009 のなかで、2014、2017 年及び 2018 年運用開始と計画されている。また、過去 3 年ほど地方電化に力を注いできたが、結果がはかばかしくなく今後はスマトラ・カリマンタン・スラウェシの送配電線にシフトしていくことになるであろうとのことであった。

ADB の発電部門への協力では、ローン案件として 3 件の小水力・中規模水力開発を実施中である。JICA の本格調査に関連して、水力開発で最大の問題は住民移転問題と雨量であるが、CDM の視点からもクリーンなプロジェクトであり、ADB としては大規模な水力プロジェクトに興味があるとのことであった。

第 4-7 節で説明したように、UNDP は、マイクロ水力の開発促進により、化石燃料を使用した

発電設備からの温室効果ガスの排出削減を主目的とした IMIDAP を本格的に始動できる状況になってきている。

#### 4-10 電力開発計画策定における組織面・制度面の現状と課題

MEMR は最近まで電気供給事業者の監督、政策立案及び規制などの電力開発を含めたすべての関連した役割を担ってきた。政策立案は、MEMR の DGEEU が担当しているが、PLN の監督権限は MPW に移管されており、PLN の経営上部の人事権も同省に移っているようであり、電力開発に関する政策決定を行うが、監督する立場にないという組織体制となっているように見受けられる。

一方、PLN は国営電力会社から 1994 年に国有会社が変わったが、1972 年に制定された PKUK として、公益のための電力を供給する義務を負う立場は変わっていない。

MEMR は政策立案者の立場で、政府、地方政府、PKUK、PIUKU にとって今後の電力セクターの開発を行うためのレファレンスとして、長期（20 年間）の RUKN を策定すると定義されている。事実、PLN は RUKN を参考に、PLN の電力供給義務者の立場として、中期（10 年間）RUPTL を策定している。すなわち、RUKN の国家電力総合計画を参考に PLN 独自の需要想定を行い、それに基づいた IPP の電力供給分を含めた電源拡充計画、送電系統整備拡張計画、配電網整備拡張計画を策定しており、実質的な国家開発計画となっている。特に、電力開発計画の基本である需要想定について最終的に MEMR との摺り合わせを行うかとの質問に対し、RUPTL2009 ではそのような作業は一切なく、単に大臣の承認を得たのみであったとのことであった。

以上説明したように電力開発計画策定に関しては、MEMR と PLN の関係は、従来と同様、政策策定者とその政策を実施に移す者の関係にあるが、監督者と被監督者という面ではねじれが生じているように見受けられる。しかしながら、地方電化や小水力開発等では PLN と MEMR との協力関係は継続されているようである。このような状況を踏まえ本格調査において、このような関係がいつ、どのような状況で芽生えてきたのかを調査し、水力開発を促進するための望ましい協調関係を見極める必要があると考える。

## 第5章 水力開発の現状と課題

### 5-1 水力開発政策と開発体制

#### (1) 水力開発政策

インドネシアの発電部門は再生不能な化石燃料に依存するところが多い。これらの再生不能な燃料は徐々に枯渇しており、更に温室効果ガス排出の原因になっている。こうした状況下、インドネシア政府は再生可能エネルギーが果たす役割の重要性を強く認識しており、特に水力と地熱エネルギーポテンシャルは、発電用1次エネルギーとして多く存在することから、特に当該ポテンシャルを有する地域においてできる限り利用することとしている。

RUKN（2008～2027年）によれば、発電用1次エネルギーの構成比率で水力の利用は2008年の7%から2018年には6%とほぼ横ばいの推移が予定されている。これは需要増に匹敵する比率で水力発電への新規投資が継続されることを意味する。またその開発方式としては、環境や社会に影響の少ない流れ込み式発電の開発に重点を置くこととしている。

表5-1 発電用1次エネルギーの構成比率（%）

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
石炭	45	48	62	66	65	64	64	65	64	64	63
石油燃料	26	19	5	2	2	2	2	2	2	2	2
地熱	5	5	5	6	8	9	10	11	10	11	12
ガス	17	21	21	19	19	19	18	16	18	17	17
水力	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6

出典：RUKN 2008～2027

#### (2) 既存の包蔵水力調査結果

インドネシア全土の開発可能な包蔵水力はRUKN（2008～2027年）で4万2,853MWと記載されているが、これに等高線のない地図域分を加えると、全体で約7万5,000MWと見積もられる。一方、現在の水力発電設備容量は約4,000MWであり、全包蔵水力の約5%に相当する。

インドネシア政府並びにPLNは1981～1983年（Hydropower Potentials Study, HPPS）及び1996～1999年（Hydro Inventory and Prefeasibility Studies, HPPS2）の2度にわたり国際復興開発銀行（International Bank for Reconstruction and Development：IBRD）資金を用いて全国の包蔵水力を調査した。

第1次包蔵水力調査（HPPS）では、包蔵水力1,275地点をスクリーニングし、125地点を有望な水力開発地点として選定した。その内訳は貯水池式が85地点、流れ込み式が40地点となっていた。

第2次包蔵水力調査（HPPS2）では、HPPSで確認された1,275水力案件から、実施に移された55案件とキャンセルされた38案件を差し引き、新たに検討対象となった67案件を加えた1,249案件が見直しの対象となった。スクリーニングの結果、116案件が開発有望案件として選定された。そのタイプ別内訳は、貯水池式が35案件、流れ込み式が79案件、低ダム-

水路式 1 案件、自然湖流出式 1 案件となっている。

### (3) 水力開発体制

MEMR は、資源・エネルギー分野全般を掌握しており、電力分野では RUKN を策定している。電力部門を規制・監督するのは DGEEU であり、電力行政全般に加え、1 次エネルギーの需給計画を立案するなどの役割を担っている。

DGEEU は、電力の需給計画、電源開発に関する規制・監督行政及び電化促進政策を担当する電力計画局のほか、電気事業監督局、電気事業技術・環境局及び新・再生可能エネルギー及び省エネルギー局により構成されている。

MEMR の監督下、以下の開発主体がインドネシアの水力開発を担っている。

#### 1) PT.PLN

PLN [PT PLN (Persero)] は 100%の株式を政府が保有する国有企業であり、インドネシアの電力供給のほとんどを実施している。PLN は MEMR に電力設備計画 (RUPTL) を提出し、MEMR 大臣がこれを承認する。

#### 2) IPP

IPP は自らの資金により発電施設を建設・運営し、発電した電気を PLN に販売する。水力ではいまだ完成済みのものはないが、アサハン 1 水力発電所 (北部スマトラ、180MW)、ポソ 2 水力発電所 (中部スラウェシ、145MW) が現在建設中である。ほかにも複数の水力案件の計画が提案されている。

#### 3) Captive Power (企業が抱える自家用発電設備)

インドネシアの電気事業で注目すべきは、一般民間企業の保有する自家用発電設備が非常に多いことである。水力に限れば PT. Inalum のアルミ精錬用水力発電設備 (アサハン 2 : 603MW) や、PT. Inco のニッケル鉱石生産用水力発電設備 (Larona : 165MW) が挙げられる。

#### 4) 公共事業省 (MPW)

発電を含む多目的ダムの建設を推進している。現在、ジャワで Jatigede 多目的ダム (110MW) を建設中である。

#### 5) 地方政府

地方電化の計画・実施の責務の大部分は、地方政府へと移管されている。地方政府は小水力を含む地方電化の実施計画案を MEMR に提出、MEMR は全体計画を調整し、BAPPENAS、MOF の承認を得たあとに、地方政府に対し予算を配分している。

#### 6) 協同組合省

インドネシアでは国営企業は利益の一部を協同組合省に納め、協同組合省はそれを村落協同組合並びに中小企業振興に使用することとなっている。この資金の一部は、小水力を含む地方電化に回されている。

## 5-2 供給地域ごとの水力開発の状況

### (1) ジャワ-バリ

水力ポテンシャル約 4,500MW のうち、約 2,400MW が開発済み。東ジャワ州ブランタス川

流域の発電所群（カランカテス、ウリンギ、トルンアグン等 計 281MW）、中部ジャワ州の Mrica (185MW)、西ジャワ州チタルム川流域の発電所群〔Cirata (1,000MW)、Sagulin (700MW)、Jatiluhur (150MW)〕が主要な既設発電所である。

経済的に開発可能な有力地点は減少しており、今後はピーク対応の揚水発電や、既設水力発電所の増強に重点がシフトしていくものと考えられる。

最新の RUPTL (2009～2018 年) にて投入が予定されている水力案件は以下のとおりである。

表 5 - 2

単位：MW

No.	プロジェクト名	事業主体	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
1	アッパーチソカン	PLN						1000				
2	クサンベン	PLN									37	
3	カリコント 2	PLN								62		
4	マテンゲン	PLN									885	
5	Grindulu	PLN										1000
6	Rajamandala	IPP								30		
7	Jatigede	IPP									110	

アッパーチソカン揚水 (1,000MW) はインドネシア最初の揚水案件であり、西ジャワ州チタルム川支川のチソカン川上流域に位置する。2002 年に詳細設計 (円借款)、2007 年に追加設計 (IBRD) が済んでおり、建設のためのローン申請が IBRD になされている。

クサンベン水力 (37MW) は東ジャワ州ブランタス川に位置する既設カランカテス (Sutami) ダムの下流に計画されている。ブランタス川本流のカスケード開発で唯一未着手の地点である。1997 年にローカルコンサルタントによる F/S が実施されている。今後、地質・周辺社会環境並びに経済性等を確認するためのレビューが必要と考えられる。

カリコント 2 水力 (62MW) はブランタス川支川のコント川にカスケードで開発されているカリコント (Selorejo)、ムンダラン、シマン発電所の拡張/更新を指していると考えられる。

マテンゲン揚水 (885MW) は西ジャワ州内、中部ジャワ州との境界近くにあるチジョラン川流域に位置する。1997 年に EDF (フランス) がプレ F/S を実施。IBRD はアッパーチソカン揚水のローン枠内でマテンゲン揚水の F/S 並びに詳細設計を行う意向でいる。

グリンデュル揚水 (1,000MW) は中部ジャワ州と東ジャワ州の境界を流れるグリンデュル川下流域に位置する。1992 年に本邦コンサルタントが概略検討を実施、1999 年の HPPS2 でもジャワ揚水の優先案件として取り上げられた。

Rajamandala 水力 (30MW) はチタルム川流域に流れ込み式水力発電所を建設し、PLN に売電する計画で、本邦電力会社が 2007 年に開発権をインドネシア政府より取得している。

Jatigede 水力 (110MW) は MPW が中国資金にて西ジャワ州のチマヌク川に建設する Jatigede

多目的ダムに設けられる。Sino Hydro（中国水利水電建設集团公司）による工事が既に開始されている。

(2) スマトラ

水力ポテンシャル約 1 万 6,000MW のうち、約 1,400MW が開発済み。北スマトラ州のアサハン 2 (603MW、自家発)、Renun (82MW)、Sipansihaporas (50MW)、西スマトラ州の Singkarak (175MW)、Maninjau (68MW)、リアウ州の Kotapanjang (114MW)、ブンクル州の Musi (210MW)、ランポン州の Besai (90MW) が主要な既設発電所である。

島の西側を貫くバリサン山脈沿いに未開発のポテンシャルが集中しており、有望な流れ込み式水力開発の地点が複数あると考えられる。また系統規模を考えると、将来的には揚水発電をピーク対応電源として開発する可能性もある。

RUPTL (2009～2018 年) にて投入が予定されている水力案件は以下のとおり。

表 5 - 3

単位：MW

No.	プロジェクト名	事業主体	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
1	プサンガン 1-2	PLN				86						
2	アサハン 3	PLN				174						
3	アサハン 1	IPP		180								
4	Merangin 2	IPP							350			

プサンガン 1-2 水力 (86MW) はアチェ州中部にあるタワール湖から流れるプサンガン川上流域に 2 カ所の流れ込み式発電所を建設するものである。1994 年に ADB 資金による詳細設計を実施、1996 年に旧 OECF と ADB 資金により建設業者の調達を開始したが、その後治安が悪化し工事を開始できず、2003 年にローン期限が切れた。2004 年のスマトラ地震津波後、治安が回復し、2007 年に JBIC の円借款供与が決定した。現在建設業者の調達段階にある。

アサハン 3 水力 (174MW) は北スマトラ州トバ湖から流れるアサハン川に流れ込み式発電所を建設するものである。1987 年に貯水池式水力として詳細設計がなされたが、事業費が大きい (8 億 6,600 万米ドル) こと、移転住民が多い (97 世帯 447 人) ことから、建設への実施に進まなかった。2004 年に本邦コンサルタントが流れ込み式に計画を変更して F/S の見直しを実施。その後、円借款により詳細設計が実施され 2007 年に終了している。建設のための円借款契約も既に締結している。

アサハン 1 水力 (180MW) はアサハン川最上流部に建設される水力発電所で、1987 年に円借款にて詳細設計がなされた。その後開発権がローカル企業に移り一部準備工事が行われたものの、長らく中断状態にあった。2004 年より中国資本の参加を得て工事が再開されている。

Merangin 2 水力はジャンビ州に計画されている流れ込み式の計画。1996 年に ADB 資金にて詳細設計が実施された。1996 年にノルウェーの Statkraft 社が開発権を取得したが、その後インドネシア企業が取得したとされている。現在まで本格的な着手に至っていない。経済性の高い案件であり、早期の実施が望まれる。

### (3) スラウェシ

水力ポテンシャル約 1 万 MW のうち、約 400MW が開発済み。スラウェシ島最大河川であるサダン川水系(南スマトラ州北部)にポテンシャルが集中しており、支流ママサ川には 1991 年には円借款にて Bakaru 水力発電所(126MW)が建設されている。また、北スラウェシ東端に位置するトンダノ川には 3 つの既存流れ込み式水力カスケード[Tonsea Lama(14.3MW)、Tanggari 1(18MW)、Tanggari 2(19MW)]があり、北スラウェシの重要な電力供給源となっている。

RUPTL(2009~2018 年)にて投入が予定されている水力案件は以下のとおり。

表 5 - 4

単位：MW

No.	プロジェクト名	事業主体	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
1	Bakaru 2	PLN							63	63		
2	Bonto Batu	PLN								100		
3	Poko	PLN									234	
4	ボソ	IPP			145							
5	Malea	IPP							45	45		
6	ポイガール 2	PLN										

南スマトラ州サダン川水系には 4 件の水力案件が予定されている。

Bakaru 2 水力(126MW)は上記既設 Bakaru 水力発電所の増設であり、1995 年に円借款により詳細設計が実施された。既設発電所で課題となっている堆砂対策を取り込んだうえでの開発が求められる。

Bonto Batu 水力(100MW)はサダン川支川のマタロ川からサダン川に転流し落差を利用して発電する計画である。2000 年に概略検討が本邦コンサルタントにより実施されている。

Poko 水力(234MW)は Bakaru 水力の上流に位置する貯水池式水力。1996 年に JICA 開発調査で F/S が実施されている。Bakaru 水力同様、堆砂対策を取り込んだうえでの開発が求められる。

Malea 水力(191MW、現在は 90MW に縮小されている)は 1984 年に IBRD 資金で F/S が実施されている。その後 ADB が建設費の融資を決めたが、経済危機で開発は中止された。

2003年には本邦コンサルタントと PLN が共同で F/S の見直しを行い、日本の電力会社も事業投資と運営に興味を示した。結局インドネシア企業が開発権を取得したとされているが、本格的な着手には至っていない。経済性の高い流れ込み式水力案件であり、早期の実施が望まれる。

ポソ水力（145MW）は中部スレウェシ州のポソ湖に発するスレワナ川に連続する滝を水力発電に利用するもので、インドネシア企業により建設が進捗中である。RUPTL（2009～2018年）によれば、同プロジェクトは既にファイナンシャル・クローズが終了しており、工事進捗率は45%、2011年5月竣工予定と記載されている。

ポイガール2水力は北スラウェシ州ポイガール川に位置する。1987年にIBRD資金でプレF/Sを実施後、2002年にADBがRenewable Energy Development Projectの一環として資金供与を決定した。2006年にEPC（Design-Build）コントラクターが選定されたが、プロジェクトサイトの一部が自然保護区であったため、MOFoが承認を出さず工事が中断した。結局ポイガール2の資金はLahendong 4（地熱）に廻されることとなり、RUPTL（2009～2018年）でもポイガール2の案件名が挙がっているものの、その投入年度は示されていない。EPC契約によるプロジェクト実施が妥当であったかどうか、議論が待たれるところである

#### (4) カリマンタン

カリマンタンの水力ポテンシャルは約2万2,000MW。一方既設電源はそのほとんどが化石燃料発電であり、既設の大規模水力は1972年に建設されたRiam Kanan（30MW）1件のみである。また今後の電源開発計画もRUPTL（2009～2018年）をみる限りほとんどが化石燃料に依存している。

RUPTL（2009～2018年）にて投入が予定されている水力案件は以下のとおり。

表5-5

単位：MW

No.	プロジェクト名	事業主体	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
1	クサン3	PLN							65			

クサン3水力（65MW）は南カリマンタン州クサン川の中流域に位置し、カリマンタンで唯一RUPTL（2009～2018年）に記載されている案件である。1990年にIBRD資金でF/Sが実施され、その後2000年にADB資金でダム式の詳細設計（130MW）が実施された。アジア通貨危機の影響を受け、プロジェクトは進まず、大規模なダム建設と州民移転を伴うことから資金的支援を得られずにきた。2005年にはJETRO調査にて社会・環境に配慮してダム高を見直し、最大出力を65MWとすることが提案されている。

(5) パプア・マルク

パプアは豊富な水力ポテンシャル（約2万2,000MW）を有する。しかしながら両地域とも需要が小さくかつ分散化されており、送電系統がほとんど整備されていないため、大規模な水力開発が必要となるには至っていない。また、水力開発計画策定の基本データとなる水文情報や地形図が十分に整備されていない。

RUPTL（2009～2018年）にて投入が予定されている水力案件は以下のとおり。

表5-6

単位：MW

No.	プロジェクト名	事業主体	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年
1	Isal-2	PLN						20				
2	Genyem	PLN			10	10						

Isal-2 水力（20MW）はマルクに計画されている貯水池式水力である。1989年にF/Sが実施された。

Genyem 水力（20MW）は1996年にプレF/Sが終了。2002年にADBがRenewable Energy Development Projectの一環としてポイガール2とともに資金供与を決定した。ローン期限は2008年までであったが、ポイガール2は土地収用・移転が終了しなかったこと、Genyemは地元政府とのオーナーシップシェアに関する合意が得られなかったことから、PLNは2007年にローン期限の延長を申請、結局2011年までの延長となった。

5-3 水力開発候補地点の計画概要と基礎資料の整備状況

(1) 水力開発候補地点の計画概要

RUPTL（2009～2018年）にて投入が予定されている水力開発候補地点の計画概要については前節にて述べた。以下に計画済み（詳細設計、F/S、プレF/S）だがまだ名前の挙げていない案件、並びにHPPS2にてスクリーニングを通過した案件の概要を示す。

表5-7 詳細設計済みの案件

	プロジェクト名	位置	発電方式	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	設備容量 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
1	Riam Kiwa	カリマンタン	貯水池	Martapura	1,420	42	152
2	Maung	ジャワ	貯水池	Serayu	213	360	535

表5-8 F/S 済みの案件

	プロジェクト名	位置	発電方式	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (GWh)
1	Jambu Aye-8	スマトラ	貯水池	Jambu Aye	3,890	160	650
2	Tampur-1	スマトラ	貯水池	Tamiang	2,030	428	1,214
3	Peusangan-4	スマトラ	流れ込み	Peusangan	945	30.9	234
4	Wampu	スマトラ	流れ込み	Wampu	959	84	475
5	Ranau	スマトラ	流れ込み	Musi	508	60	146
6	Ketaun-1	スマトラ	貯水池	Ketaun	449	84	308
7	Pade Kembayung	カリマンタン	貯水池	Landak	114	30	235
8	Palu-3	スラウェシ	流れ込み	Palu	558	74.8	510
9	Poigar-3	スラウェシ	流れ込み	Poigar	155	13.5	99
10	Lasolo	スラウェシ	流れ込み	Lasolo	2,080	100	770
11	Warsmsona	パプア	貯水池	Warsmsona	1,460	49.2	248
12	Putih-1	ヌサトゥンガラ	流れ込み	Putih	33	5.6	29
13	Putih-2	ヌサトゥンガラ	流れ込み	Putih	38	4.1	22
14	Putih-3	ヌサトゥンガラ	流れ込み	Putih	69	6.1	32
15	Beburung	ヌサトゥンガラ	流れ込み			22	91
16	Ayung-1	バリ	流れ込み	T.Badung	118	23	68
17	Ayung-2	バリ	流れ込み	T.Badung	118	19.2	52
18	Ayung-3	バリ	流れ込み	T.Badung	217	1.8	12
19	Cipasang	ジャワ	貯水池	Cimanuk	1,190	400	751
20	Cibuni-3	ジャワ	貯水池	Cibuni	1,124	172	568
21	Cimandiri-3	ジャワ	貯水池	Cimandiri	1,302	238	600

表5-9 プレF/S 済みの案件

	プロジェクト名	位置	発電方式	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (GWh)
1	Ache-2	スマトラ	貯水池	Ache	323	7.3	64
2	Lawe Alas-4	スマトラ	貯水池	Singkil	5,705	321.6	1,549
3	Teunom-1	スマトラ	貯水池	Teunom	900	24.3	212
4	Toru-1	スマトラ	流れ込み	Tour	1,013	38	308
5	Merangin-5	スマトラ	貯水池	Hari	2,597	23.9	197

	プロジェクト名	位置	発電方式	河川名	流域面積 (km <sup>2</sup> )	設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (GWh)
6	Bayang-1	スマトラ	流れ込み	Bayang	84	13.2	71
7	Bayang-2	スマトラ	流れ込み	Bayang	36	30.9	203
8	Masang-3	スマトラ	貯水池	Masanga	993	88.5	326
9	Lematang-4	スマトラ	貯水池	Musi	540	12.2	106
10	Silat	カリマンタン	貯水池	Kapuas	1,312	28.7	130
11	Pino	カリマンタン	貯水池	Kapuas	4,489	198.4	1,375
12	Kayan-2	カリマンタン	貯水池	Kayan	28,673	500	3,833
13	Kelai-2	カリマンタン	貯水池	Berau	4,590	168	1,103
14	Amandit-2	カリマンタン	貯水池	Barit	307	2.5	20
15	Sawangan	スラウエシ	流れ込み	Tondano	292	16	73
16	Bone-1	スラウエシ	流れ込み	Bone	848	16.8	119
17	Konaweha-3e	スラウエシ	貯水池	Konaweha	3,050	23.9	116
18	Batu	スラウエシ	貯水池	Sadan	3,583	271.1	1,740
19	Tamboli	スラウエシ	流れ込み	Tamboli	304	25.8	159
20	Lamo-1	マルク	貯水池	Ake Lamo	328	5.7	25
21	Tina	マルク	流れ込み	Tina	257	12	49
22	Talawi	マルク	貯水池	Talawi	146	7.5	26
23	Tala	マルク	貯水池	Tala	610	54	167
24	WaiRacang	ヌサトゥンガラ	流れ込み	WaiRacang	70	11.1	59
25	Kambela-2	ヌサトゥンガラ	貯水池	Kambera	86	17	65
26	Sitoto	ヌサトゥンガラ	貯水池	Sitoto	215	15.2	46
27	Grindulu-2	ジャワ	貯水池	Grindulu	349	16.3	51
28	Gintung	ジャワ	貯水池	Serayu	341	19.2	81
29	Rawalo-1	ジャワ	流れ込み	Serayu	3,000	0.6	5
30	Cibuni-4	ジャワ	貯水池	Cibuni	1,215	71.1	207
31	Cikaso-3	ジャワ	貯水池	Cikaso	600	29.8	189

・ HPPS2（第2次包蔵水力調査）でスクリーニングを通過した案件

1,249 件の一般水力見直し対象に対し 1 次スクリーニングが案件の経済性に着目して実施され 338 案件が通過した。2 次スクリーニングは社会・環境面から実施され 247 案件が通過した。3 次スクリーニングはより詳しく算定された建設費に基づく経済性の評価によって実施され、116 案件が開発有望案件として選定された（注：東ティモールを含む）。開発有望案件のタイプ別内訳は、貯水池式が 35 案件、流れ込み式が 79 案件、低ダム-水路式 1 案件、自然湖流出式 1 案件となっている。案件リストを付属資料「3. 合意した M/M 及び S/W（案）」の ANNEX 2 List of Potential Sites（1/4）並びに（2/4）に示す。

また HPPS2 ではジャワ揚水の候補地点として 58 地点を抽出し、スクリーニングの結果優先地点として 10 地点を選定した。同案件のリストを付属資料「3. 合意した M/M 及び S/W (案)」の ANNEX 2 List of Potential Sites (3/4) に示す。

HPPS2 では 5～10MW 程度の中規模流れ込み式案件も抽出されたが、スクリーニングの途中段階にて規模が小さいことを理由に優先案件から除外された。しかしながら需給が逼迫している地域ではこれらの案件も必要性が高いと考えられ、経済性が確保できれば有望な候補案件になり得る。同案件のリストを付属資料「3. 合意した M/M 及び S/W (案)」の ANNEX 2 List of Potential Sites (4/4) に示す。

## (2) 基礎資料の整備状況

地形情報は、BAKOSURTANAL 作成の地形図（ジャワバリは 2 万 5,000 分の 1、外島は主として 5 万分の 1）が利用可能である。

水文情報は、全国の降雨量データは BMG にて、また流量データは PUSAIR にて入手可能である。一方 PLN も独自に観測所を有していたが、1993 年に管理を地方支局に移管したあとはデータ収集が滞っており、多くの観測所がその機能を失っていると考えられる。

地質情報は、HPPS2 にて構築した GIS データベースにて広域地質図並びに断層位置の検索が可能である。

## 5-4 水力開発の現状と課題

### (1) 計画の遅れ

近年インドネシアでの水力の新規開発は順調に進んでいるとはいえ、計画の遅れが顕著になっている。その理由として、①予算上の制約、②社会・自然環境への影響、③不適切な開発権の扱い、を挙げることができる。

#### ① 予算上の制約

電源開発一般についていえることであるが、水力開発のための予算が十分でない。ODA はインドネシア政府の債務が嵩むことになり、すべての案件で活用できるわけではない。IPP 導入を促進する必要があるが、水力の場合には自然条件のリスクが大きいことや初期費用が大きいことがネックになり、進捗が上がっていない。

#### ② 社会・自然環境への影響

過去に計画された水力案件のうち、特に貯水池式水力の進捗が進んでいない。例えば 1983 年に実施された HPPS 後に、特に経済性の高い 3 件の流れ込み式水力と 2 件の貯水池式水力を対象として F/S が実施されたが、流れ込み式は 2 件（Besai 及び Musi）が既に建設済みであり、残りの 1 件（Malea）も民間による開発が模索されているのに対し、貯水池水力は 2 件とも（Tampur 及び Cibuni）は実施のめどが立っていない。

また近年は貯水池式水力だけでなく、流れ込み式水力についても実施が遅れるケースがみられる。例えば ADB 資金で実施が進められたポイガール 2 水力は、プロジェクトサイトの一部が森林保護区であったため、工事が中断している。

#### ③ 不適切な開発権の扱い

Merangin 2 水力及び Malea 水力は、環境への影響が少なくかつ経済性の非常に高い有望案

件であり、早期の実現が望ましい。いずれもインドネシア企業が開発権を獲得したとされているが、IPP 開発に向けた実質的な進展がみられない。

## (2) 施工後の問題

### ① 上流域の保全

ダム上流域の森林の農地転用や違法伐採による流域の森林面積の大幅な減少が発生し、これが森林の保水力の低下を引き起こし、ダム貯水池への土砂流入が増加するケースが見られる。

## 5-5 水力開発計画のレビューの必要性の検討

インドネシアでは以下のことにより水力開発計画の更新が望まれている。

### (1) 水力発電開発の意義

インドネシアの発電部門は再生不能な化石燃料や天然ガスに依存するところが大きい。これらの再生不能な燃料は徐々に枯渇しており、更に温室効果ガス排出の原因になっている。こうした状況に対応するため、インドネシア政府はさまざまな政策や取り組みを実施しているが、なかでも再生可能エネルギーが果たす役割の重要性が認識されるようになってきている。特に水力は当該ポテンシャルを有する地域においてできる限り利用する旨明記されており、その開発優先度を見直すことは重要である。

### (2) 過去の包蔵水力調査の見直し

水力発電開発に関し、インドネシアには過去2回の包蔵水力調査があるものの、前回の調査より既に10年が経過しており、水文等の基礎情報のアップデートが必要である。また、過去に実施された調査では、住民移転や森林保護区の開発を要するなど現在の価値観に照らすと社会・自然環境への配慮が十分でない計画が含まれている可能性がある。既往の水力開発計画を見直すことにより、より実現性の確かな電源開発計画の策定に資することができる。

### (3) ドナーの援助動向

IBRDは当面ジャワの揚水案件に注力する構えである。一般水力についても関心があるが、優良な案件に関する情報が少ないので、JICA 本格調査の結果に期待している（IBRD インドネシア事務所談）。また ADB は、電力供給設備については IPP の参入を促進する方針であるが、民間のインセンティブを高めるためにも、JICA が本格調査を実施する意義は大きい、としている（ADB インドネシア事務所談）。

## 5-6 水力開発計画の見直しに係る基本的な方針（案）及び水力案件スクリーニング指標策定に係る留意事項等の取りまとめ

### (1) 水力開発計画の見直しに係る基本的な方針（案）

既往の計画（詳細設計、F/S、プレF/S）のなかには、環境負荷の大きい貯水池式水力が含まれている一方、優良な流れ込み式水力も複数あると考えられ、これらを速やかに次段階に進めるべき「コア・プロジェクト」として特定するとともに、案件の実施を促進する方策を

検討する。

一方、新規の開発候補案件の特定は前節 5-3 にて示した「HPPS2 でスクリーニングを通過した案件」を見直しの対象にする。環境面を考えると一般水力で貯水池式の開発は厳しいが、それを除いても候補案件は十分にある。

また、現在実施中のアサハン 3 水力は、環境負荷を低減するために貯水池式水力として計画されていた案件を流れ込み式水力に更新し円借款へとつなげた好例であるが、同様の視点で過去に貯水池式として計画された案件を流れ込み式に変更することで、新たに有望な候補案件を創出できる可能性を探る。

一方、ジャワ島ではピーク対応電源として PLN 電力供給計画にアッパーチソカン、マテンゲン、グリンデュルの 3 件の揚水案件が挙げられている。うち、アッパーチソカンは詳細設計、マテンゲンはプレ F/S が終了しており、いずれも IBRD 主導で進められている。3 件目の揚水地点として、グリンデュルを含めた代替案を再度レビューし、環境負荷・経済性の観点から有望な候補案件を特定する必要がある。また既設ダム・発電所の拡張/更新により、新たに大規模な貯水池を設けずにピーク対応電源を設ける案も検討する。

さらに、PLN 電力供給計画によればスマトラ島は系統負荷が 2008 年時点で 3,100MW 程度であるが、10 年以内に 6,000MW 級に拡張することが予想されている。同規模を考えると、将来的に揚水発電をピーク対応電源として開発する可能性を検討する。

水力開発計画の見直しにあたっては、付属資料「3. 合意した M/M 及び S/W(案)」の ANNEX 2 及び 3 に示す案件を調査対象案件として扱うこととする。包括的なリストとなっているため、限られた期間内で効率よくスクリーニングを行い、案件を絞り込む必要がある。調査初期の段階で重点地域、経済性並びに環境社会配慮により案件数を 20 件程度に絞り込み、現地調査を経て最終的に 5 件のプレ F/S 案件を選定する、といった手順をとることとする。

## (2) スクリーニング指標策定に係る留意事項

インドネシア全土を対象とした場合、地域によっては、需要が供給設備に比して小さい、あるいは水文・地形等の基礎データが十分でない、等の開発候補地点が含まれることになる。これらは初期のスクリーニング段階でスクリーンアウトさせる必要がある。

HPPS2 では、社会・環境配慮にかかわるスクリーニングは貯水池式のみを対象とし、自然保護区の水没面積が 10ha 以下、かつ移転所帯 1,000 所帯以下の条件をクリアすればスクリーニング通過とした。しかしながら、流れ込み式でもサイトの一部が自然保護区に入っているとの理由で中断している水力プロジェクトの例もあることから、スクリーニングの条件をより厳しくする必要がある。

## 5-7 水力開発有力候補地点の抽出

HPPS2 でスクリーニングを通過した案件のうち、ジャワ・バリ、スマトラ、スラウェシの地域ごとに比較的経済性の高い流れ込み式水力を以下に示す。なおカリマンタンはスクリーニングを通過した流れ込み式水力がない。また既に調査や実施が確認されている案件を除いた。

水文情報に大きな違いがないこと、社会・環境配慮上で問題がないこと等が確認できれば、これらのなかから優先案件が選ばれる可能性が高い。

表 5 - 10

No.	プロジェクト名	位 置	設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (GWh)	建設費 (Mil. US\$)	kW Cost (US\$/kW)	kWh Cost (US\$/kWh)
1	Mamas-2	スマトラ	51	327.7	96.7	1,895.5	0.049
2	Jambo Papeun-3	スマトラ	25.4	206.1	60.4	2,376.6	0.049
3	Ketambe-2	スマトラ	19.4	124.9	46.0	2,368.5	0.061
4	Sirahar	スマトラ	35.4	228.3	58.9	1,663.3	0.043
5	Ordi-1	スマトラ	40.8	263.0	66.3	1,625.8	0.042
6	Simanggo-1	スマトラ	44.4	285.8	77.8	1,752.8	0.046
7	Kumbih-3	スマトラ	41.8	269.6	78.6	1,881.0	0.049
8	Sangir	スマトラ	41.8	331.7	73.7	1,763.3	0.037
9	Sinamar-2	スマトラ	25.6	217.1	64.4	2,515.9	0.050
10	Air Tuik	スマトラ	24.8	161.4	47.1	1,900.7	0.049
11	Mauna-1	スマトラ	103.0	814.0	151.1	1,467.2	0.033
12	Langkup-2	スマトラ	82.8	700.5	145.0	1,750.9	0.037
13	Padang Guci-2	スマトラ	21.0	145.1	52.7	2,507.2	0.061
14	Bone-3	スマトラ	20.4	148.3	61.1	2,995.8	0.069
15	Solato-1	スラウェシ	26.8	176.1	83.0	3,120.5	0.079
16	Lariang-8	スラウェシ	12.8	85.4	45.4	3,543.4	0.089
17	Watunohu-1	スラウェシ	57.0	309.0	103.5	1,814.9	0.060
18	Rowopening	ジャワ	19.6	138.4	49.5	2,523.5	0.060
19	Cibareno-1	ジャワ	17.5	117.0	48.8	2,792.8	0.070
20	Cimandiri-1	ジャワ	24.4	167.5	77.3	3,168.2	0.077

出典：HPPS2に基づき調査団が作成

## 5 - 8 水力開発計画策定において解決すべき組織面・制度面の課題

### (1) 組織面の課題

PLN では計画部が水力発電を含む発電設備と系統の計画を担当し、JICA との担当窓口となっている。しかしながら水力案件の調査・設計を行うコアとなる部隊は本社にはなく、Engineering については PLN Jasa Enjiniring が、また基礎データ、実験等に関しては PLN LITBANG が、また個別案件の情報については地方支局がそれぞれ支援をすることになる。したがって全体の統率を本社がイニシアティブをとって行える体制が必要であると考えられる。

特に水力開発では水文データの蓄積が重要であり、PLN も独自に観測所を有している。しかしながら 1993 年に管理を地方支局に移管したあとはデータ収集が滞っており、多くの観測所がその機能を失っていると考えられる。今後、このような観測所の維持管理体制の立て直

しが必要である。

## (2) 制度面の課題

水力の新規開発促進のためには、ODA や国際融資機関の支援による開発のほか、民間投資環境の改善が必要である。このために、政府保証の問題や低水準の電気料金体系といった課題を解決する必要がある。

また水力の特徴である自然条件リスク、並びに初期費用が大きいことが、民間による投資意欲をそいでいる面は否定できない。官民で事業建設分担を行い、民間のリスクを低減することで民間投資を促進する方法も検討に値する。

一方、民間が開発権を取得したあとに長期にわたり計画の進捗が停滞する例が散見される。開発を推進するために、開発権取得の資格審査など透明性の確保、開発権取得後一定期間後に事業が完成しない場合、開発権やその他の許可を取り消す等の法制度の整備を行うことが必要であると考えられる。

## 第6章 環境社会配慮の現状と課題

### 6-1 環境社会配慮に関する法制度と実施状況

#### (1) 環境行政

インドネシアにおける環境行政は、「Law for Basic Provision for Living Environment Management, No.4, 1982」によって整備が開始され、1990年6月には大統領令により環境影響管理庁（Badan Perencanaan dan Pembangunan Daerah / Environmental Impact Management Agency : BAPEDAL）が設置されている。1993年にはそれまでの「人口環境省」が分割され環境行政を独立して所管する「MOE」が設置された。その後52条からなる「Law for Environmental Management, No. 23, 1997」が改めて発効され、この法律によれば、すべての国民はより良い環境を享受する権利を有するとともに、より良い環境を守るために環境汚染と戦う責務を負うことを謳っている。

開発事業を環境的に管理する制度としては、No.23の法改正より早く、政令として「Government Regulation for EIA, No.51, 1993」が制定されている。EIAの性格を特徴づける定義として、「EIAは、実施する事業のF/S調査の一部をなすもので、EIAの調査結果は地域開発計画のために必要な情報となるものでなければならない(第6条)」を掲げている。つまり、F/S調査結果には、技術・経済・財務分析と合わせてEIAの調査結果が含まれていなければならないとしている。

また、EIA手続きの過程で、事業者は「ANDAL」以外に、「RKL」及び「RPL」の2つの書類を、EIA報告書と同時に提出する義務がある(第8条)。これは、EIA制度が「影響を予測・評価し、代替案を検討する」ことだけに終始しがちな点を補う優れた制度といえる。

さらに、EIAを実施する事業については、その事業内容を一般に広く公開しなければならず、EIA報告書についても、住民を含む関係者に対して集会形式で情報公開を行い、そこで提出された意見はEIAの審査委員会に反映されることになっている(第22条)。そのEIA審査委員会の構成委員には非政府組織（Non-Governmental Organisation : NGO）のメンバーも入るよう明記されており、その理由として「NGOを通じて住民の希望を聞くことができる」としている点が大きな特徴といえる。

しかし、情報公開や住民参加の制度が十分機能しなかったため、政府は環境大臣令や環境影響管理庁長官令の形式で多くの「Decree」を制定し、EIAの実質的な機能の強化を図っている。

環境行政については、各州に州の環境影響管理局（BAPEDAL ; Environmental Impact Management Agency of Provincial Government）がある。県/市にはそれぞれ地域環境影響管理局（BAPEDAL-DA）があり、各行政区内の環境行政を担当しているが、2つ以上の県/市にまたがる環境問題や開発プロジェクトのEIAについては州の環境影響管理局が管轄・指導を行っている。

#### (2) 環境行政の地方分権化

昨年の2008年7月16日に施行されたMOE省令で、EIAを管轄する権限が中央政府から地方に分権化された。これを水力開発関係でみると、水力開発事業に関するEIAの審査権限は、中央政府から州政府及び県/市に移管されている。ダムの高さが15m以上または貯水池

の面積が 200ha 以上の水力開発事業及び既存の湖沼を利用する発電の場合で出力が 10MW 以上の水力発電事業については、州の EIA 審査委員会が所管し、出力が 50MW 以上の水力発電事業及び 150KV を超える送電線整備事業については県/市の EIA 審査委員会が所管することになる。しかし、この権限委譲を実現するためには、地方政府が中央政府に対してライセンスの発行を求める必要があり、審査技術が一定の基準に達していない場合は認可されない仕組みになっている。

本格調査にプレ F/S 対象地域の選定や各プロジェクトに係る IEE 等を実施する場合は、貯水池型水力の場合は当該州の環境影響管理局へ、また流れ込み式水力の場合は県または市の環境影響管理局へ、それぞれ指導を求める必要がある。

表 6-1 地方分権化による EIA 審査委員会の行政レベル

事業の種類	中央	州	県/市
・ダム堰堤高 12m 以上 ・貯水池面積 200ha 以上 ・湖沼利用発電出力 10MW 以上	—	○	—
・出力 50MW 以上の発電所 ・150KV を超える送電線	—	—	○

○印は所轄部署を示す

### (3) 環境関連法令

前述したように整備されている法令や規則は多く、整備された EIA 関連の法規内容を総合すれば、JICA のガイドラインに匹敵するレベルに達しているといえる。

主要なものは以下のとおりである。

#### 1) Government Regulation No.51, 1993 (EIA)

EIA 制度の基本的理念と具体的な手続き業務を記載した政令。

#### 2) Decree of Head of BAPEDAL No.8, 2000 (Community Involvement and Information Openness in the Process of EIA)

上記 No.51 で住民参加や情報公開を規定しているが、十分な機能が果たされなかったため発布された長官令で、EIA の TOR 案及び EIA 報告書案についてステークホルダーへの公聴会を開催し、住民等の意見を反映するよう詳細に規定されている。例えば、新聞で広報する場合の掲載記事の大きさやテレビ広報の場合の放送時間まで決められている。

#### 3) Decree of Head of BAPEDAL No.9, 2000 (Guideline for Preparation of EIA Study)

環境大臣令 No.14, 1994 の改訂版である。EIA 報告書の目次構成や本文内容だけでなく、RKL (Dokumen Rencana Pegelolaan Lingkungan Hidup) 及び RPL (Dokumen Rencana Pemantauan Lingkungan Hidup) の目次構成や内容を示している。

#### 4) Decree of Minister of Energy and Mineral Resources No.1457K, 2000 (Technical Procedure to manage Environment for Energy and Mining)

電力開発事業に係る EIA を実施する場合の TOR、ANDAL、RKL 及び RPL の作成方法等を示した EIA ガイドライン。

#### 5) Decree of Minister of Environment No. 17, 2001 (Types of Business and/or Activity Plans

required to be completed with the EIA)

EIA を義務づけている開発事業の内容を 84 分野について提示している。

- 6) President Decree, No.36, 2005 (Land Acquisition for the Execution of Development in the Public Interest)

開発事業に伴う土地収用の詳細を示した大統領令。

- 7) President Decree, No.65, 2006 (Land Acquisition for the Execution of Development in the Public Interest)

開発事業に伴う土地収用の詳細を示した大統領令 No.36, 2005 の改定版で、公共事業用地の収用法を規定した大統領令。

- 8) Peraturan Menteri Lingkungan Hidup, No.11, 2006

Decree of Minister of Environment No. 17, 2001 の改訂版で、EIA 対象事業の種類を規定した環境大臣令。

- 9) Peraturan Kepala Badan Pertanahan National, No. 3, 2007

国家土地収用法。

- 10) Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup, No.05, 2008

EIA に係る環境審査委員会の権限に関する環境省令。

- 11) Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup, No.06, 2008

EIA に係る環境審査委員会のライセンスに関する環境省令。

#### (4) JICA ガイドラインとの比較

##### 1) TOR 作成

EIA に着手する以前に、どのような環境項目を、どのような方法で調査・予測・評価するかを提案する TOR の作成にあたって、ステークホルダーの意見を聴取し、それを TOR の内容に反映させる制度は、JICA のガイドラインと良く類似している。しかも、TOR の説明会において、「事業に賛成か反対か」という質問を設けた調査票を参加者に配布し、その結果を TOR の添付資料として、EIA 審査委員会に提出することになっている。したがって、事業者及び審査委員会は F/S 調査の早い時期にステークホルダーの事業に対する見解を知ることができる。公聴会の広報については、新聞や地方メディアを利用して 1 カ月前に通知しなければならない決まりになっている。

##### 2) 環境影響評価 (EIA) 制度

インドネシアにおける EIA 対象事業は、前述の環境大臣令 No.17/2006 で 58 種類について定義されているが、本件のようなマスタープラン段階での EIA の義務づけはない。また、プレ F/S に対する EIA の義務づけもない。既にみたように「F/S 調査結果に EIA の結果が含まれなければならない」と規定しているとおり、F/S 段階での EIA 実施が義務づけられている。

##### 3) 初期環境影響評価 (IEE) 制度

JICA ガイドラインでは、M/P 段階で IEE の実施が義務づけられているが、インドネシアの環境関連法では IEE の規定はない。1986~1993 年の 7 年間はスクリーニングの結果に基づいて IEE を実施する制度が機能していたが、現在は行われていない。したがって、本件調査で水力開発マスタープランに基づく IEE を実施する場合は、本格調査団員のなかの環

境社会配慮担当者の指導・支援が必要である。

(5) 環境基準

1) 大気質の環境基準

大気汚染に係る環境基準は表 6-2 に示すとおり、9 項目について州政府により決定されている。

表 6-2 大気質の環境基準（東ジャワ州の例）

NO	項目	評価時間	濃度
1.	SO <sub>2</sub>	24 時間	0.1ppm (262 μg/m <sup>3</sup> )
2.	CO	8 時間	20.00ppm (22,600 μg/m <sup>3</sup> )
3.	NO <sub>x</sub>	24 時間	0.05ppm (92.5 μg/m <sup>3</sup> )
4.	O <sub>3</sub>	1 時間	0.10ppm (200 μg/m <sup>3</sup> )
5.	Dust	24 時間	0.26ppm
6.	Pb	24 時間	0.06ppm
7.	H <sub>2</sub> S	30 分間	0.03ppm (42 μg/m <sup>3</sup> )
8.	NH <sub>3</sub>	24 時間	2.00ppm (1,360 μg/m <sup>3</sup> )
9.	HC	3 時間	0.24ppm (160 μg/m <sup>3</sup> )

出典：Peraturan Gubernur Jawa Timur Nomor 39 Tahun 2008

Tentang Aku Mutu Udara Ambien Dan Emisi Sumber Tidak Bergerak Di Jawa Timur

2) 水質の環境基準

水質に係る環境基準は、水域を以下の 4 クラスに分類して規定されている。

水域クラス I：飲料水の水源として利用される水域

水域クラス II：レクリエーション、灌漑、養魚等に利用される水域

水域クラス III：養魚、灌漑等に利用される水域

水域クラス IV：灌漑に利用される水域

表 6-3 水質に係る環境基準

項目	単位	水域の分類			
		I	II	III	IV
気温	℃				
TDS	mg/L	1000	1000	1000	2000
SS	mg/L	50	50	400	400
pH		6-9	6-9	6-9	5-9
BOD	mg/L	2	3	6	12
COD	mg/L	10	25	50	100
DO	mg/L	6	4	3	0
T-P	mg/L	0.2	0.2	1	5

NO3-N	mg/L	10	10	20	20
NH3-N	mg/L	0.5	(-)	(-)	(-)
As	mg/L	0.05	1	1	1
Co	mg/L	0.2	0.2	0.2	0.2
Ba	mg/L	1	(-)	(-)	(-)
Boron	mg/L	1	1	1	1
Se	mg/L	0.01	0.05	0.05	0.05
Cd	mg/L	0.01	0.01	0.01	0.01
六価クロム	mg/L	0.05	0.05	0.05	1
Cu	mg/L	0.02	0.02	0.02	0.2
Fe	mg/L	0.3	(-)	(-)	(-)
Sn	mg/L	0.03	0.03	0.03	1

出典：Peraturan pemerintah Republic Indonesia Nomor 82 Tahun 2001 tentang Pengelolaan kualitas Air Dan Pengendalian Pencemaran Air Presiden Republik Indonesia

### 3) 騒音の環境基準

表 6 - 4 騒音の環境基準

NO	適用項目	騒音 dB (A)
A.地域指定		
1.	住居地域	55
2.	商業地域	70
3.	事務所地域	65
4.	広 場	50
5.	工業地域	70
6.	官公庁	60
7.	レクリエーション地域	70
8.	特別地域	
	空 港	-
	駅	-
	港	70
	保護地区	60
B.活動		
1.	病 院	55
2.	学 校	55
3.	礼拝所	55

出典：Decree of Minister of Environment KEP.MENLH/11/1996

## (6) 環境影響評価（EIA）の実施状況

インドネシアでは既に数多くの EIA が実施されているが、水力開発事業についてみると、中央政府の MOE/EIA 局には水力発電事業に係る ANDAL が現在 1 件も収蔵されていない。理由としては、EIA の対象となるような大規模な水力開発プロジェクトが過去約 10 年間実施されなかったことが挙げられる。一方、MEMR の環境担当部署には 1989～2001 年の 12 年間に実施された 61 件の事業に係る ANDAL が収蔵されている。開発事業者は 1 件を除いてすべて PLN である。

表 6-5 水力開発に係る EIA 実施件数

年度	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	計
件数	2	3	2	2	11	9	5	4	10	6	5	1	1	61

出典：MEMR 環境保護課資料より JICA 調査団が集計

ANDAL はすべてインドネシア語で作成されており、内容の詳細な照査は時間的に困難なため、予測・評価編の主要な部分について通訳を利用して口頭でチェックを試みた。ANDAL は「1999 年ケサンベン水力発電及びカランカテス IV&V 水力発電開発事業」に関するものである。

以下、いくつかの問題点を述べる。

### 1) 環境影響評価（EIA）の評価項目

環境分野として大気、騒音、水質、水文、土地利用、交通の 5 項目、自然環境分野として植物、動物、水生生物の 3 項目、経済・社会・文化分野として雇用機会、経済活動、文化、健康、ビジネス機会、地域住民の受容、地域住民の危惧、安全、基盤整備の 9 項目の全体で 17 項目が設定されている。JICA ガイドラインの 30 項目と比較すると幾分少ないが、内容的にはおおむね包括しているといえる。

### 2) 予測及び評価の内容

予測に関しては比較的定性的な予測が多く、類似した文章の繰り返しが多い。評価も含めると「影響がある」という結論に対して、どのようにその影響を緩和・削減するのか、どのような対策を取ろうとしているのかに関する記述がなく、問題を提起したままで終わっている場合は多いように感じられる。影響の緩和対策として、事業の計画内容や設計諸元にフィードバックして、見直しを図るというよりも、前半で既述している計画や設計内容は既に固定されたものとして取り扱っており、環境的配慮がどのようになされたのか分かり難い。

### 3) 本格調査での留意点

EIA の目的は、確定した事業計画が環境に対してどのような影響を与えるかを評価することではない。予測される影響をいかにして少なくするか、そしてその方策をどのようにして計画に反映させるかが、最終的な目的である。したがって、本格調査では、環境及び社会にどのように配慮して計画が策定されているかが明確になるよう配慮する必要がある。

## 6-2 水力開発に係る環境的課題

### (1) 用地取得と住民移転問題

大統領令 NO.36/2005 を翌年改定した大統領令 N.65/2006 で用地取得制度が策定されているが、公共事業を実行する場合の用地取得については、基本的には世界銀行の指導で導入した Land Acquisition and Resettlement Action Plan (LARAP) がベースになっている。世界銀行の提唱している制度では、地方政府と地元住民で移転委員会を設立して協議を行い、3 カ月ごとに状況を報告し、住民移転 1 年後にはモニタリングを行う等の充実した内容になっている。しかし、実際には、補償金の額などで世界銀行の基本的な方針を受け容れられないインドネシアでは、世界銀行の援助にかかわるプロジェクト以外については、必ずしも世界銀行基準に従った LARAP を策定しているわけではないという実情がある。

インドネシアの用地取得制度によると、通常の住民が移転する場合には土地と建物の補償をするが、違法占拠をしている場合は、建物の補償はするが土地の補償はしないのが原則である。移転計画は県知事 (Kabupaten の長) や市長 (Kota の長) が移転委員会を設立し、移転対象となる土地のインベントリーを作成し、農業省の管轄下にある Badan Pertanahan Nasional (National Institute of Land) が、財務部がもっている物価販売税率 (Nilai Jual Obyek Pajak : NJOP) に従って地価その他の資産を評価し決定する。この価格は課税対象となる地価で非常に低価格であるため、移転住民との合意が得られない問題が起りやすい。移転に同意したにもかかわらず住民が移転を拒んだ場合、事業者は裁判所に移転費用を提出し誰が地主であるかの判断を仰ぐことができる。同意が得られない場合の最終手段としては、NO.20/1961 の法律に従って大統領が裁判に持ち込むことができることになっている。

1999 年の IBRD 調査では、水力開発候補地点を選定する際に移転住民の数を 1,000 世帯未満としている。環境保全への関心が年々高まっている今日、選定基準が見直しを迫られているなかで、PLN の上層部では住民移転は 1,500 世帯、6,000 人までは問題ないとしている。

### (2) 土地利用規制 (自然保護区域)

インドネシアでは、全国で 2,800 万 ha の自然保護区域を設定している。このうち陸域の約 2,000 万 ha (20 万 km<sup>2</sup>) に注目しても、国土全域 189 万 km<sup>2</sup> の 10.5% にあたる広大なものである。自然保護区域には性質の異なる種類があるが、いずれにしても自然保護区域内での開発行為は控えるべきである。全面的に開発が禁止されているわけではないが、この土地利用規制を解除するには、国会の承認と MOFo 大臣の許可が必要であり、その手続きには多くの時間がかかる。

#### 1) 自然保護区域の法制度

自然保護区域の種類には次表に示すものがあり、MOFo ではこれらを縮尺 500 万分の 1 の地形図に印刷し情報の提供に努めている (図 6-1 参照)。

情報の管理を徹底するために、日本政府が無償資金で支援した「自然保護情報センター」が首都ジャカルタから南へ約 60km の Bogor 市に設立されている。

表 6 - 6 自然保護区域の定義

NO	名 称 (インドネシア 語)	略語	英 文	定義の概要
1	Cagar Alam	CA	Strict Nature Reserves	A sanctuary reserve area having a characteristic set of plants, animals and ecosystems which must be protected and allowed to develop naturally
2	Suaka Margasatwa	SM	Wildlife Sanctuaries	A sanctuary reserve area having a high value of species diversity and/or unique animal species where habitat management may be conducted in order to assure their continuation and existence
3	Taman Hutan Raya	THR	Grand Forest Parks	Nature conservation area intended to provide a variety of indigenous and/or introduced plants and animals for research, science, education, breeding enhancement, culture, recreation and tourism purposes
4	Taman Nasional	TN	National Parks	Conservation area which have specific features and multiple functions in protecting life supporting system, preserving the diversity of living resources and ensuring sustainable utilization of natural resources
5	Taman Wisata Alam	TWA	Nature Recreation Parks	Nature conservation area mainly intended for recreation and tourism purposes
6	Taman Buru	TB	Hunting Game Reserves	Recreation forests where some hunting species exist and hunting activities are allowed for recreation purpose under the conservation regulation



図 6 - 1 全国自然保護区域図 (500 万分の 1) の写真

2) 自然保護区域分布状況

自然保護区域の分布状況を把握するために、MOFo から提供された資料に基づいて保護区域を集計した。結果は表 6-7 に示すとおりである。

表 6-7 インドネシアにおける自然保護区域

島	種 類	箇所数	面積 (ha)
ジャワ	ジャカルタ	5	107,721.84
	バンテン	8	180,510.40
	西ジャワ	51	176,184.2
	中央ジャワ	40	125,225.33
	ジョクジャカルタ	8	3,089.55
	東ジャワ	28	234,500.45
	合計	140	827,231.77
バリ	バリ	7	26,123.16
	合計	7	26,123.16
スマトラ	アチェ	8	1,296,289.00
	北スマトラ	25	481,940.19
	西スマトラ	24	944,881.40
	リアウ	16	544,079.45
	ケブラウアンリアウ	4	18,665.62
	ジャンビ	14	731,713.18
	ベンクル	33	436,117.95
	南スマトラ	11	778,134.31
	バンカベリトウン	1	34,690.00
	ランブン	4	456,601.9
	合計	140	5,723,133.00
スラウエシ	西スラウエシ	1	2,000.00
	南スラウエシ	17	838,771.17
	ゴロンタロ	6	82,072.07
	北スラウエシ	10	447,821.83
	中央スラウエシ	19	986,982.39
	スラウエシテンガラ	16	1,789,315.36
	合計	69	4,146,962.82
カリマンタン	西カリマンタン	17	1,531,796.39
	中央カリマンタン	9	1,419,889.00
	南カリマンタン	12	240,798.77
	東カリマンタン	9	1,807,979.00
	合計	47	5,000,463.16
ヌサトゥンガラ	西ヌサトゥンガラ	23	185,509.26
	東ヌサトゥンガラ	34	535,493.84
	合計	57	721,003.10
マルク/パプア	マルク	26	578,689.84
	北マルク	7	208,057.53
	パプア	47	10,700,078.99
	合計	80	11,486,826.36
	総合計	540	27,931,743.37

出典：MOFo 資料より JICA 調査団作成

### (3) 自然環境保全

本件の調査対象地域は、豊かな自然に恵まれた地域であり、生息する種の数も多い。MOFoからのヒアリングによれば、スラウェシ島には1,600種を超える鳥類が生息している。これは1例であるが、他の動物、植物についても同様の可能性がある。MOFoの情報によれば、全国の動物・植物のリスト及び棲息地の概要に係る情報は整備されているとのことであるが、今回の調査期間中に提供を受けることができなかった。担当者は、探さなければ見つからないといていたが、その資料に多くを期待することは困難である。特に、水力開発候補地の自然環境について、既存資料で把握することは相当に困難であり、プレ F/S の対象地域が選定された場合は、専門家による現地踏査が必要であろう。

### (4) 少数民族

インドネシア国内には600を超える言語が存在するといわれており、異なった文化を有する300ともいわれる数多くの民族が暮らしている。MEMRでのヒアリングによれば、少数民族は一定のテリトリーを先祖伝来の土地(Ulayat Land)として共有し、その内部を移動しながら生活を営んでいる。したがって、現在、空地となっている場所でも彼らのテリトリーであり、部外者が侵入し何らかの施設を建設すればクレームが発生することになる。もちろん、その土地全体が国有地であり、土地の所有権問題は発生しないが、彼らの認識からすれば自分たちの土地であり、無断で利用されたと感じるわけである。したがって、開発事業を実施する場合は、彼らの代表者と十分に協議をして理解を求める必要がある。彼らはインドネシア語を解さない場合もあり、通訳の助力が必要になる。代表者の権限は大きいため、十分な理解が得られれば問題は最小限にとどめることができるといわれている。

一方、貯水池型水力開発で計画サイトが複数の種族社会に影響を与える場合、種族間の社会・生活・文化・意識の違いから互いの利害が相反する場合が想定される。その場合すべての種族が満足するような計画の策定は困難であるが、各種族の見解を十分に理解したうえで最大限の努力を払うよう事業者を支援することで、事業の円滑な推進が図れるよう配慮する必要がある。

### (5) 情報公開とステークホルダーミーティング

EIAに着手する以前に、どのような環境項目を、どのような方法で調査・予測・評価するかを提案するTORの作成にあたって、ステークホルダーの意見を聴取し、それをTORの内容に反映させる決まりになっている。

しかし、MEMRのEIA部署の責任者は、「ANDALが完成して、EIA審査委員会が開催される際に、住民代表やNGOを審査委員に参加させるので、住民やNGOに事業の情報を提供するのはそのときでよい」という認識しか有していない。また、MOEの実質的なEIA責任者も水力開発事業の情報を早い時期に公開することに危惧の念を抱いており、先方の考え方に従った場合、JICAガイドラインとの整合性が維持できない可能性がある。したがって、本格調査実施に際しては、IEEのTOR作成時に十分なステークホルダーミーティングが実施できるようMEMRを支援する必要がある。

本件準備調査では、MEMRの意向もあってNGOとの接触はしなかったが、本格調査においては早い時期、例えばステージ1の第1回ステークホルダーミーティングにNGOを招待

して、水力開発全般に対する彼らの基本的な見解を聞き取っておくことが重要である。

#### (6) サイト選定基準の設定

以上の環境問題を考慮するとサイト選定基準は以下のようになる。

- ① Less resettlement is better. (移転住民)
- ② No Protected Areas (自然保護区域)
- ③ Run-of-river type is better than reservoir type. (発電形式)
- ④ No endangered species in and around the site (生態系)
- ⑤ Attention to water usage downstream (下流地域の水利用)

##### 1) 移転住民

水力開発にあたって移転民家がゼロであれば理想的であるが、それは不可能に近い。MEMR の情報では、移転に関しては開発事業とは無関係に、1980 年から国の移住政策に従って移住先の整備を行っており、移住対象者は自分の希望する移住先へ移転できるとのことであるが、現在の土地での暮らしに不満がある場合を別にすれば、強制移住を望んでいる住民はいないため、サイト選定に際しては「移転対象住民の数が少ない方が優先される」という基準を設定すべきである。

##### 2) 自然保護区域

自然保護区域内の開発行為はほとんど不可能であるため、これは避ける必要がある。保護地域の有効活用は原則として認められているが、その手続きに時間を要するため、実質的には困難であると考えべきである。

##### 3) 発電形式

広大な面積が水没してしまう貯水池型水力よりも改変面積が少ない流れ込み式水力の方が、環境的には影響が少ないため優先すべきである。

##### 4) 生態系

自然豊かなインドネシアで動植物を重視するのは当然であり、特に絶滅危惧種の場合は、サイト内のみならずその周辺地域についても保全の対象とすべきであり、本格調査時点では MOFo の専門家と十分な協議が必要である。

##### 5) 下流地域の水利用

下流側の水利用状況を把握して、飲料水、灌漑用水、漁業、水運等、水力開発によって影響を受ける項目について情報の収集に努める必要がある。

#### (7) 戦略的環境アセスメントの視点

通常のエIA は事業実施が決定したあとに行われる影響評価であるため、事業計画の改善や設計変更あるいは環境保全対策の検討等に視点に移り、「事業を実施しない」という代替案を選定するケースはほとんどない。それに対して戦略的環境アセスメント (Strategic Environmental Assessment : SEA) は、事業実施が決定していない段階で評価を行うもので、したがって、「事業を実施しない」が EIA の重要な視点となる。最も効果的な SEA は法律の策定で、それによって個別の事業を立案・計画する以前に、法的に環境保全を図ることができるからである。

本件についてみれば、国が自然保護区域を設定しているだけでなく、保護区域の規制を

外すためには国会の承認と MOFo 大臣の認可が必要であり、事業者の負担を考えれば保護区域内の開発を断念せざるを得ないというインドネシアの制度は、まさしく SEA を先取りしたものとして評価されるべきものである。

また、電力開発に際して、地球温暖化物質の二酸化炭素を大量に発生する石炭火力や石油火力ではなく、温暖化物質の排出がない水力発電を選定したことも、地球全体の環境保全に貢献する SEA 的選択であるといえる。確かに、広大な貯水池を森林地域につくれば、二酸化炭素を吸着する森林が消失し温暖化防止に歯止めがかかる可能性がある。その場合は、火力による温暖化物質の排出量と水没で失われる温暖化防止効果のどちらが勝るか量的な比較が必要であるが、水力発電の形式を貯水池式から流れ込み式に変更することによって消失する樹木の数を減少させれば、水力開発が SEA の視点から、優れた選択であることは明らかである。

さらに、重要なのは次のステップである「候補地の選定」である。既述したように、「非自発的住民移転」が少なく、「自然保護区域」の規制を遵守し、極力「流れ込み式」の水力開発に留意し、「絶滅危惧種」を保全し、下流地域の住民への影響を最小限に抑制した開発が実現できれば、SEA 的に優れた開発行為として認められることになるであろう。

### 6-3 水力開発に係る予備的スコーピング

#### (1) スクリーニング

水力発電開発の種類には、環境への影響が比較的大きい貯水池型発電、影響が少ない流れ込み方式や湖沼利用発電等がある。しかし、水力開発計画の M/P 段階では、実現可能性のある事業の具体性が十分でなく、環境影響要因の特定がやや困難である。そこで、社会環境及び自然環境への影響が最も大きいと考えられる貯水池型の発電施設の建設を想定して現時点ではカテゴリーAとして分類し、優先プロジェクトが選定されF/S調査が実施される段階で、再度、スクリーニングを実施し、カテゴリー分類を行うものとした。

#### (2) 予備的スコーピング

プレ F/S のための 5 カ所の候補地と発電タイプが決定しない現時点で、水力開発が実施された場合に発生すると予想される影響を最大限に考慮して予備的スコーピングを実施した。MOE の EIA 責任者の見解は得られなかったが MEMR の EIA 責任者及び EIA 担当者から見解は聞くことができた。

結果を表 6-8 に示す。Rating 欄の J は JICA 調査団、M は MEMR の EIA 責任者、S は MEMR の EIA 部のスタッフを示す。JICA 調査団の評価よりも厳しい評価を行った項目は以下のとおりである。

- ・ 地域経済：電力供給により地域経済が影響を受ける。
- ・ 社会基盤：変化する。
- ・ 文化財：インドネシアには 1,000 以上の言語があるように文化も多様であり、異なる文化をすべて保全するような候補地の選定は困難である。
- ・ 地域抗争：上記と同じ理由ですべてのコミュニティを満足させることは難しい。
- ・ 動植物・生物多様性：保護区域の場合は重大な影響を及ぼす可能性がある。
- ・ 底質：上流側の違法伐採や違法な砂取りで底質が増加する。

- ・ 事故：水に慣れていないため貯水池ができて水難事故が発生している。例えば、結婚式で船が転覆した例もある。

逆に、評価がゆるくなっているものについては、「下流域の水利用はコントロールできる」「水質汚濁や廃棄物問題は生じない」「衛生問題、HIV、マングローブやサンゴ礁、地球温暖化等には影響がない」との見解であった。

いずれにしても、ここに示した予備的スコーピングは極めて一般的なものであり、具体的なプレ F/S 対象候補地が決まった時点で、大幅な見直しを図ることで意見は一致した。

表 6 — 8 Provisional Scoping of Environmental and Social Considerations for Hydropower Development

No	Name of Cooperation Name	Rating		
		J	M	S
Impacts				
Social Environment: "Regarding the impacts on "Gender" and "Children's Right", might be related to all criteria of Social Environment.				
1	Involuntary Resettlement	A	A	A
Although involuntary resettlement of local people will be reduced to the minimum due to run-of-river type power plant, reservoir type may cause much resettlement. Therefore, in case of the reservoir type it should be taken into consideration to set up criteria for site selection to minimize involuntary resettlement.				
2	Local economy such as employment and livelihood,	B	B	A
There is possibility of effective utilization of land and local resources due to construction of facility concerned with hydropower plant.				
3	Land use and utilization of local resources	B	B	B
Some impact may be given on social infrastructure of local community due to resettlement.				
4	Social institutions such as social infrastructure and local decision-making institutions	B	A	B
Some impact may be given on social infrastructure and services of local community due to resettlement.				
5	Existing social infrastructures and services	B	B	B
The territory of ethnic people, "Ulayat Land" may possibly be lost due to hydropower development. Consultation with the leader of ethnic people should be conducted frequently and mutual understanding should be got after negotiation.				
6	The poor, indigenous and ethnic people	A	A	A
If fishermen could not catch fish after operation of a dam, it might be misdistribution of benefit and damage.				
7	Misdistribution of benefit and damage	B	B	A
Significant impact on cultural heritage can be prevented by considering it at the stage of site selection.				
8	Cultural heritage	B	B	A
There may not be local conflict of interests.				
9	Local conflict of interests	C	B	C
Significant impact may be given on water usage downstream in the river due to construction of a dam.				
10	Water Usage or Water Rights and Rights of Common	A	B	A
Some impact will be given on sanitation during operation of a new facility.				
11	Sanitation	B	C	B
A lot of laborers and people concerned will come into the area around the site from outside.				
12	Hazards (Risk) Infectious diseases such as HIV/AIDS	B	C	B
Natural Environment				
13	Topography and Geographical feature	C	A	C
Drastic alteration of topography will not be conducted.				
14	Groundwater	B	B	B
Some impact will be given on groundwater due to change of surface water flow.				
15	Soil Erosion	B	C	B
Although soil erosion upstream of reservoir will give an impact on capacity of reservoir, direct impact will not be given on environment.				
16	Hydrological Situation	B	B	B
There may be some impact on hydrological situation.				
17	Coastal Zone (Mangroves, Coral reefs, Tidal flats, etc.)	B	C	B
There might be some impact on coastal zone if there are areas of mangroves, coral reefs or tidal flats, etc.				
18	Flora, Fauna and Biodiversity	B	A	B
Significant impact will be minimized by formulating a hydropower development plant while keeping away of protected area like National Parks and taking into consideration conservation of endangered flora, fauna and ecosystem.				
19	Meteorology	C	C	C
Little impact will be given on meteorology.				
20	Landscape	B	B	B
Some impact will be given on landscape.				
21	Global Warming	B	C	B
Green trees on the site for reservoir will be lost.				
Pollution				
22	Air Pollution	C	C	C
Little impact will be given on air quality.				
23	Water Pollution	B	C	B
Some impact will be given on water quality.				
24	Soil Contamination	C	C	C
Little impact will be given on air quality.				
25	Waste	B	C	B
Some amount of waste will be discharged during operation of the facility.				
26	Noise and Vibration	B	B	B
Noise will increase due to heavy machine and vehicles for construction.				
27	Ground Subsidence	C	B	C
Little impact will be given on air quality.				
28	Offensive Odor	C	C	C
Little impact will be given on air quality.				
29	Bottom sediment	C	C	A
Bottom sediment is not taken out of reservoir.				
30	Accidents	B	B	A
Some accidents may occur due to construction and operation of a new facility.				

A: Serious Impact is expected B: Some impact is expected C: little impact J: JICA M: MEMR S: Staff of MEMR

#### 6-4 環境社会配慮 TOR 案

IEE を実施する場合の TOR 案について、ステークホルダーの代表として意見を聴取した MEMR の EIA 責任者の情報に基づいて、本格調査団が留意すべき環境項目及び調査内容について検討した。

TOR 案としては以下のものが挙げられる。

- 1) 水力開発計画の目的と法的規定
- 2) IEE レベルの調査の必要性
- 3) 調査（プレ F/S）対象地域の環境現況
- 4) プレ F/S の対象事業の内容
- 5) 影響を受ける環境項目と調査方法の検討（スコーピング）
- 6) EIA 及び代替案の提案
- 7) 環境管理及び環境モニタリングに係る提案
- 8) 住民参加

このなかで、特に留意すべき点を挙げると以下のとおりである。

##### (1) 初期環境影響評価（IEE）レベルの調査の必要性

インドネシアには IEE の制度がないため、実施にあたってはカウンターパートとの十分な協議が必要である。またインドネシアでは、本件に類するマスタープランに係る EIA の義務づけもない。したがって、実際の調査では、IEE レベルの環境調査を実施し、F/S 対象案件の絞り込みに活用できるよう配慮する必要がある。実際に IEE レベルの調査を実施するのはインドネシア側であり、本格調査団はこれを支援する立場にあるため、先方の理解が十分得られるよう留意する必要がある。

##### (2) プレ F/S 対象地域の現地調査

プレ F/S 対象地域は 5 カ所になるが、これらについては現地調査が必要になる。その調査概要は S/W に記載されているが、既に挙げたサイト選定のための 5 項目のクライテリアによってサイトの適性が判断できなければならない。したがって、その条件を満足する現地調査を実施するために、下記の調査項目を含むものとする。

###### 1) 移転対象住民

- ・社会基盤（人口、家族構成、職業、教育、制度等）
- ・経済状況（収入、就業率、土地利用、水利用等）
- ・文化（地域文化、宗教、慣習、衛生、行事、遺跡、文化財等）
- ・水力開発に係る意見
- ・移転に係る見解

###### 2) 下流側住民

- ・河川利用及び水利用（給水、灌漑、漁業、養殖、水運等）

###### 3) 自然環境

- ・動物/植物/生態系調査
- ・貴重種及び絶滅危惧種に係る聞き取り調査または確認調査

(3) 環境管理及び環境モニタリングに係る提案

インドネシアにおいて本格的な EIA を実施する場合は、ANDAL の提出時に、「RKL」及び「RPL」を同時に提出しなければならない制度になっている。したがって、上述のように IEE レベルの調査を実施する際の影響緩和対策及び影響監視の概要を検討し、RKL と RPL に準じた提案が計画・設計に盛り込めるよう留意する必要がある。

(4) 住民参加

インドネシアの EIA 制度では、住民参加を重要視しており、本格的な EIA を実施する場合、事業者は、TOR 作成にあたっては住民意見を聴取することが義務づけられている。したがって、IEE レベルの調査を実施する際にも最小限必要と判断される住民意見の聴取については、先方の主導権の下に保証できるよう配慮する必要がある。

## 第7章 本格調査の協力内容及び留意事項

### 7-1 電力開発計画に関する留意事項

#### (1) カウンターパート

PLNのRUPTLの策定は、当社がRUKNを参考に基本的な指標、目標値、想定値を設定するのみで、実際の策定作業は各事務所単位に委ねられている。このことは何を意味するかというと、1990年代までと異なり、本社機構のなかに本格調査のカウンターパートとして調査団とともに作業を分かち合う担当職員の数が非常に限られており、カウンターパートとなり得る職員の多くは各事務所単位に分散している可能性が高いということである。

事実、本準備調査においてPLNのシステム計画部（System Planning、RUPTL策定担当部）では、各担当部員の数は需要予測：2名、電源拡張計画：2名、送電系統拡張計画：3名、であり、各分野ともJava-Madura-Baliとそれ以外の地域の担当に分かれており、実質的にそれぞれの分野の担当者が1人ということになる。

以上から、本格調査のためのカウンターパートの人選依頼はできるだけ早い時期に行う必要があるだけでなく、調査団とともに継続して作業可能なメンバーの人選も重要となると考える。ただし、本格調査のなかで実施予定のプレF/Sでは、プロジェクトサイトを管轄地域に含む事務所単位が調査期間を通じて全面的に協力できる体制を構築できれば、逆に、円滑な調査が可能となると期待できる。

#### (2) 需要想定

需要想定は、需要家に最も近い位置にいる配電会社及び支店がそれぞれの管轄地域の需要想定を行い、それを積み上げて全体の需要想定を算定している。しかしながら、電力開発計画とその上位にある国家開発計画や相互関係にある各分野の開発計画との整合性を図る重要な手段は需要想定であることに留意すべきである。そのためには、全国の需要想定は本社機構の下、他分野の開発計画や国家開発計画に合わせたマクロ的な需要想定を行うべきと考える。当然、各地域の電力開発計画策定のために配電会社及び支店が実施している需要想定は必要であるが、それらを積み上げた結果をマクロ的見地から策定した需要想定に合うように調整して、それ以降の電源拡充計画、系統整備拡張計画等に反映させるべきである。そうすれば、各事務所単位で策定した電力開発計画と上位または他分野の開発計画との整合性の取れたものとなる。

過去の電力開発計画に関連した調査結果をみると、ほとんどの場合調査団独自の需要想定を実施して、それに基づいた開発計画を策定・提言している。しかしこの場合、インドネシア側がその提言に従って計画を実施しようとするすると自ら策定した開発計画を手直ししなければならなくなる事態も生ずる。このことは、せっかく調査を実施してもなかなか実施に進まない原因の1つとなっている可能性も否定できない。その点、本調査では、需要想定に対してのスコープは「レビュー」であり、現行のRUPTL2009に基づいた提言が可能になり、問題が少ないものとする。

#### (3) 電源開発計画のなかの水力開発の位置づけ

インドネシアは、降雨量のみならず地形的に山岳の多い地形であり、多くの包蔵水力を有

しているが、いまだ、開発はその一部にとどまっている。水資源から生み出される電気は、化石燃料を使って発電される電気と、質的に全く同じものである。しかしながら、以下の優れた性質・特性を有する。

- 1) 再生可能であり、一度その価値を利用できるシステムを構築したあとは、水資源は毎年自動的に補給され、単に、設備の O/M が主体の極めて少ない運用経費で利用できる。
- 2) 発電システムに貯水池の機能を付加させることにより、①洪水調節、②流入水の季節的な利用機会の移動、③そのことによる農産物の収穫の増大（灌漑）などにより、自然災害からの防御、生活基盤整備等の付加価値を得ることができる。
- 3) 発電設備としては最もクリーンなエネルギーである。
- 4) 石油・石炭等を燃料とする発電設備は高圧の水蒸気を媒介して発電しているため、負荷の急激な変動に対する反応は遅いという欠点をもつが、水力発電は水車に流入する水量を調節するためのガイドベーンの操作（自動的）によって容易に、かつ、迅速に対応可能であり、電源脱落、送電線の故障による負荷の脱落等による系統擾乱への対応機能が非常に高い。

反面、化石燃料による発電に比較して、開発のための以下の制約がある。

- 1) 発電サイト及び出力は地形・流入量でほとんどの場合決定され、需要の規模、増加に合わせた開発に困難を伴う。
- 2) 建設費の大きな部分を占める土木構造物のほとんどを初期の段階で建設しなければならず、初期投資の負担が大きく、そのことが経済性に大きく影響する。
- 3) 貯水池による森林の水没、ダム、建設用道路、発電所、水圧鉄管等を建設するための樹木の伐採等の自然を破壊する行為が伴う。また、それまで道路がないために一般の住民が入れなかった地域に建設用道路ができたため、一般の住民が容易に立ち入ることができるようになり、森林の不法伐採、それによる土地の荒廃による土砂の流出、流入量の減少等の影響が生じる。
- 4) 降雨量の季節変動が著しく、貯水池式を除き、年間を通じた安定した運用が困難であり、他の電源と組み合わせた運用が必要となる。

以上、水力発電開発の利点、欠点を論じたが、インドネシアを含めた世界の水力開発のほとんどは、上記の利点を十分に発揮して、各国の経済活動のみならず、農業、民生に大きく寄与してきていることは事実である。特に、水力発電所により発電される電気は最もクリーンであり、二酸化炭素の発電による総合的な発生を抑制する効果が高い。

#### (4) ジャワにおける水力開発の今後の方針

インドネシアは島嶼国家であり、電力供給システムの度合いはさまざままでピンからキリまで存在する。「ピン」は Jawa-Madra-Bali システムで既に 500kV、154kV でほぼ完全な形で連係されており、ごく一部に未電化の地域を残すが、配電網も全国をほぼ網羅し、電力供給システムとして成熟しているといえる。「キリ」はマルクやヌサトゥンガラ等の離島である。

Jawa-Madra-Bali 地区の開発可能な水力地点は残り少なく、一般水力は貯水池式を含めてすべて開発したとしても 1 年分未満の需要増加に対応できるだけで、必然的に需要増加に対応

した電源開発は石炭火力などの他の大規模電源で対応しなければならない。しかしながら、これらの新規に開発される発電設備は主に負荷のベース部分を分担し、系統運用上、既存の石炭火力、複合火力機は徐々にミドル負荷を分担するようにその役割が変化していく。一方、ピーク部分の対応は、それら既存の石炭火力ではコスト的に対応が困難であり、既存の複合火力・ガスタービン及び新規に建設するガスタービン（建設費が安く、建設期間も短い）が経済的な選択となるであろう。したがって、石油消費の全エネルギー消費の比率を大幅に削減するとの政策の達成には、ガスタービンに変わるピーク対応の設備の開発が必要となる。

ピーク対応型の発電設備として水力発電は最も優れた設備であり、量的に限られた水力資源を、経済的な系統運用を考慮して、有効に活用するための対応策を以下説明する。

- 1) 揚水発電：アッパーチソカン並びに他の揚水発電所候補の建設を進める。揚水発電所は水車の回転速度を自由に換えられる技術の開発により、単にピーク時の発電対応という開発理念から、系統の安定化に重点を置いた開発が進められるようになってきている。その点ジャワ島は急峻な山岳部が多く大規模の揚水発電の開発が可能であり、経済的に大型のガスタービン発電設備に匹敵する開発が可能であり、系統の規模も大容量の揚水発電設備を受け入れるに十分といえる。
- 2) 既存の水力発電所の改修・グレードアップ：既存の発電所で運転開始から時間がたち、設備の更新が必要なものが多く存在する。また、そうでなくとも既存の発電所は、その開発時点の設計思想、需要に対応して開発されており、現在の設計思想や電力系統の要求から乖離しているものが多く見受けられる。年間を通じてピーク運転可能な発電所機能への転換を視野に、これら既存の発電所の設備増設、調整池・圧力トンネル・導水管等を含む発電システムの改造、場合によっては混合揚水発電への変更の可能性調査を行い、積極的に更新・改造計画を実施し、ピーク対応可能な発電設備の増強を図ることが必要と考える。この場合の建設単価は同規模の発電所を新規に開発する場合に比較して低く抑えられ、工期も大幅に短縮することができるケースが多い。
- 3) 未開発の水力ポテンシャルの開発：未開発の流れ込み式計画のみならず、貯水池式は流れ込み式への変更の技術・経済的な可能性も併せ調査し、ピーク電源としての開発の可能性評価を行い、経済性の高い順に開発を進める。

#### (5) 貯水池式水力開発

水資源、特に発電後の水は、より人間の生活に密着した目的、すなわち、飲料水、農業用水等に有効に利用される方策を心がけるべきである。

インドネシアにおける発電という観点からみても、マルク、ヌサトゥンガラ、パプアは送電系統がほとんど整備されていない。これらの地域のほとんどが現在ディーゼル発電設備によって電力供給がなされている（2007年末現在、インドネシアのディーゼル設備容量：2,956MW）。しかしながら、そのほとんどが燃料価格の高騰による購入・定期的輸送の困難さという問題を抱えている。現在、短期電源拡充計画の下、それら地域での小規模石炭火力発電所の建設が推進されつつあるが、石炭の安定的な供給に問題を残した計画となっている。それらの化石燃料を使用している発電設備の代替または二酸化炭素削減を目的とした小水力の開発が進められているが、この開発は二酸化炭素の削減としての効果はある程度期待できるが、ディーゼル等の代替としての機能は以下に述べる理由により十分とはいえない。

気候的にインドネシアは雨期と乾期の2つに別れており、乾期には河川からの流出量が極端に低下するという特徴がある。この差は流域の小さな河川ほど著しく、乾期に流出量がゼロとなる河川も多い。このような流量特性をもつ河川の年間を通じた有効的活用を図るためには、雨期の流量を乾期に利用することが重要となる。すなわち、最も経済的な手段である貯水池による季節間の流量調節である。その結果として、水力発電所からの電力供給の年間を通じた平準化のみならず、下流域の安定した飲料水、農業用水等の供給が可能となることにも留意すべきである。

(6) 環境行政の地方分権化と電力施設開発

第5章において、2008年7月16日に施行されたMOE省令で、EIAを管轄する権限が中央政府から地方に分権化されたとして、表5-1でEIA審査委員会の権限委譲を受けた所轄の分担レベルが示されている(以下に再掲)。この権限委譲を実現するためには、地方政府が中央政府に対してライセンスの発行を求める必要があり、審査技術が一定の基準に達していない場合は認可されない仕組みになっているとはいえ、電力施設の開発に大きな問題があると考えられる。以下、問題点の主なるものに対し説明する。

(再掲) 表7-1 地方分権化によるEIA審査委員会の行政レベル

事業の種類	中央	州	県/市
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ダム堰堤高 12m 以上</li> <li>・ 貯水池面積 200ha 以上</li> <li>・ 湖沼利用発電出力 10MW 以上</li> </ul>	—	○	—
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 出力 50MW 以上の発電所</li> <li>・ 150KV を超える送電線</li> </ul>	—	—	○

○印は所轄部署を示す

- 1) 水力発電所建設：発電所を構成する施設は、ダム(または堰)、トンネル、水圧鉄管、発電所、アクセス道路等、面的な広がりには場合により数10km以上にわたる場合がある。また、河川を州境、県境にしている場合が多く、それらの多くが、民族、習慣、文化、歴史、利害等が異なる場合がみられる。すなわち、プロジェクトサイトが無数の県、複数の州にまたがるケースが多く、それぞれが異なる考え方、利害をもっている可能性が大きいといえる。したがって、発電所建設にかかわるEIA審査委員会の担当行政レベルは、国家的事業の一環として実施することを考え、(小水力を除き)一律中央または拡大した州(スマトラ、カリマンタンのレベル)が望ましいと判断する。
- 2) 送電線：150kV以上の送電線は県/市レベルとあるが、第1に問題となるのは、インドネシアの送電電圧として70kVも使用されているが、この電圧階級の送電線は無審査で良いのかということである。

第2は、通常送電線の亘長は数10kmから数100kmが普通であり、単独の県内にとどまることは例外的である。そのうえ、送電線はその経過地住民に鉄塔敷地の取得(収用)、景観を損ねるといったマイナス面のみで、直接的な利益をほとんど及ぼさないことである。このような建造物建設に対するEIAの管轄権限を県に与えることは、ますます問題を複雑

化させ、強いては建設の中止に至るおそれが多分に予想される。すなわち、送電系統の整備・拡張のみならず発電所の建設もできないことになるおそれが多い。

- 3) 表 7-1 では「以上」「超える」という表現があるが、その範疇に入らない、すなわち、「以下」「越えない」の電力供給施設に対してどのようになっているか明確にする必要がある。そうでなければ、本格調査のスキームの対象としている 5.0MW 以上の水力開発という目的に沿わないことになる。

## 7-2 水力開発計画に関する留意事項

### (1) 調査実施体制

本調査の実施にあたっては水力開発における制度面の検討を行うことになっており、MEMR の関与が重要である。また個別の水力発電計画の見直しについては PLN が主要な役割を担うが、電力開発計画・系統計画を担う System Planning 部門のほか、Engineering を担当する PLN Jasa Enjiniring、また基礎データを担当する PLN LITBANG、あるいは PLN 地方支局のかかわりも重要である。このため、これら各組織より専門分野のカウンターパートを構成することが、本格調査の実施にあたって不可欠である。

### (2) 調査内容

本格調査では追加の水文情報や地形図情報に基づき、経済面、環境影響面等をおのおのの計画地点について新たに検討し、優先度の高い水力開発計画を抽出することを予定している。調査実施にあたっての課題は以下のとおりである。

#### 1) 本データの整備

全国の主要観測所における降雨量・流量データはそれぞれ BMG、PUSAIR から入手可能である。一方、PLN 独自の観測所からのデータ収集についてはその可能性が低い。本格調査の初期段階で各地方支局に直接確認をとる必要がある。

地形図については最新図を BAKOSURTANAL より入手し、新たに 2 万 5,000 分の 1、5 万分の 1 が利用可能になった地点については、HPPS2 での情報との照合を行う。

#### 2) 有望地点の選定

HPPS2 でスクリーニングを通過した案件以外に、貯水池式水力計画を流れ込み式に変更する案、既設ダム・発電所の拡張/更新によりピーク対応電源を設ける案を検討する。前者は経済性が成り立つか否かの確認となる。後者は、既設貯水池の堆砂進行程度、下流の水利用、逆調整池の要否と建設可能性等、が検討のポイントとなる。

#### 3) 優先順位づけ

優先順位づけは技術面を考慮した経済性だけでなく、基礎データの信頼性や社会・環境面での影響等を考慮のうえ検討する。

一方、更新された水力開発計画を PLN の System Planning 部門に提供し、電源開発計画の費用最小化作業を支援する。

#### 4) 本格調査の開始時期

雨期（10～3 月ごろ、特に 12～1 月が雨量が多い）に現地調査は困難であり、この時期に現地調査がかかからないように実施工程を策定する必要がある。

(3) 現地再委託業務の内容と概算数量

水力開発計画にかかわる現地再委託業務として、以下を実施する。

地形：既存の航空写真を用いた写真図化、簡易地上測量、並びに河川の縦横断測量。

水文：地点ごとに水位観測用のゲージを設置し、継続的に水位観測を行う。また流量観測、浮遊砂・掃流砂サンプリング並びに水質調査。

地質：地点ごとに、地表地質調査、ボーリング調査、弾性波調査、室内試験並びに骨材材料試験。

同現地再委託業務の概算数量は以下のとおりである。

I Topographic Survey to be Carried out in Pre-Feasibility Studies		
Descriptions	Unit	Estimated Quantity
1 Photogrammetry to prepare 1/10,000 scale topo maps based on existing 1/100,000 or 1/50,000 scale aerofoto		
1) Topo-mapping (incl. purchasing aerofoto)	site x km <sup>2</sup>	5 x 30
2) Purchasing aerofoto	site x km <sup>2</sup>	5 x 30
2 Terrestrial map by spot survey 1/5,000		
1) Control point survey (BM) by GPS	site x point	5 x 8
2) Levelling	site x km	5 x 30
3) Mapping by spot survey	site x km <sup>2</sup>	5 x 10
3 River profile and cross sections survey	site x km	5 x 10
II Geological Investigation to be Carried out in Pre-Feasibility Studies		
Descriptions	Unit	Estimated Quantity
1 Geological mapping	site x km <sup>2</sup>	5 x 30
2 Seismic exploration (by explosive)	site x km	5 x 5
3 Boring investigation		
1) Core drilling	site x m	5 x 200
2) SPT	site x Nos	5 x 30
3) Permeability test	site x stages	5 x 40
4) Setting up and shifting of drill rig from one hole to another	site x times	5 x 6
5) Core storage	sites	5 x 1
4 Laboratory test on foundation rock sampled from boring core		
1) Property Test	site x samples	5 x 10
2) Uniaxial Compression Test	site x samples	5 x 10
5 Laboratory test on rock material for concrete aggregates	site x samples	5 x 10
6 Reporting	site	5 x 1
III Hydrological Investigation to be Carried out in Pre-Feasibility Studies		
Descriptions	Unit	Estimated Quantity
1 Installation of water level gauge (data logger equipment)	site x nos	5 x 1
2 Data collection of water level	site x months	5 x 10
3 Stream flow measurement	site x times	5 x 30
4 Sampling and tests for sedimentation (bed & suspended) study	site x times	5 x 30
5 Sampling and tests for water quality	site x times	5 x 30
6 Reporting	site	5 x 1

### 7-3 環境社会配慮に関する留意事項

#### (1) マスタープラン (M/P) 及びプレ F/S 時点での環境影響評価 (EIA) 及び初期環境影響評価 (IEE)

インドネシアの環境法制度上は M/P 及びプレ F/S 時点で、EIA 及び IEE の義務づけはない。したがって、JICA ガイドラインに従って IEE レベルの調査を実施することになるが、可能な限りカウンターパートサイドで実施できるよう技術指導をすることが重要である。

#### (2) 情報公開の時期と対象者

水力開発については過去にインドネシア政府が住民との契約を誠実に実行しなかったため住民の声をまとめて NGO が提訴に持ち込んだケースがあると聞き及んでいる。インドネシア国内及び国際的な NGO が神経質になっているとしても、インドネシアにとって電力開発が国の死活問題だとすれば、早い時期に NGO の基本的な考えを把握しておく必要がある。事業者である MEMR の意見を尊重するのは当然であるが、可能であれば、第 1 ステージのステークホルダーミーティングに招待して意見を聞くか、それ以前に接触をもって彼らの見解の本質を見極めることが必要である。

#### (3) サイト選定

本件準備調査でサイト選定のクライテリアを設定したが、縮尺 5 万分の 1 及び 2 万 5,000 万分の 1 の地形図上で判断するのは困難な面もある。したがって、プレ F/S 対象候補地として選定されたサイトであっても、現地調査の結果、障害となる事実が判明した場合は、サイト選定業務までフィードバックして再選定を行うよう留意することが重要である。

#### (4) プレ F/S 対象地域の現地調査

現地調査では、移転対象家屋数をカウントすることになるが、重要なのは対象住民の意識の問題である。ある研究論文によると「インドネシア人に面接式アンケートを実施しても事実を把握することは困難である。なぜなら、彼らは面接者が求めている回答を推測しそれに合わせようと気を使うからである」とあり、パブリックヒアリングの難しさを感じるが、何らかの工夫をして住民の率直な意見を聴取し、遭遇する課題に事前に対処する必要がある。

#### (5) 環境社会配慮担当者の業務

環境社会配慮担当者は、以下に示す程度のアサインが必要になると推定される。

ステージ 1 : 1.5 カ月

ステージ 3 : 1 カ月 + 1 カ月 = 2 カ月

ステージ 4 : 1 カ月

計 : 4.5 カ月

#### (6) 現地再委託業務の内容と概算数量

現地調査の概算数量は以下に示す。

調査団の構成は、主任、植物、動物、社会、経済、助手 2 名の計 7 名で、1 サイト当たり現地調査 5 日、既存資料の収集分析を含む内業 5 日とする。移動は 5 サイト × 7 名とした。

IV Environmental Survey to be Carried out in PreFeasibility Studies

Descriptions	Unit	Estimated Quantity
1 Man power input		
1) Team leader/Environmentalist	site x day	5 x 10
2) Ecologist/Flora	site x day	5 x 10
4) Ecologist/Fauna	site x day	5 x 10
5) Sociologist	site x day	5 x 10
6) Economist	site x day	5 x 10
7) Assistant	site x day	5 x 20
8) Typist/operator	site x day	5 x 20
2 Field Trip	site x times	5 x 7
3 Reporting		
1) Draft final report	site	5 x 1
2) Final report	site	5 x 1

## 付 属 資 料

1. 要請書
2. 質問票
3. 合意した M/M 及び S/W (案)
4. 面談記録
5. 収集資料リスト



1. 要請書

APPLICATION FORM FOR JAPAN' S DEVELOPMENT STUDY PROGRAM

Date of entry: month \_\_\_\_\_ year 2008

Applicant: the Government of the Republic of Indonesia

1. Project digest

(1) Project Title: Update of Hydropower Potential Resources

(2) Location (province/county name): Indonesia  
from the metropolis : about \_\_\_\_\_ hours' ride/flight

(3) Implementing Agency

Name of the Agency: Directorate General of Electricity and Energy Utilization,  
Ministry of Energy and Mineral Resources\_\_

Number of Staff of the Agency: \_\_\_\_\_  
(on a category basis)

Budget allocated to the Agency : \_\_\_\_\_

\*Attach an organizational chart, and mark the department responsible for the study.

(4) Justification of the Project

-Present conditions of the sector:

Electricity demand in Indonesia has been growing steadily following the recovery from economic crisis of 1997. But, Indonesia's electric supply, which is indispensable for the public and industry, is not yet sufficient. PLN has been putting higher priority on implementing power development and power system in Java-Madura-Bali system. In outer islands, PLN faces financial burden to develop new power plants in spite of higher power demand, which have been taking place rotational blackout.

-Sectoral development policy of the national/local government:

In order to meet increasing demand for electricity, the government highly expects that power development by private investment such as IPP will increase much more than before since

there is a limitation to the financial capability of the government. On the other hand, the government is making efforts to promote the use of renewable energy such as hydropower, geothermal power, etc. in line with its energy policy, and to diversify energy resources not to heavily depend on fossil energy such as oil from the viewpoints of “energy security”, “environmental protection” and “stable operation of power system”.

-Problems to be solved in the sector:

Although there is need for much more hydropower development from the viewpoints of “energy security”, “environmental protection” and “stable operation of power system”, Private investors normally prefer to develop coal or gas fired power plants not hydropower plants due to difficulties in developing and managing hydropower plants.

In spite of the fact that in Indonesia there is a great hydropower potential of over 40,000 MW which is more than the total demand for electricity throughout the country, total installed capacity of hydropower developed in Indonesia so far is only about 3,000MW that is less than 10 % of the hydropower potential, and recently only a few hydropower projects are materialized. The main reasons why the hydropower development cannot be promoted recently are that 1) the existing plans cannot be realized because they do not meet the social and environmental requirements and 2) new plans recently formulated are few due to the lack of update of the hydropower plant development plan. Therefore, the government needs to continuously play a key role in developing hydropower by using public financial resources including ODA.

-Outline of the Project:

This study is to formulate an optimal hydropower (including pumped storage hydropower) development plan

-Purpose (short-term objective) of the Project:

The short-term objective of the study is to formulate the strategy for hydropower (including pumped storage hydropower) development, which will promise the stable electric power supply

-Goal (long-term objective) of the Project:

The long-term objective of the study is:

- to formulate an optimal electric power development plan,
- to increase renewable energy development based on the Blueprint “National Energy

Development”, and

- to contribute economic development and social welfare

-Prospective beneficiaries:

- 1) People living in Indonesia,
- 2) PT PLN, and
- 3) Investors who interested in hydropower development

-the Project’s priority in the National Development Plan / Public Investment Program:

The promotion of hydropower development is in accordance with the National Energy Policy and the National Electricity General Plan established as the Ministerial Decree for Energy and Mineral Resources.

(5) Desirable or Scheduled time of the commencement of the Project:

month February year 2009

(6) Expected funding source and/or assistance (including external origin) for the Project:

JICA Development Study

(7) Other relevant Projects, if any.

The following projects, which were/are carried out by JICA:

- 1) The Study on the Optimal Electric Power Development and Operation in Indonesia in 2002
- 2) The Study on Optimal Electric Power Development in Sumatra in 2004-2005
- 3) The Study on Optimal Electric Power Development in Sulawesi in 2007-2008, and
- 4) The Study on Optimal Electric Power Development in Java-Madura-Bali in 2008-2009

( 8 ) Any relevant information of the project from gender perspective.

The housework by women will be reduced by expansion of the use of the home electric appliances such as water pump, electric light, washing machines, and refrigerators.

## 2. Terms of Reference of the proposed Study

\*Please fill in (1) and (2) below, paying particular attention to the following items.

- In the case that a study was conducted in the same field in the past, describe the grounds for requesting this study, the present status of the previous project, and the situation regarding the technology transfer.

- Whether there are existing studies regarding this requested study or not.
- Coordination with other economic and technical cooperation from Japan

(1) Necessity/Justification of the Study:

1) The existing hydropower plans cannot be materialized because they do not meet the social and environmental requirements and 2) new plans recently formulated are few due to the lack of update of the hydropower plant development plan. Therefore, the government needs to continuously play a key role in developing hydropower by using public financial resources including ODA.

(2) Necessity/Justification of the Japanese Technical Cooperation:

JICA had provided similar technical cooperation in power sector (The Optimal Electric Power Development and Operation in Java-Bali system, 2002), which resulted in Japanese financial cooperation (JBIC) for thermal power plants in Java.

(3) Objectives of the Study:

\*Describe the objectives of the study in detail. Also, indicate who will benefit from the study in as much detail as possible, and describe the beneficial effect in terms of quantity. Enter in a concise manner the goal expected to be achieved in the future by conducting the study.

\*When the requested study is the only input scheme there is in the cooperation program, enter the same sentences given in the "Objective of the Cooperation Program" in the summary sheet. When more than one scheme is requested including this one, describe clearly the role of the requested study.

- to evaluate present situation on hydropower development plan,
- to formulate an optimal hydropower (including pumped storage hydropower) development plan up to 2025, and
- to develop human resources in the hydropower development planning sector.

(4) Area to be covered by the Study:

~~\*Enter the name of the target area for the study and attach a rough map to the documents submitted. The attached map should be at a scale that clearly shows the project site. Mark the site in red.~~

Whole Indonesia

(5) Scope of the Study:

\*Enter in a concise manner using an itemized statement.

The study will include the following:

1. to formulate optimal hydropower (including pumped storage hydropower) plant

development plan

2. to carry out pre-feasibility studies on promising hydropower sites (around five sites)
3. to make recommendations on hydropower development support policy
4. to implement capacity building in the hydropower development planning

(6) Study Schedule:

\*Enter the time/period of the study.

20 months starting from August 2009 (50 Man Months)

(7) Expected Major Outputs of the Study:

1. Optimal hydropower plant (including pumped storage hydropower) development plan
2. Pre-feasibility studies on promising hydropower sites (around five sites)
3. Recommendations on hydropower development support policy
4. Capacity building in the hydropower development planning

(8) Possibility to be implemented / Expected funding resources:

(9) Environmental and Social Considerations

\*Please fill in the attached screening format.

(10) Request of the Study to other donor agencies, if any:

\*Please pay particular attention to the following items:

- Whether you have requested the same study to other donors or not.
- Whether any other donor has already started a similar study in the target area or not.
- Presence/absence of cooperation results or plans by third-countries or international agencies for similar projects.
- In the case that a study was conducted in the same field in the past, describe the grounds for requesting this study, the present status of the previous project, and the situation regarding the technology transfer.
- Whether there are existing studies regarding this requested study or not. (Enter the time/period, content and concerned agencies of the existing studies.)

None

(11) Other relevant information

\*Enter relevant information other than that described above, if any.

### 3. Facilities and information for the Study

(1) Assignment of counterpart personnel of the implementing agency for the Study:  
(number, academic background, etc.)

(2) Available data, information, documents, maps, etc. related to the Study:  
(Please attach the list.)

(3) Information on the security conditions in the Study Area:

No serious problem is observed in the Study Area where Japanese experts are expected to stay or visit.

### 4. Global Issues (Environment, Women in Development, Poverty, etc.)

(1) Environmental components (such as pollution control, water supply, sewage, environmental management, forestry, biodiversity) of the Project, if any.

(2) Anticipated environmental impacts (both natural and social) by the Project, if any.  
See the attached screening format

(3) Women as main beneficiaries or not.  
Not

(4) Project components which require special considerations for women (such as gender difference, women specific role, women's participation), if any.  
None

(5) Anticipated impacts on women caused by the Project, if any.  
None

(6) Poverty alleviation components of the Project, if any.  
None

(7) Any constraints against the low-income people caused by the Project.  
None

### 5. Undertakings of the Government of the Republic of Indonesia

In order to facilitate the smooth and efficient conduct of the Study, the Government of the

Republic of Indonesia shall take necessary measures:

- (1) to secure the safety of the Study Team,
- (2) to permit the members of the Study Team to enter, leave and sojourn in the Republic of Indonesia in connection with their assignment therein, and exempt them from foreign registration requirements and consular fees,
- (3) to exempt the Study Team from taxes, duties and any other charges on equipment, machinery and other materials brought into and out of the Republic of Indonesia for the conduct of the Study,
- (4) to exempt the Study Team from income tax and charges of any kind imposed on or in connection with the implementation of the Study,
- (5) to provide necessary facilities to the Study Team for remittance as well as utilization of the funds introduced in the Republic of Indonesia from Japan in connection with the implementation of the Study,
- (6) to secure permission for entry into private properties or restricted areas for the conduct of the Study,
- (7) to secure permission for the Study Team to take all data, documents and necessary materials related to the Study out of the Republic of Indonesia to Japan, and,
- (8) to provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable to members of the Study Team.

6. The Government of the Republic of Indonesia shall bear claims, if any arise against member(s) of the Japanese Study Team resulting from, occurring in the course of or otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the member of the Study Team.

7. The Directorate General of Electricity and Energy Utilization, Ministry of Energy and Mineral Resources, shall act as counterpart agency to the Japanese Study Team and also as coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

8. The Directorate General of Electricity and Energy Utilization, Ministry of Energy and Mineral Resources, will, as the executing agency of the project, take responsibilities that may arise from the products of the Study.

\*In the case that Detail Design Study is requested.

The Government of the Republic of Indonesia assures that the matters referred to in this form will be ensured for the smooth conduct of the Development Study by the Japanese Study Team.



Signed: \_\_\_\_\_ Soekandar, SH

Title: Acting Director of Electricity Program Supervision

On behalf of the Government of Republic of Indonesia

Date: \_\_\_\_\_



Question 8

Please mark related environmental and social impacts, and describe their outlines.

- |   |   |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Air pollution  | <input type="checkbox"/> Social institutions such as social infrastructure and local decision-making institutions |
| <input type="checkbox"/> Water pollution                                      | <input type="checkbox"/> Existing social infrastructures and services   |
| <input type="checkbox"/> Soil pollution                                       | <input type="checkbox"/> The poor, indigenous or ethnic people  |
| <input type="checkbox"/> Waste  | <input type="checkbox"/> Maldistribution of benefit and damage  |
| <input type="checkbox"/> Noise and vibration                                  | <input type="checkbox"/> Local conflict of interests  |
| <input type="checkbox"/> Ground subsidence                                    | <input type="checkbox"/> Gender   |
| <input type="checkbox"/> Offensive odors                                      | <input type="checkbox"/> Children's rights  |
| <input type="checkbox"/> Geographical features                                | <input type="checkbox"/> Cultural heritage  |
| <input type="checkbox"/> Bottom sediment                                      | <input type="checkbox"/> Infectious diseases such as HIV/AIDS etc.  |
| <input type="checkbox"/> Biota and ecosystem                                  | <input type="checkbox"/> Others (Not identified )   |
| <input type="checkbox"/> Water usage  |   |
| <input type="checkbox"/> Accidents  |   |
| <input type="checkbox"/> Global warming                                       |   |
| <input type="checkbox"/> Involuntary resettlement                             |   |
| <input type="checkbox"/> Local economy such as employment and livelihood etc. |   |
| <input type="checkbox"/> Land use and utilization of local resources          |   |

Outline of related impacts:

[ ]

Question 9

Information disclosure and meetings with stakeholders

9-1 If the environmental and social considerations are required, does the proponent agree on information disclosure and meetings with stakeholders in accordance with JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations?

Yes                       No

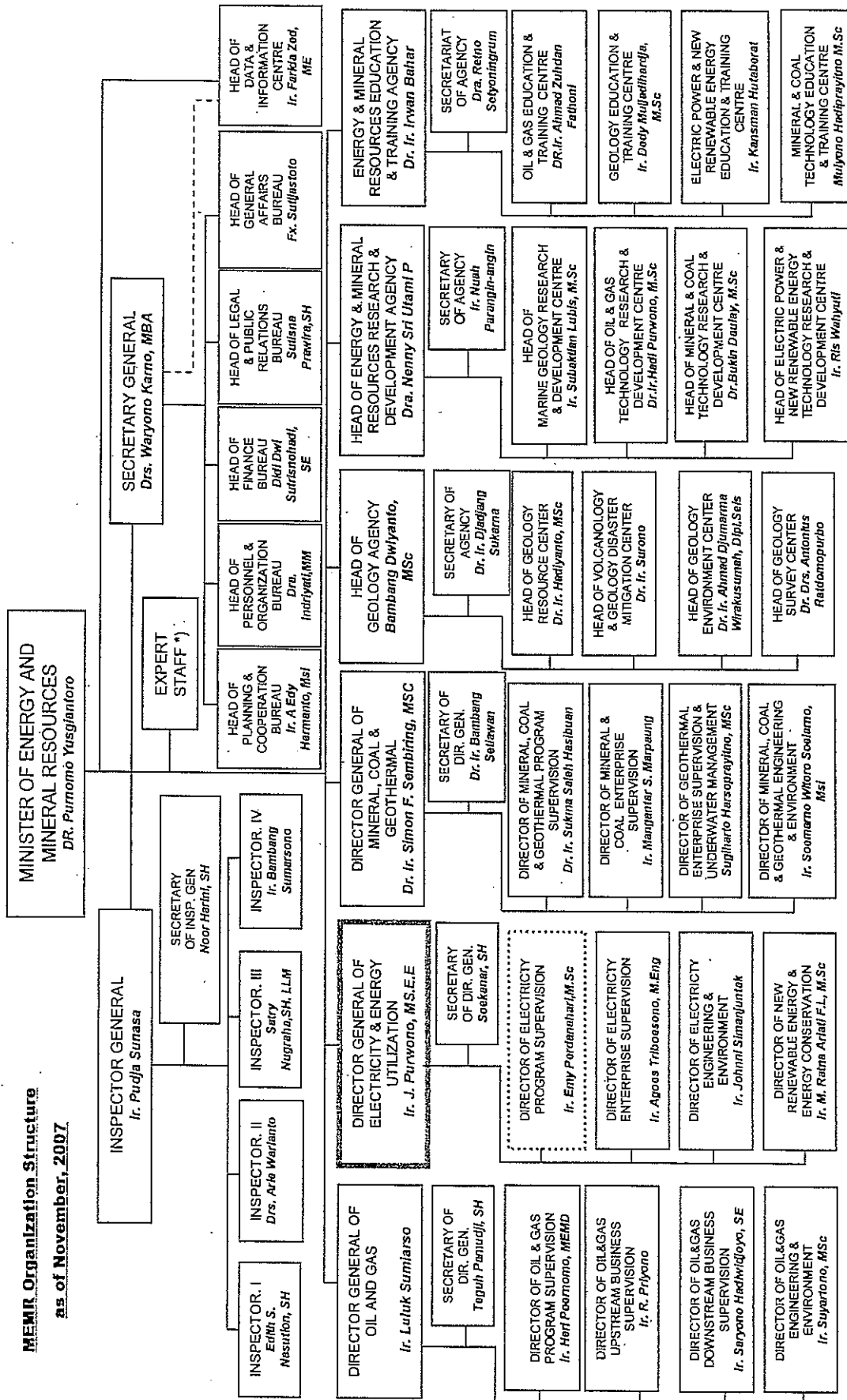
9-2 If no, please describe reasons below.

[

]

**MEMR Organization Structure**

as of November, 2007



- \*) 1. Expert Staff on Human Resources & Technology: Dr. Evita Herawati
- 2. Expert Staff on Economic & Finance: Dr. Marwansyah Lobo Balia
- 3. Expert Staff on Information & Communication: Dr. Ir. R. Sukhyar, MSC
- 4. Expert Staff on Jurisdiction & Environment: Ir. N. M. Thalib, MM
- 5. Expert Staff on People & Community: Dr. Ir. I. S. Silitonga, ME

## 2. 質問票

*The Preparatory Study for the Update of Hydropower Development in Indonesia*

**QUESTIONNAIRE  
ON  
THE PREPARATORY STUDY  
ON  
THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: Ministry of Energy and Mineral Resources**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

In order that the preparatory study will be carried out appropriately, please answer this questionnaire correctly and concretely by providing necessary information and documents. The answers might be discussed in the meetings with each authority and department. It would be appreciated if right person to discuss with would be prepared in the meeting and written answers and documents would be submitted to JICA study team by February 17, 2009 (Thursday).

### 1. INSTITUTIONAL STRUCTURE

*Please provide the following information and documents:*

- 1-1 Organization Structure of MEMR
- 1-2 Organization Structure of Department of Electricity & Energy Utilization

### 2. POWER SECTOR STRATEGY

*Please provide the following information and documents:*

- 2-1 National Energy Policy (KEN)
- 2-2 National Energy General Plan (RUKEN)
- 2-3 Latest Energy Outlook and Statistic of Indonesia
- 2-4 Power Sector Restructuring Policy
- 2-5 Rural Electrification Policy

### 3. POWER DEVELOPMENT PLAN

*Please provide the following information and documents:*

- 3-1 Outline of the latest National Electricity Development Plan (RUKN)
- 3-2 Outline of Regional Power Development Plan (RUKD) for the supply area of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi

- 3-3 Coordination with provincial governments with MEMR in terms of formulating RUKN
- 3-4 Outline of Fast Track Program and Actual Situation of the Program
- 3-5 Generation Development Plan by IPP and Actual Situation of the Program
- 3-6 Investment Plan of Power Sector including Private Sector
- 3-7 Projects List of Power Development under Financial Assistance from World Bank, ADB, Foreign Governments and Others
- 3-8 Power Demand Forecast by MEMR (As a whole, Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi)

### 4. HYDROPOWER DEVELOPMENT

*Please provide the following information and documents:*

- 4-1 List of technical studies on hydropower development for the last 10 years (after HPPS2), and their outline
- 4-2 Policy and strategy for hydropower development project
- 4-3 Process and responsible organization to establish policy and strategy for hydropower development
- 4-4 Budget allocation for hydropower development
- 4-5 Status of hydropower development in Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System
- 4-6 Process in MEMR and related authorities for prioritization of hydropower project
- 4-7 Project list or inventory of prioritized hydropower projects with their salient features
- 4-8 Comment on the reason for selecting the above listed hydropower schemes
- 4-9 Status and progress of planned hydropower projects which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation.
- 4-10 Comment on necessity of re-formulation of planned hydropower projects which had been once established in pre-F/S level, F/S level and D/D level.
- 4-11 Comment on criteria to be adopted for screening prioritized projects
- 4-12 Comment on issues related to organization and institution for further promotion of hydropower development

### 5. OTHERS

*Please provide the following information and documents:*

- 5-1 Latest Annual Report of Energy Sector
- 5-2 Rural Electrification Plan

### 6. ENVIRONMENTAL ISSUES

Please provide the following information and documents:

- 6-1 Is it necessary to conduct Pre-EIA (Environmental Impact Assessment) when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Project is carried out?
- 6-2 Could you show us the Guideline for EIA of hydroelectric power development project
- 6-3 Could you show us several EIA reports (AMDAL) for hydroelectric power plant project?
- 6-4 Could you show us any TORs for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?
- 6-5 Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?
- 6-6 Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering and Environment (DGEEU) is responsible for environmental issues of Electricity in MEMR. Is it correct?
- 6-7 Section of Power Plant Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of power plant project. Is it correct?
- 6-8 Section of Transmission Line Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of transmission line project. Is it correct?
- 6-9 What kind of environmental problems have you ever had related to hydroelectric power plant?
- 6-10 What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)
- 6-11 It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic?
- 6-12 During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;
- Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality,
  - Public hearings and consultation were poorly structured.
- What do you think about the opinion?
- 6-13 In the same program they mentioned the problem concerning land acquisition, "none or fake ownership certificates, and multiple ownerships"  
Could you explain the meaning?

- 6-14 Could you show us the detailed procedures for Land Acquisition and Resettlement for infrastructure development?
- 6-15 Could you show us an English version of Perpres NO.65/2006 (or President Decree NO.65/2006), revised from Perpres NO.36/2005 of land acquisition for the implementation of development for the Public Interest?
- 6-16 We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.
- 6-17 There will be practically four stages of study as shown in draft Scope of Work. Which stage should the public hearing form local people be conducted at?  
Stage 1; Collection and examination of relevant data and information  
Stage2; Identification of prospective hydropower projects  
Stage3; Field investigation for selected prospective hydropower projects  
Stage 4; Update of Master Action Plan
- 6-18 Could you recommend some NGOs for us to make a contact to collect their opinions about hydroelectric power development?
- 6-19 What kind of environmental problems have you ever had related to thermal power plant?

**QUESTIONNAIRE**  
**ON**  
**THE PREPARATORY STUDY**  
**ON**  
**THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: PT: PLN (PERSERO)**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

In order that the preparatory study will be carried out appropriately, please answer this questionnaire correctly and concretely by providing necessary information and documents. The answers might be discussed in the meetings with each authority and department. It would be appreciated if right person to discuss with would be prepared in the meeting and written answers and documents would be submitted to JICA study team by February 17, 2009 (Thursday).

**1. GENERAL INFORMATION**

*Please provide the following information and documents:*

- 1-1 Latest PLN Statistic (2007)
- 1-2 Latest PLN Annual Report
- 1-3 Latest Electricity Power Supply Business Plan (RUPTL)
- 1-4 Investment Plan of Power Development (PLN as a whole, Generation and Transmission by System)
- 1-5 Transmission Line Diagram of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System

**2. POWER DEMAND FORECAST FOR FORMULATING GENERATION EXPANSION PLAN**

*Please provide the following information and documents:*

- 2-1 Whole Indonesia
- 2-2 Java-Madura-Bali System
- 2-3 Sumatra System
- 2-4 Kalimantan System
- 2-5 Sulawesi System

**3. GENERATION EXPANSION PLAN**

*Please provide the following information and documents:*

- 3-1 Adopted Software for Optimizing Power Generation Expansion Plan
- 3-2 Latest National Electricity Development Plan (RUKN) by Energy Sources and Actual Situation of Development
- 3-3 Regional Power Development Plan (RUKD) for Supply Area of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi and Actual Situation of Development
- 3-4 Outline of Fast Track Program and Actual Situation of Development

**4. TRANSMISSION EXPANSION PLAN**

*Please provide the following information and documents:*

- 4-1 Adopted Software for Power System Analysis
- 4-2 Latest Transmission Extension Program of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi and Actual Situation of Development

**5. RURAL ELECTRIFICATION PLAN BY PLN**

*Please provide the following information and documents:*

- 5-1 Rural Electrification Program by PLN and Actual Situation of Program including Projects List by Area

**6. HYDROPOWER DEVELOPMENT**

*Please provide the following information and documents:*

- 6-1 List of technical studies on hydropower development for the last 10 years (after HPPS2), and their outline
- 6-2 Policy and strategy for hydropower development project
- 6-3 Process and responsible organization to establish policy and strategy for hydropower development
- 6-4 Budget allocation for hydropower development
- 6-5 Status of hydropower development in Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System
- 6-6 List of hydropower schemes which are nominated in the latest RUPTL, with their salient features
- 6-7 Other project list or inventory of prioritized hydropower projects (e.g. candidates for 2<sup>nd</sup> crash program), with their salient features
- 6-8 Process in PLN and related authorities for prioritization of hydropower project

- 6-9 Comment on the reason for selecting the above listed hydropower schemes
- 6-10 Status and progress of planned hydropower projects which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation.
- 6-11 Comment on necessity of re-formulation of planned hydropower projects which had been once established in pre-F/S level, F/S level and D/D level.
- 6-12 Availability of hydro inventory database and GIS
- 6-13 Comment on criteria to be adopted for screening prioritized projects
- 6-14 List of implemented hydropower projects in power sector for the last 10 years (after HPPS2)
- 6-15 Operation record of the existing hydropower plants
- 6-16 Comment on issues related to organization and institution for further promotion of hydropower development
- 6-17 List of local contractors for the field investigation works; topographic mapping, geological investigations and construction material tests
- 6-18 Price of construction equipment and materials
- 6-19 Unit costs for civil works in the Engineer's cost estimate for similar projects after 1995

## 7. ENVIRONMENTAL ISSUES

Please provide the following information and documents:

- 7-1 Is it necessary to conduct Pre-EIA (Environmental Impact Assessment) when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Project is carried out?
- 7-2 Could you show us the Guideline for EIA of hydroelectric power development project
- 7-3 Could you show us several EIA reports (AMDAL) for hydroelectric power plant project?
- 7-4 Could you show us any TORs for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?
- 7-5 Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?
- 7-6 Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering and Environment (DGEEU) is responsible for environmental issues of Electricity in MEMR. Is it correct?
- 7-7 Section of Power Plant Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of power plant project. Is it correct?
- 7-8 Section of Transmission Line Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of transmission line project. Is it correct?
- 7-9 What kind of environmental problems have you ever had related to hydroelectric power

- plant?
- 7-10 What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)
- 7-11 It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic?
- 7-12 During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;
- Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality,
  - Public hearings and consultation were poorly structured.
- 7-13 What do you think about the opinion?
- 7-14 In the same program they mentioned the problem concerning land acquisition, "none or fake ownership certificates, and multiple ownerships"
- 7-15 Could you explain the meaning?
- 7-16 Could you show us the detailed procedures for Land Acquisition and Resettlement for infrastructure development?
- 7-17 Could you show us an English version of Perpres NO.65/2006 (or President Decree NO.65/2006), revised from Perpres NO.36/2005 of land acquisition for the implementation of development for the Public Interest?
- 7-18 We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.
- 7-19 Could you recommend some NGOs for us to make a contact to collect their opinions about hydroelectric power development?
- 7-20 What kind of environmental problems have you ever had related to thermal power plant?

**QUESTIONNAIRE**  
**ON**  
**THE PREPARATORY STUDY**  
**ON**  
**THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: Ministry of Environment**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

In order that the preparatory study will be carried out appropriately, please answer this questionnaire correctly and concretely by providing necessary information and documents. The answers might be discussed in the meetings with each authority and department. It would be appreciated if right person to discuss with would be prepared in the meeting and written answers and documents would be submitted to JICA study team by February 18, 2009 (Thursday).

*Please provide the following information and documents:*

1. According to the regulations related to EIA (AMDAL) in Indonesia, it is not necessary to conduct EIA for the study on formulation of Master Plan. Is it correct?
2. There is no regulation which stipulates the system of IEE (Initial Environmental Examination) in Indonesia. Is it correct?
3. Is it necessary to conduct Pre-EIA when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Plan is carried out?
4. Could you show us an English version of Decree of State Minister for the Environment NO.11/2006 on Types of Business and/or Activity Plans that are requested to be completed with the EIA?
5. In case of hydroelectric power development project, in which a dam is higher than 15m, a reservoir area is more than 200 ha or output is more than 50 MW, EIA should be conducted at the phase of feasibility study. Is it correct?
6. Could you show us several EIA reports (AMDAL) for hydroelectric power plant project?
7. Could you show us any Terms of Reference for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?
8. Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?
9. What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of

hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)

10. While the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" was held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;

- "Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality", and

- "Public hearings and consultation were poorly structured."

What do you think about the opinion?

11. Could you show us the detailed procedures for Land Acquisition and Resettlement for infrastructure development?

12. Could you show us an English version of Perpres NO.65/2006 (or President Decree NO.65/2006), revised from Perpres NO.36/2005 of land acquisition for the implementation of development for the Public Interest?

13. Is there any information of land acquisition problem for hydroelectric power plant project in Indonesia?

14. Since there are more than 880 candidate sites for hydroelectric power development in Java, Bali, Sulawesi, Sumatera and Kalimantan, it is better to set up two phases for environmental and social considerations to implement the development project. At first stage the sites should be selected taking into consideration a kind of criteria including "resettlement", "land use", "protected area" and "cultural property" based on the map and existing information, and at the final stage fauna and flora, water use, fishery, transportation, landscape, etc should be surveyed in the field after selection of the sites for feasibility study. What kind of items should be included in the criteria of site selection at the first stage?

15. There will be practically four stages of study as shown below. Which stage should the public hearing form local people be conducted at?

Stage 1; Collection and examination of relevant data and information

Stage2; Identification of prospective hydropower projects

Stage3; Field investigation for selected prospective hydropower projects

Stage 4; Update of Master Action Plan

16. Scoping list for Environmental and Social Considerations in the guidelines of JICA is shown in Table 1. What items should be prioritized in case of hydroelectric power development project and what items should be added if necessary?

17. General rating of scoping for hydroelectric power development project is shown in Table 2. We would like to know your opinion.

Table 1 Environmental and Social Items for Scoping in JICA Guidelines

No	Name of Cooperation Name	Rating	Brief Description
	Impacts		
	Social Environment: *Regarding the impacts on "Gender" and "Children's Right", might be related to all criteria of Social Environment.		
1	Involuntary Resettlement		
2	Local economy such as employment and livelihood,		
3	Land use and utilization of local resources		
4	Social institutions such as social infrastructure and local decision-making institutions		
5	Existing social infrastructures and services		
6	The poor, indigenous and ethnic people		
7	Misdistribution of benefit and damage		
8	Cultural heritage		
9	Local conflict of interests		
10	Water Usage or Water Rights and Rights of Common		
11	Sanitation		
12	Hazards (Risk)		
	Infectious diseases such as HIV/AIDS		
	Natural Environment		
13	Topography and Geographical feature		
14	Groundwater		
15	Soil Erosion		
16	Hydrological Situation		
17	Coastal Zone		
18	Flora, Fauna and Biodiversity		
19	Meteorology		
20	Landscape		
21	Global Warming		
	Pollution		
22	Air Pollution		
23	Water Pollution		
24	Soil Contamination		
25	Waste		
26	Noise and Vibration		
27	Ground Subsidence		
28	Offensive Odor		
29	Bottom sediment		
30	Accidents		

A: Serious impact is expected.  
 B: Some impact is expected.  
 C: Little impact  
 U: Extent of impact is unknown

Table 2 Sample of Provisional Scoping

No	Name of Cooperation Name	Rating	Brief Description
	Impacts		
	Social Environment: *Regarding the impacts on "Gender" and "Children's Right", might be related to all criteria of Social Environment.		
1	Involuntary Resettlement	A	In case that there are villages in the site
2	Local economy such as employment and livelihood,	B	
3	Land use and utilization of local resources	A	Change of land use
4	Social institutions such as social infrastructure and local decision-making institutions	C	
5	Existing social infrastructures and services	C	
6	The poor, indigenous and ethnic people	A	In case that there are ethnic people in the site
7	Misdistribution of benefit and damage	B	
8	Cultural heritage	A	In case there is a cultural property
9	Local conflict of interests	B	
10	Water Usage or Water Rights and Rights of Common	A	Reduction of runoff
11	Sanitation	C	
12	Hazards (Risk)	B	
	Infectious diseases such as HIV/AIDS		
	Natural Environment		
13	Topography and Geographical feature	B	
14	Groundwater	B	
15	Soil Erosion	B	
16	Hydrological Situation	B	
17	Coastal Zone	A	Reduction of water volume
18	Flora, Fauna and Biodiversity	A	Loss of habitats
19	Meteorology	B	
20	Landscape	B	
21	Global Warming	B	
	Pollution		
22	Air Pollution	C	
23	Water Pollution	B	
24	Soil Contamination	C	
25	Waste	B	
26	Noise and Vibration	B	
27	Ground Subsidence	C	
28	Offensive Odor	C	
29	Bottom sediment	B	
30	Accidents	B	

A: Serious impact is expected.  
 B: Some impact is expected.  
 C: Little impact  
 U: Extent of impact is unknown

**QUESTIONNAIRE**  
**ON**  
**THE PREPARATORY STUDY**  
**ON**  
**THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: Ministry of Forestry**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

In order that the preparatory study will be carried out appropriately, please answer this questionnaire correctly and concretely by providing necessary information and documents. The answers might be discussed in the meetings with each authority and department. It would be appreciated if right person to discuss with would be prepared in the meeting and written answers and documents would be submitted to JICA study team by February 19, 2009 (Thursday).

*Please provide the following information and documents:*

1. Directorate of Protected Areas is responsible for stipulation and monitoring of the protected areas. Is it correct?
2. Are there any acts and laws stipulating protected area and/or reservation areas other than Forest Act Law No.41/1999?
3. There are many kind of protected areas in Indonesia as follows;
  - 1) Strict Nature Reserves (Cagar Alam)
  - 2) Wildlife Sanctuaries (Suaka Margasatwa)
  - 3) National Parks (Taman Nasional)
  - 4) Nature Recreation Parks (Taman Wisata Alam)
  - 5) Hunting Game Reserves (Taman Buru)
  - 6) Grand Forest Parks (Taman Hutan Raya)Could you give us definition of each area?
4. We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.
5. What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation,

etc.)

6. It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic?

7. During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability," held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;

- Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality,
- Public hearings and consultation were poorly structured.

What do you think about the opinion?

**QUESTIONNAIRE**  
**ON**  
**THE PREPARATORY STUDY**  
**ON**  
**THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: Department of Public Works (PU)**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

In order that the preparatory study will be carried out appropriately, please answer this questionnaire correctly and concretely by providing necessary information and documents. The answers might be discussed in the meetings with each authority and department. It would be appreciated if right person to discuss with would be prepared in the meeting and written answers and documents would be submitted to JICA study team by February 19, 2009 (Thursday).

*Please provide the following information and documents:*

- 1 Organization structure of PU
- 2 List of implemented multi-purpose dam related to hydropower development for the last 10 years
- 3 Progress of the multi-purpose dam projects related to hydropower development
- 4 Future multi-purpose dam projects related to hydropower development
- 5 Status and progress of planned multi-purpose dam projects related to hydropower developments which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation.

*The Preparatory Study for the Update of Hydropower Development in Indonesia*

**QUESTIONNAIRE  
ON  
THE PREPARATORY STUDY  
ON  
THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: The International Bank for Reconstruction and Development (IBRD)**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

*Please provide the following information and documents:*

- 1 Progress of the power-related projects and TAs implemented in Indonesia
- 2 Future projects in the power sector, especially in hydropower development
- 3 Recommendations addressed to the government
- 4 Issues that might concern IBRD in terms of power sector
- 5 Expectation to or cooperation potential with JICA in terms of power sector projects, especially in hydropower development
- 6 Policy on environment for hydropower development

*The Preparatory Study for the Update of Hydropower Development in Indonesia*

**QUESTIONNAIRE  
ON  
THE PREPARATORY STUDY  
ON  
THE UPDATE OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN INDONESIA**

**For: The Asian Development Bank (ADB)**

**JICA Study Team**  
12 February 2009

*Please provide the following information and documents:*

- 1 Progress of the power-related projects and TAs implemented in Indonesia
- 2 Future projects in the power sector, especially in hydropower development
- 3 Recommendations addressed to the government
- 4 Issues that might concern ADB in terms of power sector
- 5 Expectation to or cooperation potential with JICA in terms of power sector projects, especially in hydropower development
- 6 Policy on environment for hydropower development

付属資料 2

質問票回答

電力開発計画

(1)MEMR への質問と回答

1. Organization Structure of MEMR  
 斉藤専門家より受領し、報告書に添付。
2. Organization Structure of Department of Electricity & Energy Utilization  
 斉藤専門家より受領
3. National Energy Policy (KEN)  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため要求せず。
4. National Energy General Plan (RUKEN)  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため要求せず。
5. Latest Energy Outlook and Statistic of Indonesia  
 代わりに、Mineral, Coal, Geothermal and Groundwater Statistic 2008 を入手。
6. Power Sector Restructuring Policy  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため要求せず。
7. Rural Electrification Policy  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため要求せず。
8. Outline of the latest National Electricity Development Plan (RUKN)  
 RUKN2008-2027 を受領し、報告書にてその概要を説明。
9. Outline of Regional Power Development Plan (RUKD) for the supply area of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi  
 新たな電氣法が裁判所により無効とされ、RUKD は策定されていない。
10. Coordination with provincial governments with MEMR in terms of formulating RUKN  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため確認せず。
11. Outline of Fast Track Program and Actual Situation of the Program  
 SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため確認せず。しかしながら、後述の PLN 策定の RUPTL にて情報の収集ができた。
12. Generation Development Plan by IPP and Actual Situation of the Program  
 MEMR は関与せず(？)、PLN の RUPTL の中で IPP を含めた計画策定を行っている。
13. Investment Plan of Power Sector including Private Sector

SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため確認せず。しかし、実際には作成されていないようである。

14. Projects List of Power Development under Financial Assistance from World Bank, ADB, Foreign Governments and Others

SWの話し合いが混沌としており、本調査の本来の目的に耳を傾けないとする相手側に更なる勘違いを起させないため確認せず。

15. Power Demand Forecast by MEMR (As a whole, Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi)

RUKN2008-2027でも詳細不明。PLN の RUPTL に詳細が示されている。

(2) PLN への質問と回答

1. Latest PLN Statistic (2007)  
 Statistik PLN 2007 を PLN から受領。
2. Latest PLN Annual Report  
 PLN から受領。
3. Latest Electricity Power Supply Business Plan (RUPTL)  
 PLN から受領。
4. Investment Plan of Power Development (PLN as a whole, Generation and Transmission by System)  
 PLNより受領したRUPTLに記載されている。
5. Transmission Line Diagram of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System  
 PLNより受領した RUPTL に主要なシステムのダイアグラムが記載されているので、改めて要求せず。
6. Power demand forecast for Whole Indonesia, Java-Madura-Bali System, Sumatra System, Kalimantan System and Sulawesi System  
 PLNより受領した RUPTL に主要なシステムのダイアグラムが記載されているので、改めて要求せず。
7. Adopted Software for Optimizing Power Generation Expansion Plan  
 WASP IV を使用している。
8. Latest National Electricity Development Plan (RUKN) by Energy Sources and Actual Situation of Development  
 MEMR から受領している。
9. Regional Power Development Plan (RUKD) for Supply Area of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi and Actual Situation of Development  
 策定されていない。
10. Outline of Fast Track Program and Actual Situation of Development  
 PLNより受領したRUPTLに記載されている。

11. Adopted Software for Power System Analysis

汎用的な PSS/E を使用している。

12. Latest Transmission Extension Program of Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and

Sulawesi and Actual Situation of Development

PLN より受領した RUPTEL に記載されている。

13. Rural Electrification Program by PLN and Actual Situation of Program including Projects

List by Area

PLN の地方電計画は原則的に既存のグリッドを延伸してのものであり、全く孤立した地域の電化計画は外国等の支援で実施される場合に限られている。小水力開発も孤立した未電化の地域の電化のためだけでなく、既存の孤立したシステムのディーゼル発電設備の代替を意図したものが多く。

**水力開発計画**

(1)MEMR への質問と回答

1. List of technical studies on hydropower development for the last 10 years (after HPPS2), and their outline

過去 JICA がジャババリ、スマトラ、スラウェシの最適電源開発計画を策定しており、大・中規模水力の投入についてもその中で検討がなされている。

2. Policy and strategy for hydropower development project

RUKN に明記しているが、特に水力と地熱は当該ポテンシャルを有する地域において出来る限り開発する。また電化率向上の為、地方電化が重要である。その手段として、小水力の導入を促進する。

3. Process and responsible organization to establish policy and strategy for hydropower development

PLN がエネルギー部資源省に水力を含む電力設備計画(電力供給事業計画 RUPTEL)を提出し、エネルギー部大臣がこれを承認する。地方電化の計画・実施の責務の大部分は、地方政府へと移管されている。地方政府は小水力を含む地方電化の実施計画案を MEMR に提出、MEMR は全体計画を調整し、国家開発計画局 (BAPPENAS)、財務省 (MOF) の承認を得た後に、地方政府に対し予算を配分している。

4. Budget allocation for hydropower development

(コメントなし)

5. Status of hydropower development in Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System

東部インドネシアは開発が遅れており、電化率も低い。系統の整備も遅れていることから、分散型電源として小水力の導入を図る必要がある。

6. Process in MEMR and related authorities for prioritization of hydropower project  
上記 3. を参照のこと。

7. Project list or inventory of prioritized hydropower projects with their salient features

8. Comment on the reason for selecting the above listed hydropower schemes  
大・中規模水力の選定は PLN が担当している。

9. Status and progress of planned hydropower projects which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation  
環境、特に自然保護区域との関連で案件の進捗がとまるケースがある。

10. Comment on necessity of re-formulation of planned hydropower projects which had been once established in pre-F/S level, F/S level and D/D level  
(コメントなし)

11. Comment on criteria to be adopted for screening prioritized projects  
前回の包蔵水力調査から既に 10 年が経過しており、社会・環境配慮への requirement も当時から変わっている。当然、新たな基準でスクリーニングを行うべきであろう。

12. Comment on issues related to organization and insitution for further promotion of hydropower development

大・中規模水力は PLN が、小規模水力は MEMR がそれぞれイニシアチブをとりながら開発を進めていくことになる。

(2) PLN への質問と回答

1. List of technical studies on hydropower development for the last 10 years (after HPPS2), and their outline

アッパー・ミッドレベルの詳細設計、アサハ 3 の詳細設計を実施した。

2. Policy and strategy for hydropower development project

再生可能エネルギーの一翼として、これからも積極的に開発を進めていく方針である。貯水池式水力についてはステークホルダーの合意をとりつけにくいことから、流れ込み式水力の開発を積極的に進めていく。

3. Process and responsible organization to establish policy and strategy for hydropower development

RUKN に記載されている。これに基づき電源開発計画を PLN が立案する。

11. Comment on necessity of re-formulation of planned hydropower projects which had been once established in pre-F/S level, F/S level and D/D level  
上記 9. を参照。

12. Availability of hydro inventory database and GIS  
第 2 次包蔵水力調査 (HPPS2, 1999 年) で構築したが、その後データのアップデートは行われていない。

13. Comment on criteria to be adopted for screening prioritized projects  
需給関係、社会・環境配慮、経済性に留意すべきである。  
また、PLN 所轄の水文観測所の多くが機能を失っている。水文のアップデートは公共事業省によるデータに頼ることになるが、観測年の多寡等、データの信頼性を優先案件選定にあたり考慮すべきと考える。

14. List of implemented hydropower projects in power sector for the last 10 years (after HPPS2)  
スマトラ: プサイ(2001)、パツツギ(2001)、シバンジンハボラス(2005)、ルスン(2005)、ムシ(2006)

スラウエシ: ビリビリ(2005)  
ジャワバリ: ウオノレジョ(2002)

15. Operation record of the existing hydropower plants  
プランタス流域発電所群の発電記録を現地踏査時に提供する。(PIB より電子ファイルを入力済み)

16. Comment on issues related to organization and institution for further promotion of hydropower development  
(コメントなし)

17. List of local contractors for the field investigation works; topographic mapping, geological investigations and construction material texts  
(コメントなし)

18. Price of construction equipment and materials

19. Unit costs for civil works in the Engineer's cost estimate for similar projects after 1995  
本格調査時に関連資料を提供する。

(3) 公共事業省への質問と回答

4. Budget allocation for hydropower development  
(コメントなし)

5. Status of hydropower development in Java-Madura-Bali, Sumatra, Kalimantan and Sulawesi System

ジャワバリは既に経済的な地点の開発が終了しており、今後は揚水の開発が眼目となる。アッパーチンカン建設は既にコミットしており、マデングンの FS & DD についても IBRD と協議中である。一方グリーンデュールをどの融資機関の協力で行うかは、まだ確定していない。また 10 年先の需要を考えると、スマトラでも揚水開発が必要になると認識している。スマトラは経済的な流れ込み式地点がまだ豊富に残っている。スラウエシは引き続きサダラン川流域の開発に重点が置かれるであろう。カリマンタンは水力ポテンシャルがあるが、既往の開発は少ない。環境負荷の小さな案件の創出が必要である。

6. List of hydropower schemes which are nominated in the latest RUPTL, with their salient features

最新 RUPTL (2009-2018) を提供するので、参照してほしい。(入手済み)

7. Other project list or inventory of prioritized hydropower projects (e.g. candidates for 2<sup>nd</sup> crash program), with their salient features

既に詳細設計、FS、Pre-FS が実施されている案件が対象となる。

8. Process in PLN and related authorities for prioritization of hydropower project  
System Planning 部にて WASP (汎用解析ソフト) を用いて電源開発計画の検討を行い、必要の伸びや送電線整備状況を踏まえて開発計画の経済性から最適化をしている。その結果を RUPTL に反映させ、エネルギー部大臣に承認を申請する。

9. Comment on the reason for selecting the above listed hydropower schemes  
既に調査 (詳細設計、FS、Pre-FS) が実施されており、熱度が高いからである。しかしながら過去に調査が実施された案件には環境負荷の大きいものも含まれており、これらの実施は容易でないと判断される。環境負荷の小さい案件の調査を新たに実施することが望まれる。

10. Status and progress of planned hydropower projects which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation  
アサハ 3 は元々貯水池式で詳細設計が済んでいたが、住民移転と事業費が大きいことがネックで止まっていた。その後、流れ込み式に変更し、建設に向けて進捗している。その他、Poigar-2 は自然保護区域にサイトが含まれていることが一因で中断している。

1. Organization structure of PU  
多目的ダムの計画は、Directorate General of Water Resources にある Directorate of River, Lake and Reservoir が担当する。組織図を提供する。(入手済み)
  2. List of implemented multi-purpose dam related to hydropower development for the last 10 years  
過去 10 年で実施された多目的ダムで PU が所有しているものは東ジャワの Kedung Bendo (5.2MW) 1 件である。(他はほかの事業者が所有)
  3. Progress of the multi-purpose dam projects related to hydropower development  
現在、Jatigede (110MW)、他 2 件を実施している。
  4. Future multi-purpose dam projects related to hydropower development  
将来案件は計 7 件。Karian (3MW)、Jambu Aye (160MW)が優先案件である。
  5. Status and progress of planned multi-purpose dam projects related to hydropower developments which were unrealized or delayed, and possible factors which have hindered such projects in their smooth implementation  
住民移転等、社会環境配慮がプロジェクトの進捗を左右するので、これに配慮をしている。
- (4)IBRD への質問と回答**
1. Progress of the power-related projects and TAs implemented in Indonesia  
現在、アッパーチンカン揚水を実施中。揚水案件として更にマテングン、グリンデユルの FS に関与する予定でいる。
  2. Future projects in the power sector, especially in hydropower development  
過去 3 年程地方電化に注力してきたが、結果がはかばかしくない。今後はスマトラ・カリマンタ・スラウェシの送配電線にシフトしていくことになる。
  3. Recommendations addressed to the government
  4. Issues that might concern IBRD in terms of power sector  
新・新電力法を速やかに準備すること、電力料金の引き上げ、政府内部でのコーディネーション、実施能力の向上等がイ国の主な課題であると認識している。
  5. Expectation to or cooperation potential with JICA in terms of power sector projects, especially in hydropower development  
TA 及びローン案件において JICA との協業をすすめたい。土木を世銀、機電を JICA が受け持つといった形もありうるのではないかと。

6. Policy on environment for hydropower development  
前回の包蔵調査(1999年)で、環境社会的選定基準として保護区10ha、移転民家 1,000 軒を設定しているが、時代が変化したとはいえ保護区 10ha はそれほど重大な問題ではないと思う。民家 1,000 軒の方はやや重大だといふ気がする。開発と環境問題は常に Trade-off の関係にある。言い換えれば、便益と費用の Trade-off である。どうバランスするかである。
- (5)ADB への質問と回答**
1. Progress of the power-related projects and TAs implemented in Indonesia  
現在水力関連での TA は実施しておらず、その要請もない。ローン案件は実施中であるが、いずれも小水力のパッケージである。  
①小水力発電 出力 4.3MW 費用 9.3million 米ドル  
②小水力発電 出力 5.5MW 費用 15.5million 米ドル  
③小水力発電 出力 20MW 費用 34million 米ドル  
特に③はパプアのプロジェクトであるが、森林省の保護区問題でストップしている。保護区問題は非常に長い時間がかかる。
  2. Future projects in the power sector, especially in hydropower development  
PLN の側から見た系統への大・中規模電源への投入とは別の視点として、コミュニティサイトから分散型電源を促進するプロジェクト形成も大切だと思う。
  3. Recommendations addressed to the government
  4. Issues that might concern ADB in terms of power sector  
電気料金が低く据え置かれていることが、本質的な問題であると理解している。
  5. Expectation to or cooperation potential with JICA in terms of power sector projects, especially in hydropower development  
JICA が本件調査を行うことは、民間に水力 IPP への参入を促すインセンティブになると思う。
  6. Policy on environment for hydropower development  
環境問題に関して、ADB は EIA を実施すべき基準を設けて、必要に応じて環境影響評価を実施している。
- 環境社会配慮**  
(1)森林省への質問と回答
1. Directorate of Protected Areas is responsible for stipulation and monitoring of the protected areas. Is it correct?

そのとおり、全国に 15,000 人の特別森林警察を配置して監視を行っている。各州には管理事務所 (Technical Implementation Unit) を設置しているのが 33 事務所がある。これとは別に国立公園にも事務所 (Local Management Unit) を設けているので、合計で 68 の事務所を維持している。「イ」国では、違法伐採と違法侵入問題 (Encroaching) が深刻である。森林警察を特別に訓練して特殊部隊を養成する計画が検討されている。

2. Are there any acts and laws stipulating protected area and/or reservation areas other than Forest Act Law No.41/1999?

NO.41/1999 は森林法で、Production Forest, Protection Forest 及び Conservation Area の 3 種類のカテゴリーを決めている。これとは別の NO.5/1990 で下記の Protected Area を定義し、設定している。ウェブサイト [www.dephut.go.id](http://www.dephut.go.id) でインドネシア語と英語の法令が見られると思う。(確認したが残念ながら英語の HP は見当たらない)

3. There are many kind of protected areas in Indonesia as follows;

- (ア) Strict Nature Reserves (Cagar Alam)
- (イ) Wildlife Sanctuaries (Suaka Margasatwa)
- (ウ) National Parks (Taman Nasional)
- (エ) Nature Recreation Parks (Taman Wisata Alam)
- (オ) Hunting Game Reserves (Taman Buru)
- (カ) Grand Forest Parks (Taman Hutan Raya)

Could you give us definition of each area?

NO.5/1990 で規定されている。(インドネシア語を入手済み)

4. We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.

地形図 (縮尺 1/5,000,000) に保護区が図示されているのでそれを提供する。(入手済み) 全国で 28,000,000ha が指定されているが、海域を除いた陸域だけで約 20,000,000ha になる。実際の指定作業は、縮尺 1/50,000 その他の地形図で実施したが、最終的には縮尺 1/250,000 のデジタルマップにまとめ、Nature Conservation Information Center で入手することが出来る。

5. What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)

水没による生物多様性の喪失、棲息地の喪失、大型動物の移動 (象、虎、ジャバ犀、スマトラ犀等) 等が個人的には重要だと考えている。

6. It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a

reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic?

保護区に変更や解除は、国会と大臣の承認が必要であり、時間が長くかかる。従って、保護区内の開発はほとんど不可能に近いと考えた方が良い。スラウエシ北部で PLN が計画した発電所は国会で議論され、許可は出していない。南スマトラでは、水源涵養林の Protection Forest を他の目的に利用したとして国会議員が収監された例もある。

水力発電施設が建設された後に上流地域を保護区等に指定して保護することは可能であるが、その上流地域は既に地元住民に所有されているため、住民に何らかの便益が与えられなければ、同意は得られないだろう。

森林省では、現在、大型の予算を計上して Land Rehabilitation Program を実施している。植林事業である。丘や山地で樹木のないところに植樹をする。以前、油ヤシのプランテーションを行うということで、木を伐採したまま放置されているような場所に植林する。

小水力の場合は、国立公園の管理者と地域住民との協力関係が確立されれば、小型の発電施設を公園内に設置することは可能である。実際に実現している施設もある。

7. During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;

- Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality,
- Public hearings and consultation were poorly structured.

What do you think about the opinion?

"Crash"とは、緊急に実施する必要がある場合に使う言葉である。実態を知らないの意見は言えないが、環境影響の予測が紙の上だけで考えられており、実際とは異なるということだろう。この組織がどういふものかも知らない。

8. Do you have location map of flora and fauna in your country?

動植物のリスト及び生息域の資料がありその場所もある程度示されているが、確実に場所を特定することは難しいので事業実施に際しては現地調査で確認する必要がある。たとえば、スラウエシ島には 1,600 を超える鳥類が生息している。スマトラはアジア圏に属し、xxxxx はオーストラリア圏に所属しているが、スラウエシはどちらの圏にも所属せず独自の生態系を有しており、自然が豊富である。

9. What do you think any impact on a protected area when a hydropower plan is developed upstream of the area?

プロジェクトサイトが保護区内になれば特に開発制限の問題ない。保護区への上流からの影響については環境影響予測を行ってその程度を把握し、対策を考えれば良い。

(2) 環境省への質問と回答

1. According to the regulations related to EIA (AMDAL) in Indonesia, it is not necessary to conduct EIA for the study on formulation of Master Plan. Is it correct?  
マスタープラン段階でEIAを実施する義務付けはない。基本的にはF/S段階でEIAを実施することになっているが、F/Sの後にEIAを実施するケースが多い。もちろん、建設を開始する以前の、たとえば、土地の手当てを始める(Pre-construction)の前にEIAを実施しなければならぬ。
2. There is no regulation which stipulates the system of IEE (Initial Environmental Examination) in Indonesia. Is it correct?  
1986～1993年までは、スクリーニングによってIEEを実施する制度が機能していたが、EIA手続きの時間を節約するために現在には行われていない。
3. Is it necessary to conduct Pre-EIA when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Plan is carried out?  
法的にはPre-F/S時点でPre-EIAを実施しなければならない義務付けはないが、事業者が望むのであればやってもかまわない。
4. Could you show us an English version of Decree of State Minister for the Environment NO.11/2006 on Types of Business and/or Activity Plans that are requested to be completed with the EIA?  
環境大臣令 NO.11/2006の英語版はない。インドネシア語版を提供する。法令の20ページに水力発電に係る規定がある。ダム高15m以上、水面積200ha以上、出力50MW以上の場合にEIAを実施しなければならない。
5. In case of hydroelectric power development project, in which a dam is higher than 15m, a reservoir area is more than 200 ha or output is more than 50 MW, EIA should be conducted at the phase of feasibility study. Is it correct?  
これらの基準に該当する事業はEIAを実施しなければならない。
6. Could you show us several EIA reports (ANDAL) for hydroelectric power plant project?  
1999年以前に実施された水力発電開発に係るEIA報告書は公共事業省に保存されているはずで環境省にはない。また2000年以降では、EIAの対象となる大規模な水力発電事業がなかったため、環境省に水力発電開発に係るEIA報告書はない。  
さらに、環境大臣令 NO.5/2008 によって中央の権限が地方に委譲されることになるため、2009年6月からは、「ダム高15m以上」及び「水面積200ha以上」の水力開発事業のEIAは県が所属する州のCommissionの管轄になり、「出力50MW以上」の水力開発事業のEIAは県/市の管轄となる。

7. Could you show us any Terms of Reference for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?  
前問で回答したとおり、水力発電開発に係るEIAの経験がないため、TORも所蔵していない。
8. Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?  
大学では、ジョコジャカルタの「ガジャマダ大学」がダムの調査を行っているのが適切である。また、「ITB (バンドン工科大学)」も推薦できる。民間コンサルタントでは「LAPI ITB」が挙げられるが、後日、コンサルタントのリストを提供する。
9. There will be practically four stages of study as shown below. Which stage should the public hearing form local people be conducted at?  
Stage 1; Collection and examination of relevant data and information  
Stage2; Identification of prospective hydropower projects  
Stage3; Field investigation for selected prospective hydropower projects  
Stage 4; Update of Master Action Plan  
非常に sensitive な問題である。事前に情報を公開すれば、サイト予定地に住民が移動して来る場合もあるし、土地を買い占める者も出て来る。
- (3) MEMR への質問と回答
- 6-1 Is it necessary to conduct Pre-EIA (Environmental Impact Assessment) when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Project is carried out?  
Pre-EIAを実施しなければならないという法制度はない。
- 6-2 Could you show us the Guideline for EIA of hydroelectric power development project?  
1995年に策定された旧版のUKL及びPKLのガイドライン(EIAの対象事業規模未満のプロジェクト)に関して環境管理計画及び環境モニタリング計画を策定するガイドライン)があるが、現在は使われていない。これまでに環境省が策定した各種のEIAガイドラインに従って、電力関係のEIAを実施することは可能であり、従って、省独自のガイドラインは検討中であるが完成の時期は不明である。
- 6-3 Could you show us several EIA reports (ANDAL) for hydroelectric power plant project?  
過去のEIA報告書はリストとして61件あるが、その多くが10年以上前の古いものである。(Uスト入手済み) プラント担当は Ms. Nimi であるが、今日は不在なので後日提供できるようにす

る。

6-4 Could you show us any TORs for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?

TOR はすべてEIA 報告書にファイナルされているので、報告書を見てもらえば良い。

6-5 Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?

ITB (インドネシア工科大学)ぐらいしか知らない。

6-6 Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering and Environment (DGEEU) is responsible for environmental issues of Electricity in MEMR. Is it correct?  
そのとおり。

6-7 Section of Power Plant Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of power plant project. Is it correct?

Ms. Nini が担当者である。

6-8 Section of Transmission Line Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of transmission line project. Is it correct?

Mr. Agus Sutyyanto が担当者である。

6-9 What kind of environmental problems have you ever had related to hydroelectric power plant?

最大の問題は住民移転である。

カリマンタンでは、補償費が不足し、裁判になったが住民側が勝訴し PLN が補償費を支払った経緯がある。

6-10 What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)

住民移転問題である。

6-11 During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE), described EIA system as follows;

- Impact analysis has been limited, AMDAL, reduced to bureaucratic formality,
- Public hearings and consultation were poorly structured.

What do you think about the opinion?

正確に読めば「過去の問題」として説明しているのであって、現状では改善されている。IIEE の組織については知らない。

6-12 In the same program they mentioned the problem concerning land acquisition, "none or fake ownership certificates, and multiple ownerships"

Could you explain the meaning?

以前の土地収用問題を説明する。過去において土地所有証明書(Land Certificate)を入手する場合、農業省 Badan Pertanahan Nasional の手続きが煩雑で時間がかかり困難であった。そのため仲介者が介在し、土地収用の場合も実際の土地所有者と政府の間にそうした仲介者がいて、補償費を受け取りその中から手数料をとっていたため、条件をさらに悪化させていた。地価の評価は、財務部が持っている課税対象価格(NJOP: Nilai Jual Obyek Pajak, 固定資産評価額のようなもの)に従って決定されるため、非常に低価格であった。ここには矛盾があって、高い補償費を要求すれば、地価の評価額が上がったことになり周辺の土地に課される税金が上昇することになるため、他の住民がこれを認めないという問題が起る。そこで最近では改正が行われ、補償対象用地の地価は Badan Pertanahan Nasional が決定することになったが、政府側で決定することには変わりはない。

一方、地方では伝統的な地域社会"Ulayat"が生きており、ここでは土地は先祖から継承したコミュニティ全体の所有物で、住民は長の意見に全面的に従うため、たとえば、水力開発事業の場合、長の同意が得られれば村民が反対するようなことはなく、円滑に事業が推進される。特に、電化事業の場合は彼らはそれを強く望んでおり、村を挙げて賛成するのではないかと考えられる。

6-13 Could you show us the detailed procedures for Land Acquisition and Resettlement for infrastructure development?

前項参照

6-14 Could you show us an English version of Perpres NO.65/2006 (or President Decree NO.65/2006), revised from Perpres NO.36/2005 of land acquisition for the implementation of development for the Public Interest?

専門家の秘書に既にデータは渡しているのでもちから入手してもらいたい。

6-15 We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.  
(入手済みのため省略)

6-16 Could you recommend some NGOs for us to make a contact to collect their opinions about hydroelectric power development?  
WWF と WALHI を知っているが、後者は金銭の話になるので注意が必要である。

#### (4) MEMR への追加質問と回答

Team: Public Hearing はいいつの時点でやるべきか。

Ellydar: EIA より以前で、FIS 調査と並行して実施すべきである。

T: Public Hearing の対象者はプロジェクト周辺の人と考えてよいか。

E: 「プロジェクトの実施によって影響を受ける人」と考えた方がよい。

T: Public Hearing は何回やればよいか。

E: 事業の規模にもよるが、何度の実施しなければならぬ。説明会の 1 ヶ月前には、地元の役所を通じて対象者に連絡しなければならぬ。ヒアリングでは賛成か反対かの意見を聞く。

T: その点で反対が多数を占めた場合、どうするのか。

E: 反対する場合、補償金の問題など、何らかの理由がある。その理由に応じた対応を考えなければならぬ。

T: Public Hearing の主催者は事業者か政府か。

E: 事業者が開催する。

T: 政府関係者は出席するのか。

E: 出席する。

T: NGO を紹介して欲しい。

E: MEMR では把握していない。

T: NGO への情報公開はいつ行うのか。

E: EIA が完了してからである。EIA の審査委員会に NGO や地域の行政関係者を任命するので、そこで情報が伝わる。どの NGO が審査委員会に参加するかについては、審査委員会が決定するが、どんな NGO があるかは記憶していない。環境省の EIA 局へ行けば NGO のリストがあると思う。NGO は事業に対してアドバイスを提供するだけである。

T: 過去の水力開発プロジェクトでどんな問題が発生しているか。

E: ほとんど問題は発生していない。コタバタ・ジャンプロジェクトでは、48 頭の象を移設したが成功している。

T: 土地収用もうまく行っているのか。

E: 成功している。

T: マスタープラン策定に際して留意すべき環境問題は何か。

E: 補償金の問題。

T: 自然環境はどうか。

E: あくまでの対象となる場所の問題であり、場所によって問題は大きく変わる。

T: 10 年前の WB の調査では、住民移転の指標を 1,000 戸としている。つまり、候補となるサイト内に家が 1,000 戸未満であれば選定するという基準を設けているが、時代が変わって環境を重視す

るようになった今日、どのくらいの戸数を目安とすれば良いか。

E: 戸数については無制限でよい。

T: 住民移転に費用は誰が出すのか。

E: 政府である。

T: 移転先には、電気、水道、学校、病院、その他のインフラが整備されていなければならないが、それを政府がやるのか。

E: 移住省がやる。移住省は 1980 年に設立され、これまで移住先の整備を行ってきた。

T: 新たな事業のために移転先を探すのではなく、既に整備された移住先に移転するということが。

E: そのとおり。

T: そうであれば、移転住民は移転先を自分で選ぶことが出来るというのか。

E: 自分で移転先を選ぶことが出来る。

T: 整理すると、まず PLN が水力開発計画を策定し、MEMR と協議をして事業を進め、移転を伴う場合は MEMR が移住省に相談し、移住省は財務省から予算をもらって移転を実行する、ということか。

E: そのとおり。1 世帯当たり 2ha の土地及び 9 か月分の生活費用 (米、砂糖、塩、種もみ、肥料等々) が支給される。

T: 移転者のモニタリングはするのか。

E: 移住省の移住局がモニタリングする。集落全体が移転する場合もあるが、その場合はむしろま

くいく。

T: 前回の協議で情報提供を受けた Ulayat Land についてはどうか。

Ilham: 原住民の彼らは一定のテリトリーを先祖伝来の土地として認識し、その内部を移動しながら生活している。従って、現在、空地となっている場所でも彼らのテリトリーであり、部外者が侵入し何らかの施設を建設すればクレームが発生することになる。もちろん、その土地全体が国有地であり、土地の所有権問題は発生しないが、彼らの認識からすれば彼らが生活する土地であり、無断で利用されたと感じるわけである。従って、開発事業を実施する場合は、彼らの長と十分に協議をして理解を求めめる必要がある。彼らはインドネシア語を解さないため、NGO 等の助力が必要になる。長の権限は大きいいため、十分な理解が得られれば問題は発生しないといえる。

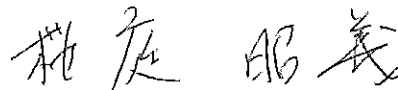
**MINUTES OF MEETING  
FOR  
THE PREPARATORY STUDY  
OF  
THE MASTER PLAN STUDY OF HYDROPOWER DEVELOPMENT  
IN  
THE REPUBLIC OF INDONESIA**

**AGREED UPON BETWEEN  
MINISTRY OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES  
PT. PLN (PERSERO)  
AND  
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**

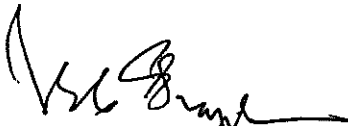
Jakarta, 2<sup>nd</sup> March, 2009



*P* Ms. Emy Perdanahari  
Director of Electricity Program Supervision,  
Director General of  
Electricity and Energy Utilization  
Ministry of Energy and Mineral Resources



Mr. Akiyoshi Sakuraba  
Team Leader,  
Industrial Development Department,  
Japan International Cooperation Agency



Mr. Bambang Praptoto  
Director of Planning and Technology  
PT. PLN (PERSERO)



*del...*

The Preparatory Study team (hereinafter referred to as “the Team”) dispatched by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as “JICA”) headed by Mr. Akiyoshi Sakuraba, the Leader of the Team, visited the Republic of Indonesia (hereinafter referred to as “Indonesia”) from 16<sup>th</sup> February to 5<sup>th</sup> March, 2009 for the purpose of discussing the Scope of Work regarding the Master Plan Study of Hydropower Development in Indonesia (hereinafter referred to as “the Study”).

JICA, the Ministry of Energy and Mineral Resources (hereinafter referred to as “MEMR”) and PT. PLN (PERSERO) (hereinafter referred to as “PLN”) discussed the following issues and finalized the Scope of Work (draft) (hereinafter referred to as “S/W”). These minutes of the meeting record results of mutual understanding and form an integral part of S/W.

#### **1. Signing the Scope of Work Agreed**

Both sides have reached the agreement on the Draft of Scope of Work as shown in ANNEX 4. Both sides have confirmed that JICA Head Office will make the final decision on the Study plan based on the agreement, before signing the Scope of Work. After the final decision by JICA Head Office, MEMR, PLN and JICA will sign the Scope of Work.

#### **2. Technical Matters**

The following points were agreed after the discussions among MEMR, PLN and the Team.

##### **(1) Title of the Study**

Both sides agreed that the project title of the Study will be “the Master Plan Study of Hydropower Development”.

##### **(2) Area to be covered by the Study**

Both sides agreed the Study will cover whole Indonesia.

##### **(3) Target potential sites to be studied for screening**

Lists of potential sites and planned (DD, F/S and Pre-FS)/existing projects were provided by MEMR and PLN as per attached ANNEX 2 and ANNEX 3. Both sides agreed to study the potential sites listed in ANNEX 2 and the planned projects listed in ANNEX 3 for screening in Stage 2 of the Study.

Both sides agreed to study possibility of; i) alternative layout from reservoir type to run-of-river type for the potential and planned sites above, and ii) extension of the existing projects listed in ANNEX 3, for screening in Stage 2 of the Study.

##### **(4) Number of potential sites for pre-feasibility level study**

Both sides agreed to select maximum of 5 sites for Stage 3 of the Study.

##### **(5) Duration of the Study**

Both sides confirmed that the duration of 17 months will be suitable for the Study.

##### **(6) Field investigation in Stage 3**

Both sides agreed that the following field investigation will be conducted in Stage 3 of the Study.

###### **1) Topographic survey**

- Topographical maps on area of prospective hydropower projects (by photogrammetric mapping using the existing photos and/or by ground survey)
- Survey on river profile and section on area of prospective hydropower projects

###### **2) Geological investigation (including construction material)**

- Surface geological survey on major structure sites of prospective hydropower projects
- Core drilling on major structure sites of prospective hydropower projects
- Seismic prospecting for waterway route

Feb --

- Laboratory test on foundation rock of major structure sites of prospective hydropower projects
- Laboratory test on rock material for concrete

3) Hydrological survey

- Observation of river water level
- Discharge measurement
- Suspended & bed loads sampling
- Water quality test

4) Field study on natural and social environment

- Survey on the ecosystem such as typological maps of flora and fauna, environmental flow for maintaining habitats and likely impact on the species of the site;
- Survey on the society such as a demographic survey especially on the affected households if any, including economic situation;
- Conduct public hearing from stakeholders; and
- Survey on the adverse impacts of the surface and underground structure on the geological condition, and the regulations related to the activities above.

**(7) Considerations forward to the next step**

Both sides agreed that appropriate means and procedures necessary to proceed to the next step of implementing the prioritized hydropower development projects will be clarified in the Study.

**(8) Generation system planning**

Both sides agreed that the Study does not include formulation and revision of the optimal power development plans. The Study shall provide information on project features, cost estimations, development timetable etc. of the prospective hydropower projects for the optimal power development planning.

**(9) Environmental and social study**

Both sides confirmed that environmental and social considerations are of the most importance in the screening process of the Study. The Team explained the JICA guidelines for environmental and social considerations to MEMR and PLN, and MEMR and PLN understood the necessity of compliance of the guidelines in order to take the Study forward to the next step.

**3. Counterpart Organization**

Both sides agreed that MEMR will set up counterpart team which consists of MEMR and PLN and submit the list of counterpart personnel to JICA Indonesia office before JICA dispatches the Master Plan Study Team to Indonesia.

**4. Stakeholder Meetings**

MEMR and PLN will be responsible for organizing and conducting stakeholder meetings in the course of the Study aimed at discussing findings of the Study and contributing to consensus building.

**5. Capacity Development during Study**

Both sides agreed to focus on project management and other technical aspects including hydrological analysis, hydropower planning, economic analysis and environmental impact survey/ assessment as the major items for capacity development of MEMR and PLN.

**6. Provision of Office Space and Telephone**

MEMR and PLN will provide office space for the Master Plan Study Team. MEMR and PLN will facilitate connection of telephone line and internet for the Master Plan Study Team.

bcl.

**7. Provision of Security Information on Potential Sites**

MEMR/PLN will provide security information on potential sites targeted for reconnaissance survey as necessary.

- ANNEX 1 List of Main Participants
- ANNEX 2 List of Potential Sites
- ANNEX 3 List of Planned and Existing Projects
- ANNEX 4 Draft Scope of Work

*file*



### List of Main Participants

#### MEMR

Emmy Perdanahari	Director for Electricity Program and Supervision, DGEEU
Maritje Hutapea	Head of Energy Utilization Division, DGEEU
Benhur PL Tobing	Program Division, DGEEU
Nini	Head of Section of Environmental Protection for Central Electricity, DGEEU
Muhadi	Staff of DTK, DGEEU
Ilham	Staff sub-directorate of Environmental Protection for Electricity, DGEEU
Mira Suryastuti	Head of Sub-directorate of Social Electricity, DGEEU
Maryam Ayuni	Electricity Cooperation Division, DGEEU
Zaenul Arief	DGEEU
Chrisnawan.A	Section Head of T & D Program Planning, DGEEU
Bayu Pahloru	Staff, DGEEU
Satro Romandhi	Primary Energy Analyst, DGEEU

#### PLN

Bambang Praptono	Director of Planning and Technology
Monstar Panjaitan	Manager, Planning and Technology
Djoko Prasetyo, Ph.D	Deputy Director for System Planning

#### JICA Preparatory Study Team

Akiyoshi Sakuraba	Team Leader
Yoshikazu Wada	Study Planning
Masaki Wada	Hydropower Development Plan
Yoshiaki Miyagawa	Power Development Plan
Shinya Kawada	Environment and Social Consideration

#### JICA Indonesia Office

Hiroyuki Kawanishi	Senior Representative
Yuka Murakami	Project Formulation Advisor
Yoshitaka Saito	JICA Expert for MEMR

feh..



## List of Potential Sites (1/4)

Hydropower Projects which passed 3<sup>rd</sup> screening in Hydro Inventory Study in 1999 (1/2)

No.	Project ID & Name	Dev. Type	Total Cost (Mil.US\$)	Installed Capacity (MW)	Firm Energy (GWh)	Secondary Energy (GWh)	Annual Energy (GWh)	Cost/kWh (US\$)	kWh Cost (US\$)	Cost/kWh (US\$)	Remarks
<b>Wilayah I (Daerah Istimewa Aceh): Aceh</b>											
1	1-190-13	Mamas-2	ROR	96.7	51.0	192.1	135.6	327.7	1,895.5	0.049	0.42
2	1-192-04	Jambo Papeun-3	ROR	60.4	25.4	111.3	94.8	206.1	2,376.6	0.049	0.43
3	1-204-05	Woyla-2	RES	274.0	242.1	530.2	134.4	664.6	1,131.6	0.074	0.48
4	1-190-11	Ketambe-2	ROR	46.0	19.4	73.1	51.8	124.9	2,368.5	0.061	0.52
5	1-205-09	Teunom-2	RES	288.2	230.0	503.7	91.6	595.3	1,253.0	0.087	0.54
6	1-192-03	Kluet-1	ROR	76.3	40.6	88.9	143.0	231.9	1,880.1	0.055	0.58
7	1-202-06	Meulaboh-5	ROR	98.4	43.0	109.2	161.9	271.1	2,288.1	0.061	0.62
8	1-192-07	Kluet-3	ROR	82.1	23.8	104.2	89.8	194.0	3,449.5	0.071	0.63
9	1-027-14	Ramasan-1	RES	171.6	119.0	260.6	31.3	291.9	1,442.2	0.105	0.64
10	1-192-08	Sibubung-1	ROR	76.5	32.4	82.3	125.0	207.3	2,362.3	0.062	0.64
11	1-201-03	Seunangan-3	ROR	69.4	31.2	68.3	111.0	179.3	2,224.7	0.065	0.68
12	1-198-05	Teripa-4	RES	306.4	184.8	404.7	98.9	503.6	1,658.0	0.109	0.71
13	1-205-10	Teunom-3	RES	184.0	102.0	223.4	79.8	303.2	1,804.0	0.109	0.74
14	1-202-02	Meulaboh-2	ROR	93.6	37.0	81.0	131.5	212.5	2,528.7	0.074	0.78
15	1-192-10	Sibubung-3	ROR	67.7	22.6	57.4	87.5	144.9	2,996.8	0.078	0.81
<b>Wilayah II (Sumatera Utara): North Sumatera</b>											
16	1-186-01	Sirahar	ROR	58.9	35.4	133.3	95.0	228.3	1,663.3	0.043	0.36
17	1-190-33	Ordi-1	ROR	66.3	40.8	153.7	109.3	263.0	1,625.8	0.042	0.36
18	1-190-40	Simanggo-1	ROR	77.8	44.4	167.3	118.5	285.8	1,752.8	0.046	0.38
19	1-190-21	Renun-3	ROR	37.1	19.8	74.6	53.2	127.8	1,874.1	0.049	0.41
20	1-190-32	Kumbuh-3	ROR	78.6	41.8	157.5	112.1	269.6	1,881.0	0.049	0.41
21	1-190-41	Simanggo-2	ROR	108.1	59.0	211.9	155.0	366.9	1,832.1	0.053	0.42
22	1-183-01	Raisan-1	ROR	52.9	26.2	96.7	69.2	167.9	2,020.5	0.053	0.44
23	1-190-26	Gunung-2	ROR	46.4	22.6	85.1	60.2	145.3	2,054.3	0.053	0.45
24	1-178-03	Toru-2	ROR	77.8	33.6	141.3	95.8	237.1	2,314.2	0.055	0.46
25	1-190-24	Renun-6	ROR	48.0	22.4	84.4	60.4	144.8	2,144.0	0.055	0.47
26	1-184-05	Sibundong-4	ROR	69.2	31.6	119.0	84.6	203.6	2,189.6	0.057	0.48
27	1-190-34	Ordi-2	ROR	61.7	26.8	101.0	71.8	172.8	2,302.6	0.060	0.50
28	1-190-37	Ordi-5	ROR	61.7	26.8	101.0	72.7	173.7	2,302.9	0.059	0.50
29	1-055-02	Bila-2	ROR	81.3	42.0	92.0	208.6	300.6	1,934.6	0.045	0.53
30	1-190-35	Ordi-3	ROR	45.5	18.4	69.2	49.9	119.1	2,474.9	0.064	0.54
31	1-053-01	Silau-1	ROR	52.3	27.4	72.0	75.9	147.9	1,908.2	0.059	0.55
32	1-190-22	Renun-4	ROR	53.6	20.8	78.4	56.1	134.5	2,575.6	0.067	0.56
33	1-190-38	Siria	ROR	43.9	16.5	62.3	43.5	105.8	2,654.8	0.069	0.58
34	1-178-07	Toru-3	RES	322.7	227.6	498.4	17.7	516.1	1,417.7	0.112	0.64
<b>Wilayah III (Sumatera Barat &amp; Riau): West Sumatera &amp; Riau</b>											
35	1-071-12	Sangir	ROR	73.7	41.8	183.1	148.6	331.7	1,763.3	0.037	0.32
36	1-066-03	Sinamar-2	ROR	64.4	25.6	112.1	105.0	217.1	2,515.9	0.050	0.45
37	1-147-03	Air Tuik	ROR	47.1	24.8	54.3	107.1	161.4	1,900.7	0.049	0.55
38	1-145-01	Sirantih-1	ROR	57.6	18.3	80.2	73.1	153.3	3,145.3	0.063	0.56
39	1-071-11	Batang Hari-4	RES	288.8	216.0	473.0	71.9	544.9	1,337.2	0.095	0.58
40	1-147-01	Taratak Tumpatih-1	ROR	59.7	29.6	64.8	127.8	192.6	2,018.2	0.052	0.58
41	1-066-02	Sinamar-1	ROR	77.7	36.6	80.2	174.7	254.9	2,123.6	0.051	0.59
42	1-163-02	Masang-2	ROR	91.5	39.6	100.6	155.5	256.1	2,309.5	0.060	0.62
43	1-071-01	Gumanti-1	ROR	32.2	15.8	36.0	49.4	85.4	2,034.6	0.063	0.63
44	1-155-01	Anai-1	ROR	39.4	19.1	41.7	67.5	109.2	2,064.3	0.060	0.63
45	1-163-03	Masang-3	RES	275.5	192.0	420.5	52.5	473.0	1,434.8	0.104	0.63
46	1-066-16	Kuantan-2	RES	406.4	272.4	596.6	137.5	734.1	1,491.8	0.099	0.64
47	1-058-08	Rokan Kiri-1	RES	266.8	183.0	400.8	31.1	431.9	1,458.0	0.111	0.65
<b>Wilayah IV (Sumatera Selatan, Jambi, Bengkulu &amp; Lampung): South Sumatera, Jambi, Bengkulu &amp; Lampung</b>											
48	1-115-01	Mauna-1	ROR	151.1	103.0	415.1	398.9	814.0	1,467.2	0.033	0.28
49	1-136-02	Langkup-2	ROR	145.0	82.8	362.7	337.8	700.5	1,750.9	0.037	0.31
50	1-071-33	Merangin-4	RES	252.7	182.0	398.6	93.3	491.9	1,388.3	0.092	0.59
51	1-113-02	Padang Guci-2	ROR	52.7	21.0	62.6	82.5	145.1	2,507.2	0.061	0.60
52	1-074-17	Endikat-2	ROR	65.7	22.0	63.6	116.2	179.8	2,986.2	0.061	0.67
53	1-082-07	Semung-3	ROR	53.0	20.8	45.6	101.3	146.9	2,546.2	0.060	0.70
54	1-106-02	Menula-2	ROR	63.2	26.8	61.0	91.2	152.2	2,359.5	0.069	0.72
55	1-071-17	Tebo-2	ROR	96.9	24.4	100.5	88.2	188.7	3,971.9	0.086	0.76
<b>Wilayah V (Kalimantan Barat): West Kalimantan</b>											
56	3-043-52	Melawi-9	RES	898.8	590.4	1,293.0	31.8	1,324.8	1,522.3	0.131	0.69
57	3-043-20	Mandai-5	RES	452.0	140.7	308.1	43.7	351.8	3,212.8	0.230	1.41

Source: MEMR/PLN

## List of Potential Sites (2/4)

Hydropower Projects which passed 3<sup>rd</sup> screening in Hydro Inventory Study in 1999 (2/2)

No.	Project ID & Name	Dev. Type	Total Cost (Mil.US\$)	Installed Capacity (MW)	Firm Energy (GWh)	Secondary Energy (GWh)	Annual Energy (GWh)	Cost/kWh (US\$)	kWh Cost (US\$)	Cost/kWh (US\$)	Remarks
<b>Wilayah VI (Kalimantan Selatan, Kalimantan Timur &amp; Kalimantan Tengah): South, East and Central Kalimantan</b>											
58	3 -014 -06 Boh-2	RES	1,475.0	1,119.6	2,451.9	847.3	3,299.2	1,317.4	0.086	0.55	
59	3 -010 -01 Kelai-1	RES	1,259.3	952.8	2,086.6	19.8	2,106.4	1,321.7	0.116	0.60	
60	3 -004 -20 Sesayap-20	RES	1,490.2	949.2	2,078.8	554.5	2,633.3	1,506.7	0.105	0.64	
61	3 -004 -11 Sesayap-11	RES	1,134.1	624.0	1,366.6	668.7	2,035.3	1,817.5	0.108	0.72	
62	3 -003 -03 Sembakung-3	RES	1,220.9	572.4	1,253.6	14.7	1,268.3	2,132.9	0.186	0.97	
63	3 -004 -15 Sesayap-15	RES	740.5	313.2	685.9	270.8	956.7	2,364.4	0.150	0.97	
64	3 -014 -13 Telen	RES	450.6	193.2	423.1	121.3	544.4	2,332.2	0.148	0.98	
<b>Wilayah VII (Sulawesi Utara &amp; Sulawesi Tengah): North &amp; Central Sulawesi</b>											
65	4 -026 -03 Poso-2	ROR	148.7	132.8	581.7	543.7	1,125.4	1,119.4	0.024	0.20	
66	4 -026 -02 Poso-1	ROR	220.9	204.0	446.8	894.2	1,341.0	1,082.8	0.029	0.31	
67	4 -106 -07 Lariang-7	RES	725.0	618.0	1,353.4	136.2	1,489.6	1,173.1	0.094	0.52	
68	4 -106 -06 Lariang-6	RES	308.2	209.4	458.6	157.6	616.2	1,471.9	0.090	0.61	
69	4 -003 -04 Bone-3	ROR	61.1	20.4	71.5	76.8	148.3	2,995.8	0.069	0.65	
70	4 -030 -02 Bongka-2	RES	331.1	187.2	410.0	41.3	451.3	1,768.7	0.131	0.78	
71	4 -038 -01 Soloto-1	ROR	83.0	26.6	58.3	117.8	176.1	3,120.5	0.079	0.89	
72	4 -106 -08 Lariang-8	ROR	45.4	12.8	28.1	57.3	85.4	3,543.4	0.089	1.00	
<b>Wilayah VIII (Sulawesi Selatan &amp; Tenggara): South Sulawesi</b>											
73	4 -100 -03 Karama-2	RES	793.6	782.3	1,689.4	126.7	1,796.1	1,041.1	0.085	0.46	
74	4 -055 -01 Tamboli	ROR	45.1	20.8	40.1	110.0	150.1	2,170.0	0.050	0.62	Pre-FS in 1999
75	4 -100 -01 Karama-1	RES	1,162.1	800.0	1,752.0	395.1	2,147.1	1,452.6	0.105	0.62	
76	4 -095 -06 Masuni	RES	558.6	400.2	876.4	53.8	930.2	1,395.8	0.116	0.63	
77	4 -073 -04 Mong	RES	392.6	255.6	559.8	59.1	618.9	1,535.9	0.114	0.68	
78	4 -093 -13 Bonto Batu	RES	385.7	228.3	500.0	60.2	560.2	1,689.3	0.123	0.74	
79	4 -056 -01 Watunohu-1	ROR	103.5	57.0	54.9	254.1	309.0	1,814.9	0.060	0.79	
80	4 -047 -01 Lalindu-1	RES	369.6	193.6	424.0	120.1	544.1	1,908.9	0.122	0.80	
81	4 -057 -03 Pongkeru-3	RES	453.2	227.6	498.4	58.2	556.6	1,991.4	0.146	0.88	
<b>Wilayah IX (Maluku): Maluku</b>											
82	14 -002 -02 Mala-2	ROR	52.7	30.4	66.6	142.4	209.0	1,734.5	0.042	0.48	
83	14 -002 -01 Mala-1	RES	72.8	27.8	60.9	4.5	65.4	2,617.9	0.186	1.17	
84	14 -012 -01 Tala	RES	135.9	51.4	112.6	10.1	122.7	2,644.6	0.198	1.18	Pre-FS in 1999
85	13 -004 -01 Tina	ROR	117.0	22.8	49.9	106.8	156.7	5,133.3	0.134	1.43	Pre-FS in 1999
<b>Wilayah X (Irian Jaya): Irian Jaya</b>											
86	5 -042 -02 Warasai	ROR	234.5	231.9	507.9	806.1	1,314.0	1,011.2	0.032	0.31	
87	5 -013 -06 Jawee-4	ROR	276.5	152.6	668.4	640.2	1,308.6	1,811.9	0.038	0.32	
88	5 -043 -07 Derewo-7	ROR	261.6	148.8	586.6	593.9	1,180.5	1,758.3	0.040	0.34	
89	5 -013 -05 Jawee-3	ROR	287.0	147.2	425.5	738.1	1,163.6	1,949.9	0.044	0.44	
90	5 -013 -07 Endere-1	ROR	242.2	144.8	317.1	716.4	1,033.5	1,672.4	0.042	0.46	
91	5 -013 -08 Endere-2	ROR	215.6	87.0	327.7	400.1	727.8	2,478.0	0.053	0.48	
92	5 -043 -06 Derewo-6	ROR	402.3	170.0	461.7	666.7	1,128.4	2,366.7	0.064	0.61	
93	5 -013 -04 Jawee-2	ROR	280.5	94.2	280.6	475.3	755.9	2,977.2	0.066	0.66	
94	5 -006 -08 Baliem-7	ROR	393.0	97.8	411.2	423.5	834.7	4,018.4	0.084	0.73	
95	5 -006 -06 Baliem-5	ROR	543.8	189.2	447.5	953.9	1,401.4	2,874.3	0.075	0.74	
96	5 -036 -12 Waroyri-4	ROR	188.8	94.2	107.3	491.5	598.8	2,004.4	0.056	0.74	
97	5 -042 -01 Ulawa	ROR	83.0	34.6	75.8	118.8	194.6	2,399.2	0.071	0.75	
98	5 -037 -91 Gita/Ransiki-1	LOT	101.3	56.2	123.1	13.1	136.2	1,803.1	0.133	0.80	
99	5 -006 -07 Baliem-6	ROR	388.3	88.2	363.1	391.1	754.2	4,402.4	0.092	0.81	
100	5 -032 -03 Kladuk-2	RES	447.0	229.0	501.5	65.9	567.4	1,951.8	0.141	0.86	
101	5 -015 -05 Titinima-3	ROR	184.5	55.6	126.6	275.6	402.2	3,318.3	0.082	0.88	
102	5 -020 -01 Maredrer	ROR	29.5	8.7	19.1	43.3	62.4	3,384.7	0.079	0.92	
103	5 -026 -01 Muturi-1	ROR	123.4	45.8	52.2	236.1	288.3	2,693.2	0.077	1.00	
104	5 -043 -09 Siewa-1	ROR	196.4	58.4	127.9	202.6	330.5	3,362.1	0.106	1.04	
105	5 -006 -09 Baliem-8	ROR	551.9	138.4	315.2	691.8	1,007.0	3,987.8	0.106	1.06	
<b>Wilayah XI (Bali, Nusatenggara Barat &amp; Nusatenggara Timur): Bali, West &amp; East Nusatenggara</b>											
106	9 -011 -01 Paranglala	ROR	31.5	14.9	36.5	49.1	85.6	2,121.5	0.062	0.62	
107	11 -012 -01 Be Lulic-1	ROR	54.3	21.2	52.0	70.1	122.1	2,562.3	0.074	0.74	to be omitted
108	9 -012 -01 Watupanggantu	ROR	19.9	7.1	17.5	23.0	40.5	2,789.5	0.082	0.82	
109	9 -001 -01 Karendi-1	RES	40.6	21.4	46.9	2.6	49.5	1,895.3	0.137	0.85	
110	7 -015 -01 Teldewaja	ROR	27.8	7.0	27.4	16.8	44.2	3,992.5	0.105	0.86	
111	9 -005 -02 Kambara-2	RES	142.9	65.4	143.2	10.8	154.0	2,185.0	0.166	0.98	Pre-FS in 1999
112	10 -003 -02 Wai Ranjang	ROR	32.1	9.3	22.9	30.2	53.1	3,435.9	0.101	1.00	Pre-FS in 1999
<b>Distribusi Jatim (Jawa Timur): East Jawa</b>											
113	2 -057 -17 Kesamben	LHD	44.9	16.7	36.6	62.4	99.0	2,687.1	0.076	0.81	FS in 1997
<b>Distribusi Jateng (Jawa Tengah &amp; Daerah Istimewa Yogyakarta): Central Jawa</b>											
114	2 -050 -01 Rowopening	ROR	49.5	19.6	42.9	95.5	138.4	2,523.5	0.060	0.69	
<b>Distribusi Jabar (Jawa Barat): West Jawa</b>											
115	2 -108 -01 Cibareno-1	ROR	48.8	17.5	38.2	78.8	117.0	2,792.8	0.070	0.79	
116	2 -107 -01 Cimandiri-1	ROR	77.3	24.4	53.4	114.1	167.5	3,168.2	0.077	0.88	

Source: MEMR/PLN

## List of Potential Sites (3/4)

## Pumped Storage Schemes

## Screened in Hydro Inventory Study in 1999

Serial No.	ID. No	Scheme Name	Type	Catchment Area (km <sup>2</sup> )	Max. Gross Head (m)	Cost/kW (US\$/kW)	Cost/kWh (US\$/kWh)	Energy Cost (US\$/kWh)	Remarks
<b>Jawa Barat (West Jawa)</b>									
1.	02-092-72-11	Cijulang-P/S-2	S	239.89	484.20	584.96	0.65	0.143	Pre FS completed (Matenggeng)
2.	02-103-71-11	Cibuni-P/S-1	S	80.00	466.80	626.23	0.69	0.152	
3.	02-016-72-11	Upper Cisokan-P/S	S	365.50	296.00	630.00	0.70	0.153	DD completed
4.	02-108-72-11	Cibareno-P/S-2	S	121.90	499.90	632.52	0.70	0.154	
5.	02-107-71-11	Cikalang-P/S	S	23.75	496.70	639.16	0.71	0.155	
<b>Jawa Tengah (Central Jawa)</b>									
6.	02-050-71-11	Klegung-P/S	S	269.15	542.50	601.28	0.66	0.147	
7.	02-090-76-11	Dolok-P/S	S	18.04	470.30	611.82	0.68	0.149	
8.	02-090-71-11	Laban-P/S	S	34.56	398.90	619.68	0.68	0.151	
<b>Jawa Timur (East Jawa)</b>									
9.	02-080-73-11	Grinduku-P/S-3	S	236.27	444.10	619.58	0.68	0.151	
10.	02-057-71-12	K. Konto-P/S	C	238.98	512.00	620.67	0.69	0.151	Existing Selorejo dam for Lower Dam

Remarks : S : Single type of pumped storage scheme  
 C : Combined type of pumped storage scheme  
 Figures for Upper Cisokan-P/S are based on its F/S Report.

**Sumatra:** Sites to be identified in the Study

Source: MEMR/PLN

fdu...

## List of Potential Sites (4/4)

Hydropower Projects of less than 10 MW which passed 1<sup>st</sup> screening in Hydro Inventory Study in 1999

No.	Project ID	Wilayah	Development Type	Scheme Name	Installed Capacity (MW)	Remark
<b><u>Sumatera</u></b>						
1	01-019-05-2	I	ROR	Baleg	8.74	
2	01-190-04-2	I	ROR	Pantan Dadalu-1	7.34	
3	01-027-01-2	I	ROR	Jambuaye-1	7.20	
4	01-190-29-2	I	ROR	Puncu	4.18	
5	01-190-25-2	II	ROR	Gunung-1	8.00	
6	01-184-01-2	II	ROR	Sibundong-1	9.94	
7	01-184-02-2	II	ROR	Sibundong-2	9.68	
8	01-040-09-2	II	ROR	Berkail-2	7.08	
9	01-066-15-3	III	LHD	Kuantan-1	7.02	
10	01-066-08-2	III	ROR	Lawas/Suo	3.50	
11	01-168-01-2	III	ROR	Bangis	7.24	
12	01-077-03-3	IV	LHD	Besai-2	6.78	
13	01-125-02-2	IV	ROR	Nokan-2	7.20	
14	01-111-04-2	IV	ROR	Mantai	9.72	
15	01-109-01-2	IV	ROR	Sanbat Kiri	8.34	
<b><u>Jawa</u></b>						
16	02-057-04-3	East Jawa	LHD	Tambak Sari	9.66	
17	02-057-06-3	East Jawa	LHD	Blobo	8.34	
18	02-059-01-2	East Jawa	ROR	Baung	7.02	
19	02-057-05-3	East Jawa	LHD	Lumbang Sari	3.34	
20	02-065-01-2	East Jawa	ROR	Wanasari	3.40	
21	02-057-23-2	East Jawa	ROR	Upper Konto-2	3.56	
22	02-057-10-1	East Jawa	RES	Lesti-3	6.58	
23	02-044-01-2	Central Jawa	ROR	Curug Sewu-1	5.18	
24	02-083-03-2	Central Jawa	ROR	Bogowonto-2	5.12	
25	02-083-04-2	Central Jawa	ROR	Bogowonto-3	5.80	
26	02-106-01-2	West Jawa	ROR	Ciletuh	8.92	
<b><u>Jawa</u></b>						
27	02-104-01-2	West Jawa	ROR	Cikaso-1	9.74	
28	02-103-02-2	West Jawa	ROR	Cibuni-2	6.80	
<b><u>Sulawesi</u></b>						
29	04-040-11-2	VII	ROR	Sumara	8.2	
30	04-128-04-2	VII	ROR	Sawangan	9.00	Pre-FS in 1999
31	04-125-02-2	VII	ROR	Poigar-1	6.42	
32	04-093-11-2	VIII	ROR	Mataalo-1	8.70	
<b><u>Bali</u></b>						
33	07-009-02-2	XI	ROR	Daya-2	4.26	

Source: MEMR/PLN

## List of Planned and Existing Projects (1/3)

No.	Name of Scheme	Province	PLN Wilayah	Level	Installed Year	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Cost per kW (US\$) in year studied	Cost per kW (US\$) in 1996
<b>Sumatera</b>										
1	Tangga	Sumatera Utara	Wilayah II	Existing	1983	RES	317	2,054	-	-
2	Siguragura	Sumatera Utara	Wilayah II	Existing	1983	RES	286	1,868	-	-
3	Batang Agam	Sumatera Barat	Wilayah III	Existing	1976	ROR	11	21	-	-
4	Maninjau-1	Sumatera Barat	Wilayah III	Existing	1983	LOT	68	270	-	-
5	Tes-1	Bengkulu	Wilayah IV	Existing	1991	ROR	16	87	-	-
6	Peusangan-1	D. I. Aceh	Wilayah I	On-going	2012	ROR	44	176	-	-
7	Peusangan-2	D. I. Aceh	Wilayah I	On-going	2012	ROR	44	168	-	-
8	Renun-1	Sumatera Utara	Wilayah II	Existing	2005	ROR	82	618	-	-
9	Singkarak	Sumatera Barat	Wilayah III	Existing	1998	LHD	175	986	-	-
10	Kotapanjan	Riau	Wilayah III	Existing	1998	RES	114	542	-	-
11	Musi-1	Bengkulu	Wilayah IV	Existing	2006	ROR	210	1,120	-	-
12	Besai-1	Lampung	Wilayah IV	Existing	2001	ROR	90	402	-	-
13	Batu Tegi	Lampung	Wilayah IV	Existing	2001	RES	24	51	-	-
14	Sipansihaporas-1	Sumatera Utara	Wilayah II	Existing	2005	RES	33	135	-	-
15	Sipansihaporas-2	Sumatera Utara	Wilayah II	Existing	2005	ROR	17	69	-	-
16	Asahan-1	Sumatera Utara	Wilayah II	On-going	2010	LHD	180	1,360	-	-
17	Asahan-3	Sumatera Utara	Wilayah II	On-going	2012	RES	174	1,477	-	-
18	Merangin-2	Jambi	Wilayah III	D/D in 1996	-	ROR	350	1,465	1,379	1,379
19	Tampur-1	D. I. Aceh	Wilayah I	F/S in 1984	-	RES	428	1,214	1,283	1,646
20	Jambu Aye-8	D. I. Aceh	Wilayah I	F/S in 1985	-	RES	160	650	2,153	2,706
21	Wampu	Sumatera Utara	Wilayah II	F/S in 1992	-	ROR	84	475	1,393	1,514
22	Ketaun-1	Bengkulu	Wilayah IV	F/S in 1990	-	RES	84	308	1,348	1,527
23	Ranau	Sumatera Selatan	Wilayah IV	F/S in 1988	-	LOT	60	146	3,213	3,794
24	Teunom-1	D. I. Aceh	Wilayah I	Pre-F/S in 1987	-	RES	24	212	3,402	4,102
25	Aceh-2	D. I. Aceh	Wilayah I	Pre-F/S in 1987	-	RES	7	64	6,392	7,707
26	Peusangan-4	D. I. Aceh	Wilayah I	Pre-F/S in 1987	-	ROR	31	234	1,495	1,802
27	Lawe Alas-4	D. I. Aceh	Wilayah I	Pre-F/S in 1987	-	RES	322	1,549	1,219	1,470
28	Toru-1	Sumatera Utara	Wilayah II	Pre-F/S in 1994	-	RES	38	308	1,613	1,647
29	Merangin-5	Jambi	Wilayah III	Pre-F/S in 1987	-	RES	24	197	2,753	3,319
30	Bayang-1	Sumatera Barat	Wilayah III	Pre-F/S in 1987	-	ROR	13	71	2,768	3,337
31	Bayang-2	Sumatera Barat	Wilayah III	Pre-F/S in 1987	-	ROR	31	203	1,421	1,713
32	Lematang-4	Sumatera Selatan	Wilayah IV	Pre-F/S in 1987	-	RES	12	107	10,028	12,091
<b>Sulawesi</b>										
33	Tonsea Lama	Sulawesi Utara	Wilayah VII	Existing	1981	ROR	14	58	-	-
34	Tanggari-1	Sulawesi Utara	Wilayah VII	Existing	1988	ROR	17	90	-	-
35	Bakaru (1st Stage)	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	Existing	1991	ROR	126	999	-	-
36	Larona	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	Existing	1978	LOT	165	-	-	-
37	Tanggari-2	Sulawesi Utara	Wilayah VII	Existing	1998	LHD	19	92	-	-
38	Bili-Bili	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	Existing	2005	RES	11	70	-	-
39	Lasolo	Sulawesi Tengah	Wilayah VII	F/S in 1996	-	ROR	100	770	-	-
40	Palu-3	Sulawesi Tengah	Wilayah VII	F/S in 1990	-	LOT	75	510	1,236	1,400
41	Bakaru (2nd Stage)	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	D/D	-	ROR	126	471	1,209	1,260
42	Poko	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	F/S in 1996	-	RES	233	760	1,296	1,296
43	Malea	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	F/S in 1984	-	ROR	182	1,477	1,103	1,415
44	Konawehea-3	Sulawesi Tengah	Wilayah VII	Pre-F/S in 1996	-	RES	24	116	-	-
45	Poigar-2	Sulawesi Utara	Wilayah VII	On-going	-	ROR	25	149	-	-
46	Poigar-3	Sulawesi Utara	Wilayah VII	Pre-F/S in 1987	-	ROR	14	99	1,710	2,062
47	Batu	Sulawesi Selatan	Wilayah VIII	Pre-F/S in 1987	-	RES	271	1,740	1,488	1,794

Source: MEMR/PLN

beli

1/1

## List of Planned and Existing Projects (2/3)

No.	Name of Scheme	Province	PLN Wilayah	Level	Installed Year	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Cost per kW (US\$) in year studied	Cost per kW (US\$) in 1996
<b>Jawa</b>										
48	Jelok	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1938	ROR	21	97	-	-
49	Ketenger	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1939	ROR	7	31	-	-
50	Timo	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1963	ROR	12	31	-	-
51	Garung	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1983	LOT	26	48	-	-
52	Wonogiri	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1983	RES	12	33	-	-
53	Mrica	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1989	RES	185	580	-	-
54	Kedungombo	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1992	RES	23	74	-	-
55	Wadaslintang	Jawa Tengah	Jateng	Existing	1988	RES	16	92	-	-
56	Plengan	Jawa Barat	Jabar	Existing	1922/62	RES	5.2	23	-	-
57	Ubrug	Jawa Barat	Jabar	Existing	1924/50	ROR	17	55	-	-
58	Lamajan	Jawa Barat	Jabar	Existing	1924	ROR	19	71	-	-
59	Kracak	Jawa Barat	Jabar	Existing	1927	ROR	17	60	-	-
60	Parakan Kondang	Jawa Barat	Jabar	Existing	1955	ROR	10	53	-	-
61	Cikalong	Jawa Barat	Jabar	Existing	1961	ROR	19	65	-	-
62	Jatiluhur	Jawa Barat	Jabar	Existing	1966	RES	150	807	-	-
63	Saguling	Jawa Barat	Jabar	Existing	1987	RES	700	2,156	-	-
64	Cirata	Jawa Barat	Jabar	Existing	1989	RES	500	1,332	-	-
65	Mandalan	Jawa Timur	Jatim	Existing	1955	ROR	23	77	-	-
66	Siman	Jawa Timur	Jatim	Existing	1955	ROR	11	54	-	-
67	Karangates	Jawa Timur	Jatim	Existing	1973	RES	105	488	-	-
68	Wlingi	Jawa Timur	Jatim	Existing	1979	RES	54	167	-	-
69	Lodoyo	Jawa Timur	Jatim	Existing	1983	ROR	4.5	37	-	-
70	Sengguruh	Jawa Timur	Jatim	Existing	1989	RES	29	99	-	-
71	Tulung Agung	Jawa Timur	Jatim	Existing	1993	ROR	36	184	-	-
72	Selorejo	Jawa Timur	Jatim	Existing	1973	RES	4.5	20	-	-
73	Wonorejo	Jawa Timur	Jatim	Existing	2002	RES	6.3	32	-	-
74	Cirata (2nd Stage)	Jawa Barat	Jabar	Existing	1997	RES	500	1,332	-	-
75	Maung	Jawa Tengah	Jateng	D/D in 1987	-	RES	360	535	1,179	1,421
76	Rajamandala	Jawa Barat	Jabar	D/D in 1995	-	ROR	58	216	2,064	-
77	Jatigede	Jawa Barat	Jabar	D/D in 1986	-	RES	175	777	3,563	-
78	Cibuni-3	Jawa Barat	Jabar	F/S in 1984	-	RES	172	568	1,646	2,112
79	Cipasang	Jawa Barat	Jabar	F/S in 1988	-	RES	400	751	1,021	1,206
80	Cimandiri-3	Jawa Barat	Jabar	F/S in 1990	-	RES	238	600	1,300	1,473
81	Gintung	Jawa Tengah	Jateng	Pre-F/S in 1987	-	RES	19	81	5,018	6,050
82	Rawalo-1	Jawa Tengah	Jateng	Pre-F/S in 1987	-	LHD	0.6	5	4,196	5,059
83	Cibuni-4	Jawa Barat	Jabar	Pre-F/S in 1987	-	RES	71	207	1,378	1,661
84	Cikaso-3	Jawa Barat	Jabar	Pre-F/S in 1987	-	RES	30	189	4,155	5,010
85	Grindulu-2	Jawa Timur	Jatim	Pre-F/S in 1987	-	RES	16	51	4,325	5,215
<b>Kalimantan</b>										
86	Riam Kanan	Kalimantan Selatan	Wilayah VI	Existing	1972	RES	30	136	-	-
87	Riam Kiwa	Kalimantan Selatan	Wilayah VI	D/D in 1986	-	RES	42	152	4,135	5,090
88	Pade Kembayung	Kalimantan Barat	Wilayah V	F/S in 1980	-	RES	30	235	6,927	9,660
89	Kusan-3	Kalimantan Selatan	Wilayah VI	D/D	-	RES	68	101	1,756	1,989
90	Amandit-2	Kalimantan Selatan	Wilayah VI	Pre-F/S in 1987	-	RES	2.5	20	11,430	13,781
91	Kelai-2	Kalimantan Timur	Wilayah VI	F/S	-	RES	168	1,103	1,599	1,702
92	Kayan-2	Kalimantan Timur	Wilayah VI	Pre-F/S in 1996	-	RES	500	3,833	1,014	1,014
93	Pinoh	Kalimantan Barat	Wilayah V	Pre-F/S in 1987	-	RES	198	1,375	2,177	2,625
94	Silat	Kalimantan Barat	Wilayah V	Pre-F/S in 1987	-	RES	29	130	4,078	4,917

Source: MEMR/PLN

## List of Planned and Existing Projects (3/3)

No.	Name of Scheme	Province	PLN Wilayah	Level	Installed Year	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Cost per kW (US\$) in year studied	Cost per kW (US\$) in 1996
<i>Bali, NTB, NTT and Maluku</i>										
95	Ayung-1 (Sidan)	Bali	Wilayah XI	F/S in 1989	-	ROR	23	68	2,478	2,866
96	Ayung-2 (Selat)	Bali	Wilayah XI	F/S in 1989	-	ROR	19	52	2,099	2,428
97	Ayung-3 (Buangga)	Bali	Wilayah XI	F/S in 1989	-	LHD	1.8	12	9,944	11,501
98	Beburung	Nusa Tenggara Barat	Wilayah XI	F/S in 1990	-	ROR	22	91	1,935	2,192
99	Putih-1	Nusa Tenggara Barat	Wilayah XI	F/S in 1997	-	ROR	5.6	29	-	3,212
100	Putih-2	Nusa Tenggara Barat	Wilayah XI	F/S in 1997	-	ROR	4.1	22	-	-
101	Putih-3	Nusa Tenggara Barat	Wilayah XI	F/S in 1997	-	ROR	6.1	32	(Above cost covers 1, 2 & 3)	-
102	Isal-2	Maluku	Wilayah IX	F/S in 1989	-	RES	60	447	1,442	1,668
103	Lamo-1	Maluku	Wilayah IX	Pre-F/S in 1996	-	RES	5.7	25	-	-
<i>Irian Jaya</i>										
104	Warsamson	Irian Jaya	Wilayah X	F/S in 1996	-	RES	49	248	2,704	2,704
105	Genyem	Irian Jaya	Wilayah X	On-going	2011	ROR	23	68	3,672	3,672

Source: MEMR/PLN

**SCOPE OF WORK (draft)  
FOR  
THE MASTER PLAN STUDY  
OF  
HYDROPOWER DEVELOPMENT  
IN  
THE REPUBLIC OF INDONESIA**

**AGREED UPON BETWEEN  
MINISTRY OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES  
PT. PLN (PERSERO)  
AND  
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY**


DAY MONTH, 2009  
JAKARTA, INDONESIA

---

Ms. Emy Perdanahari  
Director of Electricity Program Supervision,  
Director General of  
Electricity and Energy Utilization  
Ministry of Energy and Mineral Resources

---

Mr. Takashi Sakamoto  
Chief Representative,  
Indonesia Office,  
Japan International Cooperation Agency

  
Mr. Bambang Praptono  
Director of Planning and Technology  
PT. PLN (PERSERO)

*fdi*





## 1. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of Republic of Indonesia (hereinafter referred to as "Government of Indonesia"), the Government of Japan decided to conduct the Study on the Master Plan Study of Hydropower Development in Indonesia (hereinafter referred to as "the Study") in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study in close cooperation with the authorities concerned of the Government of Indonesia.

The present document sets forth the Scope of Work with regard to the Study.

## 2. OBJECTIVE OF THE STUDY

The Study aims at thorough investigation and prioritization of potential hydropower sites in Indonesia, updating of the master action plan that shall articulate development plans of selected hydropower projects, and at carrying out the technology transfer to Indonesian counterpart personnel in the course of the Study.

## 3. STUDY AREA

The Study shall cover whole Indonesia.

## 4. SCOPE OF THE STUDY

The Study shall be carried out in the following four stages:

Stage 1: Collection and examination of relevant data and information

Stage 2: Identification of prospective hydropower projects

Stage 3: Field investigation for selected prospective hydropower projects

Stage 4: Update of master action plan

### **Stage 1: Collection and examination of relevant data and information**

(1) Collection of following relevant data and information and joint revision

- 1) Power sector development plan, power supply plan, electric power development plan, transmission line extension plan and rural electrification plan.

*fdh.*



- 2) Role of hydropower development in power sector development plan.
- 3) Status and progress of hydropower power projects and factors which hindered projects in smooth implementation.
- 4) Jointly updated information of existing and planned hydropower development plan such as layout plan, potential developer, financing plan, stakeholders, local site information conditions, accessibility and relevant data on meteorology, hydrology, topography, geology, river flow, sedimentation, etc.
- 5) Data for environmental and social consideration and mitigation measures of hydropower development projects.

(2) Examination of data and information

- 1) Review and examine the latest power sector statistics and future power development plans including demand forecast, possible sources for power development, transmission line extension plan and rural electrification plan.
- 2) Formulation of criteria for screening of hydropower development plan in consideration of engineering, economics and financial and environment based on combined aspects of technical design, cost estimation, operation and maintenance cost, financial and environmental and social impacts. The criteria would be used for the potential sites in this study to establish a uniform/agreed evaluation methodology for screening hydropower development plans to select prospective hydropower project.

(3) Selection of prioritized power systems

MEMR, PLN and the Study Team shall jointly select the prioritized power systems of which master action plan for hydropower development will be updated.

(4) First stakeholder meeting

MEMR, PLN shall hold a stakeholder meeting inviting organizations concerned about the project in order to discuss the scoping draft for master plan formulation and understanding on the result of stage 1. including provisional scoping for environmental impact.

**Stage 2: Identification of prospective hydropower projects**

(1) Identification of prospective hydropower projects to be conducted

- 1) Site reconnaissance and survey on environmental and social consideration by visiting hydropower project sites in the prioritized power systems.
- 2) Update of hydropower projects utilizing result of study in the Stage 1. Study shall include type of development from dam/reservoir scheme to run-of-river scheme.
- 3) Conduct study on hydropower projects about consistency with long term electric power development plan including transmission line extension plan.

*Feb.*

- 4) Conduct screening of hydropower schemes to identify prospective hydropower projects;
- 5) Conduct prioritization to select most prospective hydropower projects.

(2) Study on required legal and institutional framework

MEMR, PLN and the Study Team shall jointly conduct study on legal and institutional framework required for promotion of hydropower development.

**Stage 3: Field investigation for selected prospective hydropower projects**

(1) Second stakeholder meeting

MEMR, PLN and the Study Team shall hold a stakeholder meeting inviting organizations concerned about the project in order to discuss a rough outline of the master plan.

(2) Field investigation

The Study Team shall arrange local contracts for field investigation of topography, geology, hydrology, and environment and social consideration of prospective hydropower projects to update hydropower development plan.

(3) Update of prospective hydropower project

Based on results of the field investigation, MEMR, PLN and the Study Team shall jointly conduct study of development type, development scale and development layout of prospective hydropower project selected for pre-feasibility study.

(4) Preliminary design and cost estimation of prospective hydropower project

MEMR, PLN and the Study Team shall jointly conduct preliminary design and cost estimation of major structures of prospective hydropower projects including the associated transmission lines.

**Stage 4: Update of Master Action Plan**

(1) Update of long term power sector development plan

MEMR, PLN and Study Team shall incorporate prospective hydropower projects into the long term power sector development plans and update the master action plan which addresses project specifications, cost estimation, development timetable, environmental and social considerations, and financial and organizational setup required for implementation.

(2) Update of development scale and commissioning schedule

MEMR, PLN and the Study Team shall jointly conduct study of development scale including installed capacity, unit capacity and commissioning schedule of units incorporated in to long term power sector development plans.

feh.



(3) Financial and Economic Evaluation

The Study Team shall conduct study of financial and economic evaluation of investment plan for power developments. The Study Team shall analyze ways for financial arrangement for the prospective hydropower projects including the associated transmission lines.

(4) Third stakeholder meeting

MEMR, PLN and the Study Team shall hold a stakeholder meeting inviting organizations concerned to discuss and share understanding on draft final report of the study.

(5) Recommendations for hydropower development in Indonesia

The Study Team shall provide recommendations for smooth implementation of selected prospective hydropower projects. The Study Team shall advise MEMR and PLN on institutional structure for implementation of hydropower development including strengthening of organization and plan of capacity building of human resources of power sector if needed.

## 5. ENVIRONMENTAL AND SOCIAL CONSIDERATIONS

Regarding environmental and social issues, MEMR and PLN shall take actions for environmental and social impacts likely to be raised by the project, and JICA will support the activities and monitor the progress following JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations.

## 6. THE STUDY SCHEDULE

The Study will be conducted in accordance with Tentative Time Schedule as shown in Appendix I attached herewith.

## 7. REPORTS

JICA shall prepare and submit the following reports in English to the Government of Indonesia, in accordance with Tentative Time Schedule attached in Appendix I

- (1) Inception Report (12 copies)
- (2) Interim Report (12 copies)
- (3) Draft Final Report (12 copies)

MEMR and PLN will provide JICA with the comments on the Draft Final Report within one month after its reception.

- (4) Final Report (20 copies)

fel.

## 8. DIVISION OF TECHNICAL UNDERTAKINGS

The division of technical undertakings of the study by JICA, MEMR and PLN is detailed in Appendix II attached herewith.

## 9. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF INDONESIA

(1) In order to facilitate the smooth conduct of the Study, the Government of Indonesia shall take the necessary measures:

- 1) to permit the members of the JICA Study Team to enter, leave and sojourn in Indonesia for the duration of the assignments therein and exempt the members of the JICA Study Team from foreign registration requirements and consular fees;
- 2) to exempt the members of the JICA Study Team from taxes, duties and any other charges on equipment, machinery, vehicle and other material brought into and out of Indonesia for the conduct of the Study;
- 3) to exempt the members of the JICA Study Team from taxes and charges of any kind imposed on or in connection with any emoluments or allowances paid to the members of the JICA Study Team for their services in connection with the implementation of the Study;
- 4) to provide necessary facilities to the Study Team for the remittance as well as for the utilization of funds introduced into Indonesia from Japan in connection with the implementation of the Study; and
- 5) to facilitate prompt clearance through customs and inland transportation of equipment, materials and supplies required for the Study and of the personal effects of members of the Study Team.

(2) The Government of Indonesia shall bear claims, if any arises, against the members of the Study Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the member of the Study Team.

(3) MEMR shall be the responsible organization for the Study and also the coordinating body in relations with the other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study. PLN shall act as the counterpart agency to the JICA Study Team.

(4) MEMR and PLN shall, at its own expense, provide the JICA Study Team with the following in cooperation with other organizations:

- 1) security-related information on as well as measures to ensure the safety of the JICA Study Team;

*fel...*



- 2) information on as well as support in obtaining medical services;
- 3) available data (including maps and photographs) and information related to the Study;
- 4) counterpart personnel
- 5) suitable office space with necessary equipment and facilities in Jakarta;
- 6) credentials or identification cards, and
- 7) communication facilities such as telephone, facsimile, E-mail etc., if necessary.

#### **10. UNDERTAKING OF JICA**

For the implementation of the Study, JICA shall take the following measures:

- (1) to dispatch, at its own expense, the Study Team to Indonesia; and
- (2) to pursue technology transfer to the Indonesian counterpart personnel in the course of the Study.

#### **11. OTHERS**

JICA and MEMR shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the Study.

The Master Plan Study of Hydropower Development in Indonesia  
Tentative Time Schedule

Appendix I

Items	2009					2010											
	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Stage 1 Collection and examination of relevant data and information																	
(1) Collection of relevant data and information and joining revision																	
(2) Examination of data and information																	
(3) Selection of prioritized power systems																	
(4) First stakeholder meeting																	
Stage 2 Identification of prospective hydropower projects																	
(1) Identification of prospective hydropower projects																	
(2) Study on required legal and institutional framework																	
Stage 3 Field investigation for prospective hydropower project																	
(1) Second stakeholder meeting																	
(2) Field investigation																	
(3) Update of prospective hydropower project																	
(4) Preliminary design and cost estimation of prospective hydropower project																	
Stage 4 Finalization of Master Plan																	
(1) Update of long term power sector development plan																	
(2) Update of development scale and commissioning schedule																	
(3) Financial and Economic Evaluation																	
(4) Third stakeholder meeting																	
(5) Recommendations for hydropower development in Indonesia																	
Report																	
Stakeholder meeting																	

Legend: Work in Japan Work in Indonesia Field Investigation

Report: Ic/R : Inception Report It/R : Interim Report Df/R : Draft Final Report F/R : Final Report

The Master Plan Study of Hydropower Development in Indonesia  
Division of Technical Undertaking

Appendix II

Items	Undertaking by JICA	Undertaking by MEMR	Undertaking by PLN
<b>Stage 1 Collection and examination of relevant data and information</b>			
(1) Collection of relevant data and information and joing revision	Examine by JICA Study Team	Provide data and discuss	Provide data and discuss
(2) Examination of data and information	Examine jointly by JICA Study Team	Examine jointly by MEMR	Examine jointly by PLN
(3) Selection of prioritized power systems			
(4) First stakeholder meeting	Support by JICA Study Team	Prepare by MEMR	Prepare by PLN
<b>Stage 2 Identification of prospective hydropower projects</b>			
(1) Identification of prospective hydropower projects	Study jointly by JICA Study Team	Study jointly by MEMR	Study jointly by PLN
(2) Study on required legal and insitutional framework	Study jointly by JICA Study Team	Study jointly by MEMR	Study jointly by PLN
<b>Stage 3 Field investigation for prospective hydropower project</b>			
(1) Second stakeholder meeting	Support by JICA Study Team	Prepare by MEMR	Prepare by PLN
(2) Field investigation	Analysis and contract work by JICA Study Team	Counterpart provision	Counterpart provision
(3) Update of prospective hydropower project	Study jointly by JICA Study Team	Study jointly by MEMR	Study jointly by PLN
(4) Preliminary design and cost estimation of prospective hydropower project	Study jointly by JICA Study Team	Study jointly by MEMR	Study jointly by PLN PLN will provide unit cost of major works for construction of similar projects.
<b>Stage 4: Update of Master Action Plan</b>			
(1) Update of long term power sector development plan	Study jointly by JICA Study Team	Provide data and study jointly by MEMR	Provide data and study jointly by PLN
(2) Update of development scale and commissioning schedule	Study jointly by JICA Study Team	Provide data and study jointly by MEMR	Provide data and study jointly by PLN
(3) Financial and Economic Evaluation	Study by JICA Study Team	Provide data and discussion	Provide data and discussion
(4) Third stakeholder meeting	Support by JICA Study Team	Prepare by MEMR	Prepare by PLN
(5) Recommendations for hydropower development in Indonesia	Study by JICA Study Team	Provide data and discussion	Provide data and discussion

4. 面談記録

インドネシア水力開発計画更新支援準備調査 会議・視察記録

日時	2009年2月17日(水) 13:20~14:45
場所	MEMR(エネルギー・鉱物資源省)
出席者	(敬称略)
MEMR 専門家	Ir. Emmy Pertuhani, Director of Electricity Program Supervision, 他 11 名 斎藤
調査団	和田(正)、宮川、川田
内容	S/W(案)へのコメント
1. MEMR からの S/W(案)へのコメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>Study of Title は、Update ではなく Master Plan of Hydropower Development が望ましい。</li> <li>Study Area は 5 島 4 系統に限定せず、インドネシア国全域とするのが望ましい。</li> <li>小水力をも本調査にて取り上げてほしい。</li> </ul>
2. 調査団・専門家からの回答	<ul style="list-style-type: none"> <li>本件調査での対象は 5MW 以上になると考えている。縮尺 1/50,000 の地形図上で作業を行うので、小水力のポテンシャルを確認することは困難である。一方、これまでスタディが実施された中、大規模水力案件の進捗が対応はかまなくない。従って案件リストの見直しが必要であると考えられる。</li> <li>本件の調査は「経済的基盤整備」の事業であって、小水力開発は「地域社会開発」事業であり範疇が異なり、そのアプローチ手法も全く異なる。両者を同時に取り込めば良質の調査結果は得られない。後者は本件調査に含まれないのが妥当であると考ええる。</li> </ul>

小水力の取扱いに関する議論が平行線に終わったため、協議を 23 日(月)14:00 から再開することとした。また質問票への対応についても引き続き協議を行う。

日時	2009年2月17日(水) 15:15~16:30
場所	PLN(国有電力会社)
出席者	(敬称略)
PLN	Mr. Monstar Panjaitan, Manager Pencanaan luar Jawa (Manager of Planning for Outside of Jawa)
専門家	斎藤
JICA インドネシア事務所	河西次長、村上
調査団	和田(正)、宮川、川田
内容	S/W(案)へのコメント
1. PLN からの S/W(案)へのコメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>Study Area は 5 島 4 系統に限定せず、インドネシア国全域とするのが望ましい。</li> <li>Stage 5 を追加し、次段階に進める案件リストを提言してほしい。また最終的に Pre-FS 用に選定するサイトは 10 箇所にしてほしい。ダム式は難しいので少なめになると考える。候補地 10 箇所のうち、さらに 1 箇所について F/S を実施してほしい。</li> <li>Office space 等は MEMR が調査の開始前に準備することと明記するほうがよい。</li> </ul>

2. 調査団・専門家からの回答	<ul style="list-style-type: none"> <li>調査対象地域について： 当方より「確かに島が多く、各地域にポテンシャルはあるが、必要がないので調査の必要性がないのではないかと述べたところ、 PLN はロン(パプア)やロンボクでも過去に JICA 調査が行われているので調査地域は全国にしたいと主張。引き続きの協議事項とする。</li> <li>次段階に進める案件リストに関しては、過去にスタディを実施した案件の進捗が何故遅れているのかを調査することになっている。また Stage 4 にて投入計画の更新を行うので、あえて Stage を追加する必要はないと思われるが、引き続き協議を行う。</li> <li>Pre-FS の案件数だが、実務上調査中に平行して実施できる数は 5 件程度が上限であると考え、引き続き協議する。また本調査にて FS を行うのは期間的に困難である。</li> </ul>
3. JICA 事務所よりのコメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>調査は PLN が主に対応するので、カウンターパートは MEMR と PLN の連名にした方がよいと考える。引き続き協議を行う。</li> </ul>

質問票への対応について引き続き協議を行う。

日時	2009年2月18日(水) 8:45~9:30
場所	環境省(MOE)
出席者	(敬称略)
MOE	Mr. Ary Sudjanto, Acting Director for EIA
JICA インドネシア事務所	和田(正)、宮川、川田
調査団	
内容	質問票による協議
MOE: 大変恐縮であるが急遽大臣に呼ばれているので今日は 30 分しか時間がとれない。	
調査団: それでは来週再度協議の時間を設定したい。	
MOE: 了解。	
<協議内容>	
1. According to the regulations related to EIA (AMDAL) in Indonesia, it is not necessary to conduct EIA for the study on formulation of Master Plan. Is it correct?	<p>マスタープラン段階で EIA を実施する義務付けはない。基本的には FS 段階で EIA を実施することになっているが、FS の後に EIA を実施するケースが多い。もちろん、建設を開始する以前の、たとえば、土地の手当てを始める(Pre-construction)の前に EIA を実施しなければならぬ。</p>
2. There is no regulation which stipulates the system of IEE (Initial Environmental Examination) in Indonesia. Is it correct?	<p>1986~1993 年までは、スクリーニングによって IEE を実施する制度が機能していたが、EIA 手続きの時間を節約するために現在行われていない。</p>
3. Is it necessary to conduct Pre-EIA when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Plan is carried out?	

法外には Pre-F/S 時点で Pre-EIA を実施しなければならぬ義務付けはないが、事業者が望むのであればやってもかまわない。

4. Could you show us an English version of Decree of State Minister for the Environment NO.11/2006 on Types of Business and/or Activity Plans that are requested to be completed with the EIA?

環境大臣令 NO.11/2006 の英語版はない。インドネシア語版を提供する。法令の 20 ページに水力発電に係る規定がある。ダム高 15m 以上、水面積 200ha 以上、出力 50MW 以上の場合に EIA を実施しなければならない。

5. In case of hydroelectric power development project, in which a dam is higher than 15m, a reservoir area is more than 200 ha or output is more than 50 MW, EIA should be conducted at the phase of feasibility study. Is it correct? これらの基準に該当する事業は EIA を実施しなければならない。

6. Could you show us several EIA reports (ANDAL) for hydroelectric power plant project? 1999 年以前に実施された水力発電開発に係る EIA 報告書は公共事業省に保存されているはずで環境省にはない。また 2000 年以降では、EIA の対象となる大規模な水力発電事業がなかったため、環境省に水力発電開発に係る EIA 報告書はない。

さらに、環境大臣令 NO.5/2008 によって中央の権限が地方に委譲されることになるため、2009 年 6 月からは、ダム高 15m 以上及び水面積 200ha 以上の水力発電事業の EIA はサイトが所属する州の Commission の管轄となり、「出力 50MW 以上の水力発電事業の EIA」は県の管轄となる。

7. Could you show us any Terms of Reference for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project? 前回の回答したとおり、水力発電開発に係る EIA の経験がないため、TOR も所蔵していない。

8. Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant?

大学では、ジョジャカルタの「ガジャマダ大学」がダムの調査を行っているので適切である。また、「ITB (インドン工科大学)」も推薦できる。民間コンサルタントでは「LAPI ITB」が挙げられるが、後日、コンサルタントのリストを提供する。

15. There will be practically four stages of study as shown below. Which stage should the public hearing form local people be conducted at?

Stage 1: Collection and examination of relevant data and information

Stage 2: Identification of prospective hydropower projects

Stage 3: Field investigation for selected prospective hydropower projects

Stage 4: Update of Master Action Plan

MOE: 非常に敏感な問題である。事前に情報を公開すれば、サイト予定地に住民が移転して来る場合もあるし、土地を買い占める者も出て来る。情報公開の目的は何か？

調査団: 日本政府はプロジェクトが頓挫することを心配しており、事業が円滑に推進できるよう、早い時期から住民意見を聞いておきたいと考えている。

(以下、時間切れ。追って継続協議予定)

日時 : 2009 年 2 月 18 日 (水) 11:15~12:00

場所 : IBRD

出席者 : (敬称略)

IBRD Mr. Leiping Wang, Senior Energy Specialist

Mr. Pugh Imanto, Energy Sector

JICA インドネシア事務所 村上

調査団 和田 (田)、宮川、川田

内容 : IBRD の水力への取組みについて

以下、IBRD の発言要旨:

- 現在、アッパー・チンカン揚水を実施中。揚水案件として更にマデラン、グリンデュルの FS に関与する予定

- 水力案件については他に融資できるよいサイトが十分でない。本件を JICA が実施することは非常に良い発想だと思ふ。

- PLN には本件に係る 1998 年の調査報告書が所蔵されていない。WB の本部に行かなければ入手できない状況であり、PLN の上層部も水力開発を理解していない。

- 新・新電力法を速やかに準備すること、電力料金の引き上げ、政府内部でのコーディネーション、実施能力の向上等がイ国の主な課題であると認識している。

- TA 及びローン案件において JICA との協業をすすめたい。土木を世銀、機電を JICA が受け持つといった形もありうるのではないかと。

- 過去 3 年程地方電力に注力してきたが、結果がはばかしくない。今後はスマート・カ・メンテナンス・スラウエシの送配電線にシフトしていくことになる。

- 前回の包蔵調査 (1999 年) で、環境社会的選定基準として保護区 10ha、移転民家 1,000 軒を設定しているが、時代が変化したとはいえ保護区 10ha はそれほど重大な問題ではないと思ふ。民家 1,000 軒の方はやや重大だという気がする。

- 開発と環境問題は常に Trade-off の関係にある。言い換えれば、便益と費用の Trade-off である。どうバランスするかである。

日時 : 2009 年 2 月 18 日 (水) 14:00~15:20

場所 : ADB

出席者 : (敬称略)

ADB Mr. Reham Kausar, Infrastructure Specialist

JICA インドネシア事務所 村上

調査団 和田 (田)、宮川、川田

内容 : ADB の水力への取組みについて

以下、ADB の発言要旨:

- 電気料金が低く据え置かれていることが、本質的な問題であると理解している。

- イ国電力セクターでは "Too much study, too little investment" が広く問題視されており、その通りだと思ふ。

- 現在水力関連での TA は実施しておらず、その要請もない。ローン案件は実施中であるが、いずれも小水力のパッケージである。

①小水力発電 出力 4.3MW 費用 9.3million 米ドル  
 ②小水力発電 出力 5.5MW 費用 15.5million 米ドル  
 ③小水力発電 出力 20MW 費用 34million 米ドル  
 枠に③はペーパープロジェクトであるが、森林省の保護区問題でストップしている。保護区問題は非常に長い時間がかかる

- JICA が本件調査を行うことは、民間に水力 IPP への参入を促すインセンティブになると思う。
- PLN の側から見た系統への大・中規模電源への投入とは別の視点として、コミュニティサイトから分散型電源を促進するプロジェクト形成も大切だと思う。
- 環境問題に関して、ADB は EIA を実施すべき基準を設けて、必要に応じて環境影響評価を実施している。
- 水力発電の開発で最大の問題は住民移転問題と雨量であるが、CDM の視点からもグリーンなプロジェクトであり、ADB としては大規模なプロジェクトを期待している。

日時 : 2009年2月19日(木) 9:00~10:00  
 場所 : 森林省(MoF)

出席者 : (敬称略)

森林省 : Mr. Sameidi, Deputy Director for Protected Area  
 圃森団 : 川田

内容 : 質問票による協議  
 (局長は地方出張中のため、局長に面談、質問票に従って協議)

1. Directorate of Protected Areas is responsible for stipulation and monitoring of the protected areas. Is it correct? そのとおり。全国に15,000人の特別森林警察を配置して監視を行っている。各国には管理事務所(Technical Implementation Unit)を設けているので33事務所がある。これとは別に各国立公園にも事務所(Local Management Unit)を設けているので、合計で68の事務所を維持している。「イ」国では、違法伐採と違法侵入問題が深刻である。森林警察を特別に訓練して特殊部隊を養成する計画が検討されている。

2. Are there any acts and laws stipulating protected area and/or reservation areas other than Forest Act Law No.41/1999? NO.41/1999 は森林法で、Production Forest, Protection Forest 及び Conservation Area の3種類のカテゴリーを決めている。これとは別のNO.5/1990で下記のProtected Areaを定義し、設定している。ウェブサイトで [www.dephut.go.id](http://www.dephut.go.id) でインドネシア語と英語の法令が見られると思う。(残念ながら英語のHPは無い)

3. There are many kind of protected areas in Indonesia as follows;

- (ア) Strict Nature Reserves (Cagar Alam)
- (イ) Wildlife Sanctuaries (Suaka Margasatwa)
- (ウ) National Parks (Taman Nasional)
- (エ) Nature Recreation Parks (Taman Wisata Alam)
- (オ) Hunting Game Reserves (Taman Buru)
- (カ) Grand Forest Parks (Taman Hutan Raya)

Could you give us definition of each area? NO.5/1990 で規定されている。(インドネシア翻訳)

4. We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan.  
 地形図(縮尺 1/10,000,000)にすべての保護区が図示されているのでそれを提供する。(入手済み) 全国で28,000,000haが指定されているが、海城を除いた陸域だけで約20,000,000haになる。

5. What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.)  
 水没による生物多様性の喪失、棲息地の喪失、大型動物の移動(象、虎、ジャワ犀、スマトラ犀等)等が個人的には重要だと考えている。

6. It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic? 保護区に変更や解除は、国会と大臣の承認が必要であり、時間が長くなる。従って、保護区内の開発はほとんど不可能に近いと考えた方がよい。スラウェシ北部でPLNが計画した発電所は国会で議論され許可は出ている。南スマトラでは、水源養殖林のProtection Forestを他の目的に利用したとして国会議員が収監された例もある。水力発電施設が建設された後に上流地域を保護区等に指定して保護することは可能であるが、その上流地域は既に地元住民に所有されているため、住民に何らかの便益が与えられなければならない。同意は得られないだろう。森林省では、現在、大型の予算を計上して Land Rehabilitation Program を実施している。植林事業である。丘や山地で樹木のないところに植樹をする。以前、油ヤシのプランテーションを行うというところで、木を伐採したまま放置されているような場所が植林する。小水力の場合は、国立公園の管理者と地域住民との協力関係が確立されれば、小型の発電施設を公園内に設置することは可能である。実際に実現している施設もある。

7. During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity, Governance Implications for Security and Sustainability" held at Melia Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IIEE) described EIA system as follows;

- Impact analysis has been limited. AMDAL, reduced to bureaucratic formality.
- Public hearings and consultation were poorly structured.

What do you think about the opinion?  
 "Crash"とは、緊急に実施する必要がある場合に使う言葉である。実態は知らないが、環境影響の予測が紙の上だけで考えられており、実際とは異なると思うだろう。この組織がどういふものかも知れない。

8. Do you have location map of flora and fauna in your country?  
 動植物のリスト及び生息地の資料がありその場所もある程度示されているが、確実な場所を特定することは難しいので事業実施に際しては現地調査で確認する必要がある。たとえば、スラウェシ島には1,600を超える鳥類が生息している。スマトラはアジア圏に属し、生態系はオーストラリア圏に所属しているが、スラウェシはどちらの圏にも所属せず独自の生態系を有しており、自然が豊富である。

9. What do you think any impact on a protected area when a hydropower plan is developed upstream of the area? プロジェクトサイトが保護区内になければ特に開発制限の問題ない。保護区への上流からの影響については環境影響予測を行ってその程度を把握し、対策を考えれば良い。

日時 : 2009年2月19日(木) 10:00~11:30  
 場所 : PT Indonesia Power (発電会社)  
 出席者 : (敬称略)  
 PT Indonesia Power Ir. Sumarna P., Internal Auditor  
 調査団 宮川  
 内容 : PT Indonesia Power (Java Bali) 地域の発電会社の状況について  
 協議相手は 1980年代初期に世銀の協力で実施された全国包蔵水力調査のインドネシア側カウンターパート一員で、カウンターパートの主力となった測量課の最若手の電気技術者であり、主に筆者担当のカウンターパートを動めた(カウンターパートを動めた電気技術者の殆ど全ては既に退職)。主題調査の必要性・内容をよく理解しており、その上色々な部門の経験を有しており、今回調査のうちに短期間で電力セクターの概要を把握するには最適な人材の一人である。

1. 発電会社の現状について

- 発電部門は 1995年に PLN より PIB-I と PIB-II に分社された。その後、PIB-I は PT Indonesia Power と名称を改め、現在に至っている。
  - その管理対象となる発電所は地域割りで決められたものでなく、(どのような経緯か不明だが) PIB-I と PIB-II の運用対象発電所は相互に混在している。
- ちなみに、PT Indonesia Power の主要な発電所は、以下のとおり。

	(MW)
Surabaya	3,400
Prok	1,348
Sugiling	797
Kamojang	375
Mrica	306
Smarang	1,469
Perak & Ganti	864
Bali	433
Total	8,993

- 各発電所の年間・月間・週間・日運用の計画策定・指令は中央給電指令所が行っており、各発電所はその指令に従って、発電設備の運転を行っている。PT Indonesia Power 本社はそれらの運用状況をモニタしているのみである。

2. 西ジャワの既存水力発電所

彼の PIB-I に移籍する前の PLN での所属は Sugiling Project Manager ということで、西ジャワの既存水力発電所について、以下の説明があった。  
 「Ciparungjam Lake 及び Citeveca Lake の 2 つの湖を水源として、Plengan (3.8MW)、Lamajam (19.6MW)、Cikalong (19.2MW) の水力発電所がカスケード運用されており、その発電後の水は Bandung の飲料水として利用されている。」

日時 : 2009年2月19日(木) 14:00~15:00  
 場所 : 公共事業省水資源総局  
 出席者 : (敬称略)  
 公共事業省水資源総局 Ir. Joko Muhyono  
 調査団 和田(正)、川田  
 内容 : 質問票による協議  
 質問票にたい、組織図、実施済み・実施中・計画案件のリストを受領した。  
 ・ 多目的ダム開発(水資源総局の Directorate of River, Lake and Reservoir が担当。  
 ・ 過去10年で実施された多目的ダムでPUが所有しているものは東ジャワの Keating Bendu (5.2MW) 1件である。(他にほかの事業者が所有)  
 ・ 現在、Jatigede (110MW)、他2件を実施している。  
 ・ 将来案件は計7件。Karian (3MW)、Jambu Aye (160MW) が優先案件である。  
 ・ 住民移転等、社会環境配慮がプロジェクトの進捗を左右するので、これに配慮している。

日時 : 2009年2月19日(木) 16:30~18:30  
 場所 : MEMR  
 出席者 : (敬称略)  
 MEMR Mr. Itham, Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection  
 調査団 和田(正)、川田  
 内容 : 質問票による協議

- (部長は急遽出張中。課長も不在。職員と面談)
- 6-1 Is it necessary to conduct Pre-EIA (Environmental Impact Assessment) when Pre-feasibility Study for Hydroelectric Power Development Project is carried out?  
 Pre-EIA を実施しなければならぬという法制度はない。
- 6-2 Could you show us the Guideline for EIA of hydroelectric power development project?  
 1995年に策定された旧版の UKL 及び PKL のガイドライン(EIAの対象事業規模未達のプロジェクトに関して環境管理計画及び環境モニタリング計画を策定するガイドライン)があるが、現在は使われていない。これまでに環境省が策定した各種の EIA ガイドラインに従って、電力関係の EIA を実施することは可能であり、従って、省独自のガイドラインは検討中であるが完成の時期は不明である。
- 6-3 Could you show us several EIA reports (ANDAL) for hydroelectric power plant project?  
 過去の EIA 報告書はリストとして 61 件あるが、その多くが 10 年以上前の古いものである。(リスト入手済み) プラント担当は Ms. Nini であるが、今日は不在なので後日提供できるようにする。
- 6-4 Could you show us any TORs for EIA (KA-AMDAL) of hydroelectric power plant project?  
 TOR はすべて EIA 報告書にファイルされているので、報告書を見てもらえば良い。
- 6-5 Could you introduce the organizations like local consultants, universities and institutes, which can conduct

appropriately EIA (AMDAL) for hydroelectric power plant? ITB (インドネシア工科大学)が知らない。	
6-6 Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection, Directorate of Electric Power Engineering and Environment (DGEEU) is responsible for environmental issues of Electricity in MEMR. Is it correct? Elydyar Bahar が責任者である。	
6-7 Section of Power Plant Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of power plant project. Is it correct? Ms. Nini が責任者である。	
6-8 Section of Transmission Line Environmental Protection (belonging to DGEEU) is responsible for EIA of transmission line project. Is it correct? Mr. Agus Sutiyanto が責任者である。	
6-9 What kind of environmental problems have you ever had related to hydroelectric power plant? 最大の問題は住民移転である。カリマンタンでは、補償費が不足し、裁判になったが住民側が勝訴し PLN が補償費を支払った経緯がある。	
6-10 What kind of environmental impacts do you think are significant due to construction of hydroelectric power plant? (Ex. Involuntary resettlement of local people, land use, agriculture, irrigation, fishery, flora and fauna, cultural heritage, landscape, transportation, etc.) 住民移転問題である。	
6-11 It is said that it is possible to stop erosion upstream and to reduce sedimentation in a reservoir by introducing natural protection area system and prohibiting local people to enter the upstream area. Do you think it is realistic?	
6-12 During the program titled "Indonesia's "Crash program" for Electricity: Governance Implications for Security and Sustainability" held at Mela Bali Hotel in December 2007, Indonesian Institute for Energy Economics(IEE) described EIA system as follows; <ul style="list-style-type: none"> <li>Impact analysis has been limited. AMDAL, reduced to bureaucratic formality,</li> <li>Public hearings and consultation were poorly structured.</li> </ul> What do you think about the opinion? 正確に読めば「過去の問題」として説明しているのだから、現状では改善されている。IEEE の組織については知らない。	
6-13 In the same program they mentioned the problem concerning land acquisition, "hone or fake ownership certificates, and multiple ownerships" Could you explain the meaning? 以前の土地収用問題を説明する。過去において土地所有証明書 (Land Certificate) を入手する場合、農業省	

Badan Pertanahan Nasional の手続きが煩雑で時間がかり困難であった。地価の評価は、財務部が持っている課税対象価格 (NJOP: Nilai Jual Obyek Pajak, 固定資産評価額のようなもの) に従って決定されるため、非常に低価格であった。ここには矛盾があつて、高い補償費を要求すれば、地価の評価額が上がることになり周辺の土地に課される税金が上昇することになるため、他の住民がこれを認めないという問題が起る。そこで最近では改正が行われたが、政府側で決定することに変わりはない。	
一方、地方では伝統的な地域社会 "Ulayat" が生きており、そこでは土地は先祖から継承したコミュニティ全体の所有物で、住民は村長の意見に全面的に従うため、たとえば、水力開発事業の場合、村長の同意が得られれば住民が反対するようなどとはなく、円滑に事業が推進される。特に、電化事業の場合は彼らはそれを強く望んでおり、村を挙げて賛成するのではないかと考えられる。	
6-14 Could you show us the detailed procedures for Land Acquisition and Resettlement for infrastructure development? 前項参照	
6-15 Could you show us an English version of Perpres NO.65/2006 (or President Decree NO.65/2006), revised from Perpres NO.36/2005 of land acquisition for the implementation of development for the Public Interest? 専門家の秘書に既にデータは渡しているのだからから入手してもらいたい。	
6-16 We would like to get the location map and information of the protected areas in Java, Bali, Sumatera, Sulawesi and Kalimantan. (入手済みのため省略)	
6-17 There will be practically four stages of study as shown in draft Scope of Work. Which stage should the public hearing form local people be conducted at? Stage 1: Collection and examination of relevant data and information Stage 2: Identification of prospective hydropower projects Stage 3: Field investigation for selected prospective hydropower projects Stage 4: Update of Master Action Plan	
6-18 Could you recommend some NGOs for us to make a contact to collect their opinions about hydroelectric power development? WWF と WALHI を知っているが、後者は金銭の話になるので注意が必要である。	
6-19 What kind of environmental problems have you ever had related to thermal power plant? (未回答)	
6-20 You have the data of "Hydro Potential All Original" including information of "resettlement" of villages and current "land use". We would like to know how they carried out the study and how they found the number of villages concerned and land use of the candidate sites. (未回答)	

日時	2009年2月20日(金)
場所	ブランチス流域
出席者	(敬称略)
PJB	Mohammad Yus'a, manager 斎藤 村上
JICA インドネシア事務所	和田(正)、宮川、川田
調査団	
内容	既設発電所並びに候補地点の視察(1日目)
行程:	
7:00-8:20	ジャカルタからスラバヤへ空路にて移動
8:50-11:30	車でカリコントへ移動
11:30-13:30	カリコントダム・既設発電所、並びに候補地点を視察、昼食
13:30-15:00	クサンベン・候補地点へ移動、サイト視察
15:00-15:30	ラボールダムを経てカランカテスタダムへ移動
15:00-15:30	カランカテスタダム・既設発電所を視察、PJB ヒアリング
16:30-19:00	ウリンギダムを経てトルンアグンへ移動
	<ul style="list-style-type: none"> <li>カリコント既設発電所: 灌漑・発電・洪水調整を目的とする多目的ダム。1972年に発電開始(4.5MW)。下流にあるオランダ統治時代に建設されたムンダラン・シマン発電所の Fimm-up の機能も兼ねる。</li> <li>カリコント候補地点: カリコント貯水池下池にする揚水発電案が前回包蔵水力調査で検討されている。また、上流に小水力を設ける案、あるいは既設カリコント・ムンダラン・シマンを増設する案等、複数の代替案が検討されている。</li> <li>クサンベン候補地点: 1997年にローカルコンサルによる FS が実施されている。地質、周辺社会環境からびに経済性等を確認するためのレビューが必要と考えられる。</li> <li>カランカテスタ既設発電所: 発電、灌漑、都市用水、洪水調整を目的とする多目的ダム。1973年に発電開始(35MW x 3nos)。雨季は24時間のベースロード運転。乾季は1基が24時間、他2基は7時間運転している。維持管理状況は良好である。更に2基増設してピーク化する計画がある。</li> <li>PJB からのヒアリング結果: PJB はブランチス流域の発電所群(281MW)を運転・管理している。シングルダム(発電、カランカテスタの堆砂対策を兼ねる)の堆砂・取水ロスクリーンでのごみ除去、トルンアグンでの海水による腐食、カリコントダムの堆砂等が当面の課題である。堆砂は1997年頃を境に急激に上流域で採採がすすんだため進行している。現在、浚渫の他、上流域での植樹等の対策がとられている。カランカテスタ、カリコントならびにクロコ発電所の増設が期待される。</li> </ul>

日時	2009年2月21日(土)
場所	ブランチス流域
出席者	(敬称略)
PJB	Mohammad Yus'a, manager 斎藤 村上
JICA インドネシア事務所	和田(正)、宮川、川田
調査団	
内容	既設発電所並びに候補地点の視察(2日目)
行程:	
7:30-8:10	トルンアグンからウォレレジヨへ移動
8:10-8:40	ウォレレジヨダム・既設発電所を視察
8:40-9:20	車でトルンアグン既設発電所へ移動
9:20-9:50	トルンアグン既設発電所視察
9:50-13:30	トルンアグン経由でジョンンベンへ移動、昼食
13:30-16:10	ジャティムレゴム堰、ムンチュェリスゴム堰を経てスラバヤへ移動
18:45-20:00	スラバヤからジャカルタへ空路にて移動
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ウォレレジヨ既設発電所: 洪水調節、工業用水、都市用水ならびに発電を目的とする多目的ダム。6.5MW。視察時点では洪水調節用に貯水水位を下げて、総貯水容量12.2百万m3の内7.9百万m3を貯水。発電は他の目的に従属しており、現在は17時から21時までの4時間運転をしている。</li> <li>トルンアグン既設発電所: トルンアグン排水施設から取水し発電。1991年に発電開始(36MW)。</li> <li>ジャティムレゴム堰、ムンチュェリスゴム堰: ブランチス河中流域河川改修(1993年完成)の一環として設けられた2箇所のコム堰。灌漑用水に水位を保つとともに、堆砂時にはコム堰を倒して排砂を行う。</li> </ul>

日時	2009年2月23日(月) 14:00~15:00
場所	MEMR
出席者	(敬称略)
MEMR	Ir. Emmy Perdanahari, Director of Electricity Program Supervision, 他7名
専門家	斎藤 和田(正)、宮川、川田
調査団	
内容	S/W(案)へのコメント
	調査団・専門家より以下を説明した。
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Study of Title に関しては変更の余地がある。</li> <li>Study Area に関しては JICA 本部からの参加を待って協議したい。</li> <li>小水力は今回の本格調査の枠外とし、必要であれば別の調査として立ち上げるべきである。S/W に rural electrification plan の情報収集する旨記載があるが、これは配電線の延伸による地方電化が系統負荷にかかわるからであり、分散型電源につき調査を行うという意図ではない。小水力のポテンシャル探しは1/50000の地形図上で地点を探すというのではなく、regional government の情報に基づき直接サイトを確認するといらもので、アプローチが全く異なる。全てをひとつの調査に含めてしまうと、調査の質が確保できない。</li> </ul>

MEMR より、地方電化の重要性に鑑み小水力を本格調査の Scope に含めるよう、繰り返し要請がなされた。一方、当方より中・大規模水力発電計画のスムーズな実施の為に環境配慮の観点からの計画見直しが必要であることを説明した。MEMR は本格調査の意義につき PLN と内部協議を行い、その後改めて調査団との協議を行うこととなった。

日時	2009年2月24日(火) 7:00~8:00
場所	PLN
出席者	(敬称略)
PLN	Mr. Monstar Panjaitan, Manager Perencanaan luar Jawa (Planning for outside of Jawa)
専門家	齋藤
調査団	和田(正)、宮川、川田
内容	S/AV(案)へのコメント 以下を協議した。 <ul style="list-style-type: none"> <li>Study Area に関しては JICA 本部からの参加を待って協議する。</li> <li>Pre-FS 用に選定するサイトは 5 箇所を想定する。FS は実施しない。</li> <li>Pre-FS 案件は世銀包蔵水力調査(99年)で以下の扱いになった案件群に、環境・経済性等のクライテリアを適用しスクリーニングをかけて選ぶこととする。 <ul style="list-style-type: none"> <li>一般水力 3rd screening を通過した案件、</li> <li>揚水発電の screening を通過した案件</li> <li>規模が小さいことを理由に 2nd screening で外された 10MW 以下の案件</li> <li>上記以外に、i) 計画済み (DD, FS, Pre-FS) あるいは 3rd screening を通過した野水池式計画を流れたみ式に変更、ii) 既設発電所の容量増、でよい計画があればこれらもスクリーニング対象に含める。</li> </ul> </li> </ul> 本格調査での建設費見積もりは、過去に実施された類似案件の Engineer's Cost Estimate 等を参照し単価を設定する。 グリッド接続揚水は必ずしも IBRD による調査実施と決まった訳ではない。一方、スマートラに揚水地点を求める案もあるのではないかと。(PLN 談)

日時	2009年2月24日(火) 10:00~11:30
場所	PLN Pusat
出席者	(敬称略)
PLN	Ir. Putu Karmiatia & Ir. Kriswanto, Demand Forecast of System Planning
調査団	(産業開発部) 宮川
内容	電源拡充計画に関する調査 両氏は需要予測の担当者である。 <b>1. RUKN の需要予測</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>MEMR は独自に彼らの RUKN2008-2027 策定のための需要予測を実施している。その過程で、PLN も予測結果に関する相談を受けている。</li> </ul>

- 予測手法は PLN とは全く異なるものであり、その詳細な内容については把握していない。(Kriswanto 氏が新たな担当責任者となった)
  - 2020年の電化率の目標値は2020年100%となっているが、RUKN2008-2027の2027年の達成率は約96%となっている。(インドネシアが島嶼国家であることを考えると、促進計画を強力に進めたとしても、妥当な数値と考えられる)
3. RUPTL2009-2018 の需要予測
- RUPTL2009-2018 の需要予測は RUKN の需要予測結果をベースに独自の手法を用いて、PLN サイトからの需要予測といことで、各地域別に行い、本部で集計・調整を行い、決定している。
  - 予測結果については以前は RUKN との整合性に関し、MEMR の担当部署と協議、調整していたが、今回は大臣の承認を受けるだけで、特別な協議を実施していない。従って、RUKN2008-2027 と RUPTL2009-2018 の予測値に多少の違いが生じている。
4. その他
- 現在、IPP 企業協会の要請に基づき、2010年からの2024年までの需要予測を実施中である。

日時	2009年2月24日(火) 15:00~16:30
場所	PLN
出席者	(敬称略)
PLN	Ir. Srif Sugianto & Ir. Agus Rianto, System Planning
JICA	インドネシア事務所
調査団	(産業開発部) 宮川
内容	電源拡充計画に関する調査 RUPTL 2009-2018 策定において、Ir. Srif Sugianto 氏は Jawa-Bali 系統の電源拡充計画を Ir. Agus Rianto 氏は Jawa-Bali 以外の地域の電源拡充計画の担当者である。 <b>1. Jawa-Bali 系統の電源拡充計画策定プログラム</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>WASP IV を使用している。</li> <li>水力発電計画の案件としてどのような候補を最適化の対象 Project としているのかとの問いに対し、候補リストには Kesamben, Kulkonto-2, Rajamandala, Jategede のみであり、その理由は前任者から引き継いだばかりであり、前任者が設定したデータベースをそのまま使用した。データベースを変更するにも必要な情報を持っていない。</li> <li>揚水発電所の候補は Ci Sokang(#1-#4)、Matengen(#1-#4)、Grundul(#1-#4)の3計画、250MW Unit 毎の選択可能となっている。</li> <li>水力開発候補として水力計画のデータベースの中身を確認したところ、流れたみか貯水池式、設備容量、及び年を4期に分けた期毎の Energy(GWh)、最小発電量(GWh)、平均出力(MW)が入力されている。</li> <li>電源拡充計画策定のための水力データベース構築の基本情報は、世銀の資金援助で実施した水力開発調査で構築したデータベースがあるがその存在を知っているかの問いに対し、知らないし、どうしたらよいかの判断も付かない。</li> </ul>

- 以前実施した調査において策定した水力開発計画のみならず、共有されるべき情報の伝達、特に、最も正確な情報を必要としている電源拡充計画策定部門に伝達されず、更に、電源拡充計画策定部門もその種の情報の収集の努力をしてこなかったことが、RUPTLの中で水力計画が正当に評価されず、限られた水力計画のみしかノミネートされなかった一因と考えられる。

2. Jawa-Bali 以外の地域の電源拡充計画

- 状況は Jawa-Bali と同様である。

3. 電源拡充計画策定プログラム (WASP) の水力開発に係るデータベース再構築の必要性

状況の改善策として以下が議論された。

- (初期の WASP プログラムは水力開発計画の扱いが貧弱であったが WASP III で改善されており) 現在所有している計画策定プログラムの能力を最大限に活用する必要がある。
- 本計画調査の期間中に (2020-2025 程度までの開発候補と考えられる) 程度較込みを行った段階の水力計画の詳細な情報を織り込んで、拡充計画策定プログラムのデータベースを再構築することが望ましい。
- また、既存の水力発電所のデータベースも合わせて見直し、質の向上を図るのが望ましい。
- しかしながら、そのためには PLN 自身も WASP の能力を正しく理解し、本格調査団に必要とされる適切なデータベースの内容を伝える必要がある。そうすれば、水力開発データベースの諸情報の構成、その利用方法、WASP 用への変換方法等の技術移転を協力して作業を進める過程で可能となる。
- (本調査ではインドネシア側で策定している電源拡充計画の見直しの予定は無いが) それらの再構築しなおされたデータベースを使用して、(他の電源候補の条件を変更せずに) RUPTL 2009-2018 のプログラムを試験的に PLN で再策定することは可能である。そうすれば、現 RUPTL 2009-2018 との違いの比較ができ、次の RUPTL 改訂作業に有効かどうかの判断が可能となる。

以上を受け、本準備調査の PLN 側の担当責任者である Monstar 氏と改めて協議し、以下の件を確認した。

- 同氏としても全く異存なく、本調査を通じ WASP の水力開発に係わるデータベース更新ができれば、より現実的な電源拡充計画の策定が可能となると考える。
- 試験的に PLN が RUPTL 2009-2018 を再計算することも問題が無い。
- 個人的には、開発資金の調達とはかく、全体的なコストの削減効果が大きくなるものと期待する。

日時 : 2009年2月25日(木) 8:50~10:20

場所 : MEMR

出席者 :

MEMR  
 Ir. Ellydyar Baher Chief of Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection  
 Mr. Ilham, Sub-Directorate of Electricity Environmental Protection

JICA イ事務所  
 調査団  
 川田, 通訳

内容 : 入手資料

- ① EIA 報告書 1 部
- ② 電源開発事業の EIA ガイドライン (204 ページ)

Team: Public Hearing はいつの時点でやるべきか。

Ellydyar: EIA より前で、F/S 調査と並行して実施すべきである。

T: Public Hearing の対象者はプロジェクト周辺の人と考えてよいか。

E: プロジェクトの実施によって影響を受ける人と考えた方がよい。

T: Public Hearing は何回やればよいか。

E: 事業の規模にもよるが、何度の実施しなければならぬ。説明会の 1ヶ月前には、地元の役所を通じて対象者に連絡しなければならぬ。ヒアリングでは賛成か反対かの意見を聞く。

T: その点で反対が多数を占めた場合、どうするのか。

E: 反対する場合、補償金の問題など、何らかの理由がある。その理由に応じた対応を考えなければならぬ。

T: Public Hearing の主催者は事業者か政府か。

E: 事業者が開催する。

T: 政府関係者は出席するのか。

E: 出席する。

T: NGO を紹介して欲しい。

E: MEMR では把握していない。

T: NGO への情報公開はいつ行うのか。

E: EIA が完了してからである。EIA の審査委員会に NGO や地域の行政関係者を任命するので、その情報が伝わる。どの NGO が審査委員会に参加するかについては、審査委員会が決定するが、どんな NGO があるかは記憶していない。東境省の EIA 局へ行けば NGO のリストがあると思う。NGO は事業に対してアドバイスを提供するだけである。

T: 過去の水力開発プロジェクトでどんな問題が発生しているのか。

E: ほとんど問題は発生していない。

T: 土地収用もまもなく行っているのか。

E: 成功している。

T: マスタープラン策定に際して留意すべき環境問題は何か。

E: 補償金の問題。

T: 自然環境はどうか。

E: あくまでの対象となる場所の問題であり、場所によって問題は大きく変わる。

T: 10年前のWBの調査では、住民移転の指標を1,000戸としている。つまり、候補となるサイト内に家が1,000戸未満であれば選定するという基準を設けているが、時代が変わって環境を重視するようになった今日、どのくらい戸数を目安とすれば良いか。

E: 戸数については無制限でよい。

T: 住民移転に費用は誰が出すのか。

E: 政府である。

T: 移転先には、電気、水道、学校、病院、その他のインフラが整備されていないといけないが、それを政府がやるのか。

E: 移住省がやる。移住省は1980年に設立され、これまで移住先の整備を行ってきた。

T: 新たな事業のために移転先を探すのではなく、既に整備された移住先に移転するというところか。

E: そのとおり。

T: 自分であれば、移転住民は移転先を自分で選ぶことが出来るというところか。

E: 自分で移転先を選ぶことが出来る。

T: 整理すると、まず PLN が水力開発計画を策定し、MEMR と協議をして事業を進め、移転を伴う場合は MEMR が移住省に相談し、移住省は財務省から予算をもらって移転を実行する、ということか。

E: そのとおり。1世帯当たり2haの土地及び9か月分の生活費用(米、砂糖、塩、種いも、肥料等々)が支給される。

T: 移転者のモニタリングはするののか。

E: 移住省の移住局がモニタリングする。集落全体が移転する場合はあるが、その場合はむしろまくいく。

T: 前回の協議で情報提供を受けた Ulayat Land についてはどうか。

Ilham: 原住民の彼らは一定のテリトリーを先祖伝来の土地として認識し、その内部を移動しながら生活している。従って、現在、空地となっている場所でも彼らのテリトリーであり、部外者が侵入し何らかの施設を建設すればクレーンが発生することになる。もちろん、その土地全体が国有地であり、土地の所有権問題は発生しないが、彼らの認識からすれば彼らが生活する土地であり、無断で利用されたと感じるわけである。従って、開発事業を実施する場合は、彼らの酋長と十分に協議をして理解を求める必要がある。彼らはインドネシア語を解さないため、NGO 等の助力が必要になる。酋長の権限は大きい。十分な理解が得られれば問題は発生しないといえる。

日時	: 2009年2月26日(木)9:00~10:30
場所	: MEMR
出席者	: (敬称略)
MEMR	Mr. Benhur PL, Tpbng, Deputy Director, Program Division, DCEEU
専門家	斎藤
調査団	桜庭、和田(正)、宮川、川田、和田(泰)、高橋
内容	: S/W(案)及びM/M(案)協議 斎藤専門家より、現在 MEMR へ伝えている本格調査の S/W(案)及び M/M(案)に関し、先の会議でコメントを受けた点についての対応案の概略を説明した。桜庭団長より調査趣旨について補足説明を行い、対応案を協議した。主な点は以下のとおり。 ・ MEMR 側は本格調査で小水力を含んだ点に賛同。Mr. Benhur 氏のいうところの小水力は1MW から5MW の規模、1MW 以下はマイクロ水力という定義。小水力はベトナムやマラカなど重要。それ以外にも電化率向上のために重要性が高い。MEMR としては、本格調査に含めてほしいという意向が伝えられた。要請時には水力開発計画の更新が主目的であったが、現在の MEMR の関心は小水力も含むものである点を理解して欲しい旨伝えられた。 ・ M/M 署名者は MEMR から Director の Ms. Eny が適切。総局長ではレベルが高すぎ、総局長とする場合、PLN の署名者は組織トップでなければならぬとのこと。調査団として、Director レベルでよいと思うが、事務所を確認することとした。 ・ 案件名については、マスタープランを MEMR 側は希望。調査団は本部に念のため確認する。 ・ 調査対象範囲はインドネシア主要地域5島に限定せず、全土として欲しいとの要望が伝えられた。本調査で最初からパプア等を外すことは MEMR として合理的説明が難しい。経済性も重要だが、地方の電源確保も一定の重要性がある。
コメント	について、対応方針を検討の上、次回、Director を含めた協議を27日午前実施予定。

日時	: 2009年2月26日(木) 11:30~12:30
場所	: 日本大使館
出席者	: (敬称略)
日本大使館	安楽岡参事官、土屋書記官
JICA インドネシア事務所	川西次長、村上企画調査員
専門家	斎藤
調査団	桜庭、和田(正)、宮川、川田、和田(泰)、高橋
内容	: 本調査の趣旨説明及び現状の進捗報告 桜庭団長より調査団趣旨説明ペーパー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要について説明を行った。主な質疑等は以下のとおり。 ・ 調査団より、インドネシアは小水力のポテンシャル調査も含めて欲しい旨要望が出ているという点を伝えたとこる。大使館からは、そもそも既存の水力開発計画をアップデートし、5件ぐわいに絞ったうえでスピーディにインドネシアのニーズに対応して円借款などで支援を行うということが趣旨であった旨背景情報説明があった。小規模水力計画の調査に労力をかけることはマイナスイメージがでるのではないかと懸念が伝え

られた。(調査団同意見)

- ・ 団長より MEMR は地方も重視しており、地方を調査対象から外す場合、本調査は PLN だけ実施することで十分であるなどのコメントを受けたことを伝えた。
- ・ 調査対象範囲に関して、大使館からはスピード感をもってインドネシアに対して実施できる協力案件を見出すことが優先されることが望ましいと考えがあらためて伝えられた。

日時 : 2009年2月26日(木) 13:30~15:00

場所 : JICA 事務所

出席者 : (敬称略)

JICA インドネシア事務所 村上 齋藤

専門家 秘庭、和田(正)、宮川、川田、和田(泰)、高橋

調査団

内容 : M/M(案)等の修正作業

MEMR からのコメントを受け、M/M(案)の修正作業を実施した。主なポイントは以下のとおり。

- ・ 調査対象範囲について、MEMR の強い意向を受け、調査開始時点の対象範囲はインドネシア全土とする。(当初、ジャワ、バリ、スマトラ、スラウェシ、カリマンタンの5島)
- ・ 小水力については、本調査対象外であるが、要望があった旨記録を残し、日本側の担当者へ情報を伝達する旨記載する。
- ・ 署名者の変更については、確認するが、総局長ではなく、局長とする。
- ・ 案件名は、マスタープランと修正する。

日時 : 2009年2月26日(木) 17:00~18:00

場所 : PLN

出席者 : (敬称略)

PLN Dr. Djoko Prasetyo, Deputy Director for System Planning

JICA インドネシア事務所 村上企画調査員

秘庭、和田(正)、宮川、川田、和田(泰)、高橋

調査団

内容 : 本調査の趣旨説明及び現状の進捗報告

秘庭団長より調査団趣旨説明ペーパー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要について説明を行った。主な質疑等は以下のとおり。

- ・ Mr. Djoko から主な焦点が主要5島とされている点について、他のポテンシャル地点は最初から除外するのかが質問があった。調査団からは、調査イメージとして、電力需要、経済性等を含め分析を行っていく予定であるが、結果的に主要5島のポテンシャル残りが残るのではないかと考えている旨伝えた。
- ・ Mr. Djoko は一例としてマルクのポテンシャルなどは、検討価値があるとし、その理由として、マルクで石炭火力発電を行う場合、右段の輸送にコストがかかる。ローカルなエネルギーの活用により同コスト低減が見込まれる。そのような観点でも分析をして欲しい旨伝えられた。
- ・ Mini Hydropower と Micro Hydropower のポテンシャル調査を実施した。PLN 自身で実施はしないものの地方自治体等が活用できるよう情報提供した。小規模電源のライセンス付与は地方政府が行っている。
- ・ 本調査は PLN にとって重要なので、カウンターパート人材をあてることは可能との発言があった。

日時 : 2009年2月27日(金) 11:00~12:20、14:00~15:15

場所 : MEMR

出席者 : (敬称略)

MEMR Ms. Emy Perdanahani, Director of Electricity Program Supervision, Director General of Electricity and Energy Utilization (DGEEU)

JICA インドネシア事務所 Mr. Benhur PL. Tobing, Deputy Director, Program Division, DGEEU

村上企画調査員

秘庭、和田(正)、宮川、川田、和田(泰)、高橋

調査団

内容 : 本調査の趣旨説明及び現状の進捗報告

秘庭団長より調査団趣旨説明ペーパー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要についてあらためて説明したうえで、MM 案及び SW 案の協議を行った。

- ・ 調査対象をインドネシア全土としたことについて双方合意。
- ・ 案件名をマスタープランとしたことについて双方合意。
- ・ 署名者は MEMR は Emy 氏(局長)、PLN は Bambang 氏(Director)で合意。
- ・ 小規模水力の表記については、水力開発計画マスタープラン調査と切り離して実施することに MEMR 側の合意を得たが、記載内容に JICA が小規模水力開発計画調査の実施をコミットする旨の記載を要望。調査団として、現段階で調査実施のコミットを MM に記載することは困難である旨説明したが、理解を得られず、文案については午後継続協議を行うこととして、午前中の会議を終えた。
- ・ 午後の協議で小規模水力開発計画調査についての記述事項に折り合いがつかず、再度翌週に別文案を調査団側から提示することとした。(次の協議予定があったため、時間切れ)

日時 : 2009年2月27日(金) 17:00~18:00

場所 : PLN

出席者 : (敬称略)

PLN Bambang Praptono, Director of Planning and Technology

Monstar Pujaitan, Manager Pencanaan Luar Jawa (Manager of Planning for Outside of Jawa)

JICA インドネシア事務所 村上企画調査員

秘庭、和田(正)、宮川、川田、高橋、和田(泰)

調査団

内容 : 本調査の趣旨説明及び現状の進捗報告

秘庭団長より調査団趣旨説明ペーパー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要についてあらためて説明したうえで、MM 案及び SW 案の協議を行った。

- ・ PLN として、先週の協議を踏まえて対応されている SW 案に対しては特にこれ以上のコメントはなく、署名する準備はできている旨伝えられた。
- ・ 調査団から MEMR が小規模水力に拘っているが PLN の立場について質したところ、PLN では小規模水力は所管範囲外なので、小規模水力の調査の重要度は PLN にとっては低いとの発言があった。
- ・ 調査団から MEMR 側が小規模水力開発計画の実施に拘ることで、本調査(水力開発計画更新支援)の実施が遅延することを懸念しており、PLN 側からも MEMR の理解を促してもらいたい旨を要請した。PLN が週明けに MEMR の局長と話し合いをすることとした。

- ・ スマートでも揚水のポテンシャルがあると考えられ、本格調査に検討対象として含めて欲しい旨要望があった。
- ・ 水力開発計画策定段階で、環境社会配慮に関する対応が生じるが、その際はMEMRとPLNの主体的組織み、行動が重要となる旨調査団が説明し、認識と協力を依頼した。PLNとして適切な対応努力を行いたい旨発言があった。

日時	2009年3月2日(月) 9:45~10:30
場所	公共事業省
出席者	(敬称略)
公共事業省	Iwan Nusyirwan, Director General of Water Resources (DGWR) Ir. Widagdo, Director of River, Lake and Dam, DGWR 齋藤 村上企画調査員
専門家	齋藤 村上企画調査員
JICA インドネシア事務所	秘庭、和田(正)、高橋、和田(泰)
調査団	秘庭、和田(正)、高橋、和田(泰)
内容	・ 本調査の趣旨説明 秘庭団長より調査団趣旨説明メンバー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要について説明したうえで協議を行った。 ・ 公共事業省は現在、発電を含む多目的ダムとしてジャイデダム(西ジャワ)の工事に着手している。将来的にはジャンプ、アエダム(アエウ)を考えている。 ・ 多目的ダムでは公共事業省が発電事業のイニシアチブをとり、PLN に電気を売る形態となる。条件につきPLN と協議を行っている。 ・ 本調査では、発電を含む多目的ダム計画に関する情報交換の他、河川毎に公共事業省が収集している水文データの提供等に関し協力をを行う旨発言があった。

日時	2009年3月2日(月) 11:50~12:20
場所	Nature Conservation Information Center
出席者	(敬称略)
NCIC	A. Sartoro
調査団	川田、通訳
内容	・ 自然保護区域のデジタルデータが縮尺 1/250,000 で全国的に整備されているかどうかを確認するため、午前中電話連絡を取ったが応答がないため訪問した。事務所はBogorにあるが探し当てて入るまで相当の時間を要した。 入手資料 1. 全国自然保護区f域図(縮尺 1/5,000,000) 2. Management of Nature Conservation Information このセンターは日本政府の無償資金協力で設立されたもので、自然環境保護と管理、情報の提供等を目的として運営されている。 全国自然保護区域のデジタルデータは整備されているが、公式センターがなければ見せられない。レタがなければ無償で提供する。 (実際のデータベースをチェックすることが出来なかった)

日時	2009年3月2日(月) 13:00~14:00
場所	国家開発企画庁(BAPPENAS)
出席者	(敬称略)
BAPPENAS	Dr. Ir. Yahya Rahamata Hidayat, Vice Director of Energy, Telecommunication, and Information 齋藤 村上企画調査員
専門家	齋藤 村上企画調査員
JICA インドネシア事務所	秘庭、和田(正)、高橋、和田(泰)
調査団	秘庭、和田(正)、高橋、和田(泰)
内容	・ 本調査の趣旨説明 秘庭団長より調査団趣旨説明メンバー及び対処方針をもとに調査団の目的、概要について説明したうえで協議を行った。 ・ MEMRが本調査に小水力を含めることを主張しているのは理解し難い。小水力に関しては、UNDPがT/AとしてIMIDAPを実施している他、オランダやGTZから協力を得ている。 ・ 本調査が当初の趣旨通り進められるようMEMRにBAPPENASからコンタクトする旨発言があった。

日時	2009年3月3日(火) 15:30~16:30
場所	PLN 本部
出席者	(敬称略)
PLN	Ir. Srif Sugianto & Ir. Agus Rianto, System Planning
調査団(産業開発部)	宮川
内容	・ 電源補充計画に関する補足調査 RUPTL 2009-2018 策定において、Ir. Srif Sugianto 氏は Jawa-Bali 系統の電源補充計画を Ir. Agus Rianto 氏は Jawa-Bali 以外の地域の電源補充計画の担当者である。 1. 中期電力供給計画(RUPTL 2009-2018)とCrush Program Phase-I及びPhase-IIとの関係 ・ 国家電力総合開発計画(RUKN)に2006年版のRUKNと現在進行中の電源開発計画との乖離が大きくなり、その改定の必要性があることが理由の一つになっているが、その乖離の原因はCrush Programか。MEMRのRUKNでそのような理由付けがなされているが、Crush Program の進捗とは無関係といえない。 ・ Phase-I (upto 2009)に続く、Crush Program Phase-IIIは2014年までの計画として立案されているが、それはどのようにRUPTL 2009-2018の中でどのような位置づけとなっているか。 RUPTL 2009-2018の主要需要センターの開発計画のベース部分はCrush Program Phase-I及びPhase-IIであるが、供給地域ごとには策定された2018年までの開発計画を基に全体計画を策定している。 ・ Crush Program Phase-I計画にはIPPの参入について明確な記述が無いが、小規模の石炭火力を含めて、全てPLNが実施するのか。 当初からPLNが実施する計画であり、現時点でもその方針に変更は無いと理解している。 2. RUPTL 2009-2018の中のIPPによる電源開発計画 ・ RUPTL 2009-2018の地域別の詳細な計画の中で、PLNが実施するものとIPPによる開発が区別して示してあるとのこと、それらを確認した。

3. PLTM (Micro-Hydro) の計画及びIPPの役割
<ul style="list-style-type: none"> <li>RUPTL 2009-2018 に含まれる PLTM の案件が多く、 PLN が開発する分と IPP が開発を予定している案件が区別して表示してある。</li> <li>IPP の開発事業者の詳細な内容に関しては System Planning では判らない。(Vice President of Alternative Energy/Renewable の部屋担当)</li> </ul>

日時	2009年3月3日(火) 17:00~17:30
場所	日本大使館
出席者	(敬称略)
日本大使館	土屋書記官
専門家	齋藤 稔
調査団	秘庭、和田(正)、高橋、和田(泰)
内容	現地調査概要報告 調査団より現地調査の概要報告を行った。 <ul style="list-style-type: none"> <li>団長より小規模水力開発計画調査についての記述事項で MEMR と折り合いがつかず署名に至らなかったこと、調査団が用意した別文書に対する MEMR の回答に基づき更なる対応をとる旨を説明。</li> <li>小規模水力の調査に関しては、MEMR 内部でもその内容について具体案が固まっているわけではない。とりえず本調査とは切り離した上で、いかなる協力が可能かを見極める必要がある。</li> </ul>

日時	2009年3月4日(水) 11:00~12:00
場所	PLN-LITBANG
出席者	(敬称略)
PLN-LITBANG	Ir. Priyono Maskur, Dipl. HE, Expert 和田(正)
調査団	
内容	PLN 収集の水文データについて PLN-LITBANG は PLN の研究施設であり、水文データ提供等に関し本調査と関連がある。 <ul style="list-style-type: none"> <li>PLN 直轄の水文観測所は、1993 年にその管理を地方支局に移管した後はデータ収集が滞っており、現在はカラウジで西ジャバ州、西スマタラ州からデータが一部提供されているのみである。多くの観測所がその機能を失っていると考えられるが、その状況は現地で直接確認する必要がある。</li> <li>PLN 直轄以外については全国の降雨量データは Badan Meteorologi Dan Geofisika (BMG, Meteorological and Geophysical Agency) にて、また流量データは Pusat Penelitian dan Pengembangan Sumber Daya Air (PUSAIR, 公共事業省の下部機関) にて年毎に入手可能である。</li> </ul>

日時	2009年3月4日(火) 14:00~15:20
場所	PLN 本部
出席者	(敬称略)
PLN	Ir. Agus Rianto, System Planning
調査団	宮川
内容	電源補充計画に関する補足調査: RUPTL 策定のプロセス及び分担

<ul style="list-style-type: none"> <li>国家電力総合開発計画(RUKN)が RUPTL 策定のガイドラインであり、参照すべきものであり、それに基づいて電力供給計画を策定する。</li> <li>PLN Pusat (本社)で RUKN に従った策定の指針、基本的な仮定・条件、即ち、RUPTL 策定のための経済成長率や電力需要弾性値等を決定する。</li> <li>決定された内容に関し、策定作業を実施する関連事務所(Business Units)及び PLN Pusat を交え、討論会(Pre-Forum)を行う。</li> <li>討論の結果を踏まえて、需要予測・変電所建設計画・配電網整備計画は地方統括事務所が行い、系統拡張計画は P3B 及び P3B 管轄外の地域の地方統括事務所が行う。</li> <li>Java-Bali システムとそれ以外の地域の策定担当者(又は間事務所の夫々のグループ)別に、PLN Pusat 担当者を交え、各担当事務所が策定した開発計画の討論会を行い、計画案を纏める。</li> <li>最終的に PLN Pusat が RUPTL として統合し、電力供給計画書を作成する。</li> </ul>
---

日時	2009年3月4日(水) 15:00~16:00
場所	MEMR
出席者	(敬称略)
MEMR	Mr. Benhur PL, Tobing, Deputy Director, Program Division, DGEEU
専門家	齋藤
JICA インドネシア事務所	村上企画調査員
調査団	和田(正)
内容	MM 協議及び署名 MEMR は本調査にて、99 年の包蔵水力調査で扱った 10MW 以下の水力データをすべて更新することを要請した。これに対し、調査団より経済性の高い優先案件がすでに ANNEX 2 でリストアップされていること、経済性の低い小水力を本調査で扱うことは趣旨に反することを説明し、最終的に MEMR の合意を得た。 ANNEX 2 に 10MW 以下の案件が含まれていることから、「small hydro を含めない」という文面を MM から削除することで合意をした。修正後の MM を 3 月 5 日に MEMR が最終確認することとした。確認後、JICA 事務所を窓口として署名手続きを行うこととした。

以上

5. 収集資料リスト

収集資料リスト(インドネシア水力開発計画更新支援準備調査)

No.	資料名称	言語	形態(冊子/レポート/パンフレット/ビデオなど)	サイズ	頁数	オリジナル又はコピー	発行機関又は入手先	電子データ有無	入手日
P-1	Statistik PLN 2007	Indonesia	レポート	A4	84	コピー	PLN	無	2009/2/17
P-2	Oil and Gas Statistics, Annual Report 2007	Indonesia	レポート	A4	40	コピー	DEMR	無	2009/2/19
P-3	Energi Terbarukan, Untuk Masa Depan, Laporan Tahunan 2007 (Renewable Energy for the Future, Annual Report 2007)	Indonesia	冊子	A4	239	オリジナル	PLN	無	2009/2/17
P-4	Rencana Umum Ketengalistikan Nasional 2008-2027 (国家総合電力開発計画2008-2027)	Indonesia	冊子	A4	93	コピー	MEMR	無	2009/2/17
P-5	Mineral, Coal, Geothermal and Groundwater Statistic 2008	English	冊子	A4	75	コピー	MEMR	無	2009/3/3
P-6	Statistic Report 2007 of PT Indonesia Power	English	冊子	A4	79	コピー	PT. IP	無	2009/2/19
P-7	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN(Persero) 2009-2018	Indonesia	冊子	A4	700	オリジナル	PLN	有	2009/2/17
H-1	Indeks Peta Provinsi 2006 (全国地形図のインデックスマップ)	Indonesia	冊子	A3	34	コピー	Bakosurtanal	無	2009/3/4
H-2	Atlas of Rainfall, Indonesia	Indonesia	冊子	A3	116	コピー	BMG	無	2009/3/4
H-3	Daftar Pos & Peta Lokasi Pos Hidrologi (PLN管轄の水文観測局)	Indonesia	冊子	A4	49	コピー	PLN	無	2009/3/4
H-4	公共事業省管轄の多目的ダム(含む電力)一覽	Indonesia	冊子	A4	5	コピー	DPU	無	2009/2/19
E-1	Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 05 Tahun 2008 Tentang Tata Kerja Komisi penilai AMDAL & Nomor 06 Tahun 2008 Tentang Tata Laksana Lisensi Komisi Penilai(EIA審査委員会の地方分権化)	Indonesia	冊子	A4	17	オリジナル	MOE	無	2009/2/24
E-2	Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 11 Tahun 2006 Tentang Jenis Rencana Usaha Dan/Atau Kegiatan Yang Wajib Dilengkapi Dengan AMDAL(EIA対象事業)	Indonesia	冊子	A4	27	オリジナル	MOE	無	2009/2/24
E-3	インドネシア国保全区域図 2007 縮尺1/5,000,000	Indonesia	書籍		291	オリジナル	MOFo	無	2009/2/24
E-4	Buku informasi 50 Taman Nasional di Indonesia (全国立公園の概要)	Indonesia	書籍		291	オリジナル	MOFo	無	2009/2/24
E-5	Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 41 Tahun 1999 Tentang Kehutanan Dengan Rahanat Tuhan Yang Maha Esa Presiden Republik Indonesia (森林法)	Indonesia	カメラ撮影		46	コピー	MOFo	無	2009/2/24
E-6	Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 65 Tahun 2006 Tentang Perubahan Atas Peraturan Presiden Nomor 36 Tahun 2005 Tentang Pengadaan Tanah Bagi Pelaksanaan Untuk Kepentingan Umum (土地収用に係る大統領令)	Indonesia		A4	9	コピー	MEMR	有	2009/2/24
E-7	Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No.1457K/28/mem/2000 Pedoman Teknis Pengelolaan Lingkungan di Bidang Pertambangan dan Energi(エネルギー及び鉱業に係る環境管理手続き)	Indonesia	冊子	A4	204	コピー	MEMR	無	2009/2/24
E-8	東ジャワ州Blitar県及びMalang 県Kesamben水力開発及びKarangkates IV&V水力開発EIA報告書	Indonesia	レポート	A4	180	コピー	MEMR	無	2009/2/24
E-9	過去のEIA実施プロジェクト一覽表	Indonesia	カメラ撮影	A4	5	コピー	MEMR	無	2009/2/24
E-10	Management of Nature Conservation Information	English	冊子	A5	9	オリジナル	NCJC	無	2009/2/25
E-11	No.8/2000 Keterlibatan Masyarakat Dan Keterbukaan Informasi Dalam Proses AMDAL	Indonesia	カメラ撮影	A4	9	コピー	MER	無	2009/2/24



