

第6章 送電開発計画

6.1 スラウェシ系統の現状

6.1.1 スラウェシ系統の概要

スラウェシ島の電力系統のうち、南部 3 州（南スラウェシ州、西スラウェシ州および南東スラウェシ州）は PLN 南スラウェシ支店（Wilayah Sulselrabar）、北部 3 州（北スラウェシ州、ゴロンタロ州、中央スラウェシ州）は PLN 北スラウェシ支店（Wilayah Suluttenggo）が各々管轄している。この中の主要な 2 つの送電系統として、南スラウェシ支店管内に Sulsel 系統、北スラウェシ支店管内に Minahasa-Kotamobagu 系統があり、その他多くの小規模独立系統が存在する。

送電系統の電圧としては 150 kV と 70 kV が採用されている。小規模独立系統のほとんどは電圧 20 kV の配電系統であり、主にディーゼル発電設備から構成されている。

2006 年における南スラウェシ支店および北スラウェシ支店のピーク需要および発電機容量を表 6.1.1 に示す。

表 6.1.1 ピーク需要および発電機容量（2006 年）

	ピーク需要 (MW)		発電機容量 (MW)	
南スラウェシ支店管内 (うち Sulsel 系統)	517.6	65.2%	729.1	64.9%
(Sulsel 系統以外)	(445.2)	(56.1%)	(619.0)	(55.1%)
	(72.4)	(9.1%)	(110.1)	(9.8%)
北スラウェシ支店管内 (うち Minahasa-Kotamobagu 系統)	276.5	34.8%	394.7	35.1%
(Minahasa-Kotamobagu 系統以外)	(131.7)	(16.6%)	(182.9)	(16.3%)
	(144.8)	(18.2%)	(211.8)	(18.8%)
合計	794.1	100.0%	1,123.8	100.0%

また、図 6.1.1 にスラウェシ系統の概要を示す。

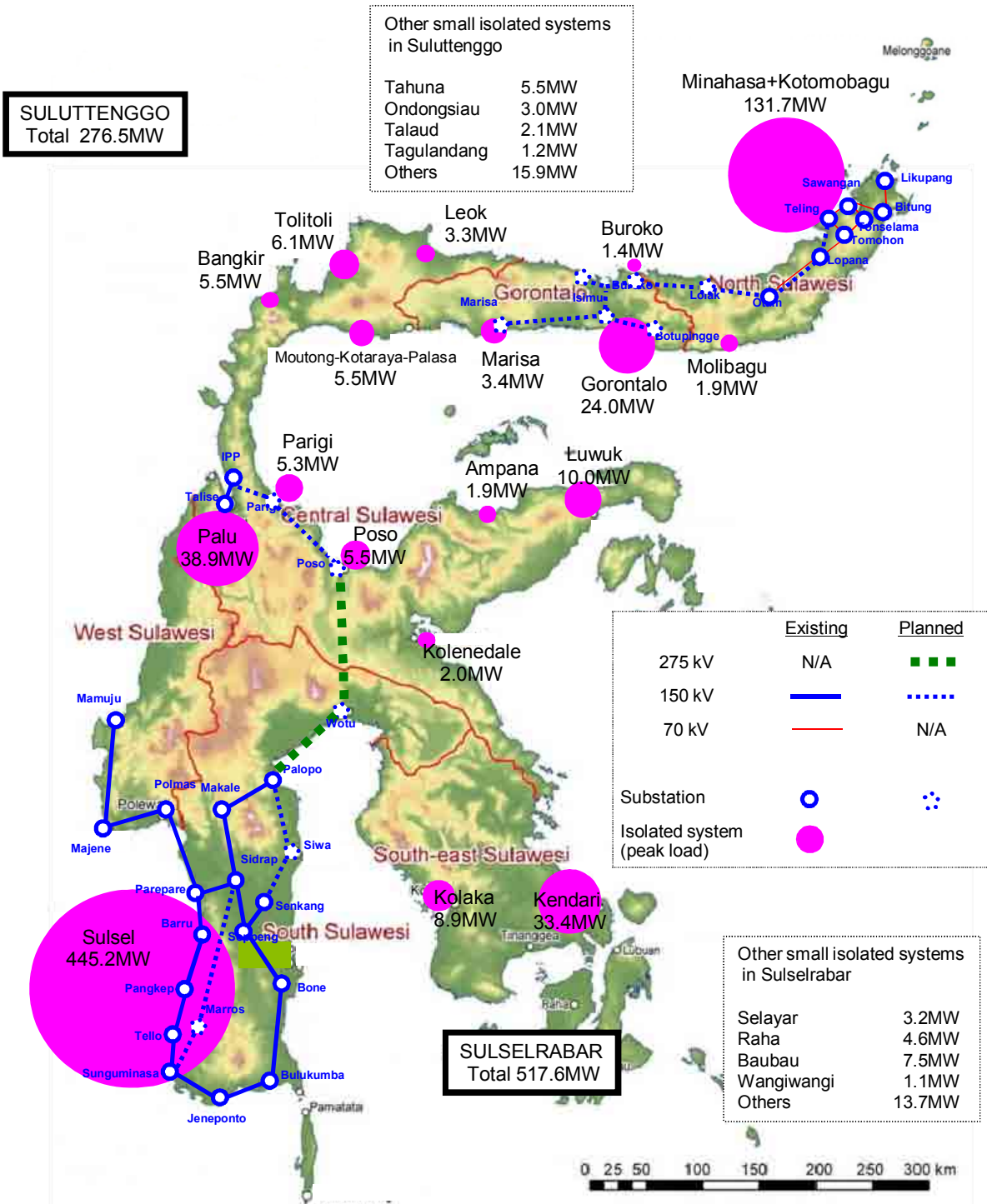


図 6.1.1 スラウェシ電力システムの概要

南部の Sulsel 系統においては主に 150 kV 送電線が用いられている。この系統では Bakaru 水力 (126 MW) や Sengkang 火力 (135 MW) などの比較的規模の大きい発電所が系統の北側に集中しており、このため北部から南部に向けて大きな潮流が流れ、南部の Makassar 周辺の電圧が低下する傾向にある。これを緩和するため、従来の西回りルート (Pare-Pare～Pangkep) に加え、東～南回りルート (Jenepono～Bulukumba) が 2007 年 2 月に運用開始となった。

中央スラウェシの水力電源等の導入のために、Sulsel 系統は北方向に拡張されており、2006 年 9 月には Sidrap～Makale～Palopo 間に 150 kV 送電線が運用開始された。更に Poso に IPP による水力発電所およびこれを送電するための 275 kV 送電線 (Poso～Wotu～Palopo) が計画されている。

Sulsel 系統は上記のような中央スラウェシの水力電源、更に南東スラウェシの配電線に連系することが検討されているが、これに伴い送電距離が延長され、送電線を通る潮流も大きくなるため、送電線熱容量の超過、Makassar 周辺での電圧低下が顕在化するほか、これまで現れなかった系統の安定度についても問題が生じる可能性がある。

Minahasa-Kotamobagu 系統における主力の電源は Tanggari 水力発電所 (37 MW)、Lahendong 地熱発電所 (40 MW) 等であり、70 kV 送電系統を通じて、Manado 市街地 (Telling 変電所および Ranmomuut 変電所) その他の負荷に供給されている。

今後、Lahendong 変電所の拡張や Poigar II 水力発電所の導入に備えて、Tomohon～Lahendong～Kawangoan～Lopana 間の送電線が 70 kV から 150 kV にアップグレードされる予定である。今後系統 150 kV は更に拡張される予定であり、例えばクラッシュプログラムによる石炭火力 (50 MW) や Amurang 火力 (110 MW) からの送電用に、Lopana 変電所を経由して Manado (Telling 変電所) まで 150 kV 送電線が建設される計画である。

ゴロンタロ州では、クラッシュプログラム石炭火力建設に伴い、Gorontalo 150 kV 系統が建設され、更にこの系統と Minahasa-Kotamobagu 系統が連系される計画がある。

現在、Minahasa-Kotamobagu 系統は系統規模が 130 MW 程度と小さく、発電容量の問題はあるものの、電圧、安定度など送電系統に関する問題は比較的少ない。しかし、今後は Lahendong に代表される地熱、IPP による石炭火力など、従来に比べ規模が大きい電源に集約されるため、送電系統に流れる潮流が増大し、送電容量超過、電圧降下などの問題が生じる可能性がある。また、前節に述べたように、系統規模に対して導入される発電機のユニットサイズが大きいため、大容量発電機の導入により系統の安定度に問題が生じる可能性がある。

中央スラウェシ、南東スラウェシなど送電系統が構築されていない地域においては、多くの小規模な独立グリッドが存在する。これらは主にディーゼル発電を用いているが、発電機の老朽化、発電容量の不足、燃料費の高騰により採算性、信頼性ともに問題がある。将来、送電系統を延長してこれらのグリッドを統合することも検討されているが、需要密度が低い地域を長距離の送電線で結ぶため、特に系統末端部において電圧変動の問題が生じる可能性がある。(これら小規模独立系統の接続に関しては第 5.7 節で議論したとおりである。)

6.1.2 スラウェシ系統の運用状況

スラウェシの送電系統は、Makassar および Manado にある 2 つの給電指令所により運用されている。

スラウェシ系統においては、N-1 基準は満足されているとともに、電圧についても大きな問題は発生していない。また、短絡容量についても問題は発生していない。系統安定度についても、ジャワ・バリ系統のように長距離大容量送電を行っていないことから、問題は発生していない。

PLN で採用されている、電圧許容範囲および設備の運用限度は、表 6.1.2 の通りである。

表 6.1.2 電圧許容範囲および設備の運用限度

電圧許容範囲	-10%~+5%
潮流限度	80% (常時) 100% (異常時)

周波数の許容範囲は 49.5 Hz~50.5 Hz であるが、常時はほぼこの範囲に維持されており、問題は発生していない。事故などによる周波数異常時には、表 6.1.3 および表 6.1.4 の対策を実施することにより周波数の維持を図っている。

表 6.1.3 周波数低下時の対策（北スラウェシ）

Frequency	Measures
50.00 Hz	Normal Operation
49.80 Hz	Voltage Reduction (Brown out)
49.60 Hz	Manual Load Shedding
49.25 Hz	Automatic Load Shedding (14.25 MW)
48.90 Hz	Automatic Load Shedding (5.5 MW)
48.55 Hz	Automatic Load Shedding (4.0 MW)

表 6.1.4 周波数低下時の対策（南スラウェシ）

Frequency	Measures
50.00 Hz	Normal Operation
49.50 Hz	Manual Load Shedding
48.90 Hz	Automatic Load Shedding
48.70 Hz	Automatic Load Shedding
48.50 Hz	Automatic Load Shedding
48.30 Hz	Automatic Load Shedding
48.00 Hz	Automatic Islanding

6.1.3 スラウェシ系統の設備

スラウェシ系統の送電電圧は現在、主に 150 kV、70 kV 採用されているほか、Sulsel 系統の一部では 30 kV も用いられている。また配電系統では 20 kV が採用されている。

表 6.1.5 および表 6.1.6 に、2006 年におけるスラウェシ系統の送電設備および変電設備の

一覧を示す。

表 6.1.5 スラウェシにおける送電設備 (2006 年)

(Unit : km・cct)

	30 kV	70 kV	150 kV	合計
North Sulawesi	--	259	77	336
South Sulawesi	11	143	1,692	1,846
合計	11	401	1,769	2,182

表 6.1.6 スラウェシにおける変圧器容量 (2006 年)

(単位 : MVA)

	150/70 kV	150/30 kV	70/30 kV	150/20 kV	70/20 kV	30/20 kV	合計
North Sulawesi	--	--	--	51	184	--	235
South Sulawesi	221	20	20	613	210	30	1,114
合計	221	20	20	664	394	30	1,349

送電線の標準的な設備を、表 6.1.7 に示す。150 kV 送電線については Hawk および Zebra が、70 kV 送電線については Hawk が標準的に採用されている。また、送電線の回線数については、2 回線が標準となっているが、一部の送電線には 1 回線が採用されている。

表 6.1.7 標準的な送電線

電 圧	電線種類	サイズ	熱容量
150 kV	Hawk	240 mm ²	139 MW
	Zebra	430 mm ²	196 MW
70 kV	Hawk	240 mm ²	65 MW

変圧器の標準的な容量は表 6.1.8 の通りである。

表 6.1.8 変圧器の標準容量

電 圧	容 量 (MVA)
150/70 kV	31.5
150/20 kV	31.5, 30, 20, 10
70/20 kV	20, 10

送電線の保護については、主保護としては距離リレー (Teleprotection 機能付き) が採用されており、後備保護としては過電流リレーおよび地絡リレーが採用されている。中性点接地方式については、表 6.1.9 の通りである。

表 6.1.9 中性点接地方式

電 圧	接地方式
150 kV	直接接地
70 kV	抵抗接地

6.1.4 供給信頼度

表 6.1.10 に、2006 年のインドネシアにおける 1 需要家当たりの停電時間および停電回数を示す。

表 6.1.10 需要家当たりの停電時間および停電回数（2006 年）

	1 需要家当たりの 停電時間 (SAIDI) (分/年)	1 需要家当たりの 停電回数 (SAIFI) (回/年)
North Sulawesi	367.0	8.08
South Sulawesi	274.6	9.43

6.1.5 送電ロス

表 6.1.11 に、2006 年のインドネシアにおける送電ロスを示す。

表 6.1.11 送電ロス

	送電ロス (GWh)	ロス率 (%)
North Sulawesi	15.4	2.51
South Sulawesi	127.4	5.26

6.2 PLN の送電計画

6.2.1 送電計画の立案方法

スラウェシ系統の送電計画については、スラウェシ南支店および北支店が RUPTL を策定し、それを PLN 本社が取りまとめている。電力総合計画策定ガイドライン (Pedoman Penyusunan Rencana Umum Ketenagalistrikan, Nomor: 865K/30/MEM/2003) によれば、送電計画の手法については図 6.2.1 の通りである。

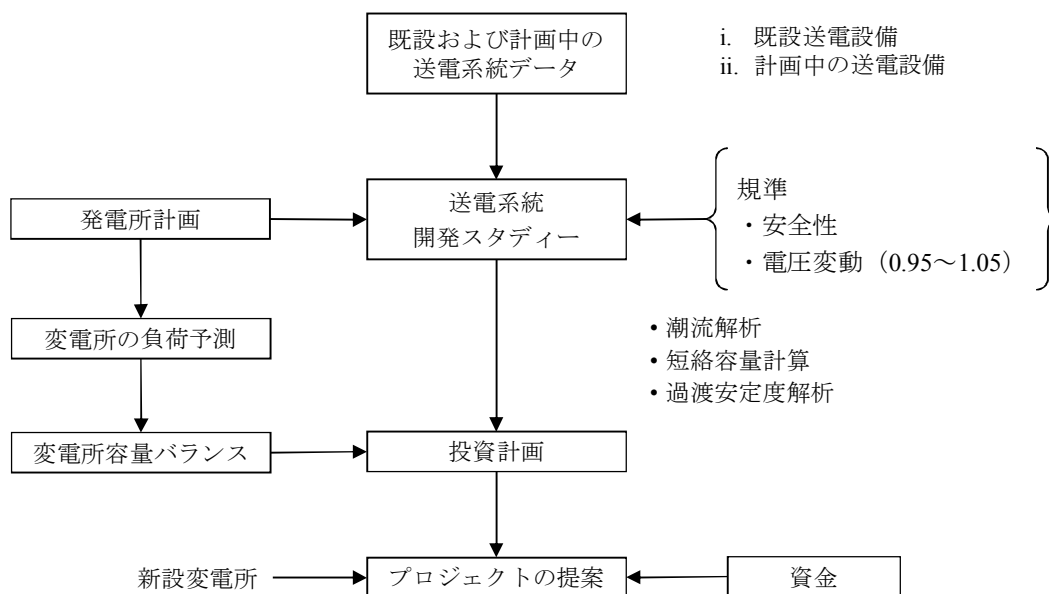


図 6.2.1 送電計画作成手順

まず、需要想定を元に変電所毎の負荷予測を実施し、変電所における変圧器の増設および変電所の新設の必要性を検討する。一方、変電所毎の負荷および電源開発計画を元に、送電線計画を立案する。送電線計画立案にあたっては、既設および計画中の送電システムデータを使用して、潮流解析（電圧計算）、短絡容量計算、過渡安定度解析等の系統解析を実施する。その後、投資計画を検討し、資金面のチェックを行った後で、実施すべきプロジェクトを決定することになる。

6.2.2 PLN の拡充基準

スラウェシ系統の送電計画立案にあたって、PLN は N-1 基準を採用している。N-1 基準は、国際的にも採用されている流通設備の拡充基準であり、流通設備の単一故障時（送電線 1 回線故障、変圧器 1 台故障時）に停電が発生しないことを原則としている。

また、系統安定度については、PLN は、1 回線 3 相短絡故障を主保護リレーで除去した場合（3LGO）に、系統が安定に保たれることを基準としている。

一方、系統規模に比較して発電機の単機容量が過大な場合、発電機脱落時に周波数が低下するため、発電機の単機容量に制限をかける場合があるが、スラウェシ系統においては、発電機の単機容量に制限をかけていない。表 6.2.1 に、それぞれの系統容量と発電機の最大ユニットを示す。

表 6.2.1 系統規模と発電機の最大ユニット

(単位：MW)

	系統規模 (a)	最大ユニット (b)	比率 (b)/(a)	備考
Sulsel 系統	445	63	14.2%	PLTA Bakaru
Minahasa- Kotamobagu 系統	132	20	15.2%	PLTP Lahendong

6.2.3 系統解析プログラム

系統解析プログラムについては、PLN 本社においては、送電線計画立案のため PSS/E が採用されている。一方、スラウェシ島においても、PLN 本店の方針により PSS/E が導入されてきているが、現状では系統規模が比較的小さいこともあり、安定度計算など高度な機能を用いた計算は行われていない。しかし、今後は系統規模の拡大に伴い系統が複雑化することが予想され、PSS/E により安定度計算も実施する必要が生じるものと考えられる。

6.2.4 PLN の拡充計画

PLN はスラウェシ島における需要増加および電源開発に対応し、供給信頼度を確保するため、表 6.2.2 および表 6.2.3 の通り、送電線を拡充する計画である。

表 6.2.2 PLN の送電計画（南スラウェシ）

Project	Description	Commissioning Year
Tanjung Bunga – Botntoala	150 kV, 2cct, 15 km, UGC	2008
PLTU Lakatong (IPP) – Takalar	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 8 km	2009
Sidrap – Maros	150 kV, 2cct, 2 × Zebra, 154 km	2009
Maros – Sungguminasa	150 kV, 2cct, 2 × Zebra, 2 km	2009
PLTU Nil Tenasa – Kendari	70 kV, 2cct, Ostrich, 2 km	2009
PLTU Jeneponto (PLN) – Tip.57	150 kV, 2cct, 2 x Zebra, 10 km	2009
PLTU Jeneponto (PLN) – Tip.58	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 10 km	2009
PLTU Jeneponto (PLN) – IPP Bosowa	150 kV, 2cct, 2 × Zebra, 2 km	2009
Sengkang – Siwa	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 65 km	2010
Siwa – Palopo	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 80 km	2010
Kendari – Unahaa	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 35 km	2012
Unahaa – Kolaka	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 100 km	2012
Polopo – Wotu	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 85 km	2012
Wotu – Malili	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 50 km	2012
Malili – Kolaka	150 kV, 2cct, 1 Hawk	2012
PLTA Poko – Bakaru	150 kV	2013
Bakaru – Sidrap	150 kV	2013
PLTA Malea – Enrekang	150 kV	2016

表 6.2.3 PLN の送電計画（北スラウェシ）

Project	Description	Commissioning Year
Lopana – Kotamobagu/Otam	150 kV, 2 nd cct, 1 Hawk, 77 km	2008
Parigi – Talise	70 kV, 2 nd cct, 1 Hawk, 52.5 km	2008
Lopana – Teling	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 45 km	2009
Isimu – Botupingge	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 30 km	2009
Isimu – Marisa	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 110 km	2009
PLTU Sulut (Perpres) – Lopana	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 8 km	2009
PLTU PJPP – Talise (Upgrade to 150kV)	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 17 km	2009
Talise – Lolioge/Donggala	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 35 km	2010
Kotamobagu/Otam – Lolak	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 30 km	2010
Teling – Paniki/Ranomut Baru	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 8 km	2010
Paniki/Ranomut Baru – Kema	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 40 km	2010
PLTU G'talo (Perpres) Incomer – Buroko	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 12 km	2010
Isimu – Buroko	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 70 km	2010
Poso – PLTU Poso/Tentena	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 35 km	2010
PLTA Poigar – Mokobang (Tip 145)	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 7 km	2010
Parigi – Poso	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 140 km	2011
Buroko – Bintauna	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 45 km	2011
Bintauna – Lolak	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 40 km	2012
PLTG Luwuk – Luwuk	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 58 km	2013
Otam – Molibagu	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 50 km	2013
Marisa – Moutong	150 kV, 2cct, 1 Hawk, 78 km	2015

6.3 送電拡充計画策定のための諸条件

ここでは、スラウェシ島における送電計画立案のための諸条件を整理した。概要を以下に示す。

6.3.1 検討ケース

送電計画立案のため検討したケースの概要を表 6.3.1 に示す。また、その内容の詳細について以下に示す。

表 6.3.1 送電計画検討ケース

項目	検討ケース
需要想定	ピーク時、オフピークの2断面にて実施
電源開発計画	経済性優先シナリオ、ローカルエネルギー優先シナリオの2通りについて実施
系統連系	小規模系統連系を行うケースのみ実施 南北連系については別途検討を実施
検討年次	2012年, 2017年, 2022年, 2027年の4断面にて実施

(1) 需要想定

需要想定は、調査団にて策定したデータについて検討を行った。なお、オフピーク時の需要については、2006年のロードカーブを基に北部系統はピーク負荷の52%、南部系統はピーク負荷の60%とした。なお、無効電力については有効電力の50%（力率89.4%）とした。（表 6.3.2 および表 6.3.3 参照）

表 6.3.2 ピーク時の州別および系統別の需要想定

(単位：MW)

Province	2007	2012	2017	2022	2027
Sulawesi Utara	147	223	333	493	765
Gorontalo	--	55	82	124	184
Sulawesi Tengah	--	100	177	266	393
Sulawesi Barat	18	37	54	79	116
Sulawesi Selatan	469	707	1,018	1,459	2,135
Sulawesi Tenggara	--	73	104	149	218
North System	147	285	449	667	1,028
South System	487	908	1,319	1,902	2,783
Total	634	1,193	1,767	2,569	3,810

表 6.3.3 オフピーク時の州別および系統別の需要想定

(単位：MW)

Province	2007	2012	2017	2022	2027
Sulawesi Utara	76	118	173	257	398
Gorontalo	--	28	43	64	96
Sulawesi Tengah	--	59	105	157	230
Sulawesi Barat	11	22	32	47	70
Sulawesi Selatan	314	458	644	908	1,313
Sulawesi Tenggara	--	44	62	89	130
North System	76	150	235	349	534
South System	326	579	825	1,173	1,701
Total	402	729	1,059	1,523	2,235

なお、表 6.3.2 および表 6.3.3 に示した需要は、大規模系統（Sulsel または Minahasa-Kotamobagu 系統）に連系した分のみを示している。また、変電所単位での負荷配分については、現状の負荷配分と変電所の地域特性を考慮し決定した。その詳細は Appendix 1 に示したとおりである。

(2) 電源開発計画

電源開発計画については、調査団にて作成した「経済性優先シナリオ」および「ローカルエネルギー優先シナリオ」を適用した。また、個別の電源開発地点については、PLN からの情報を元に、開発計画または開発構想のある地点を中心に、開発の可能性も考慮し決定した。表 6.3.4 および表 6.3.5 に電源種別ごとの電源設備量を示す。

表 6.3.4 電源種別毎の電源設備量（経済性優先シナリオ）

（単位：MW）

System	Type	2012	2017	2022	2027
North System	Hydro	88	108	108	108
	Geothermal	60	60	60	60
	Coal	135	210	385	685
	Gas Turbine	75	175	275	400
	Diesel	22	22	14	0
South System	Hydro	339	339	339	339
	Coal	490	1,040	1,540	2,340
	Gas Combined Cycle	135	135	235	335
	Gas Turbine	117	50	50	200
	Diesel	65	178	176	174

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）

（単位：MW）

System	Type	2012	2017	2022	2027
North System	Hydro	88	108	108	108
	Geothermal	60	100	200	340
	Coal	85	160	210	285
	Gas Turbine	125	175	300	525
	Diesel	22	22	14	0
South System	Hydro	573	573	879	1,153
	Coal	390	590	840	1,190
	Gas Combined Cycle	135	385	635	985
	Gas Turbine	117	50	100	300
	Diesel	65	178	176	174

(3) 電源運用形態について

系統解析を行うためには、電源の設備容量を定めるだけでなく、その運用についても検討を行う必要がある。ここでは、以下の方針で電源の運用形態を定め、その結果を元に系統解析を行った。

- ・ 点検作業などによる発電機の計画停止を考慮し、石炭火力およびガスコンバインドサイクルは 12.3%（45 day/year 相当）、ガスタービンは 8.2%（30 day/year 相当）以上の容量に相当するユニットを停止する。
- ・ Spinning Reserve は、その系統における最大の発電機単機容量に相当する量を確保することを基本とする。
- ・ オフピーク時などのバランス停止については、運転コストの高いものから実施する。（ディーゼル、ガスタービン、ガスコンバインドサイクル、石炭火力の順で実施する）
- ・ 石炭火力については、DSS 運転³⁵は実施しない。また、石炭火力を定格の 60%以下の

³⁵ DSS (Daily Stop and Start) 運転とは、1 日の中で発電機を夜間停止して早朝に起動する運転方法。

出力では運転しないこととする³⁶。

(4) 系統連系について

系統連系（小規模系統の大規模系統への連系）の時期については、第5章の表 5.7.4 にて示したように経済性および電源開発時期を考慮して設定した。系統解析に用いる連系時期を表 6.3.6 に再掲する。

表 6.3.6 系統連系時期

Isolated System	Nearest point of Large system	Distance (km)	Interconnection year
Gorontalo	Buroko	94	2010
Marisa	Isimu (between Gorontalo and Buroko)	118	2011
Buroko	Bintauna	40	2010
Palu + Parigi	Poso	102	2010
Poso	Poso Hydro	37	2010
Toli-Toli	Leok	99	2014
Moutong-Kotaraya-Palasa	Marisa	84	2012
Leok	Gorontalo Coal Power Plant	148	2013
Kolondale	Poso Hydro	90	2016
Bangkir	Toli-Toli	98	2023
Luwuk	Ampana	165	2012
Ampana	Poso	123	2011
Molibagu	Otam	70	2014
Bintauna	Lolak	41	2010
Kolaka	Wotu	300	2011
Kolaka	Kendari	135	2011

なお、南北系統の連系については第 6.5 節にて別途検討する。

6.3.2 拡充基準および検討手法

(1) 拡充基準

送電計画立案にあたっては N-1 基準を適用した。これは設備（送電線、変圧器、発電機）の単一故障時に停電や発電支障が発生しないことを原則としている。

(2) 検討手法

計画に当たっては、系統解析（潮流解析、安定度解析、短絡容量検討）を実施し、いずれの解析においても問題が発生しない系統を構築することを基本とした。各解析において満たすべき条件を表 6.3.7～表 6.3.9 に示す。

³⁶ 石炭火力など蒸気タービンを用いる発電機は定格の 30%程度まで出力を下げるができるものもあるが、熱効率が大幅に低下することと、旧型機などではよりシビアな運転範囲を求められることがあるため下限を 60%とした。

表 6.3.7 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 6.3.8 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 6.3.9 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

6.3.3 系統解析プログラムおよびデータ

系統解析プログラムは Siemens 社の PSS/E を使用した。送電線データは表 6.3.10 に示すデータをベースに作成し、発電機については PLN データおよび標準的な発電機のデータを使用した。

表 6.3.10 送電線特性データ (100MVA Base)

Voltage (kV)	Type	Bundle	Cond.	R (p.u/km)	X (p.u/km)	B (p.u/km)	Thermal Capacity (MVA)
150	HAWK	1	240	0.000573	0.001800	0.000637	139
150	HAWK	2	240	0.000288	0.001244	0.000913	275
150	ZEBRA	1	430	0.000353	0.001729	0.000664	196
150	ZEBRA	2	430	0.000176	0.001209	0.000939	393
275	ZEBRA	2	430	0.000051	0.000410	0.002689	620
500	GANNET	4	338	0.000010	0.000110	0.010108	2,210
150	ZEBRA (275kV Design)	2	430	0.000170	0.001378	0.000800	338
70	OWL	1	135	0.004372	0.008676	0.000131	48
70	OSTRICH	1	152	0.003834	0.008584	0.000133	55
70	ORIOLE	1	170	0.003393	0.008477	0.000134	60
70	HAWK (150kV Design)	1	240	0.002633	0.008263	0.000139	65
30	OWL	1	135	0.018471	0.046153	0.000025	20
20	CAT	1	111	0.110000	0.069750	0.000000	12
70	XLPE	1	400	0.000960	0.002840	0.004618	44
150	XLPE	1	400	0.000209	0.000451	0.010598	131

6.4 送電開発計画

これまで述べた条件を元に、送電開発計画を策定した。まず策定した送電開発計画の内、基本ケースとなる経済性優先シナリオを適用したときの結果を示す。

図 6.4.1～図 6.4.5 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。また、送電開発計画策定における技術的な課題、特徴を以下の節で述べる。

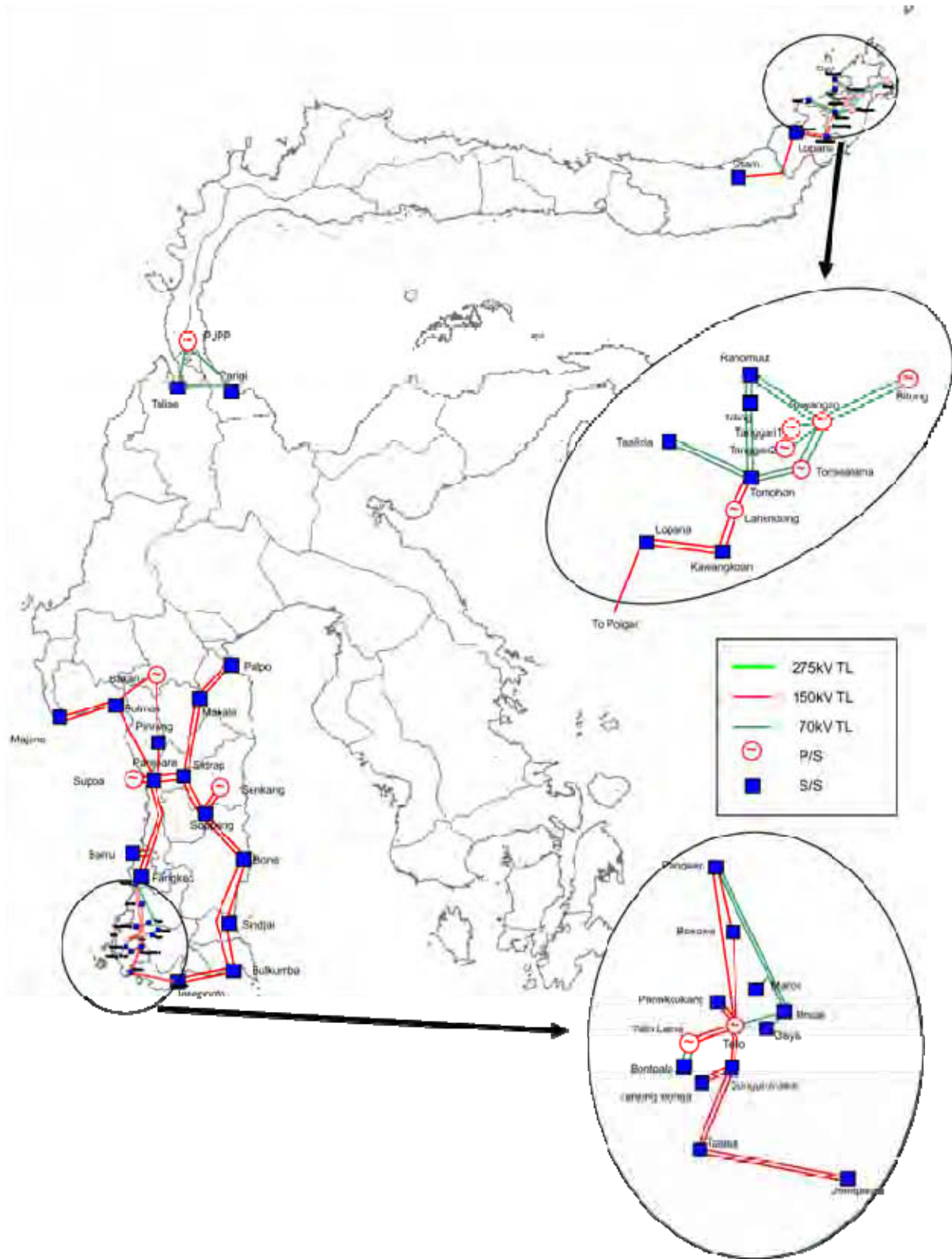


図 6.4.1 2007 年スラウェシ系統図

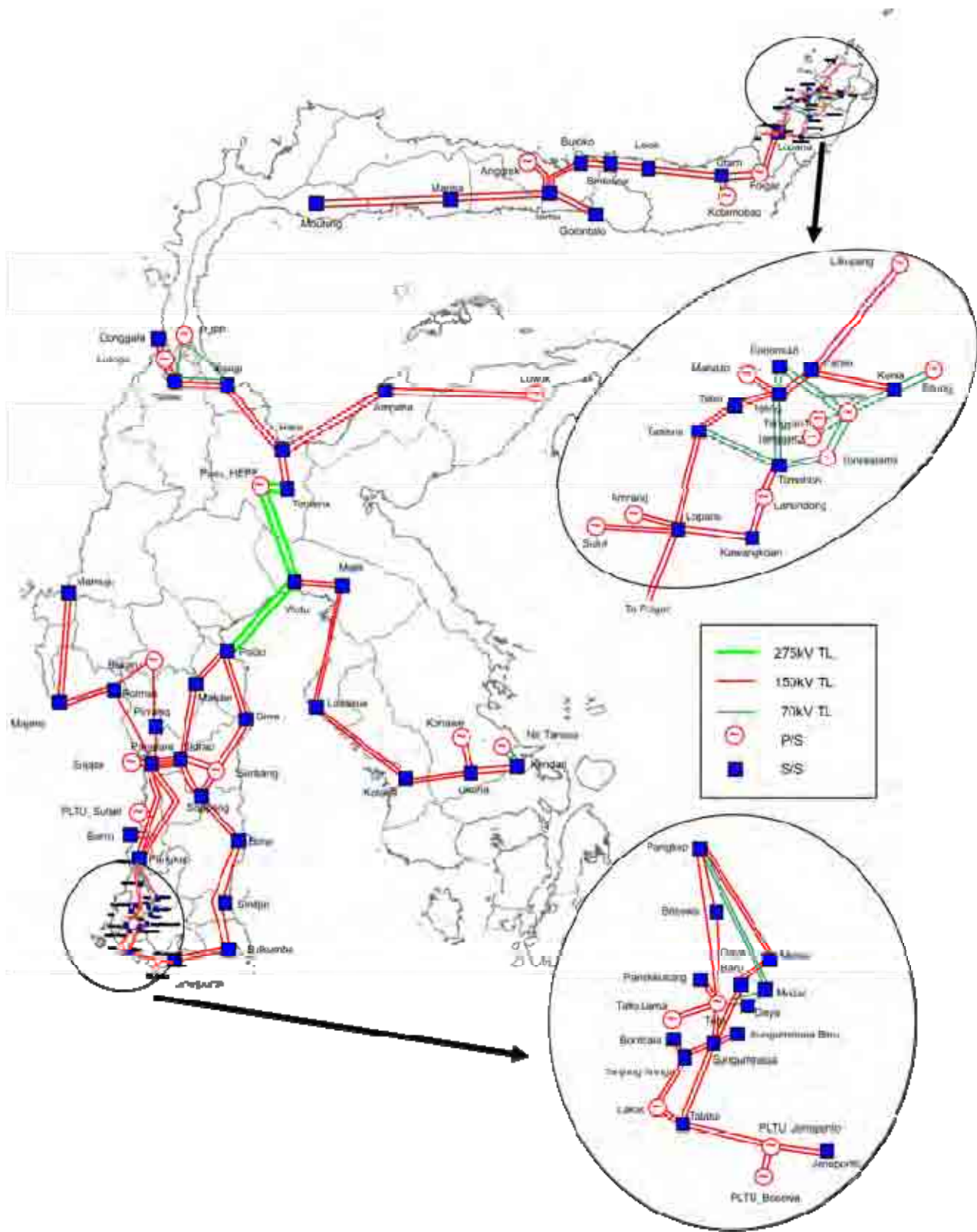


図 6.4.2 2012年スラウェシ系統図（経済性優先シナリオ）

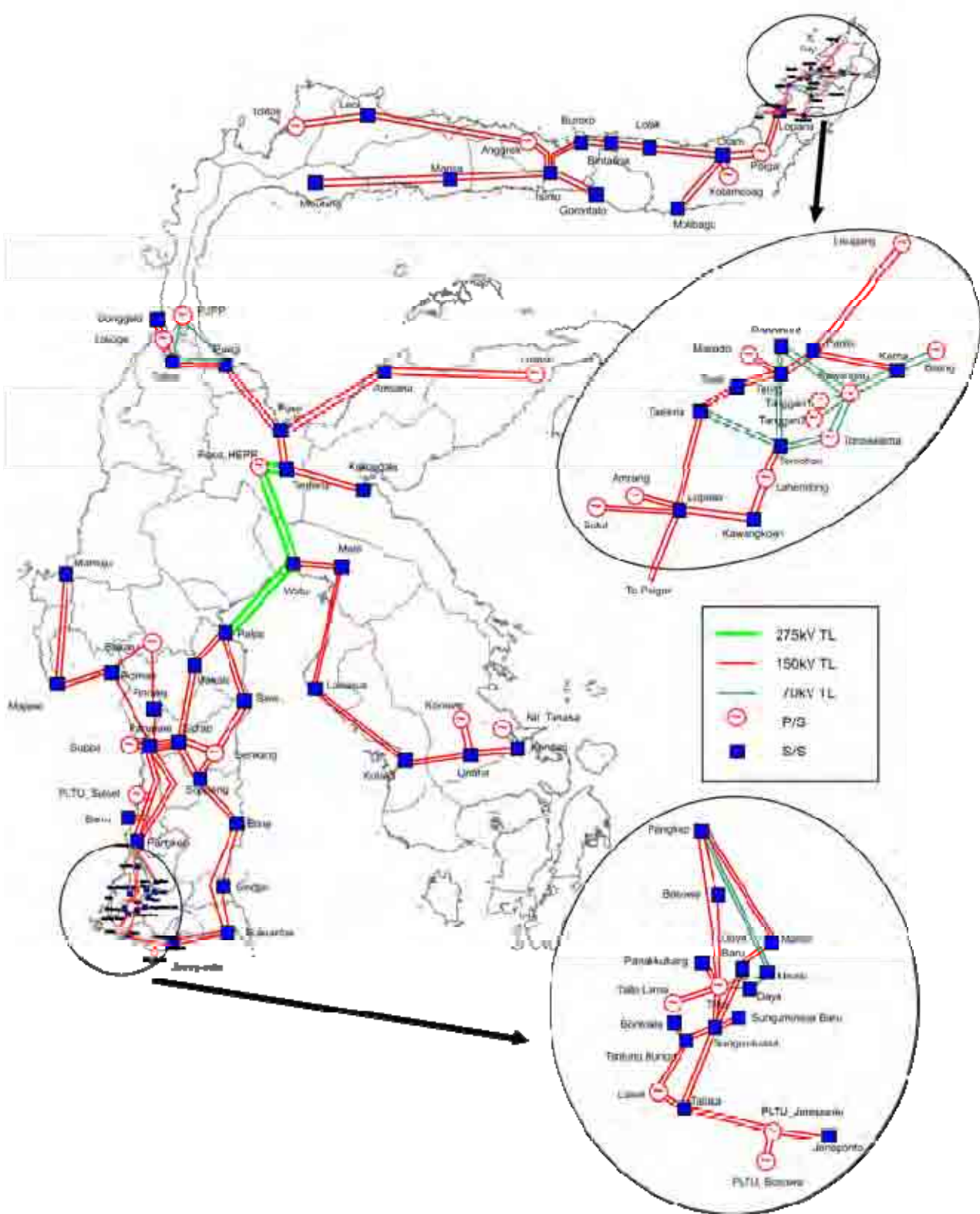


図 6.4.3 2017年スラウェシ系統図（経済性優先シナリオ）

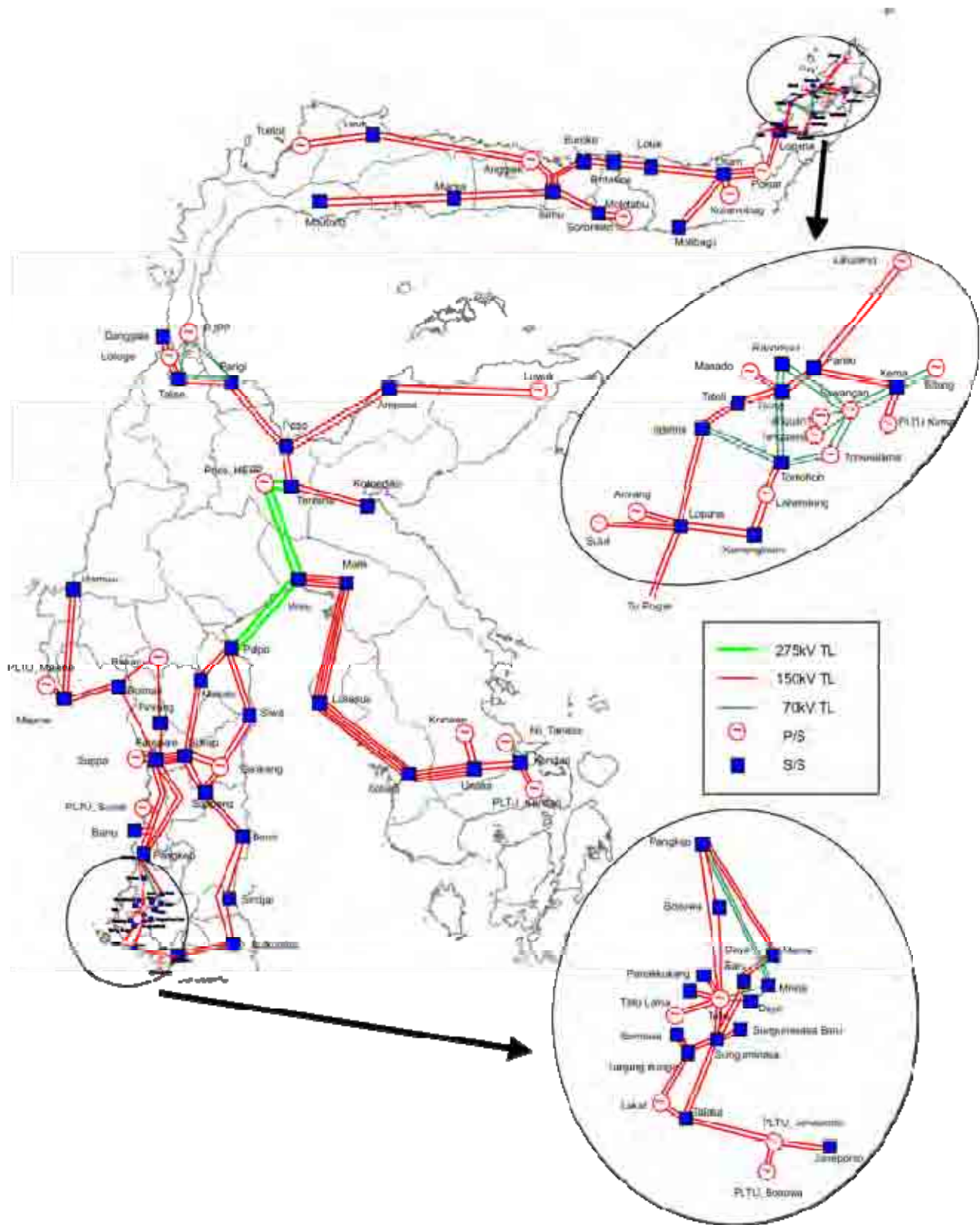


図 6.4.4 2022年スラウェシ系統図（経済性優先シナリオ）

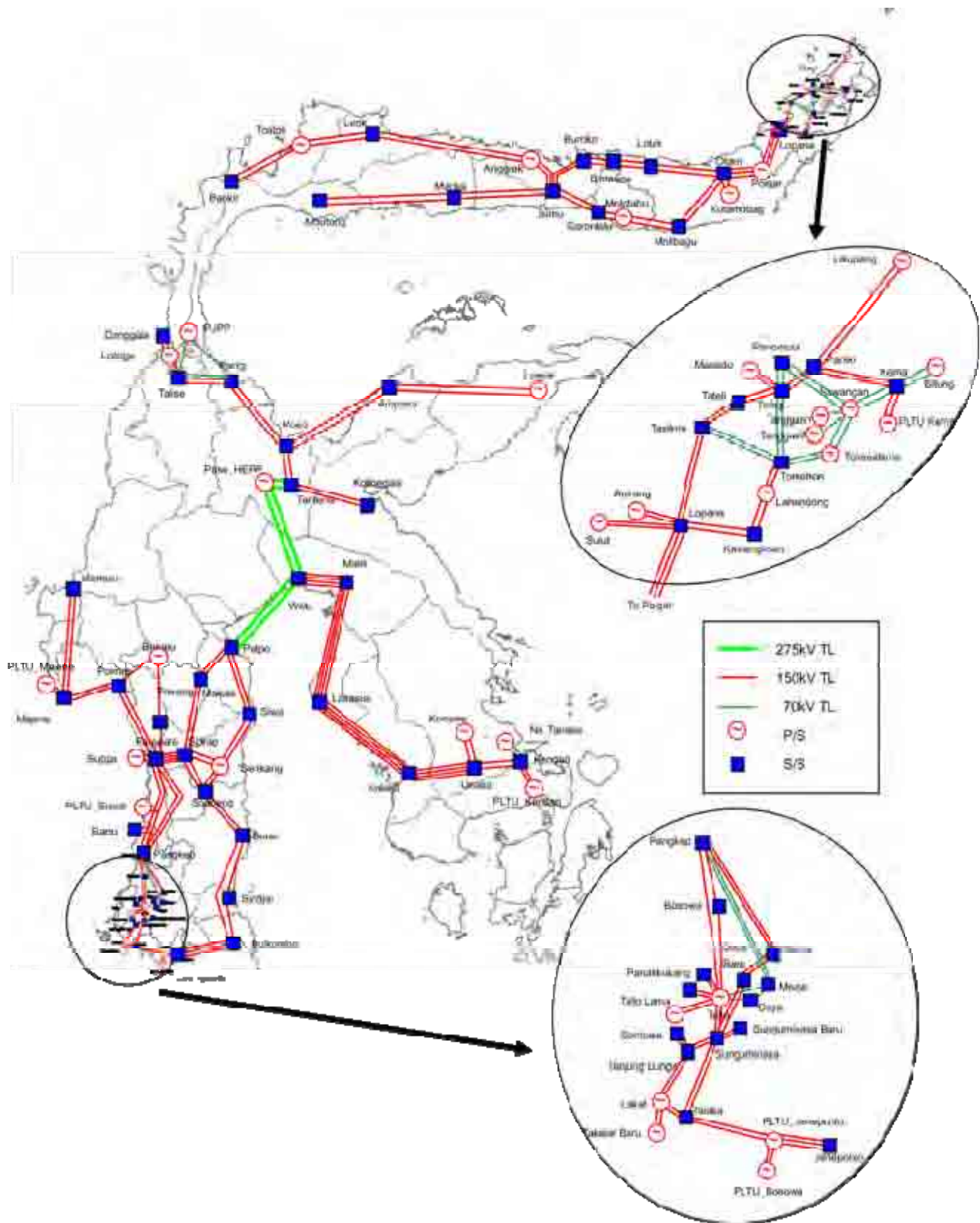


図 6.4.5 2027年スラウェシ系統図（経済性優先シナリオ）

6.4.1 北スラウェシ系統の送電開発計画

北スラウェシ系統は、現在 Minahasa-Kotamobagu 系統以外はほとんど独立系統となっている。このため、送電開発計画は、Minahasa-Kotamobagu 系統と独立系統の連系線構築が中心となる傾向にある。この系統の送電開発計画における課題と対策を以下に示す。

(1) オフピーク時の需給バランス問題

北スラウェシ系統の電源は、現在自流水力およびディーゼルが中心であるが、至近年に大量の石炭火力発電所および地熱発電所が導入される計画である。これらの電源のうちディーゼル以外の電源は一定出力で運転することが適しており、DSS 運転や出力の大幅な変動を行うことが困難である。これに加えて、この系統における日間の Off-Peak/Peak Ratio は 52% であり、ピーク時とオフピーク時の差が比較的大きい。これらのため、ピーク時に十分な供給力を確保された状況下では、オフピーク時に電源を絞り切れずに余剰電力が生じやすい。とりわけ 2012 年断面のオフピーク断面では、下記に示す様に系統運用が困難となる事態が発生する。

表 6.4.1 に北スラウェシ系統の最小可能出力とオフピーク負荷の対比を示す。ここで示す最小可能出力とは、メンテナンスによる計画停止分の発電機を止めた上で、ガスタービン、ディーゼルなど DSS 運用可能な発電機をすべて停止し、石炭火力は定格の 60% 出力に、調整池式水力は 40% 出力に出力を絞ったときの発電機出力の合計である。この表から、2017 年以降はオフピーク負荷が最小可能出力を上回り通常の系統運用が可能となるが、2012 年の断面では最小可能出力がオフピーク負荷を 31 MW 上回り、このままでは運用が出来ないこととなる。

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

(単位：MW)

Year	2012	2017	2022	2027
発電容量	478	700	963	1,379
最小可能出力	181	234	324	459
オフピーク時の負荷	150	235	349	534

この対策として、以下の手段が考えられる。

- ① 石炭火力発電所の計画停止による最小可能出力の縮小
Amurang 発電所の発電機のうち一機 (55 MW) を計画停止することで、最小可能出力が 33 MW 低下し、系統運用が可能となる。
- ② 石炭火力発電所の運用限度変更
現在、石炭火力発電所の運用限度 (下限) を定格の 60% としているが、この値を 40% とすることで最小可能出力が 32 MW 低下し、系統運用が可能となる。ただし、運用限度をこの値まで下げることは、発電効率を大幅に低下させるとともにタービンの寿命を縮める可能性があるため注意が必要である。
- ③ 南北連系による電力融通
- ④ 自流水力発電所を調整池式水力発電所に改造

このうち、南北連系および自流式水力発電所の改造については経済面から現実的ではなく、実際に可能な手段は石炭火力発電所の運用限度変更および計画停止となる。このため、新規導入する石炭火力発電所については、運用限度の下限が低い発電所を採用することを推奨する。また、現有の計画に加えさらなる石炭火力発電所の新設・増設を行う際には、その容量と時期に対して慎重な検討が必要である。

(2) 発電機の過大な単機容量がもたらす影響とその対策

Amurang 発電 (55 MW × 2) が 2011 年に導入される予定であるが、この発電機の単機容量の北スラウェシ系統の容量に対する比率はかなり大きく、2012 年においてはピーク負荷 (285.2 MW) の 19.3% に相当する。

このように、系統に対し過大な単機容量の発電機が導入されると、その発電機が故障したときに Load Shedding や系統崩壊が発生することになり、この状況は 2027 年まで継続する。しかし、現在電力危機に陥っている北スラウェシの電力不足の状況をまず改善することが必要であるため、大型石炭火力を導入することは止むを得ないと考える。

この問題の対応策としては、以下のものが挙げられる。

- ① 大容量発電機故障時の負荷遮断
- ② 南北連系の実施

いずれの対策も記述面や経済面の問題から実現性が低く、この状況の改善は困難である。このため、SCADA や通信設備の整備、運転要員の復旧訓練などにより系統崩壊後の復旧をより早くし、大規模停電による影響の低減を図ることが現実的と考える。

(3) 70 kV 系統の発電機、負荷の制限

現在、Minahasa-Kotamobagu 系統は 70 kV 系統が主体であり、一部 150 kV 系統が導入されている状況である。しかし、今後は系統規模の拡大につれて 70 kV 系統では対応不可能となり、比較的早くから 150 kV 系統が主体となる。

このような状況では、70 kV 系統の拡充を行うことは得策ではなく、最終的には 150 kV 系統に統一することが望ましい。このため、新規発電所および変電所は極力 150 kV 系統側に設置し、配電線の負荷も 150 kV 系統側に接続することで 70 kV 系統の設備増加を抑制することが必要と考える。

(4) Bitung 発電所への発電機集中の制限

Bitung 発電所は 77 kV 系統に接続しており、発電所から送電できる電力は 60 MW 以下に制限される (このケースでは、N-1 故障時の送電線熱容量に依存する)。このため、Bitung 発電所への過度の発電機集中は避ける必要があり、25 MW ガスタービンを導入する場合、2 機以上の配置は避けるべきである。

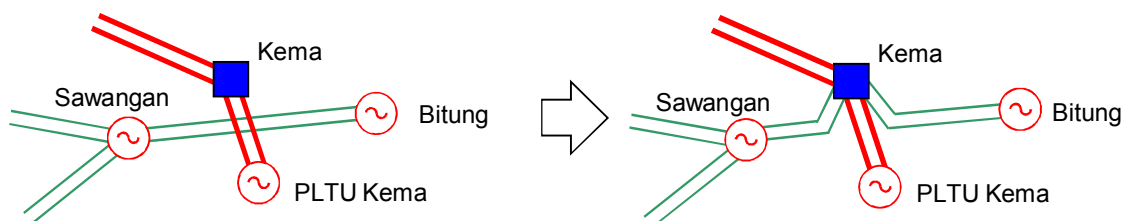
(5) Toli-Toli 動的安定度問題

Toli-Toli は他の需要地や電源地帯からの距離が遠く、動的安定度の問題が発生しやすい。安定度解析の結果、Toli-Toli に 50 MW 以上の発電機が集中すると、Toli-Toli-Leok 間の送電線故障時に脱調が発生する可能性があるため、このエリアの電源開発は 50 MW 以下に抑

える必要がある。

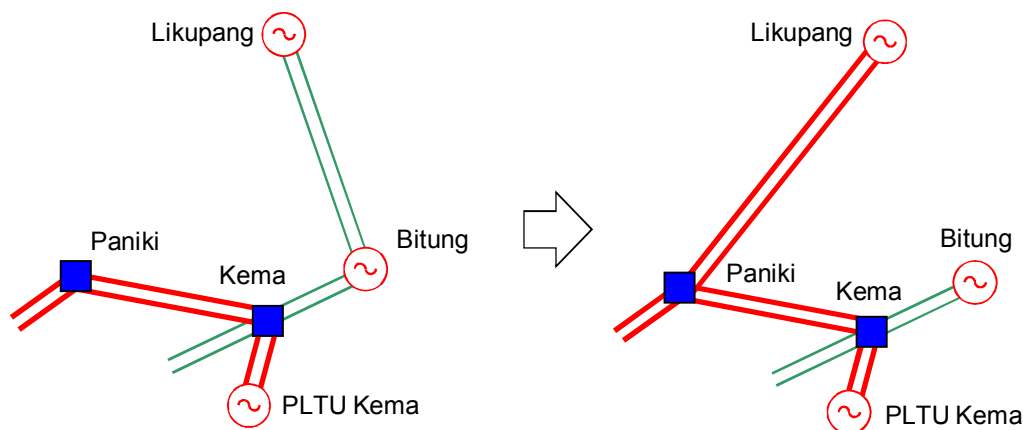
(6) Kema 発電所の 70 kV 系統への連系

Bitung 発電所からの電力は、70 kV 系統を用いて Manado 市内へ送電する系統となっているが、この途中で Kema 変電所に接続し 150/70 kV 変圧器を設置することで、150 kV 系統との接続点を設けることを推奨する。これは、70 kV 系統に流れる潮流を軽減してこれ以上の 70 kV 系統の拡充を抑制するとともに、送電ロスを 0.5 MW 程度低減することが出来るためである。



(7) Likupang 発電所の接続系統変更 (70 kV → 150 kV)

Likupang 発電所は、70 kV 系統にて Bitung 発電所に接続する計画があるが、この場合、Bitung 発電所の出力を低下させない限りほとんど Likupang 発電所から送電することができない。これは、Bitung～Sawangan 間の潮流限度が 60 MW であるのに対し、Bitung 発電所の出力が最大で 50 MW を越えるためである。このため、Likupang 発電所の電力は、150 kV 系統で需要地の Paniki 変電所に接続することを推奨する。



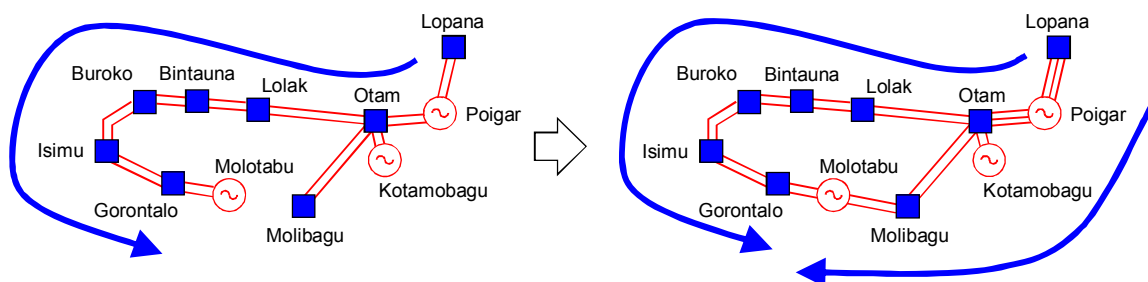
(8) Lopana—Otam—Lolak の送電線過負荷対策

この送電線は、Minahasa 系統の電力を Gorontalo 以西に送電する役割を果たしており、ゴロンタロ州の電源開発状況により潮流が大きく左右される。今回想定したケースでは、2027 年になると、これらの送電線が N-1 故障時に過負荷となるため送電線の追加が必要となるが、ゴロンタロ州の電源開発が遅れた場合、これ以前に送電線の追加が必要となる。

送電線過負荷の対策として、以下の方法を推奨する。

- ① Lopana—Otam 間の回線増設 (2cct → 3cct)
- ② Molibagu—Molotabu 間の送電線新設

Lopana—Otam 間は途中に需要が無く、Poigar の電源があるのみである。このため、新たなルートの新設する必要は少なく、回線増設による送電能力の増強が合理的と考える。これに対し、Otam—Lolak を流れる電力は、Buroko 変電所、Isimu 変電所を經由し、Gorontalo 中心部へ送電されている。このように遠回りの送電線を増強する代わりに Molibagu—Molotabu 間の送電線を新設することで送電ロスを最大 3.7 MW 低減し、Gorontalo 以西の系統安定度を強化することが可能となる。



(9) 中部スラウェシ州北部の電圧問題

Toli-Toli、Moutong など中部スラウェシ州北部のエリアは、需要密度が低く電源からも離れている。このような場所においては、負荷の変動に伴い大幅に電圧が変動するほか、軽負荷時にはフェランチ効果により電圧上昇による問題が発生することがある。この傾向は Toli-Toli に発電機が存在しないときに顕著に現れ、対策となる調相機器として SC だけでなく ShR の設置も必要となる。

6.4.2 南スラウェシ系統の送電開発計画

南スラウェシ系統は Bakaru、Poso などの大規模水力電源が存在する他、Sengkang に天然ガスを利用したガスコンバインドサイクル発電所が存在するなど電源の構成が北スラウェシ系統と異なる。また、Kendari、Palu など数十 MW を超えるような規模の独立系統が存在するなど、系統連系においても北とは異なる様相を示す。この系統の送電開発計画における課題と対策を以下に示す。

(1) オフピーク時の需給バランス問題（石炭火力発電所の出力調整運転について）

南スラウェシ系統は、現在水力、ガス火力およびディーゼルが中心であり、至近年に大量の石炭火力発電所および調整池式水力発電所を導入する計画が立てられている。このため、北スラウェシ系統に比べ、調整池式水力、ガス火力など出力調整が可能な電源が多い。しかし、経済性を重視した経済性優先シナリオにおいては大量の石炭火力が導入されるため、オフピーク時に出力を大幅に下げることが困難である。これに加えて、この系統における日間の Off-Peak/Peak Ratio は 60% であり、比較的ピーク時とオフピーク時の差が大きい。このため、南スラウェシ系統でも北スラウェシと同様に、オフピーク時に余剰電力が生じやすい。これに対応するためには、下記に示す様に、大きな出力変化が難しい石炭火力においても負荷追従運転を行う必要があり、若干、効率を犠牲にする必要がある。

表 6.4.2 に南スラウェシ系統の石炭火力導入量とオフピーク負荷の対比を示す。この表から、2012 年以降は石炭火力の導入量がオフピーク負荷を上回り、石炭火力発電所において

も計画停止や部分負荷運転など、何らかの出力調整が必要であることが分かる。この問題は石炭火力発電所の出力を定格の 60%に絞ることで対応可能なため、石炭火力発電所を負荷追従運転することを前提に設計・導入すれば大きな問題は発生しない。

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

(単位 : MW)

Year	2012	2017	2022	2027
発電容量	1,395	1,840	2,390	3,440
石炭火力導入量	520	1,070	1,570	2,370
オフピーク時の負荷	579	826	1,174	1,701

(2) 発電機の過大な単機容量がもたらす影響とその対策

Jenepono (Bosowa) 発電所 (100 MW × 2) が 2011 年に導入される予定であるが、この発電機の単機容量は南スラウェシ系統の規模に対してかなり大きく、2012 年においてはピーク負荷 (908.2 MW) の 11%に相当する。

このように、系統に対し過大な単機容量の発電機が導入されると、その発電機が故障したときに Load Shedding や系統崩壊が発生する。最近の例では、28.6 MW の発電機トリップが原因で南スラウェシ系統の全停が発生しており、100 MW 発電機のトリップに南スラウェシ系統が耐えられない事態は十分考えられ、この状況は 2023 年まで継続する。しかし、現在、電力危機に陥っている南スラウェシの電力不足の状況を早急に改善するために、大型石炭火力を導入することは止むを得ないと考える。

この問題の対応策としては、大容量発電機故障時の負荷遮断 (転送遮断) が考えられるが、この実施のためには信頼性の高い通信網の整備が必要であり、実現に時間がかかることが予想される。

(3) 70kV 系統の負荷抑制

現在、Sulsel 系統は 150 kV 系統が主体であり、70 kV 系統は Makassar 周辺に限定されている。今後は系統規模の拡大につれて、より 150 kV 系統の比重が大きくなり、70 kV 系統は縮小・廃止の方向に向かう方が合理的と考える。

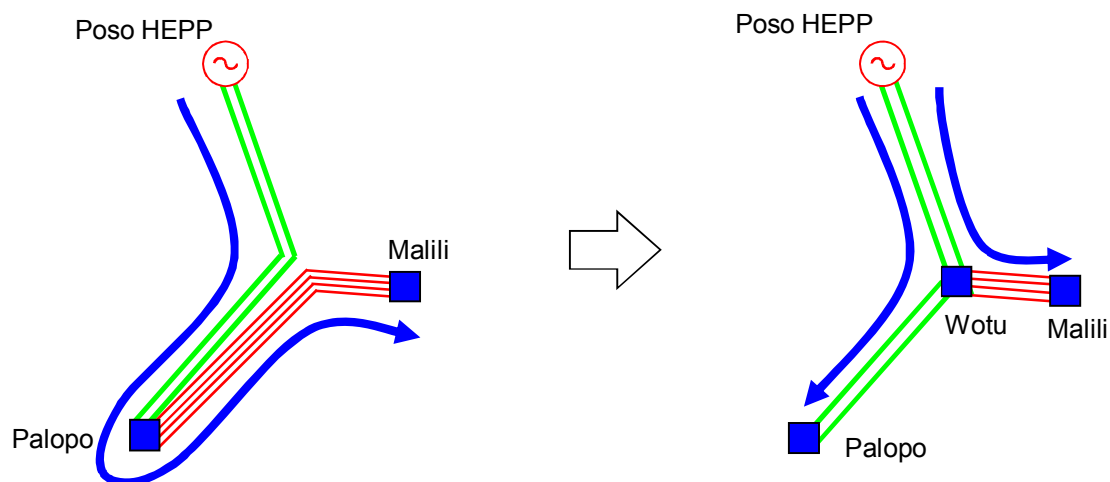
このような状況では、70 kV 系統の拡充を行うことは得策ではなく、新規発電所および変電所は極力 150 kV 系統側に設置し、配電線の負荷も 150 kV 系統側に接続することで 70 kV 系統の設備増加を防ぐことが必要と考える。

(4) Wotu 変電所の必要性

現在、PLN においては Poso 発電所からの電力を、275 kV 送電線によって Palopo 変電所まで送電し、そこから Makassar 方面に 150 kV 系統で送電する計画を立てている。ここで、Kendari 方面に送電を行うためには、下図に示すように、Poso～Palopo 間に Wotu 変電所を設置し、ここから東方向へ送電することを推奨する。Wotu 変電所が無い場合、Palopo～Wotu 間に 275 kV 送電線に並行して 150 kV 送電線を追加する必要があり、建設費用の面で 8 million US\$以上コスト高³⁷になる他、Kendari 方面への送電距離が長くなり、送電ロスの増

³⁷ Wotu 変電所の変圧器は 250 MVA 変圧器 2 台、Wotu – Palpo 間の送電線は Hawk 4 回線と仮定した。実際

加、電圧安定度・動的安定度の低下など数多くのデメリットが発生するためである。



(5) Kendari 方面送電線の種類について

Kendari 方面は、Sulsel 系統からの距離が長く、負荷・発電機ともに系統の末端に集中しているため動的安定度の問題が発生しやすく、2022 年および 2027 年断面においては Hawk 線（1 導体）2 回線では動的安定度を維持できない可能性がある。この対策として次の方式が考えられる。

- ① Hawk 線（240mm²）1 導体 4 回線（導体種を変えずに回線数を増加）
- ② Zebra 線（430mm²）2 導体 2 回線（回線数を変えずに導体を太線化）

長距離送電を行う際には、送電線のインダクタンスを改善することが最も重要である。インダクタンスの改善には回線数の増加が有効であるため、①の対策が有効である。他方で②の様に送電線の太線化により熱容量を増大させても、これに比例してインダクタンスが改善されるわけではない。長距離送電を行う際には、送電線のインダクタンスが最も重要であり、この値は送電線の太さ・熱容量と直接比例する訳では無い。例えば、Hawk 線を Zebra × 2 導体線と交換した場合、熱容量は 3 倍に増大するが、インダクタンスは 50% 程度しか変化しない。この結果、Kendari 方面の送電線を Zebra × 2 導体線で構成しても 2 回線では不十分であり、3 回線目が必要となる。

このため、Kendari 方面の送電線に Zebra 線のような太い導体を用いることは不経済であり、当面 Hawk 線 2 回線で運開し、将来の系統規模増大に伴い 4 回線に増設することが合理的と考える。なお、用地事情が厳しい箇所については、あらかじめ 4 回線併架可能な鉄塔を建設し、将来の回線増設に対応することも必要である。

にはより小さな変圧器を用いるため、さらに大きなコスト差が生じる。

Type of Conductor	Required Circuit Number		Construction Cost (NPV at 2008)
	2011 – 2017	2018-2027	
150kV Hawk	2	4	78 millionUSD
150kV Zebra × 2	2	3	107 millionUSD

(6) Luwuk 方面電圧安定度対策

Luwuk 方面は電源地域からの距離が遠く、電圧安定度の問題が発生しやすいエリアである。系統連系直後の時期においてはフェランチ効果による電圧上昇が発生し、負荷が増大するにつれ電圧降下の問題が顕在化してくる。特に 2027 年においては、1 回線故障時の電圧降下が大きくなるため、Luwuk に SC、ShR などの調相機器を導入する他、このエリアに発電所を導入し電圧安定化を図ることを推奨する。

なお、発電所が導入されない場合、2027 年断面（ピーク負荷時）において 1 回線故障時に Luwuk の母線電圧が 0.88 pu となり、0.9 pu を下回る。この対策として、以下の 2 つが考えられる。

- ① Ampana-Luwuk 間の線路故障にあわせて SC の投入制御を行う
- ② Luwuk に SVC を導入する

(7) Poso 275/150 kV 変圧器容量について

Poso 発電所に設置する 275/150 kV 変圧器は、単に Poso 発電所の電力を中部スラウェシ州の北部エリアに送電するだけでなく、Palu 系統と Sulsel 系統の連系変圧器としての機能も果たすこととなる。このため、この変圧器は Poso 発電所から北部方面に送電する電力よりも大きな容量ものが必要となる。特に、南北系統連系を行う際には、この変圧器を通して南北系統の電力融通を行うこととなるため、より大きな容量が必要となる。2027 年断面で考えると、Palu、Luwuk エリアの日間負荷変動（125 MW 程度）に対応する容量が必要と考えられる。また、Poso から北へ向かう 150 kV 送電線は Hawk 線（熱容量 139 MW/cct）であり、これより大幅に容量の大きな変圧器は不要である。以上のことから、Poso 発電所に設置する 275/150 kV 変圧器は 150 MVA 変圧器を 2 台設置することを推奨する。

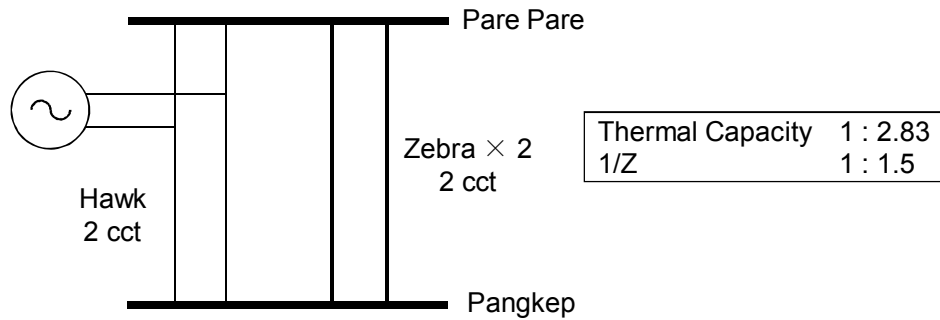
(8) 送電線過負荷対策（Bakaru 発電所方面）

Bakaru 方面の送電線（Bakaru-Polmas, Polmas-Pare Pare, Bakaru-Pinrang, Pinrang-Pare Pare）は、2027 年のピーク断面で 1 回線故障時に過負荷を起こす可能性がある。これは、Polmas-Pare Pare 間を 2 回線化することで解決可能である。

(9) 送電線過負荷対策（Pare Pare-Pangkep）

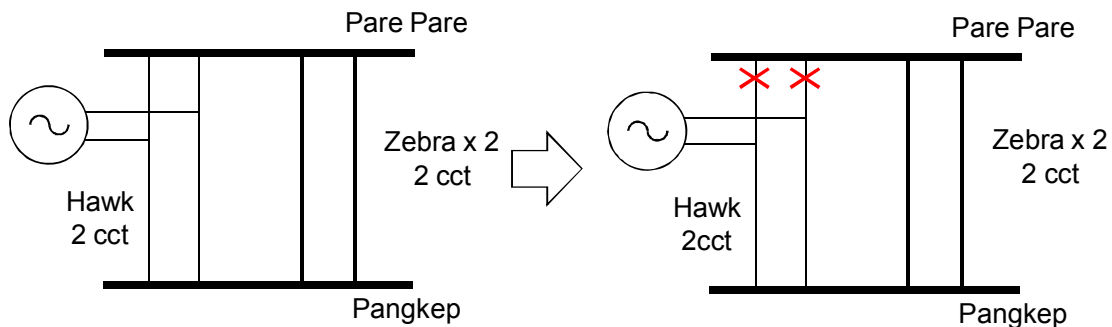
Pare Pare-Pangkep 間は、現在 Hawk 2 回線で構成されている。ここに、将来 Sidrap から Makassar 方面に向かう送電線（Zebra × 2 導体 2 回線）を割り入れる構想があり、これが実現すると、Pare Pare-Pangkep 間は Hawk 線と Zebra 2 導体線が並行することとなる。

このように、種類の異なる導体が並行して存在する場合、潮流が送電線の熱容量に比例して分配されるのではなく、基本的には送電線のインダクタンス Z の逆数に応じて分配される。ここで、Zebra × 2 の送電線は、熱容量は Hawk 線の 2.83 倍あるが、 $1/Z$ は 1.5 倍程度しかないため、送電容量に比べ Zebra 線側に潮流が流れにくい。



このため、Pare Pare—Pangkep 間が重潮流となると、Zebra 線側はまだ余裕があるにもかかわらず、Hawk 線で過負荷が発生する可能性がある。また、Hawk 線側の送電線には Barru 石炭火力発電所が存在し、この潮流が上乘せされるため、更に過負荷が発生しやすい状況にある。

この問題を回避するため、Hawk 線の Pare Pare 端を切り離して運用することを推奨する。このことにより Barru 石炭火力発電所からの電力は Hawk 線に、Pare Pare から Pangkep に向かう潮流は Zebra 線に、というように潮流が区分され、この区間の過負荷を抑制することができる。



(10) その他の送電線における過負荷対策 (Jeneponto—Bulkumba)

2027 年断面において、Jeneponto—Bulkumba、Tanjung Bunga—Bontoala の 2 箇所送電線に過負荷が発生する。この対策として、それぞれ 1 回線ずつ回線を増やし、3 回線にすることで対応可能である。なお、Tanjung Bunga—Bontoala については地中線を用いるため、2 回線敷設時に 3 回線目に対応した管路を準備することを推奨する。

6.5 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。

6.5.1 150 kV 系統による南北連系

150 kV 系統で連系したときの系統図を図 6.5.1 に示す。ここでは、南北連系線として 150 kV Hawk 線 2 回線を 2 ルート（合計 4 回線）設置し、北スラウェシ系統の一部を強化する方法を検討した。解析の結果、動的安定度を確保するためには南北連系線の潮流を常時 20 MW 以下に保つ必要があり、これ以上の潮流が流れている状態で Amurang 周辺の送電線事故が発生すると動的安定度が崩れ、系統崩壊に至る可能性がある。

ここで、2027 年断面においては、北スラウェシ系統で 1,000 MW 以上、南スラウェシ系統は 2,700 MW 以上のピーク需要を持つ系統となっている。これら 2 つの系統を結ぶ連系線を 20 MW 以下に抑えることは、フリンジ分³⁸だけを考慮しても困難であり、現実的には運用不可能である。このため、150 kV 送電線での南北連系は、実現困難と言える。

6.5.2 275 kV 送電線による南北連系

150 kV 送電線の代わりに、275 kV 送電線を南北連系線に用いた場合の系統図を図 6.5.2 に示す。動的安定度を向上させるためには Manado と Makassar の間の送電線インピーダンスを低下させる必要があるため、275 kV 南北連系線はこの 2 つの都市を直接結ぶ必要があり、1,800 km の距離の送電線を新たに建設する必要がある。この建設コストは 580 million US\$ にも及び、連系のメリットである大容量発電機導入によるコストダウン、予備機削減によるコストダウンを大幅に超えてしまう。このため、275 kV 送電線による南北連系は、技術的には可能だが、経済的には不合理であり現実的ではない。

³⁸ 短周期の需要変動による、連系線潮流の変動

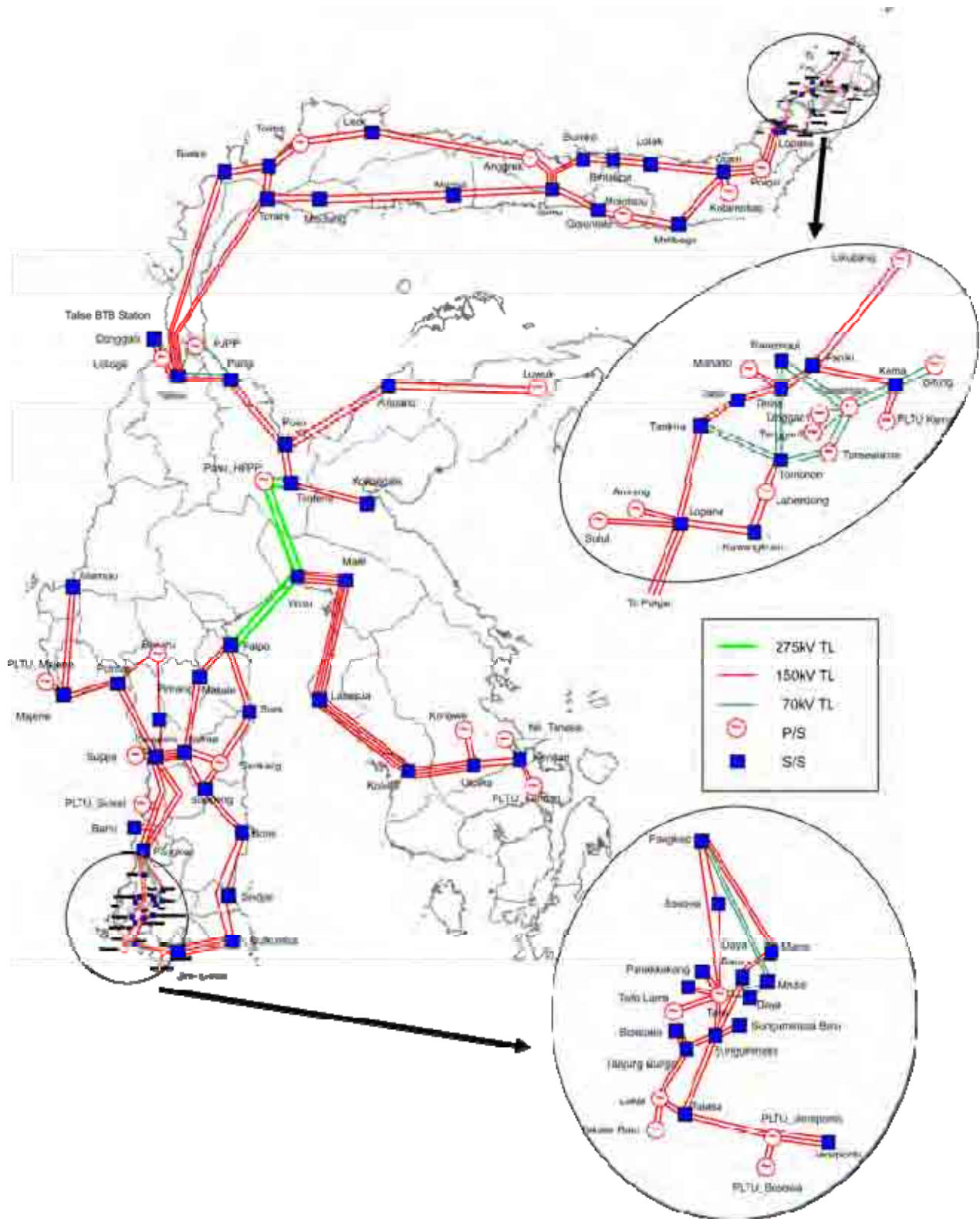


図 6.5.1 150 kV 送電線による南北連系時の系統図

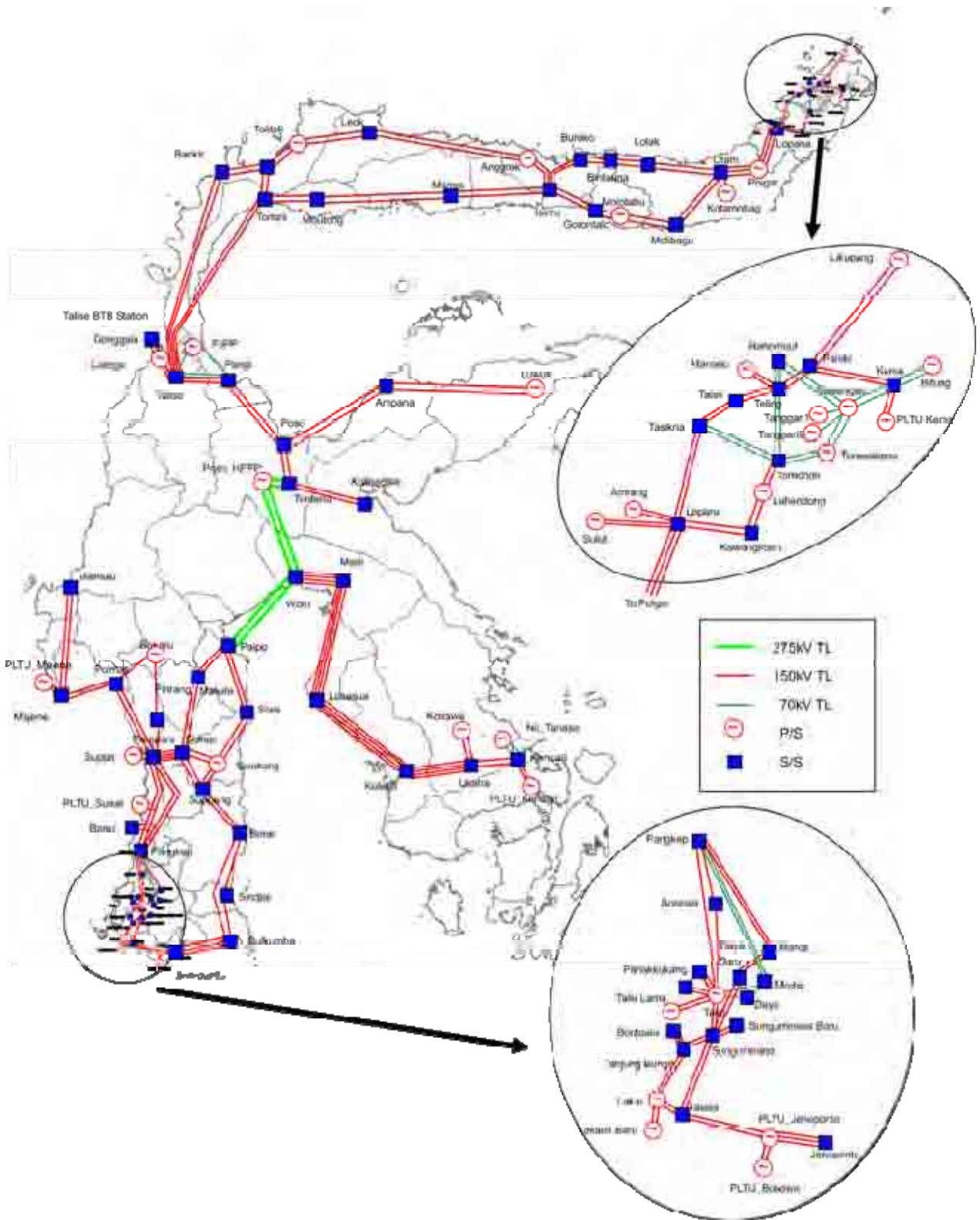


図 6.5.2 275 kV 送電線による南北連系時の系統図

6.5.3 BTBによる南北連系

南北連系を行う際の最大の問題点は動的安定度の問題である。これは、Manado と Makassar に負荷や電源が集中し、両者の距離が非常に離れているため、結果として2つの系統の位相差が拡大して脱調しやすくなっていることが原因である。このため、この2つの系統の間に直流機器を導入させ、2つの系統の位相差が拡大しても問題が無いようにすれば、150 kV 系統でも南北連系が実現可能となる。

ここでは費用対効果を考慮し、Palu に BTB (Back to Back) 連系設備を導入したケースについて検討を行った。検討の結果、BTB を導入することで北スラウェシ系統に単機容量 100 MW の発電機を導入することが可能となり、Reserve Margin の量も削減できることが判明した。その結果得られるコストメリットは、101 million US\$ (2008 年 NPV 換算) であり、導入コスト 48 million US\$ (2008 年 NPV 換算) を上回る。

但し、BTB 設備はメンテナンス・運用とも高度な技術を必要とするため、中部スラウェシ州に設置した場合運用面で問題が生じる可能性がある。また、BTB の変換ロスを減らすため常時は潮流を 0 にする必要があり、電源開発における南北のアンバランスが許されていないことから、導入時のメリットが限られたものとなる。このため、当面南北連系は行わないものとしてそれぞれの系統構築を行い、インドネシア国内で十分な直流変換設備の実績を積んだ後、改めて直流連系の是非を検討することを推奨する。

6.5.4 南北連系に関する結言

150 kV、275 kV、BTB の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ため、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が最も合理的である。当面、150 kV 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で、改めて南北連系を検討することが望ましい。

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

ここでは、ローカルエネルギー優先シナリオ時の送電開発計画を示す。図 6.6.1～図 6.6.4 に、2012 年、2017 年、2022 年、2027 年の各断面における系統図を示す。また、送電開発計画策定における技術的な課題、特徴を以下の節で述べる。

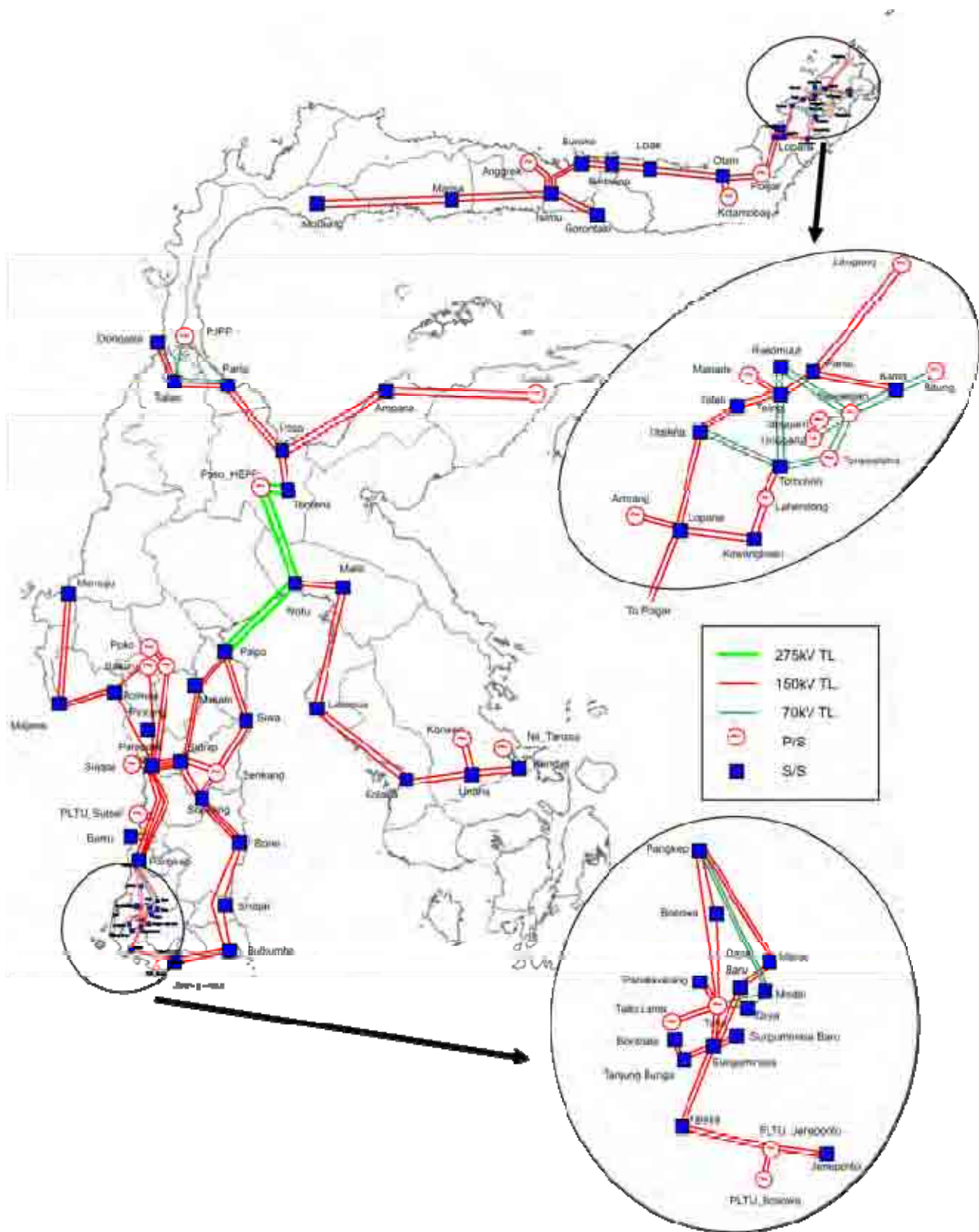


図 6.6.1 2012 年スラウェシ系統図（ローカルエネルギー優先シナリオ）

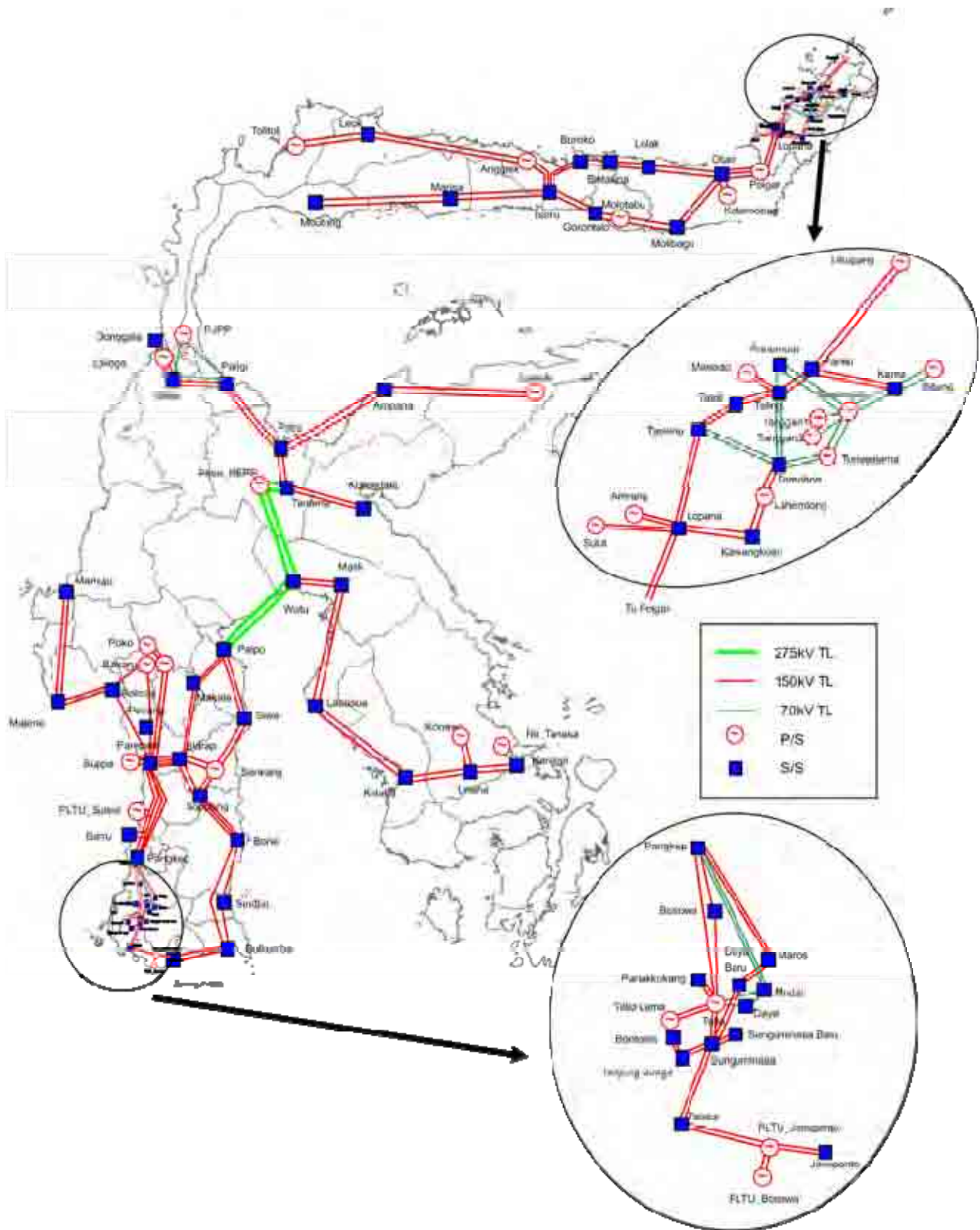


図 6.6.2 2017 年スラウェシ系統図（ローカルエネルギー優先シナリオ）

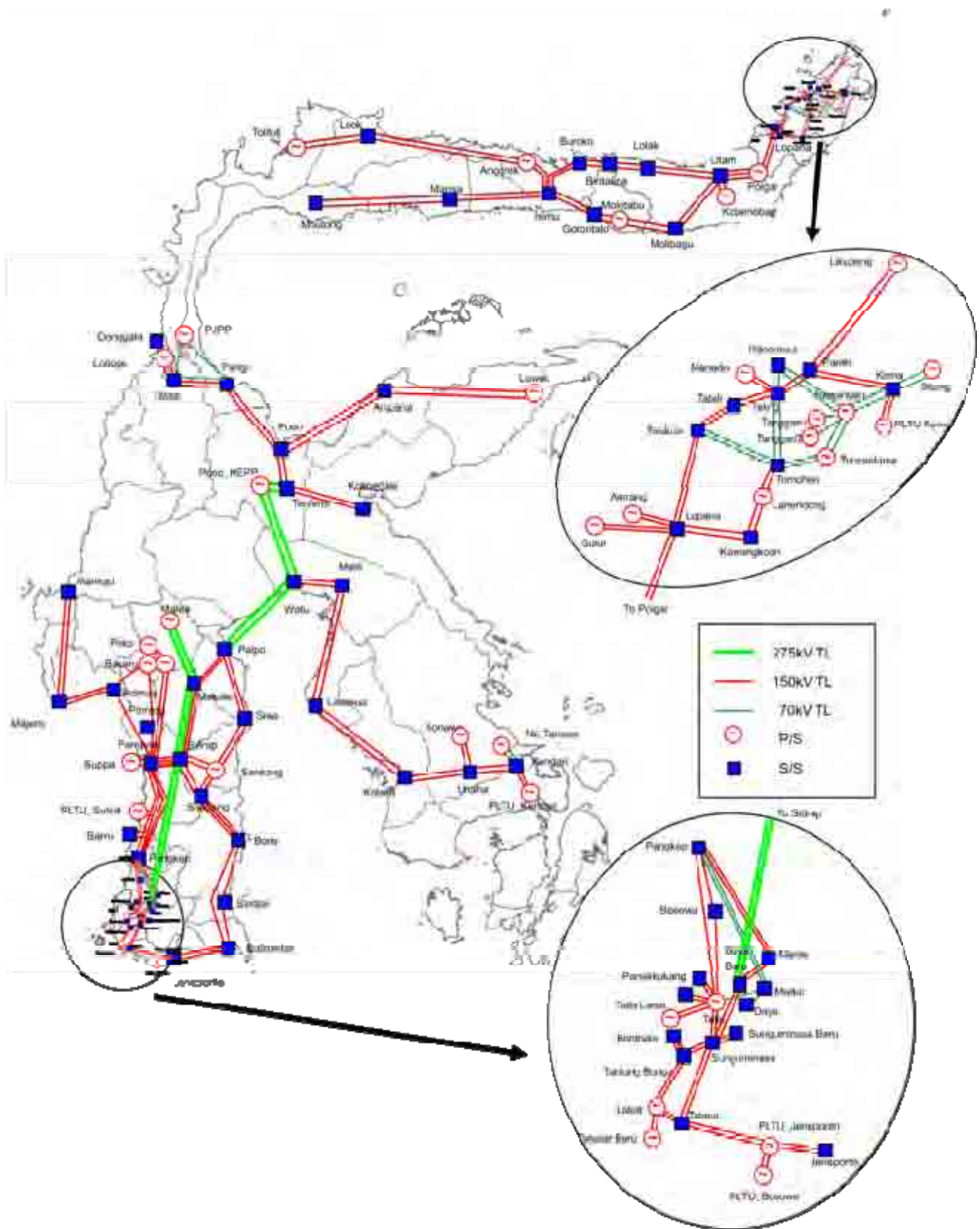


図 6.6.3 2022 年スラウェシ系統図（ローカルエネルギー優先シナリオ）

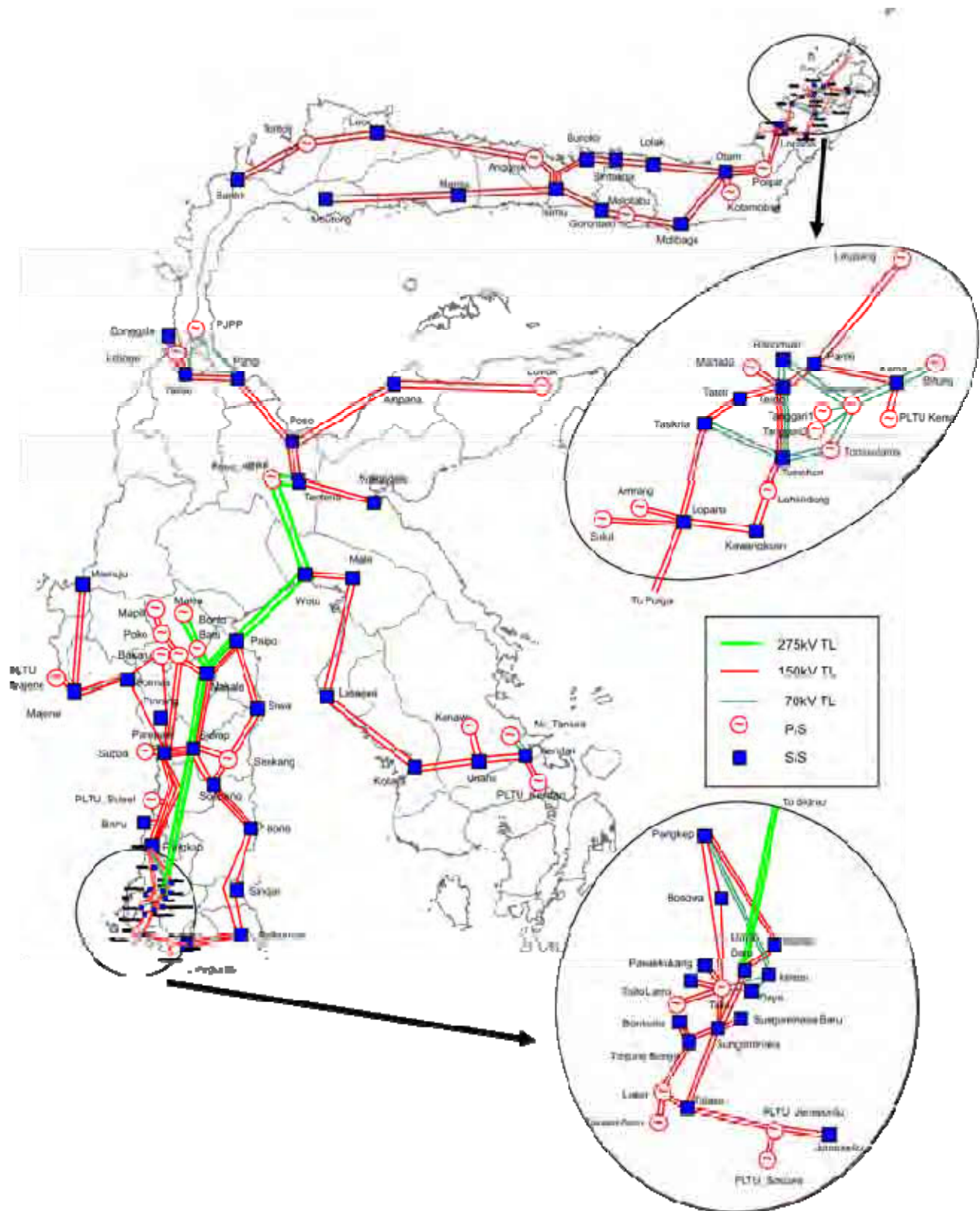


図 6.6.4 2027 年スラウェシ系統図（ローカルエネルギー優先シナリオ）

6.6.1 北スラウェシ系統の送電開発計画

ローカルエネルギー優先シナリオにおいては、経済性優先シナリオに比べ Lahendong、Kotamobagu の地熱電源の導入量が大幅に増加し、石炭火力導入量が減少している。この結果電源が北スラウェシ州中部に集中し、潮流もこのエリアから Manado 方面およびゴロンタロ州、中部スラウェシ州方面へ流れることとなる。このため、送電開発計画も経済性優先シナリオに比べ若干形が異なったものとなる。その概要を以下に示す。

(1) 西部方面の系統強化

ローカルエネルギー優先シナリオにおいては、経済性優先シナリオに比べ Lahendong 周辺の地熱電源導入量が大幅に増加し、Gorontalo 方面、Tolo-Toli 方面の石炭火力発電所開発が抑制されるため、Lahendong から西に向かう送電線の強化が必要となる。ここでは表 6.6.1 に、西部方面の送電系統拡充について、2つのシナリオの差異を示す。

表 6.6.1 西部方面送電開発計画

	送電線導入時期	
	経済性優先シナリオ	ローカルエネルギー優先シナリオ
Poigar－Otam 3 回線化	2018－2022 年	2013－2017 年
Molibagu－Molotabu 連系	2023－2027 年	2013－2017 年
Lopana－Poigar 3 回線化	2023－2027 年	2028 年以降

Poigar－Otam 3 回線化および Molibagu－Molotabu 連系は、ローカルエネルギー優先シナリオにおいては経済性優先シナリオより導入時期が早くなる。これは、ローカルエネルギー優先シナリオにおいては Lahendong、Kotamobagu から西部方面へ流れる潮流が増大し、送電線の熱容量間がより早く顕在化するためである。

なお、Lopana－Poigar 3 回線化については、上記のケースとは異なりローカルエネルギー優先シナリオの方が導入時期が遅くなる。これは、2023-2027 年の断面において Kotamobagu に大量の地熱発電所が導入され、Lopana－Otam 間の潮流を抑制するためである。このため、Kotamobagu エリアの電源開発状況に応じて Lopana－Otam 間の 3 回線化の時期を見直す必要がある。

(2) 東部方面の系統強化

ローカルエネルギー優先シナリオでは Lahendong に大量の地熱電源が導入されるため、2027 年断面においては Lahendong－Kawangkoan 間の送電線が 1 回線故障時に過負荷となる。この問題を解決するためには以下の 2 通りの方法が考えられる。

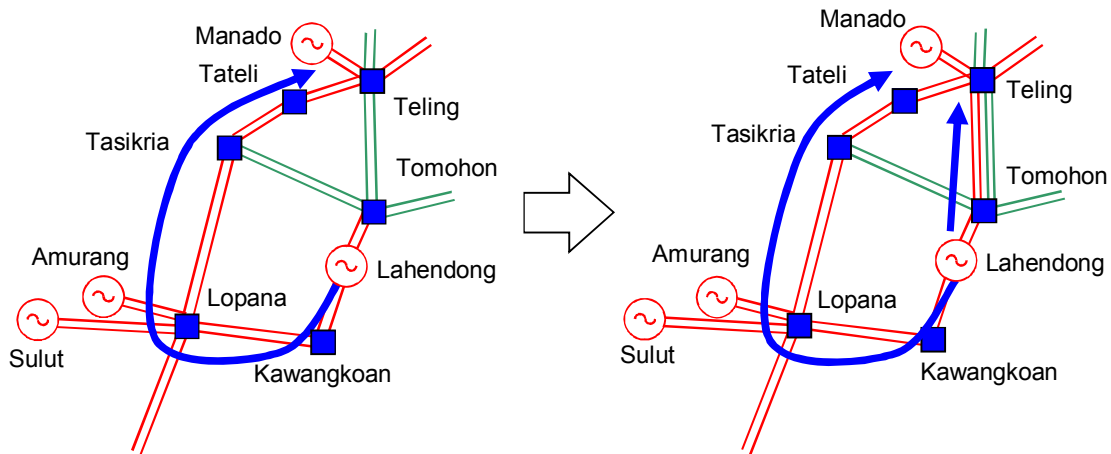
- I) Lahendong－Kawangkoan の 3 回線化
- II) Tomohon－Teling 150 kV 送電線の新設

I の方法は最もシンプルな方法であり、2027 年断面のみを考慮すると建設コストが II に比べ低い。しかし、最も大きな需要地である Manado まで Kawangkoan、Lopana を経由する長距離送電が必要であり、ロスが多く、安定度上も不利となる。また、Lahendong の開発がさらに進んだ場合、Kaswangkoan－Lopana－Tasikira 間の送電線も合わせて増強が必要とな

り、最終的にはコスト高となる。

これに対し、IIの方法は当初の建設コストがIに比べ高いが、電源と需要地を最短距離の送電線で結ぶため、送電ロス、系統安定度、将来の系統拡充に対する柔軟性ともに優れており、最終的にはコスト面でも優位となる。

このため、東部方面の系統強化はIIの方式（Tomohon—Teling 150 kV 送電線の新設）を推奨する。



6.6.2 南スラウェシ系統の送電開発計画

南スラウェシ系統においては、ローカルエネルギー優先シナリオ採用時は Malea、Poko など南スラウェシ州北部における大規模水力発電所が大量に導入される。この結果、南スラウェシ州を縦断する送電系統や、Kendari、Poso 方面の系統構成が経済性優先シナリオと異なったものとなる。その詳細を以下に示す。

(1) 南スラウェシ州縦断送電線

経済性優先シナリオにおいては、南スラウェシ州の南北を結ぶ送電線として西側に 2 ルート、東側に 1 ルート、合計 3 ルートの 150 kV 系統を用いる計画となっている。これに対し、ローカルエネルギー優先シナリオでは Poko、Malea など大規模水力電源が南スラウェシ州北部に集中するため、この 3 ルートだけでは Makassar 方面への送電能力が不足する。

この送電能力を補うため、Malea 水力発電所導入時に Malea—Makale—Sidrap—Daya Baru を結ぶ 275 kV 送電線を導入し、大規模水力電源からの電力を Makassar 市内へ送電することを推奨する。

単純に 2027 年断面のみを考慮する場合は 150 kV 送電線の追加で対応が可能である。しかし、150 kV 送電線では Poso 方面の増強や南スラウェシ州北部エリアのさらなる電源開発に対応できず、将来的に 5 ルート目の南スラウェシ州縦断送電線が必要となる可能性がある。しかし、同一方面の送電に 5 ルート（10 回線）もの 150 kV 送電線を建設することは現実的ではなく、用地面などの問題が生じる可能性が高い。このため、将来の系統を考慮すると南スラウェシ州縦断送電線の 4 ルート目は 275 kV を用いることが妥当である。

(2) Makale—Palopo 送電線の増強

ローカルエネルギー優先シナリオにおいては、電源が南スラウェシ州北部に集中するた

め、このエリアから東側に流れる潮流も大きくなり、2027年にはMakale-Palopo送電線がN-1故障時に過負荷となる。この対策として、Makale-Palopo間に275kV送電線を新設することを推奨する。

単に2027年の重潮流に対応するのみならず、150kV送電線の3回線化で対応可能である。しかし、Makale-Palopo間に275kV送電線を導入すると150kV系統の介在なしに、Poso-Palopoの275kV系統とMalea-Daya Baruの275kVを直結することとなる。その結果、Poso方面、Kendari方面の安定度を大幅に向上させ、Kendari方面の4回線化を大幅に遅らせることが可能となる。

(3) Kendari方面送電線

このシナリオにおいては、スラウェシ州南部およびKendariの石炭火力開発量が減少し、その代わりにスラウェシ州北部の水力電源が大量に開発される。この結果、Kendari方面の安定度について以下の作用をもたらす。

- I) 電源の中心が南スラウェシ州南部→北部と移るためKendariから電源の中心までの距離が短くなる。
- II) Kendariの石炭火力導入量が少ないため、このエリアの線路故障時に位相が動揺する発電機が少ない。
- III) Wotu-Daya Baruまで275kV系統で連系されるため、南スラウェシ州の電源とWotuとのインピーダンスが小さくなる。
- IV) Kendari方面の電源開発量が少ないため、Wotu-Kendari間の潮流は大きくなる。

I、II、IIIの作用のため、Kendari方面の動的安定度は経済性優先シナリオに比べ大幅に改善する。この結果、経済性優先シナリオにおいては、動的安定度の問題からKendari方面の送電線は2017年以降4回線必要であったが、本シナリオにおいては2027年まで2回線で動的安定度の問題はクリア可能である。

一方、IVの作用により送電線熱容量の問題が発生しやすくなるが、2027年の断面においては潮流が150kV Hawk線2回線にて対応可能な範囲に収まる。

以上の結果から、このシナリオにおけるKendari方面の送電線は150kV Hawk線2回線で2027年まで対応可能である。

(4) Tentena 275/150kV変圧器およびTentena-Poso送電線について

このシナリオにおいては、Palu方面の電源開発量も経済性優先シナリオに比べ小さくなり、その電力を補うためPoso水力～Palu間の潮流が大きくなる。このため、2027年断面においてはN-1故障時にTentena-Poso間の送電線に過負荷が発生し、対策が必要となる。この対策としてTentena-Poso間の150kV送電線3回線化を行うことを推奨する。

また、これにあわせてTentenaの275/150kV変圧器の容量見直しも必要である。経済性優先シナリオにおいては、この変圧器容量は150MVA×2とすることが適切であったが、本シナリオにおいては150MVA×3とすることを推奨する。

6.7 送電設備開発量および設備投資額

これまでの検討結果から、スラウェシにおいて必要となる送電設備開発量および送電設備投資額を示す。表 6.7.1～表 6.7.4 に、2027 年までに必要となる送電設備開発量をシナリオ別に示す。

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）

		(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	3,240	180	870	174
	275 kV	400	0	0	0
北スラウェシ 系統	150 kV	1,304	604	64	460
合計	70 kV	24	0	0	0
	150 kV	4,544	784	934	634
	275 kV	400	0	0	0

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）

		(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	32	0	0
	275/150 kV	1,100	0	0	0
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	32	0	0
	275/150 kV	1,100	0	0	0

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）

		(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 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）

(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	32	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	32	0	0
	275/150 kV	1,100	0	1,500	150

また、これらの設備拡充に必要な投資額を表 6.7.5 および表 6.7.6 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（2008-2012年）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 6.7.5 経済性優先シナリオにて必要な送電設備投資額

(million US\$)

		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	235	89	8	5	66	34	13	11
	変電設備	119	30	8	2	32	10	21	7
北スラウェシ 系統	送電設備	54	26	27	15	4	3	26	20
	変電設備	54	15	10	3	13	4	14	5
合計	送電設備	288	115	35	20	69	36	40	31
	変電設備	174	44	18	5	44	13	35	12

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

(million US\$)

		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

6.8 送電計画のシナリオ別比較

これまで、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つのシナリオについて送電開発計画の作成を行った。ここでは、それぞれのシナリオにて開発した送電計画の対比を行う。

いずれのシナリオにおいても、運用面についてはほぼ同等の運用が出来るような送電計画を策定しているため、両者の差異は主にコスト面に集中する。ここで、両者の総投資額を比較した結果を表 6.8.1 に示す。

表 6.8.1 シナリオ別投資額の比較

	総投資額 (million US\$)
経済性優先シナリオ	979
ローカルエネルギー優先シナリオ	1,184

この表に見られるように、ローカルエネルギー優先シナリオにおける総投資額が、経済性優先シナリオに比べ2割ほど高くなる。これは、経済性優先シナリオにおいては、比較的配置の自由が利く火力電源が中心であり、電源と負荷の距離を近く出来るのに対し、ローカルエネルギー優先シナリオでは電源の立地が限定されるため負荷と電源との距離が遠くなり、その分送電線の開発が多くなるためである。

6.9 送電計画の課題

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、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、大型を導入することは止むを得ないと考える。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) 南北連系

小規模独立系統を大規模系統に連系する場合、技術的に大きな問題はなく、経済的にも比較的早期に連系することが有利となる。これに対し、南北連系については動的安定度問題が発生し、この対策に多額の費用がかかることから、当面連系を行わず、スラウェシ島内に南系統、北系統の2つの大きな系統を構成することが合理的となる。

(4) 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7章 環境社会配慮

7.1 環境関連の法的枠組み

7.1.1 適用した環境影響評価のガイドライン

本調査では、JICA 環境社会配慮ガイドラインに従って環境影響評価を行った。インドネシアには環境影響評価に関する政令（Government Regulation of the Republic of Indonesia concerning EIA, GR No.27, 1999）があり、対象事業が定められている。以下にインドネシアの政令に定められている対象事業を示す。しかし、マスタープラン（M/P）段階で実施する戦略的環境アセスメントはこの政令の対象になっていない。そのため、JICA 環境社会配慮ガイドラインによる戦略的環境アセスメントを実施することとした。なお、インドネシアの環境影響評価に関する政令は、フィージビリティスタディ（F/S）段階で適用することになる。

表 7.1.1 環境影響評価を必要とする事業

（インドネシアの政令よりエネルギーセクターのみ抜粋）

事業タイプ	規模	特記すべき科学的理由
送電網の建設	150 kV	- 送電線による健康障害の地域住民の不安 - 社会、経済、文化面への影響、用地買収に関する地域住民の不安
ディーゼル、ガスタービン、蒸気タービン、コンバインドサイクル式火力発電の建設	≥100 MW	- 物理化学面、特に大気質（排出物質、騒音）、水質（潤滑油漏洩、温排水、等）、地下水への影響 - 社会、経済、文化面への影響、用地買収に関する地域住民の不安
地熱蒸気の利用・開発、地熱の開発	≥55 MW	- 物理化学面、特に大気質（悪臭、騒音）、水質への影響 - 動植物への影響 - 社会、経済、文化面への影響、用地買収に関する地域住民の不安
水力発電の建設 - ダム高 - 貯留水面面積 - 出力	≥15m ≥200 ha ≥50 MW	- 物理化学面、特に大気質（悪臭、騒音）、水質への影響 - 動植物への影響 - 社会、経済、文化面、特に用地取得への影響 - 「大ダム」に分類される - ダム破壊（ダムの決壊）が下流河川の環境に損害を与える可能性が高い洪水波を引き起こす。 - ダムの材料及び建設設計に特別な仕様が必要 - 大規模な採石場・掘削場が必要であり、影響を与える可能性がある。 - 水文への影響
その他のタイプの電力施設（太陽光、風力、バイオマス）	≥10MW	- 広大な土地を必要とする。 - 景観（視覚）への影響 - 騒音
原子炉、原子力発電所の建設、運転	全て	- 建設の安全性 - 高い危険性 - 運転終了後の廃止段階における放射能影響 - 未精製原料、残留放射性物質

7.1.2 土地利用規制

インドネシアでは、森林法（1999年法律第41号）に基づく国有林や、エネルギー鉱物資源大臣令（2000年第1456号）に基づくカルスト地区での土地利用が規制されている。

(1) 森林法に基づく保護林

インドネシアの森林は、大きく国有林と権利林に区分され、国有林は、さらに保護林、保安林、生産林に区分されている。国有林の詳細な区分とその規制内容を次表に示す。

表 7.1.2 インドネシアの国有林の定義と規制内容

名称	定義	禁止事項	根拠法令
保安林 (Protection Forest/ Hutan Lindung)	洪水防止、侵食防止、海水侵入防止、土壌保全など生命の水環境保全機能をもつ森林	- 露天掘り鉱山事業 - 森林エリアへの侵入 - 以下の条件に該当する伐採 a. 湖岸から 500m 以内 b. 河岸から 200m 以内の湿地内 c. 河岸から 100m 以内 d. 溪流から 50m 以内 e. 溪谷の端から溪谷の深さの 2 倍の範囲内 f. 海岸線から満潮と干潮の距離の 130 倍の範囲内	Law No. 41/ 1999 on Forestry
厳正自然保護区 (Strict Nature Reserve/ Cagar Alam)	保護の必要な動植物・生態系を有するため保護されている区域	- 許可なく、法で指定された保護種を採取・移送・移動させること	Law No. 5/ 1990 on Conservation of Natural Resource and Ecosystem
厳正海域自然保護区 (Strict Sea Nature Reserve/ Cagar Alam Laut)	保護の必要な動植物・生態系を有するため保護されている沿海森林区域	- 生体・枯死体とも保護された植物の全体またはその一部を採取、伐採、所有、保管、損傷、破壊、運搬、販売すること	
野生生物サンクチュアリ (Wildlife Sanctuary/ Suaka Margasatwa)	特殊かつ固有の野生生物とその生息域を有する自然保護区域	- 国外で保護されている動植物全体またはその一部を持ち出すこと	
海洋性野生生物サンクチュアリ (Sea Wildlife Sanctuary/ Suaka Margasatwa Laut)	特殊かつ固有の野生生物とその生息域を有する沿岸森林区域	- 生体が保護されている動物を捕獲、損傷、殺傷、保持、保管、運搬、販売すること - 遺体が保護されている動物を捕獲	
狩猟公園 (Hunting Park/ Taman Buru)	狩猟のため公園として指定された森林		
国立公園 (National Park/ Taman Nasional)	自然生態系を有し、ゾーン区分で管理され、調査・教育・伝統農業・観光・自然観察のために利用される自然保護林	- コアゾーンに変化を与えてその機能を損なったり、外来野生生物を持ち込むような行為 - ゾーン区分に合わない活動を行ったり、他の自然公園、大森林公園、自然レクリエーション公園のゾーンの活動を行うこと	Law No. 5/ 1990 on Conservation of Natural Resource and Ecosystem
海洋性国立公園 (Sea National Park/ Taman Nasional Laut)	海洋性生態系を有し、ゾーン区分で管理され、調査・教育・伝統農業・観光・自然観察のために利用される自然保護林		
自然レクリエーション公園 (Nature Recreation Park/ Taman Wisata Alam)	観光とレクリエーションを主な目的とした自然保護林区域	- 森林区域の主な機能を損なうような行為	

名称	定義	禁止事項	根拠法令
自然レクリエーション海洋性公園 (Nature Recreation Sea Park/ Taman Wisata Alam Laut)	観光とレクリエーションを主な目的とした海洋性自然保護林区域		
大森林公園 (Grand Forest Park/ Taman Hutan Raya)	調査、教育、伝統農業、観光、レクリエーションのために用いられる在来または外来動植物のための自然保護林区域	- 森林区域の主な機能を損なうような行為	
普通生産林 (Normal Productive Forest/ Hutan Produksi Tetap)	野生生物サンクチュアリでも保安林でもなく、傾斜角と土壌タイプと降雨量の合計が 124 以下の森林区域	- 公的機関によって発行されたライセンスまたは権利なく樹木を伐採したり、森林生産物を採取したりすること	Law No. 41/ 1999 on Forestry Law No. 44/ 2004 on Planning of Forestry
制限生産林 (Limited Productive Forest/ Hutan Produksi Terbatas)	野生生物サンクチュアリ、保安林、自然保護区域、狩猟公園でもなく、傾斜角と土壌タイプ、降水量の合計が 125 から 174 の間の森林区域	- 法的に有効な書類を携行することなく森林生産物を運搬、所有、保管すること	
転換生産林 (Conversion Productive Forest/ Hutan Produksi Konversi)	野生生物サンクチュアリ、保安林でなく、トランスイミグラシの居住地や農地に利用されている森林で、傾斜角と土壌タイプと降水量の合計が 124 以下の森林区域		
州林 (State Forest/ Hutan Negara Bebas)	所有権の設定されていない土地に位置する森林	- 公的機関によって発行された権利やライセンスを保持することなく樹木を伐採したり、森林生産物を刈り取ったり採集したりすること - 法的に有効な書類を所持することなく森林生産物を運搬、所有、保管すること	Law No. 41/ 1999 on Forestry
他目的区域 (Another Purpose Area/ Areal Penggunaan Lain)	林業以外に利用されている森林	- 環境的な質を損なう可能性のある活動を行うこと	Law No. 41/ 1999 on Forestry
保安森林区域 (Protection Forest Area/ Kawasan Lindung)	洪水防止、侵食防止、海水侵入防止、土壌保全など生命の水環境保全機能を持つ森林		Law No. 41/ 1999 on Forestry
特別目的林 (Specific Purpose Forest / Hutan Fungsi Khusus)	調査、教育、訓練、宗教、文化などのために森林の機能を損なうことなく利用される森林区域	- 主な森林機能を損なう可能性のある行為を行うこと	Law No. 41/ 1999 on Forestry
干潟 (Tideland/ Beting Karang)	水に晒されながらも常に水面上に表れている堆積地		

(2) エネルギー鉱物資源大臣令に基づくカルスト地区

エネルギー鉱物資源大臣令に基づくカルスト地区は、一級カルスト地区、二級カルスト地区、三級カルスト地区に区分されている。各区分の定義、規制内容は次表に示すとおりである。ただし、スラウェシ島におけるこれら規制の範囲はまだ定まっていない。

表 7.1.3 カルスト地区の定義と規制内容

区 分	定 義	規制内容
一級 カルスト 地区	下記の基準を一つ以上満たすもの <ul style="list-style-type: none"> ・ 帯水層、地下川、地下湖など、水文機能を有し恒久的な地下水源となっているもの ・ 縦横に広がる地下の洞窟や川からなり、水文・科学的機能を維持しているもの ・ 洞窟内に遺跡があり、現在も鍾乳石を形成し、観光・文化的開発地域になりうるもの ・ 社会・経済・文化的必要性及び貴重な動植物相が存在し科学的価値を有するもの 	カルストを損壊しない限り、鉱業活動以外の活動を行うことができる。
二級 カルスト 地区	下記の基準を一つ以上満たすもの <ul style="list-style-type: none"> ・ 雨水を貯留し、地下水に供給する機能を果たすカルストで、その地区の地下水の量を増減させ、水文機能を補助するもの ・ 水のない川や洞窟からできた地下トンネル網があり、非活動または損傷を受けた鍾乳石があり、経済的価値・利益のある動物相の恒久的な生息地となっているもの 	環境影響評価 (AMDAL)、環境管理計画(RKL/RPL)を行った後、鉱業その他の活動を行うことができる。
三級 カルスト 地区	一級、二級の条件を満たさないカルスト地区	鉱業その他の活動が認められている。

7.1.3 排水基準

事業活動に直接関係する排水基準は、1995年環境大臣決定 No. 51 で定められている。政府決定 (Minister of Environment Decree KEP-09/MENLH/4/1997) による地熱発電所の排水基準を Appendix 2 (付表 1) に示す。

7.1.4 排ガス基準

ガスの排出基準については、固定排出源について 5 種類の基準が 1995 年の環境大臣決定 No. 13 で規定されている。Appendix 2 (付表 2～付表 4) に、電力設備に関連する排ガス基準を示す。

7.1.5 有害・有毒廃棄物排出基準

有害・有毒廃棄物に関する 1999 年政府決定 No. 85 では、有害・有毒廃棄物を発生する事業者の管理責任や、有害・有毒廃棄物の収集、保管、輸送、取扱いに関する手続き、違反者の処分が規定されている。この決定の付属書では有害・有毒廃棄物の部類に入る具体的物質を詳細に定めている。電力設備関係から発生する有害物質を Appendix 2 (付表 5) に示す。

7.2 スコーピング

現地調査結果と関係者へのヒアリングをもとに、影響項目別にスコーピングを行った。スコーピングでは影響の程度だけでなく、現況調査・負荷量調査・予測に関し実施の有無

の検討も行った。スコーピングの結果、現況調査を行う項目は土地利用など 3 項目、負荷量調査を行うものは地球温暖化ガスなど 8 項目、予測まで行うものは廃棄物など 5 項目である。水質汚濁、水利用、貧困層・先住民族・少数民族、文化財など、影響の程度が大きいが情報不足で予測不可能なものは、M/P 段階での予測項目に入れず、F/S 以降にあらためて予測することとした。

表 7.2.1 スコーピング調査結果

項目	影響の内容						影響の程度・確率 ³⁹	現況調査	負荷量調査 ⁴⁰	影響予測 ⁴⁰
	石炭火力	ガス	重油	ディーゼル	水力	地熱				
大気汚染	有：排ガス	有：排ガス	有：排ガス	有：排ガス	無	不明	***	－情報不足	○電源種別負荷量	○負荷量比較
水質汚濁	有：排水	有：排水	有：排水	有：排水	有：SS	有：排水	***	－情報不足	－情報不足のため	－F/S以降検討
土壌汚染	有：排水・廃棄物の不適切処理	有：排水の不適切処理	有：排水・廃棄物の不適切処理	有：排水・廃棄物の不適切処理	無	有：排水・廃棄物の不適切処理	*	－情報不足	－情報不足のため	－
廃棄物	有：石炭灰	小：フィルターごみ	有：廃油	有：廃油	小：スクリーンごみ	有：重金属	***	－	○石炭火力発電所の負荷量	○負荷量比較
騒音・振動	有：工事中・供用時	有：工事中・供用時	有：工事中・供用時	有：工事中・供用時	有：工事中	有：工事中・供用時	*	－	－	－F/S以降検討
地盤沈下	無	無	無	無	無	不明	－	－	－	－
悪臭	無	無	無	無	無	有：硫黄臭	*	－	－	－F/S以降検討
地形・地質	小	小	小	小	有：切盛造成	小	*	－	－	－F/S以降検討
底質	有：排水による底質の変化	有：排水による底質の変化	有：排水による底質の変化	有：排水による底質の変化	小：貯水池と減水区間	有：排水による底質の変化	*	－	－	－F/S以降検討
生物・生態系	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	***	○	－	○重ね合わせ
水利用	無	無	無	無	有：減水区間の発生	無	**	－情報不足	－	－F/S以降検討
事故	有：有害物質の流下、	有：有害物質の流下	有：有害物質の流下	有：有害物質の流下	有：放水による事故	有：有害物質の流下	*	－	－	－F/S以降検討
地球温暖化	有：温暖化ガスの発生	有：温暖化ガスの発生	有：温暖化ガスの発生	有：温暖化ガスの発生	無	無	***	－	○電源種別負荷量	○負荷量比較
非自発的住民移転	小	小	小	小	不明：立地に依存	小	***	○既存のAMDAL	－	○重ね合わせ
雇用や生計手段等の地域経済	有：雇用増	有：雇用増	有：雇用増	有：雇用増	有：雇用増	有：雇用増	**	－	○電源種別雇用量	○重ね合わせ
土地利用や地域資源利用	小	小	小	小	不明：立地に依存	小	**	○土地利用図	－	○重ね合わせ
社会関係資本や地	不明：立地に	不明：立地に	不明：立地に	不明：立地に	不明：立地に	不明：立地に	－	－	－	－

³⁹ ***：大きな影響で発生確率が高い、**：中程度の影響で発生確率が高い、*：わずかな影響もしくは発生確率が低い。

⁴⁰ ○：本調査の中で現況調査もしくは予測を実施した、－：本調査の中で現況調査もしくは予測を実施していない。

項目	影響の内容						影響の程度・確率 ³⁹	現況調査	負荷量調査 ⁴⁰	影響予測 ⁴⁰
	石炭火力	ガス	重油	ディーゼル	水力	地熱				
域の意思決定機関等の社会組織	依存	依存	依存	依存	依存	依存				
既存の社会インフラや社会サービス	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存		—	—	—
貧困層・先住民族・少数民族	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	**	○貧困地図、民族地図	—	—F/S 以降検討
被害と便益の偏在	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	*	—	—	—F/S 以降検討
地域内の利害対立	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	*	—	—	—F/S 以降検討
ジェンダー	無	無	無	無	無	無		—	—	—
子どもの権利	不明：子供の労働	不明：子供の労働	不明：子供の労働	不明：子供の労働	不明：子供の労働	不明：子供の労働	*	—	—	—F/S 以降検討
文化財	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	不明：立地に依存	**	○文化財分布図	—	—F/S 以降検討
HIV/AIDS 等の感染症	有：建設作業員による感染症の持込	有：建設作業員による感染症の持込	有：建設作業員による感染症の持込	有：建設作業員による感染症の持込	有：建設作業員による感染症の持込	有：建設作業員による感染症の持込	*	—	—	—F/S 以降検討

7.3 調査・予測方法

調査では現況調査と負荷量調査を、予測では項目別環境予測とシナリオ比較を行った。さらに最適シナリオが選定された後、保全対策の検討を行った。調査・予測、保全対策検討の手順を次図に示す。

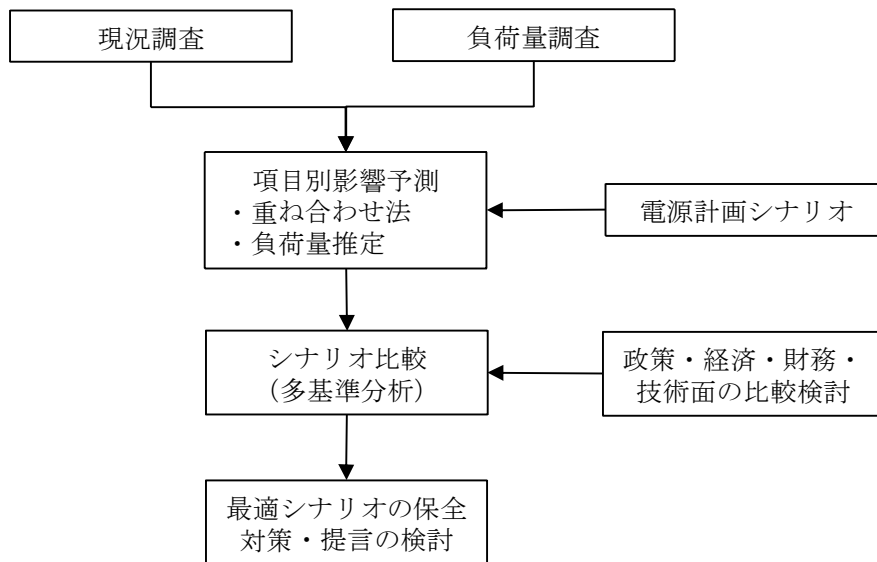


図 7.3.1 調査・予測の手順

7.3.1 現況調査

現況調査とは、スラウェシ島（島嶼を除く）における環境現況の状態を資料収集によって行う調査のことである。調査項目はいずれも「環境影響の程度が立地に依存するもの」であり、スコーピングの結果、生物・生態系、非自発的住民移転、土地利用や地域資源利用、貧困層・先住民族・少数民族、文化財の5項目とした。調査結果はいずれも地図上に整理した。

7.3.2 負荷量調査

負荷量調査とは、検討するシナリオ別に負荷量を推定する調査のことである。調査項目はいずれも「環境影響の程度が立地に依存しないもの」であり、スコーピングの結果、大気汚染、廃棄物、地球温暖化、雇用や生計手段等の地域経済の4項目とした。

7.3.3 項目別影響予測

項目別影響予測とは、影響予測を行うとされた項目別に2つのシナリオそれぞれの影響の程度を絶対評価するかまたは相対評価することである。スコーピングの結果、影響予測項目は、政策・経済・財務・技術面で6項目、環境面で大気汚染、廃棄物、生物・生態系、地球温暖化の4項目、社会面で、非自発的住民移転、雇用や生計手段等の地域経済、土地利用や地域資源利用の3項目とした。

(1) 重ね合わせ法

重ね合わせ法は、現況調査で作成した地図とシナリオ別電源計画図を重ね合わせることに

よって、影響の相対比較をする予測方法である。予測項目は現況調査項目と同じ、生物・生態系、非自発的住民移転、土地利用や地域資源利用の3項目とした。

(2) 負荷量推定

負荷量推定とは、負荷量調査で作成した表と各シナリオの電源別発電量から、各シナリオの負荷量を推定する予測方法である。予測項目は、大気汚染、廃棄物、地球温暖化、雇用や生計手段等の地域経済の4項目とした。

7.3.4 シナリオ比較

(1) 比較したシナリオ

比較したシナリオ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つである。経済性優先シナリオは、石炭火力発電の割合が70%以上を占めるものである一方、ローカルエネルギー優先シナリオは、地熱、水力の割合が高い。

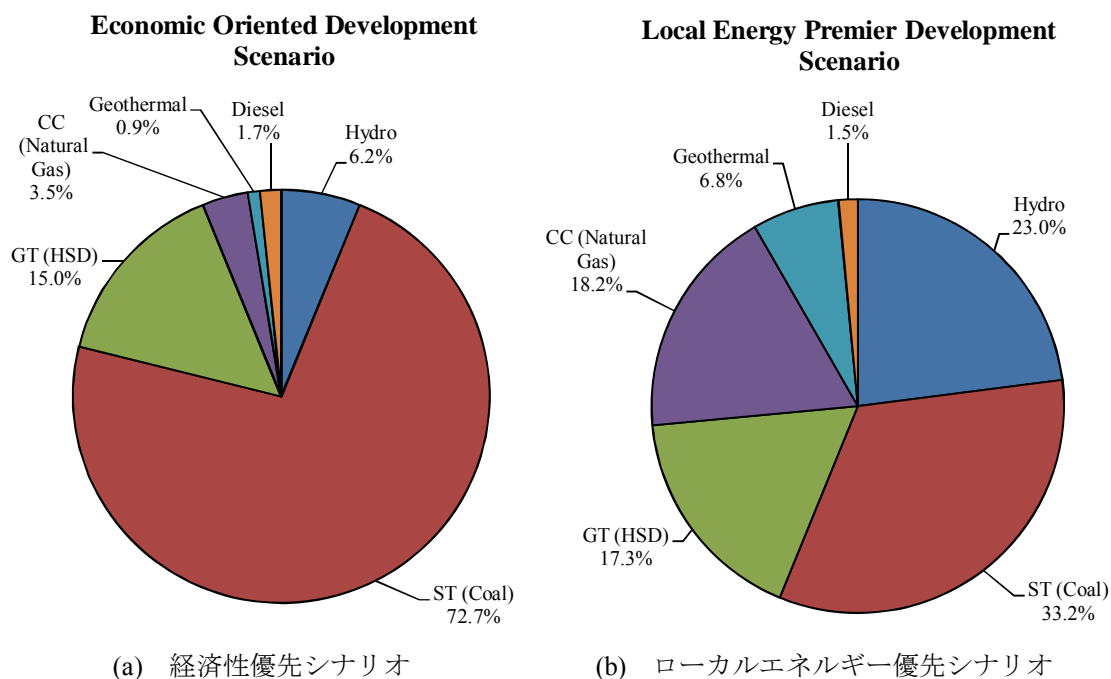
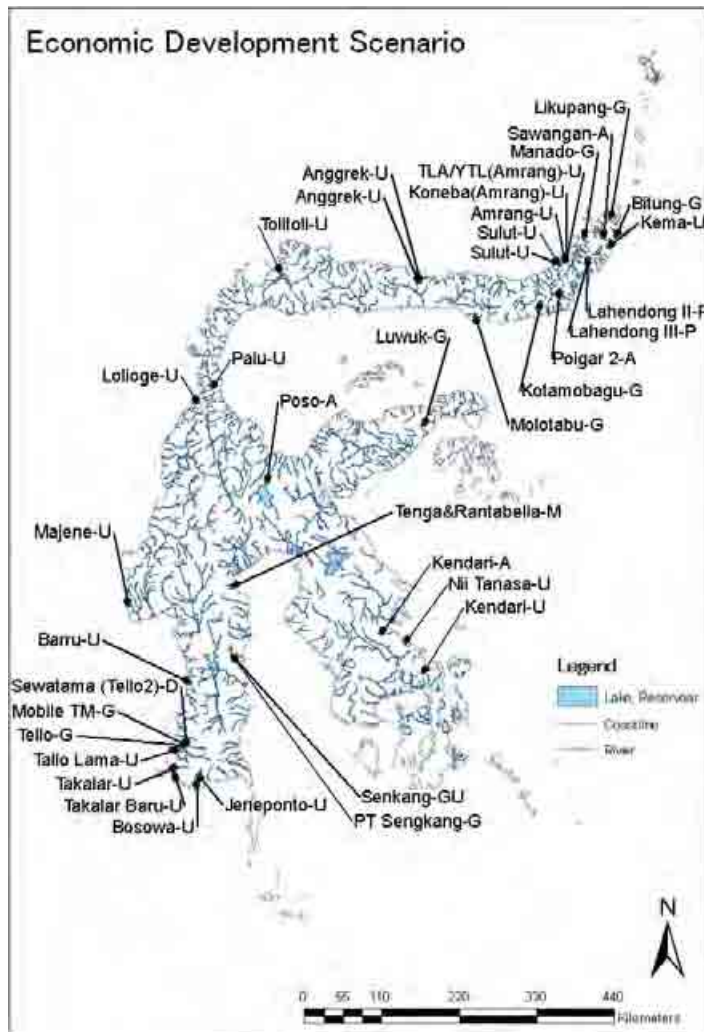
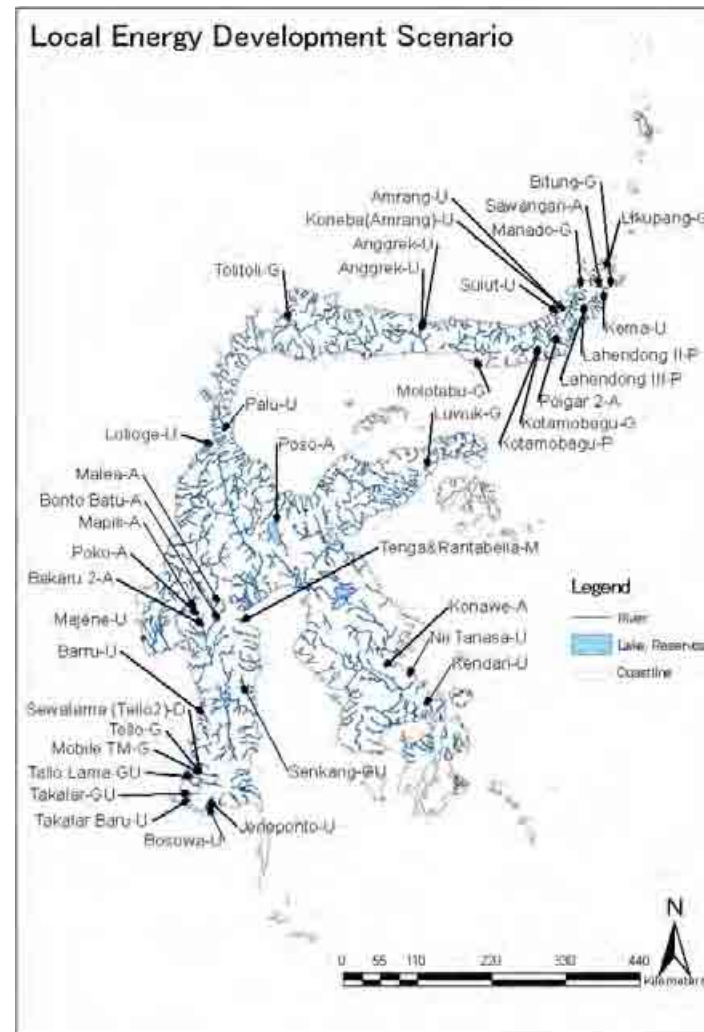


図 7.3.2 各シナリオの電源構成比率（設備容量ベース）



(a) 経済性優先シナリオ



(b) ローカルエネルギー優先シナリオ

- U: ST (Coal)
- G: GT (HSD)
- GU: CC (NG)
- D: Diesel
- P: Geothermal
- A: Hydro
- M: Microhydro

図 7.3.3 各シナリオにおける開発電源位置

(2) 比較方法

シナリオ比較は、次表に示す比較表によって行った。比較表の項目は、予測を行うとした環境・社会予測項目だけでなく、国家電源計画との整合性、ローカルエネルギーの利用など政策・経済・技術的項目も追加した。

表 7.3.1 比較表（見本）

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		
	国家エネルギー管理ブループリントへの適合性		
	経済効果		
	設備投資コスト		
	運転・維持管理コスト		
社会面	非自発的住民移転		
	雇用や生計手段等の地域経済		
	土地利用や地域資源利用		
環境面	大気汚染		
	廃棄物		
	生物・生態系		
	地球温暖化		
総合評価			

見本

7.3.5 保全対策の検討

保全対策としては、選択された一つのシナリオに対し、個々の事業を進めていく段階での保全法や配慮すべき事項を検討した。

7.4 環境現況の調査

7.4.1 地形

スラウェシ島は日本の本州の広さの約8割強にあたる174,000 km²である。本島全体は急峻な山々に覆われ、中央部には標高1,500 mを越える山間地域がある。最高標高地点はTana Torajaの南東に位置するランテマリオ山(Gunung Rantemario) 3,450 mである。活火山は11あるが、北スラウェシ半島に集中している。スラウェシ島には水深の深い湖沼があることでも有名であり、「ヒマラヤ造山帯」と「環太平洋造山帯」の境界に位置するPoso湖は、440 mと水深の世界ランク20位⁴¹である。スラウェシ島の地形図をAppendix 3に示す。

7.4.2 気象

スラウェシ本島は南緯6度から北緯2度に位置し、気候帯は熱帯雨林気候に属す。季節には雨季と乾季があり、島内でも雨季と乾季の期間に差がある。西スラウェシ州のMamujuから中央スラウェシ州のKolonodale周辺とManado周辺は雨季の期間が9ヵ月以上と長く、比較的湿潤であるが、中央スラウェシ州からゴロンタロ州にかけてのTomini湾周辺は雨季が3ヵ月以下と短い。雨季と乾季のパターンを示した図をAppendix 3に示す。

⁴¹ John F. McCoy (2002) "GEO-DATA: THE WORLD GEOGRAPHICAL ENCYCLOPEDIA"

7.4.3 行政区界

スラウェシ島と周辺諸島は、北スラウェシ州、ゴロンタロ州、中央スラウェシ州、西スラウェシ州、南スラウェシ州、南東スラウェシ州の6つの州がある。西スラウェシ州は2004年10月16日に南スラウェシ州から分離した新しい州である。各州はさらに複数の郡(Kabupaten)に区分され、全部で62郡になる。スラウェシ島の行政区界図をAppendix 3に示す。

7.4.4 人口

2005年の国家統計によるとスラウェシ島の人口は約1,570万人で、その48%が南スラウェシ州に集中している。全島に占める都市人口の割合は約28%。郡別の人口密度を見ると、南スラウェシ州南部、南東スラウェシ州南部、北スラウェシ州北部、Palu周辺が比較的高くなっている。州別人口と都市・農村の比率は図7.4.1のとおり。Appendix 3に郡別の都市人口と農村人口、郡別の人口密度の図を示す。

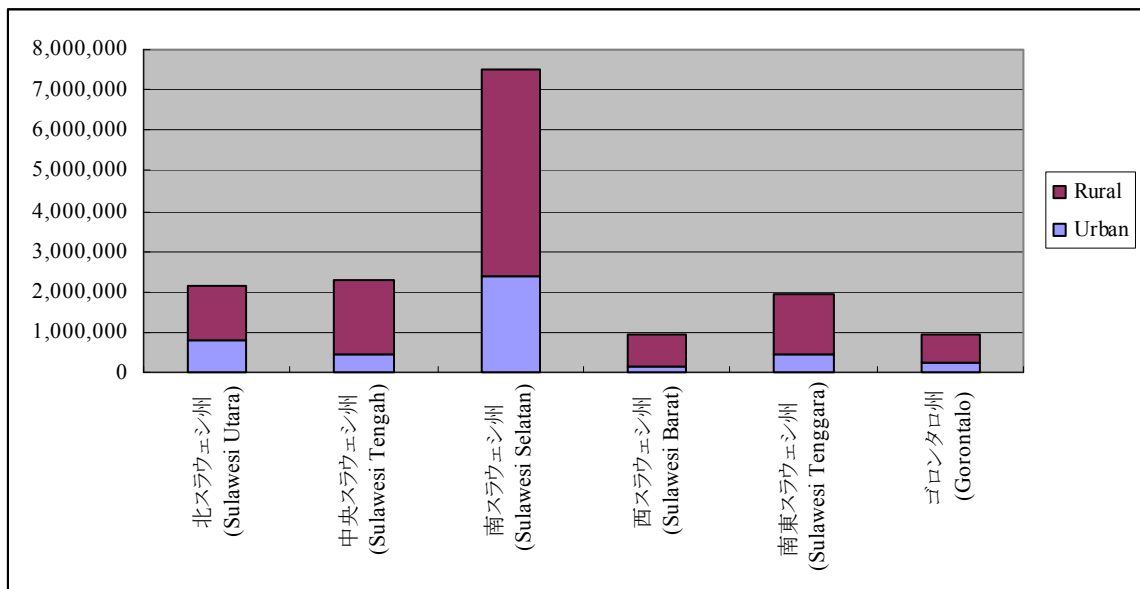


図 7.4.1 スラウェシ島の州別人口

7.4.5 貧困層

国連開発計画 (UNDP) のインドネシア人間開発レポート (2004) によると、スラウェシ島の貧困率は、北スラウェシ州で11.2%、中央スラウェシ州で24.9%、旧南スラウェシ州 (西スラウェシ州を含む) で15.9%、南東スラウェシ州で24.2%、ゴロンタロ州で32.1%である。Appendix 3に郡別貧困率の図を示す。

7.4.6 部族分布

インドネシアには数多くの部族と言語が知られており、スラウェシ島だけでも112の言語が確認されている。海岸部にはイスラム教徒のBugis人やButon人が多く、山間部にはToraja人やWana族などがみられる。Toraja人は独自の文化や慣習を維持しており、Tana Torajaは観光地としても有名である。Appendix 3にスラウェシ島の言語マップを示す。

7.4.7 ジェンダー

UNDP のインドネシア人間開発レポート (2004) のジェンダー・エンパワーメント指数⁴² (GEM: Gender Empowerment Measure) を見ると、中央スラウェシ州は 59.1 でインドネシア 30 州中 1 位、北スラウェシ州は 55.1 で 6 位、ゴロンタロ州は 51.4 で 10 位、南東スラウェシ州は 48.0 で 18 位、旧南スラウェシ州 (西スラウェシ州を含む) は 45.6 で 23 位である。

7.4.8 文化財

スラウェシ島には、建築物、洞窟、古城など、多くの文化財が分布する。南スラウェシ州、西スラウェシ州、南東スラウェシ州には合わせて 841 の文化遺産が確認されている。北スラウェシ州、ゴロンタロ州、中央スラウェシ州にも 70 箇所以上の文化財があり、その多くは Manado、Poso、Palu 周辺に分布している。

7.4.9 植 生

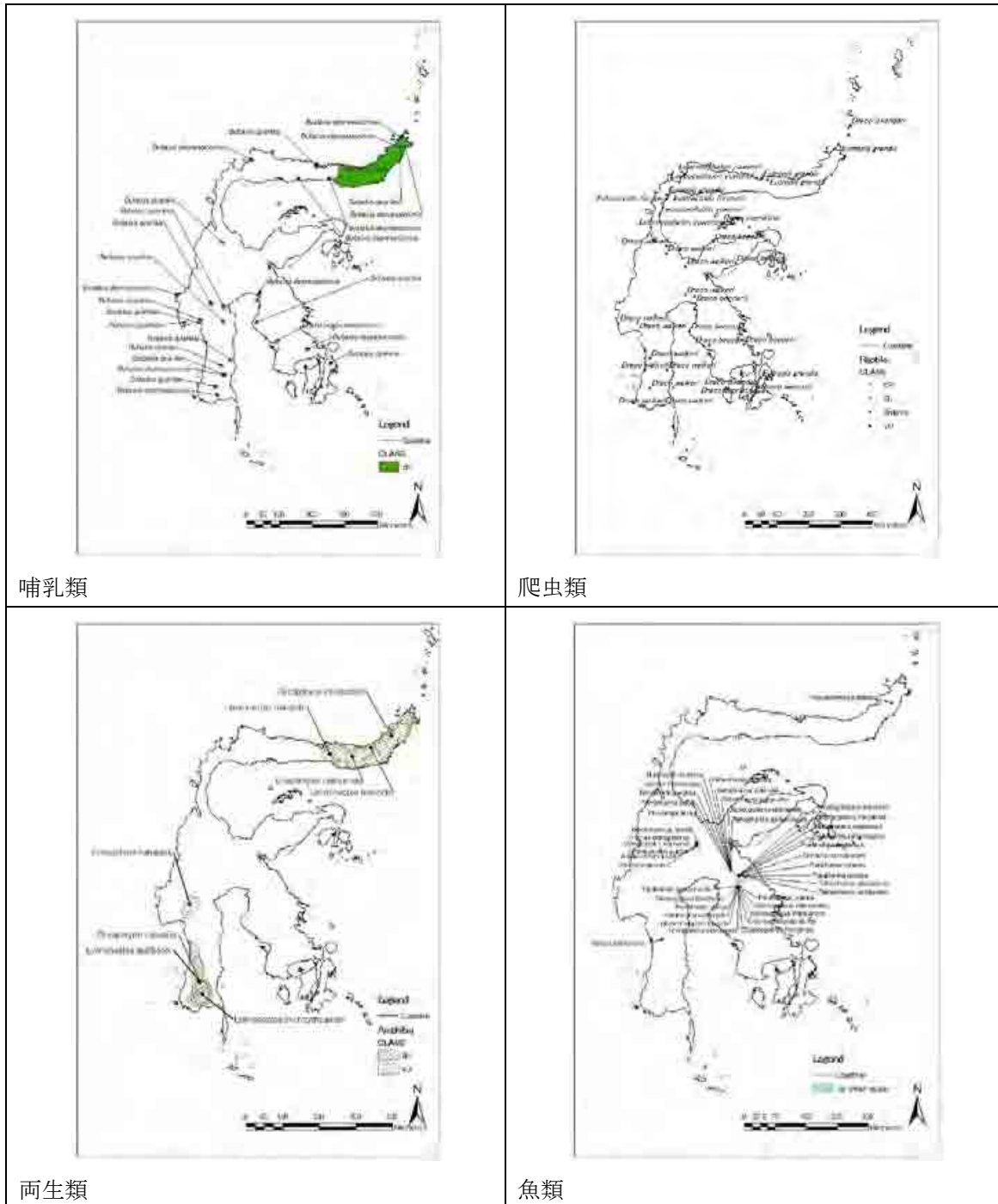
スラウェシ島には陸生林、マングローブ林、湿生林、耕作地、農耕地などの植生が分布する。陸生林は主に標高 500 m 以上の山岳地帯にあり、山麓部には畑地やプランテーションが広がり、南スラウェシ州には広く水田耕作地が分布している。スラウェシ島の森林は減少傾向にあり、1985 年に推定 1,127 万ヘクタールであった森林が 1997 年には 900 万ヘクタールに減少している。森林減少の主な原因は、山火事、違法伐採、不法侵入、林地転用などである。スラウェシ島の土地利用図、残存森林図を Appendix 3 に示す。

7.4.10 生物相と希少生物

スラウェシ島はアジア大陸とオーストラリア大陸に起因する島が結合して形成されたため、アジア系とオーストラリア系の両系統の動物が共存するという特異な生物相がみられる。更にスラウェシ島は大陸から切り離されたあと再び大陸と陸続きになることがなかったため、スラウェシ島にしか存在しない多くの固有種が進化している。これらスラウェシ島の生物は人口増加と森林減少に伴い、その数を徐々に減らしている。国際自然保護連合 (IUCN) は、絶滅寸前種 (CR) に 170 種、絶滅危惧種 (EU) に 189 種、危急種 (VU) に 498 種を指定している。スラウェシ島内での希少生物の分布情報はまだ十分に把握されておらず、近年コウモリ類の新種も発見されている。IUCN によって指定されている種のうち、分布・生息域が比較的明確になっているものを表 7.4.1 に示す。

⁴² ジェンダーの不平等を測る指標。女性が社会的、政治的、経済的にどのくらいの力 (政治への参加と意思決定力、経済活動への参加と意思決定力、経済資源に対する力) を持っているか (女性のエンパワーメント) を示す。

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



7.5 負荷量の調査

7.5.1 大気汚染

(1) 電力セクターの大気汚染への寄与率

インドネシアではジャカルタなど主要都市での大気汚染が問題になっているが、電力セクターが寄与する割合は少なくない。石炭、重油、ディーゼル、天然ガスを燃料とする火力発

電所から大量の排ガスが発生するためである。エネルギー使用による二酸化窒素排出量で大気汚染へのセクター別寄与率をみると、図 7.5.1 のように 2003 年の時点で 32%が電力セクターからの排出である。1990 年から 2003 年までの排出量の伸び率は、交通セクターが 203%であるのに対し、工業セクターと電力セクターはそれぞれ 270%を超えている。このように、電力セクターからの排ガスは、インドネシアの大気汚染に大きく寄与し、その割合も年々高くなってきている。

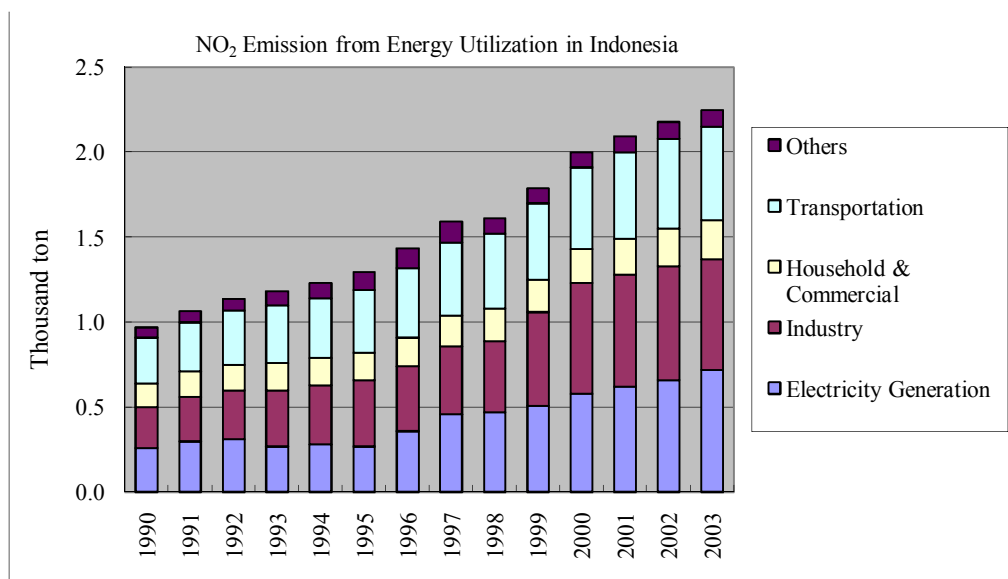
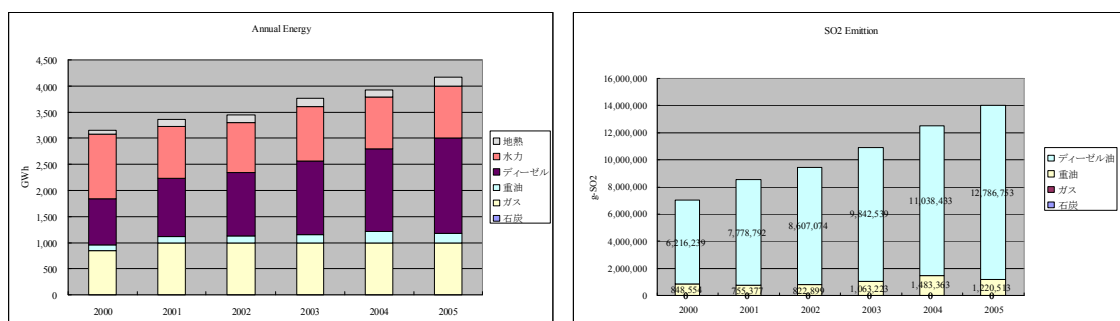


図 7.5.1 インドネシアのセクター別二酸化窒素排出量

(2) ディーゼル発電所の大気汚染への寄与率

スラウェシ島の電力セクターによる大気汚染は、ディーゼル発電所がその多くを占めている。スラウェシ島の総発電量に占めるディーゼル発電の割合は、図 7.5.2 のように 30~45%程度であるが、発電所から排出された二酸化硫黄の内訳をみると、その 9 割がディーゼル発電所から発生している。そのため、2000 年から 2005 年にかけてスラウェシ島の総発電量の伸び率が 132%であるにもかかわらず、二酸化硫黄排出量は 198%と大きく伸びる結果となっている。



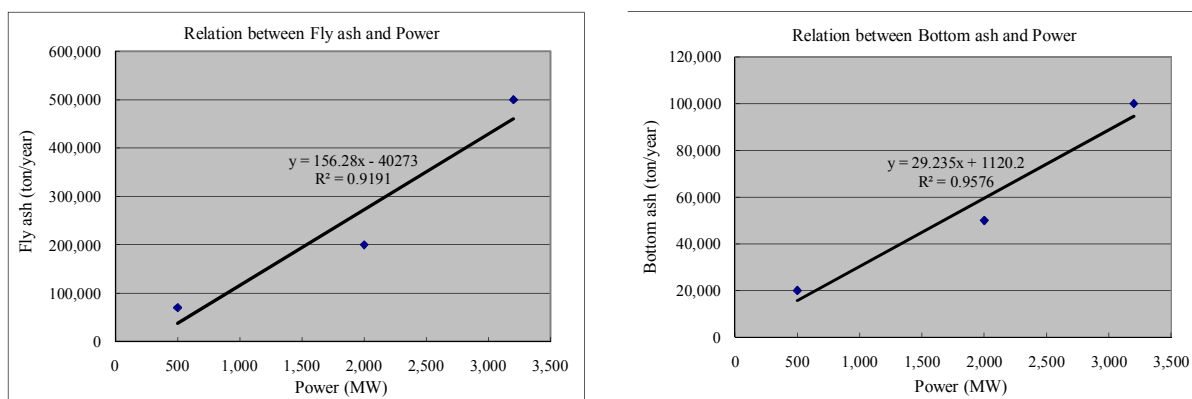
(a) 電源別発電電力量

(b) 二酸化硫黄排出量

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

7.5.2 廃棄物

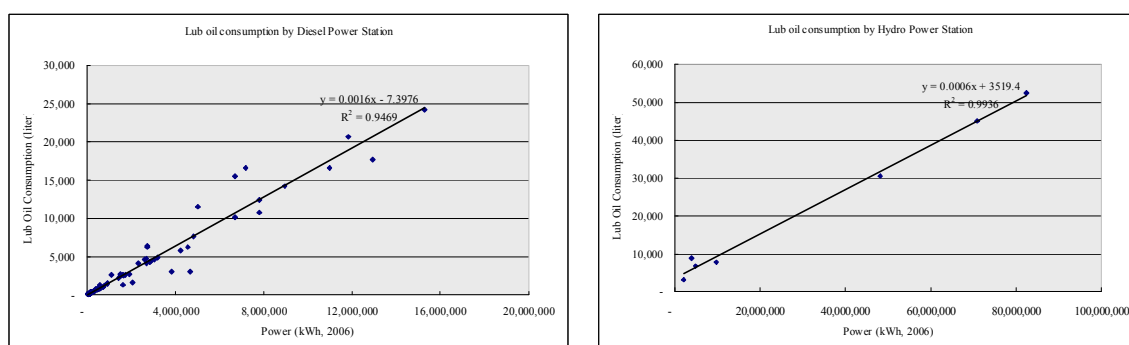
インドネシア環境省のレポート⁴³によると、ジャカルタでは有害廃棄物の排出源は主に鉱山や化学工場であるが、地方では主に電力関連施設から排出される。電力関連施設からの主な廃棄物には、石炭灰と、廃潤滑油がある。インドネシアの既存の石炭火力発電所⁴⁴から排出される石炭主灰・フライアッシュのデータを基に発電規模の関係を求めたところ、図 7.5.3 に示す関係が得られた。スラウェシ島の発電所で使用される潤滑油は 2006 年の統計で、ディーゼル発電所 833,292 リットル、水力発電所 154,478 リットル、地熱発電所 105,424 リットルであった。スラウェシ島の発電所で使用される潤滑油の 2006 年のデータを基に発電規模の関係を求めたところ、図 7.5.4 に示す関係が得られた。また、これら排出された廃棄物は、資金的理由などにより適切な処分をしていない事業者も多い。インドネシアの電力セクターでは、表 7.5.1 に示すようにフライアッシュと焼却主灰の 68%、廃潤滑油の 16%が適切に処理されていない。



(a) フライアッシュ

(b) 焼却主灰

図 7.5.3 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



(a) ディーゼル発電所

(b) 水力発電所

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

⁴³ The State Ministry of Environment: The State of Environment Report in Indonesia 2005

⁴⁴ PLTU. SURALAYA at Banten Province、PLTU. PAITON at East Java Province、PLTU. TANJUNG JATI B at Centre Java Province (The State Ministry of Environment より)

表 7.5.1 フライアッシュ・廃潤滑油の処理量

種 別	発生量	処理量	未処理量	未処理率
フライアッシュおよび焼却主灰 (ton)	427,466	138,696	288,769	68%
廃潤滑油 (Liter)	76,800	64,400	12,400	16%

7.5.3 地球温暖化ガス

国際湿地保全連合（2006）によると、泥炭地から発生する二酸化炭素を含めた場合、インドネシアの二酸化炭素排出量は、米国、中国に次いで世界第3位となる⁴⁵。エネルギー消費による温暖化ガス排出量をセクター別にみると、2004年の時点で電力セクターは26.2%を占める。1990年から2004年までの排出量の伸び率は、交通セクターが229%、工業セクターが278%であるのに対し、電力セクターは304%と大きく伸びている。

スラウェシ島の電力セクターから排出される二酸化炭素排出量をみると、ディーゼル発電に伴う排ガス量が大きく伸びており、2005年時点ではスラウェシ全島からの排出量の70%を超えている。

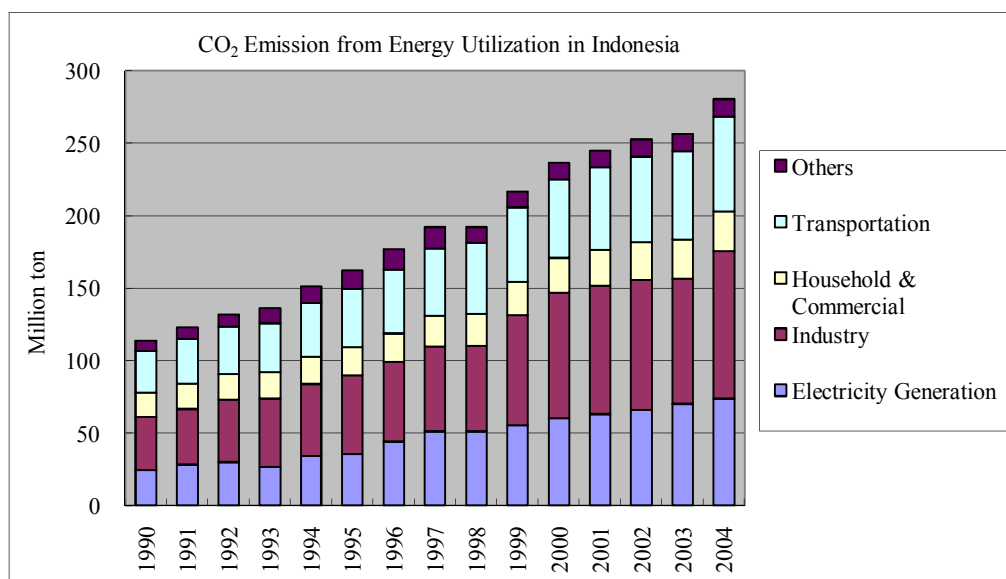


図 7.5.5 インドネシアのセクター別 CO₂ 排出量

⁴⁵ Peatland degradation fuels climate change, 2006.11.2
<http://www.wetlands.org/publication.aspx?ID=d67b5c30-2b07-435c-9366-c20aa597839b>

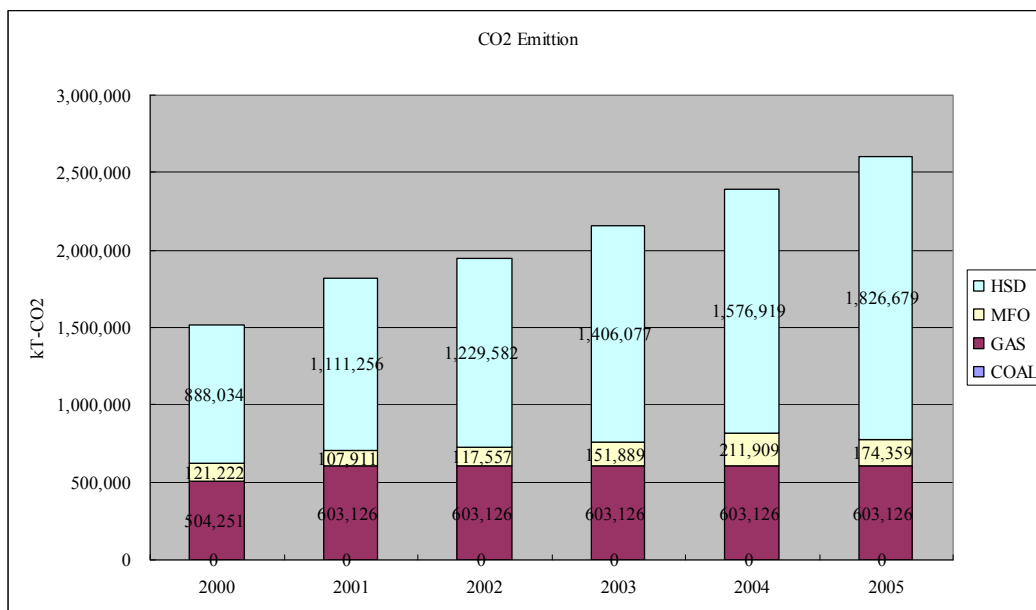
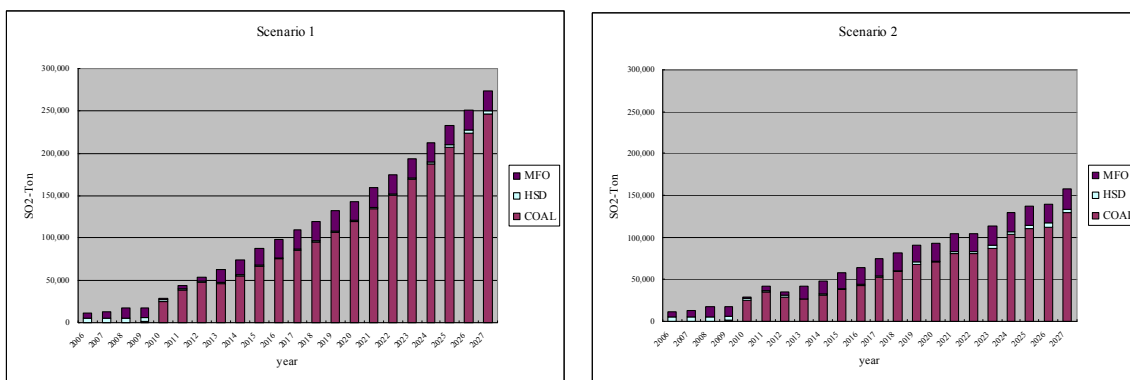


図 7.5.6 スラウェシ島の電力セクターから排出される CO₂

7.6 項目別予測

7.6.1 大気汚染

大気汚染の予測は、予想される燃料使用量から排出される NO_x の量を算出した。算出の結果、2006 年から 2027 年の間に排出される NO_x の総量は、経済性優先シナリオで 2,508,406 ton、ローカルエネルギー優先シナリオで 1,603,930 ton で、経済性優先シナリオがローカルエネルギー優先シナリオの 1.5 倍程度となった。経年で見えた排出量の図を以下に示す。



(a) 経済性優先シナリオ

(b) ローカルエネルギー優先シナリオ

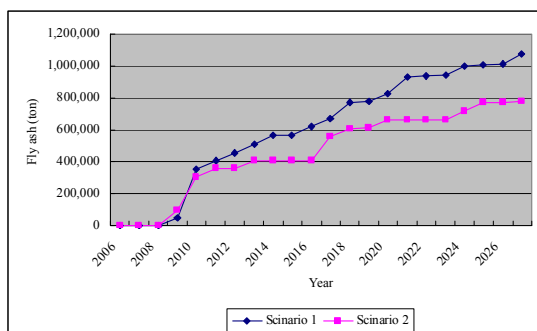
図 7.6.1 窒素酸化物排出予測量

7.6.2 廃棄物

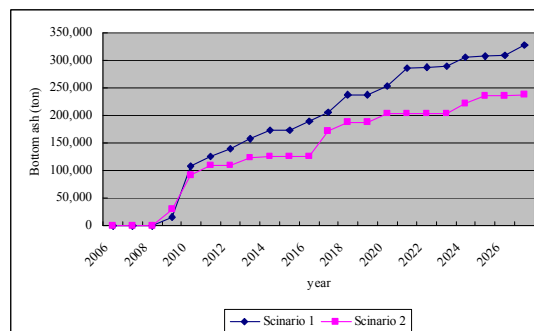
廃棄物量の予測は、石炭火力発電所から発生するフライアッシュと石炭主灰の量を対象とした。

フライアッシュと石炭主灰の発生量は、インドネシアの既存の発電所から発生する量と発

電所の発電規模との関係を求め、計画されている発電規模から発生量を予測した。フライアッシュの発生量は経済性優先シナリオで 13,476,376 ton、ローカルエネルギー優先シナリオで 10,201,776 ton、石炭主灰の発生量は経済性優先シナリオで 4,140,399 ton、ローカルエネルギー優先シナリオで 3,143,714 ton と予測された。



(a) フライアッシュ発生予測



(b) 焼却主灰発生予測

但し、Scenario 1：経済性優先シナリオ、Scenario 2：ローカルエネルギー優先シナリオ

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

7.6.3 生物・生態系

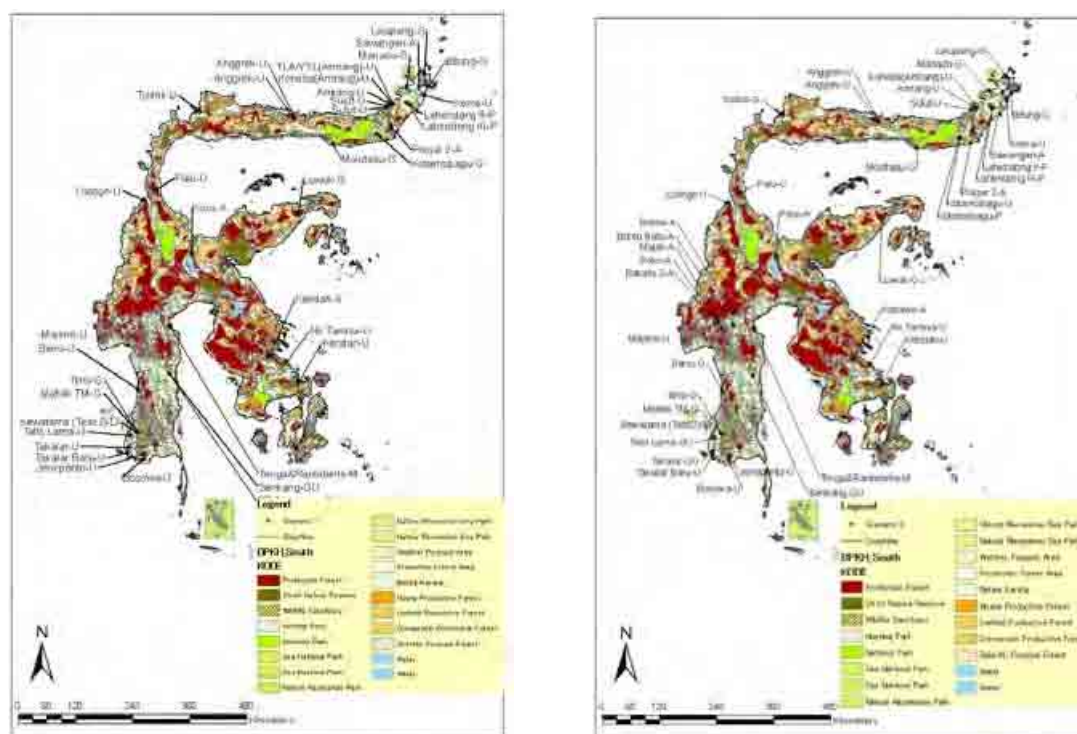
生物・生態系への影響は、保護区への影響と希少生物への影響を予測した。

(1) 保護区への影響

保護区への影響は、発電所の立地と保護区の重複する箇所数によって影響の程度を比較した。ただし、発電所の位置は水力発電所を除き立地が特定されていない。地図上に落とした電源の位置は非常に大まかな位置であり、10 km 以上の誤差があるため、保護区との重複を検討できる精度ではなかった。そのため、保護区への影響は比較的立地の特定されている水力発電所だけを対象とした。なお、水力発電所が保護区に重複するかどうかは、既存の EIA レポートや F/S レポートなどを参照した。経済性優先シナリオでは 1 箇所の保護区に、ローカルエネルギー優先シナリオでは 4 箇所の保護区に影響を与える可能性がある。

表 7.6.1 計画中の水力発電所と保護区の関係

名称	計画地内の保護区の有無	経済性優先シナリオ	ローカルエネルギー優先シナリオ
Poigar 2	無 (PLN より)	○	○
Sawangan	無 (保護区マップより)	○	○
Poso 3	無 (PLN より)	○	○
Bonto Batu	無 (保護区マップより)	—	○
Poko	有: a part of protected forest ⁴⁶	—	○
Bakaru 2	有 (保護区マップより)	—	○
Mapili	有 (保護区マップより)	—	○
Malea	無 (PLN より)	—	○
Konawehea 3	有: 1,153 ha Protected forest ⁴⁷	○	○



(a) 経済性優先シナリオ

(b) ローカルエネルギー優先シナリオ

図 7.6.3 電源の位置と保護区

(2) 希少生物への影響

希少生物への影響は、計画地と希少生物の確認エリアの重ねあわせによって予測した。更に既存の EIA レポートも参照した。経済性優先シナリオでは 30 種、ローカルエネルギー優先シナリオでは 31 種に影響を与える可能性がある。

⁴⁶ Draft Laporan Rencana Pemantauan Lingkungan (RPL) PLTA Poko Sulawesi Selatan, 1996. Departemen Pertambangan dan Energi PT. PLN (Persero).

⁴⁷ Laporan Akhir Pekerjaan Pra Studi Kelayakan PLTA Konawehea Sulawesi Tenggara, 1995. PT. PLN (Persero) Direktorat Perencanaan Divisi Perencanaan Sistem.

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

発電所名	希少種名 ⁴⁸	出典	経済性優先シナリオ	ローカルエネルギー優先シナリオ
Poigar 2	<i>Anguilla sp (-)</i> <i>Bubalus depressicornis (EN, C1+2a)</i> <i>Muntiacus muntjak (-)</i> <i>Corvus unicolor (CR, D)</i> <i>Macaca nigrescens (LR/cd)</i> <i>Python reticulates (-)</i>	EIA Report ⁴⁹	○	○
	<i>Macaca nigra (EN, A1acd)</i>	IUCN		
Sawangan	<i>Macaca nigra (EN, A1acd)</i> <i>Bubalus quarlesi (EN, C1+2a)</i>	IUCN	○	○
Poso 3	<i>Macaca sp (-)</i> <i>Presbytis augulla (-)</i> <i>Phalanger sp (-)</i> <i>Cervus timorensis (-)</i> <i>Tarsius spectrum (LR/nt)</i> <i>Tarsius sp (-)</i> <i>Vrocodillus sp. (-)</i>	EIA Report ⁵⁰	○	○
	<i>Adrianichthys kruyti (CR, A1ae)</i> <i>Weberogobius amadi (CR, A1ae)</i> <i>Xenopoecilus poptae (CR, A1ae)</i> <i>Xenopoecilus oophorus (EN, A2e)</i> <i>Oryzias orthognathus (EN, A2e)</i> <i>Oryzias nigrimas (VU, A2e, D2)</i>	LIPI		
Konawehea 3	<i>Babyrousa babyrussa (VU, A1cd)</i> <i>Macaca ochreata (DD)</i> <i>Bubalus depressicornis (EN, C1+2a)</i> <i>Cervus timorensis (-)</i> <i>Hydrosaurus amboniensis (-)</i> <i>Varanus salvator (-)</i> <i>Python reticulates (-)</i> <i>Crosocilus porosus (-)</i> <i>Anhinga melanogaster (NT)</i> <i>Halycon chloris (-)</i>	PLN ⁴⁷	○	○
Malea	<i>Bubalus quarlesi (EN, C1+2a)</i>	IUCN		○
Mapili	<i>Oreophryne variabilis (VU, B1ab(iii))</i>	LIPI		○
Poko	<i>Oreophryne variabilis (VU, B1ab(iii))</i>	LIPI		○
Bakaru 2	<i>Oreophryne variabilis (VU, B1ab(iii))</i>	LIPI		○

⁴⁸ 括弧内は IUCN レッドリストカテゴリ。、CR は絶滅危惧 IA 類、EN は絶滅危惧 IB 類、VU は絶滅危惧 II 類、DD は情報不足、LP は絶滅のおそれのある地域個体群。レッドリストの定義の詳細は Appendix 4 に示す。

⁴⁹ Review Main Report Environmental Impact Assessment (Andal) PLTA Poigar 2 (2 × 16 MW) North Sulawesi Province, 2005. PT. Perusahaan Listrik Negara (Persero) Proyek Induk Pembangkit dan Jaringan Sulawesi.

⁵⁰ Final Report Environmental Impact Assessment Poso -3 Hepp Central, 1999. Departemen Pertambangan dan Energi PT. PLN (Persero).

7.6.4 地球温暖化

地球温暖化の予測は、予想される燃料使用量から排出される CO₂ の量を算出した。算出の結果、2006 年から 2027 年の間に排出される二酸化炭素の量は、経済性優先シナリオで 175,947,616 ton、ローカルエネルギー優先シナリオは 120,105,839 ton で、経済性優先シナリオがローカルエネルギー優先シナリオの 1.5 倍程度となった。経年で見たと排出量の図を以下に示す。

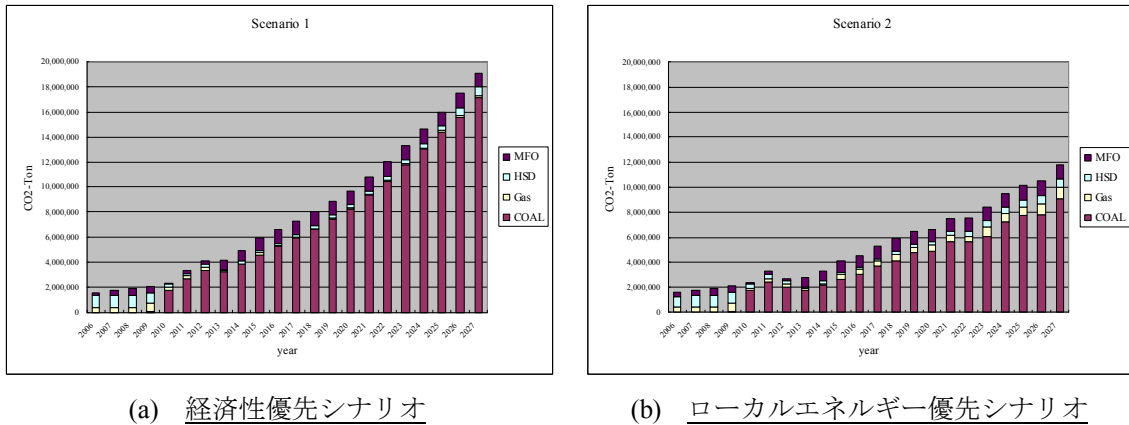


図 7.6.4 二酸化炭素排出予測

7.6.5 非自発的住民移転

非自発的移民の予測では、既存の環境影響評価（AMDAL）のレポートを基に、各シナリオの影響の程度を予測した。なお、火力発電所の位置は特定できないため、移転は発生しないと仮定して予測を行った。予測の結果、経済性優先シナリオでは最低 1,652 戸、ローカルエネルギー優先シナリオでは、最低 1,845 戸程度となった。移転戸数の不明な発電所（Bonto Batu, Malipi, Sawangan）に何戸かの移転が発生するとしても、経済性優先シナリオの移転戸数がローカルエネルギー優先シナリオの移転戸数を上回る可能性は無い。

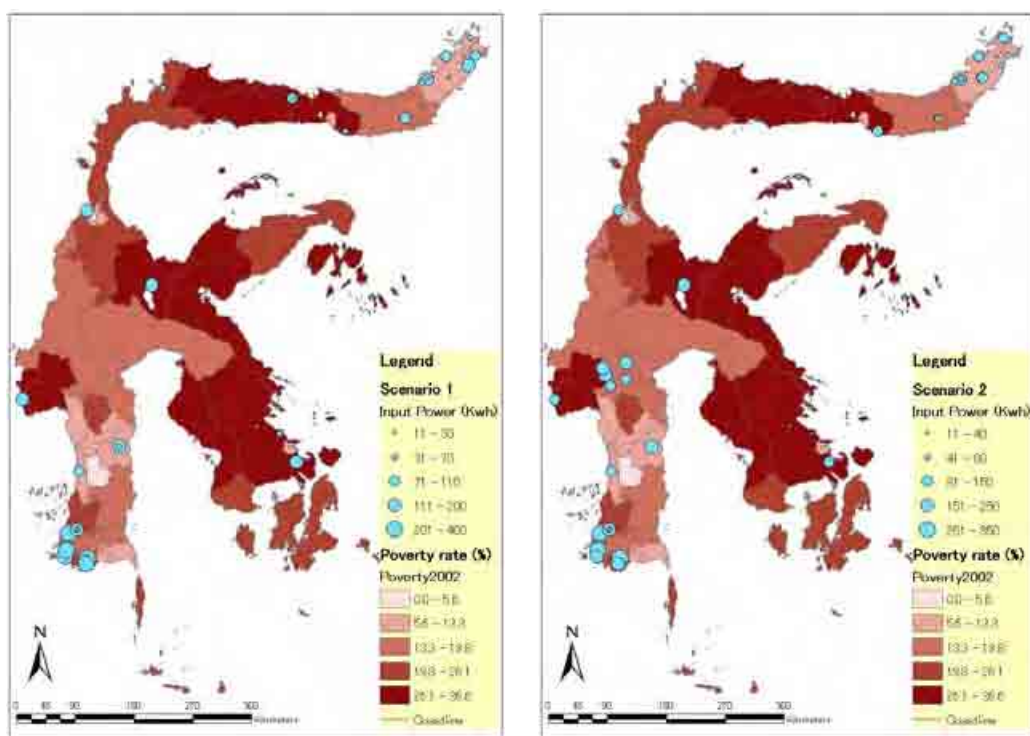
表 7.6.3 推定される移転戸数

水力発電所の名称	推定移転戸数	経済性優先シナリオ	ローカルエネルギー優先シナリオ
Poigar 2	0 ⁴⁹	○	○
Poso 3	75	○	○
Poko	168		○
Bakaru 2	0		○
Bonto Batu	不明		○
Malea	25 ⁵¹		○
Mapili	不明		○
Konaweha 3	1,577 ⁴⁷	○	○
Sawangan	不明	○	○
合計		1,652	1,845

⁵¹ Social Acceptance Study and Resettlement and Rehabilitation Plan Study PLTA Malea Tana Toraja Regency South Sulawesi Province, 1998. PT. PLN.(Persero) Kantor Pusat.

7.6.6 雇用や生計手段等の地域経済

雇用や生計手段等への影響は、電源の位置と貧困率の地図を重ね合わせることによって比較を行った。電源開発は建設中には労働者を大量に雇用する一方、操業中も従業員を雇用する。これら雇用は電源周辺の地域の雇用に貢献することになる。この貢献の度合いは、既にある程度経済の発展している地域よりも、貧困の程度の高い地域で実施した方が相対的にインパクトが大きくなる。この観点から、2つのシナリオについて比較したところ、ローカルエネルギー優先シナリオは比較的貧困程度の高いエリアに多く電源が配置されているため、ローカルエネルギー優先シナリオのほうがより雇用促進の効果があると考えられる。



(a) 経済性優先シナリオ

(b) ローカルエネルギー優先シナリオ

図 7.6.5 シナリオ別電源の規模と貧困率

7.6.7 土地利用や地域資源利用

土地利用や地域資源利用に与える影響は、既存文献から引用した。経済性優先シナリオでは農地 3,128 ha、森林 2,267 ha、ローカルエネルギー優先シナリオでは農地 3,239 ha、森林 3,007 ha の土地利用に影響を与える可能性がある。いくつかの計画地点で影響を受ける面積が不明なところがあるが、これらが判明しても経済性優先シナリオの影響面積をローカルエネルギー優先シナリオが上回る可能性は無く、経済性優先シナリオと比較してローカルエネルギー優先シナリオの影響が大きいといえる。

表 7.6.4 影響を受ける農地面積と森林面積

発電所の名称	湛水域 (ha)	影響を受ける農地面積 (ha)		影響を受ける森林面積 (ha)	
		経済性優先 シナリオ	ローカルエネルギー 優先シナリオ	経済性優先 シナリオ	ローカルエネルギー 優先シナリオ
Bakaru 2	200	--	(不明)	--	(不明)
Bonto Batu	0	--	(不明)	--	(不明)
Konaweha 3 ⁴⁷	4,906	3,003	3,003	1,903	1,903
Malea		--	60	--	0
Mapili		--	(不明)	--	(不明)
Poigar 2 ⁴⁶		3	3	54	54
Poko	860	--	50	--	740
Poso 3	35,900	123	123	310	310
Sawangan		(不明)	(不明)	(不明)	(不明)
合計		3,129	3,239	2,267	3,007

7.7 シナリオ比較

経済面、社会面、環境面から2つのシナリオの比較を行ったところ、投資コストや移転戸数、生物への影響の項目では経済性優先シナリオが好ましいとの結果を得たが、エネルギー政策への適合性や運転・維持管理コスト、地球温暖化を含むほとんどの項目でローカルエネルギー優先シナリオが好ましいとの結果となった。

表 7.7.1 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 運転・維持管理コスト	○ 設備投資額: 5,089 (MUSD) △ 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	△ 設備投資額: 5,795 (MUSD) ○ 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 雇用や生計手段等の地域経済	○ 1,652 戸以上 △ 都市地域の雇用に貢献	△ 1,845 戸以上 ○ 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: 2,267 ha 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) 廃棄物 生物・生態系 地球温暖化	△ 2,508,406 ton △ フライアッシュ: 13,476,376 ton △ 石炭主灰: 4,140,399 ton ○ 保護区:1 箇所 ○ 希少生物:30 種 △ CO2 排出量: 175,947,616 ton
総合		△	○

7.8 保全対策の検討

ローカルエネルギー優先シナリオに対する保全対策の検討を、堆砂、移転、生物・生態系に対して実施した。

7.8.1 堆砂対策

水力発電所では、堆砂が問題となる場合がある。それぞれの発電所では堆砂の影響を軽減する対策が取られており、その効果的な対策は構造物や地域特性により異なるため、一概に論ずることはできない。したがって、堆砂対策はマスタープランの段階ではなく、F/S の段階で検討することになる。日本で行われている堆砂対策には、排砂設備、浚渫による貯水池用量の確保、洪水バイパストンネル、堆砂ダムによる流入土砂の抑制などがあり、これらの特性を以下に示す。

(1) 排砂設備

自然の流水による掃流力を利用して、ダム内に溜まった土砂を排出する設備。通常は排砂ゲートを開けておき、洪水後に排砂ゲートを開けて排砂する。日本では宇奈月ダム（富山県）、出し平ダム（富山県）での実施例がある。

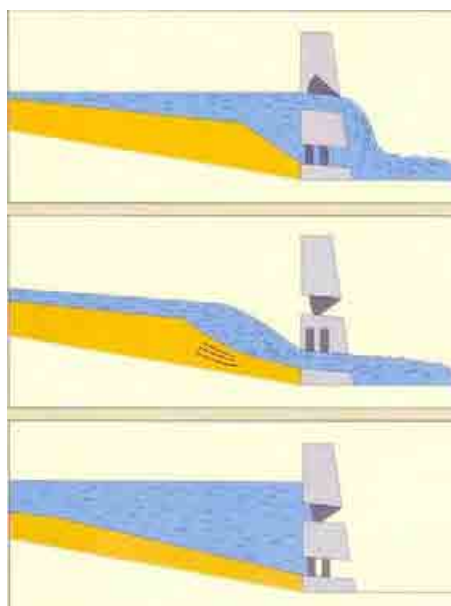


図 7.8.1 排砂設備の例
(宇奈月ダム、日本)⁵²

(2) 浚渫による貯水池容量の確保

浚渫船などを用いてダム湖の底に溜まった土砂を取り除く方法。取り除いた土砂はコンクリート用の砂利や盛土材に活用する。日本では佐久間ダム（静岡県）、美和ダム（長野県）での実施例がある。



図 7.8.2 浚渫による貯水量確保のイメージ⁵³

(3) 洪水バイパストンネル

洪水バイパストンネルは、洪水時に貯水池へ流入する土砂や濁水を、貯水池上流から取り込み、トンネルで貯水池を迂回してダム下流に放流するためのトンネル施設。この施設によって貯水池への流入土砂の堆積や貯水池内の濁水発生を防止し、河川が本来持っている適正な土砂の移動を再現することができる。日本では、旭ダム（奈良県）、小渋ダム（長野県）、美和ダム（長野県）での実施例がある。

⁵² 「ダム便覧 2008」 (<http://wwwsoc.nii.ac.jp/jdf/Dambinran/binran/TPage/TPTaisya.html>)

⁵³ 「ダム便覧 2008」 (<http://wwwsoc.nii.ac.jp/jdf/Dambinran/binran/TPage/TPTaisya.html>)

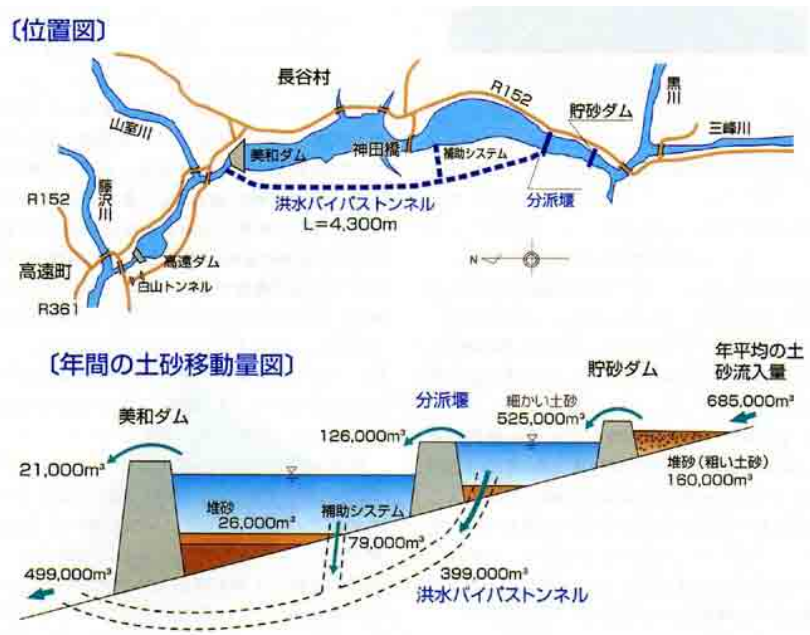


図 7.8.3 洪水バイパストンネルの例（美和ダム）⁵⁴

(4) 貯砂ダムによる流入土砂の抑制

ダム湖上流に土砂をためることを目的とした貯砂ダムを設置して、ダム湖内に流入する土砂を抑制する。貯砂ダムに溜まった土砂はダム湖に流入する前に取り除き、コンクリート用の砂利や盛土材に利用する。日本では、下久保ダム（群馬県）、長島ダム（静岡県）、味噌川ダム（長野県）、美和ダム（長野県）、湯田ダム（岩手県）などの実施例がある。

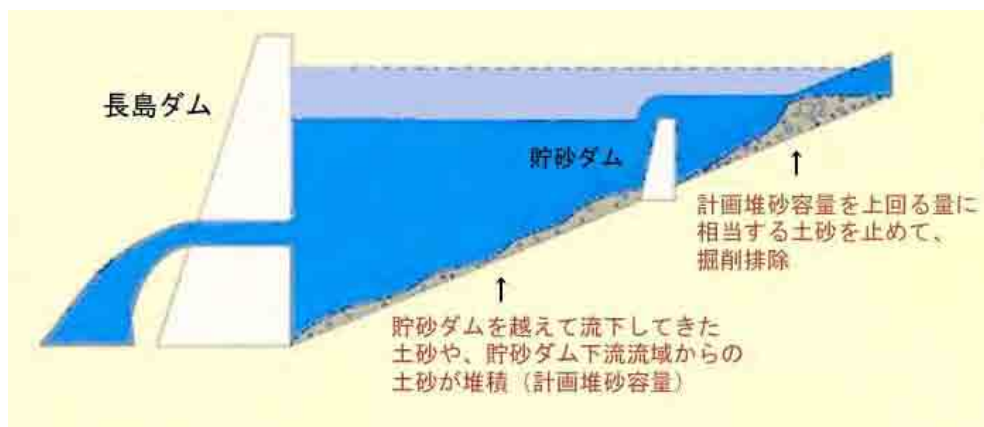


図 7.8.4 貯砂ダムの例（長島ダム）⁵⁵

7.8.2 非自発的居民移転対策

Poso 3、Poko、Malea、Konaweha では、住民移転が発生すると予測されている。これらの事業を進めるにあたり、土地の利用状況、移転住民の生計手段、慣習・文化などを十分調査

⁵⁴ 「美和ダム恒久堆砂対策」パンフレットより

⁵⁵ 「ダム便覧 2008」（<http://www.soc.nii.ac.jp/jdf/Dambinran/binran/TPage/TP1178Tyosa1.html>）

した上で、移転住民と十分協議を重ねながら移転計画を策定する必要がある。また移転の際は、移転先の土地や住居の確保だけでなく、生計手段が変わる場合には職業訓練なども検討することが望ましい。

7.8.3 生物・生態系対策

ローカルエネルギー優先シナリオでは、複数の希少生物に対する影響が予測されている。これらの影響を最小限にとどめるためには、以下のような手順で今後の調査を進めることが望ましい。また、既存のEIAはいずれも有効期限が切れているため、再度EIAレポートを作成する必要がある。

(1) F/S 前の生物調査

希少な生物への影響が懸念されているプロジェクトでは、F/Sに入る前に十分な生物調査を行う必要がある。生物調査はEIAの一環として行っても良いし、複数の事業を対象としたEIAを実施する前の広域調査として実施しても良い。生物調査の対象生物は、希少種および絶滅危惧種とする。調査にあたっては、対象種の絶滅確率を算出するに足るデータを取れるよう、調査範囲、調査期間、調査項目を選定する。調査結果を基に対象生物の推定個体数と絶滅確率を算出し、個々の種の生息域内のコアエリア、バッファエリア、コリドーエリアを特定する。なお、調査にはLIPIと協力しつつ、高度な専門性を持った調査者が実施することが望ましい。F/S調査には、これらの生物調査の結果を十分反映させる必要がある。

(2) F/S 段階の回避策の検討

生物調査結果を基に、コアエリア、バッファエリア、コリドーエリアへの改変ができるだけ少なくなるよう、施設配置計画、工事用道路の配置などを計画する。

(3) F/S 段階の最小化策の検討

回避策の検討の後、十分な回避策を取れなかった箇所には、影響ができるだけ少なくなるよう、工事用車両の移動ルート調整、最小化措置を検討する。

(4) F/S 段階の代償の検討

回避策・最小化策を講じた上でも更に絶滅の可能性が心配される場合は、代償化策を講じる。地表徘徊性動物の移動ルート確保のための橋やトンネル、生物生息地確保のための新たなサンクチュアリの設置、魚類の移動のための魚道など影響の性質と程度に応じた対策を講じることが望ましい。ただし代償措置は、回避策や最小化策と比較すると高価な割に効果の低い措置であり、望ましい対策ではない。代償措置あくまでも最後の手段であり、回避策・最小化策の検討を行わず、安易に代償措置を検討してはならない。

Appendix 2 付表

付表 1 地熱発電所の排水基準⁵⁶

項目	単位	最大濃度
BOD ₅	mg/l	100
COD	mg/l	200
Oil content	mg/l	25
Sulfur as H ₂ S	mg/l	1.0
Ammonia as NH ₃ -H	mg/l	10
Total phenol	mg/l	0.1
Temperature	°C	45
pH		6.0-9.0
Max. effluent volume		1,200m ³ /1,000m ³ production

付表 2 石炭火力発電所のガス排出基準⁵⁷

項目	排出上限値 (mg/m ³)
1. Total Particulates	150
2. Sulfur Dioxide (SO ₂)	750
3. Nitrogen Oxide (NO ₂)	850
4. Opacity	20%

Notes:

- Nitrogen Dioxide is specified as NO₂.
- Particle concentration is corrected around 3% O₂.
- Gas volume in standard condition (25°C and pressure of 1 atm)
- Opacity is used as practical indicator for monitoring and developed to obtain correlation with total particle observation.
- Enforcement of Emission Quality Standard for 95% normal operation time for three months.

付表 3 発電ボイラのガス排出基準⁵⁸

項目	排出上限値 (mg/m ³)
1. Total Particulates	230
2. Sulfur Dioxide (SO ₂)	800
3. Nitrogen Oxide (NO ₂)	1,000
4. Opacity	20%

Notes:

- Nitrogen Dioxide is specified as NO₂.

⁵⁶ Kepmen LH Nomor 09/MENLH/4/1997 tentang Perubahan Kepmen LH Nomor 42/MENLH/10/1996 tentang Baku Mutu Limbah Cair Bagi Kegiatan Minyak dan Serta Panas Bumi.

⁵⁷ Appendix III B, Decree of the State Minister for Environment, KEP-13/MENLH/3/1995 concerning Emission Standards for Stationary Sources

⁵⁸ Appendix I B, II B, IV B, Decree of the State Minister for Environment, KEP-13/MENLH/3/1995 concerning Emission Standards for Stationary Sources

- 7 % oxygen correction for boilers
- Gas volume on dry basis in standard condition (25°C and pressure of 1 atm)
- Opacity is used as practical indicator for monitoring and developed to obtain correlation with total particle observation.
- Enforcement of Emission Quality Standard for 95% normal operation time for three months.

付表 4 その他工業のガス排出基準⁵⁹

Parameters	排出上限値 (mg/m ³)
Non-Metals	
1. Ammonia (NH ₃)	0.5
2. Chlorine Gas (Cl ₂)	10
3. Hydrogen Chloride (HCl)	5
4. Hydrogen Fluoride (HF)	10
5. Nitrogen Oxides (NO ₂)	1,000
6. Opacity	35%
7. Total Particulates	350
8. Sulfur Dioxide (SO ₂)	800
9. Total Reduced Sulfur (TRS)	35
Metals	
10. Mercury (Hg)	5
11. Arsenic (As)	8
12. Antimony (Sb)	8
13. Zinc (Zn)	50
14. Lead (Pb)	12

Notes: Gas volume on dry basis in standard condition (25°C and pressure of 1 atm)

付表 5 特定発生源からの有害廃棄物⁶⁰

Waste Code	Type of Industry/ Activity	Explanation of Waste
D220	Oil and natural gas exploration - Exploration and production - Maintenance of production facilities	- Residues of oil emulsions - Drilling mud - Sludge
D222	Mining	- Heavy metal sludge - Solvents
D223	Steam electric power generation, fly ash, bottom ash	

⁵⁹ Appendix V B, Decree of the State Minister for Environment, KEP-13/MENLH/3/1995 concerning Emission Standards for Stationary Sources

⁶⁰ Peraturan Pemerintah Nomor 85 Tahun 1999 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 18 Tahun 1999 tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun.


付表 6 現地調査記録 (1)

<p>【名称】 Tonsea Lama, Tanggari I, Tanggari II</p>	<p>【調査期日】 2007年10月4日</p>	<p>【写真】</p> 
<p>【種別】 水力（流れ込み式） Tondano 川</p>	<p>【設備容量】 Tonsea Lama: 14.4 MW Tanggari I: 18.0 MW Tanggari II: 19.0 MW</p>	
<p>【環境影響】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 取水施設でのゴミ <p>Tonsea Lama 取水施設の上流域には数多くの宅地が存在し、取水施設上流に多くの生活ゴミが導水路上に浮遊していた。Tonsea Lama 取水施設では、発電施設を稼動するために、これらのゴミをすべて除去しなければならないので、結果的に下流へのゴミ出しは防げている。これらゴミは発電施設からの産物ではなく、本来ならば上流域のゴミ処理場で解決すべき問題である。</p> ● 減水区間の発生 <p>現地調査を行った時刻（13時から15時）では、取水施設で河川水のすべてを取水していたため、取水施設下流への放流が全くない状態になっていた。Tondano 川では減水区間が、Tonsea Lama 取水工から Tanggari II 放流路まで、約 20 km 存在することになる。この状態は下流域の水域生態系にとっては好ましくない状態である。下流放流義務の有無は確認できていない。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: flex-start;">   </div>		

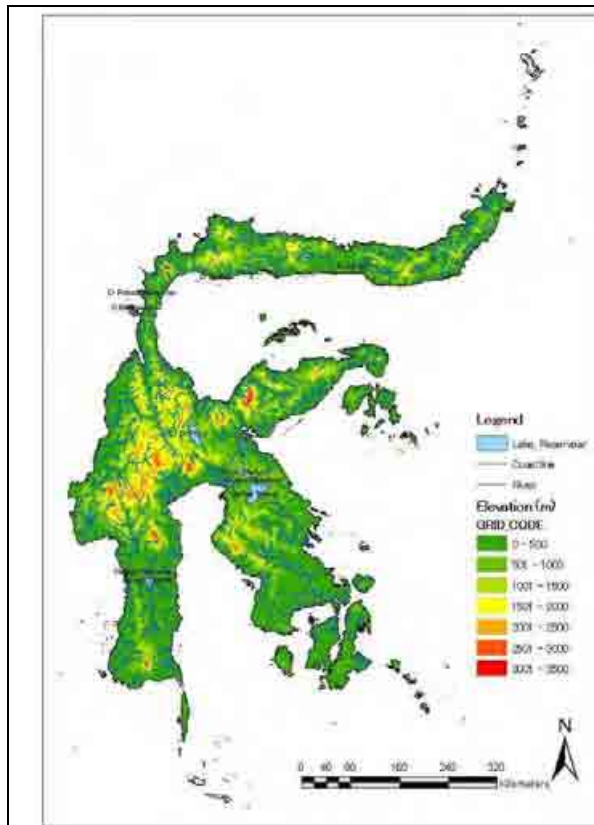
付表 7 現地調査記録 (2)

【名称】 Bitung	【調査期日】 2007年10月4日	【写真】
【種別】 ディーゼル火力発電所	【発電規模】 設備容量 56.6 MW	
【環境影響】 <ul style="list-style-type: none"> ● 地下水汚染の発生 近隣住民からの聞き取りによると、発電施設の稼働を開始してから地下水汚染が発生し、井戸水の使用ができなくなっていた。廃液の適切な処理を行っていれば発生しないはずであり、不適切な運転・管理が行われているものと推測される。 ● 悪臭の発生 近隣住民からの聞き取りによると、風向きによっては発電施設からの排ガスによる悪臭を感じるとのことであった。 ● 廃液・廃棄物の不適切な処理 事業者に対する聞き取りでは、廃液・廃棄物は専門業者に回収・処理を委託しているとのことであった。しかし、近隣住民からの聞き取りによると、発電施設の廃液が雨水排水溝に投棄されることがあるようである。廃液・廃棄物を適切に管理できていないものと推測される。 		

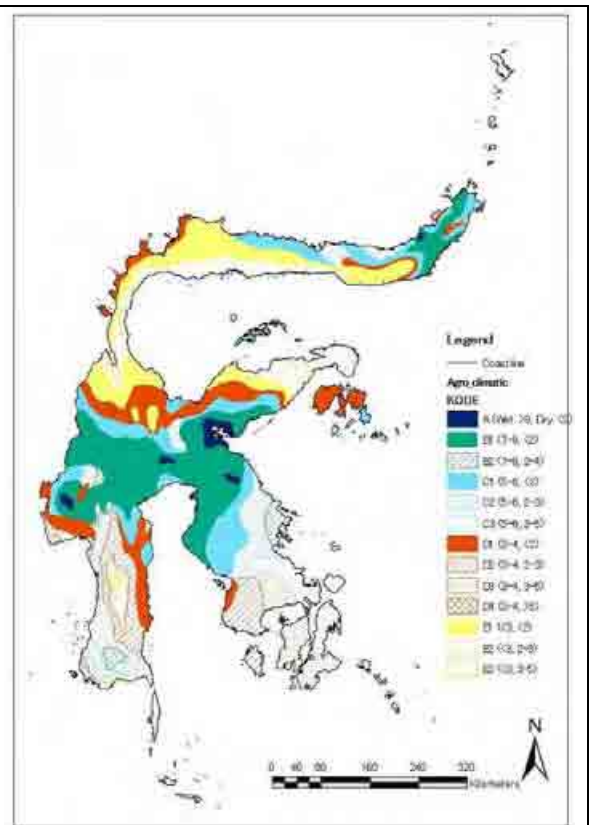
付表 8 現地調査記録 (3)

<p>【名称】 Lahendong</p>	<p>【調査期日】 2007年10月4日</p>	<p>【写真】</p> 
<p>【種別】 地熱発電所</p>	<p>【発電規模】 設備容量 40 MW</p>	
<p>【環境影響】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 水質汚濁 周辺住民への聞き取りによると、多くの魚が死んだことがあるとのことであった。おそらく、地熱発電所建設中に汚水が河川に流れ込んだのが原因であろう。また、住民からは発電所建設前に比べて河川の水質は悪化したとの声が出るが、定量的な議論にはなっていない。なお、発電所建設の前後で周辺水田の米の収穫量に変化はない。 ● 悪臭 周辺住民への聞き取りによると、地熱発電所ができてから時折悪臭を感じるようになったとのことである。 		

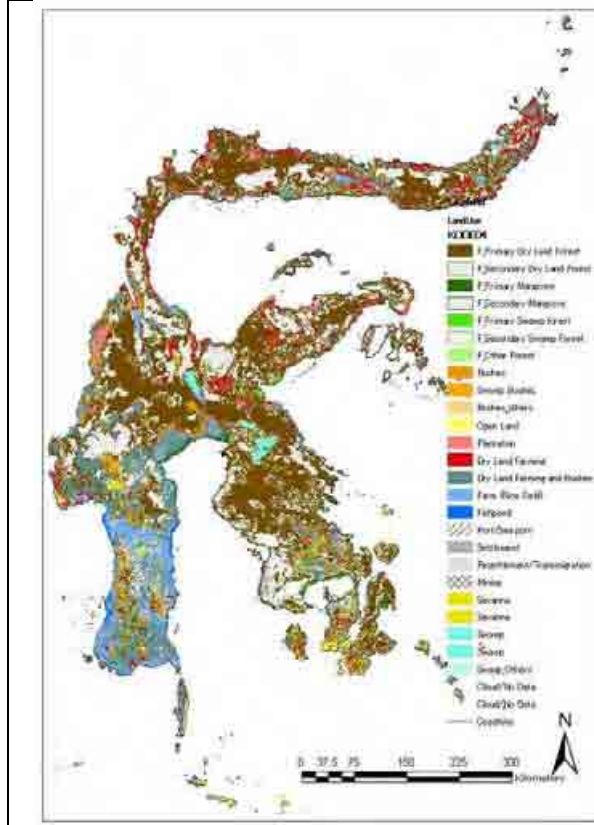
Appendix 3 環境情報地図



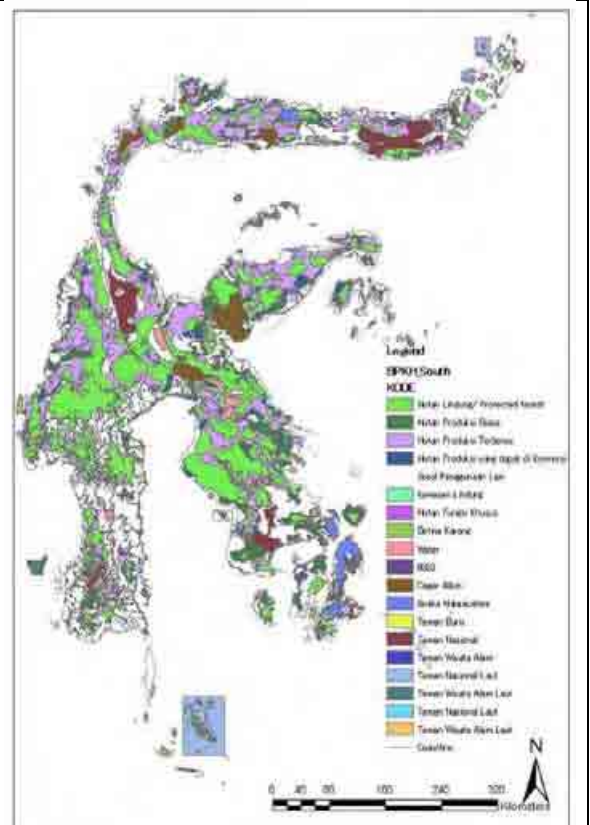
地形図



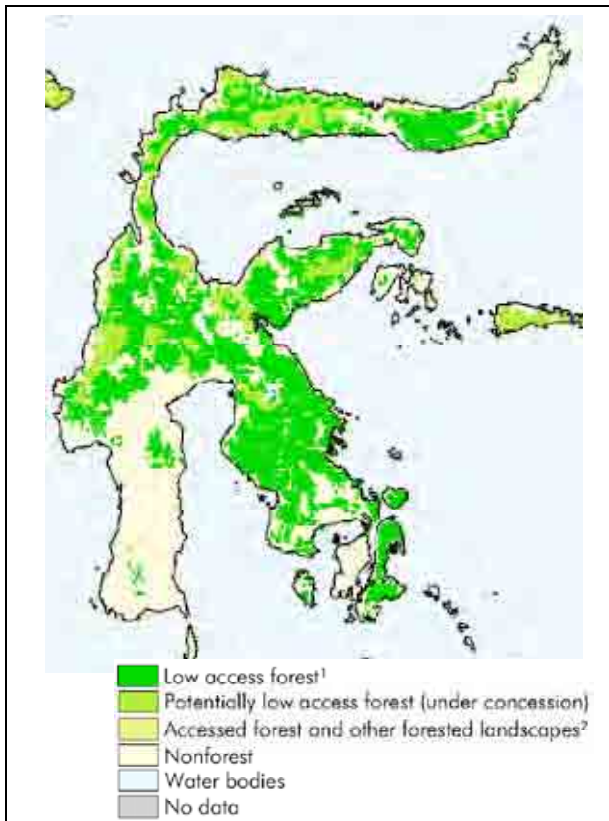
雨季と乾季のパターン



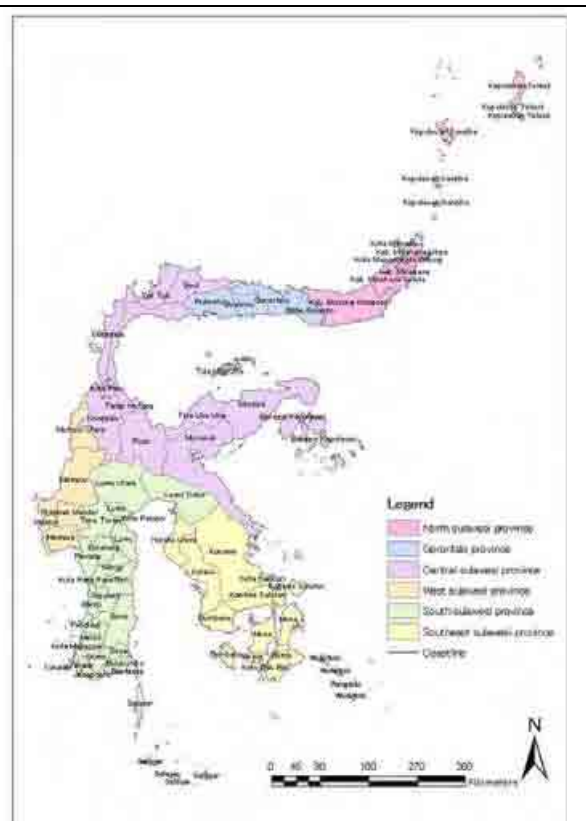
土地利用図



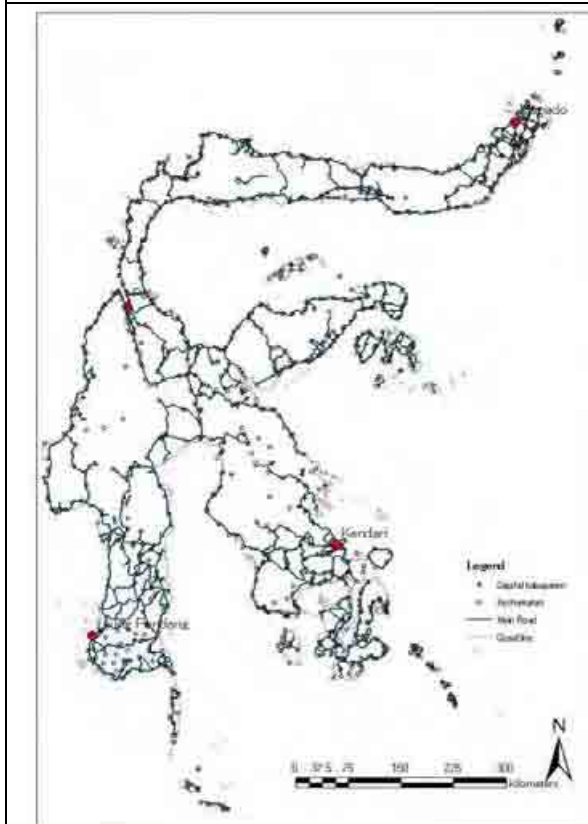
国有林分布図



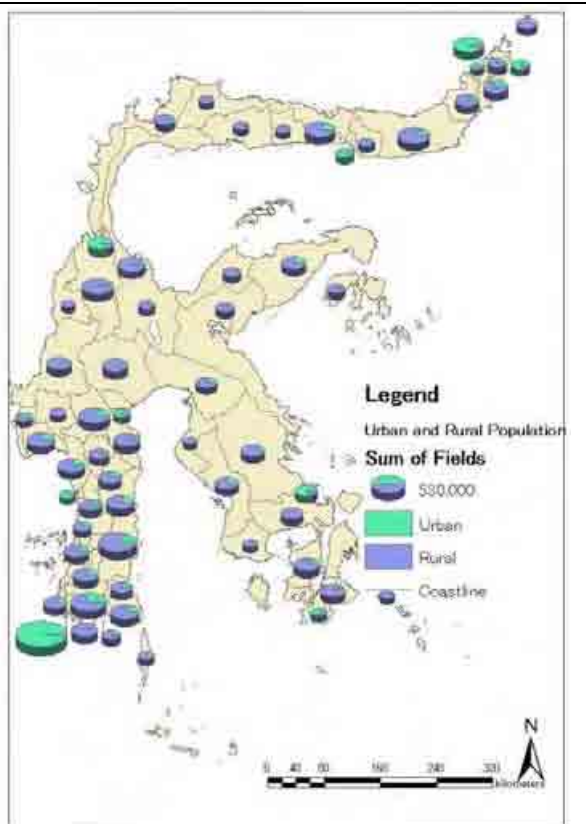
残存森林⁶¹



行政区界図

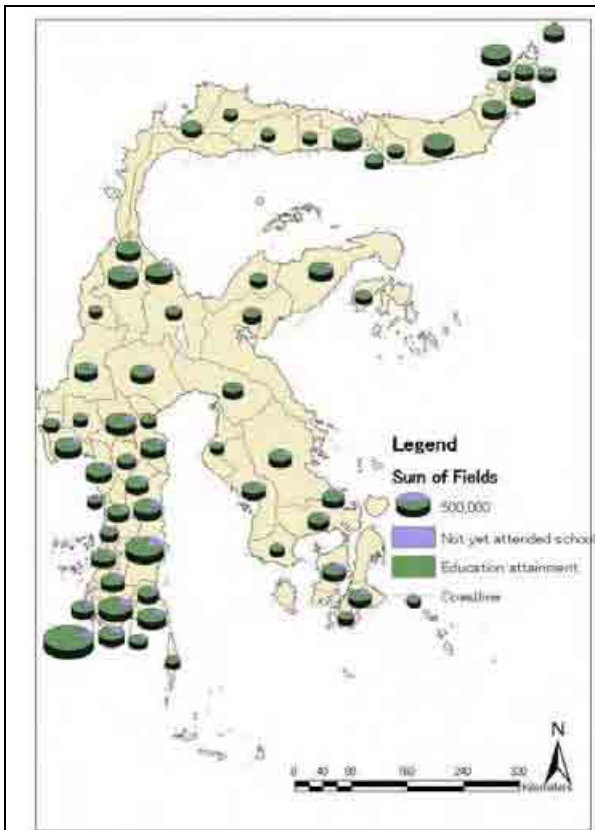


主要道路と都市

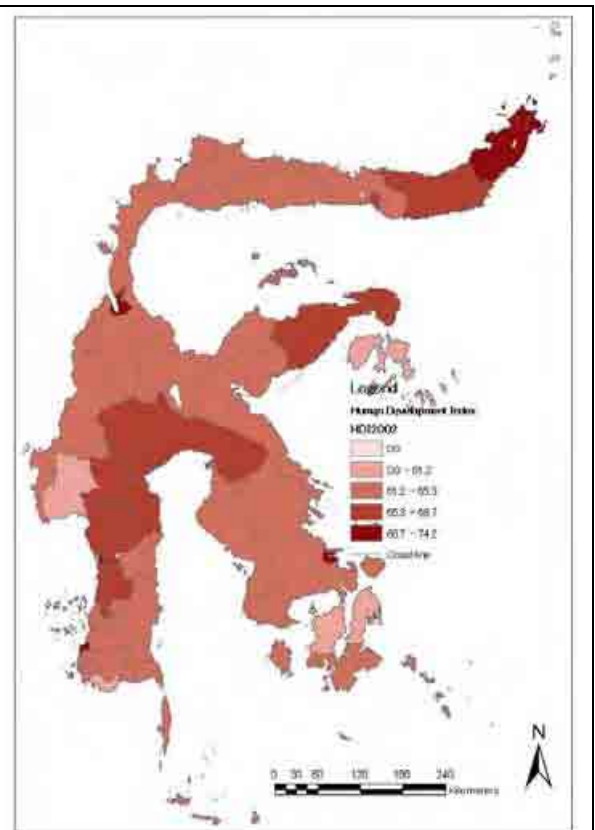


都市人口と農村人口

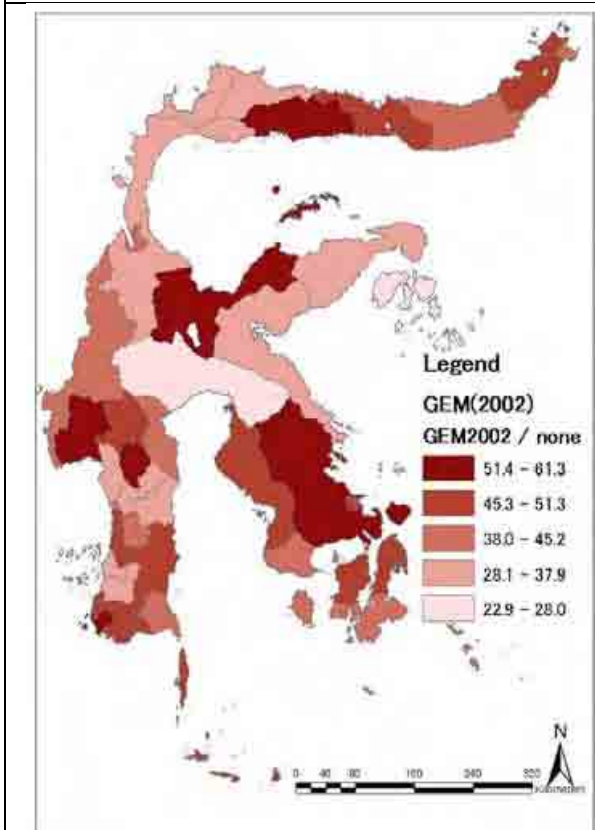
⁶¹ Forest Watch Indonesia/ Global Forest Watch (2002) “The State of the Forest Indonesia”



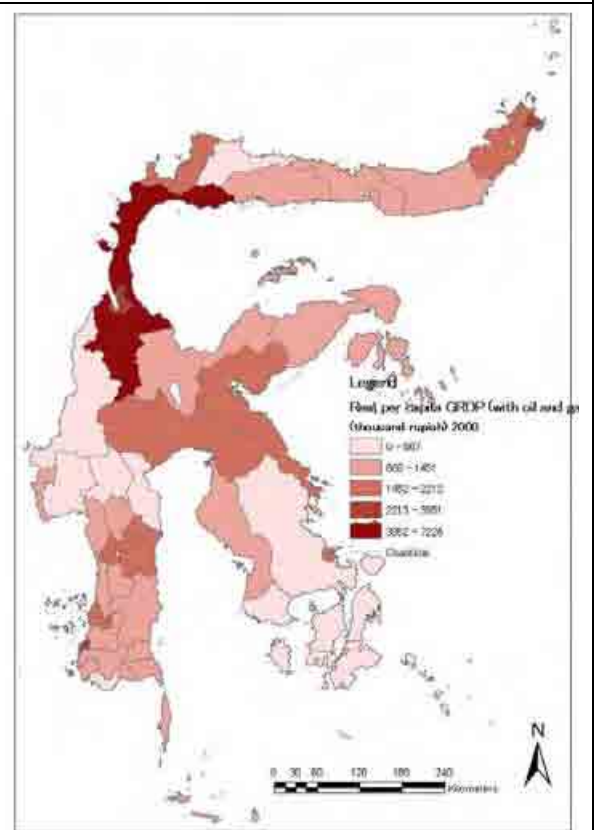
小学校就学率



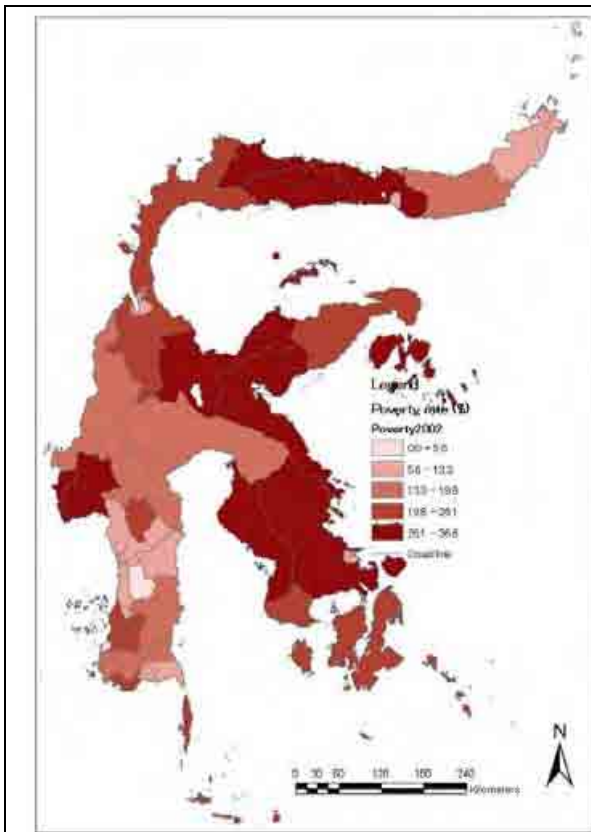
HDI 指標



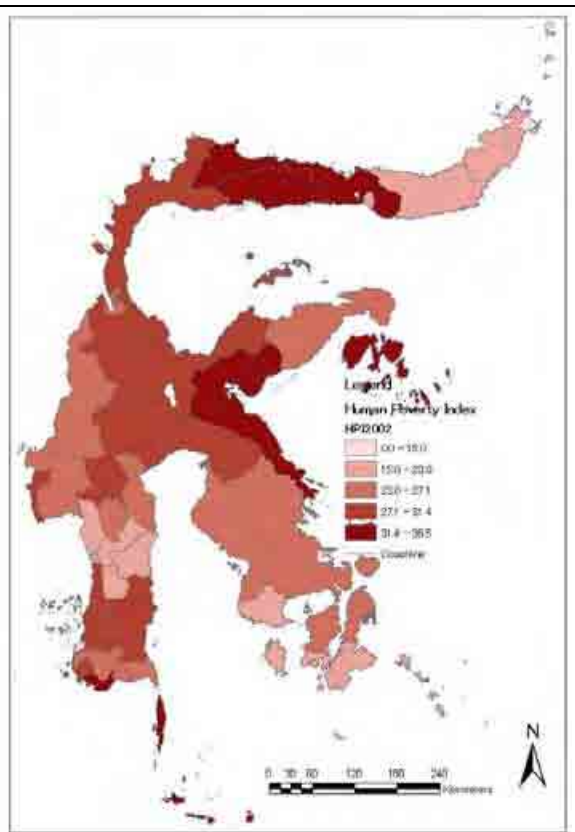
GEM 指標



一人当り GRDP



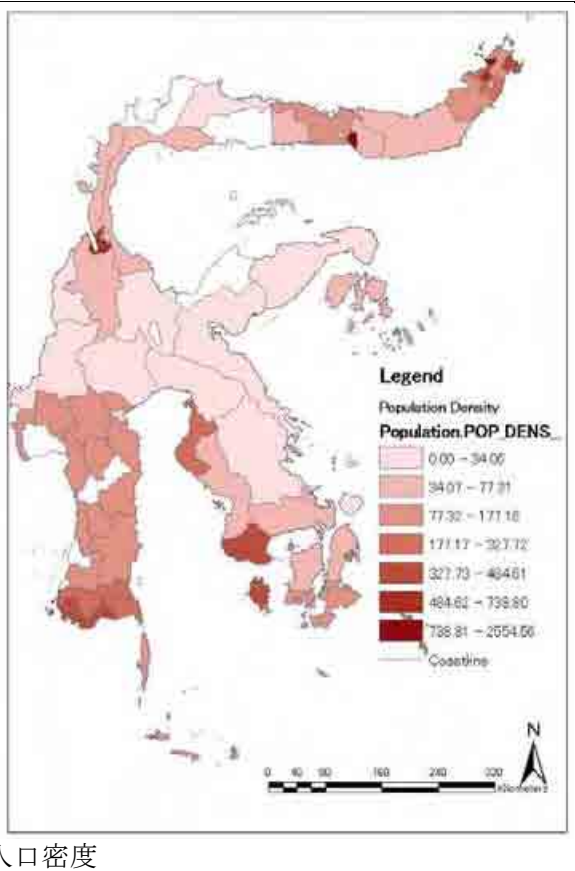
貧困率



Human Poverty Index



民族言語分布



人口密度

Appendix 4 レッドリストカテゴリの定義 (IUCN, 2001)

区 分		定 義
Extinct (EX) : 絶滅		既に絶滅したと考えられる種
Extinct in the Wild (EW) : 野生絶滅		飼育・栽培下でのみ存続している種
Threatened : 絶滅危惧	Critically Endangered (CR) : 絶滅危惧 IA 類	ごく近い将来における野生での絶滅の危険性が極めて高いもの
	Endangered (EN) : 絶滅危惧 IB 類	IA 類ほどではないが、近い将来における野生での絶滅の危険性が高いもの
	Vulnerable (VU) : 絶滅危惧 II 類	絶滅の危機が増大している種
Near Threatened (NT) : 准絶滅危惧		存続基盤が脆弱な種
Data Deficient (DD) : 情報不足		評価するだけの情報が不足している種
Threatened Local Population (LP) : 絶滅の恐れのある地域個体群		地域的に孤立している個体群で絶滅の恐れが高いもの

第8章 最適電力開発計画

8.1 最適な開発シナリオ

電源開発（第5章）、送電開発（第6章）、環境社会配慮（第7章）では、それぞれの観点から二つのシナリオの比較を行ったところ、多くの項目で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好ましいとの結果となった。したがって、総合的に判断して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た。

8.2 最適電力開発計画

8.2.1 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明らかとなった。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が最適なシナリオとなる。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 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）

Year	Peak (MW)	North Sulawesi System						Year	Peak (MW)	South Sulawesi System					
		ST			GT	CCG	Hydro			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	--	21	14	1	No. of Units		4	--	23	5	17	6
		48								55					
Capacity (MW)		10	275	--	525	280	20	Capacity (MW)		40	--	1,150	250	850	1,003
		1,110								3,293					

8.2.2 送電計画

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について、2012年、2017年、2022年、2027年の各断面における系統図は、図 6.6.1～図 6.6.4 に示す通りである。また、設備種別の拡充設備量（送電線および変圧器）を表 8.2.2 および表 8.2.3 に再掲する。

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）

(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 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）

(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	32	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	32	0	0
	275/150 kV	1,100	0	1,500	150

8.2.3 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
全スラウェシ					
(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

8.2.4 電力設備投資額

(単位 : million US\$)

	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
全スラウェシ					
(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

8.3 電気料金と経済財務分析

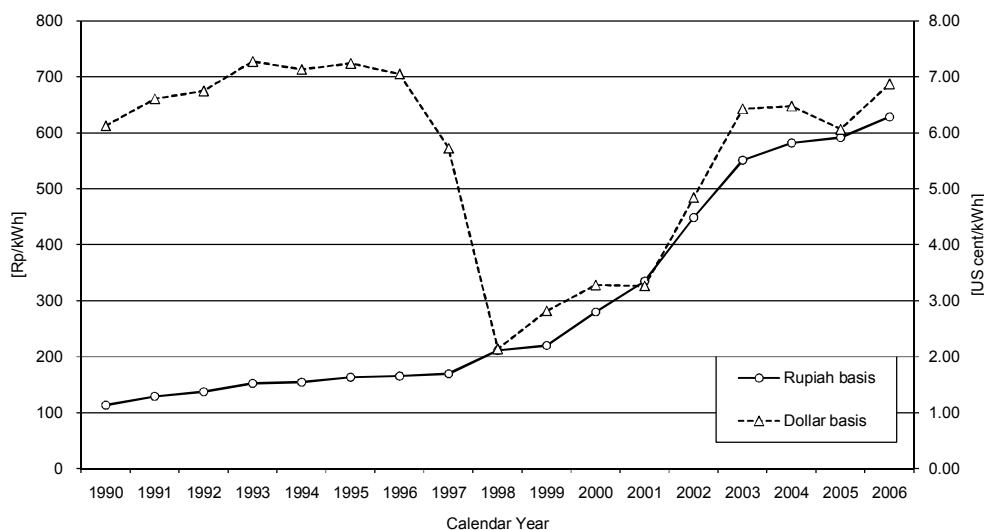
電力開発に係る資金調達について検討するうえで、PLNの自己資金及び借入に対する信用という点のみならず、IPPによる発電電力のオフテイカーとしての債務履行能力という点からもPLNの財務状況は重要である。

電気事業実施体の財務状況は、基本的には電気料金水準及び制度によって決まってしまうため、ここではまず電気料金に関する政策及び体系について概観し、続いてPLNの財務状況について述べることにする。

8.3.1 料金政策

インドネシアの電気料金は、一部の地域⁶²を除き、基本的には全国一律の料金体系に従う。独占的電気事業者であるPLNの販売電気料金については、監督官庁であるエネルギー鉱物資源省に申請され、関係諸機関との協議・調整を経て、大統領の認可をもって承認・決定される。

アジア通貨危機以前は、世界銀行、ADBからの融資条件として、8%のROAを確保し得る電気料金水準が要求されており、また、1995年9月には大統領令68号（1994年10月）に基づき、供給コストを電気料金に反映するための電気料金調整制度（ETAM: Electricity Tariff Adjustment Mechanism）⁶³が導入された。こうした政策の下、安定したインドネシア経済を背景にして、インドネシアの平均電気料金（＝販売収入／販売電力量）は図 8.3.1（実線○印）に示すように、漸増的に調整されてきた。



（出所） "PLN Statistics, PLN" 1990-2006.より作成
但し、為替レートはインドネシア銀行発表の月間平均レートを適用。

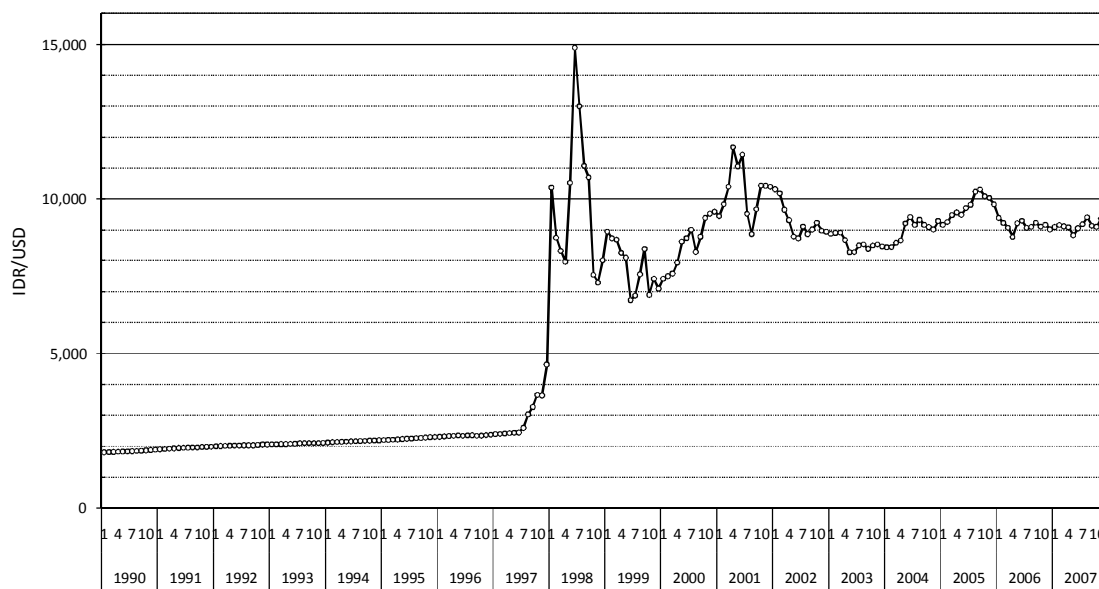
図 8.3.1 PLN 平均販売単価（1990～2006年）

また、為替は図 8.3.2に示すとおりドルペッグ制を維持していたため、ドルベースでの電

⁶² 遠隔地などにおいて地方政府や協同組合が電力供給している地域、独立採算制を導入している一部のPLN支店管轄地域など

⁶³ 四半期毎に消費者物価指数の変動、燃料価格、IPPからの購入価格、インフレ率及び対米ドル為替レートの変動を踏まえて料金の調整を行うもの。

気料金についてもやはり安定的に漸増する形で1993年には7¢/kWhに達し、1997年のアジア通貨危機を迎えるまでこの水準は維持されていた（図 8.3.1中、破線△印）。



(出所) インドネシア銀行資料 (<http://www.bi.go.id/>) より作成

図 8.3.2 対米ドル為替レートの推移（1990年1月～2007年12月）

しかしながら、1997年のアジア通貨危機に際し、インドネシア政府はドルペッグ制を放棄し、変動相場制へ移行した結果、図 8.3.2 に見られるとおりルピアは急激に値を切り下げることとなり、1998年には平均電気料金はドルベースでは2¢/kWhまで低下し、同年7月以降、ETAMは停止されることとなった。同時に、ドルベースでみた電気料金の暴落は、PLNの債務履行を困難せしめた。こうした事態を受けて、インドネシア政府は債務の帳消しに同意し、PLNに対するキャッシュフロー支援を行った上、セクター復興戦略の一部として、2005年までに料金水準を7¢/kWhまで引き上げることとした。

通貨危機後は1997年9月、12月、1998年3月と合計25%の値上げを実施、その後暫くの間は、電気料金値上げもその一因といわれる暴動と政権交代等の混乱の中、値上げは見送られてきたが、2000年に27%、2001年に20%、2002年に34%、2003年に19%と毎年値上げされてきた。2003年は四半期毎に（第三四半期まで）6%ずつの値上げが行われ（図 8.3.1 参照）、2006年の時点で平均販売単価（＝販売収入／販売電力量）はドルベースで6.87¢/kWhと通貨危機前の7¢/kWhに近い水準に回復している。

電気料金に関してインドネシア政府は、通貨危機前の平均7¢/kWhの「経済的水準」への早期回復を当面の目標としており、同水準への回復がほぼ達成されたわけであるが、一方、こうした努力を続けてきたにも関わらず、第2章で述べたような近年の国際的な燃料価格の高騰はPLNの財務状況を更に悪化させている。しかしながら、政府は2009年に予定される次期大統領選までは料金値上げを見送り、政府補助金により対応することとしており、新々電力法の審議ともあわせて料金政策に関する先行きについても不透明な状況にある。

8.3.2 料金体系

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。現行料金体系は表 8.3.1 に示すように、需要家種別として、民生用（Residential）、商業用（Business）、工業用（Industrial）、公共施設用（Social）、官公庁用（Government Office）、公共照明用（Public Street Lighting）の6種類に大きく分類され、それぞれ、契約電力容量（VA）に応じて、定額料金（Capacity Charge）と従量料金（Demand Charge）により構成されている。また、商業用、工業用、公共施設用、官公庁用の大口需要家に対しては、ピーク時（WBP; 18～22時）・オフピーク時（LWBP）の時間帯別従量料金が設定されている。

用途別料金の設計には、供給コストに反して、小口（民生用）需要家の電気料金が平均料金よりも低く抑えられている一方で大口（商業用・工業用）需要家の電気料金が高く設定されているという内部補助（クロス・サブシディ）が組み込まれており、地方電化に対するディスインセンティブ⁶⁴などが懸念される。

電力セクターの合理性・公平性・透明性確保の観点から、世界銀行、ADB、JBICなどの国際機関は、全国一律料金の見直し、発送配電部門の会計分離、内部補助の廃止、自動料金調整メカニズムの導入、等の対策を求めている。

⁶⁴ 株式会社として利潤の追求を求められる PLN が、小規模民生用需要が多く採算性の低い地方部の配電線延伸（電化）を積極的に進める理由はない。

表 8.3.1 PLN の販売電気料金 (2003 年改定)

i) Sosial (Social: 公共施設用)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
S-1 / TR	220VA	--	--	--	--	Monthly fixed charge (Rp):	14,200	14,500	14,800	15,100
S-2 / TR	450VA	8,000	9,000	10,000	11,000	0 to 30 kWh : 30 to 60 kWh : 60 kWh above :	121 200 280	122 235 310	123 265 360	124 300 420
S-2 / TR	900VA	11,000	13,000	15,000	17,000	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	150 225 280	175 255 310	200 295 360	230 340 420
S-2 / TR	1.300VA	22,000	24,000	25,000	27,000	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	215 290 350	230 310 375	250 335 405	270 360 435
S-2 / TR	2.200VA	24,000	25,000	27,000	29,000	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	220 315 365	235 340 390	250 370 420	270 395 455
S-2 / TR	2,200VA to 200kVA	27,000	29,000	30,500	32,000	0 to 60 hrs 60 hrs above	325 380	350 400	380 430	410 460
S-3 / TM	200kVA above	26,000	28,000	29,500	30,500	Block WBP Block LWBP	K x P x 295 P x 295	K x P x 310 P x 310	K x P x 325 P x 325	K x P x 345 P x 345

WBP: Waktu Beban Puncak (Peak Load Tariff)

LWBP: Luar Waktu Beban Puncak (Off-Peak Load Tariff)

TR: Tegangan Rendah (Low Voltage)

TM: Tegangan Menengah (Medium Voltage)

ii) Rumah (Residential: 民生用)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
R-1 / TR	upto 450VA	8,500	9,500	11,000	12,000	0 to 30 kWh : 30 to 60 kWh : 60 kWh above:	163 350 415	166 355 460	169 360 495	172 380 530
R-1 / TR	900VA	16,200	18,100	20,000	23,000	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	225 360 415	240 395 460	275 445 495	310 490 530
R-1 / TR	1,300VA	28,000	28,800	30,100	30,500	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	350 370 430	370 395 465	385 445 495	395 490 530
R-1 / TR	2,200VA	28,000	29,000	30,200	30,500	0 to 20 kWh : 20 to 60 kWh : 60 kWh above:	355 375 440	375 395 465	390 445 495	400 490 530
R-2 / TR	2,200VA to 6,600VA	28,100	29,100	30,400	31,500	--	535	550	560	575
R-3 / TR	6,600VA above	34,260	34,260	34,260	34,260	--	621	621	621	621

iii) Bisnis (Business: 商業用)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
B-1 / TR	upto 450VA	21,000	22,000	23,500	24,500	0 to 30 kWh : 30 kWh above:	248 385	251 405	254 420	257 445
B-1 / TR	900VA	23,500	25,000	26,500	28,300	0 to 108 kWh : 108 kWh above:	370 415	400 442	420 465	440 490
B-1 / TR	1,300VA	26,200	27,200	28,200	29,500	0 to 146 kWh : 146 kWh above:	430 435	450 454	470 473	490 493
B-1 / TR	2,200VA	27,200	28,200	29,200	30,500	0 to 264 kWh : 264 kWh above:	440 475	460 497	480 518	500 540
B-2 / TR	2,200VA to 200kVA	28,500	29,500	30,000	31,000	0 to 100 hrs : 100 hrs above	480 510	500 527	520 545	535 550
B-3 / TM	200kVA above	26,500	27,400	28,400	29,500	Block WBP Block LWPB	K x 410 410	K x 430 430	K x 452 452	K x 475 475

iv) Industri (Industrial: 工業用)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
I-1 / TR	upto 450VA	24,000	25,000	26,000	27,000	0 to 30 kWh : 30 kWh above:	158 325	159 360	160 395	161 435
I-1 / TR	900VA	27,000	29,500	31,500	33,500	0 to 72 kWh : 72 kWh above:	250 330	280 365	315 405	350 465
I-1 / TR	1,300VA	28,000	30,000	31,800	33,800	0 to 104 kWh : 104 kWh above:	390 400	420 430	450 460	475 495
I-1 / TR	2,200VA	28,500	30,200	32,000	33,800	0 to 196 kWh : 196 kWh above:	395 405	425 435	455 460	480 495
I-1 / TR	2,200VA to 14kVA	28,700	30,400	32,200	34,000	0 to 80 hrs : 80 hrs above	400 410	425 435	455 460	480 495
I-2 / TR	14kVA to 200kVA	29,000	31,000	32,500	35,000	Block WBP Block LWPB	K x 395 395	K x 410 410	K x 440 440	K x 466 466
I-3 / TM	200kVA above	26,100	27,800	29,500	31,300	Block WBP: - 0 to 350 hrs: - 350 hrs above: Block LWPB:	K x 387 387 387	K x 412 412 412	K x 439 439 439	K x 468 468 468
I-4 / TT	30,000 kVA above	24,000	25,500	27,000	28,700	--	387	410	434	460

TT: Tegangan Tinggi (High Voltage)

v) Pemerintah (Government Office: 政府機関及び公共街路灯)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
P-1 / TR	upto 450VA	19,000	19,500	20,000	20,500	--	550	560	575	595
P-1 / TR	900VA	24,000	24,200	24,600	25,000	--	590	595	600	605
P-1 / TR	1,300VA	24,000	24,200	24,600	25,000	--	590	595	600	605
P-1 / TR	2,200VA	24,000	24,200	24,600	25,000	--	590	595	600	605
P-1 / TR	2,200VA to 200kVA	24,000	24,200	24,600	25,000	--	590	595	600	605
P-2 / TM	200kVA above	23,300	23,600	23,800	24,000	Block WBP Block LWBP	K x 371 371	K x 376 376	K x 379 379	K x 382 382
P-3 / TR	--	--	--	--	--	--	575	605	635	665

vi) Traksi (Railway: 国有鉄道)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
T / TM	200kVA above	19,600 *)	21,000 *)	23,000 *)	25,000 *)	Block WBP Block LWBP	K x 320 320	K x 340 340	K x 360 360	K x 385 385

vii) Curah (Bulk: PIUKU 向け大口)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
C / TM	200kVA above	23,600	25,000	22,500 *)	22,500 *)	Block WBP Block LWBP	K x 360 360	K x 375 375	K x 350 350	K x 350 350

※ 網掛部は、データの誤りと思われる。

viii) Multiguna (Multipurpose: その他大口)

Tariff Class	Contract Capacity	Capacity Charge (Rp/kVA/month)				Demand Charge (Rp/kWh)				
		1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03	Slab	1-Jan to 31-Mar-03	1-Apr to 30-Jun-03	1-Jul to 30-Sep-03	1-Oct to 31-Dec-03
M / TR / TM / TT	--	--	--	--	--	--	1.300 *)	1.340 *)	1.380 *)	1.415 *)

8.3.3 PLN の財務状況

PLN の平均販売単価は表 8.3.2 に示すとおり段階的に値上げを続けてきた結果、2006 年において Rp. 628/kWh となり、ドルベースで見ると 6.87¢/kWh とアジア通貨危機前の水準にほぼ回復しているものの、一方、供給原価は Rp. 934/kWh であるため大幅な逆ザヤが生じている状況にある。

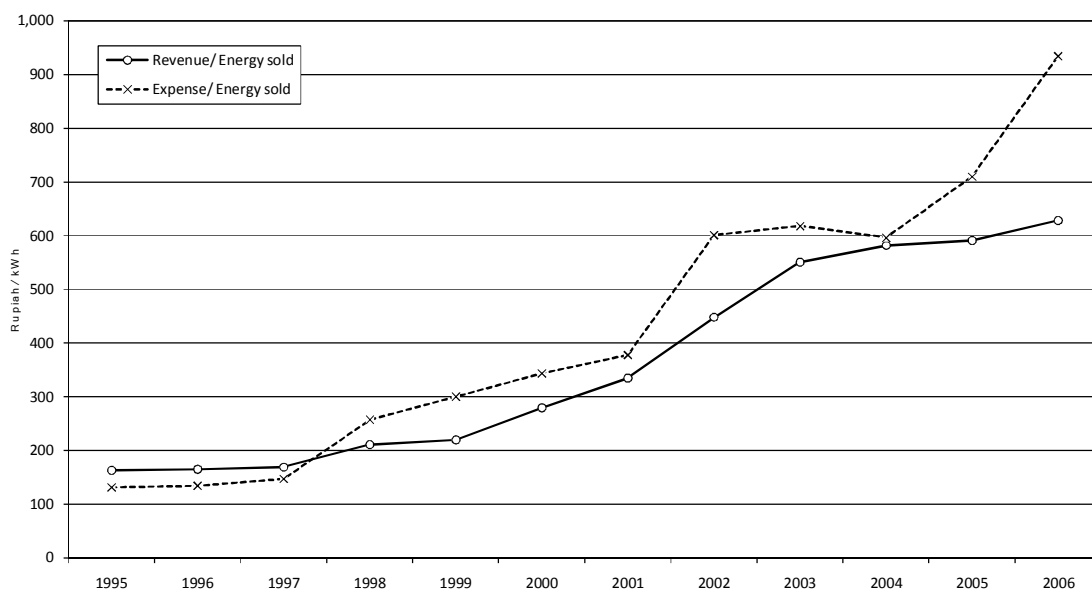
表 8.3.2 PLN の需要家別平均販売単価

(Rupiah/kWh)

Year	Residential	Industrial	Business	Social	Government Office	Public Street Lighting	Total
1990	123.34	91.17	203.66	83.10	137.15	101.30	113.17
1991	125.81	112.51	228.60	98.90	160.64	118.82	129.05
1992	128.85	122.83	237.81	106.88	180.93	131.42	137.12
1993	144.53	135.35	253.56	119.21	208.36	153.52	151.99
1994	146.57	137.75	255.49	122.78	214.25	154.25	154.28
1995	156.83	144.79	264.00	128.16	224.73	167.70	163.01
1996	158.91	146.16	266.04	130.60	225.63	169.05	165.43
1997	161.65	149.70	270.35	130.34	232.07	172.82	169.13
1998	184.40	201.01	305.83	193.32	294.02	238.97	210.94
1999	193.80	208.56	313.47	215.29	316.61	266.07	219.68
2000	207.34	302.52	380.51	231.51	491.93	439.08	279.67
2001	253.65	361.67	451.91	272.47	596.68	484.17	334.55
2002	392.79	442.94	592.77	421.28	692.23	515.37	448.03
2003	522.48	530.32	661.41	538.09	725.90	594.98	550.74
2004	557.76	559.15	682.32	568.65	712.47	638.99	581.75
2005	563.05	569.87	694.71	569.90	730.32	628.72	590.91

(出所) "PLN Statistics, PLN" 1990-2005.

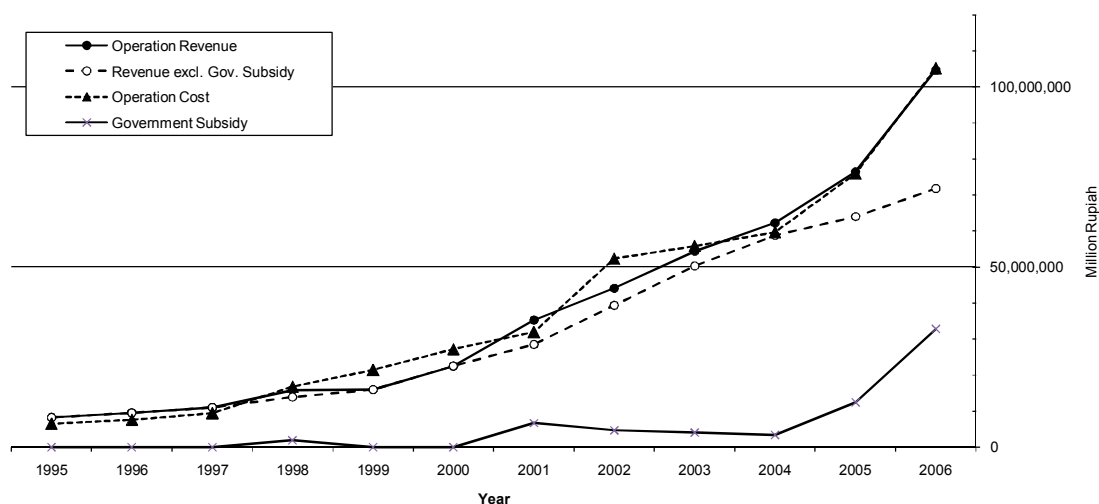
図 8.3.3 は 1995-2006 年までの平均販売単価（販売電力量あたりの販売電力収入）と平均供給コスト（販売電力量あたりの営業費用）を比較して示したものであるが、アジア通貨危機の発生した 1997 年を境に供給コストを回収できない状態が続いていることが見て取れる。前 2 項で述べたように、電気料金を継続的に改定（値上げ）してきた結果、2004 年には収支がほぼ均衡する水準に達したものの、その後、世界的な原油価格の高騰に加えて、料金改定を休止していることもあり、再び収支ギャップは拡大している。2006 年の水準でほぼ 50% のギャップが生じており、第 2 章で述べたような化石燃料価格の動向を踏まえれば、最近の状況は更に悪化していることが容易に推察される。



(出所) "PLN Statistics, PLN" 1990-2005 などより作成

図 8.3.3 販売電力量あたりの収入及び費用

こうした販売単価の収支ギャップにより収入・費用の PLN 全体の総額については図 8.3.4 に示すように、政府補助金により埋め合わされる状況にある。1998 年以降、営業費用 (Operation Cost) が営業収益 (Operation Revenue) を上回る状態が続いており、また、政府補助金の額は、燃料価格の高騰を受け 2004 年から大きく増加し、2005 年には 12 兆ルピア、2006 年には 33 兆ルピアにも達している⁶⁵。



(出所) "PLN Statistics, PLN" 1990-2005 などより作成

図 8.3.4 PLN の営業収益及び営業費用

⁶⁵報道によれば、2007 年度補正予算においては当初予算の 84% 増の 55 兆ルピアが計上されたとのことである。なお、2007 年度当初予算時の歳出総額は約 750 兆ルピアである。

PLN の財務諸表（2001～2006 年）を表 8.3.3～表 8.3.5 に示す。

これまでに述べたようなアジア通貨危機以降の PLN の赤字体質は、ルピアの下落に伴うドル建て費用、即ち、燃料費及び IPP 電力購入費用の増加、ならびに支払金利の増加が主要要因と考えられているが、こうした事態を受けてインドネシア政府は

- ① IPP 電力購買契約の見直し
- ② 債務の資本組み入れ（Debt Equity Swap）
- ③ 電気料金の値上げ
- ④ 資産の再評価

などの対応策をとっている。このうち、①については 8.4.2 項に後述することとし、ここでは②～④について触れる。

まず、③については前 2 項で既に述べたとおりであるが、表 8.3.3 の損益計算書において、近年の燃料費（Fuel and Lubricants）の増加が注目される。特に 2005、2006 年においては販売電力量のうち PLN 自社分（Own Production）がそれぞれ 5.4%、3.6%の伸びであるのに対し、燃料費は 52.5%、69.7%と著しく増加しており、その金額は 2006 年において営業費用全体の約 60%、販売収入の 90%に相当し、IPP 発電分を除いた販売収入を上回っている。2007 年、2008 年は更に状況が悪化しているものと推察されるが、第 2 章で述べたエネルギー価格の予測では、今後も 2006 年の価格水準程度では推移するとの見通しを示されており、かつての電力料金調整制度のような燃料価格の変動を販売価格に転嫁できるメカニズムの導入を含む電気料金制度の見直しとともに、化石燃料への依存度を下げていくような努力も必要であろう。

②はいわゆるデット・エクイティ・スワップであるが、これは 2000 年に実施されており、具体的には延滞金利及びツーステップローンに係るペナルティを政府出資金に転換したもので、ここで取り上げた 2001 年以降の財務諸表には直接的には現れていないが、自己資本を増加させるとともに金利支払額を下げることに成功している。2001 年の金利支払額は表 8.3.3 のとおり約 2.6 兆ルピアであるが、その前年は約 13.7 兆ルピアであった。

また、□の資産再評価については 2002 年に実施され、表 8.3.4 の貸借対照表（バランスシート）においては、固定資産額（Plant, Property and Equipment）が 2001 年の 53 兆ルピアから 2002 年には 186 兆ルピアへと 3 倍以上に膨れ上がっており、同時に表 8.3.3 の損益計算書において減価償却費（Depreciation）が 2001 年の 3.4 兆ルピアから 2002 年には 15.6 兆へと 5 倍近くに増加している。もともと、PLN の固定資産は表 8.3.4 で明らかなように取得原価から減価償却額を控除した額で計上されているが、これら固定資産の大半は外貨建てのローンにより資金調達されたものである。PLN の会計規則では、外貨建てローンはインドネシア銀行（Bank Indonesia）が公表する為替レートの仲値（TTM）に基づき計算され、生じる損益は為替損益勘定（Gain (loss) on foreign exchange）として計上される。したがって、輸入された固定資産の取得原価と（下落したルピアにより再評価された）外貨建てローン額の間には差異を生じることとなる。すなわち、図 8.3.2 のように、アジア通貨危機以前の為替水準（1996 年平均 \$1=Rp.2,347）から 2001 年には 4 分の 1 以下（\$1=Rp.10,263）にルピアは下落しているため、外貨建てローン残高はルピア建てでは（取得時の）4 倍以上となる

のに対し、固定資産の取得価額に変更はなく、この差額が外国為替損益となる。

資産再評価により、電気料金改定などの他の対策のプラス効果を上回って減価償却費が増加したため、損失を計上する状況が続いているが、一方、資産価値の現実的な評価は、電気料金の適正な算定や資産のリプレイス等の再投資を検討するうえでの基本的な情報として重要である。

表 8.3.3 PLN 損益計算書 (2001-2006 年度)

(Unit: million Rupiah)

DESCRIPTION	2006	2005	2004	2003	2002	2001
REVENUES						
Sale of electricity	70,735,151	63,246,221	58,232,002	49,809,637	39,018,462	28,275,983
(annual growth ratio)	11.8%	8.6%	16.9%	27.7%	38.0%	27.7%
Customer connection fees	479,991	439,917	387,083	342,257	302,308	265,858
Government subsidy	32,909,148	12,510,960	3,469,920	4,096,633	4,739,074	6,735,210
Others	602,246	346,226	184,057	182,251	123,510	82,907
Total Revenues	104,726,536	76,543,324	62,273,062	54,430,778	44,183,353	35,359,958
OPERATING EXPENSES						
Fuel and lubricants	63,401,080	37,355,450	24,491,052	21,477,867	17,957,262	14,007,296
(annual growth ratio)	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
Maintenance	6,629,065	6,511,004	5,202,146	4,827,606	3,588,828	2,630,360
Personnel	6,719,746	5,508,067	5,619,384	6,533,182	2,583,290	2,086,330
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
Total Operating Expenses	105,228,150	76,023,601	59,710,767	58,586,498	52,345,592	31,939,387
INCOME (LOSS) FROM OPERATIONS	▲ 501,614	519,723	2,562,295	▲ 4,155,720	▲ 8,162,239	3,420,570
OTHER INCOME (CHARGES)						
Interest income	591,712	212,198	231,789	307,928	665,414	363,856
Interest expense and financial charges	▲ 4,350,579	▲ 4,455,456	▲ 4,485,928	▲ 3,581,495	▲ 2,152,232	▲ 2,619,507
Interest on taxes payable on revaluation increment of property, plant and equipment assumed by the Government	1,863,754	2,795,630	4,659,384	--	--	--
Gain (loss) on foreign exchange - net	1,762,948	▲ 698,637	▲ 1,675,830	1,010,385	2,725,596	▲ 458,948
Others - net	▲ 451,556	▲ 548,017	152,977	222,297	345,646	▲ 139,827
Other Charges - Net	▲ 583,721	▲ 2,694,282	▲ 1,117,607	▲ 2,040,885	1,584,424	▲ 2,854,425
INCOME (LOSS) BEFORE TAX	▲ 1,085,335	▲ 2,174,559	1,444,688	▲ 6,196,605	▲ 6,577,814	566,145
TAX EXPENSE	▲ 2,972,508	▲ 2,746,036	▲ 3,184,503	▲ 1,388,881	▲ 1,814,785	▲ 569,420
LOSS FROM ORDINARY ACTIVITIES	▲ 4,057,843	▲ 4,920,594	▲ 1,739,815	▲ 7,585,486	▲ 8,392,599	▲ 3,275
EXTRAORDINARY ITEM - net of tax	2,129,987	--	▲ 281,551	1,685,404	2,333,041	183,394
NET INCOME (LOSS)	▲ 1,927,856	▲ 4,920,594	▲ 2,021,367	▲ 5,900,082	▲ 6,059,558	180,119
Operation Data:						
Energy Sales (GWh)	112,609	107,032	100,097	90,441	87,089	79,165
(annual growth ratio)	5.2%	6.9%	10.7%	3.8%	3.0%	6.8%
Energy Production (GWh):	133,108	127,370	120,244	113,030	108,360	101,654
- Own Production	101,664	98,177	93,113	90,046	88,068	87,634
(annual growth ratio)	3.6%	5.4%	3.4%	2.2%	0.5%	N/D
- Diesel rent	2,804	3,105	3,154	2,435	1,225	720
(annual growth ratio)	-9.7%	-1.6%	29.5%	98.8%	70.1%	N/D
- Purchase	28,639	26,088	23,978	20,549	19,067	13,299
(annual growth ratio)	9.8%	8.8%	16.7%	7.8%	43.4%	N/D
Network (T&D) Losses (%)	11.45	11.54	11.29	16.88	16.54	13.52
Number of Customers (thousand)	35,751	34,559	33,366	32,151	30,953	29,827

(出所) PLN Financial Statement 2002-2006 より作成

表 8.3.4 PLN 貸借対照表（連結ベース、2001－2006 年度）

(Unit: million Rupiah)

As of December 31	2006	2005	2004	2003	2002	2001
ASSETS						
NONCURRENT ASSETS						
Property, plant and equipment						
- carrying value	257,695,815	224,680,444	217,604,612	207,491,683	201,318,267	71,199,099
- accumulated depreciation	▲ 57,312,559	▲ 47,289,093	▲ 37,820,831	▲ 28,421,314	▲ 15,700,329	▲ 18,150,769
- net of accumulated depreciation	200,383,256	177,391,351	179,783,781	179,070,368	185,617,938	53,048,330
Construction in progress	11,286,322	19,674,782	13,603,539	12,028,719	9,587,301	12,340,035
Long-term investments	591,457	362,212	521,148	312,561	289,886	32,775
Deferred tax assets	64,946	8,363	15,535	1,165,728	--	20,811
Assets not used in operations	1,335,055	2,333,952	2,677,172	2,978,307	4,360,878	2,338,754
Accounts receivable from related parties	1,012,848	1,083,834	879,260	351,116	--	--
Restricted cash in banks and time deposits	3,105,254	345,730	--	--	--	--
Other noncurrent assets	1,317,407	2,148,151	1,633,754	687,776	1,139,103	762,651
Total Noncurrent Assets	219,096,545	203,348,375	199,114,190	196,594,576	200,995,105	68,543,355
CURRENT ASSETS						
Cash and cash equivalents	12,968,420	5,361,749	6,073,057	6,759,657	7,218,517	6,142,461
Short-term investments	981,855	1,415,187	523,961	472,565	641,463	684,669
Trade receivable						
- doubtful accounts	314,973	341,032	228,467	53,391	70,611	79,914
- net of allowance	2,362,125	1,873,836	1,824,695	1,848,813	2,053,296	2,893,600
Other accounts receivable					456,113	89,741
- Related parties			217,008	185,961	--	--
- Third parties			1,197,660	436,596	--	--
Receivables on electricity subsidy	7,261,209	3,660,314	--	--	--	--
Other receivables	196,021	529,770	--	--	--	--
Inventories	4,188,361	3,765,979	2,187,131	2,253,061	2,104,459	1,394,162
Prepaid taxes	191,074	284,766	92,639	61,799	2,012	802
Prepaid expenses and advances	672,208	602,759	563,255	511,893	417,447	157,728
Total Current Assets	28,821,273	17,494,360	12,679,406	12,530,345	12,893,307	11,363,162
TOTAL ASSETS	247,917,818	220,842,735	211,793,597	209,124,921	213,888,413	79,906,517

As of December 31	2006	2005	2004	2003	2002	2001
EQUITY AND LIABILITIES						
EQUITY						
Capital stock - par value of Rp 1,000,000 per share						
Authorized - 63,000,000 shares						
Subscribed and fully paid - 46,107,154 shares	46,107,154	46,107,154	46,107,154	46,107,154	46,107,154	46,107,154
Additional paid-in capital	25,868,016	23,855,892	21,530,462	19,863,834	18,917,340	17,571,443
Revaluation increment in property, plant and equipment	77,640,558	77,640,558	77,640,558	77,640,558	137,599,980	--
Difference due to change in equity of subsidiaries	59,915,695	59,915,695	59,915,695	59,915,695	--	--
Retained earnings (deficit)						
Appropriated	1,894,149	1,894,149	1,894,149	1,894,149	1,894,149	1,894,149
Unappropriated	▲ 71,587,626	▲ 69,659,770	▲ 64,739,175	▲ 62,717,808	▲ 52,434,303	▲ 46,374,745
Total Equity	139,837,946	139,753,678	142,348,843	142,703,581	152,084,320	19,198,001
MINORITY INTEREST IN NET ASSETS OF CONSOLIDATED SUBSIDIARIES	--	--	--	--	3,910	--
NONCURRENT LIABILITIES						
Deferred revenue	6,252,377	5,858,062	5,144,568	4,521,360	3,998,868	3,502,134
Customers security deposits	4,128,328	3,795,907	3,350,142	2,972,290	2,633,025	2,363,026
Deferred tax liabilities	7,426,583	5,369,976	3,173,986	1,193,477	766,550	3,020,650
Long-term liabilities - net of current maturities						
Others payable	417,959	673,663	--	--	9,023,016	104,202
Two-step loans	12,418,581	14,236,914	14,024,968	15,017,505	16,763,996	20,146,895
Government loans	3,830,804	4,147,597	4,464,390	4,781,182	5,326,456	5,742,525
Lease liability	13,230,361	--	--	--	--	--
Bank loans and notes payable	20,504	--	--	69,879	140,320	210,309
Bonds payable	12,775,257	2,091,055	2,090,087	600,000	600,000	600,000
Electricity purchase payable	6,677,417	7,460,450	7,182,769	6,789,080	7,149,588	--
Taxes payable on revaluation increment of property, plant and equipment	--	--	1,941,410	3,917,713	--	--
Employee benefit obligations	11,590,277	10,651,721	10,647,833	9,400,127	--	--
Payable to related parties	132,560	59,156	--	--	--	--
Project cost payables	1,480,459	847,517	232,977	417,487	551,572	748,611
Total Noncurrent Liabilities	80,381,467	55,192,018	52,253,131	49,680,100	46,953,392	36,438,353
CURRENT LIABILITIES						
Trade accounts payable					9,554,282	19,930,392
Related parties	229,064	37,507	38,543	69,231	--	--
Third parties	18,056,485	16,264,383	9,431,824	7,354,957	--	--
Other accounts payable					403,200	306,505
Related parties	--	--	82,930	5,182	--	--
Third parties	--	--	934,041	750,991	--	--
Taxes payable	1,031,529	3,337,836	2,127,205	2,088,359	1,038,689	108,987
Accrued expenses	1,293,259	544,958	515,628	2,523,325	854,298	951,620
Current maturities of long-term liabilities						
Two-step loans	2,007,533	2,603,332	2,786,434	2,567,798	2,509,633	2,463,202
Government loans	316,793	316,793	316,793	443,789	416,651	439,766
Lease liability	757,283	--	--	--	--	--
Bank loans and notes payable	15,874	188,895	239,664	199,368	70,038	69,691
Bonds payable	600,000	--	--	--	--	--
Electricity purchase payable	731,612	151,449	278,190	253,716	--	--
Employee benefit obligations	1,278,434	1,165,993	440,372	484,524	--	--
Other payables	1,380,539	1,285,893	--	--	--	--
Total Current Liabilities	27,698,405	25,897,039	17,191,623	16,741,240	14,846,791	24,270,163
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	247,917,818	220,842,735	211,793,597	209,124,921	213,888,413	79,906,517

表 8.3.5 PLN キャッシュフロー計算書 (2001-2006 年度)

(Unit: million Rupiah)

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES						
Cash receipts from customers	72,603,726	65,587,554	60,159,702	51,938,809	41,155,376	28,996,958
Cash receipts for interest income and current accounts	--	--	--	--	664,090	374,133
Cash paid to suppliers and employees	▲ 60,228,035	▲ 53,966,843	▲ 46,284,621	▲ 39,683,441	▲ 34,868,772	▲ 24,792,031
Cash paid for other operations	▲ 1,020,398	▲ 1,867,757	▲ 1,774,681	▲ 1,948,022	▲ 1,297,089	▲ 1,471,103
Cash generated from operations	11,355,293	9,752,953	12,100,399	10,307,347	5,653,606	3,107,957
Electricity subsidy received	--	3,150,442	2,837,815	4,070,065	4,404,897	6,735,210
Interest and financial charges paid	▲ 1,821,173	▲ 1,723,028	▲ 1,830,656	▲ 2,128,829	▲ 2,134,653	▲ 2,603,289
Interest received	538,229	210,021	230,764	308,714	--	--
Income tax restitution received	1,466	--	--	398	--	--
Payment of taxes on revaluation increment of property, plant and equipment	▲ 2,607,354	▲ 688,959	▲ 1,941,410	▲ 3,641,395	▲ 1,332,237	▲ 15,655
Income tax paid	▲ 627,579	▲ 65,840	▲ 72,462	▲ 42,719	--	3,640
Net Cash Provided by Operating Activities	6,838,882	10,635,590	11,324,450	8,873,580	6,591,613	7,227,863
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES						
Proceeds from sale of property, plant and equipment	11,370	22,282	22,670	5,577	30,955	15,686
Acquisitions of property, plant and equipment, construction in progress and assets not used in operations	▲ 4,643,063	▲ 6,852,193	▲ 9,422,418	▲ 5,543,946	▲ 2,517,780	▲ 1,404,205
Increase in receivables from related parties	▲ 34,012	52,974	▲ 593,886	▲ 125,000	--	--
Increase in long-term investments	▲ 48,786	▲ 5,849	▲ 276,980	▲ 56,310	--	--
Payment of payable on investment in shares of stock	▲ 17,250	--	--	--	▲ 257,111	▲ 6,618
Dividends received	473	--	--	--	--	--
Proceeds from sale of long-term investments	2,000	231	--	--	--	--
Increase in short-term investments	▲ 556,172	▲ 891,226	▲ 42,831	▲ 39,336	--	--
Net Cash Used in Investing Activities	▲ 5,285,440	▲ 7,673,780	▲ 10,313,446	▲ 5,759,015	▲ 2,743,936	▲ 1,395,137
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES						
Proceeds from issuance of bonds	11,560,100	--	1,500,000	--	--	--
Bond issuance costs	▲ 141,206	--	▲ 10,048	--	--	--
Payments of two-step loans	▲ 2,668,297	▲ 2,685,610	▲ 2,469,847	▲ 2,370,037	▲ 2,262,793	▲ 2,578,619
Payments for bonds payable	--	--	--	--	--	▲ 1,000,000
Payments of Government loans	▲ 316,793	▲ 316,793	▲ 443,789	▲ 518,136	▲ 236,800	▲ 691,839
Proceeds of bank loans	34,347	--	160,000	128,912	--	--
Payments of bank loans	--	▲ 237,633	▲ 189,582	▲ 70,023	▲ 69,642	▲ 65,250
Payments for dividends	--	--	--	--	▲ 202,384	--
Proceeds from (settlement of) notes payable	▲ 190,000	180,095	--	--	--	--
Payments of electricity purchase payable	▲ 128,692	▲ 267,447	▲ 244,340	▲ 744,140	--	--
Payment of payable arising from acquisition of property, plant and equipment	▲ 150,520	--	--	--	--	--
Net Cash Provided by Financing Activities	7,998,939	▲ 3,327,389	▲ 1,697,605	▲ 3,573,424	▲ 2,771,621	▲ 4,335,707
NET DECREASE IN CASH AND CASH EQUIVALENTS	9,552,381	▲ 365,579	▲ 686,600	▲ 458,860	1,076,056	1,497,019
CASH AND CASH EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR	5,361,749	6,073,057	6,759,657	7,218,517	6,142,461	4,645,442
Restricted cash in bank	▲ 1,945,710	▲ 345,730	--	--	--	--
CASH AND CASH EQUIVALENTS AT END OF YEAR	12,968,420	5,361,749	6,073,057	6,759,657	7,218,517	6,142,461

8.3.4 スラウェシ島の電気事業収支

販売電力量あるいは売上高でみた、スラウェシ島における PLN の事業規模は、インドネシア全土の 3%（南スラウェシ 2%、北スラウェシ 1%）程度である。表 8.3.6 に示すように、需要家別には、全国平均と比較して、民生用の割合が高い一方、工業用の割合が低く、それぞれジャワ外島部の平均とほぼ同程度の比率である。また、民生用の平均販売価格が低く、このことは小規模な需要家が多いことを示している。スラウェシ島においてはこのような需要構造の特徴を有しているが、全体の平均販売単価は、全国平均あるいはジャワ島のそれと大きくは変わらない。

表 8.3.6 需要家別販売電力量及び売上高（2005 年）

REGION	ITEM		Residential	Industrial	Business	Social	Government	St. Light	Total	Percent
All PLN	Energy Sold	GWh	41,184	42,448	17,023	2,430	1,726	2,221	107,032	100.00
		(%)	38.5%	39.7%	15.9%	2.3%	1.6%	2.1%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	23,188,785	24,189,890	11,825,952	1,384,770	1,260,284	1,396,542	63,246,221	100.00
		(%)	36.7%	38.2%	18.7%	2.2%	2.0%	2.2%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	563	570	695	570	730	629	591	--
Jawa	Energy Sold	GWh	28,982	37,734	12,253	1,813	1,168	1,345	83,295	77.82
		(%)	34.8%	45.3%	14.7%	2.2%	1.4%	1.6%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	16,382,490	21,372,326	8,445,399	1,020,079	828,421	851,655	48,900,370	77.32
		(%)	33.5%	43.7%	17.3%	2.1%	1.7%	1.7%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	565	566	689	563	709	633	587	--
Outside Jawa	Energy Sold	GWh	12,203	4,714	4,770	617	557	876	23,737	22.18
		(%)	51.4%	19.9%	20.1%	2.6%	2.3%	3.7%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	6,805,362	2,817,563	3,381,475	364,690	431,863	544,887	14,345,841	22.68
		(%)	47.4%	19.6%	23.6%	2.5%	3.0%	3.8%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	558	598	709	591	775	622	604	--
All Sulawesi	Energy Sold	GWh	1,756	677	547	104	95	134	3,314	3.10
		(%)	53.0%	20.4%	16.5%	3.1%	2.9%	4.0%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	948,948	392,933	383,766	61,332	72,078	85,526	1,944,583	3.07
		(%)	48.8%	20.2%	19.7%	3.2%	3.7%	4.4%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	540	580	702	589	758	638	587	--
- South Sulawesi (Wil. Sulselrabar)	Energy Sold	GWh	1,124	587	368	64	63	88	2,294	2.14
		(%)	49.0%	25.6%	16.0%	2.8%	2.7%	3.9%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	606,169	329,527	253,839	36,622	46,764	56,123	1,329,046	2.10
		(%)	45.6%	24.8%	19.1%	2.8%	3.5%	4.2%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	540	562	690	572	742	635	579	--
- North Sulawesi (Wil. Suluttenggo)	Energy Sold	GWh	633	90	179	40	32	46	1,020	0.95
		(%)	62.0%	8.9%	17.6%	3.9%	3.2%	4.5%	100.0%	--
	Revenue	Mil. Rp.	342,779	63,406	129,926	24,710	25,315	29,402	615,538	0.97
		(%)	55.7%	10.3%	21.1%	4.0%	4.1%	4.8%	100.0%	--
	Ave. Price	Rp/kWh	542	701	725	617	788	645	604	--

（出所） PLN Statistic, 2005 より抜粋

一方、供給面からは、表 8.3.7 及び表 8.3.8 に示すとおり、販売電力量あたりの供給コストは 2006 年において南スラウェシ支店（Wilayah Sulselrabar）では Rp. 1,109/kWh、北スラウェシ支店（Wilayah Suluttenggo）で Rp. 1,801/kWh と、全国平均の Rp. 934/kWh を上回っており、特に北スラウェシ支店において著しい。

表 8.3.7 PLN 南スラウェシ支店の電力供給コスト (2002-2006 年)

(Unit: Rupiah)

Statement	2006	2005	2004	2003	2002
Purchase of electric power	844,687,839,900	708,937,894,021	613,308,805,202	563,007,672,152	560,014,541,939
Rental of diesel generation set	46,627,365,913	23,546,748,322	19,343,838,086	15,931,908,697	18,622,985,746
Transmission using charge	--	--	--	--	--
Generation function:					
Hydropower generation	48,073,458,667	50,451,778,700	47,373,739,885	44,433,653,704	179,788,200,698
Steam power generation	29,737,479,553	9,208,869,729	23,616,373,357	46,283,806,120	22,550,038,165
Diesel generation	870,563,121,613	429,120,338,908	286,229,183,624	290,086,462,748	351,953,491,163
Gas turbine generation	367,015,471,693	211,685,539,784	121,713,624,690	79,898,642,462	122,302,598,646
Geothermal generation	--	--	--	--	--
Combined cycle generation	--	--	--	--	--
Subtotal	1,315,389,531,526	700,466,527,121	478,932,921,556	460,702,565,034	676,594,328,672
Transmission function:					
Transmission system	60,978,437,504	59,898,420,935	56,103,576,757	51,323,939,452	47,609,162,224
Tele information and data system	15,063,657,756	14,527,984,035	14,732,096,433	6,889,609,602	3,462,526,608
Subtotal	76,042,095,260	74,426,404,970	70,835,673,190	58,213,549,054	51,071,688,832
Distribution function:					
Distribution system	224,472,921,066	215,325,942,124	206,234,616,833	308,383,119,127	295,550,479,366
Distribution dispatcher unit	3,457,812,324	2,460,911,122	2,807,693,436	2,092,668,851	670,369,682
Subtotal	227,930,733,390	217,786,853,246	209,042,310,269	310,475,787,978	296,220,849,048
Customer administration	70,603,281,682	60,052,203,830	58,436,072,689	48,969,370,987	37,329,731,643
Supporting function:					
Administration expense	145,309,345,164	117,380,733,977	110,387,974,907	89,922,818,125	66,897,146,140
Logistic	4,752,490,517	3,660,861,398	4,222,665,886	2,969,117,002	3,111,930,293
Workshop	12,375,852	26,398,625	547,367,226	423,890,145	648,148,706
Laboratory	193,339,200	368,743,995	841,252,001	558,972,382	890,811,416
Technical services	--	--	--	--	8,200,000
Official buildings	1,468,287,504	1,977,166,899	1,381,742,123	921,376,619	1,013,056,090
Communication	3,445,243,336	3,644,823,538	4,365,595,920	4,742,243,042	7,202,285,101
Other services	--	--	--	--	--
Trainings and educations	--	--	--	--	--
Subtotal	155,181,081,573	127,058,728,432	121,746,598,063	99,538,417,315	79,771,577,746
Total	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
Energy sold in kWh	2,468,100,659	2,293,697,614	2,154,221,384	1,996,936,148	1,882,272,277
Operation cost per Energy sold (Rp/kWh)	1,109	834	730	780	914

表 8.3.8 PLN 北スラウェシ支店の電力供給コスト (2002-2006 年)

(Unit: Rupiah)

DESCRIPTION	2006	2005	2004	2003	2002
Electricity Purchase	10,305,298,000	4,403,348,500	--	--	--
Rented Diesel	457,839,597,696	243,961,126,748	152,909,985,909	142,591,552,407	47,581,429,087
Generation:	1,190,181,076,700	678,509,436,685	481,283,960,468	492,089,967,441	768,638,810,020
Hydro	30,368,793,311	31,912,614,367	28,528,846,842	24,424,715,596	28,024,748,779
Steam	--	--	--	--	--
Diesel	1,114,641,248,338	592,139,770,915	400,387,389,519	428,911,254,206	704,996,101,528
Gas Turbine	--	--	--	--	--
Geothermal	45,171,035,051	54,457,051,403	52,367,724,107	38,753,997,639	35,617,959,713
Combined Cycle	--	--	--	--	--
Transmission:	22,477,241,363	20,490,364,691	22,478,281,994	16,440,741,777	13,584,802,684
Transmission System	21,081,947,961	19,709,993,960	22,176,257,951	16,440,741,777	13,584,802,684
Tele Information and Data System	1,395,293,402	780,370,731	302,024,043	--	--
Distribution	147,234,015,029	134,213,810,221	122,495,501,112	206,103,439,109	192,265,164,973
Distribution System	147,234,015,029	134,213,810,221	122,495,134,446	206,103,439,109	192,265,164,973
Distribution Dispatcher Unit	--	--	366,666	--	--
Customer Administration	50,021,028,948	39,251,025,014	33,411,841,614	31,405,296,958	23,584,964,411
Supporting Function:	100,381,450,225	89,504,299,124	75,160,920,755	68,645,076,679	57,223,276,443
- Administration	90,232,969,431	79,625,282,321	64,420,092,957	57,938,220,509	47,563,163,662
- Logistic	5,981,718,545	5,075,736,385	4,845,355,018	4,390,710,064	2,978,159,568
- Workshop	23,870,619	28,481,864	25,780,379	37,602,049	56,573,674
- Laboratory	--	--	--	--	--
- Technical Services	73,597,148	75,497,148	78,418,428	54,638,396	169,080,720
- Official Buildings	1,223,182,863	600,277,104	457,695,892	439,138,402	24,081,548
- Communication	2,846,111,619	4,099,024,302	5,333,578,081	5,784,767,259	4,324,641,252
- Other Services	--	--	--	--	2,107,576,019
- Trainings and Educations	--	--	--	--	--
Total Operational Cost	1,978,439,707,961	1,210,333,410,983	887,740,491,852	957,276,074,371	1,102,878,447,618
Energy Sold (MWh)	1,098,552	1,019,897	952,297	847,973	828,318
Operation cost /Energy sold (Rp/kWh)	1,801	1,187	932	1,129	1,331

PLN では会計分離制度が導入されているわけではないが、支店ごとに財務諸表がまとめられているため、表 8.3.9～表 8.3.12 に南スラウェシ支店及び北スラウェシ支店の損益計算書及び貸借対照表を示す。

前項で述べたとおり、燃料価格の高騰が著しかった 2006 年度においては PLN 全体として燃料費が IPP 発電分を除いた販売電力収入を上回っていたが、表 8.3.9、表 8.3.11 に見られるように、この状況は大規模電源の少ないスラウェシ島においても同様であり、特に、北スラウェシ支店については顕著である。

表 8.3.9 PLN 南スラウェシ支店 損益計算書 (2002-2006 年)

(Unit: Rupiah)

STATEMENT	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
- Sales of electric power (gross)	1,463,887,333,512	1,329,879,099,666	1,261,356,753,459	1,115,349,942,280	844,667,642,747
- Discount	▲ 832,055,105	▲ 833,495,280	▲ 1,349,815,525	▲ 11,962,555,198	--
Government subsidy	684,556,582,367	189,494,288,414	91,204,869,000	--	--
Connection fees	12,972,430,397	11,841,314,633	10,727,280,234	9,965,967,086	9,035,144,115
Other revenue	1,955,378,943	2,049,278,829	6,204,034,945	1,829,812,755	3,366,183,610
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
Electricity purchase	844,687,839,900	708,937,894,021	613,308,805,202	563,007,672,152	560,014,541,939
Rental diesel generation set	46,627,365,913	23,546,748,322	19,343,838,086	15,931,908,697	18,622,985,746
Fuel and lubricant oil	1,131,388,033,782	526,110,759,588	289,634,022,749	254,227,775,142	184,482,603,201
- High speed diesel oil	1,033,154,484,797	472,034,904,235	244,006,671,911	184,527,583,132	150,021,597,920
- Medium fuel oil/ Residual oil	81,358,243,927	37,456,564,020	33,112,921,015	56,992,796,383	24,745,535,873
- Water	3,224,844,620	3,605,056,812	3,771,833,068	4,128,291,340	--
- Lubricant oil	13,650,460,438	13,014,234,521	8,742,596,755	8,579,104,287	9,715,469,408
Maintenance	176,096,046,356	148,838,039,800	120,648,873,216	126,310,325,023	132,735,555,329
- Materials	110,022,882,219	100,067,891,006	80,901,285,574	83,206,091,960	70,554,199,933
- Services	66,073,164,137	48,770,148,794	39,747,587,642	43,104,233,063	62,181,355,396
Personnel Cost	200,973,916,487	170,734,469,872	173,208,059,669	144,912,254,730	102,088,989,274
- Salary and Wages	134,413,308,717	123,626,540,370	136,557,044,463	113,670,957,595	80,800,659,278
- Other Personnel Cost	66,560,607,770	47,107,929,502	36,651,015,206	31,241,297,135	21,288,329,996
Depreciation	244,915,079,682	244,206,981,716	275,143,734,765	388,496,867,565	669,835,315,685
Other cost	91,773,647,124	89,900,466,622	80,358,885,368	63,952,467,908	51,845,712,452
Operating Income	▲ 573,922,259,130	▲ 379,844,873,679	▲ 203,503,096,942	▲ 441,656,104,294	▲ 862,556,733,154
Other Income (Expense)	13,623,702,927	▲ 21,892,333,148	▲ 70,077,057,263	18,262,160,715	251,234,986,149
Interest income	1,606,950,188	1,225,991,205	4,616,647,143	38,227,447,066	199,799,918,989
Other income	11,216,628,892	9,215,491,965			
Loan charge	▲ 7,493,628,564	▲ 7,130,884,182	▲ 9,439,359,166	▲ 12,432,260,342	▲ 16,706,564,457
Pension charge	▲ 7,206,471,934	▲ 5,906,308,245	▲ 4,575,137,051	▲ 3,678,532,948	▲ 1,924,959,840
Other charge	▲ 7,332,630,930	▲ 13,505,194,648	▲ 23,808,996,905	▲ 25,497,699,476	▲ 19,979,154,925
Foreign exchange adjustment	22,832,855,275	▲ 5,791,429,243	▲ 36,870,211,284	▲ 21,643,206,415	90,045,746,382
Net Income	▲ 560,298,556,203	▲ 401,737,206,827	▲ 273,580,154,205	▲ 423,393,943,579	▲ 611,321,747,005

表 8.3.10 PLN 南スラウェシ支店 貸借対照表 (2002-2006 年)

(Unit: Rupiah)

As of December 31	2006	2005	2004	2003	2002
ASSETS					
FIXED ASSETS (NET)	4,401,738,478,614	4,512,075,465,793	4,689,457,211,181	4,936,280,225,953	5,122,173,398,637
Fixed assets (Gross)	6,164,322,011,086	6,022,259,703,415	5,982,750,852,071	5,982,396,989,019	5,793,834,399,800
Accumulated depreciation	▲ 1,762,583,532,472	▲ 1,510,184,237,622	▲ 1,293,293,640,890	▲ 1,046,116,763,066	▲ 671,661,001,163
CONSTRUCTION IN PROGRESS	82,969,583,187	45,565,620,271	75,474,487,792	39,369,782,158	38,070,505,948
INVESTMENT (PARTICIPATION)	--	--	--	--	--
OTHER ASSETS	185,933,436,411	197,209,467,923	108,790,057,047	30,187,589,987	31,821,422,134
Non operating assets	172,990,993,250	184,484,061,253	99,291,511,838	22,400,374,202	26,098,838,593
Other accounts receivable (long-term)	12,552,555,955	12,332,186,118	9,439,378,534	7,673,049,114	5,583,416,874
Deferred cost	389,887,206	389,887,206	--	--	--
Pre payment (long-term)	--	3,333,346	59,166,675	114,166,671	139,166,667
BOND REDEMPTION FUND	--	--	--	--	--
DEFERRED TAX ASSETS	--	--	--	--	--
CURRENT ASSETS	162,847,280,220	141,798,091,964	117,701,069,497	108,060,565,009	125,246,048,906
Cash and cash equivalent	21,635,937,400	14,410,829,486	18,184,342,648	13,505,166,608	25,780,180,254
Short-term investment	--	--	--	--	--
Accounts receivable (Net)	21,629,274,925	22,638,637,830	35,461,748,241	34,133,879,406	29,149,726,034
- Parties with special relationship (Gross)	240,133,000	4,642,018,785	6,432,870,730	4,135,664,341	7,136,457,975
- Elimination (Special relationship)	▲ 7,203,990	▲ 139,260,564	▲ 158,528,026	▲ 169,081,835	▲ 233,509,387
	232,929,010	4,502,758,221	6,274,342,704	3,966,582,506	6,902,948,588
- Third party (Gross)	23,918,738,661	20,215,625,168	31,704,175,041	30,932,466,883	23,294,939,896
- Elimination (third party)	▲ 2,522,392,746	▲ 2,079,745,559	▲ 2,516,769,504	▲ 765,169,983	▲ 1,048,162,450
	21,396,345,915	18,135,879,609	29,187,405,537	30,167,296,900	22,246,777,446
Inventories (Net)	101,454,495,549	92,623,923,605	49,905,879,902	50,137,343,285	58,252,396,247
Money for taxes	--	--	--	--	135,118
Other accounts receivable (short-term)	2,437,388,886	3,114,213,738	6,671,805,150	2,044,667,968	1,867,623,163
	15,690,183,460	9,010,487,305	7,477,293,556	8,239,507,742	10,195,988,090
- Parties with special relationship	15,665,558,459	8,895,945,639	7,477,293,556	8,239,507,742	5,182,747,764
- Third party	24,625,001	114,541,666	--	--	5,013,240,326
TOTAL ASSETS	4,833,488,778,432	4,896,648,645,951	4,991,422,825,517	5,113,898,163,107	5,317,311,375,625
EQUITY AND LIABILITIES					
EQUITY	▲ 560,298,556,203	▲ 401,737,206,827	▲ 273,580,154,205	▲ 423,393,943,579	▲ 611,321,747,005
Retained earnings	▲ 560,298,556,203	▲ 401,737,206,827	▲ 273,580,154,205	▲ 423,393,943,579	▲ 611,321,747,005
MINORITY INTEREST	--	--	--	--	--
INTER UNITS ACCOUNTS	4,968,269,486,803	4,780,392,614,341	4,804,938,824,361	5,051,960,024,542	5,417,749,914,106
DEFERRED EARNINGS	164,430,900,110	152,163,885,677	138,935,873,755	130,973,027,574	120,279,566,928
LONG-TERM LIABILITIES	160,691,185,146	166,491,249,676	159,046,023,317	153,291,001,984	148,927,726,562
Other liabilities (long term)	53,824,156,739	66,226,603,873	69,629,051,420	69,746,968,927	80,767,235,429
Customer guarantee money	105,720,091,506	99,025,729,894	88,126,047,434	81,497,286,909	62,009,196,799
Project cost obligation	1,146,936,901	1,238,915,909	1,290,924,463	2,046,746,148	6,151,294,334
CURRENT LIABILITIES	100,395,762,576	199,338,103,084	162,082,258,289	201,068,052,586	241,675,915,034
Trade obligation	83,944,590,678	142,034,104,881	117,220,854,681	158,998,560,055	212,848,506,388
Pension fund liabilities	2,090,048	28,518,129	32,708,393	86,873,363	199,219,601
Tax liabilities	517,224,958	242,978,511	628,526,502	2,332,922,769	2,016,943,328
Other liabilities	13,103,127,631	54,555,290,490	41,337,893,951	37,112,099,211	24,626,715,043
Unpaid expense	2,828,729,261	2,477,211,073	2,862,274,762	2,537,597,188	1,984,530,674
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	4,833,488,778,432	4,896,648,645,951	4,991,422,825,517	5,113,898,163,107	5,317,311,375,625

表 8.3.11 PLN 北スラウェシ支店 損益計算書 (2002-2006 年)

(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
Government Subsidy	341,958,976,800	84,687,967,116	54,039,791,000	--	--
Connection Fees	6,720,115,072	6,425,744,710	5,611,082,195	4,840,581,497	4,233,048,153
Others	1,122,960,452	1,587,166,447	7,550,511,305	1,134,580,631	1,250,184,822
OPERATION COST	1,978,439,707,961	1,210,333,410,983	887,740,491,852	957,276,074,371	1,102,878,447,618
Electricity Purchase	10,305,298,000	4,403,348,500	152,909,985,909	142,591,552,407	47,581,429,087
Rented Diesel Genset	457,839,597,696	243,961,126,748	--	--	--
Fuel and Lubricant Oil	948,170,265,610	436,798,961,334	257,049,563,301	257,765,260,325	265,617,988,581
- HSD	906,423,151,038	397,924,139,216	219,311,681,604	222,428,340,362	226,194,029,905
- Geothermal	23,865,884,185	22,798,050,720	24,610,678,841	20,632,991,550	25,341,394,046
- Water	1,074,218,695	1,110,397,700	1,174,129,530	785,599,550	417,947,590
- Lubricant Oil	16,807,011,692	14,966,373,698	11,953,073,326	13,918,328,863	13,664,617,040
Maintenance	193,632,339,844	178,894,527,981	128,740,356,378	156,453,346,482	118,724,659,442
- Materials	117,732,262,657	123,178,279,346	93,858,153,846	117,623,269,163	84,740,565,092
- Services	75,900,077,187	55,716,248,635	34,882,202,532	38,830,077,319	33,984,094,350
Personnel Cost	120,729,659,060	104,447,472,002	101,783,904,178	88,030,243,111	59,768,365,931
- Salary and Wages	82,010,457,108	73,450,286,921	80,534,661,593	72,394,426,596	48,824,459,043
- Other Personnel Cost	38,719,201,952	30,997,185,081	21,249,242,585	15,635,816,515	10,943,906,888
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
PROFIT (LOSS) IN OPERATION	▲ 956,715,817,419	▲ 502,094,932,208	▲ 251,678,873,570	▲ 476,262,691,986	▲ 749,414,508,623
OTHER INCOME (EXPENSE)	▲ 7,694,239,977	7,608,583,786	▲ 40,940,562,350	▲ 34,437,890,963	17,092,980,815
- Interest Income	15,773,624,180	29,078,607,832	13,148,249,171	12,423,455,956	7,437,187,998
- Debt Cost	▲ 9,160,709,571	▲ 9,469,313,639	▲ 7,928,782,760	▲ 22,840,418,696	▲ 2,507,879,481
- Pension Cost	▲ 3,142,065,905	▲ 2,440,982,174	▲ 2,643,239,263	▲ 1,890,552,175	▲ 1,161,361,069
- Other Cost	▲ 14,143,003,188	▲ 9,084,620,226	▲ 14,472,456,892	▲ 7,238,351,733	▲ 2,737,725,167
- Exchange Rate Cost	2,977,914,507	▲ 475,108,007	▲ 29,044,332,606	▲ 14,892,024,315	16,062,758,534
PROFIT (LOSS) BEFORE TAXES	▲ 964,410,057,396	▲ 494,486,348,422	▲ 292,619,435,920	▲ 510,700,582,949	▲ 732,321,527,808

表 8.3.12 PLN 北スラウェシ支店 貸借対照表 (2002-2006 年)

(Unit: Rupiah)

DESCRIPTION	31-Dec-2006	31-Dec-2005	31-Dec-2004	31-Dec-2003	31-Dec-2002
ASSETS					
FIXED ASSETS					
Fixed Assets (Gross)	3,954,013,723,209	3,870,762,216,076	3,767,639,810,244	3,546,935,771,123	3,470,749,141,679
Depreciation	▲ 1,366,845,315,895	▲ 1,187,637,329,524	▲ 1,025,486,532,214	▲ 850,689,211,603	▲ 579,629,237,092
Fixed Assets (Net)	2,587,168,407,314	2,683,124,886,552	2,742,153,278,030	2,696,246,559,520	2,891,119,904,587
Construction in Progress	72,067,478,932	67,832,946,281	41,357,614,933	62,655,414,705	23,745,271,127
Shares	--	--	--	--	--
Other Assets	34,440,493,561	32,493,424,791	18,092,797,318	40,386,798,762	7,886,646,956
Obligation/ Sinking Funds	--	--	--	--	--
CURRENT ASSETS					
Cash and Bank	23,148,431,490	17,948,015,098	27,755,789,250	8,781,144,079	7,919,064,164
Temporary Investment	--	--	--	--	--
Accounts Receivables	26,477,876,457	28,279,147,090	25,621,591,379	22,966,935,095	21,974,986,334
Inventories/Materials (net)	52,959,269,803	54,173,345,038	22,905,343,178	25,106,725,088	30,607,413,960
Tax Pre-payment	--	--	--	--	--
Other Receivable (short-term)	3,020,026,704	3,036,294,034	4,071,992,113	3,056,429,874	3,293,271,330
Other Pre-payment	5,363,022,518	4,723,385,163	4,616,216,948	3,871,471,620	2,184,185,013
TOTAL ASSETS	2,804,645,006,779	2,891,611,444,047	2,886,574,623,149	2,863,071,478,743	2,988,730,743,471
EQUITY AND LIABILITIES					
EQUITY					
Pain in Capital	▲ 964,410,057,396	▲ 493,793,406,736	▲ 290,658,404,894	▲ 504,940,910,072	▲ 726,561,854,931
Additional Paid in Capital	--	692,941,686	1,961,031,026	5,759,672,877	5,759,672,877
Capital Gain	▲ 964,410,057,396	▲ 494,486,348,422	▲ 292,619,435,920	▲ 510,700,582,949	▲ 732,321,527,808
INTER UNIT ACCOUNTS	3,204,032,201,888	3,069,571,864,082	3,021,765,125,102	3,206,020,162,511	3,560,804,719,772
RETAINED EARNINGS	85,800,382,698	85,186,098,611	74,026,287,236	63,326,482,125	54,647,186,057
LONG TERM LIABILITIES					
Long Term Loan	--	--	--	--	--
Other Long Term Loan	2,681,931,268	775,642,536	--	--	--
Customer Deposits	52,143,572,412	50,609,416,224	43,722,300,679	38,861,869,858	35,415,327,938
Project Cost Liabilities	2,606,361,311	1,941,251,726	1,561,521,710	2,268,379,563	3,964,260,987
Promissory Liabilities	--	--	--	--	--
CURRENT LIABILITIES	421,790,614,598	177,320,577,604	36,157,793,316	57,535,494,758	60,461,103,648
Accounts Payable	410,320,364,739	164,495,485,541	26,472,087,364	44,017,084,835	50,419,671,817
Retired Fund for Employee	▲ 8,006,282	550,758	7,979,844	2,319,445	388,754
Taxes Liabilities	1,636,867,958	2,073,806,561	935,929,243	4,434,391,956	2,177,733,814
Other Liabilities	7,776,350,931	5,571,122,874	7,011,074,784	4,982,334,837	4,178,947,191
Other Expenses Liabilities	2,065,037,252	5,179,611,870	1,730,722,081	4,099,363,685	3,684,362,072
Other Current Liabilities	--	--	--	--	--
TOTAL EQUITY AND LIABILITIES	2,804,645,006,779	2,891,611,444,047	2,886,574,623,149	2,863,071,478,743	2,988,730,743,471

8.4 資金調達と民間投資促進策

8.4.1 電力開発のための所要資金

第5章及び第6章の検討結果から、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8.4.1のようになる。

表 8.4.1 電力開発所要資金（2008－2027年）

(unit: million US\$)

		2008-2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	合計
i) 経済性優先シナリオ						
南スラウェシ 系統	発電	1,125	507	874	1,263	3,769
	送電	472	23	140	53	689
	計	1,597	530	1,014	1,316	4,458
北スラウェシ 系統	発電	267	199	342	511	1,320
	送電	149	55	23	64	291
	計	416	254	365	576	1,610
全スラウェシ	発電	1,392	706	1,216	1,774	5,089
	送電	621	78	163	118	979
	計	2,014	783	1,379	1,892	6,068
ii) ローカルエネルギー優先シナリオ						
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

PLN では全国一律の電気料金の下、国土の均衡ある発展のため全国濃淡なく電力開発を進めていくこととしており、独立採算制や地域別電気料金制の導入など、スラウェシ島独自で電力開発を進めるための資金調達を行う方策についてはこれまでのところ視野に入っていない。したがって、こうした所要資金の調達・分配については、PLN 本社が権限を有することとなる。

表 8.4.1 に示すとおり、2008－2012 年の今後 5 年間の所要投資額は、年平均で南スラウェシ系統で約 340 百万ドル、北スラウェシ系統で約 80 百万ドルと巨額である。

8.3.1 項で述べたように、PLN の電気料金は長期的には 8% の ROA を確保しうる水準を目指すこととされているが、表 8.4.2 に示すとおり、2006 年 12 月時点の固定資産額は南スラウェシ支店で約 490 百万ドル、北スラウェシ支店で約 290 百万ドルであり、8% の期待利益はそれぞれ、38 百万ドル、23 百万ドル程度に過ぎない。現状の電気料金水準からは黒字確保は困難であるが、仮に現状から 50% 以上の料金値上を行い、黒字体質に転換したとしても、その利益水準に比べて巨額な投資が必要ということになる。また、配電設備を除いた発電・送電設備についてみれば、例えば、南スラウェシ系統の年平均投資額は、減価償却分を無視した取得価額ベースでも既存資産額を上回る。すなわち、当面の間は、既存設備

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 による資金調達のみでは不可能といえることができる。

したがって、第 6 章で述べたように公的部門である PLN としては現在散在する小規模系統を大系統（Sulsel 系統、Minahasa-Kotamobagu 系統）へ連系することを優先し、ディーゼル発電への依存から脱却し、供給原価を下げるとともに、IPP（及び PLN）が利益を確保できる水準に電気料金を引き上げ、発電事業については民間資本（IPP）が参入しやすい環境を整備していくことが現実的な選択肢といえることができる。

表 8.4.2 PLN スラウェシ管内の固定資産評価額

(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。

こうした基本認識のもと、以下に、インドネシアにおける民間投資に関する状況について取りまとめ、課題の整理及び民間投資促進のための提言を行い、次節において我が国からの協力事業の具体策の提案を行う。

8.4.2 IPP を巡るインドネシアの環境

インドネシアでは 1980 年代後半、経済発展に伴う急速な電力需要の増大に対応するため、1985 年の電力法（Law No. 15/1985）において、それまで国営企業（PERUM）の PLN により独占的に行われてきた電力供給事業に民間事業者（協同組合を含む）を EEP（Electricity Enterprise Permit）として位置付け、参入を承認することとなった。

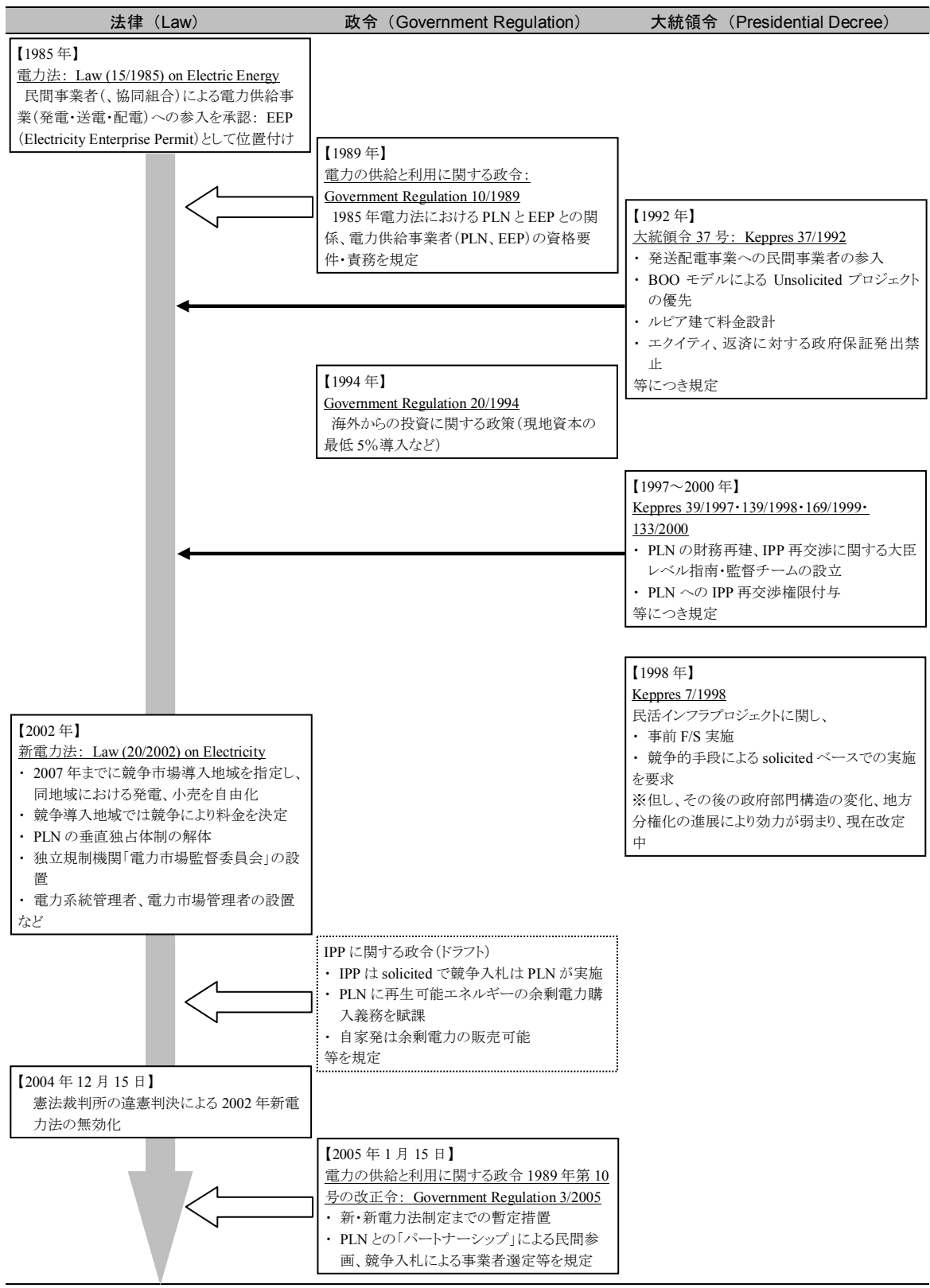
インドネシア初の IPP 公募 (Paiton I & II) は 1990 年に実施され、1994 年 2 月に Paiton I の PPA (Power Purchase Agreement) が締結、その約 14 ヶ月後にファイナンシャル・クローズとなった。1992 年の大統領令 1992 年第 37 号 (Keppres No.37/1992) により多くの IPP プロジェクトが立ち上がり、1997 年の経済危機発生までに 26 件の IPP プロジェクト (計 10,800 MW、投資総額 130~140 億ドル) の PPA 及び ESC (Energy Sales Contract) が締結された。

しかしながら、1997 年のアジア通貨危機により、こうした契約の大部分について大幅な見直しが迫られることとなった。PLN は IPP 事業者とドルベースで電力購入契約を結んでいたが、PLN の販売収入は現地通貨であることから PLN は大幅な逆ザヤの負担を強いられ、財務状況が大幅に悪化した。このため、インドネシア政府は大統領令 (Keppres No. 39/1997) において多くの IPP 案件の中断あるいは見直しを宣言するとともに、電気料金の引き上げ、負債の資本への転換 (Debt Equity Swap)、資産の再評価などの財務リストラ策に着手した。

中断あるいは見直しとされていた IPP については、大統領令 (Keppres No. 15/2003) により PPA の再交渉が再開され、現状、交渉成立 (事業継続) 14 件、契約破棄 7 件、買収 5 件、係争中 1 件となっている。再交渉の結果、当初 6.4~8.5¢/kWh で結ばれていた PPA は 4.2~5.7¢/kWh へと引き下げられた。

電力セクターの構造改革を定めた新電力法 (Law No.20/2002) において、IPP プロジェクトに関する細則は対応する政令 (Government Regulation) において規定されることとなっていたが、2004 年 12 月の憲法裁判所の違憲判決により新電力法自体が反故となり、結局、制定には至っていない。

図 8.4.1 に、IPP に関わる関連法規制の変遷を示す。



(出所) 経済産業省「アジア電力セクター開発支援」報告書に一部加筆・修正

図 8.4.1 IPP 関連法規制の変遷

8.4.3 東南アジア周辺国との投資環境の比較

電気事業の規制緩和・自由化の流れは、IMF、世界銀行、アジア開発銀行などの国際機関の指導下で、東南アジア諸国にも波及し、各国で国営電力会社の民営化や競争市場の導入などを含む電力セクター改革が推進され、民間資本を導入したインフラ整備への移行が図られつつある。

こうした状況下で、海外投資家の立場からインドネシアへの電力投資を考える場合、タイ、ベトナム、フィリピンなどの東南アジア周辺諸国は比較検討の対象となるであろう。例えば、米投資銀行の Goldman Sachs は、BRICs 諸国に続く経済発展が期待できる 11 カ国の新興経済発展国家群 (Next 11⁶⁶) として、東南アジアからインドネシア、ベトナム、フィリピンの 3 カ国を挙げている。また、日本の BRICs 経済研究所では、ポスト BRICs の最有力グループとして VISTA⁶⁷ を提唱している。こうした意味では、ASEAN 諸国は一つの経済圏としての共存共栄が期待されると同時に、(有限の) 海外投資の招致という意味ではライバル関係にあるということができよう。

一方、我が国の立場からは、電気事業規制緩和・自由化の進展や、電力需要の伸びの鈍化と相俟って、日本企業が東南アジア諸国を中心に海外への電力投資に大きな関心を寄せており、経済産業省では 2003 年に「アジア電力タスクフォース」を設置し、インドネシア、フィリピン、ベトナム、タイの 4 カ国を取り上げ、各国の電力セクターの改革の動向と投資・事業環境としての問題点等の整理、係る状況下で採りうるビジネスモデルの検討等が行われ、2004 年度に報告書⁶⁸として取りまとめられている。

以下は、同報告書における議論に従い、最近の状況に基づき、必要に応じてデータ等のアップデートを行ったものである。

表 8.4.3 に比較検討の対象とした、インドネシア、ベトナム、フィリピン及びタイの 4 カ国 (以下、「東南アジア 4 カ国」) の概況を示す。

表 8.4.3 からは、国民 1 人当りの GDP や販売電力量などの指標で見ると、タイが他の 3 国と比較して 2 倍以上の値となっており、やや先行して経済発展していると見ることができる。また、ベトナムについては、インドネシア、フィリピンと比べて国民 1 人当りの GDP は 2 分の 1 程度であるが成長率は高く、また、販売電力量はほぼ同じ水準にある。このように、これら東南アジア 4 カ国については、タイがやや先行しているものの、ほぼ同程度の経済発展状況にあると言ってよいであろう。

⁶⁶ メキシコ (Mexico)、ナイジェリア (Nigeria)、エジプト (Egypt)、トルコ (Turkey)、イラン (Iran)、パキスタン (Pakistan)、バングラデシュ (Bangladesh)、韓国 (Korea)、フィリピン (Philippine)、ベトナム (Vietnam)、インドネシア (Indonesia) の 11 カ国

⁶⁷ ベトナム (Vietnam)、インドネシア (Indonesia)、南アフリカ (South Africa)、トルコ (Turkey)、アルゼンチン (Argentina) の 5 カ国

⁶⁸ 平成 16 年度開発途上国民活事業環境整備支援事業「アジア電力セクター開発支援」報告書、経済産業省 (委託先: 株式会社三菱総合研究所)、平成 17 年 3 月

表 8.4.3 東南アジア 4 カ国の概況

項目	インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ	日本【参考】
人口(百万人)	222.8	83.1	84.2	64.8	127.8
面積(千 km ²)	1,860.0	329.3	300.0	513.1	377.9
GDP(10 億米ドル)	281.3	45.2	97.6	176.2	4,565
1 人当り GDP(米ドル)	1,262	550	1,159	2,721	35,734
GDP 成長率(%)	5.6	8.4	5.1	4.5	2.8
政体	共和制	社会主義国	立憲共和制	立憲君主制	立憲君主制
通貨	Rupiah (Rp)	Dong (D)	Peso (P)	Baht (B)	Yen (¥)
為替レート(対米セント) ^{※1}	98.40	159.1	0.53	0.39	1.18
電化率(%) ^{※2}	54.1	90.0	71.0	84.7	100
発電設備容量(MW) ^{※3}	27,954	11,340	15,619	26,269	234,963
1 人当り発電容量(kW)	0.13	0.14	0.19	0.41	1.84
発電電力量(GWh) ^{※4}	127,370	52,050	56,568	132,197	969,135
販売電力量(GWh)	107,032	44,921	45,158	120,032	882,559
1 人当り販売電力量(kWh)	480	540	536	1,853	6,908
最大電力(MW) ^{※5}	19,263	9,255	8,629	20,538	170,244
最大電力増加率(%)	1.9	11.7	1.2	6.3	▲0.9
総合販売単価 ^{※6} (現地通貨建て)	591	787	6.89	2.88/2.64	15.8
総合販売単価(米セント換算)	6.00	4.94	12.98	7.41/6.79	13.38

※1 2005 年 12 月時点の値。

※2 (需要家数) / (世帯数)

※3 一般・卸電気事業者及び IPP の発電設備 (自家発除く)

※4 一般・卸電気事業者及び IPP による発電電力量 (発電端)

※5 年間の 1 日最大電力

※6 (販売収入) / (販売電力量)

(出所) 「アジア諸国の電力統計 2005 年度」(社団法人海外電力調査会、2007.9) などより作成

(1) 電力需給の状況

表 8.4.4 に東南アジア 4 カ国の需給状況の現状と見通しを示す。いずれの国においても好調な経済成長を反映して、電力需要についても高成長が持続する見込みであることから、電力不足の回避あるいは改善のために、今後とも大規模な電源投資が必要であると想定されている。

表 8.4.4 アジア 4 カ国の電力需給状況・見通し

		インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ ^(注1)
2003年	設備容量/MW	21,433 ^(注2)	9,895	15,123	24,805
	最大需要電力/MW	17,949	7,366	8,204	18,788
	設備率 ^(注3)	19.4 %	34.3 %	84.3 %	32.0 %
2010年 (想定)	設備容量/MW	45,853	21,684	17,379	37,945
	最大需要電力/MW	36,493	16,910	15,508	30,587
	設備率	26%	22%	12%	24%
	2003年以降の 追加電源	計画中 ^(注4) /MW	約9,300	約6,000	825
^(注5) /MW		約14,000	約7,000	4,150	約6,000

(注1) タイ 想定は2011年の計画値

(注2) 自家発を除く

(注3) 設備率 = (設備容量 - 最大需要電力) ÷ 最大需要電力 × 100

プラントの停止や性能劣化等を考慮した実際の発電能力が不明のため、供給予備力とは異なる。
尚、インドネシア、フィリピンでは地域によって既に供給力不足が顕在化している。

(注4) コミットメント済みプラント + 出資者と交渉中のプラント + 国の長期計画中で場所・定格出力が定められているプラント。

(注5) 国の長期計画を満たすために必要とされる容量のうち、具体的な計画が定まっていないもの。

(出所) 各種資料を基に作成

(2) 電力セクターの構造

東南アジア4カ国の電力供給体制（発電・送電・配電）について表 8.4.5に示す。いずれの国においても発電部門には既にIPPが導入されており、送電は国営企業の一社独占となっている。フィリピンに関しては、電力セクター改革の一貫として、発電・送電のアンバンドリングが行われ、NPCの所有する発電資産の売却が進められており、また、送電部門の事業権（コンセッション）についても民間に売却されることが規定され、2008年現在、その手続きが進められているところである。

表 8.4.5 東南アジア 4 カ国の電力供給体制

	発電	送電	配電(・小売)
インドネシア	PLN (87%) IPP (13%)	PLN	PLN(独占:17,911 MW)
ベトナム	EVN (93%) IPP (7%)	EVN	EVN傘下の配電7社 (地域独占: 6,430 MW)
フィリピン	NPC (29%) IPP (71%)	TRANSCO	民間配電会社 19社 電化組合(EC) 119社 (地域独占: 8,248 MW)
タイ	EGAT (58%) IPP他 (42%)	EGAT	MEA (6,418 MW) PEA (9,962 MW)

※供給規模の数値は2002年現在

(出所) 各種資料を基に作成

(3) 電気料金の推移と料金政策

東南アジア4カ国における平均小売電気料金の推移を、表 8.4.6に示す。インドネシア及びベトナムにおいては、世界銀行等の指導により供給コストを回収し得る料金水準として7¢/kWhへの引き上げが目標とされている。全ての国において、供給コストの電気料金への転嫁（パス・スルー）の実現が目標とされているものの、国民の反対も強く政策的な意図から需要家クラス間の内部補助（クロス・サブシディ）あるいは政府補助金により補填が行われているのが現状である。

表 8.4.6 東南アジア 4 カ国における平均電気料金の推移

年	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
米貨換算(名目) (¢/kWh)										
インドネシア	6.94	3.64	2.62	3.09	2.89	3.22	5.01	5.98	約6.5	
ベトナム			5.06			4.94	5.47			
フィリピン(ルソン)	12.13	11.95	9.75	10.49	10.95	11.07	10.32	10.52		
タイ	5.40	4.88	4.19	4.20	4.42	4.36	4.70	5.01	約6.5	
現地通貨建て										
インドネシア	(Rp/kWh)	165.43	169.13	210.94	219.68	279.67	334.55	448.03	532.39	585
ベトナム	(D/kWh)			703.0			743.6	840.0		(政府は料金引下を示唆)
フィリピン(ルソン)	(P/kWh)	3.18	3.48	3.98	4.10	4.82	5.64	5.32	5.70	(NPC発電料金を平均3.4236¢/kWh引上)
タイ	(B/kWh)	1.37	1.46	1.71	1.59	1.77	1.94	2.02	2.08	2.69 (燃料価格高騰による燃料調整税(FT)分引上)

(出所) 各種資料を基に作成

(4) 電力セクター改革の各国比較

インドネシアを除くフィリピン、ベトナム、タイでは、国営電力会社の民営化、自由化を含む形で電力セクター改革が進められている。インドネシアについては、電力セクター改革を規定した新電力法（法律2002年第20号）が2004年12月に憲法裁判所の判決により無効化されたため、計画されていた国営電力会社PLNの民営化、アンバンドリングについては不透明な状況にある。

いずれの国においても、発電部門には何らかの形で競争導入がなされる計画である。フィリピンでは、小売部門の自由化までもがセクター改革関連法(EPIRA⁶⁹: 電力産業改革法)にて規定されているが、改革の進捗は全体的にかなり遅れ気味である。

表 8.4.7 に、4カ国の電力セクター改革の概要を示す。インドネシアについては、無効化された新電力法の下で計画された内容についても付記している。

⁶⁹ Electric Power Industry Restructuring Act

表 8.4.7 アジア 4 カ国の電力セクター改革の概要

	インドネシア		ベトナム	フィリピン	タイ
	現 状	Law No.20/2002無効化以前の計画			
1人あたりGDP (2005年名目ドル)	1,262		550	1,159	2,721
1人あたり設備容量 (kW)2005年	0.13		0.14	0.19	0.41
電気事業再編法	「法律1985年第15号: 電力法」 (Law No.15/1985)	「法律2002年第20号: 電力法」 (Law No.20/2002)	電力法は存在しないが、Working Groupにより草案策定、現在審議中	2001年6月、電力産業改革法案 (EPIRA: Electric Power Industry Reform Act.) 成立 *2002年2月に施行令 (IRR) 承認	「民営化マスター・プラン」(98年4月) (閣議承認済み) 法案 (Energy Industry Act) は草案中
アンバンドリング	<ul style="list-style-type: none"> PLN発電部門のうち、ジャバリ地域について、PJB、Indonesia PowerとPJBに分割 更なるアンバンドリングは不可 	発送配電分離予定(最終的には配電から小売も分離) ※ジャバリ系統もしくはバタム島のみ	分割予定(シングルバイヤー制導入)	発送配電分離進行中(配電は旧来より分離)	分割進行中(配電は旧来より分離)
エネルギー政策立案機関	MEMR(エネルギー鉱物資源省)		MOI(工業省)	DOE(エネルギー省)	MOE(エネルギー省)
独立規制委員会	未定	EMSA	MOI内に設立検討中	ERC	EPPO
公益電気事業者(電力公社)	PLN		EVN	NPC/PSALM	EGAT/MEA/PEA
改革のスピード	Law No.20/2002の無効化により中断	漸進的	漸進的	小売競争まで一度に法制化	漸進的
競争導入部門	発電(プロジェクトの競争入札)	卸→卸・小売	卸→卸・小売	卸→卸・小売・メータリング	卸のみ
プール(スポット市場)の設置	—	未定	ADBロードマップでは2010年以降に導入の方針	WESM立ち上げ準備中 ※2005年3月以降まで延期見込	当初設置を計画も、創設を断念(2003年9月)
システムアクセス方式	シングルバイヤー	シングルバイヤー→第三者アクセス(TPA)	シングルバイヤー→TPA	TPA	シングルバイヤー
コード類の整備	未整備	未整備(ドラフト段階)	未整備(現在準備中)	整備済み	電力セクター改革法制定後に整備
手本とした国・地域	N/A	N/A	中国(政府の権限を保持する点) タイ(政府決定の委員会制採用)	米国PJM(米ペンシルバニア州を中心とした電力市場)	N/A
電気料金	<ul style="list-style-type: none"> 段階的値上げにより7US¢/kWh水準には近づいたものの、燃料価格高騰を受け、採算割れ 		<ul style="list-style-type: none"> 世銀は7US¢/kWhへの段階的引き上げを要請 	<ul style="list-style-type: none"> 配電会社ごとにアンバンドル化された料金をERCに申請 	<ul style="list-style-type: none"> 電力料金は長期間かけて徐々に上がっている

	インドネシア		ベトナム	フィリピン	タイ
	現 状	Law No.20/2002無効化以前の計画			
	<ul style="list-style-type: none"> 世銀、ADB、IMFなどは電力料金値上げを求めているが、国民の反対が強く、大統領は2009年の次期大統領選まで料金改定凍結を宣言 		<ul style="list-style-type: none"> 地方における料金値上げは困難 	<ul style="list-style-type: none"> IPPのストランディドコスト、地方電化費用はユニバーサルチャージにより回収 	<ul style="list-style-type: none"> MEAとPEAの間で内部補助あり
既存電気事業者の改革後の影響力	送配電部門はPLN独占を維持	PLNは持株会社として存続	<ul style="list-style-type: none"> EVNが資本を通じて支配 EVNは持株会社 	完全に分割	<ul style="list-style-type: none"> EGATの発送電部門は会計分離の方向
発 電	<ul style="list-style-type: none"> IPP導入済み 新規IPPは、PLNとの「パートナーシップ」により実施 	IPP導入済み	BOT契約を通じたIPPを導入済み	IPP導入済み 現在、NPC資産の売却プロセスを 実行中	IPP、SPP導入済み
IPPシェア (容量ベース)	13%(2003年) ※但し、自家発は除外		7%(2002年末)	71%(2002年末) *NPCとOff-take契約有52% *NPCとOff-take契約無19%	32%(2003年) EGATから分離独立したIPP含む
送 電	PLN が継続	送電会社をPLNより分離し、民営化の予定	<ul style="list-style-type: none"> ADBロードマップでは2010年までに分離の方針を打ち出している 具体的な計画は存在せず 	TRANSCO事業権売却入札手続中	当面はEGATの所有・運営が続く見通し。
(系統運用者)	PLN が継続	未定(EMSAが今後決定)	未定(形態としては、EVNによる継続的实施、独立系統運用者の設置、独立市場・系統運用者の設置の3つのオプション有り)	TRANSCO	第三段階にて独立系統運用者を設置の予定
配 電	PLNが継続	PLN分割予定	EVNが継続的に実施	MERALCOを中心とした民間配電会社(DU)が実施	EGAT民営化後にMEA/PEA民営化(株式公開)予定
株式公開/資産売却	予定なし	PLNの発電/配電・小売部門を民営化予定	政府は2004年中のEVN株式化を示唆 一部の発電所も株式化し、約半分を入札で売却予定	NPCの発電資産を売却中	2004年内のEGAT民営化の目処はたっていない(発電子会社のEGCO、一部発電所は株式公開済み)
IPP、BOTに対する政府保証	92年大統領令により政府保証は禁止 (実際にはサポートレターを发出)		これまでは政府保証あり。但し、 今後は縮小方向	これまではNPCとのPPAに政府保証が与えられていたが今後は 出されない方向	EGATとのPPA 政府保証はなし

(5) IPP 投資の状況

(a) 各国のIPP導入度合い

表 8.4.8に、東南アジア4カ国における現状（2004年）と2010年時点での総設備容量に占めるIPPのシェアを示す。フィリピンでは、国営電力会社NPCとのPPA（Power Purchase Agreement: 電力購入契約）によるIPPと、配電会社との相対契約によるIPPとで、2002年の時点で国内設備容量の7割以上となっており、更に現在進められているNPC発電資産の売却・民営化が完了すれば、ほぼ全ての発電設備が民間資本により運用されることとなる。

表 8.4.8 東南アジア 4 カ国における IPP 導入の現状と見通し

容量シェア	現 状	2010年
インドネシア	13% (2003)	約18%
ベトナム	7% (2002)	約20%
フィリピン	71% (2002)	PSALM資産売却が完了すれば ほぼ100%へ。また新規建設の 投資機会あり。
インドネシア	32% (2003)	約50%

(出所) 各種資料を基に作成

(b) IPP導入に関する規定と今後のIPP調達方法

東南アジア4カ国各国における発電事業への民間資本の参入、ならびに今後のIPPの調達に関わる法規則の概要について表 8.4.9に示す。

表 8.4.9 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

	IPP事業機会	新規電源の調達方法
インドネシア	<ul style="list-style-type: none"> ・ 法律15/1985、大統領令37/1992等 ⇒送配電事業への民間資本参入を承認 ・ 大統領令39/1997他 ⇒通貨危機等に起因するIPPとの契約再交渉 ・ 政令3/2005 ⇒今後の民活電力事業はPLNとのパートナーシップにより実施 	競争入札 *但し、以下に該当するプロジェクトを除く。 (1) 再生エネルギー (2) ガス開発者が発電を行う場合 (Marginal Gas) (3) 石炭開発者が発電を行う場合 (Mine Mouth) (4) 自家発からの余剰電力販売 (5) 電力システムが供給危機の状況にある場合
ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 民間100%案件 *民間100%投資案件に上限規制(総発電容量の20%) ・ EVN等国営事業者とのJVも可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 当面はEVNがプロジェクトを特定 ・ 但し、ADBはシングルバイヤー移行後に競争入札制度の導入を示唆
フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> ・ EPIRA (2001)により、NPC発電資産等の民間への売却を規定 ⇒PSALMが入札を実施中 ・ 新規電源開発については、民間が参画する場合、DOE/ERCと協議のうえ事業計画を策定し、環境審査・地方自治体からの審査を受ける。また、SEC/DTI/BOIの審査・承認も必要。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 旧NPC資産の売却は順次入札実施・新規電源は提案
タイ	<ul style="list-style-type: none"> ・ 90年代の政府によるIPPフェーズI・II公募、EGATによる電源開発計画(4カ所)等により当面の必要発電容量に目処 ・ PDP2004で電源計画が前倒しされたものについては調達入札を行う意向 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新規電源の50%はEGATが建設 ・ 残りの50%は将来設立されるRegulatorによる競争入札 (PPAはEGATと締結)

(出所) 各種資料を基に作成

(6) IPP 投資に関わる事業環境

IPP投資を考える上で、投資ホスト国における一次エネルギー政策、燃料供給体制及び投資に係る手続・制度などの周辺環境は重要である。

東南アジア4カ国における一次エネルギー政策、燃料供給体制、優遇策を含めた投資制度について、それぞれ表 8.4.10、表 8.4.11、表 8.4.12に示す。

表 8.4.10 東南アジア 4 カ国の一次エネルギー政策の概略

	石油	ガス	石炭
インドネシア	<ul style="list-style-type: none"> 国内需要の石油依存度の低減と環境対策 (Blue Sky Policy) のため、石油⇒天然ガス転換を促進 * 国内資源で賄いきれず石油輸入国に * 石油製品への補助金を撤廃 * 補助金撤廃に伴い、発電用に占める石油の割合は2010年までに半減 	<ul style="list-style-type: none"> 国内需要の石油依存度の低減と環境対策 (Blue Sky Policy) のため、石油⇒天然ガス転換を促進 * 十分な国内資源量 卸価格は生産者とプルトミナ間の交渉で決定されるためガス田毎に異なり、必ずしも国際価格に連動していない プルトミナの販売価格は、コスト+αで決定。政府による価格統制なし 	<ul style="list-style-type: none"> 国内価格は国際価格に連動・発電分野では、石油割合の減少によりガスとともにシェアを伸ばす可能性 * 十分な国内資源量
ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> 国内産原油の更なる活用を図る方向 * 国内に精油所がないため、国内産原油はすべて輸出し、石油製品を輸入する状態 * 国内精油所建設計画 (ズン・クアット精油所、2006年以降稼働等) * 2003年財務省は石油製品の輸入関税引き下げを発表 	<ul style="list-style-type: none"> 自国産ガスの生産拡大、活用を図る方向 当面発電用途には国産ガスの活用を重視 海上ガス田開発の活発化、海洋パイプライン敷設の検討 	<ul style="list-style-type: none"> 生産量は1990年代半ばより劇的に増加 生産量の1/3超が輸出向けであり、主な輸出先は中国、日本など ベトナム政府は石炭火力の建設推進 (Vinacoalは今後10年間に7つの発電所建設を計画) 2003年3月、北部Red River Delta地域にて新たな石炭層が発見
フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> 石油のほとんどは輸入 老朽発電所については燃料転換 (石油⇒ガス) を推進 環境面からも石油よりガス利用を促進 	<ul style="list-style-type: none"> バラワン沖ガス田の活用によるガス利用拡大を図る方向 (比国エネルギー政策の最重要課題) * 天然ガス販売価格はLNG輸入価格より安価にし、かつ石炭と競合できるものにする * 陸上ガスパイプライン (Bat-Man I) 建設 * リマイ火力等のガス転換 * 交通部門の環境対策として天然ガス自動車の活用を検討 	<ul style="list-style-type: none"> 国内炭保護のため、石炭輸入者に国内炭一定量買取義務あり。WTOは同制度の撤廃を要請 大半は輸入 (国内炭はカロリーが低くアルカリ分を多量に含み利用しにくい)
タイ	<ul style="list-style-type: none"> 石油のほとんどは輸入 老朽発電所の油⇒ガス転換 環境面からも石油よりガス利用を促進 自給率向上のため、外国との合弁による国内原油開発を奨励 	<ul style="list-style-type: none"> 2001年タクシン首相演説にて天然ガス利用促進の方向性が明確化 ガス輸入依存からの脱却⇒マレーシアとのガス田開発が進行中 	<ul style="list-style-type: none"> EPPOの長期見通しで最も伸び率が高いと目されている 環境面で不利 * ラチャブリプロジェクトでは住民の反発により、サイト及び燃料を石炭⇒ガスへ変更

(出所) 各種資料を基に作成

表 8.4.11 東南アジア 4 カ国における燃料供給体制

		石油	ガス	石炭
インドネシア	供給元企業	プルタミナ		<ul style="list-style-type: none"> ・ 国営石炭公社 (PTBA) ・ コントラクター (国内企業中心) ・ 採掘権所有者 (KPホルダー) ・ 村落共同組合 (KUD)
	国営/民間	国営		国営/民間
	民営化計画等	プルタミナは新石油・ガス法 (2001年)により、規制権限はBP Migasに移管され、下流部門の独占も排除 ※但し、発効後4年間は、国内市場への燃料供給配送責任を負う 2003年6月署名のGovernment Regulation (PP) 31/2003により、プルタミナの有限責任会社 (Persero) 化が決定		採掘は地方政府の認可が必要
ベトナム	供給元企業	Petro Vietnam		VINACOAL
	国営/民間	国営		国営
	民営化計画等	国内石油小売市場はPetrolimex、Saigon Petro、PVTC、PETECの4公営独占状態。外資系は国内企業と組む義務がある。 価格は政府統制だったが、2004年から政府ガイダンスの範囲内で自由に設定できるようになった。 民間の販売市場参入については協議中。		これまでは政府監視下で供給が行われてきたが、2004年からVINACOAL自ら販売できるようになった(消費者と価格を交渉できるようになった)。
フィリピン	供給元企業	PNOC		PNOC
	国営/民間	民営化予定		民営化予定
	民営化計画等	1993年にPNOCの精製・販売部門子会社 Petronが民営化 1998年に下流部門に外資・民間が参入。 2002年時点で石油小売に74社が登録。		発電・セメント産業用途がほとんど
タイ	供給元企業	PTT等	PTT等	Banpu等
	国営/民間	一部民営化	一部民営化	民間
	民営化計画等	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2001年12月に株式の一部を上場 ・ 小売部門ではPTT、Shell、Exxon、カルテックスを合わせてシェア7割。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国内ガス生産最大手はUnocal ・ パイプラインを通じてPTTに全量販売され、PTTが需要家に販売 	<ul style="list-style-type: none"> ・ Banpuはタイ最大の石炭採掘・供給会社。 ・ BLCPなどのプロジェクトに自ら出資。

(出所) 各種資料を基に作成

表 8.4.12 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

	インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ	
投資優遇策	VAT	優遇なし(輸入品、国内製品及び大半のサービスに対し10%)	外資企業の固定資産とするため、又は事業協力契約の実施に向けた固定資産とするため輸入される設備、機械については免除	・ 輸入部品に対する租税免除・原材料、補給品に対する租税免除(通常10%)	優遇なし(10%)
	関税輸入税	・ 資本財の輸入税5% ・ 生産能力2年分の原材料の輸入税5% * BKPM, BKPMDもしくは在外公館により外国直接投資(PMA)の中で承認されたプロジェクトへ適用	固定資産を形成する設備、機械の輸入について輸入税免除	輸入部品に対する関税免除	・ 輸入機械に対する輸入関税の減免 ・ 輸入原材料・部品に対する輸入関税の減免 * 通常は現在量・製品種別に応じて0～30%、機械類は5%
	法人所得税	優遇なし(30%)	・ プロジェクトに応じて一定期間、10%、15%、20%に軽減 * 通常28% ・ 繰越欠損金は5年間控除可	・ 課税所得額、人件費からの追加控除 ・ 大型インフラ工事に対する追加控除 * 通常法人税: 32%	・ 3年から8年間免除するとともに最長5年間にわたり損失を繰越損金として控除可 * 通常は30%
	その他	ITH (Income Tax Holiday) 制度は2000年1月IMFとの合意に基づき撤廃		・ 通関手続き簡素化 ・ ITH制度 * パイオニア分野6年 * 非パイオニア分野4年	
現地資本参加等の条件	・ 最低5%は地場資本 ・ 外資企業は100%外国資本可。しかし、事業開始後15年以内に額面株式の一部をインドネシア国民または事業体に売却		公益事業については、最低40%は比資本 * IPPは公益事業ではない		

(出所) JETRO、ASEANセンター

(7) まとめ

以上に述べた、電力セクター改革、IPP導入実績及びIPPに関する法規制並びにIPP投資に関する事業環境に関する東南アジア4カ国の状況に基づき、IPPへの投資リスクをオフテイクリスク、燃料供給リスク、政策法制変更リスク及び外貨交換・送金リスクに分類し、また、政府保証の発出及び税制面での優遇措置等のIPP事業環境についてまとめると、表 8.4.13のように整理される。また、この結果に従い、各IPPリスクについて各国のリスクカバーの度合いを高・中・低にランク付けしたものが表 8.4.14である。

その結果、インドネシアのIPP投資環境は、東南アジア4カ国において優位性がないと言わざるを得ない。特に、第2章で述べたように、競争市場の導入を柱とした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)のみに認められる⁷⁰こととなり、IPPを含む民

⁷⁰ 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。

間事業の位置付けが不安定・不明確となったこと、また、オフテイカーであるPLNの財務状況が悪いことに加え、PLNの債務に対して政府の保証がない⁷¹ことなどが、インドネシアにおけるリスクカバーの度合いが低い要因として指摘される。

次項において、インドネシアにおけるIPP投資環境に関する課題を整理する。

⁷¹ 但し、これまでのところ、IPPに対するPLNのデフォルトはなく、PLNの損失に対して政府の補助金が投入され、収支のバランスが図られている。

表 8.4.13 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	主要オフテイカーとその位置付け	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 	特になし	特になし

		インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ
			規定あり		
	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
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) 海外投融資財団、2004 年 11 月に一部加筆・修正

表 8.4.14 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

			インドネシア	ベトナム	フィリピン	タイ	
制度的 支援及び 投資環境	IPP 根拠法の有無		×	○	○	○	
	個別 リスク カバー	オフテイクリスク (含む為替変動リスク)	シングルバイヤー制	○	○	○→△	○
			オフテイクカー債務の公的債務性	×	○	○→△	○
		燃料供給リスク	オフテイクカーの燃料供給責任	×	×	○→△	×
		政策・法制変更リスク	オフテイクカーによるバイアウト	△	△	○→△	○
		外貨交換・送金リスク	外貨交換・送金の自由	○	○	○	○
	マクロ経済の信頼度		×	×	×	○	
	総合		×	△	△	○	
政府保証供与状況			△→×	○→×	○→×	×	

注) ○、△および×はリスクカバーの度合を示す。○：高、△：中、×：低（または無し）
 (出所) 海外投融資財団、2004年11月

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

上記の東南アジア4ヵ国における電力民間投資環境の比較検討結果を踏まえ、インドネシア電力セクターへの民間投資上の課題をまとめる。

(1) 法整備面での課題

新電力法（法律2002年第20号）に対する違憲判決後、法的な空白を回避する目的で制定された政令2005年第3号のみでは、今後のIPP事業の位置付けに不透明な部分が多い。

民間事業者は国有企業に誘われた場合のみ参画できることとされているが、IPP事業における民間投資家とPLNのパートナーシップの具体的な形態（JV、O&M契約等）や両者の責任分担及びそれらの決定方法が不明である。

また、発電プロジェクトの競争入札が具体的にどのような形で実施されるかについても、インドネシア・インフラサミット2005では2005年1月中の制定が謳われた「民間セクター参画の選定手続きに関する政令」の制定が遅れを見せており、明らかとなっていない。

(2) 電源開発計画・競争入札手続きに関する課題

インドネシアの今後の民活電力プロジェクトは、競争入札を通じて調達されることとされているが、発電部門への投資は、IPPだけでなくPLN自身によるプロジェクトも並行して進められる。また、インドネシアにおいては、流通設備の未整備により、現在でも発電設備の発電能力をフルには活用しきれていない。このような状況の下、新たなIPPプロジェクトの収益性が、今後の送電投資やPLNによる自己投資分を含む他の発電プロジェクトに大いに左右されることが懸念される。

(3) 自家発・特定供給の位置付けに関する課題

電力の効率的利用の観点から、インドネシア国内に数多く存在する自家発（captive power generation）やチカラン・リストリンド社（PT. Cikarang Listrindo）のような特定供給向け電源からの余剰電力の活用についても検討されるべきであるが、特定供給の操業に係る資格要件や、PLNによる供給バックアップ、余剰電力購入の条件が不明瞭である。

(4) 関連法体系に関する課題

電力法制の中におけるIPP事業の位置付けの不明確さについてのみならず、それ以外にも、電力セクターへの投資に関しては、民活あるいは海外投資全般に関わる法規則の適用や、もはやその実効性に疑念のある法規則の存在、そして法規制の種類多様性等もあり、係る各法規則の対応関係を把握するのが容易でない。

(5) PLNによる買電契約履行に関する課題

IPPの発電電力のオフテイカーとなるPLNの財務状況が悪く、現状のままでは、その債務（IPPへの料金支払）不履行に対するリスクが大きいと言わざるを得ない。

(6) 用地接收に関する課題

過去のIPPプロジェクトの事例では、建設用地や送電設備に関わる用地の接收の一切を投資家サイドが独力で行うことが必要とされており、種々の障害により地元住民との交渉が難航・遅滞するなど、土地収用の問題は投資家にとって大きなリスクとなり、また、発電

コストの上昇にも繋がる懸念される。

(7) 燃料調達に関する課題

法律2001年第22号（石油ガス法）の細則や供給価格に関するプライシング・レジームの未整備により、天然ガスの開発・供給に関しては不確実性が大きく、また、これまでIPPプロジェクトでは、事業者がガスを調達する際には、ガス権益を保有しているガス田、あるいは輸送事業の権益保有者との個別交渉が必要とされ、調達に係る価格、期間の両面で投資家が大きなリスクを負っている。

また、いわゆるクラッシュ・プログラムにおいて、PLNにより10,000 MWの石炭火力電源の開発が進められているのに加え、民間資本による石炭火力開発も期待されているが（第2章参照）過去にSuralaya石炭火力発電所への燃料輸送問題などが起こっており、石炭の確実な調達についても事業者が懸念するところである。

8.4.5 スラウェシ島における民間電力開発促進策

インドネシアにおける民間電力開発に係る課題は以上に述べたとおりであるが、これまでのインドネシアのIPPは需要規模・密度の大きいジャワ・マドゥラ・バリ系統に集中し、スラウェシ島を含む外島部での実績は少ない（後述、表 8.5.1参照）。スラウェシ島においては、既に、Sengkang (CC, 135 MW; PT Energy Sengkang) 及びPare-Pare (Diesel, 2×30 MW; PT Makassar Power) の2箇所のIPPが稼働しているが、本調査において提案する豊富な再生エネルギー資源開発に民間資本の導入を図るために、上記の提言に加え以下の2方策が考えうる。

(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 8.4.15 に再生可能エネルギーの買取義務制度の概要を示す。

表 8.4.15 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	・ 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 8.4.15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、②OBA、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 8.5.1 項において Malea 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。実例として、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である。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る。

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。

8.5 わが国からの協力事業の提案

8.5.1 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⁷²に課題を抱えていると言える。このため、究極的な水力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⁷³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。Bakaru 第 1 (126 MW、南スラウェシ)、Besai (90 MW、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。

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

8.5.2 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 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。

8.5.3 Bakaru 2 水力事業

既存 Bakaru 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

⁷² 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。

⁷³ Hydro Potential Study, 世銀 1978-1982 および Hydro Inventory Study, 世銀 1997-2000.

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。

8.5.4 Malea 水力事業の官民連携開発

(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。

(a) 大きな自然条件リスク

水力開発に伴う自然条件リスクは民間投資家にとって克服が難しい場合が多い。これは、事前に①ダム基礎や導水路トンネルの地質を詳細に把握することが困難であること、②燃料に相当する水量（水文）を完全に知る方法が存在しないこと、および③工期が一般に長いこと、による。

これらの問題は、民間投資家あるいは融資銀行にとって全てリスク増であり、事業形成意欲を萎縮させる結果を招いている。表 8.5.1 は開発が完了し現在商業運転中の大規模 IPP であるが、水力は 1 件もない。これらの IPP 以外に、売電契約（PPA）締結済みの案件が 13 件⁷⁴あるが、水力は Asahan 1（180 MW）の 1 件を数えるのみである。

水力開発に特別優遇措置が取られていないインドネシアでは、水力ポテンシャルに恵まれながら、民間水力開発は極めて難しい状況にあると理解できる。稀に民間水力事業が計画されても、これらのリスクを低減させる目的で、民間投資家は多額の政府保証を求めることになろう。

ボックス 1 水力開発に伴う自然条件リスク

水力発電所の開発は自然条件に大きく依存する。一般火力発電所の自然条件依存度とは決定的な相違がある。すなわち、一般火力発電所が求める自然条件は主に立地条件に留まる場合が多いのに対して、水力発電所はエネルギー自体が自然条件に依存している。

水力案件が民間開発可能となるには、投資家の期待リターンが事業リスクを上回る必要がある。Asahan 2（アルミ精錬事業）やラオスの Nam Theun 2などを例として挙げることができる。

しかし、このような優良水力サイトの存在確率は極めて小さく、特別な措置を講じない限り民間水力開発の大規模な展開を期待することは困難である。

⁷⁴ 設備容量 50 MW 以上。既存 IPP の増設を除く。

表 8.5.1 運転中の IPP

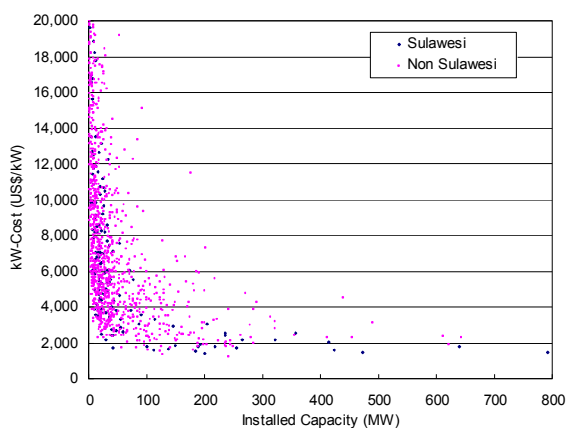
	発電所名	燃料	地域	設備容量	供用開始
1.	Salak 4, 5 & 6	地熱	ジャワバリ	165 MW	1997年10月
2.	Pare - Pare	重油	スラウェシ	62 MW	1998年5月
3.	Cikarang	CC	ジャワバリ	150 MW	1998年12月
4.	Sengkang	CC	スラウェシ	135 MW	1999年3月
5.	Darajat	地熱	ジャワバリ	180 MW	2000年2月
6.	Wayang Windu	地熱	ジャワバリ	110 MW	2000年6月
7.	Paiton I	石炭	ジャワバリ	1,230 MW	2000年7月
8.	Dieng	地熱	ジャワバリ	60 MW	2000年10月
9.	Paiton li	石炭	ジャワバリ	1,220 MW	2000年11月
10.	Palembang Timur	CC	スマトラ	150 MW	2004年9月
11.	Tanjung Jati B	石炭	ジャワバリ	1,320 MW	2006年10月
12.	Cilacap	石炭	ジャワバリ	562 MW	2007年2月

設備容量 50 MW 以上。2007 年 5 月現在。CC はコンバインドサイクル。

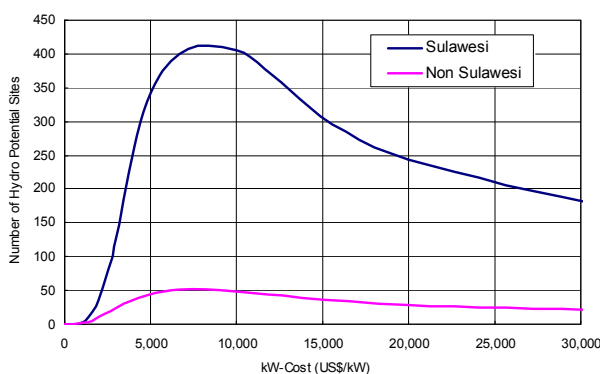
(出所) PLN

(b) 大きな初期費用

PLN が想定する石炭火力発電所の建設単価は kW 当り約 US\$1,100 とされている。(2007 年調査団調べ) これに対し、水力発電所の建設単価は図 8.5.1 に示されるとおり案件ごとに変化するものの、大半が kW 当り US\$2,000 を超えている。US\$2,000 以下の案件は、スラウェシでは 9.4% (全 160 候補中 15 件)、インドネシア全土では 2.2% (1,251 候補中 28 件) に過ぎない。



(a) 散布図



(b) 累加曲線

(出所) ハイドロ・インベントリー調査 (PLN、世銀 2000) を基に調査団が作成

図 8.5.1 水力開発候補案件の計画設備容量と建設単価

燃料費を必要としない水力では、民間開発の場合でも、より高額な初期費用が許容される。しかし、表 8.5.2 に示すとおり定量的な試算を行えば、民間投資家が石炭火力と同等のリターンを得るには水力の初期費用は火力の 60% 増し、即ち kW 当り US\$1,800 がインドネ

シアにおける水力開発の上限参考値となる。同表では評価期間を 30 年としたが、民間投資家の評価期間は大幅に短いことが多い。したがって、更に廉価な建設単価が予想される場合に限って、民間投資家は水力開発を検討することになる。しかし、このような水力開発候補案件は非常に稀な存在と言える。

表 8.5.2 同一リターンを仮定した場合の水力・火力比較

(Unit: US\$ million)

Year	Hydro				Thermal			
	Cost	Income	Net	IRR	Cost	Income	Net	IRR
0	-180	0	-180	-	-110	0	-110	-
1-30	-5	42	37	-	-20	42	22	-
Total	-342	1,261	919	-	-704	1,261	557	-
PV (10%)	-231	396	165	20%	-297	396	100	20%

Capacity: 100 MW
 Annual Energy: 700,800 MWh/yr
 Initial Cost: US\$110 million for coal-fired, US\$180 million for hydro
 Yearly O&M Cost: 3% of the Initial Cost plus fuel cost
 Generation Cost: 2.86¢/kWh for hydro, 2.23¢/kWh for coal-fired
 Annual Fuel: 287,000 ton/yr x US\$60/ton, 6,000 kcal/kg, heat rate 35% (for coal-fired)
 Tariff: 0.06 US\$/kWh
 Annual Income: US\$42 million

(出所) JICA 調査団

(c) ファイナンス組成の難しさ

上述(a)、(b)から、民間水力開発ではファイナンス組成がより困難となる。結果的に、良識ある投資家が開発を断念せざるを得ない水力案件の数は増えざるを得ない。ここに、無謀な水力開発計画の入り込む余地が生まれることになる。すなわち、良識ある投資家が開発を断念した案件候補でも、水力開発経験のない投資家には（一般火力との比較の上で）十分な事業採算性を有するかのごとく映る可能性である。

実際、経験のない投資家が開発権を取得したものの全くファイナンスが進まない水力開発候補案件が散見される。後述する Malea 水力は建設単価 US\$1,631/kW と推定され、水力上限参考値 US\$1,800/kW より廉価だが、開発権を一度取得したとされるローカル企業はファイナンスに成功していない。

ボックス 2 官民連携 (PPP) の定義

英国： 公共サービスに市場メカニズムを導入することを旨に、サービスの属性に応じて民間委託、PFI、独立行政法人化、民営化等の方策を通じて、公共サービスの効率化を図ること。

米国： 政府（公共セクター）と民間セクターとのあらゆる係わり合いと位置付け、伝統的な公共セクターによる活動の全部又は一部が民間セクターにより担われる事象。

日本： 経済成長の源泉として、「市場」と「競争」を通じ、公共サービスの効率性を向上させるとともに、新たな雇用を創出し、新たなサービス産業を創出する公共サービスの民間開放。

以上、出所： 日本版 PPP の実現に向けて、中間とりまとめ、経済産業省・経済産業研究所、日本版 PPP 研究会

アジア PPP 研究会： インフラ建設、行政サービス整備等を、「公」と「民」との間での適正なコスト及びリスクの分担によって実施すること。

(2) 公共事業による水力開発

民間水力開発の展開に大きな期待ができない状況下、水力開発は従来型公共事業に依存せざるをえない。従来型公共事業は資金調達費用が低く、事業開発コストを抑える効果がある。一方で、インドネシア政府の負債額が増大するため、水力開発を従来型公共事業が担うには限界があり、全ての水力案件を開発することはできない。

(3) 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 Contract⁷⁵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 8.4.5 項で述べたような 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⁷⁶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、表 8.5.3 で比較するとおり、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 8.5.3 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難い
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

後述するハイブリッド型官民連携事業が導入されれば、民間投資家の注目点は水力発電システム全体から水力発電所単体に移ることになり、水力発電所の建設単価上限参考値 US\$1,800/kW は実質上消滅すると期待できる。公共セクターから見れば、「財務的に事業採算性が低くとも経済便益が高い水力案件」を一部民間資金を用いて開発できる事業形態と言える。

⁷⁵ O&M Contract: 公共セクターが公共施設を建設。民間会社が一定期間その施設の管理・運営を行う。いわゆる公設民営方式。BOO: Build-Own-Operate、民間会社が資金調達、設計・施工、所有、運営を行う。

⁷⁶ 大統領令第 67 号/2005 年「Government Cooperation With Business Entities In Providing Infrastructure」の改定版案

(4) Malea 水力ハイブリッド PPP 事業の提案

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する。

ボックス 3 Malea 水力の基本諸元

発電タイプ：	流れ込み式（住民移転なし）
場所：	南スラウェシ州 Tana Toraja 県
設備容量：	191 MW（計画値）
集水面積：	1,493 km ²
年間降水量：	3,000 mm
平均河川流量：	95 m ³ /s
最大使用水量：	51.2 m ³ /s（計画値）
有効落差：	440 m（計画値）
導水路トンネル：	φ4.7 m×8.4 km（計画値）
年間発生電力量：	1,465 GWh（推定値）
建設費：	2億3千万ドル（推定値）

(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 8.5.4 のとおり仮定する。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する。

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する。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する。

表 8.5.4 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)				(B) 非建設費目分担 (単位：百万ドル)			
建設項目	公共	民間	合計	費目	公共	民間	合計
準備工事	25.3	—	25.3	環境対策および 土地収用	5.7	—	5.7
頭首工および導水路	99.3	—	99.3	調査・設計・建設 マネジメント	15.1	—	15.1
鉄管・水門等	—	20.3	20.3	合計	20.8	0.0	20.8
発電所建屋	—	12.8	12.8	官民分担比率	100%	0%	100%
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%				

(出所) JICA 調査団

(c) 財務指標の比較検討

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表 8.5.5 に示す。ここに、比較する事業形態は次の 3 種である。

- A) 従来型公共事業： PLN による電源開発事業。通常、国際金融機関等の ODA 融資が利用される。PLN を含めた公共セクターが事業開発と運営に責任を持ち、事業からの利益も独占する。
- B) ハイブリッド PPP： 調査団が提案する官民連携形態。
- C) 従来型 BOT 事業： IPP (独立発電事業)。民間セクターが事業の実施運営に責任を持ち、事業収益を独占する。BOT 事業が成立するであろう財務条件を仮定する。

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

(Unit: million US\$)

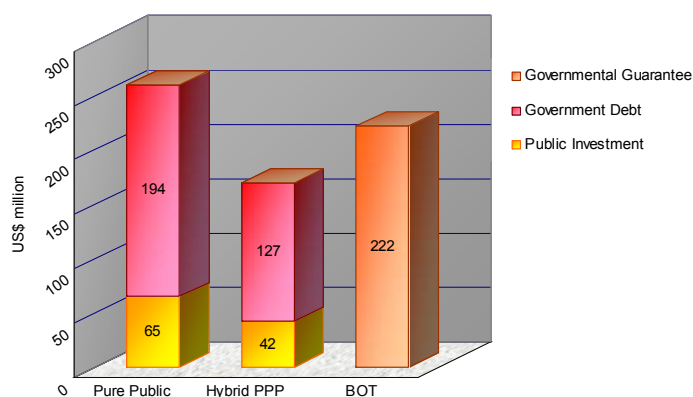
Descriptions	A) Conventional Public Scheme	B) Hybrid PPP Scheme			C) Conventional BOT Scheme
		Public	Private	Hybrid Total	
1. Construction Cost	231	143	87	231	231
2. Design & EIA	21	21	0	21	20
3. Financial Charges	8	5	35	40	60
4. Total Implementation Cost (Unit Implementation Cost)	259 (US\$1,356/kW)	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%
1. Construction Cost	事業建設費。A) 従来型公共事業、B) ハイブリッド PPP、C) 従来型 BOT 事業、全てにおいて同額の建設費を仮定する。				
2. Design & EIA	事業実施に必要な計画・設計・環境影響調査費用。3 事業形態全てで同額を仮定する。				
3. Financial Charges	ファイナンス費用その他。資金調達費用の他、保険費用、事業開発費等、上記 1.2. 以外に必要な費用。				
4. Total Implementation Cost	事業実施コスト。上記 1.~3.の合計。				
5. Public Investment	公共セクターの投資額。A) 従来型公共事業および B) ハイブリッド PPP の公共セクター担当部分では JBIC 円借の適用を仮定して当該実施コストの 25%とする。C) 従来型 BOT 事業ではゼロ。				
6. Public Liabilities	公共セクターの債務合計。公共セクターの借入れおよび C) 従来型 BOT 事業における政府保証。政府保証の評価額として、BOT 事業会社のプロジェクトファイナンス融資額を仮定する。				
7. Power Purchase Tariff for PLN	PLN が民間セクターから購入する電力量 1 kWh の価格。				
8. Unit Power Cost for PLN	PLN が 1 kWh の電力量を得るに必要なコスト。A) 従来型公共事業の場合は発電原価、C) 従来型 BOT 事業の場合は売電単価、B) ハイブリッド PPP の場合は買電単価および事業上流部実施コスト。				
9. Net PLN Benefit	事業評価期間 25 年間の公共セクター純利益。年率 10%の割引率を用いた現在価値表示。				
10. Net Private Benefit	事業評価期間 25 年間の民間セクター純利益。年率 10%の割引率を用いた現在価値表示。				
11. Project IRR	当該事業コンポーネントの財務内部収益率。評価期間は 25 年間で、ファイナンス費用は考慮しない。				
12. Investor's IRR	公共セクター、民間セクターそれぞれの財務内部収益率。ファイナンス費用も考慮し、評価期間は 25 年間。				

(出所) JICA 調査団

(d) Malea 水力ハイブリッド PPP の評価

Malea 水力ハイブリッドは次のように評価できる。

- 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。
- ii) 官民双方に適切な利益をもたらすことができる。
- iii) 公共セクターは妥当な価格で電力を調達できる。
- 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。



(出所) JICA 調査団

図 8.5.2 に公共セクターの負債額を比較する。

図 8.5.2 Malea 水力における公共セクターの負債額

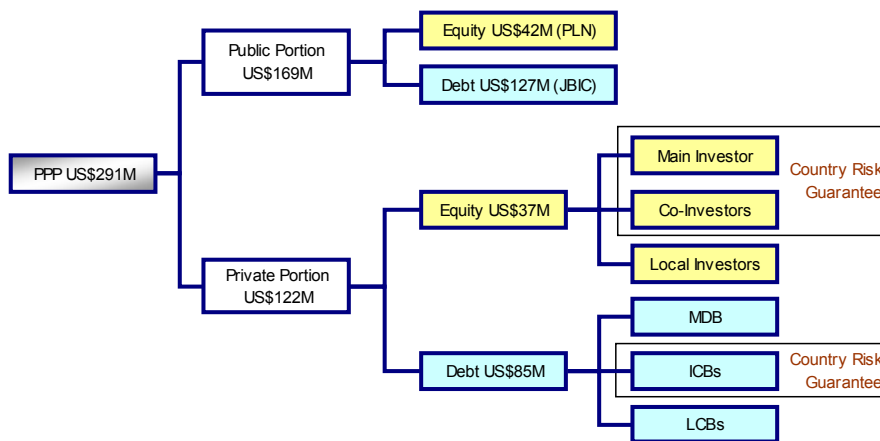
(e) Malea 水力ハイブリッド PPP の課題

ハイブリッド PPP の課題を次のとおりまとめる。

- ・ 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。
- ・ 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。
- ・ 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「Government Cooperation With Business Entities In Providing Infrastructure」改定版案が参考となろう。
- ・ 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。

(f) Malea 水力ハイブリッド PPP のファイナンス

Malea 水力ハイブリッドで予想されるファイナンスを図 8.5.3 に示す。図中、Public Portion は従来型 PLN 事業に相当し、インドネシア国家予算の割り当てと JBIC 円借款等の ODA 融資を想定する。一方、Private Portion は従来型 IPP あるいは BOT 事業に相当し、民間投資家がファイナンス組成に責任を持つ形態を想定する。民間投資家の事業会社出資部分と少なくとも外国銀行の融資部分については、カントリーリスク保険付保が必要となろう。

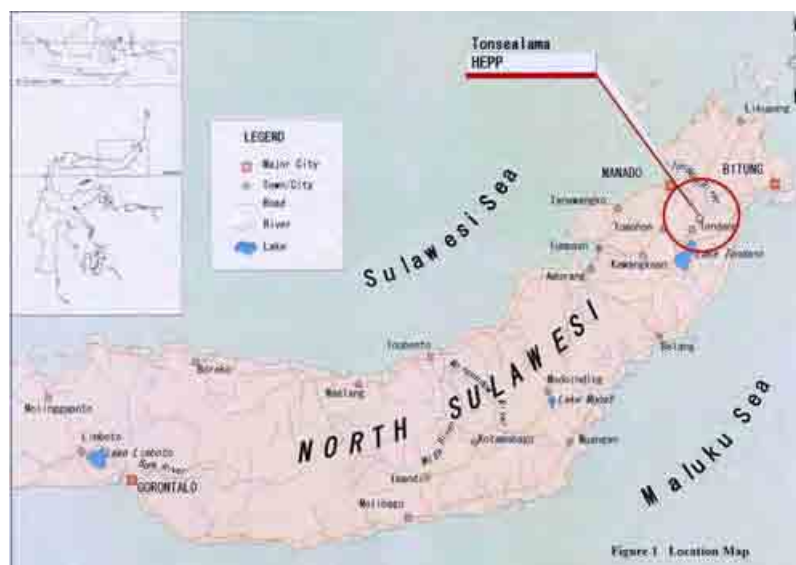


MDB: Multilateral Development Bank, ICBs: International Commercial Banks, LCBs: Local commercial Banks
 (出所) JICA 調査団

図 8.5.3 Malea 水カハイブリッドの予想ファイナンス

8.5.5 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 つの既存流込み式水カスケードがある。最上流に Tonsea Lama 発電所（14.3 MW）、その直下流に Tanggari No. 1（2×9 MW）および No. 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。



(出所) PLN

図 8.5.4 Tonsea Lama 水カ位置図

Tonsea Lama 水カ発電所の第 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。また、鉄管路は経年によって肉厚減少が進行し、一部安全率が 1.0 に達しているとの

報告もある。

Tonsea Lama 水力は現在も北スラウェシ電力システムで重要な再生可能エネルギー供給源であり、PLN は長年 1 号機の本格リハビリと 2 号機の機能維持を検討してきたが、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。

発電所の歴史、重要性、事業規模に照らし、Tonsea Lama 1 号機の本格リハビリを無償資金協力事業として事業化することを提案する。

求められる改修工事内容を表 8.5.6 に、予想改修費用を表 8.5.7 に示す。

表 8.5.6 Tonsea Lama 水力に求められる改修工事

1. Civil Works including Powerhouse No. 1
1.1 Improvement of Access Road to Intake
1.2 Concrete Work for Rehabilitation of Waterway Facilities
1.3 Diagnosis of Headrace Tunnel
1.4 Concrete Plug in Headrace Tunnel
1.5 Demolition and Re-construction of Valve House
1.6 Repair and Modification of Anchor Blocks for Penstock
1.7 Rehabilitation of Powerhouse Structure for Unit 1
2. Intake and Penstock
2.1 Modification of Raking Equipment at Intake Weir
2.2 Removal/ Renewal of Sand Flush Gate
2.3 Removal/ Renewal of Butterfly Valve for Penstock No. 1
2.4 Removal/ Renewal of Penstock No. 1 with Diameter of 1.6 m
3. Unit No. 1 (Turbine and Generator)
3.1 Removal of Existing Generating Equipment to be renewed
3.2 Renewal of Turbine and Auxiliary Equipment
3.3 Renewal of Generator and Associated Equipment
3.4 Renewal of Main Transformer
3.5 Renewal of Generator Voltage Switchgear
3.6 Renewal of Control and Relaying Equipment
3.7 Renewal of OHT Crane
3.8 Modification of Station-Service Power Supply System
3.9 Miscellaneous Materials for Generating Equipment Unit No. 1

(出所) PLN

表 8.5.7 Tonsea Lama 水力の予想改修費用

	輸出額	現地調達額	合計
一般土木工事	¥ 23 mill.	¥ 116 mill.	¥ 139 mill.
導水路施設改善	¥ 96 mill.	¥ 214 mill.	¥ 310 mill.
第 1 号発電機改修	¥ 692 mill.	¥ 133 mill.	¥ 825 mill.
第 2 号発電機修理	¥ 316 mill.	¥ 25 mill.	¥ 340 mill.
合計	¥ 1,127 mill.	¥ 487 mill.	¥ 1,615 mill.

(出所) PLN; 2005 年 10 月現在



(a) 発電所建屋

(b) 水車

図 8.5.5 Tonsea Lama 水力発電所の現状

8.5.6 グリッド接続事業

8.2 節で示した最適電力開発計画の中で、送電設備投資分(投資額ベース)の概要を表 8.5.8 に再掲する。

表 8.5.8 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 8.5.8 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システムを大規模システム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 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、図 6.6.1 に示した第 1 期送電事業のみを実施することでスラウェシの電力システム網は骨格として、図 6.6.4 に示した完成型(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 8.5.9 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 8.5.9 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
北スラウエシ州	8	7	0	0	0
ゴロンタロ州	0	4	0	0	0
中央スラウエシ州	2	5	3	0	1
南スラウエシ州	24	4	0	0	0
南東スラウエシ州	0	4	0	0	0
西スラウエシ州	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、中央スラウエシ州、南東スラウエ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 8.5.8 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期事業はスラウエ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。