

インドネシア国

エネルギー・鉱物資源省及び国有電力会社

インドネシア国  
スラウェシ島最適電源開発  
計画調査

ファイナルレポート  
(メインレポート)

平成20年8月  
(2008年8月)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
中部電力株式会社  
日本工営株式会社

## 序 文

日本国政府は、インドネシア国政府の要請に基づき、同国のスラウェシ島最適電源開発計画調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成19年7月から平成20年6月までの間、5回にわたり中部電力株式会社の斎藤芳敬氏を団長（平成20年7月以降中西浩和氏を団長）とし、同社と日本工営株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インドネシア国政府およびスラウェシ島の各州政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後、国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成20年8月

独立行政法人国際協力機構  
理 事 永塚 誠一

平成 20 年 8 月

独立行政法人国際協力機構  
理事 永塚 誠一 殿

## 伝 達 状

「インドネシア国スラウェシ島最適電源開発計画調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および日本工営株式会社が、平成 19 年 7 月から平成 20 年 8 月まで実施して参りました。

本調査では、スラウェシ系統において低廉かつ安定的な電力供給を行うため、スラウェシ地域の一次エネルギーの特徴を考慮した最適電源計画、独立系統の連系を含む送電網整備計画を策定しました。また、これらの開発計画実現のための、マクロ経済・財務面および環境社会配慮面の方策、さらに電力セクターへの投資促進策など、広範な分野にわたる提言を行いました。

私どもは、これらの提言が実現されることで、スラウェシ地域の持続可能な電力開発、ひいては、同地域の生活水準の向上に大きく貢献できると信じております。

インドネシア国政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、本報告書の提言を優先的に実現していくこと強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いたインドネシア国エネルギー鉱物資源省、国有電力会社（PT. PLN (Persero)）、スラウェシ島の各州政府、その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

インドネシア国  
スラウェシ島最適電源開発計画調査  
総括 中西 浩和

# 目 次

第 1 章	序 論	1-1
1.1	序 文	1-1
1.2	本件調査に至るまでの経緯	1-1
1.3	本件調査の目的	1-1
1.4	調査計画	1-1
1.5	カウンターパートチームおよび調査団の構成	1-4
第 2 章	エネルギー政策及び一次エネルギー資源	2-1
2.1	エネルギー・電力政策	2-1
2.1.1	中央政府	2-1
2.1.2	地方レベル	2-4
2.2	一次エネルギー資源	2-7
2.2.1	天然ガス	2-9
2.2.2	石 炭	2-10
2.2.3	泥 炭	2-12
2.2.4	地 熱	2-12
2.2.5	一般水力	2-14
2.2.6	ミニ水力	2-14
2.2.7	風力、太陽光	2-17
2.2.8	バイオマス・バイオガス	2-17
第 3 章	需要予測	3-1
3.1	技術基準	3-1
3.1.1	地域区分と弾性値に関する想定	3-1
3.1.2	GRDP 成長の想定	3-1
3.1.3	潜在需要の影響	3-2
3.1.4	他の想定	3-3
3.2	需要予測結果	3-3
3.3	予測ツールについて：DKL と Simple-E	3-5
3.4	変電所負荷データの作成	3-12
第 4 章	地方電化	4-1
4.1	スラウエシ島における地方電化の現状	4-1
4.1.1	スラウエシ島の地方電化率	4-1
4.1.2	スラウエシ島における地方電化率の推移	4-2
4.1.3	PLN 以外からの電力供給を含む電化率	4-3
4.2	地方電化の実施体制および予算配分	4-6
4.2.1	2002 年新電力法成立・廃案の前後における地方電化実施体制の変化	4-6
4.2.2	地方電化に関する各組織の役割と予算配分	4-7

4.3	電化目標と所要資金 .....	4-9
4.3.1	インドネシアにおける電化目標値 .....	4-9
4.3.2	スラウェシにおける地方電化予算 .....	4-10
4.3.3	目標達成のための所要資金 .....	4-11
4.4	地方電化促進に関する問題点 .....	4-12
4.4.1	供給コストの増加 .....	4-12
4.4.2	供給コストに見合わない電力料金 .....	4-13
4.4.3	地方電化財源の不足 .....	4-13
4.4.4	オフ・グリッド地域の電化設備の維持管理体制の欠如 .....	4-14
4.5	地方電化の実施方法選択のクライテリア .....	4-14
4.5.1	方法論 .....	4-14
4.5.2	代替案毎の電化費用 .....	4-16
4.5.3	電化による便益 .....	4-19
4.5.4	分析結果 .....	4-22
4.6	電化の促進と地方開発 .....	4-25
4.6.1	スラウェシにおける産業と電力の生産的活用 .....	4-25
4.6.2	地方部における適用が可能な電気を利用した産業 .....	4-26
4.6.3	地方部における電気の生産的利用に向けた提言 .....	4-31
第5章	電源開発計画 .....	5-1
5.1	スラウェシ島における PLN による電力需給の現状 .....	5-1
5.1.1	調査対象系統 .....	5-1
5.1.2	電源開発計画策定のフロー .....	5-2
5.2	スラウェシ島の電力需給の現状 .....	5-3
5.2.1	PLN による電力供給の現状 .....	5-3
5.2.2	システム毎の電力供給 .....	5-5
5.2.3	PLN 電力系統における需給状況 .....	5-5
5.2.4	既設発電設備の概要 .....	5-7
5.3	既存電力供給計画 (RUPTL) のレビュー .....	5-11
5.3.1	RUPTL の電源開発計画における検討条件およびパラメータの検証 .....	5-11
5.4	既存発電設備の現状 .....	5-14
5.4.1	既存発電設備の概況 .....	5-14
5.4.2	既存発電設備の電源別評価 .....	5-15
5.5	電源開発候補プロジェクトの現状把握と実現可能性の検討 .....	5-17
5.5.1	電源開発候補プロジェクト .....	5-17
5.5.2	電源開発上の問題点 .....	5-24
5.5.3	ローカルエネルギー電源開発候補 .....	5-25
5.6	電源開発計画策定のための前提条件およびパラメータの検討 .....	5-26
5.6.1	解析に用いるツール .....	5-26
5.6.2	想定需要 .....	5-26

5.6.3	燃料費 .....	5-30
5.6.4	開発が決定している電源開発プロジェクト .....	5-30
5.6.5	開発が決定している系統連系プロジェクト .....	5-30
5.6.6	目標信頼度 .....	5-30
5.6.7	開発電源設備のユニット容量 .....	5-31
5.6.8	設備廃止計画 .....	5-33
5.6.9	開発候補電源設備 .....	5-34
5.6.10	開発シナリオ .....	5-34
5.7	系統連系の経済性 .....	5-35
5.7.1	系統連系の概要 .....	5-35
5.7.2	小規模独立系統間の系統連系 .....	5-35
5.7.3	小規模独立系統—大規模系統間の系統連系 .....	5-37
5.7.4	小規模独立系統の連系時期 .....	5-39
5.8	長期電源開発計画 .....	5-41
5.8.1	開発シナリオの設定 .....	5-41
5.8.2	電源開発量と電源種別 .....	5-41
5.8.3	発電電力量 .....	5-48
5.8.4	燃料消費量と CO <sub>2</sub> 排出量 .....	5-51
5.8.5	設備投資額 .....	5-54
5.8.6	経済性優先シナリオとローカルエネルギー優先シナリオの比較 .....	5-54
第 6 章	送電開発計画 .....	6-1
6.1	スラウェシ系統の現状 .....	6-1
6.1.1	スラウェシ系統の概要 .....	6-1
6.1.2	スラウェシ系統の運用状況 .....	6-4
6.1.3	スラウェシ系統の設備 .....	6-4
6.1.4	供給信頼度 .....	6-6
6.1.5	送電ロス .....	6-6
6.2	PLN の送電計画 .....	6-6
6.2.1	送電計画の立案方法 .....	6-6
6.2.2	PLN の拡充基準 .....	6-7
6.2.3	系統解析プログラム .....	6-8
6.2.4	PLN の拡充計画 .....	6-8
6.3	送電拡充計画策定のための諸条件 .....	6-9
6.3.1	検討ケース .....	6-9
6.3.2	拡充基準および検討手法 .....	6-12
6.3.3	系統解析プログラムおよびデータ .....	6-13
6.4	送電開発計画 .....	6-14
6.4.1	北スラウェシ系統の送電開発計画 .....	6-20
6.4.2	南スラウェシ系統の送電開発計画 .....	6-23

6.5	南北連系線の検討	6-27
6.5.1	150 kV 系統による南北連系	6-28
6.5.2	275 kV 送電線による南北連系	6-28
6.5.3	BTB による南北連系	6-31
6.5.4	南北連系に関する結言	6-31
6.6	ローカルエネルギー優先シナリオにおける送電開発計画	6-31
6.6.1	北スラウェシ系統の送電開発計画	6-36
6.6.2	南スラウェシ系統の送電開発計画	6-37
6.7	送電設備開発量および設備投資額	6-39
6.8	送電計画のシナリオ別比較	6-41
6.9	送電計画の課題	6-41
<b>第7章</b>	<b>環境社会配慮</b>	<b>7-1</b>
7.1	環境関連の法的枠組み	7-1
7.1.1	適用した環境影響評価のガイドライン	7-1
7.1.2	土地利用規制	7-1
7.1.3	排水基準	7-4
7.1.4	排ガス基準	7-4
7.1.5	有害・有毒廃棄物排出基準	7-4
7.2	スコアピニング	7-4
7.3	調査・予測方法	7-8
7.3.1	現況調査	7-8
7.3.2	負荷量調査	7-8
7.3.3	項目別影響予測	7-8
7.3.4	シナリオ比較	7-9
7.3.5	保全対策の検討	7-11
7.4	環境現況の調査	7-11
7.4.1	地形	7-11
7.4.2	気象	7-11
7.4.3	行政区界	7-12
7.4.4	人口	7-12
7.4.5	貧困層	7-12
7.4.6	部族分布	7-12
7.4.7	ジェンダー	7-13
7.4.8	文化財	7-13
7.4.9	植生	7-13
7.4.10	生物相と希少生物	7-13
7.5	負荷量の調査	7-14
7.5.1	大気汚染	7-14
7.5.2	廃棄物	7-16

7.5.3	地球温暖化ガス	7-17
7.6	項目別予測	7-18
7.6.1	大気汚染	7-18
7.6.2	廃棄物	7-18
7.6.3	生物・生態系	7-19
7.6.4	地球温暖化	7-22
7.6.5	非自発的住民移転	7-22
7.6.6	雇用や生計手段等の地域経済	7-23
7.6.7	土地利用や地域資源利用	7-23
7.7	シナリオ比較	7-24
7.8	保全対策の検討	7-25
7.8.1	堆砂対策	7-25
7.8.2	非自発的住民移転対策	7-27
7.8.3	生物・生態系対策	7-28
第8章	最適電力開発計画	8-1
8.1	最適な開発シナリオ	8-1
8.2	最適電力開発計画	8-1
8.2.1	電源開発計画	8-1
8.2.2	送電計画	8-2
8.2.3	電力設備開発量	8-3
8.2.4	電力設備投資額	8-3
8.3	電気料金と経済財務分析	8-4
8.3.1	料金政策	8-4
8.3.2	料金体系	8-6
8.3.3	PLNの財務状況	8-10
8.3.4	スラウェシ島の電気事業収支	8-18
8.4	資金調達と民間投資促進策	8-25
8.4.1	電力開発のための所要資金	8-25
8.4.2	IPPを巡るインドネシアの環境	8-26
8.4.3	東南アジア周辺国との投資環境の比較	8-29
8.4.4	インドネシアにおける民間投資促進における課題	8-44
8.4.5	スラウェシ島における民間電力開発促進策	8-45
8.5	わが国からの協力事業の提案	8-47
8.5.1	水カマスタープランの策定	8-47
8.5.2	サワンガン水力事業	8-47
8.5.3	バカル2水力事業	8-47
8.5.4	Malea水力事業の官民連携開発	8-48
8.5.5	Tonsea Lama水力の改修（機器の据え替え）	8-56
8.5.6	グリッド接続事業	8-58



## 図番号一覧

図 2.2.1	原油スポット価格（FOB）の推移.....	2-8
図 2.2.2	米国エネルギー省のエネルギー価格予測（2008年改訂版） .....	2-9
図 3.2.1	南スラウェシ需要想定 .....	3-3
図 3.2.2	北スラウェシ需要想定 .....	3-4
図 4.1.1	2006年におけるスラウェシ島各州の村落・世帯電化率 .....	4-1
図 4.1.2	スラウェシ島における州別の村落電化率の推移（1990～2006年） .....	4-2
図 4.1.3	スラウェシ島における州別の世帯電化率の推移（1990～2006年） .....	4-3
図 4.1.4	州別の世帯電化率・電気普及率.....	4-4
図 4.1.5	1990年（左）および2005年（右）における県別の電力使用世帯率 .....	4-6
図 4.2.1	地方電化実施体制の変化 .....	4-7
図 4.3.1	地方電化予算（承認ベース）の推移と全体予算に占める割合 .....	4-11
図 4.3.2	2006年における地方電化予算とスラウェシ島への配分 .....	4-11
図 4.4.1	国際原油価格および PLN の石油燃料購入価格の推移 .....	4-12
図 4.5.1	グリッド延伸の経済性 .....	4-15
図 4.5.2	経済便益の概念図 .....	4-21
図 4.5.3	Sulsel 系統における地方電化実施のクライテリア .....	4-23
図 4.5.4	Minahasa-Kotamobagu 系統における地方電化実施のクライテリア .....	4-24
図 4.5.5	その他小規模系統における地方電化実施のクライテリア .....	4-25
図 5.1.1	本調査における調査対象系統 .....	5-1
図 5.1.2	電源開発計画策定のフロー .....	5-2
図 5.2.1	スラウェシ島の PLN 電力系統（2006年時点） .....	5-4
図 5.2.2	電源種別設備出力および構成比率（2006年末時点） .....	5-8
図 5.3.1	Sulsel 系統の月最大電力（2004～2006年） .....	5-12
図 5.3.2	RUPTL における Bili-Bili 水力発電所の運転パターン設定のイメージ .....	5-13
図 5.4.1	Gorontalo ディーゼル発電所 .....	5-15
図 5.4.2	Tonsea Lama 水力発電所.....	5-16
図 5.4.3	Lahendong 1 地熱発電所 .....	5-17
図 5.5.1	将来電源開発候補（水力および地熱） .....	5-25
図 5.6.1	北スラウェシ連系系統および南スラウェシ連系系統の最大電力予測（2007～2027年） .....	5-26
図 5.6.2	Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統の負荷持続曲線 .....	5-29
図 5.6.3	Gorontalo 系統および Kendari 系統の負荷曲線 .....	5-29
図 5.6.4	最大電力に対する最大電源ユニット容量比率（2007年9月末現在） ..	5-31
図 5.7.1	独立系統間の連系による予備機の削減.....	5-36
図 5.7.2	独立系統間（ディーゼル系統間）の連系に対する経済的合理性の評価 ..	5-37
図 5.7.3	小規模独立系統—大規模系統の連系に対する経済的合理性の評価 .....	5-39
図 5.8.1	2007年スラウェシ系統の系統規模 .....	5-41

図 5.8.2	2027 年スラウェシ系統の系統規模	5-41
図 5.8.3	北スラウェシ系統の発電電力量	5-49
図 5.8.4	南スラウェシ系統の発電電力量	5-50
図 5.8.5	北スラウェシ系統 CO <sub>2</sub> 排出原単位	5-52
図 5.8.6	南スラウェシ系統 CO <sub>2</sub> 排出原単位	5-53
図 6.1.1	スラウェシ電力系統の概要	6-2
図 6.2.1	送電計画作成手順	6-7
図 6.4.1	2007 年スラウェシ系統図	6-15
図 6.4.2	2012 年スラウェシ系統図 (経済性優先シナリオ)	6-16
図 6.4.3	2017 年スラウェシ系統図 (経済性優先シナリオ)	6-17
図 6.4.4	2022 年スラウェシ系統図 (経済性優先シナリオ)	6-18
図 6.4.5	2027 年スラウェシ系統図 (経済性優先シナリオ)	6-19
図 6.5.1	150 kV 送電線による南北連系時の系統図	6-29
図 6.5.2	275 kV 送電線による南北連系時の系統図	6-30
図 6.6.1	2012 年スラウェシ系統図 (ローカルエネルギー優先シナリオ)	6-32
図 6.6.2	2017 年スラウェシ系統図 (ローカルエネルギー優先シナリオ)	6-33
図 6.6.3	2022 年スラウェシ系統図 (ローカルエネルギー優先シナリオ)	6-34
図 6.6.4	2027 年スラウェシ系統図 (ローカルエネルギー優先シナリオ)	6-35
図 7.3.1	調査・予測の手順	7-8
図 7.3.2	各シナリオの電源構成比率 (設備容量ベース)	7-9
図 7.3.3	各シナリオにおける開発電源位置	7-10
図 7.4.1	スラウェシ島の州別人口	7-12
図 7.5.1	インドネシアのセクター別二酸化窒素排出量	7-15
図 7.5.2	スラウェシ島の電源別発電量と二酸化硫黄排出量	7-15
図 7.5.3	インドネシアの石炭火力発電所から排出されるフライアッシュ・焼却主灰と発電規模の関係	7-16
図 7.5.4	スラウェシ島の小規模ディーゼル発電所・水力発電所で使用される潤滑油量と発電規模の関係	7-16
図 7.5.5	インドネシアのセクター別 CO <sub>2</sub> 排出量	7-17
図 7.5.6	スラウェシ島の電力セクターから排出される CO <sub>2</sub>	7-18
図 7.6.1	窒素酸化物排出予測量	7-18
図 7.6.2	石炭火力発電所からのフライアッシュと焼却主灰発生予測量	7-19
図 7.6.3	電源の位置と保護区	7-20
図 7.6.4	二酸化炭素排出予測量	7-22
図 7.6.5	シナリオ別電源の規模と貧困率	7-23
図 7.8.1	排砂設備の例 (宇奈月ダム、日本)	7-26
図 7.8.2	浚渫による貯水量確保のイメージ	7-26
図 7.8.3	洪水バイパストンネルの例 (美和ダム)	7-27
図 7.8.4	貯砂ダムの例 (長島ダム)	7-27
図 8.3.1	PLN 平均販売単価 (1990 年～2006 年)	8-4

図 8.3.2	対米ドル為替レートの推移（1990年1月～2007年12月）	8-5
図 8.3.3	販売電力量あたりの収入及び費用	8-11
図 8.3.4	PLNの営業収益及び営業費用	8-11
図 8.4.1	IPP関連法規制の変遷	8-28
図 8.5.1	水力開発候補案件の計画設備容量と建設単価	8-49
図 8.5.2	Malea水力における公共セクターの負債額	8-55
図 8.5.3	Malea水力ハイブリッドの予想ファイナンス	8-56
図 8.5.4	Tonsealama水力位置図	8-56
図 8.5.5	Tonsealama水力発電所の現状	8-58

## 表番号一覧

表 2.1.1	憲法裁判所の判決、2002 年電力法、1985 年電力法、新々電力法案の比較 2-2	
表 2.1.2	ジャワ・バリ PLN 発電所プロジェクトリスト .....	2-3
表 2.1.3	ジャワ・バリ外島部 PLN 発電所プロジェクトリスト .....	2-4
表 2.2.1	天然ガス埋蔵量, 2006 年 1 月 1 日現在 .....	2-10
表 2.2.2	スラウェシの石炭資源と埋蔵量 .....	2-11
表 2.2.3	インドネシアの地域別石炭資源と埋蔵量 .....	2-11
表 2.2.4	スラウェシの泥炭資源の潜在量 .....	2-12
表 2.2.5	スラウェシの地熱エネルギー潜在量と既設の設備容量 .....	2-12
表 2.2.6	インドネシアの一般水力エネルギーの潜在量 .....	2-14
表 2.2.7	スラウェシのミニ水力エネルギー潜在量 .....	2-15
表 2.2.8	スラウェシの風力エネルギー潜在量 .....	2-17
表 2.2.9	スラウェシの太陽エネルギー潜在量 .....	2-17
表 2.2.10	バイオマス（農業廃棄物）のエネルギー潜在量 .....	2-17
表 2.2.11	バイオガス（家畜）のエネルギー潜在量 .....	2-18
表 3.3.1	系統ごとの位置と区分 .....	3-6
表 3.3.2	南北スラウェシの需要予測結果（ベースケース） .....	3-7
表 3.3.3	南スラウェシ 系統別需要予測結果（ベースケース） .....	3-8
表 3.3.4	北スラウェシ州 系統別需要想定（ベースケース） .....	3-9
表 3.3.5	中央スラウェシ州 系統別需要想定（ベースケース） .....	3-10
表 3.3.6	ゴロンタロ州 系統別需要想定 .....	3-11
表 3.4.1	南スラウェシ変電所負荷データ .....	3-12
表 3.4.2	北スラウェシ変電所負荷データ .....	3-13
表 4.3.1	MEMR、PLN の世帯電化目標値 .....	4-10
表 4.5.1	経済的・財務的クライテリアの概要 .....	4-15
表 4.5.2	主要系統における kWh あたりの発送電コスト .....	4-17
表 4.5.3	電灯とケロシン・ランプの明るさ・費用面での比較 .....	4-20
表 5.2.1	スラウェシ島における PLN による電力供給実績（2002～2006 年） .....	5-3
表 5.2.2	連系系統の発電電力量と構成比率（2006 年） .....	5-3
表 5.2.3	PLN 電力系統の発電設備容量の推移 .....	5-5
表 5.2.4	PLN 電力系統の年間発電電力量の推移 .....	5-5
表 5.2.5	PLN 系統の電力供給状況（2006 年） .....	5-7
表 5.2.6	既設発電設備の概要（2006 年末時点） .....	5-8
表 5.2.7	系統別既設発電設備（2006 年末時点） .....	5-9
表 5.2.8	出力減少容量とその理由（2006 年末時点） .....	5-10
表 5.2.9	設備不具合による出力減少比率（発電タイプ別） .....	5-11
表 5.3.1	主な開発候補電源（RUPTL 2007-2016 ドラフト） .....	5-13
表 5.3.2	目標信頼度（RUPTL 2007-2018 ドラフト） .....	5-14

表 5.4.1	スラウエシ島の発電設備概要（2005年現在）	5-14
表 5.4.2	スラウエシ島における耐用年を著しく超えた発電ユニット	5-14
表 5.4.3	スラウエシの発電設備の定格容量と実容量	5-15
表 5.5.1	スラウエシの電源開発候補（2015年まで）	5-19
表 5.6.1	電源開発計画に用いる需要予測値（1/2）	5-27
表 5.6.2	電源開発計画に用いる燃料価格および地熱発電所の蒸気供給価格	5-30
表 5.6.3	開発固定プロジェクトリスト	5-30
表 5.6.4	調査における目標信頼度	5-31
表 5.6.5	電源ユニット容量上限	5-33
表 5.6.6	廃止が計画されているディーゼル発電機	5-33
表 5.6.7	電源開発計画における開発候補電源設備諸元	5-34
表 5.7.1	系統連系による便益と費用	5-35
表 5.7.2	独立系統間の系統連系における便益・費用算出のための仮定	5-37
表 5.7.3	小規模独立系統－大規模系統間の系統連系における 便益・費用算出のための仮定	5-38
表 5.7.4	小規模独立系統の連系時期	5-40
表 5.8.1	北スラウエシ系統の電源開発計画	5-42
表 5.8.2	北スラウエシ系統の電源開発計画（経済性優先シナリオ）	5-43
表 5.8.3	北スラウエシ系統の電源開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）	5-44
表 5.8.4	南スラウエシ系統の電源開発計画	5-45
表 5.8.5	南スラウエシ系統の電源開発計画（経済性優先シナリオ）	5-46
表 5.8.6	南スラウエシ系統の電源開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）	5-47
表 5.8.7	北スラウエシ系統の発電電力量	5-49
表 5.8.8	南スラウエシ系統の発電電力量	5-50
表 5.8.9	北スラウエシ系統の燃料消費量	5-51
表 5.8.10	北スラウエシ系統のCO <sub>2</sub> 排出量	5-51
表 5.8.11	南スラウエシ系統の燃料消費量	5-52
表 5.8.12	南スラウエシ系統のCO <sub>2</sub> 排出量	5-53
表 5.8.13	投資コスト	5-54
表 6.1.1	ピーク需要および発電機容量（2006年）	6-1
表 6.1.2	電圧許容範囲および設備の運用限度	6-4
表 6.1.3	周波数低下時の対策（北スラウエシ）	6-4
表 6.1.4	周波数低下時の対策（南スラウエシ）	6-4
表 6.1.5	スラウエシにおける送電設備（2006年）	6-5
表 6.1.6	スラウエシにおける変圧器容量（2006年）	6-5
表 6.1.7	標準的な送電線	6-5
表 6.1.8	変圧器の標準容量	6-5
表 6.1.9	中性点接地方式	6-6

表 6.1.10	需要家当たりの停電時間および停電回数（2006年）	6-6
表 6.1.11	送電ロス	6-6
表 6.2.1	系統規模と発電機の最大ユニット	6-7
表 6.2.2	PLN の送電計画（南スラウェシ）	6-8
表 6.2.3	PLN の送電計画（北スラウェシ）	6-9
表 6.3.1	送電計画検討ケース	6-9
表 6.3.2	ピーク時の州別および系統別の需要想定	6-10
表 6.3.3	オフピーク時の州別および系統別の需要想定	6-10
表 6.3.4	電源種別毎の電源設備量（経済性優先シナリオ）	6-11
表 6.3.5	電源種別毎の電源設備量（ローカルエネルギー優先シナリオ）	6-11
表 6.3.6	系統連系時期	6-12
表 6.3.7	潮流解析における解析条件	6-13
表 6.3.8	安定度解析にあたっての前提条件	6-13
表 6.3.9	短絡容量検討における解析条件	6-13
表 6.3.10	送電線特性データ（100MVA Base）	6-14
表 6.4.1	北スラウェシ系統の最小可能出力とオフピーク負荷	6-20
表 6.4.2	南スラウェシ系統の石炭火力導入量とオフピーク負荷	6-24
表 6.6.1	西部方面送電開発計画	6-36
表 6.7.1	経済性優先シナリオにおける拡充設備量（送電線）	6-39
表 6.7.2	経済性優先シナリオにおける拡充設備量（変圧器）	6-39
表 6.7.3	ローカルエネルギー優先シナリオにおける拡充設備量（送電線）	6-39
表 6.7.4	ローカルエネルギー優先シナリオにおける拡充設備量（変圧器）	6-40
表 6.7.5	経済性優先シナリオにて必要な送電設備投資額	6-40
表 6.7.6	ローカルエネルギー優先シナリオにて必要な送電設備投資額	6-40
表 6.8.1	シナリオ別投資額の比較	6-41
表 7.1.1	環境影響評価を必要とする事業	7-1
表 7.1.2	インドネシアの国有林の定義と規制内容	7-2
表 7.1.3	カルスト地区の定義と規制内容	7-4
表 7.2.1	スコーピング調査結果	7-6
表 7.3.1	比較表（見本）	7-11
表 7.4.1	分布の比較的明確になっているスラウェシの希少な生物	7-14
表 7.5.1	フライアッシュ・廃潤滑油の処理量	7-17
表 7.6.1	計画中の水力発電所と保護区の関係	7-20
表 7.6.2	計画中の水力発電所と影響を受ける希少種の名称	7-21
表 7.6.3	推定される移転戸数	7-22
表 7.6.4	影響を受ける農地面積と森林面積	7-24
表 7.7.1	比較表	7-25
表 8.2.1	スラウェシ島の電源開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）	8-1
表 8.2.2	ローカルエネルギー優先シナリオにおける拡充設備量（送電線）	8-2
表 8.2.3	ローカルエネルギー優先シナリオにおける拡充設備量（変圧器）	8-2

表 8.3.1	PLN の販売電気料金（2003 年改定）	8-7
表 8.3.2	PLN の需要家別平均販売単価	8-10
表 8.3.3	PLN 損益計算書（2001－2006 年度）	8-14
表 8.3.4	PLN 貸借対照表（連結ベース、2001－2006 年度）	8-15
表 8.3.5	PLN キャッシュフロー計算書（2001－2006 年度）	8-17
表 8.3.6	需要家別販売電力量及び売上高（2005 年）	8-18
表 8.3.7	PLN 南スラウェシ支店の電力供給コスト（2002－2006 年）	8-19
表 8.3.8	PLN 北スラウェシ支店の電力供給コスト（2002－2006 年）	8-20
表 8.3.9	PLN 南スラウェシ支店 損益計算書（2002－2006 年）	8-21
表 8.3.10	PLN 南スラウェシ支店 貸借対照表（2002－2006 年）	8-22
表 8.3.11	PLN 北スラウェシ支店 損益計算書（2002－2006 年）	8-23
表 8.3.12	PLN 北スラウェシ支店 貸借対照表（2002－2006 年）	8-24
表 8.4.1	電力開発所要資金（2008－2027 年）	8-25
表 8.4.2	東南アジア 4 カ国の概況	8-30
表 8.4.3	アジア 4 カ国の電力需給状況・見通し	8-31
表 8.4.4	東南アジア 4 カ国の電力供給体制	8-31
表 8.4.5	東南アジア 4 カ国における平均電気料金の推移	8-32
表 8.4.6	アジア 4 カ国の電力セクター改革の概要	8-33
表 8.4.7	東南アジア 4 カ国における IPP 導入の現状と見通し	8-35
表 8.4.8	東南アジア 4 カ国における IPP 投資機会・調達に関わる法規則	8-36
表 8.4.9	東南アジア 4 カ国の一次エネルギー政策の概略	8-37
表 8.4.10	東南アジア 4 カ国における燃料供給体制	8-38
表 8.4.11	東南アジア 4 カ国における IPP 投資に関わる投資制度・投資優遇策	8-39
表 8.4.12	東南アジア 4 カ国の IPP リスクマネジメントの現状	8-41
表 8.4.13	東南アジア 4 カ国における IPP 投資リスクカバー及び政府保証の状況	8-43
表 8.4.14	再生可能エネルギー買取義務制度	8-45
表 8.5.1	運転中の IPP	8-49
表 8.5.2	同一リターンを仮定した場合の水力・火力比較	8-50
表 8.5.3	水力開発における 4 官民連携形態の比較	8-51
表 8.5.4	Malea 水力ハイブリッド PPP における官民分担案	8-53
表 8.5.5	水力ハイブリッドと従来型事業の財務評価比較	8-54
表 8.5.6	Tonsea Lama 水力に求められる改修工事	8-57
表 8.5.7	Tonsea Lama 水力の予想改修費用	8-57
表 8.5.8	送電設備投資額	8-58
表 8.5.9	新設されるオングリッド配電用変電所数	8-59

## 略 語 一 覧

(\*印はインドネシア語)

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AMDAL	* Analisis Mengenai Dampak Lingkungan	環境影響評価
AP2B	* Area Penyaluran & Pengatur Beban	地方給電指令所
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
BAPEDAL	* Badan Pembangunan Dampak Lingkungan	環境管理庁
BAPEDALDA	* Badan Pembangunan Dampak Lingkungan Daerah	地方環境管理局
BAPPEDA	* Badan Prencannan Pembangunan Daerah	地方開発局
BAPPENAS	* Badan Prencanaan Pembangunan Nasional	国家開発企画庁
BKPM	* Badan Koordinasi Penanaman Modal (Investment Coordinating Board)	投資調整庁
BKPMD	* Badan Koordinasi Penanaman Modal Daerah (Regional Investment Coordinating Board)	地方投資調整局
BOO	Build Own Operate	建設・所有・運営方式
BOT	Build Operate Transfer	建設・運営・譲渡方式
BP	British Petroleum (UK)	英国石油
BPP	* Biaya Pokok Penjualan	基本供給コスト
BPS	* Badan Pusat Statistik	中央統計庁
BTO	Build Transfer Operate	建設・譲渡・運営方式
BTU	British Thermal Unit	英国熱量単位 (単位)
CC	Combined Cycle (Generation)	複合火力発電
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CER	Certified Emission Reduction	認証排出削減量
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
CP	Captive Power (Generation)	自家発電
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
CR	Critically Endangered	絶滅寸前種
CY	Calendar Year	暦年
DGEEU	Directorate General of Electricity and Energy Utilization	電力・エネルギー利用総局
DINASPE	* Dinas Pertambangan dan Energi	(地方) 鉱山エネルギー局
DJLPE	* Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi (DGEEU)	電力・エネルギー利用総局
DOE	Department of Energy (USA)	(米国) エネルギー省
DOE	Department of Energy (Philippines)	(比国) エネルギー省
EEP	Electricity Enterprise Permit	(比国)
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand	(タイ) 発電公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EMSA	Electricity Market Supervisory Agency	電力市場監督局
EN	Endangered	絶滅危惧種
EPIRA	Electric Power Industry Restructuring Act	(比国) 電力産業改革法
EPPO	Energy Policy and Planning Office (Thailand)	(タイ) エネルギー政策局
ERC	Energy Regulatory Commission (Philippines)	(比国) エネルギー規制委員会



ESDM	* Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (MEMR)	エネルギー鉱物資源省
ETAM	Electricity Tariff Adjustment Mechanism	電気料金調整制度
EVN	Electricity of Viet Nam	ベトナム電力公社
F/S	Feasibility Study	フィージビリティ調査
FSA	Fuel Supply Agreement	燃料供給契約
FY	Fiscal Year	会計年度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GRDP	Gross Regional Domestic Product	域内総生産
GT	Gas Turbine (Generation)	ガスタービン (発電)
HSD	High Speed Diesel Oil	高速ディーゼル油
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	合弁事業、共同企業体
Keppres	Keputusan Presiden	大統領令
KP	* Kuasa Pertambangan	採掘権
KUD	* Koperasi Unit Desa	村落単位協同組合
LIPI	* Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia (Indonesian Institute of Sciences)	インドネシア科学院
LNG	Liquified Natural Gas	液化天然ガス
LOLP	Loss of Load Probability	系統離脱確率
LWBP	* Luar Waktu Beban Puncak (Off-Peak Load Tariff)	オフピーク時 (料金)
M/P	Master Plan	マスタープラン (調査)
MEA	Metropolitan Electricity Authority (Thailand)	(タイ) 首都圏配電公社
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	エネルギー鉱物資源省
MFO	Marine Fuel Oil	船舶燃料油
MIGAS	Directorate General of Oil and Gas	石油・天然ガス総局
MP	Master Plan	総合開発計画/マスタープラン
NPC	National Power Corporation (Philippines)	(比国) 国営電力公社
NTB	* Nusa Tenggara Barat	西ヌサテンガラ州
NTT	* Nusa Tenggara Timur	東ヌサテンガラ州
O&M	Operation & Maintenance	運転・維持管理
OBA	Output Based Aid	アウトプットベース援助
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
P3B	* Penyaluan dan Pusat Pengatur Beban	中央給電指令所
PEA	Provincial Electricity Authority (Thailand)	(タイ) 地方配電公社
Pertamina	* Perusahaan Tambang Minyak Negara	国有石油会社 (プルタミナ)
Perum	* Perusahaan Umum (Public Corporation)	国営企業

PIUKU	* Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan untuk Umum (Power Generation for Public Use Holder)	電気事業許可保持者
PJB	PLN Java Bali Power Company	ジャワ・バリ発電会社
PKUK	* Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (Electricity Business Authorization holder)	電気事業権保有者
PLN	* Perusahaan umum Listrik Negara	インドネシア国有電力会社
PLTA	* Pembangkit Listrik Tenaga Air	水力発電所
PLTD	* Pembangkit Listrik Tenaga Diesel	ディーゼル発電所
PLTFC	* Pembangkit Listrik Tenaga Fuel Cell	燃料電池発電
PLTG	* Pembangkit Listrik Tenaga Gas	ガスタービン発電所
PLTGB	* Pembangkit Listrik Tenaga Gasifikasi Batubara	ガス化石炭発電所
PLTGU	* Pembangkit Listrik Tenaga Gas & Uap	コンバインドサイクル火力発電所
PLTM	* Pembangkit Listrik Tenaga Microhidro	マイクロ水力発電所
PLTP	* Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi	地熱発電所
PLTU	* Pembangkit Listrik Tenaga Uap	汽力発電所
PMA	* Penanaman Modal Asing (Foreign Investment Company)	外資企業
PNOC	Philippine National Oil Company	(比国) 国営石油公団
PPA	Power Purchase Agreement	電力購買契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation (Philippines)	(比国) 電力産業部門資産負債管理公社
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	(系統解析シミュレーションソフト)
PT	* Perseroan Terbatas	株式会社
PTBA	* PT Tambang Batubara Bukit Asam	インドネシア石炭公社
PTT	Petroleum Authority of Thailand	タイ国営石油会社
pu	Power Unit	
PV	Present Value	現在価値
ROA	Return on Assets	総資産利益率
Rp	Rupiah	ルピア
RUKD	* Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah	地方電力開発計画
RUKN	* Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力総合計画
RUPTL	* Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給総合計画
S/W	Scope of Work	スコープオブワーク (作業範囲)
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SHS	Solar Home System	太陽光発電システム
SPC	Special Purpose Company	特定目的会社
ST	Steam Turbine (Generation)	汽力 (発電)
Sulbar	* Sulawesi Barat	西スラウェシ州
Sulsel	* Sulawesi Selatan	南スラウェシ州
Sulselrabar	* Sulawesi Selatan, Tenggara dan Barat	南スラウェシ・南東スラウェシ・ 西スラウェシ
Sulten	* Sulawesi Tengah	中央スラウェシ州
Sultra	* Sulawesi Tenggara	南東スラウェシ州
Sulut	* Sulawesi Utara	北スラウェシ州
Suluttenggo	* Sulawesi Utara, Tengah dan Gorontalo	北スラウェシ・中央スラウェシ・ゴロンタロ

TCF, Tcf	Trillion Cubic Feet	兆立方メートル (単位)
TM	* Tegangan Menengah	中圧
TR	* Tegangan Rendah	低圧
TRANSCO	National Transmission Company (Philippines)	(比国) 送電会社
TT	* Tegangan Tinggi	高圧
TTM	Telegraphic Transfer Middle (Rate)	電信仲値相場
UNDP	United Nations Development Program	国連開発計画
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VINACOAL	Vietnam National Coal Corporation	ベトナム石炭総公社
VU	Vulnerable	危急種
WASP IV	Wien Automatic System Planning - version IV	(電源開発シミュレーションソフト)
WB	World Bank	世界銀行
WBP	* Waktu Beban Puncak (Peak Load Tariff)	ピーク時 (料金)
WESM	Wholesales Electricity Spot Market	(比国) 電力卸売スポット市場
WTI	West Texas Intermediate	ウエストテキサス・インターミディエイト原油
WTO	World Trade Organization	世界貿易機関

# 第1章 序 論

## 1.1 序 文

「インドネシア国スラウェシ島最適電源開発計画調査」は、カウンターパート機関であるインドネシア国エネルギー鉱物資源省（以下、MEMR）、国有電力会社（以下、PLN）および独立行政法人国際協力機構（以下、JICA）との間で締結された、2007年4月のS/Wに基づき、2007年7月から2008年8月までの約13ヶ月間に亘り、スラウェシ系統全体を調査対象として実施された。

調査の実施に際しては、様々な組織から多くの技術者が参加し、日本、インドネシア間で密接な協力体制を築いて調査は進められた。また、インドネシア側においても、地理的に離れている中央関係機関とスラウェシ地域関係機関が密接に協力および連携し、本調査をサポートした。

## 1.2 本件調査に至るまでの経緯

インドネシア国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。PLNは財務面での制約を抱える中、国土の均衡ある発展を目指し、全国一様に電源開発、送電網整備を進めているものの、IPPなど民間投資は需要の大きいジャワバリ系統に集中しており、その結果、外島部では電力需要の大幅な伸びにも関わらず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、経済活動や住民生活に影響が出ている。

インドネシア国内でも開発の遅れている東部地域に位置す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の財政上の問題などから開発は進んでおらず、供給力不足のため日常的に計画停電が行われている。また、既存の水力発電所において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%程度に留まっている。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も検討されている。一方で、開発を計画的に進める上で必要なローカルの一次エネルギーの有効利用、民間資金の活用等を包括的に検討したスラウェシ島の最適電源開発計画の策定が必要な状況にある。

このような背景から、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。

## 1.3 本件調査の目的

- (1) ローカルの一次エネルギーを最大限に活用した電源及び送電系統に係る開発計画の策定
- (2) エネルギー鉱物資源省（MEMR）、国有電力会社（PLN）に対して計画立案に係る技術移転

## 1.4 調査計画

本調査を以下に示す3つの調査段階で実施した。

### 第1段階：基礎調査段階

本件調査の目標及び枠組を明確にし、開発計画策定のための基礎調査として、以下に示す事項を行った。

- ・ 本件調査の枠組及び調査実施内容に関するカウンターパートとの確認・協議
- ・ 政策、法制度、組織、一次エネルギー賦存量、電力計画、地域開発計画等に関する情報収集・分析
- ・ 既存需要予測、送電線延伸計画（地方電化）、電源開発計画、送電開発計画に関するレビュー

### 第2段階：最適シナリオ検討段階

以下の事項について調査を実施し、開発シナリオ毎の各開発計画の策定・検討を実施した。

- ・ 電力需要予測（送電線延伸による独立電源接続及びオフグリッド電化検討を含む）
- ・ 開発シナリオの策定（電源開発計画及び送電開発計画）
- ・ 電源・送電開発計画及び個別開発計画に対する環境社会配慮の検討（戦略的環境影響評価）
- ・ 各開発シナリオに基づく電源開発計画、送電開発計画の検討

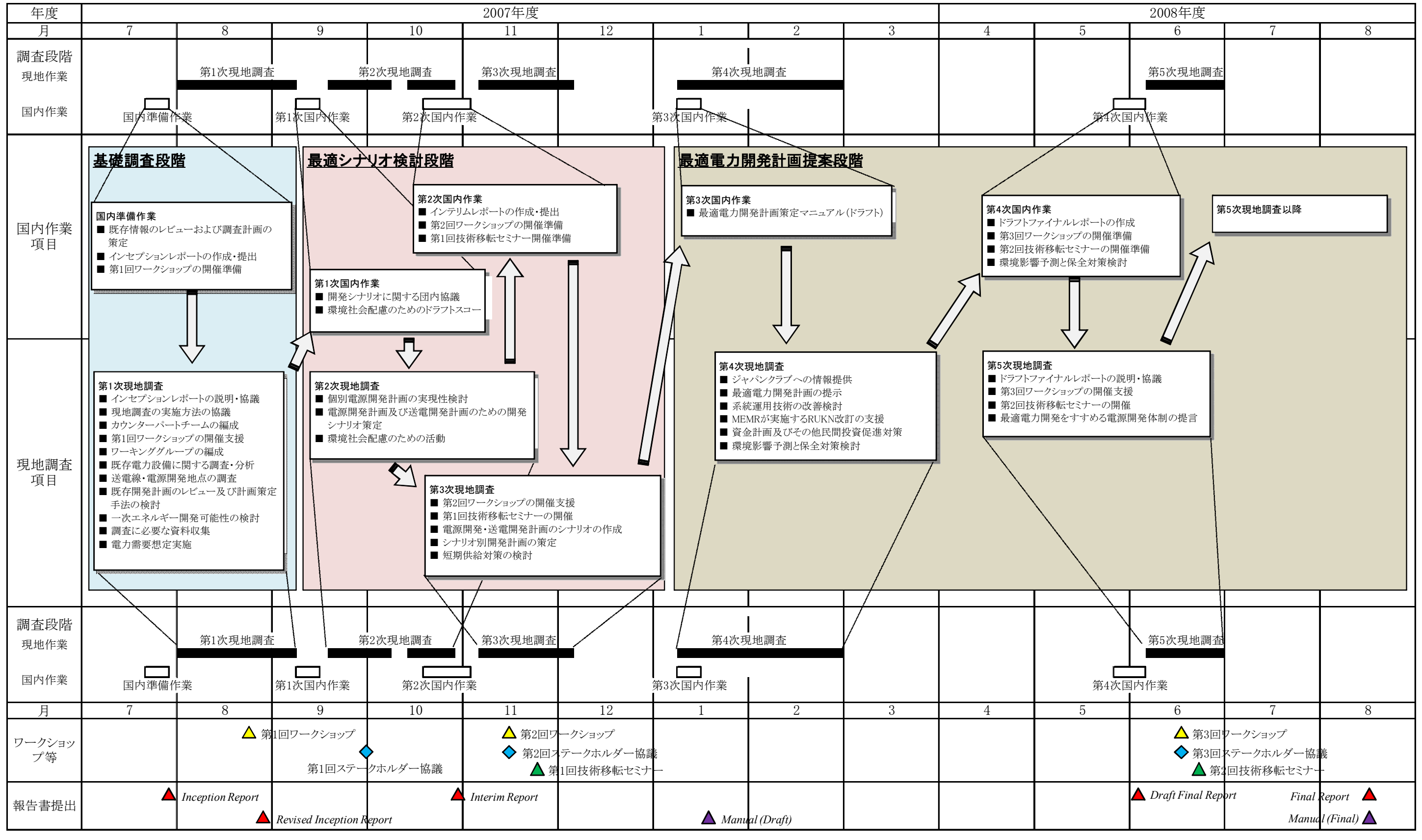
### 第3段階：最適電力開発計画提案段階

前段階における検討・評価結果に基づき、最適電力開発計画の提示を行う。また、資金調達、投資促進、組織体制・能力強化等、開発計画の実現性を高めるための検討及び提言を行った。

- ・ 最適電力開発計画の提示
- ・ PLN の資金調達及びその他民間投資促進対策の検討
- ・ 州政府及び PLN の組織体制及び能力強化の検討
- ・ 地方電化促進対策の検討

全体調査業務のフローを次ページに示す。

# 全体作業の流れ



## 1.5 カウンターパートチームおよび調査団の構成

### (1) カウンターパートチーム

2008年6月現在

メンバー	所 属
Dr. Emy Perdanahari	Director of Electricity Power Program, DGEEU, MEMR
Mr. Benhur PL Tobing	Deputy Director of Electricity Power Program, DGEEU, MEMR
Mr. Zaenul Arief	Section Chief of Electric Power Generation Program, DGEEU, MEMR
Mr. Suharwi Jayanto	Planning Section, DGEEU, MEMR
Mr. Suwartoyo	Staff of Electric Power Transmission, DGEEU, MEMR
Mr. Chrisnawan Anditya	Section Chief of Electric Power Transmission, DGEEU, MEMR
Mr. Hanat Hamidi	Section Chief of Electric Power Funding, DGEEU, MEMR
Mr. Pamudji	Section Chief of Social Electric Power Funding, DGEEU, MEMR
Mr. Agung Sulistyono	Staff of Electric Power Funding, DGEEU, MEMR
Mr. Jadhie Ardajat	Chief of Subdit. of Electricity, BAPPENAS
Mr. Bambang Hermawanto	Deputy Director for System Planning, PLN Head Office (~2008. 5)
Dr. Djoko Prasetijo	Deputy Director for System Planning, PLN Head Office (2008. 5~)
Mr. Monstar Panjaitan	Manager of Planning outside Java-Bali, PLN Head Office
Mr. Juara Pangaribuan	Manager of System Construction Program, PLN Head Office
Mr. Santoso Januwarsono	Staff of Deputy Director of Generation, PLN Head Office
Mr. Putu Karmiata	Expert of System Planning, PLN Head Office
Ms. Andi Darmawati	Expert of System Planning, PLN Head Office
Mr. Irawan AS	PLN Wilayah Suluttenggo
Mr. Marlon Hutabarat	PLN Wilayah Suluttenggo
Mr. H.R. Rondonuwu	PLN Wilayah Suluttenggo
Mr. Ikhsan	PLN Wilayah Suluttenggo
Mr. M. Budisusilo	PLN Wilayah Sulselrabar
Mr. Makkasau	PLN Wilayah Sulselrabar
Mr. Arief Nurhidayanto	PLN Wilayah Sulselrabar
Mr. Radjimen	PLN Wilayah Sulselrabar
Mr. Jemmy Sumampouw	PLN Wilayah Sulselrabar
Ms. Irva Murtafiah	PLN Wilayah Sulselrabar
Ms. Indira Untari	PLN Wilayah Sulselrabar
Mr. Taqwa	PLN AP2B, Sulselrabar
Mr. Abubakar Rasyid	DINAS Sulsel
Mr. Bambang Mulyono	DINAS Sulsel
Mr. Mathias Musu	DINAS Sulsel
Mr. Jantje Loway	DINAS Sulut
Mr. Rasam S	DINAS Gorontalo
Mr. Eismau	BAPPEDA Sulsel
Mr. Kadir	BAPPEDA Sulsel
Mr. Burhanuddin	BAPPEDA Sulsel
Mr. Muh Ilyas	BAPPEDA Sulbar
Mr. Falirkh L	BAPPEDA Palu

(2) JICA 調査団

メンバー	担当分野
斎藤 芳敬	総括／電源開発計画
石黒 正康	エネルギー政策／需給
山形 浩生	電力需要想定
沓掛 孝夫	電力系統計画
若林 唯二	個別電源開発計画評価
小澤 裕	電源計画最適化解析
鈴木 淳史	系統解析
三輪 靖	系統解析 (2)
山下 武	地方電化
中西 浩和	経済財務分析／電力投資促進
浦郷 昭子	環境社会配慮



## 第2章 エネルギー政策及び一次エネルギー資源

### 2.1 エネルギー・電力政策

#### 2.1.1 中央政府

##### (1) 2002年電力法の廃止と暫定的な政令の公布

1990年代後半からインドネシアにおいても、民間投資に基づく積極的な独立系発電事業者（IPP）の導入計画が進み、これと並行していわゆる電力構造改革が進んだ。

構造改革の狙いは、国有電力会社 PLN は、政府に代わって電力の供給責任を果たす独占的な電気事業権保有者（PKUK）としての地位を与えられているが、これを機能別に分割し、競争的な市場を創造することにあった。この動きは1997年のアジア通貨危機以降特に加速され、国際機関の支援の下、2002年に新しい電力法（2002年法律第20号）が成立し、法的な基盤を作った。

2002年新電力法は以下のような構造改革を狙うものであった。

- ・ 2007年までに競争市場を導入する地域を指定し、その地域において発電と小売市場を自由化する。
- ・ 競争市場導入地域では、競争により料金を決定する。
- ・ PLNの垂直統合型独占体制を解体する。
- ・ 独立規制機関として「電力市場監督委員会」を設置する。
- ・ 電力系統管理者と電力市場管理者を設置する。

しかし、新電力法の柱である市場競争の導入については、野党議員、労働組合、PLN退職者の反対が強く、新電力法が憲法に違反しているとの訴えを起こした。2004年12月、憲法裁判所は違憲判決を下し、新電力法は無効となった。これにより、旧電力法である1985年法律第15号が再び電気事業の基本法となった。

政府はこのような事態に対して、PLNとその他の事業者の扱いに関する法的な混乱を避けるために政令2005年第3号を公布し、次の点を明確にした。

- ・ 電力供給は国が責任を負い、その供給事業はPKUKが実施する。
- ・ PKUKは協同組合、公企業、民間企業、市民団体、個人から電力を購入することができる。
- ・ その電力購入は入札によって行われる。

##### (2) 新々電力法の審議

違憲判決により2002年の新電力法が否定されたため、現在、国会では新々電力法案の審議が行われている。一時期、2006年夏頃には法案が通過するものとの期待があったが、現在においても、まだ国会審議途中である。見通しとしては2008年には成立するといわれているが、明確な判断はない。

表 2.1.1 憲法裁判所の判決、2002 年電力法、1985 年電力法、新々電力法案の比較

	裁判所の判決	2002 年法律第 20 号	1985 年法律第 15 号	新々電力法案
国家による支配	<ul style="list-style-type: none"> <li>国家による支配の概念は規制権限にとどまらない。</li> <li>支配には民法でいうところの私的所有の概念を含む。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国家による支配については、明確に述べていない。</li> <li>政府は、規制、許認可、料金設定、監督権限を持つと規定(規制の概念)。</li> <li>国有企業は、最初に電力供給の事業機会が与えられる(私的所有の概念)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力供給は国家が支配し、国有企業がそれを実施する。</li> <li>政府は、規制、許認可、料金設定、監督権限を持つ(規制の概念)。</li> <li>電力供給事業は国家が管轄し、電気事業権所有者としての国有企業が実施する(私的所有の概念)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国家による支配とは、規制し、かつ所有することを意味する。</li> <li>政府は、規制、許認可、料金設定、監督(規制の概念)、および国有企業による電力供給の実施(私的所有の概念)の権限を持ち、国有企業に電気事業の機会を最初に与える。</li> </ul>
国有企業の民営化	<ul style="list-style-type: none"> <li>国家にとって重要かつ多数の人々の生活を支配している生産に関わる事業体の株式について、政府の所有を禁止することはできない。</li> <li>100%の株式を保有しなくとも、政府が事業体の政策決定権を有している限り、憲法に違反しない(民営化を否定するものではない)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国有企業の民営化についての規定はない。</li> <li>民営化については「国有企業に関する法律」と「国家財産に関する法律」で規定。</li> <li>【国有企業に関する法律 2003 年第 19 号】</li> <li>民営化の目的は、国有株式会社(Persero)の事業成果を高め、国民の株式所有を増やすことである。</li> <li>国有企業のみ管理が許されている事業分野の国有株式会社は民営化できない。</li> <li>【国家財政に関する法律 2003 年第 17 号】</li> <li>政府は国会の承認後、国有企業の売却と民営化を実施できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国有企業の民営化についての規定はない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国有企業の民営化についての規定はない。</li> </ul>
競争	<ul style="list-style-type: none"> <li>政府が、国家にとって重要かつ多数の人々の生活を支配している生産分野について、規制、管理、監督を通じた国家支配をなくさない限り、憲法は事業者間の競争を否定しない。</li> <li>憲法は市場経済に反対していない。市場経済はひずみや不公平が起きた場合に国家の介入を排除するものではない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>技術的、経済的に条件の整った市域に競争を導入する。</li> </ul>		
事業のアンバンドリング(垂直分割)	<ul style="list-style-type: none"> <li>異なる事業者による電気事業のアンバンドリングは、国有企業を毀損し、全ての国民に対する電力供給の補償ができなくなる。このため、憲法に違反する。</li> <li>【注】政府は国有企業を毀損しない形であれば、アンバンドリングが可能であるという見解にある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争地域におけるアンバンドリングは強制的である。</li> <li>競争的でない地域ではアンバンドリングは条件的である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>アンバンドリングは条件的である(電力供給事業は発電、送電、配電を含むことができる)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>アンバンドリングは条件的である。</li> </ul>
国有企業の役割	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力は国家が引き続き支配しなければならない。</li> <li>電気事業は国有企業のみ認められている。民間企業は、パートナーシップ、出資などの形で国有企業に誘われた場合のみ事業に参加できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>競争のない地域では、国有企業が電力供給事業の最初の機会を与えられる。</li> <li>競争地域では、送配電事業については、国有企業に最初の機会が与えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力供給は、国家が管轄し、国有企業が実施する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力分野の国有企業は存在しなければならない。国有企業は、電力供給事業について、最初に機会が与えられなければならない。</li> <li>国有企業が最初に与えられた機会を選択しなかった場合、公企業、民間、協同組合に対して、国有企業とのパートナーシップを通して、事業機会を与えることができる。</li> </ul>

	裁判所の判決	2002年法律第20号	1985年法律第15号	新々電力法案
民間の役割	<ul style="list-style-type: none"> <li>民間企業は、パートナーシップ、出資などの形で国有企業に誘われた場合にのみ事業に参加できる。</li> <li>民間が事業を行っている生産分野において、国家にとってその生産が重要であり、多数の人々の生活を支配している場合、当該生産分野を国家に委譲できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国有企業が最初に与えられた事業の機会を選択しなかった場合には、公企業、民間企業、協同組合は国有企業とのパートナーシップに基づいて電力分野での事業機会を与えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>民間の役割は、国家の電力供給能力を強化することである。</li> <li>国家の電力供給能力を高め、国益を害しない限り、協同組合およびその他の事業者に最大限の事業機会を与える。</li> <li>民間と共同組合は、国有企業とのパートナーシップあるいは独自で電力分野の事業を行うことができる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国有企業が最初に与えられた機会を選択しなかった場合、公企業、民間、協同組合に対して、国有企業とのパートナーシップを通して、事業機会を与えることができる。</li> </ul>

(出所) MEMR 資料より作成

### (3) 1,000 万 kW 加速的電源開発 (クラッシュプログラム)

現在の電力不足の解消と石油代替を促進するために、政府は 2010 年までに 1,000 万 kW の新規発電所を建設するためのプログラムを決定している。

2006 年 7 月 5 日、政府は政令第 71 号を出し、2009 年までに稼働する石炭火力発電所の加速的開発を進めるため、PLN に対して具体的な立地点を示した上でプロジェクトの実施を命じた。

なお、この 1,000 万 kW 加速的電源開発プログラムはあくまでも PLN が実施すべきものであり、IPP による石炭火力発電所の建設はこの外枠にあるが、設備容量の目標は示されていない<sup>1</sup>。

表 2.1.2 ジャワ・バリ PLN 発電所プロジェクトリスト

No	発電所地点	ユニット数	容量クラス (MW)
1	PLTU 1 in Banten	1	600 - 700
2	PLTU 2 in Banten	2	300 - 400
3	PLTU 3 in Banten	3	300 - 400
4	PLTU 1 in West Java	3	300 - 400
5	PLTU 2 in West Java	3	300 - 400
6	PLTU 1 in Central Java	2	300 - 400
7	PLTU 2 in Central Java	1	600 - 700
8	PLTU 1 in East Java	2	300 - 400
9	PLTU 2 in East Java	1	600 - 700
10	PLTU 3 in East Java	2	300 - 400

(出所) Government Regulation No. 17, 2006

<sup>1</sup> IPP による石炭火力発電所の建設目標が示されていない理由は、民間投資の不確定性によるものと説明されている。

表 2.1.3 ジャワ・バリ外島部 PLN 発電所プロジェクトリスト

No	発電所地点	ユニット数	容量クラス (MW)
1	PLTU in Nangroe Aceh Darussalam	2	100 - 150
2	PLTU 1 in North Sumatra	2	100 - 150
3	PLTU 2 in North Sumatra	2	100 - 150
4	PLTU in West Sumatra	2	100 - 150
5	PLTU 1 in Bangka Belitung	2	10
6	PLTU 2 in Bangka Belitung	2	10
7	PLTU 3 in Bangka Belitung	2	25
8	PLTU 4 in Bangka Belitung	2	15
9	PLTU 1 in Riau	2	7
10	PLTU 2 in Riau	2	5
11	PLTU in Riau Islands	2	7
12	PLTU in Lampung	2	100 - 150
13	PLTU 1 in West Kalimantan	2	25
14	PLTU 2 in West Kalimantan	2	50
15	PLTU in South Kalimantan	2	65
16	PLTU 1 in Central Kalimantan	2	65
17	PLTU 2 in Central Kalimantan	2	7
18	PLTU 1 in North Sulawesi	2	25
19	PLTU 2 in North Sulawesi	2	25
20	PLTU in Gorontalo	2	25
21	PLTU in South Sulawesi	2	50
22	PLTU in Southeast Sulawesi	2	10
23	PLTU 1 in West Nusa Tenggara	2	7
24	PLTU 2 in West Nusa Tenggara	2	25
25	PLTU 1 in East Nusa Tenggara	2	7
26	PLTU 2 in East Nusa Tenggara	2	15
27	PLTU in Maluku	2	7
28	PLTU in North Maluku	2	7
29	PLTU 1 in Papua	2	7
30	PLTU 2 in Papua	2	10

(出所) Government Regulation No. 71, 2006

## 2.1.2 地方レベル

### (1) 州の電力開発計画 (RUKD) の廃止

2004 年 12 月の憲法裁判所の違憲判決により、2002 年新電力法が廃止となったことで、電力法で義務づけられていた地方政府による RUKD の作成も廃止された。その結果、2005 年以降、州政府レベルで電力開発計画を作っているところはない。

### (2) 州の開発計画とエネルギー・電力政策

中央政府が進める地方分権化政策の下、州政府も社会開発と経済開発を進めるための中長期計画を策定し、これを発表している。しかし、この中長期計画は全体計画の枠組みを示しているものの、必ずしも各分野の具体的な施策にまで言及したものとはなっていない。

とりわけ、エネルギーあるいは電力といった特定分野に絞って見れば、まだ州政府の計画は大まかな方向性を示すにとどまっている。北スラウェシ州と南スラウェシ州の計画では、エネルギーおよび電力を取り上げた個別の政策は示されていない。さらに、設立されたばかりの西スラウェシ州では、まだ州の開発計画そのものが示されていないという状況にある。

州政府には、予算的かつ人材的に十分な資源がなく、具体的に大規模な計画を実行することは現実問題として難しい。電源開発については、州政府は系統システムの開発計画は PLN に一任しており、これは国の予算で進めるものと割り切らざるを得ない。

一方、PLN と国の役割を補完するために、州政府は系統に繋がっていない無電化地域での電化をローカルエネルギーの利用を通して進めようという動きはある。しかし、これもプロジェクトを進めるための予算確保の段階に入ると、国に支援を求める、すなわち中央政府に依存せざるを得ないのが実態である。

### 1) 北スラウェシ州

州政府として公式な電力開発政策は出ていないが、DINAS レベルでは再生可能エネルギーや環境に優しいエネルギーの開発利用を指向している。短期的には現在進みつつある石炭火力の導入に依存することになるが、長期的には地熱や水力の開発を期待している。

### 2) ゴロンタロ州

州の鉱業・エネルギー部門の管理について、以下のような政策を述べている。ここでは方向性が示されるのみにとどまり、具体的な方策はないが、新エネルギーと再生可能エネルギーの開発を重視している。

#### (a) 政策の目標と方向性

##### i) 鉱業とエネルギー開発の目標を以下とする。

- ・ 鉱業とエネルギー部門における従事者を確保し、人材を育てる。
- ・ 鉱業部門における環境の概念、技術、従事者の健康と安全の確保を実現する。
- ・ 地域の収入を高めるために鉱業、新エネルギー、再生可能エネルギー、エネルギー部門の最適な役割を実現する。

##### ii) 政策の方向付けを以下とする。

- ・ 鉱業とエネルギーの多様化。
- ・ 省エネルギーと利用効率を高めることでエネルギー供給の最適化を図る。
- ・ 再生可能エネルギーの有効利用。

#### (b) 開発プログラム

- ・ 鉱物と地下水開発
- ・ 鉱業ビジネスの開発
- ・ 新エネルギーと再生可能エネルギーの開発
- ・ 代替エネルギーの開発

### 3) 中央スラウェシ州

以下のように、基本的な理念が開発計画の中で述べられるにとどまる。

- ・ エネルギー開発は、社会基盤、制度、人的資源、技術、公的な関与、そしてエネルギー利用に関わる環境問題の認識の拡大と並行して進められる。
- ・ 中央スラウェシのエネルギー消費は、経済改革と並行する形で急速に拡大している。電力消費は、依然として家庭用が大半を占める。産業用については、電力設備と基盤の適切な整備が必要である。
- ・ これらの電力問題に対応するため、中期的には汽力発電と水力発電の開発を行う。

#### 4) 南東スラウェシ州

南東スラウェシ州は、他の州に比べて、より具体化したエネルギー開発計画を示している。エネルギー分野では、エネルギー開発の多様化と電力需要の増大に対応した供給力を確保するために、再生可能エネルギーの利用を重視している。これと並行して、省エネルギーの推進が政策の柱となる。

##### (a) 現状認識

###### i) 問題点

- ・ エネルギー部門の開発には多額のコストを要する半面、政府の能力にはきわめて限界がある。
- ・ エネルギー部門に対する民間の関心はまだ低い。これは投資のコストが高い半面、その回収に長期を要するためである。
- ・ エネルギー資源の賦存は概して僻地であり、開発コストが極めて高い。
- ・ エネルギー開発に必要な技術的な知識がまだ低く、とりわけ新しい技術の移転に乏しい。

###### ii) 取り組むべき課題

- ・ 発電能力が未だ不足している。
- ・ 開発の進展と人口の増加に伴って、電力需要が増加する。
- ・ 電力供給の増大は、州の経済と住民にとって必須不可欠の要件である。
- ・ 船による燃料輸送を確保するために、燃料受入設備の容量拡大が必要である。
- ・ 再生可能エネルギー資源の潜在力は高いが、一方、その開発は限定的である。

##### (b) 開発の目的と目標

###### i) 目的

- ・ 適切な民生、産業、輸送用のエネルギー供給を行う。
- ・ 既存の潜在性のあるエネルギー資源を利用することで、エネルギー開発を強化する。かつ、適切な設備容量とサービスの質を伴った電力供給を確保する。

###### ii) 目標

- ・ 増加するエネルギー需要に見合い、かつ品質とサービスを伴った供給力を確保する。これにより、経済開発と人々の生活水準の向上を確保する。
- ・ 太陽光、小規模水力、風力エネルギーを活用することで、地方部および諸島部のエネルギー供給の可能性を追求する。
- ・ 省エネルギーを進める。とりわけ、地方部の薪の利用を削減するために(厨房用)ストーブを導入し、エネルギーを多様化する。

- ・ 様々なメディアを通して、とりわけ家庭部門での省エネルギーを推進する。省エネを進めるためには、有効な技術の導入が必要である。

### iii) 政策的戦略

- ・ 水力、風力、太陽光、地熱、バイオマスなどの再生可能エネルギーを地域状況に応じて利用することで、電源の多様化を進める。そのためには、水力、小水力、太陽光発電の設備やインフラの整備が必要である。また、これを支える人的資源も必要である。
- ・ 電力の多様化のために公的な関与を高め、また環境に優しい省エネルギーの意識を高める。
- ・ エネルギーと電力供給の最適化を図る。

### iv) 開発プログラム

- ・ エネルギープログラム。
- ・ 電力分野の研究、開発、設計、エンジニアリングにおける、省エネルギーのための人材育成プログラム。
- ・ 地方電化プログラム。
- ・ 電源開発の多様化における公的関与を強化するためのプログラム、および省エネルギーの意識を高めるためのプログラム。

## 5) 南スラウェシ州

エネルギーあるいは電力に関して計画は示されていない。唯一関連する分野として天然資源開発があるが、資源開発にあたっては、環境配慮と地域の福祉厚生を重視すると述べるにとどまる。

### 2.2 一次エネルギー資源

ここ数年、原油価格が高値で推移していることから、世界のエネルギー需給の逼迫、それに伴うエネルギー価格の高騰に対する懸念が強くなっている。このような事情により、本節はスラウェシの一次エネルギー資源の賦存量を検討することが目的であるが、今後のエネルギー価格の見通し、とりわけ原油価格がどのように推移するかという点について若干触れておく。

エネルギー価格を左右する上で最も基本である原油価格は 2003 年以降継続的に上昇してきた (図 2.2.1 参照)。2008 年 7 月に入ると、代表的な原油先物指標である WTI (ウェスト・テキサス・インターメディアイト) の価格はついにバレル 140 ドルを超した。

過去 5 年間のこのような原油価格上昇には、いくつかの要因があげられる。第一には、中国、インドなど新興国や米国の需要が旺盛なことである。もちろん、現状で供給不足が生じて、価格上昇を招いているわけではない。あくまでも将来の需給ギャップ拡大に対する懸念に基づいた市場の動きである。このような需給逼迫の思惑に加えて、アメリカの石油生成能力不足から、短期的な需給バランスの逼迫を見越して先物価格が上昇したという側面がある。

しかも、高価格の状況下でも旺盛な需要は衰えなかった。実際、1999 年の原油生産は日量 6,592 万バレルだったが、2007 年には 7,327 万バレルになり、需要は高い水準で推移して

きた。

その他、イラクやイランに見られる不安定な中東情勢、アフリカの産油国ナイジェリアの治安の悪化、このところ急速に資源ナショナリズムを強め、石油産業の国有化に動いているロシアやベネズエラの動向も、需給逼迫に対する不安要因となっている。

しかし、1970年代の石油危機と比較して最も大きく異なる点は、投機的な資金が原油取引市場に流れ込んだことである。この投機資金の影響が現在の価格高騰の最大の原因であると指摘する向きは多い。

2001年からのアメリカの金融緩和は国際的な金余り現象を引き起こした。このような余剰資金は、より有利な運用先を求めて石油市場に流れ込んだ。とりわけ有利な運用先を求めたヘッジファンドの資金が流入した。その結果、原油先物取引が金融商品としての性格を強めてきた。2005年のアメリカのハリケーン被害から高騰した原油取引での利ざや稼ぎ、あるいは2007年のサブプライムローン問題から住宅投資に流れていた資金が原油先物市場に流れ込んだ結果、価格を押し上げるという結果を招いている。

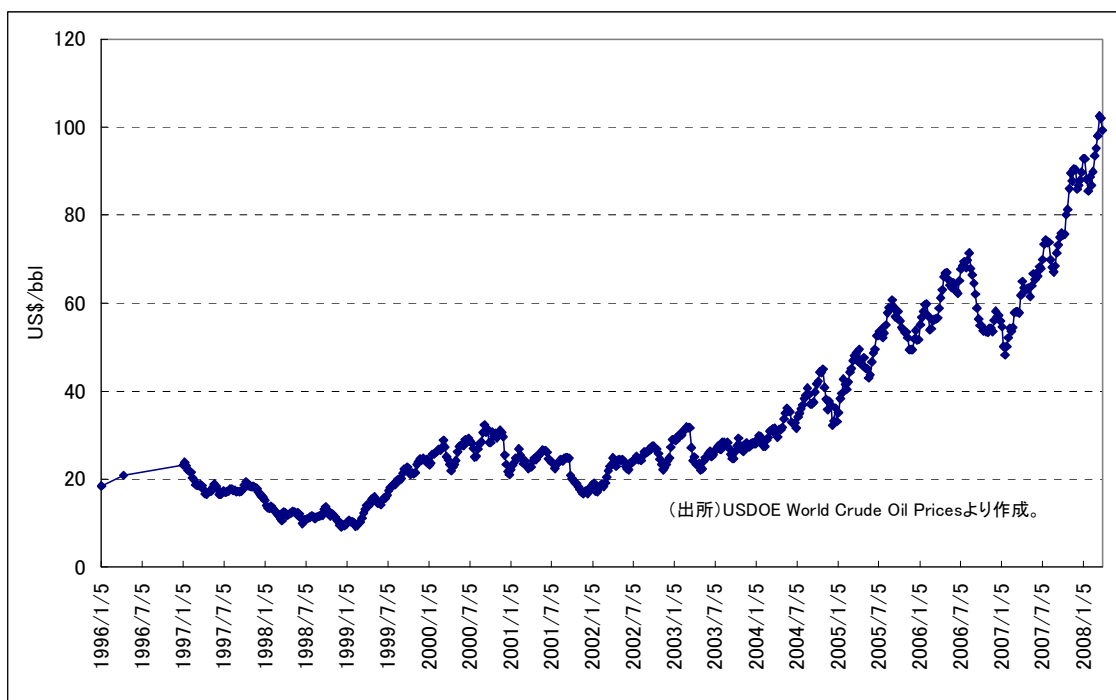


図 2.2.1 原油スポット価格 (FOB) の推移

では、将来、現在の高騰した原油価格が今後どのようなようになるのであろうか。この点については、さらに上がり続けるという見方をするものは少ない。このような意見は、このまま価格の上昇が進めば、世界の経済成長を阻害し、石油需要を押し下げる、あるいは省エネルギーと石油代替の動きを促進させるという理由に基づく。一方、これ以上の原油価格の上昇は世界経済の停滞を招き石油需要の低下を招く、さらには石油代替の促進と省エネルギーを進めれば結果となり、現在の価格水準がピークであるという見方もある。

将来の石油価格の予測については、IEA (国際エネルギー機関)、米国エネルギー省 (USDOE)、石油メジャーズなどが報告を出しているが、直近では USDOE が 2008 年エネ



ルギー予測改訂版を出した。

USDOE の予測は、原油価格は 2008 年で頭を打ち、2010 年からは実質価格で下落気味となり、2010 年央から 2030 年に掛けて再び緩やかに上昇するというものである。アメリカにおける原油価格は 2006 年実質価格でバレル 50 ドル台後半から 70 ドル台、天然ガス価格は同じく 100 万 BTU あたり 5 ドル台前半から 6 ドル台半ば、石炭（一般炭）が標準石炭換算<sup>2</sup>でトンあたり 30 ドル台で推移する<sup>3</sup>ものと見ている。

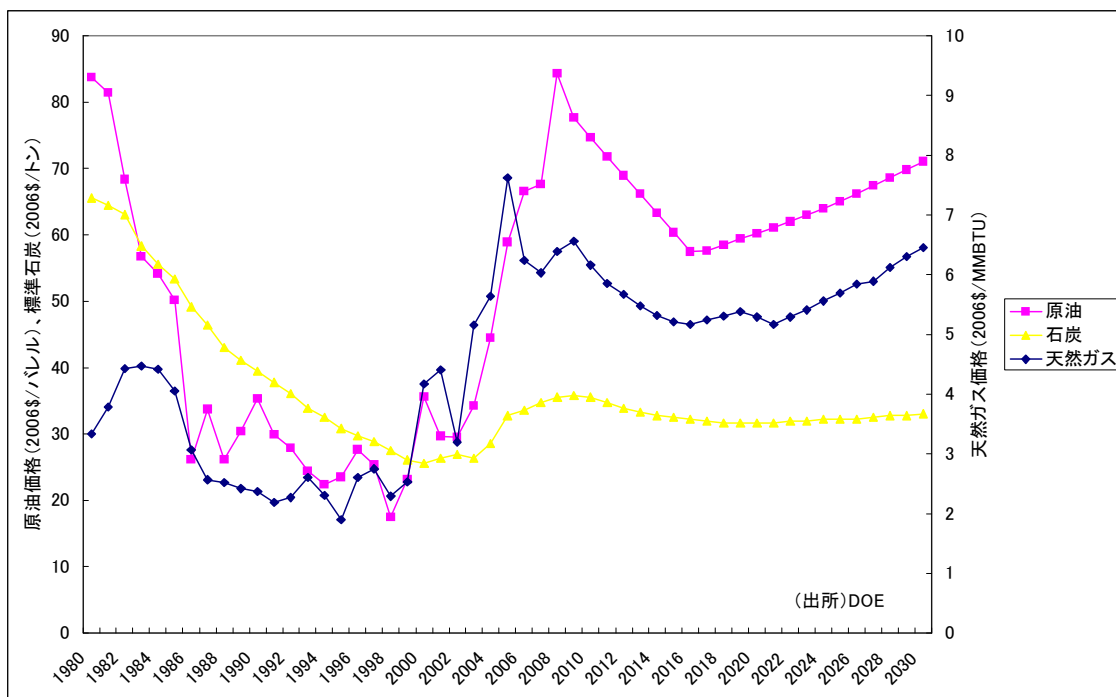


図 2.2.2 米国エネルギー省のエネルギー価格予測（2008 年改訂版）

### 2.2.1 天然ガス

中部スラウェシには、3.92 Tcf の天然ガス埋蔵量の存在が報告されている。これは液化天然ガス（LNG）を生産するには小さいが、パイプラインガスとして利用するには十分な量である。一方、南スラウェシにも、小規模であるが 0.79 Tcf の埋蔵量がある（表 2.2.1 参照）。

島の天然ガス開発はまだほとんど進んでいないが、現在、南スラウェシで民間 IPP<sup>4</sup>が 135 MW の複合サイクル天然ガス発電所を所有運転している。また、現在 60 MW の追加ユニットを建設中であり、2008 年 9 月には運転が開始する。さらに、第二ステージで 60 MW のオープンサイクルユニット（2009 年 2 月運開計画）と第三ステージで 60 MW の熱回収汽力発電ユニット（2009 年 9 月運開計画）を建設することを提案している<sup>5</sup>。

<sup>2</sup> 高位発熱量が 7,000kcal/kg。

<sup>3</sup> アメリカの石炭は内陸部にあり輸出市場へのアクセスが難しく、国内消費が大半を占める。

<sup>4</sup> PT Energi Sengkang

<sup>5</sup> Sengkang プロジェクト第二・第三ステージでの天然ガス燃料コストは 2007 年を基準に \$2.30/mmBtu プラス年率 2% のエスカレーションと発表されている。これは PLN が購入する天然ガス価格（現在、約 \$5.5/mmBtu）に比べてかなり安い、自社のガス田を使っているためである。

中部スラウェシではいくつかの天然ガス開発計画があるが、まだ具体的に動き出したものはない。Senoro に鉱区を持つ MEDCOENERGI は市場を検討し始めているが、化学品あるいは LNG の生産がその候補となっていると伝えられる。

表 2.2.1 天然ガス埋蔵量, 2006 年 1 月 1 日現在

(単位 : Tcf)

Nangroe Aceh Darusalam	4.57
North Sumatera	1.38
Central Sumatera	7.83
South Sumatera	24.30
Natuna	53.56
West Java	6.04
East Java	6.20
East Kalimantan	45.40
South Kalimantan	2.37
<b>Central Sulawesi</b>	<b>3.92</b>
<b>South Sulawesi</b>	<b>0.79</b>
Maluku	0.006
Papua	24.47
確認量	93.95
潜在量	93.14
合計	187.09

(出所) Directorate General of Oil and Gas, MEMR

## 2.2.2 石炭

インドネシアは 2005 年で 1 億 5,000 万トンの石炭を生産し、うち 1 億 638 万トンを輸出する石炭資源国である。しかし、資源の大半はスマトラ島とカリマンタン島に偏在する。

スラウェシ島の石炭資源は、中央スラウェシと南スラウェシの Maros、Pangkajene、Enrekang、Mamuju 地区で小規模な鉱床が発見されるにとどまり、埋蔵量で 6 万トンに過ぎない。

表 2.2.2 スラウェシの石炭資源と埋蔵量

(単位：100 万 t)

	品 質	発熱量 (kcal/kg)	資源量					埋蔵量
			仮説	推定	表示	測定	計	
中央スラウェシ	低位	<5,100	0.00	1.98	0.00	0.00	1.98	--
	中位	5,100-6,100	--	--	--	--	--	--
	高位	6,100-7,100	--	--	--	--	--	--
	非常に高位	>7,100	--	--	--	--	--	--
	計		0.00	1.98	0.00	0.00	1.98	
南スラウェシ	低位	<5,100	--	--	--	--	--	--
	中位	5,100-6,100	0.00	96.13	0.00	21.20	117.33	0.06
	高位	6,100-7,100	0.00	13.90	0.78	0.00	14.68	--
	非常に高位	>7,100	--	--	--	--	--	--
	計		0.00	110.03	0.78	21.20	132.01	0.06
合計			0.00	112.01	0.78	21.20	133.99	0.06

(出所) Indonesia Energy Outlook &amp; Statistics 2006

(原典) Directorate General Mineral, Coal and Geothermal Resources 2005

表 2.2.3 インドネシアの地域別石炭資源と埋蔵量

(単位：100 万 t)

No.	州	資源量					埋蔵量
		仮説	表示	推定	測定		
1	BANTEN	0.00	13.31	0.00	0.00	13.31	0.00
2	CENTRAL JAVA	0.00	0.82	0.00	0.00	0.82	0.00
3	EAST JAVA	0.00	0.08	0.00	0.00	0.08	0.00
4	NAGGROE ACEH DARUSSALAM	0.00	346.35	13.40	90.40	90.40	0.00
5	NORTH SUMATERA	0.00	7.00	0.00	19.97	26.97	0.00
6	RIAU	0.00	1,720.60	0.00	336.62	696.22	15.15
7	WEST SUMATERA	19.19	481.19	42.72	181.24	724.34	36.07
8	BENGKULU	15.15	113.09	7.95	62.18	132.77	21.12
9	JAMBI	0.00	1,462.03	36.32	94.22	1,542.38	18.00
10	SOUTH SUMATERA	1,827.55	8,694.75	11,574.90	143.20	22,240.40	2,653.98
11	LAMPUNG	0.00	106.95	0.00	0.00	106.95	0.00
12	WEST KALIMANTAN	42.12	482.60	1.32	1.48	527.52	0.00
13	MIDDLE KALIMANTAN	0.00	1,232.84	5.08	194.02	1,431.94	48.59
14	SOUTH KALIMANTAN	0.00	5,474.06	222.04	3,171.20	8,867.30	1,803.33
15	EAST KALIMANTAN	1,775.62	13,515.99	335.01	6,453.33	22,079.95	2,410.33
<b>16</b>	<b>SOUTH SULAWESI</b>	<b>0.00</b>	<b>110.03</b>	<b>0.78</b>	<b>21.20</b>	<b>132.01</b>	<b>0.06</b>
<b>17</b>	<b>CENTRAL SULAWESI</b>	<b>0.00</b>	<b>1.98</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.98</b>	<b>0.00</b>
18	PAPUA	0.00	61.86	0.00	0.00	0.00	0.00

(出所) MEMR

(原典) Geology and Mineral Reserve Statistic 2005

### 2.2.3 泥炭

南スラウェシ州の Malangke には、乾燥重量で 123 万トンの泥炭資源が存在する。泥炭の平均熱量は乾燥重量 kg 当たり 4,943 kcal と、石炭に比べてカロリーは低い。

表 2.2.4 スラウェシの泥炭資源の潜在量

州	場所	品質		平均厚さ (m)	面積 (ha)	乾燥重量 (百万 t)	平均熱量		合計熱量	
		灰分 (%)	S (%)				(MJ/kg- 乾燥重量)	(kcal/kg- 乾燥重量)	(10 <sup>9</sup> MJ)	(10 <sup>9</sup> kcal)
南スラウェシ	Malangke	3.10	0.31	0.50	1,250	1.25	20.71	4,943	25.89	6,179

(出所) Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

(原典) Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR

### 2.2.4 地熱

地熱資源はスラウェシに幅広く存在するが、量的には北スラウェシと中央スラウェシの資源量が圧倒的に多い。埋蔵量ベースでは、最大の北スラウェシが推定埋蔵量で 540 MWe、予想埋蔵量で 110 MWe、確認埋蔵量で 65 MWe と報告されている。

他の州の埋蔵量は推定埋蔵量にとどまる。中央スラウェシが 106 MWe、南東スラウェシが 51 MWe、南スラウェシが 49 MWe、ゴロンタロは 15 MWe と北スラウェシに比べて規模は小さい。

表 2.2.5 スラウェシの地熱エネルギー潜在量と既設の設備容量

(2004 年 12 月時点)

	地域	行政区	資源量 (MWe)		埋蔵量 (MWe)			既設容量 (MWe)
			推定	論理	推定	予想	確認	
北スラウェシ	Air Madidi	Minahasa	25	-	-	-	-	-
	Lahendong	Minahasa	-	125	-	110	65	20
	Tompaso	Minahasa	-	-	130	-	-	-
	Gunung Amtaang	Bolaang Mongondow	-	-	225	-	-	-
	Kotamobagu	Bolaang Mongondow	-	-	185	-	-	-
	計		25	125	540	110	65	20
ゴロンタロ	Gorontalo	Gorontalo	-	-	15	-	-	-
	Pentadio	Boalemo	25	-	-	-	-	-
	計		25	-	15			
中央スラウェシ	Maranda	Poso	25	-	-	-	-	-
	Sapo	Donggala	25	-	-	-	-	-
	Langkapa	Poso	25	-	-	-	-	-
	Napu	Poso	25	-	-	-	-	-
	Torire	Poso	25	-	-	-	-	-
	Toare	Donggala	25	-	-	-	-	-
	Patalogumba	Donggala	25	-	-	-	-	-
	Marana	Donggala	-	-	40	-	-	-
	Bora	Donggala	-	-	8	-	-	-
	Pulu	Donggala	-	-	58	-	-	-

	地域	行政区	資源量 (MWe)		埋蔵量 (MWe)			既設容量 (MWe)
			推定	論理	推定	予想	確認	
	Sedoa	Donggala	25	-	-	-	-	-
	Wliasa	Poso	25	-	-	-	-	-
	Watuneso	Poso	25	-	-	-	-	-
	Papanpulu	Poso	25	-	-	-	-	-
	計		275	-	106	-	-	-
南スラウェシ	Limbung	Luwi	25	-	-	-	-	-
	Pararra	North Luwi	-	-	30	-	-	-
	Mambosa	Mamuju	25	-	-	-	-	-
	Somba	Majene	25	-	-	-	-	-
	Mamasa	Polewali Mamasa	-	-	2	-	-	-
	Bituang	Tana Toraja	-	-	17	-	-	-
	Sangala	Tana Toraja	25	-	-	-	-	-
	Sengkang	Sindenreng Rappang	25	-	-	-	-	-
	Sulili	Pinrang	25	-	-	-	-	-
	Malawa	Pangkajene	25	-	-	-	-	-
	Baru	Baru	25	-	-	-	-	-
	Watampone	Bone	25	-	-	-	-	-
	Todong	Bone	25	-	-	-	-	-
	Sinjai	Sinjai	25	-	-	-	-	-
	Masepe	Sindenreng Rappang	25	-	-	-	-	-
	Danau Tempe	Wajo	25	-	-	-	-	-
		計		325	-	49	-	-
南東スラウェシ	Mangolo	Kolala	-	-	14	-	-	-
	Parora	Kendari	25	-	-	-	-	-
	Puriala	Kendari	25	-	-	-	-	-
	Amoloha	Kendari	25	-	-	-	-	-
	Loanti	Kendari	25	-	-	-	-	-
	Laenia	Kendari	-	-	36	-	-	-
	Torah	Buton	25	-	-	-	-	-
	Kalende	Buton	25	-	-	-	-	-
	Kanale	Buton	25	-	-	-	-	-
	Wonco	Buton	25	-	-	-	-	-
	Gonda Baru	Bau-Bau	-	-	1	-	-	-
	Kabungka	Buton	25	-	-	-	-	-
	Sampolawa	Buton	25	-	-	-	-	-
		計		250	-	51	-	-
スラウェシ 合計			900	125	761	110	65	20

(出所) Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

(原典) Directorate Mineral Resources Inventory, Directorate General of Geology and Mineral Resources, MEMR

## 2.2.5 一般水力

地熱と並んで、水力資源はスラウェシに豊富に存在する一次エネルギー資源である。インドネシア全体の包蔵水力ポテンシャルの14%にあたる10,749 MWがPLNによって確認されている。うち、北部と中部スラウェシに4,000 MW、西、南、南東スラウェシに6,749 MWが賦存する（表 2.2.6 参照）。

表 2.2.6 インドネシアの一般水力エネルギーの潜在量

島	場 所	ポテンシャル (MW)		エネルギー (GWh)
Sumatra	474	15,585	20.6%	84,110
Java	149	4,531	6.0%	18,042
Kalimantan	177	21,581	28.5%	107,202
<b>Sulawesi</b>	<b>116</b>	<b>10,749</b>	14.2%	<b>52,952</b>
<b>North &amp; Central</b>	--	<b>4,000</b>	--	--
<b>West, South &amp; South East</b>	--	<b>6,749</b>	--	--
Maluku	53	430	0.6%	3,043
Irian Jaya	210	22,371	29.6%	133,759
Bali, NTB, NTT <sup>6</sup>	136	374	0.5%	2,536
合計	1,315	75,624	100.0%	401,644

(出所) PLN

## 2.2.6 ミニ水力

15 kW を超えるミニ水力のエネルギーの潜在量については、PLN の調査では3万 1,440 kW である。うち最大の資源が報告される北スラウェシが1万 2,790 kW、これに南スラウェシの1万 1,765 kW が並ぶ。中央スラウェシはこれら2州の半分強に当たる6,885 kW である。

一方、PLN 以外の調査では、島全体で3万 474 kW が報告されている。

<sup>6</sup> Nusa Tenggara Barat (西ヌサトゥンガラ州)、Nusa Tenggara Timur (東ヌサトゥンガラ州)

表 2.2.7 スラウエシのミニ水力エネルギー潜在量

【PLN による調査】

州	場 所	ユニット数	ポテンシャル (kW)	測定者
北スラウエシ	Tamako/U-Peliang	1	1,090	PLN Region VII
	Poigar	2	2,500	PLN Region VII
	Lobong	2	1,500	PLN Region VII
	Kolondom	2	2,000	PLN Region VII
	Kembera	1	430	PLN Region VII
	Toni	1	300	PLN Region VII
	Tawaeri	1	1,270	PLN Region VII
	Tarise	1	1,200	PLN Region VII
	Mongango	1	900	PLN Region VII
	Wining	2	1,600	PLN Region VIII
	計			12,790
中央スラウエシ	Bambalo/Poso	1	2,610	PLN Region VII
	Kalumpang	1	700	PLN Region VII
	Hanga-hnaga 2	2	1,670	PLN Region VII
	Rongi	1	845	PLN Region VII
	Mikuasi	2	1,060	PLN Region VII
	計			6,885
南スラウエシ	Enrekangu/Lewaja	1	440	PLN Region VIII
	Mamasa/Bala	1	340	PLN Region VIII
	Palangka	1	1,500	PLN Region VIII
	Bonelemo	1	1,340	PLN Region VIII
	Cennae	1	590	PLN Region VIII
	Usu Malili	2	3,750	PLN Region VIII
	Batu Sitanduk	1	1,750	PLN Region VIII
	Kadundung	2	1,443	PLN Region VIII
	Rante Balla	1	612	PLN Region VIII
	計			11,765

【PLN 以外による調査】

州	河川	場所	サブディストリクト	行政区	潜在量 (kW)	
北スラウェシ	Munthe	Tincep 1	Sonder	Minahasa	605.00	
	Munthe	Tincep 2	Sonder	Minahasa	1,100.00	
	Munthe	Tincep 3	Sonder	Minahasa	2,200.00	
	Susua	Rate Limbong 2	Lasusua	Kolaka	712.80	
	Lakambula	Olondoro	Teomokale	Boton	441.60	
	計				5,059.40	
中央スラウェシ	Tindaki	Tindaki	Parigi	Donggala	515.20	
	Dolago	Dolago	Parigi	Donggala	768.00	
	--	Banggai	Walatang	Donggala	816.00	
	--	Salumpaka	Banawa	Donggala	231.60	
	Tamunggu	Nupabomba	Tawaeli	Donggala	319.20	
	Pondo	Boboya	Palu Timur	Donggala	299.40	
	Pameki	Mantilayo	Sigi Biromaku	Donggala	1,500.00	
	Ampana	Sansarino	Ampana Kota	Poso	554.40	
	Kanori	Malewa	Tojo	Poso	404.90	
	Tomasa	Pandiri	Lage	Poso	2,756.00	
	Wimbi	Sawidago 2	Pamona Utara	Poso	436.80	
	Mongono	Solan	Klinton	Banggai	1,523.50	
	Tanggar	Tombolo	Malino	Tajung Moncong	1,230.00	
	Mamuju	Mamuju	Mamuju	Mamuju	648.00	
	Tangkok	Manipi	Sinjai Barat	Sinjai	5,616.00	
	Urupai	Labole	Lamuru	Bone	1,090.00	
	Mayamba	Paumah	Sendana	Mejene	106.60	
	Maiting	Kabiraan	Malunda	Mejene	157.00	
	Lengkeme	Langkeme	Mario Riwawu	Soppeng	145.60	
	Biyalo	Biyalo	Bulukumba	Donggala	360.00	
	Sallu	Kendenan	Makale	Tator	194.90	
	Kokkang	Tombang	Salluputti	Tator	432.00	
	Dolok	Suddu	Alla	Enrekang	224.60	
	Mata Allo	Bilajen	Alla	Enrekang	2,820.80	
	Matama	Talogo	Tutallu	Polmas	562.80	
	Mumbi	Kalimamang	Tutallu	Polmas	547.00	
	計				24,260.30	
	南東スラウェシ	Susua	Rate Limbong 2	Lasusua	Kalaka	712.80
		Lakambula	Olondoro	Teomokale	Buton	441.60
		計				1,154.40
合計					30,474.10	

(出所) Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

(原典) Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR



## 2.2.7 風力、太陽光

風力エネルギーについては、南東スラウェシと北スラウェシにおいて、24mの高さで3m前後の平均風力が測定されている。太陽光については、南東スラウェシの Palu において、平均 5.51 kWh/m<sup>2</sup> の平均日射量が測定されている。

表 2.2.8 スラウェシの風力エネルギー潜在量

州	村/サブディストリクト/市	測定年	24mの高さでの平均風速 (m/sec)
南東スラウェシ	Bubung Luwuku	1994	3.01
北スラウェシ	Samratulangi Manado	1994	3.21
	Meteo Bitung	1994	2.8

- ・ 小型： 2-3 (m/sec)
- ・ 中型： 3-4 (m/sec)
- ・ 大型： >4 (m/sec)

(出所) PLN Energy Statistics 2006

(原典) Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR

表 2.2.9 スラウェシの太陽エネルギー潜在量

州	行政区	測定年	平均日射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	測定者
南東スラウェシ	Palu	1991 - 94	5.51	LSDE

(出所) Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

(原典) Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR

## 2.2.8 バイオマス・バイオガス

バイオマスの範疇は幅広い。農業廃棄物に焦点を合わせれば、その潜在量は、南スラウェシの 2.5 MW が最大で、中央スラウェシの 1.1 MW がこれに続く。一方、北スラウェシと南東スラウェシについては 1 MW に及ばない。

家畜の糞を使ったバイオガスの生産は農業廃棄物に比べ、より大きな潜在量を持っている。最大の南スラウェシでは 41.5 MW、最も低い南東スラウェシでも 10 MW の発電が可能と報告されている。

表 2.2.10 バイオマス（農業廃棄物）のエネルギー潜在量

州	kWh								kW
	米	トウモロコシ	キャサバ	木材	バガス	ココナッツ	椰子	合計	
北スラウェシ	1,250,948	1,117,723	138,926	3,173,349	16,505	755,977	0	6,453,431	736.69
中央スラウェシ	1,979,301	282,321	352,967	7,040,892	0	408,941	8,814	10,073,238	1,149.91
南スラウェシ	11,037,629	5,659,932	1,236,409	3,555,232	71,889	349,818	44,929	21,955,841	2,506.37
南東スラウェシ	1,036,020	644,745	358,275	5,506,430	0	97,876	0	7,643,349	872.53

(出所) Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

(原典) Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR

表 2.2.11 バイオガス（家畜）のエネルギー潜在量

州	kWh				kW
	牛	水牛	豚	合計	
北スラウエシ	83,926,641	2,414,049	54,189,247	140,529,937	16,042.23
中央スラウエシ	121,577,567	21,287,126	23,807,187	166,671,880	19,026.47
南スラウエシ	201,287,881	119,742,352	42,624,867	363,655,100	41,513.14
南東スラウエシ	80,296,106	6,233,922	1,388,381	87,918,409	10,036.35

（出所）Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006

（原典）Directorate General of Electricity and Energy Development, MEMR

## 第3章 需要予測

本章では、過去の売上と経済指標に基づいて、系統ごとの需要予測を実施した。

### 3.1 技術基準

本調査で使われている手法はきわめてオーソドックスなものであり、以下のステップをたどった。

1. 総需要に対する地域総生産（GRDP）の弾性値を用いて、総需要を予測する。
2. 総需要をもとに、発電所使用や送電ロスを考え、総発電量を計算する。
3. 総発電量を、各系統の現状での需要と同じ比率で配分する。
4. それぞれの系統につき、現状の負荷率をもとにピークロードを計算。それを集計して全体のピークロードとする。

#### 3.1.1 地域区分と弾性値に関する想定

需要予測は、PLN の事業所区分に基づいて行われた。グリッドの運用はすべて PLN が行っているため、この想定は妥当であると思われた。ただし、北スラウェシと南スラウェシでは需要の地理的なパターンが少し異なるため、それに合わせた想定手法をとっている。具体的には、南スラウェシでは総需要の 88% が Makassar 周辺の需要（Sulsel 系統）によるものである。それに次ぐ Kendari 系統はわずか 6% にすぎない。それぞれに系統には独自の特徴があるものの、全体の需要パターンに影響を与えるものではない。したがって、南スラウェシについては全体を 1 つのブロックとして需要予測を行った。

これに対し北スラウェシは、ある程度特性の異なる 3 つの地域、北スラウェシ、中央スラウェシ、ゴロンタロの 3 つの州で構成されている。この中で最も大きいのは、Manado を擁する北スラウェシだが、それが全域を圧倒しているわけではない。需要の比率は北スラウェシ、中央スラウェシ、ゴロンタロでそれぞれ 60%、28%、12% 程度となる。ゴロンタロは分離したばかりなど、特性も多少違うことも考慮して、予測はこの 3 つの州について個別に行った。

弾性値は単に、GRDP 成長率と、電力需要の成長率との比率である。過去の実績に基づき、それぞれの弾性値は以下のように設定した。

	Sulawesi South	Sulawesi North	Sulawesi Central	Gorontalo
Elasticity against GRDP	1.32	1.25	1.3	1.3

#### 3.1.2 GRDP 成長の想定

GRDP 成長率の想定にあたっては過去の実績と中央銀行予測をもとにした。実績を見ると、過去のスラウェシ全体の成長率は、インドネシアの GDP 成長率より一貫して高めで、概ね弾性値が 1.12 程度となっている。規模が小さいために成長率の変動は大きくなるため、これは妥当な結果である。インドネシア中央銀行は、将来のインドネシア全体の成長率を 6% と予測しているため、この弾性値に基づくと、スラウェシ島全体の GRDP 成長は 6.7% 程度となる。今後ある程度の期間については無理のない数字ではあるが、これが 20 年にわたる長期に続くことは考えにくい。経済規模が拡大するにつれて、成長率は多少鈍化するの

通例である。したがって、ここでは 2015 年以降の経済成長率は 6%に鈍化するものと想定している。ただし 2015 年という時点の設定には明確な根拠はない。

北スラウェシについては、PLN が RUPTL の想定において採用している経済成長率をそのまま採用している。同地域の経済成長率はおよそ 7.4%で、それが徐々に低下して 7.25%程度になると想定されている。これは多少高めではあるもの、同地域の経済規模の小ささや、サミットなどからむインフラ整備等を考えれば無理な数字ではない。

### 3.1.3 潜在需要の影響

現在の需要は、需要のピーク時に Load Shedding が行われている。また、供給制約のためいくつかの需要家からの接続依頼を断っており、ウェイティングリストが存在している。このため、本来の需要はこうした未供給分の需要を考慮すべきであるとの指摘があった。

北スラウェシ Minahasa-Kotamobagu 系統においては、供給力不足によるピークカット (Load Curtailment) は 2006 年 8 月より現在まで行われている。2006 年 8 月以前は供給力が需要を十分満たしていたために、設備の偶発的故障時のみ Load Shedding が行われていた。Energy にするとわずかな量となる。結果として 2006 年に供給されなかったエネルギーは約 12.8 GWh/年であった。同年 9 月～11 月までが特に厳しく、平均 3.41 GWh/月。通常 18:00～24:00 の 6 時間程度供給していないので、1 日に供給されていない需要 (MW) を割り戻すと 18.3 MW となる。また 2006 年の最大出力 (118.55 MW) が発現した 12 月 26 日における供給されなかった需要 (MW) は約 4.9 MW であるので、負荷率 (%) は大して変わらない。

同様に南スラウェシ Sulsel 系統の場合、供給不足による需要抑制は行われているが、2005 年以降が著しい。2005 年には発電端で約 43 GWh の電力が供給されておらず、これは、年間発電電力量の約 1～2%程度。2006 年は若干改善されており、Unserved Energy は発電端 (発電所内ロス、送電ロス、配電ロスを考慮する必要がない Generation End) で、18.9 GWh。

これはそれぞれ、現在の需要の 2%程度に相当し、これが満たされれば需要はその分増加したであろうと考えられる。このため、2007 年の需要をここでの Load Shedding 分だけ足すことで計算に含めている。

もう一つはウェイティングリストであり、これは北スラウェシでは現在の発電能力の 5.7%、南スラウェシでは現在の発電能力の 15.7%にも及ぶ。これらが全く同じ負荷率でのってきた場合には、需要はその分だけ増えることになる。

しかし実際には、申請された容量がどの程度の負荷でどの程度使われるのかは明確ではない。産業用の場合の負荷率はかなり異なってくるし、多くの場合は利用のピークを想定しているが、実際の需要はそれよりかなり下で稼働するものと考えられる。また、今後の電力供給がこうした需要をすぐに完全に満たすようになるという想定は、必ずしも実際の状況を反映したものとは考えにくい。特に GRDP のパフォーマンスなどは、こうした供給制約の中で実現されたものであり、今後なるべく解消は目指すものの、ベースケースとして従来と同じくらいの供給制約を残した推移を見せると考えるのが現実的と判断した。この需要が満たされ、これが他の地域と同じ負荷率で稼働した場合の予想需要は、考えられる High ケースとしてここに挙げるものとする。

### 3.1.4 他の想定

発電所利用と送電ロスについては、現状の水準は 15%となっている。この想定では、これが将来的に 10%にまで低下すると想定している、これについては確実な推計手法はないものの、10%という水準は実現可能な現実的な想定であると考えている。

また個別系統への需要の配分と、それぞれの系統における負荷率については、基本的に PLN が RUPTL で行っている想定をほぼそのまま採用している。負荷率はその社会の利用パターンで決まるもので大きな変動はありえないと考えられる。また系統毎の利用についても、産業立地の変動や人口変動などが著しくない限り、あまり変わらないと考えて無理はないと思われる。

なお、需要には価格効果がある。電力料金は当然ながら需要量を左右する。料金があがれば、需要は減少するであろう。スラウエシとてこれは例外ではないと考えられる。しかしながら、これについては PLN がすでに検討を行っている。それによると、現状では料金水準が低く、需要家があまり料金に対して敏感ではないという結果が出ているとのことである。したがって価格効果は無視できる水準でしかなかった、と PLN は指摘している。

### 3.2 需要予測結果

上の手法と想定を使って、2027 年までの需要想定を行った。PLN の既存需要想定結果との対比のため、2020 年時点での結果を見ると、ベースケースの場合の南スラウエシの総需要は 7,762 GWh となり、年平均需要伸び率は 8.5%となる。北スラウエシでは、2020 年の総需要は 3,917 GWh となり、年平均成長率は 8.97%と試算される。High ケースでは、それぞれベースケースの 15%増しおよび 5.7%増しとなる。

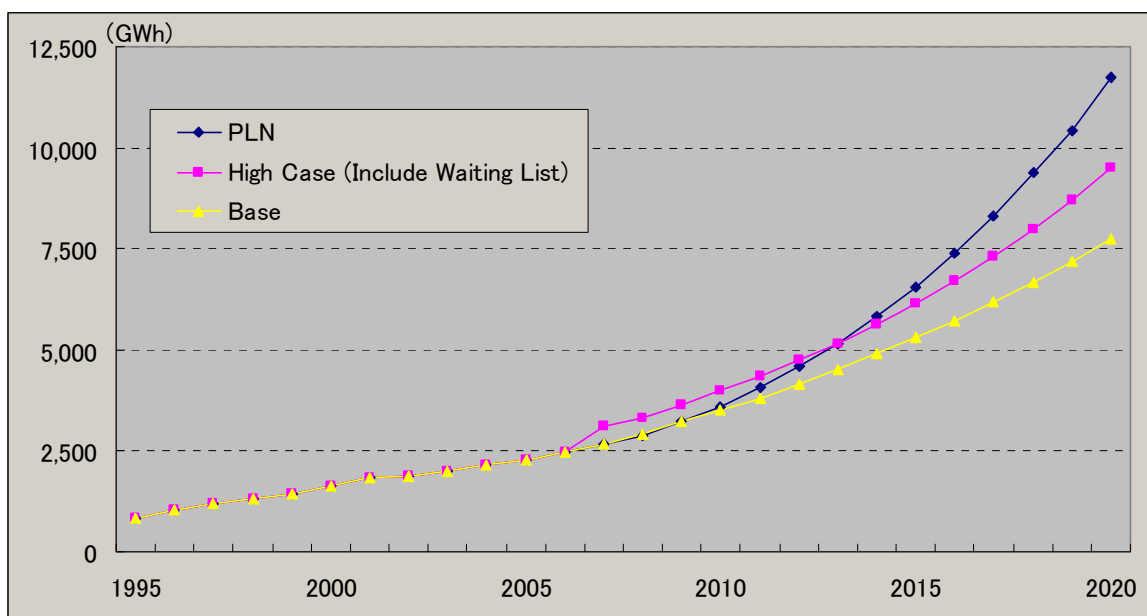


図 3.2.1 南スラウエシ需要想定

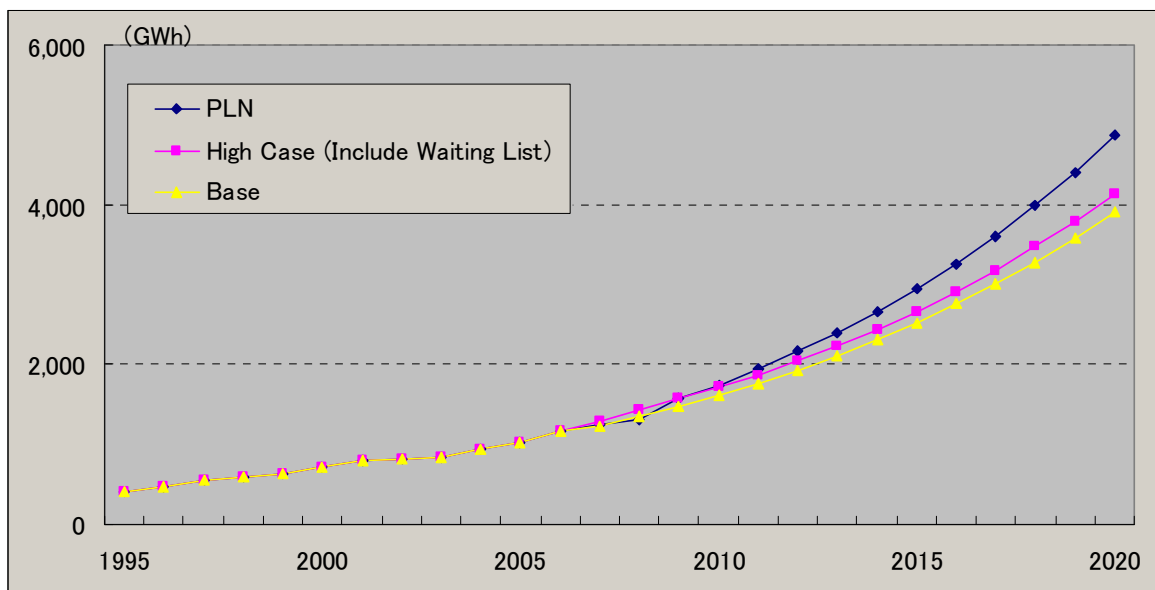


図 3.2.2 北スラウェシ需要想定

この伸び率の数字は、1997年アジア通貨危機以降の伸び率とおおむね対応するものである。通貨危機以前には、急激な経済成長のため需要が年率20%超の急激な伸びを見せたこともあったが、これは維持可能な水準ではなかった。今回の需要想定結果は、スラウェシ経済の維持可能な現実を反映したものであると思われる。

図 3.2.1 および図 3.2.2 は、これを PLN による現在の RUPTL での需要想定と比較したものである。どちらの地域でも、本調査における需要想定は PLN のものより低い。北スラウェシについては PLN 想定のおよそ 3/4 程度となり、南スラウェシでは 2/3 である。

この相違の理由は、一部は手法によるものだが、ほとんどは両者の想定の違いからきている。まず手法について言えば、PLN は各種の用途（住宅、商業、工業、公共）を別個に推計している。一方本調査では、全用途をまとめて推計している。PLN の手法のほうがある意味で繊細ではあるものの、これはもともと少ない用途をさらに細かく仕分けすることで、一時的なノイズや臨時の変動に結果が左右されてしまう可能性が高まってしまう。本調査で採用した手法は、大括りだがその細かい変動にとらわれず、大きなトレンドを追うことが可能となっている。どちらのやりかたも一長一短であり、必ずしもどちらが優れているとはいえない。また、PLN は他地域での予測手法と整合性をもたせる必要がある点も考慮すべきであろう。

しかし最大の相違は、前提の違いによるものである。特に弾性値の想定が大きい。PLN は調査団よりかなり大きな弾性値を使っている。それを10年にわたり複利計算すると、ちがいがかなり大きくなる。

これは必ずしも PLN の結果が過大であるということの意味するものではない。過去20年間の需要や経済の推移を見ると、インドネシアはきわめて高い成長（通貨危機以前）を経験し、その後きわめて低い成長も経験した（通貨危機とそれ以後）。したがって、過去のデータポイントとしてどこまで含めるかによって、たとえば過去の平均成長率や、それに伴う弾性値などは大きく変動する。過去の平均成長率を高めに出したければ長期（過去15

年程度)で平均をとり、低めにだしたければ短期(過去5年ほど)で平均をとればよいことになる。調査団としては、今回の想定ではおおむね通貨危機以降で経済の安定した時期の数字をもとに想定を行っている。しかし通貨危機以前の高い水準への回帰がないとはいえない(長期的に維持可能かは疑問ではあるが)。

このため、今後需要想定をアップデートする際には、インドネシア経済やスラウェシ経済の動向に注目してベースとなる経済成長の想定などを適切に見直すことが重要となる。

### 3.3 予測ツールについて：DKLとSimple-E

調査開始時点で、需要想定のためのツールについて各種のコメントが出された。具体的には、予測ツールとしてDKLを使うかSimple-Eを使うかという点である。今回の需要想定ではいずれも利用していないものの、調査団としてこうしたツールについては検討を行った。

DKLとSimple-Eはどちらもインドネシアの関係機関が利用している需要予測パッケージである。いずれもMicrosoft Excel表計算ソフトのアドオンパッケージである。どちらも計量経済学的な回帰モデルに基づいている。この意味で、両者に大きな差はない。実際に計算を行うエンジン(エクセル)は同じであるため、その精度や計算手法にも差はない。

また、特にDKLはかなり柔軟性のあるパッケージであり、回帰分析の手法もかなり多様を選ぶことは指摘しておく必要がある。さらに自家発電などの外部パラメータを追加する項目もある。実際問題として、DKLでSimple-Eとまったく同じ予測計算を行うことは十分に可能である。この点から考えて、どちらのパッケージを使うべきかという議論は、それ自体としては有益なものではない。

表 3.3.1 系統ごとの位置と区分

System	State	PLN District	System
Sistem Gorontalo	Gorontalo	North	North
Sistem Marisa	Gorontalo	North	North
Sistem Buroko	Gorontalo	North	North
Isolated Propinsi Gorontalo	Gorontalo	North	--

System	State	PLN District	System
Sistem Palu	Central	North	South
Sistem Poso	Central	North	South
Sistem Toli-toli	Central	North	--
Sistem Moutong-Kotaraya-Palasa	Central	North	--
Sistem Leok	Central	North	--
Sistem Kolonedale	Central	North	--
Sistem Bangkir	Central	North	--
Sistem Luwuk	Central	North	--
Sistem Ampana	Central	North	--
Sistem Banggai	Central	North	--
Isolated Tersebar	Central	North	--

System	State	PLN District	System
Sistem Minahasa + Kotamobagu	North	North	North
Sistem Tahuna	North	North	--
Sistem Ondong / Siau	North	North	--
Sistem Talaud	North	North	--
Sistem Molibagu	North	North	--
Sistem Tagulandang	North	North	--
Sistem Bintauna	North	North	--
Isolated Propinsi SULUT	North	North	--

System	State	PLN District	System
Sulsel	South	South	South
Selayar	South	South	--
Kendari	South - East	South	South
Kolaka	South - East	South	South
Raha	South - East	South	--
Bau Bau	South - East	South	--
Wangi Wangi	South - East	South	--
Tersebar	South	South	--



表 3.3.2 南北スラウエシの需要予測結果（ベースケース）

<b>South</b>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sales (GWh)	2,685.1	2,908.9	3,216.1	3,500.5	3,810.1	4,147.1	4,513.8	4,913.0	5,302.1	5,722.1	6,175.3	6,664.3	7,192.2	7,761.8	8,376.5	9,039.9	9,755.9	10,528.6	11,362.4	12,262.3	13,233.5
Loss & Self Use (%)	14.6%	14.3%	13.9%	13.6%	13.2%	12.9%	12.5%	12.2%	11.8%	11.5%	11.1%	10.7%	10.4%	10.0%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Generation (GWh)	3,145.7	3,393.8	3,736.8	4,050.6	4,390.9	4,759.8	5,159.8	5,593.5	6,012.3	6,462.5	6,946.6	7,467.0	8,026.6	8,624.2	9,307.2	10,044.4	10,839.9	11,698.4	12,624.9	13,624.8	14,703.9
Load Factor (%)	63.5%	63.6%	63.8%	63.9%	64.1%	64.2%	64.4%	64.5%	64.6%	64.8%	64.9%	65.1%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%
Peak Load (MW)	565.8	609.0	669.0	723.5	782.4	846.2	915.3	990.0	1,061.7	1,138.7	1,221.3	1,310.0	1,405.1	1,509.6	1,629.2	1,758.2	1,897.5	2,047.8	2,210.0	2,385.0	2,573.9

<b>North</b>	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sales (GWh)	1,219.1	1,353.2	1,482.9	1,620.5	1,770.8	1,934.8	2,113.7	2,309.1	2,522.1	2,754.8	3,008.5	3,285.3	3,587.1	3,916.5	4,275.9	4,668.2	5,071.7	5,510.2	5,986.9	6,505.0	7,068.1
Loss & Self Use	14.9%	13.9%	13.6%	13.2%	12.9%	12.6%	12.2%	11.9%	11.5%	11.2%	10.9%	10.5%	10.2%	9.8%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Generation (GWh)	1,432.6	1,572.0	1,715.9	1,867.7	2,033.0	2,212.7	2,408.0	2,620.5	2,851.2	3,102.4	3,375.3	3,671.9	3,994.0	4,342.7	4,739.8	5,173.2	5,620.4	6,106.5	6,634.8	7,209.0	7,833.2
Load Factor (%)	56.5%	56.3%	56.3%	56.4%	56.6%	56.9%	57.1%	57.4%	57.7%	57.9%	58.3%	58.5%	58.8%	59.0%	59.4%	59.7%	59.7%	59.8%	59.8%	59.8%	59.8%
Peak Load (MW)	289.3	318.9	347.6	377.8	409.7	444.0	481.0	521.2	564.4	611.2	661.5	716.2	775.5	839.6	911.1	989.0	1,074.1	1,166.7	1,267.2	1,376.5	1,495.2

表 3.3.3 南スラウェシ 系統別需要予測結果（ベースケース）

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Sulsei</b>																						
- Production (GWh)	2,533.8	2,772.3	2,991.0	3,293.2	3,569.8	3,869.7	4,194.8	4,547.3	4,929.5	5,298.6	5,695.4	6,122.0	6,580.7	7,073.8	7,600.5	8,202.5	8,852.1	9,553.2	10,309.8	11,126.3	12,007.5	12,958.5
- Load Factor (%)	65.0%	64.9%	65.1%	65.2%	65.4%	65.6%	65.7%	65.9%	66.1%	66.3%	66.4%	66.6%	66.8%	66.9%	67.1%	67.1%	67.1%	67.1%	67.1%	67.1%	67.1%	67.1%
- Peak Load (MW)	445.0	487.6	524.7	576.3	623.0	673.6	728.3	787.5	851.5	912.9	978.8	1,049.5	1,125.2	1,206.5	1,293.1	1,395.5	1,506.0	1,625.3	1,754.0	1,892.9	2,042.8	2,204.6
<b>Selayar</b>																						
- Production (GWh)	10.1	10.8	11.6	12.7	13.7	14.7	15.9	17.1	18.4	19.6	20.9	22.3	23.8	25.4	27.1	29.2	31.6	34.1	36.8	39.7	42.8	46.2
- Load Factor (%)	35.0%	35.8%	36.8%	37.9%	38.9%	39.9%	40.9%	41.9%	43.0%	44.0%	45.0%	46.0%	47.1%	48.1%	49.3%	49.3%	49.3%	49.3%	49.3%	49.3%	49.3%	49.3%
- Peak Load (MW)	1.8	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.9	5.1	5.3	5.5	5.8	6.0	6.3	6.8	7.3	7.9	8.5	9.2	9.9	10.7
<b>Kendari</b>																						
- Production (GWh)	170.2	185.1	199.7	219.5	237.5	257.0	278.1	301.0	325.7	349.5	375.0	402.4	431.7	463.3	496.9	536.2	578.7	624.5	674.0	727.3	785.0	847.1
- Load Factor (%)	58.2%	58.0%	58.1%	58.1%	58.2%	58.2%	58.3%	58.3%	58.4%	58.4%	58.5%	58.5%	58.6%	58.6%	58.9%	58.9%	58.9%	58.9%	58.9%	58.9%	58.9%	58.9%
- Peak Load (MW)	29.9	36.4	39.3	43.1	46.6	50.4	54.5	58.9	63.7	68.3	73.2	78.5	84.1	90.2	96.3	103.9	112.2	121.0	130.6	141.0	152.1	164.2
<b>Kolaka</b>																						
- Production (GWh)	33.5	36.6	39.5	43.6	47.3	51.4	55.8	60.6	65.8	70.9	76.3	82.2	88.5	95.2	102.5	110.6	119.4	128.9	139.1	150.1	162.0	174.8
- Load Factor (%)	42.7%	42.9%	43.3%	43.6%	44.0%	44.3%	44.7%	45.0%	45.4%	45.7%	46.1%	46.4%	46.8%	47.1%	47.6%	47.6%	47.6%	47.6%	47.6%	47.6%	47.6%	47.6%
- Peak Load (MW)	9.0	9.7	10.4	11.4	12.3	13.2	14.3	15.4	16.6	17.7	18.9	20.2	21.6	23.1	24.6	26.5	28.6	30.9	33.3	36.0	38.8	41.9
<b>Raha</b>																						
- Production (GWh)	20.5	22.4	24.2	26.7	29.0	31.4	34.1	37.0	40.2	43.3	46.6	50.1	54.0	58.1	62.5	67.5	72.8	78.6	84.8	91.5	98.7	106.6
- Load Factor (%)	50.5%	50.5%	50.7%	50.9%	51.0%	51.2%	51.4%	51.5%	51.7%	51.9%	52.1%	52.2%	52.4%	52.6%	52.9%	52.9%	52.9%	52.9%	52.9%	52.9%	52.9%	52.9%
- Peak Load (MW)	3.6	5.1	5.5	6.0	6.5	7.0	7.6	8.2	8.9	9.5	10.2	11.0	11.8	12.6	13.5	14.6	15.7	17.0	18.3	19.7	21.3	23.0
<b>Bau Bau</b>																						
- Production (GWh)	33.6	38.2	41.3	46.5	51.5	57.0	63.2	69.9	77.3	84.8	92.9	101.8	111.5	122.1	133.6	144.2	155.6	168.0	181.3	195.6	211.1	227.8
- Load Factor (%)	51.4%	51.8%	52.4%	53.0%	53.6%	54.2%	54.9%	55.5%	56.1%	56.7%	57.3%	57.9%	58.5%	59.1%	59.9%	59.9%	59.9%	59.9%	59.9%	59.9%	59.9%	59.9%
- Peak Load (MW)	5.9	8.4	9.0	10.0	11.0	12.0	13.1	14.4	15.7	17.1	18.5	20.1	21.8	23.6	25.5	27.5	29.7	32.0	34.5	37.3	40.2	43.4
<b>Wangi Wangi</b>																						
- Production (GWh)	5.3	5.9	6.3	7.0	7.7	8.4	9.2	10.1	11.0	12.0	13.0	14.1	15.3	16.5	17.9	19.4	20.9	22.5	24.3	26.3	28.3	30.6
- Load Factor (%)	52.7%	52.6%	52.7%	52.8%	52.8%	52.9%	53.0%	53.0%	53.1%	53.2%	53.3%	53.3%	53.4%	53.5%	53.7%	53.7%	53.7%	53.7%	53.7%	53.7%	53.7%	53.7%
- Peak Load (MW)	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.5	3.8	4.1	4.4	4.8	5.2	5.6	6.0	6.5
<b>Tersebar</b>																						
- Production (GWh)	69.7	74.3	80.2	87.5	94.1	101.1	108.7	116.8	125.5	133.7	142.4	151.7	161.5	172.1	183.1	197.7	213.3	230.2	248.4	268.1	289.3	312.3
- Load Factor (%)	58.2%	61.5%	60.2%	59.3%	58.3%	57.3%	56.4%	55.4%	54.5%	53.5%	52.6%	51.6%	50.6%	49.7%	44.8%	44.8%	44.8%	44.8%	44.8%	44.8%	44.8%	44.8%
- Peak Load (MW)	12.2	13.8	15.2	16.9	18.4	20.1	22.0	24.0	26.3	28.5	30.9	33.6	36.4	39.5	46.7	50.4	54.4	58.7	63.3	68.3	73.7	79.6
<b>Total South</b>																						
- Production (GWh)	2,881.7	3,145.7	3,393.8	3,736.8	4,050.6	4,390.9	4,759.8	5,159.8	5,593.5	6,012.3	6,462.5	6,946.6	7,467.0	8,026.6	8,624.2	9,307.2	10,044.4	10,839.9	11,698.4	12,624.9	13,624.8	14,703.9
- Load Factor (%)	65.0%	63.5%	63.6%	63.8%	63.9%	64.1%	64.2%	64.4%	64.5%	64.6%	64.8%	64.9%	65.1%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%	65.2%
- Peak Load (MW)	445.0	565.8	609.0	669.0	723.5	782.4	846.2	915.3	990.0	1,061.7	1,138.7	1,221.3	1,310.0	1,405.1	1,509.6	1,629.2	1,758.2	1,897.5	2,047.8	2,210.0	2,385.0	2,573.9

表 3.3.4 北スラウェシ州 系統別需要想定（ベースケース）

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Sistem Minahasa - Kotamobagu																				
- Production (GWh)	774.3	849.5	923.4	1,003.7	1,081.9	1,176.8	1,279.9	1,392.1	1,513.8	1,646.1	1,789.9	1,946.0	2,115.5	2,298.7	2,508.6	2,737.6	2,988.4	3,262.3	3,561.2	3,887.4
- Load Factor (%)	60.2	60.2	60.3	60.3	60.7	61.0	61.4	61.7	62.1	62.4	62.9	63.3	63.7	64.1	64.5	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
- Peak Load (MW)	146.9	161.0	174.9	190.1	203.4	220.1	238.1	257.6	278.4	300.9	324.8	351.0	379.2	409.5	444.1	481.7	525.8	574.0	626.6	684.0
Sistem Tahuna																				
- Production (GWh)	21.8	24.2	26.5	29.1	31.9	35.0	38.4	42.2	46.2	50.7	55.6	61.0	66.9	73.3	80.7	88.8	96.9	105.8	115.5	126.1
- Load Factor (%)	40.3	40.4	40.5	40.6	40.9	41.2	41.5	41.8	42.2	42.5	42.9	43.3	43.7	44.1	44.4	44.8	44.8	44.8	44.8	44.8
- Peak Load (MW)	6.2	6.8	7.5	8.2	8.9	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.8	16.1	17.5	19.0	20.7	22.6	24.7	26.9	29.4	32.1
Sistem Ondong /Siau																				
- Production (GWh)	7.4	8.2	8.9	9.7	10.6	11.7	12.8	14.0	15.3	16.8	18.4	20.1	22.1	24.1	26.5	29.2	31.9	34.8	38.0	41.4
- Load Factor (%)	41.7	41.8	41.8	41.9	42.1	42.4	42.6	42.9	43.2	43.5	43.8	44.1	44.4	44.8	45.1	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4
- Peak Load (MW)	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.3	8.0	8.7	9.5	10.4
Sistem Talaud																				
- Production (GWh)	6.7	7.4	8.1	8.9	9.7	10.6	11.7	12.8	14.0	15.3	16.8	18.4	20.1	22.0	24.2	26.6	29.1	31.7	34.6	37.8
- Load Factor (%)	35.7	35.7	35.8	35.8	36.0	36.3	36.5	36.8	37.0	37.3	37.6	37.9	38.2	38.5	38.8	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1
- Peak Load (MW)	2.1	2.4	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6	4.0	4.3	4.7	5.1	5.5	6.0	6.5	7.1	7.8	8.5	9.3	10.1	11.1
Sistem Molibagu																				
- Production (GWh)	4.6	5.1	5.5	6.0	6.5	7.1	7.7	8.4	9.1	9.9	10.8	11.8	12.8	13.9	15.2	16.6	18.1	19.7	21.6	23.5
- Load Factor (%)	25.9	26.3	26.8	27.3	27.9	28.6	29.3	29.9	30.7	31.4	32.2	33.0	33.8	34.7	35.5	36.4	36.4	36.4	36.4	36.4
- Peak Load (MW)	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.7	6.2	6.8	7.4
Sistem Tagulandang																				
- Production (GWh)	3.9	4.3	4.8	5.2	5.8	6.3	7.0	7.6	8.4	9.2	10.1	11.1	12.2	13.4	14.8	16.3	17.9	19.7	21.8	24.0
- Load Factor (%)	30.4	30.7	30.9	31.2	31.6	32.1	32.5	33.0	33.5	34.0	34.5	35.1	35.6	36.1	36.7	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2
- Peak Load (MW)	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3	2.4	2.6	2.9	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.5	6.1	6.7	7.3
Sistem Bintauna																				
- Production (GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	10.1	11.1	12.3	13.5	14.9	16.4	18.0	19.8	21.8	24.1	26.6	29.4	32.4	35.8	39.5
- Load Factor (%)					45.3	45.6	45.8	46.1	46.4	46.7	47.0	47.3	47.6	48.0	48.3	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6
- Peak Load (MW)					2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	4.0	4.3	4.8	5.2	5.7	6.3	6.9	7.6	8.4	9.3
Isolated Propinsi SULUT																				
- Production (GWh)	5.0	6.0	7.3	8.6	10.1	10.7	11.3	12.0	12.7	13.4	14.1	14.8	15.5	16.3	17.1	17.9	19.0	20.2	21.5	22.9
- Load Factor (%)	19.2	20.3	21.3	22.3	23.4	23.6	23.9	24.2	24.5	24.8	25.1	25.5	25.8	26.1	26.5	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8
- Peak Load (MW)	3.0	3.4	3.9	4.4	4.9	5.2	5.4	5.7	5.9	6.1	6.4	6.6	6.9	7.1	7.4	7.6	8.1	8.6	9.2	9.7
<b>North Total</b>																				
- Production (GWh)	823.7	904.7	984.5	1,071.2	1,165.7	1,268.4	1,379.9	1,501.3	1,633.0	1,776.4	1,932.1	2,101.2	2,284.9	2,483.6	2,711.2	2,959.6	3,230.7	3,526.8	3,849.9	4,202.6
- Load Factor (%)	57.4	57.5	57.5	57.5	57.8	58.1	58.5	58.8	59.2	59.6	60.1	60.5	60.9	61.3	61.7	62.2	62.2	62.2	62.2	62.2
- Peak Load (MW)	163.7	179.7	195.4	212.5	230.2	249.0	269.4	291.4	314.8	340.1	367.0	396.5	428.2	462.3	501.3	543.5	593.2	647.5	706.7	771.4

表 3.3.5 中央スラウェシ州 系統別需要想定（ベースケース）

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sistem Palu																					
- Production (GWh)	226.2	253.0	278.0	303.6	331.4	361.8	394.9	431.0	470.4	513.3	560.1	611.0	666.5	727.0	793.0	865.0	932.9	1,006.1	1,085.1	1,170.3	1,262.2
- Load Factor (%)	60.0	60.2	60.5	60.8	61.1	61.4	61.8	62.1	62.4	62.8	63.1	63.4	63.8	64.1	64.4	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8
- Peak Load (MW)	43.1	48.0	52.5	57.0	61.9	67.2	73.0	79.2	86.0	93.4	101.3	110.0	119.3	129.5	140.5	152.4	164.4	177.3	191.2	206.2	222.4
Sistem Poso																					
- Production (GWh)	23.2	26.0	28.5	31.2	34.0	37.1	40.5	44.2	48.3	52.7	57.5	62.7	68.4	74.6	81.4	88.8	95.8	103.3	111.4	120.1	129.6
- Load Factor (%)	50.2	50.1	50.4	50.6	50.9	51.1	51.4	51.7	51.9	52.2	52.5	52.7	53.0	53.3	53.5	53.8	53.8	53.8	53.8	53.8	53.8
- Peak Load (MW)	5.3	5.9	6.5	7.0	7.6	8.3	9.0	9.8	10.6	11.5	12.5	13.6	14.7	16.0	17.4	18.8	20.3	21.9	23.6	25.5	27.5
Sistem Toli-toli																					
- Production (GWh)	22.2	24.8	27.3	29.8	32.5	35.5	38.8	42.3	46.2	50.4	55.0	60.0	65.4	71.4	77.8	84.9	91.6	98.8	106.5	114.9	123.9
- Load Factor (%)	42.2	42.1	42.4	42.6	42.8	43.1	43.3	43.6	43.8	44.1	44.3	44.6	44.8	45.1	45.4	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6
- Peak Load (MW)	6.0	6.7	7.4	8.0	8.7	9.4	10.2	11.1	12.0	13.0	14.2	15.4	16.7	18.1	19.6	21.2	22.9	24.7	26.7	28.8	31.0
Sistem Moutong - Kotaraya - Palasa																					
- Production (GWh)	15.6	17.5	19.2	21.0	22.9	25.0	27.3	29.8	32.5	35.4	38.7	42.2	46.0	50.2	54.8	59.7	64.4	69.5	74.9	80.8	87.2
- Load Factor (%)	35.3	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9	36.2	36.4	36.6	36.8	37.0	37.2	37.5	37.7	37.9	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1
- Peak Load (MW)	5.0	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.9	12.9	14.0	15.2	16.5	17.9	19.3	20.8	22.4	24.2	26.1
Sistem Leak																					
- Production (GWh)	7.9	8.8	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.1	16.4	17.9	19.6	21.4	23.3	25.4	27.7	30.2	32.6	35.2	37.9	40.9	44.1
- Load Factor (%)	23.5	28.3	28.4	28.6	28.8	28.9	29.1	29.2	29.4	29.6	29.7	29.9	30.1	30.2	30.4	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6
- Peak Load (MW)	3.8	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.1	8.8	9.6	10.4	11.3	12.2	13.1	14.2	15.3	16.5
Sistem Kolonedale																					
- Production (GWh)	7.2	8.0	8.8	9.6	10.5	11.4	12.5	13.6	14.9	16.2	17.7	19.3	21.1	23.0	25.1	27.3	29.5	31.8	34.3	37.0	39.9
- Load Factor (%)	45.8	45.6	45.8	46.0	46.3	46.5	46.8	47.0	47.2	47.5	47.7	48.0	48.2	48.5	48.7	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0
- Peak Load (MW)	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.4	8.0	8.6	9.3
Sistem Bangkir																					
- Production (GWh)	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.3	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1	8.7	9.4	10.1	10.9
- Load Factor (%)	21.6	21.5	21.6	21.7	21.9	22.0	22.1	22.2	22.3	22.5	22.6	22.7	22.8	23.0	23.1	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2
- Peak Load (MW)	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0	5.4
Sistem Luwuk																					
- Production (GWh)	40.3	45.0	49.5	54.0	59.0	64.4	70.3	76.7	83.7	91.4	99.7	108.8	118.7	129.4	141.2	154.0	166.1	179.1	193.2	208.4	224.7
- Load Factor (%)	52.8	52.7	53.0	53.2	53.5	53.8	54.1	54.4	54.6	54.9	55.2	55.5	55.8	56.1	56.4	56.6	56.6	56.6	56.6	56.6	56.6
- Peak Load (MW)	8.7	9.8	10.7	11.6	12.6	13.7	14.8	16.1	17.5	19.0	20.6	22.4	24.3	26.4	28.6	31.0	33.5	36.1	38.9	42.0	45.3
Sistem Ampana																					
- Production (GWh)	7.7	8.6	9.5	10.4	11.3	12.3	13.5	14.7	16.0	17.5	19.1	20.8	22.7	24.8	27.0	29.5	31.8	34.3	37.0	39.9	43.1
- Load Factor (%)	47.8	47.5	47.7	48.0	48.3	48.5	48.8	49.0	49.3	49.5	49.8	50.1	50.3	50.6	50.8	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1
- Peak Load (MW)	1.8	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.6	6.1	6.6	7.1	7.7	8.3	8.9	9.6

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sistem Banggai																					
- Production (GWh)	4.8	5.3	5.9	6.4	7.0	7.6	8.3	9.1	9.9	10.8	11.8	12.9	14.1	15.4	16.8	18.3	19.7	21.3	22.9	24.7	26.7
- Load Factor (%)	45.5	45.5	45.7	45.9	46.2	46.4	46.6	46.9	47.1	47.3	47.6	47.8	48.0	48.3	48.5	48.8	48.8	48.8	48.8	48.8	48.8
- Peak Load (MW)	1.2	1.3	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2
Isolated Tersebar																					
- Production (GWh)	19.3	21.6	23.8	26.0	28.3	30.9	33.8	36.9	40.2	43.9	47.9	52.3	57.0	62.2	67.8	74.0	79.8	86.0	92.8	100.1	108.0
- Load Factor (%)	20.0	21.0	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.0	21.0	20.9	20.7	20.6	20.3	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1
- Peak Load (MW)	11.0	11.7	12.9	14.0	15.3	16.7	18.2	19.9	21.8	23.8	26.1	28.6	31.4	34.5	38.1	42.1	45.4	48.9	52.8	56.9	61.4
<b>Central Total</b>																					
- Production (GWh)	376.4	420.9	462.6	505.1	551.5	602.0	657.1	717.2	782.6	854.0	931.9	1,016.7	1,109.1	1,209.7	1,319.5	1,439.2	1,552.2	1,674.1	1,805.5	1,947.3	2,100.2
- Load Factor (%)	48.4	49.0	49.3	49.5	49.8	50.0	50.2	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0	52.0
- Peak Load (MW)	88.8	98.0	107.2	116.4	126.5	137.5	149.3	162.2	176.2	191.5	208.1	226.1	245.7	267.0	290.3	315.7	340.5	367.2	396.0	427.1	460.7

表 3.3.6 ゴロンタロ州 系統別需要想定

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sistem Gorontalo																					
- Production (GWh)	130.85	146.96	161.78	176.83	193.34	211.35	231.03	252.50	275.87	301.48	329.43	359.93	393.17	429.57	469.24	512.58	554.67	600.22	649.52	702.86	760.58
- Load Factor (%)	57.74	57.43	57.69	57.95	58.21	58.48	58.74	59.01	59.28	59.55	59.82	60.09	60.36	60.63	60.91	61.18	61.18	61.18	61.18	61.18	61.18
- Peak Load (MW)	25.87	29.21	32.01	34.83	37.91	41.26	44.90	48.85	53.13	57.80	62.87	68.38	74.36	80.88	87.95	95.63	103.49	111.99	121.18	131.14	141.90
Sistem Marisa																					
- Production (GWh)	20.44	22.97	25.30	27.67	30.27	33.11	36.22	39.61	43.31	47.36	51.78	56.61	61.87	67.62	73.87	80.69	87.31	94.48	102.24	110.64	119.73
- Load Factor (%)	34.71	34.86	35.35	35.85	36.36	36.88	37.40	37.93	38.47	39.02	39.57	40.13	40.70	41.28	41.86	42.46	42.46	42.46	42.46	42.46	42.46
- Peak Load (MW)	6.72	7.52	8.17	8.81	9.50	10.25	11.05	11.92	12.85	13.86	14.94	16.10	17.35	18.70	20.14	21.69	23.48	25.40	27.49	29.75	32.19
Sistem Buroko																					
- Production (GWh)	2.04	2.29	2.52	2.76	3.01	3.29	3.60	3.93	4.30	4.70	5.13	5.61	6.13	6.70	7.31	7.99	8.64	9.35	10.12	10.95	11.85
- Load Factor (%)	11.36	11.41	11.58	11.75	11.92	12.09	12.27	12.44	12.62	12.81	12.99	13.18	13.37	13.57	13.77	13.97	13.97	13.97	13.97	13.97	13.97
- Peak Load (MW)	2.05	2.29	2.49	2.68	2.89	3.11	3.35	3.61	3.89	4.19	4.51	4.86	5.23	5.63	6.06	6.53	7.07	7.65	8.27	8.95	9.69
Isolated Propinsi Gorontalo																					
- Production (GWh)	3.53	3.95	4.33	4.72	5.14	5.60	6.10	6.64	7.26	7.91	8.61	9.37	10.20	11.12	12.15	13.27	14.36	15.54	16.82	18.20	19.70
- Load Factor (%)	19.55	20.25	20.97	21.57	22.09	22.54	22.95	23.32	23.66	23.98	24.28	24.57	24.83	25.08	25.32	25.54	25.54	25.54	25.54	25.54	25.54
- Peak Load (MW)	2.06	2.23	2.36	2.50	2.66	2.84	3.03	3.25	3.50	3.76	4.05	4.36	4.69	5.06	5.48	5.93	6.42	6.95	7.52	8.14	8.80
<b>Gorontalo Total</b>																					
- Production (GWh)	156.86	176.17	193.93	211.98	231.76	253.36	276.94	302.68	330.74	361.45	394.96	431.52	471.37	515.01	562.57	614.52	664.99	719.61	778.70	842.65	911.86
- Load Factor (%)	48.79	48.75	49.17	49.57	49.96	50.34	50.72	51.09	51.46	51.83	52.20	52.57	52.95	53.31	53.68	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05	54.05
- Peak Load (MW)	36.70	41.25	45.03	48.82	52.96	57.46	62.33	67.63	73.37	79.61	86.37	93.70	101.63	110.27	119.63	129.79	140.45	151.98	164.47	177.97	192.59

### 3.4 変電所負荷データの作成

本節では、前節までに作成した需要想定値を各変電所へ配分することにより、変電所ごとの負荷データを作成した。負荷データ作成にあたり、まず2007年の需要を潮流図など需要実績に基づいて各変電所に配分し、各々の変電所負荷の伸び予想も考慮した上で、2027年までのデータを作成した。負荷データの概要を表3.4.1 および表3.4.2に示す。(具体的な負荷配分の手順及び結果についてはAppendix 1に示す。)この結果は第6章の送電開発計画で用いた。

表 3.4.1 南スラウェシ変電所負荷データ

(単位：MW)

Area	Substation	Demand for each year				
		(2007)	2012	2017	2022	2027
Sulsel	Pangkep	13.3	21.7	33.3	50.0	76.1
	Mandai	14.0	21.2	30.3	42.5	60.0
	Maros	5.4	8.2	11.7	16.4	23.2
	Daya	17.8	31.4	51.5	82.8	135.4
	Tello	22.9	37.4	57.3	86.2	131.0
	Tallo Lama	34.2	55.9	85.6	128.7	195.7
	Bontoala	36.0	58.8	90.1	135.5	206.0
	Panakkukang	46.2	75.5	115.6	173.8	264.4
	Borongloe	6.9	10.4	14.9	20.9	29.6
	Sungguminasa	19.0	28.8	41.1	57.6	81.5
	Tallasa	11.0	16.6	23.8	33.4	47.2
	Tanjung Bunga	16.5	27.0	41.3	62.1	94.4
	Pare Pare	10.4	15.7	22.5	31.5	44.6
	Barru	4.7	7.1	10.2	14.3	20.2
	Bakaru	3.3	5.0	7.1	10.0	14.2
	Pinrang	11.5	17.4	24.9	34.9	49.3
	Polmas	9.8	16.0	24.5	36.9	56.1
	Majene	8.5	12.9	18.4	25.8	36.4
	Soppeng	11.7	19.1	29.3	44.0	67.0
	Bone	22.9	37.4	57.3	86.2	131.0
	Sidrap	13.3	20.1	28.7	40.3	57.0
	Sengkang	14.3	15.5	23.8	35.7	54.4
	Siwa	--	7.3	10.4	14.6	20.6
	Bulukumba	14.8	22.4	32.0	44.9	63.5
	Jeneponto	10.7	16.2	23.1	32.4	45.9
	Sinjai	9.8	14.8	21.2	29.7	42.0
	Palopo	9.7	15.8	24.3	36.5	55.5
	Makale	5.5	8.3	11.9	16.7	23.6
	Tonasa	43.8	44.4	44.0	43.0	41.5
	Bosowa	34.4	34.9	34.5	33.8	32.6
Barawaja	5.1	5.2	5.1	5.0	4.8	
South (except Sulsel)	Wotu	3.5	5.2	7.6	10.9	15.9
	Malili	1.5	2.2	3.2	4.7	6.8
West	Mamuju	5.2	7.8	11.2	16.1	23.5

Area	Substation	Demand for each year				
		(2007)	2012	2017	2022	2027
South East	Kendari	36.4	36.3	52.3	74.8	109.5
	Unaha	--	18.2	26.2	37.4	54.7
	Kolaka	9.7	14.3	20.2	28.6	41.9
	Lasasua	2.5	3.7	5.4	7.8	11.4

表 3.4.2 北スラウェシ変電所負荷データ

(単位：MW)

Area	Substation	Demand for each year				
		(2007)	2012	2017	2022	2027
Minahasa	Tonsealama	5.3	7.8	11.3	16.4	24.7
	Sawangan	10.0	14.7	21.3	30.9	46.5
	Bitung	18.9	11.9	16.1	16.1	16.1
	Kema	--	11.9	18.5	34.0	63.5
	Likupang	--	4.0	5.8	8.4	8.4
	Ranomut	28.6	21.1	30.5	32.8	32.8
	Paniki	--	21.1	30.5	55.6	100.3
	Teling	29.3	28.8	41.7	60.4	90.9
	Tateli	--	14.4	20.8	30.2	45.4
	Tomohon	8.5	12.5	18.1	26.3	39.6
	Tasik Ria	3.4	6.1	10.5	18.4	34.0
	Kawangkoan	11.8	17.4	25.2	36.5	54.9
	Lopana	8.4	15.0	26.1	45.5	84.1
	Otam	22.7	22.3	32.3	46.8	70.4
Lolak	--	11.2	16.1	23.4	35.2	
North (except Minahasa)	Bintauna	--	2.5	4.0	6.3	10.2
	Molibagu	2.0	2.8	3.8	5.2	8.1
Gorontalo	Gorontalo	25.9	34.4	52.4	79.7	118.3
	Isimu	--	6.9	10.5	15.9	23.7
	Marisa	6.7	10.3	14.9	21.7	32.2
	Buroko	2.1	3.1	4.5	6.5	9.7
Central	Talise	36.6	50.4	76.0	114.3	166.8
	Parigi	6.5	10.1	15.2	22.9	33.4
	Donggala	--	6.7	10.1	15.2	22.2
	Poso	5.3	8.3	12.5	18.8	27.5
	Toli-toli	6.0	9.4	14.2	21.2	31.0
	Moutong - Kotaraya - Palasa	5.0	7.9	11.9	17.9	26.1
	Leok	3.8	5.0	7.5	11.3	16.5
	Kolonedale	1.8	2.8	4.2	6.4	9.3
	Bangkir	1.0	1.6	2.4	3.7	5.4
	Luwuk	8.7	13.7	20.6	31.0	45.3
	Ampana	1.8	2.9	4.4	6.6	9.6

## Appendix 1 変電所負荷データの作成方法

### (1) 南スラウェシ地域の系統

南スラウェシ地域の系統のうち、Sulsel 系統については、次の手順で各変電所の負荷データを作成した。

- ① 2007 年の各変電所の負荷は、2007 年潮流図など需要実績に基づき作成
- ② 各変電所毎に対前年需要伸び率を設定
  - ・ 表 3.3.3 における Sulsel 系統の各年の対前年需要伸び率をベース伸び率とし、これに加えてベースの 1.2 倍、1.4 倍の、計 3 種類の伸び率を設定
  - ・ 各地域の需要伸びの見込み (RUPTL もしくは PLN からの情報収集による) から、上記いずれかの伸び率を各変電所に適用
- ③ 各変電所毎の需要を算出
  - ・ 各変電所負荷 (2007 年) に上記伸び率を乗じることにより、各変電所毎の負荷データを 2027 年まで算出。
  - ・ 各年につき、上記で求めた変電所毎の需要の合計値が、表 3.3.3 内の Sulsel 系統の需要に一致するように、各変電所の需要値を圧縮して補正。

Sulsel 系統以外の変電所については、南スラウェシの小規模独立系統のうち、将来的に Sulsel 系統に連系される下記について負荷データを作成した。負荷データ作成にあたっては、表 3.3.3 における各小規模独立系統のデータを参考にした。

	Area	Substation	Remarks
Substations in South Sulawesi	South except Sulsel	Wotu, Malili	
	South East	Kendari Unaha Kolaka Lasausa	Unaha will be divided from Kendari as follows: Kendari:Unaha=2:1
	West	Mamuju	

以上より求めた 2007～2027 年の南スラウェシの負荷データを表 A1.1 に示す。

### (2) 北スラウェシ地域の系統

北スラウェシ地域の系統のうち、Minahasa-Kotamobagu 系統については、次の手順で各変電所の負荷データを作成した。

- ① 2007 年の各変電所の負荷は、2007 年潮流図など需要実績に基づき作成
- ② 各変電所毎に、対前年需要伸び率を設定
  - ・ 表 3.3.4 における Minahasa-Kotamobagu 系統の各年の対前年需要伸び率をベース伸び率とし、これに加えてベースの 1.5 倍の伸び率を設定
  - ・ 各地域の需要伸びの見込み (RUPTL もしくは PLN からの情報収集による) から、



上記いずれかの伸び率（ベース or 1.5 倍）を各変電所に適用

③ 各変電所毎の需要を算出

- ・ 各変電所負荷（2007 年）に上記伸び率を乗じることにより、各変電所毎の負荷データを 2008 年から 2027 年まで算出。
- ・ 各年につき、上記で求めた変電所毎の需要の合計値が、表 3.3.4 内の Minahasa (+Kotamobagu) 系統の需要に一致するように、各変電所の需要値を圧縮して補正。

Minahasa-Kotamobagu 系統以外の変電所については、北スラウェシの小規模独立系統のうち、将来的に Minahasa-Kotamobagu 系統に連系される下記について負荷データを作成した。負荷データ作成にあたっては、表 3.3.4～表 3.3.6 における各小規模独立系統のデータに基づいて作成した。

	Area	Substation	Remarks
Substations in North Sulawesi (except Minahasa)	North	Bintauna, Molibagu	
	Gorontalo	Gorontalo Isimu Marisa Buroko	Isimu will be divided from Gorontalo as follows: Gorontalo:Isimu=5:1
	Central	Talise Parigi Donggala Poso Toli-Toli Moutong-Kotaraya-Palisa Leok Kolonedale Bangkir Luwuk Ampana	Parigi and Donggala will be divided from Talise as follows: Talise:Parigi:Gorontalo=15:3:2

以上より求めた 2007～2027 年の北スラウェシの負荷データを表 A1.2 に示す。

なお、実際に PSS/E 解析を行うに際しては、将来断面では特に大都市周辺では 1 箇所当たりの負荷が非常に大きくなるため、適宜、変電所の分割を実施した。また、70 kV 系統の更なる拡大を抑制する観点から、一部の 70/20 kV 変電所については負荷増加分を隣接の 150/20 kV 変電所に切り替えることにより、負荷および設備増強を頭打ちとした。

表 A1.1 南スラウェシ変電所負荷データ

Area	Substation	Demand (MW) for each year																				
		(2007)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Sulsel	Pangkep	13.3	14.6	16.4	18.0	19.8	21.7	23.8	26.1	28.3	30.7	33.3	36.0	39.0	42.2	46.0	50.0	54.5	59.2	64.4	70.0	76.1
	Mandai	14.0	15.1	16.7	18.1	19.6	21.2	22.9	24.7	26.5	28.3	30.3	32.3	34.5	36.9	39.6	42.5	45.5	48.8	52.3	56.1	60.0
	Maros	5.4	5.8	6.4	7.0	7.6	8.2	8.8	9.5	10.2	10.9	11.7	12.5	13.3	14.2	15.3	16.4	17.6	18.8	20.2	21.6	23.2
	Daya	17.8	19.8	22.6	25.2	28.1	31.4	34.9	38.8	42.7	46.9	51.5	56.5	61.9	67.9	75.0	82.8	91.5	100.9	111.3	122.8	135.4
	Tello	22.9	25.1	28.2	31.0	34.1	37.4	41.0	45.0	48.8	52.9	57.3	62.1	67.2	72.6	79.1	86.2	93.8	102.0	110.9	120.6	131.0
	Tallo Lama	34.2	37.5	42.1	46.3	50.9	55.9	61.3	67.2	72.9	79.0	85.6	92.7	100.3	108.5	118.2	128.7	140.0	152.4	165.7	180.1	195.7
	Bontoala	36.0	39.5	44.3	48.7	53.6	58.8	64.5	70.7	76.7	83.1	90.1	97.6	105.6	114.2	124.4	135.5	147.4	160.4	174.4	189.6	206.0
	Panakkukang	46.2	50.7	56.9	62.6	68.7	75.5	82.8	90.8	98.4	106.7	115.6	125.2	135.5	146.6	159.7	173.8	189.2	205.8	223.8	243.3	264.4
	Borongloe	6.9	7.5	8.2	8.9	9.7	10.4	11.3	12.2	13.0	14.0	14.9	15.9	17.0	18.2	19.5	20.9	22.4	24.1	25.8	27.6	29.6
	Sungguminasa	19.0	20.5	22.7	24.6	26.6	28.8	31.1	33.6	35.9	38.4	41.1	43.9	46.9	50.0	53.7	57.6	61.8	66.3	71.0	76.1	81.5
	Tallasa	11.0	11.9	13.1	14.2	15.4	16.6	18.0	19.4	20.8	22.2	23.8	25.4	27.1	29.0	31.1	33.4	35.8	38.4	41.1	44.0	47.2
	Tanjung Bunga	16.5	18.1	20.3	22.3	24.5	27.0	29.6	32.4	35.2	38.1	41.3	44.7	48.4	52.3	57.0	62.1	67.6	73.5	79.9	86.9	94.4
	Pare Pare	10.4	11.2	12.4	13.4	14.5	15.7	17.0	18.4	19.7	21.0	22.5	24.0	25.7	27.4	29.4	31.5	33.8	36.3	38.9	41.6	44.6
	Barru	4.7	5.1	5.6	6.1	6.6	7.1	7.7	8.3	8.9	9.5	10.2	10.9	11.6	12.4	13.3	14.3	15.3	16.4	17.6	18.8	20.2
	Bakaru	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2	6.7	7.1	7.6	8.1	8.7	9.3	10.0	10.7	11.5	12.3	13.2	14.2
	Pinrang	11.5	12.4	13.7	14.9	16.1	17.4	18.8	20.3	21.7	23.3	24.9	26.6	28.4	30.3	32.5	34.9	37.4	40.1	43.0	46.0	49.3
	Polmas	9.8	10.7	12.1	13.3	14.6	16.0	17.6	19.3	20.9	22.6	24.5	26.6	28.7	31.1	33.9	36.9	40.1	43.7	47.5	51.6	56.1
	Majene	8.5	9.2	10.1	11.0	11.9	12.9	13.9	15.0	16.1	17.2	18.4	19.6	21.0	22.4	24.0	25.8	27.6	29.6	31.8	34.0	36.4
	Soppeng	11.7	12.8	14.4	15.8	17.4	19.1	21.0	23.0	24.9	27.0	29.3	31.7	34.3	37.1	40.4	44.0	47.9	52.1	56.7	61.6	67.0
	Bone	22.9	25.1	28.2	31.0	34.1	37.4	41.0	45.0	48.8	52.9	57.3	62.1	67.2	72.6	79.1	86.2	93.8	102.0	110.9	120.6	131.0
	Sidrap	13.3	14.4	15.9	17.2	18.6	20.1	21.8	23.5	25.1	26.9	28.7	30.7	32.8	35.0	37.6	40.3	43.3	46.4	49.7	53.3	57.0
	Sengkang	14.3	15.6	17.4	12.9	14.1	15.5	17.0	18.7	20.2	21.9	23.8	25.7	27.9	30.1	32.8	35.7	38.9	42.3	46.0	50.0	54.4
	Siwa	--	--	--	6.2	6.7	7.3	7.9	8.5	9.1	9.7	10.4	11.1	11.8	12.6	13.6	14.6	15.6	16.7	17.9	19.2	20.6
	Bulukumba	14.8	16.0	17.6	19.1	20.7	22.4	24.2	26.1	28.0	29.9	32.0	34.2	36.5	39.0	41.8	44.9	48.1	51.6	55.3	59.3	63.5
	Jeneponto	10.7	11.6	12.8	13.8	15.0	16.2	17.5	18.9	20.2	21.6	23.1	24.7	26.4	28.2	30.2	32.4	34.8	37.3	40.0	42.8	45.9
	Sinjai	9.8	10.6	11.7	12.7	13.7	14.8	16.0	17.3	18.5	19.8	21.2	22.6	24.2	25.8	27.7	29.7	31.9	34.2	36.6	39.2	42.0
	Palopo	9.7	10.6	11.9	13.1	14.4	15.8	17.4	19.1	20.7	22.4	24.3	26.3	28.5	30.8	33.5	36.5	39.7	43.2	47.0	51.1	55.5
	Makale	5.5	5.9	6.6	7.1	7.7	8.3	9.0	9.7	10.4	11.1	11.9	12.7	13.6	14.5	15.5	16.7	17.9	19.2	20.6	22.0	23.6
	Tonasa	43.8	44.0	44.2	44.3	44.4	44.4	44.4	44.3	44.2	44.1	44.0	43.8	43.7	43.5	43.3	43.0	42.7	42.5	42.2	41.9	41.5

Area	Substation	Demand (MW) for each year																				
		(2007)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Bosowa	34.4	34.6	34.7	34.8	34.8	34.9	34.8	34.8	34.7	34.6	34.5	34.4	34.3	34.1	34.0	33.8	33.6	33.4	33.1	32.9	32.6
	Barawaja	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.0	5.0	5.0	4.9	4.9	4.9	4.8
South (except Sulsel)	Wotu	3.5	3.8	4.1	4.5	4.8	5.2	5.7	6.1	6.6	7.0	7.6	8.1	8.7	9.3	10.1	10.9	11.7	12.7	13.7	14.8	15.9
	Malili	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.5	3.7	4.0	4.3	4.7	5.0	5.4	5.9	6.3	6.8
West	Mamuju	5.2	5.6	6.1	6.6	7.2	7.8	8.4	9.1	9.7	10.4	11.2	12.0	12.9	13.8	14.9	16.1	17.3	18.7	20.2	21.8	23.5
South East	Kendari	36.4	39.3	43.1	46.6	50.4	36.3	39.3	42.5	45.5	48.8	52.3	56.1	60.1	64.2	69.3	74.8	80.7	87.1	94.0	101.4	109.5
	Unaha	--	--	--	--	--	18.2	19.6	21.2	22.8	24.4	26.2	28.0	30.1	32.1	34.6	37.4	40.3	43.5	47.0	50.7	54.7
	Kolaka	9.7	10.4	11.4	12.3	13.2	14.3	15.4	16.6	17.7	18.9	20.2	21.6	23.1	24.6	26.5	28.6	30.9	33.3	36.0	38.8	41.9
	Lasasua	2.5	2.7	3.0	3.2	3.5	3.7	4.0	4.4	4.7	5.0	5.4	5.8	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.0	9.8	10.5	11.4

表 A1.2 北スラウェシ変電所負荷データ

Area	Substation	Demand (MW) for each year																					
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Minahasa	Tonsealama	5.3	5.8	6.3	6.8	7.2	7.8	8.4	9.1	9.8	10.5	11.3	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.8	19.3	21.0	22.7	24.7	
	Sawangan	10.0	10.9	11.8	12.8	13.7	14.7	15.9	17.1	18.4	19.8	21.3	23.0	24.7	26.6	28.7	30.9	33.6	36.4	39.5	42.9	46.5	
	Bitung	18.9	17.7	19.2	10.4	11.1	11.9	12.9	13.9	14.9	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1
	Kema	--	--	--	10.4	11.1	11.9	12.9	13.9	14.9	16.1	18.5	21.1	23.9	26.9	30.4	34.0	39.0	44.4	50.3	56.7	63.5	
	Likupang	--	3.0	3.2	3.5	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2	6.7	7.2	7.7	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
	Ranomut	28.6	31.2	16.9	18.3	19.5	21.1	22.7	24.5	26.4	28.4	30.5	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8	32.8
	Paniki	--	--	16.9	18.3	19.5	21.1	22.7	24.5	26.4	28.4	30.5	32.8	37.8	43.1	49.1	55.6	63.2	71.4	80.3	89.9	100.3	
	Teling	29.3	32.0	23.1	25.0	26.7	28.8	31.0	33.4	36.0	38.8	41.7	44.8	48.2	51.9	56.0	60.4	65.6	71.2	77.2	83.8	90.9	
	Tateli	--	--	11.6	12.5	13.4	14.4	15.5	16.7	18.0	19.4	20.8	22.4	24.1	25.9	28.0	30.2	32.8	35.6	38.6	41.9	45.4	
	Tomohon	8.5	9.3	10.1	10.9	11.6	12.5	13.5	14.6	15.7	16.9	18.1	19.5	21.0	22.6	24.4	26.3	28.5	31.0	33.6	36.5	39.6	
	Tasik Ria	3.4	3.9	4.4	4.9	5.4	6.1	6.8	7.6	8.5	9.5	10.5	11.8	13.1	14.6	16.4	18.4	20.8	23.6	26.6	30.1	34.0	
	Kawangkoan	11.8	12.9	14.0	15.1	16.1	17.4	18.7	20.2	21.8	23.4	25.2	27.1	29.1	31.3	33.8	36.5	39.6	43.0	46.7	50.6	54.9	
	Lopana	8.4	9.6	10.8	12.1	13.4	15.0	16.8	18.7	20.9	23.4	26.1	29.1	32.5	36.2	40.6	45.5	51.5	58.2	65.8	74.4	84.1	
	Otam	22.7	24.8	26.9	19.4	20.7	22.3	24.0	25.9	27.9	30.0	32.3	34.7	37.4	40.2	43.4	46.8	50.8	55.1	59.8	64.9	70.4	
	Lolak	--	--	--	9.7	10.3	11.2	12.0	13.0	14.0	15.0	16.1	17.4	18.7	20.1	21.7	23.4	25.4	27.6	29.9	32.5	35.2	
North (except Minahasa)	Bintauna	--	--	--	--	2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	4.0	4.3	4.8	5.2	5.7	6.3	6.9	7.6	8.4	9.3	10.2	
	Molibagu	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.7	6.2	6.8	7.4	8.1	
Gorontalo	Gorontalo	25.9	29.2	32.0	29.0	31.6	34.4	37.4	40.7	44.3	48.2	52.4	57.0	62.0	67.4	73.3	79.7	86.2	93.3	101.0	109.3	118.3	
	Isimu	--	--	--	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1	8.9	9.6	10.5	11.4	12.4	13.5	14.7	15.9	17.2	18.7	20.2	21.9	23.7	
	Marisa	6.7	7.5	8.2	8.8	9.5	10.3	11.1	11.9	12.9	13.9	14.9	16.1	17.4	18.7	20.1	21.7	23.5	25.4	27.5	29.8	32.2	
	Buroko	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.1	3.4	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.2	5.6	6.1	6.5	7.1	7.7	8.3	9.0	9.7	
Central	Talise	36.6	40.8	44.7	42.8	46.4	50.4	54.8	59.4	64.5	70.1	76.0	82.5	89.5	97.1	105.4	114.3	123.3	133.0	143.4	154.7	166.8	
	Parigi	6.5	7.2	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.9	12.9	14.0	15.2	16.5	17.9	19.4	21.1	22.9	24.7	26.6	28.7	30.9	33.4	
	Donggala	--	--	--	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.9	13.0	14.1	15.2	16.4	17.7	19.1	20.6	22.2	

Area	Substation	Demand (MW) for each year																				
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Poso	5.3	5.9	6.5	7.0	7.6	8.3	9.0	9.8	10.6	11.5	12.5	13.6	14.7	16.0	17.4	18.8	20.3	21.9	23.6	25.5	27.5
	Toli-toli	6.0	6.7	7.4	8.0	8.7	9.4	10.2	11.1	12.0	13.0	14.2	15.4	16.7	18.1	19.6	21.2	22.9	24.7	26.7	28.8	31.0
	Moutong - Kotaraya - Palasa	5.0	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.9	12.9	14.0	15.2	16.5	17.9	19.3	20.8	22.4	24.2	26.1
	Leok	3.8	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.1	8.8	9.6	10.4	11.3	12.2	13.1	14.2	15.3	16.5
	Kolonedale	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.4	8.0	8.6	9.3
	Bangkir	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0	5.4
	Luwuk	8.7	9.8	10.7	11.6	12.6	13.7	14.8	16.1	17.5	19.0	20.6	22.4	24.3	26.4	28.6	31.0	33.5	36.1	38.9	42.0	45.3
	Ampana	1.8	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.6	6.1	6.6	7.1	7.7	8.3	8.9	9.6

## 第4章 地方電化

### 4.1 スラウェシ島における地方電化の現状

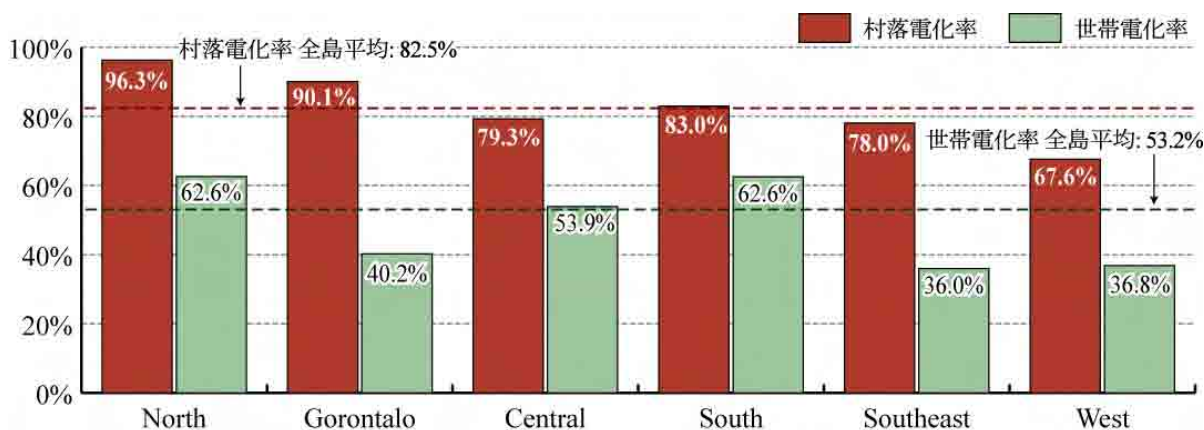
#### 4.1.1 スラウェシ島の地方電化率

図 4.1.1 は、スラウェシ島各州の村落電化率<sup>7</sup>および世帯電化率<sup>8</sup>を示したものである。2006年の PLN 統計によると、スラウェシ島にある 6,490 の村落のうち、既に 5,353 村落が PLN によって電化されており、村落電化率は 82.5%となっている。スラウェシ島の村落電化率は、インドネシアの全国平均である 80.9%をわずかに上回っているものの、経済発展が進んでいるジャワ・バリ島の 99.4%に比べるとまだ低い水準にある。

州別に見ると、北スラウェシ州、ゴロンタロ州の村落電化率が 96.3%および 90.1%と非常に高い値を示しているのに対して、西スラウェシ州では 1/3 もの世帯が未電化のままとなっている。

一方、スラウェシの地方部において電化された世帯は、全体の半分強（世帯電化率: 53.2%）に留まっている。世帯電化率は、南スラウェシ州（62.6%）や北スラウェシ州（62.3%）では、高いものの、南東スラウェシ州や西スラウェシ州では 2/3 近くの世帯が未電化のままとなっている。

世帯電化率と村落電化率の乖離は、ゴロンタロ州においてより顕著である。同州の村落電化率は 90.1%にも達しているのに対し、世帯電化率はわずか 40.2%に留まっている。



(出所) PLN 南スラウェシ支店統計、北スラウェシ支店統計、2006年

注：データ上の制約のため、南スラウェシ州 Pinrang 県のデータは、南スラウェシ州ではなく西スラウェシ州に含まれる。

図 4.1.1 2006年におけるスラウェシ島各州の村落・世帯電化率

世帯電化率が、村落電化率を大きく下回っている原因としては、地方部における住民が

<sup>7</sup> 村落電化率=電化村落 (Desa) 数÷総村落数×100。ここで、電化村落とは、PLN によって電化された村落および、PLN 以外の組織によって電化され維持管理が PLN に移管された村落のみを含んでいる。

<sup>8</sup> 世帯電化率=地方部における電化世帯数÷地方部における総世帯数×100。ここで、電化世帯とは、PLN から電力供給を受けている正規顧客のみで、自家発電、太陽光パネルなどで電化された世帯、電化された隣接世帯からの引込線によって電化された世帯は含まれていない。

接続料に対する支払い能力がないことが大きな原因となっている。また、地方部における孤立系統における発電容量不足のため PLN が新規顧客に接続できないこと、また電化村落内において既存配電設備から離れた世帯に接続できないことも主因となっている。

#### 4.1.2 スラウェシ島における地方電化率の推移

PLN は、これまでに国際援助機関からの技術面・資金面の協力を受けながら、インドネシアの地方部における電化事業において非常に大きな貢献をしてきている。例えば、1990年には39.0%に過ぎなかったスラウェシ島の村落電化率は、2005年には82.6%にまで増加している。

図 4.1.2 は、各州の1990年から2006年における村落電化率の推移を示している。図から分かるように、村落電化率は1990年から1997年にかけて急激に増加している。同期間に電化された2,531村落は、現在電化されている村落数の実に半数近く(47.4%)を占めている。しかしながら、新規電化村落数の増加のペースは、1997年の経済危機以降落ち込んだままである。

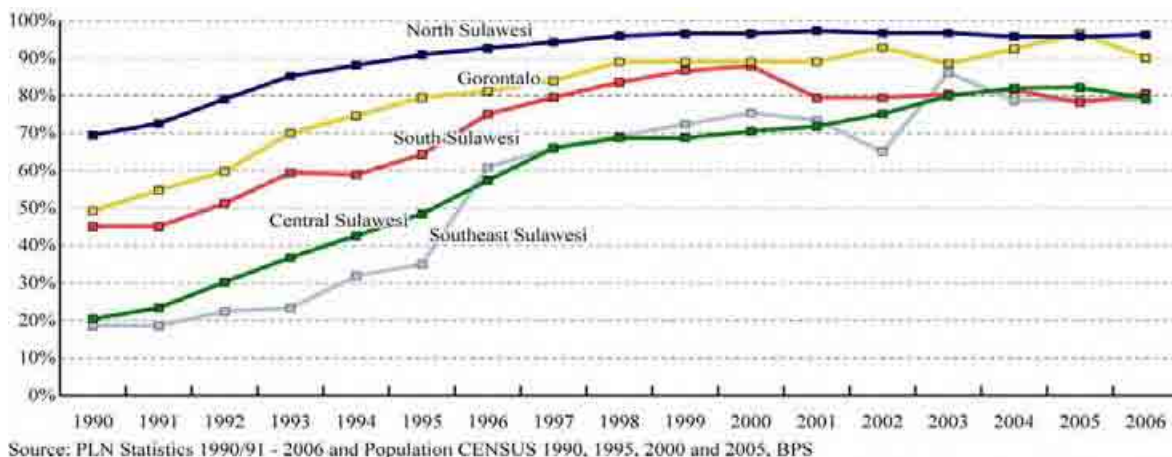


図 4.1.2 スラウェシ島における州別の村落電化率の推移（1990～2006年）

世帯電化率についても図 4.1.3 に示すとおり、各州とも同様のペースで増加を続けている。スラウェシでは、PLN は、1990年から2006年の間に年平均47,600世帯の電化を実施し、電化率は1990年の21.3%から2006年には53.2%にまで増加している。

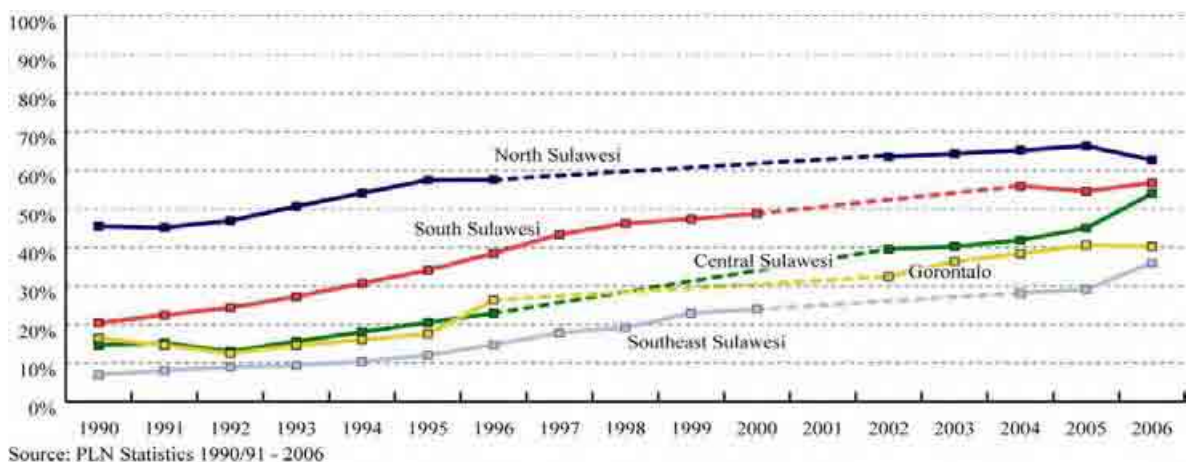


図 4.1.3 スラウェシ島における州別の世帯電化率の推移（1990～2006年）

既に示したとおり、村落ベースでは電化が急速に進展し全体として高い村落電化率が達成されているのに対し、世帯ベースでの電化の増加は緩やかであり電化されていない世帯は依然として地方部の半数近くに及んでいる。これは、政府による電化事業が、量的な拡充（電化世帯数の増加）よりも、やや面的な拡大（多くの村落への接続）に重きを置いたことを示していると思われる。

大まかに見て、既存電化村落では、65%の世帯が電力供給を受けていると推定される。これは、PLNによって村落が電化されたことによって、電化がどの程度浸透したかを示している訳であるが、既に電化された村落においても、電化を進める余地が依然として大きいことを示している。

なお、この章で使用した2006年における世帯電化率53.2%という数値は、世帯への電気の普及率を正確に示しているわけではないことに留意する必要がある。ここでいう電化世帯は、あくまでもPLNから正式に電力供給を受けている正規顧客のみを対象としており、電化された隣接世帯からの引き込み線によって電化された世帯や自家発電などの別の方法で電化された世帯は含まれていないのである。事実、国家統計局が実施した2005年の中間年センサス調査によると、スラウェシ島の地方部において電気を主要な照明源としている世帯は、全体の7割近くに及んでいることが分かっている。

#### 4.1.3 PLN以外からの電力供給を含む電化率

##### (1) PLN以外からの電力供給を含む電化率の推定

これまでに述べた電化率は、地方部においてPLNが供給している村落および世帯のみを対象として算定されている。例えば、世帯電化率はPLNによる正規の契約者数を全世帯数で除することにより算定されているが、これは必ずしも正確な電気の普及率を示していないと思われる。地方部では1世帯が契約した後、同じ敷地内や隣接地に住む親族など複数の世帯が供給を受けているケースが多く見られる。また、地方政府が保有するミニグリッドや個人で保有する太陽光パネル、マイクロ hidro、自家発電機によって電化されている世帯の数も無視できない数に上るとと思われる。このことに加え、PLNの統計において電化率を算定する際に分母として使用されている各州・地区の村落数、世帯数は国家統計局

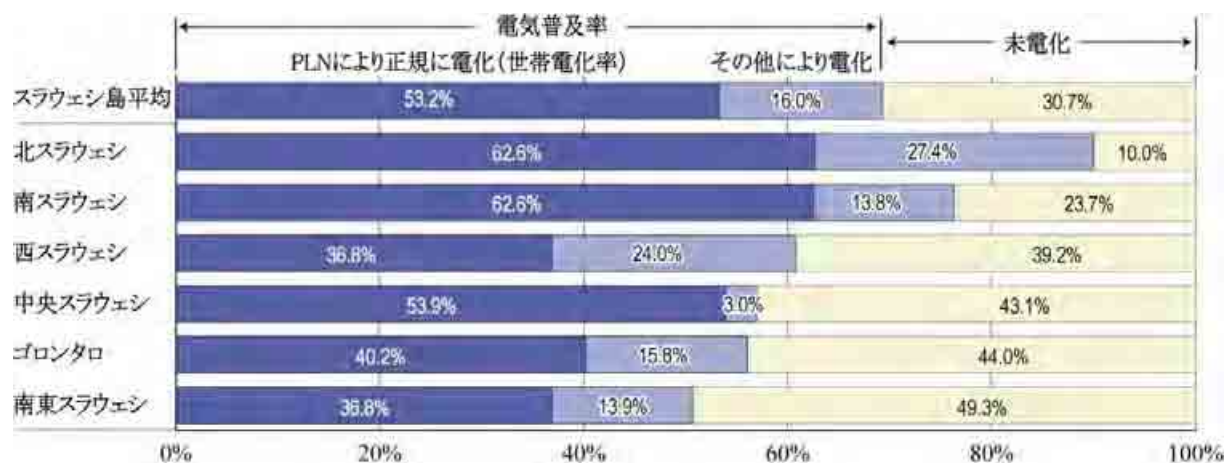


が公表しているセンサスデータの公式な数値とは大きく異なっている<sup>9</sup>。

ここでは、電化されている世帯の比率を示すより正確な値を推計するために、2005年における中間センサスの値を使用した。具体的には、センサスにおいて収集された主要な照明源に関する質問で「電気」と回答した世帯数を、同じくセンサスにおいて集計された全世帯数で除することにより推計を行った。ここでは、通常の電化率と区別するために、この値を電気普及率と称することとする。

## (2) 電化世帯率と電気普及率

2005年の中間センサスによると、地方部において電気を世帯の主要な光源として利用している世帯つまり電気普及率は、全体の69.3%と計算でされた<sup>10</sup>(都市部の普及率は96.4%、全体では77.0%)。PLNによる世帯電化率が53%であることを勘案すると、大まかに16%の世帯がPLNの正規顧客以外での方法で電力を使用していることになる。図4.1.4に示すとおり、電気普及率を州別に見てみると、北スラウェシ州では実に90%（うち、PLN正規：62.6%、その他：27.4%）の世帯が電力を使用していることがわかる。一方、南東スラウェシ州の場合、PLN正規以外の世帯を含めても、電気普及率は50.7%（うち、PLN正規：36.8%、その他：13.9%）にとどまっている。



(出所) 2005年中間センサスおよび2005年PLN南・北スラウェシ支店統計より算定

図 4.1.4 州別の世帯電化率・電気普及率

## (3) 電気普及率の推移とその県別データ

1990年の人口センサスのデータを利用し、2005年と同様に県別の電気普及率を算定した。その結果、1990年における普及率は、都市部において81.9%、地方部の30.7%、全体では39.9%と算定された。都市部における電気普及率は、当時から81.9%と高かったものの、地

<sup>9</sup> PLN統計によると、スラウェシ全島の村落数および世帯数は、それぞれ6,490村落、2,197,674世帯となっている。これに対し、国家統計局が実施した2005年インドネシア村落統計および2005年人口センサスでは、村落数は7,286村落、世帯数は2,656,098世帯となっている。インドネシアの村落数は、移民による新しい村の設立や既存村落の分割により毎年増加傾向にあることに加え、国家統計局によって都市部・農村部の定義も変更されることがあるため、PLNがこうした変化に対応できていないようである。

<sup>10</sup> 電気を使用していない地方部の世帯では、簡易ケロシンランプ(20.0%)、加圧式ケロシンランプ(8.0%)、ガス(1.3%)、ロウソク、薪などその他(1.3%)などが光源として利用されている。

方部における値はわずか 30.7%であった。その後、インドネシア政府が、地方部における電化の実施に尽力したこともあり、地方部における普及率は、1990 年における 30.7%から、2005 年にはその 2 倍以上の 69.2%に増加している。

図 4.1.5 は、県 (Kabupaten) 別に計算された 1990 年および 2005 年の電気普及率を示している。1990 年には、全島にわたっておしなべて低かった普及率は、2005 年には大幅に改善していることが分かる。特に、北スラウェシ州、南スラウェシ州における変化が顕著であることが見て取れる。これらの地域における電気の普及には、PLN によって建設された 70 kV/150 kV 送電網および南スラウェシ州における Bakaru 水力発電所、Sengkang ガス・コンバインドサイクル発電所などの建設が大きな貢献を果たしていると思われる。一方、西スラウェシ州、南東スラウェシ州、中央スラウェシ州、ゴロンタロ州における電気の普及は、独立した小規模グリッドと比較的発電容量が小さいディーゼル発電機によって進められた。このように PLN が実施してきた従来型の電化の他にも、太陽光、マイクロ水力などの再生可能エネルギーも、小規模ながら全島の電化に貢献しているものと思われる。

図 4.1.5 から分かるとおり、電気普及率は、県によって非常に大きな格差がある。2005 年の都市部を含む普及率は、北スラウェシ州の Tomohon 市 (99%)、Manado 市 (98%)、Minahasa-Kotamobagu 県 (97%)、Bitung 市 (93%)、中央スラウェシ州の Palu 市 (95%)、南スラウェシ州の Pare Pare 市 (93%)、Palopo 市 (94%)、Pinrang 県 (91%)、Makassar 市 (99%) およびその近隣県である Gowa 県 (90%)、Takalar 県 (90%)、南東スラウェシ州の Kendari 市 (94%)、ゴロンタロ州の Gorontalo 市 (96%) において非常に高い値を示している。これらの市・県は、経済活動が比較的活発で人口密度も他の市・県に比べて高い (Minahasa-Kotamobagu 県 204 人/km<sup>2</sup>~Makassar 市 6,796 人/km<sup>2</sup>) ため、電化も比較的容易であったと思われる。

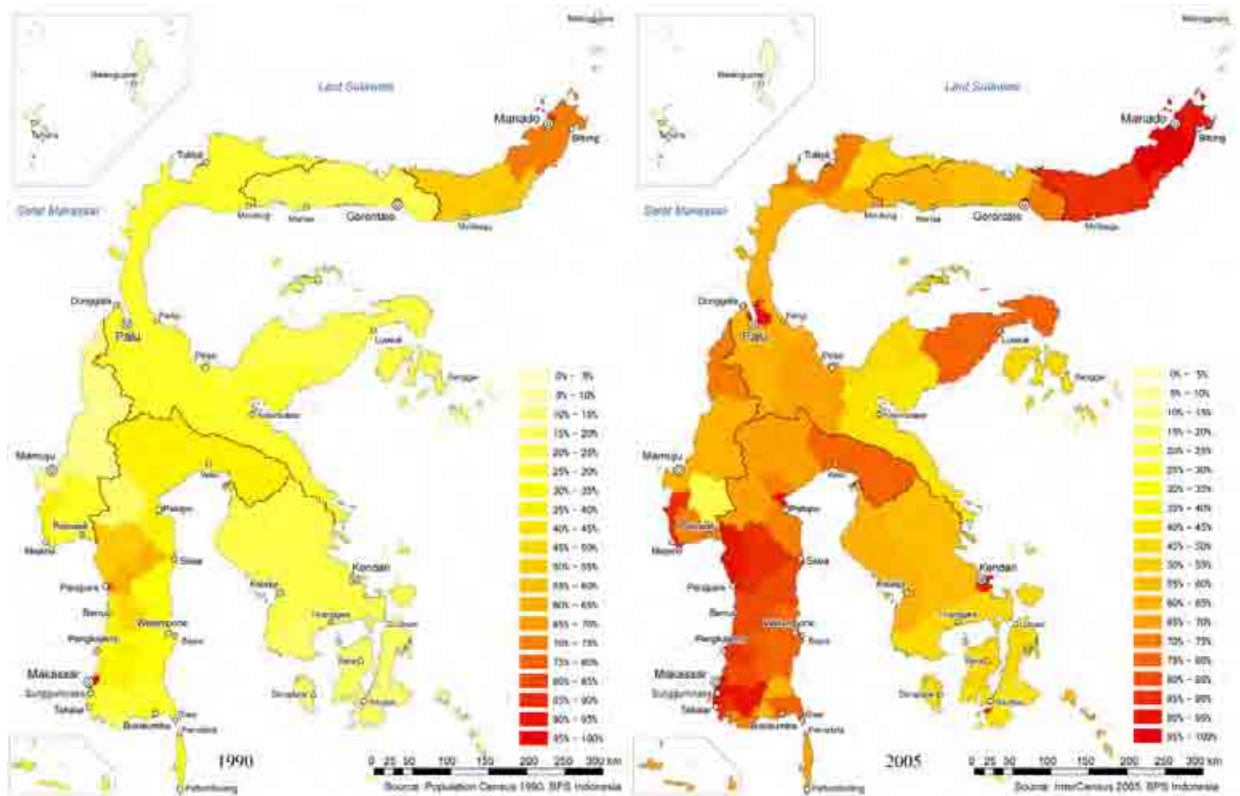


図 4.1.5 1990 年（左）および 2005 年（右）における県別の電力使用世帯率

一方、中央スラウェシ州の Banggai 諸島 (45%)、Toja Una Una 県 (46%)、Buol 県 (47%)、Morowali 県 (43%)、南東スラウェシ州の Buton 県 (43%)、South Konawe 県 (48%)、Bombana 県 (46%)、Muna 県 (46%)、西スラウェシ州の Mamasa 県（わずか 23%）における電気普及率は、非常に低くなっている。このうち Mamasa 県、Morowali 県、Buol 県を除く他 6 県はスラウェシ本島ではなく島嶼部に位置している。また、人口密度についても Buton 県 (99.6 人/km<sup>2</sup>) を除くと全島平均である 60 人/km<sup>2</sup> を下回っている (Morowali 県 : 10.7 人/km<sup>2</sup> ~ M 県 : 58.8 人/km<sup>2</sup>)。

## 4.2 地方電化の実施体制および予算配分

### 4.2.1 2002 年新電力法成立・廃案の前後における地方電化実施体制の変化

1985 年の旧電力法では、PLN は採算性を担保しつつも、地方電化など公共性を兼ねた電力供給を行うことが求められていた。こうした 2 つの役割は、国営企業として求められる利益追求の義務と相反するものであった。

インドネシア政府は、2002 年 9 月に 1985 年の旧電力法に変わる新電力法を公布した。新電力法は、市場競争原理の導入、電力産業の垂直分離、地方政府の役割の強化、民間セクター参入の促進などの電力セクターの構造改革を目的としていた。新電力法では、PLN は採算性を期待できない地方電化実施の責務から解放され、同時に PLN 内の地方電化に関連する部署は解散された。中央政府および地方政府は、PLN の技術的な支援を受けながら、PLN に代わって地方電化を実施する責務を負うこととなった。

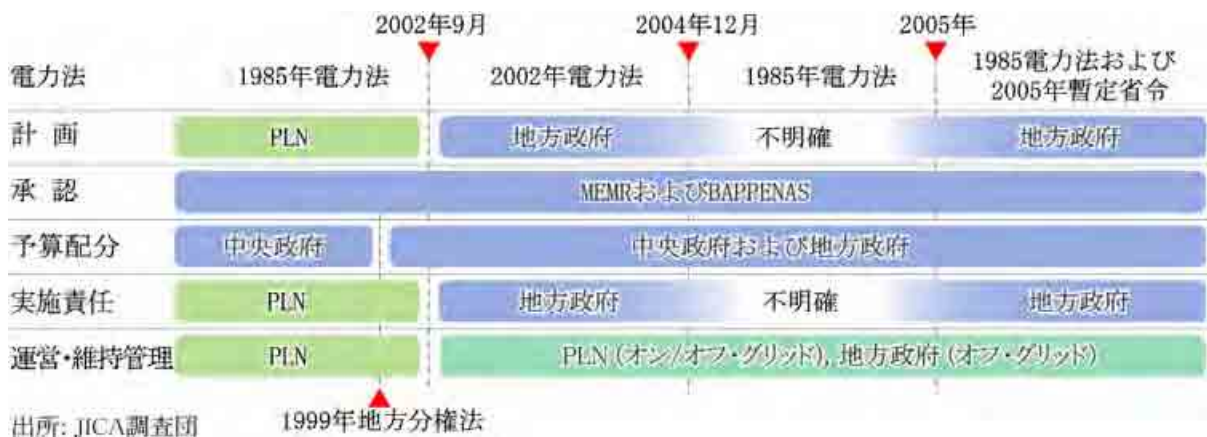


図 4.2.1 地方電化実施体制の変化

しかし、2004年12月に憲法裁判所は、新電力法が「国家にとって重要で、大多数の国民生活に影響を与える産業部門は国家が運営する」としたインドネシア憲法に反するとの判決を下し、新電力法が違憲であるとの決断を最終的に行った。そのため、新電力法は廃案となり、旧法である1985年電力法が再度効力をもつこととなった。

こうした動きに伴い、地方電化の実施体制は不明確なままとなっていた。その後、2005年に暫定的な複数の省令が公布され、中央政府および地方政府が地方電化を含む社会的電化（Social Electrification<sup>11</sup>）への予算配分および実施責任を有することが再度明記された。しかし、2002年の新電力法と同じく、予算配分、実施責任に関する中央政府と地方政府の役割の分担および実施に伴う報酬・罰則などの仕組みなどについても全く明記されていない。

#### 4.2.2 地方電化に関する各組織の役割と予算配分

##### (1) エネルギー・鉱物資源省

エネルギー・鉱物資源省（MEMR: Ministry of Energy and Mineral Resources）の電力・エネルギー利用総局（DGEEU: Directorate General for Electricity and Energy Utilization）は、地方電化を含む電力政策の作成を担当および当該セクターにかかる法令・規制の制定、オフ・グリッド、オン・グリッド地域の電力料金政策の制定を行っている。また、DGEEUでは、地方電化にかかる補助金制度の検討も行っている。

DGEEUの社会電化局（Sub-directorate for Social Electrification）は、中央政府において地方電化の中心的な役割を担っている。地方政府から提出された地方電化に関するプロポーザルは、社会電化局が中心となって審査を行い、必要に応じてコメントを付与し修正の指示を行っている。MEMRは、これらのプロポーザルをもとに全体計画を調整し、州別の予算配分を決定している。その際、MEMRは電化が進んでいない州により多くの予算を配分するように配慮している。国家開発計画局（BAPPENAS）および財務省（MOF）の承認を受けた後、MEMRは地方政府に対して、地方電化のための予算を配分している。その額は、最近5年間において年間3,500～6,500億ルピアとなっている（詳細については後述）。

<sup>11</sup> 社会的電化とは、地方部への電化のみならず、低所得地域、未発展地域、遠隔地、国境地帯などへの電化を含むより広い概念として使用されている。

## (2) 地方政府

1999年の地方分権法、2002年の新電力法成立、およびその後の2005年における1985年電力法の改正にかかる暫定省令の公布に伴い、地方電化実施の責務の大部分は、地方政府へと移管されている。

新しい制度のもとで地方政府は、国家電力開発計画へのインプットや、オフ・グリッドにおける電力事業へのライセンス付与、PLN供給地域以外における電力料金の設定を担当している。その他にも地方政府は、毎年地方電化の実施計画に関するプロポーザルを作成し、MEMRに提出する義務がある他、社会的需要家（Social Customer<sup>12</sup>）への電力供給に必要な予算を配分する責務をも負っている。

州政府の下で地方電化にかかる計画・実施を担当しているのは、MEMRの地方支局でもあるDINAS<sup>13</sup>である。しかし、DINASは、地方電化の計画・プロポーザル策定に関する技術的経験が少ないため、PLNに対して地方電化の計画実施を担当する要員を派遣するように要請している。こうしてDINAS内に設立されたP2Kと呼ばれる組織が、スラウェシの各州に設立されている。P2Kの職員は、通常DINASの事務所ではなく、これまで同様にPLNの事務所内で作業を行っている。しかし、こうした背景もあり、州政府とPLNの連携は、概ね取れていると判断される。

## (3) PLN

PLNは、地方電化に関してインドネシアにおいて最も広範囲な経験と技術力を有している。PLNは電力法の改正に伴い、地方電化実施の責務から解放されたものの、通常業務の延長として地方部の顧客への新規接続および配電線の延伸を実施している。

MEMRの予算を用いて地方政府が実施した配電線延伸プロジェクトの場合、設備の運営・維持管理は、工事完了後にPLNに移管されている。こうしたプロジェクトの場合、PLNは初期費用を負担する必要がないものの、運営段階において得られる収入は、電力供給および維持管理に必要な費用を大きく下回っている。そのため、PLNは地方電化実施の責務から解放されたものの、地方電化はPLNに依然として大きな負担を強いていることになる。

一方、MEMRの予算を使用し州政府が実施する太陽光パネルの設置や、小水力発電、小規模ディーゼル系統の建設などのオフ・グリッド地方電化事業の設備は、完成後、主に州・郡・村落などの地方政府によって運営・維持管理が行われている。しかし、これらの地方政府は、組織面、技術面からみて未成熟であるため、完成後の設備が適切に維持管理されないままになっている事例も多く見られる。他方、地方政府が建設したオフ・グリッド設備の運営・維持管理は、PLNに押しつけている事例も散見される。

## (4) 協同組合省（SMOC: State Ministry of Cooperatives）

協同組合省（SMOC）は、予算規模は小さいものの、地方開発の一環として地方電化を積極的に推進している。

インドネシアでは、国営企業は財務省の決定に従って、利益の2～3%をSMOCに納め、

<sup>12</sup> 地方部、低所得地域、未発展地域、遠隔地、国境地帯などに居住する世帯。

<sup>13</sup> DINASは、以前はMEMRの地方支局であったが、1999年の地方分権法の成立に伴い、州政府の管轄下に置かれるようになっていく。

SMOC はそれを村落協同組合および中小企業振興のために使用することとなっている。この資金の一部は、地方電化のために使用されている。SMOC から配分される予算は、予算源で年間約 100～150 億ルピア程度で、MEMR の地方電化予算(年間 3,500～6,500 億ルピア)を大きく下回るものの、それに次ぐ予算規模となっている。

SMOC が行っている地方電化には、大規模グリッドからの配電線延伸は含まれないものの、1) 世帯向け太陽光パネル、2) 小水力発電の小規模グリッド、3) 風力発電の小規模グリッド、4) バイオマス発電の小規模グリッド、5) ディーゼル発電の小規模グリッドなどが含まれている。プロジェクトの完成後、設備は村落共同組合 (KUD) または地方政府に移管され、運営・維持管理および料金徴収などは、それらの組織が行っている。

#### (5) 国家開発計画庁および財務省

国家開発計画局 (BAPPENAS) および財務省も、地方電化の実施を下支えする重要な組織の一つである。BAPPENAS は、地方電化計画を含む国内における政府主導の計画の立案・調整を担当している。公共予算の配分を行うためには、BAPPENAS の承認を得ることが不可欠がある。そのため、MEMR は、毎年 BAPPENAS に対して地方電化の計画を提出している。

一方、財務省は、公共予算の配分に関する最終的な権限を有しており、地方電化実施に必要な予算配分、補助金支出については、すべからず財務省からの承認が必要となる。

MEMR は、BAPPENAS から計画に関する承認を得た後、財務省に対して地方電化にかかる予算請求を行っている。財務省は、各地域で地方電化を実施するための予算を MOF を通じて各地方政府に配分している。また、国際協力機関からの地方電化のための低利融資についても、MOF から MEMR を通じて支出される仕組みとなっている (近年は、国際協力機関から州政府に直接貸し付けを行うこともできるが、地方電化事業に関しての実績はない)。

### 4.3 電化目標と所要資金

#### 4.3.1 インドネシアにおける電化目標値

インドネシア政府は、国民の生活水準の向上、地域開発の進展、貧困削減のために地方電化を実施することが重要であるとの認識を持っている。MEMR が策定した 2006 年の国家電力総合計画 (RUKN) では、2010 年までに村落電化率 100%を達成すること、また 2020 年までに 90%の世帯を電化することを目標としている。2006 年の RUKN では、この目標を達成するための目標値が州別に設定されている。それによると、PLN Wilayah Sulselrabar (南スラウェシ支店) の場合、2005 年に 54%であった世帯電化率を 2020 年までに 85%に、2025 年までに 97%にすることが設定されている。同様に、PLN Wilayah Suluttenggo (北スラウェシ支店) では、2005 年の 49%を 2020 年に 88%、2025 年に 95%にすることが目標とされている。

一方 PLN は、インドネシア独立 75 周年にあたる 2020 年までに世帯電化率を 100%にするという、さらに意欲的な目標を設定している。PLN の目標を達成するためには、スラウェシ島において 2020 年まで毎年約 113,500 世帯を新規に電化する必要がある<sup>14</sup>。同様に、

<sup>14</sup> 各州の世帯数の伸び率は、PLN の北スラウェシ支店および南スラウェシ支店が需要想定を行う際に用いている値である 1.2% (北スラウェシ、ゴロンタロ、中央スラウェシ) および 1.9% (南スラウェシ、南東

MEMR の目標を達成するためには、2025 年までに毎年 89,400 の地方部の世帯を電化する必要がある。

表 4.3.1 MEMR、PLN の世帯電化目標値

		2005 年	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年
PLN 北スラウェシ支店	MEMR	49%	57%	68%	88%	95%
	PLN		70%	83%	100%	100%
PLN 南スラウェシ支店	MEMR	54%	57%	61%	85%	96%
	PLN		n.a	74%	100%	100%
インドネシア全体	MEMR	51%	69%	76%	90%	93%
	PLN		n.a	n.a	100%	100%

(出所) 2006 年 RUKN, MEMR および PLN 資料

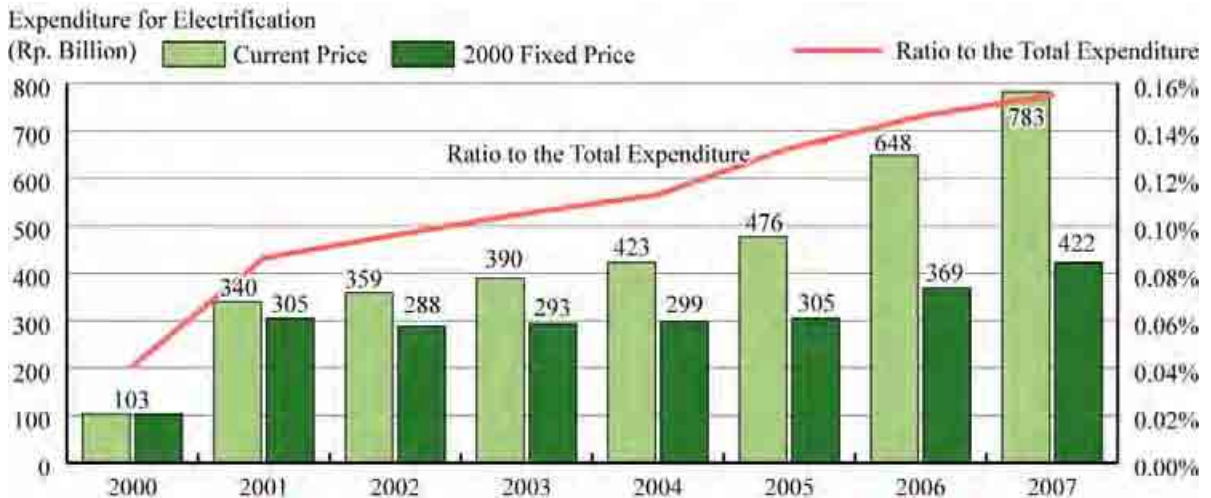
インドネシアの第 5 次国家開発 5 ヶ年計画 (REPELITA V : 1988/89 年～1993/94 年) の期間中には、スラウェシ島の地方部において年間平均 44,380 世帯が電化されている。また REPELITA VI (1994/95 年～1998/99 年) 期間中には、年間平均 67,592 世帯が電化されている。しかし、電化世帯数の増加傾向は、REPELITA VII (2000～2004)において、年間 34,204 世帯と減少に転じている。これらの過去 15 年間における実績をみると、PLN および MEMR の目標達成に必要な年間電化世帯数である 113,500 世帯／年および 89,400 世帯／年の達成が容易ではないことは明らかである。

#### 4.3.2 スラウェシにおける地方電化予算

中央政府からの地方電化に対する予算配分は、過去 7 年間において名目価格ベースで順調に増加している。実質価格ベースでみると 2001 年から 2005 年において実質的な伸びが無いものの、政府の財政支出に占める地方電化予算の割合は年々増加していることが分かる (図 4.3.1 参照)。インドネシア政府の財政支出に占める地方電化予算の割合は、2000 年の 0.04%から 2007 年には 0.155%と約 4 倍近くの伸びを見せている。

---

スラウェシ、西スラウェシ) を使用している。

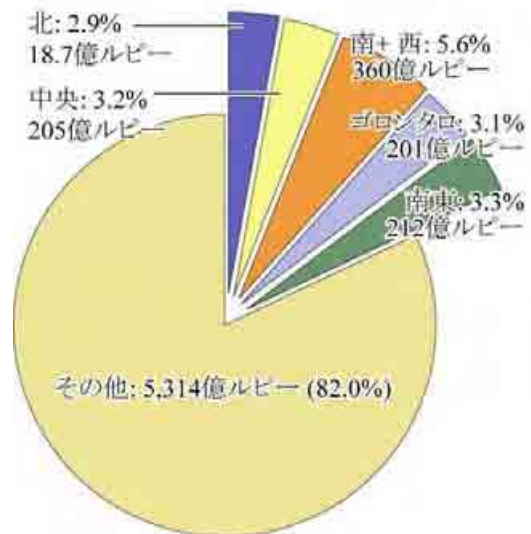


注：実質価格は、IMFの国際金融統計年間およびBPSの消費者物価指数を用いて算定  
 (出所) MEMR、国家統計局(BPS), IMF, International Financial Statistics, 2000-06: Actual, 2007: Provisional

図 4.3.1 地方電化予算（承認ベース）の推移と全体予算に占める割合

MEMRの2006年における地方電化予算の総額は6,480億ルピアで、そのうち全体の18.0%にあたる1,165億ルピアがスラウェシ島に割り当てられている(図4.3.2参照)。スラウェシ島の各州は、この予算を用いて2006年には、合計8,689セットの太陽光パネル(50Wp、合計出力434.5kWp)の設置、総延長377.1kmの配電線延長を実施している。また、北スラウェシ州は、同予算を用いて、北スラウェシ州Sangihe島のMalamengguに出力80kWの風力発電機1基を建設している(現在、北スラウェシ州は、2007年のMEMRからの予算を使用し、同島に80kWの風力発電機2基を増設している)。

一方、中央政府からの地方電化予算で、MEMRに次ぐ額を配分しているSMOCの予算は、インドネシア全体で年間約100~150億ルピアとなっており、主に小規模ディーゼルや小水力発電を電源とした小規模な独立グリッドや太陽光パネルなどに使用されている。



(出所) MEMR

図 4.3.2 2006年における地方電化予算とスラウェシ島への配分

### 4.3.3 目標達成のための所要資金

PLNおよびMEMRによって設定された目標を達成するためには、既存グリッドの近隣村落への配電線延伸だけでなく、風力発電、小水力発電などの小規模グリッド、太陽光パネル、ピコ hidroなどの個別世帯電化、などの技術オプションを組み合わせる必要



要がある。世界銀行の見積<sup>15</sup>によると、インドネシアにおけるグリッド延伸での地方電化のコストは、世帯あたり 500～1,250 ドルであると概算されている。3 分の 2 の未電化世帯がグリッド延伸によって電化されると仮定した場合、年間約 660 万ドルの費用が必要となる。また、残り 3 分の 1 の世帯の電化を太陽光パネルで行った場合、年間約 250 万ドルの費用が必要となる<sup>16</sup>。目標達成のためには、年間合計で 715～908 万ドルが必要となってくる。しかしながら、MEMR を通じてスラウェシの地方電化のために配分された予算は、過去 2 年間において 120～170 万ドルとなっていることから目標達成が非常に困難であることが分かる。

#### 4.4 地方電化促進に関する問題点

##### 4.4.1 供給コストの増加

国内の石油製品を安価に抑えるために政府が支出してきた補助金は、近年の国際原油価格の高騰にともない財政を大きく圧迫する結果となった。2004 年における石油補助金は、69 兆ルピアで同年の国家開発予算 71 兆ルピアに相当し、同年の国家支出の 18.4% を占めるに至った。そのため、政府は石油製品に対する補助金の大部分を廃止するために 2005 年 3 月には平均 29%、同年 10 月にはさらに平均 114% の値上げを行った。PLN 南スラウェシ支店の場合、国营石油会社プルトaminaからの燃料のリッターあたり平均購入価格は、ハイスピード・ディーゼル油 (HSD) で 2004 年の 1,650 ルピアから 2005 年には 4,950 ルピアに、バンカーC 重油では 1,560 ルピアから 3,480 ルピアへの急激に上昇し、翌 2006 年にも更に値上げされている (図 4.4.1 参照)。



(出所) 米エネルギー情報局統計、PLN 南スラウェシ支店統計 1990 年～2006 年

図 4.4.1 国際原油価格および PLN の石油燃料購入価格の推移

<sup>15</sup> (出所) Electricity for All – Options for Increasing Access in Indonesia, 2005 年 12 月、The World Bank Energy and Mining Unit, Infrastructure department, East Asia and Pacific Region

<sup>16</sup> 61.2 Wp の太陽光パネルの価格である 650 ドルを使用 (出所: PLN 北スラウェシ支店資料)

スラウェシ島全体では、PLN は発電の 36.9%をディーゼル発電機および石油炊きのガスタービンで賄っている。石油燃料への依存は、南北に位置する大規模電力システムを除く、小規模系統および農村部における独立系統においてこの値よりも遙かに高くなっている。こうした石油価格の高騰によって、地方部におけるディーゼル発電機を使用した地方電化や既存電化村におけるディーゼル発電機増設は、非常に困難となっており、再生可能エネルギーを活用した地方電化が不可欠な状況になっている。

#### 4.4.2 供給コストに見合わない電力料金

2006 年においてスラウェシ島における PLN の電力供給の契約件数は約 215 万件で、そのうち 93.3%が家庭向けの契約である。地方部における契約数は約 117 万件で、全契約数の 54.4%を占めている。これら地方部の契約の大部分は、電力消費量が最も少ない家庭向けの料金カテゴリーである”R1”に該当する。2006 年におけるこれら R1 カテゴリーへの平均売電単価は、533.7 ルピア/kWh (5.82 セント/kWh) であるのに対し、地方部の独立系統における主用電源であるディーゼル発電機の kWhあたりの燃料費は、南スラウェシ支店の場合、1,000～2,000 ルピア (10.9～21.8 セント) となっている。これに人件費や維持管理費、送配電ロスなどを加味した供給コストは、さらに高額となる。このことから、電力料金が供給コストを大きく下回り、地方部において巨額の赤字を生み出していることが明らかである。

2002 年の新電力法では、地域によって異なる供給コストを電力料金に反映させることが盛り込まれていた。しかし、同法の廃案により供給コストが高いスラウェシ島およびその地方部においても以前と同じく全国一律料金が用いられている。

なお、政府は、燃料費の増加に対応するために 2006 年 1 月に最大 50%の料金値上げを発表したが、2005 年 10 月に石油製品の大幅な値上げを行って間もないことから、国民や議会、商業関連団体などからの反対が大きく、同年 3 月に料金値上げの見送りが決定され、その後も値上げは行われていない。

#### 4.4.3 地方電化財源の不足

地方電化のための予算の大部分は、MEMR から配分される予算によって賄われている。同予算は、増加傾向にはあるものの、MEMR および PLN が設定した電化目標を達成するために必要な資金の 1/5 にも満たない状況にある。

インドネシア政府は、地方電化の推進のために、民間資金を有効に活用したい意向を持ってはいるものの、民間セクターの参画および資金流入の増加を目指した 2002 年新電力法が廃案になるなど、制度面の整備が十分でないこともあり民間の参入は限定的なものとなっている。

また、ジャワ・バリ系統で得られた利益を外島部における地方電化に回すという現在の内部補助の構造を是正し、電化のための財源都市とを明確化し、電力料金に課税することにより財源を確保しようという目的のもと検討されてきた地方電化基金は、2002 年の電力法には盛り込まれず、導入に向けた検討は見送られたままとなっている。その他、地方電化実施にかかる資金手当を行う際の中央政府・地方政府の役割分担も明確となっていないため、双方が責任を押しつけあっているような状況にある。

地方電化促進のためには、こうした財源面での制度整備が不可欠となる。

#### 4.4.4 オフ・グリッド地域の電化設備の維持管理体制の欠如

グリッド延伸による地方電化の場合、PLN が自己資金で実施した事業であれ資金地方政府が MEMR の資金を活用して実施した事業であれ、完成後の運営・維持管理は PLN が実施するため、運営・維持管理に関する大きな問題はないと言える。

一方、地方政府が、MEMR の資金を活用して実施したオフ・グリッドにおける地方電化の場合、完成後の運営・維持管理は、基本的に地方政府が担当することになっている。しかしながら、地方政府は運営・維持管理に係る十分な経験を有していないため、小水力発電所など維持管理が難しい設備の場合、稼働を停止している事例も多いという。しかしながら、PLN による小規模で遠隔地に位置するオフ・グリッド設備の運営・維持管理を大きな期待をかけることは難しい。

一方、石油価格が高騰を続けている現状を考えた場合、オフ・グリッド地域における電化を比較的維持管理が容易なディーゼルで進めることはできない。そのため、オフ・グリッド地域における電化は、小水力発電や風力発電などを含む再生可能エネルギーを活用して進める必要があるものの、NGO や民間業者には維持管理を行うための技術的な蓄積が少ないことが問題となっている。

オフ・グリッド地域において今後とも持続的に地方電化を行っていくためには、地方政府、PLN だけでなく、NGO、民間業者、住民組織などを活用した運営・維持管理体制の構築およびトレーニングの実施が必要となる。

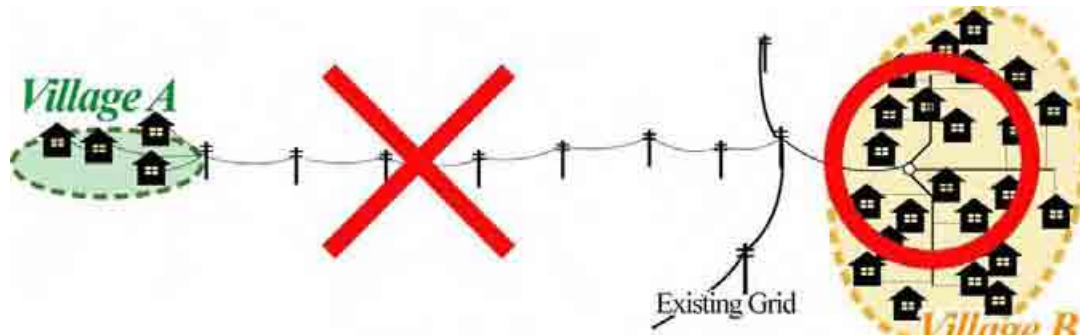
### 4.5 地方電化の実施方法選択のクライテリア

#### 4.5.1 方法論

地方部における電化事業は、都市部と地方部の経済格差を縮小し、地方部における貧困削減を進める必要があるものの、既に述べたとおり収益性が無く実施主体にとっては赤字の要因となるものである。また、予算的にも制約があるうえに、原油の高騰によりディーゼル発電機に依存していたオフ・グリッドでの独立系統による電化にも行き詰まった状態にある。

今後は、ディーゼル・ミニ系統に依存した遠隔地の電化からの脱却を行いながら、限られた予算の範囲で効率的に電化を進める必要がある。こうした背景のもと、電化世帯数や既存グリッドからの距離などを勘案した上で、財務的ロスを最小限にとどめながら便益を最大化できるような電化手法を選択することが一層重要となってきた。

ここで例えば、A) 既存グリッドから数十キロ離れ世帯数も少ない村落と、B) 既存グリッドから数キロ離れた位置にある数百世帯数が居住する村落を比較した場合、A) の場合、SHS による電化が最適で、B) の場合、グリッド延伸による地方電化に適していることが想定できる (図 4.5.1 参照)。ただし、実際にはこうした極端な事例ばかりではなく、電化手法を選択するためのクライテリアが策定されていない現状では、最適な電化手法の選択が難しい局面が多く存在する。



(出所) JICA 調査団

図 4.5.1 グリッド延伸の経済性

そこで本調査では、経済的および財務的な観点から見た費用便益分析手法を応用して、地方電化実施時の最適手法を選定するためのクライテリアを作成した。地方電化の手法として、既存グリッドからの配電線延伸、SHS（戸別太陽光パネル・システム）、ディーゼル・ミニシステムを検討した。なお、小水力発電やその他の再生可能エネルギーを利用した電化も手法としては有望であるものの、そのコストおよび技術的な可能性は、サイトの状況によって大きく異なる。そのため、費用を一般化することがほぼ不可能であることから、今回の比較対象からは除外している。

クライテリアは、以上の 3 つの代替案について、純便益の現在価値（便益の現在価値－費用の現在価値）を目的関数とし既存グリッドからの距離および電化世帯数を説明変数とする数式を設定した。これらの数式に説明変数を代入したときに、目的関数である純便益の現在価値が最も大きくなる案を、その条件における最適な電化方法として選定することとした。

作成したクライテリアは、裨益者の経済便益を勘案した上で国民経済的な観点から策定した「経済的クライテリア」と、PLN や地方政府など事業実施者の損失を最小化<sup>17</sup>する電化方法を選定するための「財務的クライテリア」の 2 つに分類される。両クライテリアにおける費用、便益および使用目的は、下表の通りである。

表 4.5.1 経済的・財務的クライテリアの概要

	費用	便益	使用目的
財務的 クライテリア	電化に必要な財務的費用（初期費用＋運営費用）	受益者から徴収する電力料金による収入	地方電化の実施主体の観点から、地方電化実施に伴う財務的損出を最小化する電化手法を選定すること
経済的 クライテリア	電化に必要な経済的費用（初期費用＋運営費用）	電化による受益者の消費者余剰増分	国民経済的観点から、地方電化実施によって生じる純経済便益を最大化する電化手法を選定すること

(出所) JICA 調査団

なお、スラウェシには Sulsel（南スラウェシ）系統、Minahasa-Kotamobagu 系統の 2 大電

<sup>17</sup> インドネシアにおける地方電化は、電力料金による収入が発電費用さえ賄えないことが明らかである。こうした前提のもと、収益の最大化ではなく財務的な損出の最小化を財務的クライテリアの目的とした。

力系統の他にも、25 の小規模系統が存在している。グリッド延伸の電化を考えた場合、起点となるグリッドの発送電コストの大小によって、延伸すべきか否かが大きく異なることになる。そのため、グリッド延伸による電化については、Sulsel 系統、Minahasa-Kotamobagu 系統、その他小規模系統<sup>18</sup>の 3 つに分類し、それぞれについてクライテリアを策定した。

#### 4.5.2 代替案毎の電化費用

分析では、経済的・財務的クライテリアの双方と設備の耐用年数期間中の費用と便益を含むキャッシュフローを作成している。キャッシュフローは、全てルピア貨ベースで作成し、米ドルからルピアへの換算レートとして 1 ドル=9,141 ルピア<sup>19</sup>を使用。また、全ての価格は、インドネシア統計局 (BPS) が公表している消費者物価指数 (CPI) を用いて 2006 年の固定価格に補正している。設備の建設期間はいずれも 1 年間とし、設備の耐用年数は、PLN 北・南地区事務所の担当者と協議の上、中・低圧の配電線および関連施設が 30 年、ソーラーパネルが 30 年、ソーラーパネルに接続するバッテリーが 3 年、ディーゼル発電機が 15 年と設定した。現在価値を算出する際の割引率は、インドネシアで一般的に使用されている 12%とした。

##### (1) 電化の財務的費用

電化の財務費用は、初期投資としての建設費用、運営期間中の運営維持管理費用 (燃料費、運営・維持管理費、SHS のバッテリー交換費用など) の双方で構成されている。以下に記載した費用面にかかる前提は、基本的に PLN 北スラウェシ・南スラウェシ地区事務所にて収集したデータを使用した。

##### 配電線延伸による電化費用

配電線延伸による電化の場合、建設費用として中圧配電線 (20 kV)、低圧配電線 (220 V) および関連機器の費用を計上した。配電線の運営・維持管理費として建設費の 1%を毎年計上した。その他、電力の供給源となる基幹送電系統における増分の電力供給費用 (発電・送電費用) については、2006 年における発電費用 (IPP 発電所およびレンタル・エンジンからの買電費用を含む)、送電費用、送電ロスを勘案して Sulsel 系統が 826 ルピア/kWh (9.04 セント/kWh)、Minahasa-Kotamobagu 系統 1,252 ルピア/kWh (13.69 セント/kWh)、その他小規模系統が 2,597 ルピア/kWh (28.42 セント/kWh) と設定した。

<sup>18</sup> その他小規模系統は、Tahuna, Ondong, Molibagu, Talaud, Tagulandang, Gorontalo, Marisa, Buroko, Palu, Poso, Toli-Toli, Parigi, Moutong-Palasa-Kotaraya, Leok, Kolonedale, Bangkir, Luwuk, Ampana, Banggai, Selayar, Kendari, Raha, Bau-bau, Wangi-wangi を含む。

<sup>19</sup> (出所) インドネシア中央銀行 2006 年の対ドル平均レート

表 4.5.2 主要系統における kWh あたりの発送電コスト

	発電費用*1 (百万 Rp.)	送電費用*2 (百万 Rp.)	電力量 (MWh)	発送電費用 (Rp./kWh)	送電ロス (%)	ロス補正後の 発送電費用 (Rp./kWh)
Minahasa-Kotamobagu 系統	748,213	22,407	631,324	1,221	2.47%	1,252
Sulsel 系統	2,130,342	72,200	2,813,120	783	5.26%	826
その他小規模系統	986,475	3,912	424,048	2,336	10.08%	2,597

(出所) PLN 北スラウェシ・南スラウェシ支店統計および財務資料より算定 (2006 年データ)

注:\*1 発電費用は、PLN が所有する設備の燃料費、運営・維持管理費および設備の減価償却費を含む他、IPP 発電所およびレンタル・エンジンからの買電費用を含む。

\*2: 送電費用は、Sulsel 系統、Minahasa-Kotamobagu 系統の場合は、各 AP2B の運営・維持管理費および送電設備の減価償却費。その他小規模系統は、AP2B 以外の組織の同項目の費用を含む。

配電線延伸による電化事業のプロジェクト期間における総コストの現在価値は、以下のようにより距離 (x) と電化世帯数 (h) を変数とする二変数関数で表すことができる。

$$C_g = f(x, h) = MV * x + LV * \beta * h + \sum_{t=1}^{30} \left\{ \frac{12\alpha * h \div (1 - DL_x) \times E + (MV * x + LV * \beta * h) * \gamma}{(1 + \phi)^{t-1}} \right\}$$

ここで

$C_g$  = グリッド延伸電化の総コストの現在価値

$x$  = 既存グリッドからの中圧配電線延長距離 (変数)

$h$  = 電化すべき世帯数 (変数)

$t$  = プロジェクト開始からの年数

$\phi$  = 割引率(12%)

$E$  = 基幹グリッドにおける発送電費用 (表 4.5.2-参照)

$DL_x$  = 中圧配電線の総延長  $x$  km における配電ロス

$\alpha$  = 世帯あたりの消費電力量推定値 (30.2 kWh/月)

$\beta$  = 一世帯あたりに必要となる低圧配電線の距離(10 m)

$\gamma$  = 施設の運営維持管理費 (建設費の 1%)

$MV$  = 中圧配電線および関連施設の建設費 (8,862 ドル/km)

$LV$  = 低圧配電線および関連施設の建設費 (5,989 ドル/km)

注：中圧配電線、低圧配電線および関連施設のコストは、PLN 北・南スラウェシ支店にて収集したデータをもとに設定。その他の値については、ヒアリングなどをもとに調査団で設定した。

### SHS による電化費用

SHS による電化の初期費用は、ソーラーパネルおよびバッテリーの費用として、1 世帯あたり 5,000,000 ルピア (547.0 ドル) を計上した。その他、バッテリーの交換費用として 200,000 ルピア (21.9 ドル) が 3 年に一度必要となると仮定した。なお、バッテリーの交換費用は、事業者ではなく住民が負担しているため、経済的クライテリアの計算にはコストとして含めていないが、財務的クライテリアのコストからは除外している。

SHS による電化事業のプロジェクト期間における総コストの現在価値は、以下のように電化世帯数 ( $h$ ) を変数とする関数で表すことができる。

$$C_s = f(h) = \alpha * h + \sum_{t=1}^{30} \left\{ \frac{\beta * h}{(1 + \phi)^{t-1}} \right\}$$

ここで

$C_s$  = SHS による電化の総コストの現在価値       $\phi$  = 割引率(12%)  
 $h$  = 電化すべき世帯数 (変数)       $\alpha$  = SHS およびバッテリーの価格 (547.0 ドル)  
 $t$  = プロジェクト開始からの年数       $\beta$  = 交換用バッテリーの価格(21.9 ドル、3年に一度計上)

注：SHS およびバッテリーのコストは、PLN 北・南スラウェシ支店にて収集したデータをもとに設定。

### ディーゼル・ミニシステムによる電化費用

ディーゼル・ミニシステムによる電化の場合、ディーゼル発電機の費用として設備容量 1 kW あたり 500 ドルを計上した。ここで、ディーゼル発電機の設備容量は、ディーゼル・ミニシステムにおける平均的電力使用量、電化世帯数、平均負荷率、供給予備力、配電ロス率を勘案することにより算出した。発電機の発電効率は、PLN の既存小規模ディーゼル発電機の実績を参考にして、発電容量が 50 kW 以下は 0.38 リッター/kWh、500 kWh 以上は 0.28 リッター/kWh、50 kW～500 kW の間では 0.28 - 0.38 リッター/kWh の間で線形に変化することとした。その他、ディーゼル発電設備および配電設備の維持管理費として、毎年初期費用の 3% および 1% をそれぞれ計上した。

ディーゼル・ミニシステムによる電化事業のプロジェクト期間における総コストの現在価値は、以下のように電化世帯数 ( $h$ ) を変数とする関数で表すことができる。

$$C_d = f(x, h) = \frac{DG * 12 * \alpha * h}{(1 - DL) * (1 - RC) * 8760 * LF} + LV * \beta * h$$

$$+ \sum_{t=1}^{15} \left\{ \frac{12 * \alpha * h * FP * FE}{(1 - DL) * (1 + \phi)^{t-1}} + \frac{DG * 12 * \alpha * h * \varepsilon}{(1 - DL) * (1 - RC) * 8760 * LF * (1 + \phi)^{t-1}} + \frac{LV * \beta * h * \gamma}{(1 + \phi)^{t-1}} \right\}$$

ここで

$C_d$  = ディーゼル・ミニシステム電化の総コストの現在価値       $DL$  = ミニシステム内の配電ロス (3%)  
 $h$  = 電化すべき世帯数 (変数)       $\alpha$  = 世帯あたりの消費電力量推定値 (16.0 kWh/月)  
 $t$  = プロジェクト開始からの年数       $\beta$  = 一世帯あたりに必要となる低圧配電線の距離 (10 m)  
 $\phi$  = 割引率 (12%)       $\gamma$  = 配電設備の運営維持管理費 (建設費の 1%)  
 $FE$  = ディーゼル発電機の燃費(0.28 - 0.38 liter/kWh)       $\varepsilon$  = 発電設備の運営維持管理費 (建設費の 3%)  
 $LF$  = ミニシステムの平均負荷率 (45%)       $DG$  = ディーゼル発電機の価格 (500 ドル/kW)  
 $RC$  = 供給予備率 (20%)       $LV$  = 低圧配電線および関連施設の建設費 (5,989 ドル/km)  
 $FP$  = 燃料価格 (6,250 ルピア/liter)

注：ディーゼル発電機のコスト、低圧配電線および関連施設のコスト、燃料費、発電機の燃費については、PLN 北・南スラウェシ支店にて収集したデータをもとに設定。その他の値については、ヒアリングなどをもとに調査団で設定した。

### (2) 電化の経済的費用

電化の経済費用は、基本的に財務的費用と同じ項目、同じ前提を使用している。ただし SHS のバッテリー更新に係る費用は住民が負担しているため、財務分析には含めていなかったものの、経済分析では費用項目として使用している。また、内貨分の費用 (事業費の 60%と仮定) については、インドネシアで一般的に用いられている標準換算係数 0.9 を乗じ

ることにより経済価格に補正した。

### 4.5.3 電化による便益

#### (1) 電化による財務的な便益

電化による財務的な便益は、電化世帯から回収する電力料金による収入とした。電力料金収入は、平均売電単価に平均電力使用量と電化世帯数を乗じることにより算定した。

地方電化の対象となる村落の場合、ほとんどの顧客は家庭用電力料金の中でも契約アンペア数および電力使用量が最も少ない電力料金カテゴリーである R1<sup>20</sup>に該当する。そのため、平均売電単価は、スラウェシの 2006 年における R1 カテゴリーの需要家への平均売電単価である 533.7 ルピア/kWh (5.84 セント/kWh) を使用。同値は、グリッド接続、ディーゼル・ミニ系統の顧客に関わらず同じ値である。

一方、地方部における電化世帯の平均的な電力使用量については、参考となるデータが存在しないため、インドネシアにおける既存の地方電化調査<sup>21</sup>の結果などを勘案し便宜的に以下の通りの電力使用パターンを想定した。

#### グリッド延伸の需要家の電力使用パターン

	消費電力	一般的な世帯: 85%			裕福な世帯: 15.0%		
		数量	日あたり 使用時間	月間消費量	数量	日あたり 使用時間	月間消費量
蛍光灯	40 W				2	5.00	12,000 Wh
蛍光灯	20 W	2	5.00	6,000 Wh	1	5.00	3,000 Wh
カラーテレビ	90 W	1	3.00	8,100 Wh	1	4.00	10,800 Wh
炊飯器	400 W				1	0.50	6,000 Wh
冷蔵庫*	60 W				1	24.00	43,200 Wh
アイロン	500 W				1	0.50	7,500 Wh
ラジカセ	30 W	1	3.00	2,700 Wh	1	2.00	18,000 Wh
扇風機	40 W	1	3.00	3,600 Wh	1	4.00	4,800 Wh
合計				20,400 Wh			89,100 Wh

(出所) JICA 調査団による推定 \* 冷蔵庫の消費電力は、一日の平均消費電力

<sup>20</sup> 契約アンペア数が 450 VA～2,200 VA の世帯。R1 カテゴリーに属する顧客数は、北スラウェシ支店の総顧客数の 92.8%、南スラウェシ支店の総顧客数の 93.5%を占める。地方部に限れば、R1 カテゴリーの顧客の占める割合は、さらに高いものと思われる。

<sup>21</sup> インドネシア地方電化事業 I、II 事後評価時の社会調査結果、JBIC、2002 年、2004 年



### ディーゼル・ミニ系統の需要家の電力使用パターン

	消費電力	一般的な世帯: 85%			裕福な世帯: 15.0%		
		数量	日あたり 使用時間	月間消費量	数量	日あたり 使用時間	月間消費量
蛍光灯	40 W				2	3.00	7,200 Wh
蛍光灯	20 W	2	3.00	3,600 Wh	1	3.00	1,800 Wh
カラーテレビ	90 W	1	2.00	5,400 Wh	1	3.00	8,100 Wh
炊飯器	400 W				1	0.50	6,000 Wh
アイロン	500 W				1	0.50	7,500 Wh
ラジカセ	50 W	1	2.00	1,800 Wh	1	2.00	3,000 Wh
扇風機	40 W	1	1.50	1,800 Wh	1	2.50	3,000 Wh
合計				12,600 Wh			36,600 Wh

(出所) JICA 調査団による推定

### SHS の需要家の電力使用パターン

	消費電力	数量	1日当り 使用時間	月間消費量
蛍光灯	15 W	2	4.00	3,600 Wh
合計				3,600 Wh

(出所) JICA 調査団による推定

その結果、1 受益世帯あたりの月別の平均使用量は、グリッド接続の顧客で 30.2 kWh/月/世帯、ディーゼル・ミニ系統の顧客で 16.0 kWh/月/世帯、SHS 使用の世帯で 3.6 kWh/月/世帯と仮定された。また、電化による財務的な便益は、グリッド延伸の場合 1.76 ドル/世帯/月、ディーゼル・ミニ系統の場合 0.94 ドル/世帯/月と計算できる。

なお、SHS の場合、PLN も地方自治体も基本的に利用者から使用料金を徴収していないため、財務的な便益は 0 となる。

## (2) 電化による経済的な便益

インドネシア中央統計庁 (BPS) が 2005 年に実施した中間人口センサスによると、未電化世帯のほとんどは照明源としてケロシン・ランプを使用していることが分かっている。スラウェシ島の地方部における未電化世帯の場合、65.2%の世帯は簡易ケロシン・ランプを、26.1%が加圧式ケロシン・ランプを使用している (その他 8.7%)。加圧式

表 4.5.3 電灯とケロシン・ランプの明るさ・費用面での比較

	20 W 蛍光灯	加圧式ケロシン・ランプ	簡易ケロシン・ランプ
形状			
明るさ	900 lumens <sup>*a</sup>	220 - 1,300 lumens <sup>*a</sup>	10 - 100 lumens <sup>*a</sup>
効率	20 W/時	0.11 - 0.17 リッター/時	0.04 - 0.06 リッター/時
単価	533.7 ルピア/kWh	2,000 ルピア/liter <sup>*b</sup>	
単価	10.7 ルピア/時	220 - 340 ルピア/時	80 - 120 ルピア/時

(出所) <sup>\*a</sup>= IAEEL (International Association of Energy and Efficient Lighting),  
<sup>\*b</sup>= PT. プルタミナ 2008 年 1 月世帯用

のケロシン・ランプは、簡易ケロシン・ランプよりも明るいものの、単位時間あたりの燃料消費量が多いため、比較的裕福な世帯が使用していることが多い。

表 4.5.3 は、20 W の蛍光灯、加圧式ケロシン・ランプ、簡易ケロシン・ランプの明るさ（ルーメン）と費用を比較したものである。20 W の蛍光灯は、ケロシン・ランプよりも概して明るだけでなく、時間あたりの費用もケロシン・ランプの 1/32～1/8 程度である。

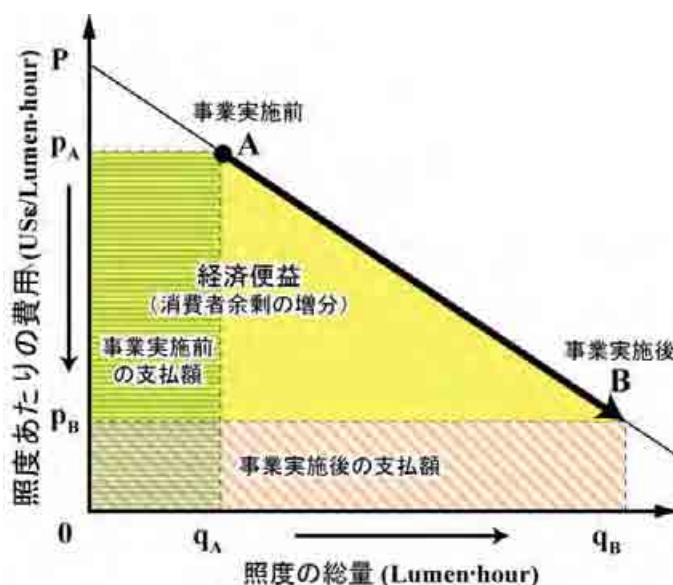
ここでは、電化によって、住民の照明源がケロシン・ランプから電灯に切り替わることにより、住民はより明るく安価な照明源を享受できること伴う受益者の消費者余剰<sup>22</sup>の増分を経済便益として計上することとした。

図 4.5.2 は、照明の明るさあたりのコスト（ドル／ルーメン時）と照明の照度の総量（ルーメン時）の関係を示したものである。これは、電化事業を実施する前は、照明の単位ルーメンあたりのコスト“ $p_A$ ”が高いため、照明（照度）の使用総量“ $q_A$ ”が少なく押さえられているものの、電化後の電灯の導入により単位コスト“ $p_B$ ”が低減し使用量“ $q_B$ ”が増える関係にあることを示している。照明に関する需要曲線（この場合は直線）は、これらの 2 点をもとに推定している。

未電化の場合、単位照度あたりの価格が  $p_A$  のときの最高支払意志額の和は台形  $OPAq_A$  の面積である。一方、利用者が実際に支払う額は  $p_A$  で、支払い総額は  $Op_AAq_A$  の面積で表される。

したがって、消費者余剰は三角形  $p_AP A$  の面積となる。次に、地方電化によって、単位照度あたりの価格（一般化費用）が  $p_A$  から  $p_B$  まで下落した場合、価格が  $p_B$  のもとでの消費者余剰は三角形  $p_BP B$  の面積で表される。したがって、地方電化によって生じる経済便益は、この消費者余剰の増加分であり、台形  $p_Bp_AAB$  で表すことができる。

ここでは、経済便益としてグリッド延伸、ディーゼル・ミニ系統、SHS の各電化方法別に、世帯あたりの便益を上記の方法で計算し、電化世帯数を乗ずることにより経済便益を算定した。



(出所) JICA 調査団

図 4.5.2 経済便益の概念図

<sup>22</sup> 消費者余剰とは、消費者の最大支払意志額から実際の価格を引いたもので、取引から消費者が得る便益を指す。消費者余剰は、需要曲線の下、価格より上の部分の面積で表される。

#### 4.5.4 分析結果

電化方法選択のためのクライテリアの分析結果は、横軸が既存グリッドからグリッド延伸の最終地点までの距離、縦軸がグリッド延伸時の電化世帯数<sup>23</sup>を示すグラフで示される(図 4.5.3～図 4.5.5 参照)。クライテリアを示すグラフは、Sulsel 系統、Minahasa-Kotamobagu 系統、その他小規模系統の 3 つについて、それぞれ経済面(経済的な純便益の最大化)、財務面(実施主体の財務的損失の最小化)のクライテリアを作成した。

ここで、想定されるグリッド延伸距離および電化世帯数をグラフ上にプロットした際に、点が含まれる領域に示されている電化方法が、その条件における最適案となる。なお、グラフ中の曲線は、各代替案の境界線を示しており、曲線の両側の代替案の電化の純便益が一致する点の集合を結ぶことによって設定されている。

##### Sulsel 系統

図 4.5.3 は、Sulsel 系統における地方電化実施時の電化方法選択のためのクライテリアである。領域 A は、財務面・経済面の両面から見てグリッド延伸による地方電化が妥当である範囲を示している。一方、領域 B は、財務的な損失を最小化するという観点で見た場合、SHS による電化が推奨されるものの住民が受ける経済便益などを総合的に勘案した場合、グリッド延伸による電化が妥当であると判断される範囲を示している。

領域 C は、財務面・経済面の両面から見て SHS 設置による地方電化が妥当である範囲を示している。領域 D は、財務面・経済面の両面から見て、ディーゼル・ミニ系統による電化が妥当である範囲を示している<sup>24</sup>。

例えば、300 世帯ほどの電化が見込まれる場合、グリッド延伸の距離は、財務的には最大 12 km、経済的には最大 37 km という結果となった。

---

<sup>23</sup> 縦軸の電化世帯数は、あくまでも電化が期待される世帯の数であり、延伸するグリッド沿いの村落の総世帯数と同等あるいは通常それよりも少ないことに留意して利用する必要がある。

<sup>24</sup> 今回のシミュレーションでは、ディーゼル・ミニ系統のコストは、狭い範囲に電力を供給することを想定した上で、中圧配電線の敷設は不要、低圧配電線は一世帯あたり 10 m、全体の配電ロス を 3% と設定している。ただし、人口密度が低い未電化地域において 500 世帯を超えるような多数の世帯を電化する必要がある場合、配電設備に更なる投資が必要となるほか、全体の配電ロスも大幅に増加する。これらのことを勘案した場合、ディーゼル・ミニ系統での電化は実質的には電化のオプションとはなり得ないと思われる。これは、Minahasa-Kotamobagu 系統、その他小規模系統にも該当する。

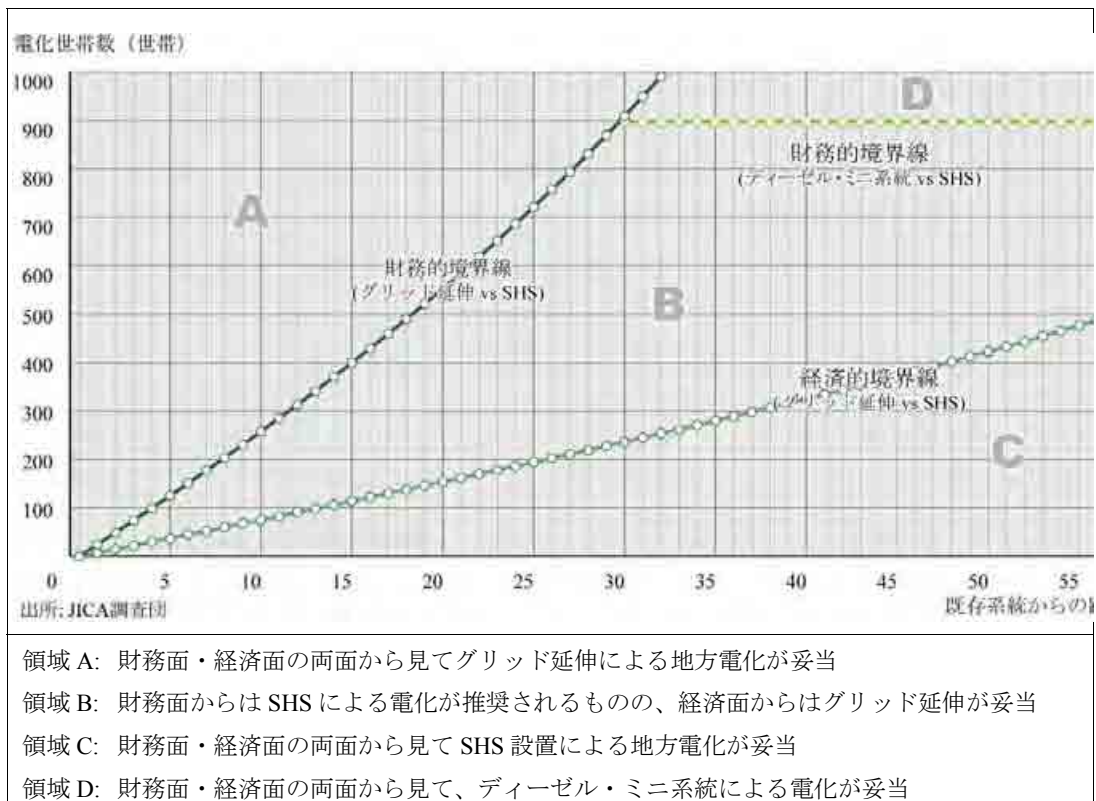


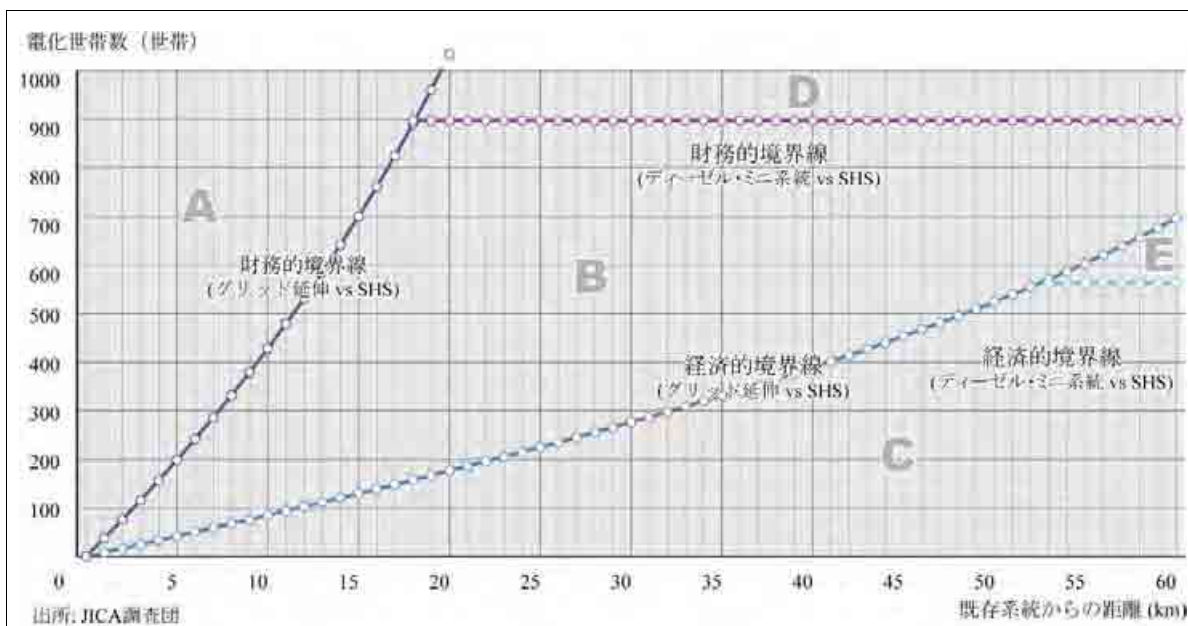
図 4.5.3 Sulsel 系統における地方電化実施のクライテリア

#### Minahasa-Kotamobagu 系統

図 4.5.4 の領域 A は、財務面・経済面の両面から見てグリッド延伸による地方電化が妥当である範囲を示している。一方、領域 B は、財務的な損失を最小化するためには SHS による電化が妥当であるものの、経済的な便益を考慮した場合グリッド延伸による電化が妥当であると判断される範囲を示している。領域 C、D は、財務面・経済面の両面から見てそれぞれ SHS 設置、ディーゼル・ミニ系統による地方電化が妥当である範囲を示している。領域 E は、財務的損出を最小化するためには SHS での電化が望ましいものの、経済便益を考慮するとディーゼル・ミニ系統による電化が望ましい範囲を示している。

例えば、300 世帯ほどの電化が見込まれる場合、グリッド延伸の距離は、財務的には最大 7 km、経済的には最大 32 km という結果となった。

Minahasa-Kotamobagu 系統は Sulsel 系統に比べて、ディーゼル・石油火力発電所に対する依存度が比較的高いため、発送電コスト (13.69 セント/kWh) も Sulsel 系統 (9.04 セント/kWh) よりも高い。そのため、グリッド延伸の最大距離は、財務面・経済面とも Sulsel 系統よりも若干短くなっている。



- 領域 A: 財務面・経済面の両面から見てグリッド延伸による地方電化が妥当  
 領域 B: 財務面からは SHS による電化が推奨されるものの、経済面からはグリッド延伸が妥当  
 領域 C: 財務面・経済面の両面から見て SHS 設置による地方電化が妥当  
 領域 D: 財務面・経済面の両面から見て、ディーゼル・ミニ系統による電化が妥当  
 領域 E: 財務面からは SHS による電化が推奨されるものの、経済面からはディーゼル・ミニ系統が妥当

図 4.5.4 Minahasa-Kotamobagu 系統における地方電化実施のクライテリア

#### その他小規模系統

財務的なロスを最小化しながら電化を進めることのみが主目的の場合（財務的クライテリア）、既存グリッドからの距離、電化世帯数にかかわらず SHS による電化のみが最適であるとされた。現在の高い石油価格においては、石油・ディーゼル燃料に多くを依存した小規模系統からの配電線延伸は、財務的に見て妥当でないことが分かる。

図 4.5.5 の領域 B は、財務的な損失を最小化するためには SHS による電化が妥当であるものの、経済的な便益を考慮した場合グリッド延伸による電化が妥当であると判断される範囲を示している。領域 C は、財務面・経済面の両面から見て SHS 設置による地方電化が妥当である範囲を示している。領域 E は、財務的損出を最小化するためには SHS での電化が望ましいものの、経済便益を考慮するとディーゼル・ミニ系統による電化が望ましい範囲を示している。

例えば、300 世帯ほどの電化が見込まれる場合、グリッド延伸の距離は、財務的には成り立たないものの、経済的な観点からは最大 18 km まで延長できるという結果となった。

例えば、300 世帯の電化を行う場合の経済的観点から見たグリッド延伸の最大距離は、Sulsel 系統の場合 37 km、Minahasa-Kotamobagu 系統で 32 km であるのに対し、その他小規模系統からの延伸は、それらの約半分の 18 km という結果になった。これは、Sulsel 系統の 37 km、Minahasa-Kotamobagu 系統の 32 km を大きく下回っている。

なお、財務的観点から見たい場合、既に述べたように距離にかかわらずグリッド延伸は

最適案とはなり得ないという結果になっている。

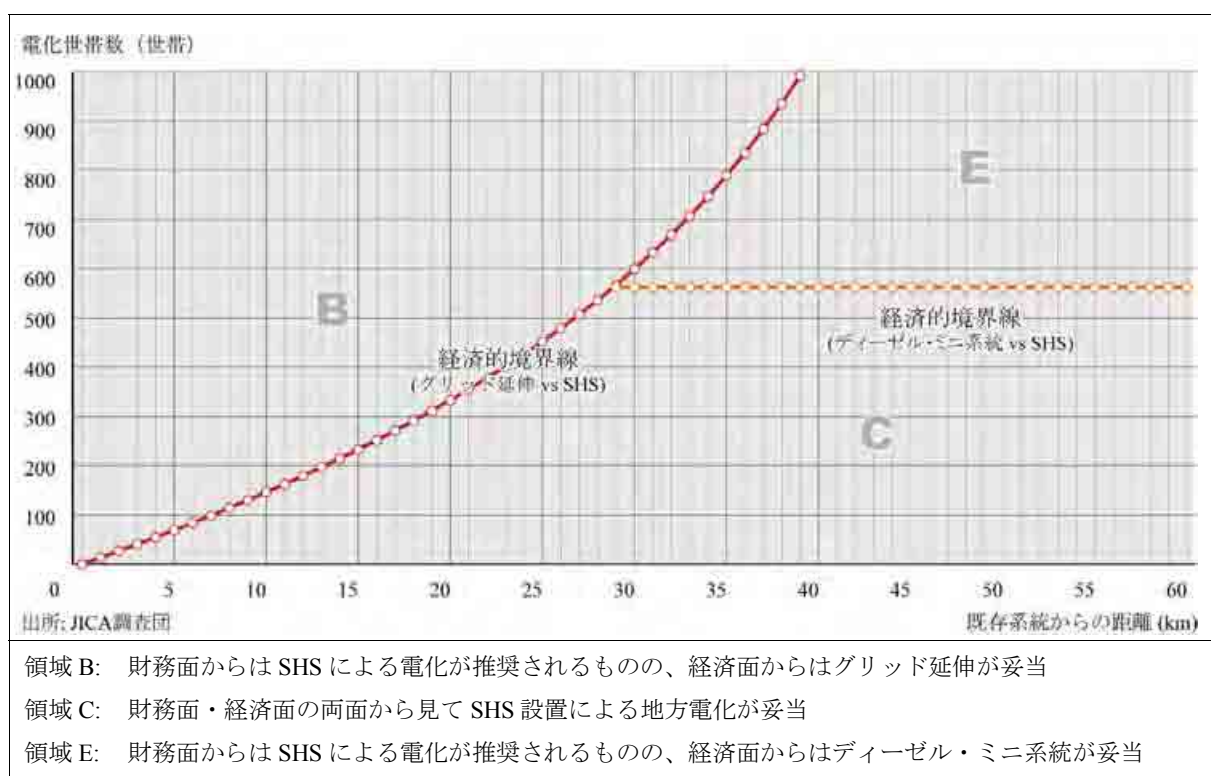


図 4.5.5 その他小規模系統における地方電化実施のクライテリア

## 4.6 電化の促進と地方開発

### 4.6.1 スラウェシにおける産業と電力の生産的活用

本調査の対象地域であるスラウェシ島では、2004 年において GDP に占める製造業の割合が 10.7%と低いことから分かるように（インドネシア全体の平均 28.1%）、農産加工業、水産加工業は未発達な状況にある。そのため、米、トウモロコシ、キャッサバ、ココナッツ、コーヒー、カカオ、カシューナッツ、クローブ、バニラなどの農産資源、魚類・甲殻類、海藻などの水産資源が非常に豊富であるにも係わらず、それらは未加工のまま島外に輸出されていることが多い。また、スラウェシにおけるそれら産業は、Makassar、Manado などの大都市圏に集中しており、地方都市および農村部における農産加工、水産加工業は未発達なままである。

スラウェシの都市部においては、電力を生産活動に活用している製造業も数多く立地しているが、地方部において電力を活用している事例はそれほど多くないのが実情である。例えば、地方部の小規模産業のうち、乾燥魚、乾燥海藻、エビせんべい加工、などの農水産加工、煉瓦、塩、木炭の製造などは、薪や天日などを加工時の熱源として利用しており、電気は作業スペースの照明としてのみ使用されていることが多い。また、一方、木材加工、家具製造、精米などの場合も、地方部では電動器具ではなく、ディーゼル発動機を動力源としていることが多い。ココナッツオイル、パームオイルの圧搾・精製は、地方部では動力を使用しない機器使って手作業で行っている。小売店、食堂なども食品の冷蔵以外は、

照明として電気を利用しているのみである。また、織物、裁縫および家庭内で行う内職などについては、照明が利用できるようになることにより作業時間が増え、収入の増加につながるものの、電気を直接的に生産活動に使用しているという訳ではない。

地方部において電気が生産目的として使用され収入増加に至る事例が少ない理由としては、1) 住民の電気を利用した生計向上にかかる知識・技術が不足していること、2) 電気設備を購入するための資金の不足、3) マーケットへのアクセスが悪い、などによるところが大きいと思われる。

地方電化を実施する際の一義的な目的は、照明源と利便性の提供にあるものの、今後は、電化を通じた所得向上・雇用機会の創出に向けた取り組みにも力点を置く必要があると思われる。

#### 4.6.2 地方部における適用が可能な電気を利用した産業

地方部における産業の場合、生産規模が小さいことに加え、人件費が安いこと機械化・電化によるメリットが少ないことも、地方部における電気の生産利用が進まない理由として考えられる。ここでは、スラウェシの都市部に見られる電気を利用している産業のうち、初期投資が比較的少なく、地方都市または農村部でも適用が可能と思われる産業の事例を以下に挙げた。

##### (1) 農産加工業

###### 果実ジュース工場

スラウェシ島では、マンゴー、オレンジ、パッションフルーツ (*markisah*)、スイカ、パイナップル、サワーサップ (*sirsuk*) など様々な果物が栽培されている。

中でも、南スラウェシおよび北スラウェシの標高 800~1,500 m の丘陵地で栽培されているパッションフルーツは、ジュースや香料などに加工され海外にも輸出される重要な果物となっている。

Makassar 市近郊に位置する従業員数 15 名程度の小企業 Sarimas Lestari 社は、果実の抽出、種と果汁の分離、攪拌、冷蔵、袋詰めなど様々な過程で電気機器を利用してパッションフルーツ・ジュースを製造しており、製品はインドネシア国内のみならず、オーストラリアへも輸出されている。

輸出向けの果実ジュースの場合、ジュースそのものおよびパッケージにも高い品質が求められる他、輸出入に係る手続きの知識も必要となるため、地方都市の起業のマーケットにはなりにくい。地方都市での果実ジュース産業の場合、国内マーケット向けあるいは都市部の工場への一次加工品の供給などが主となると思われる。この場合でも、冷蔵施設、各種電気機器の導入による品質の向上およびその安定化が不可欠となる。



撮影地：Makassar Sarimas Lestari 社

### パッションフルーツ・ジュースおよび工場における電気機器

#### ココナッツ加工業

インドネシアは、世界最大のココナッツ生産国であり、ココナッツ製品は重要な輸出産品の一つである。国際連合食糧農業機関（FAO）の統計によると、インドネシアにおけるココナッツ生産量は、2005年における全世界の生産量の31.6%を占めている。また、インドネシア中央統計局（BPS）の統計によると、スラウェシ島はインドネシアの全生産量の17.9%のシェアを占めており、そのうち33.5%が中央スラウェシ州で、30.8%が北スラウェシで生産されている。

ただし、スラウェシにおけるココナッツは、大規模プランテーションではなく、小規模農地で生産されていることに加え、樹木の老朽化が進行していることもあり、生産量が著しく低い。こうした問題もあり、農家がココナッツから得ることができる収入は低くなっていると言われている。ココナッツから得られる収入を増加させるためには、植え替えなどの根本的な対策が求められるが、その他にもココナッツを加工することにより付加価値を与え収入を増やすことも必要となる。



回転式ココナッツ乾燥機

ココナッツ皮剥き機

ココナッツミルク抽出機

(写真出所) 国立産業開発・研究センター（NERC）、スリランカ

#### ココナッツ加工のための電気機器

スラウェシには、北スラウェシ州の Manado、Bitung などの都市部を中心として、オイル精製、ミルク抽出、繊維加工、コプラ加工、ココナッツ炭・活性炭の製造、原木を利用した家具製造など様々なココナッツ関連の産業が立地している。

こうしたココナッツ関連の産業は、技術的に見て比較的容易なものも多く、地方都市における適用が可能なものも多い。ココナッツ加工には手動の機材や太陽光による乾燥など電気を使用しなくても可能な作業工程もあるものの、品質向上や生産量増加のためには



徐々に電気機器の導入を図ることが必要となる。

### 脱穀・製粉

脱穀、製粉なども電気を利用して農産物の付加価値を上げるための比較的簡単な方法の一つである。スラウェシで豊富に栽培されている作物のうち、脱穀、製粉に適しているのは、トウモロコシ（トウモロコシ粉、コーンスターチ）、唐辛子（チリパウダー）、キャッサバ（キャッサバ粉／タピオカ粉）、米（精米、上新粉、米粉）、大豆（大豆粉、きな粉）、などがあげられる。

こうした製粉や脱穀などは、地方部ではガソリンやディーゼル油を燃料とする発動機を使用して行われていることが多い。協同組合（KUD）が実施している精米事業についても、老朽化したディーゼル発動機で行われている。

ただし、原油価格が高騰し、今後もある程度の高止まりが予想されることから、電気モーターを利用した機器への転換が考慮されるべきであると思われる。



電気製粉器



Makassar 製の  
キャッサバ粉



電気攪拌機での醤油製造



電気オーブンを使用した  
パームシュガー乾燥工程

撮影地：Makassar

### その他農産加工

Makassar で調味料製造を行っている小企業 UD. Bintang Sejati では、醤油の製造の過程で電動モーターを利用したミキサーを使用して連続 16 時間の攪拌作業で行っている。こうした長時間の単純作業の場合、人力で実施するには適しておらず、電力を使用することにより品質も向上したとのことであった。

また、同じく Makassar の UD. Makassar Agrotech では、パームシュガーの製造に電気オーブンを利用している。起業家である Nurlaila Abdullah 氏によると、以前はパームシュガーの乾燥の工程にガスオーブンを使用していたときは、作業員がつきっきりで攪拌し、焦げないように注意しながら作業する必要があるのに対し、電気オーブンを導入後、温度管理が容易になり攪拌の頻度も大幅に削減された品質の向上につながっているだけでなく、コスト面でも圧縮することに成功したということであった。

### (2) 漁業・水産加工業

水産業は、スラウェシにおいて非常に重要な産業であり、輸出の増加に伴う外貨の獲得に貢献している。また水産業は、労働力の吸収や漁民の現金収入にも大きな貢献を果たしている。地方部における水産業および水産加工業の振興を通じた水産物の不可価値の向上

に電気が貢献できる産業としては、以下のような産業が考えられる。

### 電気集魚灯

漁業への電気の活用事例としては、漁船への集魚灯の設置があげられる。集魚灯とは、夜間に魚および魚の餌となるオキアミなどが光に集まる習性を利用して漁獲量を増やすために使用されるもので、その電源は、自宅のコンセントで充電したバッテリーを舟に積み込むことによって賄われている。スラウェシにおいても、都市部近郊ではこうした集魚灯を利用する漁民が増えてきている。Manado 近郊の漁村においても、集魚灯を設置した漁船が散見された。集魚灯は比較的少ない投資で成果が期待できることから、漁村における電化事業と集魚灯の普及を組み合わせることも可能であると思われる。



撮影地: Manado 近郊の漁村

電気集魚灯を設置した漁船

### 保冷库、製氷工場、砕氷器

スラウェシでは、大型の保冷倉庫・冷蔵設備は Makassar、Manado、Bitung など一部の大都市圏のみにしか設置されていない。そのため、早朝に水揚げされた水産物は、マーケットまで 2 時間以内でアクセスできる場合、輸送時に保存用の氷は使用せずに運搬されている<sup>25</sup>。一方、冷蔵設備および製氷所が利用できないほとんどの地域のうち、マーケットから 2 時間以上離れている地域では、水揚げされた水産物は、漁村内で一両日中に消費するか塩魚や干魚に加工されたのちマーケットに運ばれている。しかし、干魚や塩魚は、漁獲量の多い時期には、大量に出回るため、鮮魚に比べ価格が大きく下回ってしまうだけでなく、

地元のマーケットでは、買い手がつかないことも多い。

こうした状況を改善するためには、比較的漁業のポテンシャルが高いもののマーケットへの流通に問題がある地域において、マーケットや加工工場に輸送する際に必要な製氷工場や保冷施設の建設を検討することが望ましい。



撮影: Manado 市 魚市場



鮮魚保存用ブロック氷、ディーゼル発動機駆動の砕氷機

なお、鮮魚を保存するための氷はブロックのまま魚市場まで運ばれた後、ディーゼル発動機で駆動する砕氷機で粉碎され使用されている。近年の原油価格の高騰を鑑みた場合、こうしたディーゼル発動機を使用した粉碎器の電化も徐々に進める必要があると思われる。

<sup>25</sup> 参考: 東部地域沿岸漁村振興開発計画調査最終報告書、2002 年 10 月、JICA/システム科学コンサルタント(株)/オーバーシーズ・アグロフィッシャリーズ・コンサルタンツ (OAFIC)

## 水産加工

スラウェシには近代的な水産加工工場が立地しているものの、それらのほとんどは Makassar 市および Manado 市、Bitung 県周辺のみ立地している。地方部では、そのような近代的で輸出志向型の水産加工工場の立地は期待できないが、魚粉、干魚、魚肉団子 (*Bakso*)、乾燥海藻、海藻粉などの比較的ローテクの水産加工業であれば、地方部での採算性も期待できると思われる。

海岸部の県・郡庁所在地や村落で比較的規模が大きい村落が集まっており多くの漁獲が期待できるような土地では、水産加工技術の普及や電力を利用した加工機器の導入などについて検討することが望ましい。

例えば、スラウェシ島の場合、盛漁期と雨期が重なってしまうため、太陽光では十分に乾燥させることができず品質が低く長期保存ができないものが多い。このことが、盛漁期における干物の供給過剰と価格の下落に拍車をかけている。

都市部の一部の工場では、電気ヒーターなどを導入した干魚加工場が立地している。例えば、Makassar 工業団地 (KIMA) に立地する PT. Sakana Indonesia は、鯉節や鯛節などの製品を日本に輸出している。地方部においても雇用機会を創出し、生計向上に貢献できるこうした産業の実現可能性について検討する必要がある。



撮影地: 南スラウェシ州 Bone 水産高校

電化された水産物加工用機器 (魚肉団子用)

## 海藻加工業

スラウェシ島は 5,478 km に及ぶ長い複雑な海岸線を有しており海藻養殖の大きなポテンシャルがある。特にスラウェシで広く養殖されている *Eucheuma* や *Gracilaria* は、高い経済的な価値があるとされている。これらの海藻は、ゼリー状の食料の凝固剤、食品添加剤など食料品の原料として使用される他、安定剤やゲル化剤として化粧品、医薬品、タイル、紙、陶器、殺虫剤などの製品の原料としても使用されている。

南スラウェシの南部の海岸地方では、既に海藻の養殖が漁民の重要な収入源となりつつある。南スラウェシ州 Maros 県に立地する PT Bantimurung Indah 社は、海藻粉や乾燥海藻を生産し韓国、アメリカ、チリ、EU 諸国などに輸出している。工場では、海藻の冷蔵、輸送 (ベルトコンベアー、電動クレーン)、切断、ブレンド、乾燥、製粉など様々な過程で電気を利用している。

こうした加工工程は比較的シンプルであることから、原材料が豊富な地方の沿岸部における起業立地についても十分に検討する余地があると思われる。

### (3) その他製造業

#### 木材・石材加工、家具製造、造船業

木材加工、家具製造、造船業も、原料となる木材の研磨、切断、穿孔、圧縮、彫刻など様々な過程で電気機器の使用が必要となる。木材加工および家具製造は、都市部のみならず地方部においても多く見られる。一部の工場は、ラタン、チーク、黒檀などの高級木材を加工し高級家具を製造しており、南スラウェシ州には日本向けの仏壇を製造している工場も立地している。また、北スラウェシ州の場合、ココナッツの原木を利用して、建築、家具のノックダウン方式の部材の製造を行っている工場も立地している。

その他、南スラウェシ州南部の海岸地域では、スラウェシの主要民族の一つで、古来より優れた航海術と造船技術を有していることで有名な Bugis 族が行っている木造船の製造は、同地域の重要な経済活動の一つである。

未電化地域には、これらの家具製造、木造船製造は、人力あるいはディーゼル発動機で行われているため、電化により生産性の向上やコストの低減が期待できる。



撮影地: 南スラウェシ州 Pangkep 県 (左)、南スラウェシ州 Bulukumba 県 (中央)、Makassar 市 (右)

家具加工用機材、造船所、大理石加工 (左から右)

#### その他産業

大理石が産出する南スラウェシ州の Pangkep、Luwu および Makassar などでは、大理石加工 (床材、彫刻、家具など) に関する産業が立地しており、彫刻、研磨など様々な過程で電気機器が使用されている。その他、スラウェシ島には南スラウェシ州の南部の海岸などで海水から塩を精製する製塩工場が立地している。これらの工場の一部は、精製の過程で電気を利用している。

#### 4.6.3 地方部における電気の生産的利用に向けた提言

既に述べたとおり、スラウェシの都市部に於いては様々な小規模産業が生産活動に電力を使用しており、それらの一部は地方部に於いても適用が可能であると思われる。しかしながら、地方部においてこうした電力利用を促進するためには、既に述べた以下のような制約条件がある、1) 起業のための資金不足、2) 電力の生産的利用に関する知識・技術力の欠如、2) 市場へのアクセスの悪さ。

こうした問題点を解決するためには、地方電化事業を実施する際に、1) 既存のマイクロファイナンス機関との協調を行う、2) 電力を活用した生計向上に向けた住民向けの組織作り・トレーニングを行う、3) 地方道路整備事業と連携して事業を実施することにより双方の相乗効果を期する、などの活動を組み込むことが考えられる。なお、実施の際は、特定

のモデル地域を選定の上、地方電化事業と農産加工・水産加工を組み合わせた生計向上に係るパイロット事業を実施し、事業効果の発現に向けた取り組みを行うほか、事業効果のモニタリング、他地域への普及活動を行うことも検討すべきである。

#### (1) 既存マイクロファイナンス機関との協調

事業を開始するためにはある程度の初期投資が必要となるが、電力を活用した事業を行う場合、電気設備の購入が必要となるため、より多くの初期投資が必要となる。しかし地方部の収入が少ない世帯の場合、商業銀行から借入れは容易でない。地方部では、こうした資金調達の難しさが、事業を始める上での大きな障害となっている。

こうした小規模産業の立ち上げの際に問題となる初期投資の不足については、地方電化事業を実施する際に、マイクロファイナンスとの協調を行うことにより解決できる可能性がある。

インドネシアには、数多くの実績のあるマイクロファイナンス供与機関がある。そのうち複数の機関は、資金の貸与のみならず、小規模産業に係る住民への技術的支援、トレーニングを行っている（例えば、Bina Desa、Bank Rakyat Indonesia Unit Desa、Civil Society Community and Bank Relation Programなど）。

地方部において電化を通じた小規模産業の発展を期す際には、こうした既存の機関との協調も重要となると思われる。例えば、国際機関が地方電化事業を実施する際には、事業費の一部をマイクロファイナンス機関に貸与し、ツーステップローンで起業を希望する住民への支援を行うことも必要であると思われる。

#### (2) 地方道路整備事業との連携

地方部における道路インフラの整備は、マーケットへのアクセシビリティを飛躍的に向上させ、地方部における小規模産業の立地に大きく寄与できる可能性がある。逆に言えば、マーケットまでの適切な輸送手段がない地域では、電化後も小規模産業の発展を期待するのは困難であるといえる。このため、地方電化を通じた電力の生産的利用の促進を目的とするのであれば、地方道路整備事業との緊密な連携も重要であると考えられる。

スラウェシでは、2008年3月にJICAがスラウェシ地域開発支援道路計画調査において、全島の道路マスタープランを策定したことに加え、世銀の東部インドネシア運輸プロジェクト（EIRTP）、アジア開発銀行の道路修復事業（RRSP）、AUSAIDの東部インドネシア国道改良事業（EINRIP）などが実施されている。

地方電化事業を実施する際には、こうした幹線道路整備事業および地方道路整備事業と連携を取ることにより、電化による利便性の向上のみならず、生産活動の活発化にも貢献できることが望ましい。

#### (3) 電力の生産利用に向けた住民への技術移転

起業家の電力を活用した小規模産業に関する住民の知識不足、技術不足も解決すべき問題の一つである。実施に際しては、起業家の起業にかかるトレーニング・技術支援として、住民を対象とした組織化、簿記、ネットワークキング、生産技術などを実施することが望ましい。その際、商工会議所（KADIN）、JICAの地方貿易研修・振興センタープロジェクトを通じてMakassarなどに設立されたRETPC（地方貿易研修・振興センター）の他、マイクロフ

ファイナンスの供与と住民への技術的支援・トレーニングを同時に行っている機関との協調も重要となる。

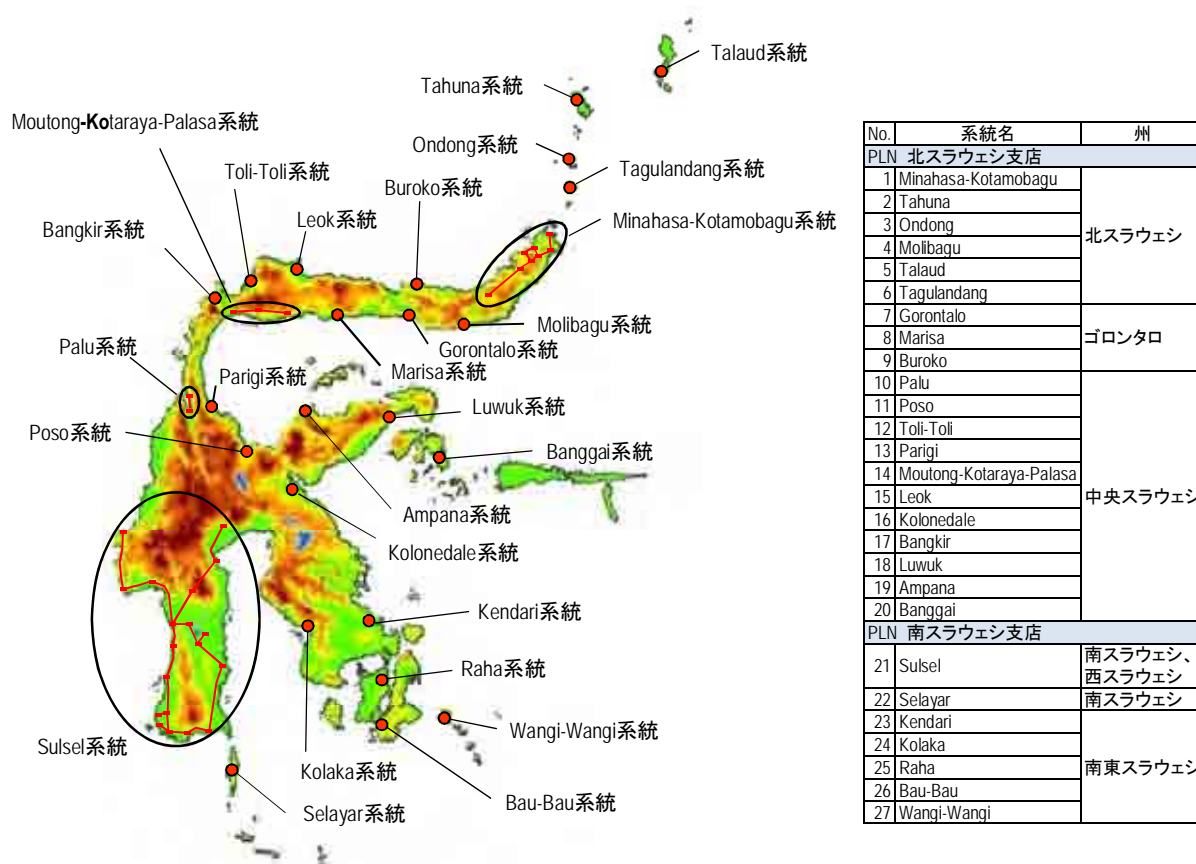
## 第5章 電源開発計画

長期電源開発計画は、将来の電力需要、供給力、要求される供給信頼度、環境社会配慮およびコストなどを総合的に検討し、最適な電源構成を提案した。ここでは、スラウェシ島の2027年までの電源開発計画を策定した。

### 5.1 スラウェシ島における PLN による電力需給の現状

#### 5.1.1 調査対象系統

本調査では PLN の主要な系統を調査対象とする。図 5.1.1 に調査対象系統を示す<sup>26</sup>。



(出所) JICA 調査団作成

図 5.1.1 本調査における調査対象系統

<sup>26</sup> 2007年9月末時点。

### 5.1.2 電源開発計画策定のフロー

本調査における電源開発計画策定のフローを図 5.1.2 に示す。

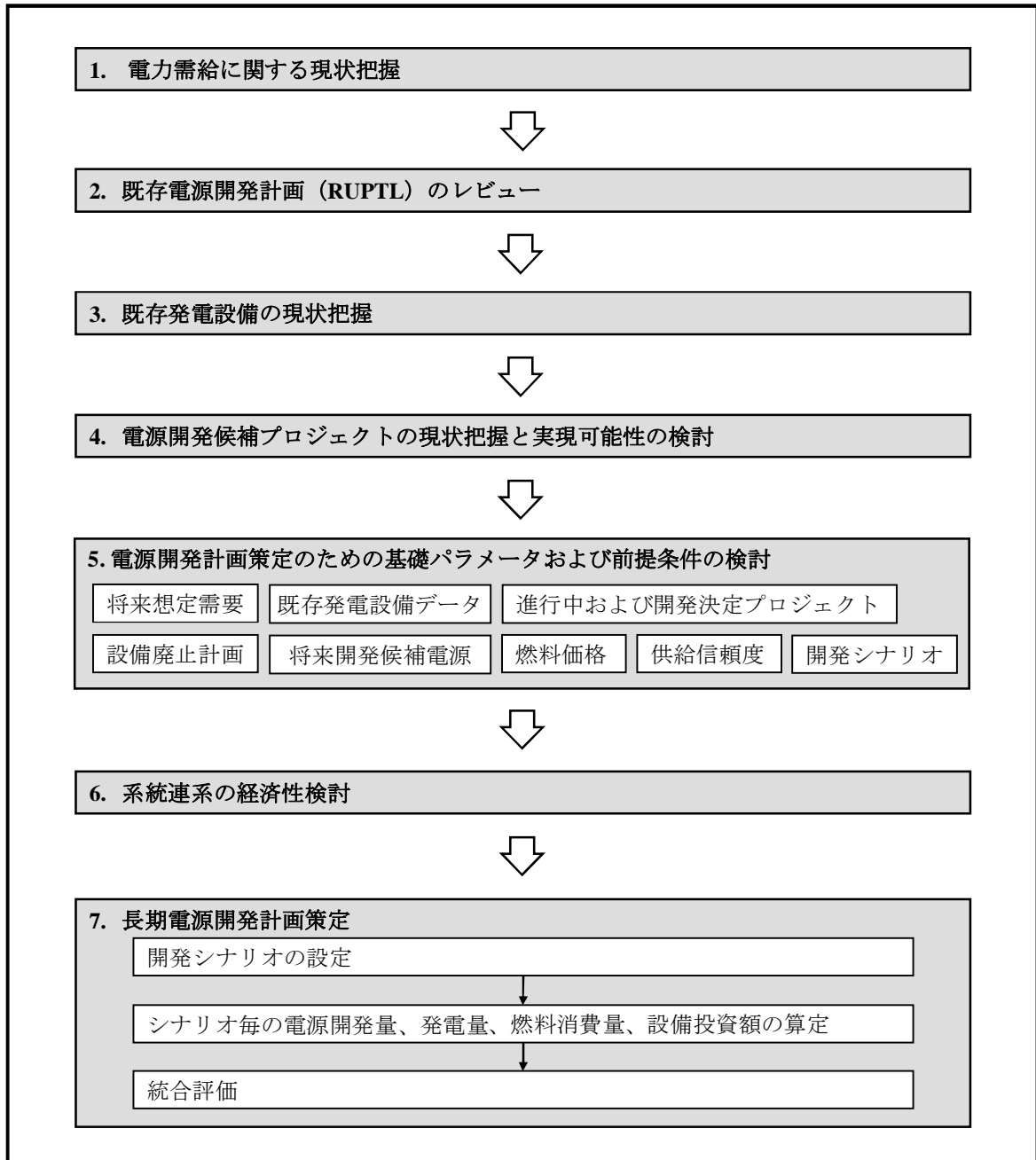


図 5.1.2 電源開発計画策定のフロー



## 5.2 スラウェシ島の電力需給の現状

### 5.2.1 PLN による電力供給の現状

スラウェシ島における電力供給のほとんどは PLN によって行われており、2006 年の発電電力量は 4,164 GWh であった。これは、全国発電電力量の約 2% に相当する。表 5.2.1 にスラウェシ島における PLN による電力供給実績（2002～2006 年）を示す。

表 5.2.1 スラウェシ島における PLN による電力供給実績（2002～2006 年）

年	2002	2003	2004	2005	2006
最大電力 (MW)	681	704	722	742	854
発電電力量 (GWh)	3,356	3,451	3,764	3,929	4,164

(出所) Statistik PLN Suluttenggo 2002-2006, Statistik PLN Sulselrabar 2002-2006

電力供給形態は大きく次の 3 つに分類することができる。

- ① 2 つの連系系統、すなわち、Minahasa-Kotamobagu 系統（北スラウェシ州）及び Sulsel 系統（南スラウェシ州および西スラウェシ州）
- ② 25 の小規模独立系統
- ③ 極めて小さい規模の分散型電源

PLN ではこれらの電力供給設備を、南北 2 つの地域に分けて管轄しており、Manado にある北スラウェシ・中央スラウェシ・ゴロンタロ地域事務所（Wilayah Suluttenggo<sup>27</sup>、以下、北スラウェシ支店）および Makassar にある南スラウェシ・西スラウェシ・南東スラウェシ地域事務所（Wilayah Sulselrabar<sup>28</sup>、以下、南スラウェシ支店）が担当する。

表 5.2.2 に PLN 系統の発電電力量と構成比率を、図 5.2.1 に電力系統図を示す。

Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統の発電電力量は、それぞれ 694 GWh および 2,487 GWh であった。これらは全体の 16.7% および 59.7% に相当し、両系統による電力供給がスラウェシ島全体の約 76% を占めている。

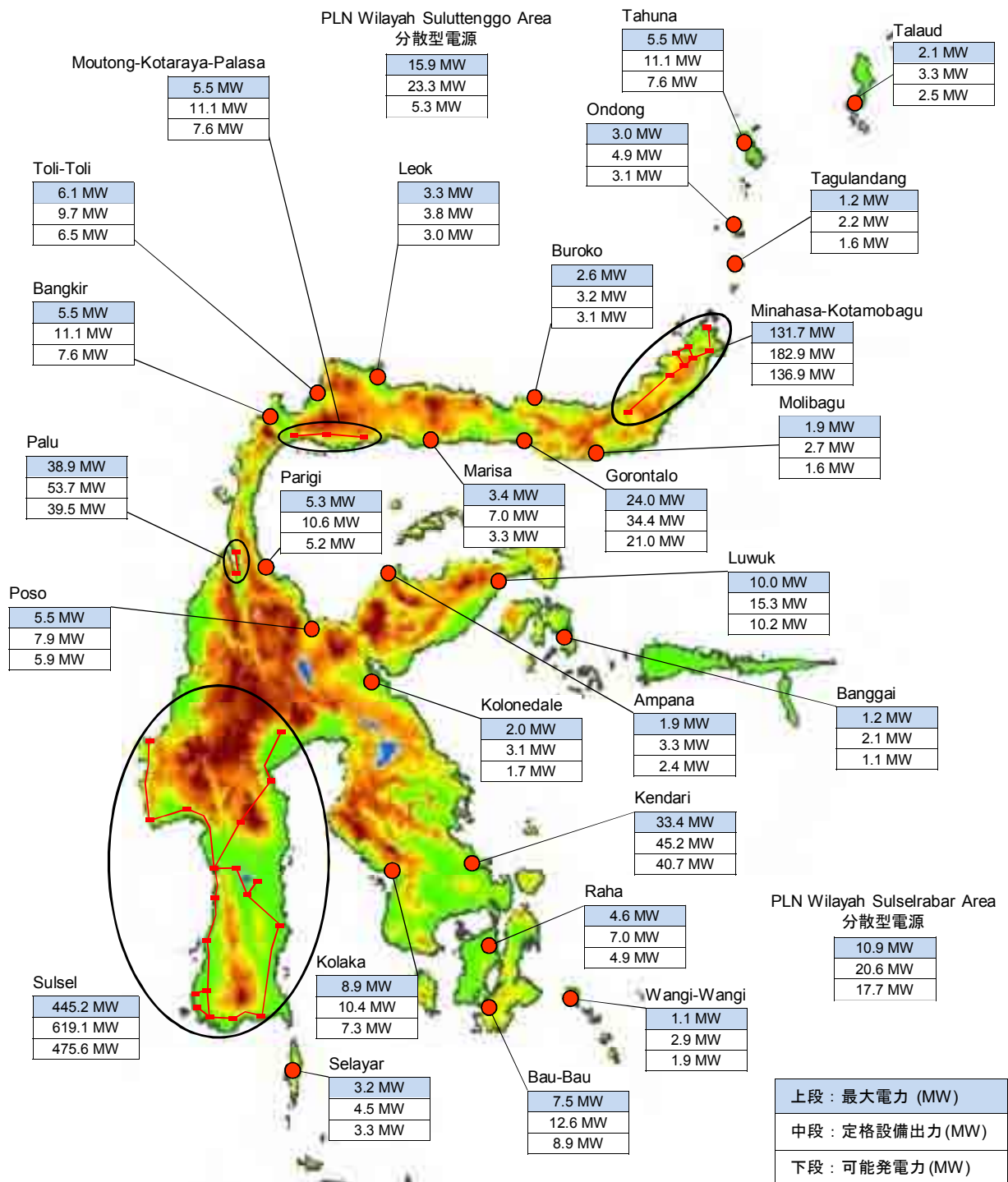
表 5.2.2 連系系統の発電電力量と構成比率（2006 年）

系 統	年間発電電力量 (GWh)	構成比率 (%)
Minahasa-Kotamobagu 連系系統	694	16.7
Sulsel 連系系統	2,487	59.7
その他孤立系統	983	23.6
計	4,164	100.0

(出所) Evaluasi Operasi in 2006 (PLN Wilayah Suluttenggo and Sulselrabar)

<sup>27</sup> Sulawesi Utara (北), Tengah (中央), Gorontalo (ゴロンタロ)

<sup>28</sup> Sulawesi Selatan (南), Tenggara (南東), Barat (西)



(出所) RUPTL 2008-2017, PLN Wilayah Suluttenggo (ドラフト)  
RUPTL 2008-2017, PLN Wilayah Sulselbar (ドラフト)

図 5.2.1 スラウェシ島の PLN 電力系統 (2006 年時点)

## 5.2.2 システム毎の電力供給

### (1) 発電設備

表 5.2.3 に PLN 電力系統の発電設備容量の推移（2002～2006 年）を示す。発電設備容量は 2006 年には 1,138.6 MW に増加している。PLN 北スラウェシ支店管轄地域の発電設備のほとんどが PLN の所有であるのに対し、PLN 南スラウェシ支店管轄地域では約 3 割が IPP 設備となっている。

表 5.2.3 PLN 電力系統の発電設備容量の推移

(単位：MW)

管轄地域	所有者	2002	2003	2004	2005	2006
PLN 北スラウ ェシ支店	PLN	314	333	359	364	357
	Private	--	--	--	--	--
	Rental	24	43	32	28	53
	小計	339	376	391	391	410
PLN 南スラウ ェシ支店	PLN	470	457	485	475	485
	Private	202	202	205	202	200
	Rental	--	--	--	43	44
	小計	673	659	691	720	729
合 計		1,011	1,035	1,082	1,111	1,139

(出所) Statistik PLN Wilayah Suluttenggo, Sulselrabar, 2002-2006.

### (2) 年間発電電力量

表 5.2.4 に PLN 電力系統の年間発電電力量の推移（2002～2006 年）を示す。年間発電電力量は、2006 年には 4,164 GWh まで増加している。PLN Sulselrabar 管轄地域では発電電力量の約 5 割を IPP に依存していることが特徴として挙げられる。

表 5.2.4 PLN 電力系統の年間発電電力量の推移

(単位：GWh)

管轄地域	所有者	2002	2003	2004	2005	2006
PLN 北スラウ ェシ支店	PLN	916	816	881	927	987
	Private	--	--	--	--	--
	Rental	85	225	244	277	296
	小計	1,000	1,040	1,125	1,205	1,283
PLN 南スラウ ェシ支店	PLN	1,264	1,231	1,313	1,327	1,247
	Private	1,091	1,180	1,285	1,298	1,433
	Rental	--	--	--	101	202
	小計	2,355	2,411	2,597	2,725	2,882
合 計		3,356	3,451	3,722	3,929	4,164

(出所) Statistik PLN Wilayah Suluttenggo, Sulselrabar, 2002-2006.

## 5.2.3 PLN 電力系統における需給状況

表 5.2.5 に系統毎の電力需給状況を示す。以下に 2 つの連系系統と 25 の小規模独立系統に分けて状況を記す。

(1) 2つの連系系統（Minahasa-Kotamobagu および Sulsel 連系系統）

北スラウェシ州の Minahasa-Kotamobagu 系統では、供給予備力が 5.2 MW と可能発電力は最大需要を上回っている。しかし、この可能発電力は最大値であり、発電ユニットに偶発的故障が発生した際、供給力が不足する可能性は高い。2007 年 5 月には Lahendong 地熱発電所 2 号機（20 MW）が運転を開始し、供給予備力の改善が期待された。しかし、蒸気供給契約先であるプルタミナ（Pertamina）からの蒸気供給が制限されている（2007 年 9 月末）ため、定格出力での発電ができておらず、供給力不足が生じやすい状況は変わっていない。

南スラウェシ州および西スラウェシ州の Sulsel 連系系統は、30.4 MW の供給予備力を有している。これは最大需要の 6.8%にすぎず、Sulsel 系統の供給状況は厳しいと言える。2008 年には緊急用電源としてトラックマウント型のガスタービン設備（20 MW）およびディーゼル設備（70 MW）を導入する予定であるが需要も増加しており、供給状況が厳しい状況は続くと考えられる。また、最大需要の約 3 割を賄う Bakaru 水力発電所（126 MW）は渇水期の可能発電力が最大出力の半分以下となる可能性がある。

(2) 小規模独立系統の供給状況

北部スラウェシ地域の Gorontalo 系統および南部スラウェシ地域の Kolaka 系統をはじめ、いくつかの小規模独立系統では供給予備力が確保できない状況にある。特に Gorontalo 系統は、スラウェシ島内で 5 番目に大きい電力系統でありながら供給予備力が確保されておらず、最も電力供給が深刻な大きな系統の一つといえる。

表 5.2.5 PLN 系統の電力供給状況 (2006 年)

(単位 : MW)

No.	系統名	(1)	(2)	(3)		(4)	(3)-(4)
		最大電力	可能発電力	供給予備力 (2)-(1)	(> 0)	最大ユニット 容量	(> 0)
PLN 北スラウェシ支店							
1	Minahasa-Kotamobagu	131.7	136.9	5.2	(3.9%)	OK	20.0
2	Tahuna	5.5	7.6	2.1	(38.2%)	OK	1.1
3	Ondong	3.0	3.1	0.1	(3.3%)	OK	0.7
4	Molibagu	1.9	1.6	▲ 0.3	(▲15.8%)		0.7
5	Talaud	2.1	2.5	0.4	(19.0%)	OK	0.5
6	Tagulandang	1.2	1.6	0.4	(33.3%)	OK	0.5
7	Gorontalo	24.0	21	▲ 3.0	(▲12.5%)		2.9
8	Marisa	3.4	3.3	▲ 0.1	(▲2.9%)		0.7
9	Burako	2.6	3.1	0.5	(19.2%)	OK	0.9
10	Palu	38.9	39.5	0.6	(1.5%)	OK	13.5
11	Poso	5.5	5.9	0.4	(7.3%)	OK	1.3
12	Toli-Toli	6.1	6.5	0.4	(6.6%)	OK	1.3
13	Parigi	5.3	5.2	▲ 0.1	(▲1.9%)		1.1
14	Moutong-Kotaraya-Palasa	5.5	7.6	2.1	(38.2%)	OK	1.0
15	Leok	3.3	3	▲ 0.3	(▲9.1%)		1.0
16	Kokonedale	2.0	1.7	▲ 0.3	(▲15.0%)		0.7
17	Bangkir	5.5	7.6	2.1	(38.2%)	OK	0.7
18	Luwuk	10.0	10.2	0.2	(2.0%)	OK	1.6
19	Ampana	1.9	2.4	0.5	(26.3%)	OK	0.8
20	Banggai	1.2	1.1	▲ 0.1	(▲8.3%)		0.5
PLN 南スラウェシ支店							
21	Sulsel	445.2	475.6	30.4	(6.8%)	OK	67.5
22	Selayar	3.2	3.3	0.1	(3.1%)	OK	0.6
23	Kendari	33.4	40.7	7.3	(21.9%)	OK	2.4
24	Kolaka	8.9	7.3	▲ 1.6	(▲18.0%)		2.2
25	Raha	4.6	4.9	0.3	(6.5%)	OK	2.0
26	Bau-Bau	7.5	8.9	1.4	(18.7%)	OK	1.7
27	Wangi-Wangi	1.1	1.9	0.8	(72.7%)	OK	0.5

#### 5.2.4 既設発電設備の概要

表 5.2.6 および図 5.2.2 に既設発電設備の概要を、表 5.2.7 に系統毎の既設発電設備を示す。北スラウェシ支店地域の発電設備の大部分はディーゼル発電設備である。この理由は、需要規模が小さい Tahuna 諸島などの島嶼地域が多く、本島内でも需要規模が小さい独立系統が多く存在するためである。

一方、南スラウェシ支店地域では、様々な電源種別の設備が導入されている。天然ガスを利用したコンバインド火力開発 (Sengkang 地区) や比較的大規模な水力開発 (Bakaru および Bili-Bili) が行われ、バランスのとれた電源構成となっている。

表 5.2.6 既設発電設備の概要（2006 年末時点）

管轄地域	発電設備タイプ		発電所数	ユニット数	設備容量 (MW)	可能発電力 (MW)
北スラウェシ支店	水力（小水力含む）	PLTA, PLTM	10	17	64.370	59.248
	ディーゼル火力	PLTD	62	314	285.437	175.182
	地熱火力	PLTP	1	1	20.000	20.000
	小 計		73	332	369.807	254.430
南スラウェシ支店	水力（小水力含む）	PLTA, PLTM	4	9	149.320	148.179
	ディーゼル火力	PLTD	22	144	266.311	187.250
	汽力火力	PLTU	1	2	25.000	10.500
	ガスタービン火力	PLTG	1	5	122.716	110.300
	コンバインドサイクル火力	PLTGU	1	3	135.000	108.300
	小 計		29	163	698.347	564.529
計			102	495	1,068.154	818.959

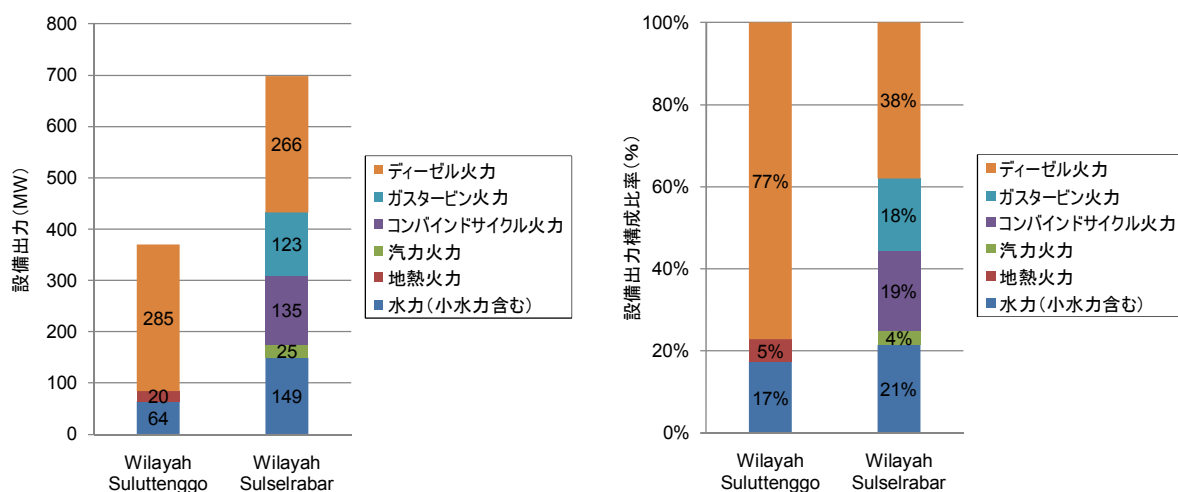


図 5.2.2 電源種別設備出力および構成比率（2006 年末時点）

表 5.2.7 系統別既設発電設備 (2006 年末時点)

系 統	発電設備タイプ		発電所数	ユニッ ト 数	定格出力 (MW)	可能発電力 (MW)
PLN 北スラウェシ支店						
Minahasa-Kotamobagu	水力 (小水力含む)	PLTA, PLTM	4	9	53.780	50.000
	ディーゼル火力	PLTD	8	51	110.140	61.570
	地熱火力	PLTP	1	1	20.000	20.000
	小計		13	61	183.920	131.570
Tahuna	小水力	PLTM	1	1	1.000	1.000
	ディーゼル火力	PLTD	4	25	10.098	6.510
	小計		5	26	11.098	7.510
Ondong	ディーゼル火力	PLTD	1	14	4.860	3.145
Molibagu	ディーゼル火力	PLTD	1	8	2.730	1.550
Talaud	ディーゼル火力	PLTD	3	16	3.250	2.430
Tagulandang	ディーゼル火力	PLTD	1	8	2.180	1.570
Gorontalo	ディーゼル火力	PLTD	4	21	34.440	20.950
Marisa	ディーゼル火力	PLTD	2	10	7.011	3.330
Buroko	ディーゼル火力	PLTD	1	6	3.220	2.580
Palu	ディーゼル火力	PLTD	22	22	51.700	37.500
Poso	小水力	PLTM	1	2	2.640	2.400
	ディーゼル火力	PLTD	2	8	5.232	3.500
	小計		3	10	7.872	5.900
Toli-Toli	小水力	PLTM	1	2	1.600	1.600
	ディーゼル火力	PLTD	1	15	8.076	4.910
	小計		2	17	9.676	6.510
Parigi	ディーゼル火力	PLTD	1	19	10.558	5.200
Moutong-Palasa-Kotaraya	ディーゼル火力	PLTD	3	27	8.250	4.735
Leok	ディーゼル火力	PLTD	1	13	3.820	3.045
Kolonedale	ディーゼル火力	PLTD	2	11	3.100	1.670
Bangkir	ディーゼル火力	PLTD	1	7	1.920	1.557
Luwuk	小水力	PLTM	3	3	5.350	4.248
	ディーゼル火力	PLTD	2	15	9.964	5.960
	小計		5	18	15.314	10.208
Ampana	ディーゼル火力	PLTD	1	9	3.250	2.350
Banggai	ディーゼル火力	PLTD	1	9	2.138	1.120
PLN Wil. Suluttengo 計			73	332	370.307	254.430
PLN 南スラウェシ支店						
Sulsel	水力 (小水力含む)	PLTA, PLTM	3	7	147.720	146.650
	ディーゼル火力	PLTD	13	79	185.021	123.870
	汽力火力	PLTU	1	2	25.000	10.500
	ガスタービン火力	PLTG	1	5	122.716	110.300
	コンバインドサイクル火力	PLTGU	1	3	135.000	135.000
	小計		19	96	615.457	526.32
Selayar	ディーゼル火力	PLTD	1	6	4.544	3.300
Kendari	ディーゼル火力	PLTD	4	19	45.800	39.300
Kolaka	ディーゼル火力	PLTD	1	10	10.430	7.160
Raha	ディーゼル火力	PLTD	1	11	7.082	4.950
Bau-Bau	小水力	PLTM	1	2	1.600	1.529
	ディーゼル火力	PLTD	1	12	11.048	6.985
	小計		2	14	12.648	8.514
Wangi-Wangi	ディーゼル火力	PLTD	1	7	2.948	1.685
PLN Wil. Sulselrabar 計			29	163	698.909	591.229
合 計			102	495	1,069.216	845.659

スラウェシ島全体の定格出力が1,068 MWに対し、可能発電力は約846 MWとなっている。定格出力と可能発電出力の差、すなわち出力低下量は223 MW（定格出力の21%）となる。出力が低下する理由として、①設備故障による運転不可、②設備の不具合による出力低下、③スタンバイユニット、などがあげられる。表 5.2.8 に系統毎の理由を示す。

表 5.2.8 出力低下容量とその理由（2006 年末時点）

系 統		低下出力 (MW)			
		設備故障	設備不具合	スタンバイ	合 計
1	Minahasa	27.4	19.7	1.0	48.1
2	Tahuna	1.5	2.1		3.6
3	Ondong	0.8	0.9		1.7
4	Molibagu	0.4	0.8		1.2
5	Talaud		0.8		0.8
6	Tagulandang	0.3	0.3		0.6
7	Gorontalo	6.4	7.1		13.5
8	Marisa	2.2	1.5		3.7
9	Buroko	0.1	0.5		0.6
10	Palu		14.2		14.2
11	Poso	0.9	1.1		2.0
12	Toli-Toli	0.8	2.3		3.1
13	Parigi	2.8	2.6		5.4
14	Moutong-Kotanraya-Palasa	1.7	1.8		3.5
15	Leok	0.2	0.6		0.8
16	Kolonedale	0.8	0.7		1.5
17	Bangkir		0.4		0.4
18	Luwuk	1.5	3.6		5.1
19	Ampana	0.5	0.4		0.9
20	Banggai	0.8	0.3		1.1
21	Selatan	58.1	29.1	2.0	89.2
22	Selayar	0.5	0.7		1.2
23	Kendari		6.5		6.5
24	Kolaka	1.0	2.2		3.2
25	Raha		2.1		2.1
26	Bau-Bau	0.6	3.6		4.2
27	Wangi-Wangi		1.3		1.3
合 計		109.3	107.2	3.0	219.5

(出所) JICA 調査団作成

(参考資料) Statistik 2006 PLN Suluttenggo, Sulselrabar

このうち設備不具合による出力低下分の総和は約111 MWとなり、多くの発電ユニットが定格出力で発電できていないことがわかる。表 5.2.9 に発電タイプ別の設備不具合による出力低下比率を示す。特に、ディーゼル発電設備の設備不具合による出力低下比率は、19%程度と大きくなっている。この原因として設備の経年劣化に加え、維持管理（オーバーホール）が不十分であることが考えられる。



表 5.2.9 設備不具合による出力低下比率（発電タイプ別）

発電タイプ		出力低下比率 (%)
水力	PLTA	2.9
地熱火力	PLTP	0
汽力火力	PLTU	16
コンバインドサイクル火力	PLTGU	0
ガスタービン火力	PLTG	10.1
ディーゼル火力	PLTD	19.1
平均		11.6

(出所) JICA 調査団作成

(参考資料) Statistik 2006 PLN Suluttenggo, Sulselrabar

### 5.3 既存電力供給計画（RUPTL）のレビュー

PLN は毎年、電力供給計画（RUPTL）を策定している。ここでは、2006 年に PLN 北スラウェシ支店および PLN 南スラウェシ支店により策定された RUPTL（2007-2016）ドラフト<sup>29</sup>の電源開発部分についてレビューを行い、本調査における電源開発計画の策定にあたってのポイントを整理した。

#### 5.3.1 RUPTL の電源開発計画における検討条件およびパラメータの検証

##### (1) 計画対象期間

RUPTL は中期的な開発計画であり、計画策定期間は 10 年間となっている。したがって、2007 年に策定された RUPTL では、2016 年までの電源開発計画が示されている。

RUPTL（2007-2016）ドラフトの電源開発計画では Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統、いずれも WASP-IV を用いてシミュレーションを行っている<sup>30</sup>。

WASP シミュレーションでは、その計算アルゴリズムの特徴として、検討期間最終年付近において初期投資コストが小さい発電ユニットが開発される傾向にある。そのため、最終的に提示する開発計画への影響を極力排除するために、RUPTL では計画策定期間よりも 10 年長い 20 年間の需要を用いて開発計画の最適化が行われており、解析実施期間は妥当であるといえる。

##### (2) 電力需要

電源開発計画に用いる電力需要は、将来の各系統の①最大電力、②年間電力量、③負荷率が示される。

WASP シミュレーションでは、南北両支店ともに前年の月ピーク需要実績値に基づき、1 年を 4 期に分割して、四半期毎にピーク需要、負荷率、負荷形状（負荷持続曲線による）を設定している。

スラウェシ島では、月ピーク需要は大きく変動しないが（図 5.3.1 参照）、水力発電設備の可能発電出力の季節変動を反映させる、また、火力発電設備のメンテナンス実施時期の設定を行うためにも四半期における解析期間分割は妥当であるといえる。

<sup>29</sup> 両支店ともに計画策定は行ったものの、2007 年 10 月時点で RUPTL 全国版としての発行が行われていない。

<sup>30</sup> 北スラウェシ支店による計画では最終的な計画策定には EXCEL を用いた検討が行われている。

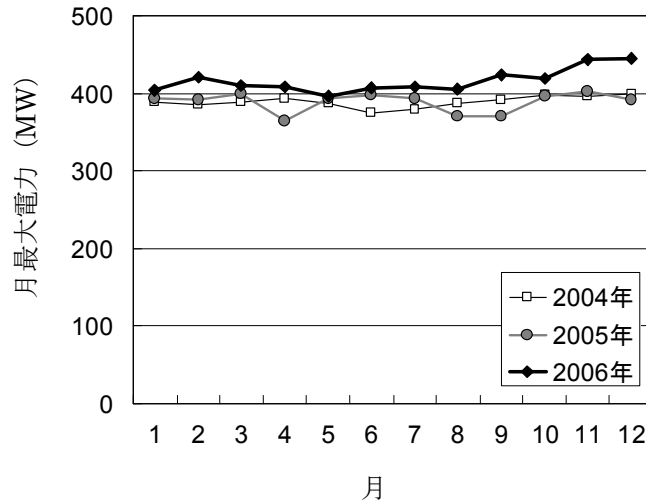


図 5.3.1 Sulsel 系統の月最大電力 (2004～2006 年)

(3) 既設発電設備の設定

電源開発計画に用いられる既設発電設備データは、前年における発電設備の運転状態を考慮して設定されている。

火力発電設備の可能発電出力については、前年 12 月における実績値を参考に今後期待される出力を設定して計画に反映しているものの、いくつかの水力発電設備の可能発電出力については、雨期・乾期における出力変動が反映されていない点がある。例えば Sulsel 系統の Bakaru 水力発電所では、その変動が大きいにもかかわらず、1 年間を通じて一定の発電出力および発電電力量が期待されるものとして設定されている。また、豊水年および渇水年などの発生確率についても模擬がなされていない。Sulsel 系統における水力発電設備構成比率は設備出力で約 20%を占めているため、その影響は無視できるものではなく、改善すべき事項であるといえる。Minahasa-Kotamobagu 系統における水力発電設備（自流式）についても同様に、出力および発電電力量の季節変動が考慮されていないため、設定値の改善が必要と考える。

また、水力発電設備の日発電パターンについても改善すべき点がある。図 5.3.2 に示すように、Sulsel 系統の Bili-Bili 水力発電所の運転パターンはピーク需要に対応する運転が行われるものとして模擬されている。しかし、実際の発電パターンは負荷一定運転であるため、これら設定値の変更が必要となっている。

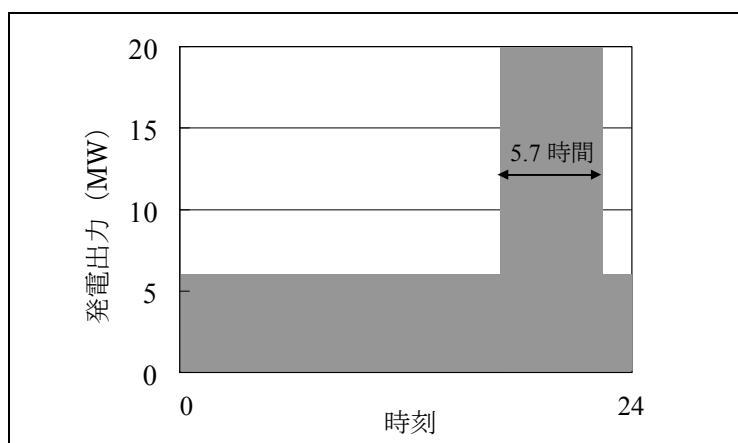


図 5.3.2 RUPTL における Bili-Bili 水力発電所の運転パターン設定のイメージ

(4) 開発候補設備

表 5.3.1 に、RUPTL 2007-2016 ドラフトで設定されている主な開発候補設備を示す。

表 5.3.1 主な開発候補電源 (RUPTL 2007-2016 ドラフト)

系 統	設備タイプ		燃 料	出 力 (MW)	開発コスト (US\$/kW)
Minahasa- Kotamobagu	汽力火力	PLTU	石炭	25	1,226
	汽力火力	PLTU	石炭	55	1,104
	Poigar 水力	PLTA		20	1,533
	Sawangan 水力	PLTA		18	1,533
Sulsel	汽力火力	PLTU	石炭	65	1,100
	汽力火力	PLTU	石炭	100	1,100
	ガスタービン火力	PLTG	HSD	50	350
	コンバインドサイクル火力	PLTGU	天然ガス	100	750
	Poko 水力	PLTA		166	1,270
	Malea 水力	PLTA		182	1,425
	Bonto Batu 水力	PLTA		100	1,173

(出所) RUPTL 2007-2016 ドラフト PLN Suluttenggo, Sulselrabar

(5) 目標信頼度

表 5.3.2 に、RUPTL (2007-2016) ドラフトで設定されている電源開発計画策定のための目標信頼度を示す。一般的に目標信頼度は、電力システムを保有・運用する事業者が、供給地域の需給状況を考慮して設定するものである。Sulsel 系統では、系統運用の経験から予備供給力を 30%とし、また、Minahasa-Kotamobagu 系統およびその他小規模独立系統では、PLN が定めている最大 2 ユニット分の予備供給力を確保することとしている。

表 5.3.2 目標信頼度 (RUPTL 2007-2018 ドラフト)

管轄地域	系 統	目標信頼度
北スラウェシ 支店	Minahasa-Kotamobagu 連系系統	リザーブマージン 30%以上
	その他小規模独立系統	最大 2 ユニット分のリザーブマージン確保
南スラウェシ 支店	Sulsel 連系系統	最大 2 ユニット分のリザーブマージン確保
	その他小規模独立系統	

(出所) RUPTL2007-2018 ドラフト PLN Suluttenggo, Sulselrabar データ

#### 5.4 既存発電設備の現状

##### 5.4.1 既存発電設備の概況

表 5.4.1 に示すように、スラウェシ島の電源ユニット容量は概ね小さく、そのためユニット数は 764 と多い。最大は Sengkang ガスタービンの 145 MW、最小は Loleha ディーゼル他の 10 kW である。

表 5.4.1 スラウェシ島の発電設備概要 (2005 年現在)

Number of Units	Average Installed Capacity (MW/unit)	Max. Installed Capacity (MW/unit)	Min. Installed Capacity (MW/unit)	Average COD	Oldest COD
764	0.972	145.00	0.01	1989.8	1940

(出所) PLN

また、特に極めて古い発電施設が現役稼動中である点は特筆に値する。既に製作者の想定寿命を超えたと思われるユニットとして、水力では Sawito (1940/43 年設置、以下同じ)、Tonsea Lama 1 号機 (1950 年<sup>31</sup>)、同 2 号機 (1970 年)、また、石炭火力では Tello 1, 2 号機 (共に 1971 年)、ディーゼルでは Manado 1 号機 GM 製 1.0 MW (1954 年)、などが挙げられる。

表 5.4.2 スラウェシ島における耐用年を著しく超えた発電ユニット

Wilayah	Office (Cabang)	Plant	No. of Units	Manufacturer	COD	Capacity (MW)	Type
North	Minahasa	Manado	1	GM/ELLIOT	1954	1.00	Diesel
North	Minahasa	Tonsea Lama	1	ESCHER WYSS/GE	1950	4.44	Hydro
North	Minahasa	Tonsea Lama	1	STORK H./BBC	1970	4.50	Hydro
South	Pembangkit 2	Sawito	1	BRAAT/SMIT	1940	0.54	Microhydro
South	Pembangkit 2	Sawito	2	S. BERN/SMIT	1943	1.08	Microhydro
South	Pembangkit 1	Tello	1	JUGOTURBINA	1971	25.00	Coal

また、表 5.4.3 に示すように、スラウェシの発電設備は発電容量の低下が顕著である。上述した発電施設の経年劣化と深く関連している可能性が高い。

<sup>31</sup> Tonsea Lama 水力発電所の第 1 号機 (4.4 MW) は、山梨県谷村発電所の発電機器 (1917 年製作) の一部を 1942 年に旧日本軍が現位置に搬送、1950 年に運開した。製作から既に 90 年が経過している。その後、PLN により、1970 年に 2 号機 (4.5 MW)、1981 年に 3 号機 (5.4 MW) が増設された。

表 5.4.3 スラウェシの発電設備の定格容量と実容量

System		Installed (MW)	Available (MW)	Performance
Sistem Minahasa		150	122	81%
	PLTA	54		
	PLTD	76		
	PLTP	20		
Sistem Terisolasi		191	138	72%
Gorontalo	PLTD	27	18	
Palu	PLTD	44	31	
Luwuk	PLTD	12	9	
Poso	PLTD	8	6	
Tersebar	PLTD	156	83	
Total Suluttenggo	PLTD	341	260	76%
Sistem Makassar		550	470	85%
	PLN PLTA	127	127	
	PLTU	25	20	
	PLTG	123	96	
	PLTD	65	30	
IPP	PLTGU	145	135	
	PLTD	65	62	
Sistem Terisolasi		86	84	98%
Palopo-Malili	PLTD	25	23	
	PLTA	5	5	
Kendari	PLTD	36	36	
Kolaka	PLTD	9	9	
Bau-bau	PLTD	11	11	
Tersebar	PLTD	32	22	69%
Total Sulselrabar		668	576	86%
Overall Sulawesi		1,009	836	83%

(出所) PLN

#### 5.4.2 既存発電設備の電源別評価

##### (1) ディーゼル発電設備

ディーゼル発電はスラウェシ島では最大の電源であり、2006年時点で設備容量・供給量共に65%を超えている。しかし、ディーゼル燃料の高騰と環境配慮の観点から、一部離島などを除いて、早急な燃料転換が求められている。ディーゼル設備維持管理予算は元々潤沢ではなかったが、近い将来の廃止を見込んで、更に縮小する傾向が出始めている。ManadoのGM製1.0 MW 1956年製を始め、多数のディーゼル発電機が寿命を迎



図 5.4.1 Gorontalo ディーゼル発電所

えている。スラウェシにおける絶対的な電力不足の現状を考えれば、ディーゼル発電設備の廃止は新規電源開発と合わせて考える必要がある。

## (2) 水力発電設備

一部の発電施設では老朽化が激しく、安全管理の側面から修理・修復が求められている。例えば、北スラウェシ、Tondano 水系の Tonsea Lama 水力発電所の 1 号機 (4.4 MW) は製作から既に 90 年が経過しており、発電機器の本格改修もしくは更新が必要とされている。特に水圧鉄管は経年によって肉厚が減少し、一部安全率が 1.0 に達しているとの報告もある。

また、1985 年運開と比較的新しいものの、ローカルメーカー製の水車が据付けられている Hanga-Hanga (1.6 MW) は定格出力の 7 割以下と極端な出力不足に悩んでいる。本プロジェクトは、落差 171 m、設計流量 1.1 m<sup>3</sup>/秒の水平軸ペルトン型水車を有し、比較的高度な水力技術が求められる。PLN 北スラウェシ事務所では、約 80 万ドルの改修予算を PLN 本社に申請中であるが、水車・発電機の取り替えが必要となれば、同改修予算額は十分ではないと考える。

## (3) 地熱発電設備

スラウェシには地熱発電ポテンシャルが比較的豊富に存在する。JICA 地熱マスタープランによれば、開発可能なスラウェシの地熱発電ポテンシャルは 735 MW とされ、Lahendong 1 号機 (20 MW) が 2002 年に、同 2 号機 (20 MW) が 2007 年に運転を開始している。同 2 号機は試験運転で未だ調整時期にあるが、1 号機は 2003 年から本格運転が継続しており、年間 140 GWh 程度の電力を北スラウェシの Minahasa-Kotamobagu 系統に供給している。

現在のインドネシア地熱開発に共通する問題点として、蒸気井開発と発電所開発が異なるセクターで担われている点を挙げるができる。上述 Lahendong 2 でも蒸気井開発の進捗が遅れ、現時点では Lahendong 1 と合わせて合計 40 MW 相当の蒸気供給に過ぎない。



(a) Powerhouse



(b) Hydro Turbine

図 5.4.2 Tonsea Lama 水力発電所



図 5.4.3 Lahendong 1 地熱発電所

## 5.5 電源開発候補プロジェクトの現状把握と実現可能性の検討

### 5.5.1 電源開発候補プロジェクト

表 5.5.1 に 2015 年までの電源開発候補案件リストを示す。本リストは、2006 年版（最新版） PLN 電力供給計画（RUPTL 2006-2015）における案件リストに南・北スラウェシ支店の最新計画案<sup>32</sup>を反映したものである。

下表に示すとおり、全候補案件数は 133 ユニット、平均設備容量はユニットあたり 22.5 MW である。PLN による開発が 105 ユニット、計 1,782 MW、IPP による開発が 28 ユニット計 1,212 MW となっている。

<sup>32</sup> PLN として正式に承認されたものではない。

オペレータ	設備容量 (MW)		発電機数		単機容量 (MW/unit)
PLN	1,782	60%	105	79%	17.0
IPP	1,212	40%	28	21%	43.3
計	2,994	100%	133	100%	22.5

電源タイプ別では、下表のとおり、石炭火力が全体のおよそ半分を占めるが、単機容量は水力が最も大きい。

発電方式		設備容量 (MW)		発電機数		単機容量 (MW/unit)
ディーゼル	PLTD	145	5%	38		3.8
ガス化石炭	PLTGB	68	2%	8		8.5
石炭火力	PLTU	1,364	46%	37		36.9
ガスタービン	PLTG	345	12%	9		38.3
燃料電池	PLTFC	10	0%	1		10.0
地熱	PLTP	40	1%	2		20.0
マイクロ水力	PLTM	57	2%	28		2.0
水力	PLTA	965	32%	10		96.5
Total		2,994	100%	133		22.5



表 5.5.1 スラウェシの電源開発候補 (2015 年まで)

No.	Type	Name	Location	Capacity (MW)	COD	Operator	Status	Financing	Notes
1.	PLTP	Lahendong 2	Suluttenggo	20	2007	PLN	Completed	ADB	
2.	PLTD	Isimu	Suluttenggo	2.5	2007	PLN	On Going	Denmark	
3.	PLTU	Minahasa	Suluttenggo	7.0	2007	PLN	On Going	PLN	
4.	PLTD	Parigi	Suluttenggo	1.0	2007	PLN	Committed	Denmark	
5.	PLTD	Tahuna	Suluttenggo	1.0	2007	PLN	Committed	Denmark	
6.	PLTGB	Tahuna	Suluttenggo	2.4	2007	IPP	Committed	Private	
7.	PLTGB	Toli-toli	Suluttenggo	2.4	2007	IPP	Committed	Private	
8.	PLTD	2 MFO Diesel	Suluttenggo	27.0	2008	PLN	Committed	PLN	
9.	PLTGB	10 Coal Gasification	Suluttenggo	56.8	2008	PLN	Committed	PLN	Chinese technology
10.	PLTM	Mobuya	Suluttenggo	3.0	2008	IPP	On Going	Private	Financial close.
11.	PLTM	Tengka&Ranteballa	Sulsebar	11.2	2008	PLN	Committed	PLN	
12.	PLTG	Mobile TM 2500	Sulsebar	20.0	2008	PLN	Committed	PLN	
13.	PLTD	Tello (rental)	Sulsebar	70.0	2008	PLN	Committed	PLN	
14.	PLTD	Perusda (rental)	Sulsebar	5.0	2008	PLN	Committed	PLN	
15.	PLTM	Malewa	Suluttenggo	1.6	2008	PLN	Committed	NA	
16.	PLTU	Bau-Bau	Sulsebar	7.0	2008	PLN	Plan	NA	
17.	PLTU	Takalar	Sulsebar	15.0	2008	IPP	Plan	Private	Delayed.
18.	PLTP	Lahendong 3	Sulsebar	20.0	2009	PLN	On Going	JBIC	
19.	PLTD	Raha (rental)	Sulsebar	3.0	2009	PLN	Committed	PLN	
20.	PLTG	Sengkang	Sulsebar	65.0	2009	IPP	On Going	Private	
21.	PLTM	Lobong	Suluttenggo	1.6	2009	PLN	On Going	ADB	Delayed due to issues on regional contribution
22.	PLTM	Mangango	Suluttenggo	1.2	2009	PLN	On Going	ADB	
23.	PLTM	Sansarino	Suluttenggo	0.8	2009	PLN	On Going	GOI	
24.	PLTM	Tangka	Sulsebar	11.0	2009	IPP	Plan	KFF	
25.	PLTD	Wangi-Wangi	Sulsebar	2.0	2009	PLN	Plan	NA	
26.	PLTU	Amurang-2	Suluttenggo	25.0	2009	IPP	Plan	Private	Delayed due to financing difficulties.
27.	PLTD	Banggai	Suluttenggo	0.5	2009	PLN	Plan	NA	
28.	PLTU	Gorontalo Energi	Suluttenggo	12.0	2009	IPP	Plan	NA	
29.	PLTFC	Likupang Fuel Cell	Suluttenggo	10.0	2009	PLN	Plan	NA	
30.	PLTU	NII	Suluttenggo	20.0	2009	IPP	Plan	NA	
31.	PLTD	Ondong	Suluttenggo	0.5	2009	PLN	Plan	NA	

No.	Type	Name	Location	Capacity (MW)	COD	Operator	Status	Financing	Notes
32.	PLTU	Poso	Suluttenggo	7.0	2009	PLN	Plan	NA	
33.	PLTM	Sawidago	Suluttenggo	1.0	2009	PLN	Committed	PLN	
34.	PLTD	Tersebar	Suluttenggo	1.0	2009	PLN	Plan	NA	
35.	PLTU	Barru	Sulsebrabar	100.0	2010	PLN	Plan	NA	
36.	PLTU	Kendari	Sulsebrabar	10.0	2010	PLN	Plan	NA	
37.	PLTM	Lapai	Sulsebrabar	2.4	2010	PLN	Plan	NA	
38.	PLTA	Poigar-2	Sulsebrabar	30.0	2010	PLN	On Going	ADB	Delayed due to environmental issues.
39.	PLTU	Takalar	Sulsebrabar	90.0	2010	IPP	Plan	NA	
40.	PLTD	Wangi-Wangi	Sulsebrabar	2.0	2010	PLN	Plan	NA	
41.	PLTD	Ampana	Suluttenggo	0.5	2010	PLN	Plan	NA	
42.	PLTU	Amurang-1	Suluttenggo	25.0	2010	IPP	Plan	NA	
43.	PLTU	Amurang-2	Suluttenggo	25.0	2010	IPP	Plan	NA	
44.	PLTD	Banggai	Suluttenggo	0.5	2010	PLN	Plan	NA	
45.	PLTD	Bangkir	Suluttenggo	0.5	2010	PLN	Plan	NA	
46.	PLTU	Bosowa	Suluttenggo	110.0	2010	IPP	Plan	NA	
47.	PLTU	Gorontalo	Suluttenggo	20.0	2010	IPP	Plan	NA	
48.	PLTU	Gorontalo	Suluttenggo	50.0	2010	PLN	Committed	NA	
49.	PLTU	Lolioge	Suluttenggo	20.0	2010	IPP	Plan	NA	
50.	PLTG	Luwuk	Suluttenggo	5.0	2010	PLN	Committed	PLN	
51.	PLTM	Manpueno	Suluttenggo	1.2	2010	IPP	Plan	NA	
52.	PLTU	Marisa	Suluttenggo	3.0	2010	PLN	Plan	NA	
53.	PLTD	Ondong	Suluttenggo	0.5	2010	PLN	Plan	NA	
54.	PLTU	Poso	Suluttenggo	7.0	2010	PLN	Plan	NA	
55.	PLTA	Poso-3	Suluttenggo	398.0	2010	IPP	Plan	NA	Caos in business concession.
56.	PLTU	Sulawesi-1	Suluttenggo	25.0	2010	PLN	Plan	NA	
57.	PLTU	Sulut	Suluttenggo	50.0	2010	PLN	Committed	NA	
58.	PLTU	Sulut 2	Suluttenggo	50.0	2010	IPP	Committed	Private	
59.	PLTD	Tagulandang	Suluttenggo	1.0	2010	PLN	Plan	NA	
60.	PLTD	Toli-toli	Suluttenggo	0.5	2010	PLN	Plan	NA	
61.	PLTM	Wawopada	Suluttenggo	3.6	2010	IPP	Plan	NA	
62.	PLTD	Bau-Bau	Sulsebrabar	2.5	2011	PLN	Plan	NA	
63.	PLTD	Raha	Sulsebrabar	2.5	2011	PLN	Plan	NA	
64.	PLTM	Rongi	Sulsebrabar	0.8	2011	PLN	Plan	NA	

No.	Type	Name	Location	Capacity (MW)	COD	Operator	Status	Financing	Notes
65.	PLTD	Selayar	Sulselrabar	1.4	2011	PLN	Plan	NA	
66.	PLTU	Amurang-1	Suluttenggo	25.0	2011	IPP	Plan	Private	Delayed due to financing difficulties.
67.	PLTD	Banggai	Suluttenggo	0.5	2011	PLN	Plan	NA	
68.	PLTD	Bangkir	Suluttenggo	0.5	2011	PLN	Plan	NA	
69.	PLTU	Bosowa	Suluttenggo	110.0	2011	IPP	Plan	NA	
70.	PLTD	Bungku	Suluttenggo	1.0	2011	PLN	Plan	NA	
71.	PLTM	Dulukapa	Suluttenggo	2.4	2011	PLN	Plan	NA	
72.	PLTD	Kasimbar	Suluttenggo	1.0	2011	PLN	Plan	NA	
73.	PLTG	Luwuk	Suluttenggo	5.0	2011	PLN	Committed	PLN	
74.	PLTM	Milangodaa	Suluttenggo	0.7	2011	PLN	Plan	NA	
75.	PLTD	Moutong	Suluttenggo	1.0	2011	PLN	Plan	NA	
76.	PLTD	Ondong	Suluttenggo	0.5	2011	PLN	Plan	NA	
77.	PLTU	Palu PJPP 2	Suluttenggo	30.0	2011	IPP	Plan	NA	
78.	PLTA	Solewana 2	Suluttenggo	18.2	2011	IPP	Plan	NA	
79.	PLTU	Sulawesi-2	Suluttenggo	25.0	2011	PLN	Plan	NA	
80.	PLTU	Tahuna	Suluttenggo	3.0	2011	PLN	Plan	NA	
81.	PLTD	Talau	Suluttenggo	0.5	2011	PLN	Plan	NA	
82.	PLTD	Toli-toli	Suluttenggo	1.0	2011	PLN	Plan	NA	
83.	PLTD	Tomata	Suluttenggo	1.0	2011	PLN	Plan	NA	
84.	PLTM	Anoa	Sulselrabar	3.4	2012	PLN	Plan	NA	
85.	PLTU	Jeneponto	Sulselrabar	100.0	2012	PLN	Committed	NA	
86.	PLTA	Konaweha	Sulselrabar	5.0	2012	PLN	Plan	NA	
87.	PLTA	Malea	Sulselrabar	182.0	2012	PLN	PLN	Plan	
88.	PLTD	Ampana	Suluttenggo	0.5	2012	PLN	Plan	NA	
89.	PLTU	Amurang	Suluttenggo	55.0	2012	PLN	IPP	Plan	
90.	PLTG	Bitung	Suluttenggo	35.0	2012	PLN	Plan	NA	
91.	PLTM	Bolontio	Suluttenggo	0.4	2012	PLN	Plan	NA	
92.	PLTM	Doda	Suluttenggo	2.2	2012	PLN	Plan	NA	
93.	PLTM	Duminanga	Suluttenggo	0.5	2012	PLN	Plan	NA	
94.	PLTM	Kamba	Suluttenggo	1.1	2012	PLN	Plan	NA	
95.	PLTD	Kolonedale	Suluttenggo	1.0	2012	PLN	Plan	NA	
96.	PLTM	Limtutu	Suluttenggo	0.6	2012	PLN	Plan	NA	
97.	PLTM	Molibagu	Suluttenggo	0.8	2012	PLN	Plan	NA	

No.	Type	Name	Location	Capacity (MW)	COD	Operator	Status	Financing	Notes
98.	PLTD	Moutong	Suluttenggo	1.0	2012	PLN	Plan	NA	
99.	PLTA	Solewana 3	Suluttenggo	18.2	2012	IPP	Plan	NA	
100.	PLTD	Tersebar	Suluttenggo	1.0	2012	PLN	Plan	NA	
101.	PLTD	Toli-toli	Suluttenggo	1.0	2012	PLN	Plan	NA	
102.	PLTM	Ulung Paliang 2	Suluttenggo	0.3	2012	PLN	Plan	NA	
103.	PLTU	Jeneponto	Sulsebar	100.0	2013	PLN	Committed	NA	
104.	PLTG	Makassar	Sulsebar	100.0	2013	PLN	Plan	NA	
105.	PLTG	Tello	Sulsebar	50.0	2013	PLN	Plan	NA	
106.	PLTU	Amurang	Suluttenggo	55.0	2013	IPP	Plan	NA	
107.	PLTM	Belengan	Suluttenggo	1.2	2013	PLN	Plan	NA	
108.	PLTA	Bone	Suluttenggo	17.0	2013	PLN	Plan	NA	
109.	PLTG	Kwandang	Suluttenggo	15.0	2013	PLN	Plan	NA	
110.	PLTM	Maranti	Suluttenggo	0.3	2013	PLN	Plan	NA	
111.	PLTGB	Ondong	Suluttenggo	1.2	2013	IPP	Plan	NA	
112.	PLTG	Palu-1	Suluttenggo	25.0	2013	PLN	Plan	NA	
113.	PLTM	Sinar Harapan	Suluttenggo	0.4	2013	PLN	Plan	NA	
114.	PLTGB	Talud	Suluttenggo	1.2	2013	IPP	Plan	NA	
115.	PLTM	Taripa 1	Suluttenggo	0.7	2013	PLN	Plan	NA	
116.	PLTM	Taripa 2	Suluttenggo	0.6	2013	PLN	Plan	NA	
117.	PLTU	Toli-toli	Suluttenggo	6.0	2013	PLN	Plan	NA	
118.	PLTD	Bau-Bau	Sulsebar	2.5	2014	PLN	Plan	NA	
119.	PLTA	Poko	Sulsebar	156.0	2014	PLN	Plan	NA	
120.	PLTD	Raha	Sulsebar	2.5	2014	PLN	Plan	NA	
121.	PLTGB	Ampana	Suluttenggo	1.2	2014	PLN	Plan	NA	
122.	PLTGB	Banggai	Suluttenggo	1.2	2014	PLN	Plan	NA	
123.	PLTM	Lalengan	Suluttenggo	0.5	2014	PLN	Plan	NA	
124.	PLTU	Marisa	Suluttenggo	3.0	2014	PLN	Plan	NA	
125.	PLTU	Moutong	Suluttenggo	6.0	2014	PLN	Plan	NA	
126.	PLTU	Poso	Suluttenggo	7.0	2014	PLN	Plan	NA	
127.	PLTM	Sawidago 3	Suluttenggo	1.7	2014	PLN	Plan	NA	
128.	PLTGB	Tagulandang	Suluttenggo	1.2	2014	PLN	Plan	NA	
129.	PLTU	Tuhana	Suluttenggo	6.0	2014	PLN	Plan	NA	
130.	PLTA	Bakaru 2	Sulsebar	63.0	2015	PLN	Plan	NA	

No.	Type	Name	Location	Capacity (MW)	COD	Operator	Status	Financing	Notes
131.	PLTA	Poko	Sulselrabar	78.0	2015	PLN	Plan	NA	
132.	PLTU	Tallo Lama	Sulselrabar	100.0	2015	PLN	Plan	NA	
133.	PLTU	Amurang	Suluttenggo	55.0	2015	IPP	Plan	NA	
134.	PLTD	Bangkir	Suluttenggo	1.0	2015	PLN	Plan	NA	
135.	PLTD	Leok	Suluttenggo	1.0	2015	PLN	Plan	NA	
136.	PLTG	Likupang	Suluttenggo	25.0	2015	PLN	Plan	NA	
137.	PLTD	Tersebar	Suluttenggo	1.0	2015	PLN	Plan	NA	

## 5.5.2 電源開発上の問題点

電源開発計画は毎年 PLN により策定されるが、計画通りに開発される事業は多くないといえる。この理由として、①予算上の問題、②計画上の問題、および③不適切な IPP 計画、を挙げることができる。

### (1) 予算上の問題

表 5.5.1 で認識されている 2015 年までの新規電源は総量 2,800 MW を上回り、少なく見積もっても平均年間 350 百万ドルを超える開発予算が必要になる。新規電源開発の財源として考えられるのは、①PLN の独自予算、②PLN の独力借入、③インドネシア政府経由の再借入れ（円借などの ODA 資金を中央政府が借入れ、PLN がこれを再度借入れる）、もしくは④IPP 等民間投資に期待する、の 4 種である。新規電源開発に充てられる①PLN の独自予算の固定枠はなく、極めて小規模な案件を除いて電源開発用の財源とはなり得ない。② PLN の独自借入れは、PLN の財務状態から言ってみれば難しく、やはり大きな財源とはなり難い。③ODA は非常に効果的かつ経済的ではあるが、インドネシア政府の債務が嵩むことになり、全ての案件で活用できる訳ではない。④IPP は条件を整えば、新規電源開発の特効薬となり得るものの、政府保証問題や廉価な電気料金体系が障害となって、期待通りの進捗が上がっていない。したがって、結果的に新規電源開発の予算は恒常的に困窮状態にある。

### (2) 計画上の問題

プロジェクトが実施段階を迎えたにもかかわらず、期待通りの進捗が上がらない案件が散見される。例えば、Poigar-2 水力（30 MW、国際機関融資案件）は幾多の問題を抱えている。2006 年、PLN は Design-Build コントラクターを選定したが、プロジェクト・サイトの一部が森林保護区であったため、工事が中断している。

本件は比較的小規模な案件であるが、①圧力導水路トンネルが計画されている点、②地形地質の把握はコントラクターの義務としている点、そして③有効落差が 360 m を超えている点、を考慮すると Design-Build 型契約の採用の妥当性には議論の余地がある。

### (3) IPP 推進上の問題

全ての電力施設開発を公共予算で賄うことはできず、民間投資で事業開発を行う IPP の役割は大きい。PLN の電源開発計画にも IPP は重要な位置を占めている。しかしながら、現時点では、認識された将来案件候補の内どの案件を公的資金で開発し、どの案件を民間投資に委ねるかの議論が十分ではない。

また、Sengkang（ガス複合火力 135 MW）のような成功例もあるものの、概して IPP の実現率は芳しくない。代表例として Amurang 石炭火力 IPP（110 MW、北スラウェシ）を挙げることができる。Amurang は、通貨危機後に PPA が改定されたいわゆる 27 IPP のひとつである。1994 年におよそ 9 ¢/kWh の売電価格で PPA が締結され、事業会社が事業権を取得している。PPA 改定後の売電価格は 4.53 ¢/kWh で設備容量は事業会社の提案ベースで 130 MW に増大している。Amurang は IPP にとって重要なファイナンシャル・クローズが出来ていない。資金に裏づけが無いことから、プロジェクト実現の見込みは低く、事業会社が事業権を所有しているのみの状況に陥っている。

Malea 水力 IPP (191 MW) も混迷状況にある。Malea 水力は、1980 年代に世銀資金で F/S が完了、その後 ADB が建設費の融資を決めたが、結局経済危機で開発は中止に追いやられた。FIRR 13% と比較的高い経済性を有するため、中止決定直後から日本の商社を含む民間企業数社が IPP を前提として独自の開発調査を行っている。2003 年には日本のコンサルタントが PLN と共同で既存 FS を本格レビュー、日本の電力会社も事業投資と運営に興味を示したが、結局インドネシア企業が開発権を獲得したとされる。現時点における同開発権の法的根拠は明確ではない。IPP 開発に向けた実質上の進展が見られないことから、PLN は Malea 水力を公共事業として開発すべく、2006 年円借ロングリストに掲載している。

### 5.5.3 ローカルエネルギー電源開発候補

スラウェシにおけるローカルエネルギーで有望なものに地熱と水力がある。地熱は合計 735 MW、水力は 12,600 MW の開発ポテンシャルを有する。図 5.5.1 にこれらのポテンシャル地点を示す。

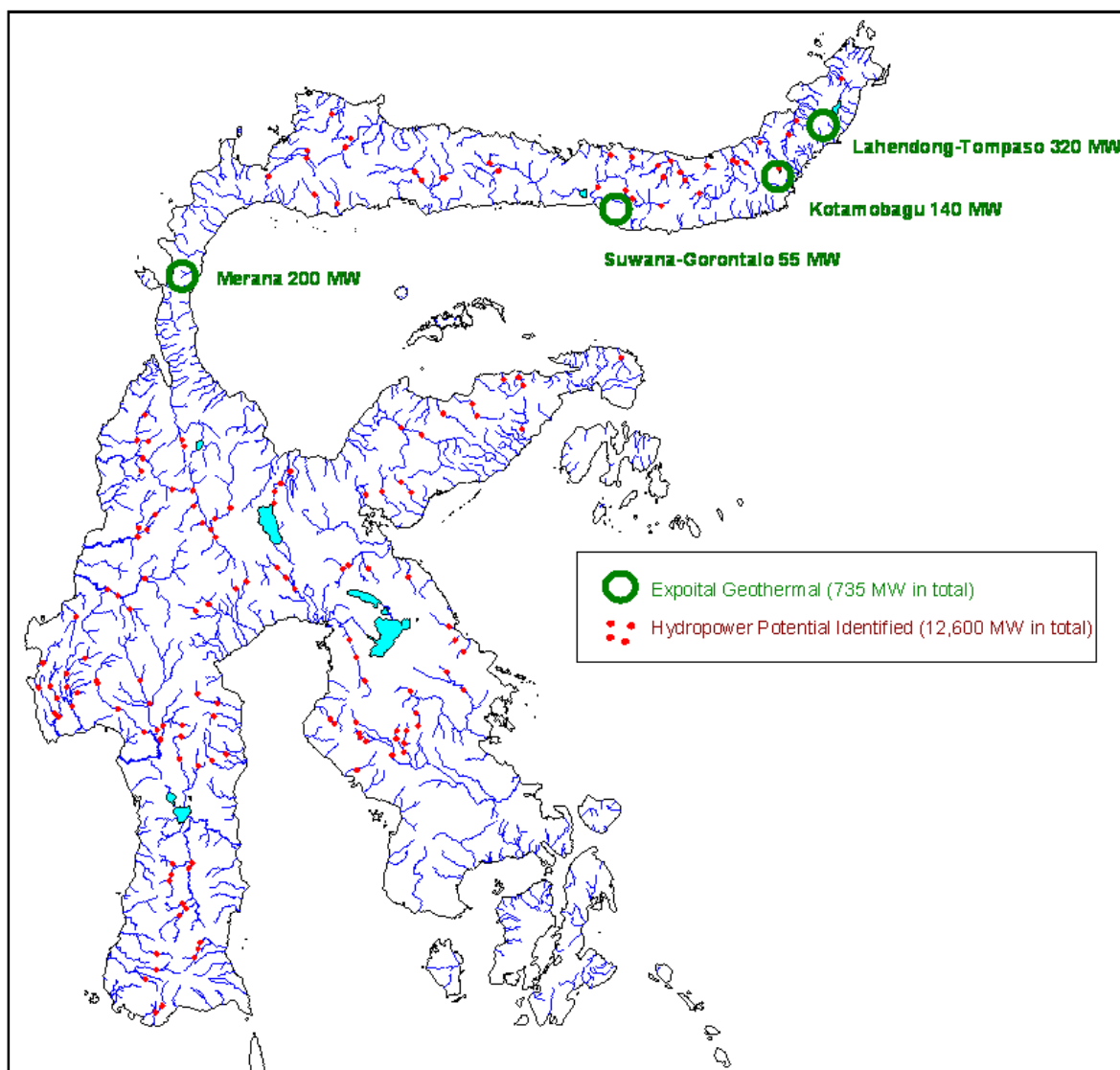


図 5.5.1 将来電源開発候補（水力および地熱）

## 5.6 電源開発計画策定のための前提条件およびパラメータの検討

### 5.6.1 解析に用いるツール

電源開発計画策定に用いるソフトウェアは、PLN がジャワ・バリ系統およびスマトラ島等の電源開発計画策定で用いている WASP-IV とした。

WASP シミュレーションは、発電設備の運転費用特性や、故障停止率等の出力の期待値に関する特性を考慮した上で、与えられる電力需要を満足する電源設備開発の組合せの中から、燃料コストおよび運転コストといった総コストの目的関数を最小とする組合せを提示する。

この WASP シミュレーションのメリットを十分に発揮するためには、30 以上の発電ユニットから成る系統への適用が望ましいと言われている。本調査では①Minahasa-Kotamobagu 系統（北スラウェシ系統）、および ②Sulsel 系統（南スラウェシ系統）、の電源開発計画策定に WASP を適用することとした。

小規模独立系統の電源開発計画については、PLN と同様に EXCEL を用いて出力バランスおよび電力量バランスをとることにより策定する。なお、後述するように、小規模独立系統が他系統と連系し、ユニット数が増加した場合、WASP シミュレーションを適用することとする。

### 5.6.2 想定需要

#### (1) 電力需要予測値（最大電力、発電電力量）

図 5.6.1 に北スラウェシ連系系統および南スラウェシ連系系統の最大電力需要予測を、表 5.6.1 に各系統の電力需要予測値を示す。

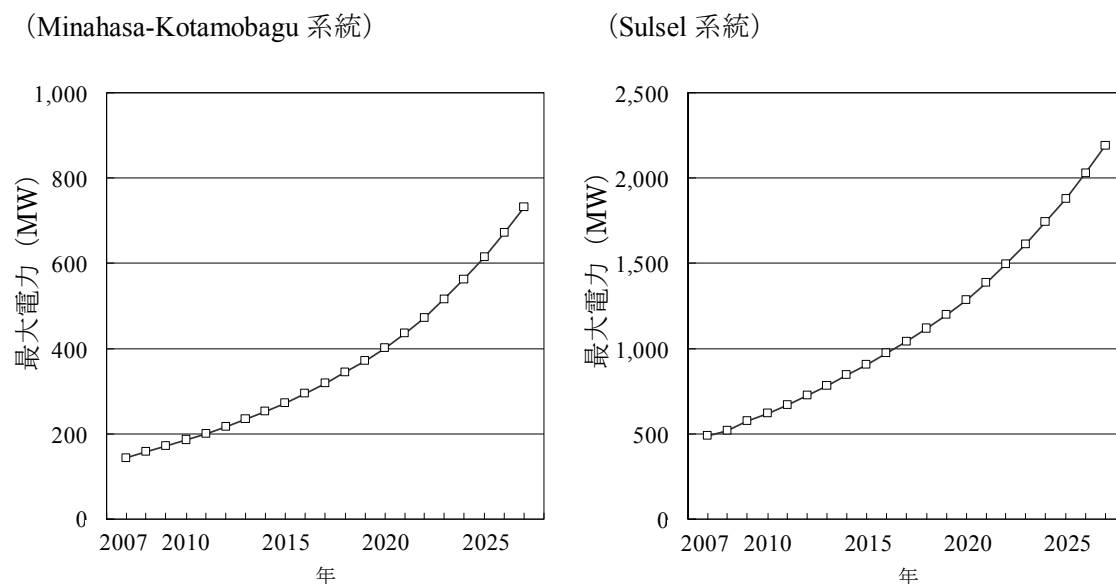


図 5.6.1 北スラウェシ連系系統および南スラウェシ連系系統の最大電力予測 (2007～2027 年)



表 5.6.1 電源開発計画に用いる需要予測値 (1/2)

管轄地域	系 統	項 目	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Wilayah Sulutenggo	Minahasa-Kotamobagu	最大電力 (MW)	144.0	157.8	171.4	186.3	199.3	215.7	233.4	252.5	272.9	294.9	318.4	344.0	371.6	401.3	435.3	472.1	515.3	562.6	614.1	670.4	731.8	
		負荷率 (%)	60.2	60.2	60.3	60.3	60.7	61.0	61.4	61.7	62.1	62.4	62.9	63.3	63.7	64.1	64.5	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
		発電電力量 (GWh)	759	833	905	984	1,060	1,153	1,254	1,364	1,484	1,613	1,754	1,907	2,073	2,253	2,459	2,683	2,929	3,197	3,490	3,810	4,159	
	Tahuna	最大電力 (MW)	6.1	6.7	7.3	8.0	8.7	9.5	10.4	11.3	12.3	13.3	14.5	15.8	17.1	18.6	20.3	22.2	24.2	26.4	28.8	31.5	34.3	
		負荷率 (%)	40.3	40.4	40.5	40.6	40.9	41.2	41.5	41.8	42.2	42.5	42.9	43.3	43.7	44.1	44.4	44.8	44.8	44.8	44.8	44.8	44.8	
		発電電力量 (GWh)	21.4	23.7	26.0	28.5	31.3	34.3	37.7	41.3	45.3	49.7	54.5	59.8	65.5	71.8	79.1	87.0	95.0	103.7	113.2	123.6	134.9	
	Ondong	最大電力 (MW)	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.7	5.1	5.6	6.0	6.6	7.2	7.9	8.6	9.4	10.2	11.2	
		負荷率 (%)	41.7	41.8	41.8	41.9	42.1	42.4	42.6	42.9	43.2	43.5	43.8	44.1	44.4	44.8	45.1	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	
		発電電力量 (GWh)	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.7	5.1	5.6	6.0	6.6	7.2	7.9	8.6	9.4	10.2	11.2	
	Molibagu	最大電力 (MW)	2.0	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3	3.5	3.8	4.0	4.2	4.5	4.8	5.1	5.6	6.1	6.6	7.2	7.9	
		負荷率 (%)	25.9	26.3	26.8	27.3	27.9	28.6	29.3	29.9	30.7	31.4	32.2	33.0	33.8	34.7	35.5	36.4	36.4	36.4	36.4	36.4	36.4	
		発電電力量 (GWh)	4.5	5.0	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	8.2	9.0	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.9	16.2	17.7	19.4	21.1	23.1	25.2	
	Talaud	最大電力 (MW)	2.1	2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	8.3	9.1	9.9	10.8	11.8	
		負荷率 (%)	35.7	35.7	35.8	35.8	36.0	36.3	36.5	36.8	37.0	37.3	37.6	37.9	38.2	38.5	38.8	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	39.1	
		発電電力量 (GWh)	6.5	7.2	7.9	8.7	9.5	10.4	11.4	12.5	13.7	15.0	16.5	18.0	19.7	21.6	23.7	26.1	28.5	31.1	34.0	37.1	40.5	
	Tagulandang	最大電力 (MW)	1.4	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.5	3.8	4.1	4.5	4.9	5.4	5.9	6.5	7.2	7.9	
		負荷率 (%)	30.4	30.7	30.9	31.2	31.6	32.1	32.5	33.0	33.5	34.0	34.5	35.1	35.6	36.1	36.7	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	
		発電電力量 (GWh)	3.8	4.3	4.7	5.1	5.6	6.2	6.8	7.5	8.2	9.0	9.9	10.9	12.0	13.1	14.5	16.0	17.6	19.4	21.3	23.5	25.9	
	Gorontalo	最大電力 (MW)	25.9	29.2	32.0	34.8	37.9	41.3	44.9	48.8	53.1	57.8	62.9	68.4	74.4	80.9	87.9	95.6	103.5	112.0	121.2	131.1	141.9	
		負荷率 (%)	57.7	57.4	57.7	57.9	58.2	58.5	58.7	59.0	59.3	59.5	59.8	60.1	60.4	60.6	60.9	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	
		発電電力量 (GWh)	131	147	162	177	193	211	231	252	276	301	329	360	393	430	469	513	555	600	650	703	761	
	Marisa	最大電力 (MW)	6.7	7.5	8.2	8.8	9.5	10.3	11.1	11.9	12.9	13.9	14.9	16.1	17.4	18.7	20.1	21.7	23.5	25.4	27.5	29.7	32.2	
		負荷率 (%)	34.7	34.9	35.4	35.9	36.4	36.9	37.4	37.9	38.5	39.0	39.6	40.1	40.7	41.3	41.9	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	
		発電電力量 (GWh)	20.4	23.0	25.3	27.7	30.3	33.1	36.2	39.6	43.3	47.4	51.8	56.6	61.9	67.6	73.9	80.7	87.3	94.5	102.2	110.6	119.7	
	Buroko	最大電力 (MW)	2.0	2.3	2.5	2.7	2.9	3.1	3.4	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.2	5.6	6.1	6.5	7.1	7.6	8.3	9.0	9.7	
		負荷率 (%)	11.4	11.4	11.6	11.7	11.9	12.1	12.3	12.4	12.6	12.8	13.0	13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	
		発電電力量 (GWh)	2.0	2.3	2.5	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.3	4.7	5.1	5.6	6.1	6.7	7.3	8.0	8.6	9.4	10.1	11.0	11.9	
	Palu-Parigi	最大電力 (MW)	43.1	48.0	52.5	57.0	61.9	67.2	73.0	79.2	86.0	93.4	101.3	110.0	119.3	129.5	140.5	152.4	164.4	177.3	191.2	206.2	222.4	
		負荷率 (%)	60.0	60.2	60.5	60.8	61.1	61.4	61.8	62.1	62.4	62.8	63.1	63.4	63.8	64.1	64.4	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	
		発電電力量 (GWh)	226	253	278	304	331	362	395	431	470	513	560	611	667	727	793	865	933	1,006	1,085	1,170	1,262	
	Poso	最大電力 (MW)	5.3	5.9	6.5	7.0	7.6	8.3	9.0	9.8	10.6	11.5	12.5	13.6	14.7	16.0	17.4	18.8	20.3	21.9	23.6	25.5	27.5	
		負荷率 (%)	50.2	50.1	50.4	50.6	50.9	51.1	51.4	51.7	51.9	52.2	52.5	52.7	53.0	53.3	53.5	53.8	53.8	53.8	53.8	53.8	53.8	
		発電電力量 (GWh)	23.2	26.0	28.5	31.2	34.0	37.1	40.5	44.2	48.3	52.7	57.5	62.7	68.4	74.6	81.4	88.8	95.8	103.3	111.4	120.1	129.6	
	Toli-Toli	最大電力 (MW)	6.0	6.7	7.4	8.0	8.7	9.4	10.2	11.1	12.0	13.0	14.2	15.4	16.7	18.1	19.6	21.2	22.9	24.7	26.7	28.8	31.0	
		負荷率 (%)	42.2	42.1	42.4	42.6	42.8	43.1	43.3	43.6	43.8	44.1	44.3	44.6	44.8	45.1	45.4	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	
		発電電力量 (GWh)	22.2	24.8	27.3	29.8	32.5	35.5	38.8	42.3	46.2	50.4	55.0	60.0	65.4	71.4	77.8	84.9	91.6	98.8	106.5	114.9	123.9	
	Moutong-Kotaraya-Palasa	最大電力 (MW)	5.0	5.7	6.2	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	11.0	11.9	12.9	14.0	15.2	16.5	17.9	19.3	20.8	22.4	24.2	26.1	
		負荷率 (%)	35.3	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9	36.2	36.4	36.6	36.8	37.0	37.2	37.5	37.7	37.9	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	
		発電電力量 (GWh)	15.6	17.5	19.2	21.0	22.9	25.0	27.3	29.8	32.5	35.4	38.7	42.2	46.0	50.2	54.8	59.7	64.4	69.5	74.9	80.8	87.2	
	Leok	最大電力 (MW)	3.8	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5	8.1	8.8	9.6	10.4	11.3	12.2	13.1	14.2	15.3	16.5	
		負荷率 (%)	23.5	28.3	28.4	28.6	28.8	28.9	29.1	29.2	29.4	29.6	29.7	29.9	30.1	30.2	30.4	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	30.6	
		発電電力量 (GWh)	7.9	8.8	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.1	16.4	17.9	19.6	21.4	23.3	25.4	27.7	30.2	32.6	35.2	37.9	40.9	44.1	
	Kolonedale	最大電力 (MW)	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.4	8.0	8.6	9.3	
		負荷率 (%)	45.8	45.6	45.8	46.0	46.3	46.5	46.8	47.0	47.2	47.5	47.7	48.0	48.2	48.5	48.7	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	
		発電電力量 (GWh)	7	8	9	10	10	11	12	14	15	16	18	19	21	23	25	27	29	32	34	37	40	

(出所) JICA 調査団

表 5.6.1 電源開発計画に用いる需要予測値 (2/2)

管轄地域	系 統	項 目	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Wilayah Suluttenggo	Bangkir	最大電力 (MW)	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3	4.6	5.0	5.4	
		負荷率 (%)	21.6	21.5	21.6	21.7	21.9	22.0	22.1	22.2	22.3	22.5	22.6	22.7	22.8	23.0	23.1	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2
		発電電力量 (GWh)	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.3	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1	8.7	9.4	10.1	10.9	
	Luwuk	最大電力 (MW)	8.7	9.8	10.7	11.6	12.6	13.7	14.8	16.1	17.5	19.0	20.6	22.4	24.3	26.4	28.6	31.0	33.5	36.1	38.9	42.0	45.3	
		負荷率 (%)	52.8	52.7	53.0	53.2	53.5	53.8	54.1	54.4	54.6	54.9	55.2	55.5	55.8	56.1	56.4	56.6	56.6	56.6	56.6	56.6	56.6	56.6
		発電電力量 (GWh)	40.3	45.0	49.5	54.0	59.0	64.4	70.3	76.7	83.7	91.4	99.7	108.8	118.7	129.4	141.2	154.0	166.1	179.1	193.2	208.4	224.7	
	Ampana	最大電力 (MW)	1.8	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	3.4	3.7	4.0	4.4	4.8	5.2	5.6	6.1	6.6	7.1	7.7	8.3	8.9	9.6	
		負荷率 (%)	47.8	47.5	47.7	48.0	48.3	48.5	48.8	49.0	49.3	49.5	49.8	50.1	50.3	50.6	50.8	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1
		発電電力量 (GWh)	7.7	8.6	9.5	10.4	11.3	12.3	13.5	14.7	16.0	17.5	19.1	20.8	22.7	24.8	27.0	29.5	31.8	34.3	37.0	39.9	43.1	
	Banggai	最大電力 (MW)	1.2	1.3	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2	
		負荷率 (%)	45.5	45.5	45.7	45.9	46.2	46.4	46.6	46.9	47.1	47.3	47.6	47.8	48.0	48.3	48.5	48.8	48.8	48.8	48.8	48.8	48.8	48.8
		発電電力量 (GWh)	4.8	5.3	5.9	6.4	7.0	7.6	8.3	9.1	9.9	10.8	11.8	12.9	14.1	15.4	16.8	18.3	19.7	21.3	22.9	24.7	26.7	
Wilayah Sulselrabar	Sulsel	最大電力 (MW)	487.6	521.3	572.5	619.0	669.2	723.6	782.4	846.0	907.0	972.5	1,042.6	1,117.9	1,198.7	1,284.6	1,386.4	1,496.2	1,614.7	1,742.6	1,880.6	2,029.5	2,190.3	
		負荷率 (%)	64.9	65.1	65.2	65.4	65.6	65.7	65.9	66.1	66.3	66.4	66.6	66.8	66.9	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
		発電電力量 (GWh)	2,772	2,972	3,272	3,547	3,845	4,168	4,518	4,898	5,264	5,658	6,082	6,538	7,028	7,551	8,149	8,795	9,491	10,243	11,054	11,930	12,874	
	Selayar	最大電力 (MW)	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.4	4.6	4.9	5.1	5.3	5.5	5.7	6.0	6.2	6.7	7.3	7.8	8.5	9.1	9.8	10.6	
		負荷率 (%)	35.8	36.8	37.9	38.9	39.9	40.9	41.9	43.0	44.0	45.0	46.0	47.1	48.1	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3	49.3
		発電電力量 (GWh)	10.8	11.6	12.6	13.6	14.6	15.8	17.0	18.3	19.5	20.8	22.2	23.7	25.3	26.9	29.1	31.4	33.8	36.5	39.4	42.5	45.9	
	Kendari	最大電力 (MW)	36.4	39.0	42.8	46.3	50.1	54.1	58.5	63.3	67.8	72.7	78.0	83.6	89.6	95.7	103.2	111.4	120.3	129.8	140.1	151.1	163.1	
		負荷率 (%)	58.0	58.1	58.1	58.2	58.2	58.3	58.4	58.4	58.5	58.5	58.6	58.6	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9	58.9
		発電電力量 (GWh)	185	198	218	236	255	276	299	324	347	373	400	429	460	494	533	575	620	670	723	780	842	
	Kolaka	最大電力 (MW)	9.7	10.4	11.3	12.2	13.2	14.2	15.3	16.5	17.6	18.8	20.1	21.5	22.9	24.4	26.4	28.4	30.7	33.1	35.8	38.6	41.6	
		負荷率 (%)	42.9	43.3	43.6	44.0	44.3	44.7	45.0	45.4	45.7	46.1	46.4	46.8	47.1	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6
		発電電力量 (GWh)	36.6	39.3	43.3	47.0	51.1	55.4	60.2	65.4	70.4	75.8	81.6	87.9	94.6	101.9	109.9	118.6	128.0	138.2	149.1	160.9	173.7	
	Raha	最大電力 (MW)	5.1	5.4	6.0	6.4	7.0	7.5	8.2	8.8	9.5	10.1	10.9	11.7	12.5	13.4	14.5	15.6	16.8	18.2	19.6	21.2	22.8	
		負荷率 (%)	50.5	50.7	50.9	51.0	51.2	51.4	51.5	51.7	51.9	52.1	52.2	52.4	52.6	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9	52.9
		発電電力量 (GWh)	22.4	24.0	26.5	28.8	31.2	33.9	36.8	39.9	43.0	46.3	49.8	53.6	57.7	62.1	67.0	72.3	78.0	84.2	90.9	98.1	105.9	
	Bau-Bau	最大電力 (MW)	8.4	8.9	9.9	10.9	11.9	13.1	14.3	15.6	17.0	18.4	20.0	21.6	23.4	25.3	27.3	29.5	31.8	34.3	37.0	40.0	43.1	
		負荷率 (%)	51.8	52.4	53.0	53.6	54.2	54.9	55.5	56.1	56.7	57.3	57.9	58.5	59.1	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9	59.9
		発電電力量 (GWh)	38.2	41.0	46.2	51.2	56.7	62.7	69.4	76.8	84.2	92.3	101.2	110.8	121.3	132.8	143.3	154.6	166.9	180.1	194.4	209.7	226.4	
Wangi-Wangi	最大電力 (MW)	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.5	3.8	4.1	4.4	4.8	5.1	5.5	6.0	6.5		
	負荷率 (%)	52.6	52.7	52.8	52.8	52.9	53.0	53.0	53.1	53.2	53.3	53.3	53.4	53.5	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	
	発電電力量 (GWh)	5.9	6.3	7.0	7.7	8.4	9.2	10.0	11.0	11.9	12.9	14.0	15.2	16.4	17.8	19.2	20.8	22.4	24.2	26.1	28.1	30.4		

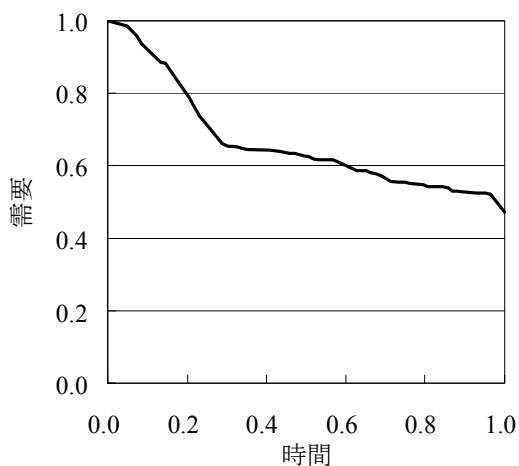
(出所) JICA 調査団

(2) 負荷曲線

各系統の負荷曲線モデルは、2006年における実際の負荷曲線をもとに作成した。Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統については WASP シミュレーションを行うために、負荷曲線を負荷持続曲線として入力する必要があるため、負荷持続曲線を作成した。

図 5.6.2 に Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統の負荷持続曲線を、図 5.6.3 に Gorontalo 系統および Kendari 系統の負荷曲線を示す。

(Minahasa-Kotamobagu 系統)



(Sulsel 系統)

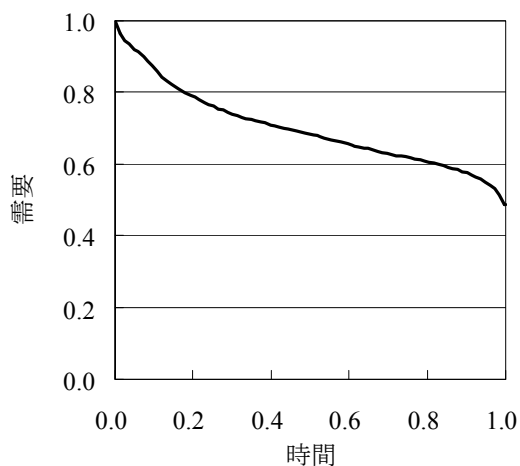
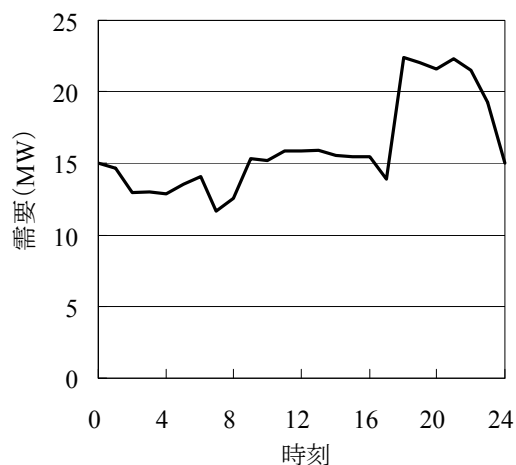


図 5.6.2 Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統の負荷持続曲線

(Gorontalo 系統)



(Kendari 系統)

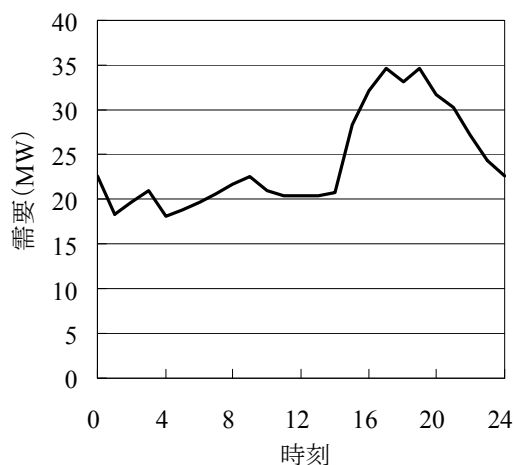


図 5.6.3 Gorontalo 系統および Kendari 系統の負荷曲線

### 5.6.3 燃料費

2007年9月時点の PLN 購入実績および RUPTL ドラフトに記載されたデータに基づき計画策定に用いる燃料価格および地熱発電所の蒸気供給価格を表 5.6.2 のとおり設定した。

表 5.6.2 電源開発計画に用いる燃料価格および地熱発電所の蒸気供給価格

項目	単位	石炭	HSD	MFO	天然ガス	地熱 (蒸気)
価格	US\$/ton	40				
	US\$/liter		0.60	0.60		
	US\$/MMBTU				5.0	
	US¢/Gcal	800	6,652	7,168	1,984	
	US¢/kWh					1.9
熱量	kCal/kg	5,000	11,000	9,000		
	BTU/scf				1,000	
比重	kg/liter		0.82	0.93		

(出所) JICA 調査団

### 5.6.4 開発が決定している電源開発プロジェクト

開発中、あるいは開発が決まっている電源開発プロジェクトは、その設備容量、開発時期を固定した。表 5.6.3 にそのリストを示す。

表 5.6.3 開発固定プロジェクトリスト

系統	所有者	電源設備	設備タイプ	燃料	設備出力 (MW)	供給力 計上年	
北スラウェシ支店							
Minahasa-Kotamobagu	PLN	Lahendong II	地熱	PLTP	地熱	20.0	2007
	IPP	Mobuya	小水力	PLTM	—	3.0	2008
	PLN	Lahendong III	地熱	PLTP	地熱	20.0	2009
	PLN	Lobong	小水力	PLTM	—	1.6	2009
Gorontalo	PLN	Mongango I	小水力	PLTM	—	1.2	2009
Ampana	PLN	Sansarino	小水力	PLTM	—	0.8	2009
南スラウェシ支店							
Sulsel	PLN	Tengka & Ranteballa	小水力	PLTM	—	11.2	2008
	Rental	Mobile TM 2500	ガスタービン火力	PLTG	HSD	20.0	2008
	Rental	Sewa (Tello)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	70.0 (10 × 7 units)	2008
	PLN	Sengkang	ガスタービン火力	PLTG	ガス	65.0	2009
Kendari	Rental	Sewa (Perusda)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	5.0 (2.5 × 2 units)	2008
Raha	Rental	Sewa (Raha)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	3.0 (1 × 3 units)	2008

### 5.6.5 開発が決定している系統連系プロジェクト

2007年9月末時点で開発が決定している系統連系プロジェクトは、Palu~Parigi 間のみである。電源開発計画では、両系統が 2008 年に系統連系されるものとして計画策定を行った。

### 5.6.6 目標信頼度

将来の系統規模を考慮し、PLN の目標信頼度を基に系統ごとの目標信頼度を設定した。表 5.6.4 にその目標信頼度を示す。なお、後述する独立系統の連系検討において Minahasa-Kotamobagu 系統または Sulsel 系統と連系系統される小規模独立系統については、

改めて連系系統として目標信頼度を設定した。

表 5.6.4 調査における目標信頼度

管轄地域	系 統	目標信頼度
北スラウェシ 支店	Minahasa-Kotamobagu 連系系統	リザーブマージン 30%以上
	その他小規模独立系統	最大 2 ユニット分のリザーブマージン確保
南スラウェシ 支店	Sulsel 連系系統	リザーブマージン 30%以上
	その他小規模独立系統	最大 2 ユニット分のリザーブマージン確保

(出所) JICA 調査団作成

### 5.6.7 開発電源設備のユニット容量

ある電力系統において発電設備の単機容量がその電力系統規模に対し著しく大きい場合、その発電設備の偶発的故障による系統周波数低下は著しく大きなものとなり、系統の安定運用が困難または不可能となる。そのため、発電設備の検討にあたっては、導入される系統規模および発電設備構成を考慮し、開発ユニット容量を検討する必要がある。

ここでは、将来開発電源ユニット容量について検討を行った。

図 5.6.4 に 2007 年 9 月末時点の各系統の最大電力に対する最大電源ユニット容量の比率を示す。

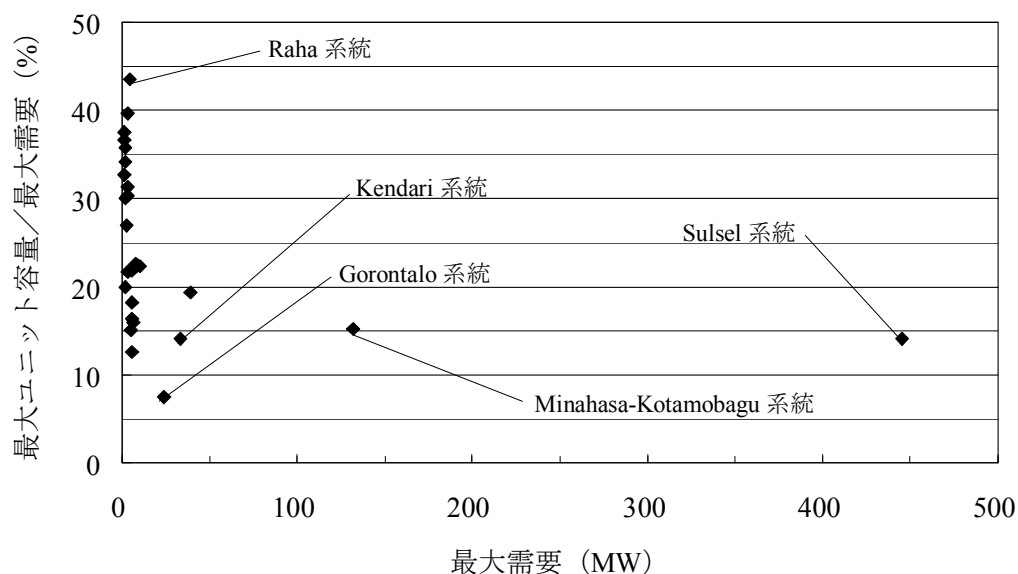


図 5.6.4 最大電力に対する最大電源ユニット容量比率 (2007 年 9 月末現在)

系統規模が比較的大きい Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統の最大ユニット容量は最大需要の約 15%程度となっている。また、それ以外の小規模独立系統における最大ユニット容量は、系統毎にバラツキがあるが、前 2 系統よりも大きな値となっている系統がほとんどである。

PLN の系統運転戦略レポート<sup>33</sup>によると、PLN は負荷遮断 (Load Shedding) を手動で行う系統周波数の下限値を 49.25 Hz と定めている。そのため、この値よりも大きな周波数変動が生じた場合には安定的な系統運用が困難となる可能性がある。

2002 年に JICA が実施した、『インドネシア国最適電源開発のための電力セクター調査』によると、2000 年におけるジャワ・バリ系統における単機電源脱落率  $\Delta P$  (電源脱落量/系統容量) (%) と周波数低下  $\Delta f$  (Hz) との関係は以下の式で表される。

$$\Delta f = 0.146 \times \Delta P \dots\dots\dots (式 5.1)$$

スラウェシ島の PLN 系統における電源脱落に伴う周波数低下実績データの収集を試みたが、検討に十分なデータが得られなかったため、上式を適用することとした。

このような条件の下で検討を行った結果、電源脱落容量が系統需要の約 5.1% 以下であれば電源脱落時における周波数低下が 0.75 Hz 未満となる、という結果を得た。

この結果と図 5.6.4 との比較から、2007 年 9 月時点においてスラウェシ島の全ての PLN 系統において、最大ユニットの偶発故障が発生した場合に電源脱落により周波数が著しく低下し、需給バランス制御が極めて困難な状況となることがわかる。

そのため、本調査ではこのような状況を改善すべく、将来導入する電源設備のユニット容量を考慮した計画策定を行うこととした。

本調査では、上述の電源脱落時の周波数低下を考慮し、北スラウェシ系統および南スラウェシ系統において、2027 年における最大発電ユニット容量がピーク需要の 5% となるよう新規開発電源のユニット容量制約を与えることとした。なお、この上限容量を超えたユニットが既に導入されている場合は、そのユニットと同容量を上限とした。

一方、現在ディーゼル発電設備のみで構成される小規模独立系統については、系統規模が小さいことから、同様の条件を適用すると極端に小さな容量のユニットが開発されることとなり、スケールメリットの観点で経済的に不利である。そのため、系統の成熟度を考慮し、新規に開発するユニット容量を既存の最大ユニット容量またはピーク需要の 10% とした。

本調査における電源ユニット容量の上限を表 5.6.5 に示す。

---

<sup>33</sup> Strategi Operasi

表 5.6.5 電源ユニット容量上限

(北スラウェシ系統)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ピーク需要 (MW)	144	158	171	186	199	216	233	252	273	295	318	344	372	401	435	472	515	563	614	670	732
最大ユニット容量上限 (MW)	20			25						35						50					
最大ユニット容量 / ピーク需要 (%)	13.9																				4.9

(南スラウェシ系統)

	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027
ピーク需要 (MW)	488	525	576	623	743	876	876	962	1,117	1,199	1,291	1,386	1,488	1,597	1,724	1,862	2,009	2,168	2,340	2,525	2,725
最大ユニット容量上限 (MW)	68			80						100						120					
最大ユニット容量 / ピーク需要 (%)	13.8																				4.4

(出所) JICA 調査団作成

(その他小規模独立系統)

- ① 既存最大ユニット容量、または
- ② ピーク需要の 10%

### 5.6.8 設備廃止計画

廃止を予定している電源設備を表 5.6.6 に示す。

表 5.6.6 廃止が計画されているディーゼル発電機

Wilayah	Office	Plant	Units	Manufacturer	COD	Capacity (MW)
North	Palu	Parigi	1	SWD	1977	0.54
North	Palu	Moengko	1	SWD	1977	0.34
North	Palu	Moengko	1	SWD	1977	0.34
North	Palu	Bungku	1	CATAPILLAR	1977	0.11
North	Toli-Toli	Leok	1	DEUTZ	1976	0.22
North	Toli-Toli	Leok	1	KOMATSU	1976	0.25
North	Toli-Toli	Kota Raya	1	GM	1976	0.10
North	Toli-Toli	Paleleh	1	MERCEDES	1974	0.10
North	Toli-Toli	Nopi	1	SWD	1977	0.34
North	Luwuk	Luwuk	2	SWD	1977	0.67
North	Tahuna	Tahuna	1	SWD	1977	0.34
North	Tahuna	Tahuna	2	DEUTZ MWM	1977	1.00
North	Tahuna	Tagulandang	1	DEUTZ	1975	0.22
North	Tahuna	Ondong	1	CATERPILLAR	1977	0.11
North	Tahuna	Ondong	1	DEUTZ	1975	0.22
North	Kota Mobagu	Kotamobagu	1	SWD	1973	1.00
North	Kota Mobagu	Kotamobagu	1	SWD	1976	1.00
North	Gorontalo	Marisa	1	SWD	1977	0.54
North	Menado	Papusungan	1	CATERPILLAR	1977	0.11
North	Minahasa	Bitung	2	SWD	1976	8.08
North	Minahasa	Manado	1	GM	1954	1.00

Wilayah	Office	Plant	Units	Manufacturer	COD	Capacity (MW)
South	Pembangkit 1	Tello	1	WESTCAN	1976	14.47
South	Pembangkit 1	Wangi-Wangi	3	SWD	1973	1.61
South	Pembangkit 1	Kolaka	2	SWD	1973	0.67
South	Pembangkit 1	Kolaka	1	GM	1977	0.24
South	Pembangkit 1	Bau Bau	2	SWD	1977	0.67
South	Pembangkit 1	Bau Bau	1	MIRLEES	1973	2.86
South	Pembangkit 2	Majene	2	SWD	1976	
South	Pembangkit 2	Tangkala	1	SWD	1977	0.54
South	Palopo	Pantilang	1	DEUTZ	1977	0.04
South	Bulukumba	Tanuntung	1	CATERPILLAR	1977	0.11
South	Bulukumba	Tolo	1	DAF	1972	0.10
Total			40			37.91

### 5.6.9 開発候補電源設備

設定した開発候補電源設備の諸元を表 5.6.7 に示す。なお、小規模独立系統への石炭火力発電設備の導入時期については、その系統のピーク需要の 10%がクラッシュプログラムにおける最小ユニット容量である 5 MW となった時点で導入することとした。

表 5.6.7 電源開発計画における開発候補電源設備諸元

	火力発電設備					水力発電設備	
	汽力火力	ガスタービン	コンバインドサイクル	ディーゼル	地熱		
定格出力 (MW)	5 - 200	25 - 50	50 - 100	10	20	個別プロジェクトのデータ適用	
開発コスト (US\$/kW)	1,150~1,500	430	700	680~730	2,000		
耐用年数 (年)	30	20	30	15	30		
建設年数 (年)	2~3	1.5	2.5~3	1	4	個別プロジェクトのデータ適用	
燃料種類	石炭	HSD	天然ガス	MFO	蒸気		
燃料費	(US\$/燃料単位)	40	0.6	5.0	0.6		19
	(US\$/Gcal)	800	6,098	1,984	5,974		
熱消費率*1 (kCal/kWh)	2,324~3,308	2,529	1,792~2,048	2,529			

\*1: ユニット最大出力運転時

### 5.6.10 開発シナリオ

戦略的環境アセスメントの観点から、ここでは経済性優先シナリオとローカルエネルギー優先シナリオの 2 つの開発シナリオを設定し、インドネシアのエネルギー政策、環境社会配慮、地域開発計画などの視点から評価を行うこととした。

なお、国民の生活水準向上、地域開発の進展、貧困削減等に資するため、電力開発事業の必要性は高く、第 4.3.1 項で述べたとおりインドネシア政府においても国家電力計画 (RUKN) の中で積極的に電化を推進することを謳っていることから、いわゆる「ゼロオプション」については検討しないこととした。

#### (1) 経済性優先シナリオ

開発電源に制限をかけず、供給コストを最小にする経済性優先シナリオである。燃料コ



ストの高いディーゼル発電のほとんどは石炭火力が置き換わる開発となる。

## (2) ローカルエネルギー優先シナリオ

スラウェシ島に存在するローカルエネルギーである、水力、地熱発電を優先的に開発するシナリオである。具体的には CO<sub>2</sub> の排出原単位を現在の排出レベルとする計画とする。この計画では、石炭火力のほかに、水力発電、地熱発電がある程度開発されることになる。

## 5.7 系統連系の経済性

### 5.7.1 系統連系の概要

スラウェシ島における電力系統は、①Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統という比較的大きな2つの系統、②南スラウェシ支店管内6箇所、北スラウェシ支店管内19箇所の小規模独立系統、および③これら以外の極めて小さい分散型電源系統、が存在する。本調査ではこのうち①、②を対象とした系統連系の検討を実施する。これにあたり、系統連系により得られる便益と系統連系に必要となる費用について検討した。

系統連系により得られる便益および費用は表 5.7.1 の通りであり、両者の比較を行うことで連系の経済性を評価する事が可能となる。すなわち、便益>費用となるときは系統連系を行うことが経済的にも合理的であると言える。

表 5.7.1 系統連系による便益と費用

便 益	費 用
<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 信頼度向上による電源開発量の削減 (発電所建設コストの削減)</li> <li>・ 発電所維持管理コストの削減</li> <li>・ 経済的運用による燃料費削減</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 連系線の建設コスト</li> <li>・ 送電ロス</li> <li>・ 送電線維持管理コスト</li> </ul>

なお、スラウェシ島については大小さまざまな系統が存在するため、すべての系統連系について同一の手法で検討を行うことは合理的ではない。このため、ここでは以下の3つのパターンに分類して検討を行うこととした。

- I) 小規模独立系統間の系統連系
- II) 小規模独立系統—大規模系統間の系統連系
- III) 大規模系統同士の系統連系

### 5.7.2 小規模独立系統間の系統連系

スラウェシ島における小規模独立系統は、大半がディーゼル発電機を電源として使用しており、ピークロードは2006年の時点で2~数十MW程度の大きさである。これらの系統を連系したときの便益、費用について以下に示す。

#### (1) 小規模独立系統間の系統連系による便益と費用

ディーゼル発電機同士を連系する際には、連系時における燃料費削減はほとんど期待できない。ここで得られる主な便益は予備機の削減となる。この概要を以下に示す。

PLN が所有する独立系統においては、点検や故障などで発電機が止まることを考慮し、その系統における最も容量の大きな発電機と、その次に容量の大きな発電機が同時に停止

しても系統のピークロードをカバー出来るよう計画を行った。すなわち、独立系統においては予備機として2台の発電機を保有出来るように計画を行った。ここで、図 5.7.1 に示すように、独立系統を連系する前は、それぞれの系統に予備機を設置する必要があるため、この例では A, B 2つの系統に計4台の予備機が必要となる。

しかし、2つの系統を連系すると、全体で2台の予備機を設置すれば良いため、2台発電機を削減する事が可能となる。このため、系統連系により得られる便益は2台の発電機導入費用およびその維持管理費用の削減となる。

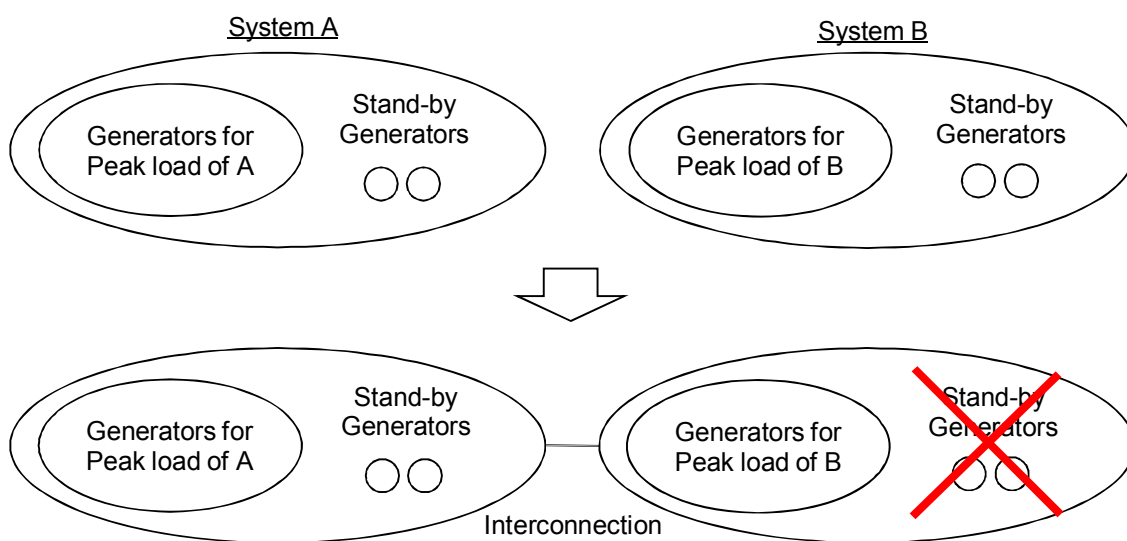


図 5.7.1 独立系統間の連系による予備機の削減

(2) 小規模独立系統間の系統連系が成立する条件

独立系統間の連系により得られる便益は2台分の発電機導入コストおよび維持コストの削減であり、これは発電機の単機容量に依存する。ここで単機容量は、独立系統の系統容量に比例するため、連系を行う系統容量が確定すれば、便益の算出は可能である。一方、送電線の種類が限定されているため、系統連系に必要な費用は系統間の距離に依存する事になる。

このため、連系を行う系統容量と系統間の距離により、連系線の導入が合理的か否かを判定することが可能となる。ここでは表 5.7.2 に示す仮定に基づき、系統連系が合理的に成立するかの検討を行った。

表 5.7.2 独立系統間の系統連系における便益・費用算出のための仮定

Item	Assumption
Type of Generator	System A: Diesel System B: Diesel
Unit size of Generator	7% of Peak Load on Isolated Power System
Cost of Generator	108,309 (US\$/MW-year)
O&M Cost (Fixed)	20,400 (US\$/MW-year)
O&M Cost (Variable)	0.35 (US cent/kWh)
Construction Cost of Transmission Line	9,999.86 (US\$/km-year)
Construction Cost of Substations	6,965.18 (US\$/year)

検討結果を図 5.7.2 に示す。

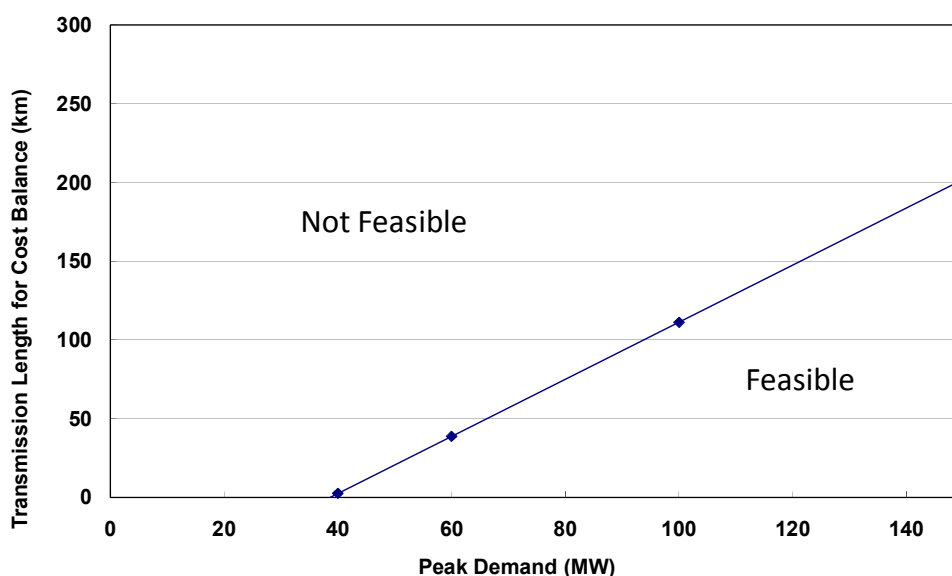


図 5.7.2 独立系統間（ディーゼル系統間）の連系に対する経済的合理性の評価

この図から判るように、約 100 km 離れた独立系統同士を連系するためには、系統容量がそれぞれ 100 MW 程度以上でないと経済的な合理性が生じない。このため、スラウェシ島のほとんどの独立系統において、独立系統（ディーゼル系統）同士の連系は経済的に成立しないこととなる。

### 5.7.3 小規模独立系統—大規模系統間の系統連系

スラウェシ島における小規模独立系統は、大半がディーゼル発電機を電源として使用しており、ピークロードは 2006 年の時点で 2~数十 MW 程度の大きさである。これに対し、Minahasa-Kotamobagu 系統、Sulsel 系統など規模の大きい系統については大規模水力、石炭火力など運転コストの低い電源を使用することが可能であり、将来これらの電源が中心となることが予想される。これらの系統を連系したときの便益、費用について以下に示す。なお、Kendari 系統、Palu 系統のように独立系統の中でも比較的規模が大きく、石炭火力を導入する予定がある場合は別に検討を行うこととした。

(1) 小規模独立系統－大規模系統間の系統連系による便益

小規模独立系統を大規模系統につなぎ込んだときに生じる便益は以下の2点である。

- 運転コストの削減
- 予備機導入コストの削減

小規模独立系統で用いるディーゼル発電に比べ、大規模系統で用いる石炭火力は大幅に運転コストが安い。このため、これらの系統を連系すると、運転コストの高いディーゼル発電機を止め、その分大規模系統の石炭火力を焚き増すことで運転コスト（主に燃料コスト）の削減を行うことが可能となる。また、系統連系後は大規模系統から受電することが可能となるため、独立系統において必要とされていた予備機2台も不要となる。このため、独立系統同士の連系に比べ、独立系統を大規模系統に連系する際の便益は大きくなる。

(2) 小規模独立系統－大規模系統間の系統連系が成立する条件

小規模独立系統－大規模系統間の連系により得られる便益は2台分の発電機導入コスト、維持コストの削減と、ディーゼル発電を石炭火力発電に振り替えることによる運転コスト（主として燃料コスト）の削減である。これは独立系統の容量および独立系統の発電機単機容量に依存する。ここで単機容量は、独立系統の系統容量に比例するため、独立系統容量が確定すれば、いずれの便益も算出は可能である。一方、送電線の種類が限定されているため、系統連系に必要な費用は系統間の距離に依存することになる。

このため、連系を行う系統容量と系統間の距離により、連系線の導入が合理的か否かを判定することが可能となる。ここでは表 5.7.3 に示す仮定に基づき、系統連系が合理的に成立するかの検討を行った。

表 5.7.3 小規模独立系統－大規模系統間の系統連系における  
便益・費用算出のための仮定

Item	Assumption
Type of Generator	System A: Coal System B: Diesel
Unit size of Generator	7% of Peak Load on Isolated Power System
Load Factor	System A: 45% System B: 30%
Cost of Generator (Diesel)	108,309 (US\$/MW-year)
O&M Cost (Fixed)	System A: 37,200 (US\$/MW-year) System B: 20,400 (US\$/MW-year)
O&M Cost (Variable)	System A: 0.23 (US cent/kWh) System B: 0.35 (US cent/kWh)
Fuel Cost	System A: 2.5 (US cent/kWh) System B: 16.8 (US cent/kWh)
Construction Cost of Line	9,999.86 (US\$/km-year)
Construction Cost of Substations	6,965.18 (US\$/year)

検討結果を図 5.7.3 に示す。小規模独立系統－大規模系統連系のケースにおいては、かなり小規模の系統でも連系の経済性が成立しやすく、10 MW の独立系統を 200 km 離れた大規

模系統に接続するケースですら経済的には合理性がある。このため、2027年の断面ではほとんどの独立系統において系統連系が経済的に成立する。

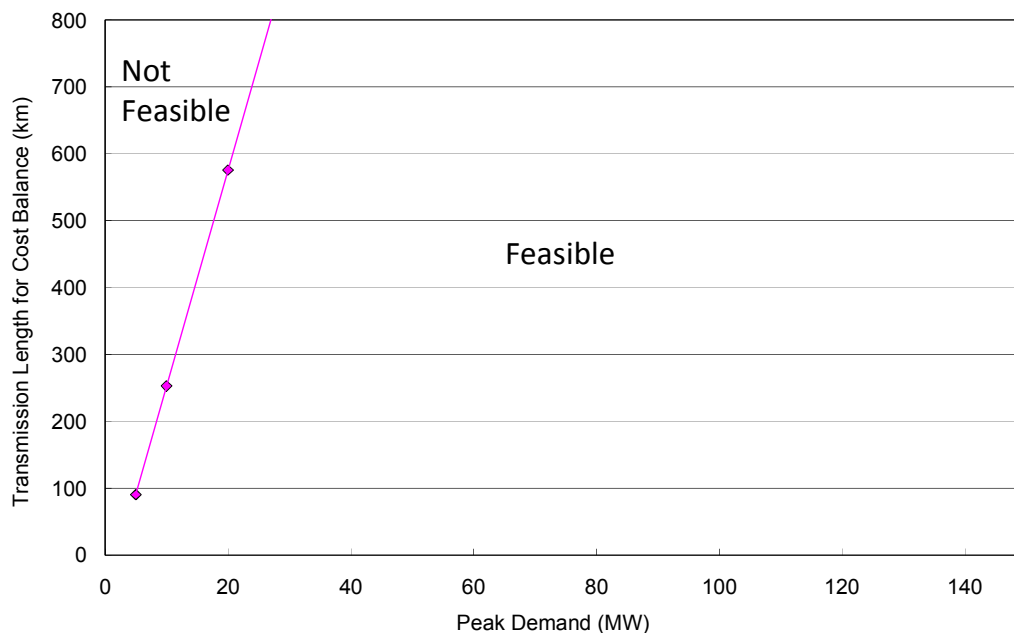


図 5.7.3 小規模独立系統—大規模系統の連系に対する経済的合理性の評価

#### 5.7.4 小規模独立系統の連系時期

これまでの検討結果から、小規模独立系統を連系するためには小規模独立系統を大規模系統に連系し、運転コストを削減することが必要であることが判明した。そこで、ここでは大規模系統の端点から小規模独立系統へ連系することを想定し、最適な連系時期の検討を行った。なお、連系時期の検討に当たっては、連系による便益が連系コストを上回る時を基本とし、周辺の系統の連系時期および発電機導入時期を考慮して補正を行った。結果を表 5.7.4 に示す。

ここで、Kendari 系統、Palu 系統のように系統内に石炭火力発電所を保有する（または建設する計画がある）場合、連系時の便益が単純にディーゼル発電と石炭火力発電との差とはならない。このため、この 2 つの系統については現在稼働中または至近年の石炭火力導入計画を反映し、連系線の導入年次を検討した。

表 5.7.4 小規模独立系統の連系時期

Isolated System	Nearest point of Large system	Distance (km)	Transmission Cost (US\$)	Peak Load (2007)	Interconnection year in terms of economy	Interconnection year
Gorontalo	Buroko	94	15,148,300	25.87	As soon as possible	2010 (in conjunction with coal power plant)
Marisa	Isimu (Between Gorontalo and Buroko)	118	17,785,900	6.72	As soon as possible	2011 (after connection of Gorontalo - Minahasa)
Buroko	Bintauna	40	9,213,700	2.05	2009	2010 (in conjunction with Gorontalo coal power plant)
Palu+Parigi	Poso	102	16,027,500	43.06	As soon as possible	2010 (in conjunction with Poso)
Poso	Poso Hydro	37	8,884,000	5.28	As soon as possible	2010 (in conjunction with Poso)
Toli-Toli	Leok	99	15,697,800	6.01	As soon as possible	2014 (after connection of Leok)
Moutong-Kotaraya-Palasa	Marisa	84	14,049,300	5.05	As soon as possible	2012 (after connection of Marisa)
Leok	Gorontalo Coal Power Plant	148	21,082,900	3.84	2013	2013
Kolondale	Poso Hydro	90	14,708,700	1.78	2016	2016
Bangkir	Toli-Toli	98	15,587,900	1.03	2023	2023
Luwuk	Ampana	165	22,951,200	8.7	As soon as possible	2012 (after connection of Ampana)
Ampana	Poso	123	18,335,400	1.84	2018	2011 (after introduction of Poso)
Molibagu	Otam	70	12,510,700	2	2014	2014
Bintauna	Lolak	41	9,323,600	1.6	— <sup>34</sup>	2010 (in conjunction with Gorontalo coal power plant)
Kendari + Kolaka	Wotu	300	47,969,100	46.1	As soon as possible	2011 (in conjunction with Kendari coal power plant)
Kolaka	Kendari	135	22,101,500	9.7	As soon as possible	2011 (in conjunction with Kendari coal power plant)

<sup>34</sup> Gorontalo 系統接続時にはこのエリアにも送電線が通過するため、Bintauna 単体としては連系のメリットがなくとも北部系統全体としては連系した方が有益となる。

## 5.8 長期電源開発計画

### 5.8.1 開発シナリオの設定

2つの開発シナリオを設定した。一つは経済性優先シナリオである。これは、開発電源に制限をかけず、供給コストを最小にするシナリオである。燃料コストの高いディーゼル発電のほとんどは石炭火力が置き換わる開発計画となる。

もう一つはローカルエネルギー優先シナリオである。スラウェシ島に存在するローカルエネルギーである、水力、地熱発電を優先的に開発するシナリオである。具体的には CO<sub>2</sub> の排出原単位を現在の排出レベルとする計画とする。この計画では、石炭火力のほかに、水力発電、地熱発電がある程度開発されることになる。

周辺の小規模系統は経済的に見合った時期に Minahasa-Kotamobagu 系統及び Sulsel 系統に接続し、北スラウェシ系統、南スラウェシ系統を構成する。2007年および2027年のスラウェシ系統の系統規模を図 5.8.1 および図 5.8.2 に比較して示す。

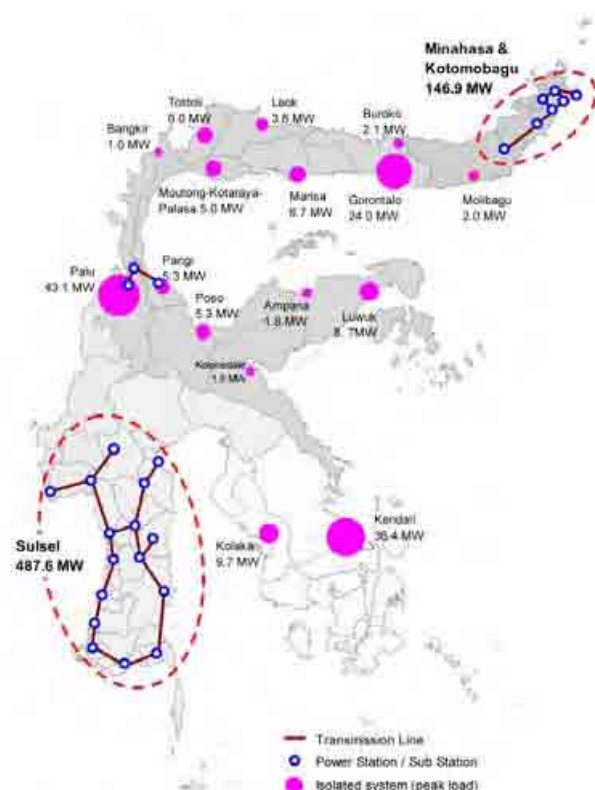


図 5.8.1 2007年スラウェシ系統の系統規模

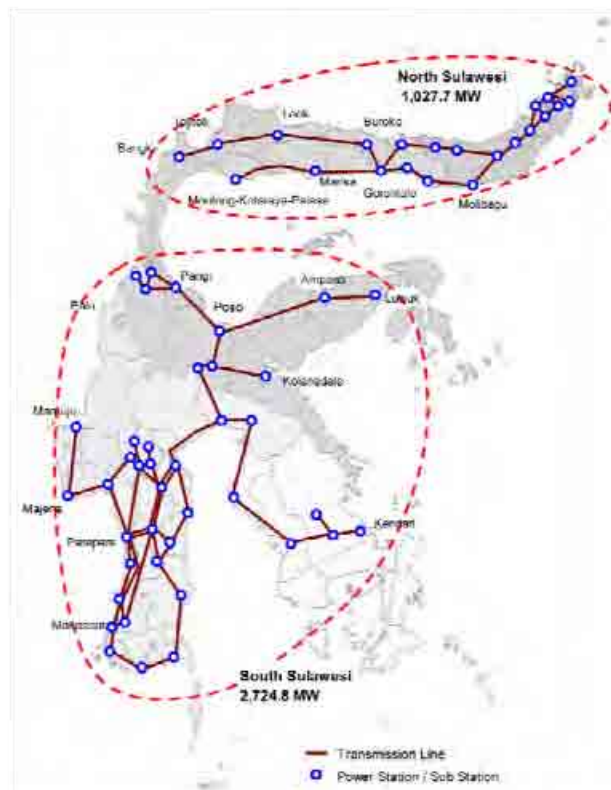


図 5.8.2 2027年スラウェシ系統の系統規模

### 5.8.2 電源開発量と電源種別

#### (1) 北スラウェシ系統

表 5.8.1～

表 5.8.3 に、2つの開発シナリオによる電源開発量と電源種別を示す。2027年までに必要な電源開発量は 1,105 MW（経済性優先シナリオ）、1,110 MW（ローカルエネルギー優先シナリオ）となる。経済性優先シナリオでは、開発量の 53%程度を石炭火力が占め、残りは

石油火力、地熱、水力になる。一方で、ローカルエネルギー優先シナリオでは、石炭は26%となり、ローカルエネルギーである地熱、水力が比較的多く投入されることになる。

表 5.8.1 北スラウェシ系統の電源開発計画

Year	Peak (MW)	経済性優先シナリオ						ローカルエネルギー優先シナリオ						
		ST			GT	CCG	Hydro	ST			GT	CCG	Hydro	
		10	25	50	25	20		10	25	50	25	20		
2006	132	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2007	147	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2008	161	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2009	175	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2010	223	--	25	--	50	--	--	--	25	--	75	--	--	--
2011	256	10	100	--	--	--	--	10	50	--	25	--	--	--
2012	285	--	--	--	25	--	--	--	--	--	25	--	--	--
2013	314	--	--	--	25	--	20	--	25	--	--	--	20	--
2014	355	--	--	--	50	--	--	--	--	--	25	20	--	--
2015	384	--	25	--	--	--	--	--	25	--	--	--	--	--
2016	415	--	25	--	--	--	--	--	--	--	25	20	--	--
2017	449	--	25	--	25	--	--	--	25	--	--	--	--	--
2018	485	--	25	--	25	--	--	--	--	--	50	20	--	--
2019	525	--	50	--	--	--	--	--	--	--	25	20	--	--
2020	567	--	25	--	25	--	--	--	25	--	--	20	--	--
2021	615	--	50	--	--	--	--	--	--	--	25	20	--	--
2022	667	--	25	--	50	--	--	--	25	--	25	20	--	--
2023	731	--	75	--	--	--	--	--	--	--	75	20	--	--
2024	796	--	50	--	25	--	--	--	25	--	25	20	--	--
2025	867	--	50	--	50	--	--	--	25	--	50	20	--	--
2026	944	--	25	50	--	--	--	--	--	--	50	40	--	--
2027	1,028	--	--	50	50	--	--	--	25	--	25	40	--	--
No. of Units		1	23	2	16	--	1	1	11	--	21	14	1	
		43						48						
Capacity (MW)		10	575	100	400	--	20	10	275	--	525	280	20	
		1,105						1,110						



表 5.8.2 北スラウェシ系統の電源開発計画（経済性優先シナリオ）

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Forecasted Demand</b>																							
Energy Production	GWh	694.8	775.0	849.4	922.8	1,175.0	1,401.5	1,561.4	1,720.1	1,941.3	2,100.1	2,272.0	2,455.9	2,656.3	2,872.5	3,106.3	3,369.1	3,795.0	4,155.5	4,525.1	4,927.7	5,366.1	5,843.7
Peak Load	MW	131.7	146.9	161.0	174.9	229.7	256.0	285.2	314.2	354.6	383.6	415.0	448.6	485.2	524.7	567.4	615.4	667.4	730.8	795.8	866.6	943.7	1,027.7
Load Factor	%	60.2	60.2	60.2	60.2	58.4	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
<b>Existing Capacity</b>																							
Installed Capacity	MW	156.2	156.2	156.2	156.2	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	89.7	89.7	89.7	89.7	88.7	75.7	74.7	73.7	73.7	73.7
Derating Capacity	MW	20.0	20.0	20.0	20.0	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.3	0.2	--	--	--
Available Capacity	MW	136.2	136.2	136.2	136.2	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	89.0	89.0	89.0	89.0	88.1	75.5	74.6	73.7	73.7	73.7
<b>Existing Plant PLN</b>																							
PLTA/PLTM	MW	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7
PLTP	MW	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
PLTD	MW	62.5	62.5	62.5	62.5	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	16.0	16.0	16.0	16.0	15.0	2.0	1.0			
Sewa PLTD HSD	MW	20.0	20.0	20.0	20.0																		
<b>Project PLN</b>																							
Mobuya	PLTM			3.0																			
Lobong	PLTM				1.6																		
Lahendong II	PLTP		20.0																				
Lahendong III	PLTP				20.0																		
Lahendong IV	PLTP																						
Lahendong	PLTP																						
Kotamobagu	PLTP																						
Poigar 2	PLTA							30.0															
Sawangan	PLTA								20.0														
Poigar 3	PLTA																						
New Hydro (ROR)	PLTA																						
New PLTG (Manado)	PLTG				50.0					50.0													
New PLTG (Bitung)	PLTG												25.0	25.0							25.0	25.0	
New PLTG (Kotamobagu)	PLTG							25.0	25.0												25.0	25.0	
New PLTG (Likupang)	PLTG																	50.0					
Other PLTG	PLTG																25.0						25.0
Sulut Perpres	PLTU				25.0					25.0													
Amurang	PLTU					110.0																	
Other Coal	PLTU												25.0	25.0	25.0	50.0	25.0	75.0	25.0	50.0	50.0		
<b>Project IPP</b>																							
Koneba	PLTU										25.0												
TLA/YTL	PLTU													25.0	25.0					25.0	25.0		
Kema	PLTU																						
Sulut II (Infra Summit)	PLTU																						50.0
<b>New Connected Plant</b>																							
Moribagu										5.6													
Gorontalo						66.0																	
Marisa							13.3																
Buroko						4.6																	
Bintauna						4.0																	
Leok									7.0														
MKP								10.7															
Toli-Toli										14.5													
Bangkir																							5.6
<b>Total Capacity</b>	<b>MW</b>	<b>136.2</b>	<b>156.2</b>	<b>159.2</b>	<b>180.8</b>	<b>290.2</b>	<b>413.5</b>	<b>479.2</b>	<b>531.2</b>	<b>601.3</b>	<b>626.3</b>	<b>651.3</b>	<b>701.3</b>	<b>744.3</b>	<b>794.3</b>	<b>844.3</b>	<b>894.3</b>	<b>968.4</b>	<b>1,036.4</b>	<b>1,110.5</b>	<b>1,209.6</b>	<b>1,284.6</b>	<b>1,384.6</b>
<b>Reserve Margin</b>	<b>%</b>	<b>3.4</b>	<b>6.3</b>	<b>(1.1)</b>	<b>3.4</b>	<b>26.3</b>	<b>61.5</b>	<b>68.0</b>	<b>69.1</b>	<b>69.6</b>	<b>63.3</b>	<b>56.9</b>	<b>56.3</b>	<b>53.4</b>	<b>51.4</b>	<b>48.8</b>	<b>45.3</b>	<b>45.1</b>	<b>41.8</b>	<b>39.5</b>	<b>39.6</b>	<b>36.1</b>	<b>34.7</b>

表 5.8.3 北スラウェシ系統の電源開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Forecasted Demand</b>																							
Energy Production	GWh	694.8	775.0	849.4	922.8	1,175.0	1,401.5	1,561.4	1,720.1	1,941.3	2,100.1	2,272.0	2,455.9	2,656.3	2,872.5	3,106.3	3,369.1	3,795.0	4,155.5	4,525.1	4,927.7	5,366.1	5,843.7
Peak Load	MW	131.7	146.9	161.0	174.9	229.7	256.0	285.2	314.2	354.6	383.6	415.0	448.6	485.2	524.7	567.4	615.4	667.4	730.8	795.8	866.6	943.7	1,027.7
Load Factor	%	60.2	60.2	60.2	60.2	58.4	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	62.5	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
<b>Existing Capacity</b>																							
Installed Capacity	MW	156.2	156.2	156.2	156.2	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	89.7	89.7	89.7	89.7	88.7	75.7	74.7	73.7	73.7	73.7
Derating Capacity	MW	20.0	20.0	20.0	20.0	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.3	0.2	--	--	--
Available Capacity	MW	136.2	136.2	136.2	136.2	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	89.0	89.0	89.0	89.0	88.1	75.5	74.6	73.7	73.7	73.7
<b>Existing Plant PLN</b>																							
PLTA/PLTM	MW	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7	53.7
PLTP	MW	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
PLTD	MW	62.5	62.5	62.5	62.5	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	16.0	16.0	16.0	16.0	15.0	2.0	1.0			
Sewa PLTD HSD	MW	20.0	20.0	20.0	20.0																		
<b>Project PLN</b>																							
Mobuya	PLTM			3.0																			
Lobong	PLTM				1.6																		
Lahendong II	PLTP		20.0						20.0					20.0	20.0							20.0	20.0
Lahendong III	PLTP				20.0							20.0						20.0	20.0			20.0	20.0
Lahendong IV	PLTP																						
Lahendong	PLTP																						
Kotamobagu	PLTP															20.0	20.0			20.0	20.0		
Poigar 2	PLTA							30.0															
Sawangan	PLTA								20.0														
Poigar 3	PLTA																						
New Hydro (ROR)	PLTA																						
New PLTG (Manado)	PLTG				50.0	25.0									25.0				50.0				
New PLTG (Bitung)	PLTG				25.0							25.0											
New PLTG (Kotamobagu)	PLTG					25.0														25.0			
New PLTG (Likupang)	PLTG									25.0							25.0				25.0	25.0	
Other PLTG	PLTG													25.0				25.0		25.0	25.0	25.0	25.0
Sulut Perpres	PLTU								25.0		25.0												
Amurang	PLTU					110.0																	
Other Coal	PLTU															25.0							
<b>Project IPP</b>																							
Koneba	PLTU																				25.0	25.0	
TLA/YTL	PLTU																						
Kema	PLTU												25.0					25.0		25.0			
Sulut II (Infra Summit)	PLTU																						
<b>New Connected Plant</b>																							
Moribagu										5.6													
Gorontalo						66.0																	
Marisa							13.3																
Buroko							4.6																
Bintauna							4.0																
Leok									7.0														
MKP								10.7															
Toli-Toli										14.5													
Bangkir																							
<b>Total Capacity</b>	<b>MW</b>	<b>136.2</b>	<b>156.2</b>	<b>159.2</b>	<b>180.8</b>	<b>290.2</b>	<b>438.5</b>	<b>504.2</b>	<b>556.2</b>	<b>621.3</b>	<b>646.3</b>	<b>691.3</b>	<b>716.3</b>	<b>779.3</b>	<b>824.3</b>	<b>869.3</b>	<b>914.3</b>	<b>983.4</b>	<b>1,071.4</b>	<b>1,140.5</b>	<b>1,234.6</b>	<b>1,324.6</b>	<b>1,414.6</b>
<b>Reserve Margin</b>	<b>%</b>	<b>3.4</b>	<b>6.3</b>	<b>(1.1)</b>	<b>3.4</b>	<b>26.3</b>	<b>71.3</b>	<b>76.8</b>	<b>77.0</b>	<b>75.2</b>	<b>68.5</b>	<b>66.6</b>	<b>59.7</b>	<b>60.6</b>	<b>57.1</b>	<b>53.2</b>	<b>48.6</b>	<b>47.3</b>	<b>46.6</b>	<b>43.3</b>	<b>42.5</b>	<b>40.4</b>	<b>37.6</b>

(2) 南スラウェシ系統

表 5.8.4～表 5.8.6 に、2 つの開発シナリオによる電源開発量と電源種別を示す。2027 年までに必要な電源開発量は 2,870 MW（経済性優先シナリオ）、3,293 MW（ローカルエネルギー優先シナリオ）となる。経済性優先シナリオでは、開発量の 81%程度を石炭火力が占め、残りはガス火力（コンバインドサイクル）と水力になる。一方で、ローカルエネルギー優先シナリオも石炭火力が優勢であることは変わらないが、36%程度となり、ローカルエネルギーである水力は 30%程度開発されることになる。なお、地熱についてはポテンシャルが存在しない。

表 5.8.4 南スラウェシ系統の電源開発計画

Year	Peak (MW)	経済性優先シナリオ						ローカルエネルギー優先シナリオ						
		ST			GT	CCG	Hydro	ST			GT	CCG	Hydro	
		10	25	50	50	50		10	25	50	50	50		
2006	445	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	576	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
2010	687	30	0	350	0	0	180	30	0	350	0	0	180	0
2011	810	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	889	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243
2013	962	0	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	1,040	0	0	100	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0
2015	1,117	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0
2016	1,199	0	0	100	0	0	0	0	0	50	0	50	0	0
2017	1,291	0	0	100	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0
2018	1,386	0	0	50	0	0	0	0	0	50	0	50	0	0
2019	1,488	0	0	100	0	0	0	0	0	100	0	50	0	0
2020	1,597	0	0	100	0	50	0	0	0	0	0	50	126	0
2021	1,724	0	0	150	0	0	0	0	0	100	50	50	0	0
2022	1,862	0	0	100	0	50	0	0	0	0	0	50	180	0
2023	2,009	0	0	150	50	0	0	0	0	0	0	150	0	0
2024	2,168	0	0	150	50	0	0	0	0	150	0	50	0	0
2025	2,340	0	0	150	0	50	0	0	0	50	100	0	100	0
2026	2,525	0	0	150	0	50	0	0	0	0	50	100	174	0
2027	2,725	0	0	200	50	0	0	0	0	150	50	50	0	0
No. of Units		4	0	46	3	4	1	4	0	23	5	17	6	
		58						55						
Capacity (MW)		40	0	2,300	150	200	180	40	0	1,150	250	850	1,003	
		2,870						3,293						

表 5.8.5 南スラウェシ系統の電源開発計画（経済性優先シナリオ）

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Forecasted Demand</b>																							
Energy Production	GWh	2,616.8	2,867.3	3,085.5	3,388.9	3,663.5	4,370.4	5,148.3	5,148.3	5,655.8	6,567.3	7,050.1	7,592.9	8,151.5	8,751.9	9,389.9	10,139.7	10,949.4	11,815.6	12,750.6	13,759.7	14,848.2	16,023.1
Peak Load	MW	445.0	487.6	524.7	576.3	687.1	809.5	889.2	961.8	1,040.3	1,116.8	1,202.8	1,291.2	1,386.2	1,488.3	1,596.8	1,724.3	1,862.0	2,009.3	2,168.3	2,339.9	2,525.0	2,724.8
Load Factor	%	67.1	67.1	67.1	67.1	60.9	61.6	66.1	61.1	62.1	67.1	66.9	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
<b>Existing Capacity</b>																							
Installed Capacity	MW	530.7	530.7	543.3	543.3	415.6	415.6	415.6	415.6	415.6	414.8	348.0	348.0	348.0	347.0	347.0	345.3	345.3	344.5	343.4	342.6	342.6	342.6
Derating Capacity	MW	22.7	25.3	25.3	25.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	0.9	0.9	0.5	0.5	0.3	0.1	--	--	--
Available Capacity	MW	508.1	505.5	518.1	518.1	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	413.7	346.9	346.9	346.9	346.1	346.1	344.8	344.8	344.2	343.2	342.6	342.6	342.6
<b>Existing Plant PLN</b>																							
PLTA/PLTM	MW	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6
PLTG	MW	108.3	108.3	108.3	108.3	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8												
PLTD	MW	58.9	58.9	71.5	71.5	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	4.4	2.7	2.7	1.9	0.7			
IPP PLTGU PT Sengkang	MW	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
IPP PLTD PT MP	MW	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Sewa PLTD HSD	MW	21.0	21.0	21.0	21.0																		
<b>Project PLN</b>																							
Tenga & Rantabella	PLTM			11.2																			
PLTG Mobile TM	PLTG			20.0																			
PLTD Sewatama (Tello 2)	PLTD			70.0																			
Poso	PLTA					180.0																	
Poko	PLTA																						
Bakaru 2	PLTA																						
Bonto Batu	PLTA																						
Malea	PLTA																						
New PLTG (Tello)	PLTG																						
New PLTG	PLTG																			50.0	50.0		50.0
Barru	PLTU							50.0	50.0														
Jeneponto (Espanyol)	PLTU					100.0	100.0																
Nil Tanasa	PLTU				10.0	30.0																	
New PLTU	PLTU								50.0	100.0	50.0	100.0	100.0	50.0	100.0	100.0	100.0	50.0	50.0	150.0	50.0	50.0	200.0
<b>Project IPP</b>																							
PLTG PT Sengkang	PLTG				50.0																		
Sengkang (New)	PLTGU																	50.0			50.0	50.0	
Takalar	PLTU					50.0	50.0																
Bosowa	PLTU					100.0			100.0														
Majene	PLTU																50.0	50.0			100.0		
Tallo Lama	PLTU																		100.0				
Takalar Baru	PLTU																						100.0
<b>New Connected Plant</b>																							
Palu						95.5																	
Poso						11.9																	
Kolendale												5.7											
Ampana							4.4																
Luwuk								22.2															
Kendari								79.3															
Kolaka								19.2															
<b>Total Capacity</b>		<b>508.1</b>	<b>505.5</b>	<b>619.3</b>	<b>679.3</b>	<b>1,142.9</b>	<b>1,395.8</b>	<b>1,468.0</b>	<b>1,668.0</b>	<b>1,768.0</b>	<b>1,817.4</b>	<b>1,856.3</b>	<b>1,956.3</b>	<b>2,006.3</b>	<b>2,105.5</b>	<b>2,205.5</b>	<b>2,354.2</b>	<b>2,504.2</b>	<b>2,703.6</b>	<b>2,902.6</b>	<b>3,102.0</b>	<b>3,302.0</b>	<b>3,552.0</b>
<b>Reserve Margin</b>		<b>14.2</b>	<b>3.7</b>	<b>18.0</b>	<b>17.9</b>	<b>66.3</b>	<b>72.4</b>	<b>65.1</b>	<b>73.4</b>	<b>70.0</b>	<b>62.7</b>	<b>54.3</b>	<b>51.5</b>	<b>44.7</b>	<b>41.5</b>	<b>38.1</b>	<b>36.5</b>	<b>34.5</b>	<b>34.6</b>	<b>33.9</b>	<b>32.6</b>	<b>30.8</b>	<b>30.4</b>

表 5.8.6 南スラウェシ系統の電源開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Forecasted Demand</b>																							
Energy Production	GWh	2,616.8	2,867.3	3,085.5	3,388.9	3,663.5	4,370.4	5,148.3	5,148.3	5,655.8	6,567.3	7,050.1	7,592.9	8,151.5	8,751.9	9,389.9	10,139.7	10,949.4	11,815.6	12,750.6	13,759.7	14,848.2	16,023.1
Peak Load	MW	445.0	487.6	524.7	576.3	687.1	809.5	889.2	961.8	1,040.3	1,116.8	1,202.8	1,291.2	1,386.2	1,488.3	1,596.8	1,724.3	1,862.0	2,009.3	2,168.3	2,339.9	2,525.0	2,724.8
Load Factor	%	67.1	67.1	67.1	67.1	60.9	61.6	66.1	61.1	62.1	67.1	66.9	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
<b>Existing Capacity</b>																							
Installed Capacity	MW	530.7	530.7	543.3	543.3	415.6	415.6	415.6	415.6	415.6	414.8	348.0	348.0	348.0	347.0	347.0	345.3	345.3	344.5	343.4	342.6	342.6	342.6
Derating Capacity	MW	22.7	25.3	25.3	25.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	0.9	0.9	0.5	0.5	0.3	0.1	--	--	--
Available Capacity	MW	508.1	505.5	518.1	518.1	414.3	414.3	414.3	414.3	414.3	413.7	346.9	346.9	346.9	346.1	346.1	344.8	344.8	344.2	343.2	342.6	342.6	342.6
<b>Existing Plant PLN</b>																							
PLTA/PLTM	MW	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6	147.6
PLTG	MW	108.3	108.3	108.3	108.3	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8	66.8
PLTD	MW	58.9	58.9	71.5	71.5	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	4.4	2.7	2.7	1.9	0.7	--	--	--
IPP PLTGU PT Sengkang	MW	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
IPP PLTD PT MP	MW	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Sewa PLTD HSD	MW	21.0	21.0	21.0	21.0																		
<b>Project PLN</b>																							
Tenga & Rantabella	PLTM				11.2																		
PLTG Mobile TM	PLTG				20.0																		
PLTD Sewatama (Tello 2)	PLTD				70.0																		
Poso	PLTA					180.0																	
Poko	PLTA						234.0																
Bakaru 2	PLTA															126.0							
Bonto Batu	PLTA																				100.0		
Malea	PLTA																	180.0					
Mapili	PLTA																					174.0	
Lalindu	PLTA																						
New PLTG (Tello)	PLTG																50.0				100.0	50.0	50.0
New PLTGU	PLTG																						
Barru	PLTU				50.0	50.0																	
Jeneponto (Espanyol)	PLTU					50.0				50.0		50.0								50.0			100.0
Nil Tanasa	PLTU				10.0	30.0																	
New PLTU	PLTU												100.0				100.0						
<b>Project IPP</b>																							
PLTG PT Sengkang	PLTG																						
Sengkang (New)	PLTGU									200.0													
Takalar	PLTU															50.0	50.0	50.0		50.0		100.0	50.0
Bosowa	PLTU				100.0	100.0																	
Majene	PLTU																			100.0			
Tallo Lama	PLTGU											50.0		50.0	50.0					150.0			
Takalar Baru	PLTU													50.0	100.0						50.0		50.0
<b>New Connected Plant</b>																							
Palu						95.5																	
Poso						11.9																	
Kolendale												5.7											
Ampana							4.4																
Luwuk								22.2															
Kendari								79.3															
Kolaka								19.2															
<b>Total Capacity</b>	<b>MW</b>	<b>508.1</b>	<b>505.5</b>	<b>619.3</b>	<b>679.3</b>	<b>1,092.9</b>	<b>1,529.8</b>	<b>1,552.0</b>	<b>1,552.0</b>	<b>1,602.0</b>	<b>1,801.4</b>	<b>1,840.3</b>	<b>1,940.3</b>	<b>2,040.3</b>	<b>2,189.5</b>	<b>2,365.5</b>	<b>2,564.2</b>	<b>2,794.2</b>	<b>2,943.6</b>	<b>3,142.6</b>	<b>3,392.0</b>	<b>3,716.0</b>	<b>3,966.0</b>
<b>Reserve Margin</b>	<b>%</b>	<b>14.2</b>	<b>3.7</b>	<b>18.0</b>	<b>17.9</b>	<b>59.1</b>	<b>89.0</b>	<b>74.5</b>	<b>61.4</b>	<b>54.0</b>	<b>61.3</b>	<b>53.0</b>	<b>50.3</b>	<b>47.2</b>	<b>47.1</b>	<b>48.1</b>	<b>48.7</b>	<b>50.1</b>	<b>46.5</b>	<b>44.9</b>	<b>45.0</b>	<b>47.2</b>	<b>45.6</b>

### 5.8.3 発電電力量

#### (1) 北スラウェシ系統

表 5.8.7 及び図 5.8.3 に北スラウェシ系統の発電電力量とその電源構成を開発シナリオ毎に示す。経済性優先シナリオでは、石炭火力の発電電力量は大幅に増加する。ローカルエネルギー優先シナリオでは、石炭火力の他に再生可能エネルギーである地熱、水力の開発も併せて開発するため、電源構成は大きく変わらない。

#### (2) 南スラウェシ系統

表 5.8.8 及び図 5.8.4 に南スラウェシ系統の発電電力量とその電源構成を開発シナリオ毎に示す。経済性優先シナリオでは、石炭火力の発電電力量は大幅に増加する。ローカルエネルギー優先シナリオでは、石炭火力の他に再生可能エネルギーである水力の開発も併せて開発するため、電源構成は大きく変わらない。

表 5.8.7 北スラウェシ系統の発電電力量

(経済性優先シナリオ)

(単位：GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hydro	213	213	226	233	233	233	364	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
Coal	0	0	0	0	149	534	515	525	578	681	806	931	1,063	1,293	1,477	1,760	2,058	2,477	2,798	3,154	3,308	3,693
GT	0	0	0	0	231	71	83	110	208	182	198	233	281	256	303	283	411	357	374	420	705	797
Geothermal	146	291	291	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437	437
Diesel	317	256	304	233	85	127	162	197	266	349	378	403	423	435	437	437	437	432	464	464	464	464
Total	676	760	821	903	1,135	1,402	1,561	1,721	1,941	2,101	2,271	2,456	2,656	2,873	3,106	3,369	3,795	4,155	4,525	4,927	5,366	5,843

(ローカルエネルギー優先シナリオ)

(単位：GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hydro	213	213	226	233	233	233	364	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
Coal	0	0	0	0	138	380	362	452	457	569	569	697	700	715	826	852	1,020	1,075	1,233	1,408	1,448	1,602
GT	0	0	0	0	287	213	217	173	239	229	250	272	317	361	333	402	473	617	644	715	820	851
Geothermal	146	291	291	437	437	437	437	437	583	583	730	730	876	1,022	1,167	1,313	1,459	1,604	1,749	1,895	2,189	2,480
Diesel	317	256	304	233	65	138	181	206	211	269	271	305	312	323	329	351	392	409	447	457	457	459
Total	676	760	821	903	1,160	1,401	1,561	1,720	1,942	2,102	2,272	2,456	2,657	2,873	3,107	3,370	3,796	4,157	4,525	4,927	5,366	5,844

5-49

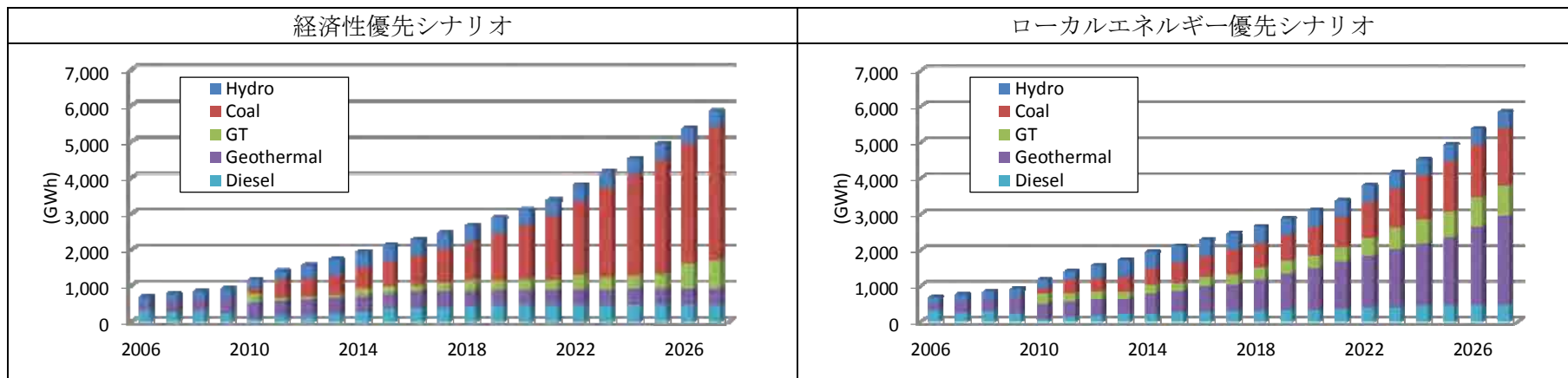


図 5.8.3 北スラウェシ系統の発電電力量

表 5.8.8 南スラウェシ系統の発電電力量

(経済性優先シナリオ)

(単位：GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hydro	745	745	794	794	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583
Coal	0	0	0	68	1,586	2,080	2,732	2,661	3,177	3,847	4,370	4,906	5,404	6,015	6,632	7,421	8,172	9,044	9,962	10,937	11,969	13,145
GT	384	455	465	752	124	220	273	4	4	43	30	25	43	42	32	21	19	30	49	41	42	55
Combined Cycle	889	937	909	920	302	362	404	139	108	202	177	159	186	177	218	191	251	238	236	279	333	321
Diesel	590	694	914	852	69	126	156	760	783	892	890	921	935	935	925	923	924	921	920	920	921	919
Total	2,608	2,831	3,082	3,386	3,664	4,371	5,148	5,147	5,655	6,567	7,050	7,594	8,151	8,752	9,390	10,139	10,949	11,816	12,750	13,760	14,848	16,023

(ローカルエネルギー優先シナリオ)

(単位：GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hydro	745	745	794	794	1,583	1,583	3,014	3,014	3,015	3,015	3,015	3,015	3,015	3,015	3,567	3,567	4,667	4,667	4,667	5,280	6,042	6,042
Coal	0	0	0	68	2,000	2,000	1,289	1,626	1,648	1,990	2,353	2,902	3,329	3,943	3,977	4,675	4,488	4,873	5,826	6,143	6,221	7,250
GT	384	455	465	752	259	259	35	145	61	54	42	38	40	22	18	22	16	41	29	58	57	64
Combined Cycle	889	937	909	920	380	380	151	285	195	637	755	720	841	851	908	956	864	1,313	1,310	1,363	1,615	1,754
Diesel	590	694	914	852	148	148	659	77	736	870	884	918	927	921	920	919	914	921	919	916	914	913
Total	2,608	2,831	3,082	3,386	4,370	4,370	5,148	5,147	5,655	6,566	7,049	7,593	8,152	8,752	9,390	10,139	10,949	11,815	12,751	13,760	14,849	16,023

5-50

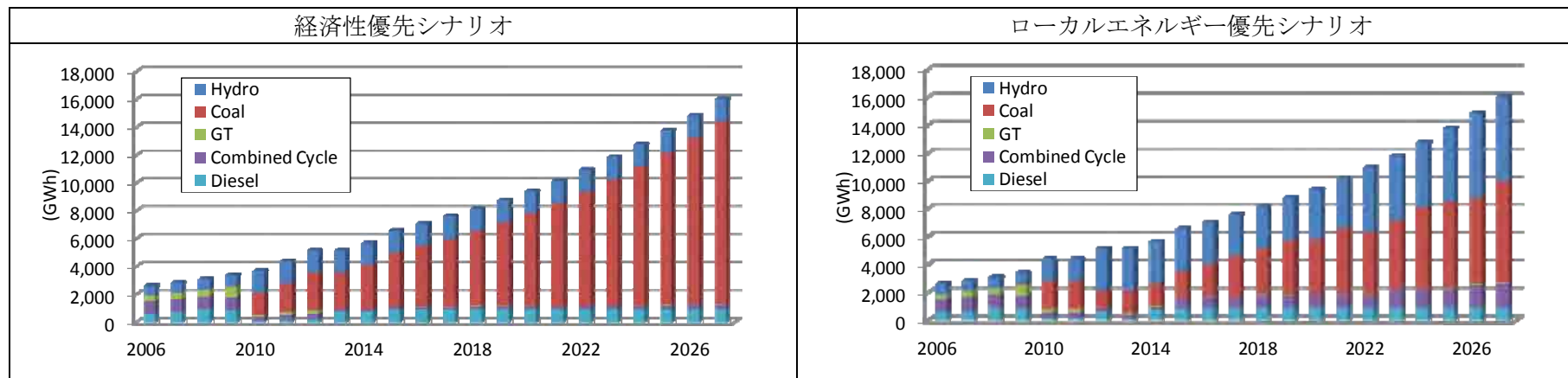


図 5.8.4 南スラウェシ系統の発電電力量



## 5.8.4 燃料消費量とCO<sub>2</sub>排出量

### (1) 北スラウェシ系統

各開発シナリオについて、北スラウェシ系統の燃料消費量を表 5.8.9 に、CO<sub>2</sub>排出量を表 5.8.10 に示す。

経済性優先シナリオでは、石炭火力の導入により CO<sub>2</sub> 排出量は大幅に増加する。排出原単位は水力と地熱が優先して開発されるためいったん下がるが、後年次には石炭開発により 0.8 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度まで上昇する。ローカルエネルギー優先シナリオでは、再生可能エネルギーである地熱、水力の開発により、排出原単位は 0.5 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度となっている。

表 5.8.9 北スラウェシ系統の燃料消費量

(経済性優先シナリオ)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coal (kilo ton)	0	0	0	0	81	293	282	288	318	374	442	510	582	708	809	963	1,126	1,355	1,530	1,724	1,795	1,992
HSD (kilo liter)	83	67	79	60	75	21	23	29	52	45	50	57	66	60	71	67	96	82	86	97	162	183
MFO (kilo liter)	0	0	0	0	0	30	42	52	71	94	102	110	117	121	121	121	121	121	130	130	130	130

(ローカルエネルギー優先シナリオ)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coal (kilo ton)	0	0	0	0	76	210	200	249	252	313	313	383	384	393	453	467	560	589	676	772	793	877
HSD (kilo liter)	83	67	79	60	83	55	54	43	59	56	61	66	74	85	78	94	110	142	148	165	189	196
MFO (kilo liter)	0	0	0	0	0	33	47	54	55	72	73	82	86	89	91	97	108	115	126	128	128	129

表 5.8.10 北スラウェシ系統のCO<sub>2</sub>排出量

(単位：百万トン)

	経済性優先 シナリオ (1)	ローカルエネルギー 優先シナリオ (2)	(3)=(2)-(1)	(3)/(1)
2006	283	283	0	0%
2007	228	228	0	0%
2008	271	271	0	0%
2009	206	206	0	0%
2010	418	432	14	3%
2011	741	698	▲ 43	▲6%
2012	759	716	▲ 43	▲6%
2013	819	799	▲ 20	▲2%
2014	1,012	860	▲ 152	▲15%
2015	1,170	1,019	▲ 151	▲13%
2016	1,343	1,038	▲ 305	▲23%
2017	1,525	1,222	▲ 303	▲20%
2018	1,721	1,265	▲ 456	▲26%
2019	1,959	1,326	▲ 633	▲32%
2020	2,198	1,428	▲ 770	▲35%
2021	2,488	1,529	▲ 959	▲39%
2022	2,911	1,800	▲ 1,111	▲38%
2023	3,317	1,985	▲ 1,332	▲40%
2024	3,703	2,209	▲ 1,494	▲40%
2025	4,125	2,464	▲ 1,661	▲40%
2026	4,489	2,589	▲ 1,900	▲42%
2027	4,951	2,781	▲ 2,170	▲44%

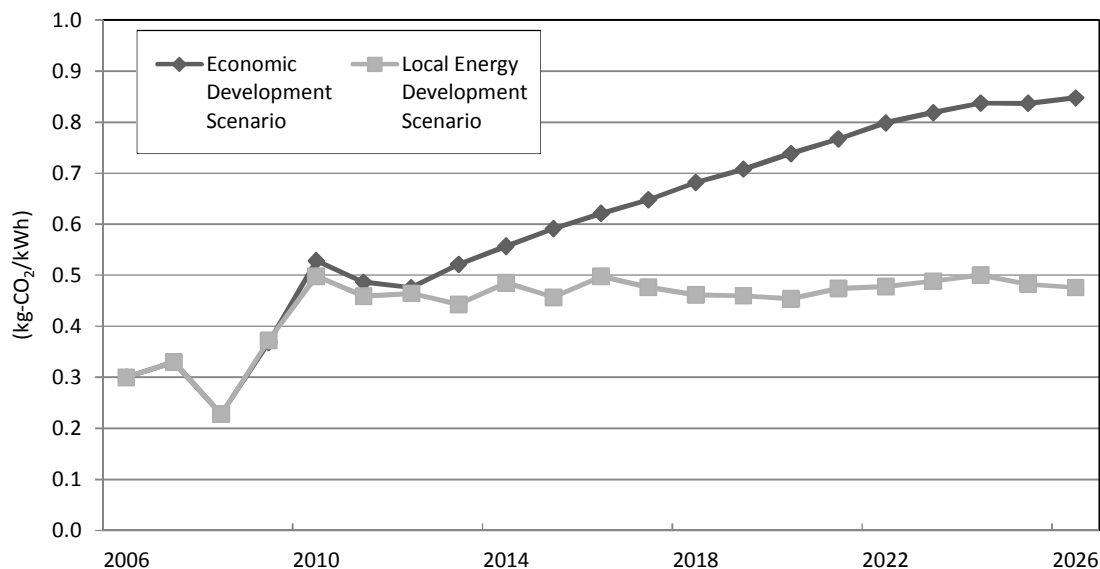


図 5.8.5 北スラウェシ系統 CO<sub>2</sub> 排出原単位

(2) 南スラウェシ系統

表 5.8.11 に南スラウェシ系統の燃料消費量を、表 5.8.12 に CO<sub>2</sub> 排出量を開発シナリオ毎に示す。

経済性優先シナリオでは、石炭火力の開発により CO<sub>2</sub> 排出量も増加する。排出原単位は、2006 年の 0.5 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度から 2027 年には 0.9 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度まで上昇する。ローカルエネルギー優先シナリオでは、再生可能エネルギーである水力の開発により、排出原単位は 0.5 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度となっている。

表 5.8.11 南スラウェシ系統の燃料消費量

(経済性優先シナリオ)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coal (kilo ton)	0	0	0	41	816	1,067	1,400	1,356	1,615	1,957	2,220	2,491	2,744	3,052	3,364	3,762	4,142	4,583	5,047	5,541	6,063	6,658
Gas	6	7	6	10	3	4	4	1	1	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3
HSD (kilo liter)	174	206	194	186	11	31	41	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3	6	5	6	9
MFO (kilo liter)	102	121	202	185	22	38	46	214	220	251	250	259	263	263	260	260	260	259	259	259	259	259

(ローカルエネルギー優先シナリオ)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coal (kilo ton)	0	0	0	41	186	1,028	835	660	844	1,021	1,205	1,482	1,699	2,010	2,027	2,381	2,285	2,483	2,965	3,125	3,165	3,686
Gas	6	7	6	10	3	4	3	1	2	5	6	6	7	7	7	8	7	11	10	11	13	14
HSD (kilo liter)	174	206	194	186	11	39	19	1	4	2	0	0	0	0	0	2	2	4	2	8	8	10
MFO (kilo liter)	102	121	202	185	22	44	23	186	208	245	249	258	261	259	259	259	257	259	259	258	257	257

表 5.8.12 南スラウェシ系統の CO<sub>2</sub> 排出量

(単位：百万トン)

	経済性優先 シナリオ (1)	ローカル エネルギー優先 シナリオ (2)	(3)=(2)-(1)	(3)/(1)
2006	1,314	1,314	0	0%
2007	1,499	1,499	0	0%
2008	1,683	1,683	0	0%
2009	1,899	1,899	28	0%
2010	1,916	1,916	▲623	0%
2011	2,575	2,558	▲276	▲ 1%
2012	3,325	1,973	▲1,139	▲ 41%
2013	3,377	1,945	▲1,513	▲ 42%
2014	3,895	2,415	▲1,459	▲ 38%
2015	4,734	3,099	▲1,131	▲ 35%
2016	5,232	3,527	▲1,058	▲ 33%
2017	5,779	4,081	▲905	▲ 29%
2018	6,320	4,583	▲890	▲ 27%
2019	6,925	5,187	▲721	▲ 25%
2020	7,549	5,249	▲1,198	▲ 30%
2021	8,316	5,978	▲1,071	▲ 28%
2022	9,100	5,732	▲1,965	▲ 37%
2023	9,972	6,386	▲1,997	▲ 36%
2024	10,903	7,327	▲1,780	▲ 33%
2025	11,897	7,691	▲2,263	▲ 35%
2026	12,962	7,901	▲2,878	▲ 39%
2027	14,142	9,012	▲2,714	▲ 36%

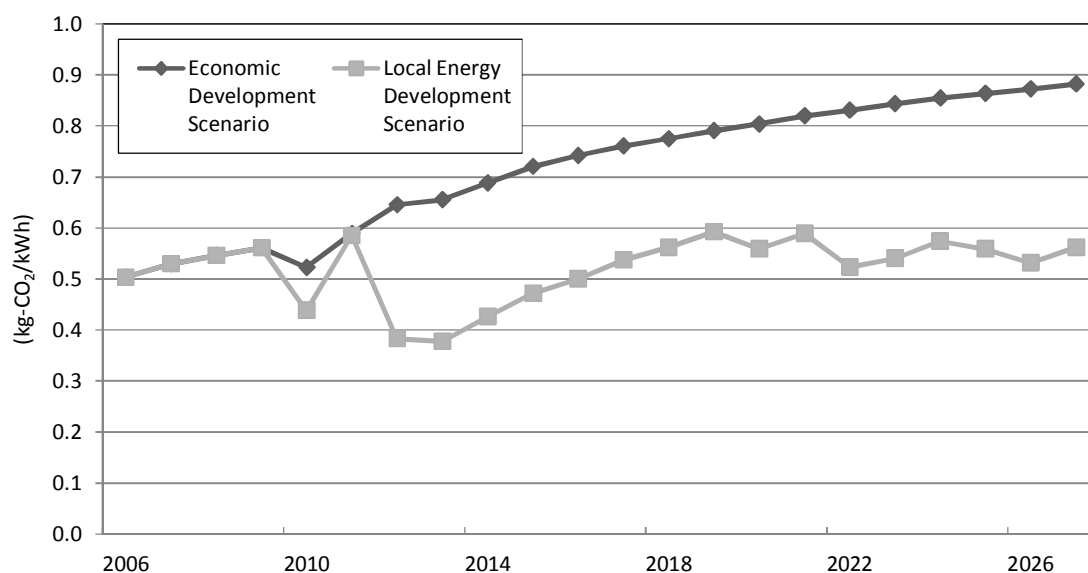


図 5.8.6 南スラウェシ系統 CO<sub>2</sub> 排出原単位

### 5.8.5 設備投資額

表 5.8.13 に 2027 年までの投資コストをシナリオごとに示す。ローカルエネルギー優先シナリオは経済性優先シナリオに比べると 14%程度投資コストは大きくなる。

表 5.8.13 投資コスト

北スラウェシ系統					(million US\$)
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	Total
経済性優先シナリオ	267	199	342	511	1,319
ローカルエネルギー優先シナリオ	260	197	282	464	1,203

南スラウェシ系統					(million US\$)
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	Total
経済性優先シナリオ	1,125	507	874	1,263	3,769
ローカルエネルギー優先シナリオ	1,227	709	1,226	1,430	4,591

全系統					(million US\$)
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	Total
経済性優先シナリオ	1,392	705	1,216	1,775	5,088
ローカルエネルギー優先シナリオ	1,488	906	1,508	1,893	5,795

### 5.8.6 経済性優先シナリオとローカルエネルギー優先シナリオの比較

経済性優先シナリオはローカルエネルギー優先シナリオに比べ、上記のように初期投資額の面からは有利であるが、多くの石炭火力が開発されることとなるため CO<sub>2</sub> 排出量および排出原単位は大きくなる。また、エネルギー政策への適合性、すなわち、電源の多様化、再生可能エネルギーの導入、ローカルエネルギーの活用、現地雇用など地域の貢献を考えると、ローカルエネルギー優先シナリオが好ましいシナリオと判断される。