

**インドネシア国
スラウェシ島最適電源開発計画調査
事前調査報告書**

**平成 19 年 3 月
(2007年)**

**独立行政法人国際協力機構
経済開発部**

略 語 表

略 語	日本名等
ADB	アジア開発銀行
BAPPEDA	州開発計画庁
BAPPENAS	国家開発企画庁
DGEEU	電力エネルギー利用総局
DINAS	州エネルギー鉱物局
IPP	独立発電事業者
JBIC	国際協力銀行
MEMR	エネルギー鉱物資源省
MOU	覚書
PLN	国有電力会社
PPA	買電契約
RUKN	国家電力総合計画
RUPTL	電力供給総合計画
TA	技術協力
WB	世界銀行

目 次

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 調査団員構成	1
1-4 調査日程	2
1-5 主要面談者	2
第2章 協議結果の概要	4
2-1 協議結果の概要	4
2-2 団長所感	8
第3章 スラウェシ島の電力事情	10
3-1 「イ」国の電力セクターの概況	10
3-2 実施体制	14
3-3 スラウェシ島の電力セクターの概要	18
3-4 スラウェシ島の電源開発計画	24
3-5 電源開発のための資金調達、投資促進策の現状	31
3-6 国際機関の電力セクターへの協力状況	31
第4章 環境社会配慮	35
4-1 環境法体系	35
4-2 電力開発に係る環境社会配慮	37
第5章 本格調査の概要と留意事項	38
5-1 本格調査の内容	38
5-2 本格調査における留意事項	40
付属資料	
1. 署名したM/M及びS/W案	45
2. 署名したS/W	57
3. 事業事前評価表	65
4. 環境社会配慮サマリー（事前調査段階）	69
5. 面談記録	83
6. 収集資料リスト	95

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

インドネシア国（以下、「イ」国と記す）における電力需要は、1997年の経済危機以降の回復に伴い着実に増加しているが、電力供給体制の不備から、需要の回復に電力供給能力が追いつかない状況が顕在化している。国有電力会社（PLN）は、現状の悪化した財務状況の中で、その緊急性と重要性からジャワ・バリ系統を優先した電源開発、送電網整備を行っている。このため、外島部では電力需要の大幅な伸びにもかかわらずPLNの電源開発は遅れているのが現状であり、地域によっては計画停電を余儀なくされるなど住民生活に影響が出ている。

スラウェシ島においては、豊富な水力資源が存在するもののPLNの財政難から開発は進んでおらず、供給力不足から日常的に計画停電が行われている。また、既存の水力発電所でも貯水池の堆砂問題などの課題を抱えている状況に加え、PLNの送電網が限られた地域しかカバーしていないことから電化率も50%程度にとどまっている。電化の推進は重要な政策課題となっはいるが、PLNの財政難から進展しておらず、国の電源開発資金も十分ではないことから民間資金も活用した電源開発が検討されている。一方で、開発を計画的に進めるうえで必要な国産一次エネルギーの有効活用、民間資金の活用等を包括的に検討したスラウェシ島の最適電源開発計画が策定されていない状況にある。

上記の背景から、「イ」国政府は、スラウェシ島における、豊富な水力資源の開発、地方電化の推進、民間資本の導入など電力開発の課題を総合的に検討し、最適な電源開発計画を策定する開発調査を日本政府に要請した。同要請を受け、JICAは2006年1月にプロジェクト形成調査を実施した。

1-2 調査の目的

本事前調査は、エネルギー鉱物資源省（MEMR）及びPLNをはじめとする「イ」国側関係機関との協議を通じて、スラウェシ島における既存の電力関連設備、電力開発計画の現状等、本格調査実施に関連する基礎情報を収集するとともに、本格調査を実施する際の先方の実施枠組みを確認し、調査内容について合意を形成することを目的とした。また、あわせて本格調査の妥当性、有効性についての事前評価を行うこととした。

1-3 調査団員構成

氏名	担当	所属先	期間（到着-出発）
名久井 恒司	総括／団長	独立行政法人国際協力機構 経済開発部 技術審議役	28 Jan.-03 Feb. (28 Jan.-02 Feb.)
佐藤 洋史	調査企画	独立行政法人国際協力機構 経済開発部電力チーム 主査	28 Jan.-03 Feb. (28 Jan.-02 Feb.)
湯本 登	電源開発計画／ 環境社会配慮	プロアクトインターナショナル 株式会社	28 Jan.-03 Feb. (28 Jan.-02 Feb.)
西野入 一雄	送電計画	株式会社グローバル企画	28 Jan.-03 Feb. (28 Jan.-02 Feb.)

1-4 調査日程

No.	Date & Day		Activities	Stay
1	28-Jan.	Sun.	11:20 成田発 (JL725) 17:20 ジャカルタ着	ジャカルタ
2	29-Jan.	Mon.	8:30 JICAインドネシア事務所打合せ 10:00 在インドネシア日本国大使館表敬	ジャカルタ
3	30-Jan.	Tue.	8:30 JBICとの協議 11:00 BAPPENAS表敬 14:00 PLNとのS/W協議	ジャカルタ
4	31-Jan.	Wed.	(調査団1) 10:00 MEMRとのS/W協議 13:00 環境省との協議 15:30 PLNとのM/M協議 16:00 PLN取締役表敬 (調査団2) 13:00 ADBとの協議	ジャカルタ
5	1-Feb.	Thu.	9:00 MEMRとのM/M協議 PM M/M署名 現地調査報告書作成	ジャカルタ
6	2-Feb.	Fri.	(調査団1) 8:30 JICAインドネシア事務所報告 10:30 在インドネシア日本国大使館報告 11:30 JBIC報告 (調査団2) 9:30 WBとの協議 22:10 ジャカルタ発 (JL726)	
7	3-Feb.	Sat.	7:25 成田着	

1-5 主要面談者

<「イ」国側>

(1) エネルギー・鉱物資源省 (MEMR)

Benhur	Deputy Director, Electric Power Planning
Chrisnawan Anditya	Head of Section, Transmission and Distribution Program
Qatro Romandhi	Electric Planning Program Staff

(2) 国有電力会社 (PLN)

Herman Darnel Ibrahim	Director for Transmission and Distribution
Bambang Hermawanto	Deputy Director of System Planning
Monstar Panjaitan	Planning Manager for Outside Java Region
D.M. Manullang	Assistant to Director Transmission & Distribution

(3) 国家開発企画庁 (BAPPENAS)

Gumilang Hardjakoesoema	Director, Directorate of Energy, Telecommunication & Informatics
Idai	Head of Section for Renewable Energy

(4) 環境省

Hermien Roosita	Director for Environmental Impact Assessment
Ary Sudijanto	Head of Operational Division

<日本側>

(1) 在インドネシア日本国大使館

桐部 仁志	一等書記官
-------	-------

(2) 国際協力銀行 (JBIC)

広田 幸紀	首席駐在員
傳田 剛	駐在員

(3) JICAインドネシア事務所

花里 信彦	次 長
片山 裕之	次 長
大原 克彦	企画調査員
橘 秀治	企画調査員

(4) JICA専門家 (MEMR)

永井 雅彦	専門家
-------	-----

<援助機関>

(1) 世界銀行 (WB)

Eka Zarmen Putra	Energy Specialist
------------------	-------------------

(2) アジア開発銀行 (ADB)

Irman Boyle	Consultant for electric power sector
-------------	--------------------------------------

第2章 協議結果の概要

2-1 協議結果の概要

2-1-1 署名したM/Mの概要

今回の調査を通じて確認した内容をM/Mとしてまとめ、MEMR、PLNとの間で署名、交換した。M/Mにおいて確認した内容に基づき、以下に協議の概要を記す（付属資料1のM/M参照）。

(1) S/Wの署名

MEMR及びPLNは付属資料2のS/W(案)の内容に合意し、JICA本部の決裁後に署名することで合意した。

(2) S/W(案)の内容

合意したS/W(案)の内容について、以下の点について合意事項を確認した。

1) 計画期間

本格調査により作成される電源開発計画は、20年を計画期間とする国家電力総合計画(RUKN)及び10年間の電力供給総合計画(RUPTL)に使われることから、電源開発計画の計画期間を2008年から2027年の20年間とした。

本格調査のファイナルレポートの提出時期は2008年半ばに予定されているが、2008年版のRUKN策定作業が2008年1月から4月であることから、2007年末に提出を予定しているインテリムレポートである程度の計画を策定して、2008年1月からは、RUKN策定作業をサポートしつつ、内容を修正して最終の開発計画を策定することとする。

2) 地方電化

本格調査における地方電化は、送電線の延伸によるものとし、延伸される範囲を経済性、政策等を勘案して策定する基準を開発し、それに基づき送電線延伸による地方電化範囲の計画策定を行う。

送電線の延伸は、配電電圧範囲となる20kVでも行われていることから、地方電化のための延伸目的については配電電圧範囲を調査対象とする。調査の中では、主に現在独立のミニグリッドが存在している比較的需要の大きな地域を対象に送電線と接続する時期を検討することになる。

送電線延長計画の作成により、独立電源による電化が必要な地域がより明確に示され、独立電源を設置する地方電化の地点評価、将来の必要な予算の把握等に役立てることができると考えられる。

3) 調査範囲

調査範囲は、スラウェシ島本島の全域とするが、治安上の問題から中部スラウェシ州への調査団の派遣は見合わせることにする。

同地域の調査は、スマトラの電力マスタープラン(M/P)調査におけるアチェと同様、立ち入らずに既存のデータ、情報に基づき調査を実施することで先方と合意した。ただし、ミニッツ上はプロジェクト形成調査時と同様に、個別の州を現地調査から除外したが、その理由として「治安」という書き振りが「イ」国側に受け入れられないことから、「本格調査団はすべての州に行って調査するとは限らない」という表現としている。

4) 短期対策

調査内容として、中長期の計画に加えて、短期対策としての既存の発電設備のリハビリ、リパワリングによる能力向上、電力設備のO&Mの改善対策についても検討することとした。ただし、PLNとしても電力供給危機地域については対策を検討していることから、実施にあたってはPLNの対策をレビューして、追加の対策、または将来の電力危機回避のための方策について検討することとする。

(3) 調査実施体制

MEMRは本調査全体についての責任を担うこととし、本調査を円滑に実施するために必要なPLN、BAPPENAS、スラウェシの州政府等との調整を行うことを確認した。また、PLNはカウンターパート機関の中心として、JICA調査団と調査を遂行する。

以下のステアリングコミッティー、カウンターパートチームをPLNの協力を得て、MEMRSが組織することで合意した。

1) ステアリングコミッティー

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

2) カウンターパートチーム

JICA調査団とともに効率的に調査を実施し、調査過程で計画策定に係る技術移転を行うため、MEMR、PLN、PLNスラウェシ支店、各州の州エネルギー鉱物局(DINAS)、州開発企画庁(BAPPEDA)のスタッフから構成されるカウンターパートチームをMEMRが構成する。

通常ワーキンググループとしているが、今回はMEMRの要望で彼らが通常(最近)使う用語としてカウンターパートチームに変更している。調査に対する位置づけはワーキンググループと同じ。カウンターパートチームの人数として20人前後が想定されるとのことだった。

(4) ワークショップ

ワークショップは、レポート提出のタイミングにあわせてマカッサル及びマナドにおいてそれぞれ3回開催することとし、MEMRがPLNの協力を得て準備することで合意した。また、ワークショップに必要な資料作成については、JICA調査団がMEMR、PLNに協力し、資料作成費、会場費等はJICA調査団が提供することとした。

(5) 人材育成

カウンターパートチームを中心とする関係機関のスタッフの人材育成を、調査実施期間のOJT及び技術移転セミナーにより行うこととした。技術移転セミナーは、PLN支店の存在するマカッサル及びマナドにおいてそれぞれ2回開催し、あわせて計画策定に関するマニュアルも作成する。

技術移転セミナーについては、先方は、以前のスマトラ電力M/P調査で実施したような2

日程度のものではなく、4、5日間の包括的な研修を希望しており、この点を配慮して計画する必要がある。また、あわせて送変電に特化した研修の希望もあり、これについては、PLNの他の地域からもPLNの費用で参加させたいとの強い希望があったことから、本調査に関連させた送変電に特化した1週間程度の研修を1回マカッサルで開催することを検討したい。また、マニュアルについては、過去の協力で作成したマニュアル〔昭和40年代の協力で東京電力㈱が作成したものと思われる。〕が非常に使いやすいので参考にしてほしいとのことだったので、調査の中で入手して参考にしたい。なお、マニュアルの言語については、PLNの意見では、州政府を対象としてもわかりやすいものであれば英語で構わないとのことだったが、事務所の情報では、州政府に関してはインドネシア語訳が不可欠とのことだったので、インドネシア語に翻訳することとする。

「イ」国側より日本でのカウンターパート研修の実施の希望が出されたことから、この点についてもM/Mに記載することとし、持ち帰り検討することとした。ただし、要望調査のスケジュールから2007年度の実施は困難であり、2008年度であれば可能性はあることを説明した。

対象者としては、PLN支店、州政府（DINAS）とBAPPEDAがあるが、6州のうち特定の州を対象とすることはできず、DINAS、BAPPEDAもどちらかにすることはできないだろうとの説明があり、その場合、州政府を対象とするだけで12名（2名×6州）となってしまう。費用対効果も考え、また今回は現地において包括的な研修を計画する予定であることから、基本的には現地の研修での技術移転を中心とすることとし、特に本邦で行う必要のある研修項目がある場合にはPLNの支店を中心に本邦研修の可能性を検討したい。

（6）環境社会配慮

事前調査団より、JICAの環境社会配慮ガイドラインが本調査に適用されること、電源開発計画を策定する本調査はカテゴリ－Bとなることを説明し、電源開発計画で想定される、発電プロジェクト、送電プロジェクトについて環境社会面のインパクトとその対策等についてIEEレベルの調査を実施して、その結果を計画に反映させることで「イ」国側と合意した。なお、調査項目の中では戦略的環境影響評価を実施すると表現している。

（7）「イ」国側のUndertaking

1) カウンターパート予算

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

2) 執務室

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

（8）その他

事前調査団から、本調査実施にあたって、終了時にカウンターパートに残すような機材、ソフトウェアについては購入できない旨説明し、先方の理解を得た。

2-1-2 ドラフトS/Wの概要

(1) 調査の目的

「イ」国スラウェシ島における水力、地熱、天然ガス等のローカルの一次エネルギーを最大限活用した2008年から2027年までの20年間を対象とする電源及び送電系統に係る開発計画を策定し、あわせてMEMR、PLN等のカウンターパートに対して計画立案に係る技術移転を行うことを目的とする。

(2) 調査対象地域

調査対象地域は、「イ」国スラウェシ島。

(3) 調査内容

1) 基礎調査段階

a) 基礎調査（既存資料の収集・分析及び現地踏査）

- ①「イ」国の電力政策、法制度、組織体制（地方分権化の進捗状況を含む）
- ②「イ」国のエネルギー政策及び一次エネルギー賦存状況
- ③スラウェシ島各州の社会・経済状況及び地域開発計画
- ④スラウェシ島の電気事業
 - ・各州の電力規制組織及びPLNの組織体制
 - ・電力需給状況
 - ・電源設備及び電力システムの現状
 - ・地方電化の進捗状況
 - ・電源開発計画
 - ・電気料金及び燃料価格
 - ・一次エネルギーの賦存状況（再生可能エネルギー及び化石燃料）

2) 最適シナリオ検討段階

a) 電力需要の予測

- ①既存電力需要予測のレビュー
- ②経済政策、成長率予測、地域開発計画のレビュー
- ③電力需要の予測

b) 最適電源開発シナリオの策定

- ①一次エネルギー開発可能性評価
- ②個別電源開発計画の実現可能性評価
- ③短期対策の検討（運用改善、リハビリ、リパワリング）
- ④送電網延伸（独立電源のメイングリッドへの接続等）及び地方電化優先クライテリアの開発
- ⑤戦略的環境影響評価
- ⑥電源開発、送電系統開発シナリオの策定と最適化検討
- ⑦所要投資資金の試算

3) 最適電源開発計画作成段階

a) 最適電源開発計画の提案

- ①最適電源開発計画の策定
 - ②PLNの資金調達及びその他民間投資促進対策
 - ③州政府及びPLNの組織体制及び能力強化
 - ④環境社会配慮
 - ⑤地方電化促進対策
- b) カウンターパートへの技術移転
- ①技術移転セミナー、ワークショップの開催
 - ②最適電源開発計画策定マニュアルの作成

(4) 調査スケジュール

2007年6月から15か月の調査を想定。

2-1-3 その他の確認事項

(1) 新電力法の審議状況

MEMRに2004年12月に違憲判決を受けた電力法に代わる新電力法の審議状況を確認したところ、現在、国会において審議中であり、年内に成立することを期待しているとの説明があった。また、新電力法の電力開発計画策定への影響はなく、現状のRUKNの策定作業の変更は想定されていないとのことだった。

(2) 東北インドネシア地域開発プログラムとの連携

本案件は東北インドネシア地域開発プログラムに位置づけられることから、今後実施にあたってはJICAマカッサルフィールドオフィス（FO）と連絡を密に取り、マカッサルFOで構築している州政府とのコネクション、プログラムに関連して構築している各州のBAPPEDA長官の連絡会議等の枠組みを有効に活用する。特に、地方電化については、本調査はグリッド延伸による電化を検討するが、一方でWB、JETRO等の独立電源による地方電化の検討があることから、BAPPEDA長官の連絡会議に本調査結果をインプットし、他の調査結果も含めた地方電化の全体像をBAPPEDA長官の連絡会議を活用して州政府が把握できるように配慮する。

また、調査実施にあたっては、これまで東北インドネシア支援プログラムの南スラウェシ州地域開発プログラムで実施したマミナサタ広域都市圏総合計画調査、現在実施中のスラウェシ島地域開発支援道路計画調査の結果、収集資料、情報を十分に活用し、効率的に調査を実施する。

将来のプログラムの中で、教育、医療等の地域開発とパッケージ化した地方電化を検討するうえで有益な現状の地方電化の取組み状況についての整理を本調査の早い段階で実施し、最終報告書においては地方電化の進め方についての提言を地域開発とのパッケージ化も考慮してまとめることとする。

2-2 団長所感

本事前調査団は、2006年1月のプロジェクト形成調査によって明らかにされたスラウェシ島の電源開発計画、計画の進捗等その後の進展動向を調査し、前調査時に草稿された本格調査のS/W案につい

てカウンターパートとなる予定のMEMR及びPLNとの間で微修正のうえ再確認を行った。ほかに新電力法の審議状況、同分野で支援を検討している他ドナーとの連携可能性など、本格プロジェクト実施に関する情報の収集を行った。

本格調査の成果として期待される最適電源開発計画と計画策定技術の移転は、種々の理由で停滞しているスラウェシ島の電源開発を推進するものになる。しかし、今後求められるのは計画を策定するだけではなく、実施段階に結び付けることである。最適電源開発計画は、費用対効果の高いシステムの整備計画を提示することになるが、現状の最も重大な障害の一つである財政問題は引き続き取り組むべき課題として残ると考えられる。スラウェシ島の問題解決には短期的には資金回収が可能ではない投資へのファイナンスも必要となるが、現在はそれを可能とする施策はない。本格調査の成果が活用されるためにもJICA内外の他の事業との連携や地方電化の成功例を参考にすることが必要になる。

また、本案件は東北インドネシア地域開発プログラムを構成するものであり、商業的な観点での開発に貢献する以外の価値を生むものになりうることに注目すべきである。パッケージ化によって地域開発の観点からは、教育、医療施設の整備対象を電化された地域を前提とするという制約を乗り越えることが可能となる。地方電化の観点からは、一定規模の需要を見込むことができるようになるという経済的効果が期待できる。

カウンターパート機関であるMEMR及びPLNは、制度上スラウェシ島の開発計画を含む電源開発計画や設備計画を策定することになっているので、本案件は元来有益である。しかし、それにとどまらず上述のような制約を打破する手掛かりとして、また地方分権推進など他の政策実施にも寄与する効果があるものとして本件を認識し、一層主体的に取り組むことを期待する。

第3章 スラウェシ島の電力事情

3-1 「イ」国の電力セクターの概況

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

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

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

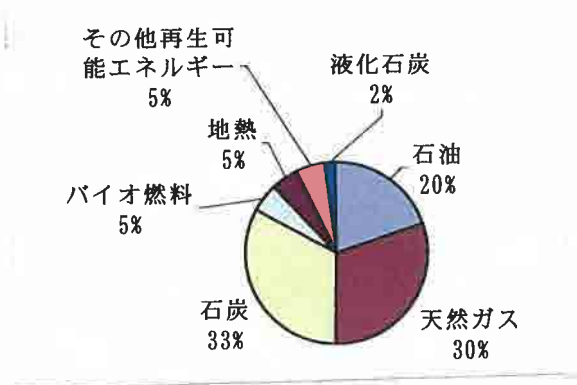


図3-1 2025年の一次エネルギー構成目標

この大統領令を踏まえて、現在の「イ」国のエネルギー政策の最優先課題は、石炭火力発電の開発促進（クラッシュプログラム：PLNが2006～2010年の間に1万MWの石炭火力を開発する計画）、石油使用量の削減、エネルギー補助金の削減の3点となっており、電力セクターにおいては石炭火力発電の開発が緊急の課題となっている。

2006年6月に策定されたRUKN（2006～2026）によれば、表3-1に示すように、電力需要は10年後の2016年には2006年の2倍に達するものと予測されている。

表3-1 電力需要見通し（PLNの需要）

単位：TWh

		2006	2011	2016	2021	2026
ジャワ・バリ系統	住宅用	32	49	73	101	136
	業務用	15	23	34	49	70
	工業用	40	48	57	68	81
	公共用	5	8	14	23	38
その他地域	住宅用	12	17	24	35	52
	業務用	4	6	11	20	41
	工業用	6	9	12	16	22
	公共用	2	3	5	8	12
全国合計	住宅用	44	66	97	136	188
	業務用	19	29	45	69	111
	工業用	46	57	69	84	103
	公共用	7	11	19	31	50
	合計	117	165	230	321	454

このような電力需要に対して、RUKNは表3-2に示すように、2006年から2010年の間に「イ」国全体の電源構成に占める石炭火力の比率を42%から71%に急増させる計画となっている。

表3-2 電源構成比率の目標

	2006	2007	2008	2009	2010
石炭火力	42	47	60	70	71
天然ガス火力	19	24	20	14	12
石油火力	24	15	6	2	2
地熱発電	5	6	6	6	7
水力発電	9	9	8	8	8

このRUKNの目標を踏まえ、大統領はPLNに対して石炭火力発電所を2009年までに1000万kW建設することを目標とするクラッシュプログラムを実施するように指示した。クラッシュプログラムは、ジャワ・バリ系統において表3-3に示す10か所の石炭火力発電所を、外島部で表3-4に示す30か所の石炭火力発電所を建設する計画である。PLNはこの大統領指示を受け、2006年7月からジャワ・バリ系統の発電所建設事業者募集を開始した。7月に公示した10発電所については、予備審査で中国、日本等の外国企業10社を選定し、契約交渉を行っている模様である。また、外島部の25発電所について、PLNは2006年12月から2007年2月上旬までの間、発電所建設事業者を募集した。

表3-3 石油代替（石炭火力）発電計画リスト（ジャワ・バリ系統）

単位：MW

地点名	州名	出力			運転開始年	
		台数	単機容量	総出力	2009	2010
Suralaya	バンテン	1	600	600	600	-
Labuan	バンテン	2	300	600	300	300
Teluk Naga	バンテン	3	300	900	600	300
Jabar Selatan	西ジャワ	3	300	900	300	600
Jawar Utara	西ジャワ	3	300	900	300	600
Rembang	中央ジャワ	2	300	600	600	-
Tanjung jati Baru	中央ジャワ	1	600	600	600	-
Jatim Selatan	東ジャワ	2	300	600	300	300
Paiton baru	東ジャワ	1	600	600	600	-
Tj Awar-awar	東ジャワ	2	300	600	-	600
合計				6,900	4,200	2,700

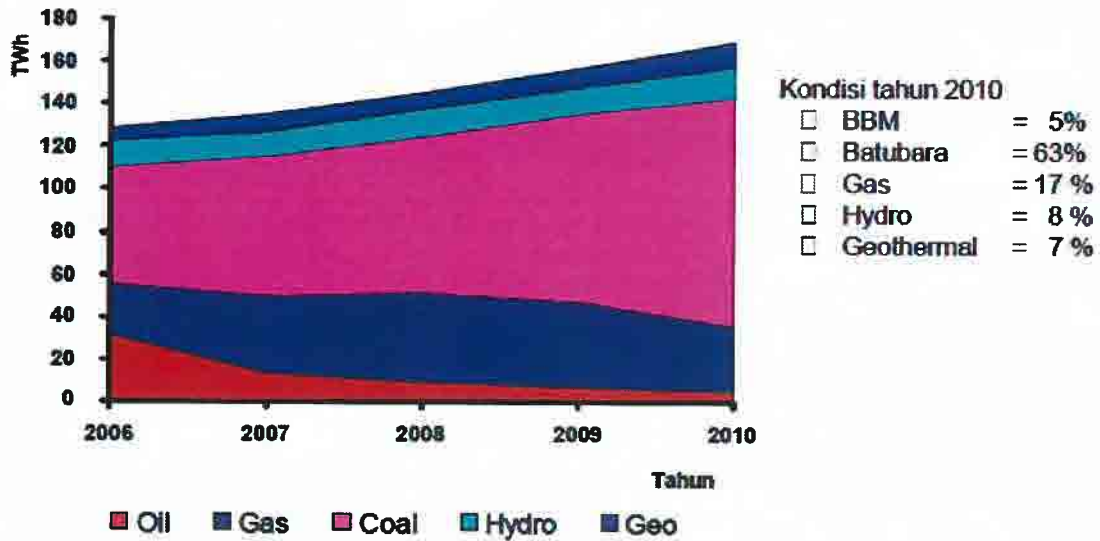
表3-4 石油代替（石炭火力）発電計画リスト（外島部）

単位：MW

地点名	州名	出力			運転開始時期		
		台数	単機容量	総出力	2008	2009	2010
Meulaboh	アチエ	2	100	200	-	-	200
Pesisir	Sumbar	2	100	200	-	100	100
Mantung	Babel	2	10	20	20	-	-
Air Anyer	Babel	2	10	20	-	-	20
Bengkalis	Riau	2	7	14	-	-	14
Selet Panjang	Riau	2	5	10	-	-	10
Pontianak Baru	Kalbar	2	50	100	100	-	-
Palangkaraya	Kalteng	2	60	120	120	-	-
Kendari	北スラウエシ	2	10	20	20	-	-
Bima	NTB	2	7	14	-	14	-
Lombok Baru	NTB	2	25	50	-	25	25
Ende	NTT	2	7	14	-	14	-
Kupang	NTT	2	15	30	15	15	-
Ambon Baru	Maluku	2	15	30	-	15	15
Ternate	Malut	2	7	14	-	7	7
Timika	Papua	2	7	14	-	7	7
Jayapura Baru	Papua	2	10	20	10	10	-
Amurang Baru	北スラウエシ	2	25	50	-	25	25
Sibolga Baru	Sumut	2	100	200	100	100	-
Medan Baru	Sumut	2	100	200	-	100	100
Bangka Baru	Babel	2	10	20	10	10	-
Belitung Baru	Babel	2	15	30	30	-	-
Tj Balai Karimun	Riau	2	7	14	-	14	-
Tarahan Baru	Lampung	2	100	200	100	100	-
Singkawang Baru	Kalbar	2	25	50	50	-	-
Asam-asam Baru	Kalsel	2	65	130	130	-	-
Sampit Baru	Keltang	2	7	14	-	14	-
Sulut Baru	中部スラウエシ	2	25	50	-	25	25
Gorontalo Baru	ゴロンタロ	2	25	50	50	-	-
Bone	南スラウエシ	2	50	100	-	100	-
合計				1,998	755	695	548

は、上述のプロジェクトが実現できなかった場合に代替可能なIPPプロジェクト。

2006年12月にMEMR大臣が承認したクラッシュプログラムを踏まえて改定されたPLNの2006年電力開発計画（RUPTL2006～2015）改訂版は、図3-2に示すように2010年までに電源別発電電力量の構成を、石炭火力を中心とする構成に転換し、石油への依存度を5%に低減させることを目標としている（RUPTLは例年12月に更新しているが、本年は2007年版の作成を3月に延期し、2006年12月にクラッシュプログラムを反映した2006年改訂版を作成している）。



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

図3-2 電源種別発電電力量の見通し

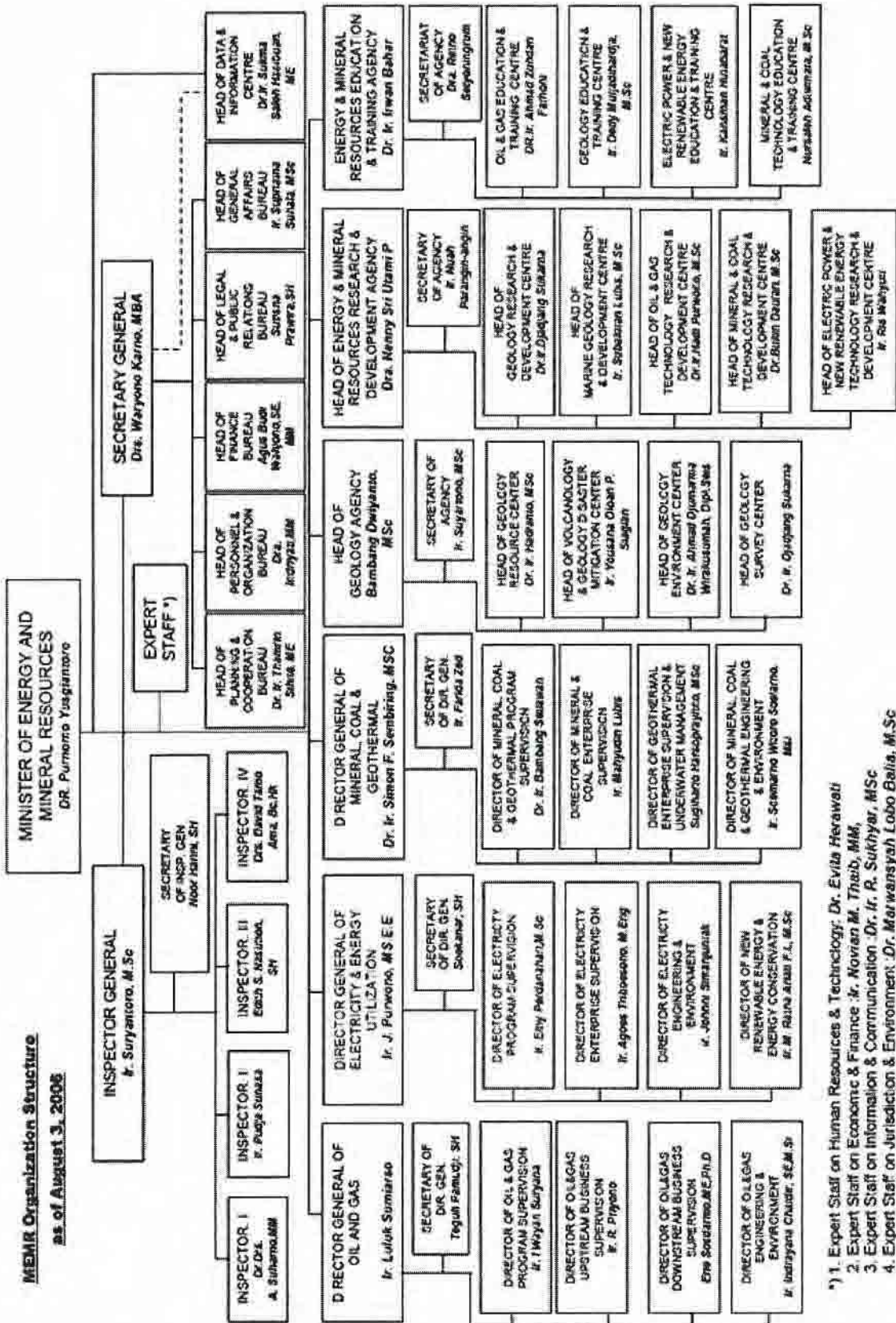
RUPTL改訂版によれば、クラッシュプログラムに基づく石炭火力発電計画は、表3-3及び表3-4に示すように、ジャワ・バリ系統で10発電所、総出力6,900MW、外島部で30発電所、総出力1,998MWが計画されている。このうち、スラウェシ島で計画されている発電所地点名称は次のとおりである。

- ・ Kendari (北スラウェシ州) 10MW×2基、2008年運転開始
- ・ Amrang Baru (北スラウェシ州) 25MW×2基、2009年及び2010年運転開始
- ・ Sulat Baru (中部スラウェシ州) 25MW×2基、2009年及び2010年運転開始
- ・ Gorontalo Baru (ゴロンタロ州) 25MW×2基、2008年運転開始
- ・ Bone (南スラウェシ州) 50MW×2基、2009年運転開始

3-2 実施体制

MEMRの組織を図3-3、電力エネルギー利用総局（DGEEU）の組織を図3-4に示す。本件のカウンターパートとなるMEMRの組織は、DGEEUの電力プログラム監督局（EPSD）であり、担当ラインは電力供給プログラム課である。PLN社の組織図を図3-5に示す。PLNの本件のカウンターパートは、送配電担当副社長（Director, Transmission & Distribution）が最高責任者、システム計画担当副取締役（Deputy director, System Planning）が担当部長、外島電力システム担当マネージャーが担当課長である。PLN社のスラウェシ島における組織は、北スラウェシ支店及び南スラウェシ支店の2つの支店がある。また、スラウェシ島には6州があり、各州政府内に電力を担当するDINAS（Dinas Pertambangan Dan Energi）及び開発計画を担当するBEPEDAがある。

MEMR Organization Structure
as of August 3, 2008



- *) 1. Expert Staff on Human Resources & Technology: Dr. Evita Herawati
- 2. Expert Staff on Economic & Finance : Ir. Novran M. Thab, MM,
- 3. Expert Staff on Information & Communication : Dr. Ir. R. Sukhyar, MSc
- 4. Expert Staff on Jurisdiction & Environment : Dr. Marwansyah Lobo Balia, M.Sc
- 5. Expert Staff on People & Community : Dr. Ir. Hardi Prasetyo

图 3 - 3 MEMR 組織図

DGEEU Organization Structure

As of July 5, 2006

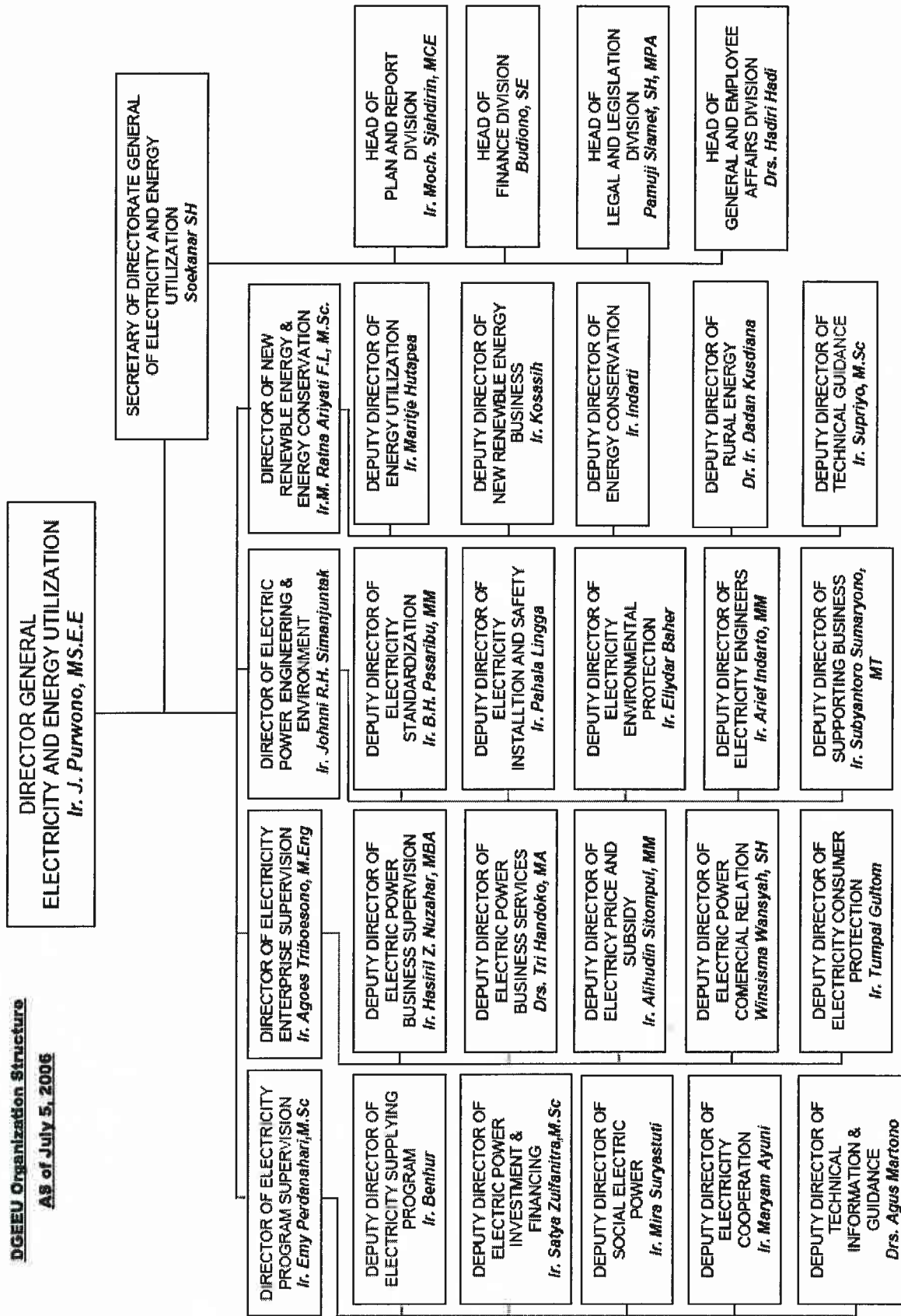


図 3 - 4 DGEEU組織図

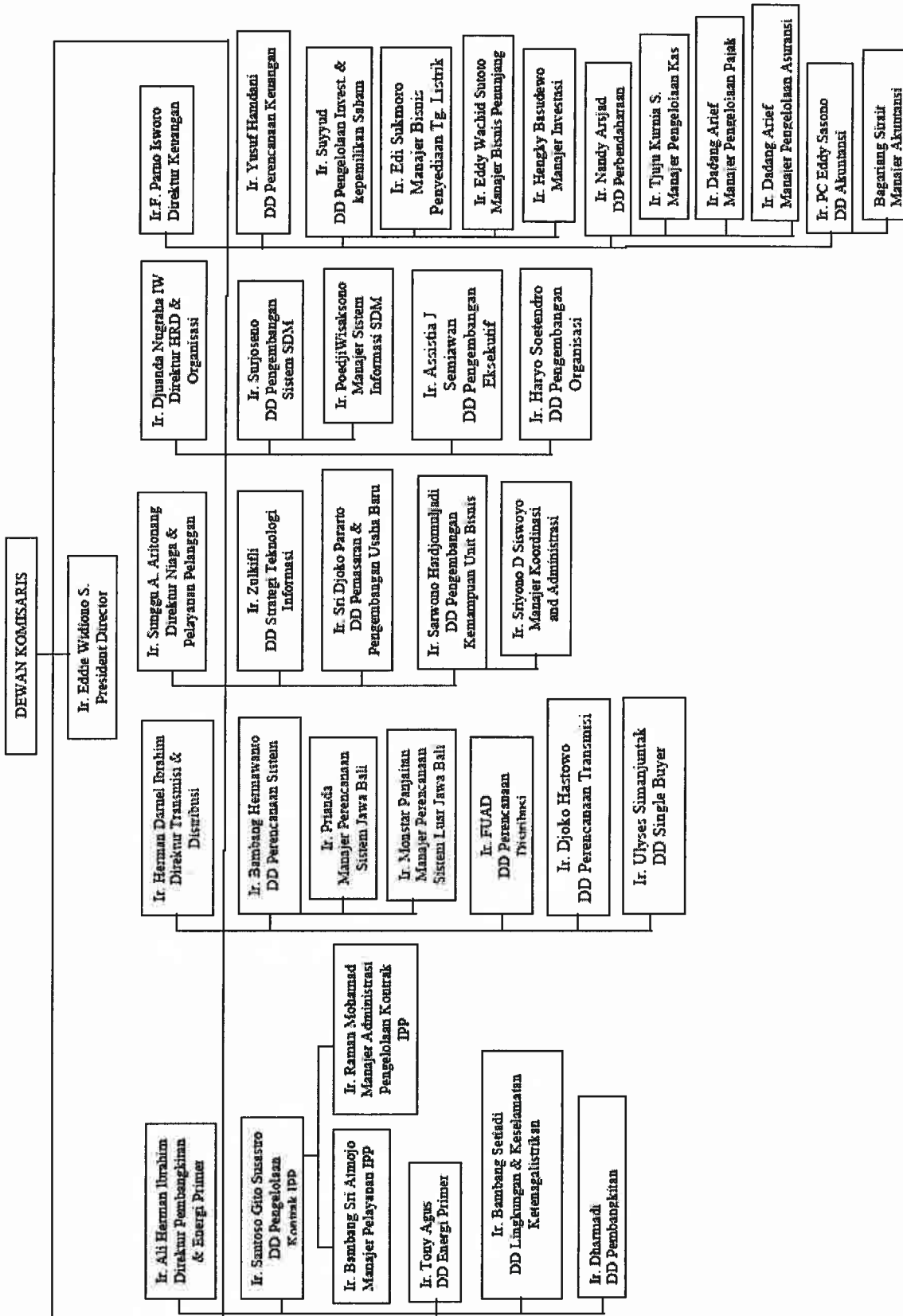


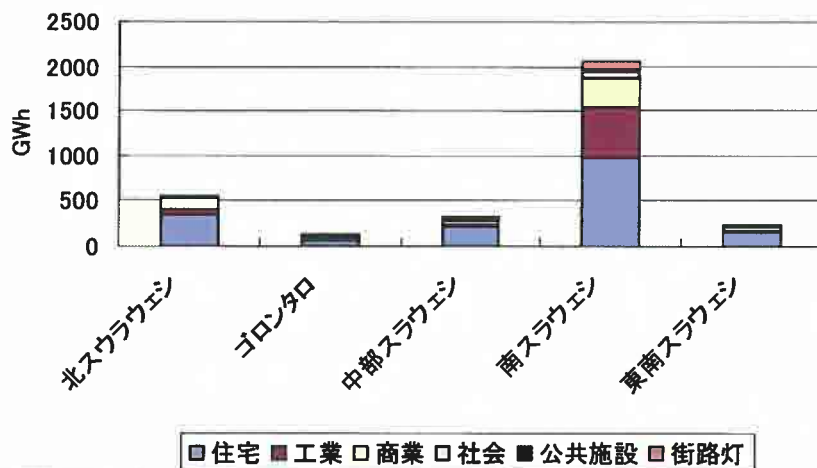
図 3 - 5 PLN組織図

3-3 スラウェシ島の電力セクターの概要

3-3-1 スラウェシ島の電力需給

(1) 電力需要

スラウェシ島の2005年の州別電力需要は図3-6に示すとおりであり、需要種別には各州ともに住宅用需要が最も多く、南スラウェシ州（現在は南スラウェシ州と西スラウェシ州に分割されている）を除き、工業用需要の比率は非常に低い。州別の需要規模は、南スラウェシ州が、他州と比較して圧倒的に大きい。過去5年間（2000～2005年）の電力需要の年平均伸び率は、北部スラウェシ（北スラウェシ、ゴロンタロ、中部スラウェシ）が7.3%、南部スラウェシ（南スラウェシ、東南スラウェシ）が7.0%となっている。

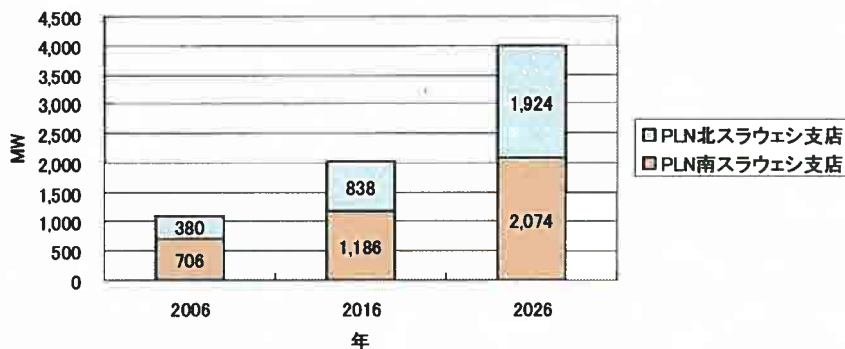


出典 PLN2005年統計による。

図3-6 2005年の州別需要区分別需要電力量

(2) 電力供給

スラウェシ島の発電設備容量を図3-7に示す。RUKNによれば2006年から2026年の間で、毎年概ね「イ」国全体の設備容量の約4%を占めている。



出典 PLN2006年RUPTLによる。

図3-7 スラウェシ島発電設備容量

PLNの南北スラウェシ支店の電源種別発電容量の構成を表3-5及び表3-6に示す。

表3-5 PLN南スラウェシ支店の電源構成

種別 項目	ディーゼル	水力	地熱	合計
容量構成比 %	40	41	19	100
平均@kW	764	28,272	16,778	1,837
台数	358	10	8	376

出典 PLN南スラウェシ支店2004年統計書による。

地方電化用の小容量のディーゼル発電機が多く、多数のミニグリッドを構成している。火力、水力も集中発電所としては比較的小型のものである。この傾向は表3-4に示すようにPLN北スラウェシ支店（PLN SULUTTENGGGO支店-北スラウェシ、ゴロンタロ、中部スラウェシの3行政州の電力事業を担当）でさらに顕著である。

表3-6 PLN北スラウェシ支店の電源構成

種別 項目	ディーゼル	水力	地熱	合計
容量構成比 %	79	16	5	100
平均@kW	681	3,269	20,000	823
台数	459	19	1	

出典 PLN北スラウェシ支店2004年統計書による。

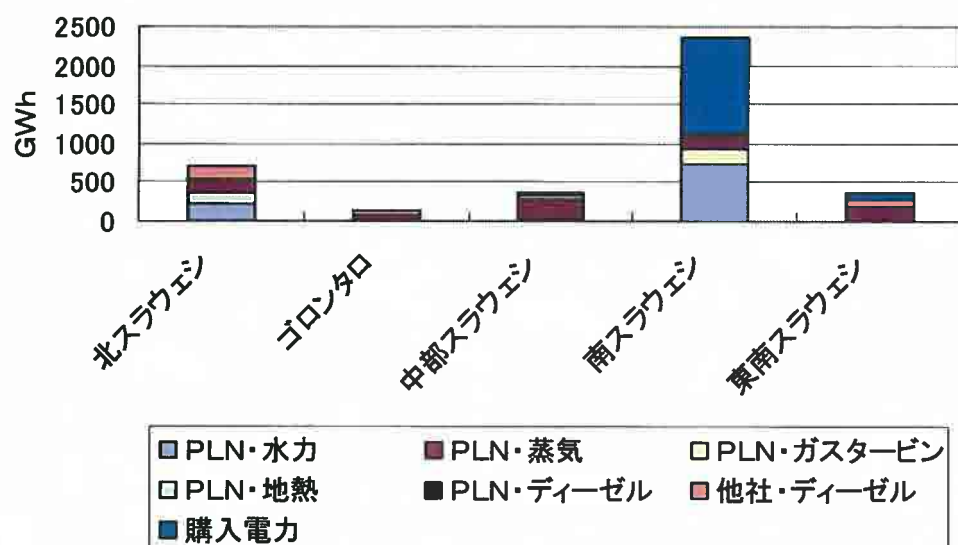
現状の電力供給の問題としては、停電が多いということである。PLN説明によれば発電設備を中心として設備老朽化、設備容量不足が主な原因である。表3-7に停電状況を示す。1957年頃日本では3時間、1.5回程度であったのに比べかなり大きい値である。主要の電力需要が地方特有の夕方ピーク特性（夕方の1時間程度の間だけに設備出力の70~80%のピーク需要が集中する）をもっていることとあいまって、設備利用率（需要電力量/設備供給可能電力量の比率）は南スラウェシ支店平均で43%、北スラウェシ支店平均で33%と低い値である（PLN南・北スラウェシ支店2004年統計書による）。

表 3-7 スラウェシ島停電状況 (2004年)

南スラウェシ支店		1 需要家 1 年間		北スラウェシ支店		1 需要家 1 年間	
支所	需要家数	停電時間hrs	停電頻度	支所	需要家数	停電時間hrs	停電頻度
Makassar	416,954	2.23	29.81	Manado	237,143	11.40	12.72
Pare-Pare	125,078	4.80	11.58	Kotamobagu	70,739	14.01	14.45
Watampone	212,496	3.97	11.5	Tahuna	41,166	11.15	12.02
Pinrang	142,258	3.46	6.72	Gorontalo	95,019	11.65	12.22
Bulukumba	134,074	5.11	11.55	Palu	152,932	9.54	11.86
Palopo	140,261	6.03	13.83	Luwuk	51,395	14.96	15.27
Kendari	115,644	19.57	24.94	Toli-Toli	45,466	2.62	0.85
Bau-Bau	60,402	23.66	32.87				
支店総合	1,347,167	6.99	14.63	支店総合	693,860	9.00	11.95

出典 PLN南・北スラウェシ支店2004年統計書による。

州別の電源別発電電力量構成を図3-8に示す。ゴロンタロ州、中部スラウェシ州及び東南スラウェシ州では、ディーゼル発電の発電電力量が最も大きな比率を占めている。南スラウェシ州ではPLNが他社〔独立発電事業者IPP) 及び自家発余剰買電〕から購入している電力が非常に大きな比率を占めている。



出典 PLN2005年統計による。

図 3-8 2005年の州別発電種別発電電力量

3-3-2 スラウェシ島の送電設備

北スラウェシ州は、マナド市を含むミナハサ地区はスラウェシ島としては単機容量が比較的大きい20MW地熱発電所、10MWクラスのディーゼル、水力などが稼働しているため、狭い範囲で70kV及び150kVが使用され、狭い範囲での基幹送電線による電化が進められてきた。将来地熱、石炭火力が北スラウェシ州ミナハサ地区に増設される予定であるため、これらの電力を奥地まで供給する準備として2006年に150V送電線がミナハサ地区からゴロンタロ州を貫いて中部スラウェシ州東端まで増設されたばかりである。ただし、いまだこの送電線周辺はディーゼルミニグリッド地域が散在するが、ミナハサ地区の発電所も増設が完了していないので直ちには基幹線電化の役には立たないはずである。

スラウェシ島南側はマナドを中心とする北側よりも地域開発が進んでおり、Bakaru水力63MW×2基、SengkangのガスCC 135MW、10MWクラスのディーゼル等比較的大容量の発電所が多いため、旧南スラウェシ州（近年分離した西スラウェシ州及び現南スラウェシ州合計）を中心として70kV及び150kV送電線で連系されている。

図3-9にスラウェシ島基幹送電線概要を示す。表3-8に70kV及び150kV系送電線設置状況を示す。PLN南スラウェシ支店管内は早くから150kV系使用が進み、北スラウェシ支店管内は70kV系が継続増設された様子が見られる。

表3-8 70kV及び150kV系送電線設置状況（2004年）

公称電圧	PLN南スラウェシ支店		PLN北スラウェシ支店	
	回線延長km	鉄塔基数	回線延長km	鉄塔基数
70kV	150	257	258	567
150kV	967	1,528	77	208

出典 PLN南・北スラウェシ支店2004年統計書による。

配電は基本的に20kVから380Vに落として供給されるため、変電所は150kV/20kV系及び70kV/20kV系が多い。表3-9にPLN南スラウェシ支店管内の変電所概要を示す。

表3-9 PLN南スラウェシ支店管内の変電所（2004年）

電圧比	150/69 kV	150/20 kV	69/20 kV	他	計
台数	6	20	12	9	47
kVA	187,500	383,000	207,500	231,000	1,009,000

出典 PLN南スラウェシ支店2004年統計書による。



出典 RUKN2006による。

図3-9 スラウェシ島基幹送電線概要図

現状の送電設備の問題としては、PLNからの聴取によれば送電線容量と発電所容量とのミスマッチ、設備老朽化のため前出の表3-7に示すような停電の多さの一因となっている。例えば、Pare-pare 変電所とPangkep〔図3-9のTello（マカッサル市）とBarruの中間地点〕変電所間の送電がボトルネックとなっている。

RUKNは、南スラウェシ支店管内で送電線長が2015年までにさらに約1,000km必要で、スラウェシ島においても275kVの電圧の使用を考えていく必要があるとしている。現在、150kV系送電線が既に約1,000km敷設されているので、10年で約2倍の送電線長が必要ということになる。図3-7に示すように管内の発電設備容量が2016年までに約1.7倍になる計画であり、且つ管内を広範囲に電化する方針であるので、送電線長と発電設備の拡張規模はマクロ的には一致する。また、長期的には南北連系を期待している。

3-3-3 スラウェシ島の配電設備

配電システムは高圧送電線70kVまたは150kVから変圧器で20kVに落とし、それ以降の20kV/380Vの配電変圧器が最終端変圧器となる。一般需要家には単相220Vを供給し原則として3相は配電しない。PLN本店の説明では農事用としては大容量（6kW程度）のモーターにも単相インダクションモーターを使用している。日本では農家、小規模機械工場にまで低圧3相が普及し、単相100V・1kWが単相モーターの最大出力であるので、馴染みの薄いものである。地方のミニグリッドに400V発電機が多用されているのはこのような配電方式のためである。PLNによれば、この方式は将来とも変更はないであろうという。RUKNにおいても基幹グリッドにより地方電化が進む過程で、このようなミニグリッド用400V発電機は無電化地区に移設していく計画である。表3-10に配電変圧器と回線の現状を示す。電源、送変電設備規模の南北比と同傾向である。

表3-10 スラウェシ島配電変圧器と回線の現状

	支所	20kV配電変圧器		低圧配電線 220/380V	中圧配電線 20kV
		個数	kVA	回線長km	回線長km
南スラウェシ支店	Makassar	2,525	353,128	3,109	2,327
	Pare-Pare	894	51,560	1,219	1,172
	Watampone	1,745	76,855	2,255	2,362
	Pinrang	1,052	51,073	1,327	1,271
	Bulukumba	1,220	50,666	1,702	1,703
	Palopo	1,203	49,677	1,904	1,553
	Kendari	1,443	65,953	1,878	1,898
	Bau-Bau	513	21,477	620	854
	支店総合	10,595	720,389	14,014	13,140
北スラウェシ支店	支所	個数	kVA	回線長km	回線長km
	Manado	1,437	210,455	1,567	1,574
	Kotamobagu	543	28,630	481	848
	Tahuna	311	13,125	526	578
	Gorontalo	768	49,525	1,673	1,246
	Palu	1,284	102,146	1,988	2,552
	Luwuk	532	23,685	981	1,164
	Toli-Toli	384	20,452	738	1,020
支店総合	5,259	448,018	7,954	8,982	

出典 PLN南・北スラウェシ支店2004年統計書による。

PLNは現状の配電設備の問題として、設置数量及び容量のミスマッチ、設備老朽化をあげている。

3-4 スラウェシ島の電源開発計画

中部スラウェシ州のPOSO水力発電所（総出力250MW程度）が、「イ」国資本のIPPにより建設が始められている。発電所からPLNの送電網までの電源送電線（約275km）についても同IPPが建設することになっている。また、スペインの会社が南スラウェシ州で計画中のタカラル石炭火力（100MW×2基）は、PLNとの契約交渉が難航しており、計画は進捗していない。

RUKN（2006～2026年）の南スラウェシ及び北スラウェシの電力需給見通しを表3-11及び表3-12に示す。

表3-11 南スラウェシ州及び南東スラウェシ州の電力需給見通し(1/2)

項目	単位	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
需要電力量	GWh											
住宅用	GWh	1,174	1,229	1,288	1,352	1,421	1,494	1,574	1,659	1,750	1,847	1,950
商業用	GWh	388	408	428	448	469	490	511	533	555	578	601
公共施設用	GWh	228	242	256	271	287	306	325	346	369	393	420
工業用	GWh	622	664	711	764	820	882	950	1,023	1,102	1,186	1,278
合計	GWh	2,411	2,542	2,683	2,835	2,996	3,172	3,361	3,562	3,776	4,003	4,251
増加率	%	2.8	5.4	5.6	5.6	5.7	5.9	5.9	6.0	6.0	6.0	6.2
送配電損失率	%	14.7	14.7	14.7	14.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.7	12.7
所内損失率	%	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
総合損失率	%	16.7	16.7	16.7	16.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	14.7	14.7
負荷率	%	64	64	64	64	64	65	65	65	65	65	66
発電電力量	GWh	2,814	2,966	3,131	3,308	3,466	3,670	3,888	4,060	4,369	4,592	4,876
最大需要電力	MW	504	532	561	593	621	648	686	716	771	810	847
2005年発電設備の能力	MW	706	691	678	664	651	638	625	613	600	588	577
必要発電設備能力	MW	706	744	786	830	870	907	960	1,003	1,079	1,134	1,186
予備率	%	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
増加設備量	MW	0	53	108	166	219	269	335	390	479	546	610
不足設備/余剰設備量(-)	MW	0	52	55	58	53	50	67	55	88	67	64

表3-11 南スラウェシ州及び南東スラウェシ州の電力需給見通し(2/2)

項目	単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
需要電力量	GWh										
住宅用	GWh	2,062	2,180	2,306	2,440	2,583	2,734	2,895	3,065	3,246	3,437
商業用	GWh	625	649	674	699	725	752	779	807	836	866
公共施設用	GWh	450	482	515	552	591	632	677	725	776	831
工業用	GWh	1,379	1,488	1,605	1,731	1,865	2,009	2,164	2,329	2,506	2,695
合計	GWh	4,516	4,799	5,101	5,422	5,764	6,128	6,515	6,926	7,364	7,829
増加率	%	6.2	6.3	6.3	6.3	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
送配電損失率	%	12.7	12.7	12.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	10.7	10.7
所内損失率	%	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
総合損失率	%	14.7	14.7	14.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	12.7	12.7
負荷率	%	66	66	66	66	67	67	67	67	67	68
発電電力量	GWh	5,180	5,505	5,851	6,165	6,554	6,967	7,407	7,875	8,299	8,823
最大需要電力	MW	900	956	1,017	1,071	1,122	1,192	1,268	1,348	1,420	1,481
2005年発電設備の能力	MW	565	554	543	532	521	511	500	490	481	471
必要発電設備能力	MW	1,260	1,339	1,423	1,500	1,570	1,669	1,775	1,887	1,988	2,074
予備率	%	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
増加設備量	MW	695	785	881	968	1,049	1,159	1,274	1,396	1,508	1,603
不足設備/余剰設備量(-)	MW	86	90	95	87	81	110	116	122	111	96

表3-12 北スラウェシ州・中部スラウェシ州・ゴロンタロ州の電力需給見通し(1/2)

項目	単位	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
需要電力量	GWh											
住宅用	GWh	683	744	815	898	992	1,098	1,218	1,351	1,500	1,666	1,849
商業用	GWh	190	201	212	223	235	247	259	271	283	296	309
公共施設用	GWh	129	140	152	166	180	195	212	229	248	268	291
工業用	GWh	91	92	92	93	94	94	95	96	96	97	98
合計	GWh	1,093	1,176	1,272	1,379	1,500	1,634	1,783	1,947	2,128	2,327	2,546
増加率	%	3.4	7.7	8.1	8.5	8.7	9.0	9.1	9.2	9.3	9.3	9.4
送配電損失率	%	11.7	11.7	11.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	9.7	9.7
所内損失率	%	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
総合損失率	%	14.2	14.2	14.2	14.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	12.2	12.2
負荷率	%	52.5	52.5	52.5	52.5	53.5	53.5	53.5	53.5	53.5	54.5	54.5
発電電力量	GWh	1,248	1,343	1,452	1,575	1,698	1,850	2,018	2,204	2,409	2,610	2,857
最大需要電力	MW	271	292	316	343	362	395	431	470	514	547	596
2005年の発電設備能力	MW	227	220	214	207	201	195	189	183	178	173	167
必要発電設備能力	MW	380	409	442	480	507	553	603	658	720	765	838
予備率	%	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
増加設備量	MW	153	189	229	272	306	358	414	475	542	593	670
不足設備/余剰設備量(-)	MW	153	36	40	44	34	51	56	61	67	51	77

表3-12 北スラウェシ州・中部スラウェシ州・ゴロンタロ州の電力需給見通し(2/2)

項目	単位	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
需要電力量	GWh										
住宅用	GWh	2,052	2,275	2,521	2,791	3,087	3,411	3,766	4,153	4,575	5,035
商業用	GWh	322	335	349	362	376	390	404	418	432	446
公共施設用	GWh	315	340	367	395	423	452	482	511	540	569
工業用	GWh	99	100	100	101	102	103	103	104	105	105
合計	GWh	2,787	3,050	3,337	3,649	3,988	4,356	4,754	5,186	5,652	6,155
増加率	%	9.5	9.4	9.4	9.4	9.3	9.2	9.1	9.1	9.0	8.9
送配電損失率	%	9.7	9.7	9.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.0	8.0
所内損失率	%	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
総合損失率	%	12.2	12.2	12.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	10.5	10.5
負荷率	%	54.5	54.5	54.5	55.5	55.5	55.5	55.5	55.5	56.5	56.5
発電電力量	GWh	3,127	3,422	3,744	4,057	4,435	4,844	5,287	5,766	6,245	6,801
最大需要電力	MW	655	717	784	835	912	996	1,087	1,186	1,262	1,374
2005年発電設備の能力	MW	162	157	153	148	144	139	135	131	127	123
必要発電設備能力	MW	917	1,003	1,098	1,168	1,277	1,395	1,522	1,660	1,766	1,924
予備率	%	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
増加設備量	MW	755	846	945	1,020	1,133	1,256	1,387	1,529	1,639	1,800
不足設備/余剰設備量(-)	MW	84	91	99	75	113	122	132	142	110	161

RUKNに基づき作成した2005年時点の発電設備の廃止計画を考慮した発電能力と必要発電能力の推移を図3-10及び図3-11に示す。南スラウェシ地域では今後20年間で1,600MW、北スラウェシ地域では1,800MWの新規電源開発が必要である。南北スラウェシの需要予測を比較すると、北スラウェシの需要の伸びを南スラウェシよりも高く予想している。また、北スラウェシ地域は、2006年時点で既存発電設備が必要発電設備量を下回っており、短期的な需給対策が必要な状況である。

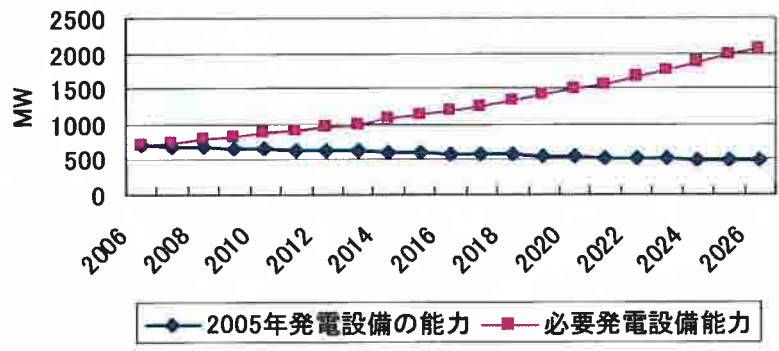


図3-10 南スラウェシ地域の既存設備能力と必要発電設備の推移

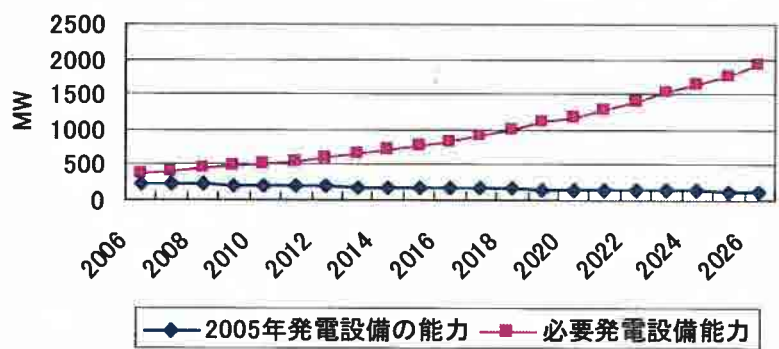


図3-11 北スラウェシ地域の既存設備能力と必要発電設備の推移

また、PLNのRUPTL改訂版によれば、スラウェシ島では2010年までに895MWの電源開発が計画されており、その内訳は汽力発電が500MW、ガス発電が185MW、水力発電が150MW、地熱発電が60MWとなっている。このうち大規模発電計画は、Sengkangガス火力発電所(65MW)、Poigar水力発電所(30MW)、Lahendong地熱発電所(40MW)、Pasu汽力発電所(30MW)である。表3-13に南スラウェシ支店管内の電力需給バランスを、表3-14に北スラウェシ支店管内の電力需給バランスを示す。

表 3-13 南スラウェシ支店の電力需給バランス

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	合計
発電電力量 (GWh)		2,221	2,522	2,758	3,047	3,413	3,844	
最大電力 (MW)		405	461	503	553	618	690	
負荷率 (%)		63	62	63	63	63	64	
供給力 (MW)	既設	529	549	549	549	549	549	
	廃止			-112		-25		-137
	建設中							
	PLN							
	IPP		20	45				65
	計画中							
	PLN			50		100	100	250
	IPP			120	100		100	320
	合計	529	569	672	772	847	1,047	+498
予備率 (%)		30	23	34	40	37	52	

表 3-14 北スラウェシ支店の電力需給バランス

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	合計
発電電力量 (GWh)		647	707	778	864	1,112	1,242	
最大電力 (MW)		132	143	157	173	228	253	
負荷率 (%)		56	56	57	57	56	56	
供給力 (MW)	既設	175	175	175	175	175	175	
	廃止			-20	-70			-90
	建設中							
	PLN			20	50			
	IPP							
	計画中							
	PLN			35	50	20	35	140
	IPP					50		50
	合計	175	175	210	240	310	345	+170
予備率 (%)		32	22	34	39	36	36	

3-5 電源開発のための資金調達、投資促進策の現状

「イ」国の電力セクターの資金調達、投資促進は電力料金が政策により値上げできず電気事業が経営難であるため、厳しい環境にある。2002年に電力法が改正され、送配電は従来通り国営とするが発電事業は2007年までに、電力小売業は2008年までに自由化し、IPP、BOOなどの更なる投資呼び込みを図ったが、この自由化のための立法が違憲立法扱いとなり自由化は見送りとなった。自由化という形態は見合わせるようになったが、IPP、BOOなどの投資を呼び込む制度は従来通り残してある。しかしながら、依然として電気事業が利益を望めない事業であるため民間、外国からの投資意欲は低いままである。事実、北スラウェシのアムラン石炭火力も停滞したままである。ADB、WBなどの国際機関の協力もこのような環境で「3-6 国際機関の電力セクターへの協力状況」に示すように往時より活発ではない。なお、クラッシュプログラムに基づき石炭火力建設を行うIPPに対しては、政府保証を行う計画との報道が行われている。

RUKNで見ると表3-15に示す所要額が示されている。

表3-15 2006～2026年の所要資金額（単位百万US\$）

項目	ジャワ・バリ系統	その他地域	合計
電源	61,091	29,300	90,391
送電線	1,329	6,332	7,661
変電所	750	330	1,080
計	2,079	6,662	8,741
中圧配電線	1,764.6	521.3	2,285.9
低圧配電線	741.2	294.5	1,035.7
配電変圧器	1,493.8	282	1,775.8
計	3,999.6	1,079.8	5,079.4

3-6 国際機関の電力セクターへの協力状況

「イ」国電力セクターに協力している国際機関は主にADB及びWBであるが、近年は表3-16に示すように融資案件数、金額とも低下傾向にある。IPP、BOOなど開発手法が多様になり、かつ2国関係で融資、調査、F/Sなどを提供するケースが増えたためと考えられる。表3-16にWBの最近の電力セクター案件を示す。

表3-16 WBの電力セクター向け融資案件

プロジェクト名	環境カテゴリー	承認日	完了日	プロジェクト費用 (百万US\$)	WB分 (百万US\$)	実施機関
Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project	B	26-Jun-03	31-Dec-08	211.64	141	PLN AND PGN
RENEW. EGY SMALL POW	B	24-Jun-97	31-Oct-01	4	0	TBD
Renewable Energy Small Power (RESP) Project	B	24-Jun-97	31-Oct-01	141	66.4	PRIVATE SECTOR & PLN
Solar Home Systems Project	B	28-Jan-97	31-Jan-01	118.1	20	TBD
Second Power Transmission and Distribution Project	B	20-Feb-96	31-Mar-03	648.6	373	PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA
Cirata Hydroelectric Phase (02) Project	A	11-May-93	30-Jun-99	313	104	TBD
Rural Electrification Project (02)	B	28-Feb-95	31-Mar-00	841.3	398	PLN
Power Transmission Project	B	19-Jun-91	30-Sep-97	355.9	275	PLN
Sumatera and Kalimantan Power Project	A	21-Jun-94	30-Jun-01	688.9	260.5	PLN
SURALAYA THERMAL POWER	A	30-Jun-92	30-Sep-99	423.6	423.6	PLN
Power Sector Efficiency Project	C	22-Jun-89	31-Dec-95	581	337	
Solar Home Systems	B	28-Jan-97	31-Dec-03	118.1	0	BPPT AND DGEEU
Paiton Thermal Power Project	C	22-Jun-89	30-Sep-95	354	354	PLN
Rural Electrification Project	B	22-Mar-90	30-Jun-95	329	329	PLN., M.O.C.

出典 WBデータベースより。

仕掛け案件はジャワ・バリ系統の2億1100万US\$で、今回聴取したADBが約300万US\$と似た状況である。

WBは最近融資案件の準備として、日本トラスト基金を利用してWB ASTAEグループが、地方電化に関する調査（調査名“ELECTRICITY FOR ALL: Options for Increasing Access in Indonesia”）を約1年かけて実施し、2006年6月に終了し、報告書を出している。この調査の主旨は電化促進（Increasing Access）を計るための諸提案を示し、地域諸国にもセミナー等を通じ技術移転を図る予定である。この調査において南スラウェシも2～3か月踏査した。

この調査を受けて、「イ」国では下記4地点のF/Sが開始されており、プロジェクト実施予定は3～4年以内を考えている。

- ①北スマトラーTapanli県（Kabupaten）
- ②南スマトラーMushi県
- ③西ジャワーGiangun県及びGaruti県
- ④北スラウエシーBolmong郡及びSangihe郡

電化促進の方法はPLNのグリッド活用、ミニグリッド、個別電源など最適ミックスを図る。F/S費用はWBの日本トラスト基金から充当する。MEMRをカウンターパート、受益者は州政府と設定して電化促進を図るものである。

これらの場合の実施主体は州政府DINASとし、PLNが技術援助をする。F/S後、実施のための融資はWB、借主はDINASとなる。PLNから買電する場合は買電契約（PPA）を交わさずに覚書（MOU）で処理するであろうということである。消費者価格は多少の経費の上乗せはあるようである。DINAS主体の電化は会計上持続可能なものとするのもこの電化の主旨である。

上記調査“ELECTRICITY FOR ALL: Options for Increasing Access in Indonesia”では①PLNを地域別独立採算子会社に分ける、②州政府所有の公営企業とする、③協同組合の大別して3案を提案している。また、ジャワ・バリ系統以外の電化促進を指摘している。

ADBの実施中プロジェクトは表3-17のとおりである。

表3-17 ADBの実施中プロジェクト

プロジェクト名	Project	Province	Type	MW	GWh/Y	2006年1月状況	2007年1月状況
Renewable Energy (再生可能エネルギー)	Poigar 2	N. Sulawesi	Small HPP	30.0	152.0	2009年6月完成予定	概ね変わっていないが PLN意見調整、PA等の問題あり、多少遅れ気味
	Mongango		Mini HPP	1.2	8.2	F/S完了、2008年3月完成予定	
	Lahendong		Geo-thermal	20.0	122.0	2005年10月契約、2007年6月完成予定	
	Lobong	Gorontalo	Mini HPP	1.6	11.0	2008年3月完成予定	
Local Grid Development (地方グリッド開発)	Batu Sitanduk	S. Sulawesi		2.5	20.1	F/S及びD/Dが進行中で2006年4～5月完了予定	F/S2006年6月完了のまま滞っている。
	Palangka			1.9	13.4		
	Sabilambo			4.0	27.5		
Energy Efficiency (省エネルギー)	Distribution Improvement	Java-Bali				-	Pipelineには入っていない。 PLN乗り気薄

表3-17においてRenewable Energy（再生可能エネルギー）については返却条件、手続き、周辺住民の理解と受容〔パブリックアクセプタンス（PA）〕等の面でADB要求とPLN希望の折り合いがつかないという問題があり、遅れが出るだろうとのことである。Local Grid Development（地方グリッド開発）のF/Sは2006年6月に終了したが、PLN、BAPPENAS共にいまだ実施の決定をしていない。ADBとしては現在、最後の仕掛け案件なので催促しているが、PLNの関心が電源開発に偏っていて態度が決まらない。ジャワ・バリ系統でのEnergy Efficiency（省エネルギー）を提案しているがPLNは乗り気ではないとのことである。ADB融資額及び案件は近年伸びてはいるが、電力セクターは横ばいである。現在のPipeline案件は、上記Renewable Energy ProjectとLocal Grid Developmentの2件（3億US\$）のみである。

ADBによれば「イ」国のIPPは現在、実施が滞りがちである。最新案件は西ジャワのCirebon600MW

石炭火力で、丸紅(株)が2006年落札したが、PPAは交渉が長引いている。「イ」国政府保証はない。JBICが融資を引き受けると聞いている。ADBは「イ」国ではIPPには今のところ融資しない方針である。

ADBとしては今後この国でIPPをどう扱うかを検討するため、中央ジャワ2基×65MW石炭火力、東ジャワ1基×600MW LNG火力(地点未定)の2モデルIPPのF/Sを2006年開始すべくPLN、国際コンサルタント、現地コンサルタントなどチーム構成を呼びかけ準備中である。F/S費用はADBの“Project Development Facility”(すべてのセクター対象)と称する2750万US\$基金のうちから出す予定である。

1万MWクラッシュプログラムについては、資金は85%がSuppliers Credit、残り15%をPLNが用意する方式なので、ADBは関与しない。

第4章 環境社会配慮

4-1 環境法体系

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

環境影響評価の手続きは、図4-1に示すように、第1段階で環境影響評価が必要か否かについてのスクリーニングが行われる。この結果、環境影響評価が必要と判定された場合には、スコーピングを主たる内容とする実施計画書（KA-AMDAL）の提出及び環境省、州、市・県に設置される環境評価委員会によるKA-AMDALの審査、環境影響評価書（AMDAL）、環境管理計画（RPL）及び環境モニタリング計画（RKL）の提出及び環境影響評価委員会によるAMDALの審査と二段階で実施される。実施計画書の作成及び審査段階、環境影響評価書の審査段階で地元住民等の利害関係者は意見を述べる事ができる。環境影響評価委員会は、事業に関係する省庁、学識経験者等で構成される。

環境影響評価の対象事業は環境大臣令で定められており、事業の内容、規模、州・県・市をまたがるか否かにより環境影響評価の責任行政機関が定められている。電気事業に関連する環境影響評価の対象事業及び審査担当機関は表4-1に示すとおりである。

表4-1 電力設備の環境影響評価の対象設備と責任機関

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

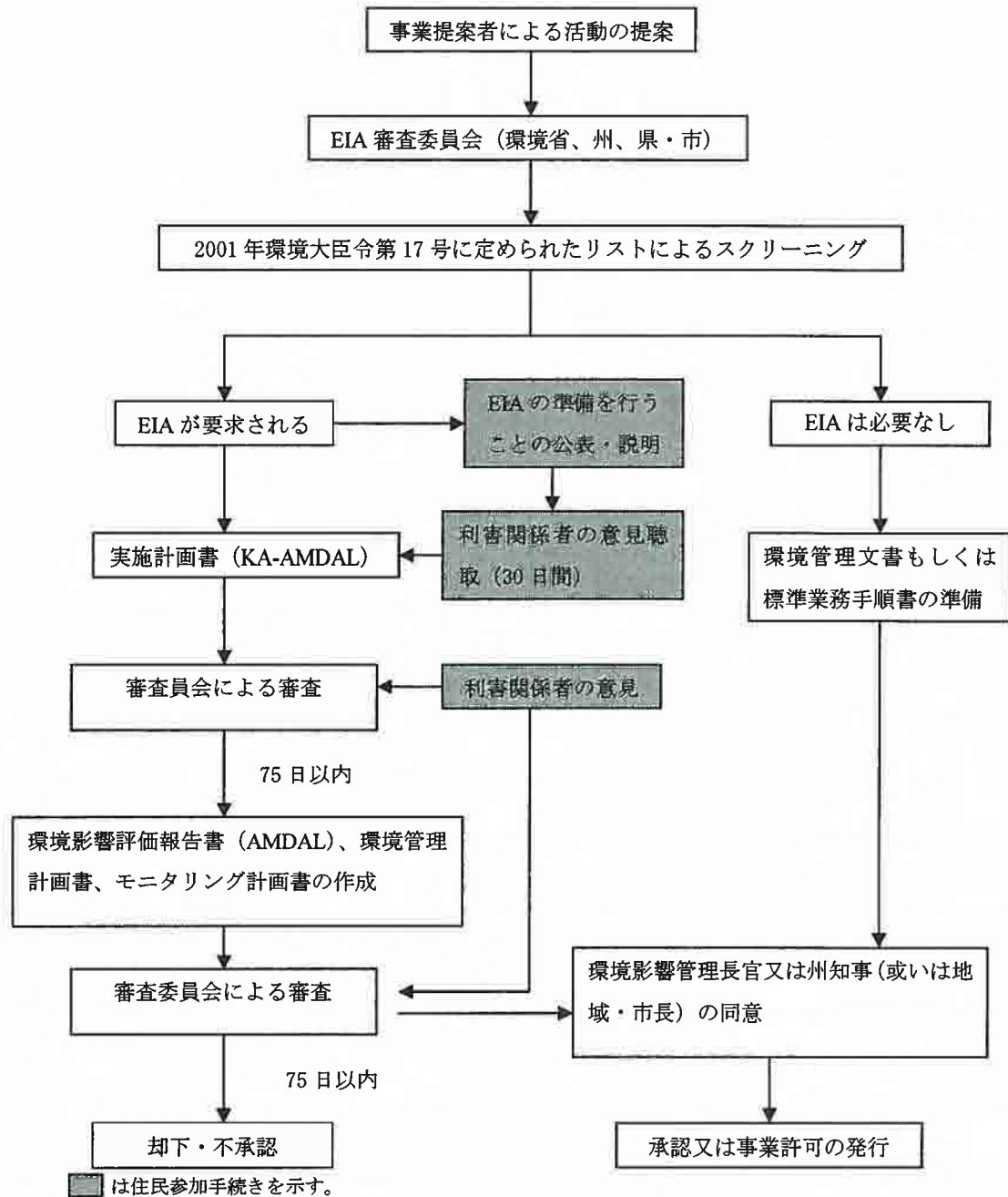


図 4-1 環境影響評価の手続き

4-2 電力開発に係る環境社会配慮

電力開発において特に重大な環境影響を生じる可能性を有する事業は、高圧送電線の建設及び運転、発電所の建設及び運転である。スラウエシ島の基幹送電線の送電電圧は現状では150kVと、環境影響評価の対象以下の電圧であるが、PLNは将来、275kVの電圧の送電線を建設する意向を有しており、本調査において275kV送電線導入を提案する場合には、そのルート検討にあたり、環境影響に十分な配慮を払う必要がある。発電については、石炭火力発電、水力発電、地熱発電、天然ガスコンバインドサイクル発電、ディーゼル発電等各種の発電技術が導入される可能性がある。発電技術の選択にあたっては、表4-2に示す各電源別の環境影響チェックリストを踏まえ、環境に対して重大な影響が生じないように配慮する必要がある。特に、中部スラウエシ州等における大規模な水力発電開発を本調査において提案する場合には、環境に重大な影響を与える恐れがあるため、慎重な検討が必要である。

表4-2 電源別環境影響チェックリスト

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