

インドネシア国
スラウェシ島最適電源開発計画調査
プロジェクト形成調査報告書

平成18年5月
(2006年)

独立行政法人 国際協力機構
経済開発部



調査位置図

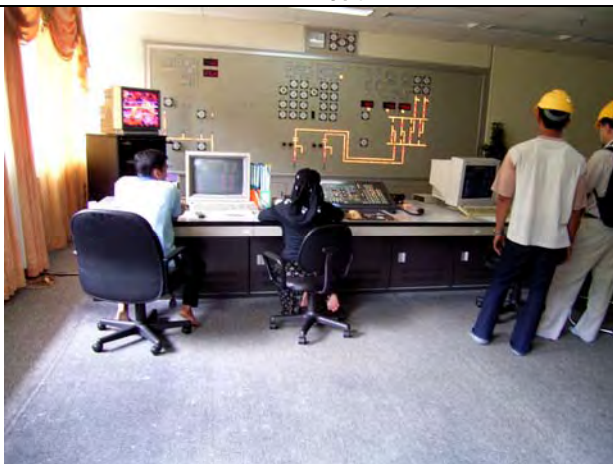
写真 1



MEMR との打合せ



バカル水力発電所放水口



バカル水力発電所制御盤



バカル水力発電所堤体下流面



バカル水力発電所湛水池



バカル水力発電所排砂ゲート

写真 2



PT. MAKASSAR POWER (構内及び開閉所)



PT. MAKASSAR POWER (発電所内)



PT. MAKASSAR POWER (発電機)



IPP-Amurang 石炭火力建設予定地 (基礎杭打込み済み)



ラヘンドン地熱発電所入口



ラヘンドン地熱発電所構内

略 語 表

| | |
|----------|----------------------|
| ADB | アジア開発銀行 |
| BAPPENAS | 国家開発企画庁 |
| BEPPEDA | 州開発計画庁 |
| BPS | 中央統計局 |
| C/P | カウンターパート |
| IPP | 独立電気事業者 |
| JBIC | 国際協力銀行 |
| KUD | 協同組合 |
| LNG | 液化天然ガス |
| LPG | 液化石油ガス |
| MEMR | エネルギー・鉱物資源省 |
| MFO | 重油(船舶燃料油) |
| M/M | 協議議事録 |
| O&M | 運転維持管理 |
| PLN | 国家電力公社 |
| PLTA | 水力発電所 |
| PLTD | ディーゼル火力発電所 |
| PLTG | ガスタービン火力発電所 |
| PLTGU | コンバインドサイクル火力発電所 |
| PLTM | 小水力発電所 |
| PLTMH | マイクロ水力発電所 |
| PLTP | 地熱発電所 |
| PLTU | 一般汽力発電所 |
| PPA | 買電契約 |
| RKAP | 年次計画 |
| RUKD | 地方電力総合計画 |
| RUKN | 国家電力総合計画 |
| RUPTL | 電力供給総合計画 |
| SHS | ソーラー・ホーム・システム |
| SMOC | 協同組合・中小企業省 |
| S/W | 業務仕様書(Scope of Work) |
| WB | 世界銀行 |

目 次

地 図
写 真
略語表

| | |
|---------------------------------|----|
| 第1章 調査の概要 | 1 |
| 1-1 調査の背景 | 1 |
| 1-2 調査の目的 | 1 |
| 1-3 調査団員構成 | 1 |
| 1-4 調査日程 | 2 |
| 1-5 主要面談者 | 3 |
| 第2章 協議の概要 | 4 |
| 2-1 協議結果の概要 | 4 |
| 2-2 団長所感 | 7 |
| 第3章 スラウェシ島の電力事情 | 11 |
| 3-1 スラウェシ島の概要 | 11 |
| 3-2 電力需給状況 | 13 |
| 3-3 電力設備 | 15 |
| 3-4 実施体制 | 19 |
| 3-5 維持管理体制、設備の現状 | 20 |
| 3-6 エネルギー資源 | 23 |
| 3-7 国際機関の電力セクターへの協力状況 | 26 |
| 第4章 スラウェシ島における電源開発計画 | 28 |
| 4-1 電源開発計画 | 28 |
| 4-2 電源開発計画策定に係る実施体制 | 29 |
| 4-3 電源開発のための資金調達 | 33 |
| 第5章 地方電化の状況 | 35 |
| 5-1 地方電化の現状 | 35 |
| 5-2 地方電化計画 | 42 |
| 5-3 地方電化実施体制 | 43 |
| 5-4 村落における電気の活用状況 | 48 |
| 第6章 地域開発の状況 | 50 |
| 6-1 地方政府の地域開発への取り組み | 50 |
| 6-2 地域開発計画と電源開発計画、地方電化計画の連携の可能性 | 50 |

| | |
|------------------------|----|
| 第7章 本格調査の概要 | 51 |
| 7-1 調査の目的 | 51 |
| 7-2 調査の内容 | 51 |
| 7-3 本格調査における留意事項 | 52 |
| 付属資料 | |
| 1. 署名した M/M | 59 |
| 2. 収集資料リスト | 67 |

第1章 調査の概要

1-1 調査の背景

インドネシア共和国（以下、「インドネシア国」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。国家電力公社（PLN）は、現状の悪化した財務状況のなかで、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関わらず 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が、計画的に開発を進めるうえで必要なスラウェシ島の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、インドネシア国政府は、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。

1-2 調査の目的

本プロジェクト形成調査は、エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy & Mineral Resources: MEMR）及び PLN をはじめとするインドネシア国側関係機関との協議及びスラウェシ島における既存の電力系統、地方電化の状況確認を通じて、本格調査実施に関連する基礎情報を収集するとともにスラウェシ島の電源開発の現状と課題を把握し、妥当性、有効性の高い協力案件を先方政府と協議のうえ形成することを目的とした。

1-3 調査団員構成

| 氏名 | 担当 | 所属先 | 期間（到着－出発） |
|--------|--------|---------------------------------|--|
| 村上 雄祐 | 総括／団長 | 独立行政法人国際協力機構 経済開発部電力チーム チーム長 | 18 Jan. – 28 Jan. (18 Jan. – 27 Jan.) |
| 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 | 18 Jan. – 28 Jan. (18 Jan. – 27 Jan.) |
| 山川 精一 | 電源開発計画 | 有限会社 アールディーアイ | 18 Jan. – 03 Feb. (18 Jan. – 02 Feb.) |
| 西野入 一雄 | 地方電化推進 | 株式会社 グローバル企画 技術顧問 | 18 Jan. – 03 Feb. (18 Jan. – 02 Feb.) |

1-4 調査日程

| No. | Date & Day | | Activities | Stay |
|-----|------------|------|---|-------|
| 1 | 18-Jan. | Wed. | 成田→ジャカルタ | ジャカルタ |
| 2 | 19-Jan. | Thu. | 08:30 JICA インドネシア事務所打合せ 11:00 MEMR 表敬 14:00 PLN 表敬・協議 17:00 JBIC との協議 | ジャカルタ |
| 3 | 20-Jan. | Fri. | 10:00 MEMR との協議 14:00 協同組合・中小企業省との協議 16:00 BAPPENAS 表敬 | ジャカルタ |
| 4 | 21-Jan. | Sat. | 07:50 ジャカルタ発 (GA602) 11:10 マカッサル着 マカッサル→パレパレ | パレパレ |
| 5 | 22-Jan. | Sun. | 07:30～ バカル水力発電所視察 | パレパレ |
| 6 | 23-Jan. | Mon. | 08:00 PT. MAKASSAR POWER 社ディーゼル発電所視察 パレパレ→マカッサル 14:00 Dinas Pertambangan Dan Energi (MEMR 南スラウェシ支局) との協議 | マカッサル |
| 7 | 24-Jan. | Tue. | 09:00 PLN 南スラウェシ支店との協議 11:30 JICA マカッサル FO との打合せ PM ビリビリ水力発電所視察 | マカッサル |
| 8 | 25-Jan. | Wed. | 10:55 マカッサル発 (GA633) 12:05 ジャカルタ着 14:00 PLN との M/M 協議 | ジャカルタ |
| 9 | 26-Jan. | Thu. | 09:00 MEMR/PLN との M/M 協議 M/M 署名@MEMR 16:00 ADB 訪問 16:00 M/M 署名@PLN | ジャカルタ |
| 10 | 27-Jan. | Fri. | 14:00 JBIC 報告 15:30 JICA インドネシア事務所報告 (官団員) 19:20 ジャカルタ発 (JL726) (コンサルタント団員) 18:00 ジャカルタ発 (GA600) 22:20 マナド着 | マナド |
| 11 | 28-Jan. | Sat. | (官団員) 07:05 成田着 (コンサルタント団員) 11:50 Amurang 石炭火力発電所 (IPP) 建設予定地視察 13:30 ラヘンドン地熱発電所視察 | マナド |
| 12 | 29-Jan. | Sun. | 資料整理 | マナド |
| 13 | 30-Jan. | Mon. | 09:00 PLN 北スラウェシ支店との協議 12:20 Dinas Pertambangan Dan Energi (MEMR 北スラウェシ支局) との協議 | マナド |
| 14 | 31-Jan. | Tue. | 07:40 マナド発 (GA601) 09:45 ジャカルタ着 | ジャカルタ |
| 15 | 1-Feb. | Wed. | 09:00 MEMR/PLN 等関係機関調査 (スラウェシ電力設備に係る調査) | ジャカルタ |
| 16 | 2-Feb. | Thu. | 09:00 WB 訪問 MEMR/PLN 等関係機関調査 (スラウェシ電力設備に係る調査) 19:20 ジャカルタ発 (JL726) | |
| 17 | 3-Feb. | Fri. | 07:05 成田着 | |

1-5 主要面談者

<インドネシア国側>

(1) エネルギー鉱物資源省 (MEMR)

EMY Perdanahari Director of Electricity Program Supervision, Directorate General of
Electricity and Energy Utilization

Satya Zulfanitra Deputy Director, Electric Power Planning

(2) 国家電力公社 (PLN)

Bambang Hermawanto Deputy Director of System Planning

Monstar Panjaitan Planning manager for Outside Java Region

1) PLN Wilayah Sulawesi Selatan (PLN 南スラウェシ支店)

Husaini Ali SE, MM, Manager Bidang Perencanaan

2) PLN Wilayah Sulluttenggo (PLN 北スラウェシ支店)

Saiin MT Manager, Planning Dept.

(3) 協同組合・中小企業省 (SMOC)

H.Sjachputra Assistance Dupty for Electricity and Miscellaneous Businesses,
Deputy for Production

(4) 国家開発計画庁 (BAPPENAS)

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

(5) 南スラウェシ州 Dinas Pertambangan Dan Energi (MEMR 南スラウェシ支局)

Ababukar Basiyid Director

(6) 北スラウェシ州 Dinas Pertambangan Dan Energi (MEMR 北スラウェシ支局)

J.V. Malonda Deputy Director

<日本国側>

(1) 国際協力銀行 (JBIC)

林谷 一郎 駐在員

(2) JICA インドネシア事務所

加藤 圭一 所 長

戸塚 真治 次 長

大原 克彦 企画調査員

Sulistyo Wardani 所 員

(3) JICA 専門家 (MEMR)

永井 雅彦 専門家

第2章 協議の概要

2-1 協議結果の概要

今回の調査を通じて確認した内容を協議議事録(M/M)としてまとめ、MEMR、PLNとの間で署名、交換した。確認した内容は以下のとおり。

(1) 本格調査の位置づけ

現在、MEMRは2005年の政令3号に基づき国家電力総合計画(RUKN)を20年間の電力開発の国家計画として毎年作成している。また、PLNもRUKNを受け、10年間の電力供給総合計画(RUPTL)を作成している。本格調査で作成するスラウェシ島の最適電源開発計画は、スラウェシ島に豊富に存在する水力や地熱といったローカルの1次エネルギーを最大限活用した計画とし、民間投資を含む開発資金手当て、投資促進政策等も含む総合的な計画とする。ここで作成された計画は、MEMRの作成する国家計画であるRUKN及びPLNの作成するRUPTLのスラウェシ島に関する計画となり、計画的な開発に活用される。また、本格調査を通じて計画作成に係る技術移転を調査の共同実施、技術移転セミナー、マニュアル作成を通じて行うことにより、継続的な国家計画の更新に本格調査の結果が活用されることになる。

(2) 電源開発計画の計画期間

要請では2020年までの計画策定が求められているが、上記のとおり、本格調査により作成される電源開発計画が20年を計画期間とする国家計画に使われること、また、本格調査を実施した際のファイナルレポートの提出時期が2007年末に予定されることから、本格調査で対象とする期間を2008年から2027年までの20年間とする。

(3) 本格調査の実施体制

本格調査のカウンターパート(C/P)機関は要請機関であるMEMRであり、MEMRがインドネシア国側の関係機関であるPLN本店、PLN各支店(北スラウェシ支店、南スラウェシ支店)、スラウェシ島の6州にあるDinas Pertambangan Dan Energi(DINAS)及び州開発計画庁(BEPEDA)との調整を行い、円滑に本格調査を実施する。実施体制を明確にするため、Steering Committee及びWorking GroupをMEMRが構成する。

1) Steering Committee

インドネシア国側の関係機関間の円滑な協力、調査進捗状況のモニタリングを行う目的でSteering CommitteeをMEMR、PLN、BAPPANASとJICAをメンバーとしてMEMRが設置し、定期的にMEMRが会議を主催する。

2) Working Group

調査を円滑に効率的に進めるため、また、関係者への技術移転を図るためMEMR、PLN、PLN支店、各州のDINAS、BAPPEDAをメンバーとするWorking GroupをMEMRが構成する。

(4) 調査内容の確認、修正

インドネシア国側から要請された内容について、対処方針に基づき、以下の各項目について内容を確認し、修正内容について合意した。

1) 地方電化の扱いについて

地方電化の実施体制について確認したところ、予算としては MEMR の予算、地方政府の予算、SMOC の予算があり、また、電化の方法としては、小水力、太陽光を使った独立電源を設置するもの、送電線の延長によるものがある。個別地点の電化プロジェクトは県レベルから組合等の組織の提案する電化プロジェクトが県、州政府を通じて SMOC、MEMR に提出され、それぞれ地点の調査を含む評価を実施して予算手当てができる範囲で設置している。このための予算は限られており、SMOC の設置する電源は年 2～4 か所程度である。また、送電線延長による電化は PLN により行われるが、基本的に経済的に成り立つ範囲で延長されることになる。

現状では地方電化には様々な関係機関、申請ルートがあり、しかもそのための予算も限られていることから仮に地方電化に関する調査を実施する場合は、体制の整備と予算の確保が必要である。また、現状、申請ベースで地点の評価を実施して、それに基づきローカルの技術で小水力等の独立電源を設置していることもあり、予算の確保、体制の整備ができれば独立電源の設置はある程度可能と考えられる。

したがって、本格調査では、スラウェシ島を対象とする電源開発計画を策定するなかで、送電線の延長範囲を経済性、政策等を勘案した基準に基づき決めていくことにより、送電線延長による地方電化範囲の計画策定をすることとし、独立電源による地方電化は調査スコープから外すこととする。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、将来に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。

2) 人材育成プログラムについて

要請における人材育成プログラムの対象者、内容を確認したところ、MEMR、PLN、PLN 支店、MEMR 支店、BAPPEDA における技術者が対象であり、内容としては半日程度の技術移転セミナーとのことだった。これを受け、調査団からは PLN 支店の存在するマカッサル、マナドにおける 2 回の技術移転セミナーの開催と、計画策定に関するマニュアルの作成を提案した。技術移転セミナーは必要であれば数日間の研修として実施することも考えられ、具体的な回数、内容、期間等については予備調査時に確認していきたい。また、本格調査の報告書の中でも組織、人材育成に係る提言も行うこととしている。技術移転セミナーに加えて、調査の内容の理解を広く促進するため調査期間中に 3 回のワークショップを開催することも調査団より提案した。

人材育成に関連して、インドネシア国側より日本での C/P 研修の実施の希望が出されたことから、この点についてもミニッツ (M/M) に記載することとし、持ち帰り検討することとした。

3) 中部スラウェシ州の扱いについて

中部スラウェシ州への調査団の派遣は、JICA インドネシア事務所における確認においてもやはり治安上の問題から基本的に州内には立ち入らないとのことであり、また、電源開発計画上也大きな需要が想定されないこと、中期的には 150 kV の送電線が通る見通しが無いことから、以前のスマトラにおける調査におけるアチェと同様、中部スラウェシ州内には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、M/M 上は、個別の州を現地調査から除外し、その理由が治安という書きぶりがインドネシア国側に受け入れられなかったことから、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た。

4) その他

調査団より現状のスラウェシ島における逼迫した電力需給に対する短期的な対応として既存の発電設備のリハビリ、リパワリング及び運用面での対策を含めることを提案し、合意を得た。

(5) 合意した詳細な調査内容

要請内容をベースに、上記(4)の確認・修正事項を踏まえて、調査内容を以下の項目とすることを双方合意した。ただし、本調査内容は予備調査における業務仕様書(S/W)協議で最終的に確定することとなる。

また、以下の調査のスケジュール(案)をM/Mに添付した。

I. 準備段階

(1) 既存資料の収集、整理、分析

調査対象地域における以下の項目について、資料・データ・関連報告書等を収集・整理し、分析を行う。

- 1) 電力関連法案
- 2) 電力部門組織・制度
- 3) 各州の社会・経済状況
- 4) 地域開発計画
- 5) 発電、電力供給及び送電状況
- 6) 電力料金及び体系
- 7) 電力供給施設の現状
- 8) 既往電力需要予測
- 9) 既往電源開発計画
- 10) スラウェシ島内外の電源賦存状況
- 11) 燃料価格の動向

(2) 現地実査

- 1) 各州の社会・経済状況及び地域開発の実態把握
- 2) 電力逼迫地域の現状把握
- 3) 電力供給施設の現状把握
- 4) 新規需要地及び Grid で延伸の可能性のある独立電源地域の確認
- 5) 既往調査による地点の内、有望地点の踏査・確認

II. 最適化段階

準備段階の調査結果に基づき、数案の電源開発計画を作成し、最適案を選定する。

(3) 既存の電源開発計画の見直し

- 1) 電力需要予測の見直し
- 2) 主要な経済政策、電力政策及び GDP 予測の見直し・検討
- 3) 電力向け主要エネルギー供給の見直し・検討
- 4) 環境及び社会配慮の見直し
- 5) 電源供給可能性の検討
- 6) 送電線延伸の見直し
- 7) 電力不足と対策の検証
- 8) 需要側及び供給側の管理対策
- 9) 既往電源開発計画の評価・見直し

- (4) 電源開発計画代替案の最適化
 - 1) 電源開発計画代替案の策定
 - 2) 代替案の最小費用比較シミュレーションの実施
 - 3) シミュレーション結果の検証
 - (5) 既設電源供給施設のリハビリ、**Repowering** による供給案
選定された最適案に既設電源供給施設のリハビリ、**Repowering** による供給案の優先度が高い場合につき、それらの具体化・資金計画等について検討する。
- III. 結論・提言段階
- (6) 最適電源開発計画の選択
 - (7) 最適電源開発計画に対する投資手続き及び奨励を含む財務面での提言
 - (8) 最適電源開発計画策定に係わる適切な組織・制度の提案
 - (9) 最適電源開発計画に係わる関連機関職員の人材育成の提言
- IV. 報告書
- 着手報告書、中間報告書、最終報告書案、最終報告書を作成する。
- V. ワークショップ及び人材育成セミナー

(6) Undertaking について

先方の取るべき措置として、本格調査実施時の C/P (Working Group 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ンドネシア国側で用意することを確認した。ただし、セミナー、ワークショップを開催する際の会場費、資料作成費等は JICA 調査団で負担することになる。

また、調査団が Working Group と調査業務を遂行するうえで必要な執務室は PLN 本社、スラウェシ島の支社において用意されることを確認した。

(7) 報告書について

本格調査で作成する最終報告書は、MEMR を通じて今回の調査に C/P として参加する各機関に配布することを確認した。これは、これまでの調査においていくつかの報告書が MEMR から他機関へ配布されていないことから、PLN の希望もあり記載したもので、現在 RUKN、RUPTL といった電力開発計画を MEMR、PLN が地方政府とも調整して作成していることから、最終報告書も地方政府機関を含め調査に参加した機関に広く配布することは重要といえる。

(8) 本格調査実施までのスケジュール

今回のプロジェクト形成調査の結果を日本政府関係者に報告し、採択となれば、その後予備調査、S/W 署名を経て本格調査は実施されることとなる。

2-2 団長所感

本調査団は、MEMR から要請のあった開発調査「スラウェシ島最適電源開発計画調査」について、関連する基礎情報を収集するとともに本格調査実施の妥当性、有効性を確認するため、MEMR 本省、PLN 本部、PLN 南スラウェシ支店及び DINAS をはじめとするインドネシア国側関係機関との協議を実施し、その結果を M/M に取りまとめ 2006 年 1 月 26 日に MEMR、PLN と署名交換を行った。以下、団長所感を報告する。

(1) 本調査の位置づけ

MEMRは本開発調査の内容をMEMRが毎年作成するRUKNの2005年度版は、2005年から2025年を対象とした計画)に反映することを想定しており、また PLN は本開発調査の内容を自らが作成している長期電力設備計画(10年間)であるRUPTLに反映する予定であり、国家レベルの計画及び最大の国有電力事業権保持者の長期計画に反映される最適電源開発計画の策定支援のインパクトは大きい。また、JICAとしての重点支援地域である東部インドネシア地域の中心であるスラウェシ島を対象に、最適電源開発計画の協力を実施する意義は高い。したがって、本案件については可能な限り早期に案件採択をして、2007年度案件として実施することが望ましい。

なお、今回のプロジェクト形成調査の結果により仮に本開発調査案件が採択された場合、本格調査は2006年9月または10月から15か月間程度の期間で実施することを想定しているが、前記調査スケジュールを考えると、本開発調査の最終的な結果は2008年度版RUKNに反映されることとなるため、開発調査の電源開発計画の検討期間も同様に2008年から2027年の20年間とすることでインドネシア国側と合意した。

(2) 本調査の実施体制

2004年12月に新電力事業法(法令2002年20号)が違憲判決を受け無効になった結果、現状の電力事業は旧電力事業法(法令1985年15号)及び電力供給と使用に関する政令1989年10号の変更に係る政令(2005年3号)に基づき実施されている。具体的には、PLNをはじめとする電力事業権限保持者は、事業実施にあたっては、MEMRが地方の意見を参考に作成するRUKNを指針として電力供給事業計画〔PLNの場合は電力供給総合計画(RUPTL)。10年間の計画〕を作成し、その計画についてMEMRの承認を受ける必要がある。

今回の開発調査の内容がRUKNやRUPTLに反映される位置づけのものである点、スラウェシ島という地方(外島)が対象になるという点から、開発調査実施時には主なC/P機関と想定されるMEMR、PLN本社のみならず、DINAS(MEMR地方支局)、PLNスラウェシ支店、BAPPEDAなどの地方の関係機関の協力が不可欠と思われる。そのため付属資料1. ミニッツのとおり、中央を中心として開発調査全般にわたる事項を協議、決定する場としてのSteering Committeeと地方も含め実際の作業を実施していく場としてのWorking Groupを設置し、その取りまとめ役としてMEMRを任命することでインドネシア国側と合意した。

上記のとおり、インドネシア国側関係機関が多岐にわたることもあり、Steering Committeeレベル、Working Groupレベル双方において、取りまとめ役としてMEMRの役割は重要であり、開発調査の実施に向けてはMEMRの主体者意識の維持が実施体制上の大きなポイントであると思われる。

(3) 予算措置

インドネシア国側の予算措置に関しては、特にセミナーやワークショップへの参加に係る費用(旅費、宿泊費など)について、上記2項の関係機関がそれぞれ予算措置をすることになる。インドネシア国側の予算年度が1月から12月であるため、2007年の調査に関連する予算については、来年に向けて予算措置をするようインドネシア国側に申し入れ、インドネシア国側から善処するとの回答を得た。今後引き続き予算確保状況の確認に努めるとともに、関係機関、特に地方の機関については予算状況が厳しいという現状もあり、セミナー会場借り上げ費などJICA側で

負担可能な費目については JICA 側での費用負担も検討すべきであると思われる。

(4) 電源開発計画の具体的な事業化に向けた融資機関との連携

本開発調査は、スラウェシ島の最適電源開発計画の策定支援が主な内容となるが、その最終的な目的は、単に計画が立案されるということではなく、策定された計画に従って適切に電源開発が実施され、安定的な電力供給が実現し逼迫した電力需給状況が改善することにより、結果としてスラウェシ島における産業振興や地域間格差の是正に寄与するというものである。

上記実現のためにも、計画の策定だけでなく事業化への目処を考えつつ調査を実施していくことが重要であり、事業化へ向けて JBIC、ADB などの融資機関との連携が不可欠である。特に、本開発調査内容に含むこととした既存発電設備のリハビリテーションやリパワリング計画については、調査の結果これらの計画が逼迫したスラウェシ島の電力需給状況に対して効果的ということになれば、既にインドネシア国の電力設備の運用改善用に割り当てられている JBIC クレジットラインを適用することにより比較的短期間での事業化の可能性があるため、短期的な電力需給対策として有効であり、JBIC と連携を強めることが重要と考えられる。また、本開発調査における経済、技術、社会環境などの側面からの評価により、優先度が高いと判断された新規電源開発事業などについても、本格調査終了後の事業化に向けスムーズに次の段階に移れるように、従来にもまして関係者との連携を強めていく必要がある。

以上のように、本格調査の初期段階から短期的事業化と中長期的事業化の可能性に向けて、JBIC 他融資機関との協議を実施していくことが不可欠である。

(5) スラウェシ島における地域開発計画との連携

本開発調査はインドネシア国における重点支援地域である東部インドネシア地域の一つであるスラウェシ島を対象に実施するものであり、その実施にあたっては、現在 JICA が実施中の南スラウェシ州地域開発プログラムにおける地域開発計画の進展、及びその他の各州政府が進める地域開発プロジェクトの進展による電力需要増を考慮した電源開発計画を策定するとともに、現在実施中の南スラウェシ州マミナサタ広域都市圏総合計画調査や今後実施予定の東部インドネシアを対象とした地域開発プロジェクトなど、当該地域の包括的開発プロジェクトの全体的な方向性と今回の対象である最適電源開発計画の方向性が軌を一にすることが重要となる。

そのため、ジャカルタの JICA インドネシア事務所はもちろんのこと、JICA マカッサルフィールドオフィスも含め、関係者間の緊密な連携を図ったうえで、本開発調査を実施することが不可欠であると思われる。

(6) 独立電源（オフグリッド）による地方電化

インドネシア国側の要請書には、最適電源開発計画策定の中で、地方電化計画の策定が求められている。電化は送電線の延長による電化と独立電源による電化の大きく2つに分けることができるが、現状では特に PLN が運営する系統から離れた独立電源による地方電化については、MEMR、PLN、SMOC、地方政府など関係者が多数存在している一方、その実施主体が必ずしも明確ではない。独立電源による電化は送電線の延長による電化とは調査内容も大きく異なり、またスラウェシ島の包括的電源計画（マスタープラン）の策定という今回の開発調査の主旨からも、本開発調査は送電線の延長による地方電化に焦点を絞ることとし、独立電源による電化は対象外

にすることとした。

一方で、送電線の延長による電化が期待できない地域については、送電線による電化地域に比べ貧困の度合は高いと考えられ、上記5項のとおり現在重点的に進められているスラウェシ島を含めた東部インドネシア地域開発のキーワードの一つである「貧困削減」という点からは、貧困削減を達成する手段としての独立電源による電化についても重要な課題であると考えられる。この点については、現在実施中の地域開発プログラムなどにより、独立電源による電化が喫緊の課題であることが判明し、JICA インドネシア事務所をはじめとした現地として優先度が高い分野であり、かつインドネシア国側の実施主体が明確になるのであれば、この分野に関する協力の意義はあると思われるため、想定される協力内容の規模からも、別途新規の開発調査などによる協力事業の実施可能性を検討することも考えられる。

(7) 中部スラウェシ州の取り扱い

本調査団派遣前の調査対処方針では、中部スラウェシ州については、治安面から日本人の立ち入りが原則できないこと、及びスラウェシ島は南北に電源系統が分断されており、中部スラウェシ州には電源系統が存在しないため送電線の延長を想定した電化地域からはずれることから、本開発調査の調査対象から除外することも検討項目としてあげられていた。

しかしながら、インドネシア国側との協議の結果、包括的な電源開発計画はスラウェシ本島全体を対象にして検討されるべきものであること、中部スラウェシ州は電力供給という面からみると水力や地熱など一次エネルギーのポテンシャルが高いという点、また分断されている南北電源系統の連系を検討する際は中部地域も関係してくるという点などから、既存のデータ、収集情報に基づいた机上検討や現地コンサルタントの活用等により、中部スラウェシ州も含め計画を策定することでインドネシア国側と合意した。

いずれにしても本格調査開始時には、JICA インドネシア事務所やマカッサルフィールドオフィスなどの関係者と緊密に連絡を取り合い、常に最新の治安状況を確認したうえで、調査を実施することが肝要であり、この点の徹底を図っていく必要がある。

第3章 スラウェシ島の電力事情

3-1 スラウェシ島の概要

植民地時代は「セレベス」と呼ばれていたスラウェシ島は、インドネシア国4位（世界では11番目）の大きさの島で、東はマルク諸島、西はボルネオ、南はフローレス及びティモール諸島、北はフィリピン（ミンダナオ島）に囲まれている。

島の面積は本島で約17.5万km²、外島を含めると約19万km²であるが、4つの半島部によって形作られる複雑怪奇な地形はK字型に例えられ、島の周辺はヒマラヤ造山帯と環太平洋造山帯の地球を覆う表皮のしわ取り個所であるため、島はねじられて変形し海岸線は非常に長い。また、島の中央部は急峻な山地となっているため、島の半島部は伝統的に互いに遠隔の地であり、陸路より海路によるつながりをもっていた。

島内には11の活火山があり、北スラウェシ半島に集中している。島全体は急峻な山岳地形で平地は少なく、最高峰ランテマリオ（Rantemario）山は火山ではないが標高3,455mであり、3,000m級の稜線が5kmも続いている。南スラウェシ半島と北スラウェシ半島を除くと、概して地形は急峻であり、地味はやせ、農業生産力は低い。

（1）行政及び行政区域

スラウェシ島の歴史において全島の統一政権が生じたのはオランダによる植民地支配であり、それを引き継いだインドネシア国によってである。人口ではジャワ島、スマトラ島に続く第三の島であるにもかかわらず、中央政権からは遠ざかっていた。しかし、スハルト大統領の後任にハビビ大統領（1998～1999年）が就任し、初めてのスラウェシ島出身の大統領が出た。

現在スラウェシ地域は、2004年に新しく南スラウェシ州から分離した西スラウェシ州を含め北スラウェシ州、中部スラウェシ州、ゴロンタロ州、東南スラウェシ州の6州があり、大きな都市は南西部のマカッサル及び北端のマナドである。マカッサルは人口120万人とインドネシア7番目の大都市で南スラウェシ州の州都であるのみならず、東インドネシアの中心都市として人と物の流れはマカッサルを経由する。マナド（Manado）はスラウェシ島のミナハサ（Minahasa）半島の先端のセレベス海側にあり、人口35万人のよい港湾に恵まれた商業都市で植民地時代に拓かれた町である。また、ミナハサ半島のモルッカ海側には天然の良港であるビトゥン（Bitung）港があり、周辺地域に企業を誘致し自由貿易港として計画されていたが、進捗は捗々しくないようである。首都ジャカルタからみるとマナドはインドネシア国の辺境の位置になるが、その地理的な位置から国境を越えたフィリピンのダバオ、マレーシア・サバ州のコタ・キナバルと結んだトライアングル交易ゾーンの拠点となっていた。図3-1にスラウェシ島の各州と県（Kabupaten）位置を示す。

（2）民族

島の地形がねじれて複雑であるように、そこに住む民族構成も多岐多様である。島の民族の数は40～50にも達するといわれる。海岸部には港を拠点に移住してきたイスラム教徒のブギス人やブトン人が多いが、古くからの民族は外部勢力からの侵略を逃れるため山中に逃げ込み、多くはキリスト教に改宗している。なかにはワナ族のような未開の民族もいる。

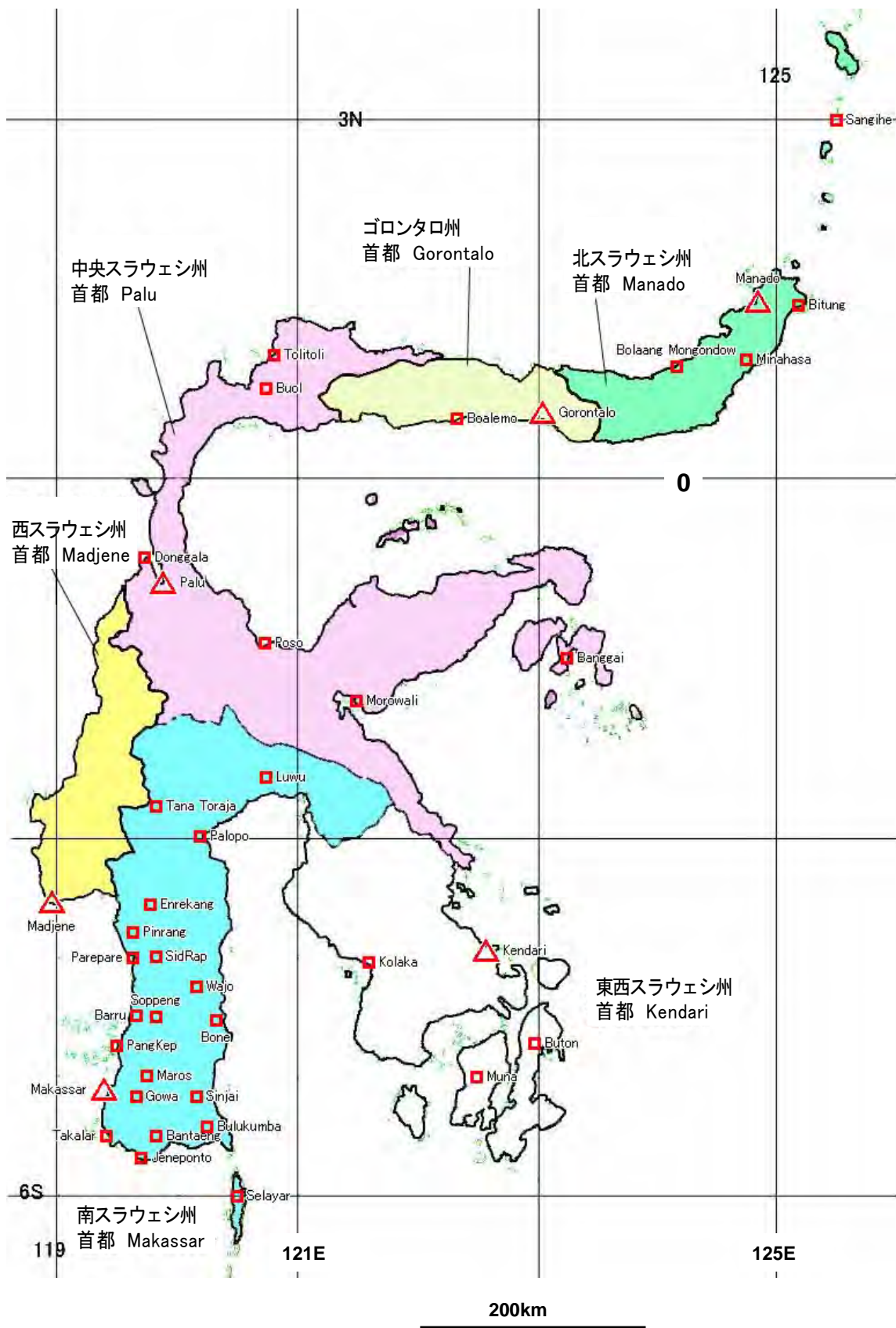


図 3 - 1 スラウェシ島各州区分図

半島であっても稜線の北側と南側には各々別個の民族が陣取り、海路で対岸との関係はあるが、陸で背中合せの住民との間は没交渉というのがスラウエシの民族のあり方である。山中にトラジャ人の居住する桃源郷のようなところもあるが、島全般に過疎であることから中部や東部では移住政策によって移住してきたジャワ人やバリ人が目立つようになった。

現在は、南スラウエシ半島の南端にマカッサル人、東側にプギス人、付け根部分の西側にマンダル人、付け根部分の山岳部にトラジャ人というのがおよその民族の住み分けである。

(3) 宗教

道路ができるまでは海だけで外部世界と接触していたので、港は独自の文化を保持していた。例えば、北スラウエシ半島の先端のミナハサ地方はキリスト教であり、同じ半島中央部のゴロンタロ地方はイスラム教である。

(4) 交易

実質的には各地域が近隣諸島との海上交易を中心にした個別の経済圏を構成している。島の西側はカリマンタン島と、北側ではマルク諸島やフィリピン方面と、南部ではヌサ・トゥンガラ諸島とのつながりが大きい。

(5) 交通

住民の意識は、陸としての連帯感はあるしておらず、一つの島というより全く別の島が地形上たまたまつながっているという感覚である。島の大半が急峻な山岳地形であり、陸上交通のインフラは貧弱である。スラウエシ島が道路によってマカッサルからマナドまで縦断してつながったのは比較的最近のことである。

〔出典：大槻重之著「インドネシア専科」 (<http://www.jttk.zaq.ne.jp/bachw308/index.html>) より抜粋・修正〕

3-2 電力需給状況

3-2-1 電力供給組織の概要

スラウエシ島の電力供給は、国営電力公社である PLN の2つの支店によって実施されている。北部地域の北スラウエシ州、中部スラウエシ州及びゴロンタロ州の3州は、PLN 北スラウエシ支店として一つのサービス地域にまとめられている。一方、南部地域の南スラウエシ州、東南スラウエシ州及び西スラウエシ州の3州は、PLN 南スラウエシ支店として一つのサービス地域にまとめられている。

PLN 以外には、いくつかの独立電気事業者 (IPP) による商業用発電施設、自家用発電施設があるほか、既設送配電線より遠く離れた地域など将来においても商業用電源による電化が期待できない地域も多く存在するため、SMOC による小水力発電事業が実施されている。

3-2-2 北部地域

北部地域の2004年の最大電力は242 MW、発電電力量は1,125 GWh、電化率は47.1%であった。負荷の60%程度が70 kV、150 kV 送電網を通じてミナハサ電力システムにより供給されており、

残りを Suluttenggo 地域に存在する独立電源が供給している。2004 年の販売電力量は 553 GWh で、その内訳は家庭用が 325.9 GWh (59%)、商業用 108.4 GWh (20%)、産業用 63.1 GWh (11%)、公共用 55.9 GWh (10%)であった。各支所の最大電力をまとめ表 3-1 に示す。

表 3-1 PLN北スラウェシ支店各支所の最大電力

| 支所名 | 最大電力(MW) | | | | |
|---------------|----------|--------|--------|--------|--------|
| | 2000年 | 2001年 | 2002年 | 2003年 | 2004年 |
| Minahasa 支所 | 88.65 | 96.45 | 102.15 | 106.20 | 110.50 |
| Manado 支所 | 0.91 | 0.68 | 0.73 | 0.72 | 0.76 |
| Kotamobagu 支所 | 13.05 | 12.37 | 17.51 | 17.50 | 15.31 |
| Tahuna 支所 | 9.15 | 10.23 | 10.72 | 10.09 | 10.22 |
| Gorontalo 支所 | 22.96 | 25.45 | 25.99 | 26.09 | 26.84 |
| Palu 支所 | 58.25 | 52.82 | 56.64 | 58.53 | 52.00 |
| Luwuk 支所 | — | 10.88 | 11.59 | 12.82 | 13.80 |
| Toli-toli 支所 | — | — | — | — | 12.60 |
| 計 | 192.97 | 208.88 | 225.33 | 231.95 | 242.03 |

出典：PLN北スラウェシ支店統計書

需給面ではゴロンタロ州が電力供給危機指定地区になっているが、現在、IPP による商業用発電施設の完成が間近である。ミナハサ電力系統では、定常負荷に対し地熱及び水力発電で賄い、ピーク負荷時にはディーゼルで対応している。

3-2-3 南部地域

南部地域の 2004 年の最大電力は 490 MW、発電電力量は 2,485 GWh、電化率は 53.8%であった。負荷の 85%程度が 150 kV 送電網を通じてマカッサル電力系統から供給され、残りは Sulseitra 地域の独立電源が供給している。2004 年の販売電力量は 2,066 GWh で、その内訳は家庭用が 1,094.4 GWh (52.7%)、商業用 266.6 GWh (12.9%)、産業用 528.8 GWh (25.5%)、公共用 183.3 GWh (8.8%)であった。

需給面では南スラウェシ州は電力供給危機指定地区になっており、設備容量で 50MW が不足している。2時間のみの計画給電が各地域に順繰りに適用され、省エネルギープログラムも実施されている。また、6万3,000件(102.4MVA相当)の需要が waiting list に載っているが設備拡充が追いつかない状況である。また、支店内に2つのセメント工場があり、ここが大口消費者となっている。

以上、スラウェシの北部及び南部地域の 2004 年の電力供給状況をまとめ表 3-2 に示す。

表 3-2 スラウェシ島北部及び南部地域の電力供給状況(2004年)

| 地域 (単位) | 最大電力 MW | 発電電力量 GWh | 電化率 % | 販売電力量 GWh (%) | 家庭用 | 商業用 | 産業用 | 公共用 |
|------------|------------|--------------|----------|------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|
| | | | | | (内訳) | | | |
| 北部 | 242 | 1,124.9 | 47.1 | 553.2 (100%) | 325.9 (59.0%) | 108.4 (20.0%) | 63.1 (11.0%) | 55.9 (10.0%) |
| 南部 | 490 | 2,485.0 | 53.8 | 2,066.0 | 1,094.4 (52.7%) | 266.6 (12.9%) | 528.8 (25.5%) | 183.3 (8.8%) |

出典：RUKN・和訳版より抜粋

表 3-2 より、南部地域の販売電力量は発電電力量の約 83%であるのに比べ、北部地域の場合

は約半分となっており、独立電源が多いためか発電効率が低くなっている。また、販売電力量の内訳では、家庭用、公共用の占める割合は大きな差はないが、商業用では北部地域が、産業用では南部地域の割合が高くなっている。

3-3 電力設備

3-3-1 北部地域

(1) 発電設備

PLN 北スラウェシ支店の 2004 年 12 月末の設備容量は、389.75 MW で 433 か所の発電施設がある。このほか、リースによる発電施設が 42 か所あり、これらの内訳は以下のとおりである。

表 3-3 PLN 北スラウェシ支店の発電施設(2004 年)

| | ディーゼル | 水力/小水力 | 地熱 | PLN 支店合計 | リース | 全体(リース含む) | |
|----------|--------|--------|-------|----------|-------|-----------|---------|
| 施設数 | 416 | 16 | 1 | 433 | 42 | 475 | |
| 設備容量(MW) | 261.05 | 60.60 | 20.00 | 341.65 | 48.10 | 389.75 | |
| 発電電力量 | GWh | 466.7 | 256.0 | 158.3 | 881.0 | 244.0 | 1,125.0 |
| | % | 41.5 | 22.8 | 14.1 | 78.3 | 21.7 | 100.0 |

出典：PLN 北スラウェシ支店統計書

発電設備は地熱、水力、ディーゼル等で比較的小規模な施設が多く、北スラウェシ州を除き供給地域が独立・分散し、夜間の電灯需要が多いことから、小規模ディーゼルを数多く使用しているためコストの高い電力となっている。運転している発電施設の支所別の設備容量は以下のとおりである。

表 3-4 PLN 北スラウェシ支店の支所別発電施設(2004 年)

| 支所名 | 設備容量(MW) | | | | |
|---------------|----------|--------|--------|--------|--------|
| | 2000 年 | 2001 年 | 2002 年 | 2003 年 | 2004 年 |
| Minahasa 支店 | 118.26 | 138.26 | 153.19 | 172.42 | 159.54 |
| Manado 支所 | 1.89 | 1.93 | 1.97 | 1.58 | 2.15 |
| Kotamobagu 支所 | 17.63 | 17.70 | 24.21 | 29.35 | 24.05 |
| Tahuna 支所 | 14.83 | 18.07 | 20.35 | 22.24 | 23.86 |
| Gorontalo 支所 | 37.48 | 34.82 | 36.99 | 49.10 | 51.56 |
| Palu 支所 | 96.02 | 83.91 | 84.44 | 99.11 | 86.17 |
| Luwuk 支所 | — | 15.98 | 17.48 | 19.80 | 20.43 |
| Toli-toli 支所 | — | — | — | — | 21.99 |
| 計 | 286.11 | 310.67 | 338.62 | 393.60 | 389.75 |

出典：PLN 北スラウェシ支店統計書

(2) 地熱発電設備

ミナハサ地区は有名な火山地帯であり、以前から地熱の存在が確認されていたが、国営石油公社 PT Pertamina (以下、「Pertamina」と記す)がミナハサ地区に 2 本の地熱井を開発したため、地熱発電が可能になった。ラヘンドン地熱発電所は I 期 20 MW (発電設備はフランス融資)が運転中であり、II 期 20 MW (2007 年 6 月運転開始予定、ADB 融資建設開始)、III 及び IV 期各 20 MW (III 期 2008 年運転予定、IV 期 2009 年運転予定、共に JBIC 融資)である。蒸気供給に関しては地熱井工事を含め既設も将来もすべて Pertamina の自己資金である。

(3) 水力発電設備

PLN 北スラウェシ支店管内には7か所の水力発電所(総設備容量：51.380 MW)、12か所のマイクロ水力発電所(総設備容量：9.460 MW)がある。

ADB 融資の Poigar 2 水力発電所(出力 30.0 MW、年間発電電力量 152.0 GWh)は2009年6月の完成予定である。

(4) ディーゼル発電設備

支店管内のディーゼル発電設備は416か所(総設備容量：261.05 MW)で、独立電源が多いため小規模な発電機が多い。また、前述のようにリースによるディーゼル発電施設が42か所あり、総設備容量 48.10 MW、総発電電力量 244.0 GWh で全体の発電電力量の 21.7%を占めている。

(5) 送配電設備

ミナハサ電力系統には150kV、70kV及び30kVの送電線があり、その送電距離は順に77km、162km及び0.4kmとなっている。また、各支所の中圧及び低圧の送配電線の延長をまとめ表3-5に示す。

表3-5 PLN 北スラウェシ支店の支所別送配電線距離(2004年)

| 州名 | 支所名 | (送配電線距離 km) | | |
|----------|---------------|-------------|-------|-----------|
| | | 20 kV | 6 kV | 220/380 V |
| 北スラウェシ州 | Manado 支所 | 1,574.4 | — | 1,567.5 |
| | Kotamobagu 支所 | 848.1 | — | 481.7 |
| | Tahuna 支所 | 578.1 | 123.9 | 526.0 |
| | 小計 | 3,000.6 | 123.9 | 2,575.2 |
| ゴロンタロ州 | Gorontalo 支所 | 1,246.2 | — | 1,673.0 |
| | 小計 | 1,246.2 | — | 1,673.0 |
| 中部スラウェシ州 | Palu 支所 | 2,552.5 | — | 1,988.0 |
| | Luwuk 支所 | 1,164.2 | — | 981.1 |
| | Toli-toli 支所 | 1,020.1 | — | 738.1 |
| | 小計 | 4,736.8 | | 3,707.2 |
| 計 | 計 | 8,983.6 | 123.9 | 7,955.4 |

出典：PLN 北スラウェシ支店統計書

3-3-2 南部地域

(1) 発電設備

2004年12月末における PLN 南スラウェシ支店、IPP 及び自家用の発電施設の設備容量は 690.58 MW である。発電設備は水力、ディーゼル、ガス、石炭等であるがこれらを取りまとめ表3-6に示す。

表3-6 スラウェシ島南部地域の発電施設(2004年)

| 事業者 | PLN 南スラウェシ支店 | | | | | IPP 及び自家用発電施設 | | | | | 合計 |
|-----------|--------------|-------|--------|--------|---------|---------------|-------|---------|------|---------|---------|
| | ディーゼル | 石炭 | ガス | 水力 | 小計 | ディーゼル | 石炭 | ガス | 水力 | 小計 | |
| 発電機数 | 349 | 2 | 5 | 7 | 363 | 9 | 1 | 2 | 1 | 13 | 376 |
| 設備容量 (MW) | 208.44 | 25.00 | 122.72 | 129.22 | 485.38 | 65.20 | 50.00 | 85.00 | 5.00 | 205.20 | 690.58 |
| GWh | 373.9 | 20.8 | 131.1 | 786.8 | 1,312.6 | 244.4 | - | 1,003.0 | 37.3 | 1,284.7 | 2,597.3 |
| % | 14.4 | 0.8 | 5.0 | 30.3 | 50.5 | 9.4 | - | 38.6 | 1.4 | 49.5 | 100.0 |

注：GWh = 発電電力量、% = 全発電電力量に対する割合。全発電電力量は前出の数値と若干、相違している

出典：PLN 南スラウェシ支店年次報告書

表3-6より、PLNの設備容量はIPP及び自家用の発電施設の2倍以上あるにもかかわらず、発電電力量は全体の約半分であり、施設の効率は悪い状況にある。発電施設のPLN支所別、IPP及び自家用の設備容量、有効出力及び発電電力量は以下のとおりである。

表3-7 スラウェシ島南部地域発電施設の設備容量、有効出力及び発電電力量(2004年)

| 事業者 区分 | 系統/支部等 区分 | 発電 形態 | 機数 | 設備容量 | 有効出力 | | 発電電力量 | |
|----------------|--------------------|---------------------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| | | | | MW | MW | % | GWh | % |
| PLN | Sulsel 系統 | PLTA | 5 | 127.62 | 118.17 | 92.6 | 778.3 | 30.0 |
| | | PLTU | 2 | 25.00 | 18.50 | 74.0 | 20.8 | 0.8 |
| | | PLTG | 5 | 122.72 | 93.00 | 75.8 | 131.1 | 5.0 |
| | | PLTD | 37 | 78.57 | 46.78 | 59.5 | 60.6 | 1.2 |
| | 小計 | | 49 | 353.91 | 276.45 | 78.1 | 990.8 | 38.1 |
| | Kendari 系統 | PLTD | 10 | 26.38 | 23.50 | 89.1 | 81.9 | 3.2 |
| | PJB II Lapulu | PLTD | 5 | 14.30 | 9.60 | 67.1 | 54.6 | 2.1 |
| | 小計 | | 15 | 40.68 | 33.10 | 81.4 | 136.5 | 5.3 |
| | Palopo 系統 | PLTD | 19 | 26.27 | 16.22 | 61.7 | 61.8 | 2.4 |
| | Kolaka 系統 | PLTD | 11 | 10.67 | 7.16 | 67.1 | 30.4 | 1.2 |
| | Wangi-Wangi 系統 | PLTD | 13 | 3.82 | 1.68 | 44.0 | 4.6 | 0.2 |
| | Raha 系統 | PLTD | 16 | 10.33 | 4.59 | 44.4 | 18.5 | 0.7 |
| | Bau-Bau 系統 | PLTA | 2 | 1.60 | 1.46 | 91.3 | 8.5 | 0.3 |
| | | PLTD | 11 | 10.49 | 6.76 | 64.4 | 28.3 | 1.1 |
| | Selayar 系統 | PLTD | 12 | 6.60 | 2.90 | 43.9 | 8.9 | 0.3 |
| | Makassar 支所 | PLTD | 26 | 2.03 | 1.39 | 68.5 | 1.7 | 0.1 |
| | Pare-Pare 支所 | PLTD | 1 | 0.54 | — | — | — | — |
| | Watampone 支所 | PLTD | 4 | 0.21 | 0.21 | 100.0 | 0.1 | 0.0 |
| | Pinrang 支所 | PLTD | 40 | 3.51 | 2.25 | 64.1 | 3.1 | 0.1 |
| | Bulukumba 支所 | PLTD | 22 | 1.90 | 1.03 | 54.2 | 1.0 | 0.0 |
| | Palopo 支所 | PLTD | 13 | 0.79 | 0.71 | 89.9 | 0.2 | 0.0 |
| | Kendari 支所 | PLTD | 55 | 7.64 | 5.65 | 74.0 | 12.0 | 0.5 |
| | Bau-Bau 支所 | PLTD | 54 | 4.40 | 3.17 | 72.0 | 6.1 | 0.2 |
| | 小計 | | 299 | 90.80 | 55.18 | 60.8 | 185.2 | 7.1 |
| | PLN 合計 | | 363 | 485.39 | 364.73 | 75.1 | 1,312.5 | 50.5 |
| | IPP (Sulsel 系統) | PT. Energi Sengkang | PLTG | 2 | 85.00 | 85.00 | 100.0 | 1,003.0 |
| PLTU | | | 1 | 50.00 | 50.00 | 100.0 | — | — |
| PT. MP. Suppa | | PLTD | 6 | 62.20 | 62.20 | 100.0 | 231.7 | 8.9 |
| 小計 | | | 9 | 197.20 | 197.20 | 100.0 | 1,234.7 | 47.5 |
| Captive | PT. INCO | PLTA | 1 | 5.00 | 5.00 | 100.0 | 37.3 | 1.4 |
| | PT. DINAR SEMESTA | PLTD | 3 | 3.00 | 2.34 | 78.0 | 12.8 | 0.5 |
| | 小計 | | 4 | 8.00 | 7.34 | 91.8 | 50.1 | 1.9 |
| IPP+Captive 合計 | | 13 | 205.20 | 204.54 | 99.7 | 1,284.8 | 49.5 | |
| 合計 | | 376 | 690.59 | 569.27 | 82.4 | 2,597.3 | 100.0 | |

出典：PLN南スラウェシ支店年次報告書

(2) 水力発電設備

南部地域の水力発電設備は前述のように PLN 南スラウェシ支店に属する施設(設備容量計：129.22 MW)と自家用発電施設(PT. INCO、設備容量：5.00 MW)の2種類に分けられる。南スラウェシ支店の施設は Sulsel 系統(設備容量計：127.62 MW)と Bau-Bau 系統(設備容量計：1.60 MW)にあり、これらのなかで最も大きな施設はパレパレ市北方約 60 km (道程約 100 km)の位置にあるバカル水力発電所(Sulsel 系統)で、設備容量は 63MW×2基=126MW。発電所内には 70MW×2基の増設スペースが手当てしてある。運開は 1991年5月で施設諸元は表3-8のとおり。

表 3-8 バカル水力発電所諸元

| 部位 | 諸元等 |
|----------|--|
| ダム | 重力式コンクリートダム |
| 取水ゲート | 45 m ³ /s (川崎重工製) |
| 導水路 | 鉄筋コンクリート、延長約 6 km |
| 水圧鉄管 | 1,698 m 長 (台湾製) |
| 主機 | 63 MW 水車発電機×2 基 |
| 水車 | 縦軸フランシス型 (東芝製) 最大出力 65.73 MW×2 基、500 rpm、最高落差 320.6 m、流量各 22.5 m ³ /s |
| 発電機 | 縦軸同期発電機 (明電舎製) 最大容量 70 MVA×2 基、500 rpm、50 Hz、11 kV |
| 中央制御・表示盤 | 増設 2 台分も含め設置済 (東芝製) |
| 主変圧器 | 70 MVA×2、50 Hz、11 kV/150 kV (韓国 Hyundai 製) |

また、11 月～1 月の豊水期には 2 基の発電機が稼働し定常負荷を賄うが、2 月～10 月の乾期には 1 基のみ定常運転し、残り 1 基はピーク時に合わせ運転する。

JBIC の融資を受けて建設中のビリビリ水力発電所(20 MW、10 MW×2 基)は、2005 年末に運開の予定であったが、湛水池内の地滑りなどにより遅れている。

(3) IPP による商業用発電施設

PT.Energi Sengkang は 2 基のガスタービン(85 MW)と 1 基の蒸気タービン(50 MW)を有し、年間を通じ Sulsel 系統に安定した電力を供給する定常負荷発電所となっている。

一方、PT. MAKASSAR POWER (以下、「PT.MP. Suppa」と記す。62.20 MW)は 6 基の重油(MFO) 焚きディーゼル発電施設で、乾期には定常負荷を賄うが、雨期にはバカル水力が定常負荷運転となるため、ピーク時に合わせて運転される。燃料費の高騰と供給困難のため、ガス転換が計画されている。このため Sengkang からのガスパイプラインの敷設(約 75 km)が必要とされている。また、Tello 火力発電所(25 MW)の蒸気タービンを Suppa に移設して、Suppa のディーゼル施設をテロに移設する計画もある (Tello は最大需要地のマカッサルに近いためディーゼルのスタンバイした場合、送電時間が短くなる)。

(4) ディーゼル発電設備

支店管内のディーゼル発電設備は 349 基(総設備容量: 208.44 MW)で、独立電源が多いため小規模な発電機が多い。これらの発電機は、設備容量で全体の 3 割を占めるにもかかわらず発電電力量で約 15%程度であり、機器の老朽化が激しく、維持・管理費が高くなっている。また、前述のように IPP の PT. MP. Suppa (62.20 MW)のほか、自家発電施設の PT. DINAR SEMESTA の施設(3.00 MW)がある。

(5) 送配電設備

南部地域の送電線は主に南スラウェシ州の西海岸に集中しており、その延長は 150 kV: 967 km、70 kV: 150.7 km 及び 30 kV: 11.2 km となっている(2004 年 12 月末)。主要配電線は 20 kV、13.8 kV 及び 6.3 kV である。

また、電源開発予定に応じ、現在の送電線(150 kV: 現時点で最高)を 275 kV にする計画があり、予備的検討をしている。

3-4 実施体制

3-4-1 MEMR

MEMR 電力エネルギー総局が、州レベルの組織 DINAS (MEMR 支局) 及び PLN を管轄し、情報も収集・管理する。

3-4-2 PLN

PLN の組織は図 3-2 のとおりである。

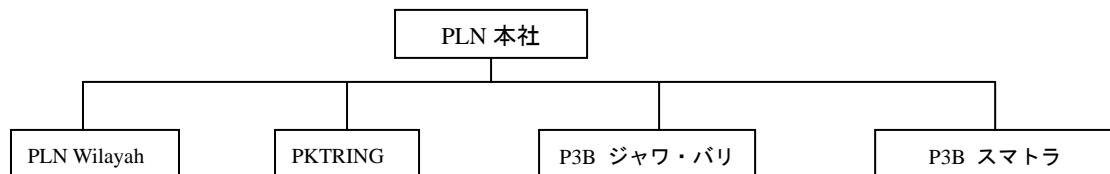


図 3-2 PLN 組織の概要

PKTRING は PLN の建設部門で、スラウェシ地域は、スラウェシ全島とマルク諸島等も管轄している。

3-4-3 PLN 北スラウェシ支店

PLN 北スラウェシ支店は計画、実施、営業、財務、人事・管理の 5 部門に分かれている。実施機関として 3 州に 7 か所の支所があり、この他 Minahasa Sektor (発電部門)、AP2B (中央指令所) がある。

- (1) Minahasa Sektor、AP2B 及び Manado 支所は、Manado 市、Bitung 市、ミナハザ地区、Kotamobagu 支所 (Bolaang Mongondow 地区をカバー) 及び Tahuna 支所 (Sangihe 諸島及び Talaud 諸島から成る島嶼部をカバー) の発電、送配電線を担当している。
- (2) 中部スラウェシ州には 3 つの支所がある。Palu 支所は Palu 市、Donggala、Poso、Morowali を、Toli-toli 支所は Toli-toli 及び Buol 地区を、Luwuk 支所は Banggai 及びその島嶼部に電力を供給している。
- (3) ゴロンタロ州ではゴロンタロ支所により、ゴロンタロ市、Gorontalo Balemo、Pohuwoto、Bone Bolango に電力を供給している。

3-4-4 PLN 南スラウェシ支店

PLN 南スラウェシ支店の役割は、20 kV 以下の送配電網の計画、設置 (20 kV 以上は PKTRING が担当している)、顧客への窓口業務、電力需要予測、年次計画 (RKAP) の作成がある。また、管轄地域内の顧客対応をする 8 つの支所と、セクター部門として、Tello 火力と Bakarlu 水力の発電所部門、中央指令所 (AP2B)、配電管理部門 (APD) がある。

- (1) 南スラウェシ州には 6 つの支所がある。マカッサル支所、パレパレ支所、Watampone 支所、

Pinrang 支所、Bulukumba 支所及び Palopo 支所で各地域に電力を供給している。

(2) 東南スラウェシ州には Kendari 支所及び島嶼部の Bau-Bau 支所の 2つの支所があり、各地域に電力を供給している。

(3) 西スラウェシ州の町 Majene(州都)まで 150 kV の送電線がつながっている。

3-4-5 地方政府

各州に MEMR の州レベルの組織 DINAS (MEMR 支局) が設けられている。この組織の職員は地方分権化が実施された現在、身分は州の管轄となったが実質的には MEMR の下部組織(州レベル組織)となっている。原則として、各州の DINAS (MEMR 支局) に電力部門が設けられており、この部門は電気事業に関し MEMR と PLN を含めた地方各種部署との調整・企画をする重要な立場にある。このため、PLN 及び関連機関と協力して州の地方電力総合計画 (RUKD) を作成していた(2004年 12月の違憲判決以後も作成している)。新設の州においては、DINAS (MEMR 支局) の電力部門の専門家の配置は遅れている場合がある。

(1) 北スラウェシ州 DINAS (MEMR 支局)

北スラウェシ州 DINAS (MEMR 支局) の人員は約 110 名であるが、電力部門は約 15 名である。電力部門のほか、情報、管理、鉱山、計画、地質、人事の 7 部門であり、地熱発電は電気部門の他に鉱山及び地質部門が関与するが、蒸気井掘削は鉱山部門が主務部署である。

北スラウェシ州の世帯電化率は 65% で、家庭用は 450W、900W、1,300W、2,200W の 4 種の契約がある。村落電化率は 98% である。配電網、独立系統、ソーラー・ホーム・システム (SHS) の割合や数量は PLN が把握している。

(2) 南スラウェシ州 DINAS (MEMR 支局)

南スラウェシ州政府 DINAS (MEMR 支局) の電力部門は、技術ガイダンス、給電、コンサルタント、モニターの 4 課に 4 名ずつ配置され部門長を加え全部で 17 名である。

現在の世帯電化率については、南スラウェシ州は 63% で、村落電化率は 78% である。

3-5 維持管理体制、設備の現状

3-5-1 北部地域(PLN 北スラウェシ支店)

(1) 発電施設の現状

PLN 北スラウェシ支店の発電施設の設備出力と有効出力を取りまとめ表 3-9 に示す。

表 3-9 PLN 北スラウェシ支店発電施設の設備出力及び有効出力

| 支所名 | 施設名 | 形式 | 基数 | 設備出力(MW) | 有効出力(MW) | % | 最大出力(MW) |
|-------------|-------------|----|----|----------|----------|--------|----------|
| Minahasa 支所 | Tonsea Lama | A | 3 | 14.380 | 13.30 | 92.49 | 110.500 |
| | Tanggari I | | 2 | 18.000 | 16.10 | 89.44 | |
| | Tanggari II | | 2 | 19.000 | 19.00 | 100.00 | |
| | Bitung | D | 9 | 56.520 | 40.20 | 71.13 | |
| | Manado | | 4 | 6.640 | 5.25 | 79.07 | |
| | Lahendong | P | 1 | 20.000 | 20.00 | 100.00 | |
| | Genset Sewa | D | 0 | 15.000 | 15.00 | 100.00 | |

| | | | | | | | |
|--------------|-------------------|------------|--------|---------|---------|--------|---------|
| | Lopana | | 2 | 10.000 | 10.00 | 100.00 | |
| | 小計 | A, P, D | 23 | 159.540 | 138.85 | 87.03 | |
| Manado 支所 | Kantor Cabang | D | 6 | 0.386 | — | | |
| | Tenga | M | 1 | 0.180 | — | | |
| | Pontak | | 1 | 0.060 | — | | |
| | Amurang | D | 1 | 0.275 | — | | |
| | Motoling | | 1 | 0.250 | — | | |
| | Manado Tua | | 2 | 0.140 | 0.075 | 53.57 | 0.060 |
| | Bunaken | | 2 | 0.510 | 0.470 | 92.16 | 0.131 |
| | Papusungan | | 5 | 1.120 | 0.680 | 60.71 | 0.306 |
| | Naen | | 1 | 0.100 | 0.075 | 75.00 | 0.075 |
| | Gangga | | 2 | 0.080 | 0.076 | 95.00 | 0.076 |
| | Mantehage | | 2 | 0.080 | 0.076 | 95.00 | 0.033 |
| | Talise | | 2 | 0.080 | 0.076 | 95.00 | 0.040 |
| | Bangka | | 1 | 0.040 | 0.038 | 95.00 | 0.037 |
| | 小計 | D, M | 27 | 3.301 | 1.566 | 47.45 | 0.758 |
| | Kotamobagu 支所 | Kotamobagu | D | 9 | 11.020 | 8.400 | 76.23 |
| Poigar | | M | 2 | 2.400 | 1.200 | 50.00 | |
| Genset Sewa | | D | 0 | 5.000 | 5.000 | 100.00 | |
| Inobont | | | 4 | 1.950 | 1.630 | 83.59 | |
| Bintauna | | | 2 | 0.950 | 0.920 | 96.84 | |
| Molibagu | | | 7 | 2.730 | 2.380 | 94.81 | 1.130 |
| 小計 | D, M | 24 | 24.050 | 19.530 | 87.86 | 15.310 | |
| Tahuna 支所 | Tahuna | D | 11 | 6.111 | 3.690 | 60.38 | 4.565 |
| | Ulung Peliang | M | 1 | 1.000 | — | — | |
| | Petta | D | 3 | 1.660 | 1.295 | 78.01 | |
| | Lesabe | | 5 | 1.075 | 0.975 | 90.70 | |
| | Tamako | | 2 | 1.260 | 1.025 | 81.35 | |
| | Ondong | | 13 | 4.160 | 3.000 | 72.12 | 1.728 |
| | Makalehi | | 2 | 0.080 | 0.075 | 93.75 | 0.063 |
| | Beo | | 6 | 1.300 | 0.975 | 75.00 | |
| | Melongguane | | 4 | 1.350 | 0.955 | 70.74 | |
| | Esang | | 3 | 0.600 | 0.485 | 80.83 | 1.435 |
| | Dapalan | | 3 | 0.240 | 0.205 | 85.42 | 0.134 |
| | Lirung | | 6 | 1.780 | 1.530 | 85.96 | 0.810 |
| | Mangaran | | 6 | 0.880 | 0.635 | 72.16 | 0.436 |
| | Tagulandang | | 8 | 1.760 | 1.300 | 73.86 | 0.777 |
| | Karatung | | 3 | 0.180 | 0.130 | 72.22 | 0.070 |
| | Miangas | | 2 | 0.080 | 0.070 | 87.50 | 0.017 |
| | Marampit | | 2 | 0.080 | 0.070 | 87.50 | 0.059 |
| | Nanedakele | | 2 | 0.080 | 0.067 | 83.75 | 0.045 |
| | Marore | | 2 | 0.080 | 0.070 | 87.50 | 0.015 |
| | Biaro | | 1 | 0.100 | 0.080 | 80.00 | 0.069 |
| 小計 | D, M | 85 | 23.865 | 16.632 | 69.72 | 10.223 | |
| 北スラウェシ州 | 合計 | A, P, D, M | 159 | 210.747 | 176.578 | 83.79 | 136.791 |
| Gorontaro 支所 | Telaga | D | 13 | 26.700 | 20.700 | 77.53 | 21.025 |
| | Isimu | | 0 | — | — | — | |
| | Genset Sewa | | 0 | 11.600 | 7.500 | 64.66 | |
| | Buroko | | 7 | 3.320 | 2.760 | 83.13 | 1.260 |
| | Atinggola | | 0 | — | — | — | |
| | Tilamuta | | 3 | 1.250 | 1.140 | 91.20 | 3.565 |
| | Marisa/Buntulia | | 5 | 5.491 | 4.900 | 89.24 | |
| | Lemito/Payato | | 7 | 2.330 | 1.330 | 57.08 | 0.507 |
| | Bolontio/Sumalata | | 3 | 0.300 | 0.180 | 60.00 | 0.174 |
| | Manunggal/Karya | | 1 | 0.040 | 0.040 | 100.00 | — |
| | Panca Karsa | | 3 | 0.180 | 0.160 | 88.89 | 0.100 |
| | Tolinggula | | 1 | 0.250 | 0.250 | 100.00 | 0.210 |
| | Labuto | | 1 | 0.100 | 0.100 | 100.00 | — |
| | 小計 | D | 44 | 51.561 | 39.060 | 75.75 | 26.841 |
| ゴロンタロ州 | 合計 | D | 44 | 51.561 | 39.060 | 75.75 | 26.841 |
| Palu 支所 | Silae | D | 10 | 43.700 | 33.325 | 76.26 | 35.875 |
| | Genset Sewa | | — | 16.500 | 13.000 | 78.79 | |
| | Maesa | | 0 | — | — | — | |
| | Sabang | | 3 | 0.450 | — | — | |
| | Wuasa | | 3 | 0.450 | 0.277 | 61.56 | 0.278 |
| | Bariri | | 1 | 0.100 | 0.100 | 100.00 | 0.025 |
| | Siboang | | 4 | 0.400 | 0.320 | 80.00 | 0.297 |
| | Tambu | | 0 | — | — | — | — |
| | Donggala | | 0 | — | — | — | — |
| | Parigi | | 15 | 8.412 | 5.740 | 68.24 | 4.736 |
| | Kasimbar | | 7 | 1.150 | 0.788 | 68.52 | 0.600 |
| | Poso | | 7 | 5.132 | 3.375 | 65.76 | 5.350 |

| | | | | | | | |
|--|-------------|------------|-----|---------|---------|--------|--------|
| | Bambalo | M | 3 | 2.500 | 2.400 | 96.00 | |
| | Malino | D | 1 | 0.100 | 0.100 | 100.00 | 0.027 |
| | Kolonedale | | 11 | 3.250 | 2.440 | 75.08 | 1.925 |
| | Bungku | | 5 | 0.650 | 0.570 | 87.69 | 0.540 |
| | Kaleroang | | 2 | 0.060 | 0.058 | 96.67 | 0.044 |
| | Ulunambo | | 3 | 0.160 | 0.105 | 65.63 | 0.100 |
| | Laveu | | 1 | 0.100 | 0.090 | 90.00 | 0.045 |
| | Tentena | | 4 | 1.320 | 1.005 | 76.14 | 0.977 |
| | Sawidago | M | 1 | 0.120 | — | — | |
| | Pendolo | D | 6 | 0.690 | 0.539 | 78.12 | 0.526 |
| | Tomata | | 5 | 0.650 | 0.495 | 76.15 | 0.480 |
| | Taripa | | 3 | 0.180 | 0.175 | 97.22 | 0.108 |
| | Gintu | | 2 | 0.092 | 0.065 | 70.65 | 0.064 |
| | 小計 | D, M | 97 | 86.166 | 64.967 | 75.40 | 51.997 |
| Luwuk 支所 | Luwuk | D | 9 | 6.964 | 5.470 | 78.55 | 8.010 |
| | Hanga-Hanga | M | 1 | 1.600 | 0.600 | 37.50 | |
| | Moilong | D | 4 | 3.000 | 2.570 | 85.67 | |
| | Banggai | | 8 | 1.440 | 1.145 | 79.61 | 0.827 |
| | Balantak | | 3 | 0.450 | 0.447 | 99.33 | 0.292 |
| | Salakan | | 2 | 0.500 | 0.498 | 99.60 | 0.270 |
| | Sambiut | | 2 | 0.302 | 0.302 | 100.00 | 0.229 |
| | Liang | | 2 | 0.140 | 0.130 | 92.86 | 0.075 |
| | Bulagi | | 1 | 0.250 | 0.250 | 100.00 | 0.230 |
| | Limbilumbia | | 2 | 0.140 | 0.138 | 98.57 | 0.112 |
| | Bualemo | | 5 | 0.530 | 0.508 | 95.85 | 0.392 |
| | Tataba | | 2 | 0.140 | 0.140 | 100.00 | 0.106 |
| | Patutuki | | 2 | 0.092 | 0.092 | 100.00 | 0.072 |
| | Sobol | | 2 | 0.140 | 0.132 | 94.29 | 0.089 |
| | Baturube | | 3 | 0.256 | 0.256 | 100.00 | 0.142 |
| | Bulungkobit | | 1 | 0.040 | 0.040 | 100.00 | 0.019 |
| | Lipulalongo | | 2 | 0.062 | 0.060 | 96.77 | 0.049 |
| | Toima | | 2 | 0.208 | 0.180 | 86.54 | 0.090 |
| | Popolii | | 1 | 0.040 | 0.035 | 87.50 | 0.021 |
| | Bomba | | 1 | 0.100 | 0.095 | 95.00 | 0.045 |
| | Ampana | | 6 | 2.070 | 1.720 | 83.09 | 1.427 |
| | Marowo | | 2 | 0.200 | 0.180 | 90.00 | 0.148 |
| | Wakai | | 2 | 0.200 | 0.170 | 85.00 | 0.157 |
| | Dolong | | 3 | 0.180 | 0.155 | 86.11 | 0.076 |
| | Bunta | | 6 | 1.280 | 1.205 | 94.14 | 0.889 |
| | Pasokan | | 1 | 0.108 | 0.095 | 87.96 | 0.035 |
| | 小計 | D, M | 75 | 20.432 | 16.613 | 81.31 | 13.802 |
| Toli-toli 支所 | Toli-toli | D | 11 | 8.326 | 5.450 | 65.46 | 4.940 |
| | Kolondom | M | 2 | 1.600 | 1.300 | 81.25 | |
| | Leok | D | 9 | 2.820 | 2.175 | 77.13 | 2.127 |
| | Paleleh | | 4 | 0.490 | 0.465 | 94.90 | 0.307 |
| | Bangkir | | 7 | 1.920 | 1.395 | 72.66 | 1.245 |
| | Tinabogan | | 6 | 0.840 | 0.520 | 61.90 | 0.485 |
| | Laulalang | | 7 | 0.340 | 0.190 | 55.88 | 0.171 |
| | Simatang T | | 1 | 0.040 | 0.040 | 100.00 | 0.010 |
| | Bonobogu | | 0 | — | — | — | 0 |
| | Palasa | | 9 | 1.670 | 0.980 | 58.68 | 0.860 |
| | Moutong | | 6 | 2.250 | 1.695 | 75.33 | 1.600 |
| | Kotaraya | | 6 | 1.700 | 0.900 | 52.94 | 0.850 |
| | 小計 | D, M | 68 | 21.966 | 15.110 | 68.69 | 12.595 |
| 中部スラウェシ州 | 合計 | D, M | 240 | 128.594 | 96.690 | 75.19 | 78.394 |
| Wilayah Suluttenggo | | A | 7 | 51.380 | 48.400 | 94.20 | |
| | | M | 12 | 9.460 | 5.500 | 58.14 | |
| | | D | 423 | 278.462 | 210.928 | 75.75 | |
| | | P | 1 | 20.000 | 20.000 | 100.00 | |
| Diesel Sewa | | D | 0 | 31.600 | 27.500 | 87.03 | |
| 総計 | | A, M, D, P | 443 | 390.902 | 312.328 | 79.90 | |
| 註：A=PLTA (Hydro Power), M=PLTM (Minihydro Power), D=PLTD (Diesel Power), P=PLTP (Geothermal Power) | | | | | | | |

表3-9より設備容量に対し有効出力が低いのは、小水力発電施設58.14%及びディーゼル施設75.75%であり、特に老朽化の激しいディーゼル発電施設について代替電源の検討が必要である。

(2) 水力発電設備

PLN 北スラウェシ支店管内の水力発電所のうち、Tondano 湖下流の 2 か所の水力発電所 (Tanggari I : 18 MW 及び Tanggari II : 19 MW) は、湖及び河川の堆砂により水の供給が十分でなくなるため今後 10 年間で廃止し、地熱発電にシフトするとの情報もある。しかしながら、設備容量に対する有効出力は Tanggari I で約 90%、Tanggari II において 100% であり、Tondano 湖の調整容量が減少した場合でも流れ込み式としての機能はあることから、廃止に関しては詳細な調査が必要である。

3-5-2 南部地域(PLN 南スラウェシ支店)

(1) 発電施設の現状

表 3-7 に示すスラウェシ島南部地域の発電施設の設備出力と有効出力より、設備容量に対し有効出力が低いのは、ディーゼル発電施設で 50% 以下の施設もあり、老朽化の激しいディーゼル施設について代替電源の検討が必要である。

(2) リハビリ、増設

- 1) 現在、重油を使っている Suppa の IPP 火力 (PT. MAKASSAR POWER) は燃料が高いため、Sengkang の火力発電所 (ガスコンバインド) からパイプライン (約 75 km) を引きガスに転換する予定である。
- 2) バカル水力発電所の増設については、70 MW 2 機の増設計画があるが、現時点では経済的でない。上流で計画されている Poko (200 Mw) が完成し、流量が安定すれば経済性は改善されると考えられている。
- 3) Tello 火力発電所のガスコンバインドを Suppa に移設して、Suppa のディーゼル火力を Tello に移設する計画もある (Tello は最大需要地のマカッサルに近いのでディーゼルをスタンバイした場合、送電時間が短くなるため)。

(3) その他

- 1) 既設のディーゼル発電施設は、燃料が高いため、緊急用電源として使っている。
- 2) 南スラウェシ系統の送電ロス率は 5.6% 程度ある。

3-6 エネルギー資源

3-6-1 発電用エネルギー源の利用(全国)

(1) 石炭

石炭燃料の発電への利用は、現在 6,650 MW 程度の発電容量であり、最もコストが安く、国内の石炭量が十分であり、インドネシア国でのポテンシャルが高いため、ジャワ・バリ系統のベースロードを担うものとして計画されている。インドネシア国における石炭開発の大きな障害の一つは、石炭 PLTU (汽力) の環境に対する影響であり、特に今後ジャワ島では石炭開発が大きな課題となってくる。ジャワ島の負荷需要を満たすために、スマトラ島にて石炭 PLTU (汽力) を開発しジャワ島に送電するという選択肢がある。

(2) 天然ガス

経済性の観点からガス燃料による発電はミドルロードを担うものとされるが、JAMALI 系統に存在する PLTGU (コンバインドサイクル) は、Take or Pay 方式の天然ガス購入契約を用いているため、実際にはベースロードを担うものとして運転されている。

2003 年の天然ガス生産は 8.42 BSCF に達し、生産の 58% は LNG、LPG の形態、あるいはパイプラインで海外に輸出されている。国内の利用は 42% と想定され、このうち電力への利用は 6.6% である。

(3) 石油

小規模かつ孤立した需要地で一般的に用いられる小規模容量の PLTD (ディーゼル火力発電所) や天然ガスの供給を待つ PLTG (ガスタービン) ・ PLTGU を除き、発電用エネルギー源としての石油燃料の役割を低下させ、石油燃料の利用を可能な限り控えるように努力するものとする。2005 年の発電用石油燃料の利用は 28 億 9800 万 kl、2015 年には 29 億 kl とする。

(4) 水力

水力は、ますます増加する電力需要を満たすために十分に大きなポテンシャル、約 4 万 1,436 MW を有するエネルギー源であり、全国に存在するポテンシャルは、電力供給安全を保証するために最大限活用する必要がある。2004 年の水力による発電電力量は、3,395 MW の全発電設備容量により、90 TWh と予測されている。

(5) 地熱

地熱ポテンシャルは、27 GW に達すると推定されており、全国に分散する 151 か所で確認されたポテンシャルは、世界のポテンシャルの 40% を占め、世界最大である。地熱の推定賦存量は、271 地点の 1 万 27 MW と見られており、その内訳はスマトラ島の 5,433 MW、ジャワ島の 3,086 MW、スラウェシ島の 721 MW、ヌサ・テンガラ諸島の 645 MW、マルク諸島の 142 MW である。このうち現在、運転されている地熱発電容量は 804.3 MW で、これは現存ポテンシャルの 2% 程度であり、その大部分が JAMALI 系統で運転されているものである。今後の 10 年間で発電容量を 725 MW 増量し、2015 年までに地熱による発電が合計で 1,529.3 MW になることが期待されている。

地熱開発はまだ問題があるが、再生可能エネルギーで環境的にクリーンであることを考慮すると、国家エネルギー政策 (KEN) にそってその役割を高めていく必要がある。

3-6-2 発電用エネルギー源の利用 (スラウェシ島)

(1) 北部地域

1) 北スラウェシ州

発電に利用可能なエネルギー・ポテンシャルとして地熱及び水力が存在する。地熱ポテンシャルは、5 地点に散在し、合計 540 MW、水力ポテンシャルは、160.7 MW と想定される。また、ポテンシャル規模について更なる調査が必要な石油鉱床が確認されている。

2) 中部スラウェシ州

水力（一般水力：PLTA、小（ミニ）水力：PLTM、マイクロ水力：PLTMH）と地熱が存在する。水力ポテンシャルのうち大規模なものは、合計で759 MW が確認されており、Donggala県のPaluで74.8 MW、Poso県で合計684 MWのポテンシャルが存在する。小規模水力としては、多くの県に0.5～3 MWのポテンシャルが散在し、その合計は26.45 MWに達する。既存の地熱ポテンシャルは、それほど大規模でなくBora Donggalaの5 MWである。地熱ポテンシャルは14 地点に散在し、合計66MWと想定される。また、BANGGAI地区に1万5,000bbl/日の油田が Pertamina 及び Pertamina+MEDCOにより開発され、ガスも期待できるが開発資金待ちとなっている。

3) ゴロンタロ州

Sungai Bone 1～3の3地点とラヘンドンに水力ポテンシャルが合計78 MW、この他14地点にPLTM（小水力）が514 kW、風力が15～20ノット、地熱が2地点で15 MW のポテンシャルが存在する。

(2) 南部地域

1) 南スラウェシ州

電力利用が可能な天然ガス、石油、石炭、水（水力、ミニ水力、マイクロ水力）、地熱といった多様なポテンシャルが存在する。既に確認されている天然ガスの埋蔵量は、Wajo県の3,654 BSCFであり、発電には85MW、20%が利用されている。

石炭の埋蔵量は1億3200万トンである。石炭はブリケットの形態で家庭や小規模産業の燃料として利用されている。

水力ポテンシャルは、各県に散在しており、設備容量は3,094.1 MWである。ミニ水力のポテンシャルは、多くの県の21地点に散在し、合計で10万2,097 kWである。一方、マイクロ水力は、多くの県の51地点に散在し、合計で3,037.3 kW である。

地熱のポテンシャルは、16 地点に散在し、合計で49 MW と想定される。

2) 東南スラウェシ州

同州には、水力（一般水力、マイクロ水力）と地熱のポテンシャル(13 地点)が存在する。水力ポテンシャルは、いくつかの県に存在し、設備容量239 MW 程度が開発可能である。マイクロ水力のポテンシャルは多くの県の15地点に散在し、合計30.33 MWが存在する。地熱のポテンシャルは、大きく、総容量は35 県で51 MWと想定される。

(3) スラウェシ島全体

スラウェシ島全体の発電用エネルギー源を取りまとめこれを表3-10に示す。

表 3-10 スラウェシ島全体の発電用エネルギー源

| 州名 | 石炭 | 天然ガス | 石油 | 水力 | 地熱 | 風力 |
|----------------------------|--------------|---------------------------|--|---|------------------------------|-----------------|
| 北スラウェシ | — | — | 石油鉱床・確認 | 160.7 MW | 5 地点、合計 540 MW | Tahuna で 調査中 |
| 中部スラウェシ | — | BANGGAI 地 区：開発資 金待ち | BANGGAI 地区 15,000bb1/日の 油田 | 大規模水力：759.0 MW 小規模水力：26.5 MW | 既存：5 MW 14 地点、合計 66 MW | — |
| ゴロンタロ | — | — | — | Sungai Bone 1、2、3 及び Randagan：合計 78 MW | 2 地点：15 MW | 15～20 ノット |
| 小計(Wilayah Suluttenggo) | — | — | — | 1,024.2 MW | 21 地点、626 MW | 15～20 ノット |
| 南スラウェシ | 132 百 万トン | Wajo 県： 3,654 BSCF | 81 MMSTB | PLTA：3,094.1 MW PLTM：21 地点 102,097 kW PLTMH：51 地点 3,037.3 kW | 16 地点、合計 49 MW | — |
| 東南スラウェシ | — | — | — | PLTA：239 MW PLTM：15 地点 30.33kW | 13 地点、35 県：51 MW | — |
| 小計(Wilayah Sulsetra) | 132 百 万トン | 3,654 BSCF | — | PLTA：3,333.1 MW PLTM：21 地点 102,127.33 kW PLTMH：51 地点 3,037.3 kW | 29 地点、100 MW | — |
| 合計 | 132 百 万トン | 3,654 BSCF | *石油鉱床・確認 *81 MMSTB *15,000bb1/日の 油田 | 109,521.93 kW (区分が統一さ れていないためすべての合計) | 50 地点、726 MW | 15～20 ノット |

出典：RUKN・和訳版及び聞き取り調査より

3-7 国際機関の電力セクターへの協力状況

(1) ADB

ADB のスラウェシ島電源開発プロジェクトは表 3-11 のとおりである。

表 3-11 ADB・スラウェシ島電源開発プロジェクト

| No. | Project | Province | Type | Capacity (MW) | Annual Energy (GWh) | Status |
|-----|---------------|-------------|------------|------------------|------------------------|---------------------------------------|
| 1 | Poigar 2 | N. Sulawesi | Small HPP | 30.0 | 152.0 | 2009 年 6 月完成予定 |
| 2 | Mongango | | Mini HPP | 1.2 | 8.2 | F/S 完了、2008 年 3 月完成予定 |
| 3 | Lahendong | | Geothermal | 20.0 | 122.0 | 2005 年 10 月契約、2007 年 6 月完成予定 |
| 4 | Lobong | Gorontalo | Mini HPP | 1.6 | 11.0 | 2008 年 3 月完成予定 |
| 5 | 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 |
| 6 | Palangka | | | 1.9 | 13.4 | |
| 7 | Sabilambo | | | 4.0 | 27.5 | |

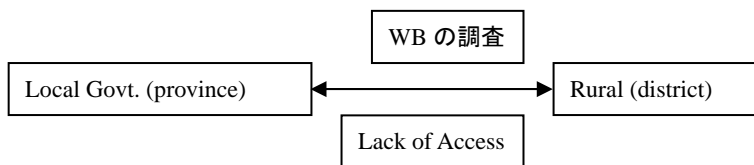
これらのプロジェクトは PLN の独立電源に対する“Local grid development project”の一環として実施されている。したがって、新規開発地点については、PLN が指定することが多い。また、上記プロジェクトの融資先はすべて PLN であり、何れも時期の違いはあるが PLN のグリッドに連系される予定である。各プロジェクトについての補足事項は以下のとおり。

- 1) Poigar 2 は作物の補償、少数の家屋移転等、社会環境に係る問題が若干残っている。
- 2) Mongango は Lobong とセットで開発される予定で両者共 F/S は既に完了している。
- 3) 小水力を含む地方電化について：PLN のもう一つの監督機関である国営企業省は、小水力を含む地方電化については利益が出ないことが多いため、融資機関からの融資について反対の立場をとっており、利益が出ない地方電化については国家予算を使って実施すべきと考えている。したがって、ADB(エネルギーセクター)の融資先は、インドネシア国政府、PLN、IPP に限られる(州、県、村落には直接融資していないが、将来的にはこれらの機関への融資の可能性はある)。

スラウェシ島以外の ADB（エネルギーセクター）のプロジェクトは、JBIC との協調融資でスマトラ・アチェ州の Pensangan 水力発電プロジェクト（出力：80 MW、2004 年開始、建設費：2 億 US\$）を実施している。JBIC は土木部門、ADB は電気・機械部門とデマケはできている。

（2）世界銀行（WB）

WB は“Increasing Electricity Access”というテーマで調査（Analytical Study）を実施したが、この調査のなかの制度整備の項目（Institutional option）から派生した電源開発実施プロジェクトを北スラウェシ州あるいは県レベルで 2006 年の 6～7 月に実施することを検討中である。



このため、WB としても JICA のスラウェシ島の最適電源開発計画調査に興味を持っている。また、JICA 本格調査の内容で、Preliminary Study Stage に係る資料は WB でも数多く所有している。

（3）カナダ

カナダの南スラウェシ州を対象とする電源開発計画に係る協力は、国レベルの協力ではなく南スラウェシ州政府に対する協力と想定される。詳細は 2006 年 1 月 24 日午後、カナダ側と会議が開かれる予定であった。

（4）その他

南スラウェシ州では、スペイン政府の協力によるタカラル石炭火力（100MW×2 基）の調査が 2006 年に完了する予定で、ノルウェー政府の協力によるシャンジャイ水力（50MW）も Pre-F/S 中である。

第4章 スラウェシ島における電源開発計画

4-1 電源開発計画

4-1-1 北部地域

(1) RUKN

北部地域3州の電力が統合された場合、電力需要増加は年9%、最大電力は2005年に259 MW、2010年に443 MW、2015年に760 MW、2025年に1,336 MWに達する。リザーブマージンを23~40%とした場合、2025年に必要な電力は累計で1,611 MWであり、系統総容量は1,661 MWに達していることが期待される。負荷需要を満たすためには既にコミットされたプロジェクト以外に PLN に加え民間プロジェクトによる1,227 MW の新規電源が必要であり、その中には民間にオファーされる PLTU (汽力) Sulut も含まれている。

表4-1に示す電力需給バランスのとおり、2025年までの新規電源プロジェクトは、17 MW の PLTA (水力)、290 MW の PLTG、10 MW の PLTD、170 MW の PLTP (地熱発電所)、740 MW の石炭 PLTU が期待されている。また、統合されていない地域には、依然として分散型 PLTD が建設される。

(2) IPP・Amurang 石炭火力

ミナハサ地区の Amurang 地点に IPP で Amurang 石炭火力が計画されているがこの設備容量は110 MW (55 MW×2基)で買電契約 (PPA) の Capacity factor は80%となっている。しかし、PLN 北スラウェシ支店としては系統の安定上、単機容量が管内の発電施設と比べ過大なため、容量を小さくし(例えば第1期:20~25 MW×2基、第2期:20~25 MW×2基)、Capacity factor を60%程度に下げたいと考えている。この IPP は、1996/1997年 PLN 本社がマレーシア資本の IPP と PPA に署名したが、金融危機で実施が遅れていたことから2003年に開始期限を2006年3月末日とする Addendum をつけた。資本構成はマレーシア側55%+インドネシア側 (Empire Energy 社) 45%で構成され、EPC (Engineering, Procurement & Construction) は中国に予定されている。最近 IPP のマレーシア側の技術者が来て当初計画で OK を出しているため北スラウェシ支店の要望は無視される可能性が大きい。システムの検討が必要のため、JICA の調査が実施されるのはよい機会であるが工事時期が迫っている。Amurang からゴロンタロ州に送電線を延伸する案もあるが、この地区は①石炭火力7 MW×2機の IPP (韓国) が計画されており供給過剰になる可能性があること、②距離が長い(約228 km)ため送電ロスが大きくなることなどにより問題がある。

(3) ラヘンドン地熱発電所

ラヘンドン地熱発電所も着々と実現しつつあり Pertamina からの蒸気もⅡ期分からは Take or Pay になっているので当分過剰設備に費用がかかることになる。

(4) 地域開発

セメント工場(20MW)、金鉱山(12MW)及びマナド市の都市再開発(12~15MW)プロジェクトが予定され50MW以上の需要が将来見込まれるという話もあるが、当面は設備過剰である。

南ミナハサ (Amurang 周辺) に地域開発計画が検討されているがいまだ構想程度である。ま

た、Bitung の地域開発計画も政府の承認が遅れているため進展していない。

4-1-2 南部地域

(1) RUKN

南部地域 3 州の電力需要増加は年平均 6.7%、最大電力は 2005 年 253 MW、2010 年 753 MW、2015 年 1,042 MW、2025 年末には 2,031 MW に達する。リザーブマージンを 20~45% と仮定すると 2025 年には必要な発電容量は 2,476 MW に達することが期待されている。

承認されたプロジェクトのうち、20 MW の PLTA(水力)ビリビリが 2005 年、23 MW の PLTD と 65 MW の民間プロジェクト PLTG Sengkang が 2007 年に見込まれている。負荷需要を満たすために 350 MW の PLTA(水力)、1,050 MW の石炭 PLTU(汽力)、400 MW の PLTG、31 MW の PLTD、240MW の PLTGU による累計 2,071 MW の新規電源の増設が期待される。電力供給と負荷需要については表 4-2 を参照。

電源からロードセンターへ電力を送電するためには、南部に負荷が集中しているため特に北側の電源からの送電・配電網の増設が必要である。2015 年までに必要な送電線延長は 996 km である。既存送電線の容量は 150 MW である。一方、北部から供給しなければならない電力は 232.2 MW である。そのためにパレパレ変電所と Pangkep 変電所間の送電がボトルネックとなっている。150 kV の送電網の利用は 2010 年以降もはや不十分で、スラウェシ島の送電網の草分けとして 500 kV か 275 kV の電圧の使用を考えていく必要がある。また、長期的には全スラウェシ島が系統連系されることが期待されている。

4-2 電源開発計画策定に係る実施体制

4-2-1 MEMR

電源開発計画策定に係る MEMR の実施組織は電力エネルギー総局であり、RUKN の策定については、各州 DINAS (MEMR 支局) の電力部門、PLN 本社で集大成された各支店からの情報に基づき作成される。

4-2-2 PLN 本社・支店

(1) PLN 本社

PLN 支店レベルの RKAP については電力供給施設計画も含むため予算要求も含まれている。このため、RKAP は毎年 PLN 本社で PLN 各支店全部が集まり協議される。また、10 年間の長期電力供給計画 (設備計画) である RUKPTL (PLN の Wilayah レベルの計画) についても支店で作成し、本社で承認する。

(2) PLN 北スラウェシ支店

地方電化の要請は住民から PLN 支店に上がり、支店がまとめて PLN 本社と MEMR (電力エネルギー総局) に平行して提出する。MEMR が実施案を決め予算措置をして PLN 支店に実施命令を出す。したがって、州の DINAS (MEMR 支局) はトップダウンの仕事を承知するにとどまっている。

表 4-1 北・中部スラウエジェとゴロンタロ地域負荷需要予測

| 説明 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| 需要 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 家庭用 | 548 | 568 | 596 | 633 | 679 | 734 | 799 | 874 | 962 | 1062 | 1177 | 1306 | 1449 | 1610 | 1789 | 1987 | 2212 | 2464 | 2748 | 3066 | 3425 | |
| 公共施設用 | 165 | 186 | 209 | 235 | 264 | 297 | 331 | 369 | 411 | 458 | 511 | 564 | 624 | 689 | 762 | 838 | 922 | 1015 | 1117 | 1229 | 1352 | |
| 商業用 | 95 | 100 | 106 | 112 | 118 | 125 | 131 | 138 | 145 | 152 | 160 | 166 | 172 | 179 | 186 | 193 | 200 | 207 | 214 | 222 | 230 | |
| 工業用 | 106 | 114 | 124 | 134 | 145 | 157 | 168 | 180 | 193 | 207 | 222 | 235 | 249 | 264 | 280 | 296 | 312 | 329 | 347 | 366 | 386 | |
| 需要合計 | 914 | 968 | 1035 | 1114 | 1206 | 1313 | 1429 | 1562 | 1711 | 1880 | 2069 | 2271 | 2495 | 2742 | 3017 | 3314 | 3646 | 4015 | 4426 | 4883 | 5393 | |
| 増加率 | % | 6.0 | 6.9 | 7.6 | 8.3 | 8.9 | 8.9 | 9.3 | 9.6 | 9.9 | 10.1 | 9.8 | 9.8 | 9.9 | 10.0 | 10.1 | 10.1 | 10.2 | 10.3 | 10.4 | | |
| 送配電損失率 | % | 10.2 | 9.9 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | |
| 所内消費率 | % | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | |
| 損失率合計 | % | 10.2 | 9.9 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | 9.4 | |
| 換算率 | % | 51.0 | 51.0 | 52.0 | 52.0 | 52.0 | 53.0 | 53.0 | 53.0 | 54.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | 55.0 | |
| 発電力量 | GWH | 1007 | 1064 | 1132 | 1219 | 1319 | 1436 | 1564 | 1708 | 1872 | 2056 | 2264 | 2507 | 2779 | 3083 | 3421 | 3791 | 4207 | 4673 | 5196 | 5782 | 6439 |
| 最大電力 | MW | 225 | 238 | 253 | 268 | 290 | 315 | 337 | 368 | 403 | 435 | 470 | 520 | 577 | 640 | 710 | 787 | 873 | 970 | 1078 | 1200 | 1336 |
| 設備容量(既設) | MW | 234 | 234 | 214 | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 | 164 | 159 | 154 | 150 | 145 | 141 | 137 | 133 | 129 | 125 | 121 |
| 発電所増設(committed) | MW | 19 | 35 | 6 | 0 | 23 | 120 | 0 | 0 | 55 | 0 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| #PLNによる | MW | 19 | 35 | 6 | 0 | 23 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| -水力 | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -ミニ水力 | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -地熱 | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -ディーゼル | MW | 19.0 | 3.5 | 5.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -火力 | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| #民間による | MW | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 0 | 55 | 0 | 55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| -火力 | MW | 20 | 0 | 27 | 40 | 10 | 0 | 30 | 0 | 40 | 10 | 30 | 50 | 120 | 70 | 100 | 100 | 105 | 255 | 0 | 200 | |
| 新発電所増設計画 | MW | | | 17 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -水力 | MW | 10 | | | 20 | | | | | | | 30 | | | | | | | | | | 100 |
| -ガスタービン | MW | | | | | | 10 | | | | | | | | | | | | | | | |
| -ディーゼル | MW | | | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -地熱 | MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -火力 | MW | 10 | | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 年度増設計画出力 | MW | 39 | 74 | 107 | 147 | 180 | 300 | 320 | 405 | 445 | 510 | 540 | 590 | 710 | 780 | 880 | 980 | 1,085 | 1,340 | 1,340 | 1,540 | 100 |
| 系統設備容量合計 | MW | 273 | 308 | 321 | 311 | 344 | 464 | 484 | 514 | 569 | 609 | 674 | 744 | 859 | 925 | 1021 | 1116 | 1217 | 1488 | 1464 | 1661 | |
| 予備率 | % | 21% | 29% | 27% | 18% | 19% | 47% | 44% | 41% | 40% | 43% | 34% | 29% | 34% | 29% | 30% | 28% | 26% | 22% | 22% | 24% | 24% |
| 必要出力 | MW | 327 | 345 | 368 | 388 | 420 | 457 | 488 | 534 | 585 | 630 | 681 | 755 | 836 | 928 | 1030 | 1141 | 1266 | 1406 | 1564 | 1740 | 1938 |
| 不足出力/余剰出力(-) | MW | 54 | 37 | 46 | 77 | 76 | -7 | 5 | 20 | 16 | 22 | 8 | 92 | 68 | 105 | 120 | 150 | 189 | 96 | 276 | 277 | |

仮定:予備率 45%

表 4-2 南・東南スラウエシ地域負荷需要予測

| 説明 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| 需要 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 家庭用 | 1243 | 1358 | 1483 | 1620 | 1789 | 1937 | 2095 | 2285 | 2450 | 2650 | 2866 | 3169 | 3388 | 3622 | 3872 | 4116 | 4389 | 4680 | 4990 | 5321 | 5674 | |
| 公共施設用 | 308 | 333 | 358 | 382 | 406 | 430 | 451 | 471 | 489 | 505 | 520 | 531 | 540 | 546 | 549 | 550 | 548 | 543 | 537 | 528 | 518 | |
| 商業用 | 190 | 198 | 206 | 214 | 223 | 232 | 239 | 247 | 255 | 263 | 272 | 278 | 285 | 291 | 298 | 304 | 310 | 316 | 323 | 329 | 335 | |
| 工業用 | 605 | 656 | 710 | 770 | 834 | 906 | 971 | 1040 | 1113 | 1192 | 1277 | 1345 | 1416 | 1491 | 1569 | 1641 | 1719 | 1802 | 1889 | 1980 | 2075 | |
| 需要合計 | 2346 | 2544 | 2758 | 2987 | 3233 | 3505 | 3756 | 4023 | 4308 | 4611 | 4934 | 5323 | 5628 | 5950 | 6289 | 6610 | 6966 | 7341 | 7738 | 8158 | 8603 | |
| 増加率 | 8.4 | 8.4 | 8.3 | 8.3 | 8.3 | 8.4 | 8.4 | 7.2 | 7.1 | 7.1 | 7.0 | 7.0 | 7.9 | 5.7 | 5.7 | 5.1 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.4 | 5.5 | |
| 送配電損失率 | 15.2 | 13.7 | 13.7 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | 12.3 | |
| 所内消費率 | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.5 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | |
| 損失率合計 | 16.6 | 15.1 | 15.2 | 13.9 | 13.9 | 13.9 | 13.9 | 13.9 | 14.0 | 13.9 | 13.9 | 14.9 | 15.9 | 16.9 | 17.9 | 18.9 | 19.9 | 20.9 | 21.9 | 22.9 | 23.9 | |
| 負荷率 | 59.9 | 57.2 | 57.5 | 57.8 | 58.1 | 58.4 | 58.7 | 59 | 59.3 | 59.6 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | 59.9 | |
| 発電電力量 | 2735 | 2929 | 3176 | 3400 | 3683 | 3993 | 4279 | 4583 | 4911 | 5252 | 5621 | 6117 | 6524 | 6956 | 7415 | 7880 | 8353 | 8877 | 9434 | 10027 | 10660 | |
| 最大電力 | 549 | 585 | 630 | 672 | 724 | 780 | 832 | 887 | 945 | 1006 | 1071 | 1166 | 1243 | 1326 | 1413 | 1498 | 1592 | 1692 | 1798 | 1911 | 2031 | |
| 設備容量(既設) | 407 | 407 | 296 | 296 | 296 | 296 | 296 | 296 | 296 | 296 | 296 | 287 | 278 | 270 | 262 | 254 | 246 | 239 | 232 | 225 | 218 | |
| 発電所増設(committed) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| #PLNによる | 12 | 3 | 27 | 0 | 0 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| -ディーゼル | 12 | 3 | 7 | | | | 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| -水力 | | | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -火力 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| #民間による | 0 | 0 | 65 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| -ガスタービン | | | 65 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 新規発電所増設計画 | 80 | 0 | 19 | 260 | 250 | 102 | 50 | 100 | 60 | 100 | 150 | 0 | 100 | 150 | 0 | 100 | 100 | 100 | 100 | 150 | 100 | |
| -水力 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| -ディーゼル | | | 19 | 10 | | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 火力 | 20 | | 200 | 200 | 100 | | | | 30 | | | | | | | | | | | | | |
| ガスタービン | 20 | | 50 | 50 | | | | | 30 | | | | | | | | | | | | | |
| コンバインドサイクル | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 年度末備蓄累計出力 | 172 | 174 | 285 | 545 | 795 | 896 | 949 | 1,049 | 1,109 | 1,208 | 1,359 | 1,359 | 1,459 | 1,609 | 1,609 | 1,709 | 1,809 | 1,909 | 2,009 | 2,159 | 2,259 | |
| 系統備蓄量合計 | 579 | 581 | 580 | 840 | 1090 | 1192 | 1244 | 1344 | 1404 | 1504 | 1654 | 1645 | 1737 | 1879 | 1870 | 1962 | 2055 | 2147 | 2240 | 2383 | 2476 | |
| 予備率 | 5% | -1% | -8% | 25% | 51% | 53% | 50% | 52% | 49% | 50% | 54% | 41% | 40% | 42% | 32% | 31% | 29% | 27% | 25% | 25% | 22% | |
| 必要出力 | 796 | 848 | 914 | 974 | 1049 | 1132 | 1207 | 1286 | 1371 | 1459 | 1553 | 1632 | 1741 | 1856 | 1978 | 2097 | 2149 | 2284 | 2427 | 2580 | 2743 | |
| 不足出力/余剰出力(-) | 217 | 266 | 334 | 134 | -41 | -60 | -37 | -56 | -33 | -45 | -101 | -13 | 4 | -22 | 108 | 135 | 94 | 136 | 187 | 197 | 266 | |

仮定: 予備率 45%

(3) PLN 南スラウェシ支店

RUKPTL についても支店で作成しており、現在 2006 年度版を作成し、承認待ちの状態。最新版では、Takalar 火力の投入時期が 2008 年に（後ろ倒しに）変更されている。計画策定には各種統計データを州の DINAS（MEMR 支局）等から入手し、需要予測を行い、WASP4 と系統解析ソフトとして PSSE を使っている計画している。これらソフトの使用は本店が決めたものである。2007 年までに南スラウェシ支店の管轄地域の中部まで、2011 年までには Kendari にまで送電系統をつなげる計画がある。

PLN 南スラウェシ支店が中心となって管轄地域内各州の DINAS（MEMR 支局）電力部門及び中央統計局（BPS）の下部機関から資料の提供を受け、取りまとめ PLN 本社へ報告する。特に、RKAP については電力供給施設も含むため予算要求も含まれる。RKAP は毎年 PLN 本社で PLN 各支店全部が集まり協議される。設備に係る予算としては、20kV 以下の配電網管理等を対象とする RKAP と MEMR からの地方電化用のものがある。20kV 以上のものは、MEMR からの予算でも PKTRING が担当する。

4-2-3 州 DINAS（MEMR 支局）電力部門

(1) 北スラウェシ州

州 DINAS（MEMR 支局）電力部門として、RUKD 相当のものを毎年作成しているが、地方電化政策の詳細は明示されていない。RUKD は州レベルの計画であり、州 DINAS（MEMR 支局）電力部門、PLN 支店、大学、企業が参加し検討される。この結果は州 DINAS（MEMR 支局）電力部門が取りまとめ、これが MEMR 本省で RUKN にまとめられる。また、SMOC の州支局は検討メンバーに入らない。県レベルの計画はほとんどが PLN 支店に集まる。

地方電化の要請は住民から PLN 支店に上がり、支店がまとめて PLN 本社と MEMR（電力エネルギー総局）に平行して提出する。MEMR が実施案を決め、予算措置をして PLN 支店に実施命令を出す。したがって、州 DINAS（MEMR 支局）電力部門はトップダウンの仕事を承知するにとどまっている。

(2) 南スラウェシ州

州 DINAS（MEMR 支局）電力部門としては、Working group の構成について MEMR 及び州 DINAS（MEMR 支局）電力部門、PLN 本社、PLN スラウェシ支店、BAPPEDA の 5 者に加えて BANDA（地方調査・開発組織）を加えることを要望している。BANDA は州政府に属し、村落調査など電気に限らずすべての調査を実施する組織（Regional Research and Development Agency）であるが、権限についてはあまり機能していないという情報もあったため、本格調査時に再確認することが必要である。

2002 年の法律 No. 20 がキャンセルされたあと、DINAS（MEMR 支局）の電力部門には従前に倣い予算も計画もトップダウンの形で降りてくるが、地方の要望は従来から MEMR に上げ、RUKN には反映されている。MEMR へ要望を出すには PLN が作成し MEMR に提出する PLN としての RUPTL に盛り込む方法をとる一方、州レベルの計画調整会議（ラコルバン電気ばかりでなく州内各地区のあらゆるセクター代表の会議、電気関係では DINAS（MEMR 支局）電力部門が出席し、PLN はメンバーではない）の結果を受けて、州知事がジャカルタ中央政府に出向き、各省に州の要望を説明する。

ラコルバンは州知事と BAPPEDA が主催している。ラコルバンの結果も RUPTL、RUKN に反映される。また、DINAS (MEMR 支局) 電力部門としてどこを開発すべきかといったコメントも PLN にしている。

現在、新電力法が廃案になったので、RUKD を作成する必要はないが、南スラウェシ州の 2004 年度版 RUKD は作成された。このなかに 2020 年までの電力需要予測と電源開発計画の LONG LIST が含まれている。

4-3 電源開発のための資金調達

4-3-1 電源開発に必要な資金

(1) PLN

2005～2025 年に計画された発電、送電、配電、地方電化を含むインドネシア全土における電力供給設備の増設を実施するためには、電源投資に 1256 億 3100 万 US\$、2005～2015 年の送電・変電向け投資に 87 億 4100 万 US\$、配電投資に 50 億 9747 万 US\$が必要となる。

投資に必要な資金の合計は、二国間及び多国間の融資による政府及び PLN の資金で賄うことが可能である。それに加えて国内外の民間セクターの参加が強く求められる。後者の資金は、政府保証に基づかない資金である。

Jawa-Madura-Bali (JAMALI) 系統における電源用の投資は、2025 年までの間で 1 億 480 万 5,000 US\$が必要である。この必要資金は、民間により建設される発電所、すなわち民間が費用負担する PLTU(汽力) Tanjung Jati B と PLTU Cilacap を除いたものである。PLTG Muara Tawar と PLTGU Pemaron の蒸気部分の建設用に 2 億 5700 万 US\$を PLN が予算化している。一方、JBIC からの確実な資金は 10 億 5600 万 US\$であり、PLTGU Muara Karang、PLTGU Muara Tawar 及び PLTGU Priok の拡張建設のために用いられる。また、JBIC に対し、PLTGU Cilegon 向けに 4 億 US\$の資金の申し入れが行われた。

送電系統用資金として、2005 年から 2015 年までの間で 20 億 7900 万 US\$が必要になる。実施中と承認済みのプロジェクトの資金源は、APLN、DIP、KE-III、JBIC、ADB、WB からのものである。ローンアグリーメントに署名がなされたためコミットされたとするプロジェクトは、Proyek Power Transmission Improvement Sector Project (ADB) と Java-Bali Power Sector Restructuring and Strengthening Project (WB) である。

配電開発計画には、2005 年から 2015 年の間で約 39 億 9960 万 US\$の資金が必要であり、これは低・中圧線網拡張、配電用変圧器容量増設、新規需要家への接続の増加に必要なものである。JAMALI 系統の投資に関する詳細を表 4-3 に示した。

Jawa-Madura-Bali 以外の系統における電源用の投資は、2025 年までの間で 208 億 2600 万 US\$が必要である。

送電系統には、2005 年から 2015 年の間で 66 億 6200 万 US\$の資金が必要である。送電系統の開発に必要な資金源は APLN と DIP からのものである。現在継続中の外国からの借入は、東 Kalimantan～南 Kalimantan 連系向けの ADB ローン、Suluttenggo(北スラウェシ・中部スラウェシ・ゴロンタロ)向けのベルギーのローン、Kitlur Sumbagut(スマトラ北部発電・供給ユニット)向けの KE ローンである。

配電開発計画には 2005 年から 2015 年の間で約 10 億 9787 万 US\$が必要であり、低・中圧線網拡張、配電用変圧器容量増設、新規需要家への接続に必要なものである。必要な投資の詳細は表 4-3 に示した。

表 4 - 3 2005～2025年の電力供給設備投資に必要な資金

(単位：百万米ドル)

| 設備 | JAMALI | JAMALI 以外 | 合計 |
|--------------------------------|--|--|--|
| 発電 | 104,805 | 20,826 | 125,631 |
| 送電線網、 変電所 合計)* | 1,329 750 2,079 | 6,332 330 6,662 | 7,661 1,080 8,741 |
| 中圧線網 低圧線網 配電用変圧器 合計)* | 1,764.6 741.2 1,493.8 3,999.6 | 521.34 294.52 282.01 1,097.87 | 2,285.94 1,035.72 1,775.81 5,097.47 |

注)送電・配電は2015 年まで

(2) 地方政府

地方電化の方法は大きく3つに分類される。

- 1) ナショナルグリッド、自家発(captive)から給電：予算は DINAS (MEMR 支局) 電力部門が確保する。
- 2) マイクロ/ミニ水力による独立ミニグリッド：現状 20～100kW 規模で 20 か所 200 世帯をまかなっている。予算は DINAS (MEMR 支局) 電力部門が確保するが実情は JICA 等ドナーからの供与が多い。2006 年分はマイクロ水力を 3 地点予算づけした。小水力地点選定基準は、地方政府の要請が出たものを審査する方法をとっている。DINAS (MEMR 支局) が要請を調査し、中央政府、州政府などに予算折衝をする。
- 3) SHS：予算は DINAS (MEMR 支局) が確保する。2005 年実績は 80 基、2006 年は 100 基を予定している。

1989 年電力法の 2005 年 3 号政令によれば、地方の電化は地方で実施すべく資金調達をする義務があるので、その趣旨に沿って資金調達努力をしている。資金調達方法は、MEMR に折衝して獲得するのと DINAS (MEMR 支局) 電力部門内予算、地方政府、地方団体などより獲得する場合があるが、本省予算による設備の場合は PLN が設置業務を担当し、DINAS (MEMR 支局) 電力部門は調査のみ自己予算で実施する。

運転維持管理 (O&M) の責任は予算出所により異なる。本省予算の場合、新規設置地区に PLN 支店があれば PLN 担当となるが、なければ地域団体 (村落協議会) のような団体が担当する (このような地域団体が担当する場合の費用は PLN から委託費が支払われるか否かについては明確な回答は得られなかった)。地方予算による設備はすべて地方の責任で O&M を担当する。

第5章 地方電化の状況

5-1 地方電化の現状

5-1-1 地方電化の特徴

途上国電気事業における地方電化は下記のような特徴を持っている。インドネシア国もこれに合致する。

(1) 不経済性

電気事業者の立場からは非常に不経済で、相当の利益部門の犠牲なしには成り立たないものである。理由は需要地が地理的に電源から遠く給電コストがかかること、需要が地方世帯の電灯であるため夜7時頃にピークがあり、昼間はほとんど需要がないことなどである。また、貧困対策として電気料金を低く抑えるか補助金を出すなど国家経済に悪影響を及ぼすことが多い。また、地方電化の拡大はいたずらにピーク容量拡大をもたらす。

(2) 低品質の電力

不経済性を少しでもカバーするため供給信頼性、電圧変動、サージなどの面で妥協せざるを得ない。送配電系統整備、電源整備もある程度に制限せざるをえない。孤立グリッド地域にこの傾向が強い。

(3) 現実的解決

技術面では無理に送配電線を相互接続せず、都市部も含め各種規模の地域分離グリッドの集合体で地域をカバーし、供給信頼性・電気の品質は犠牲にする。PLN 北部スラウェシ支店管内はこの典型的な例である。制度面では目標は掲げるが強力な地方からの要請がない限り実施拡大はしない。資金面ではなるべく無償資金に依存し、その限度で実施をとどめておく。

5-1-2 電化率

(1) 電化率の種類

電化率は一般的には世帯電化率と村落電化率の2種類で表現され、前者のほうが低い値となる。今回調査の過程でも南スラウェシ州の電化率が63%で村落数レベルの電化率がこれより大きい78%であるという説明があったが、これはある村落に1か所でも需要家の受電端があれば世帯の電化の程度に関係なく村落数ベースでは「電化村」としてカウントされるという意味である。

今回調査した PLN 南北スラウェシ地区両支店とも多数の接続待ち件数を持っているが、これらが実施されれば世帯電化率は村落電化率に近づくことになる。待ちが多い原因は PLN 側の予算、供給余力が主なものであると考えられる。

インドネシア国の RUKN の 2005 年版に電化率が示されているが、これらの値は世帯電化率であり、村落などの地域区分数ベースの電化率ではないと解釈される。都市電化率は地方村落の電化率より高いはずなので地方電化率は当然にこれらの値よりは低いはずである。

(2) PLN 北スラウェシ支店

PLN 北スラウェシ支店の統計(2004年)によれば表5-1のとおりである。地方村落について世帯電化率及び村落電化率の双方を示している。南スラウェシ支店営業地域と同様、村落電化率はかなりの高い数値であるが、世帯電化率は低くかつ地域により差が大きい。

表5-1 PLN北スラウェシ営業地域・村落部電化率(2004年)

| 州 | 県(Kabupaten) | 村落数 | 世帯数 | 電化世帯数 | 電化村落数 | 世帯電化率% | 村落電化率% |
|---------|-------------------|-------|---------|---------|-------|---------|---------|
| 北スラウェシ | Minahasa | 431 | 154,869 | 126,413 | 454 | 81.63 | *105.34 |
| | Bolaang Mongondow | 265 | 110,664 | 56,995 | 244 | 51.50 | 92.08 |
| | Sangihe Talaud | 276 | 66,206 | 32,706 | 233 | 49.40 | 84.42 |
| | 計 | 972 | 331,739 | 216,114 | 931 | 65.15 | 95.78 |
| 中央スラウェシ | Donggala | 254 | 79,885 | 43,356 | 189 | 54.27 | 74.41 |
| | Poso | 192 | 42,337 | 21,290 | 166 | 50.29 | 86.46 |
| | Morowail | 128 | 38,573 | 8,766 | 132 | 22.73 | *103.13 |
| | Banggai (Luwuk) | 242 | 65,388 | 22,722 | 184 | 34.75 | 76.03 |
| | Banggai Kep. | 164 | 32,473 | 9,571 | 103 | 29.47 | 62.80 |
| | Toli-Toli | 78 | 45,784 | 14,402 | 69 | 31.46 | 88.46 |
| | Buol | 79 | 26,714 | 5,842 | 56 | 21.87 | 70.89 |
| | Parigi Moutong | 71 | 37,365 | 28,290 | 92 | 75.71 | *129.58 |
| | 計 | 1,208 | 368,519 | 154,239 | 991 | 41.85 | 82.04 |
| ゴロンタロ | Gorontalo | 78 | 40,127 | 27,979 | 143 | 69.73 | *183.33 |
| | Bolemo | 81 | 33,195 | 5,453 | 34 | 16.43 | 41.98 |
| | Pohuwato | 57 | 23,052 | 4,901 | 34 | 21.26 | 59.65 |
| | Bone Bolango | 63 | 29,014 | 9,787 | 47 | 33.73 | 74.60 |
| | 計 | 279 | 125,388 | 48,120 | 258 | 38.38 | 92.47 |
| 合計 | | 2,459 | 825,646 | 418,473 | 2,180 | **50.68 | 88.65 |

出典：STATISTIK TAHUN2004.PT PLN WILAYAH SULAUESI UTARAH, SULAUESI TENGAH DAN GORONTALO による。

* 村落電化率が100%以上となるのは、村落分割・新設などにより年度末に電化村落が増加する場合に調整しないためである。

**RUKN2005 和訳版ではこの地域の2004年電化率は47.1%と記されているが、RUKNまとめ時点とPLN支店まとめ時点のデータとの誤差もあるため差が生ずる。

(3) PLN 南スラウェシ支店

PLN 南スラウェシ支店の統計(2004年)によれば表5-2のとおりである。村落電化率はかなりの高い数値であるが、地方村落の世帯電化率は低くかつ地域により差が大きい。

表5-2 PLN南スラウェシ営業地域・村落部電化率(2004年)

| 州 | 県(Kabupaten) | 村落数 | 世帯数 | 電化世帯数 | 電化村落数 | 世帯電化率% | 村落電化率% |
|---------|--------------|-------|-----------|---------|-------|--------|--------|
| 南スラウェシ | Makassar | 389 | 555,643 | 168,643 | 359 | 30.35 | 92.29 |
| | Pare-Pare | 259 | 107,397 | 88,717 | 230 | 82.61 | 88.80 |
| | Watampone | 564 | 244,121 | 177,148 | 527 | 72.57 | 93.44 |
| | Bulukumba | 378 | 174,504 | 98,176 | 323 | 56.26 | 85.45 |
| | Palopo | 604 | 236,348 | 111,481 | 436 | 47.17 | 72.19 |
| 東南スラウェシ | Pinrang | 345 | 264,171 | 103,344 | 195 | 39.12 | 56.52 |
| | Kendari | 803 | 319,490 | 63,028 | 742 | 19.73 | 92.40 |
| 西スラウェシ | Bau-Bau | 489 | 124,556 | 32,541 | 275 | 26.13 | 56.24 |
| | 合計 | 3,831 | 2,026,230 | 843,078 | 3,087 | 41.61* | 80.58 |

出典：STATISTIK TAHUN2004, PT PLN WILAYAH SULAUESI SELATAN による。

*RUKN2005 和訳版ではこの地域の2004年電化率は53.8%と記されているが、これは都市部も含めたものであり、かつRUKNまとめ時点とPLN支店まとめ時点のデータとの誤差もあるため差が生ずる。

5-1-3 村落社会経済状況

(1) スラウェシ島の概況

表5-3にスラウェシ島の人口、面積、生産高などを示す。スラウェシは2004年に南スラウェシから分離した Sulawesi Barat(西スラウェシ)を加えて6州から成る。各州とも2,000m級の山岳地帯が散在している。地域生産高は絶対額としては低いが、農業依存度が高く、製造業は低い割合である。人口密度は全インドネシア国平均よりかなり低い。最も開発されているといわれている南スラウェシ州よりも北スラウェシ州の人口密度が高く一人当たりの地域総生産も高い。南スラウェシ州は桁違いの穀倉地帯ということになるがGRDP面では農業依存度が最高ではなく一人当たりの地域総生産も高くない。

統計局発行の統計資料には都市・村落部で分類したデータは見当たらない。PLN南スラウェシ支店が発行する統計には表5-3に示すとおり電化率を都市部と村落部に分けて発表している。この分類の基準は明らかではないが村落数比率が多いことから推定してBPSの各種数値はおおよそ地方村落特性をあらわしていると考えられる。

表5-3 スラウェシ島諸数値(国家統計局BPS 2005発表データより)

| 州 | 人口 | 面積 | 人口密度 | 失業率 (2004) | Per Capita GRDP (2003)2005 値換 | | | 米穀生産高 (2005 予) | 安全飲料水 |
|---------------------|---------------|-----------------|--------------------|---------------|-------------------------------|--------------|-------------|-------------------|--------------|
| | | | | | 総合 | 農業 | 製造業 | | |
| 単位 | 千人 | km ² | 人/ km ² | % | 千ルピア | % | % | 千トン | % |
| 北スラウェシ | 2,142 | 14,754 | 145 | 10.91 | 6,102.2 | 21.56 | 9.03 | 420 | 49.92 |
| ゴロンタロ | 872 | 12,136 | 72 | 12.29 | 3,142.0 | 37.82 | 7.47 | 134 | 38.49 |
| 中央スラウェシ | 2,404 | 61,148 | 39 | 5.85 | 5,257.4 | 49.13 | 8.31 | 719 | 39.16 |
| 南スラウェシ (西スラウェシ含) | 8,494 | 62,819 | 135 | 15.93 | 4,772.0 | 35.82 | 11.46 | 3,899 | 46.21 |
| 南東スラウェシ | 2,086 | 37,070 | 34 | 9.35 | 4,461.9 | 41.08 | 6.79 | 312 | 56.11 |
| スラウェシ島合計 | 15,998 | 187,427 | 75 | 10.87 | 4,747.1 | 37.08 | 8.61 | 5,684 | 45.98 |
| インドネシア全体 | 219,898 | 1,010,443 | 201 | 9.86 | 8,304.3 | 16.58 | 24.65 | 53,117 | 48.15 |

注) 2004年版(最新)国家統計局(BPS)発表のデータはスラウェシ島が5州として整理されているので、南スラウェシ分に西スラウェシが含まれると考えられる。ただし、マカッサルにある南スラウェシ州統計局支所発行の南スラウェシ2004/2005版統計書は人口数から判断すると西スラウェシ分は含まれないが、この統計書巻頭記載の地図と地域の緯度経度説明には西スラウェシ地区が南スラウェシに含まれたままとなっており混乱がある。西スラウェシには統計局の支所が設置されておらず、西スラウェシのデータは未発行である。都市と村落に区分された資料は発行されていない。

表5-4 都市数と村落数(PLN南スラウェシ支店2004統計)

| 県 | 都市数 | 村落数 | 世帯数 | | |
|-----------|-----|-------|----------|-----------|----------|
| | | | 都市(Kota) | 村落(Desa) | 村落/都市 比率 |
| Makassar | 181 | 389 | 342,871 | 555,643 | 1.62 |
| Pare-Pre | 37 | 259 | 38,414 | 107,397 | 2.80 |
| Watampone | 51 | 564 | 38,731 | 244,121 | 6.30 |
| Pinrang | 39 | 345 | 59,629 | 264,171 | 4.43 |
| Bulukumba | 51 | 378 | 32,936 | 174,504 | 5.30 |
| Palopo | 80 | 604 | 49,775 | 236,348 | 4.75 |
| Bau-Bau | 94 | 489 | 45,275 | 124,556 | 2.75 |
| Kendari | 129 | 803 | 137,563 | 319,490 | 2.32 |
| 合計 | 662 | 3,831 | 745,194 | 2,026,230 | 2.72 |

(2) 北スラウェシ州

表5-5に示すとおり北スラウェシ州は5県(Kabupaten)及び3つの特別区から構成され

る。村落当たりの人口は南スラウェシ州より多少低い程度である。支出レベルの人口構成を表5-6及び図5-1に示す。最高クラスはマナド市が大半を占め、最も多いクラスは南スラウェシ州より高い30万～49万999 Rpである。

表5-5 北スラウェシ州2003年数値(北スラウェシ統計局)

| 地区コード | 県 Kabupaten | 保護林 面積 % | 面積 (km ²) | 人口 | 人口密度 (人/km ²) | 区数 | 村落数 | 人数/ 村落 | 協同組合数 | 組合員数 |
|-------|-------------------|-------------|--------------------------|-----------|------------------------------|----|------|-----------|-------|---------|
| 01 | Bolaang Mongondow | 3.5 | 8,359 | 458,008 | 54 | 20 | 275 | 1,665 | — | — |
| 02 | Minahasa Selatan | — | — | — | — | 13 | 195 | — | — | — |
| 03 | Minahasa Utara | 3.7 | 4,137 | 827,877 | 200 | 22 | 299 | 1,675 | — | — |
| 04 | Kepulauan Sangihe | 2.4 | 2,264 | 269,644 | 119 | 17 | 177 | 1,061 | — | — |
| 05 | Kepulauan Talaud | — | — | — | — | 8 | 77 | — | — | — |
| 71 | Tomohon | — | — | — | — | 3 | 34 | — | — | — |
| 72 | Manado | — | 158 | 410,870 | 2,600 | 9 | 87 | 3,395 | — | — |
| 73 | Bitung | — | 304 | 161,421 | 531 | 5 | 60 | 2,690 | — | — |
| | 計 | 3.3 | 15,222 | 2,127,820 | 139 | 97 | 1204 | 1,767 | 4,763 | 351,090 |

表5-6 北スラウェシ支出レベル構成(2004北スラウェシ統計局)

| | | 対応人数 | |
|--------|-----------------|-----------|---------|
| | | 北スラウェシ全体 | Manado市 |
| 支出グループ | 一人当たり月支出(Rp) | | |
| | <40,000 | 5175 | |
| | 40,000-59,999 | 14,225 | 1,026 |
| | 60,000-79,999 | 41,553 | 855 |
| | 80,000-99,999 | 83,044 | 2,907 |
| | 100,000-149,999 | 428,605 | 29,685 |
| | 150,000-199,999 | 515,025 | 65,996 |
| | 200,000-299,999 | 623,190 | 122,516 |
| | 300,000-490,000 | 323,475 | 135,792 |
| | >500,000 | 93,528 | 52,093 |
| | 総合 | 2,127,820 | 410,870 |

注：Rp = ルピア

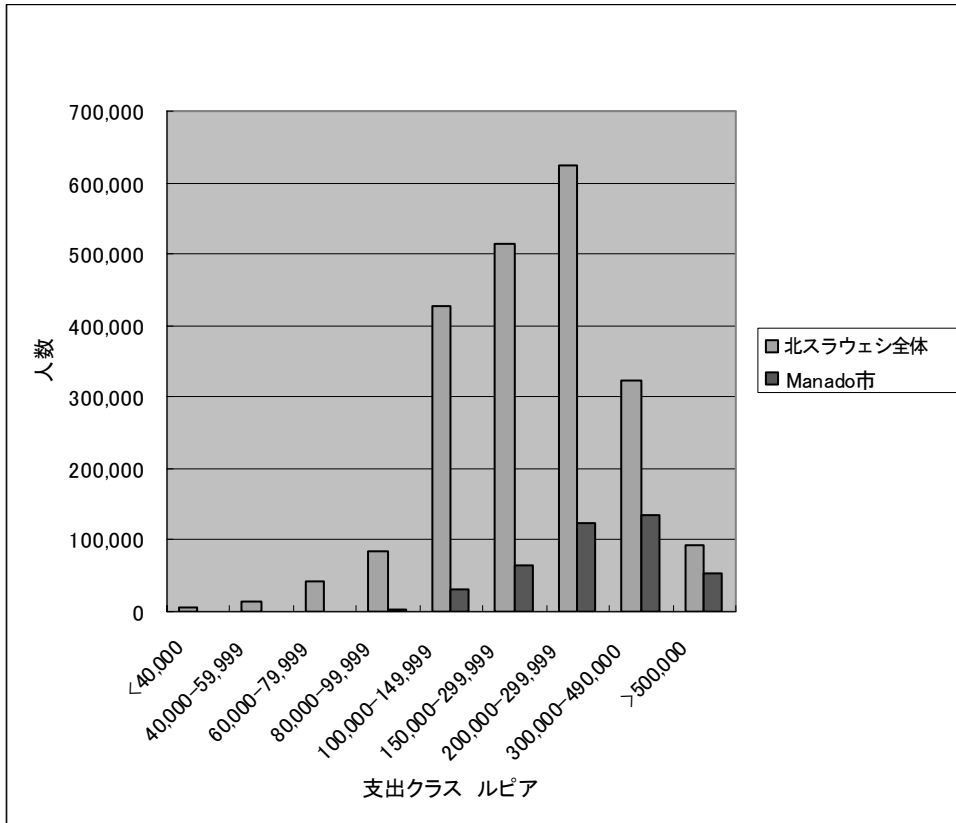


図5-1 北スラウェシ州支出クラス分布

地域総生産高のセクター別の構成比率を図5-2に示す。南スラウェシ州と同様な特性である。

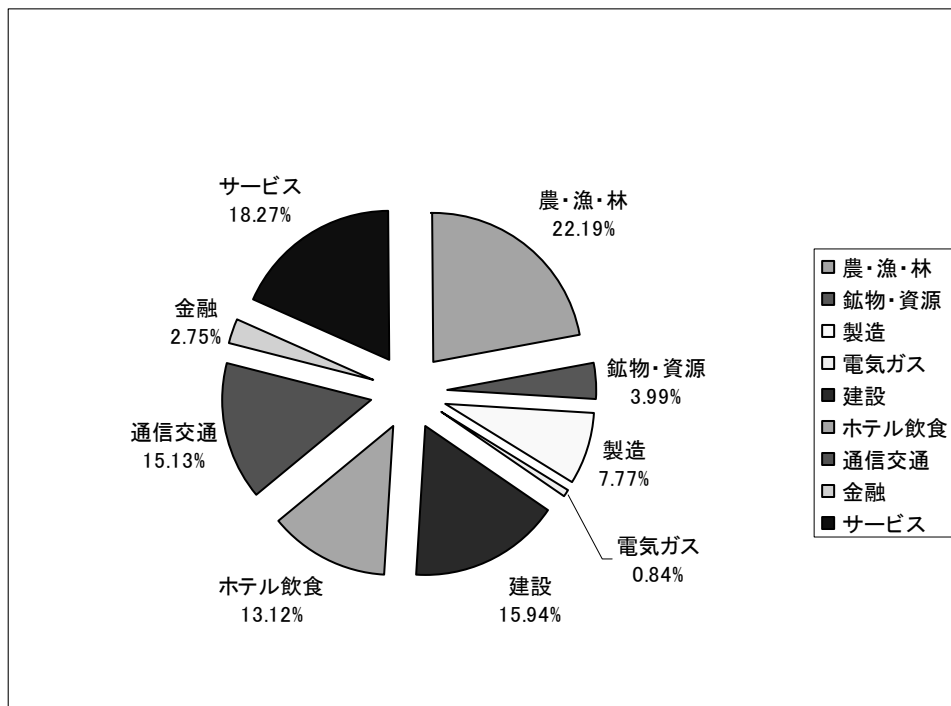


図5-2 北スラウェシ セクター生産高比率

(3) 南スラウェシ州

表5-7に示すごとく南スラウェシ州は23県(Kabupaten)から構成される。表5-7には西スラウェシ州は含まれない。村落数は都市部を含めた最小行政区画数を意味する。協同組合は協同組合法により一定要件を満たせば各種の目的で設立できるもので旧来からのKUDもこれに含まれる。協同組合の一部がSMOC予算で地方電化を実施したり一部管理運営業務をPLNから受託している。これらの組合は電化に限らず様々な機能と役割を持っている。集団で経済活動することで、組合員により大きな経済的利益をもたらすことが重要な役割となっている。

村落電源立地、送配電線敷設などで森林を通過する際の参考に保護林面積を示した。村落当たりの人口は2,000~3,000人程度である。

表5-7 南スラウェシ州数値(西スラウェシ州除く; 2004年南スラウェシ統計局)

| 地区コード | 県 Kabupaten | 保護林面積 % | 面積 (km ²) | 人口 | 人口密度 (人/km ²) | 区数 | 村落数 | 人数/村落 | 協同組合数 | 組合員数 |
|-------|----------------|------------|--------------------------|-----------|------------------------------|-----|-------|-------|-------|-----------|
| 01 | SELAYAR | 1.3 | 903 | 111,458 | 123 | 10 | 73 | 1,527 | 76 | 11,151 |
| 02 | BULUKUMBA | 0.3 | 1,155 | 374,247 | 324 | 10 | 125 | 2,994 | 216 | 65,997 |
| 03 | BANTAENG | 0.7 | 396 | 167,284 | 422 | 6 | 67 | 2,497 | 140 | 18,526 |
| 04 | JENEPONTO | 1.2 | 738 | 327,489 | 444 | 10 | 112 | 2,924 | 180 | 59,774 |
| 05 | TAKALAR | 0.0 | 567 | 244,582 | 431 | 7 | 73 | 3,350 | 218 | 66,245 |
| 06 | GOWA | 0.0 | 1,883 | 565,252 | 300 | 16 | 154 | 3,670 | 354 | 75,880 |
| 07 | SINJAI | 1.4 | 820 | 217,374 | 265 | 9 | 75 | 2,898 | 107 | 20,739 |
| 08 | MAROS | 0.8 | 1,619 | 290,173 | 179 | 14 | 103 | 2,817 | 798 | 99,560 |
| 09 | PANGKEP | 1.1 | 1,112 | 277,223 | 249 | 12 | 102 | 2,718 | 227 | 38,251 |
| 10 | BARRU | 4.2 | 1,175 | 157,680 | 134 | 7 | 54 | 2,920 | 178 | 30,039 |
| 11 | BONE | 0.1 | 4,559 | 656,986 | 144 | 27 | 372 | 1,766 | 98 | 27,646 |
| 12 | SOPPENG | 2.5 | 1,359 | 225,163 | 166 | 7 | 70 | 3,217 | 152 | 33,483 |
| 13 | WAJO | 0.1 | 2,506 | 363,508 | 145 | 14 | 176 | 2,065 | 308 | 49,277 |
| 14 | SIDRAP | 2.3 | 1,883 | 247,723 | 132 | 11 | 105 | 2,359 | 250 | 38,129 |
| 15 | PINRANG | 2.4 | 1,962 | 334,090 | 170 | 12 | 104 | 3,212 | 207 | 57,695 |
| 16 | ENREKANG | 4.1 | 1,766 | 178,658 | 101 | 9 | 111 | 1,610 | 160 | 20,872 |
| 17 | LUWU | 1.9 | 2,901 | 309,588 | 107 | 13 | 192 | 1,612 | 264 | 37,608 |
| 18 | TANA TORAJA | 0.0 | 3,206 | 420,733 | 131 | 29 | 267 | 1,576 | 195 | 37,096 |
| 22 | LUWU UTARA | 4.5 | 14,789 | 475,092 | 32 | 11 | 175 | 2,715 | 155 | 12,678 |
| 25 | LUWU TIMUR | — | — | — | — | 8 | 101 | 0 | 141 | 11,891 |
| 71 | MAKASSAR 特別区 | — | 176 | 1,164,380 | 6,616 | 14 | 143 | 8,143 | 1,027 | 178,026 |
| 72 | PARE-PARE 特別区 | — | 99 | 114,933 | 1,161 | 3 | 21 | 5,473 | 160 | 32,617 |
| 73 | PALOLOPO | — | — | 125,734 | — | 4 | 28 | 4,491 | 213 | 12,786 |
| 合計 | | 2.3 | 44,671 | 7,237,892 | 162 | 263 | 2,803 | 2,582 | 5,963 | 1,041,259 |

最低月賃金は南スラウェシ州平均で51万Rp(2005年1月)である。支出レベルの人口構成を表5-8及び図5-3に示す。最高クラスはマカッサル市が大半を占め、最も多いクラスは10万~14万9,999Rpである。

表 5-8 南スラウェシ州支出レベル構成 (2004 年南スラウェシ統計局)

| | 一人当たり月支出 (Rp) | 対応人数 | |
|--------|------------------|-----------|------------|
| | | 南スラウェシ全体 | Makassar 市 |
| 支出グループ | 20,000-29,999 | 2,207 | 0 |
| | 30,000-39,999 | 15,807 | 0 |
| | 40,000-59,999 | 139,332 | 7,700 |
| | 60,000-79,999 | 511,518 | 20,804 |
| | 80,000-99,999 | 957,464 | 41,020 |
| | 100,000-149,999 | 2,529,100 | 197,526 |
| | 150,000-299,999 | 1,537,704 | 258,314 |
| | 200,000-299,999 | 1,101,212 | 328,566 |
| | >300,000 | 587,732 | 310,450 |
| | 総合 | 7,379,370 | 1,164,380 |

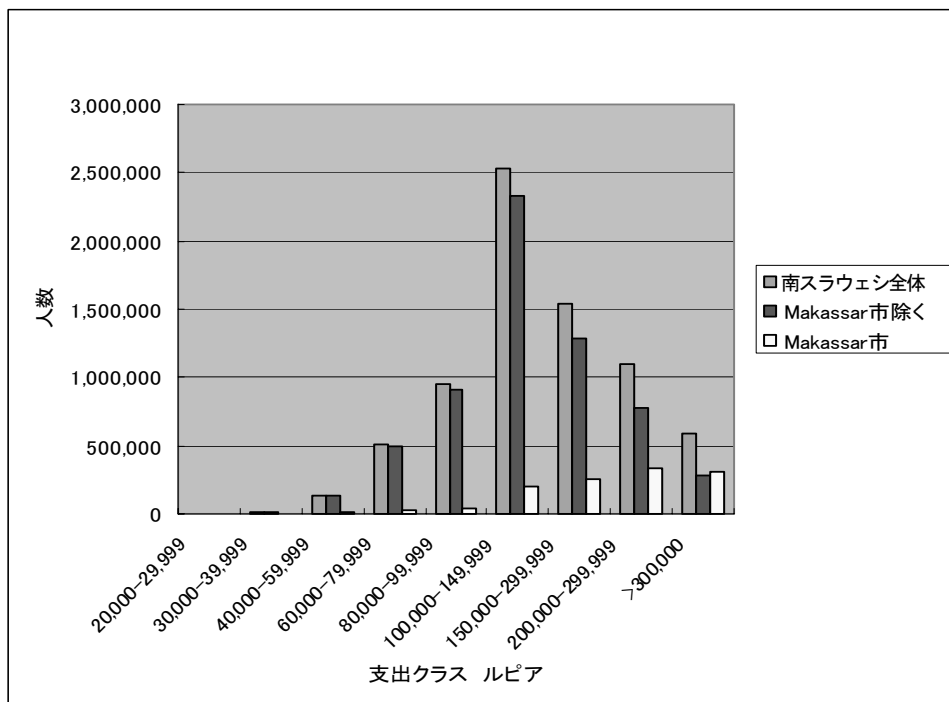


図 5-3 南スラウェシ州支出クラス分布

地域総生産高のセクター別の構成比率を図 5 - 4 に示す。

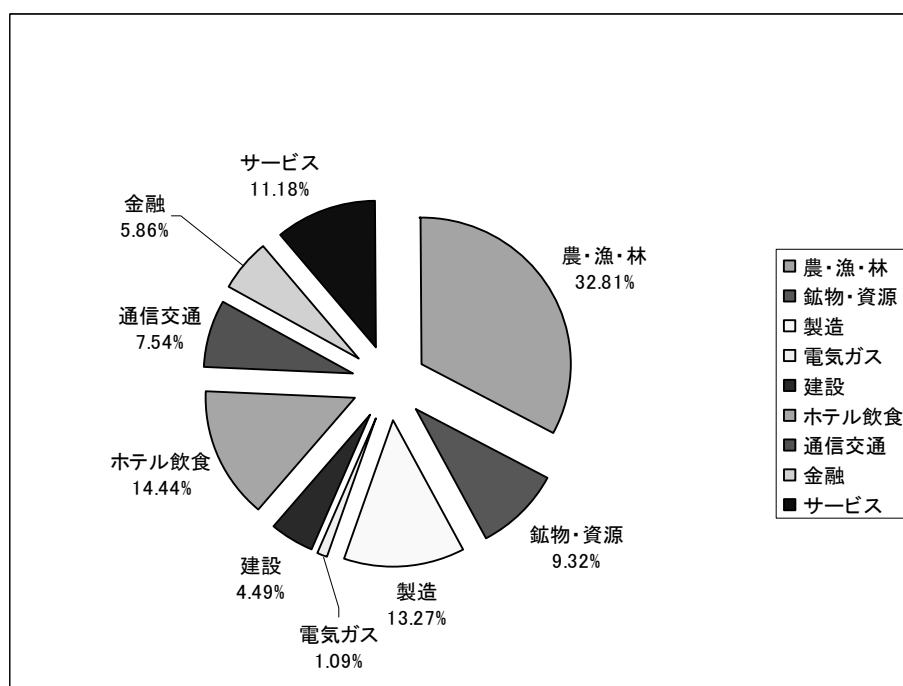


図 5 - 4 南スラウェシ セクター生産高比率

5 - 2 地方電化計画

5 - 2 - 1 国家レベルの計画

国家レベルの計画は、法律に基づき MEMR が作成し関係先に周知させるために発行する 20 年スパンの RUKN の中で、表 5 - 9 のとおり各地域別に示す都市部・地方村落部の区別がない総合的電化率により示される。しかしながら、地域別にある程度具体的な電化率達成方法、方針などは一切示されていない。総括的方法として地方電化に限らず脱石油のため再生可能エネルギー利用、ガスへの転換が謳われている。RUKN 中の基本的電源開発計画において発電所名、出力、発電開始時期などが明示されているのと対照的である。

表 5 - 9 RUKN2005 による電化率目標
(今回案件の対象地域は No. 13 及び 14)

| No. | 州/地域/エリア | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|-----|---------------------------|------|------|------|------|------|
| 1 | NAD | 61 | 76 | 85 | 100 | 100 |
| 2 | 北 Sumatera | 70 | 84 | 96 | 100 | 100 |
| 3 | 西 Sumatera | 64 | 81 | 95 | 100 | 100 |
| 4 | Riau | 41 | 52 | 60 | 75 | 100 |
| 5 | 南 Sumatera、Jambi、Bengkulu | 42 | 56 | 70 | 80 | 95 |
| 6 | Lampung | 39 | 60 | 80 | 91 | 100 |
| 7 | Bangka Belitung | 63 | 78 | 90 | 100 | 100 |
| 8 | Batam | 81 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 9 | Jawa-Bali-Madura | 62 | 71 | 85 | 100 | 100 |
| 10 | 東 Kalimantan | 53 | 75 | 94 | 100 | 100 |
| 11 | 南・中部 Kalimantan | 55 | 66 | 79 | 96 | 100 |
| 12 | 西 Kalimantan | 47 | 65 | 81 | 93 | 99 |

| | | | | | | |
|----|-------------------------|----|----|----|-----|-----|
| 13 | 北・中部 Sulawesi、Gorontalo | 49 | 57 | 68 | 88 | 95 |
| 14 | 南・東南 Sulawesi | 54 | 57 | 61 | 欠落 | 96 |
| 15 | 西 Nusa Tenggara | 29 | 36 | 45 | 70 | 85 |
| 16 | 東 Nusa Tenggara | 25 | 32 | 42 | 69 | 84 |
| 17 | Maluku & 北 Maluku | 53 | 73 | 91 | 100 | 100 |
| 18 | Papua | 30 | 37 | 48 | 75 | 90 |
| | インドネシア合計 | 51 | 69 | 76 | 90 | 93 |

5-2-2 電気事業者レベルの計画

インドネシア国の電力事業は MEMR の傘下の国営企業である PLN 1 社が、基本的には独立採算のもとではあるが、IPP、自家発電者からの買電を含め、発電・送電・配電一切を独占する構造となっている。したがって、具体的地方電化方策が上部官庁から命令されない限り電気事業者である PLN の営業方針が事実上国レベルの地方電化政策を形成する。不経済にならざるをえない地方電化はなるべく避けたいというのが当然に企業である PLN の基本的営業方針で、地方電化の不経済性が地方電化を遅らせているということは、BAPPENAS、MEMR における今回調査の聞き取りでも是認する姿勢が認められた。この結果、地方電化政策が存在しないという問題が各種調査で指摘されているが、むしろ基本的に「地方から強力な電化希望がない限り対策はしない」という国家レベルの地方電化政策が事実上成立しているといえる。

5-3 地方電化実施体制

5-3-1 概況

国家レベルの地方電化の具体策は事実上「地方の希望によって個別に対策する」であるところ、この種の希望が上がるルートは国家レベルでは MEMR ルートと SMOC ルートの 2 ルートが機能している。この 2 ルート以外で、NGO あるいは住民自身が自己負担で地方電化をしている例が少なからずあるとの PLN からの情報があるが、PLN 自身はその実態は把握していない。地方電化が積極的でない国家政策の結果の産物ではあるがここでは対象外とする。

両ルートとも資金面では結局のところ中央政府の予算（借款も含む）頼みとなっている。例外的に MEMR 地方支局が独自で資金手当てをするケースもある。MEMR-PLN ルートでは現在電気事業者として業務をしている PLN は PLN 関連会社の技術陣が一応満足すべき機能を発揮すると考えられる。SMOC ルートでは技術面はほとんど外注に頼っているが問題もあるようである。組織面では MEMR-PLN ルートでは、PLN が建設後地方共同組合に業務の一部を委託することがあるが、基本的に PLN が直接運営する責任をもつ。SMOC ルートでは実施運営主体が KUD を含む各種の地方協同組合である。実施規模、方法などは、MEMR-PLN ルートでは主に現有配電網の延伸及び地域独立の配電網の拡張・新設であるが SHS 配備も含まれる。SMOC ルートは原則として 250kW 以下の小規模独立配電網に限られている。

5-3-2 MEMR ルートの地方電化

(1) 組織面

地方電化は電化希望の要請主義で実現される。これらの希望は、毎年 PLN 支店が収集整理し PLN 本社に提出する。PLN 本社はこれらを審議調整し MEMR に予算措置と計画承認を求める。承認されたものは DINAS（MEMR 支局）を通して資金が手当てされ、PLN 建設部地方支店が建設する。RUKN は、地方電化に限らず結局は PLN が発案した計画を MEMR が審議承認

した結果である。PTPL は RUKN を受けての PLN としての計画であるが地方電化の具体的方策は RUKN 同様明示しない。MEMR 地方支局が独自に資金手当てをする場合もあり、その場合 PLN は建設に関与せず、建設・保守はケースバイケースで各種共同組合が担当する。PLN が関与しないからには PLN 配電網を利用する方法ではない。

地方電化は基本的には PLN の既設配電網を拡張することにより実施されるが、PLN 配電網から遠隔の場所ではマイクロ水力による独立ミニグリッドも利用される。南スラウェシ州では現状 20~100 kW 規模を 20 か所で実施しているが毎年建設はしていない、約 200 世帯をまかなっている。SHS も随時設置され、南スラウェシ州では 2005 年の実績は 80 基、2006 年は 100 基を計画している。

地方電化施設は基本的には PLN 施設であるので PLN 自身が O&M を実施するが、独立ミニグリッドに限らず、PLN 職員が直接 O&M をできないケースではその地区の KUD などの協同組合に料金徴収も含めて委託している。

(2) 資金面

上記のごとく地方電化建設資金は原則として MEMR 本省が手当てする。MEMR 地方支局は既に地方政府の傘下に入っているため地方政府から資金調達をするケースもありうる。資金源は制度的に一定の予算が MEMR 本省で定期的に手当てされているわけではない。その都度要請、政治事情などでスポット的に実施されるからである。MEMR/PLN は WB、ADB、JBIC、その他の 2 国間借款を直接利用できる立場にあるが、同じ検討コストと時間を費やすなら、地方電化よりはまとまった発電設備あるいは送電線が優先されることになるのは避けられないであろう。北スラウェシ州に ADB が 2008 年完成で融資している地熱発電所、小水力発電所は実質的に地方電化に寄与しているが、名目は再生可能エネルギー促進で、かつスラウェシのみではなく、インドネシア国全域を対象としているうちの一部である。

PLN による電化は都市部・地方村落を総合的に電源・送配電設備の整備・拡張により日常的に実施されるので、PLN グリッドに接続しにくい場合の地方電化は特別の予算で実施されるが、毎年南スラウェシで独立ミニ水力が多くて数件で、かつない年もあるということなので、MEMR がスラウェシのために調達するこの種の予算は多くても 2000 万 US\$ 程度と推定される。PROLISDES (Proyek Listrik Desa 地方電化プロジェクト) という名称で国家開発予算 (APBN) から手当てされる PLN 向けの資金 (APLN) が用意されるが、小額で、インドネシア国全体で年額 5000 万 US\$ 程度である。

(3) 技術面

MEMR/PLN ルートで実施する地方電化は、技術面では現在電気事業者として業務をしている PLN は PLN 関連会社の技術陣が一応満足すべき機能を発揮すると考えられるが、O&M 面では独立小規模グリッド及び SHS では PLN 自身が経済上実施しにくいはずで、そのため協同組合など料金回収、日常の簡単な保守を委託しているが特に問題はないとのことである。PLN 北スラウェシ支店の統計資料には各地区の発電設備の故障・休止・廃棄待ちのリストが詳細に記載されており、ミニ・小水力の不具合による休止が散見される。PLN 北スラウェシ支店を例にとると、利用技術面では圧倒的にディーゼル発電が多く、設置出力で約 80% を占めている。PLN ミニ水力はすべて PLN が実施したもので、8 地点 12 台で公称設備出力 9,460 kW である

が、そのうち4台は故障で休止中である。図5-5に PLN 北スラウェシ支店営業区域の発電所分布状況を示す。ほとんどがディーゼルである。これらの発電所は全部が相互接続して一体配電網を構成しているわけではなくいくつかの規模のグリッドに分かれている。

O&Mにつき PLN 南スラウェシ支店から取得した情報によれば、送電関係では機材不足・低品質、労働力不足、グリッド余力が小さい、発電関係では機材の老朽化、不具合などの問題を持っている。O&Mのコストは表5-10のとおりである。機器老朽化が進んでいるため近年の発電関係コストが大きい。売電価格が平均 500Rp/kWh 程度であることを考慮するとかなりの額である。

表5-10 PLN 南スラウェシ支店 O&M 費用

| 年 | Rp/kWh | | | | | | | | |
|----|--------|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
| 送電 | 30.24 | 9.48 | 11.96 | 10.72 | 38.27 | 11.79 | 27.13 | 29.16 | 31.75 |
| 発電 | — | — | 77.65 | 90.02 | 75.27 | 116.39 | 359.46 | 230.75 | 222.51 |
| 合計 | — | — | 89.61 | 100.92 | 113.54 | 128.18 | 386.59 | 259.91 | 254.26 |
| 配電 | — | — | — | — | — | — | — | — | 14.4 |

(4) その他の諸問題

PLN 南スラウェシ支店から取得した情報によれば途上国共通の問題が多いが、地方電化については下記を問題としている。

- ・計画立案面：法令上の制限、環境アセスメント、政治介入、経済危機
- ・実施面：土地収用、地理的悪条件、村落特有文化ギャップ、電気代負担力不足、文明化拒否
- ・O&M：熟練労働力、資金不足（前出）
- ・料金徴収：料金支払いは組合による集金、小切手、銀行振込など手段は揃っているが未収金は生ずる。徴収率は顧客数ベースで 91%である。料金徴収コストは 6.76 Rp/kWh である。料金設定は PLN 事業で実施する限り政府定価に従う。

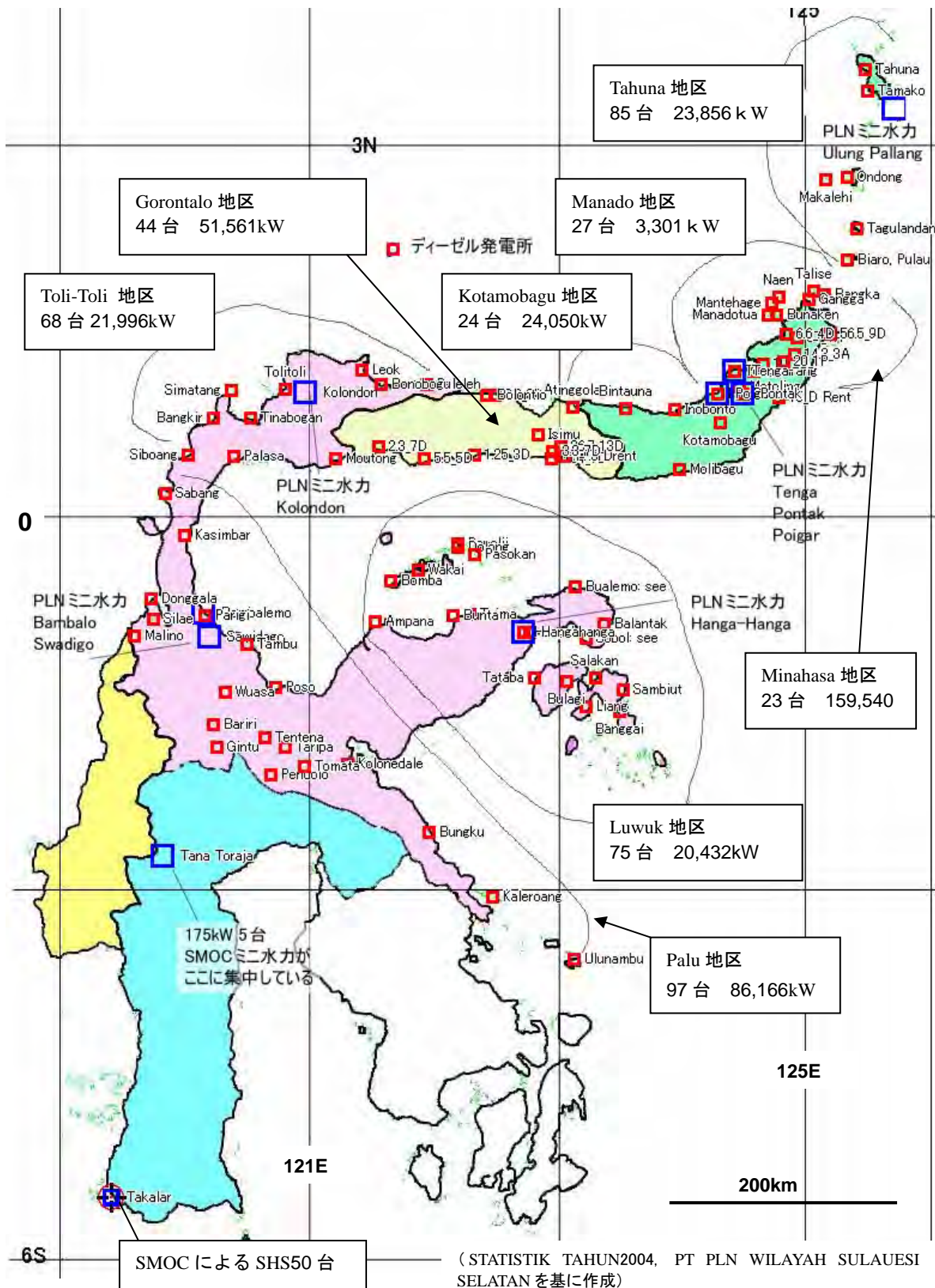


図5-5 PLN北スラウェシ支店営業区域発電所分布及びSMOC地方電化地点概観

5-3-3 SMOC ルートの地方電化

(1) 組織面

SMOC の管轄による地方電化実施の範囲は各地方の組合（KUD など）から SMOC 地方局、州知事経由で上がってくる地方電化実施要請分に限られている。地方電化実施を管轄する職制は、SMOC 大臣のもとに生産局がありその 1 部署としての「電気事業・各種ビジネス部」が担当している。

SMOC は申請された案件審議、スクリーニング(実態調査含む)をして予算措置をする。必要に応じ技術指導もする。予算枠は原則的には SMOC の予算から省内調整により確保する。地方政府に分担をしてもらうケースもある。

電化事業の実施主体は KUD などの協同組合設置法により設立されている地方組合である。このような組合が計画・設計・調達も含めた建設、O&M、料金設定徴収等すべてを実施する。建設には IBEKA（一種の NGO 的下請け業者）が利用されている。機器調達先は国産会社が多い。

PLN が KUD などの協同組合に料金徴収も含めて委託している業務は、SMOC が認可する事業とは基本的に依存・制限などの関係はない。PLN と関係なく建設し、電力系統と連系接続もしていないからである。

SMOC が自省の予算内で認可する権限は 250 kW までで、これ以上の容量の場合は政府に特別予算を申請するが、今まで申請しても成功したことはない。SMOC が実施する規模は半径 2 km 程度が多い。

(2) 資金面

上記のごとく地方電化建設資金は原則として SMOC 本省が手当てする。SMOC 地方支局が地方政府から資金調達をするケースもある。資金源は制度的に一定の予算が SMOC 本省で定期的に手当てされているわけではない。MEMR 扱いと同様、その都度要請、各種事情などでスポット的に実施されるからである。SMOC は国家機関であるので WB、ADB、JBIC、その他の 2 国間借款を直接利用できる立場にあるが、実施規模が小額であるので利用機会は非常に少ないと思われる。1995～2000 年に実施した WB のインドネシア国地方電化第 2 期計画では、SMOC コンポーネントが PLN に比べて非常に少ない額で含まれていたが、内容は前出 KUD などの協同組合利用の費用であった。

SMOC 扱いの実施例に日本の草の根無償利用案件及び E7（世界電気事業連盟）無償案件が紹介されている。SMOC 扱いの 2005 年予算実績は、建設費：10 億 Rp（+ 3 億 8500 万 Rp（地方政府）及びモニタリング費：4 億 5000 万 Rp であった。2006 年予算は、建設費：20 億 Rp 及びモニタリング費 4 億 Rp である。

SMOC 全体の予算は 2005 年で 1 兆 500 億 Rp、2006 年は 9 兆 8000 億 Rp に減少した。2004 年の建設はインドネシア国全体で 5 地点、12 kW～224 kW であるがスラウェシでは実施されなかった。

(3) 技術面

SMOC ルートで実施する地方電化は、PLN 扱いと異なり技術面では業者に依存せざるをえない。IBEKA という団体がこのような技術陣不足の協同組合が実施する地方電化業務を請け負っている。運転開始後もこの種団体に依存している。利用技術面ではミニ水力と SHS であ

る。表5-11にSMOC扱いのスラウェシ島における実施実績を示す。位置は図5-5に示す。ミニ水力はスラウェシ島ではTana Toraja地域に集中しているが実施数はわずかなものである。

表5-11 SMOC扱い地方電化スラウェシ島実績（すべて南スラウェシ）

| | 設置場所 | 県 Kabupaten | 実施責任 | 運転開始 | 資金源 | 合計出力 (kW) | 台数 | 落差 (m) | 型式 | 世帯数 |
|------|---------------|-------------|--------------|------|------|-----------|----|--------|----------------|-----|
| ミニ水力 | Sadan Ulusalu | Tana Toraja | KUD (組合) | 1996 | JICA | 15 | 1 | 15 | クロスフロー | 88 |
| | Taba | | PLD (村落電化協会) | 1999 | E7 | 46 | 1 | 33.8 | | 305 |
| | Bokin | | | | | 13 | 1 | 22.9 | | 150 |
| | Tendan Dua | | | | | 64 | 1 | 33 | | 276 |
| | Masanda | | KUD (組合) | 2003 | JICA | 37 | 1 | 13 | | 172 |
| SHS | Pulau | Takalar | 地区協同組合 | 2004 | 政府予算 | 2.5 | 50 | — | 70 AH-12V 鉛蓄電池 | 50 |

出典：SMOC発行の地方電化実績一覧表及び地方電化実績パンフレットによる。

5-4 村落における電気の活用状況

村落における電気の利用は主に夜間の電灯とテレビである。昼間に住民は農業、漁業、林業などで家にはいないのでテレビも使わず、したがって村落需要特性は夜間に消費ピークが生ずる。昼間はほとんど需要がない。夜間内職で電気を使うケースも、一般的に地方電化の効果としてあげられるが、内職製品の納入、材料仕入れなどが地理的に不便なため需要があったとしてもそれほど実効があるものではない。PLN北スラウェシ支店の説明によれば村落の夜間需要は電灯とテレビで、負荷ピークは夜7時頃となり、夜間内職はほとんどないということであった。住民の購買力が上がると、冷蔵庫、ビデオなどの家電品が増え、電気の活用上特に変わったことはない。

PLN北スラウェシ支店2004年統計によれば、北部、中部、ゴロンタロ3州合計で家庭需要家の99%以上を占めるR1小口契約で1需要家（家庭）年間平均消費が876 KWhとなる。これに対する販売金額は1需要家（家庭）毎月約3万8,000 Rpである。図5-1に示すように北スラウェシの一人当たりの月支出は25万Rpクラスが多い。1需要家・家族を5人とすれば、一人当たり電気代支出が7,600 Rpとして、支出の約3%に相当する。村落部の支出クラスはこれより低いと見られるので支出に占める割合は多少高くなると思われるがそれほど重い負担ではない。2001年にJICAにより実施されたインドネシア国「再生可能エネルギー利用地方エネルギー供給計画調査」で、村落部の世帯当たり電気代は月額で9,740～23万3,000 Rpの範囲という幅広い調査結果が出ている。オーダーとしてはほぼ同じと考えられる。都市部でも村落部でも同程度のようなものである。家庭需要電力量は総需要の62%を占めている。

RUKNにおけるスラウェシ島全体の需要の特徴は、現在と同じ家庭需要比率50～60%の状態が10年間続くというもので電源計画そのものがほとんど典型的地方電化の集積とも考えられる。産業需要を増やせば総需要も伸び、負荷もある程度平準化され電源稼働率も上がるが供給逼迫が起こることになり、この関係のtrade-offが課題であろう。このような需要構造は「5-1-3」に示す経済社会構造（統計局数値）に起因するものである。PLN南スラウェシ支店が把握している3州の代表的生産業構造を表5-12に示す。

表5-12 PLN南スラウェシ支店データ

| 州 | 西スラウェシ | 南スラウェシ | 東南スラウェシ |
|----------------------|---------|-----------|---------|
| 2003 米穀生産トン | 241,100 | 3,229,912 | 292,117 |
| 米穀作付面積 ha | 50,608 | 704,775 | — |
| 2004 トウモロコシ生産トン | 11,277 | 661,249 | 77,772 |
| トウモロコシ作付面積 ha | 3,162 | 192,456 | — |
| | | | |
| 森林産品量トン 2004 | — | 3,264,713 | — |
| 材木 M ³ | — | 147,739 | — |
| 松脂 トン | — | 180,126 | — |
| 藤 トン | — | 6,479 | 12,708 |
| チーク丸太 M ³ | — | — | 36,694 |
| チーク製材 M ³ | — | — | 15,247 |
| 一般丸太材 M ³ | — | — | 25,454 |
| 一般製材 M ³ | — | — | 10,217 |
| | | | |
| 製造業 数 | 12,966 | 65,906 | 94 |
| 生産高 百万ルピア | 474,602 | 1,371,104 | 1,244 |
| 従事者数 | 27,903 | 210,689 | 6,712 |

電気の利用面から定性的に評価すると代表的な農産物である穀物の生産と流通は労働集約的形態であるため家庭需要に比べて電力消費は少ない。材木関係は丸太材販売率が大きいいため製材用電力はあまり伸びないと見られる。南スラウェシの松脂は世界的に有名であるが、これも労働集約産業の典型である。籐材はチークと並んで手作り家具材として産出され、材料供給、家具製造面からも電力需要にはあまり寄与しない。東南スラウェシのチーク材は、本島のチークが乱伐されたため、ムナ島植林が新しい産地として知られるようになりスラウェシ島の代表的産品となってきたが、乱伐防止のため将来大きく伸びるものではなく、また丸太材産出、家内工業的家具製造からみても電力需要にはあまり寄与しないとみられる。製造業は零細企業が多く、あまり電力需要に寄与しないとみられる。ここに現されていないがサービス、金融セクターなどは住民が生活しているので随伴的に生ずるもので島外から呼び込めるものではない。このような状況を踏まえて RUKN の計画は家庭電化需要が中心となっていると考えられる。

PLN 南スラウェシ支店で電化の効果につき取得した情報によると、村落の一人当たりの収入増加、教育水準の向上をあげたが、これらの量的効果測定は準備中で未完であるとのことであった。

第6章 地域開発の状況

6-1 地方政府の地域開発への取り組み

6-1-1 一般状況

中央政府 BAPPENAS が作成する国家レベルの開発計画 REPENAS（旧 PROPENAS）に基づく地域開発と、地方政府(州)レベルの計画 RENSTRA（地方戦略計画）に基づく地域計画がある。電気事業と同様にあらゆる国家レベルの部署が地方政府に大幅に権限が委譲されたが、国家レベルの機関との関係が混乱していると報告されている。地域政府が主導的に開発行為を行うための資金は国際機関、外国機関の融資に頼らねばならないが、信用供与の相手は国家機関であるためプロジェクトの可否は結局国家レベルの機関に依存することになる。

南スラウェシ州政府の RENSTRA に基づく重点施策は、JICA マカッサル FO 作成資料によれば下記のとおりである。

- (1) 住民の生活の質の改善
- (2) 地域経済の持久性の向上
- (3) 共同体・社会・国家の生活の質の改善
- (4) 地域社会と政府のエンパワーメント

6-1-2 実例（東部インドネシア）

- (1) JICA：南スラウェシ州マミナサタ広域都市計画
- (2) ADB：地域インフラ計画（Rural Infrastructure Support Project）。2005年12月開始、2009年9月終了予定。融資額5000万US\$。C/Pは公共事業省。南東スラウェシ、東部ジャワ、フローレスなどが対象地区。電化についての項目は含まれていない。環境分類はCカテゴリーである。
- (3) WB/オランダ政府協力 study プロジェクト：2005年8月報告書発行。WB 東部インドネシアサポート事務所（EofEI）扱い。内容はパプアの最貧地区の社会調査。
- (4) WB 融資案件：インドネシア国全体で48億US\$。37プロジェクトが実施中であるが、その中に1999年開始2006年4月終了予定の6800万US\$借款、スラウェシ・東部諸島の基礎教育計画がある。他の案件は地方インフラ・開発に関係する項目が見られる。

6-2 地域開発計画と電源開発計画、地方電化計画の連携の可能性

基本的な問題は、電気の需要は利用面のニーズで決まるものであるということである。地域開発の結果、地域の生活には何らかの改善の結果としてほとんどの場合電気機器の使用が不可欠である。そのような開発が電化されていない場所では実施される場合は、必要限度の量と質で電気供給が確保されねばならない。このような場合にのみ地域開発と電源開発・電化計画と連携の可能性がある。インドネシア国は人口密度平準化のため国内移住計画が実施されているが、そのような場合に電化がインセンティブとして利用される可能性が考えられるが難しい問題に巻き込まれる恐れはある。

第7章 本格調査の概要

7-1 調査の目的

スラウェシ島は電力需要が高いものの、供給が少ないのが現状であるが、一方では IPP による発電施設が系統上の安定性に影響を及ぼすなどの問題を抱えている。また、地熱や水力のポテンシャルは高く、さらに石炭、天然ガス、石油といった発電用エネルギーの賦存も豊富であることから、スラウェシ島の特性を十分把握し有効活用した電源の投入計画を策定する。

調査の内容としては、オングリッドと、将来的にグリッドにつながる独立型の電源を対象にする。

7-2 調査の内容

7-2-1 最適電源開発計画の作成

(1) 調査の流れ

- 1) 準備段階
- 2) 最適化段階
- 3) 結論及び提言段階
- 4) 報告書

(2) 準備段階

1) 既存資料の収集、整理、分析

調査対象地域における以下の項目について、資料・データ・関連報告書等を収集・整理し、分析を行う。

- ① 電力関連法案
- ② 電力部門組織・制度
- ③ 各州の社会・経済状況
- ④ 地域開発計画
- ⑤ 発電、電力供給及び送電状況
- ⑥ 電力料金及び体系
- ⑦ 電力供給施設の現状
- ⑧ 既存電力需要予測
- ⑨ 既存電源開発計画
- ⑩ スラウェシ島内外の電源賦存状況
- ⑪ 燃料価格の動向

2) 現地実査

- ① 各州の社会・経済状況及び地域開発の実態把握
- ② 電力逼迫地域の現状把握
- ③ 電力供給施設の現状把握
- ④ 新規需要地及びグリッドで延伸の可能性のある独立電源地域の確認
- ⑤ 既存調査による地点のうち、有望地点の踏査・確認

(3) 最適化段階

準備段階の調査結果に基づき、数案の電源開発計画を作成し、最適案を選定する。

3) 既存の電源開発計画の見直し

- ① 電力需要予測の見直し
- ② 主要な経済政策、電力政策及び GDP 予測の見直し・検討
- ③ 電力向け主要エネルギー供給の見直し・検討
- ④ 環境及び社会配慮の見直し
- ⑤ 電源供給可能性の検討
- ⑥ 送電線延伸の見直し
- ⑦ 電力不足と対策の検証
- ⑧ 需要側及び供給側の管理対策
- ⑨ 既存電源開発計画の評価・見直し

4) 電源開発計画代替案の最適化

- ① 電源開発計画代替案の策定
- ② 代替案の最小費用比較シミュレーションの実施
- ③ シミュレーション結果の検証

5) 既設電源供給施設のリハビリ、Repowering による供給案

選定された最適案に既設電源供給施設のリハビリ、Repowering による供給案の優先度が高い場合につき、それらの具体化・資金計画等について検討する。

(4) 結論・提言段階

- 6) 最適電源開発計画の選択
- 7) 最適電源開発計画に対する投資手続き及び奨励を含む財務面での提言
- 8) 最適電源開発計画策定に係わる適切な組織・制度の提案
- 9) 最適電源開発計画に係わる関連機関職員の人材育成の提言

(5) 報告書

着手報告書、中間報告書、最終報告書案、最終報告書を作成する。

(6) ワークショップ及び人材育成セミナー

7-3 本格調査における留意事項

7-3-1 電源開発計画

(1) 本調査における電源投入計画については、基本的には新たな地点における電源開発計画を策定するのではなく、既存調査を見直したものをを用いる。この際、判断の基準は経済性が大きな要素となるが、一方「持続性のある開発」という見地から地域の特性である豊富な地熱、水力等の再生可能エネルギーを有効に利用し、2020年にその比率を5%以上とすることを目標とした KEN への準拠を目指すこと。

(2) いくつかの IPP が計画されているが、北スラウェシ州の Amurang 石炭火力のような、ジャ

ワ・バリ系統にある場合には中規模の発電施設であっても、小規模ディーゼルがほとんどの系統に導入する場合、問題が多いため、系統の安定性を含めて見直す必要がある。

- (3) スラウェシ島の大きな電力需要地は、北東端のマナドと南西のマカッサル周辺であり、それ以外の地域の需要は比較的少なく、需要地が散在している。また、工業が十分発達していないことから夜間の電力需要がほとんどであるため、電源投入計画についてはこのようなスラウェシ島の特性に配慮すること。
- (4) 再生可能エネルギーだけでなく、石炭、石油、天然ガス等の発電用エネルギーがスラウェシ島及びその周辺で開発あるいは発見されているため、特に石炭、天然ガスを利用した電源開発計画についても検討する。また、発電用エネルギーの価格動向にも配慮する。
- (5) 投入する電源については、技術面、経済性のみでなく、資金調達、環境社会面についても見直し・評価を行い、投入時期に配慮する。
- (6) 県レベルの情報が中央までなかなか伝わってこないとの意見がある一方、中央からの情報が支局まで伝わらないといった意見もあった。このため本調査では、州政府あるいは PLN 支店を通じてこれらの情報を収集・整理するとともに、中央からの情報の伝達システムについても検討する。

7-3-2 地域開発計画との連携

州あるいは県レベルで具体的な地域開発計画を有している場合には、地域開発に必要な電力量を電力需要として時系列的に考慮する。

7-3-3 既存発電施設のリハビリ、リパワリング及び運用面での対策

(1) 堆砂対策

バカル水力発電所及び Tondano 湖下流の Tanggari I 及び Tanggari II 水力発電所は堆砂対策が必要とされているが、自然現象であることから完全な対策はありえず、また膨大な経費が必要とされる。このため調査初期の段階で早急に関連資料を集め費用対効果の面から短期的対応策として妥当かどうか見極める (Tondano 湖の堆砂については JICA の調査が実施済み)。

(2) バカル水力発電所増設

70 MW 2機の増設が計画されたが、経済的でないとされてきた。しかし、上流で計画されている Poko(200 Mw)が完成し、流量が安定すれば経済性は改善されると考えられていることから、流量の検討とともに、増設の可能性を探る。

(3) 老朽化したディーゼル発電施設

夜間のピーク対応のため、効率が悪く、燃費の高い老朽化した小規模なディーゼル発電施設を数多く有しているが、統廃合あるいは代替発電施設による経済的なシステムを検討する。

7-3-4 地方電化

(1) 地方 (Rural) の範囲

電化上の地方とは、PLN 南北スラウェシ各営業支店統計によれば、行政区画上の Desa (村とでもいうべきもの) を Rural として取り扱い、同レベルの区画 Kota (市、町とでもいうべきもの) と区別している。スラウェシ島においては一見してわかるとおり島全体が地方的要素に満ちており、区画名が Kota であっても実態は地方的特性を持っているが、本調査は PLN 計画のために実施するものであるため電化率の評価上、地方とは上記 PLN の扱いと同じとする。

(2) 地方電化の種類

電気事業上からは地方電化はここでは大別して2つの種類に分けることとする。一つは電気事業者が一定の経営方針によって地域、時期を策定し、地方需要家に自社設備を利用して電力供給すること (ここでは I 型電化とする)。他の一つはこの電気事業者により策定された地域、時期以外に何者かが何らかの手段で需要家に電力を供給することである (ここでは II 型電化とする)。II 型は電気事業からいわゆる暫時取り残された範囲であり、資金、計画、当事者などが多様である。II 型ははそもそも一国の電気事業政策の及ばない範囲であるので総合的解決策は望むべくもなく、ケースバイケースでスポット的に実施される他途はないが、そのため資金・運営面からは特定小地域で電化が完結するためまとめやすい。SMOC、草の根無償、E7 無償などによる実施は II 型である。電気事業者が自ら策定した電化計画以外に例外的に地方からの要望に応じて実施するものも II 型に属する。II 型の開発は実施例開発であり、総合的開発にはなじまない。I 型では設備整備・運営は多目的であって、必ずしも特定の小地域地方電化のためだけに提供されるわけではなく、総合的電化政策の中で実施される。

RUKN においては、PLN の統計とは異なり電化を Kota と Desa には分けていないが、電化の地域と時期はスラウェシ島については6州を PLN の2営業管理区域ごとに年次的に電化率を示しており一応の政策は示しており、I 型としてよい。したがって、本調査は I 型の計画として扱うこととしたい。これらの地域の中を年次的に文言または地図上で線引きをして RKAP を示してはいないが、地方電化は電気事業計画推進の結果としておのずとあるレベルに達することを期待している。スラウェシ島の電気需要家は90%以上が家庭で、電力需要は家庭用が60%クラスであり、この状態が10年以上も続く計画である。スラウェシ全島が地方的特色を備えているので RUKN 自体のかなりの部分が結果として地方電化を達成するためのものであると思われる。

(3) アウトプット

本調査の地方電化計画に関するアウトプットイメージは、「電気事業者が一定の経営方針によって地域、時期を策定し、地方需要家に自社設備を利用して電力供給する」I 型の計画を現すものとして、スラウェシ島を適当な地域に分けて年次的にその地域内の電化地区、地方電化率を策定し、それに必要な設備配分 (配電網の規模、分割、統合、廃止など) 資金、経営数値などを関連つけるというようなものと考えられる。地域分けは最も細分化したもので Kabupaten レベル (スラウェシ全体で約 70)、最も少ないもので PLN 支店数である 2 地域が考えられる。地方電化計画線引きの方法は、PLN 全体の主な設備拡充 (需要家配電レベルまでは不要) を数年間隔で図示 (この程度は地方電化問題がなくとも作成する性格のもの) し、地方電化の区域

を文言で抽象的に表現する程度でよいのではないかと思われる。地図上の具体的線引きはマクロ計画なので不要と考えられる。

(4) 独立電源の扱い

ここで特に留意すべきは PLN が現に運営し、または策定している電化（I型の電化）のための設備は中小地域に分けられた多くの独立電力系統が含まれることである。特に、北スラウェシ州、ゴロンタロ州、中央スラウェシ州にこの傾向が強い。同時に長期計画上は数種の基幹送電線・電源・変電所を年々整備し、スラウェシ全島の電化レベルを向上させる狙いがあるので、地方電化の手段はこれらの基幹送電線整備計画を利用することを優先させ、既設の中小独立電力系統をできる限り併合・整理することとし、原則として新しく中小独立電力系統を設けることを優先する計画とはしないよう留意すべきものと思われる。

(5) ツール

ツールとして、計画は地理的可視化により理解しやすいこと、RUKN 策定が年中行事であるため適宜ケーススタディーをする必要があること、PLN 支店・MEMR 支所からの情報・要望を組み入れやすいこと、将来への環境・社会データインターフェースなどを考慮して関係部署間の Intranet GIS を構築利用するのが望ましい。

付 属 資 料

1. 署名したM/M
2. 収集資料リスト

MINUTES OF MEETING
FOR
THE PROJECT FORMULATION STUDY
ON
THE STUDY OF OPTIMAL ELECTRIC POWER DEVELOPMENT
IN SULAWESI
IN THE REPUBLIC OF INDONESIA

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

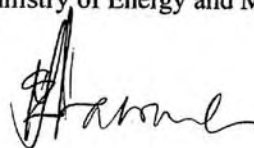
Jakarta, January 26, 2006



Mr. Yusuke Murakami
Team Leader
Project Formulation Study Team
Japan International Cooperation Agency



Ms. Émy Perdanahari
Director of Electric Power Program
Directorate General of
Electricity and Energy Utilization
Ministry of Energy and Mineral Resources



for Mr. Herman Darnel Ibrahim
Director of Transmission and Distribution
PT. PLN (PERSERO)

\$

The Government of Republic of Indonesia (hereinafter referred to as "the Government of Indonesia") officially requested the Government of Japan to implement the Study of Optimal Electricity Power Development in Sulawesi (hereinafter referred to as "the Study") in December 2004. In response to the request, the Project Formulation Study Team (hereinafter referred to as "the Team") organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") was dispatched and had a series of discussions with the authorities concerned of the Government of Indonesia from January 19th to January 28th, 2006.

The discussions were conducted in a cordial atmosphere and both parties agreed to record the following points as summarized conclusions of the discussions between Indonesian side, Ministry of Energy and Mineral Resources (hereinafter referred to as "MEMR") and PT. PLN (PERSERO) KANTOR PUSAT (hereinafter referred to as "PLN"), and the Team.

1. Significance of the Study in line with the National Electricity General Plan

According to the government regulation No. 3 year 2005, RUPTL is formulated based on RUKN and these plans are formulated by PLN and MEMR annually. The electric power development plan in Sulawesi is also drawn by PLN and MEMR and is one of the components of RUPTL and RUKN.

Sulawesi has been recognized to have abundant potential primary energy resources for electric power development such as, hydro and geothermal. However, development of such potential has not been sufficient in spite of recent electricity demand hike.

The Study is expected to formulate an optimal power development plan in Sulawesi by considering abundant potential local primary energy resources for power supply and proposal for financial measures and investment promotion policy. MEMR stated that the Study will be utilized as input data for formulation of a future RUKN and will be incorporated into the part of Sulawesi and to capacitate their staff and staff in related institutions for future power development planning on their own.

2. Planning Period of the Study

Since the Study will be implemented aiming to incorporate into the latest RUKN and RUPTL, planning period of the Study will be from 2008 to 2027.

3. Institutional Frame Work for the Study

MEMR shall act as counterpart agency to the JICA study team and as a coordinating body for the authorities concerned, such as PLN, PLN regional offices in Sulawesi, BAPPENAS, Dinas Pertambangan dan Energi and BAPPEDA of six (6) provincial governments of Sulawesi to conduct smooth implementation of the Study.

Both parties have reached an agreement to organize Steering Committee and Working Group which shall be established by MEMR before implementing the Study.

1) Steering Committee

To ensure smooth collaboration between relevant organizations of the Indonesian side and the JICA Study team and to monitor the progress of the Study, the Steering Committee shall be held by MEMR in a timely manner. The Steering Committee shall be composed of representatives from MEMR, PLN, BAPPENAS and JICA study team and it will be chaired by MEMR.

2) Working Group

MEMR shall organize the Working Group, whose member shall work together with JICA study team, to conduct the Study smoothly and efficiently, and to realize a technical transfer for staff in related institutions in the course of the Study. The Working Group shall be set up by MEMR and member composed of MEMR, PLN, PLN regional offices in Sulawesi, Dinas Pertambangan dan Energi and BAPPEDA of six (6) provincial government of Sulawesi and chaired by MEMR.

4. Adjustment of the Scope of the Study Proposed by the Indonesian Side

The Team proposed to make adjustment regarding the scope of the Study, which was proposed by the Indonesian side as attached, on the basis of previous assessment and confirmation of the fact through the project formulation study. Both parties have reached the agreement on the adjustment of the scope of the Study as follows.

1) Rural Electrification Promotion Program

Rural electrification shall be taken into account in the Study in the manner of considering extension of the transmission line. The Study shall consider relatively large demand, namely populated villages, in rural areas to analyze an optimal moment of reaching a transmission line in line with extension of principal transmission line in the Study. Both parties have reached an agreement on further discussions on the manner of the Study to conduct an analysis and planning on rural electrification with extension of transmission line.

2) Human Resources Development Program

The human resources development to capacitate staff in related institutions, especially members of the Working Group, shall be conducted in a manner of a technical transfer seminar in the course of the Study. The Team proposed to realize the seminars in major cities in Sulawesi such as, Makassar and Manado. Detail of the arrangement shall be discussed in preliminary study team. Manual for planning an electric power development plan shall be drawn by the JICA study team during the Study to facilitate technical transfer and continuous use and revise of the plan. The Indonesian side requested to carry out relevant technical training, related to the Study, which will be done in Japan and funded by JICA. The Team replied that the request would be conveyed to the officials concerned in the Government of Japan.

3) Area to be Covered by the Study

The study area for the Study shall cover whole part of the main island of Sulawesi to ensure

optimization of the electric power development plan in Sulawesi. However, both parties agreed that JICA study team may not visit every province of Sulawesi.

4) Others

Both parties agreed to include the study of improvement for existing electric power generation facilities i.e. rehabilitation modification and re-powering, and of management and operation maintenance and inspection as one of short-term measures to improve current imbalance of demand-supply situation in Sulawesi system.

5. Agreed Detail Scope of the Study

Taking the above discussions into consideration, the agreed scope of the Study will comprise the following items as attached. However, the scope of the Study is subject to the discussion with the JICA Preliminary Study Team.

6. Understanding of Undertaking

1) Budget allocation

The budget for counterpart personnel related to the Study will be borne by each institution.

2) Office space

Office space for the JICA study team to implement the Study shall be provided by PLN.

7. Reporting

Both parties agreed that final report of the Study will be distributed by MEMR to the institutions which have participated in the Study.

8. Procedure before Implementation of the Study

- 1) Internal procedure in the Government of Japan for approval of the Study.
- 2) Preliminary study for finalizing the scope of work for the Study.
- 3) Signing the scope of work by representatives of both parties.

Attachment:

- 1) List of Attendants
- 2) Scope of the Study proposed by the Indonesian side
- 3) Agreed detail scope of the Study
- 4) Tentative schedule of the Study

List of Attendants

Ministry of Energy and Mineral Resources

Ms. Emy Perdanahari, Director of Electric Power Program, Directorate General of Electricity
and Energy Utilization

Ms. Satya Zulfanitra, Deputy Director, Electric Power Planning

Mr. Benhur PL Tobing, Deputy Director, Social Electricity

Mr. Zaenul Arief, Head of Section, Electric Planning Program

Mr. Qatro Romandhi, Electric Planning Program Staff

PT. PLN

Mr. Bambang Hermawanto, Deputy Director of System Planning

Mr. Monstar Panjaitan, Planning manager for Outside Java Region

JICA Project Formulation Study Team

Mr. Yusuke Murakami, Team Leader

Mr. Hiroshi Sato, Study Planning

Mr. Seiji Yamakawa, Power Development Planning

Mr. Nishinoiri Kazuo, Rural Electrification Promotion

JICA Indonesia

Mr. Katsuhiko Ohara

Ms. Sulisty Wardani

JICA Expert

Mr. Masahiko Nagai

(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 area in Sulawesi

(5) Scope of the Study:

*Enter in a concise manner using an itemized statement.

The study will include the following:

- 1) Collection and analysis of data and information
- 2) Analysis and examination of current status of power sector
- 3) Analysis and examination of economic condition
- 4) Analysis and examination of power demand forecast
- 5) Review on power sector reform program and its progress
- 6) Establishment of optimal power development plan
- 7) Proposal on rural electrification promotion program
- 8) Proposal on investment promotion policy
- 9) Proposal on human resources development program

(6) Study Schedule:

*Enter the time/period of the study.

15 months starting from August 2005

(7) Expected Major Outputs of the Study:

- 1) Optimal power development plan
- 7) Rural electrification promotion program
- 8) Investment promotion policy
- 9) Human resources development program

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

(9) Environmental and Social Considerations

*Please fill in the attached screening format.

Scope of the Study (Draft)

I. Preliminary Study Stage

1. Collection, arrangement, and analysis of data & information

The following data & information are to be collected, arranged and analyzed;

- 1) Relevant laws and regulations on power sector
- 2) Organization and institution on power sector
- 3) Socio-economic situation of each province in Sulawesi
- 4) Regional development plan
- 5) Current situation of power generation, power supply and transmission lines
- 6) Electricity tariff and its structure
- 7) Current situation of power generation facility including transmission lines
- 8) Previous power demand forecasts
- 9) Previous power development plan
- 10) Existence of power resources in and around Sulawesi
- 11) Trend of power resources costs

2. Field Investigation

- 1) Identification of socio-economic and regional development situation of each province in Sulawesi
- 2) Identification of current energy crises area
- 3) Identification of current situation of power generation facility including transmission lines
- 4) Identification of new demand areas and independent power system areas which have possibilities to be supplied through the extension of power grid system
- 5) Identification of promising power development sites studied previously

II. Optimization Study Stage

Based on the results of the Preliminary Study Stage, the plans of power generation plans and transmission line systems shall be optimized by setting up several scenarios of the development for power development and transmission lines;

1. Review of Previous Power Development Plans

- 1) Review of previous power demand forecasts
- 2) Review of principal economic/power policies and GDP forecasts
- 3) Review of primary energy availability for power
- 4) Review of social and natural environmental factors
- 5) Review of power sources availability
- 6) Review of transmission line expansion plans
- 7) Verification of power deficit and its countermeasures
- 8) Demand side/supply side management
- 9) Drawing up of alternative development plans for power and transmission lines

2. Optimization of alternatives of scenarios for development

- 1) Setting up of alternatives for development scenarios
- 2) Simulation of the system least cost comparison
- 3) Verification of simulation results

3. Further studies on rehabilitation and/or repowering alternatives

If rehabilitation and/or repowering alternatives become high priority, further studies are to be carried out.

III. Conclusion and Recommendation Stage

The following conclusions and recommendations are to be made;

1. Optimal Scenario for Power and System Development
2. Financial Aspects including Investment Procedures and Incentives to the Scenario
3. Optimal Organization and Institutional Set up for Power Development Planning
4. Human Resources Development Plan

IV. Reporting

Inception report, interim report, draft final report and final report are to be prepared in the Study.

V. Workshop, Seminar & Training for Human Resources Development

Tentative Schedule

| Work Item | Month | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|---|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|
| I Preliminary Study Stage | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Collection of data & information | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. Field Investigation | | | | | | | | | | | | | | | | |
| II Optimization Study Stage | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Review of previous power development plans | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. Optimization of alternatives of scenarios for development | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3. Further studies on rehabilitation and/or repowering alternatives | | | | | | | | | | | | | | | | |
| III Conclusion and Recommendation Stage | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Optimal scenario for power and system development | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. Financial Aspects including Investment Procedures and Incentives | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3. Optimal organization and Institutional set up | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4. Human Resources Development Plan | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Workshop | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Seminar & Training for Human Resources Development | | | | | | | | | | | | | | | | |

Legend IC/R = Inception Report
 IT/R = Interim Report
 DF/R = Draft Final Report
 F/R = Final Report

■ Work in Indonesia
 □ Work in Japan

2. 収集資料リスト

| No. | タイトル、著者及び内容 | 使用言語 | 発行機関 | 入手日 | 備考 |
|-----|--|------------------------|--|-----|---------|
| 1 | STATISTIK TAHUN 2005 | Indonesian/ English | PLN Wilayah Suluttenggo | | 冊子 |
| 2 | Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2005-2014 | Indonesian | PLN Wilayah Suluttenggo | | 冊子 |
| 3 | STATISTIK TAHUN 2004 | Indonesian | PLN Wilayah Sulawesi Selatan | | 冊子 |
| 4 | Directory and Cartography of the Location of Micro Hydro Power Plants and Solar Home System Managed by Cooperatives and Small and Medium Enterprises | English | SMOC | | 冊子 |
| 5 | Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2006-2015 | Indonesian | PT PLN (Persero) | | コピー |
| 6 | Statistik Ketenagalistrikan Dan Energi Tahun 2003 | Indonesian/ English | Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi | | コピー |
| 7 | Sulawesi Selatan Dalam Angka 2004/2005 | Indonesian/ English | BPS Statistics Sulawesi Selatan Province | | 冊子 |
| 8 | Generation's Data 1 PLN北スラウェシ支店2005年末発電設備データ Transmission Distribution | English | PLN Wilayah Suluttenggo計画課 | | PDFファイル |
| 9 | PLN北スラウェシ支店送電設備データ単線結線 図:2005年末時点既設と将来計画 | Indonesian/ English | PLN Wilayah Suluttenggo計画課 | | PDFファイル |