

パプアニューギニア国  
石油・エネルギー省  
パプアニューギニア電力公社

パプアニューギニア国  
ラム系統電力開発マスタープラン及び  
レイ地域配電網整備計画策定プロジェクト

ファイナル・レポート

Part A :  
ラム系統電力開発計画マスタープラン策定

平成 28 年 9 月  
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構  
(JICA)

株式会社ニュージェック

パプ事
J R
16-001

パプアニューギニア国  
ラム系統電力開発マスタープラン及びレイ地域配電網整備計画策定プロジェクト

ファイナル・レポート  
Part A: ラム系統電力開発計画マスタープラン策定

目 次

<b>第1章 序 論</b> .....	<b>1</b>
1.1 業務の背景.....	1
1.2 業務の目的.....	1
1.3 調査概要.....	1
1.4 調査実施体制.....	2
1.5 調査工程概要.....	3
1.6 「パ」国側への技術移転.....	3
1.7 広報活動.....	4
<b>第2章 電力セクターの現状</b> .....	<b>5</b>
2.1 エネルギー政策.....	5
2.2 エネルギーセクターの構成.....	7
2.3 燃料油の調達.....	7
2.4 地方電化.....	7
2.5 エネルギーセクターの改革.....	8
<b>第3章 一次エネルギー</b> .....	<b>9</b>
3.1 「パ」国における一次エネルギーの現状.....	9
3.2 2030年に向けてのラム系統発電用一次エネルギーの展望.....	15
<b>第4章 需要想定</b> .....	<b>17</b>
4.1 背 景.....	17
4.2 現 状.....	17
4.3 需要予測手法.....	17
4.4 結 果.....	18
4.5 課題と提言.....	20
<b>第5章 電源候補の開発地点調査</b> .....	<b>21</b>
5.1 水力開発.....	21
5.1.1 水力発電施設の現状.....	21
5.1.2 水力発電施設の保守管理.....	27
5.1.3 既存水力発電所の修繕、補修及び増強計画.....	28

5.1.4	水力発電開発計画 .....	29
5.1.5	将来の水力発電候補計画 .....	30
5.1.6	結果と提言 .....	31
5.2	火力発電所 .....	35
5.2.1	5年（2015-2019）-発電所のリハビリテーション ワークとリ・プレース計画 .....	35
5.2.2	廃止計画 .....	35
5.2.3	火力発電設備計画 .....	37
5.3	再生可能エネルギー .....	40
5.3.1	太陽光発電 .....	40
5.3.2	バイオマス発電 .....	41
<b>第6章</b>	<b>最適電源開発計画 .....</b>	<b>43</b>
6.1	電源開発計画での考慮事項 .....	43
6.2	電源開発計画 .....	43
6.3	電源開発計画のシナリオ .....	46
6.4	ラム系統及び電源候補の現状 .....	46
6.5	ラム系統の開発方針 .....	47
6.6	最適電源開発計画 .....	47
6.6.1	既存電源及び電源開発候補 .....	48
6.6.2	電源開発シナリオ .....	49
6.6.3	電源開発計画の基本諸元 .....	51
6.6.4	最適電源開発プログラム .....	51
6.6.5	最適電源開発計画 .....	52
6.6.6	各シナリオの比較 .....	56
6.6.8	鉦山大需要の発生年度変更の影響 .....	58
6.7	提言 .....	59
<b>第7章</b>	<b>系統開発計画 .....</b>	<b>60</b>
7.1	ラム系統の概要 .....	60
7.2	送変電設備計画の概要 .....	60
7.3	送変電系統計画基準 .....	62
7.4	現在の送電系統の課題 .....	62
7.5	短期系統計画のレビュー .....	63
7.6	中長期系統計画策定のための検討 .....	65
7.6.1	需要増加に伴う系統計画の検討 .....	65
7.6.2	電源開発計画に伴う系統計画の検討 .....	67
7.7	中長期系統計画 .....	69
7.7.1	系統計画の基本的な考え方 .....	69
7.7.2	系統計画の目的と流れ .....	69
7.7.3	基本的な技術基準および検討条件 .....	70
7.7.4	2030年系統の予備計画 .....	72
7.7.5	2030年系統の計画及び解析結果 .....	73
7.7.6	Optimal Power Generation Development Plan との整合性 .....	77
7.7.7	2025年系統の計画および解析結果 .....	79

7.8	系統運用.....	81
7.8.1	系統運用体制.....	81
7.8.2	系統運用の使命.....	81
7.8.3	系統運用の課題と対応策の推奨.....	82
7.9	保護リレー.....	83
7.9.1	ラム系統の保護リレーの概要.....	83
7.9.2	保護リレーの課題と対応策の推奨.....	85
<b>第8章</b>	<b>環境社会配慮.....</b>	<b>87</b>
8.1	自然環境.....	87
8.1.1	地 理.....	87
8.2	気 象.....	88
8.2.1	動植物.....	88
8.2.2	水資源.....	88
8.3	社会環境.....	89
8.3.1	土地制度.....	89
8.3.2	人 口.....	89
8.3.3	経済活動.....	90
8.4	環境アセスメントのプロセス.....	91
8.5	戦略的環境アセスメント.....	92
8.5.1	SEA の実施.....	92
8.5.2	政策の分析.....	93
8.6	各発電プロジェクトの環境への影響及び影響軽減策ならびにモニタリング計画の検討.....	95
8.6.1	発電プロジェクトに共通な環境への影響.....	95
8.6.2	各水力発電プロジェクトの環境への影響.....	96
8.6.3	マークム谷バイオマス発電所の環境への影響.....	97
8.6.4	天然ガス発電所の環境への影響.....	98
8.6.5	ディーゼルエンジン発電所の環境への影響.....	99
8.6.6	ソーラー発電所の環境への影響.....	99
8.6.7	風力発電所の環境への影響.....	99
8.7	SEAの結論及び提言.....	99
<b>第9章</b>	<b>長期投資計画と長期限界費用.....</b>	<b>103</b>
9.1	PPLの財務.....	103
9.1.1	現在の財務状況.....	103
9.1.2	電力料金と収入.....	103
9.1.3	支出及び単価の分析.....	104
9.1.4	今後の投資費用の想定.....	104
9.2	長期投資計画.....	105
9.2.1	分析の枠組み.....	105
9.2.2	長期投資計画.....	105
9.3	長期限界費用の分析.....	108
9.3.1	料金設定の考え方.....	108
9.3.2	長期限界費用の推計.....	108
9.3.3	料金設定にかかる議論.....	109

## 図表リスト

図 1-1	JICA 調査団実施体制図.....	2
図 1-2	主要調査項目および調査時期.....	3
図 3-1	「パ」国の原油、天然ガス田.....	10
図 3-2	「パ」国の原油、天然ガスパイプライン.....	10
図 3-3	「パ」国の地熱ポテンシャルサイト.....	12
図 3-4	「パ」国の日射量地図.....	13
図 3-5	ラム系統におけるバイオマス発電候補地.....	14
図 3-6	ラム系統のエネルギー源地図.....	16
図 4-1	Historical Energy Sales Transition (2009-2014).....	17
図 5-1	ラム系統の既設発電所のイメージ図.....	22
図 5-2	ラム系統の既設発電所の位置図.....	22
図 5-3	ラム系統の年間発生電力量及び購入電力量 (2005-2014).....	23
図 5-4	ラム系統の各水力発電所の年間発生電力量 (2005 to 2014).....	24
図 5-5	平日 (2014年9月4日 (水)) 及び週末 (2014年9月7日 (日)) の日運転パターン.....	25
図 5-6	ラム系統における既設水力発電所及び計画水力プロジェクトの位置図.....	29
図 5-7	既設水力発電所の改修計画スケジュール (短期計画).....	31
図 5-8	新規水力発電プロジェクト開発スケジュール (中長期計画).....	31
図 5-9	ラム系統の典型的な日負荷曲線.....	31
図 5-10	ハイランド電力プロジェクトマップ.....	39
図 6-1	Relationship of System Capacity vs. System Load for Base Load in the Ramu System.....	45
図 6-2	通常的需求ケース①.....	46
図 6-3	高い需要ケース②.....	46
図 6-4	Risk of System Separation.....	47
図 6-5	Review Result of Normal-Demand Case on the Least-Cost Basis.....	53
図 6-6	Review Result of High-Demand Scenario on the Least-Cost Basis.....	54
図 6-7	Review Result of Alternative Scenario on the Least-Cost Basis.....	55
図 6-8	ハイランド地域開発及び系統増強の将来イメージ.....	56
図 6-9	各電源ソースの発電コスト比較現状課題への対応.....	57
図 7-1	既設送電系統図.....	60
図 7-2	Erap～Lae City 方面の系統図 (2014年).....	64
図 7-3	2020年 Erap 周辺地域系統図 (推奨案).....	65
図 7-4	鉱山供給時の Gusap, Walium 周辺系統図.....	66
図 7-5	Ramu2 連系後の周辺系統図.....	68
図 7-6	Gowar 発電所開発後の周辺系統図.....	68
図 7-7	Outline Power-Flow Conditions at the Time of 140 MW Transmission.....	73
図 7-8	Outline of the Power-Flow State of the Year-2030 System.....	77
図 7-9	Outline of the Power Flow State as of 2030 for Normal-Demand Scenario.....	78
図 8-1	「パ」国の地形図.....	87

図 8-2	「パ」国の EIA 審査プロセス .....	92
図 8-3	SEA 実施の流れ .....	93
図 9-1	Long Term Investment Plan for Base Case Scenario .....	105
図 9-2	Energy Supplied and Total Cost of Energy Supply in Three Cases .....	108
表 1-1	C/P メンバーリスト .....	2
表 1-2	各マスメディアの掲載 .....	4
表 3-1	「パ」国における主要原油、天然ガス埋蔵量 .....	10
表 3-2	2030 年に向けたラム系統の有望エネルギー源集約 .....	15
表 5-1	ラム 系統の既設水力発電所の概要 .....	21
表 5-2	ラム系統の各水力発電所の年間発生電力量 (2005 to 2014) .....	24
表 5-3	既設水力発電所の発電設備の主要諸元 .....	25
表 5-4	ラム系統における計画水力プロジェクトの概要 .....	30
表 5-5	5 年 (2015-2019) ーリハビリテーション ワークとり・プレース計画 (案) .....	35
表 5-6	ディーゼルエンジン・発電機の廃止リスト .....	35
表 5-7	老朽しているディーゼルエンジン・発電機 .....	36
表 5-8	火力発電計画 (2015~2030) の課題と対策 .....	37
表 6-1	Summary of PPL's Generation Plan for 2014 – 2028 .....	45
表 6-2	Development Plans for the Ramu System .....	45
表 6-3	既設水力電源一覧表 .....	48
表 6-4	計画中及び候補水力電源一覧表 .....	48
表 6-5	計画中及び候補火力電源一覧表 .....	49
表 6-6	ラム系統での可能性のある対案電源の容量 .....	49
表 6-7	基本シナリオでの電源候補リスト集約 .....	50
表 6-8	対案シナリオでの電源候補リスト集約 .....	50
表 6-9	一般諸元 .....	51
表 6-10	Main Development Plan for the Normal-Demand Scenario from the Simulation .....	53
表 6-11	Main Development Plan for High Demand Scenario from the Simulation .....	54
表 6-12	Main Development Plan for Alternative Scenario from the Simulation .....	55
表 7-1	ラム系統の送変電設備 (2014 年現在) .....	60
表 7-2	2028 年度までの送変電設備拡張計画 .....	60
表 7-3	ラム系統送電線の停電時間 .....	62
表 7-4	System Voltage Criteria .....	70
表 7-5	Equipment Thermal Loading Criteria .....	70
表 7-6	Impedance of New Transformer .....	71
表 7-7	許容短絡電流最大値 .....	71
表 7-8	主保護遮断時間 .....	72
表 7-9	Comparison regarding the Transmission Method of the Power Station Output of the Highland Area .....	74
表 7-10	Facility Enhancement of the Year-2030 System for High-Demand Case .....	79
表 7-11	Transmission Lines .....	80
表 7-12	Transformers .....	81

表 7-13	Reactive Compensation .....	81
表 8-1	Population of Ramu Grid System Provinces .....	90
表 8-2	2030 年における電力開発政策 .....	93
表 8-3	各発電方法における CO <sub>2</sub> に換算した温室効果ガスの排出量 .....	94
表 8-4	各電力開発方式によって必要とされる植林面積 .....	95
表 8-5	天然ガス火力発電所の大気モニタリング計画 .....	98
表 9-1	水力プロジェクトとその投資費の想定 .....	104
表 9-2	Power Generation Development Plan for Base Case Scenario [MW].....	106
表 9-3	Long Term Investment Plan for Base Case Scenario.....	107
表 9-4	Estimated LRMC for Three Power Development Scenario.....	109

## 略 語

記号	英語表記	日本語表記
APDL	Application for Petroleum Development License	石油開発ライセンス申請書
APePL	Application for Petroleum Prospecting License	石油探査ライセンス申請書
APLL	Application for Petroleum Pipeline License	石油パイプラインライセンス申請書
APPFL	Application for Petroleum Processing Facilities License	石油処理施設ライセンス申請書
APRL	Application for Petroleum Retention License	石油保持ライセンス申請書
BDGs	Business Development Grants	事業開発助成
BDMT	Bone dry metric ton	乾燥重量
C/P	Counterpart	カウンターパート
CB	Circuit Breaker	遮断器
CEPA	Conservation and Environment Protection Authority	環境保全保護局
DG	Diesel Generator	ディーゼル発電
DHS	Demographic and Health Survey	人口保健調査
DPE	Department of Petroleum and Energy	石油エネルギー省
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ENSO	the El Niño Southern Oscillation phenomenon	エルニーニョ現象
ERC	Electricity Regulatory Contract	電力規制契約
EUE	Expected Unserved Energy	供給不足電力量
F/S	Feasibility study	実行可能性調査
FYPDP	Fifteen Year Power Development Plan	PPL の 15 年計画
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GT	Gas Turbine	ガスタービン
ICCC	Independent Consumer and Competition Commission	独立消費者競争委員会
ILG	Incorporated Land Group	土地所有者組織
IPDP	Indigenous Population Development Plan	先住民開発計画
IPP	Independent Power Producer	独立発電業者
IRC	Internal Revenue Commission	内国歳入委員会／国税収入委員会
JCC	Joint Coordination Committee	合同調整委員会
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KCH	Kumul Consolidated Holdings	クムル統合ホールディングス
LLG	Local Level Government	地方政府
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLE	Loss of Load Expectancy	電力不足発生時間



記号	英語表記	日本語表記
LRMC	Long-run Marginal Cost	長期限界費用
MRDC	Mineral Resources Development Corporation	鉱物資源開発会社
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
NOx	Nitrogen Oxide	窒素酸化物
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
OFR	Operation Fault Report	事故報告
OGA	Oil and Gas Act	石油・ガス法
OJT	On the Job Training	実地訓練
PDL	Petroleum Development License	石油開発ライセンス
PePL	Petroleum Prospecting License	石油探査ライセンス
PPF	PNG Forest Product	PNG 森林製品
PLL	Petroleum Pipeline License	石油パイプラインライセンス
PNG	Papua New Guinea	パプアニューギニア国
PNGFP	PNG Forestry Products Co. Ltd	「パ」国森林生産株式会社
PPFL	Petroleum Processing Facilities License	石油処理施設ライセンス
PPL	PNG Power Limited	パプアニューギニア電力公社
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
PPRP	Power Purchase Reference Price	電力買取基準価格
PRL	Petroleum Retention License	石油保持ライセンス
PSS@E	Power System Simulation for Engineering	電力系統解析ツール
RC	Reserve Capacity	予備容量
REV	Regulated by reservoir	調整池式
ROR	Run- of-river	流れ込み式
S/S	Substation	変電所
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	遠方監視制御データ収集
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SOx	Sulfur Oxide	硫黄酸化物
WASP	Wien Automatic System Planning	ワズプ・プログラム
WB	The World Bank	世界銀行
YTOD	Yonki Toe of Dam	Yonki Toe のダム

## 第1章 序 論

### 1.1 業務の背景

パプアニューギニア国（以下、「パ」国）は、高い成長率を維持している。これに伴い国内の電力需要は今後も増大することが見込まれている。

ラム系統の最大需要地であるレイ市（Lae）ではディーゼル発電設備も設置されているが老朽化により故障が頻発しており、全域停電やその他の要因による局地的な停電も頻発している。

一方、長期的には、近年、レイ地域では将来の大口電力需要家となりうる鉱山開発が進んでいることや商業地域の規模拡大が予定されていることから、これらの電力需要想定も勘案したラム系統における発電・送電を含む包括的な電力開発マスタープランの策定が求められる。

上記に加えて、レイ地域における小規模な発電設備を含む配電網の改善はパプアニューギニア電力公社（以下、「PPL」: PNG Power Limited）が緊急性・必要性の観点から最重要事項の1つとしており、レイ地域においても配電網整備計画の策定が求められている。

### 1.2 業務の目的

2016年から2030年にかけてラム（Ramu）系統を対象とする電力開発マスタープラン及びレイ地域を対象とする配電網整備計画を策定することにより、将来の電力供給安定化に貢献することを目的とする。

### 1.3 調査概要

項 目	内 容	特記／留意点など
目 的	レイ及びその周辺地域の総合的な電力供給システムの構築と対象地域の電力事情の長期的安定化	1) フェーズ分類 2) 協力プログラム確認 3) C/P の能力やニーズ把握
対象地域・範囲	ラム系統対象州（モロベ州、マダン州、東ハイランド州、西ハイランド州、チンブー州、南ハイランド州、エンガ州） レイ地域（レイ市及びナザブ、エラップ、タラカ等）	業務範囲の特定
実施機関	パプアニューギニア電力公社（PPL: PNG Power Ltd.） 石油・エネルギー省（DPE: Department of Petroleum and Energy）	関連機関の確認
業務範囲	1) ラム系統電力マスタープラン策定 2) レイ地域配電網整備計画策定	1) 他ドナーによる支援 2) JICA の他関連案件との 整合性確認、情報共有

### 1.4 調査実施体制

本調査の「パ」国側カウンターパート（以下、「C/P」：Counterpart）は PPL と石油・エネルギー省（以下、「DPE」：Department of Petroleum and Energy）が担当する。C/P 機関の職員を表 1-1 に、国際協力機構（以下、「JICA」：Japan International Cooperation Agency）調査団の実施体制を図 1-1 に示す。

表 1-1 C/P メンバーリスト

Organization	Name	Position
DPE, Energy Division	Mr. Idau Kopi	Acting Director, Energy Planning & Marketing Development
	Mr. Martin Bonou	Acting Director, Technical Regulation & Licensing
	Mr. Alan Lari	Acting Director, Rural Electrification
	Mr. Kila Kone	Acting Engineer, Electricity Management Secretariat
PPL Head Office	Mr. Chris Bais	Director, Strategic Planning & Business Development
	Mr. Francis Uratun	Infrastructure Manager
	Mr. Andrew Yuants	Network Planning Engineer
	Mr. Kero Tom	Financial Expert
	Mr. Damien Sonny	Renewable Energy & Carbon Specialist
	Mr. Maira Pulayasi	Distribution Engineer
	Mr. Titus Tsigese	Environmental Expert

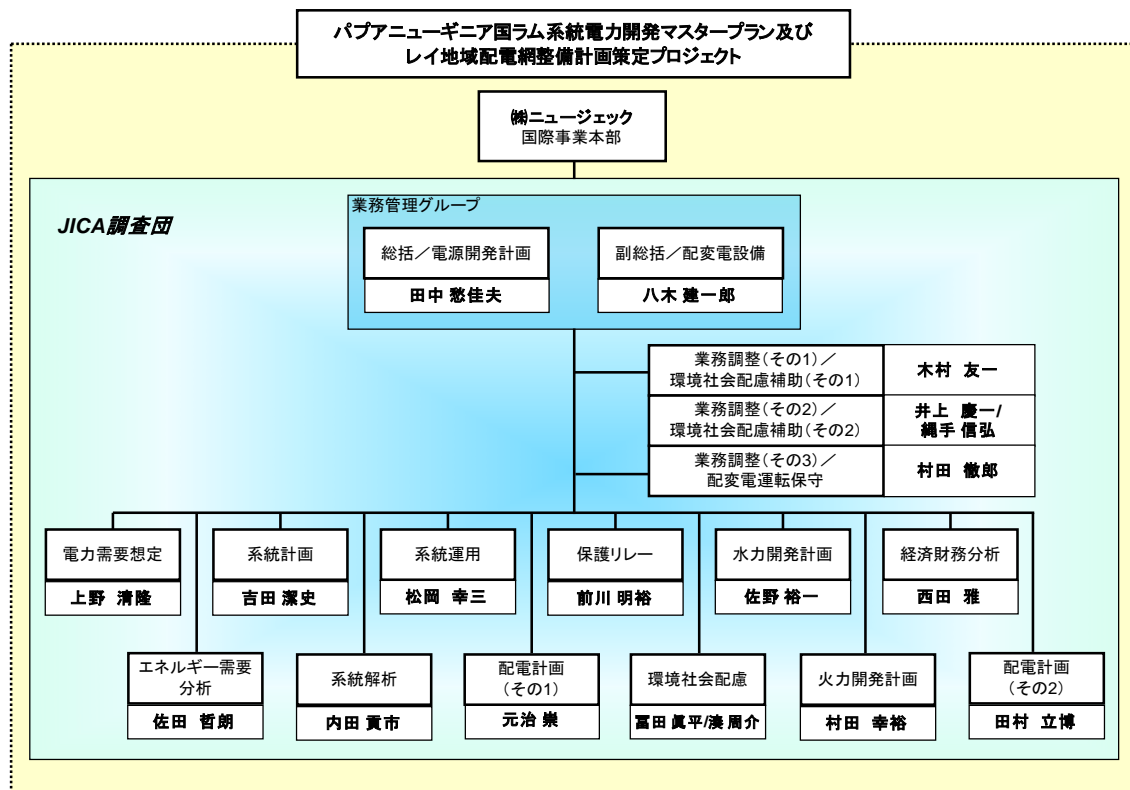


図 1-1 JICA 調査団実施体制図

## 1.5 調査工程概要

本調査の内容は大別して、「電力セクターの情報収集・現状分析」「電力開発計画のシナリオ代替案策定」「最適電力開発計画の策定」の3段階に分けられる。各段階における主要な調査項目と調査時期を図 1-2 に示す。

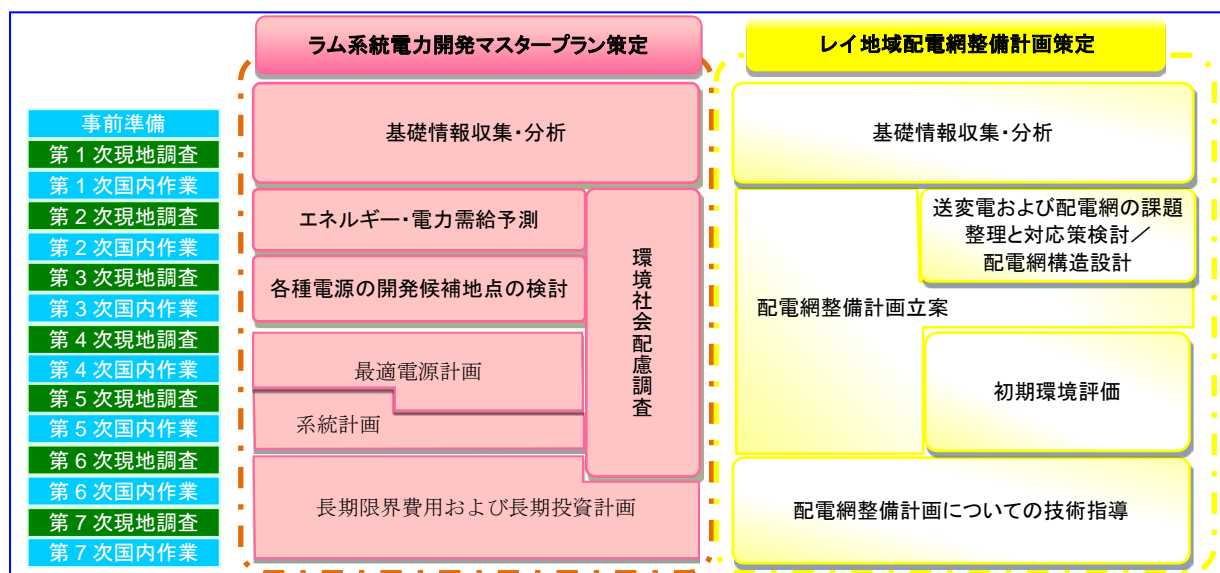


図 1-2 主要調査項目および調査時期

## 1.6 「パ」国側への技術移転

本調査を通じて行われる各種調査・分析及びデータ管理等、電力計画に係る基本的な知見・技術の C/P への移転について、現地訓練（以下、「OJT」）をベースとし、ワークショップ、合同調整委員会（以下、「JCC」）を実施した。C/P の能力向上を目指し、2016 年 4 月に本邦研修を実施した。

### 第 1 回 JCC 2014 年 10 月 29 日開催 風景



## 1.7 広報活動

プロジェクトの活動について、テレビ、新聞、ラジオなどのマスメディアへの広報活動の支援を行った。表 1-2 に各マスメディアの掲載概要を示す。

**表 1-2 各マスメディアの掲載**

掲載日	報道社名	報道の種類
2014年8月19日	日刊建設通信新聞	新聞 (日本)
2014年8月20日	日刊建設工業新聞	新聞 (日本)
2014年8月21日	電気新聞	新聞 (日本)
2014年10月30日	The National	新聞 (「パ」国)
2015年2月18日	The National	新聞 (「パ」国) および同ホームページ
2015年2月19日	Wantok	新聞 (「パ」国)
2015年6月18日	The National	新聞 (「パ」国) および同ホームページ
2015年11月12日	The National	新聞 (「パ」国) および同ホームページ
2015年11月11日	Post – Courier	新聞 (「パ」国) および同ホームページ
2015年11月10日	Loop PNG	オンライン新聞 (「パ」国)
2015年11月10日	EMTV	テレビ放送 (「パ」国)、同ホームページ
2016年3月8日	NBC TV	テレビ放送 (「パ」国)
2016年3月9日	Post-Courier	新聞 (「パ」国)
2016年3月9日	The National	新聞 (「パ」国)

## 第2章 電力セクターの現状

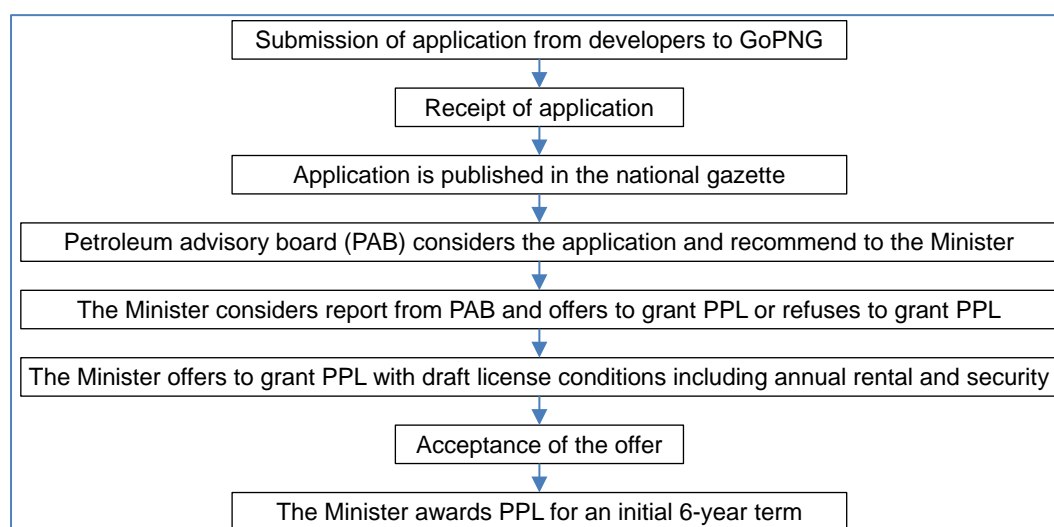
### 2.1 エネルギー政策

「パ」国のエネルギー政策は、a) The Oil and Gas Act 1998 (石油・ガス法(OGA))、b) The Oil and Gas Regulation 2002 より構成されている。その他、これ等をサポートする国の法令として、c) The Environmental Act 2000、d) The Environmental Regulation 2002、e) Institutional Health, Safety and Welfare Act 1975、f) Marine Pollution (Bill) Act、g) Physical Planning 1989、h) Lands Act 1996、i) Land Disputes Settlement Act (Chapter 45)、j) Companies Act 1997、k) Income Tax Act 1959、l) Organic Law on Provincial and Local Level Government、m) Public Finance Management Act 1995 及び n) Arbitration Act がある。

OGA は次の 5 つのライセンスを与える。

No.	Name of License	Content
1	Petroleum Prospecting License (PePL)	Exploration, 6-year term, followed by a 5-year extension term with reduction of 50% acreage.
2	Petroleum Retention License (PRL)	If the discovery is uneconomical, a retention license can be applied for. The term is 5-years plus two 5-year extensions.
3	Petroleum Development License (PDL)	Development, 25-year term plus normally 2-year or further 20-year extension reasonably required to maximize petroleum recovery.
4	Petroleum Pipeline License (PLL)	25-year term plus normally a 20-year extension or less based on Ministerial opinion.
5	Petroleum Processing Facilities License (PPFL)	License would remain until canceled by the Minister under section 137 of the OGA.

PPL の承認フローを以下に示す。



2014年11月30日時点のライセンスの付与状況を下表に纏める。

Kind of License	Number
Petroleum Development License (PDL)	9
Application for PDL (APDL)	2
Petroleum Retention License (PRL)	10
Application for PRL (APRL)	1
Petroleum Prospecting License (PePL)	72
Application for PPL (APePL)	49
Petroleum Processing Facilities License (PPFL)	2
Application for PPFL (APPFL)	1
Pipeline License (PLL)	8
Application for PLL (APLL)	2

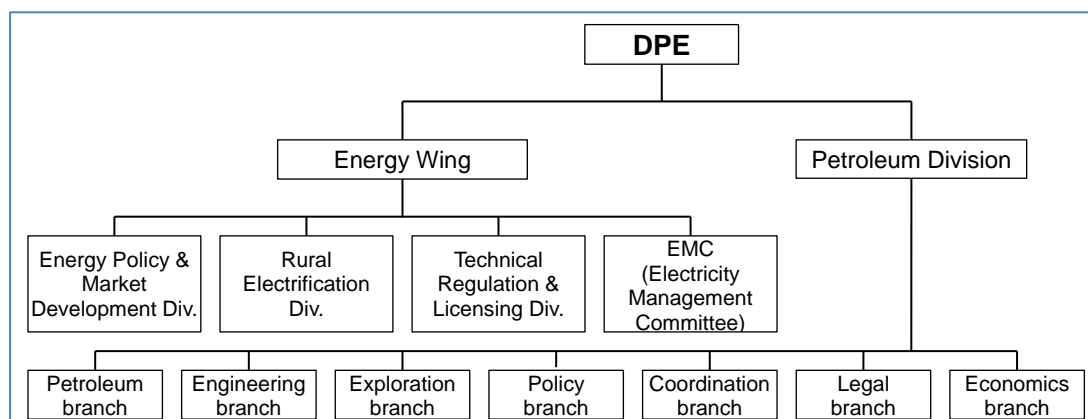
出典：DPE

石油プロジェクトからの利益は以下の通り。

- ・ 国税収入委員会（IRC）を通じて、国は収入税を徴収する。
- ・ 国は石油事業の22.5%までの株を所有する選択権をもつ。
- ・ この株の20.5% State Nominee である Petromin Holding Ltd and/or Kumul Petroleum Holdings が得る。
- ・ この株の2%は事業に関係する土地所有者と地方政府（LLG）に与えられ、鉱物資源開発会社（MRDC）により管理される。
- ・ 2%の使用権は、石油事業の開発公聴会で合意された割合で、関係する土地所有者、地方政府及び州政府に支払われる。
- ・ 開発税は関係する州政府に支払われる。
- ・ 事業開発助成（BDGs）がビジネスチャンスとして、土地所有者に与えられる。
- ・ 事業の影響を受ける地域でのインフラ事業に対する税額控除制度がある。事業開発者はインフラを立ち上げた後、収入は納税済として処理される。

## 2.2 エネルギーセクターの構成

### (1) DPE の構成



出典：DPE

### (2) Gas Project Coordination Office

PNG LNG プロジェクトは「パ」国における最初の巨大プロジェクトである。多くの国の機関がかかわるため、Gas Project Coordination Office がそれらの活動の調整のため設置された。

## 2.3 燃料油の調達

現在、PPL はディーゼル発電機用に軽油を使用している。重油は軽油に比べ安価だが、主として環境負荷の観点から使用されていない。

独立消費者競争委員会 (ICCC) は各地域のガソリン、軽油、灯油等の燃料価格のレンジを毎月 7 日に公表している。PPL は ICCC の提示価格より、MOPS に基づく燃料価格の方が安いと考えており、State-Owned Enterprise の大臣に MOPS 価格採用の申請を行っている。

## 2.4 地方電化

「パ」国の地方電化率は、人口保健調査 (Demographic and Health Survey:DHS) による公式発表では 2009 年時点の約 12.4% であるが、現在は 15% 程度と推定される。これ等の数値は、「系統接続により電化された所帯数/「パ」国の全所帯数」で計算されている。従って、実際の地方電化率は、系統外電源及びミニグリッドによる電化により、若干増加すると考えられる。



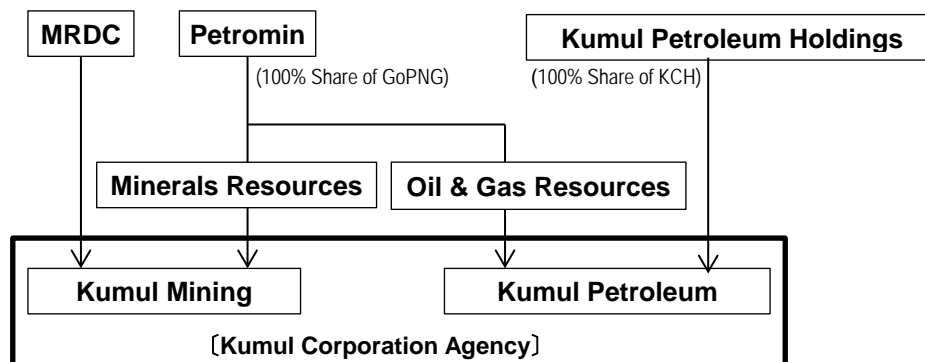
## 2.5 エネルギーセクターの改革

### (1) DPE

DPE は「Department」を「Petroleum and Energy Authority」に変更する活動を行っている。もし、DPE が「Petroleum and Energy Authority」に移行すると、政府機関である DPE は国有企業（Authority）となる。現状では DPE は政府から年予算を受領しているが、Authority は事業や投資で金銭を得、利益に応じて国に税金を払うことができる。

### (2) State Nominee Companies

石油及び鉱山事業におけるこれ等の政府関連企業の役割と責任を単純にするため、政府は下図に示すような改革を計画している。



出典：DPE

## 第3章 一次エネルギー

### 3.1 「パ」国における一次エネルギーの現状

「パ」国は水力、天然ガス等、豊富なエネルギー資源を所有している。水力については、9カ所の主要河川流域で約20GWの発電の可能性がある。

確定原油埋蔵量は700億バレル、確定ガス埋蔵量は15.6兆キュービック・フィートであり、これらは主として陸上原油・天然ガス田に存在する。原油の生産は減少傾向になるが、天然ガスの生産は年々増加している。液化天然ガス（LNG）として日本を含むアジア諸国に輸出されており、「パ」国の主要な輸出収入となっている。

資源	埋蔵量
水 力	20 GW (可能)
原 油	70 Billion バレル (確定)
天然ガス	15.6 TCF (確定)
石 炭	情報なし
地 熱	21.92 TWh/year
太 陽 光	160-200 Wh/cm <sup>2</sup> (年間)
風 力	WBにより調査中

「パ」国の石炭埋蔵量はこれまでのところ、確認されていない。再生可能エネルギーについては、「パ」国は豊富な地熱、太陽光、バイオマス、風量等の資源を有する。

#### (1) 水 力

「パ」国は大きな水力発電のポテンシャルを有し、その領域は9カ所の巨大河川流域を含んでいる。1994年、世界銀行（WB）は地方電化用の小水力を除く大規模水力のポテンシャルを以下の如く見積もった。

Category	GW
Gross Potential	20
Technically Feasible Potential	14
Total Economically Feasible Sites	4.2

出典：IRENA (2013)

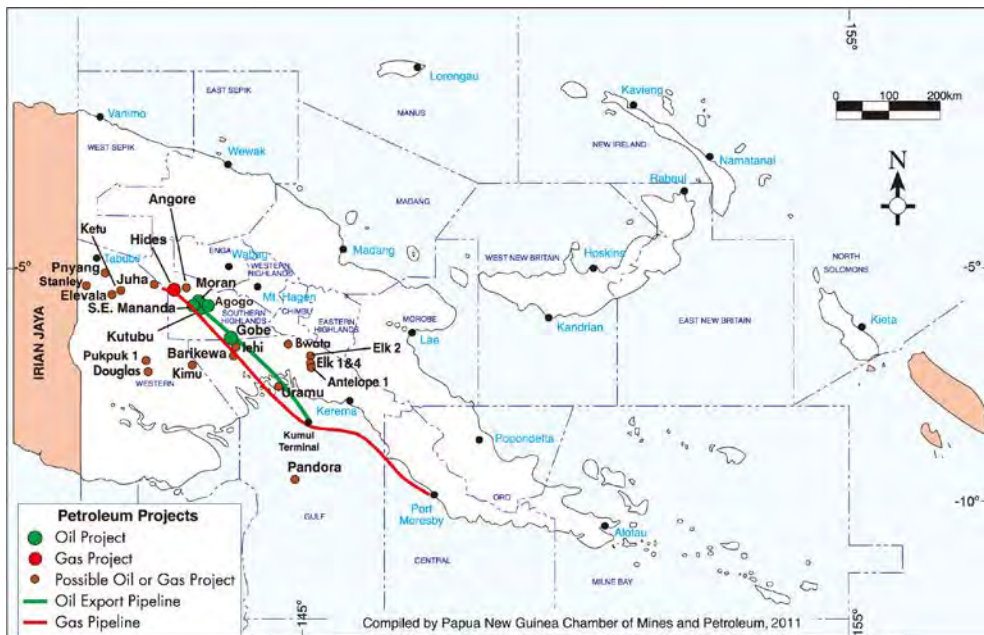
#### (2) 原油及び天然ガス

「パ」国には表 3-1 に示す豊富な原油、天然ガス田が存在するが、それ以外にも、Douglas, Pukpuk, Elevala, Ketu, Kimu, Pandra,のような有望な原油、天然ガス田がある。その位置を図 3-1 に示す。図 3-2 に現在の原油及び天然ガスパイプラインを示す。

表 3-1 「パ」国における主要原油、天然ガス埋蔵量

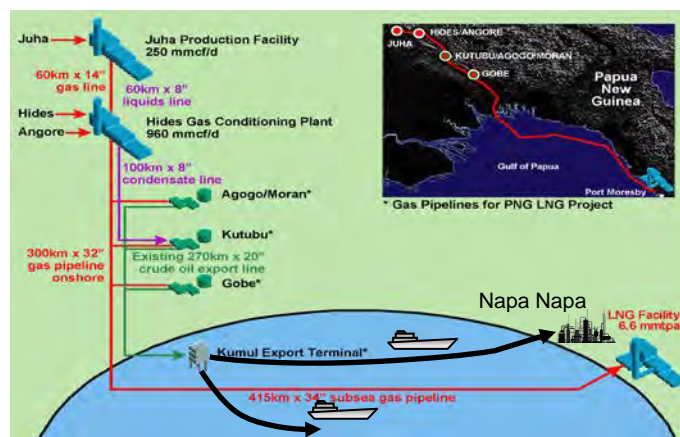
位置	原油、ガス田名	埋蔵量		主要開発、運営者
		Oil (mmbbl)	Natural Gas (TCF)	
Central	Hides, Angore, Juha, Kutubu, Agogo, Moran, Gobe	200	9	Esso Highlands Ltd., Oil search
Gulf	Elk/Antelope	128.9	8.6	InterOil
Western	Stanley	11.4	0.361	Horizon Oil, Talisman Energy
	P'nyang		2.5 ~ 3.0 (2C)*	Oil Search

出典：Petroleum in PNG (PNG Chamber of Mines and Petroleum) and \*Investor Field Trip (Oil Search Limited) (Nov. 2013)



出典：Petroleum in PNG (PNG Chamber of Mines and Petroleum)

図 3-1 「パ」国の原油、天然ガス田



出典：Petroleum in PNG (PNG Chamber of Mines and Petroleum) modified by the JICA Study Team

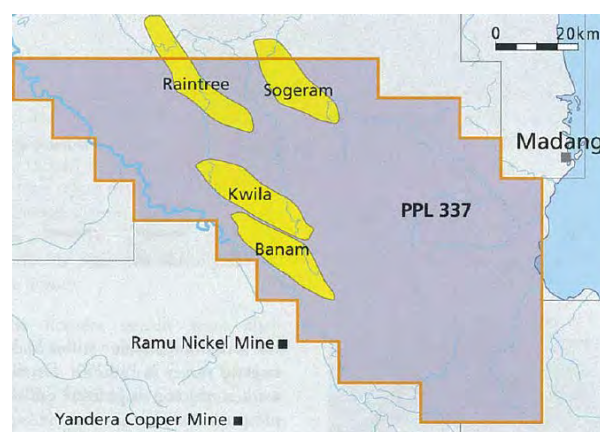
図 3-2 「パ」国の原油、天然ガスパイプライン

「パ」国における原油の生産量は減少しているが、天然ガスの生産量は LNG 輸出により大幅に増加しており、今後は国内での消費も期待されている。ラム系統に対しては現在、4カ所の天然ガスポテンシャルがある。すなわち、1) 高原地域のガス田、2) Western 州のスタンレーガス田、3) Madang 州のガス田、4) 高原地域での独立発電業者 (IPP) である。

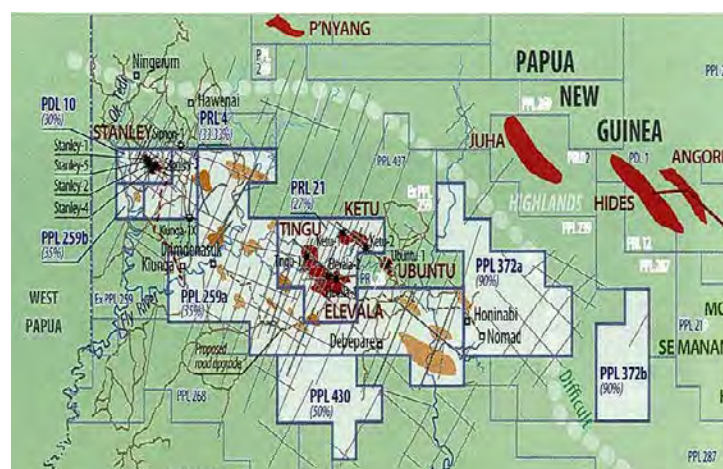
ガス田	開発状況	目的	予想可能発電量 (MW)
高原地域 (P'nyan)	PDL	PNG LNG project	236 ~ 421
Stanley	PDL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• OK Tedi Mine</li> <li>• 3rd PNG LNG project</li> </ul>	34 ~ 51
PPL 337	PPL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ramu Nickel Mine?</li> <li>• Yandera Copper Mine?</li> <li>• LNG project?</li> </ul>	-
高原地域での IPP	-	Power supply to Ramu System	~ 65



高原地域 (P'nyan)



PPL 337



Stanley

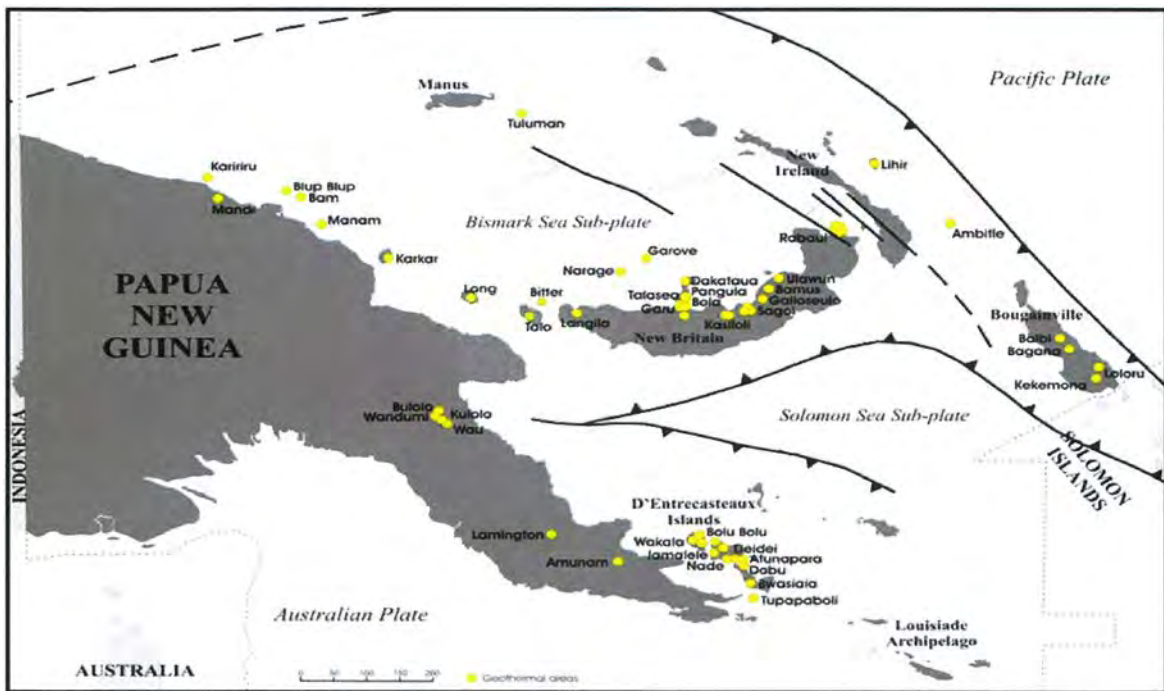
(3) 石 炭

巨大な鉱物資源及び石油資源を有するのに関わらず、「パ」国では石炭資源の大規模調査は行われていない。一方、「パ」国は、世界の主要石炭輸出国であるインドネシアとオーストラリアに隣接しているが、石炭を輸入する計画はない。

(4) 再生可能エネルギー

(a) 地 熱

「パ」国では図 3-3 に示す領域に地熱のポテンシャルがある。もっとも有望な地域は New Britain の北海岸である。ラム系統にもいくつかの地熱源がある。すなわち、1) Morobe 州の Bulolo, Kulolo, Wondumi, Wau 及び 2) Madang 州の Karkar Island, Long Island である。しかし、これらのポテンシャルサイトについての現地調査は、これまでのところ行われていない。



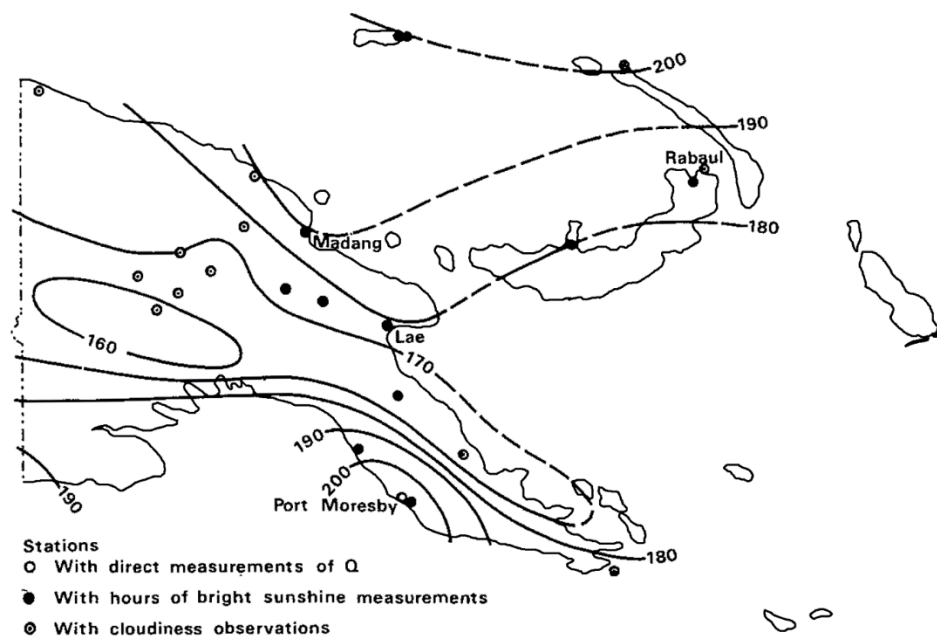
出典：Geothermal Resource Policy (Nov. 2012) by MRA

図 3-3 「パ」国の地熱ポテンシャルサイト

(b) 太陽光

太陽光は「パ」国における有力な再生可能エネルギー源の一つである。「パ」国の平均日照時間は良好で、4.5～8 時間である。ただ、山岳地形で曇りがちのため、地表に到達する太陽光は場所により大きく変化する。

図 3-4 は年間の総日射量を日平均 W-h/cm<sup>2</sup> で示す。ポートモレスビー (Port Moresby) と New Ireland が「パ」国における最適の地域であり、続いて Madang 及び Morobe 州の東海岸となる。



出典：Climate of Papua New Guinea by J.R. McAlpine, etc.

図 3-4 「パ」国の日射量地図

### (c) 風 力

「パ」国では 1990 年代以降、組織的な風力エネルギーの調査は行われていない。WB は「パ」国の風力ポテンシャル調査を開始している。8 基の 80-m 高さの気象観測塔が「パ」国のいろいろの場所に設置され、風速、風向等が計測される予定である。

### (d) バイオマス

「パ」国におけるバイオマスによる発電及び熱利用については、砂糖会社及び製材業界でバイオマス廃棄物から電気やプロセス用熱が得られている。

「パ」国におけるバイオガスによる発電及び熱利用については、現在の使用状況は不明だが、1990 年にはコプラ、ココア、茶業界で、輸入燃料の代替えとして、バイオマス廃棄物を原料とする、約 80 基のガス化炉が建設された。

「パ」国におけるバイオ燃料の生産は、エタノールは砂糖キビ、サゴヤシ、ニッパヤシ及びその他の農産物から生産され、ガソリンに混ぜて自動車燃料として使用されている。更なるプロセスとして、「パ」国ではほとんど全ての野菜油 (バイオディーゼル) がディーゼル油と混合して使用されている。

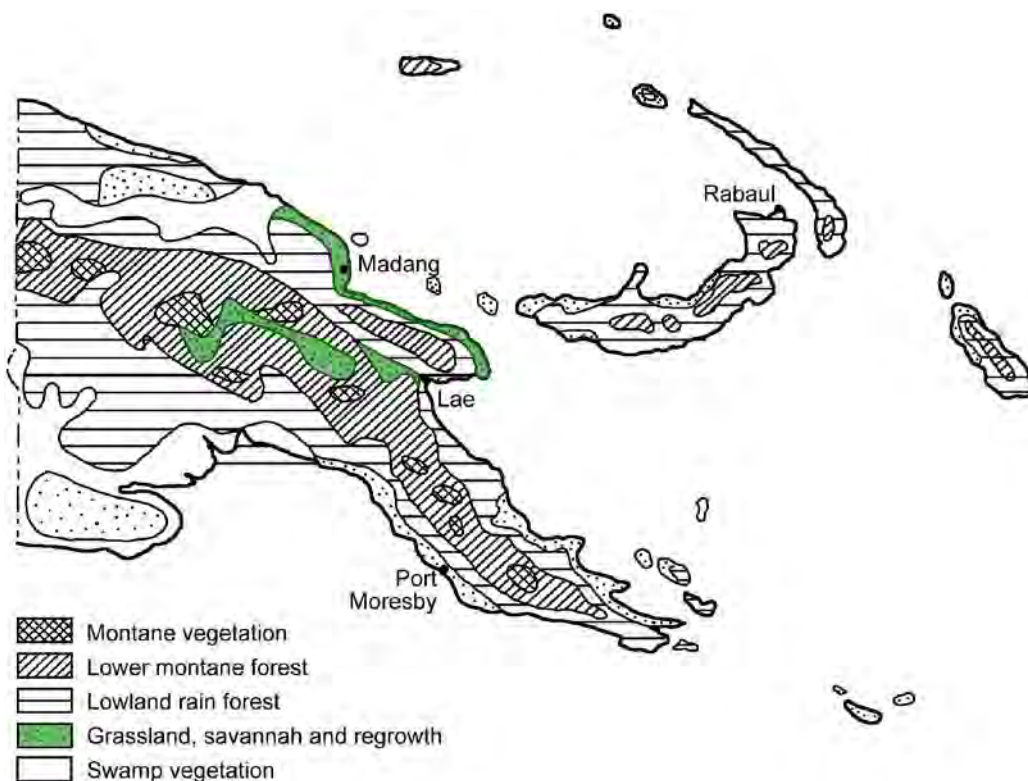
バイオマス発電の燃料として、プランテーション生産物（木、廃木）、木材及びその廃棄物（バーク、おが屑、ウッドチップ等）、農業廃棄物（バガス、ヤシ殻及び繊維分、果物の皮、コーヒ殻、籾殻等）及び台所ゴミ（残飯、残油、紙屑等）を検討した。

廃木材及び農業廃棄物は「パ」国では自家発電またはプロセス用蒸気及び料理用として活用されている。一方、台所ゴミは発電に利用するほどの量はない。

従い、ラム系統の発電用燃料としては、プランテーション生産物（木、廃木）が有望と思われる。プランテーションで生育した木を燃料とするバイオマス発電として、Oil Search が Morobe 州の Markham Valley で、30 MW (15 MW × 2 units) のバイオマス発電を計画している。

なお「パ」国では、プランテーションで生成される丸太と同量の廃木が焼却処分されている。これらの廃木を利用したバイオマス発電も有望と考えられるが、そのための F/S が必要となる。

図 3-5 に示す如く、木及び廃木による発電に適した場所としては、Markham Valley の他、grassland、savannah、regrowth と分類された Morobe 及び Madang 州東海岸、高原地域である。これらは現状、ほとんどが無耕作地帯である。



出典：Climate of Papua New Guinea by J.R. McAlpine, etc.

図 3-5 ラム系統におけるバイオマス発電候補地

## (e) 海洋エネルギー

「パ」国の潮流発電、波浪発電、海洋温度差発電のポテンシャルはほとんど知られていない。潮流発電は先進国でもパイロットプラントの状態にあり、海洋エネルギーを2030年までのラム系統の電源とするのは時期尚早と思われる。

## 3.2 2030年に向けてのラム系統発電用一次エネルギーの展望

第3.1節に示した現状を踏まえての評価結果を表3-2に示す。14のエネルギー源が評価され、5つのエネルギー策が2030年までにラム系統に電気を供給する有望なエネルギー源として選択された。

表 3-2 2030年に向けたラム系統の有望エネルギー源集約

No.	種類	有効性	説明
1	水力	○	ラム系統には水力発電に適した多数の大、中規模河川がある。例えば Ramu 及び Markham 川(大規模), Gowar, Mongi-Bulum, Baiune, Waghi, Asoro 及び Kaugel 川(中規模)である。
2	小水力	△	Madang, Morobe 州及び高原地域には豊富な小水力源がある。ただ、小水力の出力は1MWまでで、ミニグリッドでの地方電化に適している。
3	油	○	軽油はラム系統のディーゼル発電やガスタービン発電に広く使用されている。
4	天然ガス	○	現在、ラム系統に電力供給するための4つの有望なガス源がある。すなわち、Western 州の P'nyang ガス田及び Stanley ガス田, Madang 州の PPL 337 それと高原地域のガス焼き IPP プロジェクトである。
5	石炭	×	現在のところ、ラム系統に電力供給するために炭鉱を開発したり、「パ」国に石炭を輸入する計画はない。
6	地熱	△	ラム系統には幾つかの地熱のポテンシャルがある。すなわち、Morobe 州の Bulolo, Kulolo, Wondumi, Wau と Madang 州の Karkar Island, Long Island である。しかし、いずれも現在まで調査は行われていない。運開までの長期の準備期間を考えると、2030年までにラム系統に電力供給するのは難しいと思われる。但し、地熱は「パ」国の最も有望なエネルギー源の一つなので、2030年まで開発される希望が全くないとは言えない。
7	太陽光	○	Madan 及び Morobe 州の東海岸は日射量が大きく、メガソーラを含め、太陽光発電に適している。
8	風力	?	1990年代以降、風力の計測データはない。WBが「パ」国の風力ポテンシャルを確定するための調査を開始している。風力の可能性についてはその調査結果を待って判断する必要がある。
9	木を利用したバイオマス	○	Oil Search が Markham Valley で、ユーカリを燃料とする30MWのバイオマス発電プロジェクトを計画している。ラム系統には Markham Valley 以外にも適した場所がある。
10	廃木を利用したバイオマス	?	ラム系統で、プランテーションから出る廃木を利用したバイオマス発電の可能性はある。ただ、候補地点での実行可能性調査(F/S)の実施が必要となる。
11	農業廃棄物、木材廃棄物	×	これらの廃棄物はラム系統に電力を供給するには量が少な過ぎる。多くの廃棄物は自家用にすでに利用されている。
12	バイオガス	×	ガス化システム(バイオ化学プロセス、熱化学プロセスとも)は容量が小さく、ミニグリッドでの地方電化に向いている
13	バイオ燃料	×	バイオ燃料は「パ」国では、発電用ではなく、輸出や車の燃料として使用されている。
14	海洋エネルギー	×	「パ」国のポテンシャルは不明である。海洋エネルギーによる発電は先進国でもパイロットプラントの状態であることを考えると、2030年までに、ラム系統で海洋エネルギーを利用するのは時期尚早と考えられる。

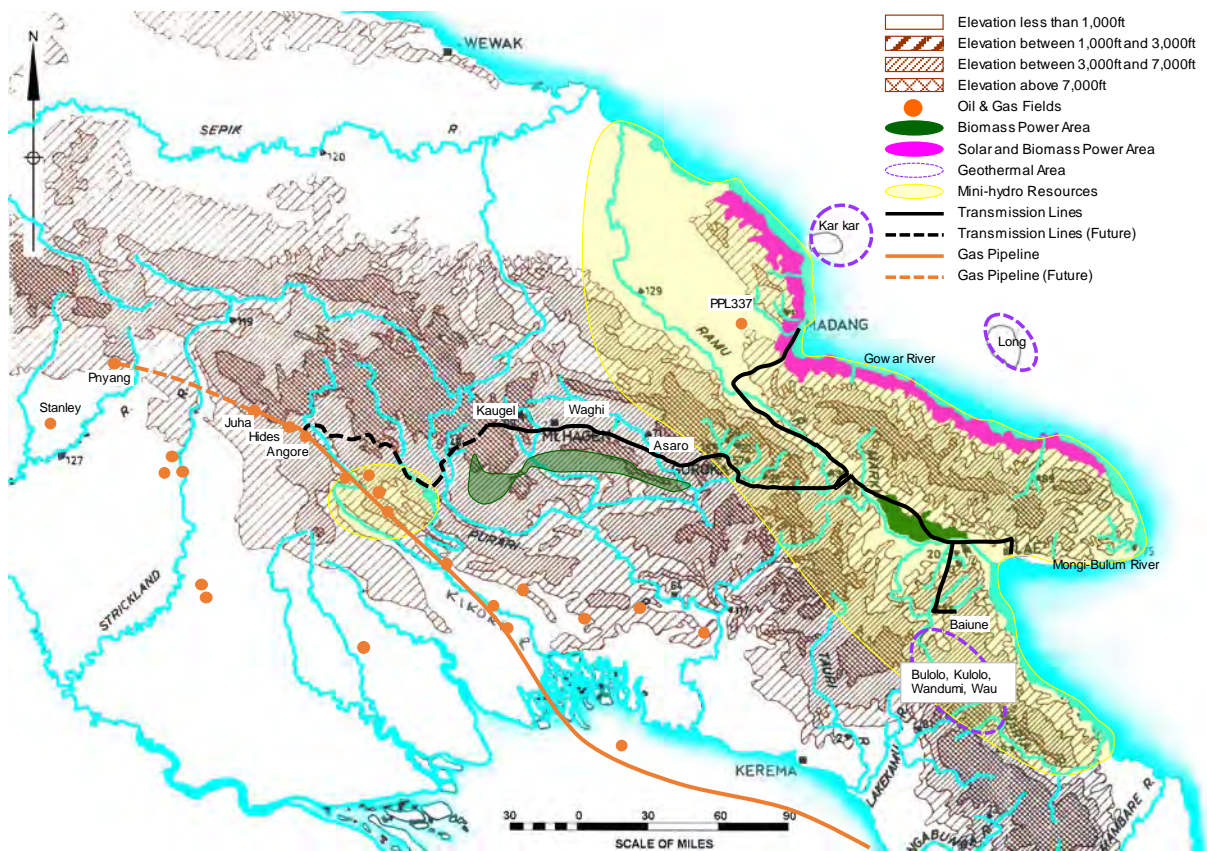
○: 適切 △: それほど適切ではない ×: 不適切 ?: 更なる調査が必要

出典: Prepared by the JICA Study Team



結論として、2030年までにラム系統に電気を供給する有望なエネルギー源として水力、油、天然ガス、太陽光、プランテーションで生育する木を燃料とするバイオマスがあげられるが、油はピーク用、バックアップ用及び大規模水力発電所運開までの短期救済用等の制限付き運用をすべきと考えられる。

図 3-6 は第 3.1 節に示した現状を踏まえての評価結果を反映したラム系統のエネルギー源地図である。



出典：prepared by JICA Study Team

図 3-6 ラム系統のエネルギー源地図

## 第4章 需要想定

### 4.1 背景

「パ」国は、2012年のオニール政権発足以降政情が安定、経済面でも2007年以降、好調な農業、鉱業部門に牽引され、実質国内総生産（GDP）成長率は6～9%と東南アジア国と比べても高い成長率を維持している。

現在、ラム系統の電力供給能力は不安定であり、発電所及び送変電網の故障等に起因した供給力不足による停電が頻発している。当該プロジェクトの中で、需要想定を実施し、発電所及び送変電網等の計画に反映する。

### 4.2 現状

ラム系統の総電力需要は、1999年頃から2007年までは、40MW台で停滞していたものの、2008年から50MW台、2010年から60MW台となり、2013年は81.8MW、2014年は87.8MWと着実な伸びを示している。2009年から2013年までの平均の伸び率は4.6%である。図4.1に2009年以降の販売電力量の推移を示す。

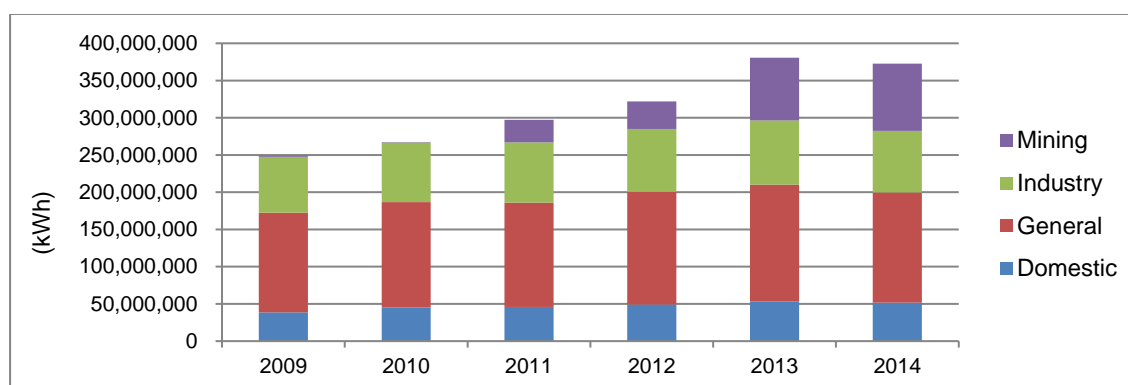
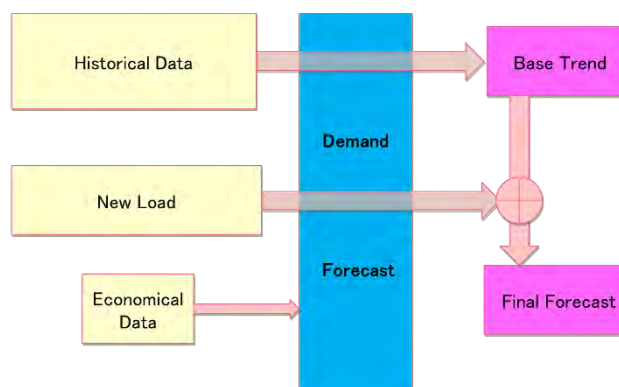


図 4-1 Historical Energy Sales Transition (2009-2014)

### 4.3 需要予測手法

今回、ラム系統の2030年までの需要予測を行うための手法として、PPLのFifteen Years Power Developing Plan (FYDP) ( ) 策定時に採用している手法をベースにして、予測を行う。



Final Forecast Demand=Base Load based on growth rate +  
New Load such as new mining and new Industry/commercial estate

## 4.4 結果

### (1) 需要予測のための前提条件

#### 1) ベース負荷

##### a) ラム系統全体

過去の実績データから、伸び率を推定する。2009年から2013年までの販売電力量の実績において、平均の伸び率は、4.6%である。また、「パ」国の Vision 2050 において、ベースケースの GDP の伸び率を 4.6%と見込んであり、この数値と近い数値を示している。

一方、IMF Economic Outlook Oct 2014 によれば、「パ」国の 2015年から2019年までの GDP の伸び率は、3.5%である。また、過去の実績データから、GDP 伸び率と電力量伸び率の比率である弾性率として 1.6 を採用し、伸び率は、5.6% (=3.5%×1.6) と推定される。

以上より、地方電化や自家発の影響を考慮して、伸び率は、5%～6%とする。

#### 2) 新規需要負荷

##### a) 鉱山需要

Ramu 系統の、新規鉱山の需要予測を下表に示す。

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ramu Nico ( ):By captive power			(36.2)	(80)	(80)	(80)	(80)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Wafi/Golpu							35	35	35	35	35	80	80	80	80	80	80
Yandera							100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
OK Tedi (Expansion)												80	80	80	80	80	80

##### b) 新規工業・商業団地需要

新規工業・商業団地のプロジェクトの需要予測を下表に示す。

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Madang	Madang Marine Park			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Taiheiyu Cement														3	3	3	3
	Prima							1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	News Port										4	4	4	4	4	4	4	4
	Portion 508											8	8	8	8	8	8	8
	KK Kingstone							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	BOC						1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Lae	MMJV											10	10	10	10	10	10	10
	Goodman						1.5	1.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
	Majestic						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nambawan						2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Dong Won						1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Haili Sheng							1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	Paradise Food						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	SP Brewery						0.5	1.2	2.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2

## (2) 需要予測

## 1) ノーマルケースの需要予測

Analysis Step	Conditions for the forecast		Reference
Base Load Variable Setting	Historical Data	4.6%	5 year's growth rate from 2009 to 2013 (Maximum of 5 year's growth rate between 2008-2014)
	GDP	3.5%	IMF "Economic Outlook" Oct 2014, Average of annual growth rate 2015- 2019
	Elasticity	1.6	Maximum of 5 year's average value between 2005 and 2014
Base Load Power Consumption Forecast	Growth Rate	5.0~6.0%	Historical data and GDP × Elasticity are considered, which includes rural electrification and outage impacts
Base Load Peak Demand Forecast	Power Loss Rate	22.0%	The average from result of 2005-2014
	Load Factor	68.8%	The average from result of 2005-2014
New Load Peak Demand	Power Loss Rate for Mining Load	4.0%	FYPDP
Total Peak Demand Forecast	Scenario	High Case	Base load growth rate:6.0% Whole Feasible New Loads are added
		Normal Case	Base load growth rate 5.0% Certain New Loads are added
Allocation to Center/Substation	Historical Data		Forecasted total peak demand is allocated to each center based on growth rate of each center by historical data

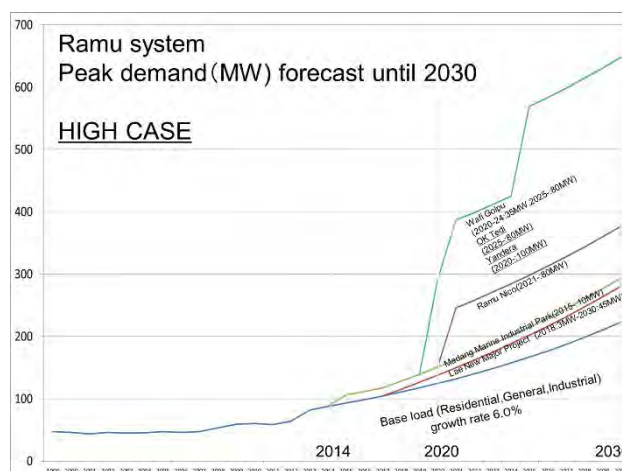
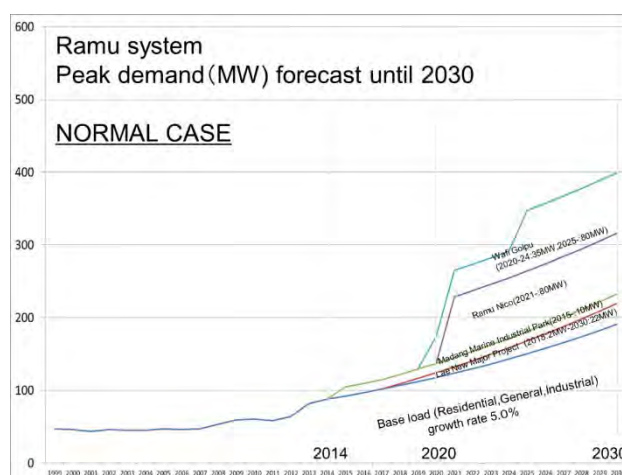
上表に示す前提条件に基づいて、実現性の高い、需要予測のケースをノーマルケースと呼び、次の条件で、予測を行う。

- ・ベース負荷の需要の伸び率は、5.0%とする。
- ・新規需要負荷は、実現性の高い負荷を計上する。

## 2) ハイケースの需要予測

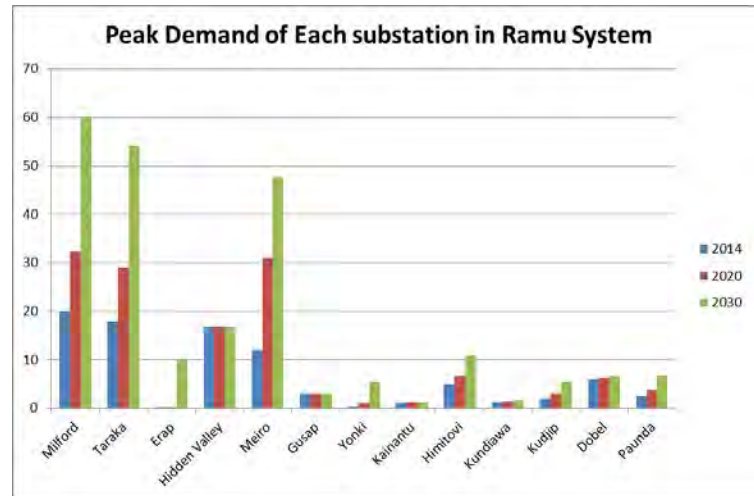
ノーマルケースに対して、想定できる最大限の需要予測のケースをハイケースと呼び、次の条件で、予測を行う。

- ・ベース負荷の需要の伸び率は、6.0%とする。
- ・新規需要負荷は、想定できる最大限の負荷を計上する。



### (3) 地域別の需要予測

将来の変電所や配電線の設備計画を策定する上で、Ramu 系統の地域毎の需要予測が重要である。Ramu 系統内の営業所（センター）毎の地域の 2030 年までの需要想定結果を右図に示す。



## 4.5 課題と提言

### (1) 新規需要の位置づけ(鉱山需要の影響とその供給)

新規鉱山需要の時期や規模で、全体計画に影響を受けにくくすることがのぞましく、今回の需要予測にも分離できるようにした。また、新規鉱山需要への電源供給についても、IPP や官民パートナーシップ (PPP) といった独立系電源を割り当てることにより、着実に伸びていくベース負荷とは別に考慮していくことが望ましい。

### (2) データの一元管理

マスタープランの実績データは、主に、発電側や変電所側は System Operations から入手し、また、需要家側は、Service Center から入手した。一方、需要予測策定には、FYDPD を参考にした。今後、需要想定に必要なデータの一元管理を行っていくことが望ましい。

### (3) 需要予測の定期的な見直し

マスタープラン策定後も、様々な状況変化が想定されるため、今回の需要想定の手法やデータベースを用いて、最新の実績データや GDP データに基づいて、定期的な見直しを行い、FYDPD に反映することが望ましい。

## 第5章 電源候補の開発地点調査

### 5.1 水力開発

現在、PPL は全国で 17 電力系統において運転を行っており、このうちポートモレスビー、ラム及び Gazelle Peninsula 系統が 10MW 以上の水力発電を主要電源としている。「パ」国の水力ポテンシャルは 15,000MW と見積もられているが、全発電容量 580MW 程度のうち、水力は 220MW に過ぎない。

「パ」国政府は慢性の電力不足の解決に取り組んでおり、クムル統合ホールディングス (KCH) はポートモレスビー 系統の Naoro Brown 水力 (80MW) とラム系統の Ramu 2 水力 (180MW) を PPP/IPP スキームで促進している。

#### 5.1.1 水力発電施設の現状

##### (1) ラム系統の既設水力発電所

ラム系統において Ramu 1 水力発電所が主要電源となっている。ほとんどの水力発電所は約 30 年以上稼働している。しかしながら、保守が適切に実施されていないため、発電停止や出力低下が生じている。

水力は全発電量の約 90%を供給している。PPL 所有の水力の全設備容量は約 100MW であるが、可能最大出力は不適切な保守や設計ミスのために 60MW まで低下している。下表にラム系統の既設水力発電所の概要を示す。

表 5-1 ラム 系統の既設水力発電所の概要

Plant Name	Type	Rated Output	Available Output	Date Comm.	Owner	Remarks
Ramu 1	REV	#1-#3: 15 MW × 3 units #4, #5: 16.5 MW × 2 units Total Max output: 78 MW	45 - 50 MW	#1-#3: 1976 #4-#5: 1990	PPL	#1-#3 turbines were replaced in 1991.
Pauanda	ROR	6 MW × 2 units	8 - 10 MW	1983	PPL	
YTOD	REV	9.3 MW × 2 units Total: 18.6 MW	6 MW	2013	PPL	
Baiune	ROR	Upper Baiune: #1: 2 MW #2, #3: 4.7 MW × 2 Total: 11.4 MW	8 - 10 MW	2013	IPP (PFP*1)	Mainly supplies to Hidden valley mine, Max 16 MW
		Lower Baiune #1 - #5: 0.7 MW × 5 Total: 3.5 MW		2006	IPP (PFP*1)	

Note: REV: Regulated by reservoir

ROR: Run-of-river

PFP: PNG Forest Products, generated energy mainly supplies to Hidden valley mine (Max. 16 MW)

YTOD (Yonki Toe of Dam) 水力発電所は、Yonki ダムの直下に位置し、Ramu 1 水力発電所は約 2km 下流にある。Pauanda 水力発電所は Western Highlands 州に位置し、約 260 km の送電線で Ramu 1 水力発電所と接続されている。Baiune 水力発電所は Morobe 州に位置し IPP により運営されており、主に Hidden Valley 鉱山に電力を供給している。既設水力発電所の系統イメージおよび位置図を示す。

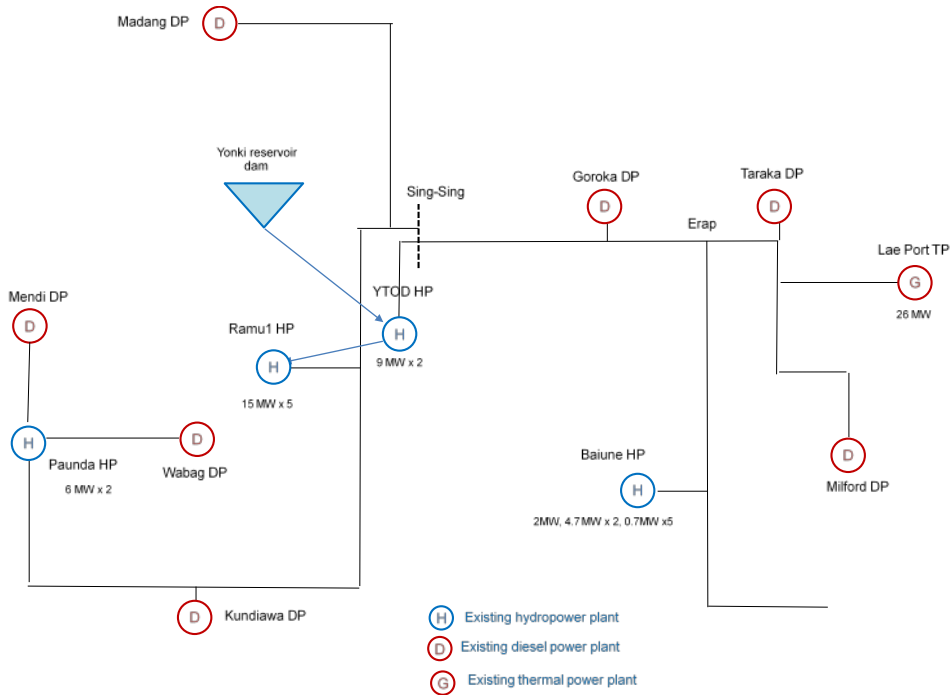


図 5-1 ラム系統の既設発電所のイメージ図



図 5-2 ラム系統の既設発電所の位置図

## (2) 既設水力発電所の運転状況

2014年の全発電量は購買電力を含め487.9 GWhである。水力による発電量は372.5 GWhであり、全発電量の76%になる。火力による発電量は47.4 GWh（10%）、購買電力量は68.1 GWh（14%）である。

水力による発電量は最近10年間で98.4 GWh（136%）の増加にとどまるが、一方火力による発電量と購買電力量を合わせた電力量は110.2 GWhと著しい増加を示している。このような傾向は2011年から生じており、ラム系統の需要に対して水力の容量に十分な余力がなくなっているためである。ラム系統では、Ramu 1とPauanda水力発電所の建設以来、30年以上新規水力が投入されなかったことによるものである。2013年11月に最大出力18MWのYTOD水力発電所が運転を開始したが、設計上の不具合により出力は6～7MWに制限されている。2005～2014年のラム系統の年間の水力、火力による発電量及び購買電力量の履歴を図5-3示す。

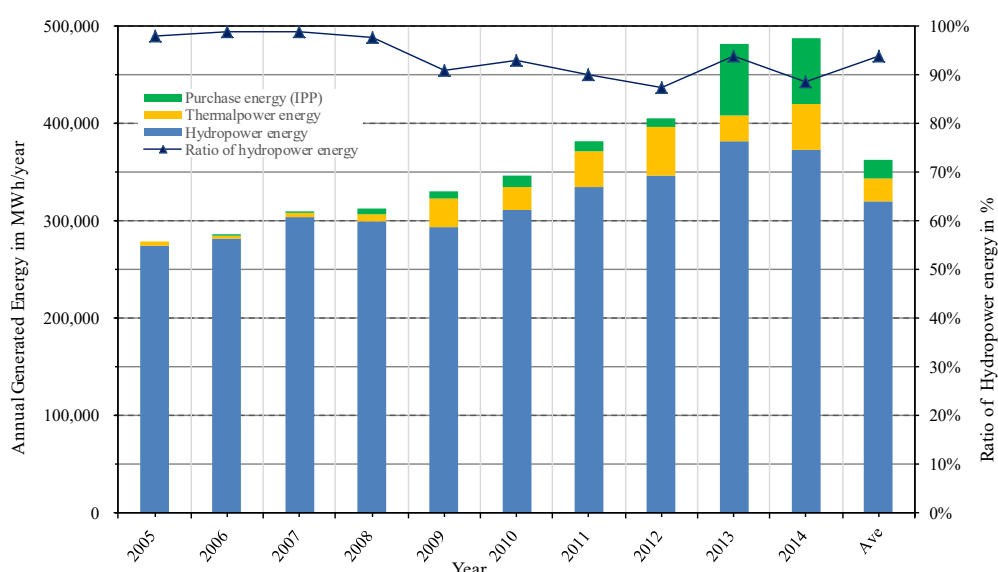


図 5-3 ラム系統の年間発生電力量及び購入電力量（2005-2014）

Ramu 1 発電所はラム系統の主要電源であり、2014年の年間発電量は290.7 GWh、で全発電量の約60%、全水力発電量の約78%である。Ramu 1、Pauanda水力発電所の最近10年間の平均設備利用率は、それぞれ62%、61%である。2013年に竣工したYTOD水力発電所は設計上の不具合により32%にとどまっている。各既設水力発電所の年間発電量を次表に示す。



表 5-2 ラム系統の各水力発電所の年間発生電力量(2005 to 2014)

Unit: MWh/year

Year	RAMU 1 HYDRO	YONKI TOD	PAUANDA HYDRO	TOTAL RAMU HYDRO	TOTAL RAMU THERMAL	Total Hydro+ Thermal	TOTAL RAMU Purchased	TOTAL RAMU
2005	225,333	0	48,738	274,071	5,278	279,348	0	279,348
2006	228,967	0	52,302	281,269	3,145	284,414	756	285,170
2007	251,445	0	52,700	304,145	3,660	307,805	1,547	309,352
2008	245,710	0	53,353	299,062	7,058	306,121	5,993	312,114
2009	236,998	0	56,476	293,474	29,606	323,080	6,586	329,666
2010	255,377	0	55,514	310,891	23,293	334,185	12,511	346,696
2011	269,529	0	65,699	335,228	36,914	372,142	10,326	382,468
2012	275,853	0	70,089	345,942	50,121	396,063	8,976	405,039
2013	327,764	*8,148	46,591	382,503	25,160	407,664	74,539	482,203
2014	290,675	51,501	30,303	372,478	47,385	419,863	68,073	487,936
Ave.	260,765	51,501	53,176	319,906	23,162	343,068	18,931	361,999
Min.	225,333	51,501	30,303	274,071	3,145	277,216	0	277,216
Max.	327,764	51,501	70,089	382,503	50,121	432,624	74,539	507,163

Note: \*: total of 2 months of operation 出典 : PPL

Pauanda 水力は流れ込み式発電所であり、乾季の出力は 8MW に低下し発電量は 80%まで減少する。2014 年は水車故障のため発電量は 30 GWh/year まで減少した。

図 5-4 に示す最近 10 年間の運転記録をもとに各水力発電所の発生可能発電量を以下に纏める。

- Ramu 1 HP: 320 GWh/year (CF=76%, Pmax=48 MW)
- Pauanda HP: 70 GWh/year (CF=80%, Pmax=10 MW)
- YTOD HP: 50 GWh/year (Installed capacity is 9 MW × 2 units, but available output is 7 MW) (CF=32%)

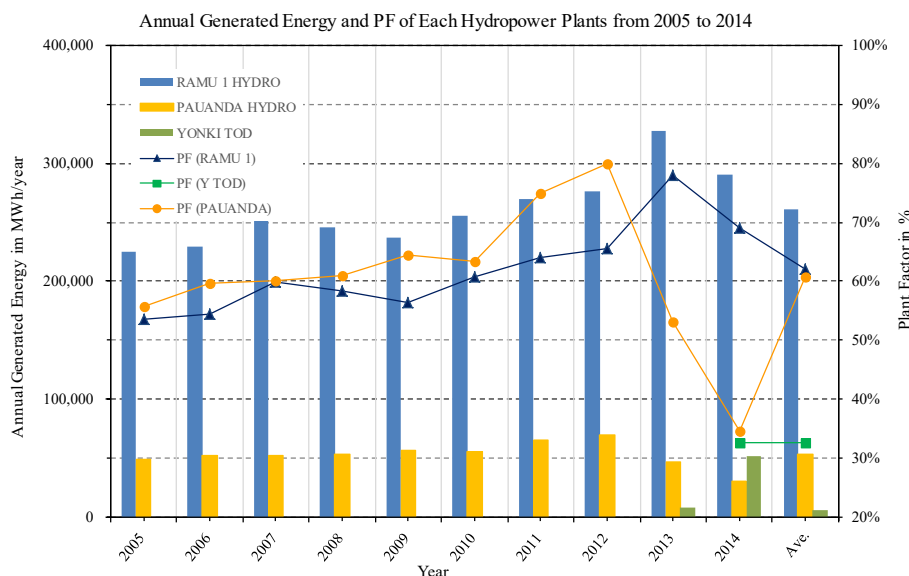


図 5-4 ラム系統の各水力発電所の年間発生電力量 (2005 to 2014)

ラム系統の日運転パターンは図 5-5 に示すとおり水力ベースであり、午後と夜間のピーク時間に火力が電力供給している。Ramu 1 発電所は全発電量の約 60%を占め、ベースとミドル需要を供給している。

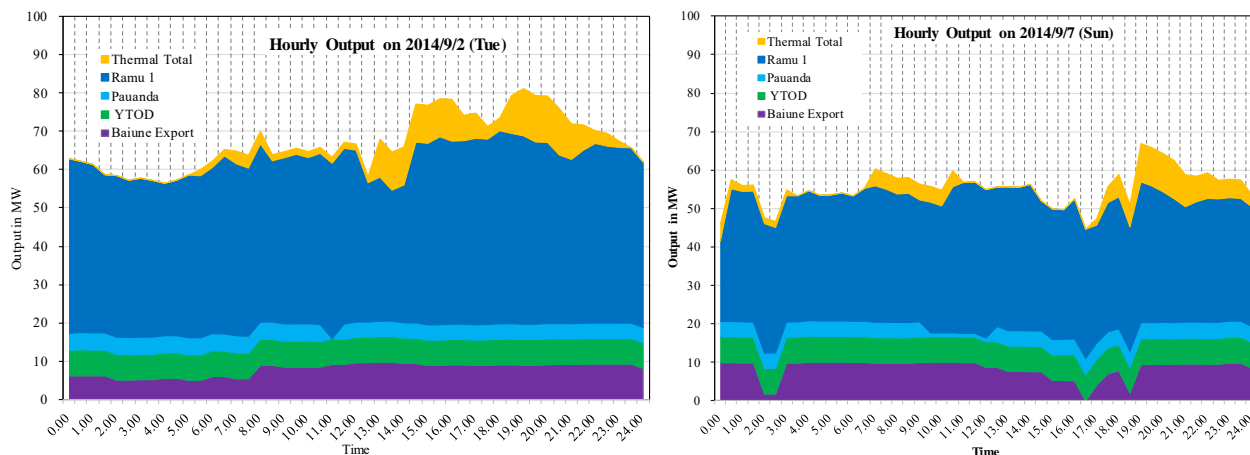


図 5-5 平日(2014年9月4日(水))及び週末(2014年9月7日(日))の日運転パターン

(3) Details of Existing Hydropower Plants

PPL が所有する既設発電所の主要諸元を表 5-3 に示す。

表 5-3 既設水力発電所の発電設備の主要諸元

unit	Date Comm.	maker	Type	Turbine			Generator					
				Rated Speed rpm	Rated Head m	Max. flow m <sup>3</sup> /sec	maker	type	Voltage	AMPS	kVA	kW
Ramu 1 Hydropower Plant												
#1	1974-75	Litostroj	V/Francis	750	198.6	9.80	Rade Koncar	Synch	11,000	1,017	16,660	15,000
	1991	Boving	V/Francis	750	198.6	9.80						
#2	1974-75	Litostroj	V/Francis	750	198.6	9.80	Rade Koncar	Synch	11,000	1,017	16,660	15,000
	1991	Boving	V/Francis	750	198.6	9.80						
#3	1974-75	Litostroj	V/Francis	750	198.6	9.80	Rade Koncar	Synch	11,000	1,017	16,660	15,000
	1991	Boving	V/Francis	750	198.6	9.80						
#4	1989	Boving	V/Francis	750	198.6	8.94	Elin	Synch	11,000	1,017	18,000	17,000
#5	1989	Boving	V/Francis	750	198.6	8.94	Elin	Synch	11,000	1,017	18,000	17,000
total						47.28						79,000
Pauanda Hydropower Plant												
#1	1983	Ebara	H/Francis	500	109.5	6.23	Sinko Elec.	Synch	11,000	656	7,500	6,000
#2	1983	Ebara	H/Francis	500	109.5	6.23	Sinko Elec.	Synch	11,000	656	7,500	6,000
total						12.43						12,000
YTOD Hydropower Plant												
#1	2014	Harbin Ele. Machinery	V/Francis	300	43.0	24.40 (23.98)	Harbin Ele. Machinery	Synch	11,000	556	10,600	9,300
#2	2014	Harbin Ele. Machinery	V/Francis	300	43.0	24.40 (23.98)	Harbin Ele. Machinery	Synch	11,000	556	10,600	9,300
total						48.80						18,600

( ) rated discharge (nameplate)

出典 : PNG Power, Fifteen Year Power Development Plan, 2014 - 2018

### 1) Ramu 1 水力発電所

Ramu 1 発電所は Phase-1 として 1976 年に 3 台、Phase-2 として 1990 年に 2 台の水車発電機が地下発電所に設置された。当初は流れ込み式として開発されたが、1992 年に約 2km 上流に Yonki ダムが建設され、約 340 百万 m<sup>3</sup> を有する貯水池式発電所となった。2013 年 11 月にダム直下に YTOD 発電所が竣工した。Ramu 1 発電所は取水堰により調整池を有するが数時間の容量である。

5 台の水車発電機器の改修工事は Andriz Hydro (Austria) が 2011 年より実施して、2014 年に 3、4 及び 5 号機は完了したが、1、2 号機は PPL の予算問題で延期となっている。

5 台合わせた最大出力は 75 MW であるが、最大出力時の発電流量 47 m<sup>3</sup>/sec に対して放水トンネル容量が 25 - 30 m<sup>3</sup>/sec 程度と不足しているため 45~50MW 程度の出力となっている。また、2011 年に PPL が実施した点検調査では圧力取水トンネルのコンクリートライニングエルボー部に大規模な崩壊、4、5 号機のドラフトチューブの裏込コンクリート部に空隙が見つかった。

### 2) Pauanda 水力発電所

Pauanda 発電所は 1983 年 3 月に運転を開始した流れ込み式で最大出力は 12 MW (6 MW × 2 units) である。乾季には河川流量が減り出力は約 80%程度に低下している。

発電所は竣工後、30 年以上経過しており、近年は機器故障、スペアパーツ不足で長期間の運転停止が生じている。2015 年 6 月時点では、2014 年 5 月に生じた 1 号機の水車軸受損傷のため運転が停止しており、2 号機も冷却水供給システムの不具合のため低出力 (1MW 程度) で運転している。また、機器が古く制御関連のスペアパーツも調達できない。また、水槽基礎の沈下、滑りにより鉄管に伸縮継手の許容変形量を越える大きな変形が生じたため鉄管の補修が行われている。滑り対策工事が実施されていないため現在も水槽に変位が生じている。

### 3) YTOD 水力発電所

YTOD 発電所は Yonki ダム直下に位置し、約 2km 下流に Ramu 1 発電所がある。Yonki ダム (高さ 60m) と Ramu 1 発電所取水口の約 50m の落差を利用している。2008 年に中国施工業者と EPC 契約締結し施工が開始されたが、契約不履行問題で PPL は本契約を破棄した。このため、日本工営の技術支援のもと残りの建設工事を大豊建設に、発電設備工事を Andriz Hydro (Austria) に発注し 2013 年 11 月に運転を開始した。

しかし、運転開始後、水車停止時に大きな水圧脈動が生じ、それが水車や構造物に損傷を与える高いリスクがあると判断された。このため、現在、最大発電流量 (47 m<sup>3</sup>/sec) の約半分 (16~20 m<sup>3</sup>/sec) で発電している。バイパスバルブより 5~9 m<sup>3</sup>/sec を放流して

おり、下流の Ramu 1 発電所の必要な発電流量を確保している。このため、設計最大出力 18 MW (9 MW、2 units) に対し 6~7 MW の出力となっている。また、冷却水供給システムの機能が不十分なため改善が必要である。水圧脈動対策のため調圧水槽（サージタンク）の追加工事がコンサルタントより提案されているが、PPL 内において協議されている。

#### 4) Baiune 水力発電所

Baiune 発電所は PNG Forest Product Ltd.が所有する流れ込み式水力（IPP）で主に Hidden Valley 鉱山（最大需要 16MW）に電力供給している。2007 年に Lower Baiune 発電所（4.7MW）、2013 年に Upper Baiune 発電所（11.4MW）が竣工した。総設備容量は約 15MW であるが、実出力は雨季 10MW、乾季 8MW 程度である。

### 5.1.2 水力発電施設の保守管理

#### (1) ポートモレスビー本社の運転保守部門

運転保守部長の監視下に水力機器保守チーム（4 人）、送電&配電保守チーム（3 人）及び土木保守チーム（3 人）が組織されている。PPL の所有する「パ」国全土の 11 カ所の水力発電所を 10 名体制で管理している。発電設備、土木設備、水門、鉄管保守及び送配電設備の点検、設計、購買、補修工事の監督等を僅か 10 名で実施している。

#### (2) 各水力発電所の運転保守体制

Ramu 1 水力発電所の運転保守要員は全部で 31 名であるが、10 名のポジションは配属されていない。運転課は 4 グループに分けられ 3 シフトで勤務している。1 グループは 2~3 人である。YTOD 発電所の運転員は 1 人であるが、Ramu 1 と YTOD 発電所間は遠方監視制御データ収集（SCADA）システムが設置されている。

Pauanda 発電所は全部で 13 名の運転保守要員である。4 人の運転要員が 3 シフトで勤務している。

#### (3) 水力発電所の保守について

ポートモレスビーの運転保守部は、人員と予算不足のために定期点検は実施していない。各発電所から問題が生じて要請がある時に派遣されて点検を行う。最近 6 か月間の補修作業を纏めた月報及び 12 ヶ月毎に補修工事の積算、必要な補修項目のアップデート等の年報が作成される。

### 5.1.3 既存水力発電所の修繕、補修及び増強計画

水力発電はラム系統で重要な役割を果たし、最も安価な発電単価であり十分な便益を生み出す。しかしながら、老朽化した発電設備、制御設備等に対して十分に適切な保守・改修が実施されていないので、発電設備の不具合、故障が頻繁に発生している。短期電源開発計画には、既設水力発電所の修繕／改修／増強が経済的、時間的及び環境面から不可欠である。

#### (1) Ramu 1 水力発電所

Ramu 1 発電所は 1980 年に竣工し 35 年経過している。このため、5 台の発電設備の改修工事の契約が 2013 年に Andritz Hydro (Austria) との間で締結された。2014 年 10 月に 3 号～5 号が完了したが、1 号、2 号の改修及び 4 号、5 号のランナー交換は PPL の支払いの遅れで中断している。

Ramu 1 発電所の放水路トンネルの容量は 25～30 m<sup>3</sup>/sec で 3 台の水車の最大発電流量 (10 m<sup>3</sup>/sec/台) 相当分に過ぎず、可能出力は 45～50 MW である。5 台の水車を同時に運転し最大出力 75MW の発電ができるようするには、放水路トンネルをもう 1 条増設する必要がある。増設に伴い、現在の可能最大年間エネルギー 320 GWh/year が 400 GWh/year に増える。調査、設計、入札までに 1 年半、契約及び建設に 2 年～3 年が想定される。

#### (2) Y TOD 水力発電所

2013 年の運開後より、最大出力の停止時に大きな水圧脈動が生じたため、将来水車と構造物に深刻な損傷が起こる可能性が高いと判断された。このため、最大出力 18 MW (9 MW, 2 units) の半分の 6～7MW で運転している。同時に、現在の可能最大年間エネルギー 50 GWh/year が 80 GWh/year に増える。2014 年にはコンサルタントによる入札評価が完了しており、契約及び建設に 2 年程度が想定される。2015 年 6 月時点では PPL と KCH の役員会の承認が下りず作業は中断している。

#### (3) Pauanda 水力発電所

Pauanda 発電所は 1980 年に竣工し 30 年が経過している。この間にオーバーホールは行われていない。2014 年 5 月に生じた 1 号機の水車軸受の損傷で発電が停止している。また、2 号機も水車軸受の温度が高くなるため 1MW 程度の出力に低下して運転している。(2015 年 6 月現在) 2012 年には発生電力量 70.1 GWh/year が最大であったが、上述の機器故障のため 2014 年の発生電力量は 30.3 GWh/year まで低下している。改修後には、平均出力 9MW、CF=0.9 と仮定すると電力量は 71.0 GWh/year まで増えると想定される。

### 5.1.4 水力発電開発計画

「パ」国は豊富な未開発水力資源を有しており、水力は国産の主要なエネルギーとなっている。水力エネルギーは燃料費が不要であり、運転保守（O&M）コストが安く、ライフタイムは50年以上も可能である。二酸化炭素を発生しない環境にも優しいエネルギーの一つであり、大規模な貯水池ダム建設がない場合は住民移転等の大きな社会問題も生じない。一般水力において環境社会影響は小さいと言える。

「パ」国全国レベルの水力ポテンシャル調査が1980年代に行われている。調査は地形図（1:100,000）と1960～1980年の雨量及び河川流量の観測データを用いた概略調査であった。その後は雨量、流量観測所は閉鎖され、水文データは更新されていない。このような状況でラム系統において以下の有力な水力ポテンシャルサイトの Pre-FS、FS 等の調査が行われている。新規計画水力プロジェクトの位置図と概要を図5-6および表5-4示す。

- Ramu 2 水力プロジェクト (180MW)
- Mongi-Bulum 水力プロジェクト (116MW)
- Kaugel 水力プロジェクト (90MW)
- Gowar 水力プロジェクト (44MW)



図 5-6 ラム系統における既設水力発電所及び計画水力プロジェクトの位置図

表 5-4 ラム系統における計画水カプロジェクトの概要

Plant Name	Type	Rated Output	Expected Comm. Year	Owner	Outline etc.	Previous Study
Baime	ROR	9.0MW (4.5MW × 2 units)	2019	IPP	CF=80%	
Ramu 2	REV	180MW (80 MW × 3 units)	1983	PPP/IPP	The intake of the Ramu 2 HPP is planned just downstream of the outlet of Ramu 1 HP as part of the cascade development scheme (YTOD HP – Ramu 1 HP – Ramu 2 HPP) 10%超過確率流量:1,340 GWh/年 95%超過確率流量: 850GWh/年	Pre F/S: 2006.09 Interim F/S: 2006.11 Final F/S: to be completed in 2015
Mongi-Bulum	ROR	116MW (36MW x 3 units)		IPP	Prior to the commencement of the Feasibility study, hydrological observations are to be carried out.	Pre F/S Phase1: 2013.10 Pre F/S Phase2: 2014.4
Kaugel	ROR	90MW (36MW x 3 units)		IPP	No further study has been conducted since 1979, so an updated study is required	F/S: 1979.2
Gowar	ROR REV	44MW in stage-2		IPP	a pre-feasibility study shall be conducted in due course before the feasibility study	Preliminary Study: 1980.11

### 5.1.5 将来の水力発電候補計画

「パ国」の発電事業は PPL が独占してきたが、2014 年 1 月に Third Party Access Code が施行され、民間投資の促進が図られることとなり、IPP/PPP スキームによるプロジェクトが増えることが期待されている。電気料金に影響を与える Power Purchase Reference Price (PPRP)は PPL が ICCC に提出し承認を得ることになっている。

既設水力発電所の実際の出力は保守不良と設計不具合によって低下している。短期電源開発計画においては、これら既設水力発電所の改修／増強が経済的かつ現実的である。一方、中長期計画においては、新規水力は経済的及び環境面から優先的に開発されるべきである。しかしながら、新規水力に対しては、過去の調査のレビューと新規有望サイトの検討に基づいて、今後フィージブルなプロジェクトを見極める必要がある。また、新規水力については、F/S、EIA 等の調査、入札、契約及び施工に至るリードタイムが中小規模（流れ込み式）で約 3 年、大規模（ダム貯水池式）で 7～8 年程度と長期となる。

図 5-7 および図 5-8 下表にラム系統における短期電源計画における既設水力改修候補プロジェクト及び長中期計画における新規水力開発候補プロジェクトの投入可能スケジュールを示す。

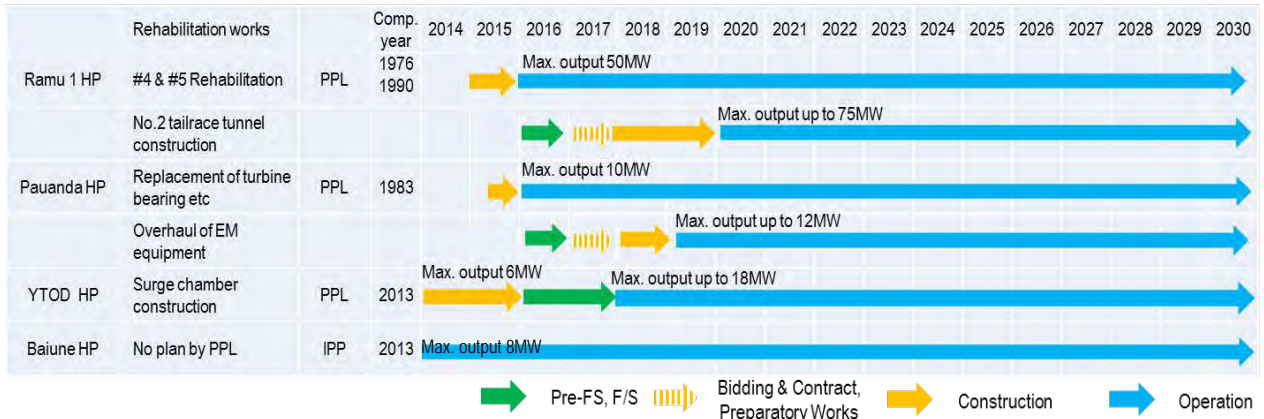


図 5-7 既設水力発電所の改修計画スケジュール(短期計画)

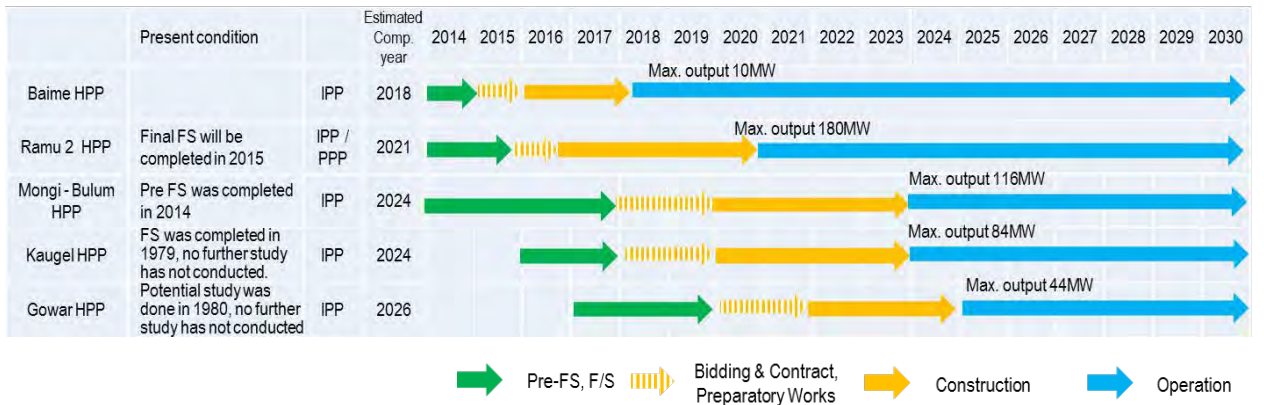


図 5-8 新規水力発電プロジェクト開発スケジュール(中長期計画)

5.1.6 結果と提言

(1) 既設水力発電所の効果的な運用

ラム系統において既設水力発電所の発電単価は他の電源と比べて最も安価である。流れ込み式水力はベースロードを貯水池式水力はミドル及びピークロードを供給する。Ramu 1 発電所は効率的な貯水池運用と無効放流を減少させることでより多くの発電量を供給できる。水力発電による発電量を最大限供給することでディーゼル/火力発電による発電量を減らし、燃料費用を節約することができる。図 5-9 に示すように Ramu 1 発電所の設備利用率は現在約 60%である

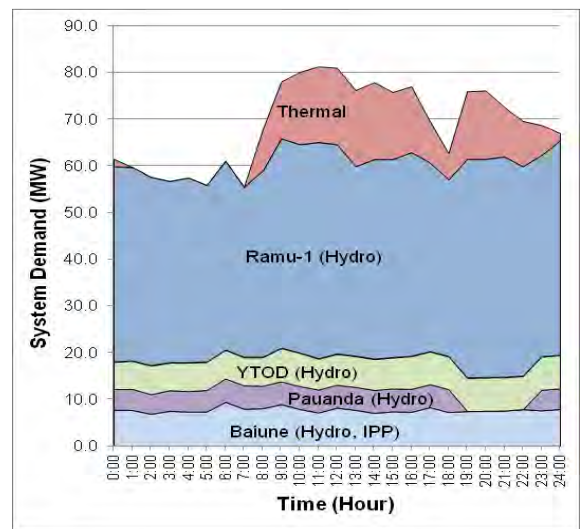


図 5-9 ラム系統の典型的な日負荷曲線



が、80%程度まで上げることができれば発電量が年間約 60 GWh/year 増え、ディーゼル発電コストが約 21 mil USD 節約できると想定される。

## (2) 既設水力発電所の適正な保守

発電所の定期的で適正な保守は、発電所を常に良い状態で運転すること、発電量を最大にし、発電所のライフタイムを長期にするために不可欠である。定期的な補修や取替をしないで大きな事故が生じた場合、修理や取替費用は非常に高額となる。このような事態を避けるためにも PPL は定期的な保守、スペアパーツの予算を確保すべきである。Pauanda 発電所は最近機器の不具合で設備利用率が約 35%まで低下している。このため例年と比較して発電量で約 20 GWh/year 減少している。ディーゼル発電コストに換算すると約 7 mil USD 相当となる。

## (3) 短期発電開発計画における既設水力発電所の迅速な改修／増強計画の必要性

新規の水力開発は長期のリードタイムが必要となり、数十 MW 規模の水力でも初期投資額は非常に高額となる。したがって、既設水力発電所の改修／増強計画は、数年先に予想される電力不足に対して最も経済的で短期対策としてフィージブルである。次表に既設水力改修によって得られる便益の想定額を纏める。

Rehabilitation / Refurbishment	Increase of annual energy	Annual saving cost of diesel generation
Ramu 1 HP Enhancement of Maximum Power Output (No.2 Tailrace tunnel)	Before Reh.: 320 GWh/year After Reh.: 400 GWh/year Increased energy: +80 GWh/year	80 GWh × 10 <sup>6</sup> × 0.36 USD/kWh = 28.8 mil USD
	Before Reh.: 45-50 MW After Reh.: 75 MW Increased output: +25-30 MW	Increased peak output will help to minimize peak load generation facilities such as diesel power plants.
YOTD HP Surge chamber construction	Before Reh.: 50 GWh/year After Reh.: 80 GWh/year Increased energy: +30 GWh/year	30 GWh × 10 <sup>6</sup> × 0.36 USD/kWh = 10.8 mil USD
Pauanda HP Overhaul of E/M equipment	Before: 38 GWh/year <sup>*1</sup> After: 70 GWh/year <sup>*2</sup> Increased energy: +32 GWh/year <sup>*1</sup> : mean energy in 2013 and 2014 <sup>*2</sup> : max. energy in 2012	32 GWh × 10 <sup>6</sup> × 0.36 USD/kWh = 11.5 mil USD

Reference: Generation cost of a diesel power plant

6,000 liters / hour x PGK 3.50 / liter / 23,000 kWh = PGK 0.91 / kWh = 36 centUSD/kWh

Where, Fuel: HDS (High-Speed Diesel) PGK 3.50 / liter, 6,000 liters/hour of a 23 MW diesel plant  
1 US\$ = 0.40 PGK Kina

#### (4) 水力ポテンシャル調査のアップデート

「パ」国国土の水力ポテンシャル調査が 1980 年代に実施されて以降、約 30 年間アップデートされていない。さらに悪いことに、1990 年以降は雨量、河川流量の測定も行われていない。したがって、ポテンシャル調査のアップデートや水文観測を行ない有望な水力プロジェクトを確認することが必要である。また、鉱山需要を想定した数百 MW の中規模水力の Pre-FS、FS は実施されてきたが、鉱山需要が遅れたり、キャンセルとなった場合でも高価なディーゼル発電コストを節約するために投入できるような経済的で現実的な小規模水力プロジェクトの調査も必要である。

#### (5) 水力発電開発プロジェクトの促進

鉱山開発は「パ」国の経済成長と政府の利益に繋がる重要なものである。しかしながら、鉱山事業は世界経済、市場価格、財務状況等に影響されるため、確実に開発時期、必要最大出力、消費電力量等を確認するのは非常に難しい。したがって、IPP は鉱山需要のような規模の大きな発電事業の投資に対して高いリスクを負うことになる。政府が参画する PPP 事業としてリスクを軽減することも考えられる。その結果、PPL はより安価な電力購入が可能となることが期待される。

以下、参考に各発電所の写真を示す。



Underground powerhouse



Control house

写真 5-1 Ramu 1 水力発電所 (Nov. 6, 2014)



Powerhouse interior



Powerhouse exterior

**写真 5-2 Pauanda 水力発電所 (Nov. 12, 2014)**



Yonki reservoir dam and Intake tower gate



Powerhouse exterior



Turbine and generator



Powerhouse Building 1st floor

**写真 5-3 YTOD 水力発電所 Yonki 貯水池ダム (Nov. 6, 2014)**

## 5.2 火力発電所

## 5.2.1 5年(2015-2019) – 発電所のリハビリテーション ワークトリ・プレース計画

PPL の資金調達はかなり厳しい状況にある。

安定した電力供給をするために、以下の発電所の5年(2015年～2019年)のリハビリテーション工事とリ・プレース計画は現在検討中である。

表 5-5 5年(2015-2019) – リハビリテーション ワークトリ・プレース計画(案)

No.	発電所名	内容	備考
1	Milford	-MOH Unit Nos.3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12 -Radiators Fan Replacement-Unit Nos.4, 5 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	※1 MOH : Major overhaul
2	Taraka (PPL)	-MOH Unit Nos.1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	※2 各発電所の MOH の見積り費用は下記の通り :
3	Madang	-MOH Unit Nos.2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital) Replacement	(K million)
4	Mendi	-MOH Unit Nos.4 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	
5	Wabag	-MOH Unit Nos.1, 2, 3 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	
6	Goroka	-MOH Unit Nos.1, 2 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	
7	Kundiawa	MOH Unit No.1 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	
8	Paunda Aug.	-MOH Unit No.1 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	
9	Ramu Aug.	-MOH Unit No.1 -Electrical & Control Protection Replacement (Digital)	

発電所名	見積り費用
Milford	10
Taraka (PPL)	3
Madang	6
Mendi	0.5
Wabag	0.5
Goroka	0.5
Kundiawa	0.3
Paunda Aug.	0.3
Ramu Aug.	0.3
Total	21.4

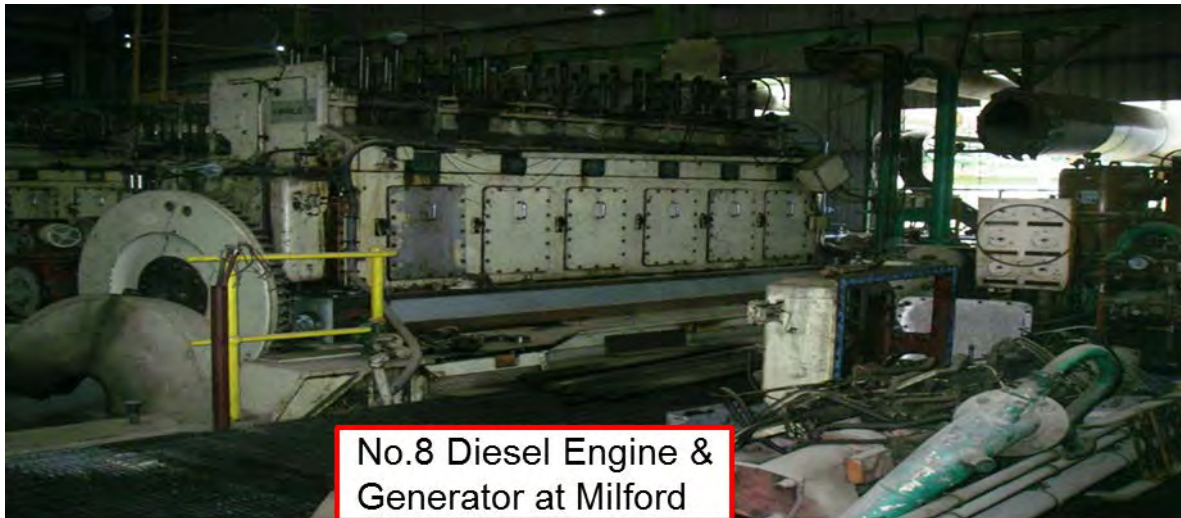
出典 : PPL

## 5.2.2 廃止計画

(1) ディーゼルエンジン・発電機の廃止されたユニット数は以下に示す(合計9台)。

表 5-6 ディーゼルエンジン・発電機の廃止リスト

No.	発電所名	ユニット No.	エンジンメーカー	N'Plate Rating (kW)	Site Rating (kW)	Speed (rpm)	試運転年
1	Milford	1	English Electric	840	500	428	1969
		2	English Electric	840	500	428	1969
		8	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	19
2	Taraka (PPL)	6	Caterpillar	1,440	1,000	1500	2009
3	Madang	1	Caterpillar	600	0	1500	2005
		4	Niigata	1,500	1,000	375	1972
		6	Niigata	3,300	2,000	600	1980
4	Mendi	1	Rolls Royce	300	0	1500	1980
		2	Rolls Royce	250	0	1500	1979
		3	Rolls Royce	300	0	1500	1979



(2) 今後の既設のディーゼルエンジン ユニットの廃止計画

今後の5年（2015～2019）の電力供給に関しては、火力発電所の運用が非常に厳しい状況に向かっている。

したがって、表 5-7 に示すの PPL 所有のディーゼルエンジン・発電機は概に経年劣化による老朽化が進んでいるにもかかわらず廃止出来ない。

既設のディーゼルエンジン ユニットの廃止の検討と実施に関する検討は火力発電所からの電力供給への依存が低下した 2020 年と 2024 年の間で、実施する事を推奨する。

表 5-7 老朽しているディーゼルエンジン・発電機

No.	発電所名	ユニット No.	エンジンメーカー	N'Plate Rating (kW)	Site Rating (kW)	Speed (rpm)	試運転日
1	Milford	3	Ruston	2,400	1,500	428	1969
		4	Ruston	2,400	1,500	428	1969
		5	Ruston	3,000	1,500	600	1969
		6	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	1988
		7	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	1988
		9	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	1988
		10	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	1988
		11	M/Blackstone	3,095.2	2,000	600	1988
2	Madang	2	Niigata	1,340	1,000	375	1972
		3	English Electric	1,500	1,000	600	1965
		5	Niigata	3,300	2,000	600	1980
合計				29,426	18,500		

出典：PPL

## 5.2.3 火力発電設備計画

表 5-8 は短期（2015～2019）、中期（2020～2024）、及び長期（2025～2030）の火力発電設備における課題と対策（推奨）を示している。

表 5-8 火力発電計画(2015～2030)の課題と対策

期間	課題	対策（推奨）
短期 2015～2019	鉱山の需要が増加する場合、需要を賄う電力供給能力が不足する。	1年か2年で直面する問題であるため、対策を速やかに行う。 - 既設ディーゼルエンジン・発電機のリハビリテーションワークと取替え - 既設のリースディーゼルエンジン・発電機の契約の更新 - 小規模ガスタービン設備の設置 - 新規ディーゼルエンジン・発電機設備の設置 (or リース) - 本格的な発電設備（取替えまたは増設）の建設は上記と並行して考慮 - 仮設 Lae Port ガスタービンの移設の検討及び実施
中期 2020～2024	水力の Ramu-2(180MW)が計画通り稼働しない場合、追加のディーゼル電源で余裕を設ける。	- 経年劣化による老朽化したディーゼルエンジン・発電機及び既設リースディーゼルエンジン・発電機の廃止と実施 - リースマシンを取替え、新しいディーゼルエンジン・発電機設備の設置 (or リース)
長期 2025～2030	更なる需要増加により、電力供給能力が不足する。	需給施設の詳細を検討する。 - 大規模ガスタービン設備の設置 - 新規ディーゼルエンジン・発電機設備の再検討

\* 2014年の決定は、Munum 重油焚き発電所プロジェクト（大宇-韓国、発電出力 30 MW、試運転 2015）を取り止めることを PPL の取締役会議で行われた。

## (1) ディーゼルエンジン発電設備計画

火力発電設備の必要容量は、地域毎の電力需要と送電線系統容量及び火力発電供給量が明確になった時点で決定する。

1) 短期（2015～2019）に想定される負荷調整運転を行うための新規ディーゼルエンジン・発電機（or リースマシン）の設置計画は次の通り。

- ディーゼルエンジン・発電機：

No.	発電所名	重要目標	総出力	試運転年
1	Munum (IPP: 大宇-韓国)	・信頼性向上、発電容量増	34MW (8,500kW × 4 台)	2017
2	Madang (PPL)	・信頼性向上、待機発電量増	5MW (2,500kW × 2 台)	2016

- リースマシン

Taraka 発電所内に設置されているリースディーゼルエンジン・発電機 (Aggreko) のリ

ース期間が 2015 年 6 月 30 日で期限切れとなった。しかし、PPL は引き続き 2016 年 7 月に契約を更新するプロセスで実施している。



・発電機仕様：

メーカー	ユニット数	Total Site Capacity(kW)	試運転
Cummins	12	9,600	2014

・ラム系統の 2015 年 11 月時点でのリースマシン設置計画

No.	発電所	リースカー	請負業者	発電機メーカー	容量 (MW)	トランスの数	リース費用 (PGK)
1	Madang	Aggreko	Lcs	Cummins	5.10	1 × 6MW	124,443.50

※リース費用：発電機 1 式+ ケーブル

2) 中期 (2020～2024) は、Ramu 2 発電所が稼働し供給能力に余裕が生じるが、ピーク電力が大幅に増加する場合は負荷調整用にディーゼルエンジン・発電機 (or リースマシン) の設置が必要である。

● 2020～2021 : 10+MW(IPP) 、 ● 2022～2023 : 25～30MW(IPP)

3) 長期 (2025～2030) は、Ramu 2 の計画以降の水力開発増強プログラム等により、ディーゼルエンジン・発電機の再検討をする必要がある。

● 2025～2030 : 40～50MW(IPP)

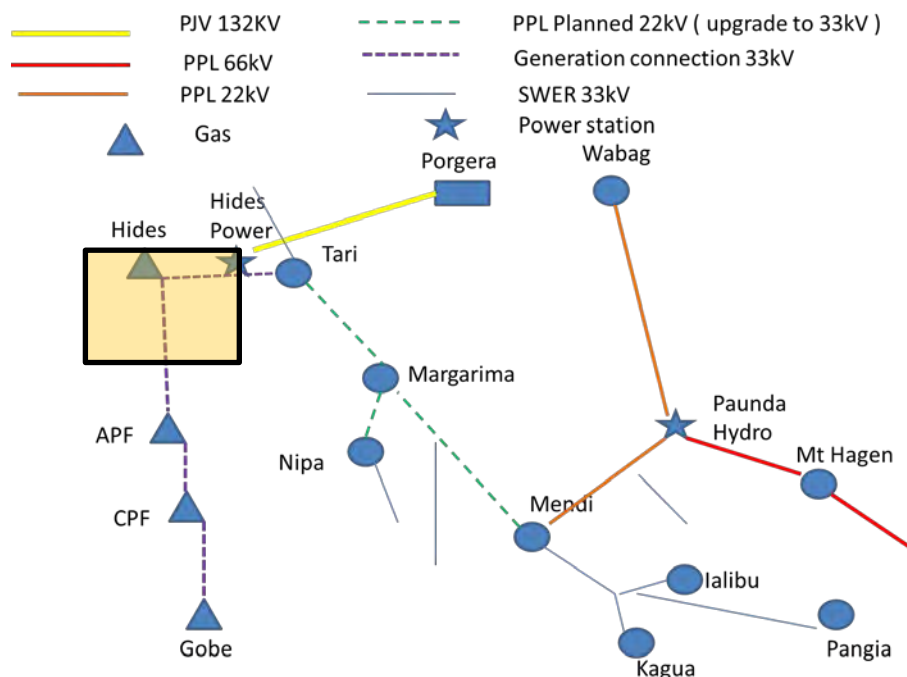
※ IPP 会社名およびサイト位置は決まっていない。

## (2) ガスタービン発電設備計画

### 1) ガスタービン発電設備プロジェクト サイト

図 5-10 に示すように、ガスタービン (GT) プロジェクトサイトは既設 Hides ガスプラントの隣の Hela 州に位置する。

※場所：Hides ガス田の Hela 州 (Mendi)



出典：PPL POWER LTD

図 5-10 ハイランド電カプロジェクトマップ

## 2) ガスタービン発電設備プロジェクトの概要:

## ① 小規模ガスタービンプラント

Hides で、4MW (1 MW×4 Units) の容量の電力プラント (IPP : Oil Search) を 2015 年に設置する計画がある。1 年後、2016 年に 2 MW (1 MW×2 Units) の容量を持つ発電所を設置する計画がある。

2017 年～2019 年は暫定として、最大 25MW まで発電容量を高めることが期待される。

## ② 大規模ガスタービンプラント

Hides で、2025 年と 2030 年の間の期間にわたって、65MW の容量の発電プラント (IPP : Oil Search) を設置する計画がある。

## ③ なお、2015 年から 2 年後に仮設 Lae Port GT 発電所 (26MW ガスタービン発電機) はメイン埠頭の近くに位置する Tidal Basin 地域に移設する予定である。



### 5.3 再生可能エネルギー

現時点でのラム系統に対する有望再生エネルギー源は太陽光発電とプランテーションで生産される木を燃料とするバイオマス発電である。

#### 5.3.1 太陽光発電

現在のところ、ラム系統での太陽光発電に関する明確な計画はない。予想される太陽光発電の形態は以下の如くである。

- 候補地点  
第3章、図 3-6 に示すように、Morobe 及び Madang 州東海岸。
- 出力  
予想出力は 1～10 MW。

関西電力が設置した 10 MW 太陽光発電所の仕様と配置図を示す。

Area		ca. 21 ha
Rated Output		10 MW
PV Module	Type	Thin-film PV module
	Output	135 W/module
	Size	1 m × 1.4 m
	Number of Modules	ca. 74,000
Power Generation Capacity		ca. 11,000 MWh/year

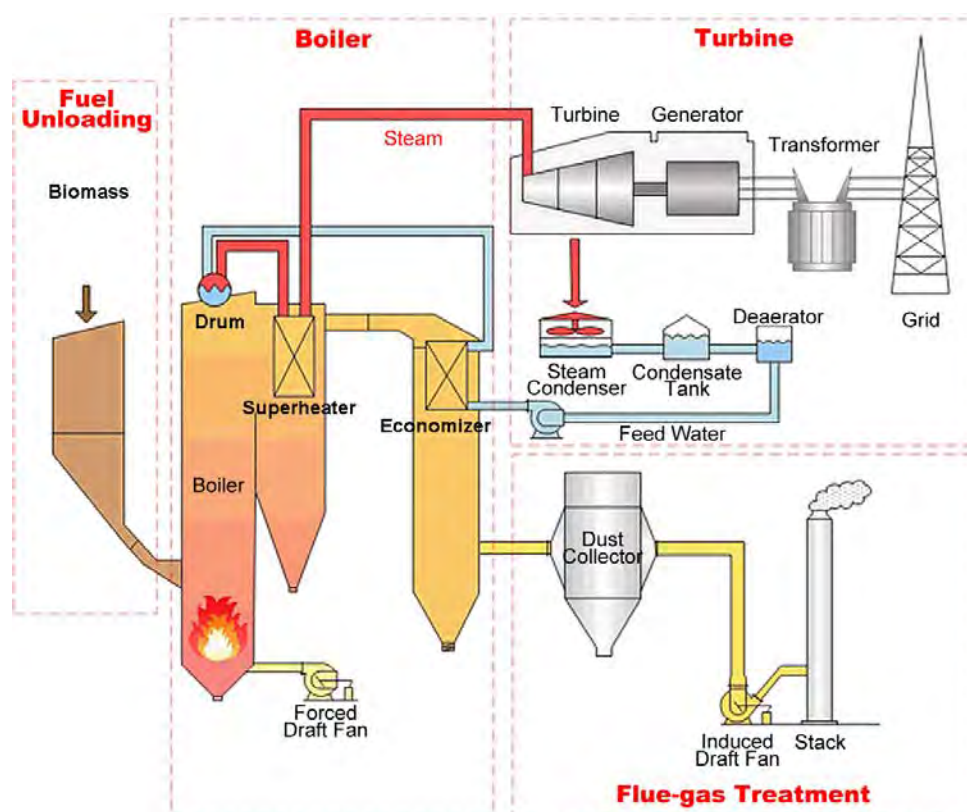
出典：KANSAI



出典：KANSAI

### 5.3.2 バイオマス発電

ストーカーボイラを使用した場合のバイオマス発電システムを示す。バイオマスはボイラの片側のシュートからトラベリングストーカーに供給される。バイオマスはトラベリングストーカー上で燃焼する。



出典：Yokogawa

燃焼用空気はストーカー下の強制通風機から供給される。高温の燃焼ガスは過熱器及び節炭器と熱交換をした後、低温ガスとなって、集塵機及び吸引通風機を通過して煙突から大気に放出される。

ドラムからの飽和蒸気は過熱器で過熱され、蒸気タービンに導かれる。蒸気タービン・発電機により発生した電気は変圧器、送電線を介して系統に送られる。蒸気タービンからの排気はコンデンサーに送られ、給水に変わる。給水は脱気器、給水ポンプ及び節炭器を介してドラムに供給される。

バイオマス発電の候補地点は第3章、図 3-6 に示すように、Markham Valley あるいは Morebe 及び Madang 州の東海岸あるいは高原地帯である。

Oil Search が Markham Valley で計画中の、プランテーションで生産される木を燃料とする 30

MW (15 MW × 2 units) のバイオマス発電の主要な仕様を下表に示す。

Item	Specifications
Output	Gross: 36 MW (18 × 2), Net : 30 MW (15 × 2),
Auxiliary Power	6 MW is used to run the power plant and process the wood into chips.
Steam Conditions	75 ton/h, 1300 Psig × 500°C
Boiler Type	Stoker Boiler
Type of Tree	Eucalyptus pellita (The trees grow to maturity between 4-7 years)
Wood Tip Consumption	Approximately 200,000 tons of dry wood (BDMT) /year
Land Area	Approximately 18,000 ha (the tree spacing will be approximately 3.5 m by 2.2 m)
NOx/SOx	NOx: far lower than that of fuel oil, SOx: none
Ash	The ash quantity is approximately 2% of wood tip and returned as nutrient to the plantations.

出典 : Oil Search

## 第6章 最適電源開発計画

### 6.1 電源開発計画での考慮事項

主要目標は、国家及び地域開発計画に基づき、電力供給産業の育成にある。

#### (1) ラム系統における電力供給の現状

電源の主要ソースは、設備容量 75 MW (5 × 15 MW) のラム水力発電所及び最近運開した設備容量 18 MW の YTOD である。

#### (2) 電源開発計画での課題

既設電源の状況及び電源供給と需要中心の地理的条件から、以下の主要課題が想定される。この様な課題は、ラム系統の電源開発計画で考慮されるべきである。

- 1) 慢性的な電力供給不足：電源の老朽化等により、発電出力低下を来たしている。
- 2) 低い供給信頼度：慢性的な供給力不足及び1回線の放射状系統である。
- 3) 需要予測は、大きな鉱山、工場設備等の開発が不透明なために不確かである。
- 4) 新規水力発電プロジェクト等、信頼性のある電源プロジェクトが不足している。
- 5) 電源開発プロジェクトの資金調達は、不確実性がある。
- 6) PPL の資金状況は、大変弱い。

### 6.2 電源開発計画

#### (1) 電源開発計画の方針

経済成長仕組み及び指標の達成を可能にするよう手引きしている

- 1) 優先的な電源開発：水力ベースの電力開発は、高い優先度を保持している。
- 2) 計画責務と供給信頼度

##### (a) 計画基準

土地収用、環境影響については既存方針及び規制基準等に従う。

供給支障期待値 [LOLE] 及び供給支障期待値 [EUE] を使って決められる。

供給支障期待値 (LOLE) : LOLE < 2 日間/年

供給支障期待量 (EUE) : EUE < 0.5% 予備力 (RC)

## (2) 「パ」国の電力供給計画

「パ」国の電源開発計画は、以下の主要計画に集約される。

- The short, medium and long-term development plans [Infrastructure Planning team]
- The Fifteen Year Power Development Plan (2014-2028) [Strategic Planning and Business Department, April 2014]]

遠隔地域の電化に関しては、2030年までに、電化率を70%に高める目標値を掲げている。

## (3) ラム系統における現状の電源開発計画

### 1) 現状 PPL の短期及び長期系統増強計画

今後5ヶ年の内に、30～60MWの低いコストの発電追加が必要であり、検討期間の後半に向けて、更に25-30MWの電源が必要になるであろう。

#### (a) PPL の短期系統増強計画

- Ramu 1 改修プロジェクト
- Ramu 2 水力発電プロジェクト
- 30 MW の低コストの発電機の追加等。

#### (b) PPL の長期系統増強計画

再生可能エネルギー及び主要な水力プラントの開発が、推し進められる。

- 再生可能エネルギー電源：Markham Valley、天然ガス利用の発電所
- 水力資源の調査：Mongi/Bulum 120 MW 水力資源
- 追加の火力発電所等
- ポートモレスビーとラム 系統の連系

### 2) 現状の電源開発及び受給バランス

#### (a) 主な電源開発及び要求事項

##### a) 主な電源開発計画

火力発電を再生可能エネルギーで取り替えは、経済的にも有利である。  
既設 Ramu 1 水力発電所の改修は、効果的なオプションである。

##### b) 現状の要求事項

以下の計画は、将来の電力受給バランスを維持する上で必要である。  
➤ Ramu 2 水力発電所は、出力、運開及び最適化が検討されるであろう。

- 有望な水力発電資源は、技術面、経済性及び環境面の観点から明確にされるであろう。

表 6-1 Summary of PPL's Generation Plan for 2014 – 2028

(Unit: MW)

Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ramu System	22	18	30	-	36	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-

表 6-2 Development Plans for the Ramu System

Year	Capacity (MW)	Key Objective(s)	Timing
Additional Thermal Generation (IPP)	30	- Maintain Reliability - Improve Capacity	2015
Refurbishment of Ramu 1	15	- Maintain Reliability - Improve Capacity - Maximize Water Usage - Reduce the Unit Cost of Production	2015
Additional Thermal Generation (IPP)	30	- Maintain Reliability - Improve Capacity	2022
Mongi/Bulum Hydropower Scheme	100	- Reduce the Unit Cost of Production - Improve Capacity - Meet Reliability Requirements	2015 - 2027 (depending on support for mining loads)
Ramu 2 Hydropower Scheme	120		
Kaugel Hydropower Scheme	60		
Markham Valley Biomass	30		

## c) ラム系統の受給バランス

電力供給計画によるベース需要の電力受給バランスを図 6-1 に示す。

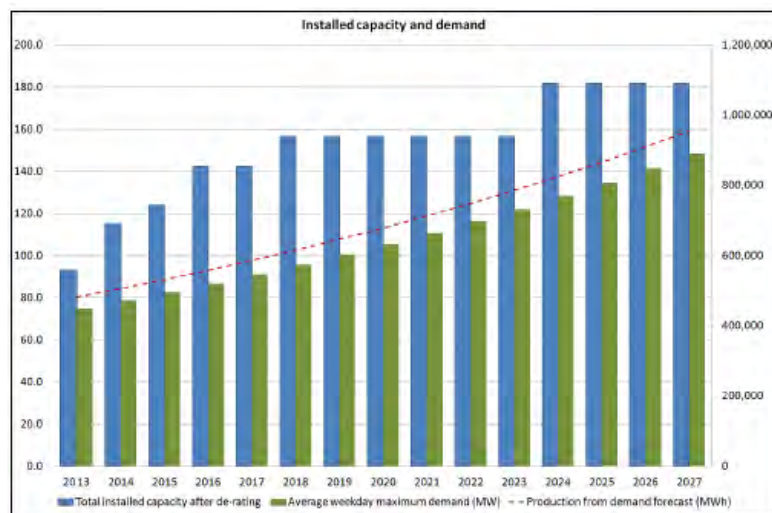


図 6-1 Relationship of System Capacity vs. System Load for Base Load in the Ramu System

### 6.3 電源開発計画のシナリオ

従来と同様の開発基準のもと、最適電源開発計画を策定した。

電力需要想定の通常及び高い需要予測ケースを図 6-2、図 6-3 にそれぞれ示す。

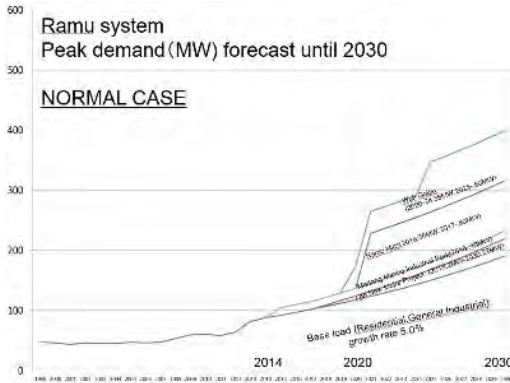


図 6-2 通常の需要ケース①

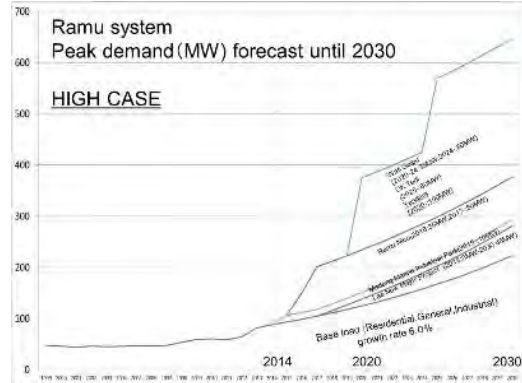


図 6-3 高い需要ケース②

### 6.4 ラム系統及び電源候補の現状

#### (1) ラム系統の現状

最近の電力需要増加は、主に Ramu 1 の度重なる運転支障及び停止に起因して、系統の安定供給に影響を与えている。

#### (2) 電源候補

電源開発計画で導入される電源ソースの優先に関して、以下のメニューが選定された。

##### 1) 短期計画での電源候補 (~Year around 2018)

電力供給不足を緩和するための優先付がされるであろう。

以下は、緊急電源ソースとして選定されている。

- 既設水力発電所の改修による発電容量アップ
- 既設、あるいは借用ディーゼル発電機の改修による発電容量アップ
- IPP 電源ソースオプション (PPA 締結済)

##### 2) 中・長期計画での電源候補 (~Year 2030)

鉱山会社の大きな電力需要に注目しながら、最小コスト開発方法で、水力、ガス、再生可能エネルギー (バイオマス) 等の組み合わせで策定される。

## 6.5 ラム系統の開発方針

供給信頼度レベルを維持しつつ、以下の項目も考慮にいれながら、電力需要に見合っ、各設備のライフサイクルを考慮した最小コスト開発ベースで基本的に策定されます。

### (1) 最適開発のコンセプト

電源活潑計画の共通方針として、以下の基本方針が、FYDPD に記載されている。

- ▶ 水力ベースの開発に、優先を保持する。
- ▶ 火力ユニットは、需要増加及び老朽化発電機の取り替えにより、必要とされる。

### (2) 通常及び高需要シナリオでの電源増強計画

2つのシナリオ”通常及び高い需要シナリオ”が提示されている。

### (3) ラム系統の特有課題対応へのコンセプト

ラム系統特有の特徴から起因する課題に対して対案を策定、提言することが必要である。

#### (a) 水力電源開発の優位性

ディーゼル発電での発電電力を減少し、発電コストの低減等が図れる。

#### (b) 一時的なディーゼル発電機の必要性

石油炊きガスタービンは、中間的に導入されるべきである。

#### (c) ラム系統での系統分断の危険性

既設 132kV 送電線の鉄塔のいくつかは、河川の中に建てられている。想定外の洪水により鉄塔本体が損傷をうけるリスクがある。



図 6-4 Risk of System Separation

## 6.6 最適電源開発計画

短期から長期期間について要求される供給信頼度を確保する最適電源開発が策定された。



## 6.6.1 既存電源及び電源開発候補

### (1) 既存電源及び計画中の電源

#### 1) 既設電源

##### (a) 既設水力電源及び改修状況

表 6-3 は、既存水力電源及び改修／取り替え／廃止を示している。

**表 6-3 既設水力電源一覧表**

Plant Name	Type	Total Rated Output (MW)	Available Output (MW)	Date Commissioning	Owner	Rehabilitation & Refurbishment etc.
Ramu 1	Reservoir	78	45 - 50	1976~1990	PPL	-Refurbishment of #1-#3 units was finished -Refurbishment of #4,#5 units is postponed -Max. output of total 5 units is around 45~50MW due to limited flow capacity of tailrace tunnel
Pauanda	Run-of-River	12	8 - 10	1983	PPL	-Baring temperature of #2 shall be monitored
YTOD	Reservoir	18.6	6	2013	PPL	-Max. output of total 2 units is limited up to 6MW -Expansion work will be completed soon
Baiune	Run-of-River	11.4 (Upper Baiune)	8 - 10	2013	IPP	-IPP P/P mainly supplies to Hidden valley mine (Max 16 MW)
		3.5 (Lower Baiune)		2006	IPP	

##### (b) 既設火力電源

古い発電機器のいくつかは、すでに撤去予定か、今後 10 年から 15 年にかけて更新されるであろう。

#### 2) 計画中及び候補電源

電源開発ソースとして使われた計画中及び候補電源が表 6-4、表 6-5 にリストアップされている。

**表 6-4 計画中及び候補水力電源一覧表**

Plant Name	Capacity (MW)	Stage	Installed Cost (Exc.T/L) (O&M cost)	Supply destination	Commissioning
Ramu 2	180	F/S (2014)	293million US\$ (0.6\$/kW-month)	Ramu Nico Mine Wafi/Golpu Mine	2021
Mongi/Bulum	116	Pre-F/S (2014)	642million US\$ (0.6\$/kW-month)	Yandera Mine	2024
Kaugel	84	F/S (1979)	82million US\$ (0.6\$/kW-month)	In case to supply Mining Load etc.	2024
Gowar	44	Map Study (1980)	70million US\$ (0.6\$/kW-month)	In case to supply Mining Load etc.	2026

表 6-5 計画中及び候補火力電源一覧表

Plant Name	Capacity (MW)	Stage	Installed Cost	Type	Commissioning	Remarks
Lae Wharf	26	Under Construction	-	GT (Light Oil)	2015	
Lae IPP	30	Under negotiation		Diesel	2015	
Taraka [Rental]	10				2024	
Madang [Rental]	10				2024	
Markham Valley	15	Under negotiation		Biomass	2017	
	15				-	Depending Load Required
Hides	20	Under negotiation		GT (Natural Gas)	2020	
	20~40	Under negotiation			2024~2027	

## (2) 水力・火力以外の可能性のある電源候補

表 6-6 に示す通り、再生可能エネルギー、地熱、太陽光、バイオマス及び風力等の潜在をもっている。

表 6-6 ラム系統での可能性のある対案電源の容量

Type of Energy	Capacity recommended	Installed Cost (O&M cost)	Explanation
Solar Energy	Total 5~10MW	3,000US\$/kW (US 9\$/kW)	- There seems to be the potential in Ramu system area - There still seems to be high generation costs
Wind Energy		1,000US\$/kW (0.60% of capital cost)	- Depends on the research results of WB. - It appears to be unsuitable, with poor wind conditions
Biomass with Plantation Trees	30MW (15MW/unit)	1700~4000US\$/kW (7% of capital, US\$ 10/kWh)	- There are other suitable areas for power generation in the Ramu system.
Natural Gas	Max 200MW (30~50MW/unit)	1,100US\$/kW (US 2\$/MWh, US 54\$/kW)	- In the Hides area, around 200MW seems to be expected as a possible power source
Oil	30MW (2MW/unit)	1,000US\$/kW (US200\$/MWh, US100\$/kW)	- Diesel oil is expected to be a temporary supply candidate (including Rental scheme) if required

出典：JICA 調査団

## 6.6.2 電源開発シナリオ

## (1) 基本及び対案シナリオ

2つのシナリオ（基本及び対案シナリオ）が、最適電源開発計画として立てられた。

- 基本シナリオ：見直された、通常の需要及び高い需要の各ケースを評価された。
- 対案シナリオ：Mongi/Bulum 発電所の代わりに、可能な電源候補を評価した。

## 1) 基本シナリオ

この基本シナリオでは、鉱山需要の出現或いは計画中の対応する水力発電プロジェクトの現実的な遅延の不確実性の一つの特別な状況が、高い需要ケースで、この事象の影響を確かめるため評価された。

表 6-7 に基本シナリオでの電源候補の集約を示す。

表 6-7 基本シナリオでの電源候補リスト集約

Year	Ramu System
2015	- Lae Wharf (26MW) - Lae IPP (30MW)
2017	- Markham Valley (15MW) -MarkhamValley (15MW): Depending on Load Required
2020	- Hidas (20MW)
?	
2021	- Ramu 2 (180MW)
?	
2024	- Mongi/Bulum (116MW) - Kaugel (84MW) - Taraka (10MW) - Madang (10MW)
2024~2027	- Hidas (20~40MW)
?	
2025	- Gowar (44MW)

2) 対案シナリオ

不確実性が高い Mongi/Bulum 発電プロジェクトの消滅した場合に、表 6-8 に集約したように自国資源を活用した、可能性のある対案候補電源が選定された。

表 6-8 対案シナリオでの電源候補リスト集約

Year	Ramu System
2015	- Lae Wharf (26MW) - Lae IPP (30MW)
2017	- Markham Valley (15MW) -Markham Valley(15MW): Depending on Load Required
2020	- Hidas (20MW) - Natural GT (200MW)[Balance]
?	
2021	- Ramu 2 (180MW)
?	
2024	- Kaugel (84MW) - Taraka (10MW) - Madang (10MW) - Solar & Wind (5~10MW)
2024~2027	- Hidas (20~40MW)
?	
2025	- Gowar (44MW)

(2) 電源開発方針

電源開発計画の中で、以下の事項を優先した。

- a. 最小コスト電源開発（可能な電源候補の中で）、
- b. 供給信頼度目標 2 日 [LOLE] を維持した、信頼性かつ安定した電力供給

水力、バイオマス及び天然ガスは将来の需要増加のもと、ベース需要供給の主要候補となるであろう。石油炊き GT 等は、ピーク需要の主な候補電源ソースである。小水力、風力及び太陽光等は、再生化エネルギーソースとして期待される。

### 6.6.3 電源開発計画の基本諸元

#### (1) 一般諸元

電源開発計画に利用された一般諸元は、表 6-9 に示す通りである。

表 6-9 一般諸元

Items	Conditions	Remarks
Study Period	16 years	16 years from 2014 to 2030
Demand Forecast	Normal & High demand Case	5% and 6% average power growth rates
Load Duration Curve	Typical Duration Curve as shown in Fig.6.6-1.	Developed with annual operation data for the year 2014 provided by PPL
Minimum Reserve Margin	30 %	Minimum Reserve Margin = Supply Capacity / Peak Load $\geq$ 130 %
Loss of Load Probability	$\leq$ 0.548 %	Less than or equal to one (2) day / year

### 6.6.4 最適電源開発プログラム

電源開発解析は、前述の方針及び予測を基に、ワस्प・プログラム（WASP）を活用して実施した。また、将来の水力及び火力発電候補は、以下の通りである

#### ✓ 将来の電源

Resource	Capital Cost (USD/kW)	Efficiency (%)	Fuel Cost (\$/MMbtu)	O&M COST		Remarks
				Fixed (\$/kW-month)	Variable (\$/MWh)	
<b>Hydropower</b>						
Ramu 2	1800~4000	-	0	0.6	0	Capacity Factor 60% on average overall hydro p/s record. -Small and medium hydro's capital cost is same as large one, depending on site, scale, compensation and other elements.
Mongi/Bulum	6000~7000					
Kaugel	3000					
Gowar	2900~3100					
<b>Thermal</b>						
Gas-Turbine	1,100	31.1	11.19 (Gas)	0.6~0.74 [C/kWh]	2	-Gas fuel cost includes the construction cost for gas pipeline and appurtenant infrastructures.
Diesel- Engine	1000	29~42	20	1.9	2	-Capital cost and Efficiency of GT,OG & DG is based on the information from PPL etc
DG(Rental)						-0.25\$/kWh??
<b>Renewable Energy</b>						
Photovoltaic (PV)	3,600 ~1,800	-	0	0.6	0	-Capacity Factor 17% PV cost is based on the assumption by JICA team -Battery cost of 600 USD/kW is included in Capital Cost for the power system stability. - Low Capital Cost is assumed roughly toward 2030
Wind	1,600 ~1,200	-	0	1.0	0	-Capacity Factor around 6% wind cost is based on the assumption by JICA team -Battery cost of 600 USD/kW is included in Capital Cost for the power system stability -Low Capital Cost is assumed roughly toward 2030
Biomass	4000	25	10.6 [c/kWh]	2.7	-	-Purchase Price seems to be around 0.23US\$/kWh

## 6.6.5 最適電源開発計画

WASP シミュレーションソフトウェアを活用して見直し、策定された。

### (1) 基本シナリオでの電源開発結果

通常の需要及び高い需要のそれぞれについて実施された。

- 短期の開発は、ガスタービンあるいはバイオマスプラントが、導入されるべきである。
- 長期の開発は、水力発電プラントが、経済性及び将来方針として開発されるべきである。水力発電の全体供給電力の比率は、水力開発につれ増加するであろう。

#### 1) 通常の需要ケースでの需給バランス

短期的には、需要増加に対応して火力発電所が要求されるであろう。

- 老朽化ディーゼル発電機は、順次、撤去されるであろう。
- Lae GT 及び Munum ディーゼル発電機の導入は、Markham Valley のバイオマス発電所の導入にも一時的な裕度を与える。
- Munum ディーゼル発電機は、安定した電力供給の役目のほか、Taraka あるいは Milford のディーゼル発電機の廃止、あるいは移設を可能にすることが期待される。
- 短期的な石油炊き火力発電及びバイオマス発電は、開発が必要であろう。
- 既設ディーゼル発電機は、将来、リザーブマージンとしての役目となる。
- ガス発電所は、ハイランド地域に資源があり、天然ガスの利用が想定される。
- 大きな Ramu Nico 及び Wafi & Golpu 鉱山需要に対しては、この需要への電力供給として Ramu 2 水力発電所を合わせて導入すべきである。
- Ramu 2 水力プラントに関しては、容量が非常に大きく、通常の需要ケースでは長期に亘り需要増加に対応できる。

シミュレーション結果を表 6-10 および図 6-5 に示す。

表 6-10 Main Development Plan for the Normal-Demand Scenario from the Simulation

Option	Capacity (MW)	Timing
Lae GT	26	2015
Refurbishment of Pauanda	5	2016
Munum	30	2017
Refurbishment of YTOD	12	2018
Baime PNGFP	10	2018
Markham Valley Biomass	15	2019
Refurbishment of Pauanda	5	2019
Refurbishment of Ramu 1	25	2020
Highland GT	20	2020
Ramu 2 Hydropower Scheme	120	2021
Ramu 2 Hydropower Scheme	60	2022
Highland GT	20	2024
Kaugel Hydropower Scheme	84	2025
Highland GT	20	2027
Mongi/Bulum Hydropower Scheme	116	2027

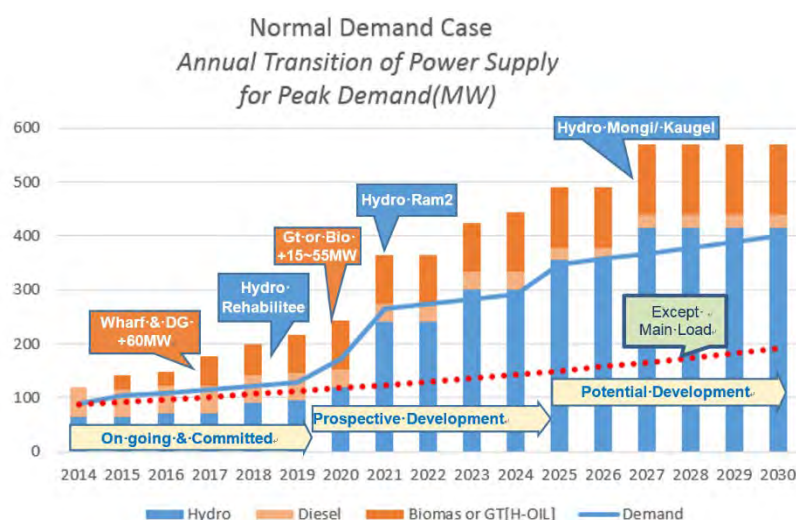


図 6-5 Review Result of Normal-Demand Case on the Least-Cost Basis

## 2) 高い需要ケースでの需給バランス

全体需要の高い伸びにつれて、通常需要ケースよりも新規電源の要求は高い。

- 将来、経済性の観点から大型水力発電の開発が必要である。
- Munum ディーゼル発電所は、系統信頼度を高めるだけでなく、レイ都市地域の環境問題の改善に対しても必要な役目を果たすことが期待される。
- Ramu Nico 及び Wafi & Golupu 鉱山需要が、2020 年までに出現すれば、2020 年の Ramu 2 発電所の導入準備はされなければならない。
- 再生可能エネルギーの発電コスト、依然高いけれども、大まかに 10MW 以下（許容量内）での導入は推奨されるかもしれない。

シミュレーション結果を表 6-11 および図 6-6 に示す。

表 6-11 Main Development Plan for High Demand Scenario from the Simulation

Option	Capacity (MW)	Timing
Lae GT	26	2015
Refurbishment of Pauanda	5	2016
Munum	30	2017
Markham Valley Biomass	15	2017
Refurbishment of YTOD	12	2018
Baime PNGFP	10	2018
Refurbishment of Pauanda	5	2019
Refurbishment of Ramu 1	25	2020
Markham Valley Biomass	15	2020
Highland GT	20	2020
Natural GT [Balance]	90	2020
Ramu 2 Hydropower Scheme	180	2021
Highland GT	20	2024
Gower Hydropower Scheme	54	2025
Natural GT [Balance]	60	2025
Mongi/Bulum Hydropower Scheme	116	2025
Kaugel Hydropower Scheme	84	2025
Highland GT	20	2027
Natural GT [Balance]	30	2028
Natural GT [Balance]	30	2030

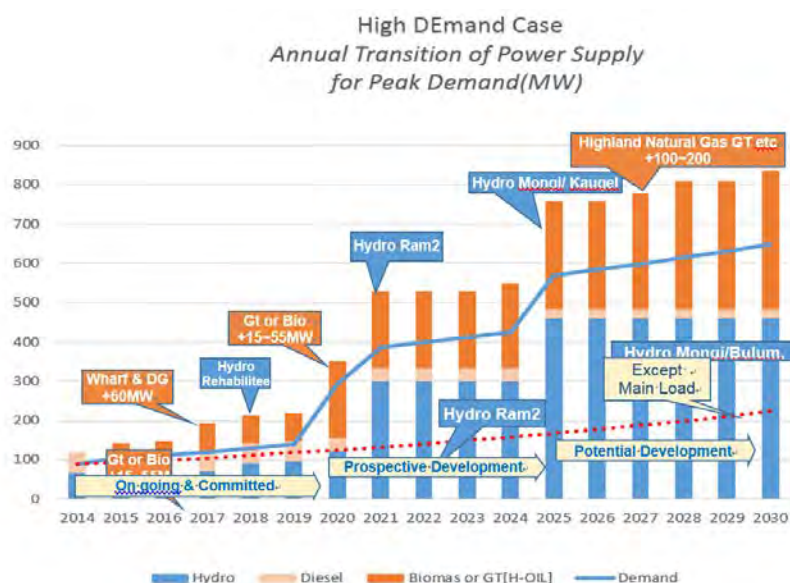


図 6-6 Review Result of High-Demand Scenario on the Least-Cost Basis

(2) 対案シナリオでの電源開発結果

Mongi/Bulum 水力発電プロジェクトが無くなった場合を評価した。

ハイランド地域のガスタービンは、主要な電源候補として想定した。

➤ Lae GT, Munum DG, Markham Valley のバイオマス及び Highland GT 等は、中期及び長期

の電源ソースとして期待出来る。

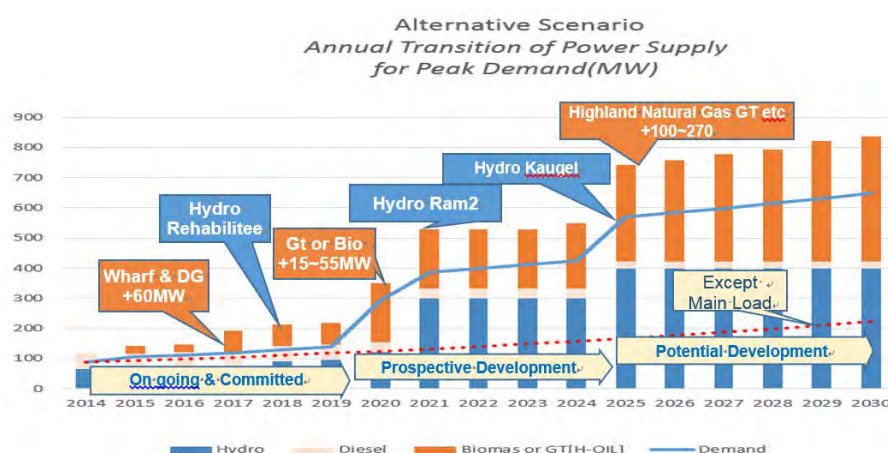
- Highland GT の開発は、強く望まれるところである。天然ガス発電あるいはバイオマス資源のような自国資源を活用し、電源ソースの分散が考慮されるべきである。
- 太陽光及び風力は、可能性のある潜在資源であり、導入が期待される。

しかしながら、Mongi/Bulum プロジェクトの開発は、進められるべきである。

シミュレーション結果を表 6-12 および図 6-7 に示す。

**表 6-12 Main Development Plan for Alternative Scenario from the Simulation**

Option	Capacity (MW)	Timing
Lae GT	26	2015
Refurbishment of Pauanda	5	2016
Munum	30	2017
Markham Valley Biomass	15	2017
Refurbishment of YTOD	12	2018
Baime PNGFP	10	2018
Refurbishment of Pauanda	5	2019
Refurbishment of Ramu 1	25	2020
Markham Valley Biomass	15	2020
Highland GT	20	2020
Natural GT [Balance]	90	2020
Ramu 2 Hydropower Scheme	180	2021
Highland GT	20	2024
Gower Hydropower Scheme	54	2025
Natural GT [Balance]	105	2025
Kaugel Hydropower Scheme	84	2025
Natural GT [Balance]	15	2026
Highland GT	20	2027
Natural GT [Balance]	15	2028
Natural GT [Balance]	30	2029
Natural GT [Balance]	15	2030



**図 6-7 Review Result of Alternative Scenario on the Least-Cost Basis**



## 6.6.6 各シナリオの比較

### (1) 基本シナリオ

Ramu 2 発電容量は全体の発電容量に対して大きな割合を持つものの、通常需要ケースでは、Ramu 2 運用が少し遅れても許容できると思われる。しかしながら、高い需要ケースでは、2020年の大きな鉱山需要に対応する必要があり、Ramu 2 の運用が必要である。

### (2) 対案シナリオ

Mongi/Bulum 水力発電プロジェクトが無くなった場合、自国資源による大きなガス発電の活用を保持するのが有効の様である。

- 天然ガス発電の導入は、電力供給力不足のリスクを下げるため期待される。
- ハイランド地域の経済回廊へ安定した電力を供給、上述のリスクを避けるため、この地域に主要な天然ガス発電所の開発が有効と考えられる。
- 供給電源の分散は、重要要素であり、安定した電力供給を確認するため推奨される。
- 自然エネルギー [太陽光や風力等] の導入は、潜在的な見通しが期待されている。
- この地域をラム系統へ接続するための送電線の増強は、不可欠と思われる。これは、安定した電力をラム系統、連系線を通してポートモレスビー系統へ送電することにもなる。

図 6-8 は、ハイランド地域開発及び送電線増強の将来予測を示している。

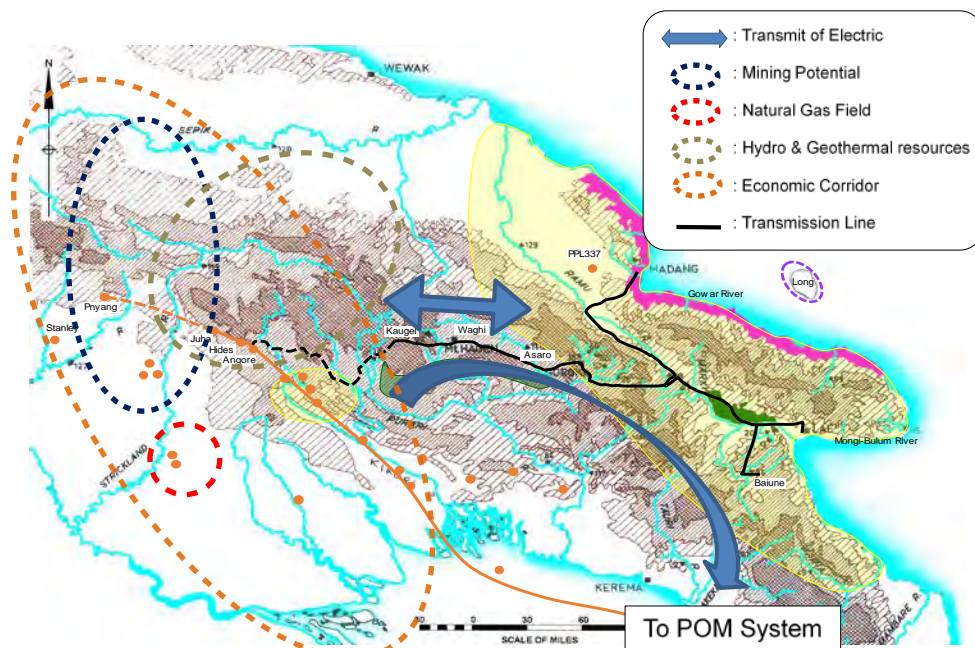


図 6-8 ハイランド地域開発及び系統増強の将来イメージ

## 1) 各電源候補の発電コスト比較

図 6-9 に示す通り、各電源候補の概略発電コストを算出した。

Mongi/Bulum P/P は、他の電源候補の中で、競争力はあると考えられる。

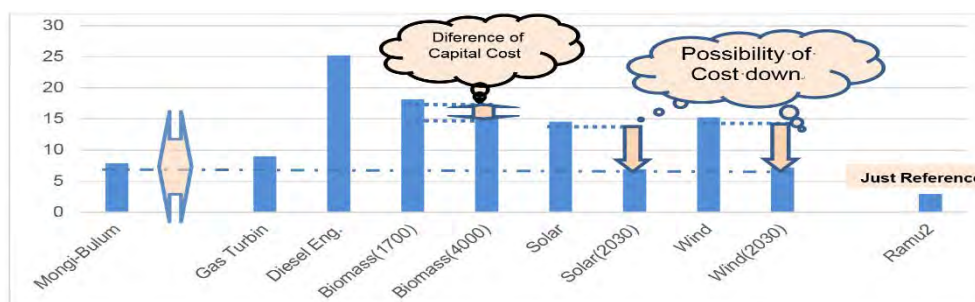


図 6-9 各電源ソースの発電コスト比較現状課題への対応

以下の課題が、主にラム系統の特殊な特徴に起因して発生している。

- 主要水力発電プラントとレイ地域の負荷中心との地理的な分離
- 主要電源プラントとレイ負荷中心を接続している基幹送電線の系統状況
- 大規模鉱山需要出現等についての不確実性

この検討で、次に示す対策が検討、推奨された。

## (2) 系統分離への対応

想定外の洪水により、送電線にダメージを与え系統分断の可能性がある。Markham Valley のバイオマス発電プラントの開発は、強く推奨される。短期の電源開発として系統信頼度を維持するため、レイ負荷中心地域での新規石油炊き GT を導入すべきである。

## 1) レイ都市地域の需要負荷への長期停電の防止[都市需要]

短期計画として、石油炊き発電機をレイ都市地域へ導入する。

- レイ都市地域への石油炊きディーゼル発電の導入 [約 30~60 MW]  
このガス発電は、鉱山需要等への部分的な電力供給の対応に活用されるかもしれない。また、自家発や、老朽化したディーゼル発電の取り込みを進捗させる。
- 衛生都市へのバイオマス発電の導入  
同様に電力支障のリスクの低減、石油燃料消費の削減に貢献する。

## 2) 鉱山需要等の重要負荷への長期停電の防止[ハイランド側の鉱山需要]

ハイランド側の鉱山需要等の需要負荷への電力供給力確保への対応案も重要である。

- ディーゼル発電機のレイ都市地域から Singsing 変電所への移設  
レイ都市地域の環境影響を改善する有効な方法である。また、Highland 側の電力供給信頼度を高めることにもなるであろう。

### 6.6.8 鉱山大需要の発生年度変更の影響

#### (1) 鉱山大需要が計画から外れる場合のラム系統への影響評価

鉱山需要の遅れる可能性を考慮しながら提言を行う。

#### (2) 評価ケース

Ramu 2 と Lamu Nico& Wafi & Golpu 鉱山需要の組み合わせが、評価された。

#### (3) 評価結果

4つのケース [一年(早期)、遅延無、一年(遅延)及び二年(遅延)] の評価結果の集約を示す。

- 新規の早期需要に対応して電力を発電する燃料費増加に比較して、電気料金及び追加収入が支配的である。
- 新規鉱山需要は、「パ」国の GDP に大きく貢献するであろう。
- DG の追加発電による一つの負の影響は、CO<sub>2</sub> 排出の増加にある。この負の環境影響は、経済への良い影響により差引されるであろう。
- 鉱山需要の早期出現ケースでは、電力供給不足が発生するであろう。
- 新規石油炊き発電が、鉱山需要の初期段階の需要への電力供給期待できる。
- 鉱山需要が遅延したケースでは、ディーゼル発電からの発電電力は、新規水力発電によって殆ど賄われる。
- 鉱山需要が遅延がるとしても、新規大規模発電プラントをラム系統に開発導入し発電電力を活用する方が、経済的でありベターであると思われる。
- 大規模なプラントと需要は、ラム系統の円滑な運用に大きな影響を与えるため、系統を運転するかに、一層の関心が払われるべきである。

全体として、新規鉱山需要は、「パ」国の GNP への貢献のみならず、PPL の販売電気収入の増加ともなり歓迎される。

## 6.7 提言

- (1) 電源開発計画の適宜見直し
- (2) 電源開発の外部投資促進
- (3) 電力供給電源の分散
- (4) 短期での改修計画の促進
- (5) 電力供給電源としての天然ガス発電の取り込み
- (6) 関連技術の移転

## 第7章 系統開発計画

### 7.1 ラム系統の概要

2014年現在、ラム系統の最大電力需要は87.8MWであり、その約40%がレイ（Lae）地域、約15%がマダン（Madang）地域の需要である。2030年の需要想定では、レイ地域とマダン地域で合わせて約75%の負荷となることが想定されている。発電量の90%以上が水力発電によるものであり、電源と需要の中心地は1回線の132kV送電線によって結ばれている。ラム系統の特徴は概ね次の通りとなる。

図 7-1 に既存の送変電系統図を示す。

- 需要中心が東部と北部に位置
- 電源は中央部と西部
- 送電系統はこの両者を結ぶ形で東西ライン＋北部へのY分岐で構成

現在の送電設備、変電設備の設備量を表 7-1 に示す。



出典：JICA 調査団

図 7-1 既設送電系統図

表 7-1 ラム系統の送変電設備（2014

年現在）

	132kV	66kV	Total
送電線数	6	12	18
送電線距離 (km)	447	316	763
変電所数	6	9	15
変電所容量 (MVA)	308	200	474

(出典：FYPDP2014-2028 のデータをもとに作成)

### 7.2 送変電設備計画の概要

表 7-2 に PPL の 15 年計画（FYPDP：FIFTEEN YEAR POWER DEVELOPMENT PLAN 2014-2028）に記載の送変電設備計画およびその進捗状況を示す。

表 7-2 2028 年度までの送変電設備拡張計画

Year	Works
------	-------

2014	<p>Ⓐ Commence second Ramu - Lae 132 kV transmission detail design</p> <p>Ⓑ Commence Gusap - Meiro line rehabilitation for 132 kV operation</p> <p>Ⓒ Design of 132 kV loop-in/loop-out transmission line to Lae IPP1 at Munum</p>
	<p>Ⓑ Complete Ramu - Meiro line rehabilitation for 132 kV operation</p> <p>Ⓒ Construction of 132 kV loop-in/loop-out transmission interconnections to Lae IPP1 Power Plant</p>
	<p>Ⓐ Commence double 132 kV transmission line from Singsing - Erap station</p> <p>Ⓐ Commence single 132 kV transmission line from Erap station – Taraka</p>
	<p>Ⓐ Complete double 132 kV transmission line from Singsing - Erap station</p> <p>Ⓐ Complete single 132 kV transmission line from Erap station – Taraka</p>
	<p>Ⓓ Commence Ramu 2 to Singsing 132 kV transmission line</p>
	<p>Ⓔ Transmission line interconnection to Lae IPP2 Power Plant</p>
	<p>Ⓓ Complete Ramu 2 to Singsing 132 kV transmission Line</p> <p>Ⓔ Review Interconnection to Port Moresby system - this development depends on the availability of major generation capacity in Ramu or Port Moresby.</p>
Ⓐ	<p>&lt;Commence second Ramu - Lae 132 kV transmission detail design&gt; 円借款事業の Ramu Transmission System Reinforcement Project のことであり、2015 年 7 月から設計業務を開始した。</p>
Ⓑ	<p>&lt;Commence Gusap - Meiro line rehabilitation for 132 kV operation&gt; Gusap 変電所 –Meiro 変電所間の送電線は、将来の昇圧を見越して 132kV 設計の鉄塔が建設されているが、現在は 66kV 運用を行っている。ただし、建設から時間が経過しており、鉄塔の仕様は 132kV 仕様であるが、ガイシの仕様が 66kV か 132kV か不明であり、2015 年 10 月現在、未だ具体的な計画は決まっていない。</p>
Ⓒ	<p>&lt;Design of 132 kV loop-in/loop-out transmission line to Lae IPP 1 at Munum&gt; Munum（レイの近くの地名）に建設予定であった Lae IPP のプロジェクトのことであり、2017 年に運開予定である。</p>
Ⓓ	<p>&lt;Commence Ramu 2 to Singsing 132 kV transmission line&gt; Ramu 2 発電所の電源を Singsing 変電所に連系させるプロジェクトであり、Ramu 2 発電所の開発時期に合わせて送電線を建設する必要があるが、Ramu 2 の動向次第で前後する可能性がある。</p>
Ⓔ	<p>&lt;Transmission line interconnection to Lae IPP 2(Biomas) Power Plant&gt; レイ地域に建設される IPP 発電所とラム系統を連系させるプロジェクトであり、IPP の動向次第で予定が前後する可能性がある。</p>
Ⓔ	<p>&lt;Review Interconnection to Port Moresby system – this development depends on the availability of major generation capacity in Ramu or Port Moresby&gt; ポートモレスビー系統と、ラム系統を連系させるプロジェクトであり、現段階では具体的な計画は存在していない。</p>

(出典：FYDPD2014-2028 のデータをもとに作成)

### 7.3 送変電系統計画基準

主要な送変電系統計画基準としては、FYDPD および Grid Code において、(1) 電圧変動の基準、(2) 過負荷容量の基準、(3) 信頼度の基準、(4) 短絡容量の基準、(5) 定格電流の基準、(6) 過渡安定度、定態安定度の基準が規定されている。

### 7.4 現在の送電系統の課題

現在の送変電系統の技術的課題は、以下のとおりである。

#### (1) 脆弱な送電系統

ラム系統の 132kV 送電線は、1 回線で構成されており、通常は Ramu1 発電所より、負荷側（レイ方面、マダン方面、ハイランド方面）に送電されている。そのため、ある送電線で事故が起こると、それより負荷側の送電線は停電することになる。一方、Ramu1 発電所からの水力電力供給が断たれた時には、レイ地域やマダン地域などの需要地では水力発電と比べ発電コストの高いディーゼル発電機（DG：Diesel Generator）を立ち上げ、電力供給を行っている。

2020 年に竣工予定の円借款事業により、Singsing 変電所～Erap 変電所間が 3 回線、Erap 変電所～Taraka 変電所間が 2 回線となる。これに伴い、送電線 1 回線で故障が発生したとしても、残りの健全回線で送電を継続することができるようになる。

ラム系統の送電線の停電時間を表 7-3 に示す。平均停電時間を押し上げている要因は主に、系統が 1 回線の送電線で構成されていること、監視制御設備が不十分であることの 2 点であると考えられる。

表 7-3 ラム系統送電線の停電時間

年	停電回数	合計停電時間	停電 1 件あたりの平均停電時間
2013 年	144 回	479 時間	3.3 時間／回
2014 年	214 回	1136 時間	5.3 時間／回

(出典：PPL からの提供データをもとに作成)

#### (2) 電圧降下(電圧低下)

Pauanda 発電所から Highland 地域への供給量が低下すると、250km 以上離れた Ramu1 発電所から供給しなければならないため、電圧低下が生じる。

### (3) 電力損失

1999年～2013年のラム系統全体の電力損失は、10～25%である。

### (4) 東西ルートの送電容量逼迫

今後も需要はレイ地域とマダン地域を中心に増加が見込まれ、大規模需要である鉱山が点在し、そこへの個別供給も必要となる。そのような需要に対応する電源については、中央部（ラム）と東部（Mongi）で水力発電、西部（Hides）でガス火力発電の開発が計画されていて、東西のルートで送電容量の逼迫が課題となる。

### (5) 系統分断

2014年4月に Ramu1 発電所開閉設備～Meiro 変電所間の 132kV 鉄塔が、河川氾濫で倒壊するという事象が発生し、その鉄塔の復旧に約1か月を要している。また、Ramu1 発電所開閉設備～Erap 開閉所間の 132kV 送電鉄塔が、河川氾濫で倒壊したこともあり、2回線目の鉄塔を既設の鉄塔と離し、別ルートにするなど、2回線送電線が同時に使用できなくなるリスクを避ける設備形成が必要である。

## 7.5 短期系統計画のレビュー

### (1) 2020年系統の信頼度評価

ラム系統全体および各変電所の需要想定に基づき、Ramu transmission system reinforcement project で増強される2020年の系統について、通常の運用状態では、過負荷および電圧逸脱箇所はなかった。

次に、送電線1回線または変圧器の1バンク事故が発生した際の供給信頼度を検討した。その結果、Lae方面は、Taraka～Milford間の送電線1回線事故時およびMilford変電所の変圧器事故時に供給支障が発生し、復旧に数時間かかる。同様に、Madang方面は、Gusap～Meiro間の送電線1回線事故時およびMeiro変電所の変圧器事故時に供給支障が発生し、数時間で一部復旧するも、供給支障が継続する。将来的に、MilfordおよびMeiroの負荷が増加していくものと思われるため、送電線および変圧器をそれぞれ早急に増強することが望まれる。

また、Highland方面は、総じて供給信頼度が低く、一見、両端のRamu1とPauandaに電源があるため、送電線1回線事故時には、反対側の電源から救済できるように思われるが、Pauandaの出力がリハビリ後でも10MWしかなく、一方で、Mt. Hargen (Dobel S/S) や Goroka (Himitovi S/S) 方面の負荷が増加するため、特に、Ramu1電源側の送電線に事故が発生すると、Kujip、Kundiawa、Himitovi、Kainantuの各変電所の負荷を救済できない場合がある。さらに、Himitovi



変電所以外の各変電所には変圧器が1台しかなく、変圧器事故時には長時間の供給支障が発生する。このため、Highland 地域についても送電線および変圧器をそれぞれ増強することが望まれる。

## (2) Erap 周辺系統の現状と現計画に対する推奨案

2014 年現在、Erap 周辺の系統は図 7-2 のようになっている。

Erap は開閉所であり、所内設備は Taraka 変電所の 132/66kV 20MVA の 2 台の変圧器を電源として、22kV 配電線より受電している。この 22kV 配電線は Nadzab 空港へも供給しているが、1 回線しかないため、この配電線に事故が発生すると、空港への供給および Erap 開閉所が停電する。一方で、Nadzab

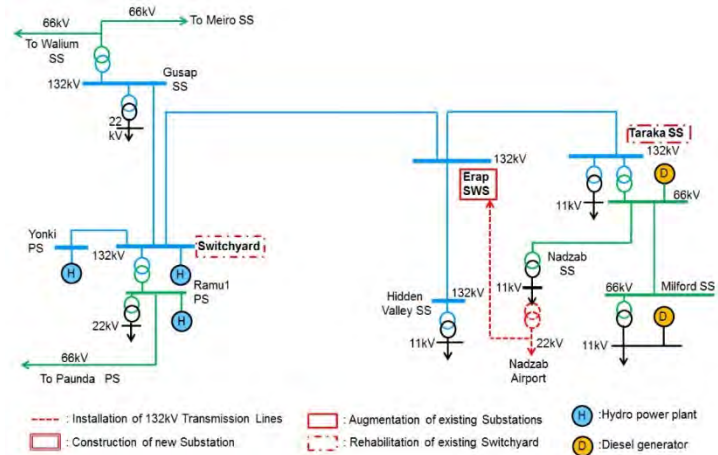


図 7-2 Erap～Lae City 方面の系統図(2014 年)

空港は、2020 年に国際空港となる計画があり、供給信頼度の向上が望まれている。そこで、Ramu transmission system reinforcement project では、Erap 変電所に 132/66/33kV の 10MVA 容量の変圧器を 2 台設置し、66kV 送電線を 1 回線新設し、新 Nadzab 国際空港へ供給する計画としている。しかし、現在の計画では次のような問題点がある。まず、新 Nadzab 国際空港への供給に関して、①Taraka 変電所に 132/66kV の変圧器が必要であること。また、同様に② Erap 変電所に 132/66kV 変圧器が必要になること、③Erap 変電所に 66kV 開閉設備が必要になる。次に既設の配電線は、22kV で設備形成されており、Erap 変電所に、132/66/33kV の変圧器が設置された場合、既設の 22kV 配電線の碍子および 22kV/400V の柱上変圧器を取替えるか、あるいは、33kV と 22kV を混在させる配電システムを構築していくか、の選択となる。

これらの現在の計画の問題点に対して、次のように見直すことを推奨する。Erap 変電所の変圧器の 2 次電圧を 22kV とし、Erap 変電所の 22kV 開閉設備から配電線を 2 回線新設し、既設配電線と接続する。この配電線により、新 Nadzab 国際空港へは、2 回線で供給する設備を構築する。このように Erap 変電所の 2 次側の電圧を 22kV にして、新国際空港や周辺へ供給することで、既設配電線を活用した効率的な系統構成が可能であり、Taraka 変電所の 132/66kV の変圧器や Erap 変電所の 132/66kV 変圧器さらには、Erap 変電所の 66kV 開閉設備は不要となる。ただし、Taraka 変電所の 132/66kV の変圧器が不要とするためには、Milford を 132kV に昇圧する必要がある。

一方、Wafi Mine へは、Erap 変電所から、132kV 2 回線で供給することが望ましい。

次に Singing 変電所であるが、現計画では、132/33kV 10MVA の 1 台となっている。この変圧器に事故が発生すると所内が全停する。この変圧器の 2 次側電圧は、22kV とし、変圧器事故時バックアップとして 22kV 配電線で Gusap 変電所と Singing 変電所は 22kV 配電線連系しておくことが望ましい。また、この 22kV 配電線は、周辺負荷増加時に、負荷供給線としても活用できる。推奨案の系統を図 7-3 に示す。

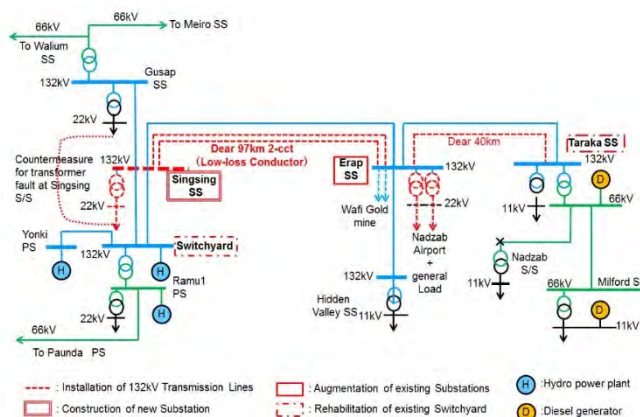


図 7-3 2020 年 Erap 周辺地域系統図(推奨案)

## 7.6 中長期系統計画策定のための検討

### 7.6.1 需要増加に伴う系統計画の検討

#### (1) 2030 年の需要想定

2030 年には、Lae 地域は 125MW、Madang 地域は 50MW、Highland 地域は 40MW にそれぞれ需要が増加し、これら需要増加に伴う供給設備の増強検討が必要である。

#### (2) Lae 地域への供給検討

2014 年末時点で、Lae 地域には、Taraka 変電所に設置されている 132/11kV 20MVA の 2 台の変圧器と、Milford 変電所に設置されている 66/11kV 20MVA、30MVA の変圧器により主に供給されている。2030 年で、Lae 地域では、125MW、Lae 市内（Taraka 変電所、Milford 変電所供給エリア）では、115MW が想定されているので、供給設備の増強が必要となる。

変電所の最終形態としては、1 変電所あたり 3 台の変圧器での構成が事故時の救済に係る停電の早期解消およびコスト面から有利であるという前提で、現在の Taraka および Milford の 2 変電所で供給し、各変電所に 30MVA 変圧器を 3 台設置する案と、新設変電所を含む 3 変電所で供給し、各変電所に 20MVA 変圧器を 3 台設置する案が考えられるが、前者の 2 変電所案がコスト的に有利である。

なお、ここで重要なことは、Milford 変電所を 132kV に昇圧する必要があるということである。現在、Milford 変電所は、Taraka 変電所から 66kV 送電線 1 回線で供給されているが、2030 年時点での需要増加に対する供給力確保と送電線 1 回線事故時の供給信頼度を確保する対策として、A 案：2 回線の 132kV 送電線を新設する、B 案：66kV 送電線を 2 回線（Deer

相当) 新設する。C 案 : DG を増設する、という案が考えられ、これらを比較した結果、A 案がコスト的に有利である。以上のことから、2030 年時点での Lae 市内への供給は、既設 Taraka 変電所と Milford 変電所から供給することとし、2025 年までに Milford 変電所を 132kV に昇圧する工事を実施することが望ましい。

### (3) Madang 地域への供給検討

#### 1) Meiro 変電所

Meiro 変電所は、現在、Ramu1 から Gusap 変電所を経由して、66kV 1 回線の送電線により受電し、66/11kV 20MVA の 1 台の変圧器で負荷に供給している。一方で、Madang 発電所から 11kV で受電できる構成となっている。よって、将来の需要への対策として、変圧器の増設、および、既設 66kV 送電線 1 回線の 132kV への昇圧が必要である。また、信頼度の観点から、N-1 基準を満足するよう、2 回線化できれば、変圧器 3 台運用との設備協調も図れる。

#### 2) Gusap 変電所および Walium 変電所

Singsing から 25km 離れたところに Gusap 変電所がある。その北側約 70km 離れたところに Walium 変電所がある。Ramu2 電源開発と協調し、Ramu Nico や Yandera の鉱山へ供給する際には、Gusap 変電所および Walium 変電所から 132kV の 2 回線を引出し、常用・予備線で供給することが、安定供給および電圧面ならびに電力ロス面から望ましく、これらの変電所は、鉱山負荷への供給拠点として位置付けることが重要である。鉱山供給時の系統図を図 7-4 に示す。

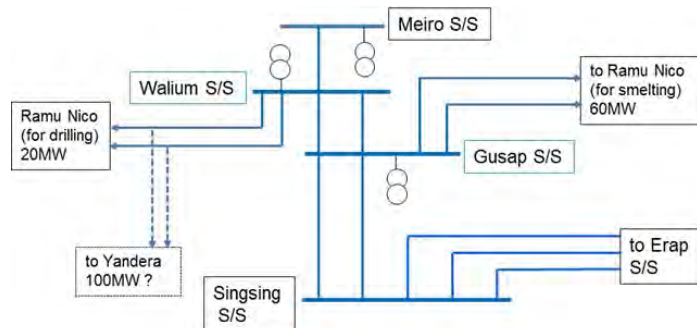


図 7-4 鉱山供給時の Gusap, Walium 周辺系統図

鉱山向け供給線を Gusap 変電所および Walium 変電所から単独で引出すことにより、Ramu2 発電支障時には、鉱山負荷を転送遮断するなど、Ramu2 電源と鉱山負荷の PPA に紐づいた負荷遮断機能が可能となる。また、鉱山需要がフリッカや電圧変動の大きな誘導機などであっても、他の顧客に影響のないような系統を構築することが可能となる。

Singsing – Gusap - Walium 間の送電線について、需要想定ノーマルケースとハイケースについてそれぞれ記載する。

#### (a) ノーマルケースの場合

Meiro 方面の需要と Ramu Nico の合計約 130MW に供給するためには、既設送電線仕様が Tiger であり、132kV 運用した場合で 74MW までしか供給できないので、1 回線送電線を増設必要がある。この電線仕様は PPL 標準の Deer (150MW at 132kV) で建設する。しかし、N-1 上の制約が残るので、既設 Tiger の Deer への電線張替あるいは 2 回線新設が望ましい。なお、Walium - Meiro 間は、Tiger 仕様電線の 2 回線で問題ない。

#### (b) ハイケースの場合

ノーマルケースに Yandera の 100MW が加わり、合計約 230MW となる。これらの負荷供給には、1 回線新設し、さらに既設送電線の Tiger を Deer に張替えても、常時供給力が不足する。このため、さらに 132kV 1 回線送電線の増設が必要となり、132kV Deer の 3 回線で Singsin - Gusap - Walium 間を構成する必要がある。なお、Walium - Meiro 間は、Tiger 仕様電線の 2 回線で問題ない。

### (4) その他地域への供給検討

現在、Highland 地域の需要は、Pauanda 発電所と Ramu1 発電所との両端電源から 66kV 1 回線送電線の連系により供給されている。この送電線の導体は Dog であり、66kV での供給力は 32MW である。このため、常時は Kujip 変電所で系統分割した構成での運用が、電力ロス、電圧低下の観点からは望ましい。片端電源で供給した場合に比べ、年間の負荷率を仮に 60% として算出すると、電力ロスは約 80%以上低減可能である。ただし、このためには、Paunda 電源を含む西側の電源増強が約 10MW 程度必要である。また、このような系統構成で運用しているとき、Ramu1 もしくは Pauanda 電源付近の送電線事故が発生すると、約 200km の遠方負荷に供給する必要があるため、電圧低下を補償する設備が必要となる。なお、現在の地域のほとんどの変電所は、1 バンク構成となっているので、2 バンク化を図り、変圧器事故時の供給支障が短時間で解消できるようにすることが望ましい。

## 7.6.2 電源開発計画に伴う系統計画の検討

### (1) Ramu2 電源の連系検討

FYPDP によれば、Ramu2 水力ポテンシャルは約 240MW あり、Gusap 変電所、Singsing 変電所および Ramu1 変電所にそれぞれ 132kV、1 回線トータル 3 回線で接続される計画となっている。他にも Singsing への 3 回線での連系、2 回線での連系が考えられ、これらを比較する

と、N-1 基準を満足しつつ、経済的に Ramu2 電源を連系する方法としては、Singsing 変電所へ 132kV、2 回線 (Deer2 導体) での連系が望ましい。また、Ramu2 は、鉱山 (Ramu Nico、Wafi Gold) 供給との PPP 契約となるであろうことを考慮した、Ramu2 開発後の周辺系統を図 7-5 に示す。

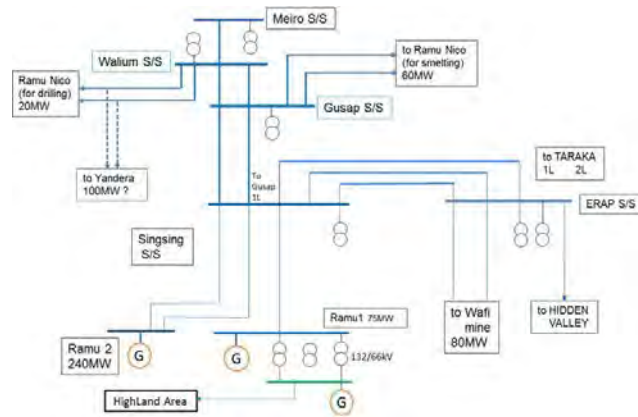


図 7-5 Ramu2 連系後の周辺系統図

(2) Mongi 電源の連系検討

Mongi 発電所は、Taraka 変電所の北東約 80km に位置し、116MW の発電能力がある。この電源は、Taraka 変電所に 132kV 2 回線 (Deer 単導体) で系統連系する。

(3) Gowar 電源の連系検討

Gusap 変電所から Ramu Nico (精錬用) への 132kV、2 回線を活用し、Gusap 変電所と Gowar 発電所を 132kV、2 回線の 2π 引き込みで連系する。その結果、Ramu Nico (精錬用) には、Gowar 発電所から 132kV の 2 回線供給とする。図 7-6 に Gowar 発電所連系後の周辺系統図を示す。

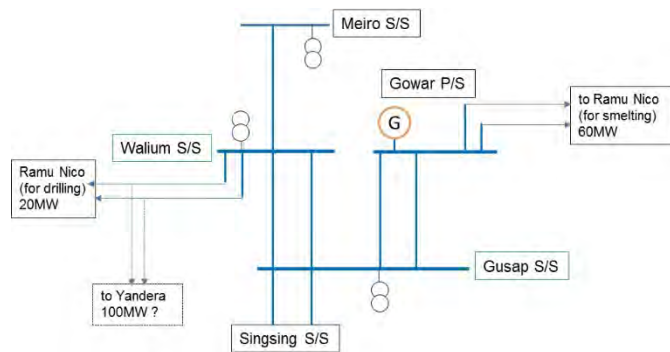


図 7-6 Gowar 発電所開発後の周辺系統図

(4) Highland area 電源の連系検討

Highland area の電源は、2014 年末現在、Pauanda 発電所だけであるが、今後、Hides ガス火力の連系計画や Kaugel 水力の開発計画等がある。これらの西部方面の電源は、Highland 地域の需要に供給する機能以上に、需要中心の Madang や Lae 地域へ大電力を送電する機能が重要視される。このため、後述するように系統安定度、電圧安定性、供給信頼度などの供給品質とコストとの比較検討を行った。

## 7.7 中長期系統計画

### 7.7.1 系統計画の基本的な考え方

現在、PPL では電気の品質基準は規定されているが、系統計画を策定していく上で定められた基準はない。よって、系統計画に関する基本的事項、常時容量の考え方、非常時の容量（過負荷限度）、系統増強時期の考え方および変電所計画基準等、一般的な考え方と基準を適用したが、以下に PPL 特有の考え方を整理する。

- ・ 電圧階級の組み合わせは、系統信頼度ならびに経済性の向上を図るため、できるだけ簡素化し、132kV – 22(11)kV – 400V を基本とする。
- ・ 現在、系統容量が小さいために、発電機 1 台の故障が周波数低下につながり、負荷遮断を余儀なく行っている状況であり、当面この運用は続くために、周波数に関する要件は考慮しないものとした。ある程度の系統容量になった時点で、周波数に関する要求事項を決めるべく検討を行うことが望ましい。
- ・ PPL で使用している電線は ACSR であり、架空送電線の熱容量を決定する導体の最高許容温度として、標準的に 90°C が採用されている常時定格送電容量に対応した連続許容温度を 75°C としている。この場合、鉄塔の地上高が低く設計されることになり、今後、地域開発などにより、市街地が形成されることや鉄道が構築された場合には、低い送電線を嵩上げするなどの必要性がでてくると思われるため、世界標準である 90°C を適用し、鉄塔の高さを高くし、将来の発展にも柔軟に対応できるようにしておくことが望ましい。

### 7.7.2 系統計画の目的と流れ

系統計画の目的は 2030 年までに増強、新設が必要な送電設備の位置、容量及び形式を決定することであり、系統計画の流れは、以下の通り。

- 第 7.5 節に示した 2020 年系統に、第 7.6 節に記述した系統計画の基本的な考え方を適用し、2030 年系統の予備計画を行う。
- 需要想定及び電源開発計画結果に基づき、2030 年系統の予備計画で得られた系統の需給バランスの基本パターンを作成し、その需給バランスの状態の系統を 2030 年予備系統と仮定する。
- 第 7.6 節におけるいくつかの仮定を確認しながら、潮流解析、過渡安定度解析、N-1 解析および短絡容量解析といった系統解析を 2030 年予備系統に対して実施する。

- 系統解析において系統計画基準を満足しない場合、その対策を検討し、系統計画基準を満足した系統を 2030 年系統とする。
- 2025 年の需要想定および電源開発計画結果を確認し、2020 年系統から 2030 年系統への増強、新設設備のうちで必要なものを選択する。その結果を 2025 年予備系統とし、2030 年予備系統に対して実施した系統解析を同様に行い、2025 年系統を決定する。

### 7.7.3 基本的な技術基準および検討条件

#### (1) 潮流解析および N-1 解析

系統計画においては、全設備が稼働している定常状態（N-0）と 1 設備（送電線または変圧器）が停止時の緊急状態（N-1）との 2 つの運用状態を考慮する。各運用状態に対して、以下の基準を適用する。

##### 1) 系統電圧基準

定常状態及び緊急状態における許容電圧範囲を表 7-4 に示す。

**表 7-4 System Voltage Criteria**

Condition	Acceptable Voltage Range
Normal System Conditions	95% - 105%
Contingency Conditions	90% - 110%

##### 2) 設備熱容量基準

送電線及び変圧器は、表 7-5 に示す熱容量以下で運用する。

**表 7-5 Equipment Thermal Loading Criteria**

Condition	Thermal Loading Limit
Normal System Conditions	Defined Normal Load Capacity
Contingency Conditions	Defined Emergency Load Capacity (120% of normal rating)

##### 3) 線路定数等

###### (a) 送電線

線路定数に関しては、既設として PPL から提供されたデータおよび PPL の”Fifteen Year Power Development Plan 2014-2028”に掲載されたデータについてはその値を、それ以外の新設送電線については、日本の電力会社が使用している標準データを用いた。なお、新設 132kV 送電線の導体は原則 Deer とし、新設 275kV 送電線は Deer、2 導体とした。

## (b) 変電所(変圧器)

変圧器のインピーダンスは、送電線と同様に既知のデータについてはその値を、それ以外の新設変圧器については、表 7-6 に示す通りとした。

## (c) 無効電力補償

275kV 送電線に関しては、100%補償とした。

表 7-6 Impedance of New Transformer

Voltage [kV]	%X on self MVA
275/132	18.0
275/11	10.0
132/66	5.0
132/22	12.0
132/11	15.0
66/22	13.0

## (2) 短絡容量解析

短絡電流の許容値は、電圧階級ごとに表 7-7 に示す値とした。

表 7-7 許容短絡電流最大値

Voltage	Allowable maximum short-circuit current
275kV	50.0kA
132kV	31.5kA
66kV	25.0kA
33kV, 11kV	12.5kA

なお、短絡容量解析時の条件は以下の通り。

- 故障前状態は潮流解析結果を用いた。
- 発電機リアクタンスには、初期過渡リアクタンスを用いた。

## (3) 過渡安定度解析

## 1) 過渡安定度の考え方

送電線に事故が発生すると発電機の脱調や系統電圧不安定現象が発生し、大規模停電に至る可能性がある。この大規模停電を防止するため、次の条件を考慮して電力系統解析ツール (PSS/E) を使用した安定度解析を行う。ただし、解析にあたっては、2カ所同時事故は考慮しない。

事故種別は、3相地絡とし、主保護にて事故を除去する場合には、脱調箇所を生じないように対策を行う。また、一部の電源の脱落や供給支障が発生しても、系統全体として



は安定を保てるよう、対策を講じる。

主保護リレーによる事故遮断時間は表 7-8 の通りとした。

**表 7-8 主保護遮断時間**

Voltage	Fault interception time
275kV	120ms
132kV	200ms

## 2) 発電機及び制御系

火力発電所の場合には円筒機モデル（GENROU）、水力発電所には突極機モデル（GENSAL）を用いた。

(Source: Developing Generic Dynamic Models for the 2030 Eastern Interconnection Grid, Dec 2013)

制御系モデルは標準モデルを用いた。(Source: PSS@E Program Application Guide)

### 7.7.4 2030 年系統の予備計画

第 7.5 節において、短期系統計画について述べ、現在の計画に対する推奨案を提示し、第 7.6 では、中長期系統計画策定のための検討について述べた。ここでは、それらの検討結果をレビューしながら、N-1 解析等の実施対象とする 2030 年系統の予備計画を行った。なお、3 案提示された Ramu2 発電所の連系方法としては、2 回線連系を仮に採用、また、ラム地方の西側に位置する Highland area の発電出力を東側に位置する需要地域に送電する方法としては、表 7-9 に示す Plan A を仮に採用した。なお、PPL が、Dobel 変電所を 132kV の昇圧し、Hides 発電所及び Kaugel 発電所は Dobel 発電所に連系させたいという意向も持っているので、66/22kV の Dobel 変電所に、132/66kV の変圧器を新設し、132kV2 回線で Hides 発電所と Dobel 変電所を接続し、Dobel 変電所と Walium 変電所間を 132kV2 回線で接続する。また、Kaugel 発電所も Dobel 変電所の 132kV 母線に 2 回線で連系する形としている。

2030 年の需要想定結果（Normal Case）と電源計画による供給力とを比較すると、予備力がかなり大きな状態になる。そこで、需給バランスに関しては、系統解析上、厳しい状態となるように需要側（東側）に存在する発電所（Lae Port 火力、Mongi 水力および Gowar 水力）を停止、更に乾期を想定し、全水力発電所の出力を定格出力の 70%程度とし、残りの火力発電所はフル出力という状態を基本的な発電状態とした。

## 7.7.5 2030年系統の計画及び解析結果

## (1) Highland area の電源出力の送電方法の検討結果

Highland area の電源出力の送電方法について、過渡安定度の観点から検討した。その結果を表 7-9 に示す。各プランを比較すると過渡安定度、電力損失、建設費及び将来性の点から Highland area の電源出力の送電方法としては、Plan D が最適であると言える。

表 7-9 で、Plan D の場合の Hides 電源線を用いて、どの程度まで東側に送電可能かを確認する必要があると述べているが、この点について、Erap 変電所の負荷を増加させ、その分を Hides 発電所の出力で賄う形で Dobel-Walium 間送電線の Dobel 至近端故障時及び SingSing-Erap 間送電線の SingSing 至近端故障時の過渡安定度を確認したところ、140MW までの送電であれば、安定であることを確認できた。この時の潮流状況の概略を図 7-7 に示す。また、Plan D が過剰投資の状態でないことを確認するため、代替案として、Dobel-Walium 間送電線を 1 回線としたケースの過渡安定度を確認したところ、不安定であった。



図 7-7 Outline Power-Flow Conditions at the Time of 140 MW Transmission

**表 7-9 (1) Comparison regarding the Transmission Method of the Power Station Output of the Highland Area**


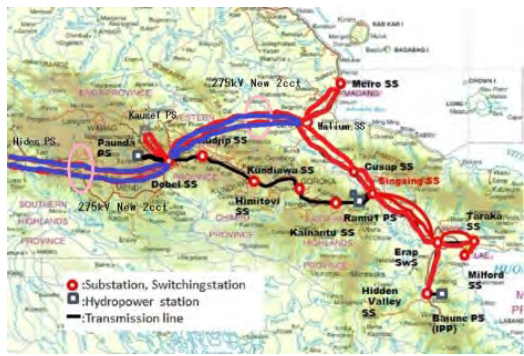


	Plan A	Plan A'
Voltage Drop	Need some reactive power compensator	Same as on the left
Transient Stability	Unstable	Stable
Power Loss	Base MW	-8.63 MW
Construction Cost	Base mUS\$	+99 mUS\$
Review regarding Plan with Stable Transient Stability	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Power-flow restrictions may occur in the transmission line between Walium and Singing in future.</li> <li>-Upgrading of existing 66 kV transmission lines is needed with the future increase of demand of the Highland area.</li> <li>-In the case of a 275kV transmission line, the connection cost of the potential middle-scale power source which exists in the direction of Madang etc. becomes expensive.</li> </ul>
New Construction Lines	Hides - Dobel 132 kV, 2cct, 220 km Dobel - Walium 132 kV, 2cct, 160 km	Hides - Dobel 275 kV, 2cct, 220 km Dobel - Walium 275 kV, 2cct, 160 km
System Diagram		
概要	220km の 132kV2 回線送電線で Hides 発電所と Dobel 変電所の間を連系し、Dobel 変電所と Walium 変電所の間を 160km の 132kV2 回線送電線で連系する。	Plan A で、Hides 発電所-Dobel 変電所間、Dobel 変電所-Walium 変電所間の送電線を 275kV2 回線とする。

表 7-9 (2) Comparison regarding the Transmission Method of the Power Station Output of the Highland Area

	Plan B	Plan C
Voltage Drop	Same as on the left	Same as on the left
Transient Stability	Stable	Unstable
Power Loss	-7.93 MW	+4.65 MW
Construction Cost	+125 mUS\$	+104 mUS\$
Review regarding Plan with Stable Transient Stability	-Upgrading of existing 66 kV transmission lines is needed with the future increase of demand of the Highland area.	-
New Construction Lines	Hides - Singing 275 kV, 2cct, 400 km Dobel - Walium 132 kV, 2cct, 160 km	Hides - Dobel 275 kV, 2cct, 220 km Dobel - Ramu1 132 kV, 2cct, 223 km 66 kV, 2cct (designed for 132 kV)
System Diagram		
概要	Hides 発電所は、約 400km の 275kV2 回線送電線で Singing 変電所に連系し、Plan A と同様に Dobel 変電所と Walium 変電所の間は 160km の 132kV2 回線送電線で連系する。	Hides 電源線を 132kV2 回線として、Dobel 変電所に連系し、Dobel 変電所と Ramu1 変電所の間を 132kV4 回線で連系する。ただし、当面、下 2 回線は 66kV 運用とし、Highland area の需要が 66kV deer2 回線で供給できなくなった時点で 132kV に昇圧する。

**表 7-9 (3) Comparison regarding the Transmission Method of the Power Station Output of the Highland Area**

	Plan C'	Plan D
Voltage Drop	Same as on the left	Same as on the left
Transient Stability	Stable	Stable
Power Loss	-2.02 MW	-6.43 MW
Construction Cost	+177 mUS\$	+111 mUS\$
Review regarding Plan with Stable Transient Stability	-It is necessary to reinforce the 132kV dual-circuit transmission line between Singasing and Gusap substations to a 3-circuit transmission line. - Compared to other plans, to maintain voltage criteria, many amounts of Sc(s) are installed.	-It is necessary to confirm how much MW can be transmitted to the east side using the Hides power source line (The result of confirmation is 140 MW).
New Construction Lines	Hides - Dobel 275 kV, 2cct, 220 km Dobel - Ramul 275 kV, 2cct, 223 km 66 kV 2cct (designed for 132 kV)	Hides - Dobel 275 kV, 2cct, 220 km Dobel - Ramul 132 kV, 1cct, 223 km Dobel - Ramul 66kV, 1cct (Existing) Dobel - Walium 132 kV, 2cct, 160 km
System Diagram		
概要	Plan C の別案として、Dobel 変電所-Ramul 変電所間の 4 回線送電線の上回線を 275kV とする。	Hides 電源線を 275kV2 回線で Dobel 変電所に連系し、Dobel 変電所と Walium 変電所間を 132kV2 回線で連系する。また、Dobel 変電所と Ramul 変電所の間を 132kV1 回線で連系する。ただし、2 回線用鉄塔の片回線として建設し、将来、Highland area の需要が既設の 66kV 1 回線で供給できなくなった時の 132kV への昇圧に備える。

## (2) 電源連系の検討結果

2030年までに連系される計画である大規模発電所、Ramu2、Mongi および Gowar の連系方法に関して、過渡安定度の観点から検討した。なお、各発電所の連系検討は、検討対象の発電所が最大出力で運転している状況で実施した。その結果、いずれのケースも安定であった。なお、Ramu2 発電所の系統への連系に関しては、3案が存在するが、いずれの案も安定であった。よって、Ramu2 発電所の連系は、Singsing への2回線連系が最適である。

## (3) 2030年系統のN-1解析

2030年系統に対してN-1解析を実施したところ、若干の問題が発生したが、負荷の力率設定等にも依存し、ここでは対策を検討するほどの問題ではないと判断した。

## (4) 2030年系統の短絡容量解析

2030年系統に対して短絡容量解析を実施したところ、275、132、66kVの全母線の短絡電流は許容値以下であった。

## (5) 2030年系統の潮流解析(電圧プロファイル)

2030年系統の潮流概要図 7-8 に示す。定常状態では全母線電圧は計画基準内であった。

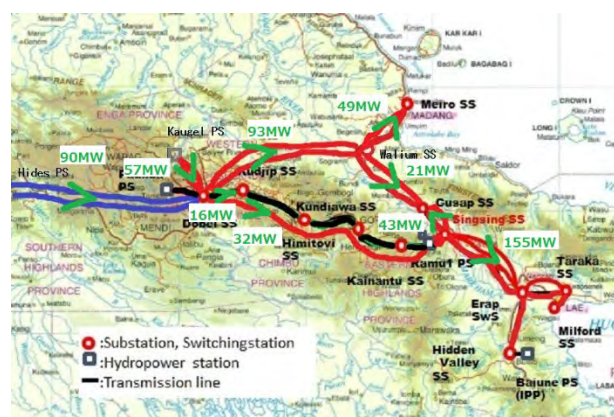


図 7-8 Outline of the Power-Flow State of the Year-2030 System

## (6) 2030年系統の設備増強

2025年に必要な設備増強と併せて後述する。

## 7.7.6 Optimal Power Generation Development Plan との整合性

前節において、2030年系統について検討したが、需要想定は、通常ケースに基づき、最適電源開発計画の結果については、2030年までに導入可能性があるとされた全電源を想定し、系統解析上、最もシビアと考えられる需給バランスを想定して系統計画を実施した。

最適電源開発計画では、基本シナリオとして、通常需要ケースと高需要ケースの場合の需給バランス、さらに、対案シナリオの需給バランスが記述されている。ここでは、最適電源開

発計画の3種類の需給バランスに対して、前節に示した2030年系統が必要十分な系統になっているかどうかを検証する。

### (1) 通常需要の基本シナリオでの需給バランス

通常需要の基本シナリオの場合、2030年における開発電源の容量は、予備力を含むものなので、実際の出力としては、系統解析上シビアとなるように、Lae GTを停止し、Mongi水力の出力を減少させた。その時の潮流概要を図7-9に示す。この系統の過渡安定度解析を実施したところ、電源線及び主要送電線の故障に関しては安定であった。



図 7-9 Outline of the Power Flow State as of 2030 for Normal-Demand Scenario

さて、この系統は、第7.7.5節で示した2030年系統と非常に大きく異なる点がある。

それは、東の需要に近い Mongi 水力が稼働していることである。よって、第7.7.5節で仮定した系統解析上の過酷さは、非常に薄れている。よって、Hides 電源線による Highland 地方の電源出力の送電可能容量も増加し、Hides 電源線の275kV化が不要である可能性もあるので、Hides 電源線が132kVの2回線で、過渡安定度的にどの程度の送電が可能かについて検討した。その結果、70MWまでであれば、132kV、2回線でも送電可能であることが分かった（Hides 電源の出力増分は、Ramu2 発電所の出力を減らした）。しかし、あくまでも、「Mongi 水力が稼働していれば」、という仮定の上で参考としての検討であり、マスタープラン上、採用されるべき結果ではないことを認識することは非常に重要である。ただし、この検討結果を逆に考えると、Mongi 発電所の建設費は高額であるが、この発電所が建設され、更に常時運用することが可能であれば、系統運用が非常に楽になると考えられる。

### (2) 高需要の基本シナリオでの需給バランス

Lae GTを停止し、場所が特定されていない Additional Thermal Generation (IPP)を停止、Ramu2の出力を約7割とし、残りを Highland 地方の発電に頼る需給バランスとした。この系統の過渡安定度解析を実施したところ、電源線及び主要送電線の故障に関しては安定であった。この系統にも通常需要の基本シナリオと同様に東の需要地域に近い Mongi 発電所が連系しているので、Highland 地方の電源出力の過渡安定度上の送電可能量を確認したところ、最大170MW送電可能であることが分かった。

## (3) 対案シナリオでの需給バランス

Lae GT を停止し、Highland 地方の電源出力を高需要の基本シナリオと同一とし、Ramu2 の出力をほぼ同一とした。この系統の過渡安定度解析を実施したところ、電源線及び主要送電線の故障に関しては安定であった。

## (4) 需要想定が高需要の場合に関する考察

需要想定が高需要の場合、Yandera mining が需要として想定されている。同鉱山への電力は、図 7-4 に示したように Walium substation からの供給を計画している。その供給電力を Ramu2 発電所に依存し、その依存度がある程度以上になると、Gusap – Singsing 間送電線の潮流が 280MVA 程度になる可能性があるため、Gusap – Singsing 間送電線の 1 回線増設時に、Ramu2-Singsing 間の電源線と同様に送電線の線種を Deer の 2 導体相当とした 2 回線送電線を建設する必要性が生じる。また、電圧補償及び過負荷対策として、表 7-10 に示す設備増強が必要となる。ただし、表中の Dobel substation の変圧器増設は、Hides 電源線の潮流が 120MVA を超える場合に必要となる。

表 7-10 Facility Enhancement of the Year-2030 System for High-Demand Case

Substation	Tr or Sc	Voltage [kV]	Rating MVA	No. of Tr.
Meiro	Sc	132	30	-
Walium	Sc	132	60	-
Ramu1	Tr	66/22	10	1
Dobel	Tr	275/132	100	1

## 7.7.7 2025 年系統の計画および解析結果

## (1) 2025 年系統の考え方

2025 年の需要想定と電源開発計画（通常需要の基本シナリオ）に基づき、2030 年の系統計画時と同様に系統解析上、厳しい需給バランスとした場合を想定した。

## (2) 2025 年系統の N-1 解析

Milford、Taraka、Ramu1、Meiro および Erap の 5 変電所の負荷供給用変圧器の 1 台故障時に健全変圧器に過負荷が発生する。これら変電所の変圧器の 2025 年時点での増設は、供給支障をどう考えるかというポリシーの問題である。



(3) 2025 年系統の短絡容量解析

特に問題なし

(4) 2025 年系統の潮流解析(電圧プロファイル)

特に問題なし

(5) 2025 年系統の設備増強

2025 年系統および 2030 年系統に必要な設備増強と共にまとめると以下ようになる。

表 7-11 Transmission Lines

S/S	S/S	kV	No. of Circuits	Type	Length [km]	Year 2025	Year 2030	Comments
Taraka	Milford	132	2	Deer	7.2	+		
Mongi	Taraka	132	2	Deer	80	+		Out of plant line
Munum	Erap - Taraka	132	2	Deer	1	+		Out of plant line (T)
Markham	Singsing – Erap	132	2	Deer	1	+		Out of plant line (B)
Erap	Wafi	132	2	Deer	40	+		
Baime	Baiune	33	1	Tiger	1.8	+		Out of plant line
Singsing	Gusap	132	1	Tiger	25.7	+		
Ramu2	Singsing	132	2	Deer*2	15	+		Out of plant line
Gusap	Gowar	132	2	Deer	40	+		Out of plant line
Gowar	Ramu Nico (Basamuk Refinery)	132	2	Deer	20	+		
Gusap	Walium	132	1	Tiger	66.8	+		
Walium	Ramu Nico (Kurunbukari)	132	2	Deer	25	+		
Walium	Meiro	132	1	Tiger	68.5	+		
Dobel	Ramu1	132	1	Deer	223	+		
Dobel	Walium	132	2	Deer	160	+		
Kaugel	Dobel	132	2	Deer	40		+	Out of plant line
Hides	Dobel	275	2	Deer*2	220	+		Out of plant line (T)

“Out of plant line” denotes hydro plant, “Out of plant line (B)” denotes biomass plant and “Out of plant line (T)” denotes thermal plant.

表 7-12 Transformers

Substation	HV/LV [kV]	Rating MVA	No. of Tr.	
			Year 2025	Year 2030
Milford	132/11	30	2	1
Taraka	132/11	30	2	1
Erap	132/22	10	2	-
Meiro	132/22	30	3	-
Himitovi	66/22	10	1	-
Dobel	132/66	30	2	-
Pauanda	66/22	10	1	-
Dobel	275/132	100	2	-

Generator step-up transformers are not included.

表 7-13 Reactive Compensation

Substation	Voltage [kV]	Sc or ShR	Rating MVA	
			Year 2025	Year 2030
Taraka	132	Sc	30	
Erap	132	Sc	-	30
Erap	132	Sc	10	
Meiro	132	Sc	-	30
Himitovi	22	Sc	10	
Hides	275	ShR	60	
Dobel	275	ShR	60	

## 7.8 系統運用

### 7.8.1 系統運用体制

ラム系統には、15 か所の変電所があり、全て無人である。また、4 か所の水力発電所と7 か所の火力発電所があり、これらは全て有人である。Ramul に給電所があり、4 か所の制御所と2 か所の保全拠点と連携しながら、設備の運用を行っている。

### 7.8.2 系統運用の使命

給電所には、需給と系統操作に責任分担を分けて配置することが望ましい。現在、PPL では、需給、系統操作、給電記録を一人の4 班交替で24 時間監視業務を行っている。

PPL では、これまでの経験から、絶えず変動する需要を予測し、これに見合った供給力を常に適切に確保していくために、あらかじめ需給運用の計画を作成し、これに基づいて当日の

需給運用を行っている。特に、ダム水位は毎日記録し、供給力を確認している。常時は需給バランスが主な業務であるが、事故時には、switching officer に連絡をし、現地の状況確認および復旧業務ならびに記録業務を行っている。しかし、Erap 変電所および Gusap 変電所のみには SCADA システムが導入されておらず、事故復旧にはかなりの時間を要している。

Switching officer は、通常は各変電所の各配電線単位の電流値を記録しているが、事故発生時には、給電所からの指令に基づき、事故か所の特定ならびに復旧操作を行っている。SCADA システムがないため、それぞれの配電盤から動作リレーを読み取りながら、どこの場所で事故が発生をしたのかを把握しているため、特に事故点探査に時間を要している。

保全チームは、Switching officer からの連絡を受け、具体的に変電所や送電線のどういった設備が悪いのか、復旧するためにはどのような手段を講じる必要があるのか、必要な資材を手配し、後日直営にて取替および試験を行い、復旧業務を行っている。

### 7.8.3 系統運用の課題と対応策の推奨

#### (1) 現在の系統運用業務の課題と推奨案の提言

現状の系統運用業務における課題は、給電計画業務ではなく、給電指令業務にあり、この内、需給運用よりはむしろ系統操作や給電データの収集と記録および事故時の復旧処置である。これはひとえに、各変電所や送電線の状態を把握するための情報が、給電所および switching officer に把握できていないことに起因する。このため、SCADA システムを全変電所に適用し、情報が給電所に上がってくるような情報通信システムの構築が望まれる。SCADA システムが全変電所に適用されると、現在手入力の各配電線の電流情報なども自動的に取り込まれ、マンパワーも抑制できる。また、事故発生時には、事故区間を特定できるし、事故様相も認識できる。さらには、給電所で遠隔操作できるようになるため、事故時の復旧時間が大幅に短縮できる。給電所には、需給と系統操作に責任分担を分けて配置することが望ましい。現在、PPL では、需給、系統操作、給電記録を一人で行っており、今後、系統規模の拡大に伴って、2名体制にするなど、要員の配置が望ましい。2名体制にすることで、ベテランと若手の技術伝承にもつながる

#### (2) 将来想定される課題と対応策の提言

今後の想定される課題として、2014.1 に Third Party Access Code が制定され、電力会社以外にも電力供給が可能になり、これを規制する観点で、2014.11 に Grid Code が制定されたが、内容は電圧や周波数の基準程度であり、このクライテリアを満足させていくための、いわゆる

系統連系技術要件に関する制約事項としては不十分であること、さらに、これに関する業務プロセスが規定されていない。このような条件のまま、第三者がシステムを利用していくと、系統安定度や電圧変動、周波数変動、高調波などの問題が生じてくることが懸念される。このため、日本で適用されている系統利用に関する仕組みを主体として推奨案を提言した。

## 7.9 保護リレー

### 7.9.1 ラム系統の保護リレーの概要

ラム系統には、系統を構成する発電機、送電線、配電線などを保護するため、各種保護リレーが設置されている。保護対象区間、機器により、発電機保護、送電線保護、配電線保護等に分けられている。また、ラム系統は、全ての電圧階級で直接接地系である。

#### (1) 既設設備

既設設備（送電線保護リレー、母線保護リレー、変圧器保護リレー、発電機保護リレー、配電線保護リレー、周波数リレー）についての現状を調査・整備した。

#### (2) 保護リレーに関する基準

現在「パ」国では、保護リレーに関する基準はグリッドコードのみであり、規定されている主な基準は、事故除去時間と保護リレーの構成である。

#### (3) 保護リレーに関わる要員

ラム系統の保護リレーに関係する要員として、ポートモレスビーのプロテクションチームとYonkiのテストチームがある。

プロテクションチームは、「パ」国の3主要系統及び地方の小規模系統も含め、「パ」国全体が業務範囲であり、整定検討、事故分析等を行っており、リーダー：1名、分析担当：1名、開発担当：1名及び整定計算を行うコンサルタント：数名で構成されている。「パ」国全体の系統を担当しており、設備量が多く、プロテクションチームの3名では業務をさばけないため、コンサルタントが整定検討を行っている。ただし、現在、整定検討を効率的に行うコンピュータツールの導入計画があり、将来的には、コンサルタント雇用なしに整定検討を行う予定である。

現場における点検、取替、整定変更、試験（保護リレーだけでなく、他の設備の試験も含む）はYonkiに駐在するテストチームが行っている。テストチームは山側エリアと海側エリアの

2 チームに分かれている。それぞれ、チームリーダー1名+技術員3名で構成されている。全ての現場業務を PPL の社員のみで対応している。

#### (4) 保護リレーに関する運用状況

##### 1) 点検業務

以前は定期的に点検が行われていたが、最近では点検機材の故障と、送電線が1回線しかないため、点検のための停電が取りにくいという理由で、点検を行っていない。

##### 2) 事故検証業務

事故が起こると、事故を確認した Switching Officer か発電所の運転員が、OFR (Operation Fault Report) と呼ばれる事故報告書を書く。OFR には、配電線停止時間、リレー動作表示、事故後の対応等が書かれている。OFR はポートモレスビーの System Operation 部門へ送られ、そこからさらにポートモレスビーのプロテクションチームに送付される。プロテクションチームでは、保護リレーが正動作かどうかを検討し、誤動作の疑いのある場合は、Yonki のテストチームに連絡し、テストチームが現地に行って確認を行う。そして、故障が確認されたら後日取替を行う。プロテクションチームは、OFR を受け取り、事故に対してリレーが正常に動作したかどうか検討を行っている。

##### 3) 取替工事

プロテクションチームが、リレーや制御ケーブルを購入し、テストチームが現地で旧リレーの撤去、新リレーの設置、配線、試験を行う。取替の際に必要な制御ケーブル接続図は、テストチームが事前に現地に行って現場機器を見ながら作成し、プロテクションチームの承認を受けるといった形で作成されている。

##### 4) 整定業務

プロテクションチームはコンサルタントが検討した値を確認した後、PSA(Protection Setting Advice)と呼ばれる整定表を FAX で Yonki のテストチームに送る。Yonki のテストチームは受け取り後、現地で整定変更を行う。周波数リレーは、System Operation が整定値を決め、プロテクションチームを経由して Yonki のテストチームに送られ、Yonki のテストチームが整定変更を行う。ラム系統の整定値はコンサルタントにより定期的に見直されている。PSA には、CT 比、リレーの型式、整定値などが記載されている。

## 7.9.2 保護リレーの課題と対応策の推奨

### (1) ラム系統の保護リレーの課題と対応策

ラム系統の保護リレーの問題点は、故障を発見する仕組みが無いことにある。故障を発見するには、事前に発見する方法と、リレー動作後に発見する方法があるが、このどちらもできていない。以下、その理由と対策を述べる。

#### 1) 事前に発見する方法について

事前、つまり、平常時に故障を発見するには、アナログリレーであれば点検をする必要がある。しかし、ラム系統の保護リレーは点検を行っていない。一方、デジタルリレーにおいては、自分の状態を常に監視する機能があるので、異常があれば自ら警報を出すことができる。しかし、ラム系統では SCADA システムが導入されておらず、リレーが警報を出しても運転員の元にその情報は届かない。(誰かがリレー盤の前を通り、異常ランプが点灯しているのを発見するまで誰も異常に気付かない。) このように、故障したリレーを事前に発見する仕組みが無いことにより、実際の事故時に、リレー故障により適切に事故除去ができず、停電エリアが拡大するケースがあると考えられる。

よって、点検機材を購入し直し、点検業務を再開することを推奨する。また、停電が取れないという問題については、変圧器本体の点検の時に、同時に変圧器保護リレーの点検も行うなど、部門間で協調して停電を要求し、停電回数を減らすことが必要である。さらに、SCADA システムを早期に導入し、デジタルリレー異常をすぐ発見できるようにする必要がある。

#### 2) リレー動作後に発見する方法について

保護リレーに関する業務で最も大切なことの一つに、リレーが正常に動作したかどうか検討する業務がある。ラム系統の保護リレーでは、この検討業務ができていない。ラム系統では、根本的に事故検討に必要なデータをそろえることが難しい。異常な系統の挙動を分析し、その原因を調査するには、事故時の遮断器 (CB) や Protection relay (Ry) の動作状況を全て把握する必要がある。しかし、ラム系統ではこれができていない。本来であれば、CB や Ry が動作すると動作シグナルが SCADA システムにより給電制御所に伝えられ、ログとして記録される。しかし、ラム系統では SCADA システムが導入されていないため、各変電所の事故の様相を把握するのが困難となっている。現在は前述の OFR により各遮断器やリレーの動作状況を人手により記録しているが、事故対応に追われる中での記載であり、抜け漏れも多く、しかも変電所ごとに作成されているため、複数の変電所に関係するような事故を OFR により把握することは困難である。

事故の様相を正確に把握し、リレー検討業務を行うには、SCADA を導入し、事故時の

遮断器の動作状態、リレーの動作状態をログで残すことが必要である。

## (2) 将来の系統に対する保護リレー面からの提言

系統計画では、基本的には、単一事故により大規模な影響が出ないように系統を計画するのが基本である。ただし、基幹系統においては、事故発生頻度が比較的少ないと考えられる多重事故、例えば送電線の2回線事故、変圧器の2バンク事故などに対しても、系統の重要度、事故時の影響度に応じて対策を行う必要がある。ここでは将来の系統において特に影響の大きいと考えられる機頻度事故について、保護リレーによる事故波及防止対策を提言する。ただし、これらの事故波及防止対策は誤った対策を行ってしまうと、逆に事故を拡大させてしまう恐れもあるので、導入する際には慎重に検討を重ねる必要がある。さらに、信頼度が高く、高速で信号を通信網の整備が必要不可欠である。

### 1) 大規模電源または、大規模負荷の脱落

現在のラム系統に設置されている周波数リレーは周波数が下がることを感知して動作している。今後、ラム系統には、Ramu 2 発電所などの大規模電源、鉱山などの大規模負荷が連系される予定であるため、これらのルート断等による脱落時には、事前の潮流および遮断器の情報により脱落を検知し、周波数が変動する前に緊急に電源制限、負荷制限を行い、事故波及を最小限にとどめるリレーの設置が有効となる。

### 2) 過負荷解消または安定度維持

送電線には安定に送電できる潮流限度があり、給電運用上、あらかじめ運用目標値を定めて運用している。しかし、系統事故により送電線が遮断されると、残りの健全回線に遮断前の潮流が重畳するため、安定に送電できる潮流限度を上回ることがある。この予防措置として、送電線が事故遮断した場合に、送電できる潮流限度を超えるときは、電源制限装置を用いて、発電機の解列もしくは出力抑制をすることで、残りの健全送電線で送電可能な容量に見合う潮流まで減少させることにより、系統安定度の維持、および過負荷による送電線の溶断防止を図る。

## 第8章 環境社会配慮

### 8.1 自然環境

#### 8.1.1 地理

図 8-1 に示すように、「パ」国は、水力発電に適した山岳丘陵が脊梁山脈の地形を形成し、最高峰のウィルヘルム山（4,509m）を擁するビスマルク山脈を中心としたハイランド地方が PPL のラム系統地域の中央部を占めている。また、北東部の海岸地方には標高 2,500m クラスの山々が連なるフィンスターレ山脈がモロベ州北部からマダン州東部にかけて広がっている。



出典：Nations Online Project (<http://www.nationsonline.org/oneworld/maps.htm>)

図 8-1 「パ」国の地形図

東ハイランド州から流下するラム川は平地に流下してから西へ流れてビスマルク海へ注ぐ。一方、フィンスターレ山脈から流下するマーカム川は平地に流下してから東へ流れてレイ市の南でフオン湾に注ぐ。この二つの川がビスマルク山脈とフィンスターレ山脈を隔てている。フィンスターレ山脈周辺地域はアジア系の植物相が占める高温多湿で雨が多い熱帯型の気候帯である。これとは対照的に、ビスマルク山脈から南部の平地にかけてはオーストラリア大陸系の植物相が支配的で、サヴァンナ風の高地乾燥帯から高温多雨の沼沢地まで幅が広い植物相を呈している。



インドーオーストラリアプレートは太平洋プレートと衝突して北へ移動しているが、ラム川及びマーカム川がほぼプレートの境界線上にあり、北部はアジア系の植物、南部はオーストラリア系の植物が見られるのは前述の通りである。また、このプレート境界線よりもやや北に火山が並んでおり、地熱発電のポテンシャルが高いと考えられている。北部海岸地帯は風力発電のポテンシャルも世銀が調査しており、ソーラー発電と合わせて、ポテンシャルが次第に明らかになってくると思われる。

## 8.2 気象

ラム系統地域における降雨データについては正確なデータを得るのが困難だが、ラム系統の中心地となるレイ市では過去5年間の年平均降雨量は3,438mmを記録している。ただし、データによっては4,000mmを超えるケースもある。北部海岸地域のマダンでは過去5年間の年平均降雨量は2,442mmであると報告されているが、インターネットのサイトのデータによっては3,000mmを超えるケースもある。

ハイランド地方の降雨量は正確なデータがないために、これら二つの都市と比較することはできないが、年間降雨量は概ね2,000–2,500mm程度である。

(<http://ja.climate-data.org/country/55/>による)

### 8.2.1 動植物

国内の森林資源はいまだに全ての地域での調査が進んだとは言えず、生産林野保護林など各種森林資源の規模を把握するための調査が続行中である。森林資源の豊富さは動植物の豊富さと原生種や固有種の豊富さにも大きな影響を与えており、種の数は一世界一であると考えられているが、その全てにわたって調査が進んでいるわけではない。「パ」国の自然環境には今後も新種が発見される可能性が高いため、大規模なプロジェクトを実施する場合には詳細な動植物調査が欠かせない。

野生動物は大型哺乳類が少ないが、鳥類や哺乳類などの「パ」国で発されるカンガルーやオポッサムなど、多くの種はオーストラリアで見られる種と遺伝的なリンクがあると考えられている。

### 8.2.2 水資源

「パ」国の水資源は北部のセピック川、南部のフライ川、そしてラム系統地域にあるマーカム川などが大河川である。「パ」国の水量は一人当たり17万立方メートルあると言われており、数字だけをみれば世界一である。しかしながら、大河川から大規模な水量を都市に供給しているわけではない。都市の上水道は地下水を汲み上げて供給しているのが現状である。

ラム川は比較的大きな河川として水力発電開発が進んでおり、ヨンキダム及びラム 1 発電所がすでに建設され、現在はラム 2 発電所建設計画が進行中である。そのため、河川全体のモニタリング作業が欠かせない。

## 8.3 社会環境

### 8.3.1 土地制度

「パ」国の社会環境でもっとも特徴的なのは部族構成と伝統的な土地所有システムである。「パ」国では 800 以上の部族語が話されているが、一つあたりの部族語人口は千人程度である場合が多い。この事は、少数部族が多いことを示している。ただし、ラム系統地域にあるエンガ州では約 20 万人がエンガ語を話す。これは「パ」国最大の言語人口であるが、「パ」国政府及び国内では全般的に英語が共通語となっている。

「パ」国では、部族ごとに部族文化を維持しており、土地の所有権の形態には共通点が多いものの、それぞれの部族によって若干異なる。従って、どの地域で経済開発プロジェクトを実施する場合にも、綿密な少数民族対策を講じて、プロジェクト用地を確保すると共に少数部族開発計画を必ず講じなければならない。

「パ」国政府は「伝統的土地所有権」を法制化している。口伝えなどで個人の使用や部族が入会地や儀式などに使用することが確認されている土地は「伝統的土地所有制度」のもとで部族の所有者を確認のうえ土地所有者グループが組織されなければならない。

経済開発プロジェクトが実施される場合には、土地所有者グループは部族の利益に見合った補償を引き出すための組織として機能する。部族所有地の一部が経済開発プロジェクト用地となった場合、通常は政府の租借地として年間のリース料を土地所有者グループに支払い、原則的に国家管理のもとに置かれる。

### 8.3.2 人 口

2011 年の国勢調査では、「パ」国の人口は 7,275,324 人で、このうち、ラム系統地域の人口は表 8-1 に示すように、4,023,590 人である。これは、「パ」国全人口の 55%に及び、ラム系統の電力供給の重要さを象徴している。

現在のところ、マダン州の西隣りにある東セピック州と西セピック州はラム系統地域には含まれていない。これは送電線がこの 2 州には届いていないために、当マスタープランの調査範囲には含まれていないからである。しかしながら、PPL のレイ地方事務所の管轄地域には含まれる地方電化地域である。

東セピック州と西セピック州の人口は合計 698,941 人で、これを足せば将来のラム系統地域の人口は 4,722,531 人となり、「パ」国の総人口の 64.9%にのぼる、巨大な労働力を擁する地域であると言える。

**表 8-1 Population of Ramu Grid System Provinces**

Province		Census			
		1980	1990	2000	2011
PNG		3,010,727	3,761,954	5,190,786	7,275,324
1	Morobe	310,622	380,117	539,404	674,810
2	Madang	211,069	253,195	365,106	493,906
3	E. Highlands	276,726	300,648	432,972	579,825
4	Chimbu	178,290	183,849	259,703	376,473
5	Jiwaka	na	na	185,798	343,987
6	W. Highlands	265,656	336,178	254,227	362,850
7	Enga	164,534	235,561	295,031	432,045
8	S. Highlands	236,052	317,437	360,318	510,245
9	Hela	na	na	185,947	249,449
<b>Total</b>		<b>1,642,949</b>	<b>2,006,985</b>	<b>2,878,506</b>	<b>4,023,590</b>

出典：Preliminary figures of the 2011 Census of Housing and Population, NSO, PNG

### 8.3.3 経済活動

「パ」国の経済活動は農業、漁業、林業に加えて鉱業が盛んである。2014年には天然ガスのフル生産が開始され、2015年以降の国家経済には大きな弾みがつくと期待されている。ラム系統地域を構成する9州での経済活動も食用作物、家畜、養鶏、コーヒーの生産などが主である。特にコーヒーはハイランド地方での主要な換金作物である。

「パ」国の総人口の85%が農村部の人口であるが、農業に適した土地は国土の0.5%である。従って焼き畑農業が今も行われている地域では食用作物を野生に近い果物や作物の採集に頼っているところが多い。その一方で、低地では大規模なプランテーション農業が行なわれている。

「パ」国では電化率の算定を「メーターの数/総世帯数」で表している。ラム系統地域を構成している上記の9州の電化率は、全体として低い。ヘラ州ではわずか17戸で、その他の州では0.7-4%まで幅がある。唯一、「パ」国第2の都市であるレイ市を擁するモロベ州の電化率は9.3%となっている。

## 8.4 環境アセスメントのプロセス

「パ」国政府環境保護庁（Conservation and Environment Protection Authority : CEPA）が環境アセスメントを担当している。環境アセスメント法は「環境法 2000」、が基本的な環境アセスメント法となっており、その後「環境規則 2002」として「手続き」、「環境許可」、「環境影響評価（EIA）を要するプロジェクトのリスト」、「環境許可申請費用」、「水質基準」などの付則が発布されている。

また、EIA 実施の指針として、「環境調査実施計画書 2004」、「EIA 実施指針と環境影響記述書の作成 2004」、「レベル 2 及びレベル 3 の影響に関する通告 2004」、「汚染物質廃棄に関する許認可 2004」、「騒音、振動、水及び土砂排出に関する技術指針 2004」、「大気に関する技術指針 2004」などが付則として発布されている。

「パ」国の環境法では、電力開発関連のプロジェクト影響度を以下のようなレベル 1 から 3 に分割している。

### (1) レベル 1 の活動

レベル 1 は影響の程度が低いプロジェクトに適用され、以下のような電力開発関連のプロジェクトがこのカテゴリーに入る。

- 2MW 以下の水力発電プラント
- 5MW 以下の燃料燃焼式発電プラント
- ボイラー等の燃料燃焼式設備で熱出力 20MW 以下のもの
- 長さ 10km 以下の送電線
- すべての配電線工事

レベル 1 のプロジェクトには EIA 調査が義務付けられていない。

### (2) レベル 2 の活動

レベル 2 はレベル 2A と 2B に分割される。レベル 2A は環境への影響が軽微なプロジェクトに適用され、鉱物調査工事等がこれにあたる。レベル 2B は下記のように EIA の実施が必要な程度に環境への影響があるプロジェクトに適用される。

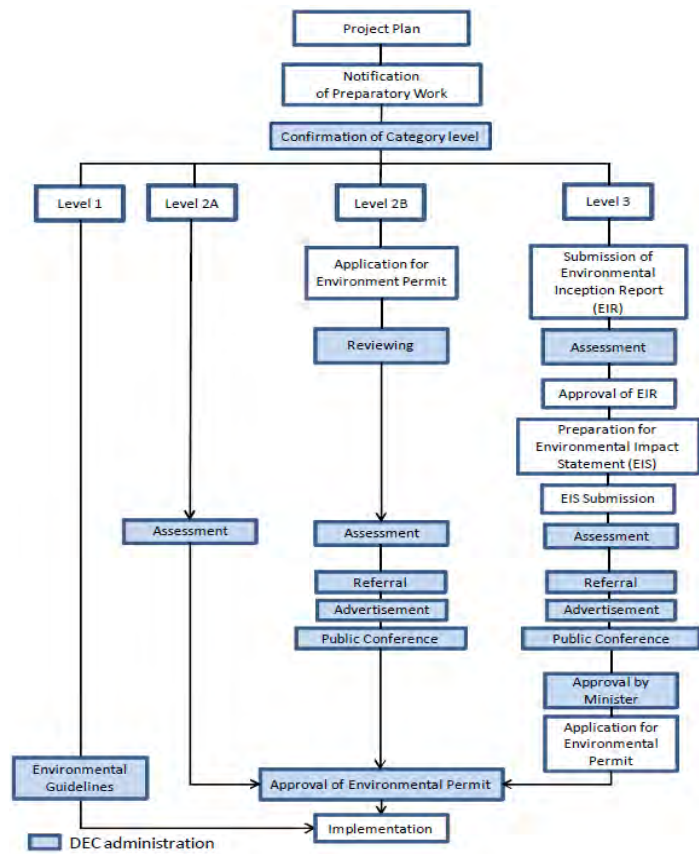
- 2MW 以上の水力発電プラント
- 5MW 以上の燃料燃焼式発電プラント
- ボイラー等の燃料燃焼式設備で熱出力 20MW 以上のもの
- 河川を堰き止めたり流路を変更するプロジェクト
- 長さ 10km 以上の送電線

### (3) レベル 3 の活動

環境への影響が大きく、基本的には国家として重要な下記のような電力開発プロジェクトは EIA を実施しなければならない。

- ▶ 広さ 5 km<sup>2</sup> 以上の貯水池を建設しなければならない水力発電プロジェクト
- ▶ 野生動物保護区や国立公園などに影響を与えるプロジェクト

EIA の審査は、環境調査記述書 (Environmental Impact Statement : EIS) が提出されてから 6 ヶ月以内に 5 人の専門家からなる審査委員会が許認可任務にあたる。図 8-2 に EIA の審査プロセスを示す。



出典：CEPA, Dept. of Environment and Conservation, PNG

図 8-2 「パ」国の EIA 審査プロセス

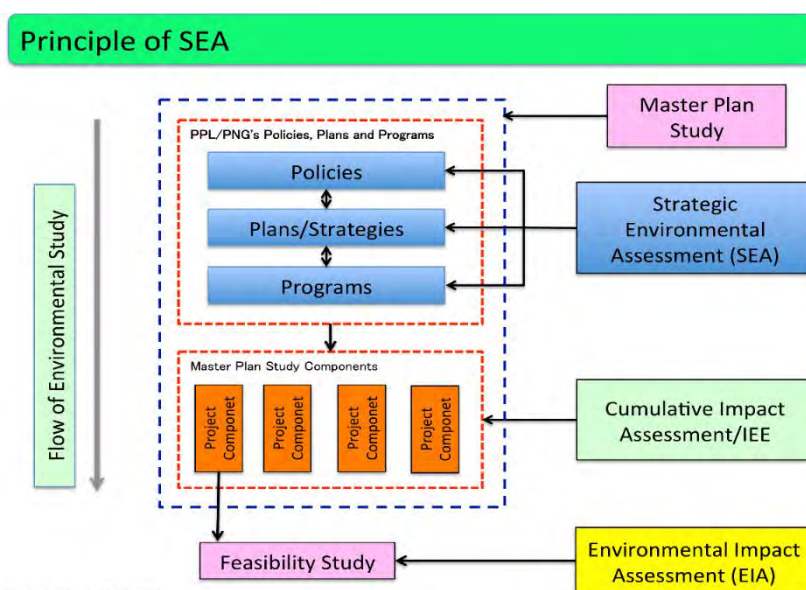
## 8.5 戦略的環境アセスメント

### 8.5.1 SEA の実施

SEA は一般的に、プロジェクトを実施する国の政策や計画を分析して、実施しようとするプロジェクトが経済開発政策に合致していることを確認し、なおかつ環境への影響の多寡を分析する。これによって、プロジェクト実施に係る意思決定プロセスを補完する役目を担う。

戦略的環境影響評価 (SEA) には、実施方法によって、1) 環境への影響を主体にした「影響分析中心 (Impact-centered Approach) の SEA」; 2) 「地域及びセクター別 (Regional and Sectoral Environmental Assessment Approach) の SEA」; 3) 「国別/政策分析型 (Country Policy SEA) の SEA」及び; 3) 上記のうちのいずれかが混在する「混在型 (Hybrid SEA) の SEA」などのアプローチがある。

本件では「影響分析中心 (Impact-centered Approach) の SEA」型のアプローチで分析を進める。このタイプの SEA は政策と既存の発電計画全体のあり方や個々のプロジェクトを分析する。それによって、個々のプロジェクトの自然環境ならびに社会環境への影響を分析して、意思決定プロセスの一助とする。図 8-3 に SEA 実施の流れを示す。



Source: SEA in GMS, ADB

出典:SEA in GMS, ADB

図 8-3 SEA 実施の流れ

### 8.5.2 政策の分析

「パ」国政府は、「Papua New Guinea Development Strategic Plan 2010-2030 - Our Guide to Success」で、天然ガス、水力及び再生可能な一次エネルギーによる発電をエネルギー政策の柱としており、国内産の一次エネルギーのみを利用した電力開発を提唱している。この政策によって、価格が高いディーゼル油を利用した発電機の利用は 2030 年をめどにほぼ廃止しようという政策を打ち出す一方、豊富な水資源を活用して水力発電計画を主に推進するよう求めている。また、国内産の天然ガスや農業化されていない地域の植林によってバイオマス発電を促進するよう計画している。表 8-2 に「パ」国政府の電力政策の概要を示した。

表 8-2 2030 年における電力開発政策

Indicators	Baseline Information (2010)	2030 Target/Objective
Gas, Hydro and Other Renewable Generation	Gas: 72 MW Hydro: 217 MW Other: 56 MW	Gas: 390 MW Hydro: 1,020 MW Other: 500 MW
Diesel and Coal Generation	158 MW (grid-connected diesel generation)	Less than 40 MW capacity diesel generation and 30 KM coal generation
National Grid	Does not exist	All major towns and cities are to be in a national grid that will feed off of an electricity super-corridor

出典：“Papua New Guinea Development Strategic Plan 2010-2030 - Our Guide to Success”  
Department of National Planning and Monitoring, March 2010

第 6 章では各種の発電方法について長所と短所を分析し、将来の発電計画が「パ」国政府の電力政策に合致するプロジェクトをリストアップしている。その結果、水力発電、天然ガス及びバイオマスによる火力発電、及び太陽光や風力発電プロジェクトが候補として挙げられている。

これらの発電方法を 1) ゼロベース、2) 水力発電のみ、3) 火力発電のみ、及び 4) 水力発電+太陽光と風力発電に分類して代替案の分析を行った。水力発電や天然ガス火力発電に関しては開発地域がほぼ特定されているが、太陽光や風力発電方式では、開発地域が特定されていない。従って、自然環境や社会環境を代替案の分析に含めることができなかったが、各発電方式がどの程度の温室効果ガスを排出するかを基準に比較分析を試みた。

各発電方式が排出する温室効果ガス（CO<sub>2</sub>に換算した、二酸化炭素、メタン、一酸化窒素などのガス）の量を gCO<sub>2</sub>eq/kWh で表 8-3 に示した。この表では、一例を挙げると、バイオマス発電は 1kWh あたりの出力で 130g の温室効果ガスがプラントの寿命期間（30 年と仮定）ずっと排出を続けるという値を示しており、バイオガス発電プラントの建設時におけるコンクリートや鉄材等の材料すべて及び一次エネルギーである樹木またはプランテーションの廃棄物を 30 年間燃焼し続けた場合の換算値である。同じように、水力発電の場合には運転時に温室効果ガスが排出されることはないが、建設時に使用されるコンクリートや鉄鋼材料ならびにメンテナンスなどに必要な材料などをすべて温室効果ガス（CO<sub>2</sub>eq）に換算した値である。

表中の値から、水力発電が排出する温室効果ガスや太陽光及び風力発電の温室効果ガス排出量は、石炭火力やバイオマス火力発電方式の 1/100 程度である。

**表 8-3 各発電方法における CO<sub>2</sub> に換算した温室効果ガスの排出量**

Technology	Min	Median	Max	Technology	Min	Median	Max
<b>Currently commercially available technologies</b>				<b>Pre-commercial technologies</b>			
Coal-PC	740	820	910	CCS - Coal - PC	190	220	250
Biomass-cofiring with coal	620	740	890	CCS - Coal - IGCC	170	200	230
Gas - combined cycle	410	490	650	CCS - Gas - combined cycle	94	170	340
Biomass - dedicated	130	230	420	CCS - Coal - oxyfuel	100	160	200
Solar PV - utility sale	18	48	180	Ocean (tidal and wave)	5.6	17	28
Solar PV - rooftop	26	41	60	単位：gCO <sub>2</sub> eq/kWh			
Geothermal	6.0	38	79	注：CCS-二酸化炭素隔離貯留技術 (Carbon dioxide Capture and Storage)			
Concentrated solar power	8.8	27	63	IGCC-石炭ガス化複合発電 (Integrated coal Gasification Combined Cycle)			
Hydropower	1.0	24	2200	PC-微粉炭火力発電(Pulverized Coal)			
Wind offshore	8.0	12	35				
Nuclear	3.7	12	110				
Wind onshore	7.0	11	56				

出典：https://en.wikipedia.org/wiki/Life-cycle\_greenhouse-gas\_emissions\_of\_energy\_sources

樹木が CO<sub>2</sub> を吸い上げることから、表 8-3 の値をもとに、樹木 1 本あたりの温室効果ガスの吸収量を算定して、各発電方式の環境への影響の多寡を分析する根拠とした。1 ha あたりの森林の樹木数を 1120 本と仮定して、それぞれの発電方式を実施した場合にどれだけの広さの植林が必要とされるかを算定した値を表 8-4 に示した。

ラム 2 発電所を例にあげると、発電所の寿命である 70 年間に必要とされる森林面積は 240ha

である。従って、年間 3.4ha の植林をラム 2 発電プロジェクトの予算で 70 年間実施することによって、温室効果ガス排出量をゼロにすることが可能になる。

上記のような分析と算定の結果、「4 水力発電+太陽光と風力発電」の組み合わせが最も温室効果ガスの排出量が少なく、この組み合わせが最も環境への影響が小さな組み合わせである。

表 8-4 各電力開発方式によって必要とされる植林面積

Fuel Type	Location of Power Plant	Actual Output (MW)	Life Cycle (Year)	Emission (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)	Required Afforestation Area (ha for lifetime)	
Prospective Project	Natural Gas	Highland G/T	20.0	30	410	4,683
		Hides	4.0	30	410	937
	Diesel Generator	Madang	30.0	30	893	15,299
	Biomass	Markham Valley	30.0	30	130	2,227
	For Balance	Thermal	30.0	30	893	15,299
		Thermal	30.0	30	893	15,299
		Hides	200.0	30	410	46,827
	Renewable	Solar	10.0	30	18	103
		Wind	10.0	30	7	40
	Hydropower Plant	Mongi-Bulum	60.0	70	1	80
		Ramu 2	180.0	70	1	240
		Kaugel	56.0	70	1	75
		Baiune PNGFP (IPP)	8.0	70	1	11
		Gowar	43.5	70	1	58

出典：JICA 調査団

## 8.6 各発電プロジェクトの環境への影響及び影響軽減策ならびにモニタリング計画の検討

### 8.6.1 発電プロジェクトに共通な環境への影響

リストアップされた各発電プロジェクトに共通する自然環境及び社会環境への影響は以下の通りである。

#### (1) 自然環境

リストアップされた 5 つの水力発電プロジェクトのうち、バイウネ発電所を除く 4 箇所の自然環境に対しては詳細な自然環境調査を実施しなければならない。流れ込み式堰堤の高さは 27-34m であるが、河川内に建設されることから、湛水域も河川内に限定される。従って、陸上の動植物への直接的で大きな影響はないと考えられるが、工事中の自然環境への影響は大きい。

各発電プロジェクト実施に伴って実施される動植物調査の結果、得られたデータは国内の森



林や動植物の研究者と共有して、「パ」国の自然環境に対するデータ蓄積の一助としなければならない。

水力発電においては、河川の流況に不可逆的な変更が加えられるため、ダム建設による河川環境の変化は半永久的にモニタリングしなければならない。これを実施するために、PPLには環境専門チーム（最低5人からなる環境社会配慮の専門家）を設立すべきである。

## (2) 社会環境

「パ」国の各州における各郡は、いわゆる先住民族の居住地である。各郡の境界線は必ずしも部族間の明確な境界線ではないこともあるが、プロジェクト実施に先立って、各郡の伝統的土地所有組織（Incorporated Landowners Group: ILG）の存在を確認し、存在しなければ設立するよう地方政府に督促しなければならない。ILGの存在または設立が確認された後、プロジェクト実施に係る発電所や送電線の用地買収及び環境社会配慮の実施案を提示し、合意を取り付けなければならない。

ILGとのプロジェクト実施合意内容には先住民開発計画（Indigenous Populations Development Plan: IPDP）が盛り込まれる旨を説明し、詳細な実施内容についてはILG各メンバーおよび当該部族のメンバーならびに非政府組織（NGO）等と協議の上、ILGの合意を取り付けなければならない。

### 8.6.2 各水力発電プロジェクトの環境への影響

#### (1) モンギーブルム発電所

レイ市の北に位置するモンギ川とブルム川を同時に堰き止めてそれぞれの川の流れ込み式堰堤からトンネルによって下流にある発電所へ送水するために、自然環境への影響は少ない。ただし、海岸へは至近距離であることから、トンネル掘削材料の投棄がフオン湾を汚染しないよう、指定の場所へ投棄する必要がある。

#### (2) ラム2発電所

ラム川に2番目の発電所を建設する計画はすでにかかなりの調査が進んでおり、ラム2発電所が最速でラム系統地域に電力を供給することになると思われる。ラム川にはすでにヨンキダムとラム1発電所が建設されたことで、ラム川全体の生態環境は不可逆的に変更されているため、河川全域にわたるモニタリング計画を実施しなければならない。

ラム1発電所およびヨンキダム建設に伴う自然・社会環境への影響軽減策ならびに環境モニタリングは満足に実施されていないため、ラム2発電プロジェクト実施に伴い、影響軽減策及びモニタリング計画の見直しが必要である。

### (3) カウゲル発電所

山間部におけるプロジェクト実施に伴い、当該地域の部族が伝統的な儀式等に利用している土地や動植物などの詳細を調査しなければならない。

### (4) バイウネ発電所

バイウネ発電所は「パ」国森林生産株式会社（PNG Forest Products 社: PNGFP）が所有する既存の発電所で、PPL はこの発電所の余剰電力を購入する予定である。このため、環境社会配慮に対する各種対策は当該の会社が実施する。

### (5) ゴワール発電所

マダンの東に位置するゴワール川は地形と地質の影響から、堆積物の流下が多い。このため、建設された堰堤が砂防ダムの役目を果たしてしまう可能性が高い。同時に、堰堤から下流域では堆積がゼロになる可能性がある。従って、堰堤の上流域に砂防ダムを建設するなどして、堰堤への土砂の堆積を防ぐことが必要になる。

河口付近ではラム・ニッケル社がニッケルとコバルトを分離した後の廃棄物を海洋に投棄する泥水パイプが敷設されている。このパイプに対する防護措置を講じなければならない。

## 8.6.3 マーカム谷バイオマス発電所の環境への影響

バイオマス火力発電用の植林はすでに開始されており、地元の雇用状況を改善しつつある。植林地域はマーカム川に沿った低地草原で、土地利用の面では立地条件が良いと言える。火力発電であることから、マーカム川沿いの地下水を大量に汲みあげる必要がある。このため、地下水の枯渇や発電所が排出する汚染水による河川や地下水への対策を講じる必要がある。

燃焼中に煙突から飛散する PM10 や PM2.5 の飛散防止措置については、効果が確認されたフィルター等（バグフィルター：排気ガス中のダストを取り除いて排出量を 7.4mg/Nm<sup>3</sup> にすること、排煙脱硝装置：燃焼時に発生する窒素酸化物（NOx）を無害化し排出量を 30ppm 以下まで削減すること、排煙脱硫装置：燃焼時に発生する硫黄酸化物（SOx）を無害化し、排出量を 3ppm まで削減する）を装着しなければならない。

発電所が立地する地域はほぼ無人地域であるので、燃焼した灰を投棄するための産業廃棄物処理場があるわけではない。このため、灰の中の重金属の有無を調べた上で肥料とするなどの方策を考慮しなければならない。ただし、灰に重金属が含まれていた場合（植林時に科学肥料などを用いる場合）には、灰の投棄先がなく、環境への重大な影響を及ぼす可能性もある。このような観点からモニタリング体制を綿密に構築しなければならない。

### 8.6.4 天然ガス発電所の環境への影響

既にフル生産を開始しているガス田からのパイプライン敷設及び発電所建設に伴う丘陵部の斜面崩壊等を防止するために、急峻な斜面へのパイプライン敷設は避けなければならない。

発電所の立地地域はヒデスガス田地域の近隣地域となるが、当該地域における地下水及び表流水を大量に汲みあげる必要がある。このため、地下水の枯渇や発電所が排出する汚染水による河川や地下水への対策を講じる必要がある。

PNG LNG プロジェクトが策定した環境への影響軽減策、モニタリング計画、地元社会の開発等は詳細で綿密かつ多岐わたって計画されており、「パ」国における基本的な環境への影響軽減策やモニタリング計画のほぼすべてを網羅していると言える。従って、本編 Appendix 6 に添付した影響軽減策やモニタリング計画を実施すべきである。

表 8-5 に示すような大気のモニタリング計画が実施されている。天然ガスによる火力発電所の建設に伴って、表 8-5 に示したモニタリング計画と同規模のモニタリング計画を実施しなければならない。

表 8-5 天然ガス火力発電所の大気モニタリング計画

Substance	Assessment Criteria (Average)	Project Target (µg/m <sup>3</sup> )
Sulfur dioxide (SO <sub>2</sub> )	10-minute	500
	24-hour	20
Nitrogen dioxide (NO <sub>2</sub> )	1-hour	200
	1-year	40
Carbon monoxide (CO)	15-minute	100,000
	30-minute	60,000
	1-hour	30,000
	8-hour	10,000
Hydrogen sulfide (H <sub>2</sub> S)		No offensive odour at boundary, less than 5 mg/m <sup>3</sup>
Benzene*	1-hour	170
	1-year	4.5
Toluene*	1-hour**	640
	1-year	1,200
Ethylbenzene*	1-hour	2,000
	1-year	200
Xylene*	1-hour	3,700
	1-year	370
p-Xylene*	1-hour	2,080
	1-year	208
PM <sub>10</sub>	24-hour	150
	1-year	70
PM <sub>2.5</sub>	24-hour	75
	1-year	35
Total suspended particulates (TSP)	24-hour	150 to 230
	1-year	60 to 90

\* TNRC uses effects screening levels (ESLs) to evaluate effects of exposure to these compounds in the air. They are not ambient air standards and, if exceeded, do not necessarily indicate a problem but rather trigger more detailed review.

\*\* Note that the 1-hour ESL is less than the annual ESL for toluene. This is because the 1-hour average criteria is based on odour and the annual criterion on toxicity. Meeting the 1-hour goal would ensure no odour or health impacts.

出典：PNG LNG Project, [http://pnglng.com/downloads/eis\\_chapter30.pdf](http://pnglng.com/downloads/eis_chapter30.pdf)

### 8.6.5 ディーゼルエンジン発電所の環境への影響

ディーゼル発電機はレイ及びマダンにおける既存の発電所の能力増強のために設置する予定である。従って、騒音や振動を軽減する装置を発電機に装着する必要があるものの、現況における都市環境への影響は僅少である。

### 8.6.6 ソーラー発電所の環境への影響

大規模なソーラー発電所の建設には比較的平坦で広大な用地が欠かせないが、住宅用地または農業用地として適した土地に進出しないよう用地買収には特段の注意をしなければならない。また、ソーラー・パネルのギラつきなどは野生動物への影響が多いほか、道路を走行中の車への眩惑などの影響がある。

ソーラー・パネルの洗浄には大量の水が必要となるため、近隣の表流水または地下水の枯渇や汚濁が生じないような対策を講じなければならない。また、発電所構内の排水計画を綿密に実施し、土壌浸食を引き起こさないよう対策を講じなければならない。

### 8.6.7 風力発電所の環境への影響

風力発電には 1MW あたり最大で 2.4ha の土地が必要となるケースもあるため、システムの規模と立地条件が適切となるよう計画されなければならない。立地条件は卓越風が吹くならかな丘陵地が多いが、住宅用地または農業用地として適した土地に進出しないよう用地買収には特段の注意をしなければならない。

大規模な設備の場合には電磁波に影響を及ぼす可能性もあるため、近隣のラジオ局や航空無線への影響を綿密に調査しなければならない。

風力発電システムは低周波の騒音を発する。人によっては健康や心理に多大な影響を与えることが考えられるため、設置後のモニタリング計画の中で聴覚に特化した聞き取りを実施する必要がある。また、野鳥をはじめとした野生動物に影響を与えるケースも考えら得るため、モニタリング計画を綿密に策定する必要がある。

## 8.7 SEA の結論及び提言

国連の気候変動枠組み条約第 21 回締約国会議（COP21, 2015 年 11-12 月開催：以下、パリ協定）では、温室効果ガスの排出による地球温暖化を 2030 年には摂氏 2 度以下にとどめる努力を各国がすべきであるという合意がなされた。パリ協定では今後の化石燃料の利用を限りなくゼロに近くするよう各国に義務つけるとともに、発展途上国のゼロ・エミッションを実

現するための資金提供についても合意している。

「パ」国政府は「戦略的経済開発計画（2010-2030）」で、化石燃料（主にディーゼルオイル）を可能な限り用いずに、2030年には国民の70%に電力供給をするという政策を発表している。ディーゼル発電用燃料のコスト削減という大前提があるものの、この政策はパリ協定の精神に凶らずも合致している。

「パ」国政府の戦略的経済開発計画におけるエネルギー政策では、国内の水力発電ポテンシャルが非常に高いことから、可能な限り大小の水力発電計画の実現を目指している。しかしながら、水力発電開発だけでは2030年までの目標に到達することは不可能である。従って、水力発電開発全体の遅れを補完するよう、他のエネルギー源を用いた電力開発をも計画している。

PNG LNG プロジェクトは2014年にはフル生産のレベルに達しており、近い将来には天然ガスを利用した発電を計画している。マーカム川周辺ではバイオマス発電が計画されている。ラム川では2番目の発電所となるラム2発電計画が進んでおり、5-10年後には「パ」国の電力供給が急激に伸びると思われる。しかしながら、電力供給の伸びと共に必要なのは窓口のより良いサービスと現場技術者の養成である。この点については、ラム系統の電力供給計画には不明な点が多い。ただし、PPLのトレーニング・カレッジを機能させようと努力していることから、今後はこの点についてもっと支援すべきであろうと思われる。

水力発電の欠点は、早魃に対する対策が立てられないという点である。2015-2016年の「エルニーニョ・南方振動（ENSO）」時には、ポートモレスビーへの電力供給源であるダムの水位が発電不可能に近いレベルにまで下がっている。ハイランド地方では早魃と低温のために作物の不作が続いている。史上最悪と言われている2015-16年のエルニーニョ現象の国内における影響を鑑みれば、電力をはじめとして、道路、農業、工業、といった開発計画をバランス良く実施してゆかなければ緊急時の対応が困難になる可能性が高い。

「パ」国では地熱発電のポテンシャルも高いのだが、ノウハウの蓄積になることも考慮して、今後は地熱発電の展開にも目を向けなければならないであろう。一方、世界的な傾向を見れば、太陽光や風力発電へのシフトが始まっている。これら再生可能エネルギーに対する世銀や国連（<http://newsroom.unfccc.int/lpaa/renewable-energy/the-sids-lighthouses-initiative-small-island-states-strive-for-rapid-shift-to-renewable-energy/>）等の出資が積極的になっていることを考慮すれば、太陽光や風力発電計画もエネルギー政策の一部として積極的に加えるべきである。

太陽光発電は数少ない「発電源が分散できる発電方法（Decentralization of Power Generation）」である。他の発展途上国での成功例を引くまでもなく、「パ」国内においても個々の家で太陽光発電が利用されている。マダン市の商工会議所では太陽光発電セットを遠隔地に配布し

ているというケースもある。仮に、ラム系統全域の家庭約 50 万世帯に 2 kW の太陽光システムを PPL が設置し、1 kW 分を PPL が購入すれば、単純計算で 500MW の余剰電力がかなり短期間のうちに得られることになる。既存の「集中管理式の発電方法（Centralization of Power Generation）」では、このようなことは不可能である。

「発電源が分散できる発電方法（Decentralization of Power Generation）」としての太陽光発電の利点は、「パ」国で生かすことが可能であると思われる。「パ」国の農業は天水農業であるため、灌漑施設は皆無である。農業における水管理対策の遅れと農耕条件に対する政府の対策の遅れにエルニーニョ現象が重なれば農村社会が崩壊する恐れがあり、その結果、農民が職と食料を求めて都市に流入し、都市におけるインフラ整備の遅れを更に圧迫することになる。それを避けるためには、発電源が分散できる発電方法（Decentralization of Power Generation）を早期に実現して農民の現金収入を増大させ、道路建設や農業開発の遅れをカバーすることを考えるべきである。

エルニーニョ現象をはじめとした地球規模の気候変動は、「パ」国の経済発展にとって不安定な治安状況や不法な森林伐採などと共に「構造的な脅威」の一角をなしていると考えべきで、この脅威に対応できる政府がリソースを持って困窮する国民のために支援活動を展開できるのであれば「戦略的経済開発計画（2010-2030）」の目標達成は可能であると思われる。しかしながら、道路や通信インフラが発達していない「パ」国で気候変動に由来する緊急事態が発生すれば、中央集権的な対処方法では対策が遅れる可能性が高い。ところが、発電源が分散できる発電方法の利点をフルに活用して太陽光発電を普及すれば、ラジオやテレビはもとより充電設備を必要とする携帯電話や衛星電話による通信手段が確保される。緊急時にも各種の対処が可能になり、各家庭の電力供給が維持され、携帯電話による緊急連絡網の確保も可能となる。

インフラ整備の遅れによる適切な対処ができなければ、農村部における深刻な干ばつ、壊滅的な水害、穀物の不作、民族・宗教集団間での土地・資源・所得をめぐる衝突や競争はこれからも発生し、都市への人口の流入が促進される。そのことは更に新たな民族・宗教集団間での土地・資源・所得をめぐるさらなる治安が悪化する。中央集権的なインフラ開発方式では発展途上国の脆弱性に対処しきれず、対策が間に合わなければ国家の弱体化がそこから始まる。これこそが気候変動に由来する「構造的脅威」であると言えるだろう。

電力の安定供給は雇用を創出するという経済活動の端緒を担う、国家を建設するための重要なエネルギー源である。政府が持つ経済的リソースが全人口規模に見合った量でない限り、いまだに原初的な文化と価値を維持する「パ」国内の部族的なグループや地方経済が抱える細かな問題に対処することは可能である。従って、「パ」国で大規模な経済開発プロジェクトを実施する時には、各地に特有の部族が住んでいることを鑑みて、IPDP を必ず実施しなけ

ればならない。それによって、小規模ながらも地方経済への PPL の寄与が評価されることになるからである。

これとは対照的に、「発電源が分散できる発電方法（Decentralization of Power Generation）」としての太陽光発電は、それ自体が先住民開発計画（Indigenous Population Development Plan : IPDP）として機能する。経済の農業・鉱業への依存度が高すぎて都市へ移動せざるを得なくなりそうな農村部の人々が生産する電力を「国家が購入する」ことで安定的な現金収入源を提供する。これによって、地方の活性化を促すポテンシャルがこれまで以上に向上すると考えられる。

パリ協定が合意する前から、一部の有識者の間では「すでに腰の引けた地球温暖化対策は手遅れである」という意見がある。気象的に脆弱な地域における十分な降水量が得られないような気象パターンの変化はすでに進行中で、将来においてさらなる農村への被害を予防するためには、発展途上国における炭素排出量を現状維持するだけでは留まらないような措置が必要である。

仮説だが、発展途上国で 2050 年までの 1 人あたりの炭素排出量が今日の中国と同じ水準になるとすれば、発展途上国の炭素排出量は今日の中国と米国を合わせたものに匹敵するかそれ以上になる。言い換えれば、2050 年までに発展途上国の化石燃料消費量が現在の中国の水準にまで達すれば、仮に今日の主要排出国（先進国+インド+中国など）が自国の排出量の伸びをゼロにすることに成功したとしても、なお世界全体での総排出量は今世紀半ばまでに 40%かそれ以上も増大することになる。これでは、深刻な気候悪化を避けるために COP21 が提唱する「世界全体の平均気温上昇を摂氏 2 度以下に抑える」という目標達成に必要な排出許容量の上限に達してしまうことになる。

未来の炭素排出量に対する推測を鑑みれば、発展途上国といえども可能な限り早く低炭素型の経済成長モデルを開発しなければならないと思われる。パリ協定の精神と「戦略的経済開発計画（2010-2030）」の精神をマッチするように実施するためにも、「パ」国政府は進行中の各種発電プロジェクトに加えて太陽光発電や風力発電を積極的に導入し、更なる再生可能エネルギーの利用を政策の主軸として推し進めるべきである。また、そのためのノウハウを早期に蓄積するためにも、太陽光発電や風力発電の開発を早期に推進すべきである。

## 第9章 長期投資計画と長期限界費用

### 9.1 PPL の財務

#### 9.1.1 現在の財務状況

2009 年度から 2013 年度までの PPL の貸借対照表、損益計算書、キャッシュフロー表をレビューした。流動比率が低く債務返済に課題があること、自己資本利益率の低いこと、マイナスのキャッシュフローが連続していることなどが課題として指摘される。

#### 9.1.2 電力料金と収入

PPL は、電力産業法 (Electricity Industry Act) において発電・送電・配電の事業許可を得た事業者であり、その事業は独立消費競争委員会法 (Independent Consumer and Competition Commission Act 2002, ICCC 法) により規制されている。ICCC 法に基づいて PPL が ICCC との間に結ぶ電力規制契約 (Electricity Regulatory Contract) で次のような事項が規定されている。

- ・ 電力料金 (顧客カテゴリー分け、料金水準、地域別料金制度、料金調整)
- ・ 支出と需要予測にかかる中間評価報告
- ・ サービス標準 (各システムにおける停電目標値、新規接続所要日数等)
- ・ 調達方法
- ・ 需要・発電量予測、等

同契約による料金設定は、燃料価格や消費者物価の変動を反映した加重平均料金の上限を与える方法であり、基本的に電力事業者の総費用を回収する考え方に基いている。しかし、現実には料金調整ルールが適用された実績の頻度は低い。また、大型の投資を行うにあたり必要な留保が可能な料金設定とするには、電力規制契約 (ERC) の更新時に投資計画が織り込まれた収支計画が承認される必要があるものと推察される。そのほか、地域 (Service Area) 別料金設定も可能であるが、現状では採用されておらず、全国共通料金となっている。2015 年現在の料金は kWh あたり 63.3 トア (産業需要家向け) から 98.7 トア (一般需要家) となっている。また、大口顧客として製糖業 (Ramu Sugar) と鉱山業の顧客があり、特に鉱山事業者の料金は、他の一般需要者の半分くらいの水準になっている。

ラム系統における販売電力量は、国内全体の 35%前後となっているが、顧客別の内訳は他地域と大きく異なり、Special カテゴリーの比率が高いほか、Industrial も高くという特徴がある。また、売上を販売電力量で除して求めた平均料金 (加重平均) は kWh あたり 73.2 トアであった。



また、販売電力量と発電電力量の比較により、2014年の送配電において23.6%の損失があることがわかっている。

### 9.1.3 支出及び単価の分析

ラム系統の2014年度の運営・営業拠点（Section）毎、費目別の支出実績データを用いて発電、送電、変電業務の費用を分析した。

2014年のラム系統における総費用はK112,087,931で、それを機能ごとの分類で集計すると以下のとおりとなる。ここから、長期限界費用の分析に向けて、単価の分析を行った。

項目	単価
水力発電変動費（Variable Cost）	K 0.0039 per kWh
水力発電固定費（Fixed Cost）	K 98.1 per kWh·year
火力（ディーゼル）発電変動費（Variable Cost）	K 0.795 per kWh
火力（ディーゼル）発電固定費（Fixed Cost）	K 260.7 per kWh·year
火力（ガスタービン）発電変動費	K 0.352 per kWh
火力（ガスタービン）発電固定費（Fixed Cost）	K150 per kW·yr
バイオマス発電変動費	K 0.265 per kWh
バイオマス発電固定費	K 696.4 per kW·year
送電維持管理費（Fixed Cost）	K 11,443 per km
変電維持管理費（Fixed Cost）	K 14,120 per MVA
その他事務的費用	K 0.05445 per kWh

### 9.1.4 今後の投資費用の想定

今後の投資費用について、下表のとおりその想定を行った

表 9-1 水カプロジェクトとその投資費の想定

Name	Capacity MW	unit cost used in planning K per kW
Hydro		
Baime	10	2,250
Ramu2	180	7,618
Kaugel	84	4,877
Mongi-Bulum	116	21,519
Gowar	54	4,167
Diesel (Munum)	30	2,750
Gas Turbine	15/20	2,500
Biomass	15	10,000

## 9.2 長期投資計画

### 9.2.1 分析の枠組み

「パ」国の電力セクター政策において、電源への投資は民間にゆだねることとなっている。さらに、電力供給事業の垂直分割についても議論が行われているところである。しかし、本調査においては、PPL と関連する民間事業者（IPP 等）の区分はせず、発電と送配電事業をまとめて取り扱うこととする。

### 9.2.2 長期投資計画

本報告書 6 章及び 7 章で述べた電源開発計画および電力システム開発計画に基づき、Base Case、High Demand および Alternative の 3 つの開発シナリオに対する長期投資計画を求めた。以下では、Base Case における電源開発計画について、発電容量 [MW] の開発状況を実容量（derated capacity）で整理し、これに基づく投資資金スケジュールを求めた結果を示す。

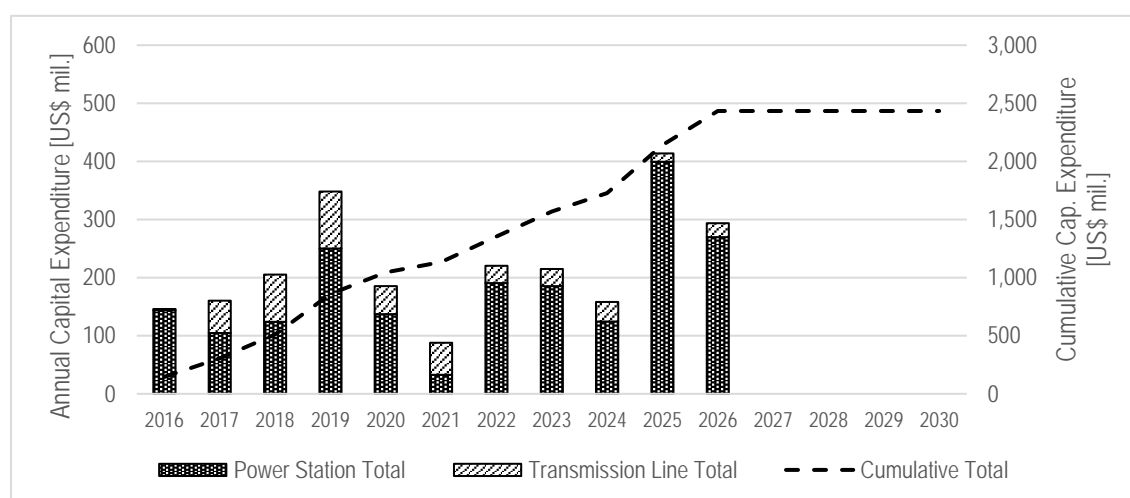


図 9-1 Long Term Investment Plan for Base Case Scenario

表 9-2 Power Generation Development Plan for Base Case Scenario [MW]

existing capacity	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>EXISTING POWER PLANT</b>															
Hydro															
Ramu1	45.0	5			25										
Pauanda	1.0	5		4											
YTOD	6.0		12												
Baiune	8.0														
Diesel															
Milford	15.9				-14.5										
Taraka	7.0														
Taraka Aggreko	9.6									-9.6					
Madang	11.6				-4										
Mendi	1.0														
Wabag	2.1									-1					
Goroka	2.7														
Kunidiawa	1.2														
Lae GT	26.0														
<b>POWER PLANT TO BE CONSTRUCTED</b>															
Hydro															
Baime			8												
Ramu2						120	60								
Kaugel										56					
Mongi/Bulum												60			
Gower															
Diesel															
Munum		30													
NaturalGas															
Highland GT					20										
Natural Gas GT									20				20		
Biomass															
Markham Valley				15											
Capacity additional	10	30	20	19	26.5	120	60	0	20	45.4	0	80	0	0	0
Hydro	10	0	20	4	25	120	60	0	0	56	0	60	0	0	0
diesel	0	30	0	0	-18.5	0	0	0	0	-10.6	0	0	0	0	0
Natural gas	0	0	0	0	20	0	0	0	20	0	0	20	0	0	0
Biomass	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacity Total	137	147	177	197	216	243	363	423	423	443	488	488	568	568	568
Hydro	60	70	70	90	94	119	239	299	299	299	355	355	415	415	415
Diesel	77	77	107	107	107	89	89	89	89	89	78	78	78	78	78
Natural gas	0	0	0	0	0	20	20	20	20	40	40	40	60	60	60
biomass	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

表 9-3 Long Term Investment Plan for Base Case Scenario

ProjectName		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.PowerStations																
1.1hydro																
Ramu1 Rehab.	plus 30MW	0	16	27	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pauanda Rehab	plus 9MW	0	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YTOD Rehab.	plus 32MW	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baime	10MW	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ramu2	180MW	82	55	55	219	137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kaugel	84MW	0	0	0	0	0	33	41	66	25	0	0	0	0	0	0
Mongi/Bulum	116MW	0	0	0	0	0	0	150	100	100	399	250	0	0	0	0
Gower	54MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2Diesel																
Munum	30MW	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3NaturalGas																
Highland GT	20MW x 3	0	0	0	20	0	0	0	20	0	0	20	0	0	0	0
Natural Gas GT	15MW x 0															
1.4Biomass																
Markham Valley Biomass 1st	15MW x 1	12	12	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Power Generation Development Cost		144	105	124	250	137	33	191	185	124	399	270	0	0	0	0
2.Power System																
Lae area transmission system reinforcement		0	0	0	10	10	10	0	0	3	3	3	0	0	0	0
Madang area transmission system reinforcement		0	0	0	9	9	9	0	0	2	2	2	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Ramu2 development		0	6	31	31	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Mongi development		0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Gower development																
Transmission system reinforcement as Highland area development		0	48	48	48	0	10	30	30	20	0	0	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Munum development		2	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Markham development		0	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission system reinforcement as Baime development		0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Substation reinforcement in Highland area		0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reactive power compensation facility		0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	10	0	0	0	0
Total Power System Development Cost		2	56	81	98	48	55	30	30	34	14	24	0	0	0	0
GRAND TOTAL		146	160	205	348	186	88	220	215	158	414	294	0	0	0	0

Unit: million US Dollar

### 9.3 長期限界費用の分析

#### 9.3.1 料金設定の考え方

料金設定には多様な考え方があるが、その一つの指標である限界費用（MC）とは、供給費用曲線、すなわち、サービスの供給量とその供給に要した総費用の関係式の勾配のことである。さらに、長期限界費用（LRMC）では、固定費がなく、すべての費用が変動費となる。

LRMC が重要な料金設定方法のひとつである理由は<sup>1</sup>、

“経済理論によると、価格が、供給費用の限界値、すなわち与条件下で追加的一単位の供給に必要な追加的費用に等しい場合には、効率的な資源配分が実現する。”とされるからである。

#### 9.3.2 長期限界費用の推計

電力供給量（需要）と電力供給にかかる総費用を3つのシナリオについて求めたものを以下の図に示す。電力供給量は、発電電力量から送配電ロス差し引いたものとなる。また、電力供給コストとしては、以下の要素が含まれている；

- 発電所と電力システムの開発のための資本支出、
- 発電所の運転・維持管理費（固定費、燃料費を含む変動費）、送電設備の維持管理費、変電設備の維持管理費、電力供給にかかるラム系統内の事務的経費

一方、本社経費は含まれていない。

なお、長期限界費用の計算に当たり、原油価格に影響をうけるディーゼルおよびガスタービン発電変動費については、2016年の原油価格をバレルあたり50ドル、以降、実質年5%の上昇があるものと想定して、9.1節で述べた単価から各年の単価を調整した。

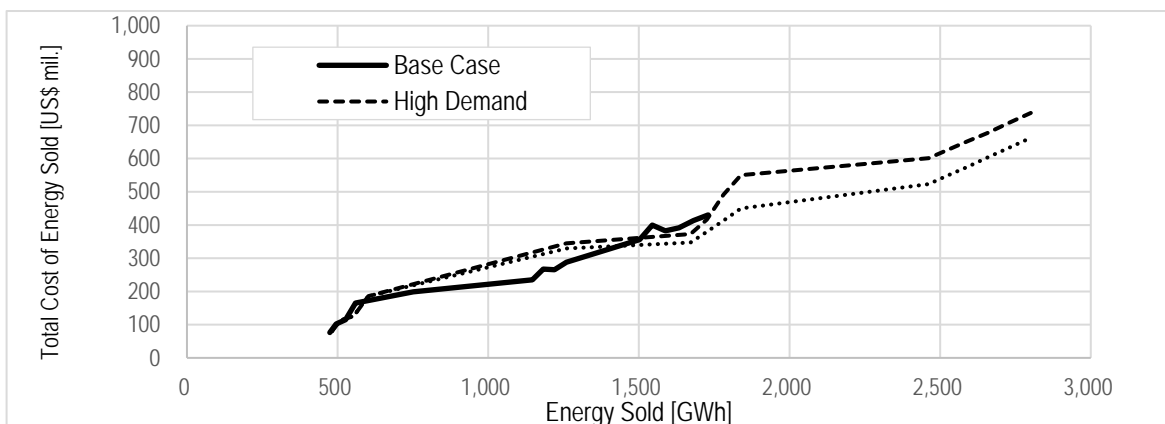


図 9-2 Energy Supplied and Total Cost of Energy Supply in Three Cases

<sup>1</sup> Financial Management and Analysis of Projects, July 2005, Asian Development Bank, edited and rearranged by the Study Team

上記の電力供給量と電力供給コストの関係を用いて、Base Case、High Demand、Alternative の3つのシナリオにおける LRMC を推計した。その結果は、以下のとおりとなった。

**表 9-4 Estimated LRMC for Three Power Development Scenario**

	unit	Scenario		
		Base Case	High Demand	Alternative
PV of Incremental Demand	GWh	611	1,133	1,133
PV of Incremental Cost	US\$ mil.	180	332	292
LRMC	US\$/kWh	0.295	0.293	0.257
	K/kWh	0.737	0.731	0.643

Note: PV= present value

### 9.3.3 料金設定にかかる議論

LRMC の推計結果は、kWh あたり 26 から 30 セント（64 から 74 トア）水準となった。単純に比較すると、現行（2014 年）の平均タリフをやや下回るレベルである。この水準で料金が設定された場合、周辺のアジア諸国と比較してかなり高い料金となる。その理由としては、急激に伸びる需要に対応するために、短期間に設備容量を拡大するための投資が集中していることが挙げられる。また、「パ」国における物価水準の高さや設備を行う地域のリモートさによるコスト高を反映している面もあろう。

ラム系統のみを対象に求めた LRMC を基準にしてタリフ設定の妥当性を議論することは難しい。そもそも LRMC は電力供給事業の収支バランスを確保するものではないため、現行の料金設定とは考え方が異なるものである。また今回のスタディでは、他の系統のコストは考慮されていないが、発電量において水力の比重が高いラム系統では、他の系統よりと比較し発電コストの要素が異なるはずである。特にディーゼル火力のみを電源とした地方部の系統と比較するとその差は大きくなる。ラム系統は、需要の密度が低い割に電力システムの規模が大きく、また需要において大口顧客（Special Category）の比重が高いという特徴もある。ERC により規定されている PPL の現行料金は基本的には国内共通料金制のもとでの full-cost recovery に近いものと考えられ、ラム系統の経済効率性に基づく LRMC との間には大きな格差が生まれうる。費用構造の違いにより、系統間の内部補助も発生していよう。

原油価格の設定も LRMC の値に影響している。ラム系統のコスト分析に使用した PPL の実績データは 2014 年のものであるが、2014 年の平均原油価格はバレルあたり 99 米ドルであった。上記の分析では、2016 年の原油価格を 50 ドルとし、毎年 5% ずつ上昇する想定をしている。ちょうど 2030 年に 99 ドルになる上昇率である。他方、実際の原油価格は、本報告書作成時点、2016 年 1 月には 30 ドルを割り込むほど下落しており、今後の予想が全く難しい状況となっている。需要が共通で供給サイドでは電源の水力／火力比が異なる High Demand と Alternative の二つのシナリオを比較してみると、発電にかかる変動費（主に燃料費による）

は Alternative シナリオのほうが高い。原油価格の想定を高い方向にシフトすると、LRMC は Alternative シナリオにおいてより大きな増加として現れる。

また、顧客種別による価格設定も論点の一つとなりうる。現在のタリフ表では、大口顧客の価格は他の 1/2 程度となっている。当然ながら、大口顧客への供給は高電圧で行われ、変電・配電のコストが省略されるため、より低い価格設定とすることは合理的である。しかし、検討した 3 つのシナリオいずれにおいても、発電・電力システムの投資費と OM 費で全供給コストの 9 割近くを占めている。地方の経済開発に資する特定の産業育成を目的とした料金設定と市場全体の効率的資源配分を目指す料金設定は、異なる経済政策的視点に基づいたものである。

