

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
(要約版)

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
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	スラウェシ島各州におけるエネルギー政策	2-1
2.2	スラウェシ島の一次エネルギー資源	2-1
2.2.1	天然ガス	2-1
2.2.2	石 炭	2-2
2.2.3	泥 炭	2-2
2.2.4	地 熱	2-2
2.2.5	一般水力	2-2
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
第 4 章	電源開発計画	4-1
4.1	スラウェシ島の電力需給の現状	4-1
4.1.1	PLN による電力供給の現状	4-1
4.2	電源開発計画策定条件	4-3
4.2.1	解析に用いるツール	4-3
4.2.2	燃料費	4-3
4.2.3	開発が決定している電源開発プロジェクト	4-3
4.2.4	開発候補電源設備	4-4
4.3	系統連系の経済性	4-4
4.3.1	系統連系の概要	4-4
4.3.2	小規模独立系統間の系統連系	4-5
4.3.3	大規模系統—小規模独立系統間の系統連系	4-5
4.3.4	大規模系統間の系統連系（南北連系）	4-5
4.4	最適な開発シナリオ	4-8
4.5	最適電力開発計画	4-9
4.5.1	電源開発計画	4-9
4.5.2	電源設備投資額	4-10

第 5 章	送電開発計画	5-1
5.1	送電開発計画の前提条件	5-1
5.2	送電開発計画	5-1
5.3	南北連系線の検討	5-8
5.4	その他の送電計画における課題	5-8
第 6 章	最適電力開発計画	6-1
6.1	最適電力開発計画	6-1
6.2	資金調達と民間投資促進策	6-2
6.2.1	PLN の財務状況	6-2
6.2.2	電力開発のための所要資金	6-6
6.2.3	インドネシアにおける IPP 環境	6-7
6.2.4	民間投資促進策の提言	6-11
6.3	協力事業の提案	6-12
6.3.1	水カマスタープランの策定	6-12
6.3.2	Sawangan 水力事業	6-13
6.3.3	Bakaru 2 水力事業	6-13
6.3.4	水力開発における官民連携開発	6-14
6.3.5	Tonse Lama 水力の改修（機器の据え替え）	6-16
6.3.6	グリッド接続事業	6-17

第1章 序 論

本調査は、インドネシア国エネルギー鉱物資源省（MEMR）、国有電力会社（PT. PLN (Persero)）及び独立行政法人国際協力機構（JICA）との間で2007年4月に締結されたS/Wに基づいて、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ものである。

インドネシア国内において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、水力、地熱など豊富な再生可能エネルギー資源が賦存するもののPLNの財政面での制約などからその開発が進んでおらず、南部のマカッサル周辺地域及び北部のマナド周辺地域を除いた、島内の大部分では地方都市を中心に散在するディーゼル電源と小規模系統により電力供給が行われているのが現状である。最近の石油価格の高騰は、ディーゼル電源の燃料調達に支障を来し日常的な計画停電をもたらすとともに、PLNの財務を一層悪化させ、開発資金の不足する状況を深刻にしている。

このような背景を踏まえて、本調査は、

- 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、国有電力会社に対する、計画立案に係る技術移転
- の2項目を目的として計画された。

本調査では、調査段階を以下のように3段階に区分し、

- 第1段階: 基礎調査
- 第2段階: 最適シナリオ検討
- 第3段階: 最適電力開発計画

それぞれ国内作業及び現地調査を行った。

第1段階の基礎調査においては、主に既存情報等の収集・整理・分析を行った。特に、エネルギー政策・需給に関して、電力政策や一次エネルギー資源について中央政府レベル及びスラウェシ州政府レベルでとりまとめるとともに、必要な社会・経済指標の収集・整理を行い、電力需要予測結果について提示した。

第2段階においては、電力開発シナリオとして「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つを設定し、それぞれについて電源開発計画及び送電開発計画について検討し、政策・技術・経済的側面からの評価を行うとともに、比較表を作成し、環境・社会面からの評価を行った。

下表に本調査で提案した2つのシナリオの定義を示す。

経済性優先シナリオ	開発電源の種類に制限を設けず、供給コストを最小とするシナリオで、燃料費の大きいディーゼル発電のほとんどが石炭火力に置き換わることとなる。
ローカルエネルギー優先シナリオ	スラウェシ島に賦存する水力、地熱を利用した電源開発を優先するシナリオであり、CO ₂ の排出原単位を現状の排出レベルに設定する。

その結果、設備投資費用において 1 割程度、また移転家屋数や生物への影響などの面で若干、「経済性優先シナリオ」が有利となったものの、エネルギー政策への適合性、運転・維持管理費用、地球温暖化を含むほとんどの項目において「ローカルエネルギー優先シナリオ」が有利との結果を得、調査団としては、「ローカルエネルギー優先シナリオ」を最適なシナリオと判断した。

第 3 段階では、「ローカルエネルギー優先シナリオ」に基づき、資金計画及び民間投資促進対策について検討を行うとともに、南北の大系統（Sulsel 系統および Minahasa-Kotamobagu 系統）の連系を含む系統連系について、費用対効果の評価を行い、その可否や実施時期についてとりまとめた。また、最後に、ローカルエネルギー優先シナリオにおいて提示された、いくつかの候補プロジェクトについて具体的な協力策案について提示した。

なお、本調査は、JICA の進める「東北インドネシア地域開発プログラム」の一環として、電力計画策定への地域レベルの参画が求められており、カウンターパート機関以外の、州政府関係者、学識経験者、NGO 等のステークホルダーにも広く情報公開を図るため、計 4 回のワークショップ、3 回のステークホルダー協議（うち 2 回はワークショップと同時開催）への参加を募っただけでなく、3 回にわたる州政府機関への訪問、調査結果をとりまとめたパンフレット（英語・インドネシア語の併記）の作成・配布など、調査内容・結果の周知及び理解獲得に努めた。

本要約版においては、ローカルエネルギー優先シナリオを中心に調査結果の概要についてまとめる。

第2章 エネルギー政策及び一次エネルギー資源

ここでは、スラウェシ州レベルにおけるエネルギー・電力政策及びスラウェシ島内の一次エネルギー資源について述べる。

2.1 スラウェシ島各州におけるエネルギー政策

(1) 地方レベルの電力開発計画（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成しているところはない。

(2) スラウェシ各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。

2.2 スラウェシ島の一次エネルギー資源

2.2.1 天然ガス

中央スラウェシ州には、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（LNG¹）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、南スラウェシ州にも、小規模であるが0.79 Tcfの埋蔵量がある。

島の天然ガス開発はまだほとんど進んでいないが、現在、南スラウェシ州で民間IPP²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³。

中央スラウェシ州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。セノロ（Senolo）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。

¹ Liquefied Natural Gas

² PT Energi Sengkan

³ Sengkang プロジェクト第2・第3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。

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とカリマンタンに偏在する。

スラウェシの石炭資源については、中央スラウェシ州と南スラウェシ州の 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。

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。

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州と中央スラウェシ州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州が推定埋蔵量で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。中央スラウェシ州が106 MWe、南東スラウェシ州が51 MWe、南スラウェシ州が49 MWe、ゴロンタロ州は15 MWe と北スラウェシ州に比べて規模は小さい。

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、北スラウェシ州と中央スラウェシ州に4,000 MW、西、南、南東スラウェシ州に6,749 MW が賦存する（表 2.2.1 参照）。

表 2.2.1 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
Sulawesi	116	10,749	14.2%	52,952
North & Central	-	4,000	-	-
West, South & South East	-	6,749	-	-
Maluku	53	430	0.6%	3,043
Irian Jaya	210	22,371	29.6%	133,759
Bali, NTB, NTT ⁴	136	374	0.5%	2,536
合計	1,315	75,624	100.0%	401,644

(出所) PLN

⁴ Nusa Tenggara Barat (西ヌサテンガラ州)、Nusa Tenggara Timur (東ヌサテンガラ州)

また、上記の一般水力とは別に、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 の評価では 31,440 kW であり、うち最大の資源が報告される北スラウエシが 12,790 kW、これに南スラウエシの 11,765 kW が並び、中央スラウエシの 6,885 kW が続く。一方、PLN 以外の評価では、島全体で 30,474 kW と報告されている。

その他の一次エネルギー資源として、風力、太陽光、バイオマス・バイオガス等が挙げられるが、水力、地熱と比較して発電可能賦存量としては大きくない。

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、系統ごとの需要を予測した。

3.1 技術基準

本調査で用いた手法は極めてオーソドックスなものであり、以下のステップを辿って行った。

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一つのブロックとして需要予測を行う。

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、中央、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州であるが、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、中央、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	North	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、おおむね弾性値が 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、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ものが通例である、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 である。

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% にもおよぶ。これらがまった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、今後なるべく解消を目指すものの、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対比するため 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。なお、電源開発計画はベースケースをもとに策定しており、High Case はあくまで参考値である。

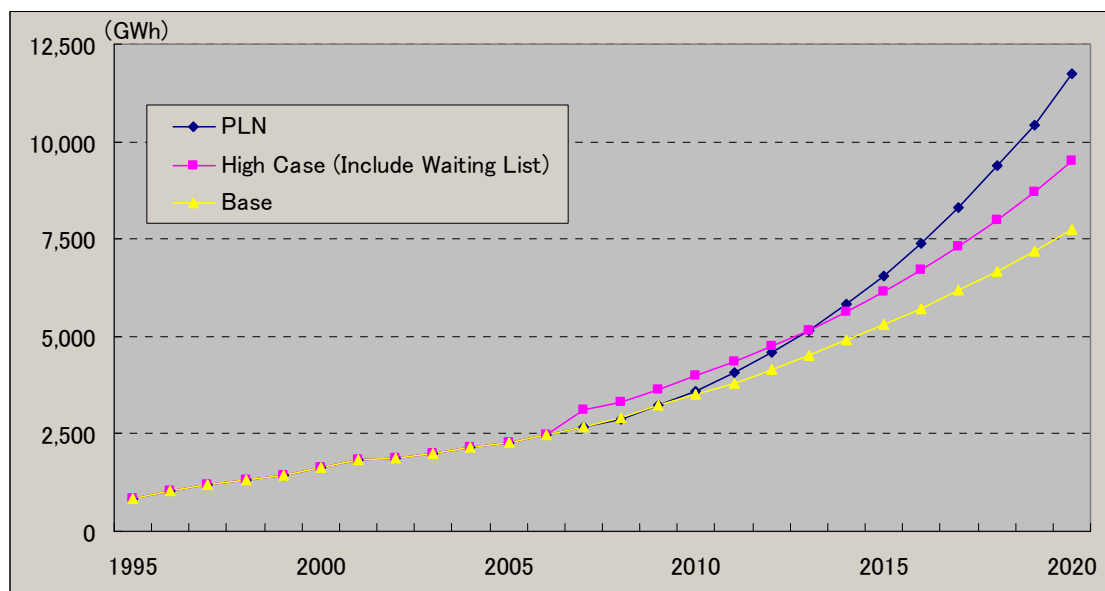


図 3.2.1 南スラウエシ需要想定

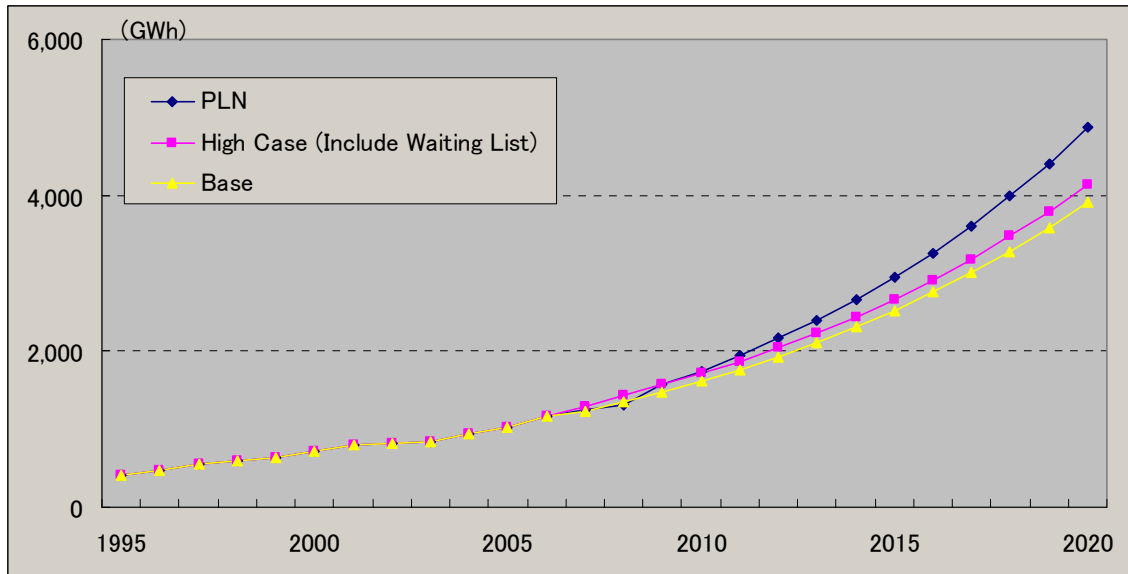


図 3.2.2 北スラウェシ需要想定

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、大括りだがその分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果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、違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。

第4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。

4.1 スラウェシ島の電力需給の現状

4.1.1 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、表 4.1.1 にスラウェシ島における PLN による電力供給実績を示す。

表 4.1.1 スラウェシ島における PLN による電力供給実績 (2002~2006 年)

項目	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（南スラウェシ州と西スラウェシ州にまたがる）
- 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 はこれらの電力供給を、北部スラウェシ 3 州（北スラウェシ、中央スラウェシ、ゴロンタロ）と南部スラウェシ 3 州（南スラウェシ、南東スラウェシ、西スラウェシ）に分けて管轄しており、それぞれ Manado に所在する北スラウェシ支店（Wilayah Suluttenggo）および Makassar に所在する南スラウェシ支店（Wilayah Sulselrabar）が担当している。

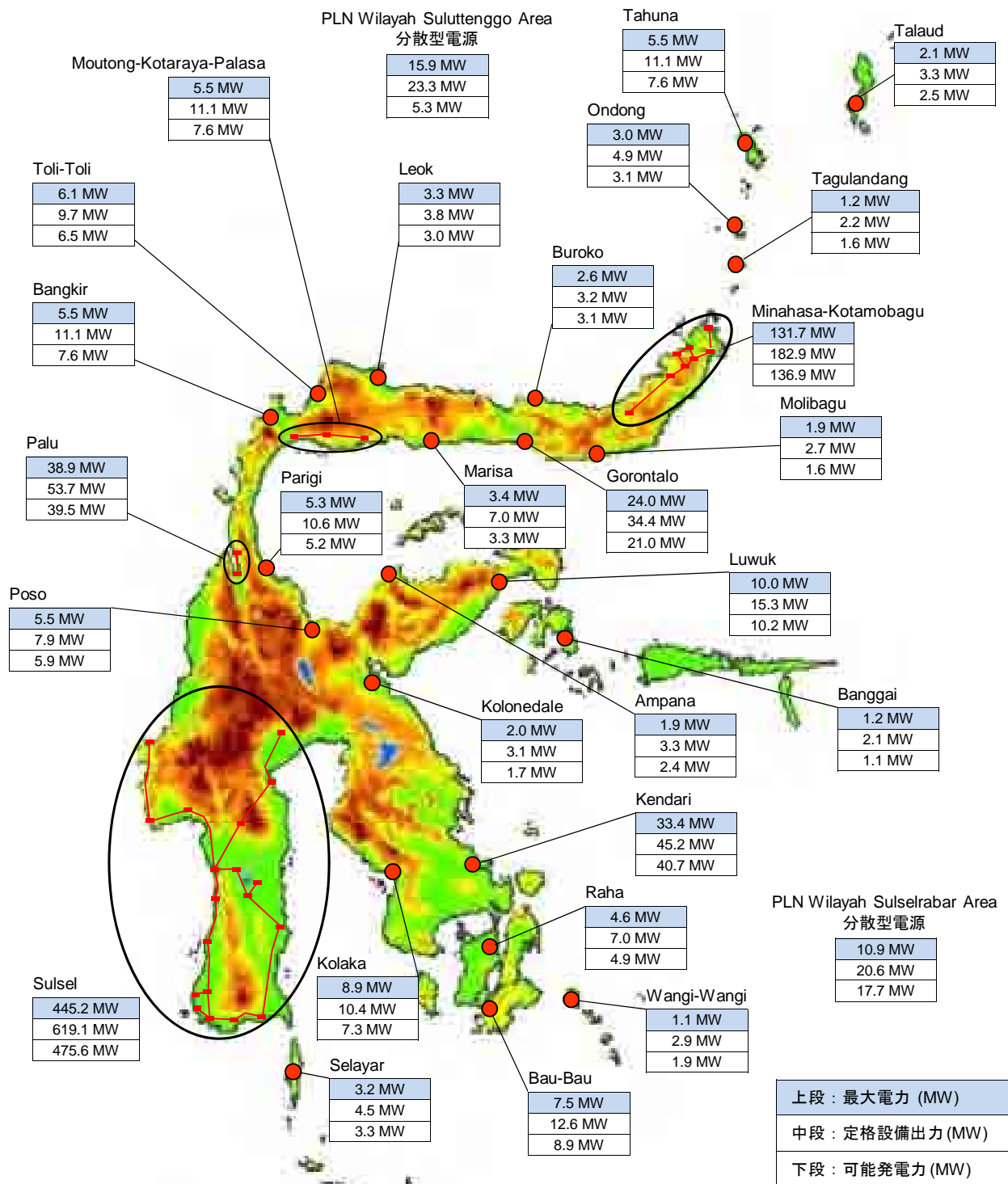
表 4.1.2 に PLN 系統の発電電力量と構成比率を、図 4.1.1 に電力系統図を示す。

Minahasa-Kotamobagu 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 4.1.2 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
その他独立系統	983	23.6
計	4,164	100.0

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



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

図 4.1.1 スラウェシ島の PLN 電力系統 (2006 年末時点)

4.2 電源開発計画策定条件

4.2.1 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した。

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、および②Sulsel 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した。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した。

4.2.2 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 4.2.1 のとおり設定した。

表 4.2.1 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	USD/ton	40				
	USD/liter		0.60	0.60		
	USD/MMBTU				5.0	
	cent/GCal	800	6,652	7,168	1,984	
	cent/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

4.2.3 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、開発時期が確定したものとして扱った。表 4.2.2 にそのプロジェクトを示す。

表 4.2.2 開発固定プロジェクトリスト

管理地域	系 統	所有者	電源設備	設備タイプ		燃料	設備出力	供給力 計上年
Wilayah Suluttenggo	Minahasa- Kotamobagu	PLN	Lahendong II	地熱	PLTP	地熱	20.0 MW	2007
		IPP	Mobuya	小水力	PLTM		3.0 MW	2008
		PLN	Lahendong III	地熱	PLTP	地熱	20.0 MW	2009
		PLN	Lobong	小水力	PLTM		1.6 MW	2009
	Gorontalo	PLN	Mongango I	小水力	PLTM		1.2 MW	2009
	Ampana	PLN	Sansarino	小水力	PLTM		0.8 MW	2009
Wilayah Sulselrabar	Sulsel	PLN	Tengka & Ranteballa	小水力	PLTM		11.2 MW	2008
		Rental	Mobile TM 2500	ガスタービン火力	PLTG	HSD	20 MW	2008
		Rental	Sewa (Tello)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	70 MW (10 MW × 7 units)	2008
		PLN	Senkang	ガスタービン火力	PLTG	ガス	65 MW	2009
	Kendari	Rental	Sewa (Perusda)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	5 MW (2.5 MW × 2 units)	2008
	Raha	Rental	Sewa (Raha)	ディーゼル火力	PLTD	MFO	3 MW (1 MW × 3 units)	2008

4.2.4 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 4.2.3 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 4.2.3 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	
	火力火力	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 (USD/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	(USD/燃料単位)	40 (USD/ton)	0.6 (USD/Liter)	5.0 (USD/MMBTU)	0.6 (USD/Liter)		19 (USD/kWh)
	(USD/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

4.3 系統連系の経済性

4.3.1 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・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で 6 箇所、北スラウェシ支店管内で 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 4.3.1 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した。

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った。

- 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

表 4.3.1 系統連系による便益と費用

便 益	費 用
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 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) ➤ 発電所維持管理コストの削減 ➤ 経済的運用による燃料費削減 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 連系線の建設コスト ➤ 送電ロス ➤ 送電線維持管理コスト

4.3.2 小規模独立系統間の系統連系

系統連系に伴い予備機の削減を行うことが可能であり、これが連系における便益となる。しかし、この便益は送電線建設コストに比べ小さいものとなるため、小規模独立系統間の系統連系については経済的合理性が成立しなかった。

4.3.3 大規模系統—小規模独立系統間の系統連系

このケースにおいては、予備機を削減するだけでなく、系統連系時に小規模独立系統のディーゼル発電を停止し、大規模系統の石炭火力、大規模水力といったより発電単価の安い電源を使用することが可能となる。これによる便益は独立系統の需要に依存するが、独立系統の需要は毎年大きくなるため、連系線コストと毎年の独立系統の需要を考慮することで、経済的な連系時期を検討することが可能となった。

表 4.3.2 に小規模独立系統を大規模系統に連系する時期を検討した結果を示す。ディーゼルと石炭火力の燃料費の差は非常に大きく、この表から分かるように比較的早い時期(2008—2014年)にほとんどの小規模系統において連系の経済的合理性が成立した。

4.3.4 大規模系統間の系統連系(南北連系)

大規模系統間を連系したときの便益は主に以下の2点である。

(1) 大容量発電機の導入

連系により系統規模が大きくなると、より大きな単機容量の発電機を導入することが可能となる。大容量発電機は、小容量の発電機に比べ熱効率が高く、単位容量当たりの建設コストが低い。この結果、系統連系により発電コストの低減が可能となった。

(2) 発電予備力の削減

系統連系を行うことで発電予備力の共有が可能となり、結果として発電予備力の削減を行うことが出来る。

これらの連系による便益は単純に計算することが困難なため、WASP-IVにて便益の算出を行った。その結果、南北連系による便益は 101 million US\$ (NPV 2008)であるが、第 5.3 節で記述するように連系線の建設コストが上回るなどの問題があり、2027 年までの南北連系は困難となった。

表 4.3.2 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)	経済上の導入時期	導入時期
Gorontalo	Buroko	94	15,148,300	25.87	As soon as possible	2010年 石炭火力導入に合わせて建設
Marisa	Isimu (Between Golontaro and Buroko)	118	17,785,900	6.72	As soon as possible	2011年 Gorontalo-Minahasa 接続後
Buroko	Bintauna	40	9,213,700	2.05	2009	2010年 Gorontalo 石炭火力導入に合わせて建設
Palu+Parigi	Poso	102	16,027,500	43.06	As soon as possible	2010年 Poso 水力と同時期
Poso	Poso Hydro	37	8,884,000	5.28	As soon as possible	2010年 Poso 水力と同時期
Toli-Toli	Leok	99	15,697,800	6.01	As soon as possible	2014年 Leok 接続後
Moutong-Kotaraya-Palasa	Marisa	84	14,049,300	5.05	As soon as possible	2012年 Marisa 接続後
Leok	Gorontalo Coal Power Plant	148	21,082,900	3.84	2013	2013年
Kolondale	Poso Hydro	90	14,708,700	1.78	2016	2016年
Bangkir	Toli-Toli	98	15,587,900	1.03	2023	2023年
Luwuk	Ampana	165	22,951,200	8.7	As soon as possible	2012年 Ampana 接続後
Ampana	Poso	123	18,335,400	1.84	2018	2011年 Poso 水力導入後 (Luwuk 接続のため前倒し)
Molibagu	Otam	70	12,510,700	2	2014	2014年
Bintauna	Lolak	41	9,323,600	1.6	— ⁵	2010年 Gorontalo 石炭火力導入に合わせて建設
Kendari+Kolaka	Wotu	300	47,969,100	46.1	As soon as possible	2011年 Kendari 石炭火力導入時期に合わせて建設
Kolaka	Kendari	135	22,101,500	9.7	As soon as possible	2011年 Kendari 石炭火力導入時期に合わせて建設

⁵ Gorontalo 系統接続時にはこのエリアも送電線が通過する。このため、Bintauna 単体では連系メリットが出なくても、北部系統全体では連系した方が有利となる。

4.4 最適な開発シナリオ

戦略的環境アセスメントの観点から複数の開発シナリオを設定した。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、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。

(1) 経済性優先シナリオ

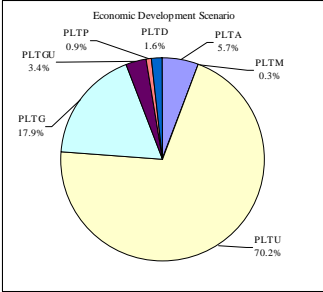
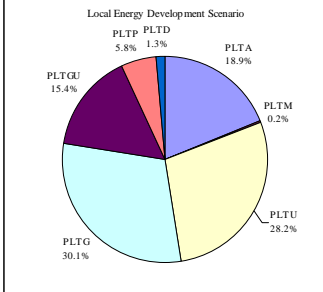
開発電源に制限をかけず、供給コストを最小にする開発シナリオである。燃料コストの高いディーゼル発電のほとんどは石炭火力が置き換わる開発となる。

(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 CO₂ 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。

2つのシナリオを比較すると、表 4.4.1 のとおりとなる。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、多くの石炭火力が開発されることになる。投資コストは12%程度少なくなるが、CO₂ 排出量、排出原単位は大きくなる。一方で、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した。

表 4.4.1 比較表

比較項目		経済性優先シナリオ	ローカルエネルギー優先シナリオ
政策・経済・財務・技術面	国家エネルギー政策(エネルギーの多様化)への適合性	△ 石炭火力に大きく依存し、多様性が低い 	○ 水力、石炭、ガス、地熱など多様性が高い 
	国家エネルギー管理ブループリントへの適合性	△ 石炭火力依存度が高く、再生可能エネルギーの割合が低い	○ 水力、地熱など再生可能エネルギーの割合が比較的高い
	経済効果	△ 現地での調達部分が少なく経済効果が比較的低い	○ 現地での調達部分が多く、経済効果が比較的高い
	設備投資コスト	○ 設備投資額: 5,089 (MUSD)	△ 設備投資額: 5,795 (MUSD)
	運転・維持管理コスト	△ 火力の割合が大きいため、燃料費の変動に左右されやすい	○ 水力の割合が大きく、燃料費の変動に左右されにくい
社会面	非自発的住民移転	○ 1,652 戸以上	△ 1,845 戸以上
	雇用や生計手段等の地域経済	△ 都市地域の雇用に貢献	○ 貧困地域の雇用に貢献
	土地利用や地域資源利用	○ 影響を受ける農地面積: 3,129 ha 以上 ○ 影響を受ける森林面積: 2,267ha 以上	△ 影響を受ける農地面積: 3,239 ha 以上 △ 影響を受ける森林面積: 3,007 ha 以上
環境面	大気汚染(NOx)	△ 2,508,406 ton	○ 1,603,930 ton
	廃棄物	△ フライアッシュ: 13,476,376 ton	○ フライアッシュ: 10,201,776 ton
		△ 石炭主灰: 4,140,399 ton	○ 石炭主灰: 3,143,714 ton
	生物・生態系	○ 保護区:1 箇所 ○ 希少生物:30 種	△ 保護区:4 箇所 △ 希少生物:31 種
地球温暖化	△ CO ₂ 排出量: 175,947,616 ton	○ CO ₂ 排出量: 120,105,839 ton	
総合		△	○

4.5 最適電力開発計画

4.5.1 電源開発計画

周辺の独立系統を Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統に系統連系すると運転コスト(燃料費)が低減でき、経済的であることが判明した。電源開発計画は、再生可能エネルギーかつローカルエネルギーである水力や地熱を優先した、ローカルエネルギー優先シナリオを最適なシナリオとしている。独立系統を連系した北スラウェシ系統および南スラウェシ系統の電源開発計画を以下に示す。表 4.5.1 に、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北スラウェシ系統では、1,110 MW、電源は、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。また、南スラウェシ系統では、3,293 MW、石炭火力が優勢で 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、地熱はポテンシャルがないため開発されない。

表 4.5.1 スラウエシ島の電源開発計画

北スラウエシ系統							南スラウエシ系統								
Year	Peak (MW)	Coal			GT	Geo	Hydro	Year	Peak (MW)	ST			GT	CCG	Hydro
		10	25	50	50	50				10	25	50	50	50	
2006	132							2006	445						
2007	147							2007	488						
2008	161							2008	525						
2009	175							2009	576	10					
2010	223		25		75			2010	687	30		350			180
2011	256	10	50		25			2011	810						
2012	285				25			2012	889						243
2013	314		25				20	2013	962						
2014	355				25	20		2014	1,040			50			
2015	384		25					2015	1,117					200	
2016	415				25	20		2016	1,199			50		50	
2017	449		25					2017	1,291			100			
2018	485				50	20		2018	1,386			50		50	
2019	525				25	20		2019	1,488			100		50	
2020	567		25			20		2020	1,597					50	126
2021	615				25	20		2021	1,724			100	50	50	
2022	667		25		25	20		2022	1,862					50	180
2023	731				75	20		2023	2,009					150	
2024	796		25		25	20		2024	2,168			150		50	
2025	867		25		50	20		2025	2,340			50	100		100
2026	944				50	40		2026	2,525				50	100	174
2027	1,028		25		25	40		2027	2,725			150	50	50	
No. of Units		1	11	0	21	14	1	No. of Units		4	0	23	5	17	6
		48								55					
Capacity (MW)		10	275	0	525	280	20	Capacity (MW)		40	0	1,150	250	850	1,003
		1,110								3,293					

4.5.2 電源設備投資額

表 4.5.2 に 2027 年までの投資コストを示す。

表 4.5.2 投資コスト

(単位 : million US\$)

	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	Total
北スラウエシ系統	260	197	282	464	1,203
南スラウエシ系統	1,227	709	1,226	1,430	4,591
全スラウエシ	1,488	906	1,508	1,893	5,795

表 4.5.3 北スラウェシ系統の電源開発計画

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Forecasted Demand																							
Energy Production	GWh	695.4	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	4,243.6
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	60.3	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
Existing Capacity																							
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
Existing Plant PLN																							
PLTA/ M	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																		
Project PLN																							
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																						
Poigar 2	PLTA							30.0								20.0	20.0			20.0	20.0		
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	25.0	
Other PLTG	PLTG													25.0			25.0			25.0	25.0	25.0	25.0
Sulut Perpres	PLTU							25.0	25.0									25.0		25.0	25.0	25.0	25.0
Amrang	PLTU					110.0																	
Other Coal	PLTU															25.0							
Project IPP																							
Koneba	PLTU																				25.0		25.0
TLA/YTL	PLTU																						
Kema	PLTU												25.0					25.0		25.0			
Sulut II (Infra Sammit)	PLTU																						
New Connected Plant																							
Moribagu										5.6													
Goronotaro						66.0																	
Marisa							13.3																
Buroko						4.6																	
Birtauna						4.0																	
Leok								7.0															
MKP								10.7															
Toli Toli										14.5													
Bangir																			5.6				
Total Capacity	MW	136.2	156.2	159.2	180.8	290.2	438.5	504.2	556.2	621.3	646.3	691.3	716.3	779.3	824.3	869.3	914.3	983.4	1,071.4	1,140.5	1,234.6	1,324.6	1,414.6
Reserve Margin	%	3.4	6.3	(1.1)	3.4	26.3	71.3	76.8	77.0	75.2	68.5	66.6	59.7	60.6	57.1	53.2	48.6	47.3	46.6	43.3	42.5	40.4	37.6

表 4.5.4 南スラウェシ系統の電源開発計画

Items	Unit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Forecasted Demand																							
Energy Production	GWh	2,526.0	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
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	%	64.8	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
Existing Capacity																							
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
Existing Plant																							
PLTA/ M	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																		
Project PLN																							
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
Nii Tanasa	PLTU				10.0	30.0																	
NEW PLTU	PLTU												100.0				100.0						
Project IPP																							
PLTG PT Sengkang	PLTG																						
Senkang (New)	PLTGU									200.0													
Takalar	PLTGU															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
New Connected Plant																							
Palu						95.5																	
Poso						11.9																	
Kolendale											5.7												
Ampana							4.4																
Luwuk								22.2															
Kendari									79.3														
Kolaka									19.2														
Total Capacity	MW	508.1	505.5	619.3	679.3	1,092.9	1,529.8	1,552.0	1,552.0	1,602.0	1,801.4	1,840.3	1,940.3	2,040.3	2,189.5	2,365.5	2,564.2	2,794.2	2,943.6	3,142.6	3,392.0	3,716.0	3,966.0
Reserve Margin	%	14.2	3.7	18.0	17.9	59.1	89.0	74.5	61.4	54.0	61.3	53.0	50.3	47.2	47.1	48.1	48.7	50.1	46.5	44.9	45.0	47.2	45.6

第5章 送電開発計画

5.1 送電開発計画の前提条件

需要想定結果、電源開発計画策定結果に基づき送電開発計画を策定した。計画の策定に当たってはPSS/E解析を行い、以下の前提条件を満たすように検討を行った。

表 5.1.1 潮流解析における解析条件

	常時	N-1故障時
潮流限度	80%	100%
電圧許容範囲	-10% ~ +5%	

なお、N-1故障時は変圧器タップ、調相機器の切り替えが行われなくても上記の基準を満たすことを原則とした。

表 5.1.2 安定度解析にあたっての前提条件

故障の種類	送電線	3相短絡故障
	発電機	一機脱落
故障除去時間	150 kV 送電線	150 ms
	275 kV、500 kV 送電線	100 ms
負荷の電圧特性	有効電力	定電流特性
	無効電力	定インピーダンス特性
周波数許容範囲	北部系統	49.25 Hz 以上
	南部系統	

表 5.1.3 短絡容量検討における解析条件

電圧階級	短絡電流許容値
70 kV	20 kA 以下
150 kV	30 kA 以下
275 kV, 500 kV	40 kA 以下

5.2 送電開発計画

前節で示した条件に基づき、送電開発計画を策定した。

図 5.2.1～図 5.2.5 に、2007年、2012年、2017年、2022年、2027年の各断面における系統図を示す。

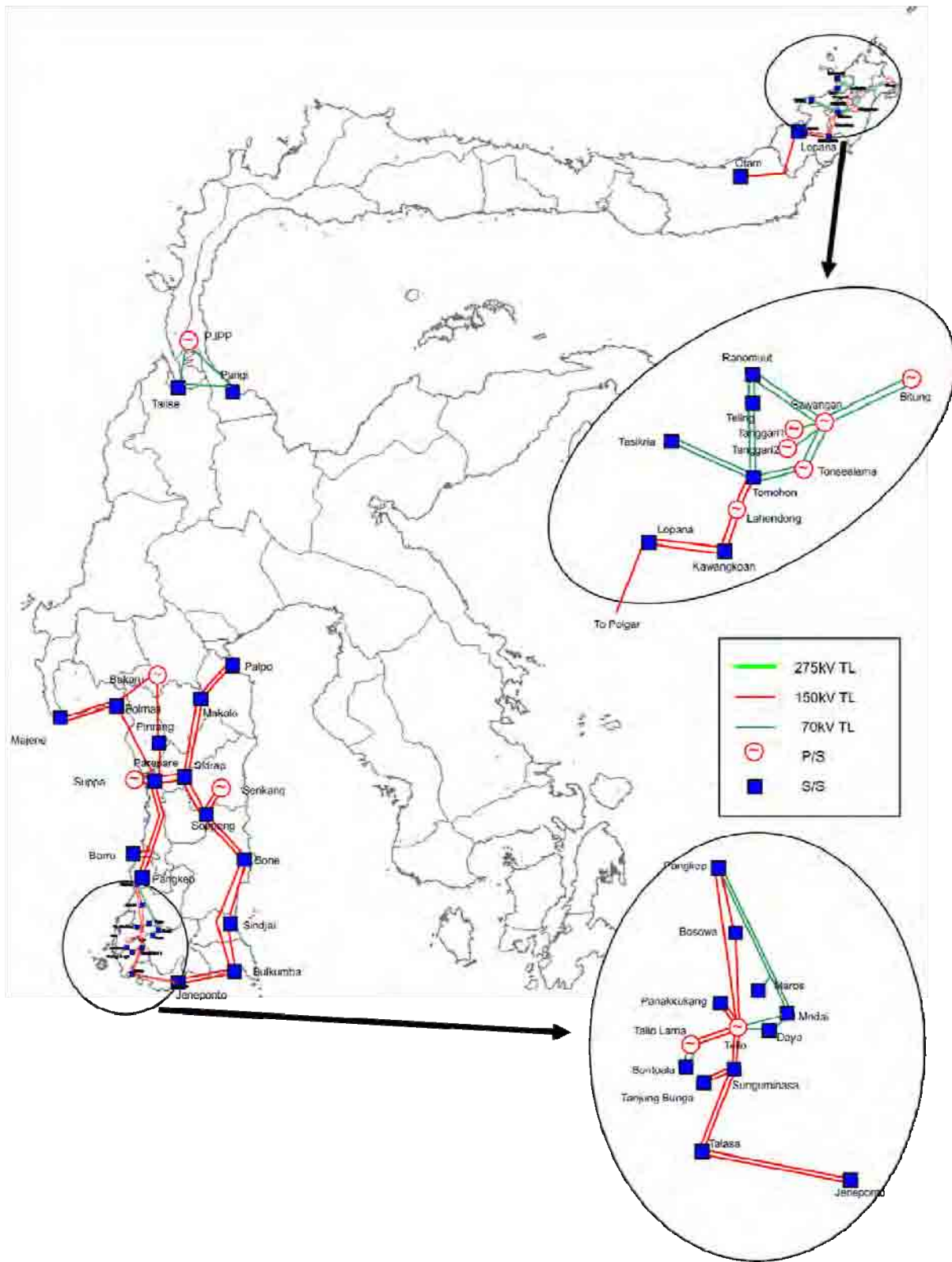


図 5.2.1 2007 年スラウェシ系統図

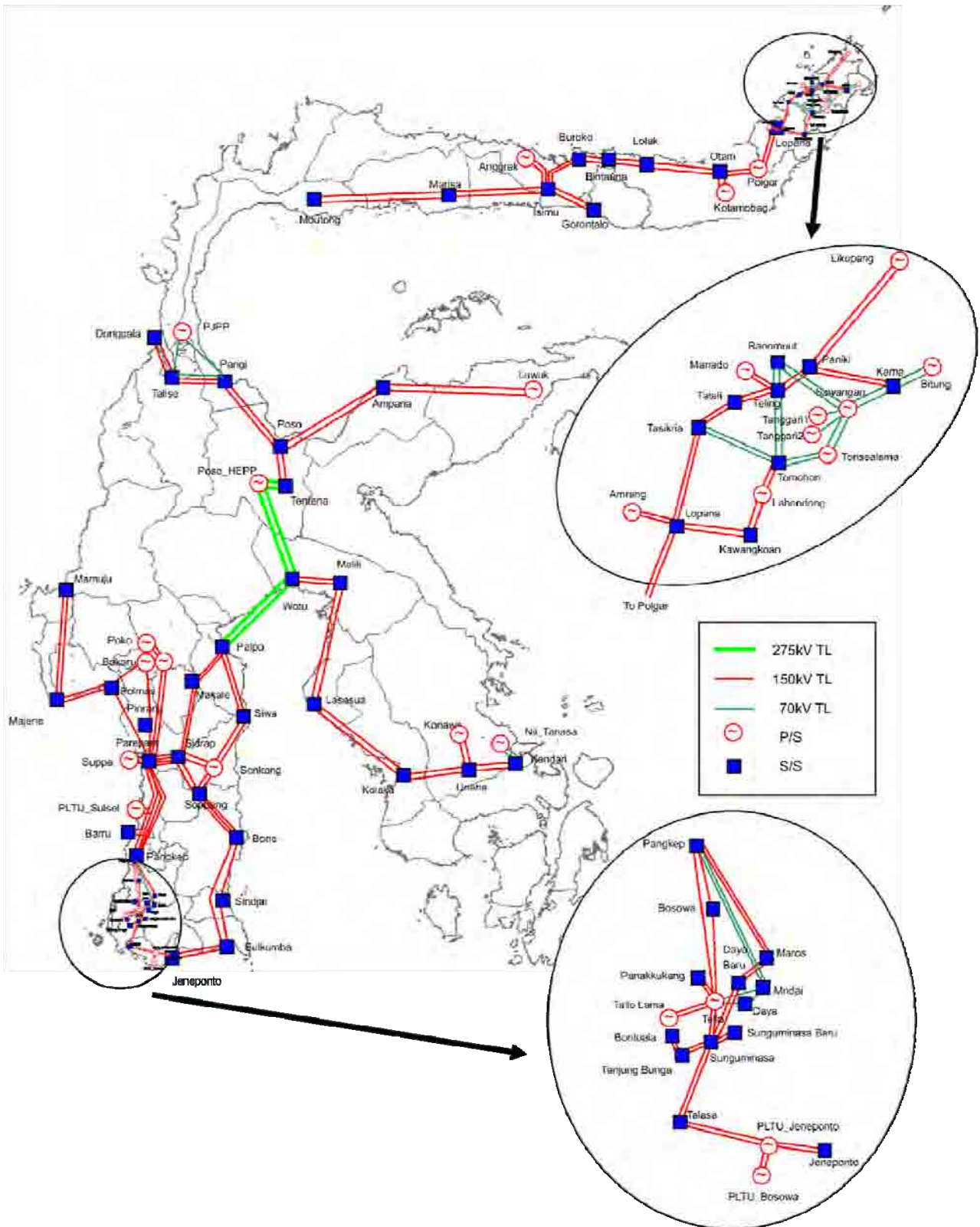


図 5.2.2 2012 年スラウェシ系統図

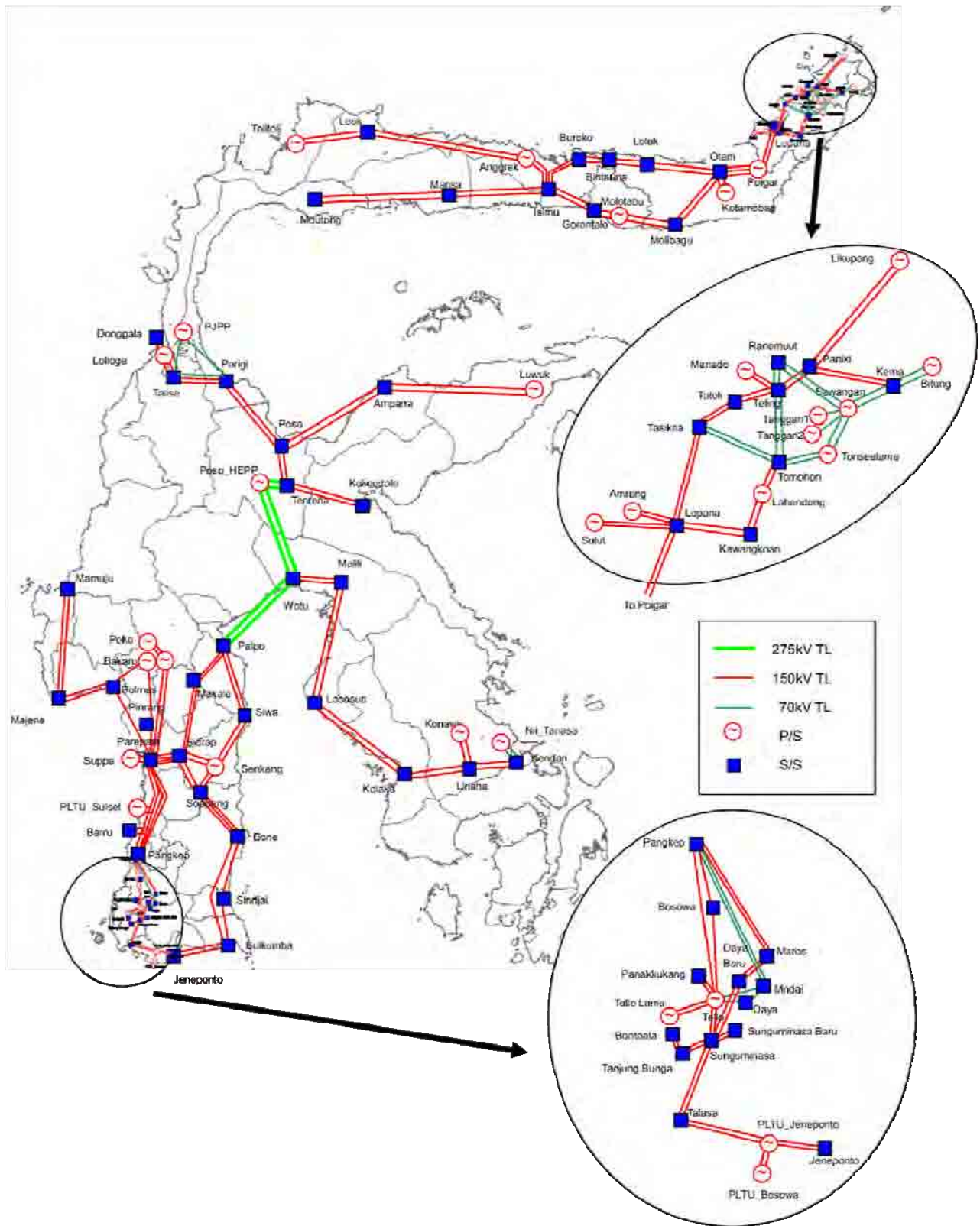


図 5.2.3 2017 年スラウェシ系統図

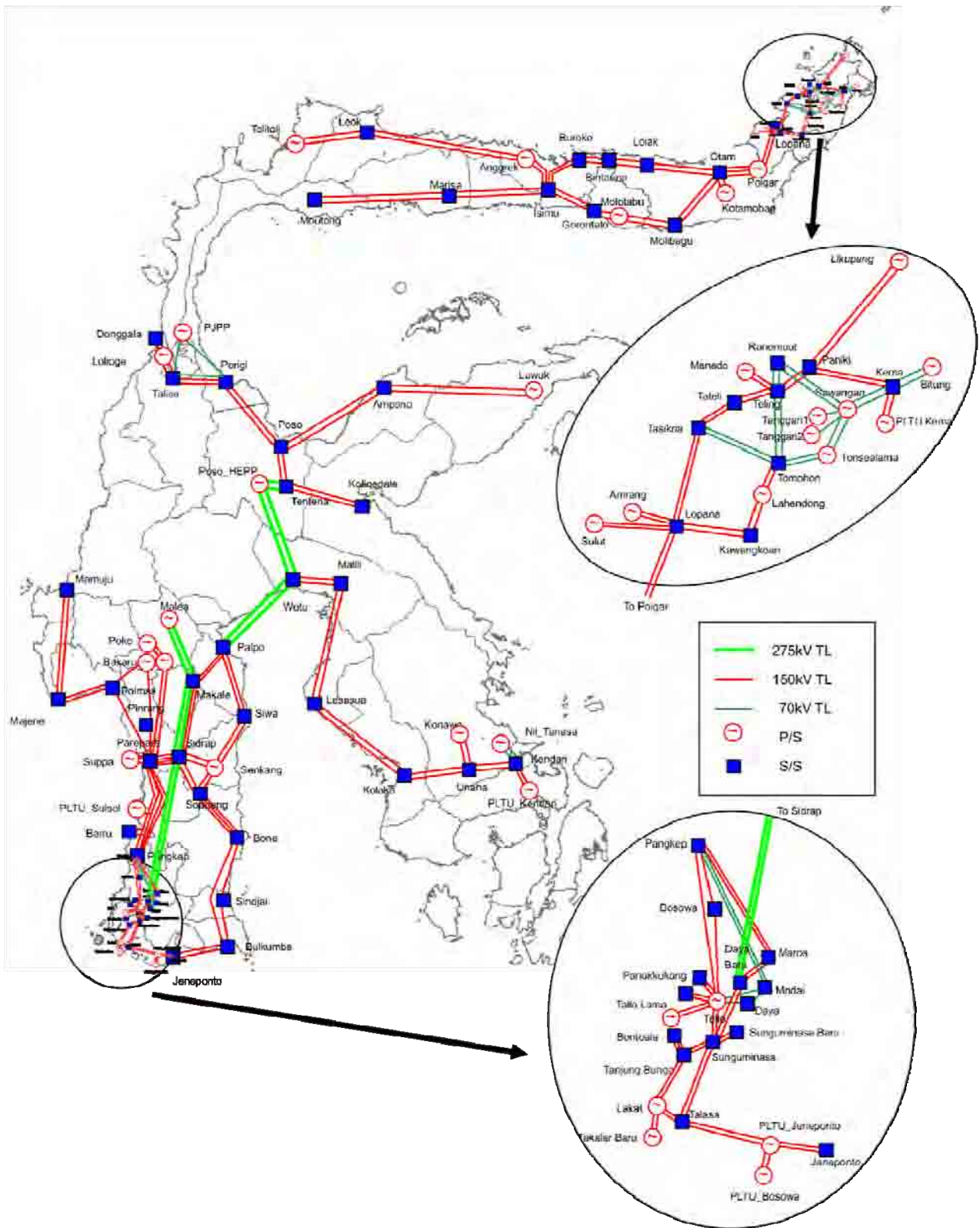


図 5.2.4 2022 年スラウェシ系統図

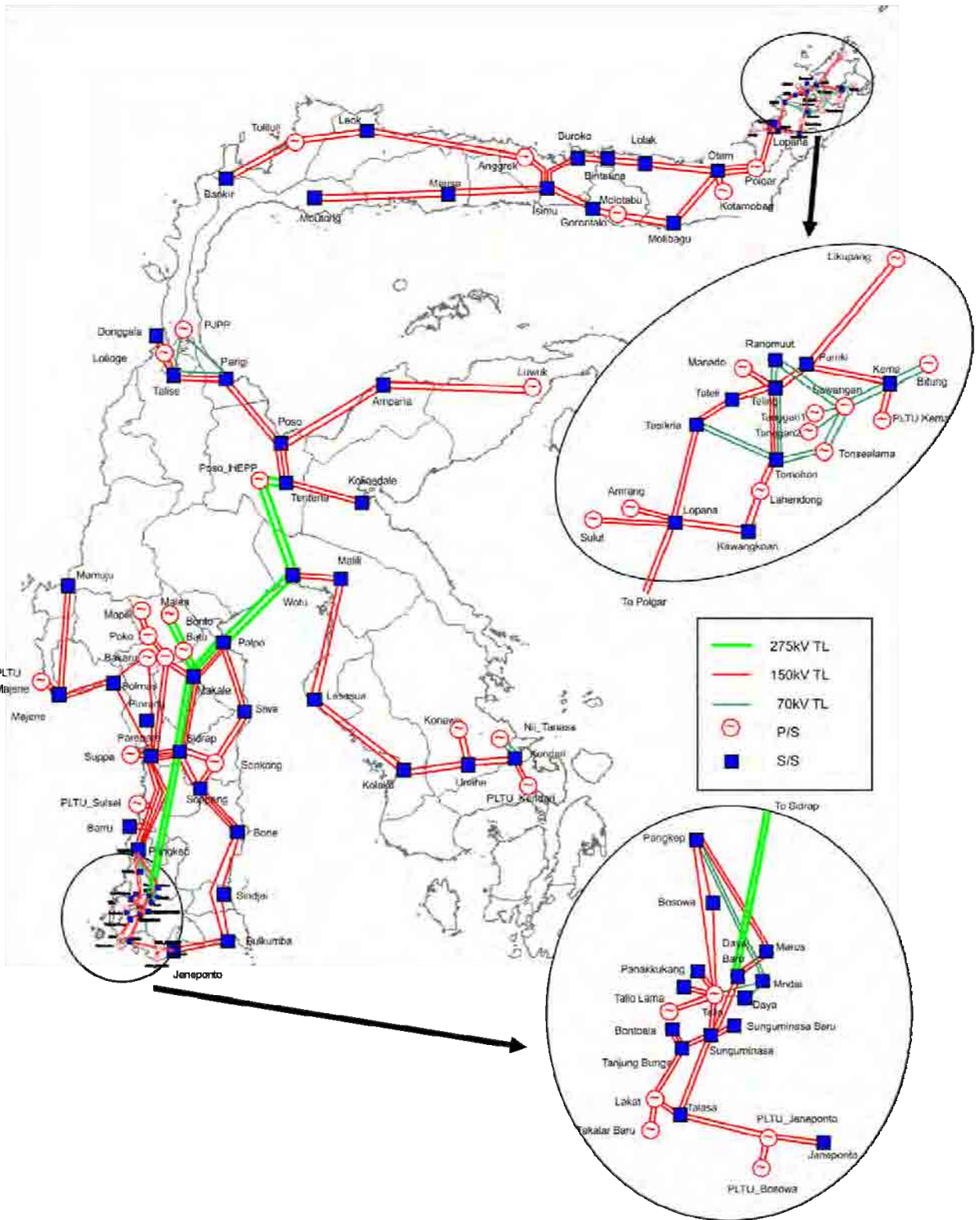


図 5.2.5 2027 年スラウェシ系統図

この送電開発計画に必要となる送電設備開発量および送電設備投資額を表 5.2.1～表 5.2.3 に示す。この表から分かるように、スラウェシ島における送電設備投資は至近年（2008-12）における投資が大きくなる。これは、多少送電投資額が大きくなったとしても、可能な限り早く小規模独立系統を大規模系統と連系し、発電コストの高いディーゼル発電を抑制することが全体として合理的となるためである。

表 5.2.1 送電線拡充設備量

(kms)

		2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027
南スラウェシ 系統	70 kV	24	0	0	0
	150 kV	3,364	180	191	162
	275 kV	400	0	675	75
北スラウェシ 系統	150 kV	1,256	910	20	230
合 計	70 kV	24	0	0	0
	150 kV	4,620	1,090	211	392
	275 kV	400	0	675	75

表 5.2.2 変圧器拡充設備量

(MVA)

		2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027
南スラウェシ 系統	70/20 kV	0	0	30	0
	150/20 kV	840	370	800	880
	150/70 kV	246	31.5	0	0
	275/150 kV	1,100	0	1,500	150
北スラウェシ 系統	70/20 kV	40	10	40	20
	150/20 kV	380	190	370	200
	150/70 kV	246	0	0	0
合 計	70/20 kV	40	10	70	20
	150/20 kV	1,220	560	1,170	1,080
	150/70 kV	492	31.5	0	0
	275/150 kV	1,100	0	1,500	150

表 5.2.3 送電設備投資額

(million USD)

		2008-2012		2013-2017		2018-2022		2023-2027	
		FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC
南スラウェシ 系統	送電設備	245	102	8	5	134	63	24	15
	変電設備	113	26	8	2	83	24	41	14
北スラウェシ 系統	送電設備	52	25	41	24	1	1	13	9
	変電設備	48	11	18	5	11	3	12	4
合 計	送電設備	296	128	49	28	135	63	36	24
	変電設備	161	38	26	7	94	27	53	18

5.3 南北連系線の検討

これまで議論した小規模独立系統と大規模系統との連系線については、電圧安定度が問題の中心であり、技術的に困難な事象は限られている。これに対し、南スラウェシ系統と北スラウェシ系統を結ぶ連系線は、2027年断面ではそれぞれ1,000 MWを越える規模を持ち、1,800 kmもの距離が離れている系統を連系することとなり、単なる熱容量や電圧安定度の問題以外に、動的安定度の問題が重要となってくる。この南北連系線の実現性およびその手段を検討するため、2027年断面の系統を用いて解析を行った。南北連系線として、

- i) 150 kV 2回線×2ルート (計4回線)
- ii) 275 kV 2回線
- iii) BTB (Back to Back)

の3手法について検討したところ、いずれの手法によっても、南北連系については困難を伴うことがわかった。したがって、現状では南北連系は行わず、スラウェシ島内は南スラウェシ系統、北スラウェシ系統の2つの系統に分けたまま開発を行うことを結論とした。当面、150kV系統にてスラウェシ島内の2つの系統を構築し、将来インドネシア国内においてDC送電、BTBなどの直流技術が蓄積された段階、または南スラウェシ、北スラウェシでの275 kV系統拡充がより進んだ段階で改めて南北連系を検討することが望まれる。

5.4 その他の送電計画における課題

系統解析および送電計画策定により得られた知見や課題のうち、南北連系以外の点について将来のスラウェシ系統において特に重要と思われる項目を以下に示す。

(1) 発電機の単機容量問題

現在、スラウェシ島に導入が計画されている電源は、系統容量に比べ単機容量が大きなものがある(北スラウェシ系統: Amurang、南スラウェシ系統: Jenepontoなど)。これらの発電機が導入された場合、発電機故障時にLoad Sheddingや系統崩壊に至る可能性があるため、本来であればより小さな単機容量の電源を導入することを推奨する。しかし、現在電力危機に陥っているスラウェシの電力不足の状況を早急に改善するために、大型の発電機を導入することは止むを得ないとする。この対策として、大容量発電機故障時の負荷遮断(転送遮断)や、系統崩壊後の復旧を迅速化するためのSCADA整備、運転要員の訓練が挙げられる。

(2) オフピーク時の需給バランス問題

スラウェシ島に導入が予定されている電源は、自流式水力、地熱、石炭火力など出力を変動させることが難しい電源が多い。このため、夕方のピーク時にあわせて発電所の運転を行うと、昼間などオフピークの時間帯に電力が余剰となり、正常な系統運転が出来ない問題が発生する。これを防ぐため、出力変動の容易な調整池式水力を開発するとともに、発電単価が高いものの起動・停止が容易なガスタービン発電機などを適切に配置することが重要である。

(3) Kendari 方面の送電線

Kendari 系統は独立系統の中でも規模が大きく、大規模系統(Sulsel 系統)からの距離が遠い。このため、150 kV×2回線の送電線だけでは動的安定度の問題が発生する可能性がある。このため、この方面の送電線は将来4回線化することを前提に建設を行う必要がある。

第6章 最適電力開発計画

6.1 最適電力開発計画

電源開発計画については、再生可能エネルギーかつローカルエネルギーである水力や地熱を優先した、ローカルエネルギー優先シナリオが最適なシナリオとなった。また、周辺の独立系統を Minahasa-Kotamobagu 系統および Sulsel 系統に系統連系することにより、運転コスト（燃料費）が低減でき、経済的となることが判明した。2008 年から 2027 までの 20 年間に
ついて、独立系統を連系した、北スラウェシ系統および南スラウェシ系統の電力設備開発量
および電力設備投資額をそれぞれ、表 6.1.1 および表 6.1.2 に示す。

表 6.1.1 電力設備開発量

	電力設備開発量				合計
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	
北スラウェシ系統					
(電源) ガス火力 (MW)	125	50	125	225	525
石炭火力 (MW)	85	75	50	75	285
地熱 (MW)	0	40	100	140	280
水力 (MW)	0	20	0	0	20
(送電) 送電線 (kms)	1,256	910	20	230	2,416
変電所 (MVA)	666	200	410	220	1,496
南スラウェシ系統					
(電源) ガス火力 (MW)	0	0	50	200	250
ガス CC (MW)	0	250	250	350	850
石炭火力 (MW)	390	200	250	350	1,190
水力 (MW)	423	0	306	274	1,003
(送電) 送電線 (kms)	3,788	180	866	237	5,071
変電所 (MVA)	2,186	402	2,330	1,030	5,948
全系統					
(電源) ガス火力 (MW)	125	50	175	425	775
ガス CC (MW)	0	250	250	350	850
石炭火力 (MW)	475	275	300	425	1,475
地熱 (MW)	0	40	100	140	280
水力 (MW)	423	20	306	274	1,023
(送電) 送電線 (kms)	5,044	1,090	886	467	7,487
変電所 (MVA)	2,852	602	2,740	1,250	7,444

表 6.1.2 電力設備投資額

(単位 : MUSS)

	電力設備投資額				合計
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	
北スラウェシ系統					
(電源) ガス火力	55	43	64	98	260
石炭火力	152	69	79	127	426
地熱	18	86	139	215	458
水力	36	0	0	23	60
(送電) 送電線	77	65	2	22	166
変電所	59	23	15	17	113
南スラウェシ系統					
(電源) ガス火力	0	0	21	129	150
ガス CC	5	235	256	282	779
石炭火力	514	335	272	442	1,563
水力	708	139	676	577	2,100
(送電) 送電線	347	13	197	39	595
変電所	140	10	106	55	311
全系統					
(電源) ガス火力	55	43	86	227	410
ガス CC	5	235	256	282	779
石炭火力	666	404	351	569	1,989
地熱	18	86	139	215	458
水力	74	139	676	600	2,159
(送電) 送電線	424	78	198	61	761
変電所	199	33	121	72	424

6.2 資金調達と民間投資促進策

6.2.1 PLN の財務状況

(1) 電気料金と PLN の財務状況

PLN の電気料金は、「全国一律」、「累進的（大口は小口より高く）」の 2 大原則に基づき設計されている。図 6.2.1 に示すように、平均電気料金は 1997 年のアジア通貨危機の際のルピア切り下げを受け、ドルベースではそれ以前の 7 ¢/kWh から 1998 年には 2 ¢/kWh まで下落したが、その後、継続的に料金改定を行ってきた結果、2003 年以降はほぼ通貨危機前の水準に回復している。

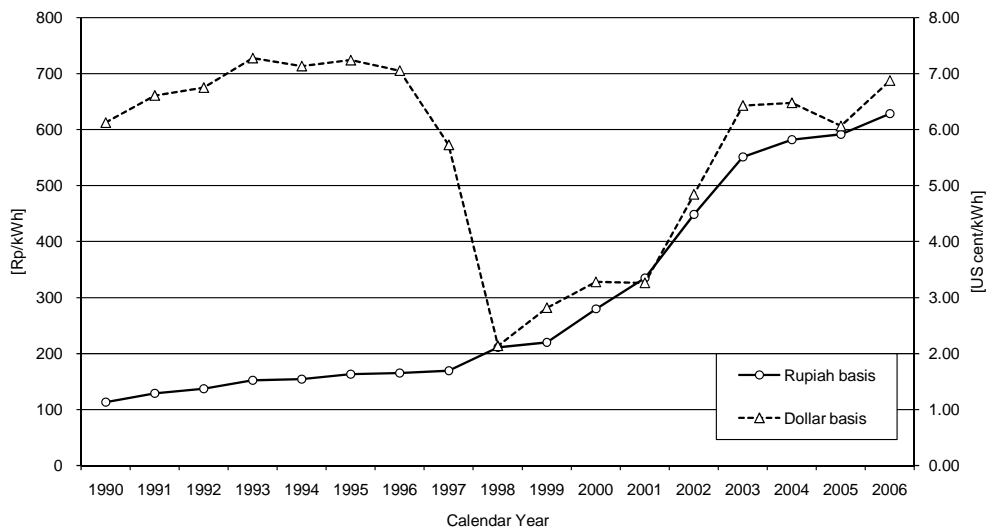


図 6.2.1 PLN 平均販売単価 (1990~2006 年)

一方で、こうした継続的な料金改定の取り組みにもかかわらず、図 6.2.2 に見られる至近年の燃料価格の高騰は PLN の財務状況の悪化をもたらしている。

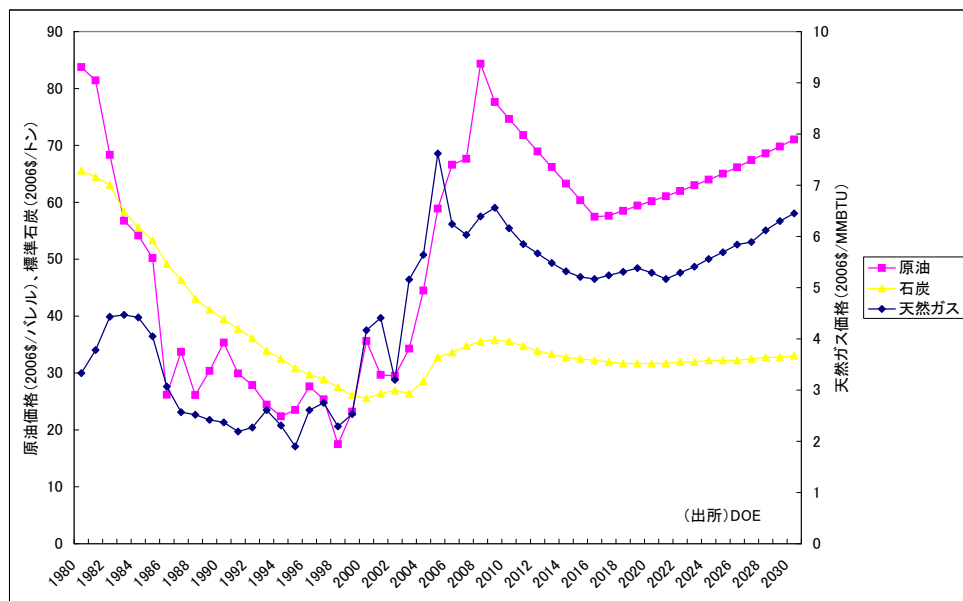


図 6.2.2 米国エネルギー省のエネルギー価格予測 (2008 年改訂版)

表 6.2.1 に示すように、販売電力収入及び販売電力量は経済成長率と同等あるいは上回る堅調な伸びを示しているが、特に 2005 年、2006 年の燃料費の増加が著しく、その結果、2006 年には販売電力収入の 50%に近い約 33 兆ルピアの政府補助金により収支が埋め合わされている。販売電力量当たりでみれば、Rp. 934/kWh のコストをかけて電力を供給し、Rp. 628/kWh しか回収できていないこととなる。

米国エネルギー省（US DOE）のエネルギー価格予測では、数年のうちに現在の上昇トレンドはピークを迎え、その後下落するものとされているが、その水準は少なくとも 2005～2006 年の水準以上に留まるとされており、この予測に従えば、恒常的な政府補助金依存を脱却するためには、電気料金の大幅な引き上げもしくは化石燃料依存度の低下というような抜本的な対策が求められることとなろう。

表 6.2.1 PLN の事業収支（2001－2006 年度）

(Unit: million Rupiah)

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
REVENUES	104,726,536	76,543,324	62,263,062	54,430,778	44,183,353	35,359,958
Sale of electricity	70,735,151	63,246,221	58,232,002	49,809,637	39,018,462	28,275,983
(annual growth)	11.8%	8.6%	16.9%	27.7%	38.0%	27.7%
Government subsidy	32,909,148	12,510,960	3,469,920	4,096,633	4,739,074	6,735,210
Others	1,082,237	786,143	561,140	524,508	425,817	348,765
OPERATING EXPENSES	105,228,151	76,023,601	59,710,767	58,586,498	52,345,592	31,939,387
Fuel and lubricants	63,401,080	37,355,450	24,491,052	21,477,867	17,957,262	14,007,296
(annual growth)	69.7%	52.5%	14.0%	19.6%	28.2%	35.0%
Purchased electricity	14,845,421	13,598,167	11,970,811	10,837,796	11,168,843	8,717,141
Operation & Maintenance	13,348,811	12,019,070	10,821,530	11,360,788	6,172,117	4,716,689
Depreciation	10,150,985	9,722,315	9,547,555	12,745,047	15,626,763	3,404,114
Others	3,481,853	3,328,598	2,879,819	2,165,000	1,420,607	1,094,147
OPERATIONAL DATA						
Energy sold (GWh)	112,609	107,032	100,097	90,441	87,089	79,165
(annual growth)	5.2%	6.9%	10.7%	3.8%	10.0%	6.8%
Average selling price (Rp./kWh)	628	591	582	551	448	357
Average supply cost (Rp./kWh)	934	710	597	648	601	403

（出所） PLN Financial Statement より作成

(2) スラウェシ島における電気事業収支

スラウェシ島における PLN の事業規模は、販売電力量あるいは売上高で見ると、インドネシア全土の 3%（南スラウェシ 2%、北スラウェシ 1%）程度⁶である。全体の 70%以上を占めるジャワ・マドゥラ・バリ系統に比して、スラウェシ島を含む外島部においては小規模なディーゼル電源への依存度が高く、上で述べた燃料価格の影響は更に大きい。

表 6.2.2、表 6.2.3 に南スラウェシ支店（Wilayah Sulselrabar）、北スラウェシ支店（Wilayah Suluttenggo）の事業収支状況をそれぞれ示す。

⁶ 2005 年実績。ジャワ・マドゥラ・バリ（Jawa-Madura-Bali）系統でインドネシア全体の 77%を占める。

表 6.2.2 PLN 南スラウェシ支店の事業収支 (2002-2006 年度)

(Unit: Rupiah)

DESCRIPTION	2006	2005	2004	2003	2002
OPERATING REVENUES	2,162,539,670,114	1,532,430,486,262	1,368,143,122,113	1,115,183,166,923	857,068,970,472
Sales of electric power	1,463,055,278,407	1,329,045,604,386	1,260,006,937,934	1,103,387,387,082	844,667,642,747
(annual growth)	10.1%	5.5%	14.2%	30.6%	--
Government subsidy	684,556,582,367	189,494,288,414	91,204,869,000	--	--
Others	14,927,809,340	13,890,593,462	16,931,315,179	11,795,779,841	12,401,327,725
OPERATING EXPENSES	2,736,461,929,244	1,912,275,359,941	1,571,646,219,055	1,556,839,271,217	1,719,625,703,626
Fuel and lubricants ⁷	1,131,388,033,782	526,110,759,588	289,634,022,749	254,227,775,142	184,482,603,201
(annual growth)	115.0%	81.6%	13.9%	37.8%	--
Purchased electricity	891,315,205,813	732,484,642,343	632,652,643,288	578,939,580,849	578,637,527,685
Operation & Maintenance	377,069,962,843	319,572,509,672	293,856,932,885	271,222,579,753	234,824,544,603
Depreciation	244,915,079,682	244,206,981,716	275,143,734,765	388,496,867,565	669,835,315,685
Others	91,773,647,124	89,900,466,622	80,358,885,368	63,952,467,908	51,845,712,452
OPERATIONAL DATA					
Energy sold in kWh	2,468,100,659	2,293,697,614	2,154,221,384	1,996,936,148	1,882,272,277
(annual growth)	7.6%	6.5%	7.9%	6.1%	--
Average selling price (Rp./kWh)	593	579	585	553	449
Average supply cost (Rp./kWh)	1,109	834	730	780	914

(出所) PLN Wilayah Sulselrabar RUPTL 資料より作成

表 6.2.3 PLN 北スラウェシ支店の事業収支 (2002-2006 年度)

(Unit: Rupiah)

DESCRIPTION	2006	2005	2004	2003	2002
OPERATION INCOME	1,021,723,890,542	708,238,478,775	636,061,618,282	481,013,382,385	353,463,938,995
Energy Sales	671,921,838,218	615,537,600,502	568,860,233,782	475,038,220,257	347,980,706,020
(annual growth)	9.2%	8.2%	19.8%	36.5%	--
Government Subsidy	341,958,976,800	84,687,967,116	54,039,791,000	--	--
Others	7,843,075,524	8,012,911,157	13,161,593,500	5,975,162,128	5,483,232,975
OPERATION EXPENSE	1,978,439,707,961	1,210,333,410,983	887,740,491,852	957,276,074,371	1,102,878,447,618
Fuel and lubricants ⁷	948,170,265,610	436,798,961,334	257,049,563,301	257,765,260,325	265,617,988,581
(annual growth)	117.1%	69.9%	-0.3%	-3.0%	--
Electricity Purchase	10,305,298,000	4,403,348,500	152,909,985,909	142,591,552,407	47,581,429,087
Operation & Maintenance	314,361,998,904	283,341,999,983	230,524,260,556	244,483,589,593	178,493,025,373
Depreciation	179,179,983,386	170,744,918,043	189,305,517,190	270,868,218,896	579,629,237,092
Other Cost	68,582,564,365	71,083,056,375	57,951,164,896	41,567,453,150	31,556,767,485
OPERATIONAL DATA					
Energy Sold (MWh)	1,098,552	1,019,897	952,297	847,973	828,318
(annual growth)	7.7%	7.1%	12.3%	2.4%	--
Average selling price (Rp./kWh)	612	604	597	560	420
Average supply cost (Rp./kWh)	1,801	1,187	932	1,129	1,331

(出所) PLN Wilayah Suluttenggo RUPTL 資料より作成

⁷ 燃料及び潤滑油のうち、90%以上が HSD (High Speed Diesel Oil) 費用である。

6.2.2 電力開発のための所要資金

スラウェシ島における今後 20 年間（2008～2027 年）の電力開発に必要な資金額をまとめると、表 6.2.4 のようになる。

表 6.2.4 電力開発所要資金（2008－2027 年）

(unit: million US\$)

		2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	合計
南スラウェシ系統	発電	1,227	709	1,226	1,430	4,592
	送電	487	23	303	94	906
	計	1,714	732	1,529	1,524	5,498
北スラウェシ系統	発電	260	197	282	464	1,203
	送電	136	88	16	38	278
	計	396	285	299	501	1,481
全スラウェシ	発電	1,487	906	1,508	1,894	5,795
	送電	623	110	319	132	1,184
	計	2,110	1,017	1,827	2,026	6,980

※ 但し、物価上昇を考慮

一方、現在のスラウェシにおける固定資産額は表 6.2.5 に示すとおりであるが、上記の所要投資資金、特に最初の 5 年間の金額がいかに大きいものであるか理解されよう。例えば、南スラウェシ系統の 2008-2012 年の発電投資額は 1,227 百万ドルであるが、これは減価償却分を無視した取得価額ベースでも現状の資産額の 5 倍以上に相当する。すなわち、当面、既存固定資産額と同規模の投資を毎年続けていかなければならないことを意味しており、PLN の資金のみでは不可能とってよい。また、発電・送電をあわせた投資額でみても、総資産額の 1/2 程度の投資が必要ということになる。

したがって、公的部門である PLN としては、民間部門の参入が期待できる発電分野よりも送電分野の設備形成を優先することが現実的であり、また、こうすることにより、発電分野における民間部門の参入環境が整備されることにもなる。

表 6.2.5 PLN スラウェシ管内の固定資産評価額 (2006.12.31 時点)

(unit: US\$)

	取得価額	減価償却累積額	簿 価
南スラウェシ支店 (Wilayah Sulselrabar)			
発電設備	210,413,211	71,747,969	138,665,242
送電設備	124,030,273	24,629,107	99,401,166
配電設備	337,087,440	94,139,930	242,947,510
その他設備	13,393,744	5,325,609	8,068,135
計	684,924,668	195,842,615	489,082,053
北スラウェシ支店 (Wilayah Suluttenggo)			
発電設備	209,651,975	84,332,246	125,319,729
送電設備	34,393,600	5,980,540	28,413,061
配電設備	186,421,751	57,099,499	129,322,252
その他設備	8,867,532	4,459,417	4,408,115
計	439,334,858	151,871,702	287,463,156
スラウェシ管内 計			
発電設備	420,065,186	156,080,215	263,984,971
送電設備	158,423,873	30,609,646	127,814,227
配電設備	523,509,191	151,239,429	372,269,762
その他設備	22,261,276	9,785,026	12,476,250
計	1,124,259,526	347,714,316	776,545,210

※ PLN Wilayah Sulselrabar 資料、PLN Wilayah Suluttenggo 資料より作成。但し、\$1=Rp. 9,000 として米貨に換算。

6.2.3 インドネシアにおける IPP 環境

上で述べたように、限られた資金の中で電力設備形成を図っていく中で、発電部門への民間資本の参入は不可欠である。一方、民間投資家とりわけ海外投資家の立場からみれば、ポートフォリオを考える場合、何もインドネシアへの投資に限定する必要はなく、その周辺国は比較検討の対象となるのは当然のことであろう。

その比較対象として、東南アジアにおいて、既に一定の IPP が導入実績のある、タイ、フィリピン及びベトナムの3カ国を選び、IPP 投資リスクの状況についてとりまとめたのが表 6.2.6 である。

インドネシアについては、特に

- i) 2002 年新電力法が廃棄され、電気事業は基本的には国家（国有企業）にのみ認められる⁸こととなり、IPP を含む民間事業の位置付けが不安定・不明確となった
- ii) オフテイカーである PLN の財務状況が悪化している
- iii) PLN の債務に対して政府保証がない

ことなどから、リスクカバーの度合としては低いと言わざるを得ない。

⁸ 民間企業は、パートナーシップ、出資などの形態で国有企業の誘いを受けた場合のみ事業への参画が認められる。

このように、インドネシアの IPP 投資環境は東南アジアにおいても有利な状況にあるとは言えないが、そのインドネシアにおいても、スラウェシ島を含む外島部は、ジャワ・マドゥラ・バリ地域に比べて需要規模・密度の面で不利である。

表 6.2.6 東南アジア 4 カ国の IPP リスクマネジメントの現状

		インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ
IPP 関連法		<ul style="list-style-type: none"> 大統領令 No. 37/1992 による IPP 招致、同 No. 39/1997 による延期見直し、同 No. 15/2002 による再交渉 新電力法 20/2002 制定されるも IPP を扱う法令が未整備のうちに新電力法に違憲判決 	<ul style="list-style-type: none"> 1992 年、外国投資法（2000 年改正）に BOT タイプの投資を位置付け 1998 年、外国投資を含む BOT/BTO/BT 契約に関する投資規則（Decree No. 62、以下 BOT 規則） 	<ul style="list-style-type: none"> 1990 年 BOT 法制定 1994 年 BOT 法改正 2001 年電力産業政策法（EPIRA）制定、NPC 分割民営化へ 	<ul style="list-style-type: none"> 1992 年公共事業民活法、国営企業の民営化推進、民間部門の参入促進 1994 年 IPP Program 発表（IPP 導入へ）
オフテイク リスク	主要オフテイクとその位置付け	PLN（電力公社）	EVN（電力公社）	PSALM（電力資産・負債管理会社） →電力プール市場導入を決定	EGAT（電力公社）
	PPA 上の規定	<ul style="list-style-type: none"> ドル建て Take or Pay 条項あり 売電価格フォーミュラに燃料価格調整項目あり 	<ul style="list-style-type: none"> ドル建て Take or Pay 条項あり 売電価格フォーミュラに燃料価格調整項目あり 	<ul style="list-style-type: none"> ドル建て Take or Pay 条項あり 売電価格フォーミュラに燃料価格調整項目あり 	<ul style="list-style-type: none"> ドル建て Take or Pay 条項あり 売電価格フォーミュラに燃料価格調整項目あり
	PPA 債務の位置付け	特になし	<ul style="list-style-type: none"> BOT 規則で、政府の信託を受けた国家機関が BOT/BTO/ BT 契約上のベトナム事業者のオフテイクに関するコミットメントを保証するとの規定あり 	<ul style="list-style-type: none"> NPC 債務を国家債務の一部として財務省統計に記載 	<ul style="list-style-type: none"> EGAT 法により、政府は EGAT が資金調達困難に陥った場合に適切な資金供給を行う義務あり 政府による歴史的な支援姿勢（すべての対外債務に対する保証を供与）
	政府保証書または支援書簡の有無	支援書簡あり（但し効果曖昧）	政府保証あり	政府保証あり	無し
燃料供給 リスク	主要燃料供給者	Pertamina、PTBA 等	Petro Vietnam 等	PSALM（地熱の場合、PNC が水蒸気を無償譲渡）	PTT 等
	契約形態	独立 FSA（FSA と PPA の当事者が別）	独立 FSA（FSA と PPA の当事者が別）	ECA（Energy Commerce Agreement）	独立 FSA
	制度的支援	特になし	<ul style="list-style-type: none"> BOT 規則で、政府の信託を受けた国家機関が BOT/BTO/ BT 契約上のベトナム事業者の燃料供給に関するコミットメントを保証するとの規定あり 	特になし	特になし
	政府保証書または支援書簡の有無	支援書簡あり	政府保証あり	政府保証あり	無し
政策・法制変更 リスク	PPA 上の規定	PLN によるバイアウト条項あり	ベトナム政府によるバイアウト条項あり	PSALM によるバイアウト条項あり	EGAT によるバイアウト条項あり
	政府保証または制度的支援	支援書簡あり	政府保証あり（PPA 上、政府自身がバイアウト主体）	政府保証あり（BOT 法に契約早期終了時の政府による措置規定あり）	特になし

		インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ
外貨交換・送金 リスク	PPA 上の規定	オフショア・エスクロー勘定設定	オフショア・エスクロー勘定設定	オフショア・エスクロー勘定設定	オフショア・エスクロー勘定設定
	外貨交換・送金の自由 に対する政府保証	支援書簡あり	<ul style="list-style-type: none"> 政府保証あり（BOT 法で政府の支援を明示） BOT 規則により中央銀行が外貨交換と送金を確保 	政府保証あり	特になし
政府保証書または支援書簡に関する政府方針		支援書簡につき今後の発出はしない方針	政府保証書につき今後の発出はしない方針	政府保証書につき今後の発出はしない方針	—
IPP 事業環境	IPP 関連優遇措置 (税制等)	特になし	BOT/BTO/BT 事業（発電事業を含む）に以下の優遇措置 <ul style="list-style-type: none"> プロジェクト実施のために輸入する原材料、品物は輸入税免除 土地税・土地使用料免除 	IPP 事業に以下の優遇措置 <ul style="list-style-type: none"> 投資委員会への登録を前提に法人所得税の一定期間免除 労務者に対する追加控除等 	<ul style="list-style-type: none"> 投資委員会（BOI）布告により、発電事業は特別重要度業種に指定、以下の優遇措置。 機械輸入税免除 法人所得税 8 年間免除
	その他特記事項	<ul style="list-style-type: none"> 紛争解決に際し、ローカル裁判所が仲裁裁定を認めない事例あり 発電事業等規制／発電事業 JV 規制（5%の現地資本参加義務） 	社会主義国に特有な行政手続の煩雑さあり	<ul style="list-style-type: none"> 政府による売電価格見直しの動きあり（EPIRA＝電力産業改革法で IPP 全契約見直しを明記） 料金設定に司法の介入事例あり 	<ul style="list-style-type: none"> 環境問題を懸念する住民の反対運動により、一度決まっていた IPP 案件が燃料と立地を変えて再スタートした事例が 2 件あり 燃料調整費（FT）の引き上げ幅が実態より低く抑えられた最近の事例で、政府から EGAT と PTT へのカバー命令あり（政府は事業者サイドの権利保護に配慮）

（出所）海外投融资財団、2004 年 11 月に一部加筆・修正

6.2.4 民間投資促進策の提言

4.4 節でみたように、スラウェシ島には、水力及び地熱という豊富な一次エネルギーが賦存し、これらを利用した電力開発計画（ローカルエネルギー優先シナリオ）が最適であるとの結論を得た。6.2.2 項ではこの電力開発計画を実現するための所要投資資金額は PLN スラウェシ管内の現状の事業規模に比してかなり大きいと、PLN の資金のみで賄い切れず、特に発電部門において民間投資を期待すべきであることを述べた。一方、6.2.3 項では民間投資環境という視点からインドネシアを東南アジア周辺国と比較した場合、必ずしも有利な状況にはなく、また、インドネシア国内においてもスラウェシ島は IPP 投資という観点からは不利であることを明らかにした。あわせて、水力、地熱電源の開発には大きな初期投資が必要であり、一般には民間投資家がリスクをとりにくいとすることができる。このような状況を踏まえ、水力、地熱エネルギー開発における民間投資促進のための方策を以下に述べる。

(1) 再生可能エネルギー買取義務制度

インドネシアにおいては、再生可能エネルギーの利用を促進するために PLN による再生可能エネルギー買取義務制度が定められている。2002年6月に定められたエネルギー鉱物資源大臣令（No. 1122/2002）において、1 MW以下の再生可能エネルギーによる民間（企業・団体）の分散型電源に関して PLN に購入義務が課されている。また、2006年1月には同大臣令（No. 2/2006）において、1～10 MWの出力まで買取義務の対象が拡大されている。表 6.2.7 に再生可能エネルギーの買取義務制度の概要を示す。

表 6.2.7 再生可能エネルギー買取義務制度

	エネルギー鉱物資源大臣令 No. 1122/2002	エネルギー鉱物資源大臣令 No. 2/2006
対象出力	1 MW以下	1～10 MW
契約期間	1年	10年
購入金額	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧（LV）接続: PLNのProduction Costの60% ・ 中圧（MV）接続: PLNのProduction Costの80% 	

一方、本制度に関しては、これまでの契約実績なども踏まえれば、今後の再生可能エネルギー開発を進めていくうえで、以下のような課題を指摘することができる。

- ・ 基本的には国内資本による中小規模の発電事業者を想定しており、外国資本による大規模な開発は対象でない。
- ・ 表 6.2.7のような契約条件は定められているものの、実際には PLN との契約交渉により、PPAにおける売買価格や契約期間などの条件が大きく異なる（場合がある）。
- ・ PLNのProduction Costが公表されておらず、取引価格の根拠が明確でない。
- ・ 小規模な再生可能エネルギーという生産コストが割高なことが明らかな発電方式に対して買取価格面での優遇措置がない。

民間資本による大規模再生可能エネルギー電源開発のためには、以上の課題について対処する必要がある。

(2) 官民連携 (PPP: Public Private Partnership)

水力、地熱に代表される再生可能エネルギー開発に大規模な初期投資が必要とされる。公的機関による開発に比べれば政府の財政的負担が軽減され、また、民間投資家の立場からは投資リスクを軽減し、事業を商業ベースで行う方策として、官民連携型モデルが挙げられる。発電事業に適した PPP モデルとして、①ハイブリッド型、②OBD、③有償 BTO の 3 つの形態が考えられる。以下にこれらの概要を述べる。

なお、水力開発に関する PPP については 6.3.1 項においてマレア水力開発を例にとって詳細に述べる。

① ハイブリッド型 PPP

ひとつの発電所建設を公共セクターと民間セクターで分担する方式。多くの場合、運転維持管理は全て民間セクターが行う。民間セクターが建設費の一部を負担するので、確実に公共投資額を減らせる。事例として、フィリピンの San Roque 水力がある。

② OBA (アウトプットベース支援)

IPP 事業者 (民間セクター) が通常の BOT と同様に事業建設を行うが、運開以降、アウトプット、即ち、電力供給に対して公的資金を支払い IPP 事業者の支援を行うものである。事業建設に掛かる費用は全て民間セクターが負担するので、公共投資額の大幅軽減が期待できる一方、ハイブリッド型と比べて、OBA は水力特有の建設リスク、水文リスクを民間セクターからアンバンドルできない。

また、OBA は、民活事業運営に対する補助金制度と見なされる可能性がない訳ではない。電力セクターが民営化途上にあるインドネシアの場合、発電事業の運営に関連してインドネシア財務省 (MOF) が借入を行うことに、否定的な意見が出る可能性がある。たとえ返済原資が当該民活事業に期待できるとしても、独立採算制の原則から OBA が否定される可能性もある。

③ 有償 BTO 支援

有償 BTO 支援は、OBA の補助金的側面を払拭する支援形態で、OBA が民活によって実際に提供された公共サービスに対する融資であったのに代わり、民活によって実現したアセット (インフラ) の一部を公共セクターが買い取る原資に公共資金を当てるもの。民活事業の形態で考えれば、BTO 型が最もフィットする。ただし、通常の BTO の T=譲渡は無償であることが多いが、ここでは有償を考えざるを得ない。

OBA 同様、有償 BTO も水力特有のリスクを民間セクターからアンバンドルできない。

6.3 協力事業の提案

6.3.1 水力マスタープランの策定

PLN は中期的な開発計画である全国電力供給計画 (RUPTL) を原則毎年策定しているが、近年は水力発電所開発候補リスト⁹に課題を抱えていると言える。このため、究極的な水力

⁹ 一般火力発電所は計画の自由度が高く、予め開発リストを抱えている必要性は少なく、本質的な問題はない。地熱発電所は、「地熱マスタープラン (JICA、2007 年)」が策定されて開発候補リストが存在している。

開発構想が明確化されていない状況下にあると言えよう。インドネシアでは、1980年代と1990年代に大規模な全国包蔵水力調査¹⁰が実施されており、当時の水力開発に多大な貢献があったと評価できる。バカル第1 (126MW、南スラウェシ)、ブサイ (90MW、南スマトラ) などがこれら全国包蔵水力調査結果に基づく具体的な成果である。

しかしながら、これらの包蔵水力調査は現代の電源開発思想に必ずしも合致した開発形式 (貯水池式、流れ込み式) が採用されていなかった可能性があり、したがって開発規模や開発優先順位にも疑問が出ている。同調査当時は電源開発の効率性が最優先され、社会環境に対する配慮が完全ではなかった可能性がある。近年の化石燃料高騰を考えると、当時の事業性判断も再考する必要があるだろう。

2008年、インドネシア政府は地熱と水力のみから構成される第2次クラッシュプログラムの策定を急いでいる。本来、水力開発候補案件は「最新版包蔵水力調査」結果に基づいて案件リストが選定されるべきである。

スラウェシを含め、インドネシア全土の水力ポテンシャルを再調査し、中長期的な水力開発計画の基礎を固める「全国水力マスタープラン」の必要性は大きい。全国水力マスタープランでは、次に示す作業が期待される。

- ① 既存データを活用した水力開発候補の特定
- ② 各水力開発候補の概略開発検討 (発電形式、概略発生電力量、発電施設送電線を含む概略建設費)
- ③ 開発優先順位の策定
- ④ 有望案件のフィージビリティ検討

6.3.2 Sawangan 水力事業

北スラウェシ系統における直近の水力開発候補後として、Sawangan 水力 (流れ込み式 16 MW) を挙げることができる。Sawangan 水力は、後述する Tonsea Lama 水力の下流に位置し、Tondano 水系水力カスケードの最終開発地点である。世界銀行による包蔵水力調査 (Hydro Inventory Study) において Pre F/S レベルの検討が終了している。近年の石油高騰に対応するため、F/S の早期実施が望まれる。

6.3.3 Bakaru 2 水力事業

既存バカル水力 (Bakaru 2、南スラウェシ 2×63 MW、流れ込み式) の第2次開発 (増設) に相当する。計画設備容量は 63 MW で、PLN の電力供給計画で 2015 年の投入が予定されている。既に円借により詳細設計が完了している。詳細設計が示す事業性は高いが、既存 1・2 号機が抱える堆砂問題が課題となっている。堆砂問題の克服は、同一水系に計画されている Poko 水力 (南スラウェシ、234 MW、貯水池式) の開発計画にも影響を与える。堆砂問題の克服のため、上流部集水域での土地利用管理検討が求められるが、最高水準の堆砂対策を取り込んだ上で、早期開発が求められる。

¹⁰ Hydro Potential Study, 世銀 1978-1982 および Hydro Inventory Study, 世銀 1997-2000.

6.3.4 水力開発における官民連携開発

(1) 民間水力開発の課題

流れ込み式水力発電は、開発技術が成熟期に達した良質の再生可能エネルギー電源である。環境負荷が大きい案件を除いて積極的な開発展開が望まれるが、一般火力との比較において、高い自然条件リスクと大きな初期費用がネックとなるケースが少なくない。特に IPP の場合は、これらが民間投資家の投資意欲に水を差す要因となっている。加えて、水力特有の問題から派生するファイナンス組成の難しさも民間開発上の大きな課題である。

(2) 水力開発における官民連携の意義と効果

水力開発における官民連携は、① 民間投資家のリスクを低減させることに最大の意義がある。この結果、② 民間投資事業との比較の上で事業費を削減し、③ 水力開発のための公的資金投入の最適化を図り、かつ④ 水力開発への民間投資促進に期待することになる。

官民連携には O&M Contract から BOO まで様々な形態がある。しかし、上記①②③④を考慮すると、民間セクターに投資を求める BOT 型に公共セクターが加わる連携形態が有効かつ現実的と判断される。具体的には(1) ハイブリッド、(2) アウトプットベースエイド (OBA)、および(3) 有償 BTO、これに加えて現在インドネシア政府が検討中の所謂 PPP 法が主要形態として捉えている(4) 官民ジョイントベンチャー、が候補となる。4 形態とも公的資金投入の抑制効果が期待できるが、ハイブリッドのみが水力特有の自然条件リスクを民間セクターから開放する形態と評価できる。これは自然条件リスクを公共セクターが担うことを意味するが、元々民間開発が不可能な場合は従来型公共事業のみが代替案であった事実を考えれば、特段問題とはなり得ない。

表 6.3.1 水力開発における 4 官民連携形態の比較

効果	ハイブリッド	OBA	有償 BTO	ジョイントベンチャー
①事業費削減効果	ファイナンス費用および保険費用において一定の削減効果が期待できる			公共セクターの関与度合いにより変化
②民間投資家のリスク低減効果	水力特有の自然条件リスクのアンバンドリングが可能	民間が完工リスクを 100%担う必要があるため、水力特有の自然条件リスクが民間に残される		民間にとって十分なリスク低減効果があるとは言いがたい
③公的資金投入の最適化	全て民間資金投入を伴うので、官民連携事業が成立すれば、1 事業あたりの公的資金投入額の低減が可能となる。この結果、公的資金投入の最適化も可能となる。			

(出所) JICA 調査団

(3) ケーススタディー：Malea 水力ハイブリッド PPP 事業

公共セクターから見る従来型水力開発の課題は、①公共事業の場合インドネシア政府が多額の借金を負うこと、②民間事業 (IPP) の場合巨額の政府保証が求められる、ことにある。いずれを選択しても、インドネシア政府の債務は巨額となる。民間セクターから見る従来型 BOT 水力開発の課題は、水力特有のリスクにより利益を期待し辛いことにある。

両セクターの課題を同時に克服し得る事業形態として、次のとおり Malea 水力ハイブリッド事業を検証した。

(a) 基本コンセプト

ハイブリッド水力事業では、適切な官民の役割分担を行って、民間投資家が十分克服できる程度にリスク低減を図ることが重要となる。

公共セクター： 取水口から発電所直上流までの上流側導水施設の計画・設計・建設・資金調達を担当。この結果、導水路トンネルなど比較的高いコストオーバーランリスクと完工リスクを民間セクターからアンバンドルする。完工後、これらの施設を民間セクターに有償で貸出し、同収入を事業資金返済に充当した上でリターンも得る。

民間セクター： 発電所と同関連施設の建設・資金調達を担当。完工後は、上流施設を公共セクターから借り受け、全施設の維持管理運転を行って、廉価な電力を PLN に提供する。

(b) ハイブリッド事業における仮定

官民の事業建設分担を表 6.3.2 のとおり仮定し、また、公共・民間対応するファイナンス費用はそれぞれが負担することを仮定した。

同建設分担は、物理的に分離可能な工事コンポーネントに対し、上述基本コンセプトを照らして設定したものである。推定されるそれぞれの工程も加味している。表中最下段に示した官民分担比率はあくまでも分担結果であり、事前に設定されるべき値ではない。

事業実施には、建設以外に設計関連費用 15.1 百万ドル、環境影響調査費用 5.7 百万ドルが必要となる。これらは双方とも公共セクター負担と仮定した。ただし、この仮定は建設分担のように必然性がある訳ではなく、最終判断は今後の検討に残される。

また、運転維持管理は全て民間セクターの役割とした。

(c) 水力ハイブリッドの評価

従来型事業形態とハイブリッドの財務指標の比較検討結果を以下に示す。

表 6.3.2 Malea 水力ハイブリッド PPP における官民分担案

(A) 建設分担		(単位：百万ドル)		
建設項目	公共	民間	合計	
準備工事	25.3	—	25.3	
頭首工および導水路	99.3	—	99.3	
鉄管・水門等	—	20.3	20.3	
発電所建屋	—	12.8	12.8	
水車・発電機器	—	42.9	42.9	
送電線および変電施設	—	5.9	5.9	
予備費	18.7	5.4	24.1	
合計	143.3	87.3	230.6	
官民分担比率	62%	38%	100%	

(B) 非建設費目分担		(単位：百万ドル)		
費目	公共	民間	合計	
環境対策および土地収用	5.7	—	5.7	
調査・設計・建設マネジメント	15.1	—	15.1	
合計	20.8	0.0	20.8	
官民分担比率	100%	0%	100%	

(出所) JICA 調査団

表 6.3.3 水力ハイブリッドと従来型事業の財務評価比較

Descriptions	A) Conventional Public Scheme	B) Hybrid PPP Scheme			C) Conventional BOT Scheme
		Public	Private	Hybrid Total	
1. Construction Cost	231	143	87	231	231
2. Design & EIA	21	21	0	21	20
3. Financial Charges	8	5	35	40	60
4. Total Implementation Cost (Unit Implementation Cost)	259 (US\$1,356/kW)	169 (US\$886/kW)	122 (US\$639/kW)	291 (US\$1,525/kW)	312 (US\$1,631/kW)
5. Public Investment	65	42	0	42	0
6. Public Liabilities	National Debt	194	127	0	127
	Governmental Guarantee	0	0	0	0
	Total Liabilities	194	127	0	127
7. Power Purchase Tariff for PLN	N/A	US¢3.0/kWh			US¢6.5/kWh
8. Unit Power Cost for PLN	US¢3.4/kWh	US¢4.9/kWh			US¢6.5/kWh
9. Net PLN Benefit	227	138	0	138	0
10. Net Private Benefit	0	0	50	50	109
11. Project IRR	16.1%	15.4%	14.1%	13.5%	12.9%
12. Investor's IRR	31.5%	30.3%	18.7%	N/A	17.2%

(出所) JICA 調査団

表 6.3.4 ハイブリッド型水力開発のメリット・デメリット

長所	短所/課題
i) 民間セクターが負い難いリスクを民間事業から分離できるので、水力開発における民間投資の機会が増える。	i) ハイブリッドは文字通り異種混成であり、両者を包括した管理機能が重要となる。PLN 事業部分と民間事業部分を統合統括する専門家の登用が重要である。
ii) 官民双方に適切な利益をもたらすことができる。	ii) 公共事業と民間事業のスピードには大きな差があると言われている。両者が同時に完了させるタイミングの取り方に工夫が必要となる。具体的には、民間企業に対する事業権入札のタイミングに慎重な検討を要する。
iii) 公共セクターは妥当な価格で電力を調達できる。	iii) 優良な水力開発候補案件では、民間企業が独自に調査を行っている場合もある。既に開発投資を行った企業を事業権入札でどのように評価すべきか、慎重な検討を要する。現在審議中の大統領令第 67 号/2005 年改定版案が参考となろう。
iv) 水力開発 1 件あたりに投じる公的資金あるいは負債を減少できる。	iv) ハイブリッド事業では、公的資金投入を抑制できる。従来型公共事業と比べて温存できた資金は当該地区の地域開発に充当するなど、効率良い公的資金投入計画の再考が求められる。

(出所) JICA 調査団

6.3.5 Tonsea Lama 水力の改修（機器の据え替え）

北スラウェシ東端に位置する Tondano 川には 3 つの既存流込式水力カスケードがある。最上流に Tonsea Lama 発電所（14.3 MW）、その直下流に Tanggari 第 1（2×9 MW）および第 2（2×9.5 MW）発電所が位置し、北スラウェシの重要な電力供給源となっている。

Tonsea Lama 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 Tondano 地区に移設、1950 年に運開したもので、製作か

ら既に 90 年以上が経過している。その後、インドネシア国電力局（PLN）により、1970 年には 2 号機（4.5 MW）、1981 年には 3 号機（5.4 MW）が増設され、総設備容量は 14.3 MW である。1 号機および 2 号機の老朽のため、現在の可能最大出力はおよそ 12.5 MW 程度に低下している。

PLN は長年、Tonsea Lama 1 号機の本格リハビリを検討してきたが、逼迫する財務状況から具体的な改修計画を立案できていない。同 1 号機の据え替えもしくは本格改修が求められる。

6.3.6 グリッド接続事業

送電設備投資分（投資額ベース）の概要を表 6.3.5 に示す。

表 6.3.5 送電設備投資額

(Unit: MUSD)

Term	1st	2nd	3rd	4th	Total
	2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	2008-2027
北スラウェシ系統	136	88	16	38	278
南スラウェシ系統	487	23	303	94	906
全系統	623	110	319	132	1,184

表 6.3.5 からわかるように、全送電設備投資額の約半分は全期間の中の第 1 期（2008-2012）に集中している。これは、可能な限り小規模独立系統を大規模系統と連系することにより、発電コストの高いディーゼル発電が抑制され、経済的に合理的となるためである。

この第 1 期に想定される送電事業には、以下の重要な案件が含まれる。

- ① Manado を中心とした Minahasa-Kotamobagu 系統からゴロンタロ州への系統延伸
- ② Makassar を中心とした Sulsel 系統から南東スラウェシ州への系統延伸
- ③ 中央スラウェシ州における系統延伸（Parigi 系統～Luwuk）

これらのうち、①は「大・北スラウェシ系統」の骨格を形成するものであり、また、②と③は Poso 水力を通じて連系されることにより「大・南スラウェシ系統」の基礎を築くものである。このように、第 1 期送電事業のみを実施することで（図 5.2.2 に示すように）スラウェシの電力システム網は骨格として完成型（図 5.2.5 に示す本調査における最終の 2027 年断面）に近い形となる。

換言すれば、この第 1 期送電事業がスラウェシ島において都市部のみならず各地域に電力供給するための基盤を構築することとなる。更に、この第 1 期送電事業においては、表 6.3.6 に示すように各地域に新たにオングリッドの配電用変電所が新設される。

表 6.3.6 新設されるオングリッド配電用変電所数

Year	(Existing)	2008-12	2013-17	2018-22	2023-27
北スラウェシ州	8	7	0	0	0
ゴロンタロ州	0	4	0	0	0
中央スラウェシ州	2	5	3	0	1
南スラウェシ州	24	4	0	0	0
南東スラウェシ州	0	4	0	0	0
西スラウェシ州	2	1	0	0	0

特に、今までオングリッド変電所が皆無あるいは少なかったゴロンタロ州、中央スラウェシ州、南東スラウェシ州にも多数建設されることとなる。オングリッド供給により 24 時間の電力供給が可能となることで、これらの地域の生活水準の向上、産業の招致、育成等に資することが期待できる

他方で、第 1 期事業は、表 6.3.5 に示すように、短期間のうちに多額の資金を要し、これを全て PLN の自己資金でまかなうのは困難であると考えられる。第 1 期事業はスラウェシ島電力供給のために重要であり、とりわけ地域振興のために大きな意味を持つこと、送電プロジェクトは公共性が高く環境負荷が少ないことを鑑み、円借款など日本の ODA を活用することが相応しいと考えられる。